

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	iv
KISALTIMA LİSTESİ.....	vi
ŞEKİL LİSTESİ.....	vii
ÇİZELGE LİSTESİ	x
ÖNSÖZ	xii
ÖZET	xiii
ABSTRACT	xiv
1. GİRİŞ	1
2. RÜZGAR ENERJİSİ VE RÜZGAR TÜRBİNLERİ	3
2.1 Rüzgar Enerjisinin Tanımı ve Özellikleri	3
2.2 Rüzgar Enerjisinin Tarihçesi	5
2.3 Rüzgar Enerjisi ile İlgili Kuramsal Temeller	8
2.3.1 Frekans histogramı ve rüzgar hızı dağılımları.....	8
2.3.1.1 Weibull dağılımı	8
2.3.1.2 Rayleigh dağılımı	9
2.3.2 Rüzgar hızının yükseklikle değişimi.....	10
2.3.3 Rüzgar enerjisinde hız ve güç bağıntıları.....	11
2.3.4 Rüzgardan güç elde edilmesi.....	12
2.3.5 Betz limiti yasası	13
2.4 Rüzgar Türbinlerini Sınıflandırılması.....	16
2.4.1 Düşey eksenli rüzgar türbinleri	18
2.4.2 Yatay eksenli rüzgar türbinleri	19
2.4.3 Yükselen hava akımlı rüzgar türbinleri.....	21
2.5 Rüzgar Türbinlerinin Ekipmanları.....	23
2.6 Rüzgar Türbinlerinin Bakımı, Güvenliği ve Çevreye Etkileri	26
2.7 Rüzgar Jeneratörleri.....	28
2.7.1 DC jeneratörler	30
2.7.2 Senkron jeneratörler.....	31
2.7.3 Asenkron jeneratörler.....	31
2.7.3.1 Çift beslemeli asenkron generatör	32
3. DÜNYADA, AB'DE VE TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİ VE KULLANIMI	34
3.1 Dünyada Rüzgar Enerjisi	34
3.1.1 Dünyada rüzgar enerjisi potansiyeli	34
3.1.2 Dünyada rüzgar enerjisinin gelişimi ve kullanımı.....	37

3.2	AB’de Rüzgar Enerjisi.....	44
3.2.1	AB’de rüzgar enerjisi potansiyeli	44
3.2.2	AB’de rüzgar enerjisinin gelişimi ve kullanımı	47
3.2.3	AB’de rüzgar enerjisi politikaları ve hedefler	49
3.2.3.1	AB’de rüzgar enerjisi kullanımında politika ve stratejiler	49
3.2.3.2	AB’de rüzgar enerjisi kullanımı hedefleri.....	49
3.3	Türkiye’de Rüzgar Enerjisi	50
3.3.1	Türkiye’de rüzgar enerjisi potansiyeli	51
3.3.2	Türkiye’de rüzgar enerjisinin gelişimi ve kullanımı	54
4.	RÜZGAR ENERJİSİNDE GÜVENİLİRLİK.....	59
4.1	Güvenilirlik Kavramı	59
4.2	Güç Sistemlerinde Güvenilirlik	59
4.3	Üretim Sistemlerinde Güvenilirlik	61
4.4	Klasik Enerji Santralleri İçin Güvenilirlik Modeli	63
4.5	Rüzgar Enerji Santralleri İçin Güvenilirlik Modeli	64
4.5.1	Rüzgar enerjisi santrali güç çıkışı eğrisi	65
4.5.2	Rüzgar enerji santrali zorunlu arıza oranının belirlenmesi	67
4.5.2.1	Kullanılabilirliğe etki eden faktörlerin ölçülmesi	67
4.5.2.2	Güvenilirlik modeli.....	69
4.6	Üretim Sistemlerinde Güvenilirlik Ölçümü ve İndisleri.....	69
4.6.1	Güvenilirlik ölçüm teknikleri	69
4.6.1.1	Deterministik yaklaşım	70
4.6.1.2	Olasılıksal yaklaşım	71
4.6.2	Güvenilirlik indisleri.....	71
4.6.2.1	Rezerv aralığı	71
4.6.2.2	Yük kaybı	72
4.6.2.3	Enerji kaybı	75
4.6.2.4	Frekans ve süre	77
4.6.2.5	Güvenilirlik indislerinin hesaplanması	77
5.	SAYISAL UYGULAMALAR.....	81
6.	SONUÇ	94
	KAYNAKLAR.....	96
	EKLER.....	99
	Ek 1 Rüzgar kaynağının modellenmesi için weibull dağılımı.....	100
	Ek 2 Rüzgar türbininin mekanik arıza oranı hesaplanmasında kullanılan bilgiler	102
	Ek 3 Çalışmada kullanılan rüzgar türbini teknik özellikleri.....	103
	Ek 4 Rüzgar Enerji Sistemi’nin FOR değerinin bulunması (MATLAB kodları).....	104
	ÖZGEÇMİŞ.....	112

SİMGE LİSTESİ

C_A	Mevcut üretim kapasitesi
C_D	Sürüklenme katsayısı
C_i	Birim nominal kapasitesi
C_j	Kesintiden sonra kalan üretim kapasitesi
C_L	Kaldırma katsayısı
C_P	Rotor etkinliği (güç katsayısı)
C°	Santigrad derece
E	Rüzgarın hesaplanacak enerjisi
E_k	Sağlanamayan enerji
E_o	Rüzgarın ölçülen enerjisi
g	Yerçekimi ivmesi
H	Rüzgar hızının hesaplanacağı yükseklik
H_o	Rüzgar hızının ölçüldüğü yükseklik
L	Beklenen yük
n	Pürüzlülük katsayısı
m	Havanın kütlesi
O_j	Sistemdeki j 'inci kesintinin büyüklüğü
P	Rüzgarın gücü
P_{mek}	Rüzgar türbini mekanik arıza faktörü
P_r	Rüzgar türbininin nominal güç çıkışı
P_{var}	Rüzgar türbini değişken güç çıkışı faktörü
P_{wa}	Rüzgar kullanılabilirlik faktörü
q	Zorunlu arıza oranı
p_j	Kesinti olasılığı
R	Havanın özgül gaz sabiti
r	Ortalama onarım zamanı
S	Havanın geçtiği alan
t	Zaman
t_j	Yük kaybı zamanı
U	Kullanılamazlık oranı
V_o	Ölçülen rüzgar hızı
V	Rüzgar hızı
v	Havanın hacmi

V_{ci}	Rüzgar türbininin devreye girdiği hız
V_{co}	Rüzgar türbininin devreden çıktığı hızı
V_r	Rüzgar türbininin nominal hızı
λ	Birim arıza oranı
μ	Birim tamir oranı
α	Weibull dağılımı ölçek parametresi
k	Weibull dağılımı şekil parametresi
Ω	Rotasyonel hız
ρ	Hava yoğunluğu

KISALTMA LİSTESİ

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ÇBAG	Çift Beslemeli Asenkron Generatör
EENS	Expected Energy Not Supplied
EİE	Elektrik İşleri Etüd İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
EWEA	Eupore Wind Energy Association
FOR	Forced Outage Rate
GRP	Glass fibre Reinforced Plastics
GWEC	Global Wind Energy Council
HL	Hierarchical Level
IAE	The Institute of Applied Energy
IRESMED	Integration of Renewable Energies in the Southern Mediterranean Region
LOLP	Lost of Load Probability
LOLE	Lost of Load Expectation
LOEP	Lost of Energy Probability
LOEE	Lost of Energy Expectation
LOLF	Lost of Load Frequency
LOLD	Lost of Load Duration
MED	AB'ye üye Akdeniz Ülkeleri ve Güney Akdeniz Ülkeleri
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OME	Observatoire Mediterranien de l'Energie
RES	Rüzgar Enerjisi Santrali
TÜBİTAK	Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
MAM	Marmara Araştırma Merkezi
WWEA	World Wind Energy Association
YHART	Yükselen Hava Akımlı Rüzgar Türbinleri

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 Frekans histogramı ve weibull dağılımı (Yerebakan, 2001)	9
Şekil 2.2 Rayleigh dağılımına c parametresinin değişiminin etkisi	10
Şekil 2.3 Rüzgar enerjisinin türbine giriş ve çıkış hızları (Betz, 1994).....	14
Şekil 2.4 $C_p - V_0/V$ değişimi (Betz, 1994).....	14
Şekil 2.5 Betz limitinin şematik açıklaması (Betz, 1994).....	16
Şekil 2.6 Yatay ve düşey eksenli rüzgar türbinleri (Şen, 2003)	17
Şekil 2.7 Elektrik üreten üç kanatlı rüzgar türbinleri.....	20
Şekil 2.8 Yükselen hava akımlı rüzgar türbininin çalışma prensibi (Kara, 2003).....	21
Şekil 2.9 Bir rüzgar türbini üzerindeki ekipmanlar ve konumları.....	23
Şekil 2.10 Rotor (Pervane)	24
Şekil 2.11 Basit bir jeneratör ve stator-rotor aksamı (Güney, 2001).....	29
Şekil 2.12 Rüzgar elektrik sistemi genel bileşenleri.....	30
Şekil 2.13 Çift beslemeli rotoru sargılı asenkron generatör Hata! Yer işareti tanımlanmamış.	
Şekil 3.1 Dünyadaki teknik rüzgar potansiyeli (Akalin, 2005a)	34
Şekil 3.2 Teknik rüzgar potansiyelinin kıtalar arasında dağılımı (Akalin, 2005a).....	35
Şekil 3.3 Dünyadaki ekonomik rüzgar potansiyeli (Akalin, 2005)	36
Şekil 3.4 Ekonomik rüzgar potansiyelinin kıtalar arasında dağılımı (Akalin, 2005a)	37
Şekil 3.5 1998-2007 yılları arasında eklenen rüzgar gücü kapasitesi (WWEA, 2008)	39
Şekil 3.6 2007'de kurulan rüzgar güçleri ve yıl sonu rüzgar kurulu gücü (WWEA, 2008)	39
Şekil 3.7 Dünyadaki rüzgar kurulu gücünün yıllık artış yüzdeleri (WWEA, 2008)	40
Şekil 3.8 2007 yılında lider ilk 20 ülkenin kapasite artış yüzdeleri (WWEA, 2008)	40
Şekil 3.9 2007 yılı sonu rüzgar gücü kapasitesinin kıtalararası dağılımı (WWEA, 2008)	42
Şekil 3.10 2007 yılı rüzgar gücü kapasitesinin artışının kıtalararası dağılımı (WWEA, 2008)43	
Şekil 3.11 1997 - 2007 yılları dünyadaki kurulu güçler ve 2010 yılına kadar hedefler (WWEA, 2008).....	43
Şekil 3.12 Avrupa rüzgar atlası	44
Şekil 3.13 AB rüzgar potansiyeli (Akalin, 2005b)	46
Şekil 3.14 Avrupa ülkelerinin 2007 sonu itibariyle rüzgar kurulu güçleri (EWEA, 2008)	47
Şekil 3.15 Avrupa rüzgar kurulu gücünün ülkelere göre dağılım yüzdeleri (EWEA, 2008)...	48
Şekil 3.16 Ülkelerin rüzgar enerjisi ile elektrik tüketimlerini karşılama yüzdeleri (EWEA, 2008).....	48
Şekil 4.1 Güç sistemi güvenilirliğinin bölümleri.....	60
Şekil 4.2 Hiyerarşik seviyeler.....	61

Şekil 4.3 Üretim güvenilirliği modelinin elemanları	62
Şekil 4.4 Rüzgar enerji santrali güç çıkışı eğrisi	65
Şekil 4.5 Yaklaşık güç çıkışı eğrisi.....	66
Şekil 4.6 Eğrinin değişken kısmı için beklenen güç çıkışının hesaplanması	68
Şekil 4.7 Rüzgar enerji santralleri için seri güvenilirlik modeli.....	69
Şekil 4.8 Üretim sistemi güvenilirlik değerlendirme indislerinin sınıfları	70
Şekil 4.9 Yük eğrisi kullanılarak LOLP değerinin hesaplanması.....	73
Şekil 4.10 Yük eğrisi kullanılarak LOEP değerinin hesaplanması.....	76
Şekil 4.11 1 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santralinin 2 MW yükü beslemesi	77
Şekil 4.12 LOLP indisinin Monte Carlo simülasyonu.....	79
Şekil 4.13 LOLE indisinin Monte Carlo simülasyonu.....	79
Şekil 4.14 LOEE indisinin Monte Carlo simülasyonu.....	80
Şekil 4.15 LOEP indisinin Monte Carlo simülasyonu.....	80
Şekil 5.1 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santralinin çeşitli yükleri beslemesi.....	81
Şekil 5.2 12 MW yük bulunması durumu için LOLE ve LOEE indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması.....	83
Şekil 5.3 10 MW yük bulunması durumu için LOLE ve LOEE indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması.....	83
Şekil 5.4 8 MW yük bulunması durumu için LOLE ve LOEE indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması.....	84
Şekil 5.5 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santralinin 6 MW ve 15 MW'ı beslemesi	84
Şekil 5.6 Klasik santral ve rüzgar santrallerinin çeşitli kombinasyonlarla birbirine ikame olarak kullanılmasının grafiği.....	86
Şekil 5.7 Şebekeye giriş oranının % 10 olduğu durum.....	87
Şekil 5.8 9 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için LOLE ve LOEE güvenilirlik indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması.....	88
Şekil 5.9 Şebekeye giriş oranının % 20 olduğu durum.....	88
Şekil 5.10 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için LOLE ve LOEE güvenilirlik indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması.....	90
Şekil 5.11 Şebekeye giriş oranının % 30 olduğu durum.....	90
Şekil 5.12 7 MW klasik santral ve 3 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için LOLE ve LOEE güvenilirlik indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması.....	91

Şekil 5.13 LOLE'nin şebeke giriş oranlarına göre değişimi	92
Şekil 5.14 LOEE'nin şebeke giriş oranlarına göre değişimi	92
Şekil 5.15 Çeşitli kombinasyonlara göre LOLE'nin değişim grafiği	93
Şekil 5.16 Çeşitli kombinasyonlara göre LOEE'nin değişim grafiği	93

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 2.1 Rüzgar türbin tipleri ve kullanım alanları (Uçar, 2007)	16
Çizelge 2.2 YHART tipik ölçüleri (Kara, 2002)	22
Çizelge 3.1 2020 yılı dünya talep projeksiyonu ve ekonomik rüzgar potansiyeli (Akalin, 2005a).....	36
Çizelge 3.2 Rüzgar kullanımında lider ilk 30 ülkenin genel durumu (WWEA, 2008)	41
Çizelge 3.3 AB ülkelerinin teknik rüzgar potansiyeli.....	45
Çizelge 3.4 Avrupa ülkelerinde rüzgar enerjisi için teknik potansiyel özeti (Emniyetli, 2007)51	
Çizelge 3.5 Türkiye'nin coğrafi bölgelerinde ortalama rüzgar gücü yoğunluğu ve rüzgar hızı (Emniyetli, 2007)	52
Çizelge 3.6 Türkiye'nin 50m yüksekliğe kadar iyi – sıradışı arası rüzgar kaynağı (Malkoç, 2007).....	54
Çizelge 3.7 Türkiye'nin 50m derinliğe kadar denizlerde iyi – sıradışı arası rüzgar kaynağı (Malkoç, 2007).....	54
Çizelge 3.8 02.06.2008 itibariyle Türkiye'de işletmede olan ve devreye alınacak rüzgar santralleri (TÜREB, 2008)	55
Çizelge 4.1 1 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumu ve 2 MW yük için olasılık tablosu.....	78
Çizelge 5.1 Çanakkale ve Çeşme rüzgar verilerinin Weibull parametreleri ve FOR değerleri	81
Çizelge 5.2 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumu ve çeşitli yükler için olasılık tablosu.....	82
Çizelge 5.3 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda çeşitli yükler için hesaplanan güvenilirlik indisleri	82
Çizelge 5.4 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 6 MW ve 15 MW yük için olasılık tablosu	85
Çizelge 5.5 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 6 MW ve 15 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri	85
Çizelge 5.6 LOLE = 0,1 gün/yıl kriterini sağlamak için kurulacak ek santrallerin kombinasyonları.....	86
Çizelge 5.7 9 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için olasılık tablosu	87
Çizelge 5.8 9 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri.....	87
Çizelge 5.9 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda	

10 MW yük için olasılık tablosu	89
Çizelge 5.10 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri.....	89
Çizelge 5.11 7 MW klasik santral ve 3 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için olasılık tablosu	90
Çizelge 5.12 7 MW klasik santral ve 3 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri.....	91

ÖNSÖZ

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisinin kullanımı, tüm dünyada ve ülkemizde hızla artmaya başlamıştır. Bununla birlikte rüzgar enerjisinin elektrik sistemine etkileri önemli bir konu haline gelmiştir. Bu etkilerinden biri olan güvenilirlik konusu üzerine yaptığım çalışmanın ülkemizde bu konuda yapılacak olan çalışmalara yardımcı olmasını temenni ederim.

Yüksek lisans tez çalışmalarım süresince benden desteğini esirgemeyen, yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren değerli tez danışmanım Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN'a ve sabır ve anlayışlarını hiçbir zaman esirgemeyen aileme teşekkürü bir borç bilirim.

ÖZET

Günümüzde, yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle de rüzgar enerjisinin kullanımı gün geçtikçe artmaktadır. Dünyadaki rüzgar enerjisi kurulu gücü 1991 yılında 2 GW iken, 2007 yılı sonu itibariyle yaklaşık 94 GW'a yükselmiştir. 2010 yılında 170 GW olacağı öngörülmektedir. Türkiye'de de rüzgar enerjisine son yıllarda önem verilmeye başlanmıştır. 1998 yılı sonunda ülkemizin rüzgar santrali kurulu gücü 18,9 MW iken, 2008 yılı ilk yarısının sonunda bu değer 249,35 MW'a yükselmiştir. Ucuz, sınırsız ve temiz bir enerji kaynağı olan rüzgar enerjisi, bu özellikleriyle çevrenin korunmasına ve ülkelerin ekonomilerine önemli katkılarda bulunmaktadır. Buna karşın, rüzgar enerjisi kullanımının artması bazı sorunları da beraberinde getirir. Sürekli değişen elektrik talebi düzenli bir biçimde karşılanmak zorundadır. Rüzgar enerjisi gibi değişken bir kaynağın şebekeye girişi, yükün karşılanmasındaki zorluklar başta olmak üzere ortaya çıkan enerji kalitesi bozukluklarına kadar biz dizi sorunlara yol açar. Talep edilen enerji ihtiyacının karşılanması için klasik üretim sistemleriyle yenilenebilir enerji kaynaklarından olan rüzgar enerjisi santrallerinin beraber kullanılması beraberinde bazı mühendislik analizi işlemleri gerektirir. Bu analizlerden biri güvenilirlik analizidir.

Bu çalışmada, rüzgar enerjisinin elektrik sistemine girişinin sistem güvenilirliği üzerindeki etkileri araştırılmaktadır. En genel sonuç olarak rüzgar enerjisinin sistemde bulunma oranı arttıkça, sistem güvenilirliği düşmektedir. Araştırmada hesaplanan güvenilirlik indisleri, analitik yöntem ve Monte Carlo simülasyonu yöntemi ile elde edilmiştir. Oluşturulan senaryolarda, yükün ve rüzgar enerjisinin sistemdeki oranının artışının ve/veya azalışının klasik santral ve rüzgar santralinin çeşitli kombinasyonlarında güvenilirliği incelenmiştir. Sonuç olarak rüzgar enerjisinin tüm dünyada ve ülkemizde yaygın olarak kullanımının elektrik enerji sistemi güvenilirliğine kötü yönde etkisi üzerine tespitlerde bulunulmuştur.

ABSTRACT

The usage of renewable energy resources, especially wind energy, is more and more increasing at the present time. The installed capacity of the wind energy in all over the world has increased from 2 GW in 1991, to 94 GW at the end of 2007. It is projected that it will be 170 GW in 2010. In recent years, it has been begun to give importance to wind energy in Turkey. The installed capacity of Turkey's wind energy has increased from 18,9 MW in 1998 to 249,35 MW at the end of the first part of 2008. The wind energy is cheap, clean and unlimited, and it contributes to the care of the nature and the economies of the countries with these characteristics. A variety of problems arising from entering the intermittent sources like wind energy into electrical network causes from meeting the load to electric energy quality disturbances. In order to meeting electric energy need to be demanded, the combination of conventional generation system and wind energy system from renewable energy sources requires some engineering analysis operations. One of these analyses is reliability.

In this study, the effects of the penetration of the wind energy on the system reliability have researched. As the penetration of the wind energy increases in the system, system reliability decreases. The reliability indices calculated in this research have obtained with both analytical method and Monte Carlo simulation method. In these scenarios, it has examined the effect of increase and/or decrease of load and wind energy rates upon total system reliability of the various combinations of conventional and wind energy systems. Consequently, it has been determinated that there are negative effects of the common usage of the wind energy both in world and in Turkey on total electric system reliability.

1. GİRİŞ

Günümüzde, petrol fiyatlarının yükselmesi, fosil yakıt rezervlerinin hızla tükenmesi ve fosil yakıtlar ile enerji üretiminin çevreye olumsuz etkileri, ülkelerin yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmesini sağlamıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları, çevre kirliliği yaratmayan temiz enerji kaynaklarıdır ve sınırsızdırlar. Diğer yandan, her ülkede bulunabilen ve tamamen bedava olan bu kaynakların kullanımı, ülkelerin enerji konusunda dışa bağımlılıklarını azaltır.

Günümüzün yenilenebilir enerji kaynaklarının en çok oranda kullanılanı rüzgar enerjisidir. Mevcut yenilenebilirler içerisinde ekonomik olanıdır. Rüzgar enerjisinin elektrik enerjisi üretiminde kullanımı dünyada sürekli artmaktadır. Dünya lideri Almanya, 22.247 MW rüzgar enerjisi kurulu gücüne sahiptir. Almanya'yı 16.818 MW ile ABD, 15.145 MW ile İspanya, 7.850 MW ile Hindistan, 5.912 MW ile Çin ve 3.125 MW ile Danimarka izlemektedir (WWEA, 2008).

AB, 2010'da üretilen elektrik enerjisinin % 5,5'ini, 2020'de % 12,1'ini rüzgar enerjisinden üretmeyi hedeflemektedir. Bu hedefe ulaşabilmek için 2010'da toplam kurulu güçlerinin %10,6'sını, 2020'de de %21'ini rüzgar santralleriyle oluşturacaklardır. AB'de toplam rüzgar enerjisi üretim kapasitesi 2007 yılı sonu itibariyle 56.535 MW'a ulaşmıştır. Ayrıca, Danimarka toplam elektrik enerjisi ihtiyacının % 21,22'sini rüzgar enerjisi ile sağlamaktadır. Danimarka'yı % 11,76 ile İspanya, %9,26 ile Portekiz, %8,42 ile İrlanda ve % 7 ile Almanya takip etmektedir (WWEA, 2008).

Ülkemizde ise 2008 yılının 6. ayının sonu itibari ile rüzgar enerjisi kurulu gücü 249,35 MW'tır. Lider ülkelere göre çok düşük olan kurulu güç miktarımız gün geçtikçe artmaktadır. 2006 yılı sonu ve 2007 yılı sonu karşılaştırıldığında dünyada kurulu gücü en yüksek oranda artan ülke % 220 ile Türkiye'dir. Bu, bize ülkemizde de rüzgar enerjisine önem verilmeye başlandığını göstermektedir. 88.000 MW'lık teknik potansiyeli ile Türkiye, rüzgar enerjisinin gelişimine müsait bir ülkedir.

Bütün dünyada, rüzgar enerjisi ile elektrik üretiminin yaygınlaşmaktadır ve ileriki yıllarda tüketim, daha büyük oranlarda rüzgardan karşılanacaktır. Her an değişen elektrik talebi istikrarlı bir biçimde karşılanmak zorundadır. Bu oranın artması, yani sürekliliğinin sağlanması zorunlu olan elektrik enerjisinin büyük bir bölümünün rüzgar enerjisi gibi değişken bir kaynaktan sağlanması, bazı sorunları da beraberinde getirir. Klasik santrallerin kaynağı değişken olmadığı için bu santraller elektrik üretiminde yüksek güvenilirliğe

sahiptirler. Fakat rüzgar gibi değişken kaynağa sahip santraller sisteme eklendiğinde sistemin güvenilirliği düşmektedir. Üretim sistemi planlamasında ekonomik kriterlerin yanında güvenilirlik kriteri de hesaba katılmalıdır.

Literatürde yenilenebilir enerji kaynakları içeren klasik üretim sistemlerinde güvenilirlik analizi üzerine birçok uygulama yapılmıştır. Bu analizlerde ya genel bir yaklaşım öngörölmüş ya da ölçüm sonuçlarına veya gerçek bir sistemin güvenilirliği incelenmiştir. Mevcut yayınlarda genelde IEEE test sistemi ve Roy Billinton Test Systeminin baz alınmıştır. Bu çalışmalardan bazıları aşağıda verilmiştir. IEEE güvenilirlik test sistemi üzerinde daha hızlı sonuç veren Monte Carlo ve Yapay Sinir ağları ile şebeke bağlantılı rüzgar enerji sistemlerinde yeterlilik analizi yapılmıştır (Miranda ve Dunn, 2005). Sadece rüzgar türbünü içeren enerji sistemlerinin güvenilirlik analizi için (Karimi vd., 2006) ve rüzgar, güneş ve enerji depolama birimi içeren hibrid sistemin Roy Billinton Test Systemi (enerji iletim hattı içeren) üzerinde güvenilirlik analizi için zaman serisi analizi kullanılmıştır. Yeni bir yaklaşım olan ayrık rüzgar hızı çerçeve analizi yöntemiyle depolama ünitesi içeren rüzgar-diesel hibrid sistemde güvenilirlik analizi yapılmıştır (Liu ve Islam, 2006).

Bu çalışmanın içeriği, klasik ve rüzgar santrallerinin üretimlerini birlikte düşünerek üretim sistemi kapasite yeterliliğini belirlemek için sistem güvenilirlik analizlerini kapsar. Rüzgar enerjisinin belli oranlarda şebekeye girişinin güvenilirlik üzerindeki etkisi araştırılmıştır.

Güvenilirlik analizinde, sistem yeterlilik değerlendirmesi yaklaşımlarından biri olan olasılıksal yaklaşım kullanılmıştır. Olasılıksal yaklaşımın iki yöntemi olan analitik yöntem ve Monte Carlo yöntemi birlikte kullanılarak sonuçlar bulunmuş ve karşılaştırılmıştır.

2. RÜZGAR ENERJİSİ VE RÜZGAR TÜRBİNLERİ

2.1 Rüzgar Enerjisinin Tanımı ve Özellikleri

Dünyanın yeryüzüne bağlı hava hareketi, rüzgar olarak adlandırılır. Rüzgar enerjisi; doğal, yenilenebilir, temiz ve sonsuz bir güç olup kaynağı güneştir. Güneşin yer yüzeyini ve atmosferi homojen ısıtamamasının bir sonucu olarak ortaya çıkan sıcaklık farkından dolayı hava akımı oluşur. Bir hava kütlesi mevcut durumundan daha fazla ısınırsa atmosferin yukarısına doğru yükselir ve bu hava kütlelerinin yükselmesi ile boşalan yere, aynı hacimdeki soğuk hava kütlesi yerleşir. Bu hava kütlelerinin yer değiştirmelerine rüzgar adı verilmektedir. Diğer bir ifade ile rüzgar; birbirine komşu bulunan iki basınç bölgesi arasındaki basınç farklarından dolayı meydana gelen ve yüksek basınç merkezinden alçak basınç merkezine doğru hareket eden hava akımıdır. Rüzgarlar yüksek basınç alanlarından, alçak basınç alanlarına akarken; dünyanın kendi eksenini etrafında dönmesi, yüzey sürtünmeleri, yerel ısı yayılımı, rüzgar önündeki farklı atmosferik olaylar ve arazinin topografik yapısı gibi nedenlerden dolayı şekillenir.

Rüzgar kinetik enerjisi nedeniyle doğal bir potansiyele sahiptir. Buna Rüzgar Enerjisi Doğal Potansiyeli denir. Bunun bilimin fiziksel kanunlar ve eldeki teknolojik imkanlar dahilinde enerjiye çevirebilen miktarına Rüzgar Enerjisi Teknik Potansiyeli ve bu potansiyelin diğer enerji kaynaklarına göre ekonomik olarak kullanılabilen kısmına ise Rüzgar Enerjisi Potansiyeli adı verilir (Övet, 2002).

Meteorolojik ve topografik açıdan rüzgar oluşumu olan yerler şöyledir:

- Basınç gradyanının yüksek olduğu yerler
- Yağışların sürekli esen rüzgara paralel olduğu vadiler
- Yüksek engebesiz tepe ve platolar
- Yüksek basınçlı gradyanlı düzlükler ve sürekli rüzgar alan az eğimli vadiler
- Güçlü rüzgar bulunan ve alanlarının etkisinde kalan tepe, zirve ve kıyı şeritleri (Övet, 2002).

Dünyanın yeryüzüne göre bağlı hava hareketi, rüzgar olarak adlandırılır. Bu hava hareketlerine neden olan faktörleri ise şunlardır:

- Basınç gradyan kuvveti

Havayı yüksek basınçtan alçak basınca doğru iten ısı ve yoğunluk farkıdır. Kuzey yarım kürede saat ibresi yönüne, güney yarım kürede saat ibresinin tersi yönünde esmesi ile

oluşmaktadır.

- Saptırıcı kuvvet

Bu kuvvet, enlem daireleri boyunca oluşan hareketler için yer dönmesinin saptırıcı kuvveti ve ekvatorдан kutuplara doğru yada ters yönde oluşan hareketler için yer dönmesinin saptırıcı kuvveti olarak iki yönden etkili olabilmektedir.

- Merkezkaç kuvveti

Rüzgarların genel olarak bir merkez çevresinde dolanmaları sonucu doğan kuvvettir.

- Sürtünme kuvveti

Rüzgarın doğuşunda etkili olmayan bu kuvvet rüzgarın hızı yavaşlatmaya çalışır. Bu kuvvetin etkisi, yer yakınında en büyüktür. Yer üstünde 450-600m yüksekliğe kadar etkili olabilmektedir. (Övet, 2002)

Rüzgarı doğuran ana neden yeryüzü ile atmosferdeki sıcaklık farklarıdır. Sıcaklık farkları basınç farklarını doğurur. Soğuk alanlar yüksek basınç, sıcak alanlar ise alçak basınç alanlarıdır. Rüzgar yüksek basınçtan, alçak basınca doğru eser. Rüzgar ölçen aletlere jirüet, anemometre ve bu ölçümlere de anemograf ölçümleri denilmektedir. Atmosferin kinetik enerjisi olan ve dünya ile güneş var olduğu sürece tükenmeyecek olan rüzgar enerjisinin özellikleri ise aşağıda sıralanmıştır:

- Çevre kirliliği yaratmayan temiz bir enerji kaynağıdır.
- Taşıdığı enerji, hızının kübü ile orantılıdır.
- Atmosferde bol ve serbest olarak bulunur.
- Depolanabilmesi için başka bir enerjiye dönüştürülmesi gerekir.
- Rüzgar enerjisinin yoğunluğu düşüktür.
- Bakım ve işletme maliyetleri düşük ve kolaydır.
- İstihdam yaratır.
- Hammaddesi tamamen yerlidir, dışa bağımlılık yaratmaz.
- Teknolojisinin tesisi ve işletmesi göreceli olarak basittir.

Niçin Rüzgar enerjisi sorusuna aşağıdaki gibi cevap verebiliriz:

- Asit yağmurlarına yol açmayan,
- Atmosferik ısınmaya neden olmayan,
- CO2 emisyonu olmayan ve oksijen tüketmeyen,
- Radyoaktif etkisi olmayan,

- Ham madde sıkıntısı olmayan,
- Teknolojik gelişim hızlı ve modern,
- Dışa bağımlı olmayan,
- Kısa sürede devreye alınabilen ve tevsii edilebilen,
- Kuruldukları alanın sadece %1'lik bölümünü kullanan, (Geri kalan alan diğer faaliyetlerde (tarımsal, hayvancılık vb.) rahatlıkla kullanılabilir.)
- Doğal bitki örtüsü ve insan sağlığına olumsuz etkileri olmayan,
- Kurulacak olan 0,6 MW'lık bir türbin ile 86 000 ağaca eşdeğer oksijen tasarrufu sağlayan,
- Diğer enerji türlerini destekleyerek doğal kaynakların tüketilmesini geciktirecek ve yeni teknolojilerin gelişmesi için zaman sağlayacak, ekonomik ve sağlıklı bir enerji üretim kaynağıdır.

Tabii bazı olumsuzlukları da beraberinde getirmektedir. Ancak bu mahsurların gelişen teknoloji ile beraber ortadan kalkacağı değerlendirilebilir. Bu mahsurlar şunlardır;

- Görsel ve estetik olarak olumsuzdur.
- Gürültülüdürler ve kus ölümlerine neden olur.
- Radyo ve tv alıcılarında parazitlenme yaparlar. Bu nedenle İngiltere basta olmak üzere bir çok Avrupa ülkesinde büyük rüzgar türbinlerinin yarattığı çevre sorunları nedeniyle milli park alanlarının sınırları içine ve çok yakınlarına kurulması yasaklanmıştır (Türkçü, 2005).

2.2 Rüzgar Enerjisinin Tarihçesi

Milattan önceki yıllarda kullanılmaya başlanılan rüzgar enerjisi, denizlerde yelkenli gemilere, karalarda ise, yel değirmenlerine ve rüzgar millerine ana güç kaynağı olmuştur. Özellikle buğday, mısır öğütme ve su pompalama gibi gereksinimler uzun yıllar bu yolla çözülmüştür.

Rüzgar enerjisi kullanımı, M.Ö. 2800'lü yıllarda Orta Doğu'da başlamıştır. M.Ö. 17. yüzyılda Babil Kralı Hammurabi döneminde Mezopotamya'da sulama amacıyla kullanılan rüzgar enerjisinin, aynı dönemde Çin'de de kullanıldığı belirtilmektedir. Yel değirmenleri ilk olarak İskenderiye yakınlarında kurulmuştur. Türklerin ve İranlıların ilk yel değirmenlerini M.S. 7. yüzyılda kullanmaya başlamalarına karşın, Avrupalılar yel değirmenlerini ilk olarak haçlı seferleri sırasında görmüşlerdir. Fransa ve İngiltere'de yel değirmenlerinin kullanılmaya başlaması ise, 12. yüzyılda olmuştur.

Avrupa, haçlı seferlerinde kazandığı bu teknoloji ile, Roma İmparatorluğu'nun kaçırdığı bir serveti yakalamıştır. Roma İmparatorluğu gücünün zirvesinde iken, para basmak için gereken altın ve gümüşü Avrupa dışındaki eyaletlerinden sağlamaktaydı. Bu eyaletleri kaybettikten sonra, Avrupa'daki fakir madenlerin işletilmesi denenmiş, fakat bu madenlerin yüzeysel kapasiteleri hızla tükenip, derinlere inildikten sonra galerilerden su çıktığından, madenler terk edilmişti. Altın ve gümüş bulunamayınca paralara bakır katılmaya başlandı. Giderek artan parasal ve ekonomik bunalımla birlikte, o dönemin yüksek hızlı enflasyonu Roma İmparatorluğu'nun sonunu getirmişti. Avrupa'nın Orta Çağ karanlığından sıyrılmasında önemli etmenlerinden birinin, Romalıların terk ettikleri madenlerin yeniden işletmeye açılması olduğu söylenir. Avrupalılar bunu yel değirmenleri yardımıyla, galeri diplerindeki suları dışarı pompalayarak, yani rüzgar enerjisini kullanarak başarmışlardır.

Tarımsal ürünleri öğütme, su pompalamak, hızar çalıştırmak gibi amaçlarla geliştirilen yel değirmenleri; Avrupa'da Endüstri Devrimi'ne kadar hızla yayılmışlardır. 18. yüzyılın sonunda yalnızca Hollanda'da 10.000 yel değirmeni bulunuyordu. Buhar makinesinin yapılması ve odun, kömür gibi yakıtlardan kesintisiz enerji üretimine başlanması ile, rüzgar enerjisi önemini yitirmeye başlamıştır. Bununla beraber, rüzgar türbini denilen ve elektrik üretiminde kullanılan ilk makineler, 1890'ların başlarında Danimarka'da yapılmıştır. Aynı dönemde, bu makinelerin geliştirilmesi için Almanya'da önemli çalışmalar yapıldığı bilinmektedir. Rüzgar kuvvet makineleri yerlerini yakıtlı kuvvet makinelerine bırakırken, rüzgar enerjisinin kullanımının sürmesi için yeni bir teknoloji de başlamıştır. Ancak, 19. yüzyılda geliştirilen ilk rüzgar türbinlerinin verimi düşüktü.

1918 yılında Danimarka'da başlatılan bir çalışma ile, 120 kırsal merkezde elektrik üretimini 20-30 kW'lık rüzgar türbinlerinin kullanımı sağlanmıştı. Rusya'da 1931 yılında 100 kW'lık rüzgar türbini yapılmıştı. 1941 yılında ABD'de Vermont yakınlarında Granpa's Knop'da kurulan Putnam rüzgar türbini, 1250 kW gücü ile dönemin en büyük rüzgar kuvvet makinesi olmuştur. İki kanatlı rotorun çapı 53 m idi. Putnam türbini, modern rüzgar makinelerinin ilkidir. Toplam ağırlığı 250 ton olan bu rüzgar santraline, bir milyon dolar yatırım yapılmıştı. Ancak titreşim ve malzeme yorgunluğundan dolayı, 26 Mart 1945 sabahı olan bir kazada kanatlarından biri kopmuş, yaklaşık 8 tonluk kanat 230 m uzağa fırlamıştır.

İkinci Dünya Savaşı'nın ardından 1945'de İngiltere'de başlatılan deneysel çalışmalar sonucunda, Enfeld'da 10 kW gücündeki Andreu makinesi kurulmuştur. Bu rüzgar türbininin

rotoru üç kanatlı olup, çapı 15 metreydi. 1947 yılında Danimarka'da başlatılan ve modern yaklaşımlar içeren elektrik üretim amaçlı bir başka çalışmanın son ürünü ise, 1959 yılında işletmeye sokulan 200 kW'lık Gedser türbini olmuştu. Bu makinenin 24 metre çaplı rotoru üç kanatlı idi. Aynı dönemde Fransa'da yapılan makinelerden Noeget Le Roi'deki rüzgar türbini 300 kW gücündedir. Bu yıllardaki ilgi artışının sebepleri şu şekilde sıralanabilir:

- Hızla artan elektrik enerjisi talebi karşısında, ekonomik olarak geliştirilebilen hidroelektrik kaynakların yakıt tedarikinin yetersiz kalması,
- Hidroelektrik santrallerinin ve buhar türbinlerinin oluşturulmasında, hem ilk yatırım sırasında, hem de enerjinin iletilmesi esnasında hızla artan yüksek maliyetler,
- Savaş sonrasındaki zor ekonomik ve politik koşullar nedeniyle, ülkelerin enerji üretiminde ithal yakıtlar yerine kendi öz kaynaklarına yönelmesi,
- Kömür ve petrol türevli kaynakların yakıt olarak kullanımının yüksek hızla artması ve dolayısıyla rezervlerin azalmaya başlaması,
- Savaş sırasındaki araştırma–geliştirme çalışmalarının sonucunda uçak konstrüksiyonlarında uygulanan aerodinamik bilgi birikiminin büyük bir oranda artması ve bu bilginin büyük rüzgar türbinlerinin konstrüksiyonu yolunda kullanılabilirliği,
- Yaygın enerji ağına farklı kaynaklardan enerji ve güç bağlanabilmesinin avantajlarının değerlendirilmesi,
- Rüzgar türbinleri ile ilgili denemelerin yapılması ve bu tip uygulamaların ekonomik bir tesis olarak başarılı olmamasına karşın, rüzgar enerjisinden faydalanarak elektrik üreten büyük tesislerin pratik olarak iyi bir performansla çalışabileceğinin kanıtlanması (Golding, 1955).

