

154663

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE'DEKİ RÜZGAR GÜCÜ POTANSİYELİNE
GÖRE TÜRBİN GÜÇLERİNİN SAPTANMASI VE
TASARIMI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Müh. Barış Samsun
503021107

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 26 Nisan 2004
Tezin Savunulduğu Tarih : 17 Mayıs 2004

Tez Danışmanı :

Prof.Dr. Mete ŞEN

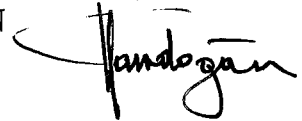


Diğer Jüri Üyeleri

Prof.Dr. Süleyman TOLUN



Prof.Dr. Haluk KARADOĞAN



MAYIS 2004

ÖNSÖZ

Rüzgar enerjisi, hızla kirlenmekte olan Dünyamızın yaşanabilir bir gezegen olarak kalmasını sağlayacak alternatif enerji metotları arasında önemli bir yere sahiptir. Rüzgar enerjisi hem çevreye saygılı bir enerji üretim metodu, hem de tükenmekte olan petrol, kömür ve doğalgaz gibi enerji kaynaklarının yerini dolduracak yada en azından enerji üretimi alanındaki paylarını azaltabilecek potansiyele sahip bir önemli bir enerji kaynağıdır. Bu konuda çalışmamda etkili olan ve bu tezin hazırlanması boyunca yol gösterici olan tez danışmanım Sayın Prof. Dr. Mete Şen'e saygılarımı sunar ve teşekkürü borç bilirim.

Ayrıca bugüne kadar eğitim hayatım boyunca, bilgileriyle bana yol gösteren tüm değerli hocalarıma ve beni her zaman destekleyen aileme teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2004

Barış Samsun

İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	vi
TABLO LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	viii
SEMBOL LİSTESİ	xi
ÖZET	xiii
SUMMARY	xv
1. GİRİŞ	1
1.1. Rüzgar Enerjisinin Diğer Enerji Üretim Metotları ile Kıyaslaması	1
1.2. Avrupa’da ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı	3
2. KULLANILAN RÜZGAR VERİLERİ VE ELDE YÖNTEMLERİ	6
2.1. Rüzgar Verilerinin İstatistiksel Analizi	6
2.2. Pürüzlülük Sınıfları ve Rüzgar Hızı Profilleri	8
2.2.1. Pürüzlülük katsayısı için hız ve yükseklik cinsinden bağıntı:	10
2.2.2. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu cinsinden bağıntı	10
2.2.3. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu ve hız cinsinden bağıntı	10
3. TÜRKİYE’NİN RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİ VE MEVCUT DURUM	11
3.1. Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Yüksek Olan Bölgeler	11
3.2. Türkiye’deki Mevcut Rüzgar Çiftlikleri ve Yeni Projeler	16
4. TÜRBİN BOYUTU	18
5. GENEL TÜRBİN KONFIGÜRASYONU	22
5.1. Güç Kontrolü Sistemi	23
5.1.1. Stall Kontrollü Türbinler	24
5.1.2. Pitch Kontrollü Türbinler	24
5.1.3. Aktif Stall Kontrollü Türbinler	25
5.2. Rotor Hızı	27
5.2.1. Sabit Hızlı Türbinler	27
5.2.2. Değişken Hızlı Türbinler	27

6. JENERATÖR VE AKTARMA SİSTEMLERİ	29
6.1. Jeneratör	29
6.1.1. Senkron Jeneratörler (Alternatörler)	30
6.1.2. Asenkron Jeneratörler (İndüksiyon Jeneratörleri)	30
6.2. Aktarma Sistemi	32
7. TÜRBİNİN AERODİNAMİK TASARIMI	34
7.1. Tasarım Ön Kabullerinin Belirlenmesi	35
7.1.1. Pala Sayısı:	35
7.1.2. Uç Hız Oranı	35
7.1.3. Profiller	36
7.2. Boyutsuzlaştırma	38
7.3. Tasarım Hedefleri ve Kabuller	39
7.4. Tasarımda İzlenen Adımlar	40
7.4.1. İdeal Türbinin Tasarımı	40
7.4.2. Geometrinin Düzeltilmesi	41
7.4.3. Türbin Performansının Belirlenmesi	43
7.4.4. Aerodinamik Katsayıların Hesabı	45
8. ELDE EDİLEN PALA GEOMETRİLERİ VE TÜRBİN PERFORMANSI	46
8.1. Optimum Palaya En Yakın Dağılıma Sahip Pala	46
8.2. Burulma Açısı Azaltılmış Pala	47
8.3. Devir Sayısı Düşürülmüş Türbin	52
9. MALİYET	55
9.1. Kuruluş Maliyeti	55
9.1.1 Türbin Maliyeti	55
9.1.2 Tesis Maliyeti	56
9.2 İşletme Maliyeti	56
9.3 Yaklaşık Maliyet Hesabı	57
10. TÜRBİNDE OLUŞACAK YÜKLEMELER VE PALA İMALATI METOTLARI	61
10.1 Türbinlerde Oluşacak Yüklemeler	61
10.1.1 Yüklemelerin Kaynakları	61
10.1.2 Kritik Yüklemeler	61
10.1.3 Yorulma Yüklemeleri	62
10.1.4 Yüklemeler İçin Emniyet Faktörleri	62
10.2 Pala İmalatı	63

11. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	65
KAYNAKLAR	68
EKLER	71
ÖZGEÇMİŞ	119



KISALTMALAR

EİKT	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
AB	: Avrupa Birliği
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
DU	: Delft University
NREL	: National Renewable Energy Laboratory
FFA	: İsveç Havacılık Araştırmaları Enstitüsü
EWEA	: European Wind Energy Association
ECU	: European Currency Unit
cECU	: centECU
GRP	: Glass Reinforced Plastic
FOB	: Free On Board
DS	: Danish Standard
IEC	: The International Electrotechnical Commission
GL	: Germanischer Lloyd
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi

TABLO LİSTESİ

Sayfa No.

Tablo 1.1.	Enerji üretim sistemlerinin çevresel etkileri açısından kıyaslaması	2
Tablo 1.2.	Enerji üretim metotlarının kaynak elde edilebilirliği, maliyet ve ömür açısından kıyaslaması	2
Tablo 1.3.	EİKT- Avrupa ülkelerinde rüzgar için teknik potansiyel özeti	3
Tablo 1.4.	Avrupa’da kurulu rüzgar gücü	4
Tablo 3.1.	Türkiye’de çeşitli yörelerde rüzgar potansiyeli	12
Tablo 3.2.	Potansiyeli yüksek yörelerin 25m’deki verileri (Pürüz. Sınıfı 1)	15
Tablo 3.3.	Potansiyeli yüksek yörelerin 50m’deki verileri (Pürüz. Sınıfı 1)	15
Tablo 3.4.	Türkiye’de mevcut rüzgar çiftlikleri	16
Tablo 6.1.	Kutup sayılarına göre senkron jeneratör hızları	30
Tablo 6.2.	Nominal yükteki jeneratörde kayıplar	31
Tablo 6.3.	YJ32 iki hızlı asenkron jeneratörün özellikleri	32
Tablo 7.1.	Çeşitli uç hız oranlarına karşılık gelen uygun pala sayıları	35
Tablo 7.2.	DU- profillerine ait aerodinamik özellikler.	37
Tablo 7.3.	Boyutsuzlaştırma	38
Tablo 8.1.	Türbine ait büyüklükler	51
Tablo 8.2.	Devir sayısı düşük türbine ait büyüklükler	52
Tablo 8.3.	Türbinin, enerji yoğunluğu yüksek yerlerde beklenen performansı	54
Tablo 9.1	Tesis maliyetini oluşturan kalemlerin maliyete katkıları	56
Tablo 9.2	kWh enerji üretimi başına işletme maliyeti	56
Tablo 9.3	Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet	58
Tablo 9.4	Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet	58
Tablo 9.5	Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyet	59
Tablo 9.6	Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet	59
Tablo10.1	Yükler İçin Kısmi Emniyet Faktörleri	63
Tablo B.1	03.03.2004 İtibarıyla, EPDK tarafından verilen üretim lisansları	78
Tablo B.2	05.04.2004 İtibarıyla EPDK tarafından incelemeye alınan üretim lisansı başvuruları.	81
Tablo C.1	Windtec 650’ye ait teknik veriler	90
Tablo C.2.	REpower 48/600’e ait teknik veriler	91
Tablo C.3	Nordex N43 / 600’e ait teknik veriler	92
Tablo C.4	Turbowinds T600-48’e ait teknik veriler	93
Tablo C.5	Bonus Mk IV’ye ait teknik veriler	94
Tablo C.6	DeWind D4 - 46 / 48’e ait teknik veriler	95

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa No.	
Şekil 1.1.	Türkiye’de enerji üretiminde kullanılan kaynakların payları	1
Şekil 2.1.	Weibull ve Rayleigh modellerindeki hata yüzdeleri	6
Şekil 2.2.	Weibull şekil katsayısının hız dağılımına etkisi	7
Şekil 2.3.	Pürüzlülük sınıfı 0 olan arazi ($z_0 = 0.0002m$).	8
Şekil 2.4.	Pürüzlülük sınıfı 1 olan arazi ($z_0 = 0.03m$).	8
Şekil 2.5.	Pürüzlülük sınıfı 2 olan arazi ($z_0 = 0.10m$).	9
Şekil 2.6.	Pürüzlülük sınıfı 3 olan arazi ($z_0 = 0.40m$).	9
Şekil 3.1.	Türkiye Rüzgar Atlası	14
Şekil 4.1.	KW güç başına birim fiyat	19
Şekil 4.2.	Süpürme alanı başına birim fiyat	20
Şekil 4.3.	Normalize edilmiş süpürme alanı başına birim fiyat	20
Şekil 5.1.	Rüzgar türbinlerinin rüzgara nazaran rotor konumlandırmalarına göre sınıflandırılması	22
Şekil 5.2.	Stall kontrollü türbine ait güç eğrisi	24
Şekil 5.3.	Pitch kontrollü türbine ait güç eğrisi	25
Şekil 5.4	Aktif stall ve aktif pitch kontrolü için pala dönüş yönleri.	26
Şekil 5.5	Aktif stall ve aktif pitch kontrollü türbinlerde güç kontrolü için gerekli pala döndürme açılarının kıyaslaması.	26
Şekil 6.1.	Aktarma sistemi	32
Şekil 7.1	Tasarım aşamaları	34
Şekil 7.2.	Uç hız oranlarına karşılık gelen maksimum güç katsayıları	36
Şekil 7.3.	DU 93-W-210 profilinin farklı Reynolds sayılarındaki aerodinamik özellikleri	38
Şekil 7.4.	Türbine ait büyüklükler	39
Şekil 7.5.	Pala üzerinde bir kesitteki hız bileşenleri ve açılar	41
Şekil 7.6.	Rüzgar hızının yükseklik ile değişimi	44
Şekil 8.1.	%75 yarıçapta teğet olan boyutsuz veter dağılımı	46
Şekil 8.2	İdeal burulma açısı dağılımına en yakın eğri	47
Şekil 8.3.	Azaltılmış burulma açısına sahip pala için burulma açısı dağılımı	47
Şekil 8.4.	Uç hız oranlarına göre rotor güç katsayıları	48
Şekil 8.5.	Uç hız oranlarına göre türbin güç katsayıları	49
Şekil 8.6.	Güç kontrolü için gerekli pala dönme açıları	49
Şekil 8.7.	Nominal hızda pala yarıçapı boyunca Reynolds sayısı dağılımı	50
Şekil 8.8.	Türbinin güç eğrisi	50
Şekil 8.9.	Türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	51
Şekil 8.10.	Devir sayısı düşürülmüş türbine ait güç eğrisi	53
Şekil 8.11.	Devir sayısı düşürülmüş türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	53

Şekil 9.1.	Avrupa için referans rüzgar enerjisi maliyetleri	60
Şekil 10.1.	Tipik cam elyafı palanın kesiti	63
Şekil 10.2	Ahşap-epoksi palanın kesiti.	64
Şekil A.1.	Amasra'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	71
Şekil A.2.	Amasra'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	71
Şekil A.3.	Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	72
Şekil A.4.	Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	72
Şekil A.5.	Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	73
Şekil A.6.	Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı.	73
Şekil A.7.	Çanakkale'de pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	74
Şekil A.8.	Çanakkale'de pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	74
Şekil A.9.	Erzurum'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	75
Şekil A.10.	Erzurum'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	75
Şekil A.11.	Pınarbaşı'nda pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	76
Şekil A.12.	Pınarbaşı'nda pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	76
Şekil A.13.	Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	77
Şekil A.14.	Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	77
Şekil C.1.	Windtec 650'ye ait güç eğrisi	90
Şekil C.2.	REpower 48/600'e ait güç eğrisi	91
Şekil C.3.	Nordex N43 / 600'e ait güç eğrisi	92
Şekil C.4.	Turbowinds T600-48'e ait güç eğrisi	93
Şekil C.5.	Bonus Mk IV'ye ait güç eğrisi	94
Şekil C.6.	DeWind D4 - 46 / 48'e ait güç eğrisi	95
Şekil D.1.	Rüzgar türbini için actuator disk modeli	96
Şekil D.2.	Rotor analizi için geometri	98
Şekil D.3.	Yatay eksenli bir türbinin analizi için pala geometrisi	101
Şekil E.1.	DU 97-W-300 profili için kaldırma katsayısı ve L/D oranı grafikleri.	105
Şekil E.2.	DU 91-W2-250 profili için kaldırma katsayısı ve L/D oranı grafikleri.	105
Şekil E.3.	DU 93-W-210 profili için kaldırma ve sürüklenme katsayısı grafikleri.	106
Şekil E.4.	DU 95-W-180 profili için kaldırma katsayısı ve L/D oranı grafikleri	106
Şekil E.5	RISØ-A1-24 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	107

Şekil E.6	RISØ-A1-24 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	107
Şekil E.7	RISØ-A1-21 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	108
Şekil E.8	RISØ-A1-21 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	108
Şekil E.9	RISØ-A1-18 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	109
Şekil E.10	RISØ-A1-18 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	109
Şekil E.11	FFA-W3-241 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	110
Şekil E.12	FFA-W3-241 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	110
Şekil E.13	FFA-W3-211 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	111
Şekil E.14	FFA-W3-211 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	111
Şekil E.15	FX66-S196-V1 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	112
Şekil E.16	FX66-S196-V1 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	112
Şekil E.17	NACA 63-215 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	113
Şekil E.18	NACA 63-215 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	113
Şekil E.19	NACA 63-218 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	114
Şekil E.20	NACA 63-218 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	114
Şekil E.21	NACA 63-221 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	115
Şekil E.22	NACA 63-221 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	115
Şekil E.23	NACA 63-415 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	116
Şekil E.24	NACA 63-415 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	116
Şekil E.25	NACA 63-418 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	117
Şekil E.26	NACA 63-418 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	117
Şekil E.27	NACA 63-421 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi.	118
Şekil E.28	NACA 63-421 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi.	118

SEMBOL LİSTESİ

a	: Eksenel indüksiyon faktörü
a'	: Açısal indüksiyon faktörü
A	: Alan, Veter dağılımı katsayısı
B	: Pala sayısı, Veter dağılımı katsayısı
c	: Weibull büyüklük katsayısı
c	: Veter boyu, boyutsuz veter
C_D	: Sürüklemeye (Direnç) katsayısı
C_L	: Taşıma katsayısı
C_{L,opt}	: Maksimum L/D oranına karşılık gelen taşıma katsayısı
C_N	: Normal kuvvet katsayısı
C_p	: Güç katsayısı
C_q	: Tork katsayısı
C_t	: itki katsayısı
C_T	: Teğetsel kuvvet katsayısı
E	: Enerji yoğunluğu
E_{ort}	: Ortalama Enerji
f	: Alternatif akımın frekansı
F	: Uç kayıp faktörü
F_D	: Sürüklemeye (Direnç) kuvveti
F_L	: Taşıma kuvveti
F_N	: Normal kuvvet
F_T	: Teğetsel kuvvet
H_o	: Türbin göbek yüksekliği
K	: Kutup sayısı
k	: Weibull şekil katsayısı
k₁	: Pürüzlülük katsayısı
L/D	: Taşıma/Sürüklemeye oranı
m	: Kütle debisi
n	: Jeneratör hızı
N	: Bir yıldaki saat sayısı, 8760
p	: Basınç
P	: Güç
p(u)	: Rüzgar hızı olasılık yoğunluğu fonksiyonu (rüzgar hızı frekansı)
P_o	: Referans ortalama enerji yoğunluğu
P_{w,R}	: Weibull veya Rayleigh dağılımı ile hesaplanan ortalama güç yoğunluğu
Q	: Tork
Q_A, Q_B	: Burulma açısı dağılımı katsayıları
r	: Yerel pala yarıçapı, boyutsuz yerel pala yarıçapı
r_o	: Rotor yarıçapı / göbek yüksekliği oranı

r_H	: Kök açıklığı
R	: Rotor yarıçapı
Re	: Reynolds sayısı
T	: İtici
U, U_1	: Serbest akım hızı
U_{maks}	: Maksimum enerjiye sahip hız
U_{ort}	: Ortalama hız
U_{ref}	: Referans yükseklikteki rüzgar hızı
U_{rel}	: Palaya göre göreceli rüzgar hızı, Palaya göre göreceli boyutsuz rüzgar hızı
V_w	: Boyutsuz net rüzgar hızı
z	: Yerden yükseklik, boyutsuz yerden yükseklik
z_0	: Pürüzlülük uzunluğu
z_{ref}	: Referans yükseklik
α	: Hücüm açısı
ρ	: Havanın yoğunluğu
λ	: Uç hız oranı
λ_r	: Yerel hız oranı
ω	: Rüzgarın açısal hızı
Ω	: Rotorun açısal hızı
σ'	: Yerel katılık oranı
ϕ	: Göreceli rüzgar hızının dönme eksenine yaptığı açı
θ_T	: Kesit burulma açısı
θ_p	: Kesit oturma açısı
$\theta_{p,0}$	: %95 yarıçapta oturma açısı
ψ	: Azimut açısı

TÜRKİYE'DEKİ RÜZGAR GÜCÜ POTANSİYELİNE GÖRE TÜRBİN GÜÇLERİNİN SAPTANMASI VE TASARIMI

ÖZET

Günümüzde çığ gibi büyüyen çevresel sorunlar, bu sorunun önemli bir kısmını oluşturan enerji üretiminde güneş, rüzgar ve biomass gibi alternatif enerji üretimi metotlarına olan ilgiyi arttırmakta. Bu çalışmada alternatif enerji üretimi metotları arasında önemli bir yere sahip olan rüzgar enerjisinin, Türkiye'deki potansiyel kullanım alanları incelenmiş ve ne tipte ve büyüklükte türbin kullanılabileceği belirlenmiştir. Daha sonra böyle bir türbinin aerodinamik tasarımı saptanıp, beklenen performansı hesaplanmış ve buna bağlı olarak da üretilecek enerjinin maliyetinin ne düzeyde olabileceği öngörülmeğe çalışılmıştır.

Çalışmada öncelikle rüzgar verileri için kullanılacak istatistiksel metotlar karşılaştırıldı ve Weibull dağılımının kullanılmasına karar verildi. Bu dağılım yardımıyla mevcut rüzgar verileri kullanılarak potansiyeli yüksek bölgeler tespit edildi. Belirlenen bölgeler Amasra, Bandırma, Bozcaada, Çanakkale, Erzurum, Pınarbaşı ve Sinop oldu. Bu yörelerde maksimum enerjiye sahip hızlar Weibull katsayıları yardımıyla tespit edildi ve bu değerlerin 50 m yükseklikte 11,5 – 13 m/sn aralığında değiştiği görüldü.

Türkiye'deki rüzgar enerjisi potansiyeli ile ilgili değerlendirmeden sonra, uygun türbin gücünün ne olacağı ve türbinin genel konfigürasyonu belirlendi. Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği'nin verileri kullanılarak türbin güçlerindeki değişime göre maliyet ve rotor süpürme alanlarında değişimin ne olduğu incelendi ve diğer bazı faktörlerde göz önüne alınarak türbin gücü olarak 600 kW seçildi. Ardından güç kontrolü ve rotor dönüş sistemleri incelendi ve tasarlanacak türbinin aktif stall kontrollü ve iki hızlı olmasına karar verildi.

Bu aşamalardan sonra, tasarımı yapılacak türbinin rotorundan elde edilmesi gereken gücü belirleyecek olan jeneratör ve aktarma sistemi verimleri belirlenip aerodinamik tasarıma geçildi.

Aerodinamik tasarımda önce rotorun genel yapısı üzerinde duruldu ve rüzgar yönünde, üç palalı bir türbinde karar kılındı. Daha sonra uç hız oranlarına bağlı olarak ulaşılabilecek maksimum güç katsayılarını veren bir ampirik ifade yardımıyla türbinin tasarım uç hız oranı 6 olarak belirlendi. Profil olarak Delft University tarafında geliştirilen DU profilleri kullanıldı. Bu özelliklere sahip ideal pala tasarlandıktan sonra geometride düzeltme yapıldı. Önce veter dağılımı lineerleştirilip, burulma açısı dağılımı, en yakın değerleri verecek bir eksponansiyel fonksiyon ile temsil edildi. Fakat bu fonksiyon kökte yüksek burulma açılarına sebep oluyordu, bu sebeple kökteki burulma açısını azaltacak ikinci bir eksponansiyel fonksiyon belirlendi. Yeni burulma açısı ile palada kayda değer bir performans düşüşü gözlenmedi. Tasarım belirlendikten sonra sıra rotorun performansının incelenmesine geldi. Tasarımı yapılan türbinin güç eğrisi ve güç kontrolü için gerekli pala döndürme açıları belirlendi. Pala döndürme açılarının literatürde belirtilen

değerler ile uyumlu olduğu görüldü. Daha sonra türbinin Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede göstereceği performans belirlendi ve kapasite faktörü %25,8 olarak hesaplandı. Bu değer limitlerin çok dışında kalmasa da tam anlamıyla tatmin edici bir sonuç değildi. Bu sebeple türbinin çalışma şeklinde bir değişikliğe gidildi. Türbin geometrisi aynı kalmak kaydıyla nominal hıza ulaştığında uç hız oranı 6 değil 5 olacak şekilde çalışırsa elde edilecek yeni rotor çapı ve güç eğrisi belirlendi. Yeni çalışma biçimiyle rotorun çapı 37.5 metreden 44,8 metreye, kapasite faktörü de %25,8'den %31,8'e yükseldi. Türbinin devir sayısında yapılan bu değişiklik ile yıllık enerji üretiminde %23 gibi önemli bir artış sağlanabileceği görüldü. Bu değişikliğin olumlu etki gösterdiğinin görülmesi üzerine, türbinin potansiyeli yüksek yörelerde gösterebileceği performansın tahmin edilebilmesi için bu yörelerin Weibull katsayıları yardımıyla hesaplama yapıldı. Sonuçlar, kapasite faktörlerinin beklendiği biçimde Erzurum ve Sinop'ta düşük olacağını, diğer bölgelerdeki kapasite faktörlerinin ise tatmin edici düzeylerde olacağını gösterdi.

Türbinin performansı ve çeşitli bölgelerde üretmesi beklenen yıllık enerji miktarları hesaplandıktan sonra, bu yörelerde üretilen enerjinin birim maliyetinin ne düzeyde olabileceğini bulmak için, EWEA tarafından verilen değerler 25 adet 600 kW'lık türbinden oluşacak bir rüzgar çiftlik üzerinde kullanıldı. Elde edilen sonuçlara göre potansiyel olarak ele alınan yörelerde elektrik enerjisi üretiminin birim maliyetinin 3-5 sent/kWh arasında değişeceği görüldü. Türkiye'de daha önce kurulmuş iki rüzgar çiftliğinden elektrik alımı için yapılan sözleşmelerdeki ortalama 6,5 sent/kWh'lık fiyat, bu yönde yapılacak yatırımın karlı olabileceğini gösterdi.

DETERMINING THE TURBINE POWER AND DESIGN ACCORDING TO WIND ENERGY POTENTIAL IN TURKEY

SUMMARY

Increasing environmental problems attract attention to alternative energy methods like solar, wind and biomass in energy production, which causes a great part of the environmental problems. In this study, the potential areas for wind energy applications in Turkey have been researched and optimum turbine size and type have been determined. Then the aerodynamic design of such turbine has been completed and its performance has been estimated.

First, the statistical methods for wind data analysis have been compared and Weibull Distribution seemed to be the best choice. High potential areas for wind energy applications have been determined using the wind data. These areas were Amasra, Bandırma, Bozcaada, Çanakkale, Erzurum, Pınarbaşı and Sinop. Wind velocities containing the maximum energy have been calculated using Weibull parameters and these were between 11.5-13 m/sec.

After the evaluation of wind energy potential in Turkey, the optimum turbine size and configuration have been determined. Comparing the cost and swept area versus turbine power for different turbine sizes using the data of European Wind Energy Association and considering some other factors, the turbine power has been set as 600 kW. Then power control methods and rotor speed configurations have been compared and the turbine was decided to be designed as an active stall controlled, two-speed turbine.

After completing these steps, generator and transmission system efficiencies, which would determine the necessary rotor power, have been determined and aerodynamic design has been initiated.

First step of the aerodynamic design was setting the general rotor configuration and an upwind turbine with three blades has been chosen. Then the design tip speed ratio of the turbine was chosen 6 using an empirical equation, which provides the maximum power coefficients versus design tip speed ratios. DU airfoils of Delft University have been used as blade section airfoils. After designing the optimum blade with above-mentioned characteristics, its chord distribution has been linearly tapered and the twist distribution has been modified with an exponential function, which would give the closest twist distribution to the optimum one. But this twist distribution was increasing the twist angles of the root sections. So another exponential function has been determined in order to decrease the twist angles in the root region. New twist distribution caused no noteworthy decrease in performance. After finishing the turbine design, next step was calculating rotor performance. Power curve and pitch angles for power control were plotted. Pitch angles were found to be in close agreement with the relevant data in the literature. Turbine performance on a roughness class 1 site in Bandırma was calculated and capacity factor was 25,8%. This value was in limits but not completely satisfying, so turbine

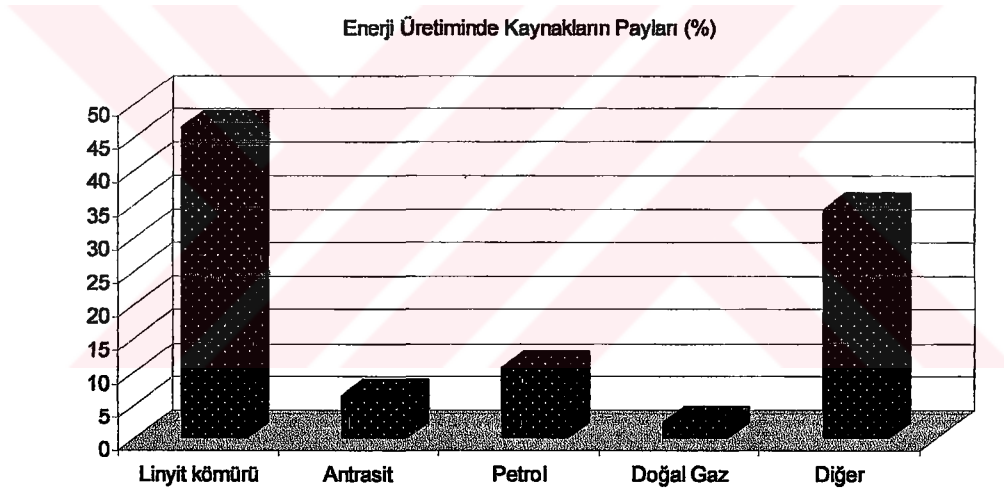
operation was modified in order to enhance the performance. The rotor diameter and power curve were calculated on condition that turbine geometry would stay exactly the same but it would run with a tip speed ratio of 5 instead of 6 at nominal velocity. The new operation style increased the rotor diameter from 37,5m. to 44,8 m and the capacity factor from 25,8% to 31,8%. The aforementioned modification in rotational speed has increased the calculated annual energy production 23%. Since this modification was improving the turbine performance, performance predictions for this turbine on high potential areas were carried out using Weibull parameters of said areas. The results indicated that the turbine would operate with low capacity factors in Erzurum and Sinop as expected, but capacity factors in other regions would be satisfying.

After calculating the turbine performance and annual energy production in several regions, EWEA data on wind turbines and energy production costs were used in order to calculate the unit energy production cost for a wind farm of 15 MW, which consists of 600 kW turbines of 25 in these sites. The results indicated that unit energy production cost in potential areas would vary between 3-5 cent/kWh. 6,5 cent/kWh average purchase price in two wind farms in Turkey shows that investment on wind energy would be a profitable investment.



1. GİRİŞ

Rüzgar enerjisi, Dünya'mızın en büyük sorunlarından olan çevre kirliliğine yanıt olabilecek alternatif enerji üretimi metotları arasında potansiyeli en yüksek olanlardan birisidir. Bu sebeple de kullanımı Dünya çapında hızla yaygınlaşmaktadır. Türkiye de bu enerji üretim metodu ile tanışmış olup, 4 rüzgar çiftliğine sahiptir. Ancak, yeterli yatırımın yapılamamış olması sebebiyle mevcut durumda potansiyelin çok küçük bir kısmı kullanılmaktadır. Türkiye'de ağırlıklı olarak kullanılan enerji kaynaklarının payları Şekil 1.1'de görülmektedir;



Şekil 1.1. Türkiye'de enerji üretiminde kullanılan kaynakların payları [1]

1.1. Rüzgar Enerjisinin Diğer Enerji Üretim Metotları ile Kıyaslaması

Enerji üretimi için seçilecek metoda karar verilmesinde etkili olan dört önemli faktörden söz edilebilir [2]:

- 1) Kaynağın Elde Edilebilirliği
- 2) Çevreye Etkisi
- 3) Yatırım ve Üretim Maliyetleri
- 4) Kaynağın Ömrü

Rüzgar enerjisini çevresel etkiler konusunda diğer enerji üretimi metotları ile kıyaslayacak olursak:

Tablo 1.1. Enerji üretim sistemlerinin çevresel etkileri açısından kıyaslaması [2]

	İklim Değişikliği	Asit Yağmuru	Su Kirliliği	Toprak Kirliliği	Gürültü	Radyasyon
Petrol	X	X	X	X	X	-
Kömür	X	X	X	X	X	X
Doğalgaz	X	X	X	-	X	-
Nükleer	-	-	X	X	-	X
Hidrolik	X	-	-	-	-	-
* Rüzgar	-	-	-	-	X	-
Güneş	-	-	-	-	-	-
Jeotermal	-	-	X	X	-	-

Tablo 1.1’de görüldüğü gibi rüzgar enerjisinin tek çevresel etkisi gürültü olmakla birlikte, rüzgar enerjisinden faydalanmak açısından tercih edilen arazilerin genel olarak yerleşim yerlerinden ve ormanlar gibi doğal yaşamın olduğu yerlerden uzakta olması bu sorunu hafifletmekte.

Diğer üç kriter (1,3,4) açısından kıyaslama ise Tablo 1.2’de sunulmaktadır.

Tablo 1.2. Enerji üretim metotlarının kaynak elde edilebilirliği, maliyet ve ömür açısından kıyaslaması [2]

	Dışa Bağımlı / Yerel	Kalan Ömür (yıl)	Yatırım Maliyeti (\$/kWh)	Üretim Maliyeti (cent/kWh)
Petrol	Dış	40-45	1500-2000	6.0
Kömür	Yerel/Dış	200-250	1400-1600	2.5-3.0
Doğalgaz	Dış	60-65	600-700	3.0
Nükleer	Dış	-	3000-4000	7.5
Hidrolik	Yerel	-	750-1200	0.5-2.0
* Rüzgar	Yerel	-	1000-1200	3.5-4.5
Güneş	Yerel	-	Yüksek	10.0-20.0
Jeotermal	Yerel	-	1500-2000	3.0-4.0

Rüzgar enerjisi, maliyet açısından hidrolik ve doğalgaza karşı dezavantajlı durumda olsa da, pek çok ülkede devlet teşviki uygulaması ile desteklenmektedir. Bunun yanında ülkemizde doğalgaz bilindiği gibi yurtdışından sağlanmakta olup, ülkenin enerji ihtiyacı konusunda bu dışa bağımlılık çeşitli sakıncalar doğurmaktadır. Ayrıca uzun vadeli düşünüldüğünde rüzgar enerjisi alanında yapılacak yatırımlar ve

araştırmalar, enerji kaynağı üzerinde bir ömür sınırı olmadığından her zaman için geçerliliklerini koruyacaklardır.

1.2 Avrupa’da ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı

E KT verilerine göre Avrupa  lkelerinde rüzgar enerjisi için teknik potansiyel Tablo 1.3’te verilmiştir.

Tablo 1.3 E KT- Avrupa  lkelerinde rüzgar için teknik potansiyel  zeti [3]

�lke	Toplam Y�z�l��m	Potansiyel R�zgar Sınıfı>3	Teknik Potansiyel	
	1000 km ²	1000 km ²	GW	TWh/y
Avusturya	84	40	2	3
Bel�ika	31	7	2	5
Danimarka	43	43	14	29
Finlandiya	337	17	4	7
Fransa	547	216	42	85
Almanya	357	39	12	24
�ngiltere	244	171	57	114
Yunanistan	132	73	22	44
�zlanda	103	103	17	34
�rlanda	70	67	22	44
�talya	301	194	35	69
L�ksembourg	3	0	0	0
Hollanda	41	10	3	7
Norve�	324	217	38	76
Portekiz	92	31	7	15
�spanya	505	200	43	86
�sve�	450	119	20	41
�svi�re	41	21	1	1
* T�rkiye	781	418	83	166

Avrupa’da kurulu rüzgar enerjisi kapasitelerine bakacak olursak:

Tablo 1.4. Avrupa’da kurulu rüzgar gücü [2]

Ülke	Kapasite (MW)		
	2000 Sonu	2001 Sonu	2002 Eylül
Almanya	6113	8754	10650
İspanya	2235	3337	4079
Danimarka	2300	2417	2515
İtalya	427	697	755
Hollanda	446	493	563
İngiltere	406	474	530
İsveç	231	290	304
Yunanistan	189	272	276
Portekiz	100	125	171
Fransa	66	78	131
İrlanda	118	125	125
Avusturya	77	94	100
Finlandiya	10	39	39
Belçika	13	31	31
Lüksembourg	10	15	15
AB TOPLAMI	12769	17241	20284
Norveç	13	17	97
Polonya	5	22	29
* Türkiye	19	19	19
Çek Cumhuriyeti	12	12	12
İsviçre	3	7	5
Romanya	1	1	1
GENEL TOPLAM	12822	17319	20447

Tablo 1.3’de verilen kapasite ve Tablo 1.4’te verilen kurulu güç rakamları karşılaştırıldığında rüzgar enerjisinden faydalanmak konusunda ne kadar yetersiz kalındığı görülmekte. Özellikle Türkiye Avrupa’da en yüksek teknik potansiyele sahip ülke olmasına rağmen 83 GW’lık toplam potansiyelinin sadece 19 MW’lık kısmını, yani %0,02’sini kullanarak, rüzgar enerjisinden faydalanma konusunda çok gerilerde kalıyor.

Sunulan veriler incelendiğinde Türkiye’nin rüzgar enerjisi konusuna daha fazla ağırlık vermesi ve bu konuda çalışmalarını yoğunlaştırması gerektiği ortaya çıkıyor. Bu çalışmanın amacı da, Türkiye’de potansiyeli yüksek yöreler ile ilgili verilerin incelenmesi, bu veriler ışığında kullanılabilecek uygun türbin büyüklükleri ve bunların aerodinamik tasarımları saptanmasıdır. Daha sonra tasarımı yapılan

türbinin, seçilecek bir yörede, eldeki veriler ışığında gösterebileceği performans belirlenecektir. Bu performansa bağlı olarak rüzgar türbini ile elektrik üretiminin maliyeti konusunda da bir maliyet hesabı yapılarak ne düzeyde olacağı görülmeye çalışılacaktır.



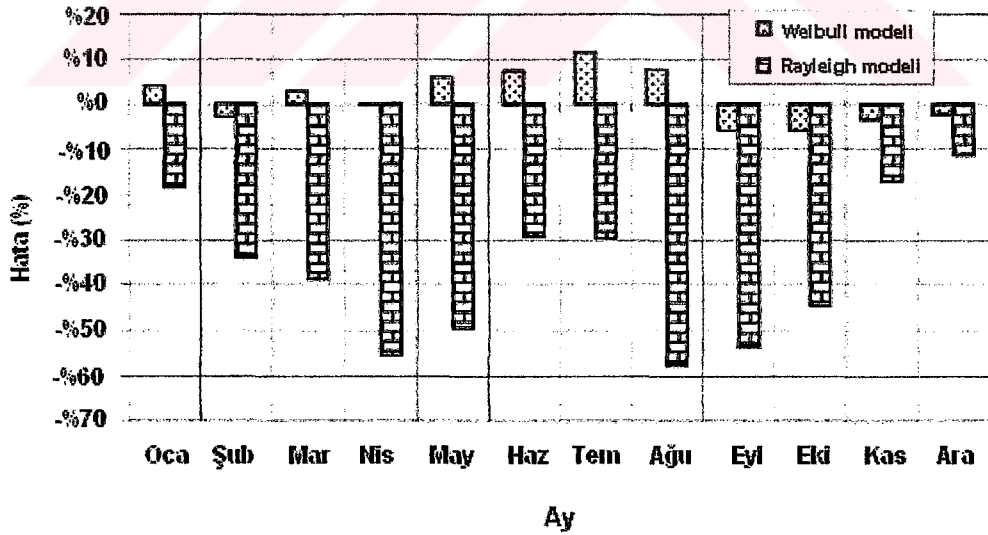
2. KULLANILAN RÜZGAR VERİLERİ VE ELDE YÖNTEMLERİ

2.1. Rüzgar Verilerinin İstatistiksel Analizi

Bir bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesinde, ham verilerin işlenmesi yoluyla elde edilmiş olan istatistiksel veriler kullanılır. Bu amaçla kullanılan istatistiksel metotlar arasında en yaygın kullanılan iki tanesi Rayleigh ve Weibull dağılımlarıdır.

Rayleigh dağılımı, frekans dağılımı hesabı için sadece ortalama hıza ihtiyaç duyan bir dağılım olduğu için kullanımı daha kolaydır fakat Weibull dağılımının sahip olduğu hassasiyet derecesine sahip değildir. Şekil 2.1’de İskenderun yöresinde yapılan ölçüm sonuçları kullanılarak Weibull ve Rayleigh dağılımları ile elde edilmiş sonuçların hata kıyaslaması yapılmaktadır.

$$\text{Hata} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} \left| \frac{P_{W,R} - P_O}{P_O} \right| \quad (2.1)$$



Şekil 2.1 Weibull ve Rayleigh modellerindeki hata yüzdeleri [4]

Bu örnekteki yıllık ortalama enerji hesabında, Weibull dağılımı kullanıldığında %4,9 hata yapılmakta iken Rayleigh dağılımı ile yapılan hesabın içerdiği hata %36,5’tir

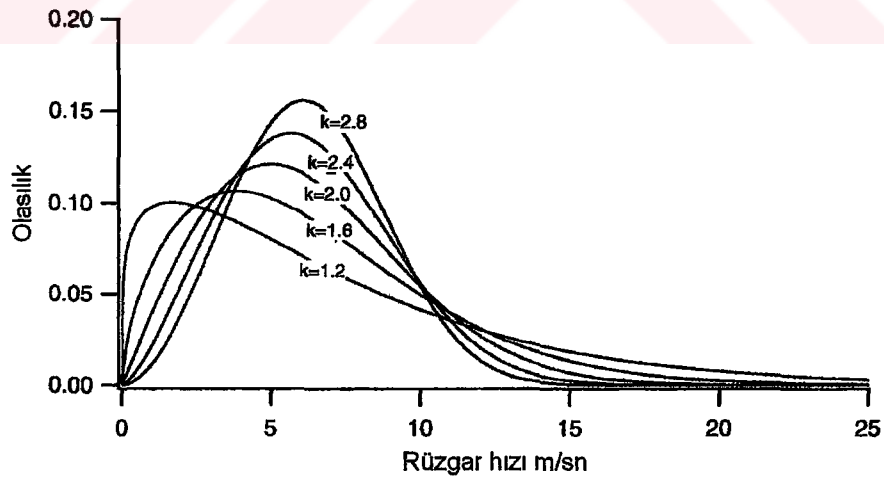
[4]. Bu örnekte de daha düşük hata yüzdesine sahip olduğu görülen Weibull dağılımı rüzgar enerjisi konusundaki çalışmalarda tercih edilen metottur.

Verilerin işlenmesi yoluyla elde edilen Weibull parametreleri kullanılarak herhangi bir rüzgar hızının frekansı konusunda hassas bir tahminde bulunmak mümkün olabilmektedir. Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonu şu şekilde tanımlanabilir:

$$p(u) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (2.2)$$

Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonu, rüzgarın herhangi bir hızda esme sıklığını gösteren fonksiyondur ve buna rüzgar 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 katsayısı (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 değerini içerecek şekilde yayılması sonucunu vermektedir. Şekil katsayısının olasılık dağılımı üzerindeki etkisi Şekil 2.2'de görülmektedir.



Şekil 2.2. Weibull şekil katsayısının hız dağılımına etkisi [5]

Weibull parametrelerinin hesaplanması ile ilgili ayrıntılı bilgiler bu tezin kapsamı dışında kalmaktadır, ancak rüzgar verilerinin istatistiksel analizi ile ilgili kaynaklarda bu hesaplamalar bulunabilmektedir.

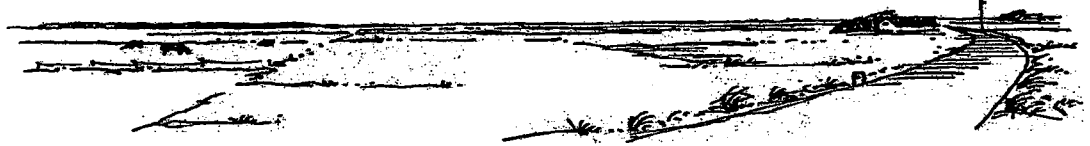
2.2. Pürüzlülük Sınıfları ve Rüzgar Hızı Profilleri

Pürüzlülük, rüzgar hızı profili üzerinde belirleyici bir etkiye sahiptir. Bu sebeple rüzgar enerjisi incelemelerinde alan pürüzlülüğü önemli bir parametredir. Rüzgar atlası çalışmalarında dört pürüzlülük sınıfı tanımlanmaktadır. z_0 pürüzlülük uzunluğunu göstermek üzere, bu pürüzlülük sınıflarının özelliklerini gösteren şekiller aşağıda mevcuttur.



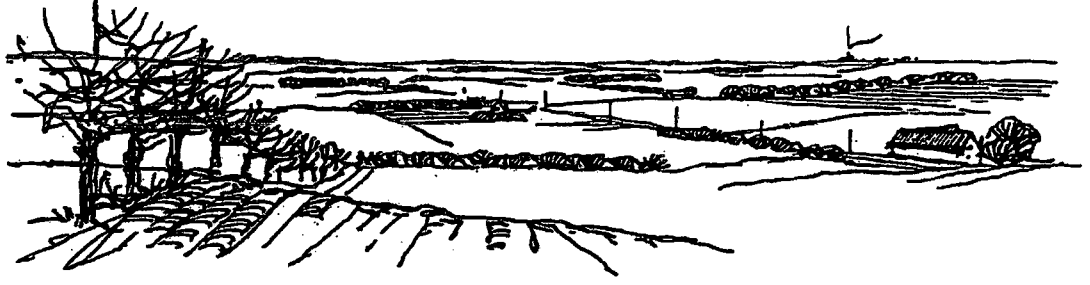
Şekil 2.3. Pürüzlülük sınıfı 0 olan arazi ($z_0 = 0.0002m$). [6]

Bu sınıf su alanları, deniz, fiyord ve gölleri kapsar.



