

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**RÜZGÂR SANTRALLERİNDE RÜZGÂR
KARAKTERİSTİĞİ VE SAHA TOPOGRAFİSİNE GÖRE
TÜRBİN SEÇİMİ VE YERLEŞTİRİLMESİ**

Makine Mühendisi Ahmet HATİPOĞLU

**FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Makineleri Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Şükrü BEKDEMİR

İSTANBUL, 2010

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**RÜZGÂR SANTRALLERİNDE RÜZGÂR
KARAKTERİSTİĞİ VE SAHA TOPOGRAFİSİNE GÖRE
TÜRBİN SEÇİMİ VE YERLEŞTİRİLMESİ**

Makine Mühendisi Ahmet HATİPOĞLU

**FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Makineleri Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Şükrü BEKDEMİR

İSTANBUL, 2010

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	v
KISALTMA LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÇİZELGE LİSTESİ	xiii
ÖNSÖZ.....	xv
ÖZET.....	xvi
ABSTRACT	xvii
1. GİRİŞ	1
1.1 Dünya’da Enerji Üretimi ve Öngörüler.....	2
1.2 Dünya’da Rüzgâr Enerjisi Kullanımı	6
1.3 Türkiye’de Enerji Üretimi ve Öngörüler.....	8
1.4 Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Kullanımı	14
2. RÜZGÂR ENERJİSİ VE METEOROLOJİSİ	23
2.1 Topografyanın Rüzgâra Etkisi	26
2.1.1 Yüzey Şekillerinin Rüzgâra Etkisi	26
2.1.2 Düşey Engellerin Rüzgâra Etkisi	28
2.1.3 Zemin Pürüzlülüğünün Rüzgâra Etkisi	30
2.1.3.1 Yükseklikle Rüzgâr Karakterinin Değişimi	33
2.2 Gölgeleme Etkisi	34
2.3 Türbülans.....	36
2.4 Belirsizlik	38
2.5 Rüzgâr İstatistikleri	39
2.5.1 Normal Dağılımı	39
2.5.2 Weibull Dağılımı.....	40
2.5.3 Rayleigh Dağılımı	43
2.5.4 Aşırı Hız Dağılımı	43
3. RÜZGÂR TÜRBİNİ TEKNOLOJİSİNİN GELİŞİMİ	44
3.1 Rüzgâr Türbinlerinin Sınıflandırılması	45
4. MODERN RÜZGÂR TÜRBİNLERİ	58
4.1 Modern Rüzgâr Türbinlerinin Kısımları	59
4.1.1 Türbin Temeli.....	59
4.1.2 Kule	61
4.1.3 Nasel.....	62
4.1.3.1 Ana Yatak.....	63
4.1.3.2 Sapma (Yaw) Mekanizması	64

4.1.3.3	Dişli Kutusu.....	65
4.1.3.4	Jeneratör	67
4.1.3.4.1	Senkron Jeneratörler (Alternatörler)	67
4.1.3.4.2	Asenkron (İndüksiyon) Jeneratörler.....	68
4.1.3.5	Göbek	68
4.1.3.5.1	Pitch (Hatve) Sistemi	69
4.1.4	Kanatlar	73
4.1.5	Fren Sistemi.....	76
4.1.6	Elektronik Kontrol Sistemi ve Diğer Ekipmanlar	78
5.	RÜZGÂR TÜRBİNLERİNİN AERODİNAMĞİ.....	81
5.1	Sürüklenme Kuvveti.....	82
5.2	Kaldırma Kuvveti.....	83
5.3	Betz Kanunu	85
5.4	Türbinde Oluşan İtme Kuvveti.....	88
5.4	Güç Eğrisi.....	88
6.	RÜZGÂR ÖLÇÜMÜ	91
6.1	Rüzgâr Ölçümü Yapılacak Alandaki Ön Çalışmalar	91
6.2	Rüzgâr Ölçüm Direkleri	96
6.3	Rüzgâr Ölçümünde Kullanılan Aletler.....	103
6.3.1	Anemometre	104
6.3.2	Yön Sensörü	107
6.3.3	Ultrasonik Anemometre	108
6.3.4	SODAR Sistemi	109
6.3.5	LIDAR Sistemi.....	110
6.3.6	Kombine Rüzgâr Ölçüm Sensörleri	112
6.3.7	Sıcaklık-Nem Sensörü ve Basınç Sensörü	112
6.3.8	Veri Kaydedici (Data Logger).....	115
6.3.9	Yardımcı Ekipmanlar	116
6.4	Ölçüm Hassasiyeti.....	116
7.	ÖRNEK RÜZGÂR SANTRALİ PROJESİ.....	118
7.1	Çanakale İli Mevcut Tesisler ve Enerji Durumu.....	119
7.2	Proje Sahası Özellikleri	119
7.3	Projenin Metodolojisi.....	121
7.3.1	Topografik Harita.....	123
7.3.2.	Pürüzlülük Haritası.....	124
7.3.3	Rüzgâr Ölçümleri	126
7.3.4	Rüzgâr Ölçüm Verilerinin Değerlendirilmesi	127

7.3.4.1	Rüzgar Ölçüm Verilerine Ait Weibull Dağılımı	135
7.4	Proje Sahasının Genelindeki Rüzgar Karakterinin Belirlenmesi	139
7.4.1	Saha Genelindeki Rüzgâr İstatistiklerinin Belirlenmesi	141
7.4.2	Sahanın Rüzgâr Haritasının Çıkarılması	144
7.5	Türbin Yerleşiminin Belirlenmesi.....	147
7.6	Yıllık Enerji Üretimi Hesabı	148
8.	EKONOMİK ANALİZ	161
8.1	Yatırım Maliyeti İçin Yapılan Kabuller	161
8.2	Yatırım Maliyeti	163
8.3	Proje Nakit Akışı.....	165
8.4	Faiz Hesabı.....	165
8.5	Enerji Üretim Maliyeti	169
8.6	Geri Ödeme Oranı	170
9.	SONUÇ	172
	KAYNAKLAR.....	174
	EKLER	177
Ek 1	WindPRO METEO modülü ile yapılan hesaplamaların raporu.....	178
Ek 2	WindPRO STATGEN modülü ve WAsP ile yapılan sahanın rüzgar istatistiklerinin hesaplama sonuçları	185
Ek 3	WindPRO RESOURCE modülü ve WAsP ile yapılan sahanın rüzgar haritasını belirleme çalışması raporu	188
Ek 4	Vestas V90 /2 MW rüzgar türbinleri için WindPRO PARK modülü ve WAsP ile yapılan yıllık enerji üretimi hesaplamaları raporu	190
Ek 5	Proje bulunduğu bölgenin 1/25.000 ölçekli fiziki haritası.....	201
Ek 6	Proje sahasının sayısal topografik haritasındaki yükseltilerin renk skalası ile gösterimi.....	202
Ek 7	Proje sahasındaki rüzgar ölçüm direğinden alınan ham rüzgar verisi örneği	203
Ek 8	Vestas V90 rüzgâr türbinin ön ve yan görünüşü.....	204
Ek 9	Vestas V90 rüzgar türbinine ait broşür	205
	ÖZGEÇMİŞ	209

SİMGE LİSTESİ

A	Türbin rotorunun süpürme alanı
A_b	Binaların kapadığı toplam alan
A_c	Sürüklenme ve kaldırma kuvvetine maruz cismin hava akımına dik kesit alanı
A_{dw}	Türbin rotorunu terk eden rüzgârın kesit alanı
A_Y	Yıllık sabit taksit tutarı
b	Bina genişliği
B(t)	t periyodu sonundaki gelirler
c	Weibull ölçek parametresi
C(t)	Yıllara göre işletme maliyetleri
C_D	Sürüklenme Katsayısı
C_e	Belli bir rüzgâr hızı için toplam türbin verimi
C_L	Kaldırma katsayısı
C_{PW}	İşletme maliyetlerinin şimdiki değerlerinin toplamı
C_t	Türbinde oluşan itme kuvveti katsayısı
D	Türbinin rotorunun süpürme alanı çapı
E_T	Toplam yıllık enerji üretim miktarı
f	Frekans
f(v)	Rüzgar hızı olasılık fonksiyonu
F_D	Cisme etkiyen sürüklenme kuvveti
$F_e(v)$	Aşırı rüzgar hızı dağılımı fonksiyonu
F_L	Cisme etkiyen kaldırma kuvveti
h	Yükseklik
h_b	Bina yüksekliği (m)
h_{ref}	rüzgâr hızı bilinen yükseklik
I_T	Türbülans yoğunluğu
i	Faiz oranı
k	Weibull şekil parametresi
k_w	Perdeleme etkisi bozulma katsayısı
M_r	Aşırı rüzgar hızı tekrarlama periyodu
n	Faize tabi yıl sayısı
N	Jeneratör milinin hızı
n_b	bina sayısı
P	Basınç
p	Jeneratörün kutup sayısı
P_f	Faize tabi anapara
P_g	Rüzgar türbini güç eğrisi fonksiyonu
P_T	Rüzgâr türbininden üretilecek güç
P_{Tmax}	Rüzgar türbininin maksimum teorik gücü
R	Gaz sabiti
r	Rotor yarıçapı
r_f	Geri ödeme oranı
S_n	n yıl sonraki borç
t	İşletme yılı
T	Sıcaklık
T_R	Rotora etkiyen itme kuvveti
\bar{v}	İncelenen rüzgâr zaman serisinin ortalaması

V_{10}	10 dakikalık ortalama rüzgâr hızı
V_i	Rüzgâr hızı
v	Rüzgâr türbinine gelen rüzgârın hızı
V_{dw}	Türbin rotorunu terk eden rüzgârın hızı
V_{max}	Devreden çıkma rüzgar hızı
V_{min}	Devreye girme rüzgar hızı
V_{ref}	yüksekliği ve rüzgâr hızı bilinen noktadaki rüzgâr hızı
V_T	Rüzgârın türbin rotorundaki hızı
V_{up}	Rüzgârın türbin rotoruna girdiği andaki hızı
V_w	Gölgeleme etkisine uğrayan, ilk türbin rotorundan X mesafe sonraki rüzgâr hızı
ω	Rotorun açısal hızı
X	İki türbin arasındaki mesafe
z_0	Pürüzlülük uzunluğu
α	Kanat hücum açısı
γ	Hellman sayısı
ρ_a	Havanın yoğunluğu
σ_v	Standart sapma

KISALTMA LİSTESİ

AWEA	American Wind Energy Association
BTU	British Thermal Unit
DSİ	Devlet Su İleri Genel Müdürlüğü
DUY	Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPA	U.S. Environmental Protection Agency
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim A.Ş.
GPS	Global Positioning System
HES	Hidroelektrik Enerji Santrali
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISO	International Organization for Standardization
LIDAR	Light Detection and Ranging
MEASNET	Measuring Network of Wind Energy Institutes
OECD	Organization for Economic Co-Operation and Development
REPA	Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SODAR	Sonic Detection and Ranging
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TEP	Ton Petrol Eşdeğeri
TÜREB	Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği
UTM	Universal Transverse Mercator
WWEA	World Wind Energy Association
YEK	Yenilenebilir Enerji Kanunu

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 1.1 Dünya enerji tüketimi.....	2
Şekil 1.2 Dünya karbondioksit emisyonları	3
Şekil 1.3 Dünya’da elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı	4
Şekil 1.4 OECD Ülkeleri ve OECD üyesi olmayan ülkelerde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımındaki artış.....	5
Şekil 1.5 Yakıtlara göre Dünya elektrik üretiminin 2006 verileri ve 2030 öngörülerini ile karşılaştırılması	6
Şekil 1.6 Yenilenebilir enerji kaynakları için kullanım öngörülerini.....	7
Şekil 1.7 2008 yılı Elektrik Üretiminde Kaynakların dağılımını	12
Şekil 1.8 Türkiye’nin Kurulu güç bazında enerji kaynaklarının dağılımını.....	12
Şekil 1.9 Türkiye’nin Kurulu rüzgâr gücünün yıllara göre dağılımını.....	14
Şekil 1.10 Türkiye Rüzgâr Atlası	15
Şekil 1.11 Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA)	16
Şekil 1.12 REPA’da noktasal rüzgar verilerinin Weibull diyagramını ve rüzgar gülü grafiğini olarak gösterimini	21
Şekil 2.1 Rüzgar hızının tepe üzerinden geçerken uğradığı değişim	26
Şekil 2.2 Tepeye çarpan rüzgarın hızının yüzdesel olarak değişimini	27
Şekil 2.3 Tepe üzerine konumlandırılmış bir rüzgar türbininde düz zeminde konumlandırmaya kıyasla üretilebilecek ilave enerji.....	27
Şekil 2.4 Sahadaki engelin oluşturduğu türbülans	28
Şekil 2.5 Engeli geçen rüzgarın aldığı form ve yüzde olarak hız azalmaları.....	29
Şekil 2.6 Bazı sahalar için yüzey pürüzlülüğü ve pürüzlülük uzunluğu değerleri.....	30
Şekil 2.7 Farklı pürüzlülük değerlerine sahip alanlar üzerinden geçen rüzgarda oluşan değişiklikler.....	32
Şekil 2.8 Pürüzlülük sınıflarına göre enerji üretim oranları.....	33
Şekil 2.9 Türbin rotundan giren rüzgarın rotoru geçtikten sonraki hız değişimini (Avian Energy, 2009).....	35
Şekil 2.10 İki türbinin birbirine olan gölgeleme etkisi.....	35
Şekil 2.11 Türbülansın yükseklik ve gölgeleme etkisi ile oluşumu	37
Şekil 2.12 Farklı şekil parametrelerine göre Weibull dağılımını	41
Şekil 2.13 Örnek hız dağılımları için oluşturulmuş Weibull dağılımını grafiğini ve rüzgar gülü ..	42
Şekil 3.1 Gedser Rüzgâr Türbini.....	44
Şekil 3.2 Yıllara göre rüzgar türbinlerinin kurulu güçlerinin ve yıllık enerji üretimlerinin değişimini	45
Şekil 3.3 Rüzgârın estiğini yöne göre çalışma pozisyonu alan rüzgâr türbinlerinin sınıflandırılması.....	47
Şekil 3.4 Farklı Kanat Sayısında rüzgar türbinleri	48
Şekil 3.5 Tek ve çift kanatlı rüzgâr türbinleri	48
Şekil 3.6 Günümüzde kullanılan offshore rüzgar türbini temellerini.....	50

Şekil 3.6	Soldan sağa; üç kirişli (tripile) offshore türbin temeli, üç kirişli türbin temelinin üzerine türbin monte edilmiş hali, yakın gelecekte kullanılması planlanan yüzer tip offshore türbin temeli	50
Şekil 3.7	Kuyruktan döndürme tertibatına sahip küçük rüzgar türbini	51
Şekil 3.8	Yaw (sapma) mekanizması	51
Şekil 3.9	1 MW kapasiteli türbinlerde pitch kontrollü türbin sayılarının oranının stall kontrollü türbin sayılarına oranı	53
Şekli 3.10	Küçük kapasiteli türbinlerde güç ayarı	53
Şekil 3.11	Darrieus tipi rüzgâr türbini şeması ve A.B.D.’de bir uygulama	54
Şekil 3.12	Dikey rotor eksenli rüzgâr türbinleri.....	55
Şekil 3.13	Üzerinde araştırma yapılan çeşitli tipte rüzgâr türbinleri.....	56
Şekil 3.14	Soldan sağa “Great Diffuser” tipi rüzgar türbini, Hollanda’da kurulmuş olan iki rotorlu rüzgar türbini	56
Şekil 3.15	Soldan sağa ABD’de kurulmuş deneme amaçlı rüzgâr türbini, Hollanda’da kurulmuş altı rotorlu rüzgâr türbini	57
Şekil 3.16	Soldan sağa Fransa’da kurulmuş 5 m rotor çapına sahip 12 kW gücünde deneme amaçlı rüzgar türbini, “Life Translator” ismi verilen rüzgar türbini.....	57
Şekil 4.1	Modern rüzgar türbininin temel kısımları	58
Şekil 4.2	Modern rüzgâr türbini tipleri.....	59
Şekil 4.3	Rüzgar Türbini Temeli.....	60
Şekil 4.4	Rüzgâr türbini temelinin yapım aşamaları	60
Şekil 4.5	Soldan sağa kafes tipi türbin kulesi, boru tipi türbin kulesi.....	61
Şekil 4.6	Kule mukavemetini bozmamak için manyetik tutucularla yapılmış olan montaj.....	62
Şekil 4.7	Rüzgar Türbini Naseli	63
Şekil 4.8	Nasel ana yatağı	63
Şekil 4.9	Yaw (sapma)mekanizması	64
Şekil 4.10	Rüzgâr türbini dişli kutusu	65
Şekil 4.11	Dişli kutusu olmayan türbin modeli.....	66
Şekil 4.12	Göbek (hub)(.....	68
Şekil 4.13	Döner yatak	69
Şekil 4.14	Pitch sistemindeki kanat açılarının yandan görünüşü	70
Şekil 4.15	Göbek üzerindeki pitch kontrol motorları.....	71
Şekil 4.16	Hidrolik kontrollü pitch mekanizması	72
Şekil 4.17	Kanat üretim aşamaları soldan sağa lazer ile ölçüm, reçineleme	73
Şekil 4.18	Türbin kanadı üretim süreçleri soldan sağa son işlemler ve statik	74
Şekil 4.19	Türbin kanadının kısımları.....	74
Şekil 4.20	Kanat üzerindeki yıldırım alıcı	75
Şekil 4.21	Soldan sağa kanat kökündeki çelik bant ,nasel şasisi ile kanat kökü arasındaki yıldırım transfer ünitesi	76
Şekil 4.22	Stall kontrollü rüzgâr türbininde aerodinamik fren.....	77
Şekil 4.23	Mekanik Fren Sistemi	77
Şekil 4.24	Kontrol Sisteminin Temel Elemanları	78
Şekil 4.25	SCADA sistemi izleme ve kontrol ekranı.....	80
Şekil 5.1	Riso A1 serisi kanat profili	81

Şekil 5.2	Kanat profiline etki eden kuvvetler.....	82
Şekil 5.3	Rüzgar türbinin temel çalışma aerodinamiği	84
Şekil 5.4	Hücum açısı ile kaldırma ve sürükleme katsayılarının ilişkisi	85
Şekil 5.5	Rüzgar kesitinin türbine giriş ve çıkıştaki şekli.....	86
Şekil 5.6	3 MW gücünde bir rüzgar türbinin güç eğrisi grafiği	90
Şekil 6.1	Rüzgarın bayraklama (flagging) etkisi.....	91
Şekil 6.2	Bandırma Meteoroloji İstasyonu'nun çatısına kurulmuş olan rüzgar ölçüm direği..	93
Şekil 6.3	Düşey engellerin rüzgar hızına etkisi.....	94
Şekil 6.4	Farklı yüksekliklerde ölçülen rüzgar hızlarından istenilen bir yükseklikteki rüzgar hızının hesaplanması	95
Şekil 6.5	Boru tipi ölçüm direğinin şematik resmi.....	96
Şekil 6.6	Boru tipi ölçüm direğinin montaj aşamaları	97
Şekil 6.7	Yön sensörünün üzerinde konulan yön işareti	98
Şekil 6.8	Boru tipi ölçüm direğinin kaldırılması.....	99
Şekil 6.9	Boru tipi ölçüm direği montajının son aşaması	100
Şekil 6.10	Hatalı montaj yapılmış boru tipi ölçüm direği.....	101
Şekil 6.11	Ülkemizde yapılmış kafes direk montajı	102
Şekil 6.12	Rüzgar ölçüm aletlerinin ölçüm direği üzerindeki yerleşimi.....	104
Şekil 6.13	Çeşitli kepçe anemometre tipleri.....	105
Şekil 6.14	Rüzgar tüneline anemometre kalibrasyonu.....	106
Şekil 6.15	Yön sensörü.....	107
Şekil 6.16	Ultrasonik anemometreler.....	108
Şekil 6.17	SODAR sistemi.....	109
Şekil 6.18	LIDAR sistemi ölçüm sonuçları ile kepçe anemometrenin ölçüm sonuçlarının kıyaslanarak LIDAR sisteminin etkinliğinin belirlenmesi.....	111
Şekil 6.19	LIDAR sistemi ile rüzgâr santralinin izleme amaçlı rüzgâr ölçümü	111
Şekil 6.20	Pervane anemometreli kombine rüzgâr ölçüm sensörü	112
Şekil 6.21	Sıcaklık-nem sensörü	113
Şekil 6.22	Basınç sensörü.....	113
Şekil 6.23	Sağda Ammonit , solda NRG marka veri kaydedicileri.....	115
Şekil 7.1	Proje Sahasının Konumu.....	118
Şekil 7.2	Proje sahasının uydu görüntüsü	120
Şekil 7.3	Proje sahasının fotoğrafları	120
Şekil 7.4	Rüzgar enerjisi potansiyeli belirlenmesinde kullanılan WAsP programının kullanılması akış şeması.....	121
Şekil 7.5	Proje sahası için kullanılan fiziki harita.....	122
Şekil 7.6	Sayısal topografik harita	123
Şekil 7.7	Sahanın yüzey pürüzlülüğü haritası	124
Şekil 7.8	Saha için tanımlanan pürüzlülük çizgileri.....	125
Şekil 7.9	Proje sahasında kurulmuş olan rüzgar ölçüm verilerinin alındığı ölçüm direği	126
Şekil 7.10	Sahadaki rüzgâr hızlarının grafik olarak gösterimi.....	128
Şekil 7.11	Yön sensörü arızasının ölçüm verilerinin grafiğe dökülmesi ile tespiti.....	129
Şekil 7.12	İkinci yön sensörünün yenisi ile değiştirildiği tarihten itibaren tutarlı yön verilerinin grafik gösterimi	130

Şekil 7.13	Tutarsız hız verilerinin değerlendirme dışı bırakılması	131
Şekil 7.14	Türbülans yoğunluğu grafiği.....	131
Şekil 7.15	Tüm ölçüm periyoduna ait hız verilerinin grafik gösterimi.....	132
Şekil 7.16	Tüm ölçüm periyoduna ait yön verilerinin grafik gösterimi.....	132
Şekil 7.17	Hız ve türbülans yoğunluğu grafiklerinin yönlere göre dağılımlarının radar grafiklerinde gösterimi	133
Şekil 7.18	Her üç ölçüm yüksekliği için bütün ölçüm periyodu boyunca aylık ortalama rüzgar hızlarının değişimi.....	133
Şekil 7.19	Rüzgâr profilinin saha topografisi ile beraber gösterimi	134
Şekil 7.20	Her üç ölçüm yüksekliği için oluşturulmuş olan Weibull dağılımı grafiği.....	137
Şekil 7.21	Her üç ölçüm yüksekliği için oluşturulmuş olan Rüzgar gülü grafiği	138
Şekil 7.22	Ölçüm direğinin proje sahasındaki konumu	139
Şekil 7.23	Tek türbin METEO modülü ile yapılmış olan yıllık enerji üretimi hesabı.....	140
Şekil 7.24	Rüzgâr istatistiği hesaplaması için oluşturulmuş olan saha verileri nesnesinin haritada konumlandırılması.....	142
Şekil 7.25	Saha için oluşturulmuş olan rüzgar istatistiğinin WindPRO ekranındaki görünümü	142
Şekil 7.26	Rüzgâr istatistiği hesaplama sonuçları.....	143
Şekil 7.27	Rüzgâr haritası çıkarılacak alanın belirlenmesi	144
Şekil 7.28	80 m göbek yükseklikteki rüzgâr hızı haritası	145
Şekil 7.29	90 m göbek yükseklikteki hızı rüzgâr haritası	145
Şekil 7.30	80 m yükseklikteki birim alan başına yıllık enerji içeriği haritası.....	146
Şekil 7.31	90 m yükseklikteki birim alan başına yıllık enerji içeriği haritası.....	146
Şekil 7.32	Sahada türbin yerleşimi yapılırken korunması gereken.....	147
	minimum mesafeler.....	147
Şekil 7.33	Proje sahasında türbin kurmaya elverişli noktalar	148
Şekil 7.34	Yıllık enerji üretim hesabında kullanılacak olan basınç sıcaklık verileri ve yapılan kabuller.....	149
Şekil 7.35	Hava yoğunluğunun yükseklikle değişimi.....	149
Şekil 7.36	Türbülans yoğunluğu, pürüzlülük uzunluğu ve gölgeleme etkisi eğimlerinin yönlere göre grafik gösterimi	150
Şekil 7.37	25 adet, 2MW gücünde Enercon E82 rüzgar türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları.....	151
Şekil 7.38	25 adet, 2MW gücünde Vestas V90 rüzgâr türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları.....	152
Şekil 7.39	20 adet, 2,5MW gücünde Nordex N90 rüzgar türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları.....	152
Şekil 7.40	20 adet, 2,5MW gücünde General Electric GE 2.5 rüzgar türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları	153
Şekil 7.41	17 adet, 3MW gücünde Vestas V90 rüzgar türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları.....	153
Şekil 7.42	Saha için kullanımının uygun olduğu tespit edilen 25 adet rüzgâr türbininin sahanın haritası üzerinde yerleşimi	156
Şekil 7.43	Sahanın Kuzey-Kuzeydoğu yönünden 3 boyutlu kesit görüntüsü.....	156

Şekil 7.44	Türbinlerinin Google Earth ekranında güney-doğu cephesinden görünümü.....	157
Şekil 7.45	Vestas V90 / 2MW rüzgar türbinine ait güç eğrisi grafiği.....	158
Şekil 7.46	Vestas V90 / 2 MW rüzgâr türbinine ait verim (C_e) ve itme (C_t) katsayılarının rüzgar hızına göre değişim grafiği.....	159
Şekil 7.47	Kayıplardan bağımsız santral güç eğrisi ve gerçek santral güç eğrisi	159
Şekil 8.1	Proje sahası yakınındaki 154 kV kapasiteli trafo merkezleri.....	162

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 1.1	Kurulu rüzgâr gücü olarak Dünya'daki 10 lider ülke 8
Çizelge 1.2	Türkiye'de elektrik üretim sektörünün şekillenmesi 9
Çizelge 1.3	Türkiye'de elektrik piyasasının hiyerarşik yapısı 10
Çizelge 1.4	Türkiye'nin yerli kaynak potansiyeli 11
Çizelge 1.5	Türkiye'nin Kurulu yenilenebilir enerji santrallerinin kapasitelerinin yıllara göre değişimi 13
Çizelge 1.6	Türkiye'deki Rüzgâr sınıfları ve özellikleri 17
Çizelge 1.7	Yerden 50m yükseklikte Türkiye - iyi-sıra dışı arası rüzgâr kaynağı 20
Çizelge 1.8	Yerden 50m yükseklikte Türkiye –orta-sıra dışı arası rüzgâr kaynağı 20
Çizelge 1.9	Türkiye'de 50 m Derinliğe Kadar, Deniz seviyesinden 50m yükseklikte offshore rüzgar santralleri için İyi-Sıra dışı Arası Rüzgar Kaynağı 20
Çizelge 1.10	Türkiye'de 50 m derinliğe kadar, deniz seviyesinden 50m yükseklikte offshore rüzgâr santralleri için orta-sıra dışı arası rüzgâr kaynağı 21
Çizelge 2.1	Atmosferik hareketlerin zaman ve alan ölçeği 24
Çizelge 2.2	Beufort Skalası 25
Çizelge 2.3	Engel türlerine göre geçirgenlik sınıfları 29
Çizelge 2.4	Zemin türlerine göre pürüzlülük uzunluğu ve pürüzlülük sınıfı değerleri 31
Çizelge 2.5	Hellman sayısının rüzgar türüne göre değişimi 34
Çizelge 2.6	Rüzgar hızı ve Weibull parametrelerinin yönlere göre gösterimi 41
Çizelge 3.1	IEC Türbin sınıfları 46
Çizelge 3.2	Türbinlerin boyut ve güçlerine göre sınıflandırılması 47
Çizelge 5.1	Farklı cisimler için sürüklenme katsayısı (C_D) değerleri 83
Çizelge 5.2	3 MW gücündeki bir rüzgar türbinin $1,225 \text{ kg/m}^3$ hava yoğunluğundaki güç eğrisi tablosu 89
Çizelge 6.1	Havanın yoğunluğunun sıcaklık ve nem ile ilişkisi 115
Çizelge 6.2	Rüzgar ölçümlerinde hatalardan dolayı oluşacak sapmaların yıllık enerji üretim hesabına etkisi 117
Çizelge 6.3	Rüzgar ölçümünde karşılaşılan olası hataların ölçüm sonuçlarında neden olduğu sapma miktarları 117
Çizelge 7.1	Sahanın rüzgar verisi örneği 127
Çizelge 7.2	Her üç ölçüm yüksekliği için aylık ortalama hız değerleri 134
Çizelge 7.3	60 m ölçüm yüksekliği için Weibull Dağılımı tablosu 135
Çizelge 7.4	45 m ölçüm yüksekliği için Weibull Dağılımı tablosu 136
Çizelge 7.5	30 m ölçüm yüksekliği için Weibull Dağılımı tablosu 136
Çizelge 7.6	Rüzgar hızının yüksekliğe göre değişiminin hesaplanmasında kullanılacak Güç Kanunu eksponentlerinin yönlere göre dağılımı 138
Çizelge 7.7	Türbülans yoğunluğu, pürüzlülük uzunluğu ve gölgeleme etkisi eğimi değerleri 150
Çizelge 7.8	Yıllık enerji üretimi hesabı yapılmış olan türbinlerin karşılaştırma tablosu 154
Çizelge 7.9	Vestas V90 / 2MW rüzgar türbinleri için belirlenmiş olan yerleşimdeki UTM ED50 sistemine göre türbinlerin sahadaki koordinatları 155

Çizelge 7.10	Vestas V90 / 2MW rüzgar türbinine ait güç eğrisi tablosu.....	158
Çizelge 7.11	Kayıplardan bağımsız santral güç eğrisi değerleri gerçek santral güç eğrisi değerleri ve rüzgar esme yönlerinden elde edilen gerçek güç değerleri	160
Çizelge 8.1	Ekonomik analiz için yapılmış olan kabuller ve projenin temel girdileri.....	163
Çizelge 8.2	Proje yatırım kalemlerinin bedelleri	164
Çizelge 8.3	Gelir-Gider Tablosu	167
Çizelge 8.4	25 Yıllık İşletme Ömrü Boyunca Gelir/Gider Kalemlerinin Toplamı.....	170

ÖNSÖZ

Günümüzde enerji üretim ve tüketim miktarları ülkelerin gelişmişliğinin en önemli göstergelerinden biri haline gelmiştir. Ülkemiz, enerji rezervleri açısından gerek fosil kökenli yakıtlar, gerekse yenilenebilir enerji kaynaklarının varlığı ile oldukça zengin enerji kaynaklarına sahiptir. Yenilenebilir enerji kaynakları; yenilenebilir kaynak oluşları, en az düzeyde çevresel etki yaratmaları, işletme ve bakım masraflarının az olması ve ulusal nitelikleri ile güvenilir enerji sağlama özellikleri sebebiyle ülkemiz için oldukça önemli bir yere sahiptir. Ülkemiz açısından yenilenebilir enerji kaynaklarının bu kadar zengin olması ve ülkenin enerji ihtiyacının önemli bir kısmını karşılayabilecek bir potansiyele sahip olmasına karşın yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı enerji üretimi henüz istenen seviyelere gelememiştir.

Rüzgâr enerjisi ise, yenilenebilir enerji kaynakları arasında ayrı bir yere sahiptir. Son yıllarda gelişen rüzgar türbini teknolojisi ile beraber, türbinlerin kurulu güçleri artmıştır. Ayrıca ülkemizde özellikle 2005 yılından sonra yenilenebilir enerji yatırımlarında çeşitli teşvik ve kolaylıklar sağlanmış ve böylece gerek teknik altyapı, gerekse ekonomik olarak rüzgâr enerji santralleri konvansiyonel enerji santralleri ile rekabet edebilecek duruma gelmiştir. Bunun sonucu olarak rüzgar enerjisine yatırım yapmak önceki yıllara kıyasla çok cazip hale gelmiştir.

Bu çalışma sırasında verdiği bilgiler, desteği ve yönlendirmeleri ile yardımcı olan sayın hocam Doç. Dr. Şükrü BEKDEMİR'e teşekkür etmeyi bir borç bilirim.

ÖZET

Bu çalışmada Dünya’da ve Türkiye’de rüzgar enerjisinin kullanımı istatistiksel verilerle detaylı olarak incelenmiş ve irdelenmiştir. Bunun yanı sıra Türkiye’de rüzgâr enerjisi ile ilgili yapılmış olan çalışmalar ve elektrik piyasasının güncel durumları da analiz edilmiştir.

Rüzgâr türbini tipleri incelenmiş ve günümüzde ticari olarak en çok kullanılmakta olan yatay eksenli üç kanatlı rotora sahip büyük kapasiteli rüzgâr türbinlerinin teknolojisi ve tasarımları detaylı olarak incelenmiştir.

Rüzgar karakteristiği ve saha topografisine göre rüzgar türbini tipi seçiminin ve yerleşiminin yapılması için belirleyici unsurlar ve izlenen metodoloji detaylı olarak araştırılmıştır. Elde edilen bu bilgilere göre ülkemizde Çanakkale İli, Ezine bölgesi yakınlarında rüzgar ölçümü yapılmakta olan bir sahada bölgenin topografik özellikleri de hesaba katılarak, kurulabilecek 50 MW gücündeki bir rüzgar enerjisi santrali için sahadaki en uygun rüzgar türbini tipi ve en uygun türbin yerleşimi belirlenmiştir. Sahanın rüzgar potansiyelinin belirlenmesi ve optimizasyon çalışmalarında Danimarkalı EMD International Firması tarafından geliştirilmiş olan WindPRO 2.6 ve Danimarka Teknik Üniversitesi’ne bağlı Risø Ulusal Laboratuvarı’nda geliştirilmiş olan WAsP 9.0 programları kullanılmıştır. Elde edilen yıllık enerji üretim verilerine dayanılarak projenin ekonomik analizi yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Rüzgâr enerjisi, potansiyeli rüzgar gücü, rüzgar santrali optimizasyonu, rüzgar türbini mikro konuşlandırılması, rüzgar santrali tasarımı

ABSTRACT

In this study, usage of wind energy in the World and Turkey is evaluated based on statistical data. Also studies executed on wind energy and current situation of electricity market in Turkey on wind energy is analyzed in detail.

Wind turbine types also examined in detail and technology of horizontal axis three bladed big capacity wind turbines, which are widespread used currently were examined.

The methodology which is used for defining the turbine type and turbine layout based on wind characteristics and topographical data was deeply investigated. Based on this information, optimum turbine type and turbine layout for a 50 MW wind power plant which could be established in Çanakkale City near to Ezine district was defined by considering topography and wind data.

In order to define wind potential of the site and optimization studies, WindPRO 2.6 software which is developed by Danish EMD International Company and WASP 9.0 software which is developed by Risø National Laboratory of Danish Technical University were used. Regarding the results of annual energy production calculations, economic analysis for the project was performed.

Keywords: Wind energy potential, wind power, wind farm optimization, wind turbine micrositing, wind farm design.

1.GİRİŞ

Günümüzde gelişmiş toplumlarda yaşayan bir insanın kullandığı enerji kaynaklarına baktığımızda, bunların yaşamını sürdürmek için gıdalardan aldığı enerji, yaşadığı evde ve işyerinde kullandığı enerjiler (ısınma, aydınlanma, yemek yapmak vb, için), taşıtlarda kullanılan enerjiden kişi başına düşen pay, günlük hayatta kullandığı nesnelerin üretimi için harcanan enerjiden kişi başına düşen payı olarak sınıflandırılabilceği görülür. Gelişmiş ülkelerde kişi başına düşen günlük enerji tüketimi 950 milyon joule'dür. Bu tutarın içerisinde yukarıda sayılan bütün enerji tüketimlerinde kişi başına düşen paylar da eklenmiştir (İnan 1996).

Bugün dünyamızda 6 milyar insan yaşamakta ve bu sayı artma eğilimini sürdürmektedir. Tükendir enerji kaynaklarının yakın bir gelecekte büyük bir bölümünün tükeneceği varsayıldığı için yeni enerji kaynaklarına ihtiyaç duyulacaktır. (İnan,1996) Konvansiyonel enerji kaynakları günümüzde yaygın olarak kullanılmaktadır. Bunlar;

- Fosil Yakıtlar (Kömür, Petrol, Doğalgaz vb.)
- Nükleer Yakıtlar (Uranyum, Plütonyum)
- Hidrolik Kaynaklar (Nehirler, Göller)

olarak sıralanabilir. Fosil yakıtlar belli bir rezerve sahiptir ve oluşumları milyonlarca yıl sürdüğünden mevcut rezervleri bitince tükeneceklerdir. Hidrolik kaynaklar yenilenebilir kaynaklardır ancak, konvansiyonel enerji kaynakları arasında sayılırlar. Konvansiyonel enerji kaynaklarının dışında kalan kaynaklara ise alternatif enerji kaynakları denir. Bu kaynakların başlıcaları;

- Rüzgâr Enerjisi
- Jeotermal Enerji
- Biyokütle Enerjisi
- Biyogaz Enerjisi
- Güneş Enerjisi
- Dalga Enerjisi

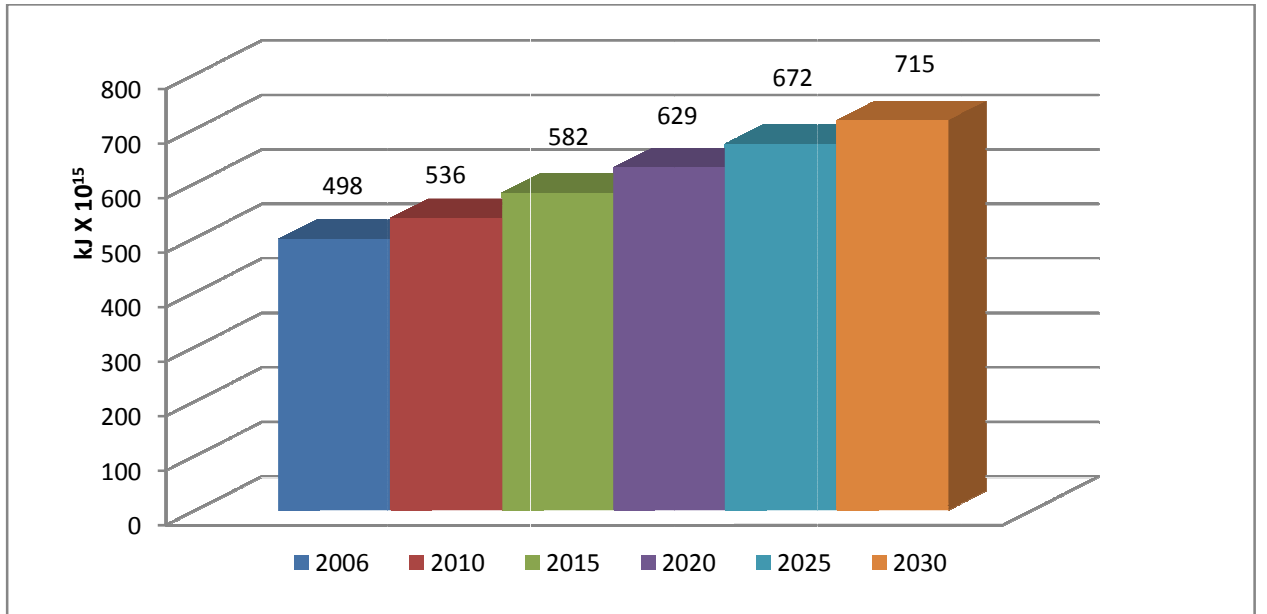
sayılabilir. Bu kaynakların çoğunun yenilenebilir özelliğe sahip olmasından dolayı bunlara yenilenebilir enerji kaynakları da denir. Ayrıca çevreye olan olumsuz etkileri de çok fazla değildir. Bu özellikleri sebebiyle temiz enerji kaynakları olarak da isimlendirilirler

(Çevre Vakfı,1999). Gelişen teknoloji ve iklim değişikliğinden dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanan yasal teşviklerle beraber, yenilenebilir enerji kaynakları konvansiyonel enerji kaynakları ile rekabet edebilecek duruma gelmişlerdir.

Endüstriyel gelişmelere, artan nüfusa ve gelişen ekonomik yapıya bağlı olarak elektrik enerjisi tüketimi de artmaktadır. Artan talebin yeterli, sürekli, kaliteli, güvenilir, ekonomik, çevreye dost vb. niteliklerde sağlanması tüm ülkelerin temel hedefleri arasında olmalıdır. Elektrik enerjisine olan talep artış oranı özellikle Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde, gelişmiş olarak adlandırılan ülkelere göre daha fazladır.

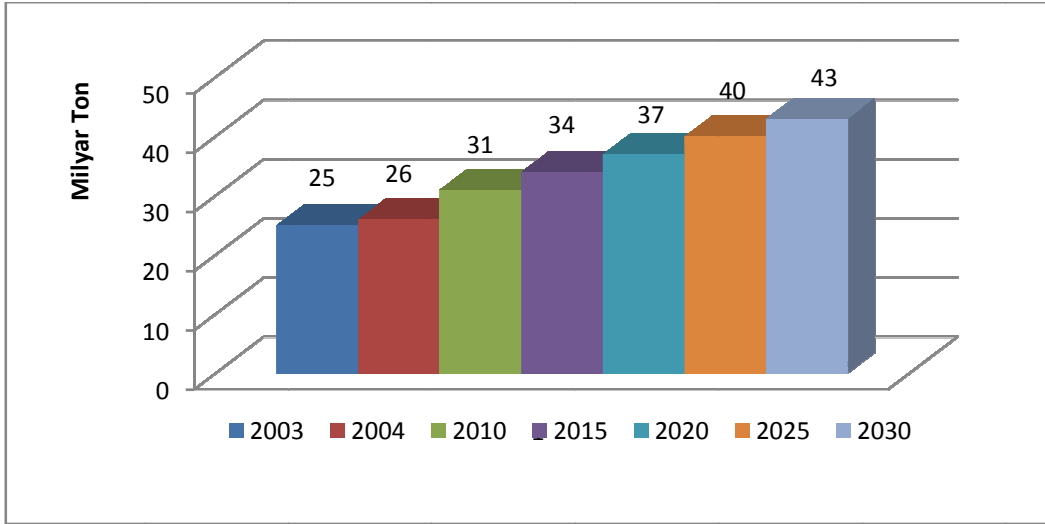
1.1 Dünya’da Enerji Üretimi ve Öngörüler

OECD’nin bir kuruluşu olan Uluslararası Enerji Ajansı’nın yaptığı değerlendirmelere göre, küresel enerji talebi 2030 yılına kadar, bugüne oranla %50 artacaktır. Söz konusu çalışmanın referans senaryosuna göre, petrol, kömür ve doğal gazın toplam birincil enerji kaynakları içindeki paylarında bir azalma söz konusu olmayacaktır. Üç fosil yakıtın toplam içindeki paylarının %90 civarında kalması beklenmektedir. Dünya enerji ihtiyacının önemli bir bölümünü karşılayan fosil yakıtların belli bir rezervi vardır. Tahmin edilmektedir ki petrol 43 yıl, doğal gaz 66,4 yıl, kömür 235 yıllık kullanım süreleri sonunda tükenenlerdir. (IEA, 2009). Ancak Dünya enerji tüketimi gittikçe artan bir projeksiyona sahiptir ve bu artışın önümüzdeki yıllarda da Şekil1.1’deki grafikte görüldüğü gibi artması beklenmektedir.



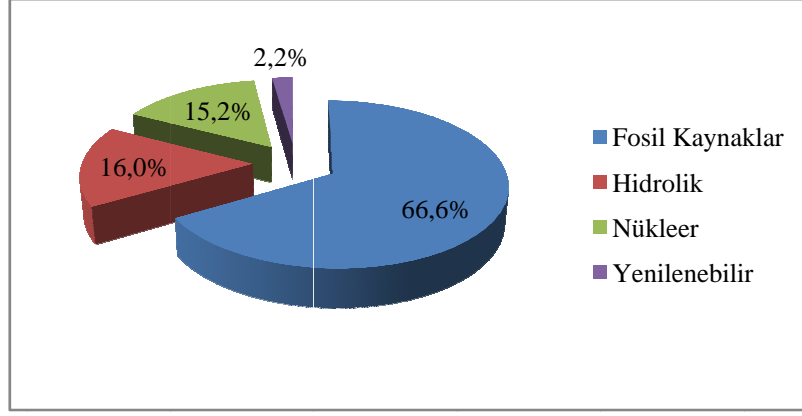
Şekil 1.1 Dünya enerji tüketimi (IEA 2009)

Ancak enerji tüketimindeki bu artış beraberinde ciddi sorunlar da oluşturmaktadır. Bunların en önemlisi çevre sorunlarıdır. Dünyada insan tarafından yapılan üretim ve tüketim faaliyetleri sonucu oluşan emisyonların % 83,9'unu karbon dioksit oluşturmaktadır (IEA 2009). Bu değerin büyük kısmı ise enerji üretiminde fosil kaynaklı yakıtların kullanılmasından oluşmaktadır. Diğer bir deyişle küresel ısınma ve iklim değişikliğinin baş sorumlusu enerji üretiminde fosil yakıtların kullanılmasıdır diyebiliriz. Bu nedenle yenilenebilir enerji kaynakları konusundaki araştırma ve çalışmalara önem verilmektedir. Dünya CO₂ emisyonunun yıllar itibarıyla artışı Şekil 2'de verilmektedir. Söz konusu emisyonun 2004 yılında 26,9 milyar metrik tondan 2015 yılında 33,9 milyar metrik tona ve 2030 yılında 42,9 milyar metrik tona çıkması beklenmektedir. Bu da toplam kestirim döneminde % 59 artması anlamına gelmektedir (EPA ,2009).



Şekil 1.2 Dünya karbondioksit emisyonları (Balku, 2009)

Elektrik üretimine bakılacak olursa, ilk üç sırayı % 66,6 ile fosil (Petrol, Kömür, DG) yakıtlar alırken %16 ile hidrolik 4. sırada, %15,2 ile nükleer 5. sırada yer almaktadır. Güneş, rüzgâr, jeotermal gibi yenilenebilirlerle atıklardan elde edilen elektriğin oranı ise %2,2'dir. Şekil 1.3'te bu veriler grafik olarak gösterilmektedir.



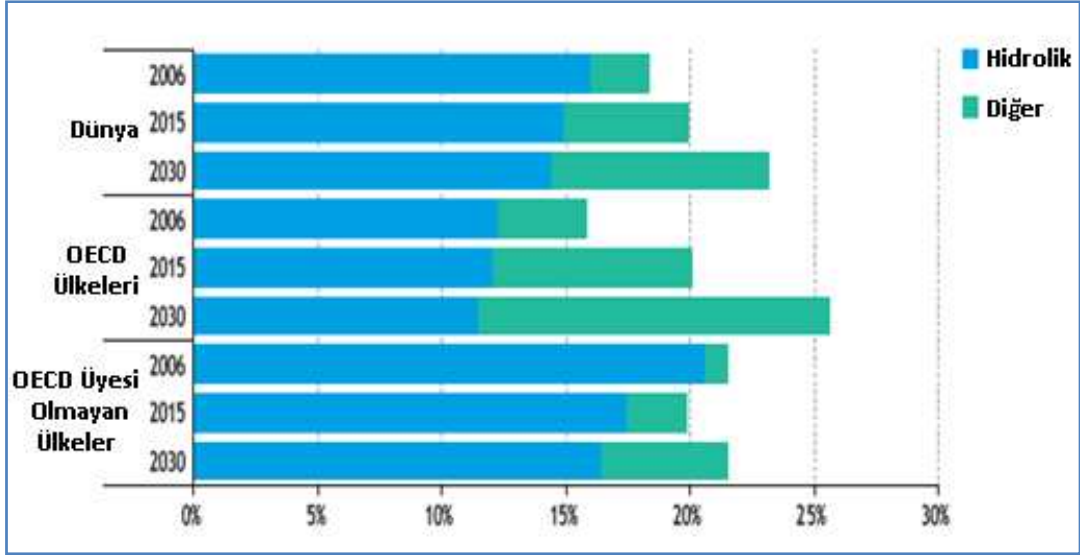
Şekil 1.3 Dünya’da elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (IEA 2009)

OECD / IEA tarafından hazırlanan “Dünya Enerji Görünümü - 2008” raporuna göre, küresel elektrik talebi, 2000 – 2006 yılları arasında, yaklaşık % 25 oranında artmış olup, bu artışın % 75’lik dilimi OECD üyesi olmayan ülkelere aittir. Dünya elektrik talebinin, 2006 – 2015 arasında yıllık %3,2 oranında artarak, 2006’da 15.665 TWh olan talebin 2015’te 20.760 TWh, ve 2030’da, ekonomik ilerlemenin yavaşlaması nedeniyle, yıllık ortalama %2’lik artışla 28.140 TWh’e ulaşacağı tahmin edilmektedir. Bu durum, OECD üyesi olmayan ülkelerde ağır sanayiden hafif sanayiye ve hizmet sektörüne geçişin yansımaları olduğu gibi, OECD üyesi ülkelerde ve kimi yükselen ekonomilerdeki doyma etkisinin de yansımasıdır. Elektrik talebinde tahmin edilen artışın büyük bölümü OECD dışında meydana gelmektedir. OECD’de, elektrik talebinin, 2006 – 2030 arasında üçte bir oranından da az artarak, yılda %1,1 ortalama artış göstereceği tahmin edilmektedir. Buna karşılık, OECD üyesi olmayan ülkelerde talebin, yıllık %3,8 ortalama ile %146 artması beklenmektedir.

Yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretiminin, fosil yakıt fiyatlarının yükselmesi, düşen yatırım maliyetleri ve devlet desteği sonucu önümüzdeki yıllar içinde artması beklenmektedir. Referans Senaryoda dünya yenilenebilir elektrik üretiminin 2006 da 3470 TWh’a, 2015’de 4970 TWh’a, 2030’da 7705 TWh’a yükselmesi beklenmektedir. Yenilenebilir enerjinin, 2006’da %18 olan üretimdeki payını, 2015’de %20, 2030’da %23’e çıkarması ve kömürden sonra dünyanın ikinci en büyük elektrik kaynağı olan doğalgazın yerini 2015’ten önce alması tahmin edilmektedir (Şekil 1.4). Bu artış, yenilenebilir enerjinin izleme döneminde %10 artarak %26’lık paya ulaştığı OECD ülkelerinde çok daha net bir şekilde görülmektedir.

Hidroelektrik enerjisi hala tüm dünyada en yaygın yenilenebilir kaynak olma özelliğini sürdürmektedir. Ancak hidroelektrikte öngörülen büyük artışa rağmen OECD üyesi olmayan

ülkelerde 2006 ve 2030 arasında neredeyse iki katı bir artış mevcuttur- OECD üyesi olmayan ülkelerde dahi, toplam elektrik üretimindeki payı tahmin dönemi sonunda düşmektedir. OECD üyesi olmayan ülkelerde, elektrik üretiminde diğer yenilenebilir kaynakların kullanımı hidroelektrikten daha hızlı bir şekilde artmaktadır. OECD üyesi olmayan ülkelerde, tüm yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin payı 2006'da %21 iken, 2030'da %22'ye yükselmektedir (Şekil 1.4).



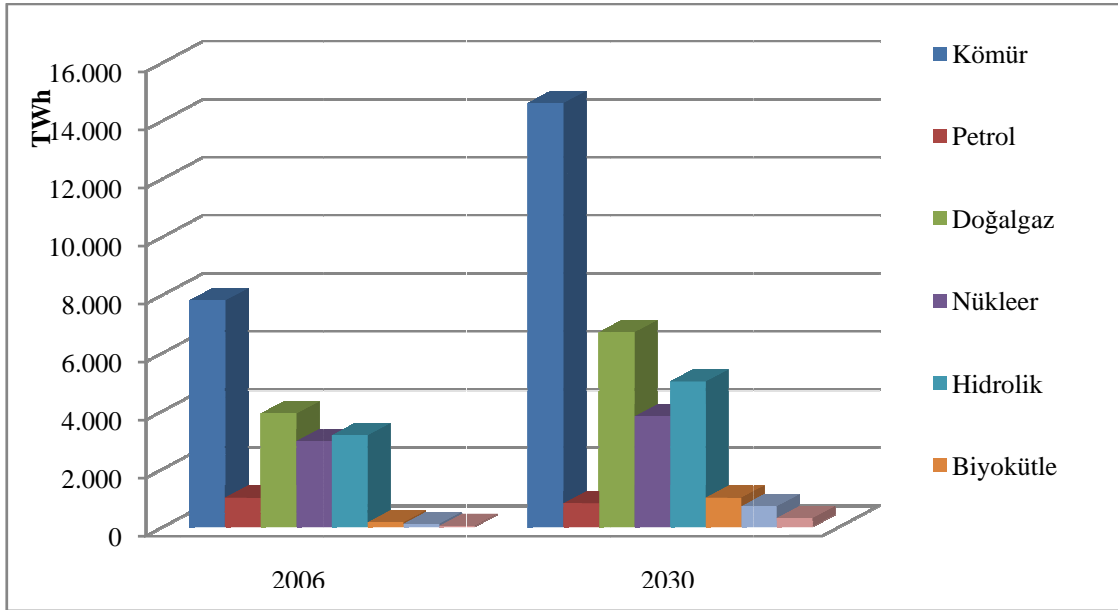
Şekil 1.4 OECD Ülkeleri ve OECD üyesi olmayan ülkelerde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımındaki artış (IRENA, 2009)

2015'e kadar olan süreçte, yenilenebilir enerjide artışın çoğunluğunun hidroelektrik ve karasal rüzgâr enerjisinden gelmesi beklenmektedir. İkisinin de 2015 ve 2030 arasında büyümeye devam edeceği, biyokütle ve deniz rüzgâr santrallerinin de bu dönemde artacağı, güneş enerjisinin de (hem fotovoltaiik, hem yoğunlaştırılmış sistemler) elektrik üretiminde birçok ülkede payının artacağı öngörülmektedir. OECD'de, toplam yenilenebilir enerji üretimi artışı tahminleri, fosil yakıt tabanlı üretim ve nükleer enerji üretiminin toplamından daha fazla olacaktır.

Küresel olarak endüstrinin elektrik talebi, OECD dışı ülkelerdeki hızlı sanayileşmenin ön ayak olmasıyla, evlerdeki kullanım ve hizmet sektörünün talebinden daha hızlı artış göstermektedir. OECD ülkelerinde, sanayinin elektrik talebi yılda % 0,6'lık küçük bir artış göstererek, uzun vadede hafif sanayiye doğru bir geçişi yansıtmaktadır. OECD / IEA 2008 çalışmasının Referans senaryosunda, 2006'da 18.921 TWh olan küresel elektrik üretimi, 2015'te 24.975 TWh'ye, 2030'larda da 33.265 TWh'ye yükselmektedir. En büyük artış toplam elektrik üretimi 2010'da

OECD ülkeleriyle eşitleneceği ve 2030'da %50 daha fazla olacağı tahmin edilen OECD üyesi olmayan ülkelerde görülmektedir.

2030'a kadar olan dönemde elektrik üretiminde, kömür ana yakıt olmaya devam edecek olup, toplam üretimdeki payı %41'den %44'e yükselecektir. Kömür yakıtlı üretimde büyümenin çoğu, OECD üyesi olmayan ülkelerde meydana gelmektedir. Bu ülkeler, şu anda dünyada bütün kömür yakıtlı üretimin yarısından daha azını üretir durumdayken, üçte ikisinden daha fazlasını üretir duruma gelecekleri tahmin edilmektedir. Kömür yakıtlı üretimin toplam verimliliğinin 2006'da %34 iken, 2015'te %36, 2030'da %38 değerlerine ulaşacağı öngörülmektedir. Elektrik üretimi yakıtlarındaki doğal gazın payı, yüksek fiyatlar nedeniyle düşecektir. Nükleer enerjinin 2006'da %15 olan payı da, 2015'te %13'e, 2030'da %10'a inecektir. Yenilenebilirlerin payları ise ciddi bir oranda artış gösterecektir: 2006'da %18 olan üretimdeki payları, 2015'te %20'ye ve 2030'da %23'e yükselecektir.



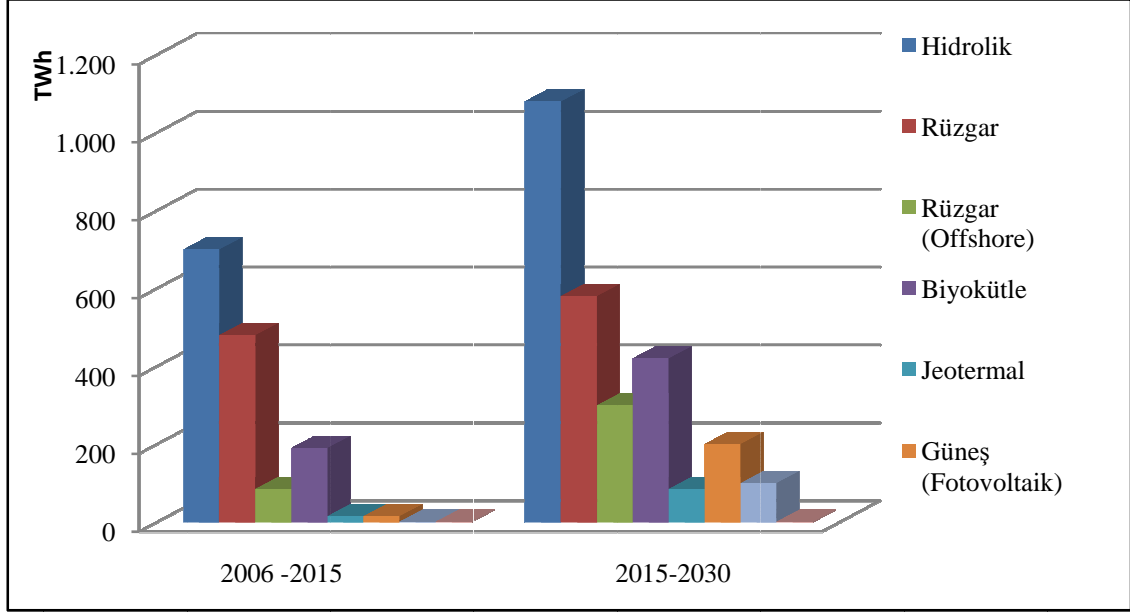
Şekil 1.5 Yakıtlara göre Dünya elektrik üretiminin 2006 verileri ve 2030 öngörülere ile karşılaştırılması (EIA International Energy Outlook 2009)

1.2 Dünya'da Rüzgâr Enerjisi Kullanımı

Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan mevcut fosil kaynakların kısıtlı olması, çevresel açıdan problem yaratmaları, ithal enerji kaynaklarına gittikçe artan bağımlılık, temin problemleri yaşanması ve fiyatların yıllara bağlı olarak artma olasılıklarından dolayı tüm dünyada olduğu

gibi Türkiye’de de yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması ile elektrik enerjisi üretimi büyük önem arz etmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgâr enerjisinin kullanımıyla elektrik enerjisi üretimi son dönemde hızla artmaktadır. Dünyada toplam rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2008 yılında 27.200 MW artışla 121.188 MW’a ulaşmıştır (WWEA World Wind Energy Report 2008).



Şekil 1.6 Yenilenebilir enerji kaynakları için kullanım öngörülleri (EIA 2009)

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgâr enerjisinin kullanımıyla elektrik enerjisi üretimi son dönemde hızla artmaktadır. Rüzgâr enerjisinden elektrik üretiminde 10 lider ülke ve kurulu güçler Çizelge 1.1’de gösterilmiştir.

Çizelge 1.1. Kurulu rüzgâr gücü olarak Dünya'daki 10 lider ülke (WWEA 2008)

Ülkeler	2008 Yılı Sonunda Kurulu Gücü (MW)
ABD	25.170
Almanya	23.903
İspanya	15.145
Çin	5.912
Hindistan	7.850
İtalya	2.726
Fransa	2.455
İngiltere	2.389
Danimarka	3.125
Portekiz	2.130

Bu 10 lider ülkenin arasında ürettikleri rüzgâr enerjisinin toplam üretilen elektrik enerjisine oranına bakılacak olunursa ürettiği elektrik enerjisinin %20'sini rüzgârdan karşılayan Danimarka bu bakımdan liderdir.

Dünya rüzgâr enerjisi santrali kurulu güç değerinin %43'lük kısmı AB ülkelerindedir. AB özellikle 1997 Kyoto Protokolü sonrasında yenilenebilir enerji kaynaklarını destekleyen güçlü politikalarla gerek teknoloji gerekse kaynakların kullanımını açısından büyük ilerleme kaydederek dünyada lider olma konumunu sürdürmektedirler.

1.3 Türkiye'de Enerji Üretimi ve Öngörüler

Her türlü ekonomik faaliyetin temel girdisi olan elektrik enerjisinin kullanım alanının, günümüzde sürekli olarak gelişen teknolojiye bağlı olarak hızlı bir şekilde artması sonucu, enerji ve buna bağlı olarak elektrik enerjisi, sosyal hayatın kaçınılmaz bir unsuru haline gelmiştir. Elektrik enerjisi tüketimi, ekonomik ve sosyal gelişmenin en önemli göstergelerinden birisidir. Bir ülkede kişi başına düşen elektrik enerjisi üretimi ve tüketimi o ülkedeki hayat standardını yansıtmaları bakımından önemlidir.

1993 yılına kadar Türkiye Elektrik Kurumu'nun (TEK) kontrolü altında olan elektrik sektörü liberalleşme ve özelleştirme hedefleri doğrultusunda, TEİAŞ (Üretim, İletim) ve TEDAŞ (Dağıtım) olarak iki çatı altında toplanmıştır. Türkiye'de liberal bir elektrik piyasası

kurulmasının ve işletilmesinin esaslarını veren, Avrupa Birliği “Elektrik Direktifi”ne yakın bir yasal altyapı oluşturma amacıyla 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nun yürürlüğe girmesi ile beraber 2003 yılında şirketler EÜAŞ (Üretim), TEİAŞ (İletim), TETAŞ (Toptan Satış) ve TEDAŞ (Dağıtım) olarak dörde ayrılmıştır. Aşağıdaki tabloda bu kurumların yıllar içinde şekillenışı görülmektedir.

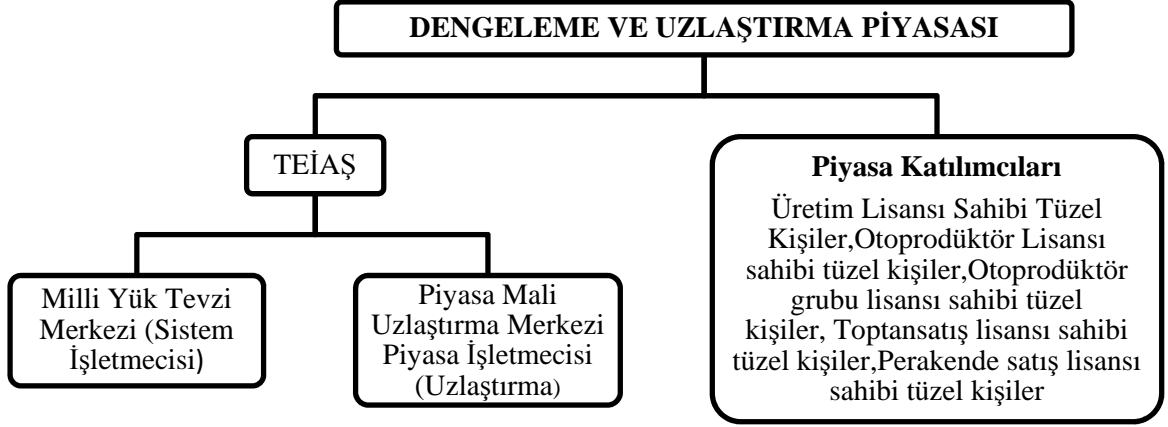
Çizelge 1.2 Türkiye’de elektrik üretim sektörünün şekillenmesi

1993 Öncesi	TEK (Üretim, İletim, Dağıtım)			
1993- 2003	TEAŞ (Üretim, İletim)		TEDAŞ (Dağıtım)	
Bugün	EÜAŞ (Üretim)	TEİAŞ (İletim)	TETAŞ (Toptan Satış)	TEDAŞ (Dağıtım)

Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği’nin (DUY) 3 Kasım 2004 yılında Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe girmesi ve 2006 yılı Ağustos ayında nakdi uygulamaya geçmesiyle özel ve kamu elektrik üretim santrallerinde saatlik fiyat uygulamasını öngören rekabetçi piyasa yapısının ilk adımı atılmıştır. Dengeleme ve uzlaştırma sisteminin taraflarının görev ve sorumlulukları ile arz ve talebin eş zamanlı olarak dengelenmesine, lisans sahibi tüzel kişilerin dengeleme ve uzlaştırma sistemine katılımları sonucu oluşan alacak ve borçlarının mali açıdan uzlaştırılmasına ilişkin usul ve esasları kapsar.

İletim ve dağıtım faaliyetleri; yatırım maliyetlerinin yüksek olması, paralel ikinci şebekenin tesisinin ve işletiminin ekonomik olmaması ve piyasa katılımcılarının ortak kullanımında olması nedenleriyle doğal tekel olarak kabul edilmekteydi. Ancak, 2008 yılı itibariyle TEDAŞ’ın bünyesinde bulunan dağıtım şirketleri özelleştirme sürecine girmiştir. Üretimin yanı sıra dağıtımında rekabetçi bir piyasa yapısına sahip olma hedefi özel sektöre yatırım ortamını oluşturacak ve dolayısıyla elektrik sektörünün reform sürecini hızlandıracaktır. Çizelge 1.3’te günümüzde Türkiye’deki elektrik piyasasındaki kurumların hiyerarşik yapısı görülmektedir.

Çizelge 1.3 Türkiye’de elektrik piyasasının hiyerarşik yapısı



Türkiye elektrik enerjisi sektörü hızlı büyüme ve serbestleşme süreci içerisinde. Talep artışına bağlı olarak, gereken yatırımların boyutu ve finansman ihtiyaçları yıllık ortalama 3 milyar doları bulmaktadır. Bu yatırımların kamu finansmanı üzerinde ek yük yaratmaksızın özel sektör tarafından yapılabilmesi için elektrik enerjisi sektörünün rekabete açılması, kamunun gözetim ve denetim faaliyetlerini etkin bir şekilde yerine getirerek arz güvenliğini gözetmesi ve kamu mülkiyetindeki tesislerin özelleştirilmesi yönündeki adımların ivme kazanması ile yatırım ortamının iyileştirilmesi gerekmektedir. (Polat Enerji, 2009)

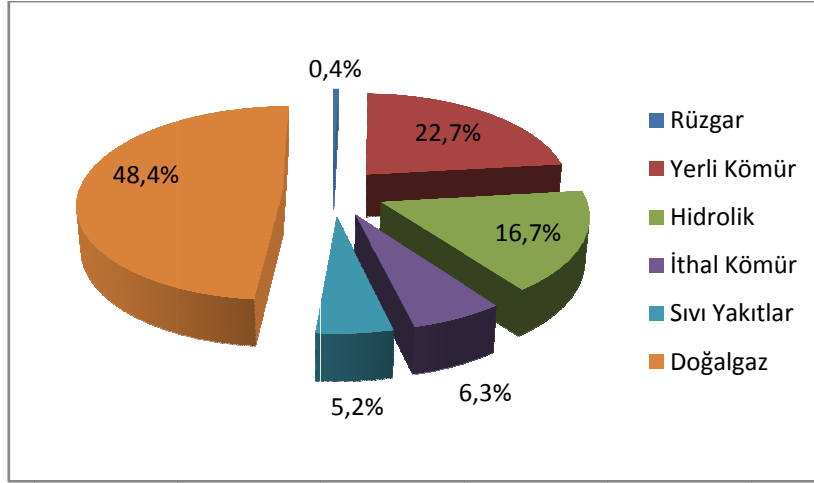
Ülkemizde, kalkınma hedeflerini gerçekleştirme sanayi sektörünü uluslararası alanda rekabet edebilecek bir düzeye çıkarma çabası, enerji talebinde uzun yıllardır hızlı bir artışı beraberinde getirmektedir. Önümüzdeki yıllarda da bu eğilimin devam edeceği hesaplanmaktadır. 2007 yılında 106 milyon ton petrol eşdeğerini (milyon tep) geçen yıllık enerji tüketiminin, 2010 yılında 126 milyon tep, 2020 yılında ise 222 milyon tep düzeyine ulaşacağı beklenmektedir. Bu değerler enerji talebinin yılda yaklaşık %6 düzeyinde artış göstereceğine işaret etmektedir. Enerji tüketiminde %32 ile doğal gaz en büyük payı alırken, bunu %31 ile petrol, %28 ile kömür izlemiş, geri kalan %9'luk bölüm ise hidrolik dahil olmak üzere yenilenebilir kaynaklardan karşılanmıştır. Enerji sektörünün 2020 yılına kadar olan yatırım ihtiyacının 120 milyar ABD doları olacağı hesaplanmaktadır.

Türkiye, enerji kaynakları bakımından net ithalatçı bir ülke konumundadır. Zira yerli kaynaklarının talebi karşılamada yetersiz olması nedeniyle 2007 yılında enerji arzının petrolde %93, doğalgazda %97, kömürde ise %20 oranında olmak üzere toplam %74'lük bölümü ithalat ile karşılanmıştır. TEİAŞ tarafından yapılan bir çalışmaya göre ülkemizdeki enerji kaynaklarının potansiyeli aşağıdaki tabloda olduğu gibidir.

Çizelge 1.4 Türkiye'nin yerli kaynak potansiyeli (EÜAŞ 2008)

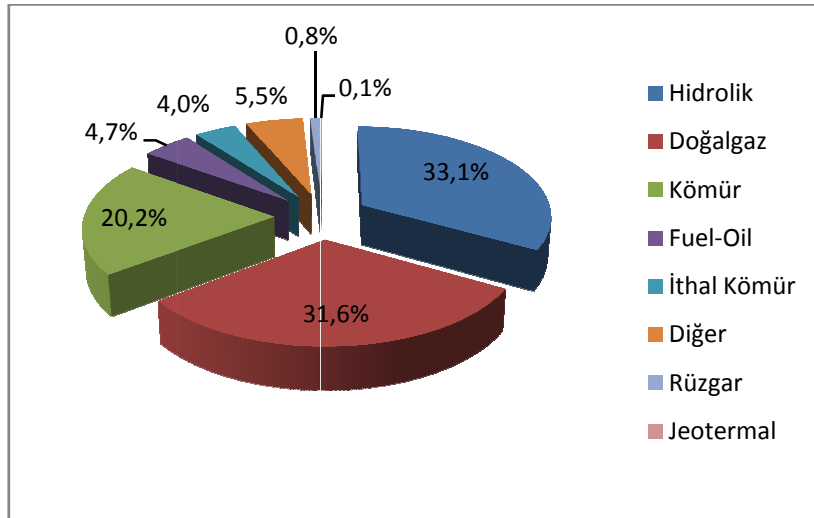
Kaynak	Potansiyel
Linyit	$10,4 \times 10^9$ ton
Taş Kömürü	$1,3 \times 10^9$ ton
Asfaltit	82×10^6 ton
Petrol	$1,07 \times 10^9$ m ³
Hidrolik	130×10^9 kWh/yıl
Doğalgaz	$21,9 \times 10^9$ m ³
Rüzgâr(Çok Verimli)	8.000 MW
Rüzgâr(Orta Verimli)	40.000 MW
Jeotermal	31.500 MW _t (1500 MW'ı elektrik üretimine elverişli)
Biyokütle	$16,9 \times 10^6$ tep
Güneş	80×10^6 tep (380×10^9 kWh/yıl elektrik)

Kaynaklar açısından bakıldığında, 2008 yılı itibariyle, toplam elektrik üretiminin 198,3 TWh olmuş olup bu üretimin %48,4'ü doğalgazdan, %22,7'si yerli kömürden, %16,7'si hidrolik kaynaklardan, %6,3'ü ithal kömürden, %5,2'si sıvı yakıtlardan, %0,4'ü de rüzgardan sağlanmıştır. 2008 yılı elektrik üretim oranlarının kaynaklara göre dağılımı Şekil 1.7'deki grafikte verilmiştir.



Şekil 1.7 2008 yılı Elektrik Üretiminde Kaynakların dağılımı (EÜAŞ,2008)

2008 yılında Türkiye'nin Kurulu gücü 41.748,4 MW'a ulaşmıştır. Kurulu güç bazında enerji kaynaklarının dağılımı Şekil 1.8'deki grafikte verilmiştir.



Şekil 1.8 Türkiye'nin Kurulu güç bazında enerji kaynaklarının dağılımı (ETKB, 2009)

Elektrik talebinin 2020 yılında düşük senaryoya göre 440,1, yüksek senaryoya göre ise yaklaşık 483,6 milyar kWh düzeyine ulaşacağı hesaplanmaktadır. Artan elektrik talebini karşılamak üzere, 2020 yılına kadar olan dönemde yaklaşık 41.744 MW olan mevcut kurulu gücümüzün düşük senaryoya göre en az iki katına (80.000 MW) çıkartılması gerekmektedir. Yüksek senaryoya göre ise bu rakam 96.000 MW olarak hesaplanmıştır.

Özellikle Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun'da AB uygulamaları ile de paralel şekilde alım garantisi ve bazı destekleme mekanizmaları yer almıştır. Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun'da ve "Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetlerinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkındaki Yönetmelik" çerçevesinde de hidroelektrik santral (HES) yapmak üzere DSİ Genel Müdürlüğüne toplam 18.767 MW gücünde 1.428 adet HES başvurusu yapılmış, 11.292 MW gücündeki 366 adet projeye EPDK tarafından lisans verilmiştir. 2004 yılı itibariyle 18 MW düzeyinde olan rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2008 yılı sonu itibariyle yaklaşık 364 MW'a ulaşmıştır. Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun'un Yürürlüğe girmesinden sonra 2887 MW Kurulu gücünde 80 adet yeni rüzgâr projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden toplam 1000 MW Kurulu güce ulaşılacak olan santrallerin yapımı devam etmektedir. Hedeflenen rakam 2020 yılı için 15.000 MW Kurulu güce ulaşmaktır. Aşağıdaki tabloda Türkiye'nin Kurulu yenilenebilir enerji santrallerinin kapasitelerinin 2000-2008 yılları arasındaki değişimi görülmektedir.

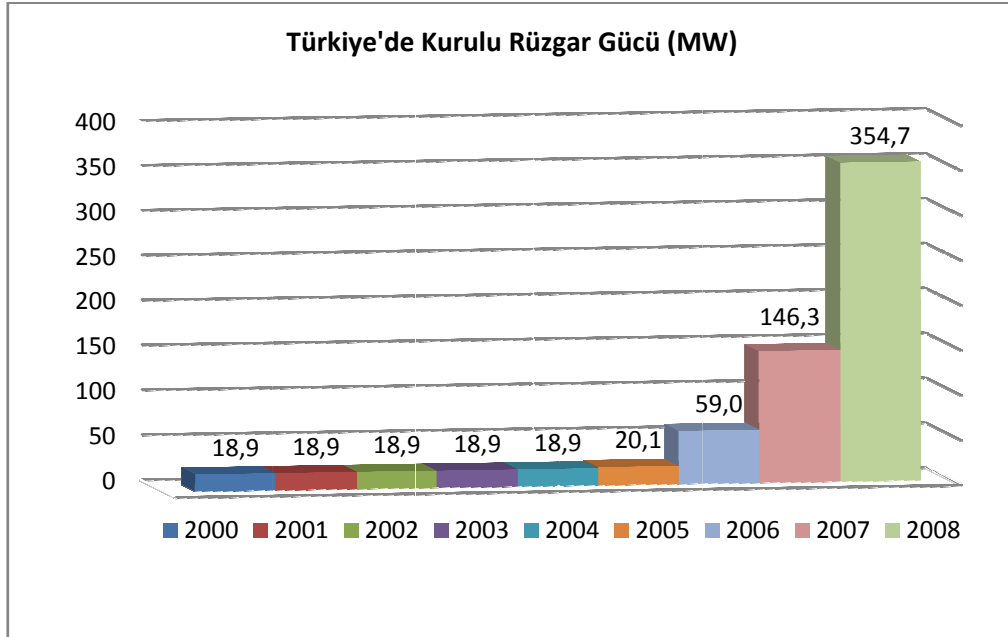
Çizelge 1.5 Türkiye'nin Kurulu yenilenebilir enerji santrallerinin kapasitelerinin yıllara göre değişimi (TEİAŞ, 2008)

Yıl	Hidrolik	Jeotermal	Rüzgâr	Diğer	Toplam (MW)
2000	11.175,2	17,5	18,9	23,8	11.235,4
2001	11.672,9	17,5	18,9	23,6	11.732,9
2002	12.240,9	17,5	18,9	27,6	12.304,9
2003	12.578,7	15,0	18,9	27,6	12.640,2
2004	12.645,4	15,0	18,9	27,6	12.706,9
2005	12.906,1	15,0	20,1	35,3	12.976,5
2006	13.062,7	22,9	59,0	41,3	13.185,9
2007	13.394,9	22,9	146,3	42,7	13.606,8
2008	13.828,7	29,8	354,7	59,7	14.272,9

Hızla artan elektrik talebini karşılamak ve ithalat bağımlılığından kaynaklı riskleri azaltmak üzere 2015-2020 yılları arasında, nükleer enerjinin de elektrik üretim kompozisyonuna dahil edilmesi planlanmaktadır. Bu amaçla, 5710 sayılı "Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun" 2008 yılı başında yürürlüğe girmiştir.

1.4 Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Kullanımı

Ülkemizde 1984 yılında kurulmuş olan 55 kW kapasiteli bir rüzgâr türbini Çeşme’de turistik bir tesisin elektrik enerjisi ihtiyacının %5’ini karşılamaktadır. Ticari amaçlı ilk rüzgar santrali olan Alaçatı’nın Germiyan Köyü’nde kurulmuş otoprodüktör statüsündeki 1,5 MW kurulu gücündeki santral, yılda yaklaşık 5.000.000 kWh enerji üreterek çevre bölgede yaşayan beş bin kişinin elektrik ihtiyacını karşılamaktadır. Ayrıca 7,2 MW kapasiteli Alaçatı Rüzgâr Santrali 1998 yılında üretime başlamıştır. Bunların yanı sıra, Bodrum Belediyesi ve Çanakkale İtepe Belediyesi kendi elektrik ihtiyaçlarını rüzgar enerjisinden karşılamak için girişimlere başlamışlardır. Şekil 1.9’daki grafikten de görülebileceği gibi 2005 yılına kadar kurulmuş olan birkaç tesisten başka, Türkiye’de rüzgâr enerjisi hiçbir gelişme gösterememiştir. Bunun nedeni ise özel sektör yatırımcılarına rüzgâr santrallerinden elde edilecek olan enerjinin satışı için fiyat ve alım garantisi verilmemesidir.