1961 yılında Roma'da Birleşmiş Milletler tarafından düzenlenen Enerjinin Yeni Kaynakları Konferansı'nda ele alınan üç kaynaktan biri rüzgar enerjisi idi. Böylece, çok eskiden buyana tanınan rüzgar enerjisi, teknolojik gelişmelerle ele alınıyor yeni ve yenilenebilir kaynaklar arasına sokuluyordu. Ucuz petrol döneminde güncellik kazanmayan rüzgar enerjisi, 1974-1978 yılları arasındaki yapay petrol bunalımları ardından gündeme daha çok girmiştir.

Rüzgar enerjisinin gelişimine, 1980'li yıllarda Uluslararası Enerji Ajansı eşgüdümünde yürütülen araştırma geliştirme çalışmalarının büyük etkisi olmuştur. Artık eski tip rüzgar jeneratörleri yerine, modern ve çağdaş rüzgar enerjisi çevrim sistemleri kurulmaktadır. Ayrıca rüzgar türbinleriyle beraber dizel motor ve güneş fotovoltaik jeneratörü içeren rüzgar-dizel-PV hibrid sistemler de geliştirilmiştir. Bir tüketiciyi besleyecek tek makine yerine, birden çok

türbin içeren rüzgar çiftlikleri ile elektrik şebekeleri için üretim yapılır olmuştur. ABD, Danimarka, Hollanda, İngiltere ve İsveç'in katkıları sonucunda, deniz üstünde, kıyıdan uzakta rüzgar santralleri kurulmuştur (Şen, 2003).

2.3 Rüzgar Enerjisi ile İlgili Kuramsal Temeller

2.3.1 Frekans histogramı ve rüzgar hızı dağılımları

2.3.1.1 Weibull dağılımı

Rüzgar endüstrisinde rüzgar hızlarında görülen değişimleri tanımlayabilmek çok önemlidir. Türbin tasarımcıları türbinlerin tasarımlarını optimize etmek için rüzgar değişim bilgilerine ihtiyaç duyarlar. Rüzgar yükü değişim bilgileri, oluşacak yatırım maliyetlerini minimize etmede önemli ipuçları vermektedir. Türbin yatırımcıları elektrik üretiminden elde edilecek geliri hesaplamada bu bilgiye ihtiyaç duyarlar. Rüzgar hızları için yıllık ortalaması önemlidir. Dar zaman aralıklarında esen fırtınalar yanılmamalıdır. Tipik bir arazinin rüzgar değişimlerini tanımlamak için çoğunlukla Weibull Dağılımı kullanılır.

Rüzgar hızlarının istatistik olarak değerlendirilerek, yıl içindeki şiddetine göre dağılımları çıkartılmalıdır. Rüzgar güç fonksiyonları şeklinde periyodik esintiler olasılık dağılımına açılır. Rüzgar hızları ile bu hızların olasılıkları, farklı eksenlere yerleştirilerek çizilen güç fonksiyon dağılım eğrileri Şekil 2.1'de verilmiştir. Şekildeki eğrinin altındaki alan tam olarak 1'e eşittir. Yatay eksene dik çizilen çizginin soluna doğru olan alandaki mavi bölgenin yarısı saniyede 6,6 metredir. Bu demek oluyor ki rüzgar zamanın yarısında saniyede 6,6 metrelik bir hızda esmiştir. Diğer yarı alanda saniyede 6 metreden daha az esmiş olduğu kolayca anlaşılır. Şekil 2.1'de verilen eğriye göre rüzgar; ortalama 7 m/sn.'lik bir hızla esmiştir. Ortalama rüzgar hızı, bu arazide yapılan rüzgar hızı gözlemlerinin gerçekten ortalamasını verecektir. Görüldüğü gibi rüzgar hızı dağılımı simetrik değildir. Bazen yüksek rüzgar olur, fakat bunlar nadiren gerçekleşir. 5,5 m/sn.'lik hızlar en yaygın olarak göze çarpmaktadır. Özel rüzgar hızını elde etme olasılığı ile her ufak rüzgar hızı aralığını çarpıp topladığımızda, "ortalama rüzgar hızını" elde etmiş oluruz (Uçar, 2007).

Weibull dağılım fonksiyonu aşağıda (2.1) eşitliğinde verilmiştir.

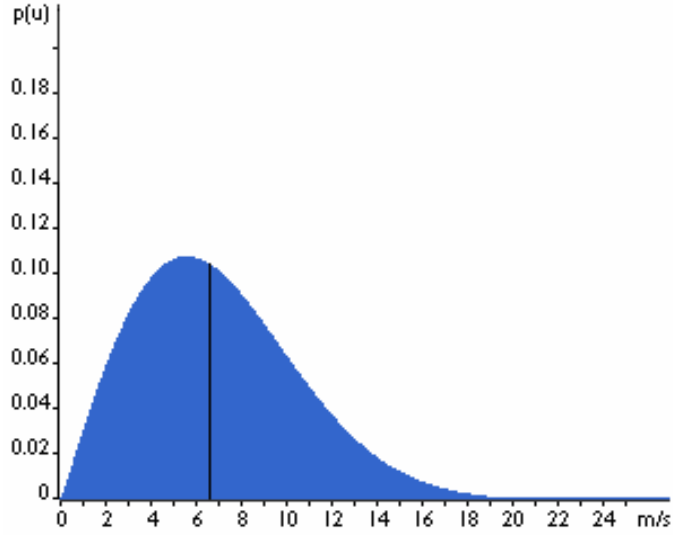
$$F(v) = \frac{k}{c} \left[\frac{v}{c} \right]^{k-1} \exp \left[- \left[\frac{v}{c} \right]^k \right] \quad u > 0 \quad (2.1)$$

Burada,

v : Rüzgar Hızı,

c : Ölçek Parametresi,

k : Şekil Parametresi, olarak verilmiştir.



Şekil 2.1 Frekans histogramı ve weibull dağılımı (Yerebakan, 2001)

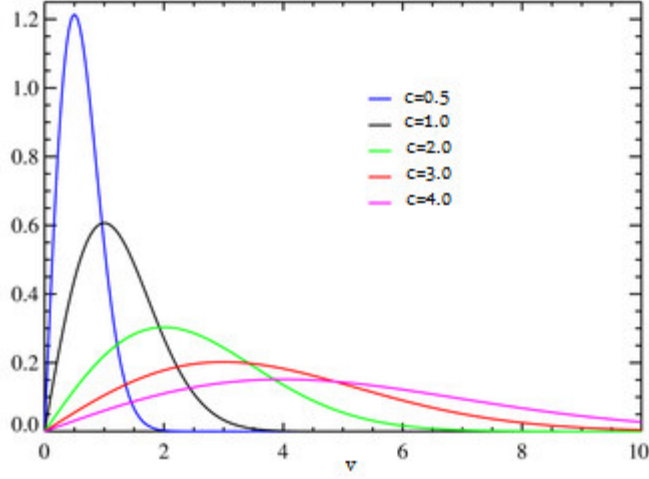
Weibull dağılımının diğer özellikleri Ek 1'de verilmiştir.

2.3.1.2 Rayleigh dağılımı

Rüzgar hızının istatistiki dağılımı dünya yüzeyinde bölgeden bölgeye değişmektedir. Bu değişimleri mahalli iklimsel şartlar, toprak yapısı, arazi ve yüzey topoğrafyası belirler. Weibull dağılımı değişkenlerin sistematik bir değerlendirme ile tahmin edilmesini sağlar.

Rüzgar türbini imalatçıları genellikle Rayleigh dağılımını kullanarak makinelerinin standart performans değerlerini verirler. Rayleigh dağılımı türbin tasarımcıları için önemli bir referanstır (Uçar, 2007).

Rayleigh fonksiyonu Weibull'un basitleştirilmiş bir versiyonu olarak düşünülebilir. Weibull fonksiyonunda şekil parametresi olan k , 2'ye eşitlenirse Rayleigh fonksiyonu elde edilir.



Şekil 2.2 Rayleigh dağılımına c parametresinin değişiminin etkisi

2.3.2 Rüzgar hızının yükseklikle değişimi

Meteorolojik veriler gösteriyor ki herhangi bir yükseklikteki hız ile diğer bir yükseklikteki hız farklıdır. Yer yüzeyine yaklaştıkça rüzgarın hızı azalmaktadır. Bu olay genelde rüzgar kesme olarak adlandırılır ve rotor tasarımında kullanılır. Yerden 5km. yükseklikte ise rüzgar hızı artık yüzey şekilleri ve hareketlerinden etkilenmemektedir. Birçok araştırmacının kabul ettiği şekilde eşitlik;

$$\frac{V}{V_o} = \left(\frac{H}{H_o} \right)^n \quad (2.3)$$

Burada,

V_o = Ölçülen Rüzgar Hızı (m/sn.)

H_o = Rüzgar Hızının Ölçüldüğü Yükseklik (m.)

V = Bulunmak İstenen Rüzgar Hızı (m/sn.)

H = Rüzgar Hızının Hesaplanacağı Yükseklik (m.)

n = Pürüzlülük Katsayısı $0,10 < n < 0,40$, olarak verilmiştir.

Pürüzlük katsayısı, düz yüzeylerde (deniz, kar kaplı alanlar) $0,10 - 0,13$ iken, yüksek binaların bulunduğu şehirlerde ise $0,27 - 0,40$ arasında değişir.

Rüzgar enerjisi ise;

$$\frac{E}{E_o} = \left(\frac{H}{H_o} \right)^{3n} \quad 0,30 < 3n < 1,20 \quad (2.4)$$

olacaktır.

Rüzgar yüksekliğe bağlı olduğu kadar yüzey şekillerine göre de farklı özelliklere sahip olacaktır. Yüksek tepelerin önündeki rüzgar hızı ve şekli ile tepelerin arkasındaki şekil aynı olmayacaktır (Gourieres, 1982; Gipe, 1999).

2.3.3 Rüzgar enerjisinde hız ve güç bağıntıları

Rüzgardaki enerji, sahip olduğu hız dolayısıyla taşıdığı kinetik enerjidir.

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \quad (2.5)$$

Buradaki “m”, “v” hacminden V hızıyla geçen havanın kütesidir. Kütle,

$$m = \rho \cdot v \quad (2.6)$$

ρ : Havanın Yoğunluğu, olduğuna göre, “S” alanının “t” zamanında “V” şiddetiyle geçen hava hacmi,

$$v = S \cdot V \cdot t \quad (2.7)$$

ve havanın kütesi de aşağıda belirtilmektedir.

$$m = \rho \cdot S \cdot V \cdot t \quad (2.8)$$

Sonuç olarak, rüzgarın sahip olduğu kinetik enerji,

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \cdot t \quad (2.9)$$

Güç ise aşağıdaki şekilde bulunur:

$$P = \frac{dE_k}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \text{ Watt} \quad (2.10)$$

Rüzgarın sahip olduğu güç yoğunluğu ise aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$E = \frac{P}{S} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \text{ Watt/m}^2 \quad (2.11)$$

Burada güç, rüzgar şiddeti ve dolayısıyla güç yoğunluğu anlık değerleridir (Türksoy, 2001; Patel, 1999).

Güç ifadesi incelendiğinde kanatların kestiği alanla ve en önemlisi de rüzgarın hızının ile orantılı olduğu görülecektir. Görüldüğü gibi rüzgarın sahip olduğu güç, hava yoğunluğuna bağlıdır. Hava yoğunluğu şu eşitlikle hesaplanmaktadır:

$$\rho = \frac{P}{RT} \text{ kg/m}^3 \quad (2.12)$$

P : Basınç hPa veya N/m²

R : Havanın Özgül Gaz Sabiti (287,16 J/kg oK)

T : Sıcaklık (oK)

Enerji üretimi hesapları yapılırken seçilen rüzgar türbininin güç eğrisi proje sahasının hava yoğunluğuna göre düzeltilmelidir. Bu işlem yapılırken kanat açılarındaki değişiklikler dikkate alınmalıdır. Bunun yanı sıra hava yoğunluğunun yükseklikle değişeceği için düzeltilmesi gerektiği bilinmelidir. Hava yoğunluğunun yükseklikle değişimi şu eşitlikle verilmektedir (Türksoy, 2001):

$$\rho = \left(\frac{P_o}{RT} \right) \exp\left(\frac{-gz}{RT} \right) \quad (2.13)$$

P_o : Deniz Seviyesinde Hava Basıncı (1013,25 N/m²)

g : Yerçekimi ivmesi (9,81 m/sn²)

z : Deniz Seviyesinden Yükseklik (m.)

2.3.4 Rüzgardan güç elde edilmesi

Rotor kanatlarından gerçek gücün elde edilmesi, hava akıntısına karşı ve aynı yöndeki rüzgar güçleri arasındaki farklılıktır.

$$P = \frac{1}{2} \cdot (\text{saniyedeki kütle akış oranı}) \cdot (V^2 - V_o^2) \quad (2.14)$$

P_o :Rotordan açığa çıkartılan mekanik güç (türbin çıkış gücü)

V_o :Rotor kanatları girişindeki rüzgar hızı

V :Rotor kanatları çıkışındaki rüzgar hızı

Havanın şiddeti devamlılık göstermez ve V 'den V_0 'a kadar değişebilir. Rotor kanatlarının duyarlılığı ve tasarımı, aerodinamiği ile ilgilidir. Dönen kanatlardan hava kütesinin akış oranı, ortalama şiddetli yoğunluğunun çoklanması ile bulunabilir. Dönen kanatlardan akan hava kütesinin akış oranı, ortalama şiddetli yoğunluğun çoklanması ile bulunabilir.

$$\text{Kütle akış Oranı} = \rho \cdot A \frac{V + V_0}{2} \quad (2.15)$$

Rotordan ortaya çıkarılan mekanik güç eşitliği:

$$P_o = \frac{1}{2} \left(\rho \cdot A \left(\frac{V + V_0}{2} \right) \right) \cdot V^2 - V_0^2 \quad (2.16)$$

Yukarıdaki eşitlik aşağıdaki gibi düzenlenirse,

$$P_o = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V} \right) \left[1 - \left(\frac{V_0}{V} \right)^2 \right]}{2} \quad (2.17)$$

$$P_o = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \quad (2.18)$$

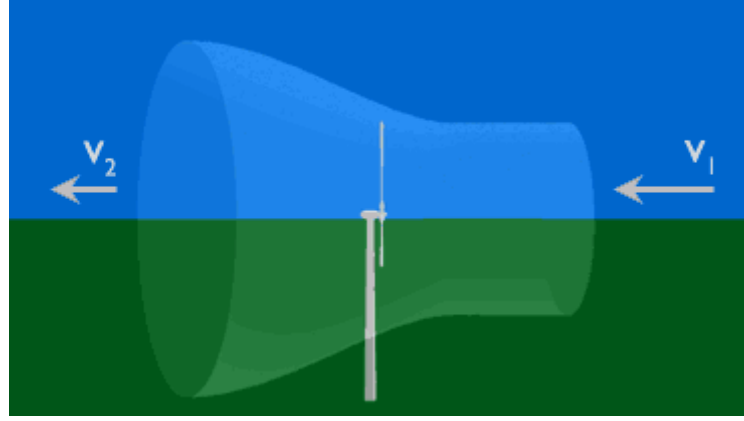
$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V} \right) \left[1 - \left(\frac{V_0}{V} \right)^2 \right]}{2} \quad (2.19)$$

C_p , rüzgar gücüne karşı koymanın bir sonucudur ve rotor kanatları tarafından oluşturulur. Rotorun güç katsayısı veya rotor etkinliği olarak adlandırılır (Patel, 1999).

2.3.5 Betz limiti yasası

Rüzgardaki tüm enerjiyi çıkarmayı deneseydik, hava sıfır hızla hareket ederdi, yani hava türbinden çıkamazdı. Bu durumda hiç enerji çıkaramazdık, çünkü havanın tümü açık bir şekilde türbin rotoruna girmeden önce engellenirdi. Diğer bir ekstrem durumda, rüzgar tüpümüz içerisinden hiç engellenmeden geçerdi. Bu durumda da benzer şekilde rüzgardan hiçbir enerji elde edemezdik. Bu nedenle bu iki ekstrem nokta arasında kalan bir frenleme yolu olması gerekir ve bu yolun rüzgardaki enerjinin mekanik enerjiye dönüştürülmesinde daha verimli olduğunu kabul edilir. İdeal bir rüzgar türbini rüzgarı orijinal hızının 2/3'üne

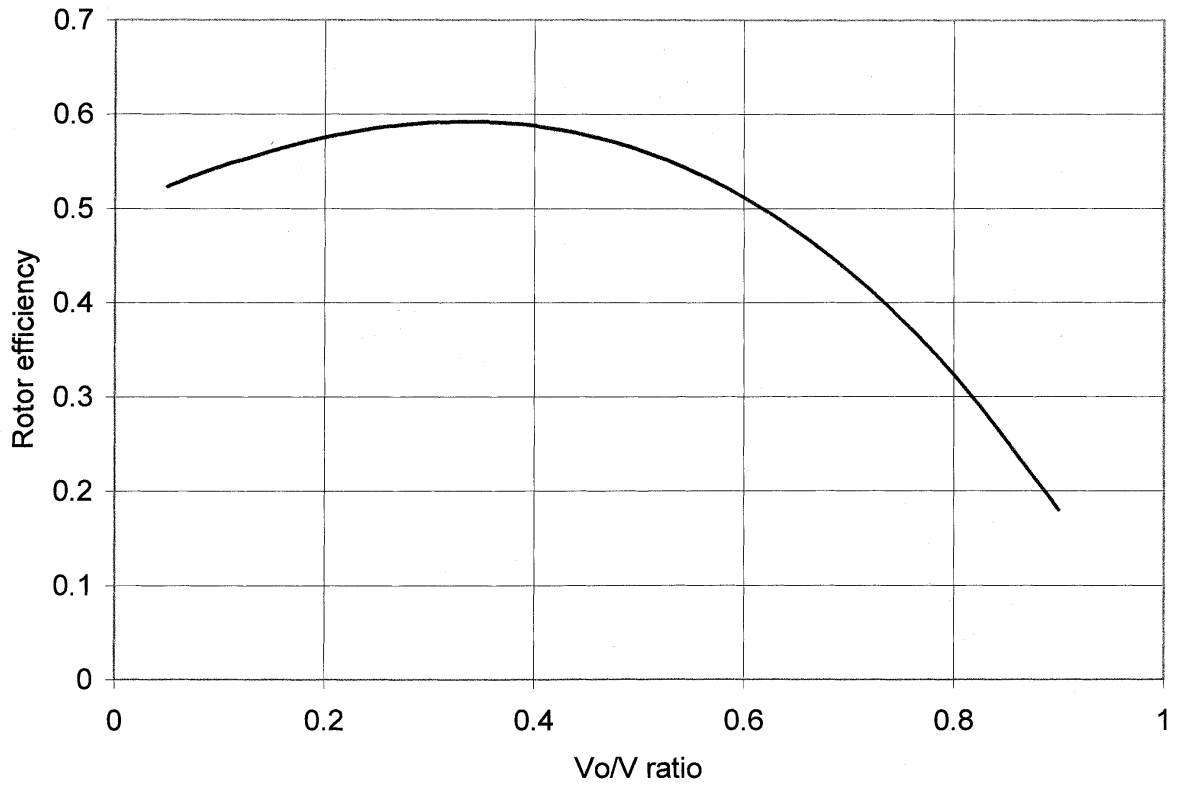
kadar yavaşlatır. Bir türbin rüzgardan ne kadar fazla kinetik enerji alırsa, rüzgar Şekil 2.3'deki türbinin sol tarafından çıkarken o kadar yavaşlatılacaktır (Betz, 1994).



Şekil 2.3 Rüzgar enerjisinin türbine giriş ve çıkış hızları (Betz, 1994)

Betz yasası rüzgardaki kinetik enerjinin yalnızca 16/27'sinden daha azını (veya %59'unu) bir rüzgar türbini kullanarak mekanik enerjiye dönüştürebileceğinizi söyler.

Betz yasası ilk olarak Alman Fizikçi Albert Betz tarafından 1919 yılında formüle edilmiştir (Betz, 1994).



Şekil 2.4 $C_p - V_o/V$ değişimi (Betz, 1994)

Şekil 2.4'de $C_p - V_0/V$ oranı verilmiştir. Görüleceği üzere $C_p = 0,59$ teorik olarak elde edilebilecek maksimum değerdir.

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot (1+n) \cdot (1-n^2) \quad (2.20)$$

$n = \text{Yavaşlatma Faktörü (} V_0/V \text{)}$

Bu eşitlikte maksimum güç faktörü C_p 'yi bulmak için yavaşlatma faktörü n 'in türevi alınıp sıfıra eşitlenirse,

$$\frac{d}{dn} \cdot C_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{d}{dn} (1-n^2 + n - n^3)$$

$$n_1 = 1/3, n_2 = -1$$

bulunur. Yavaşlatma faktörü n , hiçbir zaman negatif değer olamayacağından, $1/3$ alınır ve 3.20 eşitliğinde yerine konursa,

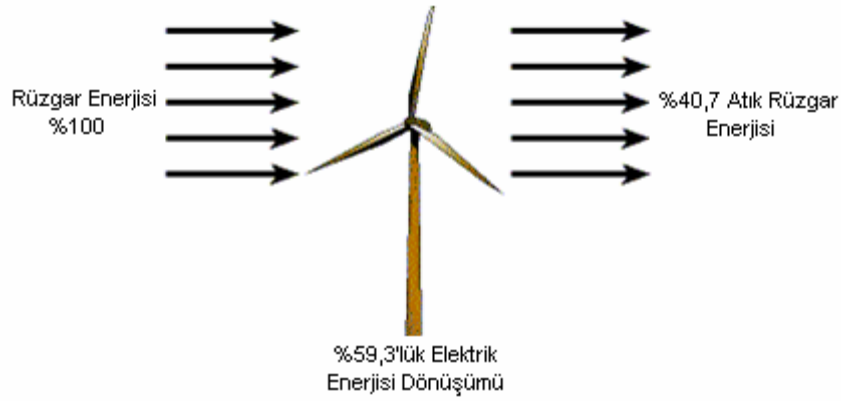
$$C_{p_{maks.}} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{1}{3}\right) \cdot \left(1 - \frac{1}{9}\right) = 0,5926$$

bulunur. Bu değeri Eşitlik (2.18)'de yerine koyarsak elde edebileceğimiz maksimum gücün formülünü bulmuş oluruz:

$$P_{maks} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot 0,59$$

$C_{p_{maks}}$ değeri serbest pervaneden alınacak maksimum verim olarak bulunur. Yani bir rüzgar türbiniyle, rüzgarın tüm enerjisinden faydalanmak imkansızdır. Rüzgar, rüzgar türbininden, rüzgardan aldığımız enerji ölçüsünde yavaşlamış olarak çıkar. Eğer rüzgardaki tüm enerjiyi alabilseydik, rüzgarın türbinden durgun halde çıkması gerekirdi. Fakat bu durumda da türbine rüzgarın diğer taraftan girmesi engellenir ve hiç enerji elde edilemezdi.

Çağdaş rüzgar türbinleri için C_p değeri yaklaşık olarak 0,40'tır. Bunun nedeni hava direnci, rotorun oluşturduğu türbülans ve aktarma organları ile elektrik sistemi gibi noktalardaki kayıplardır (Fujisawa, 1987).











Şekil 2.5 Betz limitinin şematik açıklaması (Betz, 1994)

2.4 Rüzgar Türbinlerini Sınıflandırılması

Rüzgar türbinleri, rüzgarın kinetik enerjisini mekanik enerjiye dönüştüren bir makinedir. Çizelge 2.1’de çoğunlukla kullanılan türbin tipleri ve kullanım alanları verilmiştir (Uçar, 2007).

Çizelge 2.1 Rüzgar türbin tipleri ve kullanım alanları (Uçar, 2007)

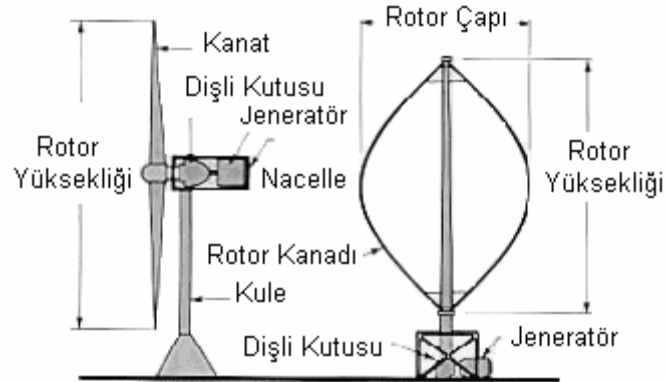
Rotor Tipi		Cp	Rpm	Tork	Kullanım Yeri
Pervane Tipi		0,42	Yüksek	Alçak	Elektrik Üretimi
Darrieus Tipi		0,40	Yüksek	Alçak	Elektrik Üretimi
Cylogiro Tipi		0,45	Orta	Orta	Elektrik Üretimi veya Su Pompalama
Çok Kanat Tipi		0,35	Orta	Orta	Elektrik Üretimi veya Su Pompalama

Yelken Kanat Tipi		0,35	Orta	Orta	Elektrik Üretimi veya Su Pompalama
Fan Tipi		0,30	Orta	Orta	Su Pompalama
Savonius Tipi		0,15	Alçak	Yüksek	Su Pompalama
Hollanda Tipi		0,17	Alçak	Yüksek	Su Pompalama

Kullanımdaki rüzgar türbinleri boyut ve tip olarak çok çeşitlilik gösterse de genelde türbinler, dönme eksenine göre sınıflandırılırlar. Rüzgar türbinleri dönme eksenine göre yatay eksenli ve dikey eksenli olmak üzere iki sınıfa ayrılırlar (Şekil 2.6). Her ne kadar türbinler yatay eksenli ve dikey eksenli türbinler olarak ikiye ayrılırsalar da, her iki tip türbin de aynı aerodinamik prensiplerle çalışırlar. Yararlı aerodinamik kuvvet türü olarak ise, taşıma ya da sürüklenme kuvvetlerini kullanırlar (Şen, 2003).

Genel olarak türbin sistemlerinde kullanılan alt sistemler şunlardır:

- Kanatların, göbeğin ve milin bağlandığı rotor
- Vites kutusu, fren mekanizması ve jeneratör
- Kule, denetim ve güvenlik sistemleri
- Elektrik bağlantıları, hizmet ve destek sistemleri



Şekil 2.6 Yatay ve dikey eksenli rüzgar türbinleri (Şen, 2003)

2.4.1 Düşey eksenli rüzgar türbinleri

Adından da anlaşılacağı gibi, türbin mili düşey ve rüzgarın geliş yönüne diktir. Savonius tipi, Darrieus tipi gibi çeşitleri vardır. Daha çok deney amaçlı üretilmişlerdir. Ticari kullanımları çok azdır.

Darrieus tipi düşey eksenli rüzgar türbininde, düşey şekilde yerleştirilmiş iki tane kanat vardır. Kanatlar, yaklaşık olarak türbin mili uzun eksenli olan bir elips oluşturacak biçimde yerleştirilmişlerdir. Kanatların içbükey ve dışbükey yüzeyleri arasındaki çekme kuvveti farkı nedeniyle dönme hareketi oluşur. Yapısı gereği Darrieus tipi rüzgar türbinlerinde, devir başına iki kere en yüksek tork elde edilir. Rüzgarın tek yönden estiği düşünülürse; türbinin verdiği güç, sinüs şeklinde bir eğri oluşturur (Şen, 2003).

Savonius tipi dikey eksenli rüzgar türbinleri, iki ya da üç adet kepçeye benzer kesitin birleşimi şeklindedir. En yaygını iki adet kepçenin bulunduğu durumdur ve “S” şeklini andıran bir görüntüsü vardır. Savonius türbininde akışkan içbükey kanat üzerinde türbülanslı bir yol izler ve burada dönel akışlar meydana gelir. Bu dönel akışlar Savonius türbininin performansını düşürür, bu nedenle elektrik üretiminde pek fazla kullanılmazlar. Daha çok su pompalama amaçlı ve rüzgâr ölçümlerinde kullanılan anemometre olarak kullanılırlar (Fujisawa, 1987).

Dikey eksenli rüzgar türbinleri her istikametlidirler ve değişen rüzgar yönlerinde dönerler. Böylece rüzgarı her bir yönden kabul ederler. Dönüşün dikey ekseni, sürücünün toprak seviyesine dahi yerleştirilmesine izin vermektedir. Bu tipteki rüzgar türbinlerinin güç kat sayısı 0,15'ten azdır. Bu nedenle güç üretiminde tercih edilmezler.

Bu türbinlerin iyi yönleri şöyle sıralanabilir:

- Jeneratör ve dişli kutusu yere yerleştirildiği için, türbini kule üzerine yerleştirmek gerekmez. Böylece kule masrafı olmaz.
- Türbini rüzgar yönüne çevirmeye gerek yoktur. Yani dümen sistemine ihtiyaç yoktur.
- Türbin mili hariç diğer parçaların bakım ve onarımı kolaydır.
- Elde edilen güç toprak seviyesinde çıktığından, nakledilmesi daha kolaydır.

Kötü yönleri ise şöyledir:

- Yere yakın oldukları için alt noktalardaki rüzgar hızları düşüktür.
- Verimi düşüktür.
- Çalışmaya başlaması için bir motor tarafından ilk hareketin verilmesi gerekir. İlk

hareket motoruna ihtiyacı vardır.

- Ayakta durabilmesi için tellerle yere sabitlenmesi gerekir. Bu da pek pratik değildir.
- Türbin mili yataklarının değişmesi gerektiğinde, makinenin tamamının yere yatırılması gerekir (Şen, 2003).

2.4.2 Yatay eksenli rüzgar türbinleri

Adında anlaşılacağı gibi, bu tip türbinlerde dönme eksenini rüzgar yönüne paraleldir. Kanatları ise rüzgar yönüyle dik açı yaparlar. Ticari türbinler genellikle yatay eksenlidir. Rotor, rüzgarı en iyi alacak şekilde, döner bir tabla üzerine yerleştirilmiştir.

Yatay eksenli türbinlerin çoğu, rüzgarı önden alacak şekilde tasarlanırlar. Rüzgarı arkadan alan rüzgar türbinlerinin ise, yaygın bir kullanım yeri yoktur. Rüzgarı önden alan türbinlerin iyi tarafı, kulenin oluşturduğu rüzgar gölgelenmesinden etkilenmemesidir. Kötü tarafı ise, türbinin sürekli rüzgara bakması için dümen sisteminin yapılmasıdır.

Rüzgarı arkadan alan türbinlerde ise; eğer rotor ve gövde uygun şekilde tasarlanmışsa, dümen sistemine gerek yoktur. Bu nedenle daha hafiftirler. Fakat büyük çaplı türbinlerde rüzgarın arkadan gelmesi tercih edilmez. Bunun nedeni ise; serbestçe dönmeye bırakılan türbinin elektrik enerjisini taşıyan kabloları burmasıdır. 1000 amper gibi yüksek akımlarla çalışan bu sistemde, akımın mekanik sistemlerle de toplanması sağlıklı değildir. Fakat küçük çaplı türbinlerde kolaylıkla uygulanabilirler (Şen, 2003).

Yatay eksenli türbinlerin bir başka sınıflandırması ise, dönme hızlarına göre yapılır. Yavaş çalışan rüzgar türbinleri ve hızlı çalışan rüzgar türbinleri adı altında iki gruba ayrılırlar.

Yavaş Hızlarda Çalışan Rüzgar Türbinleri: İlk olarak 1870'li yıllarda ABD'de çok kanatlı düşük hızlarda çalışan türbinler üretilmeye başlandı. Günümüzde 12 ile 24 adet arasında değişen kanatlar, rotorun ya tüm yüzeyini, ya da hemen hemen tüm yüzeyini kaplar. Yerleştirilen kuyruk kanadı dümen işlevini görür (Şen, 2003).

Genellikle bu tip rüzgar türbinlerinin çapı 5 ile 8 m arasında değişir. Bu tipin en büyük örneği ABD'de inşa edilmiş olup, çapı 15 m'dir. Yavaş çalışan rüzgar türbinleri 2-3 m/s arası rüzgar hızlarında kendiliğinden çalışmaya başlarlar. Bu türbinlerin özellikleri aşağıda maddeler halinde belirtilmiştir.

- Genellikle hızları 3-7 m/s arasında değişen rüzgarlarda kullanılırlar.
- Elektrik üretimi için verimleri düşüktür.
- Çap büyüdükçe ağırlık artacağından, bu türbinleri kurmak kolay değildir.

- Bu tipteki türbinler, daha çok su pompalama işi için idealdirler. Genellikle pistonlu pompalarda kullanılırlar (Şen, 2003).

Yüksek Hızlarda Çalışan Rüzgar Türbinleri: Yüksek hızlarda çalışan bu tip rüzgar türbinlerinde kanat sayısı 1 ile 4 adet arasındadır. Düşük hızlarda çalışan çok kanatlı rüzgar türbinlerinden çok daha fazla hafiftirler. En çok kullanılan tip üç kanatlı olanlardır.

İki kanatlı türbinler, üç kanatlılara göre %2-3 daha az verimlidir. Tek kanatlı türbinler ise, iki kanatlı türbinlerden %6 daha verimsizdirler. Ayrıca tek kanatlı türbinlerde dengeleyici olarak karşı ağırlık kullanılır. Yüksek rüzgar hızlarında çalışan bu tip türbinlerde kanat sayısı arttıkça verim artar. Ancak 3 kanattan daha fazla sayıda kanat, maliyeti önemli ölçüde arttıracığından tercih edilmez. Bir ve iki kanatlı türbinler daha hızlı döndüklerinden, üç kanatlı türbinlere göre daha fazla gürültü yaparlar. Bütün bunların yanında, üç kanatlı türbinlerin estetik görünüşleri de bu tip türbinlerin daha çok tercih edilmesinde önemli bir etkidir .

Söz konusu türbinlerin yavaş hızlarda çalışan rüzgar türbinlerine göre avantajları şunlardır:

- Düşük kanat sayısı; bu tipteki türbinlerin fiyatını ve ağırlığını önemli ölçüde azaltır.
- Ani rüzgar patlamalarından kaynaklanan basınç değişimlerinden etkilenmezler.
- Çok yüksek hızlarda çalışan kanat koruyucu sistemleri, bu tip türbinlerde daha ucuzdur.

Tek dezavantajı ise güçlkle çalışmaya başlamasıdır.

Yüksek verimleri nedeniyle günümüzde elektrik üretimi amaçlı kullanılan rüzgar türbinlerinin neredeyse tamamı bu tipli türbinlerdir (Şen, 2003).



Şekil 2.7 Elektrik üreten üç kanatlı rüzgar türbinleri

kısa bir süre sonra 50 kW nominal güçte pilot bir tesisin yapımına Manzanares, İspanya’da başlanmıştır. Tasarımı ve teorik çözümlemesine 1980 yılında başlanan tesisin; yapımı, devreye alımı ve deneme safhaları üç yıl sürmüştür. Yapılan iyileştirmelerle, tesis, 1989 yılına kadar enerji üretmiştir. Bu tesisin baca yüksekliği 195 metre, kollektör çapı ise 240 metreydi (Kara, 2002).

Çizelge 2.2’de YHART tipik ölçüleri verilmiştir. Bu tabloya göre 100 MW’lık güç üreten bir tesisin kapladığı alan 10 km² baca yüksekliği ise 1 km’ye yakındır.

Çizelge 2.2 YHART tipik ölçüleri (Kara, 2002)

Güç (MW)	5	30	100
Toplayıcı Çapı (m)	1110	2200	3600
Baca Yüksekliği	445	750	950
Baca Çapı	54	84	11,5
Toplayıcıdaki Sıcaklık Artışı (Co)	25,6	31,0	35,7
Baca İçerisindeki Hız (m/s)	9,1	12,6	15,8
Toplam Basınç (Pa)	383,3	767,1	1100,5
Ortalama Verim			
Toplayıcı (%)	56,24	54,72	52,62
Baca (%)	1,45	2,33	3,10
Türbin (%)	77	78,3	80,1
Toplam (%)	0,63	1,00	1,31

Günümüzde YHART ile ilgili akademik ve deneysel bazda çalışmalar devam etmektedir. Kurulması düşünülen sistemin 1000 m’lik baca yüksekliğine ve 2500m’lik toplayıcı çapına sahip olacağı bildirilmektedir.

Sistem, modern rüzgar türbinlerinde yaşanan “Rüzgar yoksa enerji de yok” problemine maruz kalmaz; çünkü sistemde, sürekli bir hava akımı mevcuttur. Ayrıca toplayıcı tabanına yerleştirilen absorber bir yüzey yardımıyla gece de enerji üretilebilir.

Bu sistemin avantajları şunlardır:

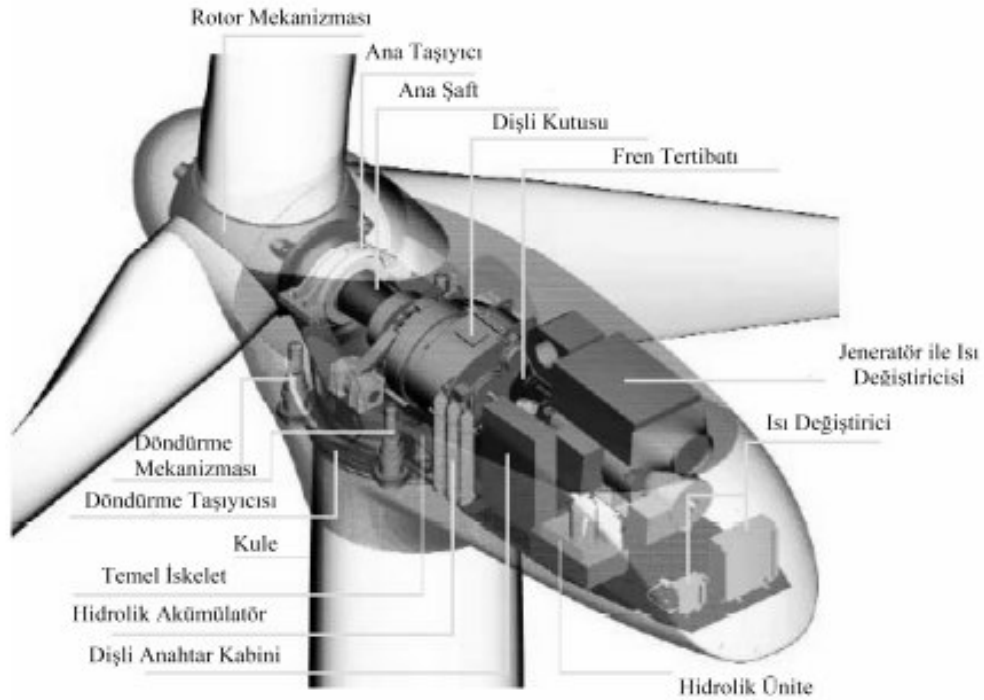
- Cam çatılı toplayıcı, güneş ışınımının tamamını kullanır (yayılı+direkt).
- Toplayıcı tabanı, doğal bir enerji depolayıcı gibi davranır. Bu sayede gecede enerji üretimi devam eder.

- Geleneksel güç sistemlerinden farklı olarak, soğutma suyuna ihtiyaç yoktur.
- Sistemde çok az sayıda hareketli parça bulunduğundan, diğer sistemlere göre çok daha güvenlidir. (Kara, 2003).

YHART sisteminin en büyük dezavantajı kapladığı alandır. Ancak ülkemizin coğrafi yapısı göz önüne alındığında, YHART'nin kurulması için uygun birçok düzlük alan bulunabilir. (Kara, 2002).

2.5 Rüzgar Türbinlerinin Ekipmanları

Bir rüzgar türbini başlıca; dişli kutusu, rotor, anemometre, otomatik yöneltme düzeni, frenleme düzeni, yaw mekanizması ve kuleden meydana gelmektedir. Şekil 2.9'da tipik bir rüzgar türbinine ait ekipmanlar ve konumları görülmektedir (Özgür, 2002).



Şekil 2.9 Bir rüzgar türbini üzerindeki ekipmanlar ve konumları

- Dişli Kutusu

Rüzgar türbini rotorunun (pervanesinin) dönmesiyle elde edilen güç, ana şaft, dişli kutusu ve yüksek hız şaftından oluşan güç ünitesiyle jeneratöre aktarılır. Rüzgar türbini rotorundan elde edilen yavaş dönme hızı ve yüksek tork, dişli kutusuyla jeneratör için kullanılan yüksek hız, düşük tork gücüne dönüştürülür. Genellikle rotorun dönüşüyle jeneratör arasında, tek bir dişli oranı vardır. 600 ya da 750 kW'lık bir makine için iletim oranı yaklaşık olarak 1/50'dir.

