

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**RÜZGAR HIZI YÜKSELTMELEİNDE KULLANILAN FARKLI
YÖNTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE HATA ANALİZLERİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Emre YAĞCI**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

HAZİRAN 2013

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**RÜZGAR HIZI YÜKSELTMELEİNDE KULLANILAN FARKLI
YÖNTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE HATA ANALİZLERİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Emre YAĞCI
(301101049)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Önder GÜLER

HAZİRAN 2013

ISTANBUL TECHNICAL UNIVERSITY ★ INSTITUTE OF ENERGY

**COMPARISON AND ERROR ANALYSIS OF DIFFERENT METHODS
USED FOR WIND SPEED EXTRAPOLATION**

**M.Sc. THESIS
Emre YAĞCI
(301101049)**

Energy Science and Technology Department

Energy Science and Technology Programme

Thesis Advisor: Assoc. Prof. Dr. Önder GÜLER

JUNE 2013

İTÜ Enerji Enstitüsü'nün 301101049 numaralı yüksek lisans öğrencisi **Emre YAĞCI** ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı **“RÜZGAR HIZI YÜKSELTMELEİNDE KULLANILAN FARKLI YÖNTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE HATA ANALİZİ”** başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı: **Doç. Dr. Önder GÜLER**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Doç.Dr. Önder GÜLER**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Y.Doç.Dr. Ramazan ÇAĞLAR

İstanbul Teknik Üniversitesi

Y.Doç.Dr. Burak BARUTÇU

İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **3 Mayıs 2013**

Savunma Tarihi : **4 Haziran 2013**

ÖNSÖZ

Tez çalışmam süresince fikir ve eleştirileriyle yardımcı olan, desteğini ve vaktini esirgemeyen değerli hocam Sayın Doç Dr. Önder GÜLER'e, çalışmalarım boyunca beni yönlendiren ve her zaman olumlu anlamda motive eden Sayın Arş. Gör. Seyit Ahmet AKDAĞ'a, eğitim hayatım boyunca desteklerini hep hissettiğim ve bugünlere gelmemdeki en büyük emeğe sahip aileme ve hocalarıma teşekkürlerimi sunarım. Bu süreçte bana sabreden ve destek olan Zeynep BEKTAŞ'a, tezin düzenlenmesi aşamasında büyük yardımları dokunan değerli çalışma arkadaşlarım Nihan Ayla ÇEBİ ve Onur KÖLEMEN'e, değerli meslektaşım Muhammet BİBEROĞLU'na çok teşekkür ederim.

Haziran 2013

Emre Yağcı
(Elektrik Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	iii
İÇİNDEKİLER	xi
KISALTMALAR	xii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ	1
2. RÜZGAR ENERJİSİNİN GELİŞİMİ VE BUGÜNKÜ DURUMU	5
2.1 Rüzgar Enerjisinin Dünyadaki Durumu	5
2.2 Rüzgar Enerjisinin Türkiye'deki Durumu	8
3. RÜZGAR ENERJİSİ İLE İLGİLİ GENEL BİLGİLER.....	15
3.1 Temel Denklemler	15
3.2 Hellman Katsayısı	18
4. BÖLGE VERİLERİNİN FARKLI YÖNTEMLER İLE ANALİZİ.....	19
4.1 Bölgenin Genel Özellikleri.....	19
4.2 Metodoloji ve Kullanılan Yöntemler	23
4.2.1 Temel güç kanunu	24
4.2.2 Basitleştirilmiş güç kanunu	27
4.2.3 Logaritmik güç kanunu	30
4.2.4 Modifiye logaritmik güç kanunu.....	35
4.2.5 Reed metodu	36
4.2.6 Mikhail'in logaritmik metodu.....	38
4.2.7 Mikhail&Justus logaritmik metodu	39
4.2.8 Spera&Richards metodu	41
4.2.9 Eksponansiyel güç metodu.....	43
4.2.10 Alternatif logaritmik güç kanunu	44
4.2.11 Basitleştirilmiş alternatif logaritmik güç kanunu.....	46
4.2.12 Hibrit alternatif logaritmik güç kanunu	48
4.3 Rüzgar Profilini Belirlemede En Küçük Kareler Metodunun Uygulanması....	49
4.3.1 EKK Güç metodu.....	49
4.3.2 EKK Optimum hesaplama metodu	50
4.3.3 İki parametrelili logaritmik güç metodu.....	50
4.3.4 EKK Zorlanmış lineer güç metodu	51
5. RÜZGAR TÜRBİNLERİ VE ENERJİ ÜRETİMİ KARŞILAŞTIRMASI....	53
5.1 Çalışmada Kullanılan Rüzgar Türbinleri	53
5.2 Enerji Analizleri	54
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	59
KAYNAKLAR	63
ÖZGEÇMİŞ.....	69

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ADA	: Anlık Değer Analizi
DMİ	: Devlet Meteoroloji İşleri Genel M¼d¼rl¼đ¼
EİE	: Elektrik İşleri Et¼t İdaresi Genel M¼d¼rl¼đ¼
EKK	: En K¼ç¼k Kareler Metodu
EPDK	: Enerji Piyasası D¼zenleme Kurumu
GOA	: Genel Ortalama Analiz
GWEC	: K¼resel R¼zgar Enerji Konseyi
KF	: Kapasite Fakt¼r¼
KOH	: Karesel Ortalama Hata
NASA	: Amerikan Uzay ve Havacılık Dairesi
OH	: Ortalama Hata
OMH	: Ortalama Mutlak Hata
REPA	: R¼zgar Enerjisi Potansiyel Atlası
RES	: R¼zgar Enerjisi Santrali
YEGM	: Yenilenebilir Enerji Genel M¼d¼rl¼đ¼

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Çalışmada Kullanılan Yöntemler Listesi	3
Çizelge 2.1 : Ülkemizde yenilenebilir enerji potansiyeli ve mevcut kurulu güçleri. ..	9
Çizelge 2.2 : Ülkemizde 50 MW üzeri kurulu güce sahip rüzgar santralleri.	13
Çizelge 4.1 : Ölçüm istasyonundan alınan verilerin aylık ortalama değerleri.....	19
Çizelge 4.2 : Ölçüm istasyonu verilerinin ortalama güç yoğunluğu değerleri.	22
Çizelge 4.3 : Temel Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.	25
Çizelge 4.4 : Güç yoğunluğu değerleri ile yapılan analiz sonuçları.	27
Çizelge 4.5 : Çeşitli arazi şartlarında güç katsayısı değerleri.....	28
Çizelge 4.6 : Basitleştirilmiş Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.	29
Çizelge 4.7 : Pürüzlülük uzunluğu ve yüzeye göre pürüzlülük sınıfları.....	30
Çizelge 4.8 : Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.....	34
Çizelge 4.9 : Modifiye Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.....	36
Çizelge 4.10 : Reed metodu ile yapılan analiz sonuçları.	37
Çizelge 4.11 : Mikhail'in logaritmik metodu ile yapılan analiz sonuçları.	39
Çizelge 4.12 : Mikhail'&Justus Logaritmik metodu ile yapılan analiz sonuçları.....	40
Çizelge 4.13 : Spera&Richards metodu ile yapılan analiz sonuçları.....	42
Çizelge 4.14 : Eksponansiyel Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.....	43
Çizelge 4.15 : Alternatif Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.	46
Çizelge 4.16 : Basitleştirilmiş Log.Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.	47
Çizelge 4.17 : Hibrit Alternatif Log. Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.	48
Çizelge 4.18 : EKK Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.	49
Çizelge 4.19 : EKK Optimum Hesaplama Metodu ile yapılan analiz sonuçları.	50
Çizelge 4.20 : EKK İki Parametrelili Log. Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.	51
Çizelge 4.21 : EKK Zorlanmış Lineer Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.....	52
Çizelge 5.1 : Çalışmada kullanılan rüzgar türbinleri ve özellikleri.	54
Çizelge 5.2 : Her bir yöntem ile türbinler için hesaplanan yıllık enerji üretimleri....	56
Çizelge 5.3 : Her bir yöntem ile türbinler için hesaplanan kapasite faktörü değeri ..	57
Çizelge 6.1 : Kullanılan yöntemler ile elde edilen rüzgar hızlarının hata oranları.....	63
Çizelge 6.2 : Hesaplanan güç yoğunluğu değerlerinin hata oranları.....	63
Çizelge 6.3 : Hesaplanan enerji üretimi değerlerinin hata oranları.....	63

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Dünyada yıllara göre rüzgar enerjisi gelişimi.....	6
Şekil 2.2 : Dünyada kurulu rüzgar enerjisi santrallerinin kıtalara göre dağılımı.....	6
Şekil 2.3 : Dünyada kurulu rüzgar enerjisi santrallerinin ülkelere göre dağılımı.....	7
Şekil 2.4 : Türkiye'de kaynak bazında kurulu güç dağılımı.....	8
Şekil 2.5 : Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının dağılımı.....	9
Şekil 2.6 : Türkiye'de rüzgar santrallerinin kurulu gücünün yıllara göre değişimi....	10
Şekil 2.7 : Türkiye'de 50 metre ölçümlerine göre oluşturulan hız dağılım haritası...	11
Şekil 2.8 : Türkiye'de kurulu rüzgar enerji santrallerinin bölgelere göre dağılımı....	12
Şekil 2.9 : Türkiye'de rüzgar santrallerinin bölgelere göre kurulu güçleri.....	12
Şekil 2.10 : Türkiye'de kurulu rüzgar enerji santrallerinin illere göre dağılımı.....	14
Şekil 2.11 : Türkiye'de rüzgar santrallerinin illere göre kurulu güçleri.....	14
Şekil 3.1 : Türbine yaklaşan hava kütesinin davranışı.....	17
Şekil 3.2 : Betz Limiti.....	18
Şekil 4.2 : Bölgenin 10, 30 ve 50 metrede aylık ortalama rüzgar hızları.	22
Şekil 4.3 : 10 metrede ölçülen rüzgar hızlarının frekans dağılımı.....	23
Şekil 4.4 : 30 metrede ölçülen rüzgar hızlarının frekans dağılımı.....	23
Şekil 4.5 : 50 metrede ölçülen rüzgar hızlarının frekans dağılımı.....	23
Şekil 4.6 : 10 ve 30 metre ölçümleri için aylara göre Hellman katsayısı değişimi. ...	26
Şekil 4.7 : Temel Güç Kanunu hesaplamalarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	27
Şekil 4.8 : 10 ve 30 metre ölçümleri ile hesaplanan Hellman katsayısının dağılımı.	28
Şekil 4.9 : Basitleştirilmiş güç kanunu hesaplamalarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	31
Şekil 4.10 : Pürüzlülük sınıfı "0" olan arazi örneği.	33
Şekil 4.11 : Pürüzlülük sınıfı "1" olan arazi örneği.	33
Şekil 4.12 : Pürüzlülük sınıfı "2" olan arazi örneği.	34
Şekil 4.13 : Pürüzlülük sınıfı "3" olan arazi örneği.	34
Şekil 4.14 : Logaritmik güç kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	36
Şekil 4.15 : Modifiye logaritmik güç kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	38
Şekil 4.16 : Reed metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	39
Şekil 4.17 : Mikhail'in logaritmik metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	41
Şekil 4.18 : Mikhail & Justus logaritmik metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	43
Şekil 4.19 : Spera&Richards metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması	44
Şekil 4.20 : Eksponansiyel güç metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	46
Şekil 4.21 : Alternatif logaritmik güç kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.	48

