

**KÜTAHYA RÜZGAR KARAKTERİSTİĞİNİN
İSTATİSTİKSEL ANALİZİ VE ELEKTRİK
ÜRETİMİNE UYGULANABİLİRLİĞİ**

Mustafa Arif ÖZGÜR

DOKTORA TEZİ

Makina Mühendisliği Anabilim Dalı

Haziran 2006

**STATISTICAL ANALYSIS OF WIND
CHARACTERISTIC OF KÜTAHYA AND
ELECTRICITY PRODUCTION APPLICABILITY**

Mustafa Arif ÖZGÜR

Ph.D. Thesis

In Mechanical Engineering

June 2006

**KÜTAHYA RÜZGAR KARAKTERİSTİĞİNİN
İSTATİSTİKSEL ANALİZİ VE ELEKTRİK
ÜRETİMİNE UYGULANABİLİRLİĞİ**

Mustafa Arif ÖZGÜR

**Osmangazi Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Lisansüstü Yönetmeliği Uyarınca
Makina Mühendisliği Anabilim Dalı
Enerji-Termodinamik Bilim Dalında
DOKTORA TEZİ
Olarak Hazırlanmıştır.**

Danışman : Prof.Dr. Ramazan KÖSE (Dumlupınar Üniversitesi)

Haziran 2006

ÖZET

Toplumların kalkınmasında en önemli parametrelerden biri olan enerjinin; temiz, ekonomik, sürekli ve kesintisiz bir şekilde, güvenilir bir arz sistemi ile karşılanması tüm ülkelerin gündeminde olan bir konudur. Bu koşullar altında, çevreye karşı duyarlı ve sürdürülebilir enerji kaynaklarının kullanımına gereksinim vardır. Ancak birinci öncelik enerjide dışa bağımlılık oranını minimize etmek için yerel kaynakların kullanımı üzerindedir. Bu nedenle; ülkeler, fosil yakıtların tüketimini azaltacak, rüzgar, jeotermal, hidrolik, güneş, biyokütle ve dalga enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelecek enerji politikaları arayışına gitmektedirler. Bu kaynaklar içerisinde kullanım ve teknolojik bakımdan en hızlı gelişme ise rüzgar enerjisi dönüşüm sistemlerinde görülmektedir. Bu bakımdan ülkemiz için önemli bir potansiyel teşkil eden rüzgar enerjisinin artan ölçülerde kullanılması; enerji sorununun çözümüne, ülke ekonomisine ve çevre kirliliğinin azaltılmasına büyük ölçüde katkı sağlayabilir.

Bu çalışmada, alternatif ve temiz bir enerji kaynağı olarak bütün dünyada önem kazanan rüzgar enerjisinden yararlanma olanakları araştırılmıştır. Bu amaçla, Kütahya Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampus alanı içerisinde bulunan Bünelek Tepe, rüzgar ölçümü için uygun arazi olarak belirlenmiş ve bu bölgeye rüzgar ölçüm istasyonu kurulmuştur. Bölgeye kurulan istasyondan; Temmuz 2001-Haziran 2004 tarihleri arasında 36 ay boyunca rüzgar verileri, CallAlog 02 yazılımı vasıtasıyla alınmış ve alınan bu veriler çeşitli istatistiksel yöntemlerle değerlendirilmiştir. Alınan verilerin değerlendirilmesinde; Maksimum Olabilirlik Tahmini (MLE), En Küçük Kareler Yöntemi (LSM) ve Robust Asimetrik Dağılım Parametre Tahmini (RADPE) parametre kestirim tekniği olarak kullanılmıştır. Bu parametre kestirim teknikleri ile olasılık yoğunluk fonksiyonu olarak; Weibull, Lognormal ve Gamma dağılımları test edilmiştir. Alınan veriler ile yapılan testler neticesinde, RADPE parametre kestirim tekniği ve Lognormal olasılık yoğunluk fonksiyonunun seçilen bölge için daha iyi sonuçlar verdiği görülmeye karşın enerji hesaplamaları yapılırken, parametre kestirim tekniği olarak MLE ve olasılık yoğunluk fonksiyonu olarak Weibull dağılımı kullanılmıştır. Bunun nedeni, rüzgar enerjisi potansiyelinin hesaplanmasında kullanılan mevcut yazılımların,

farklı parametre kestirim teknikleri ve farklı olasılık yoğunluk fonksiyonları seçimine olanak vermemesidir.

Çalışmada, MLE parametre kestirim tekniği ve Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonuna göre ALWIN yazılımı ile bölgenin rüzgar enerji potansiyeli hesaplanmıştır. Yapılan hesaplamalarda; ölçümlerden elde edilen yıllık ortalama rüzgar hızı 4,80 m/s, Weibull ölçek parametresi (c) 5,36 m/s, şekil parametresi (k) 1,58 ve bölgenin güç yoğunluğu 53-61 W/m² olarak bulunmuştur. Bunun yanısıra rüzgar gözlem istasyonundan alınan veriler kullanılarak, 6 farklı rüzgar türbini imalatçısının 26 farklı modeldeki türbinlerinin katalog değerleri ile bölgeden üretilebilecek elektrik enerjisi ve kapasite faktörleri hesaplanmıştır.

Rüzgardan elektrik enerjisi üretimi için, bölgeden elde edilen rüzgar verilerine göre sahaya kurulması düşünülen rüzgar türbininin maliyet analizi yapılmıştır. Yapılan analizde, Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampusunün elektrik ihtiyacının karşılanması amacıyla belirlenen rüzgar türbini modeline göre enerji üretim maliyeti, öngörülen kabuller ile 8,02 USCent/kWh olarak hesaplanmış ve bu maliyete göre sistemin kendisini 17,55 yılda geri ödeyeceği belirlenmiştir.

Sonuç olarak; bölge rüzgar karakteristiğinin istatistiksel değerlendirilmesi ve yapılan maliyet analizi, bölgede rüzgar santralından elektrik enerjisi üretiminin mevcut teknolojiye göre şu an ekonomik olmadığını göstermektedir. Gelecekte ise; elektrik enerjisi alanında rüzgar enerjisi kaynaklarının kullanımını özendirecek teşvik uygulamaları, toplumsal fayda ön planda tutularak yapılacak yasal düzenlemeler, malzeme bilimindeki gelişmeler, rüzgar türbini ekipmanlarının teknolojik gelişimi ve seri üretimlerinden dolayı maliyetlerinin düşmesi sayesinde bölgede rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin mümkün olabileceği söylenebilir.

Anahtar Kelimeler: İstatistiksel Rüzgar Dağılımı, Kütahya, Maliyet Analizi, Rüzgar Enerjisi, Rüzgar Karakteristiği, Rüzgar Türbini.

SUMMARY

Energy need is a primary issue for all nations and energy is one of the most important parameters that shows the development of societies, in a sustainable, continuous and reliable way. In these stipulations, it is required to use sustainable and environment-friendly energy resources. However, the first priority should be given to the national resources to decrease the dependency on the foreign nations. Therefore, nations dwell upon the renewable energy resources such as wind, geothermal, solar, biomass, tidal energy and hydropower, to decrease the use of fossil fuels. The systems of wind energy conversion have the largest use and have a serious technological development amongst these sources. In this regard, the use of wind energy in an increasing amount will contribute to decreasing of air pollution and will be useful for the economy of Turkey.

In this study, the possibilities of benefiting from the wind energy, which has received a lot of attention all over the world as an alternative and clean energy source, have been investigated. For this purpose, an available area called Bunelek Hill has been chosen and a wind measurement station has been installed on this hill. The data has been taken for a period of 36 months between July 2001 and June 2004 from this station by means of CallAlog 02 software. This data has been evaluated with various statistical methods that are used as technique for estimating the parameters such as Maximum Likelihood Estimation (MLE), Least Square Methods (LSM) and Robust Asymmetric Distribution Parameter Estimation (RADPE). Using these techniques, Weibull, Lognormal and Gamma distributions as the density functions of the probability have been tested. As a result of these testes, the RADPE technique for estimating the parameters and Lognormal for the density function of the probability are the best solutions for the selected region. Although, RADPE and Lognormal are the best solutions, MLE technique and Weibull distribution function have been used for the calculations, since there is no possibility to evaluate the data with software to predict the wind energy potential using the other techniques and other distribution functions.

In this study, the wind potential of the region has been calculated with the ALWIN software that uses MLE technique and Weibull distribution. From these calculations, the average wind speed, Weibull scale parameter (c), shape parameter (k) and power density of the region have been determined to be 4,80 m/s, 5,36 m/s, 1,58 and 53-61 W/m², respectively. Additionally, the potential of electricity generation and capacity factors have been calculated using the data taken from the station for the values of 26 different turbine types of 6 different turbine producer.

The cost analysis has also been done using the data from the station for the case of installing a wind turbine in the region. In this analysis, It has been targeted to produce enough electricity to meet the electrical consumption of Dumlupinar University's Main Campus. Our research estimates a cost of 8,02 USCent/kWh for electricity generation has been determined. Hence, the system has a payback period of 17,55 years.

As a conclusion, the statistical evaluation of wind characteristics and cost analysis show that it is not economical to install a wind power plant in the region with the recent technologies. In the future, it is expected that the technologies of turbine equipments and material science will be improved; hence, the costs will be reduced depending on the multiple production. It is also expected that the use of wind energy sources will be encouraged and the legal regulations on this subject will be enforced by the government offices. Therefore, electricity generation will be available in the region for the future provided the above conditions are satisfied.

Keywords: Statistical Wind Distribution, Kutahya, Cost Analysis, Wind Energy, Wind Characteristic, Wind Turbine.

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım sırasında bana ışık tutan ve tez çalışmam boyunca ilgi ve desteğini esirgemeyen, kişiliğiyle kendime örnek edindiğim tez danışmanım Prof.Dr. Ramazan KÖSE'ye teşekkür ederim.

Çalışma safhalarının test bölümlerinde benden bilgi birikimlerini esirgemeyen Yrd.Doç.Dr. Özgür PEKER ve Yrd.Doç.Dr. Fikret ER'e teşekkürü bir borç bilirim.

Rüzgar ölçüm istasyonu kurulum safhalarında bulunan ve ölçümleri değerlendirme ve maliyet analizinde tecrübelerini benimle paylaşan DeWind Türkiye yetkilisi Chiristian Johannes'e teşekkür ederim.

Ayrıca çalışmalarımda, bana yardımları olan Osmangazi Üniversitesi Mühendislik Fakültesi'ndeki tüm hocalarıma ve Makina Mühendisliği Bölümü içerisinde sağladığı huzurlu çalışma ortamından dolayı bölüm başkanı Prof.Dr. Soner ALANYALI'ya teşekkürlerimi sunarım.

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

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	iv
SUMMARY	vi
TEŞEKKÜR	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ	xii
ÇİZELGELER DİZİNİ	xxiv
SİMGELER ve KISALTMALAR	xxviii
1. GİRİŞ	1
2. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI.....	8
2.1. Dünya Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli.....	8
2.2. Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli.....	9
2.3. İklim Değişikliği ve Kyoto Protokolü.....	16
3. RÜZGAR ENERJİSİ.....	20
3.1. Rüzgarın Oluşumu.....	20
3.1.1. Rüzgar türleri.....	21
3.1.2. Rüzgar hızının değişimini etkileyen faktörler.....	22
3.1.2.1. Yüzey pürüzlülük faktörü.....	23
3.1.2.2. Rüzgar hızının yükseklikle değişimi.....	27
3.2. Rüzgar Enerjisi Kullanımının Tarihsel Gelişimi.....	27
3.3. Rüzgar Enerjisinin Dünyadaki Durumu.....	29
3.4. Türkiye’deki Rüzgar Enerjisi Durumu.....	33
3.5. Rüzgar Enerjisi Hesaplamaları.....	41
3.6. Literatürdeki Çalışmalar.....	45
4. MATERYAL ve METOT.....	54

İÇİNDEKİLER (devam)

	<u>Sayfa</u>
4.1. Giriş.....	54
4.2. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonu.....	56
4.3. Ölçüm Ekipmanları.....	64
4.3.1. Veri kaydedici (Datalogger).....	64
4.3.2. Anemometre.....	65
4.3.3. Yön kontrol cihazı.....	67
4.3.4. Güneş pili (Solarcell).....	68
4.4. Yöntem.....	69
4.4.1. Rüzgar hız verileri için kullanılan teorik dağılımlar.....	70
4.4.1.1. Weibull dağılımı.....	70
4.4.1.2. Gamma dağılımı.....	76
4.4.1.3. Lognormal dağılım.....	78
4.4.2. Rüzgar hız verileri için uygun dağılımın belirlenmesinde kullanılan parametre kestirim teknikleri.....	80
4.4.2.1. Maksimum olabilirlik tahmini (MLE).....	80
4.4.2.2. En küçük kareler metodu (LSM).....	81
4.4.2.3. Robust asimetrik dağılım parametre kestirim tekniği (RADPE).....	83
5. BULGULAR ve DEĞERLENDİRME.....	86
5.1. İstatistiki Bulgular.....	86
5.1.1. Bünelek Tepe'den alınan rüzgar hız verileri için istatistiksel bulgular.....	87
5.1.1.1. Weibull dağılımı için belirlenen parametre kestirim tekniklerine göre istatistiksel bulgular.....	88
5.1.1.2. Lognormal dağılımı için belirlenen parametre kestirim tekniklerine göre istatistiksel bulgular.....	93
5.1.1.3. Gamma dağılımı için belirlenen parametre kestirim tekniklerine göre istatistiksel bulgular.....	98

İÇİNDEKİLER (devam)

	<u>Sayfa</u>
5.1.2. İstatistiksel kestirim sonuçları.....	102
5.2. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonundan Alınan Verilerin Enerji Amaçlı Değerlendirilmesi.....	109
6. BÜNELEK TEPE RÜZGAR ENERJİ SANTRALİNİN MALİYET ANALİZİ.....	132
6.1. Bünelek Tepe Rüzgar Türbini Elektrik Üretim Maliyetinin Hesaplanması.....	132
6.2. Bünelek Tepe’de Üretilen Elektrik Enerjisi Maliyetinin Toplumsal Maliyetlerle Karşılaştırılması.....	140
7. SONUÇLAR ve ÖNERİLER.....	143
7.1. Sonuçlar.....	143
7.2. Öneriler.....	148
Ek Açıklamalar-A.....	151
Ek Açıklamalar-B.....	154
Ek Açıklamalar-C.....	158
Ek Açıklamalar-D.....	191
Ek Açıklamalar-E.....	234
Ek Açıklamalar-F.....	239
Ek Açıklamalar-G.....	240
Ek Açıklamalar-H.....	242
KAYNAKLAR.....	250
ÖZGEÇMİŞ	

ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
2.1 Avrupa ve Türkiye 2020 yılı karbondioksit emisyon azaltımı projesiyonu.....	19
3.1 Pürüzlülük derecesi a) 0 olan bölge, b) 1 olan bölge, c) 2 olan bölge, d) 3 olan bölge.....	24
3.2 Arazi yapısına göre rüzgar hızının değişimi.....	25
3.3 Rüzgar türbini teknolojisi gelişimi.....	30
3.4 Dünya rüzgar enerjisi kurulu güç gelişimi.....	31
3.5 Dünyada rüzgar türbini ana üreticilerinin 1996-2000 yılları arası pazar payları.....	32
3.6 Türkiye rüzgar atlası.....	35
3.7 Türkiye'nin 1986-2005 yılları arası rüzgar enerjisi kurulu güç kapasitesi.....	39
4.1 Bir rüzgar ölçüm istasyonunda olması gereken ekipman konumları.....	55
4.2 Topcon Odyssey-e koordinat belirleme cihazı.....	57
4.3 Rüzgar ölçüm istasyonunun bulunduğu Bünelek Tepe bölgesi.....	59
4.4 Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunun bulunduğu arazi.....	60
4.5a Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonu montaj aşamaları.....	61
4.5b Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonu montaj aşamaları.....	62
4.6 Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonu.....	63
4.7 Ölçümde kullanılan veri kaydedici.....	64
4.8 Ölçümde kullanılan fincanlı (cup) tip anemometre.....	66
4.9 Ölçümde kullanılan yön kontrol cihazı.....	67
4.10 Ölçümde kullanılan güneş pili.....	68
4.11 Farklı şekil parametresi değerleri için Weibull dağılımı grafikleri.....	72
4.12 Farklı parametre değerleri için Gamma dağılımı grafikleri.....	77
4.13 Farklı ölçek parametresi değerleri için Lognormal dağılım grafikleri.....	79
5.1 Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	88
5.2 MLE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	89

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>		<u>Sayfa</u>
5.3	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	90
5.4	RADPE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	90
5.5	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	91
5.6	LSM tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	91
5.7	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	92
5.8	MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	92
5.9	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	94
5.10	MLE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	94
5.11	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	95
5.12	RADPE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	95
5.13	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	96
5.14	LSM tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	96
5.15	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	97
5.16	MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	97
5.17	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	99
5.18	MLE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	99
5.19	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	100
5.20	RADPE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	100
5.21	Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE ve RADPE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	101
5.22	MLE ve RADPE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	101

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
5.23 Weibull dağılımına göre rüzgar hızı frekans dağılımı.....	108
5.24 Ölçümlerden elde edilen ham dağılıma göre rüzgar hızı frekans dağılımı.....	108
5.25 Bünelek Tepe'nin topoğrafik haritası.....	109
5.26 Bünelek Tepe güç yoğunluğu haritası.....	110
5.27 Hız ve güç yoğunluğu dağılımı.....	111
5.28 Hız ve güç yoğunluğu dağılımının 36 aylık değerlendirmesi.....	112
5.29 Rüzgar hızı frekans dağılımı.....	115
5.30 Rüzgar hız dağılımlarının saatlik ve mevsimsel bazda analizi.....	115
5.31 Bünelek Tepe ortalama saatlik rüzgar hız dağılımı.....	117
5.32 Toplam veri için dakikalık rüzgar hızlarının esme oranları.....	117
5.33 Yönlere göre ortalama rüzgar hız dağılımı.....	118
5.34 Yönlere göre maksimum rüzgar hız dağılımı.....	119
5.35 Yönlere göre rüzgar frekans dağılımı.....	120
5.36 Tipik bir rüzgar türbinine ait güç eğrisi grafiği.....	121
5.37 ANBonus rüzgar türbinleri güç eğrileri.....	122
5.38 DeWind rüzgar türbinleri güç eğrileri.....	122
5.39 Enercon rüzgar türbinleri güç eğrileri.....	123
5.40 Neg-Micon rüzgar türbinleri güç eğrileri.....	123
5.41 Nordex rüzgar türbinleri güç eğrileri.....	124
5.42 Südwind rüzgar türbinleri güç eğrileri.....	124
5.43 ANBonus rüzgar türbinlerinin Weibull ve ölçülen rüzgar hızlarına göre güç dağılımı ve kapasite faktörü.....	126
5.44 DeWind rüzgar türbinlerinin Weibull ve ölçülen rüzgar hızlarına göre güç dağılımı ve kapasite faktörü.....	126
5.45 Enercon rüzgar türbinlerinin Weibull ve ölçülen rüzgar hızlarına göre güç dağılımı ve kapasite faktörü.....	127
5.46 Neg-Micon rüzgar türbinlerinin Weibull ve ölçülen rüzgar hızlarına göre güç dağılımı ve kapasite faktörü.....	127

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
5.47 Nordex rüzgar türbinlerinin Weibull ve ölçülen rüzgar hızlarına göre güç dağılımı ve kapasite faktörü.....	128
5.48 Südwind rüzgar türbinlerinin Weibull ve ölçülen rüzgar hızlarına göre güç dağılımı ve kapasite faktörü.....	128
5.49 DeWind D6 (1000 kW) rüzgar türbini zaman-güç yüzdesi grafiği.....	129
5.50 DeWind D4 (600 kW) rüzgar türbini zaman-güç yüzdesi grafiği.....	129
6.1 Maliyet analizi akış şeması.....	135
7.1 Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	144
7.2 MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	144
C.1 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	158
C.2 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	158
C.3 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	159
C.4 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	159
C.5 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	160
C.6 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi LSM tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	160
C.7 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	161
C.8 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	161
C.9 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	162

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
C.10 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	162
C.11 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	163
C.12 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	163
C.13 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	164
C.14 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi LSM tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	164
C.15 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	165
C.16 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	165
C.17 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	166
C.18 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	166
C.19 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	167
C.20 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	167
C.21 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	168
C.22 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	168
C.23 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	169
C.24 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	169

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
C.25 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	170
C.26 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	170
C.27 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	171
C.28 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi LSM tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	171
C.29 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	172
C.30 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	172
C.31 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	173
C.32 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	173
C.33 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	174
C.34 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	174
C.35 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	175
C.36 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi LSM tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	175
C.37 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	176
C.38 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	176

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
C.39 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	177
C.40 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	177
C.41 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	178
C.42 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	178
C.43 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	179
C.44 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	179
C.45 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	180
C.46 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	180
C.47 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	181
C.48 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	181
C.49 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	182
C.50 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi LSM tahmin yöntemine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	182
C.51 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Weibull dağılım eğrisi.....	183
C.52 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Weibull dağılımı için uyum grafiği.....	183

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
C.53 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	184
C.54 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	184
C.55 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	185
C.56 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	185
C.57 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi Rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile LSM tahmin yöntemine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	186
C.58 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi LSM tahmin yöntemine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	186
C.59 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Lognormal dağılım eğrisi.....	187
C.60 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Lognormal dağılımı için uyum grafiği.....	187
C.61 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	188
C.62 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi MLE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	188
C.63 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi tüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile RADPE tahmin yöntemine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	189
C.64 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi RADPE tahmin yöntemine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	189
C.65 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar hız verilerinin frekans dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre teorik Gamma dağılım eğrisi.....	190
C.66 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi MLE, RADPE ve LSM tahmin yöntemlerine göre Gamma dağılımı için uyum grafiği.....	190
D.1 Temmuz 2001 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	191

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
D.2 Temmuz 2001 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	191
D.3. Ağustos 2001 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	192
D.4. Ağustos 2001 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	192
D.5 Eylül 2001 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	193
D.6 Eylül 2001 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	193
D.7 Ekim 2001 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	194
D.8 Ekim 2001 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	194
D.9 Kasım 2001 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	195
D.10 Kasım 2001 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	195
D.11 Aralık 2001 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	196
D.12 Aralık 2001 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	196
D.13 Ocak 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	197
D.14 Ocak 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	197
D.15 Şubat 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	198
D.16 Şubat 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	198
D.17 Mart 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	199
D.18 Mart 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	199
D.19 Nisan 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	200
D.20 Nisan 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	200
D.21 Mayıs 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	201
D.22 Mayıs 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	201
D.23 Haziran 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	202
D.24 Haziran 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	202
D.25 Temmuz 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	203
D.26 Temmuz 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	203
D.27 Ağustos 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	204
D.28 Ağustos 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	204
D.29 Eylül 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	205

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
D.30 Eylül 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	205
D.31 Ekim 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	206
D.32 Ekim 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	206
D.33 Kasım 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	207
D.34 Kasım 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	207
D.35 Aralık 2002 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	208
D.36 Aralık 2002 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	208
D.37 Ocak 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	209
D.38 Ocak 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	209
D.39 Şubat 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	210
D.40 Şubat 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	210
D.41 Mart 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	211
D.42 Mart 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	211
D.43 Nisan 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	212
D.44 Nisan 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	212
D.45 Mayıs 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	213
D.46 Mayıs 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	213
D.47 Haziran 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	214
D.48 Haziran 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	214
D.49 Temmuz 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	215
D.50 Temmuz 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	215
D.51 Ağustos 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	216
D.52 Ağustos 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	216
D.53 Eylül 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	217
D.54 Eylül 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	217
D.55 Ekim 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	218
D.56 Ekim 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	218
D.57 Kasım 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	219

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>	<u>Sayfa</u>
D.58 Kasım 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	219
D.59 Aralık 2003 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	220
D.60 Aralık 2003 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	220
D.61 Ocak 2004 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	221
D.62 Ocak 2004 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	221
D.63 Şubat 2004 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	222
D.64 Şubat 2004 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	222
D.65 Mart 2004 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	223
D.66 Mart 2004 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	223
D.67 Nisan 2004 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	224
D.68 Nisan 2004 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	224
D.69 Mayıs 2004 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	225
D.70 Mayıs 2004 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	225
D.71 Haziran-2004 rüzgar yönü frekans dağılımı.....	226
D.72 Haziran 2004 yönsel rüzgar hız dağılımları.....	226
D.73 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar yönü frekans dağılımı.....	227
D.74 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi yönsel rüzgar hız dağılımları.....	227
D.75 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar yönü frekans dağılımı.....	228
D.76 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi yönsel rüzgar hız dağılımları.....	228
D.77 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar yönü frekans dağılımı.....	229
D.78 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi yönsel rüzgar hız dağılımları.....	229
D.79 Sonbahar için rüzgar yönü frekans dağılımı.....	230
D.80 Sonbahar için yönsel rüzgar hız dağılımları.....	230
D.81 Kış için rüzgar yönü frekans dağılımı.....	231
D.82 Kış için yönsel rüzgar hız dağılımları.....	231
D.83 İlkbahar için rüzgar yönü frekans dağılımı.....	232
D.84 İlkbahar için yönsel rüzgar hız dağılımları.....	232
D.85 Yaz için rüzgar yönü frekans dağılımı.....	233

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Sekil</u>		<u>Sayfa</u>
D.86	Yaz için yönsel rüzgar hız dağılımları.....	233

ÇİZELGELER DİZİNİ

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
1.1 Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı (orijinal birimler).....	2
1.2 Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı (%).....	2
1.3 Türkiye'de yıllara göre yerli ve ithal kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı.....	3
1.4 Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişimi.....	4
1.5 Kaynaklara göre Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonu (GWh).....	5
1.6 Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonunun kaynaklara göre payları (%).....	5
2.1 2004 yılı sonu itibariyle dünya yenilenebilir enerji kaynakları üretim kapasitesi (GW).....	8
2.2 Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyeli.....	10
2.3 Türkiye biyokütle enerji potansiyeli.....	11
2.4 Türkiye'nin aylık ortalama güneş enerjisi potansiyeli.....	13
2.5 Dünya ve Türkiye hidroelektrik potansiyeli.....	14
2.6 Elektrik üretimine elverişli jeotermal sahalar.....	15
2.7 Kyoto protokolünde yer alan Ek I ve Ek II ülkeleri.....	17
3.1 Rüzgarların sınıflandırılması.....	21
3.2 Beaufort rüzgar ölçeği.....	23
3.3 Yüzey yapılarına göre pürüzlülük uzunluğu ve sınıfları.....	26
3.4 Ocak 2006 itibariyle dünya rüzgar kurulu gücü.....	31
3.5 Rüzgar gücü 12 senaryosu 2020 yılı projeksiyonu.....	33
3.6 Bölgelere göre ortalama rüzgar gücü yoğunluğu ve hızları.....	34
3.7 EİEİ rüzgar gözlem istasyonlarında ölçülen aylara göre ortalama rüzgar hızları.....	36
3.8 Türkiye'nin kurulu rüzgar gücü.....	38
4.1 Topcon Odyssey-E koordinat belirleme cihazının teknik özellikleri....	58

ÇİZELGELER DİZİNİ (devam)

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
4.2 Ölçümde kullanılan veri kaydediciye ait teknik veriler.....	65
4.3 Ölçümde kullanılan anemometre'ye ait teknik veriler.....	66
4.4 Ölçümde kullanılan yön kontrol cihazına ait teknik veriler.....	67
4.5 Ölçümde kullanılan güneş piline ait teknik veriler.....	68
5.1 Parametre kestirim tekniklerine göre olasılık yoğunluk fonksiyonu parametreleri.....	102
5.2 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi kaydedilen rüzgar hız verileri.....	104
5.3 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi kaydedilen rüzgar hız verileri.....	105
5.4 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi kaydedilen rüzgar hız verileri.....	106
5.5 Temmuz 2001-Haziran 2004 dönemi 36 aylık kaydedilen rüzgar hız verileri.....	107
5.6 Aylık rüzgar karakteristikleri.....	112
5.7 Yıllık ve genel rüzgar parametreleri.....	114
5.8 Yıllık mevsimsel ortalama rüzgar hızları.....	116
5.9 Yönlere göre rüzgar dağılımları.....	119
5.10 Bazı ülkelerdeki ve rüzgar çiftliklerindeki ortalama kapasite faktörleri.....	131
6.1 Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampus Aralık 2003-Kasım 2004 bir yıllık elektrik enerji ihtiyacı.....	133
6.2 DeWind rüzgar türbinlerinin maliyet analizi özetleri.....	137
6.3 DeWind D6 (1000 kW) rüzgar türbini maliyet analizi genel bilgileri..	138
6.4 DeWind D6 (1000 kW) rüzgar enerji santrali yatırımının geri dönüş özeti.....	139
6.5 Enerji kaynaklarının birim enerji maliyeti.....	141
6.6 Toplumsal maliyet birim değerleri.....	141
6.7 Enerji üretim maliyetleri ve toplumsal maliyetlerin toplamı.....	141
7.1 Bünelek Tepe rüzgar hızı istatistiksel analiz sonuçları.....	145

ÇİZELGELER DİZİNİ (devam)

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
7.2 DeWind rüzgar türbinlerinden üretilebilecek güç ve enerji oranları.....	147
7.3 DeWind D6 (1000 kW) rüzgar enerji santralı maliyet analizi özet.....	148
A. Türkiye’de kurulmak istenen fizibilite raporları tamamlanmış RES’ler.....	151
D.1 Temmuz 2001 rüzgar yön verileri.....	191
D.2 Ağustos 2001 rüzgar yön verileri.....	192
D.3 Eylül 2001 rüzgar yön verileri.....	193
D.4 Ekim 2001 rüzgar yön verileri.....	194
D.5 Kasım 2001 rüzgar yön verileri.....	195
D.6 Aralık 2001 rüzgar yön verileri.....	196
D.7 Ocak 2002 rüzgar yön verileri.....	197
D.8 Şubat 2002 rüzgar yön verileri.....	198
D.9 Mart 2002 rüzgar yön verileri.....	199
D.10 Nisan 2002 rüzgar yön verileri.....	200
D.11 Mayıs 2002 rüzgar yön verileri.....	201
D.12 Haziran 2002 rüzgar yön verileri.....	202
D.13 Temmuz 2002 rüzgar yön verileri.....	203
D.14 Ağustos 2002 rüzgar yön verileri.....	204
D.15 Eylül 2002 rüzgar yön verileri.....	205
D.16 Ekim 2002 rüzgar yön verileri.....	206
D.17 Kasım 2002 rüzgar yön verileri.....	207
D.18 Aralık 2002 rüzgar yön verileri.....	208
D.19 Ocak 2003 rüzgar yön verileri.....	209
D.20 Şubat 2003 rüzgar yön verileri.....	210
D.21 Mart 2003 rüzgar yön verileri.....	211
D.22 Nisan 2003 rüzgar yön verileri.....	212
D.23 Mayıs 2003 rüzgar yön verileri.....	213
D.24 Haziran 2003 rüzgar yön verileri.....	214

ÇİZELGELER DİZİNİ (devam)

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
D.25 Temmuz 2003 rüzgar yön verileri.....	215
D.26 Ağustos 2003 rüzgar yön verileri.....	216
D.27 Eylül 2003 rüzgar yön verileri.....	217
D.28 Ekim 2003 rüzgar yön verileri.....	218
D.29 Kasım 2003 rüzgar yön verileri.....	219
D.30 Aralık 2003 rüzgar yön verileri.....	220
D.31 Ocak 2004 rüzgar yön verileri.....	221
D.32 Şubat 2004 rüzgar yön verileri.....	222
D.33 Mart 2004 rüzgar yön verileri.....	223
D.34 Nisan 2004 rüzgar yön verileri.....	224
D.35 Mayıs 2004 rüzgar yön verileri.....	225
D.36 Haziran 2004 rüzgar yön verileri.....	226
D.37 Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi rüzgar yön verileri.....	227
D.38 Temmuz 2002-Haziran 2003 dönemi rüzgar yön verileri.....	228
D.39 Temmuz 2003-Haziran 2004 dönemi rüzgar yön verileri.....	229
D.40 Sonbahar için rüzgar yön verileri.....	230
D.41 Kış için rüzgar yön verileri.....	231
D.42 İlkbahar için rüzgar yön verileri.....	232
D.43 Yaz için rüzgar yön verileri.....	233
E.1 AnBonus rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri.....	234
E.2 DeWind rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri.....	235
E.3 Enercon rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri.....	235
E.4 Neg-Micon rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri.....	236
E.5 Nordex rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri.....	237
E.6 Súdwind rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri.....	238

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

<u>Simgeler</u>	<u>Açıklamalar</u>
A_F	Kullanılabilirlik faktörü
A	Alan (m^2)
C_F	Kapasite faktörü
C_n	Her bir yıl için elektrik üretim maliyeti (USCent/kWh)
d	Gün
E_{aex}	Yıllık ortalama rüzgar enerjisi (kWh/m^2 yıl)
E_{dex}	Elde edilebilir ortalama günlük rüzgar enerjisi (kWh/m^2 gün)
E_j	Ortalama günlük rüzgar enerjisi (kWh/m^2 gün)
E_k	Kinetik enerji (Joule)
E_m	Aylık rüzgar enerjisi (Wh/m^2 ay)
E_{mex}	Elde edilebilir ortalama aylık rüzgar enerjisi (kWh/m^2 ay)
E_{TA}	Bir türbinden elde edilen gerçek rüzgar enerjisi (kWh)
E_{TR}	Üretilen nominal rüzgar enerjisi (kWh)
E_{TW}	Bir türbinden elde edilen rüzgar enerjisi (kWh)
$E\ddot{U}_i$	Yıllık enerji üretimi (MWh)
F	Frekans
F_n	n. yıldaki fayda
$f(v)$	Olasılık yoğunluk fonksiyonu
$F(v)$	Kümülatif dağılım fonksiyonu
GÖS	Geri ödeme süresi (yıl)
h_1, h_2	Yükseklik (m)
I	Türbülans faktörü
M_n	n. yıldaki yatırım
n	Yıl
$NE\ddot{U}_n$	Yıllık net enerji üretimi (MWh/yıl)
NNA_n	Yıllık net nakit akışı (US\$)
P	Güç (W)

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ (devam)

Simgeler

P_{ext}	Elde edilebilir maksimum enerji (kWh/m ²)
T	Zaman periyodu
TPG_n	Yıllık toplam proje girdisi (US\$)
TY	Toplam Yatırım (\$)
V	Rüzgar hızı (m/s)
V_{maxE}	Maksimum rüzgar enerjisini taşıyan rüzgar hızı (m/s)
V_{max}	Maksimum rüzgar hızı (m/s)
V_{ort}	Ortalama rüzgar hızı (m/s)
V_r	Ölçüm alınan yükseklikteki hız (m/s)
V_z	z yüksekliğindeki hız (m/s)
YF	Yıllık Fayda (\$/yıl)
z	V_z hızının ölçüldüğü yükseklik (m)
z_r	Ölçüm alınan yükseklik (m)
z_0	Pürüzlülük uzunluğu (m)
ρ	Yoğunluk (kg/m ³)

Kisaltmalar

Açıklamalar

AB	Avrupa Birliği
ARES	Alaçatı Rüzgar Enerji Santrali
Ar-Ge	Araştırma-Geliştirme
DC	Doğru Akım
DMİ	Devlet Meteoroloji İşleri
DSİ	Devlet Su İşleri
EİEİ	Elektrik İşleri Etüd İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EWEA	European Wind Energy Agency (Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği)

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ (devam)

<u>Kısaltmalar</u>	<u>Açıklamalar</u>
GIS	Geographical Information System (Coğrafik Bilgi Sistemi)
GMLM	Graphical Maximum Likelihood Method (Grafiksel Maksimum Olabilirlik Metodu)
GPS	Geographical Position System (Coğrafik Konum Sistemi)
LSM	Least Squares Method (En Küçük Kareler Metodu)
MLE	Maximum Likelihood Estimation (Maksimum Olabilirlik Tahmini)
MMLM	Modified Maximum Likelihood Method (Düzeltilmiş Maksimum Olabilirlik Metodu)
MOM	Method of Moments (Momentler Tekniği)
Mtep	Milyon ton eşdeğer petrol
NBD	Net Bugünkü Değer
RADPE	Robust Asymmetric Distribution Parameter Estimation (Robust Asimetrik Dağılım Parametre Kestirimi)
RES	Rüzgar Enerji Santrali
RGİ	Rüzgar Gözlem İstasyonu
TAEK	Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TDM	Toplam Diğer Maliyetler
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEG	Toplam Ekipman Giderleri
TFM	Toplam Finansal Maliyetler
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YGD	Yatırımın Geri Dönüşü
YİD	Yap-İşlet-Devret
WA ^S P	Wind Atlas Analysis and Application Programme (Rüzgar Atlası Analiz ve Uygulama Programı)
WMO	World Meteorology Organisation (Dünya Meteoroloji Örgütü)

1. GİRİŞ

Çağımızın en önemli sorunlarının başında; doğal enerji kaynaklarının, verimli ve çevreyi kirlilemeyecek bir şekilde kullanılması gelmektedir. İnsanlığın gerek bugünü, gerekse yarınları için vazgeçemeyeceği iki faktör olan enerji ve çevrenin birbirleri ile çelişmesi, enerji üretimi ve tüketimi arttıkça çevre kirliliğinin de artması, her iki konunun birlikte ele alınarak sorunların çözülmesini zorunlu kılmaktadır. Enerji kaynaklarını; rezervler, coğrafi dağılım, üretim oranları, fiyatlandırmada kararlılık, ticari durumları, kaynak güvenilirliği, çevresel etkileşim gibi faktörler açısından irdelemek gereklidir. Bu koşullar altında acilen, sürdürülebilir ve çevre açısından temiz enerji kaynaklarının kullanımına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu açıdan ülkemiz için önemli bir potansiyel teşkil eden yenilenebilir enerji kaynaklarının artan ölçülerde kullanılması ülke ekonomisine ve çevre kirliliğinin azaltılmasına önemli bir katkı sağlayabilir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi, teknolojisi hızla gelişen ve yaygınlaşan bir enerji kaynağı olarak ön plana çıkmaktadır. Rüzgar enerjisi sistemleri; sıfır emisyonu olan, ham madde sıkıntısı olmayan, sürekli ve sonsuz bir enerji kaynağıdır. Türkiye açısından kıyı şeritleri, dağ-vadi yapıları gibi coğrafi özellikler gözönünde tutulacak olursa, rüzgar enerjisinin önemli bir potansiyele sahip olduğu anlaşılmaktadır.

Türkiye, yaklaşık 70 milyon nüfusu ve %1,7'lik büyüme oranı ile Avrupa ülkeleri arasında ilk sırada yer almaktadır. Artan nüfus ve ekonomik hareketlilik gibi faktörler nedeniyle enerji talebi de artan Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı Çizelge 1.1'de, bu kaynakların paylara göre dağılımları da Çizelge 1.2'de verilmiştir (ETKB, 2006). Çizelge 1.2 incelendiğinde, 1990'da toplam genel enerji arzında % 6,16 paya sahip olan doğalgazın 2005 yılına gelindiğinde % 24,07 pay ile toplam arzın yaklaşık dörtte birini oluşturduğu görülmektedir. Buna karşın 1990-2005 yılları arasında; rüzgar, jeotermal ve hidrolik gibi yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimlerinde bu zaman dilimi içerisinde ciddi bir büyümenin olmadığı, aksine odun, hayvan ve bitki artıkları (biyokütle) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarında bir düşüş yaşandığı anlaşılmaktadır.

Çizelge 1.3'den görülebileceği gibi, 1990-2005 yılları arasında toplam yerli üretimin genel enerji arzındaki payı düşerken, ithal edilen enerji hızlı bir şekilde artmıştır. 1990 yılında genel enerji arzındaki yerli-ithal oranı yaklaşık %50 olurken 2005 yılı sonuna gelindiğinde, enerji talebinin ancak %28,82'si yerli kaynaklardan karşılanabilmektedir. Bir başka ifadeyle, ülkemiz yeni bir yıla tükettiği enerjinin yarısından fazlasını (%71,17) ithal ederek girmektedir (ETKB, 2006).

Çizelge 1.3. Türkiye’de Yıllara Göre Yerli ve İthal Kaynaklardan Yapılan Genel Enerji Arzının Paylara Göre Dağılımı (ETKB, 2006)

Kaynaklar	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Toplam Enerji Arzı (Bin Tep)	52.987	63.679	81.251	75.952	78.711	83.970	87.819	93.302
Yerli Üretimin Toplam Arzdaki Payı (%)	48,09	41,95	33,06	33,14	31,42	28,55	27,79	28,82
İthal Edilen Enerjinin Toplam Arzdaki Payı (%)	51,91	58,05	66,94	66,86	68,58	71,45	72,21	71,18

Genel enerji arzında büyük oranda dışa bağımlı olan Türkiye’nin, özellikle 1985 yılından sonra doğalgaz güç çevrim santrallerinin sisteme girmesi ile, elektrik üretiminde kullandığı kaynaklarda ithalat oranı her geçen gün artmaktadır. Ülkemizde 2005 yılı sonu itibariyle toplam elektrik üretimi 161.504,8 GWh’e ulaşmış olup, Çizelge 1.4’den görüleceği üzere, 2005 yılı sonuna gelindiğinde toplam 38.819,9 MW kurulu gücün %66,6’sını termik, %33,2’sini hidrolik ve yaklaşık %0,1’ini jeotermal ile rüzgar santralleri oluşturmaktadır (DİE, 2006; TEİAŞ, 2006a; RESSİAD, 2006). Buradan da anlaşılabileceği gibi ülkemizde, rüzgar, jeotermal ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları kendine özgü enerji dönüşüm sistemleri ve teknolojiler gerektirdiğinden yeterli ilgiyi görmemektedir.

Çizelge 1.4. Türkiye Kurulu Güç ve Elektrik Üretiminin Yıllar İtibariyle Gelişimi
(DİE, 2006; TEİAŞ, 2006a)

KURULU GÜÇ (MW)					ÜRETİM (GWh)			
Yıllar	Termik	Hidrolik	Jeotermal+ Rüzgar	Toplam	Termik	Hidrolik	Jeotermal+ Rüzgar	Toplam
1970	1509,5	725,4	-	2234,9	5590,2	3032,8	-	8623,0
1975	2407,0	1779,6	-	4186,6	9719,2	5903,6	-	15.622,8
1980	2987,9	2130,8	-	5118,7	11.927,2	11.348,2	-	23.275,4
1984	4569,3	3874,8	20,4	8464,5	17.165,1	13.426,3	22,1	30.613,5
1985	5229,3	3874,8	20,4	9124,5	22.168,0	12.044,9	6,0	34.218,9
1990	9535,8	6764,3	20,4	16.320,5	34.314,9	23.148,0	80,1	57.543,0
1995	11.074,0	9862,8	20,4	20.957,2	50.620,5	35.540,9	86,0	86.247,4
2000	16.052,5	11.175,2	39,3	27.267,0	93.934,2	30.878,5	108,9	124.921,6
2001	16.623,1	11.672,9	39,3	28.335,3	98.562,8	24.009,9	152,0	122.724,7
2002	19.568,5	12.240,9	39,3	31.848,7	95.563,1	33.683,8	152,6	129.399,5
2003	22.974,4	12.578,7	40,5	35.593,6	105.101,0	35.329,5	150,0	140.580,5
2004	24.144,7	12.645,4	40,5	36.830,6	103.518,6	46.034,8	148,1	149.608,3
2005	25.873,4	12.906,0	40,5	38.819,9	121.787,5	39.572,0	145,3	161.504,8

Çizelge 1.5 ve Çizelge 1.6’da verilen Türkiye Elektrik İletim A.Ş.’nin (TEİAŞ), 2006-2020 yılları için hazırladığı elektrik enerjisi projeksiyonunda “yüksek senaryoya” göre, doğalgaz kullanımı, 2006 yılı için 79.355 GWh ile % 45’lik dilimle en büyük paya sahip olmasına karşın rüzgar güç santrallerinin elektrik enerjisi üretimindeki payı %1,36 olmaktadır. Elektrik enerjisi üretiminde yıllık % 8 büyümenin hedeflendiği senaryoda, 2020 yılında doğalgazın % 33,38, rüzgarın ise %1,68 payının olacağı öngörülmektedir (TEİAŞ, 2006b). Yine aynı senaryoya göre, 2012 yılından itibaren enerji üretim çeşitleri içerisinde yer alması düşünülen nükleer enerji santrallerinin; 2012, 2014 ve 2015 yıllarında sırasıyla; 10.527 GWh, 21.012 GWh ve 31.579 GWh elektrik enerjisi üretimine katkı sağlaması beklenmektedir. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK), tarafından nükleer enerji santral kurulumu için belirlenen yedi bölge; Beyşehir-Seydişehir (Konya), Nallıhan-Beypazarı, Akçakoca-Ereğli, Sinop (Karadeniz kıyı çizgisi), Akkuyu (Mersin), İğneada (Kırklareli), Kırıkkale-Nevşehir (Kızılırmak hattı boyunca) olup inceleme halen devam etmektedir (TEİAŞ, 2006b).

Çizelge 1.5. Kaynaklara Göre Türkiye Elektrik Enerjisi Projeksiyonu (GWh)
(TEİAŞ, 2006b)

Yıllar	Linyit	Taş Kömürü	Fuel Oil + Motorin	Doğalgaz	İthal Kömür	Rüzgar	Hidrolik	Nükleer	İthalat	İhracat	Toplam
2006	26.157	1802	8873	79.355	7937	2402	49.874	0	0	0	176.400
2007	49.986	1042	260	72.040	9954	3841	53.579	0	0	0	190.702
2008	51.117	1627	2055	82.654	9975	4192	54.779	0	0	0	206.399
2009	54.171	1667	5741	92.461	9978	4541	54.941	0	0	0	223.500
2010	54.328	1691	6949	106.789	9980	4890	57.393	0	0	0	242.020
2011	61.056	1672	6610	116.863	9981	5238	60.580	0	0	0	262.000
2012	64.120	1634	6392	119.227	9978	5587	66.035	10.527	0	0	283.500
2013	70.737	1609	6792	128.364	9978	5938	72.154	10.527	0	0	306.099
2014	76.310	1591	6665	130.446	9975	6287	77.974	21.052	0	0	330.300
2015	82.867	1613	6856	134.200	9970	6636	82.479	31.579	0	0	356.200
2016	89.400	1555	5510	140.778	9956	6985	87.486	31.579	9750	0	383.001
2017	97.010	1549	5882	145.134	13.163	7334	92.799	31.579	16.250	0	410.700
2018	106.932	1548	6015	151.739	19.553	7684	98.300	31.579	16.250	0	439.600
2019	113.555	2296	6172	161.398	25.968	8033	104.249	31.579	16.250	0	469.500
2020	117.980	3561	6317	166.738	38.774	8382	109.909	31.579	16.250	0	499.490

Çizelge 1.6. Türkiye Elektrik Enerjisi Projeksiyonunun Kaynaklara Göre Payları (%)
(TEİAŞ, 2006b)

Yıllar	Linyit	Taş Kömürü	Fuel Oil+Motorin	Doğalgaz	İthal Kömür	Rüzgar	Hidrolik	Nükleer	İthalat	İhracat	Toplam (%)
2006	14,83	1,02	5,03	44,99	4,50	1,36	28,27	0	0	0	100
2007	26,20	0,55	0,14	37,78	5,22	2,01	28,10	0	0	0	100
2008	24,77	0,79	1,00	40,05	4,83	2,03	26,53	0	0	0	100
2009	24,24	0,75	2,57	41,37	4,46	2,03	24,58	0	0	0	100
2010	22,46	0,70	2,87	44,12	4,12	2,02	23,71	0	0	0	100
2011	23,30	0,64	2,52	44,60	3,81	2,00	23,13	0	0	0	100
2012	22,62	0,58	2,25	42,06	3,52	1,97	23,29	3,71	0	0	100
2013	23,10	0,53	2,22	41,94	3,26	1,94	23,57	3,44	0	0	100
2014	23,11	0,48	2,02	39,49	3,02	1,90	23,61	6,37	0	0	100
2015	23,26	0,45	1,92	37,68	2,80	1,86	23,16	8,87	0	0	100
2016	23,33	0,41	1,44	36,76	2,60	1,82	22,84	8,25	2,55	0	100
2017	23,61	0,38	1,43	35,33	3,21	1,79	22,60	7,69	3,96	0	100
2018	24,32	0,35	1,37	34,52	4,45	1,75	22,36	7,18	3,70	0	100
2019	24,19	0,49	1,31	34,38	5,53	1,71	22,20	6,73	3,46	0	100
2020	23,63	0,71	1,26	33,39	7,76	1,68	22,00	6,32	3,25	0	100

Ocak 2006'da yaşanan Türkiye ile Rusya arasındaki doğalgaz krizi ve ardından Türkiye'ye günde 20 milyon m³ doğalgaz vermesi gereken İran'ın, teknik arıza gerekçesiyle, bu miktarı 6 milyon m³'e düşürmesi, enerjide dışa bağımlı olan Türkiye'yi yeni bir durum değerlendirmesine itmiştir. Doğalgaz ithalinde yaklaşık % 90'lık bir pay ile Rusya ve İran'a bağlı olan Türkiye, 2005 yılı sonu itibariyle aldığı toplam 27.167 milyon m³'lük doğalgaz ve sıvılaştırılmış doğalgazın (LNG), 17.826 milyon m³'ünü yani % 65,6'sını Rusya'dan sağlamıştır. Alınan doğalgazın 15.435 milyon m³'ü elektrik sektöründe, 5843 milyon m³'ü konut sektöründe, 4993 milyon m³'ü sanayi sektöründe ve 594 milyon m³'ü gübre sektöründe kullanılmıştır (BOTAS, 2006). Rakamlardan da görüleceği üzere muhtemel bir doğalgaz kesintisi, elektrik darboğazının yanı sıra, sanayi ve konutlarda da ciddi bir üretim ve ısınma sorununa neden olacaktır. Nitekim 21-26 Ocak 2006 tarihleri arasında bir sanayi şehri olan Kocaeli'de yaklaşık 25 büyük işletmenin doğalgaz akışı kesilmiştir. Bundan dolayı elektrik ihtiyacının ve genel enerji arzının karşılanmasında, orta ve uzun vadeli gelecek enerji projeksiyonları hazırlanırken, dışa bağımlılığı azaltacak ve kaynak çeşitliliği sağlayacak politikaların izlenmesi gerekmektedir. Yani enerji güvenirliliğinin, ulusal güvenlik kavramı ile ayrılmaz bir bütünsellik içinde değerlendirilmesi gereklidir. Bunun için, elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanmasında, öncelikle kömür ve su potansiyelinin iyi değerlendirilmesinin yanı sıra rüzgar, jeotermal ve güneş gibi yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı yaygınlaştırılmalıdır. Rüzgar enerjisi; jeotermal, güneş, biyokütle ve deniz enerjileri gibi yenilenebilir enerji kaynakları arasında elektrik enerjisi üretimi konusunda en fazla ümit veren enerji kaynağıdır (Özgür vd., 2003). Ülkemizde bu potansiyelin değerlendirilmesi için Avrupa'da olduğu gibi, rüzgar enerjisi desteklenmeli, gerekirse diğer yakıtlara sağlanan teşvikler kaldırılarak, rüzgar enerjisi tesisi öncelikli olarak ele alınmalı, uzun vadeli hedefler ve stratejiler konularak, teşvik edilmelidir.

Bu çalışmada; Kütahya-Kızılbaş Mevkii Bünelek Tepede Temmuz 2001-Haziran 2004 tarihleri arasında 36 ay boyunca rüzgar verilerine ait hız ve yön bilgileri alınmıştır. Bu amaçla Türkiye Rüzgar Atlası çalışmalarına bir katkı sağlanması hedeflenmiş, ayrıca Kütahya bölgesinde rüzgar enerjisinin elektrik üretimine uygulanabilirliği irdelenmiştir.

Bölüm 2’de; dünyadaki ve Türkiye’deki yenilenebilir enerji kaynaklarına değinilip, seragazi emisyonlarına karşı yapılan küresel mücadele incelenmiş, Bölüm 3’de; rüzgarın oluşumu, dünyadaki ve Türkiye’deki durumu, rüzgar enerji hesaplama yöntemlerine değinilerek, literatür taraması yapılmış, Bölüm 4’de; belirlenen bölgede kurulan, rüzgar ölçüm istasyonunun konumu ve teknik özellikleri açıklanmış, Bölüm 5’de; bölgeden alınan rüzgar verilerinin teorik dağılım ve parametre kestirim teknikleri belirlenip istatistiksel analizleri yapılmış ve buna göre ortalama hız, yön ve enerji potansiyelleri değerlendirilmiş, Bölüm 6’da ise; bölgeye rüzgar türbini kurulması durumunda, bölgeden elde edilen rüzgar verilerine göre, sistemin maliyet analizi yapılmıştır.

2. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

2.1. Dünya Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli

Yenilenebilir enerji kaynakları; dünya atmosferindeki fosil kökenli yakıtların neden olduğu sera etkisi ve çevre bilincinin gelişmesi yanında, fosil yakıtların tükenecek olması ve enerji güvenliğinin sağlanması gibi kaygılarla tüm dünyada giderek artan bir ilgi ile karşılanmakta ve enerji ihtiyacının giderilmesinde önemli bir kaynak olarak görülmektedir. Çizelge 2.1’de dünya çapında her geçen gün kullanım alanları artan yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim kapasiteleri verilmiştir. Buna göre, elektrik üretim amaçlı olarak en yüksek üretim kapasitesine 2004 yılı sonu itibariyle 61 GW ile küçük hidroelektrik santraller sahip olurken, bunu 48 GW ile rüzgar enerjisi santralleri takip etmektedir (REN21, 2006). Buradan da anlaşılabileceği gibi yenilenebilir enerji kaynakları arasında elektrik üretimi konusunda en fazla ümit veren enerji kaynağı, rüzgar enerjisidir.

Çizelge 2.1. 2004 Yılı Sonu İtibariyle Dünya Yenilenebilir Enerji Kaynakları Üretim Kapasitesi (GW) (REN21, 2006)

GÜÇ ÜRETİMİ	2003 Yılı Sonu	2003-2004 Arası Eklenen	2004 Yılı Sonu	Büyüme Oranı (%)	Toplam Kapasiteye Oranı (%)
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
Toplam Yenilenebilir Güç Kapasitesi	148,04	13,56	161,6	9,15	100

Çizelge 2.1’den 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. 2003-2004 yılları arasında en büyük büyüme oranı % 53,84 ile şebekeye bağlı güneş-fotovoltaik santrallerinde olurken, bunu % 20,3 ile rüzgar santralleri takip etmektedir. 2004 yılı sonu itibariyle dünya kurulu gücünün 3800 GW olduğu gözönüne alınırsa, toplam yenilenebilir güç kapasitesi dünya güç kapasitesinin yaklaşık % 4’ünü oluşturmaktadır. Gelişmekte olan ülkelerle beraber Çin, dünyadaki mevcut 161,6 GW’lık yenilenebilir kapasitenin, % 43,5 pay ile 70 GW’lık kısmına sahiptir. Avrupa birliği 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 (REN21, 2006; Worldwatch Institute, 2006).

2.2. Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli

Sürdürülebilir gelişimin sağlanabilmesi için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı kaçınılmaz hale gelmiştir. Bu amaçla; Dünya Bankası Türkiye’ye yenilenebilir enerjinin kullanımını teşvik amacıyla Mart 2004’de 200 Milyon\$ tahsis etmiştir (TEİAŞ, 2006c).

Türkiye’de, hemen her türlü enerji kaynağı mevcut olmakla birlikte, linyit ve hidrolik enerji dışındaki kaynaklar ihtiyaca cevap verebilecek düzeyde olmayıp enerji ihtiyacının yarısından fazlası ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Buradan da anlaşılabileceği gibi ülkemizde, rüzgar, jeotermal ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları kendine özgü enerji dönüşüm sistemleri ve teknolojiler gerektirdiğinden yeterli ilgiyi görememektedir.

Bütün bunlara karşın Türkiye, Çizelge 2.2’den görüleceği üzere yenilenebilir enerji kaynakları bakımından Avrupa’daki birçok ülkeye nazaran oldukça iyi bir konumda bulunmaktadır.

Çizelge 2.2. Türkiye’nin Yenilenebilir Enerji Potansiyeli (Özdamar et al., 2004)

Yenilenebilir Enerji Kaynağı	Kullanım Şekli	Doğal Potansiyel	Teknik Potansiyel	Ekonomik Potansiyel
Güneş Enerjisi	Elektrik Enerjisi (TWh/yıl)	977.000	6105	305
	Isı (Mtep/yıl)	80.000	500	25
Hidrolik Enerji	Elektrik Enerjisi (TWh/yıl)	433	216	127,4
Rüzgar Enerjisi Karasal Deniz	Elektrik Enerjisi (TWh/yıl)	400	110	50
	Elektrik Enerjisi (TWh/yıl)	-	180	-
Dalga Enerjisi	Elektrik Enerjisi (TWh/yıl)	150	18	-
Jeotermal Enerji	Elektrik Enerjisi (TWh/yıl)	-	-	1,4
	Isı Enerjisi (Mtep/yıl)	31.500	7500	2843
Biyokütle Enerji	Yakıt (Klasik) (Mtep/yıl)	30	10	7
	Yakıt (Modern) (Mtep/yıl)	90	40	25

• Biyokütle enerjisi

Türkiye’de klasik biyokütle enerjisinin teknik potansiyeli 10 Mtep/yıl ve kullanılabilir potansiyeli 7 Mtep/yıl’dır. Genelde ticari karakterde olmayan klasik biyokütle yerine modern biyokütlenin kullanılması uygun olup, modern biyokütle teknik potansiyeli 40 Mtep/yıl, kullanılabilir potansiyeli 25 Mtep/yıl düzeyindedir. Türkiye’de hububat bitkileri başta olmak üzere çeşitli bitkilerden elde edilen bitkisel atığın kuru bazda hesaplanan toplam miktarı 55-70 milyon ton olmakla birlikte, elektrik santralleri dahil olmak üzere, çeşitli yerlerde kullanılabilecek biyokütle yakıt miktarı 37-48 milyon ton düzeyinde olup, Çizelge 2.3’den görüleceği üzere elde edilebilecek enerji 653-839 PJ/yıl (14-19 Mtep/yıl) düzeyindedir (TEİAŞ, 2006c).

Türkiye’de hayvanlardan elde edilebilecek atık miktarı 10,8 milyon ton kuru madde/yıl olup, 1 ton hayvan gübresinden sağlanacak biyogaz 200 m³ ve biyogazın alt ısı değeri 22,7 MJ/kg olduğundan, biyogaz potansiyeli 49 PJ/yıl (1117 Btep/yıl) kadardır. Türkiye’nin çöp toplamı 21 milyon ton/yıl düzeyindedir. Çöplerin ortalama alt ısı değeri 15 MJ/kg kabul edildiğinde çöpten sağlanacak enerji potansiyeli 315 PJ (7150 Btep/yıl) olmaktadır. Ülkemizde odun ve tezek biçiminde klasik biyokütle kullanımı mevcut ise de, henüz enerji ormanları ve enerji tarımı ürünlerinin özel tekniklerle değerlendirilmesine ilişkin modern biyokütle kullanımı yoktur (TEİAŞ, 2006c; Balat, 2005).

Çizelge 2.3. Türkiye Biyokütle Enerji Potansiyeli (TEİAŞ, 2006c)

	Bitkisel Atık	Hayvansal Atık	Çöp
Miktar (Milyon ton/yıl)	37-48	10,8	21
Alt Isıl Değer (MJ/kg)	17,5	22,7	15
Sağlanacak Enerji (PJ/yıl)	653-839	49	315

- **Deniz enerjileri**

Deniz kökenli yenilenebilir enerjiler; deniz dalga enerjisi, deniz sıcaklık farkı enerjisi, deniz akıntıları enerjisi (boğazlarda) ve gel-git (med-cezir) enerjisidir. Ancak Türkiye’de gel-git enerjisi olanağı yoktur. Ülkemiz için sözkonusu enerji grubu içerisinde deniz dalga enerjisi ve boğazlarda deniz akıntıları enerjileri mevcuttur. Türkiye kıyılarının beşte birinden yararlanılarak sağlanabilecek dalga enerjisi teknik potansiyeli 9000 MW güç ve 18 TWh/yıl enerji düzeyindedir (TEİAŞ, 2005c).

- **Güneş enerjisi**

Türkiye'nin konumu itibariyle güneş enerjisi doğal potansiyeli zengin sayılabilecek düzeydedir. Türkiye'de güneş enerjisinin en yaygın kullanımı sıcak su ısıtma sistemleri ile gerçekleşmektedir. Türkiye'de kurulu güneş kollektörü miktarı 2001 yılı itibariyle yaklaşık 7,5 milyon m² olup, çoğu Akdeniz ve Ege Bölgelerinde kullanılmakta olan bu sistemlerden yılda yaklaşık 290 Bin Tep ısı enerjisi üretilmektedir. Ancak ülkemizin zengin güneş enerjisi potansiyeli dikkate alındığında, diğer bölgelerde de kullanımının artması mümkün görülmektedir. Güneş enerjisinden elektrik üretimi genelde güneş pilleri ve güneş kollektörleriyle gerçekleşmekte olup güneş pillerinin maliyeti çok yüksek olduğundan günümüzde ekonomik olarak kullanılabilir değildirler (EİEİ, 2006). Ülkemizde Orman Bakanlığı orman gözetleme kuleleri, Türk Telekom aktarma istasyonu, Karayolları imdat telefonları, EİE demonstrasyon uygulamaları ve çeşitli araştırma kurumlarında ve çoğunluğu şebekeden bağımsız sistem olmak üzere yaklaşık 300 kW kadar güneş pili kurulu gücü olduğu bilinmektedir.

Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğündeki 1966-1982 yılları güneşlenme süresi ve ışıınım verilerinden yararlanılarak EİEİ tarafından yapılan çalışmada; Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi Çizelge 2.4'den görüleceği üzere 2640 saat, ortalama toplam ışıınım şiddeti 1311 kWh/m²yıl olarak tespit edilmiştir. Yapılan teknik hesaplar, Çizelge 2.2'den görüleceği üzere güneş enerjisi teknik potansiyelinin 6105 TWh/yıl olduğunu ortaya koymaktadır. Ancak bu teknik potansiyel değerinin %5'i olan 305 TWh/yıl, ekonomik elektrik üretim potansiyeli olarak ifade edilebilmektedir.

Çizelge 2.4. Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli (EİEİ, 2006)

Aylar	Aylık Toplam Güneşlenme Süresi		Güneşlenme Süresi (saat/ay)
	(kcal/cm ² ay)	(kWh/m ² ay)	
Ocak	4,45	51,75	103
Şubat	5,44	63,27	115
Mart	8,31	96,65	165
Nisan	10,51	122,23	197
Mayıs	13,23	153,86	273
Haziran	14,51	168,75	325
Temmuz	15,08	175,38	365
Ağustos	13,62	158,40	343
Eylül	10,60	123,28	280
Ekim	7,73	89,90	214
Kasım	5,23	60,82	157
Aralık	4,03	46,87	103
Toplam	112,74 (kcal/cm²yıl)	1311(kWh/m²yıl)	2640 (saat/yıl)
Ortalama	308,0 cal/cm²gün	3,6 kWh/m²gün	7,2 saat/gün

- **Hidroelektrik enerji**

Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynakları arasında en önemli potansiyele sahip olan hidroelektrik enerji, DSİ tarafından inşa edilerek işletmeye alınmış 544 ve diğer kuruluşlarca yapılan 11 büyük barajdan üretilmektedir. Özel sektörcü yapımı planlanan hidroelektrik santral projelerinin önümüzdeki yıllarda devreye girmesi ve gereken yağışların mevsim normallerinde seyretmesi halinde, ülkemizde hidroelektrik enerji oldukça önemli bir kaynak olmaya devam edecektir. Çizelge 2.5'den görüldüğü gibi, ülkemizin yıllık brüt hidroelektrik enerji potansiyeli 433 milyar kWh mertebesinde olup teknik yönden değerlendirilebilir potansiyel 216 milyar kWh civarındadır (Eroğlu, 2003).

Çizelge 2.5. Dünya ve Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli (Eroğlu, 2003)

	Brüt HES Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik HES Potansiyeli (GWh/yıl)	Ekonomik HES Potansiyeli (GWh/yıl)
Dünya	40.150.000	14.060.000	8.905.000
Avrupa	3.150.000	1.225.000	796.150
Türkiye	433.000	216.000	127.381

Türkiye'nin enerji üretiminde kullanılabilecek 26 adet ana akarsu havzasından 12'si üzerinde EİEİ tarafından çalışmalar yürütülmekte olup geri kalan 14 havzadaki çalışmaların ise önümüzdeki yıllarda aşamalı olarak tamamlanması planlanmıştır. Türkiye'nin 2005 yılı mevcut enerji üretiminin % 24,5'ni sağlayan hidroelektrik santraller (HES), dünyadaki HES'lerle mukayese edildiğinde, Atatürk HES'i 2400 MW kurulu gücü ile 23. sırada, Karakaya HES'i 1800 MW kurulu gücü ile 37. sırada yer almaktadır (DSİ, 2006).

- **Jeotermal enerji**

Jeotermal enerjinin kullanımı sıvı ve buhar ağırlıklı hidrotermal dolaşıma dayanmaktadır. Jeotermal enerjinin kullanımı çok eski tarihlere dayanmasına rağmen, elektrik üretimi amaçlı kullanımı ilk olarak 1904 yılında gerçekleşmiş ve bugün 24 ülkenin jeotermal kaynaklı elektrik üretimi 8912 MW'a ulaşmıştır (Bertani, 2005). Jeotermal enerji potansiyeli ile dünyanın ilk yedi ülkesi arasında yer alan Türkiye ise, dünya sıralamasında 20,4 MW_e'lik kurulu, 12-15 MW_e işletim gücü ve 105 GWh'lik yıllık enerji üretimi ile son sıralarda yer almaktadır. Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü tarafından 1962 yılından beri yapılan çalışmada; Türkiye'de, ağırlıklı olarak Ege bölgesi, Kuzey Batı Anadolu ve Orta Anadolu'da 170 adet jeotermal saha belirlenmiştir. Ancak bu sahaların sadece % 7'si yüksek entalpili olup, elektrik üretimine elverişlidir. Çizelge 2.6'dan da görülebileceği gibi Türkiye'de, Rankine ve

püskürtmeli çevrimlerle elektrik üretimine uygun, yüksek entalpili 11 adet jeotermal saha bulunmaktadır (Akkuş et, al., 2005). Bu jeotermal sahalara kurulacak santraller ile 2010 yılında 500 MW_e, 2020 yılında 1000 MW_e jeotermal elektrik üretimi hedeflenmiş olmasına rağmen uygulamalar bu hedeften çok uzaktır (Mertoğlu, 2005).

Çizelge 2.6. Elektrik Üretimine Elverişli Jeotermal Sahalar

Saha	Sıcaklık (°C)	Potansiyel (MW _e)
Denizli-Kızıldere	242	120
Aydın-Germencik-Ömerbeyli	232	150
Manisa-Salihli-Göbekli	182	30
Çanakkale-Tuzla	174	50
Aydın-Salavatlı	171	50
Kütahya-Simav	162	30
İzmir-Seferihisar	153	10
Manisa-Salihli-Caferbey	150	30
Aydın-Yılmazköy	142	20
İzmir-Balçova	136	10
İzmir-Dikili	130	10
Toplam		510

Türkiye'nin jeotermal brüt teorik ısı potansiyeli 31.500 MW_t, teknik ısı potansiyeli 7500 MW_t ve kullanılabilir ısı potansiyeli de 2843 MW_t'tır. Kanıtlanmış jeotermal elektrik teknik potansiyeli 500 MW_e, kullanılabilir elektrik potansiyeli 350 MW_e civarındadır. Kullanılabilir potansiyelle yapılabilecek elektrik üretimi ise 1400 GWh/yıl düzeyindedir (Köse, 2005; Köse vd., 2005; TEİAŞ, 2006c).

• Rüzgar enerjisi

Ülkemizde rüzgar enerjisi ölçümleri iklim amaçlı olarak DMİ Genel Müdürlüğü tarafından yapılmaktadır. Ancak bu ölçümler, ölçüm istasyonlarının yerleşim

birimlerinin içinde kalması nedeniyle gerçek enerji değerini vermekten uzaktır. Bu nedenle, rüzgar potansiyeli önemli görülen ve rüzgar santralı kurulması düşünülen bölgelerde, EİEİ 1990 yılından itibaren rüzgar hızlarını ve yönlerini ölçmektedir. Yapılan ölçümler sonucunda, Türkiye'nin özellikle Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz kıyı bölgelerinin zengin rüzgar potansiyeline sahip olduğu belirlenmiş ve EİEİ ile DMI tarafından yapılan Türkiye Rüzgar Atlasında, Türkiye'nin teknik potansiyeli yaklaşık 88 GW olarak tespit edilmiştir (Dündar, vd., 2002). Oğulata (2003), ise yaptığı çalışmada, Türkiye teknik rüzgar potansiyelini 83 GW olarak belirtmektedir. Türkiye'de ilk rüzgar enerji santralı Şubat 1998'de 1,5 MW kurulu gücüyle işletmeye alınmış, 2005 yılı sonu itibariyle toplam kurulu güç 20,1 MW değerine ulaşmıştır. İstenilen artış sağlanamamasına rağmen Çizelge 1.6'da verilen TEİAŞ'ın hazırladığı, enerji üretim projeksiyonu senaryosuna göre, rüzgar enerjisinin, 2010 yılında toplam enerji üretimindeki payının 4890 GWh ile % 2,02 olacağı öngörülmektedir (TEİAŞ, 2006d). Bugüne kadar; rüzgar enerjisinden yararlanamamanın temel nedenleri; yüksek yatırım giderleri ve ülkedeki rüzgar karakteristiği üzerine bilgi eksikliğidir. Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyeli Bölüm 3'de detaylı bir şekilde ele alınmıştır.

2.3. İklim Değişikliği ve Kyoto Protokolü

İnsan-çevre ilişkilerinde ortaya çıkan çevre sorunlarının temeline bakıldığında, bu sorunların insanın çevresini kendi çıkarlarına uygun bir konuma dönüştürmesinden kaynaklandığı görülmektedir. Günümüzde bu dönüşüm sürecinin sebep olduğu en büyük çevresel sorun, iklim değişikliği olarak görülmektedir. Küresel ısınmanın meydana gelmesi, deniz seviyelerinin yükselmesi ve büyük çaplı sel ve kasırga gibi doğal felaketlerin yaşanması doğrudan doğruya iklim değişikliği ile ilişkilendirilmektedir.

İnsan kaynaklı sera gazlarının, küresel ısınma ve buna bağlı olarak da iklim değişikliği üzerindeki etkilerini en aza indirebilmek amacıyla uluslararası alanda gerçekleştirilen ilk çaba Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (İDÇS)'dir. Haziran 1992'de Rio'da düzenlenen Birleşmiş Milletler Çevre ve Kalkınma

Konferansı'nda imzaya açılan ve 21 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe giren İDÇS'nin amacı; atmosferdeki seragazı birikimlerini, insanın iklim sistemi üzerindeki tehlikeli etkilerini önleyecek bir düzeyde tutmaktır (Türkeş, 2003). Genel itibariyle İDÇS; küresel iklim sisteminin korunması ve seragazı emisyonlarını azaltmaya yönelik ilkeleri, eylem stratejilerini ve yükümlülükleri düzenleyen bir sözleşme niteliği taşımaktadır (Ulueren, 2001). Sözleşme iki eke sahip olup, Çizelge 2.7'de verilen 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 (DPT, 2006b).

Çizelge 2.7. Kyoto Protokolünde Yer Alan Ek I ve Ek II Ülkeleri (DPT, 2006b)

Ek I Ülkeleri = Ek II Ülkeleri + Pazar Ekonomisine Geçiş Sürecindeki Ülkeler		
Ek II Ülkeleri		Pazar Ekonomisine Geçiş Sürecindeki Ülkeler
Avustralya	Lüksemburg	Bulgaristan
Avusturya	Monako	Hırvatistan
Kanada	Hollanda	Çek Cumhuriyeti
Danimarka	Yeni Zelanda	Estonya
Avrupa Topluluğu	Norveç	Macaristan
Finlandiya	Portekiz	Litvanya
Fransa	İspanya	Letonya
Almanya	İsveç	Polonya
Yunanistan	İsviçre	Romanya
İzlanda	İngiltere	Rusya Federasyonu
İrlanda	Belçika	Slovakya
İtalya	ABD	Slovenya
Japonya	<i>Türkiye (Çıkarıldı)</i>	Ukrayna
Liechtenstein		Belarus

Türkiye her ne kadar sözleşmenin eklerinde gelişmiş ülkeler arasına alınmış olsa da özellikle enerji ilişkili CO₂ emisyonlarını 2000 yılına kadar 1990 yılı düzeyinde

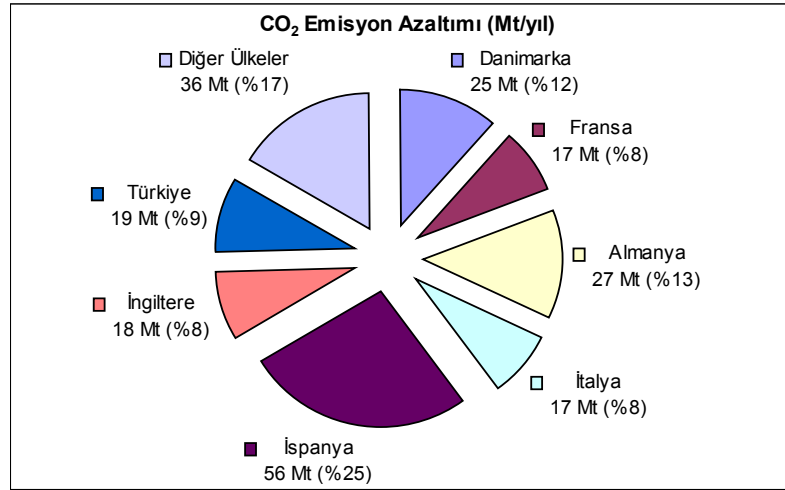
durdurma yükümlülüğünü yerine getiremeyeceği için sözleşmeye taraf olmamıştır. Türkiye'nin itirazları üzerine 2001 yılında özel şartları tanınarak Ek II listesinden ismi çıkarılmıştır. Bundan dolayı, 1992'de kabul edilen ve 188 ülke ile AB'nin taraf olduğu İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne 24 Mayıs 2004 tarihinde Türkiye'de taraf olmuştur.

Kyoto Protokolü'nün yürürlüğe girmesi için, 1990 yılındaki toplam CO₂ emisyonun en az %55'inden sorumlu, aralarında Ek I ülkelerinin de bulunduğu en az 55 ülkenin bu protokolü imzalaması şart koşulmuştur (Türkeş, 2003). Rusya'nın 2004 sonunda Kyoto protokolünü imzalamasıyla CO₂ emisyonundan sorumlu Ek I ülkeleri oranının %44,2'den %55'e yükselmesi ile protokolün hayata geçirilmesi için gerekli minimum şart sağlanarak, protokol, uzun çalışmalar ve yoğun müzakereler sonunda 16.02.2005 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

Kyoto protokolünde belirtilen hedeflerin yerine getirilebilmesi ve enerji arzında dışa bağımlığın azaltılması gibi sebepler nedeniyle yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının önemi her geçen gün artmaktadır. Kullanımı ve teknolojisi en hızlı gelişen yenilenebilir enerji kaynağı ise rüzgar enerjisidir. Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin en önemli çevresel yararlarından birisi, atmosfere CO₂ emisyonu vermemesidir. Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği'nin (EWEA) hazırladığı Rüzgar Gücü 12 senaryosu ve rüzgar enerjisi raporunda; rüzgar gücünden elektrik üretiminin belirtilen hedeflerde tutturulması durumunda, 2006 yılında 105,2 milyon ton/yıl olan CO₂ azaltımının, 2020 yılına gelindiğinde yaklaşık 18 kat artarak 1832 milyon ton/yıl olması 2020 yılındaki kümülatif CO₂ azaltımının ise 10.574,9 milyon ton olması öngörülmektedir (EWEA, 2006a).

EWEA'nın hazırladığı Rüzgar Enerjisi raporuna göre; 2020 yılında, rüzgar enerjisinden elektrik üretimi ile Avrupa ülkeleri ve Türkiye'de toplam 215 milyon ton CO₂ azaltımı sağlanırken, Şekil 2.1'de verildiği gibi, Türkiye 19 milyon ton ile bu azaltımın % 9'una sahip olacaktır. Hazırlanan projeksiyona göre, Avrupa ülkeleri

arasında 2020 yılında en yüksek CO₂ azaltımını 56 milyon ton ile İspanya'nın sağlayacağı öngörülmüştür (Euroelectric, 2002).



Şekil 2.1. Avrupa ve Türkiye 2020 Yılı Karbondioksit Emisyon Azaltımı Projeksiyonu (Euroelectric, 2002)

Geleneksel kaynaklarla enerji kullanımının küresel ve yerel düzeyde sebep olduğu çevresel etkilerin ve bunların küresel ısınma ile ilişkisinin açıkça görülmesi, neredeyse sıfır emisyonlara sahip yenilenebilir enerji kaynakların çevresel açıdan oldukça önemli bir konuma gelmesine yol açmıştır. Sürdürülebilir kalkınmanın temelindeki, kaynakları koruma ve süreklilik ile çevre etkilerini en aza indirme fikri de bu konumu güçlendirmektedir. Bu bağlamda, yenilenebilir enerji kaynakların sürdürülebilirlik kapsamında sağlayacağı başlıca yararlar; yenilenebilir enerji teknolojilerinin diğer enerji kaynakları ile karşılaştırıldığında temiz olması ve kirlilik emisyonları oluşturmaması, ithale dayalı diğer fosil yakıtlara karşı temin güvenliği avantajı ve yakıt maliyeti içermemesi, kırsal alanda oluşturduğu iş ve altyapı olanakları ile sosyo-ekonomik gelişmeye katkı sağlaması olarak özetlenebilir. Belirtilen bu kriterlere göre, Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarından, en çok uygulama alanı bulabilecek enerji kaynağı olarak, rüzgar enerjisi ön plana çıkmaktadır.

3. RÜZGAR ENERJİSİ

3.1. Rüzgarın Oluşumu

Kara, deniz ve havaküre (atmosfer) farklı özgül ısılara sahip olduklarından, güneşten alınan enerji sonrasında farklı sıcaklıklara sahip olurlar. Sıcaklık dağılımı, coğrafik ve çevresel koşullara bağlıdır. Yer kürede ortaya çıkan sıcaklık ve buna bağlı basınç farklılıkları, rüzgarın oluşmasına neden olmaktadır (Petersen et al., 1998). Güneşten gelen enerjinin yaklaşık % 2'lik kısmı rüzgar enerjisine, önemli bir bölümü de bitkiler tarafından biyokütle enerjisine dönüştürülmektedir (Goswami et al., 1999). Yüksek basınç alanlarından alçak basınç alanlarına doğru hareket eden hava, “rüzgar” olarak isimlendirilmektedir. Yeryüzünde oluşan hava kütlesi hareketleri, yerkürenin hareketinden kaynaklanan “Coriolis” kuvveti ve yeryüzü ile akışkan hava kütlesi arasındaki sürtünme kuvvetinden etkilenirler (Petersen et al., 1998; Yerebakan, 2001).

Hava kütleleri, ekvatorda ısınarak yukarıya (atmosferin daha yukarı katmanlarına) doğru hareket ederler. Belli bir yükseklikten sonra, kuzeye ve güneye doğru hareketlerine devam ederler. Her iki kürede 30^0 enlemlerde “Coriolis Kuvveti” hava kütlesinin daha yüksek enlemlere hareketini önleyerek kuzeye ve güneye sapmasına neden olur. Hareket halindeki hava kütlesi, dünyanın dönüşünden dolayı kuzey yarım kürede sağa (saat yönünde), güney yarım kürede ise sola (saat yönüne ters) sapar. Sapmaya neden olan kuvvete Coriolis kuvveti denmekte olup bu şekilde oluşan rüzgara da “jeostrofik rüzgar” denir.

Aslında jeostrofik rüzgar, basınç gradyanı ve Coriolis kuvvet arasındaki dengeden oluşan ve yer yüzeyi ile etkileşmeyen kuramsal bir rüzgardır. Bu rüzgar eş basınç eğrilerine paraleldir. Gerçekte, Coriolis kuvvet bir kuvvet olmayıp dünyadaki belli bir yerdeki hava parselinin yatay olarak hareketine bir bakış açısı sağlar. Basınç gradyanları arasındaki akış, rüzgarın asıl hareket kuvvetidir (Petersen et al., 1998).

3.1.1. Rüzgar türleri

Rüzgarın topoğrafya ile ilişkisi çok önemlidir. Öyle ki; dağ rüzgarı, vadi rüzgarı, kara ve deniz meltemleri, föhn rüzgarları gibi rüzgarlar topoğrafik etkilerle meydana gelirler. Rüzgarlar, Çizelge 3.1’de verildiği gibi; sürekliliklerine göre bütün yıl boyunca esen sürekli rüzgarlar ve belli zamanlarda esen; kasırga, tornada ve girdaplar gibi süreksiz rüzgarlar olarak iki grupta sınıflandırılmıştır.

Çizelge 3.1. Rüzgarların Sınıflandırılması

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

Alizeler, her mevsim kuzey ve güney yarımkürede 30° enlem üzerinde bulunan yüksek basınç kuşağından ekvator üzerindeki alçak basınç kuşağına doğru eserler. Kontralize rüzgarlar ise, atmosferin yüksekliklerinde alize rüzgarlarının tersi yönünde eserler ve ekvatorundan uzaklaşacak şekilde hareket ederler. Meltem rüzgarları, karaların denizlerden ve dağların vadilerden daha çabuk ısınıp soğuması nedeniyle, üzerinde bulunan hava kütlelerini etkilemesi sonucu oluşurlar. Gündüzleri; denizlerden çabuk ısınan karalara doğru deniz meltemleri, geceleri de, çabuk soğuyan karalardan, denizlere doğru kara meltemleri eser. Hareket halindeki bir hava kütlelerinin, yüksekçe bir dağa çarparak her metrede 0,5 °C soğuyarak yükselmesi, daha sonra da dağın bir yamacına her 100 m’de 1°C ısınarak inmesi hareketine föhn adı verilir (Jacobson, 1999).

3.1.2. Rüzgar hızının değişimini etkileyen faktörler

Rüzgar hızı devamlı olarak değişkenlik gösterir. Bu bağlamda, kapsadığı enerji de her zaman değişmektedir. Değişimin büyüklüğü tam olarak hava ve yerel yüzey şartları ile mevcut engellere bağlıdır. Rüzgar türbin rotorunun ataleti ile bir çok hızlı değişim kompanze edilebilmesine rağmen, rüzgar türbininden alınan enerji rüzgar değişimiyle önemli ölçüde farklılık göstermektedir.

Özellikle fırtınalarda hızını ve yönünü değiştiren ani rüzgarlarla karşılaşilmektedir. Çok engebeli ve pürüzlü bölge yüzeylerinin olduğu alanlar ve binalar gibi engellerin arkasında bunlara benzer ortamlarda rüzgar türbülansları oluşur. Bunlar genellikle hortumlar veya anaförler şeklinde çok düzensiz rüzgar akımlarıdır. Türbülans, bir rüzgar türbini için, verimliliği olumsuz etkileyen parametrelerin başında gelmektedir. Buna ilaveten rüzgar türbini üzerindeki zararları arttırır. Rüzgar türbinlerinin kuleleri, yer seviyesine yakın rüzgarlardan kaynaklanan türbülanslardan sakınmak için yeterli yükseklikte inşaa edilmektedir.

Rüzgar, hız ve yön olmak üzere iki değişkenle ölçülür. Hızdaki ani dalgalanma veya değişiklikler “hamle” olarak adlandırılmakta olup, gerçekte rüzgarın hızı, yönü ve hamlesi en iyi şekilde anemometre, yön kontrol cihazı gibi hassas aletlerle ölçülmektedir. Aletlerle ölçmenin olanaksız olduğu durumlarda rüzgar, tahminsel de ölçülür. Tahminsel rüzgar ölçümünde, Çizelge 3.2’de verilen Beaufort ölçeği kullanılır.

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 sakınmak yararlıdır (Karadeli, 2001).

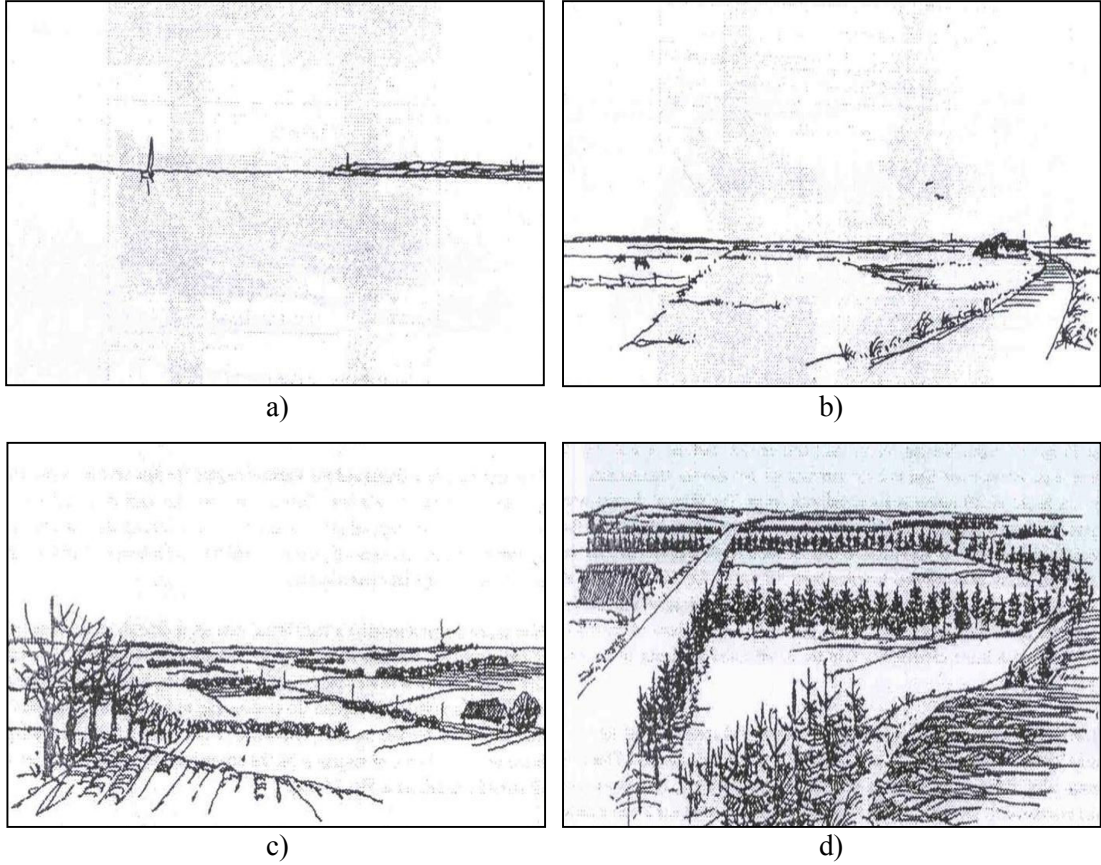
Çizelge 3.2. Beaufort Rüzgar Ölçeği (Sparks, 2003)

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 sökülmeğe 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.

3.1.2.1. Yüzey pürüzlülük faktörü

Bir alanın yüzey pürüzlülüğü, bu alan üzerindeki pürüzlülük elemanlarının boyutları ve alan içindeki dağılımına bağlıdır. Örneğin kara alanları için tipik pürüzlülük elemanları, bitki örtüsü, insan kaynaklı yapılaşma ve doğal arazi yapılarıdır. Yüzey pürüzlülüğündeki değişim bir “iç sınır tabakası” oluşturur ve rüzgar profili, oluşturulan yeni yüzey koşullarına uyum sağlar. Yüzey pürüzlülük dereceleri dört

sınıfta toplanabilmekte olup Şekil 3.1’de, pürüzlülük derecelerine göre bölgeler verilmektedir.