- Rotor (Pervane)

Pervane; gelen rüzgar hareketini, şaft vasıtasıyla dişli kutusuna, oradan da jeneratöre gönderen en dış birimdir. Rotor kanadından etkiyen rüzgar, kanadın gövdesine ve rotorun merkezine doğru hareketlendikçe, daha dik bir açıdan gelir. Eğer rotor kanadı çok dik bir rüzgar geliş açısı etkisinde kalırsa, rüzgarın kanadı kaldırma kuvveti azalır ve sıfırlanır. Bu nedenle, rotor kanadı burulmak zorundadır ve kanadın arka ucu esen rüzgarla aynı yöne doğru itilir. Çoğu modern rüzgar türbin rotor kanatları GRP (glass fibre reinforced plastics) yani cam elyaf plastikten yapılır.

Diğer kullanılan malzeme ise karbon fiber veya aramid'dir. Ancak bunlar, büyük türbinler için ekonomik değildir. Çelik veya alüminyum karışımlarının ağırlık ve yorulmadan kaynaklanan problemleri olmakla beraber küçük türbinler için günümüzde sıkça kullanılmaktadır (Özgür, 2002).



Şekil 2.10 Rotor (Pervane)

- Anemometre

Anemometre, bir dikey eksene ve rüzgarı tutan üç fincana sahiptir. Dakikadaki devir sayıları elektronik olarak kaydedilir. Anemometreler fincanlar yerine, pervanelerle de donatılabilirler, ama bu yaygın değildir. Bunların yanı sıra, sesin fazla yükselmesi ve hava moleküllerinden yansıyan coherent ışığı tespit eden ses üstü ve lazer anemometreleri de vardır. Sıcak kablo anemometreleri, rüzgar ve rüzgar altına yerleştirilen kabloların arasında meydana gelen dakikalık sıcaklık farkından dolayı rüzgar hızını tespit eder. Mekanik olmayan anemometrelerin avantajı, buzlanmaya karşı az hassas olmalarıdır. Bununla beraber uygulamada fincan anemometreleri her yerde kullanılmakta olup elektrikle ısıtılan mil ve fincanlı özel modeller kutuplarda da bile kullanılmaktadır (Özgür, 2002).

- Otomatik Yönelme Düzeni

Çeşitli yönlerden esen rüzgarlardan yararlanabilmek için, dönen çarkın, her an rüzgar

doğrultusuna dikey konumda olması istenir. Bu yöneltme, ya çark düzlemine dikey olan büyük düzeyli bir dümenle veya yardımcı bir çarkla otomatik olarak sağlanabilmektedir.

- Frenleme Sistemi

Modern rüzgar türbinlerinin fren tertibatı iki şekildedir. Bunlardan birincisi aerodinamik fren sistemi, ikincisi ise mekanik fren sistemidir. Aerodinamik fren sistemi, rotor kanatlarının boyuna eksen etrafında yaklaşık 90°'lik döndürülmesini (derece veya aktif kontrollü türbinler için geçerli) veya rotor kanat uçlarının 90° döndürülmesini esas alır.

Bu sistemler elektriksel güç hatalarının oluşmasında çalışmaya devam etmesi için ve türbinlerdeki basınç kayıplarında hidrolik sistemi otomatik olarak aktif hale getirmesi için kullanılır. Genellikle rotasyon sorunlarında sistem türbini durduracaktır (Uçar, 2007).

Mekanik frenleme sistemi ise türbinin yavaşlatıcı kontrolde durdurulması için aerodinamik frenleme sistemlerine destek vermek amacıyla kullanılmaktadır. Devir sayısının belirli bir değerden sonra sabit tutulması, belirli bir sınırı aşmasına engel olunması, çarkın ve pallerin korunması yönünden çok önemlidir. Özellikle fırtınalı havalarda rüzgara karşı küçük bir yüzey çıkarmak, hatta tesisten yararlanılmayacaksa tamamen durdurmak gerekir. Mekanik fren sistemi, dişli kutusuna yerleştirilen bir diskten oluşmaktadır. Fren diski çelikten yapılır ve mil üzerine sabitlenir. Olabilecek arızalara karşı frenleme sistemini korumak için hidrolik yağ basıncı gerekmektedir. Yağ basıncı olmadığında, fren blokları fren diskini sıkıştıracaktır. Genel olarak frenleme sistemi, fren bloğu ile disk arasındaki sürtünmenin bir sonucudur (Güney, 2001).

- Yaw (Saptırma) Mekanizması

Rotorun rüzgara dik olmadığı durumlarda rüzgar türbininin bir yaw (rotadan çıkma) hatasına sahip olduğu söylenir. Bir yaw hatası, rüzgardaki enerjinin düşük bir parçasının rotor alanına doğru akmasını ifade eder. Yaw kontrolü rüzgar türbin rotorunun güç giriş kontrolünün en iyi yoludur. Yatay eksenli rüzgar türbinlerinin hemen hemen hepsinde yaw döndürme kuvveti kullanılır. Bu türbinlerde, rüzgara karşı elektrik motoru ve dişli kutuları kullanarak döndürülen türbini tutan bir mekanizma vardır. Türbin çalıştırıldığında, pervane kanadı, konumunu belirli zaman aralıklarında elektronik kontrollerle yaw mekanizması vasıtasıyla hareket ettirir (Özgür, 2002).

- Elektronik Kontrolcü

Elektronik kontrolcü, rüzgar türbininin şartlarını sürekli olarak takip eden ve yaw mekanizmasını kontrol eden bir bilgisayar bulundurur. Herhangi bir bozukluk (dişli kutusu

veya jeneratörün aşırı ısınması gibi) durumunda türbini otomatik olarak durdurur ve türbin operatörü bilgisayarına modem hattı ile çağrı mesajı gönderir. (Emniyetli, 2007).

- Soğutma Sistemi

Jeneratörler çalışırken ısınır ve soğutma sistemine ihtiyaç duyulur. Türbinlerin çoğunda jeneratördeki hava kanallarından bir fan ile hava sirkülasyonu sağlanması metodu ile soğutulmaktadır. Soğutma birimi fanı elektrik jeneratörünü soğutur. Ayrıca dişli kutusunun yağını soğutan bir yağ soğutma birimini de bulundurur. Bazı türbinler su-soğutmalı jeneratörlere sahiptir. Fakat birkaç üretici firma su ile soğutulan jeneratörler kullanırlar. Su ile soğutulan jeneratörler daha küçük yapılabilir. Ayrıca elektriksel olarak daha sorunsuz ve verimlidir. Ancak bu sistemde soğutma suyu için sıvı tankı gereklidir. Bu tankın veya radyatörün nacelleye yerleştirilmesi problem yaratır (Emniyetli, 2007).

- Platform ve Kule

Sistemin mekanize bölümlerinin tümünü üzerinde bulduran platform, çelik konstrüksiyondan ve gürültü kirliliğini azaltmak amacıyla ses izolasyonlu olarak imal edilmektedir. Platformun kütlesi üzerindeki aksamlarla birlikte 12-82 ton arasında değişebilmektedir. Platform bir mil vasıtası ile konik veya bilyeli radyal rulmanlarla kuleye, çevresinde dönebilecek şekilde yataklandırılır. Kule yüksekliği rüzgar hızına etkili bir faktör olduğundan tasarımının hem çevrim sisteminin gücüne hem de mukavemetine göre yapılması gerekmektedir. Kule, sistem büyüklüğüne göre çelik koni boru, çelik kafes, çelik silindir, beton konik boru ya da silindir biçiminde imal edilebilmektedir. Kule yükseklikleri 70 m'ye dek ulaşabildiğinden, kafes kulelerin dışındaki konstrüksiyonlar iki ya da üç parçalı olabilmektedir. Kafes kuleler görüntü kirliliği nedeni ile pek tercih edilmezler. Rotor 3-26 ton, gövde 10-56 ton ve kule ağırlığı 12-88 ton arasında değişmektedir. Türbin gücü, rüzgar hızının, süpürme alanının ve güç faktörünün fonksiyonudur. Rüzgar hızı yükseklikle arttığından, aynı çaplı bir rüzgar rotorunun daha yüksek kuleye yerleştirilmesi ile elde edilebilecek güç artmakta ise de, kule ağırlığının ve maliyetin artması bir sınır koymaktadır. (Özgür, 2002).

2.6 Rüzgar Türbinlerinin Bakımı, Güvenliği ve Çevreye Etkileri

Bakımı: Modern rüzgar türbinleri 20 yıllık ömürlerinde 120000 saat çalışacak şekilde tasarlanırlar. Bu süre, bir otomobilin 4000-6000 saat çalışma aralığından çok daha fazladır. Danimarka'da 1975'den beri kullanılan 4400 türbin üzerinde yapılan çalışmalar, yeni üretim türbinlerinin bakım ve onarım maliyetlerinin eski üretim türbinlerin bakım ve onarım

maliyetlerinden oldukça düşük olduğu görülmektedir. Eski Danimarka türbinlerinin yıllık bakım maliyetleri, türbin yatırım maliyetlerinin %3'ü dolayındadır. Yeni üretim türbinlerinde ise bu oran, yatırım maliyetlerinin %1.5-2 dolayındadır. Tek bir türbinin bakım maliyeti, bir rüzgar parkındaki türbinlerin bakım maliyetinden daha pahalıdır. Bazı rüzgar türbini parçaları bozulmaya ve değiştirilmeye, diğerlerinden çok maruz kalır. Bu, özellikle rotor kanatları ve vites kutusu görülür. Özellikle kanatlar, vites kutusu veya üreteç türbin fiyatının %15-20 arasında değişen kısmını oluşturur. Türbinlerin 20 yıllık tasarım ömrü üreticiler tarafından belirtilmektedir. Ancak gerçek ömür hem türbin kalitesine hem de lokal klimatolojiye bağlıdır. Örneğin, sitedeki türbülans miktarı gerçek ömrü önemli oranda belirleyen değişkendir (Emniyetli, 2007).

Güvenliği: Büyük modern rüzgar türbinlerinde normal olarak konik çelik boru şeklinde kuleler kullanılır. Bu kulelerin kafes kulelere göre en büyük üstünlüğü, daha güvenli olması ve rüzgar türbininin bakım ve onarımını personel tarafından daha rahat ve güvenli yapılmasını sağlamasıdır. Kusuru ise, maliyetinin yüksek olmasıdır. Kafes tipi kulelerin en büyük kusurları, rüzgar çiftliğine daha az uygun olması ve bakım onarım sırasında yanına ulaşılabirliğin zor olmasıdır. Bakım, onarım ve servis için güvenlik açısından bazı sakıncalar içermektedir. Kule yüksekliğinde, türbinleri kurarken ve bakım-onarım çalışması yaparken tehlikeli sonuçlar doğurabilir. Fakat yeni rüzgar türbinlerinde personelin düşmemesi için inerken ve çıkarken her türlü güvenlik önlemi alınmıştır. Bakım anında makinelerin tamamen durdurulması gerekmektedir. Kritik parçaların bozulması durumunda veya şebekeden ayrılma durumunda, rotorun ve türbinin durması gerekmektedir. Bu durma olmazsa, rotor çok kısa sürede hızlanmaya başlayacaktır. İşte bu durumlarda aşırı hızlanma koruması olmalıdır. Yeni modern türbinlerde bu önlem mevcuttur (Türkçü, 2005).

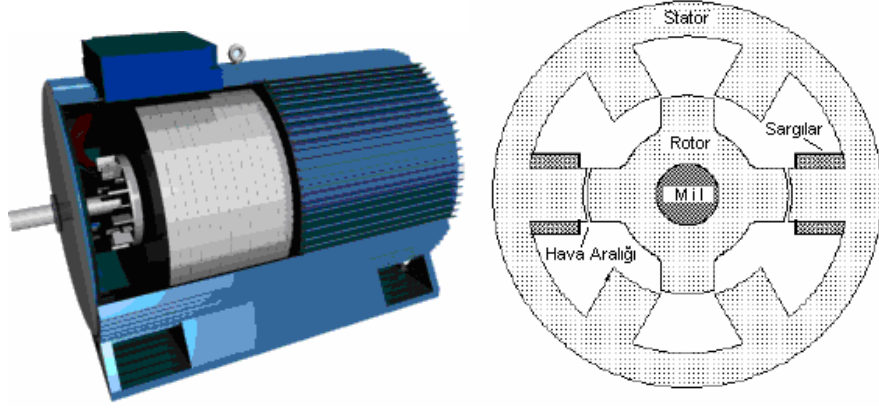
Çevreye Etkileri: Rüzgar enerjisi temiz bir kaynaktır. Bugün dünyanın en önemli çevre sorunu atmosferdeki CO₂ artışından ve sera etkisinden kaynaklanan küresel ısınmadır. Oysa, rüzgar santralleri CO₂ emisyonu olmayan santrallerdir. Rüzgarın temiz kaynak olması, olumsuz çevre etkilerinin hiç bulunmaması demek değildir.. Ancak sıralanacak olumsuzluklar, yok sayılacak düzeydedir. Yine de rüzgar projelerinin araziye uyumlu ve yerel toplumların danışmanlığıyla geliştirilerek hazırlanması önem taşımaktadır. Bu yolla kamuoyunun desteği de sağlanacaktır. Rüzgar tarlalarının geniş alan istemesi bir sorun gibi gözükabilir. Tek türbin açısından bakıldığında alan gereksinimi 700-1000 m²/MW düzeyindedir. Rüzgar tarlalarının birim kurulu güç başına toplam alan gereksinimi ise, bunun 150-200 katı üzerinde olup, tarla özgül alanı 0.1-0.2 km²/MW arasındadır. Ancak, rüzgar

tarlalarında türbinlerin kapladığı gerçek alan, tarla toplam alanının %1-1.2'si kadardır. Türbinlerin aralarında yetiştiricilik yapılabildiğinden, arazi kaybı söz konusu değildir. Rüzgar çiftliklerinin görsel ve estetik olarak kişileri rahatsız etmesi, gürültü yapması, kus ölümlerine neden olması, gerek radyo ve gerekse TV alıcılarında parazitler oluşturması gibi olumsuz çevre etkileri ile kaza olasılıkları vardır. İngiltere'de büyük rüzgar çiftlikleri (10 türbinden fazla veya 5 MW'ın üzerinde) çevre sorunları nedeni ile milli park alanlarının sınırları içinde kurulamıyorlar. Görüntü kirliliğini engellemek ve estetik görünüm için kafes kulelerin yerini boru kuleler almıştır. Türbinlerin haberleşmede parazit oluşturması ise 2-3 km'lik alanla sınırlı kalmaktadır. Ancak, rüzgar türbinlerinin kuşlar için ölüm tuzağı olması önlenememektedir.

Rüzgar türbinlerinden yayılan gürültü iki kaynaktan üretilir. Mekanik gürültü, dişli kutusu, jeneratör ve yedek motorların oluşturduğu gürültüdür. Aerodinamik ya da geniş bant gürültüsü, makinenin kanatları üzerinden hava geçerken oluşur. Mekanik gürültü, akustik kılıfların ve özel dişlilerin dönen parçalarının ses emici malzeme ile kaplanması gibi birçok standart tekniğin kullanılması ile azaltılabilir. Aerodinamik gürültü ise, hava içinde hareket eden kanatların hızına bağlı olarak artar. Gürültü etkisi, topografik ve ikamet edilen bölgelerin yakınındaki yerlere göre rüzgar türbinlerinin dikkatli yerleştirilmesi ile kolayca azaltılabilir. Rüzgar çiftliği içerisindeki ses, geliştirilmiş türbinlerin bulunduğu ortamda bile 85 dB düzeyindedir. Araba içerisindeki gürültü ise 80-90 dB kadardır. Rüzgar tarlaları ile yerleşim birimleri ve konutlar arasındaki uzaklığın 300 m'den az olmaması, standart 400 m olması gürültü korumasını sağlamakta, bu koşulda var olan taban gürültüye 5dB daha gürültü eklenmektedir. Böylece, 400 m uzaklıkta gürültü kirliliği 36.9-56 dB olarak kaydedilmiştir (Emniyetli, 2007).

2.7 Rüzgar Jeneratörleri

Basit bir jeneratörün çalışma prensibi; ilk olarak rotordan bir hareket sağlanır. Örneğin rüzgar veya su vs. gücüyle türbin rotor miline hareket verilir. Verilen hareket sonucu, rotor sargılarındaki elektronlar göreceli olarak hareket ettiği için geleneksel motor durumunun tersi yönde bir döner manyetik alan oluşturur. Bu alan statorda elektrik akımı indükler ve statordan elektrik akımı çekilmeye başlanmasıyla elektrik enerjisi üretilmiş olur.



Şekil 2.11 Basit bir jeneratör ve stator-rotor kısmı (Güney, 2001)

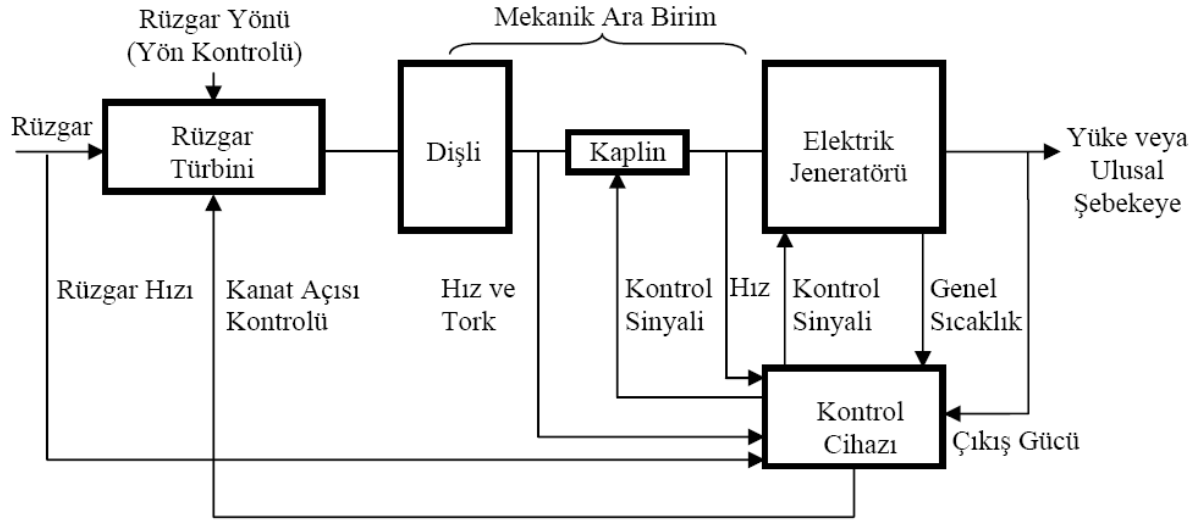
Genellikle rüzgar, pervaneyi bir dişli kutusu üzerinden hareket ettirerek elektrik jeneratörünü sürer. Dişli teknolojisinde ortaya çıkan gelişmeler ve düşük hızlı elektrik jeneratörlerinin maliyetinin yüksek olması, küçük sistemler dışında pervanenin jeneratör tarafından doğrudan sürülmemesi eğilimine yol açmaktadır (Walker, 1997).

Elektrik enerjisi elde etmek için kullanılan rüzgar türbinleri az kanatlı ve yüksek hızlı makinelerdir. Yüksek hızda çalışmalarının nedenleri;

- Eşit çaptaki yüksek hızlı bir rüzgar türbini, düşük hızlı bir rüzgar türbininden daha hafif dolayısıyla daha ekonomiktir.
- Dönme hızları daha yüksek olduğu için gerekli çevrim oranı daha düşüktür. Bu nedenle dişli kutusu daha hafiftir.
- Elektrik jeneratörünün çalışmaya geçmesi için gerekli başlangıç torku küçüktür.

Rüzgar elektrik sisteminin genel bileşenleri Şekil 2.12’de gösterilmiştir. Hareketli havadan mekanik enerji şeklinde elde edilen enerji, uygun bir kaplin ve dişli kutusu içeren mekanik aktarıcı yoluyla elektrik jeneratörüne aktarılır.

Jeneratörden alınan elektrik çıkışı, uygulamaya göre bir yüke veya güç şebekesine bağlanır (Uçar, 2007).



Şekil 2.12 Rüzgar elektrik sistemi genel bileşenleri

Rüzgar türbinlerinde genel olarak iki tip jeneratör kullanılır. Bu jeneratörler;

1. DC (Doğru Akım) Jeneratörler
2. AC (Alternatif Akım) Jeneratörler
 - a) Senkron Jeneratörler (Alternatörler)
 - b) Asenkron (Endüksiyon) Jeneratörler

2.7.1 DC jeneratörler

Küçük güçlü sistemlerde eskiden çok fazla kullanılan doğru akım jeneratörleri şimdi genellikle senkron veya asenkron jeneratörler ile değiştirilmektedir. Bu jeneratörler, bir dönüştürücü yardımıyla alternatif akıma dönüştürebilen doğru akımı üretir (Walker, 1997).

DC jeneratörlerde devamlı olarak pozitif çıkış elde edilir. Dönen kontaklar sonuçta düşük güvenilirlik ve yüksek bakım maliyeti ister. Bu özellik DC makinenin bir dezavantajıdır, fakat kolay hız kontrolü sağlamasından dolayı 1980'lere kadar büyük oranda kullanılmıştır. DC jeneratörler Küçük ve lokal rüzgar işletmelerinde kullanılmaktadır. DC jeneratörler, komütatör, fırça bakım problemleri yüzünden gözden düşmüştür (Patel, 1999; Nayar, 2001).

Bugünlerde DC makineler genellikle sabit mıknatıslı olarak kullanılmaktadır. Rotor sürekli manyetik akıyı sağlayan sabit mıknatıslardan oluşur. Stator ise iletken sarımlarından oluşur ki üzerinde gerilim indüklenen kısımdır. Elde edilen gerilim daha sonra yarı iletken

doğrultucularla doğrultulur. Sürekli mıknatısla elde edilebilecek manyetik alan sınırlı olduğundan dolayı fırçasız DC makineler 100 kW'a kadar imal edilebilmektedir (Patel, 1999).

2.7.2 Senkron jeneratörler

Sabit hızlı bir hareket vericiden yararlanarak sabit frekanslı AC elektrik üreten senkron makinelerin teknolojisi yaygın ve gelişmiş özelliktedir. Jeneratör, makinedeki kutup sayısı ile ilgili senkron hız adı verilen sabit bir hızda çalışmalıdır.

Senkron makinelerin şebeke ile paralel çalışması için üretilen hız sabit olmalıdır ve %1-2 oranındaki çok küçük dalgalanmalar saniyenin bölümleri gibi yalnızca çok kısa süreler için kabul edilebilir. Rüzgar sürücülü senkron makinelerde, bu koşulun yerine getirilmesi aşağıdaki nedenlerden dolayı zordur.

- Rüzgar girişindeki sürekli dalgalanmalar,
- Elektriksel çıkışın hız değişimlerine duyarlılığı,
- Makinenin şebekeden güç çekme ve motor olarak çalışma gibi özellikleri,

Bu problemler jeneratör mili ile dişli kutusu arasında uygun bir kuplaj kullanılarak aşılabilir. Maksimum torka sınırlama getiren kuplajlar, en iyi performansı ortaya çıkarır (Uçar, 2007).

Elektriksel güç üretmekte en çok kullanılan kendini kabul etmiş bir makinedir. Senkron makine, sabit hıza bağlı olarak sabit frekansta çalışır. Bu sebepten dolayı değişken hızlı rüzgar türbin uygulamaları kullanımı için uygun değildir. Senkron makinenin ideal kullanımı, güneş enerjili güç alanları ile birlikte sabit hızda kullanılmasıdır. Şebekeye bağlı sistemlerde kullanılması, reaktif güç ihtiyacı olmamasından dolayı uygundur (Patel, 1999).

2.7.3 Asenkron jeneratörler

Elektriksel güç endüstrisinde en fazla kullanılan makinedir. Teknolojik gelişmelere paralel olarak geliştirilmiş ve kullanımı artmıştır. Öncelikli avantajı endüksiyon makinelerin bakıma ihtiyaç duymayan fırçasız yapısı ve DC alan güç paylaşımına ihtiyaç duymamasıdır. Bu avantajlarından dolayı, senkron ve DC makinelerin kullanımı azalmıştır. Ayrıca düşük maliyeti ve geçiş performansının yüksek olması endüksiyon makinelerin kullanımını arttırmıştır.

Rüzgar sürücülü endüksiyon jeneratörünün çıkışı yalnızca işletim hızıyla belirlenir. Çıkışı nominal değeri aştığı zaman kanat açısı kontrolü çalışmalı ve çıkışı sınırlamalıdır.

Değişken hızlı bir rüzgar türbininden sabit frekanslı çıkış elde etmek için sabit hız, sabit

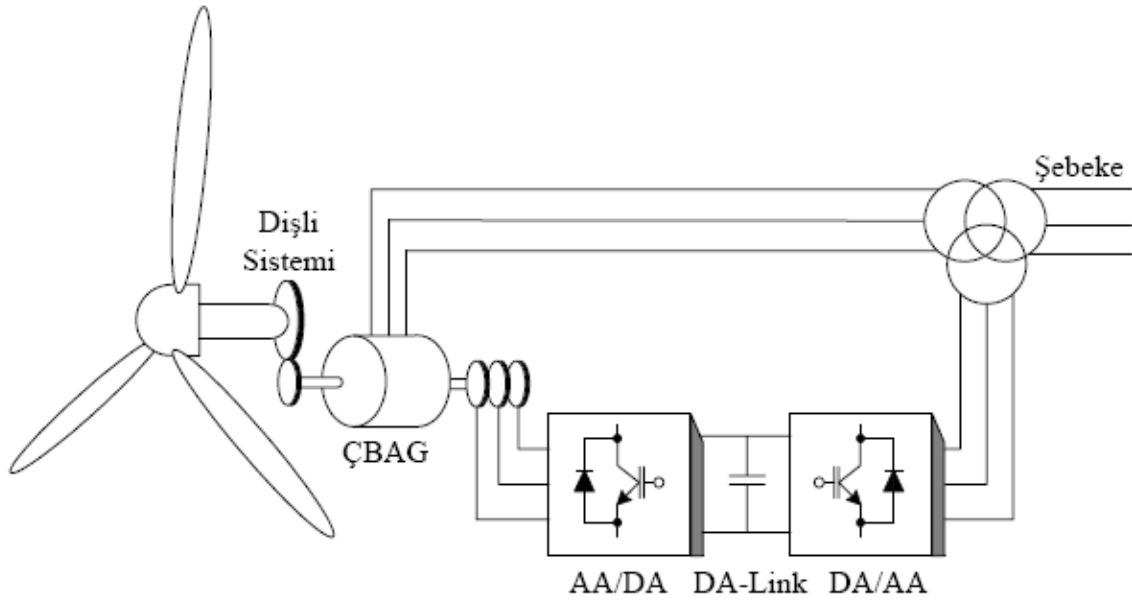
frekanslı üretim türü gereklidir. Endüksiyon jeneratörlerin ekonomikliği ve güvenilirliği birçok rüzgar sistemlerinde kullanımını arttırmıştır (Patel, 1999).

Bu jeneratörün belli başlı avantajları;

- Tesisi ucuzdur.
- Dönen kontaklar yoktur, bu nedenle başlatma kolaydır.
- Şebekeye bağlantı kolaylığı mevcuttur.
- Şebekeye bağlandığı zaman salınımlar oluşmaz (Uçar, 2001).

2.7.3.1 Çift beslemeli asenkron generatör

Asenkron generatör tiplerinden biri olan çift beslemeli asenkron generatörün (ÇBAG) kullanıldığı bir rüzgar güc sistemi Şekil 2.13’de görülmektedir. Bu sistemde, stator sargısı şebekeye doğrudan bağlanmıştır. Rotor sargısı ise iki adet back-to-back gerilim kaynaklı DGM (dalga genişlik modülasyonu) tekniğini kullanan inverterden oluşan, dört bölgeci güç konverteri üzerinden şebekeye bağlanmıştır. Genellikle, rotor tarafındaki konverter kontrol sistemi, elektromanyetik torku regüle eder ve makinanın manyetizasyonunu sürdürülebilirliği için reaktif güç sağlar. Şebeke tarafındaki konverter kontrol sistemi ise, DA linkini regüle eder.



Şekil 2.13 Çift beslemeli rotoru sargılı asenkron generatör

Senkron generatörlerle karşılaştırıldığında, ÇBAG 'ün aşağıda belirtilen bazı avantajları vardır:

- Sadece rotorun kayma gücünü kontrol etmeye yarayan konverter sistemine sahip olduğu için, toplam sistem gücünün yaklaşık %25 'i oranında bir inverter kullanılmaktadır. Bu da inverter maliyetini azaltır. Sistemde kullanılan filtreler toplam sistem gücünün 0.25 p.u.'lik kısmına hitap ettiği için, inverter filtrelerinin maliyeti azalmaktadır. Aynı zamanda inverter harmonikleri, toplam sistem harmoniklerinin daha küçük bir bölümünü temsil etmektedir.
- Ayrıca bu makina harici bozucu etkilere karşı dayanıklılık ve kararlılık göstermektedir. ÇBAG için en büyük dezavantajı, bünyesinde periyodik bakıma ihtiyaç duyan bilezik tertibatının bulunmasıdır (Uyar, 2005).

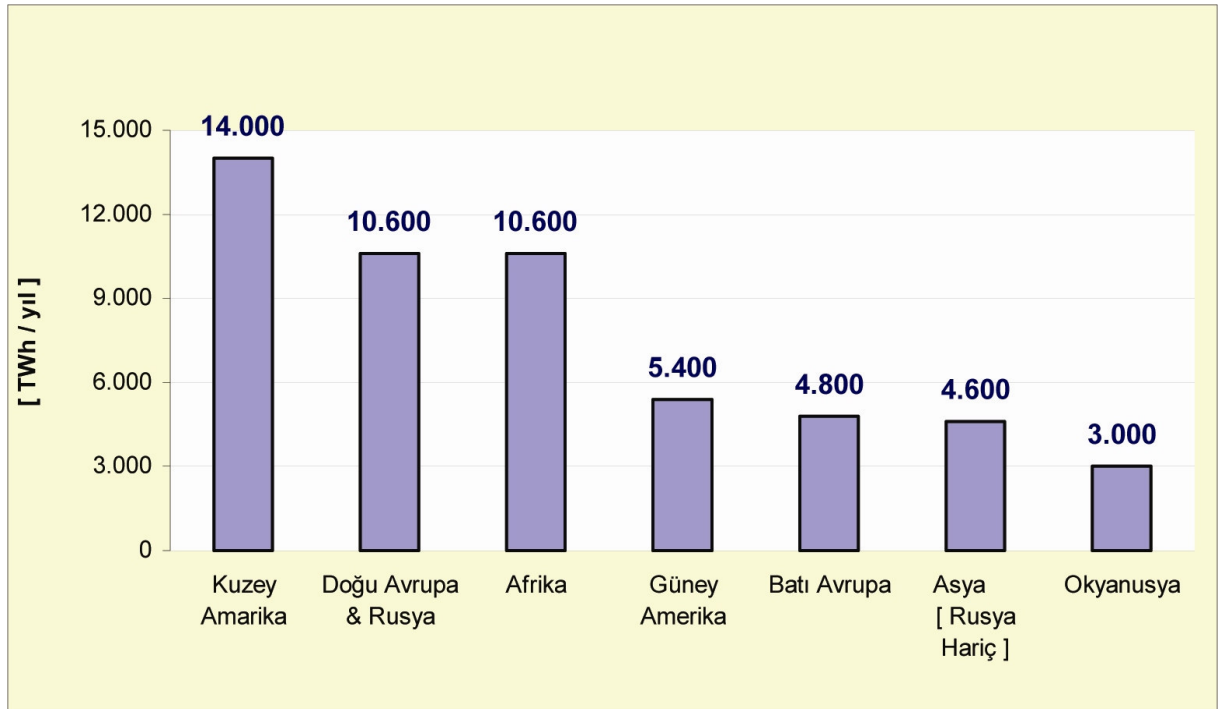
3. DÜNYADA, AB'DE VE TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİ VE KULLANIMI

3.1 Dünyada Rüzgar Enerjisi

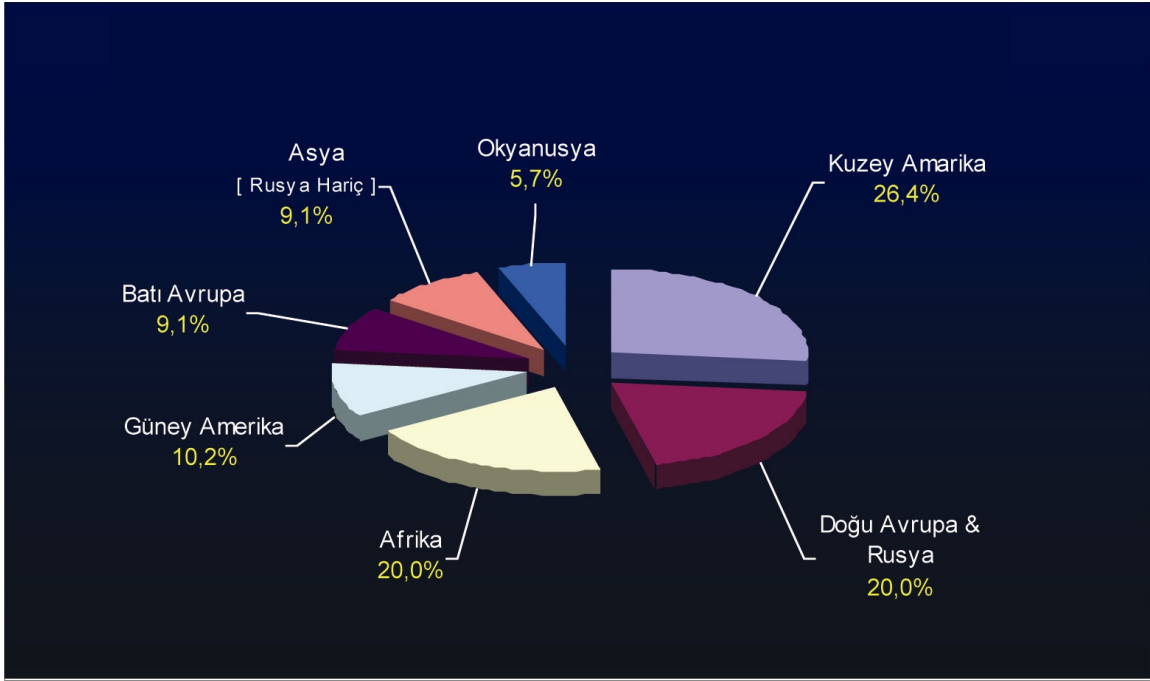
3.1.1 Dünyada rüzgar enerjisi potansiyeli

Rüzgar, atmosferde bol ve özgürce bulunan, kararlı, güvenilir ve sürekli bir kaynaktır. Doğasına bağlı olarak taşıdığı enerji, kinetik enerjidir. Rüzgar, kinetik enerjisi nedeniyle doğal bir potansiyele sahiptir. Bunun bilinen fiziksel kanun ve eldeki teknolojik imkanlar dahilinde enerjiye çevrilebilen kısmına rüzgar teknik potansiyeli denir. Diğer enerji kaynaklarına göre ekonomik olarak kullanılabilen kısmı ise rüzgar enerjisi ekonomik potansiyeli olarak adlandırılabilir (Krosggaard, 2001).

5.1 m/sn. üzerinde rüzgar kapasitesine sahip bölgelerin, uygulamaya dönük ve toplumsal kısıtlar nedeni ile % 4 'ün kullanılacağı esasına dayalı çalışmada, dünya potansiyeli 53.000 TWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Bu değerın dünyadaki dağılımı, Şekil 3.1 ve 3.2 'de verilmektedir (Akalm, 2005a).



Şekil 3.1 Dünyadaki teknik rüzgar potansiyeli (Akalm, 2005a)



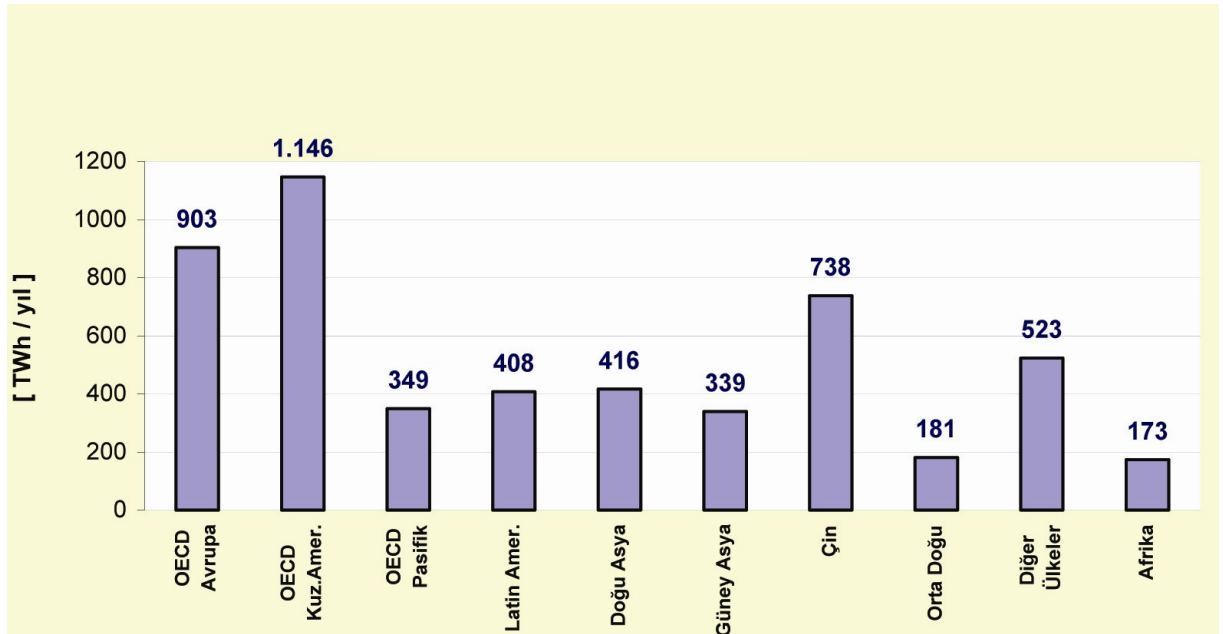
Şekil 3.2 Teknik rüzgar potansiyelinin kıtalar arasında dağılımı (Akalin, 2005a)

Bu çalışmalarda dikkate alınmayan 4 - 5 m/sn hızlı bölgeler de ayrıca ciddi bir potansiyeldir. Sadece Almanya'da bu değer 90 TWh/yıl olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, bu hesaplamalar sadece karasal bölgeler için yapılmıştır, dikkate alınmayan denizsel (offshore) bölgelerin de ihmal edilemeyecek ciddi bir potansiyeli mevcuttur. Yukarıda belirtilen, teknik potansiyelin (53.000 TWh/yıl), 2020 yılı için tahmin edilen Dünya tüketiminin 25.900 TWh/ yıl civarında olacağı düşünülünce, ne denli ciddi olduğu görülmektedir.