Şekil 4.22 : Basitleştirilmiş alternatif logaritmik güç kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması	49
Şekil 4.23 : Hibrit Alternatif Logaritmik Güç Kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması	50
Şekil 4.24 : En küçük kareler metodu uygulamaları hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması	54
Şekil 5.1 :Çalışmada kullanılan türbinlerin güç eğrileri.....	57

RÜZGAR HIZI YÜKSELTMELEİNDE KULLANILAN FARKLI YÖNTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE HATA ANALİZLERİ

ÖZET

Ülkelerin son yıllardaki enerji politikalarının en önemli unsuru haline gelen rüzgar enerjisi yüzyıllardır insanoğlu tarafından çok farklı alanlarda kullanılmıştır. Geçmişte rüzgar, tahılların öğütülmesi, yelkenli gemilerin yüzdürülmesi, su pompalanması gibi amaçlar için kullanılırken günümüzde büyük ölçekli santrallerde enerji üretilerek enerjinin çeşitlendirilmesine katkı sağlamaktadır. Sınırsız kaynağa sahip olması, fosil yakıt kaynaklı üretimlerin çevreye verilen zararların günden güne daha büyük sorun haline gelmesi ve üretiminin kolay olması gibi faktörler sebebiyle de rüzgar enerjisi çok büyük önem kazanmaktadır. Son on beş yıllık süreçte dünyada rüzgar enerjisi kurulu gücü 37 kat büyüyerek 300 GW'a yaklaşmıştır. Ülkemizde de rüzgar enerjisi aynı süreçte önemli yatırımlar sonucunda, kurulu gücün yaklaşık olarak %4'ünün karşılandığı, yenilenebilir enerji politikalarının en temel unsuru olan temel enerji üretim kaynaklarından birisi olmuştur.

Rüzgardan enerji üretiminin en önemli problemi santralin kurulacağı bölge için rüzgar enerjisi tahminlerinin tam ve kesin olarak bilinmemesidir. Rüzgar santrali kurulmadan önce yapılacak fizibilite çalışmaları, santral kurulduktan sonra ise işletim aşamasında üretim tahminlerinin planlanabilmesi için detaylı analizlerin yapılması gerekir. Rüzgar santrali kurulması planlanan bölgede rüzgar profilinin çıkarılabilmesi için belirli noktalarda ve yüksekliklerde ölçümler alınarak değerlendirme yapılması gerekir. Bu çalışmada bir bölgeye ait 10, 30 ve 50 metredeki rüzgar hızları veri olarak kullanılmıştır. 10 ve 30 metre yükseklikteki rüzgar hızı verileri, santral kurulması planlanan 50 metre yüksekliğine 16 farklı yöntem ile yükseltilerek, 50 metrede ölçülmüş olan gerçek değerler ile karşılaştırılmış ve hata analizleri gerçekleştirilmiştir. Daha sonra belirlenen 50 metre göbek yüksekliğine uygun 7 farklı türbin seçilerek hesaplanan rüzgar hızı değerleri kullanılarak elde edilen enerji üretimleri, 50metrede ölçülmüş rüzgar hızı değerleri kullanılarak hesaplanmış üretim değerleri ile karşılaştırılmış, kapasite faktörleri ve üretim hata oranları belirlenmiştir.

COMPARISON AND ERROR ANALYSIS OF DIFFERENT METHODS USED FOR WIND SPEED EXTRAPOLATION

SUMMARY

Wind energy, which has become the most important factor of energy policy for countries recent years has been used by mankind for centuries in many different areas. Wind was used for grain milling, sailing vessels, pumping the water in the past and now contributes to energy diversification by energy production in large scale power plants. Because of its unlimited resource, easy production and fossil fuel productions' damage to the environment become a bigger problem day by day, wind energy has become crucial.

Energy diversity is one of the main part of the energy policy of countries, however it has been considered for last two decades. With the development of technologies, decrease of the production cost, and awareness of countries about clean energy, wind energy has shown a notable development around the world. By the end of 2012, global installed wind power capacity has reached 282430 MW which is 37 times higher than just 15 years ago.

Turkey has one of the fastest growing wind energy sectors in the world where great wind resources especially along the Aegean, Marmara and eastern Mediterranean shore. Wind energy has reached over 2 GW of installed capacity and 4% of total electricity generating capacity by the end of the 2012. Turkey aims to produce 30% of its electricity from renewables which means 20 GW installed capacity in ten years.

Nowadays modern turbines are capable to produce more power as the height of the turbine rotor increases. The most important problem for wind energy production is estimation of the wind energy potential for the planned plant region exactly. Measurement heights of meteorological towers are generally lower than turbine hub-heights. An error of 1% in wind speed measurements leads to almost 2% error in energy output and it's not acceptable for such a huge investment, therefore wind speed extrapolation models are used for estimation wind speed and energy potential of hub heights. For the feasibility studies before the installation and planning the production while operating the wind farm, detailed analysis should be carried out. To specify the wind profile of the planned plant area measurements and assessments need to be done at specified points and heights. Accurate measurements to predict wind speed is crucial for energy production estimation. Wind energy potential is not easily estimated, because it strongly linked with topography and local site characteristics.

The purpose of this study to clarify the uncertainty for predicting wind speed from lower to upper heights. Study presents 16 different calculation methods of 50 m hub height wind speed by using measured values of wind speed at 10, 30 m above ground level. 50 m wind speed datas are also known which provide to make error analysis. Estimated 50 m wind speed values are used for energy generation, capacity factor and error analysis by choosing 7 different proper turbine for 50 m hub-height.

1. GİRİŞ

Kalkınma düzeyini belirleyen ekonomik ve sosyal gelişmelerin en önemli parametrelerden biri enerjidir. Son yıllarda enerjiyi en güvenilir kaynaklardan, en ucuz ve kaliteli yöntemle üretebilmek oldukça önem kazanmıştır. Bu durum ve gelişmeler ışığında yenilenebilir enerji kaynakları önemli çözümler ve fırsatlar sunmaktadır. Büyük bir potansiyele sahip olan yenilenebilir enerji kaynakları, son yıllarda hızla yaygınlaşmakta, ülkelerin enerji politikalarının en önemli unsuru haline gelmekte ve günden güne cazip bir yatırım halini almaktadır.

Rüzgar en basit anlamı ile hareket eden havadır ve rüzgar enerjisinin kaynağı güneştir. Güneş, dünya etrafındaki havayı ısıtarak bazı alanların daha fazla, bazılarının daha az ısınmasına sebep olmaktadır. Isınan hava bir alçak basınç, soğuk hava da bir yüksek basınç alanı meydana getirmektedir. Yüksek basınç alanından alçak basınç alanına doğru bir hava akımı meydana gelir ve bu hava akımı rüzgar olarak bilinmektedir.

Rüzgar enerjisi temiz bir enerji kaynağıdır, çevre kirliliğine ve CO₂ emisyonuna neden olmaz. Elde edilmesi ham maddesi sınırsız olduğu için oldukça kolaydır. Rüzgar santralleri kuruldukları alanda oldukça az yer işgal ettiğinden arazide tarım, hayvancılık ve diğer faaliyetler için kullanıma devam edilebilir.

Günümüzde rüzgar enerjisi halen ihtiyaç duyulan ve günden güne daha büyük sorun haline gelen enerji açığını kapatacak düzeyde olmasa da gün geçtikçe artan oranlarda kullanılmaktadır. Rüzgar enerjisini avantajlı kılan en önemli sebepler ise ham madde maliyetinin olmaması ve işletme giderlerinin çok düşük olmasıdır. Maliyet açısından avantajlı hale getiren faktörlerden biri de ilgili teknolojilerin ülkemizde de üretilmeye başlanmasıyla maliyetlerinin hızla düşmesidir. Birim maliyeti düşük olan doğalgaz santralleri ülkemizin bu ham maddedeki dışa bağımlılığı ve bilinen sınırlı rezervleri nedeniyle dezavantajlı konumdadır. Hidroelektrik ve termik santraller açısından, ülkemizin özellikle büyük potansiyelli bölgelerinde kullanım kapasitesine yaklaşılmış olması, rüzgar santrallerinin kurulumu ve bunun devlet politikası haline getirilebilmesi açısından önem arz etmektedir.

Rüzgar enerjisi meteorolojisi, son yıllarda gelişen ve kabul edilen bir bilim dalı haline gelmiştir. Atmosferik sınır tabaka yasasına dayanmakta olup bölgelerin coğrafi özelliklerine bağlıdır. Rüzgar enerjisi meteorolojisi, temel olarak bölgesel rüzgar potansiyeli analizi, rüzgar türbinlerinin yerleşimi ve kısa süreli rüzgar enerjisi tahminleri ile ilgilenmektedir.

Rüzgar enerjisinden faydalanabilmek için kurulan santraller her ne kadar işletme maliyeti düşük olsa da kurulum maliyeti oldukça yüksek olan yatırımlardır. Bu nedenle santralin kurulacağı alanda çok ciddi bir ön çalışma gerektirir. Eski dönemlerde insanlar tecrübelerine göre günlük hayatta rüzgar enerjisinden faydalanırken, günümüzde rüzgarın günün hangi saatlerinde, yılın hangi mevsiminde nerelerde, ne sıklıkta estiği gibi bilgiler önem kazanmıştır. Özetle bir bölgeye rüzgar enerjisi santrali kurulabilmesinin ilk aşaması, bölgelerden alınacak verilerin değerlendirilmesi ile gerçekleştirilir. Bu sebeple ölçümlerin kaliteli ve gerçekçi olması gerekir.

Bu çalışma kapsamında bir bölgenin 10 dakikalık aralıklarla alınmış olan 10, 30 ve 50 metre yükseklikleri için bir yıllık rüzgar hızı, yönü ve hava yoğunluğu değerleri kullanılmıştır. Eldeki veriler ile bilinen rüzgar değerlerinden daha yüksek noktalardaki rüzgar hızlarının tahmin edilmesine yarayan ve Çizelge 1.1'de listelenen 16 farklı yöntem incelenmiş, her bir yöntem için 50 metrede rüzgar hızı ve güç yoğunluğu hesaplamaları ile hata analizleri gerçekleştirilmiştir. Daha sonra 50 metredeki gerçek ölçüm değerleri kullanılarak bu yükseklik değeri için uygun olan 7 adet türbin seçimi yapılmış ve her bir türbin için üretim değerleri ile kapasite faktörleri karşılaştırılmıştır.