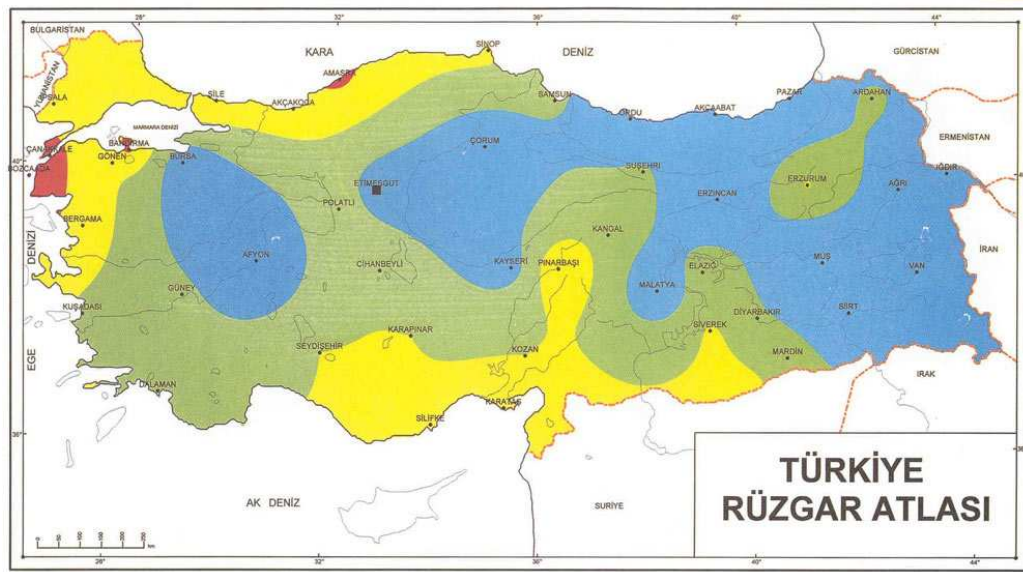


Şekil 1.9 Türkiye’nin Kurulu rüzgâr gücünün yıllara göre dağılımı (TEİAŞ, 2008)

Ancak 2005 yılında kabul edilen “Yenilenebilir Enerji Kanunu” (YEK) ile beraber, rüzgâr enerjisinden üretilen elektriğe Devlet tarafından fiyat ve alım garantisi verilmiş ve bu tarihten sonra Türkiye’de ciddi manada rüzgâr enerjisi yatırımları başlamıştır. Türkiye’nin AB üyelik perspektifi çerçevesinde son yıllarda yakaladığı ivme ve bu kapsamda enerji sektörünün AB ile uyumunu sağlama yolunda attığı adımlar yenilenebilir enerjinin Türkiye gündemindeki önemini daha da artırmıştır.

Ülkemizde özel sektör enerji üreticisi firmalar diğer enerji santrallerinde olduğu gibi rüzgar enerjisi santrali yapabilmek için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)'ndan "Üretim Lisansı" almak zorundadırlar. Bugüne kadar 2.178 MW'lık üretim lisansı EPDK tarafından verilmiş olup, Toplam kurulu gücü 7.711 MW olan rüzgâr lisans başvuruları inceleme aşamasındadır. Buna ilave olarak 1 Kasım 2007'de toplam 75.000 MW lisans başvurusu yapılmıştır. Bu durum Türkiye'de Rüzgâr Enerji Santrali kurma konusundaki yoğun talebi göstermektedir. Çizelge 1.5 ve Şekil 1.9'daki kurulu rüzgar gücü bilgilerine ilave olarak EPDK tarafından yayınlanan güncel 2009 Kasım ayı verilerine göre; Türkiye'nin toplam kurulu rüzgâr gücü 2009 yılı sona ermeden önce 721,15 MW'a ulaşmış olup, inşa halindeki rüzgar santrallerinin toplam gücü ise 2.629,95 MW'tır (EPDK,2009).

Türkiye'de rüzgâr potansiyelini belirlemek amacıyla bazı ön çalışmalar yapılmış ve 2002'de bir rüzgâr atlası oluşturulmuştur. Şekil 1.10'da bu rüzgâr atlası görülmektedir.



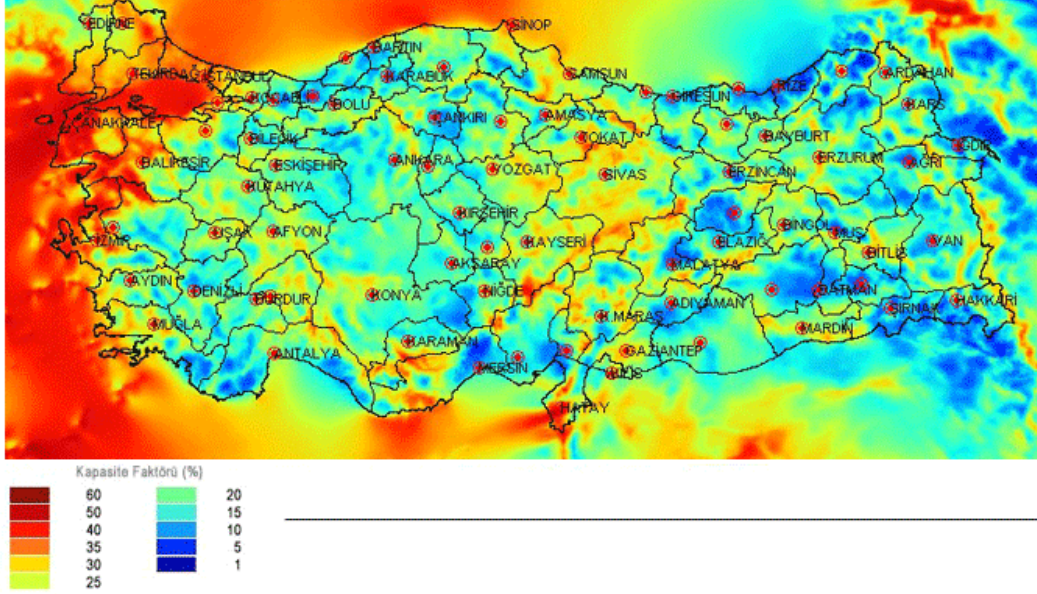
Beş farklı topografik durum için yer seviyesinden 50 m. yükseklikteki rüzgar potansiyelleri ¹							
Kıyılı Alanlar ²		Açık Alanlar ³		Kıyılı Alanlar ⁴		Açık Deniz ⁵	
ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
>6.0	>200	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800
5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800
4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600
3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400
<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200

1. Rüzgar potansiyeli, rüzgarın gücünü temsil etmektedir. Rüzgar türbini halihazırındaki potansiyelin % 20 ile % 30 luk bölümünü kullanabilir. Potansiyel hesaplamaları; deniz seviyesinde 1 Atm lik standart basınç ve 15 °C sıcaklığa karşılık gelen 1.23 kg/m³ hava yoğunluğuna göre yapılmıştır.
2. Yerleşim alanları, ormanlar ve rüzgar kırıcıları yoğun olduğu tarım alanları (pürüzlülük sınıfı 3)
3. Az sayıda rüzgar kırıcının olduğu açık alanlar (pürüzlülük sınıfı 1). İç bölgelerde en fazla tercih edilen alanlar genellikle bu sınıfta bulunmaktadır.
4. Düzgün kıyı alanları ve çok az sayıda rüzgar kırıcı içeren kara yüzeyleri (pürüzlülük sınıfı 1). Eğer hakim rüzgar yönü deniz tarafından ve sürekli ise, potansiyel daha fazla olabilir. Tam tersi durumda ise potansiyel daha az olabilir.
5. Kıyılardan en az 10 km uzaklıktaki açık denizler (pürüzlülük sınıfı 0).
6. Bütün sınıflarda % 50 ye varan bir hız artışı görülmektedir ve bu sonuç 400 m yüksekliğinde ve 4 km çapındaki simetrik bir tepede yapılan hesaplamalarda elde edilmiştir. Rüzgar hızındaki artış, tepenin yüksekliğine, uzunluğuna ve yapısına bağlıdır.

Şekil 1.10 Türkiye Rüzgâr Atlası (TÜREB, 2009)

Bugüne kadar bazı kriterler eklenmiş ve revizyonlar yapılmıştır. Ancak bu rüzgâr atlasındaki bilgiler son derece yüzeyseldir ve Türkiye'nin rüzgâr karakteristikleri ile ilgili pek fikir vermemektedir.

Bundan çok daha kapsamlı bir çalışma Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) tarafından yapılmış ve 2007 yılında tamamlanmıştır. EİE tarafından hazırlanmış olan bu Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA)'na göre Rüzgâr potansiyeli bakımından zengin olan bölgelerimiz Ege, Marmara ve doğu Akdeniz kıyılarıdır. Şekil 1.11'deki bu atlasın bir örneğinde, Türkiye'deki bölgelerin yıllık kapasite faktörü (rüzgâr karakteristikleri ile belirlenen, kurulabilecek bir rüzgâr santralının yıllık kullanılabilme oranı) görülmektedir.



Şekil 1.11 Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA)(EİE, 2009)

EİE tarafından hazırlanan rüzgar atlasına göre yerleşim alanları dışında 50 m yükseklikteki rüzgar hızları, Marmara, Batı Karadeniz, Doğu Karadeniz, Doğu Akdeniz kıyılarında 6.0-7.0 m/s, Batı Akdeniz kıyılarında 5.0-6.0 m/s, Kuzey-Batı Ege'de ise kıyılarda 7.0-8.5 m/s.dir.

Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası'nda yedi rüzgâr güç sınıfı kullanılmıştır. Sınıflar zayıftan sıra dışına doğru sıralanan rüzgâr kaynak derecelerine göre tanımlanmıştır. Bu rüzgâr sınıfları Çizelge 1.6'da verilmiştir.

Çizelge 1.6 Türkiye'deki Rüzgâr sınıfları ve özellikleri (EİE, 2009)

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50m. Yükseklikteki Rüzgâr Hızı (m/s)	50m. Yükseklikteki Rüzgâr Güç Yoğunluğu (W/m ²)
Zayıf	1	<5.5	< 200
Düşük	2	5,5 - 6,5	200 – 300
Orta	3	6,5 – 7,0	300 – 400
İyi	4	7,0 – 7,5	400 – 500
Harika	5	7,5– 8,0	500 – 600
Mükemmel	6	8,0 – 9,0	600 – 800
Sıra dışı	7	> 9,0	> 800

Potansiyel hesaplamaları, Türkiye çapında 200 m çözünürlükte rüzgar verilerinden ve bu verilerden oluşturulmuş haritalar üzerinden yapılmıştır. Rüzgâr potansiyeli hesaplamaları için kullanılan varsayımlar (hesaplamaya dâhil edilmeyen alanlar) aşağıdaki gibidir.

- Karayollarına 100 m emniyet şeridi içinde kalan alanlar
- Demiryolu hatlarına 100 m emniyet şeridi içinde kalan alanlar
- Deniz sahillerine 100 m sahil koruma şeridi içinde kalan alanlar
- Havaalanlarına 3 km emniyet şeridi içinde kalan alanlar
- Şehirsiz alanlar ve 500 m emniyet şeridi içinde kalan alanlar
- Çevre Koruma, Milli Parklar ve Tabiat alanları ve 500 m emniyet şeridi içinde kalan alanlar
- 50 m derinlikten fazla olan deniz alanlar
- Arazi eğimi %20'den büyük olan alanlar
- Rakımı 1500 m'den fazla olan alanlar
- Göller, nehirler, sulak alanlar ve baraj gölleri alanları
- Belirli orman tiplerine sahip alanlar (Koru Ormanları, Ağaçlandırma Alanları, Özel Ormanlar, Fidanlıklar, Sazlık ve Bataklık alanlar, Muhafaza Ormanları)
- Yıllık rüzgâr hızı ortalamasının 6,5 m/s'den düşük alanlar

Bu kriterlerin dışında, temin edilemeyen altlık haritalar (maden sahaları, petrol doğal-gaz boru hatları, askeri sahalar, özel mülkiyet, turizm bölgeleri, kar örtüsü, vb.) ve öngörülemeyen diğer kriterlerin olduğu da bilinmektedir. Bu nedenle rüzgâr santrali kurmaya elverişli olamayacak alanlar belirli yerlerde belirli oranlarda artırılmıştır. Türkiye toplam yüzölçümünden bu alanlar

çıkarıldıktan sonra rüzgâr potansiyeli iki ayrı senaryo kapsamında incelenmiştir. 50m yükseklikte rüzgar güç yoğunluğu 400 W/m^2 'den ve rüzgar hızı 7.5 m/s'den büyük alanlar ve 50 m yükseklikte rüzgar güç yoğunluğu 300 W/m^2 'den ve rüzgar hızı 6.5 m/s'den büyük alanlarda kilometrekare başına 5MW kurulabileceği varsayımı kullanılarak rüzgar potansiyeli hesaplamaları yapılmıştır.

REPA çalışmalarında rüzgâr enerjisi potansiyeli hesaplamalarını yaparken 20'nin üzerinde altlık harita kullanılmıştır. Bu haritalar aşağıda listelenmiştir. Bu haritaları;

- Arazi pürüzlülüğü
- Topografya ve yükseklik
- Deniz derinlikleri
- Arazi eğimi
- Yerleşim birimleri
- Yerleşim alanları
- Göller
- Nehirler
- Sulak alanlar
- Limanlar
- Trafo merkezleri
- Enerji nakil hatları
- Enerji santralleri
- Deprem fay bölgeleri
- Arazi kullanım şekli
- Rüzgâr enerjisi santrali kurulması için başvurulmuş yerler
- Ormanlar
- Çevre koruma alanları
- Kuş göç yolları
- Kara-demir-hava yolları gibi sıralanabilir.

REPA ile tüm Türkiye ve komşu ülkelerin önemli bir kısmının rüzgâr kaynak bilgilerine 200x200 m çözünürlükte erişmek imkânı bulunmaktadır. Bu bilgiler aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- 30, 50, 70 ve 100 m yüksekliklerdeki yıllık, mevsimlik, aylık ve günlük rüzgar hız ortalamaları,
- 50 ve 100 m yüksekliklerdeki yıllık, mevsimlik ve aylık rüzgâr güç yoğunlukları,
- 50 m yükseklikteki yıllık kapasite faktörü,
- 50 m yükseklikteki yıllık rüzgâr sınıfları,
- 2 ve 50 m yüksekliklerdeki aylık sıcaklık değerleri,
- Pürüzlülük değerleri
- Deniz seviyesinde ve 50 m yüksekliklerdeki aylık basınç değerleri
- Rüzgâr gülleri, Weibull parametreleri ve dağılımları, istenilen bir nokta veya alanın enerji üretim değerleri, potansiyelleri, v.b.

REPA ile denizlerimizde, kıyılarımızda ve yüksek rakımlı bölgelerimizde daha önce ölçülemeyen yüksek yoğunluklu potansiyeller görünür hale gelmiştir.

Türkiye rüzgâr enerji potansiyeli, belirlenmiş kriterlerin ışığında rüzgâr sınıfı iyi ile sıradışı arasında 47,849.44 MW olarak belirlenmiştir. Bu araziler Türkiye toplamının %1.30'una denk gelmektedir. Orta ile sıra dışı arası rüzgâr sınıfına ait rüzgârlı arazilere bakıldığında ise 131,756.40 MW'lık rüzgâr enerjisi potansiyelini bulunduğu ve toplam rüzgarlı arazinin alanının ise Türkiye'nin %3.57 'si olduğu görülmüştür. 50m derinlik içerisinde kalan deniz alanlarının potansiyeline bakıldığında ise iyi ile sıra dışı arası rüzgâr sınıfına ait rüzgarlı alanların 10,463.28 MW rüzgar enerjisi potansiyelini desteklediği, orta ile sıra dışı arasında ise 17,393.20 MW'ı desteklediği hesaplanmıştır. İyi- sıra dışı arası rüzgâr sınıfına ait karasal rüzgârlı arazilerin 37,386.16 MW rüzgâr potansiyeli, orta-sıra dışı arasında ise 114,363.20 MW'lık karasal rüzgâr potansiyeli olduğu deniz potansiyellerinin toplam potansiyellerden çıkarılması ile elde edilebilir (Malkoç, 2007). Aşağıdaki tablolarda verilen rüzgâr enerjisi potansiyelleri, rüzgar enerjisi uygulamalarını etkileyen tüm parametrelerin çıkarılmasıyla elde edilmiş değerlerdir.

Çizelge 1.7 Yerden 50m yükseklikte Türkiye - iyi-sıra dışı arası rüzgâr kaynağı (EİE, 2007)

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m'de Rüzgâr Gücü (W/m ²)	50 m'de Rüzgâr Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgârlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç(MW)
İyi	4	400 – 500	7,0-7,5	5.851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7,5-8,0	2.598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600 – 800	8,0- 9,0	1.079,98	0,15	5.399,92
Sıra dışı	7	> 800	> 9,0	39,17	0,01	195,84
Toplam				9.569,89	1,30	47.849,44

Çizelge 1.8 Yerden 50m yükseklikte Türkiye –orta-sıra dışı arası rüzgâr kaynağı

(EİE, 2007)

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m'de Rüzgâr Gücü (W/m ²)	50 m'de Rüzgâr Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgârlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç(MW)
Orta	3	300 – 400	6,5 – 7,0	16.781,39	2,27	83.906,96
İyi	4	400 – 500	7,0-7,5	5.851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7,5-8,0	2.598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600 – 800	8,0- 9,0	1.079,98	0,15	5.399,92
Sıra dışı	7	> 800	> 9,0	39,17	0,01	195,84
Toplam				26.351,28	3,57	131.756,40

Denizlerde 50 m derinlik içerisinde kalan deniz alanlarının potansiyeline bakıldığında ise iyi ile sıra dışı arası rüzgâr sınıfına ait rüzgârlı arazilerin 10.463,28 MW rüzgâr enerjisi potansiyelini desteklediği, orta ile sıra dışı arasında ise 17.393,20 MW'ı desteklediği hesaplanmıştır. Denizlerimizdeki rüzgâr potansiyelleri ile ilgili detay bilgiler aşağıdaki tablolarda verilmiştir.

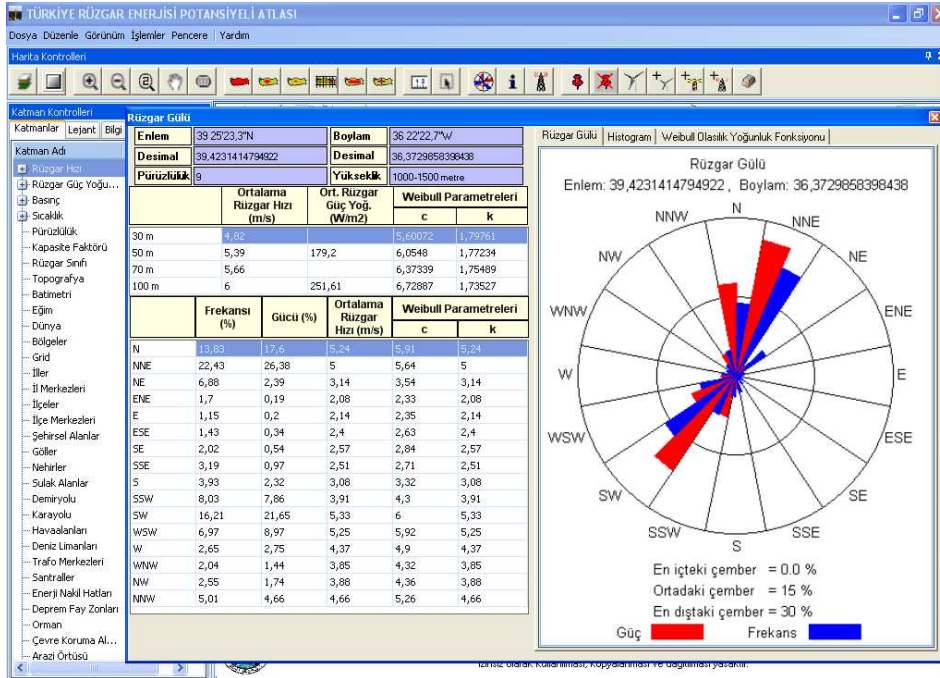
Çizelge 1.9 Türkiye'de 50 m Derinliğe Kadar, Deniz seviyesinden 50m yükseklikte offshore rüzgar santralleri için İyi-Sıra dışı Arası Rüzgar Kaynağı (EİE, 2007)

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m'de Rüzgâr Gücü(W/m ²)	50 m'de Rüzgâr Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgârlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç(MW)
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
Sıra dışı	7	> 800	> 9,0	28,54	0,19	142,72
Toplam				2.092,66	13,98	10.463,28

Çizelge 1.10 Türkiye’de 50 m derinliğe kadar, deniz seviyesinden 50m yükseklikte offshore rüzgâr santralleri için orta-sıra dışı arası rüzgâr kaynağı (EİE, 2007)

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m’de Rüzgâr Gücü (W/m ²)	50 m’de Rüzgâr Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgârlı 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
Sıra dışı	7	> 800	> 9,0	28,54	0,19	142,72
Toplam				3.478,64	23,25	17.393,20

Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından hazırlanmış olan bu detaylı çalışma ile bir bölgede kurulması planlanan rüzgâr enerji santrali için, bölgenin detaylı rüzgâr verilerine ulaşılabilmektedir. Şekil 1.12’de koordinatları belirtilmiş olan Türkiye’deki bir noktanın yerden çeşitli yüksekliklerdeki ortalama rüzgâr hızlarının değerleri ile rüzgâr esme sıklıklarının ve şiddetinin yönlere göre dağılımı Weibull diyagramı ve rüzgâr gülü grafiği şeklinde verilmiş hali görülmektedir.



Şekil 1.12 REPA’da noktasal rüzgâr verilerinin Weibull diyagramı ve rüzgâr gülü grafiği olarak gösterimi

Ancak bu verilerle yapılacak enerji üretim hesabı çok kesin sonuçlara sahip değildir. Sadece üretilebilecek enerji miktarı ile ilgili fikir sahibi olunmasında yardımcı olmaktadır. Belirlenen bir noktanın rüzgâr karakteristikleri ile ilgili tatminkâr bir enerji üretim hesaplaması yapılabilmesi için, mutlaka o noktada en az 1 yıl süreli olmak kaydıyla noktasal rüzgâr ölçümü yapılması gerekmektedir.

Türkiye’de iyi-sıra dışı rüzgâr sınıfına giren aralıkta rüzgârlı alanların potansiyeli yaklaşık 48.000 MW’lık rüzgâr kurulu gücünü destekleyebileceği hesaplanmıştır. Rüzgâr enerjisi potansiyelini ortaya koyarken daha önce belirtilen birçok parametre kullanılmıştır. Fakat bu hesaplamada elektriksel altyapı dikkate alınmamıştır. Eğer elektriksel altyapı ve uygulamalar bu miktarda rüzgâr enerjisini kaldırabilecek şekilde düzenlenirse, Türkiye çapında böylesine büyük bir yerli potansiyelden yararlanma imkânı doğacaktır. Bu miktardaki bir rüzgâr enerjisi potansiyeli en güvenli tarafta kalınarak elektrik enerjisine dönüştürülürse yıllık 147 Milyar kWh enerji üretilir. Hesaplama 50 m yükseklikteki rüzgâr hızları, %35’lik kapasite faktörü, yıllık ortalama rüzgâr hızının 7 m/s ve üzerindeki kullanılabilir alanlar ve km² başına 5 MW’lık bir güç kurulabileceği gibi güvenli yaklaşımlar kabul edilerek yapılmıştır. Rüzgâr enerjisi uygulaması amaçlı kullanılmayacak tüm alanlar bu hesaplamadan çıkarılmış ve dikkate alınmamıştır. (Malkoç, 2007)

TEİAŞ tarafından hazırlanan 2009-2018 kapasite projeksiyonu raporunun bir senaryosuna göre; Türkiye’de öngörülen kurulu rüzgâr gücü 2009 yılı için 537 MW, 2010 yılı için ise 720 MW’tır. Ancak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun güncel verilerine göre 2009 yılı içinde devreye alınmış olan rüzgâr santrallerinin toplam kurulu gücü 721,15 MW’a ulaşmıştır (EPDK 2009). Bir başka deyişle Türkiye’nin Kurulu rüzgâr gücü 2009 ve 2010 yılları için yapılmış olan kapasite projeksiyonu tahminlerini şimdiden geçmiştir.

2. RÜZGÂR ENERJİSİ VE METEOROLOJİSİ

Rüzgârın oluşumu ilk çağlardan bu yana insanların kafasını meşgul etmiştir. Konuyu ilk olarak Aristoteles “Meteorologica” isimli kitabında anlatmaya çalışmıştır. Meteoroloji biliminin ilk kitabı olan Meteorologica’da anlatılan şeylerin çoğu yanlış olsa da 17. Yüzyıla kadar doğru kabul edilmiştir (Durak ve Özer,2008).

Yeryüzünde oluşan bütün rüzgârların kaynağı Güneş’tir. Dünya’nın küresel biçiminden dolayı, Güneş ışınları Yeryüzü’nün farklı enlemlerinde farklı derecelerde ısınmaya neden olur. Oluşan bu ısı farklarından dolayı havanın yoğunluğunda ve dolayısıyla basıncında farklılıklar oluşmaktadır. Oluşan bu basınç farklarından dolayı hava kütleleri yüksek basınçlı bölgelerden düşük basınçlı bölgelere doğru hareket ederler bu hareketler yeryüzündeki rüzgârları oluşturur. Güneş’ten Yeryüzü’ne 1 saatte 174.423 TWh enerji güneş ışınları ile transfer olur. Güneş’ten Dünya’ya gelen bu enerjinin yaklaşık %2’si rüzgâr enerjisine dönüşür. Hareketli hava kütleleri hız ve basınçlarına bağlı olarak kinetik enerji ihtiva ederler.

Eğer tüm yeryüzü düz ve pürüzsüz olsa idi, bir yerden diğerine rüzgar değişimi çok küçük olurdu. Tepelerin, vadilerin, akarsu vadilerinin, göllerin katılması ile karmaşık ve değişken bir rüzgar rejimi oluşur. Meteorolojik açıdan rüzgar aşağıdaki yerlerde ve koşullarda oluşabilir;

- Basınç gradyanının (iki nokta arasındaki değişim) yüksek olduğu yerler
- Yüksek engebesiz tepe ve vadiler
- Güçlü jeostrofik rüzgârların etkisi altında kalan yerler
- Kıyı şeritleri
- Kanal etkilerinin meydana geldiği dağ silsileleri vadiler ve tepeler

Rüzgârın oluşumunda topografya ile ilişkisi çok önemlidir. Örneğin dağ rüzgarı, vadi rüzgarı, kara ve deniz meltemleri, fön rüzgarları, anabatik-katabatik rüzgarlar bu etkileşimden meydana gelen rüzgarlardır. Atmosferde meydana gelen hareket, alan ve zaman ölçeklerine göre oluşmakta olup, dört farklı kategoride değerlendirilmektedir. Bunlardan en büyüğü genel sirkülasyondur. Zaman boyutu olarak haftalardan yıllara kadar uzatılabilmekte, alan boyutu olarak ise 1.000 km ile 40.000 km arasında değişmektedir. Ticaret rüzgarları ve jet akımları genel sirkülasyona örnektir. Meteoroloji terminolojisinde sinoptik ölçek olarak bilinen sistemlerde zaman boyutu, günler ile haftalar arasında alan boyutu ise, 100 km ile 5.000 km değişmektedir. Alçak ve yüksek basınç sistemleri, tayfunlar ve kasırgalar bu sınıfa girmektedir. Mezo ölçekte görülen ve dakikalar ile günler arasında zaman ölçeğine sahip sistemler 1km ile

100 km arasında etki etmektedir. Kara ve deniz meltemleri, orajlar, hortumlar mezo ölçekli atmosferik hareketlerdir. En küçük ölçek olan mikro ölçek hareketler ise, 1 km'nin altında bir alanda etkili olup, etki süresi saniyeler ve dakikalar arasında değişmektedir. Türbülans zamansal olarak mikro ölçekli bir hava hareketidir. Çizelge 2.1'de bu sınıflandırma verilmiştir.

Çizelge 2.1 Atmosferik hareketlerin zaman ve alan ölçeği

Hava Hareketinin Ölçeği	Zaman Ölçeği	Uzunluk	Örnek
Genel Sirkülasyon	Hafta-Yıl	1.000 km-40.000 km	Ticaret Rüzgârları, jet akımı
Sinoptik Ölçek	Gün-Hafta	100 km-5.000 km	Basınç sistemleri, tayfun
Mezo Ölçek	Dakika-Gün	1 km-100 km	Meltem, oraj, hortum
Mikro Ölçek	Saniye-Dakika	< 1 km	Türbülans

En küçük ve en hızlı hareketler, moleküler difüzyon ve ses dalgalarıdır(10^{-7} m). Bunu toz hareketleri (1 m-10 m) izler.

Rüzgâr şiddeti ile ilgili bir sınıflandırma Francis Beaufort tarafından hazırlanmıştır. “Beaufort Skalası” adı verilen bu sınıflandırma, denizcilikte rüzgâr ve deniz durumunu görsel müşahadelere göre belirlemeye çalışan bir ıskaladır. Skala rüzgâr hızını ölçebilen mekanik anemometrelerin geliştirilmesiyle birlikte önemini yitirmesine rağmen hava tahminciler ve gemiciler tarafından hala bilinmekte ve deniz raporlarında ve karadaki rüzgarın şiddetini belirlemek için kullanılmaktadır. Rüzgârların şiddeti, Beaufort ölçeğinden yararlanılarak tahmin edilir. Son yıllarda olağanüstü derecede güçlü rüzgârlar da tabloya alınmış ve bunlar 13'ten 17'ye kadar numaralandırılmıştır. Bu ölçekteki Beaufort sayısı ve ortalama rüzgâr hızı uluslararası değerlerdir; ama rüzgârların adı ve tanımlanan belirtileri ülkeden ülkeye değişebilir. Çizelge 2.1'de sadece karasal rüzgarları gösteren Beaufort Skalası görülmektedir. Skaladaki rüzgâr hızları yerden 10 m yükseklikte ölçülmüş olan rüzgâr hızlarıdır.

Çizelge 2.2 Beaufort Skalası

Beaufort Ölçeği	Rüzgârın Tanımı	Rüzgâr Hızı (m/s)	Rüzgârın Oluşturduğu Etki
0	Sakin	0-0,2	Duman dikine yükselir
1	Esinti	0,3-1,5	Rüzgârın yönü rüzgar değil dumanın sürüklenmesinden belli olur
2	Hafif Rüzgâr	1,6-3,3	Rüzgar insan teninde hissedilir, yapraklar titreşir, rüzgar gülü harekete geçer
3	Tatlı Rüzgâr	3,4-5,4	Rüzgar yaprakları ve ince dalları devamlı hareket ettirir. Bayrakları hafif dalgalandırır
4	Orta Rüzgar	5,5-7,9	Rüzgar toz ve kağıt parçacıklarını uçurur, küçük dalları hareket ettirir
5	Sert Rüzgâr	8,0-10,7	Yapraklı küçük ağaçlar sallanmaya başlar, iç sularda tepeli dalgacıklar oluşur
6	Kuvvetli Rüzgar	10,8-13,8	Büyük dallar sallanır, telgraf tellerinde ıslık sesi işitilir, şemsiye taşımak güçleşir
7	Fırtınamsı Rüzgâr	13,9-17,1	Bütün ağaçlar sallanır. Rüzgara karşı yürümek güçleşir
8	Fırtına	17,2-20,7	Rüzgar filizleri kırar ve rüzgara karşı yürümek genellikle zordur
9	Kuvvetli Fırtına	20,8-24,4	Zayıf yapılı binalarda hasar meydana gelir. Bacalar yıkılır, kiremitler uçar
10	Tam Fırtına	24,5-28,4	Karada nadir olup ağaçları kökünden söker, binalarda önemli zararlar yapabilir
11	Çok şiddetli fırtına	28,5-32,6	Ender rastlanır ve geniş çapta hasarlara neden olur
12	Kasırga	32,7 >	Bazı yapılar ağır hasar görür özellikle zayıf yapılar rüzgârla savrulur.

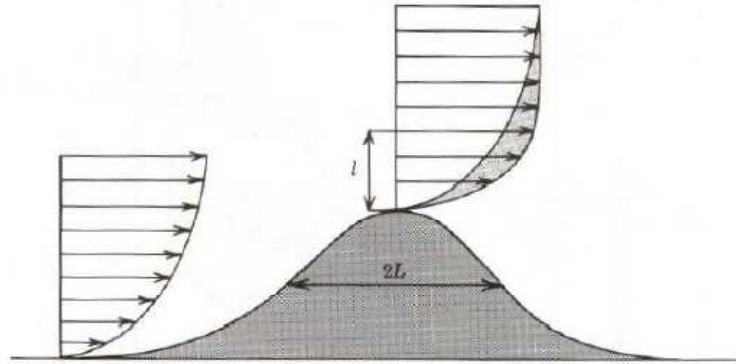
Rüzgârın karakteristiği ve hızı pek çok farklı etken tarafından değişime uğrar. Bu değişimler rüzgâr santrali kurulması planlanan bir alanda enerji üretimini önemli oranda etkileyebilecek faktörlerdir. Topografyanın rüzgâr üzerinde üç önemli etkisi vardır. Bunlar, pürüzlülük, perdeleme ve orografik etkilerdir.

2.1 Topografyanın Rüzgâra Etkisi

Belli bir noktada ölçülen rüzgârın karakteristiği, topografik etkilerden dolayı yükseklikle değişmektedir. Bu nedenle bir bölge için ölçülmüş rüzgâr hızından bahsedilirken mutlaka yükseklik de belirtilmelidir.

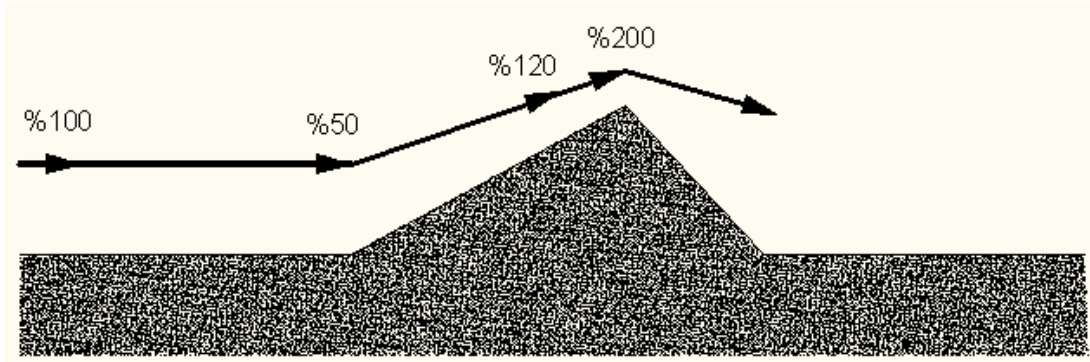
2.1.1 Yüzey Şekillerinin Rüzgâra Etkisi

Rüzgâr santrali kurulacak yerler seçilirken mümkün olduğu kadar düzgün zemine sahip yerler seçilmelidir. Çünkü yüzey dağ, tepe gibi iniş çıkışlar rüzgâr karakteristiği üzerinde olumsuz etkiye sahiptir. Ancak pratikte offshore (denizsel) rüzgâr santrali sahaları hariç böyle bir seçme şansı çoğunlukla yoktur. Özellikle ülkemizde rüzgâr santrali kurulması için müsait olan bölgeler genelde engebeli arazilerdir. Engebeli bir arazide rüzgâr bir tepenin doruk noktasından geçtiğinde, aynı miktardaki hava kütlesi daha dar bir kesitten geçmeye zorlanır ve akış çizgileri sıkışır. Bu da rüzgâr hızının tepenin doruk noktasında artmasına neden olur.



Şekil 2.1 Rüzgâr hızının tepe üzerinden geçerken uğradığı değişim (Nielsen 2008)

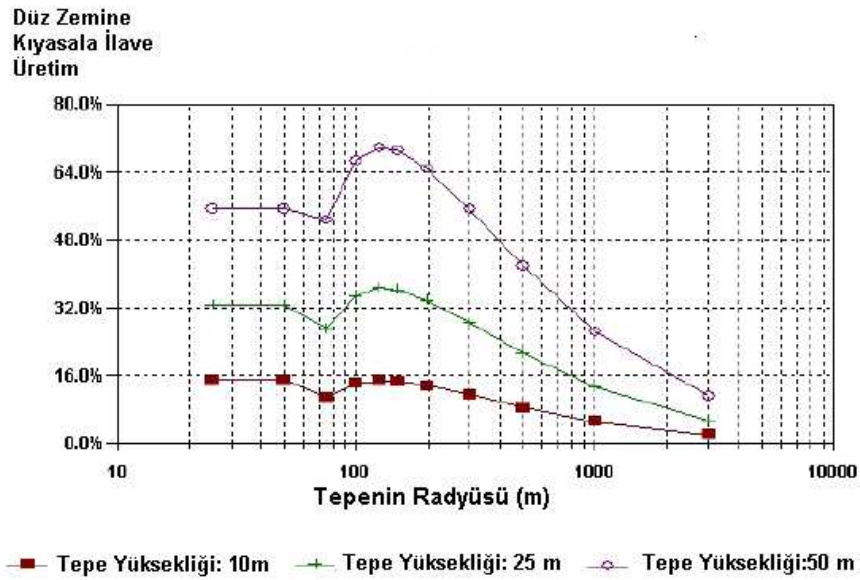
Şekil 2.1’de bu etki görülmektedir. Rüzgâr tepenin doruk noktasından geçerken hızı ciddi şekilde artar. Bu etki yere yakın noktalarda daha belirgindir. Yüksekçe doğru rüzgâr hızının artış miktarı azalır ve kaybolur. Şekil 2.1’deki tepenin sağ yamacına gidildiğinde bu durumun tam tersi yaşanır. Özellikle zemine yakın olan noktalarda ciddi bir hız azalması yaşanır. Bu nedenle engebeli bir arazide rüzgâr santrali projesi yapılıyorsa rüzgâr türbini yerleşiminde tepelerin üst noktaları dikkate alınmalıdır. Şekil 2.2’de rüzgâr hızının yükseklikle yüzdesel olarak değişimi görülmektedir.



Şekil 2.2 Tepeye çarpan rüzgarın hızının yüzdesel olarak değişimi (Durak ve Özer,2008)

Şekil 2.2'de verilen bu yüzdesel değişimler yüzeyin şekline göre değişebilir verilen yüzdelere Şekil 2.2 için geçerli olup fikir vermesi amacıyla belirtilmiştir. Uçurumlar, sarp kayalıklar gibi karmaşık kesit geometrisine sahip yüzey şekillerinin rüzgâr hızına olan etkisinin hesaplanabilmesi için henüz bir matematik model geliştirilemediğinden, bu şekilde çok karmaşık yüzey şekillerine sahip bir alanda rüzgar santrali yapılacaksa, türbin yeri seçimi konusunda çok dikkatli olunmalıdır (Nielsen 2008).

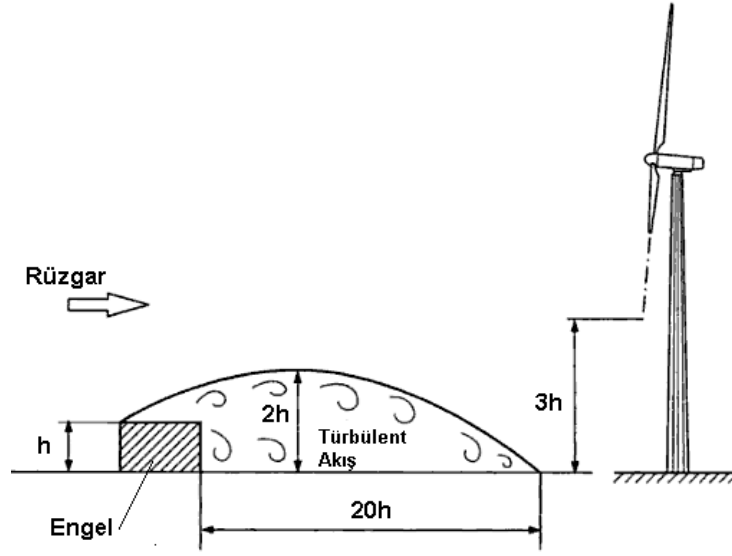
Şekil 2.3'te 30 m göbek yüksekliğine sahip bir rüzgar türbininin bir tepenin üst noktasına yerleştirildiğinde farklı tepe radyusleri ve tepe yükseklikleri için, düz zemindeki üretimine kıyasla oluşacak ilave üretimler görülmektedir.



Şekil 2.3 Tepe üzerine konumlandırılmış bir rüzgar türbininde düz zeminde konumlandırmaya kıyasla üretilebilecek ilave enerji (Nielsen, 2008)

2.1.2 Düşey Engellerin Rüzgâra Etkisi

Düz bir arazide yer alan engeller rüzgârın akışına olumsuz yönde etki ederler ve akışı bozarlar. Bunun sonucunda araziye konumlandırılmış olan bir rüzgar türbininin enerji üretimi olumsuz yönde etkilenir. Düz bir arazide akışı bozacak engelleri ağaç, çalı, kaya gibi doğal engeller ve bina, duvar gibi insan yapımı engeller olarak sınıflandırabiliriz. Engellerin rüzgara olan etkisi kısıtlı bir alanda oluşur. Rüzgarın akışı engellerin oluşturduğu türbülans ile bozulur. Şekil 2.4'te sahadaki bir engelin oluşturduğu türbülans alanının boyutları görülmektedir.



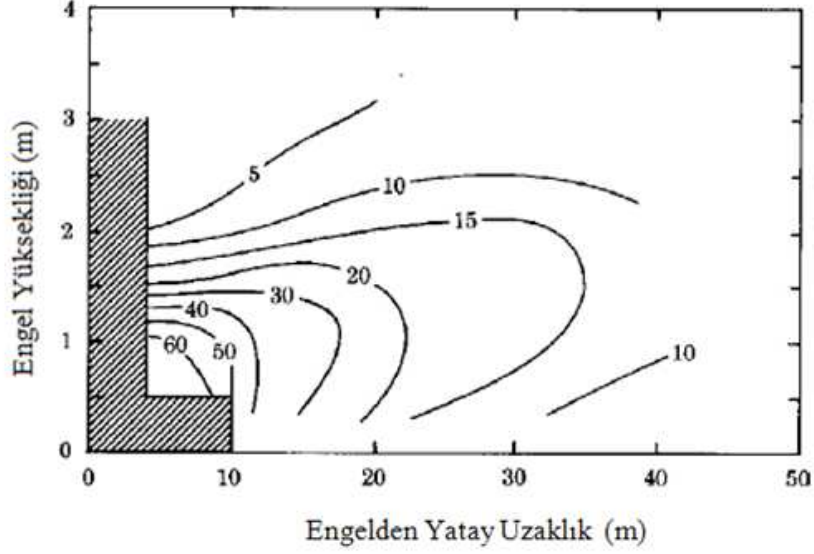
Şekil 2.4 Sahadaki engelin oluşturduğu türbülans (Hau,2006)

Engelin arka tarafında türbülanslı alan yüksekliği engel yüksekliğinin iki katına çıkmakta ve bu alanın uzunluğu engel yüksekliğinin yirmi katı olmaktadır. Engelin bu etkisinden kaçınmak için türbin rotoru en az engelin yüksekliğinin üç katına konumlandırılmalı ve mümkün olduğu kadar türbin yeri engelden uzak olmalıdır (Hau,2006).

Yüzey pürüzlülüğü ile düşey engel tanımlamaları çoğu zaman rüzgar santrali tasarımı sırasında birbirinin içine girer. Sahadaki cisim kümelerinin düşey engel mi yoksa saha pürüzlülüğünü belirleyecek cisimler mi olduğuna karar vermek oldukça güçtür. Türbinlere 1000m'den daha yakın, yüksekliği türbin göbek yüksekliğinin $\frac{1}{4}$ 'ünden daha fazla olan cisimler düşey engel olarak kabul edilmelidirler (Nielsen,2008).

Düşey engellerin yükseklikleri proje yapılacak olan sahada yapılan göz incelemesine dayanılarak belirlenir. Bu ölçümün etkinliği tamamen projeyi geliştiren kişinin tecrübesine bağlıdır. Aynı zamanda saha ziyareti yapılırken düşey engellerin koordinatları da kayıt altına alınmalıdır. Daha

sonra harita üzerinden mesafeler ölçülebilir. Eğer bir düşey engelin yüksekliği türbin göbek yüksekliğinin $\frac{1}{4}$ 'ünden az ve türbine 1000m'den daha uzak ise, bu düşey engelin hesaplama sonuçları üzerine nerdeyse hiçbir etkisi bulunmaz bu yüzden bu tip düşey engeller ihmal edilebilir niteliktedir. Şekil 2.5'te bir engeli aşan rüzgarın formundaki değişim ve engeli geçtikten sonraki yüzde oranlı hız azalması görülmektedir.



Şekil 2.5 Engeli geçen rüzgarın aldığı form ve yüzde olarak hız azalmaları (Nielsen,2008)

Ancak bu tip düşey engeller bir sonraki alt başlıkta değinileceği gibi yüzey pürüzlülüğü ögesi olarak dikkate alınmalıdır. Düşey engelin boyut ve konumundan başka rüzgar geçirgenliği (porozitesi) de dikkate alınmalıdır. Çizelge 2.3'te bazı engeller için belirlenmiş olan geçirgenlik katsayıları yer almaktadır.

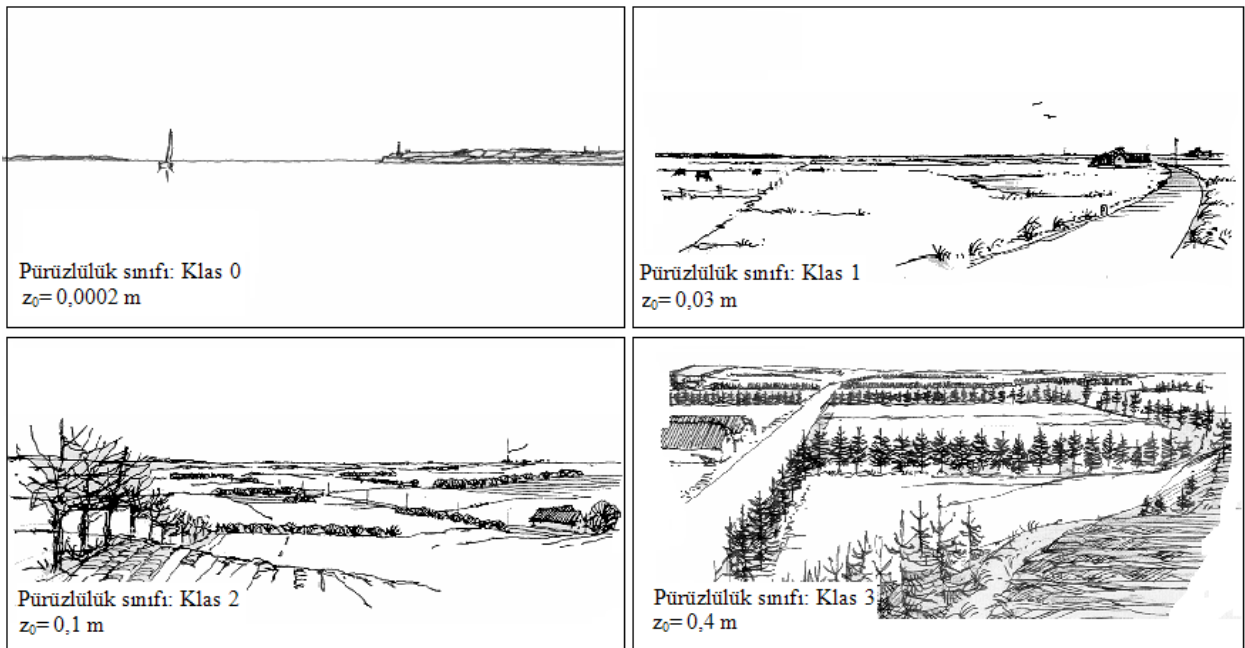
Çizelge 2.3 Engel türlerine göre geçirgenlik sınıfları

Engel Türü	Geçirgenlik Katsayısı
Yekpare bina, duvar,	0
Ağaç kümeleri	0,1
Çalılık	0,2-0,4
Dağınık bina kümeleri	0,5
Dağınık çalılıklar	0,7

2.1.3 Zemin Pürüzlülüğünün Rüzgâra Etkisi

En genel ifadeyle yüzey pürüzlülüğü yüksek olan bir yerde, yüzeyle sürtünmeden dolayı rüzgâr hızındaki düşüş de fazla olur. Bir zeminin pürüzlülüğü üzerindeki pürüzlülük etmenlerinin boyut ve yüzey üzerindeki dağılımı ile belirlenir. Yüzey pürüzlülüğü, pürüzlülük sınıfı veya pürüzlülük uzunluğu ile ifade edilen bir büyüklüktür. Pürüzlülük uzunluğu terimi, rüzgâr hızının teorik olarak sıfır olması gereken zeminden yukarı doğru olan mesafe olarak tanımlanabilir. Pürüzlülük sınıfı ise belli bir aralıktaki pürüzlülük uzunlukları için yapılan sınıflandırmayı temsil eder.

Ormanlar ve şehirler rüzgâr hızını dikkate değer bir oranda düşürürler, bunun yanında asfalt yollar, havaalanları su yüzeyleri gibi düzgün yüzeye sahip olan yerlerde rüzgâr hızındaki azalma çok daha azdır. Su yüzeyinin pürüzlülüğü asfalt bir yüzeyden daha azdır. Uzun otlar, çalılar ve fundalıklar ise rüzgâr hızını dikkate değer oranda azaltmaktadır. Şekil 2.6'da bazı arazi tipleri için yüzey pürüzlülüğü ve pürüzlülük uzunluğu (z_0) görülmektedir.



Şekil 2.6 Bazı sahalarda için yüzey pürüzlülüğü ve pürüzlülük uzunluğu değerleri (Nielsen, 2008)

Bir rüzgâr santrali projesi hazırlanırken sahanın 10 km etrafındaki alanın pürüzlülüğü belirlenmeli ve hesaba katılmalıdır. Saha koşulları ve göbek yüksekliği dikkate alınarak daha uzak mesafelerin de pürüzlülüğünün belirlenmesi gerekebilir. Çizelge 2.4'te zemin türlerine göre pürüzlülük uzunluğu ve pürüzlülük sınıfı değerleri verilmiştir.

Çizelge 2.4 Zemin türlerine göre pürüzlülük uzunluğu ve pürüzlülük sınıfı değerleri

Zemin	Pürüzlülük Sınıfı	Pürüzlülük Uzunluğu (m)
Su yüzeyi	0	0,0002
Su ve toprak parçası karışımı düz alanlar	0,5	0,0024
Çitle çevrilmemiş, binaları dağınık vaziyette açık çiftlik alanı	1	0,03
8 m yüksekliğinde binalara ve 1250 m ² yüzölçümüne sahip etrafı çitle çevrilmiş çiftlik alanı	1,5	0,055
8 m yüksekliğinde binalara ve 800 m ² yüzölçümüne sahip etrafı çitle çevrilmiş çiftlik alanı	2	0,1
Yoğun bitki örtüsüne sahip çiftlik alanı	2,5	0,2
Köy, kasaba, orman	3	0,4
Büyük kasabalar, şehirler	3,5	0,8
Yüksek binalara sahip büyük şehirler	4	1,6

Pek çok binanın olduğu bir alanda pürüzlülük uzunluğu (2.1) formülü ile hesaplanabilir.

$$z_0 = \frac{0,5h_b^2n_b}{A_b} \quad (2.1)$$

Burada,

z_0 : Pürüzlülük uzunluğu (m)

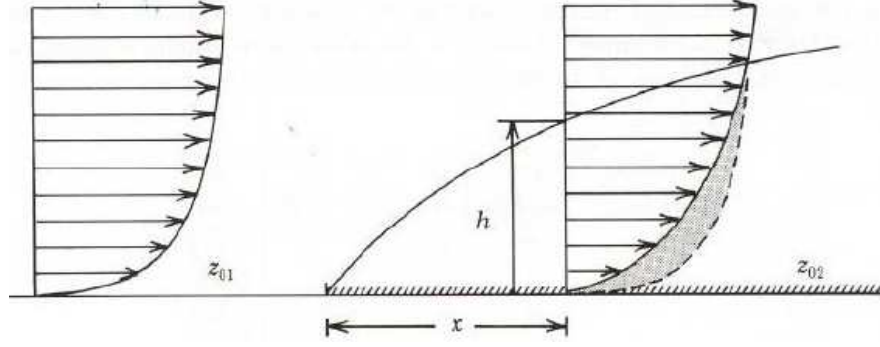
h_b : Bina yüksekliği (m)

b : Binanın rüzgara tabi dikey yüzeyinin genişliği (m)

n_b : bina sayısı

A_b : binaların kapadığı toplam alan (m) dir.

Yüzey pürüzlülüğü ile ilgili bir diğer önemli konu ise, rüzgâr farklı pürüzlülük değerlerine sahip alanlardan geçerken maruz kaldığı değişimdir. Düşük pürüzlülük değerlerine sahip bir yüzeyden, yüksek pürüzlülük değerlerine sahip bir yüzeye geçen rüzgârın hızında Şekil 2.7’de görüldüğü gibi belli bir yükseklik değerine kadar azalma olur.



Şekil 2.7 Farklı pürüzlülük değerlerine sahip alanlar üzerinden geçen rüzgarda oluşan değişiklikler (Nielsen, 2008)

Sadece pürüzlülüğe ve yüksekliğe bağlı olarak ölçülen bir noktadaki rüzgar hızından, yüksekliği bilinen ancak rüzgar hızı bilinmeyen bir noktadaki rüzgar hızını bulmak için (2.2) bağıntısı kullanılır.

$$v = \frac{v_{ref} \ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2.2)$$

Burada,

v : h yüksekliğindeki rüzgar hızı (m/s)

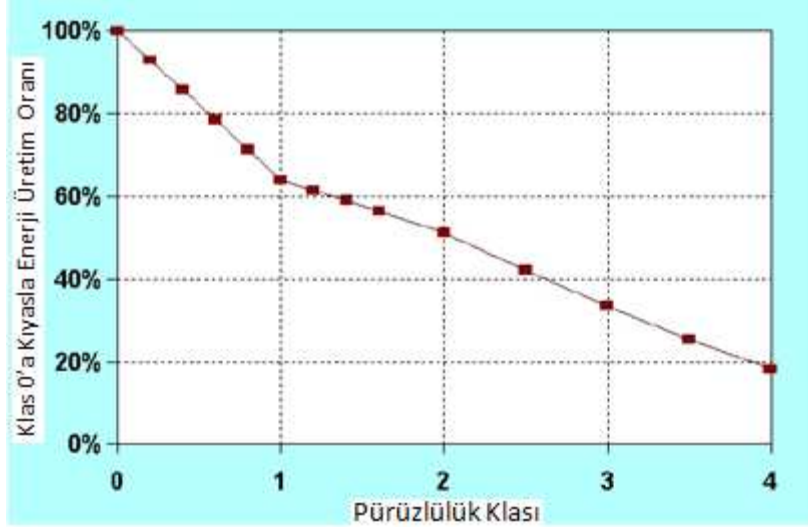
v_{ref} : yüksekliği ve rüzgâr hızı bilinen noktadaki rüzgâr hızı (m/s)

h : zeminden yükseklik (m)

h_{ref} : rüzgâr hızı bilinen yükseklik (m)

z_0 : pürüzlülük uzunluğu (m)

Şekil 2.8’de ise, 30 m göbek yüksekliğine sahip 150 kW gücündeki Bonus rüzgar türbini için Klas 0 pürüzlülük sınıfı referans alınarak diğer pürüzlülük sınıfları enerji üretimi kıyaslaması yapılmıştır (Nielsen,2008).



Şekil 2.8 Pürüzlülük sınıflarına göre enerji üretim oranları (Nielsen 2008)

2.1.3.1 Yükseklikle Rüzgâr Karakterinin Değişimi

Rüzgârın yükseklikle değişimi yabancı kaynaklarda “Wind Shear” veya “Wind Gradient” olarak isimlendirilmiştir. Atmosferde dikey olarak küçük konum değişimlerinde rüzgâr hızlarında ve yönlerinde bazı değişimler oluşur. Atmosferde sesin hareketi de bundan etkilenir. Ses dalgaları bu etki nedeni ile bükülür ve ses normalde duyulmaması gereken mesafelerden duyulur. Yükseklikle rüzgâr karakteristiğinin değişimi çok küçük mesafelerde oluşan bir mikro ölçekli bir meteorolojik olaydır ancak rüzgârda yarattığı değişimlerin rüzgâr santrali projelendirilmesinde mutlak dikkate alınması gerekmektedir. (Lubosny ve Zbigniew, 2003).

Rüzgâr türbinleri de bu oluşumdan etkilenirler. Dikey rüzgâr hızı profilleri yere yakın konumdaki kanat ve yerden uzak konumdaki kanat için farklıdır. Bundan dolayı türbinin ana yataklarında önemli ölçüde eğilme momentleri oluşur ve bu da türbin çalışma parametrelerini etkiler. (2.2) eşitliğinden elde edilen, (2.3) ifadesindeki Hellman eşitliği de rüzgar hızı bilinmeyen bir yükseklikteki rüzgar hızının hesaplanmasında kullanılır ve (2.2) ifadesinin daha basitleştirilmiş halidir. (2.3) ifadesindeki Hellman eşitliğinde pürüzlülük Hellman sayısı ile belirtilmiştir ve her iki eşitlik de aynı sonucu vermektedir. (Tomson ve Lamp 2006)

$$v = v_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\gamma} \quad (2.3)$$

Burada;

v : Rüzgâr hızı bilinmeyen noktadaki rüzgar hızı

v_{ref} : Rüzgâr hızı bilinen noktadaki rüzgar hızı

h : Rüzgâr hızı bilinmeyen noktanın yerden yüksekliği

h_{ref} : Rüzgâr hızı bilinen noktanın yerden yüksekliği

γ : Hellman sayısıdır (Hellman sayısı bazı kaynaklarda α olarak gösterilir).

Hellman sayısı, bölge deniz kıyısı ise, kıyının durumu, yüzeyin şekli ve rüzgârın kararlılığına bağlı bir katsayıdır. Hellman sayısının rüzgar türlerine göre değişimi Çizelge 2.5'te verilmiştir.

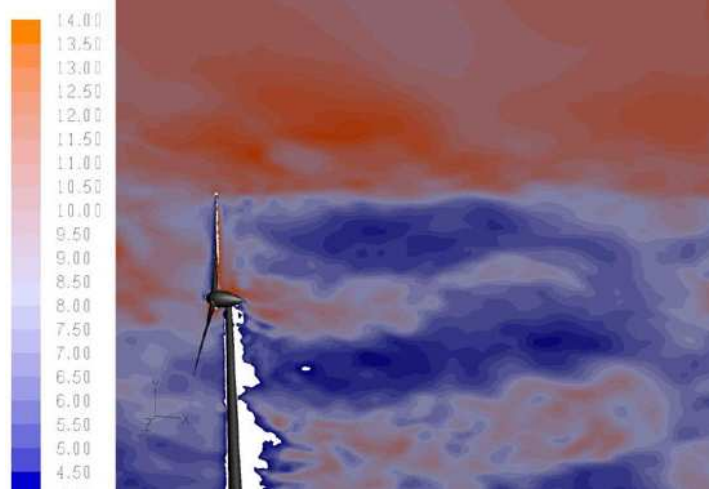
Çizelge 2.5 Hellman sayısının rüzgar türüne göre değişimi

Rüzgâr Türü	Hellman Sayısı
Su üzerinde stabil olmayan hava	0,06
Su üzerinde durgun olan hava	0,10
Düz kıyıda durgun olan hava	0,16
Düz kıyıda stabil olmayan hava	0,11
Su üzerinde stabil olan hava	0,27
Yerleşim alanında stabil olmayan hava	0,27
Yerleşim alanında durgun hava	0,34
Düz kıyıda stabil hava	0,40
Yerleşim alanında stabil hava	0,60

Çizelge 2.5'te verilen Hellman sayıları yüzey pürüzlülüğüne ve yüzey şekillerine bağlı olarak çıkarılmış olan sayılardır.

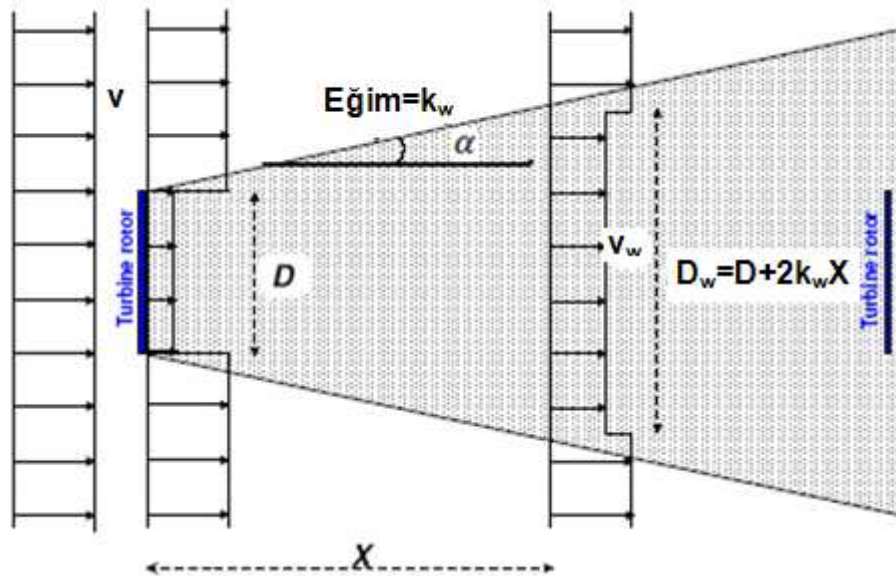
2.2 Gölgeleme Etkisi

Enerjinin korunumu kanununa göre; rüzgardan elektrik enerjisi üreten bir türbine giren rüzgarın enerjisi türbinden çıkan rüzgarın enerjisinden daha az olmalıdır. Bundan dolayı rüzgar türbinin arkasındaki rüzgarın enerjisi türbine giren rüzgarın enerjisinden daha az olacaktır. Şekil 2.9'da türbine göbek yüksekliğinde 10 m/s hızla giren rüzgarın, türbin rotorunu geçerken nasıl azalmaya uğradığı görülmektedir.



Şekil 2.9 Türbin rotorundan giren rüzgarın, rotoru geçtikten sonra hızındaki azalma (Avian Energy, 2009)

Türbini terk eden türbinin arkasındaki kuyruk rüzgâr türbülanslı bir karaktere sahip olacak ve hızı daha düşük olacaktır. Bir rüzgâr santralinde türbinlerin birbirini bu şekilde etkilemesinden dolayı verim düşmesine neden olan bu etkiye gölgeleme etkisi veya bazı kaynaklarda perdeleme etkisi denir. Yabancı kaynaklardaki tanımlamalar ise “Wake Effect” veya “Park Effect” şeklindedir. Kurulacak olan bir rüzgâr santralinde türbinlerin bu şekilde birbirini gölgeleme miktarını azaltmak için türbinlerin birbirine olan mesafelerinin en az üç rotor çapı kadar olmasına özen gösterilir (Badger,2006).



Şekil 2.10 İki türbinin birbirine olan gölgeleme etkisi (Badger,2006)

Şekil 2.10'daki gibi hâkim rüzgar yönünde arka arkaya, aralarında x mesafesi olan rüzgar türbinlerinden ikinci türbinlere giren rüzgar hızları (2.4) ifadesi ile hesaplanır.

$$v_w = v \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \left(\frac{D}{D + 2k_w x} \right)^2 \right] \quad (2.4)$$

Burada,

v_w : Gölgeleme etkisine uğrayan, ilk türbin rotorundan sonraki X uzaklıktaki rüzgâr hızı (m/s)

v : İlk türbinin rotoruna giren rüzgarın hızı (m/s)

C_t : Türbinde oluşan itme kuvveti katsayısı (türbin tipine bağlı)

D : Türbinin rotor süpürme alanı çapı (m)

k_w : Perdeleme etkisi bozulma katsayısı

x : İki türbin arasındaki mesafe (m) dir.

(2.4) ifadesindeki k sayısı Şekil 2.10'da görülen gölgeleme etkisinin hakim olduğu bölgenin yanal sınır çizgisi ile rüzgar doğrultusu arasındaki açının eğimidir. Yabancı kaynaklarda “Wake Decay Constant” olarak geçer. Bir başka deyişle Şekil (2.4)'teki α açısının tanjantıdır. Karasal rüzgar santrallerinde k sayısı 0,075, denizsel (offshore) rüzgar santrallerinde ise 0,050 alınır. “k” değerinin düşük olması demek, gölgelemenin daha dar bir alanda, ancak daha uzak mesafelere de etki edebilecek şekilde daha güçlü meydana geleceği anlamına gelmektedir. Bu nedenle denizsel (offshore) rüzgar santrallerinde gölgeleme kaybı daha fazladır (Badger,2006).

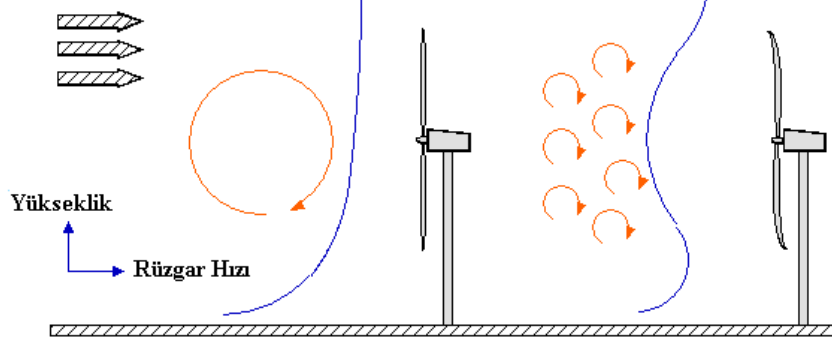
Bunların yanında gölgeleme etkisinin rüzgâr santrali performansı üzerine olumsuz etkileri,

- Türbülans yoğunluğunu arttırması,
- Ortalama rüzgâr hızını kısmi olarak düşürmesi,
- Rüzgâr hızında simetrik olmayan düşüşlere neden olması,
- Bu asimetrik rüzgâr hızı düşüşlerinden dolayı türbinlerde yüksek miktarda mekanik yüklerin oluşması olarak sıralanabilir.

2.3 Türbülans

Türbülans en genel tanımıyla düzenli olmayan hava akışıdır. Rüzgarın türbülans analizi, bir rüzgar santrali projesi yapılırken son derece önemlidir. Çünkü türbülans rüzgar türbinleri üzerinde mekanik yorulmalara ve enerji üretiminde düşmelere neden olur. Rüzgâr hızının değişiminin deterministik yöntemlerle çözülememesi, istatistiki yöntemlerin devreye girmesini

gerektirmektedir. Bu yöntemler iki alt sınıfa ayrılabilir. Birinci alt sınıf, rüzgârın türbülans yoğunluğunun salınımının analizidir. İkinci alt sınıf ise türbülansın, frekans, büyüklük ve zaman olarak analizidir.



Şekil 2.11 Türbülansın yükseklik ve gölgeleme etkisi ile oluşumu

Kulelerin genellikle yüksek yapılmasının bir nedeni, hem türbülansın kaçınmak hem de yüksek rüzgârdan daha çok yararlanıp daha çok elektrik üretmektir. Şekil 2.11’de yükseklikle rüzgâr hızının değişiminden dolayı oluşan türbülans, türbinlerin gölgeleme etkisinden dolayı oluşan türbülans, ve türbülansın rüzgâr türbini rotoru üzerindeki etkileri görülmektedir.

Bir sahanın türbülansı, türbülans yoğunluğu ile tanımlanır. Türbülans yoğunluğu rüzgârın ölçülmüş olan ortalama rüzgâr hızından sapmadır. Ölçülmüş olan rüzgâr hızlarının standart sapmasının ortalama rüzgâr hızına oranı ile bulunur. Rüzgâr santrali projeleri için yapılan rüzgâr ölçümleri her saniyede 1 defa ölçülüp 10’ar dakikalık aralıklarla kaydedilmektedir. Buna göre türbülans yoğunluğu (2.5) ifadesi ile hesaplanmaktadır

$$I_T = \frac{\sigma_v}{v_{10}} \quad (2.5)$$

Burada,

I_T : Türbülans yoğunluğu

σ_v : Standart sapma

v_{10} : 10 dakikalık ortalama rüzgâr hızıdır.

Rüzgâr ölçüm verilerinin incelenmesi sonucu, ölçüm yapılan noktanın türbülans yoğunluğu da ayrıca belirlenmelidir. Türbülans yoğunluğu seviyesinin yüksek olması, enerji üretim miktarını

düşürür, rüzgâr türbini üzerine etkiyen kuvvetlerin şiddetini ve malzeme yorulmasının hızını artırır. Bu durum rüzgâr santrallerinin ekonomik ömürlerinin azalmasına neden olmaktadır. Standart sapma, rüzgâr hızlarındaki dalgalanmaları tanımlamak için kullanılır. Rüzgâr hız verilerinin standart sapması 0 ile 3 m/s, rüzgâr yön verilerinin standart sapması ise 3° ile 75° arasında olmalıdır.

Herhangi bir alandaki standart sapmanın küçük olması demek o alandaki rüzgâr rejiminin son derece düzenli olması anlamına gelmektedir. Hesaplanan türbülans yoğunluğu 0 – 0,10 değerleri arasında ise düşük yoğunluklu, 0,10 – 0,25 değeri arasında ise orta yoğunluklu ve 0,25 değerinden büyükse yüksek yoğunluklu olarak sınıflandırılır. Türbülans yoğunluğunun yüksek olduğu alanlara rüzgâr türbini kurmaktan kaçınılmalıdır.

2.4 Belirsizlik

Rüzgârdan elde edilebilecek olan elektrik enerjisinin miktarı hesaplanırken ideal şartlarda üretilebilecek enerjiden azalmalara sebep olacak olan bütün bu etmenler dikkate alınır. Ancak buna rağmen yine de yapılan hesaplarda bir belirsizlik vardır. En iyi koşullarda yapılan değerlendirmeler göz önüne alındığı takdirde bile yapılan değerlendirmede belirsizlik yüzdelerinin dağılımı aşağıdaki gibidir (Durak ve Özer, 2008).

- Rüzgâr ölçüm istatistikleri (%5)
- Sahanın tanımlanması, pürüzlülük, tepeler, engeller (%5)
- Türbinin güç eğrisi (%5)
- Enerji Hesaplama Metodu (%5)

Bağımsız, korele edilmemiş bu belirsizliklerden, toplam belirsizliği hesaplamada kullanılan yaygın metod ise değerlerin kareleri toplamının kareköküne almaktır. Bu durumda yukarıdaki belirsizlik miktarlarının toplam belirsizliği;

$$\text{Toplam Belirsizlik} = \sqrt{5^2 + 5^2 + 5^2 + 5^2} = \%10$$

En genel ifade ile bir rüzgâr projesinde yapılan enerji hesabının sonunda %10 belirsizlik eklenerek %10'luk miktar enerji hesabından çıkartılır. Belirsizlik faktörü rüzgâr santrali projelendirmesinde son derece önemlidir. Ancak gerek ölçümde gerekse değerlendirmede yapılan hatalar çok daha önemlidir. Bu hatalardan dolayı elde edilecek yanlış sonuçlar için bir üst limit yoktur (Nielsen 2008).

2.5 Rüzgâr İstatistikleri

Rüzgâr hızına bağlı rüzgâr potansiyelinin hesaplanması bazı adımlarla beraber olmaktadır. Bunun için meteoroloji, matematik ve istatistik bilgisi gerekmektedir. Klasik istatistik bilgilerinin yanı sıra stokastik yöntemlerin de bilinmesi gerekmektedir. Rüzgâr istatistiği, rüzgâr enerji potansiyelini bulabilmek için kullanılan eşitliklerdir. Rüzgâr verilerinin en önemli parametrelerinden biri ortalamadır ve (2.6) ifadesi ile bulunur.

$$\bar{v} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (2.6)$$

Burada N örnek sayısıdır (toplam rüzgâr verisi) Diğer önemli iki istatistiksel parametre ise, mod ve medyandır. Mod veri serisinin içinde en fazla tekrar eden veri sayısıdır. Medyan ise veriler büyükten küçüğe ve küçükten büyüğe sıralandığında elde edilen orta değerdir. Veri setinin değişkenliği de önemlidir. Bunun için standart sapma ve varyans parametreleri bilinmelidir. Standart sapma (2.7) ifadesi ile hesaplanır.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} \quad (2.7)$$

Eşitlikte yer alan v_i rüzgâr hızı \bar{v} ise incelenen rüzgâr zaman serisinin ortalamasıdır. Varyans ise standart sapmanın karesidir (σ^2) (Durak ve Özer, 2008).

2.5.1 Normal Dağılımı

İstatistik yöntemler içerisinde çok kullanılan normal dağılımı (Gauss Dağılımı) ortalama ve standart sapmaya bağlıdır. Olasılık yoğunluğu fonksiyonu ise (2.8) ifadesi ile verilir.

$$f(v) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(v - \bar{v})^2}{2\sigma^2}\right]; \quad -\infty < v < \infty \quad (2.8)$$

Eşitlikte yer alan \bar{v} ve σ normal yoğunluk fonksiyonunu belirleyen parametrelerdir.

2.5.2 Weibull Dağılımı

Rüzgâr verilerinin dağılımının analizinde en çok kullanılan yöntem Weibull dağılımıdır. Weibull dağılımı iki parametre ile temsil edilir bu parametreler şekil (k) ve ölçek (c) (bazı kaynaklarda A ile gösterilir) parametreleridir.

Verilerin işlenmesi yoluyla elde edilen Weibull parametreleri kullanılarak herhangi bir rüzgâr hızının frekansı konusunda hassas bir tahminde bulunmak mümkün olabilmektedir. Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonu şu şekilde tanımlanabilir. Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonu, rüzgârın herhangi bir hızda esme sıklığını gösteren fonksiyondur ve buna rüzgâr hızı frekansı adı da verilir. Olasılık yoğunluğu fonksiyonunun elde edilmesi, şekil katsayısı (k) ile büyüklük katsayısı (c)' nin bilinmesini gerektirir ve bu iki katsayı, ortalama hız ile standart sapmanın fonksiyonudur.

Weibull şekil parametresi (k), rüzgâr sıklığını gösteren bir parametredir. Rüzgârlar bir arazide çok fazla değişkenlik göstermiyorsa, yani yaklaşık olarak sabit bir hızla, kararlı olarak esiyorsa (düşük veya yüksek hızlı olabilir), k parametresi büyüktür.

Ölçek parametresi (c) rüzgâr hızı için bağıl kümülatif frekansı göstermektedir. Basit bir deyişle, c parametresi ortalama hıza bağlı olarak değişir. Ortalama hız yüksek ise, c parametresi de yüksektir (Şahin 2007). Rüzgâr olasılık fonksiyonu olarak da bilinen Weibull fonksiyonu (2.9) eşitliği ile hesaplanır.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (2.9)$$

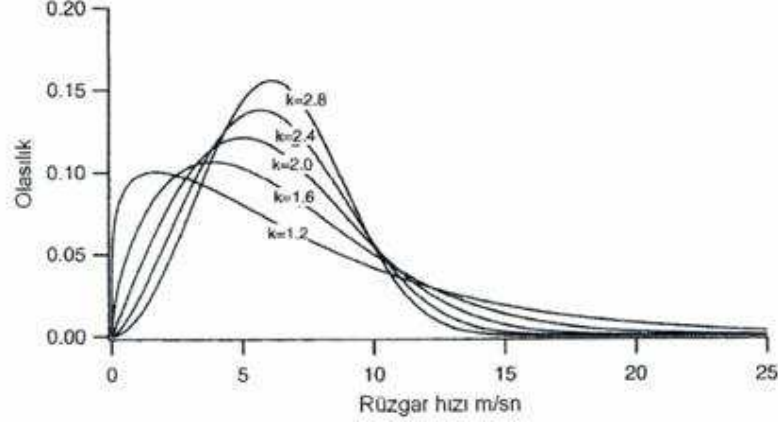
Burada;

k: Şekil parametresi (Rüzgâr hızı dağılım şeklini gösteren parametre)

c: Ölçek parametresi (Rüzgâr hızı için bağıl kümülatif frekans)

f(v): Rüzgâr hızı olasılık fonksiyonudur.

Weibull şekil parametresi (k), oluşacak olasılık yoğunluğu eğrisinin biçimi konusunda da fikir vermektedir. Bu katsayının büyümesi ile eğri daha sivrilmekte ve hız değişimi aralığı daralmakta iken, değerin düşmesi eğrinin daha fazla hız değerinin içerecek şekilde yayılması sonucunu vermektedir. Şekil parametresinin olasılık dağılımı üzerindeki etkisi Şekil 2.12’de görülmektedir.



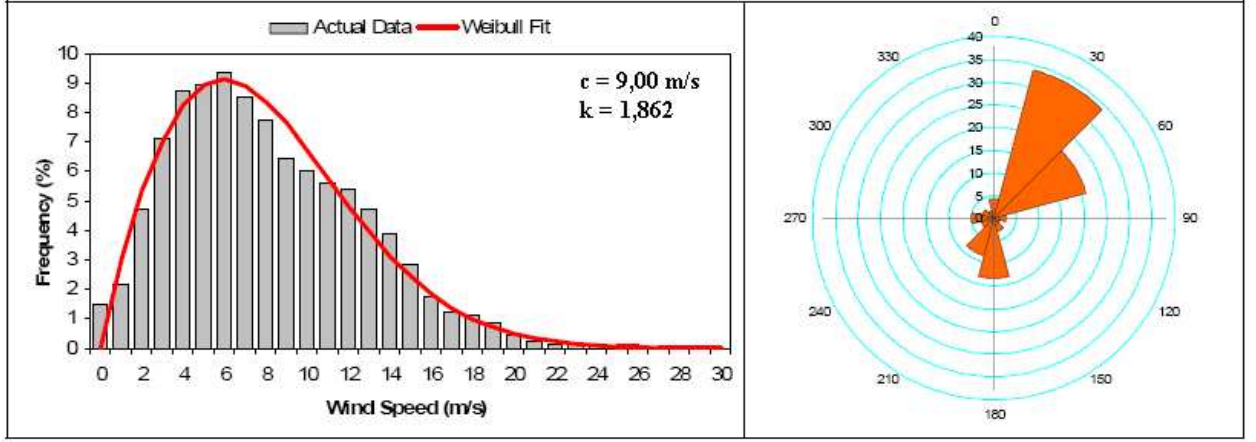
Şekil 2.12 Farklı şekil parametrelerine göre Weibull dağılımı (GYTE, 2009)

Çizelge 2.6’da 12 adet yöne göre hız ve Weibull parametrelerinin dağılımını gösteren örnek bir tablo görülmektedir.

Çizelge 2.6 Rüzgâr hızı ve Weibull parametrelerinin yönler göre gösterimi

Sektör (Yön)	Ortalama Rüzgâr Hızı	Weibull c (m/s)	Weibull k	Frekans (%)
0°	5,99	6,72	1,744	4,2
30°	10,41	11,73	2,479	33,8
60°	7,75	8,74	1,962	21
90°	4,19	4,58	1,367	2,6
120°	3,16	3,57	2,206	1,4
150°	4,58	5,13	1,697	2,9
180°	7,24	8,16	1,897	13,3
210°	7,68	8,67	2,098	8,5
240°	5,76	6,45	1,692	2,9
270°	6,29	7,08	2,684	4,9
300°	5,15	5,78	1,717	2,7
330°	4,53	5,01	1,478	1,7
Bütün Yönler	7,99	9,00	1,862	100

Şekil 2.13'te ise, Çizelge 2.6'da verilmiş olan hız dağılımı verilerinden oluşturulmuş Weibull dağılımı grafiği ve rüzgâr gülü görülmektedir.