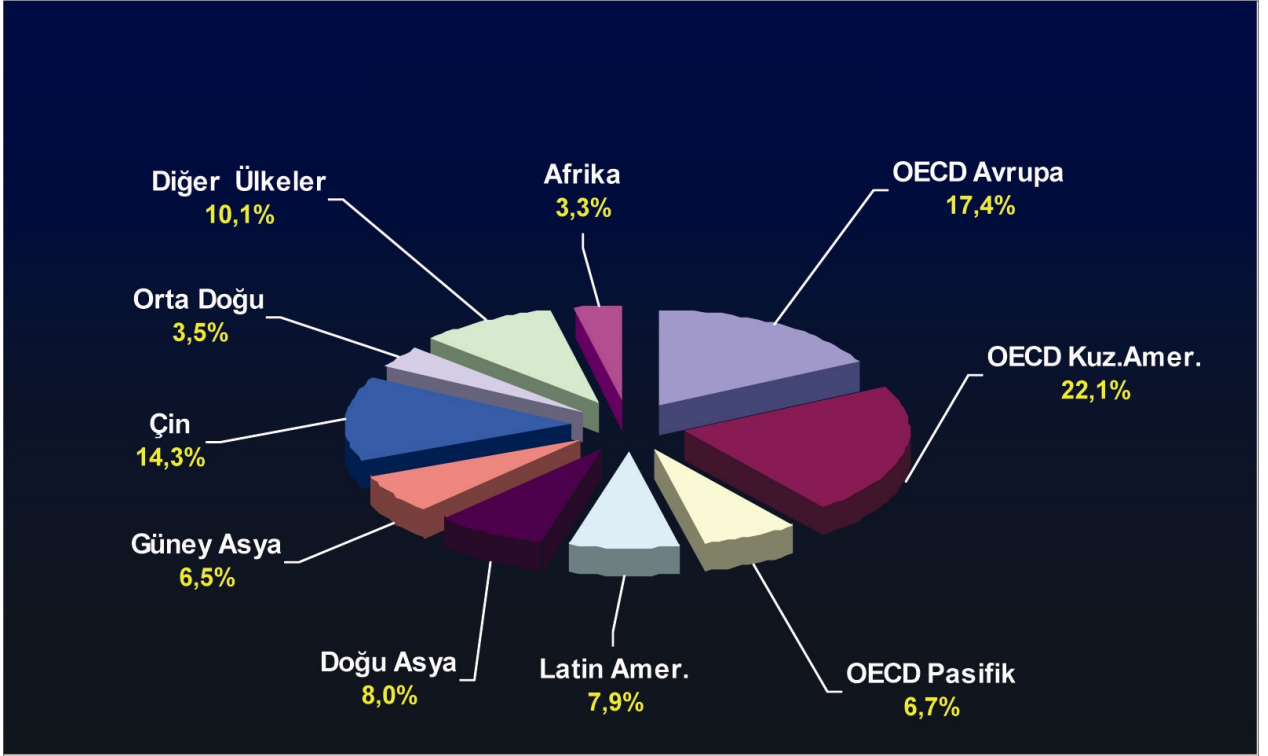
Normal şebekeler üzerinde yapılan çalışmalarda ve çok sayıdaki değerlendirmelerde, rüzgar enerjisi kapasitesinin, şebekeye % 20 düzeyine kadar girişinde, hiçbir teknik sorun yaratmadığı tespit edilmiştir. Bu % 20 oranı temel alınarak, IAE World Energy 'nin 2020 Dünya Talep Projeksiyonuna dayandırıldığı ve ekonomik rüzgar potansiyeli denilebilecek değerler, Çizelge 3.1, Şekil 3.3 ve Şekil 3.4'de verilmektedir (Akalin, 2005a).

Çizelge 3.1 2020 yılı dünya talep projeksiyonu ve ekonomik rüzgar potansiyeli (Akalin, 2005a)

Bölgeler	Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu (TWsaat/yıl)	Ekonomik Rüzgar Potansiyeli (TWsaat/yıl)
OECD Avrupa	4.515	903
OECD Kuzey Amerika	5.729	1.146
Latin Amerika	2.041	408
OECD Pasifik	1.745	349
Doğu Asya	2.081	416
Güney Asya	1.695	339
Çin	3.691	738
Orta Doğu	907	181
Afrika	864	173
Diğer Ülkeler	2.615	523
TOPLAM	25.883	5.176



Şekil 3.3 Dünyadaki ekonomik rüzgar potansiyeli (Akalin, 2005)



Şekil 3.4 Ekonomik rüzgar potansiyelinin kıtalar arasında dağılımı (Akalm, 2005a)

ABD, Avrupa, Latin Amerika, Çin, İspanya, Peru, Mısır, Somali, Etiyopya, Rusya için rüzgar atlası çıkarılmıştır. Rüzgar atlası, yer seviyesinden 10 m yükseklikte ölçülmüş olan rüzgar hızı ve yönüne ilişkin yeterli süre ve sayıdaki meteoroloji istatistiklerinin özel bilgisayar programları yardımıyla değerlendirilmesi sonucunda elde edilmektedir. Sonuçta yer yüzeyinden 50 m yukarıdaki rüzgar hızları (m/s) ve rüzgar gücü yoğunlukları (W/m^2) isovent eğrileri biçiminde çıkarılır. Rüzgar atlası enerji plancılara ve yatırımcılara, rüzgar gücü ve kapsadığı alanlar hakkında fikir vermekle birlikte, yer seçiminde tek başına yeterli olmamakta, özel ölçümlere de gerek duyulmaktadır (Türkçü, 2005).

3.1.2 Dünyada rüzgar enerjisinin gelişimi ve kullanımı

Son yıllarda rüzgar enerjisi için en başarılı pazarlar başta Danimarka, Almanya ve İspanya olmak üzere Avrupa'dır. Bu teknolojinin kullanımında A.B.D ve bunun yanı sıra gelişmekte olan ülkelerden Hindistan, Çin ve Güney Amerika'da büyük bir patlama olmuştur. Gelişen teknoloji ve azalan maliyetler bu tabloya önemli ölçüde katkı sağlayacaktır. Elektrik şebekeleri büyük miktarlardaki kesintili enerji girişini kaldırabilecek düzeydedir. Danimarka hükümeti 2030 yılına kadar enerjisinin %50'sini rüzgardan karşılamayı hedeflemektedir. Dünyadaki diğer ülkeler için ise, rüzgar enerjisi bu ülkelerin elektrik üretiminin %20'sini

karşılacaktır. Uluslararası Enerji Ajansı 2020 yılında dünya elektrik tüketiminin 25.900 TWh / yıl civarında olacağını tahmin etmektedir. Bu durumda rüzgar gücü 2020 yılında elektrik talebinin % 10'unu karşılayabilmek için yılda 2.500- 3.000 TWh enerji üretmelidir (Ultanır, 1997).

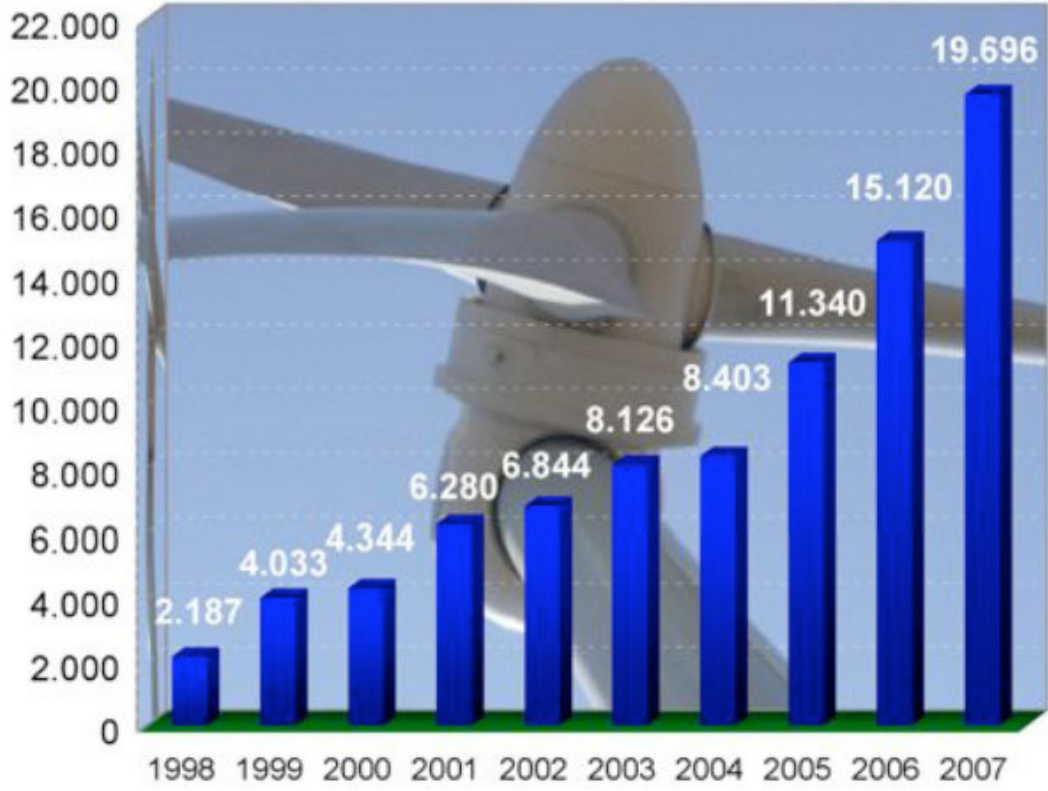
Rüzgar türbinlerinin ve teknolojilerinin geliştirilmesine, Uluslararası Enerji Ajansı koordinatörlüğünde 1980'li yıllarda yürütülen AR-GE çalışmalarının büyük etkisi olmuştur. Buna bir örnek ABD, Danimarka, Hollanda, İngiltere ve İsveç'in katkısı sonucu deniz üstüne kıydan uzak (off-shore) rüzgar santralleri teknolojisinin geliştirilmiş olmasıdır. Artık samandıra üzerine yerleştirilen yüzer rüzgar türbinleri kurulabilmektedir. Avrupa'da ilk deniz üstü rüzgar türbini, İsveç'in 1990 yılında çalışmaya başlayan 220 kW'lık Nogersund türbini olmuştur. İlk deniz üstü rüzgar türbini çiftliği ise Danimarka Windeby adasında kurulmuş 11x 450 kW'lık makine içeren 5 MW'lık bu çiftlik 1991 yılının ortalarında işletmeye alınmıştır (EWEA,2008).

1982-1992 arasında Kaliforniya'da yaklaşık 15.000 rüzgar türbini kurulmuştur. 1993 yılında Kaliforniya'nın rüzgar çiftliklerinden 3 milyar kWh elektrik üretilmiş ve bununla Kaliforniya tüketiminin % 1,2'si karşılanmıştır. Bugün dünyanın en büyük rüzgar çiftliği 370 MW gücü ile Amerika'da bulunan KENTECH Windpower'ın Altamount Pass rüzgar tesisidir. 8160 hektar alan kaplayan bu çiftlikte 100 kW'lık 3600 adet ve 300 - 405 kW'lık 40 adet türbin bulunmaktadır (Ultanır, 1997).

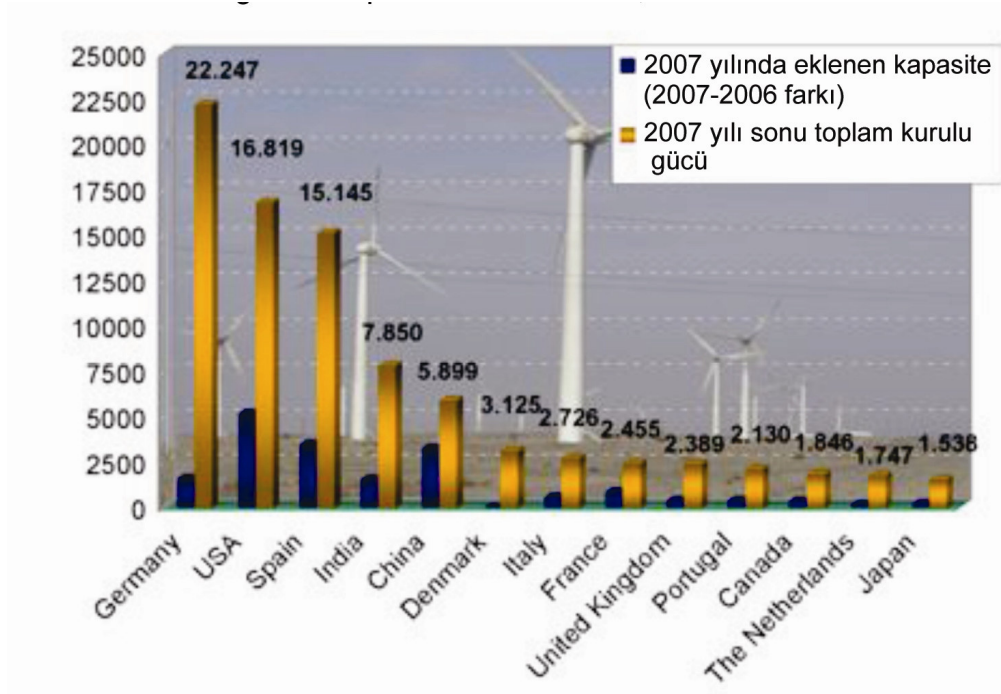
1997 yılında dünyada kurulu rüzgar gücü 7675 MW iken 1998'de 9663 MW'a, 1999'da 13 696 MW' a, 2000'de 18 039 MW' a, 2001'de 24 320 MW' a, 2002'de 31 164 MW'a, 2003'de 39 290 MW' a, 2004'de 47 693 MW' a, 2005 'de 59 033 MW'a, 2006'da 74 153 MW'a, 2007 yılında 93 849 MW' a ulaşmıştır (WWEA, 2008).

2007 yılında kurulu güçteki artış % 26,6 'dır. 2006 yılındaki artış ise %25,6 idi. Şu andaki kurulu güç kapasitesi ile rüzgar türbinleri toplam 200TWh/yıl enerji üretebilmektedir. Bu, dünyanın yıllık elektrik enerjisi ihtiyacının % 1,3'üne denk gelmektedir. Rüzgar enerjisi sektörü şu anda 350.000 kişi istihdam etmektedir. Bu rakam 2006 yılı sonunda 300.000 kişiydi (WWEA, 2008).

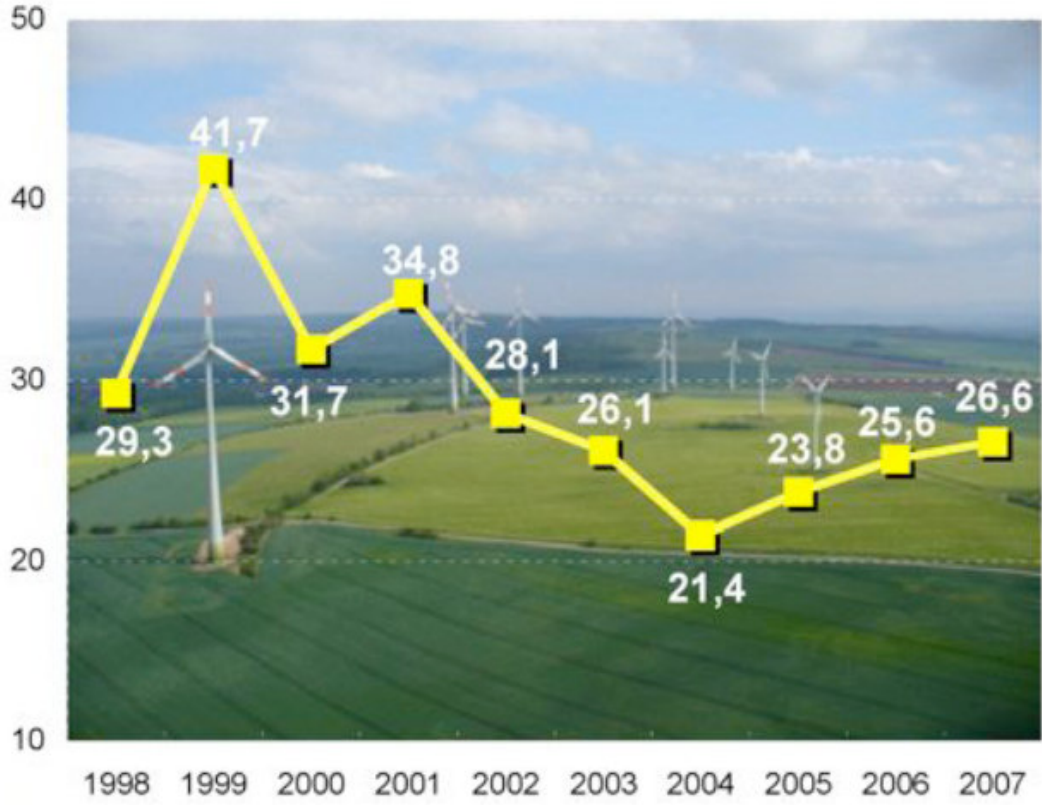
Kurulu güçteki bu hızlı artışa bağlı olarak WWEA (World Wind Energy Association, Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği) 2010 yılı kurulu güç tahminini 170 000 MW olarak revize etmiştir (WWEA, 2008).



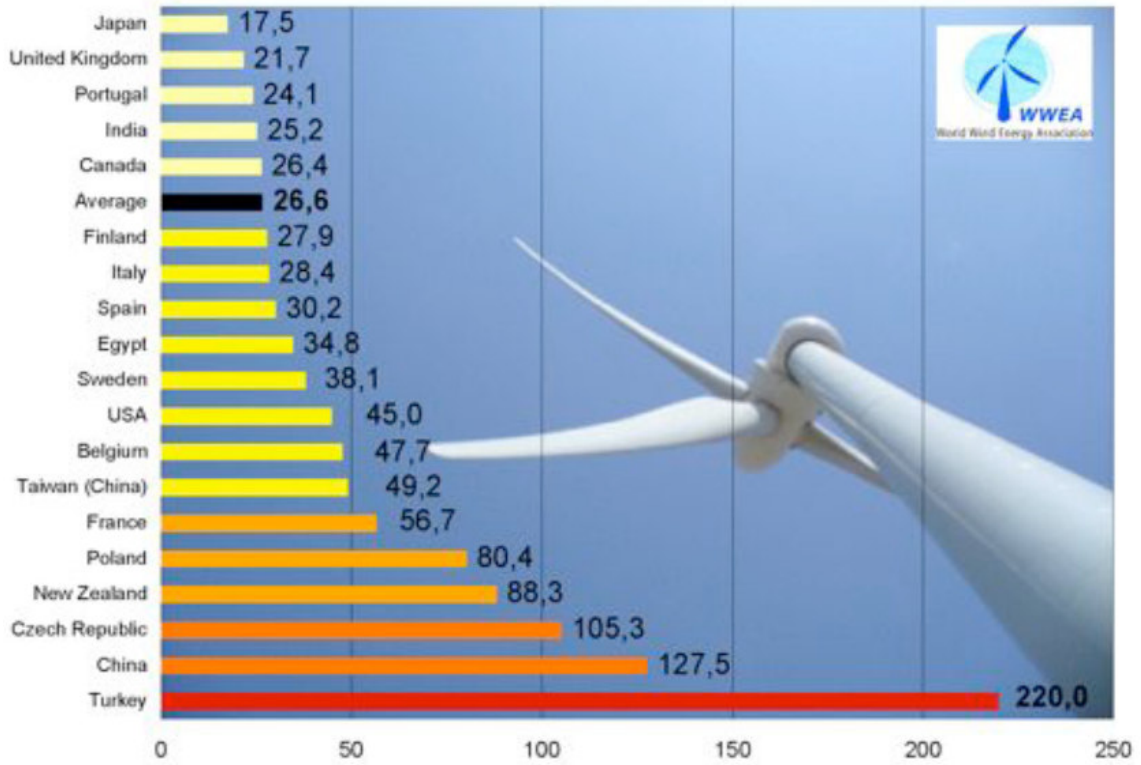
Şekil 3.5 1998-2007 yılları arasında eklenen rüzgar gücü kapasitesi (WWEA, 2008)



Şekil 3.6 2007'de kurulan rüzgar güçleri ve yıl sonu rüzgar kurulu gücü (WWEA, 2008)



Şekil 3.7 Dünyadaki rüzgar kurulu gücünün yıllık artış yüzdeleri (WWEA, 2008)

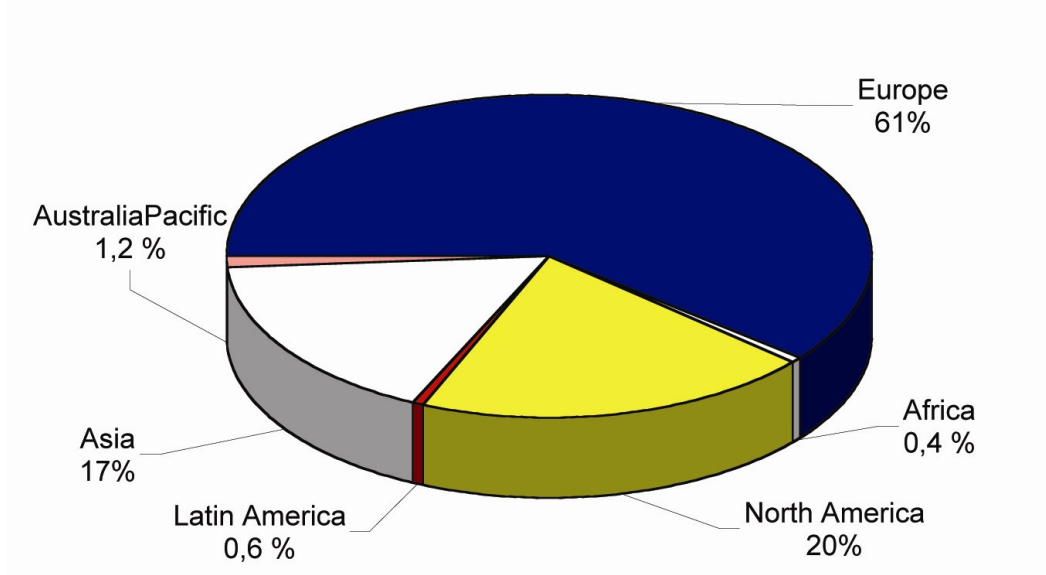


Şekil 3.8 2007 yılında lider ilk 20 ülkenin kapasite artış yüzdeleri (WWEA, 2008)

Çizelge 3.2 Rüzgar kullanımında lider ilk 30 ülkenin genel durumu (WWEA, 2008)

2007 Sonu Sırası	Ülke /Bölge	2007 Sonu Toplam Kapasite (MW)	2007 Yılında Eklenen Kapasite (MW)	2007 Yılı Büyüme Oranı (%)	2006 Sonu Sırası	2006 Sonu Toplam Kapasite (MW)	2005 Sonu Toplam Kapasite (MW)
1	Almanya	22.247,4	1.625,4	7,9	1	20.622,0	18.427,5
2	ABD	16.818,8	5.215,8	45,0	3	11.603,0	9.149,0
3	İspanya	15.145,1	3.515,1	30,2	2	11.630,0	10.027,9
4	Hindistan	7.850,0	1.580,0	25,2	4	6.270,0	4.430,0
5	Çin	5.912,0	3.313,0	127,5	6	2.599,0	1.266,0
6	Danimarka	3.125,0	-11,0	-0,4	5	3.136,0	3.128,0
7	İtalya	2.726,1	602,7	28,4	7	2.123,4	1.718,3
8	Fransa	2.455,0	888,0	56,7	10	1.567,0	757,2
9	İngiltere	2.389,0	426,2	21,7	8	1.962,9	1.353,0
10	Portekiz	2.130,0	414,0	24,1	9	1.716,0	1.022,0
11	Kanada	1.846,0	386,0	26,4	12	1.460,0	683,0
12	Hollanda	1.747,0	188,0	12,1	11	1.559,0	1.224,0
13	Japonya	1.538,0	229,0	17,5	13	1.309,0	1.040,0
14	Avusturya	981,5	17,0	1,8	14	964,5	819,0
15	Yunanistan	873,3	115,7	15,3	16	757,6	573,3
16	Avustralya	817,3	0,0	0,0	15	817,3	579,0
17	İrlanda	805,0	59,0	7,9	17	746,0	495,2
18	İsveç	788,7	217,5	38,1	18	571,2	518,0
19	Norveç	333,0	7,9	2,4	19	325,0	268,0
20	Y. Zelanda	322,0	151,0	88,3	25	171,0	168,2
21	Mısır	310,0	80,0	34,8	21	230,0	145,0
22	Belçika	286,9	92,6	47,7	22	194,3	167,4
23	Tayvan	280,0	92,3	49,2	23	187,7	103,7
24	Polonya	276,0	123,0	80,4	26	153,0	73,0
25	Brezilya	247,1	10,2	4,3	20	236,9	28,6
26	Türkiye	206,8	142,2	220,0	31	64,6	20,1

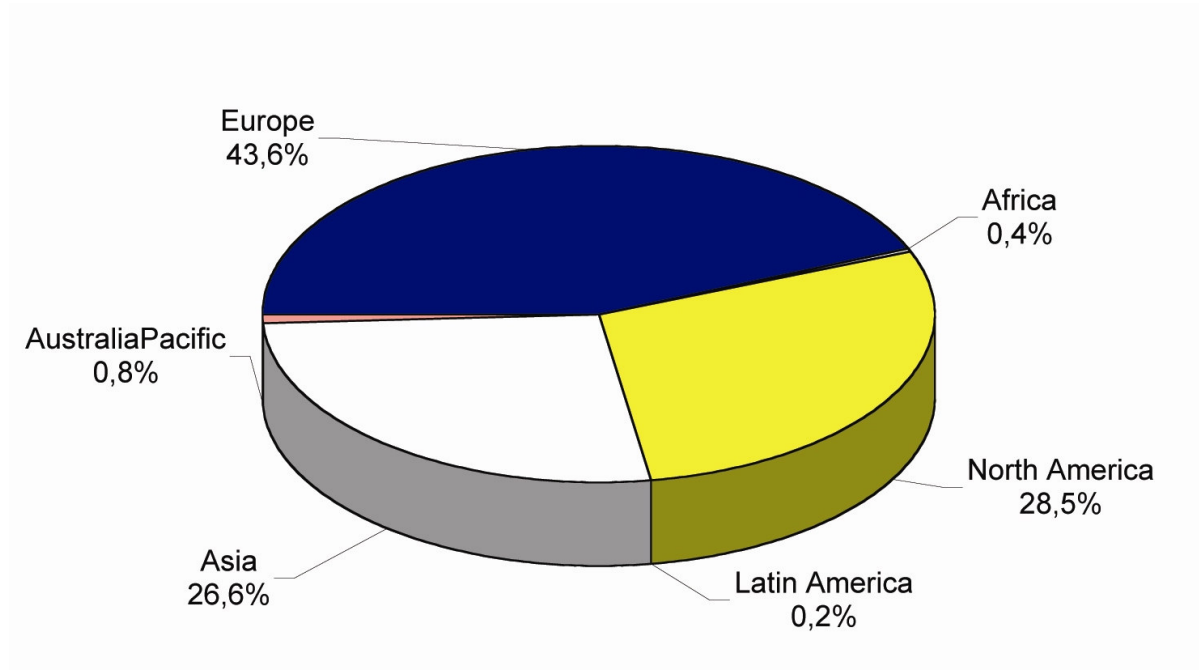
27	G. Kore	191,3	15,0	8,5	24	176,3	119,1
28	Çek Cum.	116,0	59,5	105,3	34	56,6	29,5
29	Finlandiya	110,0	24,0	27,9	28	86,0	82,0
30	Ukrayna	89,0	3,4	4,0	29	85,6	77,3



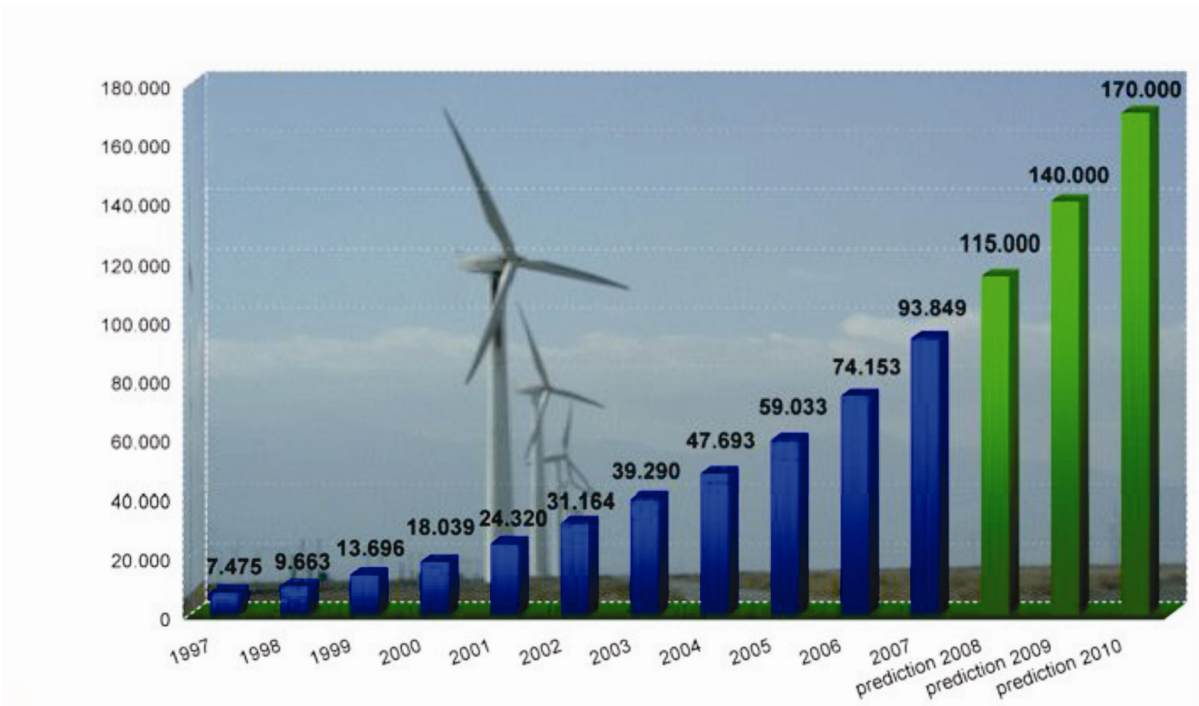
Şekil 3.9 2007 yılı sonu rüzgar gücü kapasitesinin kıtalararası dağılımı (WWEA, 2008)

Şekil 3.10'a göre dünyadaki rüzgar kurulu gücünün kıtalararası dağılımı aşağıdadır:

- Avrupa ; %61
- Kuzey Amerika ; %20
- Asya ; %17
- Pasifik Bölgesi ; %1,2
- Latin Amerika ; %0,6
- Ortadoğu-Afrika ; %0,4



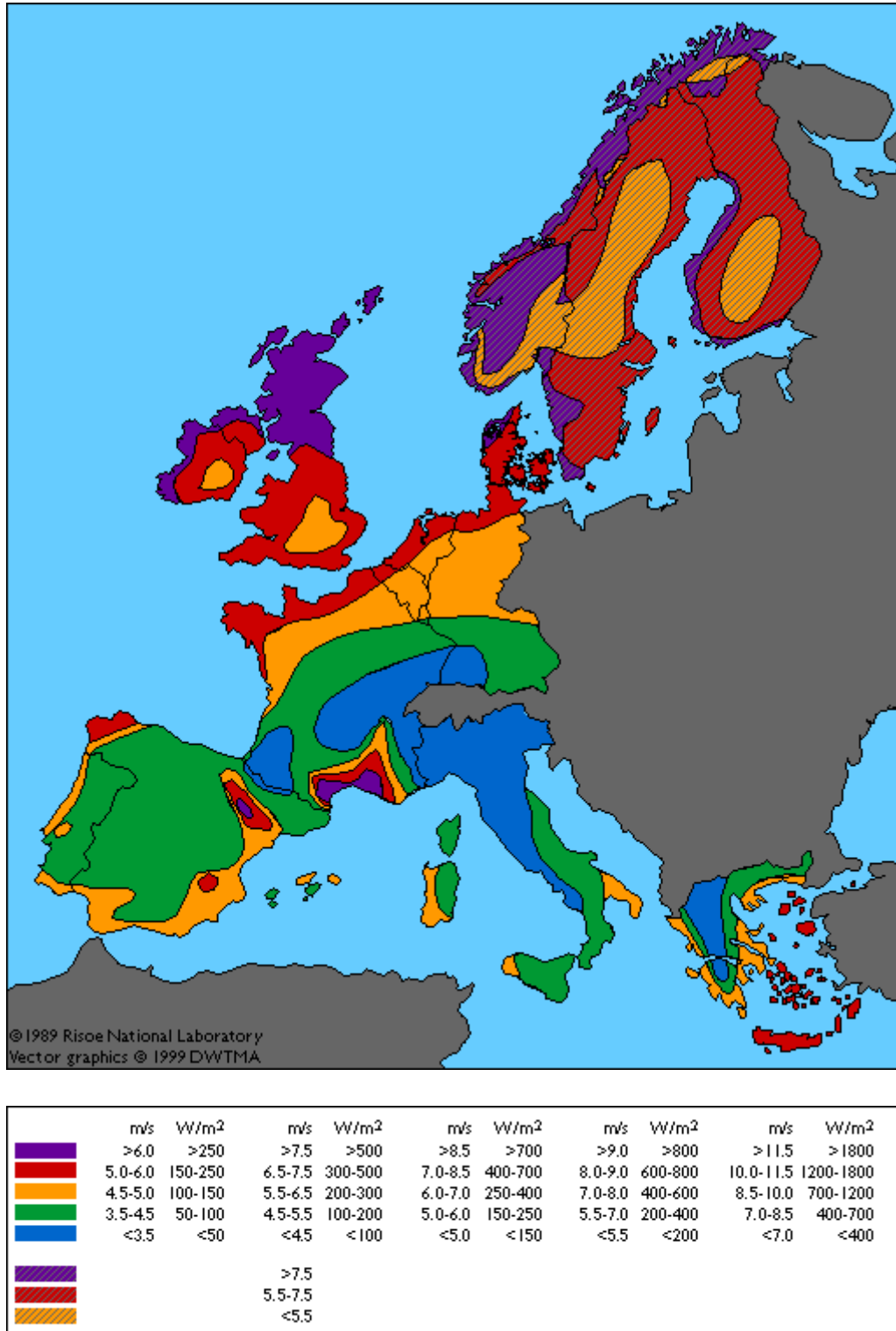
Şekil 3.10 2007 yılı rüzgar gücü kapasitesinin artışının kıtalararası dağılımı (WWEA, 2008)



Şekil 3.11 1997 - 2007 yılları dünyadaki kurulu güçler ve 2010 yılına kadar hedefler (WWEA, 2008)

3.2 AB’de Rüzgar Enerjisi

3.2.1 AB’de rüzgar enerjisi potansiyeli



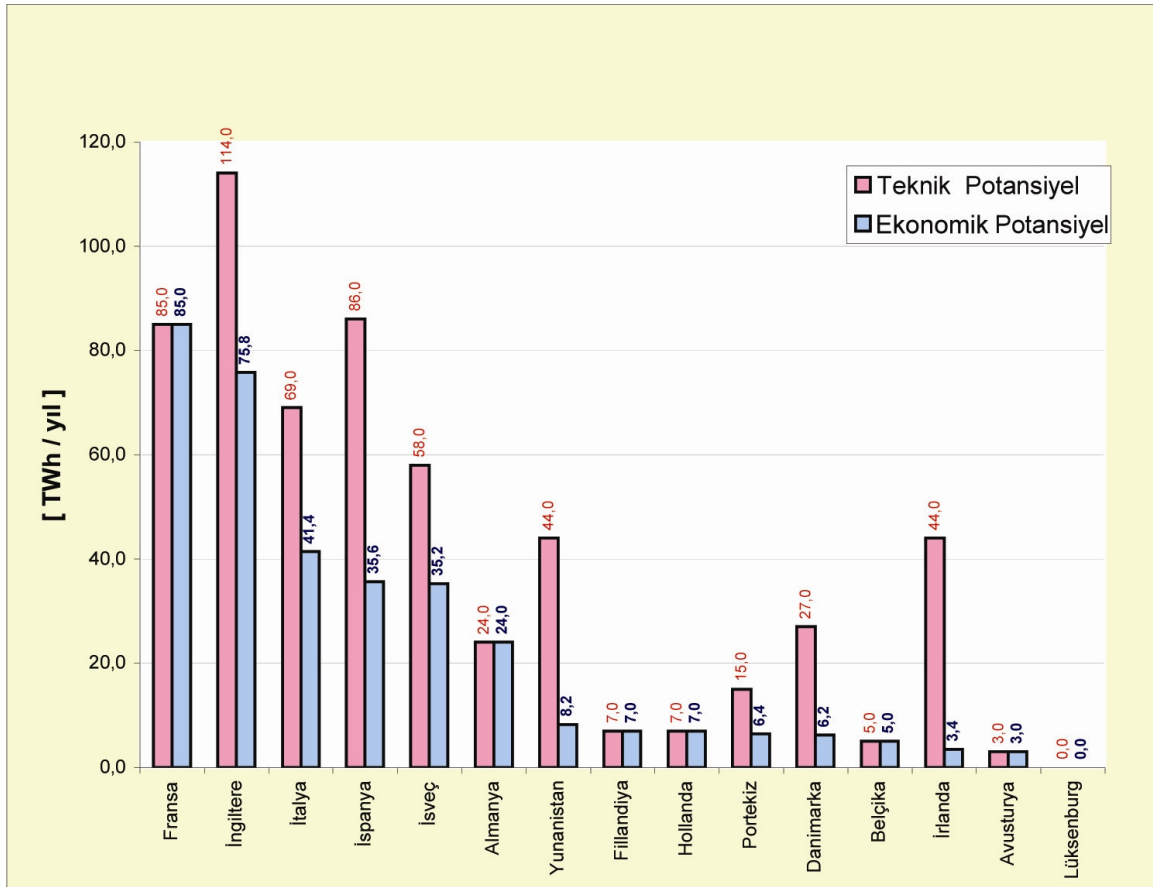
Şekil 3.12 Avrupa rüzgar atlası

AB 'de Rüzgar Potansiyelinin tespitinin ilk adımı, Troen ve Peterson tarafından hazırlanmış

“Avrupa Rüzgar Atlası” olarak kabul edilebilir. Bu atlas, dört değişik topografik arazi şekli (Açık Arazi - Deniz Kıyısı - Açık Deniz - Tepe ve Sırtlar) için ve 50 m. yükseklikteki rüzgar hızları bazında düzenlenmiştir. AB rüzgar potansiyelinin tespitinde, daha detaylı ve Avrupa'nın sosyal yapısı – nüfus yoğunluğu – ulaşım kriterleri ve alt yapı mevcudiyeti dikkate alınarak Utrecht Üniversitesi'nde bir çalışma yapılmıştır. Bu çalışmada AB'nin Teknik Rüzgar Potansiyeli 630 TWh/yıl olarak hesap edilmiştir (Akalm, 2005b).

Çizelge 3.3 AB ülkelerinin teknik rüzgar potansiyeli

Ülkeler	Teknik Rüzgar Potansiyeli (TWsaat/yıl)	Ekonomik Rüzgar Potansiyeli (TWsaat/yıl)
Fransa	85,0	85,0
İngiltere	114,0	75,8
İtalya	69,0	41,4
İspanya	86,0	35,6
İsveç	41,0	35,2
Almanya	24,0	24
Yunanistan	44,0	8,2
Finlandiya	7,0	7,0
Hollanda	7,0	7,0
Portekiz	15,0	6,4
Danimarka	27,0	6,2
Belçika	5,0	5,0
İrlanda	44,0	3,4
Avusturya	3,0	3,0
Norveç	59,0	23,2
AB Toplamı	630,0	366,4



Şekil 3.13 AB rüzgar potansiyeli (Akalm, 2005b)

Avrupa şebekelerine, dünyada kabul edilen % 20 düzeyindeki rüzgar kaynaklı enerji girişi esas alındığında, bu değer 366 TWh/ yıl seviyesinde görünmektedir. % 20 mertebesi, oldukça modern Avrupa şebekesi için hayli düşüktür, örneğin Danimarka enerji planında bu değer 2030 yılında % 50 olması planlanmıştır.

Bu çalışmalarda, Denizsel (offshore) rüzgar kapasiteleri dikkate alınmamıştır. Hesaplanan, AB denizsel potansiyelinin 3.000 TWh/yıl olduğudur. 2020 yılında AB Elektrik Enerjisi tüketiminin 4.520 TWh/yıl olacağı düşünülürse, bu değer ne denli önemli olduğu daha rahat anlaşılabilir. Sadece Almanya 'da 124 TWh/yıl bir denizsel potansiyel vardır ve Almanya'nın teknik ve gerçekçi potansiyel olarak hesap edilmiş 24 TWh/yıl kapasitesinin beş mislidir. AB'nin 2010 yılında projekte edilmiş elektrik enerjisi tüketimi, yaklaşık 3.900 TWh/yıl olarak tahmin edilmektedir. Renewable 77 / EC, Wind Energy Facts, Wind Force 12 gibi AB deklarasyonları gereğince 2010 yılında, toplam tüketimin % 22,1'inin yenilenebilir kaynaklardan ve % 12'sinin rüzgar enerjisi kaynaklarından karşılanması prensibe bağlanmıştır. Bu da, 2010 yılında AB 'de rüzgar enerjisi kaynağı kullanımının 470 TWh/yıl seviyesine ulaşması anlamına gelmektedir (% 20 kısıtlaması ile bu deger , 780 TWh/yıl'dır).