Çizelge 1.1 : Çalışmada Kullanılan Yöntemler Listesi

Yöntem Adı	Yöntem No	Analiz	Yükseklik (m)
Temel Güç Kanunu	Y1		10-50
Basitleştirilmiş Güç Kanunu	Y2	Y2a	10-50
		Y2b	10-50
		Y2c	30-50
Logaritmik Güç Kanunu	Y3	Y3a	10-50
		Y3b	30-50
		Y3c	10-50
		Y3d	30-50
Modifiye Logaritmik Güç Kanunu	Y4	Y4a	10-50
		Y4b	10-50
Reed Metodu	Y5	Y5a	10-50
		Y5b	30-50
Mikhail'in Logaritmik Metodu	Y6	Y6a	10-50
		Y6b	30-50
Mikhail&Justus Logaritmik Metodu	Y7	Y7a	10-50
		Y7b	10-50
		Y7c	30-50
Spera&Richards Metodu	Y8	Y8a	10-50
		Y8b	10-50
		Y8c	30-50
Eksponansiyel Güç Metodu	Y9		30-50
Alternatif Logaritmik Güç Kanunu	Y10	Y10a	10-50
		Y10b	30-50
Basitleştirilmiş Alternatif Logaritmik Güç Kanunu	Y11		30-50
Hibrit Alternatif Logaritmik Güç Kanunu	Y12		10-30-50
EKK Güç Metodu	Y13		10-30-50
EKK Optimum Hesaplama Metodu	Y14		10-30-50
EKK İki Parametrelili Logaritmik Güç Metodu	Y15		10-30-50
EKK Zorlanmış Lineer Güç Metodu	Y16		10-30-50

2. RÜZGAR ENERJİSİNİN GELİŞİMİ VE BUGÜNKÜ DURUMU

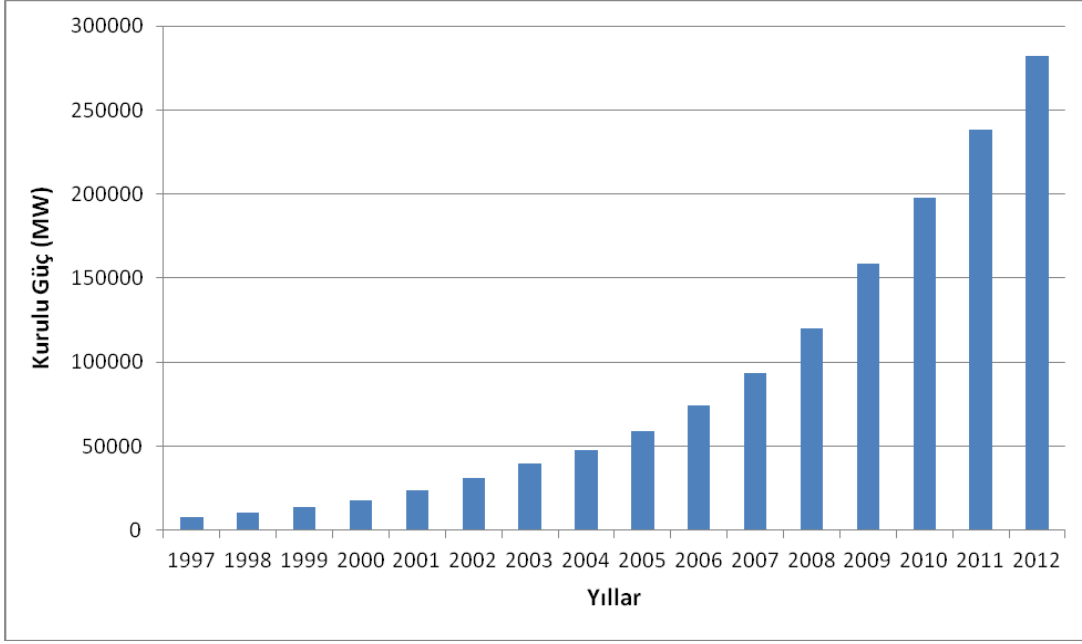
İnsanlar rüzgarın kaynağını bilmeseyse bile asırlardır onu kullanmaktadırlar. Bu anlamda bilinen ilk uygulamalar tahıl öğütme, yelkenli gemileri yüzdürme, kuyulardan su çekme gibi uygulamalar ile günlük hayatta olmuştur. Bu uygulamaların örnekleri İran, Afganistan, Pakistan, Doğu Asya ve Çin gibi dünya üzerindeki pek çok farklı coğrafyada görülmüştür [1]. Rüzgar enerjisinden elektrik üretimi ise ilk kez Danimarka'da ortaya çıkmıştır.

Rüzgar gücünden elektrik enerjisi üretmeyi düşünen ilk kişi Poul La Cour Askov, ilk türbini 1891 yılında yapmış ve 1897 yılında 89 W gücünde türbin geliştirmeyi başarmıştır. La Cour'e'nin ilk öğrencilerinden olan J.Juule 1957 yılında, 200 kW gücünde rüzgar türbini ile modern rüzgar türbini uygulamalarının öncüsü olmuştur [2].

2.1 Rüzgar Enerjisinin Dünyadaki Durumu

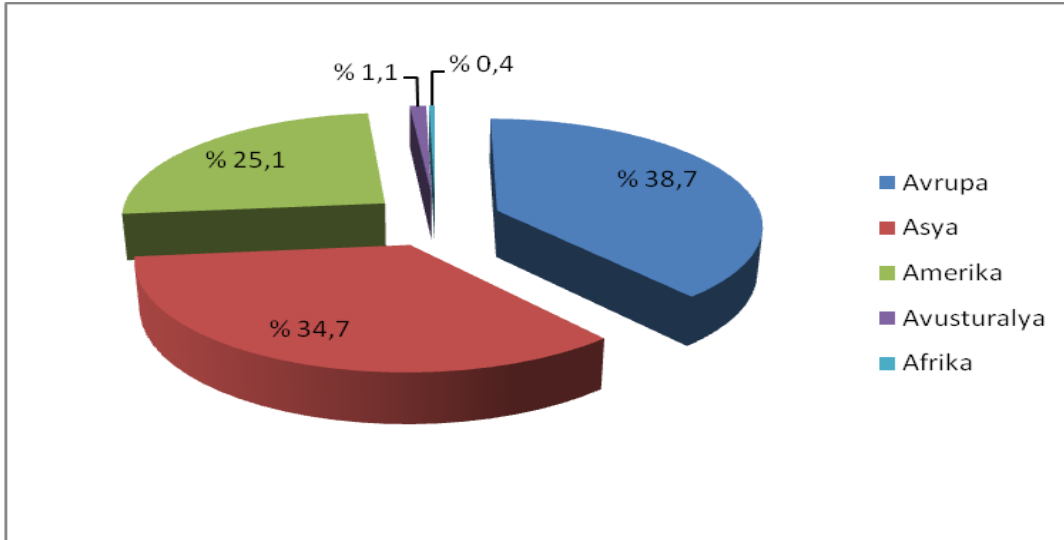
Dünya rüzgar enerjisi potansiyelinin 50° kuzey ve güney enlemleri arasındaki alanda 20000 TWh/yıl olduğu, ekonomik ve diğer sebeplerden ötürü 9000 TWh/yıl kapasitenin kullanılabilir olduğu tahmin edilmektedir [3]. Yine yapılan çalışmalara göre, dünya karasal alanları toplamının %27'sinin yıllık ortalama 5,1 m/s'den daha yüksek rüzgar hızının etkisi altında kaldığı belirtilmektedir. Diğer yandan, rüzgar enerjisi potansiyeli açısından açık denizlere kıyısı olan ülkelerin daha şanslı olduğu söylenebilir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjisinin, enerji sektöründeki payı günden güne artmaktadır. 2012 yılı sonu itibariyle toplam kurulu gücü 282430 MW olan rüzgar enerjisinin son 15 yıldaki gelişimi Şekil 2.1 'de gösterilmiştir. 1998 yılında 7600 MW olan rüzgar enerjisi kurulu gücü, 15 yıllık süreç sonunda yaklaşık 37 katına yükselmiştir.



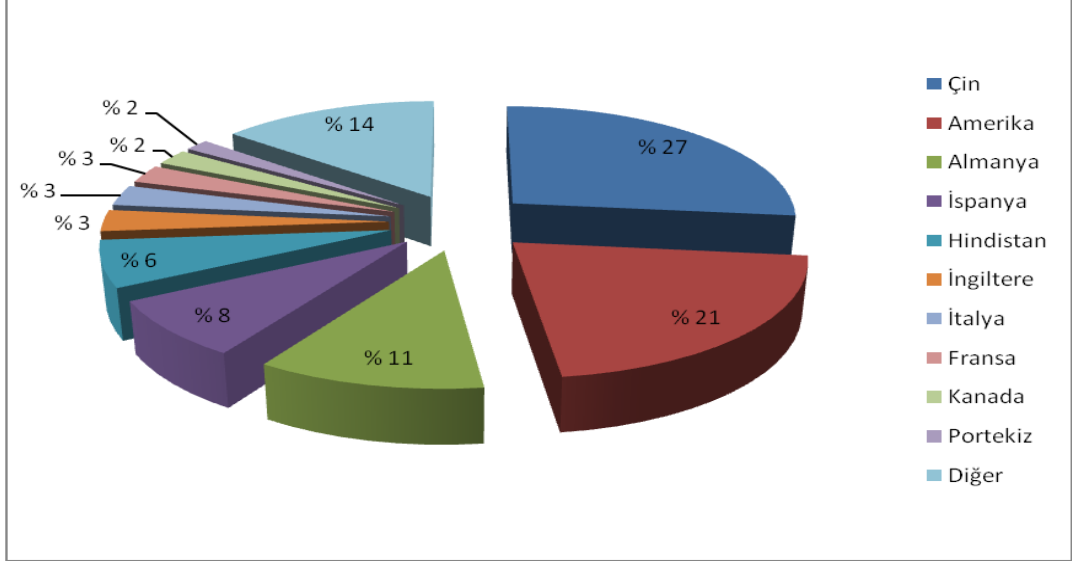
Şekil 2.1 : Dünyada yıllara göre rüzgar enerjisi gelişimi.

Küresel rüzgar enerji konseyinin (GWEC) 2012 yılı raporuna göre Şekil 2.2'de görüldüğü gibi, dünyadaki kurulu gücün yaklaşık %39'unu elinde bulunduran Avrupa; rüzgar enerjisi anlamında dünyada lider konumdadır. Hindistan ve Çin Halk Cumhuriyeti'nin son yıllarda yaptığı atılımlar Asya kıtasının Amerika'nın da önüne geçerek dünya kurulu gücünde %34,7 pay ile ikinci sıraya yükselmesini sağlamıştır.



Şekil 2.2 : Dünyada kurulu rüzgar enerjisi santrallerinin kıtalara göre dağılımı.