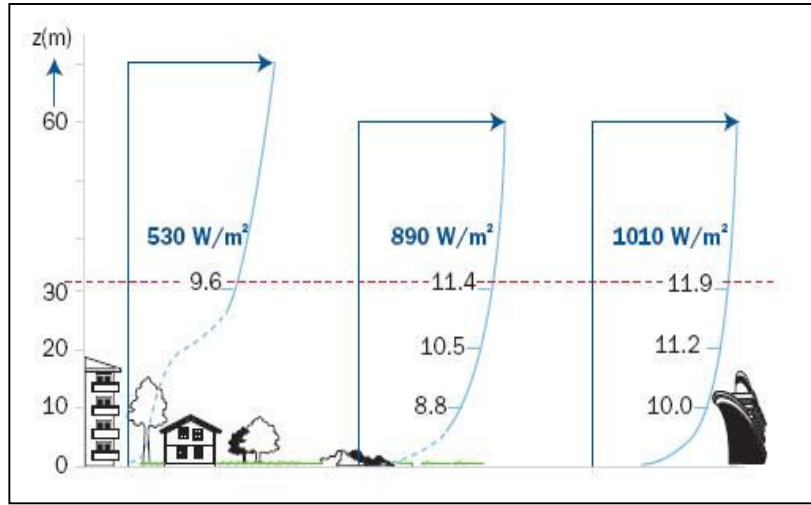


Şekil 3.1. Pürüzlülük Derecesi a) 0 Olan Bölge, b) 1 Olan Bölge, c) 2 Olan Bölge, d) 3 Olan Bölge (Troen and Petersen, 1989)

Şekil 3.1-a’dan görüleceği gibi, su yüzeyleri yani göller ve pürüzsüz kum yüzeyleri gibi bölgeler pürüzlülük derecesi 0 olan bölgeye girmekte olup çok küçük bir değere sahip olduğu için bazen ihmal edilebilmektedir. Genellikle deniz-üstü (off-shore) rüzgar santrallerinde kullanılan bu değer, pürüzlülük değeri çok küçük olduğundan santralin üretim değerini fazla etkilememektedir. Şekil 3.1-b’de pürüzlülük derecesi 1 olan bölge verilmiş olup bu sınıfa, çok seyrek bina ve ağaçlı çiftlik arazisi, havaalanları (binaları ve ağaçları ile birlikte) gibi yüzeyler girmektedir. Pürüzlülük derecesi 2 olan

bölge, Şekil 3.1-c'den görüleceği üzere kapalı görünümlü çiftlik arazisi ve seyrek ağaçlıklı bölgeler olarak tanımlanmaktadır. Son olarak pürüzlülük derecesi 3 olan bölge, Şekil 3.1-d'de verilmekte olup bu sınıfa ise; büyük şehirler ve taşra kentler, siper kuşakları, orman, küçük binalı şehirler, birçok ağaç ve çalılar topluluğu gibi yapılar girmektedir (Troen and Petersen, 1989).

Pürüzlülük faktörü değeri, rüzgar enerjisi hesaplamalarında enerji çıktısını Şekil 3.2'de görüldüğü gibi direkt etkileyen bir faktördür. Şekilden de görüleceği gibi, belli bir yükseklikte, en güçlü rüzgar hızlarına, pürüzsüz yüzeyler ve deniz üzerinde (off-shore) ulaşmak mümkündür. Bu yüzden pürüzlülük faktörü değerinin belirlenmesi rüzgar enerjisi hesaplamalarında önemli bir aşama olmaktadır (EWEA, 2006b).



Şekil 3.2. Arazi Yapısına Göre Rüzgar Hızının Değişimi (EWEA, 2006b)

Bir arazinin pürüzlülüğü genellikle z_0 pürüzlülük uzunluğu ile belirtilmekte olup, yüzey pürüzlülük sınıflarına karşılık gelen yüzey pürüzlülük uzunlukları Çizelge 3.3'de verilmiştir (Troen and Petersen, 1989).

Çizelge 3.3. Yüzey Yapılarına Göre Pürüzlülük Uzunluğu ve Sınıfları
(Troen and Petersen, 1989)

z_0 (m)	Yüzey Yapısı Karakteristikleri	Pürüzlülük Sınıfı
1.00		3
0.50	Büyük şehirlerin varoşları, taşra kentler	
0.30	Siper kuşakları, orman, küçük binalı şehir	
0.20	Birçok ağaç ve/veya çalılar, tek yada iki katlı seyrek binalar	2
0.10	Kapalı görünümlü çiftlik arazisi, seyrek ağaçlık	
0.05	Açık görünümlü çiftlik arazisi, seyrek ağaçlık	
0.03	Çok seyrek bina ve ağaçlı çiftlik arazisi	1
0.02	Havaalanları (binaları ve ağaçları ile birlikte)	
0.01	Havaalanı pistleri	
	Biçilmiş çim	0
0.005	Pürüzsüz çıplak toprak	
0.001	Pürüzsüz kar yüzeyleri	
0.0003	Pürüzsüz kum yüzeyleri	0
0.0001	Su yüzeyleri (göller, fiyortlar, denizler)	

Pürüzlülük elemanının yüksekliği h , rüzgara karşı gelen dikey kesit alanı A ve arazi üzerine dağılmış ortalama yatay kesit alanı A_H ile gösterildiğinde, pürüzlülük

uzunluğu denklem (3.1) ile hesaplanır. A_H 'nin A 'dan çok büyük olduğu durumlarda, hesaplanan z_0 daha gerçekçidir.

$$z_0 = 0,5 \frac{hA}{A_H} \quad (3.1)$$

3.1.2.2. Rüzgar hızının yükseklikle değişimi

Rüzgar hızı, yerden yüksekliğe bağlı olarak belirgin bir değişkenlik gösterir. Bilinen belirli bir yükseklikteki rüzgar hızı kullanılarak, herhangi bir yükseklikteki rüzgar hızı bulunabilir. Yükseklikle rüzgar hızının değişimini veren ifade denklem (3.2)'de verilmektedir (WMO, 2001; AWS, 1997);

$$\frac{V(z)}{V(z_r)} = \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (3.2)$$

3.2. Rüzgar Enerjisi Kullanımının Tarihsel Gelişimi

Rüzgar, insanlık tarihinde önemli bir rol oynamıştır. Rüzgar gücü binlerce yıl insanlık tarafından kullanılmış olup kayıtlı tarihin başlarından bu yana, gemilerin hareketinde, tahıl öğütmede ve su pompalamada kullanıldığına rastlanmaktadır. Bir pervane ile mile bağlanmış dairesel hareket üreten ilk gerçek yel değirmeni Eski Babil uygarlığı tarafından M.Ö. 2000 yıllarının başında inşa edilmiştir. M.S. 10. Yüzyılda, bugünkü İran ve Afganistan'ın bulunduğu coğrafyada yaklaşık 5 m uzunluğunda ve 10 m yüksekliğinde yel değirmenleri, tahıl öğütmek amacıyla kullanılmıştır (Wind Power, 2003).

Rüzgar makinalarının çalışmasıyla ilgili en eski yazılı kaynak 12. yüzyıla dayanmaktadır. Bu zamanlarda yeldeğirmenleri yine tahıl işlemek amacıyla kullanılmış olup birkaç yüzyıl sonra yeldeğirmenleri su pompalama amacıyla da kullanılmıştır. İlk yatay eksenli yeldeğirmenleri 1150 yılında İngiltere’de, 1180’de Fransa’da, 1190’da Floransa’da, 1222’de Almanya’da, 1259’da Danimarka’da görülmüştür. Bu hızlı gelişme büyük olasılıkla Haçlı Seferlerinden etkilenmiş olup, Avrupa’nın birçok bölgesine İran’dan yeldeğirmenleri hakkında bilgi taşınmıştır. Hollanda’lılar yeldeğirmenlerinin temel dizaynı üzerinde çalışarak pervaneli tip kanatlar ve rüzgardan daha çok yararlanabilmek için yeldeğirmenlerinin yönünü değiştirmek üzere birçok yol geliştirmişlerdir. Yeldeğirmenleri, 17. yüzyıla birlikte Hollanda’nın dünyanın en gelişmiş ülkelerinden biri olmasına katkı sağlamıştır. Rüzgar hızından elektrik üreten ilk sistem Danimarka’lı Dane Poul La Cour tarafından gerçekleştirilmiş olup, La Cour bazı teorik formülasyonları elde etmek için ilk defa rüzgar tünelini kullanmış ve meteoroloji öğrenimi almıştır. Danimarkalı mühendisler I. ve II. Dünya Savaşı boyunca teknolojiyi geliştirmişler ve rüzgar teknolojisini kullanarak enerji darboğazının üstesinden gelmişlerdir (Wind Power, 2003).

Avrupa’da, 12.-19. yüzyıl arasında yel değirmeni performansı artan bir ivmeyle gelişmiştir. 1800’lü yıllarda, yalnızca Fransa’da 20.000 civarında küçük ölçekli yel değirmeni kullanılmış olup Hollanda endüstrisinde kullanılan enerjinin % 90’ı rüzgar enerjisine dayanmıştır. 1904’de Alman sanayisinde kullanılan enerjinin % 11’i rüzgardan sağlanmış ve Almanya’da 18.000’den fazla yel değirmeni kurulmuştur.

Amerikalılar 1920’lerin sonunda, elektrik olmayan kırsal alanlarda, küçük yeldeğirmenlerini elektrik üretiminde kullanmışlardır. 1930’lardan itibaren güç hatlarının kırsal arazilere elektrik ulaştırmaya başlamasından sonra, yeldeğirmenlerinin giderek daha az kullanılmasına karşın, batıdaki bazı büyük çiftliklerde hâlâ görülmektedir. Amerika’da 1920 ile 1930 yılları arasında yeldeğirmenlerinin kullanımında büyük bir artış yaşanmış, bu dönemde yaklaşık 600.000 yel değirmeni kurulmuştur. Çeşitli tiplerdeki Amerikan yeldeğirmenleri zirai amaçlı olarak halen bütün dünyada kullanılmaktadır. 1930 ve 1940’larda, elektrik üreten binlerce yel değirmeni Amerika’da inşaa 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 olarak akü depolamada kullanılmıştır (Ackerman and Soder, 2002).

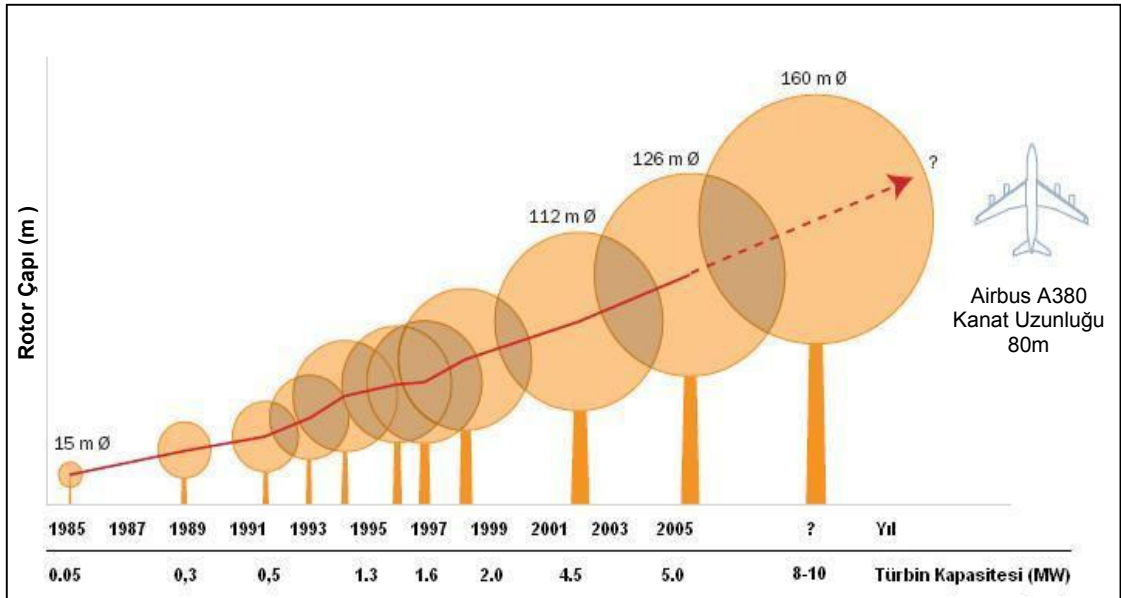
İkinci Dünya Savaşından sonra petrol fiyatlarının düşmesiyle, rüzgar türbinlerine olan ilgi azalmış 1970’lerde petrol fiyatlarının aşırı yükselişi ile dünya çapında rüzgar türbinlerine ilgi tekrar artmıştır. 1970’lerdeki petrol ambargolarını takiben, rüzgar türbini jeneratörlerinin nasıl daha kullanışlı ve daha verimli hale getirilebilir sorusunun cevabı aranmıştır. Bu yaklaşımların bir çoğu rüzgar çiftliklerinin Amerika ve Avrupa şebekeleri için yararlı olacağını göstermiştir. 1970’lerden itibaren rüzgar teknolojisi adım adım gelişmiş, 1990’ların sonunda rüzgar enerjisi en önemli yenilenebilir enerji kaynaklarından birisi olarak yeniden ortaya çıkmıştır.

Rüzgar enerjisi, Türkiye için tarihsel ve ekonomik gelişme açısından büyük rol oynamıştır. En eski bulgular Eski Troya uygarlığına kadar gitmekte olup Anadolu’da ilk yel değirmeninin ne zaman kurulduğu bilinmemektedir. M.S. 1389 tarihli bir askeri haritaya göre İzmir Körfezi boyunca yeldeğirmenleri görülmektedir. 1960-1961 yılları arasında tarımın güçlü hale gelmesinin temelinde yeldeğirmenleri rol oynamış olup bu tarihler arasında 749 adet yel değirmeni bulunmaktadır. Bunların 718’i su pompalamada, 41 tanesi elektrik üretiminde kullanılmıştır. 1966-1967 ve 1978-1979 yılları arasındaki sırasıyla 309-894 yeldeğirmeninden 2-23 tanesi elektrik üretiminde kullanılmış olup bunların kapasiteleri 1 kW’tan düşüktür (Hanağasıoğlu, 1999).

3.3. Rüzgar Enerjisinin Dünyadaki Durumu

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi, son yıllarda hızla gelişen teknolojiyle alışılmış enerji kaynaklarına bir alternatif olmaya başlamıştır. Şekil 3.3’de verildiği gibi rüzgar türbini teknolojisinin son 20 yılda 100 katı büyüyerek 5 MW kapasitesine ulaşması, dünyanın enerji geleceği açısından rüzgarın önemli bir potansiyele sahip olduğunu göstermektedir (EWEA, 2006b).

Dünyada rüzgar enerjisini en çok kullanan on ülkeyle beraber toplam dünya rüzgar kurulu gücü Ocak 2006 itibariyle Çizelge 3.4’de verilmiştir. Çizelgeden görüleceği üzere, dünya rüzgar kurulu gücü toplam 59.322 MW olup, Almanya % 31,1’lik payla dünyada rüzgar gücünden en fazla yararlanan ülke durumundadır. Rüzgar kurulu gücü en yüksek ilk on ülke, dünya rüzgar kurulu gücünün % 81,1’ine sahip olurken, 2005 yılında eklenen toplam kurulu güç 11.702 MW olmuştur (GWEC, 2006).

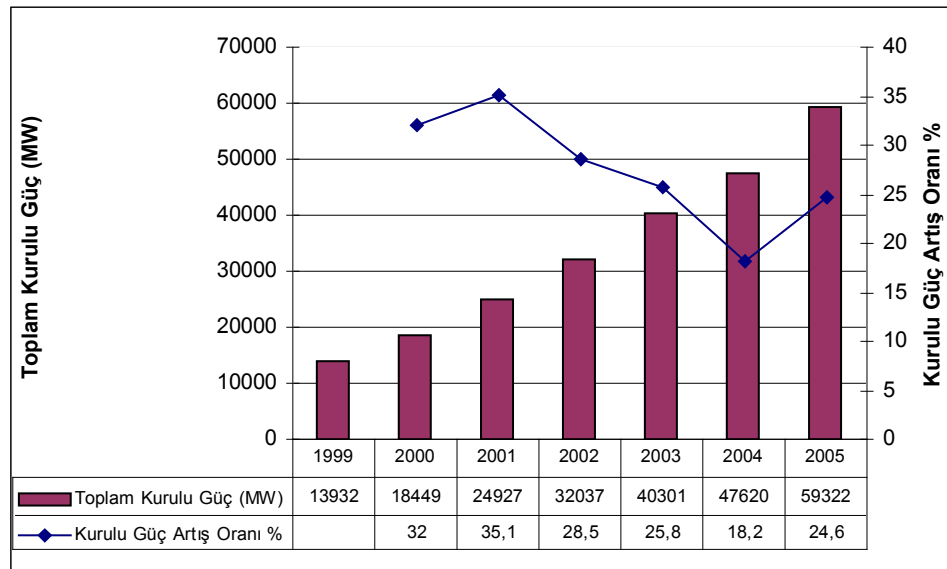


Şekil 3.3. Rüzgar Türbini Teknolojisi Gelişimi (EWEA, 2006b)

Dünyadaki rüzgar enerjisi kurulu gücü 1999-2001 yılları arasında büyük bir ivme kazanmış ve iki yılda toplam küresel kapasite, Şekil 3.4’de görüleceği gibi yaklaşık iki kat artmıştır. 2002-2004 yılları arasında büyüme oranları giderek azalmış olup 2005 yılı itibariyle 59.322 MW olan küresel kapasite 1999 yılına oranla 4 katından fazla büyüme sağlamıştır (GWEC, 2006).

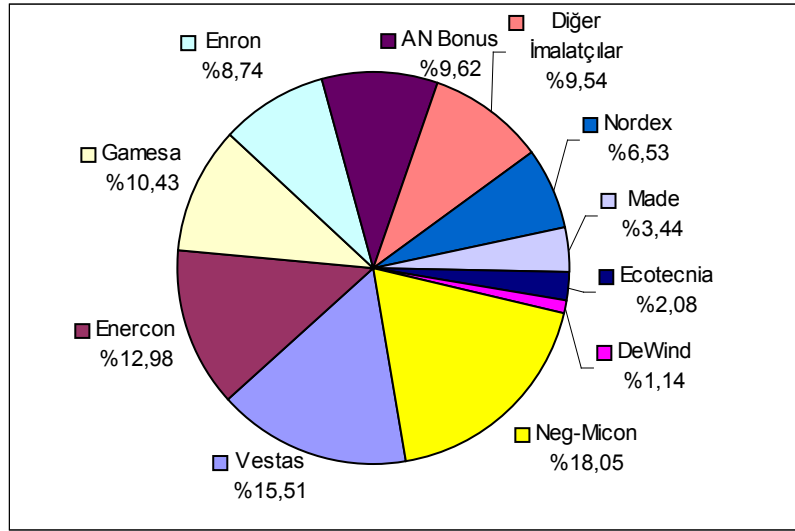
Çizelge 3.4. Ocak 2006 İtibariyle Dünya Rüzgar Kurulu Gücü (GWEC, 2006)

Ülkeler	2004 Yılı Kurulu Güç (MW)	2005 Yılı Kurulu Güç (MW)	2005 Yılında Eklenen Kurulu Güç (MW)	Ülkelerin Dünya Kurulu Gücüne Oranı %
Almanya	16.628	18.428	1800	31,1
İspanya	8263	10.027	1764	16,9
ABD	6752	9149	2397	15,4
Hindistan	2983	4430	1447	7,5
İtalya	1265	1717	452	2,9
İngiltere	897	1353	456	2,3
Portekiz	523	1000	477	1,7
Fransa	390	760	370	1,3
Kanada	444	593	149	1,0
Avustralya	380	572	192	1,0
İlk On Ülke	38.525	48.029	9504	81,1
Diğer Ülkeler	9095	11.293	2198	18,9
Toplam	47.620	59.322	11.702	100



Şekil 3.4. Dünya Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Gelişimi (GWEC, 2006)

Rüzgar enerjisi kurulu gücünde lider durumda bulunan Avrupa, rüzgar türbini imalatında da bu yerini korumaktadır. Dünyada rüzgar türbini imalatında ilk 10 sırada bulunan rüzgar türbini imalatçısı şirketlerin pazar paylarının verildiği Şekil 3.5 incelendiğinde, Neg-Micon, Vestas, Enercon ve Gamesa gibi rüzgar türbini imalatçıların, dünyadaki rüzgar türbini pazarının yarısından fazlasını ellerinde bulundurdıkları görülmektedir (Kenisarın et al., 2006).



Şekil 3.5. Dünyada Rüzgar Türbini Ana Üreticilerinin 1996-2000 Yılları Arası Pazar Payları (Kenisarın et al., 2006)

Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliğinin (EWEA) hazırladığı Rüzgar Gücü 12 raporuna göre; dünya, 2020 yılına kadar, elektrik enerjisi ihtiyacının % 12'sini rüzgar gücünden karşılayacaktır. Çizelge 3.5'de verilen senaryoya göre, 2020 sonuna gelindiğinde, rüzgar gücünün 1200 GW'ı aşkın bir kapasiteye ulaşacağı tahmin edilmektedir. Bu değer dünya elektrik gereksiniminin % 12'si ile 3000 TWh'lik enerji üretimine karşılık gelmektedir.

Çizelge 3.5. Rüzgar Gücü 12 Senaryosu 2020 Yılı Projeksiyonu (EWEA, 2006a)

HEDEFLER		
Toplam Kurulu Güç	MW	1.254.030
Yıllık Kurulu Güç	MW	158.728
Yıllık Karbondioksit Azaltımı	Milyon Ton	1832
Toplam Karbondioksit Azaltımı	Milyon Ton	10.771
Yıl Başına Toplam Yatırım	Milyar €	80
Toplam İstihdam	Milyon kişi	2.3
2020’de Kurulu Güç Maliyeti	€/kW	512
2020’de Elektrik Üretim Maliyeti	Cents €/kWh	2,45

Ayrıca Rüzgar Gücü 12 senaryosunda, rüzgar türbinlerinin çevre kirliliğini önleme açısından da büyük katkıları olacağı belirtilerek, 2020 yılına kadar atmosfere salımı önlenen toplam CO₂ miktarının 10.771 milyon ton olması öngörülmektedir. Teknolojisi her geçen gün gelişen rüzgar enerjisinin, elektrik enerjisi birim maliyeti de düşmektedir. Senaryoya göre, 2020 yılında elektrik enerjisi birim maliyeti 2,45 Cents €/kWh’e kadar düşecektir (EWEA, 2006a).

3.4. Türkiye’deki Rüzgar Enerjisi Durumu

Türkiye’deki mevcut enerji üretim ve tüketim sistemleri, bölgesel ve küresel ölçekte hava, su ve toprak kirlenmesine yol açmaktadır. Fosil kökenli yakıtların kullanımından kaynaklanan hava kirleticileri ve sera gazı salımının, yerel ve bölgesel hava kirliliğinde olduğu kadar, sınırlar ötesi hava kirliliğinde ve sera etkisindeki payı da giderek artmaktadır.

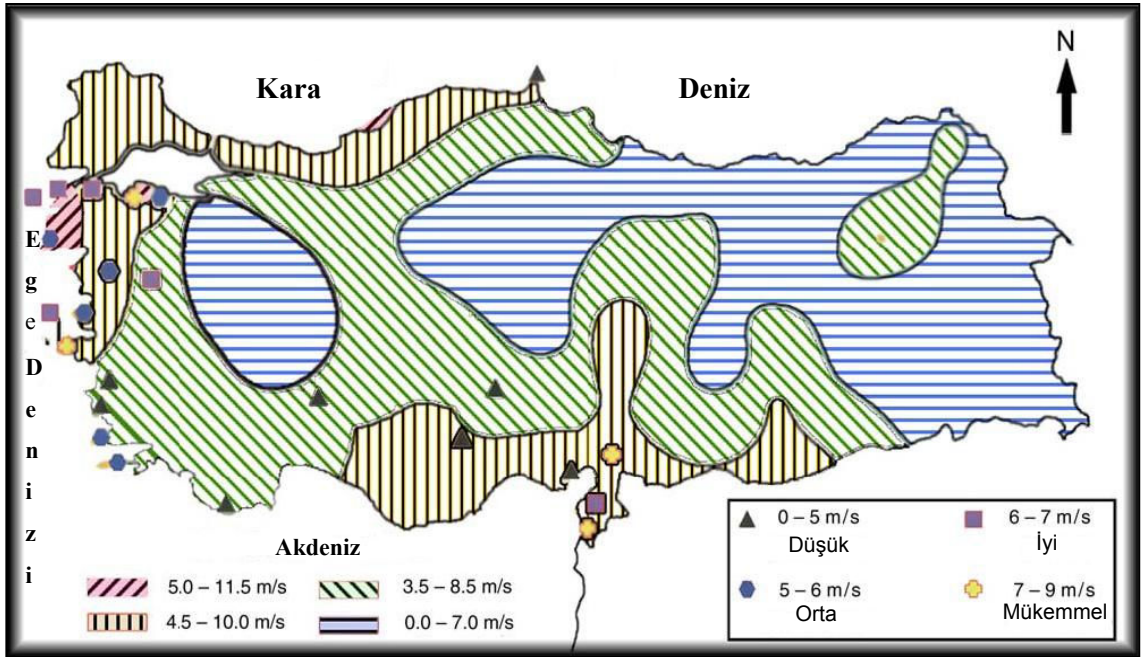
Elektrik İşleri Etüt İdaresi, rüzgar enerjisi alanında Ar-Ge projelerini sürdürmek amacıyla, 1983 yılında bir çalışma başlatmıştır. Bunun için ilk adım olan potansiyel belirleme çalışmalarında; DMİ Genel Müdürlüğü’ne ait istasyonların 1970-1980 yılları arasındaki aylık rüzgar hız ve yönüne ait 10 yıllık veriler değerlendirilerek Çizelge 3.6’da verildiği gibi yedi coğrafik yörenin ortalama rüzgar gücü yoğunluğu ve

rüzgar hızları tespit edilmiştir. Çizelgeden görüleceği üzere; güç yoğunluğu en yüksek bölge; 51,91 W/m² ile Marmara, en düşük bölge ise 13,19 W/m² ile Doğu Anadolu bölgesidir (EİEİ, 1984).

Çizelge 3.6. Bölgelere Göre Ortalama Rüzgar Gücü Yoğunluğu ve Hızları (EİEİ, 1984)

Bölge Adı	Ortalama Rüzgar Gücü Yoğunluğu (W/m ²)	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)
Marmara	51,91	3,29
Güneydoğu Anadolu	29,33	2,69
Ege	23,47	2,65
Akdeniz	21,36	2,45
Karadeniz	21,31	2,38
İç Anadolu	21,14	2,46
Doğu Anadolu	13,19	2,12

Türkiye'nin bulunduğu coğrafi yöreye bağlı kalarak komşu ve bölge ülkelerinde yapılmış ölçüm verileri ve Devlet Meteoroloji İşlerinden alınan düzenlenmiş veriler yardımıyla oluşturulan Türkiye Rüzgar Atlası Şekil 3.6'da verilmiştir (Dündar vd., 2002). Harita incelendiğinde; Ege, Marmara, Akdeniz, Karadeniz kıyıları ve Güneydoğu Anadolu'nun bir kısmının 4,5-10 m/s ortalama rüzgar hızı ile yüksek rüzgar potansiyeline sahip olduğu görülmektedir.



Şekil 3.6. Türkiye Rüzgar Atlası (Dündar vd., 2002)

Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından, Türkiye'nin çeşitli bölgelerine kurulan rüzgar ölçüm istasyonlarından alınan aylık ortalama rüzgar hızları Çizelge 3.7'de verilmektedir. Ölçümlere göre; Çeşme Yarımadası ve Çanakkale bölgesi rüzgar potansiyeli bakımından en güçlü bölgelerdir. Ülkenin iç kesimde yer alan Gaziantep bölgesinde kaydedilen 6,9 m/s ortalama rüzgar hızı, bu yöreninde önemli bir potansiyele sahip olduğunu göstermektedir (EİEİ, 2006b).

Çizelge 3.7. EİEİ Rüzgar Gözlem İstasyonlarında Ölçülen Aylara Göre Ortalama Rüzgar Hızları (EİEİ, 2006b)

No	Gözlem İstasyonu	Gözlem Periyodu	Aylık Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)												Yıllık Ortalama (m/s)
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Akhisar (Manisa)	1993-2003	5,5	6,3	6,4	5,0	5,5	7,2	8,5	8,5	5,8	5,7	5,3	6,0	6,3
2	Bababurnu (Zonguldak)	1998-2005	6,1	6,2	5,8	5,0	4,2	5,5	5,6	6,2	5,0	5,1	5,2	6,1	5,5
3	Bandırma-1 (Balıkesir)	1991-1996	5,3	5,7	6,0	5,0	3,8	4,7	6,1	5,7	4,8	5,6	4,3	5,1	5,2
4	Bandırma-2 (Balıkesir)	2001-2003	6,9	7,8	7,9	6,3	6,7	6,6	6,5	8,0	6,9	7,7	6,9	9,5	7,3
5	Belen (Hatay)	1994-2005	5,6	5,6	5,6	5,8	6,6	8,5	10,5	10,5	7,8	5,0	4,7	5,1	6,8
6	Bergama (İzmir)	2001-2003	5,2	7,4	6,3	5,2	5,3	6,3	6,8	7,8	4,8	8,4	5,6	6,7	6,3
7	Bodrum (Muğla)	1996-2003	5,8	6,9	6,9	6,4	5,6	6,1	6,2	6,1	5,8	5,7	5,0	6,6	6,1
8	Dağça (Muğla)	1994-2005	5,1	5,8	5,8	5,3	5,1	6,4	7,1	7,0	6,4	5,4	4,3	5,1	5,7
9	Didim I (Aydın)	1993-2000	5,1	5,3	5,4	4,6	3,9	4,6	4,9	4,6	4,0	3,9	5,0	5,3	4,7
10	Didim II (Aydın)	2000-2003	4,6	4,1	4,4	4,2	3,0	4,3	4,6	4,1	3,4	4,0	3,8	5,1	4,1
11	Fethiye (Muğla)	1999-2003	2,5	2,9	2,7	2,6	2,7	3,8	3,4	4,2	3,7	3,1	2,8	1,6	3,0
12	Foça (İzmir)	1997-2004	5,4	5,7	5,5	4,6	4,7	5,5	5,5	6,0	5,0	5,2	4,7	6,2	5,3
13	Gelendost (Isparta)	1997-2004	4,8	5,7	5,4	5,6	4,6	4,6	4,9	4,5	4,3	4,5	3,9	5,1	4,8
14	Gelibolu (Çanakkale)	1998-2004	7,2	6,9	6,8	5,4	5,6	5,8	6,0	7,3	6,1	6,4	6,8	8,0	6,5
15	Gökçeada (Çanakkale)	1994-2003	7,5	7,5	7,6	6,2	5,9	5,4	6,8	7,0	5,6	6,9	6,7	8,4	6,8
16	Göktepe (Muğla)	1992-1994	4,3	5,7	5,8	6,8	4,8	5,8	4,6	5	5	6	8,2	6	5,7
17	Karabiga (Çanakkale)	1992-1996	7,5	6,7	7,0	5,1	5,4	5,2	6,8	7,1	6,4	7,4	7,3	6,9	6,6
18	Karaburun (İzmir)	1992-1994	6,4	5,5	7,6	3	4,2	6,8	7,9	6,5	9,1	6,1	7	7,7	6,5
19	Kazım Karabekir (Karaman)	2003-2005	4,7	5,4	4,5	3,6	3,4	3,6	3,9	3,6	3,4	3,3	4,2	3,3	3,9

Çizelge 3.7. EİEİ Rüzgar Gözlem İstasyonlarında Ölçülen Aylara Göre Ortalama Rüzgar Hızları (devam)

No	Gözlem İstasyonu	Gözlem Periyodu	Aylık Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)												Yıllık Ortalama (m/s)
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
20	Keles (Bursa)	2003-2004	2,2	1,9	2,0	2,2	2,1	1,9	2,6	2,4	2,1	2,5	1,2	1,5	2,1
21	Kocadağ (Çeşme)	1994-2005	8,8	9,4	8,9	8,4	6,9	7,8	8,9	8,5	7,4	7,9	8,1	10,0	8,4
22	Nurdağı (Gaziantep)	1991-1996	4,1	4,7	5,2	6,2	6,7	9,7	13	12	8,9	4,7	3,5	3,7	6,9
23	Sinop	1996-2004	4,4	4,5	4,6	4,9	4,2	4,4	4,4	4,0	4,1	4,4	4,5	4,4	4,4
24	Söke (Aydın)	1996-2003	3,7	3,7	3,9	3,3	4,0	5,4	5,3	5,3	3,9	3,8	3,1	3,4	4,1
25	Şenköy (Hatay)	1992-1994	7,5	7,5	8,9	8	6,7	8,1	9,8	7,9	6,9	6,2	7,6	6,5	7,6
26	Tire (İzmir)	2003-2004	4,6	4,0	3,6	3,8	4,0	4,0	4,1	3,9	4,0	3,9	2,8	-	3,9
27	Van	2004-2005	-	-	-	3,0	3,2	3,0	3,0	2,8	3,1	-	-	-	3,0
28	Yumurtalık I (Adana)	2001-2002	-	-	3,1	4,1	-	4,3	4,7	4,3	4,9	4,2	-	-	4,2
29	Yumurtalık II (Adana)	2002-2004	4,0	4,6	4,1	3,9	3,6	4,0	4,1	3,7	4,1	3,6	3,5	4,7	4,0
30	Zengen (Konya)	1993-1995	3	3,1	4	4	3,9	4,8	3,7	4	3,3	2,9	3,2	2,9	3,6

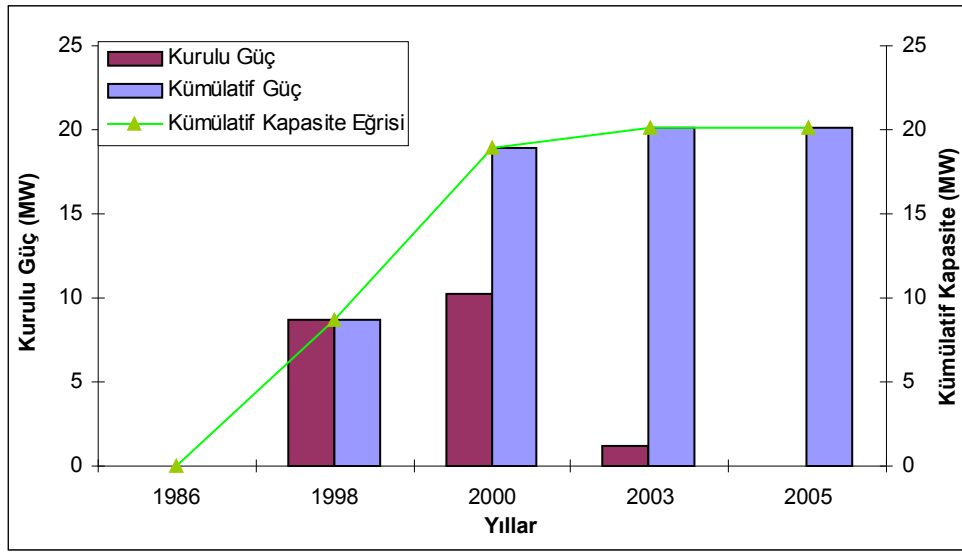
Türkiye’de rüzgar enerjisinden elektrik üretimine ilk olarak İzmir-Çeşme Altinyunus otelinde 55 kW nominal rüzgar güç kapasitesi ile 1986’da başlanmıştır. Bu otelin yaklaşık elektrik ihtiyacı 30 milyon kWh/yıl olup rüzgar türbini bunun 130.000 kWh’ini karşılamaktadır (Hepbaşlı and Özgener, 2004). Daha sonra 1986-1996 yılları arasında rüzgardan elektrik üretimi için bazı girişimler yapılmış, fakat başarısız olunmuştur. 1994’de Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’na ilk Yap-İşlet-Devret (YİD) modelindeki rüzgar enerjisi projesi sunulmuştur. Nitekim, Çizelge 3.8’de görüleceği üzere Türkiye’de ilk rüzgar enerji santrali 1998 yılında 1,5 MW kurulu güç ile İzmir-Çeşme-Germiyan’da işletmeye alınmıştır. Kurulan bu ilk rüzgar santralından kısa bir süre sonra 7,2 MW kurulu güç ile İzmir-Çeşme-Alaçatı rüzgar santrali işletmeye alınmış olup, 2000 yılında Türkiye’nin en büyük rüzgar enerjisi kurulu gücüne sahip Çanakkale-Bozcaada rüzgar santrali 10,2 MW kurulu güç ile elektrik enerjisi üretimine başlamıştır. 2003 yılında ise İstanbul-Çatalca’da 1,2 MW kurulu güce sahip rüzgar enerji santralının işletmeye alınması ile Türkiye’nin toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü 20,1 MW’a ulaşmıştır.

Çizelge 3.8. Türkiye’nin Kurulu Rüzgar Gücü

Santralin Adı	Kuruluş Yılı	Gücü (MW)	Yeri
Delta Plastik-Otoprodüktör	1998	1,5	İzmir-Çeşme-Germiyan
ARES Güçbirliği Holding-YİD	1998	7,2	İzmir-Çeşme-Alaçatı
BORES Demirer Holding-YİD	2000	10,2	Çanakkale-Bozcaada
Sunjüt Sanayi-Otoprodüktör	2003	1,2	İstanbul-Çatalca
Toplam		20,1	

Son yıllarda, rüzgar enerjisi teknolojisindeki gelişmeler, özel sektörün bu alana olan ilgisini artırmıştır. Bunun sonucunda çok sayıda şirket, hazırladıkları projeleri ETKB’ye

sunmuşlardır. Ancak, Türkiye'nin rüzgar enerjisi teknik potansiyeli 88.000 MW, ekonomik potansiyeli 10.000 MW olmasına karşın, Şekil 3.7'de verildiği gibi Türkiye rüzgar enerjisi kurulu gücü 2005 sonu itibariyle 20,1 MW'ı geçememiştir.



Şekil 3.7. Türkiye'nin 1986-2005 Yılları Arası Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Kapasitesi

Türkiye'nin şu andaki rüzgar enerjisi kurulu gücünün oluşumu, Şekil 3.7'den görüleceği gibi 2003 yılında eklenen 1,2 MW'lık kurulu güç hariç, 1998-2000 yılları arasında yoğunluk göstermiştir. Bunun yanında 119 proje Bakanlığın değerlendirmesine alınmış, fakat tümü Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından reddedilmiştir (EPDK, 2006a).

Sunulan 119 projenin toplam gücü 4246,77 MW olup Ek Açıklamalar-A'da verilmiştir (EPDK, 2006a). Ek Açıklamalar-B'de verilen, "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretim Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun" 10.05.2005

tarihindeki kabulüyle beraber, bundan sonra sunulacak olan projelerin biran önce hayata geçirilmesi beklenmektedir.

Rüzgar enerjisinin sağladığı pek çok avantaja karşın bir takım dezavantajlarından bahsetmek de mümkündür. Bunlar arasında; görsel ve estetik kirliliği, gürültü yapması, kuş ölümlerine neden olması, gerek radyo ve gerekse TV alıcılarında parazitler oluşturması gibi olumsuz çevre etkileri ile kaza olasılıkları sayılabilir. İngiltere'de büyük rüzgar çiftlikleri (10 türbinden fazla veya 5 MW'ın üzerinde) çevre sorunları nedeni ile milli park alanlarının sınırları içinde kurulamamaktadır. Görüntü kirliliğini engellemek ve estetik görünümü sağlamak için pylon tipi kafes kulelerin yerini boru kuleler almıştır. Türbinlerin haberleşmede parazit oluşturması ise 2-3 km'lik alanla sınırlı kalmaktadır. Uçma hızı düşük kuşların rüzgar türbinlerine çarpması ve kuş göç yollarında kuşlara zarar verme ihtimalleri ise önemsenmeyecek düzeyde bulunmaktadır. Rüzgar çiftliği içerisindeki gürültü, geliştirilmiş türbinlerin bulunduğu ortamda 85 dB düzeyini aşmamaktadır. Bir otomobil içerisindeki gürültü ise 80-90 dB kadardır. Rüzgar tarlaları ile yerleşim birimleri ve konutlar arasındaki uzaklığın 300 metreden az olmaması, standart 400 m olması gürültü korumasını sağlamakta, bu koşulda var olan taban gürültüye, 5 dB daha gürültü eklenmektedir. Böylece, yeni teknoloji ürünü türbinlerle 400 m uzaklıkta gürültü kirliliği 36.9 dB'e düşmektedir. Oysa eski teknoloji ürünü türbinlerde, 400 m uzaklıkta 56 dB gürültü oluşmaktadır. Bugünkü teknolojide 100 m uzaklıkta ölçülen gürültü 60 dB olup, bir çalışma ofisinde duyulan gürültüden daha azdır (Özgür, 2002). Belirtilen dezavantajlara dikkat edilirse, bunlar santral sahası yerinin değişimiyle ortadan kaldırılabilir. Bundan dolayı, bu dezavantajlar gözönüne alınarak bir rüzgar santrali kurulduğu takdirde, rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde, dezavantajdan bahsetmekte kısıtlı bir hale gelecektir.

3.5. Rüzgar Enerjisi Hesaplamaları

Bilindiği gibi, hareket halindeki her cisim bir kinetik enerjiye sahiptir. Rüzgar da hareket halinde olan bir hava akımı olduğundan bir kinetik enerjiye sahiptir. Kinetik enerji denklemi (Patel, 1942; Golding, 1955);

$$E_k = \frac{1}{2}mV^2 \quad (\text{Joule}) \quad (3.3)$$

ile verilmektedir. Burada m hareket eden cismin kütlesi, V ise hızıdır. Bu durumda;

$$P = \frac{1}{2}(\text{birim zamanda kütle akış oranı})V^2 \quad (3.4)$$

Burada; (ρ) hava yoğunluğu, (A) rotor kanatlarının süpürdüğü alan, (V) havanın hızı denilirse, bu durumda (AV) hacimsel debi, (ρAV) havanın kütleli debisi olarak alındığında, rüzgar gücü denklem (3.5) ile ifade edilebilir. (Patel, 1942)

$$P = \frac{1}{2}(\rho AV)V^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (3.5)$$

Denklem (3.5) birim alan için yazıldığında, denklem (3.6) elde edilir.

$$P' = \frac{1}{2}\rho V^3 \quad (3.6)$$

Rüzgar enerjisini hesaplamak için birçok metot olup bunlardan bir tanesi de Hennesey tarafından ifade edilmiştir. Bu metota göre, bir t zamanında ki ortalama güç; denklem (3.7)'da verildiği gibidir (Hennesey, 1977).

$$\bar{P} = \frac{\bar{\rho}}{2T} \int_0^T V^3 dt \quad (3.7)$$

Denklem (3.8)'de; \bar{V} ortalama rüzgar hızı, $V'(t)$ ortalama rüzgar hızının birikimli değeridir. Bundan dolayı;

$$V(t) = \bar{V} + V'(t) \quad (3.8)$$

olur ve buradan denklem (3.9) elde edilir.

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \bar{\rho} \bar{V}^3 \left\{ 1 + 3 \frac{\overline{V'^2}}{\bar{V}^2} + 3 \frac{\overline{V'}}{\bar{V}} + \frac{\overline{V'^3}}{\bar{V}^3} \right\} \quad (3.9)$$

burada, $\overline{V'}$, $\overline{V'^2}$ ve $\overline{V'^3}$; denklem (3.10), (3.11) ve (3.12)'deki gibidir.

$$\overline{V'} = \frac{1}{T} \int_0^T V' dx \quad (3.10)$$

$$\overline{V'^2} = \frac{1}{T} \int_0^T V'^2 dx \quad (3.11)$$

$$\overline{V'^3} = \frac{1}{T} \int_0^T V'^3 dx \quad (3.12)$$

Bununla birlikte, $\overline{V'} = 0$ ve rüzgar hızlarının istatistiksel dağılımı, özellikle de türbülans faktörü olan $I = \sigma_v / \bar{V}$ kullanılarak, \bar{P} ifadesi denklem (3.13) ile elde edilmekte olup burada; $\sigma_v = [\overline{V'^2}]^{0.5}$ 'dir.

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \bar{\rho} \bar{V}^3 \left\{ 1 + 3I^2 + \frac{\overline{V'^3}}{\sigma_v^3} I^3 \right\} \quad (3.13)$$

Rüzgar hızının istatistiksel dağılımının yerine, $\overline{V'^3} / \sigma_v^3 \cong 0$ alınır. Aynı zamanda, I^3 yerine 10 dakikalık ortalama rüzgar gücü kullanılarak denklem (3.14) elde edilir.

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \bar{\rho} (1 + 3I^2) \bar{V}^3 \quad (3.14)$$

t zaman aralıklarını gözönüne alarak ortalama gücü hesaplamak için, ortalama rüzgar hızının istatistiksel dağılımı olan $f_T(\bar{V})$ 'nin kullanımı denklem (3.15) ve (3.16)'da verildiği gibidir.

$$\bar{P}_T = \frac{1}{2} \bar{\rho} (1 + 3I^2) \int_0^\infty f_T(\bar{V}) \bar{V}^3 dV \quad (\text{W/m}^2) \quad (3.15)$$

$$\bar{P}_T = \frac{1}{2} \bar{\rho} (1 + 3I^2) \sum_{i=1}^n f_{iT}(\bar{V}) \bar{V}_i^3 \quad (3.16)$$

Betz'e göre elde edilebilir maksimum güç P_{ext} denklem (3.17) ve (3.18)'de verilmiştir. Burada yoğunluk $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ olarak alınmıştır (Golding, 1955; Considine, 1977; Archie, 1991).

$$\bar{P}_{ext} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \bar{\rho} (1 + 3I^2) \sum_{i=1}^n f_{iT} \left(\bar{V} \right) \bar{V}_i^3 \quad (3.17)$$

$$\bar{P}_{ext} = 0.4065 \sum_{i=1}^n f_{iT} \left(\bar{V} \right) \bar{V}_i^3 \quad (3.18)$$

Ortalama günlük rüzgar enerjisi ise denklem (3.19) ve (3.20) ile bulunabilir.

$$\bar{E}_d = \frac{24}{1000} \frac{1}{2} \bar{\rho} (1 + 3I^2) \sum_{i=1}^n f_{iT} \left(\bar{V} \right) \bar{V}_i^3 \quad (\text{kWh/m}^2 \text{ gün}) \quad (3.19)$$

$$\bar{E}_d = 24 \times 10^{-3} \bar{P}_T \quad (\text{kWh/m}^2 \text{ gün}) \quad (3.20)$$

Elde edilebilir ortalama günlük rüzgar enerjisinin bulunmasında, denklem (3.21) ve (3.22)'den yararlanılabilir.

$$\bar{E}_{dex} = 24 \times 10^{-3} \bar{P}_{ext} \quad (\text{kWh/m}^2 \text{ gün}) \quad (3.21)$$

$$\bar{E}_{dex} = 9.744 \times 10^{-3} \sum_{i=1}^n f_{iT} \left(\bar{V} \right) \bar{V}_i^3 \quad (\text{kWh/m}^2 \text{ gün}) \quad (3.22)$$

Aylık rüzgar enerjisini E_m ile gösterirsek;

$$\bar{E}_m = 24 \times 10^{-3} d \bar{P}_T \quad (\text{Wh/m}^2 \text{ ay}) \quad (3.23)$$

Bu durumda, elde edilebilir ortalama aylık rüzgar enerjisi denklem (3.24) ile bulunabilir.

$$\overline{E}_{mex} = \overline{E}_{dex} d \quad (\text{kWh/m}^2 \text{ ay}) \quad (3.24)$$

Yıllık ortalama rüzgar enerjisi E_{aex} ise denklem (3.25)'de verildiği gibi aylık rüzgar enerjilerinin toplamına eşittir.

$$\overline{E}_{aex} = \sum_{m=1}^{12} \overline{E}_{mex} \quad (\text{kWh/m}^2 \text{ yıl}) \quad (3.25)$$

3.6. Literatürdeki Çalışmalar

Habali et al. (1986), çalışmalarında; Ürdün'de 11 istasyondan alınmış rüzgar verilerini incelemiştir. Buna göre, aylık ortalamalar, mevsimsel rüzgar hızları ve ortalama güç yoğunluğu dağılımları her bir istasyon için hesaplanmıştır.

Taşdemiroğlu (1987), büyük ölçekte rüzgar türbinleri kurmak için, Türkiye'deki 117 istasyonda, uzun dönemli rüzgar ölçümleri almıştır. Bu ölçümlere dayanarak, aylık ortalama rüzgar haritaları, yıllık ortalama yoğunluk haritaları oluşturmuştur. Weibull dağılımını kullanarak, yıllık ortalama güç ve yükseklik değişimlerini belirlenen bölgeler için hesaplamıştır. Sonuç olarak, bu sistemlerin uygulanabilirliğini irdelemiştir.

Darwish and Sayigh (1988), Irak rüzgar enerji potansiyelini incelemiştir. Bunun için, 10 yıllık rüzgar verilerini kullanarak aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızları ile Weibull parametrelerini hesaplamışlardır.

Faregh (1992), Bahreyn rüzgar enerji potansiyelini araştırmıştır. Çalışmada, 1980-1985 yılları arasındaki 6 yıllık, saatlik rüzgar hız verisini analiz etmiştir. Yapılan

değerlendirme sonucu bölgenin ortalama rüzgar hızını 5 m/s olarak bulmuş olup, olasılık yoğunluk fonksiyonu olarak Weibull dağılımını kullanmıştır.

Sopian et al. (1994), Malezya rüzgar enerji potansiyelini belirlemek için 10 istasyondan alınan verileri değerlendirmişlerdir. Veri seti 10 yıllık olup, 1981-1991 yılları arasını kapsamaktadır. Yapılan çalışmada, sonuçlar, Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu temel alınarak değerlendirilmiştir.

Tolun et al. (1995), Gökçeada'da konumlandırılmış 4 farklı istasyondan 3 yıl boyunca rüzgar enerjisi potansiyelini belirlemek amacıyla, rüzgar verileri toplamışlardır. Yapılan ölçümlerde, bölgenin dörtte üçünün 6 m/s'den daha yüksek ortalama rüzgar hızına sahip olduğu tespit edilmiş ve rüzgar hız dağılımı belirlenirken Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu kullanılmıştır.

Şen (1996), bir bölgede; sıcaklık, basınç ve rüzgar hızlarının eş zamanlı değişimlerini gözönüne alarak, rüzgar enerjisinin istatistiksel davranışını değerlendirmiştir. Çalışmada asıl amaç, rüzgar enerjisinin olasılık yoğunluk fonksiyonunun tahmini olup, enerji değerlendirmeleri ile birlikte güvenilirlik ve risk değerlendirmesi için bir temel teşkil etmektir.

Rahman (1996), Bangladeş'te, Patenga, Cox's Bazaar, Kukata, Moheshkhali ve Noakhali bölgelerinde ölçüm yapmıştır. Anemometreler yerden 20 m yüksekliğe konumlandırılmışlardır. Toplam verinin %30- 40'ı ortalama rüzgar hız değerinin üzerinde tespit edilmiştir.

Dündar and İnan (1996), Türkiye'nin batı sahilinde bulunan Bozcaada için 1975-1984 yılları arasında kaydedilen rüzgar verileri ve diğer parametreler ile, bölgede rüzgar enerjisi kullanımı üzerine hesaplamalar yapmışlardır. Hesaplamalarda, hazırlanan yazılımların yanında WA^SP (Wind Atlas Analysis and Application Program) kullanılmıştır.

Sonuçlar yerden olan yüksekliklere göre sınıflandırılmış ve büyük ölçekteki rüzgar türbinlerine göre enerji üretim değerleri hesaplanmıştır.

Ramachandra et al. (1996), Hindistan'da bulunan Kumta ve Sisris'deki Uttara-Kannada bölgesinin Karnataka kesimindeki bölgeden alınan 24 aylık verilere dayanarak, bölgenin rüzgar enerji potansiyelini ve rüzgar enerji karakteristiğini araştırmışlardır. Değerlendirmelerde, 2 parametrelili Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonunun, bölge için iyi sonuçlar verdiği tespit edilmiştir.

Türksoy (1997), sadece ortalama rüzgar hızı veya istatistiksel bir dağılım fonksiyonu yerine, hem ortalama rüzgar hızına hem de standart sapmaya bağlı olarak, rüzgar hızının üçüncü kuvvetinin hesaplanmasında kullanılabilecek amprik bir model geliştirmiştir. Bunun için ortalama rüzgar hızı ve standart sapmaya bağlı 10 parametrelili bir amprik model oluşturarak, çoklu regresyon tekniğiyle katsayıları çözmüş ve rüzgar hızının üçüncü kuvvetinin hesaplanmasında kullanılacak ifadeyi elde etmiştir.

Dündar (1997), Türkiye'deki ortalama rüzgar hız ve enerji potansiyellerinin dağılışını genel olarak incelemiş, inceleme sonunda rüzgar enerjisinden yararlanılabilecek alanlar; Bandırma, Bodrum, Bozcaada ve Çeşme merkezleri için yazılımından yararlanarak rüzgar atlası istatistiklerini incelemiştir.

Algifri (1997), Yemen-Aden bölgesi için rüzgar enerjisi potansiyelini araştırmıştır. Yapılan istatistiksel çalışmada yıllık rüzgar hızı 4,5 m/s olarak tespit edilmiştir. Rüzgar hız dağılımları Weibull ve Rayleigh parametreleriyle ifade edilmiş olup yapılan analizler neticesinde en yüksek aylık ortalama rüzgar hızı Şubat ayında görülürken en yüksek rüzgar hızının da Haziran ayında olduğu tespit edilmiştir.

Nfaoui et al. (1998), Fas'da yaptıkları bu çalışmada, incelenen 11 bölge için yıllık ortalama rüzgar hızının 5-10 m/s arasında değiştiğini tespit etmişlerdir. Yıllık ölçekte

yapılan gözlemlere göre; saatlik rüzgar hızı dağılımında Weibull dağılımının tersine, Weibull karma dağılımı daha iyi sonuçlar vermiştir.

Şen (1999), topoğrafik karmaşıklık ve etraftaki engellerin, rüzgar ölçümleri ve yönlerine büyük etkisi olduğunu göstermiştir. Rüzgar enerjisi hesaplamalarında, bunun gibi etkilerin, gözlenen temel veri üzerinde ölçeklendirilmesi gerektiğini ve bölgesel rüzgar enerji potansiyeli değerlendirmesinde gözönüne alınması gerekliliğini vurgulamıştır.

Seguro and Lambert (1999), rüzgar enerjisi analizi için Weibull rüzgar hız dağılımı parametrelerinin modern yaklaşımlarını incelemişlerdir. Rüzgar enerjisi analizinde, Weibull rüzgar hız dağılımı parametrelerini incelemek için; Maksimum Olabilirlik Tahmini (MLE), Düzeltilmiş Maksimum Olabilirlik Tahmini (MMLE) ve yaygın olarak kullanılan Grafiksel Tahmin metodu olmak üzere 3 farklı metot kullanmışlardır. Yapılan analizlerde, MLE'nin, parametre kestirim tekniği olarak kullanılması uygun bulunmuştur.

Öztopal et al. (2000), fosil yakıtların atmosfere ve çevremize verdiği zararları inceleyerek, yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisinin Türkiye için önemini vurgulamışlardır. Yapılan çalışmada, yerel ve bölgesel yorumlarla, Türkiye için rüzgar hız, topoğrafya ve rüzgar enerji değişimi haritaları elde edilmiştir.

Sulaiman et al. (2000), Umman'dan alınan 4 istasyonun verilerini analiz ederek rüzgar hız parametrelerini Weibull dağılımına göre hesaplamışlar, bölgenin rüzgar rejimini ifade etmek için Weibull dağılımının kullanılabilirliğini göstermişlerdir.

Durak (2000), Manisa-Akhisar bölgesi için elde ettiği rüzgar verilerine göre, WA^{SP} yazılımı vasıtasıyla, beş farklı rüzgar türbinine göre bölgeden üretilebilecek rüzgar enerjisini hesaplamıştır.

Merzouk (2000), Cezayir rüzgar enerjisi potansiyelini belirlemek için yaptığı çalışmada, 64 istasyondan elde edilen verileri kullanmıştır. Çalışmada kullanılan rüzgar ölçüm istasyonları 10 m yükseklikte olup, rüzgar hızının 1-6 m/s aralığında değiştiği tespit edilmiştir. İstatistiksel analiz yapılırken yıllık ve günlük rüzgar hızları kullanılmış olup Weibull parametreleri ve güç yoğunluğu hesaplanırken karma Weibull dağılımı kullanılmıştır.

Durak and Şen (2000), bölgesel rüzgar hız değişimlerinden dolayı farklı rüzgar türbini teknolojilerini değerlendirmişlerdir. Çalışmada WA^SP yazılımı kullanılmış ve türbin konuşlandırması için uygun bölgeler belirlenmiştir. Hesaplamalarda % 10 hata toleransı verilmiş olup, bölgeden minimum 31.436 MWh/yıl rüzgar enerjisi üretilebileceği hesaplanmıştır.

Cook (2001), modern metotlar; MLE ve MMLE ile geleneksel yaklaşım olan Grafiksel Tahmini karşılaştırmıştır. Sonuç olarak, Grafiksel Tahmin metodunun; MLE ve MMLE'ye göre daha zayıf sonuçlar verdiği görülmüş, metodun daha iyi sonuçlar verebilmesi için rüzgar hız verisinin kümülatif dağılım formatında olması gerektiği saptanmıştır.

Mungwena (2001), Zimbave bölgesinin rüzgar enerjisi potansiyelini değerlendirmiştir. Değerlendirme sonucunda; Zimbave'nin çoğu bölgesinde, rüzgar hızının 2,6-4 m/s arasında değiştiğini tespit etmiş olup genel olarak ülkenin çoğu bölgesinde bütün yıl boyunca ortalama rüzgar hızının yaklaşık 3,2 m/s olduğunu belirlemiştir.

Dorvlo and Ampratwum (2001), Umman'ın rüzgar enerjisi potansiyelini belirlemek için, 13 meteorolojik istasyondan alınan verileri kullanmışlardır. Umman için uzun dönemli ortalama rüzgar hızının 3,67 m/s ve güç yoğunluğunun 30,3 W/m² olduğunu tespit etmişlerdir.

Köse vd. (2002), Kütahya yöresinde belirlenen bir konum üzerinde, rüzgar enerjisinden elektrik üretimini amaçlayan bir elektrik santrali için mevcut potansiyeli araştırmışlardır. Bu amaçla, ilk olarak Kütahya ilinde rüzgar ölçümü yapılacak uygun arazi seçilmiş ve montajı yapılan rüzgar ölçüm istasyonundan Temmuz-2001 tarihinden itibaren 16 ay süre ile veri alınarak değerlendirmeler yapılmıştır. Değerlendirme sonucunda, ortalama rüzgar hızları; 10 metrede 4,1 m/s, 30 metrede 4,4 m/s olarak tespit edilmiştir.

Deniz ve Erdoğan (2002), Ayvalık, Bandırma, Çanakkale, Edremit, Gökçeada ve Kilyos için saatlik ortalama rüzgar verilerini kullanarak aylık, mevsimlik ve yıllık bazda hem ortalama rüzgar şiddetleri, hem de rüzgardan elde edilebilecek enerji miktarlarını hesaplamışlardır.

Weisser (2002), Grenada bölgesi için yaptığı çalışmada Weibull dağılımını kullanarak, günlük, aylık ve mevsimlik analizler yapmıştır. Sonuç olarak, bölgenin, rüzgar hız ortalamasını 5,87 m/s, yağmurlu mevsimlerde ise 4,94 m/s olarak tespit etmiştir.

Tokgözlü ve Aslan (2002), Temmuz 2001-Eylül 2002 tarihleri arasında, Süleyman Demirel Üniversitesi Kampus alanında 10 m ve 30 m'de kurulan, rüzgar ölçüm istasyonu ile rüzgar şiddeti ve yönünün değişimlerini incelemişlerdir. Analizler veri kaydedici vasıtası ile 10'ar dakikalık ortalamalar şeklinde kaydedilmiştir. Ölçüm istasyonundan 10 m ve 30 m yüksekliğinde alınan yıllık ortalama rüzgar hızı değerleri, sırasıyla 4,6 m/s ve 5,0 m/s olarak tespit edilmiştir.

Çelik (2003), rüzgar hızlarını, Weibull dağılımını kullanarak tespit etmiş olup, veri setini, gün ve ay şeklindeki formatlarda oluşturmuştur. Değerlendirmede, veri seti olarak, 8 yıllık uzun dönemli, dünyanın beş farklı bölgesinden alınmış saatlik zaman serisi kullanılmıştır.

Bilgili vd. (2003), Türkiye'nin Doğu Akdeniz kıyısında bulunan İskenderun ilçesinin, rüzgar enerji potansiyelini incelemişler, meteoroloji istasyonu çevresindeki ölçümlere etki eden engellerin etkilerini araştırmışlardır. Çalışmada, İskenderun Meteoroloji İstasyonunda 1997-2001 yılları arasında 17 m yükseklikte ölçülen saatlik rüzgar hız ve yön bilgileri kullanılmıştır. Ayrıca 1/100.000 ve 1/250.000 ölçekli topoğrafya haritaları ile meteoroloji istasyonu incelenerek bölgenin topoğrafya, pürüzlülük ve yakın çevre engel bilgileri elde edilmiştir. Elde edilen bilgiler ışığında bölgenin ortalama rüzgar hızı tespit edilmiştir.

Rehman (2003), Suudi Arabistan'ın batı sahilinde bulunan Yanbo'da uzun dönemli rüzgar verisi analizini; yıllık, mevsimsel ve günlük değişimler bazında gerçekleştirmiştir. Rüzgar enerjisi hesaplamaları; 150, 250, 600, 800, 1000, 1300, 1500, 2300, 2500 kW güçlerindeki türbinlerle yapılmıştır. Rüzgar hızı toplam verinin %69'unda 3,5 m/s'nin üzerinde tespit edilmiştir.

Özerdem and Türkeli (2004), İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü kampus alanındaki rüzgar enerjisi potansiyelini hesaplamak için, 16 ay boyunca 10 m ve 30 m yükseklikteki anemometrelerden rüzgar hız verileri toplamışlardır. Ortalama rüzgar hızı 10 m'de 7,03 m/s ve 30 m'de 8,14 m/s olarak tespit edilmiştir. WAP ve WindPRO yazılımları kullanılarak, 600-1500 kW güçleri arasındaki rüzgar türbinlerinin bölgede konumlandırılmaları yapılmış ve yıllık enerji üretimleri incelenmiştir.

Bilgili et al. (2004), çalışmalarında, Türkiye'nin Doğu Akdeniz bölgesinin bazı kesimlerinde, rüzgar enerjisi potansiyelleri için uygun veri sağlamayı amaçlamışlardır. Bu bağlamda, Antakya ve İskenderun bölgelerindeki meteoroloji istasyonlarından 1997-2001 yılları arasında gözlenen saatlik rüzgar verileri kullanılmış, hakim rüzgar yönü, ortalama değerler, rüzgar hızları, rüzgar potansiyeli ve frekans dağılımı değerlendirilmiştir.

Hrayshat (2004), Ürdün-Tafila'da elektrik üretimi için rüzgar enerji potansiyelini araştırmıştır. Araştırmada, 1990-2000 yılları arasında elde edilen uzun dönemli rüzgar hız ve yön verileri incelenmiş, ortalama rüzgar hızı 4,4 m/s olarak bulunmuştur. Rüzgar yönü ise çok değişken olarak tespit edilmiştir.

Ülgen et al. (2004), çalışmasında, rüzgar hızı değişimlerinin doğru tespitinin, enerji üretim maliyeti üzerindeki etkilerini vurgulamıştır. Bu çalışmada, Konya-Akşehir bölgesi için 2 parametrelili Weibull dağılımıyla rüzgar hız değişimleri hesaplanmıştır. Rüzgar verisi Akşehir meteoroloji istasyonundan alınmış olup, 1997-2002 yılları arasındaki 6 yılı kapsamaktadır. Elde edilen yıllık ortalama sonuçlara göre; Weibull şekil parametreleri (k), 1,756-2,076 arasında değişirken, Weibull ölçek parametreleri (c) 2,956-3,444 m/s arasında değerler almıştır.

Ramachandra and Shruthi (2004), 1996'da Karnataka bölgesinde yapmış oldukları çalışmaya benzer şekilde, ikinci bir çalışma yapmışlardır. Bu çalışmada, bölgenin yenilenen rüzgar verileriyle beraber, topoğrafik özellikleri GIS sistemiyle oluşturularak, hem bölgede rüzgar türbini kurulacak optimum bölge seçimi sağlanmış, hemde bölgesel ölçekte rüzgar hız dağılımı incelenmiştir. İncelemeler sonucunda bölgenin yıllık genel ortalaması, yaklaşık 5 m/s olarak tespit edilmiştir.

Akpınar, E. and Akpınar, S. (2004), Elazığ bölgesindeki, Maden, Ağın ve Keban'daki rüzgar karakteristiklerini incelemiştir. Veri seti, 1998-2003 yılları arasında 6 yıllık, saatlik zaman serisi formatında istatistiksel olarak analiz edilmiştir. Enerji hesaplamaları ve kapasite faktörleri, 300-2300 kW kapasitelerindeki türbinler baz alınarak yapılmıştır.

Al-Abbadi (2004), Suudi Arabistan'da seçilen 5 bölgeden alınan rüzgar verilerini analiz etmiştir. Yapılan çalışmada, veri seti 1995-2002 yılları arasında kapsamaktadır. Çalışmada, yıllık enerji üretim değerleri, Nordex N43 rüzgar türbini baz alınarak

hesaplanmıştır. Analizler; 10 dakikalık veri setiyle yapılan enerji hesaplamasının, 30 dakikalık veri setiyle yapılan hesaplama göre %2,5 daha yüksek olduğunu göstermiştir.

Şahin vd. (2004), Doğu Akdeniz bölgesindeki rüzgar enerjisi potansiyelini araştırmışlardır. Potansiyel, 1992-2001 tarihleri arasında 7 istasyondan alınan saatlik rüzgar verileri ile belirlenmiş olup çalışmada, ortalama rüzgar gücü yoğunluğu, yerden 25 m yükseklik için, 500 W/m^2 olarak hesaplanmıştır.

Nassar et al. (2005), Kuveyt'te 6 bölge için rüzgar karakteristiklerini değerlendirmişlerdir. Yıllık ortalama rüzgar hızı, belirlenen bölgeler için 3,7-5,5 m/s arasında değişiklik göstermiş olup, ortalama rüzgar gücü yoğunluğunun yerden 10 m yükseklik için $80-167 \text{ W/m}^2$ arasında değiştiği tespit edilmiştir. Her bir istasyon için güç yoğunluğu, Weibull dağılımı kullanılarak hesaplanmıştır.

Genç et al. (2005), uygun parametre tahmin tekniğinin belirlenmesinden sonra, rüzgar gücü potansiyelini 2 parametrelili Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonuyla hesaplamışlardır. Uygun parametre tahmin tekniğini seçerken Maksimum Olabilirlik Tahmini, En Küçük Kareler Yöntemi ve Momentler Tekniği arasında kıyas yapmışlardır.

Shata and Hanitsch (2005), 10 meteorolojik istasyondan aldıkları verilerin istatistiksel analizlerini yaparak, rüzgar karakteristiklerini çıkarmışlardır. Çalışmanın sonunda ise, bölgeye rüzgar türbini kurulması durumunda, bölgedeki rüzgar potansiyeline göre, rüzgar türbini maliyet analizi yapmışlardır.

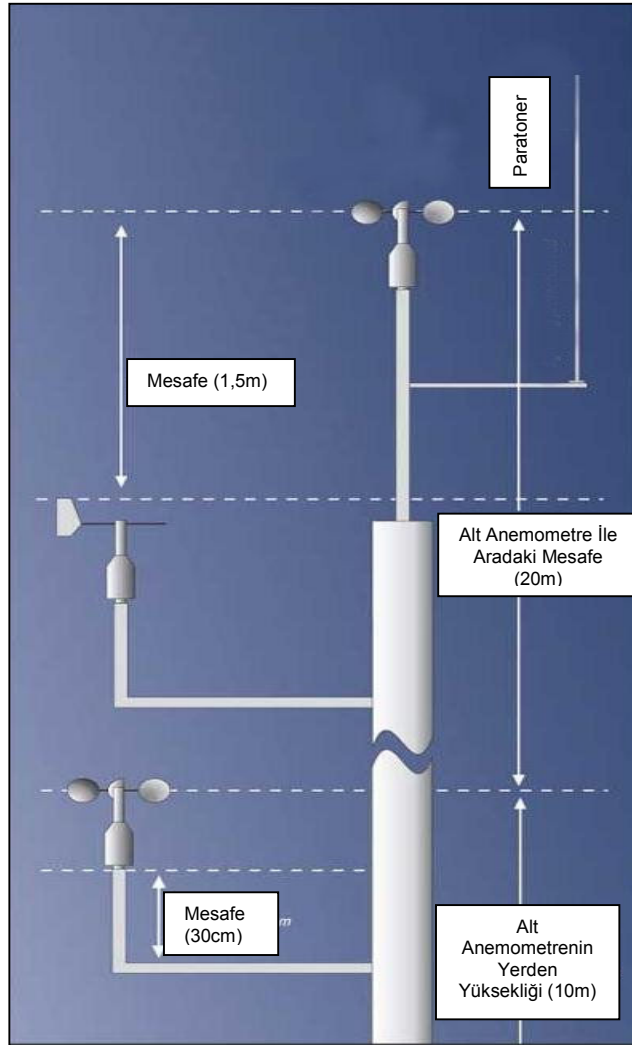
4. MATERYAL ve METOT

4.1. Giriş

Rüzgar ölçüm istasyonlarının ve rüzgar türbinlerinin konuşlandırılması, doğru bir ölçüm almak ve verimli bir enerji üretimi için çok önemlidir. Rüzgar enerji santralının projelendirilmesi ve ekonomikliğı temel olarak seçilen santral sahasından üretililecek enerji miktarına bağlı olmaktadır. Bu nedenle arazinin topoğrafik yapısı da göz önüne alınarak uygun noktaya rüzgar gözlem istasyonu (RGİ) kurulmalıdır. RGİ'nin kurulacağı alan, hakim rüzgar yönünde ve rüzgarı etkileyecek herhangi bir engelin bulunmadığı bölgelerde seçilmelidir. Aksi takdirde rüzgar hızı gerçek değerinden turbülanslar nedeniyle çok fazla uzaklaşabilir. RGİ'lerdeki ölçüm direğı üzerine yerleştirilmiş ölçüm aletleri ile standartlara uygun olarak yapılan rüzgar hızı, rüzgar yönü gibi ölçümler rüzgar enerji santralı projesinin daha sonraki aşamaları olan verilerin değerlendirilmesi, enerji üretim miktarının belirlenmesi ve rüzgar türbini seçiminde yol gösterici olacaktır. Özellikle enerji amaçlı rüzgar hız ve yön ölçümlerinde hassasiyetin yüksek olması istenmektedir. Bir bölgenin rüzgar enerji potansiyeli denklem (3.5)'de verildiğı gibi rüzgar hızının kübüyle orantılı olduğundan rüzgar hızı ölçümlerinde yapılabilecek ölçüm hatası, rüzgar enerji potansiyelinin belirlenmesindeki doğruluğı oldukça etkiler. Rüzgar ölçüm verileri mümkün olduğunca sürekli olmalı, kesintili ve eksik olmamalıdır. Ölçüm serilerinde meydana gelen kayıp veri, toplam verinin en fazla % 10'u kadar olabilir. Bu oranın üstündeki kayıplar, hassas bir değerlendirmeyi mümkün kılmadığından elde edilen ölçüm değerleri iptal edilmelidir (Anonim, 2002).

RGİ'deki ölçüm ekipmanları tamamen doğal atmosferik şartlarda çalıştığından kapalı yerlerde çalışan diğer ekipmanlara göre ekonomik ömürleri daha kısadır. Paslanma, korozyon, çürüme, aşınma, buzlanma gibi etkenler yüzünden rüzgar ekipmanlarının ölçüm değerleri normalden hızla uzaklaşır. Bu yüzden rüzgar ölçüm ekipmanları ve kayıt sistemleri ile elektrik devreleri sık sık kontrol edilmeli, bakımları ve kalibrasyonları, standartlarda ve aletlerin teknik el kitaplarında öngörülen zamanlarda mutlaka yapılmalıdır (AWS, 1997).

Bir ölçüm istasyonunda doğru bir ölçüm yapabilmek için ekipmanların ölçüm istasyonu üzerindeki konumları ve birbirleri ile olan mesafeleri çok önemlidir. Şekil 4.1’de bir rüzgar ölçüm istasyonunda bulunması gereken asgari ekipmanların konumlandırılması görülmektedir.



Şekil 4.1. Bir Rüzgar Ölçüm İstasyonunda Olması Gereken Ekipman Konumları
(AWS, 1997)

Şekil 4.1’den görüleceği üzere üst anemometre yerden 30 m yükseklikte konumlandırılmış olup, alt anemometre ile arasındaki mesafe 20 m’dir. Yön kontrol

cihazı ise üst anemometreden 1,5 m aşağıda bulunmaktadır (AWS, 1997). Ayrıca dikkat edilmesi gereken diğer bir hususta; yan kolların, ölçüm direği ile olan mesafesinin direk çapının en az 7 katı mesafede olması ve yatay traversle arasının en az 30 cm olmasıdır. Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda da ekipmanlar, belirtilen bu kriterler dikkate alınarak, ölçüm direği üzerinde konumlandırılmıştır.

4.2. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonu

Doğu ve güneyden dağlarla çevrili Kütahya ili deniz seviyesinden 969 m yükseklikte bulunmakta olup nüfusu 170.000'dir. 39°42' enlem ve 29°93' boylamları arasında bulunan il, Ege bölgesinin İç Batı Anadolu bölümü içerisinde yer almakta olup Ege, Marmara ve İç Anadolu bölgelerinin birçok coğrafik özelliklerini içermektedir. Kütahya, Ege bölgesi ile İç Anadolu bölgesi arasında geçiş iklimine (yarı karasal) sahiptir. Kışları soğuk ve yağışlı, yazları sıcak ve kurak, baharları ise değişken ve bol yağışlı olan Kütahya ilinin dört mevsimini kapsayan yıllık ortalama sıcaklık değeri 10,7 °C'dir. Geçiş iklimi olması nedeniyle, iklim yıldan yıla farklılık arz etmektedir. DMİ Genel Müdürlüğüne ait istasyonlarda 1940 yılından itibaren yapılan ölçümlerden Kütahya ilinde hakim rüzgarın, yıllık ortalama 1,7 m/s'lik rüzgar hızı ile kuzeyden (N) esmekte olduğu, maksimum rüzgar hızının ise 27,6 m/s ile kuzey-batıdan estiği anlaşılmaktadır (Kütahya Meteoroloji Müdürlüğü, 2004).

Bu çalışmada; Kütahya-Kızılbayır Mevkii Bünelek Tepe'de, Temmuz 2001 ile Haziran 2004 tarihleri arasında 36 ay boyunca rüzgar hız ve yön verileri alınmıştır. Ölçüm istasyonu kurulacak yerin seçimi yapılırken, ölçüm yapılacak bölgenin yüksek olması ve etrafında engel yüksekliğinin 10 katı mesafeden daha yakında başka yüksek engeller bulunmaması gibi kriterler değerlendirilmiştir ve rüzgar ölçüm işleminde kullanılacak olan ekipmanların belirlenmesinde, 11/10/2002 tarih ve 24903 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren "Rüzgar ve Güneş Ölçümlerine İlişkin Tebliğ" dikkate alınmıştır (Anonim, 2002).

Yapılan araştırmalar sonunda; Kütahya-Kızılbayır Mevkii Dumlupınar Üniversitesi Kampus alanında bulunan ve deniz seviyesinden 1094 m yükseklikteki Bünelek Tepe, ölçüm için uygun bir arazi olarak belirlenmiştir. Belirlenen arazi, $29^{\circ}54'4,04''$ boylam ve $39^{\circ}29'6,34''$ enlemlerindeki koordinatlara sahiptir. Koordinat belirlemede, Çizelge 4.1’de teknik özellikleri verilen Şekil 4.2’deki Topcon Odyssey marka GPS (Geographical Position System-Coğrafik Konum Sistemi) cihazı kullanılmıştır.



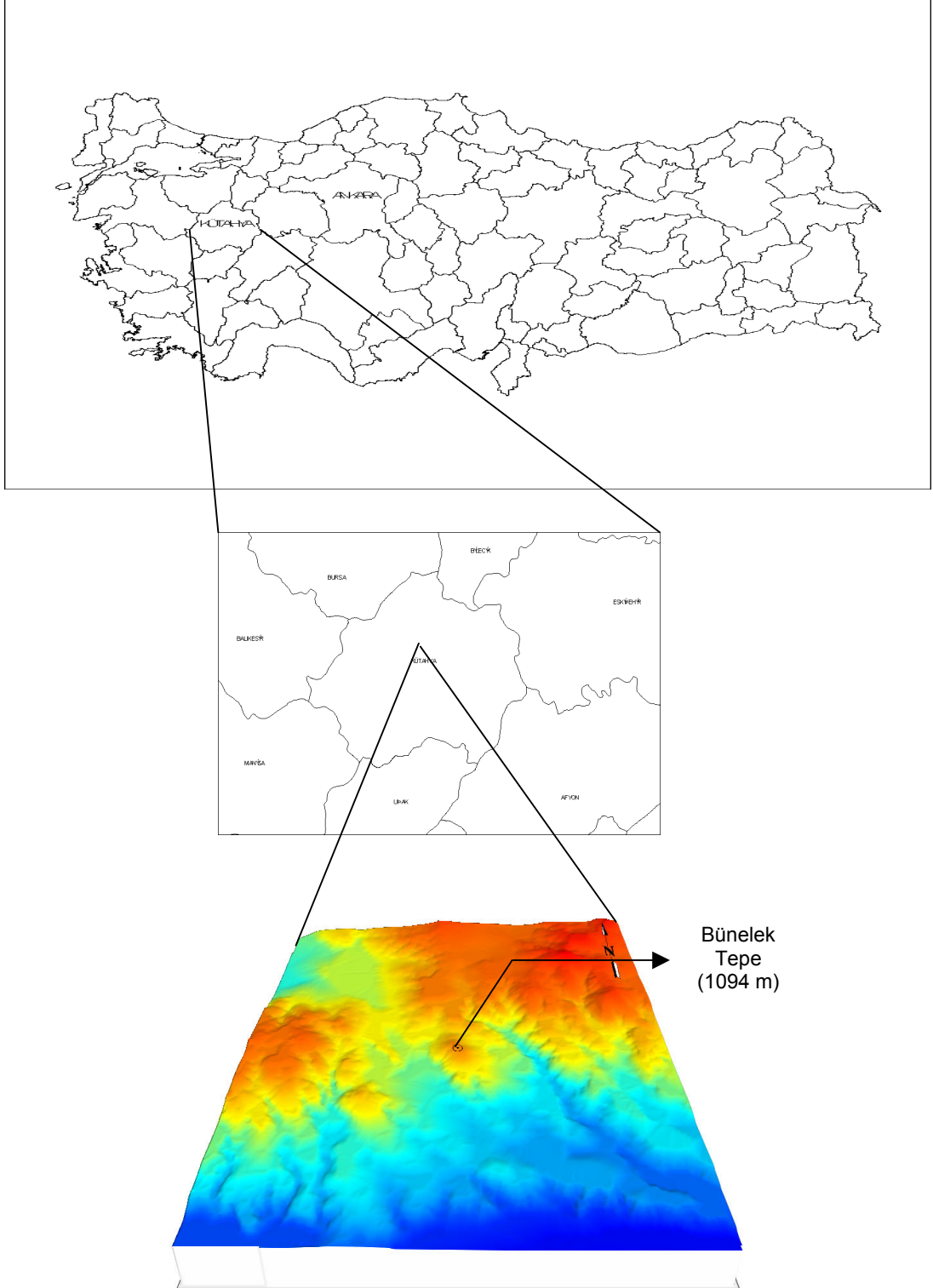
Şekil 4.2. Topcon Odyssey-E Koordinat Belirleme Cihazı

Tek frekanslı (L1) iki alıcıdan oluşan GPS cihazı, iki alıcı ile de statik, hızlı statik ölçümler (Nirengi/Poligon kontrol noktaları ölçümü, nirengi ağı sıkılaştırma, ülke ağına bağlanma, araştırma amaçlı yüksek hassasiyet) ve kinematik ölçümler yapabilmektedir. Koordinat belirlemede kullanılan GPS cihazı, istenildiğinde, çift frekanslı (L1+L2) hale dönüştürülebilmektedir.

Çizelge 4.1. Topcon Odyssey-E Koordinat Belirleme Cihazının Teknik Özellikleri

	Birim	Özellik
İzleme Kanalı (standart)	-	40 L1 GPS (20 GPS L1+L2)
İzleme Kanalı (Opsiyonel)	-	20 GPS L1+L2 (GD)
İzlenen Sinyaller	-	L1/L2 C/A ve P Kod ve Taşıyıcı
Temel Ölçme Duyarlılığı	-	L1+L2 için 3mm+1ppm/L1 için 5mm+1.5ppm
Soğuk Başlatma	saniye	<60
Sıcak Başlatma	saniye	<10
Kazanç	saniye	<1
Pil	-	1 Adet Dahili Lithium-Ion
Harici Güç Girişi	V (DC)	6-28
Güç Tüketimi	W	>3
GPS Anteni	-	Tümleşik
Anten Tipi	-	Mikroşerit
Çıkış Bağlantısı	-	4×seri (RS 232)
Dahili Hafıza	MB	96
Ham Veri Kaydı	-	Saniyede 20 defa
Terminal	-	Alüminyum, su geçirmez
Çalışma Sıcaklığı	°C	-40-55
Boyutlar	mm	Genişlik:159×Yükseklik:172×Derinlik88
Ağırlık	kg	1.65

Şekil 4.3’de, 1/25.000 ölçekli haritalar üzerinden R2V yazılımıyla sayısallaştırılan ve Mapinfo V.8 yazılımı ile ölçeklendirilen rüzgar ölçüm istasyonunun kurulduğu Bünelek Tepe’nin 25 km²’lik alan içerisindeki 3 boyutlu görüntüsü verilmiştir (R2V, 2005; Mapinfo V.8, 2005). Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda kullanılan ölçüm direği 30 m olup 10. ve 30. metrede bir adet anemometre ve 30. metrede bir adet yön kontrol cihazı bulunmaktadır. Anemometreler; üçlü fincan tip anemometre olup, yön kontrol cihazı gibi Ammonit markadır. Ayrıca ölçüm istasyonunun enerji gereksinimi için (12 V/5W) solarcell kullanılmıştır.



Şekil 4.3. Rüzgar Ölçüm İstasyonunun Bulunduğu Bünelek Tepe Bölgesi

Şekil 4.4’de verilen Bünelek Tepe, Çizelge 3.2’de verilen değerlere göre pürüzlülük derecesi 1 olan bölgeye girmektedir. Bu nedenle 5. Bölümde enerji hesaplamaları yapılırken, pürüzlülük derecesi 1 olan bölgeye karşılık gelen pürüzlülük faktörü değeri kullanılmıştır. Çizelge 3.2’den görüleceği üzere, pürüzlülük derecesi 1 olan bölge için, engel uzunluk değeri 0,03 m olarak kabul edilmiştir.

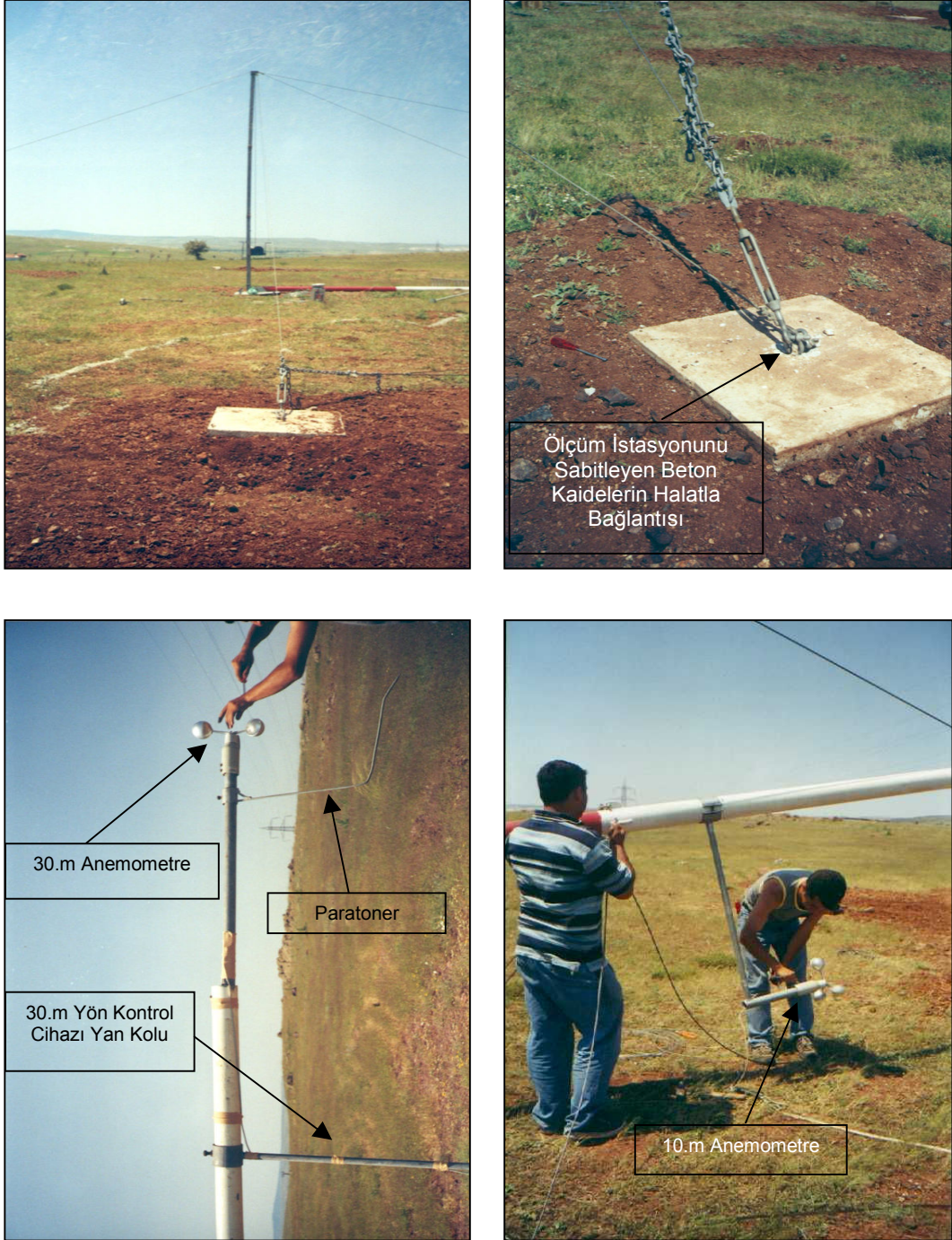


Şekil 4.4. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonunun Bulunduğu Arazi

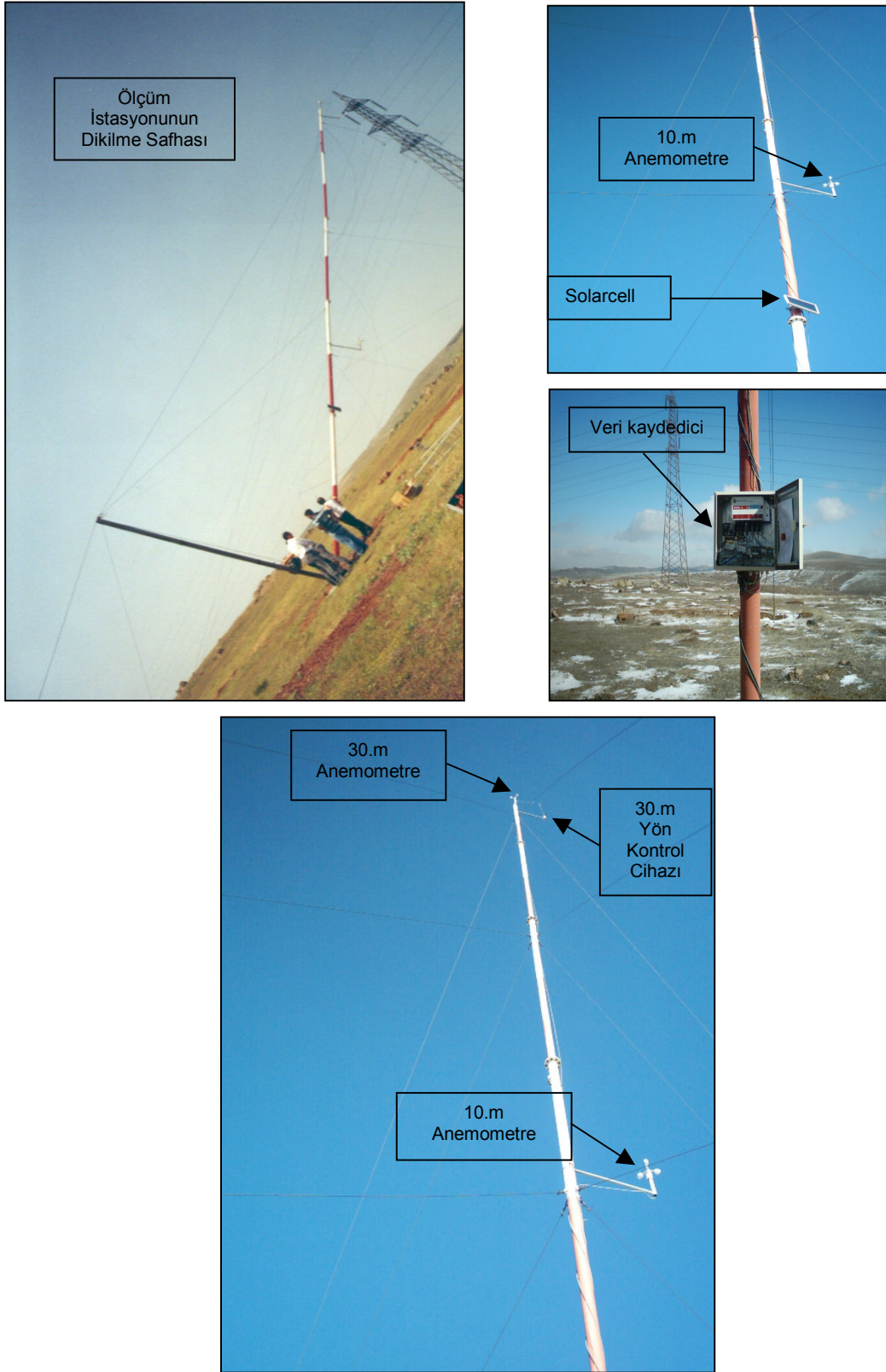
Rüzgar ölçüm istasyonu montaj aşamaları Şekil 4.5a ve Şekil 4.5b’de verilmekte olup kurulum safhaları hakkında daha detaylı bilgi Özgür (2002)’de yapılan çalışmada bulunmaktadır. Şekil 4.6’da ise RGI’nin montajı tamamlanmış hali görülmektedir.