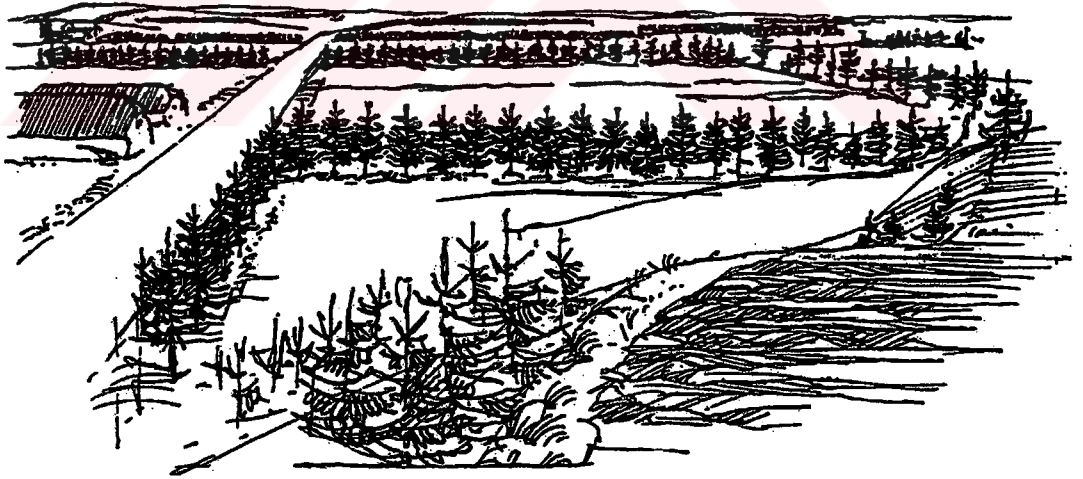
Şekil 2.4. Pürüzlülük sınıfı 1 olan arazi ($z_0 = 0.03m$). [6]

Bu sınıftaki alanlarda, açık alanda birkaç rüzgar kırıcı engel bulunur. Açıklık, düz alanlar veya yumuşak engebeli alanlar bu sınıfa girer. Basit şekiller, ağaç veya çalılıklar bulunabilir.



Şekil 2.5. Pürüzlülük sınıfı 2 olan arazi ($z_o = 0.10\text{m}$). [6]

Rüzgar kırıcılarından oluşmuş bir alandır. Bu sınıfta rüzgar kırıcılar arasında araziye açık görünüş veren geniş alanlar bulunabilir. Arazi düz veya dalgalı olabilir, arazi üzerinde çok sayıda ağaç ve bina bulunabilir.



Şekil 2.6. Pürüzlülük sınıfı 3 olan arazi ($z_o = 0.40\text{m}$). [6]

Şehir alanları, ormanlar ve ortalama bir kaç yüz metre aralıklarla çok sayıda rüzgar kırıcısı olan çiftlikler bu sınıfa girerler .

Yukarıda sözü edilen pürüzlülük sınıflarına göre, belirli bir yükseklikte ölçülmüş rüzgar hızı kullanılarak, farklı yüksekliklerdeki hızları hesaplamak mümkündür. Bu işlem için kullanılacak eşitlik:

$$\frac{U}{U_{ref}} = \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{k_1} \quad (2.3)$$

k_1 pürüzlülük katsayısı düz plaka üzerinde akış benzetişimi ile en genel halde 1/7 alınabilir. Fakat daha doğru bir yaklaşım ile k_1 değerini belirlemek için çeşitli yollar mevcuttur.

2.2.1. Pürüzlülük katsayısı için hız ve yükseklik cinsinden bağıntı:

Bu ifadede pürüzlülük katsayısı, referans yükseklik ve bu yükseklikteki referans hızı bağlıdır ve şu şekilde ifade edilir [5]:

$$k_1 = \frac{0.37 - 0.088 \ln(U_{ref})}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_{ref}}{10}\right)} \quad (2.4)$$

2.2.2. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu cinsinden bağıntı:

Bu ifadede pürüzlülük katsayısı, pürüzlülük uzunluğunun bir fonksiyonudur ve şu şekilde ifade edilebilir [5]:

$$k_1 = 0.096 \log_{10} z_0 + 0.016 (\log_{10} z_0)^2 + 0.24 \quad (2.5)$$

2.2.3. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu ve hız cinsinden bağıntı:

Pürüzlülük katsayısı için NASA araştırmacıları tarafından önerilen ve pürüzlülük uzunluğu ile referans yükseklikteki hızı bir arada kullanan bağıntı ise şu şekildedir [7]:

$$k_1 = k_0 [1 - 0.55 \log(U_{ref})] \quad (2.6a)$$

$$k_0 = (z_0 / 10)^{0.2} \quad (2.6b)$$

Bu bağıntılar arasından hem pürüzlülük, hem de referans yükseklikteki hızı hesaba kattığı için son bağıntının daha iyi bir yaklaşım sağlayacağı düşünülebilir.

3. TÜRKİYE’NİN RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİ VE MEVCUT DURUM

3.1. Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Yüksek Olan Bölgeler

Çalışmanın ana amacı, Türkiye şartlarına uygun bir rüzgar türbininin tasarımı olduğu için, türbin tasarımına geçmeden önce Türkiye’deki rüzgar potansiyelinin incelenmesi gereklidir. Türkiye’nin rüzgar potansiyeli konusunda pek çok çalışma bulunmakla beraber, genel bir bakış sağlamak ve uzun süreli ölçümlere dayanan verileri kullanmak amacıyla Türkiye Rüzgar Atlası’nın verilerinden yararlanılmıştır [8].

Türkiye Rüzgar Atlası, 01.01.1989 – 31.12.1998 tarihleri arasında 10 m. standart anemograf yüksekliğinde yapılmış ölçümler ve bu ham verilerin WASP programı ile işlenmesi yoluyla elde edilen verileri içermektedir. Çalışma 0, 1, 2, 3 pürüzlülük sınıflarında, standart yüksekliklerde (10, 25, 50, 100 ve 200m) ortalama hız, ortalama enerji yoğunluğu ve Weibull parametrelerini sunmaktadır.

Rüzgar enerjisi elde edilebilirliği açısından kabul gören genel kriterlere bakıldığında, Türkiye Rüzgar Atlası’nda ve konu ile ilgili diğer çalışmalarda Türkiye’nin Batı Karadeniz, Ege ve Doğu Akdeniz kıyıları ile Marmara Bölgesi rüzgar potansiyeli açısından zengin bölgeler olarak görülmektedir. Rüzgar türbininin kurulacağı bölge seçilirken, türbinden yeterli verimin alınması açısından yeterli enerji yoğunluğuna ulaşılan alanların seçilmesi gereklidir. Türbin göbek yüksekliğindeki enerji yoğunluğu ile ilgili değerlendirme yapmaya yardımcı olabilecek enerji yoğunluğu değerleri şu şekildedir [5]:

$$\text{Ortalama rüzgar gücü yoğunluğu : } \frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{U}^3 K_e \quad (3.1a)$$

$$K_e = \frac{1}{N \bar{U}^3} \sum_{i=1}^N U_i^3 \quad \text{olmak üzere} \quad (3.1b)$$

$$\frac{\bar{P}}{A} < 100 \text{ W/m}^2 \quad - \quad \text{düşük}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} \approx 400 \text{ W/m}^2 \quad - \quad \text{iyi}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} > 700 \text{ W/m}^2 \quad - \quad \text{çok iyi}$$

Enerji yoğunluğuna bakılmadan önce daha genel bir fikir edinmek açısından, türbin yeri seçilirken 10 m. standart yükseklikte en azından 5 m/sn ortalama hıza erişiliyor olmasına dikkat edilmelidir. Ayrıca Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği yaptığı sınıflandırmada rüzgar enerjisinden yararlanılacak yükseklikte (türbin göbek yüksekliği) ortalama rüzgar hızları konusunda sırasıyla 6,5 m/sn için iyiye yakın, 7,5 m/sn için iyi, 8,5 m/sn için ise çok iyi değerlendirmeleri yapılmaktadır [2].

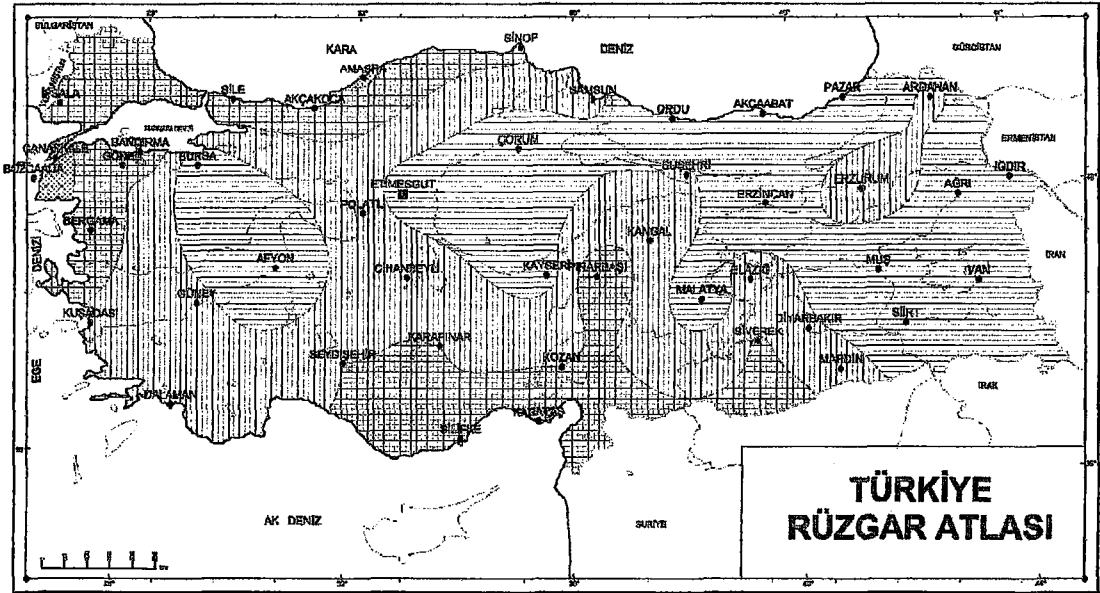
10, 25, 50 m standart yüksekliklerdeki rüzgar verileri, seçilecek türbin boyutu ve elde edilecek enerjiyi belirlemek için gerekli olan verileri sağlamaktadır. Standart yükseklikler için hazırlanan rüzgar atlasında, Türkiye genelinde hız ve enerji yoğunlukları konusunda genel dağılımı görmek için aşağıdaki tablodaki pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgeler için değerler incelenebilir. Tablo 3.1’de adı geçen bölgeler Türkiye genelindeki potansiyelin görülebilmesi açısından farklı bölgelerden seçilmeye çalışıldı, fakat ortalama enerjisi düşük olan (50 m yükseklikte 100~200 W/m²) olan yerler tabloya katılmadı.

Tablo 3.1 Türkiye’de çeşitli yörelerde rüzgar potansiyeli [8]

		U _{ort} (m/sn)	E _{ort} (W/m ²)
Akçakoca	z = 10 m	4,5	164
	z = 25 m	5,3	256
	z = 50 m	6,1	350
Amasra	z = 10 m	5,0	233
	z = 25 m	5,9	359
	z = 50 m	6,7	480
Bandırma	z = 10 m	5,0	214
	z = 25 m	5,9	335
	z = 50 m	6,7	457
Bozcaada	z = 10 m	5,4	228
	z = 25 m	6,3	356
	z = 50 m	7,2	485

Çanakkale	z = 10 m	5,1	188
	z = 25 m	6,0	295
	z = 50 m	6,8	405
Dalaman	z = 10 m	4,0	142
	z = 25 m	4,8	221
	z = 50 m	5,4	300
Diyarbakır	z = 10 m	3,5	141
	z = 25 m	4,1	217
	z = 50 m	4,7	290
Erzurum	z = 10 m	4,2	199
	z = 25 m	4,9	305
	z = 50 m	5,6	405
Gönen	z = 10 m	4,2	163
	z = 25 m	4,9	250
	z = 50 m	5,6	330
Kuşadası	z = 10 m	3,9	160
	z = 25 m	4,6	246
	z = 50 m	5,3	327
Pınarbaşı	z = 10 m	4,7	190
	z = 25 m	5,6	215
	z = 50 m	6,4	395
Seydişehir	z = 10 m	4,1	144
	z = 25 m	4,8	220
	z = 50 m	5,5	292
Silifke	z = 10 m	4,0	152
	z = 25 m	4,7	231
	z = 50 m	5,4	303
Sinop	z = 10 m	4,3	206
	z = 25 m	5,1	315
	z = 50 m	5,8	411
Şile	z = 10 m	4,6	172
	z = 25 m	5,5	268
	z = 50 m	6,3	362

Şekil 3.1’de Türkiye genelinde, 50m standart yükseklikte rüzgar enerjisi yoğunlukları ve rüzgar hızlarının dağılımı görülmekte [2].



Beş farklı topoğrafik durum için yer seviyesinden 50 m yükseklikteki rüzgar potansiyelleri ¹

	Kapalı Araziler ²		Açık Araziler ³		Kıyılar ⁴		Açık Deniz ⁵		Tepe ve Bayırlar ⁶	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	>	> 1800
	5.0-	150-	6.5-	300-	7.0-	400-	8.0-	600-	10-	1200-
	6.0	250	7.5	500	8.5	700	9.0	800	11.5	1800
	4.5-	100-	5.5-	200-	6.0-	250-	7.0-	400-	8.5-	700-
	5.0	150	6.5	300	7.0	400	8.0	600	10.0	1200
	3.5-	50-	4.5-	100-	5.0-	150-	5.5-	200-	7.0-	400-
	4.5	100	5.5	200	6.0	250	7.0	400	8.5	700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

- ¹ 1 Atm. standart basınç, 15°C sıcaklığa karşılık gelen 1.23 kg/m³ yoğunluğa göre
- ² Yerleşim alanları, ormanlar ve rüzgar kırıcıların yoğun olduğu tarım alanları (Pürüzlülük Sınıfı 3)
- ³ Az sayıda rüzgar kırıcının olduğu açık araziler (pürüzlülük sınıfı 1). İç bölgelerde en fazla tercih edilen alanlar genellikle bu alanlardır.
- ⁴ Düzgün kıyı alanları ve çok az sayıda rüzgar kırıcı içeren kara yüzeyleri (pürüzlülük sınıfı 1).
- ⁵ Kıyılardan en az 10 uzaklıktaki açık denizler. (pürüzlülük sınıfı 0).
- ⁶ 400 m yüksekliğinde ve 4 km çapında simetrik bir tepede yapılan hesaplarla elde edilen sonuçlar. Tepe yüksekliği, uzunluğu ve yapısı rüzgar hızındaki artış konusunda belirleyicidir.

Şekil 3.1. Türkiye Rüzgar Atlası [2]

Rüzgar enerjisinden faydalanma açısından en uygun metot, bu işe öncelikle potansiyelin en yüksek olduğu yerlerden başlamak, daha sonra daha düşük

potansiyeli olan alanlara yönelmektir. Bu, hem genel olarak rüzgar enerjisinin yoğun olduğu bölgeleri seçmek hem de bu bölgelerde arazi özellikleri (pürüzlülük sınıfı) açısından uygun yerleri belirleyip, buralardan faydalanmakla sağlanabilir. Bu açıdan bakıldığında, Tablo 3.1’de enerji yoğunluğu ve hız kriterleri açısından Amasra, Bandırma, Bozcaada, Çanakkale, Erzurum, Pınarbaşı ve Sinop enerji üretimi için potansiyeli yüksek yerler olarak görülmektedir. Bu yörelerdeki pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlarda, türbin göbek yüksekliklerine yakın değerler olan 25 ve 50 m. yükseklik değerlerinde ortalama hız ve enerji yoğunlukları ile Weibull parametreleri Tablo 3.2 ve Tablo 3.3’te sunulmuştur. Weibull parametreleri kullanılarak hesaplanan maksimum enerjiye sahip hız değeri de tabloya eklenmiştir. Maksimum enerjiye sahip hızın hesaplanması için Denklem (3.2) kullanılabilir [9].

$$U_{\max, en} = c \left(1 + \frac{2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3.2)$$

Tablo 3.2 Potansiyeli yüksek yörelerin 25m’deki verileri (Pürüz. Sınıfı 1)

z=25m	U _{ort} (m/sn)	E _{ort} (W/m ²)	c(m/sn)	k	U _{maks,en}
Amasra	5,9	359	6,6	1,47	11,8
Bandırma	5,9	335	6,5	1,51	11,4
Bozcaada	6,3	356	7,1	1,71	11,2
Çanakkale	6,0	295	6,7	1,74	10,4
Erzurum	4,9	305	5,2	1,17	12,2
Pınarbaşı	5,6	215	6,2	1,49	11
Sinop	5,1	315	5,5	1,22	12,2

Tablo 3.3 Potansiyeli yüksek yörelerin 50m’deki verileri (Pürüz. Sınıfı 1)

z=50m	U _{ort} (m/sn)	E _{ort} (W/m ²)	c(m/sn)	k	U _{maks,en}
Amasra	6,7	480	7,5	1,57	12,7
Bandırma	6,7	457	7,5	1,59	12,5
Bozcaada	7,2	485	8,1	1,83	12,1
Çanakkale	6,8	405	7,7	1,86	11,4
Erzurum	5,6	405	6,0	1,23	13,2
Pınarbaşı	6,4	395	7,1	1,60	11,8
Sinop	5,8	411	6,3	1,30	12,9

Bu bölgeler için, yıllık rüzgar enerjisi miktarının ($\text{kWh/m}^2/\text{yıl}$) hızlara göre dağılımı Ek-A'da sunulmuştur. Grafiklerde, yukarıda sıralanan potansiyeli yüksek bölgelerde pürüzlülük sınıfı 1 ve 2 değerleri için 50 m standart yükseklikte elde edilen dağılımlara yer verilmiştir.

Bölüm 2.1'de Weibull şekil katsayısının hız dağılımı üzerindeki etkisinden söz edilmişti. Bu etki daha belirgin şekilde enerji dağılımında da görülmekte. Potansiyeli yüksek yörelere ait enerji dağılımı grafikleri incelenecek olursa özellikle Sinop ve Erzurum gibi Weibull şekil katsayısının düşük olduğu 50 metrede (1.3, 1.23) yerlerde maksimum yıllık enerjiye ulaşılan hızın üzerindeki hızlarda enerji miktarında önemli bir düşüşe rastlanmamakta, yani rüzgarın içerdiği enerji daha geniş bir hız aralığına yayılmış durumda. Bu durum Genel Türbin Konfigürasyonu bölümünde daha ayrıntılı açıklanmakla birlikte, türbinin güç kontrolü mekanizması sebebiyle üretilecek yıllık enerjiyi düşürmekte, yani aynı yıllık ortalama enerjiye sahip fakat şekil katsayısı daha büyük olan bir yöreye göre daha düşük üretim miktarına sebep olmakta. Bu kriter de göz önüne alınacak olursa Sinop veya Erzurum'da kurulacak bir türbin yakın enerji yoğunluğuna sahip diğer yörelere oranla daha düşük kapasite faktörü ile çalışacaktır.

3.2. Türkiye'deki Mevcut Rüzgar Çiftlikleri ve Yeni Projeler

Türkiye'deki mevcut rüzgar çiftlikleri ve kapasiteleri Tablo 3.4'te sunulmaktadır:

Tablo 3.4 Türkiye'de mevcut rüzgar çiftlikleri

YERİ	TÜRBİN KAPASİTESİ (KW)	TÜRBİN SAYISI	KURULU KAPASİTE (MW)
ÇEŞME – GERMİYAN	500	3	1.5
ÇEŞME – ALAÇATI	600	12	7.2
BOZCAADA	600	17	10.2
HADIMKÖY	600	2	1.2
TOPLAM		34	20.1

Mevcut olan bu çiftliklerin yanı sıra, Türkiye’de rüzgar çiftliklerinin sayısının arttırılması için çeşitli çalışmalar da yapılmaktadır. 03.03.2004 tarihi itibarıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu çeşitli firmalara toplam 919,46 MW’lık enerji üretim lisansı vermiş bulunuyor [10], ayrıca 05.04.2004 itibarıyla toplam 2374,15 MW’lık üretim lisansı başvurusu da incelenme ve değerlendirmeye alınmış bulunmakta [11]. Bu lisanslara ve başvurulara ait listeler Ek-B’de sunulmuştur.



4. TÜRİN BOYUTU

Büyük ölçekli elektrik üretimi için kullanılacak rüzgar türbinleri için optimum boyutun ne olduğu kesin bir yanıtı olmayan bir sorudur. Rotorun süpürme alanı ve güç, çapın karesi ile orantılı olarak artarken, ağırlık ve maliyetin geometrik olarak benzer yapıya sahip makineler için kabaca çapın küpü ile orantılı olarak artması beklenebilir. Bu kare-küp ilişkisine göre küçük sistemler daha avantajlı olmakta ve türbin boyutları sınırlanmaktadır.

Yukarıda açıklanan etkinin aksine, büyük rüzgar türbinleri daha yüksek kuleleri sayesinde yükseklik ile hızı daha da artan rüzgarı kullandıklarından ve elde edilen enerji rüzgar hızının küpü ile orantılı olarak arttığından, daha büyük bir türbin, birim süpürme alanı başına daha fazla enerji çekecektir. Ayrıca büyük rüzgar türbinleri kullanıldığında belirli bir güce sahip bir rüzgar çiftliği için gerekli olan alan da azalacaktır. İlave olarak pek çok parçanın (örn. Kontrol sistemi) boyutu artan çap ile kübik olarak artmayacak, hatta bu artış bazı durumlarda çok sınırlı olacaktır [7].

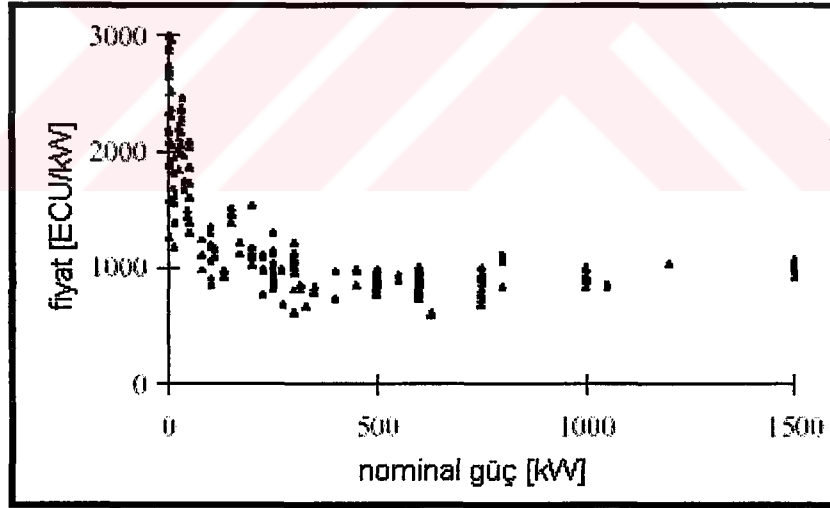
Bu alanda çalışan uzmanların vardığı genel sonuç, rüzgar türbinleri için iki minimum enerji maliyeti olduğudur. Çok küçük boyutlu türbinlerin, çok fazla sayıda olacak olan parçalarının ve onların servis maliyetinin yüksek olması beklenebilir. Bu küçük türbinlerin boyutu büyüdükçe enerji maliyetinin düşmesi beklenebilir. Fakat bu aşağı yönlü trend, dinamik yüklerin boyutla orantılı artması ve sonuçta türbin kontrol parçalarının çok ağırlaşması sebebiyle tekrar maliyet artışı yönüne dönecektir (örnek olarak bir yatay eksenli rüzgar türbininin sapma kontrolü için kuyruk kanatçığı). Bu birinci minimum enerji maliyeti noktasını oluşturur[7].

Sistem konfigürasyonunu, gelişmiş yapısal konseptler ile aktif aerodinamik, elektronik ve elektrik kontrolleri içeren bir biçime dönüştürdüğümüzde, yükler düşer ve enerji üretimi artar, bu da yine maliyetlerin düşmesini sağlar. Bunlar söylenirken sistemin bu tür kontrollerin maliyetini karşılayacak kadar büyük olduğu kabul edilmektedir. Rotor çapındaki daha büyük artışlar kare-küp ilişkisinin ağır basmasına sebep olacaktır, bu da ikinci minimum maliyet noktasını meydana getirir [7].

İdeal türbin boyutu belirlenirken, pratikte pek çok başka faktör de işin içine girecektir. Günümüz teknolojisinde teknik risk büyük makinelerde daha yüksektir. Büyük ölçekli rüzgar türbinlerinin üretimi için gerekli yatırım pazarda çok büyük avantajların elde edilmesinin garanti olmadığı durumlarda gerçekleşmeyecektir. Belirli bir yatırımla büyüklere oranla daha fazla sayıda küçük türbin üretilebilir, ve ürün işleme konusundaki avantajlar ve üretim tecrübesi ile sağlanacak gelişme hayata geçirilebilir. Küçük ve orta boyutlu türbinler piyasada mevcut olan dişli kutuları ve düşük maliyetli otomobil frenleri gibi parçaları kullanabilirler. Bazı çok büyük boyutlu türbinler Avrupa ve Amerika'da başarılı olmuşsa da, bunlar devlet destekli programlar ile gerçekleştirilebilmiştir.

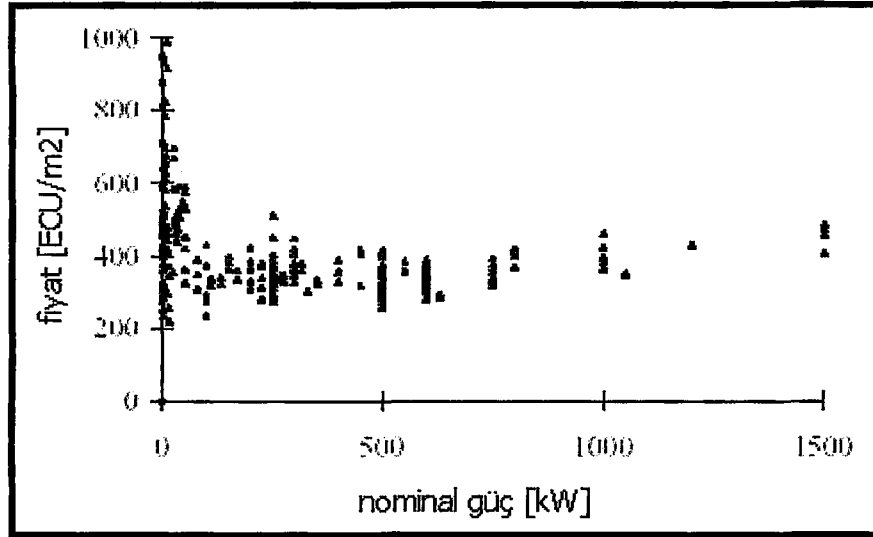
Yukarıdaki bilgileri de göz önünde bulundurarak konu ile ilgili yapılmış bazı istatistiksel çalışmalara bakacak olursak, ideal türbin boyutu hakkında daha net bir fikre sahip olabiliriz.

Şekil 4.1'de kW güç başına birim türbin fiyatındaki değişim görülmekte. Grafikten de görülebileceği gibi 500-750 kW aralığındaki türbinler birim maliyet açısından avantajlı konumdadır ve bu aralıktan uzaklaştıkça birim fiyatta yükselmeler başlıyor.



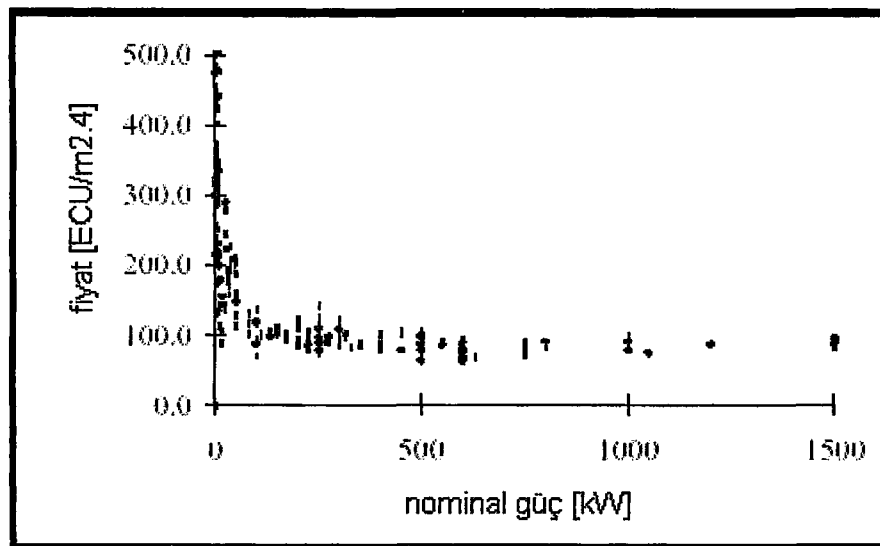
Şekil 4.1 kW güç başına birim fiyat [12]

İkinci bir değerlendirme kriteri olarak birim süpürme alanı başına maliyete bakacak olursak:



Şekil 4.2 Süpürme alanı başına birim fiyat [12]

Bu grafikten de görülebileceği gibi 600 kW ve civarı üzerine çıkıldığında türbinin birim alan başına maliyeti artıyor. Fakat kıyaslamanın bu biçimde yapılması biraz yanıltıcı olacaktır. Burada türbinin alanındaki artışla birlikte kule yüksekliğinin ve buna bağlı olarak enerji üretiminin de artacağı unutulmamalı. Buna bağlı olarak şöyle bir düzeltme yapmakta fayda var. Geometrik olarak türbinin güç üretimi alanındaki artış ile yani R^2 ile artacaktır, fakat buna kule yüksekliğindeki artışı da ekleyecek olursak gerçekte artış $R^{(2+3k_1)}$ ile orantılı olacak. Eğer pürüzlülük katsayısı en genel yaklaşımla 1/7 olarak alınacak olursa, bu düzeltme ile oluşacak grafik Şekil 4.3'te verilmiştir.



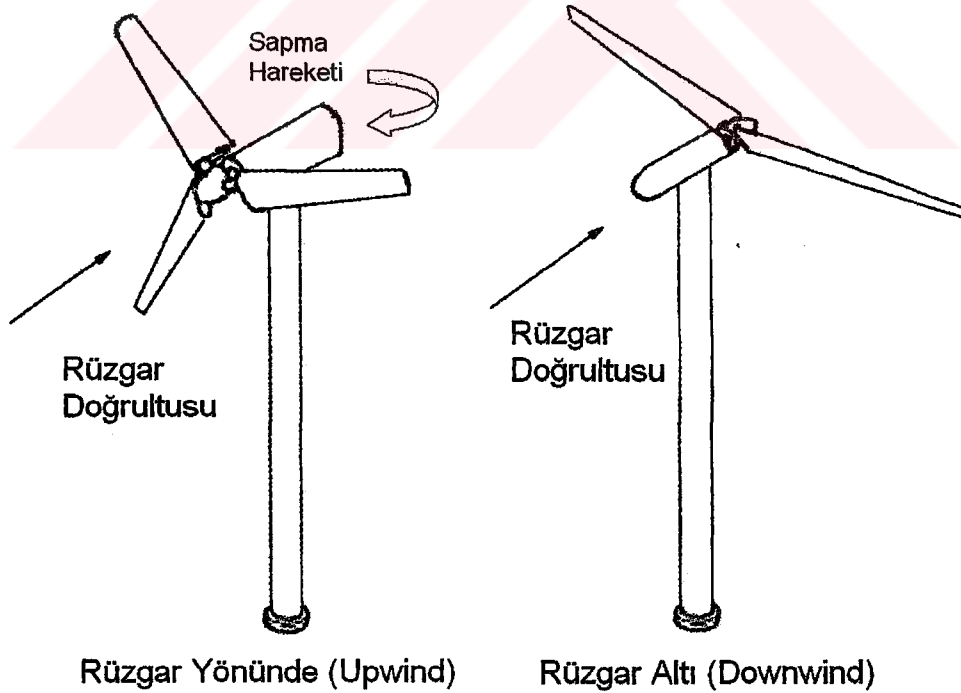
Şekil 4.3 Normalize Edilmiş Süpürme Alanı Başına Birim Fiyat [12]

Şekil 4.1 ve Şekil 4.3 göz önüne alınacak olursa birim fiyat ve birim süpürme alanı başına enerji üretimi açısından 600 kW güç bir minimum noktası oluşturmaktadır. 600 kW güce sahip türbinler Dünya çapında yaygın olarak kullanılmaktalar. Ayrıca bu boyut, yaygın kullanımı ve kazanılan üretim tecrübesi ile küçük türbinlerin teknik riski düşürme avantajı ve boyutunun çok küçük olmaması ile de büyük türbinlerin düşük arsa maliyetleri arasında bir denge sağlamaktadır.



5. GENEL TÜRİN KONFIGÜRASYONU

Türbin, elektrik üretimi amacıyla imal edilenler arasında en yaygın görülen tasarım olan 3 palalı, rüzgar yönünde (upwind) bir türbin olarak tasarlanacaktır. Dünya’da elektrik üretimi amaçlı tasarlanan türbinlerin yaklaşık %75’ini rüzgar yönünde (upwind) türbinler oluşturmaktadır. Bu türbinler, rüzgar altı (downwind) türbinlerde görülen kule etkisine maruz kalmadıklarından daha düzgün bir akım elde edebilmektedirler. Fakat bu sistemler, rüzgar altı (downwind) türbinler gibi rüzgar yönüne kendiliklerinden dönemediklerinden, bu ayarlamayı yaparak, rotoru rüzgar yönüne çevirecek bir sapma sistemine ihtiyaç duyarlar. Rüzgar yönünde ve rüzgar altı birer türbin Şekil 5.1’de görülmektedir. Çok çeşitli sistemler bir arada kullanılarak değişik türbin konfigürasyonları elde etmek mümkündür, ancak türbinler genel olarak güç kontrol sistemleri ve rotor dönüş hızlarına göre sınıflandırılabilirler.



Şekil 5.1 Rüzgar türbinlerinin rüzgara nazaran rotor konumlandırmalarına göre sınıflandırılması

5.1.Güç Kontrolü Sistemi

Rüzgar türbinleri, nominal gücü vermek üzere tasarlandıkları hızların (nominal hız) üzerinde, türbinin zarar görmesini önlemek amacıyla kontrol sistemlerine sahiptirler. Bu sistemler, türbin nominal hızı aştıktan sonra palaların aerodinamik performansını düşürerek jeneratörde oluşabilecek bir aşırı yüklemeyi önlerler. Bu amaçla kullanılabilecek 5 temel tasarımdan söz edilebilir. Bunlar kullanım yaygınlıklarına göre:

- Pasif Stall Kontrolü
- Aktif Pitch Kontrolü
- Aktif Stall Kontrolü
- Sapma Kontrolü
- Pasif Pitch Kontrolü

Bu beş tasarımdan ilk üçü yaygınlık kazanırken son ikisi geniş uygulama alanı bulamadılar. Önce son iki tasarımdan kısaca bahsedilecek.

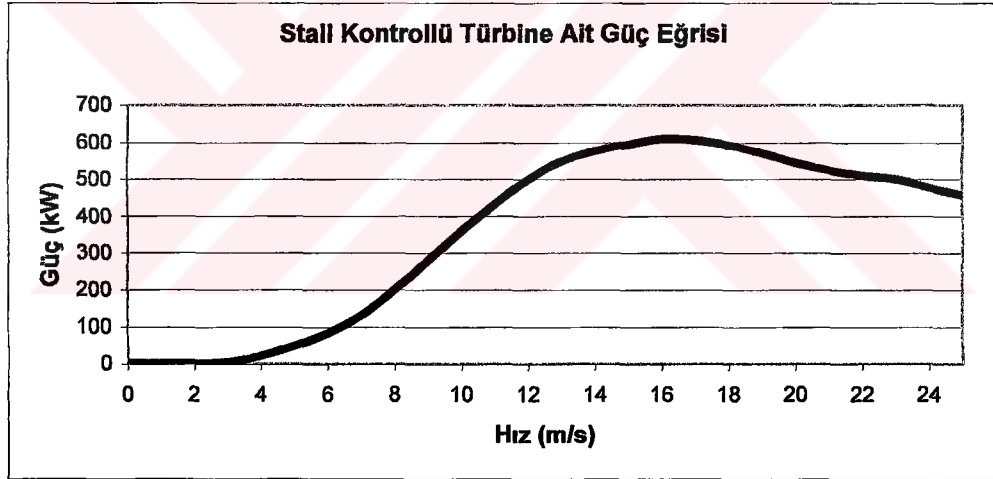
Sapma kontrollü türbinler, türbinlerin çoğunda, türbini rüzgar yönüne çevirmek için mevcut bulunan sapma kontrolü sistemini güç kontrolü için de kullanma düşüncesine dayanıyor. Sapma hareketi Şekil 5.1’de görülebilir. Bu sistemler, rüzgar tasarım hızının üzerine çıktığında türbini rüzgar akımının doğrultusundan çıkartmak böylece türbinin güç katsayısını düşürmek prensibine dayanırlar. Fakat bu sistem yeterli sapma hızlarına ulaşmanın içerdiği zorluklar ve pala ile makine dairesinin dönüş esnasında yarattığı momentten dolayı yaygın bir sistem değildir. Bu tür sistemlerde, sapma özellikle ilk 10° civarında önemli bir güç katsayısı düşüşü sağlayamamaktadır, bu sebeple bu değer üzerine çıkmak için geçen sürede aşırı yükleme ihtimali artmaktadır. Ancak bu dezavantajlarına rağmen, bu tasarım İtalya’da 60 m çaplı $8^\circ/\text{sn}$ ’lik yüksek dönme hızına sahip bir türbinde kullanılmıştır [13].

Pasif pitch kontrolünde ise temel düşünce, palayı yüksek hızlarda burularak istenen pitch açısına ulaşacak şekilde tasarlamak, bu şekilde güç kontrolü sağlamaktır. Prensip mantıklı ve basit gözükse de uygulamada bunu başarmak zor, çünkü güç kontrolü için gerekli burulma ile pala üzerine gelen yüklerin oluşturduğu burulma birbiriyle uyumlu olmayabiliyor.

Bu iki sistemden bahsettikten sonra yaygın olarak kullanılan diğer üç sistem daha geniş olarak incelenebilir.

5.1.1. Stall Kontrollü Türbinler

Stall kontrollü türbinler, göbeğe sabit bir açı ile sabitlenmiş palalara sahip sistemlerdir. Bu sistemler, rüzgar hızındaki artış ile birlikte hücum açısının da artması ve palanın stall etkisine girmeye başlaması sayesinde güç kontrolü sağlarlar. Pala geometrisi, rüzgar nominal hızın üzerindeki hızlarda arttıkça, performansı düşecek şekilde tasarlanmıştır. Pala kök bölgesinden başlayarak stall etkisine girer, bu şekilde tasarım hızı üzerindeki hızlarda, aşırı yükleme sebebiyle türbin sistemlerinde oluşacak hasarlar önlenmiş olur. Stall kontrollü sistemler nominal hızın üzerindeki hızlarda, pitch kontrollü türbinler gibi sabit bir güç seviyesini koruyamamaktadırlar, bu sebeple nominal hız üzerinde enerji üretimi pitch kontrollü türbinlerden düşüktür. 600 kW'lık Bonus Mk IV türbinine ait veriler kullanılarak oluşturulmuş stall kontrollü bir türbine ait güç eğrisi Şekil 5.2'de görülebilir [14].



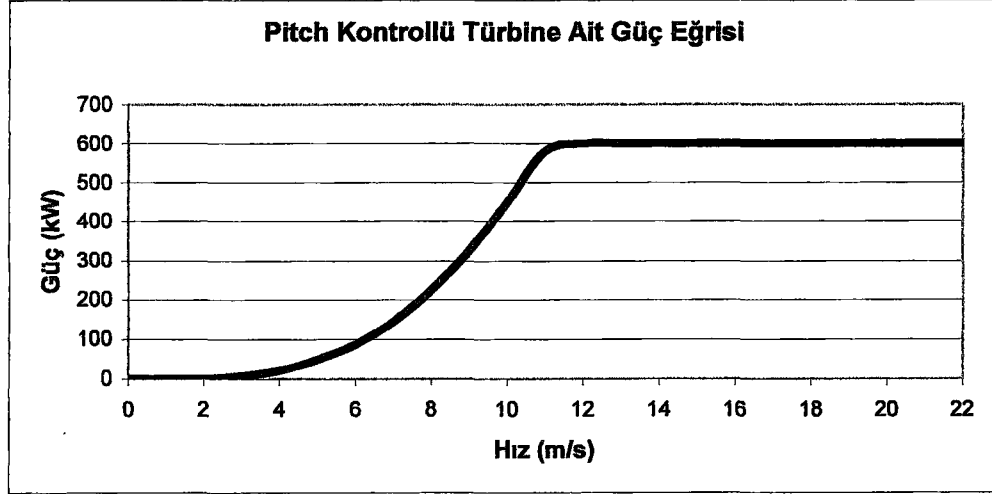
Şekil 5.2 Stall kontrollü türbine ait güç eğrisi

Stall kontrollü türbinlerin temel avantajı, rotorda hareketli parçalara sahip olmamaları ve karmaşık bir kontrol sistemine ihtiyaç duymamalarıdır. Bu türbinler sadece türbinlerin çalıştırılması ve durdurulması için kontrole ihtiyaç duyarlar.

5.1.2. Pitch Kontrollü Türbinler

Pitch kontrollü türbinlerde palalar, stall kontrollü olanların aksine göbeğe sabit bir açı ile sabitlenmiş değildirler. Pala, pitch kontrol mekanizması sayesinde rüzgar hızına göre eksenini etrafında döndürülebilmektedir. Bu türbinler, nominal hız

üzerinde sabit güç üretimi sayesinde daha kaliteli bir güç çıkışı sağlamaktadırlar, fakat stall etkisine göre tasarlanmadıkları için ani rüzgarlara karşı hassastırlar. Şekil 5.3'te pitch kontrollü 600 kW'lık bir türbin olan DeWind D-4'e ait verilerle oluşturulmuş güç eğrisi görülmektedir. [15]

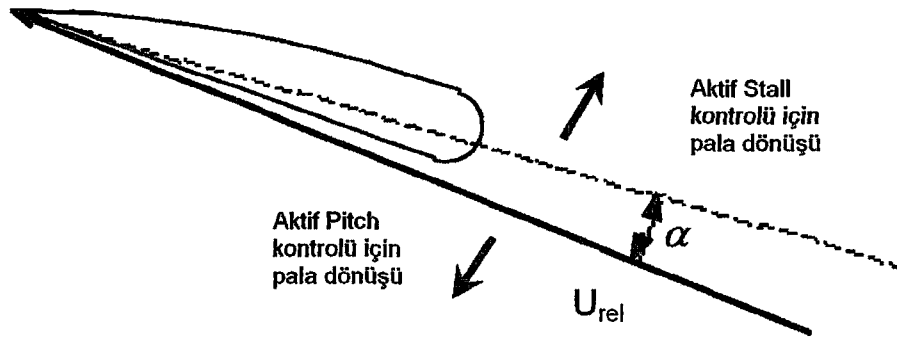


Şekil 5.3 Pitch kontrollü türbine ait güç eğrisi

Pitch kontrol mekanizmasının kullanımı farklılıklar gösterebilir. Sistem, bütün hızlarda kullanılarak elde edilen enerjinin artırılması sağlanabilir yada sistemde aşınmayı azaltmak için sadece nominal hızın üzerinde güç kontrolü için kullanılabilir. Bu sistemler MW sınıfı türbinlerde daha yaygın olarak kullanılmakla birlikte, 600 kW sınıfı türbinlerde de kullanılmaktadır. Pitch kontrollü türbinlerden elde edilecek performans artışı temel olarak kullanılan pitch mekanizmalarının hızına ve hassasiyetine bağlıdır. Bu makineler sahip oldukları pitch sistemleri sebebiyle yüksek hızlarda yapısal sorunlar yaşamaya, sabit palaya sahip stall kontrollü türbinlere oranla daha eğilimlidirler.