Şekil 2.13 Örnek hız dağılımları için oluşturulmuş Weibull dağılımı grafiği ve rüzgâr gülü

Weibull verilerinden yıllık enerji üretim değerlerini hesaplama genel yöntemi ise (2.10) eşitliğinde verilmiştir.

$$E_T = 8760 \int_{v_{min}}^{v_{max}} P_g(v) f(v) dv \quad (2.10)$$

Burada;

E_T : Toplam yıllık enerji üretim miktarı (Wh)

P_g : Rüzgâr türbini güç eğrisi fonksiyonu (W)

$f(v)$: Rüzgâr hızı olasılık fonksiyonu (Weibull fonksiyonu)

v_{max} : Devreden çıkma rüzgâr hızı (m/s)

v_{min} : Devreye girme rüzgâr hızı (m/s)

Gerek ülkemizde gerekse de diğer bölgelerde, bir çok çalışmada rüzgâr enerjisi potansiyelinin hesaplanmasında Weibull dağılımı yaygın olarak kullanılmıştır. Rüzgâr verilerinin genelde bu dağılıma uyduğu bilinmektedir. Bununla birlikte bazı bölgelerde rüzgâr verileri iki parametrelili Weibull dağılımına uymamaktadır (Akdağ 2008).

2.5.3 Rayleigh Dağılımı

Rayleigh dağılımı, Weibull dağılımının özel bir durumu gibi düşünülebilir. Weibull fonksiyonundaki şekil parametresi (k), 2 alındığında dağılım Rayleigh dağılımı adını alır. Dolayısıyla Rayleigh fonksiyonu tek parametrelidir. Sadece ortalama rüzgâr hızına bağlı olduğundan dolayı, dağılımın tahmini daha kolaydır. Ancak yıllık enerji hesabı yapıldığında oluşan hata aynı hesap Weibull dağılımı kullanıldığında yapılan hatadan çok daha büyüktür.

2.5.4 Aşırı Hız Dağılımı

Rüzgâr ölçümlerinin verileri kaydedilirken aşırı rüzgâr hızları da kaydedilmektedir. Standart meteorolojik amaçlı rüzgâr ölçümlerinde 3 saniyelik aşırı rüzgârlar kaydedilirken, rüzgâr enerjisi projeleri için yapılan ölçümlerde 1 saniyelik aşırı rüzgârlar da kaydedilmektedir. Aşırı rüzgâr hızı dağılımının fonksiyonu (2.11) eşitliğinde verilmiştir.

$$F_e(v) = \exp \left[- \left(\frac{v}{b} \right)^{-a} \right] \quad (2.11)$$

Eşitlikteki a ve b iki parametredir. Bu eşitlik Fisher-Tippett ekstrem dağılım teoremi olarak bilinmektedir.

Herhangi bir aşırı değerin kaç yılda meydana geleceği ise (2.12) ifadesi ile bulunur.

$$M_r = \frac{1}{1 - F_e(v)} \quad (2.12)$$

3. RÜZGÂR TÜRİNİ TEKNOLOJİSİNİN GELİŞİMİ

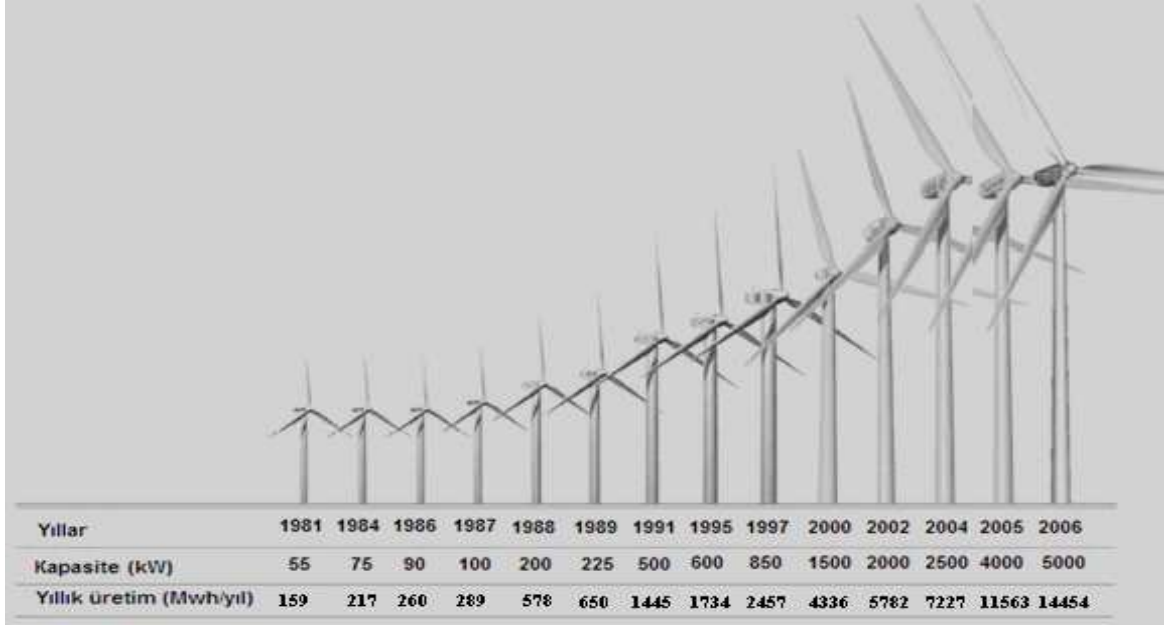
Rüzgâr türbinlerinin kullanımının Doğu Medeniyetlerinde başladığı bilinmektedir. Bilhassa İran tarafında çok eski devirlerde yaygın olan yel değirmenleri, düşük seviyelerde suyun çıkarılması ve buğday öğütülmesi amacı ile kullanılmıştır. Avrupa'ya özellikle Haçlı Seferleri sırasında yayılmış ve Hollanda, Danimarka, Almanya ve Akdeniz Adaları'nda kullanılmaya başlanmıştır.(Durak ve Özer, 2008)

Rüzgâr enerjisinden elektrik elde etme işlemi, ilk olarak Danimarkalı meteorolojist Poul la Cour tarafından düşünülmüştür. Aynı zamanda aerodinamik çalışmalarında da bulunan Poul la Cour, Danimarka'da kurduğu Askow Folk High School'da rüzgâr enerjisi ile ilgili dersler vermiş ve 1897 yılında da 89 W gücünde ilk defa elektrik üretme amaçlı rüzgâr türbinini yapmıştır. Danimarka'da 1940-1950'li yıllar boyunca Mühendislik şirketi olan F.L. Smidth (şu anda çimento üreticisidir), 2 ve 3 kanatlı rüzgâr türbinler yapmıştır. 1956 yılında 200 kW kurulu gücünde Gedser türbini Danimarka'nın güneyinde çalışmaya başlamıştır. Şekil 3.1'deki resimde bu türbin görülmektedir.



Şekil 3.1 Gedser Rüzgâr Türbini (Özer, 2007)

Danimarka’da 1960’ların ortasına kadar kullanılan Gedser türbini, fosil yakıtların fiyatlarının düşmesi ile birlikte rüzgâr enerjisi tekrar pahalı bir enerji durumuna gelmiş ve yerini buhar türbinlerine bırakmıştır. 1970’li yıllara kadar rüzgâr enerjisinde önemli bir gelişme olmamıştır. Fakat 1970’li yıllardaki petrol krizi ve 1980’li yıllardan itibaren artan çevre bilinci, insanlığı yeni enerji kaynakları aramaya itmiştir. Rüzgâr türbini teknolojisinin gelişmesi için yapılan araştırma-geliştirme faaliyetleri bunlardan bir tanesidir. Şekil 3.2’de 1981 yılından günümüze kadar rüzgâr türbinlerinin kapasitelerinin ve boyutlarının artışı görülmektedir.



Şekil 3.2 Yıllara göre rüzgâr türbinlerinin kurulu güçlerinin ve yıllık enerji üretimlerinin değişimi (Özer, 2007)

Özellikle 1995 yılından sonraki gelişim çok çarpıcıdır. 1995’lere kadar kW mertebesinde üretilen türbinler, 1995’li yıllardan sonra MW mertebesine geçmiştir. Kurulu güçlerle birlikte rüzgâr türbinlerinin pervane çapı ve kule boylarındaki artış da dikkat çekicidir. 1960’lı yıllarda 20m civarında olan türbin boyları 2000’li yıllara gelindiğinde 120 m civarına ulaşmıştır.

3.1 Rüzgâr Türbinlerinin Sınıflandırılması

Rüzgâr türbinleri için bir sınıflandırma yapmak oldukça zordur. Bunun nedeni sürekli olarak gelişen türbin teknolojisi, buna bağlı olarak daha önce hiç kullanılmamış yeni tip sistemlerin türbinlerde kullanılmaya başlanması ve gittikçe artan türbin boyutlarıdır. Ancak yine de rüzgâr türbinleri farklı sınıflara ayrılabilirler.

Bunlardan bir tanesi rüzgâr türbinin çalışma koşullarını belirlemede kullanılan Uluslar arası Elektroteknik Komisyonu (IEC) tarafından yapılan sınıflandırmadır.

IEC-1400-1 standartlarına göre rüzgâr türbinleri, ortalama rüzgâr hızı, türbülans yoğunluğu, ve sınır koşullarının belirtildiği prosedürlerle tanımlanırlar. IEC-1400-1 standardına göre dört Standard sınıf (Klas) vardır. Bunlar; I, II, III, IV ve S sınıfıdır. S sınıfında bütün türbin parametreleri türbin üreticisi tarafından belirlenir. Klas I'den IV'e kadar rüzgâr hızları; 10 m/s, 8.5 m/s, 7.5 m/s ve 6 m/s'dir. Bu Standard sınıflar yüksek ve düşük türbülans sınıfları olarak A ve B olarak bir daha ayrılır. Aşağıdaki tabloda IEC tarafından dört ana sınıf rüzgâr türbinin sınıflandırması görülmektedir. Bir rüzgâr santrali projesi geliştirilirken sahadan elde edilen rüzgâr ölçüm verileri ile Çizelge 3.1'de sınıflar için verilmiş olan değerler karşılaştırılıp, sahada hangi tip rüzgâr türbinin kullanılacağına karar verilir. Çizelge 3.1'den anlaşılacağı gibi sınıfları belirleyen temel etken rüzgâr hızlarıdır.

Çizelge 3.1 IEC Türbin sınıfları (IEC, 2008)

Sınıflar	v_{ref} (m/s)	v_{ort} (m/s)	Türbülans Yoğunluğu A/B sınıfları için
I	50	10	0.18/0.16
II	42.5	8.5	0.18/0.16
III	37.5	7.5	0.18/0.16
IV	30	6	0.18/0.16

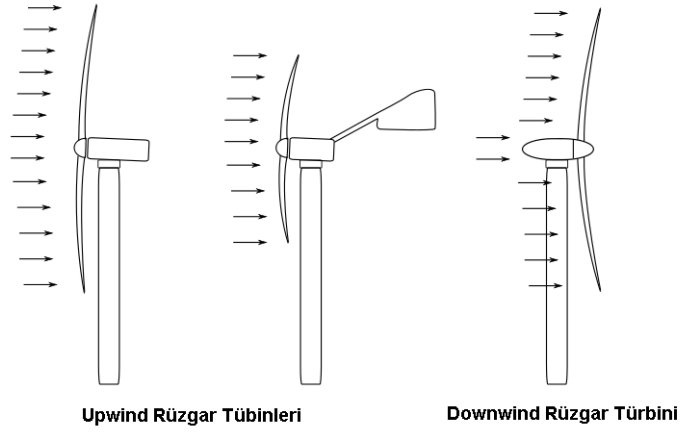
Örneğin Klas I tipi bir rüzgâr türbini nispeten yüksek rüzgâr hızlarında çalışması için tasarlanmış olup, daha mukavim bir konstrüksiyona ve yüksek hızlar için tasarlanmış bir kanat profiline sahiptir. Ayrıca bölgede Türbin Hub (Göbek) yüksekliğindeki 30 yıllık aşırı hız v_{ref} değerini geçmesi durumunda da bir üst sınıf rüzgâr türbini seçilir. Örneğin; Bandırma bölgesinde yapılmış olan bir rüzgâr projesi için sahanın rüzgâr ölçüm verileri; ortalama türbülans yoğunluğu 0,11, Hub (Göbek) yüksekliğindeki ortalama rüzgâr hızı 9,06 m/s, aynı yükseklikteki maksimum rüzgâr hızı 27.9 m/s'dir. Bu durumdan dolayı bu saha için Klas1B tipi bir rüzgâr türbini seçilmiştir.

Yazarların tecrübesine göre aşağıdaki tabloda olduğu gibi türbinlerin boyut ve rotor çapına göre de bir kıyaslama yapılabilir(Durak ve Özer,2008). Çizelge 3.2'de türbinlerin boyut ve rotor çapına göre yapılan sınıflandırma görülmektedir.

Çizelge 3.2 Türbinlerin boyut ve güçlerine göre sınıflandırılması

Ölçek	Rotor Çapı	Kurulu Güç
Küçük	< 12m	< 40 kW
Orta	12m-45m	40kW-99kW
Büyük	> 46m	> 1 MW

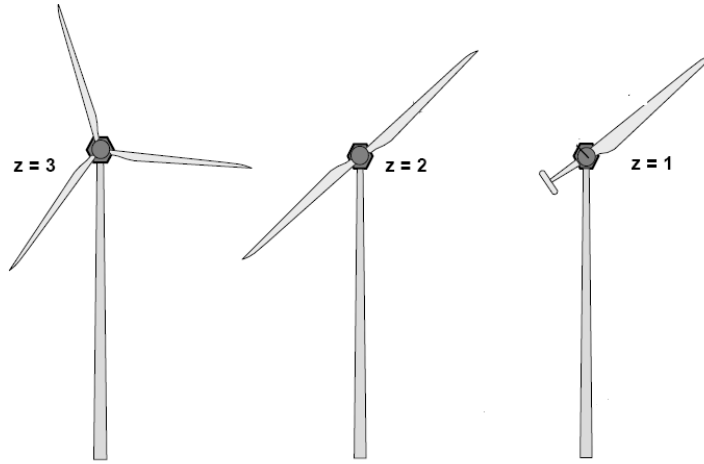
Çalışması esnasında rüzgârın geldiği yöne bakan (upwind) ve rüzgârın geldiği yönün tersine bakan (downwind) olmak üzere de bir sınıflandırma yapılabilir. Şekil 3.3'te “upwind” ve “downwind” rüzgâr türbinlerinin şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 3.3 Rüzgârın estiği yöne göre çalışma pozisyonu alan rüzgâr türbinlerinin sınıflandırılması

Günümüzde ticari amaçlı elektrik üretiminde kullanılan bütün rüzgâr türbinleri çalışma esnasında rüzgâr geliş yönüne dönen (upwind) rüzgâr türbinleridir.

Diğer bir sınıflandırma da rüzgâr türbinlerinin kanat sayılarına göre yapılabilir. Önceleri tek kanatlı bir rüzgâr türbininin kanat sayısının azlığından dolayı üretim maliyetinin de düşük olacağı düşünülmüştür. Aşağıdaki şekilde görüldüğü gibi dönme esnasında kanadın ters tarafına karşı bir ağırlık bağlanarak, dönme esnasında dengesiz kanat kütesinden dolayı oluşacak titreşimlerin önüne geçilmeye çalışılmış ancak başarı sağlanamamıştır. Tek kanatlı türbinlerde karşı ağırlıkla, çalışma esnasında dinamik bir balansa ulaşılamamıştır.



Şekil 3.4 Farklı Kanat Sayısında rüzgâr türbinleri (Molly, 2009)

Bunun yanı sıra kanat zemine yakın ve zeminden uzak olan dik konumlardan geçerken farklı yüksekliklerde bulunduğu için, kanada değişken oranlarda rüzgâr hızları ve dolayısı ile değişik oranlarda yatay itme kuvveti etki etmektedir bu nedenle aerodinamik olarak da türbinin balanslı olarak çalışması mümkün olamamıştır. İki kanatlı rüzgâr türbinlerinde ise dinamik balans problemi tamamen ortadan kalkmıştır ancak yine kanatlar zemine dik konumdayken kanat yüzeylerine yükseklik farkından dolayı farklı şiddette rüzgâr itmesi oluşmakta ve yine aerodinamik balans problemi ortaya çıkmaktadır. Şekil 3.5'teki resimlerde ticari olarak imal edilip kurulmuş tek ve iki kanatlı rüzgâr türbinleri görülmektedir.



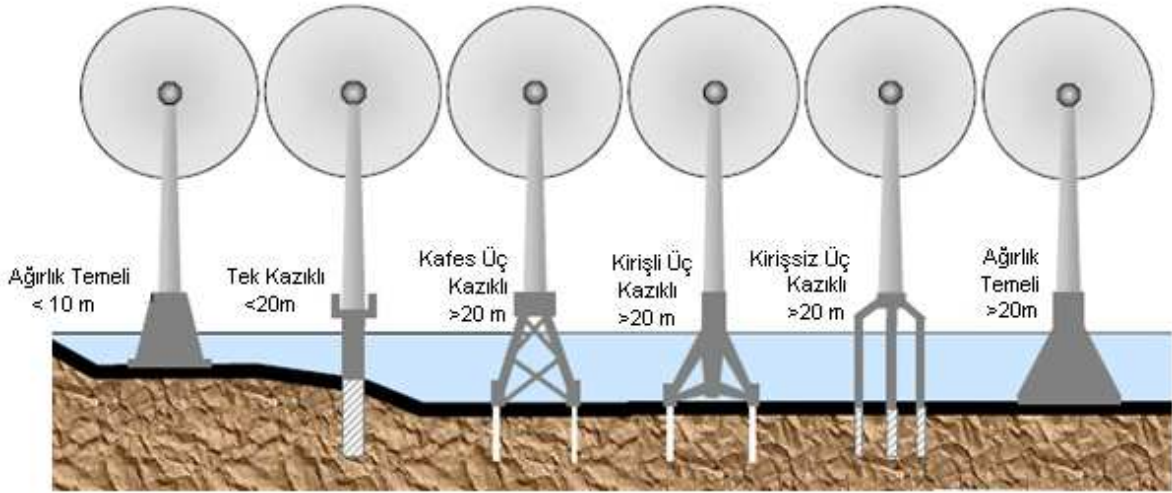
Şekil 3.5 Tek ve çift kanatlı rüzgâr türbinleri

Tek ve iki kanatlı rüzgâr türbinlerindeki dinamik ve aerodinamik balans problemleri, rotor mekanizmasının bağlı olduğu yatağa değişken dinamik yükler uygulayarak kısa sürede bu tip türbinlerde yatak arızalarının çıkmasına neden olmaktadır. Ayrıca tek ve iki kanatlı rüzgâr türbinlerinin rotorları yüksek hızlarda döndükleri için yüksek sese neden olmakta, bu da istenmeyen gürültü kirliliğine neden olmaktadır.

Bu nedenle günümüzde ticari amaçlı kurulan rüzgâr santrallerinde üç kanatlı rüzgâr türbinleri kullanılmaktadır. Bilindiği gibi günümüzde rüzgâr türbinleri karaya (onshore) kurulabildikleri üstün rüzgâr karakteristiklerinden dolayı açık denize (offshore) da kurulabilmektedir. Offshore rüzgâr santralinde kullanılan rüzgâr türbinleri, bu çalışmanın modern rüzgâr santralleri bahsinde geçecek olan üç kanatlı rüzgâr türbinleridir. Açık denize kurulduklarından dolayı onshore rüzgâr türbinlerinden bazı farklılıkları vardır.

Her şeyden önce bu tip türbinler deniz tuzunun korozif etkisinden kaçınmak için bu ortama uygun olarak tasarlanıp üretilmektedirler. Büyük türbin parçalarının bakımları ve parça değişimlerine olanak sağlayacak kendi vinçleri vardır. Çünkü herhangi bir bakım için yüzer vinç kullanmanın maliyeti çok yüksektir. Bununla beraber rotor tertibatları aynı türbinin onshore modeline göre %10 daha hızlı dönmesine izin verecek şekilde tasarlanmışlardır, bu da onshore rüzgâr türbinine kıyasla % 5 daha fazla enerji üretimi anlamına gelmektedir. Bütün bunların yanında yüksek hızlı açık deniz rüzgârlarına dayanabilecek daha mukavim bir konstrüsiyona sahiptirler (Molly,2009).

Offshore rüzgâr türbinlerinin onshore rüzgâr türbinleri ile kıyaslandığında performans olarak bariz üstünlüklerinin yanında, ekipman, inşaat, montaj ve işletme maliyetleri onshore rüzgâr türbinlerine göre yüksektir. Offshore rüzgâr santralleri genelde kıyıdan uzak ancak sığ bölgelerde kurulmaktadır. Offshore rüzgâr türbinlerinin en belirgin farklarından biri temelleridir. Montaj yapılacak bölgeye ve derinliğe göre Şekil 3.6'da görülen temel tiplerinden en ekonomik olanı belirlenir.



Şekil 3.6 Günümüzde kullanılan offshore rüzgâr türbini temelleri ve su derinlikleri (DEWI, 2009)

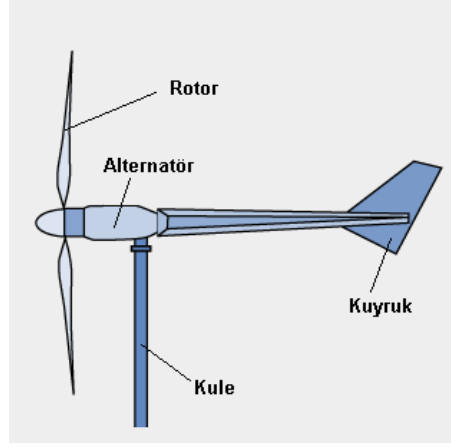
Ancak günümüzde gelişen teknoloji ile birlikte derinliğin fazla olduğu noktalarda yüzen tip türbin temeli ile rüzgâr santrali kurmak mümkün olacaktır. Aşağıdaki Şekil 3.6'daki resimlerde ise; üç kirişli türbin temeli ve yakın gelecekte kullanılması öngörülen yüzer tip türbin temelinin resimleri görülmektedir.



Şekil 3.6 Soldan sağa; üç kirişli (tripile) offshore türbin temeli, üç kirişli türbin temelinin üzerine türbin monte edilmiş hali, yakın gelecekte kullanılması planlanan yüzer tip offshore türbin temeli (Molly, 2009)

Rüzgâr yakalama tertibatları bakımından türbinleri sınıflandırmaya kalkarsak yaw (döndürme) mekanizmalı ve kuyruk tertibatlı olarak türbinleri sınıflandırabiliriz. Kuyruk tertibatlı türbinler küçük tip türbinlerdir ve türbin kuleye 360° serbest dönebilecek şekilde mafsal üzerinde monte edilir. Rüzgâr yönü değiştiğinde kuyruğa bir kuvvet uygulayarak bu kuvvet döndürme

momentine dönüştürülür ve türbin rotorunun rüzgâra karşı pozisyon alması sağlanır. Şekil 3.7’de kuyruklu döndürme tertibatına sahip küçük bir rüzgâr türbini görülmektedir.



Şekil 3.7 Kuyruktan döndürme tertibatına sahip küçük rüzgâr türbini

Orta ve büyük ölçekli rüzgâr türbinlerinin tamamı aktif yaw (sapma) kontrol mekanizmasına sahiptir. Bu sistemde türbinin rüzgâra doğru yönelmesi türbinin elektronik kontrol sistemi tarafından yönetilen elektrikli motorlarla olmaktadır. Rüzgâr yönü ve hızı sürekli türbinin üzerinde yer alan sensörler (anemometre ve yön ölçer) tarafından ölçülmekte ve bu yön değişimlerini dikkate alınarak motorlar sağa veya sola döndürülerek türbinin rüzgâr yönüne doğru yönelmesi otomatik olarak sağlanmaktadır. Yaw motorlarının sayısı türbin tipi ve dizaynına göre değişmektedir. Şekil 3.8’de rüzgâr türbinlerinde kullanılan aktif yaw (sapma) mekanizmasının bir kısmı görülmektedir.



Şekil 3.8 Yaw (sapma) mekanizması (Vestas, 2009)

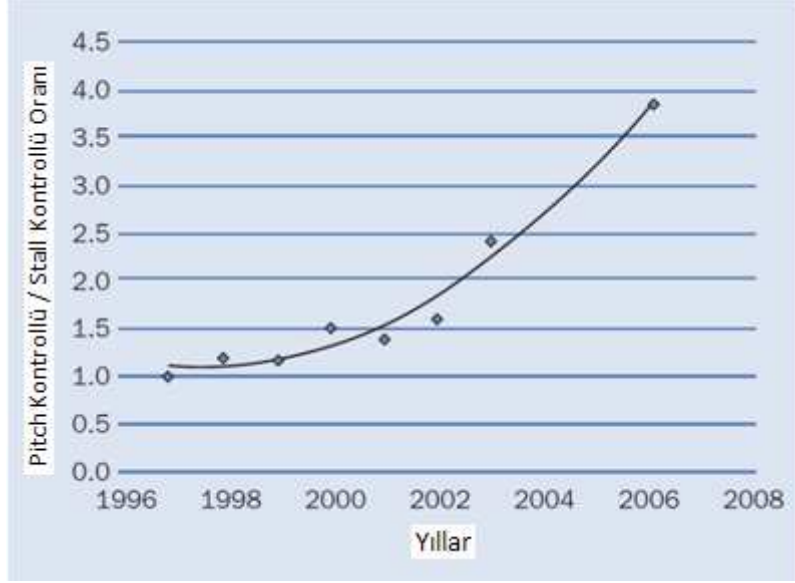
Güç kontrol mekanizmaları bakımından da rüzgâr türbinlerinin sınıflandırılması yapılabilir. Güç kontrolünde iki ana metot kullanılmaktadır. Bunlar pitch (hatve) kontrol ve stall kontroldür. Her iki sistemde de türbin kanatlarının az veya çok rüzgâr alması sağlanarak güç ayarlaması yapılmaktadır.

Büyük ölçekli rüzgâr türbinlerinin neredeyse tamamında kullanılan pitch kontrol mekanizmasının esası, kanatların bağlı oldukları yerden kendi eksenleri etrafında döndürülerek rüzgârdan maksimum düzeyde faydalanılması veya aşırı rüzgârlarda rotor hızının aşırı artışının önlenmesine dayanır. Pitch kontrollü bir rüzgâr türbininde türbinin elektronik kontrol sistemi, türbinin güç çıkışını saniyede birkaç kez ölçer. Güç anma değerinin üzerine çıkmaya başladığında, kontrol sistemi pitch mekanizmasına kanatların rüzgârı daha az alacakları şekilde döndürülmesi komutunu verir ve kanatlar döndürülür. Aynı işlemin tersi, rüzgâr hızı ve güç düştüğünde de yapılır. Pitch mekanizmasında kanatları döndüren elemanlar, hidrolik yağ basıncı ile çalışan pistonlar veya elektrik motorları olabilir.

Stall kontrol mekanizması ise nispeten daha basit bir mekanizmadır. Aktif ve pasif stall olarak ikiye ayrılır. Pasif stall kontrollü rüzgâr türbinlerinde kanat rüzgâr, hızı arttıkça geriye doğru bükülür ve güç ayarlaması bu mantıkla yapılır. Yüksek rüzgâr hızlarında oluşan bu kanat profilinden dolayı, kanat üzerinde türbülans oluşur ve öylece rüzgârdan yararlanma oranı azalarak türbin gücünün düşmesi sağlanır.

Pasif stall kontrol mekanizmasının en avantajlı yönü pitch mekanizmasında kullanılan hareketli parçalara ve ileri derece bir elektronik kontrol sistemine duyulan ihtiyacı ortadan kaldırmasıdır. Ancak stall kontrollü rüzgâr türbinlerini çok karmaşık aerodinamik dizayn problemlerine sahiptirler. Ayrıca stall mekanizmasından kaynaklanan titreşimlere karşı durabilecek bir türbin konstrüksiyonu da dizayn etmek gerekir.

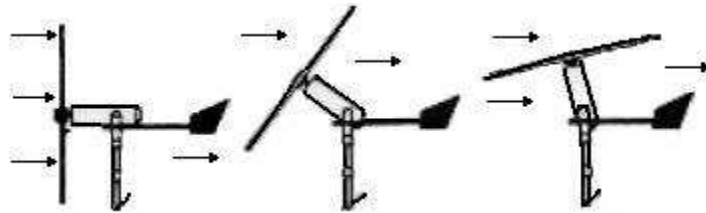
Aktif stall kontrollü türbinler ise teknik olarak pitch kontrol mekanizmasına benzer. Ancak pitch kontrollü türbinlerin aksine kanat açıları sadece birkaç farklı pozisyona ayarlanabilir açılardır. Açı ayarlama işlemi sadece yüksek ve düşük hızlarda gerçekleşir. Kanat profili yine rüzgâr hızı ile şekil değiştiren bir profildir. Aktif stall sisteminin avantajı, türbin gücünün pasif stall sistemine göre daha hassas bir şekilde ayarlanabilmesine imkân vermesidir (Danish Wind Industry Association). Şekil 3.9'daki grafikte 1 MW kapasiteli türbinlerde pitch kontrollü türbin sayılarının oranının stall kontrollü türbin sayılarına oranının yıllar içinde değişimi görülmektedir.



Şekil 3.9 1 MW kapasiteli türbinlerde pitch kontrollü türbin sayılarının oranının stall kontrollü türbin sayılarına oranı (Garrad Hassan Ltd.,2009)

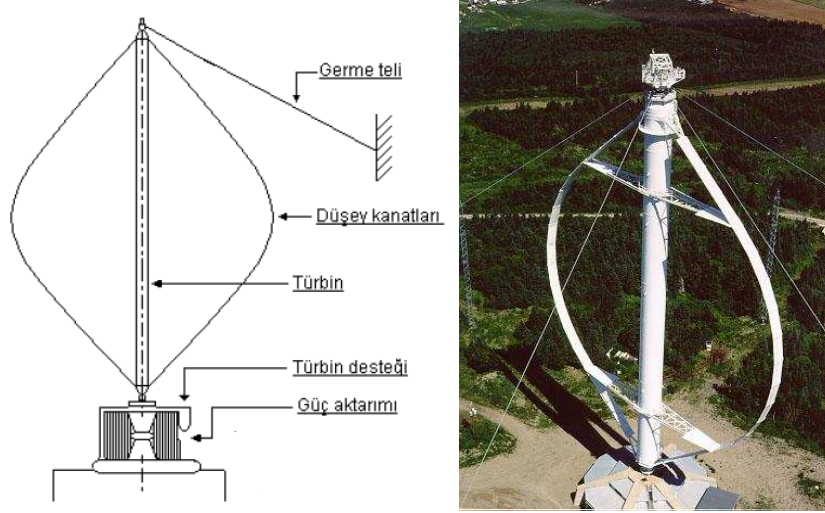
Bazı eski türbin tasarımlarında rotorda güç ayarlaması yapmak için tıpkı uçaklardakine benzer flaplar (Kanat profilinin tamamlayıcı parçaları olup, kanada oynak mafsal ile bağdırlar ve değişken kanat profili oluşturmaya olanak verirler) türbin kanatlarına yerleştirilmiştir. Diğer bir güç ayarlama tekniği ise yüksek rüzgâr hızlarında yaw (sapma) mekanizması ile türbinin rotorunun rüzgâr geliş yönünden kaydırılması yöntemidir.

Ancak bu teknik sadece küçük rüzgâr türbinlerinde (1 kW veya daha küçük güçte) uygulanabilmektedir (Danish Wind Industry Association,2009). Küçük rüzgâr türbinlerinde yaw mekanizması dikey yönde de hareket ettirilerek rotorun rüzgâr alması engellenir ve bu şekilde de güç ayarlaması yapılabilir Şekil 3.10'da bu mekanizmanın nasıl çalıştığı gösterilmektedir.



Şekli 3.10 Küçük kapasiteli türbinlerde güç ayarı

Rotor ekseninin pozisyonuna göre yatay ve dikey rotor eksenli türbinler olarak da türbinlerde bir başka sınıflandırma yapılabilir. Dikey eksenli türbinlerden en çok bilineni Darrieus türbinidir. Aşağıdaki resimde bu türbin ve ekipmanlarının şematik bir gösterimi yer almaktadır. Darrieus türbinin yatay eksenli türbinlere göre en büyük avantajı her yönden gelen rüzgârı rotor pozisyonunu saptırmaya (yaw) ihtiyaç duymadan alabilmesidir. Ayrıca güç aktarım organları, alternatör gibi ekipmanlar zeminde olduğu için bakım kolaylığı sağlamaktadır. Şekil 3.11’de Darrieus tipi rüzgâr türbinin şeması ve bu türbinle A.B.D.’de yapılmış bir uygulama görülmektedir.



Şekil 3.11 Darrieus tipi rüzgâr türbinini şeması ve A.B.D.’de bir uygulama

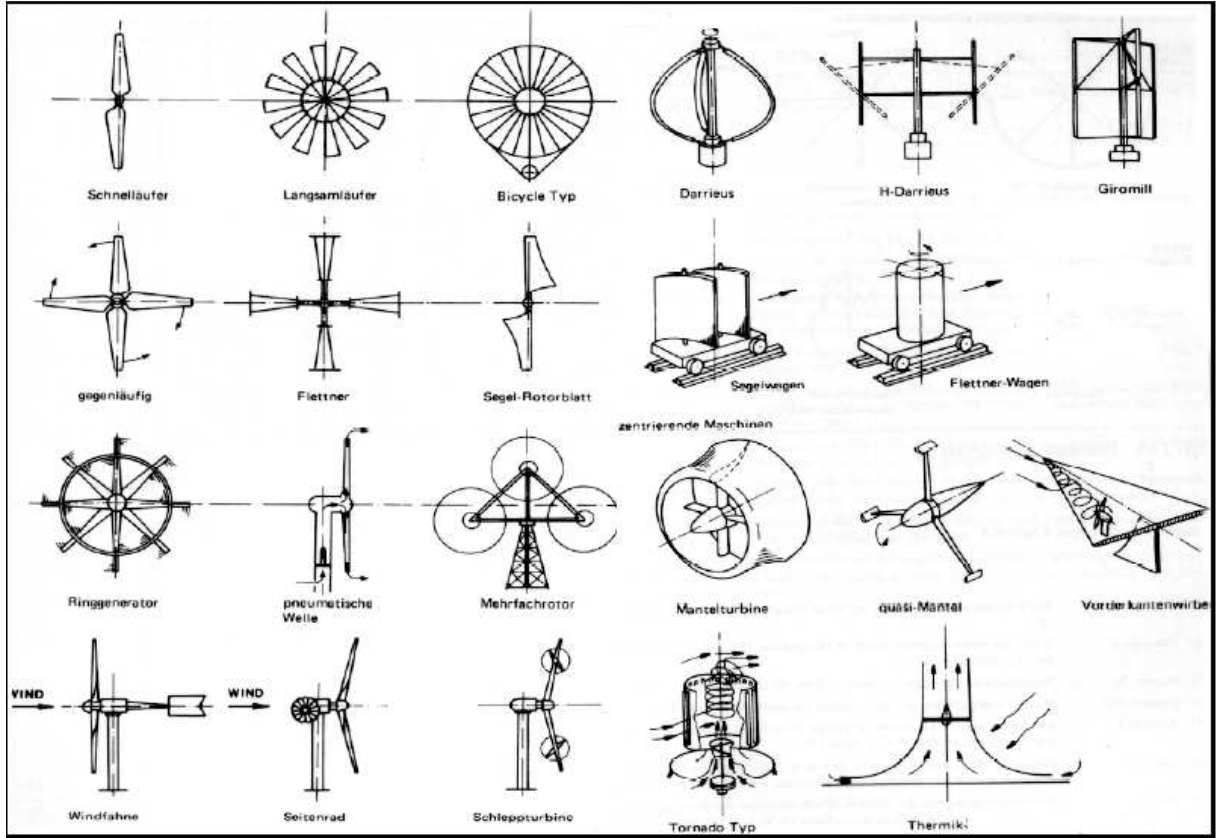
Ancak bu tip türbinlerde rüzgârdan dolayı sürekli rotor yataklarına bir eğilme momenti etkimekte ve türbinin kısa sürede ciddi arızalar görmesine neden olmaktadır. Bu nedenle bu tip türbinlerin ticari olarak kullanımı pek mümkün olmamıştır. Dikey rotorlu rüzgâr türbinlerinin günümüzde çok çeşitli tipleri geliştirilme aşamasındadır.



Şekil 3.12 Dikey rotor eksenli rüzgâr türbinleri (DEWI, 2009)

Şekil 3.12'deki resimlerde soldan sağa sırasıyla İspanya'da tasarım aşamasındaki bir dikey rotorlu rüzgâr türbini, 150 kW kapasiteli ventüri pervane adı verilen rüzgâr türbini tipi ve "H" biçimli rotora sahip ("H" Shaped Vertical Axis) rüzgâr türbinleri görülmektedir.

Bunların yanı sıra günümüzde hala pek çok farklı rüzgâr türbini üzerinde geliştirme çalışmaları yapılmaktadır. Şekil 3.13'de üzerinde araştırma-geliştirme çalışması yapılan değişik tipte rüzgâr türbini tipleri görülmektedir.



Şekil 3.13 Üzerinde araştırma yapılan çeşitli tipte rüzgâr türbinleri (Molly, 2009)

Şekil 3.13'te görülen bu türbin tiplerinden prototipi yapılarak deneme amaçlı kurulumu yapıp devreye alınmış çeşitli tipte türbinler de Şekil 3.14, Şekil 3.15 ve Şekil 3.16'da verilmiştir.



Şekil 3.14 Soldan sağa "Great Diffuser" tipi rüzgâr türbini, Hollanda'da kurulmuş olan iki rotorlu rüzgâr türbini



Şekil 3.15 Soldan sağa ABD’de kurulmuş deneme amaçlı rüzgâr türbini, Hollanda’da kurulmuş altı rotorlu rüzgâr türbini

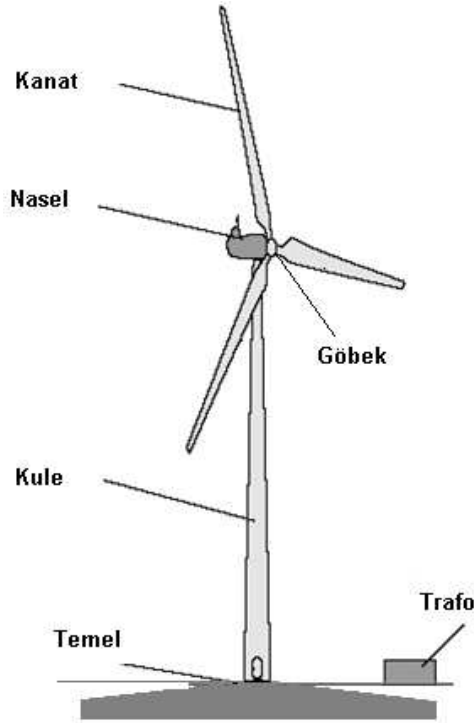


Şekil 3.16 Soldan sağa Fransa’da kurulmuş 5 m rotor çapına sahip 12 kW gücünde deneme amaçlı rüzgâr türbini, “Life Translator” ismi verilen rüzgâr türbini (Özer 2007)

Bütün bu değişik tasarımlara rağmen günümüzde büyük kapasiteli rüzgâr türbinlerinde kabul görmüş olan üç kanatlı türbinler (Danish Concept) kullanılmaktadır. Bu tip türbinlerle ilgili detaylı bilgi modern rüzgâr türbinleri bahsinde verilecektir.

4. MODERN RÜZGÂR TÜRBİNLERİ

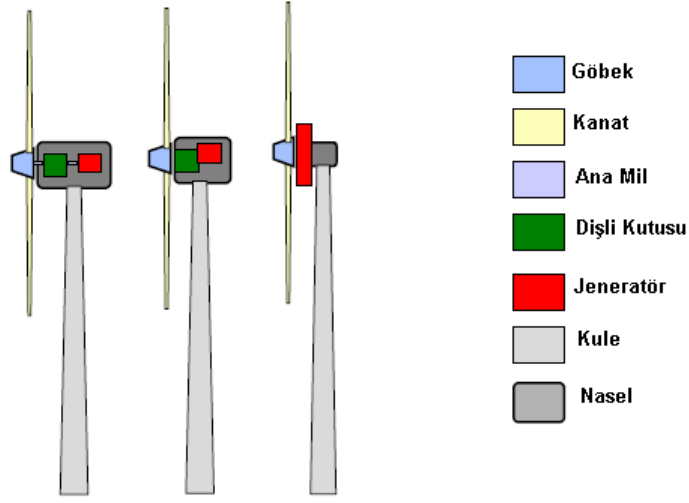
Bu çalışmadaki türbin tipleri kısmında pek çok türbin tipinden bahsedilmiş olsa da günümüzde ticari amaçlı rüzgâr türbinlerinde kullanılan tek tip türbin vardır bu da “Danish Concept” olarak tabir edilen Danimarka menşeli tasarımıdır. Şekil 4.1’de de görülebileceği gibi günümüzde ticari olarak kullanılan MW ölçekli türbinler en basit tabirle temel, kule, nasel (makine dairesi), kanatlar ve kanatların bağlandığı göbek (hub)’ten oluşmaktadır. Türbin tipleri bahsinde geçen türbin özellikleri bakımından ise hepsinin rotor eksenini yatay, aktif yaw (sapma) ve pitch mekanizmasına sahip rüzgârı karşıdan alan (upwind) türbinlerdir.



Şekil 4.1 Modern rüzgâr türbininin temel kısımları

Gelişen kompozit malzeme teknolojisi ve ileri düzey elektronik kontrol üniteleri sayesinde rüzgâr türbinlerinin boyutları giderek artmıştır. Günümüzde ticari olarak kullanılan rüzgâr türbinlerinin güçleri 6 MW’a ulaşmış, kule boyu 120 m’yi ve rotor çapı 100 m’yi aşmıştır.

Çalışmanın ileriki bölümlerinde ayrıntıları anlatılacak olan türbin ekipmanlarının (dişli kutusu, ana mil, jeneratör) gibi ekipmanların türbin üzerinde yerleşimi veya bazılarının kullanılmaması durumuna göre de modern rüzgâr türbinleri Şekil 4.2’deki şematik gösterimde görüldüğü gibi birbirlerinden ayırt edilebilirler.



Şekil 4.2 Modern rüzgâr türbini tipleri (Molly, 2009)

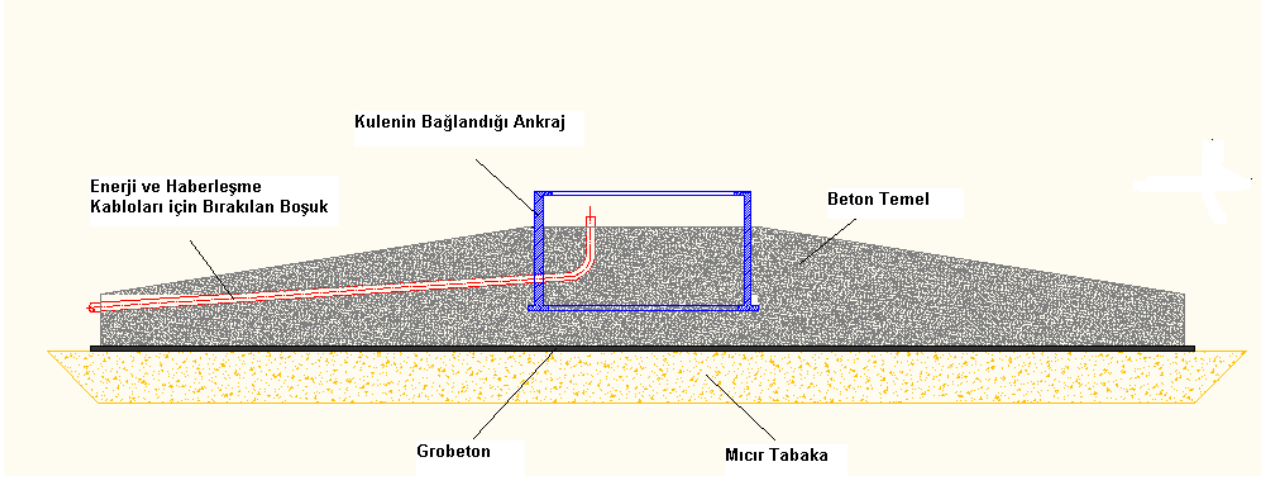
4.1 Modern Rüzgâr Türbinlerinin Kısımları

Modern rüzgâr türbinleri ilk türbinlere ve küçük kapasiteli enerji ihtiyaçlarını karşılamada kullanılan küçük ölçekli türbinlere kıyasla son derece komplike donanımlara, yönetim ve haberleşme sistemlerine sahiptirler. Türbin boyutlarının yıllar içinde artması ile beraber, montaj maliyetleri de artmıştır. Buna bağlı olarak arıza veya kırılma durumunda büyük parçaların değişmesi son derece yüksek maliyetli olmakta hava koşullarının müsait olmadığı durulmada ise son derece uzun sürmekte ve buna bağlı olarak ciddi üretim ve kar kayıplarına neden olmaktadır.

Bu nedenle rüzgâr türbinleri tamamen çevre koşullarına açık olduklarından, uzun süre arıza vermeden çalışabilecek parçalardan oluşmak zorundadırlar.

4.1.1 Türbin Temeli

Bir rüzgâr santrali projesinde, türbinlerin arazi üzerindeki yerleşimi belirlendikten sonra ilk yapılacak iş türbinlerin geleceği noktalarda sondaj yaparak zemin etüdü yapmak ve türbin temelini tasarlamaktır. Rüzgâr türbinlerinin temelleri betondan imal edilirler. Şekil 4.3'te de görüleceği gibi, kulenin monte edileceği ankraj, temel dökülmeden önce yerleştirilir ve bir kısmı temelin içinde kalır.



Şekil 4.3 Rüzgâr Türbini Temeli

Şekil 4.4'te de de kısaca türbin temelinin inşası gösterilmiştir. Türbin temelleri yalnız statik yük taşıyan yapılar olmayıp, rüzgâr türbinlerinin çalışması esnasında hareketli rotor kütesinden ve rüzgârdan dolayı sürekli dinamik yüklere maruz kalan yapılardır. Bu nedenle projelendirme ve inşaatları yüksek bir hassasiyetle yapılmaktadır.



Şekil 4.4 Rüzgâr türbini temelinin yapım aşamaları

4.1.2 Kule

Kule nasele ve rotoru taşıyan gövde kısmıdır. Türbinin kurulu gücüne göre yüksekliği değişir. Kule boyu ne kadar yüksek olursa enerji üretimi de o oranda yüksek olur. Bunun nedeni rüzgâr hızının yükseklikle artmasıdır. Bunun yanında kule yüksekliğinin artması maliyeti de arttırmaktadır. Rüzgâr türbinlerinin kule yüksekliklerinden bahsedilirken hub (göbek) yüksekliği esas alınır. Göbek yüksekliği, kule yüksekliğinden türbin tipine göre 2 m ila 4 m daha fazladır. Genellikle göbek yüksekliği yine türbin tipine bağlı olarak rotor çapının 0,85 ila 1,2 katı arasında değişmektedir. Kule yüksekliği sadece maliyetle değil mevzuatlarla da sınırlanmaktadır. Örneğin Almanya'da 2001 yılına kadar rotor ile beraber izin verilen maksimum yükseklik 150m idi. Ancak son yıllarda bu durum değişmiş olup, 150 m'ye ulaşan göbek yüksekliklerinde türbinler imal edilmektedir. Ülkemizde kule yüksekliklerini sınırlayıcı bir mevzuat bulunmamaktadır (Durak ve Özer, 2008).

Rüzgâr türbini kuleleri beton ve çelikten imal edilebilmekle beraber beton kulelerin kullanımı çok yaygın değildir. Çelik kuleler ise kafes tipi ve boru (tubular) tipi olarak ikiye ayrılabilir.



Şekil 4.5 Soldan sağa kafes tipi türbin kulesi, boru tipi türbin kulesi

Boru tipi kulelerde zeminde çap büyüktür ve yükseğe doğru çıkıldıkça azalır. Türbin kurulu gücü büyüdükçe sadece kule yüksekliği artmamakta aynı zamanda kulenin çapı da büyümektedir. Çapın büyümesi özellikle nakliyede sıkıntıya yol açmaktadır. Karayolları üzerindeki pek çok tünel ve üst geçidin yüksekliği 4,5-5m civarındadır. Bu nedenle büyük çaplı kulelerin naklieleri sıkıntı yaratmaktadır.

Günümüz yüksek kapasiteli rüzgâr türbini kulelerinin et kalınlıkları 60 mm'yi geçmiştir. Bu nedenle çelik fiyatlarındaki artışlar türbin maliyetlerini ciddi oranlarda etkilemektedir. Rüzgâr türbini kuleleri tek parça olarak değil 20-30m'lik parçalar halinde imal edilmekte ve cıvatalarla birleştirilerek monte edilmektedirler.

Türbin kuleleri çeşitli kalınlıktaki sac parçaların bükülmesi ve kaynakla birleştirilmesi ile imal edilirler. Kule çok çeşitli dinamik yüklere ve eğilme momentlerine maruz kaldığı için mukavemeti son derece önemlidir. Şekil 4.6'daki resimde kule mukavemetini yüksek tutmak için alınmış olan önlemlerden bir tanesi görülmektedir.



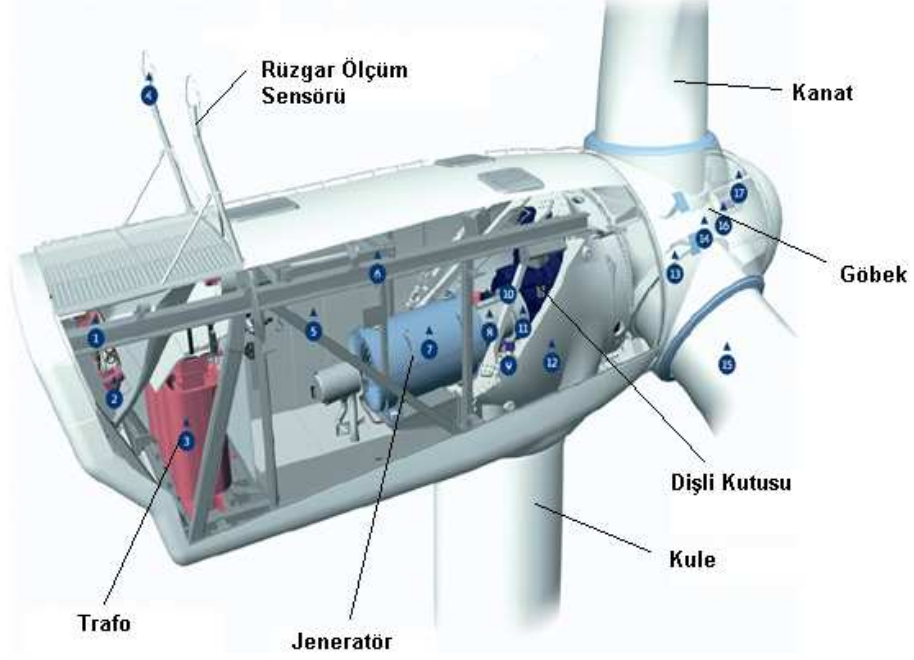
Şekil 4.6 Kule mukavemetini bozmamak için manyetik tutucularla yapılmış olan montaj.

Şekil 4.5'teki resimde de görüldüğü gibi kule içine monte edilen merdiven, aydınlatma armatürü gibi ekipmanlar, kule malzemesinin mukavemetini azaltmamak için kaynak ya da cıvata yerine güçlü manyetik tutucularla kuleye monte edilmişlerdir.

4.1.3 Nasel

Nasel rotordan gelen rüzgâr enerjisinin mekanik aksam yardımıyla elektrik enerjisine çevrildiği yerdir. Şekil 4.7'de 3 MW gücünde bir rüzgâr türbinin naseli ve içindeki bazı ekipmanlar görülmektedir. Resimdeki türbin dişli kutusuna sahip, ana şaftı olmayan (dişli kutusu ve jeneratör doğrudan birbirlerine bağlı) bir rüzgâr türbinidir. Bu türbinin ayrıca kendi trafosu

vardır ve naselin içine yerleştirilmiştir. Bir kısım türbinde ise trafo bulunmaz, jeneratörde üretilen enerji kulenin içinden kablolar ile aşağıya kadar indirilir ve kulenin yanına konulan bir trafoya bağlanır.

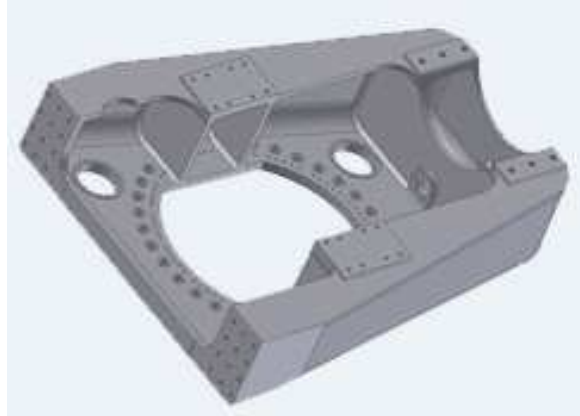


Şekil 4.7 Rüzgâr Türbini Naseli (Vestas, 2008)

Naseli oluşturan ekipmanlar aşağıda alt başlıklar halinde verilmiştir.

4.1.3.1 Ana Yatak

Ana yatak, jeneratör, dişli kutusu, iletim sistemi gibi ekipmanların bulunduğu yerdir. Şekil 4.8'de 2 MW gücünde bir türbinin ana yatağı görülmektedir.

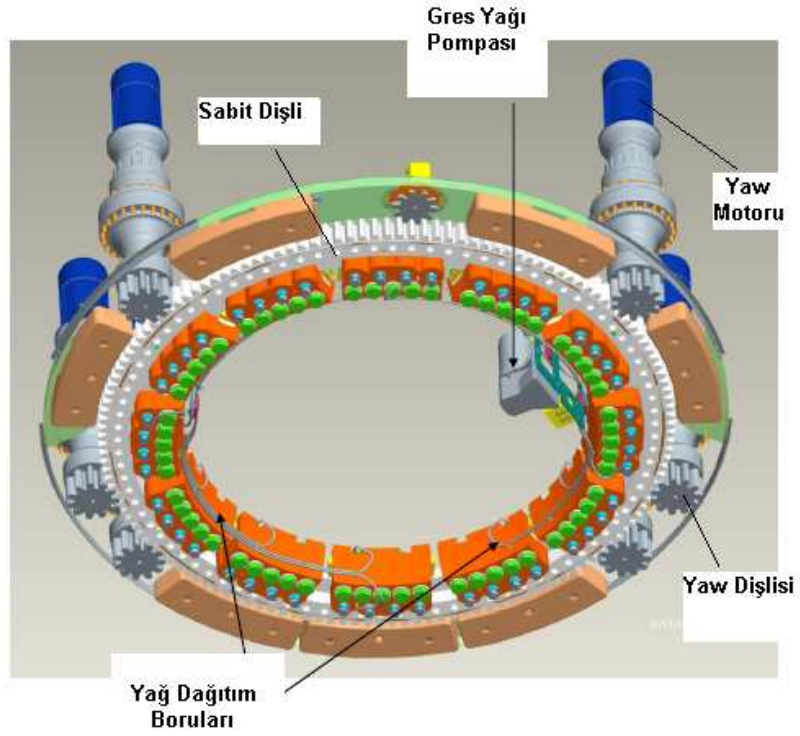


Şekil 4.8 Nasel ana yatağı (Durak ve Özer,2008)

Bunun gibi 2 MW gücündeki bir türbinin ana yatağının ağırlığı 12 ton ila 14 ton arasındadır. Ana yatak çelikten yapılmış bir ekipmandır ve civatalar ile nasel gövdesine tutturulmuştur.

4.1.3.2 Sapma (Yaw) Mekanizması

Sapma mekanizması naselin altında yer alan ve naselin kulenin en üst ucuna hareketli olarak bağlantısını sağlayan dişli yatak ve bu dişli yataklara bağlı yaw motorlarından oluşmaktadır. Şekil 4.9'da 6 tane yaw motoruna sahip 3 MW gücündeki Vestas rüzgâr türbininin yaw (sapma) mekanizması yer almaktadır.



Şekil 4.9 Yaw (sapma) mekanizması (Vestas, 2009)

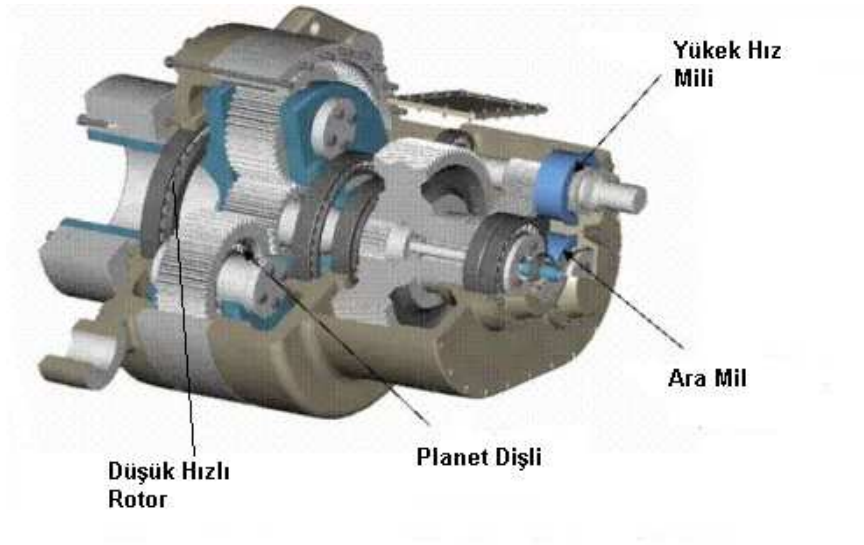
Sapma mekanizmasının görevi naseli rüzgârın estiği yöne çevirmektir. Rüzgârın estiği yön naselin üzerinde yer alan yön sensörü ile kontrol edilmektedir.

Sapma mekanizması sayesinde nasel kendi etrafında 360° dönme yeteneğine sahip olur, ancak rüzgâr türbinini rüzgârın estiği yöne doğru otomatik olarak kendini ayarladığından nadir de olsa aynı yöne birkaç kez dönebilir. Bu durumda naselden aşağıya inen elektrik kablosu istenmeyen biçimde burulabilir hatta hasar da görebilir. Bu durumun önüne geçmek için nasel içinde kablo dönüş sayısını sayan bir cihaz (cable twist counter) bulunur. Eğer kablo dönüş sayısı belirli bir sayıya ulaşırsa istenmeyen burulmayı engellemek için kablo eski konumuna gelene kadar nasel otomatik olarak ters yöne döner.

4.1.3.3 Dişli Kutusu

Rüzgârdan elde edilen mekanik enerji dişli kutusu yolu ile ana mile veya doğrudan jeneratöre iletilerek elektrik enerjisine dönüştürülür. Ana görevi yavaş dönen rotor hızını 1000-1500 d/d hızla dönen jeneratör hızına dönüştürmesidir. Bir başka deyişle yüksek torklu rotor dönme hareketini jeneratöre düşük torklu ve aynı oranda daha yüksek hızlı olarak aktarır. Kanatlar ve göbekten oluşan rotorun kütlesi çok büyüktür (3 MW gücünde bir türbinde yaklaşık 50 ton). Eğer sistemde dişli kutusu olmasa idi 50 Hz AC bir jeneratörü 1000-1500 d/d aralığında döndürmek için yaklaşık 50 ton ağırlığındaki rotoru da aynı hızla döndürmek gerekecekti. Bu durumda 45 m'lik bir rüzgâr türbini kanadının 1500 d/d ile döndürebileceğimizi varsayarsak bu durumda kanat ucu hızı 4.050 km/h olacaktır. Böyle bir şeyin mümkün olamayacağı ise barizdir. Rüzgâr türbinlerinin dişli kutuları genelde aktarma oranları sabittir ve planet dişli mekanizmasına sahiptirler. 600 kW ve 750 kW aralığında güce sahip türbinlerin dişli kutularının aktarma oranları 1:50 iken, 1,5 MW gücündeki türbinlerin dişli kutularının aktarma oranı 1:98, 3 MW gücündeki rüzgâr türbinlerinin aktarma oranları ise 1:108 civarındadır (Durak ve Özer,2008).

Bu türbinlerin hepsinin 50 Hz frekansında elektrik enerjisi sağladığı ve dolayısıyla jeneratör devir sayılarının yaklaşık aynı olduğu bilindiğine göre daha kısa aktarma oranına sahip küçük türbinlerin rotor devir sayılarının büyük türbinlerin rotor devir sayılarından daha yüksek olduğu görülmektedir. Şekil 4.10'da helisel dişli mekanizmasına sahip bir dişli kutusunun temel elemanları görülmektedir.

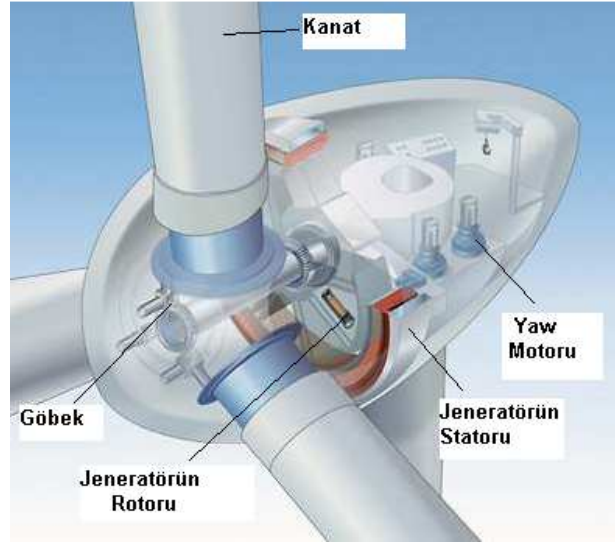


Şekil 4.10 Rüzgâr türbini dişli kutusu (Hansen Transmissions, 2009)

Şekil 4.10'daki dişli kutusu üzerinde görülen yüksek hız milinde elde edilen yüksek devir sayısı ve aynı orandaki düşük tork artık jeneratöre aktarılmaya hazırdır. Yüksek hız mili esnek bir bağlantı flanşı ile jeneratöre bağlanır.

Bazı rüzgâr türbinlerinin güç aktarım sistemlerinde ise dişli kutusu kullanılmaz. Böyle bir sistemde dişli kutusu ve jeneratör aynı hızda dönerler. Ancak yine de düşük hızla dönen jeneratörden 50 Hz frekansında elektrik enerjisi elde etmek gerekecektir. Dişli kutulu türbinlerin jeneratörleri 4 veya 6 kutupludur ve yukarıda bahsedilen hız aralığında (1000-1500 d/d) 50 Hz frekansında elektrik enerjisi sağlarlar.

Dişli kutusu olmayan jeneratörlerde ise, 200 ila 240 kutup sayısına sahip jeneratörler vardır. Bir başka deyişle dönme hızı yerine kutup sayısı artırılarak istenilen frekansta enerji üretimi sağlanmaktadır. Şekil 4.11'de dişli kutusu olmayan türbin rotorunun doğrudan jeneratöre bağlı olduğu Enercon rüzgâr türbinin naseli görülmektedir.



Şekil 4.11 Dişli kutusu olmayan türbin modeli (Enercon GmbH, 2009)

Türbinlerde dişli kutusunun olmamasının avantajı dişli kutusunun yol açtığı güç kaybının ve gürültünün önüne geçmek ve türbindeki hareketli parça sayısını azaltarak dişli kutusundan kaynaklanan arızaların önüne geçmektir.

4.1.3.4 Jeneratör

Dişli kutusundan ya da türbin rotorundan alınan mekanik enerjinin elektrik enerjisine çevrildiği yer jeneratördür. Rüzgâr türbinlerinde kullanılan jeneratörler:

- Doğru akım jeneratörü
- Senkron jeneratörler (Alternatör)
- Asenkron jeneratörler (indüksiyon jeneratör)

Küçük güçlü türbinlerde yaygın olarak kullanılan doğru akım jeneratörlerin yerini, büyük güçlü türbinlerde senkron ve asenkron jeneratörler almışlardır. Rüzgâr türbinin sürekli değişken yük ve hızlarda çalışmasından dolayı elde edilen elektrik enerjisi, yetersiz kalitede bile olsa, çeşitli güç elektroniği düzenekleriyle (inverter sistemi) şebekeye uygun hale getirilmektedir. Şebekeye bağlı olarak çalışan bir alternatif akım jeneratörünün devir sayısı (4.1) eşitliği ile hesaplanır.

$$N = 60 \times \frac{f}{p} \quad (4.1)$$

Burada;

N: Jeneratör milinin hızı (d/d)

f: Frekans (Hz)

p: Jeneratörün kutup sayısıdır

Doğru akım jeneratörleri, büyük güçlü rüzgâr türbinlerinde tercih edilmemektedir bunun nedeni, sık bakım gereksinimi ve alternatif akım jeneratörlerine göre daha pahalı olmalarıdır. Alternatif akım jeneratörleri, senkron jeneratörler ve asenkron jeneratörler olarak ikiye ayrılırlar.

4.1.3.4.1 Senkron Jeneratörler (Alternatörler)

Senkron jeneratörün en önemli özelliği bağlandığı şebeke ile aynı frekansta çalışmasıdır. Doğru akım jeneratörüne göre avantajı ise veriminin daha yüksek olması ve düşük dönme hızında da elektrik üretebilmesidir. Alternatif akım jeneratörlerinde maksimum dönme hızı ile elektrik üretimi için gerekli minimum hız arasındaki oran yüksektir. Böylece bir senkron jeneratörü kullanan rüzgâr türbini daha geniş rüzgâr hızı aralığında çalışabilmektedir. Senkron jeneratörlerin asenkron jeneratörlere oranla ayrıca kendi mıknatıslanma akımını sağlama avantajı vardır.

4.1.3.4.2 Asenkron (İndüksiyon) Jeneratörler

Asenkron jeneratörler, şebeke frekansından biraz yüksek frekansta çalışırlar. Senkron hızdan çok az farklı bir hız ile uyum gözetmeksizin bağlanabilir ve bu bağlantı sonucunda oluşan aşırı yüklenme çok kısa sürelidir. Bağlantı kontrol sistemi, şebekeye bağlantıyı kontrol eden takometre kontağından ve rüzgâr hızı düştüğü zaman bağlantının kesilmesini sağlayan bir ters akım rölesinden oluşur. Senkron jeneratöre göre avantajı maliyetinin düşük olmasıdır. Asenkron jeneratörlerin dezavantajı ise mıknatıslanma akımını (veya ikaz akımı) şebekeden çekerek reaktif güç tüketmesidir. Bu sorun, uçlara kapasitör bağlanarak azaltılabilmektedir.

Rüzgâr türbini jeneratörlerinin devir sayıları değişen rüzgâr hızından dolayı sürekli değiştiğinden, sabit frekansta enerji üretemezler. Ancak türbinin şebekeye bağlı çalışabilmesi için belli toleranslar dahilinde şebeke frekansı ile aynı frekansta enerji üretmeleri gerekmektedir. Bunu sağlamak için inverter sistemi kullanılır. İnverter jeneratör çıkışından aldığı alternatif akımı doğru akıma çevirir ve tekrar alternatif akıma çevirirken frekansı istenilen seviyeye getirerek türbinin şebeke ile uyumlu çalışmasını sağlar (Durak ve Özer,2008).

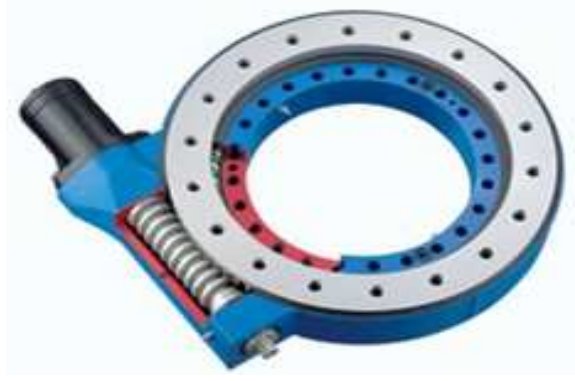
4.1.3.5 Göbek

Rüzgâr türbininde kanatların bağlı olduğu parçaya göbek (hub) denir. Asıl görevi kanatlar tarafından oluşturulan dönme momentini türbin tiplerine göre, dişli kutusuna, ana mile veya doğrudan dişli kutusuna iletmektir. Göbek boyutları rüzgâr türbinin kapasitesine göre değişiklik göstermektedir. Büyük kapasiteli rüzgâr türbinlerinin göbek kısmı iki kişinin girip rahatlıkla çalışabileceği büyüklüktedir. Göbek kısmı dökme demirden imal edilir ancak çalışma esnasında oluşan aşırı yüklere dayanabilmesi için bazı alaşımlar içerir. Şekil 4.12'deki resimde imalat aşamasında türbin dişli kutusuna takılmış olan göbek görülmektedir.



Şekil 4.12 Göbek (hub)(Vestas, 2009)

Büyük ölçekli rüzgâr türbinlerinde göbek sadece bir bağlantı parçası değildir. Kanatların bağlandığı noktalarda kanatların her birinin kendi eksenleri etrafında dönme hareketi yapmasını sağlayacak yataklar mevcuttur. Şekil 4.13'te rüzgâr türbinlerinde yer alan dönen kanadın bağlandığı döner yatak görülmektedir.



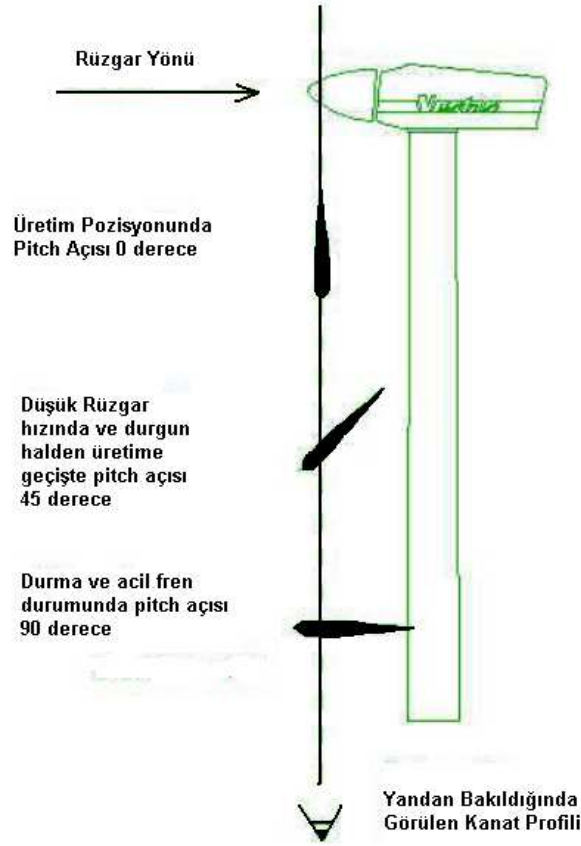
Şekil 4.13 Döner yatak (Enercon GmbH,2009)

Pitch (hatve) sistemi de göbeğin içinde yer alır.

4.1.3.5.1 Pitch (Hatve) Sistemi

Pitch sistemi günümüzde sadece rüzgâr türbinlerinde değil, gemi pervanelerinde ve pervaneli uçaklar ve helikopterlerde de kullanılan bir mekanizmadır. Sistemin esası pervane kanatlarının kendi eksenleri etrafında dönmesi sağlanarak pervanenin hücum açılarının değiştirilmesi ve farklı yük ve hız koşulları için sistemin maksimum verimle çalışmasının sağlanmasıdır.

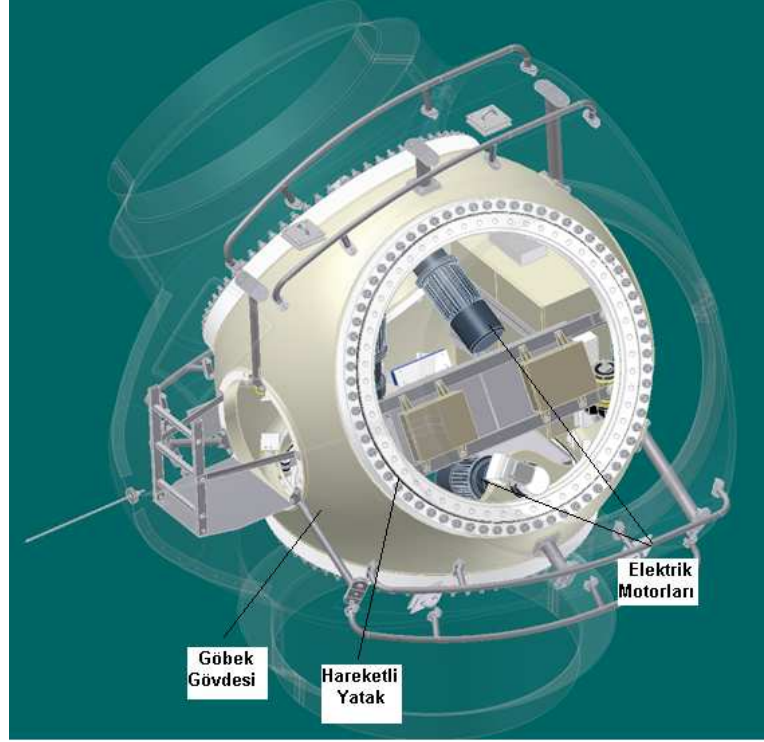
Rüzgâr türbinlerinde ise pitch sistemi, kanatların yine kendi eksenleri etrafında istenilen açıda döndürülerek optimum hücum açısının sağlanması, dolayısı ile değişken rüzgâr hızlarında rüzgârın kinetik enerjisinin azami seviyede mekanik enerjiye dönüştürülmesini sağlar. Şekil 4.14'te, 3 temel pitch açısı için kanat profilinin türbinin yanından bakıldığında nasıl görüleceği verilmiştir.



Şekil 4.14 Pitch sistemindeki kanat açılarının yandan görünüşü (Vestas, 2009)

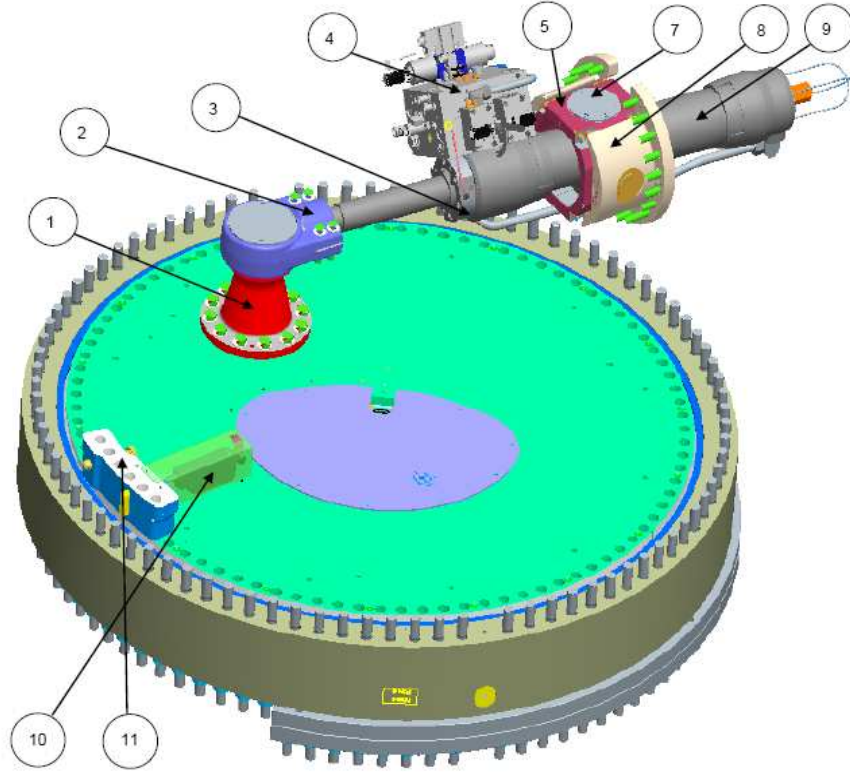
Ancak kanatlara uygulanan pitch açıları sadece bu resimde görülen üç temel açı değildir. Kanatların pitch açıları 0° ile 90° arasında türbin tipine bağlı olara 1° 'lik veya daha küçük adımlarla son derece hassas bir şekilde ve çalışma esnasında sürekli ayarlanır

Kanatların kendi ekseni etrafında döndürülmesi, merkezi ya da her bir kanatta ayrı mekanizmalar ile sağlanmaktadır. Günümüz büyük ölçekli türbinlerinde bu mekanizmalar elektrikli ya da hidrolik sistemler olabilmektedir. Elektrikli sistemlerde kanatların bağlı olduğu yataklara elektrik motorları bağlanmıştır. Rüzgâr hızına göre türbinin kontrol sisteminden elektrik motorlarına gerekli komut gelir ve motorlar ileri veya geri hareketle kanatların istenilen açığa getirilmesini sağlar. Şekil 4.15'te Suzlon firmasının ürettiği bir türbinde elektrikli motorlu pitch kontrol mekanizmasına sahip bir türbin göbeği görülmektedir.



Şekil 4.15 Göbek üzerindeki pitch kontrol motorları (Suzlon,2008)

Hidrolik kontrollü pitch mekanizmasında da türbin kanatları yataklara bağlanan hidrolik pistonların itmesi veya geri gelmesi ile sağlanır. Pistonların ihtiyaç duyacakları yaklaşık 180 bar'lık basınç, naselin içinde yer alan hidrolik pompa ile sağlanır. Şekil 4.16'da 3 MW gücünde Vestas V90 rüzgâr türbinine ait hidrolik kontrollü pitch sisteminin bir kısmı görülmektedir.