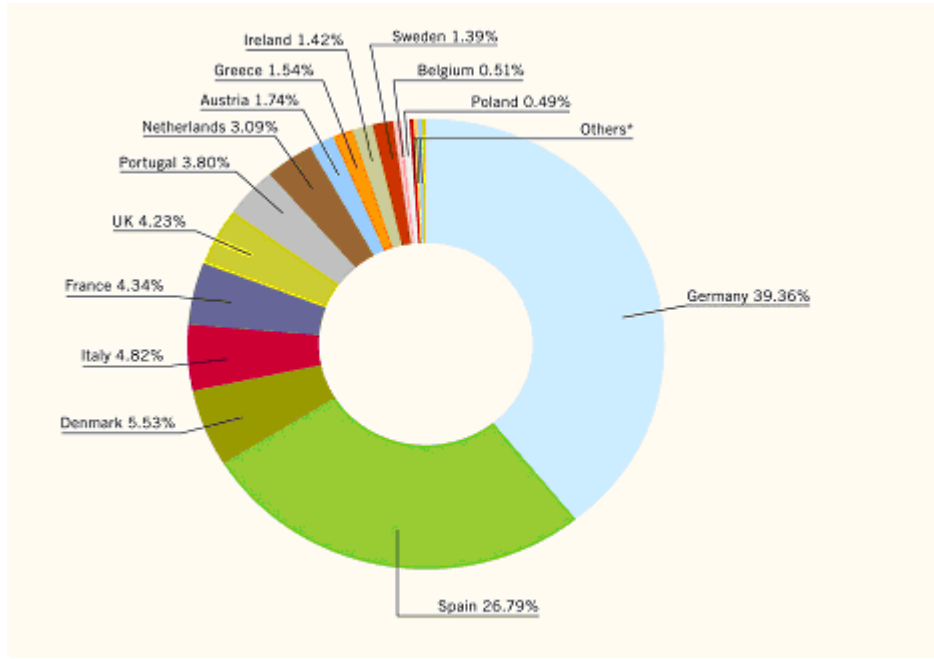
3.2.2 AB’de rüzgar enerjisinin gelişimi ve kullanımı

Avrupa’nın kurulu gücü 1989 yılında yalnızca 320 MW’tı. Bu gücün büyük bir kısmı Danimarka’da idi. 1994 yılına kadar rüzgar enerjisi ile elektrik üretiminde lider olan Danimarka’yı; o yıl kurulu gücünü, 632 MW’a çıkaran Almanya geçmiştir. 2002’de Avrupa’daki toplam rüzgar enerjisi üretim kapasitesi 20.447 MW’a ulaşmıştır. 2007 sonunda ise 57.136 MW’a ulaşmıştır. Bu gücün ülkeler bazındaki dağılımı Şekil 3.14’de Avrupa haritası üzerinde gösterilmiştir.

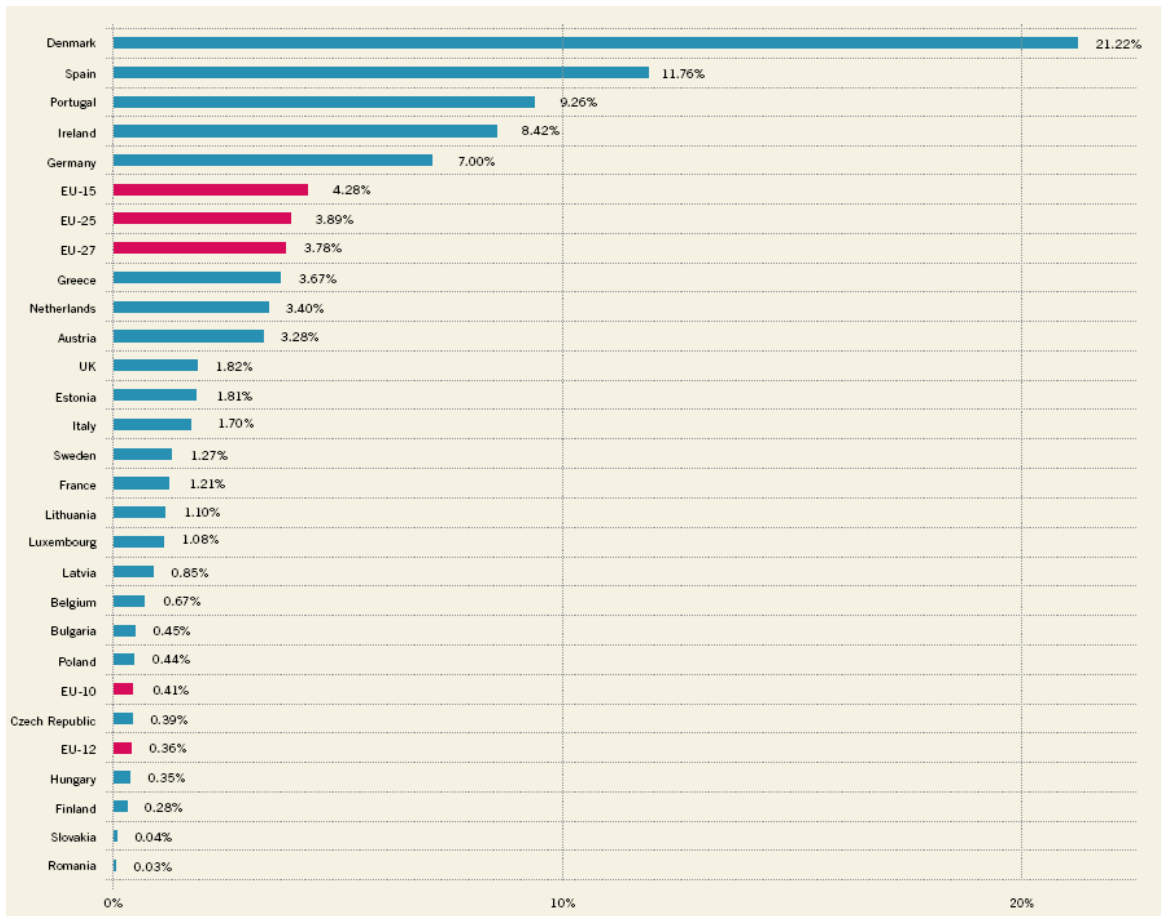


Şekil 3.14 Avrupa ülkelerinin 2007 sonu itibariyle rüzgar kurulu güçleri (EWEA, 2008)

Bugün Avrupa’da rüzgar enerjisi santralleri kurulu gücünde 22.247 MW ile Almanya başı çekmektedir. Almanya ayrıca bu konuda dünya lideridir. Almanya’yı Avrupa’da 15.145 MW ile İspanya ve 3.125 MW ile Danimarka izlemektedir. Avrupa birliğindeki rüzgar kurulu gücünün ülkelere göre oranları şekilde verilmiştir. (Şekil 3.15) Ayrıca, Danimarka toplam elektrik enerjisi ihtiyacının % 21,22’sini rüzgar enerjisi ile sağlamaktadır. Danimarka’yı % 11,76 ile İspanya, %9,26 ile Portekiz, %8,42 ile İrlanda ve % 7 ile Almanya takip etmektedir (Şekil 3.16) (EWEA, 2008).



Şekil 3.15 Avrupa rüzgar kurulu gücünün ülkelere göre dağılım yüzdeleri (EWEA, 2008)



Şekil 3.16 Ülkelerin rüzgar enerjisi ile elektrik tüketimlerini karşılama yüzdeleri (EWEA, 2008)

Global Rüzgar Enerjisi Konseyinin 2005 yılında yayınladığı “Rüzgar Gücü 12” adlı rapora göre, rüzgar enerjisi 2020 yılına kadar dünya elektriğinin % 12’sini karşılayabilir duruma gelebilir. Bu süreçte, toplam 1.250 GW düzeyinde bir rüzgar gücü kapasitesi oluşturularak, 2,3 milyonu aşkın kişiye iş olanağı oluşturulacak ve iklim değişikliğine neden olan 10 milyar 700 milyon ton karbondioksitin üretilmesi önlenecektir. Bu hedefe ulaşılabilmesi için her yıl 80 milyar € yatırım yapılması gerekmektedir (GWEC-Greenpeace, 2005).

3.2.3 AB’de rüzgar enerjisi politikaları ve hedefler

3.2.3.1 AB’de rüzgar enerjisi kullanımında politika ve stratejiler

Hükümet ve yetkili ulusal ve uluslar arası otoriteler, enerji politikalarını oluştururken, toplumun genel çıkarlarına en uygun politikaları geliştirmek ve bunun için gelebilecek lobi baskılarına v.b. tepkilere karşı koymak durumundadır. Çevre ve toplumsal kirlilik yaratan geleneksel teknolojiler, geçtiğimiz asır boyunca birçok nedenle ve çeşitli yollarla desteklenmiştir. Ancak, yenilenebilir kaynakların önemi son on yılda kavranmış ve bir dizi tedbir ile devreye süratle alınabilmesi gayretleri, bu bilince varmış toplumlar tarafından sürdürülmektedir. Örnek olarak, Almanya’da rüzgar projeleri 35.000 kişiye istihdam sağlamıştır. Danimarka’da 2.5 milyar \$/yıl seviyesinde bir ihracat olanağı yaratmıştır.

AB tafrandan tüm ülkelere önerilen politikalar, özetle aşağıdaki gibidir ;

- Yenilenebilir kaynakların hedeflerinin mümkün en üst düzeyde tespiti ve yasal bağlayıcılığın sağlanması,
- Uzun vadeli belirlenmiş ve dengeli gelirleri temin edecek düzenlemenin yapılması,
- Piyasada rekabet edebilecek enerji fiyat profilinin oluşturulması,
- Elektrik ve enerji piyasalarında gerekli Reformların süratle yapılması,
- Fosil ve nükleer kaynaklara yapılan desteklerin sonlandırılması,
- Kirlenici enerjinin sosyal ve çevresel maliyetlerini içeren Toplumsal Maliyetlerin, fiyat kriteri olarak ele alınması ve sisteme intikalinin sağlanması,
- Kyoto Protokolünün imzalanarak, derhal ulusal boyutta uygulamaya konulması,

İhracat Kredi Ajanslarının ve Bankacılık desteğinin sağlanması için, gerekli düzenlemelerin yapılması (Akalin, 2005).

3.2.3.2 AB’de rüzgar enerjisi kullanımı hedefleri

AB, iki petrol krizi ardından, yenilenebilir kaynakların ekonomik ve stratejik önemini en iyi

kavrayan ve tedbirlere yönelen birliktir. 1991 yılında konulan 2010'da 40.000 MW hedefine 2005 yılında ulaşılmıştır. AB'nin rüzgar enerjisinde 2010 yılı hedefleri aşağıda sıralanmıştır:

- 75,000 MW kurulu güç, 10,000 MW offshore dahil
- Avrupa elektriğinin % 5.5 ini üretmek
- Yıllık 167 TWh elektrik üretimi
- % 28 toplam yeni üretim kapasitesi
- Avrupa toplam üretim kurulu gücünün % 10.6 sı kadar rüzgar kurulu gücü
- 34 milyon konut ve 86 milyon nüfusun ihtiyacına karşılık gelen rüzgar üretimi
- 49 milyar Euroluk yatırım (2001-2010)
- AB Yenilenebilir Enerji Direktifi hedefinin % 50 sini karşılamak
- AB Kyoto Protokolü yükümlülüğünün % 30 dan fazlasını karşılamak
- 13.2 milyar Euro tutarında toplam yakıt maliyeti tasarrufu
- Yılda 109 milyon ton CO 2 sakınımı
- Yılda 1.8 – 4.6 milyar Euro tutarında dış maliyet sakınımı
- 523 milyon ton toplam CO 2 sakınımı
- Toplam 9.4 – 24 milyar Euro tutarında dış maliyet sakınımı
- 2000 yılındaki rüzgar hedeflerinde % 25 artış sağlamak

AB'nin 2020 yılı hedefleri ise aşağıdadır:

- 180,000 MW kurulu güç, 70,000 MW offshore dahil
- Avrupa elektriğinin % 12.1 ini üretmek
- Yıllık 425 TWh elektrik üretimi
- % 37 toplam yeni üretim kapasitesi (2010-2020)
- Avrupa toplam üretim kurulu gücünün % 21 i kadar rüzgar kurulu gücü
- 85 milyon konut ve 195 milyon nüfusun ihtiyacına karşılık gelen rüzgar üretimi (EWEA, 2008)

3.3 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi

Türkiye, 88,000 MW'lık teknik potansiyeli ile oldukça büyük bir rüzgar potansiyeline sahiptir. Dağlarla çevrili, eşsiz coğrafi karakteri, düzgün ve orta dereceli bir hava akışının dağların arasından akmasını sağlar. Nispeten soğuk Avrupa ile nispeten sıcak Asya ve Afrika arasında bulunması geniş bir sıcaklık ve iklim yelpazesinin bulunmasına yol açmıştır. EIE tarafından uzun yıllarda yapılan ölçümler, ortalama rüzgar hızının, bazı bölgelerde 4.5-5.5 m/s

olduğunu, bu hızın Akdeniz ve Karadeniz bölgelerinde 6.5-7.5 m/s'ye kadar çıktığı göstermektedir.

Avrupa komisyonunun raporuna göre, Türkiye'nin rüzgar potansiyel indeksi 2000'dir. Bu değer Danimarka'nın 100, indeksi Türkiye'den daha yüksek ülke olan İngiltere'nin 2800'dür. Bunun anlamı, Danimarka, 3.125 MW rüzgar gücü kapasitesine sahip olabiliyorsa, Türkiye teorik olarak 62.500 MW rüzgar kurulu gücüne sahip olabilir. Pratikte, transformatör ve iletim hatları yetersizliği gibi şebeke yetersizliklerinden dolayı oluşan kısıtlamalar bu seviyeye ulaşılmasına imkan vermeyecektir. Her şeye rağmen, gerekli yatırımlar yapılırsa, kapasitenin birkaç yıl içinde 10.000 MW'ı aşacağı umulmaktadır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun tahminlerine göre, gelecek yıllarda Türkiye'de enerji kesintisi muhtemel görünmektedir. Bu tahminlere göre, eğer yenilenebilir enerjilere hiç yatırım yapılmazsa, enerji talep ve arzı arasındaki açık 2020 yılında, Türkiye'nin enerjisinin % 80'ini ithal etmek zorunda bırakacak bir nokta kadar artacak. Bu nedenle, bu açığın kapanması için, özellikle temiz enerji kaynakları olan rüzgar, güneş ve jeotermal başta olmak üzere her türlü enerji kaynağından yararlanılmalıdır. (GWEC-Greenpeace, 2005).

3.3.1 Türkiye'de rüzgar enerjisi potansiyeli

Çizelge 3.4 Avrupa ülkelerinde rüzgar enerjisi için teknik potansiyel özeti (Emniyetli, 2007)

Ülke	Toplam Yüzölçüm	Potansiyel Rüzgar Sınıfı >3	Teknik Potansiyel	
			GW	TWsaat/yıl
	1000 km ²	1000 km ²		
Avusturya	84	40	2	3
Belçika	31	7	2	5
Danimarka	43	43	14	29
Finlandiya	337	17	4	7
Fransa	547	216	42	85
Almanya	357	39	12	24
İngiltere	244	171	57	114
Yunanistan	132	73	22	44
İzlanda	103	103	17	34

İrlanda	70	67	22	44
İtalya	301	194	35	69
Lüksemburg	3	0	0	0
Hollanda	41	10	3	7
Norveç	324	217	38	76
Portekiz	92	31	7	15
İspanya	505	200	43	86
İsveç	450	119	20	41
İsviçre	450	119	20	41
Türkiye	781	418	83	166

Çizelge 3.5 Türkiye'nin coğrafi bölgelerinde ortalama rüzgar gücü yoğunluğu ve rüzgar hızı (Emniyetli, 2007)

Bölge	Ortalama Rüzgar Gücü Yoğunluğu (W/m ²)	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)
Akdeniz	21,36	2,45
İç Anadolu	20,14	2,46
Ege	23,47	2,65
Karadeniz	21,31	2,38
Doğu Anadolu	13,19	2,12
Güney Doğu Anadolu	29,33	2,69
Marmara	51,91	3,29

Yıllık ortalama değerler esas alındığında, Türkiye'nin en iyi rüzgar kaynağı alanları kıyı şeritleri, yüksek bayırlar ve dağların tepesinde ya da açık alanların yakınında bulunmaktadır. Açık alan yakınlardaki en şiddetli yıllık ortalama rüzgar hızları Türkiye'nin batı kıyıları boyunca, Marmara Denizi çevresinde ve Antakya yakınında küçük bir bölgede meydana gelmektedir. Orta şiddetteki rüzgar hızına sahip geniş bölgeler ve rüzgar gücü yoğunluğu Türkiye'nin orta kesimleri boyunca mevcuttur. Mevsimlik ortalama değerlere göre ise Türkiye çapında rüzgar kaynağı karmaşık topoğrafyaya bağlıdır. Birçok yerde, özellikle sahil boyunca ve doğudaki dağlarda kışları daha güçlü rüzgar hızları görülmektedir. Türkiye'nin orta kesimleri boyunca çoğu yerde rüzgar hızı değerleri mevsimden mevsime nispeten sabittir.

Aylık ortalama değerlere göre ise Türkiye'nin batı sahil bölgesi yanında Marmara Denizi'ni çevreleyen bölgede kış mevsimi süresince en Şiddetli rüzgar hızına sahiptir. Rüzgar hızı haritaları asgari değerleri Haziran ayı süresince gösterir. Rüzgar hızları Eylül ve Ekim'de artmaya başlar ve bölgedeki azami değerler Ocak ve Őubat aylarında meydana gelir. Antakya yakınındaki güçlü rüzgar kaynağının da en kuvvetli zamanı kış aylarında, özellikle Kasım'dan Őubat'a kadar olan zamandır. Bu bölgedeki rüzgar hızları ilkbahar ve sonbaharda azalma eğilimi gösterirken yaz aylarında biraz daha yüksek değerlere sahip olurlar. Türkiye'nin doğusundaki dağlık bölgelerdeki rüzgar hızları Őubat ayında zirveye ulaşırken Kasım'dan Mart'a kadar nispeten yüksek değerler mevcuttur.

Türkiye rüzgar enerjisi potansiyelleri izelge 3.4 ve 3.5'de verilmektedir. Potansiyel hesaplamalarında rüzgar enerjisi uygulamalarını etkileyen tüm parametreler dikkate alınmaya çalışılmıştır.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE), 2006 yılında, yurdumuzdaki rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi çalışmaları yaparak Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası'nı (REPA) oluşturmuştur. REPA ile denizlerimizde, kıyılarımızda ve yüksek rakımlı bölgelerimizde daha önce ölçemediğimiz yüksek yoğunluklu potansiyeller görünür hale gelmiştir. REPA, Türkiye rüzgar kaynak bilgilerini 3-boyutlu bir Şekilde görmemize imkan tanımıştır. Zaman, yer ve yükseklikle rüzgar kaynak bilgilerinin değişimi görülebilmektedir.

Türkiye rüzgar enerji potansiyeli, tanımlanan kriterlerin ışığında rüzgar sınıfı iyi ile sıradışı arasında 47.849,44 MW olarak belirlenmiştir. Bu araziler Türkiye toplamının % 1.30'una denk gelmektedir. Orta ile sıradışı arası rüzgar sınıfına ait rüzgarlı arazilere bakıldığında ise 131.756,40 MW'lık rüzgar enerjisi potansiyeli bulunduğu ve toplam rüzgarlı arazi alanının ise Türkiye'nin % 3.57'si olduğu grlştr. 50m derinlik içerisinde kalan deniz alanlarının potansiyeline bakıldığında ise iyi ile sıra dışı arası rüzgar sınıfına ait rüzgarlı alanların 10.463,28 MW rüzgar enerjisi potansiyelini destelediği, orta ile sıra dışı arasında ise 17 393,20 MW'ı desteklediği hesaplanmıştır. İy - sıra dışı arası rüzgar sınıfına ait karasal rüzgarlı arazilerin 37 386,16 MW rüzgar potansiyeli, orta - sıra dışı arasında ise 114 363,20 MW'lık karasal rüzgar potansiyeli olduğu deniz potansiyellerinin toplam potansiyellerden çıkarılması ile elde edilebilir (Malkoç, 2007).

Çizelge 3.6 Türkiye'nin 50m yüksekliğe kadar iyi – sıradışı arası rüzgar kaynağı (Malkoç, 2007)

Rüzgar Kaynak Derecesi	Rüzgar Sınıfı	50m'de Rüzgar Gücü (W/m ²)	50m'de Rüzgar Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgarlı Arazi Yüzdesi	Toplam kurulu Güç (MW)
Orta	3	300-400	6.5 – 7.0	16.781,39	2,27	83.906,96
İyi	4	400 – 500	7.0 – 7.5	5.851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7.5 – 8.0	2.598,86	0,35	12.944,32
Mükemmel	6	600 – 800	8.0 – 9.0	1.079,98	0,15	5.399,92
Sıradışı	7	> 800	> 9.0	39,17	0,01	195,84
Toplam	-	-	-	26.351,28	3,57	131.756,40

Çizelge 3.7 Türkiye'nin 50m derinliğe kadar denizlerde iyi – sıradışı arası rüzgar kaynağı (Malkoç, 2007)

Rüzgar Kaynak Derecesi	Rüzgar Sınıfı	50m'de Rüzgar Gücü (W/m ²)	50m'de Rüzgar Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgarlı Arazi Yüzdesi	Toplam kurulu Güç (MW)
Orta	3	300-400	6.5 – 7.0	1.385,98	9,26	6.929,92
İyi	4	400 – 500	7.0 – 7.5	1.026,64	6,86	5.133,20
Harika	5	500 – 600	7.5 – 8.0	688,96	4,60	3.444,80
Mükemmel	6	600 – 800	8.0 – 9.0	348,51	2,33	1.742,56
Sıradışı	7	> 800	> 9.0	28,54	0,19	142,72
Toplam	-	-	-	3.478,64	23,25	17.393,20

3.3.2 Türkiye'de rüzgar enerjisinin gelişimi ve kullanımı

1973-1978 yılları arasındaki petrol krizinden sonra Tarım Bakanlığı tarafından yapılan kırsal enerji makineleri envanterinde kullanılıp kullanılmadığına bakılmaksızın, 871 adet su çıkarma ve 23 adet elektrik üretim amaçlı rüzgar türbini olduğu tespit edilmiştir. Söz konusu rüzgar makineleri güçleri 1 kW'ın altında güce sahip olup yerli olanları ilkel yapıydı. Türkiye'de rüzgar enerjisi üzerinde yapılan bilimsel çalışmalar 1960'larda Ankara Üniversitesi, 1970'lerde Ege Üniversitesi daha sonraki yıllarda ODTÜ'de yapılmış olup, 1980'li yıllarda TÜBİTAK-MAM'da bünyesinde bazı çalışmalar yapılmıştır. MAM'da ilk rüzgar atlası

çalışması başlatılmıştır. Gebze-Özbek tepede pompa çalıştırma ve elektrik üretim amaçlı çeşitli rüzgar türbinleri kurularak denenmiştir (Ersoy, 1997).

Ülkemizde ilk sayılabilecek rüzgar türbini 1985 yılında Danimarka'dan alınan 55 kW gücündeki Çesme Altın yunus turistik tesislerindeki rüzgar türbinidir. Daha sonra EİE idaresi "Su pompalama Projesi" kapsamında 1,1 kW gücündeki rüzgar türbinini rotorunu ithal ederek Ankara'da kurmuştur. 1998 yılında Çesme'de ARES A.S. tarafından 8,7 MW gücünde ve 2000 yılı içinde ise DEMİNER Holding A.S. tarafından Bozcaada'da 10.2 MW'lık rüzgar türbinlerinin yapımı gerçekleştirilmiştir (Ersoy, 1997).

2008 yılının 6. ayının sonu itibari ile Türkiye 'de kurulu güç 249.35 MW'tır. İnşaatı devam etmekte olan projelerin kapasitelerinin toplamı 226.80 MW ve sözleşmesi imzalanıp yapılmayı bekleyen projeler 1.070 MW'dır.

Çizelge 3.8 02.06.2008 itibariyle Türkiye'de işletmede olan ve devreye alınacak rüzgar santralleri (TÜREB, 2008)

Yer	Şirket	Üretime Geçiş Tarihi	Kurulu Güç (MW)	Türbin İmalatçısı	Türbin adet ve Kapasitesi
İzmir - Çeşme	Alize A.Ş.	1998	1.50	Enercon	3 adet 500kW
İzmir - Çeşme	Güçbirliği A.Ş.	1998	7.20	Vestas	12 adet 600kW
Çanakkale – Bozcaada	Bores A.Ş.	2000	10.20	Enercon	17 adet 600kW
İstanbul – Hadımköy	Sunjüt A.Ş.	2003	1.20	Enercon	2 adet 600kW
Balıkesir – Bandırma	Bares A.Ş.	I/2006	30.00	GE	20adet 1500kW
İstanbul – Silivri	Ertürk A.Ş.	II/2006	0.85	Vestas	1 adet 850kW
İzmir – Çeşme	Mare A.Ş.	I/2007	39.20	Enercon	49 adet 800kW
Manisa – Akhisar	Deniz A.Ş.	I/2007	10.80	Vestas	6 adet 1800kW
Çanakkale – İntepe	Anemon A.Ş.	I/2007	30.40	Enercon	38 adet 800kW
Çanakkale – Gelibolu	Doğal A.Ş.	II/2007	14.90	Enercon	13 adet 800kW + 5 adet 900 kW
Hatay – Samandağ	Deniz A.Ş.	I/2008	30.00	Vestas	15 adet 2000kW

Manisa – Sayalar	Doğal A.Ş.	I/2008	30.60	Enercon	38 adet 800kW
İzmir – Aliğa	İnnores A.Ş.	I/2008	42.50	Nordex	17adet 2500kW
İŞLETMEDEKİ KAPASİTE TOPLAMI			249.35		
İstanbul – G.Osmanpaşa	Lodos A.Ş.	II/2008	24.00	Enercon	12 adet 2.000kW
İstanbul – Çatalca	Ertürk A.Ş.	II/2008	60.00	Vestas	20 adet 3000kW
Balıkesir – Şamlı	Baki A.Ş.	II/2008	114.00	Vestas	30 adet 3000kW
Muğla – Datça	Dares A.Ş:	II/2008	28.80	Enercon	36 adet 800kW
İNŞA HALİNDEKİ KAPASİTE TOPLAMI			226.80		
Hatay – Samadağ	Ezse Ltd. Şti.	II/2008	35.10	Nordex	900 kW
Hatay – Samadağ	Ezse Ltd. Şti.	II/2008	22.50	Nordex	2500 kW
Aydın – Didim	Ayen A.Ş.	II/2008	31.50	Suzlon	2100 kW
İzmir – Çeşme	Kores A.Ş.	II/2008	15.00	Nordex	2500 kW
Balıkesir – Susurluk	Alize A.Ş.	II/2008	19.00	Enercon	17 adet 800kW ve 6 adet 900kW
Osmaniye – Bahçe	Rotor A.Ş.	I/2009	135.00	GE	54 adet 2500kW
İzmir – Çeşme	Mazı-3 A.Ş.	I/2009	22.50	Nordex	9 adet 2500 kW
Balıkesir - Bandırma	Borasco A.Ş.	I/2009	45.00	Vestas	15 adet 3000 kW
Tekirdağ – Şarköy	Alize A.Ş.	I/2009	28.80	Enercon	14 adet 2000kW ve 1 adet 800kW
Balıkesir – Havran	Alize A.Ş.	I/2009	16.00	Enercon	8 adet 2000 kW
Çanakkale – Ezine	Alize A.Ş.	I/2009	20.80	Enercon	10 adet 2000kW ve1 adet 800kW
Hatay – Belen	Belen A.Ş.	I/2009	30.00	Vestas	10 adet 3000 kW
Manisa – Kırkağaç	Alize A.Ş.	II/2009	25.60	Enercon	32 adet 800kW
Manisa – Soma	Soma A.Ş.	II/2009	140.80	Enercon	176 adet 800 kW
Edirne – Enez	Boreas A.Ş.	II/2009	15.00	-	-
İzmir – Aliğa	Doruk A.Ş.	II/2009	30.00	Enercon	15 adet 2000 kW
İzmir - Aliğa	Yapısan A.Ş.	II/2009	90.00	Nordex	36 adet 2500 kW

İzmir – Aliğa	Doğal A.Ş.	I/2010	30.00	Enercon	15 adet 2000kW
İzmir – Foça	Doğal A.Ş.	I/2010	30.00	Enercon	15 adet 2000kW
Balıkesir – Kepsut	Poyraz A.Ş.	I/2010	54.90	Enercon	61 adet 900 kW
Manisa – Soma – Kırkağaç	Bilgin A.Ş.	I/2010	90.00	Nordex	36 adet 2500 kW
Balıkesir – Kepsut	Bares A.Ş.	I/2010	142.50	Nordex	57 adet 2500 kW
TÜRBİN TEDARİK SÖZLEŞMESİ İMZALI PROJE TOPLAMI			1.070.00		

EİE idaresi MED 2010 ve İRESMED projelerine aktif olarak katılıp çalışmalarını devam ettirmektedir. MED 2010 projesi AB tarafından desteklenmiş ve OME (Observatoire Mediterranee de l’Energie) koordinatörlüğünde organize edilmiş olup proje ile “Akdeniz Ülkelerinde (AB’ye üye Akdeniz Ülkeleri ve Güney Akdeniz Ülkeleri) rüzgar ve güneşten elde edilecek elektrik enerjisinin Avrupa Birliği Ülkelerine büyük ölçekli entegrasyonu sağlama yolları araştırılmıştır. Yapılması planlanan entegrasyon ile Avrupa Birliği Komisyonunun yenilenebilir enerji konusundaki 2010 yılı için %12’lik yenilenebilir enerji kullanımı ve Kyoto Protokolünün Avrupa Birliği Ülkelerinde 2010 yılında CO2 emisyonlarının 1990 yılı baz alınarak % 8 azaltılması hedeflerine ulaşılması sağlanacaktır. MED 2010 projesine EİE İdaresi Genel Müdürlüğü rüzgar enerjisi konusunda katılmıştır. İRESMED (Integration of Renewable Energies into Electricity Network) projesi Avrupa Birliği JOULE ve INCO programı kapsamında finanse edilmiş olan bir projedir. Proje, kırsal alan sertifikasyonu için güneş enerjisi ve rüzgar gücünün elektrik üretimine entegrasyonu sağlamak üzere iki ayrı çalışma grubunda yürütülmektedir (Uğuz, 2005).

Ülkemizin rüzgar potansiyelinden yeterince yararlanabilmesinin önünde ki en önemli sorunlardan bir tanesi de, alt yapı sorunudur. Bu sorun, rüzgar potansiyeli olan yörelerdeki elektrik şebekelerinin, kurulacak bu güçleri taşıyacak kapasiteye henüz erişmemiş olmasıdır. Devletin bu konuda rüzgar enerjisi yatırımlarına paralel olarak, şebeke kapasitelerini artırması gerekmektedir. Bu sorun yeni kurulacak veya kurulmakta olan hidroelektrik ve şebeke bağlantılı doğalgaz santralleri için de geçerlidir. Elektrik üretim ve dağıtımının özelleştirildiği; elektrik üretiminin yaygınlaştığı ve teşvik gördüğü bu dönemde devlete düşen en büyük görev, mevcut hat kapasitelerinin artırılması için gerekli önlemlerin zamanında alınmasıdır.

Ayrıca 2020 yılında tüketilecek olan elektriğin %10'nun karşılanması için;

- Türkiye'de rüzgar gücü tesisi için uzun vadeli hedefler konmalıdır.
- Halen yenilenebilir enerji kaynakları ve enerjinin etkin kullanımını cezalandıran; kömür, akaryakıt ve doğalgaza sağlanan teşvikler ve sübvansiyonlar kaldırılmalıdır.
- Enerji sektörüne ilişkin kararlar alınırken fosil ve nükleer güç santrallerinin neden olduğu toplumsal maliyetler ekonomik fizibilite çalışmalarında hesaba katılmalıdır.
- Şu anda dünya santrallerinde çalışmakta olan eskimiş ve değiştirilecek türbinlerin, ülkemize getirilip bu konuda bir rüzgar türbini çöplüğü oluşturmak yerine, yeni ve son teknoloji türbinler kullanılmalıdır (Şen, 2003).

4. RÜZGAR ENERJİSİNDE GÜVENİLİRLİK

4.1 Güvenilirlik Kavramı

Güvenilirlik, genel anlamıyla, sistemin belirlenmiş işlevlerini yapabilme kabiliyetini gösterir. Bu kavramın değişik boyutlarını gösteren bir tanımı aşağıda verilmiştir:

“Güvenilirlik, bir ürün, bileşen, alt sistem yada sistemin, belirlenmiş bir zaman aralığı içerisinde ve normal işletme koşullarında, fonksiyonunu uygun bir şekilde yerine getirebilmesi olasılığıdır” (Tanrıöven, 2008).

Buradaki fonksiyon kelimesinden maksat, belirli bir hizmeti yerine getirmek için gerekli olan bir fonksiyon olabileceği gibi birden fazla fonksiyonun bir kombinasyonu da olabilir (Tanrıöven, 2008).

Güvenilirlik, başarılı performansın ihtimalini bir seviye ile tanımlayarak, olasılığın matematiksel kavramlarıyla ölçülebilir. Genel olarak, bir aygıt yada sistem, serviste olduğu zaman içerisinde arızalanmazsa, yeteri kadar iyi derecede çalıştığı söylenir. Diğer taraftan, aygıtların tüm kullanım süresi boyunca, arızalara dayanması, tamir edilmesi ve servise geri dönmesi beklenir. Aşağıda tanımlandığı gibi, güvenilirliğin daha uygun ölçütü, aygıtın kullanılabilirliğidir:

“Aygıtın serviste veya servise hazır durumda olduğu belirlenmiş servis zamanı süresince, tamir edilebilir bir aygıtın kullanılabilirliği zamanın belli bir oranıdır.”

Güvenilirlikte kullanılan indisler olasılıksaldır ve sonuç olarak kesin tahminler sağlamazlar. En sık görülen değerler ve uzun dönem ortalamaları kullanılarak geçmiş olayların ortalamasını ve gelecekteki ihtimalleri saptarlar. Planlama, tasarım ve işletmede karar vermek için, bu bilgi, ekonomik ve politik düşüncelerle tamamlanmalıdır (Prada, 1999).

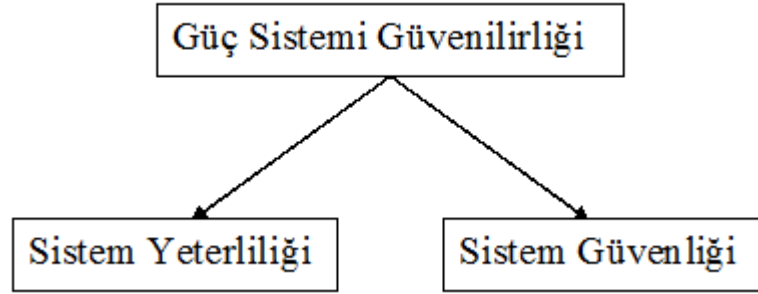
4.2 Güç Sistemlerinde Güvenilirlik

Güç sistemi güvenilirliği, sistemin, elektriği, talep edildiği farklı noktalara kabul edilebilir standartlarda ulaştırabilmesi kabiliyetinin ölçüsüdür. Güç sistemi güvenilirlik değerlendirmesi, sistemin fonksiyonunu yerine getirebilme kabiliyetini ölçmeyi sağlar. Güç sistemi güvenilirliği değerlendirmesi, üretim, iletim ve dağıtım ağları gibi çeşitli faaliyetlerin planlanmasının önemli bir parçasıdır (Patel, 2006).

Elektrik güç sisteminin temel fonksiyonu, tüketicilere mümkün olduğu kadar ekonomik ve

kabul edilebilir güvenilirlik seviyesinde elektrik enerjisi sağlamaktır. Güvenilir elektrik enerjisinin tedarik edilmesinin önemi, modern toplumların elektrik enerjisine bağımlılığının artmasıyla artmıştır. Bu nedenle, elektrik kuruluşları müşterilerine makul bir kalite güvencesi ve servis devamlılığı sağlamalıdır. Ancak, güvencenin seviyesi müşterilerin ihtiyacına ve servisi gerçekleştirmenin maliyetine bağlıdır. Genel olarak, daha güvenilir sistemler daha fazla ekonomik yatırım gerektirirler. Buna rağmen, yüzde yüz güvenilir bir güç sistemi tasarlamaya çalışmak gerçekçi değildir ve bu nedenle güç sistemi planlayıcıları ve mühendisleri, ödenebilir maliyetlerde uygun bir güvenilirlik seviyesini oluşturmaya çalışırlar.

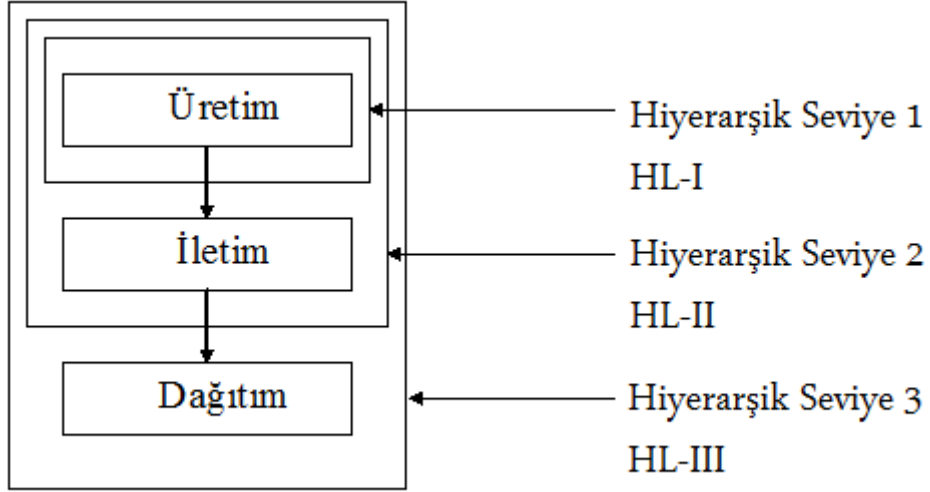
Güç sistemi güvenilirliği iki bölümde açıklanabilir: yeterlilik ve güvenlik. Bu bölümler şekilde görünmektedir (Patel, 2006).



Şekil 4.1 Güç sistemi güvenilirliğinin bölümleri

Yeterlilik, güç sisteminin müşteri talebini tüm kararlı durum koşullarında sağlamanın ölçütüdür. Enerji üretmek ve iletim ve dağıtım hatları ile enerjiyi bütün müşterilere taşımak gibi yeterli hizmetin sağlanması ile ilgilidir. Güç sisteminin, kurulu sistem bileşenleri ile müşterilere enerji arzının kabiliyetidir. Yeterlilik, sistem sorunları ile ilgilenmez. Güvenlik, bütünlüğünü koruyarak sistemin ani ve sert sorunlara karşı koyma kabiliyetinin ölçüsüdür. Bu sorun, elektrik kısa devresi yada ana üretim ve iletim gibi sistem bileşenlerinin beklenmedik kaybı olabilir. Güvenlik, sistemin değişik sorunlara cevap verebilmesi ile ilgilidir. Bu tezde yapılan ve raporlanan çalışma sistem yeterliliği alanına girer. Sistem yeterlilik değerlendirmesi, güç sistemi planlama ve karar verme sürecinde önemli bir rol oynar.

Modern güç sistemleri genelde kompleks, birleşik ve çok büyüktürler. Tüm güç sisteminin yeterlilik değerlendirmesini yürütmek pratik değildir. Sistem genel olarak farklı işlevsel bölgelere yani üretim, iletim ve dağıtım sistemlerine ayrılır. Sistem yeterliliği, şekilde görüldüğü gibi üç farklı hiyerarşik seviyede ayrı ayrı analiz edilebilir.



Şekil 4.2 Hiyerarşik seviyeler

HL- I üretim faaliyetlerini ve yükü besleme kabiliyetini gösterir. HL- II birleşik olarak üretim ve iletim sistemlerinin enerjiyi üretebilme ve ana yük noktalarına taşıyabilme kabiliyetini gösterir. HL- III üretim, iletim ve dağıtım sistemlerini içine alacak şekilde tüm sistemi inceler.