Şekil 4.5a. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonu Montaj Aşamaları



Şekil 4.5b. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonu Montaj Aşamaları



Şekil 4.6. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonu

4.3. Ölçüm Ekipmanları

4.3.1. Veri Kaydedici (Datalogger)

Veri kaydedici; sensörlerden gelen, rüzgara ait hız ve yön verilerini belirlenen aralıklara göre depolamada kullanılır. Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda kullanılan veri kaydedici Şekil 4.7’de verilmekte olup, bu cihaza ait teknik özellikler Çizelge 4.2’de belirtilmektedir (Ammonit, 2006).



Şekil 4.7. Ölçümde Kullanılan Veri Kaydedici

Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda veri kapasitesi 113 gün olan Ammonit Wicom-El marka veri kaydedici kullanılmıştır. Anemometre ve yön kontrol cihazından gelen rüzgar verilerine ait bilgiler, veri kaydedicide, 10’ar dakikalık aralıklarla, maksimum, minimum ve standart sapma değerleri olarak depolanmaktadır. Ortalama rüzgar hızı ve standart sapma değerlerinin hesaplanmasında;

$$\text{Ortalama hız için: } V_{ort} = \frac{\sum_{i=1}^k V_i}{k} \quad (4.1)$$

Standart sapma için:
$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k (V_{ort} - V_i)^2}{(k-1)}} \quad (4.2)$$

denklemleri kullanılmaktadır.

Çizelge 4.2. Ölçümde Kullanılan Veri Kaydedici'ye Ait Teknik Özellikler

	Birim	Özellik
Malzeme		Polikarbonat
Boyutlar	mm	120×200×75
Ağırlık	kg	Yaklaşık 1
Koruma tipi	-	IP 65, su geçirmez
Besleme	-	2 adet Lityum pil, (Li/SoCl ₂)
Nominal kapasite	Ah	13,5
Nominal voltaj	V	3,6
Harici besleme	V	9-18 DC
Standby akımı	mA	0,25
Ölçüm esnasında akım	mA	15
Veri alma esnasında akım	mA	40
Ölçüm esnasında çalışma sıcaklığı	°C	-30/70
Depolama esnasında çalışma sıcaklığı	°C	-40/70
Görüntü fonksiyonu çalışma sıcaklığı	°C	-10/50

4.3.2. Anemometre

Rüzgar enerjisi tahmini için yaygın olarak “fincan anemometre” kullanılır. Bu anemometrelerin bazı olumsuzlukları (fincanın ataleti, aşırı hızlanma v.b.) olmasına karşın bunlar nispeten önemsiz faktörler olarak görülmektedir. Şekil 4.8’de verilmekte olan bu anemometrelerde önemli olan çıkış sinyalinin doğrusallığı ve traverslerden ve ölçüm direğinden kaynaklanan türbülansdan etkilenmemeleridir (Ammonit, 2006).



Şekil 4.8. Ölçümde Kullanılan Fincanlı (Cup) Tip Anemometre

Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda kullanılan fincan tip Ammonit marka anemometrenin teknik özellikleri Çizelge 4.3’de verilmiştir. Rüzgar ölçüm istasyonunda 10. ve 30. metrelerdeki anemometrelerden gelen rüzgar hız bilgileri 10’ar dakikalık ortalamalar şeklinde veri kaydedicide depolanmıştır.

Çizelge 4.3. Ölçümde Kullanılan Anemometre’ye Ait Teknik Özellikler

	Birim	Özellik
Malzeme		Aliminyum
Tipi	-	Fincanlı
Ölçüm aralığı	m/s	0,3-50
Doğruluk	m/s	± 2
Çözünürlük	m/s	<0,05
Anemometrenin kalkış hızı	m/s	0,3
Maksimum ölçülen hız	m/s	60
Besleme	-	5V DC, 0,3 mA
Çalışma sıcaklığı	°C	-35/80
Veri çıkışı	-	Yaklaşık 630 Hz.
Bağlantı	-	Kablo
Anemometre ağırlığı	kg	1
Brüt ağırlık	kg	4

4.3.3. Yön kontrol cihazı

Enerji amaçlı rüzgar yön ölçümlerinde, enerji tüketimlerinin düşüklüğü nedeniyle potansiyometrik ve opto-elektronik sensörler kullanılmaktadır. Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda, teknik özellikleri Çizelge 4.4’de şekli ise Şekil 4.9’da verilmekte olan Ammonit marka yön kontrol cihazı kullanılmış ve veri kaydediciye gönderilen yön bilgileri 10’ar dakikalık ortalamalar şeklinde kaydedilmiştir (Ammonit, 2006).



Şekil 4.9. Ölçümde Kullanılan Yön Kontrol Cihazı

Çizelge 4.4. Ölçümde Kullanılan Yön Kontrol Cihazına Ait Teknik Özellikler

	Birim	Özellik
Malzeme		Alüminyum
Tipi	-	Potansiyometrik
Ölçüm aralığı	-	0-360°
Doğruluk	m/s	±2
Çözünürlük	m/s	1
Maksimum ölçüm yaptığı hız	m/s	60
Sinyal çıkışı	kΩ	0-2
Maksimum güç	W	1,5
Maksimum voltaj	V	50
Akım	mA	max 10
Sensör ağırlığı	kg	1,5
Brüt ağırlık	kg	4,5

4.3.4. Güneş Pili (Solarcell)

Merkezi güç şebekesinden uzak olan bölgelerde, enerji gereksiniminin sağlanması için güneş pili ve akümülatör sistemi kullanılmaktadır. Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda kullanılan güneş pili sistemi; bir güneş paneli ve buna bağlı bir akümülatörden ibaret olup veri kaydedici için gerekli enerjiyi sağlamaktadır. Şekil 4.10'da görülen güneş pilinin teknik özellikleri Çizelge 4.5'de verilmiştir (Ammonit, 2006).



Şekil 4.10. Ölçümde Kullanılan Güneş Pili

Çizelge 4.5. Ölçümde Kullanılan Güneş Piline Ait Teknik Özellikler

	Birim	Özellik
<i>SOLARCELL</i>		
Boyutlar	mm	491×215,5×22
Ağırlık	kg	yaklaşık 1,5
Güç	W	5
Voltaj	V	18 DC
Akım	A	0,3
<i>AKÜMÜLATÖR</i>		
Boyutlar	mm	152×60,5×94,5
Ağırlık	kg	yaklaşık 2,6
Bağlayıcı (Konnektör)	mm	4,8

4.4. Yöntem

Rüzgar hız ölçümleri, genellikle 10 dakika ile 60 dakikalık ortalama hız aralığında yapılır. Bunun nedeni birçok standart değerlendirme programıyla konfigürasyonun kolaylıkla sağlanmasıdır. Bu çalışmada, Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonundan alınan verilerin depolanması için CallAlog 02 yazılımı kullanılmıştır (CallAlog 02, 2005). CallAlog 02, anemometre ve yön kontrol cihazından 5 saniyede bir gelen sinyalleri toplayıp 10 dakikalık ortalamalar şeklinde günlük ve aylık dosyalar halinde kaydetmektedir. Ölçüm yapılan bölgedeki 36 aylık rüzgar hız ve yön bilgilerine ait veriler, ayrı ayrı veri grupları içerisinde; ortalama, maksimum, minimum ve standart sapma değerleri olarak CallAlog 02’de depolanmıştır. Rüzgar karakteristiğinin belirlenebilmesi için CallAlog 02 yazılımından alınan veriler; rüzgar hız dağılımı, olasılık yoğunluk fonksiyonu ve parametre tahmini için Minitab 14.13 ve S-Plus 6.2 yazılımlarında değerlendirilmiştir. Minitab 14.13 etkileşimli ve paylaşımlı modda çalışma olanağı sağlayan bir istatistiksel analiz programıdır. Yapılan bu çalışmada, Minitab 14.13 ile parametrik dağılım analizi yapılmış ve analizde En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE) ile En Küçük Kareler Metodu (LSM) kullanılmıştır. Minitab 14.13 ile aynı zamanda; veri analizi modülleri aracılığı ile veri işleme (frekans ve çapraz tabloların hazırlanması, grafiklerin çizilmesi, belirtici istatistiklerin hesaplanması), regresyon ve korelasyon analizi, çok değişkenli analiz, kikare ve uyumluluk analizi, zaman serileri analizi, açıklayıcı veri analizi ve kalite kontrol analizleri de yapılabilmektedir (Minitab 14.13, 2005). S-Plus 6.2 yazılımı ise pencere sistemli bir program olup, program içerisinde oluşturulan paketler yardımıyla bilinen istatistiksel teknikler uygulanmaktadır. Ayrıca S dilinde, program içerisinde program yazma imkanı bulunmaktadır. Yapılan bu çalışmada; S-Plus 6.2 ile belirlenen olasılık yoğunluk fonksiyonlarıyla parametrik dağılım analizi yapılmış olup, bu analizde Robust Asimetrik Dağılım Parametre Tahmini (RADPE) metodu kullanılmıştır. S-Plus 6.2 yardımıyla yürütülebilecek bazı analizler ise; betimleyici istatistik, grafiksel modelleme, modern kümeleme analizi, modern regresyon analizi, parametrik ve non-parametrik dağılım tahminleri, zaman serisi analizi, olasılık dağılımlardan rassal veri türetimi, kalite kontrol ve matris işlemleri şeklindedir (S-Plus 6.2a, 2006). Bu işlemlerin Minitab 14.13 ve S-Plus 6.2 aracılığı ile yapılabilmesi için her yöntemin veri tipine ve veri giriş

kurallarına uymak gereklidir. Her yöntemin kendine özgü veri giriş biçimi vardır. Bu nedenle veri girişlerini uygun biçimde yapmak ya da girilmiş verileri analize uygun hale dönüştürmek gereklidir. Bu amaçla, yapılan bu çalışmanın istatistiki analizinde, veri seti 12 aylık ve 36 aylık dosyalar haline getirilmiş ve her bir veri 10’ar dakikalık ortalamalar şeklinde hazırlanmıştır.

Uygun tahmin tekniğinin ve yoğunluk fonksiyonunun belirlenmesinin ardından, mevcut verilere göre bölgeden üretilebilecek enerji miktarı ALWIN yazılımı vasıtasıyla belirlenmiştir (ALWIN, 2005). Bölgeden elde edilen verilerin ALWIN yazılımına girilmesi sonucunda, farklı modeldeki türbinlerin katalog değerleri ile bölgeden elde edilebilecek yıllık enerji miktarı ve kapasite faktörü değerlerini tespit etmek mümkün olmaktadır. Aynı zamanda bu program vasıtasıyla, hakim rüzgar yönü ve rüzgarın en güçlü estiği yönler de tayin edilmektedir.

4.4.1. Rüzgar hız verileri için kullanılan teorik dağılımlar

4.4.1.1. Weibull dağılımı

Weibull dağılımı; kalite kontrol çalışmaları, rüzgar hızları ve depremler gibi geniş bir uygulama sahasına sahiptir. Weibull dağılımı; parametrelerinin aldığı değerlere bağlı olarak, sağa veya sola çarpık yada simetrik bir dağılım olabilmektedir. Bu özelliği sayesinde Weibull dağılımının kullanılması çoğu zaman avantaj sağlamaktadır.

Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu, genelleştirilmiş iki parametrelili Gamma dağılımının özel bir durumudur. Weibull dağılımı, $f(V)$ olasılık yoğunluk fonksiyonu ve $F(V)$ birikimli dağılım fonksiyonu ile karakterize edilebilir (Bury, 1975; Fawzan, 2000).

İki parametrelili Weibull dağılımının olasılık yoğunluk fonksiyonu denklem (4.1)'de verilmiştir;

$$f(V) = \begin{cases} f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right], & 0 < V < \infty \\ 0, & d.d. \end{cases} \quad (4.1)$$

Burada, c ölçek parametresi, k şekil parametresi, V rüzgar hızıdır. Kümülatif dağılım fonksiyonu ise denklem (4.2)'de verildiği gibidir (Hennesey, 1977; Stevens and Smulders, 1979; Garcia et al., 1997).

$$F(V) = 1 - e^{-(V/c)^k} \quad (4.2)$$

Burada; c ve k parametreleri arasındaki ilişki;

$$\frac{\bar{V}}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.3)$$

olup, ortalama rüzgar hızı ise;

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.4)$$

şeklindedir. Burada \bar{V} ortalama rüzgar hızı, $\Gamma(...)$ ise Gamma fonksiyonunu ifade eder ve;

$$\Gamma(t) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{t-1} dx \quad (4.5)$$

ile verilir. Weibull dağılımı için;

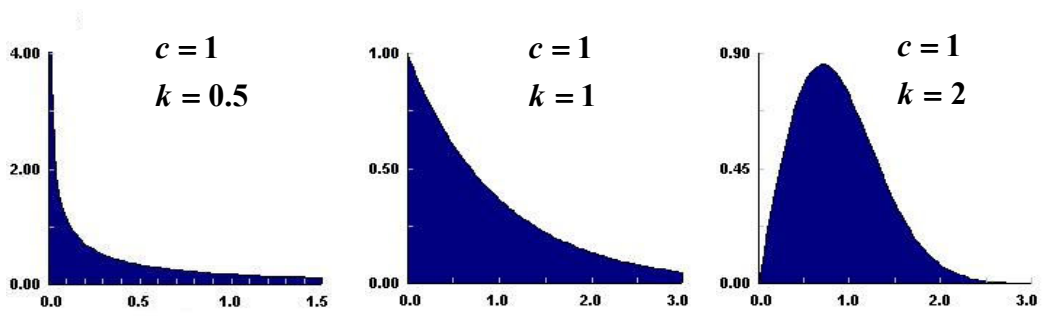
$$\text{Varyans} = c^2 \left[\Gamma\left(\frac{k+2}{k}\right) - \Gamma^2\left(\frac{k+1}{k}\right) \right] \quad (4.6)$$

$$\text{Çarpıklık} = \frac{2\Gamma^3\left(\frac{k+1}{k}\right) - 3\Gamma\left(\frac{k+1}{k}\right)\Gamma\left(\frac{k+2}{k}\right) + \Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right)}{\sqrt{\left[\Gamma\left(\frac{k+2}{k}\right) - \Gamma^2\left(\frac{k+1}{k}\right) \right]^3}} \quad (4.7)$$

$$\text{Basıklık} = \frac{-3\Gamma^4\left(\frac{k+1}{k}\right) + 6\Gamma^2\left(\frac{k+1}{k}\right)\Gamma\left(\frac{k+2}{k}\right) - 4\Gamma\left(\frac{k+1}{k}\right)\Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) + \Gamma\left(\frac{k+4}{k}\right)}{\left[\Gamma^2\left(\frac{k+1}{k}\right) - \Gamma\left(\frac{k+2}{k}\right) \right]^2} \quad (4.8)$$

$$\text{Mod} = \begin{cases} 0, & k \leq 1 \text{ ise} \\ c\left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k}, & k > 1 \text{ ise} \end{cases} \quad (4.9)$$

şeklindedir. Farklı şekil parametresi değerleri için Weibull dağılımı grafikleri Şekil 4.11’de verilmektedir.



Şekil 4.11. Farklı Şekil Parametresi Değerleri İçin Weibull Dağılımı Grafikleri

Rüzgar hızının standart sapması σ ;

$$\frac{\sigma}{V} = \frac{\sqrt{\Gamma(1+2/k) - \Gamma^2(1+1/k)}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (4.10)$$

ile ifade edilir.

c ve k parametrelerinin hesaplanmasından sonra en sık gözlenen rüzgar hızı ve maksimum rüzgar enerjisini taşıyan rüzgar hızı ise, sırasıyla denklem (4.11) ve (4.12) yardımıyla bulunur.

$$V_{MP} = c \left(\frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \quad (4.11)$$

$$V_{\max E} = c \left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} \quad (4.12)$$

Denklem (4.13) yardımıyla rüzgar gücü hesaplanır.

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (4.13)$$

Burada ρ ; yoğunluk (kg/m^3), A ; türbin kanatlarının süpürdüğü alan (m^2), V ; rüzgar hızı (m/s)'dır. Rüzgar gücü yoğunluğu denklem (4.14) kullanılarak Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonuna göre ifade edilmektedir.

$$\frac{P}{A} = \int_0^{\infty} P(V) f(V) dV = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left(\frac{k+3}{k} \right) \quad (4.14)$$

Rüzgar gücü yoğunluğunun ifade edilmesinden sonra rüzgar enerji yoğunluğu, (4.14) denkleminin, T zaman periyoduyla çarpımından elde edilebilir.

$$\frac{E}{A} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left(\frac{k+3}{k} \right) T \quad (4.15)$$

Rüzgar türbinleri temel olarak rüzgar enerjisini elektrik enerjisine çevirmek için tasarlanmışlardır. İdeal bir türbin için güç üretimi başlangıç hızı olan v_1 hızıyla başlayıp nominal güç üretimine (P_R) ulaştığı (V_R) hızına kadar devam eder. Nominal güç üretimine ulaştıktan sonra türbin kendisini kontrollü olarak yavaşlatmaya başlar. Bu durumdaki hız, yani kesme hızı da (V_0) ile gösterildiğinde; ideal bir rüzgar türbininden elde edilen enerji, denklem (4.16)'deki gibi olmaktadır.

$$E_{TW} = T \int_0^{\infty} P(V) f(V) dV = T \left(\int_{V_1}^{V_R} P(V) f(V) dV + \int_{V_R}^{V_0} P_R f(V) dV \right) \quad (4.16)$$

Rüzgar gücü için denklem (4.13)'de yazılan ifade ideal bir rüzgar türbini için yazılırsa; denklem (4.17) elde edilir.

$$P_R = \frac{1}{2} \rho A V_R^3 \quad (4.17)$$

ve, denklem (4.16)'da denklem (4.17) için verilen ifade $P(V) = \frac{1}{2} \rho A V^3$ olarak yazılıp gerekli ara işlemler yapıldığında, denklem (4.18) elde edilmektedir.

$$E_{TW} = \frac{\rho}{2} T A \left(\int_{V_1}^{V_R} V^3 \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} dV + V_R^3 \int_{V_R}^{V_0} \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} dV \right) \quad (4.18)$$

Denklem (4.18), analitik olarak çözümünün zorluğu yanında Gauss kuadratörü veya Simpson kuralı gibi tipik nümerik integrasyon teknikleriyle kolayca hesaplanabilir.

Rüzgarın taşıdığı güç iletim mekanizmalarındaki çeşitli kayıplar nedeniyle hiçbir zaman tamamıyla elektrik enerjisine dönüştürülemez. Rüzgar türbininden elde edilen

gerçek rüzgar gücü P_T , denklem (4.19)'da verilen türbin performans eğrisiyle hesaplanmaktadır (Wu, 2002).

$$P_T(V) = \begin{cases} 0 & , V < V_I \\ (a_1V^3 + a_2V^2 + a_3V + a_4)P_R & , V_I \leq V < V_R \\ P_R & , V_R \leq V < V_0 \\ 0 & , V \geq V_0 \end{cases} \quad (4.19)$$

burada, a_1, a_2, a_3 ve a_4 türbin performans eğrilerinin regresyon sabitleridir.

Denklem (4.1), (4.13) ve (4.19)'u birleştirerek bir türbin için gerçek rüzgar enerji çıktısı, denklem (4.20)'de ifade edildiği gibi bulunabilir.

$$\begin{aligned} E_{TA} &= T \int_{V_I}^{V_0} P_T(V) f(V) dV = TP_R \int_{V_I}^{V_R} (a_1V^3 + a_2V^2 + a_3V + a_4) \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} dV \\ &\quad + TP_R \int_{V_R}^{V_0} \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} dV \end{aligned} \quad (4.20)$$

Bir rüzgar türbininin verimliliği (η), bir türbinden elde edilen gerçek rüzgar enerjisi çıktısı ile bir türbinden elde edilen rüzgar enerjisi üretimi oranına eşittir.

$$\eta = \frac{E_{TA}}{E_{TW}} \quad (4.21)$$

Denklem (4.19), (4.20) ve (4.21) incelendiğinde, rüzgar türbini veriminin, yalnızca rüzgar türbini performansının bir fonksiyonu değil, aynı zamanda rüzgar hız dağılımının da bir fonksiyonu olduğu görülmektedir. Rüzgar gücünün teorik olarak hızıyla azaldığını, ilk olarak 1926 yılında Betz bulmuştur. Betz'e göre, iletim kayıpları ihmal edilerek, birim rüzgardan elde edilebilecek güç, taşıdığı rüzgar gücünün %59'udur. Diğer bir ifadeyle, bir rüzgar türbininin veriminin (η), %59'u aşamayacağı söylenebilir (Golding, 1955; Considine, 1977).

Bir T zamanı için rüzgar türbini tam kapasite çalıştırıldığında, üretilen nominal rüzgar enerjisi E_{TR} , denklem (4.22)'de olduğu gibi ifade edilir.

$$E_{TR} = TP_R \quad (4.22)$$

Bir rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, denklem (4.23)'de verildiği gibi gerçek enerji üretim oranı olan E_{TA} 'nın, nominal rüzgar enerjisi E_{TR} 'ye bölünerek elde edilir (Decher, 1994; Giles, 2001).

$$C_F = \frac{E_{TA}}{E_{TR}} = \frac{\int_{V_1}^{V_R} (a_1 V^3 + a_2 V^2 + a_3 V + a_4) \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} dV}{\int_{V_R}^{V_0} \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} dV} \quad (4.23)$$

Bir rüzgar türbinin çalışma yüzdesi olarak tanımlanan kullanılabilirlik faktörü A_F ise, denklem (4.24)'den hesaplanır.

$$A_F = P(V_I \leq V < V_0) = \int_{V_I}^{V_0} \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} dV \quad (4.24)$$

4.4.1.2. Gamma dağılımı

Gamma olasılık yoğunluk fonksiyonu, gamma fonksiyonundan hareketle bulunur ve denklem (4.25) ile ifade edilir.

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\Gamma(\alpha)\beta^\alpha} x^{\alpha-1} e^{-\frac{x}{\beta}}, & 0 < x < \infty \\ 0, & d.d. \end{cases} \quad (4.25)$$

burada, $f(x)$ 'e Gamma olasılık yoğunluk fonksiyonu, X 'e de Gamma dağılmış rassal değişken denir. Gamma dağılımı için; ortalama, varyans, çarpıklık, basıklık ve mod değerleri denklem (4.26-30)'da verilmektedir (Jambunathan, 1954; Papoulis, 1984).

$$\text{Ortalama} = \alpha\beta \quad (4.26)$$

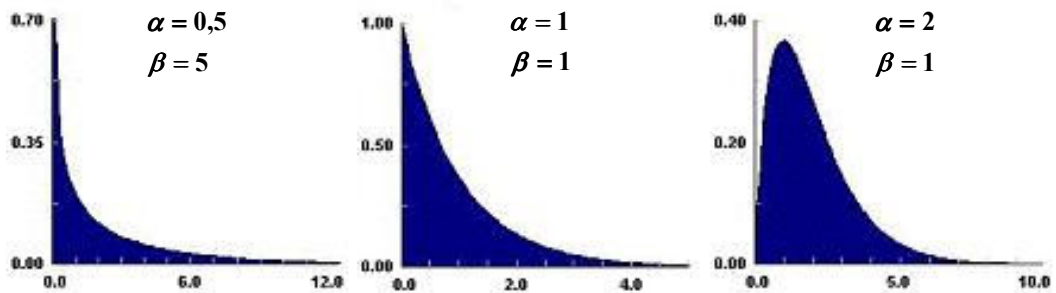
$$\text{Varyans} = \alpha\beta^2 \quad (4.27)$$

$$\text{Çarpıklık} = \frac{2}{\sqrt{\alpha}} \quad (4.28)$$

$$\text{Basıklık} = \frac{6}{\alpha} \quad (4.29)$$

$$\text{Mod} = \beta(\alpha - 1) \quad (4.30)$$

burada α ; şekil parametresi, β ise ölçek parametresidir. α ve β 'nın farklı değerleri için Gamma dağılımı grafikleri Şekil 4.12'de verilmiştir.



Şekil 4.12. Farklı Parametre Değerleri İçin Gamma Dağılımı Grafikleri

Şekil parametresi α 'nın değişik değerleri için, gamma dağılımının şekli aşağıda ifade edildiği gibidir;

- $0 < \alpha < 1$ iken, dağılım x ve y eksenleri asimptot olmak üzere ters J şeklindedir.
- $\alpha = 1$ iken, dağılım üstel dağılıma dönüşür. Bu dağılım $x = 0$ 'da sonlu ordinatlı ve ters J şeklindedir.
- $1 < \alpha < 2$ iken, dağılımın bir modu ve modun sağında bir dönüm noktası vardır.
- $\alpha > 2$ iken, dağılımın bir modu ve 2 dönüm noktası vardır.
- $\alpha \rightarrow \infty$ iken, dağılım simetrik bir şekil alır.
- α değeri büyüdükçe Gamma dağılımı normal dağılıma yaklaşır (Yüzer, 1996).

4.4.1.3. Lognormal dağılım

Lognormal dağılım, normal dağılıma sahip bir rassal değişkenin logaritması alındığında elde edilen bir sürekli dağılımlardan birisidir.

Y rassal değişkeni, μ ortalaması ve σ^2 varyansı ile normal dağılıma sahip olsun. Bu durumda, $X = e^y$ şeklinde tanımlanan X rassal değişkeni lognormal dağılıma sahiptir. Lognormal dağılımın olasılık yoğunluk fonksiyonu denklem (4.31)'de verilmektedir.

$$f(x) = \frac{1}{\alpha x \sqrt{2\pi}} e^{-\left[\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right]}, \quad x > 0 \quad (4.31)$$

Burada μ konum parametresi ve σ ölçek parametresidir. Lognormal dağılımın belirleyici özellikleri denklem (4.32-37)'de verildiği gibidir (Kenney and Keeping, 1951; Crow and Shimizu, 1988).

$$\text{Ortalama} = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}} \quad (4.32)$$

$$\text{Varyans} = e^{2\mu + \sigma^2} (e^{\sigma^2} - 1) \quad (4.33)$$

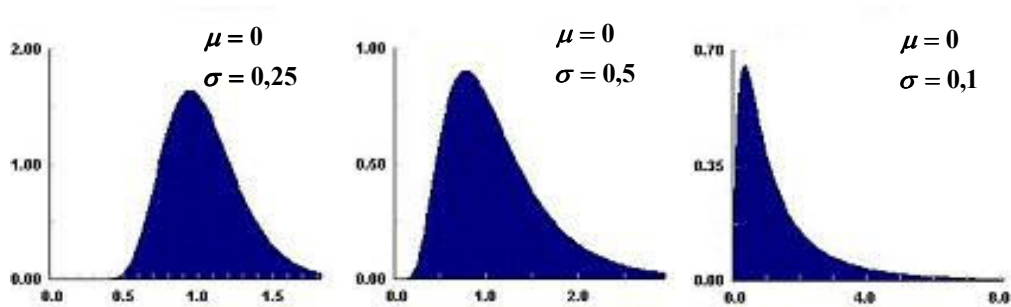
$$\text{Çarpıklık} = \sqrt{e^{\sigma^2} - 1} (2 + e^{\sigma^2}) \quad (4.34)$$

$$\text{Basıklık} = e^{4\sigma^2} + 2e^{3\sigma^2} + 3e^{2\sigma^2} - 6 \quad (4.35)$$

$$\text{Mod} = e^{\mu - \sigma^2} \quad (4.36)$$

$$\text{Medyan} = e^{\mu} \quad (4.37)$$

Lognormal dağılımın şekli genellikle sağa çarpıktır. Şekil 4.13'de $\mu=0$ iken, σ 'nın farklı değerleri için lognormal dağılımının grafikleri verilmektedir.



Şekil 4.13. Farklı Ölçek Parametresi Değerleri İçin Lognormal Dağılım Grafikleri

4.4.2. Rüzgar hız verileri için uygun dağılımın belirlenmesinde kullanılan parametre kestirim teknikleri

İstatistiksel olarak Weibull, Gamma ve Lognormal dağılımlarının parametreleri farklı tahmin teknikleri kullanılarak kestirilebilir. Bu tekniklerin en yaygın kullanılanları ise; Maksimum Olabilirlik Tahmini (MLE) ve En Küçük Kareler Metodudur (LSM). Yaptığı tutarlı tahmin testleriyle son yıllarda sıkça kullanılmaya başlanan Robust Asimetrik Dağılım Parametre Kestirim Tekniği (RADPE) ise geniş bir uygulama alanı bulmaya başlamıştır. Bu nedenle, çalışmada parametre kestirim tekniği analizinde MLE ve LSM'nin yanında RADPE tekniği de kullanılmıştır. Kullanılan MLE, LSM ve RADPE teknikleriyle, 36 aylık ve yıllık veriler üzerinde ayrı ayrı incelemeler yapılmıştır. Aşağıda bu tekniklere ilişkin teorik bilgiler verilmektedir.

4.4.2.1. Maksimum olabilirlik tahmini (MLE)

Maksimum olabilirlik tahmini (Maximum Likelihood Estimation) yöntemi ilk olarak Edgeworth (1908) tarafından kullanılmıştır. Fisher'in, 1921 yılında bu yöntem ile bulunan tahminci varyansı için genel formülü bulmasıyla, bu yöntem daha da önem kazanmıştır.

Olabilirlik Fonksiyonu:

X_1, \dots, X_n ; Ω kümesinde değerler alan θ parametresine bağlı, $f(x, \theta)$ olasılık yoğunluk fonksiyonuna sahip bağımsız rassal değişkenleri olsun. Bu rassal değişkenlerin bileşik olasılık yoğunluk fonksiyonu, $f(x_1, \theta) \dots f(x_n, \theta)$ ile verilsin. Burada X_i 'lerin değişmez olduğu varsayılın. Bu bileşik olasılık yoğunluk fonksiyonu θ 'nın bir fonksiyonu olduğuna göre, $L(\theta; x_1, \dots, x_n)$ biçiminde gösterilebilir. Burada L fonksiyonuna olabilirlik fonksiyonu denir. Eğer;

$$L(\hat{\theta}; x_1, \dots, x_n) = \max [L(\theta; x_1, \dots, x_n); \theta \in \Omega] \quad (4.38)$$

ise $\hat{\theta} = \hat{\theta}(x_1, \dots, x_n)$ tahmincisine maksimum olabilirlik tahmincisi denir.

$y = \ln x$, $x > 0$, fonksiyonu artan bir fonksiyon olduğundan, $L(\hat{\theta}; x_1, \dots, x_n)$ olabilirlik fonksiyonunu θ 'ya göre en büyük yapmak yerine, $\ln L(\hat{\theta}; x_1, \dots, x_n)$ fonksiyonu en büyük yapılabilir. L olabilirlik fonksiyonu yerine logaritması üzerinde çalışmak, uygulamada büyük kolaylıklar sağlamaktadır.

Logaritmik olabilirlik fonksiyonu ($\ln L$)'nin parametreye göre türevinin sıfıra eşitlenmesiyle elde edilen denklem (4.39)'a olabilirlik denklemi denir (İnal ve Günay, 1999);

$$\frac{\partial}{\partial \theta} \ln L(\theta; x_1, \dots, x_n) = 0 \quad (4.39)$$

Bu denklemin çözülmesi sonucunda tahmincinin değeri bulunur. Logaritmik olabilirlik fonksiyonun parametreye göre ikinci türevi alındığında bulunan değer negatif ise, tahmincinin elde edilen değeri, maksimum olabilirlik tahmincisidir.

4.4.2.2. En küçük kareler metodu (LSM)

En küçük kareler metodu (Least Squares Method), en eski ve çok yaygın kullanılan bir tahmin yöntemi olup, doğrusal olmayan regresyonun ana tahmin metodudur. Bu geniş kullanımının nedenlerinden biri, gözlemlerin olasılık dağılımını dikkate almaksızın, belirleyici modele doğrudan uygulanabilmesidir (Bard, 1974; Krishnaiah, 1978).

Genellikle katsayıların fiziksel olarak anlamlı olmadığı tam eğri durumlarında LSM metodu uygulanır. Denklem (4.40)'da $n \times m$ boyutlu bir matrisin satırlarının ardarda eklenmesiyle oluşturulan vektör belirtilmektedir.

$$E^T \equiv [E_{11}, E_{12}, \dots, E_{1m}, E_{21}, \dots, E_{nm}] \quad (4.40)$$

En basit biçimiyle LSM süreci denklem (4.41)'de verilen fonksiyonu minimize eden θ değerlerini elde etme işlemlerinden oluşmaktadır.

$$\Phi(\theta) \equiv E^T(\theta)E(\theta) = T_r[E^T(\theta)E(\theta)] \quad (4.41)$$

bu fonksiyon parçalı biçimde denklem (4.42)'deki gibi ifade edilir,

$$\Phi(\theta) = \sum_{a=1}^m \sum_{\mu=i}^n e_{\mu a}^2(\theta) \quad (4.42)$$

Burada artıkların kareleri toplamı minimize edilmektedir. $m = 1$ iken, LSM için bir tek eşitlik söz konusudur. Uygulamada birçok tahmin bu kategoriye girmektedir.

Böylece normal denklemler, denklem (4.43) yardımıyla kolayca elde edilebilir;

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \theta} = 2 \sum_{a=1}^m \sum_{\mu=1}^n e_{\mu a} \partial e_{\mu a} / \partial \theta = 0 \quad (4.43)$$

Teke indirgenmiş denklem en genel durumunda, $e_{\mu} = y_{\mu} - f(x_{\mu}, \theta)$ 'dır ve denklem (4.44-4.45) ile elde edilir.

$$\Phi(\theta) = \sum_{\mu=1}^n [y_{\mu} - f(x_{\mu}, \theta)]^2 \quad (4.44)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \theta_{\alpha}} = -2 \sum_{\mu=1}^n e_{\mu} \partial f(x_{\mu}, \theta) / \partial \theta_{\alpha}, \quad (\alpha = 1, 2, \dots, l) \quad (4.45)$$

4.4.2.3. Robust asimetrik dağılım parametre kestirim tekniği (RADPE)

Birçok araştırmada, veri kümesi içerisinde yer alan bazı gözlem değerleri, veri kümesinin genel yapısına uygun olmayan bir yapı içerir. Bu gözlem değerlerine aykırı değer adı verilir. Araştırmanın başında veri toplanırken ortaya çıkan bu aykırı değerlerin problemin doğasına özgü sonuçlar olup olmadığına karar verilmelidir. Aykırı değerler, özellikle parametre tahminleri yapılırken, tahminler üzerinde olumsuz sonuçlar doğurabilirler. Örneğin, istatistiksel analizlerde, aritmetik ortalamalar aykırı değerlerden kolaylıkla etkilenmesine rağmen medyan değeri ancak verinin %50'si değiştirilirse değişecektir. Dolayısıyla parametre tahminlerinde, aykırı değerlerle başa çıkabilecek tekniklere ihtiyaç vardır. Bu tür tekniklere Robust teknikler adı verilir.

$Y(Y > 0)$ rassal değişkeni, G , bilinmeyen birikimli dağılım fonksiyonuna ve g , asimetrik yoğunluk fonksiyonuna sahip olsun. Uygulamada sıkça görüldüğü üzere, x_1, \dots, x_n n adet bağımsız gözlemden yararlanarak Y 'nin beklenen değeri $\mu(G)$ 'nin tahminiyle ilgilenildiği varsayalım. Ayrıca, $Y = h(x)$ biçiminde bir monoton artan dönüşüm uygulanarak elde edilen $F = G^0 h^{-1}$ (f yoğunluk fonksiyonu ile) dağılım fonksiyonu için bir $F_{\alpha, \sigma}$ parametrik dağılım kullanılmak istensin. G için uygun dağılım $G_{\alpha, \sigma}$ ($g_{\alpha, \sigma}$ yoğunluk fonksiyonu ile)'dır ve böylece $\mu = \mu(G_{\alpha, \sigma})$ tanımlanır. Burada, $F_{\alpha, \sigma}$ için,

- (a) ölçek parametresinin σ ,
- (b) konum yada şekil parametresinin α olduğu varsayılmaktadır.

Weibull ve Gamma dağılımları (a) ve (b) özelliklerini sağladıkları bilinen iki genel dağılımdır. Gamma ve Weibull dağılım parametrelerinin kestiriminde B_s^p -tahmincisi kullanılmaktadır. $S(y, \theta)$; F_θ 'nin skor vektör fonksiyonunu gösterebilir. Burada;

$$S(y, \theta) = \frac{\partial \ln f_\theta(y)}{\partial \theta} \quad (4.46)$$

b , seçilen uyum sabiti olsun. θ 'nın B_s^p -tahmini $\hat{\theta}$, denklem (4.47)'ün bir çözümü olarak tanımlanır.

$$\sum_{i=1}^n \Psi_{\underline{b}}[A_{\underline{b}}(\theta)(S(y, \theta) - C_{\underline{b}}(\theta))] = 0 \quad (4.47)$$

Burada, $\Psi_{\underline{b}}(z)$, $z = (z_1, z_2) \in \mathbb{R}^2$ fonksiyonu $\Psi_{\underline{b}}(z) = (H_{b_1}(z_1), H_{b_2}(z_2))^t$, $\underline{b} = (b_1, b_2) \in \mathbb{R}^2$ ve $H_b(z) = \min(b, \max(y, -b))$ Hubber fonksiyonu ile tanımlanır. Ayrıca, $A_{\underline{b}}(\theta)$; tek olmayan 2×2 'lik bir alt köşegen matrisi ve $C_{\underline{b}}(\theta)$; 2-bileşen vektörüdür. Her ikisi de θ 'nın fonksiyonları olmakla beraber denklem (4.48-4.49) ile tanımlanırlar (Hampel et al., 1986).

$$\int \Psi_{\underline{b}}[A_{\underline{b}}(\theta)(S(y, \theta) - C_{\underline{b}}(\theta))] \Psi_{\underline{b}}[A_{\underline{b}}(\theta)(S(y, \theta) - C_{\underline{b}}(\theta))]^t f_{\theta}(y) dy = 1 \quad (4.48)$$

$$\int \Psi_{\underline{b}}[A_{\underline{b}}(\theta)(S(y, \theta) - C_{\underline{b}}(\theta))] f_{\theta}(y) dy = 0 \quad (4.49)$$

B_s^p -tahminini hesaplanmasında genel yaklaşım şu şekildedir; θ için bir başlangıç değeri verilerek, $A_{\underline{b}}(\theta)$, $C_{\underline{b}}(\theta)$ ve düzeltilmiş θ değerleri hesaplanır. Ancak, Gamma durumunda $A_{\underline{b}}(\theta)$ ve $C_{\underline{b}}(\theta)$ değerleri α 'ya bağlıdır. $A_{\underline{b}}(\theta)$ ve $C_{\underline{b}}(\theta)$ hesaplamasının tekrarlanması iterasyonları yavaşlatmaktadır. Bundan dolayı, aşağıdaki iki adımlı süreç kullanılır;

- (a) sabit b değeri ve, α kesikli değerler kümesi için $A_{\underline{b}}(\theta)$ ve $C_{\underline{b}}(\theta)$ belirlenir,
- (b) $A_{\underline{b}}(\theta)$ ve $C_{\underline{b}}(\theta)$ 'nın hesaplanabilmesi için adım (a)'da elde edilen tabloların doğrusal interpolasyonu kullanılarak θ 'ya ilişkin eşitlikler çözülür.

Bu plan özellikle zaman yönünden oldukça etkilidir.

Kırılmış ortalama tahmincisi ise Lognormal dağılım parametrelerinin kestiriminde kullanılmaktadır. $m(F_n)$ ve $s(F_n)$, y_1, \dots, y_n olmak üzere n adet (dönüştürülmüş) gözleme dayalı RADPE konum ve saçılım ölçüleri olsunlar. Burada özellikle, medyan ve medyan mutlak sapma ya da β -kırılmış ortalama ve γ -kırılmış mutlak sapma kullanılmaktadır. $m(F)$ ve $s(F)$, veri F dağılımına göre dağıldığında, $m(F_n)$ ve $s(F_n)$ 'in asimptotik değerlerini gösterebilirsin. Kırılmış ortalama aşağıdaki dört adıma bağlıdır.

1. $m(F_{\hat{\alpha}, \hat{\sigma}}) = m(F_n)$ ve $s(F_{\hat{\alpha}, \hat{\sigma}}) = s(F_n)$ eşitlikleri çözülerek $(\hat{\alpha}, \hat{\sigma})$ için bir başlangıç tahmini hesaplanır,
2. Üst kırılma sınırı, T_u , X için uygun modelin $T_u = G_{\hat{\alpha}, \hat{\sigma}}^{-1}(u)$ u-kantili olarak tanımlanır. Burada u sayısını (ayarlama sabiti) kullanıcı belirlemektedir.
3. Alt sınır T_l belirlenir. Böylece, kırılmış dağılımın ortalaması, bütün dağılımın ortalamasına eşit olur. Yani;

$$\frac{1}{u - G_{\hat{\alpha}, \hat{\sigma}}^{-1}(T_l)} \int_{T_l}^{T_u} x g_{\hat{\alpha}, \hat{\sigma}}(x) dx = \int x g_{\hat{\alpha}, \hat{\sigma}}(x) dx \quad (4.50)$$

Kırılmış ortalama tahmini, sadece T_u ve T_l sınırlarının hesaplanmasında kullanılan parametrik dağılımla çok da ilişkili değildir. Çünkü, uç gözlem değerlerinin etkisini tamamen göz ardı etmektedir (bozulma noktası, s ve m bozulma noktaları arasında minimumdur). $IF(y; ((\hat{\alpha}, \hat{\sigma}), F))$ ve $IF(y; \bar{\mu}, G)$ etki fonksiyonları hesaplanabilir. Fakat, formülasyon işlemleri uzundur. μ 'nün asimptotik varyans değeri denklem (4.51) kullanılarak elde edilebilir.

$$V(T, F) = \int IF(y, T, F) IF(y, T, F)^T dF(y) \quad (4.51)$$

Kırılmış ortalamaların, maksimum olabilirlik tahmincisiye göre etkinliği u değerine bağlıdır ve bu değer çok yüksek olabilir (S-Plus 6.2b, 2002).

5. BULGULAR ve DEĞERLENDİRME

5.1. İstatistiki Bulgular

Bu çalışmada, Kütahya-Kızılbayır Mevkii Bünelek Tepe’de Temmuz 2001-Haziran 2004 tarihleri arasında 36 ay boyunca kaydedilen rüzgar verileri için uygun dağılım belirlenmeye çalışılmıştır. Bu amaçla, Weibull, Gamma ve Lognormal dağılımlarına ilişkin parametre değerleri, üç farklı kestirim tekniği yardımıyla belirlenmiş, gerçek gözlem değerleri ile teorik dağılım değerleri grafiksel olarak karşılaştırılmıştır. Kullanılan veri seti 10 dakika boyunca ölçülen rüzgar hızlarının ortalamalarının alınması şeklinde elde edilmiştir.

Rüzgar hız verisinin enerji amaçlı olarak değerlendirilmesinde, literatürde en çok karşılaşılan teorik dağılım Weibull dağılımıdır. Ramachandra et al. (1996), Hindistan’da belirlenen bölgelerden alınan 24 aylık verilere dayanarak, bölgenin rüzgar enerji potansiyelini ve rüzgar enerji karakteristiğini araştırmışlardır. Çalışma sonucunda, 2 parametrelili Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonunun, bölge için iyi sonuçlar verdiğini ifade etmektedirler. Seguro and Lambert (1999), yaptıkları çalışmada, rüzgar enerjisi analizi için Weibull dağılımını kullanmışlardır. İncelemede, Maksimum Olabilirlik Tahmini, Düzeltilmiş Maksimum Olabilirlik Tahmini ve En Küçük Kareler Metodu, parametre tahmin teknikleri olarak kullanılmıştır. Burada uygulanan tahmin yöntemlerinin, ham veri ile karşılaştırmaları yapılmıştır. Genç et al. (2005), çalışmalarında, uygun parametre tahmin tekniğini belirledikten sonra, rüzgar gücü potansiyelini 2 parametrelili Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonuyla hesaplamışlardır. Uygun tekniği seçerken, Maksimum Olabilirlik Tahmini, En Küçük Kareler Yöntemi ve Momentler Tekniği sonuçlarını karşılaştırmışlardır.

Ancak her zaman rüzgar hızı verilerinin gerçek dağılımı Weibull olmayabilir. Bunun için çalışmada ölçülen rüzgar hızı verileri için farklı dağılımların

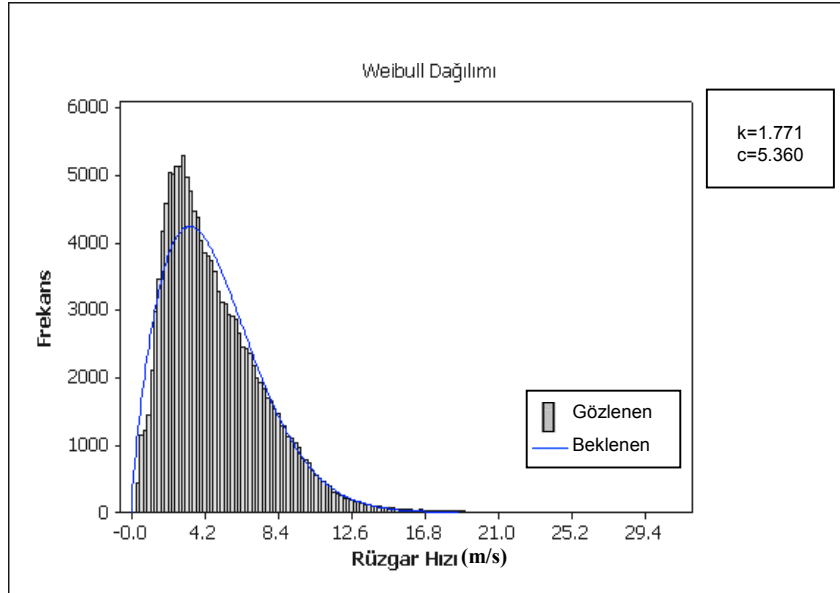
karşılaştırılarak, verilerin en iyi uyum gösterdiği dağılımın belirlenmesi gerekir. Bu amaçla, bu çalışmada Weibull dağılımı ile birlikte, Gamma ve Lognormal dağılımları için Maksimum Olabilirlik Tahmini, Robust Asimetrik Dağılım Parametre Tahmini ve En Küçük Kareler Metodu olmak üzere üç farklı parametre kestirim tekniği kullanılmıştır. Çalışmada kullanılan teorik dağılımlar ve parametre kestirim tekniklerine ilişkin genel bilgiler aşağıda verilmektedir.

5.1.1. Bünelek Tepe’den alınan rüzgar hız verileri için istatistiksel bulgular

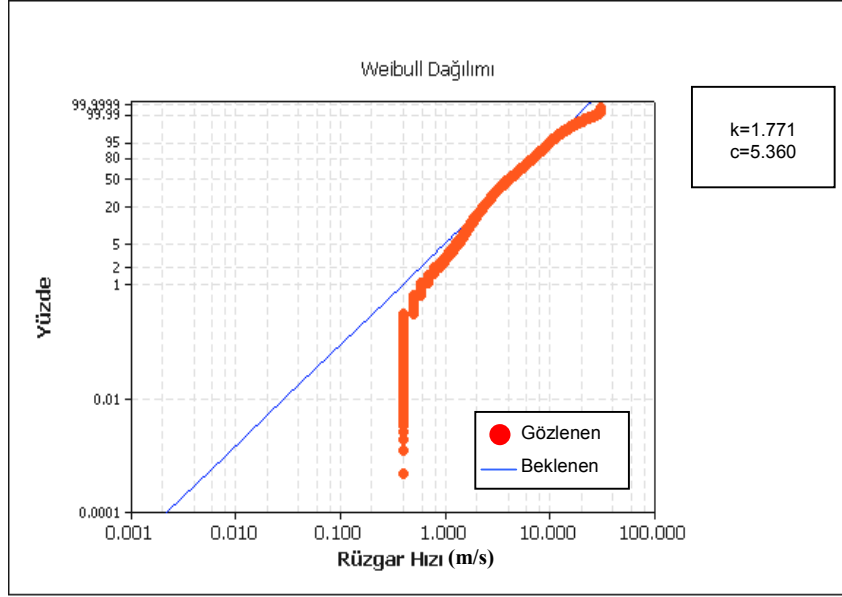
İncelenen üç farklı yoğunluk fonksiyonu için frekans dağılımları ile parametre kestirim tekniklerine göre uyum grafikleri, Şekil 5.1-5.22’de verilmiştir. Temmuz 2001-Haziran 2004 arası 36 aylık verilere ait olan bu grafiklerde, ayrıca MLE, RADPE ve LSM teknikleri kullanılarak bulunan parametre tahmin değerleri de yer almaktadır. Her bir yıl için de ayrı ayrı istatistiksel analiz sonuçları Ek Açıklamalar-C’de verilmiştir. Yapılan çalışmada; 0,4 m/s’nin altındaki rüzgar hızlarının değerlendirmeye katılmama nedeni; rüzgar hız frekans dağılımı grafiklerinden de görüleceği gibi, 0-0,4 m/s arasındaki rüzgar hızlarının, tahmin eğrisi ve parametre kestirimleri üzerindeki olumsuz etkilerinden dolayıdır. Aslında 0-1 m/s arasındaki rüzgar hızlarını tamamen tahmin dışı bırakmak daha doğru bir tahmin yolu gibi gözükebilir. Çalışmada, 0-1 m/s aralığındaki rüzgar hızlarının tamamının ihmal edilmesi durumunda veri kaybının % 10’u geçmesi nedeniyle, sadece 0-0,4 m/s aralığındaki veriler ihmal edilmiştir. ETKB’nin belirlediği ölçüm kriterlerine göre, toplam verinin en fazla % 10’u kayıp veri olarak nitelendirilebilir. Böylece ETKB’nin belirlediği kriterlere de uyulmuş bulunmaktadır.

5.1.1.1. Weibull dağılımı için belirlenen parametre kestirim tekniklerine göre istatistiksel bulgular

MLE tahmin yöntemine göre, 36 aylık veri için yapılan istatistiksel analiz neticesinde, gözlenen rüzgar hızı frekans dağılımına göre Weibull dağılımı için, şekil parametresi $k=1,771$ ve ölçek parametresi $c=5,36$ olarak tahmin edilmiştir. Şekil 5.1’de bu parametrelere göre teorik dağılım eğrisiyle gerçek frekans dağılımı birlikte gösterilmektedir. Elde edilen grafiğe göre, teorik dağılım ile gerçek dağılım hemen hemen örtüşmüş olup bu durum Şekil 5.2’deki Weibull rüzgar hızı uyum grafiğinde de görülmektedir.

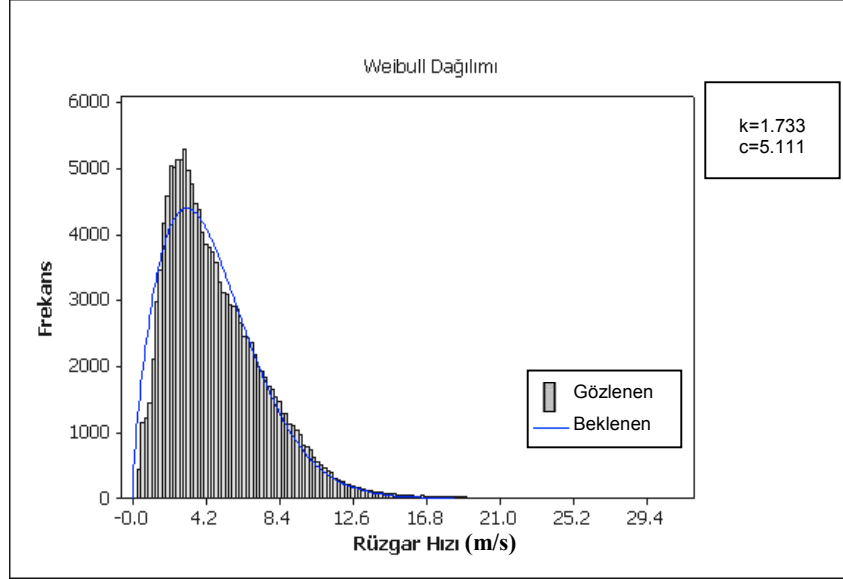


Şekil 5.1. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi

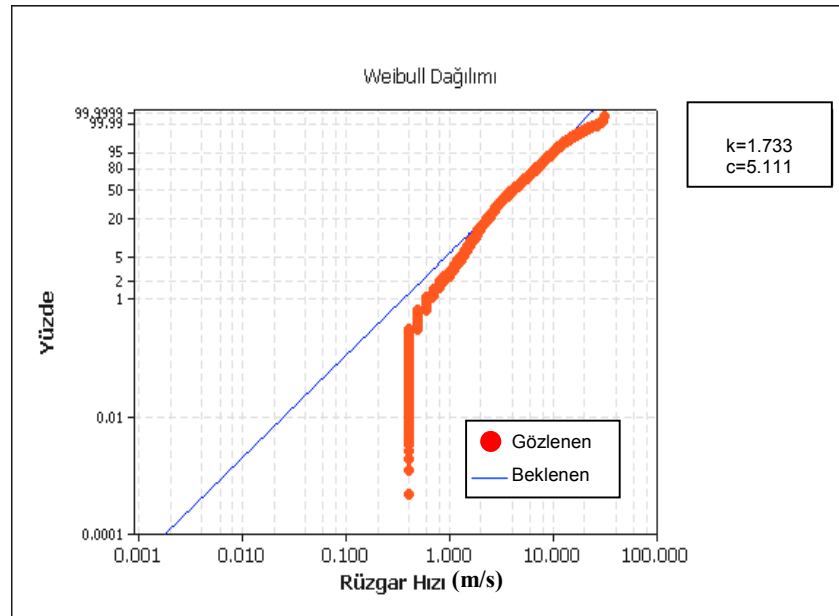


Şekil 5.2. MLE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

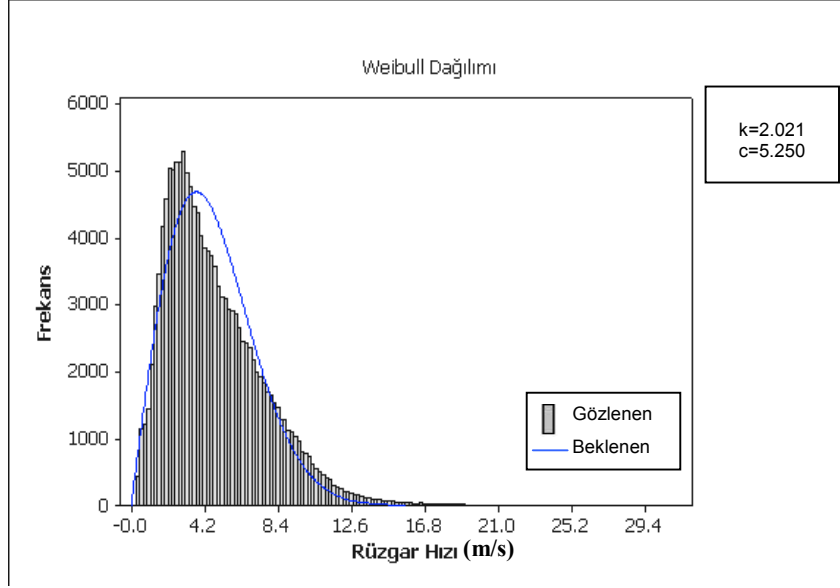
Şekil 5.3 incelendiğinde, RADPE tahmin yöntemi yardımıyla, $k=1,733$ ve $c=5,111$ olarak tahmin edilen Weibull dağılım parametrelerine göre elde edilen eğri dağılımla büyük ölçüde uyum sağlamaktadır ve Şekil 5.2, Şekil 5.4 ile hemen hemen aynı karakteristiği göstermektedir. Şekil 5.5 ve 5.6'ya göre, LSM tahmin yöntemiyle elde edilen, $k=2,021$ ve $c=5,250$ parametre tahmin değerleri, gerçek dağılımla, MLE ve RADPE'ye göre daha az uyum göstermektedir. Sonuç olarak, her üç parametre kestirim tekniği için Şekil 5.7 ve 5.8'de verilen dağılım eğrisi ve uyum grafiklerine göre, RADPE tekniğinin Weibull dağılımı için daha iyi sonuçlar verdiği görülmektedir.



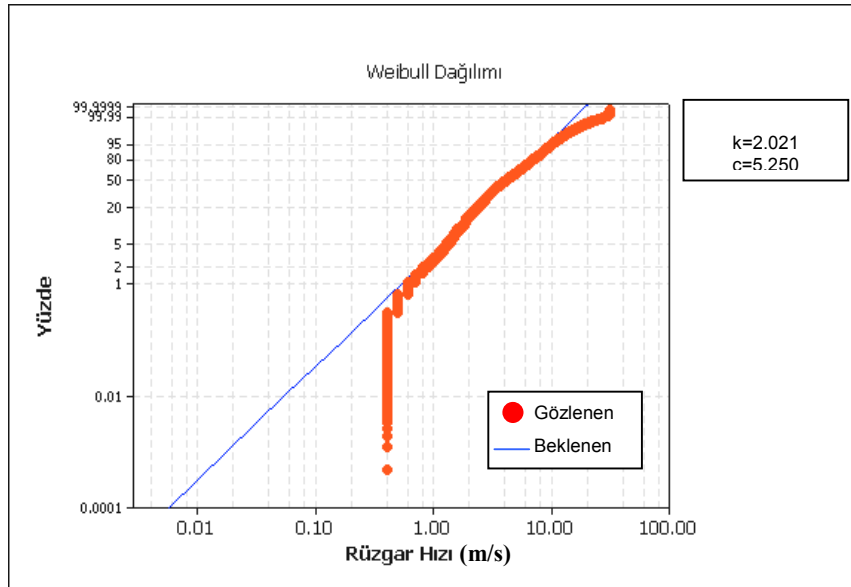
Şekil 5.3. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



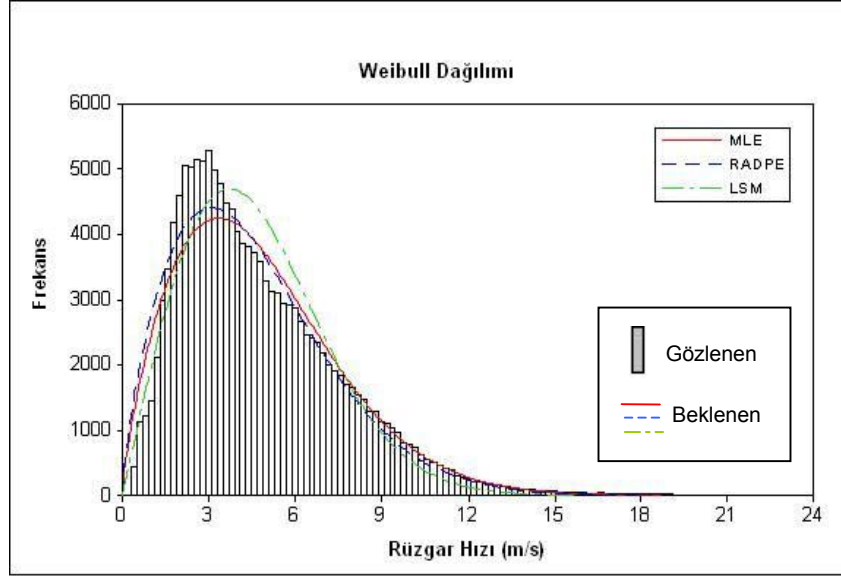
Şekil 5.4. RADPE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği



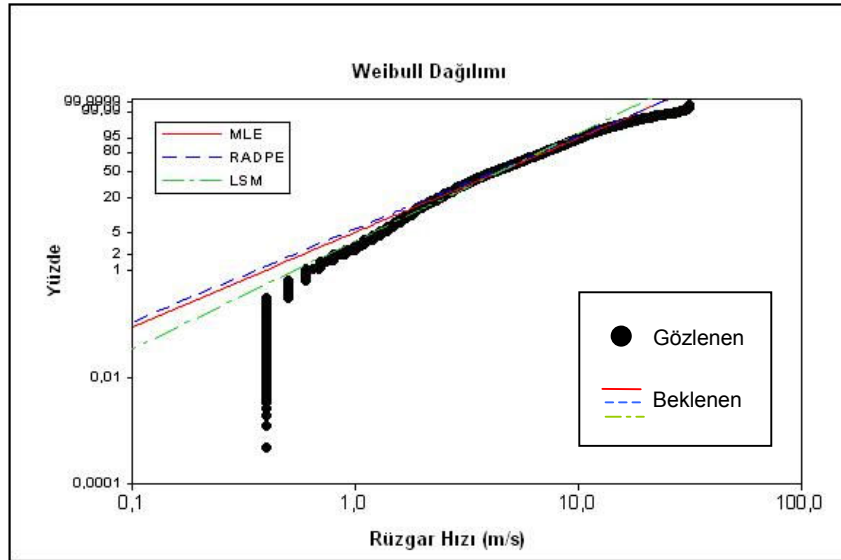
Şekil 5.5. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



Şekil 5.6. LSM Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği



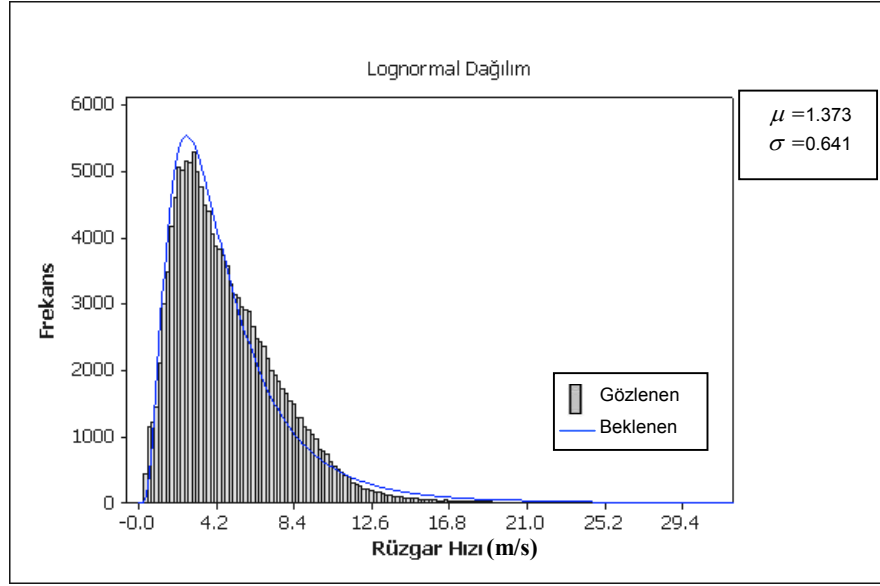
Şekil 5.7. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



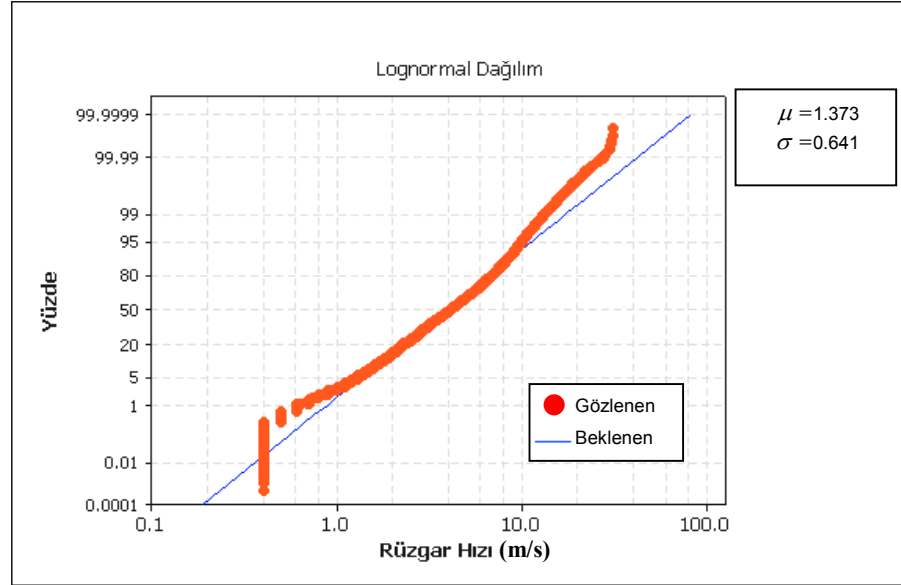
Şekil 5.8. MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

5.1.1.2. Lognormal dağılımı için belirlenen parametre kestirim tekniklerine göre istatistiksel bulgular

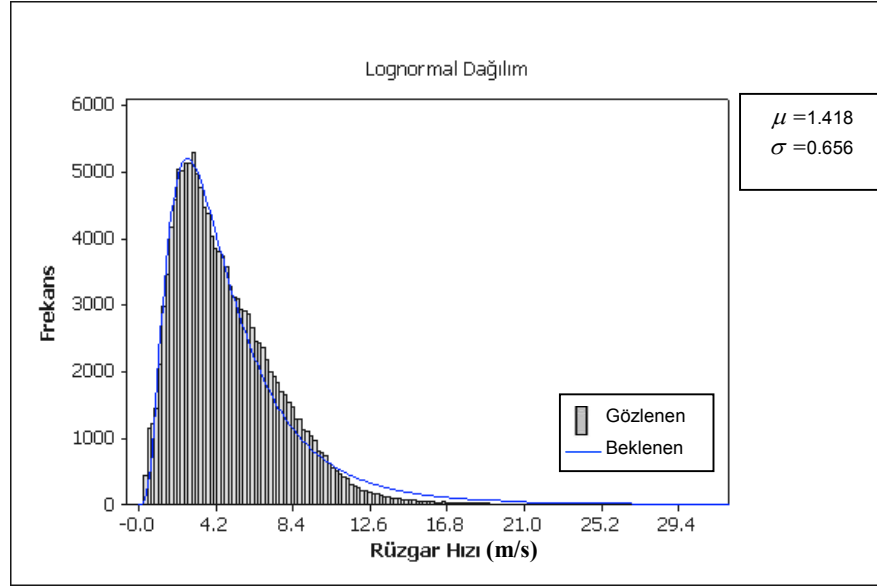
MLE tahmin yöntemine göre, Lognormal dağılım için, konum parametresi $\mu=1,373$ ve ölçek parametresi $\sigma=0,641$ olarak tahmin edilmiştir. Elde edilen Şekil 5.9'da verilen MLE tahminiyle, Şekil 5.11'de verilen, $\mu=1,418$ ve $\sigma=0,656$ parametreleriyle RADPE tahminleri birbirine çok yakın sonuçlar vermiş olup, bu benzerlik Şekil 5.10 ve Şekil 5.12'de bulunan rüzgar hızı uyum grafiğinde de görülmektedir. Ancak LSM tahmininde, konum parametresinin $\mu=1,373$ ile MLE tahminiyle aynı çıkmasına rağmen, ölçek parametresi $\sigma=0,636$ değeriyle Şekil 5.13 ve 5.14'de görülen dağılımlar için, LSM dağılımı; MLE ve RADPE tahminlerine göre daha az uyum göstermektedir. Lognormal dağılım için, MLE ve RADPE tahminleri birbirlerine yakın parametre değerleri vermiş olsa da, Şekil 5.15 ve 5.16 incelendiğinde RADPE tahmininin diğer iki dağılıma göre daha iyi sonuçlar verdiği görülmektedir.



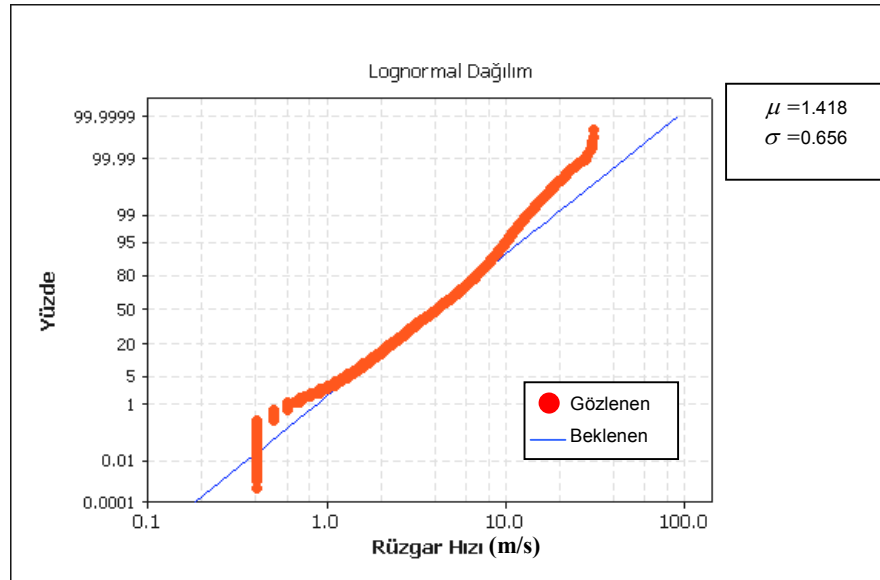
Şekil 5.9. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



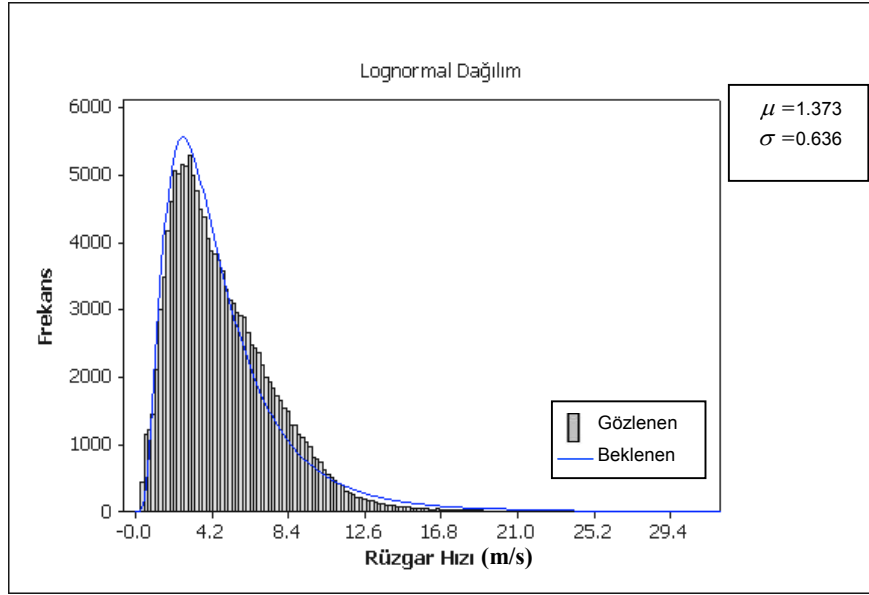
Şekil 5.10. MLE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği



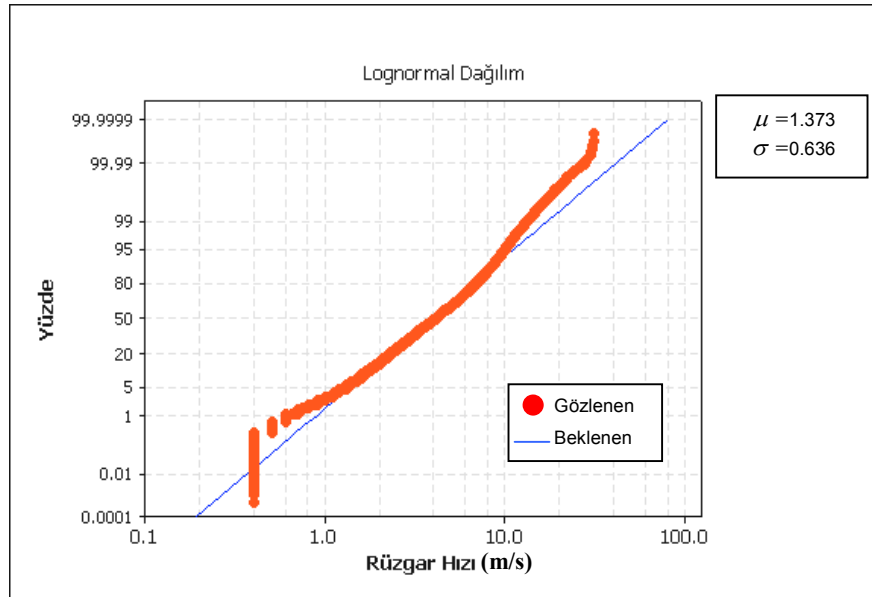
Şekil 5.11. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



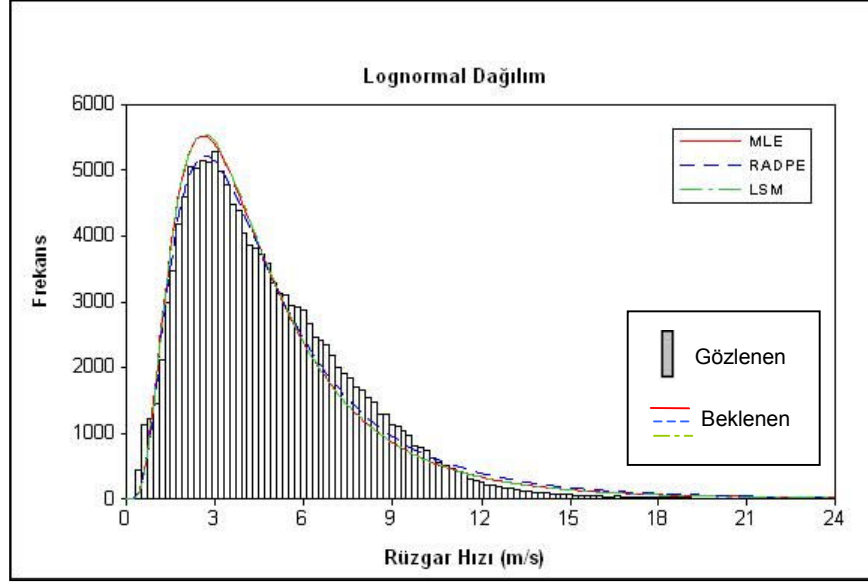
Şekil 5.12. RADPE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği



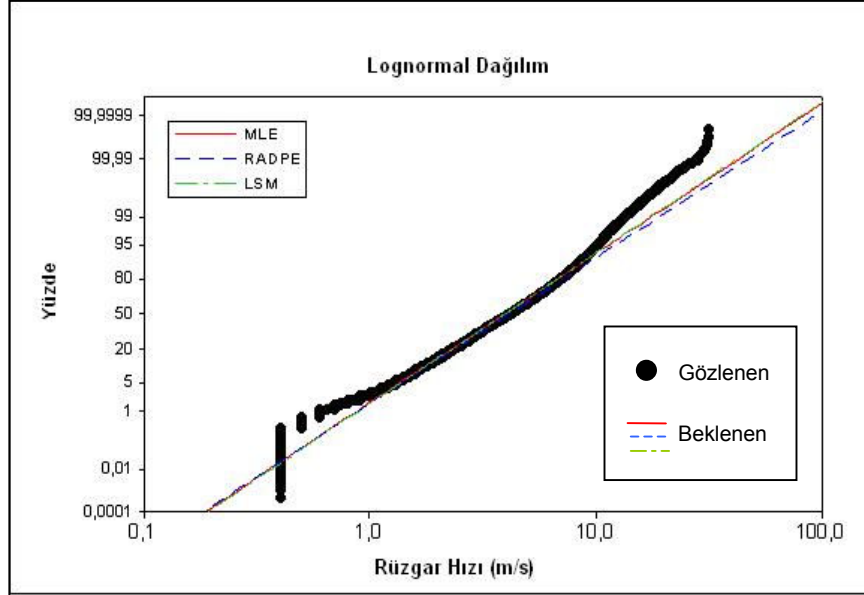
Şekil 5.13. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



Şekil 5.14. LSM Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği



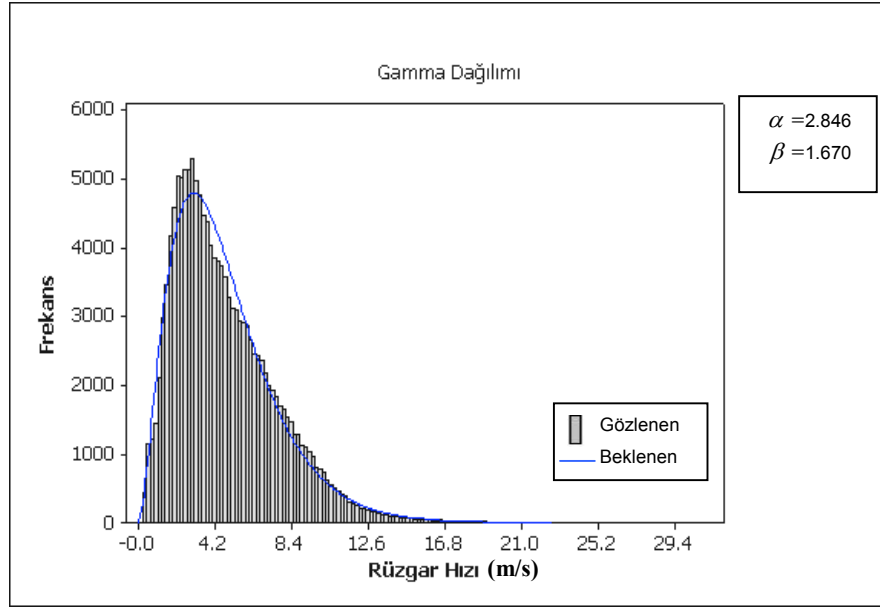
Şekil 5.15. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



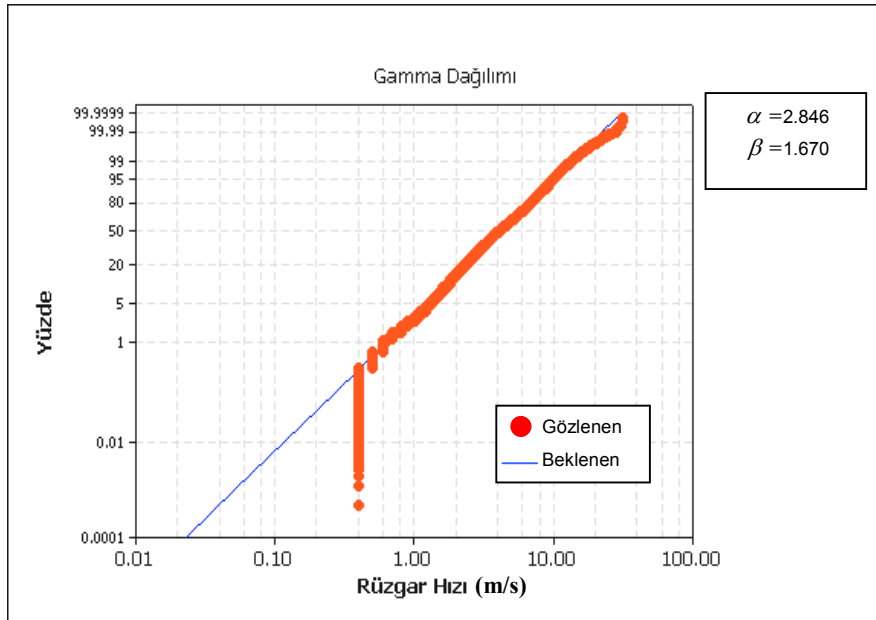
Şekil 5.16. MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

5.1.1.3. Gamma dağılımı için belirlenen parametre kestirim tekniklerine göre istatistiksel bulgular

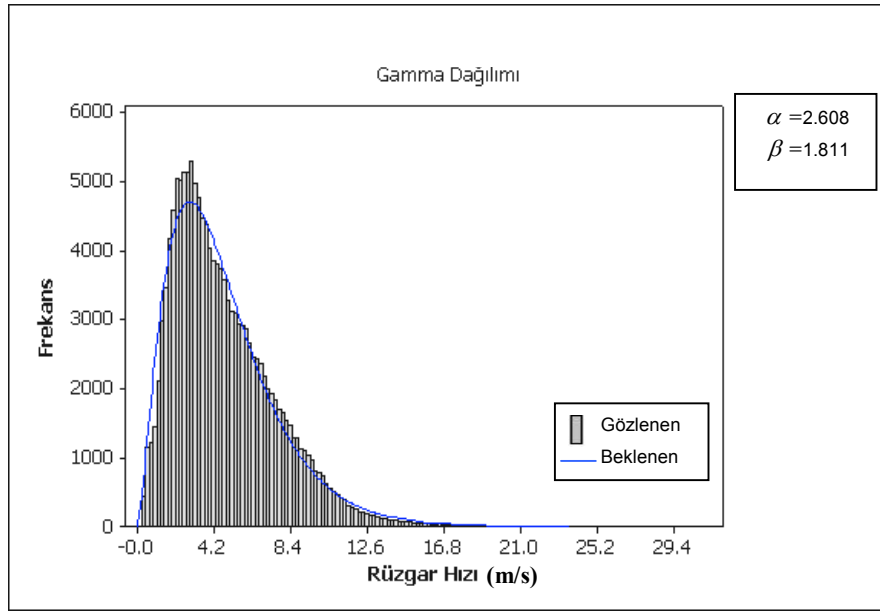
Gamma dağılımı için; MLE ve RADPE dağılımları hemen hemen birbirine benzer sonuçlar vermiş olup, MLE tahmin yöntemine göre, Gamma dağılımının Şekil 5.17’de verildiği gibi, şekil parametresi $\alpha = 2,846$, ölçek parametresi $\beta = 1,670$ ve RADPE tahmin yöntemine göre Şekil 5.19’de verildiği gibi, $\alpha = 2,608$, $\beta = 1,811$ parametre değerleri elde edilmiştir. Gamma rüzgar hızı olasılık dağılımlarının bulunduğu Şekil 5.18 ve 5.20 incelendiğinde, gözlem değerlerinin gamma dağılımıyla büyük oranda uyduğu görülmektedir. Ancak Gamma dağılımı için, her iki parametre kestirim tekniğinin verildiği Şekil 5.21 ve 5.22 incelendiğinde, RADPE tahmininin MLE tahminine göre daha iyi sonuçlar verdiği görülmektedir.



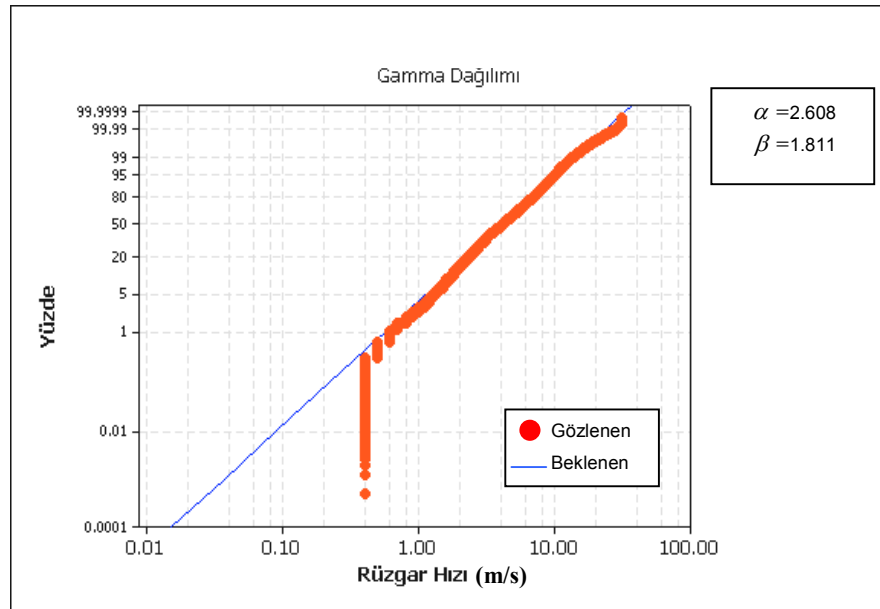
Şekil 5.17. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi



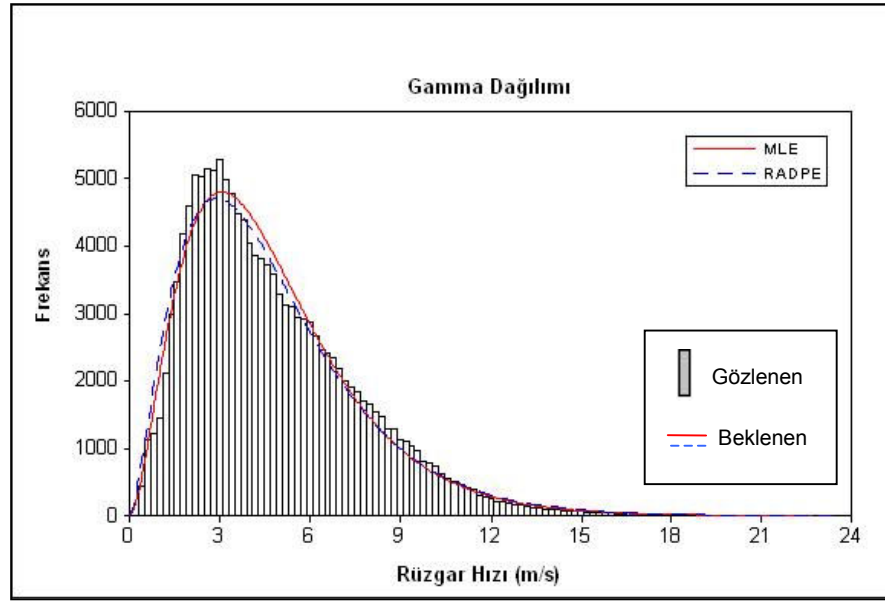
Şekil 5.18. MLE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği



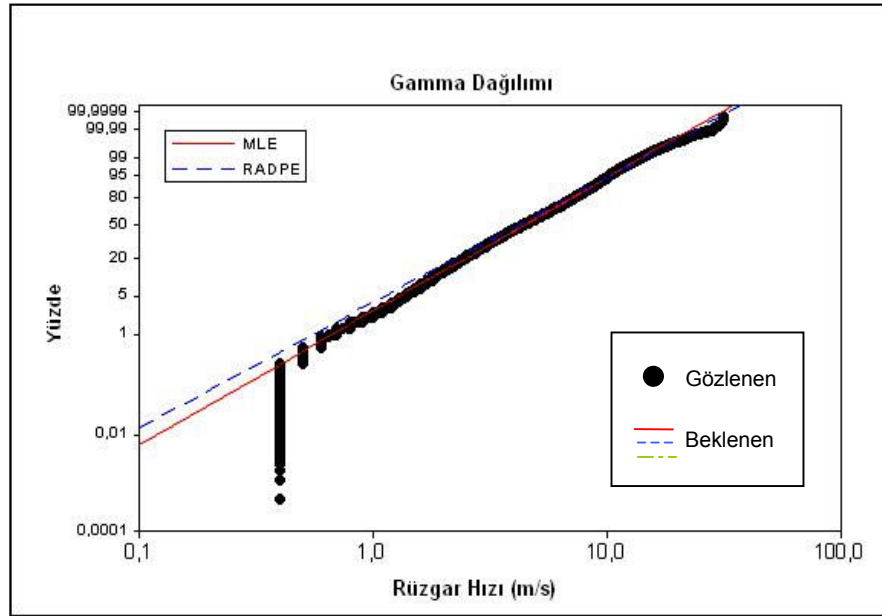
Şekil 5.19. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi



Şekil 5.20. RADPE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği



Şekil 5.21. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE ve RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi



Şekil 5.22. MLE ve RADPE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği

5.1.2. İstatistiksel kestirim sonuçları

Çizelge 5.1’de, 36 aylık veri için, farklı parametre kestirim tekniklerine göre elde edilen parametre değerleri verilmektedir. Şekil 5.1-5.22 incelendiğinde, parametre tahmin tekniklerinden RADPE tekniğinin daha iyi sonuçlar verdiği görülmektedir. Parametre kestirim tekniklerine göre olasılık yoğunluk fonksiyonlarından Lognormal dağılımın, mevcut rüzgar hız verilerine, Weibull ve Gamma dağılımlarından daha fazla uyduğu tespit edilmiştir. Ancak, yapılan kestirimler neticesinde elde edilen sonuçlar Çizelge 5.1’de görüldüğü gibi, birbirlerinden çok uzak değerler olmayıp, hemen hemen bütün parametreler bölgenin karakteristiğini temsil edebilmektedir. Çalışmanın bundan sonraki adımlarında enerji hesaplamaları yapılırken parametre kestirim tekniği olarak MLE ve olasılık yoğunluk fonksiyonu olarak Weibull dağılımı kullanılacaktır. Bunun nedeni, mevcut rüzgar enerjisi hesaplamaları üzerine hazırlanan yazılımlarda, farklı parametre kestirim teknikleri ve farklı olasılık yoğunluk fonksiyonları seçilerek değerlendirme yapılamamasıdır. Aslında, rüzgar enerjisi üzerine hazırlanan bu yazılımlarda, farklı parametre kestirim teknikleri ve olasılık yoğunluk fonksiyonlarına ait seçeneklerin olması durumunda, bu çalışmada olduğu gibi çıkacak sonuçlar değerlendirilebilecektir.