Şekil 4.16 Hidrolik kontrollü pitch mekanizması (Vestas, 2009)

Şekil 4.12’de görülen parçalar sırasıyla;

- | | |
|---------------------------------------|---------------------------|
| 1. Tork Kolu | 7. Kapak |
| 2. Yatak-Piston Bağlantısı | 8. Süspansiyon Tutucu |
| 3. Keçe Yuvası | 9. Hidrolik Silindir |
| 4. Kontrol Kutusu | 10. Otomatik Pitch Kilidi |
| 5. Süspansiyon | 11. Manüel Pitch Kilidi |
| 6. Kaymalı Yatak (resimde görülmüyor) | |

Ayrıca türbin elektrik sisteminde bir kesinti yaşanırsa çalışır durumdaki türbininin kanatlarının açısını 90° 'ye getirerek yani hücum açısını rüzgârdan gelen itme kuvvetini dönme hareketine çevirmeyecek şekilde pozisyon almasını sağlayacak içinde sürekli basınçlı hidrolik bulunan tüpler mevcuttur. Böylece hidrolik pompa devreden çıkıp silindirlere basınç göndermediği

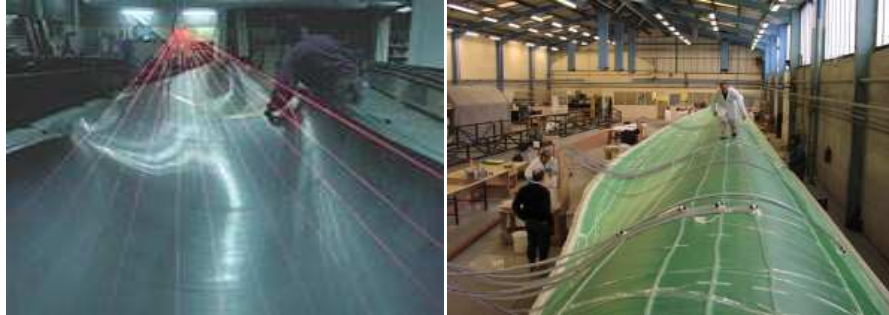
zaman hidrolik tüplerdeki basınçlı yağ hidrolik silindire gönderilir ve kanatlar güvenli pozisyona getirilir.

4.1.4 Kanatlar

Kanatlar rüzgâr türbinini oluşturan en önemli parçalardan biridirler ve rüzgâr türbini üreticisi firmalar tarafından tasarım detayları en çok gizlenen parçalardır. Rüzgârdan elde edilecek enerjinin miktarını belirleyen en önemli kriter kanat profilinin tasarımıdır. Kanat tasarımı oldukça karmaşık bir süreçtir. Bu sürece kanadın şekli, yapısı ve kullanılan malzemeler etki etmektedir. Modern rüzgâr türbinlerinin kanatlarının hemen hemen tamamı, cam elyafı ile güçlendirilmiş polyester veya epoksi gibi malzemelerden üretilirler. Kanat üretimi son derece komplike bir proses olup, fabrikada aşağıdaki adımlarla üretilirler.

- a) Kalıp hazırlanması,
- b) Kalıp üzerine gelcoat spreyi (kanat yüzeyinin korunması için) sürülmesi,
- c) Cam fiber serilmesi,
- d) Bushing montajı,
- e) Balsa / köpük montajı,
- f) Balsa ve cam fiberin üzerine vakum film serilmesi,
- g) Reçine sürülmesi,
- h) Vakum filmin kaldırılması,
- i) Yıldırım koruma tertibatı montajı,
- j) Kalıp üzerinden kanadın kaldırılması.

olarak sıralanabilir. Şekil 4.17 ve 4.18'teki resimlerde kanat üretiminin bazı safhaları yer almaktadır.

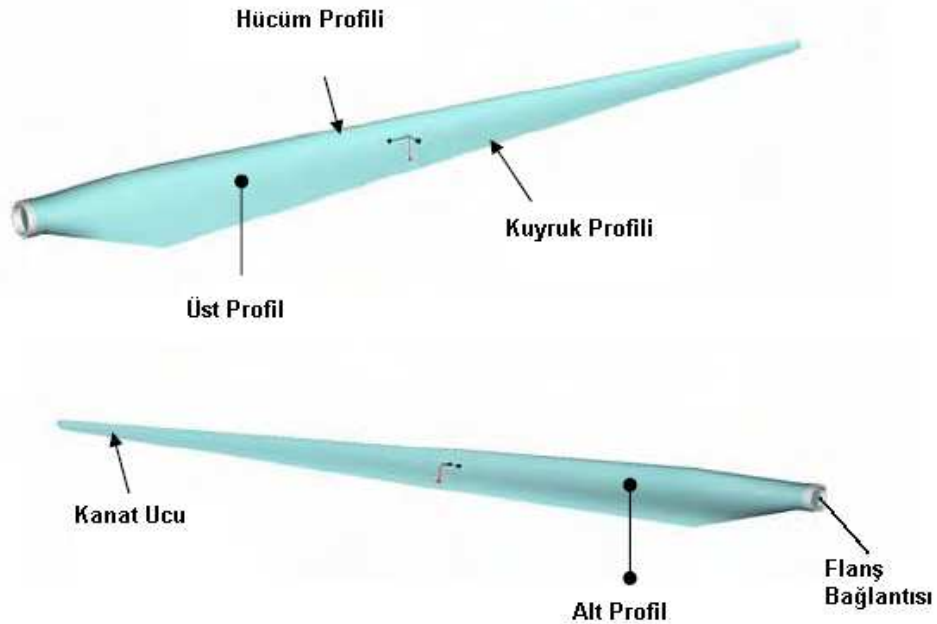


Şekil 4.17 Kanat üretim aşamaları soldan sağa lazer ile ölçüm, reçineleme (Özer, 2007)



Şekil 4.18 Türbin kanadı üretim süreçleri soldan sağa son işlemler ve statik testler (Özer,2007)

Türbin kanadının uç kısmının kanadın performansı üzerinde çok büyük etkisi vardır. Aerodinamik verim açısından en iyi çözüm geniş yüzeyli kanat ucu profilidir. Ancak bu durum gürültünün artmasına neden olmaktadır. Gürültü kanat hızının azaltılması ile giderilebilir ancak bu sefer de türbinin toplam verimi düşecektir. Bu yüzden kanat tasarımı yapılırken sadece aerodinamik verim değil kanadın yol açacağı gürültü kirliliği de dikkate alınır (Durak ve Özer, 2008). Şekil 4.19’da bir rüzgâr türbini kanadının kısımları görülmektedir.



Şekil 4.19 Türbin kanadının kısımları (Vestas, 2009)

Türbin kanadının imalatında dikkat edilen en önemli konulardan biri de çalışma esnasında mekanik balansın sağlanmasıdır. Bu da türbine takılacak olan her üç kanadın da eşit kütleli olması ile sağlanır. Aksi takdirde dengesiz kütleden dolayı türbinin çalışması esnasında istenmeyen titreşimler oluşacak ve kısa sürede rotor yatağı, ana mil ve dişli kutusunda arızalara yol açacaktır. Ancak günümüzde üretilen türbin kanatlarının ağırlıkları 6 ton'u uzunlukları ise 45 m'yi geçmektedir ve pek çoğu yekpare olarak üretilmektedir. Bu ebatlardaki kanatları homojen bir şekilde birbirinin aynı ağırlıkta üretmek neredeyse imkânsızdır. Bunun çözümü ise üretilmiş olan kanatlardan kütleleri birbirine eşit veya çok yakın olanları üçer üçer gruplandırmak ve türbin monte edileceği zaman aynı gruptan kanatları kullanmaktır.

Yıldırım düşmesi rüzgâr türbini kanadı için son derece riskli bir durumdur ve meydana gelme olasılığı da yüksektir. Etkin bir koruma sistemi olmazsa gerek kanatlar gerekse rüzgâr türbinin kendisi ciddi şekilde zarar görebilir. Koruma tertibatı olmadığı bir durumda türbinin kanadına yıldırım düşse yıldırım düşen noktadaki sıcaklık 30.000 °C'yi bulabilir ve bu sıcaklık tutuşarak kanadın yanmasına yol açar. Yıldırımdan kaynaklanacak bu tarz zararların önüne geçmek için kanatların bir iletim sistemi ile donatılarak yıldırımdan gelecek elektriğin toprağa akıtılması gerekmektedir. Bu amaçla türbin kanadının uç kısmına ve çeşitli yerlerine alıcılar (lightning receptor) yerleştirilmiştir. Şekil 4.20'deki resimde 3 MW gücündeki bir rüzgâr türbinin 45m uzunluğundaki kanatlarına yerleştirilmiş olan yıldırım alıcılardan bir tanesi görülmektedir.



Şekil 4.20 Kanat üzerindeki yıldırım alıcı (Lightning receptor)(Vestas, 2009)

Bu türbinde kanadın 44,7m, 42m, 39m, 35m, 30m, 25m ve 20. metrelerine olmak üzere toplam 7 tane yıldırım tutucu yerleştirilmiştir. Kanadın içinde 50 mm² kesitli esnek bakır iletken kandan göbeğe bağlandığı kök kısmı ile yıldırım tutucuların bağlantısını sağlamaktadır. Kanat kök kısmında ise yıldırım tutuculardan gelen elektriğin iletilmesini sağlayacak çelik bir bant bulunur. Bu bant aşağıdaki resimde gösterilmiştir. Çelik banttın, elektriği alıp nasel şasisine aktarmak

için ise “Yıldırım Transfer Ünitesi” (Lightning Transfer Unit) adı verilen bir düzenek kurulmuştur. Bu düzenek de Şekil 4.21’deki resimlerde görülmektedir.



Şekil 4.21 Soldan sağa kanat kökündeki çelik bant, nasel şasisi ile kanat kökü arasındaki yıldırım transfer ünitesi (Vestas, 2009)

4.1.5 Fren Sistemi

Rüzgâr türbinin bazı kritik ekipmanlarının herhangi bir acil durumda ani olarak durabilmeleri gerekmektedir. Örneğin jeneratörün ani ısınması ya da şebekeden kopmalar bu durumlara örnek olabilir. Bu nedenle türbinin aşırı hız koruma sisteminin bulunması şarttır. Bu gibi durumlarda türbini acil olarak durdurabilecek fren sistemleri geliştirilmiştir.

MW kapasiteli türbinlerde fren sistemi aerodinamik ve mekanik fren sistemi olarak iki kısımlıdır. Aerodinamik fren pitch kontrollü türbinlerde kanat açılarının ani olarak 90° pozisyonuna getirilmesi ile sağlanır. Böylece türbin kanatlarında dönmeye karşı aerodinamik bir direnç oluşur ve aynı zamanda karşıdan gelen rüzgârın türbini döndürücü etkisi olmaz ve türbin rotoru birkaç dönme hareketinden sonra durur. Stall kontrollü türbinlerde de durum pitch kontrollü türbinlerdekine benzer. Stall kontrollü türbinde kanadın tamamı yerine ayrı hareket etme mekanizması bulunan kanat ucu 90° pozisyonuna dönerek frenleme sağlar. Şekil 4.22’deki resimde stall kontrollü türbinde kanat ucu fren pozisyonu görülmektedir.



Şekil 4.22 Stall kontrollü rüzgâr türbininde aerodinamik fren (Danish Wind Industry Association)

Şekil 4.18’de görülen kanat ucu türbin gücüne göre 3-7 m uzunluktadır. Kanadın bu kısmı karbon-fiber şaft üzerine yapılmıştır. Aerodinamik fren sisteminin yedeği olarak mekanik fren sistemi de türbinlerde yer alır. Şekil 4.23’deki resimde ise Suzlon türbinlerinde kullanılan bir mekanik fren sistemi bulunmaktadır.



Şekil 4.23 Mekanik Fren Sistemi (Suzlon, 2009)

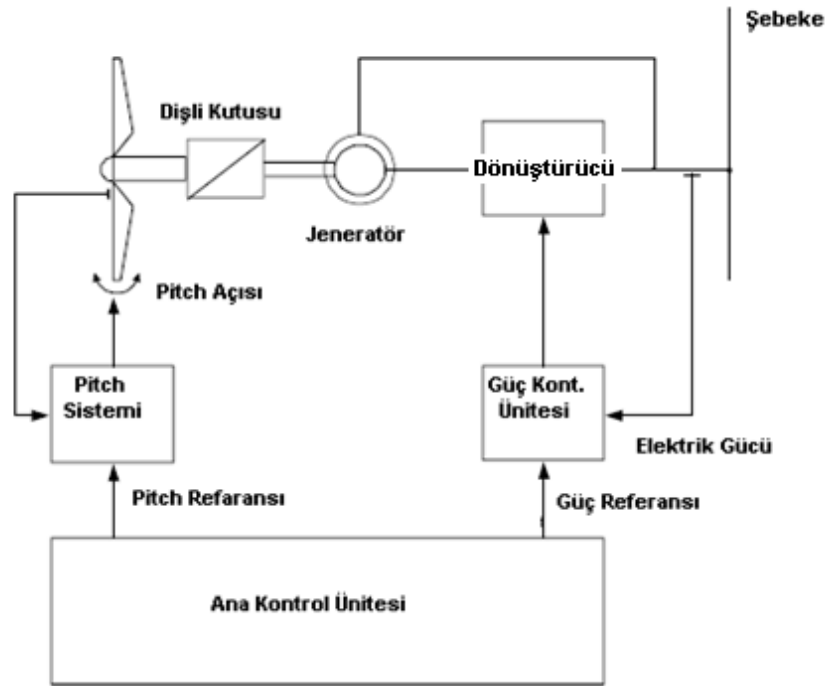
Resimde de görülebileceği gibi fren sistemi otomobil fren tertibatlarında olduğu gibi frenleme işi fren bloğu ile disk arasındaki sürtünmeden meydana gelir. Dişli kutusu çıkışındaki yüksek hız milinin torku daha düşük olduğundan, düşük frenleme torkunun yeterli olması için mekanik fren yüksek hız milinin üzerine takılmıştır.

Bu fren tertibatlarının dışında sapma (yaw) mekanizması ve pitch mekanizmasındaki hareketli yatakların da kendine ait hidrolik fren mekanizmaları vardır.

4.1.6 Elektronik Kontrol Sistemi ve Diğer Ekipmanlar

Elektronik kontrol sistemi rüzgâr türbini işletmede iken türbin ile ilgili bazı istatistik bilgileri toplayarak kayıt altına almaktadır. Bu bilgiler, türbinde yer alan pompalar, valfler, motorlar, yataklar, dişli kutusu, jeneratör gibi çok çeşitli ekipmanın üzerinde bulunan sensörlerden ve ortam koşullarını ölçen (rüzgâr, sıcaklık, nem vb.) sensörlerden toplanan verilerdir.

Şekil 4.24'te resimde rüzgâr türbinleri için kullanılan kontrol sisteminin özet şeması görülmektedir.



Şekil 4.24 Kontrol Sisteminin Temel Elemanları

Şekil 4.20'de görüldüğü gibi, kontrol fonksiyonları 3 kısma bölünmüştür. Bunlar; ana kontrol ünitesi, pitch sistemi ve güç kontrol ünitesidir. Ana kontrol ünitesi bütün kontrol işlevlerini yönetirken, pitch kontrol sistemi ve güç kontrol ünitesi ikincil ünitelerdir. Ana kontrol ünitesi, pitch açısı ve üretilecek gücün miktarını belirler. Pitch sisteminin görevi pitch açısını referans değere getirmektir. Güç kontrol ünitesi güç referansına göre şebekeye verilen gücü ayarlar.

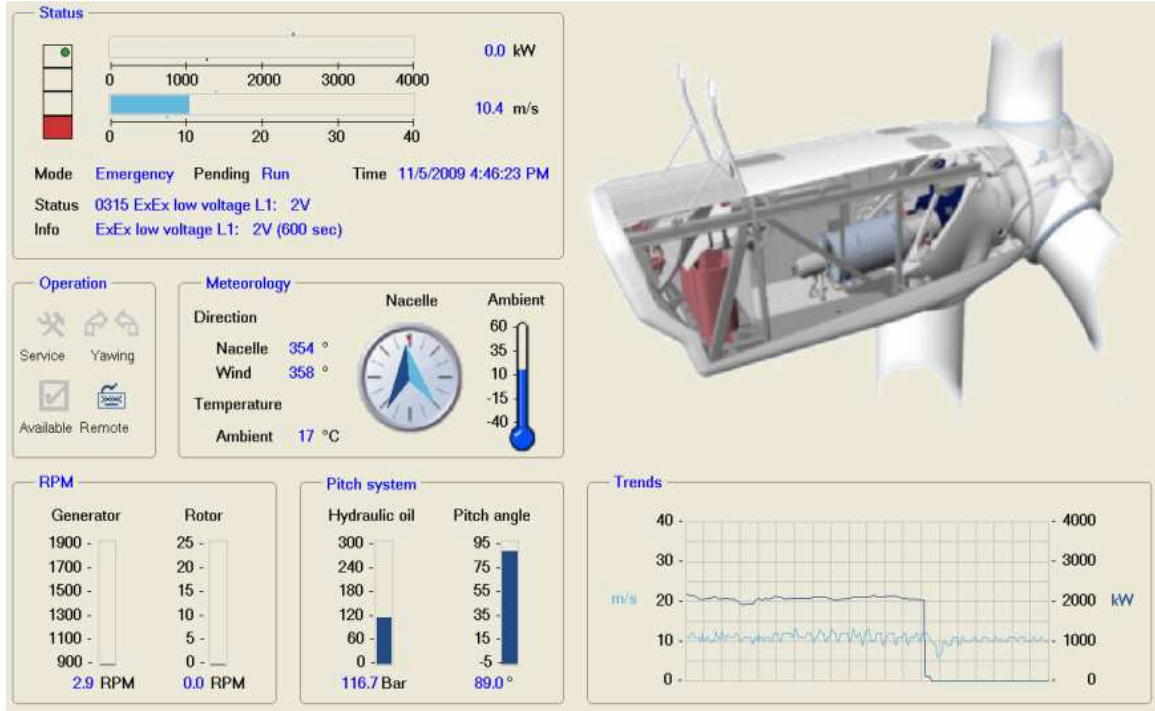
MW ölçekli rüzgâr türbinlerinin hepsinde kontrol ve performans izleme amacıyla mikroişlemciler vardır. İlk ticari rüzgâr türbinlerinde merkezi bir izleme sistemi bulunmaktaydı.

Günümüzde rüzgâr santrallerindeki her bir türbinin performansı bağımsız olarak izlenebilir. Genellikle aşağıdaki fonksiyonlar ve değerler izlenir.

- Devreye giriş ve çıkış rüzgâr hızları (işletme aralığı)
- Jeneratör çıkışının şebekeye verilmesi
- Nasel konumu (rüzgâr yönüne göre)
- Kanatlarda pitch açısı
- Türbinin işletme durumu veya acil durumlarda durdurulması
- Güç eğrisi performansı (Ölçülen rüzgâr hızına karşılık gelen güç değerine ulaşıp ulaşılmadığı)
- Rüzgâr hız ve yön verisi
- Nem, sıcaklık ve basınç değerleri
- Şebeke gerilimi

Yukarıda sayılan parametreler, türbinlerde kontrol sistemi tarafından denetlenen başlıca verilerdir. Ancak bunların yanında nasel içindeki ekipmanlarla ilgili pek çok veri de kaydedilmektedir. (Durak ve Özer, 2008)

MW kapasiteli rüzgâr türbinlerinden oluşan rüzgâr santrallerinde türbinlerin münferit kontrol sistemlerinin yanında bütün santrali tek noktadan kontrol etme ve izleme olanağına sahip Denetleyici Kontrol ve Bilgi Edinimi (SCADA) (Supervisory Control and Data Acquisition) sistemleri de mevcuttur. SCADA sistemi bir sunucu ara yüzü ile santraldeki türbinlere bağlanır ve sunucuya bağlı bir bilgisayar ile rüzgâr santralinin uzaktan izlenmesine ve kontrol edilmesine olanak sağlar. Şekil 4.25'te SCADA sisteminin izleme ekranından bir örnek görülmektedir.



Şekil 4.25 SCADA sistemi izleme ve kontrol ekranı

Şekil 4.21’de türbin çalışması esnasında şebeke enerjisinde bir kesinti olursa türbinin aniden boşa çalışmaması için nasıl devreden çıktığı görülmektedir. Resim üzerindeki grafikten de görülebileceği gibi türbin 2 MW civarında güç üretirken şebeke ile bağlantı aniden kesilmiştir. Böylelikle üretilen güç aniden sıfıra düşmüştür. Bunun sonucunda jeneratör ve dolayısı ile türbin rotoru boşa çıktığından rotorun aniden hızlanmasını önlemek için kontrol sistemi aerodinamik fren uygulamıştır. Aerodinamik frenleme için çalışma koşullarında 180 bar olan pitch silindirlilerindeki basınç 120 bar’a düşmüştür ve kanat açısı da aniden 90°’ye çıkmıştır.

Bütün bu ekipmanların yanında günümüz modern rüzgâr türbinlerinde pek çok komplike elektromekanik mekanizma mevcuttur.

5. RÜZGÂR TÜRBİNLERİNİN AERODİNAMİĞİ

Rüzgâr türbinin bir elektrik jeneratörü olarak etkili bir şekilde kullanılmaya başlanması aerodinamik türbin kanadı tasarımı ile başlamıştır. Aerodinamik türbin kanadı profili tasarımı (airfoil) sayesinde rotorun daha fazla yükte çalışmasına ve daha hızlı dönmesine olanak sağlamıştır. Şekil 5.1’de Riso A1 serisi bir rüzgâr türbinin kanat profili görülmektedir.

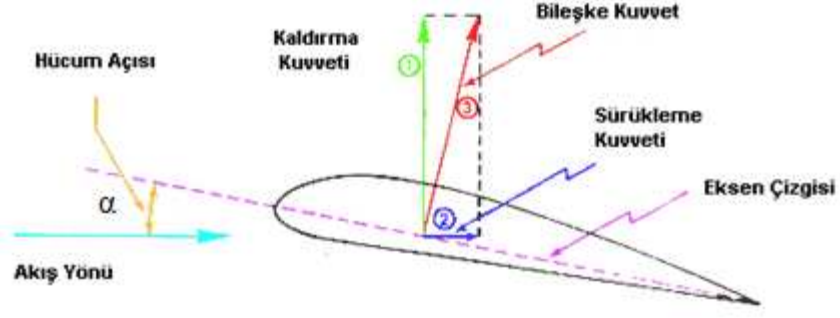


Şekil 5.1 Riso A1 serisi kanat profili (Dahl, 1999)

İlk rüzgâr türbinlerinin aerodinamiği uçak ve helikopter pervanesinin teorisine dayanmaktaydı. Ancak rüzgâr türbinin aerodinamiği helikopter rotorundan daha farklı fikirler gereksinimini yarattı.

Büyük kapasiteli ticari rüzgâr santrallerinin kullanımının artması ile birlikte, türbin üreticileri yapısal yük ve güç konusundaki yetersizliklerden dolayı, ürettikleri türbinlerde verim ile ilgili problemler yaşamaya başlamışlardır. Rüzgâr türbinleri, doğal ortamlarda çalıştıklarından dolayı, sürekli sabit olmayan koşullara maruz kalmaktadırlar. Rüzgâr türbininin aerodinamiği, üç boyutlu ve ayrılmış karmaşık akış için yeterli değildir. Rüzgâr türbinlerinin stabil olmayan aerodinamik özellikleri, firmaları araştırma-geliştirmeye iten en önemli etkenlerden biridir. Yeni tip kanat profillerinin tasarımı, dönen kanadın üç boyutlu etkileri, dinamik iç akış etkileri, iç akışın sapması ile oluşan dinamik stall durumu üzerinde en çok araştırma yapılan konulardandır. (Imamura, 2005)

Modern rüzgâr türbinlerinin nasıl çalıştığını anlamak için kanat profili ve kanat profili üzerine etkiyen iki önemli aerodinamik kuvvet iyi bilinmelidir. Bu kuvvetler sürükleme (drag) ve kaldırma (lift) kuvvetleridir. Bu kuvvetlerin kanat profiline nasıl etki ettiği Şekil 5.2’de görülmektedir.



Şekil 5.2 Kanat profiline etki eden kuvvetler (<http://www.dynamicflight.com>, 2009)

5.1 Sürüklenme Kuvveti

Sürüklenme kuvveti cismin üzerinde akış yönünde meydana gelen kuvettir. Düz bir plaka üzerinde meydana gelecek maksimum sürüklenme kuvveti, hava akışının cismin üzerine 90°'lik açı ile geldiği durumda meydana gelirken; minimum sürüklenme kuvveti de hava akışı cismin yüzeyine paralelken meydana gelir. (Hansen, 2008)

Sürüklenme kuvveti (5.1) eşitliği ile hesaplanır.

$$F_D = C_D \frac{\rho}{2} A_c v^2 \quad (5.1)$$

Burada;

F_D : Cisme Etkiyen Sürüklenme Kuvveti [N]

C_D : Sürüklenme Katsayısı

ρ : Hava yoğunluğu [kg/m^3]

A_c : Sürüklenmeye maruz cismin hava akımına dik kesit alanı [m^2]

v : Rüzgâr hızıdır (m/s)

Farklı cisimler için C_D değerleri Çizelge 5.1'de verilmiştir.

Çizelge 5.1 Farklı cisimler için sürüklenme katsayısı (C_D) değerleri (Durak ve Özer,2008)

Cisim	C_D Katsayısı
Dairesel Cisim	1,11
Kübik Cisim	1,10
Yarı Küre (Arkası Açık)	0,34
Yarı Küre (Önü Açık)	1,33

C_D değeri cismin şekli ve yüzeyin aerodinamik kalitesine bağlı bir katsayıdır.

5.2 Kaldırma Kuvveti

Kaldırma kuvveti akışa dik olarak etki etmektedir. Uçakların yerden havalanmasına da bu kuvvet sayesinde olmaktadır. Düz bir plaka üzerine etkiyen kaldırma kuvveti, hava akışının plaka yüzeyine 0° açı ile gelen bileşeni tarafından oluşturulur. Havanın akış yönüne göre meydana gelen küçük açılarda akış şiddetinin artmasından dolayı düşük basınçlı bölgeler meydana gelir. Bu bölgeler akışaltı (downstream) bölgelerdir. Dolayısı ile hava akış hızı ile basınç arasında bir ilişki meydana gelmiş olur. Hava akışı hızlandıkça basınç düşer, hava akışı yavaşladıkça da basınç artar, bu olaya “Bernoulli Etkisi” denir ve kaldırma kuvvetinin cisim üzerinde emme veya çekme meydana getirmesini açıklar. Kaldırma kuvveti aşağıdaki (5.2) ifadesi ile verilir.

$$F_L = C_L \frac{\rho}{2} A_c v^2 \quad (5.2)$$

Burada;

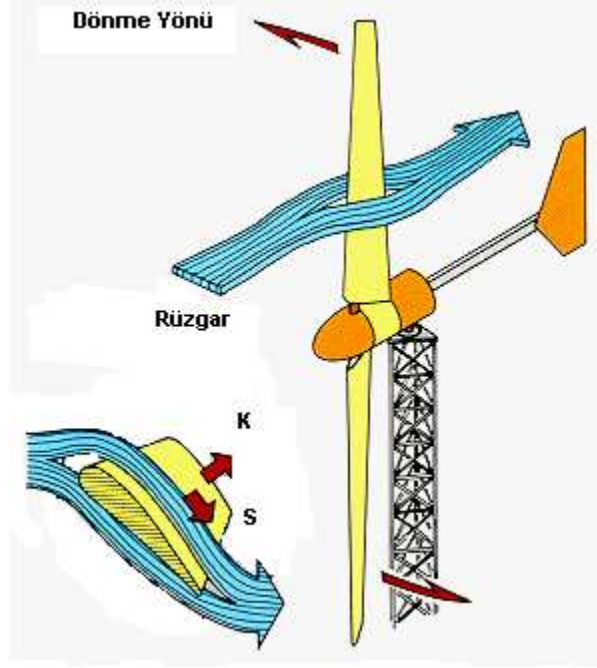
F_L : Cisme Etkiyen Kaldırma Kuvveti [N]

C_L : Kaldırma Katsayısı

ρ : Hava yoğunluğu [kg/m^3]

A_c : Kaldırmaya maruz cismin hava akımına dik kesit alanıdır. [m^2]

C_D ve C_L katsayılarının her biri rüzgâr tünellerinde farklı hücum açıları ve rüzgâr hızlarında hesaplanmaktadır. Her bir hücum açısı için C_D/C_L oranı hesaplanır ve bu oranın en büyük olduğu hücum açısı değeri, rüzgâr türbinin en iyi verim alınacak değeridir. Sürüklenme ve kaldırma kuvvetlerinin türbin rotorunu nasıl döndürdüğü Şekil 5.3'te gösterilmiştir.

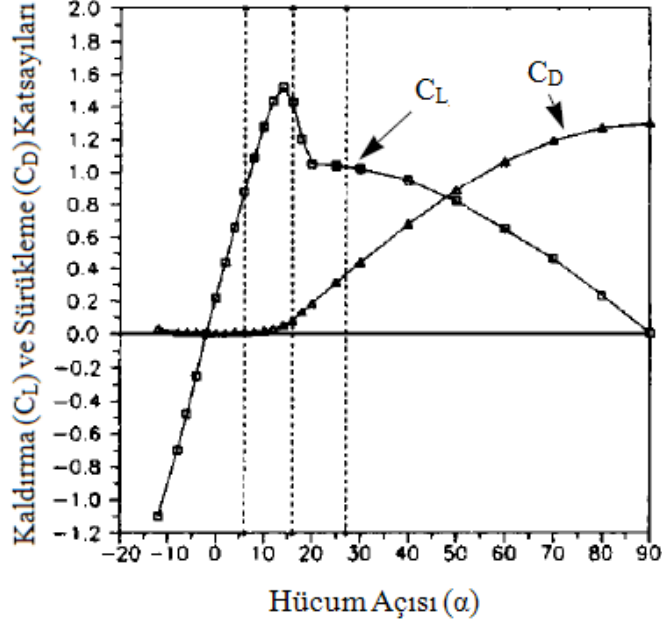


Şekil 5.3 Rüzgâr türbinin temel çalışma aerodinamiği (AWEA, 2009)

Şekil 5.3'ten de anlaşılacağı gibi; hava akımı kanada yaklaşır ve kaldırma kuvvetinin etkisi ile kanat yukarı doğru çekilirken, sürüklenme kuvvetinin etkisi ile itilir. Kanat, bu iki kuvvetin bileşkesi olan yönde hareket etmek ister, ancak göbekten sabitlendiği için doğrusal olarak hareket edemez ve göbek etrafında dairesel hareket oluşur. Burada türbin rotorunu döndüren, kanatta oluşan kaldırma kuvvetidir.

Kanat profilinin aerodinamik özellikleri, hücum açısı (α) değiştiği zaman değişir. Hücum açısının artan değerlerine göre kaldırma ve sürüklenme katsayılarının değişimleri Şekil 5.4'te görülmektedir. Kaldırma kuvveti daima profili terk eden rüzgârın doğrultusu ile 90° farklı açıda olurken sürüklenme kuvveti daima kanada gelen rüzgârın doğrultusunda olur. Sürüklenme ve kaldırma katsayıları, hücum açısı $15-20^\circ$ 'yi geçince aniden değişir. 20° ile 30° arasında kanat profilinin aerodinamik davranışında pek bir değişim olmaz ancak, hücum açısı 30° 'yi geçtiğinde,

kaldırma katsayısı azalırken sürüklenme katsayısı yükselmeye başlar. Hücüm açısı ise rüzgâr hızına bağlı olarak da değişir. (Stiesdal, 1998).



Şekil 5.4 Hücüm açısı ile kaldırma ve sürüklenme katsayılarının ilişkisi (Stiasdal, 1998)

Rüzgâr türbini tasarımı yapılırken Betz ve Schmit teoremleri uygulanır. Bu teoremlerin yardımıyla, kanat veter açısı, tasarım açı-hız oranı, aerodinamik profil, hücüm açısı ve kaldırma katsayısı belirlenir. Profil kayıpları ve kanat ucundaki hava akımı nedeniyle kayıplar dikkate alınmadığı takdirde, A rotor süpürme alanına sahip bir rüzgâr türbininden elde edilebilecek güç;

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5.3)$$

olarak hesaplanabilir. Ancak (5.3) eşitliği rüzgâr türbininden elde edilebilecek gerçek gücü vermez. Çünkü hem teoride hem de pratikte (5.3) eşitliğinden elde edilebilecek gücü kısıtlayıcı etkenler vardır.

5.3 Betz Kanunu

Rüzgârın kinetik enerjisinin türbine aktarılma miktarı arttırılmak istenmektedir. Ancak diğer enerji dönüşüm sistemleri gibi türbinden geçen kinetik enerjinin %100'ünü faydalı mekanik enerjiye çevirmek mümkün değildir. Türbine gelen rüzgârın bir kısmı daha rotora gelmeden geri yansıyacak bir kısmı da türbini terk eden hava akımı ile uzağa taşınacaktır. Enerjinin Korunumu

Yasası'na göre; türbinden geçen rüzgârın hızı azalmalıdır, çünkü rüzgârın kinetik enerjisinin bir kısmı rotor tarafından mekanik enerjiye çevrilir. Rüzgâr türbinin maksimum teorik güç katsayısı ve güç üretimi Momentum Teorisi'ne dayalı "Harekete geçirici Disk Modeli" ("Actuator Disc Model") ile belirlenmiştir. Buna göre, rotorun ön ve arkasına yeterli uzaklıktaki bölgelerde hava basıncı atmosfer basıncına eşit kabul edilmiştir.



Şekil 5.5 Rüzgâr kesitinin türbine giriş ve çıkıştaki şekli (Danish Wind Industry Association, 2009)

Şekil 5.5'te görülen rüzgârın türbine uzak mesafedeki giriş hızı v_1 ve türbinden uzak mesafedeki çıkış hızı v_2 için Kütle'nin Korunumu Kanunu uygulanacak olursa;

$$\rho A v_1 = \rho A v_2 \quad (5.4)$$

ifadesi elde edilir.

Rüzgârın türbin rotoruna giriş hızı, türbin rotorundan geçiş hızı ve türbin rotorunu terk etme hızı için aynı kanun uygulanacak olursa

$$\rho_a A v_{up} = \rho_a A v_T = \rho_a A_{dw} v_{dw} \quad (5.5)$$

sonucuna ulaşılır.

Burada;

A: Türbin rotorunun süpürme alanı (aynı zamanda rotora giren rüzgârın kesit alanı)

ρ_a : Havanın yoğunluğu

v_{up} : Rüzgârın türbin rotoruna girdiği andaki hızı

v_T : Rüzgârın türbin rotorundaki hızı

A_{dw} : Türbin rotorunu terk eden rüzgârın kesit alanı

v_{dw} : Türbin rotorunu terk eden rüzgârın hızıdır

Türbin rotorunu terk eden rüzgârın hızı rotora giren rüzgârın hızından her zaman daha az olacağından, yukarıdaki ifadeden çıkan sonuç rotora giren rüzgârın kesit alanı rotordan çıkan rüzgârın kesit alanından daha küçük olmalıdır. Giriş ve çıkış rüzgâr hızları arasındaki momentum farkından dolayı rotora etki eden itme kuvveti ise;

$$F = \rho_a A v_{up}^2 - \rho_a A_{dw} v_{dw}^2 \quad (5.6)$$

İfadesi ile bulunur.

(5.3), (5.4), (5.5) ve (5.6) ifadelerindeki rotor alanı (A) 5.7 ifadesi ile bulunur.

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (5.7)$$

Burada D türbin rotorunun çapıdır

Rüzgâr akışına Bernoulli ilkesindeki eşitlik uygulanırsa, (5.8) eşitliğinde olduğu gibi rotordaki rüzgâr hızı, rotora giriş ve çıkış esnasındaki rüzgâr hızlarının ortalaması olarak bulunur.

$$v_T = \frac{(v_{up} + v_{dw})}{2} \quad (5.8)$$

Bütün bunların sonunda türbinin maksimum teorik güç katsayısı 16/27 (%59,3) olarak bulunur.

Böylece türbinin üretebileceği maksimum güç;

$$P_{Tmax} = \frac{0,5 \rho_a A_T v_{up}^3}{2} \left(\frac{16}{27} \right) \quad (5.9)$$

olarak bulunur.

(5.9) ifadesine çarpan olarak giren $16/27$ sayısına “Betz Limiti” adı verilir. Bir başka ifadeyle bir rüzgâr türbini rüzgârın sahip olduğu kinetik enerjinin en çok %59,3’ünü mekanik enerjiye dönüştürebilir.

5.4 Türbinde Oluşan İtme Kuvveti

Türbine çarpan rüzgârın özelliklerindeki değişim 2. Bölümde detaylı olarak irdelenmiş ve türbine çarpıp türbini geçen rüzgârın rüzgâr santralindeki rüzgârları nasıl etkilediği açıklanmıştı. Her iki durumda da kilit faktör itme katsayısıdır. Türbin rotorunda rüzgârın oluşturduğu itme kuvveti ise (5.10) eşitliğinden çözülür.

$$T_R = \frac{1}{2} \rho \omega r^2 A C_T \quad (5.10)$$

Burada;

T_R : Rotoru etkileyen itme kuvveti (N)

ρ : Havanın yoğunluğu (kg/m^3)

ω : Rotorun açısal hızı (s^{-1})

r : Rotor yarıçapı (m)

A : Türbin rotorunun süpürme alanı (m^2)

C_T : Sürüklenme katsayısıdır.

5.4 Güç Eğrisi

Betz Limiti’ne göre rüzgâr türbininin, rüzgârın kinetik enerjisinin ancak %59’unu mekanik enerjiye çevrilebildiği anlatılmıştı. Ancak bu durum ideal koşullar ve ideal türbinler için geçerlidir. Bunların dışında da aerodinamik kayıplar meydana gelir. Bu kayıplar da hesaba katıldığında rüzgâr türbinin mekanik enerjiye dönüştürebileceği rüzgâr gücü belirlenir. Rüzgâr türbinin gücünü hesaplamada yine Betz Kanunundaki formül kullanılır. Ancak Betz Kanunundaki $16/27$ çarpanı ideal bir rüzgâr türbini için geçerli olduğundan, gerçek rüzgâr türbininde bu çarpan yerine türbinin toplam verimi gelecektir ve türbinin toplam verimi Betz Limiti’nden daha küçüktür. Bu durumda bir rüzgâr türbininden üretilen güçü veren ifade,

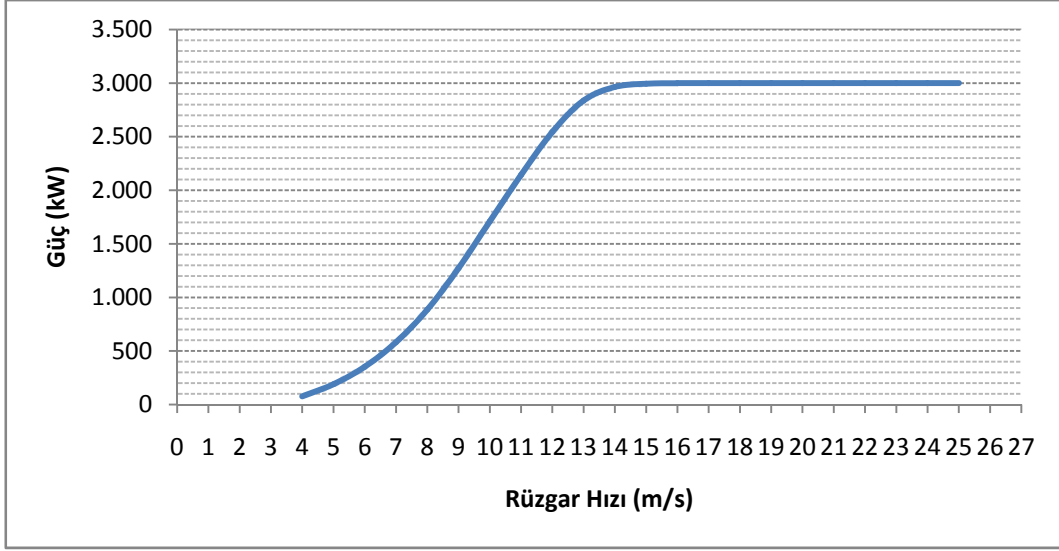
$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_e \quad (5.11)$$

ile bulunur. Burada Betz Limiti'nin yerine çarpan olarak gelen C_e rüzgâr türbinin belli bir rüzgâr hızı için toplam verimidir. Bazı kaynaklarda bu değer C_p (power coefficient olarak belirtilmektedir.) Çizelge 5.2'de 3 MW gücünde bir rüzgâr türbininin $1,225 \text{ kg/m}^3$ hava yoğunluğu için rüzgâr hızına bağlı C_e ve güç değerlerinin değişimi görülmektedir.

Çizelge 5.2 3 MW gücündeki bir rüzgâr türbinin $1,225 \text{ kg/m}^3$ hava yoğunluğundaki güç eğrisi tablosu (Vestas, 2008)

Rüzgâr Hızı (m/s)	C_e	Güç (kW)
4	0,309	77
5	0,39	190
6	0,419	353
7	0,435	581
8	0,444	886
9	0,448	1.273
10	0,439	1.710
11	0,414	2.145
12	0,378	2.544
13	0,331	2.837
14	0,227	2.965
15	0,228	2.995
16	0,188	3.000
17	0,157	3.000
18	0,132	3.000
19	0,112	3.000
20	0,096	3.000
21	0,083	3.000
22	0,072	3.000
23	0,063	3.000
24	0,056	3.000
25	0,049	3.000

Şekil 5.6'da ise, Çizelge 5.2'deki güç ve rüzgâr hızı değerlerinin grafik gösterimi verilmiştir. Şekil 5.6'daki grafikten de anlaşılacağı gibi türbin 4m/s rüzgâr hızında güç üretmeye başlayıp 15m/s'de maksimum kapasitesine ulaşmaktadır. 15 m/s'den sonra ise güç sabit kalmaktadır.



Şekil 5.6 3 MW gücünde bir rüzgâr türbinin güç eğrisi grafiği

6. RÜZGÂR ÖLÇÜMÜ

Rüzgâr ölçümleri, birçok alan için gereklidir. Bunlara örnek olarak meteoroloji, iklim, tarım, endüstriyel uygulamalar ve bilimsel araştırmalar verilebilir. Ancak bu ölçümler, veriye ihtiyacı olanların ihtiyaçlarına ve standartlarına göre yerine getirilmektedir. Fakat bunlardan hiç birisi rüzgâr enerjisi üretim amacı için yapılan ölçümler kadar hassas ve dikkat gerektirmemektedir.

Rüzgâr enerjisi santrali kurmanın ilk aşaması rüzgâr ölçümüdür. Uygun donanımlarla, standartlara göre yapılan ölçümler, projenin daha sonraki aşaması olan veri değerlendirmesi, enerji üretim miktarının belirlenmesi ve kullanılacak türbinlerin seçimi aşamasında en önemli unsurdur. Rüzgâr enerji santrallerinin projelendirilmesi ve proje ekonomisinin değerlendirilmesinde ele alınan tek parametre rüzgâr ölçüm verilerine göre hesaplanan yıllık elektrik üretim miktarıdır. Üretilecek olan enerji miktarının bulunması ise, ölçüm yapılan proje sahasını en iyi şekilde temsil eden noktaya veya proje sahasının topografyasına göre, gerektiğinde birden fazla noktaya rüzgâr ölçüm direğinin dikilmesi ile olmaktadır.

6.1 Rüzgâr Ölçümü Yapılacak Alandaki Ön Çalışmalar

Rüzgâr enerji santrali projelendirmesi yapılacak bir bölgenin rüzgâr karakteristikleri ile ilgili en etkili bir şekilde fikir sahibi olmak için ilk başta başvurulacak kaynaklar; eğer varsa bölgedeki en yakın noktadaki meteorolojik ölçüm yapan kuruluşlar, Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından hazırlanmış olan “Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası”, proje sahasının yakınında ikamet eden yerel insanlar ve rüzgârdan dolayı bitki örtüsünde oluşmuş değişikliklerin gözlenmesidir.



Şekil 6.1 Rüzgârın bayraklama (flagging) etkisi

Şekil 6.1’de soldaki resimde ülkemizde Aydın İli Söke Ovası’nda çekilmiş bir fotoğrafta ağaçların rüzgârdan dolayı nasıl şekil aldıkları görülmektedir. Şekil 6.1’de sağdaki resim ise

İngiltere’de bir rüzgâr santrali sahasında çekilmiş fotoğraftır. Rüzgârın bitki örtüsü üzerinde bıraktığı bu etkiye bayraklama (flagging) etkisi denir.

Ancak bütün bu yukarıda sayılan kaynaklardan proje sahasının rüzgâr karakteristiği ile ilgili rakamsal verilere ulaşmak çok da mümkün değildir. Ülkemiz için hazırlanmış olan Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası dikkate alınması gereken bir kaynaktır ancak bu kaynaktaki verilerin güvenilirliği proje sahasının konumuna ve yüzey şekillerine göre çok fazla değişiklik gösterebilmektedir. Bölgeye en yakın meteorolojik ölçüm istasyonunun verilerini baz alarak projenin yıllık enerji üretimini hesaplamak da hatalı sonuçlara yol açabilir çünkü meteorolojik ölçüm noktasının uzaklığı oradaki topografik ve orografik özellikler ile proje sahasının topografik ve orografik özelliklerinin arasındaki farklılıklar etkin bir değerlendirme yapmayı engelleyebilir. Ayrıca ülkemizde rüzgâr enerji santrali projelerindeki rüzgâr ölçümleri hariç, diğer kuruluşların yaptıkları rüzgâr ölçümleri (Meteoroloji İşleri Gene Müdürlüğü, Bölgedeki Havaalanları v.b.), Genelde 10m ve 20m arasındaki yükseklikler için geçerlidir. Günümüzdeki türbinlerin göbek yüksekliklerinin 100m’ye ulaştığı düşünülürse düşük yükseklikte yapılmış olan rüzgâr ölçümlerinden elde edilen verilerden 100m gibi yükseklikteki rüzgârın hesaplanması da ayrı bir belirsizliğe neden olmaktadır. Bunun yanında bu ölçümlerin yapıldığı noktaların etrafında yapılar da mevcutsa, o ölçümlerin kalitesi bundan dolayı da bozulmaya uğrar. Proje sahasına yakın yerlerde ikamet eden yöre sakinlerinin de bölgenin rüzgâr karakteristiği ile ilgili vereceği bilgiler de nitel gözlemlere dayanacağı için rakamsal veriler içermeyecektir.

Ancak bütün bu bahsedilen kaynaklar bir proje sahası için yapılacak ön çalışmada son derece faydalıdır. Çünkü alınacak olan bütün bu bilgilerin kaynağı çok uzun yıllar boyunca yapılmış olan gözlemlerin sonucudur. Proje sahası için gerçek anlamda istenilen ortalama rüzgâr hızları bu verilerden elde edilemeyebilir, fakat proje sahasının hâkim rüzgâr yönü mevsimlere göre rüzgâr karakteristiğindeki periyodik değişimler gibi bilgiler bu kaynaklardan elde edilebilir. Bu bilgiler her şeyden önce bölgeye kurulacak olan ölçüm direklerinin konumlandırılması ve rüzgâr ölçüm verilerine dayanılarak belirlenecek olan türbin yerleşiminin yapılmasına katkı sağlayacaktır. Ancak yukarıda da belirtildiği gibi bir proje sahası için etkin bir değerlendirme yapmanın yolu mutlaka o sahada rüzgâr ölçümü yapmaktır.

Proje sahasında ölçüm yapılacak olan nokta veya noktaların belirlenmesi detaylı bir saha çalışması gerektirmektedir. Saha çalışması ise rüzgâr enerjisi konusunda son derece tecrübeli kişiler tarafından yapılmalıdır. Rüzgâr ölçümlerinde yapılacak olan bir yanlışlık, zincirleme olarak projenin bütün adımlarını olumsuz etkileyecektir.

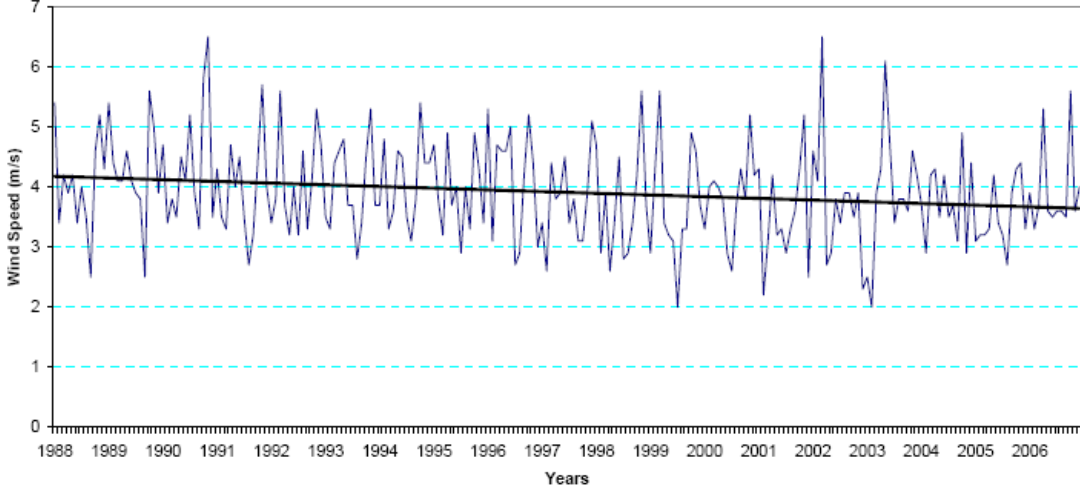
Etkili bir rüzgâr analizinin yapılması için saha ziyareti öncesinde mutlaka bölgenin detaylı bir fiziki haritasının edinilmesi gerekmektedir. Bu haritalar ihtiyaca göre 1/25.000 veya 1/1.000 ölçekli fiziki haritalar olabilir. Ayrıca ölçüm için tespit edilen noktaların koordinatlarının hızlı bir şekilde belirlenmesi için bir GPS cihazı ve noktaların deniz seviyesinden yüksekliğinin haritadakilerle mukayese edilmesi için bir alimetre bulundurulması gerekmektedir.

Bir sahada ölçüm yapılacak noktanın veya noktaların tespit edilmesi son derece önemlidir. Rüzgâr ölçüm direği konulacak nokta veya noktalar mümkün olduğu kadar sahanın rüzgâr karakteristiğini temsil edecek yerler olmalıdır. Rüzgâr karakteristiğinin kısmi olarak değişiklik gösterebileceği yerlere ölçüm direği konulması ölçüm sonuçlarının da yanlış olmasına neden olur. Örneğin en basit tabiri ile bir düşey engelin yakınına ölçüm direği kurmak son derece yanlıştır. Şekil 6.2'deki fotoğrafta Balıkesir ili, Bandırma İlçesi'ndeki meteoroloji istasyonu ve istasyona ait ölçüm direklerinden bir tanesi görülmektedir. Resimden de anlaşılacağı gibi binanın tepesine monte edilmiş olan ölçüm direğinin bina çatısında yüksekliği yaklaşık 3 m'dir ve bu koşullarda bu ölçüm direğinden alınan verilerin bölgede kurulacak bir rüzgâr santrali projesinde kullanılması pek olası değildir.



Şekil 6.2 Bandırma Meteoroloji İstasyonu'nun çatısına kurulmuş olan rüzgâr ölçüm direği. Ayrıca bu meteoroloji istasyonunun kurulu olduğu bölgede zaman içinde yapılaşma faaliyetleri artmış ve istasyonun bulunduğu bölge bir yerleşim yeri haline gelmiştir. Bunun etkisi bu istasyondan alınmış olan 1998-2006 yılları arasındaki verilerde de anlaşılmaktadır. Şekil 6.3'teki

grafikte görüleceği gibi ortalama rüzgâr hızları yıllar içinde beklenmedik bir şekilde azalma eğilimine girmiştir. Bunu nedeni yukarıda da bahsedildiği gibi, zaman içinde yapılaşmadan dolayı ölçüm direğinin etrafındaki düşey engellerin sayısının artmasına bağlı olarak direğin bulunduğu bölgedeki ortalama rüzgâr hızlarının olması gereken değerinin altına ölçülmesidir.



Şekil 6.3 Düşey engellerin rüzgâr hızına etkisi

Bunun gibi hatalardan kaçınılması için ölçüm direklerinin kurulduğu noktalar mümkün olduğunca düşey engellerden uzakta olmalıdır. Ayrıca hakim rüzgâr yönüne göre bir tepenin arkası veya ön yamacı gibi yerlere de rüzgâr ölçüm direği kurmaktan kaçınılmalıdır. Kurulması gereken rüzgâr ölçüm direklerinin sayısı arazi yapısına ve santralin kurulu gücüne bağlı olarak değişir. Kompleks arazilerde rüzgârın bir noktadan diğer noktaya değişimi çok fazla olacağından böyle yerlerde mümkün olduğu kadar çok noktada ölçüm yapmak gerekmektedir. Aynı şekilde planlanan santralin kurulu gücü büyük ise bu daha fazla türbin ve santralin ucundaki türbinlerin arasındaki mesafede artış anlamına gelmektedir. Bu durumda da bütün santral sahasının rüzgâr karakteristiğini ölçmeye yetecek sayıda ölçüm direği dikilmesi gerekmektedir.

Kurulacak olan ölçüm direklerinin yüksekliği de önemli bir parametredir. İdeal bir enerji üretim hesabında, rüzgâr hızı olarak türbinin göbek yüksekliğinde ölçülmüş olan rüzgâr verileri kullanılmalıdır. Bir başka deyişle rüzgâr ölçümü kurulacak olan rüzgâr türbinlerinin göbek yüksekliği ne ise aynı yükseklikte yapılmalıdır. Ancak bu durumu kısıtlayan iki faktör bulunmaktadır. Birincisi; kullanılacak olan türbinlerin göbek yüksekliği başta bilinmeyip, ölçüm verilerine göre yapılan değerlendirmeler sonucu belirlenecektir. İkinci olarak da günümüzde 80 m'yi geçen göbek yükseklikleri göz önüne alındığında bu yükseklikte ölçüm yapmanın yüksek maliyeti de kısıtlayıcı bir faktördür. Bunun yerine en uygun alternatif göbek yüksekliğindeki

rüzgâr hızını hesaplamak için iki farklı yükseklikte rüzgâr hızının ölçülmesidir. Şekil 6.4'te bu metodun ölçüm direğinde nasıl uygulandığı en basit şekilde görülmektedir.



Şekil 6.4 Farklı yüksekliklerde ölçülen rüzgâr hızlarından istenilen bir yükseklikteki rüzgâr hızının hesaplanması

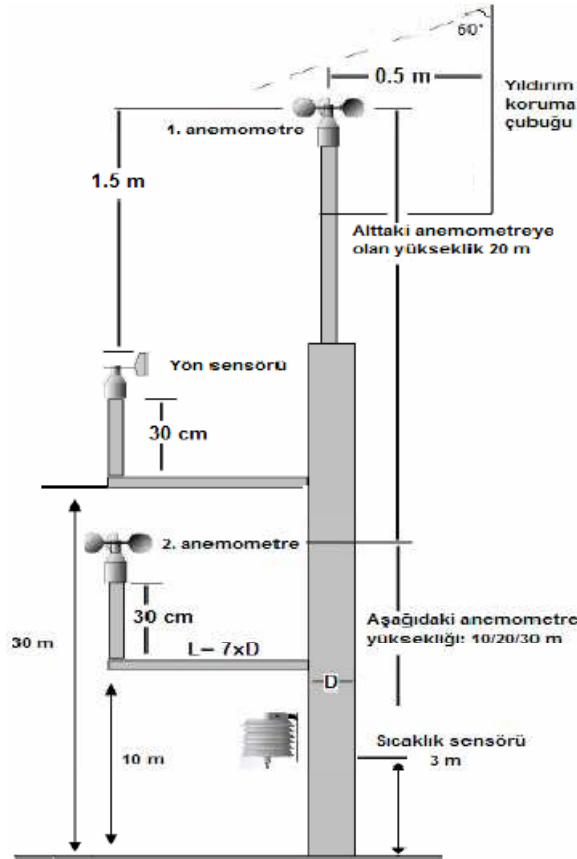
Şekil 6.4'te de anlatılmak istendiği gibi, iki farklı yükseklikte rüzgâr hızı ölçülerek, yüzeyin karakteri belirlenir ve daha yüksek bir noktadaki rüzgâr hızı hesaplanabilir. Bu konu ile ilgili detay bilgiler 2. Bölümde verilmişti. Ancak burada dikkat edilmesi gereken en önemli nokta farklı yükseklikteki rüzgâr hızları çok küçük olduğundan dolayı mümkün olduğunca hassas ölçüm yapılması gerektiğidir. Uluslararası kurallar ve EPDK ölçüm tebliği de yapılacak ölçümlerin en az 30 m yüksekliğinde olması gerektiğini belirtmektedir. Eğer arazi eğimi 12° den büyük ise, 40 m ve üzerinde yüksekliklere sahip rüzgâr ölçüm direği kullanılmalıdır. Kompleks arazilerde de ölçüm yüksekliği mümkün mertebe yüksek olmalıdır (Durak ve Özer, 2008).

Bütün bu parametreler dikkate alındığında ölçüm yapılacak yüksekliklerin belirlenmesi oldukça karmaşık bir hal almaktadır. Ancak yapılması planlanan bir rüzgâr santrali projesi için yatırımdan sonra, yani rüzgâr santrali faaliyete geçtiğinde elde edilecek gelirler ve bütün ekonomik analizlerin temel dayanağı rüzgâr ölçümleri olduğu için, ölçümlerden verilerinin güvenilirliğini etkileyebilecek risklerin azaltılması için ölçüm yüksekliklerinin mümkün olduğu kadar yüksek olmasına dikkat edilmelidir.

Ülkemizde önceleri 20m ila 30m arasında yapılmakta olan rüzgâr ölçümleri kullanılan rüzgâr türbini göbek yüksekliklerinin artması ile beraber 50 ila 60m civarındaki yüksekliklerde ölçüm yapabilen direklerin kurulmasını gerekli kılmıştır.

6.2 Rüzgâr Ölçüm Direkleri

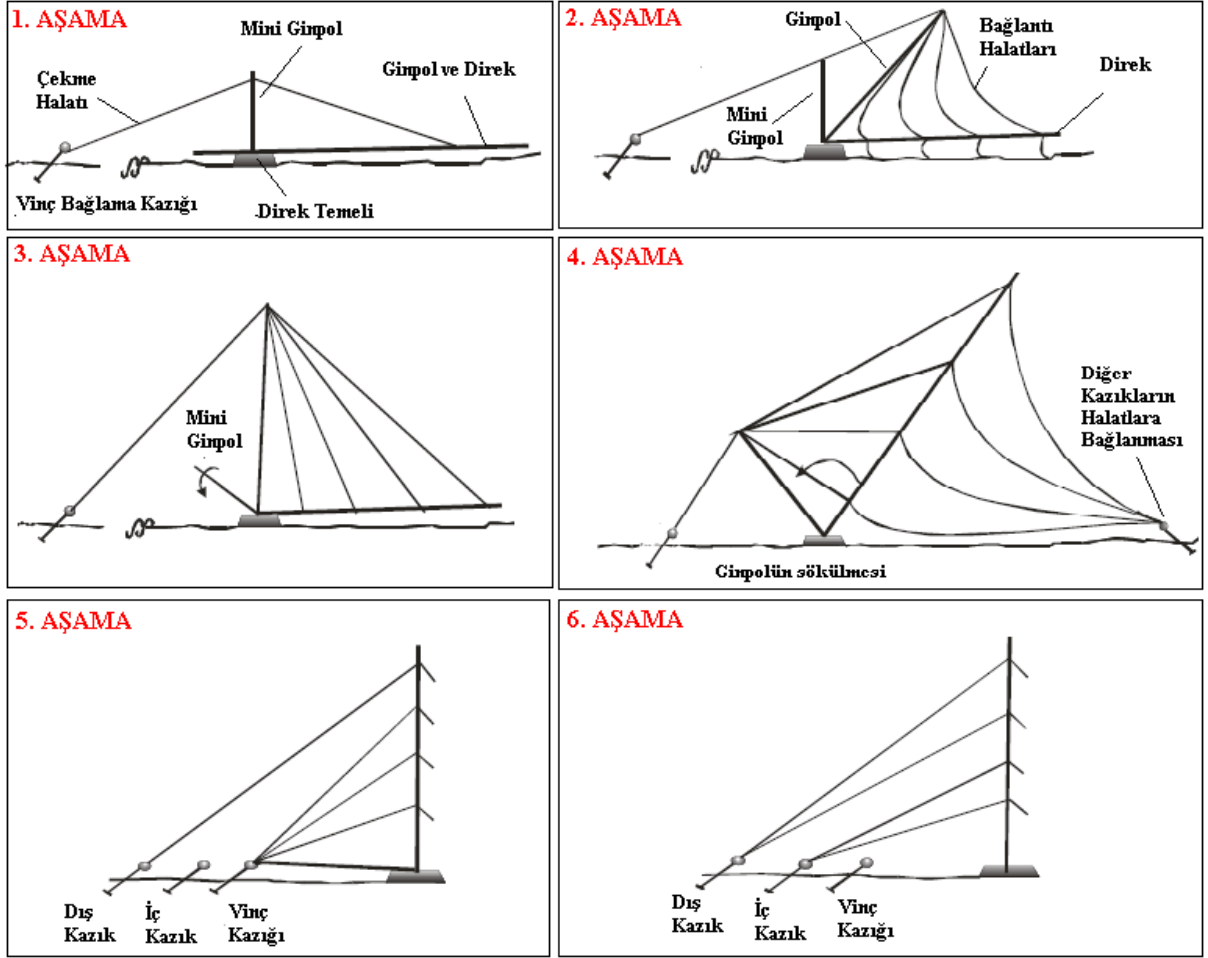
Rüzgâr ölçüm direği, bütün ölçüm ekipmanlarını üzerinde barındıran yapıdır. Günümüzde kullanılmakta olan ölçüm direkleri boru tip veya kafes tip olmaktadır. Her ikisinde de temel mantık rüzgâr ölçümlerin istenen yüksekliklerde yapılabilmesini sağlamaktır. Bu nedenle ölçüm direği yüksekliğini belirleyen faktör ölçüm yapılması düşünülen yüksekliktir. Rüzgâr ölçüm direklerinin montajı ise ayrı bir uzmanlık gerektirmektedir. Şekil 6.5'te bir boru tipi ölçüm direği şematik olarak gösterilmiştir.



Şekil 6.5 Boru tipi ölçüm direğinin şematik resmi (Ammonit, 2009)

Şekil 6.5'teki şematik gösterimde aynı zamanda ölçüm direğine takılan cihazların bir kısmı görülmektedir ve direğin üzerindeki cihazlarla ilgili mesafeler son derece önemlidir. Çünkü rüzgâr yönüne bağlı olarak ölçüm direğinden dolayı oluşan türbülans ve gölgeleme etkisi

sensörlerin yanlış ölçüm yapmasına sebep olur. Bu etki özellikle rüzgâr hızını ölçmede kullanılan anemometreler için son derece önemlidir. Şekil 6.5'teki gibi "D" çapındaki bir ölçüm direğinde, anemometrenin direğe mesafesi en az $7D$ kadar olmak zorundadır. Şekil 6.6'da ise boru tipi ölçüm direğinin montaj aşamaları görülmektedir.



Şekil 6.6 Boru tipi ölçüm direğinin montaj aşamaları

Şekil 6.6'daki gösterimde ilk aşamada, direğin temeli hazırlanır. Cınpol ve mini cınpol adı verilen boru parçaları ve ölçüm direğinin kendisi temelin üzerine, tek noktadan mafsallı bir şekilde yerde yatar vaziyette monte edilir. Bundan sonra Şekil 6.5'te görülmekte olan sensörler taşıyıcı kollar vasıtası ile direğe monte edilirler. Bu aşama son derece titiz bir çalışma gerektirir. Çünkü direk yerde iken sensörlerin zarar görmemeleri için kesinlikle yere değmemeleri gerekmektedir. Sensörler, direk kaldırıldıktan zemine tam dikey pozisyonda olacak şekilde iken yardımcı kollar ile direğe bağlanıp gerekli düzlük ayarları yapılmalıdır. Çünkü sensörlerin

zemine 90° olan dikey eksenenden kaçıklıkları ölçüm hassasiyeti üzerinde olumsuz etki bırakacaktır. Burada önemli olan diğer bir nokta; hakim rüzgâr yönüne dikkat edilmesidir. Her ne kadar anemometreler direktten uzağa da monte edilse direktten dolayı bir miktar gölgeleme etkisine ve türbülansa maruz kalacaklardır. Bu nedenle bölgenin hakim rüzgâr yönü dikkate alınarak mümkün olduğu kadar direğin anemometre veya yön sensörüne gelen rüzgârı engellemeyecek şekilde taşıyıcı kol yönleri ayarlanmalıdır.

Burada önemli olan bir diğer nokta ise yön sensörünün montajıdır. Yön sensörleri üzerinde, yön tayininde kullanılmak üzere mutlaka Kuzey işareti bulunur. Şekil 6.7'deki resimde görüldüğü gibi bu işaret "N" harfi ile belirtilmiştir. Direk kaldırılırken mutlaka yön sensörünün üzerindeki bu işaret Kuzey'e bakmalıdır. Bunun için montaj sırasında mutlaka bir pusula bulundurulmalıdır.



Şekil 6.7 Yön sensörünün üzerinde konulan yön işareti

Yön sensörünün montajının doğru yapılması önemlidir. Çünkü burada montajda yapılacak bir hata yön ölçümünün sürekli hatalı olması anlamına gelmektedir. Buna basit bir örnek vermek gerekirse; montajdan sonra ölçüme başlandığında yön sensörünün kuyruğunun ters tarafındaki uç kısmı rüzgârın geldiği yönü gösterecektir. Bu uç kısım Kuzey'i gösterdiğinde yön sensöründen yön ile ilgili olarak Kuzey anlamına gelen 0° sinyali gönderilmelidir. Ancak yön sensörünün üzerindeki işareti yanlış bir şekilde, örneğin Doğu yönüne bakacak bir şekilde monte edilirse

doğu yönünden yapılan bütün ölçümler 0° yani Kuzey olarak kaydedilecektir bu nedenle montaj esnasında yönlere azami derecede özen gösterilmelidir.

Bütün bu detaylara dikkat edilerek Şekil 6.6’da bahsedilen direğin ve sensörlerin yerde montajı yapıldıktan sonra, 2. aşamada görülen vince mini cinpol ve cinpol şekildeki gibi bağlanır. Ayrıca cinpol ile direk arasına montajdan sonra gergi halatı vazifesi görecek olan çelik halatlar da bağlanır. Burada dikkat edilmesi gereken bir diğer nokta ise rüzgârlı bir havada montaj yapılıyorsa kaldırmanın rüzgârın aksi yönünde yapılmasıdır. Daha sonra mini cinpol ve cinpol uçlarına bağlı olan halatın vinç ile çekilmesi ile kaldırılır. Bu kaldırışa deneme kaldırışı denilir ve halatların bağlantıları ile kaldırma açılarının uygunluğunun kontrolü için yapılır.

3. aşamada ise, mini cinpolün halat bağlantıları çözülür ve ölçüm direği vinç ile kaldırılır. 4. aşamada ise direk son derece yavaş olarak kaldırılmaya devam edilirken, direğin dört yanında olması gereken halat bağlantıları ilgili kazıklara yapılır. Bu aşamanın detay fotoğrafı Şekil 6.8’de görülmektedir.

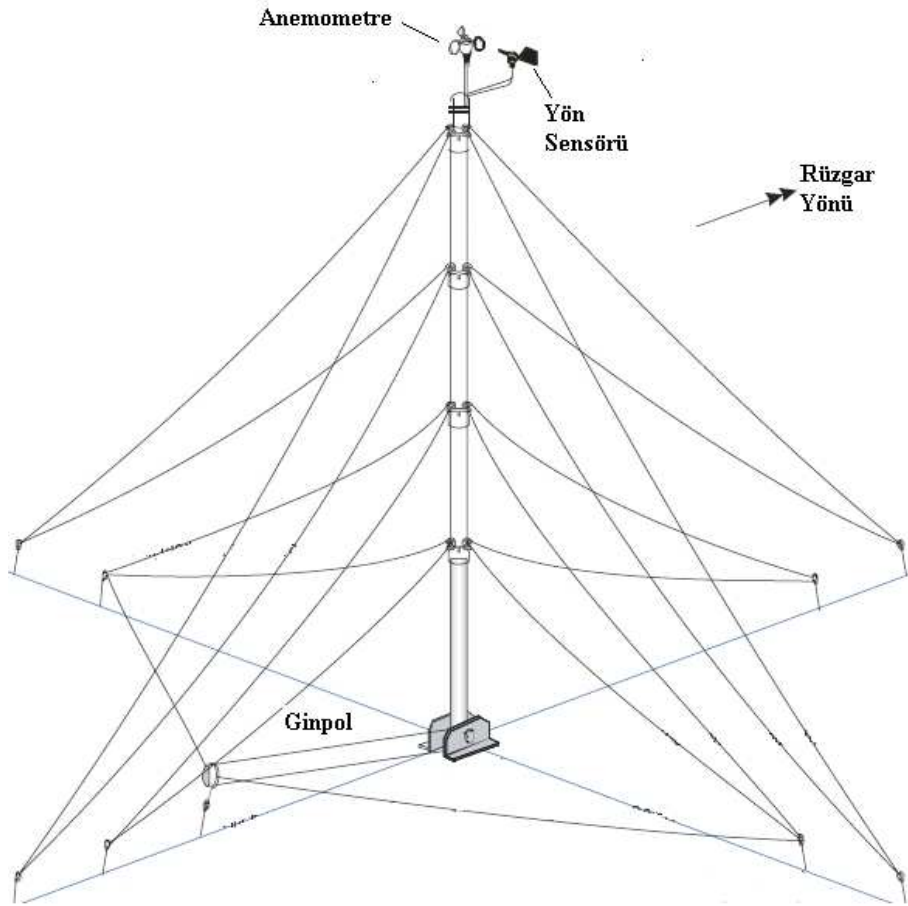


Şekil 6.8 Boru tipi ölçüm direğinin kaldırılması

5. aşamada ise direk tamamen dikey pozisyonda ve cinpol ise yerededir. Bu aşamada direk ile cinpol arasındaki halatlar sökülerek daha önce yere çakılmış olan kazıklara bağlanır. Burada da dikkat edilmesi gereken nokta cinpole bağlı olan halatların aynı anda çözülmemesi gerektiğidir.

Cinpolden çözülen halat derhal daha önce yere çakılmış olan kazığa bağlanmalı, ardından cinpole bağlı olan diğer halatların çözülme işlemi yapılarak cinpole bağlı olan bütün halatlar ilgili kazıklara bağlanmalıdır. Şekil 6.6'daki 5. aşamanın daha detaylı gösterimi Şekil 6.9'da yer almaktadır.

6. aşamada ise artık bütün kazıklara bağlanmış olan çelik halatların gerekli şekilde gerilme işlemi yapılır. Direk montajının güvenli, etkin bir şekilde yapılabilmesi için mutlaka montajı yöneten bir kişi ve en az dört montaj ekibi çalışmalıdır. Halatların gerilmesi aşamasında montajı yöneten kişi direğin bulunduğu noktadan yukarı doğru bakarak, direğin bağlantı noktalarındaki doğrusalığı sağlamak için hangi halatların gerilip hangilerinin gevşetilmesi gerektiğini kazıkların başında bulunan montaj elemanlarına bildirerek direğin dip kısmından tepe kısmına kadar doğrusal bir şekil verilmesi sağlanır.



Şekil 6.9 Boru tipi ölçüm direği montajının son aşaması



Şekil 6.10 Hatalı montaj yapılmış boru tipi ölçüm direği

Bunun gibi montaj detaylarına özen gösterilmediği takdirde direk olması gerektiği gibi monte edilemez. Şekil 6.10'daki fotoğrafta gergi halatlarının gerginliği doğru şekilde ayarlanmamış bir 60 m boyundaki boru tipi bir ölçüm direğinin tepe kısmının doğrusallığını kaybedip gevşek olan gergi halatının tersi istikametine doğru eğildiği görülmektedir.

Bu gibi durumlar ölçüm etkinliğinin yanı sıra can güvenliğini de tehdit eden unsurlardır. Özellikle kaldırma aşamasında halat gergileri sürekli kontrol edilmezse direkte oluşacak aşırı eğilme momentlerinden dolayı kırılmalara ve montajı yapan kişilerinin ölümüne yol açacak sonuçlarla karşılaşılabilir.

Kafes tipi ölçüm direkleri de tamamen aynı mantıkla kurulurlar. Ancak konstrüksiyonu, montaj aşamaları ve mukavemeti boru tipi ölçüm direğinden son derece farklıdır. Şekil 6.11'deki resimlerde ülkemizde Bandırma Yöresi'nde 2009 yılı içinde yapılmış bir kafes direk montajının aşamaları görülmektedir.



Şekil 6.11 Ülkemizde yapılmış kafes direk montajı

Kafes direkler, üç borunun eşkenar üçgen prizma oluşturacak şekilde ara bağlantılarla birbirine bağlanması ile oluşturulmuştur. Boru tipi ölçüm direğine göre son derece ağır olduğundan yerden kaldırılarak montajının yapılması son derece zor ve tehlikelidir. Bunun için altışar metrelik parçalar vinçle kaldırılarak üs üste uçlarındaki flanşlardan cıvata ile bağlanarak kurulurlar. Bu nedenle uzun bomlu bir vince ihtiyaç duyulur. Kafes direğin montajının boru tipi direğin montajından bir diğer farkı da, direk montajı tamamlandıktan sonra çelik halatların gergi kuvvetlerinin ölçülerek eşitlenmesidir. Boru tipi ölçüm direğinde genellikle bu ayarlama gergi kuvvetlerinin eşitlenmesi için değil, direğin düzlüğünün sağlanması için yapılır. Gerek vinç kiralama maliyetinden dolayı gerekse ölçüm direğinin maliyetinden dolayı kafes tipi direklerin toplam maliyeti boru tipi ölçüm direklerine göre son derece yüksektir.

Bunun yanında çelik direğin mukavemeti de son derece yüksektir. Boru tipi direklerde özellikle soğuk bölgelerde buz yükünden dolayı yıkılmalar son derece fazladır. Bu bakımdan kafes tipi ölçüm direkleri avantaj sağlarlar. Ayrıca kafes tipi ölçüm direklerinin aşırı yüksek rüzgâr hızı ve fırtınaya karşı dayanımları da daha yüksektir. Kafes direğin bir diğer farkı da, direk montajı

tamamlanıp, ölçüme başlandığı zaman ortaya çıkar. Direğin üzerindeki sensörlerden herhangi biri arızalandığı zaman, kafes direğin üzerine tırmanılarak bu sensör yenisi ile değiştirilebilir, ancak boru tipi direkte bir sensör arızası yaşandığında direğe tırmanmak mümkün değildir. Bu nedenle direk tekrar yere yatırılmalı arızalı sensör değiştirilmeli ve aynı şekilde cinpol, mini cinpol ve vinç düzeneği ile tekrar kaldırılmalıdır.

Günümüzde gelişen türbin teknolojisi ile beraber türbinlerin kapasiteleri ve kule boyları giderek artma eğilimindedir. Buna bağlı olarak ölçüm etkinliğini arttırmak için ölçüm yüksekliğinin de arttırılması gerekmektedir. Boru tipi ölçüm direklerinin uzunlukları arttıkça yıkılma riskleri de artmaktadır. Bu nedenle, özellikle 80m ve daha yüksek irtifalarda rüzgâr ölçümü yapılacaksa kafes tipi ölçüm direği tercih edilmelidir.

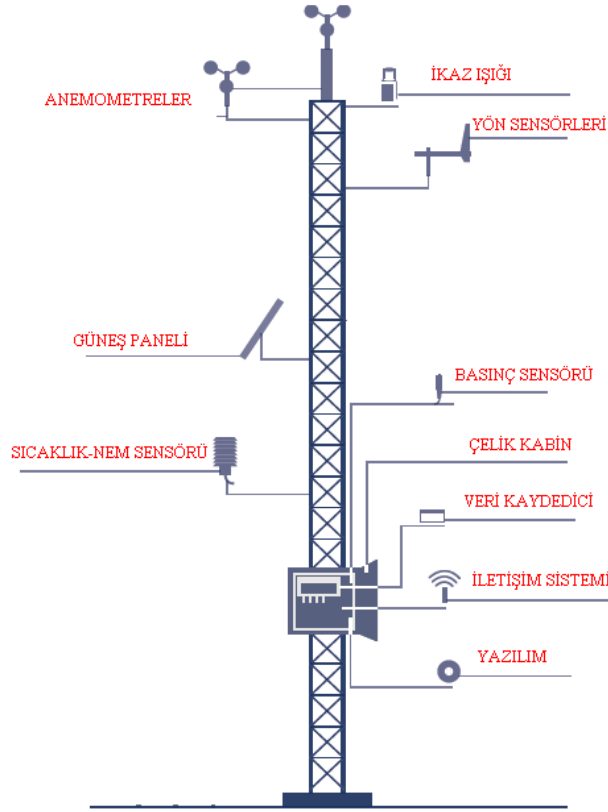
6.3 Rüzgâr Ölçümünde Kullanılan Aletler

Rüzgâr ölçümünün ne kadar sağlıklı yapıldığı aynı zamanda kullanılan cihazların kalitesine ve ne kadar süre emre amade çalışır durumda tutulduklarına bağlıdır. Piyasada çok fazla çeşit ölçüm cihazı bulunmaktadır. Bir ölçüm direğinde temel olarak ölçülmesi gereken veriler aşağıdakilerdir.

- Rüzgâr Hızı
- Rüzgâr yönü
- Sıcaklık
- Nem
- Basınç

Şekil 6.12’de bu ölçümlerin ve diğer ölçümlerin yapılması için ölçüm sensörlerinin kabaca direğin üzerine nasıl konumlandırıldığı gösterilmiştir.

Bunun dışında ölçümün sürekli durumda tutulmasını sağlayacak bazı ölçümler (cihazları besleyen akülerin şarj durumu gibi), kurulacak olan türbinlerin işletmesi sırasında maruz kalabileceği durumların belirlenebilmesi için güneş radyasyonu ölçümü gibi ölçümler de yapılabilir.



Şekil 6.12 Rüzgâr ölçüm aletlerinin ölçüm direği üzerindeki yerleşimi (Ammonit mbH, 2009)

6.3.1 Anemometre

Anemometreler rüzgâr hızını ölçen cihazlardır. Kullanım amacına göre pek çok farklı tipte olan anemometreler mevcuttur. Ancak rüzgâr enerji santrali projelendirilmesinde kullanılan anemometreler Şekil 6.13'te görüldüğü gibi kepçe şeklinde rotora sahiptirler.

Anemometrenin rotoruna gelen rüzgârın oluşturduğu itme kuvveti ile rotor dönmeye başlar ve anemometre devir sayısına bağlı olarak elektronik sinyal üretilir ve bu elektronik sinyal anlamlı bir rüzgâr hızı verisine dönüştürülerek veri kaydedicisinde kaydedilir.

Rüzgâr türbininde olduğu gibi, anemometre rotorun çarpan rüzgârın tamamı rotorda döndürme momentine dönüşmez. Bunun nedeni anemometre rotorunun aerodinamik kaybı ve ataletidir. Bu da anemometrenin ölçümünde bazı hatalara yol açmaktadır. Ancak bu gibi hataları minimuma indirmek için anemometrelerin rotorları rüzgârı en iyi şekilde almalarını sağlayacak şekilde tasarlanmıştır. Rotorun ataletinden dolayı oluşacak hataların da minimuma indirilmesi için rotor mümkün olduğu kadar hafif malzemelerden imal edilmiştir. Buna ilaveten rotoru gövdeye bağlayan çok hassas bir yatak mekanizması mevcuttur.