İletim ve dağıtım güvenilirlik değerlendirmeleri bu çalışmanın kapsamına girmemektedirler. Ama, aşağıdaki açıklamalar tüm güç sisteminin güvenilirliğinin değerlendirilmesinde önemlidir:

- Müşteri tarafından tecrübe edilen güvenilirliğin gerçek değeri bölgeden bölgeye değişecektir. Farklı fonksiyonel bölgeler farklı güvenilirlik dereceleri sunabilir.
- Sistemin çeşitli parçalarının güvenilirlikleri arasında benzerlik olmalıdır. Besleme zincirinde zayıf bölgeler bulunuyorsa bir parçayı kuvvetli şekilde desteklemek faydasızdır.

Düzenlenmemiş sistemlerde, iletim ve dağıtım için verimli fiyat mekanizmaları, güvenilirlik bileşenini hesaba katmalıdır (Prada, 1999).

4.3 Üretim Sistemlerinde Güvenilirlik

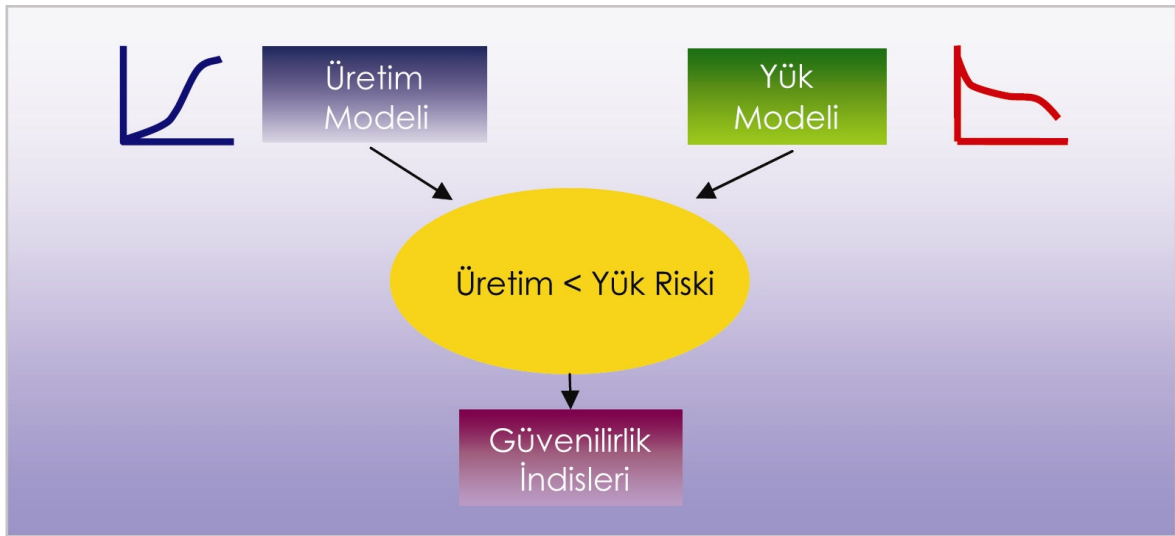
Üretim sistemlerinde güvenilirlik, elektriğin üretildiği generatörlerin güvenilirliği üzerine odaklanır. Üretim sistemi elektrik arz zincirinin önemli bir parçasıdır ve her an için talebi karşılayacak yeterli elektrik üretilmesi çok önemlidir. Üretim birimleri bazen çalışmaz duruma gelirler ve sistem operatörleri, bu olay meydana geldiğinde, devreye girecek yeterli mevcut rezerv bulunmasını sağlaması gerekmektedir.

Sistem güvenilirliğinde bir düzeltme gerekli ise, daha iyi sistem elemanları kullanarak yada sistem dizaynında daha fazla yedekleme yaparak bu sağlanabilir. Yedekleme, üretim sistemlerinde, gerektiğinden daha fazla üretim kapasitesinin kurulması anlamına gelir.

Üretim sistemi çalışmasında, toplam sistem üretiminin, toplam sistem yük gereksinimini karşılamak için yeterliliği değerlendirilir. Bu işlem, “üretim sistemi yeterlilik değerlendirmesi” olarak adlandırılır. İletim sistemi, üretim sistemi yeterlilik değerlendirmesinde hesaba katılmaz ve yük noktası olarak davranır. Üretim sistemi değerlendirmesinin ana fikri, sistem talebini karşılayacak gerekli üretim kapasitesini hesaplamak ve planlı ve zorunlu arızalara karşı sistemi besleyecek fazla kapasiteye sahip olmaktır (Phoon 2006).

Üretim sistemi yeterlilik değerlendirmesi için temel modelleme yaklaşımı üç bölümden oluşmaktadır. (Şekil 4.3) Üretim ve yük modelleri, üretim kapasitesinin yükten daha düşük olma riski ile ilgilenen uygun risk modellerine dönüştürülmüşlerdir. Kısacası, üretim sistemleri yeterlilik değerlendirmesi üç genel basamak içerir:

- Üretim birimlerinin işletme karakteristiklerine bağlı olarak üretim kapasite modelinin kurulması
- Uygun yük modelinin kurulması
- Üretim kapasite modeli ve yük modelinin risk modeli oluşturacak şekilde birleştirilmesi (Phoon 2006)



Şekil 4.3 Üretim güvenilirliği modelinin elemanları

4.4 Klasik Enerji Santralleri İçin Güvenilirlik Modeli

Üretim sistemi güvenilirliği analizinde en önemli girdiler, tekil üretim birimlerinin kapasiteleri ve arıza olasılıklarıdır. Bir üretim biriminin çalışmasında eğer basit iki durumlu bir sistem göz önüne alınırsa, birimin arıza olasılığı, kullanılamazlık U olarak verilir. Kullanılamazlık, birim arıza oranı λ ve tamir oranı μ kullanılarak Eşitlik (4.1)'deki gibi ifade edilir (Phoon 2006).

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4.1)$$

Burada;

U =Kullanılamazlık Oranı

$$\lambda = \text{Birim Arıza Oranı} = \frac{1}{MTTF}$$

$$\mu = \text{Birim Tamir Oranı} = \frac{1}{MTTR}$$

MTTF=Arızaya kadar geçen ortalama süre

MTTR=Onarıma kadar geçen ortalama süre

Birimin kullanılamazlığı, “Zorunlu Arıza Oranı” (FOR) olarak bilinir. FOR, Eşitlik (4.2)'deki gibi tanımlanır.

$$FOR = \frac{\text{Zorunlu Arıza Saati}}{\text{Serviste Bulunduğu Saat} + \text{Zorunlu Arıza Saati}} \quad (4.2)$$

Uzun dönem için (365 gün gibi) hesaplanan FOR Eşitlik (4.1)'de belirtilen kullanılamazlık ile aynıdır. İki durumlu tahminler için FOR iyi bir tahmindir.

Üretim modelinin oluşturulmasında sonraki basamak, kapasite ve tekil birimlerin kullanılabilirliğini sistemdeki mevcut üretimi tahmin etmek için birleştirmektir. Bu birleşimin sonucu, her üretim biriminin nominal kapasitesi C_i ve kullanılamazlığı U_i (yada FOR) ile ifade edildiği kapasite modelidir. Kapasite yada kesintiye uğramış kapasite X , güç sistemi güvenilirlik analizinde rastgele bir değişken olduğu düşünülür. Kapasite yada kesintiye uğramış kapasite ayrıktır ve üstel dağılıma bağlıdır. Birim model, generatör biriminin kapasite durumunun olasılık tablosudur (Phoon 2006).

İki durumlu generatör modelinin olasılık tablosu sadece iki duruma sahiptir; çalışma ve arıza durumu. 2^n adet olası farklı kapasite durumu vardır. Tekil durum olasılığı Eşitlik (4.3)'deki gibi açıklanır.

$$P(X = x_i) = \begin{cases} 1 - q & \dots \dots \dots x_i = c_i \\ q & \dots \dots \dots x_i = 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

Kümülatif durum olasılığı (dağılım fonksiyonu) x_i den küçük olan kapasiteler için tekil durum olasılıklarının toplamıyla elde edilebilir. Eşitlik (4.4) kümülatif durum olasılığını gösterir.

$$P(X = x_i) = \begin{cases} 0 & \dots \dots \dots x_i < 0 \\ q & \dots \dots \dots c_i \leq x_i \leq 0 \\ 1 & \dots \dots \dots x_i \geq c_i \end{cases} \quad (4.4)$$

Her C_i kapasitesi için bir zorunlu arıza oranı olacaktır, ve tekil durum olasılığı ve kümülatif durum olasılığı Eşitlik (4.5) ve (4.6)'da sırasıyla özetlenmiştir.

$$P(X = x_i) = p(x_i) \quad \text{Burada } i=0,1,2,\dots \dots \dots \quad (4.5)$$

$$P(x_k) = P(X \geq x_k) = \sum_{i \geq k} p(x_i) \quad (4.6)$$

Bu eşitliklerden, sistemin farklı kapasitelerinin arıza olasılıklarını sunan ‘‘Kapasite Arıza Olasılık Tablosu’’ üretilebilir (Phoon, 2006).

4.5 Rüzgar Enerji Santralleri İçin Güvenilirlik Modeli

Güç sistemlerinde rüzgardan elde edilen elektriğin yaygınlaşması tüm elektrik sisteminin arz güvenilirliğini kilit faktör haline getirir. RES birimlerinin düşük güvenilirliğe sahip olması, işletme bakım maliyetlerinde yükselme ve sistem kullanılabilirliğinde düşüşle sonuçlanır, ayrıca proje gelirlerini de etkiler. Yük kaybı olasılığı (LOLP), elektrik arzının güvenilirliğinin değerlendirmesinde kullanılan en bilinen ölçüdür. Güç sisteminde rüzgardan elde edilen elektriğin yaygınlığının artması ile LOLP artar, çünkü RES'den elde edilen elektriğin kullanılabilirliği konvansiyonel birimlerinki kadar yüksek değildir (Nagarkar, 2004).

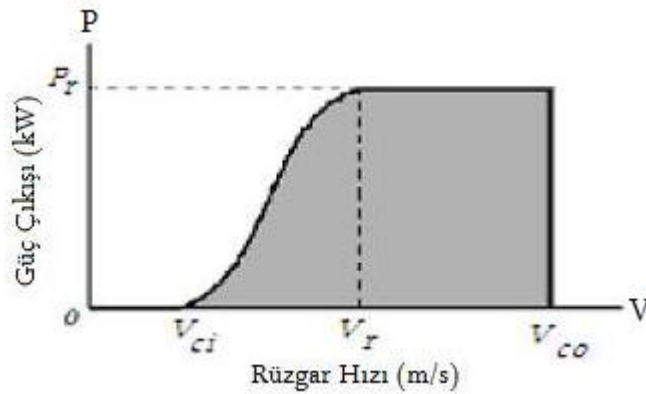
RES'lerin zorunlu arızalarının olasılıkları ve frekansları, konvansiyonel üretim birimlerine göre daha yüksektir. Rüzgar kaynağının rastlantısal doğası ve türbin bileşenlerinin mekanik arızaları RES'lerin sıfır çıkış gücü ile sonuçlanan zorunlu arızalarının sebebidir. Eğer yeterli rezerv yoksa, güç sistemi şebeke yükünü karşılayamayacaktır, böylece LOLP yükselecektir.

Yük kaybını önlemenin mümkün olan tek yolu, RES güvenilirliği ve beklenen çıkış gücü ile ilgili erken tahminlerde bulunmak ve sistemi ona göre tasarlamaktır.

Konvansiyonel üretim birimlerine benzer olarak, RES'ler için de bir FOR değeri belirlemek mümkündür. Rüzgar kaynağının karakteristikleri, RES'in çıkış gücü eğrisi ve mekanik arıza dataları, benzer karakteristik parametrelere sahip rüzgar rejiminde çalışan benzer RES sistemi için, FOR değerini hesaplama da giriş dataları olarak kullanılabilir. FOR'un tahminleri, kullanılabilirlik ve RES'in beklenen güç çıkışı, kombine çalışan konvansiyonel ve rüzgar enerji sistemlerinin beklenen yük kaybını hesaplamada kullanılabilir. Bu tür çalışmalar, rüzgar gücünün üretim seçeneği olarak ortaya çıktığı erken planlama aşamalarında karar verme sürecini basitleştirecektir (Nagarkar, 2004).

4.5.1 Rüzgar enerjisi santrali güç çıkışı eğrisi

Şekil 4.4, RES'lerin tipik güç çıkışı eğrisini gösterir. RES, elektrik üretmeye “cut-in hızı” (V_{ci}) olarak bilinen rüzgar hızında başlar. Nominal güç çıkışını (P_r) anma rüzgar hızında (V_r) üretir. Rüzgar türbini, “cut-out hızı”na (V_{co}) kadar anma gücünü üretmeye devam eder. V_{co} hızının üzerindeki rüzgar hızlarında türbin, parçalarına herhangi bir zarar gelmesini önlemek için tamamen kendini kapatır.



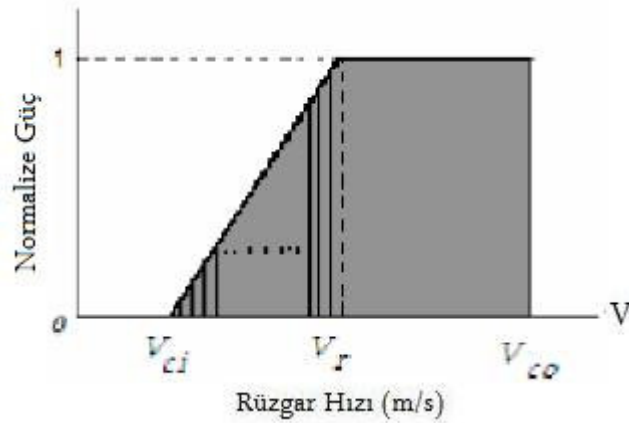
Şekil 4.4 Rüzgar enerji santrali güç çıkışı eğrisi

Elektrik güç çıkışının, rüzgar hızının belirli bir aralığında mevcut olduğu açıkça görülmektedir. Sert hava koşulları sonucu oluşan mekanik arızalar veya parçaların eskimesi de türbini servis dışı kalmaya zorlar. Bu nedenle, rüzgar kaynağının olasılıksal doğası ve parça arızaları, RES'in kullanılabilirlik tahmininde yüksek öneme sahiptirler. RES'in kullanılabilirliğini etkileyen ana faktörler ve güç çıkışının kullanılabilirliğinin sırası aşağıda sıralanmıştır:

- RES'in elektrik gücü sadece V_{ci} ve V_{co} rüzgar hızı aralığında mevcuttur.
- Sadece V_r ve V_{co} rüzgar hızı aralığında nominal elektrik gücünü üretir.
- V_{ci} ve V_r rüzgar hızı aralığında doğrusal olmayan güç eğrisi mevcuttur ve bu aralıkta anma çıkış gücünden daha az elde edilir.
- Sert hava koşulları, başta mekanik arızalar olmak üzere, sistem parçaları üzerinde aşırı elektriksel ve mekanik baskı oluşturur. Ayrıca, yıpranma, aşınma ve yorulmalar bazı parçaların arıza yapmalarına sebep olurlar. Ciddi mekanik arızalar türbinin devre dışı olmasıyla ve tamir tamamlanana kadar güç çıkışının mevcut olmamasıyla sonuçlanır.
- V_{co} hızının üzerinde, sistem parçalarında oluşacak aşırı elektriksel ve mekanik baskıları önlemek için rüzgar türbini şebekeden ayrılır. (Nagarkar, 2004)

Sonuç olarak, RES'ten beklenen güç çıkışı her zaman nominal güç çıkışından azdır. RES çıkışının gerçekçi değerlendirmesi, yukarıda sıralanan bütün faktörler dahilinde yapılabilir. V_{ci} ve V_r rüzgar hız aralığı için güç eğrisindeki non-lineerlik, yaklaşık olarak düz bir çizgi temsil edilebilir. Bütün tahminler ve değerlendirmeler olasılıksal olduğundan dolayı, bu yaklaşım, sonuçlarda büyük bir etkiye sebep olmayacaktır.

Şekil 4.5 RES'in yaklaşık güç çıkış eğrisini gösterir. V_{ci} ve V_r arasındaki eğrinin non-linear parçası yaklaşık olarak düz bir çizgi temsil edilmiştir. Bu nedenle, güç çıkışının eşitliği aşağıdaki gibi olmaktadır. (Nagarkar, 2004)



Şekil 4.5 Yaklaşık güç çıkışı eğrisi

$$P(X = x_i) = \begin{cases} P_r \left(\frac{V - V_{ci}}{V_r - V_{ci}} \right) & \dots\dots\dots V_{ci} \leq V < V_r \\ P_r & \dots\dots\dots V_r \leq V \leq V_{co} \\ 0 & \dots\dots\dots \text{diğer} \end{cases} \quad (4.7)$$

P_r 'yi baz değer olarak kullanarak, Eşitlik (4.8) aşağıdaki gibi normalize edilebilir.

$$P(X = x_i) = \begin{cases} \left(\frac{V - V_{ci}}{V_r - V_{ci}} \right) & \dots\dots\dots V_{ci} \leq V < V_r \\ 1 & \dots\dots\dots V_r \leq V \leq V_{co} \\ 0 & \dots\dots\dots \text{diğer} \end{cases} \quad (4.8)$$

4.5.2 Rüzgar enerji santrali zorunlu arıza oranının belirlenmesi

RES'in kullanılabilirliğini etkileyen bütün faktörler, FOR değerindeki etkilerini hesaba katabilmek için ölçülmelidirler. Bu amaçla, rüzgar kaynağı Weibull Dağılımı kullanarak modellenmiştir. (Ek 1)

4.5.2.1 Kullanılabilirliğe etki eden faktörlerin ölçülmesi

Rüzgar Kullanılabilirlik Faktörü (P_{wa}) : Rüzgar hızının cut-in ve cut-out hızları arasında olma ihtimali olarak tanımlanır (Nagarkar, 2004).

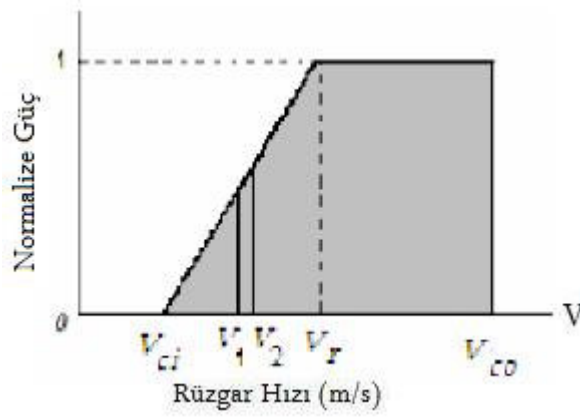
$$\text{Rüzgar Kullanılabilirlik Faktörü} = P(V_{ci} \leq V \leq V_{co}) = P_{wa}$$

$$P_{wa} = \exp \left[- \left(\frac{V_{ci}}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{V_{co}}{c} \right)^k \right] \quad (4.9)$$

Sabit Güç Çıkışı Faktörü (P_{const}) : Nominal güç çıkışının V_r ve V_{co} hızları arasında oluşmasından dolayı, bu aralıktaki beklenen normalize güç çıkışı, rüzgar hızının bu aralıkta olma ihtimali olacaktır (Nagarkar, 2004).

$$P_{const} = \exp \left[- \left(\frac{V_r}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{V_{co}}{c} \right)^k \right] \quad (4.10)$$

Değişken Güç Çıkışı Faktörü (P_{var}) : Nominal güç çıkışının V_{ci} ve V_r hızları arasındaki beklenen değeri aşağıdaki gibi hesaplanır (Nagarkar, 2004) :



Şekil 4.6 Eğrinin değişken kısmı için beklenen güç çıkışının hesaplanması

V_{ci} 'den V_r 'ye kadar olan bölge n küçük aralığa bölünür. Rüzgar hızının V_1 ve V_2 hızları arasında olma ihtimali Eşitlik (4.11)'de gösterilmiştir.

$$a_1 = P(V_1 \leq V \leq V_2) = \exp\left[-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k\right] \quad (4.11)$$

Sonra, V_1 'den V_2 'ye kadar olan hız aralığında beklenen normalize güç çıkışı aşağıdaki gibi bulunur.

$$E(P_{1,2}) = a_1 * \frac{\left(\frac{V_1+V_2}{2}\right) - V_{ci}}{V_r - V_{ci}} \quad (4.12)$$

Değişken bölümdeki her küçük aralık için hesaplanan beklenen normalize güç çıkışlarının toplamı, V_{ci} 'den V_r 'ye kadar olan bölge için beklenen normalize güç çıkışını oluşturur.

$$P_{var} = \sum E(P_{1,2}) \quad (4.13)$$

Mekanik Arıza Faktörü (P_{mek}) : Mekanik bileşenler için zorunlu arıza oranı, sabit arıza oranı " λ " (saat başına) ve ortalama onarım zamanı " r " (saat) ile aşağıdaki gibi hesaplanır (Nagarkar, 2004).

$$\text{Zorunlu Arıza Oranı} \cong \lambda \cdot r \quad (4.14)$$

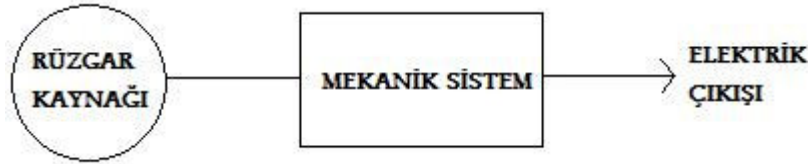
Rüzgar türbini, arıza ve tamir oranları farklı olan birkaç mekanik bileşenden oluşur. Herhangi bir bileşendeki ciddi bir arıza ile rüzgar türbini servis dışı olur. Bu nedenle, güvenilirlik bakış açısıyla bütün bileşenler birbirine lojik seri olarak düşünülebilir. Mekanik sistemin FOR değeri de tekil bileşenlerin FOR'larının toplamı olacaktır.

$$FOR_{mek} = \sum_i \lambda_i \cdot r_i \quad (4.15)$$

$$P_{mek} = 1 - FOR_{mek} \quad (4.16)$$

4.5.2.2 Güvenilirlik modeli

RES'nin çıkış gücünün kullanılabilirliği, rüzgar kaynağının ve mekanik sistemin kullanılabilirliğine bağlıdır. Bu nedenle, RES'in toplam güvenilirlik modeli, Şekil 4.7'de gösterilen seri modeldir. Güç çıkış eğrisinin değişken kısmı için, RES beklenen güç çıkışı, daha önce açıklandığı gibi nominal güç çıkışından daha azdır. Bu faktör uygun bir şekilde hesaba katılmalıdır. Yukarıda belirtilen bütün faktörler toplanarak, RES'in R güvenilirliği Eşitlik (4.17)'deki gibi olur (Nagarkar, 2004).



Şekil 4.7 Rüzgar enerji santralleri için seri güvenilirlik modeli

$$R = P_{wa} * E(P) * P_{mek} \quad (4.17)$$

Buradaki E(P) aşağıdaki eşitlikte gösterilmiştir.

$$E(P) = P_{var} + P_{const} \quad (4.18)$$

RES çıkışı için toplam zorunlu arıza oranı aşağıdaki gibi olacaktır.

$$FOR_{pow} = 1 - R \quad (4.19)$$

4.6 Üretim Sistemlerinde Güvenilirlik Ölçümü ve İndisleri

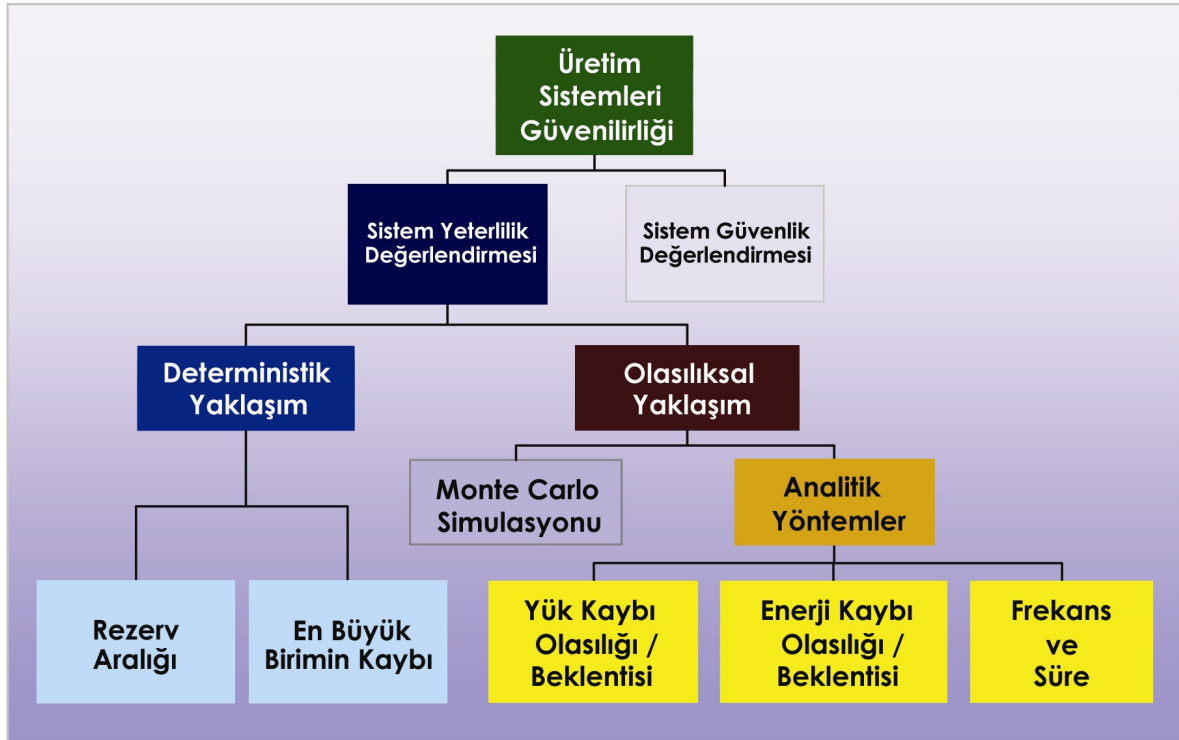
4.6.1 Güvenilirlik ölçüm teknikleri

Güvenilirliğin ölçümü, üretim sistemi güvenilirlik değerlendirmesinde önemli bir yere sahiptir. Üretim sistemi güvenilirliğinin ölçüsü değişik güvenilirlik indisleri ile gösterilir. Bu güvenilirlik indisleri, bazı önceden belirlenmiş minimum gereksinimler yada güvenilirlik standartlarına karşı üretim sisteminin güvenilirlik performansını tayin etmede, alternatif tasarımlarla karşılaştırmada, zayıf noktaları tespit etmede ve üretim sistemindeki düzeltme

yollarını belirlemede, ve karar verme aşamasında maliyet ve performans faktörlerinin birlikte değerlendirilmesinde kullanılır. Bu indisler, sistem güvenilirliğinin kesin ölçümleri olarak değil de, sistem üretim yeterliliğinin tahmini olarak daha iyi anlaşılır (Patel, 2006).

Üretim sistemi yeterlilik değerlendirmeleri, deterministik (belirleyici) yaklaşım ve olasılıksal yaklaşım olarak iki grupta incelenebilir.

Güç sistemi değerlendirmesinde kullanılan güvenilirlik indisleri ve sınıflara ayrılması Şekil 4.8'de gösterilmiştir.



Şekil 4.8 Üretim sistemi güvenilirlik değerlendirme indislerinin sınıfları

4.6.1.1 Deterministik yaklaşım

Deterministik yöntemler, geçmişte neredeyse bütün kuruluşlar tarafından, güç sistemi planlamasında üretim kapasitesinin belirlenen yük talebini karşılayabilme yeterliliğini belirlemek için kullanılmıştır. Ada ülkeleri veya gelişmekte olan ülkelerdeki gibi izole sistemlerdeki elektrik kurumları, üretim planlamasında hala deterministik yöntemleri kullanırlar. Deterministik yöntem, güç sisteminin rastlantısal davranışını hesaba katma yeteneğine sahip değildir ve tutarlı sistem risk değerlendirmesi sağlayamaz. Büyük enerji kuruluşları, sistem planlamasında, deterministik yöntemi bırakarak olasılıksal yöntemlere geçmişlerdir (Patel, 2006).

4.6.1.2 Olasılıksal yaklaşım

Güç sistemi rastgele davranış gösterir ve çeşitli senaryolarda rastgele sistem davranışına cevap veren teknikler üzerine kurulmuş sistem güvenilirlik değerlendirmesi kullanılabilir. Olasılıksal teknikler, deterministik tekniklerin kısıtlamalarını aşmak ve sistem güvenilirliğinin nicel olarak ölçümü için geliştirilmiştir (Patel, 2006).

Olasılıksal yöntemler, tasarım için daha anlamlı bilgiler ve planlama için kaynak sağlayabilirler. (Prada, 1999) Olasılıksal yöntemde iki yaklaşım mevcuttur. Analitik yöntem sistemi matematiksel model olarak gösterir ve güvenilirlik indislerinin tahmininde doğrudan analitik çözümler kullanır. Monte Carlo simülasyonunda ise, sistemin gerçek rastlantısal davranışı taklit edilerek güvenilirlik indisleri tahmin edilir. Sıklıkla kullanılan güvenilirlik indisleri; Yük Kaybı Olasılığı (LOLP), Beklenen Yük Kaybı (LOLE), Enerji Kaybı Olasılığı (LOEP), Beklenen Enerji Kaybı (LOEE), Sağlanamayan Beklenen Enerji (EENS), Yük Kaybı Frekansı (LOLF), ve Yük Kaybı Süresi (LOLD)'dir. Bu indislerin çoğu temel olarak rastlantısal değişkenin beklenen değerleridir. Bu indisler, sistem elemanı kullanılabilirliği ve kapasitesi, yük karakteristikleri ve kesinsizliği, sistem konfigürasyonları ve işletmesel koşullar vb. gibi değişik faktörleri yansıtan geçerli yeterlilik göstergeleri sağlar (Phoon 2006).

Dünyadaki çoğu kurum HL-I'deki risk değerlendirmesinde olasıksal teknikler kullanılmaktadır. LOLE indeksi HL-I'de sistem güvenilirlik değerlendirmesinde en çok kullanılan indekstir. LOLE indeksinin 0.01 gün / yıl olması tüm dünyada genelde kullanılan bir kriterdir. Üretim sistemi tasarımı bu kritere göre yapılmalıdır (Pantel, 2006).

- Analitik Teknik: Sistem, direk sayısal çözümleri sağlayan matematiksel model olarak kurulur.
- Monte Carlo Simülasyonu Tekniği: Bu teknik probleme gerçek tecrübelerin bir serisi olarak yaklaşır ve bu nedenler geniş bir hesaplama zamanı gerektirir. Sistem güvenilirlik indisleri, gerçek süreci ve sistemin rastlantısal davranışları taklit edilerek hesaplanır. Simülasyon teknikleri, büyük hafızaya ve depolama kapasitesine sahip yüksek hızlı bilgisayarların sürekli gelişmesiyle daha büyük ilgiyi üzerine çekmektedirler (Patel, 2006).

4.6.2 Güvenilirlik indisleri

4.6.2.1 Rezerv aralığı

Rezerv aralığı, yıllık pik talebin üzerindeki kurulu gücün yüzdesidir. Hedef üretim aralığının

belirlenmesiyle sistem güvenilirlik değerlendirmesinde kullanılan belirleyici kriterdir. Rezerv aralığını hesaplayan formül Eşitlik (4.20)'de gösterilmiştir (Phoon 2006).

$$\text{Rezerv Aralığı} = \frac{\text{Kurulu Güç} - \text{Pik Yük}}{\text{Pik Yük}} \times 100 \quad (4.20)$$

4.6.2.2 Yük kaybı

Kullanımdaki üretim kapasitesi sistem yükünü geçtiğinde yük kaybı oluşur. Yük kaybı olasılığı (LOLP), uzun vadede, güç sistemindeki yükün mevcut üretim kaynaklarını geçeceği tahmin edilen sürenin tahmini değeridir. Her günün pik yükünün gün boyunca devam ettiği varsayımıyla sistem yükünün mevcut üretim kapasitesinin geçmesi olasılığı olarak açıklanır.

LOLP, yıl boyunca üretim sisteminin günlük pik yükü karşılayamayabileceği gün sayısını belirlemek amacıyla; üretim kapasitesi durumlarının olasılığının günlük pik olasılığıyla birleştirilmesi esasına dayanır.

LOLP, bir yıl süresince oluşan günlük pik yükler veya bazen de her saatteki yük düşünülerek hesaplanabilir. Bu nedenle, aynı sistem, hesaplamanın nasıl yapıldığına göre iki veya daha fazla LOLP değerine sahip olabilir. LOLP'yi hesaplamak için matematiksel formül Eşitlik (4.21)'de gösterilmiştir (Phoon 2006).

$$\text{LOLP} = \sum_j P[C_A = C_j] \cdot P[L > C_j] = \sum_j \frac{p_j \cdot t_j}{100} \quad (4.21)$$

Burada;

P =Olasılık

L =Beklenen Yük

C_A =Mevcut Üretim Kapasitesi

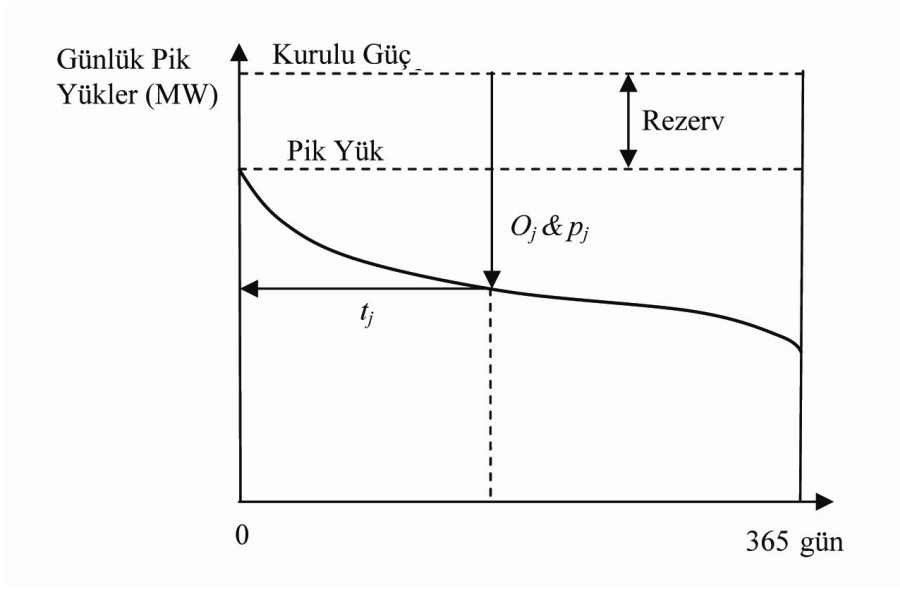
C_j =Kesintiden Sonra Kalan Üretim Kapasitesi

p_j =Kapasite Kesintisinin Olasılığı

t_j =Yükün C_j 'yi Aştığı Zamanın Yüzdesi, olarak verilmiştir.

Alternatif olarak, azalan sıra ile düzenlenmiş günlük pik yüklerden oluşan yük eğrisi uzun dönemde üretim kapasite değerlendirmesi ölçümü için kullanılabilir. Günün pik yükünün gün boyunca sürdüğü varsayılmıştır. Günlük pik yük ile LOLP hesaplaması Şekil 4.9'da

gösterilmiştir (Phoon 2006).



Şekil 4.9 Yük eğrisi kullanılarak LOLP değerinin hesaplanması

Burada,

O_j : Sistemdeki j 'inci kesintinin büyüklüğü,

p_j : O_j büyüklüğündeki kesintinin oluşma ihtimali,

t_j : O_j büyüklüğündeki kesintinin sistemde yük kaybına neden olacağı gün sayısıdır.

Rezerv miktarından az olan kesintiler yük kaybına sebep olmayacaklardır. Kesintinin kapasitesi rezerv miktarından fazla ise, risk $p_j \times t_j$ olacaktır.

LOLE indisi pratikte LOLP indisinden daha fazla kullanılmaktadır. LOLE ve LOLP arasındaki ilişki Eşitlik (4.22)'de verilmiştir.

$$LOLE = LOLP \times T \quad (4.22)$$

Burada,

$T = 365$ gün (Yük modeli, günlük maksimum yüklerden oluşan yıllık yük eğrisinden oluşuyorsa, LOLE'nin birimi yılın günleridir.)

$T = 8760$ gün (Yük modeli, saatlik yük eğrisi ise, LOLE'nin birimi yılın saatleridir.)

LOLP seviyesi üretim kapasite planlamasında güvenilirlik kriteri olarak kullanılır. Genel uygulamada, LOLP'nin 10 yılda bir gün veya daha az olması kabul edilebilir sayılmaktadır.

Bunun anlamı, her 10 yılda bir tam gün boyunca kesinti değildir. Toplam kesinti zamanları 10 yıl içinde bir günü aşmamalıdır. (yada günde %0.0274) LOLP değeri koyulan kriterden daha düşük olan sistemin, beklenen zorunlu arızalara, planlanan pik yüklere ve beklenmeyen durumlara karşı dayanması beklenir. Bir elektrik şirketi, LOLP değerinin, koyulan kriterde veya altında olmasını sağlamak için; planlamadan ve üretimin, enerji satışının, yük yönetiminin ve diğer sistem dengeleme mekanizmalarının kullanılabilirliğinden sorumludur. LOLP, üretimin şebekede yük besleme yeterliliğini tanımlar; gerçekte büyük arızaların olduğu güç transfer sisteminin (iletim ve dağıtım) güvenilirliğini modellemez (Phoon 2006).

LOLP, %20-25 rezerv sınırının tahminen bir göstergesidir. Ama, tekil generatör güvenilirliği, yükün tahmin edilemezliği, ve ünite kesintileri gibi sistem karakteristikleri göz önüne alındığından, rezerv sınırı indeksinden daha iyi gösterge veya güvenilirlik ölçüsü verir. Örnek olarak, bir elektrik şirketi, sistemin kabul edilebilir olması için %25 rezerv sınırı kullanabilir, diğer bir şirket sadece %20 rezerv sınırı ile aynı LOLP değerini sağlayabilir. Kısacası, şirketler uygun rezerv sınırına sahip olmak için planlama yaptıklarında, farklı şirketlerin farklı rezerv sınırları olmalıdır, çünkü aynı rezerv sınırı farklı şirketlerde farklı güvenilirlik seviyelerine sebep olabilirler (Phoon, 2006).

LOLP indeksi tanınmış ve üretim güvenilirlik değerlendirmelerinde sıkça kullanılan bir olasılıksal indeks olmuştur. Çünkü, hesaplaması nispeten basit ve üretim kapasite planlamasında kullanılan olasılıksal bir bakış sağlar. Güvenilirliğin basit bir karşılaştırmasını verir.

LOLP indisinin güç sistemi güvenilirlik değerlendirmesi için kullanımında bazı sorunlar vardır:

- LOLP, önemli güvenilirlik ölçütleri olan, kesintilerin frekans ve süresine ve yük kaybının MW cinsinden büyüklüğüne ait herhangi bir göstergeye sahip değildir. Bir adet büyük kesinti ile birkaç adet küçük kesintinin farkı anlaşılmaz.
- Farklı LOLP hesaplama teknikleriyle aynı sistem için farklı sonuçlar bulunabilir. Bazı şirketler, LOLP değerini, her günün pik yük saatini baz alarak hesaplar (365 gün hesaplama), bazıları her saatin yükünü baz alarak hesaplar (8760 saat hesaplama).
- LOLP, bir kontrol bölgesinin diğer bir bölgeden alacağı ek acil desteği ya da bölge operatörlerinin sistem güvenilirliğini desteklemek için alacağı diğer acil durum tedbirlerini içermez.
- Ana yük kaybı olayları, geleneksel LOLP hesaplamalarında modellenmeyen

beklenmedik durumların sonucunda oluşur. Ana şebeke kesinti olayları, sıkça, sistem pik anında (risk en büyük olarak hesaplandığı zaman) oluşmasına gerek olmaksızın, seri halinde oluşan olaylarla hız kazanır.