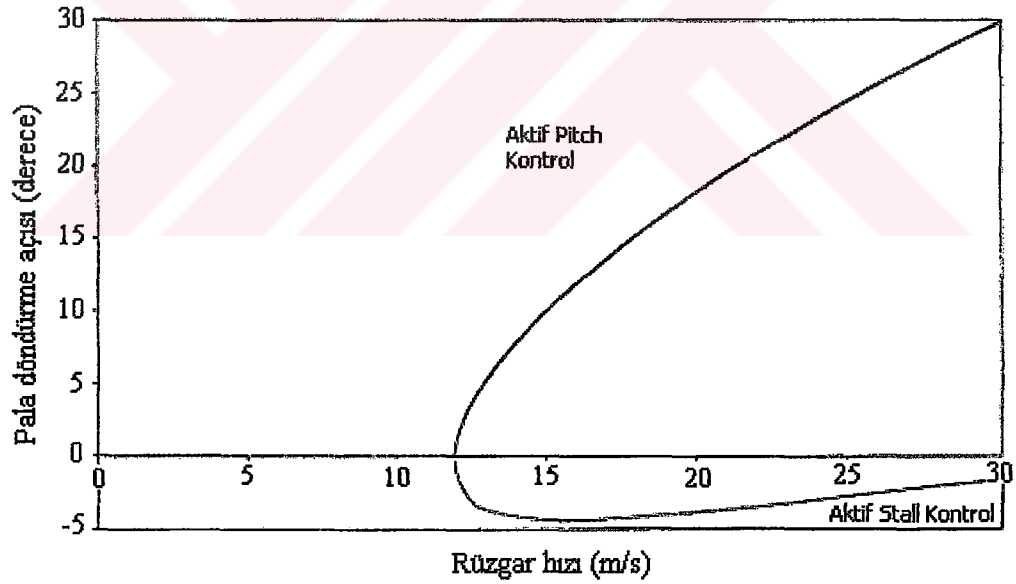
5.1.3. Aktif Stall Kontrollü Türbinler

Aktif stall kontrolü, bundan önce söz edilen iki kontrol sistemine göre daha yeni bir tasarımıdır. Bu sistemde de pitch kontrollü türbine benzer şekilde güç kontrolü için pala, eksen etrafında döndürülerek nominal hız üzerinde sabit güç üretimi sağlanır, fakat dönüş yönü pitch kontrolündekinin tersidir. Pitch kontrollü türbin, nominal hızın üzerine çıktığında palayı hücum açısını düşürecek şekilde döndürülürken, aktif stall kontrollü bir türbin palayı ters yönde çevirip, türbini stall etkisine sokar. Bu dönüş hareketleri Şekil 5.4'te görülebilir.



Şekil 5.4 Aktif stall ve aktif pitch kontrolü için pala dönüş yönleri.

Aktif stall kontrollü türbinin güç eğrisi pitch kontrollü türbine benzer. Aktif stall ve aktif pitch kontrollü türbinler için gerekli pala döndürme açılarının kıyaslaması Şekil 5.5'te görülebilir.



Şekil 5.5. Aktif stall ve aktif pitch kontrollü türbinlerde güç kontrolü için gerekli pala döndürme açılarının kıyaslaması [13].

Şekil 5.5'te görüldüğü gibi, bu tasarımda güç kontrolü için gerekli pala döndürme açıları, aktif pitch kontrolüne göre oldukça düşüktür. Bu sayede türbin rüzgar hızındaki değişimlere daha hızlı yanıt verebilir. Ayrıca türbin nominal hızın

üzerinde stall etkisine girmiş olacağından, ani rüzgarlara karşı hassasiyeti daha düşük olacaktır.

5.2. Rotor Hızı

Türbinler, rotorun dönüşüne göre temel olarak iki sınıfa ayrılırlar:

- Sabit hızlı türbinler
- Değişken hızlı türbinler

5.2.1. Sabit Hızlı Türbinler

Sabit hızlı türbinler, nominal rüzgar hızında, nominal güce ulaşmalarını sağlayacak sabit bir devirde dönen türbinlerdir. Bu sistem, şebeke bağlantılı pek çok rüzgar türbininde kullanılmış ve tasarım kolaylığı sağlamış olmakla birlikte sadece tek hızda döndükleri ve buna bağlı olarak sadece belirli bir rüzgar hızında ve civarında en verimli şekilde çalışmak üzere tasarlandıkları için bu nominal hızdan uzaklaştıkça verimleri düşer. Bu sorunu çözmek için kullanılan ve tasarımda çok büyük değişiklikler gerektirmeyen diğer bir konfigürasyon da iki hızlı türbinlerdir.

İki hızlı türbinlerin, sabit hızlı veya değişken hızlı olarak sınıflandırılması konusunda bazı görüş ayrılıkları olsa da, tam anlamıyla değişken hızlı sayılmazlar. Bu türbinler iki farklı hızda çalışabilmektedir. İki hızlı türbinlerin eski tasarımlarında iki farklı jeneratör kullanılmakta iken artık tek jeneratör kullanılıp, bu jeneratörün kutup sayısı (4/6) değiştirilerek, jeneratörün senkron hızı (genellikle 1000/1500 dev/dak) ayarlanabiliyor. İki hızlı tasarım, düşük hızlarda da tasarım uç hız oranına yakın uç hızlar sağlayarak verimi yükseltmektedir. Fakat bu sistemler jeneratörler veya jeneratör kutupları arasındaki geçiş sırasında oluşabilecek sorunlara karşı (örn. akım yükselmesi) önlemler almayı gerektirmektedir.

İki hızlı türbinler, dünya genelinde en yaygın kullanılan sistemlerdir, çünkü sabit hızlı türbinler gibi daha basit mekanizmalardır ve onlara oranla enerji üretiminde artış sağlarlar.

5.2.2. Değişken Hızlı Türbinler

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin temel avantajı, geniş bir rüzgar hızı aralığında optimum uç hız oranında çalışabilmeleri, böylece rotor verimliliğini yükseltip daha fazla enerji elde edilmesini sağlamalarıdır. Bu türbinler genel olarak birlikte

kullanıldıkları pitch sistemi ile birlikte nominal hızdan çok düşük hızlarda dahi yüksek verimlilikte çalışabilirler. Ayrıca bu türbinler, düşük rüzgar hızlarında düşük devirlerde çalıştıkları için gürültü konusunda da avantaj sağlarlar. Değişken hızlı tasarım, dişli kutusuna gelen yükün düşmesini sağlamakla birlikte bu türbinlerde, sabit hızlılarda kullanılanlardan farklı özelliklere sahip jeneratörlerin kullanılması gerekmektedir.

Değişken hızlı tasarımın sağladığı faydalara rağmen çok yaygın olarak kullanılamamasının ana sebebi güç elektroniği maliyetlerinin yüksek olmasıdır. Bu sebeple bu tür sistemlerin büyük ölçekli sistemlerde kullanılması maliyet açısından daha uygun görünmektedir. Değişken hızlı tasarım 600 kW sınıfında da kullanım alanı bulmaya başlamıştır. De-Wind firmasının ürettiği D4-46, D4-48 modelleri bu sistemi kullanan türbinlere örnek olarak gösterilebilir [15].

Yukarıda açıklanan sistemler arasındaki seçimde ana kriter, sağlayacağı faydanın maliyetini karşılayıp karşılayamayacağıdır. Türbinde kullanılacak daha gelişmiş bir sistem maliyetteki artışı karşılayacak bir enerji üretimi artışı sağlayacaksa kullanılabilir. Bu sebeple aktif pitch kontrolü, aktif stall kontrolü ve değişken hız gibi gelişmiş türbin tasarımlarının kullanımı, türbin boyutundaki artış ile birlikte artmaktadır.

Yukarıda açıklanan türbin konfigürasyonları için bazı örnekler Ek-C'de görülebilir.

6 – JENERATÖR VE AKTARMA SİSTEMLERİ

Rotorun üreteceği güç, aktarma sistemleri ve jeneratörde bir miktar düşecek, şebekeye bu şekilde iletilecektir. Yani türbinin gücünden bahsederken rotorun rüzgardan alacağı güç değil, iç kayıplardan sonra sistemin vereceği güç anlaşılmalıdır. Bu durumda da türbinin aerodinamik tasarımına başlamadan önce kullanılacak jeneratör tipi ve aktarma sistemi ile bunlarda oluşacak kayıplar belirlenmelidir.

6.1. Jeneratör

Rüzgar türbini jeneratörlerinin ana görevi rotor tarafından üretilen mekanik enerjiyi, elektrik enerjisine dönüştürmektir. Bu jeneratörler, daha sonra doğru akıma dönüştürülen üç fazlı alternatif akım üretirler. Orta ve büyük çaplı uygulamalarda kullanılan jeneratörler şu iki tiptedir:

- Senkron Jeneratörler (Alternatörler)
- Asenkron Jeneratörler (İndüksiyon Jeneratörleri)

Bu jeneratörler sabit stator ve döner kısım olan rotordan meydana gelir. Statorlar benzer yapıda olup, aralarındaki fark rotordan kaynaklanmaktadır.

Orta ve büyük boyutlu rüzgar türbinlerinde (100-150 kW üzeri) türbinin enerji üretimi genellikle 690 V (Amerika’da kullanılan modellerde 480 V) gerilimde olur ve üç fazlı alternatif akım yaratılır. Alternatif akım frekansı 50 Hz.’dir. (Amerika’da kullanılan modellerde 60 Hz.).

Doğrudan üç fazlı şebekeye bağlanmış olan jeneratörün hızı sabittir ve şebeke frekansı tarafından belirlenir. Bu hız kutup sayısı değiştirilerek ayarlanabilir. Jeneratör hızını veren bağıntı şu şekilde ifade edilebilir [16]:

$$n = \frac{60f}{K/2} \quad (6.1)$$

Tablo 6.1’de iki değişik frekansta farklı kutup sayılarına karşılık gelen jeneratör hızları verilmektedir:

Tablo 6.1. Kutup sayılarına göre senkron jeneratör hızları (dev/dak) [16]

Kutup Sayısı	50 Hz.	60 Hz.
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

Senkron jeneratör hızı, jeneratörün şebeke frekansı ile senkronize çalışması durumundaki hızına karşılık gelir. Bu değer asenkron jeneratör için boşta çalışma hızına eşittir. Pek çok rüzgar türbininde dört ve altı kutup kullanılır, fakat en sık rastlanan dört kutuplu makinelerdir. Bunların yanında iki kademeli değişken kutuplu jeneratörler de mevcuttur. Bunlar rüzgar hızına bağlı olarak , düşük hızlarda ilk kademede çalışır, hız yükselince ikinci kademeye geçerler. Bu tür jeneratörlerin kullanıldığı rüzgar türbinlerine örnek olarak NORDEX N43/600 kW (4/6 kutup, 1500/1000 dev/dak senkron hız, 600/125 kW nominal güç) gösterilebilir [17].

Rüzgar türbinlerinde kullanılan iki tip jeneratör hakkında kısaca bilgi vermek gerekirse:

6.1.1. Senkron Jeneratörler (Alternatörler)

Senkron jeneratörler bağlandıkları şebeke ile aynı frekansta çalışır ve asenkron jeneratörlere kıyasla kendini mıknatıslama avantajına sahiptir. Fakat bu jeneratörler hassas bir düzenlemeye ihtiyaç duyarlar ve şebekeye bağlanmaları hassas bir işlem gerektirir [6]. Maliyet açısından da senkron jeneratörler, asenkron jeneratörlere göre maliyeti daha yüksek olan makinelerdir. Bu sebeple daha düşük maliyetli olan, bağlantı kolaylığı sunan ve daha güvenilir sistemler olan asenkron jeneratörler rüzgar türbini uygulamalarında daha sıklıkla kullanılmaktadır.

6.1.2. Asenkron Jeneratörler (İndüksiyon Jeneratörleri)

Günümüzde rüzgar türbinlerinde kullanılan jeneratörlerin çoğunluğunu asenkron jeneratörler oluşturur. Asenkron jeneratör, düşük maliyeti ve tesisinin kolay olması

yanında, jeneratör kayması ve aşırı yükleme kabiliyeti gibi bazı mekanik avantajlara da sahiptir. Jeneratörün boşa çalışma ve maksimum güçteki dönme hızları arasındaki fark çok düşüktür, senkron hızının yaklaşık % 1'ine karşılık gelir ve bu farka jeneratör kayması adı verilir. Yani 4 kutuplu bir jeneratör senkron hızı olan 1500 dev/dak'da boşa çalışacak, yaklaşık 1515 dev/dak'da ise maksimum güç üretecektir. Bu değer 1512 yada 1518 de olabilir.

Jeneratör, torktaki değişime karşılık olarak hızında küçük değişimler yapmak gibi faydalı bir mekanik özelliğe sahiptir. Bu, dişli kutusunda daha az aşınma ve kopma demektir. Bu doğrudan elektrik şebekesine bağlı rüzgar türbinlerinde asenkron jeneratör tercih edilmesinin en önemli sebebidir.

Bu özellikleri yanında asenkron jeneratör, kullandığı kafes rotor sayesinde statordaki kutup sayısına göre kendisini otomatik olarak ayarlayabilmektedir. Yani aynı rotor farklı kutup sayılarında kullanılabilir.

Asenkron jeneratörlerin dezavantajı ise, senkron jeneratörler şebekeye bağlı olmadan da çalışabiliyorken, asenkron jeneratör bu konuda farklılık göstermektedir. Asenkron jeneratörlerin çalışmaya başlamadan önce, statorlarının şebekeden mıknatıslanmaları gerekir, yani şebekeden güç çekerler. Bu sorunun çözümü olarak gerekli mıknatıslanma akımını sağlamak için kapasitör kullanımı yoluna gidilebilir.

Jeneratörlerdeki kayıpları incelemek gerekirse 500 kW'lık bir türbinde oluşacak kayıplar şu şekilde gruplandırılabilir:

Tablo 6.2 Nominal yükteki jeneratörde kayıplar [18]

	İndüksiyon Jeneratörü (şebeke bağlantılı)
Göbek kayıpları	%1,5
Bakır kayıpları, ve ilave kayıplar	%1,5
Sürtünme, sargı ve soğutma kayıpları	%0,5
Toplam kayıplar	%3,5

Bu konuda fikir edinmek için Tablo 6.3'te verileri sunulmuş olan 660 kW'lık bir jeneratörün bilgilerinden de yararlanılabilir.

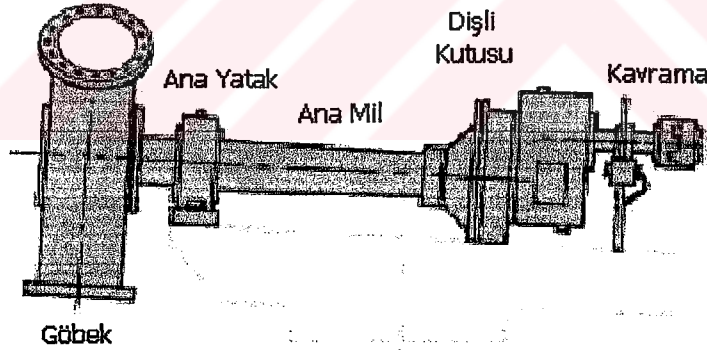
Tablo 6.3. YJ32 iki hızlı asenkron jeneratörün özellikleri [19]

Nominal Gerilim	690V
Senkron Hız	1500/1000 dev/dak
Kutup Sayısı	4/6
Aşırı Yükleme Kapasitesi	1.10
Nominal Güç	660/180 kW
Nominal Hız	1518/1012 dev/dak
Nominal Verimlilik	%96.4/ 93

İki kaynaktan alınan veriler, nominal hızda jeneratör verimi için %96.5 değerinin iyi bir seçim olduğunu gösteriyor.

6.2. Aktarma Sistemi

Aktarma sistemi göbek, ana yatak, ana mil, bağlantı ünitesi, dişli kutusu ve kavramadan oluşur. Bu sisteme temsil edecek bir çizim, Şekil 6.3’de görülebilir. Bu sistem, rotorun ürettiği gücün jeneratöre aktarılmasını sağlayan ara kademelerdir ve en önemli parçası da dişli kutusudur.



Şekil 6.1. Aktarma sistemi [20]

Dişli kutusu, rotorun 30-40 dev/dak olan dönüş hızını, jeneratörün 1000/1500 dev/dak olan dönüş hızına yükseltmek için ana şaft ile jeneratör arasına yerleştirilmiş ara sistemdir.

450 kW üzeri türbinlerde genel olarak kullanılan sistem 1 kademe planet dişli ve iki kademe helisel dişliden veya alın dişlisinden oluşan bir dişli kutusudur. Sistemin verimi, %95 ile %98 arasında değişmekte olup genel yaklaşım olarak kademe başına

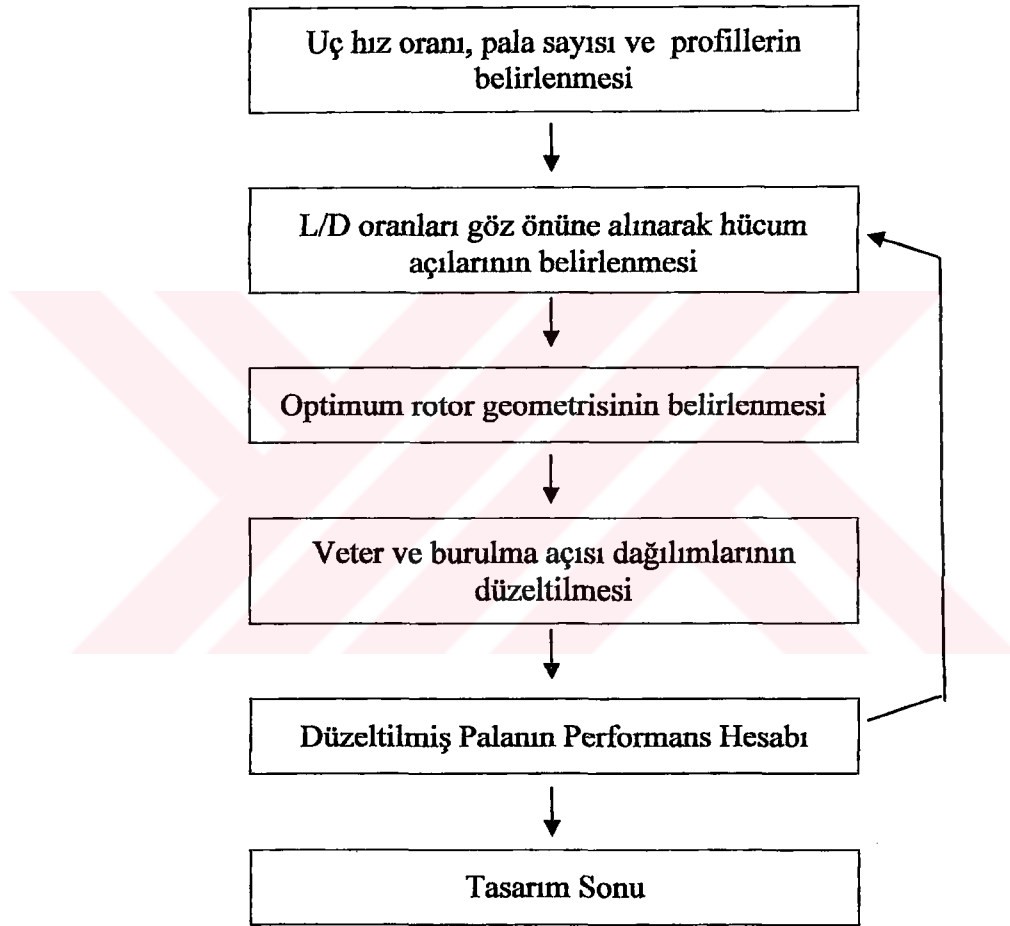
%1 kayıp olduğu kabul edilebilir [20]. Yani üç kademeli dişli kutusu için verim %97 olarak alınabilir.

Jeneratördeki %96,5 verimlilik ve dişli kutusundaki %96 verimlilik kabulleri ile rotorun elde edeceği enerjinin yaklaşık %93 verimlilikle elektrik enerjisine dönüştürülebileceğı görölmektedir.



7 - TÜRİNİN AERODİNAMİK TASARIMI

Rüzgar türbinin aerodinamik tasarım aşamaları Şekil 7.1'de özet halinde sunulmuştur.



Şekil 7.1 Tasarım aşamaları

Türbin tasarımına başlamadan önce ilk adım, uç hız oranının, türbinin pala sayısının ve kullanılacak profillerin seçilmesidir.

7.1 Tasarım Ön Kabullerinin Belirlenmesi

7.1.1 Pala Sayısı:

Kullanım amacına uygun bir pala sayısı seçimi için Tablo 7.1’de verilen değerler yol gösterici olacaktır.

$$\text{Uç hız oranını şu şekilde tanımlarsak : } \lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (7.1)$$

Tablo 7.1 Çeşitli uç hız oranlarına karşılık gelen uygun pala sayıları [21]

Uç hız oranı	Pala Sayısı
1	6-20
2	4-12
3	3-6
4	2-4
5-8	2-3
8-15	2

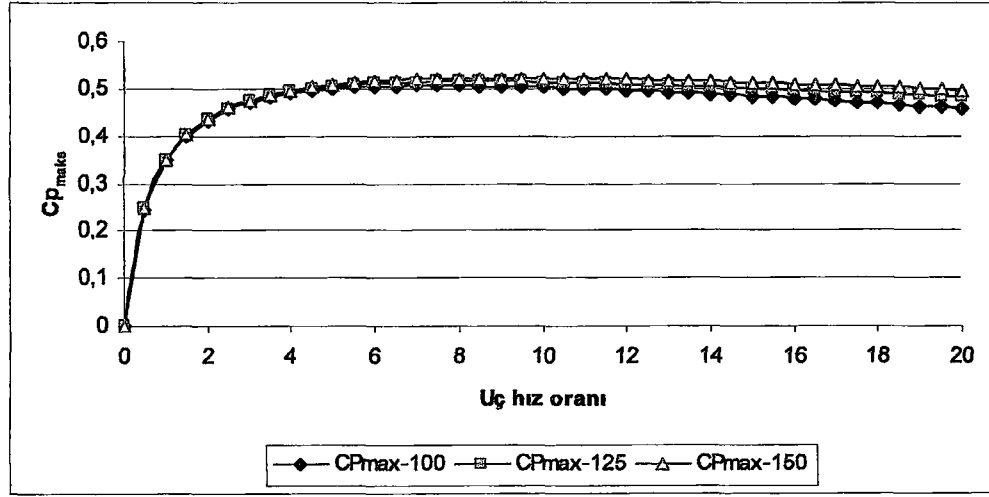
Rüzgar enerjisinden elektrik üretimi amaçlı türbinlerde, çalışılan uç hız oranlarında genel olarak üç palalı tasarımlar tercih edilmektedir.

7.1.2. Uç Hız Oranı

Türbinin yüksek performans sağlaması amacıyla seçilebilecek bir uç hız oranını belirlemek için denklem (7.2)’de verilen ampirik ifadeden faydalanılabilir [7]:

$$C_{p, \max} = 0.593 \left[\frac{\lambda B^{0.67}}{1.48 + (B^{0.67} - 0.04)\lambda + 0.0025\lambda^2} - \frac{1.92\lambda^2 B}{1 + 2\lambda B} D/L \right] \quad (7.2)$$

Yukarıdaki formül kullanılarak L/D oranı 100, 125, 150 değerlerinde olan 3 palalı bir türbin için çeşitli uç hız oranlarında $C_{p, \max}$ – uç hız oranı grafiği şekil 7.2’de görülmekte:



Şekil 7.2. Uç hız oranlarına karşılık gelen maksimum güç katsayıları

Şekil 7.2’de görüldüğü gibi uç hız oranı 6 değerini aştıktan sonra güç katsayısındaki artışlar sınırlı. Bunun yanında, bu değer üzerindeki artışların performansa katkısının sınırlı olmasının yanında, artan hızla beraber gürültü seviyesi artacak ve özellikle aktif pitch ve aktif stall kontrollü türbinlerdeki pala kontrol mekanizmalarında yapısal zorluklar ortaya çıkacaktır. L/D oranı 125 olan profil ile, $\lambda=8$ ’deki $C_{p,max.}=0,515$ değeri yanında $\lambda=6$ ’daki $C_{p,max.}=0,51$ değeri güç katsayısında önemli bir düşüş olmayacağını göstermekte. Bu faktörler göz önüne alınarak uç hız oranı 6 olarak seçilmiştir.

7.1.3. Profiller

Türbinde kullanılacak profil veya profillerin seçiminde göz önüne alınacak en önemli kriterler şöyle sıralanabilir:

- Yüksek L/D oranı
- Profil yüzeyinin pürüzlülüğüne karşı hassasiyetin düşük olması
- Güç kontrolü sistemine uygun stall davranışı

Bu gereksinimler, eski türbinlerde kullanılan uçak kanadı profilleri yerine türbin veriminin artmasını sağlayacak olan yüksek L/D oranına sahip, rüzgar türbinlerine özel tasarlanmış profillerin kullanımının yolunu açtı. Bu ihtiyaçlara uygun olarak tasarlanmış olan ve türbinlerde yaygın olarak kullanılan bazı profiller şunlardır:

- Delft University of Technology (Hollanda) – DU
- NREL (Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı-ABD) – SERI

- FFA (İsveç Havacılık Araştırmaları Enstitüsü) – FFA-W
- Althaus ve Wortmann – FX
- Riso Ulusal Laboratuvarı (Danimarka) - RISØ
- NACA 63-

Orta ve büyük ölçekli türbinlerde büyüyen boyut ile birlikte türbin palasını tek bir profil ile imal etmek mümkün olmuyor. Büyüyen palanın getireceği yapısal zorlukları aşmak açısından kökte aerodinamik performanstan fedakarlık yapıp daha büyük kalınlık oranına sahip profiller kullanılırken, uca doğru profil kalınlığı daha az olan performansı daha yüksek profiller kullanılıyor.

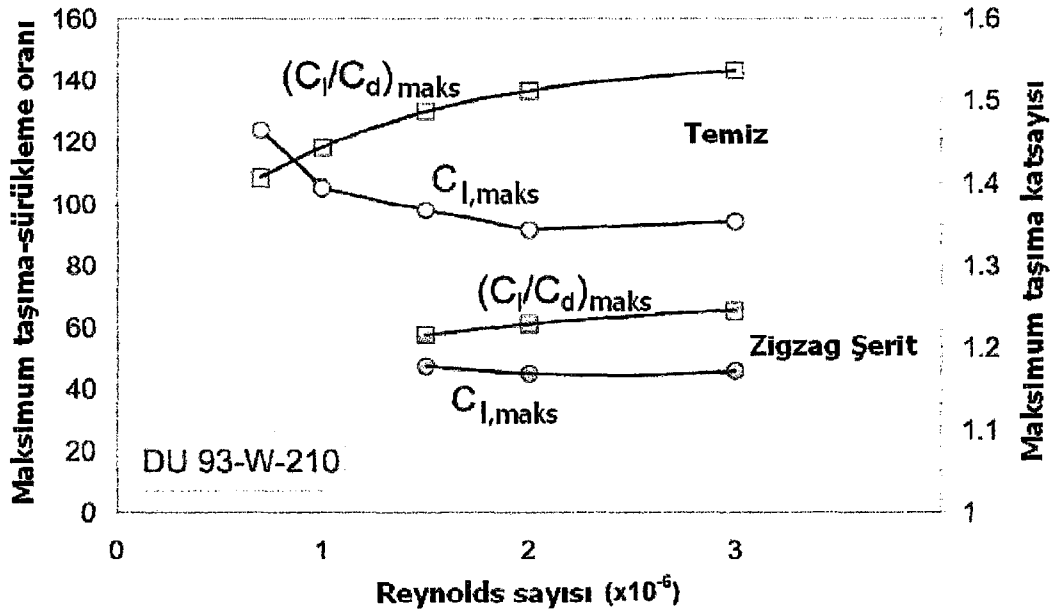
Türbinin aerodinamik tasarımında kullanılan profiller ve aerodinamik özellikleri Tablo 7.2’de sırasıyla kökten uca doğru verilmektedir.

Tablo 7.2. DU- profillerine ait aerodinamik özellikler. [22]

r/R	Profil	$(L/D)_{maks}$	$C_{L,opt}$	$C_{L,maks}$
0.15	DU 97-W-300	97	1.37	1.56
0.35	DU 97-W-300	97	1.37	1.56
0.55	DU 91-W2-250	128	1.27	1.37
0.75	DU 93-W-210	143	1.27	1.35
0.95	DU 95-W-180	143	1.05	1.21

Bu profillere ait, kaldırma ve sürüklenme katsayısı eğrileri Ek E’de sunulmuştur.

Profil özellikleri DU 97-W300 için $Re=2.5 \times 10^6$, DU 91-W2-250 ve DU 95-W-180 için $Re=3.0 \times 10^6$, DU 93-W-210 için ise 2.0×10^6 değerindedir. DU 93-W-210 için Reynolds sayısı bir miktar düşük olmakla birlikte, Türbinin çalıştığı Reynolds sayısı değerleri Reynolds sayısına bağlı değişimin daha yoğun olduğu aralığın (<500.000) üzerindedir. Bu sebeple düşük Reynolds sayısından kaynaklanan hata sınırlı olacaktır. Karşılaştırma açısından DU 93-W-210’un $Re=2 \times 10^6$ ve 3×10^6 değerleri için aerodinamik özelliklerinin bir kıyaslaması Şekil 7.3’te mevcuttur [22].



Şekil 7.3. DU 93-W-210 profilinin farklı Reynolds sayılarındaki aerodinamik özellikleri

Şekil 7.3'te de görüldüğü gibi $Re=2 \times 10^6$ değerinin üzerinde değişimler sınırlı kalmaktadır dolayısıyla bu değerlerin kullanılmasının sebep olacağı hata da sınırlıdır. Tasarım sonucu elde edilen Reynolds sayısı dağılımı Şekil 8.7'de verilmiştir. Rüzgar türbinlerinde kullanılan diğer bazı profillere ait aerodinamik özellikler Ek E'de sunulmuştur.

7.2. Boyutsuzlaştırma

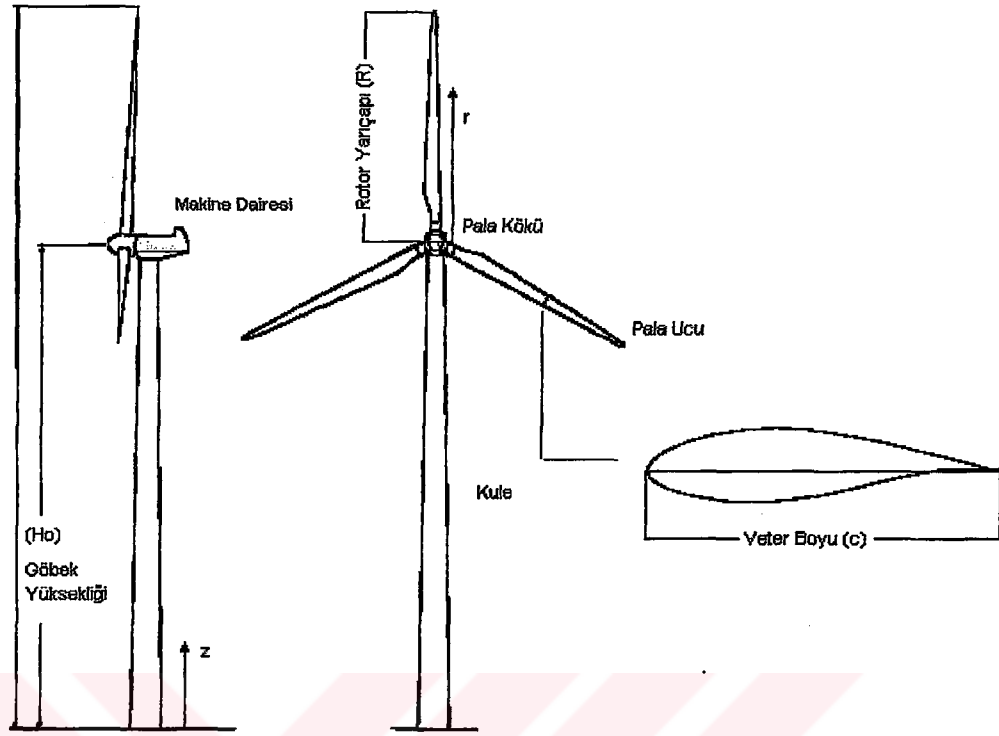
Pala geometrisinin tayini ve performans hesaplamaları, kolaylık açısından boyutsuz ifadeler ile yürütülecektir. Şekil 7.4'te gösterilen büyüklüklere uygun olarak boyutsuzlaştırma Tablo 7.3'te gösterildiği şekilde yapılmıştır:

Tablo 7.3. Boyutsuzlaştırma

Büyüklük	Notasyon	Boyutsuzlaştırma
Pala veteri	c	$c - c/2R$
Göbek merkezinden radyal uzaklık	r	$r - r/R$
Hızlar	U_{rel}, U	$V - V/U$
Yerden yükseklik	z	$z - z/H_0$

Bu boyutsuzlaştırmada, $c-c/2R$ boyutsuzlaştırması sonucu palanın yerel katılığı

$$\sigma' = \frac{Bc}{\pi r} \text{ haline gelir.}$$



Şekil 7.4 Türbine ait büyüklükler

7.3. Tasarım Hedefleri ve Kabuller

- Nominal Güç : 600 kW
- Nominal Hız : 12.5 m/sn, Uç hız oranı : 6
 - Devreye Giriş Hızı : 4 m/sn
 - Devreden Çıkış Hızı : 22 m/sn
- Pala sayısı 3, rüzgar yönünde (upwind) türbin
- Güç Kontrolü : Aktif Stall, Rotor Hızı : İki Hızlı
- Kök Açıklığı : 0,1 R
- Göbek Yüksekliği : 50 m
- Dişli kutusu ve jeneratör verimlilikleri sabit ve nominal güçteki değerine eşit.
- %35 yarıçaptaki profil köke kadar uzanıyor, %95 yarıçaptaki profil uca kadar uzanıyor.
- Profil eğrilerinde, aralık dışında kalan değerler ekstrapolasyonla hesaplanıyor.
- Profillerin yerleştirildikleri kesitlerin arasındaki kesitlerde aerodinamik özellikler interpolasyon ile hesaplanıyor.

Türbinin tasarımında kullanılan aerodinamik teoriler, Ek D'de mevcuttur.

7.4. Tasarımda İzlenen Adımlar

7.4.3. İdeal Türbinin Tasarımı

Tasarımın ilk adımı, kullanılacak profillerin yerleştirilecekleri kesitler için optimum hücum açılarının (maks. L/D oranına karşılık gelen açılar) ve bunlara karşılık gelen kaldırma katsayılarının belirlenmesidir. Optimum pala tasarımında profilin optimum koşulları göz önüne alınacağından ve bu koşullarda profiller 100 -150 civarında L/D oranlarına sahip olacaklarından, optimum palanın tasarımında C_D değeri ihmal edilecek kadar küçüktür. Kesitlerdeki profiller belirlendikten sonra bu noktalardaki yerel hız oranları $\lambda_r = \lambda \cdot r$ eşitliği ile bulunabilir.

Momentum teorisinden pala için optimum indüksiyon faktörleri (a, a') ve göreceli rüzgar hızının dönme eksenine yaptığı açı (ϕ) belirlenir. Bu işlemde geleneksel yöntem bu değerleri iterasyon ile belirlemektir. Fakat bu değerler analitik bir yöntemle de hesaplanabilir [23]. (D.30) denklemi, (7.3) momentum denkleminde yerine koyulursa (7.4) ifadesi elde edilir:

$$a'(1 + a')\lambda_r^2 = a(1 - a) \quad (7.3)$$

$$16a^3 - 24a^2 + 3(3 - \lambda_r^2)a - (1 - \lambda_r^2) = 0 \quad (7.4)$$

Bu denklemin çözümü de değişken dönüşümü yöntemiyle bulunabilir [23]:

$$a = \frac{1}{2} [1 - \Lambda_r (\cos \theta^+ - \cos \theta^-)] \quad (7.5)$$

$$\text{İfade:} \quad \Lambda_r = \sqrt{1 + \lambda_r^2} \quad (7.6a)$$

$$\theta^\pm = \frac{1}{3} \cos^{-1}(\pm \Lambda_r^{-1}) \quad (7.6b)$$

Bulunan eksenel indüksiyon faktörü (a) değeri (D.30) ifadesinde yerine koyularak optimum pala için a' değeri hesaplanır. Daha sonra hesaplanan bu iki değer (D.32) ifadesinde yerine koyularak göreceli hızın dönüş eksenine yaptığı açı (ϕ) bulunabilir.

Bir önceki adımda momentum teorisi kullanılarak elde edilen indüksiyon faktörlerine ulaşmamızı sağlayacak pala geometrisi için (D.57) denklemini kullanarak kesitlerdeki katılık oranı (σ') değerleri belirlenip, buradan boyutsuz veter boyları belirlenebilir.

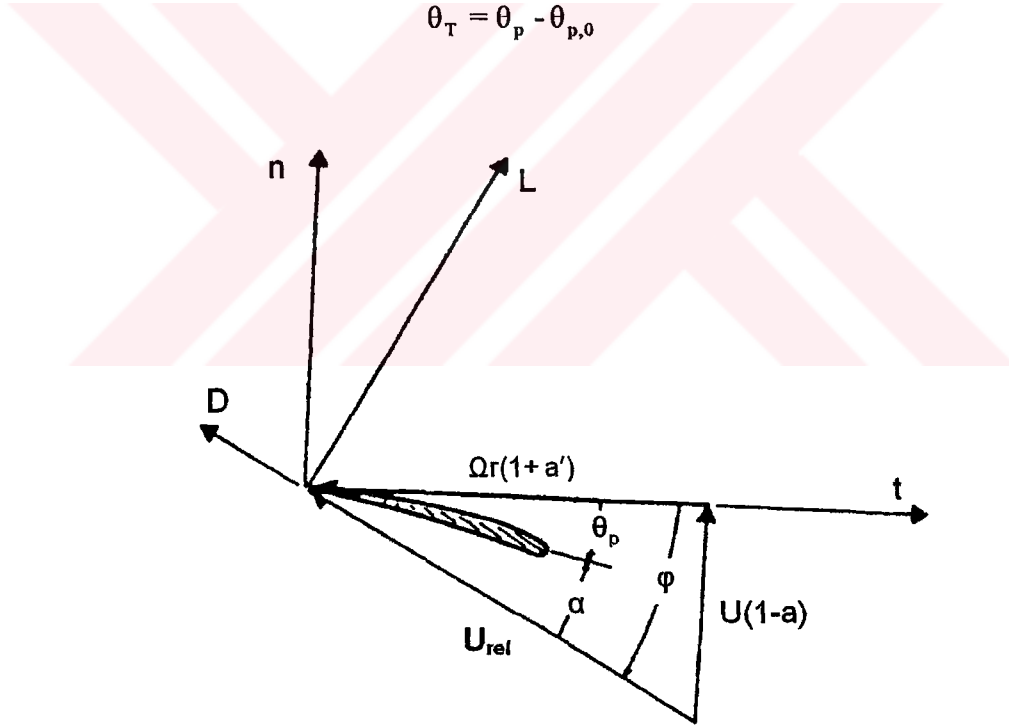
$$\sigma' = \frac{4F \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{C_T + C_N \lambda_r} \quad (7.7)$$

$$c = \frac{\pi \sigma' r}{B} \quad (7.8)$$

Elde edilen φ açısı ile hücum açısı arasındaki fark ise Şekil 7.5'te görüldüğü gibi optimum oturma açısı dağılımını verir. Herhangi bir kesitteki oturma açısından %95 yarıçaptaki oturma açısı çıkartılarak söz konusu kesitteki burulma açısı bulunabilir.

$$\theta_p = \varphi - \alpha \quad (7.9a)$$

$$\theta_T = \theta_p - \theta_{p,0} \quad (7.9b)$$



Şekil 7.5 Pala üzerinde bir kesitteki hız bileşenleri ve açılar

7.4.2. Geometrinin Düzeltilmesi

Elde edilen optimum pala geometrileri genel olarak imalat açısından büyük zorluklar taşırlar. Bu sebeple uygulanan bir yöntem veter dağılımının lineerleştirilmesi ve

burulma açısı dağılımının lineerleştirilmesi veya bir eksponansiyel fonksiyon ile düzeltilmesidir. Bu düzeltmeler imalat kolaylığının yanında, birden fazla profile sahip palalarda optimum değerler kullanılarak yapılmış tasarımlardaki geometrik bozuklukların yol açacağı sorunları ortadan kaldıracaktır.

Performans optimizasyonu yapılmış türbin modelleri için yapılmış olan analizlerde, optimum güç katsayısına yakın bir güç katsayısını üretecek türbinin veter dağılımının, optimum dağılımda yarıçapın %75'indeki değere teğet lineer bir dağılım, burulma açısı dağılımının ise eksponansiyel bir fonksiyona sahip bir dağılım olması gerektiği görülmüştür [24].

Burulma açısının dağılımı için baz olarak kökteki veya uçtaki burulma değeri alınabilir. Bu tasarımda, her kesitteki oturma açısı ile yarıçapın %95'indeki oturma açısı arasındaki fark olan burulmayı eksponansiyel bir eğriyle ve veteri de bir doğruyla ifade etmek için aşağıda verilen denklemler kullanılmıştır. Burulma dağılımı için %95'teki değerden geçen bir eğri seçilmesinin sebebi, performansın daha yüksek olduğu uç bölgesinde ideal dağılıma en yakın değerleri korumaktır.:

Veter Dağılımı :
$$c = A.r + B \quad (7.10)$$

Burulma Açısı Dağılımı:
$$\theta_T = Q_A (1 - e^{Q_B(0.95-r)}) \quad (7.11)$$

Yapılacak işlem iyi bir yaklaşım sağlayacak olan A, B, Q_A , Q_B katsayılarının bulunması olup, bunun için en küçük kareler yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemin burulma dağılımına uygulanması için, burulma açısını verecek olan eksponansiyel fonksiyon bazı matematiksel işlemler ile doğru denklemine benzetilmiş ve bu şekilde çözüm elde edilmiştir.