Bütün bunların sonucunda günümüzdeki anemometreler 0,3 m/s gibi çok küçük rüzgâr hızlarından başlayarak 0,05 m/s çözünürlük ile 75 m/s'ye kadar rüzgâr hızlarını ölçebilmektedir. Ancak bir rüzgâr türbinin üreteceği enerji, rotora gelen rüzgâr hızının küpü ile doğru orantılı olduğundan, üretilecek enerji miktarında rüzgâr hızı belirleyici bir parametre olmaktadır. Bu nedenle anemometrelerin son derece hassas ölçüm yapmaları önemlidir.



Şekil 6.13 Çeşitli kepçe anemometre tipleri (Ammonit mbH, 2009)

Anemometrelerin hassasiyeti, ise anemometrenin kalibrasyonu ile belirlenir. Anemometre kalibrasyonundaki amaç anemometrenin, rüzgâr hızı tam olarak bilinen bir ortama konularak ölçüm değerlerinin o andaki rüzgâr hızı değerleri karşılaştırılması yolu ile yapılır. Burada rüzgâr hızı bilinen ortamdan kastedilen yer; bu tip kalibrasyonlar için özel olarak imal edilmiş olan rüzgâr tünelleridir. Şekil 6.14'te Almanya'da faaliyet gösteren WindGuard firmasının test laboratuvarındaki rüzgâr tüneline anemometre kalibrasyonu görülmektedir.

Anemometrelerin kalibre edilmesi ile gerçek hız değerinden ne kadar sapma gösterdikleri tespit edilir. Daha sonra bu sapma değerleri rüzgâr ölçüm verileri kaydedilirken ölçülen verilerden çıkartılarak veya eklenerek anemometrelerin yapısı gereği oluşan bu hatalar giderilmiş olur. Rüzgâr ölçümü amaçlı alınan anemometreler yeni bile olsalar mutlaka kalibre edilmeleri gerekmektedir. Buna ilaveten ölçüm direğine takılı vaziyette bulunan anemometreler de

periyodik olarak kalibre edilmek zorundadırlar. Çünkü zaman içinde dış etkilerin vasıtasıyla anemometrelerin hassasiyeti değişmektedir.

Anemometre kalibrasyonu çeşitli normlarla standartlaştırılmış bir işlemdir. Günümüzde yaygın olarak kullanılmakta olan anemometre kalibrasyon standartları işlemi IEC (IEC 61400-12-1 (2005-12)), MEASNET (Measuring Network of Wind Energy Institutes), CLASSCUP, ISO (ISO 17713-1) gibi kuruluşlar tarafından belirlenmiş olan kalibrasyon kurallarına göre yapılmıştır. Bu standartlara uygun yapılan bir anemometre kalibrasyonu sonucunda o anemometrenin sınıfı belirlenir.



Şekil 6.14 Rüzgâr tüneline anemometre kalibrasyonu (WindGuard GmbH, 2009)

Örneğin Şekil 6.12’de üste görülen anemometrelerden üstteki resimlerdeki anemometrelerin sınıfları soldan sağa sırasıyla IEC Class: 1 / A 1.8 / B 4.5 ve CLASSCUP Class: 1 / A 1.9 / B 8.0 sınıflarıdır. Altta iki anemometrenin ise bu ölçüm kalibrasyon sınıflarına göre herhangi bir akreditasyonu yapılmamıştır. Bu nedenle rüzgâr enerjisi projelerinde kullanılmak üzere rüzgâr ölçümü yapılacaksa Şekil 6.12’deki Class1 sınıfına giren üst resimlerdeki anemometreler tercih edilmelidir. Çünkü bu anemometrelerin hassasiyeti daha yüksektir. Günümüzdeki rüzgâr enerjisi yatırımlarında firmalar öz sermaye yerine kredi ve öz sermaye ile yatırım yapmaktadırlar. Kredi veren finans kuruluşları ve bankalar, kredi verecekleri projeler üzerinde, yatırım risklerinin irdelenebilmesi için detaylı incelemeler yapmaktadırlar. Özellikle kalibrasyonlu cihazlarla ölçüm yapılmış olması, bu tarz kreditor kuruluşlar tarafından, bir projenin fizibil bir yatırım olarak

değerlendirilebilmesi için şart koşulmaktadır. Bu nedenle anemometrelerin kalibrasyonlu olmaları bu yönden de önemlidir.

6.3.2 Yön Sensörü

Rüzgâr yönünü ölçmede kullanılan sensördür. Yabancı kaynaklarda “rüzgâr fırılacağı ” anlamına gelen “wind vane” olarak geçer. Şekil 6.15’te görüldüğü gibi 360° dönebilen mafsallık üzerine monte edilmiş kuyruk düzeneğinden ibarettir. Rüzgârın oluşturduğu sürüklenme kuvveti yön sensörünün kuyruğunu iter ve kuyruğun bağlı olduğu çubuğun uç kısmı daima rüzgâr yönüne bakacak şekilde konumlanır. Kuyruk tertibatının her konumu Kuzey 0° kabul edilerek 0°’den 360°’ye kadar bir yön verisi anlamına gelmektedir. Bu yön verileri, veri kaydedicisine aktarılır ve data kaydedicisinde saklanır.



Şekil 6.15 Yön sensörü (Ammonit mbH, 2009)

Yön sensörünün yaptığı ölçüm anemometre gibi bulunduğu yüksekliğe göre değişmez. Çünkü rüzgârın yönü her yükseklikte aynıdır. Ancak zemine yakın yerlerde yüksek türbülansın dolayısıyla rüzgârın yönü sapmalar gösterebilir. Bu nedenle hatalı ölçüm yapmamak için yön sensörü mümkün olduğu kadar ölçüm direğinin yüksek noktalarına monte edilmelidir.

Yön sensörünün tam olarak doğru bir şekilde ölçüm yapabilmesi için montaj sırasında doğru konumlandırılması gerekmektedir. Bu da daha önce de bahsedildiği gibi montaj sırasında bir

pusula bulundurarak yön sensörü üzerindeki “N” işaretinin Kuzey’e bakması sağlanarak sağlanabilir.

Burada dikkat edilmesi gereken bir ayrıntı da manyetik deklinasyondur. Manyetik deklinasyon, pusulanın arazide gösterdiği hata açısı olarak ölçülmektedir. Pusulanın Geçek Kuzey’den Batı ile yaptığı açı manyetik deklinasyonun derecesini gösterir. Örneğin; İstanbul’da 15° Batı manyetik deklinasyon vardır. Yani, manyetik Kuzey İstanbul’da gerçek Kuzey’in 15° batısındadır.

Dünya’nın manyetik alanı zaman içinde değişim gösterir. Dolayısıyla ölçüm yapılan arazideki manyetik deklinasyon da zamanla değişir. Bu farklılıktan dolayı, yön sensörünün montajı yapılırken, manyetik kuzeyi gösteren güncel deklinasyon haritalarından yararlanılmalıdır (Durak ve Özer, 2008).

6.3.3 Ultrasonik Anemometre

Ultrasonik anemometreler kepçe tipi anemometrenin aksine hiçbir hareketli parçaya sahip olmayan anemometrelerdir. Ultrasonik anemometrede her bir uçtan yayılan ses dalgasının diğer kol tarafından alınması sırasında geçen sürenin ölçülmesi prensibi ile çalışmaktadır. Şekil 6.16’da farklı tipte ultrasonik anemometreler görülmektedir. Ultrasonik anemometreler rüzgâr hızının yanında yön ölçümü de yaparlar. Bu yönleri ile de kendi içlerinde gruplandırılabilirler.



Şekil 6.16 Ultrasonik anemometreler (Ammonit mbH, 2009)

Şekil 6.15’te en sağdaki ve ortadaki anemometreler 2 boyutlu yatay düzlemde rüzgâr hızı ve yönünü, en soldaki anemometre ise üç boyutlu olarak rüzgâr hızını ve yönünü ölçebilen anemometrelerdir. Ultrasonik anemometreler ayrıca akustik parametrelerden sıcaklık ölçümü de yapabilmektedirler (Lanzinger ve Langmack, 2001).

Ancak günümüzde kullanılmakta olan ultrasonik anemometreler, MEASNET kurallarına göre kalibre edilememektedirler. Bunun nedeni farklı koşullarda farklı ölçüm hassasiyetine sahip olmalarıdır. Bunun yanında ultrasonik anemometreler çalışmaları esnasında çok fazla elektrik enerjisine ihtiyaç duyarlar. Rüzgâr ölçüm sistemlerinin tek enerji kaynağı güneş paneli ile desteklenen batarya sistemi olduğundan ölçüm direğine takılması durumunda kısa sürede bataryanın bitmesine neden olacaktır. Bu gibi nedenlerden dolayı etkin bir şekilde rüzgâr ölçümü yapılması için mutlaka kepçe anemometre ve yön sensörüne ihtiyaç duyulmaktadır.

Ultrasonik anemometreler, daha çok rüzgâr türbinlerine monte edilerek, türbin kontrol sistemine bağlı olarak çalışır ve böylece türbine gelen rüzgâr koşullarının değişiminin otomatik olarak analiz edilmesi ve türbinin optimum verimi sağlayacak şekilde çalışmasını sağlarlar. Bunun dışında ultrasonik anemometreler kurulmuş olan rüzgâr santralının izlenmesinde ve denizsel (offshore) rüzgâr santrali projelerinde de kullanılırlar.

6.3.4 SODAR Sistemi

SODAR (Sonic Detection and Ranging) sistemi, ultrasonik anemometrelerde olduğu gibi ses ile rüzgârın ölçümü tekniğine dayanır. Ultrasonik anemometreden farkı ise bir ölçüm direğine ihtiyaç duymadan zemin seviyesinden istenilen yükseklikteki rüzgârı ölçebilmesidir. Çalışma prensipleri radarların çalışma prensibine benzemektedir. Tek farkları radarlar radyo dalgaları ile algılama ve ölçüm yaparken SODAR sistemi aynı fonksiyonları ses dalgaları ile yerine getirmektedir. Bu yönü ile sonar sisteminin çalışma prensiplerine daha çok benzerlik göstermektedir. SODAR sistemi akustik radar olarak da adlandırılır.



Şekil 6.17 SODAR sistemi

Pek çok SODAR sistemi ses darbeleri yayarak ve geri dönüş sinyallerini dinleyerek çalışır. Genelde dönüş sinyalinin yoğunluk ve Doppler frekansı değişimi, analiz edilerek rüzgâr hızı,

rüzgâr yönü ve türbülansın belirlenmesinde kullanılır. Şekil 6.17'deki resimlerde rüzgâr santrali sahasına kurulmuş SODAR sistemleri görülmektedir. (ATR LLC, 2009)

SODAR sistemleri çok geniş bir ölçüm aralığına sahiptirler ve çok yüksek rüzgâr hızlarını ölçebilirler. Ancak rüzgâr hızı ölçümünde kepçe anemometrelerin yerine kullanılamazlar bunun nedeni de ölçümlerdeki belirsizliğin yüksek olması ve ortam koşullarına bağlı olarak değişmesidir. Bu sistemler daha çok fırtına uyarı sistemlerinde, meteorolojik çalışmalarda ve çalışmakta olan rüzgâr santrallerinin izlenmesinde kullanılır.

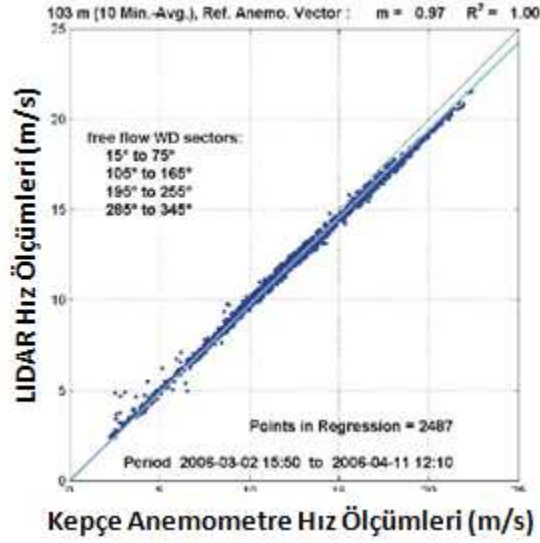
6.3.5 LIDAR Sistemi

LIDAR (Light Detection and Ranging) sistemi lazer ışınları ile rüzgâr ölçümü yapabilen bir sistemdir. Bu sistemde, uygun özellikteki bir infrared radyasyon demeti havadaki doğal aerosoller (toz partikülleri, polenler, zerrecikler) aydınlatır ve bunun sonucunda az miktarda ışık LIDAR sisteminin alıcısına geri yansır. Işın doğrultusundaki partikül hareketleri, ışığın frekansı ile Doppler etkisi arasında değişimlere yol açar.

Elde edilen frekans değişimi hassas bir şekilde ölçülerek ve ölçülen frekans değişimleri analiz edilerek partiküllerin hızı belirlenir. Rüzgârın yönünün tam olarak ölçülmesi için ayrı bir sinyal gönderilir (Harris ve Locker 2007).

Şekil 6.17'deki grafikte Wind Tech International firması tarafından geliştirilmiş olan Zephir marka LIDAR sisteminin ölçüm etkinliğini göstermek için LIDAR sisteminin ölçüm sonuçları kepçe anemometre ile yapılmış ölçümlerle kıyaslanmıştır.

Ancak bu teknoloji hala geliştirme aşamasında olup, MEASNET, IEC gibi bağımsız kuruluşlar herhangi bir LIDAR sisteminin rüzgâr ölçümlerine kullanılabilmesi için bir akreditasyon vermemişlerdir. Bu sistemin de ölçüm hassasiyeti ultrasonik anemometreler ve SODAR sistemi gibi atmosferik koşullar ve çevresel etkilerle değişim göstermektedir.



Şekil 6.18 LIDAR sistemi ölçüm sonuçları ile kepe anemometrenin ölçüm sonuçlarının kıyaslanarak LIDAR sisteminin etkinliğinin belirlenmesi (Harris ve Locker, 2007)

Ancak lazerle rüzgâr ölçüm sistemleri henüz çok yeni bir teknoloji olup geliştirme aşamasındadırlar. Şekil 6.17’de görüldüğü gibi son derece pratik bir yapıya sahip olup, bir rüzgâr ölçüm direği ihtiyacını tamamen ortadan kaldırmaktadır. İstenilen herhangi bir yükseklikteki rüzgâr hızı ve yönü, zemine yerleştirilmiş bir LIDAR sistemi ile çok pratik olarak yapılabilmektedir.



Şekil 6.19 LIDAR sistemi ile rüzgâr santralinin izleme amaçlı rüzgâr ölçümü (Harris ve Locker, 2007)

6.3.6 Kombine Rüzgâr Ölçüm Sensörleri

Ultrasonik anemometre, SODAR ve LIDAR sistemlerinde olduğu gibi, konvansiyonel anemometre ve yön sensörünün bir arada bulunduğu sistemler de geliştirilmiştir. Şekil 6.20’de pervane tipi anemometreye sahip bir yön sensörü görülmektedir.



Şekil 6.20 Pervane anemometreli kombine rüzgâr ölçüm sensörü (NRG Systems, 2009)

Ancak bu sistemler de hiçbir şekilde kepe anemometrenin ölçüm hassasiyetine ulaşamadıklarından dolayı, rüzgâr enerjisi potansiyelinin belirlenmesi amaçlı ölçümlerde kullanılmamalıdır.

6.3.7 Sıcaklık-Nem Sensörü ve Basınç Sensörü

Sıcaklık ve nemi ölçen sensörler, maliyeti düşürmek için genellikle kombine yapıda tek bir ünite olarak imal edilirler (Şekil 6.21). Atmosferik koşullardan etkilenmemeleri için mutlaka koruyucu bir sıcaklık kalkanının içinde monte edilirler.

Sıcaklığın rüzgâr enerjisi potansiyel değerlendirilmesinde çok fazla etkisi yoktur bu nedenle çok hassas bir sıcaklık Sensörü kullanmaya gerek yoktur. Ayrıca mutlaka lokal olarak ölçüm direğinin bulunduğu noktada da ölçülmesi gerekmez. Ancak verilerin tek elden hatasız bir şekilde toplanabilmesi için yine de sıcaklık ölçümünün yapılması gerekmektedir.

Nemin ise rüzgâr enerjisi potansiyeli üzerinde bir etkisi yoktur. Ancak havadaki bağıl nem ölçülerek, soğuk havalarda sahada buzlanma potansiyelinin değerlendirilmesine faydası olur. Bu

sensörün mutlaka belli yüksekliklere konulması gerekmez ancak yeryüzünden yansıyan ısıdan etkilenmemesi için mutlaka yerden en az 10 m yükseğe monte edilmelidir.



Şekil 6.21 Sıcaklık-nem sensörü (Ammonit mbH, 2009)

Etkin bir rüzgâr enerji potansiyeli değerlendirmesinde hava basıncı da mutlaka ölçülmelidir. Şekil 6.22’de Viasala firması tarafından imal edilmekte olan bir basınç sensörü görülmektedir.

Bizzat ölçmek yerine bu veriler yakındaki meteoroloji istasyonundan da temin edilebilir. Ancak basınç Sensörü son derece düşük maliyetli bir ekipman olduğundan ve meteoroloji istasyonlarındaki verilerin ücret karşılığında satıldığı düşünülürse veri alımının da istenen formatta ve kalitede yapılması gerektiği göz önüne alındığında, ölçüm direğine mutlaka basınç Sensörü de takılmalıdır.



Şekil 6.22 Basınç sensörü (Ammonit mbH, 2009)

Rüzgâr potansiyelinin belirlenmesi amaçlı rüzgâr ölçümlerinin standarda bağlandığı IEC 61400-121 standardı rüzgâr ölçümünde sıcaklığın ölçümünü de gerekli kılar. Bu çalışmanın 5. Bölümünde detayları anlatılmış olan Betz Kanuna göre verilen (5.3) eşitliğinde incelendiği gibi bir türbinin rüzgârdan elde edeceği güç hesaplanırken, rotor süpürme alanı ve rüzgâr hızının küpünün yanında havanın yoğunluğu da eşitliğe çarpan olarak girmektedir. Bu nedenle enerji hesabında tam olarak hava yoğunluğunun bilinmesi gerekmektedir. (6.1) eşitliğinden sıcaklık ve basınç değerleri bilindikten sonra havanın yoğunluğu hesaplanabilir.

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (6.1)$$

Burada;

- ρ : Havanın yoğunluğu (kg/m^3)
- P: Basınç (hPa) (1 hPa=100 Pa)
- T: Sıcaklık (K)
- R: Gaz sabitidir.

Sıcaklık ve basınçtaki normal değişimler enerji üretiminde etki etmektedir. Hava sıcaklığındaki 10 °C'lik bir değişim havanın yoğunluğunda ve dolayısıyla rüzgârdan üretilen enerjide yaklaşık %4'lük bir değişime neden olacaktır. -10°C ile +30°C arasında bu fark %15'ten fazladır.

Hava koşullarına bağlı olarak hava basıncı 980 hPa ile 1050 hPa arasında değişmektedir bu da +/- %4'lük bir değişim demektir. Burada mutlaka rakımın da dikkate alınması gerekir. Havanın basıncı rakım ile beraber düşer. Zemin seviyesinde bu düşüş her 8m'de 1 hPa'dır. Bu da demektir ki, 800m'lik bir rakımda hava basıncı ve buna bağlı olarak rüzgârdan elde edilecek enerji, deniz seviyesindekinden yaklaşık %10 daha düşük olacaktır.

Havanın bağıl neminin rüzgârdan elde edilecek olan enerjiye etkisi yüksek sıcaklıklarda belirginleşir. Çizelge 6.1'de havanın yoğunluğunun sıcaklık ve nem ile ilişkisi görülmektedir.

Çizelge 6.1 Havanın yoğunluğunun sıcaklık ve nem ile ilişkisi (Ammonit mbH, 2009)

Sıcaklık (°C)	Kuru Havanın Yoğunluğu (kg/m ³)	Havada bulunan maksimum su miktarı (kg/m ³)
-20	1,395	
-15	1,368	
-10	1,342	
-5	1,317	
0	1,292	0,005
5	1,269	0,007
10	1,247	0,009
15	1,225*	0,013
20	1,204	0,017
25	1,184	0,023
30	1,165	0,03
35	1,146	0,039
40	1,127	0,051

* Rüzgâr endüstrisinde standart olarak, standart atmosfer basıncında, deniz seviyesinde 15°C'de kuru havanın yoğunluğu kullanılır.

6.3.8 Veri Kaydedici (Data Logger)

Veri Kaydedici, bir rüzgâr ölçüm sisteminde hayati öneme sahip ekipmanlardan biridir. Çünkü yukarıda bahsedilen bütün ölçüm ekipmanlarından elde edilen ölçüm verileri kablolar vasıtası ile veri kaydedicisine gelir ve burada depolanır. Şekil 6.23'teki resimlerde sağda Ammonit firması tarafından üretilmekte olan Meteo 32 veri kaydedicisi, solda ise NRG firması tarafından üretilmekte olan Symphony veri kaydedicisi görülmektedir.



Şekil 6.23 Sağda Ammonit , solda NRG marka veri kaydedicileri

Bütün ölçüm sistemlerinden gelen ölçüm verileri veri kaydedicisine saniyelik olarak aktarılır ve genelde onar dakikalık aralıklarla sürekli kaydedilirler. Ölçülen verilerin, onar dakikalık minimum, maksimum, ortalama ve standart sapma değerleri veri kaydedicisinin hafızasına kaydedilirler.

Rüzgâr ölçümünün aksamaması için veri kaydedicisi her türlü hava koşulunda sorunsuz çalışabilen bir veri kaydedicisi olmalıdır. Burada özen gösterilmesi gereken konu, kurulum esnasında veri kaydedicisi ayarlanırken kaydedilen verilerin hafızada az yer tutmasını sağlayacak şekilde ayarlamalar yapılmasıdır. Bunun için bir örnek vermek gerekirse, örneğin veri kaydı yapılmayacak olan veri kanalları kapatılır, verilerin karakter sayısını azaltmak için ondalıklı verilerde ondalık tanımlayıcı virgöl konulmaz ve veriler gerçek değerinin on katı olarak kaydedilir. Daha sonra veri değerlendirmesi aşamasında bu durum bilindiği için veriler tekrar ona bölünerek değerlendirme yapılır. Veri kaydediciler ile ilgili mutlaka dikkate alınması gereken bir konu da mutlaka hafızasının ne kadar sürede dolacağına bilinmesi gerektiğidir. Veri kaydedicisinin hafızası dolmadan mutlaka veriler alınmalıdır. Aksi takdirde hafıza dolduğu zaman veri kaydedicisi yeni verileri kaydedebilmek için eski verileri silmeye başlar. Bu da istenmeyen veri kayıplarına neden olur.

6.3.9 Yardımcı Ekipmanlar

Bir rüzgâr ölçüm direğinde sensörler ve veri kaydedicisinin yanında daha pek çok yardımcı ekipman bulunur. Bunlar aküleri, veri kaydedicisini, haberleşme sistemini ölçüm direğinin elektrik panosunu çevresel etkilerden zarar görmeyecek şekilde içinde barındıran çelik kabin, veri kaydedicisine ve ölçüm sensörlerine enerji sağlayan güneş paneli ve bataryalar, kaydedilen verilerin uzaktaki bir bilgisayara GSM sistemi veya uydu bağlantısı ile aktarılmasını ve ölçümlerin anlık olarak uzaktan izlenmesini sağlayan haberleşme sistemi gibi sistemlerdir.

Direğe eğer haberleşme sistemi takılmadıysa veriler direğin yanına gelip kablo ara yüzü ile bir bilgisayara bağlanarak veya veri kaydedicisi üzerindeki hafıza çiplerinin boş hafıza çipleri ile değiştirilerek yapılır.

6.4 Ölçüm Hassasiyeti

Rüzgâr enerjisi projelerinde elde edilen rüzgâr verilerinden yapılan enerji üretim hesapları yıllık bazdadır. Bu hesaplamalardan da proje ile ilgili yıllık ekonomik değerlendirmeler yapılır. Bu nedenle rüzgâr ölçümlerinin en az 12 ay boyunca ve sürekli olarak yapılması gerektiği dikkate alınır, çok küçük veri kaybı dahi büyük problemlere yol açabilmektedir. En önemli parametre ise, yapılan ölçümlerin yapılacağı sensörlerin doğru bir şekilde seçilerek ölçüm direğine

yerleştirilmesidir. Bu gibi sebeplerden meydana gelebilecek hatalar, verilerin doğru bir şekilde değerlendirilememesine neden olmaktadır. Çizelge 6.2’de 10 ve 30 m yüksekliklerde ölçüm yapan bir rüzgâr ölçüm direğinde rüzgâr ölçümünün belli bir sapma ile yanlış ölçülmesinin sonucu, enerji üretim hesabında yol açacağı fark bir örnekle açıklanmıştır.

Çizelge 6.2 Rüzgâr ölçümlerinde hatalardan dolayı oluşacak sapmaların yıllık enerji üretim hesabına etkisi (Durak ve Özer, 2008)

Sonuçlar Ölçümler	Ölçüm Yükseklikleri ve Ölçülen Hızlar	Hız Ölçümündeki Hata	Hız Ölçümü İle Belirlenmiş Pürüzlülük Uzunluğu	Yerden 78 m yükseklikte hesaplanacak rüzgâr hızı	Yıllık Üretim (600 kW gücündeki bir türbin için)
Gerçek Değerler	10m / 4,4 m/s 30m / 5,3 m/s	0 0	0,047 m	6,08 m/s	1.210 MWh
Yanlış Değerler	10m / 4,2 m/s 30m / 5,5 m/s	10m’de -%4,5 30m’de %3,8	0,288 m	6,63 m/s	1.462 MWh

Görüldüğü gibi, ölçümlerde küçük gibi görünen bir hata bile enerji üretiminde büyük hataya neden olmuştur . Bir başka deyişle 600 kW gücünde bir rüzgâr türbini için, doğru ölçüm yapılırsa 1.210 MWh/yıl olarak hesaplanması gereken üretim değeri, 10 m’deki ölçümde %4,5 hata ve 30 m’deki ölçümde %3,8 hata ile 1.462 MWh/yıl olarak, yani olması gereken değerden %21 daha fazla hesaplanmıştır. Oluşması muhtemel bu hataların kaynağına göre ölçüm sonucuna olan etkileri yüzdesel dağılımı Çizelge6.3’te verilmiştir. (Durak ve Özer, 2008)

Çizelge 6.3 Rüzgâr ölçümünde karşılaşılan olası hataların ölçüm sonuçlarında neden olduğu sapma miktarları (Durak ve Özer, 2008)

Hata Kaynağı	Hata Oranı (%)
Anemometre Kalibrasyonu	0,5-3
Anemometre Seçimi	0,5-4
Anemometre Montajı	0,2-3
Ölçüm Yeri Seçimi	0,5-5
Ölçüm Periyodu	0,3-3
Veri Değerlendirme	0,1-0,5
Korelasyon	0,5-5
Toplam Hata	2,6-20
Enerji Üretimi Öngörüsündeki Hata	3-25

7. ÖRNEK RÜZGÂR SANTRALİ PROJESİ

Bu çalışmada rüzgâr enerjisi potansiyeli belirlenmesi ve bir rüzgâr santrali projelendirilmesi Çanakkale İli, Ezine bölgesinde rüzgâr ölçümü yapılmış olan bir bölge seçilmiştir. Belirlenmiş olan bölgede 50 MW kurulu gücüne sahip olabilecek bir rüzgâr santrali projesi hazırlanmıştır. Ezine, Ege Denizi'nden içeriye doğru uzanan geniş ovalık alanda kurulmuştur. Bu alanın kuzey ve güneyini dağlar sınırlamaktadır. Bunlar güneyde Kavak Dağı, kuzeyde de Kayacı Dağı'dır. Şekil 7.1'deki haritada proje sahasının konumu görülmektedir.



Şekil 7.1 Proje Sahasının Konumu

Çanakkale İli Marmara Bölgesinin batısında, Trakya Bölgesi'nin uzantısı konumunda olan Gelibolu Yarımadası ile Anadolu'nun batı uzantısı olan Biga Yarımadası üzerinde bulunmaktadır. $25^{\circ} 37' - 27^{\circ} 45'$ doğu meridyenleri ile $39^{\circ} 40' - 40^{\circ} 45'$ kuzey paralelleri arasında $9.736,9 \text{ km}^2$ lik bir alan kaplayan Çanakkale İli topraklarının büyük kısmı Marmara Bölgesi'nin Güney Marmara bölümüne, Edremit Körfezi kıyısındaki küçük bir alan ise Ege bölgesine girer.

Çanakkale İli'nin toprakları, genellikle dağ ve tepelerle kaplı alanların vadilerle yarılmasıyla oluşan engebeli bir yapı göstermektedir. İl'in en yüksek dağı, Balıkesir sınırında yer alan Kazdağı (1.767 m.) olup, diğer yükseltiler bu dağın çevresinde yer alır.

Gelibolu Yarımadasının kuzey ve kuzeydoğusunda Kuru Dağı (726 m.) ile Tekir Dağları'nın uzantıları yer almaktadır. Gelibolu Yarımadasında boğazdan Saroz Körfezine doğru bir yükselme görülür ve 400 m'ye yaklaşan tepeler dik yamaçlarla Saroz Körfezine doğru iner. Çanakkale İlinin iklimi, bulunduğu yer nedeniyle geçiş iklimi özellikleri gösterir. Genel olarak Akdeniz ile Karadeniz iklimi arasında bir durum arz eder. Genel karakter, sonbahar ve ilkbaharda olmak üzere bütün yıl yağışlı, kışlar soğukça, yazlar sıcak ve hava bütün yıl hareketlidir (Kahraman, 2008)

Çanakkale İli ve İlçeleri için, yeni bir sanayi kolu olması açısından rüzgâr enerji santralleri önemlidir. Gerek ülkemiz, gerek ise Çanakkale İli açısından, rüzgâr enerjisi teknolojisi yeni bir teknolojidir.

7.1 Çanakkale İli Mevcut Tesisler ve Enerji Durumu

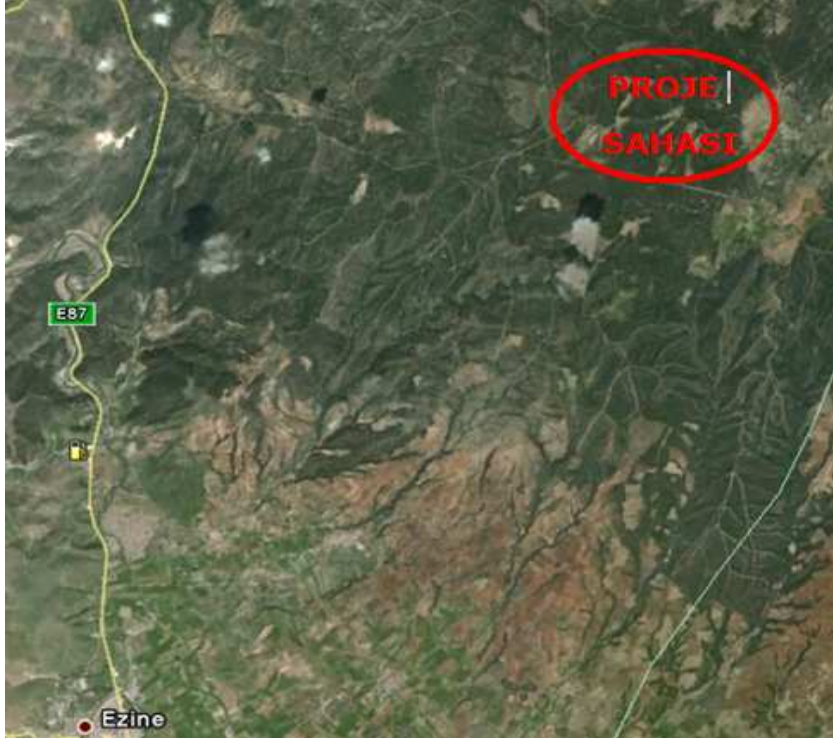
Çanakkale ili, sınırları içinde Anemon A.Ş. ye ait 30,4 MW, Doğal Enerji A.Ş.'ye ait 14,9 MW ve Bores A.Ş.'ye ait 10,2 MW olmak üzere toplam 55,5 MW'lık rüzgâr santrali mevcuttur. Bölgede ayrıca 320 MW gücünde Çan Termik Santrali yer almaktadır.

Çanakkale İli elektrik dağıtımı, 2004 yılında TEDAŞ'ın özelleştirme kapsam ve programına alınması neticesinde Uludağ Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi'ne bağlı Çanakkale il Müdürlüğü kapsamındadır. Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. bölgesinde 2007 yılı enerji satış miktarı 9.441.803.526 kWh olarak gerçekleşmiştir (EÜAŞ, 2008).

7.2 Proje Sahası Özellikleri

Rüzgâr santrali projelendirilmesi için seçilmiş olan saha Ezine İlçesi'nin yaklaşık olarak 15 km kuzeybatısında çam ormanlarının bulunduğu bir bölgededir. Sahada deniz seviyesinden yükseklik 390 m ile 490 m arasında değişmektedir. Proje sahasında pek çok tepe ve vadiler mevcuttur. Bunun anlamı sahanın karmaşık topografiye (complex terrain) sahip olmasıdır. Bu durum enerji üretimini olumsuz yönde etkileyen bir faktördür. Bölgenin neredeyse tamamı 20m'ye ulaşan çam ağaçları ile kaplıdır. Bunun da anlamı sahadaki yüzey pürüzlülüğünün yüksek olmasıdır.

Çanakkale Meteoroloji İstasyonu'nun verilerine göre, son 35 yıl içinde kaydedilmiş olan minimum sıcaklık değeri -11,2 °C'dir. Yıllık ortalama sıcaklık değeri 15°C ve yılın 20 günü sıcaklık sıfırın altında değerlere düşmektedir. Şekil 7.2'de proje sahasının konumu uydu görüntüsü ile daha yakından verilmiştir.



Şekil 7.2 Proje sahasının uydu görüntüsü

Proje sahasından çekilmiş fotoğraflar ise şekil 7.3'te verilmiştir.

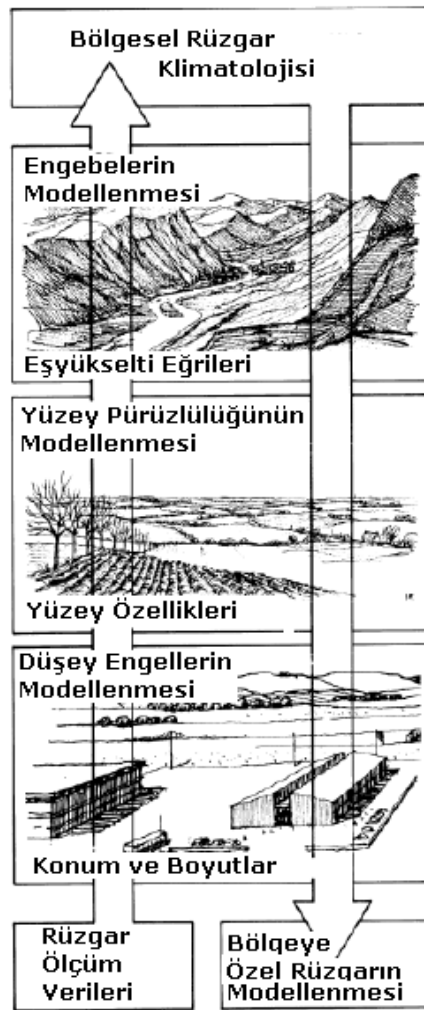


Şekil 7.3 Proje sahasının fotoğrafları

7.3 Projenin Metodolojisi

Projenin rüzgâr potansiyelinin belirlenmesinde Danimarka Teknik Üniversitesi'ne bağlı Risø Ulusal Laboratuvarı'nda geliştirilmiş olan WAsP (Wind Analysis and Application Program) modelleme programının 9.0 ve kullanıcı ara yüzü olarak kullanım kolaylığı sağladığından dolayı Danimarkalı EMD International Firması tarafından geliştirilmiş olan WindPRO programının 2.6 versiyonu kullanılmıştır. Santralin yıllık üretim hesaplamalarındaki gölgeleme etkisi kayıpları Risø ve EMD tarafından ortak geliştirilmiş olan N.O. Jensen modeli ile hesaplanmıştır.

Sahanın rüzgâr karakteristiğinin belirlenmesi amacıyla sahada kurulmuş olan 60 m yüksekliğindeki rüzgâr ölçüm direğinin verileri kullanılmıştır. Ölçüm direğinden alınmış olan rüzgâr verilerinden türbinlerin göbek yüksekliğindeki rüzgâr hızları hesaplanmış ve bu rüzgâr hızlarının, sahanın yüzey pürüzlülüğü, sahadaki düşey engeller ve topografik özellikler de hesaba katılarak yönler göre Weibull dağılımı yapılmıştır.

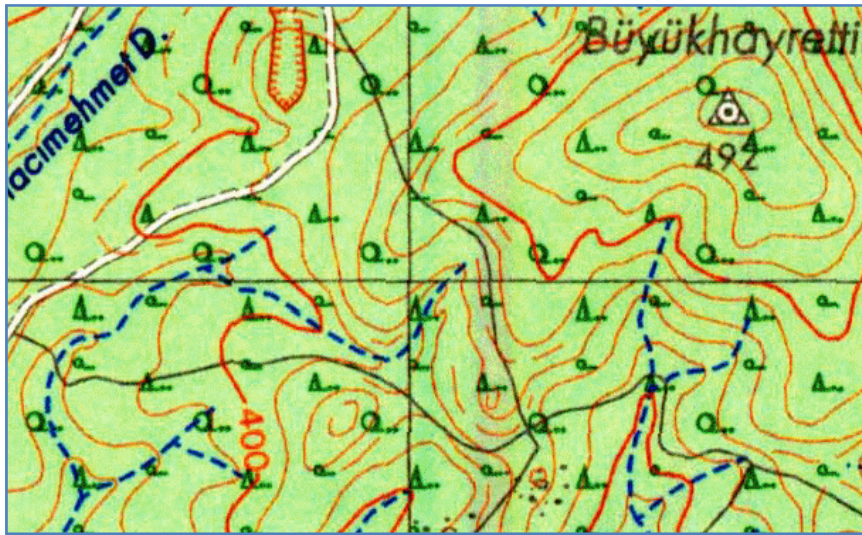


Şekil 7.4 Rüzgâr enerjisi potansiyeli belirlenmesinde kullanılan WAsP programının kullanılması akış şeması (Nielsen, 2008)

Bu metodolojinin WASP programında nasıl uygulandığı Şekil 7.4'te gösterilmiştir. Bu metot aynı zamanda Avrupa Rüzgâr Atlası'nın hazırlanmasında da kullanılmıştır. Proje sahasının rüzgâr enerjisi potansiyelinin belirlenmesi için bölgeye özgü kullanılmış olan veriler özetle aşağıdadır.

- Sahadaki rüzgâr ölçüm verileri
- Dijital pürüzlülük (orografi) haritası
- Dijital topografi haritası
- Yüksek çözünürlüklü uydu fotoğrafları

Herhangi bir değerlendirme çalışmasında mutlaka gerekli olacak elemanlardan birisi de bölgenin detaylı fiziki haritasıdır. Bu çalışmada proje sahasının tamamını içine alan 1/25.000 ölçekli detaylı bir fiziki harita kullanılmıştır. Şekil 7.5'te bu fiziki haritanın bir kısmı görülmektedir.



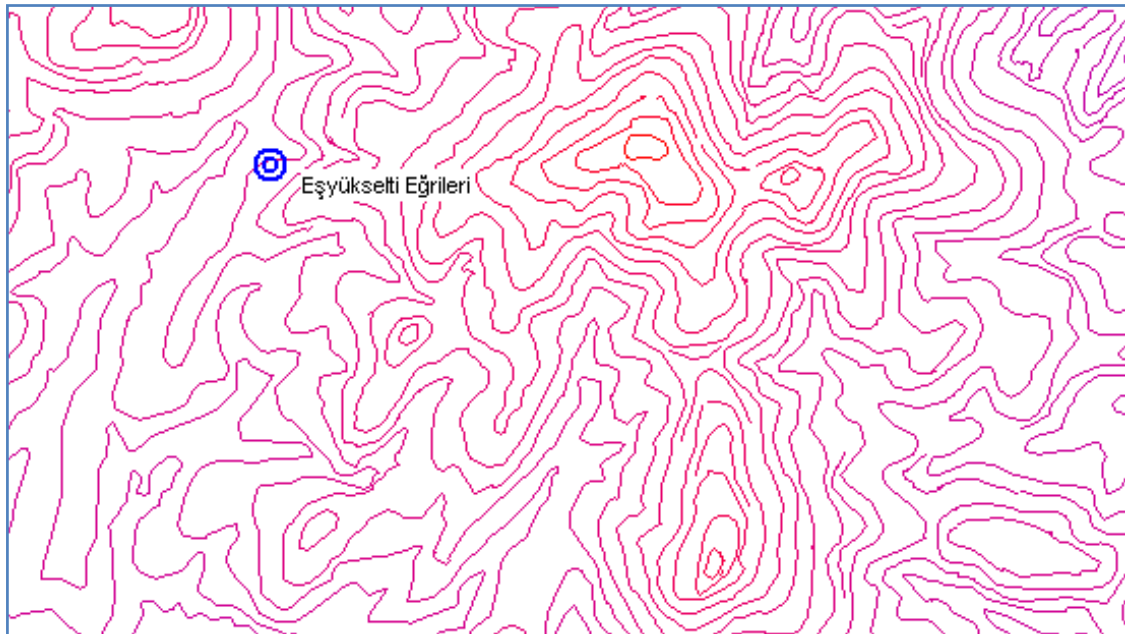
Şekil 7.5 Proje sahası için kullanılan fiziki harita

Ülkemizde bu tip haritalar bir sınıflandırma sistemi dahilinde pafta numaraları dikkate alınıp gruplandırılmıştır. Proje sahası için kullanılan bu fiziki haritanın bu sınıflandırmadaki numarası i16-b2'dir. Haritalarda koordinat sistemi olarak ülkemizde derece, dakika ve UTM ED 50 sistemi yaygın olarak kullanılmaktadır. Kullanım kolaylığı ve pratikliği dikkate alınarak bu çalışmada bütün koordinatlar UTM ED50 sisteminde kullanılmıştır. Şekil 7.5'teki harita, üzerindeki detay bilgilerinin rahatça çalışılabilmesi için yüksek çözünürlükte taranarak ".png" dosyası formatında bilgisayar ortamına aktarılmıştır. Daha sonra harita WindPRO programına aktarılmış ve harita üzerindeki enlem ve boylam çizgilerinden faydalanılarak harita üzerinde birbirine uzak ve aynı doğru üzerinde yer almayan üç tane nokta seçilerek, bu noktaların

koordinatları WindPRO'ya kaydedilmiştir. Burada üç tane nokta seçilmesinin sebebi, noktalar harita üzerinde seçilirken yapılan çok küçük kaydırmalardan dolayı oluşacak hataların önlenmesi için koordinatı girilen noktanın doğruluğunun teyit edilmesidir. Bütün bu işlemler tamamlandıktan sonra seçilen bu üç noktanın koordinatının %99,7 oranında tutarlı olduğu görülmüştür. Bu kabul edilebilir bir değerdir. Böylece WindPRO'ya aktarılmış olan bu fiziki haritadaki her noktanın koordinatı tanımlanmış olmaktadır.

7.3.1 Topografik Harita

WindPRO programı pek çok formattaki topografik veriler ile çalışabilmektedir. Ancak çalışma konusu olan proje sahası için daha önceden hazırlanmış bir sayısal topografik harita bulunmadığından Şekil 7.5'te görülen fiziki haritadaki eşyüksekti eğrileri sayısallaştırılarak sahanın sayısal topografik haritası elde edilmiştir. Bu sayısallaştırma işlemi için WindPRO'ya aktarılmış olan fiziki haritadaki eşyüksekti eğrilerinin üzerinden tek tek geçilerek yükseklikleri kaydedilmiştir. Fiziki haritadaki eşyüksekti eğrileri 5'er metrelik farkları gösterecek şekilde hazırlanmıştır. Ancak bütün harita üzerindeki eşyüksekti eğrileri WindPRO'ya işlendiğinde, program bu verileri analiz ederek harita üzerinde sayısallaştırma yapılan her alanda 0,1 m metre hassasiyetle yüksekliğin görülmesine olanak sağlamaktadır.



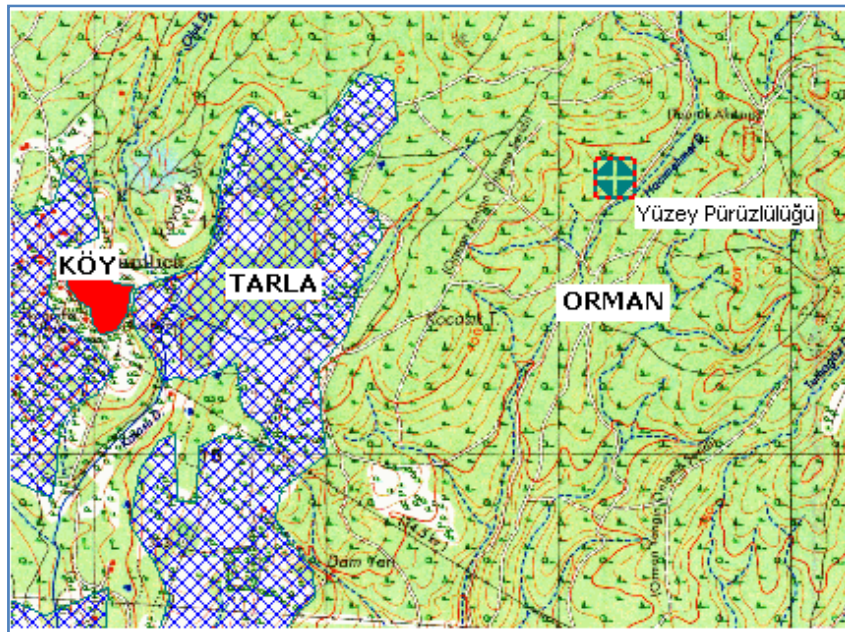
Şekil 7.6 Sayısal topografik harita

Şekil 7.6’da fiziki haritanın sayısallaştırılması ile elde edilmiş sayısal topografik haritanın bir kısmı görülmektedir. Burada görülen mavi nokta şeklindeki işaret WinPRO’nun harita sayısallaştırılmasına yarayan “Line Object” modülüdür. Harita sayısallaştırması bu modül üzerinde yapılmış ve kaydedilmiştir.

Haritanın sayısallaştırılması ile iki boyutlu olan harita yüzeyi bir nevi üç boyutlu hale getirilmiştir. Bundan sonra bilgisayarın fare işaretçisi harita üzerindeki hangi noktaya çekilirse, o noktanın enlem ve boylamının yanında, yüksekliğini de görmek mümkün olmuştur.

7.3.2. Pürüzlülük Haritası

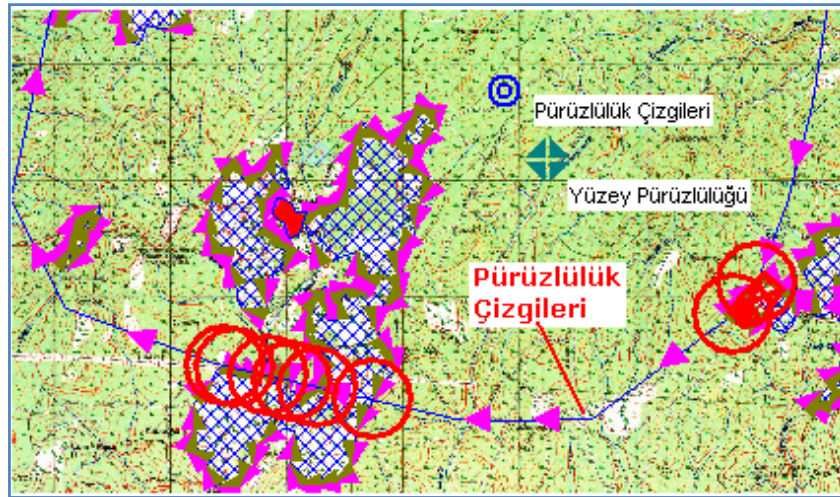
Proje sahasının pürüzlülük haritası, proje sahasında yapılmış olan gözlemler, fiziki harita, yüksek çözünürlüklü uydu fotoğrafları ve Google Earth programındaki görüntülerden faydalanılmıştır. WindPRO’da yüzey pürüzlüğü verilerinin işlenmesi için Area Object Modülü kullanılır. Şekil 7.8’de görülen fiziki haritanın üzerine işlenmiş olan pürüzlülük haritasında yeşil nokta ile görülen modüldür. WindPRO’da yüzey pürüzlülük değerleri tanımlanırken, önce sahanın geneline hakim olan pürüzlülük değeri belirtilir. Bu değer modülde Area Object modülünde “Background Roughness” olarak tanımlanmıştır.



Şekil 7.7 Sahanın yüzey pürüzlülüğü haritası

Zemin yüzeyine hakim pürüzlülük değeri işlendikten sonra bu, bu pürüzlülük değerinden farklı olan alanların pürüzlülük değerleri işlenir. Bölgeye hakim olan pürüzlülük ögesi orman örtüsü olduğu için “Arka Plan Pürüzlülük (Background Roughness) Değeri” Çizelge 2.4’ten orman için pürüzlülük sınıfı 3.0 (pürüzlülük uzunluğu: 0,4 m) olarak seçilmiştir. Daha sonra bu pürüzlülük değerinden farklı olan proje sahasının etrafındaki köyler ve yarı açık tarlaların pürüzlülük değerleri işlenmiştir. Köyler için pürüzlülük sınıfı 3.2 (pürüzlülük uzunluğu: 0,53 m), yarı açık tarlalar için pürüzlülük sınıfı 2.0 (pürüzlülük uzunluğu: 0,1 m) olarak harita üzerine işlenmiştir.

Ancak enerji hesabında kullanılacak olan WAsP programının her yöndeki pürüzlülük değişimlerini doğru bir şekilde algılayabilmesi için, proje sahasının etrafının hakim pürüzlülük değerine eşit olan 3.0 orman pürüzlülüğü değerinde pürüzlülük çizgileri ile tekrar tanımlanması gerekmektedir. Pürüzlülük çizgilerinin tanımlanması aynı eşyükselti eğrilerinin tanımlanması gibi “Line Object” modülü kullanılarak yapılmıştır.



Şekil 7.8 Saha için tanımlanan pürüzlülük çizgileri

Yüzey pürüzlülüğünün pürüzlülük çizgileri ile de tanımlanması ile WAsP programı çalıştırıldığında saha etrafındaki farklı pürüzlülük değerlerinin algılanmasında bir problem yaşanmayacağından emin olunmuştur.

Proje sahasında hiçbir düşey engel tanımlanmamıştır. Çünkü sahanın çok büyük bir kısmı ormanlarla kaplıdır. Burada düşey engel olarak tanımlanabilecek nesnelere saha etrafındaki köylerde bulunan evlerdir. Ancak bu köylerin mesafeleri proje sahasına çok uzak olduğu için düşey engel sınıfına alınamazlar. Ayrıca, bu evlerin rüzgâr üzerinde yaratacağı etkinin

modellenmesi için, evler (köylerin tamamı) sayısal pürüzlülük haritasında pürüzlülük ögesi olarak işlenmişlerdir.

7.3.3 Rüzgâr Ölçümleri

Proje sahasındaki rüzgâr ölçümlerine 2009 yılı Ocak ayında başlanmış olup, ölçümlerin alınmasına devam edilmektedir. Proje sahasındaki rüzgâr ölçümleri 60m yüksekliğinde boru tipi ölçüm direği ile yapılmıştır. Şekil 7.9'da sahadaki ölçüm direğinin fotoğrafı görülmektedir.



Şekil 7.9 Proje sahasında kurulmuş olan rüzgâr ölçüm verilerinin alındığı ölçüm direği

Rüzgâr hızı ölçümleri yerden 60m, 45m ve 30m yükseklikte yapılmıştır. Rüzgâr yönünün ölçümü amacıyla da 58 m ve 45m yüksekliğe iki adet yön sensörü takılmıştır. Anemometre ve yön sensörü olarak Thies First Class marka sensörler kullanılmış olup, verilerin kaydedilmesi için Ammonit Meteo 32X marka veri kaydedicisi kullanılmıştır. Bunun yanında direğe takılı olan sıcaklık-nem sensörü ve basınç sensörleri ile sıcaklık, nem ve basınç değerleri de kayıt altına alınmıştır. Ölçülen bütün bu verilerin onar dakikalık maksimum, minimum, ortalama ve standart sapma değerleri kaydedilmiştir.

7.3.4 Rüzgâr Ölçüm Verilerinin Değerlendirilmesi

Rüzgâr ölçüm direğinin veri kaydedicisine kaydedilen bütün veriler, .txt uzantılı dosyalar halinde kaydedilmişlerdir. Rüzgâr veri dosyalarının kaydının bir örneği, daha anlaşılır görünmesi için Çizelge 7.1’de MS Excel’de açılarak tablolaştırılmış hali konulmuştur.

Çizelge7.1 Sahanın rüzgâr verisi örneği

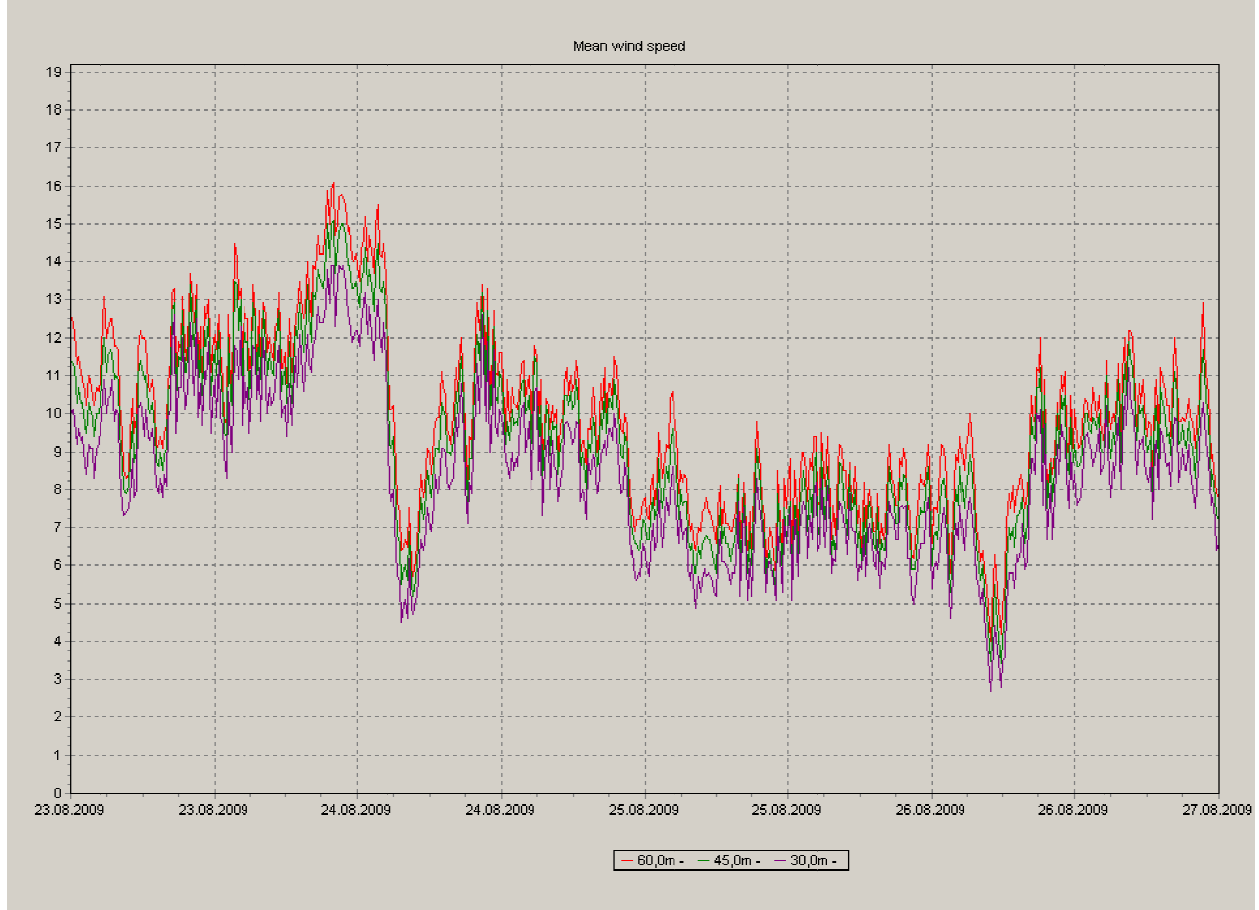
#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	date_____	time_____	s1a	s1x	s1i	s1s	s2a	s2x	s2i	s2s	s3a	s3x	s3i	s3s	d1a
2	10.11.2009	00:00:00	88	116	47	15	75	109	36	16	61	100	19	16	135
3	10.11.2009	00:10:00	90	130	47	16	76	124	36	17	62	113	26	16	139
4	10.11.2009	00:20:00	108	134	75	12	95	125	59	14	80	118	31	16	140
5	10.11.2009	00:30:00	117	150	75	13	104	143	70	15	87	133	41	18	140
6	10.11.2009	00:40:00	120	151	79	13	104	147	60	15	86	132	42	16	139

Çizelge 1.7’deki bu örnek veriler sadece kırk dakikalık verilerin bir kısmıdır. Her on dakikada bir veri kaydedildiği için her gün 144 tane veri satırı veri kaydedicisinde saklanmıştır. Çizelge 1.7’de verilen satırlarda “s” ile başlayan sütun başlıkları hız değerlerini “d” ile başlayan sütun başlıkları yön değerlerini, bu sembollerden sonraki rakamlar hangi sensör olduğunu, rakamdan sonraki “a” harfi ortalama değeri, “x” harfi maksimum değeri, “i” harfi minimum değeri ve “s” harfi de standart sapmayı temsil eder.

Data kaydedicisinin ayarları kurulum sırasında ondalık işaretleri kaydetmeyecek şekilde ayarlandığı için hız değerleri gerçek değerinin 10 katı olarak kaydedilmiştir. Bu durum hesaplamalarda WindPRO’da 0,1 scale (ölçek) faktörü girilerek, yani hız değerleri ona bölünerek doğru verilerin hesaba katılması sağlanmıştır. Yukarıdaki bilgilere ışığında 10. Kasım 2009 tarihinde saat 00.00’ ile 00.10 arasında birinci anemometrenin (bu anemometrede 60. metredeki anemometredir) ölçtüğü ortalama hız 9 m/s, maksimum hız 13 m/s, minimum hız 4,7 m/s ve bu 10 dakikalık zaman diliminde her saniye ölçülen rüzgâr hızlarının standart sapması 1,5 m/s’dir. Aynı zaman diliminde birinci yön sensörünün (bu 58. metredeki yön sensörüdür) rüzgâr yönü olarak ortalama 139° yönünü gösterdiği görülür.

Verilerin çok fazla olduğu düşünülürse, grafiğe dökmeden incelenmelerinin zorluğu kolayca görülebilir. Bu nedenle rüzgâr verileri WindPRO’da grafiğe dökülerek incelenmiştir. Şekil7.10’deki grafikte WindPRO programına aktarılmış olan rüzgâr verileri görülmektedir.

Grafikten de görüleceği gibi yüksekteki anemometrenin ölçtüğü rüzgâr hızları (60. metre) daha alçakta konumlandırılmış olan anemometrelerin rüzgâr hızlarından hep daha yüksektir.

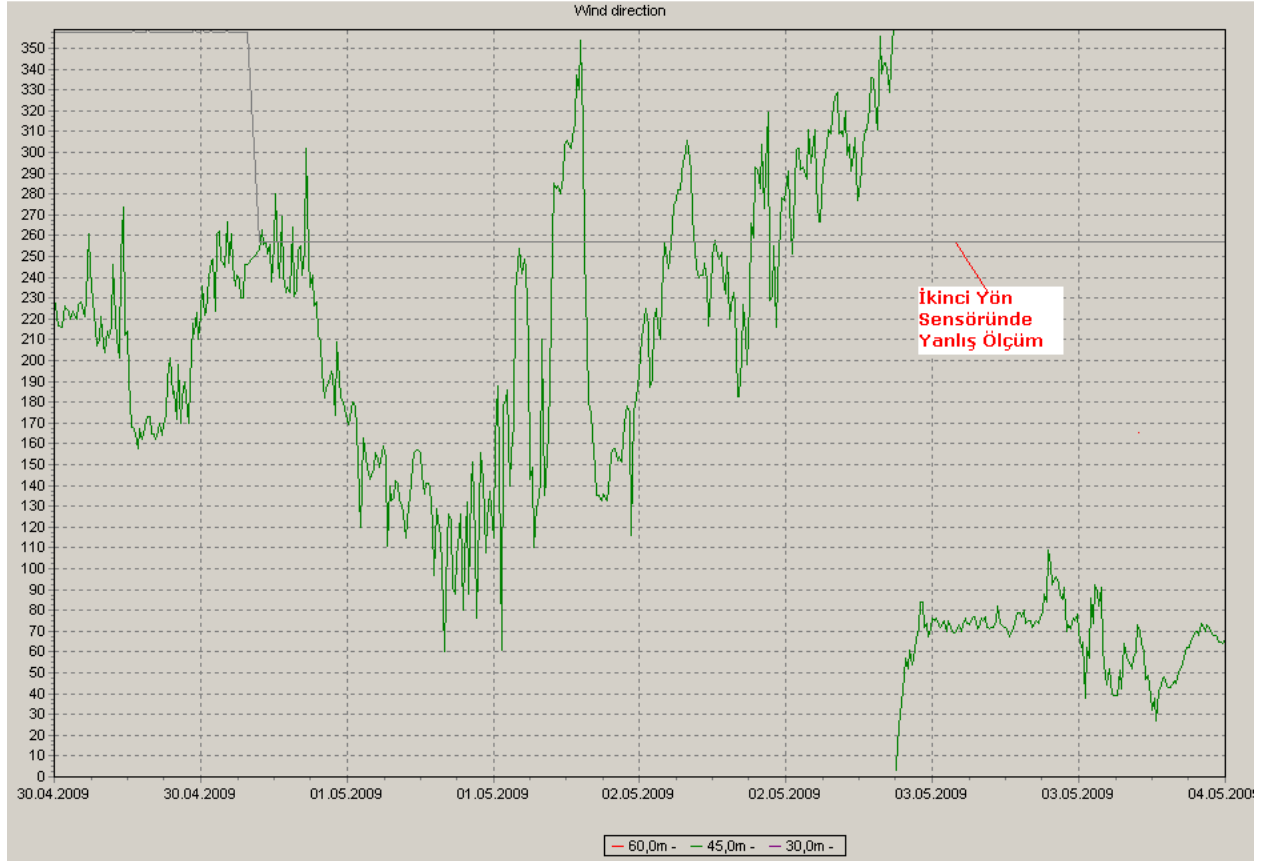


Şekil 7.10 Sahadaki rüzgâr hızlarının grafik olarak gösterimi

Rüzgâr verileri bu şekilde, grafikteki zaman aralığı istenildiği bir şekilde ayarlanarak incelenebilir. İncelemede kolaylık olması için zaman aralığının bir veya iki gün tutulmasında fayda vardır. Rüzgâr yönü ölçüm verileri de aynı şekilde incelenmiş ve 2. yön sensörünün (45. metredeki yön sensörü) 30.04.2009 tarihinden 28.05.09 tarihine kadar sürekli 258°'yi ölçtüğü tespit edilmiştir. Yön sensörü verileri sürekli bu şekilde sabit değerleri gösteriyorsa bu durum yön sensörünün arıza yaptığının göstergesidir. Bu durumda yön sensörünün arızalı olduğu zaman dilimindeki yön verilerinin iptal edilmesi gerekmektedir. Şekil 7.11'deki grafikte bu arıza durumu görülmektedir.

Şekil 7.11'deki grafikte de dikkat çekeceği gibi yön verileri için yükseklikler 60m, 45m, ve 30m olarak görülmektedir. Ancak 7.3.3 kısmında yön ölçümlerinin 58m ve 45m seviyelerinden

yapıldığı belirtilmişti. Bu durumun sebebi WindPRO programında ölçüm yüksekliği olarak anemometre yüksekliklerinin esas alınmasıdır. Bu nedenle yön verilerinin görüldüğü grafikte de hız ölçümlerinin yapıldığı yükseklik esas alınmıştır.

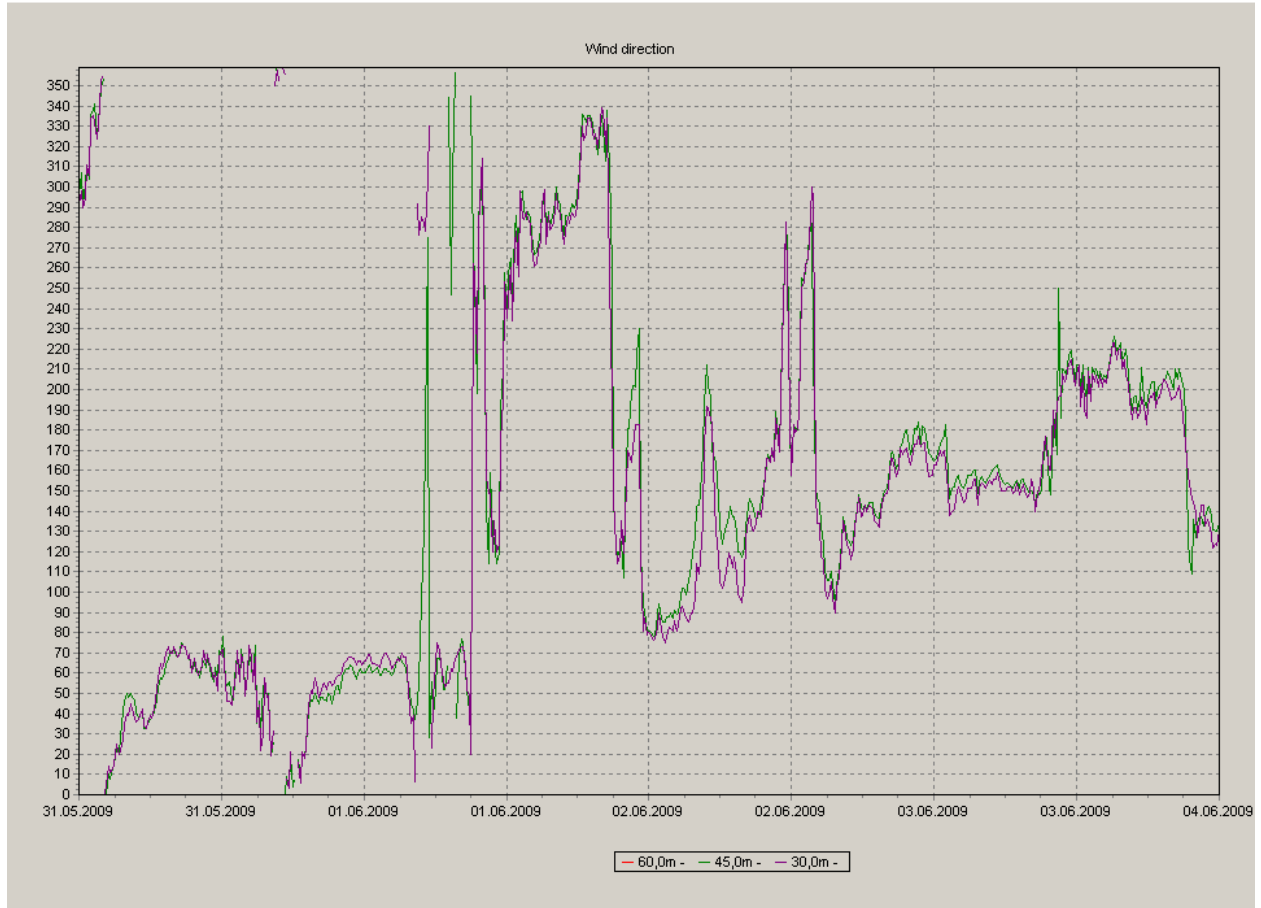


Şekil 7.11 Yön sensörü arızasının ölçüm verilerinin grafiğe dökülmesi ile tespiti

Rüzgâr verilerinin tamamı daha dikkatli bir şekilde incelendiğinde 2. yön sensörünün (45. metredeki sensör) arıza yaptığı bu tarihten önce de montaj hatasından dolayı yanlış ölçüm yaptığı tespit edilmiştir. Bu tarih aralığı da 01.07.2009 ile 30.04.2009 tarihleri arasındadır. Bu nedenle yön sensöründen bu tarihler arasında alınmış olan veriler de iptal edilmiştir. Sonuç olarak bu yön sensöründen iptal edilen veriler 01.07.2009 ile 28.05.2009 tarihleri arasındaki veriler olup yaklaşık 5 aylık rüzgâr ölçüm verisi iptal edilmiştir.

Ancak rüzgâr ölçüm direğinde iki adet yön sensörü kurulmuş olduğundan ve yön verileri yükseklikle değişmediğinden dolayı 2. Yön sensörünün verileri hiç kullanılamasa bile 1. Yön sensöründen veri alınmışsa bu yeterlidir. Eğer ölçüm direğinde tek bir yön sensörü olsaydı ve bu yön sensörünün verileri belli bir tarih aralığı için kullanılamaz durumda olsaydı bu tarih aralığı

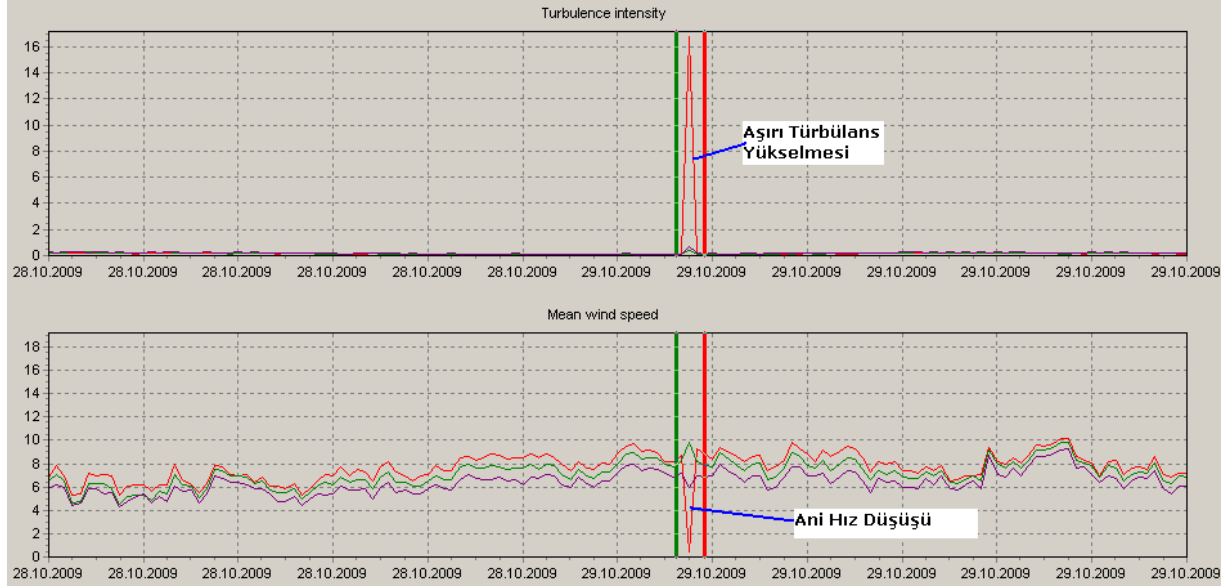
için kaydedilmiş olan hız verilerinin (verilerde bir hata olmasa bile) iptal edilmesi gerekecekti. Çünkü yön verisi olmadan hız verileri hiçbir anlam ifade etmezler. Şekil 7.12'deki grafikte de 2. yön sensörünün yeni bir yön sensörü ile değiştirildiği tarih görülmektedir. Bu tarihten sonra her iki yön sensörünün olması gerektiği gibi aynı yönü kaydettikleri görülmektedir.



Şekil 7.12 İkinci yön sensörünün yenisi ile değiştirildiği tarihten itibaren tutarlı yön verilerinin grafik gösterimi

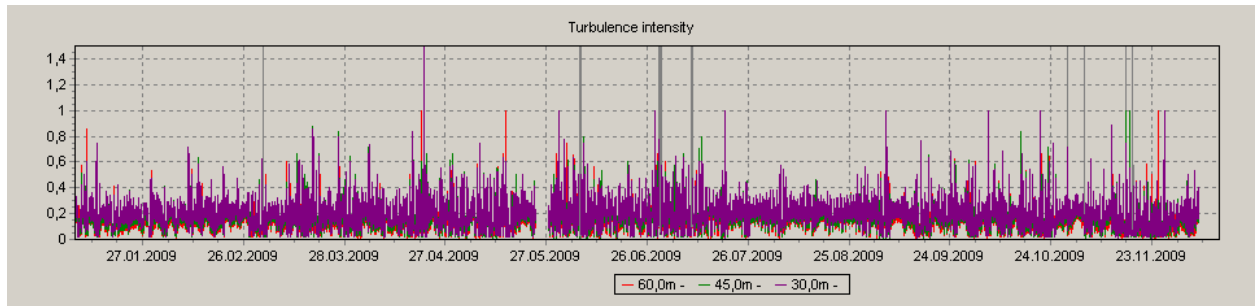
Rüzgâr hızlarındaki çok ani değişimler sahadaki türbülans yoğunluğunu artırır. Ancak bu anlık hız düşüşleri bazen anemometreler tarafından anlamsız ve ölçüm yükseklikleri ile tutarsız bir şekilde aşırı düşük rüzgâr hızlarının kaydedilmesine neden olmaktadır. Türbülans yoğunluğu da standart sapmanın rüzgâr hızına oranı olarak otomatikman veri kaydedicisi tarafından kaydedildiğinden, çok düşük rüzgâr hızlarında anlamsız bir şekilde aşırı türbülans yoğunluğu değerleri kaydedilir. Bu durum Şekil7.12'deki grafiklerde 60 m'deki türbülans yoğunluğu ve hız verilerindeki anormal durum olarak karşımıza çıkar. Veri kaydedicisi tarafından bu şekilde

kaydedilmiş olan anlık veriler (grafiklerde yeşil ve kırmızı çizgilerin arasında kalan kısımdaki veriler) de değerlendirme dışında bırakılmıştır.



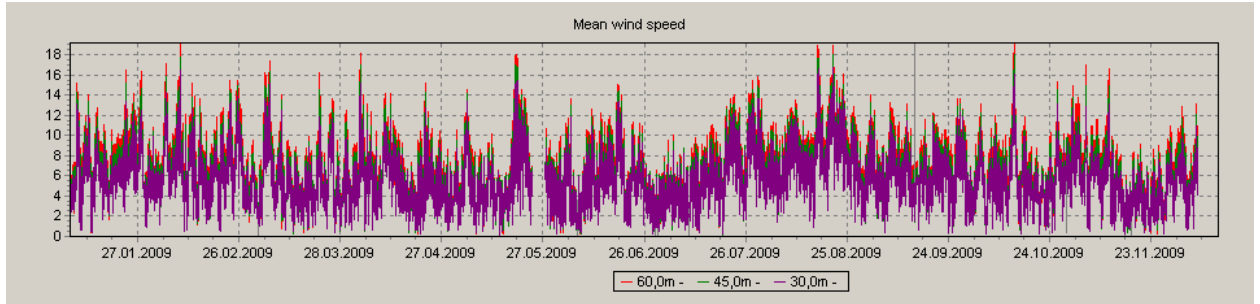
Şekil 7.13 Tutarsız hız verilerinin değerlendirme dışı bırakılması

Kaydedilmiş olan rüzgâr hızlarından değerlendirme dışı bırakılmış olan hız ve türbülans yoğunluğu değerleri çıkarıldığında, sahadaki türbülans yoğunluğu grafiği de Şekil 7.14'teki grafikte görüldüğü gibi oluşmaktadır.

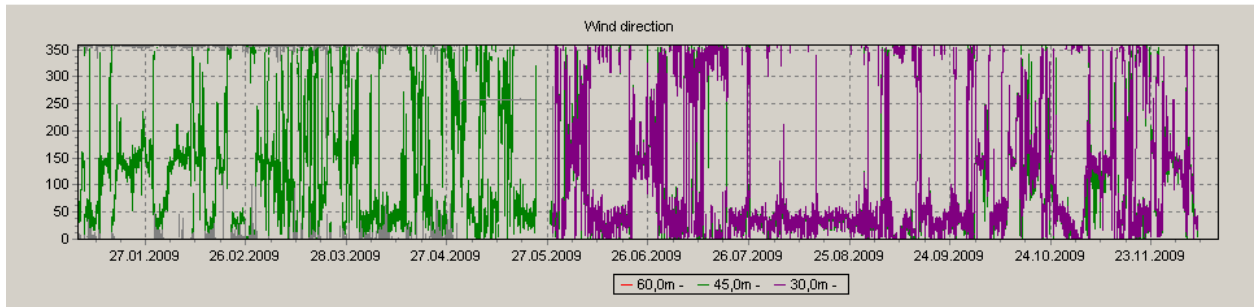


Şekil 7.14 Türbülans yoğunluğu grafiği

Şekil 7.15 ve Şekil 7.16'daki grafiklerde ise, tüm ölçüm periyodundaki hız ve yön verileri grafik halinde gösterilmiştir.