Şekil 2.3'de ise kurulu gücün ülkelere göre dağılım grafiği verilmiştir. Çin Halk Cumhuriyeti 75564 MW kurulu gücüyle Dünya kurulu rüzgar gücü bakımından %27 pay ile birinci sıradadır. Çin'i 60007 MW kurulu güç ile Amerika Birleşik Devletleri takip etmektedir Danimarka, Almanya ve son yıllarda İspanya uygulanan teşvik politikalarının da etkisiyle önemli bir gelişim göstermiştir [4].



Şekil 2.3 : Dünyada kurulu rüzgar enerjisi santrallerinin ülkelere göre dağılımı.

Avrupa Birliği, rüzgar santrallerini devreye sokarak Birliğin enerji ihtiyaçlarına destek olabilmesi amacıyla 2020 yılı için şu hedefleri benimsemiştir [5] :

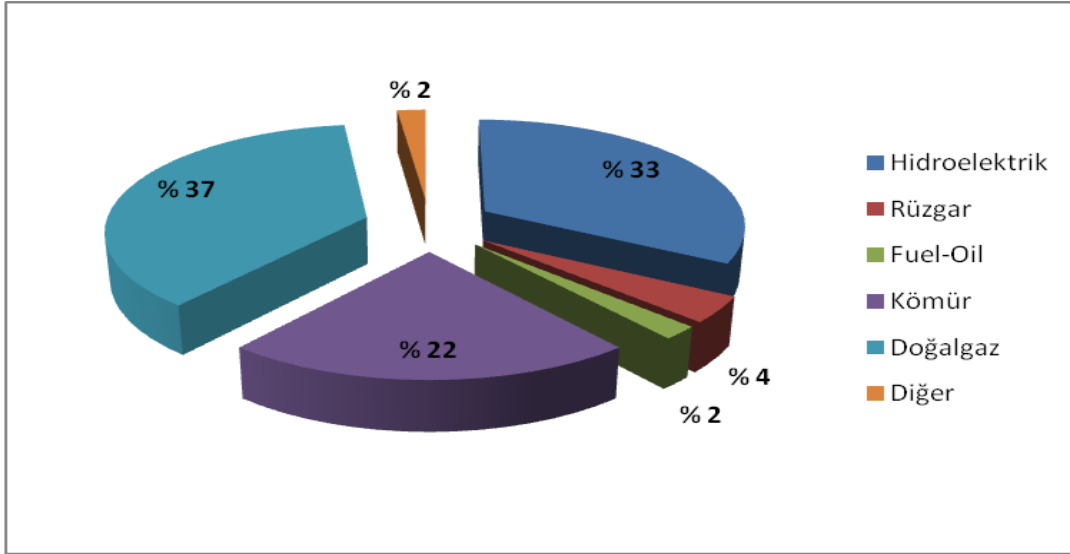
- ⇒190 GW'lık kısmı karada, 40 GW'lık kısmı denizde (off-shore) olmak üzere toplam 230 GW güç üreterek AB'nin %14-17'lik enerjisini rüzgar enerji santrallerinden karşılayabilmek.
- ⇒Yılda 333 milyon ton CO₂ (karbondioksit) salınımını azaltmak.
- ⇒Yılda 28 milyar €'luk yakıt tasarrufu sağlamak.

2030 yılı için hedefler arasında ise;

- ⇒250 GW'lık kısmı karada, 150 GW'lık kısmı denizde (off-shore) olmak üzere toplam 400 GW güç RES'ten üreterek AB'nin %26-35 elektrik ihtiyacını karşılayabilmek,
- ⇒600 milyon ton CO₂ (Karbon dioksit) salınımını azaltmak,
- ⇒Yılda 56 milyar €'luk yakıt tasarrufu sağlamak vardır.

2.2 Rüzgar Enerjisinin Türkiye'deki Durumu

Ülkemizin enerji üretiminde gerek arz güvenliğinin gerekse kaynak çeşitliliğinin sağlanabilmesi için çalışma ve planlamalar devam etmektedir. 2012 yılı sonu itibarıyla 57072 MW olan kurulu gücün kaynaklara göre dağılım grafiği Şekil 2.4'de verilmiştir [6]. Dışa bağımlı doğalgaz kaynaklı üretimin azaltılarak, öz kaynaklarla enerji üretiminin sağlanabilmesi gerekmektedir.



Şekil 2.4 : Türkiye'de kaynak bazında kurulu güc dağılımı.

Doğalgaz ve fosil kaynaklı enerji üretiminin tüm kurulu gücün yaklaşık olarak %61'ini kapsadığı düşünüldüğünde, enerjiyi çeşitlendirme maksatlı yatırım ve planlamaların derhal yapılması gerektiği söylenebilir.

Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının ilk yatırım maliyeti ve üretim maliyeti açısından fosil yakıtlarla rekabet etmesi oldukça zor olsa da teknolojinin gelişmesi ile rekabet edilecek düzeylere ulaşmaktadır. Türkiye'nin enerji geleceğinin sadece üretim ya da yatırım maliyetleri ile tanımlamak yetersiz olacaktır. Nitekim enerjide dışa bağımlılık ve çevre faktörünün de dikkate alınması gerekir. Rüzgar santrallerinin kullanımı, arz güvenliğini sağlamak ve iklim değişikliklerine yol açan sera gazı emisyonlarının artışı önlemek açısından da önemlidir ve ulusal enerji politikası anlamında da yenilenebilir enerji kullanımının artırılması hedeflenmektedir.

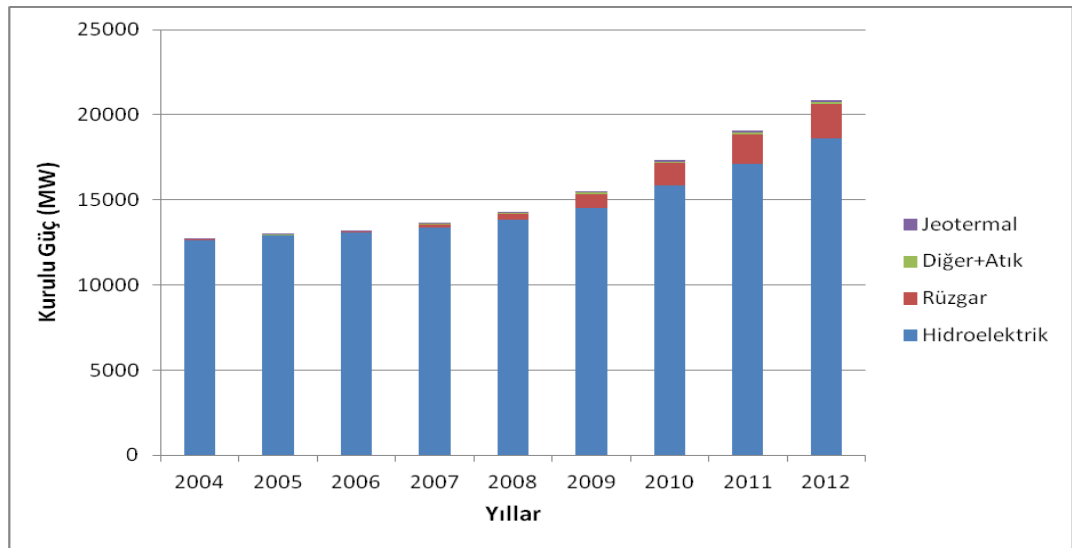
Ülkemizin coğrafi konumu nedeniyle yenilenebilir enerji kaynakları bakımından oldukça zengin olduğu söylenebilir. Rüzgar enerjisi de bu kaynaklar arasında önemli bir yere sahiptir. Türkiye orta kuşakta yer aldığından, soğuk ve sıcak hava

kütlelerinin karşılaştığı alandır, bu da rüzgarın oluşabilmesi için gerekli olan basınç farkını oluşturur. Türkiye'nin batı rüzgarları kuşağında yer alması nedeniyle de Balkan yarımadası üzerinden gelen kuzey rüzgarlarının etkisiyle kış ayları boyunca güçlü rüzgarlar oluşabilmektedir [7]. Yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyeli ve kurulu güçleri Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu raporu verilerine göre 2012 yılı itibariyle Çizelge 2.1'de verilmiştir [6]. Buna göre potansiyeli ölçüsünde su kaynaklarından enerji üretimi konusunda önemli oranda üretim sağlanırken, diğer yenilenebilir kaynaklardan aynı ölçüde faydalanılmadığı gözlenmektedir.

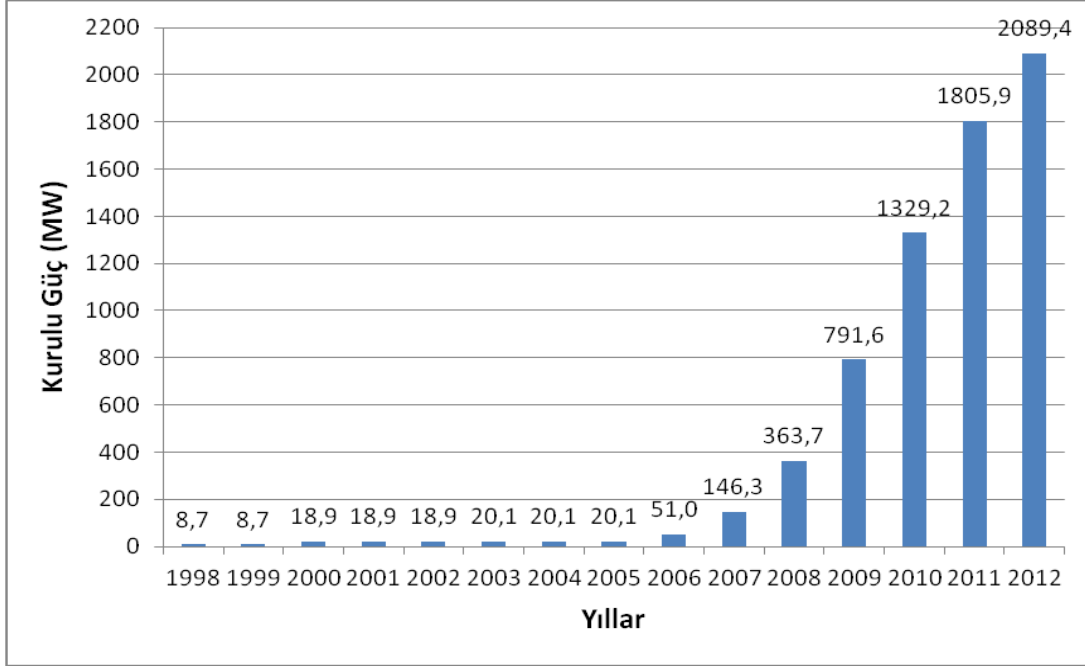
Çizelge 2.1 : Ülkemizde yenilenebilir enerji potansiyeli ve mevcut kurulu güçleri.