Elde edilecek yeni veter ve burulma açısı dağılımları, türbinin performansını belirleyeceği için, optimum değerlerden büyük sapmalar arzu edilmemektedir. Bu sebeple optimum veter ve burulma açısı dağılımlarının hesabında elde edilecek pala geometrisinin optimum değerlere yakın olması için, tasarım girdi değerleri olan C_L ve α değerlerinde, L/D oranındaki değişimler de göz önünde bulundurularak bazı değişiklikler yapılması gerekebilir.

7.4.3. Türbin Performansının Belirlenmesi

Performans belirlenmesinde ilk aşama optimum pala geometrisinde yapılan düzeltmeler sebebiyle değişen akım geliş açılarının (φ) hesaplanmasıdır.

Bu amaçla (D.57) denklemi kullanılabilir:

$$4F \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) - \sigma' (C_T + C_N \lambda_r) = 0 \quad (7.12)$$

$$C_N = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (7.13a)$$

$$C_T = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (7.13b)$$

Denklemin çözümü, iteratif bir yöntem gerektirmekte olup, Newton-Raphson, Bisection gibi metotlar kullanılabilir, ancak yapılan analizde en iyi sonuca Regula-Falsi metodu ile ulaşılmıştır. İlk tahminle hesaplanan akım geliş açısından, oturma açısı çıkartılarak yeni hücum açısı ve buna bağlı sürüklenme ve kaldırma katsayıları hesaplanarak iterasyonun bir sonraki adımına geçilip, iterasyonda arzulanan yakınsama sağlanana kadar bu işleme devam edilir.

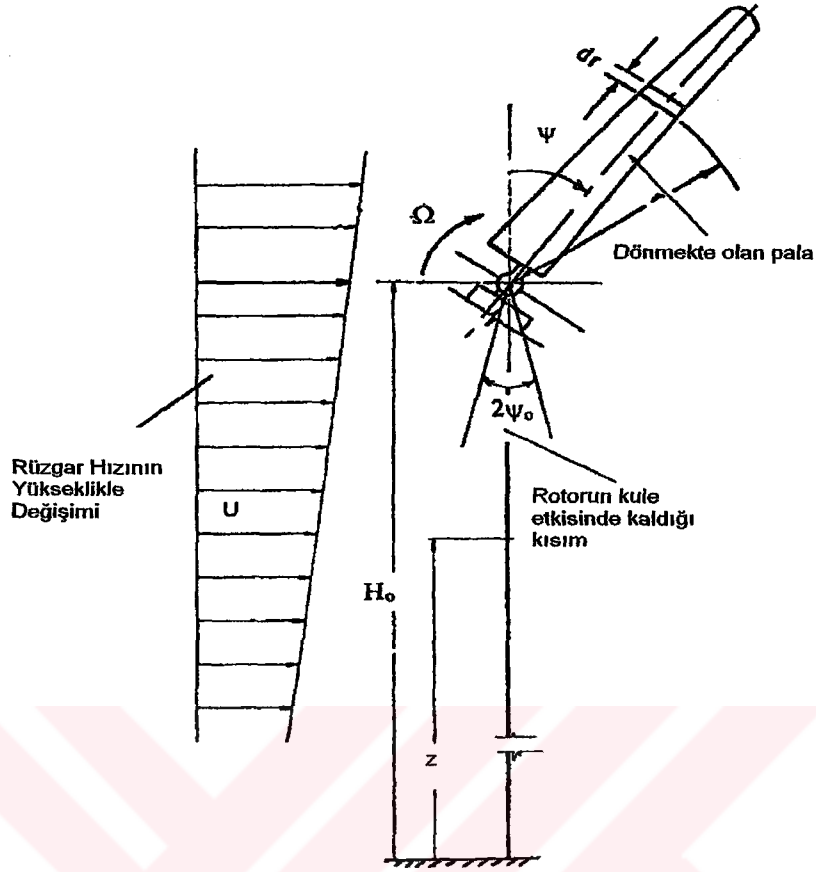
Pala dönerken, pala üzerindeki herhangi bir kesitin yerden yüksekliği sürekli değişecek, buna bağlı olarak yerin yarattığı sınır tabaka sebebiyle üzerine etkiyen rüzgar hızı da değişecektir. İkinci adımda, bu etki altında pala yarıçapı üzerindeki kesitlerde oluşacak ortalama rüzgar hızları bulunmalıdır. Herhangi bir yükseklikte rüzgar hızı yerden yüksekliğe bağlı olarak boyutsuz ifadeler cinsinden (7.14) denkleminde verilmiştir.

$$U = z^{k_1} \quad (7.14)$$

Şekil 7.6 incelendiğinde, rüzgar hızında yüzey pürüzlülüğünden kaynaklanan değişimi, palanın boyutsuz yarıçapının bir fonksiyonu olarak ifade etmek gerekirse yerden yükseklik ve pala yarıçapı üzerindeki herhangi bir nokta arasında (7.15a) ve (7.15b) denklemlerinde verilen ilişki kurulabilir.

$$z = 1 + r \cdot r_o \cos \psi \quad (7.15a)$$

$$r_o = \frac{R}{H_o} \quad (7.15b)$$



Şekil 7.6. Rüzgar hızının yükseklik ile değişimi

Pala üzerindeki herhangi bir kesite etkiyecek boyutsuz net rüzgar hızını bulmak için, rotorun dönüşü boyunca kesite etkiyen farklı rüzgar hızlarının ortalamasını bulmak gerekir. Bu işlem için (7.16) denkleminde verilen integral kullanılabilir.

$$\bar{V}_w(r) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} U(r, \psi) * d\psi \quad (7.16)$$

Eğer tasarlanan türbin rüzgar altı (downwind) türbin ise net rüzgar hızı hesaplanırken kule etkisi de hesaba katılmalıdır.

Elde edilen düzeltilmiş pala geometrisi ve pala üzerindeki rüzgar hızı dağılımı da kullanılarak aerodinamik katsayılar şu şekilde hesaplanabilir:

7.4.4. Aerodinamik Katsayıların Hesabı

$$\text{İtke Katsayısı : } C_t = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} = \frac{2B \int_{r_0}^r U_{rel}^2 \cdot c \cdot C_N \cdot dr}{\pi(1 - r_H^2)} \quad (7.17)$$

$$\text{Tork Katsayısı : } C_q = \frac{Q}{\frac{1}{2}\rho U^2 A \cdot R} = \frac{2B \int_{r_0}^r U_{rel}^2 \cdot c \cdot C_T \cdot r \cdot dr}{\pi(1 - r_H^2)} \quad (7.18)$$

$$\text{Güç Katsayısı : } C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U^3 A} = \lambda C_q \quad (7.19)$$

(7.17) ve (7.18) denklemlerindeki U_{rel} ifadesi, palaya göre göreceli boyutsuz hızdır ve (7.20) denkleminde verilen formülle bulunabilir:

$$U_{rel}^2 = \bar{V}_w^2(r) \cdot (1 - a)^2 + \lambda_r^2 \cdot (1 + a')^2 \quad (7.20)$$

Tasarım uç hız oranında palanın güç katsayısı hesaplandıktan sonra, istenen gücü üretecek gerekli türbin yarıçapı (7.21) ifadesi ile hesaplanabilir:

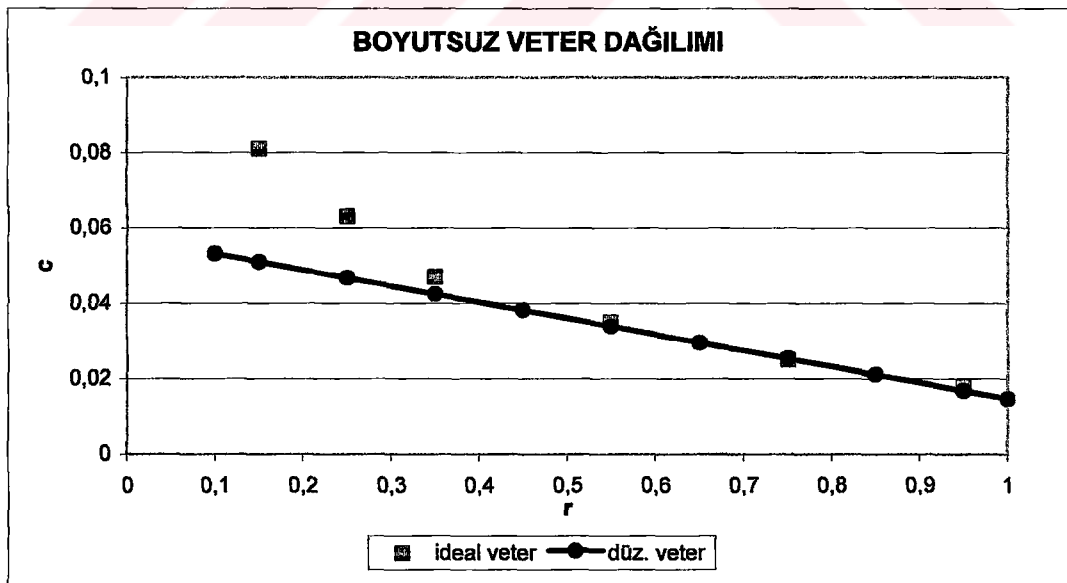
$$R = \sqrt{\frac{2P}{\pi \rho U^3 C_p}} \quad (7.21)$$

8. ELDE EDİLEN PALA GEOMETRİLERİ VE TÜRBİN PERFORMANSI

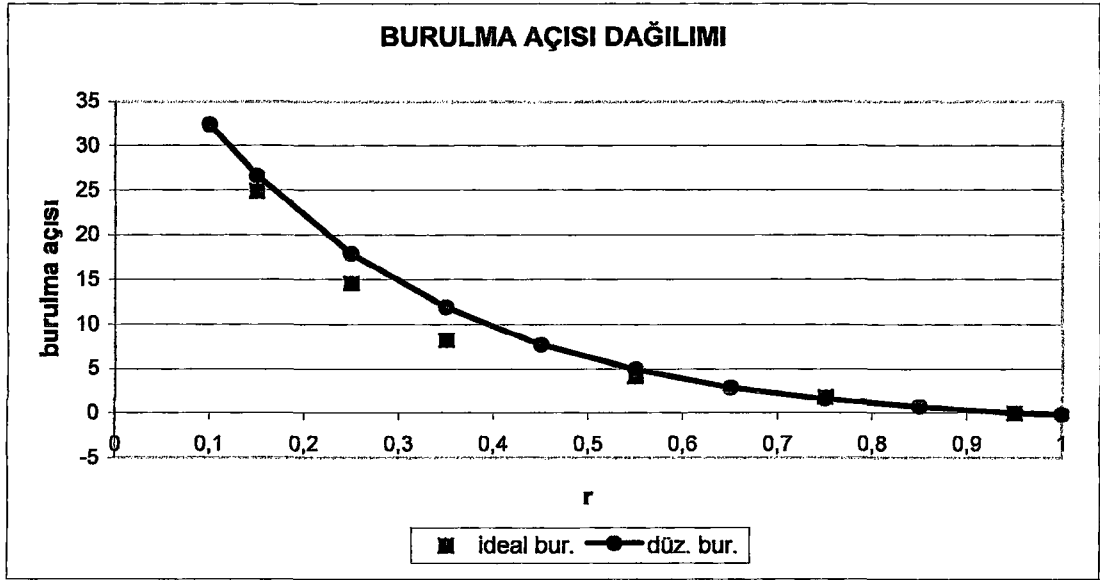
Bölüm 7’de açıklanan aşamalar ile istenen uç hız oranında optimum performansı sağlayacak palaya ait geometriyi belirlemek ve bu palanın performansını hesaplamak için Fortran Power Station 4.0 kullanılarak birincisi tasarım, ikincisi ise performans hesabı için olmak üzere iki program hazırlanmıştır. Bu programlar kullanılarak elde edilen pala geometrileri ve performans hesaplamaları bu bölümde sunulmaktadır.

8.1. Optimum Palaya En Yakın Dağılıma Sahip Pala

Bölüm 7’de açıklandığı gibi tasarım uç hız oranı için optimum veter ve burulma açısı dağılımları belirlendikten sonra düzeltilmiş geometrileri sağlayacak katsayılar hesaplanmıştır. Boyutsuz veterin lineerleştirilmesi için kullanılacak katsayılar $A=-0.043$ ve $B=0.0574$, burulma dağılımının eksponansiyel fonksiyon ile düzeltilmesi için kullanılacak katsayılar $Q_A=-1.401$ ve $Q_B=3.744$ olarak hesaplanmıştır. Optimum veter ve burulma açısı değerleri ile hesaplanan katsayılar kullanılarak düzeltilmiş değerler Şekil 8.1 ve Şekil 8.2’de görülmektedir.



Şekil 8.1. %75 yarıçapta teğet olan boyutsuz veter dağılımı

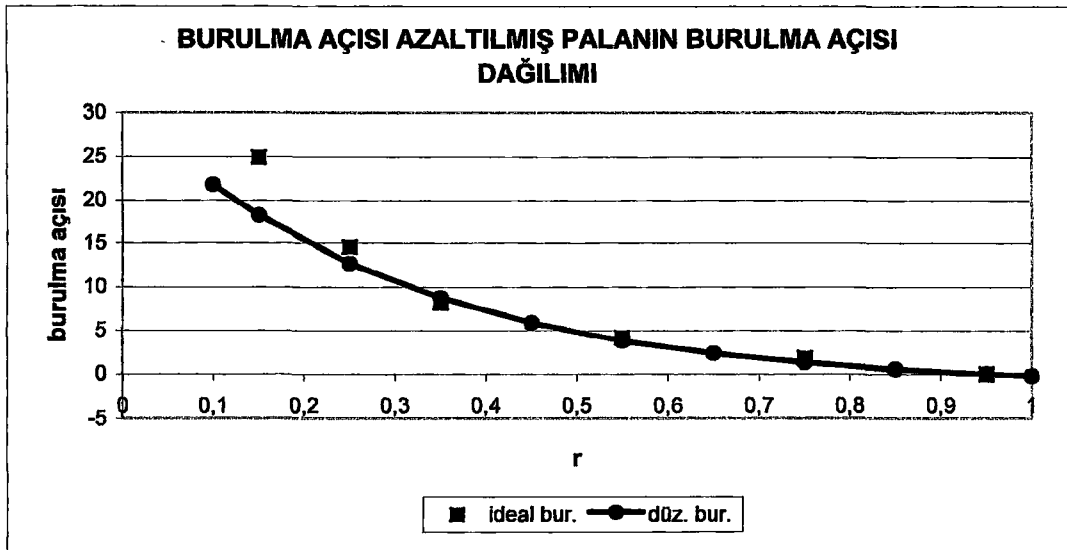


Şekil 8.2 İdeal burulma açısı dağılımına en yakın eğri

Bu geometriye sahip rotorun güç katsayısı, $C_p = 0,495$

8.2 Burulma Açısı Azaltılmış Pala

Optimum palaya en yakın dağılıma sahip olan pala, Şekil 8.2.'de görüldüğü gibi, kökteki yüksek burulma açılarını azaltmak yerine bir miktar daha arttırmaktadır. Bu sebeple veter dağılımı aynı kalmak şartıyla, $Q_B=3,3$ olarak değiştirilerek burulma açıları düşürülmüş ikinci bir pala geometrisi belirlenmiştir. Bu palanın burulma dağılımı Şekil 8.3'te görülmektedir.



Şekil 8.3 Azaltılmış burulma açısına sahip pala için burulma açısı dağılımı

Bu geometri düzeltmesi sonucu güç katsayısı 0,493 olarak değişmiş, yani kayda değer bir düşüş görülmemiştir. Bunun sebebi optimum değerlerden uzaklaşmanın, özellikle güç üretimin düşük olduğu köke yakın bölgede gerçekleşmesi ve bir önceki dağılıma oranla $r=0,25$ ve $r=0,35$ noktalarında optimuma daha yakın değerler elde edilmesidir. Bu palaya sahip türbinin performans verileri Şekil 8.4, Şekil 8.5 ve Şekil 8.8’de görülmektedir.

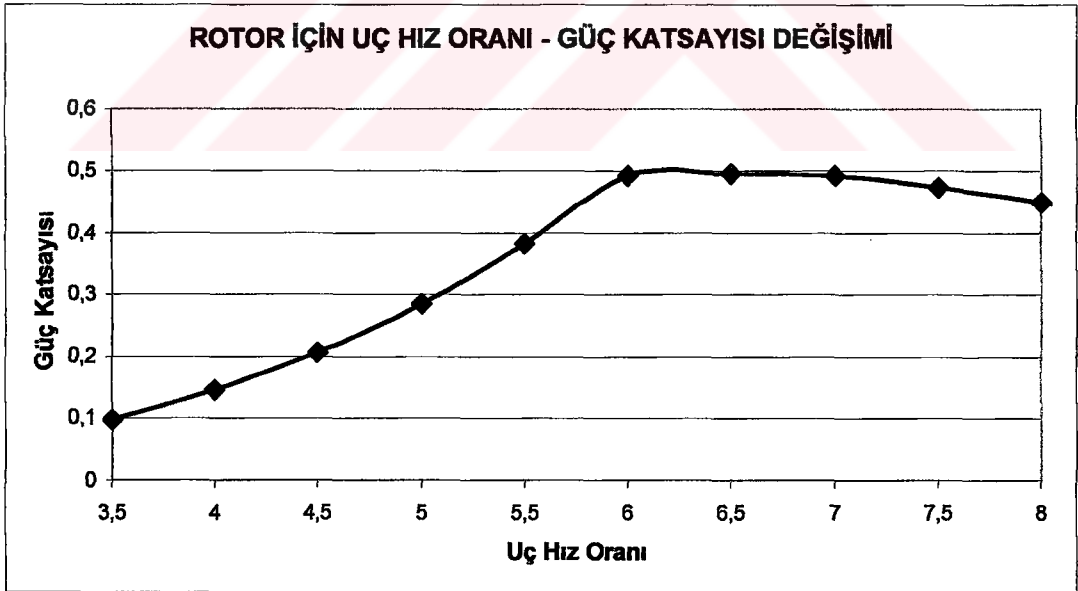
Şekil 8.4’te uç hız oranlarına karşılık gelen rotor güç katsayıları verilmiştir. 6’dan düşük uç hız oranlarına karşılık gelen güç katsayılarındaki hızlı düşüşün sebebi, güç kontrolü amacıyla palanın döndürülüp performansının düşürülmesidir.

Şekil 8.5’te jeneratör ve dişli kutusu verimliliğinin sabit olduğu kabulü ile türbin için güç katsayısı dağılımı görülmektedir.

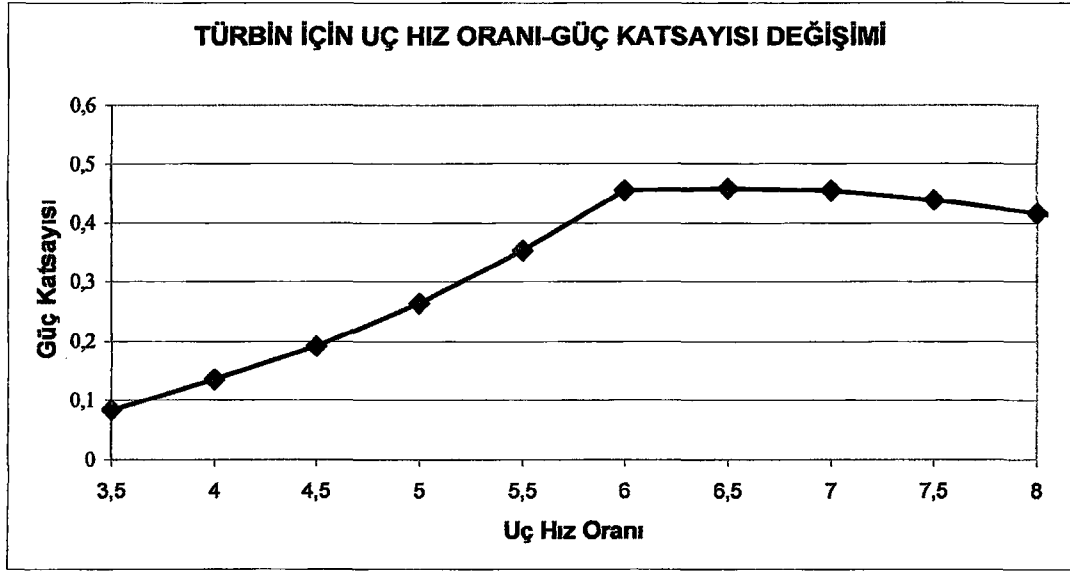
Şekil 8.6’da nominal hızın üzerinde güç kontrolü için gerekli pala döndürme açıları verilmekte olup, nominal hızın altında pala dönme hareketi yapmamaktadır.

Şekil 8.7’de nominal hızda pala boyunca Reynolds sayısı değişimi görülmektedir.

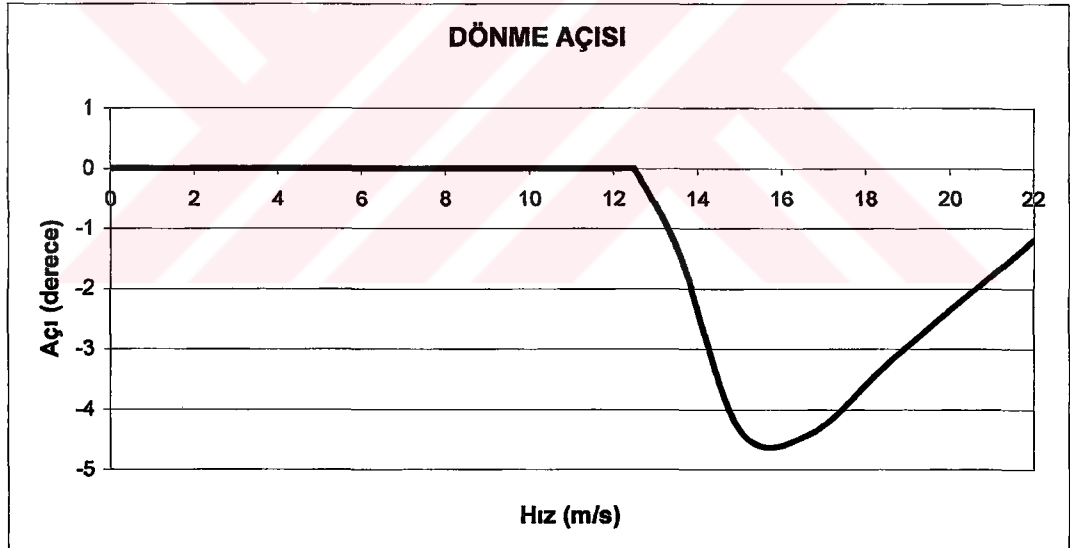
Şekil 8.8’de ise türbinin rüzgar hızlarına bağlı olarak üreteceği güç verilmektedir.



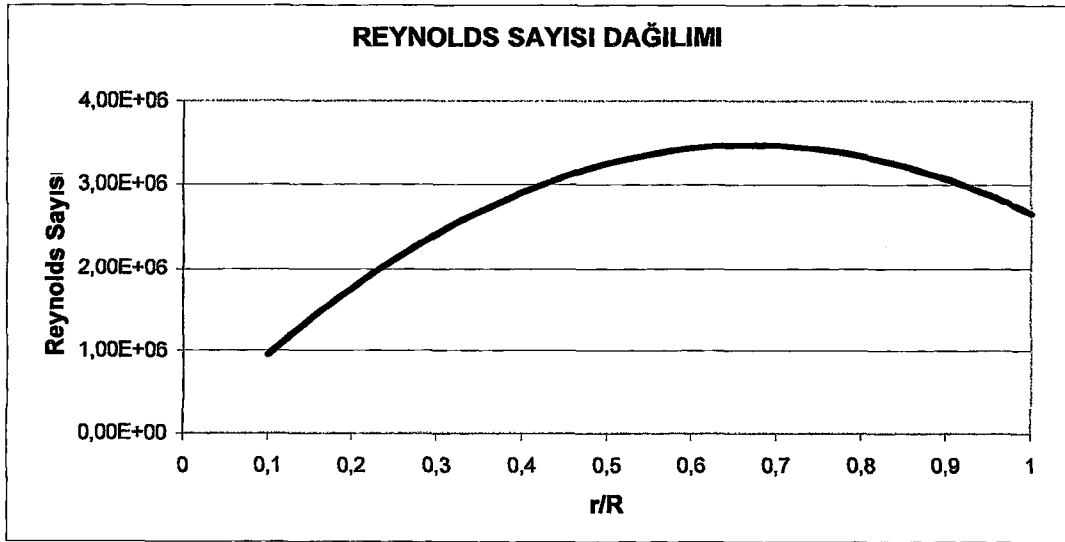
Şekil 8.4 Uç hız oranlarına göre rotor güç katsayıları



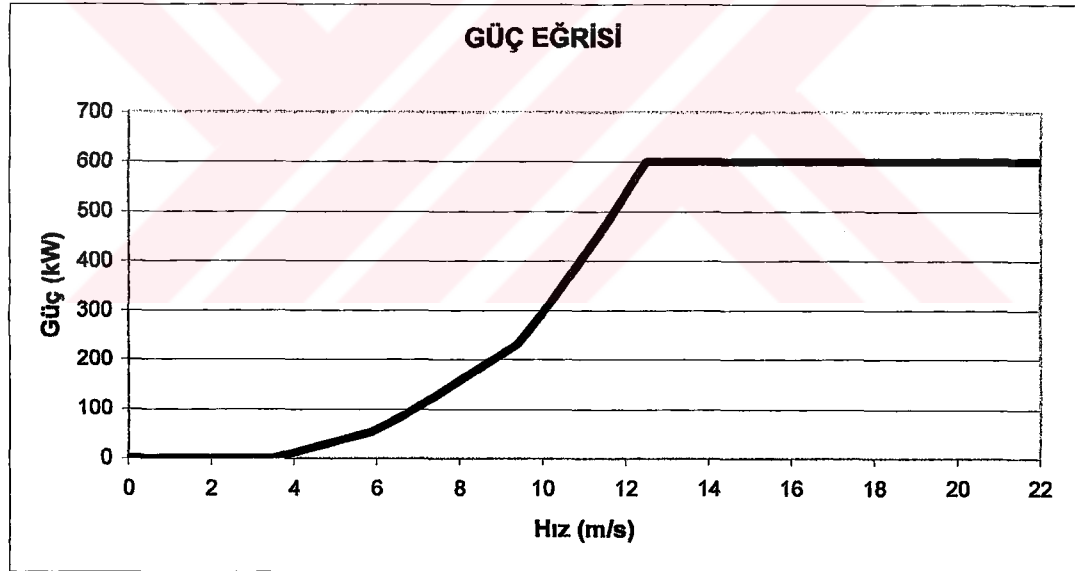
Şekil 8.5 Uç hız oranlarına göre türbin güç katsayıları



Şekil 8.6 Güç kontrolü için gerekli pala dönüş açıları

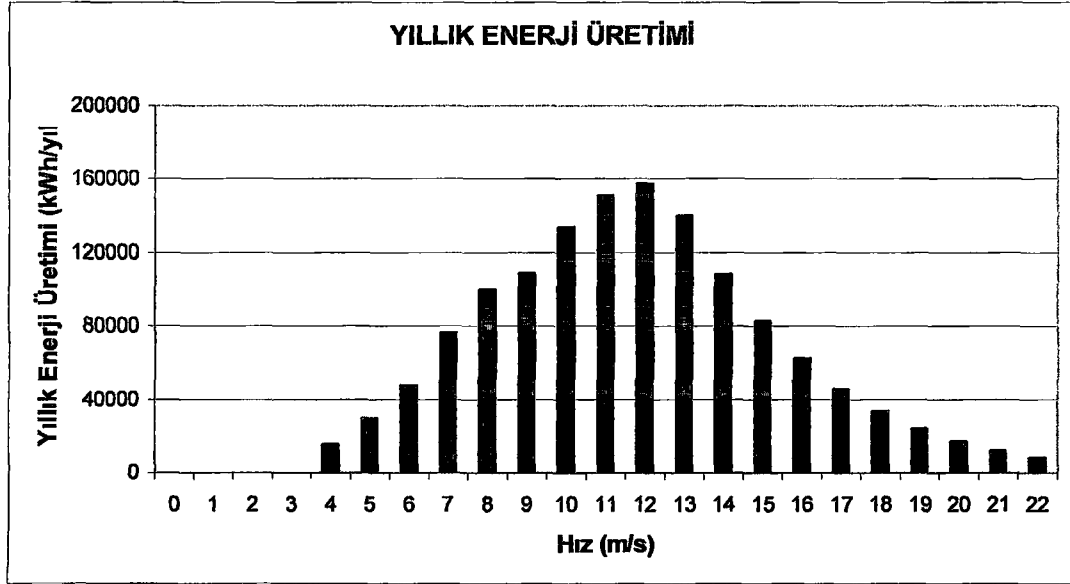


Şekil 8.7 Nominal hızda pala yarıçapı boyunca Reynolds sayısı dağılımı



Şekil 8.8. Türbinin güç eğrisi

Tablo 3.2’de Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan alanda 50 m yükseklikte maksimum enerji içeren hızın, türbinin nominal hızı olan 12.5 m/s’ye eşit olduğu görülmektedir. Tasarımı yapılan türbinin, güç eğrisi kullanılarak bu yörede kullanılması halinde elde edilecek kapasite faktörü incelendiğinde %25,8’lik bir kapasite faktörüne ulaşılabilceği ve yılda 1354017 kWh enerji üretebileceği görülmektedir. Yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı Şekil 8.9’da mevcuttur.



Şekil 8.9 Türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

Hesaplamalar sonucu elde edilen türbine ait büyüklükler Tablo 8.1’de görülmektedir.

Tablo 8.1. Türbine ait büyüklükler

Rotor Çapı	37,5 m
Rotor Devir Sayısı	25 / 37,5 dev/dak
Jeneratör Devir Sayısı	1010 / 1515 dev/dak
Dişli Kutusu Aktarma Oranı	40,4
Uç hız	75 m/s
Palada Maksimum Burulma	21,8°
Palanın Maksimum Veter Boyu	2,05 m
Katılık Oranı (Toplam Pala Alanı / Süpürme Alanı)	%5,8

Hesaplanan 37,5m. türbin çapı benzerlerinden (40 ~ 44 m) küçüktür, buna bağlı olarak gerekli uç hız oranını sağlayabilmek için devir sayısı yüksektir. Bu durumun ortaya çıkmasındaki esas neden nominal hızda türbin güç katsayısının benzer sınıftaki türbinlerden yüksek olmasıdır. Güç katsayısının yüksek çıkması, tasarıma başlarken yapılan basitleştirmeler sebebiyle beklenen bir durumdur. Ayrıca büyük ölçekli türbinlerde, türbin tasarımında genel prensip olan maksimum enerjiye sahip hızda maksimum güç katsayısına ulaşma prensibi yerine bundan daha düşük bir hızda maksimum güç katsayısına ulaşp daha geniş bir aralıkta nominal güce yakın güçler elde etmek yoluna gidilmektedir. Bu durum nominal güçte türbin güç

katsayısını düşüreceğinden daha büyük çapa sahip, toplam yıllık enerji üretimi daha yüksek olan bir türbin ortaya çıkmaktadır. Fakat bu tasarımda bu yola gidilmemiş türbinin nominal güçte maksimum güç katsayısına ulaşması hedeflenmiştir. Türbin için hesaplanan %25.8'lik kapasite faktörü genel olarak % 25 ~30 civarında olan kapasite faktörü değerleri ile uyumlu görünmekte fakat tam anlamıyla tatmin edici de değil.

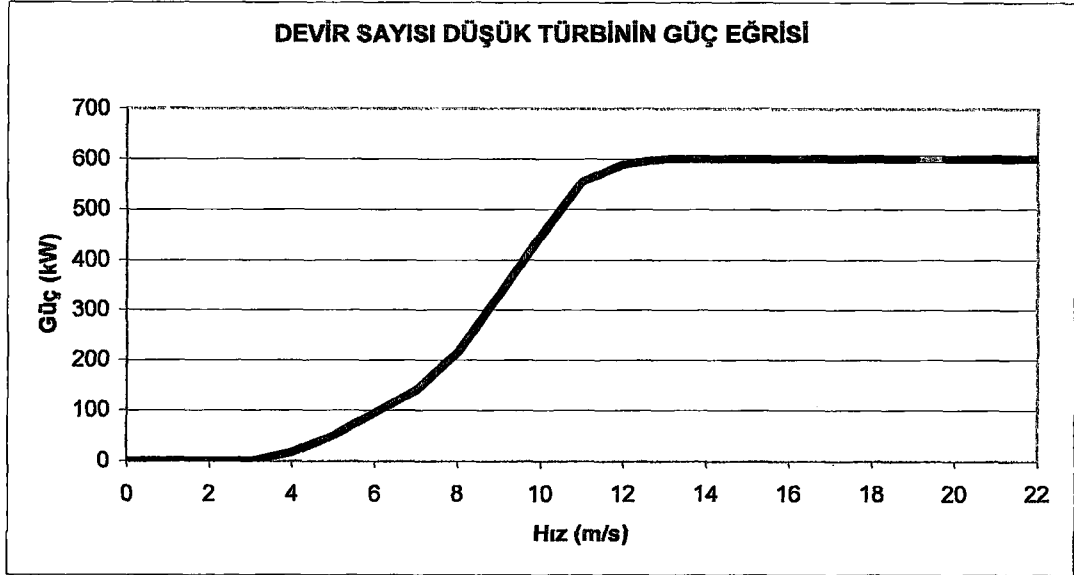
8.3. Devir Sayısı Düşürülmüş Türbin

Yukarıda sözü edilen yöntemi kullanarak türbinin güç kapasitesini arttırmak için, pala geometrisi aynı kalmak kaydıyla rotoru nominal güce, tasarım uç hız oranı olan 6 yerine 5 değerinde ulaşacak şekilde döndürecek olursak, ortaya çıkacak olan yeni türbine ait büyüklükler Tablo 8.2'de sunulmuştur.

Tablo 8.2 Devir sayısı düşük türbine ait büyüklükler

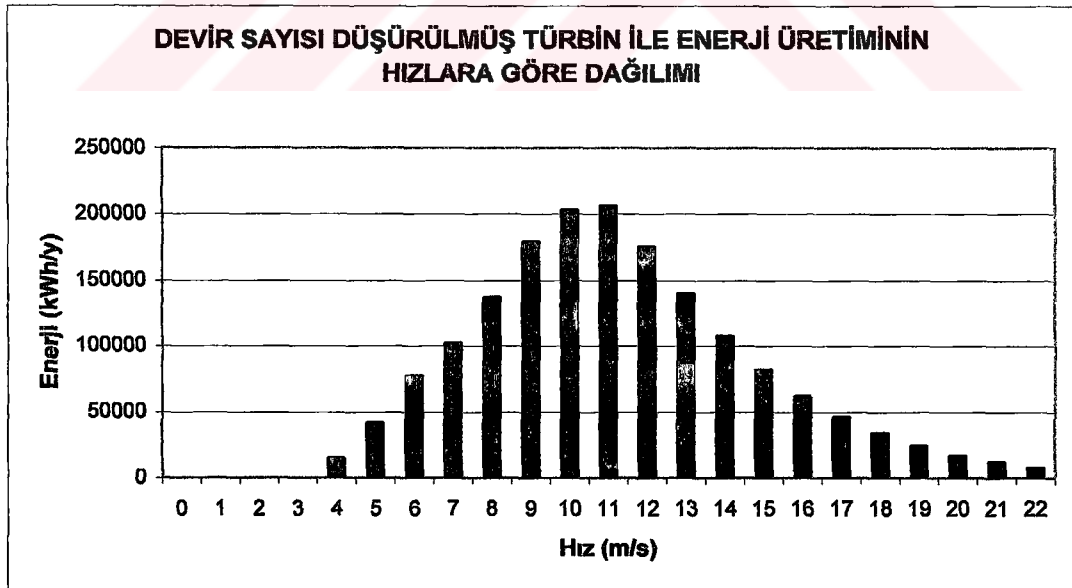
Rotor Çapı	44,8 m
Rotor Devir Sayısı	17,7 / 26,6 dev/dak
Jeneratör Devir Sayısı	1010 / 1515 dev/dak
Dişli Kutusu Aktarma Oranı	57
Uç hız	62,5 m/s
Palada Maksimum Burulma	21,8°
Palanın Maksimum Veter Boyu	2,45 m
Katılık Oranı (Toplam Pala Alanı / Süpürme Alanı)	%5,8

Rotorun döntüş hızında yapılan bu değişiklik sonucu elde edilen güç eğrisi ise Şekil 8.10'da sunulmuştur.



Şekil 8.10. Devir sayısı düşürülmüş türbine ait güç eğrisi

Devir sayısının düşürülmesi ile elde edilen ikinci tasarımda, çap 37,5 m'den 44,8 m'ye çıkmış, fakat kapasite faktörü de % 25,8'den %31,8'e yükselmiştir. Devir sayısı düşürülmüş türbinin aynı bölgede kullanımı sonucu elde edilecek yıllık enerji miktarı 1670541 kWh'tir ve bu enerjinin hızlara göre dağılımı Şekil 8.11'de sunulmuştur.



Şekil 8.11. Devir sayısı düşürülmüş türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

Devir sayısı düşük türbinin, Tablo 3.2’de sıralanan rüzgar enerjisi yoğunluğu yüksek bölgelerde göstereceği performansın tahminine yönelik bilgiler Tablo 8.3’te sunulmuştur.

Tablo 8.3 Türbinin, enerji yoğunluğu yüksek yerlerde beklenen performansı

Bölge	Pürüzlülük Sınıfı 1		Pürüzlülük Sınıfı 2	
	Kapasite Faktörü	Yıllık Enerji Üretimi (kWh)	Kapasite Faktörü	Yıllık Enerji Üretimi (kWh)
Amasra	%32	1671986	%28	1450897
Bandırma	%32	1670541	%27	1409443
Bozcaada	%36	1879257	%31	1616714
Çanakkale	%33	1727259	%28	1478533
Erzurum	%23	1215990	%20	1036355
Pınarbaşı	%29	1519988	%25	1298899
Sinop	%25	1298899	%22	1146900

Yukarıdaki değerlerle kıyaslama yapmak açısından 1999 yılına ait rüzgar enerjisinden elektrik üretimi verilerine bakacak olursak. 1999 yılında aktif olan birisi 7.2 MW, diğeri 1.5 MW gücündeki iki rüzgar çiftliğinde toplam 20.500.000 kWh enerji üretilmiştir [25]. Bu da %27’lik bir kapasite faktörüne karşılık gelmektedir.

9. MALİYET

Bir rüzgar çiftliğinin maliyetini oluşturan faktörler temel olarak iki grupta toplanabilir:

- Çiftliğin kuruluş maliyeti
- İşletme maliyeti

Çiftliğin kuruluş maliyeti, türbin tedariki, tesisi, nakliyesi ve arsa maliyeti gibi çiftliğin faaliyete geçmesi için gerekli yatırımı kapsar. İşletme maliyeti ise rüzgar çiftliğinin kurulumundan sonra çalıştığı süre boyunca çiftliğin uygun biçimde çalışması için gerekli masrafları ifade eder.

Tasarımı yapılan türbin kullanılarak kurulacak bir çiftliğin maliyeti ve getirisi konusunda bir fikir edinmek gereklidir. Bu amaçla yukarıda sözü edilen kuruluş ve işletme masraflarının hangi mertebelerde olduğunu görmek için aşağıdaki inceleme yapılmıştır.

9.1. Kuruluş Maliyeti

9.1.1 Türbin Maliyeti

Avrupa’da rüzgar türbini üretimi ve satışı yapan 18 firma tarafından Türkiye için verilen tekliflerde türbin FOB fiyatları 900 – 1750 \$/kW arasında değişmektedir. Bu fiyatlar çeşitli türbin sınıflarına göre şöyle sıralanabilir [26]

450 – 600 kW türbinler için 900 – 1100 \$/kW

750 – 1000 kW türbinler için 1200 – 1300 \$/kW

1000 – 1500 kW türbinler için 1400 – 1500 \$/kW

1500 – 2000 kW türbinler için yaklaşık 1750 \$/kW

9.1.2 Tesis Maliyeti

Tesis masraflarının türbin fiyatına olan oranı yaklaşık olarak Tablo 9.1’de sunulan şekildedir.

Tablo 9.1 Tesis maliyetini oluşturan kalemlerin maliyete katkıları [12]

Kalem	Maliyet, türbin fiyatının %
Kule temelleri	5-11
Elektrik bağlantıları	5-11
Arsa satın alma	0-5,7
Planlama maliyetleri	1.5-3
Onaylar	3-8
Altyapı	2-4
İdare	3-6
Çeşitli masraflar	2-4
Şebeke bağlantısı	7,5 – 15
TOPLAM	15-40

Bu masrafların bir kısmı, temeller gibi türbine adedine bağlıken, şebeke bağlantısı, arsa maliyeti yada altyapı gibi bazı masraflar da çiftliğin kurulacağı yer ile bağlantılı olarak değişebilir.