Çizelge 5.1. Parametre Kestirim Tekniklerine Göre Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu Parametreleri

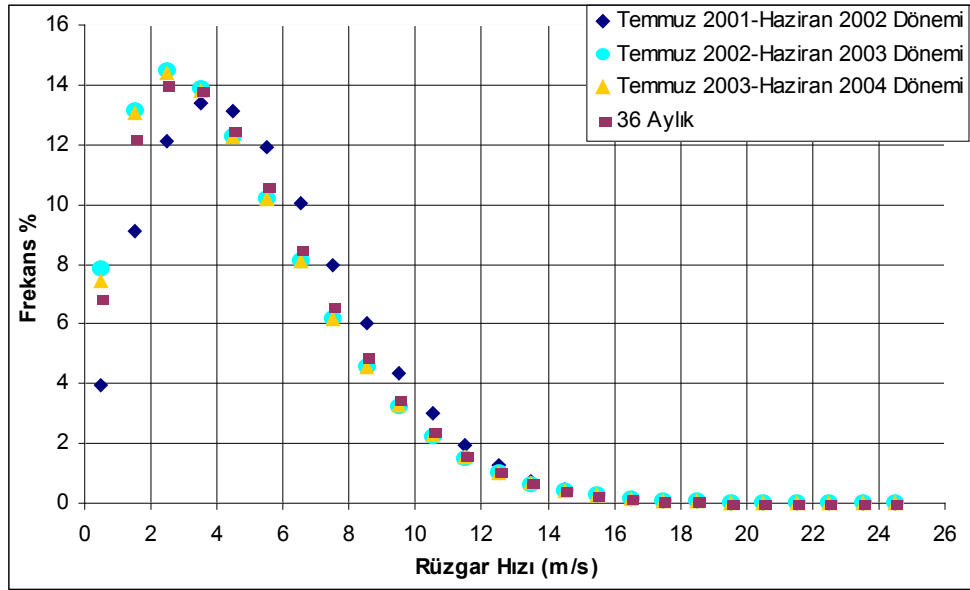
Parametre Kestirim Tekniği	Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu					
	Weibull		Lognormal		Gamma	
	c	k	μ	σ	α	β
MLE	5,360	1,771	1,373	0,641	2,846	1,670
RADPE	5,111	1,733	1,418	0,656	2,608	1,811
LSM	5,250	2,021	1,373	0,636	-	-

Sonuç olarak; 36 ay boyunca elde edilen rüzgar verileriyle bu bölgeye ait enerji hesaplamaları yapılırken bölgenin rüzgar rejimini ifade etmekte Weibull dağılımının kullanılması, parametre kestirim tekniği olarak da MLE tahmininin uygulanması uygun görülmüştür.

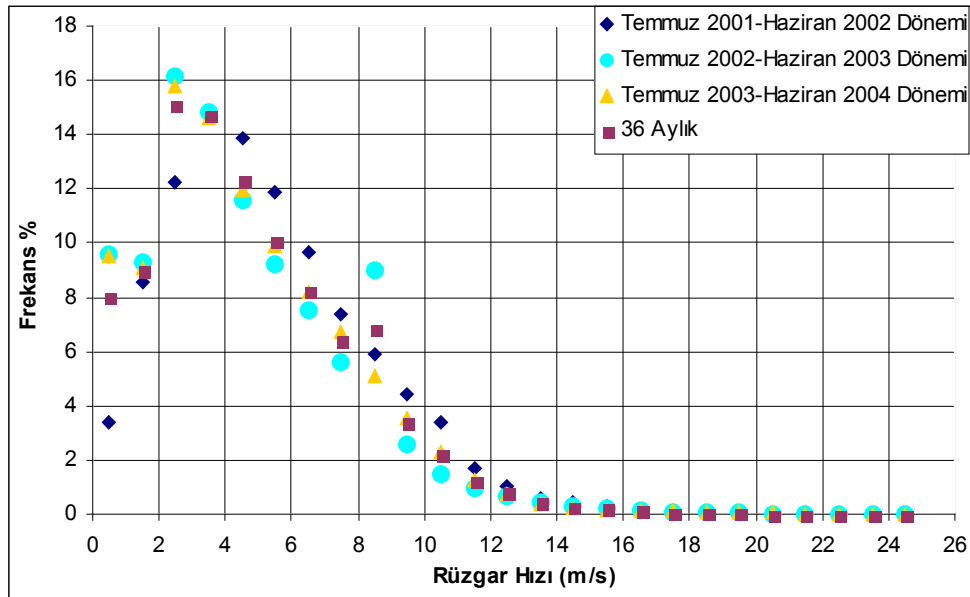
Kabul edilen parametre kestirim tekniği ve olasılık yoğunluk fonksiyonuyla, bölgedeki potansiyele göre enerji hesaplamalarında, ALWIN yazılımı kullanılmıştır. ALWIN yazılımı kullanılarak, Bünelek Tepe'den 36 ay boyunca alınmış rüzgar hız verilerine ait dağılımlar Çizelge 5.2-5.5'de verilmiştir. Çizelgelerde, belirli rüzgar aralıklarına karşılık gelen Weibull ve ölçümlerden elde edilen sınıflandırılmış rüzgar esme oranları görülmekte olup, Şekil 5.23 ve 5.24'de ise belirtilen çizelgelerde verilen esme oranlarının frekans dağılımları, yıllık ve 36 aylık ölçekte verilmektedir. Çizelge 5.2 ve Şekil 5.23-5.24 incelendiğinde, Temmuz 2001-Haziran 2002 döneminde kaydedilen esme aralıkları içerisinde en sık gözlenen rüzgar hızlarının, 3-4 m/s aralığında olduğu belirlenmiş olup, ölçümden elde edilen esme oranı % 14,74 ve Weibull dağılımından elde edilen esme oranı % 13,38 olarak hesaplanmıştır. Çizelge 5.3 ve 5.4'de verilen Temmuz 2002-Haziran 2004 dönemi ve Çizelge 5.5'de verilen Temmuz 2001-Haziran 2004 (36 aylık) dönemde ise, en sık gözlenen esme aralıklarının Şekil 5.23 ve 5.24 verildiği gibi, 2-3 m/s aralığında olduğu tespit edilmiştir.

Çizelge 5.4. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Kaydedilen Rüzgar Hız Verileri

Rüzgar Hızı (m/s)	Temmuz		Ağustos		Eylül		Ekim		Kasım		Aralık		Ocak		Şubat		Mart		Nisan		Mayıs		Haziran		Yıllık	
	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}	F _{ölç}	F _{wei}
0-1	11,82	9,35	15,39	12,08	8,65	10,97	9,84	8,16	21,88	14,59	9,67	5,97	8,75	5,44	12,08	6,77	23,36	13,88	2,24	5,90	1,63	5,11	4,00	9,66	9,47	7,98
1-2	9,57	14,74	8,65	16,89	16,89	17,38	5,68	11,47	6,36	18,14	5,05	12,73	4,90	10,76	4,56	11,11	3,97	15,69	15,10	12,48	14,80	12,12	24,35	16,38	9,09	13,09
2-3	18,12	15,52	20,43	16,47	21,37	17,72	12,07	11,93	15,59	16,60	13,78	15,65	11,46	13,08	9,69	12,38	11,27	14,28	19,81	15,33	19,31	15,77	21,55	17,42	15,80	14,36
3-4	14,09	14,28	16,77	14,27	15,49	15,49	15,43	11,36	12,48	13,76	19,11	15,80	13,15	13,52	10,72	12,24	9,71	12,20	14,75	15,54	16,77	16,43	13,77	15,71	14,61	13,75
4-5	10,11	12,13	9,51	11,50	12,91	12,31	11,30	10,29	12,23	10,75	15,80	14,10	12,67	12,67	11,36	11,28	9,44	10,05	12,72	13,96	14,22	14,88	9,69	12,79	11,98	12,15
5-6	7,63	9,72	6,97	8,80	8,84	9,11	9,06	9,00	10,06	8,05	11,99	11,46	12,61	11,07	11,69	9,89	9,22	8,07	10,98	11,46	10,61	12,08	7,52	9,64	9,89	10,12
6-7	7,28	7,43	5,88	6,47	5,94	6,36	7,74	7,67	7,91	5,83	7,65	8,62	11,71	9,14	9,50	8,36	8,38	6,36	9,15	8,73	9,02	8,95	6,25	6,82	8,17	8,05
7-8	7,06	5,46	5,23	4,59	3,76	4,22	6,54	6,40	4,97	4,11	6,24	6,05	9,70	7,19	8,18	6,84	7,63	4,93	5,60	6,22	5,10	6,10	4,16	4,57	6,74	6,16
8-9	5,90	3,88	4,34	3,16	2,45	2,68	4,85	5,24	3,66	2,83	4,58	3,99	5,52	5,42	7,35	5,45	5,63	3,77	3,19	4,18	2,71	3,86	3,70	2,92	5,08	4,56
9-10	4,17	2,67	3,24	2,12	1,36	1,63	3,73	4,23	2,54	1,90	3,03	2,49	2,94	3,93	5,46	4,24	4,62	2,86	2,68	2,66	2,26	2,27	1,80	1,78	3,54	3,27
10-11	2,49	1,79	2,14	1,38	0,75	0,96	2,80	3,37	1,47	1,26	1,90	1,47	1,98	2,75	3,28	3,22	2,92	2,14	1,04	1,60	1,43	1,25	1,41	1,05	2,26	2,28
11-12	0,96	1,16	1,02	0,89	0,43	0,55	2,13	2,64	0,57	0,82	0,67	0,82	1,45	1,86	2,01	2,40	1,78	1,59	0,67	0,92	0,96	0,64	0,83	0,59	1,29	1,55
12-13	0,43	0,74	0,34	0,55	0,25	0,30	1,78	2,05	0,19	0,52	0,21	0,44	1,06	1,22	1,18	1,76	1,00	1,17	0,71	0,51	0,60	0,31	0,32	0,32	0,71	1,03
13-14	0,26	0,46	0,07	0,34	0,19	0,16	1,39	1,58	0,05	0,33	0,16	0,22	0,61	0,78	0,82	1,27	0,46	0,85	0,48	0,26	0,47	0,14	0,27	0,17	0,39	0,67
14-15	0,09	0,28	0,01	0,21	0,15	0,08	1,16	1,20	0,03	0,20	0,11	0,11	0,41	0,48	0,58	0,90	0,34	0,62	0,46	0,13	0,10	0,06	0,20	0,09	0,25	0,42
15-16	0,01	0,17	0,01	0,12	0,09	0,04	0,95	0,90	0,01	0,12	0,05	0,05	0,30	0,29	0,42	0,63	0,18	0,45	0,34	0,06	0,01	0,02	0,08	0,04	0,17	0,24
16-17	0,01	0,10	0,00	0,07	0,08	0,02	0,92	0,68	0,00	0,08	0,00	0,02	0,20	0,17	0,28	0,43	0,06	0,32	0,08	0,03	0,00	0,01	0,05	0,02	0,13	0,11
17-18	0,00	0,05	0,00	0,04	0,10	0,01	0,79	0,50	0,00	0,04	0,00	0,01	0,16	0,10	0,23	0,29	0,02	0,23	0,00	0,01	0,00	0,00	0,05	0,01	0,12	0,10
18-19	0,00	0,03	0,00	0,02	0,08	0,01	0,49	0,40	0,00	0,03	0,00	0,00	0,14	0,07	0,17	0,19	0,01	0,16	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,10	0,04
19-20	0,00	0,02	0,00	0,01	0,08	0,00	0,40	0,36	0,00	0,02	0,00	0,00	0,11	0,03	0,15	0,13	0,00	0,11	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,06	0,03
20-21	0,00	0,01	0,00	0,01	0,07	0,00	0,29	0,25	0,00	0,01	0,00	0,00	0,06	0,02	0,09	0,08	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,02
21-22	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,00	0,27	0,10	0,00	0,01	0,00	0,00	0,05	0,01	0,05	0,05	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,01
22-23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,18	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,05	0,04	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01
23-24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,11	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,05	0,03	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
24-25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,05	0,02	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00



Şekil 5.23. Weibull Dağılımına Göre Rüzgar Hızı Frekans Dağılımı

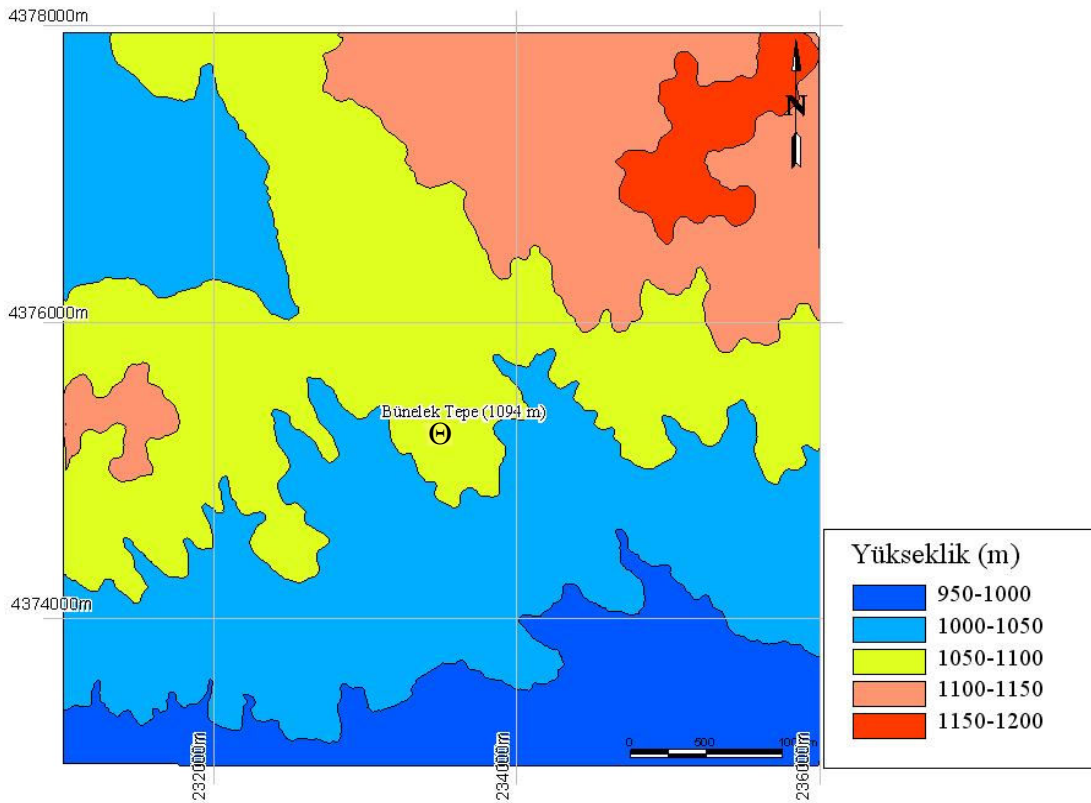


Şekil 5.24. Ölçümlerden Elde Edilen Ham Dağılıma Göre Rüzgar Hızı Frekans Dağılımı

5.2. Bünelek Tepe Rüzgar Ölçüm İstasyonundan Alınan Verilerin Enerji Amaçlı Değerlendirilmesi

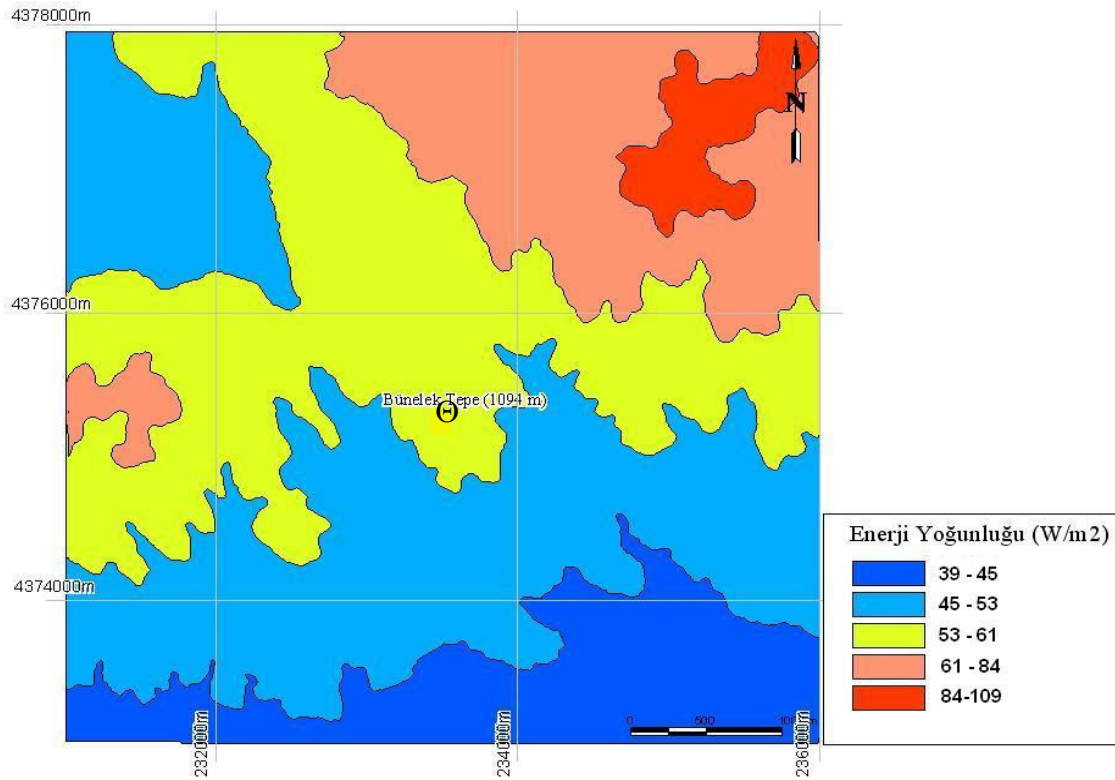
Bir bölgenin rüzgar potansiyelini belirleyebilmek için o bölgeden en az bir yıl boyunca ölçüm almak gereklidir. Ancak bir yıldan daha fazla ölçüm almak doğru bir değerlendirme açısından daha sağlıklı sonuçlar vermektedir (AWS, 1997). Bu amaçla, Kütahya-Kızılbayır Mevkii Bünelek Tepe'den Temmuz 2001-Haziran 2004 tarihleri arasında 36 ay boyunca rüzgar hız ve yön bilgileri alınmıştır.

Bünelek Tepe, Kütahya Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampüs alanı karşısında bulunan tepelik bir alandır. Topoğrafik olarak tepenin konumu, 1/25.000 ölçekli haritalar üzerinden R2V yazılımıyla sayısallaştırılmış ve Mapinfo V.8 yazılımı ile ölçeklendirilmiş olup harita Şekil 5.25'de görüldüğü gibi 25 km²'lik alan içerisinde verilmiştir (R2V, 2005; Mapinfo V.8, 2005).



Şekil 5.25. Bünelek Tepe'nin Topoğrafik Haritası

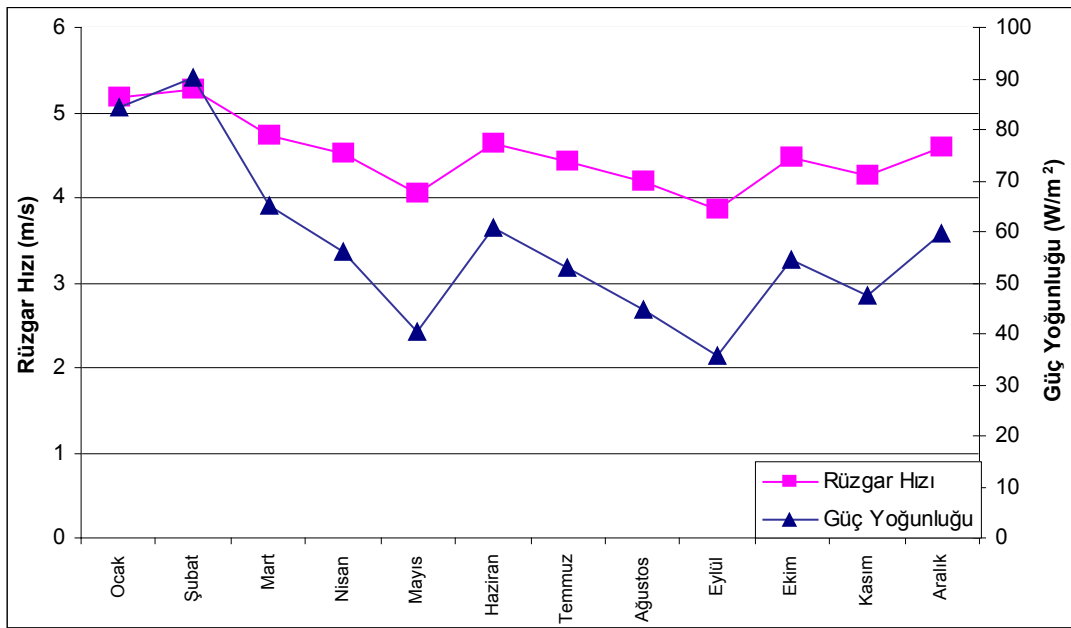
Ölçümlerden elde edilen veriler neticesinde, belirlenen bölge için denklem (3.2)'de verilen ifade temel alınarak yapılan güç yoğunluğu haritası ise Şekil 5.26'da verilmiştir. Şekil 5.26'dan da görüldüğü gibi, deniz seviyesinden 1094 m yükseklikte bulunan Bünelek Tepe için güç yoğunluğu, 53-61 W/m² olarak tespit edilmiştir. Alınan verilere göre bölgenin, aylara göre hız ve güç yoğunluğu dağılımı ise Şekil 5.27'de verilmiştir.



Şekil 5.26. Bünelek Tepe Güç Yoğunluğu Haritası

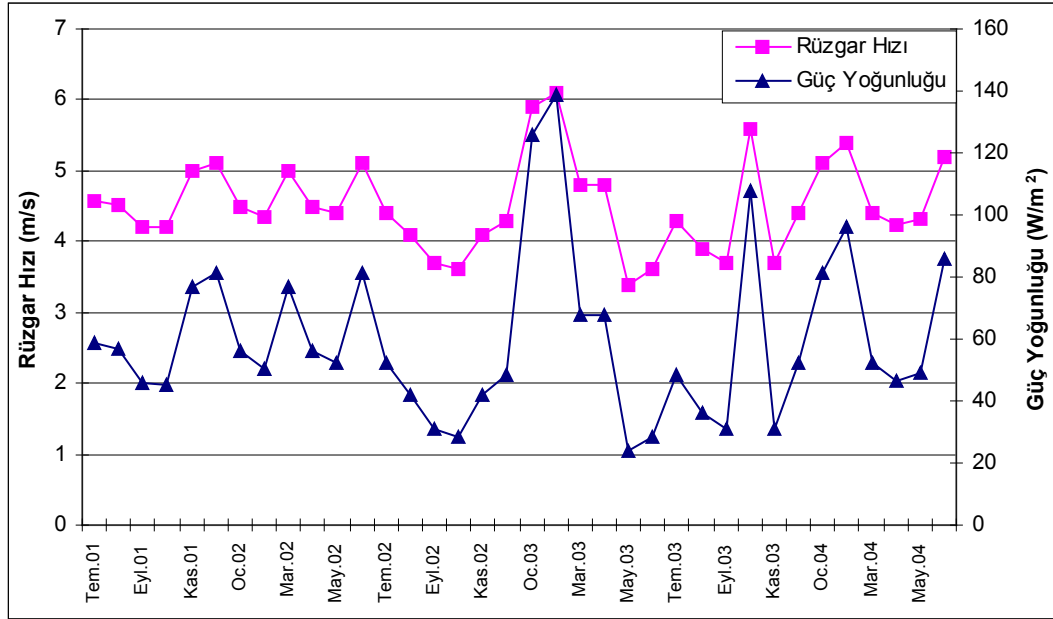
Şekil 5.27 incelendiğinde, rüzgar hızı ve dolayısıyla güç yoğunluğunun kış aylarında yüksek olduğu göze çarpmaktadır. Buna göre, rüzgar güç yoğunluğunun en yüksek olduğu ay 90,16 W/m² ile Şubat ayı olurken, bu ayda rüzgar hızı 5,28 m/s olarak hesaplanmıştır. Rüzgar hızının en düşük olduğu Eylül ayında ise rüzgar hızı 3,87 m/s olup güç yoğunluğunun 35,50 W/m² olduğu görülmektedir. Burada enerji

hesaplamalarında kullanılan rüzgar hız verisi, 30 m yükseklikteki anemometrenin kaydettiği rüzgar hızlarıdır. Rüzgar hız ve güç yoğunluklarının, 36 aylık genel ölçekteki değişimi Şekil 5.28’de verilmiş olup aylara göre ortalama rüzgar hızı, standart sapma değeri, Weibull parametreleri, maksimum hızlar ve güç yoğunlukları ise Çizelge 5.6’da verilmiştir.



Şekil 5.27. Hız ve Güç Yoğunluğu Dağılımı

Şekil 5.28 ve Çizelge 5.6 incelendiğinde, 30 m yükseklikte alınan rüzgar ölçümlerine göre güç yoğunluğunun en yüksek olduğu ay $139,0 \text{ W/m}^2$ ile Şubat 2003 olurken en düşük güç yoğunluğu ise $24,1 \text{ W/m}^2$ ile Mayıs 2003 olarak tespit edilmiştir. Belirtilen güç yoğunluklarına karşılık gelen 30 m’deki rüzgar hızları ise Şubat 2003 için $6,1 \text{ m/s}$ ve Mayıs 2003 için $3,4 \text{ m/s}$ olarak ölçülmüştür. Ayrıca alınan 36 aylık veriler neticesinde, 10 dakikalık aralıklarla ölçülen maksimum rüzgar hızlarının ortalamasına göre en yüksek rüzgar hızı $7,55 \text{ m/s}$ ile Ocak 2003’de kaydedilmiştir.



Şekil 5.28. Hız ve Güç Yoğunluğu Dağılımının 36 Aylık Değerlendirmesi

Çizelge 5.6. Aylık Rüzgar Karakteristikleri

Aylar	V_{ort} (m/s)	Standart Sapma (σ)	Weibull		V_{max} (m/s)	Güç Yoğunluğu (W/m^2)
			c (m/s)	k		
Temmuz 01	4,57	2,66	5,17	1,82	6,02	58,5
Ağustos 01	4,53	2,71	5,12	1,80	5,87	56,9
Eylül 01	4,21	2,64	4,72	1,69	5,40	45,7
Ekim 01	4,20	2,60	4,69	1,62	5,37	45,4
Kasım 01	5,00	3,01	5,63	1,73	6,38	76,6
Aralık 01	5,10	3,71	5,70	1,62	7,34	81,2
Ocak 02	4,50	2,80	5,03	1,68	5,35	55,8
Şubat 02	4,34	2,39	4,97	1,90	5,37	50,1
Mart 02	5,00	2,93	5,61	1,73	6,14	76,6
Nisan 02	4,50	2,36	5,08	1,97	5,60	55,8
Mayıs 02	4,40	2,66	4,94	1,69	5,60	52,2
Haziran 02	5,10	3,12	5,72	1,68	5,58	81,2
Temmuz 02	4,40	2,57	4,95	1,76	5,71	52,2
Ağustos 02	4,10	2,42	4,61	1,75	5,36	42,2

Çizelge 5.6. Aylık Rüzgar Karakteristikleri (devam)

Eylül 02	3,70	2,57	4,12	1,52	4,83	31,0
Ekim 02	3,60	2,11	4,05	1,77	4,61	28,6
Kasım 02	4,10	2,20	4,63	1,92	5,11	42,2
Aralık 02	4,30	2,39	4,83	1,84	5,37	48,7
Ocak 03	5,90	3,86	6,59	1,58	7,55	125,8
Şubat 03	6,10	4,08	6,74	1,51	7,42	139,0
Mart 03	4,80	3,27	5,28	1,47	6,03	67,7
Nisan 03	4,80	3,05	5,29	1,48	5,62	67,7
Mayıs 03	3,40	2,77	3,67	1,28	4,47	24,1
Haziran 03	3,60	2,58	3,95	1,41	4,94	28,6
Temmuz 03	4,30	2,87	4,75	1,49	5,81	48,7
Ağustos 03	3,90	2,75	4,28	1,41	5,23	36,3
Eylül 03	3,70	3,30	4,12	1,52	5,95	31,0
Ekim 03	5,60	4,03	6,12	1,36	7,35	107,6
Kasım 03	3,70	2,78	4,01	1,33	4,59	31,0
Aralık 03	4,40	2,58	4,92	1,75	5,37	52,2
Ocak 04	5,10	3,12	5,68	1,66	6,44	81,2
Şubat 04	5,40	3,58	5,95	1,49	6,89	96,4
Mart 04	4,40	2,65	4,69	1,23	6,44	52,2
Nisan 04	4,23	3,11	4,65	1,40	4,48	46,4
Mayıs 04	4,31	2,72	4,75	1,42	4,98	49,0
Haziran 04	5,20	2,59	5,78	1,52	6,02	86,1

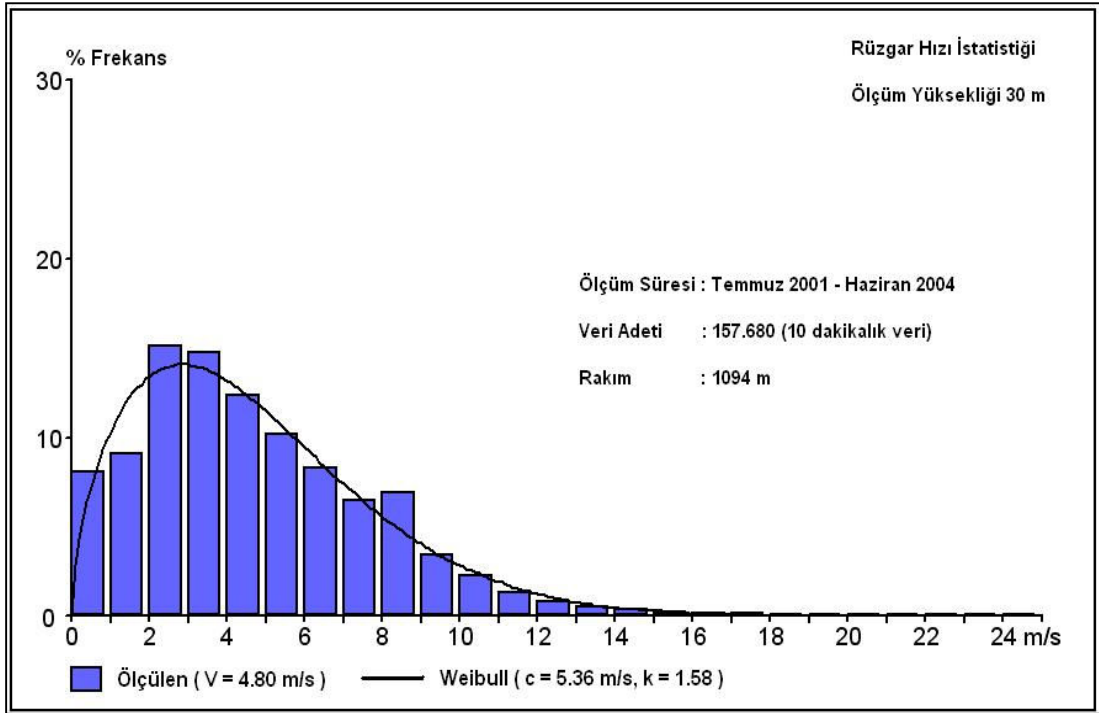
Rüzgar hızlarına ait veriler; yıllık ve genel ölçekte Çizelge 5.7’de verilmiş olup 36 aylık genel ölçekteki rüzgar hız verilerinin ölçümlerden ve Weibull dağılımından elde edilen frekans dağılımı Şekil 5.29’da gösterilmiştir. Çizelge 5.7’de görüleceği üzere, her üç yılın ölçümlerinden elde edilen ortalama değerler (Temmuz 2001-Haziran 2002 dönemi hariç) birbirine yakın sonuçlar verirken, Weibull parametreleri de ölçümlerden elde edilen ortalama rüzgar hızlarına paralel olarak birbirine yakın parametre değerleri vermiştir.

Çizelge 5.7.Yıllık ve Genel Rüzgar Parametreleri

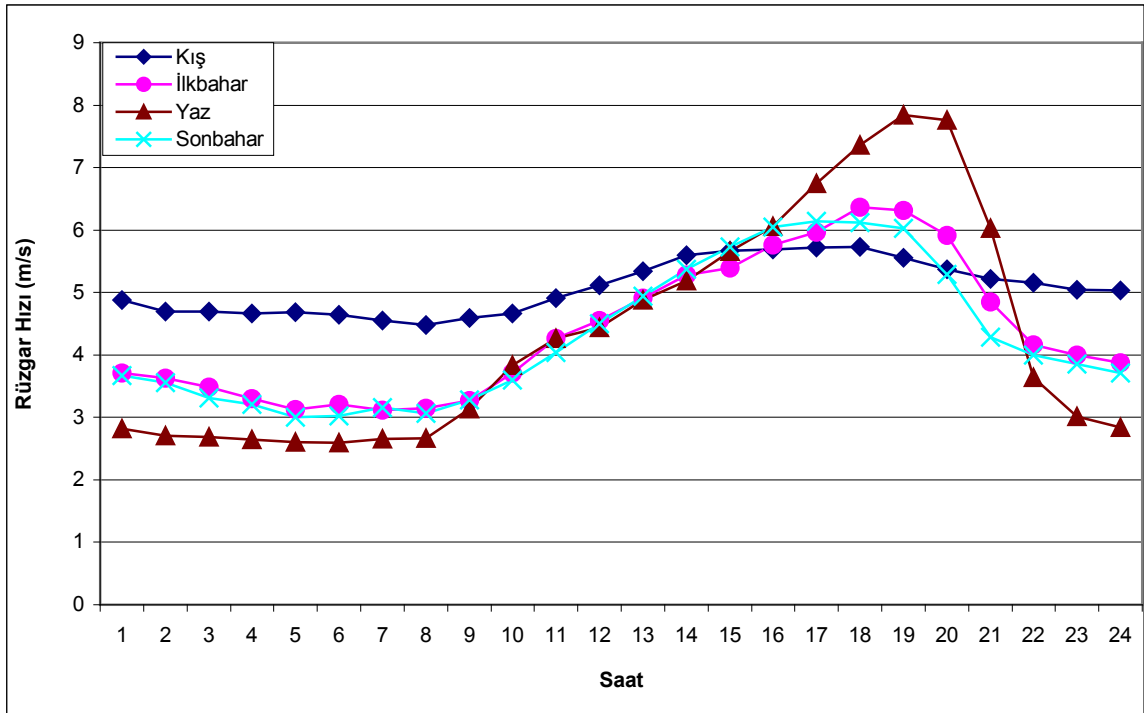
Dönem	Ort. Rüzgar Hızı (Ölçülen) (m/s)	Weibull		Ort. Güç Yoğunluğu (W/m ²)
		c (m/s)	k	
Temmuz 01-Haziran 02	5,30	5,96	1,80	91,19
Temmuz 02-Haziran 03	4,64	5,15	1,53	61,19
Temmuz 03-Haziran 04	4,66	5,18	1,53	62,00
Temmuz 01-Haziran 04 (36 Ay)	4,80	5,36	1,58	67,73

Rüzgar şiddetine karşılık gelen esme yüzdelerini gösteren Şekil 5.29 ile, ölçüm yapılan bölgede hangi rüzgar şiddetinin daha sık gözlemlendiği tespit edilebilmektedir. Buna göre 36 aylık uzun dönemli rüzgar hız verileri için ölçümlerden elde edilen ortalama rüzgar hızı 4,80 m/s olurken Weibull ölçek parametresi (c) 5,36 m/s ve şekil parametresi (k) 1,58 olarak hesaplanmıştır. Çizelge 5.7’de verilen Weibull parametrelerinin, istatistiksel analiz sonuçlarından elde edilen Weibull parametrelerinden farklı çıkmasının nedeni, ALWIN yazılımının dakikalık ortalamalar yerine rüzgar sınıfı aralıklarından oluşan veri setiyle hesaplama yapmasından dolayıdır.

Rüzgar hız dağılımlarının mevsimsel olarak karşılaştırmasının verildiği Şekil 5.30 incelendiğinde; 30 m yükseklikte ölçülen rüzgar hızlarının, kış aylarında çok fazla dalgalanma göstermeyip 4-6 m/s aralığında değiştiği, buna karşılık yaz aylarında ise çok fazla değişim göstererek bütün bir yıl boyunca maksimum ve minimum rüzgar hızlarına ulaştığı görülmektedir. Rüzgar hız verilerinin kullanılarak oluşturulduğu Şekil 5.30’dan görülebileceği gibi özellikle 17:00-21:00 saatleri arasında maksimum rüzgar hızlarına ulaşılmaktadır.



Şekil 5.29. Rüzgar Hızı Frekans Dağılımı



Şekil 5.30. Rüzgar Hız Dağılımlarının Saatlik ve Mevsimsel Bazda Analizi

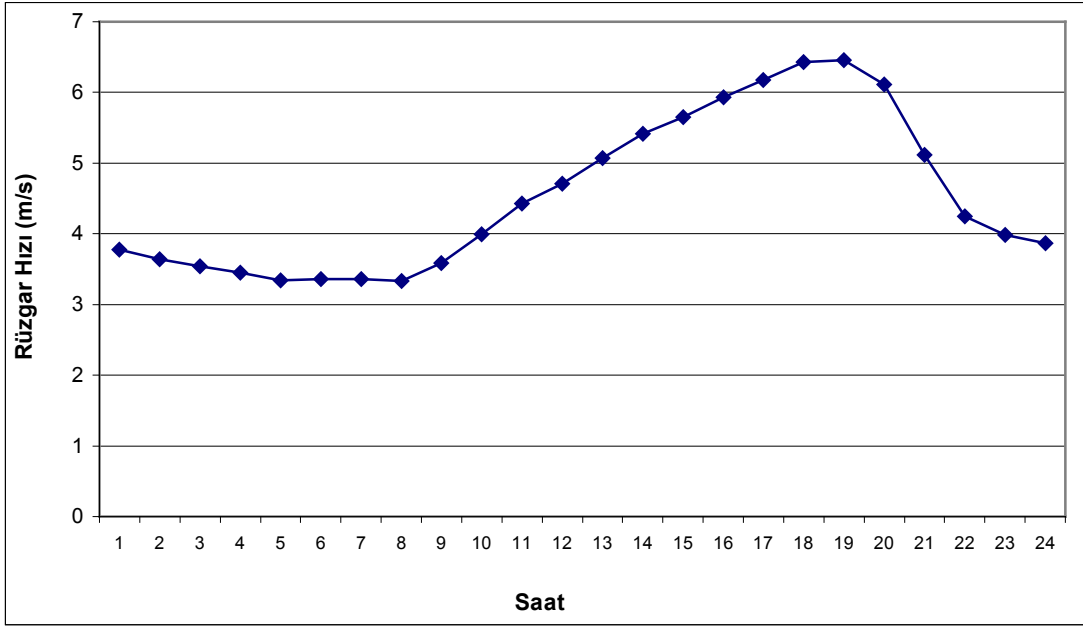
Ölçümlerden elde edilen 36 aylık verinin mevsimlere göre yıllık ve genel olarak değerlendirilmesinin verildiği Çizelge 5.8 incelendiğinde, en yüksek rüzgar hızlarına Temmuz 2002-Haziran 2003 döneminin kış mevsiminde ulaşıldığı görülmektedir. Genel ortalama ise yine kış mevsiminde rüzgar hızı ve Weibull parametreleri olan (c) ve (k) değerlerinin diğer mevsimlere kıyasla daha yüksek olduğu anlaşılmaktadır.

Çizelge 5.8.Yıllık Mevsimsel Ortalama Rüzgar Hızları

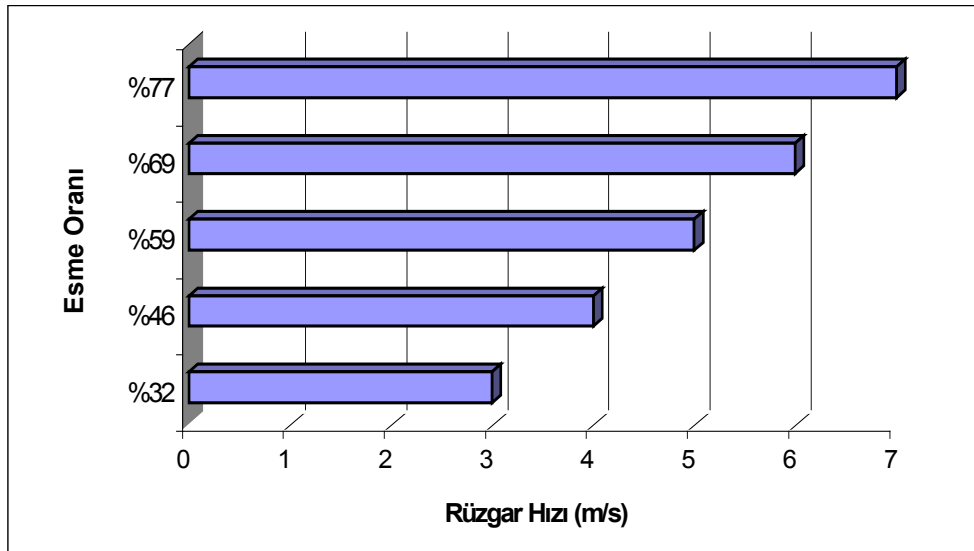
Dönem	Kış			İlkbahar			Yaz			Sonbahar		
	Ort. (m/s)	Weibull c k (m/s)		Ort. (m/s)	Weibull c k (m/s)		Ort. (m/s)	Weibull c k (m/s)		Ort. (m/s)	Weibull c k (m/s)	
Tem.01-Haz.02	4,69	5,26	1,71	4,68	5,27	1,78	4,76	5,37	1,75	4,56	6,24	1,67
Tem.02-Haz.03	5,46	6,08	1,56	4,17	4,46	1,24	4,15	4,63	1,62	3,86	4,34	1,71
Tem.03-Haz.04	5,05	5,61	1,60	4,52	5,02	1,57	4,51	4,99	1,50	4,44	4,84	1,34
Tem.01-Haz.04 (36 Ay)	5,08	5,66	1,60	4,55	5,05	1,56	4,47	4,99	1,61	4,27	4,75	1,52

Rüzgar hızı genel dağılımının saatlik olarak verildiği Şekil 5.31 incelendiğinde rüzgar hızının günün akşam saatleri 17:00-21:00 arasında en yüksek değerine ulaştığı ve maksimum rüzgar hızının saat 19:00'da 6,46 m/s olduğu görülmektedir.

Dakikalık rüzgar hız esme oranlarının verildiği Şekil 5.32'de, 36 aylık hesaplamalar neticesinde, ortalama rüzgar hızının; toplam esme sayısının % 32'sinde 0-3 m/s, % 46'sında 0-4 m/s, % 59'unda 0-5 m/s, % 69'unda 0-6 m/s ve % 77'sinde 0-7 m/s aralığında estiği görülmektedir. Benzer olarak yapılan hesaplamalarda toplam esme sayısının % 58'inde, rüzgar hızının 3-9 m/s aralığında olduğu bulunmuştur.

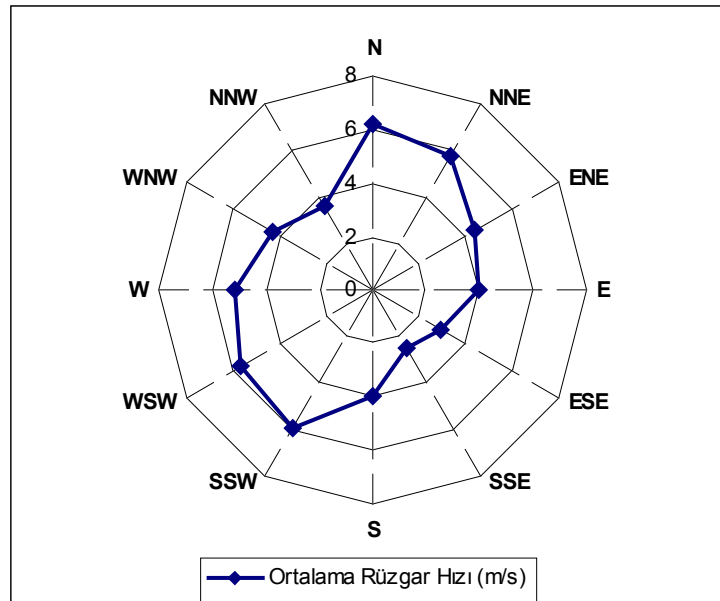


Şekil 5.31. Bünelek Tepe Ortalama Saatlik Rüzgar Hız Dağılımı



Şekil 5.32. Toplam Veri İçin Dakikalık Rüzgar Hızlarının Esme Oranları

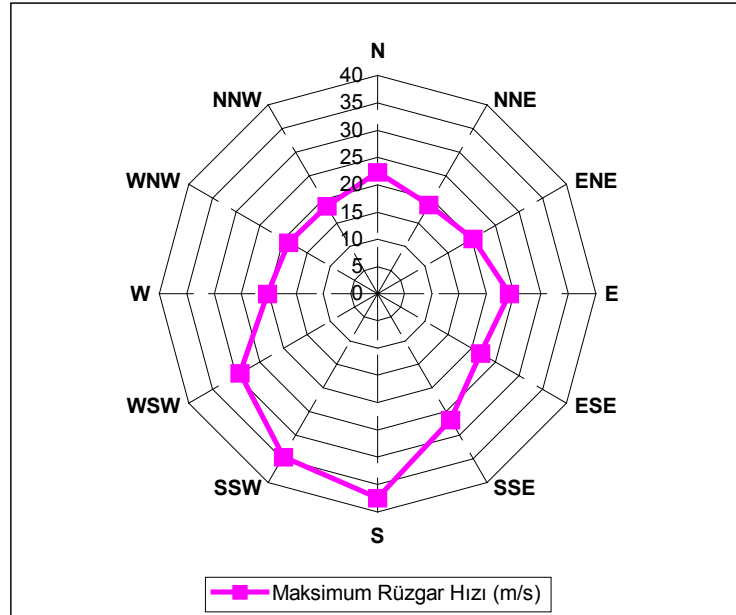
Rüzgar ölçümleri esnasında, hakim rüzgar yönünün belirlenmesi, rüzgar türbini kurulumunda önemli bir adımdır. Bunun için rüzgar gülü kullanılır. Rüzgar gülü, belirli kesimlerdeki (sektörlerdeki) rüzgarın esme sıklığını (frekansını) ve rüzgar yönlerinin oransal dağılımını vermekte olup gerçek ortalama hız düzeyini vermez. Bünelek Tepe’de 36 aylık rüzgar ölçümü neticesinde, ortalama ve maksimum rüzgar hızlarının estiği yönler belirlenmiş ve yönler göre frekans dağılımları çıkarılmıştır. Kurulan ölçüm istasyonunda, yön kontrol cihazının referans noktası (0^0 olduğu nokta) Kuzey yönüdür. Buna göre; Şekil 5.33’de verildiği gibi, ortalama rüzgar hızı, en güçlü Kuzey (N) ve Güneybatı (SSW) yönlerinden esmekte olup bu yönlerden esen ortalama rüzgar hızları Çizelge 5.9’da verildiği gibi sırasıyla; 6,24 m/s ve 6,00 m/s olarak hesaplanmıştır. Yapılan çalışmada, Şekil 5.34’deki maksimum rüzgar hızının ise 37,4 m/s ile Güney (S) yönünden esmekte olduğu belirlenmiştir.



Şekil 5.33. Yönlere Göre Ortalama Rüzgar Hız Dağılımı

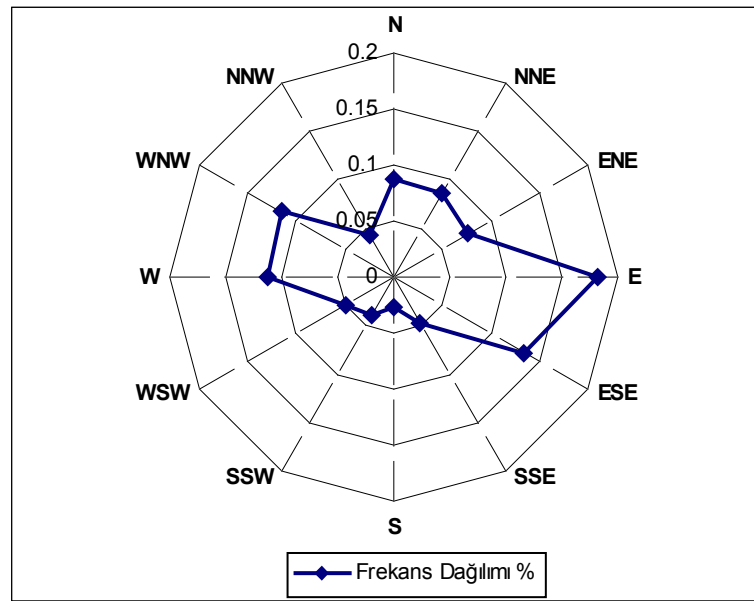
Çizelge 5.9. Yönlere Göre Rüzgar Dağılımları

Yönlere	Frekans Dağılımı (%)	Ort. Rüzgar Hızı (m/s)	Mak. Rüzgar Hızı (m/s)
N	8,68	6,24	22,3
NNE	8,55	5,75	18,8
ENE	7,66	4,40	20,2
E	18,15	3,96	24,2
ESE	13,37	2,93	21,8
SSE	4,60	2,52	26,7
S	2,76	3,93	37,4
SSW	3,98	6,00	34,5
WSW	5,05	5,71	29,1
W	11,30	5,15	20,2
WNW	11,63	4,32	18,8
NNW	4,27	3,59	18,5



Şekil 5.34. Yönlere Göre Maksimum Rüzgar Hız Dağılımı

Bünelek Tepe’de 36 ay boyunca ölçülen rüzgar yön verilerine göre hakim rüzgar yönü, Çizelge 5.9 ve Şekil 5.35’de verildiği gibi % 18,15 esme oranıyla Doğu (E) yönü olarak tespit edilmiştir. Diğer yıllara ve her bir aya ait ortalama ve maksimum rüzgar hızlarının yön dağılımlarıyla, frekans dağılımı grafikleri Ek Açıklamalar-D’de verilmiştir.

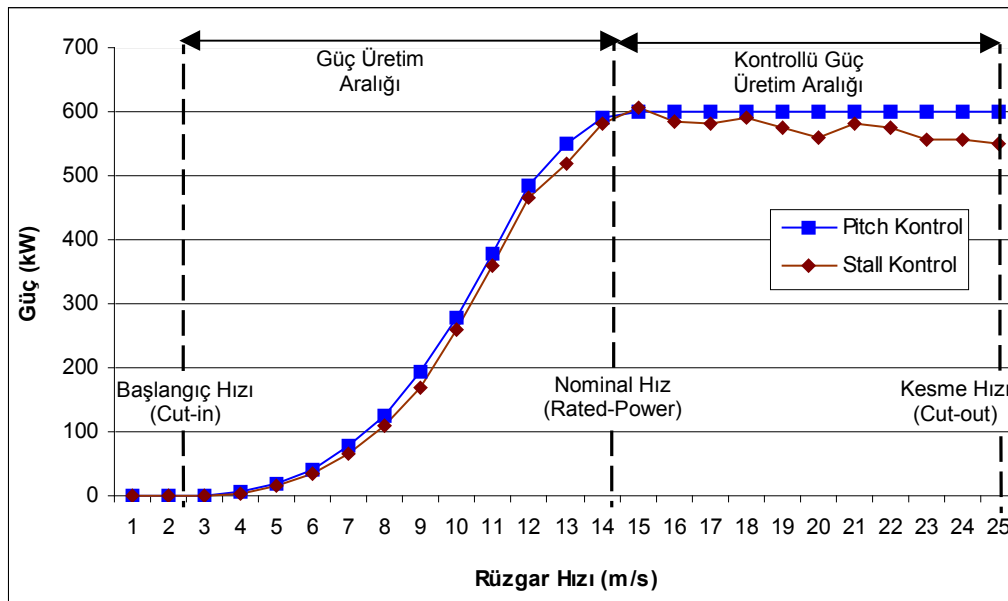


Şekil 5.35. Yönlere Göre Rüzgar Frekans Dağılımı

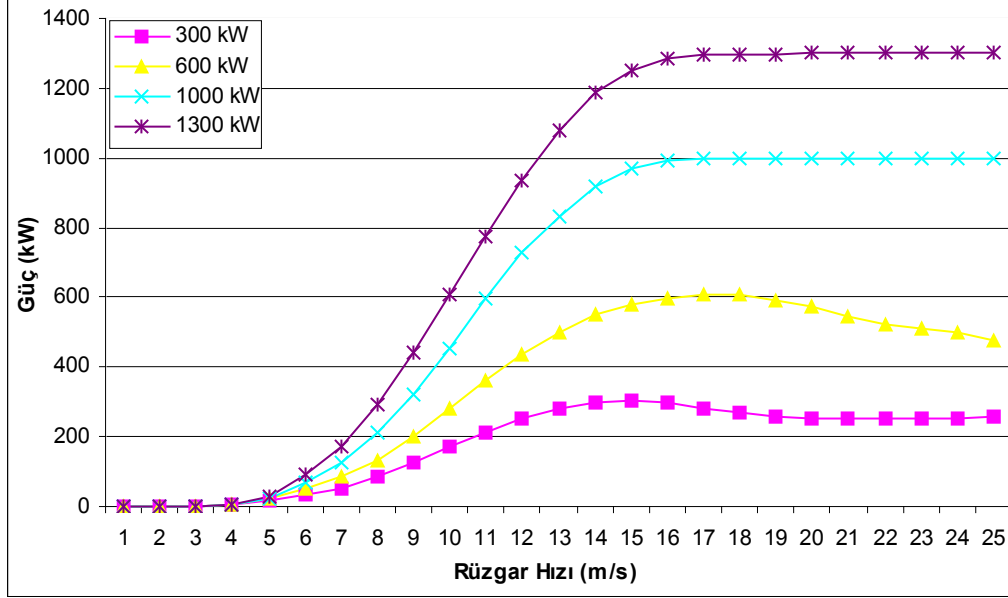
Rüzgarın sağlayacağı enerji, gücüne ve esme sayısına yani frekansına bağlıdır. Ortalama rüzgar hızı, yıldan yıla değişebilir. Rüzgar hızının değişkenliğinden dolayı, rüzgar enerji potansiyelinden elde edilebilecek enerji, yıllık ortalama hız değerinden hesaplanan enerjiden daha fazla olabilir. Bu nedenle belli bir bölgede rüzgar türbinleri ile üretilebilecek elektrik enerjisi hesabında, yıllık ortalama rüzgar hızından çok, gözlemlenen olasılık yoğunluk dağılımı ile hesap edilmiş rüzgar hız frekans dağılımı kullanılmaktadır. Ayrıca, türbin tarafından üretilen enerjinin miktarı; rüzgar hızı dağılımına bağlı olması nedeniyle, enerji, güç ve kapasite faktörü hesaplamalarında Weibull dağılımı parametreleri de hesaplanmıştır.

Rüzgar potansiyelini değerlendiren ülkelerde, enterkonnekte şebekeye bağlı rüzgar türbinleri, 200 ila 5000 kW arasında değişiklik göstermektedir. En yaygın kullanılanları ise 600 ila 1500 kW arasındaki olup gelişen teknolojiye bağlı olarak kapasiteleri de artmaktadır. Tipik bir rüzgar türbini güç eğrisinin açıklandığı Şekil 5.36'da, farklı rüzgar hızlarında elektriksel güç çıkışının değişimi ve rüzgar hızlarına göre güç üretim aralıkları verilmiştir. Buna göre rüzgar türbinleri, başlangıç hızı olan (cut-in) 2-3 m/s'den sonra güç üretimine başlayıp, 13-14 m/s aralığında nominal kapasiteye (rated-power) ulaşmaktadır. Nominal kapasite olan 13-14 m/s aralığındaki rüzgar hızlarından sonra rüzgar türbinleri, kontrol mekanizmalarına göre (stall veya pitch) ya nominal güç üretimlerine devam etmekte yada güç üretimleri bir miktar düşerek kontrollü güç üretim aralıklarına geçmektedirler.

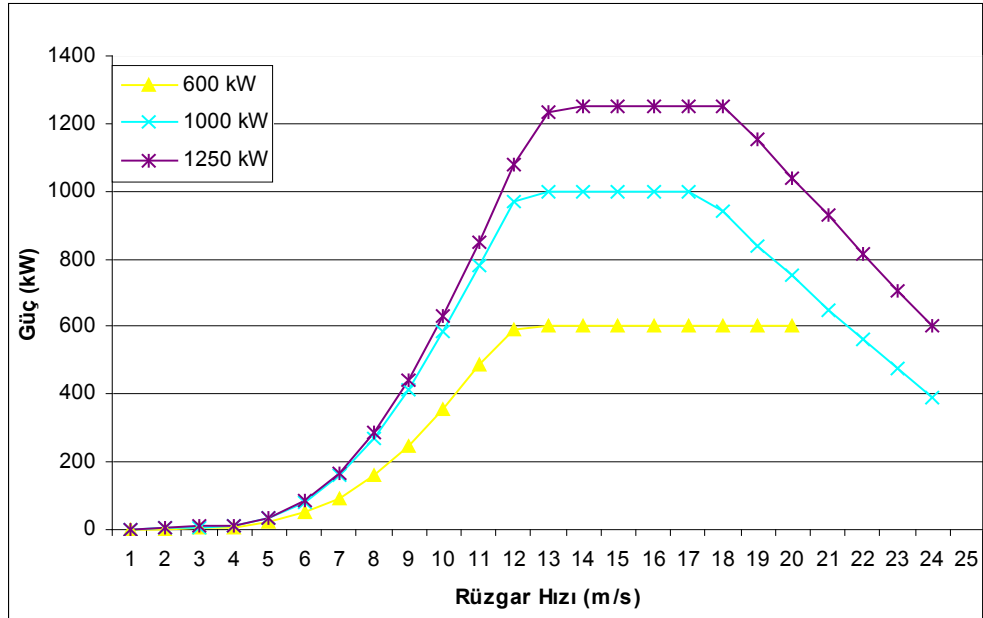
Bünelek Tepe'den 36 ay boyunca alınmış rüzgar verileri 6 farklı rüzgar türbin imalatçısının 26 değişik kapasitedeki modellerine uygulanarak güç eğrileri elde edilmiştir. Çalışmalarda kullanılan değişik kapasitelerdeki rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri Ek Açıklamalar-E'de ve elde edilen güç eğrileri ise Şekil 5.37-5.42'de verilmiştir.



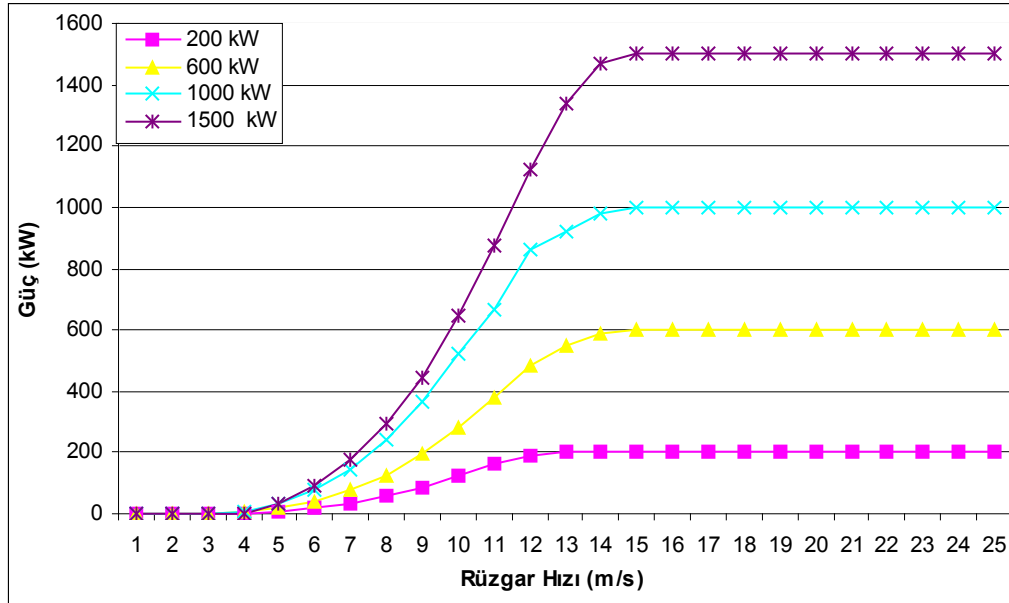
Şekil 5.36. Tipik Bir Rüzgar Türbinine Ait Güç Eğrisi Grafiği



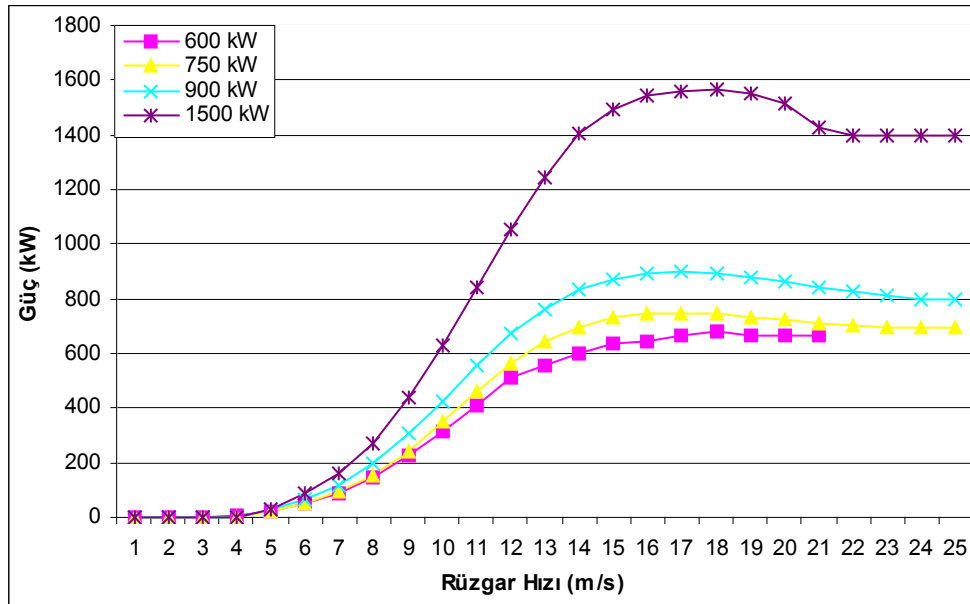
Şekil 5.37. ANBonus Rüzgar Türbinleri Güç Eğrileri



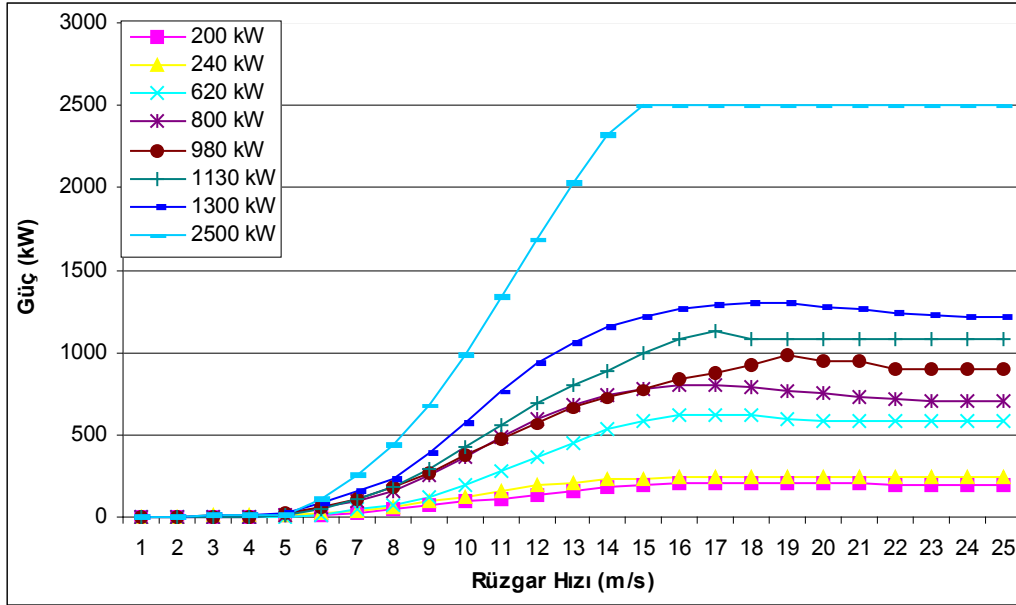
Şekil 5.38. DeWind Rüzgar Türbinleri Güç Eğrileri



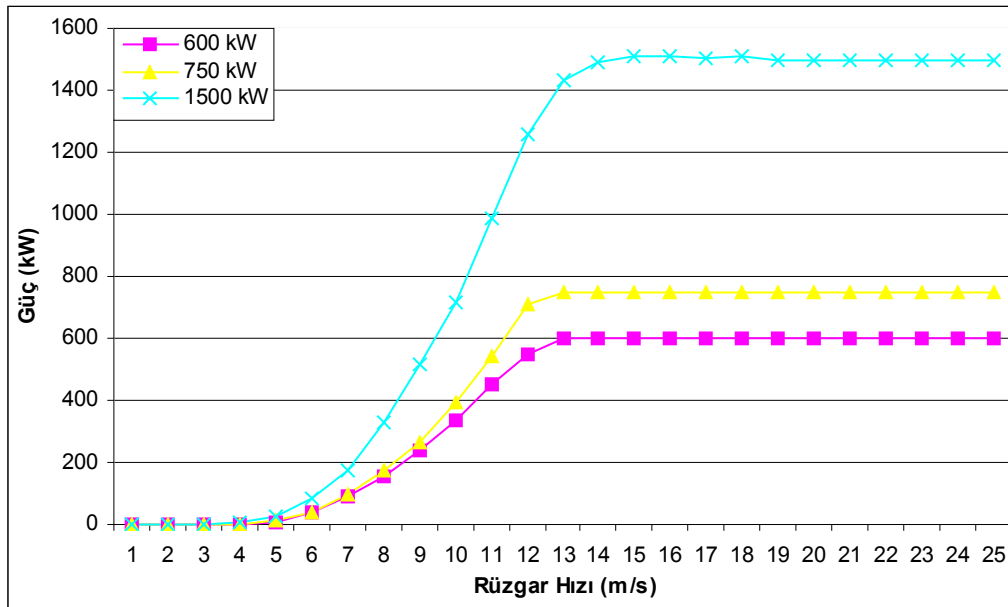
Şekil 5.39. Enercon Rüzgar Türbinleri Güç Eğrileri



Şekil 5.40. Neg-Micon Rüzgar Türbinleri Güç Eğrileri



Şekil 5.41. Nordex Rüzgar Türbinleri Güç Eğrileri

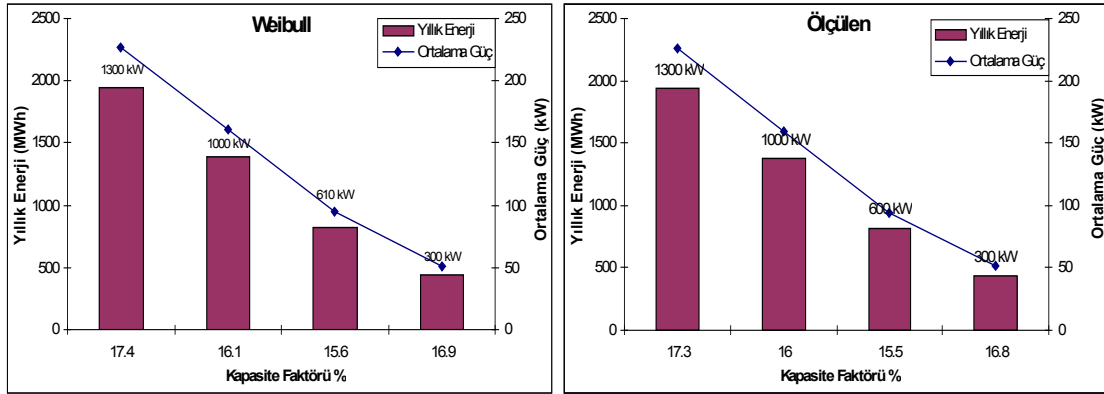


Şekil 5.42. Südwind Rüzgar Türbinleri Güç Eğrileri

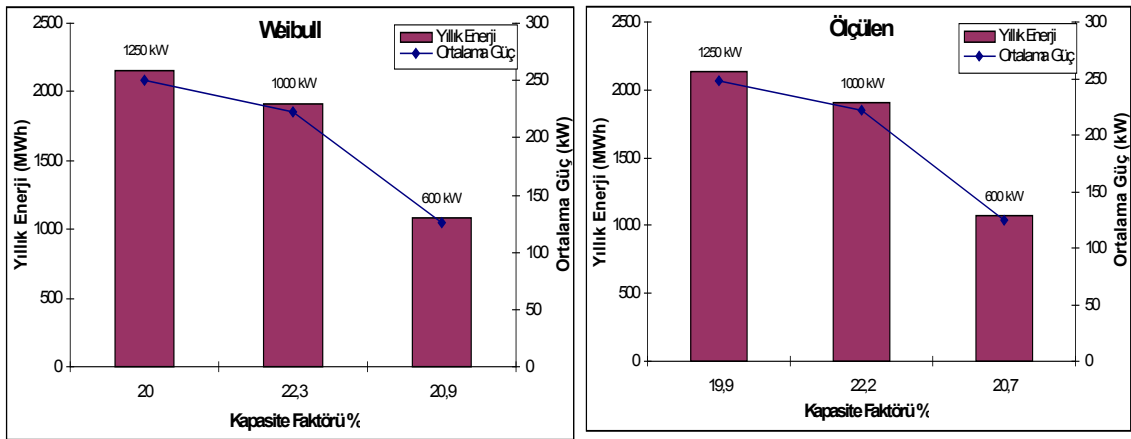
Şekil 5.37-5.42’de verilen dünya çapında yüksek paylara sahip 6 rüzgar türbini imalatçısının değişik kapasitelerdeki modellerinin katalog değerleri, ölçümlerden elde edilen değerlere uygulanmıştır. Yapılan çalışmada düşük rüzgar hızlarında güç üretimini dolayısıyla türbinin ilk harekete geçişini sırasıyla Dewind, Nordex ve Südwind rüzgar türbinlerinin sağladığı görülmüştür. Bu türbinler 1 m/s’lik rüzgar hızında güç üretmeye başlamalarına karşın diğer türbinler ise rüzgar hızı 3 m/s’ye ulaştıktan sonra güç üretmeye başlamaktadırlar. Rüzgar hızı, ortalama 13 m/s olduğunda türbinler tam kapasite çalışmakta, 25 m/s’den sonraki hızlarda ise, türbinler kendilerini artan mekanik kuvvetlerden korumak için tamamen durdurmaktadırlar.

Ölçüm alınan bir bölgede, rüzgar santralının kurulup kurulmayacağına ilişkin karar vermede kapasite faktörü belirleyici bir etkindir. Bu nedenle bir bölgenin yıllık rüzgar enerji kapasitesinin tahmini için, seçilen bölgenin ortalama rüzgar hızındaki kapasite faktörünün belirlenmesi gereklidir. Kapasite faktörünün %25 ile %33 arasında olduğu bölgeler, rüzgar potansiyeli bakımından iyi olan bölgeler olarak kabul edilip rüzgar enerjisinden elektrik üretimi için uygundur.

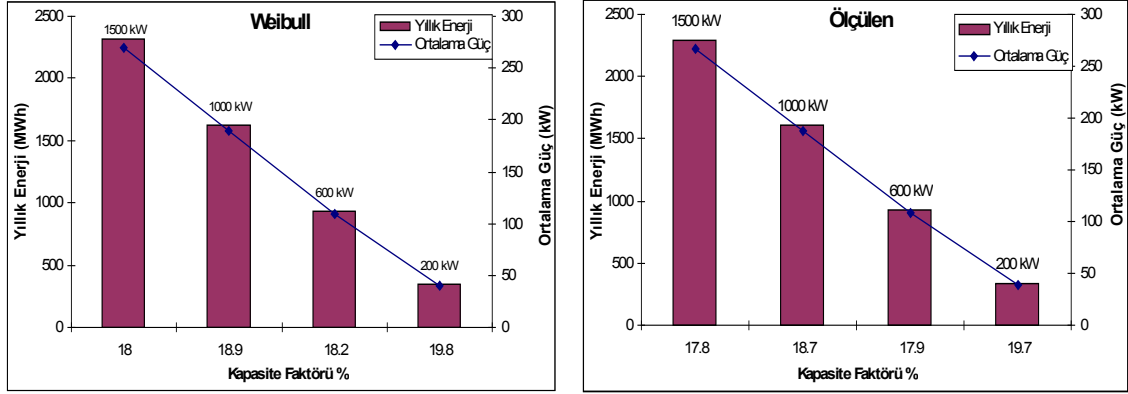
Türbinlerin kapasite faktörünü belirlemek için mevcut veriler 6 türbin imalatçısının değişik modeldeki türbinlerine uygulanmıştır. Yapılan çalışmada Şekil 5.43-5.48’de görüldüğü gibi türbinlerin güç, enerji ve kapasite faktörü eğrileri elde edilmiştir. Şekiller incelendiğinde seçilen bölge için en iyi kapasite faktörü dağılımlarını başta Dewind olmak üzere, Südwind ve Enercon rüzgar türbinlerinin sağladığı görülmektedir.



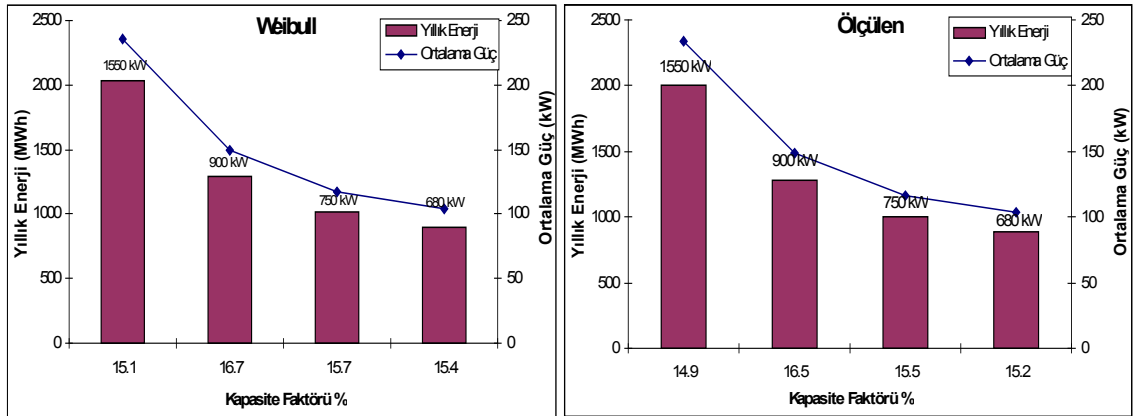
Şekil 5.43. ANBonus Rüzgar Türbinlerinin Weibull ve Ölçülen Rüzgar Hızlarına Göre Güç Dağılımı ve Kapasite Faktörü



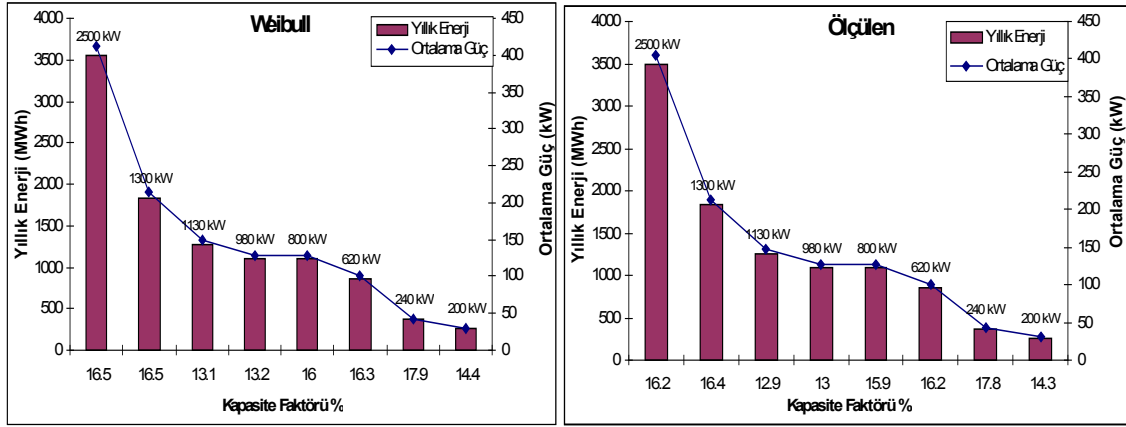
Şekil 5.44. DeWind Rüzgar Türbinlerinin Weibull ve Ölçülen Rüzgar Hızlarına Göre Güç Dağılımı ve Kapasite Faktörü



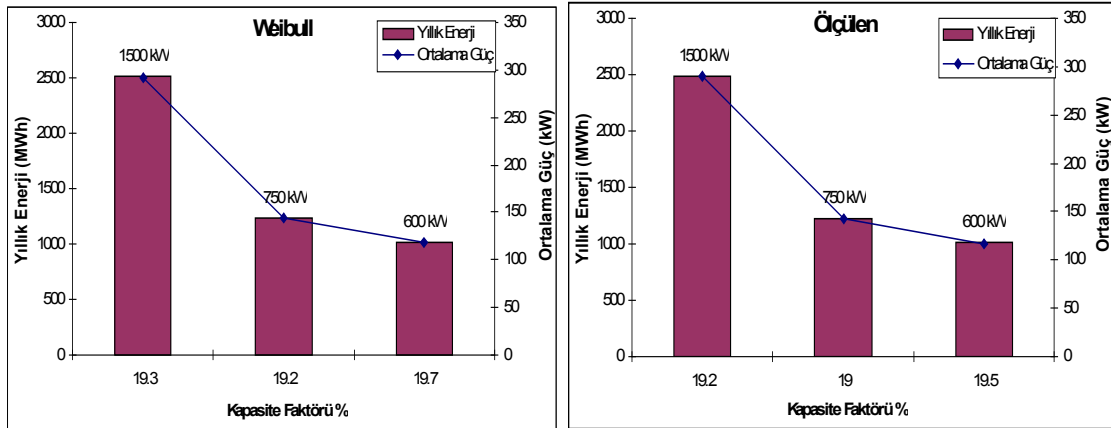
Şekil 5.45. Enercon Rüzgar Türbinlerinin Weibull ve Ölçülen Rüzgar Hızlarına Göre Güç Dağılımı ve Kapasite Faktörü



Şekil 5.46. Neg-Micon Rüzgar Türbinlerinin Weibull ve Ölçülen Rüzgar Hızlarına Göre Güç Dağılımı ve Kapasite Faktörü

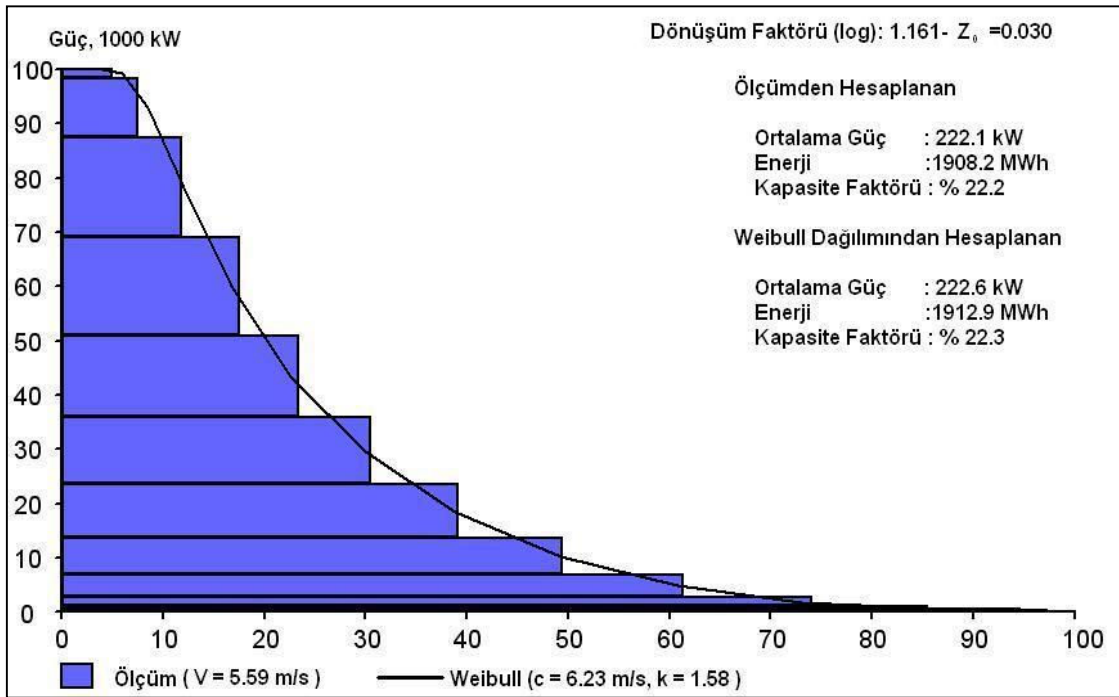


Şekil 5.47. Nordex Rüzgar Türbinlerinin Weibull ve Ölçülen Rüzgar Hızlarına Göre Güç Dağılımı ve Kapasite Faktörü

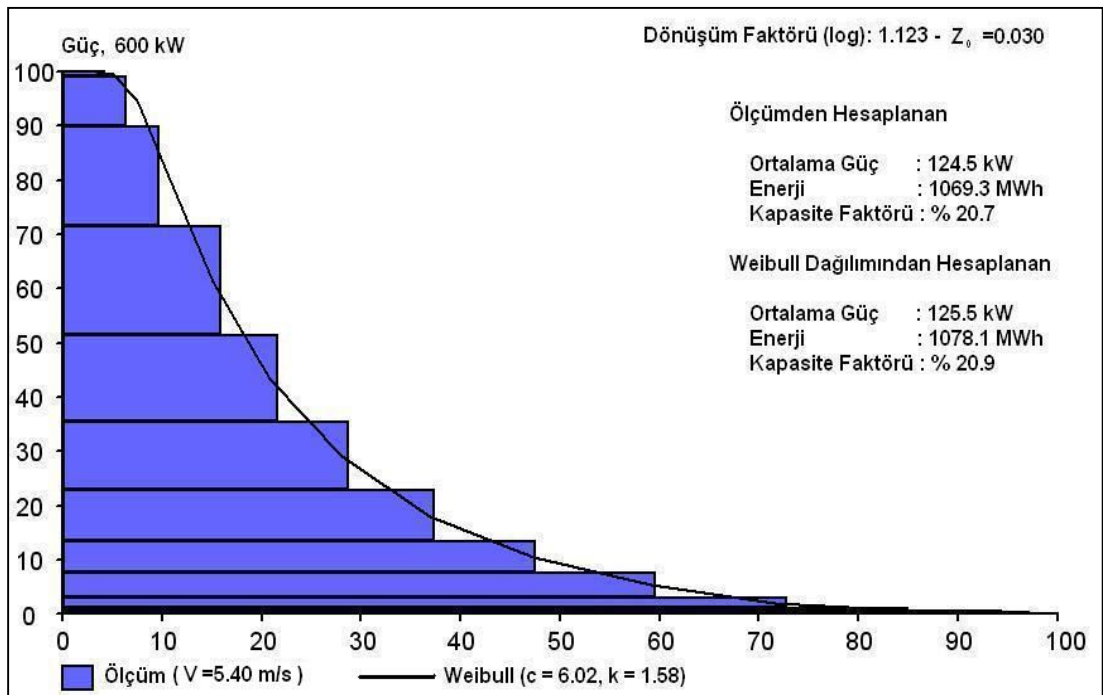


Şekil 5.48. Súdwind Rüzgar Türbinlerinin Weibull ve Ölçülen Rüzgar Hızlarına Göre Güç Dağılımı ve Kapasite Faktörü

Şekil 5.44’de görüleceği gibi ölçümden hesaplanan en yüksek kapasite faktörlerini %22,2 ile 1000 kW ve %20,7 ile 600 kW kapasitelerindeki DeWind rüzgar türbinleri sağlamaktadır. DeWind 1000 kW ve 600 kW kapasitelerindeki rüzgar türbinlerinin ölçüm sonucu ve Weibull dağılımından hesaplanan zaman-güç yüzdesi eğrileri Şekil 5.49 ve 5.50’de verilmektedir.



Şekil 5.49. DeWind D6 (1000) kW Rüzgar Türbini Zaman-Güç Yüzdesi Grafiği



Şekil 5.50. DeWind D4 (600 kW) Rüzgar Türbini Zaman-Güç Yüzdesi Grafiği

Şekil 5.49 incelendiğinde, DeWind 1000 kW'lık rüzgar türbini için ölçümden hesaplanan ortalama güç değerinin 222,1 kW, yıllık enerji miktarının ise 1908,2 MWh olduğu görülmektedir. Şekil 5.50'de verilen DeWind 600 kW rüzgar türbini için kapasite faktörü ve yıllık enerji miktarı ise sırasıyla; % 20,7 ve 1069,3 MWh olarak bulunmuştur. Şekil 5.49 ve 5.50'de verilen, ölçümden ve Weibull dağılımından elde edilen ortalama rüzgar hız değerleri farklılık göstermektedir. Bunun nedeni hesaplama yapılan rüzgar türbinleri için kule yüksekliklerinin farklı olmasıdır. Kule yüksekliğindeki farkın nedeni ise denklem (3.2)'de ifade edilmektedir.