Kaynak Türü	Yerli Potansiyel (MW)	Mevcut Kurulu Güç (MW)
Hidroelektrik	35000	18385
Rüzgar Enerjisi	Çok Verimli: 8000	2089
	Orta Verimli: 40000	
Jeotermal	600	114
Güneş Enerjisi	55000	-

Şekil 2.5'de ülkemizde son 10 yıldaki yenilenebilir enerji kurulu güçleri kaynak bazında incelendiğinde hidroelektrik santrallerin çok büyük ağırlığı göze çarpmaktadır. Özellikle son beş yılda peş peşe devreye alınan rüzgar santralleri neticesinde bu dağılımda ve kurulu güç değerlerinde değişimler meydana gelmektedir.



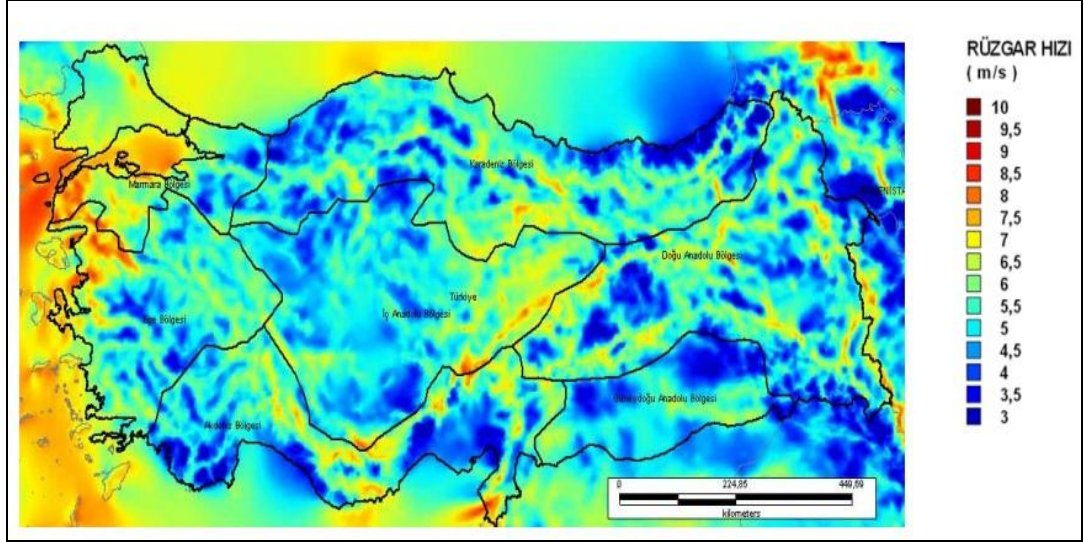
Şekil 2.5 : Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının dağılımı [8].



Şekil 2.6 : Türkiye'de rüzgar santrallerinin kurulu gücünün yıllara göre değişimi.

Ülkemizdeki rüzgar enerjisi santrallerinin gelişimi Şekil 2.6'da detaylı olarak incelendiğinde, 1999 yılında sadece 8.7 MW olan kurulu gücün, Şekil 2.1'deki dünyadaki gelişime benzer şekilde katlanarak artmakta olduğu ve 2012 yılı sonu itibariyle 2089 MW'a yükseldiği söylenebilir.

Türkiye çapında rüzgar güçleri düşünüldüğünde bölgelerin fiziki ve coğrafi konumlarına göre farklılıklar gözlenir. Rüzgar enerjisinden yararlanmak amacıyla yapılan çalışmaların ilk aşamasını potansiyel belirleme oluşturmaktadır. Türkiye’de genel amaçlı rüzgar ölçümleri, Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü (DMİ) tarafından gerçekleştirilirken, enerji üretimi amaçlı ölçümler Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) tarafından yapılmaktadır. Ülke genelinde rüzgar enerjisine dayalı planlamaların yapılabilmesi, bu potansiyelin belirlenmesi ile mümkün olabilir. Bu amaçla DMİ’ye ait istasyonların kayıtları değerlendirilmiş ve ülke genelindeki doğal rüzgar enerjisi dağılımı belirlenmiştir. Ancak, rüzgardan elektrik enerjisi üretimine yönelik çalışmalarda ayrıntılı rüzgar potansiyelinin değerlendirilmesi gerekir. Bu amaçla ülkemizde YEGM tarafından rüzgardan enerji üretimi elverişli olabilecek bölgelere rüzgar enerjisi gözlem istasyonları kurularak veri toplanmaya başlanmıştır. Şekil 2.7'de Türkiye'de 50 metre ölçümleri sonucunda oluşturulan rüzgar hızı haritası gösterilmiştir.

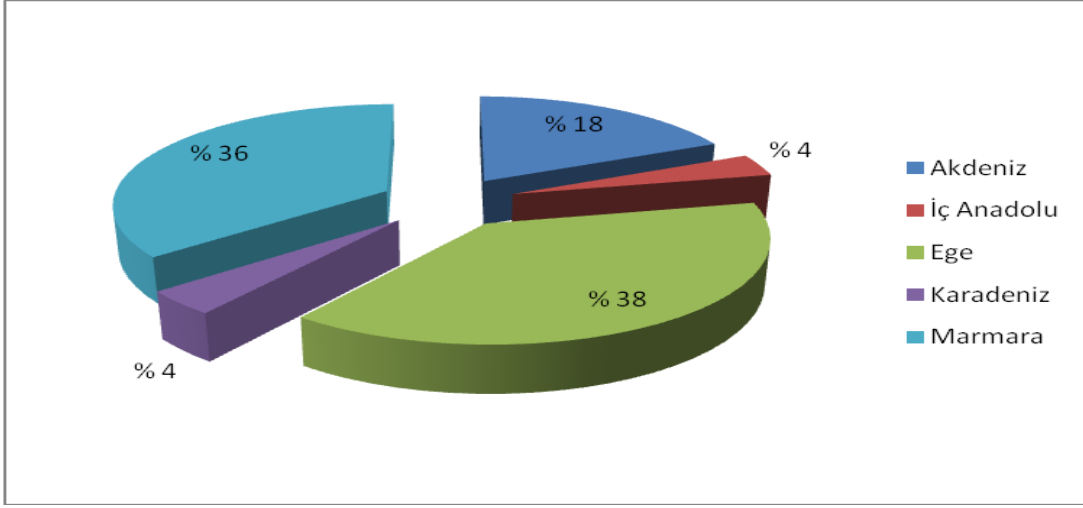


Şekil 2.7 : Türkiye'de 50 metre ölçümlerine göre oluşturulan hız dağılım haritası [9].

Eski ismiyle Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE), yeni ismiyle YEGM tarafından gerçekleştirilen bu tip çalışmalar ile ülkenin rüzgar kaynak bilgilerinin verildiği Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA) oluşturulmuştur. Bu atlas ile ülke genelinin 30, 50, 70 ve 100 metre yüksekliklerdeki yıllık, mevsimlik, aylık ve günlük rüzgar hızı ortalamaları ve güç yoğunlukları, 50 metre yükseklik için yıllık rüzgar sınıfları, 50 metrede kullanılan referans bir türbin için yıllık kapasite faktörleri, bölgelerin sıcaklık ve hava basıncı gibi değerli pek çok bilgi derlenmiştir.

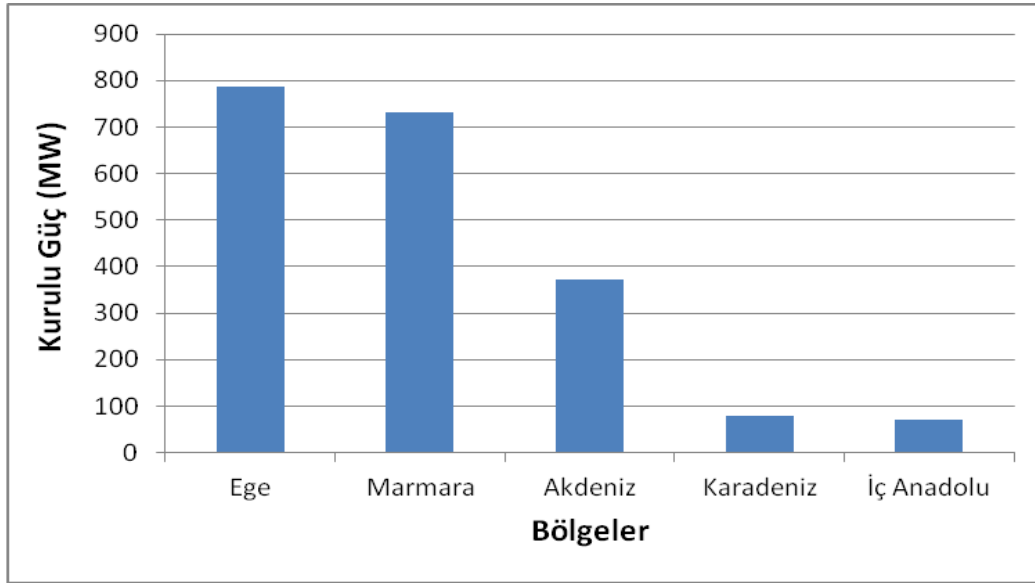
Şekil 2.7'de görüldüğü gibi Türkiye'nin rüzgar enerjisi açısından iyi bir potansiyele sahip olduğu söylenebilir. Ülkemizin Ege, Marmara, İç Anadolu Bölgeleri, Batı ve Orta Karadeniz kıyıları rüzgar bakımından oldukça yüksek potansiyele sahiptir. Bu bölgelerde ortalama rüzgar hızı 4.5-6.5 m/s aralığında iken, Gökçeada ve Bozcaada yöresinde ortalama 7.5-8 m/s'ye kadar çıkmaktadır. Ege Denizi'nin kuzeyi Avrupa'nın en yüksek potansiyelli rüzgar alanlarından biridir.

En büyük rüzgar enerjisi potansiyeline sahip olan Marmara ve Ege Bölgeleri kurulu güç değerleri incelendiğinde de başı çekmektedir [10].



Şekil 2.8 : Türkiye'de kurulu rüzgar enerji santrallerinin bölgelere göre dağılımı.

Şekil 2.8 ve 2.9'da görüldüğü gibi 786 MW kurulu güce sahip Ege Bölgesi ile 731 MW kurulu güce sahip Marmara Bölgesi, ülkenin toplam kurulu gücünün yaklaşık dörtte üçünü oluşturmaktadır. Akdeniz Bölgesi'nde 373 MW'lık kurulu güç ile bu iki bölgeyi takip etmektedir.



Şekil 2.9 : Türkiye'de rüzgar santrallerinin bölgelere göre kurulu güçleri.