9.2 İşletme Maliyeti

İşletme masrafları da ülkeden ülkeye, hatta ülke içerisinde bulunan bölgeye göre değişebilir, ancak bu değerler konusunda yaklaşık fikir sahibi olmak için Tablo 9.2’deki değerler kullanılabilir. Tablodaki değerlerin bazıları türbin boyutundan bağımsızdır, fakat genel olarak 500-750 kW sınıfı türbinler için geçerli durumu yansıtmaktadır

Tablo 9.2 kWh enerji üretimi başına işletme maliyeti [12]

Kalem	cECU/kWh (yaklaşık)
Servis sözleşmesi	0,15-0,6
İdare	0,1-0,3
Sigorta	0,15-0,5
Arsa kirası	0-0,4
Yerel vergiler	0-0,2
Elektrik kullanımı	0.05-0,2
Reaktif güç	0-0,1
TOPLAM	0,6-1,5

Tablodaki üretime bağlı değerlerin yanı sıra kurulu kapasite için birim işletme maliyeti değerlendirmesi de yapılabilir. Bu maliyet açısından 12 ECU/kW/yıl düşük 18 ECU/kW/yıl orta ve 24 ECU/kW/yıl yüksek olarak nitelenebilir. [12]

9.3 Yaklaşık Maliyet Hesabı

Yukarıdaki verilerle 25 adet 600 kW'lık türbin kullanılarak, Tablo 8.3'te sıralanan yörelerde kurulacak 15 MW'lık bir rüzgar çiftliğinin kurulum maliyeti, türbin maliyetinin 1000 \$/kW ve tesis maliyetinin türbin maliyetinin %30'u kadar olacağı kabulleriyle yaklaşık olarak aşağıda hesaplanmıştır:

$$\text{Türbin Maliyeti :} \quad 1000 \text{ \$}/\text{kW} \times 600 \text{ kW} \times 25 = 15 \text{ milyon \$} \quad (9.1)$$

$$\text{Tesis Maliyeti :} \quad 15.000.000 \times 0.3 = 4,5 \text{ milyon \$} + \quad (9.2)$$

$$\text{Toplam Kurulum Maliyeti :} \quad 19,5 \text{ milyon \$}$$

İşletme maliyeti için Tablo 8.3 belirtilen alanlardaki üretim miktarları ile çalışacak rüzgar çiftliklerinin 20 yıl süreyle 1 eECU/kWh işletme maliyetiyle çalışacağı ve yaklaşık olarak 1 ECU = 1,2 \$ kabul edilirse işletme maliyeti şu şekilde hesaplanabilir:

$$\text{İşletme Mal.} = 25 \text{ tür.} \times 20 \text{ yıl} \times 1,2 \text{ sent/kWh} \times 1 \text{ türb. yıl. üret. (kWh/yıl)} \quad (9.3)$$

Aşağıda Tablo 9.3'te ve Tablo 9.4'te yukarıda sözü edilen 15 MW'lık rüzgar çiftliği için, toplam kuruluş maliyetine ek olarak birim enerji üretimi başına işletme maliyeti hesaplaması kullanılarak hesaplanan üretim birim fiyatları görülmektedir. Enerji üretimine göre işletme maliyeti için 1eECU/kWh (1.2 sent/kWh) değeri kullanılmıştır. [12]

Tablo 9.3 Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Toplam Maliyet (\$)	Birim Maliyet (sent / kWh)
Amasra	10 Milyon	29,5 Milyon	3,5
Bandırma	10 Milyon	29,5 Milyon	3,5
Bozcaada	11,3 Milyon	30,8 Milyon	3,3
Çanakkale	10,4 Milyon	29,9 Milyon	3,5
Erzurum	7,3 Milyon	26,8 Milyon	4,4
Pınarbaşı	9,1 Milyon	28,6 Milyon	3,8
Sinop	7,8 Milyon	27,3 Milyon	4,2

Tablo 9.4 Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Toplam Maliyet (\$)	Birim Maliyet (sent / kWh)
Amasra	8,7 Milyon	28,2 Milyon	3,9
Bandırma	8,5 Milyon	28 Milyon	4,0
Bozcaada	9,7 Milyon	29,2 Milyon	3,6
Çanakkale	8,9 Milyon	28,4 Milyon	3,8
Erzurum	6,2 Milyon	25,7 Milyon	5
Pınarbaşı	7,8 Milyon	27,3 Milyon	4,2
Sinop	6,8 Milyon	26,3 Milyon	4,6

Maliyet hesabı kurulu güce göre yapılırsa 20 yılı süreyle çalışacak 15 MW'lık bir rüzgar çiftliğinin toplam işletme maliyeti orta seviye olan 18 cECU/kW/yıl (21.6 sent/kW/yıl) değeri kullanılarak şu şekilde hesaplanabilir.

$$\text{İşletme Maliyeti} = 15000 \times 21.6 \times 20 = 6.5 \text{ Milyon \$} \quad (9.4)$$

19.5 Milyon \$ kurulum ve 6.5 Milyon \$ işletme maliyetlerinden oluşan toplam 26 Milyon \$ maliyet ile potansiyel bölgelerde, iki pürüzlülük sınıfı için birim enerji maliyetleri Tablo 9.5 ve Tablo 9.6'da görülmektedir.

Tablo 9.5 Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyet

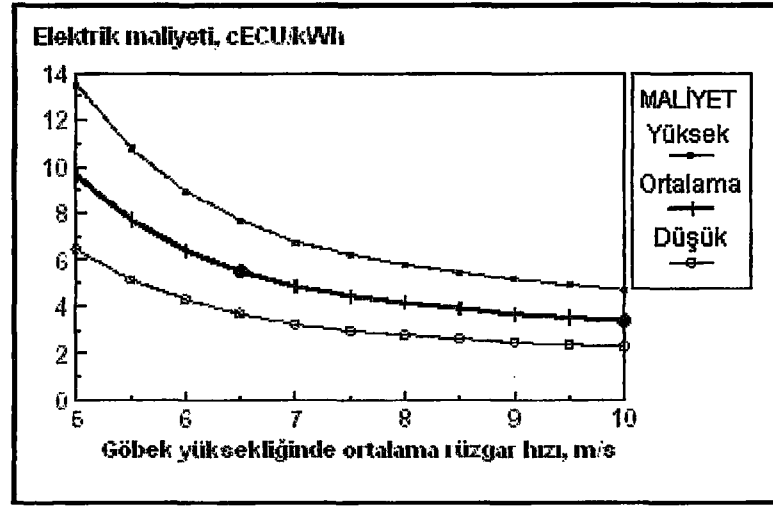
Bölge	Birim Maliyet (sent / kWh)
Amasra	3,1
Bandırma	3,1
Bozcaada	2,8
Çanakkale	3,0
Erzurum	4,3
Pınarbaşı	3,5
Sinop	4,0

Tablo 9.6 Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyet

Bölge	Birim Maliyet (sent / kWh)
Amasra	3,6
Bandırma	3,7
Bozcaada	3,2
Çanakkale	3,5
Erzurum	5,0
Pınarbaşı	4,0
Sinop	4,5

Yapılan hesaplamalar sonucu 25 adet 600 kW'lık türbinle kurulacak 15 MW'lık bir rüzgar çiftliğinin maliyetinin yaklaşık 19,5 milyon \$ olacağı görülmektedir. Bu değer, 17 adet 600 kW'lık türbinle kurulan 10,2 MW'lık BORES Bozcaada Rüzgar Enerjisi Santralının 13 milyon \$ kurulum maliyeti ile kıyaslandığında oldukça iyi bir tahmin olarak görülmekte [27]. İşletme maliyetlerinin tahmini için kullanılan veriler, uygulamada bölgeden bölgeye farklılık gösterecektir, ayrıca finansmanın nasıl sağlandığı ve faizi de maliyet açısından bir farklılığa sebep olabilir. Fakat bu hesaplamada faiz gideri hesaba katılmamıştır. Hesaplanan tahmini birim maliyetler 3-5 sent/kWh aralığında değişmekte olup, yörede kullanılan türbinin kapasite faktörü ile ilişkilidir.

Avrupa'daki rüzgar enerjisi maliyetleri konusunda fikir edinmek için Şekil 9.1 incelenebilir [12]



Şekil 9.1 Avrupa referans rüzgar enerjisi maliyetleri [12]

Türkiye’de TEAŞ/TEDAŞ’ın rüzgar enerjisi ile üretilen elektriği satın almak için 20 yıllık işletme süresi için uyguladığı ortalama tarife 6.21-6.65 sent/kWh arasındadır. Türkiye’de sözleşme imzalanan ilk rüzgar santralında üretilen elektriğin ilk 10 yıl için 9 sent/kWh, ikinci on yıl için ise 4 sent/kWh’den TEAŞ/TEDAŞ veya görevli şirket tarafından satın alınması garantisi verilmiştir. İkinci rüzgar çiftliğinden alınacak elektrik için yapılan sözleşmede de ortalama fiyat aynı düzeyde olmakla birlikte, tarife sistemi farklıdır. İkinci sözleşmede ilk altı yıl için 8.7 sent/kWh, ikinci altı yıl için 8 sent/kWh ve kalan sekiz yıl için 3 sent/kWh şeklinde bir tarife uygulanmıştır [26].

TEAŞ/TEDAŞ tarafından uygulanan tarife ve yaklaşık maliyet hesabı karşılaştırıldığında, yeterli rüzgar verisi elde edilip uygun yer ve türbin boyutu seçimi ile söz konusu potansiyel bölgelerde rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin karlı bir yatırım olacağı görülmektedir. Ayrıca rüzgar enerjisi sektöründeki teknolojik gelişme üretim maliyetlerini her geçen yıl düşürmekte, yani rüzgar enerjisinin daha yaygın olarak kullanımının önü açılmakta .

10. TÜRBİNDE OLUŞACAK YÜKLEMELER VE PALA İMALATI METOTLARI

10.1 Türbinlerde Oluşacak Yüklemeler

10.1.1 Yüklemelerin Kaynakları

Türbinlerde oluşan yüklemelerin kaynakları şu şekilde sınıflandırılabilir:

- Aerodinamik yükler,
- Yerçekiminden kaynaklanan yükler,
- Atalet yükleri (merkezkaç ve jiroskopik etkiler)
- Kontrol sisteminden kaynaklanan hareketlerin sebep olduğu operasyonel yüklemeler (örn. frenleme, sapma, palanın oturma açısının değiştirilmesi, jeneratör bağlantısının ayrılması)

Türbini oluşturan parçalar, yukarıda belirtilen yükleme durumlarına bağlı olarak iki tip yükleme göz önüne alınarak tasarlanırlar:

- 1) Kritik (sınır) yükler
- 2) Yorulma yükleri

10.1.2 Kritik Yüklemeler

Kritik yükleme durumuna karşı yapılan tasarımlarda seçilen yükleme durumları genel olarak türbinin durumu ve rüzgar koşullarının çeşitli şekillerdeki bileşimlerinden oluşur. Tasarım için seçilebilecek yükleme durumları şunlar olabilir [13]:

- Normal rüzgar şartları ile normal türbin çalışma durumu bir arada
- Normal rüzgar şartları ile türbinin hatalı çalışma durumu bir arada
- Uç rüzgar koşulları ile normal türbin çalışma durumu bir arada

Türbinin hatalı çalışma durumunun çok seyrek olarak görüleceği ve uç rüzgar şartları ile bağlantılı olmadığı kabul edilmektedir. Bu sebeple bu iki durumun bir arada bulunması bir yükleme durumu olarak göz önüne alınmaz.

10.1.3 Yorulma Yüklemeleri

600 kW'lık tipik bir türbinin rotoru 20 yıllık ömrü boyunca yaklaşık 2×10^8 defa dönecektir. Her dönüşte, düşük devirli şaft ve palada yerçekimi kaynaklı gerilme ve ayrıca palada sapma hatalarından, kulenin rüzgar akımını bozmasından, rüzgar hızının yükseklik ile değişiminden ve türbülansın kaynaklanan düzlem dışı yüklemeler meydana gelecektir. Bu sebeple rüzgar türbinlerindeki palaların pek çoğunun tasarımında kritik yüklemelerden ziyade yorulma yüklemeleri belirleyici olmaktadır [13].

Tasarım yorulma yüklemeleri, türbinin çalıştığı tüm hızlarda meydana gelen yüklemeleri, bu hızların görüldükleri sürelerle orantılı olarak temsil ediyor olmalıdır. Bunlara devreye girme ve devreden çıkma durumundaki yüklemeler de eklenebilir. Uç yükleme durumlarının çok seyrek olarak görüldüğü kabul edildiğinden bu durum türbin yorulma süresi üzerinde belirgin bir etkiye sahip olmayacaktır [13].

10.1.4 Yüklemeler İçin Emniyet Faktörleri

Limit durum tasarımı, bir parça için tasarım yükünün, tüm karakteristik yüklerden gelen katkıların ve uygun bir kısmi yük faktörünün toplamı olarak hesaplanmasını gerektirir. Kritik yüklemeler için IEC 61400-1, GL kuralları ve DS 472'nin öngördüğü kısmi emniyet faktörleri Tablo 10.1'de verilmektedir.

GL kurallarında kusurlu makine koşulları 1 değerine eşit kısmi emniyet faktörüne sahip anormal durumlar olarak kabul edilir. Bu, kusurlu makinenin çok seyrek olarak karşılaşılabilecek bir olay olarak görüldüğünü göstermektedir. Diğer yandan IEC'ye göre bir makinenin kusuru ile ilişkili yükleme durumları normal olarak değerlendirilebilir. IEC 61400-1'e göre pek çok durumda, özellikle de dinamik yük etkilerinden kaynaklanan çeşitli yükler olduğunda, farklı kaynaklardan gelen yükler ayrı ayrı değerlendirilemez. Standarda göre ilgili tasarım durumu ile ilişkili olarak Tablo 10.1'de sunulan faktörlerin en büyüğüne eşit olan tek bir kısmi yük faktörünün kullanılması gerekir. Yorulma yükleri için kısmi emniyet faktörü 1 alınır.

Tablo 10.1 Yükler İçin Kısmi Emniyet Faktörleri [13]

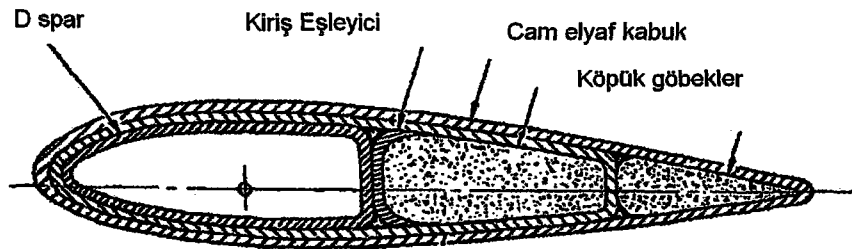
Yükleme kaynağı	Uygun olmayan yükler						Uygun yükler		
	Yükleme tipleri								
	Normal ve uç			Anormal					
	IEC	GL	DS	IEC	GL ve DS		IEC	GL	DS
	Normal		Uç						
Aerodinamik	1,35	1,2	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	-	-
Operasyonel	1,35	1,35	1,2	1,3	1,1	1,0	0,9	-	-
Yerçekimi	1,1*	1,1*	1,1*	1,3	1,1	1,0	0,9	1,0	-
Atalet	1,25	1,1*	1,1*	1,3	1,1	1,0	0,9	1,0	-

* Eğer kütleler ölçülerek bulunmamış ise faktör 1,35'e çıkar.

10.2 Pala İmalatı

Pala imalatında ana fikir, güçlü, hafif ve dış geometrisi aerodinamik tasarıma uygun şekle sahip olan bir pala üretmektir. Bu amaçla kullanılacak malzemenin, gerekli yapısal özellikler olan yüksek mukavemet/ağırlık oranı, uzun yorulma ömrü ve sağlamlık özelliklerine düşük maliyet ve istenen kesit şekillerinin verilebilmesi özellikleri ile beraber sahip olması gerekmektedir [5].

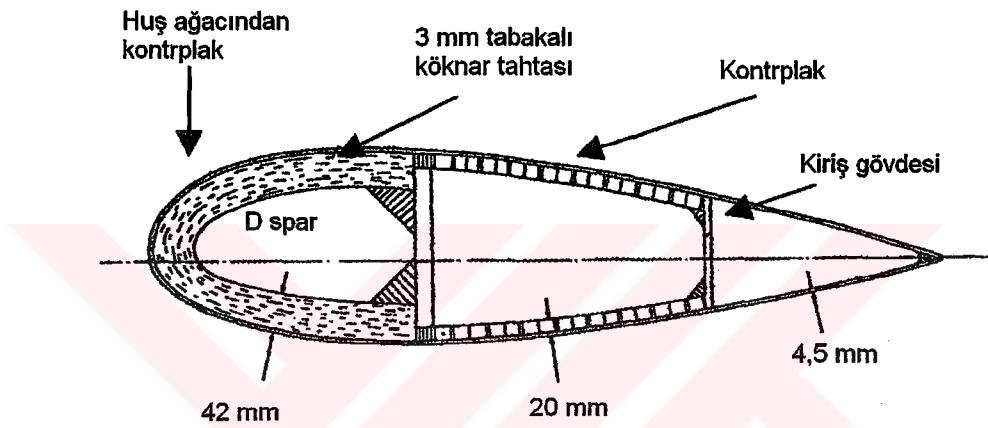
Pala imalatında ilk adım spar oluşturmaadır. Sparlar, kiriş gövdesi, kutu kiriş, veya D gibi çeşitli şekillere sahip olabilirler. Hepsinde ortak amaç palaya gelen momentlere dayanacak hafif bir eleman elde etmektir. Kiriş gövdeleri ve kutu kirişler palanın içinde üstten ve alttan kabuğa bağlanırken, D spar n kısımdaki kabuğa da bağlanır. şekil 10.1.'te tipik bir cam elyaf palanın kesiti görülmekte.



şekil 10.1 Tipik cam elyafı palanın kesiti [5]

GRP palanın kabuğu, bir kalıp içerisinde cam elyaf kumaş ve reçine katmalarının üst üste yapıştırılması yoluyla imal edilir. Bu metotta kalıplanacak iki kısım vardır, birisi üst yüzey için, diğeri ise alt yüzey içindir. Palanın iki yarısının da imalatı tamamlandığında kalıplarından çıkartılıp aralarında spar olacak biçimde bir araya getirilirler.

Ahşap-epoksi palalar için de benzer bir yöntem izlenir. Esas fark, cam elyaf kumaş yerine ahşap kullanılması ve kabuk kalınlığının pala kalınlığına oranının daha yüksek olmasıdır.



Şekil 10.2 Ahşap-epoksi palanın kesiti. [5]

Tarif edilen tipte kalıplar kullanılarak makul olan her türlü yüzey meydana getirilebilir. Palaları bu yöntemle imal etmenin dezavantajı çok fazla işçilik gerektirmesi ve bunun da maliyeti yükseltmesidir. Bunun yanında imal edilen palaların tam olarak birbirinin aynısı olmasını sağlamak da oldukça zordur.

Pala üretimi için bir başka yöntemde elyaf sarma yöntemidir. Bu, cam elyaf palaların üretimi için bir teknik olmakla birlikte kalıp metodundan farklıdır. Cam elyaflar bir mandrel etrafına sarılırken, bir yandan da reçine sürülür. Bu metot esas olarak havacılık endüstrisinde doğmuş olup, imalatı otomatik bir işlem haline getirebilmektedir. Ancak yöntemin konkav şekillerle kullanılması zordur.

11. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu çalışmada amaç, Türkiye şartlarında çalışacak bir rüzgar türbinin tasarımının ve göstereceği performansın saptanmasıydı. Bu amaçla önce Türkiye’de rüzgar enerjisi potansiyelinin ne düzeyde olduğu ve türbinin en yüksek enerji üretimini sağlayabileceği hızların hangi seviyelerde olduğunun belirlenmesi gerekiyordu. Bu amaçla rüzgar hızı ölçümleri ve Weibull Dağılımı ilkelerinden faydalanıldı. Elde edilen sonuçlara göre potansiyeli yüksek olan yörelerde, 50 m yükseklik için maksimum enerji içeren hızlar 11,5 – 13 m/sn aralığında.

İkinci adım uygun türbin boyutunun belirlenmesiydi. Bu konuda yapılan çalışmalar uygun türbin boyutunun belirlenmesinde türbinin, üreteceği enerji başına maliyetinin, kurulum ve bakım masraflarının, arsa maliyeti ve teknik risk faktörlerinin etkin olduğunu ortaya koydu. Her türbinin ve kullanılacağı arazinin kendilerine has özellikleri olacağı göz önüne alınırsa en ideal boyut için kesin bir rakama ulaşmak mümkün değil. Fakat, yukarıda sıralanan faktörler bir araya getirildiğinde 600 kW’lık türbin boyutu, hem kazanılan üretim tecrübesi sebebiyle teknik risk faktörünün ve bakım masraflarının düşmesi, hem de boyutunun çok küçük olmaması, dolayısıyla arsa ve kurulum maliyetinde çok büyük sıçramalara sebep olmaması sebebiyle uygun bir seçim olarak görüldü.

Rüzgar koşulları ve türbin boyutu belirlendikten sonra türbinin genel konfigürasyonunun belirlenmesi için çeşitli sistemler kıyaslandı ve sonuç olarak türbinin iki-hızlı, aktif stall kontrollü olarak tasarlanmasına karar verildi.

Bu aşamalardan sonra, seçilen türbin konfigürasyonuna uygun jeneratör ve dişli kutusu tipi belirlendi ve bunların verimlilik düzeyleri tespit edilip rotorun tasarımında buradan kaynaklanacak kayıplar da hesaba katıldı.

Sıradaki adım belirlenen amaca uygun, istenen gücü sağlayacak türbinin aerodinamik tasarımının yapılması ve çapının belirlenmesi oldu. Bu amaçla daha önce tasarlanmış türbinlerden sağlanan veriler kullanılarak uygun uç hız oranı, pala sayısı ve profiller belirlendi. Bu aşamadan sonra adım adım bir iyileştirme yoluna gidildi. Önce tespit

edilen profillerin, bulundukları kesitlerde en iyi performansı vermelerini sağlayacak geometrik değerler hesaplandı. Burada elde edilen veter dağılımı lineerleştirildi ve burulma açısını en iyi şekilde temsil edecek eksponansiyel eğri tespit edildi. Elde edilen burulma açıları dağılımı incelendiğinde kök bölgesinde burulma açılarının yüksek olduğu görüldü, bu sebeple uç bölgesindeki dağılımda kayda değer bir değişikliğe yola açmadan, kök bölgesindeki burulma açılarını düşürecek benzer yeni bir eksponansiyel fonksiyon belirlendi. Elde edilen yeni burulma açısı dağılımı amaçlanan burulma azalmasının performansta kayda değer bir değişim olmadan elde edilmesine olanak verdi. Bu geometriye sahip türbine ait büyüklükler ve kapasite faktörü tam anlamıyla tatmin edici olmadığı için, enerji üretimini arttırabilecek bir yol kullanıldı. Elde edilen geometri korunmak kaydıyla, türbinin nominal güce tasarım uç hız oranı olan 6'dan daha düşük bir uç hız oranı olan 5'te ulaşması durumunda elde edilecek yeni güç eğrisi ve söz konusu iki durumdaki eğrilere sahip türbinlerin Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede vermesi beklenen sonuçlar incelendi. Devir sayısı düşürülmüş çalışma biçiminde türbinin çapı 37.5 metreden 44.8 metreye çıktı, fakat kapasite faktörü de 25.8'den 31.8'e yükseldi, yani enerji üretiminde %23'lük bir artış sağlandı. Bu artışın bedeli de türbin çapındaki büyüme ile rotor maliyetindeki artış ve rotorun devir sayısındaki düşüş sebebiyle dişli kutusunda aktarma oranının artması. Toplam enerji üretimini arttırmak amacıyla maksimum güç katsayısına nominal hızın altında bir hızda ulaşmak Neg-Micon NM82 gibi aktif stall, yada DeWind D-4 gibi aktif pitch kontrollü türbinlerde de kullanılan bir yoldur. Devir sayısındaki değişimin türbinin enerji üretiminde yarattığı olumlu etki görüldükten sonra bu türbinin Bölüm 3'te belirlenen potansiyeli yüksek alanlarda pürüzlülük sınıfı 1 ve 2 olan alanlarda gösterebileceği performans belirlendi.

Erzurum ve Sinop'ta beklendiği gibi kapasite faktörlerinin düşük olduğu yani bu yörelerde kurulacak türbinlerin mevcut rüzgar enerjisinden faydalanma oranlarının düşük olacağı, diğer yörelerde ise tatmin edici kapasite faktörlerine ulaşılacağı görüldü.

Türbinin tasarımının tamamlanmasından sonra, söz konusu türbinin elektrik üretimi amaçlı kullanımı sonucu elde edilecek enerjinin maliyetinin ne seviyede olabileceği araştırıldı ve 3-5 sent arasında olmasının beklenebileceği görüldü. TEDAŞ/TEAŞ'ın

daha önce kurulmuş olan iki rüzgar çiftliği ile yaptığı ortalama 6,5 sent/kWh'lık elektrik alımı sözleşmeleri göz önüne alındığında, rüzgar çiftliğinin karlı bir yatırım olabileceği görüldü.

Çalışmada bazı ön kabuller ve basitleştirmeler altında, elektrik üretimi amaçlı kullanılacak bir rüzgar türbinin genel yapısı ve tasarımının saptanmasına ve elde edilecek performans ile ilgili bir tahminde bulunulmasına çalışıldı. Elde edilen sonuçlar, yapılan basitleştirmeler de göz önüne alınarak incelendiğinde, tasarım, mevcut türbinlerin verileri ve benzer çalışmaların yer aldığı makaleler ile kıyaslandığında uygun sonuçlar verdi. Ayrıca tasarım esnasında, türbinin kullanılacağı rüzgar koşullarının ve saha özelliklerinin iyi seçilmesinin en az türbin performansı kadar önemli olduğu görüldü. Bu sebeple rüzgar türbinleriyle ilgili çalışmalar ile birlikte daha uzun süreli ve daha sık ölçümler yoluyla ülkemizdeki rüzgar enerjisi potansiyelinin daha geniş ölçekte ve daha kesin olarak tespit edilmesinin gerekli olduğu görülüyor.



KAYNAKLAR

- [1] **Oğulata, R.T.**, 2003. Energy Sector and Wind Energy Potential in Turkey, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 7, 469-484.
- [2] **Dündar, C.**, 2003. Rüzgar Enerjisi ve Türkiye Rüzgar Atlası, www.atmosfer.itu.edu.tr/bildiriler/431.pdf
- [3] **Uyar, T.S.**,1999. Türkiye Enerji Sektöründe Karar Verme ve Rüzgar Enerjisinin Entegrasyonu, www.egetek.org/pages/news/TanayUyar02.html
- [4] **Çelik, A.N.**, 2004. A Statistical Analysis of Wind Power Density Based on the Weibull and Rayleigh Models at the Southern Region of Turkey, *Renewable Energy*, 29, 593-604
- [5] **Manwell, J.F., McGovan J.G., ve Rogers A.L.**, 2002. Wind Energy Explained, John Wiley & Sons, Ltd., West Sussex.
- [6] **Durak, M.**, 2000. Rüzgar Enerjisi Teknolojisi ve Türkiye uygulaması : Akhisar Rüzgar Elektrik Santrali, *Yüksek Lisans Tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [7] **Spera, D.A.**, 1994. Wind Turbine Technology, ASME Press, New York.
- [8] **Dündar, C., Canbaz, M., Akgün, N., ve Ural, G.**, 2002. Türkiye Rüzgar Atlası, T.C. Başbakanlık D.M.İ Genel Müdürlüğü ve T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı E.İ.E.İ İdaresi Genel Müdürlüğü, Ankara.
- [9] **Türksoy, F.**, 1997. Saatlik ve Aylık Rüzgar Verisiyle Rüzgar Enerjisi Modellemesi, *Doktora Tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [10] **EPDK**, 2004. Yürürlükte Olan Üretim Lisansları, <http://www.epdk.org.tr/lisans/elektrik/yururluk.htm>
- [11] **EPDK**, 2004. İncelemeye ve Değerlendirmeye Alınan Üretim Lisansı Başvuruları ve İtiraz Süreleri, <http://www.epdk.org.tr/lisans/elektrik/uretim/uretim.html>
- [12] **Milborrow, D., Garrad Hassan & Partners ve BTM Consult AS**, 1997. Wind Energy – The Facts, European Wind Energy Association, Londra

- [13] **Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., ve Bossanyi, E.**, 2001. Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, Ltd., Wets Sussex.
- [14] **Bonus**, 2004. Bonus 600 kW Brochure, <http://www.bonus.dk/uk/email/index.html>
- [15] **DeWind**, 2004. D4-Series Brochure, http://www.dewind.de/en/produkte/d4_index.htm
- [16] **Danish Wind Industry Association**, 2004. Changing Generator Rotational Speed, <http://www.windpower.org/en/tour/wtrb/genpoles.htm>
- [17] **Nordex**, 2004. N43 Brochure, http://www.nordex-online.com/e/produkte_und_service/index.html
- [18] **Grausers, A.**, 1996. Efficiency of Three Wind Energy Generator Systems, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **11-3**, 601-606.
- [19] **Yongji Electric**, 2004. Specifications of YJ32 bi-winding asynchronous wind power generator, <http://www.yjemf.com.cn/english/yonge/Product/wind/yj32.htm>
- [20] **Stiesdal, H.**, 1999. The Wind Turbine Components and Operation, *Bonus Info Special Issue*, Brande, Danimarka
- [21] **D. Olivari**, 1984. Von Karman Short Course, Windmills, Von Karman Institute For Fluid Dynamics.
- [22] **Timmer, W.A., ve Van Rooij R.P.J.O.M.**, 2003. Summary of the Delft University Wind Turbine Dedicated Airfoils, *Journal of Solar Energy Engineering*, **125**, 488-496.
- [23] **Maalawi, K.Y., ve Badawy, M.T.S.**, 2001. A Direct Method for Evaluating Performance of Horizontal Axis Wind Turbines, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **5**, 175-190.
- [24] **Maalawi, K.Y., ve Badr, M.A.**, 2002. A Practical Approach for Selecting Optimum Wind Rotors, *Renewable Energy*, **28**, 803-822.
- [25] **Yiğit, A.**, 2001. YEKSEM 2001 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu Açılış Konuşması, <http://www.antimai.org/cv/aliyigitemo.htm>
- [26] **Ültanır, M.Ö.**, 1998. 21. Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi, <http://www.tusiad.org/turkish/rapor/enerji/html/rapor.html>
- [27] **Bores**, 2004. Bores Bozcaada Rüzgar Enerji Santrali San. ve Tic. A.Ş., <http://www.demirer.com.tr/Bores/bores.html>

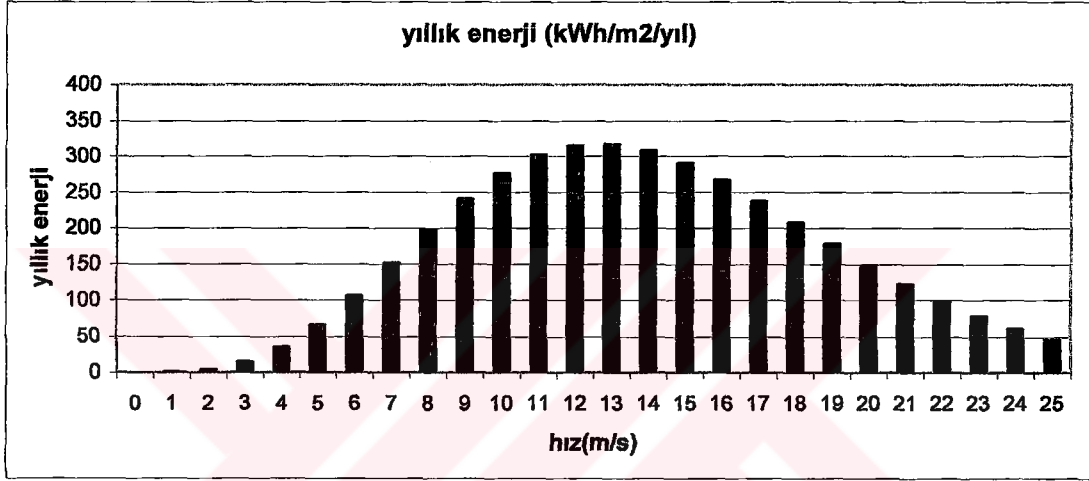
- [28] **Windtec**, 2004. Windtec650, <http://www.windtec.tlk.co.at/English/650.html>
- [29] **REpower**, 2004. Technical Description and Data of the Wind Turbine, <http://www.repower.de/>
- [30] **Turbowinds**, 2004. T600-48 Technical Specification, <http://www.turbowinds.com/ts600.html>
- [31] **Van Rooij R.P.J.O.M., ve Timmer, W.A.**, 2003. Roughness Sensitivity Considerations for Thick Rotor Blade Airfoils, *Journal of Solar Energy Engineering*, **125**, 468-478.
- [32] **Bertagnolio, F., Sorensen, N., Johansen, J., ve Fuglsang, P.**, 2001. Wind Turbine Aifoil Catalogue, *Riso National Laboratory, Riso-R-1280*, Roskilde, Danimarka.
- [33] **Edelstein, W.A, Walcek, C.J., Cox, D.L., ve Davis L.C.**, 2003. Wind Energy, *A Report Prepared for the Panel on Public Affairs (POPA), American Physical Society*.
- [34] **Griffin, D.A.**, 2000. NREL Advanced Research Turbine (ART) Aerodynamic Design of ART-2B Rotor Blades, *Subcontractor Report, NREL/SR-500-28473*, Washington, A.B.D.
- [35] **Hepbasli, A., ve Özgener, O.**, 2004. A Review on the Development of Wind Energy in Turkey, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **8**, 257-276
- [36] **Mathews, J.H.**, 1992. Numerical Methods, Prentice Hall International Editions, Londra.
- [37] **Van Rooij R.P.J.O.M., ve Timmer, W.A.**, 2003. Roughness Sensitivity Considerations for Thick Rotor Blade Airfoils, *Journal of Solar Energy Engineering*, **125**, 468-478.

EK-A

POTANSİYELİ YÜKSEK YÖRELERDE ENERJİNİN HIZLARA GÖRE DAĞILIMI

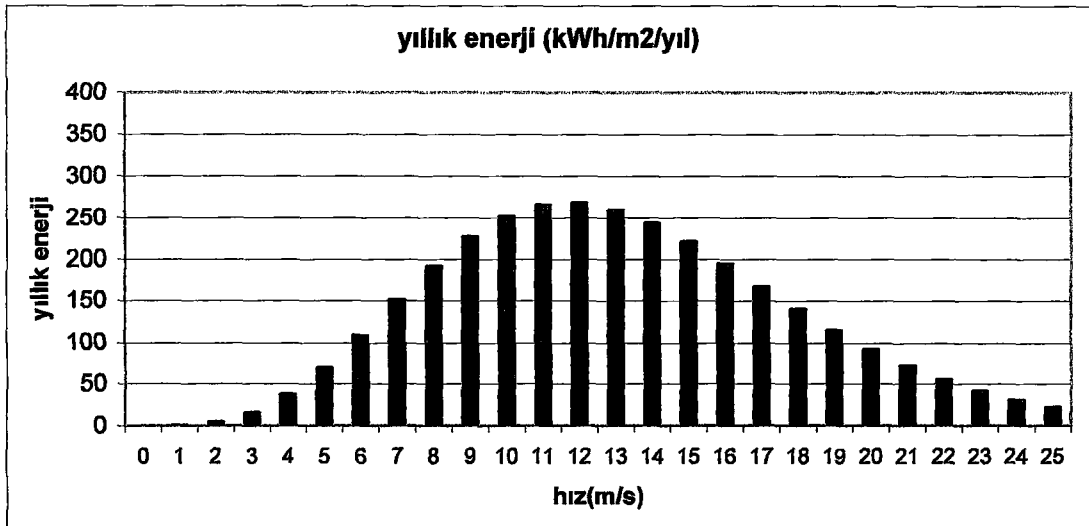
A.1. Amasra

Pürüzlülük sınıfı 1, : $k = 1.57$, $c = 7.5$ m/s



Şekil A.1 Amasra'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

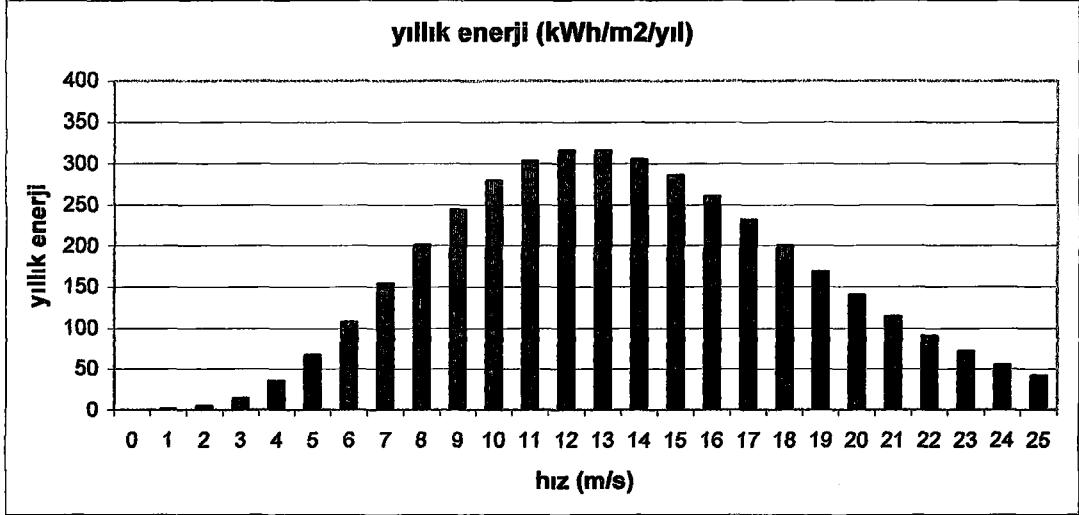
Pürüzlülük sınıfı 2: $k = 1.56$, $c = 6.9$ m/s



Şekil A.2 Amasra'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

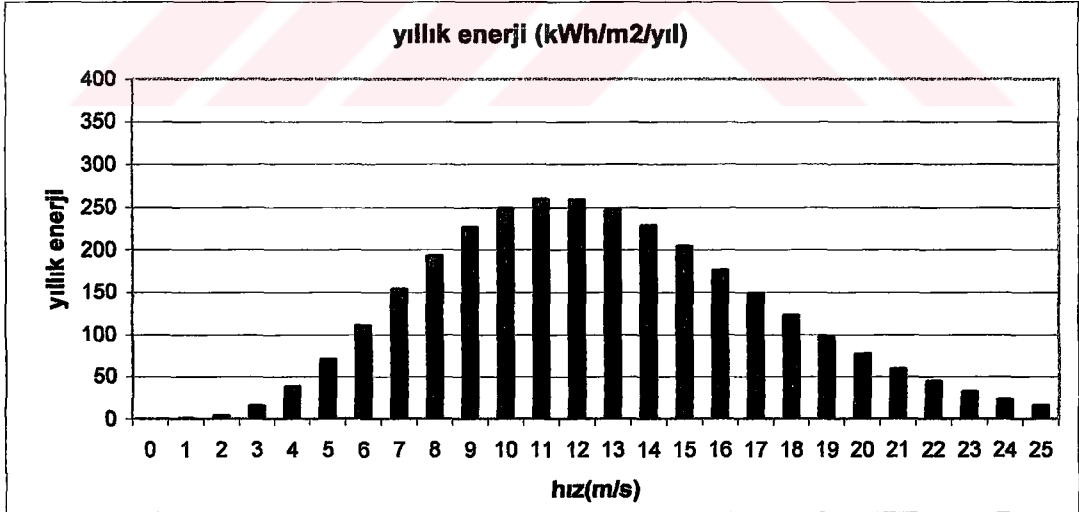
A.2. Bandırma

Pürüzlülük sınıfı 1: $k = 1.59$, $c = 7.5$ m/s



Şekil A.3 Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

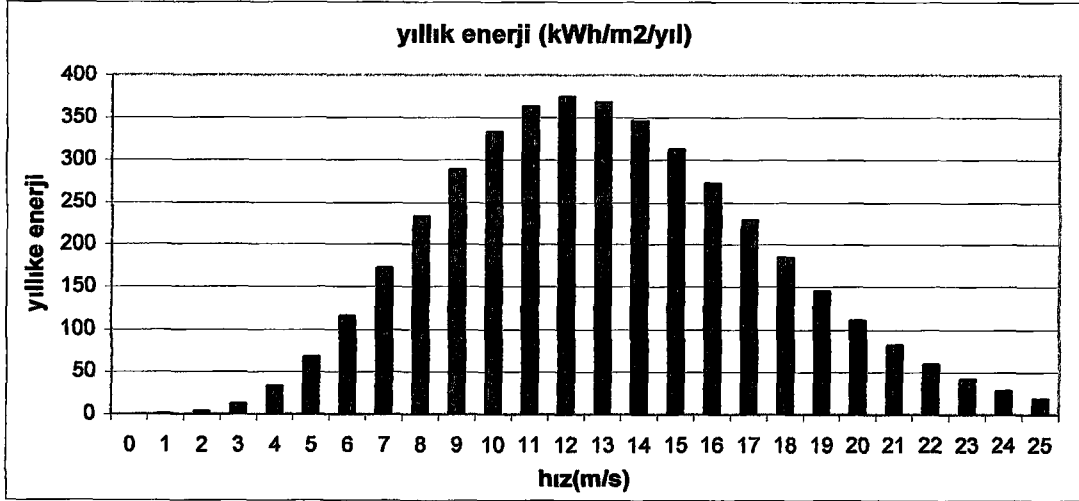
Pürüzlülük sınıfı 2: $k = 1.58$, $c = 6.8$ m/s



Şekil A.4. Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

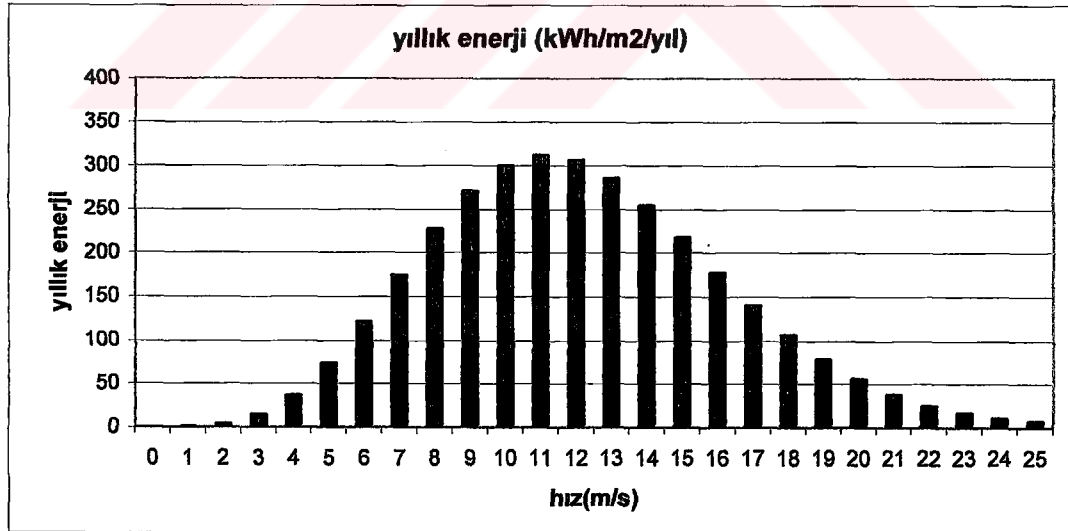
A.3. Bozcaada

Pürüzlülük sınıfı 1: $k = 1.82$, $c = 8.1$ m/s



Şekil A.5. Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

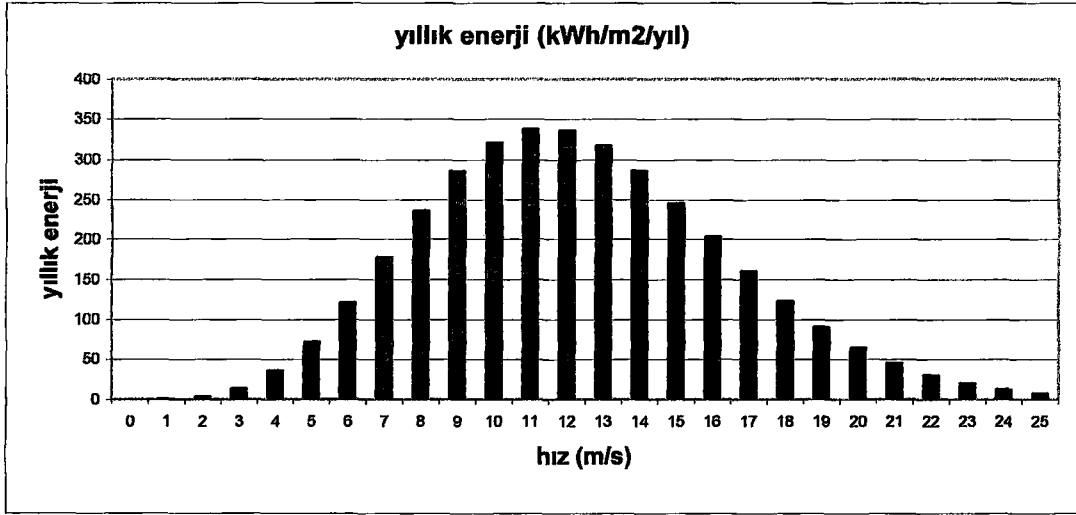
Pürüzlülük sınıfı 2: $k = 1.81$, $c = 7.4$ m/s



Şekil A.6. Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı.