Şekil 5.43-5.48'de verilen güç dağılımları ve kapasite faktörlerine göre en yüksek yıllık enerji miktarı 3546,1 MWh ile 2500 kW'lık Nordex rüzgar türbininden elde edilmektedir. Bu türbinde kapasite faktörünün (% 16,2) düşük olmasına karşın enerji üretim miktarının yüksek olmasının nedeni, kurulu gücün büyük olmasıdır. Bu yüzden bir bölgede rüzgar santralı kurulurken o bölgenin yıllık enerji gereksiniminin dikkate alınması, bölge için optimum sistemin kurulmasında büyük rol oynamaktadır.

Bazı ülkelerdeki ve rüzgar çiftliklerindeki ortalama kapasite faktörleri Çizelge 5.10'da verilmektedir. Çizelge 5.10 incelendiğinde, kapasite faktörü değerlerinin % 14,0 ile % 46,5 arasında, ortalama rüzgar hızlarının ise 6,1 ile 7,6 m/s arasında değiştiği görülmektedir (Kenirasın et al., 2006). Örneğin Fjaldene (NL) rüzgar çiftliği için 6,1 m/s ortalama rüzgar hızında, rüzgar çiftliğinin 5 yıllık ortalama kapasite faktörü % 21,8 olmuştur. Bünelek Tepe için yapılan çalışmada ise, 3 yıllık ortalama rüzgar hızı olan 4,80 m/s için DeWind 1000 kW'lık rüzgar türbininin ölçümden elde edilen kapasite faktörü % 22,2 olarak tespit edilmiştir. Bu demek oluyor ki, her geçen gün gelişen rüzgar türbini teknolojisi ile düşük rüzgar hızlarında bile rüzgardan elektrik enerjisi üretimi ekonomik hale gelmeye başlamıştır.

Çizelge 5.10. Bazı Ülkelerdeki ve Rüzgar Çiftliklerindeki Ortalama Kapasite Faktörleri

Ülke	v_{av}^*	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	η_{av}^{**}
İrlanda (IR)			17,3	33,0	30,9	28,3	30,4	30,0	28,3
İspanya (SP)		23,3	24,0	27,6	23,3	24,3	17,0	18,5	22,6
Danimarka (DK)		19,0	22,6	25,8	21,9	23,7	20,5	21,3	21,6
Almanya (DE)		17,0	19,1	21,8	18,3	19,7	18,4	18,2	18,9
Yunanistan (GR)			14,7	19,5	17,5	23,9	14,0	21,0	18,4
Hollanda (NL)			17,3	20,0	17,7	20,3	21,6	16,3	18,9
Rüzgar Çiftliği									
Cronolacht (IR)				45,7	46,5	43,1			45,1
Tuno Knob	7,6	30,2	31,3	36,2	32,7	36,2			33,3
Off-Shore (DK)									
Hiddum Houw (DK)	7,3	27,8	28,0	34,1	17,3	35,3			28,5
Klim (DK)	6,7			27,1	24,0	26,8			26,0
Gipson Vind (DK)	7,1			27,6	24,0	25,0			25,5
Burgen (DK)	6,9			22,6	20,7	22,5			21,9
Fjaldene (NL)	6,1	20,7	20,1	22,8	24,1	21,2			21,8

*Verilen bölge için ölçülen yıllar boyunca ortalama yıllık rüzgar hızı

**Ortalama Kapasite Faktörü

6. BÜNELEK TEPE RÜZGAR ENERJİ SANTRALİNİN MALİYET ANALİZİ

6.1. Bünelek Tepe Rüzgar Türbini Elektrik Üretim Maliyetinin Hesaplanması

Bünelek Tepe’de yapılan ölçümler neticesinde, bölgenin rüzgar potansiyelinin belirlenmesinin yanında, bölgeye rüzgar türbini kurulması durumunda üretilecek elektrik enerjisi ile Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampusunün elektrik ihtiyacının karşılanma oranı hesaplanmış ve yapılan kabullere göre kurulacak türbinin maliyet analizi yapılmıştır. Bu amaçla ilk önce, Çizelge 6.1’de verilen Merkez Kampus için Aralık 2003-Kasım 2004 tarihleri arasındaki bir yıllık elektrik enerjisi ihtiyacı belirlenmiştir. Yapılan görüşmeler ve değerlendirilen elektrik faturaları ile, kampusun bir yıllık toplam elektrik enerjisi tüketimi 2.413.887,1 kWh olarak tespit edilmiştir (Anonim, 2005). Kampusun elektrik faturaları baz alınarak belirlenen elektrik ihtiyacına göre, ölçülen rüzgar verilerine dayanılarak 6 farklı rüzgar türbini imalatçısı için bölgeye kurulabilecek türbin sayıları belirlenmiştir. Rüzgar türbini imalatçıları için belirlenen rüzgar türbini sayıları Ek Açıklamalar-F’de verilmiştir.

Kullanılacak rüzgar türbini sayılarını belirlemede, kampusun yıllık elektrik enerji ihtiyacı ve bölgeden rüzgar potansiyeliyle her bir türbin için elde edilebilecek yıllık elektrik enerjisi miktarları esas alınmıştır. Türbin sayıları ise basitçe, yıllık elektrik enerjisi ihtiyacının, ortalama rüzgar hızında türbinlerde üretilen yıllık enerjiye oranı olarak bulunabilir. Bu çalışmada, her bir türbin için hesaplama yapılırken, 10’ar dakikalık enerji üretim aralıkları esas alınmış olup, bu aralıkların toplamıyla günlük, aylık ve yıllık enerji üretim miktarları elde edilmiştir.

Aynı zamanda, bölgeye kurulacak rüzgar enerji santralının, bölgeden üretilecek elektrik enerjisiyle kampusun enerji ihtiyacını karşılama oranları da Ek Açıklamalar-F’de yer almaktadır. Ek Açıklamalar-F’den görüleceği üzere, karşılama oranlarına bakılarak kıyas yapıldığında çoğu rüzgar türbininin karşılama oranlarının %80’nin üzerinde olduğu görülmektedir. Tabiki en uygun rüzgar türbini grubu karşılama oranı %100’e en yakın olanıdır. Ancak bu değerlendirmeyi yaparken, türbin başına maliyet önemli bir faktördür. Yani her zaman %100’e en yakın türbin grubu,

kendisini geri ödemesi için doğru bir değerlendirme olmayabilir. Ayrıca, türbin imalatçıları belirlenirken, referansları, teknolojileri, servis hizmetleri, gibi kriterlere de dikkat edilmiştir.

Çizelge 6.1. Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampus Aralık 2003-Kasım 2004 Bir Yıllık Elektrik Enerji İhtiyacı

Ay	İdari-Mali İşler (kWh)		Yapı İşleri (kWh)		Toplam (kWh)	
	<i>Aylık</i>	<i>Ortalama</i>	<i>Aylık</i>	<i>Ortalama</i>	<i>Aylık</i>	<i>Ortalama</i>
	<i>Elektrik</i>	<i>Günlük</i>	<i>Elektrik</i>	<i>Günlük</i>	<i>Elektrik</i>	<i>Günlük</i>
	<i>Tüketimi</i>	<i>Tüketim</i>	<i>Tüketimi</i>	<i>Tüketim</i>	<i>Tüketimi</i>	<i>Tüketim</i>
Ocak	311.880,0	10.060,6	12.210,0	393,9	324.090,0	10.454,5
Şubat	102.872,1	3674,0	9780,0	349,3	112.652,1	4023,3
Mart	240.051,0	7743,6	12.630,0	407,4	252.681,0	8151,0
Nisan	206.310,0	6877,0	12.420,0	414,0	218.730,0	7291,0
Mayıs	149.053,8	4808,2	9765,0	315,0	158.818,8	5123,2
Haziran	175.315,2	5843,8	17.775,0	592,5	193.090,2	6436,3
Temmuz	156.630,0	5052,6	19.215,0	619,8	175.845,0	5672,4
Ağustos	140.070,0	4518,4	18.030,0	581,6	158.100,0	5100,0
Eylül	159.390,0	5313,0	18.405,0	613,5	177.795,0	5926,5
Ekim	191.530,0	6178,4	12.300,0	396,8	203.830,0	6575,2
Kasım	204.420,0	6814,0	7440,0	248,0	211.860,0	7062,0
Aralık	218.040,0	7033,5	8355,0	269,5	226.395,0	7303,1
Yıllık Toplam	2.255.562,1		158.325,0		2.413.887,1	
En Yüksek Elektrik Tüketimi			Ay: Ocak	324.090,0 kWh		
En Düşük Elektrik Tüketimi			Ay: Şubat	112.652,1 kWh		

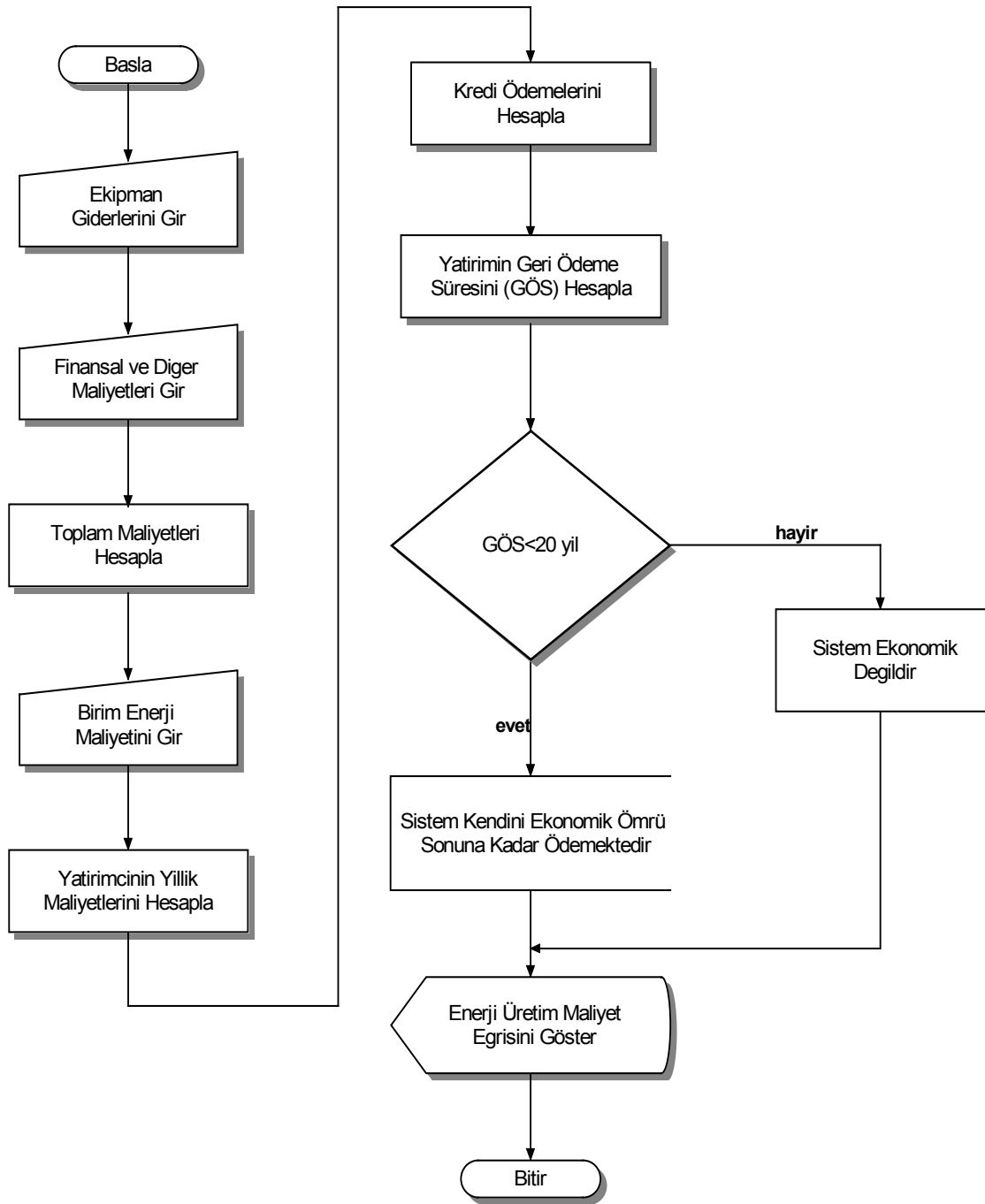
Bünelek Tepe’de, belirlenen rüzgar potansiyeline göre üretilen enerji miktarı, türbin sayısı artırılarak büyütülebilir. Böylece karşılama oranları da %100’ün üzerine çıkarılabilir. Ancak türbin sayısının artırılmamasının nedeni, üretilen elektriğin kWh’inin satış fiyatından dolayıdır. Bu çalışmada amaç, rüzgardan üretilen elektriğin kampus ihtiyacı için kullanılmasıdır. Bundan dolayı türbin sayısının artması durumunda ihtiyaç fazlası enerji oluşacaktır ve bu enerji Ulusal Enerji Ağına (Enterkonnekte

şebekeye) verilecektir. Bu ise, Enterkonnekte sisteme verilen birim enerji fiyatının düşük olmasından dolayı, sistem geri ödeme süresinin artmasına neden olmaktadır.

Ocak 2006 itibariyle TEDAŞ'ın resmi üniversiteler için elektrik kullanım fiyatı 0,119500 YTL/kWh olup sistem kullanım bedeli 0,0214 YTL/kWh'dir. TEDAŞ'ın uyguladığı fiyat tarifi Ek Açıklamalar-G'de verilmekte olup, buna % 18 KDV ve % 5 özel tüketim vergisi eklendiğinde, üniversitelerin elektrik kullanım bedelleri kWh başına 0,173307 YTL olmaktadır (TEDAŞ, 2006). Bu nedenle, Bünelek Tepe'ye rüzgar enerji santrali kurulması durumunda, buradan üretilecek enerji için, maliyet analizinde kullanılacak olan üretilen elektriğin satış fiyatı 0,173307 YTL/kWh olarak alınmıştır. Bunun nedeni, Bünelek Tepe'de rüzgar enerji santrali kurulması durumunda, rüzgar enerji santralının amacı, üretilen elektriğin Enterkonnekte şebekeye satışı değil, kampus elektrik ihtiyacı için kullanılmasıdır. Bundan dolayı, maliyet analizinde, üretilen elektriğin geri dönüş fiyatının TEDAŞ'dan satın alınan elektriğin birim enerji maliyetiyle aynı olması uygun görülmüştür.

Türkiye, şu anda rüzgardan üretilen elektriğin Devlet tarafından alış fiyatına dair bir politika belirlememiştir. EPDK'ya göre rüzgardan üretilen elektriğin alış fiyatına dair tebliğ 2007 yılının ilk aylarında gündeme girecektir (EPDK, 2006a, sözlü görüşme). Türkiye'de otoprodüktör rüzgar enerji santrallerinden üretilen elektrik önce anlaştıkları kurum veya kuruluşlarca kullanılmakta, enerjinin fazla olması durumunda Enterkonnekte şebekeye satılmaktadır. Rüzgar santrallerinden üretilen fazla elektriğin enterkonnekte şebeke aracılığıyla satış fiyatları ise, TEDAŞ ile santral yetkililerinin görüşmeleri neticesinde belirlenmektedir.

Bünelek Tepe rüzgar enerji potansiyeline göre, üretililecek elektrik enerjisinin maliyet hesabını yapabilmek için Microsoft Excell'de bir program hazırlanmıştır (Johannes, 2004). Hazırlanan programa ait akış şeması Şekil 6.1'de verilmekte olup rüzgar enerji santrali için yatırımın Net Bugünkü Değerini (NBD) veren ifade denklem (6.1)'deki gibidir. Yapılan maliyet hesabında enflasyon oranı hesaba katılmamıştır.



Şekil 6.1. Maliyet Analizi Akış Şeması

$$NBD = \sum_{n=1}^{20} \frac{F_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^{20} \frac{M_n}{(1+i)^n} \quad (6.1)$$

Bir başka ifadeyle NBD;

$$NBD = Fayda - Masraf \quad (6.2)$$

olarak tanımlanabilir. Burada; i iskonto oranı olup %10 olarak alınmıştır. Yatırıma ilişkin ana girdiler ise;

$$Toplam Yatırım = TEG + TFM + TDM \quad (6.3)$$

olup, burada;

$$TEG = Toplam Dış Alım + Toplam İç Alım \quad (6.4)$$

$$Toplam Dış Alım = (Kanatlar, Hub, v.s) + (Nakliye + Montaj) + (Sigorta + Gümrük + Diğer Maliyetler) \quad (6.5)$$

$$Toplam İç Alım = Kule + Elektromekanik Ekipmanlar + Altyapı \quad (6.6)$$

$$TFM = Banka Komisyonu (Dış Kredi) + Banka Komisyonu (İç Kredi) + Sigorta Maliyeti \quad (6.7)$$

$$TDM = Alan Kullanımı + KDV \quad (6.8)$$

Hazırlanan program ile belirlenen kriterler gözönüne alınarak, bölge için kapasite faktörleri en yüksek olan DeWind D6 (1000 kW) ve D4 (600 kW) rüzgar türbinleri için maliyet analizi yapılmıştır. Çizelge 6.2’de özeti verilen maliyet analizine göre, DeWind D4 (600 kW) rüzgar türbinin 20 yıl olan ekonomik ömrü sonunda bölgeden elde edilen rüzgar potansiyeline göre kendisini geri ödeyemediği belirlenmiş, DeWind D6 (1000 kW) rüzgar türbinin ise kendisini 17,55 yılda ödediği hesaplanmıştır.

Çizelge 6.2. DeWind Rüzgar Türbinlerinin Maliyet Analizi Özetleri

	D4 (600 kW)	D6 (1000 kW)
Enerji İhtiyacı (kWh)	2.413.887	2.413.887
Üretilen Enerji (kWh)	1.015.802	1.812.757
Türbin Adedi	1	1
Karşılama Oranı (%)	41,66	74,35
Rüzgar Çiftliğinin Geri Dönüş Maliyeti (\$)	821.988	1.155.397
Kurulu MW Başına Geri Dönüş Maliyeti (\$)	1.369.979	1.155.397
Geri Dönüş Süresi (yıl)	>20	17,55

Yatırımın geri ödeme süresi (GÖS) ise denklem (6.9) ile hesaplanabilir. Buna göre;

$$GÖS = \frac{TY}{YF} \quad (6.9)$$

şeklinde ifade edilebilir.

Hazırlanan programa göre, DeWind D6 (1000 kW) rüzgar türbini için malzeme listesinden finansal bilgilere kadar bütün ayrıntılar Ek Açıklamalar-H’de verildiği gibi hesaba katılmıştır. Çizelge 6.3’de verilen DeWind D6-1000 kW rüzgar türbinin, maliyet analizi genel bilgilerinde verildiği gibi, yıllık enerji açığı (enterkonnekte şebekeden alınacak enerji) 619.225 kWh olarak tespit edilmiştir. Yıllık enerji açığı belirlenirken, DeWind D6-1000 kW rüzgar türbinin %95 emre amadelik (availability) oranıyla çalışacağı ve üretilen enerjinin %1’ininde üretim sahasında kullanılacağı kabul edilmiştir. Enterkonnekte şebekeden alınacak elektrik enerjisi fiyatı ise Ocak 2006 tarihindeki ortalama Dolar kuruna göre hesaplanmıştır. Bu tarihte 1 Amerikan Doları ortalama 1,320 YTL olarak işlem görmekte olup, TEDAŞ’ın belirlemiş olduğu fiyata göre Dolar üzerinden karşılığı 0,1313 US\$ olmaktadır.

Çizelge 6.3. DeWind D6 (1000 kW) Rüzgar Türbini Maliyet Analizi Genel Bilgileri

1) Proje Bilgisi	
Proje Adı	Bünelek Tepe
Yatırımcı	Dumlupınar Üniversitesi
Şehir	Kütahya
Mevki	Kızılbaşır
Türbin Miktarı	1
Türbin Tipi	DeWind D6 / 1.000 kW
2) Finansal Bilgi	
Geçerlilik	USD
Dış Kredi	
Denklik	%15,00
Kredi Miktarı	%85,00
Kredinin Geri Ödemesi	10 yıl
Faiz Oranı	%6
Banka Komisyonu	%4
Ticari Kredi	
Denklik	%37,53
Kredi Miktarı	%62,47
Kredinin Geri Ödemesi	5 yıl
Faiz Oranı	%18,5
Banka Komisyonu	%1
Sigorta Maliyetleri	%6
Türbin Başına Satış Fiyatı	591.000 \$
3) Enerji Performansı	
Aylık Enerji İhtiyacı	201.157 kWh
Yıllık Enerji İhtiyacı	2.413.887 kWh
Yıllık Çalışma Zamanı	12 ay
Türbin Gücü	1,00 MW
Üretilen Enerji	1.812.757 kWh
Yıllık Brüt Enerji	%100 kWh
Net Yıllık Enerji	%100 kWh
Ulusal Şebekeden Alınacak Enerji	-619.225 kWh
Ulusal Şebekeden Alınacak Enerjinin Fiyatı	0,1313 US\$

Çizelge 6.4’de verildiği gibi; Çizelge 6.3’de kabul edilen değerlere göre 20 yıl içinde kWh başına ortalama üretim maliyeti 0,0802 US\$ (8,02 USCent) olup, yatırımın geri dönüş süresi 17,55 yıl olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 6.4. DeWind D6 (1000 kW) Rüzgar Enerji Santrali Yatırımının Geri Dönüş Özeti

Aylık Enerji İhtiyacı	201.157 kWh
Yıllık Çalışma Zamanı	12 Ay
Yıllık Enerji İhtiyacı	2.413.884 kWh
Türbinden Elde Edilen Yıllık Üretim	1.812.757 kWh
Yıllık Enerji Gereksiniminin Tazmini	%74,35
Ulusal Şebekeden Alınan Enerji	-619.225 kWh
20 Yıl İçinde kWh Başına Ortalama Üretim Maliyeti	0,0802 USc
Kurulu Güç	1,00 MW
Toplam Yatırım	1.306.202 USD
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	17,55 yıl

Ortalama elektrik üretim maliyetinin hesaplanmasında ise denklem (6.10) kullanılmıştır. Buna göre;

$$20 \text{ Yıl İçinde kWh Başına Ortalama Üretim Maliyeti} = \frac{\sum_{n=1}^{20} f(C_n)}{20} \quad (6.10)$$

olmaktadır. Bir başka ifadeyle,

$$kWh \text{ Başına Ortalama Üretim Maliyeti (20 yıllık)} = \frac{\sum_{n=1}^{20} \frac{(TPG_n - NNA_n)}{NE\ddot{U}_n \times 1000}}{20} \quad (6.11)$$

Çizelge 6.3 ve 6.4’de sonuçları verilen maliyet analizine göre, DeWind D6 (1000 kW) rüzgar türbininin ekonomik ömrünün 20 yıl olduğu gözönüne alındığında, yatırımın geri dönüş süresi olan 17,55 yıl ile, bölgede rüzgar santrali kurmanın ekonomik olmadığı görülmektedir.

6.2. Bünelek Tepe’de Üretilen Elektrik Enerjisi Maliyetinin Toplumsal Maliyetlerle Karşılaştırılması

Enerji talebinin karşılanmasında, olanaklı olduğu ölçüde yerli kaynakların kullanılması, Türkiye’nin enerji politikalarında yer alan önemli ilkelerinden birisi olmalıdır. Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı henüz yaygınlaşmadığından, enerji üretiminde fosil yakıtlar, özellikle de kömür kullanılmaktadır. Türkiye’nin yaklaşık 8375 milyon ton linyit ve 1130 milyon ton taşkömürü rezervi bulunmaktadır. Türkiye’de, gerek termik santrallarda, gerekse ısınma amacıyla yılda yaklaşık 65 milyon ton kömür kullanılmaktadır (Türkiye Enerji Raporu, 2002). Yerli kömürler; ısı değeri düşük, yüksek nem, kül ve kükürt içeriği nedeniyle, yakma teknolojileri açısından, çevre kirliliğinin en aza indirilmesi için yatırıma gerek duyulmaktadır. Bu sebeplerden dolayı, özellikle gelişmiş ülkelerde, yatırım maliyetlerinde hesaba katılmaya başlanan toplumsal maliyetler gündeme gelmektedir.

Kullanılması öngörülen enerji teknolojileri arasında seçim yaparken, her sistem için, yakıt üretiminden atıkların yönetimine ve tesisin montajından demontajına değin tüm enerji zinciri dikkate alınarak, toplumsal maliyetleri ayrı hesaplamak gerekmektedir. Çevre iktisatçıları, herhangi bir insan etkinliğinin yürütülmesi sırasında birim üretim başına doğal çevreye ve insan sağlığına verilen zararı fiyatlandırıp, söz konusu etkinliğin diğer işletme ve yatırım benzeri maliyetlerine ekleyerek gerçek maliyetleri hesaplamaktadır. Çizelge 6.5’de enerji kaynaklarına göre toplumsal maliyet aralıkları verilmiştir (EWEA, 2006a). Çizelgeden de görüldüğü gibi en yüksek toplumsal maliyet ortalaması nükleer enerjide bulunurken bunu kömür izlemektedir. Çizelge 6.6’da enerji kaynaklarının birim enerji maliyetleri verilmekte olup enerji

kaynaklarının üretim maliyetleri incelendiğinde birçok enerji üretim sistemine göre rüzgar enerjisinin ne kadar uygun olduğu görülmektedir (Özgür, 2002).

Çizelge 6.5. Toplumsal Maliyet Birim Değerleri (EWEA, 2006a)

Enerji Türü	Minimum (USCent)	Maksimum (USCent)	Ortalama (USCent)
Doğal gaz	0,23	0,83	0,53
Kömür	1,19	3,57	2,38
Nükleer	2,38	17,85	10,11
Rüzgar	0,17	0,29	0,23

Çizelge 6.6. Enerji Kaynaklarının Birim Enerji Maliyeti (Özgür, 2002)

Enerji Türü	Minimum (USCent)	Maksimum (USCent)	Ortalama (USCent)
Biomass	4,2	7,9	6,1
Doğalgaz	4,4	5,0	4,7
Hidrolik	5,2	18,9	12,1
Jeotermal	4,3	6,8	5,6
Kömür	4,5	7,0	5,8
Nükleer	5,3	9,3	7,3
Rüzgar	4,0	6,0	5,0

Çizelge 6.7’de ise enerji kaynaklarının birim maliyetlerinin üzerine, toplumsal maliyetler eklendikten sonra ortaya çıkan toplam maliyet verilmektedir.

Çizelge 6.7. Enerji Üretim Maliyetleri ve Toplumsal Maliyetlerin Toplamı

Enerji Türü	Minimum (USCent)	Maksimum (USCent)	Ortalama (USCent)
Doğal gaz	4,63	5,83	5,23
Kömür	5,69	10,57	8,13
Nükleer	7,68	27,15	17,41
Rüzgar	4,17	6,29	5,23

Toplumsal maliyetlerde eklendikten sonra, Çizelge 6.6'da görüleceği üzere enerji üretim maliyetleri zaten yüksek olan nükleer enerji ve kömür, Çizelge 6.7'de verildiği gibi daha da yükselmiş olup, rüzgar enerjisi hemen hemen mevcut yerini korumuştur. Doğal gaz ise toplumsal maliyetler eklenmeden önce birim enerji maliyeti en ucuz enerji kaynağı olurken, toplumsal maliyetler eklendikten sonra rüzgarla aynı enerji üretim maliyetine ulaşmıştır. Ancak doğal gazın dışa bağımlı oluşu dikkate alındığında, rüzgar bir adım daha öne çıkmaktadır.

Günümüzde toplumsal maliyetler genelde dışsal maliyetler olarak kabul edilmektedir. ABD ve Avrupa, 1993 yılından başlayarak dışsal maliyetleri yatırım projelerinde göz önüne almaya başlamışlar, böylece çimento ve demir çelik sanayileri gibi kirletici teknoloji yatırımları, toplumsal maliyetlerin hesaba katılmadığı Türkiye gibi ülkelere kaymaya başlamıştır.

Bünelek Tepe rüzgar enerji potansiyeline göre, daha önce yapılan kabuller dikkate alınarak 20 yıllık ortalama enerji üretim maliyeti 8,02 USCent olarak bulunan değere, toplumsal maliyetlerden kaynaklanan ortalama değer de eklendiğinde Bünelek Tepe'de rüzgar enerjisinden üretilecek elektriğin toplam maliyeti 8,25 USCent olmaktadır. Çizelge 6.6'da verilen rüzgar enerjisi birim enerji maliyetinin ortalama 5,0 USCent ve Çizelge 6.5'de verilen toplumsal maliyetlerle birlikte 5,23 USCent olduğu dikkate alındığında, Bünelek Tepe'ye rüzgar enerji santralı kurulması durumunda buradan üretilecek enerjinin birim maliyetinin 8,25 USCent ile oldukça yüksek olduğu görülmektedir.

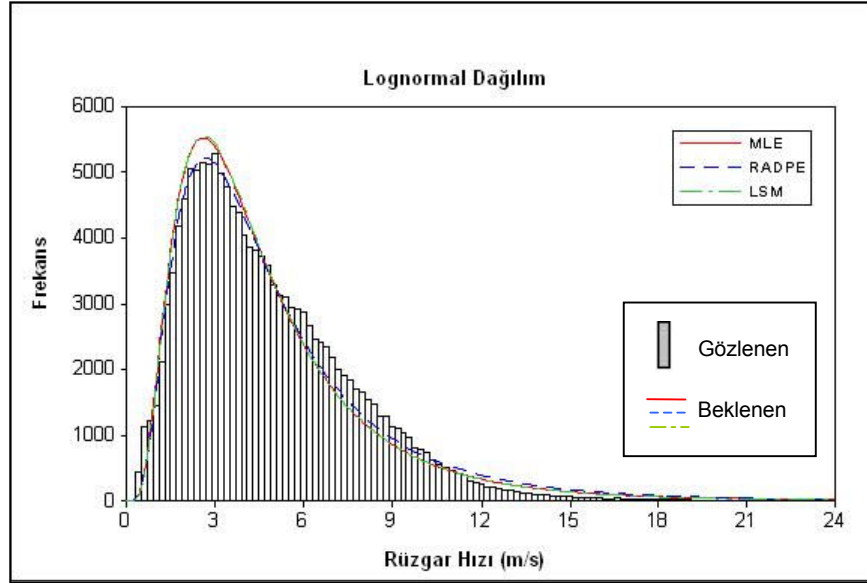
7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

7.1. Sonuçlar

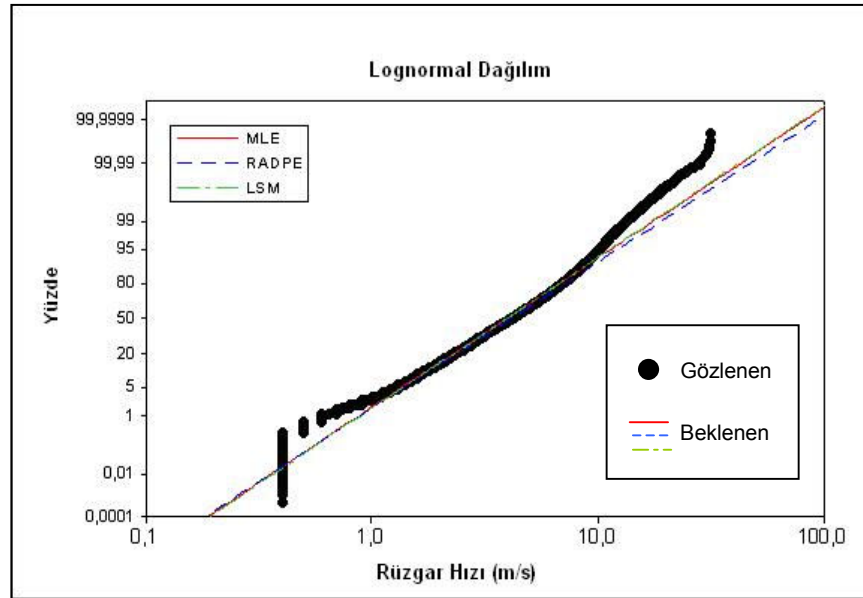
Bu çalışmada, sahip olunan doğal ve temiz enerjinin en iyi şekilde değerlendirilebilmesi ve ülkenin ihtiyaç duyduğu sahalarda uygulanabilirliğini araştırmak amacıyla, seçilen bölgede rüzgar enerji potansiyeli incelenmiştir. Bu nedenle Kütahya Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampüs alanı içerisinde bulunan, deniz seviyesinden 1094 m yükseklikteki $29^{\circ}54'4,04''$ boylam ve $39^{\circ}29'6,34''$ enlemlerindeki koordinatlara sahip Bünelek Tepe'ye rüzgar ölçüm istasyonu kurulmuş, Temmuz 2001-Haziran 2004 tarihleri arasında 36 ay boyunca rüzgar hız ve yön bilgileri kaydedilmiştir.

Herhangi bir bölgeye rüzgar enerji santrali kurmak için yapılan çalışmalarda en önemli nokta, uygun ölçüm cihazları ile uygun şartlarda rüzgar verilerinin doğru ve veri alma periyotlarının mümkün olduğunca kısa olması gerekmektedir. Ölçümlerin uzman kişiler tarafından değerlendirme işlemlerinin yapılması kapasite tahminlerindeki hatayı en aza indirecektir. Bu nedenle hesaplama yapılacağı zaman verilerin en az 1 saatlik, hatta yapılan bu çalışmada olduğu gibi 10 dakikalık ortalamalar şeklinde olması tercih edilmelidir.

Çalışmada, Bünelek Tepe'den 36 ay boyunca 10 dakikalık aralıklarla kaydedilen rüzgar verileri CallAlog 02 yazılımında depolanmıştır. Depolanan veriler Minitab 14.13 ve S-Plus 6.2 yazılımlarında analiz edilmiş ve buna göre bölgeden elde edilen rüzgar hız verileri için; rüzgar hız dağılımı, olasılık yoğunluk fonksiyonu ve parametre tahmini yapılmıştır. İstatistiksel analizlerde, Weibull dağılımı ile birlikte, Gamma ve Lognormal dağılımları için Maksimum Olabilirlik Tahmini, Robust Asimetrik Dağılım Parametre Tahmini ve En Küçük Kareler Metodu olmak üzere üç farklı parametre kestirim tekniği kullanılmıştır. Yapılan analizler neticesinde, Şekil 7.1-7.2'den de görülebileceği gibi, parametre tahmin tekniklerinden RADPE tekniğinin daha iyi sonuçlar verdiği belirlenmiştir. Aynı zamanda bu parametre kestirim tekniklerine göre olasılık yoğunluk fonksiyonlarından Lognormal dağılımın, mevcut rüzgar hız verilerine göre Weibull ve Gamma dağılımlarından daha fazla uyduğu tespit edilmiştir.



Şekil 7.1. Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



Şekil 7.2. MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

Fakat bütün bunların yanı sıra, Bünelek Tepe’den alınan rüzgar hız verilerine göre yapılan yıllık ve 36 aylık istatistiksel analizler neticesinde bulunan değerlerin, birbirlerinden çok uzak olmayıp, Çizelge 7.1’de görüldüğü gibi, bölgenin karakteristiğini temsil edebildiği görülmektedir. Yapılan istatistiksel analizler neticesinde, parametre kestirim tekniği olarak RADPE, olasılık yoğunluk fonksiyonu olarak da Lognormal dağılımın uygun bulunmasına karşın, bölge için rüzgar enerjisi hesaplamaları yapılırken MLE parametre kestirim tekniği ve Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu kullanılmıştır. Bunun nedeni; mevcut rüzgar enerjisi hesaplamaları üzerine hazırlanan yazılımlarda, farklı parametre kestirim teknikleri ve farklı olasılık yoğunluk fonksiyonları seçilerek değerlendirme yapılamamasıdır.

Çizelge 7.1. Bünelek Tepe Rüzgar Hızı İstatistiksel Analiz Sonuçları

Dönem	Parametre Kestirim Tekniği	Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu					
		Weibull		Lognormal		Gamma	
		c	k	μ	σ	α	β
(Tem. 2001-Haz. 2002)	MLE	5,385	1,796	1,380	0,633	2,892	1,649
	RADPE	5,146	1,720	1,423	0,661	2,592	1,833
	LSM	5,266	2,048	1,380	0,629	-	-
		c	k	μ	σ	α	β
(Tem. 2002-Haz. 2003)	MLE	5,221	1,724	1,342	0,649	2,762	1,678
	RADPE	4,918	1,742	1,380	0,653	2,626	1,731
	LSM	5,111	1,996	1,342	0,644	-	-
		c	k	μ	σ	α	β
(Tem. 2003-Haz. 2004)	MLE	5,479	1,800	1,397	0,640	2,888	1,681
	RADPE	5,282	1,745	1,452	0,652	2,621	1,864
	LSM	5,381	2,020	1,397	0,634	-	-
		c	k	μ	σ	α	β
(Tem. 2001-Haz. 2004) (36 Ay)	MLE	5,360	1,771	1,373	0,641	2,846	1,670
	RADPE	5,111	1,733	1,418	0,656	2,608	1,811
	LSM	5,250	2,021	1,373	0,636	-	-
		c	k	μ	σ	α	β

Kabul edilen parametre kestirim tekniği ve olasılık yoğunluk fonksiyonuyla, bölgedeki potansiyele göre enerji hesaplamalarında, ALWIN yazılımı kullanılmıştır. Bu yazılıma göre; bölgeden elde edilen 36 aylık rüzgar hız verisinin, Weibull ölçek parametresi (c) 5,36 m/s ve şekil parametresi (k) 1,58 olup ölçümlerden elde edilen ortalama rüzgar hızı 4,80 m/s olarak tespit edilmiştir. Burada elde edilen Weibull parametrelerinin, istatistiksel analiz sonuçlarından elde edilen Weibull parametrelerinden farklı çıkmasının nedeni, ALWIN yazılımında dakikalık ortalamalar yerine rüzgar sınıfı aralıklarından oluşan veri setiyle hesaplama yapılmasıdır.

Deniz seviyesinden 1094 m yükseklikte bulunan Bünelek Tepe bölgesi için ortalama rüzgar hızında güç yoğunluğu, 53-61 W/m² olarak hesaplanmıştır. Buna göre 36 aylık ölçüm periyodunda en yüksek güç yoğunluğu 139,0 W/m² ile Şubat 2003'te görülmüştür. Kaydedilen verilere göre yapılan mevsimsel analizde ise; 5,08 m/s rüzgar hızı ve Weibull parametreleri ile kış mevsiminin diğer mevsimlere kıyasla daha yüksek değerlere ulaştığı anlaşılmıştır.

Bünelek Tepe rüzgar ölçüm istasyonunda, yön kontrol cihazının referans noktası (0⁰ olduğu nokta) Kuzey (N) yönü olarak belirlenmiş ve buna göre ortalama rüzgar hızının en güçlü Kuzey (N) ve Güneybatı (SSW) yönlerinden esmekte olduğu tespit edilmiştir. Bu yönlerden esen ortalama rüzgar hızları ise sırasıyla; 6,24 m/s ve 6,00 m/s olarak hesaplanmış, hakim rüzgar yönü ise % 18,15 esme oranıyla Doğu (E) yönü olarak belirlenmiştir.

Bünelek Tepe'ye kurulan rüzgar ölçüm istasyonundan elde edilen rüzgar potansiyeline göre, bölgeye rüzgar türbini kurulması durumunda bölgeden elde edilebilecek elektrik enerjisi miktarı hesaplanmıştır. Bu işlem için 6 farklı rüzgar türbini imalatçısının 26 farklı modeldeki rüzgar türbini verileri kullanılmıştır. Yapılan hesaplamalar neticesinde, mevcut verilere göre en iyi kapasite faktörü değerlerini DeWind rüzgar türbinlerinin 1000 kW ve 600 kW'lık modelleri sağlamıştır. DeWind rüzgar türbinlerinin, bölgeden elde edilen rüzgar verilerine göre 1000 kW ve 600 kW kapasitelerindeki modellerine ait ortalama güç, yıllık enerji ve kapasite faktörleri Çizelge 7.2'de verilmiştir. Yapılan çalışmada 1000 kW'lık rüzgar türbininin

ölçümlerden elde edilen kapasite faktörü %22,2 ve 600 kW'lık rüzgar türbininin ise %20,7 olarak bulunmuştur.

Çizelge 7.2. DeWind Rüzgar Türbinlerinden Üretililecek Güç ve Enerji Oranları

		DeWind (D4) 600 kW	DeWind (D6) 1000 kW	DeWind (D6) 1250 kW
Ortalama Güç (kW)	Ölçümden Hesaplanan	124,5	222,1	248,2
Yıllık Enerji (MWh)		1069,3	1908,2	2132,5
Kapasite Faktörü (%)		20,7	22,2	19,9
Ortalama Güç (kW)	Weibull Dağılımından Hesaplanan	125,5	222,6	250,5
Yıllık Enerji (MWh)		1078,1	1912,9	2152,3
Kapasite Faktörü (%)		20,9	22,3	20,0

Bünelek Tepe'de kaydedilen rüzgar verileri ile bölgeye rüzgar türbini kurulması durumunda üretilen elektrik enerjisi ile Dumlupınar Üniversitesi Merkez Kampusunun elektrik ihtiyacının karşılanma oranı hesaplanmış ve yapılan kabullere göre kurulacak türbinin maliyet analizi yapılmıştır. Maliyet analizinde %22,2 kapasite faktörüne sahip DeWind D6 1000 kW rüzgar türbini kullanılmıştır. Yapılan kabuller ve belirlenen rüzgar türbini modeli için, bölgeden elde edilen enerjiye göre, Çizelge 7.3'de özet verilen rüzgar enerjisi maliyet analizinde, belirlenen sistemin kendisini 17,55 yılda ödeyeceği ve 20 yıl içerisinde ortalama elektrik üretim maliyetinin 8,02 USCent/kWh olacağı belirlenmiştir. Son yıllarda enerji maliyeti analizlerinde hesaba katılmaya başlanan Çizelge 6.5'de verilen toplumsal maliyet aralıkları da hesaba katıldığında, bölge için belirlenen sisteme göre 20 yıllık enerji üretim maliyetinin 8,25 USCent/kWh olacağı hesaplanmıştır.

Değişik enerji kaynaklarının birim yatırım maliyetleri karşılaştırılırken çevresel ve toplumsal etkileri de dikkate alınmalıdır. Böylece yenilenebilir enerji kaynaklarının lehine bir durum oluşturulacak, aksi takdirde çok yanıltıcı bir durum ortaya çıkacaktır.

Çizelge 7.3. DeWind D6 (1000 kW) Rüzgar Enerji Santrali Maliyet Analizi Özeti

Aylık Enerji İhtiyacı	201.157 kWh
Yıllık Çalışma Zamanı	12 Ay
Yıllık Enerji İhtiyacı	2.413.884 kWh
Türbin Adedi	1
Türbinden Elde Edilen Yıllık Üretim	1.812.757 kWh
Yıllık Enerji Gereksiniminin Tazmini	%74,35
Ulusal Şebekeden Alınan Enerji	-619.225 kWh
20 Yıl İçinde kWh Başına Ortalama Üretim Maliyeti	0,0802 USD
Kurulu Güç	1,00 MW
Rüzgar Çiftliğinin Geri Dönüş Maliyeti (\$)	1.155.397 USD
Kurulu MW Başına Geri Dönüş Maliyeti (\$)	1.155.397 USD
Toplam Yatırım	1.306.202 USD
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	17,55 yıl

Yapılan maliyet analizi sonunda, ölçülen rüzgar hızlarına göre elde edilen rüzgar potansiyeli için, bölgede rüzgar santrali kurmanın, günümüzdeki türbin teknolojisine göre ekonomik olmadığını göstermektedir. Bu nedenle, teknolojik gelişim ve rüzgar türbini ekipmanlarının seri üretimlerinden dolayı maliyetlerinin düşmesiyle bölgede rüzgar gücünden elektrik enerjisi üretiminin mümkün olabileceği söylenebilir.

7.2. Öneriler

Rüzgar hızının değişkenliğinden dolayı, bir bölgede rüzgar potansiyeli yıldan yıla farklılık gösterebilir. Bu yüzden belli bir bölgede rüzgar hızı analizi yapılırken, yıllık ortalama rüzgar hızından çok, gözlemlenen olasılık yoğunluk fonksiyonu ile hesap edilmiş rüzgar hızı frekans dağılımı kullanılmaktadır. Uygulamada en çok kullanılan olasılık yoğunluk fonksiyonu ise Weibull dağılımıdır. Global ölçekte rüzgar enerjisi hesaplamalarına yönelik yazılımlarda da ağırlıklı olarak Weibull dağılımı parametreleri hesaplanmaktadır. Ancak her zaman rüzgar hızı verilerinin teorik dağılımı Weibull olmayabilir. Bir bölgenin rüzgar enerji potansiyeli rüzgar hızının kübüyle orantılı

olduğundan dolayı rüzgar hızı ölçümlerinde ve analizlerinde yapılabilecek herhangi bir hata santral sahasının rüzgar enerji potansiyelinin belirlenmesindeki doğruluğu oldukça etkiler. Bundan dolayı, mevcut rüzgar enerjisi hesaplamaları üzerine hazırlanan yazılımlarda, farklı parametre kestirim teknikleri ve olasılık yoğunluk fonksiyonlarına ait seçeneklerin olması durumunda, çıkacak sonuçlar değerlendirilebilecektir.

Gelişmiş ülkelerde mevcut kurulu tesisler enerji üretimine devam ederken, buralardan ayrılabilen fonlarla temiz enerji teknolojileri üzerine çalışmalar sürdürülmektedir. Gelişmekte olan ülkelerin ise bu tür araştırmalara ayrılabilen fonları olmadığı gibi genelde pahalı olan bu yöntemlere yönelmeleri de zordur. Bu nedenle gelişmekte olan ülkelerde öncelikli birinci hedef özkaynakların kullanımı olmalıdır. Bu çerçevede, mevcut enerji kaynaklarının ekonomik boyutlarda mümkün olan en üst düzeyde kullanılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi, ithalatta ülke ve kaynak açısından çeşitlendirmeye gidilerek güvenli bir yapı oluşturulması hedef alınmalıdır.

Türkiye’de, elektrik enerjisi üretiminde kontrolü elinde olmayan doğalgaza riskli olabilecek düzeyde bir bağlanma söz konusudur. Oysa doğalgaz kaynağı olan ülkelere bile bu pay %15’i pek aşmamaktadır. Kısa vadede ilk yatırım tutarı ve geri dönüş süresinin kısalığı gibi avantajları nedeniyle cazip olan doğalgaza dayalı enerji üretimi, uzun vadede artan talepler, siyasi dalgalanmalar gibi nedenlerden dolayı fiyat artışına bağlı olarak, daha pahalı bir enerji kaynağı olmaya başlayacaktır. Bundan dolayı doğalgaz kullanımında tedbirler alınmalı, ekonomik ve sosyal büyümenin gereği için enerjide güvenli bir gelecek kurulmalıdır.

Türkiye enerji tüketimini yalnızca fosil yakıtlara dayalı olarak sürdüremez. Aşırı fosil yakıt kullanımının getireceği çevre sorunları düşünülmelidir. Olumsuz çevre etkilerinin bir maliyeti olup, gayri safi yurt içi hasılanın azalmasına neden olmaktadır. Bu nedenle Türkiye yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmek zorundadır. Yenilenebilir enerjiyi destekleyen politikaların ana hedefi, seragazi salımlarını kısa vadede azaltmak olmamalıdır. Esas hedef, temiz teknolojileri geliştirmek, gelecekte temiz, ucuz ve yerli enerji arzını güven altına alacak olan yenilenebilir enerjilerin,

gelecekte tümüyle rekabet edebilir enerji kaynakları haline gelebilmelerini sağlamak olmalıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi ise uygulama alanı arttıkça enerji üretim maliyeti azalan bir enerji kaynağı olarak ön plana çıkmaktadır. Ayrıca, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yeni teknolojilerle kullanıma sokulması, Türkiye’de yeni iş sahaları açacak, işsizliğe bir çözüm getirecek, milli geliri artıracaktır.

Yenilenebilir kaynakların kullanımının artırılması, ulusal ve küresel ölçekte sürdürülebilir kalkınma hedeflerine ulaşılabilmesi için son derece gereklidir. Sürdürülebilir kalkınma çevre ile uyumlu biçimde, kaynakların yüksek verimlilikle değerlendirilmesini gerektirmektedir. Türkiye Avrupa Birliği’ne üye olmayı hedeflemiş bir ülke olup enerji politikalarında, yönetsel enerji işlerinin yapılandırılmasında ve enerji ile ilgili yasal düzenlemelerde, Avrupa Birliği koşul ve standartları göz önünde tutulmalıdır. Avrupa Birliği ülkelerinde, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının özellikle de rüzgar enerjisinin hızla yaygınlaştığı ve uygulama alanlarının arttığı göz önüne alınarak Türkiye’de de bu konuda gerekli mevzuatların biran önce çıkarılarak uygulamaya geçirilmesi gerekmektedir.

Bu amaçla, Türkiye’de rüzgar enerjisinin gelişimi için ulusal enerji programları hazırlanmalı ve bu programlar, kamu kurumu, özel sektör ve üniversiteler arasındaki işbirliği ile geliştirilmelidir. Yatırım için rüzgar enerji potansiyeli yüksek olan yerlerden başlanmalıdır. Ülkemizde rüzgar açısından en büyük potansiyele sahip bölgelerin başında Ege ve Marmara bölgeleri gelmektedir. Diğer bölgelerde ise yatırım için teknolojik imkanların elverdiği ölçüde ve her geçen gün düşen rüzgar türbin maliyetlerinin paralelinde hareket edilmelidir.

Ek Açıklamalar-A. Türkiye’deki Rüzgar Enerji Santralleri Başvuruları

Çizelge A.Türkiye’de Kurulmak İstenen Fizibite Raporları Tamamlanmış RES’ler

Tüzel Kişi	Tesisin Yeri	Kurulu Güç (MW)	İncelemeye Alınma Tarihi	İtiraz Tarihi
As Makinsan	Balıkesir-Bandırma	10,8	19.03.2003	04.04.2003
Egenda	Muğla-Datça	9	11.03.2003	26.03.2003
Akın Holding A.Ş.	Hatay-İskenderun	30	06.03.2003	25.03.2003
Aksa Enerji	Hatay-İskenderun	30,4	06.03.2003	25.03.2003
Aksa Enerji	Muğla-Datça	30	06.03.2003	25.03.2003
Cer Metal A.Ş.	Hatay-İskenderun	30	06.03.2003	25.03.2003
ABK Enerji	Aydın-Söke	30	07.03.2003	25.03.2003
İsres	Hatay-İskenderun	30	04.03.2003	21.03.2003
Güçbirliği Holding	İzmir-Mordoğan	2,55	19.02.2003	10.03.2003
AS Enerji Tic.	Tekirdağ-Saray	45	18.02.2003	10.03.2003
AS Enerji Tic.	Edirne-Keşan	24	18.02.2003	10.03.2003
As Makinsan	İzmir-Çeşme	50,4	17.02.2003	10.03.2003
Yelen Enerji	Manisa-Akhisar	43,75	06.02.2003	06.03.2003
Alanoba Elektrik	Aydın-Çine	18,9	06.02.2003	06.03.2003
Ertürk Enerji	Mersin-Mut	34	06.02.2003	06.03.2003
Taşoluk Enerji	Aydın-Çine	23,4	06.02.2003	06.03.2003
Sabaş Elektrik	Aydın-Çine	24,3	06.02.2003	06.03.2003
Ayen Enerji A.Ş.	İzmir-Karaburun	30,75	06.02.2003	06.03.2003
Lodos Enerji	İstanbul-Kemerburgaz	24,3	07.02.2003	06.03.2003
Akres	Karaman	50	03.02.2003	26.02.2003
Balres	Balıkesir-Ayvalık	30	03.02.2003	26.02.2003
Akres	Manisa-Akhisar	50	03.02.2003	26.02.2003
Yapısan	İzmir-Çeşme	49,5	04.02.2003	26.02.2003
Akın Holding A.Ş.	Muğla-Bodrum	15	30.01.2003	21.02.2003
Güçbirliği Holding	İzmir-Foça	29,75	30.01.2003	21.02.2003
Güçbirliği Holding	İzmir-Çeşme	29,75	30.01.2003	21.02.2003
Güçbirliği Holding	Zmir-Karaburun	1,7	30.01.2003	21.02.2003
As Makinsan	Çanakkale	30,6	29.01.2003	21.02.2003
Egenda	İzmir-Karaburun	13,8	17.01.2003	07.02.2003
Ayen Enerji A.Ş.	Balıkesir-Şamlı	24	17.01.2003	07.02.2003
Lodos Enerji	İzmit-Hereke	36	17.01.2003	07.02.2003
SAGAP	İstanbul-Çatalca	40	20.01.2003	07.02.2003
Özok Mühendislik	Hatay-İskenderun	15,3	21.01.2003	07.02.2003
Üçgen İnşaat	Aydın-Söke	10,2	21.01.2003	07.02.2003
As Makinsan	Balıkesir-Bandırma	29,7	21.01.2003	07.02.2003
As Makinsan	Bursa-Karacabey	29,7	21.01.2003	07.02.2003
Deniz Rüzgar	Hatay	30	22.01.2003	07.02.2003
Deniz Rüzgar	Manisa	10,5	22.01.2003	07.02.2003
Bores	Muğla-Bodrum	25,2	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Denizli-Honaz	37,8	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Manisa-Kırkağaç	32,4	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Osmaniye	32,4	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Hatay-Samandağ	30,6	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Balıkesir-Erdek	8,1	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	İzmir-Bergama	64,8	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	İzmit-Hereke	99	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Hatay-Harbiye	32,4	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Samsun-Bafra	81	22.01.2003	07.02.2003
EZSE	Denizli-Babadağ	25,2	22.01.2003	07.02.2003

Çizelge A. Türkiye’de Kurulmak İstenen Fizibite Raporları Tamamlanmış RES’ler
(devam)

Tüzel Kişi	Tesisin Yeri	Kurulu Güç (MW)	İncelemeye Alınma Tarihi	İtiraz Tarihi
EZSE	İstanbul-Kemerburgaz	153	22.01.2003	07.02.2003
Lodos Enerji	İzmir-Karaburun	249,3	22.01.2003	07.02.2003
Ak-En	İzmir-Kemalpaşa	66,7	23.01.2003	07.02.2003
Ertürk Enerji	İstanbul	30	16.01.2003	06.02.2003
Ertürk Enerji	İstanbul	24	16.01.2003	06.02.2003
Ertürk Enerji	İstanbul	8	16.01.2003	06.02.2003
Ertürk Enerji	İstanbul-Kemerburgaz	74	16.01.2003	06.02.2003
Taştepe Enerji	Balıkesir-Bandırma	30	14.01.2003	30.01.2003
Sares	Hatay-Samandağ	50	14.01.2003	30.01.2003
MAGE A.Ş.	İzmir-Karaburun	15	15.01.2003	31.01.2003
Enerji İşletmeleri	İzmir-Çeşme	16,25	13.01.2003	30.01.2003
İnci holding A.Ş.	İzmir-Seferihisar	7,5	13.01.2003	30.01.2003
Ayen Enerji A.Ş.	İzmir-Seferihisar	24	13.01.2003	30.01.2003
Bağcı Enerji A.Ş.	Aydın-Söke	23,75	10.01.2003	27.01.2003
Üçgen İnşaat	İzmir-Seferihisar	14,45	10.01.2003	27.01.2003
Bares	Balıkesir-Bandırma	30	09.01.2003	24.01.2003
Deryalar Ltd.Şti.	Bursa-Karacabey	29,7	08.01.2003	24.01.2003
SAGAP	İzmir-Seferihisar	19	07.01.2003	22.01.2003
As Makinsan	İzmir-Aliaga	10,8	27.12.2002	16.01.2003
As Makinsan	İzmir-Aliaga	13,5	27.12.2002	16.01.2003
As Makinsan	Bursa-Karacabey	26,1	27.12.2002	16.01.2003
As Makinsan	Osmaniye-Hasanbeyli	18,9	23.12.2002	08.01.2003
As Makinsan	Karaman	45	23.12.2002	08.01.2003
As Makinsan	Hatay-İskenderun	19,8	23.12.2002	08.01.2003
As Makinsan	Muğla-Fethiye	24,3	23.12.2002	08.01.2003
Güçbirliği Holding	İzmir-Ulucak	15	18.12.2002	07.01.2003
Yapısan İnşaat	İzmir-Çeşme	40,5	18.12.2002	07.01.2003
Yapısan İnşaat	İzmir-Aliaga	90	18.12.2002	07.01.2003
Doruk Enerji	İzmir-Aliaga	30	18.12.2002	07.01.2003
Alp Enerji	İzmir-Karaburun	32,4	18.12.2002	07.01.2003
Alp Enerji	İzmir-Urla	41,4	18.12.2002	07.01.2003
Egenda	İzmir-Çeşme	4	16.12.2002	02.01.2003
Egenda	İzmir-Çeşme	10,8	16.12.2002	02.01.2003
Egenda	İzmir-Urla	13,2	16.12.2002	02.01.2003
Egenda	İzmir-Çeşme	15,6	16.12.2002	02.01.2003
Egenda	İzmir-Foça	6	16.12.2002	02.01.2003
Rotor Enerji	Osmaniye-Bahçe	49,5	11.12.2002	02.01.2003
SAGAP	İzmir-Aliaga	30	10.12.2002	02.01.2003
SAGAP	İzmir-Çeşme	18	10.12.2002	02.01.2003
Doğal Enerji	İzmir-Foça	30	10.12.2002	02.01.2003
Doğal Enerji	Manisa-Sayalar	30	10.12.2002	02.01.2003
Akın Holding A.Ş.	İçel-Silifke	30	13.12.2002	02.01.2003
Poyraz Enerji	Balıkesir-Kesput	66	22.11.2002	12.12.2002
Bares	Balıkesir-Kesput	164,7	21.11.2002	12.12.2002
Soma Enerji	Manisa-Soma	141	07.11.2002	22.11.2002
Bilgin Elektrik	Manisa-Soma	90	05.11.2002	22.11.2002
Doğal Enerji	Gelibolu-Burgaz	15	07.11.2002	22.11.2002

Çizelge A. Türkiye’de Kurulmak İstenen Fizibite Raporları Tamamlanmış RES’ler
(devam)

Tüzel Kişi	Tesisin Yeri	Kurulu Güç (MW)	Duyurunun Yapıldığı Resmi Gazete Tarihi	İtiraz Tarihi
Yelen Enerji A.Ş.	Çanakkale-Gelibolu	8,75	11.01.2003	03.08.2004
Rotor Elektrik A.Ş.	Osmaniye-Bahçe	43,2	06.11.2002	04.06.2004
Ayen Enerji A.Ş.	Balıkesir-Merkez	24	08.12.2002	08.06.2004
Renerji Enerji A.Ş.	İstanbul-Kilyos	35	11.01.2003	26.04.2004
EZSE	İstanbul-Kemerburgaz	153	20.11.2002	26.04.2004
Ertürk Enerji	İstanbul-Kemerburgaz	74	20.11.2002	26.04.2004
Cer Metal A.Ş.	İzmir-Bergama	30	20.11.2002	06.04.2004
Üçgen İnşaat	Aydın-Söke	9	08.12.2002	27.01.2004
Ertürk Enerji	İçel-Mut	34	11.01.2003	08.01.2004
ABK Enerji	Aydın-Söke	22	02.02.2003	05.12.2003
Üçgen İnşaat	Çanakkale	7,92	08.12.2002	05.12.2003
EZSE	Samsun-Bafra	75,6	20.11.2002	16.10.2003
EZSE	Kütahya-Simav	27,9	20.11.2002	16.10.2003
EZSE	Denizli-Honaz	37,8	20.11.2002	30.10.2003
Alp Enerji	Bursa-Karacabey	33,3	06.11.2002	02.10.2003
Alp Enerji	Bursa-Karacabey	32,4	06.11.2002	02.10.2003
As Makinsan	Çanakkale-Gelibolu	9	06.11.2002	02.10.2003
As Makinsan	Balıkesir-Erdek	7,2	06.11.2002	02.10.2003
As Makinsan	Çanakkale	30,6	08.12.2002	02.10.2003
Akın Holding A.Ş.	Çanakkale-Ayvacık	25	08.12.2002	11.09.2003
Yelen Enerji	Çanakkale-Gülpınar	25	11.01.2003	09.10.2003
Toplam Güç		4246,77		

Ek Açıklamalar-B. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun

Kanun

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun

Kanun No. 5346

Kabul Tarihi : 10.5.2005

BİRİNCİ BÖLÜM

Amaç, Kapsam, Tanımlar ve Kısaltmalar

Amaç

MADDE 1. — Bu Kanunun amacı; yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, bu kaynakların güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi, çevrenin korunması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesidir.

Kapsam

MADDE 2. — Bu Kanun; yenilenebilir enerji kaynak alanlarının korunması, bu kaynaklardan elde edilen elektrik enerjisinin belgelendirilmesi ve bu kaynakların kullanımına ilişkin usul ve esasları kapsar.

Tanımlar ve kısaltmalar

MADDE 3. — Bu Kanunda geçen;

1. Bakanlık : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığını,
 2. EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu,
 3. DSİ : Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğünü,
 4. EİE : Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğünü,
 5. TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketini,
 6. MTA : Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğünü,
 7. TETAŞ : Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketini,
 8. Yenilenebilir enerji kaynakları (YEK) : Hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git gibi fosil olmayan enerji kaynaklarını,
 9. Biyokütle : Organik atıkların yanı sıra bitkisel yağ atıkları, tarımsal hasat artıkları dahil olmak üzere, tarım ve orman ürünlerinden ve bu ürünlerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen katı, sıvı ve gaz halindeki yakıtları,
 10. Jeotermal kaynak : Yerkabuğundaki doğal ısı nedeniyle sıcaklığı sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığın üzerinde olan, erimiş madde ve gaz içerebilen doğal su, buhar ve gazlar ile kızgın kuru kayalardan elde edilen su, buhar ve gazları,
 11. Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynakları : Rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynaklarını,
 12. Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatı : Yılı içerisinde ülkede uygulanan ve EPDK tarafından hesap edilen elektrik toptan satış fiyatlarının ortalamasını,
- İfade eder.

İKİNCİ BÖLÜM

Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanlarının Belirlenmesi, Korunması, Kullanılması
ile Yenilenebilir Kaynaklardan Elde Edilen Elektrik Enerjisinin
Bелgelendirilmesi

Kaynak alanlarının belirlenmesi, korunması ve kullanılması

MADDE 4. — Bu Kanunun yürürlük tarihinden sonra kamu veya Hazine arazilerinde yenilenebilir enerji kaynak alanlarının kullanımını ve verimliliğini etkileyici imar planları düzenlenemez. Elektrik enerjisi üretimine yönelik jeotermal kaynak alanlarının belirlenmesi, korunması ve kullanılmasına ilişkin usul ve esaslar yönetmelikle düzenlenir.

YEK belgesi

MADDE 5. — Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin iç piyasada ve uluslararası piyasalarda alım satımında kaynak türünün belirlenmesi ve takibi için üretim lisansı sahibi tüzel kişiye EPDK tarafından "Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi" (YEK Belgesi) verilir.

YEK Belgesi ile ilgili usul ve esaslar yönetmelikle düzenlenir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

**Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi
Üretiminde Uygulanacak Usul ve Esaslar**

Uygulama esasları

MADDE 6. — Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretim ve ticaretinde lisans sahibi tüzel kişiler aşağıdaki uygulama esaslarına tabidirler:

a) Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi, perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından (b), (c) ve (d) bentlerindeki hükümlere göre tesis edilen ikili anlaşmalar çerçevesinde satın alınır.

b) Bu Kanun kapsamındaki uygulamalardan yararlanabilecek YEK Belgeli elektrik enerjisi miktarına ilişkin bilgiler, Bakanlık tarafından belirlenen projeksiyon çerçevesinde her yıl EPDK tarafından yayınlanır. Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilerin her biri, bir önceki takvim yılında satışa sundukları elektrik enerjisi miktarının, ülkede sattıkları toplam elektrik enerjisi miktarına oranı kadar, EPDK tarafından ilan edilen YEK Belgeli elektrik enerjisinden satın alırlar.

Ülkede arz edilen YEK Belgeli toplam elektrik enerjisi miktarının yeterli olması halinde, perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilerin alım yükümlülüğü bir önceki takvim yılında sattıkları elektrik enerjisi miktarının yüzde sekizinden daha az olamaz.

c) 2011 yılı sonuna kadar bir takvim yılı içerisinde bu Kanun kapsamında satın alınacak elektrik enerjisi için uygulanacak fiyat; EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatıdır. Bu fiyatı her yılın başında en fazla % 20 oranında artırmaya Bakanlar Kurulu yetkilidir.

d) 2011 yılı sonundan itibaren bu fiyat uygulaması işletmede yedi yılını tamamlamış olan YEK Belgeli elektrik enerjisi üreten tesisler için sona erer. Perakende satış şirketleri, bu Kanun kapsamında almakla yükümlü oldukları YEK Belgeli elektrik enerjisini, öncelikle işletmede yedi yılını doldurmamış olanlardan (c) bendinde belirlenen fiyat uygulamasına göre satın alır ve aldıkları elektrik enerjisi miktarı (b) bendinde belirtilen oranın altında kaldığı takdirde bu orana ulaşmak için kalan gerekli miktarı, ikili anlaşmalar çerçevesinde Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatından yüksek olmamak üzere piyasa koşullarında satın alırlar.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

Yatırım Dönemine İlişkin Uygulama Esasları

Yatırım dönemi uygulamaları

MADDE 7. — Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak sadece kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla azami bin kilovatlık kurulu güce sahip izole elektrik üretim tesisi ve şebeke destekli elektrik üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerden kesin projesi, planlaması, master planı, ön incelemesi veya ilk etüdü DSİ veya EİE tarafından hazırlanan projeler için hizmet bedelleri alınmaz.

Bu Kanun kapsamında;

a) Enerji üretim tesis yatırımları,
b) Kullanılacak elektro-mekanik sistemlerin yurt içinde imalat olarak temini,
c) Güneş pilleri ve odaklayıcı üniteler kullanan elektrik üretim sistemleri kapsamındaki yapılacak AR-GE ve imalat yatırımları,

d) Biyokütle kaynaklarını kullanarak elektrik enerjisi veya yakıt üretimine yönelik AR-GE tesis yatırımları,

Bakanlar Kurulu kararı ile teşviklerden yararlandırılabilir.

Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını öncelikle jeotermal ve güneş termal kaynaklarından karşılamaları esastır.

Arazi ihtiyacına ilişkin uygulamalar

MADDE 8. — Orman veya Hazinesinin özel mülkiyetinde ya da Devletin hüküm ve tasarrufu altında bulunan her türlü taşınmazın bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi yapmak amacıyla kullanılması halinde, bu araziler için Çevre ve Orman Bakanlığı veya Maliye Bakanlığı tarafından bedeli karşılığında izin verilir, kiralama yapılır, irtifak hakkı tesis edilir veya

kullanma izni verilir. Yatırım döneminde izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine yüzde elli indirim uygulanır. Orman arazilerinde ORKÖY ve Ağaçlandırma Özel Ödenek Gelirleri alınmaz.

BEŞİNCİ BÖLÜM Çeşitli Hükümler

Uygulamaların koordinasyonu

MADDE 9. — Bakanlık, bu Kanunda belirtilen temel ilkelerin ve yükümlülüklerin uygulanması, yönlendirilmesi, izlenmesi, değerlendirilmesi ve alınacak tedbirlerin planlanmasında koordinasyonu sağlar.

Yaptırımlar

MADDE 10. — Bu Kanunun 6 ncı maddesi hükümlerine aykırı faaliyet gösteren perakende satış lisans sahibi tüzel kişilere EPDK tarafından ikiyüzelli milyar TL idari para cezası verilir ve aykırılığın altmış gün içinde giderilmesi ihtar edilir.

Yukarıdaki para cezasını gerektiren fiillerin ihtara rağmen düzeltilmemesi veya tekrarlanması halinde para cezaları her defasında bir önceki cezanın iki katı oranında artırılarak uygulanır. Bu cezaların verildiği tarihten itibaren iki yıl içinde idarî para cezası verilmesini gerektiren aynı fiil işlenmediği takdirde önceki cezalar tekrarda esas alınmaz. Ancak aynı fiil iki yıl içinde işlendiği takdirde artırılarak uygulanacak para cezasının tutarı cezaya muhatap tüzel kişinin bir önceki mali yılına ilişkin bilançosundaki gayrisafı gelirin yüzde onunu aşamaz. Cezaların bu düzeye ulaşması halinde EPDK, lisansı iptal edebilir.

Yönetmelikler

MADDE 11. — Bu Kanunun yürürlük tarihinden itibaren dört ay içerisinde, bu Kanunun 5 inci maddesine ilişkin yönetmelik EPDK tarafından, diğer yönetmelikler Bakanlık tarafından hazırlanarak yürürlüğe konulur.

MADDE 12. — 18.12.1953 tarihli ve 6200 sayılı Devlet Su İşleri Umum Müdürlüğü Teşkilat ve Vazifeleri Hakkında Kanuna 20.2.2001 tarihli ve 4628 sayılı Kanunun 18 inci maddesi ile eklenen ek 1 inci maddesi aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

Ek Madde 1. — Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından inşa edilmiş, işletmeye alınmış ve işletmeye alınacak hidroelektrik santrallerinin enerji üretimiyle ilgili kısımları ve bunların mütemmim cüzleri olan taşınmazlar; yapım maliyetleri, işletmede bulundukları süre, bu tesisler tamamlandıktan sonra Kamu Ortaklığı Fonuna aktarılan geri ödemeler ile bu tesisler için Hazine Müsteşarlığı tarafından temin edilerek Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğüne tahsis edilen dış kaynaklı proje kredilerinden doğan malî yükümlülükler dikkate alınarak tespit edilecek bedeller üzerinden, herhangi bir ödeme yapılmaksızın Elektrik Üretim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğüne devredilir. Bu tesisler için sağlanmış olan dış kredilerin enerji maksadına tekabül eden kısmına ilişkin olarak devir tarihini izleyen yıllarda Hazine Müsteşarlığı tarafından yapılacak ödemelerin Elektrik Üretim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü tarafından üstlenilmesini teminen Hazine Müsteşarlığı ile Elektrik Üretim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü arasında ikraz anlaşması yapılır.

Devre ilişkin usul ve esaslar; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve Hazine Müsteşarlığı tarafından hazırlanacak ve Bakanlar Kurulu kararı ile yürürlüğe girecek bir yönetmelikle belirlenir.

Devir işlemleri her türlü vergi, resim ve harçtan muaftır.

MADDE 13. — 4.12.1984 tarihli ve 3096 sayılı Kanunun Kamulaştırma başlıklı 11 inci maddesi aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

Madde 11. - Görevli şirketlerin yapacağı üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin onaylanmış tatbikat projelerine göre, kamulaştırma ihtiyacı ortaya çıktığında; rezervuarlı tesisler hariç kamulaştırma bedeli görevli şirket tarafından ödenmek kaydıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca 4650 sayılı Kanun hükümlerine göre yapılır. Rezervuarlı tesislerin kamulaştırma bedelleri ilgili Bakanlığın bütçesine konulacak ödenek marifetiyle Hazine tarafından ödenir.

Bu madde ile değiştirilen hüküm 3096 sayılı Kanun kapsamında sözleşmesi imzalanmış ancak işletmeye geçmemiş olan projelere uygulanır.

GEÇİCİ MADDE 1. — 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında tanımlanan mevcut sözleşmeler arasında yer alan ve bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapacak olan işletmeye girmemiş yap-işlet-devret modeli kapsamındaki tüzel kişiler, mevcut sözleşmelerinden doğan haklarından feragat etmek şartıyla, bu Kanun kapsamındaki uygulamalardan yararlanırlar. EPDK tarafından bu projelere üretim lisansı verilir.

GEÇİCİ MADDE 2. — Perakende satış lisansı sahibi kamu dağıtım şirketleri Bakanlık ve EPDK'nın mevcut mevzuatı ve uygulamaları dışında, bu Kanunun 6 ncı maddesi kapsamındaki alım yükümlülüklerinden 1.1.2007 tarihine kadar muaftır. Ancak bu Kanunun yürürlük tarihinden sonra kendilerine müracaat eden YEK belgeli üretim lisansı sahibi tüzel kişilerle alım yükümlülüğü 1.1.2007 tarihinden geçerli olacak elektrik satış anlaşmalarını yaparlar.

GEÇİCİ MADDE 3. — Bu Kanunun 6 ncı maddesinde belirtilen projeksiyon, bu Kanunun yürürlüğe girdiği tarihten itibaren üç ay içerisinde Bakanlık tarafından yayımlanır. Ancak bu projeksiyon, Kanunun yürürlük tarihinden önce EPDK tarafından üretim lisansları verilmiş projeleri ve geçici 1 inci maddede tanımlanan mevcut sözleşmeli projelerden bu Kanun kapsamında üretim lisansı alacak olan projeleri de kapsar.

GEÇİCİ MADDE 4. — Mevcut sözleşmeleri çerçevesinde faaliyet gösteren ve DSİ katılım payları tarife yoluyla TETAŞ tarafından ödenen işletmedeki Yap-İşlet-Devret modeli hidroelektrik santrallerin sözleşmelerinde ABD Doları cinsinden yer alan DSİ enerji katılım payları, sözleşmede yer aldığı miktarda ödeme tarihindeki Merkez Bankası döviz kuru üzerinden her işletme yılının sonunda DSİ'ye ödenir.

4628 sayılı Kanun kapsamında kurulmuş veya kurulacak olan hidroelektrik santraller için belirlenecek ve Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğüne ödenecek olan enerji hissesi katılım payının hesabında esas alınacak ortak tesis bedeli, TEFE ile su kullanım anlaşmasının yapıldığı tarihe getirilmiş olan ihaleye esas ilk keşif bedelinin % 30'undan fazlasını geçemez. Proje ile ilgili kamulaştırmalar için yapılmış ve yapılacak olan ödemelerin TEFE ile su kullanım anlaşması tarihine getirilmiş bedelinin enerji hissesine düşen miktarının tamamı şirket tarafından ödenir.

Yürürlük

MADDE 14. — Bu Kanun yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

Yürütme

MADDE 15. — Bu Kanun hükümlerini Bakanlar Kurulu yürütür.

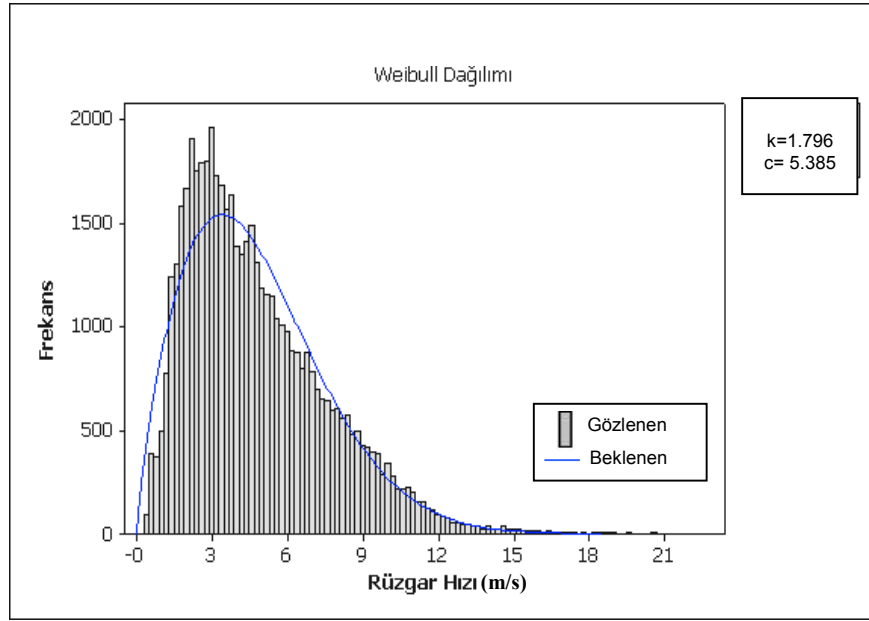
17 Mayıs 2005

Ek Açıklamalar-C. Rüzgar Hız Verisi İçin Parametre Tahminleri

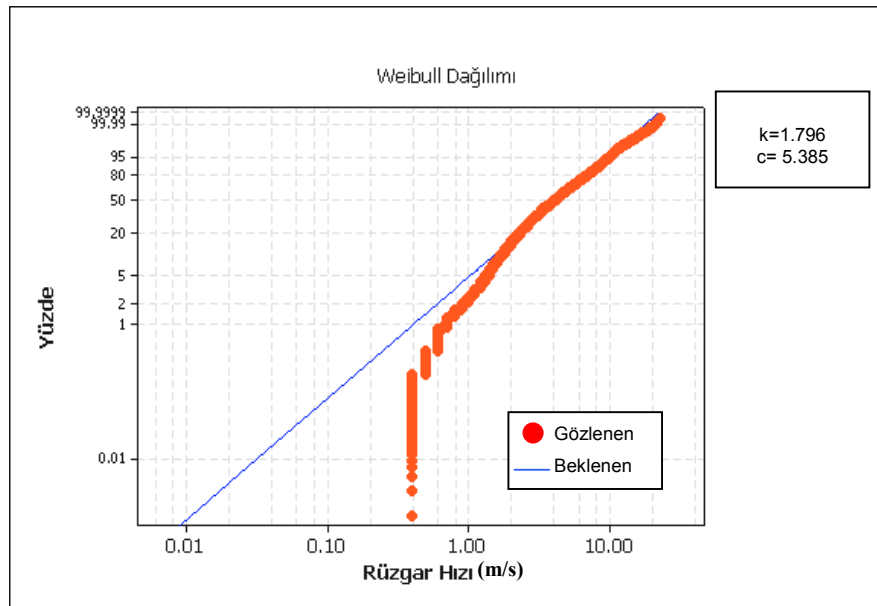
Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi

1. Weibull Dağılımı

1.1. Maksimum Olabilirlik Tahmini (MLE)

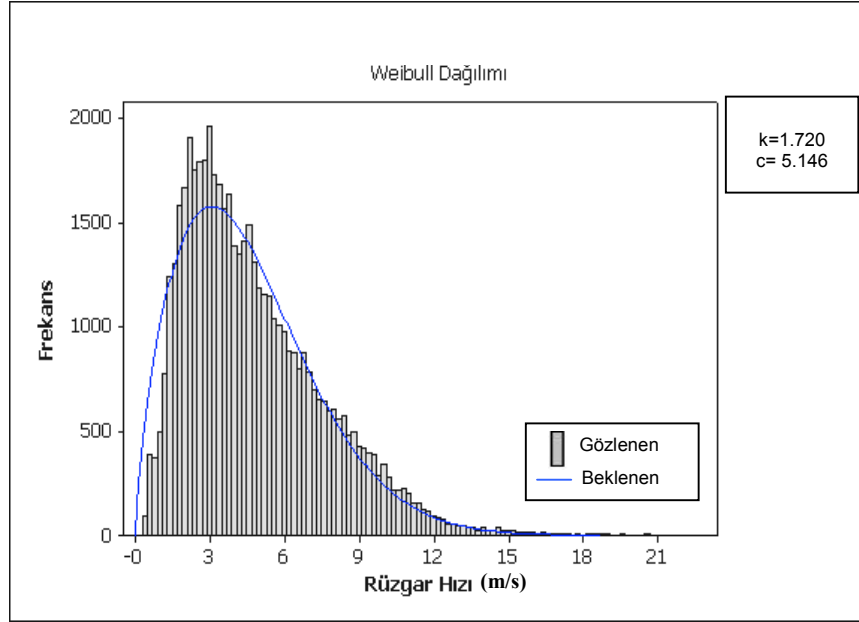


Şekil C.1. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi

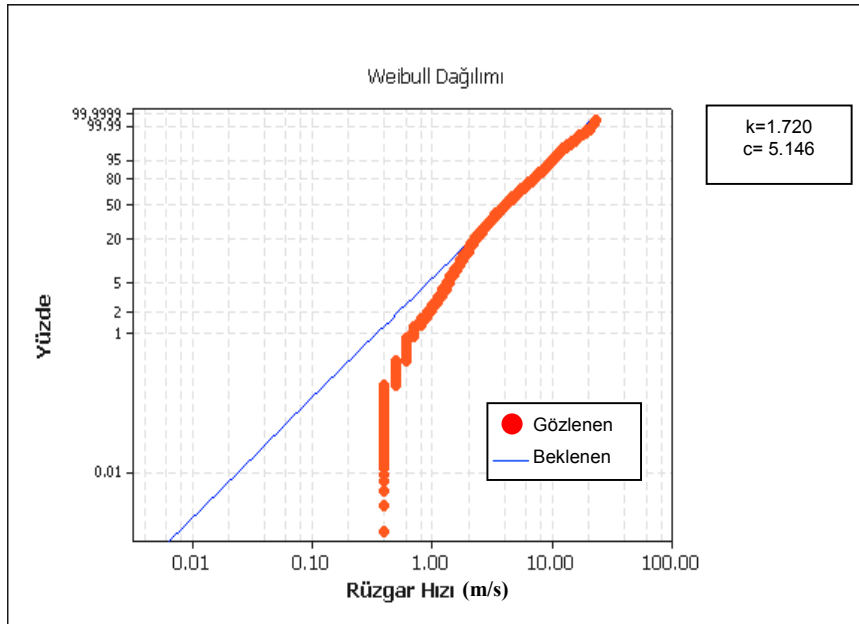


Şekil C.2. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

1.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)

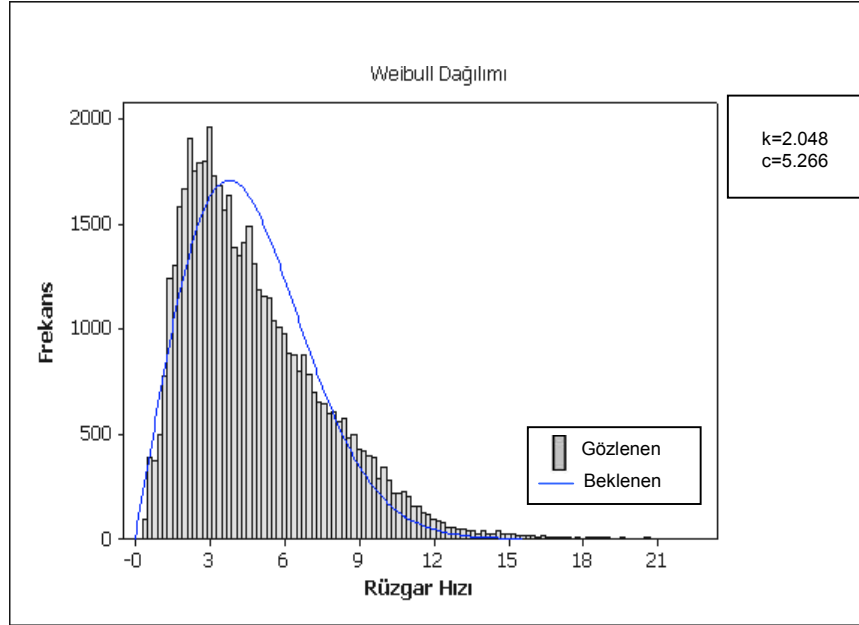


Şekil C.3. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi

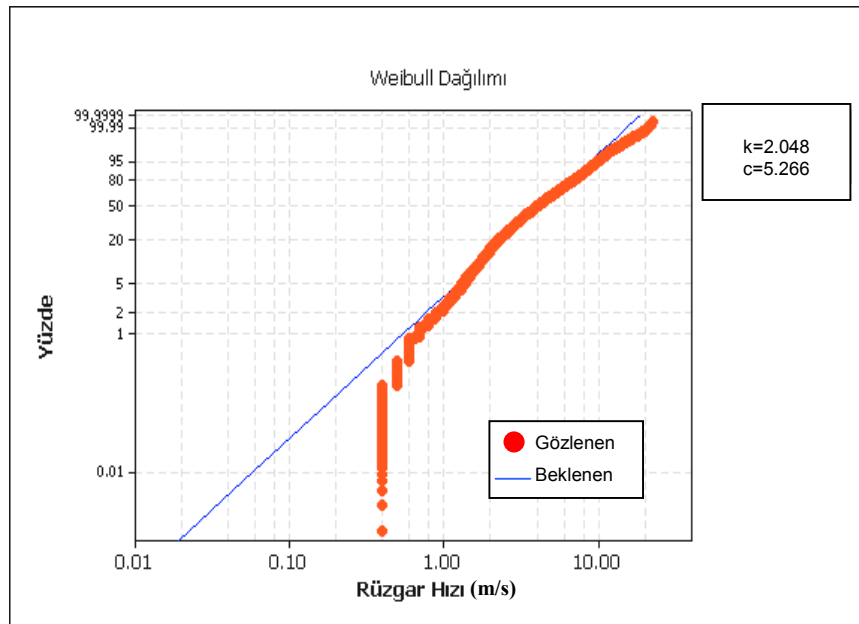


Şekil C.4. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

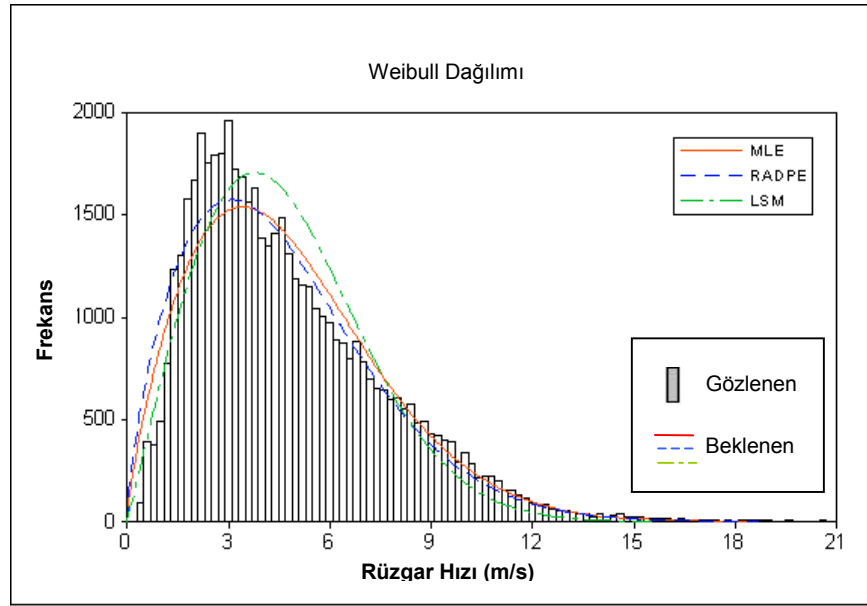
1.3. En Küçük Kareler Metodu (LSM)



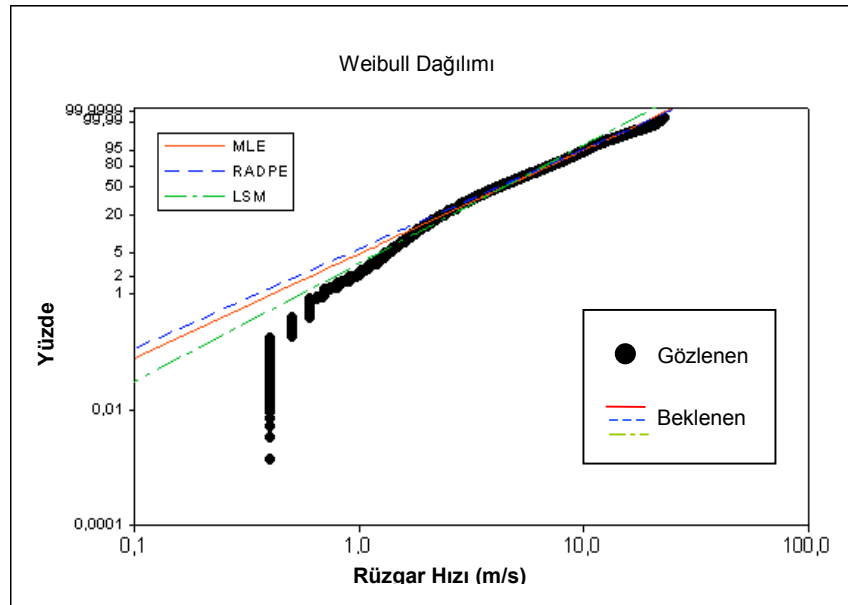
Şekil C.5. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