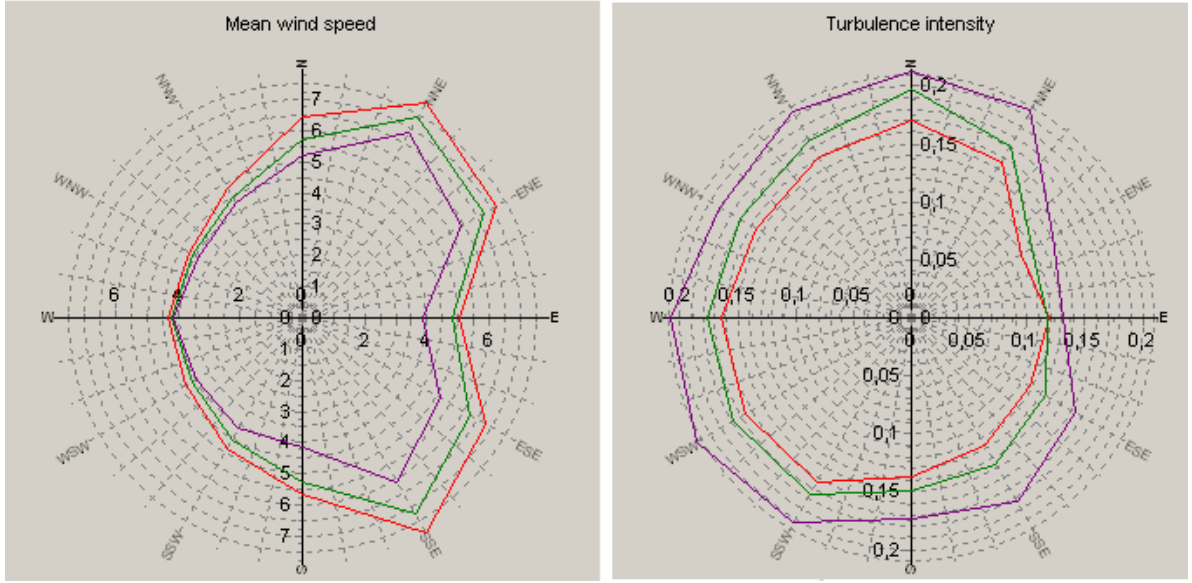


Şekil 7.15 Tüm ölçüm periyoduna ait hız verilerinin grafik gösterimi



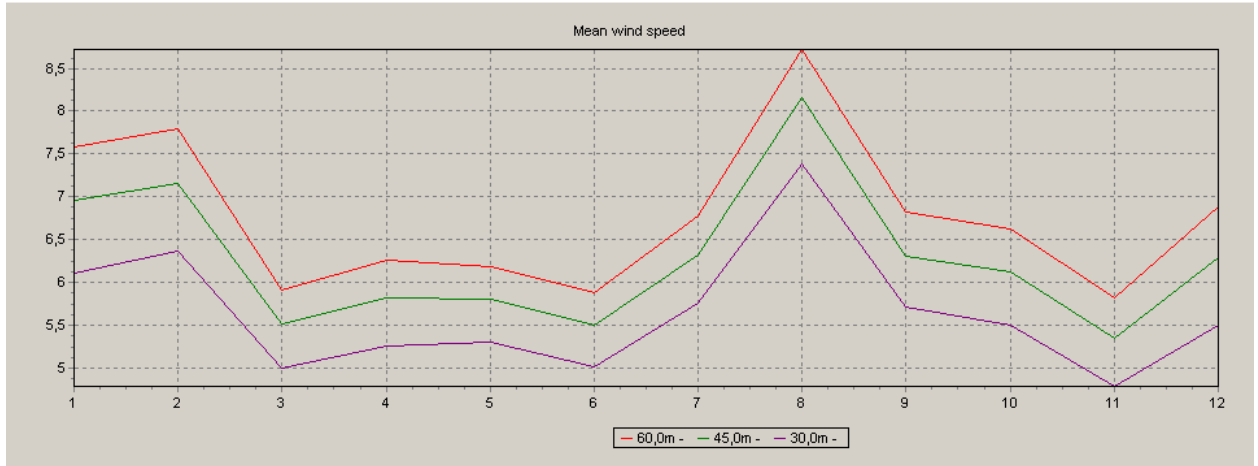
Şekil 7.16 Tüm ölçüm periyoduna ait yön verilerinin grafik gösterimi

Veri incelemesi ve enerji hesaplarında yön verileri 30°'lik dilimlere yani 12 sektöre ayrılmıştır. Şekil 7.17'deki radar grafiklerde rüzgâr hızının ve türbülans yoğunluğu büyüklüklerinin bu 12 yön sektöründe dağılımları görülmektedir.



Şekil 7.17 Hız ve türbülans yoğunluğu grafiklerinin yönler göre dağılımlarının radar grafiklerinde gösterimi

Şekil 7.18’de bütün ölçüm periyodu ve her üç ölçüm yüksekliği için aylık ortalama rüzgâr hızlarının değişimleri görülmektedir

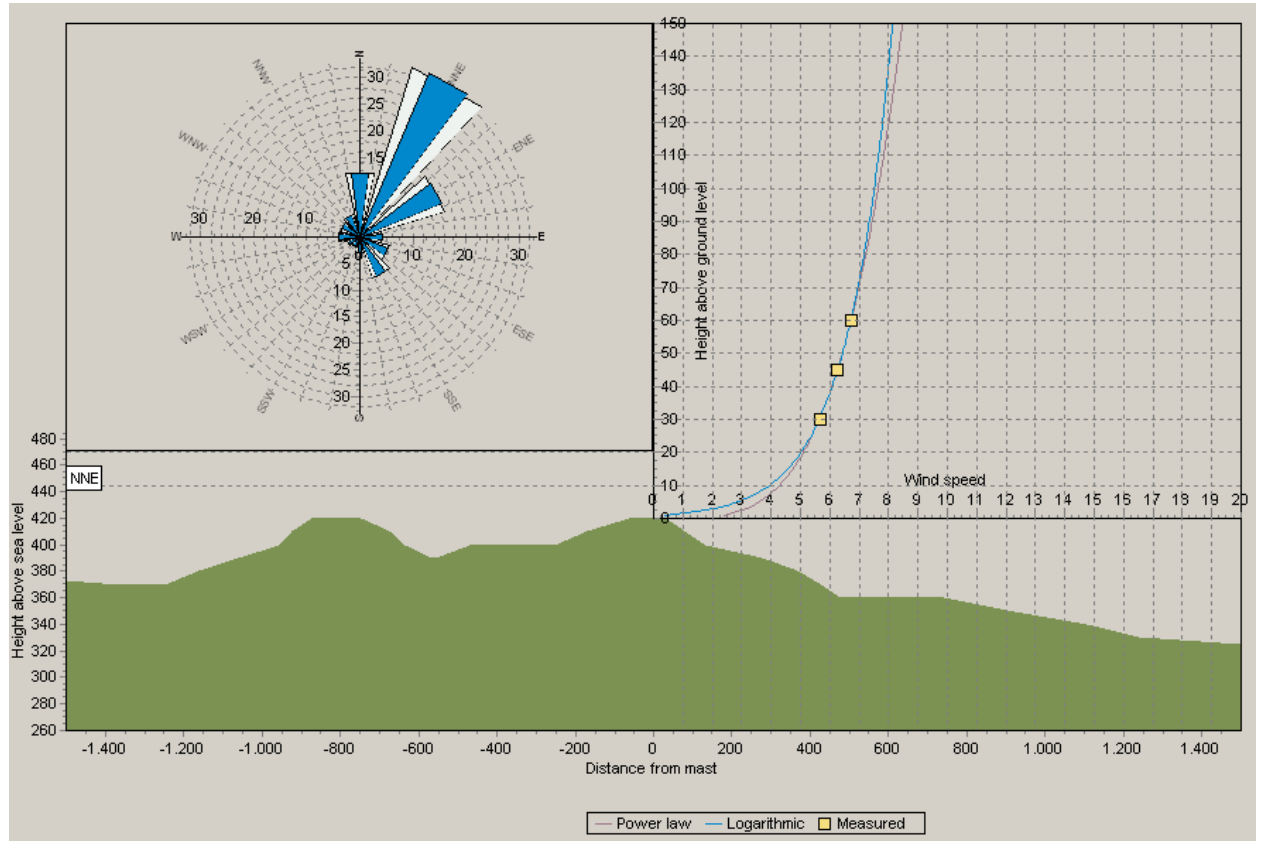


Şekil 7.18 Her üç ölçüm yüksekliği için bütün ölçüm periyodu boyunca aylık ortalama rüzgâr hızlarının değişimi

Çizelge 7.2’de ise aylık ortalama hız değerleri tablo halinde verilmiştir.

Çizelge 7.2 Her üç ölçüm yüksekliği için aylık ortalama hız değerleri

Aylar	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)		
	60m	45m	30m
Ocak	7,59	6,96	6,11
Şubat	7,80	7,15	6,37
Mart	5,90	5,52	5,00
Nisan	6,25	5,81	5,26
Mayıs	6,18	5,81	5,31
Haziran	5,86	5,49	5,01
Temmuz	6,79	6,31	5,76
Ağustos	8,72	8,15	7,38
Eylül	6,81	6,31	5,71
Ekim	6,62	6,11	5,50
Kasım	5,77	5,35	4,78
Aralık	6,89	6,29	5,50
Ayların Ortalaması	6,76	6,27	5,64



Şekil 7.19 Rüzgâr profilinin saha topografisi ile beraber gösterimi

Şekil 7.19'daki grafiksel gösterimde ise, şeklin sol tarafında yönler göre rüzgârın esme sıklığını ve şiddetini gösteren rüzgâr gülü grafiği, sağda ise ölçüm direğinin kurulmuş olduğu noktanın etrafındaki alanın topografisi ile beraber ölçülmüş olan üç farklı rüzgâr hızlarından yola çıkarak yüksekliğe göre rüzgâr hızının değişim grafiği verilmiştir. Grafikte rüzgâr hızının yüksekliğe göre değişimi logaritmik profil ve güç kanunu (Power Law) profilinin eğrileri ile gösterilmiştir.

Logaritmik profil sadece düz zeminli arazilerde enerji hesabı için kullanılan yöntemdir. Bu çalışmada incelenen saha karmaşık yüzey geometrisine sahip olduğu için hesaplamalarda logaritmik profil kullanılmayacaktır.

7.3.4.1 Rüzgâr Ölçüm Verilerine Ait Weibull Dağılımı

Kullanılmayacak olan bütün rüzgâr verileri değerlendirme dışı bırakıldığında, 60 m , 45 m ve 30 m ölçüm yükseklikleri Çizelge7.3, Çizelge7.4 ve Çizelge 7.5'teki Weibull tabloları WindPRO'da çıkarılmıştır.

Çizelge 7.3 60 m ölçüm yüksekliği için Weibull Dağılımı tablosu

Yükseklik: 60 m					
Sektör	Derece Olarak Değeri	Şekil Parametresi (c)	Ölçek Parametresi (k)	Frekans (%)	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)
0-N	0°	7,237	2,5933	11,219	6,427
1-NNE	30°	8,911	3,1755	27,463	7,978
2-ENE	60°	8,167	2,5072	16,852	7,247
3-E	90°	5,599	1,8286	5,003	4,976
4-ESE	120°	8,091	3,1541	7,093	7,242
5-SSE	150°	9,213	3,2788	11,187	8,261
6-S	180°	6,348	1,7427	4,154	5,655
7-SSW	210°	5,507	1,8499	2,520	4,892
8-WSW	240°	4,969	1,9662	2,564	4,405
9-W	270°	4,979	2,4533	4,139	4,416
10-WNW	300°	4,833	2,7859	3,754	4,303
11-NNW	330°	5,498	2,5516	4,052	4,881
Ortalama		7,708	2,4015	100,000	6,833

Çizelge 7.4 45 m ölçüm yüksekliği için Weibull Dağılımı tablosu

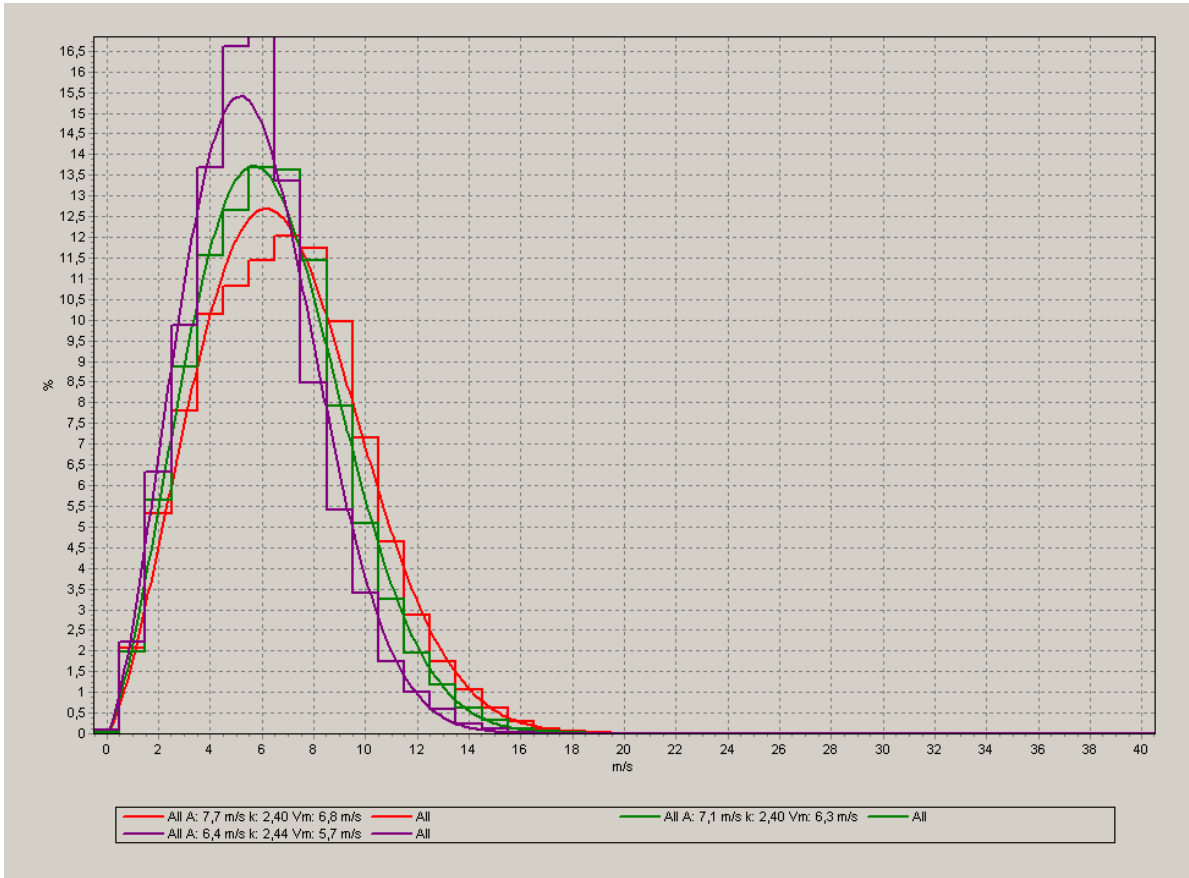
Yükseklik: 45m					
Sektör	Derece Olarak Değeri	Şekil Parametresi (c)	Ölçek Parametresi (k)	Frekans (%)	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)
0-N	0°	6,432	2,5885	11,236	5,713
1-NNE	30°	8,288	2,9996	27,495	7,401
2-ENE	60°	7,579	2,4583	16,843	6,722
3-E	90°	5,436	2,0720	5,004	4,815
4-ESE	120°	7,303	3,2743	7,078	6,548
5-SSE	150°	8,349	3,1675	11,199	7,475
6-S	180°	5,943	1,7795	4,162	5,288
7-SSW	210°	5,134	1,8652	2,513	4,559
8-WSW	240°	4,742	2,0249	2,555	4,202
9-W	270°	4,851	2,5001	4,135	4,304
10-WNW	300°	4,721	2,8174	3,723	4,205
11-NNW	330°	5,130	2,6419	4,058	4,559
Ortalama		7,120	2,3986	100,000	6,312

Çizelge 7.5 30 m ölçüm yüksekliği için Weibull Dağılımı tablosu

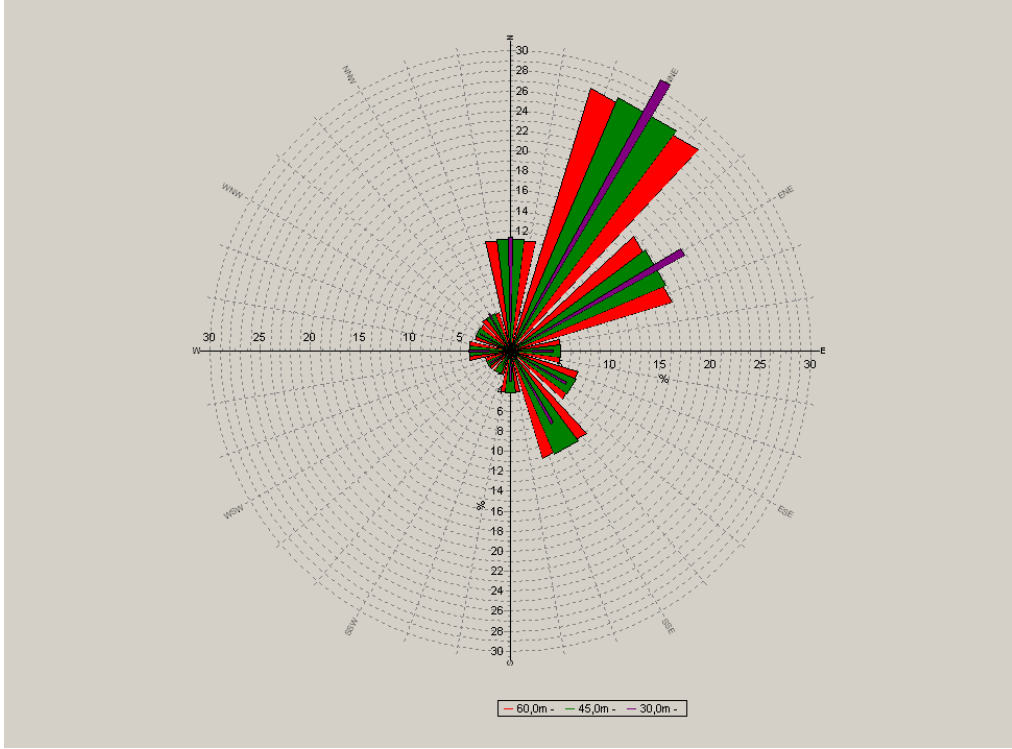
Yükseklik: 30m					
Sektör	Derece Olarak Değeri	Şekil Parametresi (c)	Ölçek Parametresi (k)	Frekans (%)	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)
0-N	0°	5,813	2,6990	11,350	5,170
1-NNE	30°	7,687	3,1151	30,950	6,876
2-ENE	60°	6,570	2,3120	19,842	5,821
3-E	90°	4,460	2,5205	4,222	3,958
4-ESE	120°	5,945	3,2451	6,394	5,329
5-SSE	150°	7,040	2,9789	8,317	6,285
6-S	180°	4,804	1,9901	2,989	4,258
7-SSW	210°	4,668	1,7737	1,701	4,154
8-WSW	240°	4,670	2,2236	2,339	4,136
9-W	270°	4,735	2,5474	4,149	4,203
10-WNW	300°	4,476	2,7258	3,511	3,982
11-NNW	330°	4,848	2,7922	4,237	4,317
Ortalama		6,419	2,4352	100,000	5,692

Oluşturulmuş olan bu Weibull tablolarından elde edilmiş olan Weibull dağılım grafiği ve Weibull grafiğinden elde edilmiş olan rüzgârın yönlere göre esme sıklıklarını gösteren rüzgâr gülü grafikleri de Şekil 7.20 ve Şekil 7.21’de verilmiştir.

Şekil 7.19’deki saha topografisi ile ölçüm yüksekliklerinin birleştirilmiş olduğu grafik değerlerinden elde edilmiş olan istenilen yükseklikteki rüzgâr hızlarının Güç Kanunu kullanılarak bulunmasında kullanılacak olan katsayıların rüzgâr yönü sektörlerine göre dağılımı (wind shear) ise Çizelge 7.6’deki gibi hesaplanmıştır.



Şekil 7.20 Her üç ölçüm yüksekliği için oluşturulmuş olan Weibull dağılımı grafiği



Şekil 7.21 Her üç ölçüm yüksekliği için oluşturulmuş olan Rüzgâr gülü grafiği

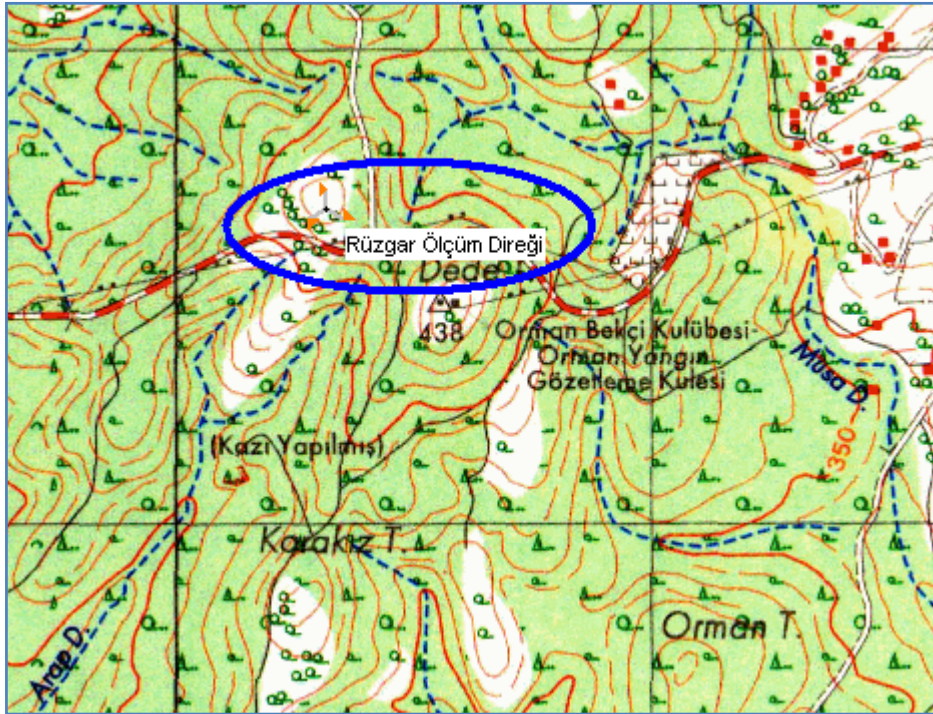
Çizelge 7.6 Rüzgâr hızının yüksekliğe göre değişiminin hesaplamalarında kullanılacak Güç Kanunu eksponentlerinin yönlere göre dağılımı

Sektör	Derece Olarak Değeri	Güç Kanunu Eksponenti
0-N	0°	0,291
1-NNE	30°	0,248
2-ENE	60°	0,254
3-E	90°	0,180
4-ESE	120°	0,345
5-SSE	150°	0,317
6-S	180°	0,200
7-SSW	210°	0,213
8-WSW	240°	0,158
9-W	270°	0,109
10-WNW	300°	0,128
11-NNW	330°	0,203

7.4 Proje Sahasının Genelindeki Rüzgâr Karakterinin Belirlenmesi

Projenin yıllık enerji üretimini hesaplamadan önce yapılması gereken adımlardan biri de, bütün proje sahasının rüzgâr istatistiğinin belirlenmesidir. Daha sonra proje sahasından üretilebilecek rüzgâr enerjisi farklı rüzgâr türbini tipleri için belirlenebilir.

Düz bir topografiye ve düşük zemin pürüzlülüğüne sahip bir sahada bir türbinin üretebileceği enerji miktarı WindPRO programındaki METEO modülü ile hesaplanabilir. Proje ile ilgili rüzgâr verileri girilirken bu veriler WindPRO programındaki “meteo object” nesnesi (rüzgâr ölçüm direği nesnesi) vasıtasıyla WindPRO’ya aktarılır. Bu rüzgâr ölçüm direği nesnesinde, rüzgâr ölçüm verileri ve yüksekliğinin yanında ölçüm direğinin tam olarak konumu da belirtilir. Proje sahasındaki ölçüm direğinin koordinatı UTM ED50 sistemine göre; 35S 450.320E 4.416.664N olarak belirlenmiştir. Burada koordinat bilgisinin başında bulunan “35”, Dünya haritasında doğu-batı doğru belirlenmiş olan 60 tane dilimden 35. Dilimi, “S” işareti ise, kuzey-güney yönünde belirlenmiş olan dilimlerden S dilimini temsil eder. Bu çalışmada verilen bütün koordinat bilgileri proje sahası ile ilgili olacağından bundan sonraki koordinat bilgilerinde “35” ve “S” işareti konulmayacaktır.



Şekil 7.22 Ölçüm direğinin proje sahasındaki konumu

Ölçüm direği bu koordinat bilgileri ile daha önce sayısal topografik haritası hazırlanmış olan haritaya yerleştirildiği zaman deniz, ölçüm direğinin deniz seviyesinden yüksekliğinin 420 m olduğu görülmüştür. Ölçüm direğini temsil eden rüzgâr ölçüm direği nesnesinin haritadaki konumu Şekil 7.22’de verilmiştir.

WindPRO programındaki METEO modülü yapılan enerji üretim hesabında dikkate alınan parametreler sadece rüzgâr ölçüm direğinden alınan rüzgâr verileri ve hesaplamada seçilmiş olan rüzgâr türbinin güç eğrisidir.

Aynı zamanda yapılan hesaplama sadece rüzgâr ölçüm direğinin bulunduğu nokta için geçerlidir. Bu metoda ölçüm yüksekliklerinden türbin göbek yüksekliğindeki rüzgâr ölçüm yüksekliğindeki hız Hellman katsayısı kullanılarak 2. bölümde verilmiş olan (2.3) eşitliğinden hesaplanır.

METEO modülü kullanılarak yapılan enerji üretim hesabında örnek rüzgâr türbini olarak 2MW gücünde, 90 m rotor çapına ve 80m göbek yüksekliğine sahip Vestas V90 tipi rüzgâr türbini kullanılmıştır. Bu modülle tek türbin için yapılmış olan üretim hesabı ile ilgili sonuçlar şekil 7.23’te verilmiştir.

Calculation Results											
Key results for height 50,0 m above ground level											
Wind energy: 2.312 kWh/m ² ; Mean wind speed: 6,5 m/s;											
Calculated Annual Energy											
WTG type			Power curve				Annual Energy				
Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Creator	Name	Result	Result-10,0%	Mean wind speed	Capacity Factor
			[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[m/s]	[%]
Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.037,1	6.333	7,3	40,1

Şekil 7.23 Tek türbin METEO modülü ile yapılmış olan yıllık enerji üretimi hesabı

METEO modülü ile yapılmış olan hesaplama sonuçlarına göre örnek türbinin göbek yüksekliğindeki ortalama rüzgâr hızı 7,3 m/s, ve bu örnek türbin den üretilebilecek yıllık enerji üretimi yaklaşık 6.333 MWh’tir. Bu da yıllık %40,1 kapasite faktörüne tekabül eder. Bu hesaplamanın bütün detay sayfaları, bu çalışmadaki Ekler kısmında verilmiştir.

Ancak yukarıda da belirtildiği gibi bu tip bir hesaplama hiçbir engebenin olmadığı ve pürüzlülük değerlerinin düşük olduğu bir alanda türbinden üretilebilecek enerji hakkında fikir sahibi olunması amacıyla yapılabilir.

Ancak, bu çalışmada rüzgâr enerjisi değerlendirmesi için seçilmiş olan saha karmaşık topografiye sahip, pürüzlülüğün yüksek olduğu bir saha olduğu için METEO modülü ile yıllık enerji üretimi hesabı yapmak mümkün değildir. Sahadaki engebeler ve yüzey pürüzlülüğü gibi parametreler hesaba katıldığı takdirde türbin başına üretim değerleri ve kapasite faktörü daha düşük çıkacaktır. Yukarıda yapılmış olan hesaplama sadece bilgi verme amaçlı olup, bu çalışmada kullanılmayacaktır.

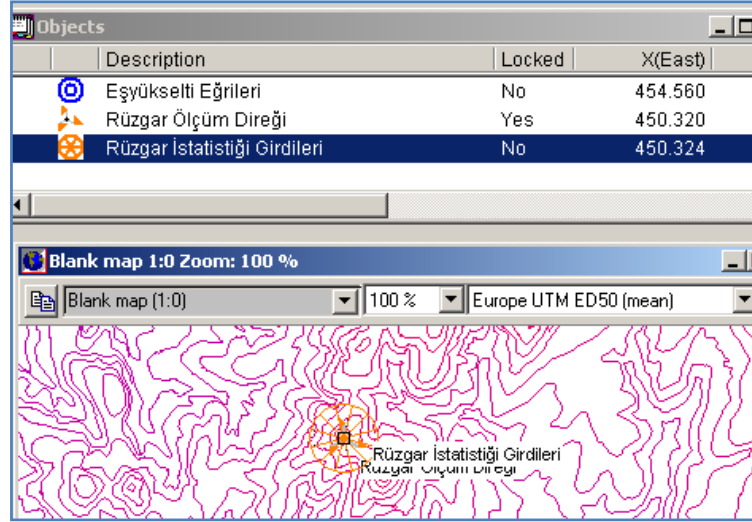
Karmaşık topografiye ve yüksek yüzey pürüzlülüğü değerlerine sahip sahaların değerlendirilmesinde WindPRO'nun METEO modülü yetersiz kalmaktadır. Böyle bir sahanın rüzgâr enerji potansiyelinin belirlenmesinde WASP programı ile hesaplama yapılacaktır. Bu hesaplamaların yapılması için ilk önce bütün sahanın rüzgâr profilinin belirlenmesi gerekmektedir. Bu hesaplama da WASP programı ile yapılır.

Hesaplama girilen parametreler WindPRO'nun STATGEN modülünde toplanarak WASP'a aktarılır ve saha geneli için rüzgâr istatistikleri hesaplanır. Hesaplanan rüzgâr istatistiklerinden saha genelindeki rüzgârın konumsal olarak görülebilmesi için WindPRO'nun RESOURCE modülü kullanılır bu modülle çıkarılan rüzgâr haritasına bakılarak da sahada türbinlerin hangi noktaya konulması gerektiği belirlenir.

7.4.1 Saha Genelindeki Rüzgâr İstatistiklerinin Belirlenmesi

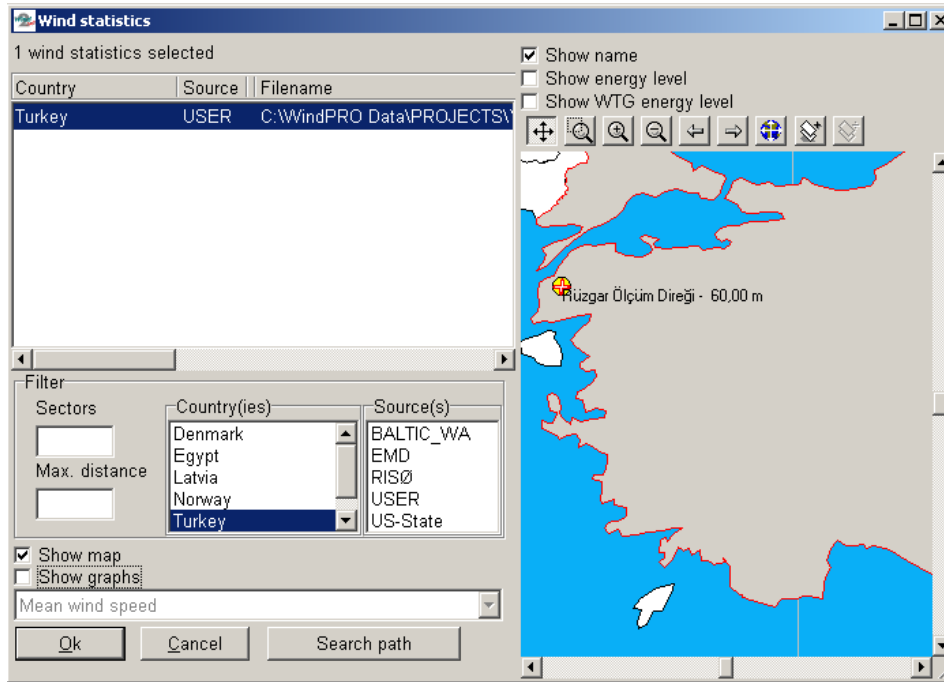
Saha genelindeki rüzgâr istatistikleri bir önceki alt başlıkta anlatıldığı gibi, WASP programı ile beraber çalışan STATGEN modülü ile yapılır. Burada bütün girdilerin WASP programının algılayabileceği bir şekilde getirilmesi gerekmektedir. Bu da WindPRO'dan WASP'a veri aktarımında kullanılan saha verileri "Site Data Object" nesnesi ile yapılmaktadır. Yani saha verileri nesnesi bir çeşit ara yüz olarak çalışmaktadır.

Saha verileri nesnesi haritada tam olarak rüzgâr ölçüm direği nesnesinin bulunduğu noktaya konumlandırılmalıdır. Şekil 7.23'te saha verileri nesnesinin haritadaki konumu görülmektedir. Bazı Avrupa ülkeleri için detaylı rüzgâr istatistikleri, daha önce yapılmış olan çalışmalardan faydalanılarak WindPRO programında programının üreticisi EMD International firması tarafından hazır olarak verilmiştir. Ancak Türkiye için bu tarz veriler firma tarafından hazırlanmamıştır.

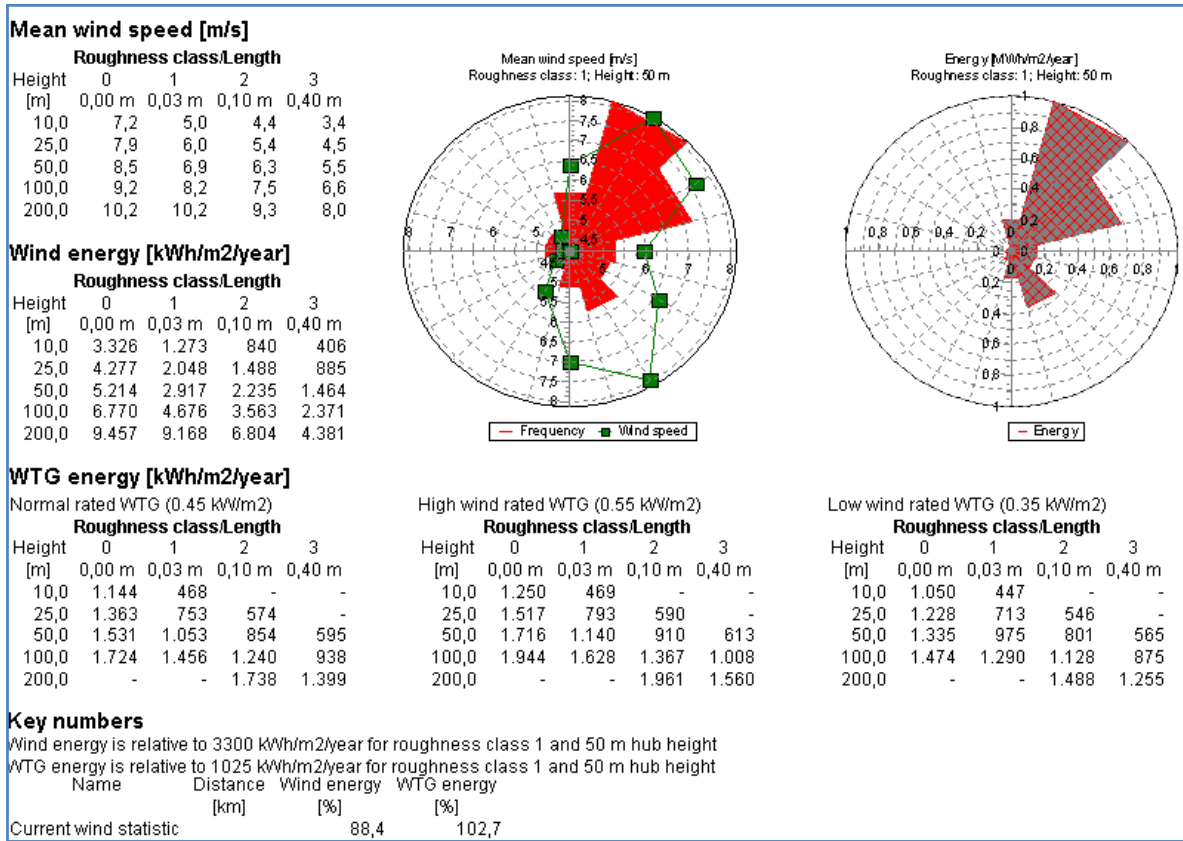


Şekil 7.24 Rüzgâr istatistiği hesaplaması için oluşturulmuş olan saha verileri nesnesinin haritada konumlandırılması

Bütün bu parametreler girilip programdaki STATGEN modülü çalıştırıldığında, otomatik olarak WASP programı da çalışır ve WindPRO'da Türkiye için rüzgâr istatistiği oluşturulmuş olur. Şekil 7.25'te saha için oluşturulmuş olan rüzgâr istatistiğinin WindPRO'daki görünümü yer almaktadır.



Şekil 7.25 Saha için oluşturulmuş olan rüzgâr istatistiğinin WindPRO ekranındaki görünümü

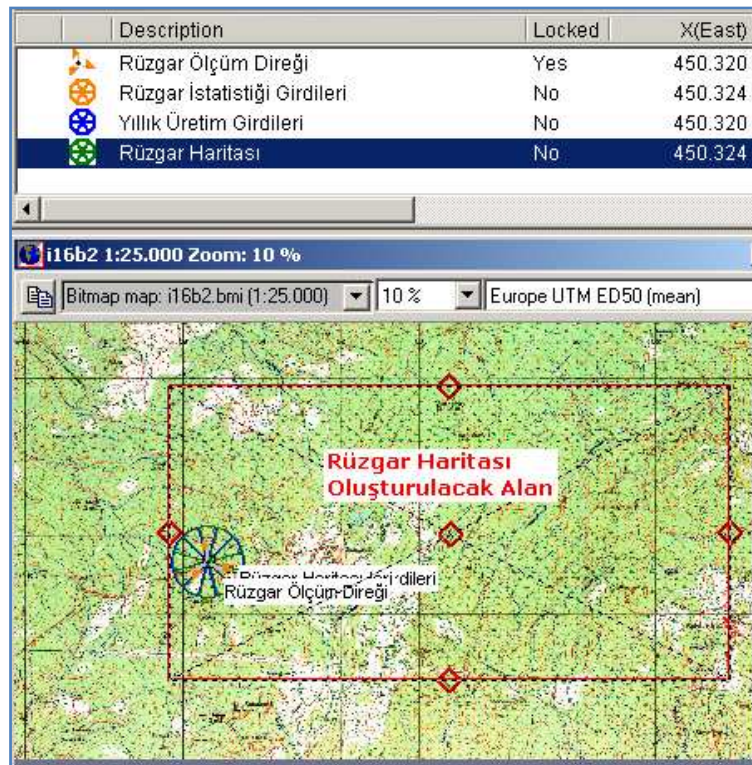


Şekil 7.26 Rüzgâr istatistiği hesaplama sonuçları

Şekil 7.26’da ise STATGEN modülü vasıtasıyla WASP programı tarafından hazırlanmış olan rüzgâr istatistiklerinin özet tabloları ve grafikleri yer almaktadır. Tablolarda yükseklik ve pürüzlülük sınıfına bağlı rüzgâr hızı değişimleri, birim alandaki rüzgârın yıllık enerji içeriği ve farklı rüzgâr türbini sınıfları için verilmiştir. Raporun çıktı ekranında bu türbinler “Normal Wind Rated” (Normal rüzgâr hızı için tasarlanmış), “High Wind Rated” (Yüksek rüzgâr hızı için tasarlanmış) ve “Low Wind Rated” (Düşük rüzgâr hızları için tasarlanmış) olarak sınıflandırılmış ve bu tip türbinlerin sahadaki yükseklikle değişen rüzgâr hızına bağlı birim rotor süpürme alanı başına ulaşabilecekleri güçler kW/m² olarak verilmiştir. Bu raporun tamamı bu çalışmanın Eklerinde verilmiştir.

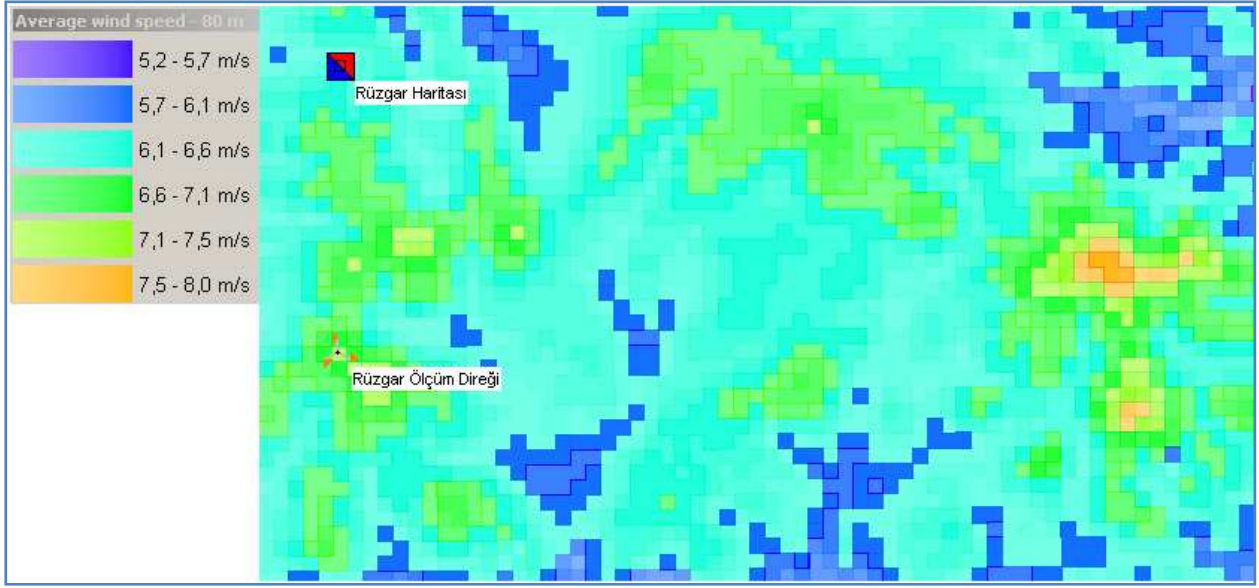
7.4.2 Sahanın Rüzgâr Haritasının Çıkarılması

Sahanın rüzgâr haritasının çıkarılabilmesi için türbin kurulması düşünülen spesifik bölge seçilmelidir. Daha sonra WindPRO'nun RESOURCE modülü tarafından WASP'a aktarılan rüzgâr ve saha verileri ile sahanın rüzgâr haritası çıkartılabilir. Bunun için aynı şekilde WASP'a veri aktarmak için saha verileri nesnesi kullanılmıştır. Aynı şekilde saha verileri nesnesi rüzgâr ölçüm direğinin bulunduğu noktaya konumlandırılmış ve rüzgâr haritası oluşturulacak alan belirlenmiştir (Şekil 7.27).

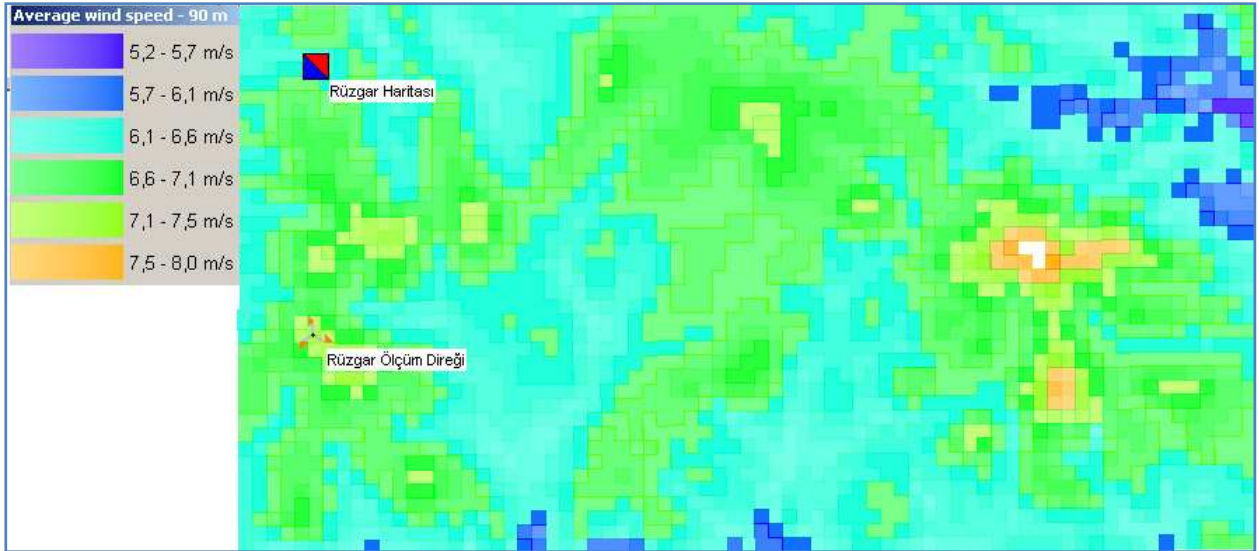


Şekil 7.27 Rüzgâr haritası çıkarılacak alanın belirlenmesi

Rüzgâr haritası oluşturulacak alan Şekil7.25'te görüldüğü gibi türbin kurulması düşünülen 3.600 m eninde ve 6.600 m boyundaki bir bölge için seçilmiştir. Projede kullanılması düşünülen türbinler büyük kapasiteli türbinler olduğundan rüzgâr haritası 80m ve 90m göbek yüksekliği için hesaplanmıştır. Şekil 7.28 ve Şekil 7.29'da 80 m ve 90 m yükseklik için hazırlanmış olan rüzgâr hızı haritaları görülmektedir. Haritaların hazırlanması ile ilgili RESOURCE modülü ile hazırlanmış olan detay raporu bu çalışmanın Ek kısmında verilmiştir.

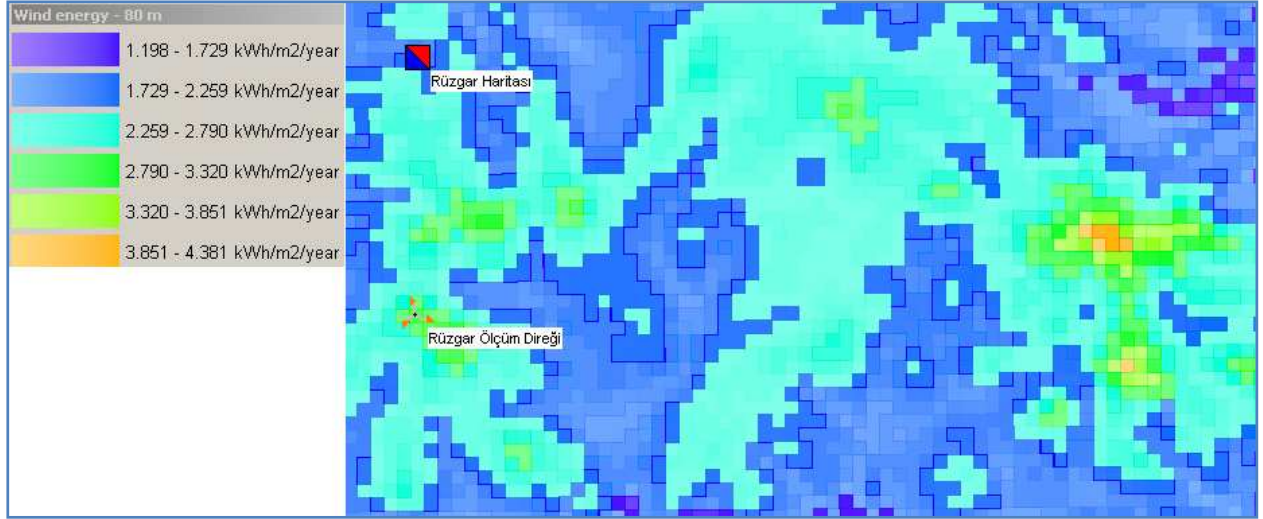


Şekil 7.28 80 m göbek yükseklikteki rüzgâr hızı haritası

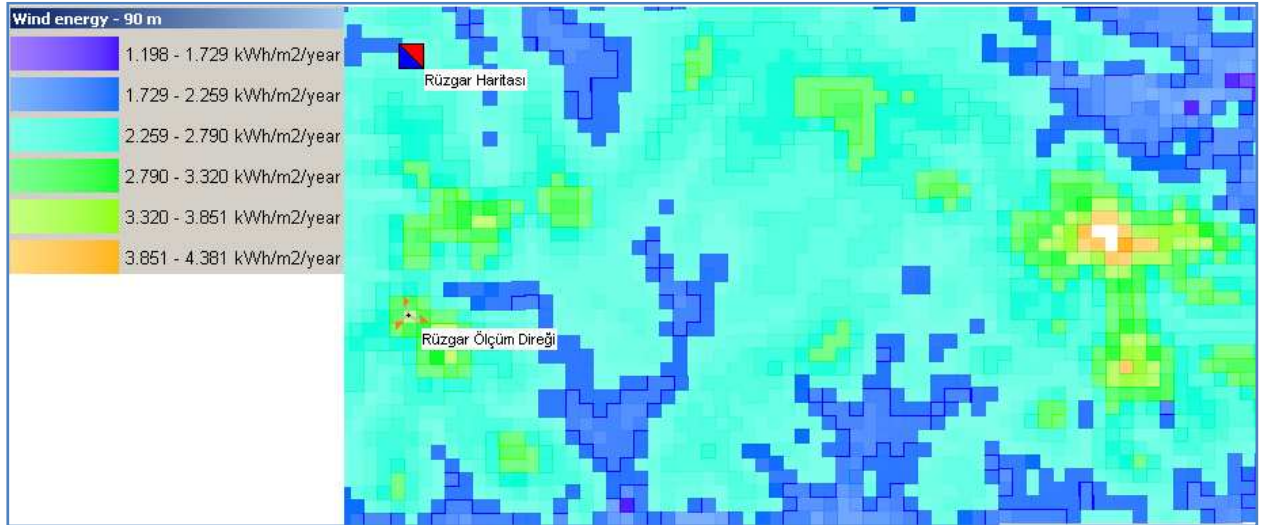


Şekil 7.29 90 m göbek yükseklikteki hızı rüzgâr haritası

Şekil 7.28 ve 7.29'da görüldüğü gibi türbin kurulması için elverişli bölgeler, rüzgâr hızının yüksek olduğu turuncu ve açık yeşil alanlardır. Aynı harita birim alan başına yıllık enerji içeriğine dönüştürülmüş halleri Şekil 7.30 ve Şekil 7.31'de verilmiştir.



Şekil 7.30 80 m yükseklikteki birim alan başına yıllık enerji içeriği haritası



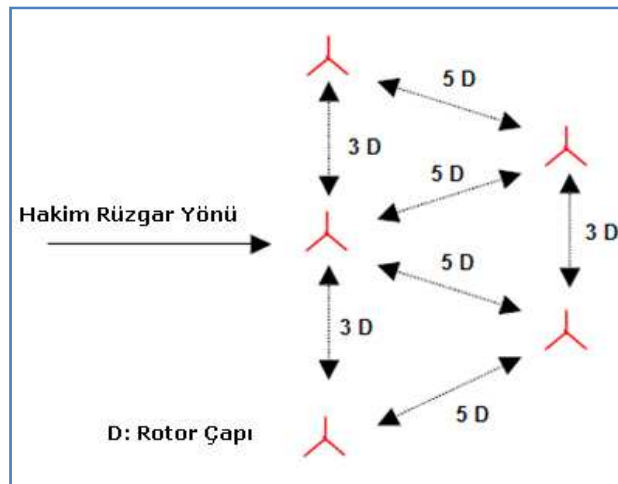
Şekil 7.31 90 m yükseklikteki birim alan başına yıllık enerji içeriği haritası

7.5 Türbin Yerleşiminin Belirlenmesi

Proje sahasında enerji üretim değerleri hesaplanacak olan rüzgâr santralının kurulu gücü 50 MW olarak belirlenmiştir. Bir önceki alt başlıkta türbin kurulması planlanan alan için hazırlanmış olan rüzgâr haritalarından faydalanılarak, proje sahasında rüzgâr enerjisi bakımından en verimli alanlar tespit edilmiş ve türbin kurulabilecek noktalar tespit edilmiştir.

Bu tespit yapılırken Şekil 7.26'da görülen rüzgâr gülündeki Kuzey-Kuzeydoğu hakim rüzgâr yönü de dikkate alınmıştır. Buradaki amaç türbinlerin birbirine olan gölgeleme etkisini minimumda tutmaktır. Bu nedenle türbinler hakim rüzgâr yönünde paralel doğrultuda türbin dizilimi yapılmamıştır. Bunun yerine türbin sıraları mümkün olduğu kadar hakim rüzgâr yönüne dik olarak yerleştirilmiştir.

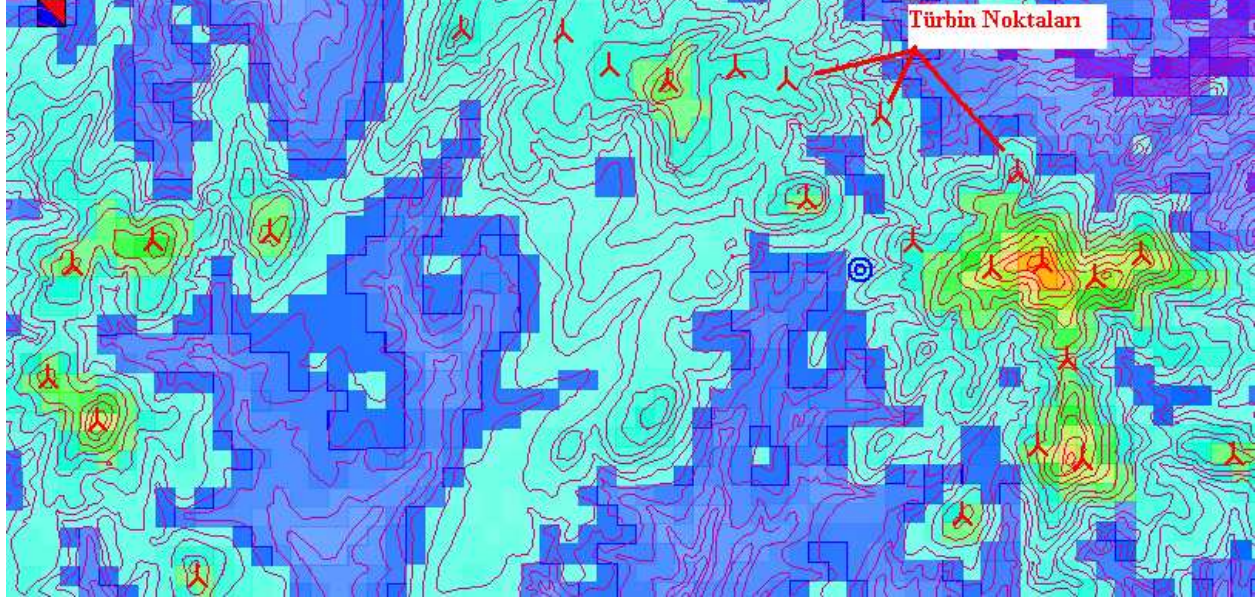
Türbinlerin birbirlerini gölgeleme etkisini minimum düzeyde tutmak için de hakim rüzgâr yönüne dik doğrultudaki sıra türbinlerin arasında en az 3 rotor çapı kadar mesafe, hakim rüzgâr yönüne paralel kalan türbin sıralarındaki türbinler arasında en az 5 rotor çapı kadar mesafe bırakılmasına özen gösterilmiştir. Türbin kurulabilecek noktalar oluşturulurken dikkat edilmesi gereken bu durum, Şekil 7.32'de örnek bir türbin yerleşimi ile açıklanmıştır.



Şekil 7.32 Sahada türbin yerleşimi yapılırken korunması gereken minimum mesafeler (Özer, 2007)

Sahada kullanılması planlanan türbin tipleri 2 MW ve üzerindeki kapasitede türbinler olarak düşünülmüştür. Bu kapasitedeki türbinlerin rotor çapları türbin tipine bağlı olarak 80 m ile 95 m arasında değişmektedir. Bütün bu parametreler dikkate alınarak hazırlanmış olan rüzgâr

haritalarındaki bölgelerin rüzgâr hızı ve rüzgâr gücü içeriğine bakılarak Şekil 7.33'te görüldüğü gibi türbin kurulması için elverişli noktalar tespit edilmiştir.



Şekil 7.33 Proje sahasında türbin kurmaya elverişli noktalar

7.6 Yıllık Enerji Üretimi Hesabı

Yıllık enerji üretimi hesaplamaları WindPRO'nun PARK modülü ve WASP programı birlikte çalıştırılarak yapılmıştır. PARK modülü vasıtası ile türbinlerin birbirlerini gölgeleme kayıpları topografi ve orografiden dolayı oluşan kayıplar ve türbülans da hesaba katılarak yıllık enerji üretimi hesaplanmıştır. Rüzgâr verilerinin WASP'a aktarılabilmesi için rüzgâr istatistiği ve rüzgâr haritalarının hazırlanmasında kullanılan saha verileri nesnesi tam ölçüm direğinin bulunduğu noktada oluşturulmuştur.

METEO modülünde hesaplama yapmak için ayrıca sıcaklık ve basınç değerlerinin de girilmesi gerekmektedir. Bu değerler programın kendi içinde, Dünya'daki pek çok nokta için kaydedilmiş olup, proje sahasına çok yakın bir nokta için de mevcuttur. Ancak rüzgâr ölçüm verileri alınmış olan ölçüm direğinde aynı zamanda sıcaklık ve basınç da kaydedilmiş olduğundan WindPRO verileri yerine ölçüm direğinde kayıt altına alınmış olan sıcaklık ve basınç verileri kullanılmıştır. Şekil 7.34'deki WindPRO'nun ekran çıktısında hesaplamalarda kullanılacak olan bu ölçülmüş veriler ve yapılan kabuller görülmektedir.

Edit air density

Input specifications

Calculation altitude (site) meter From site and hub height

Annual mean temperature °C Auto from altitude/latitude

Specification altitude above sea level (base) meter

Temperature lapse rate (gradient) °C per 100 m Use default = 0.65

Air pressure at base height hPa Use standard model

Humidity Relative humidity [%] Use default = 0.00

Other options

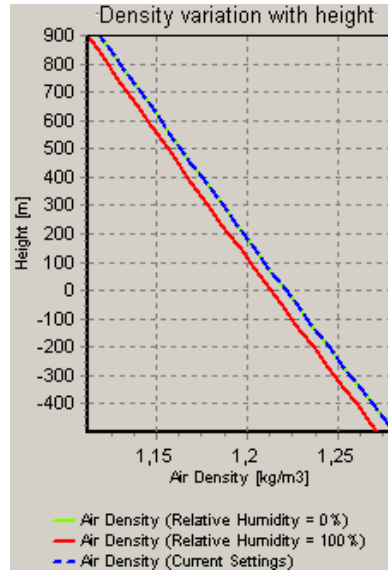
Load predefined data from

Calculation result

Air density at calculation height kg/m³

Use model to calculate individual WTG air density

Şekil 7.34 Yıllık enerji üretim hesabında kullanılacak olan basınç sıcaklık verileri ve yapılan kabuller



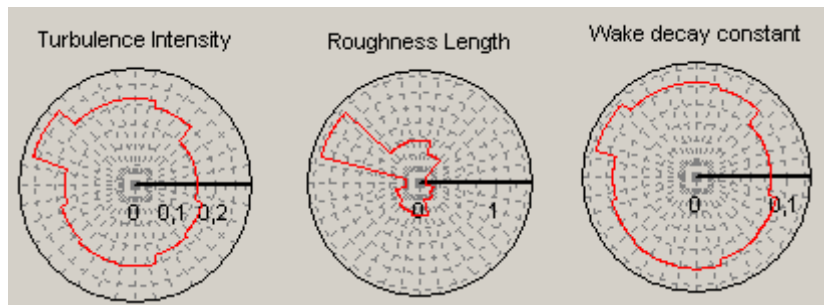
Şekil 7.35 Hava yoğunluğunun yükseklikle değişimi

Hava yoğunluğunun yükseklikle değişimi için Şekil 7.35'teki grafikte esas alınmıştır. Yıllık enerji üretimi hesabında ölçüm verilerinin analizinden, rüzgâr türbinin elektriksel veriminden, saha topografisi ve orografisi girdilerinden, rüzgâr türbini güç eğrisindeki değerlerden dolayı mutlaka yapılan hesaplarda bir belirsizlik mevcuttur.

Bu belirsizlik, pratikte %7 ile %10 arasında bir değerdir. Bu çalışmada belirsizlik değeri %10 olarak kabul edilmiş ve hesaplamadan önce PARK modülünde bu şekilde ayarlama yapılmıştır. Ölçülmüş olan rüzgâr hızları ve girilmiş olan pürüzlülük uzunluğu değerlerine göre 12 tane rüzgâr yönü için hesaplanmış olan türbülans yoğunluğu, pürüzlülük uzunluğu ve türbinlerde oluşan gölgeleme etkisi eğimi (wake decay constant) Çizelge 7.7’de bu değerlere ait yön grafikleri de Şekil 7.36’da verilmiştir.

Çizelge 7.7 Türbülans yoğunluğu, pürüzlülük uzunluğu ve gölgeleme etkisi eğimi değerleri

Sektör	Derece Olarak Değeri	Türbülans Yoğunluğu	Pürüzlülük Uzunluğu (m)	Gölgeleme Etkisi Eğimi
0-N	0°	0,2147	0,5691	0,1034
1-NNE	30°	0,1988	0,3921	0,0997
2-ENE	60°	0,1548	0,094	0,0819
3-E	90°	0,1541	0,0912	0,0814
4-ESE	120°	0,1728	0,184	0,0906
5-SSE	150°	0,1802	0,2336	0,0933
6-S	180°	0,2018	0,4227	0,1005
7-SSW	210°	0,1986	0,3903	0,0996
8-WSW	240°	0,191	0,3195	0,0968
9-W	270°	0,1751	0,1984	0,0919
10-WNW	300°	0,2635	1,3479	0,1142
11-NNW	330°	0,2138	0,5587	0,1032



Şekil 7.36 Türbülans yoğunluğu, pürüzlülük uzunluğu ve gölgeleme etkisi eğimlerinin yönlere göre grafik gösterimi

Bütün bu parametreler WindPRO'nun park modülüne girilmiş ve enerji üretim hesabı 5 farklı türbin için yapılmıştır. Bu türbinler 2 MW gücünde Enercon E82, 2MW gücünde Vestas V90, 2,5 MW gücünde Nordex N90, 2,5 MW gücünde General Electric GE 2,5 ve 3MW gücünde Vestas V90 rüzgâr türbinleridir. Bu türbinler için WinPRO'nun PARK modülü vasıtasıyla WAsP programında yapılmış olan yıllık enerji üretimleri hesaplarına dair WindPRO çıktısı sonuçları Şekil 7.37, Şekil 7.38, Şekil 7.39,Şekil 7.40 ve Şekil 7.41'de verilmiştir.

Calculated Annual Energy for Wind Farm									
WTG combination	Annual Energy			Park Efficiency [%]	Mean WTG energy [MWh]	Capacity Factor for			Mean wind speed [m/s]
	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]			Result [%]	Result-10,0% [%]		
Wind farm	162.574,2	146.316,8	95,4	6.503,0	37,1	33,4			

Calculated Annual Energy for each of 25 new WTG's with total 50,0 MW rated power													
Terrain	WTG type		Type-generator	Power rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve Creator Name	Annual Energy		Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]		
	Valid	Manufact.						Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]				
T1	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	870,4	5.283	94,7	7,0
T10	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	876,4	7.089	94,9	8,2
T11	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	052,1	6.347	92,2	7,8
T12	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	895,7	5.306	96,5	7,0
T13	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	129,2	5.516	93,3	7,2
T14	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	053,7	5.448	95,6	7,1
T15	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	030,3	5.427	96,3	7,1
T16	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	041,5	5.437	95,5	7,1
T17	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	469,2	5.822	96,0	7,3
T18	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	190,2	5.571	97,2	7,1
T19	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	936,7	5.343	95,9	7,0
T2	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	094,7	5.485	91,6	7,3
T20	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	380,3	5.742	98,3	7,2
T21	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	614,0	5.953	97,9	7,3
T22	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	974,6	6.277	98,2	7,5
T23	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	479,2	5.831	96,4	7,3
T24	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	427,4	5.785	92,3	7,4
T25	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	034,9	6.331	95,6	7,6
T3	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	866,4	5.280	90,7	7,2
T4	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	621,4	5.959	99,6	7,2
T5	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	449,7	5.805	97,8	7,2
T6	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	330,9	6.598	96,4	7,8
T7	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	214,8	5.593	90,6	7,4
T8	Yılılık Üretim Girdileri	Yes	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	98,3	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 2.0 - 06/2005	398,8	6.659	98,4	7,7

Şekil 7.37 25 adet, 2MW gücünde Enercon E82 rüzgâr türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları

Calculated Annual Energy for Wind Farm							
WTG combination	Annual Energy		Park Efficiency	Mean WTG energy	Capacity Factor for		
	Result	Result-10,0%			Result	Result-10,0%	
	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[%]	
Wind farm	164.893,1	148.403,8	95,0	6.595,7	37,6	33,9	

Calculated Annual Energy for each of 25 new WTG's with total 50,0 MW rated power													
Terrain	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve		Annual Energy		Park		Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result	Result-10,0%	Efficiency		
				[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[%]		
1 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	5.690,8	5.122	94,0	6,8	
2 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.119,6	5.508	90,6	7,2	
3 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.711,4	6.040	99,5	7,2	
4 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.566,0	5.909	97,5	7,2	
5 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.118,6	5.507	91,7	7,2	
6 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.407,6	6.667	95,7	7,8	
7 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.198,2	5.578	88,6	7,3	
8 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.512,8	6.762	98,1	7,7	
9 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.232,4	6.509	93,2	7,8	
10 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.961,0	7.165	94,6	8,2	
11 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.156,9	6.441	92,1	7,8	
12 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	5.968,1	5.371	95,4	6,9	
13 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.245,2	5.621	93,0	7,2	
14 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.168,0	5.551	95,2	7,1	
15 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.129,7	5.517	95,7	7,0	
16 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.143,4	5.529	95,1	7,0	
17 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.571,6	5.914	95,6	7,3	
18 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.293,8	5.664	96,8	7,1	
19 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.042,2	5.438	95,4	7,0	
20 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.509,6	5.859	98,0	7,1	
21 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.733,7	6.060	97,5	7,3	
22 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.096,4	6.387	98,0	7,5	
23 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.606,7	5.946	96,2	7,3	
24 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.566,4	5.910	92,2	7,4	
25 A	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.143,1	6.429	95,3	7,6	

Şekil 7.38 25 adet, 2MW gücünde Vestas V90 rüzgâr türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları

Calculated Annual Energy for Wind Farm							
WTG combination	Annual Energy		Park Efficiency	Mean WTG energy	Capacity Factor for		
	Result	Result-10,0%			Result	Result-10,0%	
	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[%]	
Wind farm	141.861,1	127.675,0	95,5	7.093,1	32,4	29,1	

Calculated Annual Energy for each of 20 new WTG's with total 50,0 MW rated power													
Terrain	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve		Annual Energy		Park		Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result	Result-10,0%	Efficiency		
				[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[%]		
1 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.320,6	5.689	94,6	7,0	
2 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.487,2	5.838	91,3	7,3	
3 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.007,3	6.307	98,3	7,3	
4 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.099,2	6.389	99,5	7,2	
5 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.370,6	5.734	91,2	7,2	
6 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.972,0	7.175	96,2	7,8	
7 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.712,3	6.041	90,4	7,4	
8 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	8.040,9	7.237	98,3	7,7	
9 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.804,1	7.024	93,6	7,8	
10 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	8.659,8	7.794	95,0	8,2	
11 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.704,3	6.934	92,4	7,8	
12 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.331,2	5.698	96,4	7,0	
13 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.618,7	5.957	93,5	7,2	
14 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.516,8	5.865	95,7	7,1	
15 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.479,3	5.831	96,2	7,1	
16 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	6.503,7	5.853	95,6	7,1	
17 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.015,8	6.314	96,5	7,3	
18 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.757,5	6.982	97,3	7,7	
19 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.168,6	6.452	99,0	7,3	
20 A	Yes	NORDEX	N90/2500 LS-2.500	2.500	90,0	100,0	EMD	Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005	7.291,3	6.562	99,2	7,4	

Şekil 7.39 20 adet, 2,5MW gücünde Nordex N90 rüzgâr türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları

Calculated Annual Energy for Wind Farm													
WTG combination	Annual Energy		Park Efficiency [%]	Mean WTG energy [MWh]	Capacity Factor for								
	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]			Result [%]	Result-10,0% [%]							
Wind farm	126.967,2	114.270,5	95,4	6.348,4	29,0	26,1							
Calculated Annual Energy for each of 20 new WTG's with total 50,0 MW rated power													
Terrain	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve		Annual Energy		Park		Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]		
1 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.487,7	4.939	94,5	6,7	
2 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.773,0	5.196	90,5	7,0	
3 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	6.234,2	5.611	98,2	7,0	
4 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	6.315,8	5.684	99,5	6,9	
5 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.516,2	4.965	91,1	6,9	
6 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	7.352,3	6.617	96,2	7,6	
7 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.944,3	5.350	89,9	7,1	
8 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	7.436,4	6.693	98,4	7,5	
9 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	7.174,4	6.457	93,7	7,6	
10 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	8.174,4	7.357	95,1	8,1	
11 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	7.062,6	6.356	92,2	7,6	
12 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.485,0	4.936	96,2	6,7	
13 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.860,2	5.274	93,1	7,0	
14 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.729,0	5.156	95,6	6,8	
15 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.595,2	5.036	96,0	6,8	
16 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	5.626,3	5.064	95,4	6,8	
17 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	6.222,8	5.600	96,4	7,1	
18 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	7.086,7	6.378	97,1	7,4	
19 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	6.407,7	5.767	99,0	7,1	
20 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-2.500	2.500	88,0	80,0	EMD	Man. 10-2003	6.483,2	5.835	99,2	7,1	

Şekil 7.40 20 adet, 2,5MW gücünde General Electric GE 2.5 rüzgâr türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları

Calculated Annual Energy for Wind Farm													
WTG combination	Annual Energy		Park Efficiency [%]	Mean WTG energy [MWh]	Capacity Factor for								
	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]			Result [%]	Result-10,0% [%]							
Wind farm	122.779,5	110.501,6	96,0	7.222,3	27,5	24,7							
Calculated Annual Energy for each of 17 new WTG's with total 51,0 MW rated power													
Terrain	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve		Annual Energy		Park		Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]		
1 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.498,6	5.849	91,9	7,1	
2 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.791,4	6.112	97,8	7,0	
3 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	7.055,9	6.350	99,6	7,0	
4 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.296,7	5.667	91,5	7,0	
5 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.823,5	6.141	96,5	7,1	
6 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	8.267,3	7.441	95,3	7,7	
7 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	8.162,3	7.346	98,3	7,5	
8 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	7.827,1	7.044	92,9	7,6	
9 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	9.091,1	8.182	95,7	8,1	
10 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	7.976,7	7.179	94,7	7,6	
11 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.682,1	6.014	96,9	7,0	
12 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.196,7	5.577	97,0	6,8	
13 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.156,7	5.541	95,3	6,8	
14 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	6.787,5	6.109	95,9	7,1	
15 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	7.603,2	6.843	94,9	7,4	
16 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	7.011,4	6.310	98,8	7,1	
17 A	Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 -- 109.4 dB(A) - 11-2004	7.551,4	6.796	98,6	7,3	

Şekil 7.41 17 adet, 3MW gücünde Vestas V90 rüzgâr türbinleri için yapılan yıllık enerji üretimi hesaplama sonuçları

Yapılmış olan bu hesaplamalara ait özet bilgiler Çizelge 7.8’de verilmiştir.

Çizelge 7.8 Yıllık enerji üretimi hesabı yapılmış olan türbinlerin karşılaştırma tablosu

Türbin Markası	Model	Türbin Gücü (MW)	Göbek Yüksekliği (m)	Rotor Çapı (m)	Kullanılan Türbin Sayısı	Santral Gücü (MW)	Santral Verimi (%)	Yıllık Üretim (MWh)	Yıllık Kapasite Faktörü (%)
Enercon	E82	2	98,3	82	25	50	95,4	146.317	33,4
Vestas	V90	2	95	90	25	50	95	148.404	33,9
Nordex	N90	2,5	100	90	20	50	95,5	127.675	29,1
General Electric	GE 2.5	2,5	80	88	20	50	95,4	114.271	26,1
Vestas	V90	3	80	90	17	51	96	110.502	24,7

Şekil 7.8’den de görüleceği gibi proje sahasında santral verimi olarak en yüksek verime Vestas V90 3 MW gücünde rüzgâr türbinleri ile ulaşılmıştır. Burada santral veriminden kastedilen değer, rüzgâr türbinlerinin sahadaki rüzgârı kullanabilme oranıdır. Türbinlerin sahadaki rüzgârı kullanabilme oranı, türbinlerin birbirini gölgeleme etkisinden dolayı oluşan rüzgâr hız düşüşleri ve türbülanslardan dolayı oluşan enerji kaybının, türbinler bu kayıplara uğramasa üretebilecekleri enerjiye oranıdır. Sahada tek bir türbin olsaydı, bu kayıplar oluşmayacağından dolayı santral verimi %100 olacaktı. Türbinlerin birbirine gölgeleme etkisinden dolayı oluşan kayıpların miktarı tamamen türbinlerin sahadaki yerleşimine bağlıdır. Bu kayıpları minimuma indirmek için çeşitli türbin yerleşimi varyasyonları denenerek bütün türbinler için ayrı ayrı optimum yerleşim belirlenmiştir.

Santral veriminin en yüksek bulunduğu türbin tipi 3 MW gücündeki Vestas V90 olduğu ve bu türbinlerle yapılan türbin yerleşimi sonundaki rüzgâr santrali kapasitesi, diğer santrallerin kapasitesinden 1 MW daha fazla olduğu halde en düşük yıllık üretim bu türbin için hesaplanmıştır.

Çizelge 7.8’deki türbinler arasından saha için en uygun türbin tipi belirlenirken esas alınacak sonuç, yıllık enerji üretim miktarı ve buna bağlı olarak çıkan yıllık kapasite faktörüdür. Bu değerlere bakıldığında, bu saha için üretim hesabı yapılmış olan beş farklı türbin tipinden en uygun olanı 2 MW gücünde Vestas V90 tipi rüzgâr türbinidir.

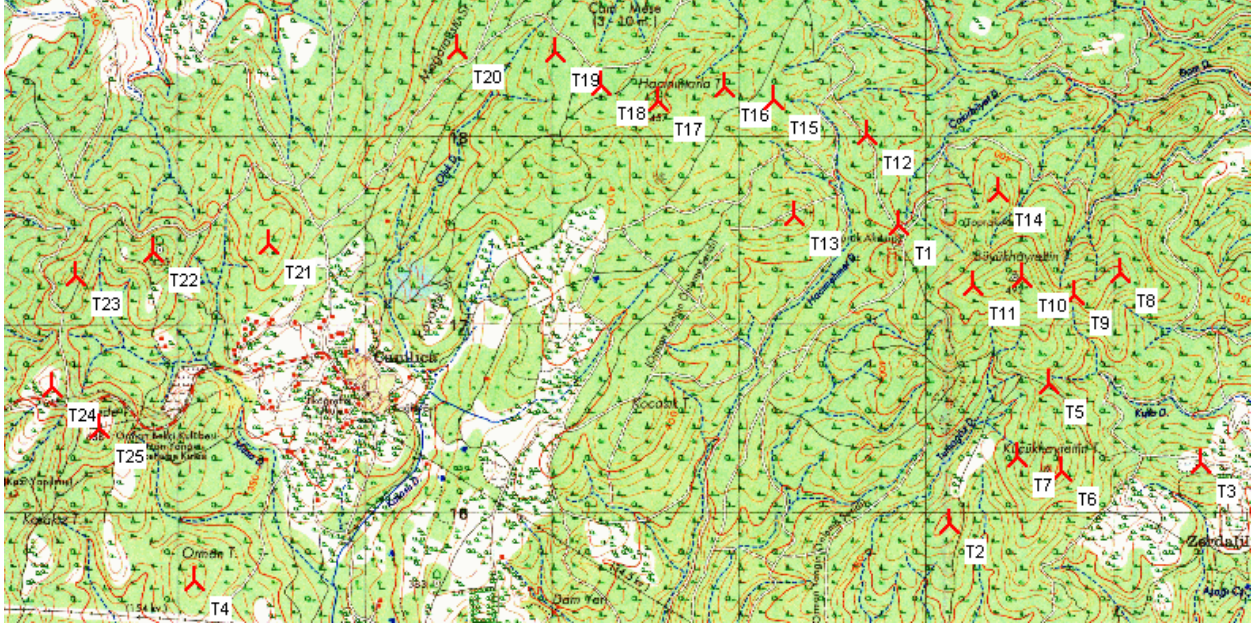
Şekil 7.36 ve Çizelge 7.8’de de görülebileceği gibi, 25 adet Vestas V90/2MW rüzgâr türbini için hesaplanmış olan net yıllık elektrik enerjisi üretimi 148.404 MWh, yıllık kapasite faktörü de %33,9’dur. Burada yıllık kapasite faktörü santralin yıl genelinde kullanma oranıdır. Rüzgâr

hızları sürekli değiştiğinden ve bazen santral rüzgârın esmemesi, bakım, şebeke problemleri gibi sebeplerden dolayı devre dışı kaldığı durumlarda üretim değerleri düşmekte ve bazen sıfır olmaktadır. Kapasite faktörü de, gerçekte üretilebilecek enerjinin, bütün bu üretimi düşürecek unsurlar olamayıp da santral sürekli tam güçte çalıştığında üretilecek enerjiye oranıdır. Bir başka deyişle %33,9 kapasite faktörü, santral çalıştığı zamanlarda sürekli tam yükte çalışsa, 1 yılda yani 8.760 saatte (8.760 saat) X (%33,9) = 2.970 saat bulunur. Yani santralin sürekli tam güçte çalışması kaydıyla yıllık 2.970 saat çalışacağı da düşünülebilir. Saha için uygun olduğu belirlenmiş olan 25 adet Vestas V90 tipi rüzgâr türbinin sahadaki koordinatları Çizelge 7.9'da verilmiştir.

Çizelge 7.9 Vestas V90 / 2MW rüzgâr türbinleri için belirlenmiş olan yerleşimdeki UTM ED50 sistemine göre türbinlerin sahadaki koordinatları

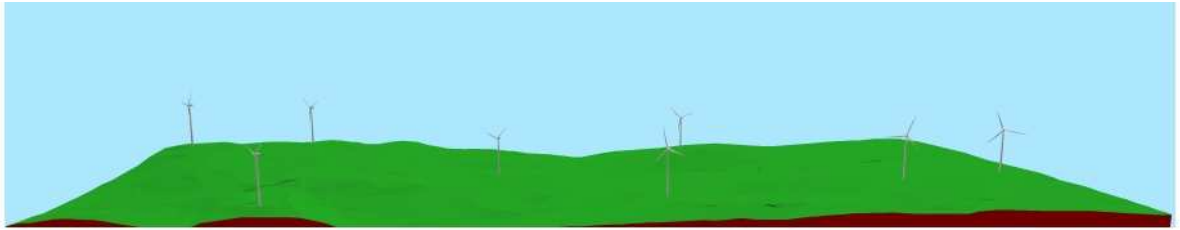
Türbin Numarası	E	N	Rakım (m)
T1	454.844	4.417.529	400
T2	455.118	4.415.942	410
T3	456.457	4.416.262	375
T4	451.088	4.415.634	382
T5	455.652	4.416.681	425
T6	455.716	4.416.220	441
T7	455.479	4.416.296	420
T8	456.025	4.417.279	450
T9	455.781	4.417.161	455
T10	455.508	4.417.247	490
T11	455.244	4.417.210	472
T12	454.674	4.418.008	420
T13	454.290	4.417.576	430
T14	455.381	4.417.704	425
T15	454.183	4.418.196	437
T16	453.919	4.418.261	440
T17	453.566	4.418.190	455
T18	453.255	4.418.274	437
T19	453.015	4.418.451	430
T20	452.489	4.418.467	435
T21	451.483	4.417.424	420
T22	450.873	4.417.381	430
T23	450.456	4.417.256	420
T24	450.327	4.416.665	420
T25	450.586	4.416.446	435

25 adet rüzgâr türbininin de bu koordinatlara göre sahadaki yerleşimleri Şekil 7.42’de verilmiştir.