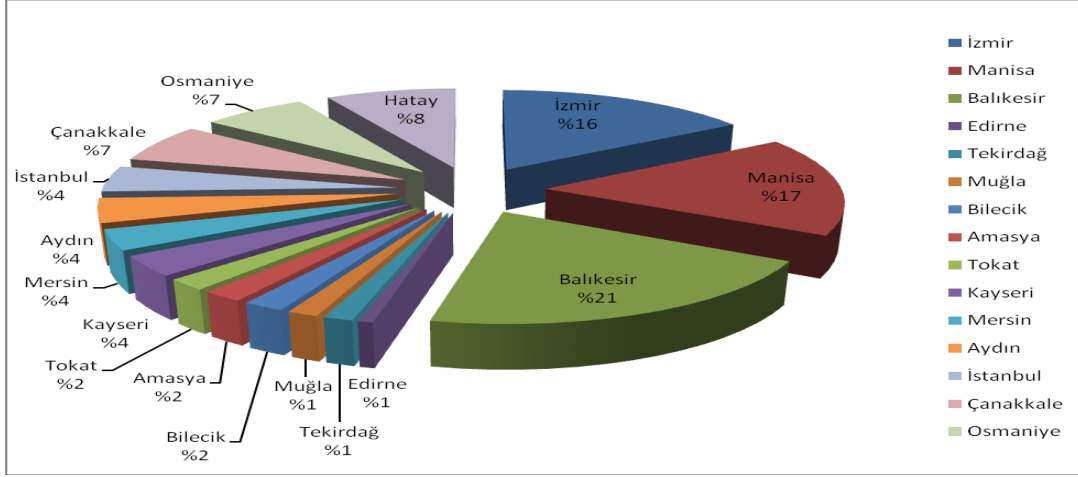
Türkiye'de rüzgar enerjisi ile ilgili yatırımları ve kurulumları potansiyeli en yüksek bölgeler için başlamıştır ve çok hızlı bir ivmelenme ile artmaktadır. Bu durum enerjinin çeşitlendirilmesi, kurulu güce önemli oranda katkı yapılabilmesi açısından önem arz etmektedir.

Küresel rüzgar enerjisi konseyinin (GWEC) hazırladığı rapora göre Türkiye, rüzgar enerjisi alanında en büyük ivmelenme yaşayan ülkelerden birisidir. 2007 yılında 30 MW olan kurulu güç; 2012 yılı sonu itibariyle 2089 MW'a kadar yükselmiştir. Bu da yıllık %35 oranında bir gelişmeye karşılık gelmektedir. Çizelge 2.2'de ülkemizde 50 MW'ın üzerindeki rüzgar santralleri listelenmiştir. Hali hazırda 50 MW gücün üzerinde 16 adet santral mevcuttur ve yeni yatırımlar ile bu sayının artması beklenmektedir.

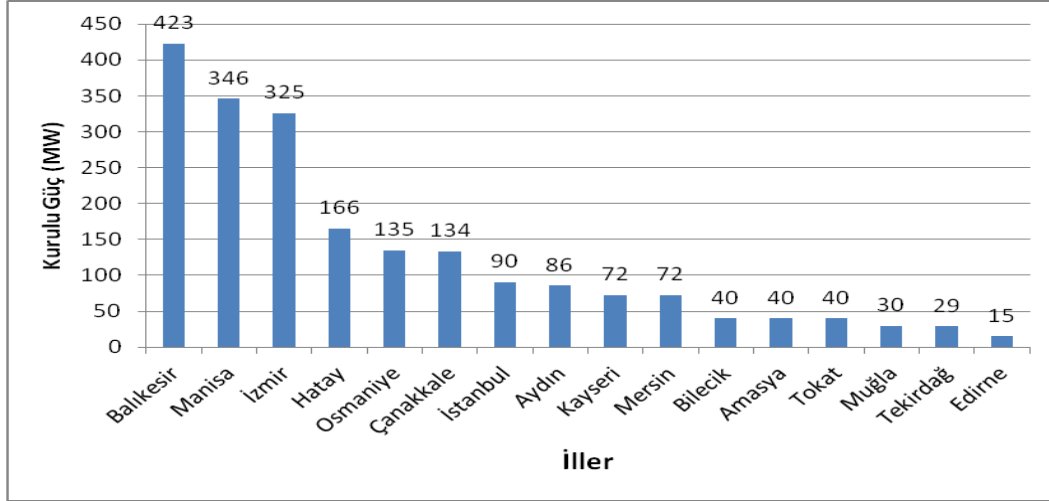
Çizelge 2.2 : Ülkemizde 50 MW üzeri kurulu güce sahip rüzgar santralleri.

Mevkii	Şirket	Kurulu Güç (MW)
Balıkesir	Bares Elektrik Üretim A.Ş.	142,5
Manisa-Soma	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	140,1
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	135
Balıkesir-Şamlı	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	114
Balıkesir-Bandırma	Galata Wind Enerji Ltd. Şti.	93
Manisa-Soma	Bilgin Rüzgar Üretim A.Ş.	90
İzmir-Bergama Aliağa	Bergama RES Enerji Üretim A.Ş.	90
Kayseri-Yahyalı	Aksu Temiz Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	72
Balıkesir	Borasco Enerji ve Kimya A.Ş.	60
İstanbul	Sanko Rüzgar Enerji Sanayi A.Ş.	60
İstanbul-Çatalca	Ertürk Elektrik Üretim A.Ş.	60
Hatay-Samandağ	Ziyaret RES Elektrik Üretim A.Ş.	57,5
İzmir-Aliğa	İnnores Elektrik Üretim A.Ş.	57,5
Balıkesir-Bandırma	Borasco Enerji ve Kimya A.Ş.	57
Afyon	Olgu Enerji Üretim Ticaret A.Ş.	50,6
Zeytineli-İzmir	Zeytineli RES Elk. Üretim A.Ş.	50

Şekil 2.10 ve 2.11'de ülkemizdeki rüzgar santralleri illere göre dağılımı verilmiştir. Balıkesir, Manisa ve İzmir'in tüm kurulu gücün yarısından fazlasına sahip olduğu görülmektedir. Potansiyelleri nispeten daha düşük olan Kayseri, Mersin, Bilecik, Tekirdağ gibi farklı bölgelerde devreye alınan rüzgar santralleri ile resim hızla genişlemektedir.



Şekil 2.10 : Türkiye'de kurulu rüzgar enerji santrallerinin illere göre dağılımı.



Şekil 2.11 : Türkiye'de rüzgar santrallerinin illere göre kurulu güçleri.

Türkiye'nin uzun vadeli stratejileri incelendiğinde;

- ⇒2023 yılına kadar yenilenebilir enerjinin toplam enerji üretimindeki payının %30 olması,
- ⇒Rüzgar enerjisi için 2023 yılında kurulu gücün 20.000 MW'a ulaşması hedeflenmektedir [11].

3. RÜZGAR ENERJİSİ İLE İLGİLİ GENEL BİLGİLER

3.1 Temel Denklemler

Rüzgar enerjisi ile ilgili yapılan çalışmalar meteorolojinin uygulamalı bir dalı olarak nitelendirilebilir. Atmosferik sınır tabaka yasasına dayanır, klimatoloji ve coğrafya ile bağlantılıdır. Rüzgar türbinlerinin konumu, rüzgar kaynağı ve bu kaynağın kısa süreli tahmini çalışmaların temelini oluşturmaktadır [12].

Rüzgar atmosfer içinde hareket eden havadır ve bölgeler arası atmosfer basıncındaki değişmelerle ortaya çıkar. Bu nedenle rüzgar enerjisinin temel denklemleri de kinetik enerji denkleminin benzetilebilir. Rüzgar enerjisi, 3.1'de görüldüğü gibi kinetik enerji denkleminin benzer şekilde rüzgar hızına, rüzgarı oluşturan havanın kütlesine yani dolaylı olarak hava yoğunluğuna bağlıdır.

$$\text{Kinetik Enerji} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \Rightarrow E_k = \frac{1}{2} \cdot m_h \cdot V_r^2 \quad (3.1)$$

E_k : Rüzgardaki kinetik enerji (J)

m_h : Havanın kütlesi (kg)

V_r : Ölçüm yüksekliğindeki rüzgar hızı (m/s)

Havanın kütlesi de 3.2 denkleminde verildiği şekilde ifade edilebilir.

$$m_h = \rho_h \cdot V_h \quad (3.2)$$

ρ_h : Havanın yoğunluğu (kg/m^3)

V_h : Hava hacmi (m^3)

Burada hava hacmi de;

$$V_h = V_r \cdot A \cdot t \quad (3.3)$$

A: Rotor süpürme alanı (m^2)

t: Ölçüm zamanı (s)

Böylece (3.3) bağlantısı (3.2)'de yerine konularak; kinetik enerji bağıntısında düzenlemeler yapıldığında rüzgar enerjisi (E_r); Joule cinsinden Denklem (3.4)'de ifade edildiği şekilde tanımlanabilir.

$$E_r = \frac{1}{2} \cdot \rho_h \cdot A \cdot t \cdot V_r^3 \quad (3.4)$$

Birim zamandaki enerji, yani rüzgarın anlık gücü(P_r);

$$P_r = \frac{1}{2} \cdot \rho_h \cdot A \cdot V_r^3 \quad (3.5)$$

olacaktır. Değişik rüzgar hızlarına sahip yörelerin rüzgar güç ve enerjilerini karşılaştırmak amacıyla, rüzgar güç ve enerji yoğunluğu terimleri kullanılır. Buna göre (3.5) eşitliği düzenlenecek olursa ölçüm yüksekliğindeki güç yoğunluğu $P_y(\text{W/m}^2)$ şu şekilde olacaktır;

$$P_y = \frac{P_r}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho_h \cdot V_r^3 \quad (3.6)$$

Bu sonuca göre enerji yoğunluğu (3.7) denklemi ile tanımlanabilir.

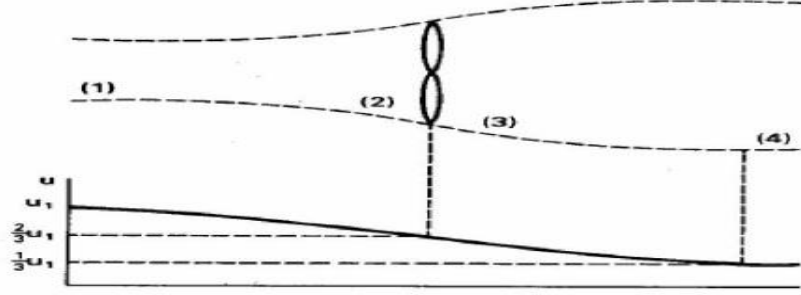
$$E_y = P_r \cdot \frac{f}{A} = P_y \cdot f = \frac{1}{2} \cdot \rho_h \cdot V_r^3 \cdot f \quad (3.7)$$

Burada;

E_y : Enerji yoğunluğu ($\text{Wh/m}^2 \cdot \text{yıl}$)

f: Yıllık esme saat sayısını (h/yıl) göstermektedir.

Yukarıdaki denklemlerden görüleceği gibi, rüzgardan elde edilebilecek enerji rüzgarın küpü ile orantılıdır. Hava yoğunluğu (ρ) ve rotor süpürme alanı (A) enerji üretimini etkileyen diğer faktörlerdir. Rüzgar türbinine yaklaşan hava kütesinin hızı azalır ve rotor kanatlarında bir kısmı kinetik enerjiye dönüştürülür. Rüzgarın türbine yaklaşırken ki davranışı Şekil 3.1'de gösterilmektedir.