Şekil C.6. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi LSM Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği



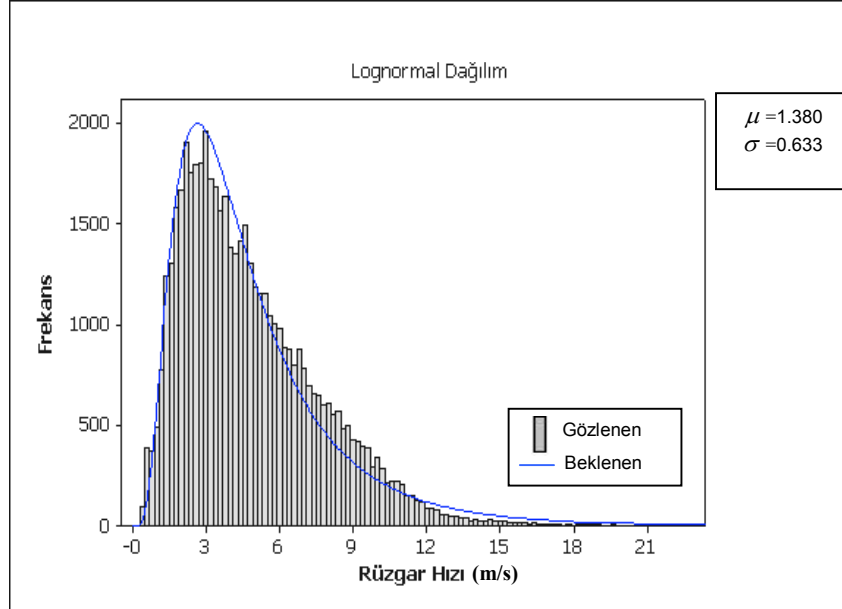
Şekil C.7. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



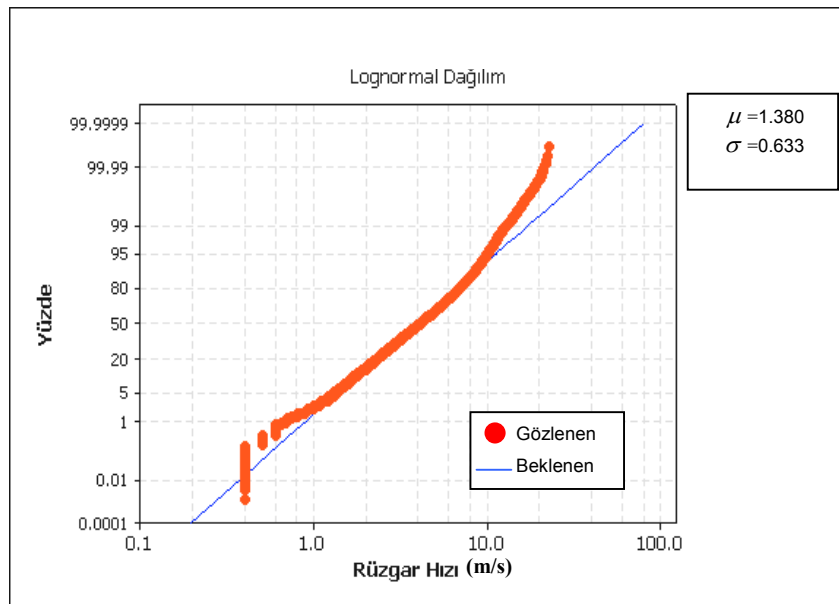
Şekil C.8. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

2. Lognormal Dağılım

2.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

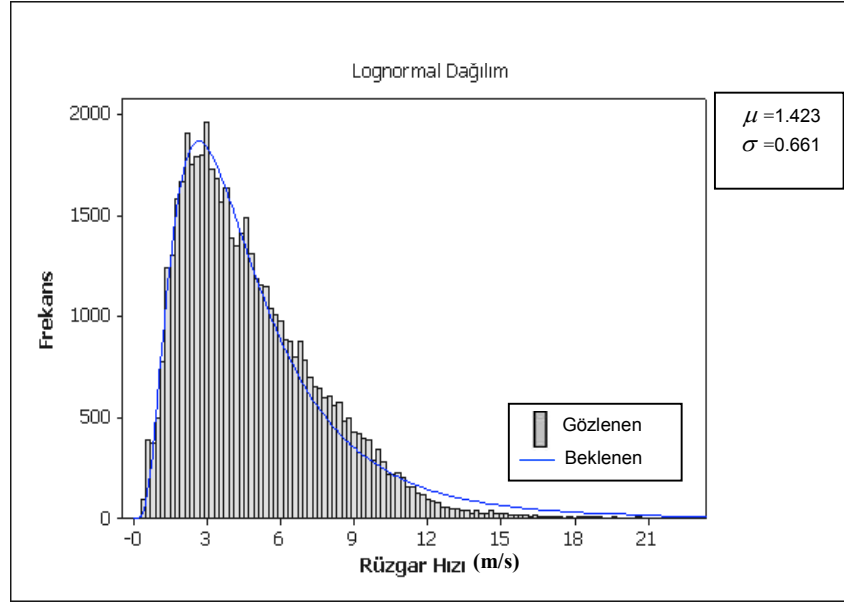


Şekil C.9. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi

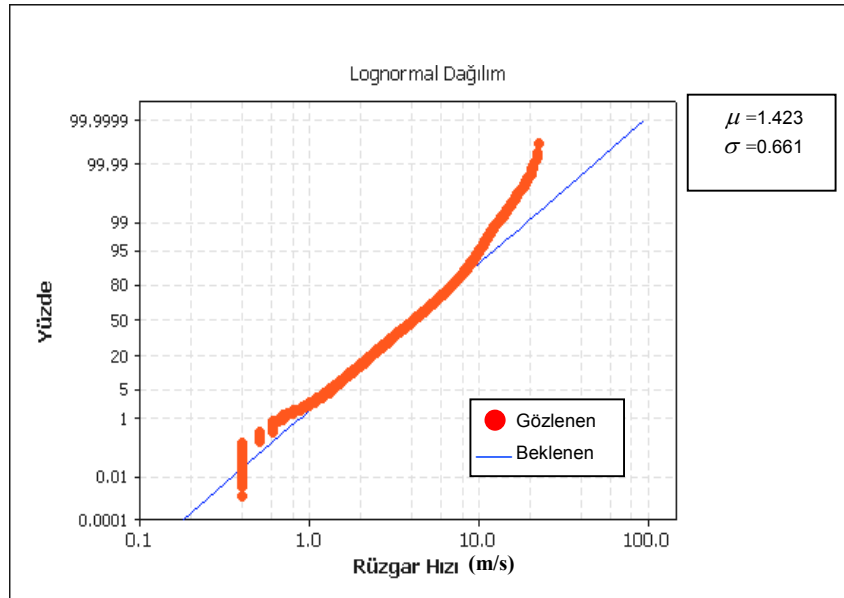


Şekil C.10. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

2.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)

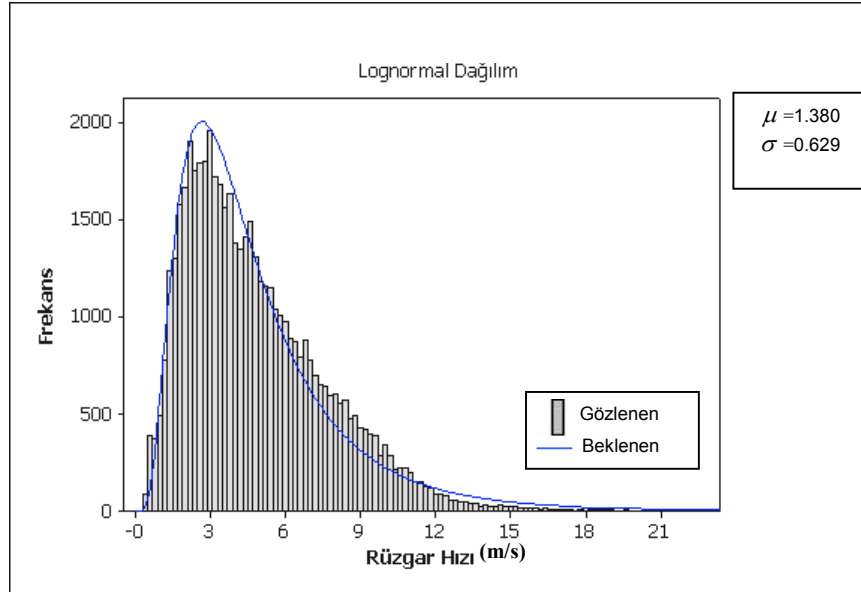


Şekil C.11. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi

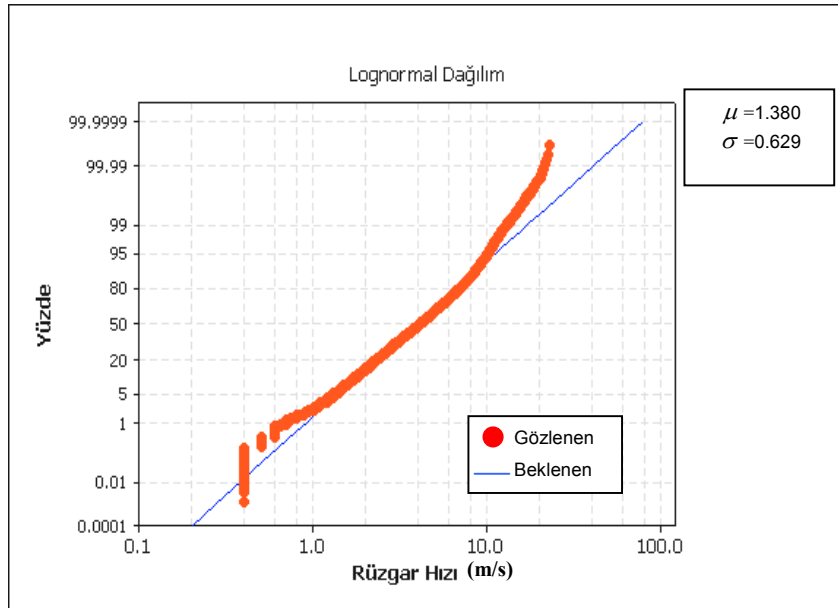


Şekil C.12. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

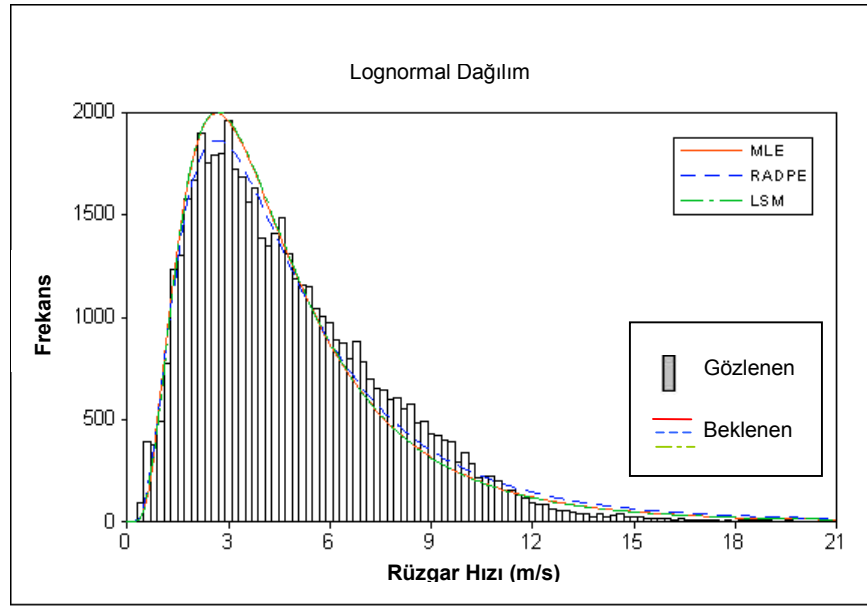
2.3. En Küçük Kareler Metodu (LSM)



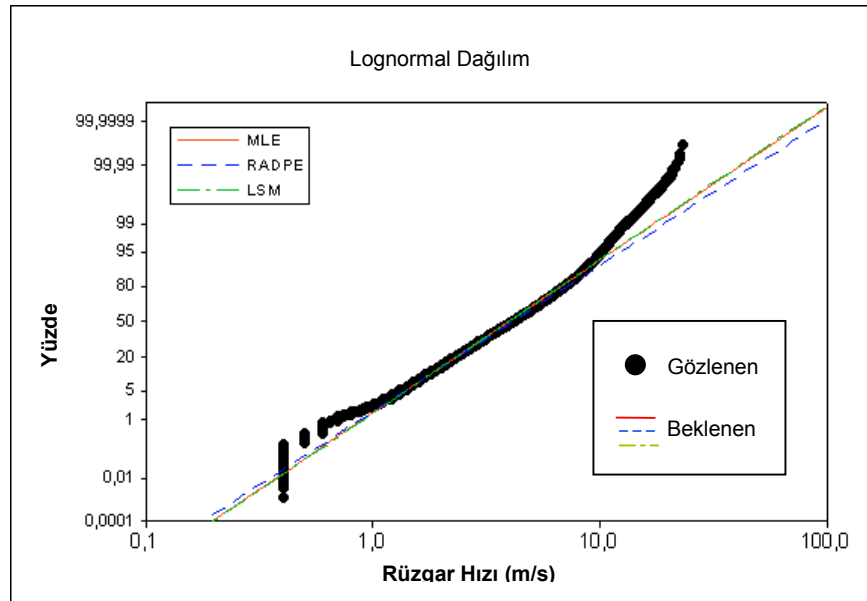
Şekil C.13. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



Şekil C.14. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi LSM Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

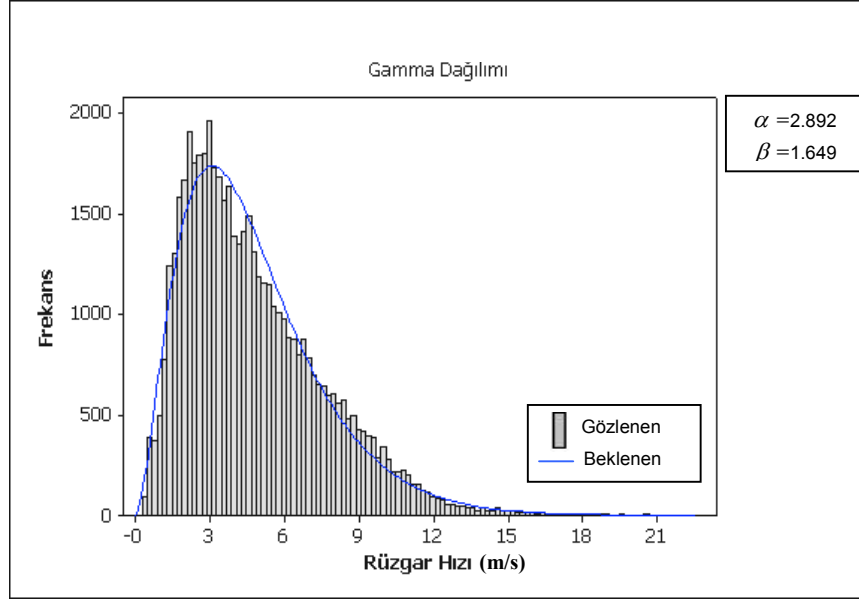


Şekil C.15. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi

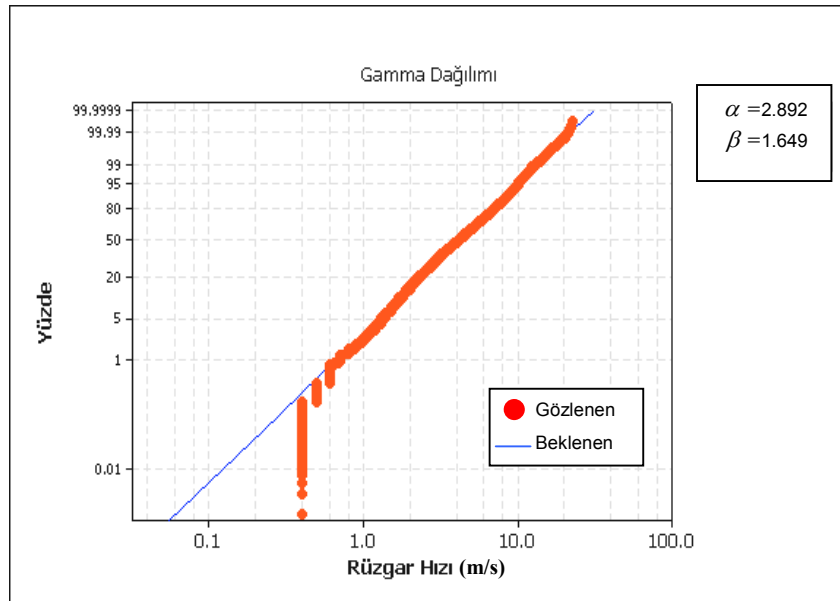


Şekil C.16. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

3.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

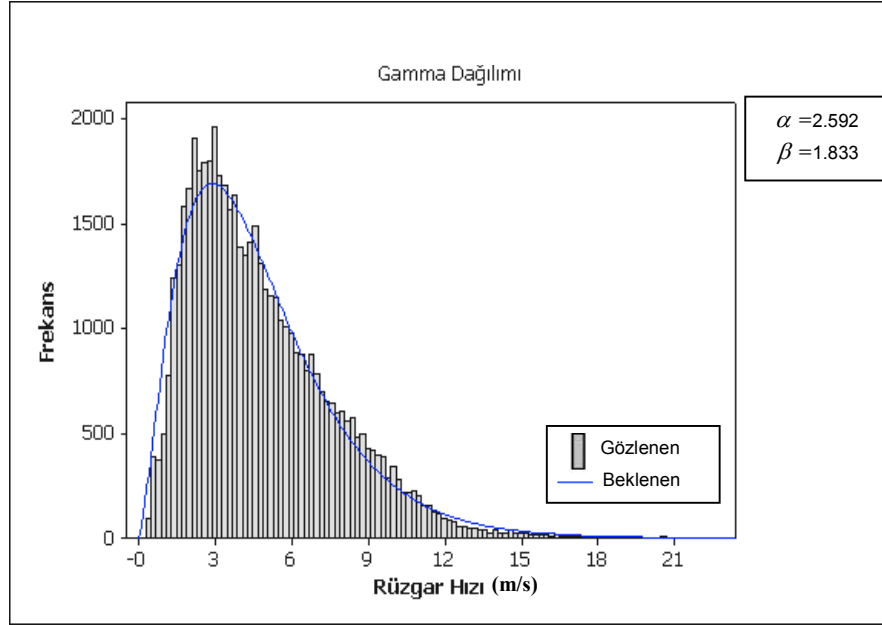


Şekil C.17. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi

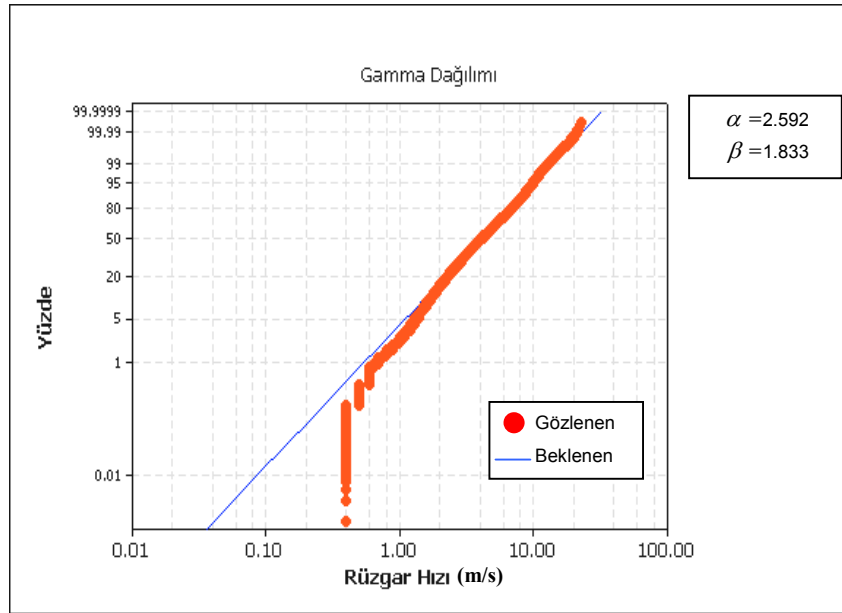


Şekil C.18. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği

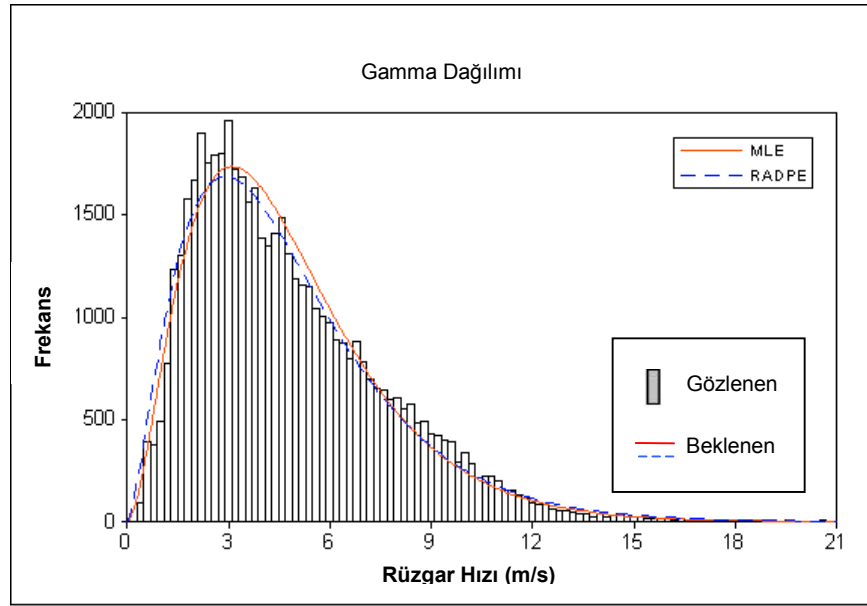
3.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)



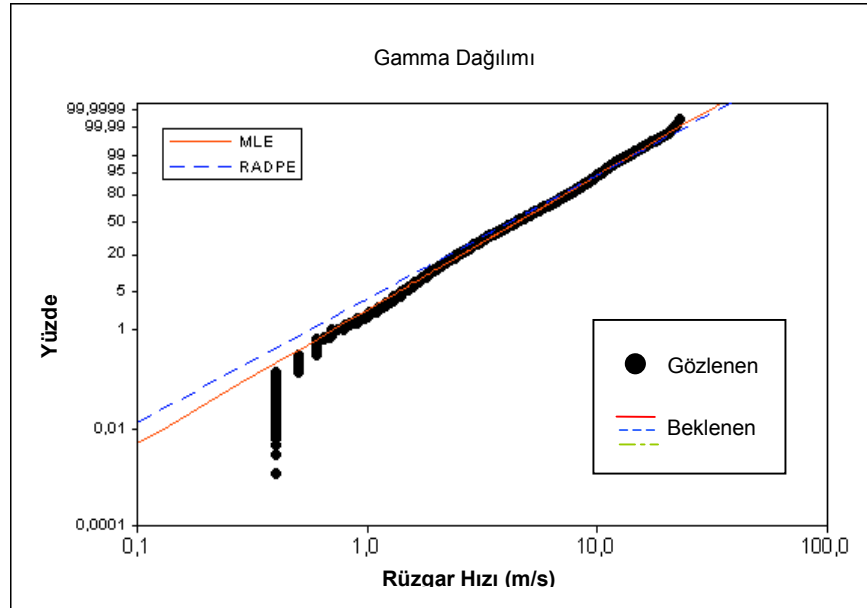
Şekil C.19. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi



Şekil C.20. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği



Şekil C.21. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi

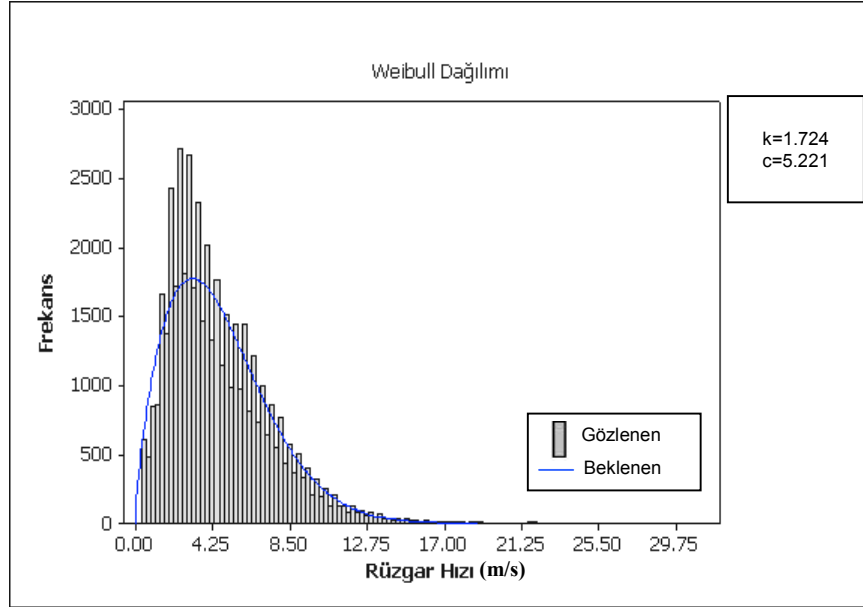


Şekil C.22. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği

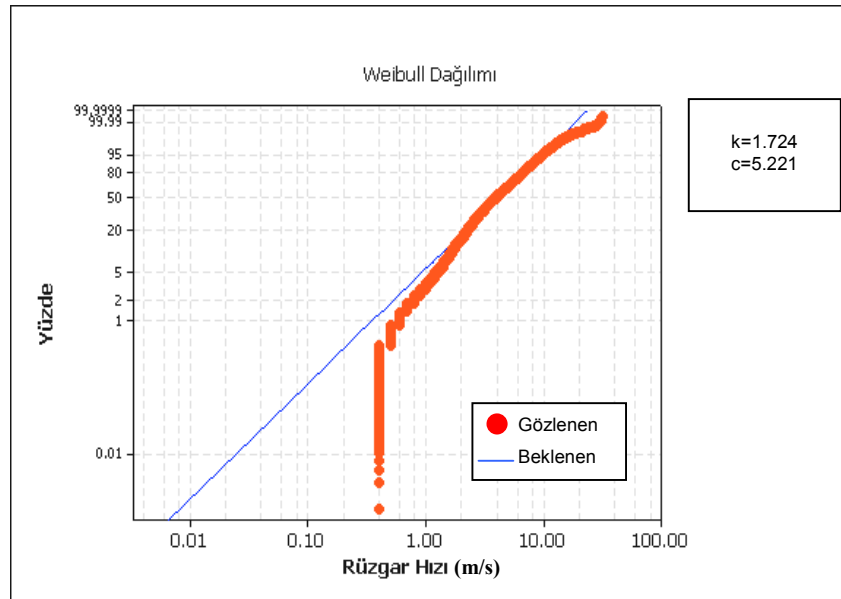
Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi

1.Weibull Dağılımı

1.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

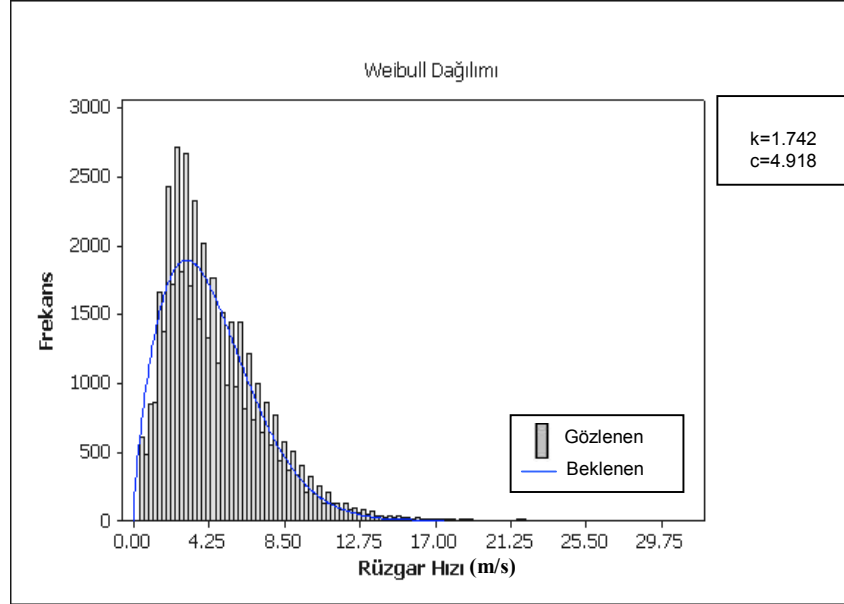


Şekil C.23. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi

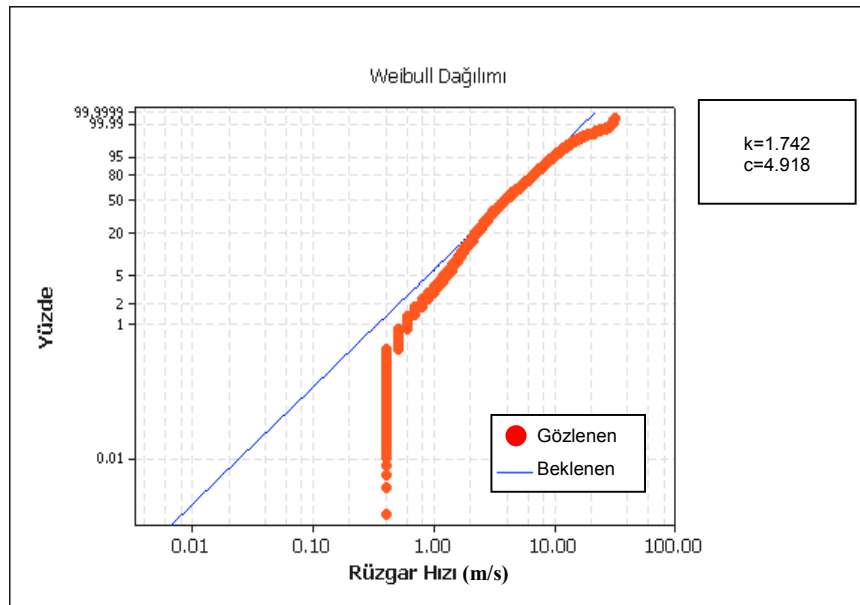


Şekil C.24. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

1.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)

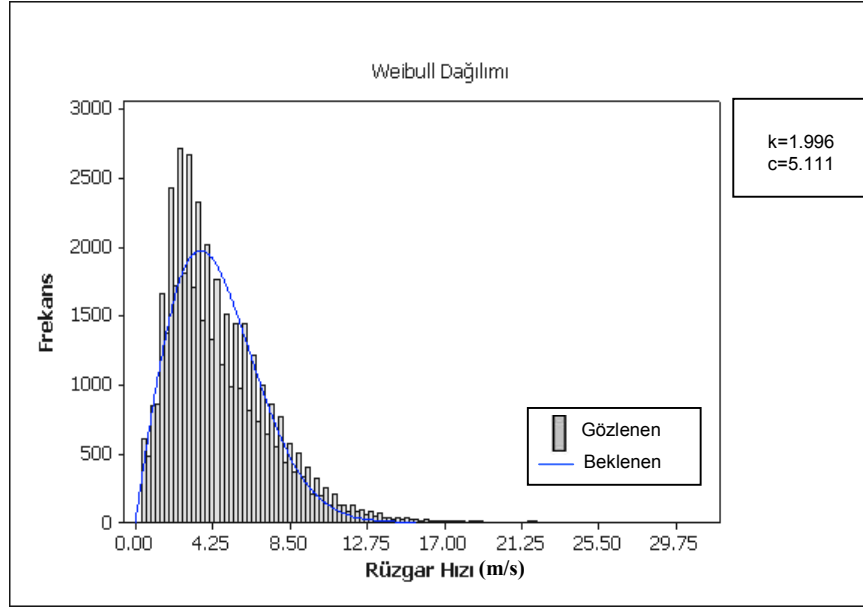


Şekil C.25. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi

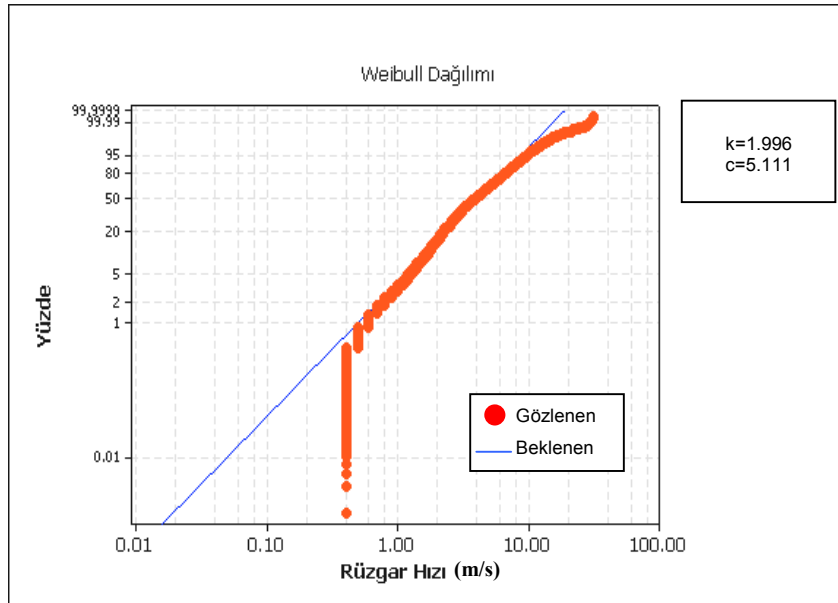


Şekil C.26. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

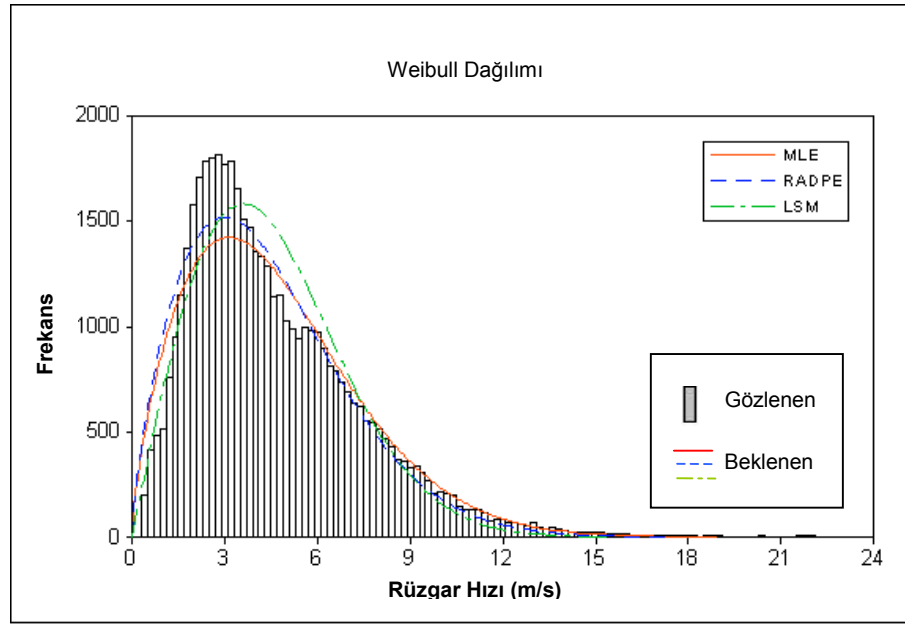
1.3. En Küçük Kareler Metodu (LSM)



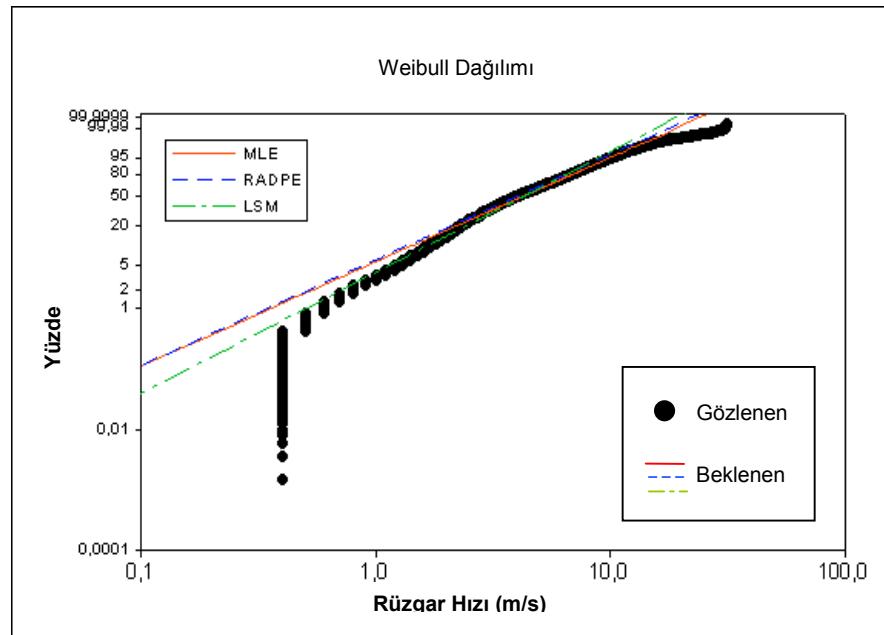
Şekil C.27. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



Şekil C.28. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi LSM Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği



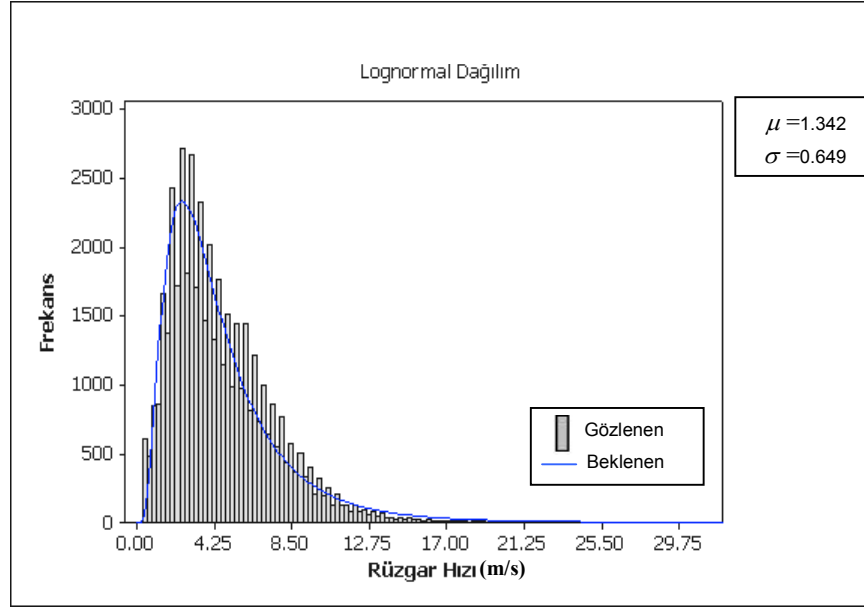
Şekil C.29. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



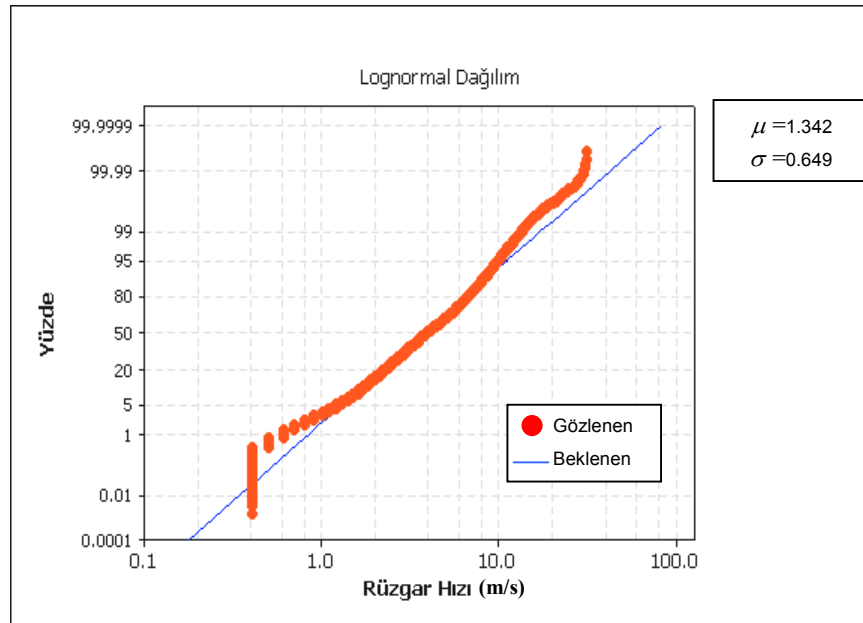
Şekil C.30. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

2. Lognormal Dağılım

2.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

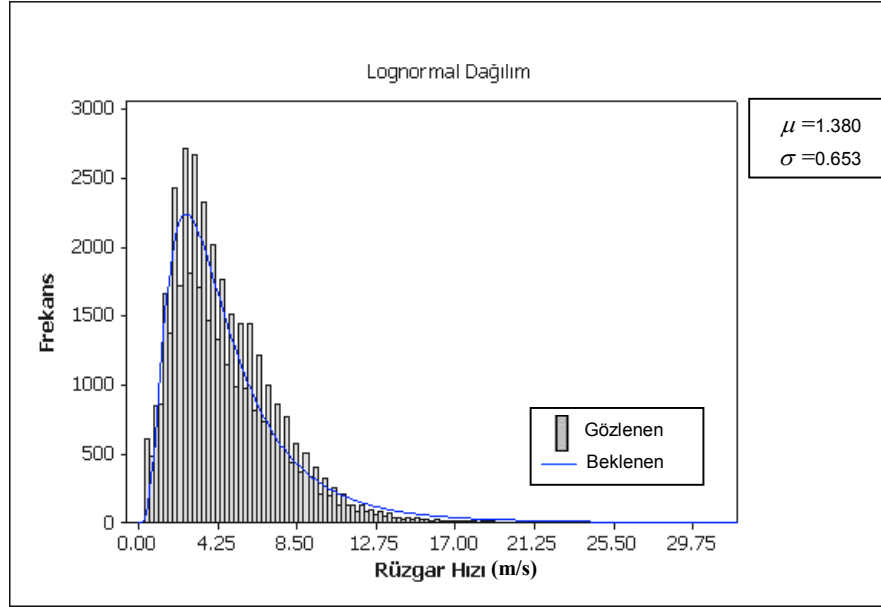


Şekil C.31. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi

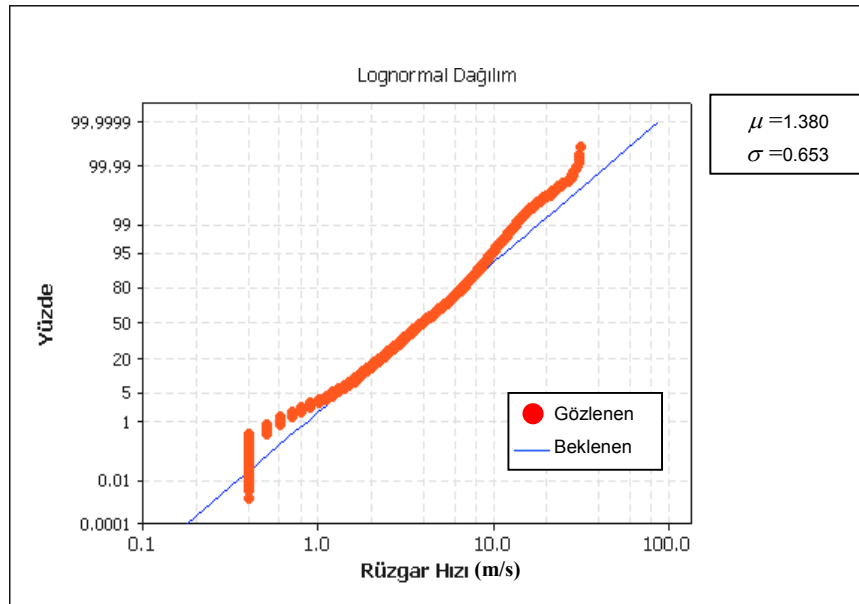


Şekil C.32. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

2.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)

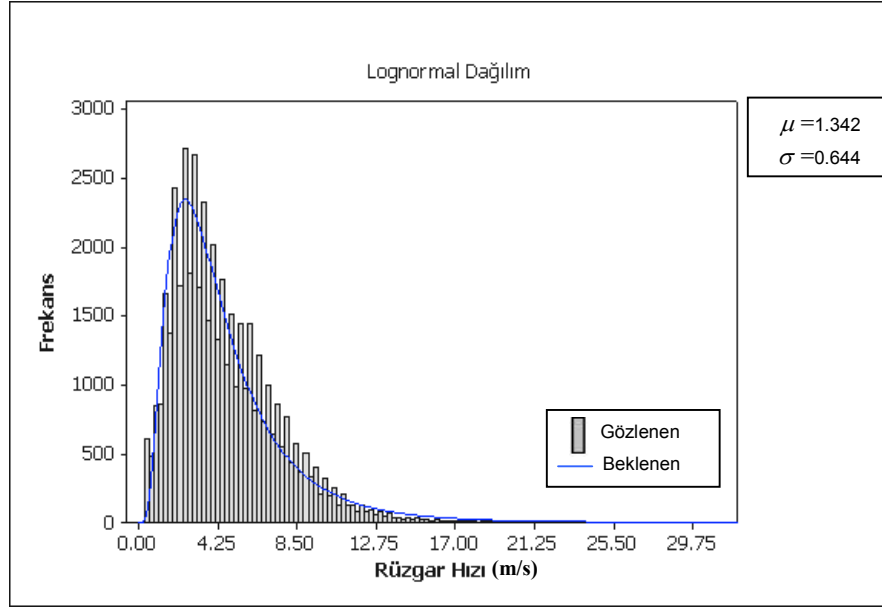


Şekil C.33. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi

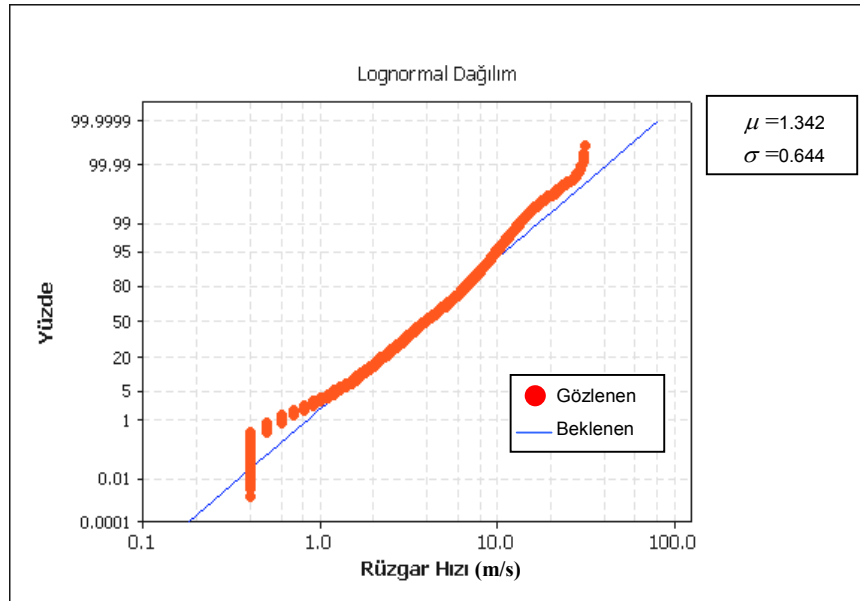


Şekil C.34. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

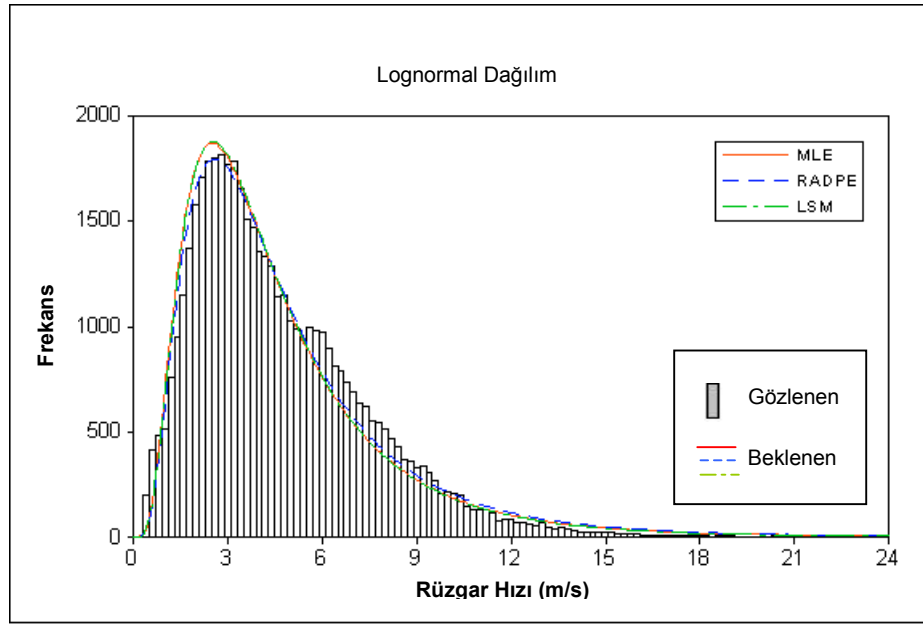
2.3. En Küçük Kareler Metodu (LSM)



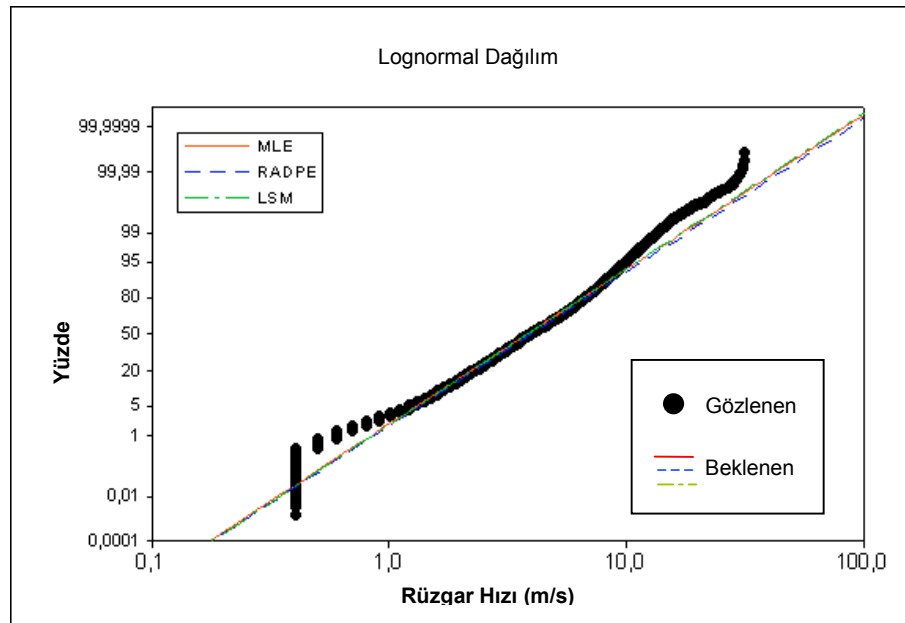
Şekil C.35. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



Şekil C.36. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi LSM Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği



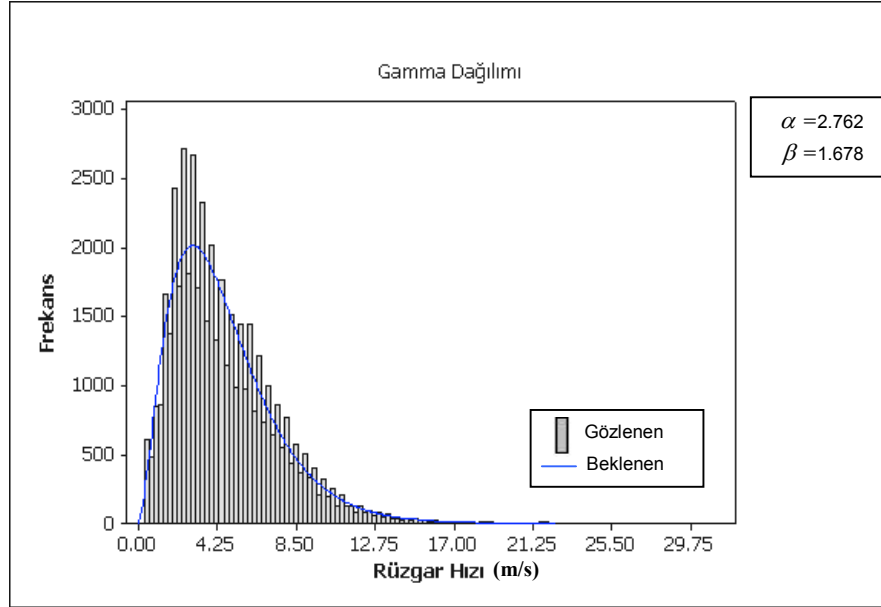
Şekil C.37. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



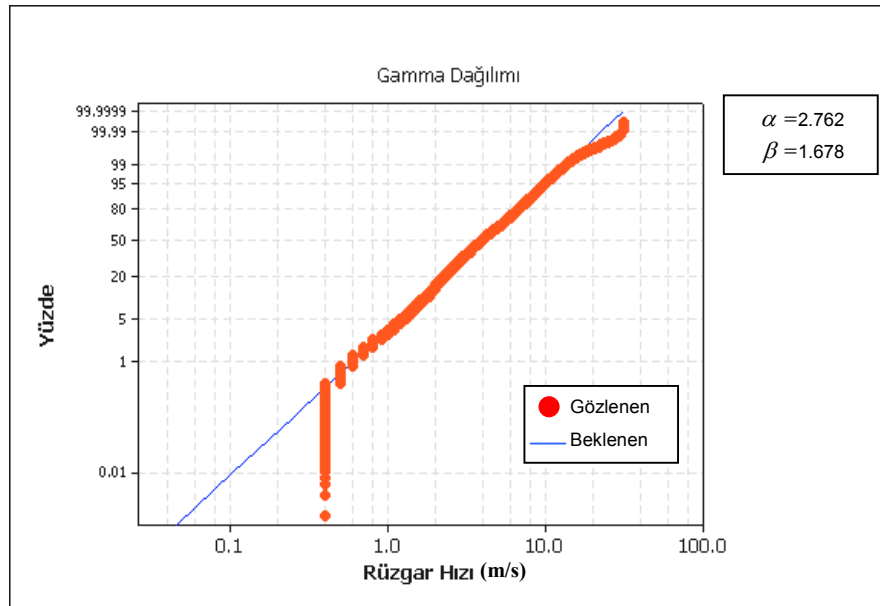
Şekil C.38. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

3. Gamma Dağılımı

3.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

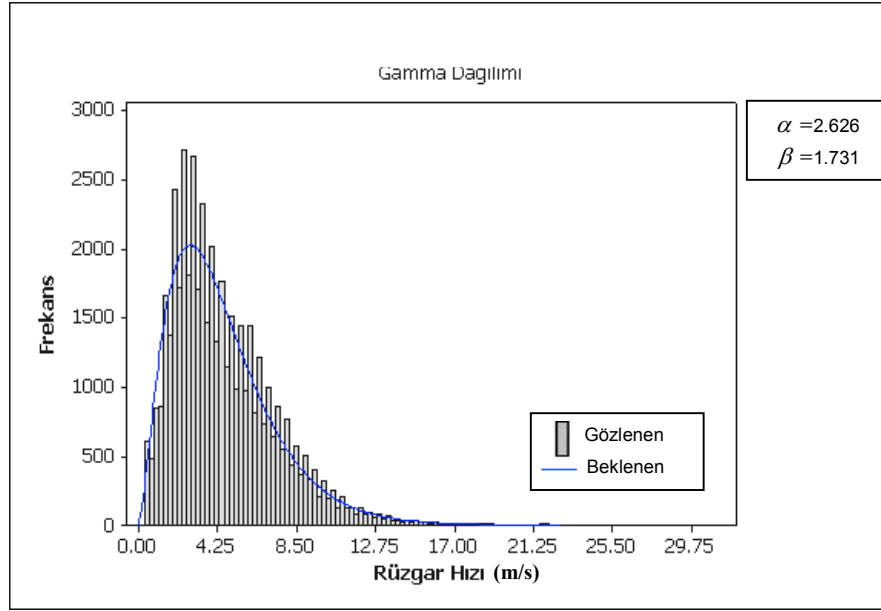


Şekil C.39. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi

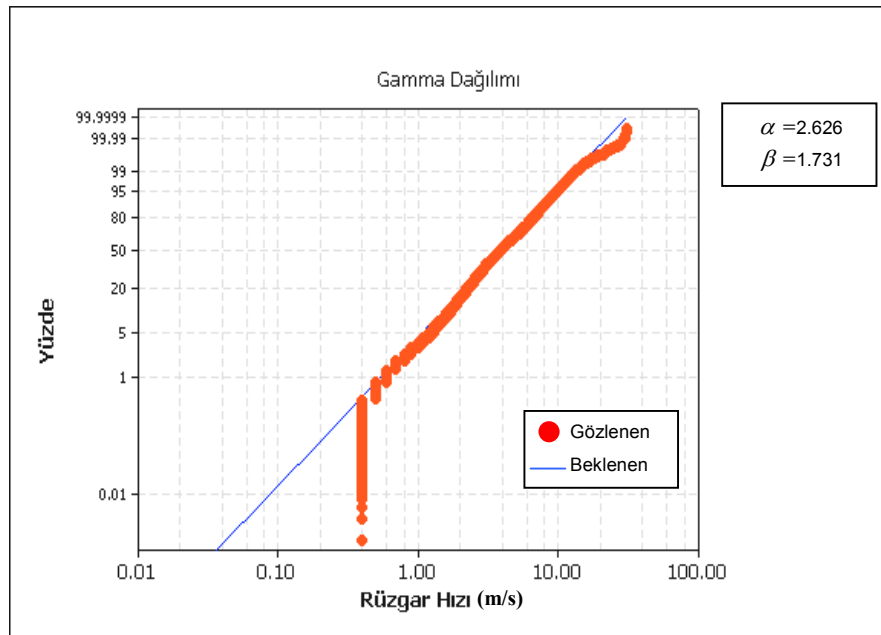


Şekil C.40. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği

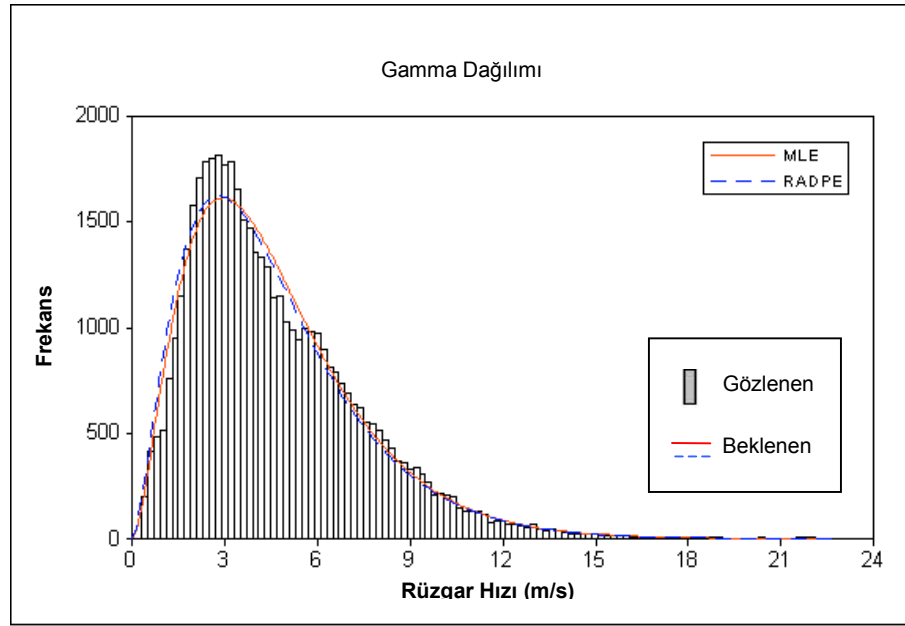
3.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)



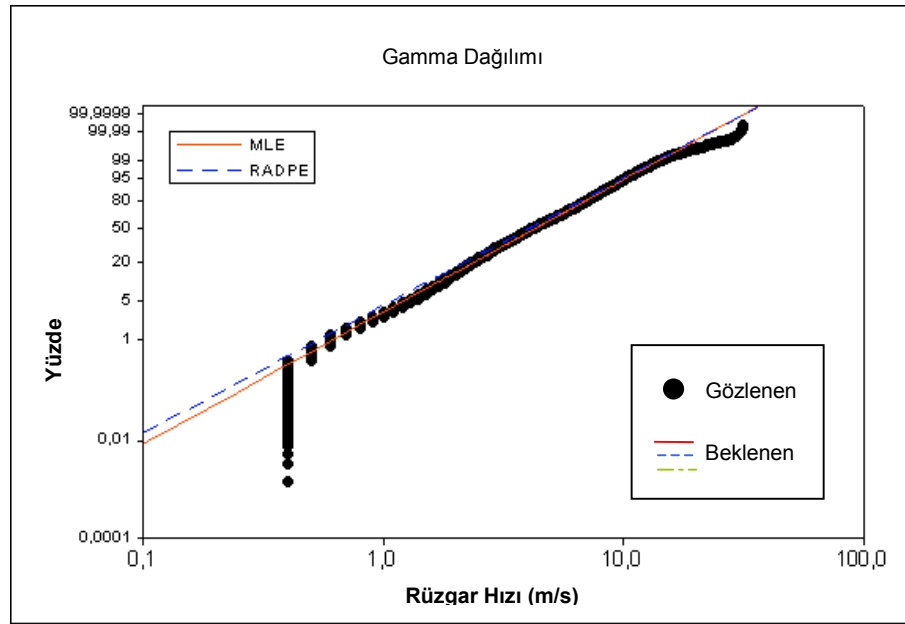
Şekil C.41. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi



Şekil C.42. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği



Şekil C.43. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi

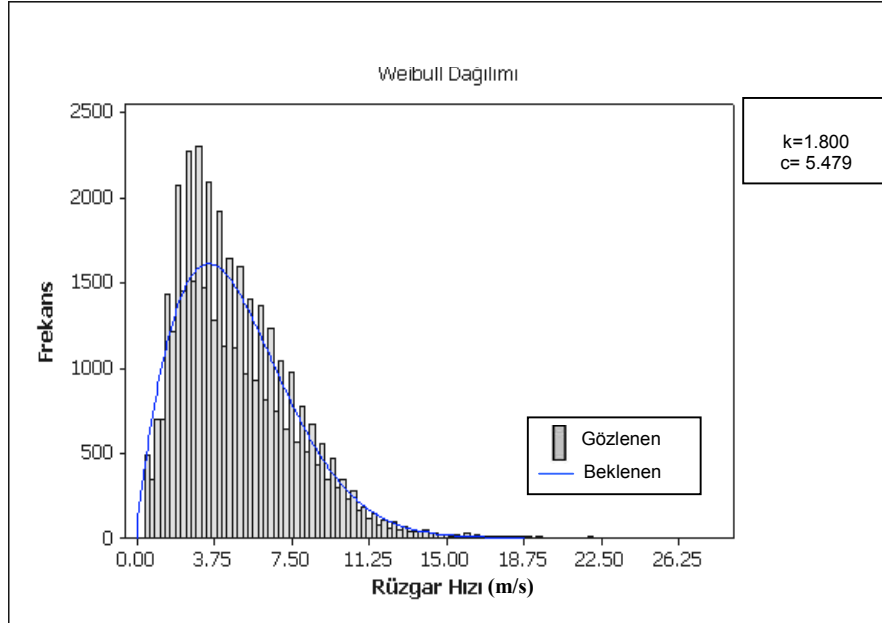


Şekil C.44. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği

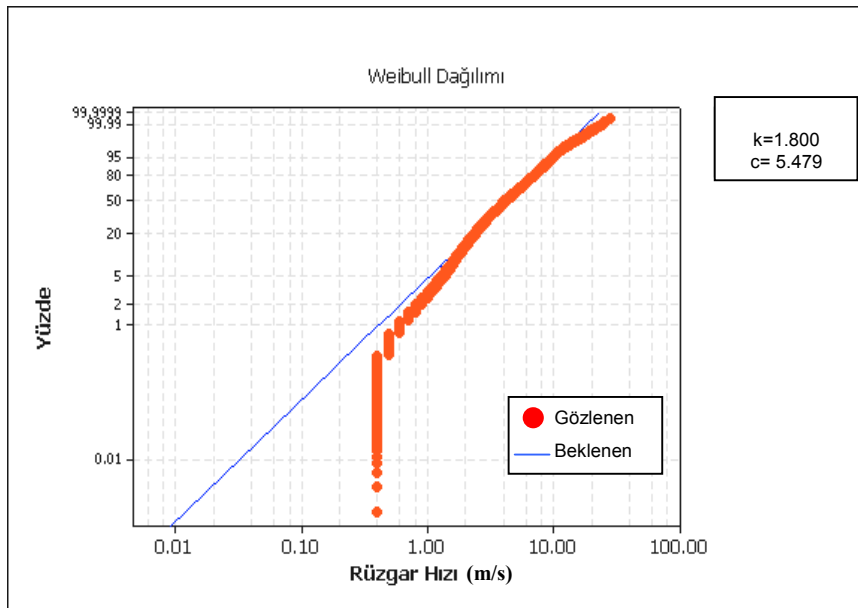
Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi

1.Weibull Dağılımı

1.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

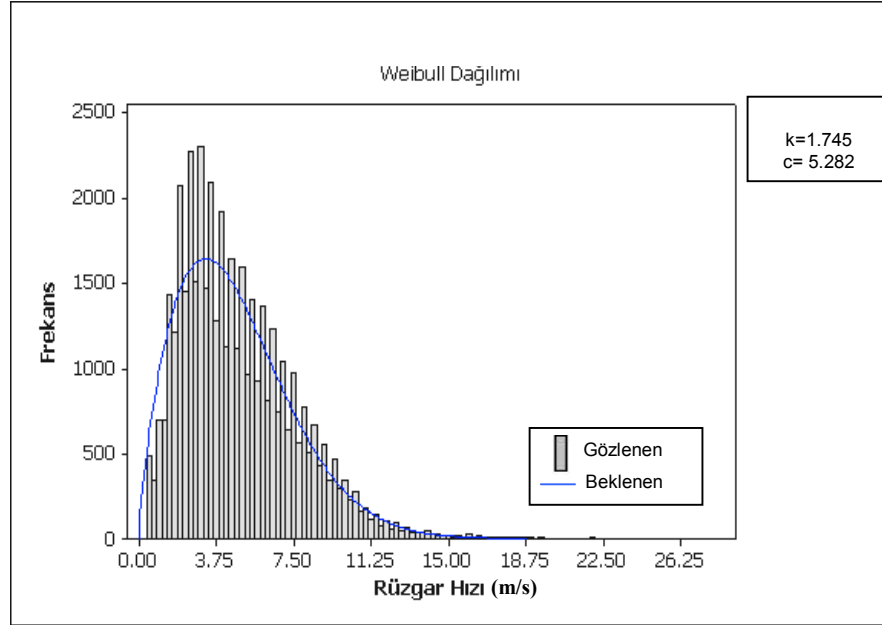


Şekil C.45. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi

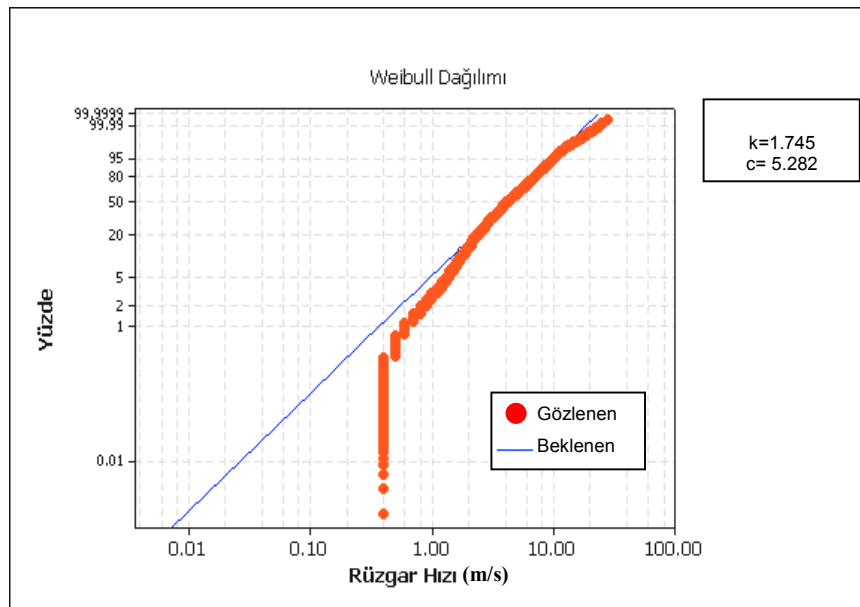


Şekil C.46. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

1.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)

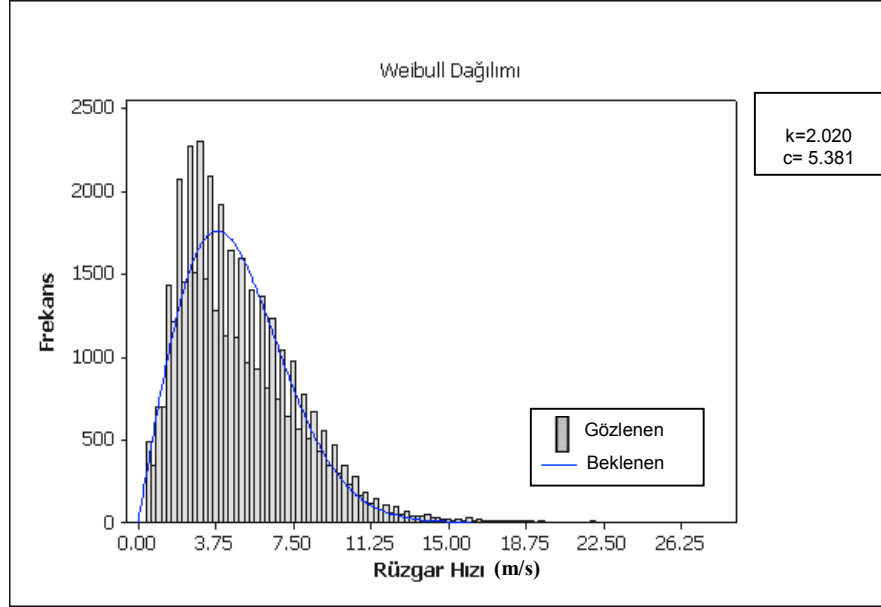


Şekil C.47. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi

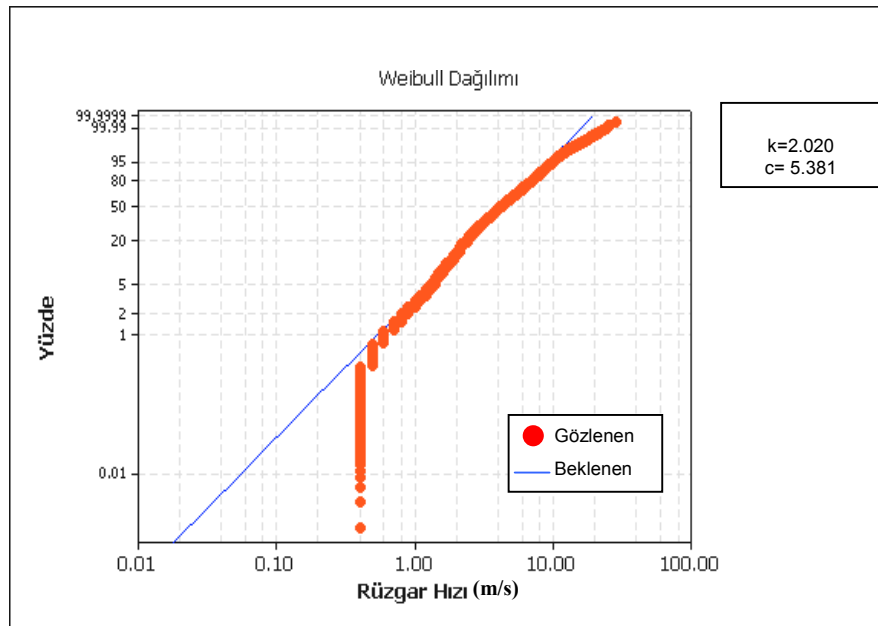


Şekil C.48. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

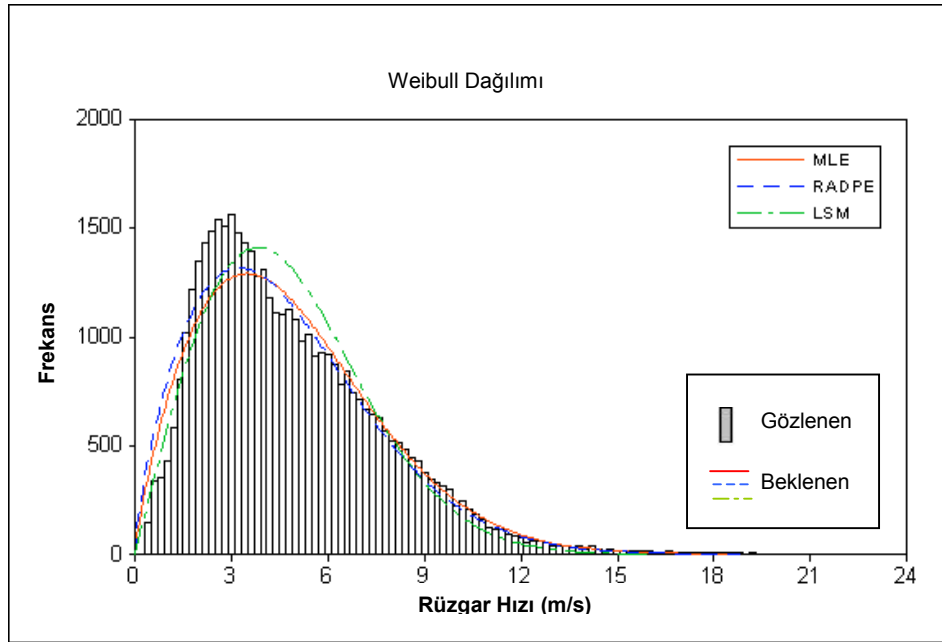
1.3. En Küçük Kareler Metodu (LSM)



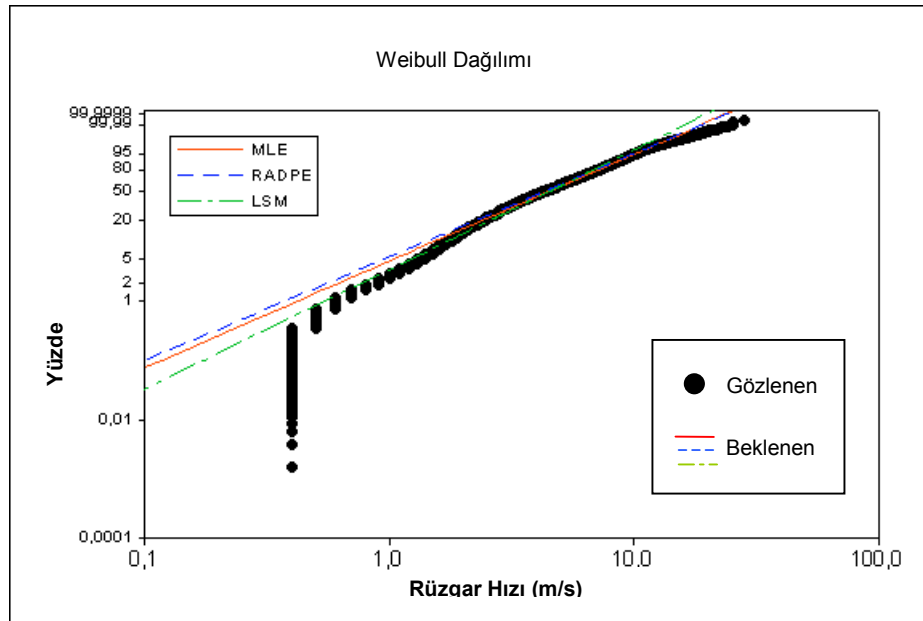
Şekil C.49. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



Şekil C.50. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi LSM Tahmin Yöntemine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği



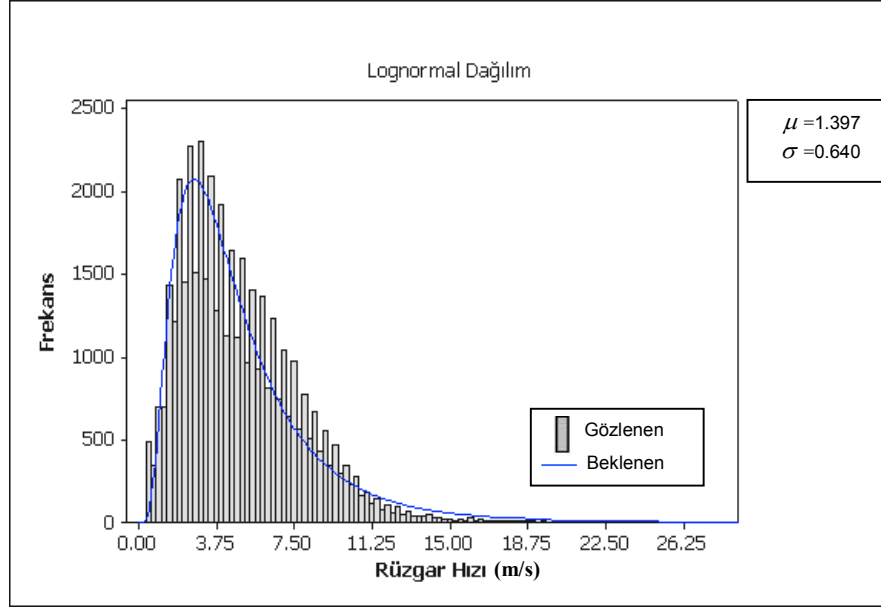
Şekil C.51. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Weibull Dağılım Eğrisi



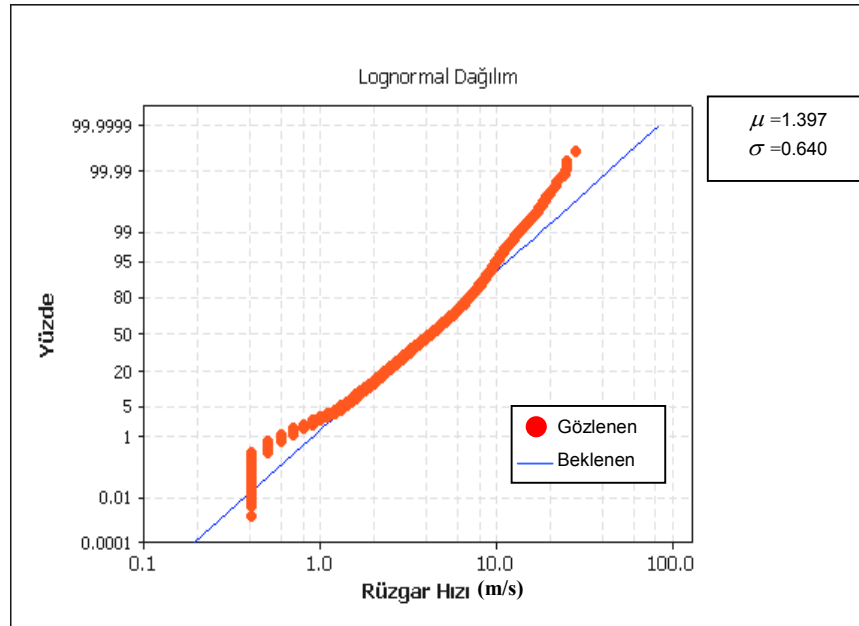
Şekil C.52. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Weibull Dağılımı İçin Uyum Grafiği

2. Lognormal Dağılım

2.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

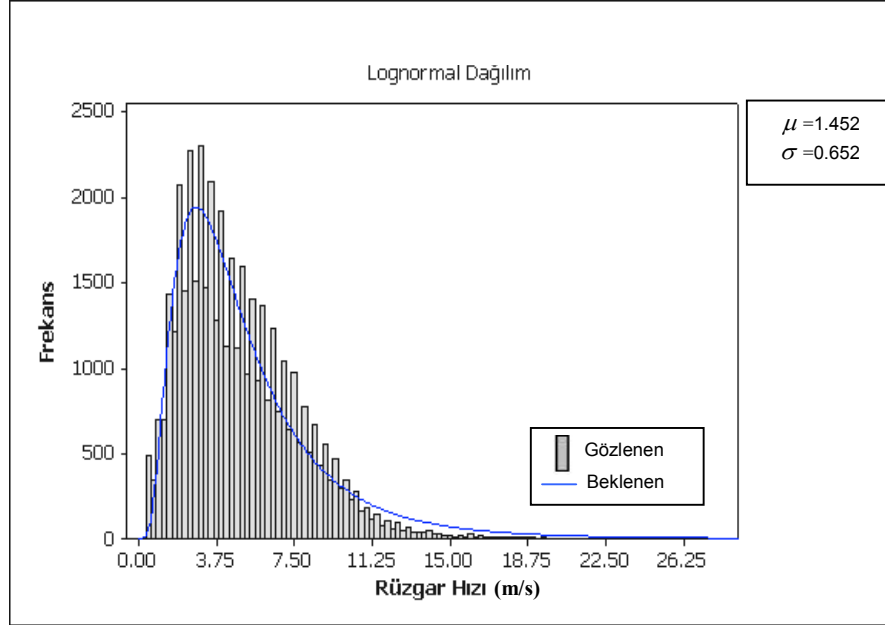


Şekil C.53. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi

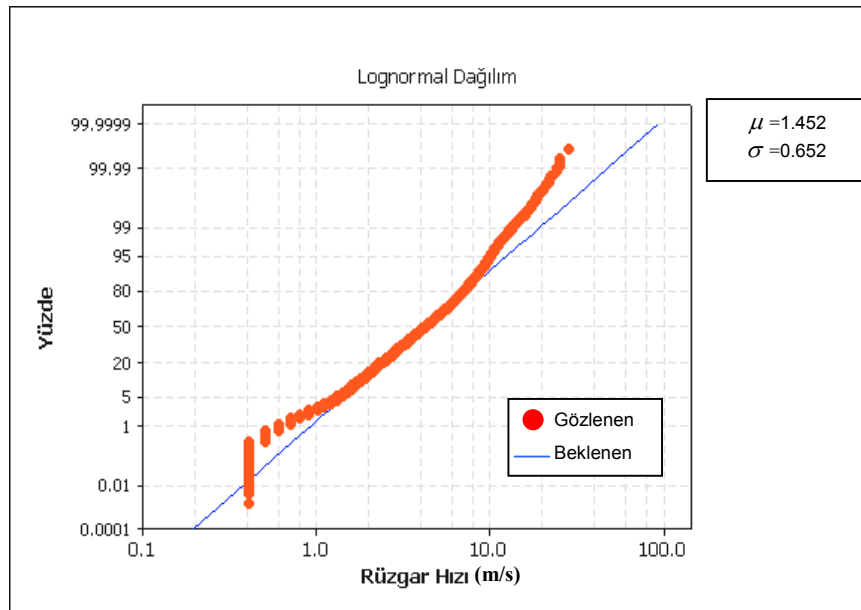


Şekil C.54. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

2.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)

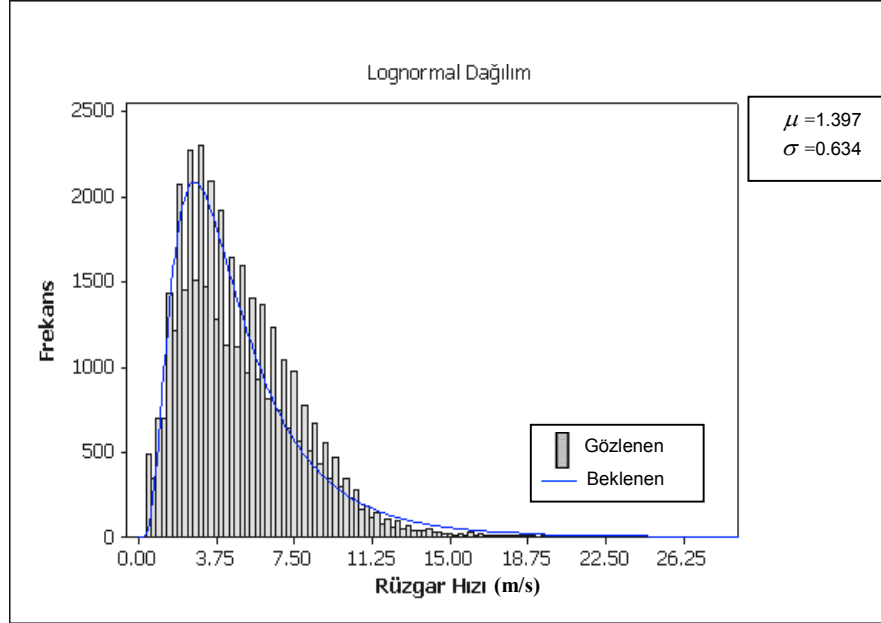


Şekil C.55. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi

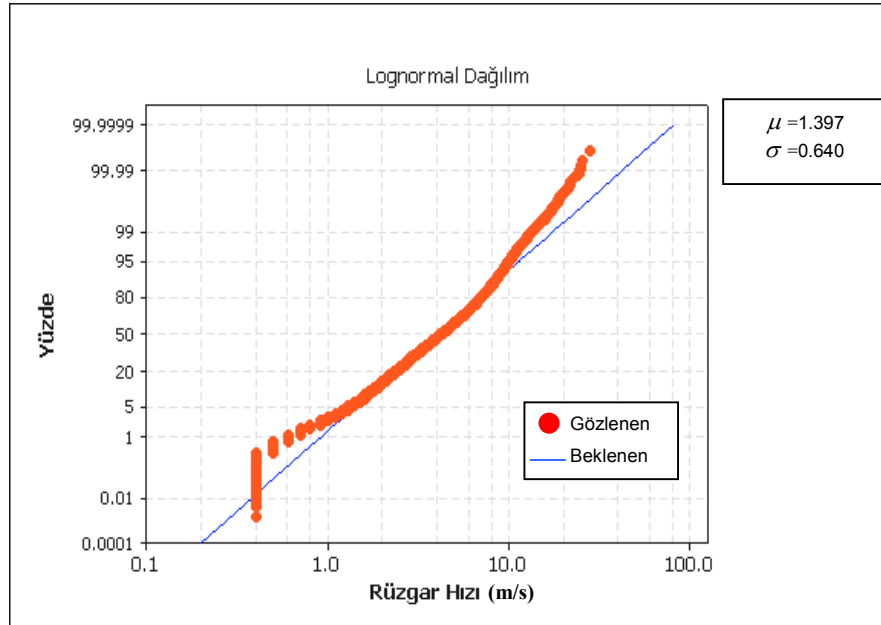


Şekil C.56. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

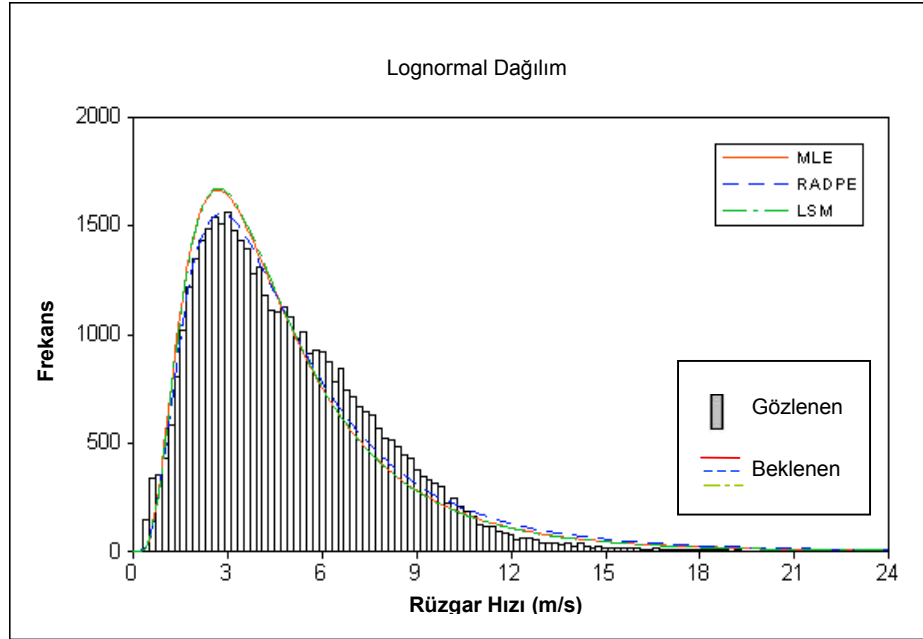
2.3. En Küçük Kareler Metodu (LSM)