- LOLP, üretim sisteminin yükü karşılayamadığı gün sayısını gösterir. Yük kaybı frekansı, iki pik noktasına sahip olan günlerde ve yüksek hata oranına fakat düşük tamir süresine sahip birimlerin çalıştığı sistemlerde bulunan değerden daha yüksek olabilir.
- Yük kaybı yönteminde kullanılan yük modeli çoğunlukla günlük pik yüklerin kümülatif eğrisi olduğundan günlük yük değişimlerinin farkında olunmaz. Bu, bu yöntemle elde edilmiş LOLP değerinin gerçek sistem arıza olasılıklarının tahmini olmasını sağlar ve sistem arıza frekansının hesaplanmasını engeller.
- Farklı şirketlerin veya ulusal sistemlerin güvenilirliklerinin karşılaştırmasında, özellikle de farklı yük eğrisi şekillerine ve pik sürelerine sahip olduklarında çok kullanışlı değildir.
- Aynı sistemde, farklı genişleme planları ve yıllık bakım takvimi oluşturmak için LOLP indeksinin kullanımının yeterli ve doğru olup olmayacağı tartışılmaktadır. Bu değerlendirme, sadece pik talebin süresi çalışmanın yılları boyunca statik olduğu zaman doğrudur. Bu olay, gün ortasındaki devamlı yükseliş görülen birçok sistemde, özellikle de gelişmekte olan ülkelerde görülen bir durum değildir.

Dikey yapılanmış şirketler, gerekli LOLP değerinin sağlamak için üretim yapacak ve güç satışı anlaşmalarına girecektir, fakat LOLP değeri, elektrik arızalarının sıklığını tam göstergesi değildir (Phoon, 2006).

4.6.2.3 Enerji kaybı

Enerji kaybı yöntemi, üretim güvenilirlik değerlendirmesinin diğer bir ölçüm yöntemidir. İncelemenin uzun periyodu süresince sunulamayan beklenen enerji (EENS)'nin aynı periyottaki toplam enerji talebine oranı olarak ölçülür. (Phoon 2006).

Yük Kaybı Olasılığı hesaplaması için matematiksel formül Eşitlik (4.23)'da gösterilmiştir.

$$LOEP = \sum_k \frac{E_k \cdot p_k}{E} \quad (4.23)$$

Burada;

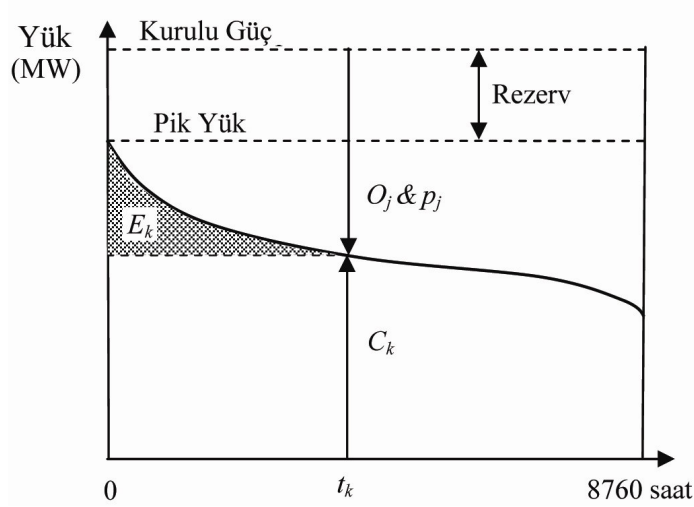
E_k =Kapasite Kesintisi O_k 'ya Bağlı Olarak Sağlanamayan Enerji

p_k = Kapasite Kesintisinin O_k 'nın Olasılığı

E =Çalışma Periyodu Boyunca Toplam Enerji Talebi

Elde edilen değer birimi MWh/yıl'dır ve olasılıktan ziyade beklenen değer olarak verildiğinde Beklenen Enerji Kaybı (LOEE) olarak bilinir.

Yük kaybı yönteminde olduğu gibi, yük eğrisi için LOEP değerinin belirlenmesinde kullanılabilir. Şekil 4.10, yük eğrisinin LOEP değerinin belirlenmesinde kullanımını göstermektedir (Phoon, 2006).



Şekil 4.10 Yük eğrisi kullanılarak LOEP değerinin hesaplanması

Burada,

E_k : O_j kesintisine bağlı olarak sağlanamayan enerji,

O_k : Sistemdeki k'inci kesintinin büyüklüğü,

p_k : O_k büyüklüğündeki kesintinin oluşma ihtimali,

t_j : O_k büyüklüğündeki kesintinin sistemde yük kaybına neden olacağı saat sayısıdır.

Rezervi geçen her kapasite arızası yük kesintisine ve enerji azalmasına sebep olur. Sunulamayan enerji, E_k , Şekil 4.10'daki yük eğrisinde taralı olarak gösterilen bölgedir. LOEP, Eşitlik (4.24)'de gösterilen E ve E_k ile Eşitlik (4.23)'den hesaplanabilir (Phoon 2006).

$$E_k = \int_0^{t_k} (L - C_k) dt \quad \text{ve} \quad E = \int_0^{8760} L dt \quad (4.24)$$

Bazı durumlarda, enerji kaybı indeksi, LOLP'a göre daha gerçekçi bir gösterim sağlar. Olasılıklar ve frakanslar eşit olsa bile, daha ciddi olaylar için, marjinal arızalar için olandan daha yüksek değer vererek olayın ciddiyetini bize gösterir.

Bununla birlikte, gerçek enerji kaybı, günlük piklerin kümülatik eğrisi baz alınarak doğru olarak hesaplanamaz.

Sonuç olarak, LOEP indeksi nadiren üretim kapasite planlaması güvenilirlik hesaplamalarında kullanılır.

4.6.2.4 Frekans ve süre

Frekans ve süre, güç kesintisinin frekansı ile ilgilenildiğinde yararlı güvenilirlik indislerindedir. LOLP ve LOEP indisleri kesintinin frekansı ya da bir üretim açığının yaklaşık süresi hakkında belirtiler göstermez. Frekans ve süre yöntemi, bu değerleri ölçer ve müşteri noktası güvenilirliğinin değerlendirilmesinde yardımcı olur. Bu yöntem, λ ve μ geçiş oranı parametrelerini kullanır. Bu teknik, sistemdeki mevcut ünite takımlarına durum-uzay yaklaşımını uygular. Kısaca, birimlerin her olası çalışır ve arızalı durumlarındaki kombinasyonları sistemin kapasite durumunu belirtir. Sonuçtaki durumlar, kendi mevcut kapasiteleri, birleşik durum olasılıkları ve geçiş oranları ile tanımlanırlar (Phoon, 2006).

LOLF, durum olasılığının geçiş oranı ile çarpımıyla elde edilir. LOLD, ise geçiş oranının tersi alınarak bulunur.

Frekans ve süre, LOLE indeksinin, bir kayıpla karşılaşmanın beklenen frekansını ve yük kaybının beklenen süresini tanımlayan temel uzantılarıdır. İki indis de, kendilerini ek üretim sistem parametrelerine karşı hassas yapan ek fiziksel karakteristikler içerir. Buna rağmen bu kriterler, üretim sistemi güvenilirlik analizinde yaygın olarak kullanılmazlar.

4.6.2.5 Güvenilirlik indislerinin hesaplanması

Güvenilirlik indislerinin hesaplanması aşağıda basit bir örnekle açıklanmıştır.



Şekil 4.11 1 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santralinin 2 MW yükü beslemesi

Güvenilirlik analizi yapılacak olan sistemde, 1 MW gücünde klasik santral ve 1 MW gücünde rüzgar santrali 2 MW'lık yükü beslemektedir. Klasik santralin ve rüzgar santralinin zorlanmış arıza oranı (FOR) değerleri aşağıda verilmiştir.

$$FOR_G = 0,02$$

$$FOR_{WG} = 0,8$$

Santrallerin kullanılabilirlik değerleride bize tablo oluşturmada yardımcı olacaktır.

$$A_G = 1 - FOR_G = 1 - 0,02 = 0,98$$

$$A_{WG} = 1 - FOR_{WG} = 1 - 0,8 = 0,2$$

İndislerin hesaplanması için ilk önce olasılık tablosu oluşturulur.

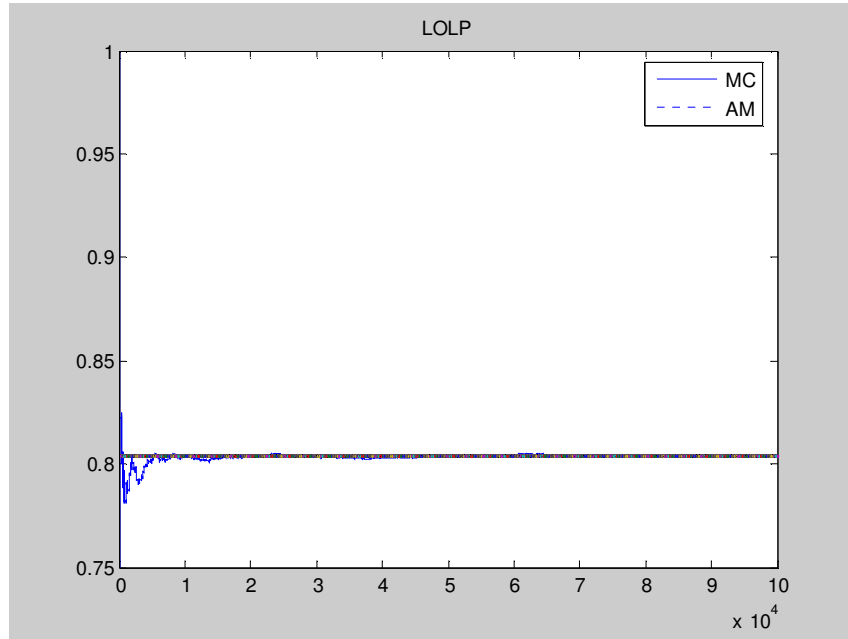
Çizelge 4.1 1 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumu ve 2 MW yük için olasılık tablosu

Çalışan Kapasite (MW)	Devre Dışı Kapasite (MW)	Durum Olasılığı	Yük Kaybı (MW)
2	0	$0,98 \times 0,2 = 0,196$	0
1	1	$0,98 \times 0,8 + 0,2 \times 0,02 = 0,788$	1
0	2	$0,02 \times 0,8 = 0,016$	2

Oluşturulan olasılık tablosundaki veriler kullanılarak analitik yöntemle hesaplanan ve aynı zamanda Monte Carlo simülasyonu ile de elde edilen güvenilirlik indisleri aşağıdadır:

$$LOLP = 0,788 + 0,016 = 0,804$$

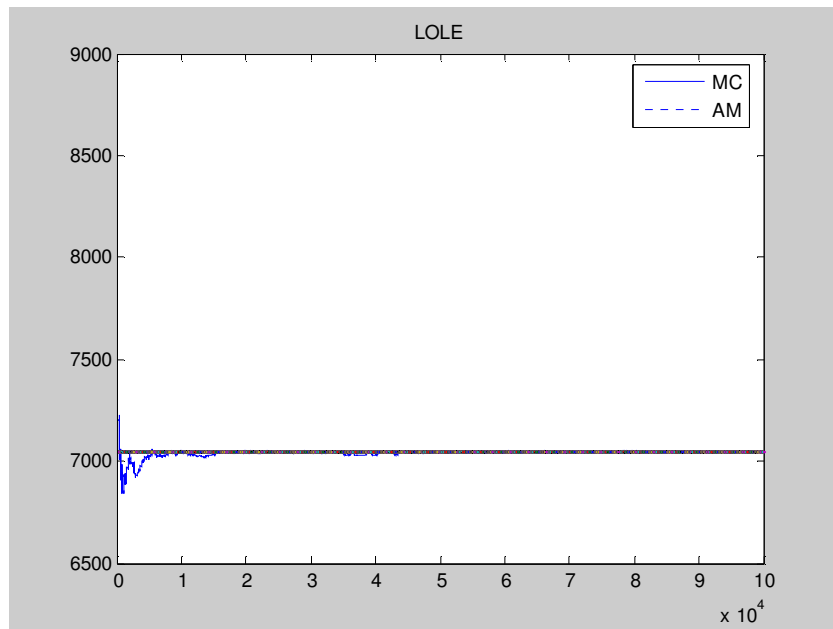
LOLP indisi, yük kaybının miktarına bakmaksızın, yükün sağlanamama ihtimalini ifade eder.



Şekil 4.12 LOLP indisinin Monte Carlo simülasyonu

$$\text{LOLE} = 8760 \times (0,788 + 0,016) = 7043,04 \text{ saat/yıl}$$

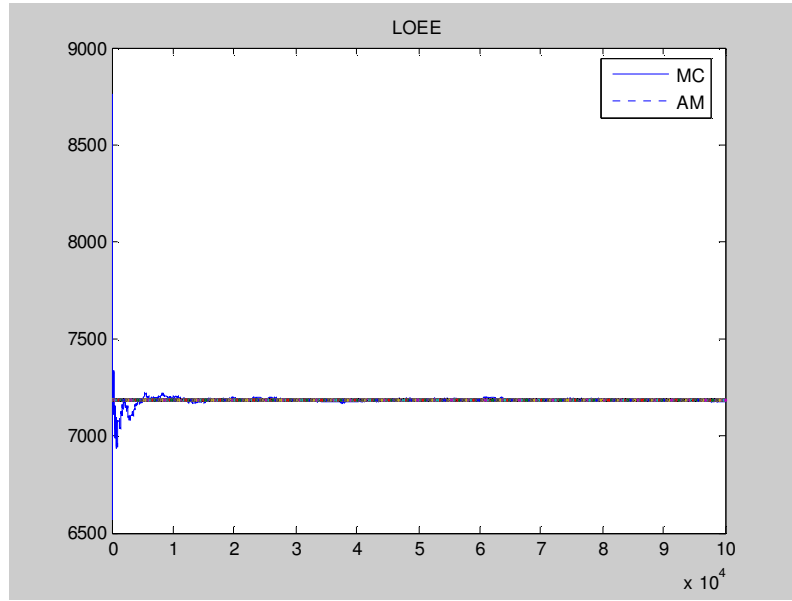
LOLE indisi, yine yük kaybının miktarına bakmaksızın, yükün yıl içinde kaç saat (veya gün) sağlanamadığını, ifade eder.



Şekil 4.13 LOLE indisinin Monte Carlo simülasyonu

$$\text{LOEE} = 8760 \times [(1 \times 0,788) + (2 \times 0,016)] = 7183,2 \text{ MWh/yıl}$$

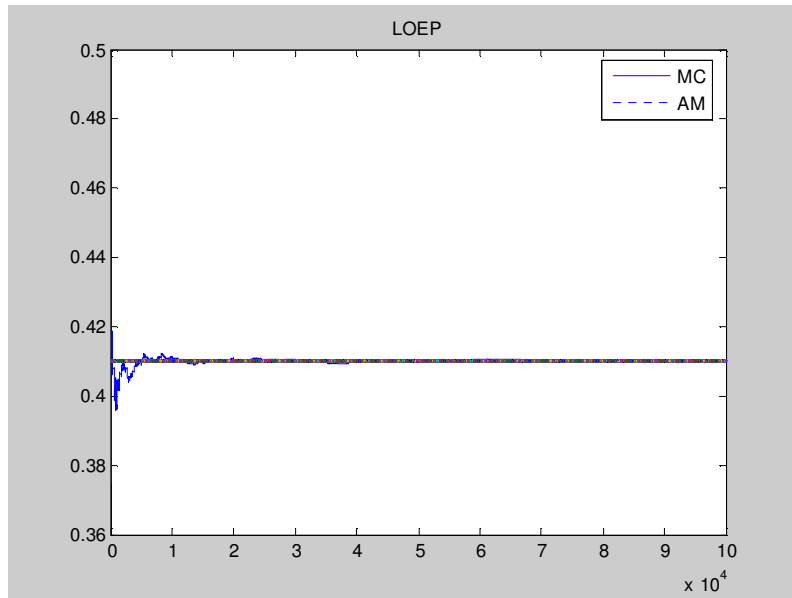
LOEE indisi, yıl içinde sağlanamayan toplam enerji miktarını MWh cinsinden ifade eder.



Şekil 4.14 LOEE indisinin Monte Carlo simülasyonu

$$\text{LOEP} = \frac{8760 \times [(1 \times 0,788) + (2 \times 0,016)]}{8760 \times 2} = 0,41$$

LOEP indisi, sağlanamayan enerji miktarının (yani LOEE değerinin) toplam yük talebi içindeki oranını ifade eder.



Şekil 4.15 LOEP indisinin Monte Carlo simülasyonu

5. SAYISAL UYGULAMALAR

İlk uygulamamızda, rüzgar verilerine sahip olduğumuz Çeşme ve Çanakkale bölgelerinde kurulacak rüzgar santrallerinin hangisinin daha yüksek güvenilirliğe sahip olduğunu bulacağız. Daha sonraki uygulamalarımızı, burada güvenilir bulduğumuz bölge üzerinde yapacağız.

Çizelge 5.1 Çanakkale ve Çeşme rüzgar verilerinin Weibull parametreleri ve FOR değerleri

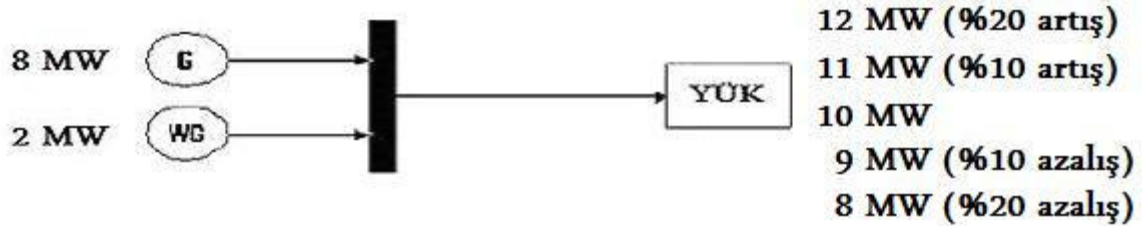
	Çanakkale	Çeşme
c (m/s)	4.99	2.38
k	2.1	1.4
FOR	0,8723	0,9910

Çanakkale ve Çeşme Bölgeleri için bulunan c ve k katsayıları ve bu katsayılar kullanılarak hesaplanan FOR (Zorlanmış Arıza Oranı) değeri Çizelge 5.1’de verilmiştir. Bu hesaplama yapılırken Ek 1’deki rüzgar türbini verileri ve Ek 2’deki rüzgar türbini mekanik arıza değerleri kullanılmıştır. Bundan sonraki hesaplamalar da Ek 1 ve Ek 2’deki veriler kullanılarak yapılmıştır. Zorlanmış arıza oranı küçük olan bölge daha güvenilir olduğuna göre, santral kurulumu için iki bölgeden biri tercih edilmek istenirse FOR değeri düşük olan Çanakkale bölgesi tercih edilir.

Aşağıdaki senaryolara göre güvenilirlik indisleri hesaplanmıştır. Analitik yöntem ve Monte Carlo simülasyonu yöntemi birlikte kullanılmıştır.

1. Senaryo

- Durum 1: Şebekedeki rüzgar santrali giriş oranının sabit olarak % 20 olduğu durum için (8 MW klasik santral, 2 MW rüzgar santrali), yükün %10, %20 artış ve %10,%20 azalış durumunda güvenilirlik indisleri hesaplanmıştır.



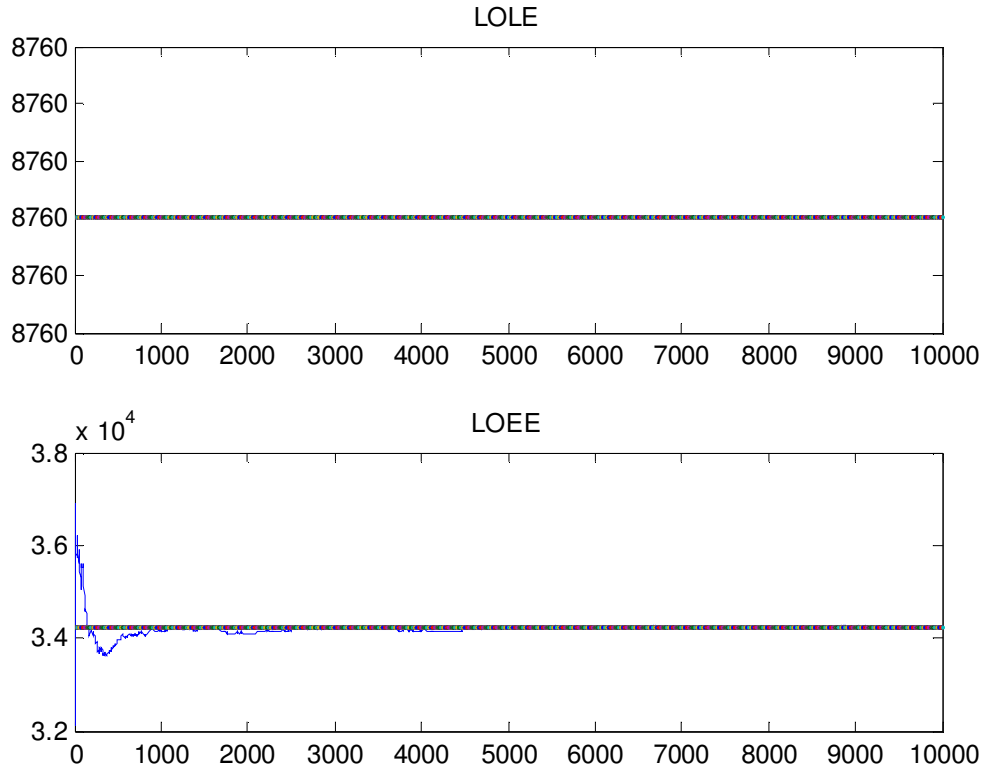
Şekil 5.1 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santralinin çeşitli yükleri beslemesi

Çizelge 5.2 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumu ve çeşitli yükler için olasılık tablosu

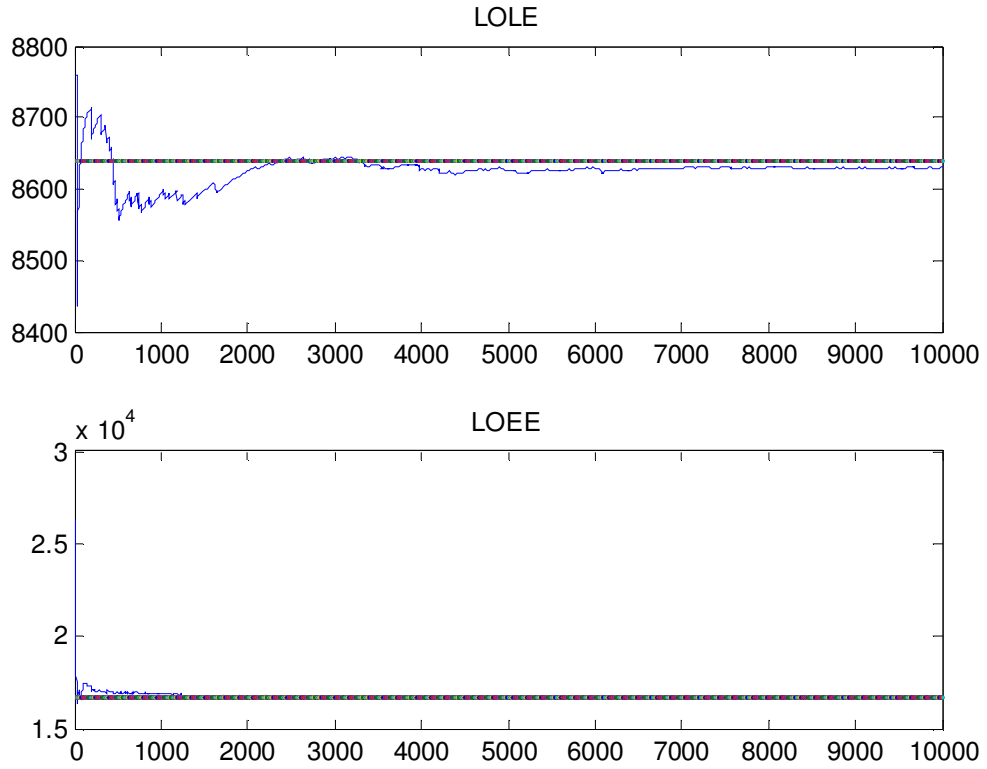
Çalışan Kapasite (MW)	Devre Dışı Kapasite (MW)	Durum Olasılığı	(8 MW yük) Yük Kaybı (MW)	(9 MW yük) Yük Kaybı (MW)	(10 MW yük) Yük Kaybı (MW)	(11 MW yük) Yük Kaybı (MW)	(12 MW yük) Yük Kaybı (MW)
10	0	0,0139	0	0	0	1	2
9	1	0,1918	0	0	1	2	3
8	2	0,6785	0	1	2	3	4
7	3	0,1079	1	2	3	4	5
6	4	0,0076	2	3	4	5	6
5	5	0,0003	3	4	5	6	7
4	6	0	4	5	6	7	8
3	7	0	5	6	7	8	9
2	8	0	6	7	8	9	10
1	9	0	7	8	9	10	11
0	10	0	8	9	10	11	12

Çizelge 5.3 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda çeşitli yükler için hesaplanan güvenilirlik indisleri

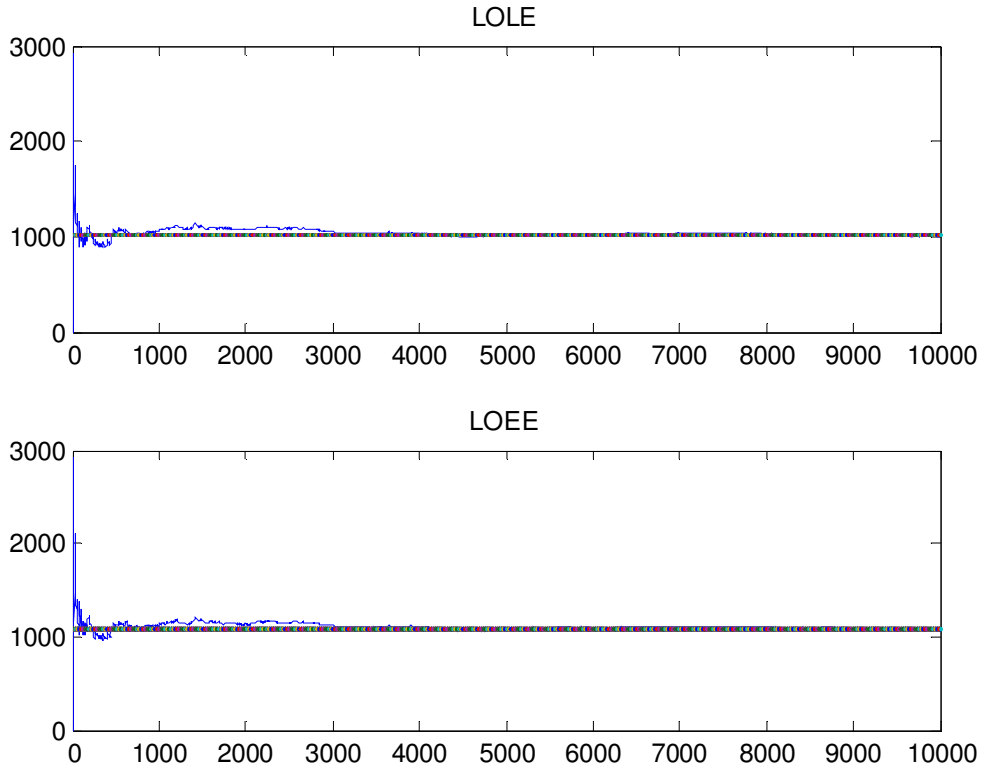
Yük \ İndis	8 MW	9 MW	10 MW	11 MW	12 MW
LOLP	0,1159	0,7943	0,9861	1	1
LOLE (saat/yıl)	1.015	6.958,30	8.638,50	8760	8760
LOEP	0,0155	0,1021	0,1905	0,2641	0,3254
LOEE (MWh/yıl)	1.087,60	8.045,80	16.684,00	25.444,00	34.204,00



Şekil 5.2 12 MW yük bulunması durumu için LOLE ve LOEE indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması

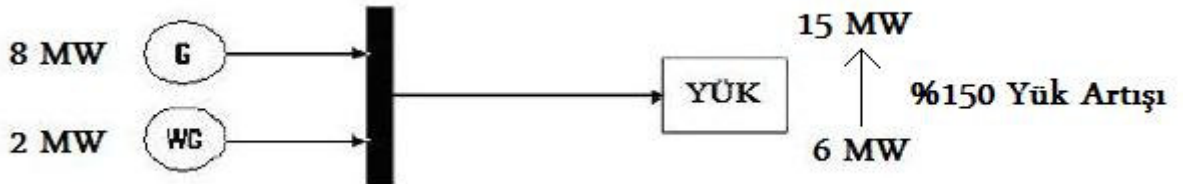


Şekil 5.3 10 MW yük bulunması durumu için LOLE ve LOEE indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması



Şekil 5.4 8 MW yük bulunması durumu için LOLE ve LOEE indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması

- Durum 2 : Şekil 5.5’de gösterildiği gibi toplam kurulu gücün % 20 ‘sini rüzgar gücü oluşturmaktadır. 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santralinin bulunduğu sistemde 6 MW yük bulunmaktadır. Güç sistemi, kabul edilen LOLE kriteri olan 0,1 gün/yıl kriterini yaklaşık olarak sağlamaktadır. (LOLE=2,6451 saat/yıl= 0,11 gün/yıl) Burada, yükün % 150 artış göstermesi yani 15 MW’a çıkması durumunda durumunda, LOLE’nin sabit kalmasını sağlamak için sisteme eklenmesi gereken klasik santral ve rüzgar santrali güç kombinasyonları hesaplanmış, çizelge ve grafik şeklinde sunulmuştur.



Şekil 5.5 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santralinin 6 MW ve 15 MW’ı beslemesi

Çizelge 5.4 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 6 MW ve 15 MW yük için olasılık tablosu

Çalışan Kapasite (MW)	Devre Dışı Kapasite (MW)	Durum Olasılığı	Yük = 6 MW Yük Kaybı (MW)	Yük= 15 MW Yük Kaybı (MW)
10	0	0,0139	0	5
9	1	0,1918	0	6
8	2	0,6785	0	7
7	3	0,1079	0	8
6	4	0,0076	0	9
5	5	0,0003	1	10
4	6	0	2	11
3	7	0	3	12
2	8	0	4	13
1	9	0	5	14
0	10	0	6	15

Çizelge 5.5 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 6 MW ve 15 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri

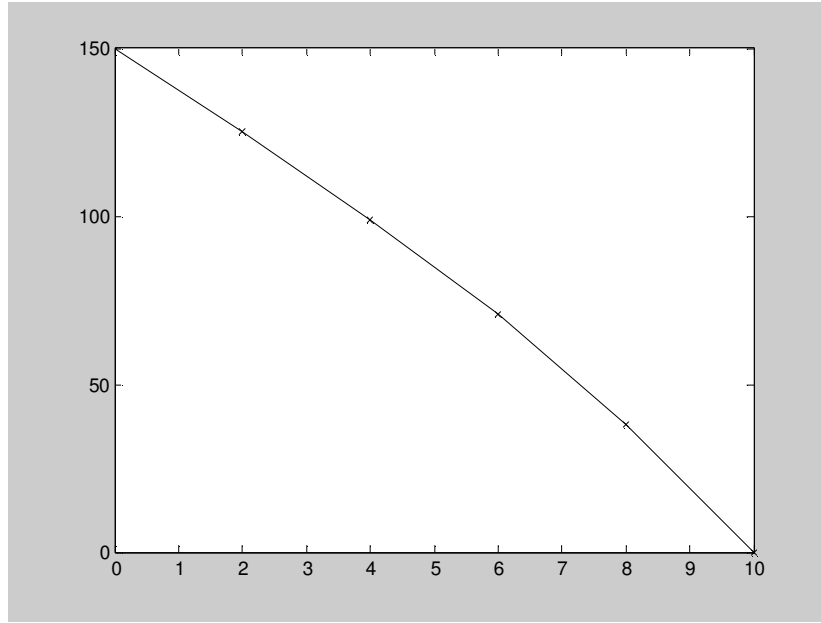
Yük \ İndis	6 MW	15 MW
LOLP	0,00031847	1
LOLE (saat/yıl)	2,7898	8760
LOEP	0,000054438	0,4603
LOEE (MWh/yıl)	2,8612	60.484,00

Sistemi uygun güvenilirlik kriterlerine çekmek için eklenmesi gereken güç miktarları aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir.

Çizelge 5.6 LOLE = 0,1 gün/yıl kriterini sağlamak için kurulacak ek santrallerin kombinasyonları

Kurulacak Ek Klasik Santral Gücü (MW)	Kurulacak Ek Rüzgar Santrali Gücü (MW)	Kurulan Ek Santraller Sonrası LOLE Değeri (gün/yıl)
10	0	0,1104
8	38	0,1017
6	71	0,1010
4	99	0,1073
2	125	0,1070
0	150	0,1016

Bu çizelgenin grafiği aşağıdadır.

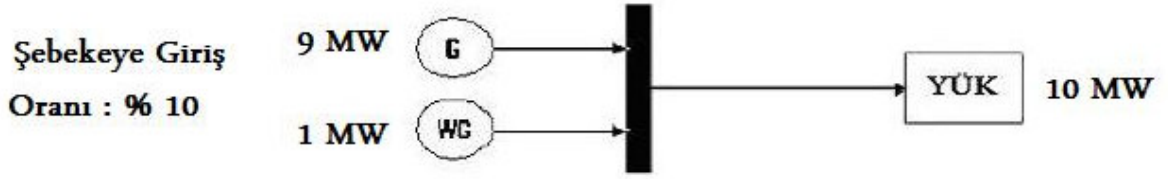


Şekil 5.6 Klasik santral ve rüzgar santrallerinin çeşitli kombinasyonlarla birbirine ikame olarak kullanılmasının grafiği

2. Senaryo :

Rüzgar enerjisinin şebekeye girişinin belli oranlarında güvenilirlikteki değişimleri aşağıda incelenmiştir. Rüzgar enerjisi kurulu gücünün toplam kurulu gücün % 10 ,% 20, % 30 olduğu ve yükün değişmediği durumlar için yük ve enerji kayıpları hesaplanmıştır.