Şekil 3.1 : Türbine yaklaşan hava kütesinin davranışı.

Görüldüğü gibi türbine yaklaşan hava kütesinin hızı azalmakta ve rotor kanatlarına doğru genişlemekte, türbinden geçtikten sonra hızı neredeyse 3'te 1'ine düşmektedir. Çünkü enerjisinin bir kısmını rotora aktarmaktadır. Rüzgar türbininde üretilecek enerji de Denkem (3.8)'de ifade edildiği gibi rotorun giriş ve çıkışında oluşan rüzgar hızı farkı kadar olacaktır.

$$P = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (V_1^2 - V_3^2) \quad (3.8)$$

Rotordaki rüzgar hızının değeri, rotora giriş ve çıkışındaki hızlarının ortalaması olarak alınır. Bu durumda kütle ifadesi Denklem (3.8)'de yerine konulursa;

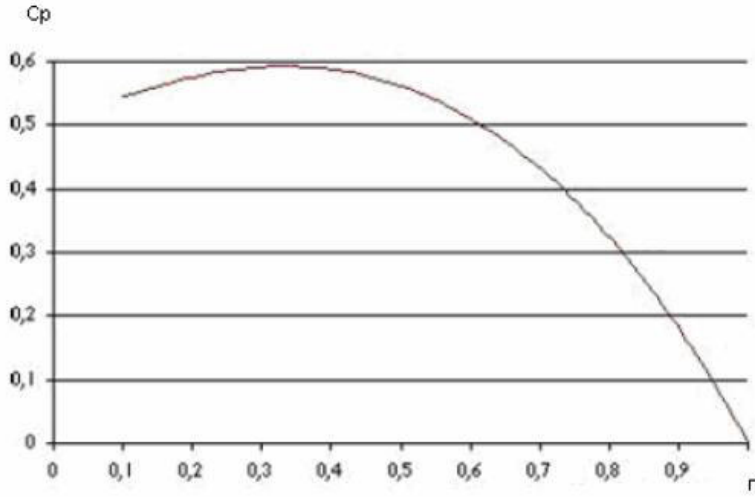
$$m = \rho \cdot A \cdot \frac{(V_1 + V_3)}{2} \quad (3.9)$$

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot (V_1 + V_3) \cdot (V_1^2 - V_3^2) \quad (3.10)$$

C_p güç faktörü, rüzgarın sahip olduğu enerji ile üretilebilecek maksimum enerjiyi belirten kavramdır. $n=V_3/V_1$ olarak tanımlanmak koşuluyla (3.10) ifadesi düzenlenecek olursa (3.11) denklemini elde edilir.

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot (1 + n) \cdot (1 - n^2) \quad (3.11)$$

Güç faktörünün maksimum değerinin bulunabilmesi için ifadenin türevinin alınıp sıfıra eşitlenmesi gerekir ve bu durumda $n=1/3$ değerinde C_p 'nin maksimum 0,59 değerini aldığı görülür. Buna da Betz Limiti adı verilir. Bu değer yatay eksenli rüzgar türbinlerinin ulaşabileceği maksimum değeri gösterir. Teoride bu değer ifade edilse de türbinleri aktarma organlarındaki mekaniksel ve elektriksel kayıplar, hava direnci, türbin etrafında oluşan türbülanslar nedeniyle bu kapasitenin altında çalışırlar.



Şekil 3.2 : Betz Limiti.

3.2 Hellman Katsayısı

Çalışmada kullanılan yöntemlerden bahsetmeden önce bir bölgenin rüzgar enerjisi tahmininde kullanılan en önemli parametrelerden olan Hellman katsayısını (α) tanımlamak gerekir. Bir bölgede kurulacak rüzgar türbini için yapılan ölçümler türbin rotorunun göbek yüksekliğinde olmayabilir. Daha alçak noktalardan elde edilen rüzgar verileri ile daha yüksek noktalardaki rüzgar hızlarının tahmin edilmesinde çeşitli ekstrapolasyon yöntemleri kullanılmaktadır. Hellman katsayısı da bu tahminin yapılabilmesini sağlayan, her saha için spesifik, atmosferik koşullara, hava sıcaklığına, açık hava basıncına, nemine, mevsime, saate, çevre koşullarına göre değişen bir değerdir. Özellikle bir sahanın rüzgar potansiyelini belirlemek için yapılan araştırmalarda meteoroloji direklerinden alınan ölçümlerden yararlanılır. Bu ölçümlerde genellikle 10-30 metre aralığında gerçekleştirilmektedir. Çeşitli yöntemler ile bu ölçümlerden yola çıkılarak daha yüksek mesafelerdeki rüzgar hızı değerlerine ulaşarak, elde edilecek rüzgar enerjisi için gerçeğe en yakın verilerin elde edilmesi amaçlanmaktadır.

4. BÖLGE VERİLERİNİN FARKLI YÖNTEMLER İLE ANALİZİ

4.1 Bölgenin Genel Özellikleri

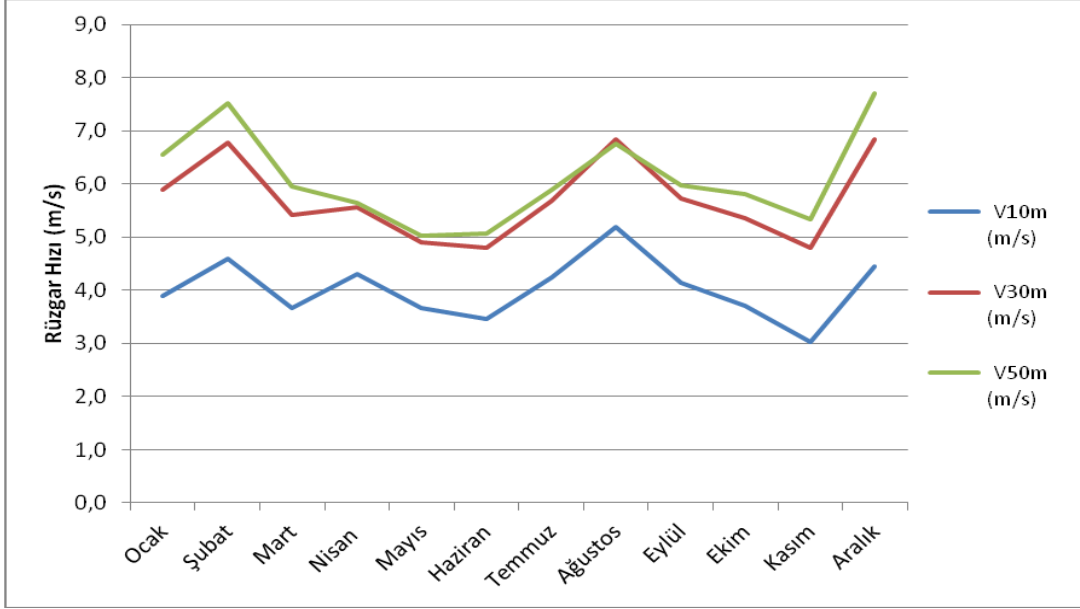
Bölgeye ait 10, 30 ve 50 metre yükseklikleri için 10 dakika aralıkla rüzgar hızı ölçüm değerleri ile sıcaklık, açık hava basıncı, rüzgarın esme yönü gibi önemli parametrelerin bilgileri alınmıştır. Elde edilen verilere göre sahanın yıllık ortalama sıcaklığı 8 °C, ortalama hava basıncı 976 hPa ve ortalama rüzgar hızları da 10, 30 ve 50 metre için sırasıyla 4.03 m/s, 5.71 m/s ve 6.10 m/s olarak ölçülmüştür. Çizelge 4.1'de rüzgar hızları, sıcaklık ve açık hava basıncının aylara göre değişimi gösterilmiştir.

Çizelge 4.1 : Ölçüm istasyonundan alınan verilerin aylık ortalama değerleri.

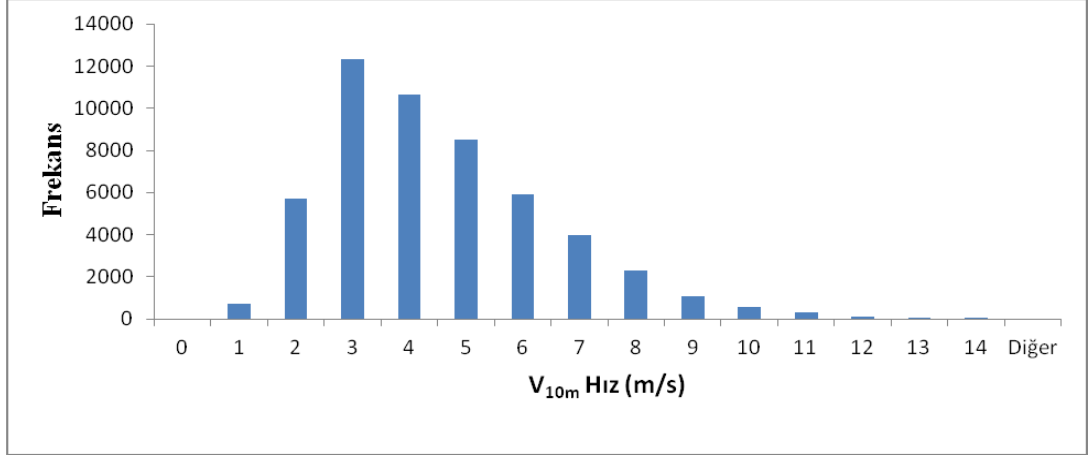
	V _{10m} (m/s)	V _{30m} (m/s)	V _{50m} (m/s)	Yön	Sıcaklık (°C)	Basınc (hPa)
Ocak	3,89	5,89	6,56	173	-4,7	962
Şubat	4,59	6,78	7,53	175	-9,7	944
Mart	3,67	5,41	5,95	175	6,0	990
Nisan	4,31	5,56	5,64	126	8,3	992
Mayıs	3,66	4,91	5,03	111	15,5	993
Haziran	3,46	4,80	5,06	129	20,4	989
Temmuz	4,25	5,68	5,90	132	22,8	988
Ağustos	5,20	6,83	6,76	45	21,4	991
Eylül	4,14	5,73	5,97	99	18,0	992
Ekim	3,70	5,36	5,80	129	7,8	971
Kasım	3,04	4,79	5,33	194	6,8	983
Aralık	4,45	6,83	7,70	167	-16,2	921
Ortalama	4,03	5,72	6,10	138	8,0	976

Hava basıncı en yüksek değerini 993 hPa ile Mayıs ayında alırken en düşük değerine Aralık ayında 921 hPa ile ulaşmaktadır. Sıcaklık değerindeki değişim ise daha keskindir. Aralık ayı -16,2 °C iken, sıcaklık Temmuz ayında ortalama 22,8 °C'ye kadar yükselmektedir.