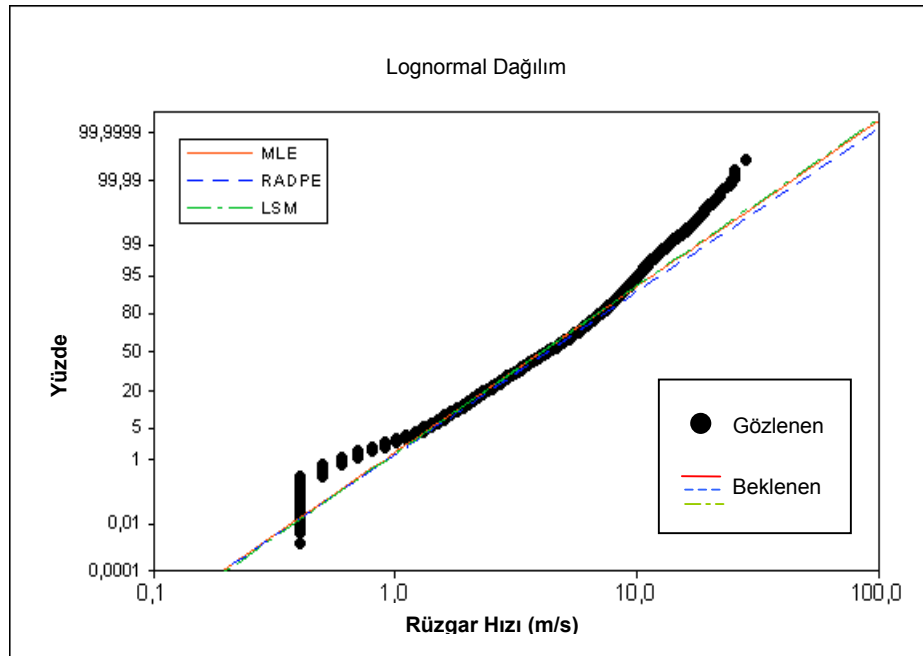
Şekil C.57. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle LSM Tahmin Yöntemine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



Şekil C.58. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi LSM Tahmin Yöntemine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği



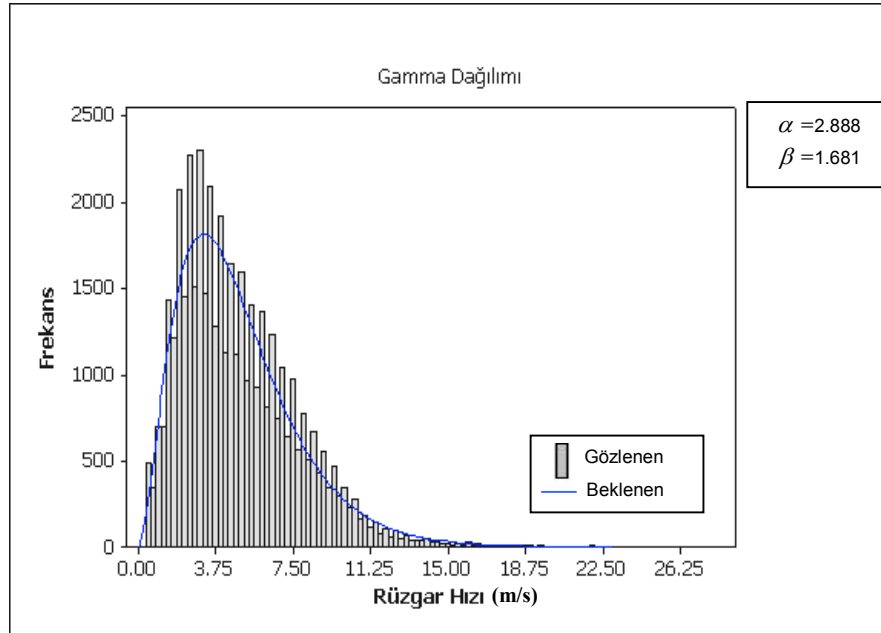
Şekil C.59. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Lognormal Dağılım Eğrisi



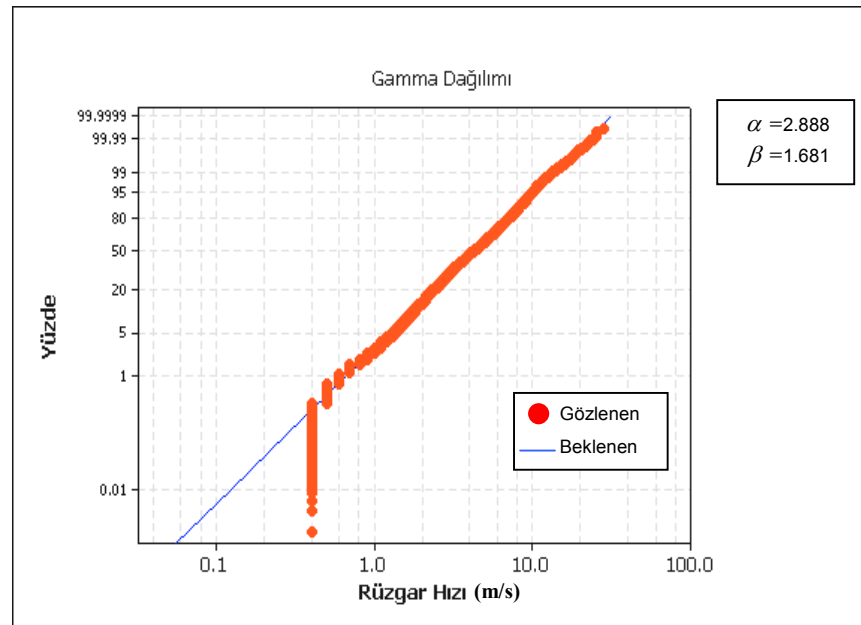
Şekil C.60. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Lognormal Dağılımı İçin Uyum Grafiği

3. Gamma Dağılımı

3.1. En Çok Olabilirlik Tahmini (MLE)

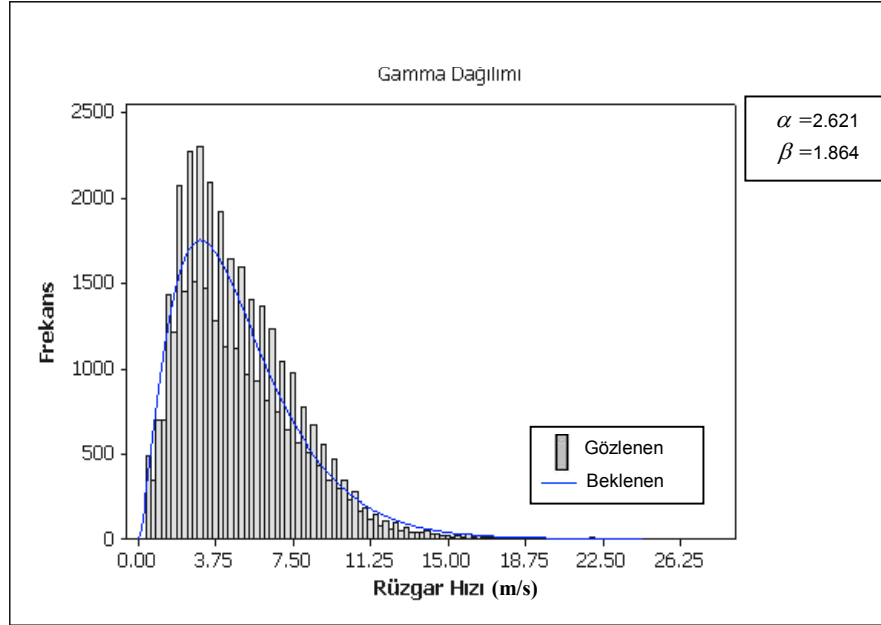


Şekil C.61. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle MLE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi

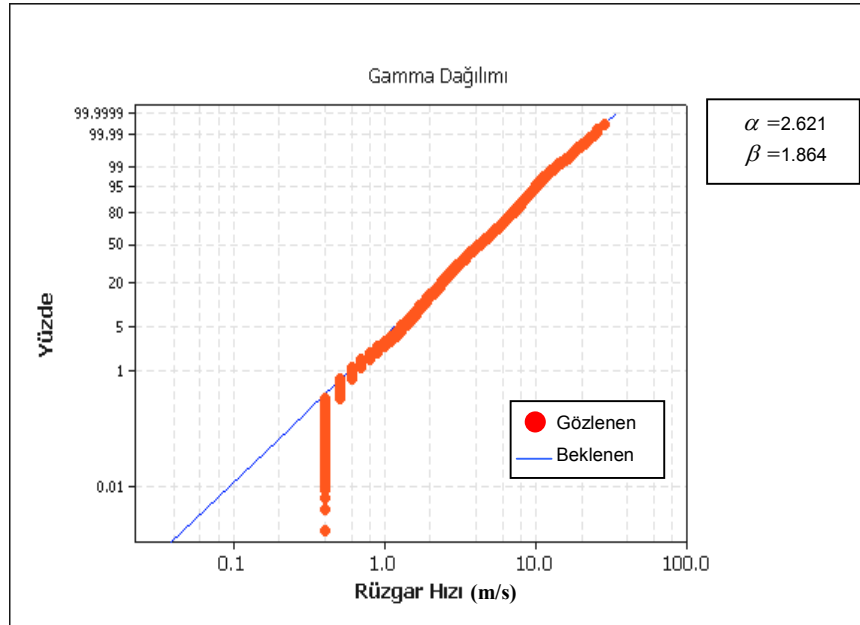


Şekil C.62. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi MLE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği

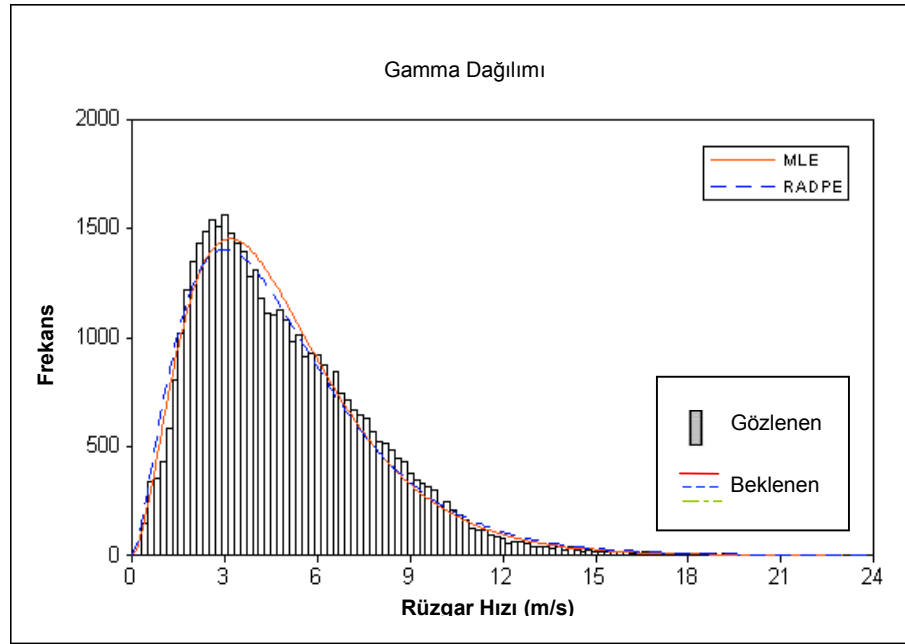
3.2. Robust Asimetrik Parametre Tahmini (RADPE)



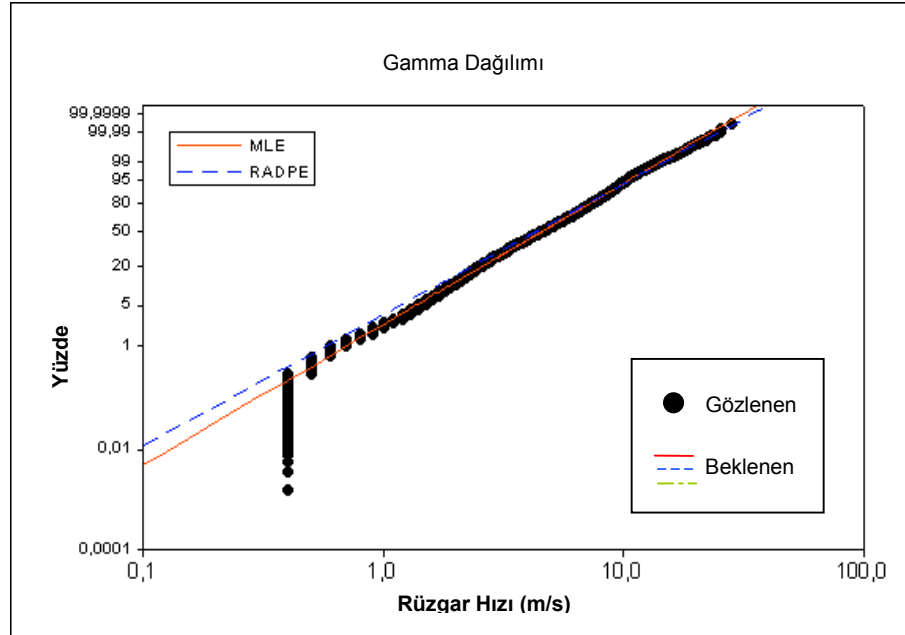
Şekil C.63. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı İle RADPE Tahmin Yöntemine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi



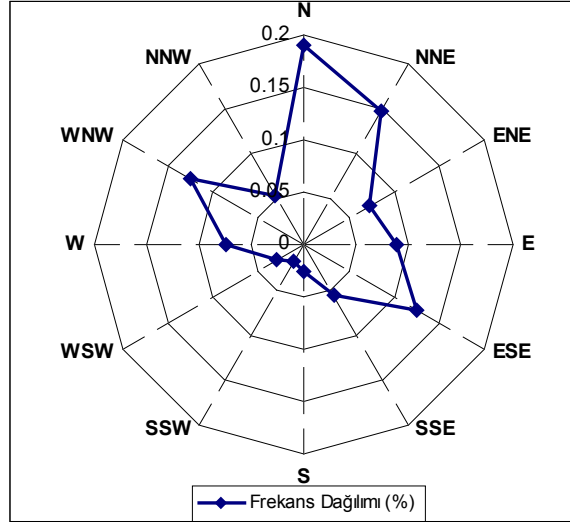
Şekil C.64. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi RADPE Tahmin Yöntemine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği



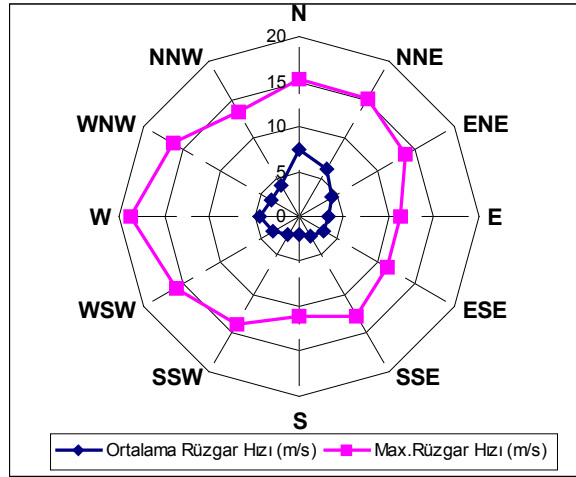
Şekil C.65. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Hız Verilerinin Frekans Dağılımı ile MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Teorik Gamma Dağılım Eğrisi



Şekil C.66. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi MLE, RADPE ve LSM Tahmin Yöntemlerine Göre Gamma Dağılımı İçin Uyum Grafiği



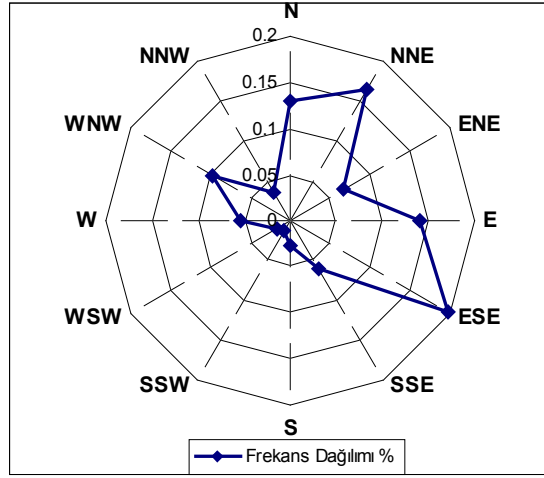
Şekil D.1. Temmuz 2001 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



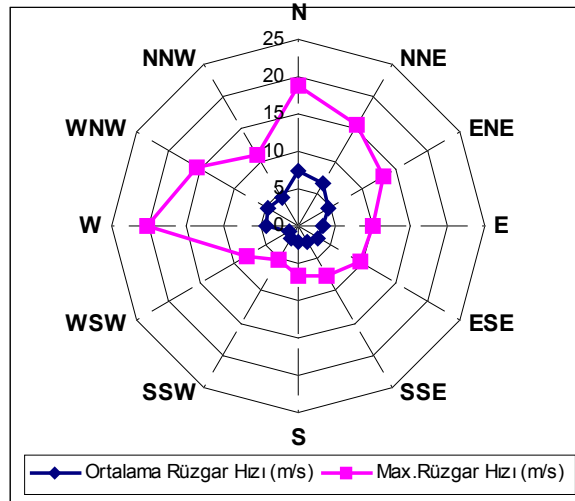
Şekil D.2. Temmuz 2001 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.1. Temmuz 2001 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	18.97	7.38	15.2
NNE	14.65	6.07	15
ENE	7.26	4.12	13.7
E	8.87	3.25	11.2
ESE	12.34	3.01	11.2
SSE	5.58	2.50	12.7
S	2.51	2.01	11.1
SSW	1.70	2.38	13.9
WSW	2.89	3.18	15.9
W	7.37	4.45	18.7
WNW	12.43	3.72	16.2
NNW	5.42	3.93	13.4



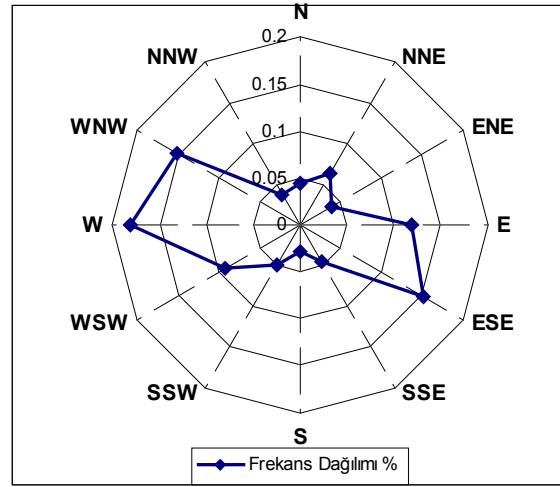
Şekil D.3. Ağustos 2001 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



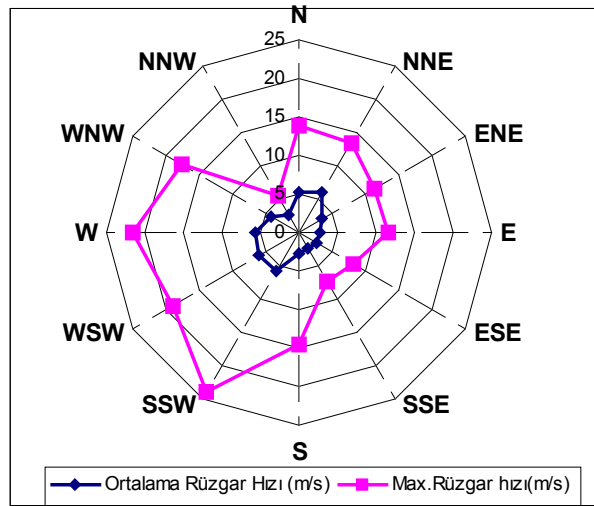
Şekil D.4. Ağustos 2001 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.2. Ağustos 2001 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	13.02	7.50	18.9
NNE	16.33	6.66	15.6
ENE	6.61	4.71	13.3
E	13.98	3.42	10.1
ESE	19.76	3.04	9.6
SSE	6.14	2.47	7.6
S	2.67	2.04	6.6
SSW	1.21	1.87	5.2
WSW	1.59	1.42	8
W	5.38	4.22	20.2
WNW	9.70	4.68	15.8
NNW	3.63	4.32	10.9



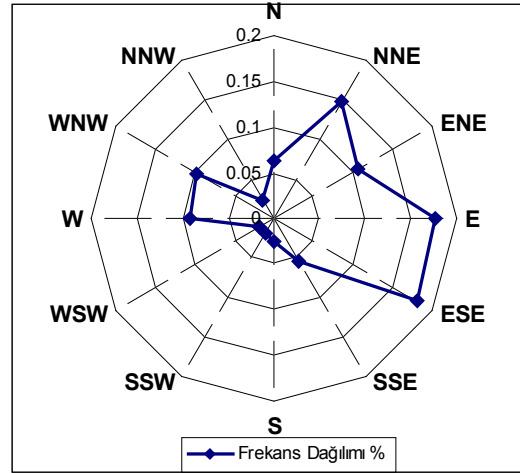
Şekil D.5. Eylül 2001 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



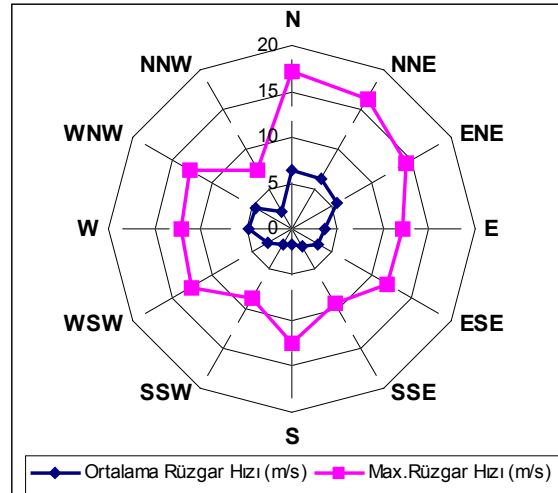
Şekil D.6. Eylül 2001 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.3. Eylül 2001 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	4.41	5.21	13.8
NNE	6.39	6.01	13.3
ENE	3.86	3.36	11.4
E	11.90	2.77	11.6
ESE	15.11	2.68	8.2
SSE	4.48	2.23	7.3
S	2.87	2.84	14.6
SSW	4.91	5.62	23.9
WSW	9.15	5.85	18.9
W	18.10	5.59	21.7
WNW	15.13	4.11	17.6
NNW	3.69	2.73	5.4



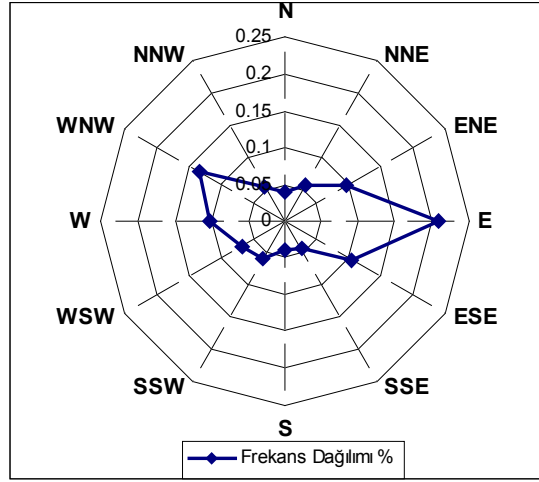
Şekil D.7. Ekim 2001 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



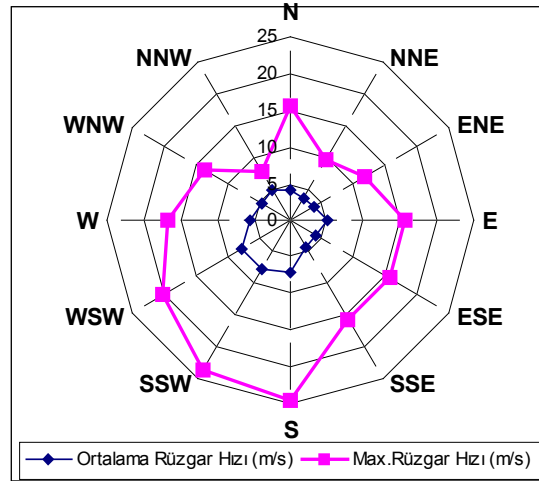
Şekil D.8. Ekim 2001 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.4. Ekim 2001 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	6.31	6.44	17.2
NNE	14.82	6.19	16.4
ENE	10.63	5.58	14.4
E	17.65	3.67	12
ESE	17.95	3.13	12
SSE	5.43	2.20	9.5
S	2.49	1.72	12.5
SSW	1.89	1.89	8.6
WSW	1.75	3.03	12.6
W	9.11	4.70	12
WNW	9.71	4.50	12.9
NNW	2.26	2.34	7.4



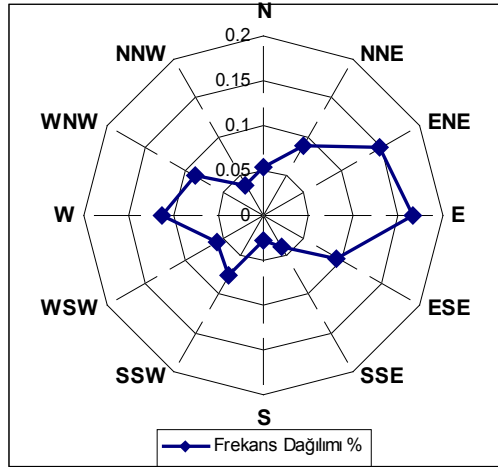
Şekil D.9. Kasım 2001 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



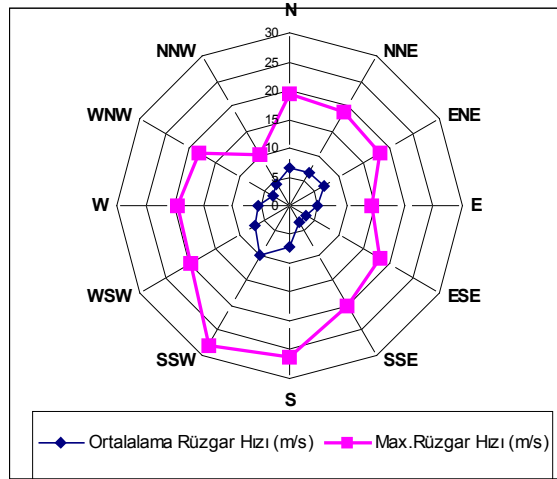
Şekil D.10. Kasım 2001 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları 1

Çizelge D.5. Kasım 2001 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	3.87	4.23	15.5
NNE	5.49	3.43	9.4
ENE	9.63	3.71	11.6
E	20.90	4.93	15.7
ESE	10.46	4.01	15.6
SSE	4.38	4.15	15.6
S	3.89	7.05	24.6
SSW	5.81	7.64	23.6
WSW	6.78	7.48	20.1
W	10.07	5.54	16.8
WNW	13.47	4.70	13.6
NNW	5.25	4.80	7.8



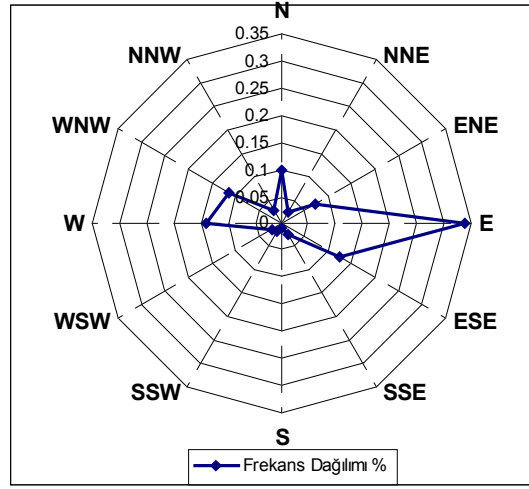
Şekil D.11. Aralık 2001 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



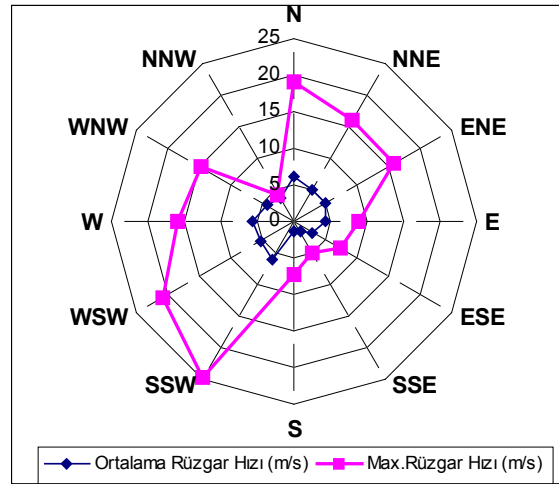
Şekil D.12. Aralık 2001 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.6. Aralık 2001 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	5.37	6.56	19.3
NNE	8.82	6.45	18.8
ENE	15.01	6.98	18.3
E	16.74	4.76	14.4
ESE	9.53	3.21	18.3
SSE	4.05	3.46	20.1
S	2.85	7.18	26.2
SSW	7.82	10.00	28
WSW	5.90	6.90	19.8
W	11.29	5.38	19.5
WNW	8.73	3.43	18.1
NNW	3.90	4.16	10.3



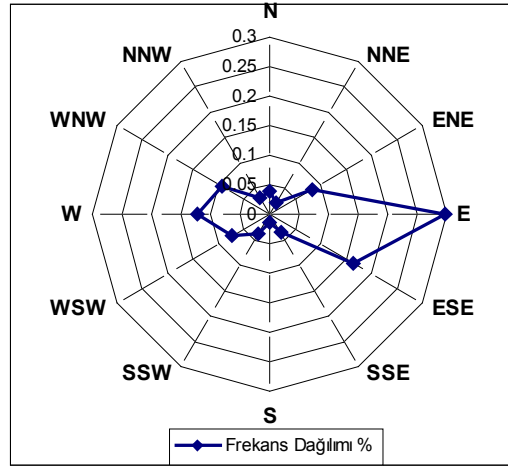
Şekil D.13. Ocak 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



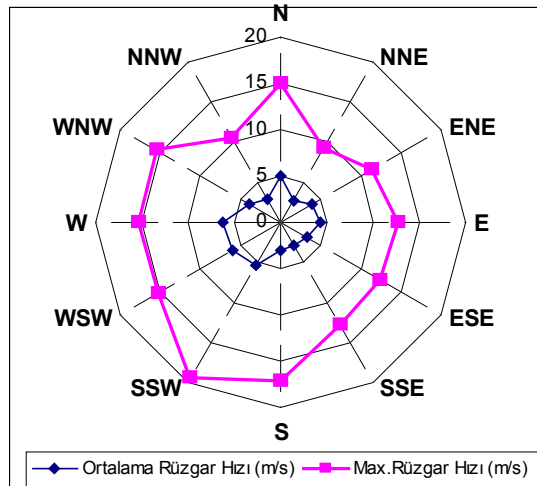
Şekil D.14. Ocak 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.7. Ocak 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	9.78	6.08	19.1
NNE	2.25	5.02	15.8
ENE	7.04	4.89	15.6
E	33.85	4.37	8.8
ESE	12.15	2.99	7.3
SSE	2.32	1.63	5.1
S	1.03	1.31	7.3
SSW	1.75	5.99	24.8
WSW	2.07	5.19	20.7
W	13.83	5.59	15.8
WNW	11.25	4.37	14.7
NNW	2.68	3.55	4.3



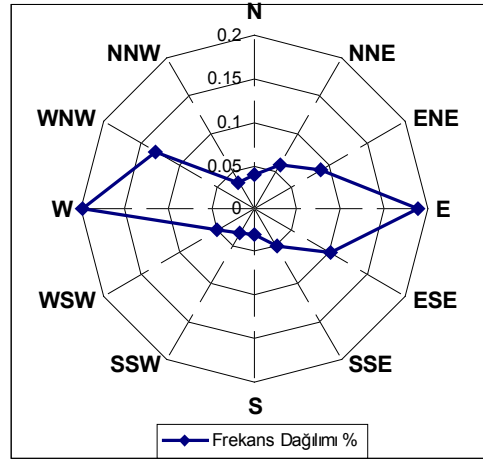
Şekil D.15. Şubat 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



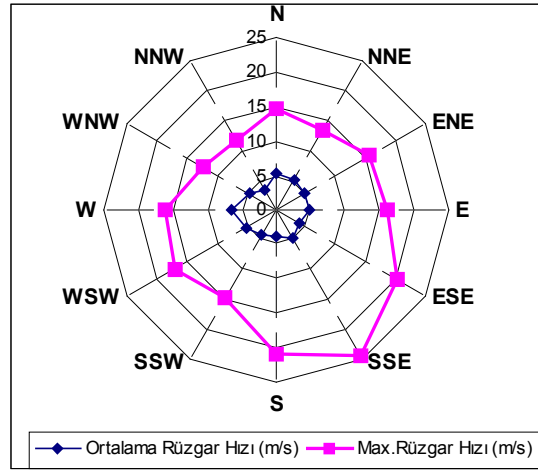
Şekil D.16. Şubat 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.8. Şubat 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	3.77	4.94	15
NNE	2.13	2.70	9.2
ENE	8.21	3.98	11.3
E	29.34	4.26	12.6
ESE	16.25	3.29	12.3
SSE	3.52	2.78	12.9
S	1.39	3.10	17.1
SSW	3.75	5.41	19.5
WSW	7.24	6.08	15.2
W	12.03	6.21	15.4
WNW	9.35	3.98	15.5
NNW	3.03	2.86	10.5



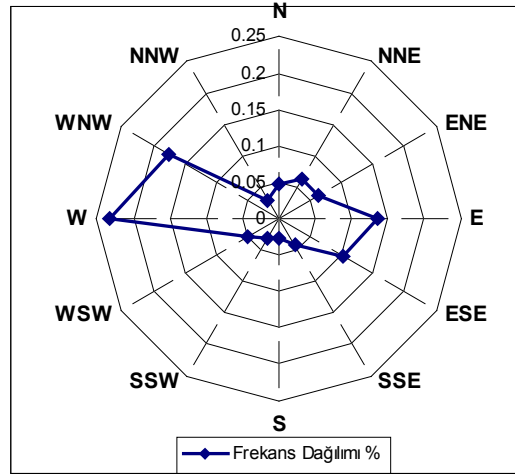
Şekil D.17. Mart 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



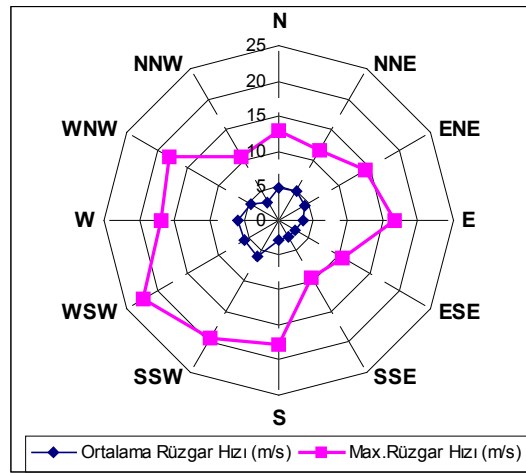
Şekil D.18. Mart 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.9. Mart 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	3.85	5.33	14.7
NNE	5.85	5.00	13.3
ENE	8.85	4.88	15.7
E	18.86	4.70	16.2
ESE	10.04	3.86	20.1
SSE	5.09	4.92	24.5
S	3.07	3.85	20.8
SSW	3.11	4.17	14.7
WSW	4.84	4.96	17
W	19.76	6.59	16.1
WNW	13.06	4.50	12.3
NNW	3.63	3.47	11.5



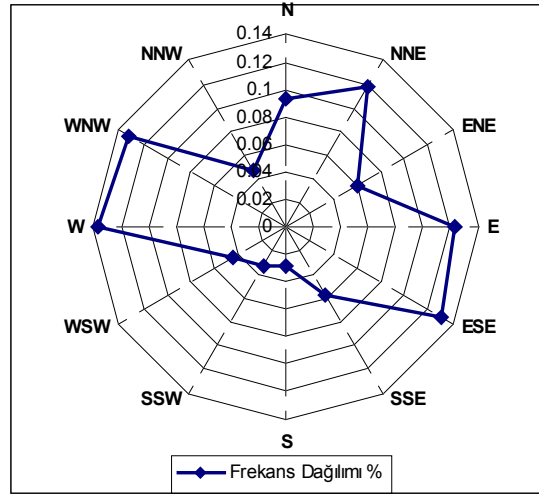
Şekil D.19. Nisan 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



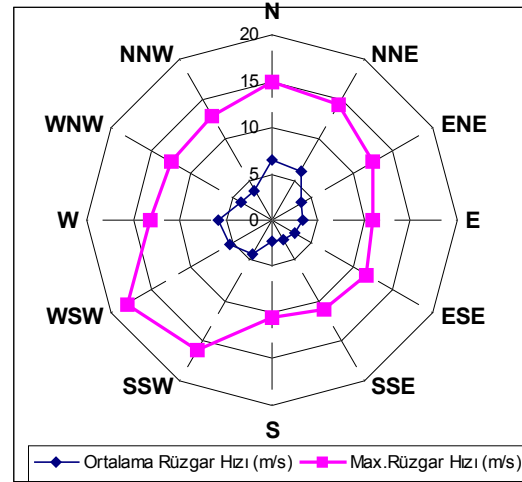
Şekil D.20. Nisan 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.10. Nisan 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	4.7	4.66	12.9
NNE	6.4	5.01	11.7
ENE	6.3	4.26	14.3
E	13.5	3.57	16.5
ESE	10.2	2.90	10.6
SSE	4.2	2.74	9.3
S	2.7	2.77	17.8
SSW	3.1	5.80	19.4
WSW	4.9	5.67	22.5
W	23.1	5.81	16.8
WNW	17.3	4.66	17.9
NNW	3	3.05	10.6



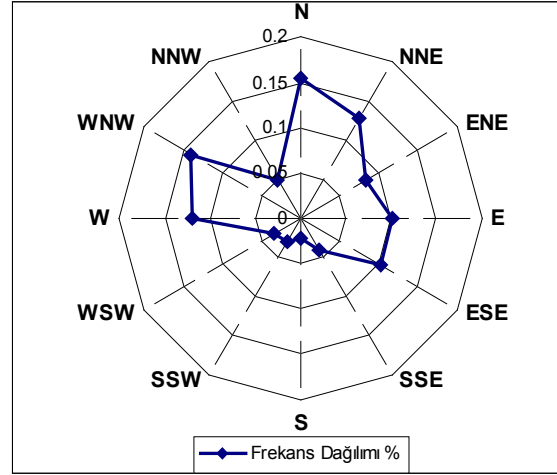
Şekil D.21. Mayıs 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



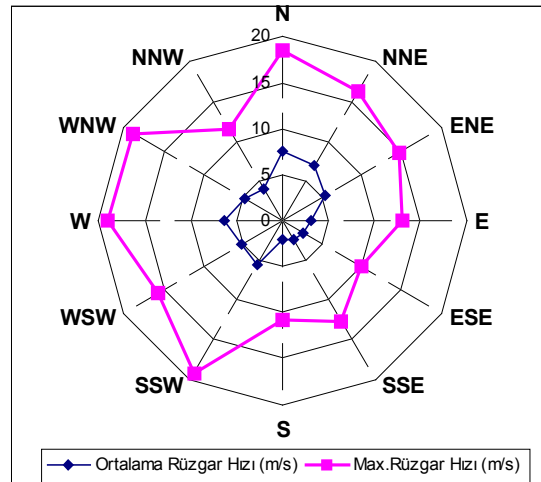
Şekil D.22. Mayıs 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.11. Mayıs 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	9.32	6.41	14.9
NNE	11.78	6.09	14.4
ENE	5.91	3.64	12.7
E	12.23	3.39	10.9
ESE	13.02	2.77	11.7
SSE	5.73	2.46	11.1
S	2.87	2.30	10.5
SSW	3.20	4.23	16.2
WSW	4.44	5.29	18
W	13.69	5.81	13.1
WNW	13.15	3.94	12.6
NNW	4.66	3.77	12.9



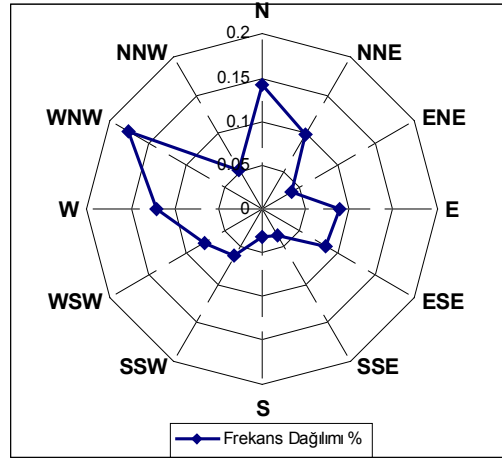
Şekil D.23. Haziran 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



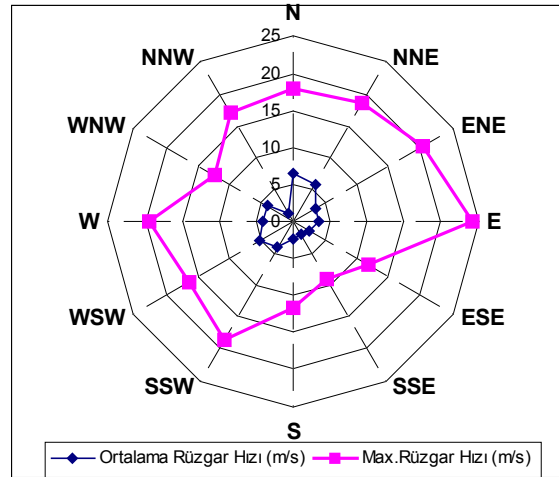
Şekil D.24. Haziran 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.12. Haziran 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	15.32	7.51	18.4
NNE	12.62	6.76	16.2
ENE	8.33	5.22	14.5
E	10.07	3.14	13
ESE	10.12	2.62	9.9
SSE	4.07	2.48	12.7
S	2.18	2.01	10.7
SSW	3.01	5.55	19.2
WSW	3.38	5.16	15.6
W	11.99	6.28	18.9
WNW	14.00	4.82	18.8
NNW	4.91	4.01	11.5



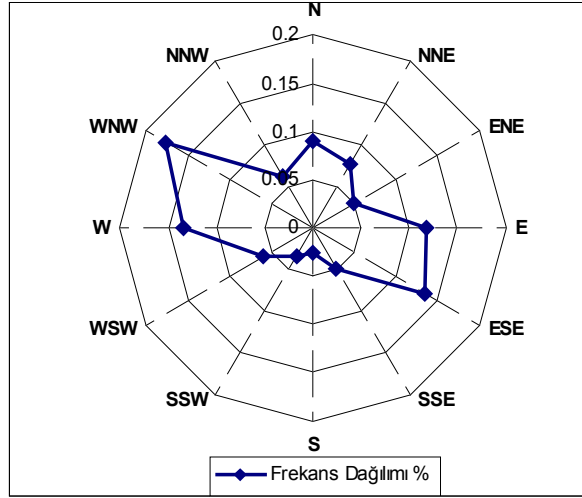
Şekil D.25. Temmuz 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



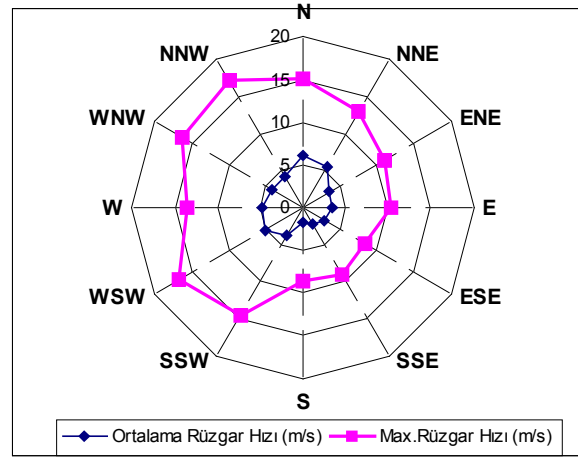
Şekil D.26. Temmuz 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.13. Temmuz 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	14.19	6.40	17.9
NNE	9.84	5.84	18.4
ENE	3.95	3.42	20.2
E	8.80	3.48	24.2
ESE	8.30	2.69	11.7
SSE	3.46	2.03	8.9
S	3.20	2.40	11.7
SSW	6.11	4.09	18.3
WSW	7.55	5.15	16.1
W	11.96	4.19	19.5
WNW	17.52	4.04	12.3
NNW	5.12	1.33	16.9



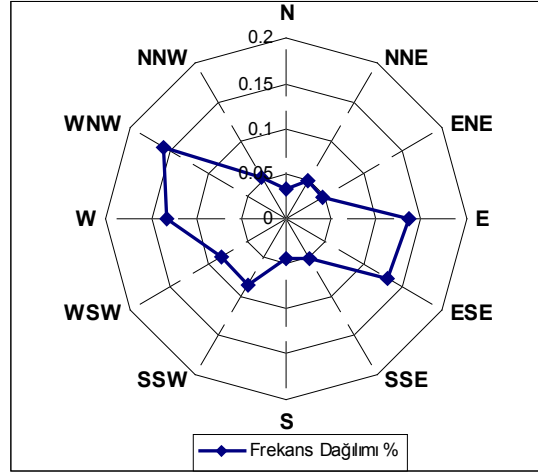
Şekil D.27. Ağustos 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



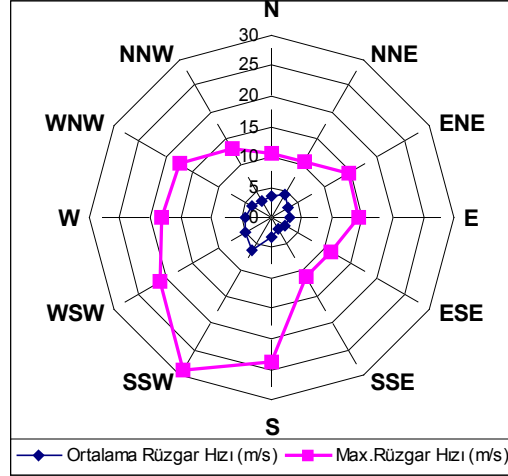
Şekil D.28. Ağustos 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.14. Ağustos 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	9.05	6.10	15
NNE	7.55	5.56	12.9
ENE	4.88	3.62	11.1
E	11.76	3.52	10.2
ESE	13.33	2.81	8.4
SSE	4.70	2.13	9
S	2.55	1.77	8.6
SSW	3.23	3.81	14.5
WSW	5.87	5.07	16.7
W	13.42	4.84	13.5
WNW	17.61	4.10	16.2
NNW	6.05	4.11	17.1



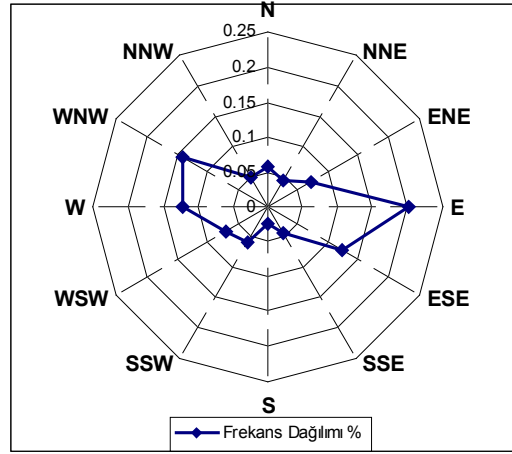
Şekil D.29. Eylül 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



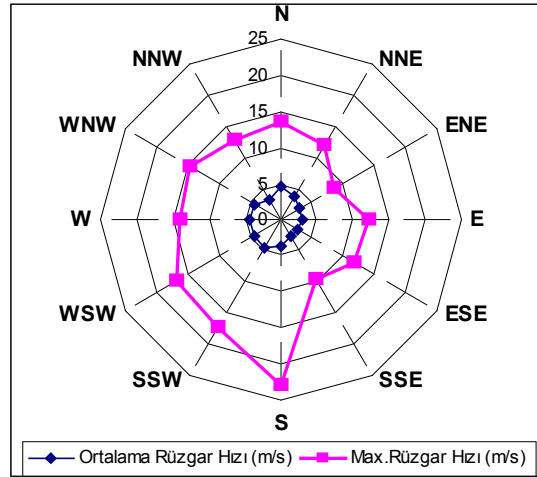
Şekil D.30. Eylül 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.15. Eylül 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	3.38	3.61	10.4
NNE	4.75	4.31	10.4
ENE	4.54	3.00	14.4
E	13.63	2.84	14.1
ESE	13.03	2.41	11.2
SSE	5.16	2.23	11.3
S	4.44	3.34	23.5
SSW	8.50	6.11	28.7
WSW	8.29	4.95	20.9
W	13.19	4.28	17.9
WNW	15.79	3.79	17.4
NNW	5.30	2.84	12.9



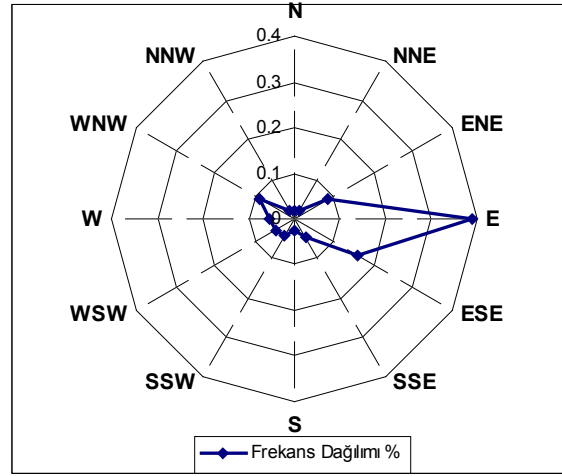
Şekil D.31. Ekim 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



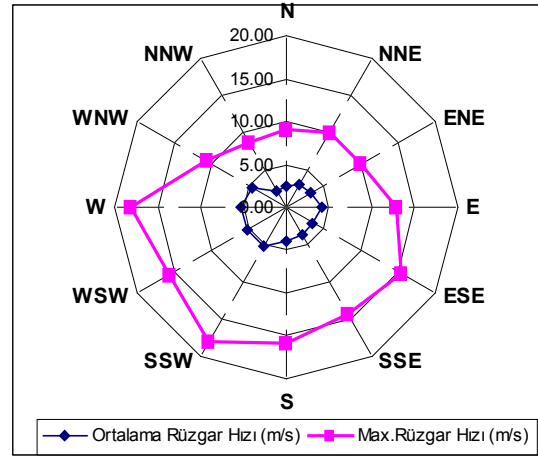
Şekil D.32. Ekim 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.16. Ekim 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	5.73	4.59	13.6
NNE	4.44	3.60	11.9
ENE	7.06	2.97	8.5
E	20.07	2.99	12.1
ESE	12.23	2.58	11.6
SSE	4.48	2.44	9.7
S	2.40	3.72	23
SSW	5.80	4.59	17.3
WSW	6.81	4.45	16.7
W	12.12	4.45	14
WNW	14.02	4.03	14.5
NNW	4.84	3.31	12.5



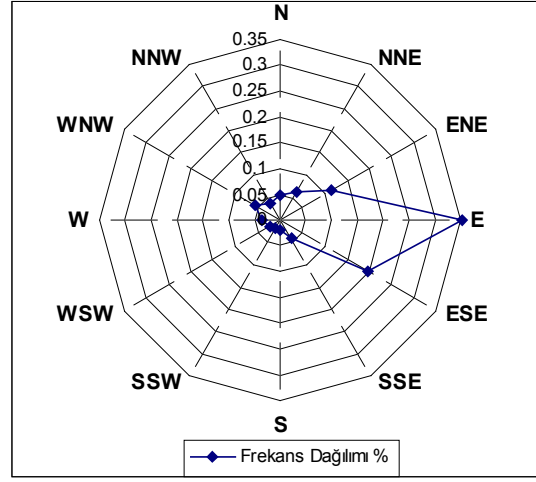
Şekil D.33. Kasım 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



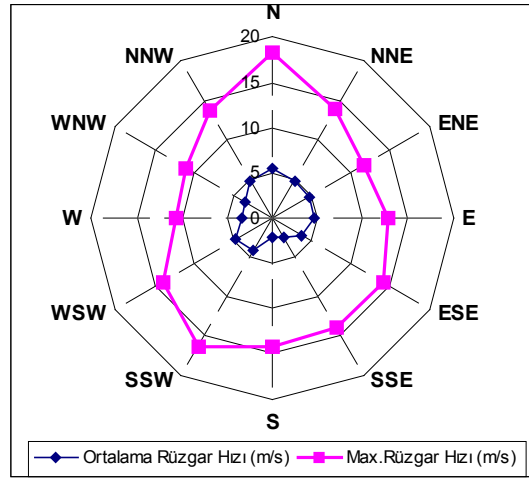
Şekil D.34. Kasım 2002 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.17. Kasım 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	1.64	2.38	9.1
NNE	2.15	2.97	10
ENE	8.24	3.20	10
E	39.03	4.16	12.9
ESE	16.06	3.63	15.5
SSE	4.56	3.72	14.3
S	2.66	3.89	15.8
SSW	4.47	5.37	18.1
WSW	4.61	5.21	15.6
W	5.53	5.31	18.1
WNW	8.84	4.49	10.7
NNW	2.20	2.35	8.7



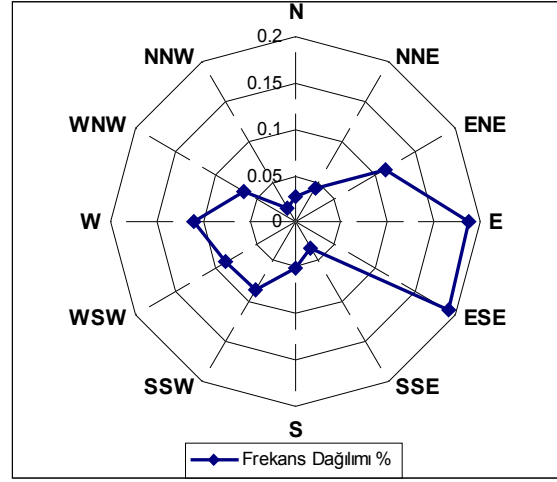
Şekil D.35. Aralık 2002 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



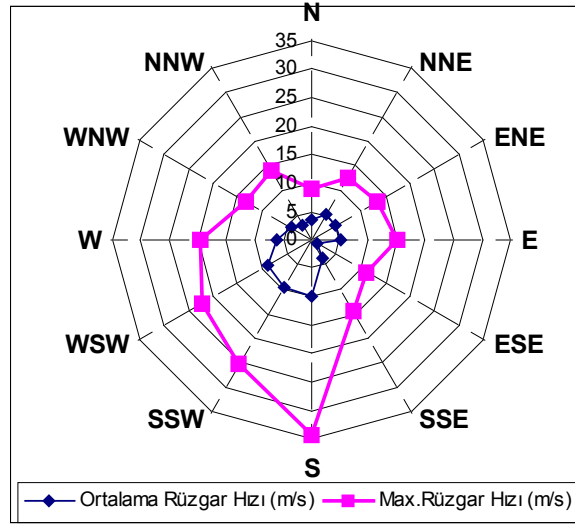
Şekil D.36. Aralık 2002 Yönel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.18. Aralık 2002 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	4.66	5.42	18.3
NNE	6.50	4.85	13.8
ENE	11.38	4.52	11.7
E	34.90	4.68	12.8
ESE	19.47	3.80	14.2
SSE	4.10	2.54	13.9
S	1.79	2.05	14.1
SSW	1.97	4.08	16.3
WSW	2.20	4.67	14
W	3.61	3.31	10.6
WNW	5.47	3.52	11
NNW	3.97	4.76	13.7



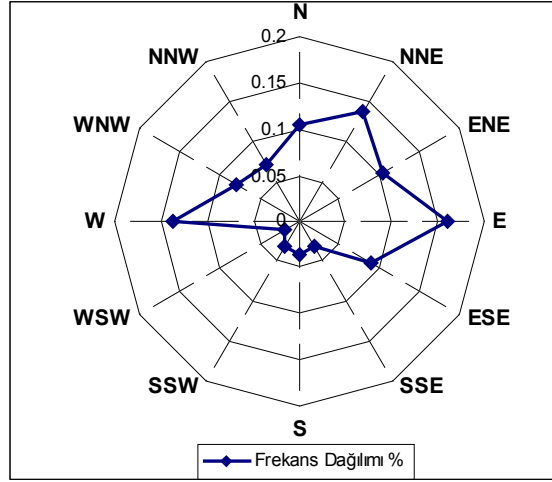
Şekil D.37. Ocak 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



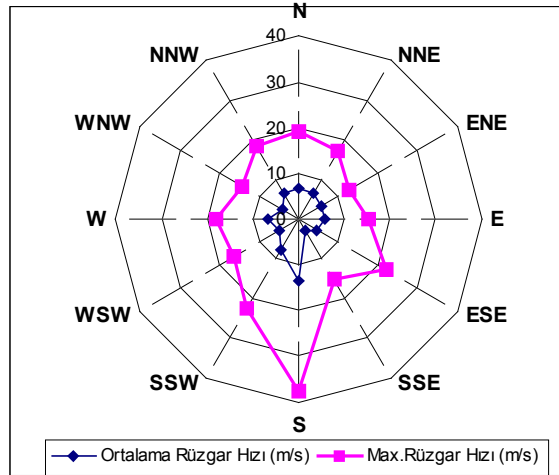
Şekil D.38. Ocak 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.19. Ocak 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	2.69	3.60	8.9
NNE	4.17	5.14	12.3
ENE	11.10	4.88	13.5
E	18.70	4.95	15
ESE	19.08	1.22	11.2
SSE	3.18	3.84	14.4
S	5.00	9.95	33.9
SSW	8.49	9.59	25
WSW	8.59	8.76	22.1
W	11.00	6.17	19.3
WNW	6.42	4.04	13.1
NNW	1.60	2.83	14



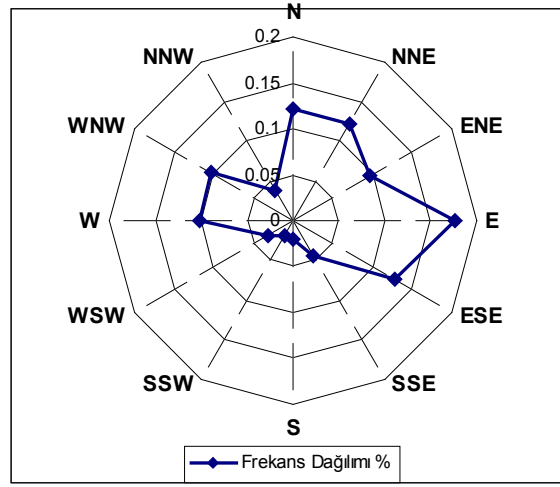
Şekil D.39. Şubat 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



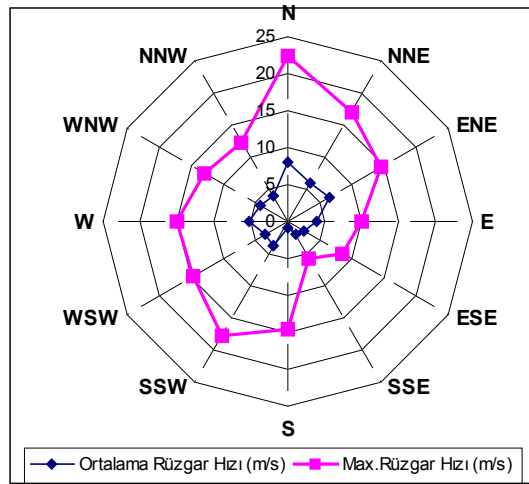
Şekil D.40. Şubat 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.20. Şubat 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	10.43	6.69	19.2
NNE	13.75	6.26	17.1
ENE	10.43	5.62	12.6
E	16.11	5.64	15.3
ESE	9.10	4.59	21.8
SSE	3.00	2.83	15.1
S	3.67	13.48	37.4
SSW	3.02	7.65	22.5
WSW	1.76	4.92	16.2
W	13.66	6.77	17.9
WNW	7.98	3.89	14.3
NNW	7.09	6.20	18.5



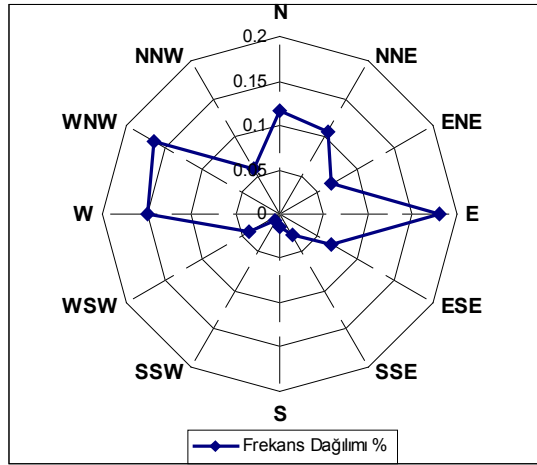
Şekil D.41. Mart 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



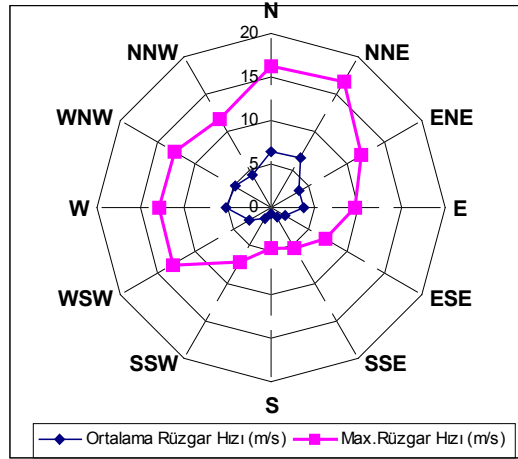
Şekil D.42. Mart 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge E.21. Mart 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	12.19	8.14	22.3
NNE	12.12	6.13	17.2
ENE	9.59	6.42	14.6
E	17.67	3.89	10
ESE	12.77	2.55	8.4
SSE	4.44	1.92	5.6
S	1.93	0.94	14.5
SSW	1.90	3.78	17.8
WSW	3.02	3.47	14.7
W	10.10	5.15	15
WNW	10.37	4.43	13
NNW	3.90	3.97	12.4



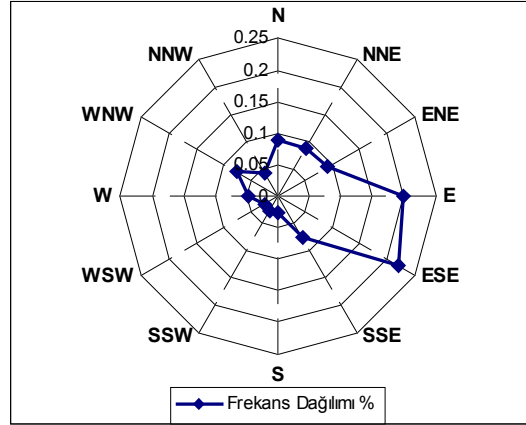
Şekil D.43. Nisan 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



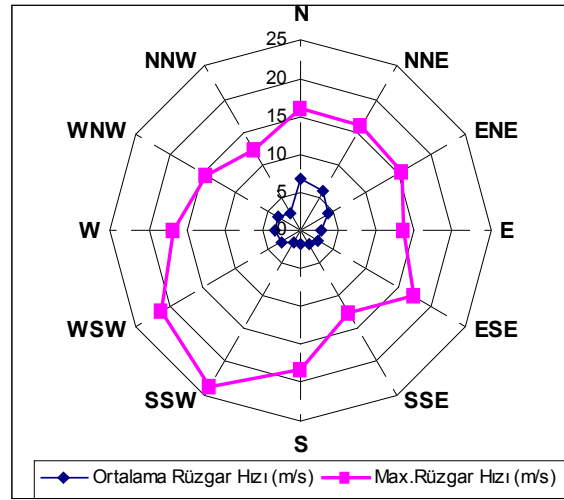
Şekil D.44. Nisan 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.22. Nisan 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	11.56	6.36	16.2
NNE	10.81	6.52	16.8
ENE	6.75	3.73	11.9
E	18.01	3.79	9.6
ESE	6.70	1.72	7.1
SSE	2.73	1.18	5.3
S	1.39	0.64	4.7
SSW	0.99	1.43	7.2
WSW	4.02	2.77	13
W	14.98	5.20	12.8
WNW	16.32	4.75	12.8
NNW	5.75	4.28	11.7



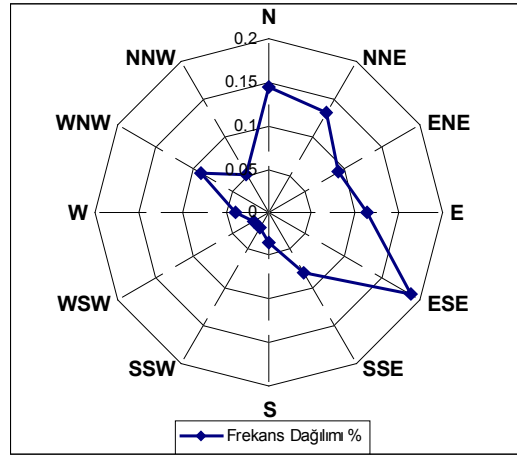
Şekil D.45. Mayıs 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



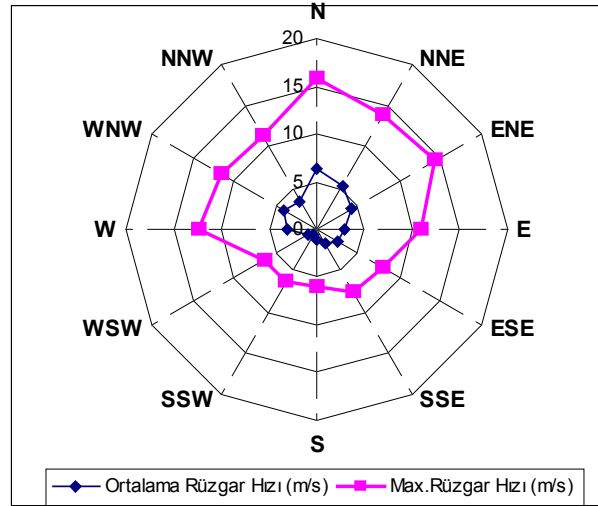
Şekil D.46. Mayıs 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.23. Mayıs 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	8.74	6.66	16.1
NNE	8.76	5.76	15.7
ENE	9.05	4.22	15.4
E	19.71	2.67	13.5
ESE	21.98	2.45	17.2
SSE	7.57	2.02	12.3
S	2.73	1.71	18.2
SSW	2.69	1.90	23.7
WSW	2.44	2.92	20.9
W	4.70	3.44	16.7
WNW	7.53	3.45	14.4
NNW	4.10	2.61	12.1



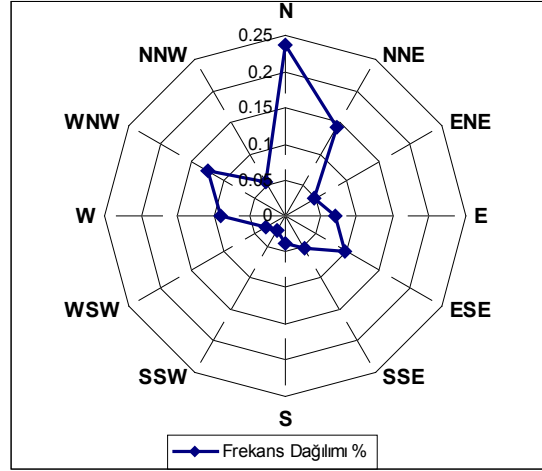
Şekil D.47. Haziran 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



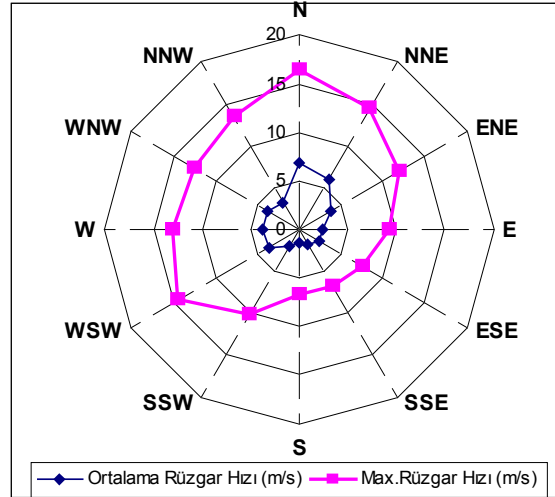
Şekil D.48. Haziran 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.24. Haziran 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	14.49	6.34	15.9
NNE	13.17	5.26	13.8
ENE	9.16	4.16	14.4
E	11.29	2.89	10.9
ESE	18.73	2.47	8
SSE	8.06	1.64	7.4
S	3.49	1.17	6
SSW	1.95	0.77	6.3
WSW	1.86	1.04	6.4
W	3.74	3.12	12.4
WNW	9.07	3.94	11.4
NNW	4.97	3.41	11.3



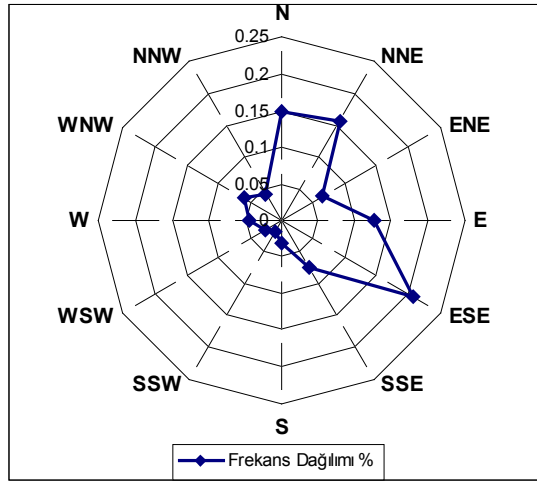
Şekil D.49. Temmuz 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



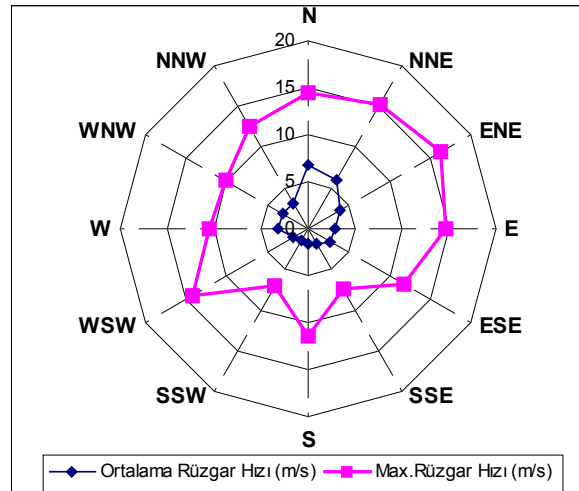
Şekil D.50. Temmuz 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.25. Temmuz 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	23.59	6.81	16.4
NNE	14.29	5.96	14.4
ENE	4.64	3.76	11.8
E	6.83	2.37	9.2
ESE	9.50	2.35	7.6
SSE	5.22	1.69	6.7
S	3.70	1.34	6.7
SSW	2.33	1.93	10
WSW	3.16	3.62	14.3
W	8.98	3.83	13
WNW	12.37	3.72	12.5
NNW	5.40	3.33	13.3



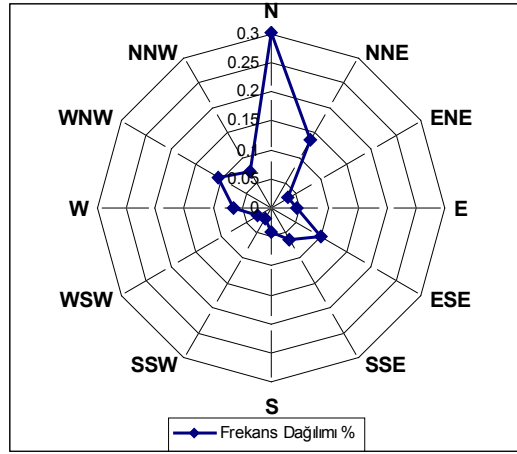
Şekil D.51. Ağustos 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



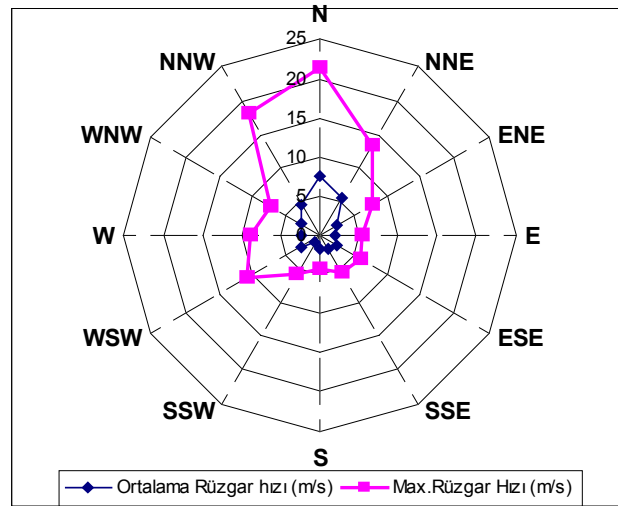
Şekil D.52. Ağustos 2003 Yönel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.26. Ağustos 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	14.86	6.78	14.5
NNE	15.71	6.11	15.1
ENE	6.46	3.95	16.2
E	12.72	2.85	14.6
ESE	20.63	2.66	11.7
SSE	7.60	1.80	7.3
S	3.00	1.52	11.4
SSW	1.74	1.46	6.9
WSW	2.73	1.74	14.2
W	4.47	3.26	10.6
WNW	5.92	3.03	10.1
NNW	4.16	2.95	12.5



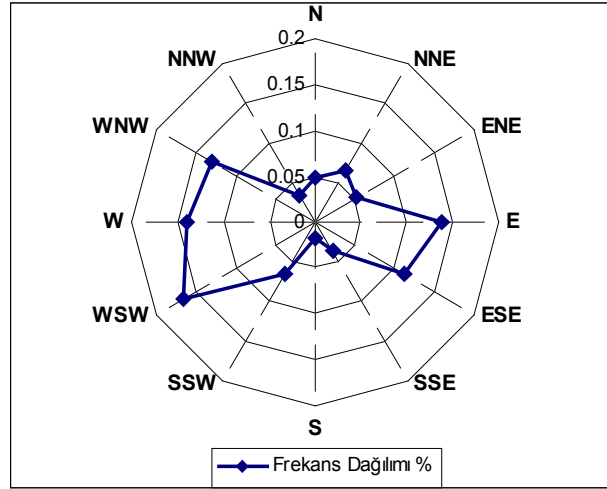
Şekil D.53. Eylül 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



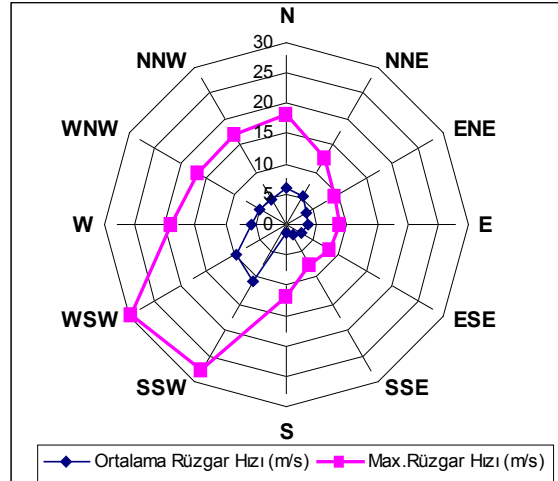
Şekil D.54. Eylül 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.27. Eylül 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	29.93	7.50	21.3
NNE	13.57	5.47	13.2
ENE	3.25	2.50	7.7
E	4.41	1.88	5.3
ESE	9.74	2.53	6
SSE	6.15	1.89	5.3
S	4.18	1.66	4.3
SSW	1.97	1.12	5.8
WSW	2.67	2.79	10.8
W	6.50	2.34	8.9
WNW	10.32	2.85	7.2
NNW	7.31	4.57	17.8



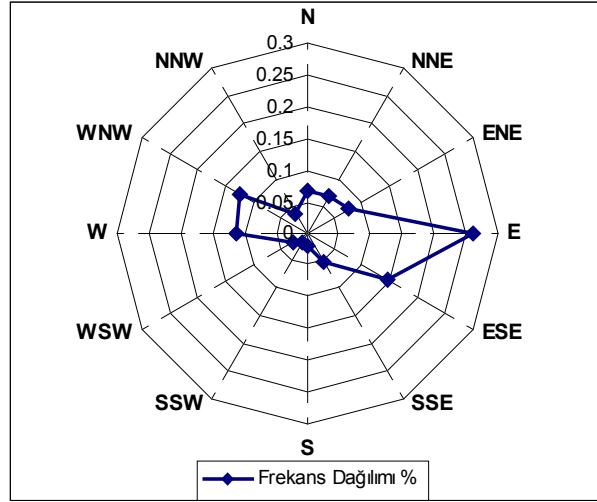
Şekil D.55. Ekim 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



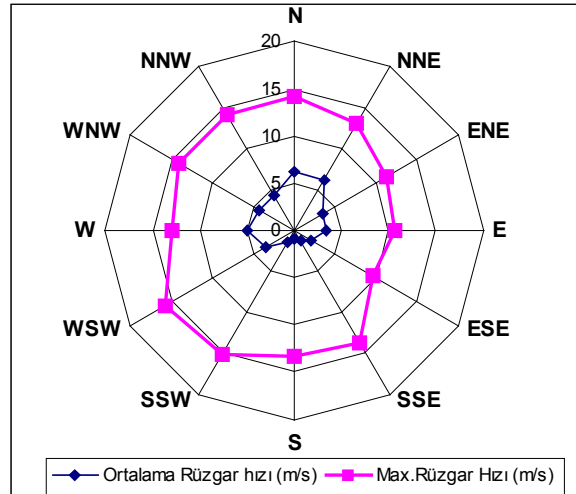
Şekil D.56. Ekim 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.28. Ekim 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	4.80	6.00	18.1
NNE	6.31	5.38	12.5
ENE	5.18	3.81	9.2
E	13.73	3.54	8.8
ESE	11.30	2.74	8.3
SSE	3.72	1.93	7.7
S	1.74	1.27	11.7
SSW	6.50	10.60	27.6
WSW	16.51	9.64	29.1
W	14.02	5.85	18.8
WNW	12.94	5.02	16.5
NNW	3.25	4.53	17



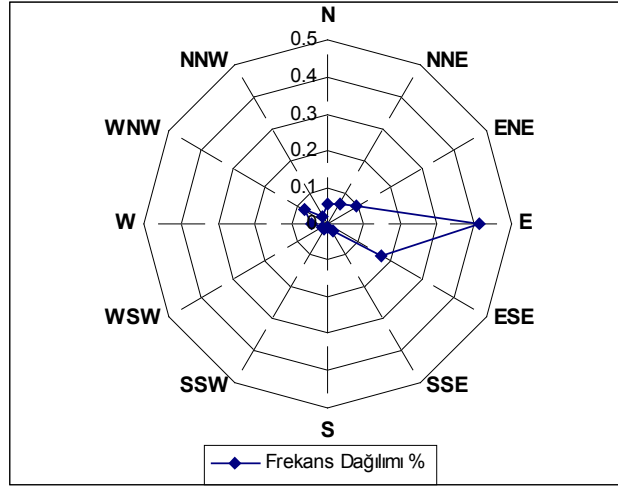
Şekil D.57. Kasım 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



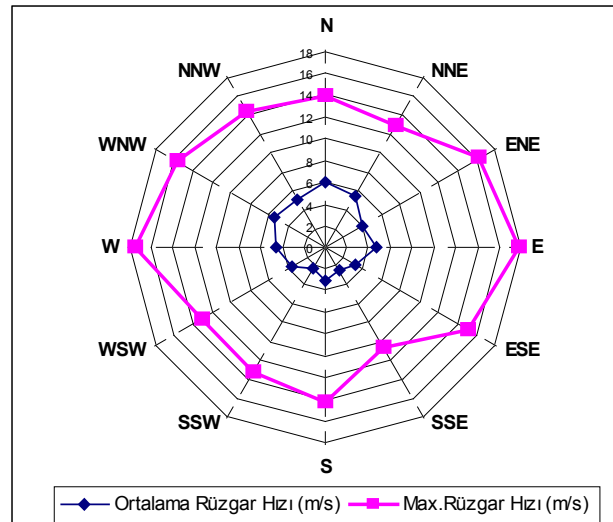
Şekil D.58. Kasım 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.29. Kasım 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	6.76	6.15	14.2
NNE	6.78	6.24	13.1
ENE	7.59	3.49	11.3
E	26.11	3.34	10.7
ESE	14.54	1.98	9.5
SSE	4.93	1.26	13.7
S	1.90	0.91	13.2
SSW	1.55	1.44	15.1
WSW	2.64	3.51	15.7
W	11.20	4.89	13
WNW	12.34	4.21	14.2
NNW	3.66	4.18	14.2



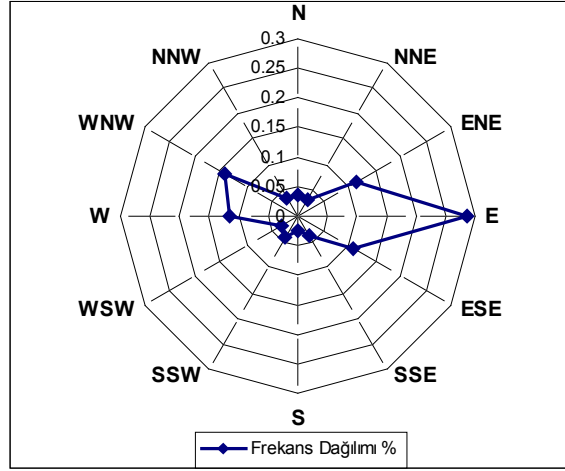
Şekil D.59. Aralık 2003 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



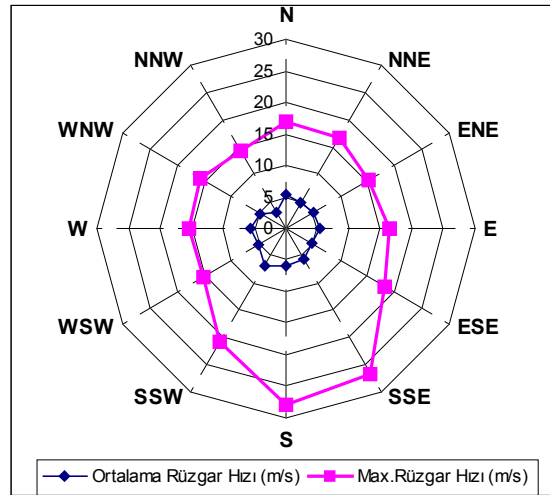
Şekil D.60. Aralık 2003 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.30. Aralık 2003 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	5.38	5.87	13.8
NNE	6.32	5.51	12.9
ENE	9.34	3.90	16.2
E	41.26	4.66	17.7
ESE	17.05	3.20	15.1
SSE	2.24	2.42	10.6
S	1.10	3.04	14.1
SSW	1.39	2.21	13.1
WSW	1.72	3.59	13
W	4.46	4.52	17.3
WNW	7.19	5.50	15.6
NNW	2.55	4.93	14.3



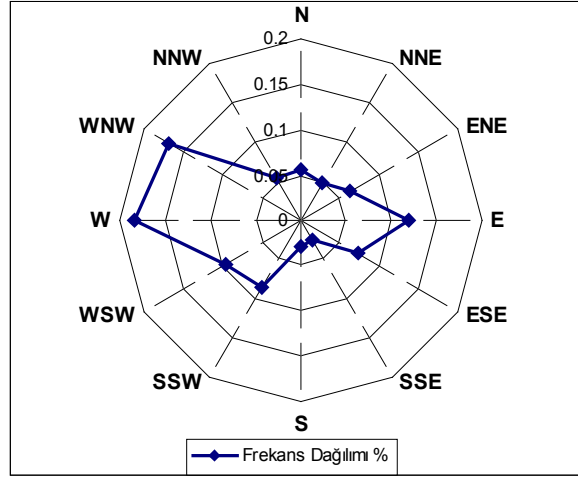
Şekil D.61. Ocak 2004 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



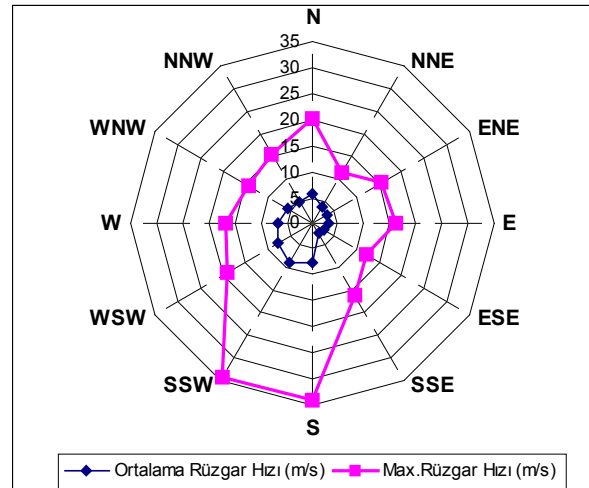
Şekil D.62. Ocak 2004 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.31. Ocak 2004 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	3.59	5.28	16.9
NNE	3.21	4.59	16.7
ENE	11.14	5.03	15.2
E	28.44	5.35	16.5
ESE	10.72	4.69	18.1
SSE	3.88	5.66	26.7
S	2.52	5.83	27.9
SSW	4.10	6.71	20.7
WSW	3.19	5.23	15
W	11.32	5.55	15.5
WNW	14.22	4.50	15.7
NNW	3.68	3.05	14.3



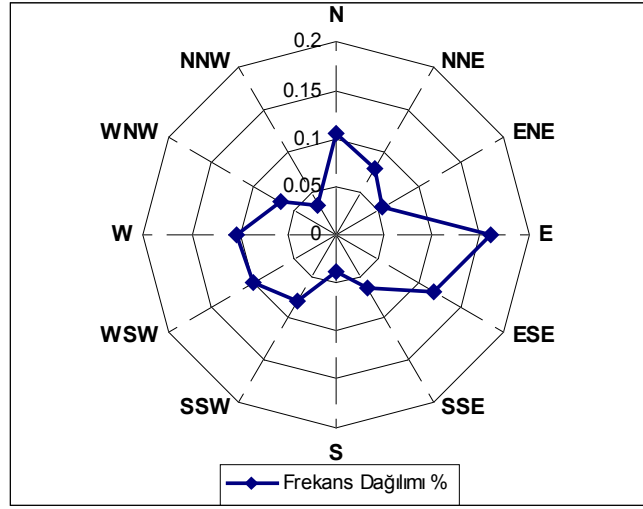
Şekil D.63. Şubat 2004 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