Şekil 7.42 Saha için kullanımının uygun olduğu tespit edilen 25 adet rüzgâr türbininin sahanın haritası üzerinde yerleşimi

Saha için hazırlanmış olan sayısal topografik harita verileri ve türbin koordinatlarının birleştirilmesi ile 3 boyutlu bir kesit görüntü oluşturulmuştur. Şekil 7.43’te sahanın hakim rüzgâr yönü olan Kuzey-Kuzeydoğu yönünden bu 3 boyutlu kesit görüntü verilmiştir.



Şekil 7.43 Sahanın Kuzey-Kuzeydoğu yönünden 3 boyutlu kesit görüntüsü

Şekil 7.44’de de koordinatlar temel alınarak Google Earth programına aktarılmış türbinlerden bir kısmının güney- doğu cephesinden görüntüsü yer almaktadır.

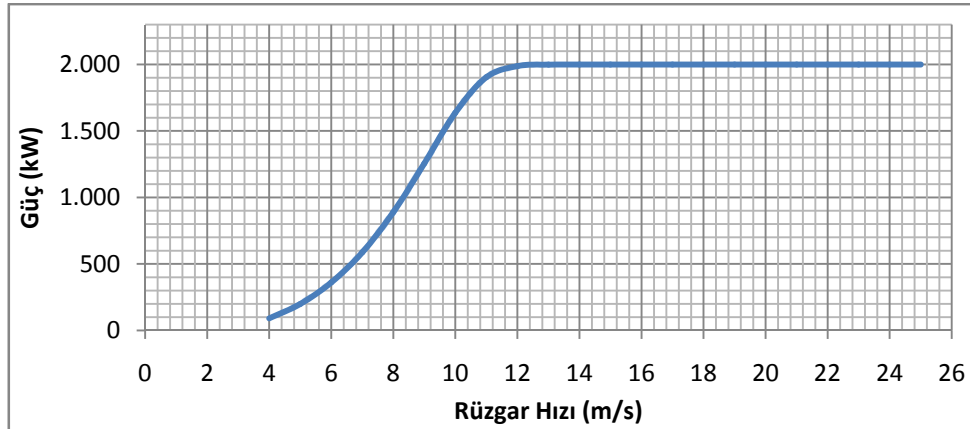


Şekil 7.44 Türbinlerinin Google Earth ekranında güney-doğu cephesinden görünümü

Projenin rüzgâr karakteristiğinin belirlenmesi sonucu proje için en uygun bulunan 2MW gücündeki Vestas V90 rüzgâr türbinin $1,225 \text{ kg/m}^3$ hava yoğunluğu için güç eğrisi tablosu Çizelge 7.10'da, bu tabloya ait güç eğrisi grafiği Şekil 7.45'te verilmiştir.

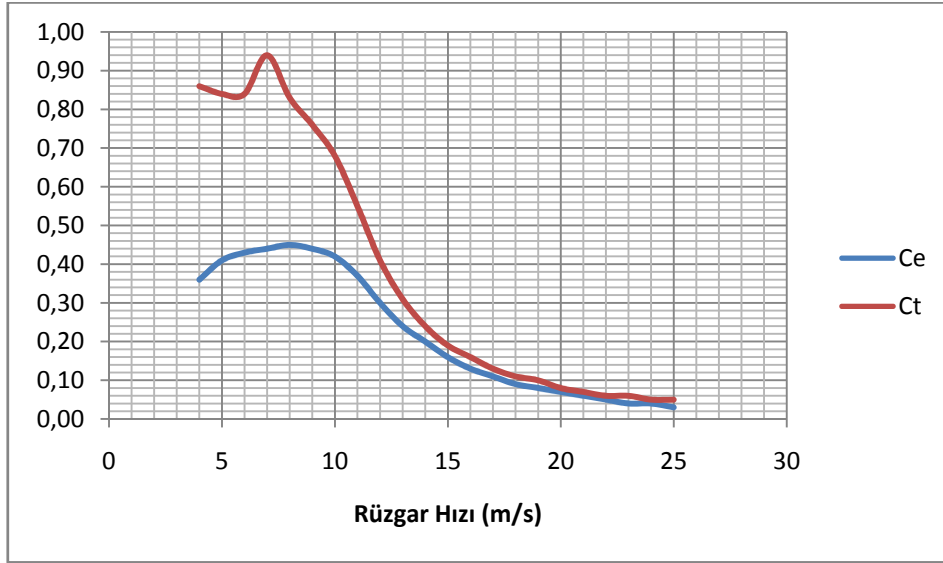
Çizelge 7.10 Vestas V90 / 2MW rüzgâr türbinine ait güç eğrisi tablosu

Rüzgâr Hızı (m/s)	Güç (kW)	C_e	C_t
4	91	0,36	0,86
5	200	0,41	0,84
6	362	0,43	0,84
7	588	0,44	0,94
8	889	0,45	0,83
9	1.256	0,44	0,76
10	1.637	0,42	0,68
11	1.904	0,37	0,55
12	1.988	0,30	0,41
13	1.999	0,24	0,31
14	2.000	0,20	0,24
15	2.000	0,16	0,19
16	2.000	0,13	0,16
17	2.000	0,11	0,13
18	2.000	0,09	0,11
19	2.000	0,08	0,1
20	2.000	0,07	0,08
21	2.000	0,06	0,07
22	2.000	0,05	0,06
23	2.000	0,04	0,06
24	2.000	0,04	0,05
25	2.000	0,03	0,05

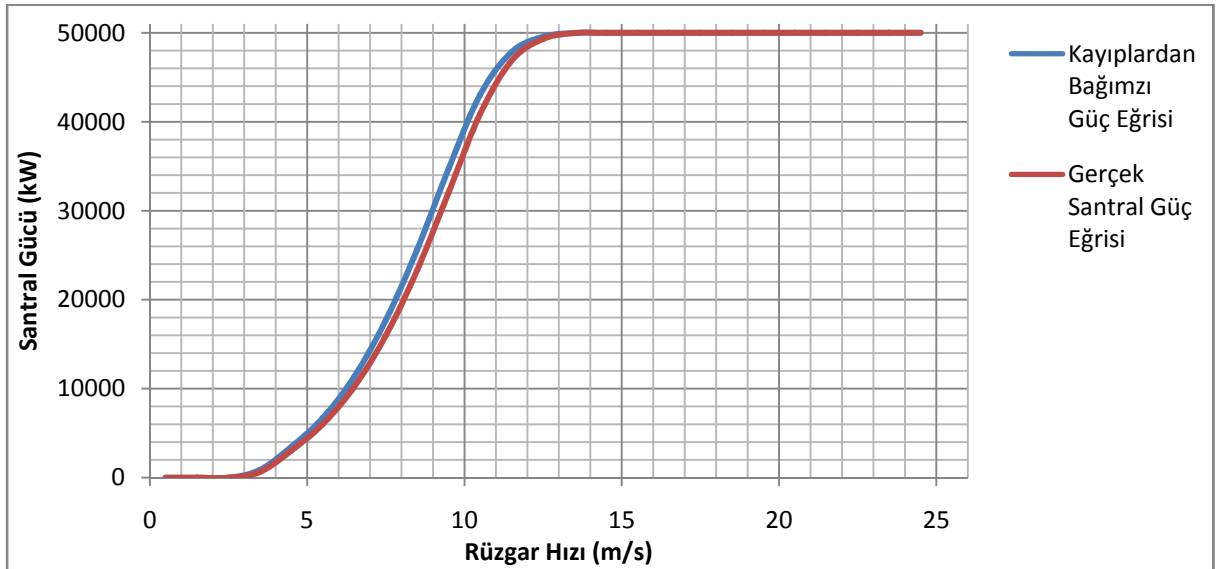


Şekil 7.45 Vestas V90 / 2MW rüzgâr türbinine ait güç eğrisi grafiği

Bu türbine ait verim (C_e) ve itme (C_t) katsayılarının rüzgâr hızına göre değişim grafiği de Şekil 7.46'da verilmiştir.



Şekil 7.46 Vestas V90 / 2 MW rüzgâr türbinine ait verim (C_e) ve itme (C_t) katsayılarının rüzgâr hızına göre değişim grafiği



Şekil 7.47 Kayıplardan bağımsız santral güç eğrisi ve gerçek santral güç eğrisi

Çizelge 7.11 Kayıplardan bağımsız santral güç eğrisi değerleri gerçek santral güç eğrisi değerleri ve rüzgâr esme yönlerinden elde edilen gerçek güç değerleri

Rüzgâr Hızı (m/s)	Kayıpsız Santral Gücü (MW)	Gerçek Santral Gücü (MW)	Elde Edilen Gücün Yönlere Göre Dağılımı (MW)											
			N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3,5	0,9	0,6	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,6
4,5	3,5	3,1	3,1	3,2	3,1	2,6	2,7	3,1	3,1	3,2	3,1	2,7	2,8	3,1
5,5	6,7	6,0	6,2	6,2	6,1	5,4	5,5	6,0	6,2	6,2	6,1	5,5	5,6	6,0
6,5	11,4	10,2	10,4	10,6	10,3	9,3	9,4	10,2	10,4	10,5	10,3	9,3	9,5	10,2
7,5	17,7	15,9	16,3	16,4	16,1	14,5	14,6	15,9	16,3	16,4	16,1	14,6	14,9	16,0
8,5	25,7	23,3	23,8	24,0	23,5	21,3	21,5	23,3	23,8	24,0	23,5	21,5	21,9	23,4
9,5	34,8	32,1	32,6	32,9	32,3	29,7	30,0	32,1	32,6	32,8	32,4	29,9	30,5	32,2
10,5	43,0	40,9	41,4	41,5	41,1	38,6	39,0	41,0	41,4	41,5	41,1	38,9	39,5	41,1
11,5	47,8	46,9	47,1	47,2	47,0	45,7	45,9	47,0	47,1	47,2	47,0	45,9	46,3	47,1
12,5	49,6	49,3	49,4	49,4	49,3	49,0	49,1	49,3	49,4	49,4	49,3	49,0	49,2	49,4
13,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	49,9	49,9	50,0	50,0	50,0	50,0	49,9	50,0	50,0
14,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
15,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
16,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
17,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
18,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
19,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
20,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
21,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
22,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
23,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
24,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0

Şekil 7.47 ve Çizelge 7.11'den kolayca anlaşılacağı gibi, tek bir türbinin güç eğrisinin, türbin sayıları ile çarpılması ile elde edilen santral güç eğrisi ile gölgeleme etkisinden ve gölgeleme etkisinden dolayı oluşacak türbülansın oluşturacağı kayıpların, üretilecek güçten çıkarılması ile elde edilen gerçek santral güç eğrisi arasında farklar vardır. Gerçek santral güç eğrisinde, aynı rüzgâr hızlarına tekabül eden güçler, türbinlerin birbirine gölgeleme etkisi ve gölgeleme etkisinden oluşan türbülans kaynaklı kayıplardan dolayı daha azdır.

8. EKONOMİK ANALİZ

Bir rüzgâr santrali yatırım maliyetinde rüzgâr türbini maliyeti genellikle santralin toplam maliyetinin %70'i ile %80'i arasında bir değer olmaktadır. Yatırım maliyetinin geri kalan kısmının büyük bir bölümü ise inşaat ve elektrik ekipmanların maliyetidir. Ülkemizde satılan rüzgâr türbinleri genellikle yurtdışındaki türbin üreticilerinden tedarik edilmekte olup, projenin yatırım maliyetinin yaklaşık %20'si firmaların öz kaynaklarından %80'i de banka kredisi ile karşılanmaktadır.

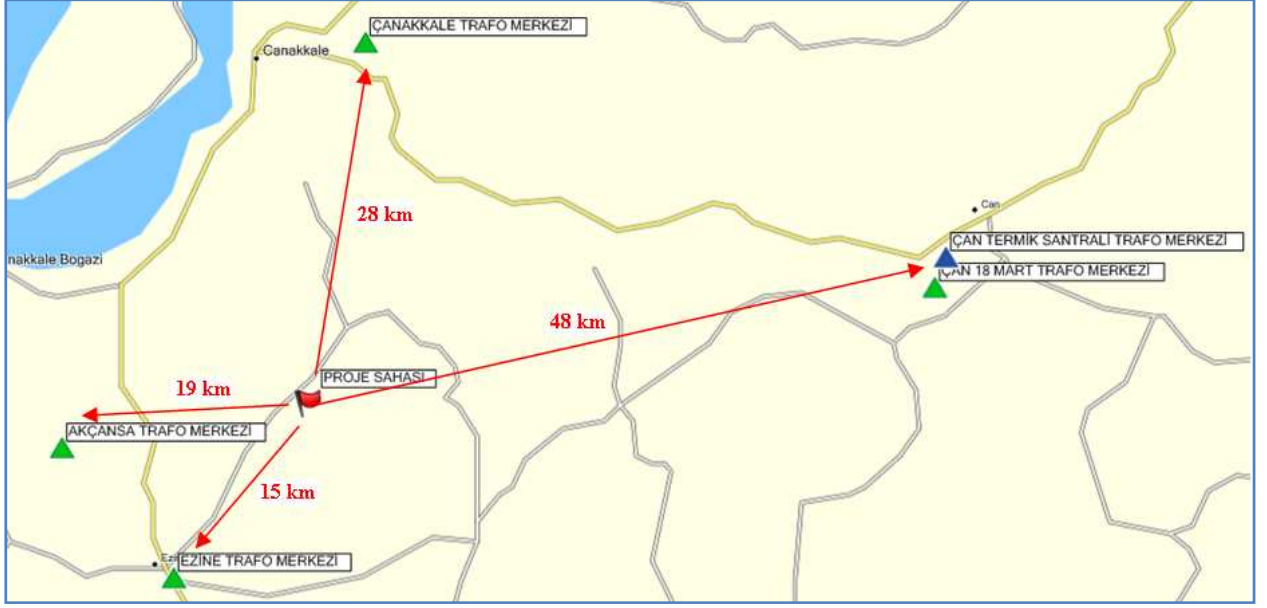
Bir rüzgâr santrali projesinin asıl ekonomik girdisi rüzgârdan üretilen elektrik enerjisi satışından elde edilen gelirdir. Ayrıca son yıllarda, ülkemizde diğer Kyoto Protokolü imzalamamış ülkelerde olduğu gibi, bir karbon sertifikası piyasası oluşmuş olup, rüzgâr santralleri tarafından üretilen birim enerji başına karbondioksit düşümü miktarı hesaplanarak, bu miktarlar yetkili bağımsız kuruluşlar tarafından sertifikalandırılmakta ve bu sertifikalar da satılmaktadır. Rüzgâr projelerinin yatırım aşamasından sonraki temel giderlerini ise işletme ve bakım maliyetleri oluşturmaktadır.

8.1 Yatırım Maliyeti İçin Yapılan Kabuller

Ülkemizde rüzgâr santralleri için yürürlükte olan yönetmeliklerde ve rüzgâr türbini alımlarının çoğunda para birimi olarak Avro kullanıldığından, bu çalışmada da bütün maliyet analizleri Euro para birimi ile yapılmıştır. Günümüzde üretilmekte olan 1 MW üzerindeki türbinlerin ekonomik ömürleri, üretici firmalar tarafından yaklaşık 25 yıl olarak verilmektedirler bu nedenle. Bu çalışmada da projenin ekonomik ömrü 25 yıl olarak öngörülmüştür. Rüzgâr türbini maliyetleri de 2009 yılının ilk çeyreğinden itibaren düşme eğilimine girmiş olup, MW kurulu güç başına 1.000.000 €'nin altındaki fiyatlara kadar geriledikleri bilinmektedir.

Ülkemizde kurulmuş olan rüzgâr santrallerinin büyük bir kısmının bakımları da türbin tedarikçisi firmalar tarafından verilmekte olup, kWh elektrik üretimi başına bakım bedelleri yaklaşık olarak 0,0065 €/kWh'tir. Santralden üretilecek olan enerjinin CO₂ eşdeğeri ise 0,665 tCO₂/MWh olarak kabul edilmiştir. Bu değer, proje ve kurulum çalışmalarında görev aldığım ve 2007 yılında faaliyete geçirilen 10,8 MW kurulu gücündeki, şu anda Manisa İli'nde faaliyet gösteren Karakurt Rüzgâr Enerjisi Santrali için hesaplanmış değerdir. Bu rakamın aynı şekilde alınmasının sebebi her iki sahanın da benzer çevresel özelliklere sahip olmalarıdır.

Bunun yanında, santralden üretilecek enerjinin ülkemizin ulusal şebekesine 154 kV enerji nakil hattı ile aktarılacağı öngörülmüştür. Mümkün olan en kısa mesafeli enerji nakil hattı mesafesini ve dolayısı ile en düşük enerji nakil hattı yapım maliyetini belirlemek için proje sahası etrafındaki 154kV enerji nakil hattının bağlanmasına olanak verecek trafo merkezlerinin proje sahasına uzaklığı araştırılmıştır. Şekil 8.1'deki haritadan da görülebileceği gibi proje sahasına en yakın 154 kV trafo merkezi olarak 15 km mesafedeki Ezine Trafo Merkezi belirlenmiştir.



Şekil 8.1 Proje sahası yakınındaki 154 kV kapasiteli trafo merkezleri

Bununla beraber enerjinin üretildiği noktadaki trafo ve şalt kayıpları ve nakil hattıyla iletilmesi sonucu oluşan kayıpların toplamı %1 olarak belirlenmiştir.

Yatırımın % 20 öz sermaye ile %80 kredi ile yapılacağı öngörülmüştür. Kredi geri ödeme süresi 10 yıl olarak belirlenmiş ve santralin işletmeye başladığı tarihten itibaren onuncu yılın sonunda bütün kredi borcu ödenecekmiş gibi kredi taksitleri belirlenmiştir. Avro para birimi ile alınacak olan bu kredi için uygulanacak olan faiz oranı %4,5 olarak belirlenmiştir. Proje için yatırım süresi 2 yıl olarak belirlenmiş olup, kredi taksitlerinin geri ödemesinin işletmeye geçileceği yıldan itibaren yapılacağı varsayılmıştır. Ekonomik analiz için yapılmış olan bu kabuller ve projenin temel girdileri Çizelge 8.1'de görülmektedir.

Çizelge 8.1 Ekonomik analiz için yapılmış olan kabuller ve projenin temel girdileri

Proje Kurulu Gücü (MW)	50
Türbin Sayısı	25
Türbin Gücü (MW)	2
Proje Brüt Enerji Üretimi (kWh)	164.893.100
Türbin, Kablo Hesap Belirsizlikleri Diğer Kayıpların Toplam Oranı (%)	10
Proje Net Enerji Üretimi (kWh)	148.403.790
Net Kapasite Faktörü (%)	33,9
Türbinler arası Orta Gerilim Kabloları, Santral Trafosu ve Enerji Nakil Hattından Dolayı Oluşacak Tahmini Kayıpların Toplamı (%)	1
Nakil Hattı Kaybıyla Beraber Net Üretim (kWh/yıl)	146.919.752
İnşaat Süresi (ay)	24
İşletme Süresi (yıl)	25
Toplam Yatırım İçinde Öz sermayenin Oranı (%)	20
Toplam Yatırım İçinde Kullanılan Kredi Oranı (%)	80
Kredi Faizi Oranı (%)	4,5
Ödemesiz Süre (Yıl)	2
Borç Süresi (Yıl)	10
Amortisman Süresi (Yıl)	15
Vergi Oranı (%)	20
Rüzgâr Türbini Maliyeti (€/MW)	900.000
Bakım Giderleri (€/kWh)	0,0065
Personel Giderleri (€/Yıl)	144.000
Enerji Satış Fiyatı (€/kWh)	0,07
Üretilen Enerjinin CO ₂ emisyonu düşüm katsayısı (tCO ₂ /MWh)	0,665
Üretilen Olan Karbon Düşümü Miktarı (t CO ₂)	98.689
Karbon Sertifikası Satış Bedeli (€/t CO ₂)	5,5

8.2 Yatırım Maliyeti

Proje yatırım maliyeti üç ana kısım temel alınarak incelenmiştir. Bunlar; proje için yapılacak ön çalışmalar, inşaat işleri ve santrali oluşturacak olan elektromekanik ekipmanın bedelini ve montaj maliyetlerini içeren kısımlardır.

Proje için yapılacak olan ön çalışmalar, yatırıma başlamadan önce ve bir kısmı yatırım döneminde yapılan proje etüt, danışmanlık ve mühendislik hizmeti maliyetleri sahada alınacak resmi izinler ve arazi kullanımı ile ilgili kamulaştırma maliyetleri, santralin kurulum aşamasındaki sigorta maliyetleri ve diğer harcamaları kapsar.

İnşaat işleri ise, her bir türbinin kurulacağı noktaya taşınması için sahada açılacak yolların, türbinler için inşa edilecek olan beton temellerin, türbinlerden şalt binasına çekilecek olan yer altı kablolarının ve santral elektrik sisteminin bulunacağı şalt binasının yapım maliyetini kapsar.

Elektromekanik ekipman ve montaj maliyetinin kapsamında ise, rüzgâr türbinleri, yedek parçalar, üretilen enerjinin istenilen gerilim seviyesi olan 154 kV'a çıkarılmasını sağlayacak olan santral trafosu, kablolar, türbinlerin nakliye ve vinç ile montaj bedelleri ve enerji nakil hattı maliyeti olacağı varsayılmıştır. Bütün bu yatırım kalemleri için öngörülmüş olan birim bedeller ve toplam bedeller Çizelge 8.2'de verilmiştir.

Çizelge 8.2 Proje yatırım kalemlerinin bedelleri

1.PROJE İÇİN YAPILACAK ÖN ÇALIŞMALAR	Birim Bedel (€)	Miktar	Toplam Bedel (€)	Yatırımdaki Payı (%)
Etüt ve Proje Maliyetleri	400.000	1	400.000	0,73%
Danışmanlık ve Kontrolörlük Hizmetleri	600.000	1	600.000	1,09%
Kamulaştırma	800.000	1	800.000	1,46%
Sigorta	720.000	1	720.000	1,31%
Diğer Harcamalar	50.000	1	50.000	0,09%
Toplam			2.570.000	4,68%
2. İNŞAAT İŞLERİ	Birim Bedel (€)	Miktar	Toplam Bedel (€)	Yatırımdaki Payı (%)
Türbinler arası yol maliyeti	15.000	22	330.000	0,60%
Türbin temelleri	55.000	25	1.375.000	2,51%
Türbinler arası kablo ve kanal maliyeti	25.000	22	550.000	1,00%
Şalt binası	25.000	1	25.000	0,05%
Diğer	75.000	1	75.000	0,14%
Toplam			2.355.000	4,29%
3. ELEKTROMEKANİK TEÇHİZAT VE MONTAJ	Birim Bedel (€)	Miktar	Toplam Bedel (€)	Yatırımdaki Payı (%)
Rüzgâr Türbinleri (MW başına)	900.000	50	45.000.000	82,01%
Yedek parça	15.000	1	15.000	0,03%
Trafo ve Şalt merkezi	2.000.000	1	2.000.000	3,64%
Yüksek, orta gerilim kabloları	130.000	1	130.000	0,24%
Vinç ve nakliye bedeli (Türbin Başına)	50.000	25	1.250.000	2,28%
Enerji Nakil Hattı Maliyeti (km başına)	100.000	15	1.500.000	2,73%
Diğer	50.000	1	50.000	0,09%
Toplam			49.945.000	91,02%
TOPLAM YATIRIM HARCAMALARI (1+2+3)			54.870.000	100,00%

Çizelge 8.2'den de anlaşılacağı gibi 50 MW gücünde bir rüzgâr santrali yatırımı için yapılmış olan bu kabullere göre toplam yatırım maliyeti 54.870.000 € olarak bulunmuştur. Bu durumda birim MW Kurulu güç başına yatırım maliyeti 1.097.400 € olmaktadır.

8.3 Proje Nakit Akışı

Proje için yapılan nakit akışı hesaplamalarında, yatırımın iki yılda tamamlanabileceği ve bu iki yıllık dönem boyunca faiz ve kredi anaparası ödenmeyip, işletmeye geçilip enerji satışı yapılmaya başlandığında kredi ödemelerinin yapılmaya başlanacağı öngörülmüştür. Proje gelirleri, birim enerji satış rakamı ve birim karbon emisyon sertifikası satış rakamlarının hesaplanmıştır. Yatırım inşaat süresi kısa olduğundan, inşaat süresi harcamalarına eskalasyon yükü uygulanmamıştır.

8.4 Faiz Hesabı

Proje yatırım bedelinin %80'inin kredi ile sağlanacağı öngörülmüştür. Bu durumda 54.870.000 € olan toplam yatırım bedeli için projenin finansmanında kullanılacak kredinin miktarı da 43.896.000 € olmaktadır. Faiz hesabı (8.1) ifadesinde görülen bileşik faiz hesabı ile yapılmıştır.

$$S_n = P_f(1 + i)^n \quad (8.1)$$

Burada;

S_n : n yıl sonraki borç

P_f : Faize tabi ana para

i : Faiz oranı

n : yıldır.

Bu durumda, birinci yatırım yılı sonundaki toplam kredi borcu;

$$S_{n1} = 43.896.000(1 + 0,045)^1 = 45.871.320 \text{ €}$$

ikinci yatırım yılı sonundaki toplam kredi borcu ise

$$S_{n2} = 43.496.000(1 + 0,045)^2 = 47.935.529 \text{ €} \quad \text{olmaktadır.}$$

Santralin işletmeye girmesiyle beraber, oluşan kredi borcu eşit taksitler halinde onuncu işletme yılı sonunda sıfırlanacak şekilde kredi geri ödemesi belirlenmiş olup, yıllık sabit taksit miktarı (8.2) ifadesi ile hesaplanmıştır.

$$A_Y = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (8.2)$$

Burada

A_Y : Yıllık Sabit Taksit Tutarı

P : Taksitlendirmeye tabi toplam kredi borcu

n : Kredi geri ödeme süresidir.

(8.1) eşitliğinden yıllık sabit kredi taksiti miktarı

$$A_Y = 47.935.529 \left[\frac{0,043(1+0,043)^{10}}{(1+0,043)^{10} - 1} \right] = 6.058.036 \text{ €}$$

olarak bulunmuştur.

Proje için yapılmış olan kabullerden ve hesaplama sonucu bulunan bütün değerler, Çizelge 8.3'teki gelir-gider tablosuna işlenmiştir. Proje için öz sermaye oranı %20 olarak kabul edilmişti, bu da 10.974.000 €'ya tekabül eder. Çizelge 8.3'te görülebileceği gibi ayrılan bu miktar ilk yatırım yılında gider olarak kabul edilmiştir.

Çizelge 8.3 Gelir-Gider Tablosu

Para Akışı-Yıllar	-2	-1	1	2	3	4	5
Enerji Satış Gelirleri	0	0	10.284.383	10.284.383	10.284.383	10.284.383	10.284.383
Karbon Sertifikası Gelirleri	0	0	178.085	178.085	178.085	178.085	178.085
Bakım Giderleri	0	0	954.978	954.978	954.978	954.978	954.978
Personel Giderleri	0	0	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000
Öz Sermaye Kullanımı	10.974.000	0	0	0	0	0	0
Kredi Ana Para Ödemesi	0	0	4.076.479	4.259.921	4.451.617	4.651.940	4.861.277
Kredi Faizi Ödemesi	0	0	1.981.557	1.798.115	1.606.419	1.406.096	1.196.759
Toplam Kredi Ödemesi	0	0	6.058.036	6.058.036	6.058.036	6.058.036	6.058.036
Borç	45.871.320	47.935.529	44.034.592	39.958.113	35.698.193	31.246.576	26.594.636
Gelirleri Toplamı	0	0	10.462.467	10.462.467	10.462.467	10.462.467	10.462.467
Gider Toplamı	10.974.000	0	7.157.014	7.157.014	7.157.014	7.157.014	7.157.014
Kar	-10.974.000	0	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453
Amortisman	0	0	3.658.000	3.658.000	3.658.000	3.658.000	3.658.000
Vergiye Tabi Net Kar	0	0	-352.547	-352.547	-352.547	-352.547	-352.547
Vergi (%20)		0	0	0	0	0	0
Vergilendirilmiş Kazanç	-10.974.000	0	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453

Çizelge 8.3'ün devamı

Para Akışı-Yıllar	6	7	8	9	10	11	12
Enerji Satış Gelirleri	10.284.383	10.284.383	10.284.383	10.284.383	10.284.383	10.284.383	10.284.383
Karbon Sertifikası Gelirleri	178.085	178.085	178.085	178.085	178.085	178.085	178.085
Bakım Giderleri	954.978	954.978	954.978	954.978	954.978	954.978	954.978
Personel Giderleri	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000
Öz Sermaye Kullanımı	0	0	0	0	0	0	0
Kredi Ana Para Ödemesi	5.080.035	5.308.636	5.547.525	5.797.163	6.058.036	0	0
Kredi Faizi Ödemesi	978.001	749.400	510.511	260.872	0	0	0
Toplam Kredi Ödemesi	6.058.036	6.058.036	6.058.036	6.058.036	6.058.036	0	0
Borç	21.733.359	16.653.324	11.344.688	5.797.163	0	0	0
Gelirleri Toplamı	10.462.467	10.462.467	10.462.467	10.462.467	10.462.467	10.462.467	10.462.467
Gider Toplamı	7.157.014	7.157.014	7.157.014	7.157.014	7.157.014	1.098.978	1.098.978
Kar	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453	9.363.489	9.363.489
Amortisman	3.658.000	3.658.000	3.658.000	3.658.000	3.658.000	3.658.000	3.658.000
Vergiye Tabi Net Kar	-352.547	-352.547	-352.547	-352.547	-352.547	5.705.489	5.705.489
Vergi (%20)	0	0	0	0	0	1.141.098	1.141.098
Vergilendirilmiş Kazanç	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453	3.305.453	8.222.391	8.222.391

8.5 Enerji Üretim Maliyeti

Çizelge 8.3'te, işletmeye geçildikten sonraki yıllık işletme maliyetleri üretilen enerjiye oranlandığında faiz ödeme döneminde enerji üretim maliyeti 0,049 €/kWh, faiz kredi taksitleri tamamlandıktan sonraki dönemdeki enerji üretim maliyeti ise, 0,007 kWh olarak çıkmaktadır. Santral ömrü boyunca ortalama enerji maliyeti ise, 0,027 €/kWh çıkmaktadır.

Ancak gerçek anlamda birim enerji maliyetinin hesaplanması için yıllara göre yayılmış olan işletme giderlerinin, (8.3) eşitliğinde verilmiş olan şimdiki değer metoduyla bugünkü değerleri bulunmuş ve toplanmıştır.

$$C_{PW} = \sum_{t=0}^n C(t)(1+i)^{-t} \quad (8.3)$$

Burada,

C_{PW} : İşletme maliyetlerinin şimdiki değerlerinin toplamı

n : Planlanan ödeme süresi (burada işletme süresidir)

$C(t)$: Yıllara göre işletme maliyetleri

i : Geçerli faiz oranı

t : İşletme yılıdır.

(8.3) Eşitliğinden işletme masraflarının şimdiki değerlerinin toplamı 69.320.062 € olarak bulunmuştur. Santral işletme ömrü boyunca üretilen enerji ise, Çizelge 8.1'deki yıllık üretim değeri olan 146.919.752 kWh'in santral işletme ömrü ile çarpılmasıyla bulunmuştur. Bu değer de 3.672.993.803 kWh 'tir.

Bulunan bu değerlerden birim enerji üretim maliyeti ise;

$$\frac{69.320.062 \text{ €}}{3.672.993.803 \text{ kWh}} = 0,019 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

olarak hesaplanmıştır.

8.6 Geri Ödeme Oranı

Geri ödeme oranı, net karın şimdiki değerini istenilen sürede sıfır yapan faiz oranı olarak tanımlanabilir. Kabul edilen bir geri ödeme oranı ile belirlenen yıllardan oluşan bir süre içinde hesaplanan net karın şimdiki değeri sıfır oluyor ise, bu süre içinde elde edilen gelirler, amortisman bedeli de dahil olmak üzere tüm masrafları karşılamış ve yatırım amorti edilmiş olur (Aybers ve Şahin, 1995).

Geri ödeme oranını bulmak için (8.4) ifadesinde verilen net şimdiki değeri sıfır yapan r değeri

$$\sum_{t=0}^n [B(t) - C(t)](1 + r_r)^{-t} = 0 \quad (8.4)$$

Burada,

$B(t)$: t periyodu sonundaki gelirler

$C(t)$: t periyodu sonundaki giderler

r_r : Geri ödeme oranı

t : Geri ödeme oranının araştırıldığı yıllar

Parasal girdi ve çıktıların başladığı ilk iki yatırım yılından itibaren 10 yıllık kredi geri ödeme süresi için gelir ve giderler (8.4) ifadesine konulmuş ve çeşitli r değerleri denenerek sonucu sıfır yapan geri ödeme oranı (r) %21,2 olarak bulunmuştur.

Yatırım için harcanan toplam paranın geri ne kadar sürede geri döneceğini hesaplamak için, kredi ana ödemesi hariç 25 yıllık işletme ömrü için toplam gelir ve gider kalemleri Çizelge 8.4'te verilmiştir.

Çizelge 8.4 25 Yıllık İşletme Ömrü Boyunca Gelir/Gider Kalemlerinin Toplamı

25 Yıllık Gelir/Gider Kalemleri	Miktar (€)
Ödenecek Kredi Faizlerinin Toplamı	10.487.729
Ödenecek Bakım Giderleri Toplamı	23.874.460
Ödenecek Personel Giderlerinin Toplamı	3.600.000
Ödenecek Vergilerin Toplamı	24.432.466
Elde Edilecek Gelirler Toplamı	261.561.680
Elde Edilecek Karların Toplamı	199.167.025
Elde Edilecek Karların 25 Yıllık Ortalaması	7.966.681

Çizelge 8.4'te verilen elde edilecek karların toplamı 25 yıllık işletme süresine bölünerek yıllık ortalama kar 7.966.681 € bulunmuştur. Yatırım maliyetinin geri dönüş süresi ise, toplam yatırım maliyetinin yıllık ortalama kâra bölünmesi ile

$$(Yatırım\ Geri\ Dönüş\ Süresi) = \frac{54.870.000\ €}{7.966.681\ €/Yıl} = 6,9\ Yıl$$

olarak bulunmuştur.

9. SONUÇ

Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan mevcut fosil kaynakların kısıtlı olması, çevresel açıdan problem yaratmaları, ithal enerji kaynaklarına gittikçe artan bağımlılık, temin problemleri yaşanması ve fiyatların yıllara bağlı olarak artma olasılıklarından dolayı tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması ile elektrik enerjisi üretimi büyük önem arz etmektedir.

Bu çalışmada Dünya’da ve Türkiye’de mevcut enerji kaynaklarının kullanımı, mevcut enerji kaynakları içinde rüzgâr enerjisinin durumu Türkiye’deki rüzgâr enerjisi kaynak potansiyeli güncel istatistik verilere dayanarak incelenmiş ve ülkemizin önemli miktarda rüzgâr enerjisi potansiyeli olmasına rağmen bu potansiyelin tam olarak değerlendirilebileceği kurulu rüzgâr gücünün olmadığı tespit edilmiştir. Ancak son yıllarda ülkemizde kurulu rüzgâr gücü kapasitesinin hızlı bir artış gösterdiği görülmüştür.

Günümüzde ticari amaçlı yaygın kullanıma sahip üç kanatlı yatay eksenli rüzgâr türbinlerinin teknolojisi detaylı olarak incelenmiştir. Bir bölge için rüzgâr enerjisi kaynak tespitinin nasıl yapıldığı ve izlenen metodoloji incelenmiştir. Çanakkale İli Ezine yöresi Çamlıca ve Salihler köylerinin yakınlarında rüzgâr ölçümü yapılmakta olan bir sahada rüzgâr kaynak potansiyelinin belirlenmesi için sahanın detaylı fiziki haritasından faydalanarak sayısal topografik haritası hazırlanmıştır. Bunun yanı sıra rüzgâr enerjisi potansiyelinin tespitinde kullanılacak olan yüzey pürüzlülüğü değerleri belirlenmiştir. Yapılmış olan bu çalışmalarla sahanın karmaşık bir yüzey topografisine sahip olduğu ve sahanın deniz seviyesinden yüksekliğinin 375 m ile 490 m arasında değişkenlik gösterdiği tespit edilmiştir. Saha genelinde farklı pürüzlülük sınıfına sahip alanlar belirlenmiş ve bu pürüzlülük sınıfları WindPRO programına aktarılarak saha geneli için pürüzlülük sınıfı 1.4 olarak tespit edilmiştir.

Sahada kurulu olan 60m yüksekliğindeki rüzgâr ölçüm direğinden alınmış olan rüzgâr verileri ve incelenerek düzenlenmiş ve ölçüm yapılan yükseklik olan 60m yükseklikte yıllık ortalama rüzgâr hızının 6,76 m/s, hakim rüzgâr yönün Kuzey-Kuzeydoğu olduğu tespit edilmiştir.

Bütün bu veriler ışığında sahanın rüzgâr potansiyelini belirlemek için, WindPRO programına işlenmiş olan değerlerden, WAsP programı vasıtasıyla sahanın detaylı rüzgâr istatistikleri belirlenmiş ve yüzey şekilleri ve yüzey pürüzlülüğü değerleri de dikkate alınarak alınmış olan noktasal rüzgâr verisinden saha geneli için rüzgâr hızlarının ve rüzgârın enerji içeriğinin değişimini gösteren rüzgâr atlasları çıkartılmıştır. Çıkarılmış olan bu rüzgâr atlaslarından rüzgâr türbini kurulması için en uygun noktalar tespit edilmiştir.

Sahada kurulması planlanabilecek 50MW kurulu güce sahip bir rüzgâr santrali için her biri 2 MW, 2,5 MW ve 3 MW güce sahip rüzgâr türbinleri için harita üzerinde olası türbin yerleşimleri oluşturulmuştur.

Rüzgâr türbini kurulması uygun görülen noktalar ve bu noktalara yerleştirilecek olan türbinlerin birbiri üzerine yaratacağı gölgeleme etkisini minimum düzeyde tutabilmek için sahanın hakim rüzgâr yönü dikkate alınarak optimum türbin yerleşimi yapılmıştır. Yapılmış olan bu türbin yerleşimleri ile WAsP programında kurulabilecek bu 50 MW'lık rüzgâr santrali için yıllık enerji üretim hesabı yapılmıştır. Çeşitli türbin tipleri için yapılan yıllık enerji üretim hesabına göre 90 m rotor çapına, 95 m göbek yüksekliğine sahip 2 MW gücünde 25 adet Vestas V90 tipi rüzgâr türbininden oluşacak bir saha için yıllık net enerji üretiminin 148.403.790 kWh olduğu ve yıllık kapasite faktörünün de %33,9 olduğu tespit edilmiştir.

Sahada kurulabilecek bir rüzgâr santralinin ekonomik analizi için güncel piyasa verileri ve geçmiş tecrübelerden faydalanılarak, söz konusu rüzgâr santrali kurulumu için bir bütçe çıkarılmış ve hazırlanmış olan bütçeye göre birim yatırım bedelinin 1.097.400 €/MW olabileceği öngörülmüştür.

Santralin kurulumu için % 80 oranında kredi ve %20 oranında öz sermaye kullanılabileceği kabul edilmiş ve bu kabule dayanarak 25 yıllık işletme ömrü için detaylı nakit akış tablosu hazırlanmıştır. Yapılan bu ekonomik analize göre, 25 yıllık ekonomik ömre sahip olacak bir rüzgâr santrali için birim enerji üretim maliyetinin 0,019 €/kWh olduğu hesaplanmıştır. On yıllık kredi geri ödeme süresi için geri ödeme oranı da %21,2 olarak hesaplanmıştır. Ulaşılan bütün bu sonuçlara göre, sahada kurulabilecek 50 MW gücündeki bir rüzgâr santralinin uzun yıllar içinde fizibil bir yatırım olmasının yanı sıra, enerji üretimi sonucu hiçbir zararlı gaz atmosfere salınmayacaktır. Bu bölgede aynı miktarda yıllık enerji üretimini yapabilecek bir fosil kaynaklı bir enerji santralinin yerine bir rüzgâr santrali kurulduğu göz önüne alındığında her yıl 98.689 ton karbondioksitin atmosfere salınmasının da önüne geçilebileceği tespit edilmiştir.

KAYNAKLAR

Akdağ, S., A., (2008) “Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli ve Ekonomik Analizde Weibull Dağılımının Kullanımı” Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul, Türkiye

Ammonit Publication (2007) “Impact of Temperature, Pressure and Humidity on Wind Energy Evaluations

Aybers, N., Şahin, B., (1995) “Enerji Maliyeti”, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayını, Yayın No:299, İstanbul, Türkiye.

Badger, J., (2006) “Estimating Windfarm Annual Energy Production” Riso National Laboratory, Wind Energy Course 11-15 Sept 2006, Phuket, Thailand

Balku, Ş., (2004) “Enerji Çevre ve Rüzgâr Türbinleri” Atılım Üniversitesi Endüstriyel İlişkiler Ofisi, Ankara, Türkiye.

Dahl, K.S.,et al., (1999) “Experimental Verifications of the New RISO-A1 Airfoil Family for Wind Turbines”, Proc. Of EWEC’99, Nice, France

Durak, M., Özer, S., (2008) “Rüzgâr Enerjisi Teori ve Uygulama”, Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği, Ankara, Türkiye

EÜAŞ (2008)Sektör Raporu, Elektrik Üretim Anonim Şirketi

EÜAŞ, (2009) “Elektrik Üretimi Sektör Raporu 2008” Elektrik Üretim Anonim Şirketi, Ankara, Türkiye

Hansen, M., O., L., (2008) “Aerodynamics of Wind Turbines” Earthscan, London, UK

Harris M., Locker, I., (2007) “ Wind Resource Measurement by Laser Anemometry” Wind Tech International Publication, July August 2007, Volume3, No:5, The Natural Power Consultants Ltd., Castle Douglas, UK

Hau, E., (2006) “ Wind Turbines Fundamentals Technologies applications Economics” 2nd edition ISBN-13-978-3-540-24240-6, Springer Berlin, Heidelberg, Germany

IEA International Energy Outlook 2009

Imamura, H. (2005) “Aerodynamics of Wind Turbines” Department of Mechanical Engineering and Material Science, Yokohama National University, Yokohama 240-8501, Japan

İnan, D., (1996) “21. Yüzyıl ve Tükenmez Enerjiler”, Bilim Teknik Dergisi Ocak 1996 Sayısı

Kahraman, İ. (2008) “Coğrafi Bilgi Sistemleri İle Gelibolu Yarımadası Tarihi Milli Parkında Arazi Kullanım Analizi” Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi 30 Ocak 2008, Çanakkale, Türkiye

Lanzinger, E., Langmack, H., (2001) “Measuring Air Temperature by Using An Ultrasonic Anemometer” Deutcher Wetterdinst (DWD), Hamburg, Germany

Lubosny, Zbigniew (2003). “Wind Turbine Operation in Electric Power Systems” Advanced Modeling. Berlin: Springer.. ISBN 354040340X

- Malkoç, Y., (2007) “ Türkiye Elektrik Enerjisi İhtiyacının Karşılanmasında Rüzgârın Yeri” TÜREB 2. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Kursu 16-18 Ocak 2007, kurs notları, Ankara, Türkiye
- Molly, J., P., (2009) “ Winfarm Planning and Risk Assesment” Seminar, İstanbul, Türkiye
- Motta, M., (2008) “ EMD WindPRO Training Course” Papers Presented to The Course, 4-6 November 2008, İstanbul
- Nielsen., P., (2008) “WindPRO 2.6 User Guide” EMD international A/S, Aalborg, Denmark
- Özer., S., (2007) “Rüzgâr Türbini Teknolojisi” TÜREB Rüzgâr Enerjisi Semineri Sunumu, Ankara, Türkiye
- Stiesdal, H., (1998) “The Wind Turbine Components and Operation” Bonus Info 1998 Newsletter, Bonus Energy A/S, Brande, Denmark
- Şahin, A., D., (2007) “Rüzgâr Enerjisi Meteorolojisi” TÜREB 2. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Kursu, kurs notları 16-18 Ocak 2007, Ankara, Türkiye
- Tomson, T., Lamp, H. (2006) “Periodicity of Average Wind Shear” Tallin University of Technology, Tallin, Estonia
- Wessel, A., Lange, B., (2004) “ A New Approach Calculating Turbulence Intensity Inside A Wind Farm”, EWEC 2004 presentation, University Oldenburg, Germany
- World Wind Energy Association, (2009) “World Wind Energy Report 2008” World Wind Energy Association, Bonn, Germany

İNTERNET KAYNAKLARI

<http://discuss.epluribusmedia.net>

<http://http://web.gyte.edu.tr>

<http://www.ressiad.org.tr>

<http://www.ae.hangglide.dk>

<http://www.ae.hangglide.dk>

<http://www.ammonit.de>

<http://www.awea.org>

<http://www.dewi.de>

<http://www.dynamicflight.com>

<http://www.eie.gov.tr>

<http://www.enercon.de>

<http://www.epdk.gov.tr>

<http://www.etkb.gov.tr>

<http://www.euas.gov.tr>

<http://www.garradhassan.com>

<http://www.irena.org>

<http://www.nrgsystems.com>

<http://www.polatenerji.com>

<http://www.sodar.com>

<http://www.suzlon.com>

<http://www.teias.gov.tr>

<http://www.tureb.org.tr>

<http://www.windguard.de>

<http://www.windpower.org>

EKLER

- Ek 1 WindPRO METEO modülü ile yapılan hesaplamaların raporu
- Ek 2 WindPRO STATGEN modülü ve WAsP ile yapılan sahanın rüzgâr istatistiklerinin hesaplama sonuçları
- Ek 3 WindPRO RESOURCE modülü ve WAsP ile yapılan sahanın rüzgâr haritasını belirleme çalışması raporu
- Ek 4 Vestas V90 /2 MW rüzgâr türbinleri için WindPRO PARK modülü ve WAsP ile yapılan yıllık enerji üretimi hesaplamaları raporu
- Ek 5 Proje bulunduğu bölgenin 1/25.000 ölçekli fiziki haritası
- Ek 6 Proje sahasının sayısal topografik haritasındaki yükseltilerin renk skalası ile gösterimi
- Ek 7 Proje sahasındaki rüzgâr ölçüm direğinden alınan ham rüzgâr verisi örneği
- Ek 8 Vestas V90 rüzgâr türbinin ön ve yan görünüşü
- Ek 9 Vestas V90 rüzgâr türbinine ait broşür

Ek 1 WindPRO METEO modülü ile yapılan hesaplamamın raporu

WindPRO version 2.6.0.235 Aug 2008

Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page:

03.01.2010 23:52 / 1

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.S.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 Istanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

01.01.2010 15:40/2.6.0.235

METEO - Main Result

Calculation: Yüksek Lisans Tezi

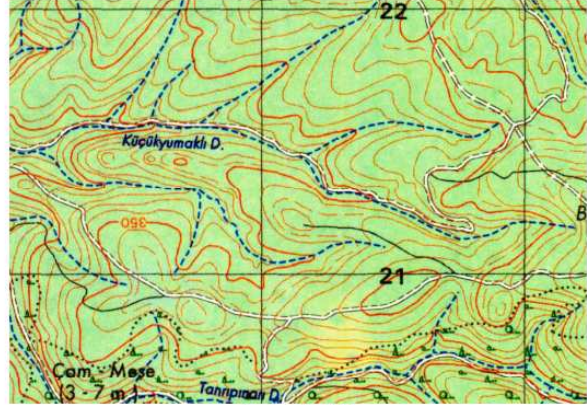
Name Rüzgar Ölçüm Direği

Site Coordinates

UTM ED50 Zone: 35 East: 450.320 North: 4.416.664

Air density calculation mode Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude 1,164 kg/m³
Hub altitude above sea level (asl) 500,0 m
Annual mean temperature at hub alt. 12,7 °C
Pressure at WTGs 954,8 hPa

Calculation is based on "Rüzgar Ölçüm Direği", giving the measured distribution for the wind speed on the site.
Using the selected power curve, the expected annual energy production is calculated.



Meteorological Data

Measure data 60 m above ground level

Wind speeds in

Sector	Wind gradient exponent	Sum	0,00	0,50	1,50	2,50	3,50	4,50	5,50	6,50	7,50	8,50	9,50 - 10,50	11,50	12,50	13,50	14,50	15,50	16,50	17,50	18,50	
0 N	0,295	5272	3	78	169	296	623	797	838	753	615	443	248	194	139	62	9	3	2			
1 NNE	0,256	12905	1	83	207	347	654	1007	1389	1894	1958	1726	1373	976	623	347	180	88	34	9	6	3
2 ENE	0,258	7919	3	91	278	485	695	830	971	1066	1029	822	568	355	235	198	145	72	39	24	10	3
3 E	0,138	2351	5	80	244	345	474	339	274	200	149	89	53	42	18	9	11	17	2			
4 ESE	0,312	3333	9	85	184	279	325	218	258	390	508	465	329	132	41	44	32	23	9	1	1	
5 SSE	0,317	5257	1	68	212	298	231	252	389	591	828	856	575	350	220	134	100	78	50	17	5	2
6 S	0,238	1952	3	80	210	332	257	194	181	132	139	126	116	66	50	25	22	6	7	5		1
7 SSW	0,212	1184	1	69	173	195	169	137	107	109	95	58	32	21	10	2	2	3	1			
8 WSW	0,158	1205	2	76	199	214	193	180	133	94	48	26	16	14	7	3						
9 W	0,116	1945	1	89	220	353	398	376	291	121	46	17	16	8	7	1	1					
10 WNW	0,130	1764	3	100	203	277	410	375	215	140	28	9	1	1		1	1					
11 NNW	0,224	1904	2	68	195	250	336	380	324	169	74	48	39	15	4							
Sum		46991	34	967	2494	3671	4765	5085	5370	5659	5517	4685	3366	2174	1354	825	503	291	144	56	22	9

Calculation Results

Key results for height 50,0 m above ground level

Wind energy: 2.312 kWh/m²; Mean wind speed: 6,5 m/s;

Calculated Annual Energy

WTG type		Power curve			Annual Energy						
Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Creator	Name	Result	Result-10,0%	Mean wind speed	Capacity Factor
			[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[m/s]	[%]
Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	80,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.037,1	6.333	7,3	40,1

Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

03.01.2010 23:52 / 2

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

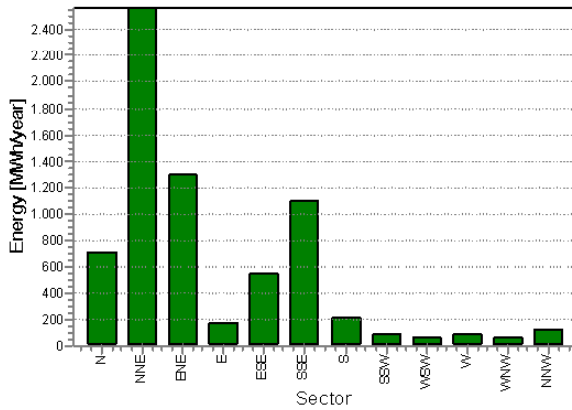
Calculated:

01.01.2010 15:40/2.6.0.235

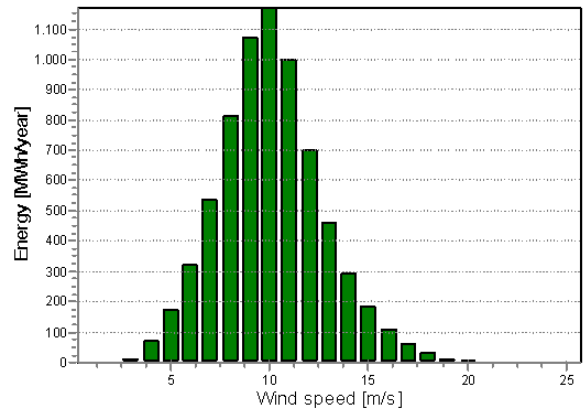
METEO - Production AnalysisCalculation: Yüksek Lisans Tezi **WTG: VESTAS V90 2000 90.0 !OI!**, Hub height: 80,0 m, Air density: 1,164 kg/m³**Directional Analysis**

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	715,4	2.566,8	1.294,7	173,1	546,6	1.093,0	214,8	92,1	64,4	85,4	68,1	122,8	7.037,1
Resulting energy [MWh]	715,4	2.566,8	1.294,7	173,1	546,6	1.093,0	214,8	92,1	64,4	85,4	68,1	122,8	7.037,1
Specific energy [kWh/m ²]													1.106
Specific energy [kWh/kW]													3.519
Directional Distribution [%]	10,2	36,5	18,4	2,5	7,8	15,5	3,1	1,3	0,9	1,2	1,0	1,7	100,0
Utilization [%]	36,8	33,1	31,3	35,6	34,6	30,0	31,8	37,7	39,3	40,2	40,8	41,2	33,0
Full Load Equivalent [Hours/year]	358	1.283	647	87	273	546	107	46	32	43	34	61	3.519
Mean wind speed [m/s]	7,1	8,6	7,8	5,3	7,5	8,8	6,1	5,2	4,6	4,5	4,4	5,2	7,3
Power density [W/m ²]													384

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
03.01.2010 23:52 / 3
Licensed user:
Akenerji Elektrik Uretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 Istanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
01.01.2010 15:40/2.6.0.235

METEO - Power Curve Analysis

Calculation: Yüksek Lisans Tezi WTG: VESTAS V90 2000 90.0 IOI Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005, Hub height: 80,0 m

Name: Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type
27.06.2005	EMD	23.08.2004	14.11.2005	25,0	Pitch	User defined

Item no: 950019.R4 dated 2005-06-27. Different stop wind speed depending on hub height. This is for 80m hub height. Please contact Vestas for information on latest power curve.

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

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value [MWh]	2.933	4.570	6.270	7.885	9.212	10.403
VESTAS V90 2000 90.0 IOI [MWh]	3.172	4.894	6.580	8.095	9.383	10.426
Check value [%]	-8	-7	-5	-3	-2	0

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTG's performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses. For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2. The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003. Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

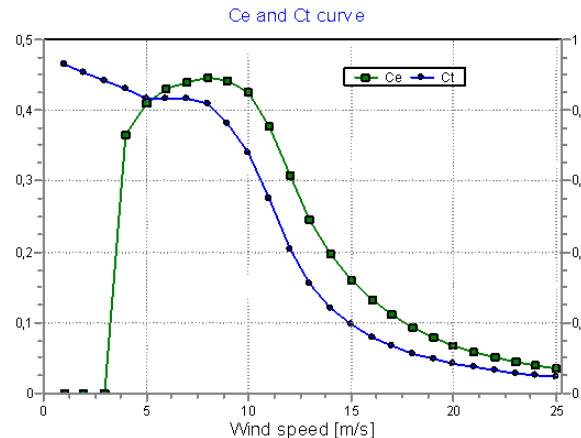
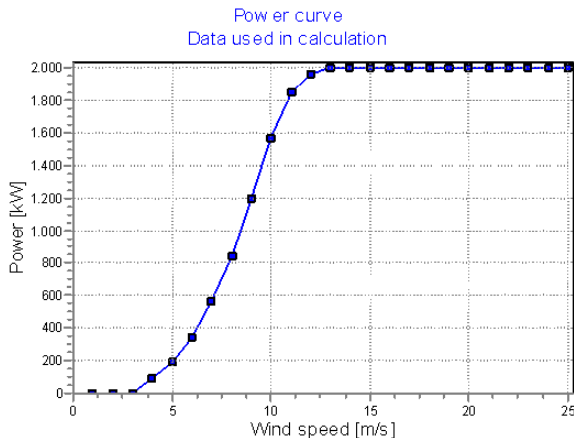
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
4,0	91,0	0,36	4,0	0,86
5,0	200,0	0,41	5,0	0,84
6,0	362,0	0,43	6,0	0,84
7,0	588,0	0,44	7,0	0,84
8,0	889,0	0,45	8,0	0,82
9,0	1.256,0	0,44	9,0	0,76
10,0	1.637,0	0,42	10,0	0,68
11,0	1.904,0	0,37	11,0	0,55
12,0	1.988,0	0,30	12,0	0,41
13,0	1.999,0	0,24	13,0	0,31
14,0	2.000,0	0,20	14,0	0,24
15,0	2.000,0	0,16	15,0	0,19
16,0	2.000,0	0,13	16,0	0,16
17,0	2.000,0	0,11	17,0	0,13
18,0	2.000,0	0,09	18,0	0,11
19,0	2.000,0	0,08	19,0	0,10
20,0	2.000,0	0,07	20,0	0,08
21,0	2.000,0	0,06	21,0	0,07
22,0	2.000,0	0,05	22,0	0,06
23,0	2.000,0	0,04	23,0	0,06
24,0	2.000,0	0,04	24,0	0,05
25,0	2.000,0	0,03	25,0	0,05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,164 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	0,0	0,00	2,50-3,50	10,5	10,5	0,1
4,0	86,4	0,36	3,50-4,50	68,0	78,5	1,1
5,0	190,0	0,41	4,50-5,50	174,5	253,0	3,6
6,0	343,9	0,43	5,50-6,50	321,6	574,6	8,2
7,0	558,6	0,44	6,50-7,50	537,5	1.112,2	15,8
8,0	844,5	0,45	7,50-8,50	813,8	1.925,9	27,4
9,0	1.193,1	0,44	8,50-9,50	1.075,7	3.001,6	42,7
10,0	1.572,8	0,42	9,50-10,50	1.172,0	4.173,6	59,3
11,0	1.854,2	0,38	10,50-11,50	999,8	5.173,4	73,5
12,0	1.962,0	0,31	11,50-12,50	701,5	5.875,0	83,5
13,0	1.999,0	0,25	12,50-13,50	462,0	6.337,0	90,1
14,0	2.000,0	0,20	13,50-14,50	292,9	6.629,9	94,2
15,0	2.000,0	0,16	14,50-15,50	184,8	6.814,6	96,8
16,0	2.000,0	0,13	15,50-16,50	109,3	6.924,0	98,4
17,0	2.000,0	0,11	16,50-17,50	61,8	6.985,7	99,3
18,0	2.000,0	0,09	17,50-18,50	31,3	7.017,1	99,7
19,0	2.000,0	0,08	18,50-19,50	12,8	7.029,8	99,9
20,0	2.000,0	0,07	19,50-20,50	5,5	7.035,3	100,0
21,0	2.000,0	0,06	20,50-21,50	1,7	7.037,1	100,0
22,0	2.000,0	0,05	21,50-22,50	0,0	7.037,1	100,0
23,0	2.000,0	0,04	22,50-23,50	0,0	7.037,1	100,0
24,0	2.000,0	0,04	23,50-24,50	0,0	7.037,1	100,0
25,0	2.000,0	0,03	24,50-25,50	0,0	7.037,1	100,0



Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

03.01.2010 23:52 / 4

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.S.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 Istanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

01.01.2010 15:40/2.6.0.235

METEO - Wind profile detailed

Calculation: Yüksek Lisans Tezi WTG: VESTAS V90 2000 90.0 !O! Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005, Hub height: 80,0 m

Site Data

Rüzgar Ölçüm Direği

Site Coordinates

UTM ED50 Zone: 35 East: 450.320 North: 4.416.664

Air density calculation mode

Individual per WTG

Result for WTG at hub altitude

1,164 kg/m³

Hub altitude above sea level (asl)

500,0 m

Annual mean temperature at hub alt.

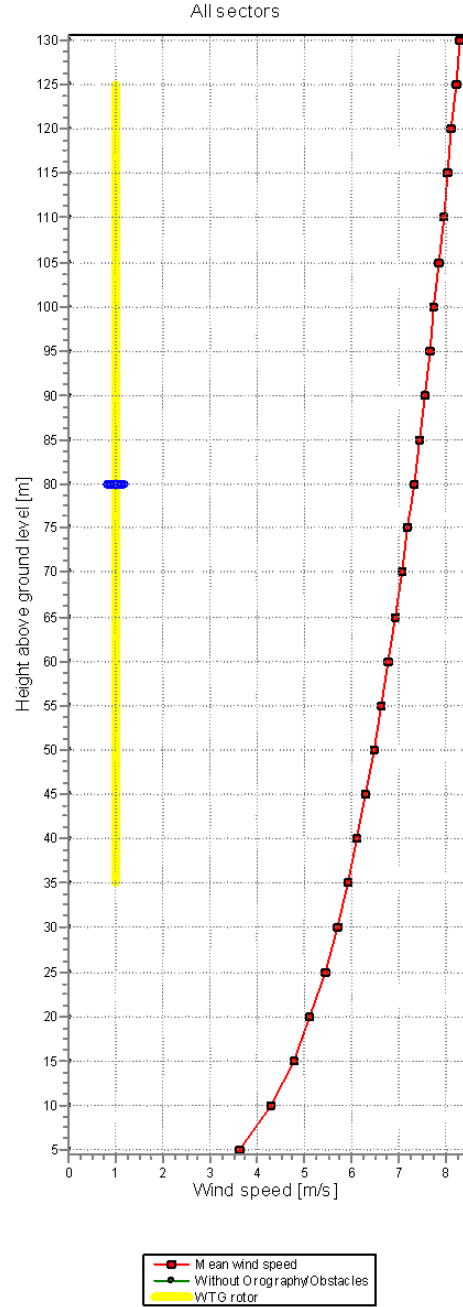
12,7 °C

Pressure at WTGs

954,8 hPa

All sectors

Height	Mean wind speed	A- parameter	k- parameter	Wind energy	Yield	Yield change
[m]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[kWh/m ²]	[MWh]	[MWh]
5	3,62	0,0	0,00	404	994	-6,043
10	4,30	0,0	0,00	676	1.774	-5,263
15	4,77	0,0	0,00	916	2.443	-4,595
20	5,13	0,0	0,00	1.141	3.024	-4,013
25	5,43	0,0	0,00	1.354	3.542	-3,495
30	5,69	0,0	0,00	1.558	4.010	-3,027
35	5,92	0,0	0,00	1.754	4.438	-2,600
40	6,12	0,0	0,00	1.951	4.814	-2,223
45	6,31	0,0	0,00	2.140	5.172	-1,865
50	6,49	0,0	0,00	2.312	5.510	-1,527
55	6,65	0,0	0,00	2.500	5.807	-1,230
60	6,80	0,0	0,00	2.684	6.072	-965
65	6,94	0,0	0,00	2.850	6.348	-689
70	7,07	0,0	0,00	3.010	6.599	-438
75	7,20	0,0	0,00	3.189	6.827	-210
80	7,32	0,0	0,00	3.360	7.037	0
85	7,43	0,0	0,00	3.522	7.236	199
90	7,55	0,0	0,00	3.680	7.427	390
95	7,65	0,0	0,00	3.839	7.610	573
100	7,75	0,0	0,00	3.999	7.781	744
105	7,85	0,0	0,00	4.157	7.941	904
110	7,95	0,0	0,00	4.313	8.091	1.054
115	8,04	0,0	0,00	4.467	8.233	1.196
120	8,13	0,0	0,00	4.621	8.368	1.331
125	8,21	0,0	0,00	4.773	8.497	1.460
130	8,30	0,0	0,00	4.922	8.620	1.583



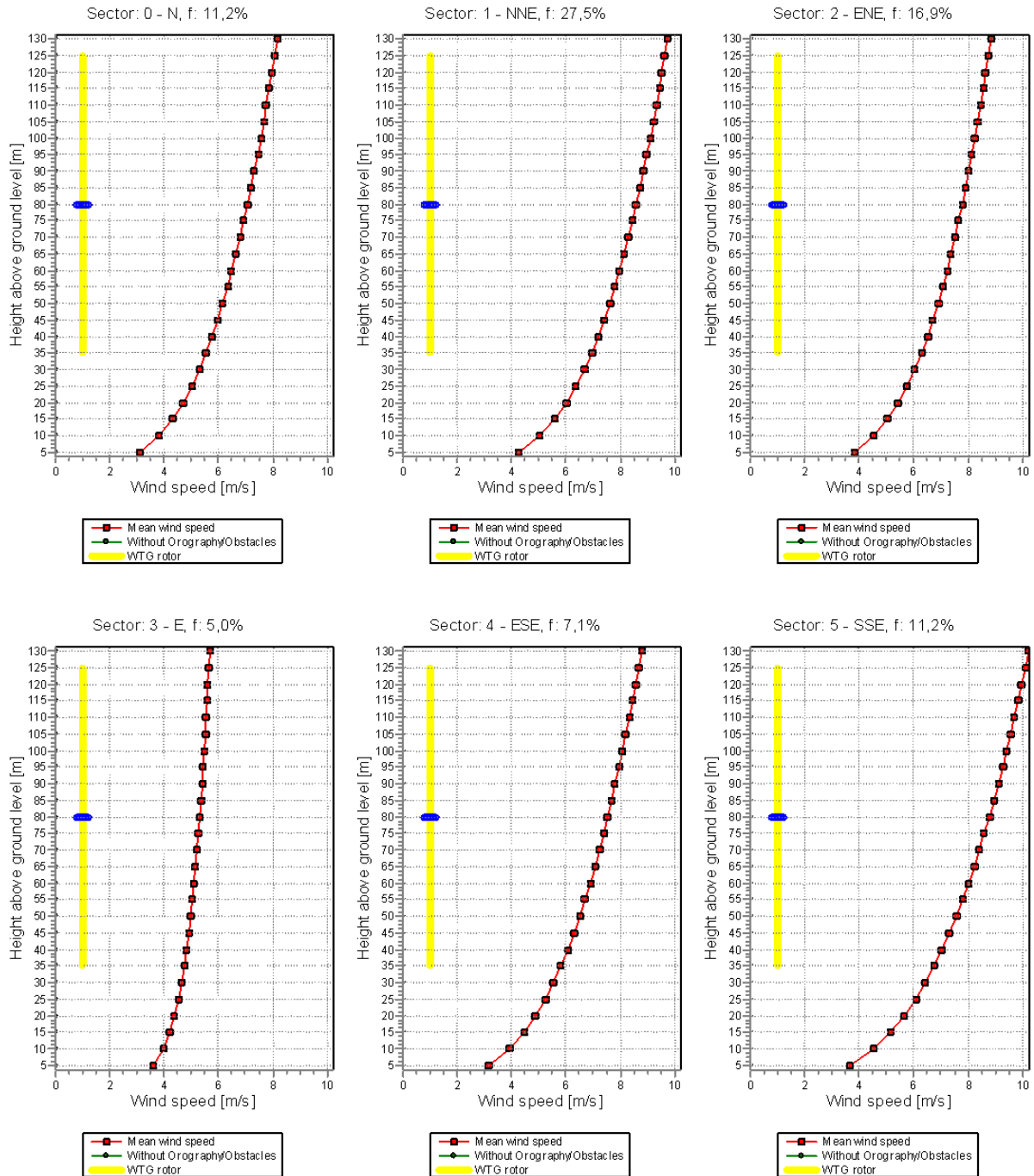
Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
03.01.2010 23:52 / 5

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
01.01.2010 15:40/2.6.0.235

METEO - Wind profile detailed

Calculation: Yüksek Lisans Tezi WTG: VESTAS V90 2000 90.0 IO! Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005, Hub height: 80,0 m



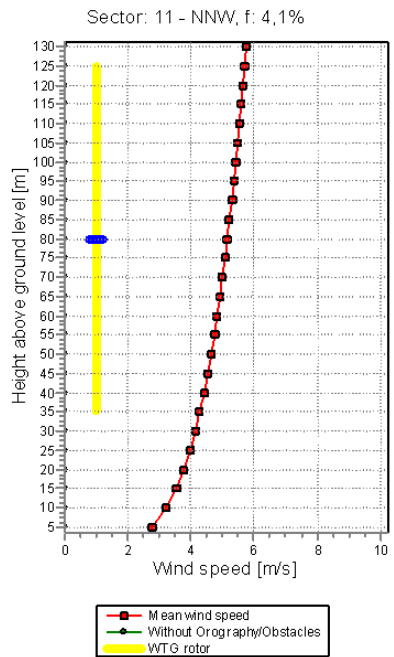
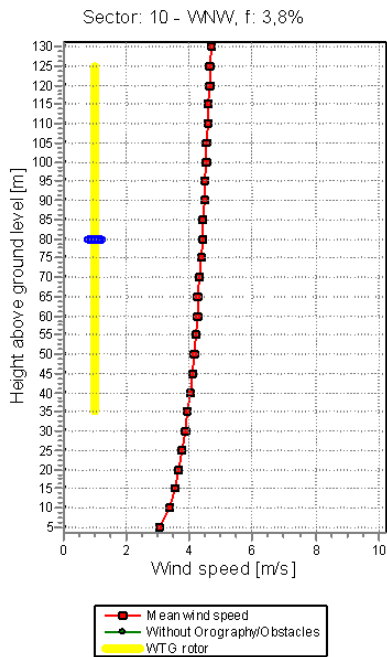
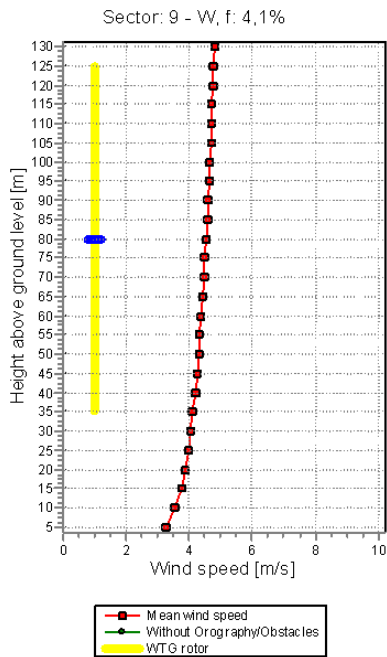
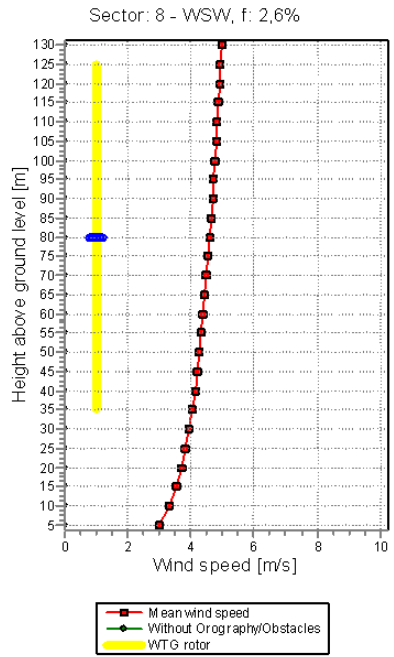
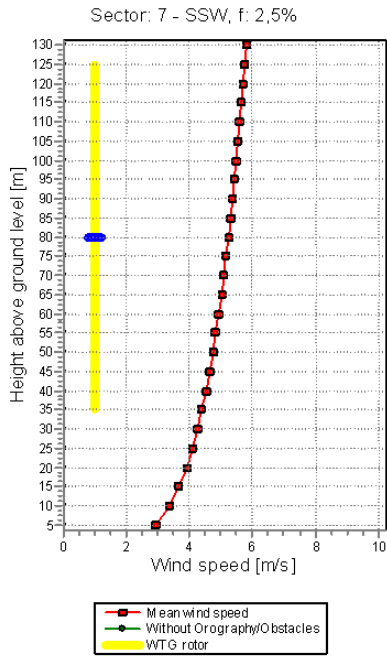
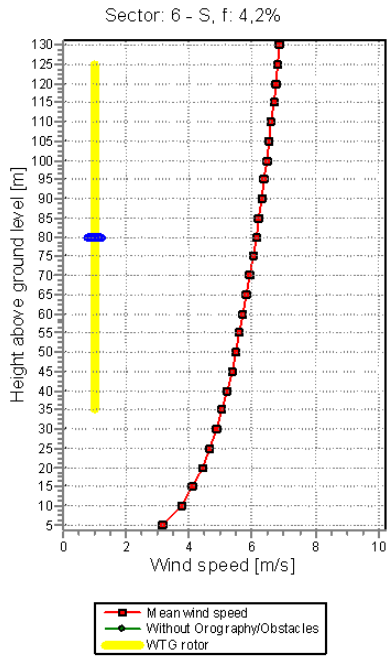
Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
03.01.2010 23:52 / 6

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
01.01.2010 15:40/2.6.0.235

METEO - Wind profile detailed

Calculation: Yüksek Lisans Tezi WTG: VESTAS V90 2000 90.0 IO! Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005, Hub height: 80,0 m



Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page:

03.01.2010 23:52 / 7

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

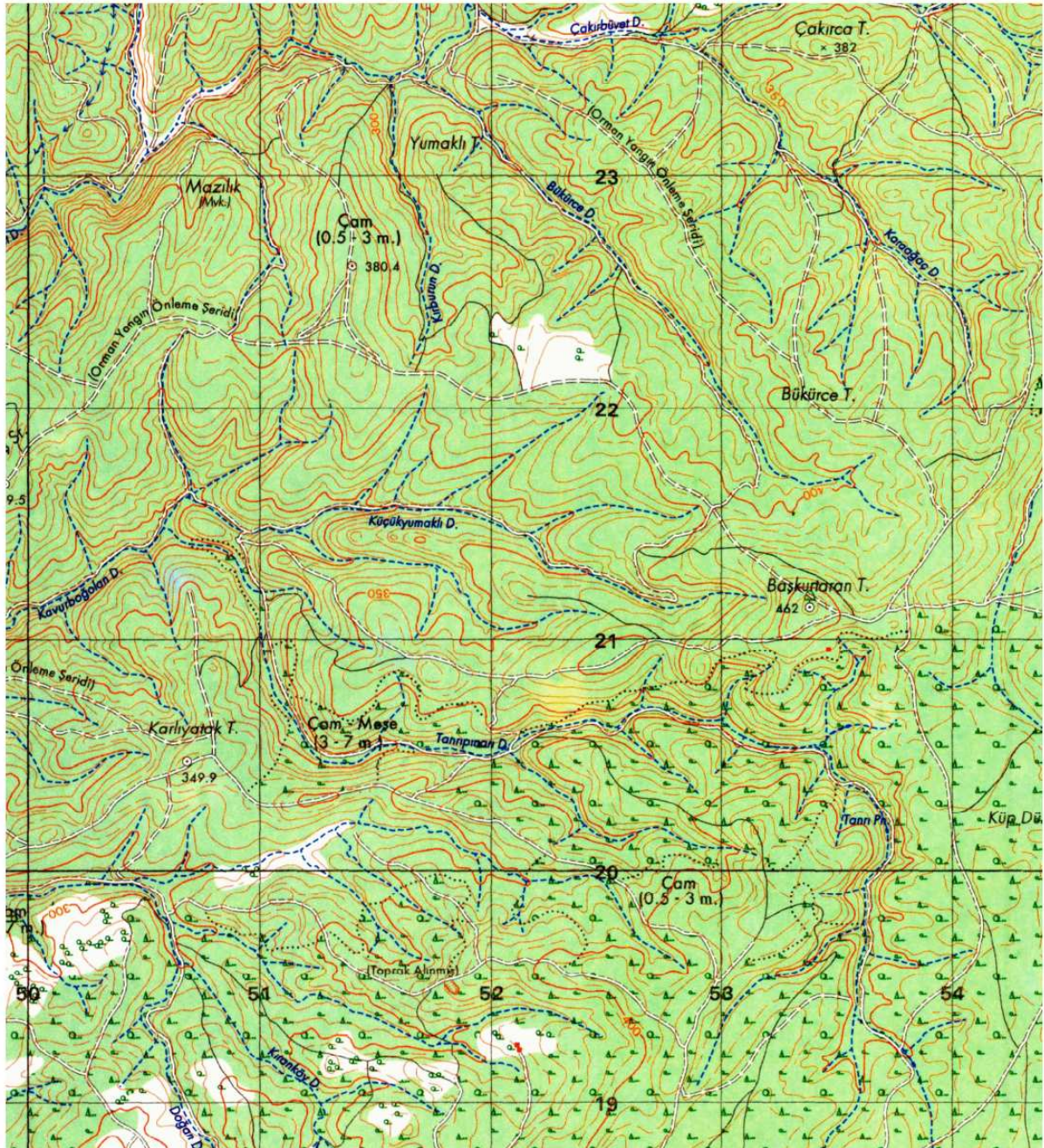
Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

01.01.2010 15:40/2.6.0.235

METEO - i16b2

Calculation: Yüksek Lisans Tezi File: i16b2.bmi



0 250 500 750 1000m

Map: i16b2, Print scale 1:25.000, Map center UTM ED50 Zone: 35 East: 452.144 North: 4.421.275

New WTG

Meteorological Data

Ek 2 WindPRO STATGEN modülü ve WASP ile yapılan sahanın rüzgâr istatistiklerinin hesaplama sonuçları

WindPRO version 2.6.0.235 Aug 2008

Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
03.01.2010 23:55 / 1

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

29.12.2009 13:04/2.6.0.235

STATGEN - Overview

Calculation: Yüksek Lisans / Rüzgar İstatistiği File: C:\WindPRO Data\PROJECTS\Yüksek Lisans Tezi\TR Rüzgar Ölçüm Direği - 60,00 m.wvs

Name

Rüzgar Ölçüm Direği - 60,00 m

Source

USER

Country

Turkey

Site Coordinates

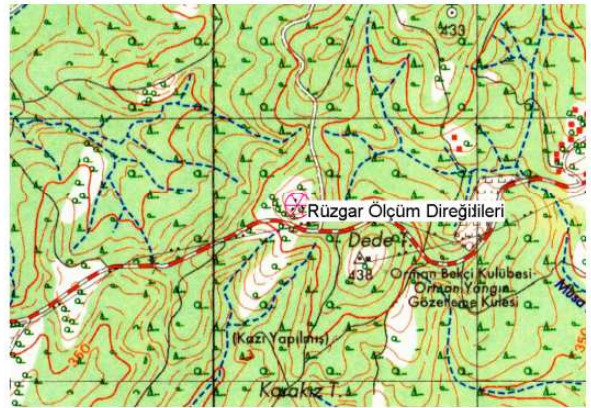
UTM ED50 Zone: 35 East: 450.320 North: 4.416.664

Site Data

Rüzgar İstatistiği Girdileri

Meteorological Data

Rüzgar Ölçüm Direği



Site Data

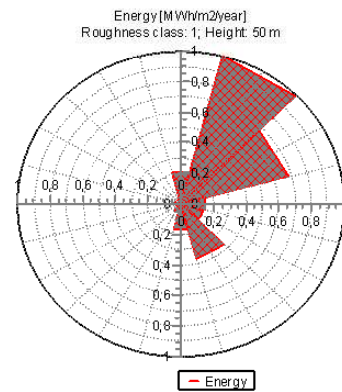
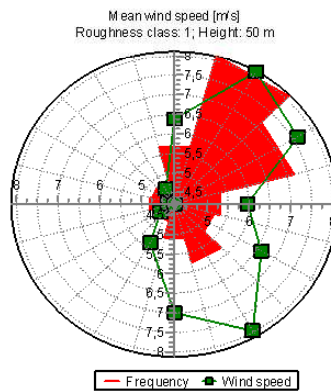
Scale 1:25,000
Meteorological Data

Mean wind speed [m/s]

Height [m]	Roughness class/Length			
	0	1	2	3
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,10 m	0,40 m
10,0	7,2	5,0	4,4	3,4
25,0	7,9	6,0	5,4	4,5
50,0	8,5	6,9	6,3	5,5
100,0	9,2	8,2	7,5	6,6
200,0	10,2	10,2	9,3	8,0