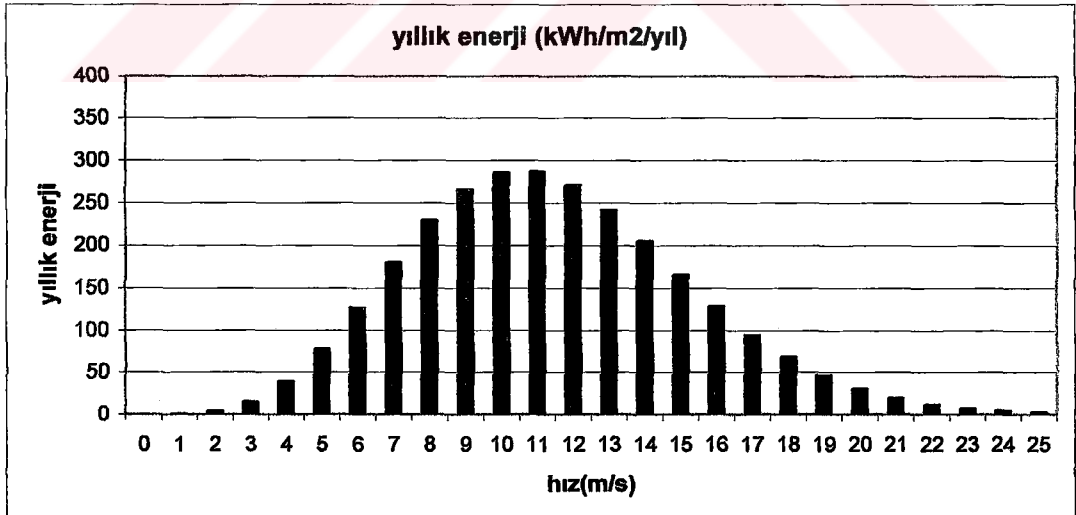
A.4. Çanakkale

Pürüzlülük sınıfı 1: $k = 1.86$, $c = 7.7$ m/s



Şekil A.7. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

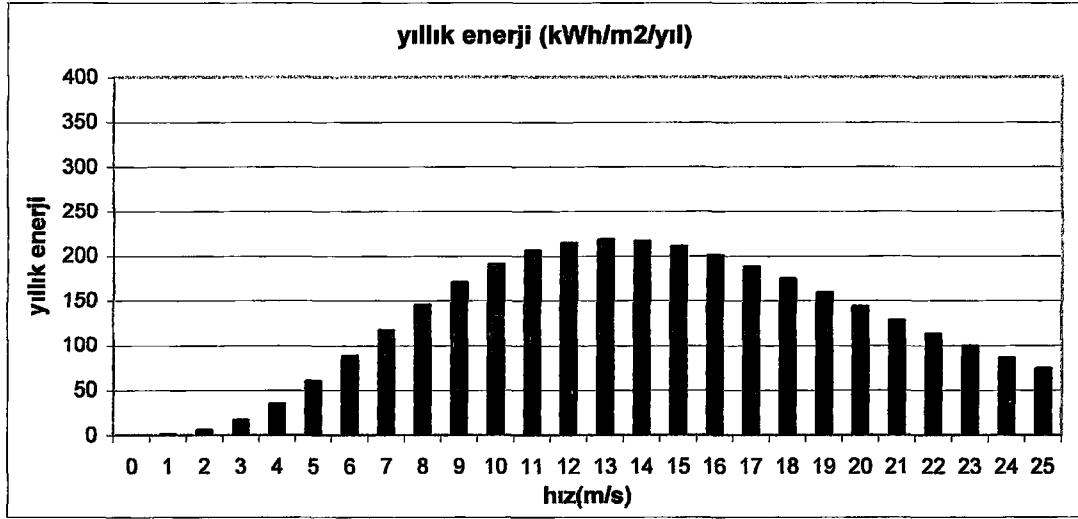
Pürüzlülük sınıfı 2: $k = 1.85$, $c = 7.1$ m/s



Şekil A.8. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

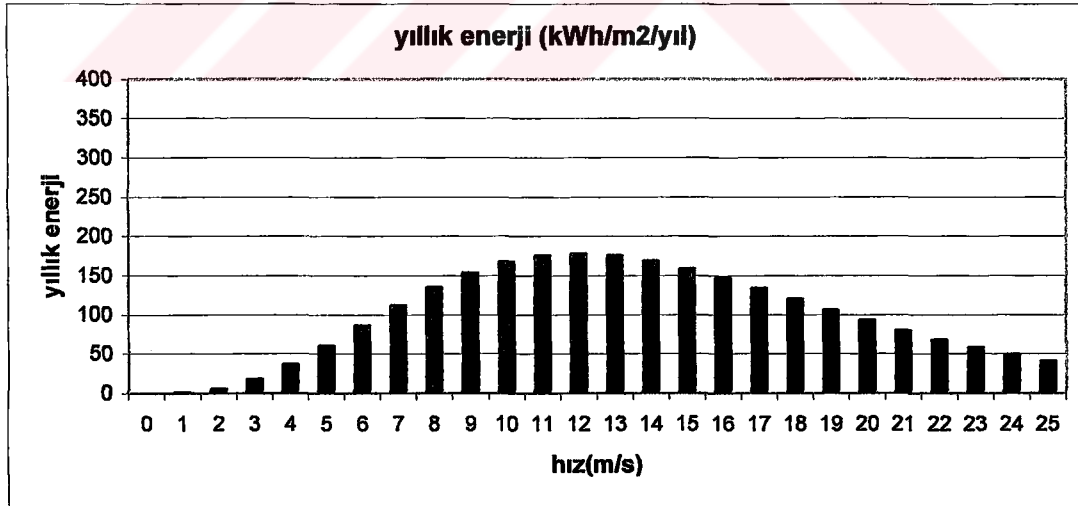
A.5. Erzurum

Pürüzlülük sınıfı 1: $k = 1.23$, $c = 6.0$ m/s



Şekil A.9. Erzurum'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

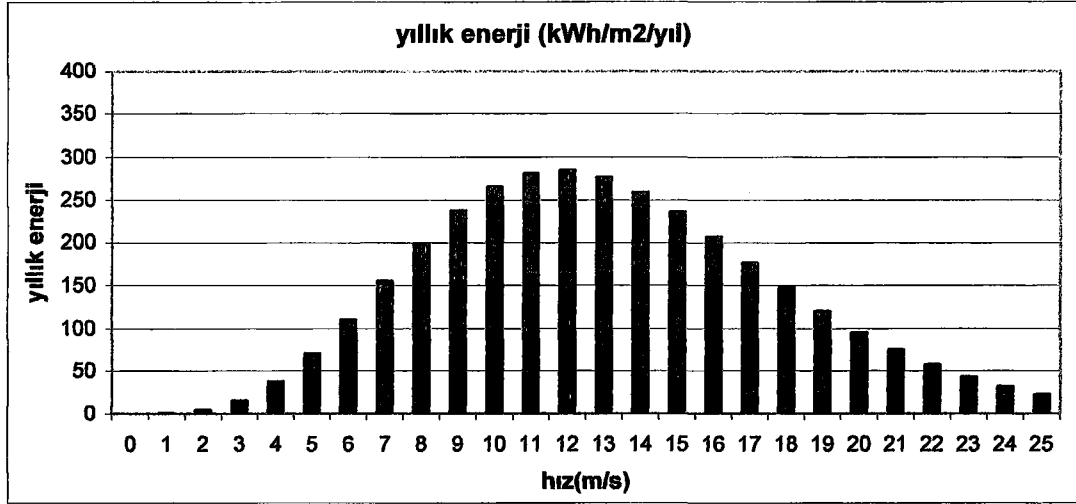
Pürüzlülük sınıfı 2: $k = 1.22$, $c = 5.4$ m/s



Şekil A.10. Erzurum'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

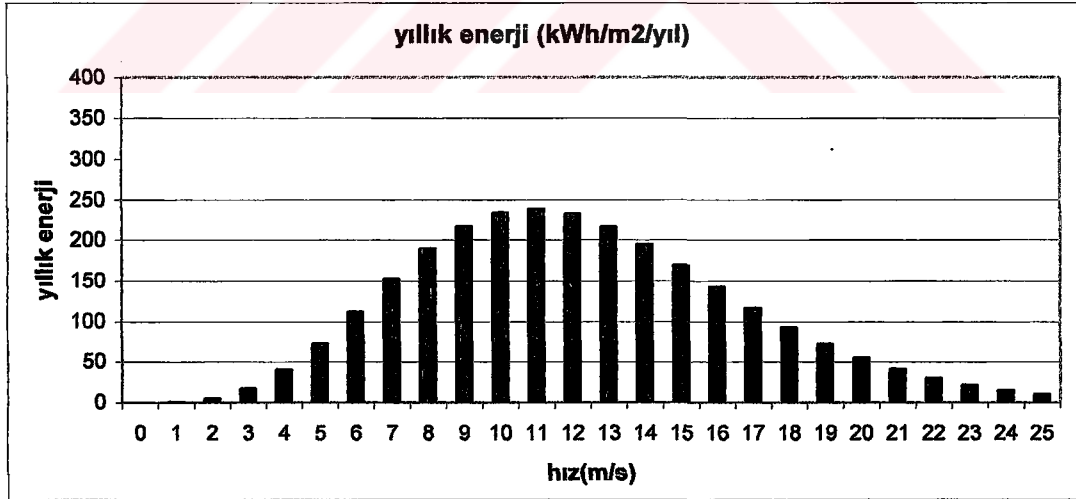
A.6. Pınarbaşı

Pürüzlülük sınıfı 1: $k = 1.60$, $c = 7.1$ m/s



Şekil A.11 Pınarbaşı'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

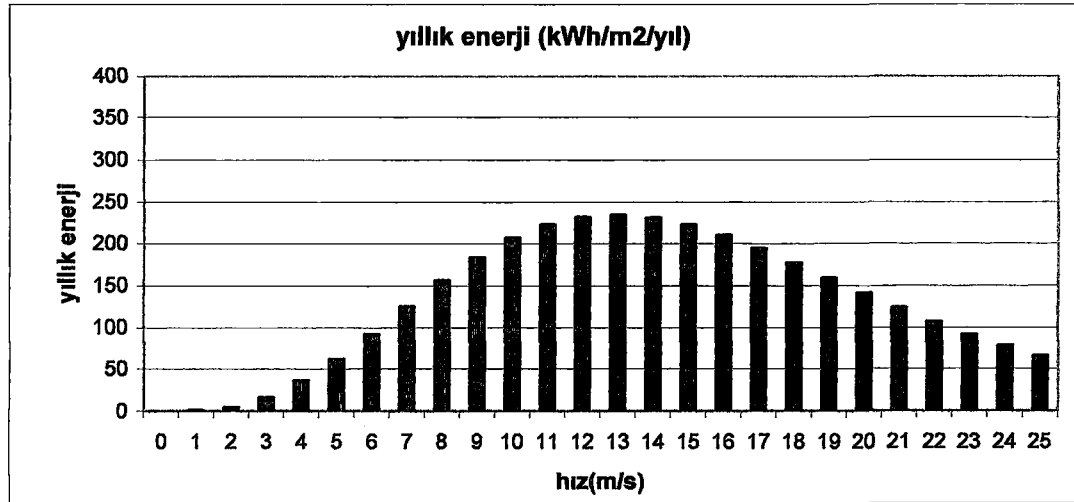
Pürüzlülük sınıfı 2: $k = 1.58$, $c = 6.5$ m/s



Şekil A.12. Pınarbaşı'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

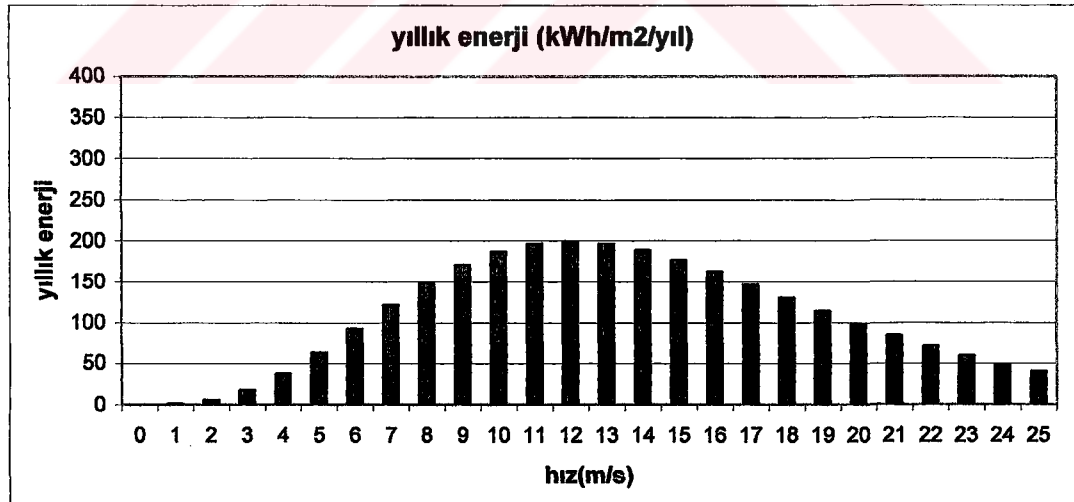
A.7. Sinop

Pürüzlülük sınıfı 1: $k = 1.30$, $c = 6.3$ m/s



Şekil A.13. Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

Pürüzlülük sınıfı 2: $k = 1.29$, $c = 5.8$ m/s



Şekil A.14. Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı

EK-B**RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALLERİ İÇİN EPDK TARAFINDAN VERİLEN LİSANSLAR VE EPDK'YA YAPILAN LİSANS BAŞVURULARI**

Tablo B.1 03.03.2004 itibarıyla, EPDK tarafından verilen üretim lisansları [10]

TİCARET ÜNVANI	TESİSİN				LİSANSIN	
	YERİ	KURULU GÜCÜ (MW)	ÜRETİM MİKTARI (KWh/yıl)	ÖNGÖRÜLEN İŞLETMEYE GEÇİŞ TARİHİ	TÜRÜ	SÜRESİ
Bağcı Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.	Aydın İli, Söke İlçesi, Akçakonak - Feridunbey Çiftliği - Halimbey Çiftliği Mevkii	21,25 MW	52.020.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 18 ay	Üretim Lisansı	27/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Kocaeli İli, Hereke İlçesi, Yukarıhereke- Kayapınar- Tepecik-Çerkeşli Mevkii	90,9 MW	300.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 18 ay	Üretim Lisansı	27/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	İzmir İli, Bergama İlçesi, Madradağı- Hacıhüseyinler Y.-Yaylacık Y.- Tekkeköy Mevkii	55,8 MW	200.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 16 ay	Üretim Lisansı	27/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Hatay İli, Samandağ İlçesi, Meydan - Tekabaşı - Samandağı - Mağaracık mevkii	22,5 MW	102.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 14 ay	Üretim Lisansı	27/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Hatay İli, Mağaracık - Karaköse - Çakırköy - Sebenoba - Koyunoğlu - Mızraklı - Hıdırbey Mevkii	35,1 MW	140.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 16 ay	Üretim Lisansı	27/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Osmaniye İli, Kabaklar - Yellibelentepe - Güzelcetepe - Çerlemetepe Mevkii	27,9 MW	77.930.556	27/1/2004 tarihinden itibaren 16 ay	Üretim Lisansı	27/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl

Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Osmaniye İli, Türkbahçe-Çokraktepe-Topuzluk-Kızılkayatepe-Ardıçlıkayatepe Mevkii	27,9 MW	115.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 16 ay	Üretim Lisansı	27/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Bangüç Bandırma Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Balıkesir İli, Bandırma İlçesi, Kayacık Mevkii	15 MW	60.000.000	20/1/2004 tarihinden itibaren 14 ay	Üretim Lisansı	20/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Sabaş Elektrik Üretim A.Ş.	Aydın İli, Çine İlçesi, Madranbabadağı-Topçamtepe-Kayalıktepe-Madranbabatepe mevkii	24,3 MW	68.000.000	20/1/2004 tarihinden itibaren 14 ay	Üretim Lisansı	20/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
As Makinsan Elektrik Üretim Limited Şirketi	Muğla İli, Fethiye İlçesi, Ovagelemiş-Akgöl-Çayağzı Mevkii	24,3 MW	60.000.000	8/1/2004 tarihinden itibaren 12 ay	Üretim Lisansı	8/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Ertürk Elektrik Üretim Anonim Şirketi	İstanbul ili, Çatalca ilçesi, Çatalca - Çakıl - Elbasan - İnceğiz Mevkii	62 MW	210.000.000	8/1/2004 tarihinden itibaren 23 ay	Üretim Lisansı	8/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Rotor Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Osmaniye İli, Bahçe İlçesi, Sayranlı-Kırcalar-Karafenk-Aslanlıbeltepe-Ançınar Mevkii	135 MW	403.000.000	19/12/2003 tarihinden itibaren 20 ay	Üretim Lisansı	19/12/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
As Makinsan Elektrik Üretim Ltd.Şti	Bursa İli, Karacabey İlçesi, Akçasusurluk-Hayırlar-Harmanlı-Kartaltepe Mevkii	26,1 MW	68.600.000	5/12/2003 tarihinden itibaren 12ay	Üretim Lisansı	5/12/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Deniz Elektrik Üretim Ltd.Şti	Manisa İli,Akhisar İlçesi, Karakurt-İlyaslar-Çakaltepe Mevkii	10,5 MW	30.100.000	5/12/2003 tarihinden itibaren 16 ay	Üretim Lisansı	5/12/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Deryalar Elektrik Üretim Ltd.Şti	Bursa İli, Karacabey İlçesi, Ekinli-Göktepe-Küçükçıplaktepe-Çıplaktepe Mevkii	29,7 MW	83.988.776	5/12/2003 tarihinden itibaren 12 ay	Üretim Lisansı	5/12/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çanakkale İli, İntepe Beldesi, Çanakalan-Karacaviran-Kurttepe Mevkii	30 MW	92.420.000	24/11/2003 tarihinden itibaren 18 ay	Üretim Lisansı	24/11/2003 tarihinden itibaren 20 yıl

Lodos Elektrik Üretim Limited Şirketi	İstanbul İli, Eyüp İlçesi, Kemerburgaz Beldesi, Tayakadın-Kocatarlatepe-Tilkili-Çıkırtepe Mevkii	24,3 MW	76.700.000	30.10.2003'den sonra 14 ay	Üretim Lisansı	30/10/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Lodos Elektrik Üretim Limited Şirketi	Kocaeli İli, Hereke İlçesi, Hereke-Yaylatepe-Tarlatepe-Erentepe Sırtı Mevkii	28,8 MW	88.000.000	30.10.2003'den sonra 14 ay	Üretim Lisansı	30/10/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
As Elektrik Üretim A.Ş.	Tekirdağ İli, Saray İlçesi, Çukuryurt-Kurtdere-Kuştepe-Kepir Mevkii	45 MW	118.914.000	23.10.2003'den sonra 12 ay	Üretim Lisansı	23/10/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Denizli İli, Babadağ İlçesi, Demirli-Kilisegediği-Besparmaksırtı-Aktaşgediği Mevkii	25,2 MW	68.500.000	18.09.2003'den sonra 16 ay	Üretim Lisansı	18/9/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Doğal Enerji Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Çanakkale İli, Gelibolu İlçesi, Burgaz-Munip Çiftliği Mevkii	15 MW	47.660.000	11.09.2003'den sonra 12 ay	Üretim Lisansı	11/9/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Balıkesir Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi Santralı Limited Şirketi	Balıkesir İli, Ayvalık İlçesi, Alibey Adası-Derviştepe-Alibeytepe-Çömtepe-Deveboynutepe-Aktepe Mevkii	30 MW	106.456.000	11.09.2003'den sonra 12 ay	Üretim Lisansı	11/9/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Akres Akhisar Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi Santralı Limited Şirketi	Karaman İli, Sertavulgeçidi-Karakayatepe-Hanyıkığı – Kozak-Gökçetaş-Beşdedetepe Mevkii	46,25 MW	150.929.000	28.08.2003'den sonra 12 ay	Üretim Lisansı	28/8/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Ak El Akhisar Temiz Enerji Üretim Anonim Şirketi	İzmir-Kemalpaşa İlçesi Üçkuyulartepe	66,66 MW	235.050.000	24.07.2003	Üretim Lisansı	24/7/2003 tarihinden itibaren 20 yıl

Tablo B.2 05.04.2004 İtibarıyla EPDK tarafından incelemeye alınan üretim lisansı başvuruları [11].

Tüzel Kişi	Tesisin Yeri	Kurulu Güç (MW)	İnceleme ve Değerlendirmeye Alınma Tarihi	Son İtiraz Tarihi
Alenka Enerji Üretim Ve Yatırım Ltd. Şti.	Balıkesir – Bandırma (Menekşelik Mevkii – Düzbayır – Dedeboyırı)	9	26.03.2004	09.04.2004
Alenka Enerji Üretim Ve Yatırım Ltd. Şti.	Hatay – Samandağı (Yurt Tepe – Şeyhyurdu – Kaburluk Mah.)	13,5	26.03.2004	09.04.2004
Alenka Enerji Üretim Ve Yatırım Ltd. Şti.	Hatay – Samandağı (Karaköse – Şerifhane Tepe – Kiblekayası Tepe – Hecendağı Tepe)	15	26.03.2004	09.04.2004
As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Hatay – Belen (Halilbey – Kırmızıtepe – Şenbük – Taşlık Tepe - Güçük Tepe – Kıcı Köyü)	34,2	24.03.2004	08.04.2004
Seyran İnşaat ve Mühendislik Ticaret A.Ş.	Hatay – Belen (Kırmızı Tepe – Ziyaret Tepe – Çatak Mah. – Karlık Tepe)	35	23.03.2004	08.04.2004
Ütopya Bitkisel Ve Teknolojik Ürünler San. Ve Tic. Ltd. Şti.	İzmir – Bergama (Aşağıkırıklar Köyü - Yılanlıhayıt - Reis Tepe - Çataloğlu)	15	22.03.2004	06.04.2004
İstanbul Gaz Ve Akaryakıt Tedarik San. Ve Tic. A.Ş.	İstanbul – Çatalca (Terkos (Durusu) – Çınar Tepe – Amin Koyu)	0,6	19.03.2004	06.04.2004
İstanbul Gaz Ve Akaryakıt Tedarik San. Ve Tic. A.Ş.	İstanbul – Çatalca (Terkos (Durusu) – Yeniköy - Kazitepesi)	1	19.03.2004	06.04.2004
İstanbul Gaz Ve Akaryakıt Tedarik San. Ve Tic. A.Ş.	İstanbul – Çatalca (Terkos (Durusu) – Rokethane – Tahlisiye Tepe – Darboğaz İskelesi)	5	19.03.2004	06.04.2004
Akdeniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Mersin – Mut (Gökçetaş Dağı – Özlü Köyü – Yeldibek Tepe – Yalancı Tepe – Küçüksindel Tepe – Üzümlvermez Tepe)	34	15.03.2004	30.03.2004
Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir – Susurluk (Yaylaköy – Kel Tepe – Küçükkel Tepe – Şiş Tepe)	21	15.03.2004	30.03.2004
Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir – Havran (Çatal Tepe – Taşlıkıran Tepe – Kocadağ Köyü – Hacımahmutlar Mah. – Çoban Tepe)	18	15.03.2004	30.03.2004

Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir – Kepsut (Yukarışermetler – Boz Tepe – Ağaçtaşı Tepe – Porsuk Tepe – Asar Tepe)	39	15.03.2004	30.03.2004
Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Manisa – Kırkağaç (Fırdanlar Köyü – Düşüklü Tepe – Tuzlak Tepe – Demirtaş Köyü – Palamutlu Tepe – Karadoğru Tepe -Kazandag)	25,2	15.03.2004	30.03.2004
Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çanakkale – Ezine (Çeltikyeri – Üvecik Köyü – Çamseki)	21	15.03.2004	30.03.2004
Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Tekirdağ – Şarköy (Kızılcaterzi Köyü – Zerdalıbayırı Tepe – Kaledüzü Tepe – Sarıkaya Tepe – İmam Tepe)	28,8	15.03.2004	30.03.2004
Kudret Enerji Yatırım Ve İnşaat A.Ş.	İzmir – Dikili (Çandarlı Beldesi – Çamaltı Mah. – Yassıçam Tepe – Sivrice Tepe – Çiledede Tepe)	22,95	11.03.2004	26.03.2004
Alenka Enerji Üretim Ve Yatırım Ltd. Şti.	Tekirdağ – Marmara Ereğlisi (Yeniçiftlik Beldesi – Kuştepe – Kartal Tepe)	4,5	09.03.2004	26.03.2004
Alenka Enerji Üretim Ve Yatırım Ltd. Şti.	Balıkesir – Gönen (Çahoba Köyü – Gazelli Tepe – Yamalı Tepe)	6	09.03.2004	26.03.2004
Ayen Enerji A.Ş.	Aydın – Didim (Saplatan Dağı – Taşlı Tepe – Armutçuk Tepe – Müezzinediği Tepe – Kocasivri Tepe – Çatal Tepe)	31,5	26.02.2004	26.03.2004
Ayen Enerji A.Ş.	Çanakkale – Lapseki (İlyas Köyü – Akpınarçiftliği Köyü – Oylukbeleni Tepe – Kızılkaya Tepe)	18	26.02.2004	26.03.2004
Ak-El Akhisar Elektrik Üretim A.Ş.	Manisa – Akhisar (Kirsekıran Tepe –Kocakıran Tepe)	12	11.03.2004	26.03.2004
Sagap Santral Geliştirme Arş. Plan. Tur. Tan. İnş. San. Ve Tic. Ltd. Şti.	Adıyaman – Kahta (Büyükbag Köyü – Parhaçek – Güzelek – Birima – Aşurge – Şerifhan Tepe -Bervedol)	47	02.03.2004	22.03.2004
Sagap Santral Geliştirme Arş. Plan. Tur. Tan. İnş. San. Ve Tic. Ltd. Şti.	Bilecik – Merkez (Kapaklıköy – Esemek Köyü – Dokuzözü Tepe – Akçaalan – Küçükale Tepe)	67	02.03.2004	22.03.2004

Kayalıoğlu Res Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Manisa – Akhisar (Rahmiye – Karahöyük Dağı – Karabayır Tepe – Laka Çukuru)	30	05.03.2004	22.03.2004
Ayres Ayvacık Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santralı Ltd. Şti.	Çanakkale – Ayvacık (Çınarpınar Köyü – Danakırı)	5	15.12.2003	30.12.2003
Sabaş Elektrik Üretim Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	Aydın – Çine (Ketendere – Oynalan Tepe – Kazancıtaş Tepe – Kocamezar Tepe)	30,6	08.12.2003	25.12.2003
As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Balıkesir – Erdek (Paşalimanı Adası – Küçük Tepe – Kalındağ Tepe – Paşalimanı – Harmanlı)	7,2	05.12.2003	23.12.2003
As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Çanakkale – Gelibolu (İlgardere – Üçler Tepe – Taşocak Tepe)	5,4	05.12.2003	23.12.2003
As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Çanakkale (Karacaören Köyü – Özbek Köyü – Testici Tepe – Küçükçır Tepe – Saral Tepe)	30,6	05.12.2003	23.12.2003
As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Bursa – Karacabey (Muratlı Köyü – Siyri Tepe – Sarımeşe)	10,8	05.12.2003	23.12.2003
As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Bursa – Karacabey (Üç Tepeler – Kanlı Tepe – Mesudiye – Yelekençam Tepe – Toygoroğlu – Söğütpınar)	32,4	05.12.2003	23.12.2003
Aksu Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Kayseri - Yahyalı (Dikme Köyü – Ardıçlı Tepe – Çamurlu Tepe)	70,2	01.12.2003	17.12.2003
İnnores Elektrik Hizmetleri San. ve Tic. Ltd. Şti.	İzmir - Menemen (Yahşelli – Çay Mah. – Asarlık – Kepez Tepe – Dingiloğlu Tepe)	25	01.12.2003	17.12.2003
BAKİ Enerji Üretim İnş. San. ve Tic. Ltd.Şti.	Balıkesir İli, Şamlı İlçesi, (Halkapınar-Karacaören-Dombalkayatepe-Toybelen-Yapaz-Yeroluk-Kirazdüzü-Ericikçatağı-Güldüzü-Elmalıçökek Mevkii)	120	15.09.2003	31/09/2003
Ertürk Enerji San. ve Tic. A.Ş.	İstanbul-Kumburgaz- Kamiloba (Kurşun Tepe)	0,6	05.09.2003	25.09.2003
İntepe İres Rüzgar Enerjisi Santralı San. ve Tic. A.Ş.	Çanakkale- İntepe (Çanakalan-Karacaviran-Kurttepe)	30	09.06.2003	25.06.2003
ABK Enerji Üretmek Projelerini Geliştirme İnşaat Turizm Nakliyat San ve Tic. A.Ş.	İzmir-Çeşme (Ovacık-Kaklıktepe-Merdivenlitepe-Çobantepe)	16	05.06.2003	24.06.2003

Şınlak Makine Tic. ve San. A.Ş.	İzmir-Urla (Ovacık-Araplardağı)	15	30.04.2003	16.05.2003
İnnores Elektrik Hizmetleri San. ve Tic. Ltd. Şti.	İzmir-Aliğa (Yuntdağı-Balaban-Koyuneli-Korutepe)	41,25	28.04.2003	14.05.2003
Güçbirliği Holding A.Ş.	Muğla-Bodrum (Yalıkavak-Sandıma mah.-Karakuzutepe)	2,55	08.04.2003	25.04.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd. Şti.	Balıkesir Bandırma (Merinos-Merdivenlitepe-Gevenlitepe)	10,8	19.03.2003	04.04.2003
Egenda - Ege Elektrik Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	Muğla-Datça (Bakacaktepe-Koçoğlutepe-Derinbelentepe-Karaköy)	9	11.03.2003	26.03.2003
Akın Holding A.Ş.	Hatay-İskenderun (Çardaklıtepe-Alacıkayatepe-Atik-Atikkayasitepe-Atikboynutepe-Eğrikayasırtı)	30	06.03.2003	25.03.2003
Aksa Enerji Üretim A.Ş.	Hatay-İskenderun (Çardaklıtepe-Alacıkayatepe-Atik-Atikkayasitepe-Atikboynutepe-Eğrikayasırtı)	30,4	06.03.2003	25.03.2003
Aksa Enerji Üretim A.Ş.	Muğla-Datça (Bakacaktepe-Koçoğlutepe-Derinbelentepe-Karaköy)	30	06.03.2003	25.03.2003
Cer Metal San. ve Tic. A.Ş.	Hatay-İskenderun (Çardaklıtepe-Alacıkayatepe-Atik-Atikkayasitepe-Atikboynutepe-Eğrikayasırtı)	30	06.03.2003	25.03.2003
ABK Enerji Üretmek Projelerini Geliştirme İnşaat Turizm Nakliyat San ve Tic. A.Ş.	Aydın-Söke (Yenidoğan-Çatalbük-Kızırmarı-Halimbeyçiftliği)	30	07.03.2003	25.03.2003
İsres İskenderun Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santralı Ltd. Şti.	Hatay -İskenderun (Çardaklıtepe-Alacıkayatepe-Atik-Atikkayasitepe-Atikboynutepe-Eğrikayasırtı)	30	04.03.2003	21.03.2003
Renerji Enerji Üretim ve Dağıtım A.Ş.	İstanbul-Kilyos (Kısırkaya-Ergeneagzı-Çiftalan)	35	18.02.2003	10.03.2003
Güçbirliği Holding A.Ş.	İzmir-Mordoğan (Kocabağ-Bitiktepe-Düzlendağı)	2,55	19.02.2003	10.03.2003
AS Enerji Tic. A.Ş.	Edirne-Keşan (Paşayığıt-Maltepe-Çobançeşmesi)	24	18.02.2003	10.03.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd. Şti.	İzmir-Çeşme (Kocadağ-Kışlatepe-Dinlenceüstütepe-Yağcılardağı-Ortatepe-Uzuntepe)	50,4	17.02.2003	10.03.2003

Yelen Akhisar Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Manisa-Akhisar (Mecidiye-Gelinkuyusu-Çubukçalı-Kapaklılımehmedinbaşı)	43,75	06.02.2003	06.03.2003
Akın Holding A.Ş.	İzmir-Aliğa (Kızıltepeköyü-Palamutlutepe-Çingentepe)	30	05.02.2003	06.03.2003
Özok Mühendislik Taahhüt ve Tic. Ltd. Şti	Hatay-Samandağ (Yeşilköy-Değirmenbaşı-Uzunbağ)	29,75	05.02.2003	06.03.2003
Yelen Gülpınar Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Çanakkale (Balabanlı-Bektaş-Gülpınar)	25	06.02.2003	06.03.2003
Yelen Gelibolu Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Çanakkale-Gelibolu (Kabaahlattepesi-Saraytepe-Salihkahyaçiftliği)	13,75	06.02.2003	06.03.2003
Alanoba Elektrik Üretim Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	Aydın-Çine (Gökbeldagi-Kızılgözkayası-Salavatkayası)	18,9	06.02.2003	06.03.2003
Ertürk Enerji San. Tic. A.Ş.	Mersin-Mut (Gökçetaşdağı-Özlu-Yalancitepe-Kumsekitepe)	34	06.02.2003	06.03.2003
Taşoluk Elektrik Üretim Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	Aydın-Çine (Taşoluk-Dutağacı-Kocasu-Ören-Arpatarlatepe)	23,4	06.02.2003	06.03.2003
Ayen Enerji A.Ş.	İzmir-Karaburun (Bitiktepe-Değirmendağı-Kemerdağı-Düzlendağı-Mordoğan)	30,75	06.02.2003	06.03.2003
Akres Akhisar Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santrali Ltd. Şti.	Manisa-Akhisar (Hafiztepe-Kıraçkuyusu- Taşaltitepe-Hamidiye-Bekirler)	50	03.02.2003	26.02.2003
Yapısan Enerji Üretim İletim Dağıtım ve Tic. A.Ş.	İzmir-Çeşme (Zeytineli köyü-Tarassuttepe- Armağandağıtepe Sivritepe-Ambarlıkaya)	49,5	04.02.2003	26.02.2003
Akın Holding A.Ş.	Muğla-Bodrum (Akçaalan-Karabağ- Mandıra-Kızılcamandıra- Kepezsırtı)	15	30.01.2003	21.02.2003
Güçbirliği Holding A.Ş.	İzmir-Foça (Yenibağarası-Değirmen-tepe- Malatepe-Bucaktepeleri- Doğucahisartepe)	29,75	30.01.2003	21.02.2003
Güçbirliği Holding A.Ş.	İzmir-Çeşme (Korankadağı-Kokarlımanı-Besğöltepe-Kırandağı)	29,75	30.01.2003	21.02.2003
Güçbirliği Holding A.Ş.	İzmir-Karaburun (Yaylaköy)	1,7	30.01.2003	21.02.2003

As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd. Şti.	Çanakkale (Karacaören- Özbek-Saraltepe- Küçükkırtepe- Testicitepe)	30,6	29.01.2003	21.02.2003
Egenda - Ege Elektrik Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Karaburun (Aşağıovacık-Başovacık-Yellicebelendağı-Yenicepınar)	13,8	17.01.2003	07.02.2003
Ayen Enerji A.Ş.	Balıkesir-Şamlı (Çaypınar-Yaylabayır-Çanakçıköy)	24	17.01.2003	07.02.2003
Lodos Enerji İnş. Elektronik Turizm İthalat İhracat San. ve Tic. Ltd. Şti.	İzmit-Hereke (Yukarıhereke-Kayapınar- Tepecik-Çerkeşli)	36	17.01.2003	07.02.2003
SAGAP Santral Geliştirme Araştırma Planlama Ltd. Şti.	İstanbul-Çatalca (Çakıl-Elbasan-İnceğiz)	40	20.01.2003	07.02.2003
Özok Mühendislik Taahhüt ve Tic. Ltd. Şti.	Hatay-İskenderun (Kabaktepe-Şenbük-Ortaoba Mah.-Böğürtlen Mah)	15,3	21.01.2003	07.02.2003
Üçgen İnşaat ve Tic. A.Ş.	Aydın-Söke (Pehlivatepe-Kumtepe-Düztepe-Karayemiş-tepe-Akyeniköy)	10,2	21.01.2003	07.02.2003
Üçgen İnşaat ve Tic. A.Ş.	Çanakkale (Bekirağaçiftliği-Kemiklialan)	7,92	21.01.2003	07.02.2003
Deniz Rüzgar Enerjisi ve Cihazları San. Tic. Ltd. Şti.	Hatay (Sebenoba-Gözene-Yayladağı)	30	22.01.2003	07.02.2003
Bores Bodrum Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santralı Ltd. Şti.	Muğla-Bodrum (Kepezsırtı-Kızılcamandıra-Mandıra-Karabağ-Akçaalan)	25,2	22.01.2003	07.02.2003
EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	Denizli-Honaz (Sarıabat-Yukarıcankurtaran-Yörükmezari-Küçükgedik)	37,8	22.01.2003	07.02.2003
EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	Manisa-Kırkağaç (Bakır-Çiftlikköy-Uçavlu)	32,4	22.01.2003	07.02.2003
EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	İzmir-Karaburun (Bozköy-Değirmentepe-Kargılık Tepeleri-Yaylaköy)	47,7	22.01.2003	07.02.2003
EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	Balıkesir-Erdek (Marmaraadası-Büyükçayır-Şimsirlik)	8,1	22.01.2003	07.02.2003
EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	Hatay-Harbiye (Dursunlu-Enek-Kamberli-Tapırlar)	32,4	22.01.2003	07.02.2003
EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	Samsun-Bafra (Yanıkkuğa-Emenli-Göltepe)	81	22.01.2003	07.02.2003

EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	Kütahya-Simav (Hüsüm-Eğirler- Katrandığı-Kapıkaya)	27,9	22.01.2003	07.02.2003
EZSE Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.	İstanbul Kemerburgaz (Akpınar- Kömürcüpınarı-İhsaniye-Odayeri- Kısırmandıra-Boğazköy-Pirinççi)	153	22.01.2003	07.02.2003
Lodos Enerji İnş. Elektronik Turizm İthalat İhracat San. ve Tic. Ltd. Şti.	İzmir-Karaburun (Bozköy- Değirmen-tepe-Kargılık Tepeleri- Yaylaköy)	249,3	22.01.2003	07.02.2003
Ertürk Enerji San. Tic. A.Ş.	İstanbul-Kemerburgaz (Akpınar-Kömürcüpınarı- İhsaniye)	74	16.01.2003	06.02.2003
Taştepe Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Balıkesir Bandırma (Erikli)	30	14.01.2003	30.01.2003
Sares Samandağ Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santralı Ltd. Şti.	Hatay Samandağ (Mağaracık- Samandağı-Tekebaşı-Meydan)	50	14.01.2003	30.01.2003
Cer Metal San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Bergama (Madradağı- Hacıhüseyinler Y.-Yaylacık Y.- Tekkeköy)	30	15.01.2003	31.01.2003
MAGE Madencilik ve Elektromekanik San. ve Tic. A.Ş.	İzmir Karaburun (Yaylaköy- Kargılık Tepeleri-Değirmen-tepe- Bozköy)	15	15.01.2003	31.01.2003
Enerji İşletmeleri İnşaat Turizm Yatırım A.Ş.	İzmir-Çeşme (Çeşmekaradağ- Çiftlikköyü)	16,25	13.01.2003	30.01.2003
İnci Holding A.Ş.	İzmir Seferihisar (Sığacık- Korkmazdağı-Kılıçpınar-tepe)	7,5	13.01.2003	30.01.2003
Ayen Enerji A.Ş.	İzmir Seferihisar (Sığacık- Korkmazdağı-Kılıçpınar-tepe)	24	13.01.2003	30.01.2003
Üçgen İnşaat ve Tic. A.Ş.	İzmir Seferihisar (Sığacık- Korkmazdağı-Kılıçpınar-tepe)	14,45	10.01.2003	27.01.2003
Bares Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir Bandırma (Erikli)	30	09.01.2003	24.01.2003
SAGAP Santral Geliştirme Araştırma Planlama Ltd. Şti.	İzmir-Seferihisar (Sığacık- Korkmazdağı-Kılıçpınar-tepe)	19	07.01.2003	22.01.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd. Şti.	İzmir-Aliaga (Çakmaklı- Horozgediği-Pınar-tepe)	10,8	27.12.2002	16.01.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd. Şti.	İzmir-Aliaga (Karpuzculardağı- Mangır-tepe)	13,5	27.12.2002	16.01.2003

As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd.Şti.	Balıkesir-Erdek(Paşalimanı adası-Küçüktepe-Kalındağtepe-Paşalimanı-Hayranlı)	7,2	23.12.2002	08.01.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd.Şti.	Çanakkale-Gelibolu (Ilgardere-Üçlertepe-Taşocaktepe)	9	23.12.2002	08.01.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd.Şti.	Osmaniye-Hasanbeyli (Kuşçumustafa-Beltepe-Atalanıtepe)	18,9	23.12.2002	08.01.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd.Şti.	Karaman (Sertavul geçidi-Dikilikaş-Halkalıtepe-Höyük-Akküflen)	45	23.12.2002	08.01.2003
As Makinsan Makina İnşaat Sanayi Mümessillik Ltd.Şti.	Hatay-İskenderun (Belen-Şenbük-Karnıkara-Şeyhyusuf-Halilbey)	19,8	23.12.2002	08.01.2003
Güçbirliği Holding A.Ş.	İzmir-Ulucak (Hatundere Köyü-Karahasandağı-Ayıkayası)	15	18.12.2002	07.01.2003
Yapısan İnşaat Elektrik San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Çeşme (Böğürtlentepe-Dümbelekdağı)	40,5	18.12.2002	07.01.2003
Yapısan İnşaat Elektrik San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Aliaga (Yuntadağı-Atçılar-Yüksekköy)	90	18.12.2002	07.01.2003
Doruk Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Aliaga (Yuntadağı-Atçılar-Yüksekköy)	30	18.12.2002	07.01.2003
Alp Turizm İnşaat Enerji Ticaret Ltd. Şti.	İzmir-Karaburun (Haseki-Sarpıncık-Kızıladağı)	32,4	18.12.2002	07.01.2003
Alp Turizm İnşaat Enerji Ticaret Ltd. Şti.	Bursa-Karacabey (Bakırköy-Ulubat)	33,3	18.12.2002	07.01.2003
Alp Turizm İnşaat Enerji Ticaret Ltd. Şti.	İzmir-Urla (Demircili-Akçahisar-Cumalıköy-Gızılıgediği)	41,4	18.12.2002	07.01.2003
Alp Turizm İnşaat Enerji Ticaret Ltd. Şti.	Bursa-Karacabey (Seyran-Canbaz-Karakaya)	32,4	18.12.2002	07.01.2003
Egenda - Ege Elektrik Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Çeşme (İstanbuldağı-Ilıca)	4	16.12.2002	02.01.2003
Egenda - Ege Elektrik Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Çeşme (Güzelyertepe-Hırsıztepe-Germeyan yalısı-Reisdereköyü)	10,8	16.12.2002	02.01.2003
Egenda - Ege Elektrik Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Urla (Barbaros köyü-Sineklidağı-Çıtlıkdağı)	13,2	16.12.2002	02.01.2003
Egenda - Ege Elektrik Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Çeşme (Kızılkayakaradağ-Karadağ)	15,6	16.12.2002	02.01.2003

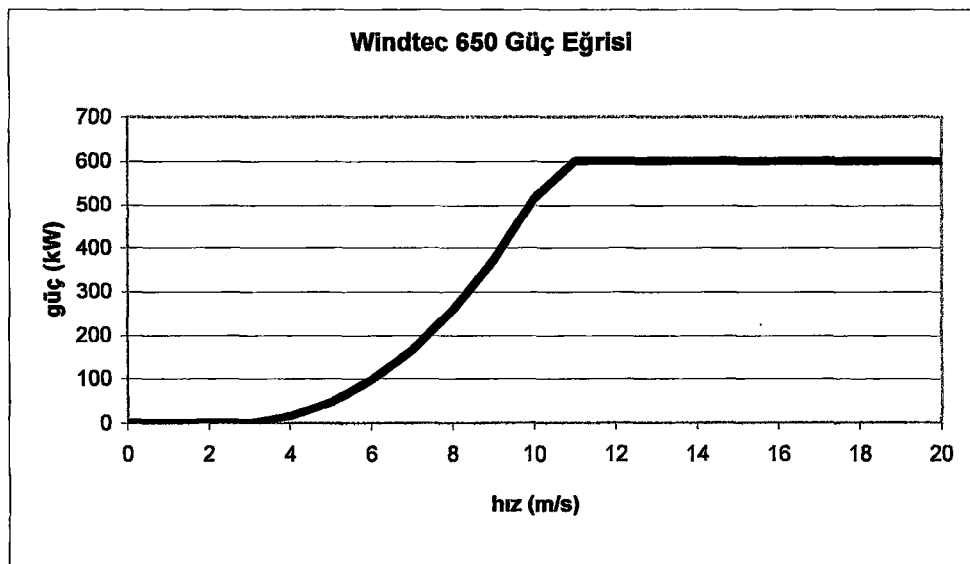
Egenda - Ege Elektrik Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Foça (Aslanburnu-Aslanburnutepe-Kartdere)	6	16.12.2002	02.01.2003
Rotor Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Osmaniye-Bahçe (Başpınar-Ulucak-Dünek-Kaman)	49,5	11.12.2002	02.01.2003
Rotor Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Osmaniye-Bahçe (Aşağıkardere-Kızlaç-Kaman-Kumarcıktepe)	60,3	11.12.2002	02.01.2003
SAGAP Santral Geliştirme Araştırma Planlama Ltd. Şti.	İzmir- Çeşme (Ovacık-Çobandağı-Kızılkayakaradağ-Karadağ-Balitepe)	18	11.12.2002	02.01.2003
Doğal Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Aliaga (Hatundereköy-Karahasandağı-Ayıkayası)	30	10.12.2002	02.01.2003
Doğal Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	İzmir-Foça (Kozbeyli-Kocamehmetler)	30	10.12.2002	02.01.2003
Doğal Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Manisa-Sayalar (Rahmanlar-Akkocalı-Gökçealan)	30	10.12.2002	02.01.2003
Akın Holding A.Ş.	İçel-Silifke (Sertavul Geçidi-Dikilikaş-Höyük)	30	13.12.2002	02.01.2003
Poyraz Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Balıkesir Kepsut (Armutlu Eşeler Kürse Mestanlar)	66	22.11.2002	12.12.2002
Bares Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir Kepsut (Aybatlar Karakaya Eşeler Kürse Armutlu Servet Akarsu köyleri)	164,7	21.11.2002	12.12.2002
Soma Enerji Üretim Sanayi ve Tic. A.Ş.	Soma-Manisa	141	07.11.2002	22.11.2002
Bilgin Elektrik Üretim, İletim, Dağıtım ve Tic. A.Ş.	Soma-Manisa	90	05.11.2002	22.11.2002

EK-C

ÖRNEK TÜRBİNLERE AİT VERİLER

Tablo C.1. Windtec 650'ye ait teknik veriler [28]

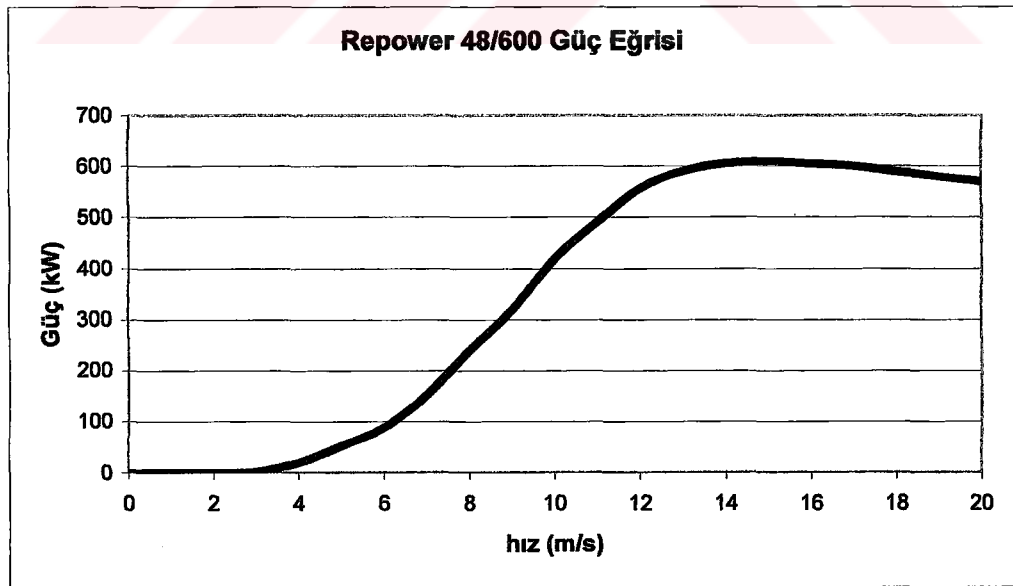
Nominal Güç	600 kW
Güç Kontrolü	Aktif Pitch
Devreye Giriş Rüzgar Hızı	3,5 m/s
Nominal Hız	11 m/s
Devreden Çıkma Rüzgar Hızı	20 m/s
Dayanabileceği Maks. Rüzgar Hızı	52,5 m /s
Göbek yüksekliği	51,5 m. ve 71,5 m.
Rotor	
Pala Sayısı	3
Rotor Çapı	50 m
Rotor Konumu	Rüzgar yönünde (upwind)
Rotor Hızı	13 - 28 dev / dak.
Jeneratör	
Tipi	Çift beslemeli indüksiyon jeneratörü
Gerilim	690 V
Frekans	50 Hz.