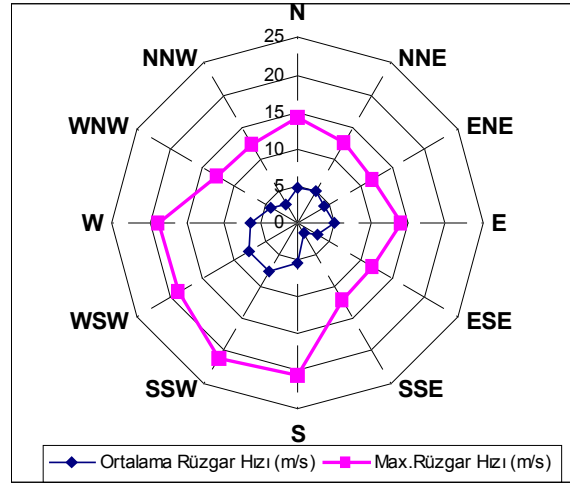
Şekil D.64. Şubat 2004 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.32. Şubat 2004 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	5.65	5.61	20.3
NNE	4.62	3.65	11.4
ENE	6.37	3.21	15.4
E	11.97	3.28	16.2
ESE	7.23	2.54	11.9
SSE	2.59	2.29	16.1
S	2.97	7.52	34.1
SSW	8.38	8.71	34.5
WSW	9.55	7.43	18.9
W	18.30	6.68	16.8
WNW	17.00	5.35	14.3
NNW	5.36	4.67	15.3



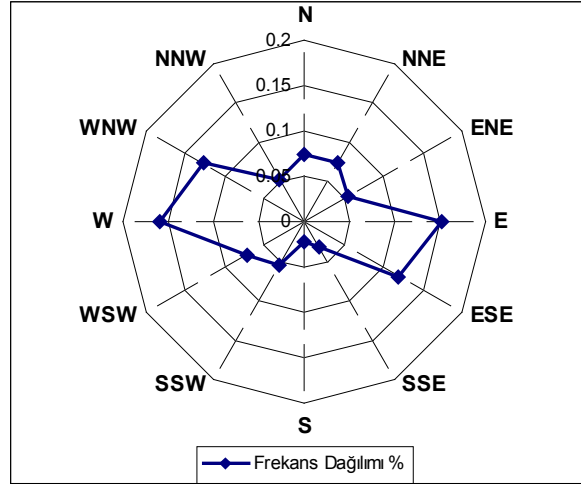
Şekil D.65. Mart 2004 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



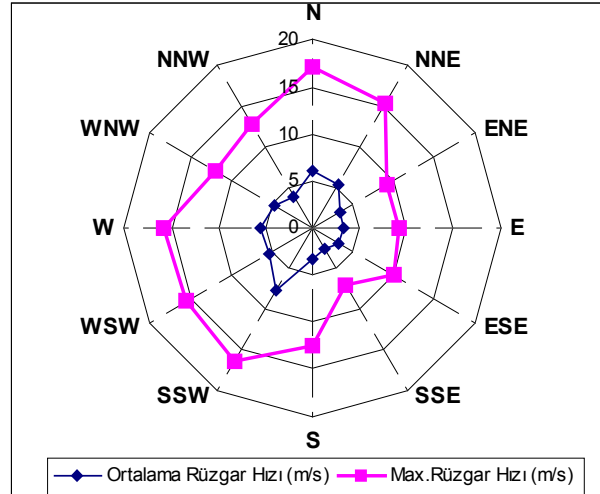
Şekil D.66. Mart 2004 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.33. Mart 2004 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	10.39	4.72	14.1
NNE	7.96	4.85	12.3
ENE	5.45	4.37	11.7
E	15.92	4.91	13.9
ESE	11.70	3.18	11.6
SSE	6.30	1.55	11.9
S	3.72	5.51	20.6
SSW	7.93	7.34	20.9
WSW	9.97	7.57	18.5
W	10.22	6.38	18.7
WNW	6.75	4.02	12.3
NNW	3.69	3.02	12.1



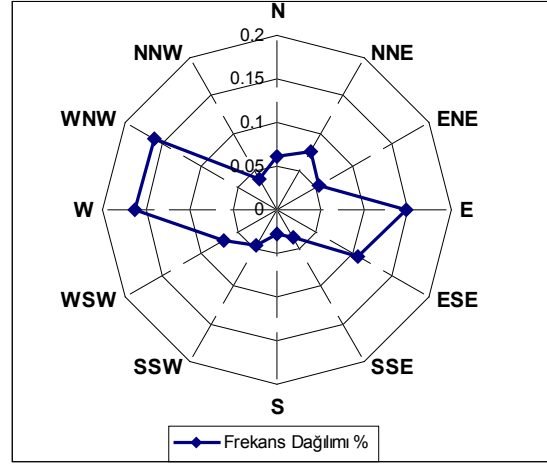
Şekil D.67. Nisan 2004 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



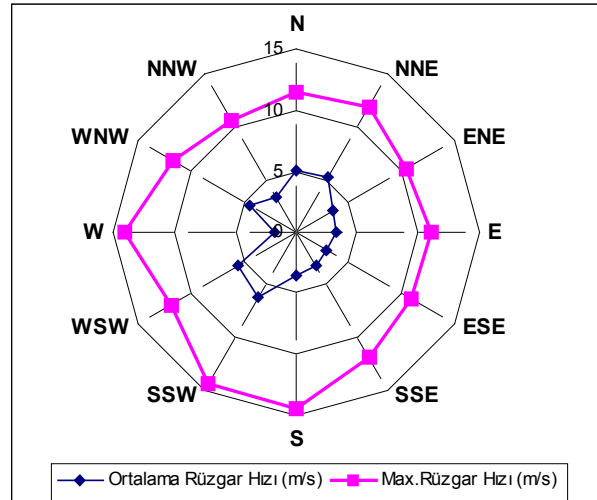
Şekil D.68. Nisan 2004 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.34. Nisan 2004 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	7.37	6.04	17
NNE	7.39	5.28	15.3
ENE	5.58	3.25	9.2
E	15.27	3.23	9.1
ESE	12.04	3.17	9.9
SSE	3.21	2.48	6.9
S	2.30	3.29	12.4
SSW	5.60	7.55	16.3
WSW	7.25	5.27	15.5
W	15.97	5.41	15.7
WNW	12.69	4.59	11.9
NNW	5.32	3.85	12.7



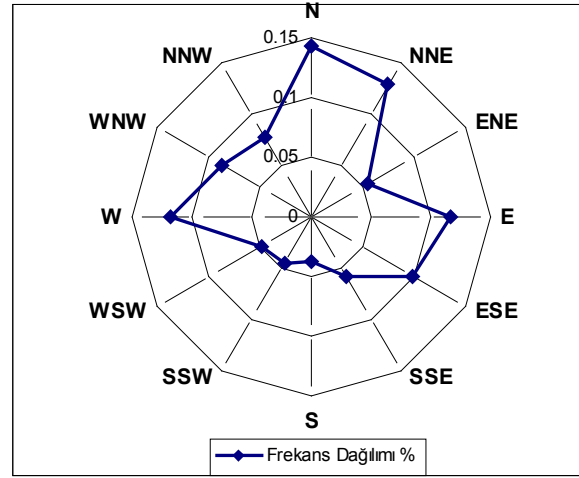
Şekil D.69. Mayıs 2004 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



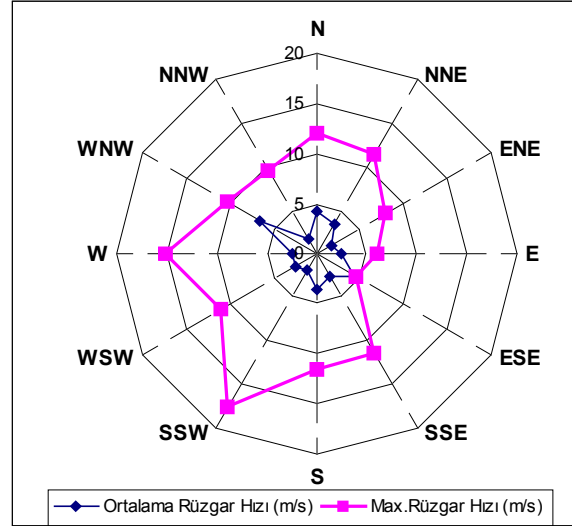
Şekil D.70. Mayıs 2004 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.35. Mayıs 2004 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	6.14	5.00	11.4
NNE	7.84	5.21	11.8
ENE	5.56	3.37	10.3
E	14.78	3.25	11.1
ESE	10.75	2.82	10.9
SSE	3.79	3.07	11.9
S	2.80	3.60	14.5
SSW	4.61	6.16	14.3
WSW	7.01	5.51	11.9
W	16.31	1.82	14
WNW	16.29	4.36	11.6
NNW	4.12	3.31	10.5



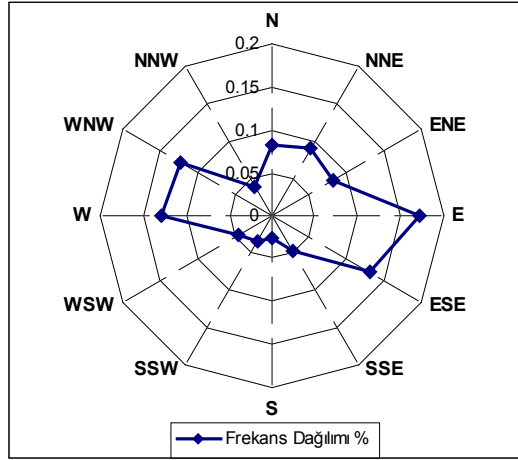
Şekil D.71. Haziran 2004 Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



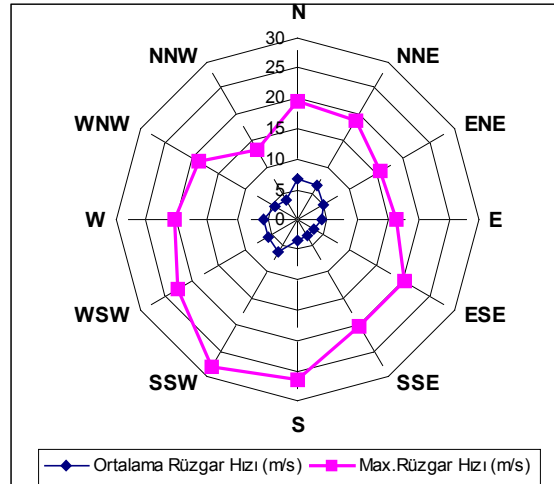
Şekil D.72. Haziran 2004 Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.36. Haziran 2004 Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	14.19	4.24	12
NNE	12.70	3.42	11.4
ENE	5.42	1.60	8
E	11.59	2.49	6
ESE	9.73	4.46	4.5
SSE	5.64	2.56	11.4
S	3.69	3.50	11.6
SSW	4.34	2.00	17.7
WSW	4.82	2.50	11.1
W	11.73	2.46	15.2
WNW	8.48	6.53	10.3
NNW	7.66	1.57	9.6



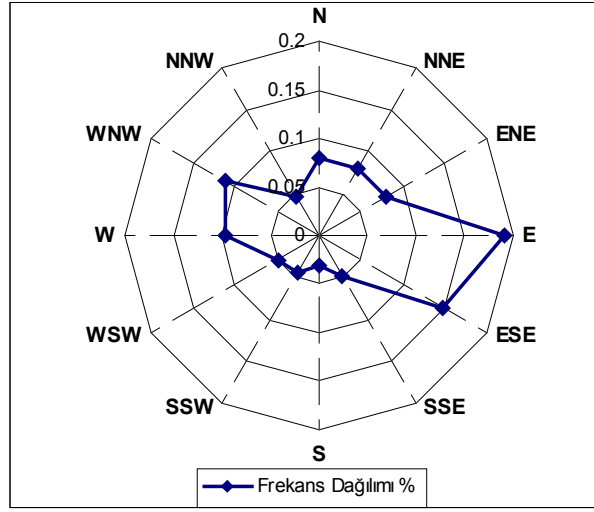
Şekil D.73. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



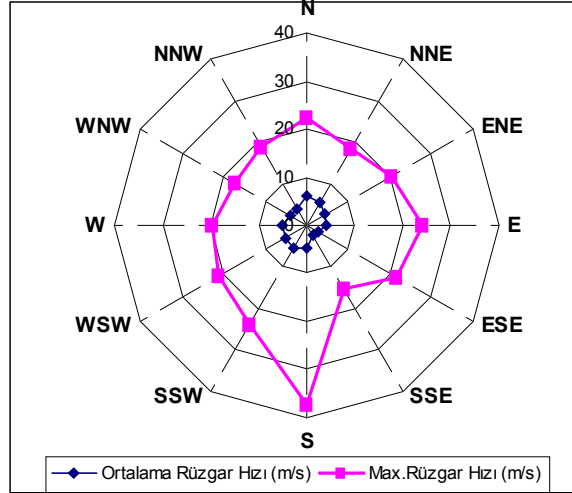
Şekil D.74. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.37. Temmuz 2001-Haziran 2002 Dönemi Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	8.29	6.58	19.3
NNE	9.03	6.40	18.8
ENE	8.16	4.89	15.7
E	17.27	4.04	16.2
ESE	13.05	3.10	20.1
SSE	4.60	2.87	20.1
S	2.55	3.50	26.2
SSW	3.44	6.12	28
WSW	4.54	5.64	22.5
W	12.95	5.69	20.2
WNW	12.27	4.32	18.8
NNW	3.85	3.72	13.4



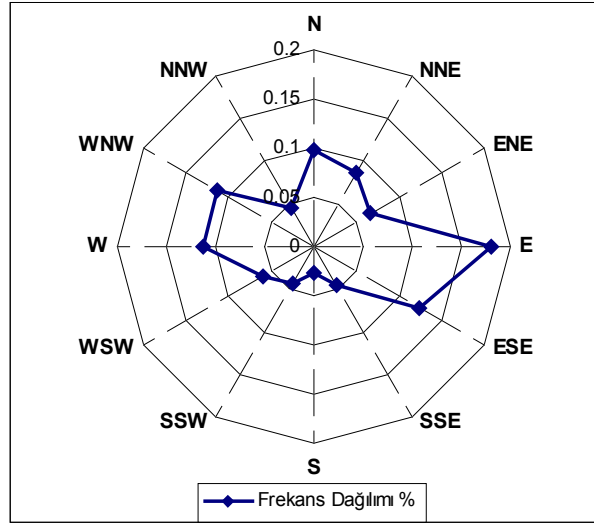
Şekil D.75. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



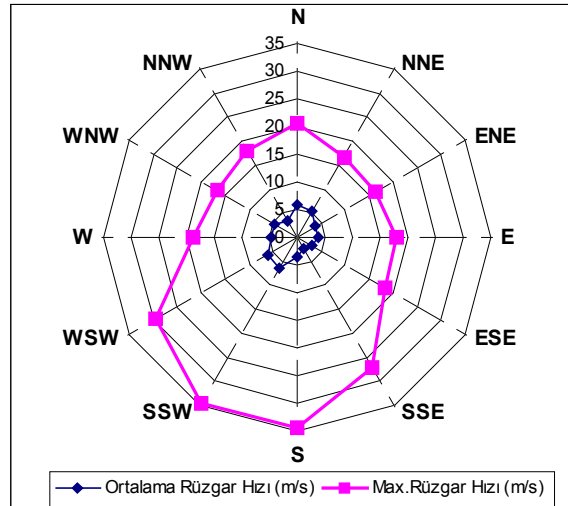
Şekil D.76. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.38. Temmuz 2002-Haziran 2003 Dönemi Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	8.03	6.22	22.3
NNE	7.98	5.50	18.4
ENE	8.09	4.39	20.2
E	19.16	3.93	24.2
ESE	14.68	2.71	21.8
SSE	4.71	2.34	15.1
S	3.03	4.66	37.4
SSW	4.29	5.57	23.7
WSW	4.85	5.24	20.9
W	9.57	4.93	19.5
WNW	11.15	4.05	17.4
NNW	4.47	3.63	18.5



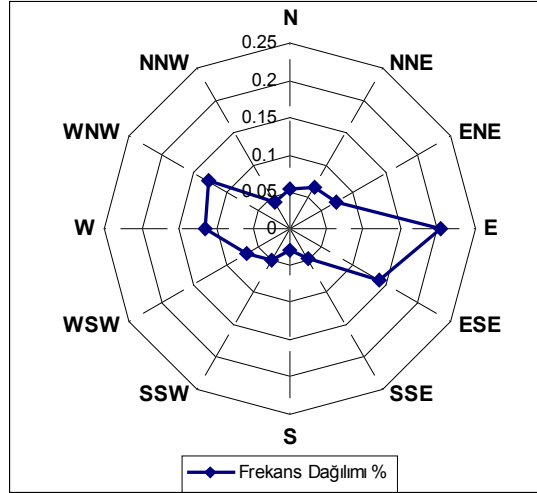
Şekil D.77. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



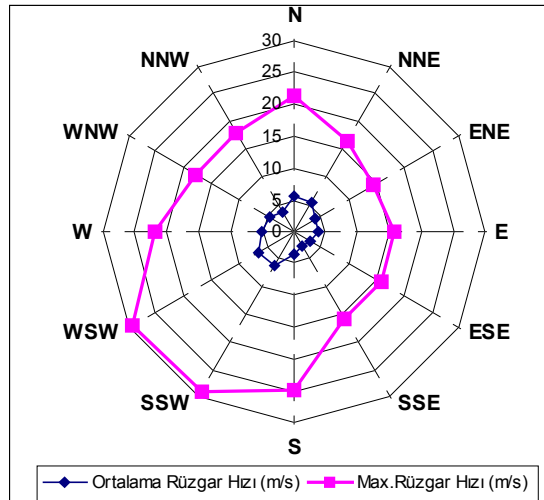
Şekil D.78. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.39. Temmuz 2003-Haziran 2004 Dönemi Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	9.83	5.94	20.3
NNE	8.63	5.24	16.7
ENE	6.61	3.73	16.2
E	18.02	3.91	17.7
ESE	12.32	3.03	18.1
SSE	4.50	2.31	26.7
S	2.71	3.51	34.1
SSW	4.25	6.37	34.5
WSW	5.84	6.18	29.1
W	11.34	4.65	18.8
WNW	11.44	4.60	16.5
NNW	4.51	3.43	17.8



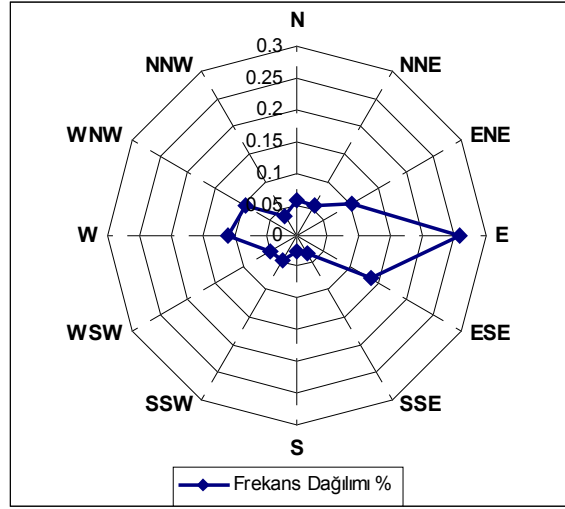
Şekil D.79. Sonbahar İçin Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



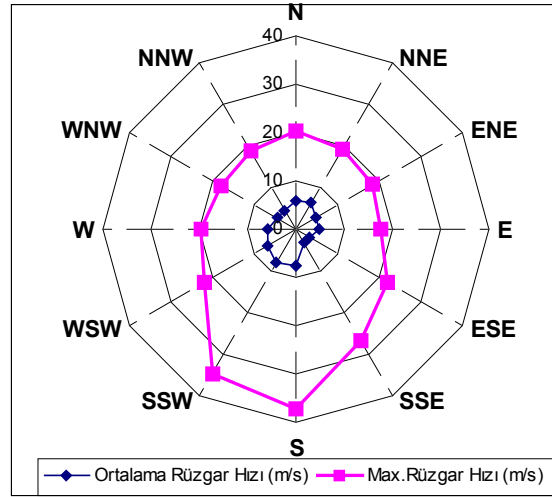
Şekil D.80. Sonbahar İçin Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.40. Sonbahar İçin Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	5.25	5.52	21.3
NNE	6.57	5.25	16.4
ENE	7.07	3.78	14.4
E	20.23	3.66	15.7
ESE	13.81	2.89	15.6
SSE	4.71	2.50	15.6
S	2.87	3.46	24.6
SSW	4.80	6.07	28.7
WSW	6.62	6.30	29.1
W	11.43	5.03	21.7
WNW	12.71	4.27	17.6
NNW	3.92	3.53	17.8



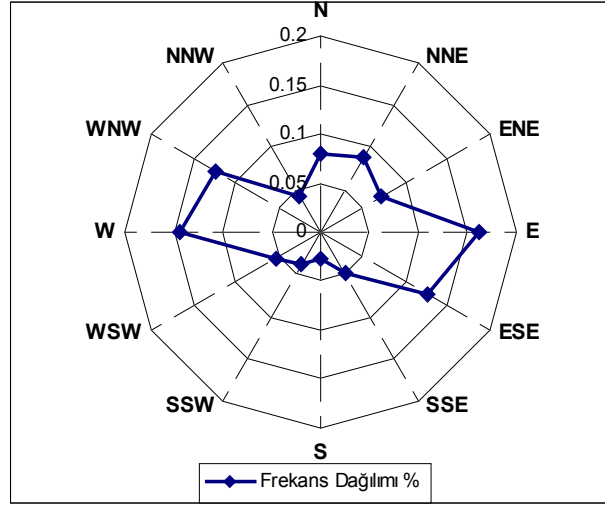
Şekil D.81. Kış İçin Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



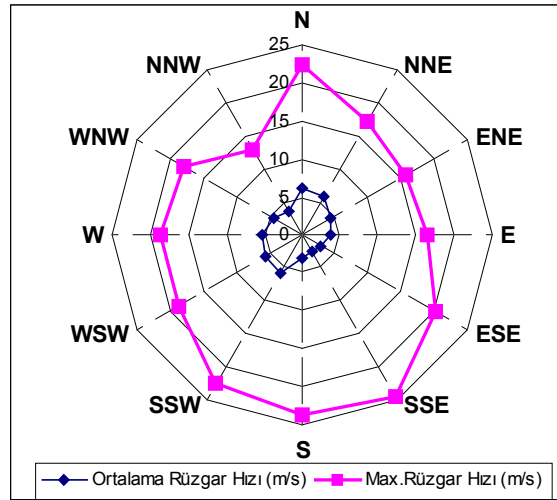
Şekil D.82. Kış İçin Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.41. Kış İçin Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	5.62	5.83	20.3
NNE	5.69	6.33	18.8
ENE	10.07	5.00	18.3
E	25.75	4.69	17.7
ESE	13.54	3.12	21.8
SSE	3.21	3.21	26.7
S	2.51	7.59	37.4
SSW	4.58	8.06	34.5
WSW	4.72	6.78	22.1
W	10.96	5.91	19.5
WNW	9.65	4.41	18.1
NNW	3.69	4.41	18.5



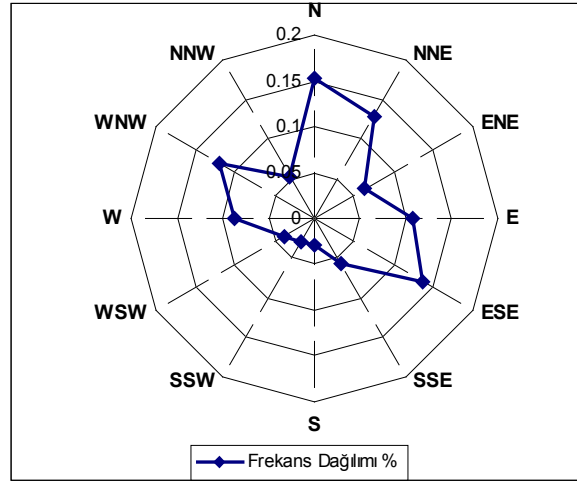
Şekil D.83. İlkbahar İçin Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



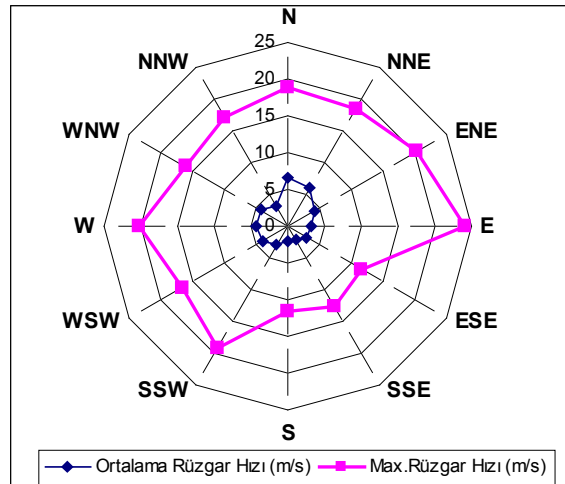
Şekil D.84. İlkbahar İçin Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.42. İlkbahar İçin Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	8.02	6.17	22.3
NNE	8.67	5.60	17.2
ENE	7.05	4.44	15.7
E	16.12	3.71	16.5
ESE	12.51	2.85	20.1
SSE	4.91	2.55	24.5
S	2.69	3.07	23.7
SSW	3.81	5.66	22.5
WSW	5.35	5.43	18.7
W	14.28	5.20	18.7
WNW	12.43	4.35	17.9
NNW	4.16	3.48	12.9



Şekil D.85. Yaz İçin Rüzgar Yönü Frekans Dağılımı



Şekil D.86. Yaz İçin Yönsel Rüzgar Hız Dağılımları

Çizelge D.43. Yaz İçin Rüzgar Yön Verileri

Yönler	Frekans Dağılımı %	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Maximum Rüzgar Hızı (m/s)
N	15.31	6.64	18.9
NNE	12.98	5.80	18.4
ENE	6.30	3.99	20.2
E	10.65	3.07	24.2
ESE	13.64	2.85	11.7
SSE	5.61	2.10	12.7
S	3.00	1.97	11.7
SSW	2.84	3.03	19.2
WSW	3.76	3.82	16.7
W	8.75	4.25	20.2
WNW	11.93	4.25	16.2
NNW	5.24	3.13	17.1

Ek Açıklamalar-E. Rüzgar Türbinlerinin Teknik Özellikleri

Çizelge E.1. AnBonus Rüzgar Türbinlerinin Teknik Özellikleri

	AB/1300 kW	AB/1000 kW	AB/600 kW	AB/300 kW
<i>Rotor</i>				
Tip	3	3	3	3
Çap (m)	62	54,2	44	33
Süpürülen Alan (m ²)	3000	2300	1520	855
Güç Kontrolü	Stall	Stall	Stall	Stall
Kanat Uzunluğu (m)	29	26	19	14
Malzeme	GRP	GRP	GRP	GRP
İlk Hareket Hızı (m/s)	3	3	3	3
Nominal Hız (m/s)	15	15	15	15
Kesme Hızı (m/s)	25	25	25	25
Dayanabileceği Hızı				
Maksimum (m/s)	55	55	55	55
<i>Transmisyon Sistemi</i>				
Yağ Haznesi (lt)	330	165	60	35
Dişli Kutusu Soğutması	Bölünmüş Soğutucu	Bölünmüş Soğutucu	Bölünmüş Soğutucu	Bölünmüş Soğutucu
<i>Jeneratör</i>				
Tip	Asenkron	Asenkron	Asenkron	Asenkron
Nominal Güç (kW)	1300	1000	600	300
Voltaj (V)	690	690	690	690
Frekans (Hz.)	50	50	50	50
<i>Yaw Sistem</i>	Dörtlü Elektrik Dişli Motor	Dörtlü Elektrik Dişli Motor	Çift Elektrik Dişli Motor	Çift Elektrik Dişli Motor
<i>Kule</i>				
Tip	Boru	Boru	Boru	Boru
Hub Yüksekliği (m)	90	70	58	40
<i>Mekanik Frenleme</i>				
Tip	Disk Fren	Disk Fren	Disk Fren	Disk Fren

Çizelge E.2. DeWind Rüzgar Türbinlerinin Teknik Özellikleri

	D6/1250 kW	D6/1000 kW	D4/600 kW
Rotor			
Kanat Sayısı	3	3	3
Kanat Uzunluğu (m)	31	29,1	23,15
Süpürülen Alan (m ²)	3217	3019	1808
Malzeme	GFRP	GFRP	GFRP
İlk Hareket Hızı (m/s)	2,5	2,5	2,5
Nominal Hız (m/s)	12,3	11,5	11,5
Kesme Hızı (m/s)	23	23	19
Dayanabileceği Maksimum Hız (m/s)	50,5	50,5	49,1
Güç Kontrolü	Pitch	Pitch	Pitch
Dişli Kutusu			
Frenleme	Disk Fren	Disk Fren	Disk Fren
Jeneratör			
Nominal Voltaj (V)	690	690	690
Şebeke Frekans (Hz)	50/60	50/60	50/60
Yaw Sistem	Üç Hidrolik Dişli	İki Hidrolik Dişli	İki Elektrik Dişili
Kule			
Hub Yüksekliği (m)	91,5	91,5	70
Nominal Şebeke Voltajı (kV)	10/20	10/20	10/20
Nominal Akım (A)	1046	837	502

Çizelge E.3. Enercon Rüzgar Türbinlerinin Teknik Özellikleri

	E/30-200 kW	E/40-600 kW	E/58-1000 kW	E/66-1500 kW
Nominal Kapasite (kW)	200	600	1000	1500
Rotor Çapı (m)	30	40	58	66
Hub Yüksekliği (m)	50	78	70,5	98
Tip	Pitch Kontrol	Pitch Kontrol	Pitch Kontrol	Pitch Kontrol
Kanat Sayısı	3	3	3	3
Kanat Uzunluğu (m)	14	19	27	31
Süpürülen Alan (m ²)	707	1256	2642	3421
Malzeme	Fiberglas	Fiberglas	Fiberglas	Fiberglas
İlk Kalkış Hızı (m/s)	2,5	2,5	2,5	2
Nominal Hız (m/s)	12	13	12	13
Kesme Hızı (m/s)	25	25	25	25
Dayanabileceği Maksimum Hız (m/s)	50	50	50	50
Frenleme Sistemi	3 Bağımsız Pitch Kontrol ve Rotor Freni	3 Bağımsız Pitch Kontrol ve Rotor Freni	3 Bağımsız Pitch Kontrol ve Rotor Freni	3 Bağımsız Pitch Kontrol ve Rotor Freni

Çizelge E.4. Neg-Micon Rüzgar Türbinlerinin Teknik Özellikleri

	NM/600	NM/750	NM/900	NM/1500
Pervane Tipi	3 Kanatlı	3 Kanatlı	3 Kanatlı	3 Kanatlı
Pervane Çapı (m)	43	48	52	64
Süpürme Alanı (m ²)	1452	1809	2123	3217
Güç Kontrolü	Stall	Stall	Stall	Stall
Jeneratör Tipi	Asenkron	Asenkron	Asenkron	Asenkron
Nominal Güç (kW)	600	750	900	1500
Voltaj (V)	690	690	690	690
Frekans (Hz.)	50	50	50	50
İlk Hareket Hızı (m/s)	4	4	4	4
Nominal Hız (m/s)	15	15	15	15
Kesme Hızı (m/s)	25	25	25	25
Dayanabileceği	57	60	60	60
Maksimum Hız (m/s)				
Hub Yüksekliği (m)	60	60	70	80
Fren Sistemi	Kanat Ucu ve Disk Fren	Kanat Ucu ve Disk Fren	Kanat Ucu ve Disk Fren	Kanat Ucu ve Disk Fren
Soğutma Sistemi	Yağ ile	Yağ ile	Yağ ile	Yağ ile

Çizelge E.5. Nordex Rüzgar Türbinlerinin Teknik Özellikleri

	N80/2500 kW	N62/1300 kW	N54/1130 kW	N52/980 kW	N50/800 kW	N43/620 kW	N29/240 kW	N27/200 kW
<i>Rotor</i>								
Kanat Sayısı	3	3	3	3	3	3	3	3
Rotor Çapı (m)	80	60	54	52	50	43	29	27
Süpürülen Alan (m ²)	5026	2828	2290	2123	1964	1452	660	572
Güç Kontrolü	Pitch	Stall	Stall	Stall	Stall	Stall	Stall	Stall
İlk Hareket Hızı (m/s)	4	3-4	3-4	3	3-4	3	4	3
Kesme Hızı (m/s)	25	25	25	25	25	25	25	25
Nominal Hız (m/s)	15	15	15	17	14	13,5	15	15
Dayanabileceği	70	65	65	70	65	70	65	65
Maksimum Hız (m/s)								
Ağırlık (kg)	50.000	21.500	19.000	18.500	16.000	14.000	9000	7000
<i>Kanatlar</i>								
Kanat Uzunluğu (m)	38,8	29	26	24,5	23,3	19,1	13	12
Malzeme	GRP	GRP	GRP	GRP	GRP	GRP	GRP	GRP
Ağırlık (kg)	8700	5000	4200	3700	3000	1960	1100	800
<i>Dişli Kutusu</i>								
Ağırlık (kg)	18.500	10.900	7400	5200	4500	4100	2800	1900
Yağ Haznesi (lt)	360	280	170	150	75	85	45	40
Yağ Değişimi	Yıllık	Yıllık	Yıllık	Yıllık	Yıllık	Yıllık	Yıllık	Yıllık
<i>Jeneratör</i>								
Güç (kW)	2.500	1.300	1130	980	800	620	240	200
Voltaj (V)	660	690	690	690	690	690	690	690
Tip	Asenkron	Asenkron	Asenkron	Asenkron	Asenkron	Asenkron	Asenkron	Asenkron
Ağırlık (kg)	12.000	5500	5100	4700	3400	3400	2600	2200
<i>Yaw Sistem</i>								
Fren	Hidrolik Disk	Disk Fren	Disk Fren	Disk Fren	Disk Fren	Hidrolik Disk	Disk Fren	Disk Fren
<i>Frenleme</i>								
Mekanik	Disk Fren	Hid. Disk Fren	Hid. Disk Fren	Hid. Disk Fren	Hid. Disk Fren	Hid. Disk Fren	Disk Fren	Disk Fren
<i>Kule</i>								
Tip ve Yükseklik	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,100m	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,85m	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,70m	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,60m	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,70 m	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,78 m	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,50 m	Epoksi Giydirilmiş Boru Tip,50 m

Çizelge E.6. Südwind Rüzgar Türbinlerinin Teknik Özellikleri

	S/46-600 kW	S/50-750 kW	S/70-1500 kW
Nominal Kapasite (kW)	600	750	1500
Rotor Çapı (m)	46	50	70
Hub Yüksekliği (m)	74	74	100
Tip	Pitch Kontrol	Pitch Kontrol	Pitch Kontrol
Kanat Sayısı	3	3	3
Kanat Uzunluğu (m)	22	24	34
Süpürülen Alan (m ²)	1662	1963	3848
Malzeme	Fiberglas	Fiberglas	Fiberglas
İlk Kalkış Hızı (m/s)	3	3	3-4
Nominal Hız (m/s)	12	12	14
Kesme Hızı (m/s)	25	25	25
Dayanabileceği Maksimum Hız (m/s)	50	50	50
Frenleme Sistemi	Disk Fren	Disk fren	Disk Fren

Ek Açıklamalar-F. Rüzgar Türbini İmalatçıların Farklı Türbin Tiplerine Göre Enerji Üretim Değerleri

Türbin Tipi	N-80/100	N-62/85	N-54/70	N-52/60	N-50/70	N-43-77,5	N-29/50	N-27/50	E-66/1500-98	E-58/1000	E-40/600/78	E-30/200-50
Üretilen Enerji (kWh)	3.309.293	1.737.645	1.196.556	1.040.376	1.040.028	818.076	349.758	243.960	2.173.980	1.526.618	878.813	321.575
Kampüs İhtiyacı (kWh)	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887
Gerekli Türbin Sayısı	1	1	2	2	2	2	6	9	1	1	2	7
Karşılama Oranı %	137,09	71,99	99,14	86,20	86,17	67,78	86,94	90,96	90,06	63,24	72,81	93,25

Türbin Tipi	AN1,3/62	AN1/54	AN600/44-3	AN300-33/2	NM1500/64	NM900/52	NM750/48	NM600/48
Üretilen Enerji (kWh)	1.840.561	1.303.970	769.690	418.031	1.904.148	1.214.733	950.886	843.125
Kampüs İhtiyacı (kWh)	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887
Gerekli Türbin Sayısı	1	1	3	5	1	1	2	2
Karşılama Oranı %	76,25	54,02	95,66	86,59	78,88	50,32	78,78	69,86

Türbin Tipi	S70/100	S50/750/74	S46/600/74	D6 1,25/64	D6 1/62	D4 600/48
Üretilen Enerji (kWh)	2.365.911	1.161.881	958.233	2.025.875	1.812.758	1.015.803
Kampüs İhtiyacı (kWh)	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887	2.413.887
Gerekli Türbin Sayısı	1	2	2	1	1	2
Karşılama Oranı %	98,01	96,27	79,39	83,93	75,10	84,16

Ek Açıklamalar-G. TEDAŞ Fiyat Tarifesi ve Sistem Kullanım Bedeli

01 OCAK 2006 TARİHİNDEN İTİBAREN GEÇERLİDİR				TEDAŞ FİYAT TARİFESİ			
ABONE GRUPLARI	AKTİF	TARİFE DÖNEMLERİ		GÜÇ	GÜÇ AŞIMI	REAKTİF	
	ENERJİ	(Ykr/kWh)	(Ykr/kWh)	(YTL/kW)	(YTL/kW)	ENERJİ	ENERJİ
		17/22	22/06	06/17		(Ykr/kVarh)	(Ykr/kVarh)
A) ÇİFT TERİMLİ TARİFE							
SANAYİ							
	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	9,6140	14,7260	5,6380	9,1340	5,8435	8,7652
	DİĞER İLLER	10,2650	16,3310	5,6380	9,7520	6,2501	9,3751
ENDÜKSİYON VE ARK OCAKLARI		94,290	9,4290	14,2650	5,6380	8,9590	4,5078
İÇME VE	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	10,1200	15,5000	5,9350	9,6150	4,8060	7,2090
	DİĞER İLLER	10,8050	17,1900	5,9350	10,2650	5,3810	8,0715
KULLANMA SUYU		9,6140	14,7260	5,6380	9,1340	5,8435	8,7652
ARITMA TESİSLERİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	10,2650	16,3310	5,6380	9,7520	6,2501	9,3751
	DİĞER İLLER						5,1325
B) TEK TERİMLİ TARİFE							
SANAYİ							
	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	11,2240	18,4040	5,8240	10,6640		5,6120
	DİĞER İLLER	11,9800	20,2740	5,8240	11,3810		5,9900
İÇME VE	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	11,5250	18,6550	6,1300	10,9500		5,7625
	DİĞER İLLER	12,3300	20,6450	6,1300	11,7150		6,1650
KULLANMA SUYU		11,2240	18,4040	5,8240	10,6640		5,6120
ARITMA TESİSLERİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	11,9800	20,2740	5,8240	11,3810		5,9900
	DİĞER İLLER						
TİCARETHANE, RESMİ DAİRE, YAZIHANE,		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		0,0000
ŞANTIYE ve GEÇİCİ ABONELER		15,1950	27,7250	6,1300	14,4350		7,5975
TARIMSAL AMAÇLI SOĞUK HAVA DEPOLARI		12,3300	20,6450	6,1300	11,7150		6,1650
MESKEN	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	11,9500	18,1550	6,1300	10,7550		---
	DİĞER İLLER	12,7800	20,1350	6,1300	11,5000		---
Hayır Kurumları, Dernekler, Vakıflar, Müzeler, Resmi Okullar							
Resmi Yurtlar, Resmi Kurslar, Spor Tesisleri,							
Resmi Üniversite Resmi Yüksek Okullar, Resmi Sağlık Kuruluşları,							
Kültür Balıkçılığı ve Kümes Hayvanları Çiftliği							
ŞEHİT AİLELERİ VE MUHARİP/MALUL GAZİLER		11,9500	18,1550	6,1300	10,7550		5,9750
TARIMSAL SULAMA		8,1800	12,0800	6,1300	6,9000		---
İBADETHANE VE		11,5250	18,6550	6,1300	10,9500		5,7625
GENEL AYDINLATMA	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER						
	DİĞER İLLER	11,5250	---	---	---		---
		12,3300					---

1 OCAK 2006 TARİHİNDEN İTİBAREN GEÇERLİDİR.				
SİSTEM KULLANIM BEDELİ				
ABONE GRUPLARI	DAĞITIM TARİFESİ (Ykr/kWh)	İLETİM TARİFESİ (Ykr/kWh)	TOPLAM (Ykr/kWh)	
A) ÇİFT TERİMLİ TARİFE				
SANAYİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,51	0,42	1,93
	DİĞER İLLER	1,51	0,42	1,93
ENDÜKSİYON VE ARK OCAKLARI		1,39	0,42	1,81
İÇME VE	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,56	0,42	1,98
KULLANMA SUYU	DİĞER İLLER	1,56	0,42	1,98
ARITMA TESİSLERİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,51	0,42	1,93
	DİĞER İLLER	1,51	0,42	1,93
B) TEK TERİMLİ TARİFE				
SANAYİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,51	0,42	1,93
	DİĞER İLLER	1,51	0,42	1,93
İÇME VE	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,56	0,42	1,98
KULLANMA SUYU	DİĞER İLLER	1,56	0,42	1,98
ARITMA TESİSLERİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,51	0,42	1,93
	DİĞER İLLER	1,51	0,42	1,93
TİCARETHANE, RESMİ DAİRE, YAZIHANE, ŞANTIYE ve GEÇİCİ ABONELER		1,91	1,91	0,42
TARIMSAL AMAÇLI SOĞUK HAVA DEPOLARI		1,56	0,42	1,98
MESKEN	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,72	0,42	2,14
	DİĞER İLLER	1,72	0,42	2,14
Hayır Kurumları, Dernekler, Vakıflar, Müzeler, Resmi Okullar				
Resmi Yurtlar, Resmi Üniversite , Resmi Yüksek Okullar				
Resmi Kurslar, Resmi Sağlık Kuruluşları, Spor Tesisleri,				
Kültür, Balıkçılığı ve Kütmes Hayvanları Çiftliği		1,72	0,42	2,14
ŞEHİT AİLELERİ VE MUHARİP/MALUL GAZİLER		1,64	0,42	2,06
TARIMSAL SULAMA		1,56	0,42	1,98
İBADETHANE VE GENEL AYDINLATMA	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	1,56	0,42	1,98
	DİĞER İLLER	1,56	0,42	1,98

Ek Açıklamalar-H. DeWind D6 / 1000 kW Rüzgar Türbini Maliyet Analizi

DeWind D6 / 1000 kW Rüzgar Türbini Ekipman Giderleri

No.	Miktar	Birim	Malzeme Çeşidi	Birim Tutarı (USD)	Toplam (USD)
1	1	Adet	DeWind 1000 kW Türbin Hub	590.909	590.909
2	1	Adet	Kule İçindeki Güvenlik Sistemi	4091	4091
3	1	Adet	Trafo Step-Up'ı (36/0,7 kV, 1600 kVA)	10.000	10.000
4	1	Adet	Yüksüz Direnç (20 Ohm, 1000 A)	1848	1848
5	2	Adet	Yük Kontrol Anahtarı (630 A, 16 kA)	3455	5758
6	1	Adet	Jeneratör Odası	4879	4879
7	1	Adet	Dış Hat Odası	20.909	20.909
8	1	Adet	Yardımcı Servis Odası	4600	4600
9	2	Adet	Ölçüm Odası	13.818	27.636
10	1	Adet	Dalgalanma Kesici (36 kV, 10 kA)	91	91
11	1	Adet	Kanadı Durdurucu Anahtar (630 A, 16 kA)	455	455
12	180	m	Kablo (35/16 sqmm)	13	2.291
13	500	m	Kablo (70/16 sqmm)	15	7727
14	1	Adet	Metal Kaplı Kontrol Binası	90.909	90.909
15	0	Adet	154 kV Şalter İstasyonu	1.181.818	0
16	1	Adet	5 yıllık Yedek Parça	6818	6818
17	1	Adet	DeWind Personeli Nezaretinde Kule Üretimi	7273	7273
18	1	Adet	91,5m Borulu Kule	159.091	159.091
Toplam				2.100.992	945.285
19	1	Adet	Denize Dayanabilir Paketleme Malzemesi	7727	7727
20	1	Adet	Liman Gideri	18.182	18.182
21	1	Adet	Ekipmanların Alana Taşınması	21.859	21.859
Toplam				47.768	47.768
22	1	Adet	Ulaşım, Platformlar, Kurulum, Trafo Kurulumu, Kablo Kanalları	32.030	32.030
23	10	m²	Depo	136	1.364
24	180	m	Fiber Optik Telekom Kabloları	2	327
25	0	km	154 kV Yüksek Voltaj Kabloları	42.273	0
26	1,00	km	34,5 kV Yüksek Voltaj Kabloları	20.455	20.455
Toplam				94.896	54.175
27	2	Kişi	3 Günlük Yabancı Personel	2805	5609
28	2	Kişi	3 Günlük Türk Personel	1409	2818
29	3	Gün	600//800t'lık Krey Kirası	14.341	43.023
30	3	Gün	100 t'lık Kreyn Kirası	2050	6150
31	1	Adet	Trafolar	818	818
32	1	Adet	Rüzgar Çiftliğinin İlk Harekete Geçirilmesi ve 2 Aylık Denetim	13.636	13.636
33	1	Adet	Bekelenmeyen Maliyetler	8182	8182
Toplam				43.241	80.236

DeWind D6 / 1000 kW Rüzgar Türbini Ekipman Giderleri (devam)

No.	Miktar	Birim	Malzeme Çeşidi	Birim Tutarı (USD)	Toplam (USD)
34	1	Adet	Banka Harcamaları, Teminat Mektubu, Noter Giderleri	4545	4545
35	1	Adet	Risk Sigortası	1909	1909
36	1	Adet	Ödenecek Borç Sigortası	136	136
37	1	Adet	Nakliye Sigortası (Deniz Yoluyla Olan)	305	305
38	1	Adet	Kulenin Nakliye Sigortası (Karayoluyla)	191	191
39	1	Adet	Gümrük İzni	386	386
40	1	Adet	Gümrükte Boşaltım	886	886
41	1	Adet	Gümrükte Depolama Maliyetleri (max. 10 gün)	255	255
42	1	Adet	Gümrükte Yükleme	227	227
43	1	Adet	Ulaşım Harcamaları ve Mühendislik	909	909
44	1	Adet	Beklenmeyen Harcamalar	9091	9091
			Toplam	18.841	18.841
45	1	Adet	Tesis Kontrolü	9091	9091

Rüzgar Santralının Geri Dönüş Maliyeti	1.155.397
Kurulu MW Başına Geri Dönüş Maliyeti	1.155.397

Finansal Bilgi

Dış Kredi			
Denklik	15,00%		111.686 USD
Kredi Miktarı	85,00%		632.887 USD
Kredinin Geri Ödemesi	10	yıl	
Faiz Oranı	6%		
Banka Komisyonu	4%		25.315 USD
Ticari Kredi			
Denklik	37,53%		210.770 USD
Kredi Miktarı	62,47%		350.859 USD
Kredinin Geri Ödemesi	5	yıl	
Faiz Oranı	18,5%		
Banka Komisyonu	4%		14.034 USD
Sigorta Maliyetleri	6%		21.052 USD
Türbin Başına Satış Fiyatı	590.909	USD	

Günlük Personel Giderleri

DeWind Personelinin Günlük Gideri	630	USD
DeWind Personelinin Seyahat ve Konaklama Masrafları	900	USD
Türk Personelinin Günlük Gideri	320	USD
Türk Personelinin Seyahat ve Konaklama Masrafları	455	USD
Türbin Başına DeWind Personelinin İhtiyacı Olan Gün	3	Gün
Türbin Başına Türk Personelinin İhtiyacı Olan Gün	3	Gün
Türbin Başına Denize Dayanıklı Paketleme	7730	USD

Enerji Performansı

Aylık Enerji İhtiyacı	201.157	kWh
Yıllık Enerji İhtiyacı	2.413.887	kWh
Yıllık Çalışma Zamanı	12	Months
Türbin Gücü	1,000	MW
Brüt Enerji İhtiyacı	1.812.757	kWh
Şebeke ve Trafo Kayıpları	0%	
Yıllık Brüt Enerji	100%	kWh
Net Yıllık Enerji	100%	kWh
Ulusal (Enterkonnekte) Şebekeden Alınan Enerji	-619.225	kWh
Ulusal (Enterkonnekte) Şebekeden Alınan Enerjinin Alış Fiyatı	0,1313	US\$

Özet

Aylık Enerji İhtiyacı		201.157	kWh
Yıllık Çalışma Zamanı		12	Ay
Yıllık Enerji İhtiyacı		2.413.884	kWh
Türbinden Elde Edilen Yıllık üretim		1.812.757	kWh
Yıllık Enerji Gereksiniminin Tazmini		%74,35	
Fazla Enerji		-619.225	kWh/a
20 Yıl İçinde kWh Başına Ortalama Üretim Maliyeti		0,0802	USc
Kurulu Güç		1,00	MW
Toplam Yatırım		1.306.202	USD
Toplam Kredi (Dış & Ticari)	75,31%	983.746	USD
Toplam Denklik (Dış & Ticari)	24,69%	322.456	USD
Yatırımın Geri Dönüş Süresi		17,55	Yıl
Altyapı Konstrüksiyonunun Süresi		4 - 5	Ay
Ömür		20	Yıl
kW Başına Yatırım(KDV Dahil)		1306	USD/kW
kW Başına Yatırım (KDV Hariç)		1230	USD/kW

Toplam Yatırım

Tür	Miktar	
Kanatlar, Hub, vs.	597.727	USD
Nakliye	47.768	USD
Montaj	80.236	USD
Sigorta, Gümrük ve Diğer Maliyetler	18.841	USD
<i>Toplam (Dışalım)</i>	<i>744.573</i>	<i>USD</i>
Kule (Üretim, Kuledeki Güvenlik Sistemi, DeWind Nezareti)	170.455	USD
Elektromekanik Ekipmanlar	197.885	USD
Altyapı	33.394	USD
<i>Toplam (İç alım)</i>	<i>401.733</i>	<i>USD</i>
Toplam (Ekipman)	1.146.306	USD
Ormancılığı Geliştirme Fonu	23.036	USD
KDV	76.458	USD
Toplam (Diğer)	99.494	USD
Banka Komisyonu (Dış Kredi)	25.315	USD
Banka Komisyonu (Ticari Kredi)	14.034	USD
Sigorta Maliyetleri	21.052	USD
Toplam (Finansal Maliyetler)	60.401	USD
Toplam Yatırım	1.306.202	USD

Yatırımcının Yıllık Maliyetleri

Tür	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay
Kira	0	%0,00	0	%0,00	0	%0,00	0	%0,00
Personel (6 kişi)	53.099	%25,32	53.099	%24,38	53.099	%22,96	53.099	%37,63
O & M	0	%0,00	8.030	%3,69	8.030	%3,47	16.060	%11,38
Diğer Maliyetler	12.000	%5,72	12.000	%5,51	12.000	%5,19	24.000	%17,01
5 Yıl İçindeki Transmisyon ve Giderler	13.470	%6,42	13.470	%6,19	0	%0,00	0	%0,00
5. Yıldan Sonraki Transmisyon ve Giderler	0	%0,00	0	%0,00	26.940	%11,65	26.940	%19,09
Sigorta	10.502	%5,01	10.502	%4,82	10.502	%4,54	21.004	%14,89
Değer Kaybı	120.671	%57,53	120.671	%55,41	120.671	%52,18	0	%0,00
1 & 2. Yıldaki Toplam	209.742	%100,00						
3 - 5. Yıldaki Toplam			217.772	%100,00				
6 - 10. Yıldaki Toplam					231.242	%100,00		
11. Yıldan Sonraki Toplam							141.103	%100,00

Yıllık İşletme ve Bakım Giderleri

1) Personel

Personel Miktarı	6	Toplam
Personel Başına Yıllık Girdi	8850	9265 USD
Toplam Personel Maliyeti	53.099	53.099 USD

2) Bakım ve Yedek Parçalar

Bakım Sözleşmesi	5.030	Toplam
Türbin Sayısı	1	
Bakım Sözleşmelerinin Toplamı	5030	5.030 USD
Yedek Parçaların Yıllık Maliyeti	3000	
Toplam Bakım ve Yedek Parçalar	8030	8.030 USD

3) Diğer Maliyetler

Aylık Diğer Maliyetler	1000	Toplam
Yıllık Diğer Maliyetler	12.000	12.000 USD
% x Toplam Yatırımın "Ormancılığı Geliştirme fon"una (KDV ve Banka Masrafları Hariçken)	2,00%	23.036 USD

4) Sigorta

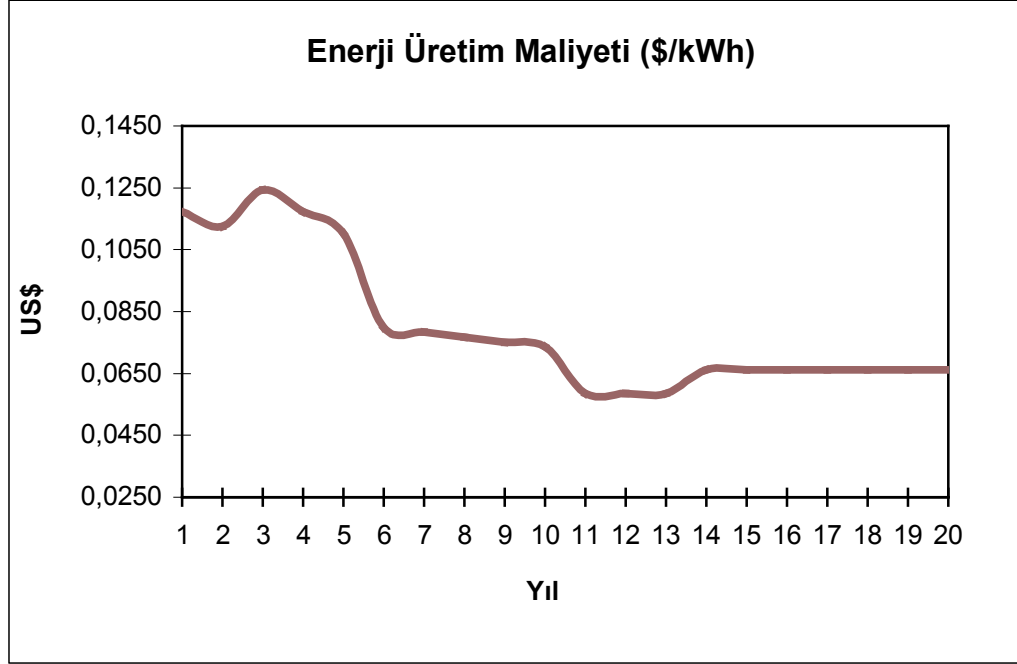
Makine Bozulması	10.502	Toplam
Toplam	10.502	10.502 USD
Toplam Yıllık İşletme ve Bakım Giderleri		83.631 USD

Kredinin Geri Ödemesi

Yıl	Dış Kredi				Ticari Kredi				Toplam Yıllık
	Miktar	632.887			Miktar	350.859			
	Faiz	%6			Faiz	%18,5			
	Geri Ödeme	Faiz	Taksit	Diğer	Geri Ödeme	Faiz	Taksit	Diğer	
1	63.289	37.973	101.262	569.598	70.172	64.909	135.081	280.687	236.343
2	63.289	34.176	97.465	506.309	70.172	51.927	122.099	210.516	219.564
3	63.289	30.379	93.667	443.021	70.172	38.945	109.117	140.344	202.784
4	63.289	26.581	89.870	379.732	70.172	25.964	96.135	70.172	186.005
5	63.289	22.784	86.073	316.443	70.172	12.982	83.154	0	169.226
6	63.289	18.987	82.275	253.155					82.275
7	63.289	15.189	78.478	189.866					78.478
8	63.289	11.392	74.681	126.577					74.681
9	63.289	7.595	70.883	63.289					70.883
10	63.289	3.797	67.086	0					67.086

Yatırımın Geri Dönüşü

Denklik	Toplam	Net
	Nakit Akışı	Nakit Akışı
1	-89.774	-47.359
2	-72.995	-35.887
3	-64.246	-64.246
4	-47.467	-47.467
5	-30.688	-30.688
6	42.793	42.793
7	46.590	46.590
8	50.388	50.388
9	54.185	54.185
10	57.982	57.982
11	94.536	94.536
12	94.536	94.536
13	94.536	94.536
14	75.818	75.818
15	75.818	75.818
16	75.818	75.818
17	75.818	75.818
18	75.818	75.818
19	75.818	75.818
20	75.818	75.818
	761.103	840.627
İç Karlılık Oranı (Internal Rate of Return) (IRR)		(%) 5,70
Yatırımın Geri Dönüşü (Yıl)		17,55

Enerji Üretim Maliyeti Eğrisi

KAYNAKLAR DİZİNİ

- Ackerman, T., Soder, L., 2002, An Overview of Wind Energy Status, Renewable and Sustainable Energy Review, vol.6, p: 67-128.
- Akkuş, I., Aydoğdu, O., Akıllı, H., Gökmenoğlu, O., Sarp, S., 2005, Geothermal Energy and Its Economic Dimension in Turkey, Proceedings of World Geothermal Congress 2005, 22-29 April 2005, Antalya, Turkey.
- Akpınar, E.K., Akpınar, S., 2004, An Assessment on Seasonal Analysis of Wind Energy Characteristics and Wind Turbine Characteristics, Energy Conversion and Management, vol.46, p: 1848-1867.
- Al-Abbadi, N.M., 2004, Wind Energy Resource Assessment for Five Locations in Saudi Arabia, Renewable Energy, vol.30, p:1489-1499.
- Algifri, A.H., 1997, Wind Energy Potential in Aden-Yemen, Renewable Energy, vol.1481(97), p: 255-260.
- Al-Nassar, W., Alhajraf, S., Al-Enizi, A., Al-Awadhi, L., 2005, Potential Wind Power Generation in the State of Kuwait, Renewable Energy, p: 1-13.
- ALWIN, 2005, Alwin for Windows, Wind Potential Assessment Software, Wrangelstrabe 100-D-109897 Berlin, Germany, erişim: <http://www.ammonit.de/products>.
- Ammonit, 2006, Ammonit Handbook, Technical Properties of Ammonit Equipment; erişim: http://www.ammonit.de/knowhow/e_windb.pdf
- Anonim, 2002, Rüzgar ve Güneş Ölçümlerine İlişkin Tebliğ, 11.10.2002 tarih ve 24903 sayılı Resmi Gazete.
- Anonim, 2005, Dumlupınar Üniversitesi İdari-Mali İşler ve Yapı İşleri Daire Başkanlıkları ile Yapılan Görüşme, Yazılı Görüşme.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Archie, W.C., 1991, Mechanical Engineering, Mc-Graw Hill Series, Missouri-USA, p: 405-407.
- AWS, 1997, AWS Scientific Inc. Wind Resource Assessment Handbook. Prepared for: National Renewable Energy Laboratory; erişim: <http://nrel.gov/docs/legosti/fy97/22223.pdf>
- Balat, M., 2005, Use of Biomass Sources for Energy in Turkey and a View to Biomass Potential, Biomass&Bioenergy, vol.29, p.32-41.
- Bard, Y., 1974, Nonlinear Parameter Estimation, Academic Press, p.55-56.
- Bertani, R., 2005, World Geothermal Generation 2001-2005: State of Art, Proceedings of World Geothermal Congress 2005, 22-29 April 2005, Antalya, Turkey.
- Bilgili, M., Şahin, B., Akıllı, H., 22-24 Mayıs 2003, Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Belirlenmesine Etki Eden Parametrelerin Analizi, I. Ege Enerji Sempozyumu ve Sergisi, Denizli, 76-82, 7 s.
- Bilgili, M., Şahin, B., Kahrman, A., 2004, Wind Energy Potential in Antakya and Iskenderun Regions, Turkey, Renewable Energy, vol.29, p.1733-1745.
- BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi), 2006, Doğalgaz Taşımacılığı, Tesisleri ve Ticareti, erişim: www.botas.gov.tr/dogalgaz.asp
- Bury, K.V., 1975, Statistical Models in Applied Science, John-Wiley Science, p: 405-437.
- CallAlog 02, 2005, CallAlog 02 Version 1.5.0, Datalogger Software, Wrangelstrabe 100-D-109897 Berlin, Germany, erişim: <http://www.ammonit.de/products>.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Cook, N.J., 2001, Discussion on Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Speed Energy Analysis by J.V. Seguro, J.V. Lambert, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol.89, p:867-869.
- Considine, D.M., 1977, Energy Technology Handbook, New York, McGraw Hill.
- Crow, E.L. and Shimizu, K., 1988, Lognormal Distributions: Theory and Applications.
- Çelik A.N., 2003, Weibull Representative Compressed Wind Speed Data for Energy and Performance Calculations of Wind Energy Systems, Energy Conversion and Management, vol.44, p:3057-3072.
- Darwish, A.S.K., Sayigh, A.A.M., 1988, Wind Energy Potential in Iraq, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol.27, p:179-189.
- Decher, R., 1994, Energy Conversion, Oxford University Press, New York, p: 454-475.
- Deniz, A. ve Erdoğan, F., 16-18 Ekim 2002, Batı Anadolu İçin Potansiyel rüzgar enerjisi Değerlendirmeleri, IV. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, s.469-477, İstanbul.
- DİE (Devlet İstatistik Enstitüsü), 2006, Elektrik Üretim İstatistikleri, erişim: www.die.gov.tr/TURKISH/SONIST/ENERJI/enerji.html
- Dorvlo, A.S.S., Ampratwum, D.B., 2001, Wind Energy Potential for Oman, Renewable Energy, vol.26, p:1-26.
- DPT (Devlet Planlama Teşkilatı), 2006a, 9. Beş Yıllık Kalkınma Planı Enerji Özel İhtisas Komisyonu Raporu, erişim: <http://plan9.dpt.gov.tr/plan9.htm>
- DPT (Devlet Planlama Teşkilatı), 2006b, 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı, İklim Değişikliği Özel İhtisas Komisyonu Raporu, erişim: <http://plan8.dpt.gov.tr/bilgieko.htm>

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- DSİ, 2006, Toprak ve Su Kaynakları, erişim: <http://www.dsi.gov.tr/topraksu.htm>
- Durak, M., Şen, Z., 2000, Wind Power Potential in Turkey and Akhisar Case Study, Renewable Energy, vol.25, p: 463-472.
- Durak, M., 2000, Rüzgar Enerjisi Teknolojisi ve Türkiye Uygulaması: Akhisar Rüzgar Elektrik Santrali, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul, 153 s.
- Dündar, C. and İnan, D., 1996, Investigation on Wind Energy Application Possibilities for a Specific Island (Bozcaada) in Turkey, Renewable Energy, vol.9, p.822-826.
- Dündar, C., 1997, Bandırma, Bodrum, Bozcaada ve Çeşme Bölgeleri İçin Rüzgar Enerjisi Potansiyellerinin Belirlenmesi, Hacettepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 85 s.
- Dündar, C., Canbaz, M., Akgün, N., Ural, G., 2002, Türkiye Rüzgar Atlası, ISBN:975-6595-31-4, EİE&DMİ.
- EİEİ (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), 2006a, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Güneş Enerjisi, Güneş Enerjisi Çalışmaları, erişim: <http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/eiegunes.html>
- EİEİ (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), 2006b, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Rüzgar Enerjisi Çalışmaları, Rüzgar Gözlem İstasyonları Aylık Rüzgar Hızları, erişim: http://www.eie.gov.tr/turkce/ruzgar/RGI_AYLIK_HIZLAR.xls
- EİEİ (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), 1984, Türkiye Rüzgar Enerjisi Doğal Potansiyeli, EİEİ yayınları, No:85, s:1-34.
- Enercon Türkiye, 2006, Otoprodüktör Rüzgar Santrallerinden Üretilen Elektriğin TEDAŞ'a Satışı, Sözlü Görüşme.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu), 2006a, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu; erişim:
<http://www.epdk.gov.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/reddedilenRES.asp>
- EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu), 2006b, Rüzgardan Üretilen Elektrikğin Alış Fiyatına Dair Tebliğ, Sözlü Görüşme.
- Eroğlu, V., 24-27 Eylül 2003, Ülkemizin Hidroelektrik Üretim Potansiyeli ve Yakın Gelecekteki Önemi, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 9. Enerji Kongresi, s:95-115, İstanbul.
- ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı) 2006b, Türkiye’de Yıllara Göre Birincil Kaynaklardan Yapılan Genel Enerji Arzı, erişim:
www.enerji.gov.tr/enerjituketimi.htm
- Euroelectric, 2002, Statistics and Prospects to the European Electricity Sector, erişim:
<http://www.statistischesdaten.de/shopneu/shop/index.php?action=energy>
- EWEA (European Wind Eenergy Agency) 2006a, Wind Force-12, erişim:
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/wf12-2005.pdf
- EWEA (European Wind Eenergy Agency) 2006b, Prioritising Wind Energy Research, Strategic Agenda of the Wind Energy Sector, erişim:
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/SRA/SRA_final.pdf
- Faregh, G.M., 1992, Wind Energy Potential in Bahrain, Energy Conversion and Management, vol.34, p: 499-506.
- Fawzan, M.A., 2000, Methods for Estimating the Parameters of the Weibull Distribution, King Abdulaziz City for Science and Technology, Saudi Arabia, p:1-11.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

Hampel, F., Ronchetti, E.M., Rousseeuw, P.J., Stahel, W.A., 1986, Robust Statistics: the Approach Based on Influence Functions, John Wiley & Sons, Inc.

Garcia, A., Torres, J.L., Prieto, E., Francisco, A., 1997, Fitting Wind Speed Distributions: A Case Study, Solar Energy, vol.62, p: 139-144.

Genç, A., Erişoğlu, M., Pekgör, A., Oturanç, G., Hepbaşlı, A., Ülgen, K., 2005, Estimation of Wind Power Potential Using Weibull Distribution, Energy Source, vol.27, p:809-822 .

Golding, E.W., 1955, The Generation of Electricity by Wind Power, Philosophical Library, New York, p. 318.

Goswami, D.Y., Kreith, F., Kreider, J.F., 1999, Principles of Solar Engineering; Second Edition, Taylor and Francis, p.634.

GWEC (Global Wind Energy Council), 2006, Global Wind Energy Status at the End of 2005, erişim: http://www.gwec.net/uploads/media/Statistics2005_170206.pdf

Habali, S.M., Hamdan, M.A.S., Jubran, B.A., Zaid, I.O., 1986, Wind Speed and Wind Energy Potential of Jordan, Solar Energy, vol.38, p: 59-70.

Hanağasioğlu, M., 1999, Wind Energy in Turkey, Renewable Energy, vol.16, p.822-827.

Hennesey, JP., 1977, Some Aspects of Wind Power Statistics, Journal of Applied Meteorology, vol.16(2), p.119-128.

Hepbaşlı, A. and Özgener, Ö., 2004, A Review on the Development of Wind Energy in Turkey, Renewable&Sustainable Energy Reviews, vol.8, p:257-276.

Hrayshat, E.S., 2004, Wind Availability and Its Potential for Electricity Generation in Tafila, Jordan, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.9, p:111-117.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- İnal, C.H., Günay, S., 1999, Olasılık ve Matematiksel İstatistik, Hacettepe Üniversitesi Fen Fakültesi Yayınları, 4.Baskı, s.519.
- Jacobson, ZM., 1999, Fundamentals of Atmospheric Modelling, Cambridge University Press, New York.
- Jambunathan, M.V., 1954, Some Properties of Beta and Gamma Distributions, Ann.Math. Stat., vol.25, p.401-405.
- Johannes, C., 2004, DeWind Türkiye Temsilcisi, Yazılı Görüşme.
- Karadeli, S., 2001, Rüzgar Enerjisi, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü Yayınları, No.5, s.3-6.
- Kaygusuz, K., Kaygusuz, A., 2004, Geothermal Energy in Turkey: the Sustainable Future, Renewable&Sustainable Energy Reviews, vol.8, p.545-563.
- Kenisarin, M., Karşı, V.M., Caglar, M., 2006, Wind Power Engineering in the World and Perspectives of Its Development in Turkey, Renewable & Sustainable Energy Reviews, vol.10, p:341-369.
- Kenney, J.F. and Keeping, E.S., 1951, Mathematics of Statistic, Second Edition, p.123.
- Köse, R., Işık, A., Buran, D., Özgür, M.A., Erbaş, O., Urtekin, L., 2002, Kütahya’da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması, Kütahya Dumlupınar Üniversitesi Araştırma Fonu Projesi, Proje No:17, Kütahya, 75 s.
- Köse, R., 2004, An Evaluation of Wind Energy Potential as a Power Generation Source In Kutahya, Turkey, Energy Conversion and Management, vol.45, p:1631-1641.
- Köse, R., Özgür, M.A., Erbaş, O., Tuğcu, A., 2004, The Analysis of Wind Data and Wind Energy Potential in Kutahya, Turkey, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.8, p:277-288.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Köse, R., 2005, Research on the Generation of Electricity From the Geothermal Resources in Simav Region, Turkey, Renewable Energy, vol.300, p:67-79.
- Köse, R., Özgür, M.A., Salman, S., 5-7 Eylül 2005, Jeotermal Enerjinin Güç Üretiminde Kullanımı; Simav Örneği, I.Uluslararası Mesleki ve Teknik Eğitim Teknolojileri Kongresi.
- Krishnaiah, P.R.,1978, Handbook of Statistic-Analysis of Variance, Amsterdam:North-Holland Publucation Co., p.595-596, 1002p.
- Kütahya Meteoroloji Müdürlüğü, 2004, 1940-2004 Yılları Arası Meteorolojik Veriler, Kütahya.
- Mapinfo V.8, 2005, Map Information Software Version 8, Headquarters: One Global Vrev Troy, New York 12180, USA, erişim: <http://extranet.mapinfo.com>.
- Mertoğlu, O., 2005, Geothermal Applications in Turkey, Proceedings of World Geothermal Congress 2005, 22-29 April 2005, Antalya, Turkey.
- Merzouk, N.K., 2000, Wind Energy Potential of Algeria, Renewable Energy, vol.21, p:553-562.
- Minitab 14.13, 2005, Statistical Analysis Software, Minitab Inc., PA, USA, erişim: www.minitab.com.
- Mungwena, W., 2002, The Distribution and Potential Utulizability of Zimbabwe's Wind Energy Resource, Renewable Energy, vol.26, p: 363-377.
- Nassar, W.A., Alhajral, S., Enizi, A.A., Awadhi, L.A., 2005, Potential Wind Power Generation in State of Kuwait, Renewable Energy, vol.34, p:1-13.
- Nfaoui, H., Buret, J., Sayigh, A.A.M., 1998, Wind Charasterictics and Wind Energy Potential in Morocco, Solar Energy, vol.92, p: 51-62.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Oğulata, R.T., 2003, Energy Sector and Wind Energy Potential in Turkey, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.7, p.469-484.
- Özdamar, A., Gürsel, K.T., Örer, G., Pekbey, Y., 2004, Investigation of the Potential of Wind–Waves as a Renewable Energy Sources: by the Example of Cesme-Turkey, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.8, p:581-592.
- Özerdem, B., Türkeli, H.M., 2004, Wind Energy Potential Estimation and Micrositing on Izmir Institute of Technology Campus, Turkey, Renewable Energy, vol.28, p:1013-1027
- Özgür, M.A., 2002, Kütahya’da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması, Dumlupınar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Kütahya, 89 s.
- Özgür, M.A., Köse, R., Erbaş, O., Tuğcu A., 16-18 Ekim 2002, Kütahya’da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması, IV. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, İstanbul, 393-400, 8 s.
- Öztopal, A., Şahin, A.D., Akgün, N., Şen, Z., 2000, On the Regional Wind Energy Potential of Turkey, Energy, vol.25, p.189-200.
- Papoulis, A., 1984, Probability Random Variables and Stochastic Processes, McGraw Hill, p.103-105.
- Patel, M.R., 1942, Wind and Solar Power Systems, US Merchant Marine Academy, Kingd Point, New York, CRC Press, p.380.
- Petersen, EL., Mortensen, NG., Landberg, L., Hojstrup, T., Frank, HP., 1998, Wind Power Meteorology, Part I, Climate and Turbulance, Wind Energy, vol.1, p.25-45.
- Rahman, F., 1996, Prospects of Wind energy in Bangladesh, Renewable Energy, vol.9, p: 806-809.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Ramachandra, T.V., Subramanian, D.K., Joshi, N.V., 1996, Wind Energy Potential Assessment in Uttara Kannada District of Karnataka, India, Renewable Energy, vol.1481, p: 585-611.
- Ramachandra, T.V., Shruthi, B.V., 2004, Wind Energy Potential Mapping in Karnataka, India, Using GIS, Energy Conversion and Management, vol.46, p: 1561-1578.
- Rehman, S., 2003, Wind Energy Resources Assessment for Yanbo, Saudi Arabia, Energy Conversion and Management, vol.45, p:2019-2032.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2006, Renewables 2005, Global Status Report, erişim:
http://www.ren21.net/globalstatusreport/RE2005_Global_Status_Report.pdf
- RESSİAD (Rüzgar Enerjisi ve Su Santralları İşadamları Derneği), 2006, Türkiye Kurulu Güç Gelişimi, erişim
<http://www.ressiad.org.tr/dhie.php?t=istatistikler&ID=1>
- R2V, 2005, Raster to Vector Conversion Software System, Able Software Corporation, Billerica, MA, USA, erişim: <http://www.ablesw.com/r2v>
- Seguro, J.V., Lambert, T.W., 1999, Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol.85, p: 75-84.
- Shata, A.S.A., Hanitsch, R., 2005, Evaluation of Wind Energy Potential and Electricity Generation on the Coast of Mediterranean Sea in Egypt, Renewable Energy, p:1-20.
- Sopian, K., Othman, M.Y.H., Wirsat, A., 1994, The Wind Energy Potential of Malaysia, Renewable Energy, vol.6, p: 1005-1016.
- Sparks, P.R., 2003, Wind Speeds in Tropical Cyclones and Associated Insurance Losses, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol.91, p.1731-1751.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- S-Plus 6.2a, 2002, Statistical Analysis Software, Insightful Corporation, Seattle, Washington, erişim: www.insightful.com/splus62win
- S-Plus 6.2b, 2002, Robust Library User's Guide Version 1.0, Insightful Corporation, Seattle, Washington.
- Stevens, MJM., Smulders, PT., 1979, The Estimation of Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Utilization Purposes, Wind Engineering, vol.3(2), p.132-145.
- Sulaiman, M.Y., Akkak, M., Wahab, M.A., Zakaria, A., Sulaiman, Z.A., Jurdi, T., 2000, Wind Characteristics of Oman, Energy, vol.27, p: 35-46.
- Şahin, B., Bilgili, M., Akıllı, H., 2004, The Wind Power Potential of the Eastern Mediterranean Region of Turkey, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol.93, p:171-183.
- Şen, Z., 1996, Statistical Investigation of Wind Energy Reliability and Its Application, Renewable Energy, vol.10, p.71-79.
- Şen, Z., 1999, Terrain Topography Classification For Wind Energy Generation, Renewable Energy, vol.16, p.904-907.
- Taşdemiroğlu, E., 1987, Wind Energy Assessment in Turkey, Energy, vol.12, p.1-9.
- TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi), 2006, erişim: http://www.tedas.gov.tr/tarifeler_xls/2006_trf/2006_tedas_tarife.xls
- TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) 2006a, Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi; erişim: <http://www.teias.gov.tr/istat2004/1.xls>
- TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) 2006b, Türkiye Enerji Projeksiyonu, erişim: www.teias.gov.tr/yayinlar-raporlar/turkiyeelektrikuretimplani.htm

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) 2006c, Yenilenebilir Kaynaklardan Değişken Üretim Yapan Santrallerin Elektrik Üretim-İletim Sistemine Teknik ve Ekonomik Etkileri ve AB Uygulamaları, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, erişim:
www.teias.gov.tr/RUZGAR-RAPOR-21MART.pdf
- TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) 2006d, Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020), erişim:
<http://www.teias.gov.tr/apkuretimplani/veriler.htm>
- Tolun, S., Menteş, S., Aslan, Z., Yükselen, M.A., 1995, The Wind Energy Potential of Gokceada in the Northern Aegean Sea, Renewable Energy, vol.6, p: 679-685.
- Tokgozlu, A., Aslan, Z., 2002, Isparta’da Otomatik Rüzgar Hızı Ölçümlerinin Analizi, IV. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, İstanbul, s.537-544.
- Troen, I., Petersen, L.E., 1989, European Wind Atlas, Commission of the European Communities, Riso National Laboratory, Denmark.
- Türkeş, M., 2003, Türkiye İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi İlişkileri, erişim:
www.meteor.gov.tr/2003/arge/iklimdegis/iklimdegis10.htm
- Türkiye Enerji Raporu, 2002, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, s.101.
- Türksoy, F., 1997, Saatlik ve Aylık Rüzgar Verisiyle Rüzgar Enerjisi Modellemesi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, İstanbul, 83 s.
- Ulueren, M., 2001, Küresel Isınma BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi ve Kyoto Protokolü, erişim:
www.mfa.gov.tr/turkce/grupe/ues-3/KureselIsinmaBMiklimveKYTO.htm
- Ülgen, K., Genç, A., Hepbaşlı, A., Oturanç, G., 2004, Assessment of Wind Characteristics for Energy Generations, Energy Sources, vol.26, p.1227-1237.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

Weisser, D., 2002, A Wind Energy Analysis of Grenada: An Estimation Using the Weibull Density Function, Renewable Energy, vol.28, p: 1803-1812.

Wind Power, 2003, A Growing Renewable Energy Resource, erişim: <http://geology.wisc.edu/geo411/hassel-man.html>

WMO, 2001, Meteorological Aspects of the Utilization of Wind as an Energy Resource, erişim: <http://www.wmo.org>

Worldwatch Institute, 2006, Renewables 2005 Global Status Report, Notes and References Companion Document, erişim: <http://www.worldwatch.org/brain/media/pdf/pubs/ren21/ren21-2-notes.pdf>

Wu, S.J., 2002, Estimating of the Parameters of the Weibull With Progressively Censored Data, Japan Statistic Society, vol.32, p:155-163.

Yerebakan, M., 2001, Rüzgar Enerjisi, İstanbul Ticaret Odası Yayınları, Yayın No: 2001-33, İstanbul.

Yüzer, A.F., 1996, Olasılık ve İstatistik, Anadolu Üniversitesi Yayınları, No:911, Fen Fakültesi Yayınları, No:5, Eskişehir.

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Mustafa Arif ÖZGÜR
Doğum Tarihi ve Yeri : 12.12.1977 Eskişehir
Medeni Hali : Evli
Askerlik Durumu : Tecilli
Yabancı Dili : İngilizce
Adres İş : Osmangazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi
Makine Mühendisliği Bölümü 26480 Eskişehir
Ev : Kurtuluş mh. Yolveren sk. No:11/6 26090 Eskişehir

Öğrenim Durumu

Derece	Alan	Üniversite	Yıl
Yüksek Lisans	Enerji	Dumlupınar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü	Haziran 2002
Lisans	Makine Mühendisliği	Dumlupınar Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümü	Haziran 2000
Teknisyen	Elektronik	Eskişehir Yunusemre Teknik ve Endüstri Meslek Lisesi	Haziran 1996
		Eskişehir Sami Sipahi Ortaokulu	Haziran 1992
		Eskişehir Mehmet Ali Yasin İlkokulu	Haziran 1989

Akademik Unvanlar

Derece	Alan	Üniversite	Yıl
Arş.Gör.	Enerji-Termodinamik	Osmangazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü	Aralık 2002-
Arş.Gör.	Enerji	Dumlupınar Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümü	Eylül 2000-Aralık 2002

Yayınlar

1) Uluslararası Hakemli Dergilerde Yayımlanan Makaleler

- 1) Kose, R., **Ozgur, M.A.**, Erbas, O., Tugcu, A., 2004, *The Analysis of Wind Data and Wind Energy Potential in Kutahya, Turkey*, Renewable & Sustainable Energy Review; vol.8(3), p.277-288.
- 2) **Ozgur, M.A.**, Kose, R., *Assessment of the Wind Energy Potential of Kutahya, Turkey*, Energy Exploration & Exploitation (Submitted).

2) Uluslararası Bilimsel Toplantılarda Sunulan ve Bildiri Kitabında Basılan Bildiriler

- 1) Erbaş, O., Köse, R., **Özgür, M.A.**, Aydın, Ö., 17-18 Temmuz 2002, *Kütahya'da Hava Kirliliğinin Nedenleri ve Azaltılmasına Yönelik Çözüm Önerileri*, 7. Uluslararası Yanma Sempozyumu, Gazi Üniversitesi, s: 413-425, Ankara.
- 2) Köse, R., **Özgür, M.A.**, 18-20 Ağustos 2003, *Rüzgar Enerjisinin Elektrik Üretiminde Kullanımı ve Kütahya'da Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Olasılığı*, 3. Uluslararası İleri Teknolojiler Sempozyumu, Gazi Üniversitesi, Cilt 4, s: 124-134, Ankara.
- 3) Köse, R., **Özgür M.A.**, Salman, S., 05-07 Eylül 2005, *Jeotermal Enerjinin Güç Üretiminde Kullanımı; Simav Örneği*, I. Uluslararası Mesleki ve Teknik Eğitim Teknolojileri Kongresi, İstanbul.
- 4) Köse, R., **Özgür M.A.**, Salman, S., 05-07 Eylül 2005, *Kütahya'da Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Olasılığının Değerlendirilmesi*, I. Uluslararası Mesleki ve Teknik Eğitim Teknolojileri Kongresi, İstanbul.
- 5) Yıldızay, H.D., Köse, R., Arslan, O., **Özgür, M.A.**, 28-30 Eylül 2005, *Fosil Kökenli Yakıt Seçeneklerinin Yerel Hava Kalitesine Etkileri ve Kütahya Örneği*, 4. Uluslararası İleri Teknolojiler Sempozyumu, Cilt 1, s: 457-462, Konya.

- 6) **Özgür, M.A.**, Köse, R., Arslan, O., Yıldızay, H.D., 28-30 Eylül 2005, *Rüzgar Enerjisi Potansiyelini Belirleme: Kütahya’da Örnek Bir Çalışma*, 4. Uluslararası İleri Teknolojiler Sempozyumu, Cilt 1, s: 480-486, Konya.
- 7) Arslan, O., Köse, R., Acaroğlu, M., **Özgür, M.A.**, Yıldızay, HD., 28-30 Eylül 2005, *Jeotermal Enerjinin Elektrik Üretiminde Çevreye Olan Olumlu Etkisi ve Diğer Kaynaklar İle Mukayesesi*, 4. Uluslararası İleri Teknolojiler Sempozyumu, Cilt 1, s: 512-516, Konya.

3) Ulusal Hakemli Dergilerde Yayımlanan Makaleler

- 1) Köse, R., **Özgür, M.A.**, Aralık 2003, *Dumlupınar Üniversitesi Kampus Alanında Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Araştırılması*, DPÜ Fen Bilimleri Dergisi, sayı 5, s: 187-196, Kütahya.

4) Ulusal Bilimsel Toplantılarda Sunulan ve Bildiri Kitabında Basılan Bildiriler

- 1) Köse, R., **Özgür, M.A.**, Buran, D., 11-13 Eylül 2002, *Kütahya Yöresinde Rüzgar Enerji Potansiyelinin Belirlenmesi*, IV. Mühendislik-Mimarlık Sempozyumu, Balıkesir Üniversitesi, s:157-165, Balıkesir.
- 2) Erbaş, O., Köse, R., **Özgür, M.A.**, Tuğcu, A., 16-18 Ekim 2002, *Kütahya’da Isınmadan Kaynaklanan Hava Kirliliği ve Kontrol Boyutu*, IV. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu Bildiri Kitabı Cilt I, s: 45-53, İstanbul.
- 3) **Özgür, M.A.**, Köse, R., Erbaş, O., Tuğcu, A., 16-18 Ekim 2002, *Kütahya’da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması*, IV. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu Bildiri Kitabı Cilt I, s: 393-401, İstanbul.

- 4) Tuğcu,A., Köse, R., Erbaş, O., **Özgür, M.A.**, 16-18 Ekim 2002, *Jeotermal Enerji İle Kent Isıtmasında Simav Örneği*, IV. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu Bildiri Kitabı Cilt II, s:663-671, İstanbul.
- 5) **Özgür, M.A.**, Köse, R., Erbaş, O., Işık, A., 22-24 Mayıs 2003, *Kütahya Kızılbaşır Mevkiinde Rüzgar Enerjisinden Elektrik Enerjisi Üretimi Çalışmaları*, I. Ege Enerji Sempozyumu ve Sergisi Bildiriler Kitabı, Pamukkale Üniversitesi, s: 83-88, Denizli.
- 6) Erbaş, O., Köse, R., **Özgür, M.A.**, 22-24 Mayıs 2003, *Kütahya’da İmisyon Davranışına Meteorolojik Faktörlerin Etkisi*, I. Ege Enerji Sempozyumu ve Sergisi Bildiriler Kitabı, Pamukkale Üniversitesi, s: 89-93, Denizli.
- 7) Köse, R., **Özgür, M.A.**, 24-27 Eylül 2003, *Kütahya Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Belirlenmesi ve Elektrik Enerjisi Üretimine Uygulanabilirliği*, Türkiye 9. Enerji Kongresi, Cilt 2. s: 213-221, İstanbul.
- 8) Köse, R., **Özgür, M.A.**, Alakuş, B., 26-28 Mayıs 2004, *Kütahya Rüzgar Enerjisi Potansiyeli*, II. Ulusal Ege Enerji Sempozyumu ve Sergisi, s: 229-237, Kütahya.
- 9) Köse, R., **Özgür, M.A.**, Alakuş, B., 26-28 Mayıs 2004, *Kütahya İlinin Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Kullanılabilirliği*, V. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu Bildiri Kitabı Cilt I, s:409-419, İstanbul.

Diğer Yayınlar

- 1) **Özgür, M.A.**, 2002, *Kütahya’da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması*, Yüksek Lisans Tezi, Dumlupınar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kütahya.

Katıldığı Kurslar

2004 : *Fluent Yazılımı Eğitim Kursu*, Osmangazi Üniversitesi.

Projeler

- 1) *Rüzgar Enerjisiyle Elektrik Enerjisi Üretim Modellemesi ve Kütahya'da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması*, 2002, DPÜ Araştırma Fonu Projesi, Proje No: 17, **(Proje Ekibi, Tamamlandı)**.

Görev Aldığı Organizasyonlar:

- 1) **II. Ulusal Ege Enerji Sempozyumu ve Sergisi, Basın-Yayın Kurulu Üyesi**, 26-28 Mayıs 2004, Dumlupınar Üniversitesi, Kütahya.

İdari Görevler

- 2002- : Osmangazi Üniversitesi Müh.-Mim. Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü Staj Komisyonu Üyeliği.
- 2000 – 2002 : Dumlupınar Üniversitesi Müh. Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü Teknik Gezi Komisyonu Üyeliği ve Staj Komisyonu Üyeliği.

Ödüller

- 1) **TÜBİTAK Bilimsel Yayın Teşvik Ödülü**, 18.05.2004, *The Analysis of Wind Data and Wind Energy Potential in Kutahya, Turkey*, Yayın tipi A1, Ankara.

Bilimsel Kuruluşlara Üyelikler

- 1) Türkiye Makine Mühendisleri Odası (TMMOB)
- 2) Türk Tesisat Mühendisleri Derneği (TTMD)

Yardımcı Olunan Dersler

Akademik Yıl	Dönem	Dersin Adı	Haftalık Saati	
			Teorik	Uygulamalı
2000-2001	Güz	Termodinamik-II	3	0
		Yeni Enerji Kaynakları	3	0
		Enerji Müh. Çözümlemeleri	0	4
	Bahar	Termodinamik-I	3	0
		Güç Santralları	3	0
		Enerji Müh. Çözümlemeleri	0	4
2001-2002	Güz	Termodinamik-II	3	0
		Yeni Enerji Kaynakları	3	0
		Enerji Müh. Çözümlemeleri	0	4
	Bahar	Termodinamik-I	3	0
		Güç Santralları	3	0
		Enerji Müh. Çözümlemeleri	0	4
2003-2004	Güz	Temel Bilgisayar Bilimleri	2	2
2003-2004	Güz	Termodinamik-II	3	0
	Bahar	Termodinamik-I	3	0
		Isı Transferi	3	0
2005-2006	Bahar	Termodinamik-I	3	0