Wind energy [kWh/m2/year]

Height [m]	Roughness class/Length			
	0	1	2	3
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,10 m	0,40 m
10,0	3.326	1.273	840	406
25,0	4.277	2.048	1.488	885
50,0	5.214	2.917	2.235	1.464
100,0	6.770	4.676	3.563	2.371
200,0	9.457	9.168	6.804	4.381



WTG energy [kWh/m2/year]

Normal rated WTG (0.45 kW/m2)				
Height [m]	Roughness class/Length			
	0	1	2	3
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,10 m	0,40 m
10,0	1.144	468	-	-
25,0	1.363	753	574	-
50,0	1.531	1.053	854	595
100,0	1.724	1.456	1.240	938
200,0	-	-	1.738	1.399

High wind rated WTG (0.55 kW/m2)				
Height [m]	Roughness class/Length			
	0	1	2	3
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,10 m	0,40 m
10,0	1.250	469	-	-
25,0	1.517	793	590	-
50,0	1.716	1.140	910	613
100,0	1.944	1.628	1.367	1.008
200,0	-	-	1.961	1.560

Low wind rated WTG (0.35 kW/m2)				
Height [m]	Roughness class/Length			
	0	1	2	3
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,10 m	0,40 m
10,0	1.050	447	-	-
25,0	1.228	713	546	-
50,0	1.335	975	801	565
100,0	1.474	1.290	1.128	875
200,0	-	-	1.488	1.255

Key numbers

Wind energy is relative to 3300 kWh/m2/year for roughness class 1 and 50 m hub height

WTG energy is relative to 1025 kWh/m2/year for roughness class 1 and 50 m hub height

Name	Distance [km]	Wind energy [%]	WTG energy [%]
Current wind statistic		88,4	102,7

Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

03.01.2010 23:55 / 2

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

29.12.2009 13:04/2.6.0.235

STATGEN - Terrain**Calculation:** Yüksek Lisans / Rüzgar İstatistiği **Site Data:** Rüzgar İstatistiği Girdileri - Rüzgar İstatistiği Girdileri**Obstacles:**

0 Obstacles used

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

C:\WindPRO Data\PROJECTS\Çamlıca ve Salihler RES\ROUGHNESSLINE_Çamlıca RES_0.wpo

Min X: 446.929, Max X: 457.245, Min Y: 4.414.355, Max Y: 4.427.892, Width: 10.316 m, Height: 13.537 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

C:\WindPRO Data\PROJECTS\Çamlıca ve Salihler RES\CONTOURLINE_Çamlıca RES_1.wpo

Min X: 446.602, Max X: 457.243, Min Y: 4.414.095, Max Y: 4.427.966, Width: 10.641 m, Height: 13.871 m

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

Project: **YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi**

Printed Page: 03.01.2010 23:55 / 3

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
 Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
 TR-34437 Istanbul
 +90 212 249 82 82
 Ahmet Hatipoğlu
 Calculated:
 29.12.2009 13:04/2.6.0.235

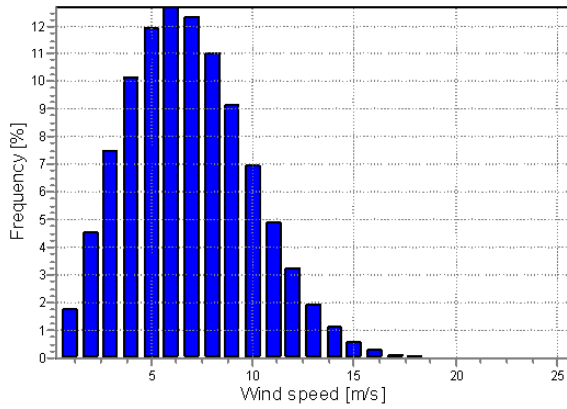
STATGEN - Wind Data Analysis

Calculation: Yüksek Lisans / Rüzgar İstatistiği Wind data: Rüzgar Ölçüm Direği - Rüzgar Ölçüm Direği; Hub height: 60,0

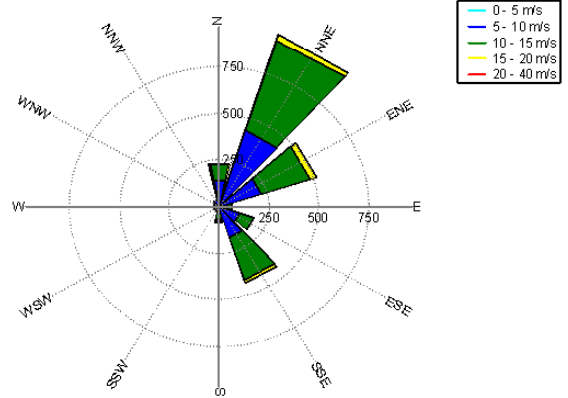
Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	Wind gradient exponent
0 N	7,24	6,43	2,593	11,2	0,000
1 NNE	8,91	7,98	3,175	27,5	0,000
2 ENE	8,17	7,25	2,507	16,9	0,000
3 E	5,60	4,98	1,829	5,0	0,000
4 ESE	8,09	7,24	3,154	7,1	0,000
5 SSE	9,21	8,26	3,279	11,2	0,000
6 S	6,35	5,66	1,743	4,2	0,000
7 SSW	5,51	4,89	1,850	2,5	0,000
8 WSW	4,97	4,40	1,966	2,6	0,000
9 W	4,98	4,42	2,453	4,1	0,000
10 WNW	4,83	4,30	2,786	3,8	0,000
11 NNW	5,50	4,88	2,552	4,1	0,000
All	7,71	6,83	2,402	100,0	

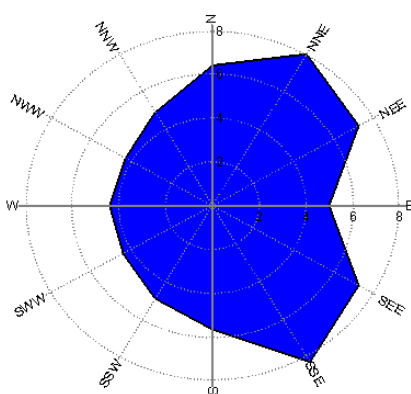
Weibull Distribution



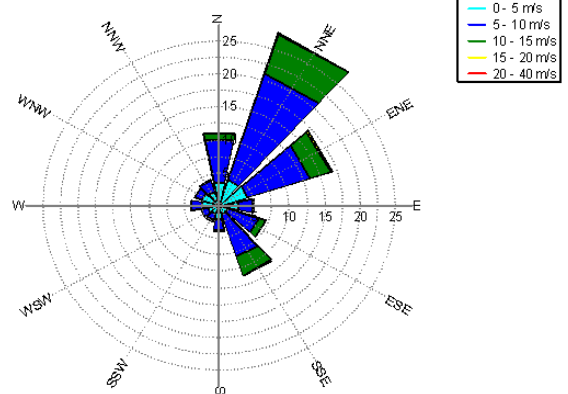
Energy Rose (kWh/m2/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Ek 3 WindPRO RESOURCE modülü ve WaSP ile yapılan sahanın rüzgâr haritasını belirleme çalışması raporu

WindPRO version 2.6.0.235 Aug 2008

Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

04.01.2010 00:04 / 1

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

29.12.2009 14:41/2.6.0.235

RESOURCE - Main result

Calculation: Yüksek Lisans Tezi

Wind statistics

TR Rüzgar Ölçüm Direği - 60,00 m.wws

Calculation uses following MAP files:

Name	Type	X min	Y min	X max	Y max
C:\...\PROJECTS\Çamlıca ve Salihler RES\ROUGHNESSLINE_Çamlıca RES_100.rsf	WindPRO roughness file	446.929	4.414.355	457.245	4.427.892
C:\...\PROJECTS\Çamlıca ve Salihler RES\CONTOURLINE_Çamlıca RES_100.rsf	WindPRO orography file	446.602	4.414.095	457.243	4.427.966

Calculation setup

	Radius [m]
Radius from site for roughness maps	20.000
Initial radius from site for orography maps	5.000
Minimum radius from site for orography maps	2.000
No obstacles	

RSF file

Name	X min	Y min	X max	Y max	Area [km2]	Resolution [m]	Heights [m]
C:\WindPRO Data\PROJECTS\Yüksek Lisans Tezi\Çamlıca ve Salihler RES_Res_100_Hub_80_90_0.rsf	449.831	4.415.152	456.940	4.418.893	26,6	100	80,0;90,0

Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

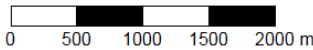
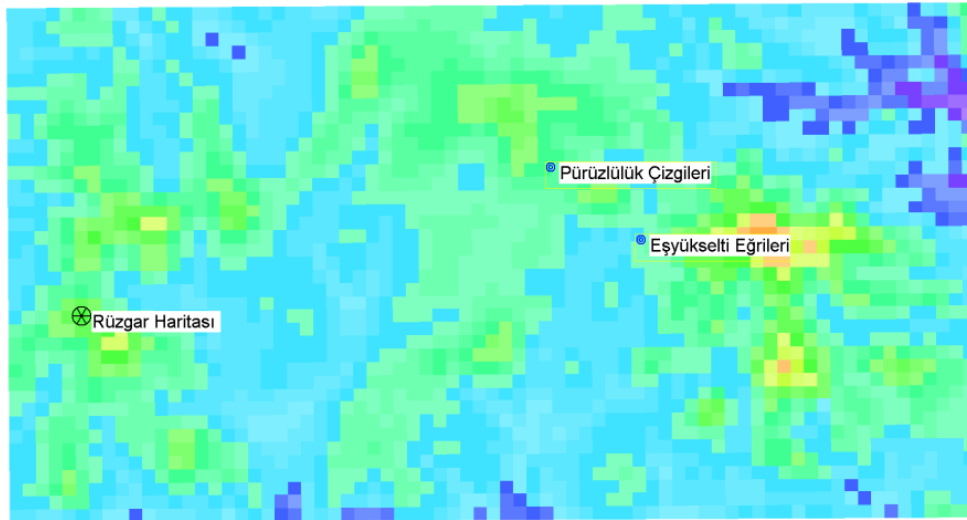
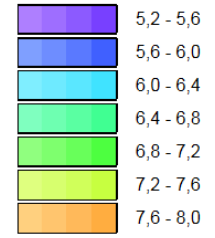
Printed Page
04.01.2010 00:04 / 2

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
29.12.2009 14:41/2.6.0.235

RESOURCE - Blank map

Calculation: Yüksek Lisans Tezi

Mean wind speed
[m/s] 80,0 m



Map: Blank map , Print scale 1:50.000, Map center UTM ED50 Zone: 35 East: 453.385 North: 4.417.022

Site Data

Pürüzlülük Çizgileri

Eşyükselti Eğrileri

Isolines showing: Mean wind speed Height: 80,0

—	1218,0 m/s	—	1934,2 m/s	—	2650,4 m/s	—	3366,7 m/s	—	4082,9 m/s
—	1576,1 m/s	—	2292,3 m/s	—	3008,6 m/s	—	3724,8 m/s	—	4441,0 m/s

Ek 4 Vestas V90 /2 MW rüzgâr türbinleri için WindPRO PARK modülü ve WAsP ile yapılan yıllık enerji üretimi hesaplamaları raporu

WindPRO version 2.6.0.235 Aug 2008

Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

04.01.2010 00:21 / 1

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.S.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - Main Result

Calculation: Yüksek Lisans V90

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

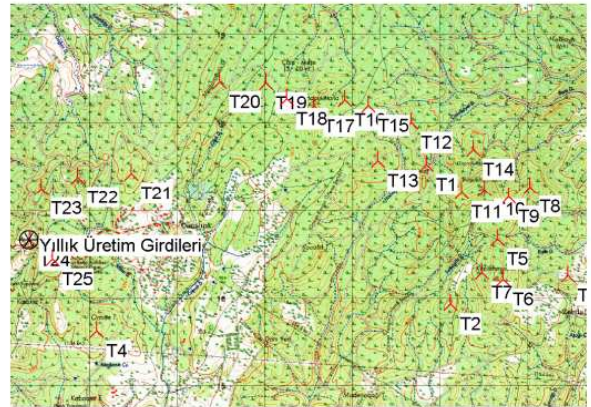
Air density calculation mode Individual per WTG
 Result for WTG at hub altitude 1,154 kg/m³ to 1,167 kg/m³
 Hub altitude above sea level (asl) 470,0 m to 585,0 m
 Annual mean temperature at hub alt. 12,1 °C to 12,9 °C
 Pressure at WTGs 945,1 hPa to 958,2 hPa

Wake Model Parameters

From angle [°] 345,0 15,0 45,0 75,0 105,0 135,0 165,0 195,0 225,0 255,0 285,0 315,0 Other
 To angle [°] 15,0 45,0 75,0 105,0 135,0 165,0 195,0 225,0 255,0 285,0 315,0 345,0 -
 Wake Decay Constant 0,103 0,100 0,082 0,081 0,091 0,093 0,100 0,100 0,097 0,092 0,114 0,103 0,100

Wind statistics

TR Rüzgar Ölçüm Direği - 60,00 m.wws



Scale 1:75.000

New WTG

Site Data

Key results for height 50,0 m above ground level

Terrain

UTM ED50 Zone: 35

East	North	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
Yıllık Üretim Girdileri	450.320	4.416.665	Yıllık Üretim Girdileri	WASP (RVEA0011 1, 0, 0, 13)	2,523	6,7
						1,4

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Annual Energy		Park		Capacity Factor for	
	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]	Mean WTG energy [MWh]	Result [%]	Result-10,0% [%]
Wind farm	164.893,1	148.403,8	95,0	6.595,7	37,6	33,9

Calculated Annual Energy for each of 25 new WTG's with total 50,0 MW rated power

Terrain	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy		Park			
	Valid	Manufact.					Type-generator	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]	
T1 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	5.690,8	5.122	94,0	6,8
T10 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.961,0	7.165	94,6	8,2
T11 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.156,9	6.441	92,1	7,8
T12 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	5.968,1	5.371	95,4	6,9
T13 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.245,2	5.621	93,0	7,2
T14 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.168,0	5.551	95,2	7,1
T15 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.129,7	5.517	95,7	7,0
T16 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.143,4	5.529	95,1	7,0
T17 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.571,6	5.914	95,6	7,3
T18 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.293,8	5.664	96,8	7,1
T19 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.042,2	5.438	95,4	7,0
T2 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.119,6	5.508	90,6	7,2
T20 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.509,6	5.859	98,0	7,1
T21 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.733,7	6.060	97,5	7,3
T22 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.096,4	6.387	98,0	7,5
T23 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.606,7	5.946	96,2	7,3
T24 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.566,4	5.910	92,2	7,4
T25 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.143,1	6.429	95,3	7,6
T3 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.711,4	6.040	99,5	7,2
T4 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.566,0	5.909	97,5	7,2
T5 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.118,6	5.507	91,7	7,2
T6 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.407,6	6.667	95,7	7,8
T7 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	6.198,2	5.578	98,6	7,3
T8 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.512,8	6.762	98,1	7,7
T9 Yıllık Üretim Girdileri	Yes	VESTAS	V90-2.000	2.000	90,0	95,0	EMD	Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005	7.232,4	6.509	93,2	7,8

Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

04.01.2010 00:21 / 2

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.S.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - Main Result

Calculation: Yüksek Lisans V90

WTG siting

UTM ED50 Zone: 35

	East	North	Z	Row data/Description
	UTM ED50 Zone: 35			
			[m]	
T1 New	454.844	4.417.529	400,0	T1
T10 New	455.508	4.417.247	490,0	T10
T11 New	455.244	4.417.210	471,9	T11
T12 New	454.674	4.418.008	420,0	T12
T13 New	454.290	4.417.576	430,0	T13
T14 New	455.381	4.417.704	425,0	T14
T15 New	454.183	4.418.196	436,5	T15
T16 New	453.919	4.418.261	440,0	T16
T17 New	453.566	4.418.190	455,0	T17
T18 New	453.255	4.418.274	437,3	T18
T19 New	453.015	4.418.451	430,0	T19
T2 New	455.118	4.415.942	410,0	T2
T20 New	452.489	4.418.467	435,0	T20
T21 New	451.483	4.417.424	420,0	T21
T22 New	450.873	4.417.381	430,0	T22
T23 New	450.456	4.417.256	420,0	T23
T24 New	450.327	4.416.665	420,0	T24
T25 New	450.586	4.416.446	435,0	T25
T3 New	456.457	4.416.262	375,0	T3
T4 New	451.088	4.415.634	382,4	T4
T5 New	455.652	4.416.681	425,0	T5
T6 New	455.716	4.416.220	440,8	T6
T7 New	455.479	4.416.296	420,0	T7
T8 New	456.025	4.417.279	450,0	T8
T9 New	455.781	4.417.161	455,0	T9

Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
04.01.2010 00:21 / 3

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
30.12.2009 01:59/2.6.0.235

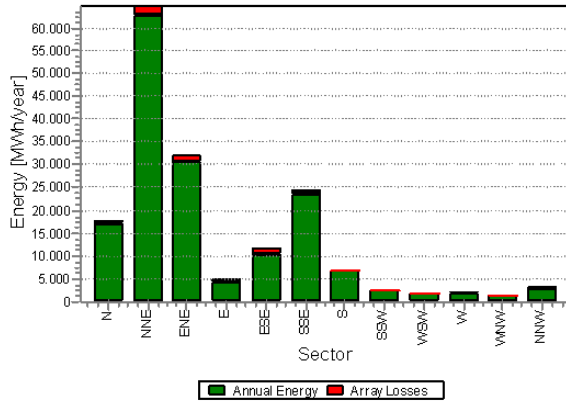
PARK - Production Analysis

Calculation: Yüksek Lisans V90 WTG: All new WTG's, Air density varies with WTG position 1,154 kg/m3 - 1,167 kg/m3

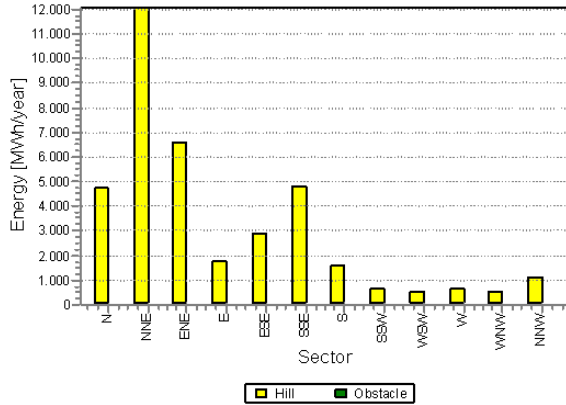
Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	13.124,6	52.742,6	25.319,2	3.252,6	8.631,6	19.608,5	5.295,1	1.950,4	1.277,9	1.416,6	1.018,7	1.999,6	135.637,3
+Increase due to hills [MWh]	4.721,6	12.054,6	6.574,9	1.763,0	2.909,0	4.826,7	1.582,6	676,3	528,2	672,4	553,2	1.107,0	37.969,7
-Decrease due to array losses [MWh]	796,1	1.979,8	1.411,4	657,8	1.348,5	1.144,6	274,9	127,5	138,6	359,6	249,8	225,3	8.713,9
Resulting energy [MWh]	17.050,1	62.817,4	30.482,6	4.357,8	10.192,1	23.290,6	6.602,9	2.499,3	1.667,5	1.729,4	1.322,0	2.881,4	164.893,0
Specific energy [kWh/m2]													1,037
Specific energy [kWh/kW]													3,298
Increase due to hills [%]	36,0	22,9	26,0	54,2	33,7	24,6	29,9	34,7	41,3	47,5	54,3	55,4	28,0
Decrease due to array losses [%]	4,5	3,1	4,4	13,1	11,7	4,7	4,0	4,9	7,7	17,2	15,9	7,3	5,0
Utilization [%]	36,3	32,7	32,2	33,2	34,7	32,9	31,8	36,0	37,9	34,6	34,8	38,9	33,3
Operational [Hours/year]	926	2.233	1.344	429	549	851	385	224	224	321	290	335	8.111
Full Load Equivalent [Hours/year]	341	1.256	610	87	204	466	132	50	33	35	26	58	3.298

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector



Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

04.01.2010 00:21 / 4

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.S.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

30.12.2009 01:59/2.6.0.235

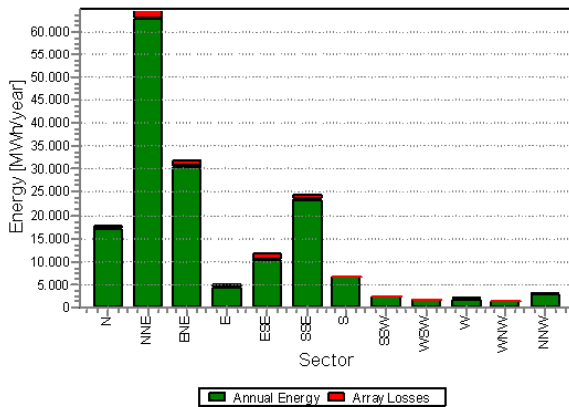
PARK - Production Analysis

Calculation: Yüksek Lisans V90 **WTG:** All WTG's, Air density varies with WTG position 1,154 kg/m3 - 1,167 kg/m3

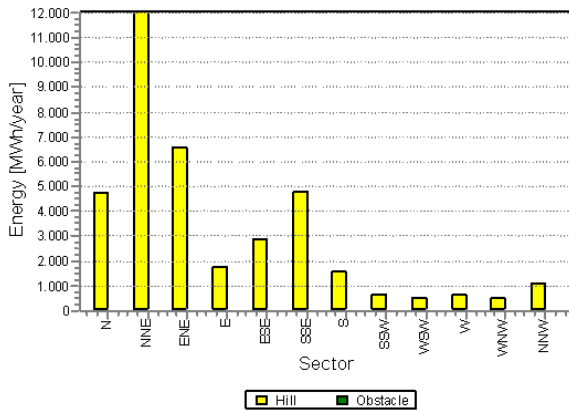
Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	13.124,6	52.742,6	25.319,2	3.252,6	8.631,6	19.608,5	5.295,1	1.950,4	1.277,9	1.416,6	1.018,7	1.999,6	135.637,3
+Increase due to hills [MWh]	4.721,6	12.054,6	6.574,9	1.763,0	2.909,0	4.826,7	1.582,6	676,3	528,2	672,4	553,2	1.107,0	37.969,7
-Decrease due to array losses [MWh]	796,1	1.979,8	1.411,4	657,8	1.348,5	1.144,6	274,9	127,5	138,6	359,6	249,8	225,3	8.713,9
Resulting energy [MWh]	17.050,1	62.817,4	30.482,6	4.357,8	10.192,1	23.290,6	6.602,9	2.499,3	1.667,5	1.729,4	1.322,0	2.881,4	164.893,0
Specific energy [kWh/m2]													1.037
Specific energy [kWh/kW]													3.298
Increase due to hills [%]		36,0	22,9	26,0	54,2	33,7	24,6	29,9	34,7	41,3	47,5	54,3	28,0
Decrease due to array losses [%]		4,5	3,1	4,4	13,1	11,7	4,7	4,0	4,9	7,7	17,2	16,9	5,0
Utilization [%]		36,3	32,7	32,2	33,2	34,7	32,9	31,8	36,0	37,9	34,6	34,8	33,3
Operational [Hours/year]		926	2.233	1.344	429	549	851	385	224	224	321	290	335
Full Load Equivalent [Hours/year]		341	1.256	610	87	204	466	132	50	33	35	26	58

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector



Project: **YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi**

Printed/Page
04.01.2010 00:21 / 5

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Yüksek Lisans V90 WTG: T1 - VESTAS V90 2000 90.0 !O! Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005, Hub height: 95,0 m

Name: Level 0 - 80m hub - Mode 0 - 06-2005
Source: Manufacturer

Source/Date Created by Created Edited Stop wind speed Power control CT curve type
[m/s]
27.06.2005 EMD 23.08.2004 14.11.2005 25,0 Pitch User defined

Item no. 950019.R4 dated 2005-06-27. Different stop wind speed depending on hub height. This is for 80m hub height.
Please contact Vestas for information on latest power curve.

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

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value	[MWh]	2.933	4.570	6.270	7.885	9.212	10.403
T1	[MWh]	3.172	4.894	6.580	8.095	9.383	10.426
Check value	[%]	-8	-7	-5	-3	-2	0

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTG's performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

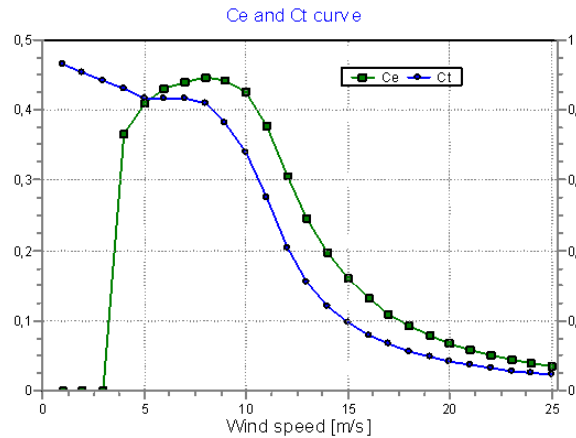
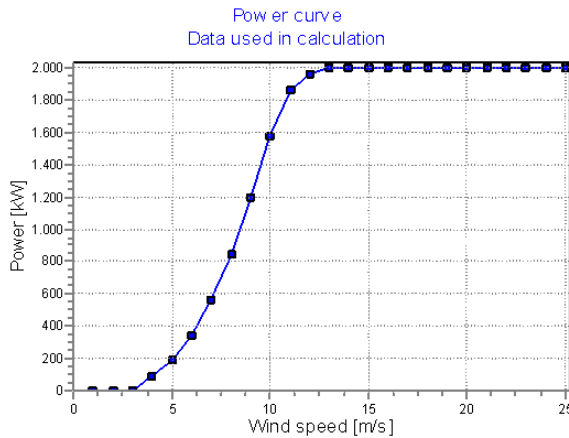
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
4,0	91,0	0,36	4,0	0,86
5,0	200,0	0,41	5,0	0,84
6,0	362,0	0,43	6,0	0,84
7,0	588,0	0,44	7,0	0,84
8,0	889,0	0,45	8,0	0,82
9,0	1.256,0	0,44	9,0	0,76
10,0	1.637,0	0,42	10,0	0,68
11,0	1.904,0	0,37	11,0	0,55
12,0	1.988,0	0,30	12,0	0,41
13,0	1.999,0	0,24	13,0	0,31
14,0	2.000,0	0,20	14,0	0,24
15,0	2.000,0	0,16	15,0	0,19
16,0	2.000,0	0,13	16,0	0,16
17,0	2.000,0	0,11	17,0	0,13
18,0	2.000,0	0,09	18,0	0,11
19,0	2.000,0	0,08	19,0	0,10
20,0	2.000,0	0,07	20,0	0,08
21,0	2.000,0	0,06	21,0	0,07
22,0	2.000,0	0,05	22,0	0,06
23,0	2.000,0	0,04	23,0	0,06
24,0	2.000,0	0,04	24,0	0,05
25,0	2.000,0	0,03	25,0	0,05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,164 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	0,0	0,00	2,50-3,50	12,9	12,9	0,2
4,0	86,5	0,36	3,50-4,50	76,9	89,8	1,6
5,0	190,1	0,41	4,50-5,50	199,6	289,4	5,1
6,0	344,0	0,43	5,50-6,50	367,3	656,7	11,5
7,0	558,8	0,44	6,50-7,50	571,3	1.227,9	21,6
8,0	844,9	0,45	7,50-8,50	771,3	1.999,3	35,1
9,0	1.193,7	0,44	8,50-9,50	902,5	2.901,8	51,0
10,0	1.573,4	0,42	9,50-10,50	900,9	3.802,7	66,8
11,0	1.854,7	0,38	10,50-11,50	751,5	4.554,2	80,0
12,0	1.962,3	0,31	11,50-12,50	524,4	5.078,6	89,2
13,0	1.999,0	0,25	12,50-13,50	315,3	5.393,9	94,8
14,0	2.000,0	0,20	13,50-14,50	167,2	5.561,1	97,7
15,0	2.000,0	0,16	14,50-15,50	78,8	5.639,9	99,1
16,0	2.000,0	0,13	15,50-16,50	32,9	5.672,8	99,7
17,0	2.000,0	0,11	16,50-17,50	12,2	5.685,1	99,9
18,0	2.000,0	0,09	17,50-18,50	4,1	5.689,1	100,0
19,0	2.000,0	0,08	18,50-19,50	1,2	5.690,4	100,0
20,0	2.000,0	0,07	19,50-20,50	0,3	5.690,7	100,0
21,0	2.000,0	0,06	20,50-21,50	0,1	5.690,8	100,0
22,0	2.000,0	0,05	21,50-22,50	0,0	5.690,8	100,0
23,0	2.000,0	0,04	22,50-23,50	0,0	5.690,8	100,0
24,0	2.000,0	0,04	23,50-24,50	0,0	5.690,8	100,0
25,0	2.000,0	0,03	24,50-25,50	0,0	5.690,8	100,0



Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

04.01.2010 00:21 / 6

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 İstanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - Terrain**Calculation:** Yüksek Lisans V90 **Site Data:** Yıllık Üretim Girdileri - Yıllık Üretim Girdileri**Obstacles:**

0 Obstacles used

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

C:\WindPRO Data\PROJECTS\Çamlıca ve Salihler RES\ROUGHNESSLINE_Çamlıca RES_0.wpo

Min X: 446.929, Max X: 457.245, Min Y: 4.414.355, Max Y: 4.427.892, Width: 10.316 m, Height: 13.537 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

C:\WindPRO Data\PROJECTS\Çamlıca ve Salihler RES\CONTOURLINE_Çamlıca RES_1.wpo

Min X: 446.602, Max X: 457.243, Min Y: 4.414.095, Max Y: 4.427.966, Width: 10.641 m, Height: 13.871 m

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

Project: **YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi**

Printed/Page
04.01.2010 00:21 / 7

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Yüksek Lisans V90 Wind data: Yıllık Üretim Girdileri - Yıllık Üretim Girdileri; Hub height: 60,0

Site Coordinates

UTM ED50 Zone: 35 East: 450.320 North: 4.416.665

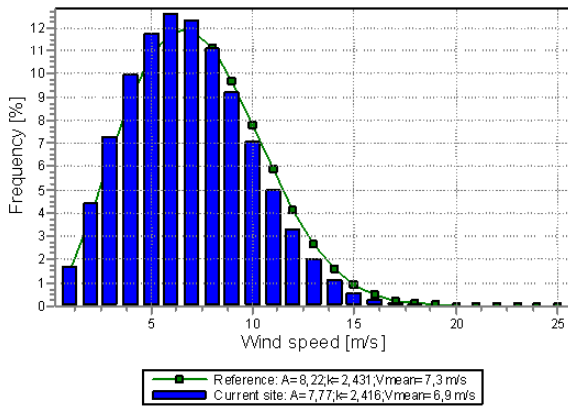
Wind statistics

TR Rüzgar Ölçüm Direği - 60,00 m.wws

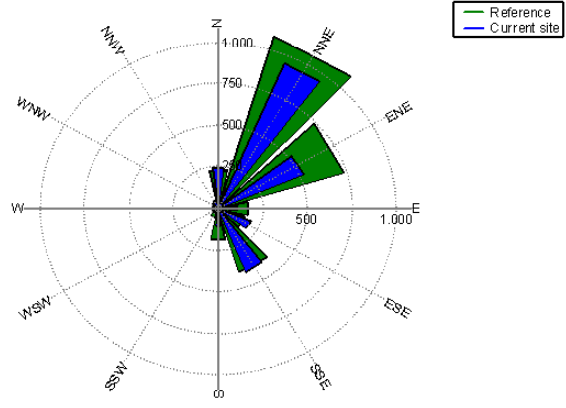
Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,36	6,54	2,584	11,1	7,56	2,542	9,7
1 NNE	8,92	7,98	3,107	26,6	9,54	3,113	24,9
2 ENE	8,22	7,29	2,498	16,6	9,02	2,715	18,9
3 E	6,30	5,59	1,916	5,9	7,08	2,054	7,3
4 ESE	8,17	7,30	3,018	7,2	7,80	2,937	6,4
5 SSE	9,19	8,22	3,162	10,6	9,35	3,245	10,0
6 S	6,88	6,10	1,900	4,5	8,30	2,389	5,8
7 SSW	5,60	4,97	1,854	2,6	6,36	1,839	3,1
8 WSW	5,08	4,51	2,006	2,7	5,46	1,974	2,7
9 W	5,07	4,49	2,412	4,1	5,19	2,409	3,7
10 WNW	4,96	4,41	2,697	3,8	4,98	2,705	3,6
11 NNW	5,81	5,15	2,396	4,4	5,53	2,555	3,9
All	7,77	6,89	2,416	100,0	8,22	2,431	100,0

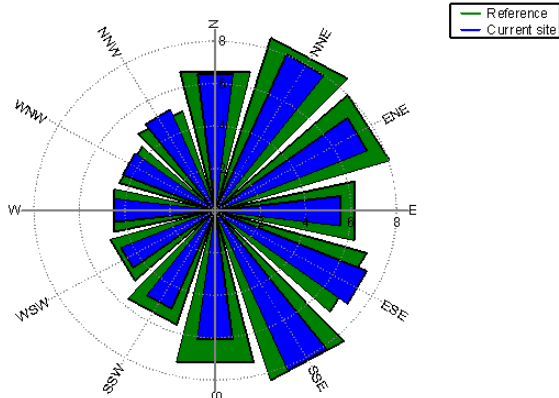
Weibull Distribution



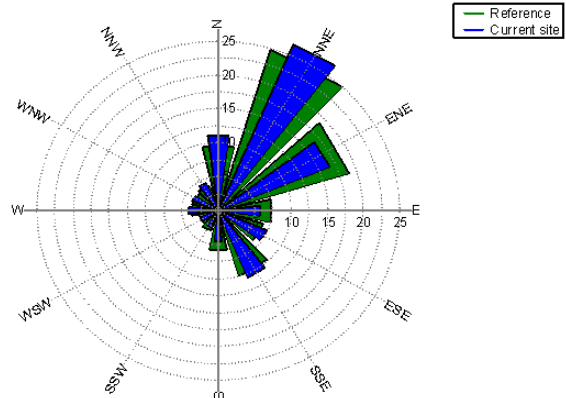
Energy Rose (kWh/m2/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
04.01.2010 00:21 / 8

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 Istanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - Wind Data Analysis

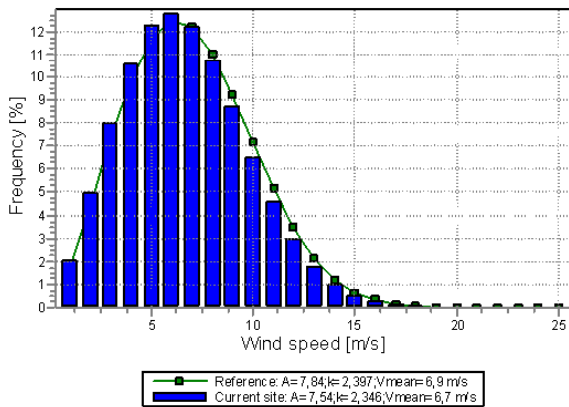
Calculation: Yüksek Lisans V90 Wind data: Yıllık Üretim Girdileri - Yıllık Üretim Girdileri; Hub height: 50,0

Site Coordinates
UTM ED50 Zone: 35 East: 450.320 North: 4.416.665
Wind statistics
TR Rüzgar Ölçüm Direği - 60,00 m.wws

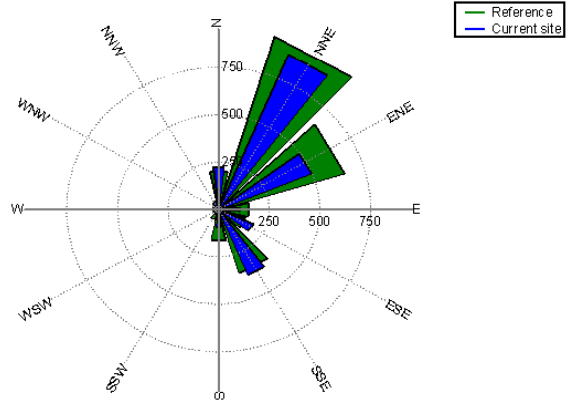
Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,13	6,32	2,498	11,1	7,21	2,500	9,7
1 NNE	8,68	7,75	2,998	26,6	9,11	3,060	24,9
2 ENE	7,99	7,09	2,412	16,7	8,60	2,670	18,9
3 E	6,13	5,45	1,854	5,9	6,75	2,020	7,3
4 ESE	7,96	7,10	2,920	7,2	7,44	2,890	6,4
5 SSE	8,91	7,96	3,053	10,5	8,92	3,190	10,0
6 S	6,65	5,91	1,834	4,5	7,91	2,350	5,8
7 SSW	5,42	4,82	1,791	2,6	6,06	1,810	3,1
8 WSW	4,93	4,37	1,936	2,7	5,20	1,940	2,7
9 W	4,92	4,36	2,326	4,1	4,95	2,370	3,7
10 WNW	4,82	4,28	2,600	3,8	4,75	2,660	3,6
11 NNW	5,62	4,98	2,314	4,4	5,27	2,510	3,9
All	7,54	6,68	2,346	100,0	7,84	2,397	100,0

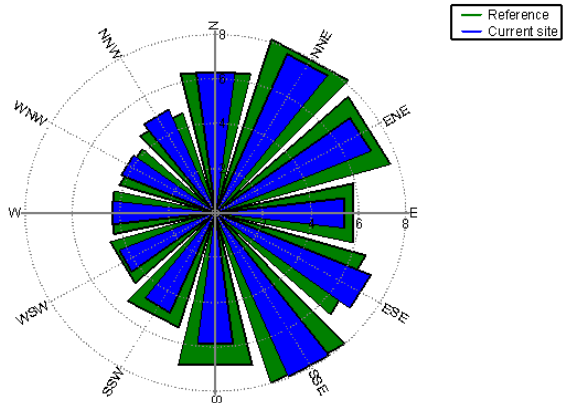
Weibull Distribution



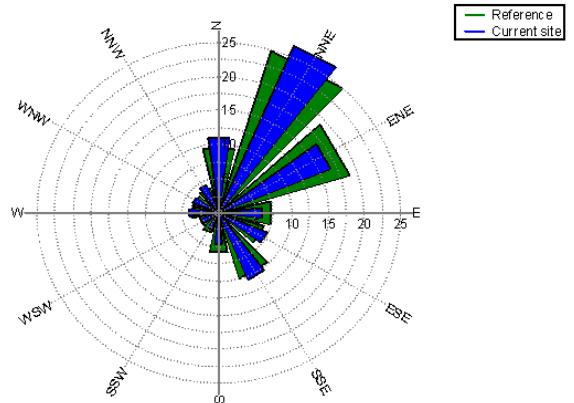
Energy Rose (kWh/m2/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
04.01.2010 00:21 / 9

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.S.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu

Calculated:
30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - Park power curve

Calculation: Yüksek Lisans V90

Wind speed [m/s]	Power														
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]	
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3,5	874	633	663	696	662	490	475	594	664	688	654	482	486	600	
4,5	3.483	3.056	3.148	3.186	3.078	2.648	2.697	3.059	3.148	3.177	3.091	2.680	2.792	3.081	
5,5	6.727	6.026	6.157	6.226	6.073	5.431	5.488	6.003	6.158	6.210	6.082	5.471	5.611	6.033	
6,5	11.371	10.226	10.440	10.552	10.298	9.265	9.350	10.190	10.442	10.526	10.313	9.324	9.543	10.237	
7,5	17.679	15.944	16.270	16.437	16.054	14.484	14.621	15.893	16.273	16.399	16.079	14.576	14.907	15.965	
8,5	25.674	23.341	23.790	24.005	23.497	21.327	21.524	23.291	23.793	23.957	23.537	21.463	21.932	23.397	
9,5	34.760	32.110	32.643	32.875	32.297	29.706	29.961	32.097	32.644	32.823	32.355	29.891	30.489	32.232	
10,5	43.037	40.891	41.385	41.543	41.053	38.649	38.950	40.981	41.381	41.510	41.137	38.874	39.527	41.129	
11,5	47.842	46.881	47.139	47.187	46.951	45.667	45.903	47.003	47.132	47.177	47.014	45.862	46.290	47.083	
12,5	49.561	49.304	49.371	49.384	49.319	48.985	49.053	49.337	49.369	49.383	49.335	49.046	49.156	49.357	
13,5	49.988	49.972	49.982	49.981	49.971	49.924	49.937	49.981	49.983	49.983	49.975	49.935	49.958	49.984	
14,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	49.999	49.999	50.000	50.000	50.000	50.000	49.999	50.000	50.000	
15,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
16,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
17,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
18,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
19,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
20,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
21,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
22,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
23,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
24,5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in WindPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in WindPRO (PPV-model).

Note:

From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

Project:

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page

04.01.2010 00:21 / 10

Licensed user:

Akenerji Elektrik Üretim A.S.

Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu

TR-34437 Istanbul

+90 212 249 82 82

Ahmet Hatipoğlu

Calculated:

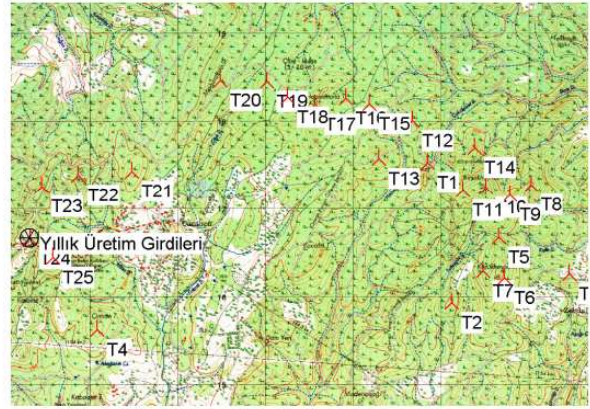
30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - WTG distances

Calculation: Yüksek Lisans V90

WTG distances

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in
[m]		[m]	[m]	rotor diameters
T1 400,0	T12 420,0		508	5,6
T10 490,0	T11 471,9		267	3,0
T11 471,9	T10 490,0		267	3,0
T12 420,0	T1 400,0		508	5,6
T13 430,0	T1 400,0		556	6,2
T14 425,0	T10 490,0		474	5,3
T15 436,5	T16 440,0		272	3,0
T16 440,0	T15 436,5		272	3,0
T17 455,0	T18 437,3		322	3,6
T18 437,3	T19 430,0		298	3,3
T19 430,0	T18 437,3		298	3,3
T2 410,0	T7 420,0		506	5,6
T20 435,0	T19 430,0		526	5,8
T21 420,0	T22 430,0		612	6,8
T22 430,0	T23 420,0		435	4,8
T23 420,0	T22 430,0		435	4,8
T24 420,0	T25 435,0		339	3,8
T25 435,0	T24 420,0		339	3,8
T3 375,0	T6 440,8		743	8,3
T4 382,4	T25 435,0		955	10,6
T5 425,0	T7 420,0		422	4,7
T6 440,8	T7 420,0		249	2,8
T7 420,0	T6 440,8		249	2,8
T8 450,0	T9 455,0		271	3,0
T9 455,0	T8 450,0		271	3,0



New WTG

Site Data

Scale 1:75.000

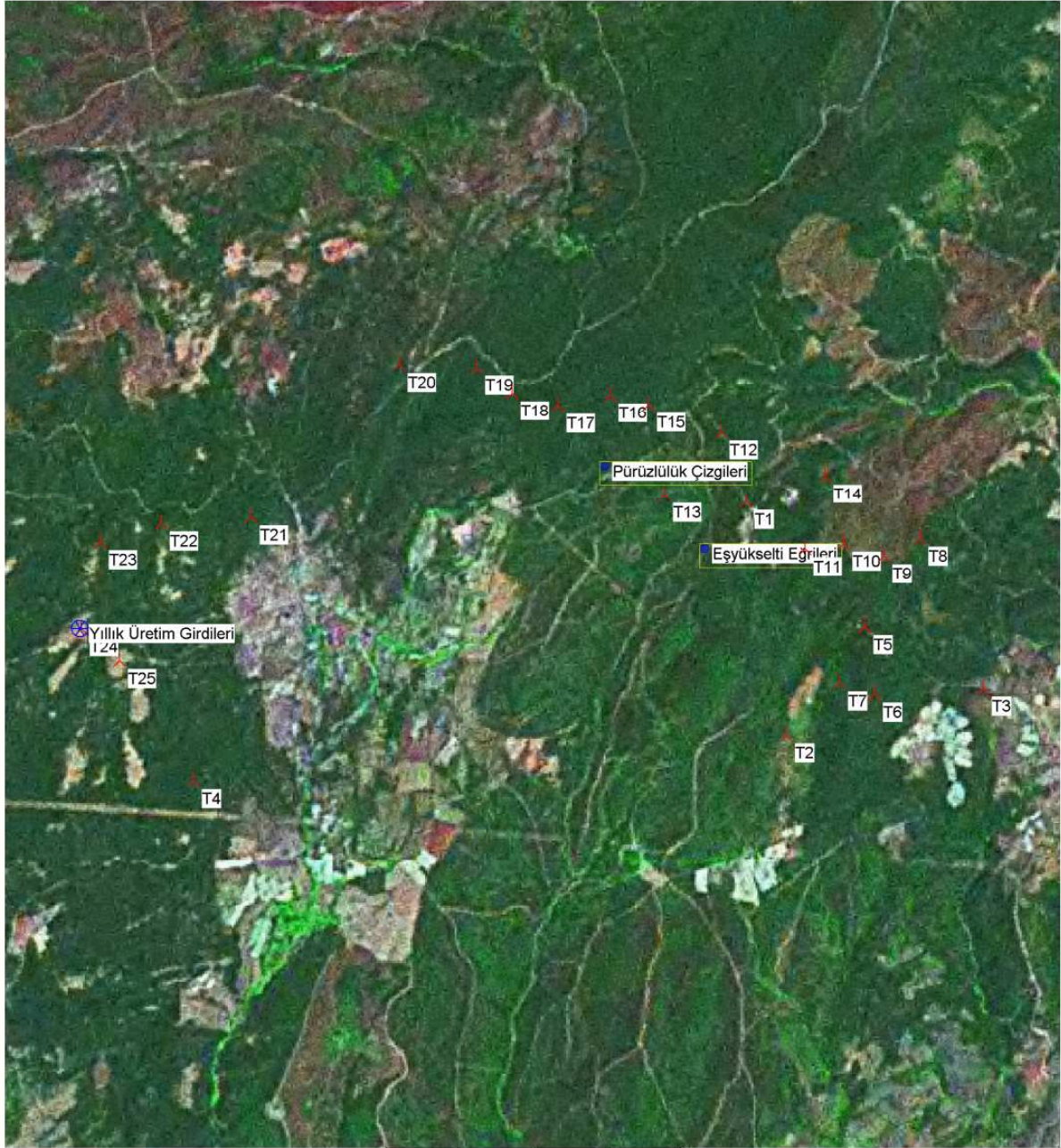
Project:
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ Yüksek Lisans Tezi Projesi

Printed/Page
04.01.2010 00:21 / 11

Licensed user:
Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.
Miralay Sefik Bey Sokak No:15/1, Akhan Kat. 3-4, Gümüssuyu
TR-34437 İstanbul
+90 212 249 82 82
Ahmet Hatipoğlu
Calculated:
30.12.2009 01:59/2.6.0.235

PARK - DynMap2648-937

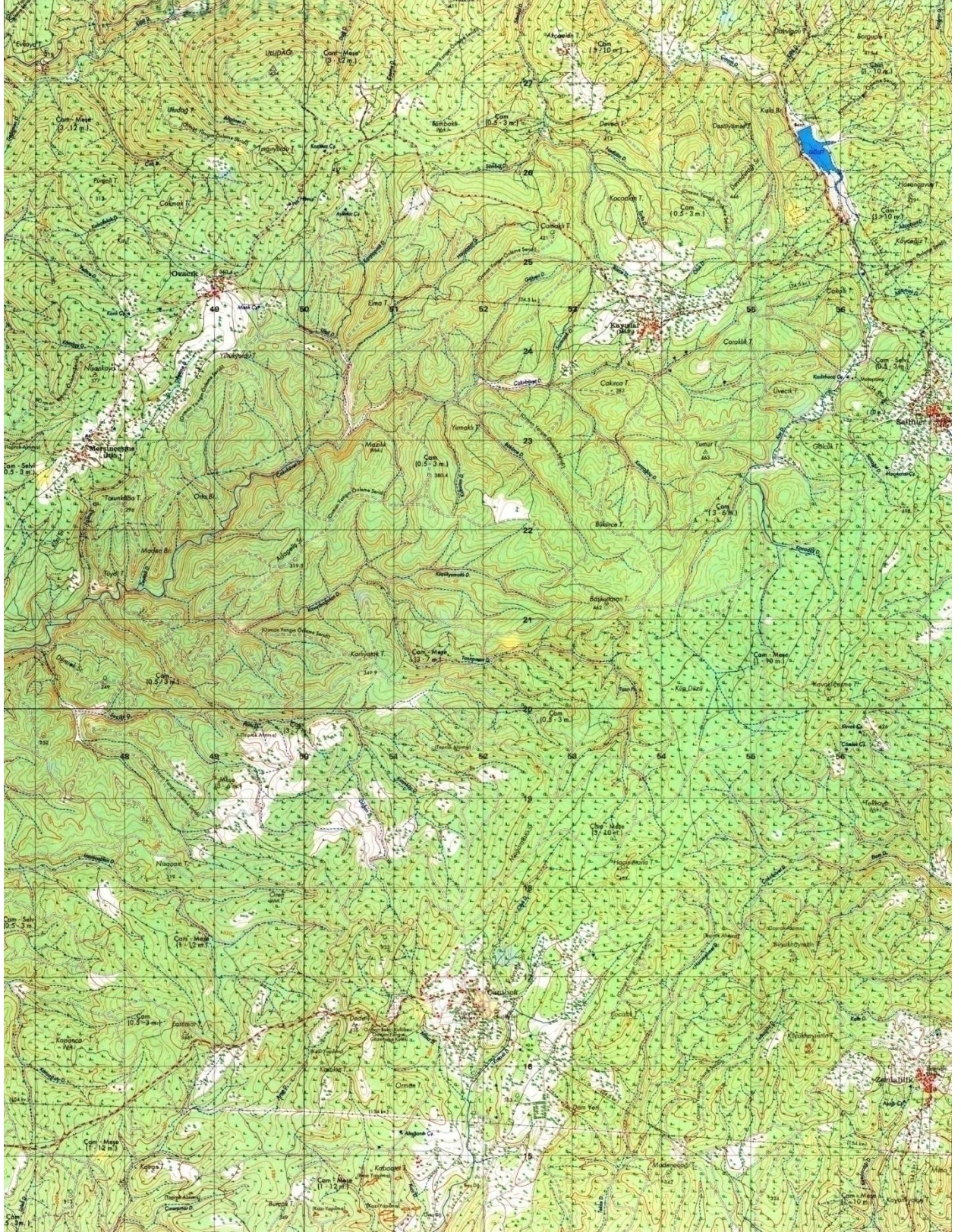
Calculation: Yüksek Lisans V90 File: DynMap2648-937.bmi



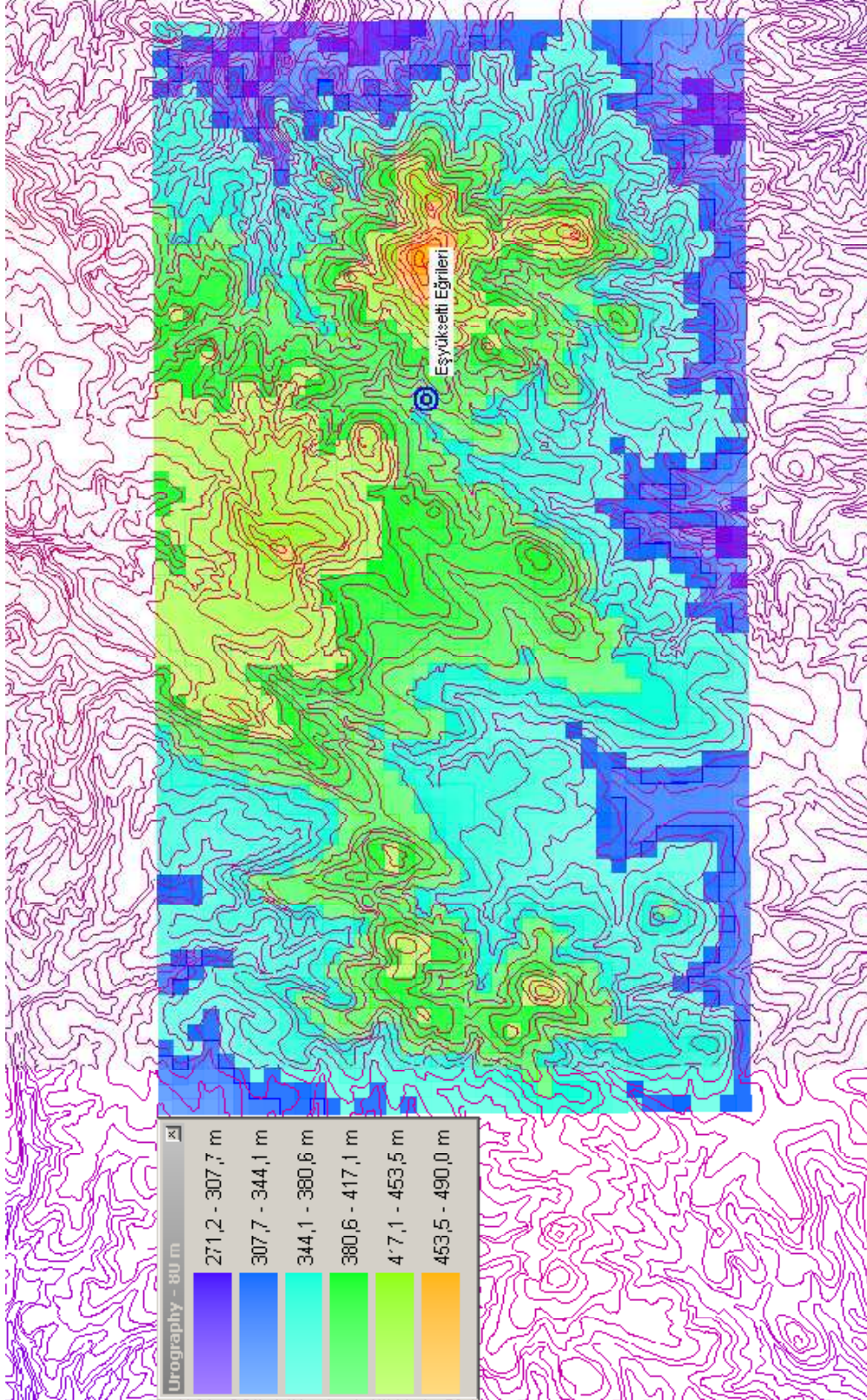
0 500 1000 1500 2000 m

Map: WindPRO map, Print scale 1:40.000, Map center UTM ED50 Zone: 35 East: 453.389 North: 4.417.050

- ▲ New WTG
- ⊙ Pürüzlülük Çizgileri
- ⊙ Eşyüksekti Eğrileri
- ⊙ Site Data

Ek 5 Proje bulunduğu bölgenin 1/25.000 ölçekli fiziki haritası

Ek 6 Proje sahasının sayısal topografik haritasındaki yükseltelerin renk skalası ile gösterimi

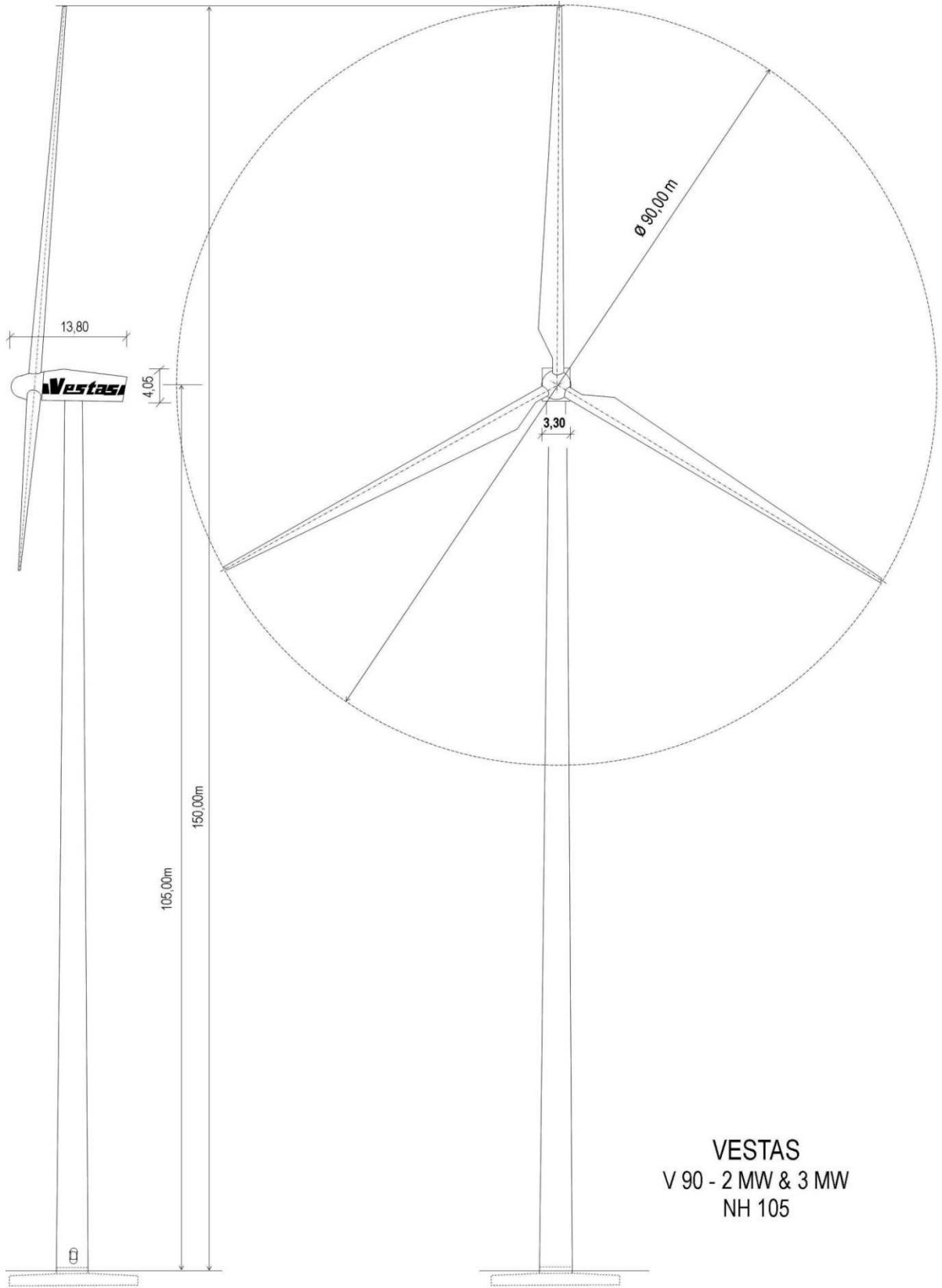


Ek 7 Proje sahasındaki rüzgâr ölçüm direğinden alınan ham rüzgâr verisi örneği

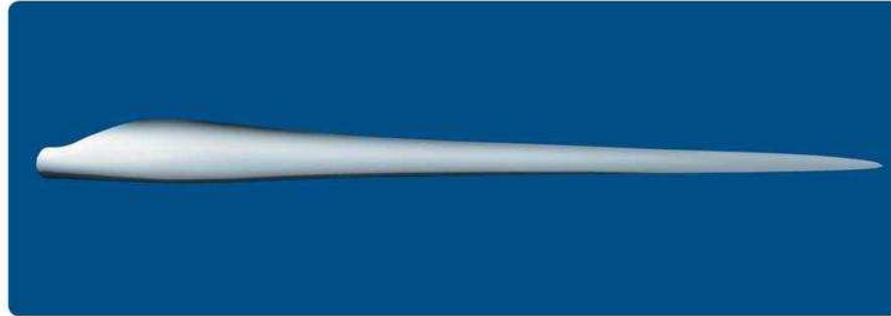
```

Logger configuration: logger#99 scan=01s store=0600scan(s)
calibration settings: s1s1lope0481 s2slope0481 s3offset023 s4offset023 s5offset023 s6slope0481 s7slope0481 s8slope0481
date      time      s1a s1x s1y s1z s2a s2x s2y s2z s3a s3x s3y s3z s4a s4x s4y s4z s5a s5x s5y s5z s6a s6x s6y s6z s7a s7x s7y s7z s8a s8x s8y s8z
06.12.2009 00:03:00 78 88 64 4 70 83 53 5 60 75 41 6 47 58 360 5 48 76 27 7 0 0 0 2826 2826 2824 0 961 961 0 49 49 49 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 00:13:00 81 92 62 5 73 88 49 7 65 88 38 45 58 360 7 48 77 18 7 0 0 0 2824 2826 2824 0 961 961 0 49 43 49 0 120 120 120 0 85 85 85 85
06.12.2009 00:23:00 77 86 59 5 66 83 48 6 57 79 33 8 50 62 360 4 53 82 34 6 0 0 0 2826 2826 2822 0 961 961 0 49 43 49 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 00:33:00 77 89 63 4 70 82 53 5 61 84 35 8 44 52 360 6 46 66 18 7 0 0 0 2822 2824 2822 0 961 961 0 49 49 48 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 00:43:00 76 91 60 6 67 86 48 7 57 76 32 7 43 55 360 5 46 74 22 7 0 0 0 2824 2824 2822 0 961 961 0 48 43 48 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 00:53:00 70 87 51 6 63 79 44 6 54 81 79 8 45 66 71 6 51 82 5 8 0 0 0 2822 2822 2822 0 961 961 0 48 48 48 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 01:03:00 68 87 52 7 61 77 46 6 54 74 36 7 45 66 360 6 52 87 15 8 0 0 0 2822 2822 2820 0 961 961 0 48 43 48 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 01:13:00 67 81 47 6 60 78 44 6 53 77 35 6 43 67 27 5 45 59 5 7 0 0 0 2820 2820 2820 0 961 961 0 48 48 48 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 01:23:00 67 88 50 7 61 83 48 6 54 80 36 7 47 65 26 5 50 57 16 8 0 0 0 2820 2820 2820 0 961 961 0 48 48 48 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 01:33:00 63 76 47 6 58 70 42 5 52 65 38 5 43 63 360 5 51 80 37 5 0 0 0 2820 2820 2820 0 961 961 0 48 43 48 0 120 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 01:43:00 63 79 39 6 57 72 42 6 47 63 27 7 53 69 35 5 56 58 35 8 0 0 0 2818 2818 2817 0 961 962 961 0 48 48 48 0 119 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 01:53:00 62 75 48 6 54 68 36 5 46 62 31 5 50 66 360 6 54 77 25 8 0 0 0 2817 2816 0 962 962 962 0 48 43 48 0 119 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 02:03:00 66 83 48 6 60 77 44 6 50 67 27 7 45 66 28 6 47 78 360 9 0 0 0 2816 2817 2820 0 962 962 961 0 48 43 48 0 119 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 02:13:00 72 98 46 9 63 85 41 0 55 83 32 0 36 56 12 6 34 60 35 5 0 0 0 2817 2820 2820 0 961 962 961 0 48 43 48 0 119 113 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 02:23:00 86 105 55 7 77 97 46 9 66 88 38 10 36 55 360 5 36 73 8 9 0 0 0 2820 2821 2820 0 962 962 961 0 48 48 48 0 119 120 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 02:33:00 87 111 54 10 78 106 54 10 60 105 37 12 34 58 5 6 36 74 35 6 10 0 0 2821 2823 2821 0 962 962 961 0 48 48 48 0 119 116 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 02:43:00 84 109 43 1 7 103 45 1 6 102 37 1 32 56 8 5 34 9 284 11 0 0 0 2823 2824 2823 0 962 962 961 0 48 48 48 0 119 116 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 02:53:00 82 105 54 10 71 07 44 11 61 85 37 10 32 60 360 7 34 60 360 11 0 0 0 2824 2824 2824 0 962 962 961 0 48 48 48 0 119 116 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 03:03:00 78 105 55 9 71 103 40 10 63 91 33 12 35 60 360 3 38 76 360 11 0 0 0 2824 2826 2824 0 962 962 962 0 48 48 48 0 119 116 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 03:13:00 84 111 53 13 77 110 45 12 67 106 35 13 34 77 360 8 36 84 348 11 0 0 0 2826 2827 2826 0 962 962 961 0 48 48 48 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 03:23:00 88 113 55 1 80 110 45 12 72 104 42 12 32 53 360 8 33 69 291 12 0 0 0 2827 2829 2827 0 961 961 961 0 48 48 48 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 03:33:00 82 101 63 1 82 111 53 12 74 99 43 11 34 52 360 9 36 72 6 0 0 0 2829 2829 2828 0 961 961 961 0 48 48 48 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 03:43:00 82 111 53 9 74 100 54 9 67 91 43 9 30 55 360 16 38 62 295 9 0 0 0 2828 2829 2828 0 961 961 961 0 48 48 48 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 03:53:00 77 114 43 1 7 106 41 1 6 98 34 12 35 59 360 12 40 76 12 10 0 0 2829 2830 2829 0 961 961 961 0 48 48 48 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 04:03:00 86 112 60 10 78 105 52 10 67 96 37 10 36 66 360 7 36 66 353 10 0 0 0 2830 2830 2830 0 961 962 961 0 48 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 04:13:00 90 117 63 1 83 110 53 1 7 110 37 13 34 57 360 8 34 65 350 11 0 0 0 2830 2833 2830 0 962 962 961 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 04:23:00 86 117 49 12 78 115 49 12 69 104 32 13 32 66 360 8 33 77 353 11 0 0 0 2833 2833 2833 0 961 962 961 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 04:33:00 80 115 43 14 73 109 41 13 63 110 26 16 31 72 360 9 28 184 321 14 0 0 0 2833 2833 2832 0 962 962 962 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 04:43:00 76 105 35 12 69 93 45 10 61 92 33 10 31 58 357 3 37 74 348 12 0 0 0 2832 2832 2831 0 962 962 962 0 49 49 49 0 119 116 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 04:53:00 89 117 61 1 82 109 40 12 73 108 38 13 3 60 360 8 36 75 6 9 0 0 0 2831 2832 2831 0 962 962 962 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 05:03:00 94 120 59 1 87 120 57 13 78 117 45 14 32 51 360 8 32 74 350 10 0 0 0 2832 2834 2832 0 962 962 961 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 05:13:00 86 117 52 12 78 112 43 13 71 107 30 14 33 55 360 8 33 65 356 9 0 0 0 2834 2834 2832 0 961 962 961 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 05:23:00 83 113 43 13 76 109 43 13 67 99 33 12 32 66 360 10 35 82 336 11 0 0 0 2832 2833 2832 0 962 962 962 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 05:33:00 83 114 32 13 74 109 43 13 67 100 30 13 30 59 360 10 32 75 320 12 0 0 0 2833 2833 2833 0 962 962 962 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 05:43:00 91 129 52 13 86 118 40 14 76 111 33 14 31 66 360 15 39 99 333 13 0 0 0 2835 2837 2835 0 962 962 961 0 49 49 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 05:53:00 88 127 43 1 82 119 35 16 74 118 27 18 2 11 34 70 339 13 0 0 0 2837 2837 2837 0 961 962 961 0 49 50 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 06:03:00 96 131 55 13 90 126 52 13 79 122 33 15 33 56 360 8 34 82 294 13 0 0 0 2837 2837 2835 0 962 962 962 0 50 50 50 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 06:13:00 97 142 55 16 91 132 49 13 80 124 32 18 30 58 358 10 29 82 348 12 0 0 0 2835 2835 2835 0 962 962 962 0 50 50 50 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 06:23:00 97 129 49 16 91 132 51 15 83 128 40 16 31 56 360 10 3 66 335 1 0 0 0 2835 2836 2835 0 962 962 962 0 50 50 50 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 06:33:00 81 116 43 15 7 110 41 15 67 107 33 15 29 59 355 1 3 80 345 14 0 0 0 2836 2836 2833 0 962 962 962 0 50 50 50 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 06:43:00 89 119 53 14 80 123 45 14 70 106 35 14 31 60 1 30 7 301 15 0 0 0 2833 2833 2833 0 962 962 962 0 50 50 50 0 119 116 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 06:53:00 106 147 52 17 96 131 57 17 84 135 37 18 29 56 350 9 29 60 294 13 0 0 0 2833 2833 2833 0 962 962 962 0 50 50 50 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 07:03:00 109 144 53 16 97 134 55 15 85 144 45 18 29 49 360 7 28 79 253 14 0 0 0 2833 2834 2833 0 962 962 962 0 49 50 49 0 119 119 119 0 85 85 85 85
06.12.2009 07:13:00 112 149 75 15 104 142 65 15 90 136 45 17 27 52 358 9 30 67 322 12 0 0 0 2834 2834 2831 0 962 962 962 0 49 49 49 0 116 119 119 0 85 85 85 85

```

Ek 8 Vestas V90 rüzgâr türbinin ön ve yan görünüşü

Ek 9 Vestas V90 rüzgâr türbinine ait broşür



Innovations in blade technology

Optimal efficiency

The OptiSpeed** generators in the V90-1.8 MW and the V90-2.0 MW have been adapted from those in Vestas' highly successful V80 turbine. OptiSpeed® represents a significant advance in wind turbine efficiency as it allows the rotor speed to vary within a range of approximately 60 per cent in relation to nominal rpm. This means that with OptiSpeed®, the rotor speed can vary by as much as 30 per cent above and below synchronous speed. Its purpose is simple: to maximise energy output.

It does this by tapping the higher efficiency of slow and variable rotation, storing excess energy in rotational form and exploiting the full force of transient gusts. All told, OptiSpeed® boosts annual energy production.

As an added benefit, OptiSpeed® also reduces wear and tear on the gearbox, blades and tower on account of lower peak loading. Moreover, as turbine noise is a function of wind speed, the lower rotation speeds made possible by OptiSpeed® naturally reduce sound levels.

Finally, OptiSpeed® helps our V90s deliver better quality power to the grid, with rapid synchronisation, reduced harmonic distortion and less flicker.

3x44 metres of leading edge

Vestas blades have always been among the lightest on the market, and with the V90 turbines, we have once again raised the bar. The new blades feature several new light-weight materials, most notably carbon fibre for the load-bearing spars. Not only is carbon fibre lighter than the fibre glass used in previous blades, but its strength and rigidity have also made it possible to reduce the amount of material required. This means that even though our V90s have 27 per cent more swept area than our V80s, the longer blades actually weigh about the same.

The V90 blades also have a new profile that is aerodynamically superior to the previous generation. Vestas engineers developed this technologically advanced profile by optimising the relationship between the overall load impact on the turbine and the power generated annually. The fruit of their labours was an entirely new plane shape and a curved back edge.

The resulting airfoil improves energy production, while making the blade profile less sensitive to dirt on its leading edge and maintaining a favourable geometrical relationship between successive airfoil thicknesses. For the V90 turbine, this translates into an increase in output combined with a decrease in load transfers - as well as improvements on the bottom line.

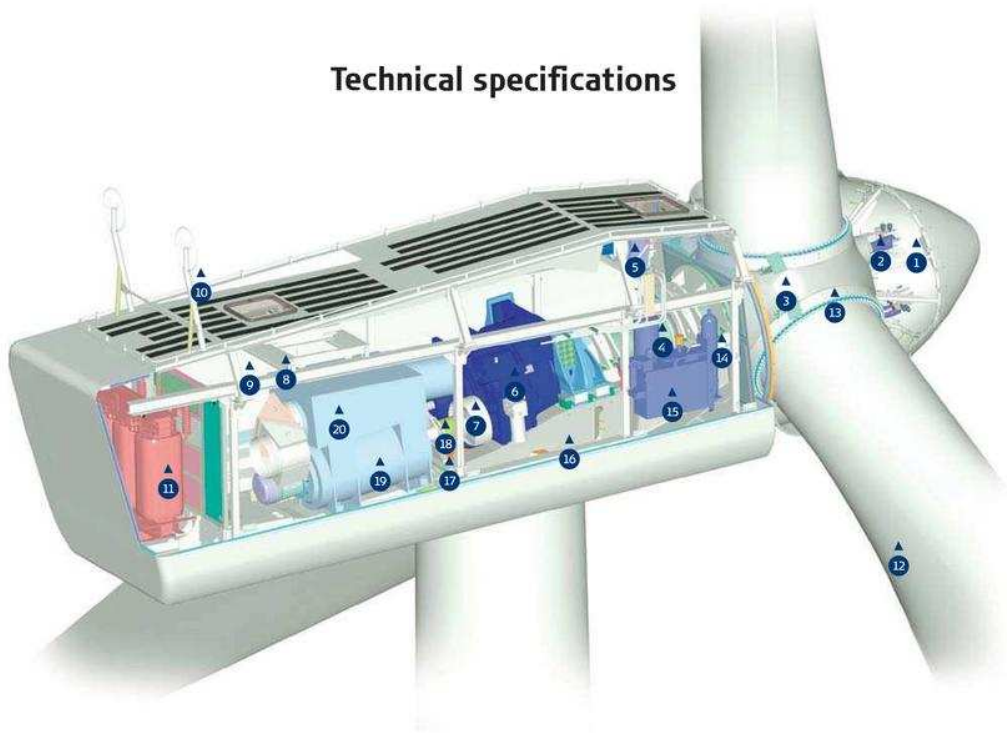
Proven Performance

Wind power plants require substantial investments, and the process can be very complex. To assist in the evaluation and purchasing process, Vestas has identified factors that are critical to wind turbine quality: energy production, power quality and sound level.

We spend months testing and documenting these performance areas for all Vestas turbines. When we are finally satisfied, we ask an independent testing organisation to verify the results - a practice we call Proven Performance. At Vestas we do not just talk about quality. We prove it.

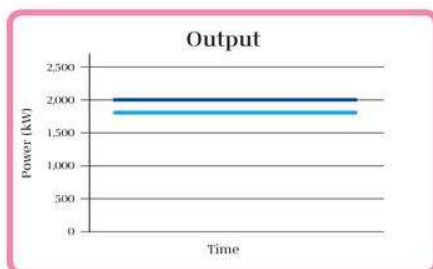
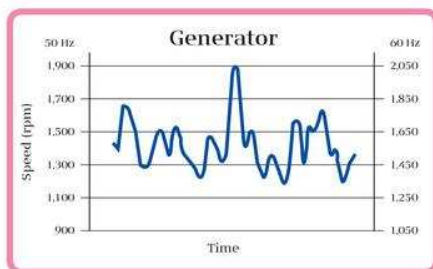
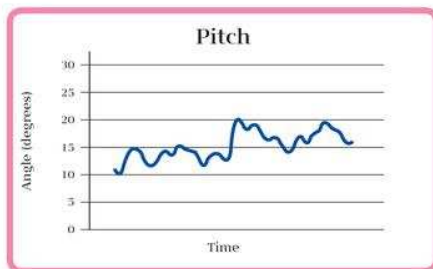
*Vestas OptiSpeed® is not available in the USA and Canada

Technical specifications



- 1 Hub controller
- 2 Pitch cylinders
- 3 Blade hub
- 4 Main shaft
- 5 Oil cooler
- 6 Gearbox
- 7 Mechanical disc brake
- 8 Service crane
- 9 VMP-Top controller with converter
- 10 Ultrasonic wind sensors
- 11 High voltage transformer
- 12 Blade
- 13 Blade bearing
- 14 Rotor lock system
- 15 Hydraulic unit
- 16 Machine foundation
- 17 Yaw gears
- 18 Composite disc coupling
- 19 OptiSpeed® generator
- 20 Air cooler for generator





OptiSpeed® allows the rotor speed to vary within a range of approximately 60 per cent in relation to nominal rpm. Thus with OptiSpeed®, the rotor speed can vary by as much as 30 per cent above and below synchronous speed. This minimises both unwanted fluctuations in the output to the grid supply and the loads on the vital parts of the construction.

Rotor

Diameter:	90 m
Area swept:	6,362 m ²
Nominal revolutions:	14.9 rpm
Operational interval:	9.0-14.9 rpm
Number of blades:	3
Power regulation:	Pitch/OptiSpeed®
Air brake:	Full blade pitch by three separate hydraulic pitch cylinders.

Tower

Hub height:	80 m, 95 m, 105 m
-------------	-------------------

Operational data

	IEC IIA:	IEC IIIA/DIBt II:
Cut-in wind speed:	3.5 m/s	2.5 m/s
Nominal wind speed:	12 m/s	13 m/s
Cut-out wind speed:	25 m/s	25 m/s / 21 m/s

Generator

	IEC IIA:	IEC IIIA/DIBt II:
Type:	Asynchronous with OptiSpeed®	Asynchronous with OptiSpeed®
Nominal output:	1,800 kW	2,000 kW
Operational data:	50 Hz/60 Hz 690 V	50 Hz/60 Hz 690 V

Gearbox

Type:	Planetary/helical stages
-------	--------------------------

Control

Type:	Microprocessor-based control of all the turbine functions with the option of remote monitoring. Output regulation and optimisation via OptiSpeed® and OptiTip® pitch regulation.
-------	--

Weight

Nacelle:	68 t
Rotor:	38 t

Towers:	IEC IIA	IEC IIIA	DIBt II
Hub height:			
80 m	150 t	150 t	-
95 m	200 t	-	200 t
105 m	-	-	225 t

t = metric tonnes.

DIBt towers are only approved for Germany.

All specifications subject to change without notice.

Built on experience



State-of-the-art wind turbines are not developed in a vacuum. To create the new V90-1.8 MW and V90-2.0 MW turbines for low and medium wind, we have drawn on the vast experience gained as the leading supplier of wind energy systems in the world. In particular, we applied successful design elements from our existing range of turbines.

We began with the nacelles of our tried and tested V80 wind turbines, which feature OptiSpeed® generators for maximum productivity. To these, we fitted the revolutionary new blades from our high-wind V90-3.0 MW. We then modified the components to ensure optimal harmonisation and to make the very most of the target conditions.

The resulting V90-1.8/2.0 MW turbines are optimised for sites with low turbulence and low and medium winds. These innovative wind turbines are so successful that they can actually generate 25 per cent more energy than the corresponding V80s.

Naturally, the new integrated turbines feature innovations of their own innovations. For instance, Vestas engineers spent two years designing a more efficient and more robust gearbox. Moreover, while the 90-metre rotor weighs approximately the same as the V80 rotor, the longer blades mean higher loads, so we also reinforced the transmission and other major components of the V90.

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	22.07.1980	
Doğum yeri	Bulgaristan	
Lise	1995-1998	Bağcılar Mehmet Niyazi Altuğ Lisesi
Lisans	2000-2004	Yıldız Teknik Üniversitesi Mühendislik Fak. Makine Mühendisliği Bölümü

Çalıştığı kurumlar

2004-2004	Bilge Mühendislik Ltd Şti.
2005-2007	Aksa Enerji Üretim A.Ş.
2007-2008	Maya Enerji Ltd. Şti.
2008-Devam ediyor	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.