Şekil C.1. Windtec 650'ye ait güç eğrisi

Tablo C.2. REpower 48/600'e ait teknik veriler [29]

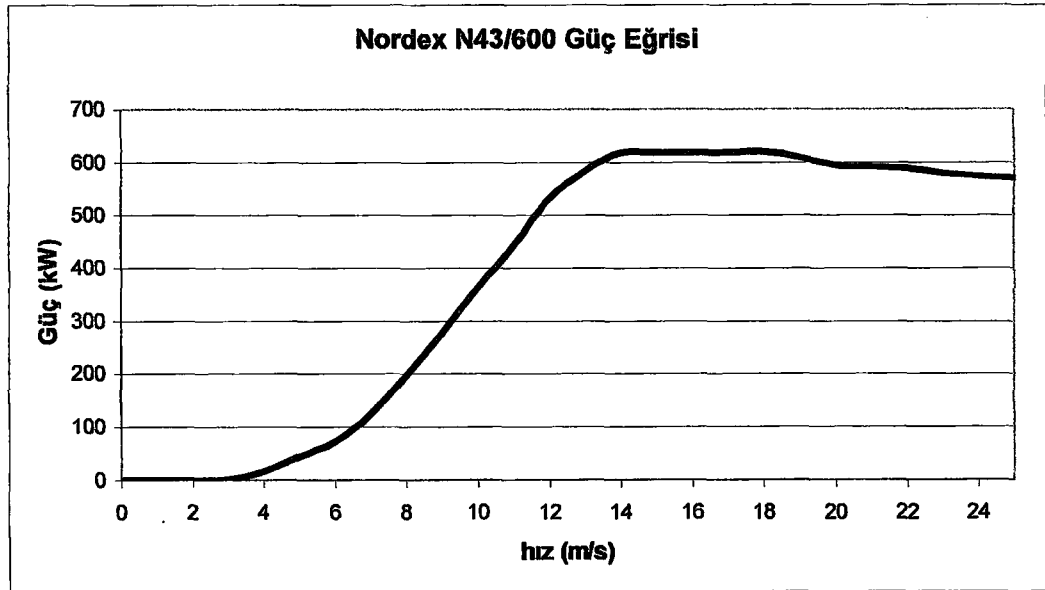
Nominal Güç	600 kW
Güç Kontrolü	Stall
Devreye Giriş Rüzgar Hızı	3 m/s
Nominal Hız	13,5 m/s
Devreden Çıkma Rüzgar Hızı	20 m/s
Göbek yüksekliği	50, 65 veya 75 m.
Rotor	
Pala Sayısı	3
Rotor Çapı	48,4
Malzeme	GRP
Rotor Konumu	Rüzgar yönünde (upwind)
Rotor Hızı	14 veya 21 dev./dak.
Rotor Uç Hızı	53 m/s
Dişli Kutusu	
Tipi	3-kademeli planet/alın dişlisi sistemi
Aktarma Oranı	72
Jeneratör	
Nominal Güç	600 veya 160 kW
Dönme Hızı	1523 veya 1010 dev./dak.
Tipi	Kutup sayısı değişebilen asenkron jeneratör
Gerilim	690 V



Şekil C.2. REpower 48/600'e ait güç eğrisi

Tablo C.3 Nordex N43 / 600'e ait teknik veriler [17]

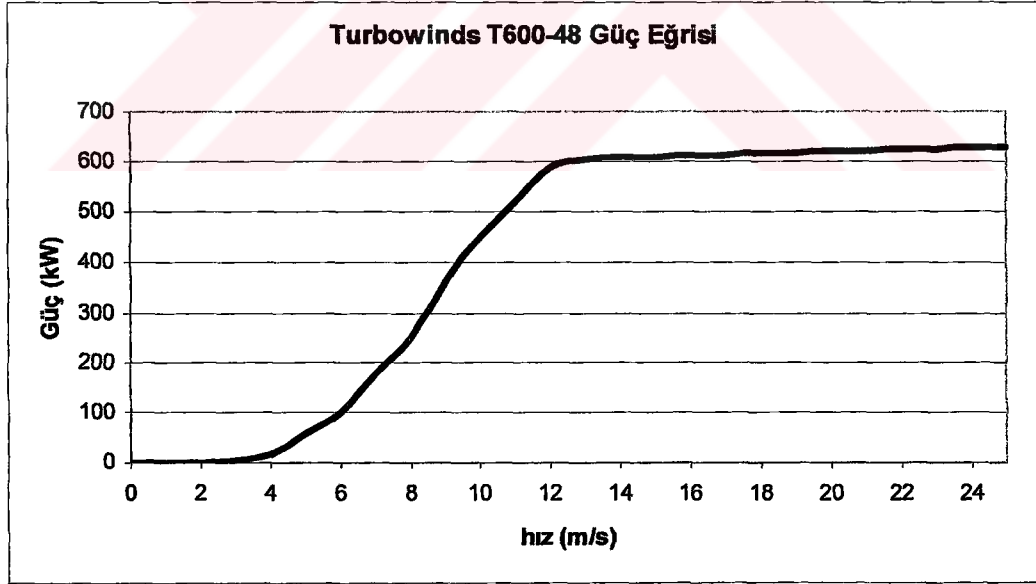
Nominal Güç	600 kW
Güç Kontrolü	Stall
Devreye Giriş Rüzgar Hızı	3 m/s
Nominal Hız	13,5 m/s
Devreden Çıkma Rüzgar Hızı	25 m/s
Dayanabileceği Maks. Rüzgar Hızı	70 m/s
Göbek yüksekliği	40, 50 veya 78 m.
Sapma Hızı	0,8 °/s
Rotor	
Pala Sayısı	3
Rotor Çapı	43
Malzeme	GRP
Rotor Konumu	Rüzgar yönünde (upwind)
Rotor Hızı	18,1 veya 27,2 dev./dak.
Dişli Kutusu	
Tipi	3 kademe ,1 planet, 2 alın dişlisi
Aktarma Oranı	55,39
Jeneratör	
Nominal Güç	600 /125 kW
Dönme Hızı	1513 veya 1013 dev./dak.
Tipi	4/6 kutuplu asenkron jeneratör
Gerilim	690 V
Verim	% 96



Şekil C.3 Nordex N43 / 600'e ait güç eğrisi

Tablo C.4 Turbowinds T600-48'e ait teknik veriler [30]

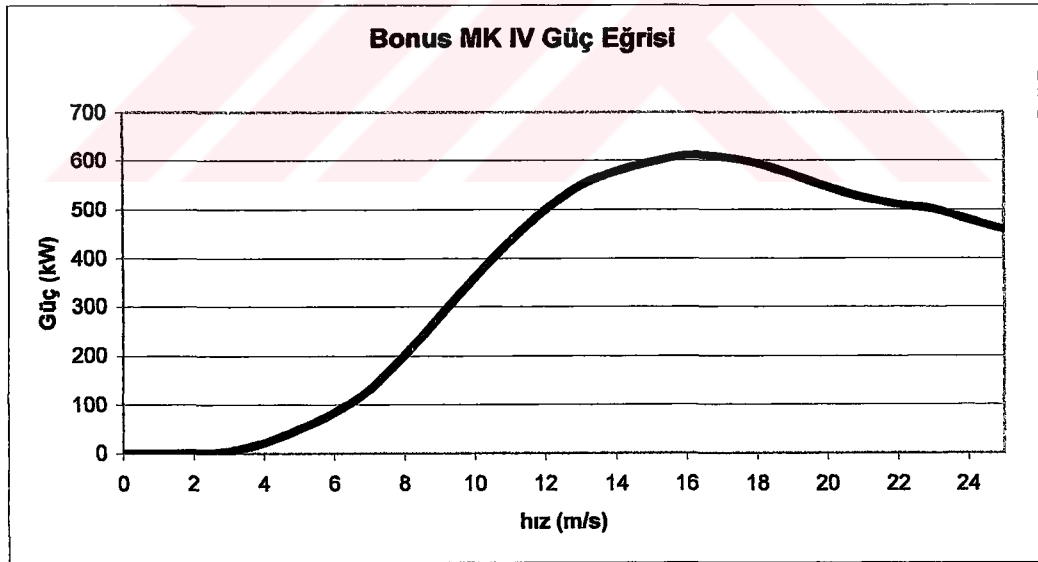
Nominal Güç	600 kW
Güç Kontrolü	Aktif Stall
Devreye Giriş Rüzgar Hızı	3 m/s
Nominal Hız	12,5 m/s
Devreden Çıkma Rüzgar Hızı	25 m/s
Dayanabileceği Maks. Rüzgar Hızı	60 m/s
Göbek yüksekliği	50, 55 veya 60 m.
Rotor	
Pala Sayısı	3
Rotor Çapı	48
Malzeme	GRP
Rotor Hızı	15 / 23 dev./dak.
Dişli Kutusu	
Tipi	3 kademe ,1 planet, 2 paralel
Jeneratör	
Senkron Hız	1000 / 1500 dev./dak.
Tipi	İndüksiyon jeneratörü
Gerilim	690 V



Şekil C.4 Turbowinds T600-48'e ait güç eğrisi

Tablo C.5 Bonus Mk IV'ye ait teknik veriler [14]

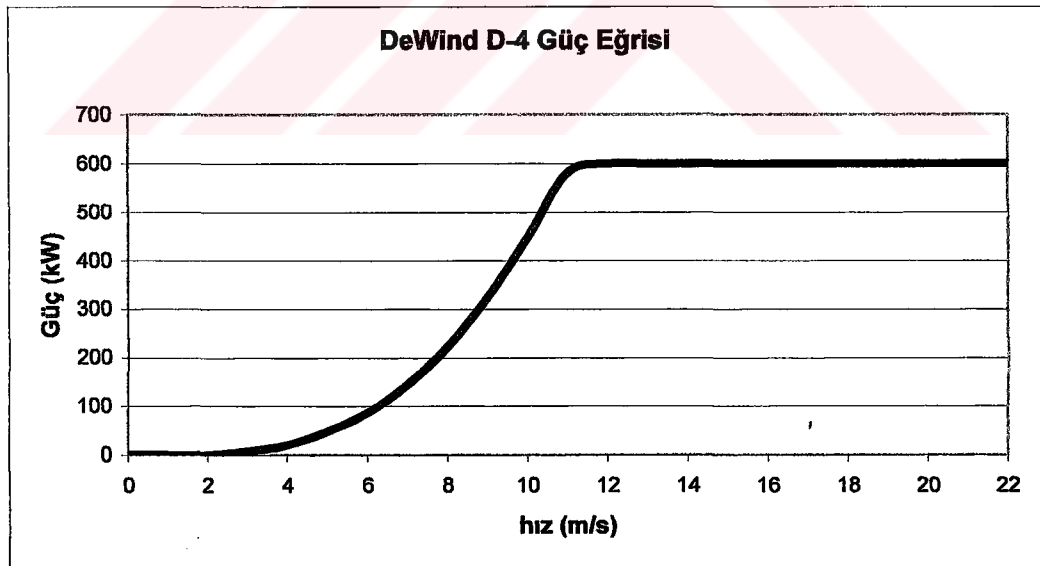
Nominal Güç	600 kW
Güç Kontrolü	Stall
Devreye Giriş Rüzgar Hızı	3 m/s
Nominal Hız	15 m/s
Devreden Çıkma Rüzgar Hızı	25 m/s
Dayanabileceği Maks. Rüzgar Hızı	55 m/s
Göbek yüksekliği	35 - 60 m.
Rotor	
Pala Sayısı	3
Rotor Çapı	44
Malzeme	GRP
Rotor Hızı	18 / 27 dev./dak.
Dişli Kutusu	
Tipi	1 planet / 2 helisel
Jeneratör	
Senkron Hız	1000 / 1500 dev./dak.
Tipi	İndüksiyon jeneratörü
Gerilim	690 V



Şekil C.5 Bonus Mk IV'ye ait güç eğrisi

Tablo C.6 DeWind D4 - 46 / 48'e ait teknik veriler [15]

Nominal Güç	600 kW
Güç Kontrolü	Aktif Pitch
Devreye Giriş Rüzgar Hızı	2,5 m/s
Nominal Hız	11,5 m/s
Devreden Çıkma Rüzgar Hızı	22 / 19 m/s
Dayanabileceği Maks. Rüzgar Hızı	48,4 / 49,1 m/s
Göbek yüksekliği	40 m -55 m – 60 m -70 m / 60 m-70 m
Rotor	
Pala Sayısı	3
Rotor Çapı	46 m /48m
Malzeme	GRFP
Rotor Hızı	15 – 29,2 dev / dak.
Dişli Kutusu	
Tipi	3 –kademe alın dişlisi
Aktarma Oranı	1 : 45,45
Jeneratör	
Tipi	İndüksiyon, çift beslemeli
Gerilim	690 V
Frekans	50 / 60 Hz.



Şekil C.6 DeWind D4 - 46 / 48'e ait güç eğrisi

EK-D

YATAY EKSENİLİ RÜZGAR TÜRBİNLERİ İÇİN AERODİNAMİK TEORİ

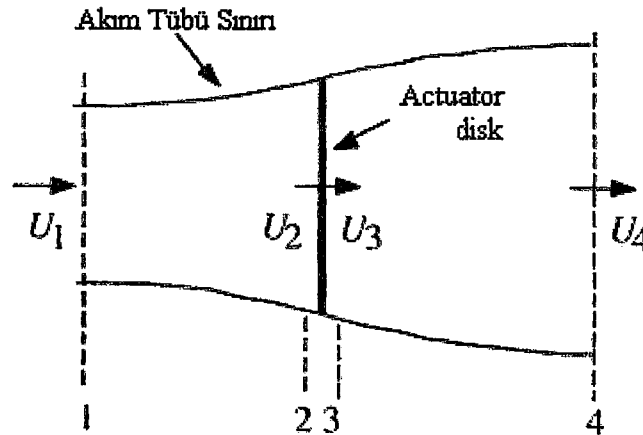
D.1 1-Boyutlu Momentum Teorisi ve Betz Limiti

Yatay eksenli rüzgar türbinleri için en basit aerodinamik model olan 1-boyutlu momentum teorisi ideal türbin rotorundan elde edilebilecek enerjiyi ve rotor dönüşünün akış alanı üzerindeki etkisini incelemeyi sağlar.

Bu analizde, kontrol hacmi bir akım tüpünün yüzeyleri ile kesitleridir, bkz. Şekil D.1. Türbin, içinden geçen akımda basınç süreksizliğine sebep olan üniform bir actuator disk ile temsil edilebilir.

Bu analizde yapılan kabuller şunlardır:

- Homojen, sıkıştırılamaz ,daimi akım.
- Sürtünme kaybı yok.
- Sonsuz sayıda pala
- Diskte veya rotor alanında üniform itme
- Dönme hareketi olmayan iz bölgesi
- Rotorun önünde ve arkasında, rotordan yeterince uzaktaki statik basınçlar, bozulmamış akımın basıncına eşit.
- Diskten geçen akımın hızı sabit. ($U_2=U_3$)



Şekil D.1. Rüzgar türbini için actuator disk modeli [5]

Kontrol hacminde momentumun korunumu prensibini uygulayarak, kontrol hacmindeki net kuvvet bulunabilir. Bu kuvvet itkiye eşit ve ters yönlü olacaktır.

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (D.1)$$

Daimi akım için:

$$(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m} \quad (D.2)$$

Bu ifade (D.1) denkleminde yerine konulursa:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (D.3)$$

Türbin rotorunun iki tarafında da iş yapılmadığı için, rotorun iki yanında Bernoulli denklemi yazılabilir:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (D.4)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (D.5)$$

Rotorun önünde ve arkasında yeterince uzakta basınçlar eşit ($p_1=p_4$) ve diskten geçen akım hızı sabit ($u_2=u_3$) kabul ediliyor.

Diskteki itki, diskin iki yanındaki kuvvetlerin net toplamı olarak da ifade edilebilir:

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad (D.6)$$

(D.4) ve (D.5) denklemlerinden (p_2-p_3) çözülür ve (D.6) denkleminde yerine koyulursa:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad (D.7)$$

(D.7) ve (D.3) denklemleri eşitlenecek olursa:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (D.8)$$

Serbest akım hızı ile rotor düzlemindeki hız arasındaki hız farkının serbest akım hızına oranı a (indüksiyon faktörü) olarak tanımlanacak olursa:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (D.9)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (D.10)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (D.11)$$

Rotorun ürettiği güç P , itkinin diskteki hız ile çarpımına eşit olacaktır.

$$P = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2)U_2 = \frac{1}{2}\rho A_2 U_2 (U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \quad (D.12)$$

(D.10) ve (D.11) eşitliklerindeki U_2 ve U_4 ifadeleri (D.12) eşitliğinde yerine koyulursa:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 U_1^3 4a(1-a)^2 \quad (D.13)$$

Rotorun güç katsayısı:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U_1^3 A_2} = 4a(1-a)^2 \quad (D.14)$$

Bu eşitliğin türevi alınıp sıfıra eşitlenecek olursa $a=1/3$ değerine ulaşılır. Bu değer yerine konulduğunda türbinin ulaşabileceği maksimum güç katsayısı elde edilir.

$$C_p = \frac{16}{27} \approx 0,593$$

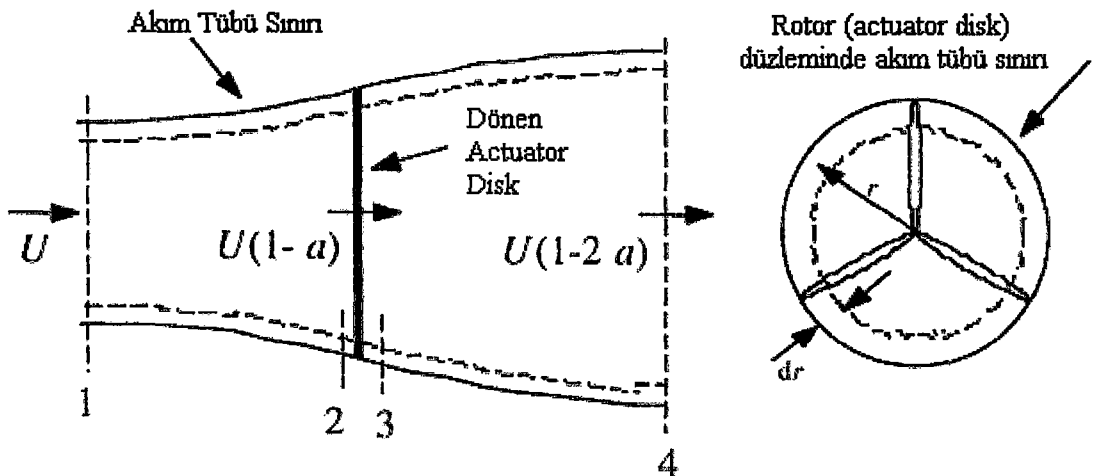
Türbinin ulaşabileceği maksimum güç katsayısı olan bu değere Betz Limiti adı verilir.

(D.7) ve (D.11) denklemleri bir arada kullanılarak türbinin itme katsayısı bulunabilir:

$$T = \frac{1}{2} \rho U_1^2 A_2 [4a(1-a)] \quad (D.15)$$

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho U_1^2 A_2} = 4a(1-a) \quad (D.16)$$

D.2 İzde Dönme Hareketi Olan İdeal Türbin



Şekil D.2. Rotor analizi için geometri [5]

Palanın açısal hızıyla dönen r yarıçaplı dr kalınlığında bir akım tüpünü kontrol hacmi olarak alırsak, palanın akım ve iz bölgesi taraflarında basınç farkını elde etmek için bir enerji denklemi oluşturulabilir. Türbinden geçen havanın aksenal hızı sabit

kalırken, palaya nazaran açısal hızı Ω değerinden $\Omega + \omega$ değerine yükselecektir. Sonuç olarak oluşacak basınç farkı :

$$p_2 - p_3 = \rho(\Omega + \frac{1}{2}\omega)\omega r^2 \quad (D.17)$$

Bir halka eleman üzerinde oluşan itki dT :

$$dT = (p_2 - p_3)dA = \left[\rho(\Omega + \frac{1}{2}\omega)\omega r^2 \right] 2\pi r dr \quad (D.18)$$

Açısal indüksiyon faktörü a' şu şekilde tanımlanacak olursa:

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (D.19)$$

İtke ifadesi şu hale gelir:

$$dT = 4a'(1 + a')\frac{1}{2}\rho\Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad (D.20)$$

Eksenel indüksiyon faktörü a cinsinden itke ifadesi (D.15)'ten :

$$dT = 4a(1 - a)\rho U_1^2 \pi r dr \quad (D.21)$$

(D.20) ve (D.21) denklemlerini eşitleyecek olursak :

$$\frac{a(1 - a)}{a'(1 + a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U_1^2} = \lambda_r^2 \quad (D.22a)$$

λ_r yerel hız oranıdır ve şu şekilde tanımlanabilir:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U_1} \quad (D.22b)$$

Açısal momentum korunumu kanununu uygulayarak rotor torku için bir ifade türetebiliriz. Rotora etkiyen tork, izdeki açısal momentum değişimine eşit olmalı. Halka şeklinde bir alanda:

$$dQ = d\dot{m}(\omega r)r = (\rho U_2 2\pi r dr)(\omega r)r \quad (D.23)$$

(D.10) ve (D.19) eşitlikleri bu denklemde yerine koyulursa

$$dQ = 4a'(1 - a)\frac{1}{2}\rho U_1 \Omega r^2 2\pi r dr \quad (D.24)$$

Her bir elemanda üretilen güç dP şu ifade ile bulunabilir:

$$dP = \Omega dQ \quad (D.25)$$

Bu denklemde dQ yerine koyulur ve yerel hız oranı ifadesi (D.22b) kullanılırsa:

$$dP = \frac{1}{2} \rho A U^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1-a) \lambda_r^3 d\lambda_r \right] \quad (D.26)$$

$$dC_p = \frac{dP}{\frac{1}{2} \rho A U^3} = \frac{8}{\lambda^2} \int_a^{\lambda_r} a'(1-a) \lambda_r^3 d\lambda_r \quad (D.27)$$

Bu ifadenin integralinin alınabilmesi için a , a' ve λ_r arasındaki ilişkilerin bilinmesi gerekir. (D.22a) denklemini çözüp a' ifadesini a cinsinden yazacak olursak:

$$a' = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{1 + \frac{4}{\lambda_r^2} a(1-a)} \quad (D.28)$$

Maksimum güç üretimi, güç katsayısı ifadesindeki $a'(1-a)$ maksimum yapılırsa gerçekleştirilebilir. Elde ettiğimiz a' değerini yerine koyup türevi sıfıra eşitlersek:

$$\lambda_r^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{1-3a} \quad (D.29)$$

Bu eşitliği (D.22a) denkleminde yerine koyarsak :

$$a' = \frac{(1-3a)}{4a-1} \quad (D.30)$$

(D.30) ifadesi her halkada maksimum güç üretimi için a' ve a arasındaki ilişkiyi verir. Bu ilişki optimum türbinin tasarımında doğrudan kullanılacak bir ifadedir.

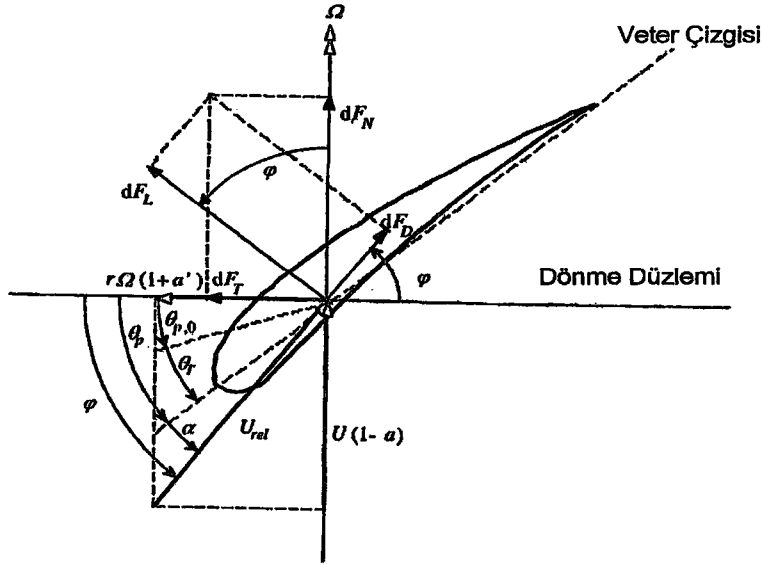
D.3 Pala Elemanı Teorisi

Bir rüzgar türbininin palaları üzerindeki kuvvetler, kaldırma ve sürüklenme katsayıları ile hücum açısının fonksiyonu olarak ifade edilebilir. Bu teoriyi kullanarak analiz yapmak için pala N eşit elemana bölünür ve aşağıdaki kabuller kullanılarak analiz yapılır:

- Elemanlar arasında aerodinamik etkileşim yoktur.
- Palaya gelen kuvvet yalnızca profil geometrisinin kaldırma ve sürüklenme özellikleri ile ilişkilidir.

Pala üzerine etkiyen kuvvetler incelenirken, kaldırma ve sürüklenme kuvvetlerinin göreceli rüzgar hızına sırasıyla dik ve paralel olacağı unutulmamalıdır. Göreceli rüzgar hızı, rotordaki rüzgar hızı ve palanın dönüşünden kaynaklanan rüzgar hızının vektörel toplamıdır. Dönüşten kaynaklanan rüzgar hızı, pala kesiti hızı (Ωr) ve açısall momentumun korunumundan bulunan palalardaki indüklenmiş açısall hızın ($\omega r/2$) toplamıdır.

$$\Omega r + \frac{\omega r}{2} = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad (D.31)$$



Şekil D.3 Yatay eksenli bir türbinin analizi için pala geometrisi [5]

$U(1-a)$ = Palalardaki rüzgar hızı

U_{rel} = Göreceli Rüzgar Hızı

θ_p = Kesit oturma açısı

α = Hücüm açısı

$\varphi = \theta_p + \alpha$ = Göreceli rüzgarın açısı

$\theta_{p,0}$ = Pala oturma açısı

θ_T = Kesit burulma açısı

Geometriden elde edilebilecek ifadeler şunlardır:

$$\tan \varphi = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (D.32)$$

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin \varphi} \quad (D.33)$$

$$dF_L = C_L \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (D.34)$$

$$dF_D = C_D \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (D.35)$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \sin \varphi \quad (D.36)$$

$$dF_T = dF_L \sin \varphi - dF_D \cos \varphi \quad (D.37)$$

Rotorun B adet palası var ise, göbekten r mesafedeki kesite etkiyen normal kuvvet

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) c dr \quad (D.38)$$

Göbekten r mesafesi uzaklıkta etkiyen teğetsel kuvvetten kaynaklanan diferansiyel tork:

$$dQ = B r dF_T \quad (D.39)$$

Başka bir ifadeyle,

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) c r dr \quad (D.40)$$

D.4. İz Bölgesinde Dönme Hareketi Olan Rotor İçin Strip Teorisi

Daha önce açıklanan momentum ve pala elemanı teorilerinden elde edilen kuvvetler ve momentler eşitlenecek olursa:

Momentum Teorisinden:

$$\text{Eksenel Momentumdan :} \quad dT = 4a(1-a)\rho U^2 \pi r dr \quad (D.41)$$

$$\text{Açısal Momentumdan :} \quad dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (D.42)$$

Pala Elemanı Teorisinden:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) c dr \quad (D.43)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) c r dr \quad (D.44)$$

Yerel katılık oranı, $\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r}$ olarak tanımlanır ve denklemler serbest akım hızı cinsinden yazılmak istenirse (D.43) ve (D.44) denklemleri şu hale gelir:

$$dF_N = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) r dr \quad (D.45)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) r^2 dr \quad (D.46)$$

Momentum ve pala elemanı teorilerinden bulunan tork ifadeleri ve normal kuvvet ifadeleri eşitlenip, ara işlemler yapılırsa indüksiyon faktörlerini belirlemek için kullanılabilecek iki ifade şu şekilde bulunabilir:

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma'(C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi)}{4 \sin^2 \varphi} \quad (D.47)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma'(C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi)}{4 \sin \varphi \cos \varphi} \quad (D.48)$$

(D.47) ve (D.48) ifadelerinden indüksiyon faktörleri çekilecek olursa:

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \varphi}{\sigma' C_N} + 1} \quad (D.49a)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma' C_T} - 1} \quad (D.49b)$$

$$C_N = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (D.50a)$$

$$C_T = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (D.50b)$$

D.4.1 Uç Kayıpları

Palanın emme kenarındaki basınç, basma kenarından daha düşük olduğundan hava palanın uç kısmı etrafında alt yüzeyden üst yüzeye doğru geçme eğilimi gösterir. Bunun pala üzerindeki etkisini gösterebilmek için çeşitli metotlar geliştirilmiş olmakla birlikte, en doğru yaklaşım olarak, Prandtl tarafından geliştirilmiş olan metot görülmektedir. Bu metoda göre pala üzerindeki herhangi bir yarıçap noktasındaki düzeltme faktörü,

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp \left(- \frac{(B/2)[1 - (r/R)]}{(r/R) \sin \varphi} \right) \right] \quad (D.51)$$

olmak üzere, momentum teorisinden gelen itki ve tork ifadeleri şu şekilde değişecektir:

$$dT = F \rho U^2 4a(1-a) \pi r dr \quad (D.52)$$

$$dQ = 4Fa'(1-a) \rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (D.53)$$

Uç kayıpları göz önüne alınmadan geliştirilen formüllerdeki adımlar takip edilecek olursa, formüller şu şekilde düzeltilebilir:

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma'(C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi)}{4F \sin^2 \varphi} \quad (D.54a)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma'(C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi)}{4F \sin \varphi \cos \varphi} \quad (D.54b)$$

(D.54a) ve (D.54b) denklemlerinden a ve a' çekilirse:

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2 \varphi}{\sigma' C_N} + 1} \quad (D.55a)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma' C_T} - 1} \quad (D.55b)$$

(D.55.b) denklemini (D.55.a) denklemine böler ve (D.32) denkleminde yerine koyarsak

$$\frac{C_T}{C_N} = \frac{a'}{a} \lambda_r \quad (D.56)$$

(D.55a) ve (D.55b) denklemleri (D.56)'da yerine koyulursa:

$$4F \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) - \sigma' (C_T + C_N \lambda_r) = 0 \quad (D.57)$$

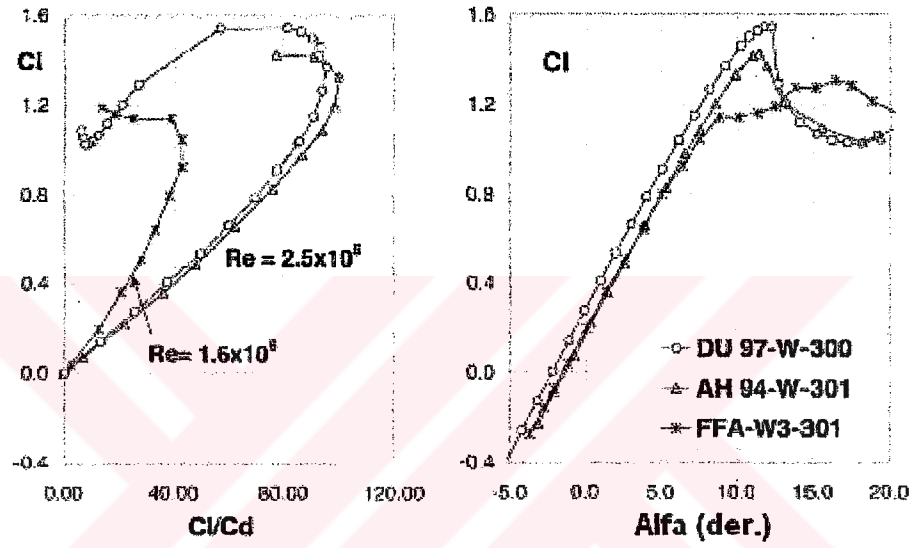
$$C_N = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (D.58a)$$

$$C_T = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (D.58b)$$

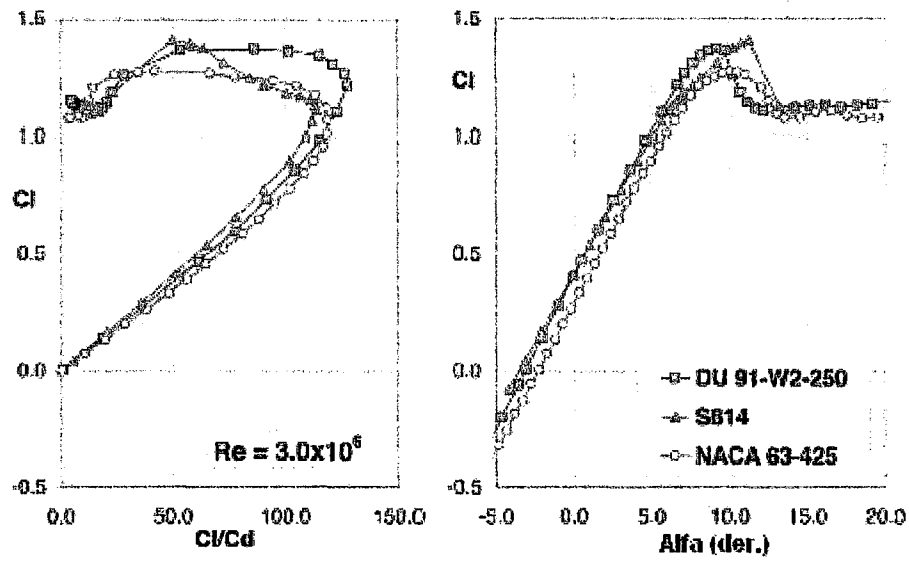
Bu eşitlik türbine ait büyüklükleri bir araya getirerek, bilinen büyüklüklere karşılık gelen bilinmeyen büyüklüğü hesaplama imkanı veriyor ve düzeltilmiş palanın performansında kullanılacak bir ifade.