- Durum 1:



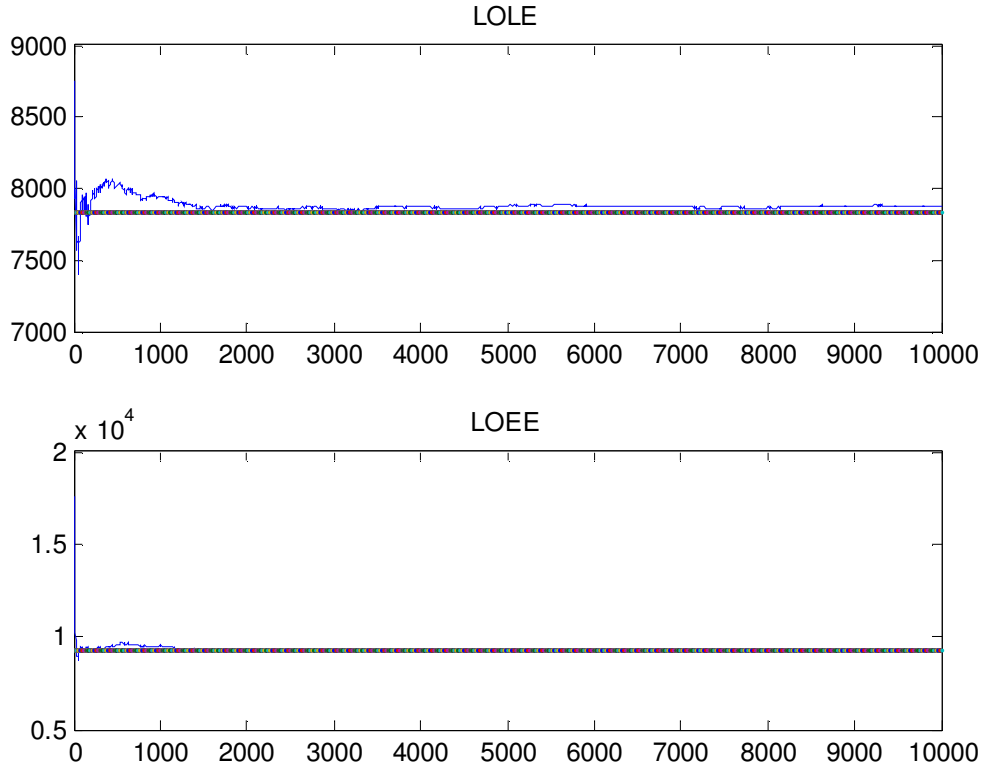
Şekil 5.7 Şebekeye giriş oranının % 10 olduğu durum

Çizelge 5.7 9 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için olasılık tablosu

Çalışan Kapasite (MW)	Devre Dışı Kapasite (MW)	Durum Olasılığı	Yük Kaybı (MW)
10	0	0,1065	0
9	1	0,7468	1
8	2	0,1352	2
7	3	0,0110	3
6	4	0,0005	4
5	5	0,00	5
4	6	0,00	6
3	7	0,00	7
2	8	0,00	8
1	9	0,00	9
0	10	0,00	10

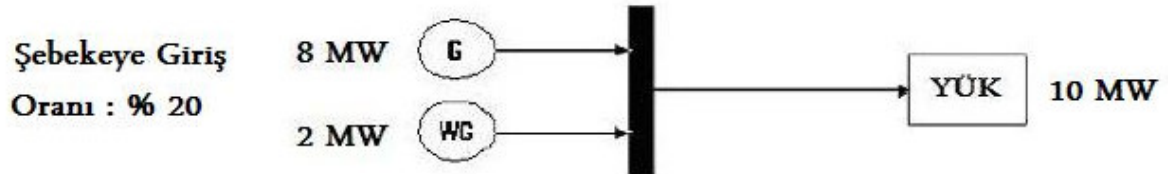
Çizelge 5.8 9 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri

Güvenilirlik İndisleri	
LOLP	0,8935
LOLE (saat/yıl)	7827,3
LOEP	0,1052
LOEE (MWh/yıl)	9218,1



Şekil 5.8 9 MW klasik santral ve 1 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için LOLE ve LOEE güvenilirlik indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması

- Durum 2:



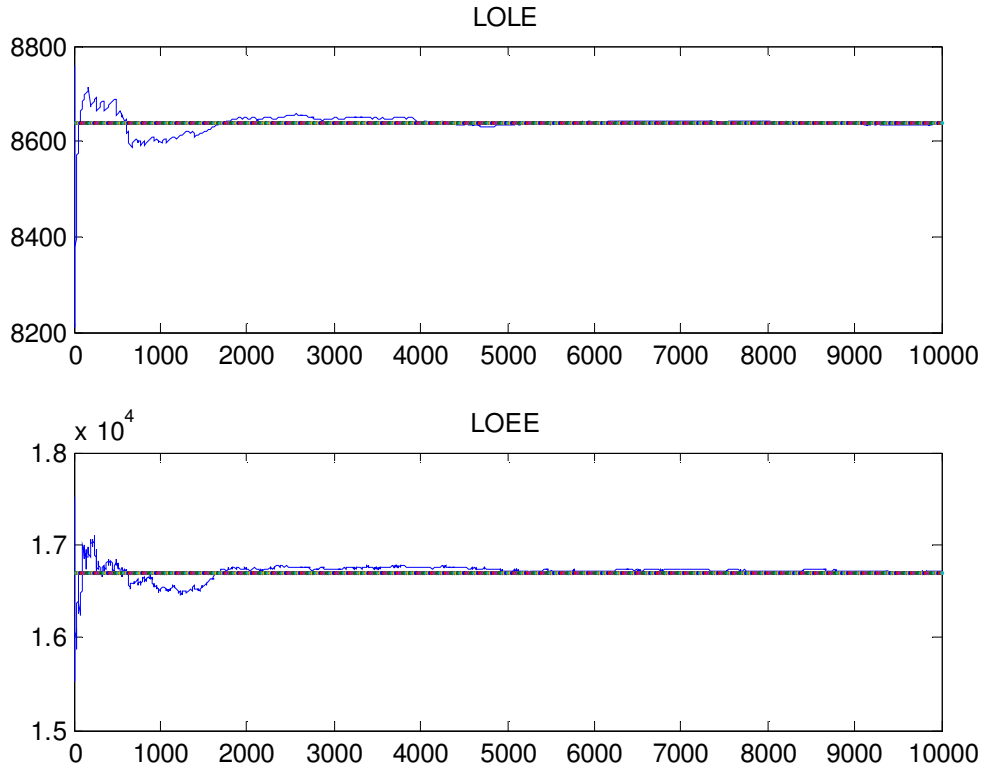
Şekil 5.9 Şebekeye giriş oranının % 20 olduğu durum

Çizelge 5.9 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için olasılık tablosu

Çalışan Kapasite (MW)	Devre Dışı Kapasite (MW)	Durum Olasılığı	Yük Kaybı (MW)
10	0	0,0139	0
9	1	0,1918	1
8	2	0,6785	2
7	3	0,1079	3
6	4	0,0076	4
5	5	0,0003	5
4	6	0	6
3	7	0	7
2	8	0	8
1	9	0	9
0	10	0	10

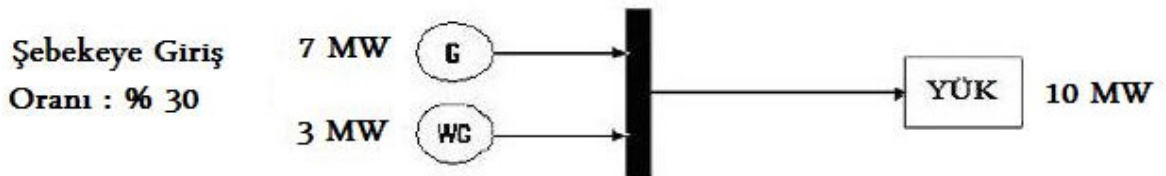
Çizelge 5.10 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri

Güvenilirlik İndisleri	
LOLP	0,9861
LOLE (saat/yıl)	8.638,50
LOEP	0,1905
LOEE (MWh/yıl)	16.684,00



Şekil 5.10 8 MW klasik santral ve 2 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için LOLE ve LOEE güvenilirlik indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması

- Durum 3:



Şekil 5.11 Şebekeye giriş oranının % 30 olduğu durum

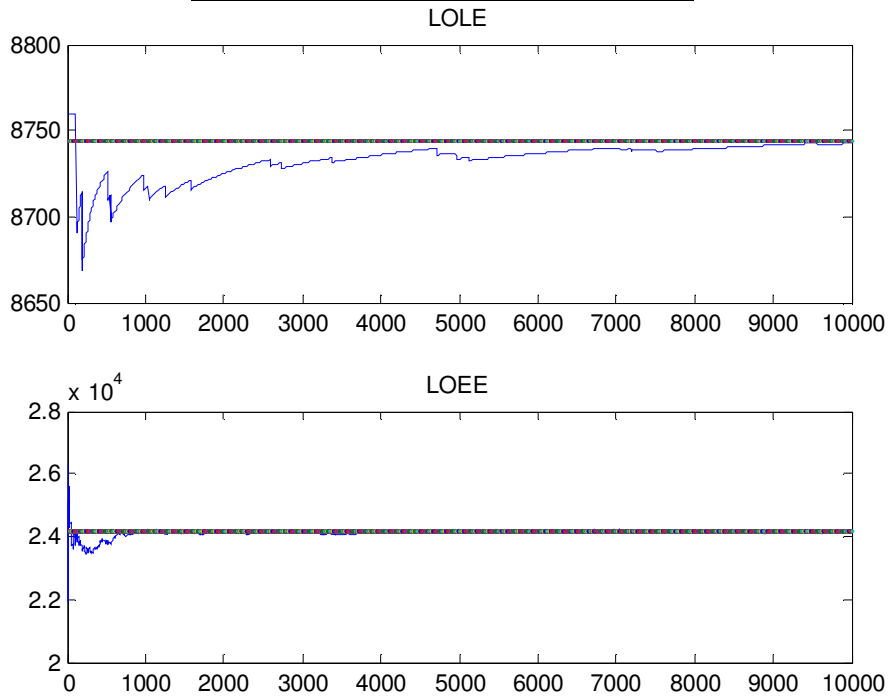
Çizelge 5.11 7 MW klasik santral ve 3 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için olasılık tablosu

Çalışan Kapasite (MW)	Devre Dışı Kapasite (MW)	Durum Olasılığı	Yük Kaybı (MW)
10	0	0.0018	0
9	1	0.0373	1

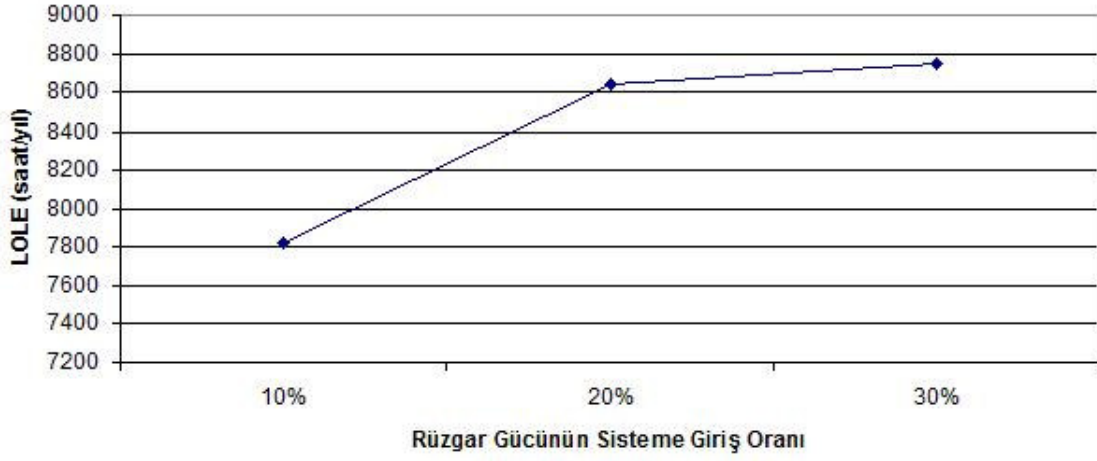
8	2	0.2584	2
7	3	0.6127	3
6	4	0.0845	4
5	5	0.0051	5
4	6	0,0002	6
3	7	0	7
2	8	0	8
1	9	0	9
0	10	0	10

Çizelge 5.12 7 MW klasik santral ve 3 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için hesaplanan güvenilirlik indisleri

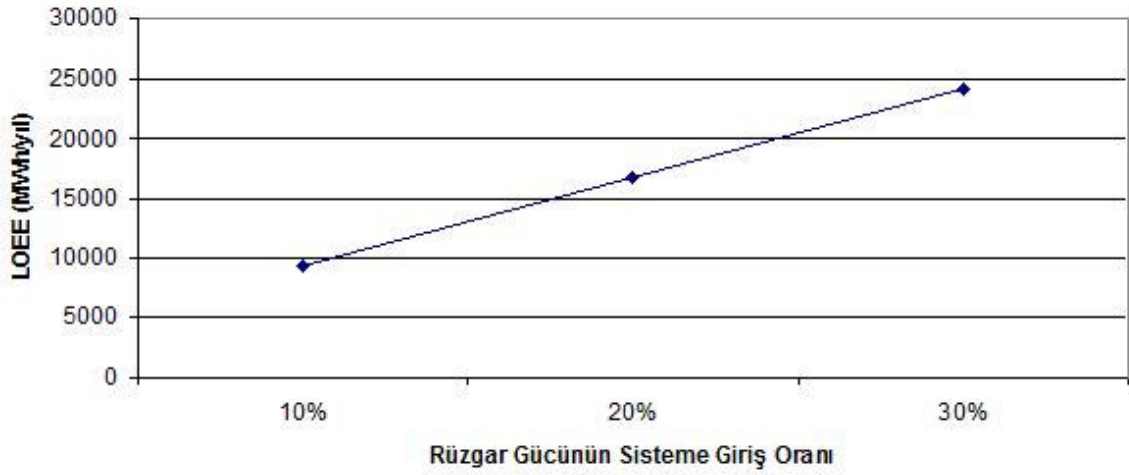
Güvenilirlik İndisleri	
LOLP	0,9982
LOLE (saat/yıl)	8744,2
LOEP	0,2757
LOEE (MWh/yıl)	24.150,00



Şekil 5.12 7 MW klasik santral ve 3 MW rüzgar santrali kurulu gücü bulunması durumunda 10 MW yük için LOLE ve LOEE güvenilirlik indislerinin Monte Carlo simülasyonu ile hesaplanması



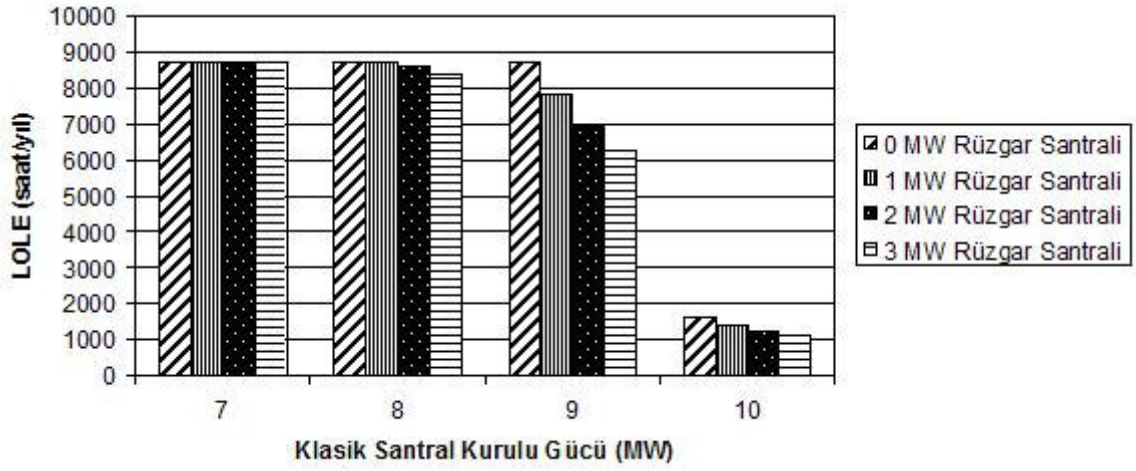
Şekil 5.13 LOLE'nin şebeke giriş oranlarına göre değişimi



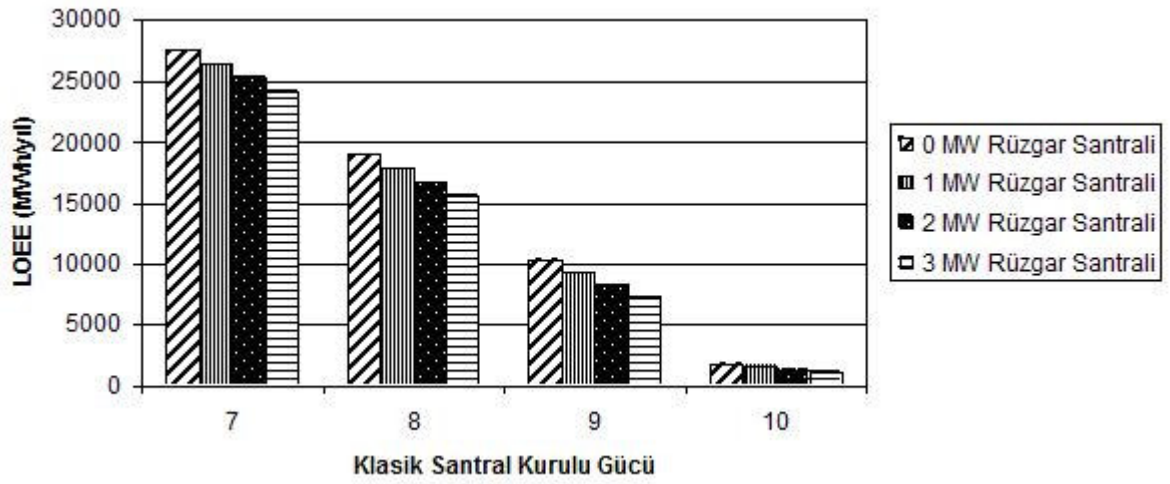
Şekil 5.14 LOEE'nin şebeke giriş oranlarına göre değişimi

3. Senaryo:

Çeşitli güçlerdeki klasik ve rüzgar santralının birbirleri ile kombinasyonları sonucunda oluşacak güvenilirlik indislerini değerleri Şekil 5.15 ve 5.16'da gösterilmiştir. Yük 10 MW alınmıştır.



Şekil 5.15 Çeşitli kombinasyonlara göre LOLE'nin değişim grafiği



Şekil 5.16 Çeşitli kombinasyonlara göre LOEE'nin değişim grafiği

6. SONUÇ

Kaynağı ucuz, temiz ve sınırsız olan yenilenebilir enerjiler, fosil yakıtların çeşitli nedenlerle oldukça pahalı hale gelmesi ve çevreye zararları nedeniyle son yıllarda yaygınlaşmaya başlamışlardır. Fakat, bütün dünyada, yenilenebilir enerjilerin, özellikle de rüzgar enerjisinin büyük bir hızla gelişmesi ve yaygınlaşması bazı sorunlara neden olur.

Rüzgar kaynağının değişken doğası nedeniyle, rüzgar enerji santrallerinden klasik enerji santrallerinden gibi sürekli sabit güç çıkışı elde edilememektedir. Bu nedenle sistem planlaması yapılırken rüzgar santrallerinin bu özelliği dikkate alınmalı, santralin kurulacağı rüzgar karakteristiklerine bağlı olarak güvenilirlik analizleri yapılmalı ve sistem güvenilirlik kriterlerinin sağlanması için sistemde yeteri kadar yedek güç bulundurulmalıdır. Gelecekteki yük artış tahminlerine bağlı olarak kapasite artırımı yapılırken klasik santral veya rüzgar santrali kullanım miktarının belirlenmesinde de bu yöntemlerden yararlanılmalıdır. Aksi takdirde şebekede yük kayıplarının meydana gelmesi kaçınılmaz olacaktır.

Yapılan çalışma sonucu aşağıdaki sonuçlar ortaya konulmuştur:

Rüzgar santralının kurulacağı yer belirlenirken güvenilirlik analizine başvurulmuş, bu bölgelerin güvenilirlik analizi yapılırken geçmiş yıllarda yapılmış rüzgar ölçümü verilerine dayanarak rüzgar karakteristikleri çıkarılmıştır. Ayrıca kullanılacak olan türbinin güç çıkışı karakteristikleri de güvenilirlik üzerinde etkin rol oynamaktadır. Analiz yapılırken, türbin karakteristikleri ve rüzgar karakteristikleri birlikte kullanılarak bir sonuç elde edilmiştir. Türbinin devreye giriş hızı, anma gücünü verdiği hız ve devreden çıkış hızı bu sonuç üzerinde etkili olur. Farklı güç çıkışı karakteristiklerine sahip türbinler aynı bölge için farklı güvenilirlik sonuçları elde etmemizi sağlar. Sonuç olarak daha güvenilir olan bölge santral kurulumu için seçilir.

Şebekedeki klasik santral ve rüzgar santrali oranında ve miktarında bir değişiklik olmadığı zaman yük artışı durumunda sistem güvenilirliği düşmektedir. Yükün artması ile yük kaybının yaşandığı süre ve enerji kaybı miktarı artmakta, yük talebi azaldığında ise düşmektedirler. Bu sonuç bize yük artışının güvenilirlik üzerinde doğrudan etkisi olduğunu gösterir. Belli bir kabul edilebilir güvenilirlik değerine sahip sistemde beklenen yük artışlarını karşılaması amacıyla, sistem güvenilirliğinde düşme olmaması, kabul edilebilir değerde kalması da göz önüne alınarak, ek üretim sistemleri kurulmalıdır. Kurulacak olan bu sistemlerin rüzgar santrali mi yoksa klasik santral mi olacağı, yada her ikisi de kurulacaksa hangisinden kaç MW gücünde kurulacağı, güvenilirlik indisleri kabul edilebilir düzeyde sabit tutularak hesaplanır.

Çalışmada, kurulacak ek klasik santralin gücü belirlendikten sonra bu güçte azaltmalar yapıp yerine rüzgar santrali kullanılmıştır. Bu işlem yapılırken kabul edilebilir güvenilirlik seviyesinin sabit tutulması baz alınmıştır. Elde edilen sonuçlara göre; azaltılan klasik santral gücü yerine ikame edebilecek rüzgar santralinin gücü, azaltılan güçten çok daha fazla olacaktır. Bunun nedeni, klasik santralin rüzgar santralinden daha güvenilir olmasıdır. Klasik ve rüzgar santrallerinin kullanım oranları, güvenilirlik kriteri kullanılarak bu şekilde belirlendikten sonra elde edilen sonuçlara göre daha ekonomik olan oran kullanılır.

Rüzgar santrallerinin sistemdeki toplam kurulu güce oranı da sistem güvenilirliği üzerinde önemli rol oynamaktadır. Günümüzde birçok ülkenin sahip olduğu rüzgar kurulu gücünün arttığı, buna bağlı olarak da ürettikleri toplam elektriğin önemli oranlarda rüzgar gücünden karşılandığı görülmektedir. Ülkeler, enerji planlamalarında, rüzgar enerjisinin sisteme giriş oranıyla ilgili olarak kendilerine belli hedefler koymaktadırlar. Rüzgar enerjisinin sisteme giriş oranının artması sistem güvenilirliğinin düşmesine neden olmaktadır. Yapılan çalışmada, rüzgar enerjisinin toplam kurulu güce oranının %10, %20 ve % 30 olduğu durumlar incelenmiştir. Giriş oranı arttıkça güvenilirliğin düştüğü görülmüştür. Güvenilirliğin düşmesi engellemek için rüzgar enerjisinin yanında yedek klasik kapasiteler kullanıma hazır bulundurulmak zorundadırlar.

Rüzgar santralleri ile klasik santrallerin çeşitli oranlarda kullanımının güvenilirlik indislerine etkileri grafik biçiminde gösterilmiştir. LOLE, beklenen yük kaybı indisi, sabit klasik santral gücü ve rüzgar santrali gücünün artışından doğrudan etkilenmemektedir. Bunun sebebi, LOLE'nin yük kaybının miktarı ile değil süresi ile ilgili bir indis olmasıdır. Kaybolan enerji miktarının az yada fazla olmasına bakmaksızın, toplam yükün sağlanamadığı süreyi ölçer. LOEE, beklenen enerji kaybı indisi ise, kaybolan enerjinin miktarı ile ilgilendiğinden, klasik santral ve rüzgar santrali güçlerinin artışından doğrudan etkilenir. Ayrıca, grafikte görüldüğü gibi, kayda değer güvenilirlik artışları, klasik santrallerin arttırılması ile gerçekleşir. Bu grafikte dikkat çeken bir diğer nokta ise, yüke eşit güçte klasik santralin şebekeye girişi sağlandığında güvenilirliğin aniden büyük ölçüde artış göstermesidir. Sistem, yüke eşit klasik santral girişiyle, yükün karşılanmasını büyük ölçüde garanti altına almaktadır. Çünkü daha önce de belirtildiği gibi, klasik santrallerin kaynağı rüzgar gibi değişken değildir ve güvenilirlikleri bu sebeple çok yüksektir.

KAYNAKLAR

- Akalın, A., (2005a), Dünya'da Rüzgar Enerjisi Kaynak Potansiyeli, TÜREB, <http://www.ruzgarenerjisibirligi.org.tr/yayinlar-bilimsel-tureb-raporlar.htm>
- Akalın, A., (2005b), AB 'de Rüzgar Enerjisi Kaynak Potansiyeli, Kaynak Kullanım Strateji ve Hedefleri, TÜREB, <http://www.ruzgarenerjisibirligi.org.tr/yayinlar-bilimsel-tureb-raporlar.htm>
- Bagen , (2005), Reliability and Cost/Worth Evaluation of Generating Systems Utilizing Wind and Solar Energy, Doctor of Philosophy Thesis, 1-13.
- Betz, A. (1994), Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen, Bandenhoeck & Ruprect, Göttingen 1926-Facsimile edition by Ökobuch Verlag, Staufen, , 3 (7): 26-27.
- Emniyetli, G. (2007), Evsel Elektrik İhtiyacının Karşılınması İçin Rüzgar Türbini Tasarımı, Yüksek Lisans Tezi, Trakya Üniversitesi Fen bilimleri Enstitüsü.
- Ersoy, H. (1997), Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Dünü Bugünü İncelenerek Elektrik Enerjisine Olan Katkının Araştırılması, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- EWEA, (2008), www.ewea.org
- Fujisawa N. ve Shirai H. (1987), Experimental Investigation on the Unsteady Flow Field Around a Savonius Rotor at the Maximum Power Performance , Wind Engineering, Tokyo, 11 (4): 195-206.
- Gipe, P. (1999), Wind Energy Basic, Chelsea Gren Publishing Company, England, 7-9, 13-15, 25-26.
- Golding, E.W. (1955) , The Generation of Electricity by Wind Power, Pitman Press, London.
- Gourieres, D. L. (1982) , Wind Power Plants Theory and Design, Pergamon Press, New York, 17-18, 76-77.
- Güney, İ., Noğay, S. ve Taşkın, S. (2001), Rüzgar Türbinlerinde Kontrol ve Güvenlik Sistemleri, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi, Kayseri, 137-144.
- GWEC ve Greenpeace, (2005), Küresel Rüzgar Enerjisine Bakış, Global Rüzgar Enerjisi Konseyi (GWEC) ve GreenPeace Ortak Raporu http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WF12/wf12-2005.pdf
- Kara, Ö. (2002), Yükselen Hava Akımlı Rüzgar Türbinleri İzmir Uygulaması, Yüksek Lisans Tezi, Ege Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, 54-56.
- Kara, Ö. (2003), Özdamar A., ve Özbalta, N. (2003), Yükselen Hava Akımlı Rüzgar Türbinleri, II. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, İzmir, 230-235.
- Karimi, S., Fotuhi, M. ve Abasspour, A. (2006), Time Series Application on Reliability Evaluation of Power Systems Including Wind Turbine Generators, 27th International Workshop on Bayesian Inference and Maximum Entropy Methods in Science and Engineering CNRS, Paris, France, July 8-13, 2006.
- Krosggaard, P. (2001), Global Status Of Wind Power, Rüzgar Enerjisi Sempozyumu Bildiriler Kitabı, 5-7 Nisan 2001, 3-31, İzmir.

- Lui, X. ve Islam S. (2006), Reliability Evaluation of a Wind-Diesel Hybrid Power System with Battery Bank Using Discrete Wind Speed Frame Analysis, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, June 11-15, 2006, Stockholm, Sweden.
- Malkoç, Y. (2007), Türkiye Elektrik Enerjisi İhtiyacının Karşılanmasında Rüzgar Enerjisinin Yeri, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası EMO Enerji Dergisi, 3: 45-51.
- Miranda, M. S. ve Dunn R.W. (2005), Fast Adequacy Determination for Systems with Wind Power Generation, 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China
- Nagarkar, R.R. (2004), A Simplified Approach to Evaluate The Reliability of Conventional Generation With Wind Power, Oklahoma State University Faculty of The Graduate College, Master of Science Thesis, 21-32.
- Nayar, C.V., Islam, S.M. ve Sharma, H. (2001), Power Electronics For Renewable Energy Sources, Power Electronics Handbook, Rashid, M.H., Academic Press Series in Engineering, USA, 562-571.
- Övet, L. (2002), Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Kullanım Alanları, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Özgür. M.A. (2002), Kütahya’da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması, Yüksek Lisans Tezi, Dumlupınar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Patel, J. (2006), Reliability/Cost Evaluation of a Wind Power Delivery System, Saskatchewan Saskatoon University Department of Electrical Engineering, Master of Science Thesis, 1-22.
- Patel, M. R. (1999), Wind and Solar Power System, CRC Press, Washington, 35-41, 85-86, 93-98.
- Phoon, H. Y. (2006), Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables, Strathclde University Energy Systems and Environment, Master of Science Thesis.
- Prada, J.F. (1999), The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves, Massachusetts Institute of Technology Energy Laboratory, Master of Science Thesis, 12-14.
- Şen, Ç. (2003), Gökçeada’nın Elektrik Enerjisi İhtiyacının Rüzgar Enerjisi İle Karşılanması, Yüksek Lisans Tezi, Dokuz Eylül Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Türksoy, F. (2001), Rüzgar Verisi Ölçüm ve Analizi, Rüzgar Enerjisi Sempozyumu, İzmir, 87-88, 95-98, 101-102.
- Uçar, S. (2007), Rüzgar Enerjisiyle Elektrik Üretimi ve Kayseri İli İçin Çevresel Etkilerin Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Uğuz, S. (2005), Rüzgar Enerjisi İle Elektrik Üretimi, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Uyar, M., Gencoğlu, M.T. ve Yıldırım, S. (2005), Değişken Hızlı Rüzgar Türbinleri İçin Generatör Sistemleri ,3. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Mersin.
- Ultanır, M.Ö. (1997), “Rüzgar ve güneş santrallerindeki gelişmeler ve Türkiye’de kurulma olasılıkları”, Türkiye 7. Enerji Kongresi Teknik Tebliğleri, Ankara, 3. baskı, 55-71.

Tanrıöven, M. (2008), Güvenilirlik Analizi ve Elektrik Enerji Sistemlerine Uygulanması, Yıldız Teknik Üniversitesi, Yayınlanmamış ders notları.

TÜREB, (2008), <http://www.ruzgarenerjisibirligi.org.tr/>

Türkçü, S. İ. (2005), Türkiye'nin Rüzgar Enerjisi Politikaları ve Enterkonnekte Sistemlere Entegrasyonu, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.

Walker, J.F. ve Jenkins, N. (1997), Wind Energy Technology, John Wiley & Sons, New York, 11-15, 20-23.

WWEA, (2008), www.wwea.org

Yalçın, C. (1998), Elektrik Enerjisi Üretiminde Kullanılan Alternatif Enerji Kaynaklı Sistemler ve Birleşik Isı-Güç Santralleri ile Karşılaştırılması, Yüksek Lisans Tezi, Ege Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.

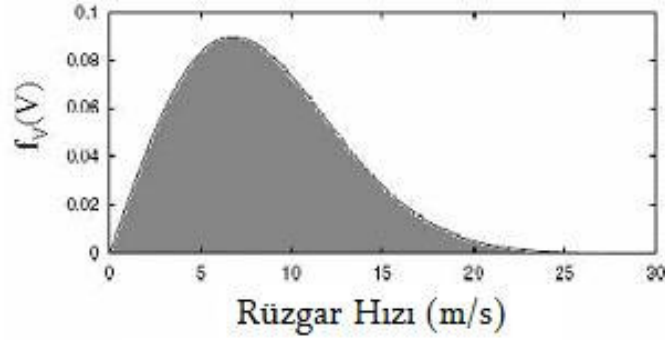
Yerebakan, M. (2001), Rüzgar Enerjisi, İstanbul Ticaret Odası, İstanbul, 33: 7-8, 70-9

EKLER

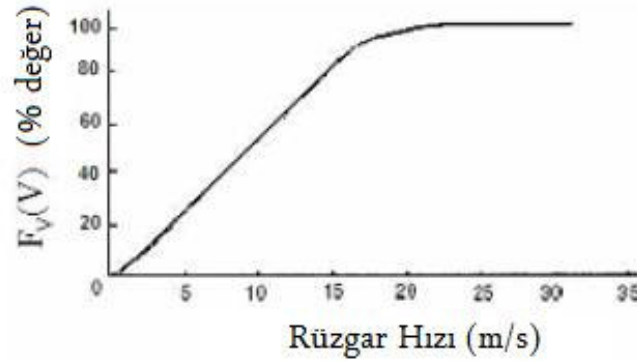
- Ek 1 Rüzgar kaynağının modellenmesi için weibull dağılımı
- Ek 2 Mekanik arıza oranı hesaplanmasında kullanılan bilgiler
- Ek 3 Çalışmada kullanılan rüzgar türbini teknik özellikleri
- Ek 4 Rüzgar Enerji Sistemi'nin FOR değerinin bulunması (MATLAB kodları)
- Ek 5 Güvenilirlik analizi için MATLAB kodları

Ek 1 Rüzgar kaynağının modellenmesi için weibull dağılımı

Bu çalışmada, rüzgar kaynağının modellenmesi için weibull dağılımı kullanılmıştır. Bu dağılım, rüzgar kaynağının modellenmesinde en çok kullanılan olasılık dağılımlarından biridir. m/s birimine sahip c ölçek parametresi ve k şekil parametresi olmak üzere iki parametreye sahiptir. Aşağıdaki şekillerde “Olasılık dağılım fonksiyonu” ve ”Kümülatif dağılım fonksiyonu” şekilleri gösterilmektedir.



Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu



Weibull kümülatif dağılım fonksiyonu

Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu;

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

Weibull kümülatif dağılım fonksiyonu;

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

v =rüzgar hızı (m/s)

Bir V hızının herhangi V_1 ve V_2 rüzgar hızları arasında olma ihtimali kümülatif dağılım fonksiyonu kullanılarak aşağıdaki gibi bulunabilir.

$$P(V_1 \leq V \leq V_2) = F(V_2) - F(V_1) = \exp\left[-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k\right]$$

c ve k parametreleri aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$k = \left(\frac{\sigma}{v}\right)^{-1,086}$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)}$$

Ek 2 Rüzgar türbininin mekanik arıza oranı hesaplanmasında kullanılan bilgiler

Güvenilirlik hesaplamalarında kullanılan rüzgar türbininin mekanik arıza oranının hesaplanmasında aşağıdaki “Yıl başına arıza” ve “Arıza başına tamir saati” bilgileri kullanılmıştır.

Ariza_sayisi = [0.006 0.026 0.061 0.005 0.045 0.054 0.004 0.05 0.067 0.021 0.052 0.001]

ariza_basina_tamir_suresi = [100 253.85 42.62 120 257.78 50 300 184 107.46 214.29 90.38 0]

Ek 3 Çalışmada kullanılan rüzgar türbini teknik özellikleri

WWD-1

Operational Data

rated power	1000 kW
cut-in wind speed	3.0 m/s
rated wind speed	12.5 m/s
cut-out wind speed	20-25 m/s
design maximum control	59.5 m/s IEC 61400-class2 pitch

Rotor

number of blades	3
diameter	56/60/64 m
swept area	2463/2826/3215 m ²
rotational speed	7.7-25.6 rpm

Tower

type	steel, conical
hub height	56/66/70 m

Gear

type	planetary gear
lubrication and cooling	forced lubrication and radiator

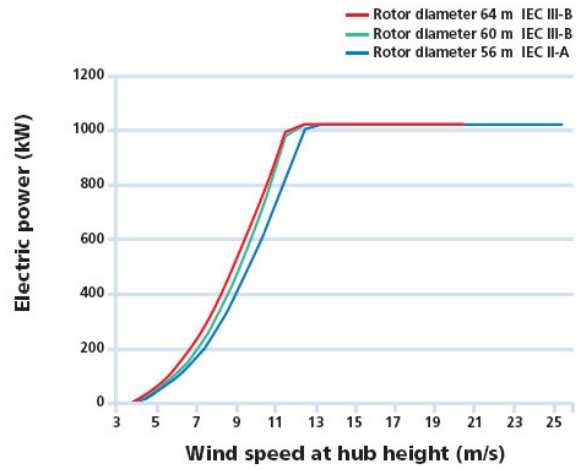
Generator System

type	permanent magnet synchronous generator and AC inverter
rated power	1000 kW
rated voltage of grid	690 V
rated frequency of grid	50 Hz
cooling	water jacket

Brake System

pitch	separate control of each blade, electric
mechanical brake	hydraulic disk brake

WWD-1 Power Curve



Winwind Oy
 Tutkijantie 2 D
 FI-90570 Oulu, Finland
 Tel. +358 207 410 160
 Fax +358 207 410 161
 info@winwind.fi
 www.winwind.fi

Ek 4 Rüzgar Enerji Sistemi'nin FOR değerinin bulunması (MATLAB kodları)

```

function[] = FOR(c,k,Vci, Vr, Vco, ariza_sayisi, ariza_basina_tamir_suresi)
%%%LOW WIND SPEED%%
c = % Ölçek parametresi
k = %Şekil parametresi
Vci = %Türbinin devreye girdiği rüzgar hızı
Vr = %Türbinin anma gücünü verdiği rüzgar hızı
Vco = %Türbinin devreden çıktığı rüzgar hızı
ariza_sayisi=[0.006 0.026 0.061 0.005 0.045 0.054 0.004 0.05 0.067 0.021 0.052 0.001];
ariza_basina_tamir_suresi=[100 253.85 42.62 120 257.78 50 300 184 107.46 214.29 90.38 0];
%%%
aralik = (Vr-Vci)/50;
V = Vci;
for k = 1:50
V_yeni = V + aralik;
Olasilik(k,:) = exp(-(V/c)^k) - exp(-(V_yeni/c)^k);
Guc(k,:) = (((V_New + V)/2)-Vci)/(Vr-Vci);
V = V_New;
end
%%%Rüzgar Türbini Güç Çıkışını etkileyen faktörlerin hesaplanması
degisken_cikis_faktoru = Olasilik' * Guç;
sabit_cikis_faktoru = exp(-(Vr/c)^k) - exp(-(Vco/c)^k);
toplam_guc_cikisi= degisken_cikis_faktoru + sabit_cikis_faktoru;
ruzgar_kullanilabilirlik_faktoru = exp(-(Vci/c)^k) - exp(-(Vco/c)^k);
ariza_orani = ariza_sayisi./8760;
FOR_Mek = ariza_basina_tamir_suresi * ariza_orani';
Güvenilirlik= ruzgar_kullanilabilirlik_faktoru * (1-FOR_Mek) * toplam_guc_cikisi;
FOR = 1 - Güvenilirlik;

```

Ek 5 Güvenilirlik analizi için MATLAB kodları

```

cjt=          % Termik MW kapasite
cjr=          % Rüzgar MW kapasite
nt=           % Termik Santral Sayısı
nr=           % Rüzgar Santrali Sayısı
t=            % Tekrarlama sayısı
forjt=        % Termik santral için FOR
forjr=        % Rüzgar santrali için FOR
load1=        %MW yük
load2=        %MW yük
load3=        %MW yük
saat1=        %1. yükün yıl içindeki süresi (saat)
saat2=        %2. yükün yıl içindeki süresi (saat)
saat3=        %3. yükün yıl içindeki süresi (saat)
ara=          % Gücün kaç MW aralıklarla incelendiği
%*****
topmak=nt*cjt+nr*cjr; %Maksimum Yük
% Loadloss1, Loadloss2 ve Loadloss3'ün belirlenmesi
for iii=[0:ara:topmak]
%Loadloss1
    if load1-iii>0
        Loadloss1(iii/ara+1)=load1-iii;
    else
        Loadloss1(iii/ara+1)=0;
    end
    Loadloss1;
%Loadloss2
    if load2-iii>0
        Loadloss2(iii/ara+1)=load2-iii;
    else
        Loadloss2(iii/ara+1)=0;

```

```

end
Loadloss2;
%Loadloss3
if load3-iii>0
Loadloss3(iii/ara+1)=load3-iii;
else
Loadloss3(iii/ara+1)=0;
end
Loadloss3;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
for i=1:t
    rj = rand((nt+nr),1);
%Termik Santral
if nt==0
    sjt=0;
    sit=0;
else
    for say=1:nt
        if rj(say,1)<=(1-forjt);
            sjt(say)=1;
        else
            sjt(say)=0;
        end
        sit(say)=sjt(say).*cjt;
    end
end
end
%Rüzgar Santrali
if nr==0
    sjr=0;
    sir=0;

```

```

else
    for say=1:nr
        if rj((say+nt),1)<=(1-forjr);
            sjr(say)=1;
        else
            sjr(say)=0;
        end
        sir(say)=sjr(say).*cjr;
    end
end
sj=[sjt sjr];
top(i)=sum([sit sir]);
for say2=0:ara:topmak
    oran(say2/ara+1)=length(find(top==say2))/i;
end
oran;
% LOLP Monte Carlo
LOLP(i)=(sum(oran(1:(length(find(Loadloss1>0))))))+sum(oran(1:(length(find(Loadloss2>0))))))+sum(oran(1:(length(find(Loadloss3>0))))));
% LOLE Monte Carlo
LOLE(i)=saat1*(sum(oran(1:(length(find(Loadloss1>0))))))+saat2*(sum(oran(1:(length(find(Loadloss2>0))))))+saat3*(sum(oran(1:(length(find(Loadloss3>0))))));
% LOEE Monte Carlo
LOEE(i)=[saat1*sum(oran.*Loadloss1)]+[saat2*sum(oran.*Loadloss2)]+[saat3*sum(oran.*Loadloss3)];
% LOEP Monte Carlo
LOEP(i)=LOEE(i)/(load1*saat1+load2*saat2+load3*saat3);
end
%*****
%Analitik Yöntem%
ajt=1-forjt;
ajr=1-forjr;

```


%%%%%%%%Termik Santral Tekil Olasılığı%%%%%%%%

for a=0:nt

 orant(a+1)=(mfun('binomial',nt,a))*(ajt^a)*(forjt^(nt-a));

end

%%%%%%%%Rüzgar Santrali Tekil Olasılığı%%%%%%%%

for b=0:nr

 oranr(b+1)=(mfun('binomial',nr,b))*(ajr^b)*(forjr^(nr-b));

end

%%%%%%%%%

o=oranr'*orant;

O=o;

[m,n]=size(O);

%A=[];

[M,N]=ind2sub(size(O),1:length(O(:)));

I=M+N-2;

for xx=0:(m+n-2)

 oo(xx+1)=sum(O(find(I==xx)));

end

%%%%%%%%loadloss1,loadloss2 ve loadloss3'ün belirlenmesi%%%%%%%%

for c=[0:ara:topmak]

%loadloss1

 if load1-c>0

 loadloss1(c/ara+1)=load1-c;

 else

 loadloss1(c/ara+1)=0;

 end

 loadloss1;

%loadloss2

 if load2-c>0

 loadloss2(c/ara+1)=load2-c;

 else

```

loadloss2(c/ara+1)=0;
end
loadloss2;
%loadloss3
if load3-c>0
loadloss3(c/ara+1)=load3-c;
else
loadloss3(c/ara+1)=0;
end
loadloss3;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
for d=1:length(loadloss1)
if loadloss1(d)>0
L1(d)=1;
else
L1(d)=0;
end
end
L1;
for e=1:length(loadloss2)
if loadloss2(e)>0
L2(e)=1;
else
L2(e)=0;
end
end
L2;
for e=1:length(loadloss3)
if loadloss3(e)>0
L3(e)=1;

```

```

else
L3(e)=0;
end
end
L3;
%%
LOLP_a=sum(oo.*L1)+sum(oo.*L2)+sum(oo.*L3)
LOLE_a=saat1*sum(oo.*L1)+saat2*sum(oo.*L2)+saat3*sum(oo.*L3)
LOEE_a=(saat1*sum(oo.*loadloss1))+(saat2*sum(oo.*loadloss2))+(saat3*sum(oo.*loadloss3
))
LOEP_a=LOEE_a/((saat1*load1)+(saat2*load2)+(saat3*load3))
%*****
%Grafikler

figure(1)
ii=1:t;
plot(ii,LOLP)
hold on
k=LOLP_a*ones(1,ii);
plot(ii,k,':')
title('LOLP')
legend('MC','AM')

figure(2)
plot(ii,LOLE)
hold on
k=LOLE_a*ones(1,ii);
plot(ii,k,':')
title('LOLE')
legend('MC','AM')

```

```
figure(3)
plot(ii,LOEE)
hold on
k=LOEE_a*ones(1,ii);
plot(ii,k,':')
title('LOEE')
legend('MC','AM')
```

```
figure(4)
plot(ii,LOEP)
hold on
k=LOEP_a*ones(1,ii);
plot(ii,k,':')
title('LOEP')
legend('MC','AM')
```

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 02.01.1984

Doğum yeri İstanbul

Lise 1995-2002 Yeşilköy Anadolu Lisesi

Lisans 2002-2006 Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik - Elektronik Fak.
Elektrik Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 2006-2008 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı
Elektrik Tesisleri Programı

Çalıştığı kurumlar

2006-2007 Elektrik Enerji Sistemleri
2007-2008 Norm Enerji Sistemleri