EK-E

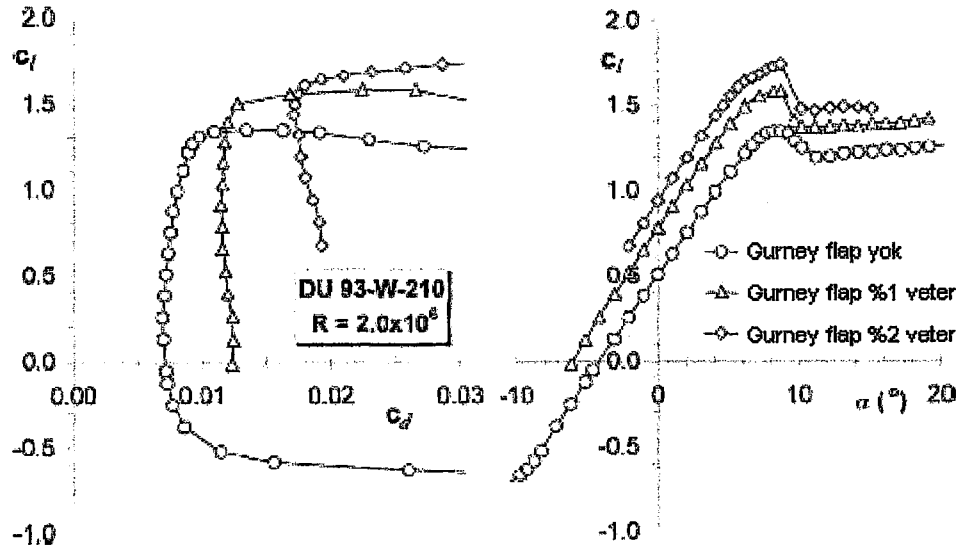
E.1 DELFT UNIVERSITY PROFİLLERİNE AİT AERODİNAMİK KARAKTERİSTİK EĞRİLERİ



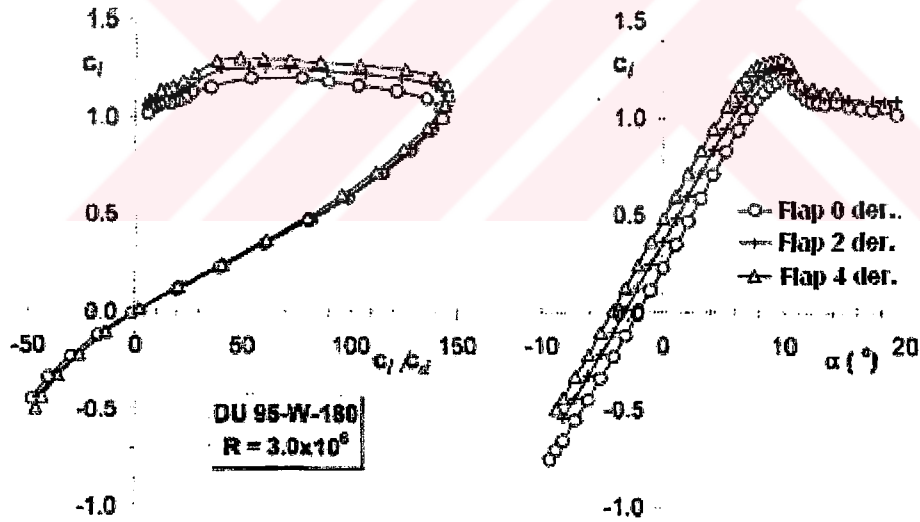
Şekil E.1 DU 97-W-300 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri. [31]



Şekil E.2 DU 91-W2-250 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri. [31]



Şekil E.3 DU 93-W-210 profili için taşıma ve sürüklenme katsayısı grafikleri. [22]

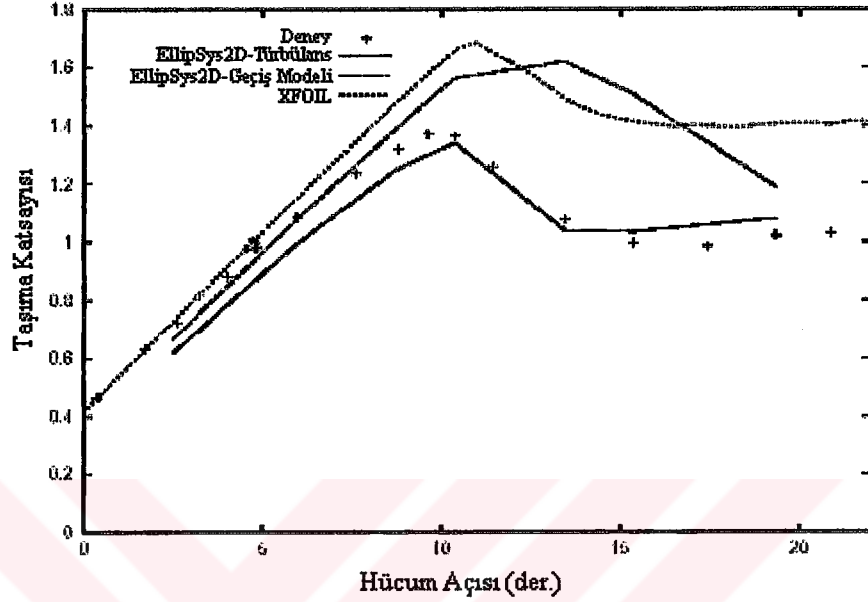


Şekil E.4 DU 95-W-180 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri [22]

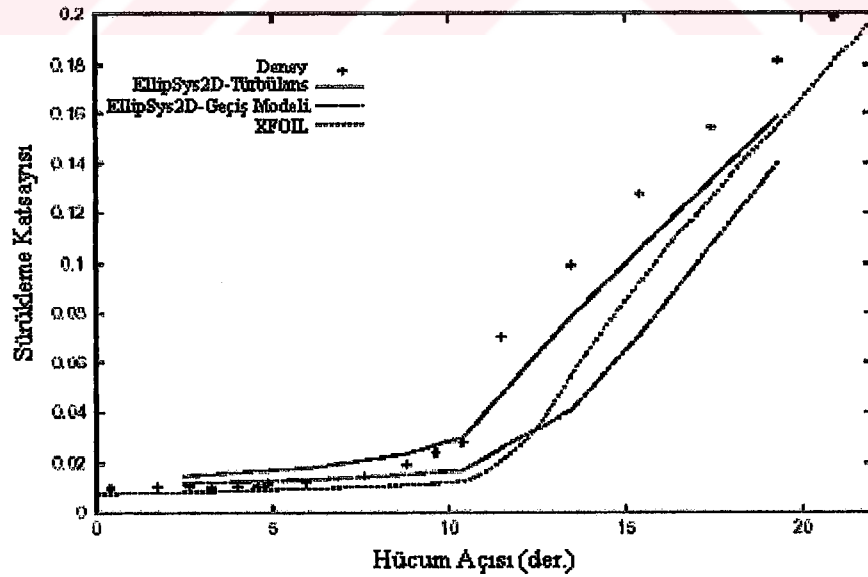
E.2 RÜZGAR TÜRBİNLERİNDE KULLANILAN BAZI PROFİLLERE AİT AERODİNAMİK KARAKTERİSTİK EĞRİLERİ

E.2.1 RISØ Profilleri ($Re = 1.6 \times 10^6$)

E.2.1.1. RISØ-A1-24, $t/c=0.24$

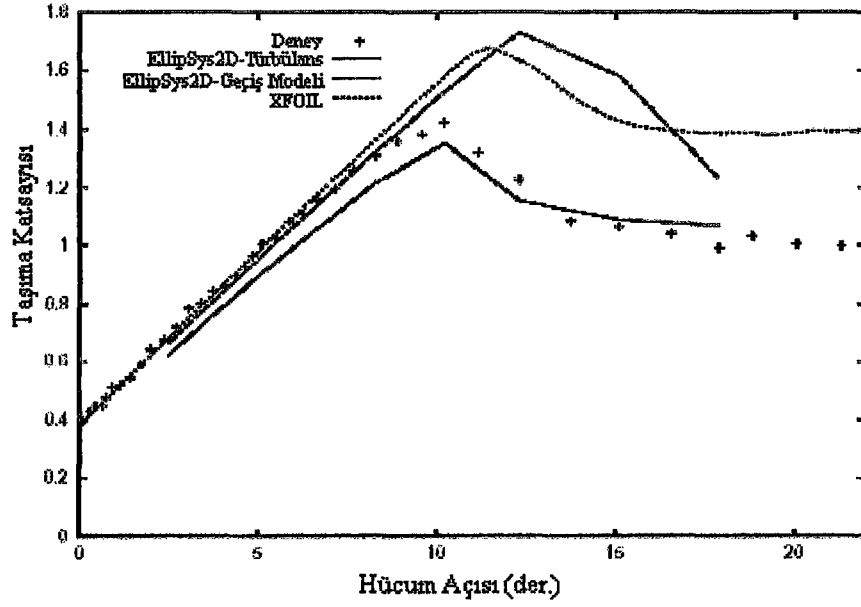


Şekil E.5 RISØ-A1-24 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32]

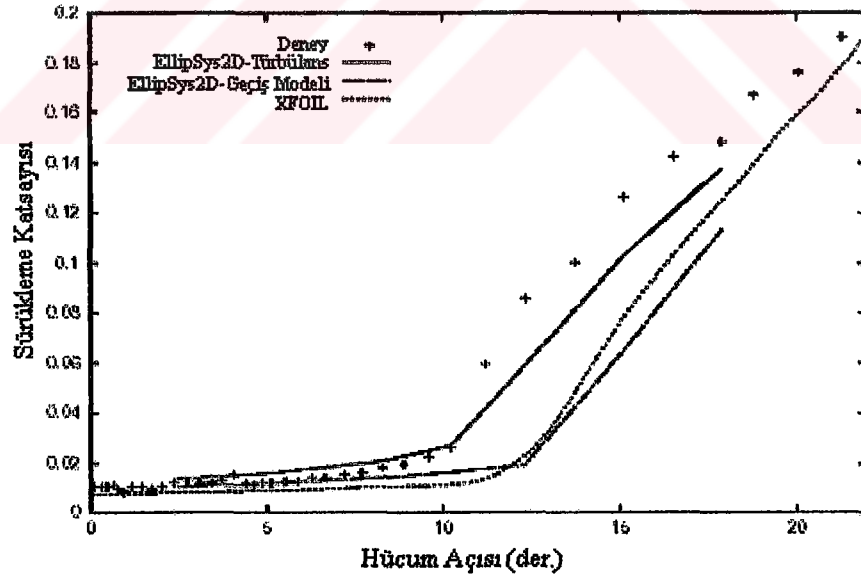


Şekil E.6 RISØ-A1-24 profili için sürükleme katsayısının hücum açısı ile değişimi. [32]

E.2.1.2 RISØ-A1-21, $t/c=0.21$

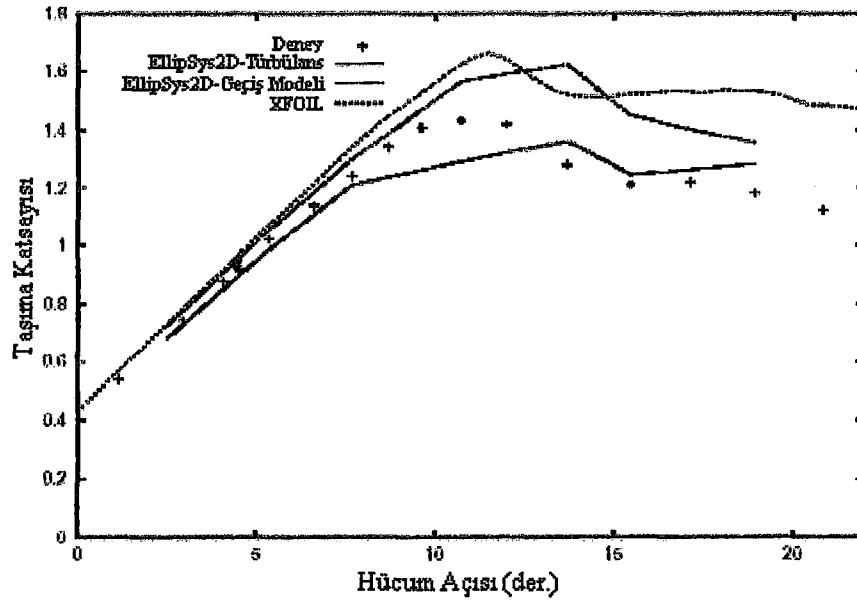


Şekil E.7 RISØ-A1-21 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

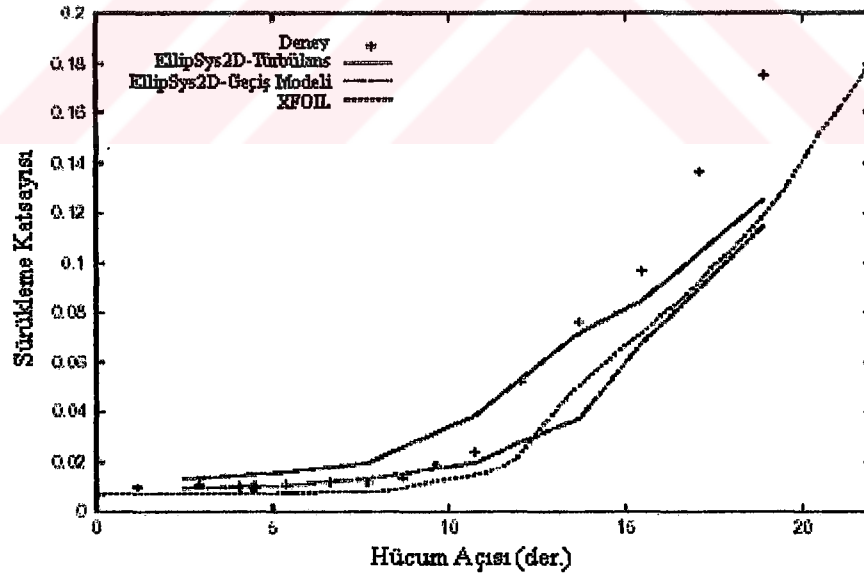


Şekil E.8 RISØ-A1-21 profili için sürükeme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.1.3. RISØ-A1-18, $t/c=0.18$



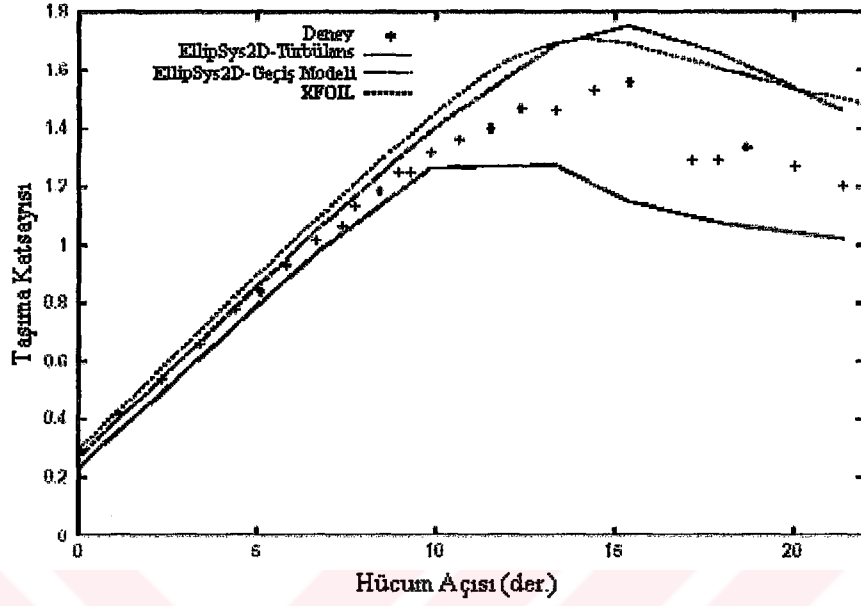
Şekil E.9 RISØ-A1-18 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].



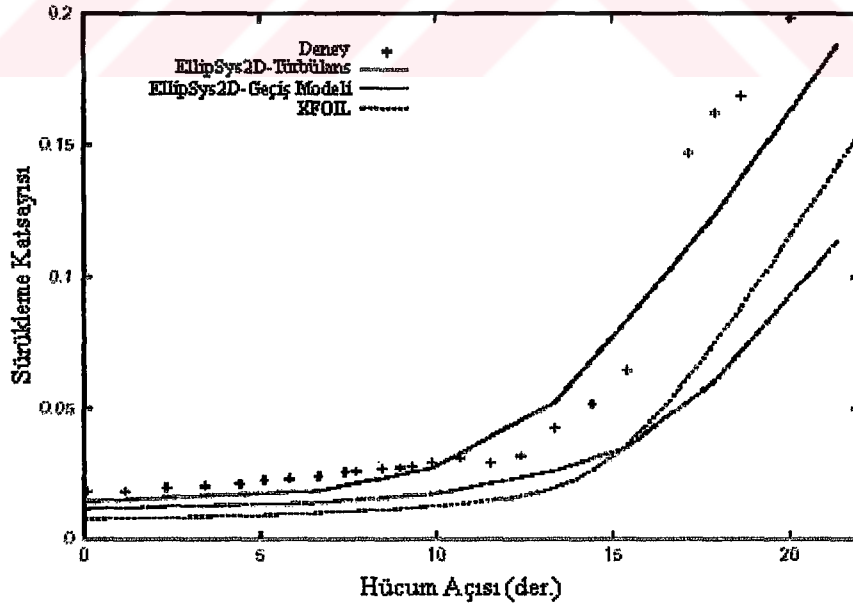
Şekil E.10 RISØ-A1-18 profili için sürükleme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.2 FFA Profilleri

E.2.2.1 FFA-W3-241, $t/c = 0.24$, $Re = 1.5 \times 10^6$

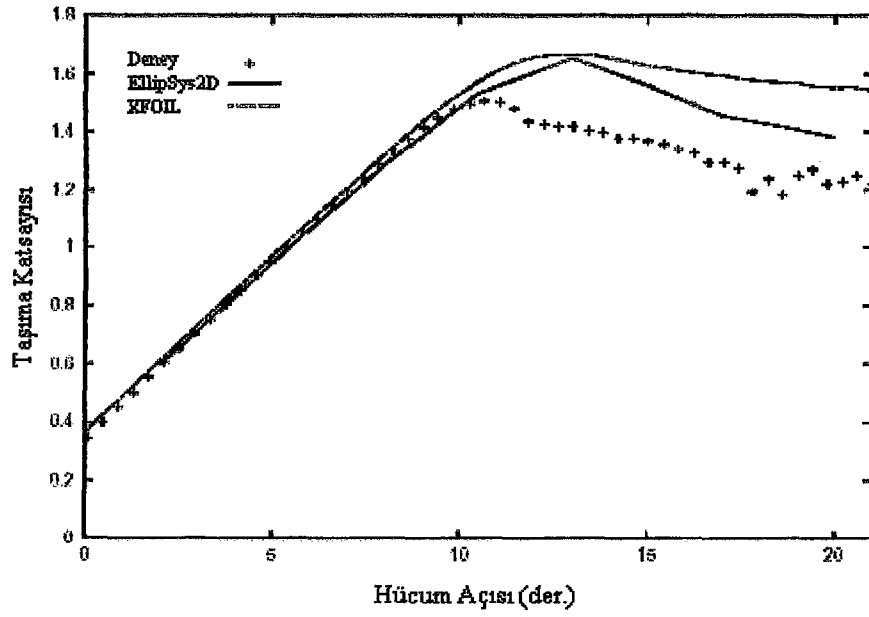


Şekil E.11 FFA-W3-241 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

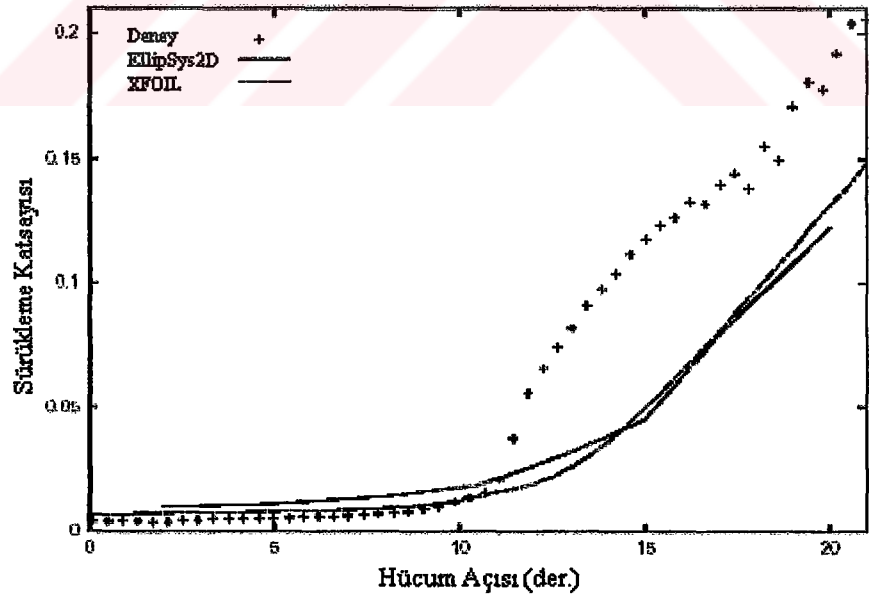


Şekil E.12 FFA-W3-241 profili için sürükleme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.2.2. FFA-W3-211, $t/c = 0.21$, $Re = 1.8 \times 10^6$

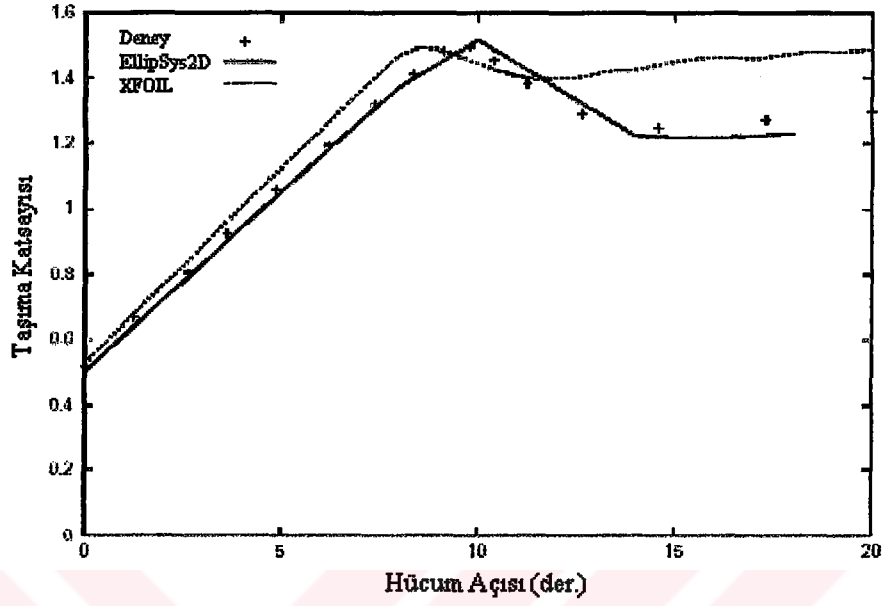


Şekil E.13 FFA-W3-211 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

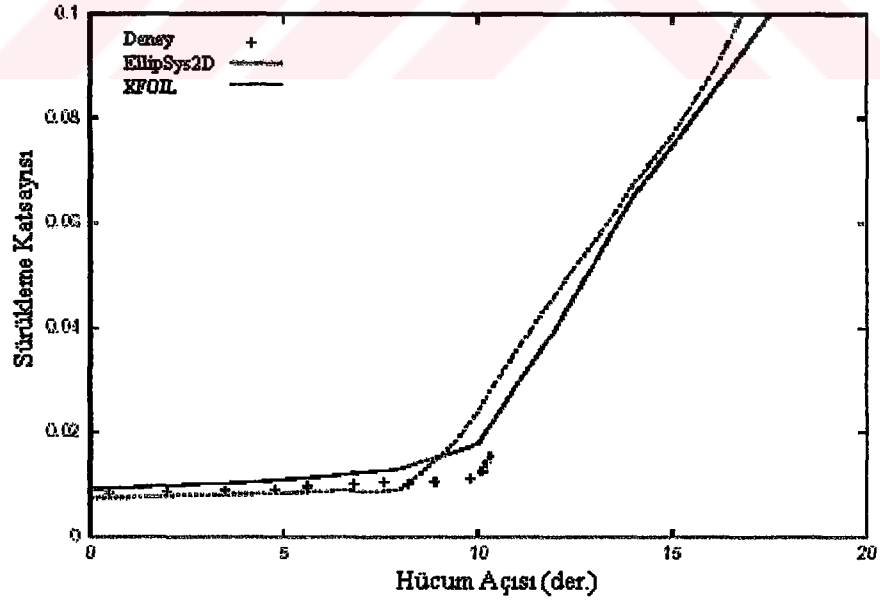


Şekil E.14 FFA-W3-211 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.3. FX66-S196-V1, $t/c = 0.19$, $Re = 1.5 \times 10^6$



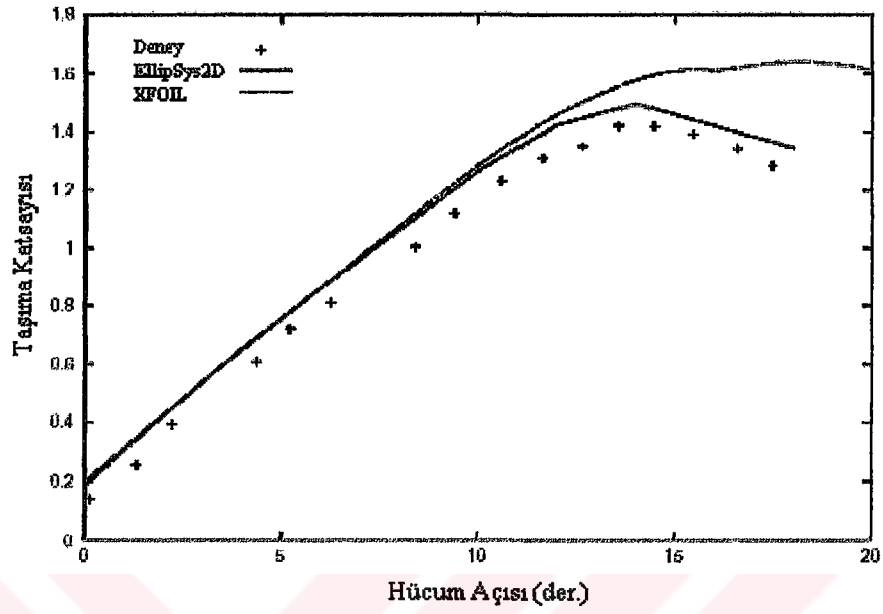
Şekil E.15 FX66-S196-V1 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].



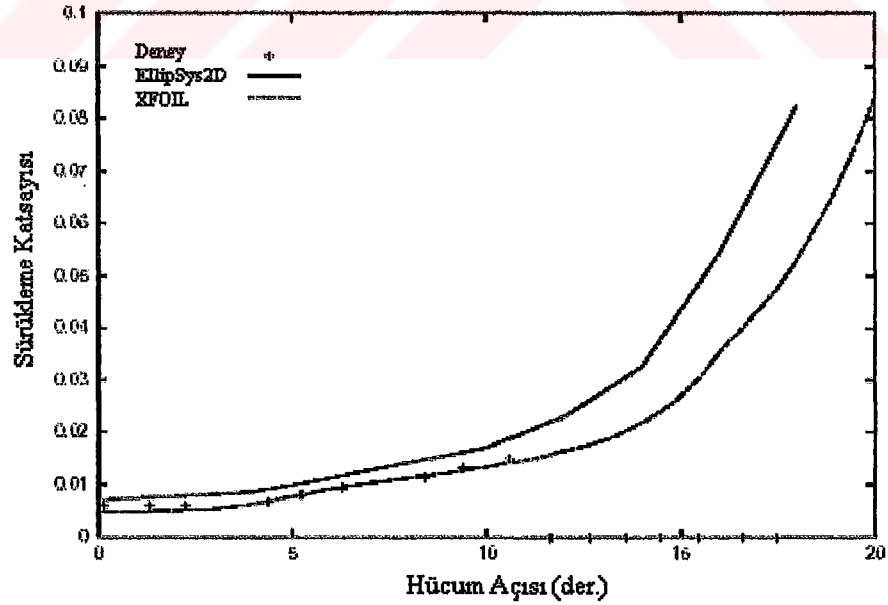
Şekil E.16 FX66-S196-V1 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.4. NACA ($Re = 3 \times 10^6$)

E.2.4.1. NACA 63-215, $t/c=0.15$

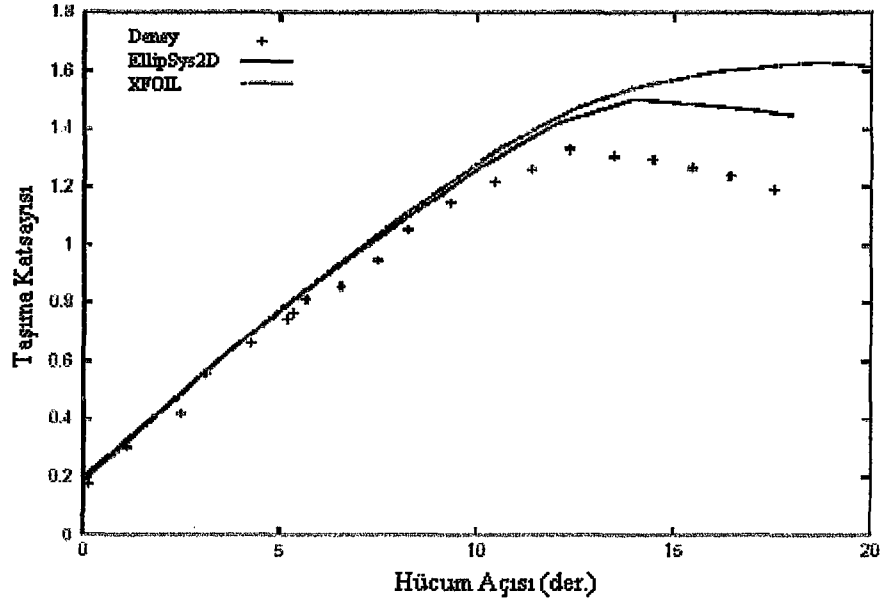


Şekil E.17 NACA 63-215 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

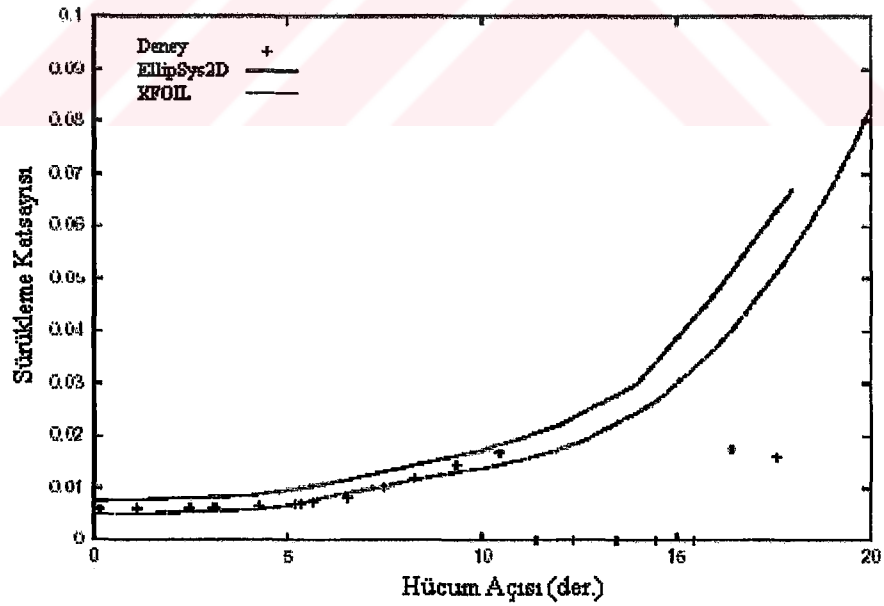


Şekil E.18 NACA 63-215 profili için sürükleme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.4.2 NACA 63-218, $t/c=0.18$

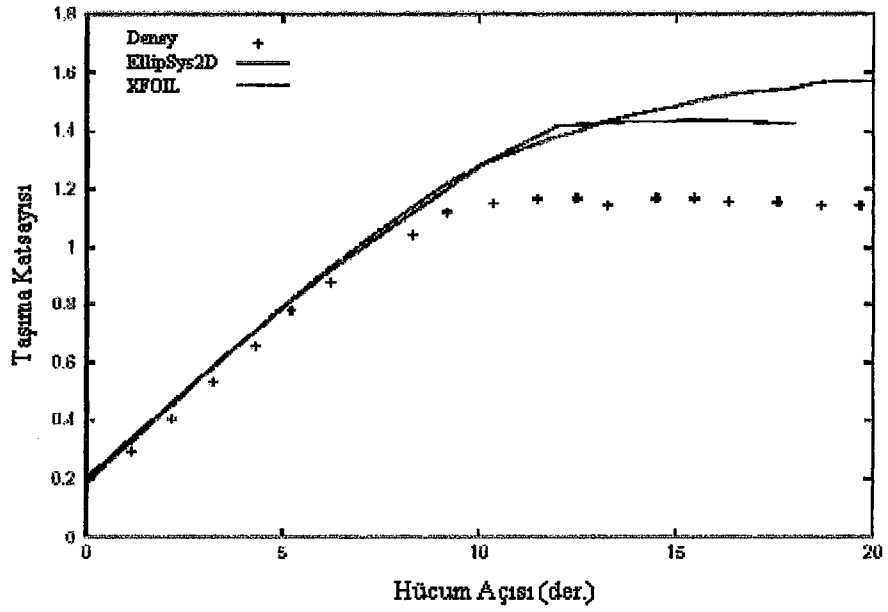


Şekil E.19 NACA 63-218 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

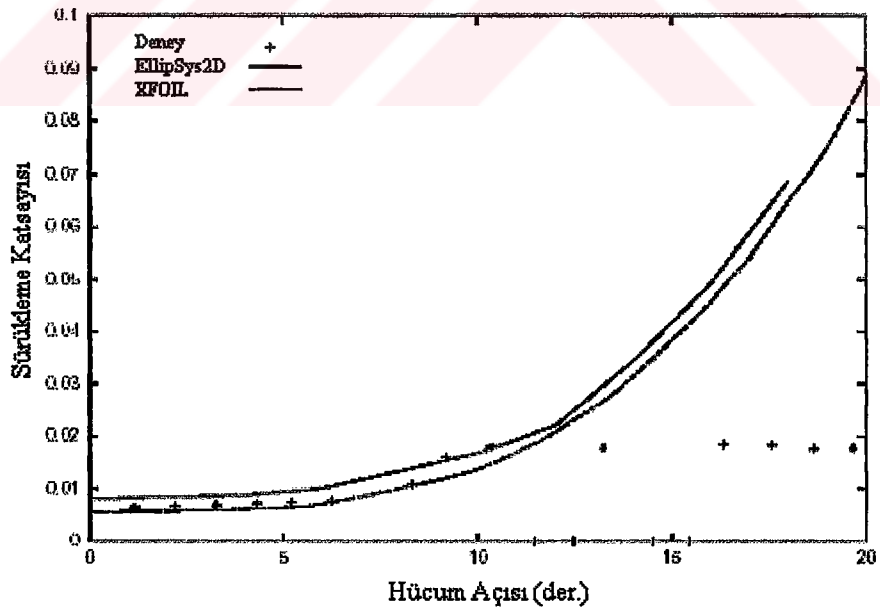


Şekil E.20 NACA 63-218 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.4.3 NACA 63-221

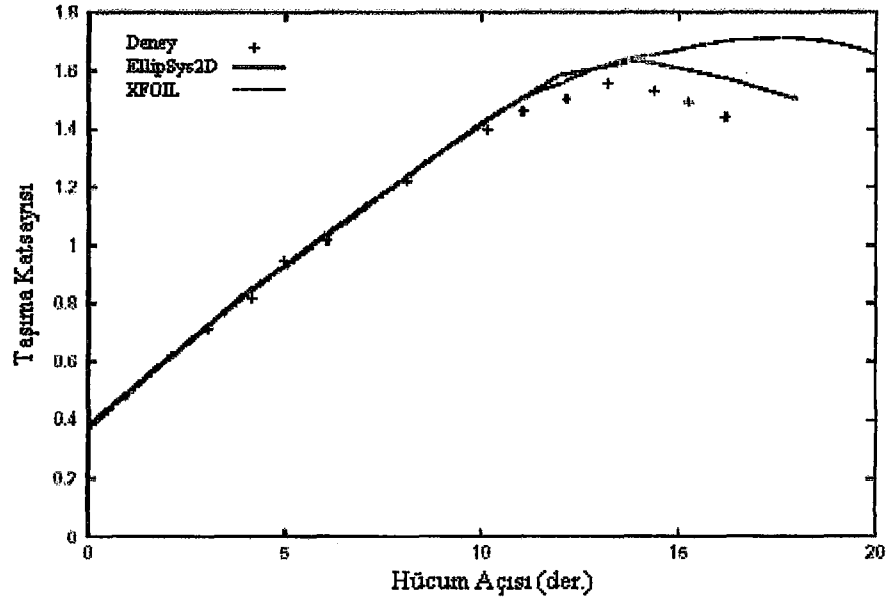


Şekil E.21 NACA 63-221 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

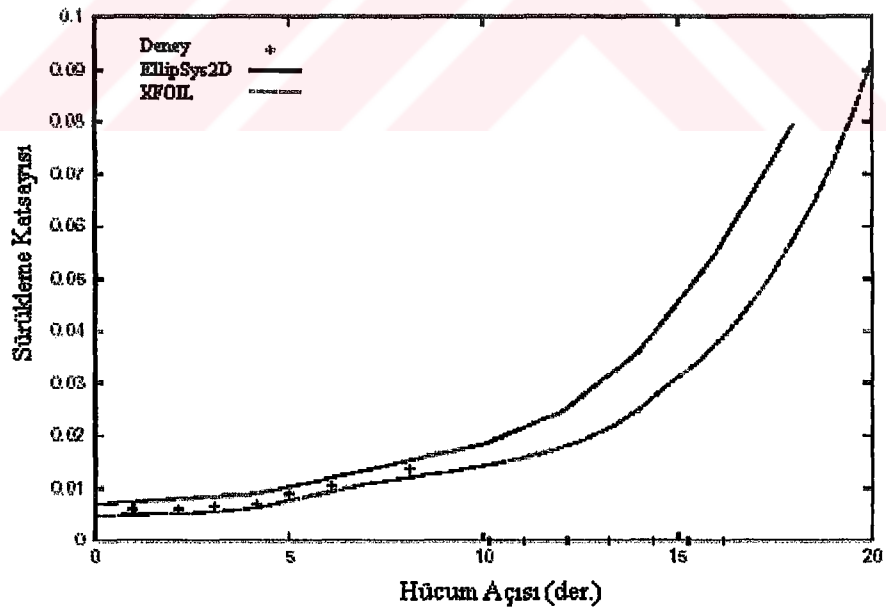


Şekil E.22 NACA 63-221 profili için sürükeme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.4.4 NACA 63- 415

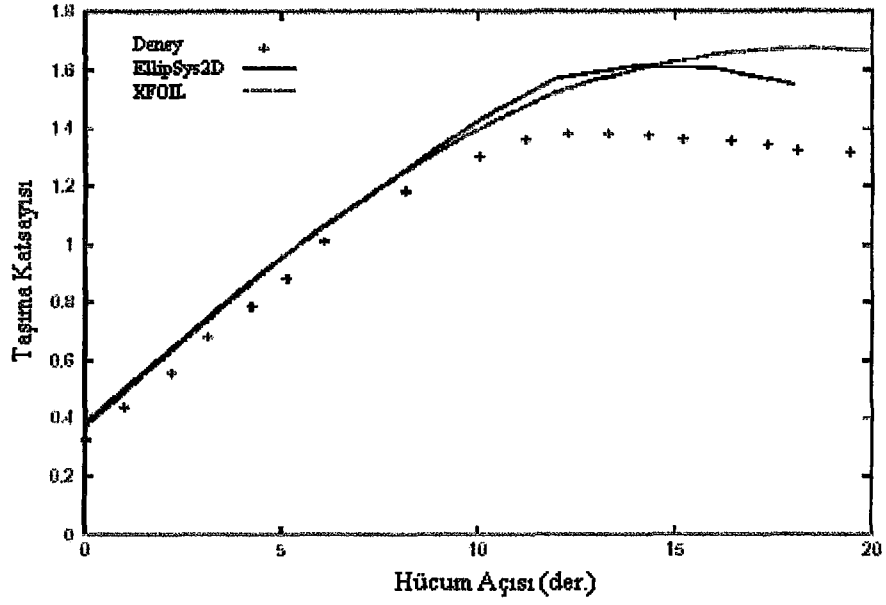


Şekil E.23 NACA 63-415 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

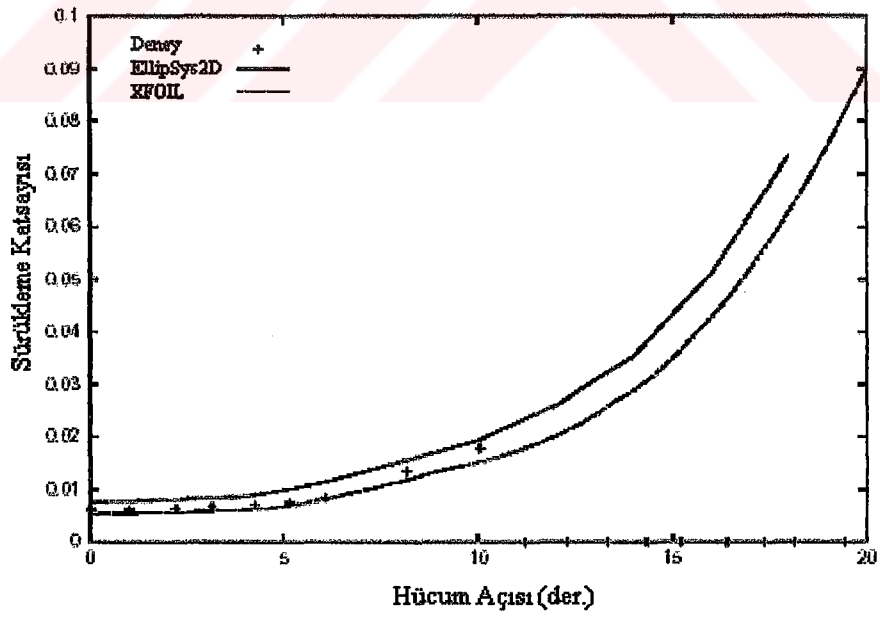


Şekil E.24 NACA 63-415 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.4.5 NACA 63-418

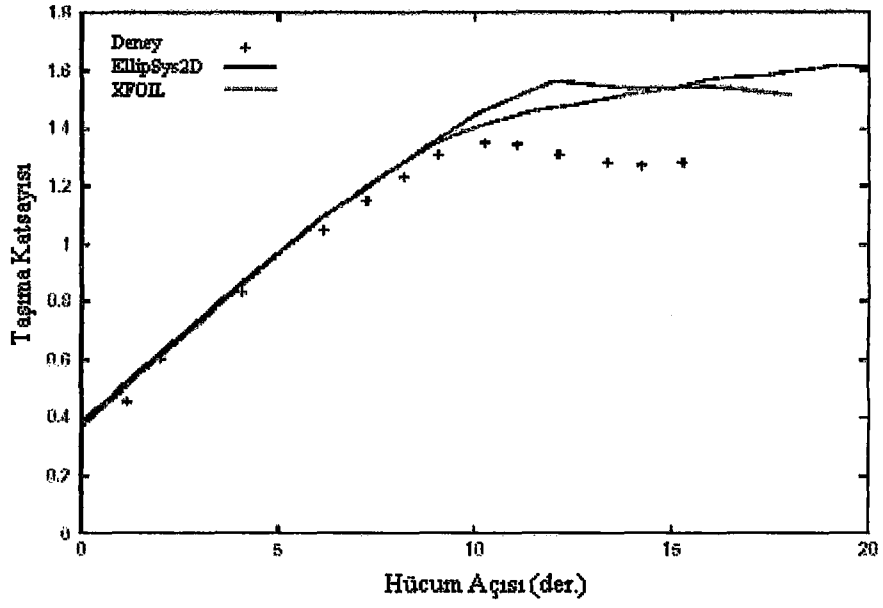


Şekil E.25 NACA 63-418 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

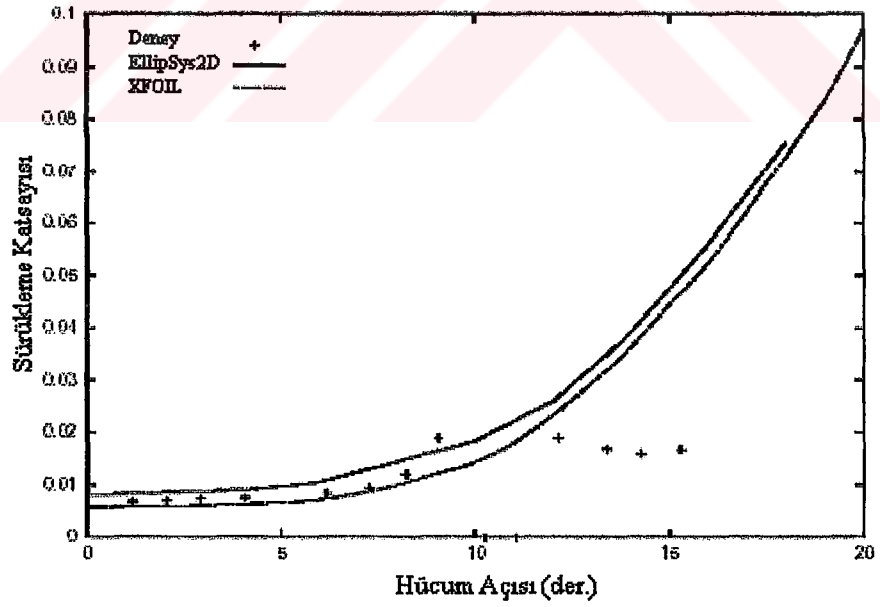


Şekil E.26 NACA 63-418 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

E.2.4.6. NACA 63-421



Şekil E.27 NACA 63-421 profili için taşıma katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].



Şekil E.28 NACA 63-421 profili için sürüklenme katsayısının hücum açısı ile değişimi [32].

ÖZGEÇMİŞ

Barış Samsun 22 Ekim 1980’de İzmit’te doğdu. İlk ve orta öğretimini bu ilde sırasıyla Tüpraş İlkokulu ve Oruç Reis Anadolu Lisesi’nde tamamladı. 1998 yılında İ.T.Ü. Uçak Mühendisliği bölümüne girdi ve 2002 Mayıs ayında bu bölümden mezun oldu. 2002 yılında İ.T.Ü. Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programına kaydoldu. 2004 Haziran ayında, bu programda Yüksek Lisans derecesi alması bekleniyor.