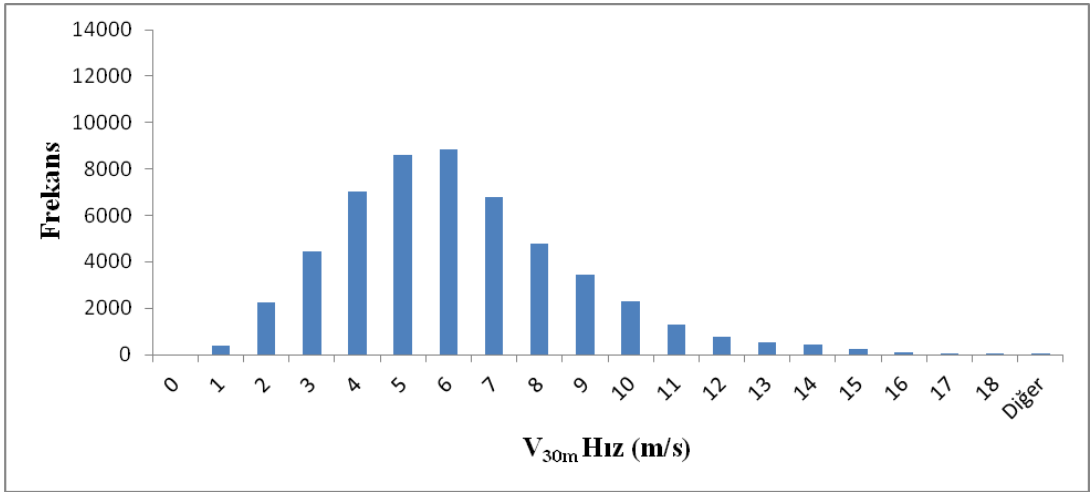
Bölgenin 10, 30 ve 50 metredeki ortalama rüzgar hızlarının aylara göre değişimi Şekil 4.1'de gösterilmiştir. 10 metre yükseklikte rüzgar hızı en yüksek değerine Ağustos ayında 5,2 m/s ile ulaşırken 30 ve 50 metrede rüzgar hızı en yüksek değerini Aralık ayında almaktadır.



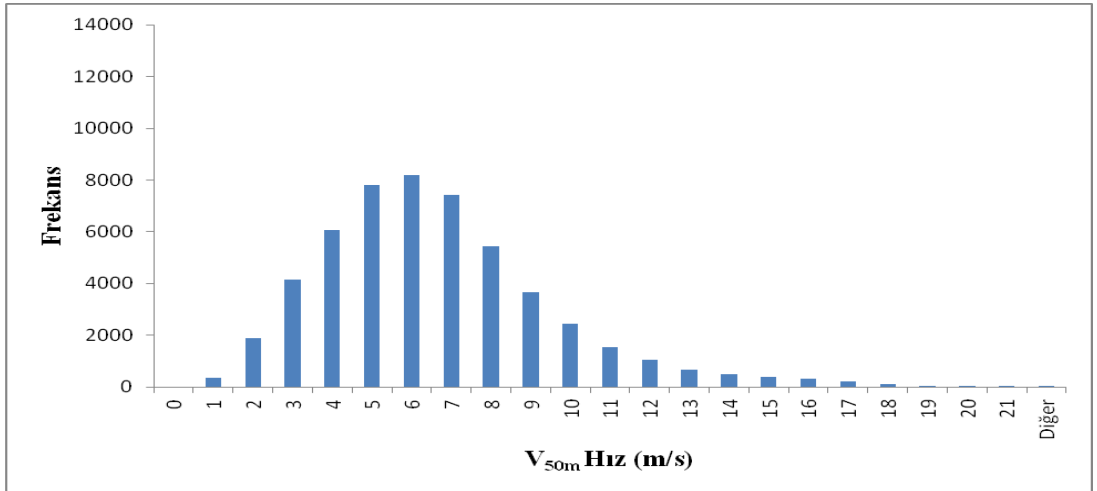
Şekil 4.1 : Bölgenin 10, 30 ve 50 metrede aylık ortalama rüzgar hızları.



Şekil 4.2 : 10 metrede ölçülen rüzgar hızlarının frekans dağılımı.



Şekil 4.3 : 30 metrede ölçülen rüzgar hızlarının frekans dağılımı.



Şekil 4.4 : 50 metrede ölçülen rüzgar hızlarının frekans dağılımı.

Şekil (4.2),(4.3) ve (4.4)'de sırasıyla 10, 30 ve 50 metre için bir yıllık süre için alınmış olan 52278 adet rüzgar hızı verisinin frekans dağılımları verilmiştir. Frekans dağılımları 10 metre için ağırlıklı olarak 3 m/s etrafında yoğunlaşırken yükseklik arttıkça ortalama hızların arttığı görülmüştür.

Çizelge 4.2'de ölçüm noktasından alınan veriler ile her bir yükseklik için hesaplanan güç yoğunluğu değerleri gösterilmiştir. 10 metre yükseklikte güç yoğunluğu değeri Ağustos ayında en yüksek değerini alırken, 30 ve 50 metrede rüzgar hızına paralel şekilde güç yoğunlukları en yüksek değerlerini Aralık ayında almaktadır. Güç yoğunluğu, rüzgar hızının küpü ile orantılı olduğundan yükseklik arttıkça fark da büyük oranda artmaktadır.

Çizelge 4.2 : Ölçüm istasyonu verilerinin ortalama güç yoğunluğu değerleri.

	10m Güç Yoğunluğu (W/m²)	30m Güç Yoğunluğu (W/m²)	50m Güç Yoğunluğu (W/m²)
Ocak	60	191	265
Şubat	101	307	433
Mart	59	187	256
Nisan	85	169	178
Mayıs	56	128	134
Haziran	43	103	124
Temmuz	76	172	197
Ağustos	111	235	231
Eylül	73	179	216
Ekim	65	186	253
Kasım	40	137	197
Aralık	104	361	527
Ortalama	73	196	251

4.2 Metodoloji ve Kullanılan Yöntemler

Çalışmanın bu bölümünde, 10 ve 30 metredeki ölçüm verileri kullanılarak 50 metre yükseklikteki rüzgar hızı Çizelge 1.1'de listelenen 16 farklı yöntem ile hesaplanmıştır. Rüzgar hızı verilerinin rotor göbek yüksekliğine çıkarılmasında genel ortalama ve anlık değer olmak üzere iki farklı analiz kullanılmıştır. Genel ortalama analizde (GOA) 50 metredeki rüzgar hızı, bir yıllık ölçüm sonuçlarının ortalaması ile elde edilen değerler kullanılarak hesaplanmış, anlık değer analizinde (ADA) ise 10 dakikalık ölçüm değerleri kullanılarak 50 metredeki rüzgar hızı verileri her on dakikalık veri aralığı için tek tek hesaplanmıştır. Bu değerler gerçek ölçüm sonuçları ile karşılaştırılarak hata analizleri ve güç yoğunluğu hesaplamaları gerçekleştirilmiştir.

Yapılan çalışmalarda kullanılan katsayılar için bölgenin arazi şartları göz önünde bulundurularak tablolardan katsayı seçimleri yapılmıştır. Bunun yanında bazı ampirik formüllerden ve çıkarımlardan da yararlanılmıştır. Aynı yöntemler için bölgeye özel çalışmalar da yapılarak ilk hesaplamalar sonucunda elde edilen değerler ile karşılaştırmalar gerçekleştirilmiştir.

Elde edilen 50 metredeki rüzgar hızları için gerçek değeri bilindiğinden hata hesabı yapılabilir. Hata hesaplamaları da ortalama hata, ortalama mutlak hata ve karesel ortalama hata olarak üç şekilde tanımlanmıştır. Ortalama hata (OH), ölçüm sonucu elde edilen değer, gerçek değerinden çıkarılması ile elde edilir ve bu tüm veri seti için uygulanır. Yüzde olarak hatayı ifade edebilmek için de; farkın gerçek değere oranı kullanılır.

$$OH = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_{50m \text{ tahmin edilen değer}} - V_{50 m \text{ gerçek değer}} \quad (4.1)$$

Ortalama mutlak hata (OMH), tahmin edilen değerler ile gerçek değer mutlak farkı ile elde edilir ve bu fark yine tüm seri için uygulanır.

$$OMH = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |V_{50m \text{ tahmin edilen değer}} - V_{50 m \text{ gerçek değer}}| \quad (4.2)$$

Karesel ortalama hata (KOH), tahmin edilen değer ve gerçek değer farkının karesinin alınması ile elde edilir ve diğer analizlerde olduğu gibi bu tüm veri setine uygulanır.

$$KOH = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (V_{50m \text{ tahmin edilen de\u011fer}} - V_{50m \text{ ger\u00e7ek de\u011fer}})^2} \quad (4.3)$$

Ortalama mutlak hata hesaplanırken, ger\u00e7ek de\u011ferin \u00fczerinde ya da altında hesap yapıldığıyla ilgilenilmez, ger\u00e7ek de\u011fer ile fark \u00f6nemlidir. Bu nedenle hesaplanan r\u00fczgar hızı ile ne kadar \u00fcretim yapılabilece\u011fi ile ilgileniliyorsa ortalama hatanın de\u011ferlendirilmesi gerekir. Bu sayede planlanandan az ya da \u00e7ok \u00fcretim yapılacağı da \u00f6ng\u00fcr\u00fcl\u00fcbilir. Mutlak hata ise r\u00fczgar hızı tahminlerinin kesinliğini ve g\u00f6steren de\u011ferdir [13].

4.2.1 Temel g\u00fc\u00e7 kanunu

Bu y\u00f6ntemi uygulayabilmek i\u00e7in en az 2 y\u00fcseklik i\u00e7in r\u00fczgar hızı verilerinin olması gerekir. Bilinen bu y\u00fcseklikler ve r\u00fczgar hızları i\u00e7in b\u00f6lgenin Hellman katsayısı Denklem 4.3'de verilen ifade ile hesaplanabilir. Bu katsayı kullanılarak (4.4) denklemi yardımıyla daha y\u00fcsek mesafeler i\u00e7in r\u00fczgar hızlarına ulaşılr. En az \u00fc\u00e7 verinin bilinmesi halinde ekstrapolasyon sonucunda elde edilen r\u00fczgar hızları ile \u00f6l\u00e7\u00fclen hızlar karşılaştırlarak hata analizi de yapılabilir. Bu \u00e7alışma kapsamında 10 metre ve 30 metrede alınan \u00f6l\u00e7\u00fcmlemler kullanılarak Hellman katsayısı hesaplanarak, bu katsayı ile 50 metredeki r\u00fczgar hızı hesaplanmıştır. 50 metrede r\u00fczgar hızının ger\u00e7ek de\u011feri bilindi\u011fi i\u00e7in de hata analizleri ger\u00e7ekleştirilmiştir.

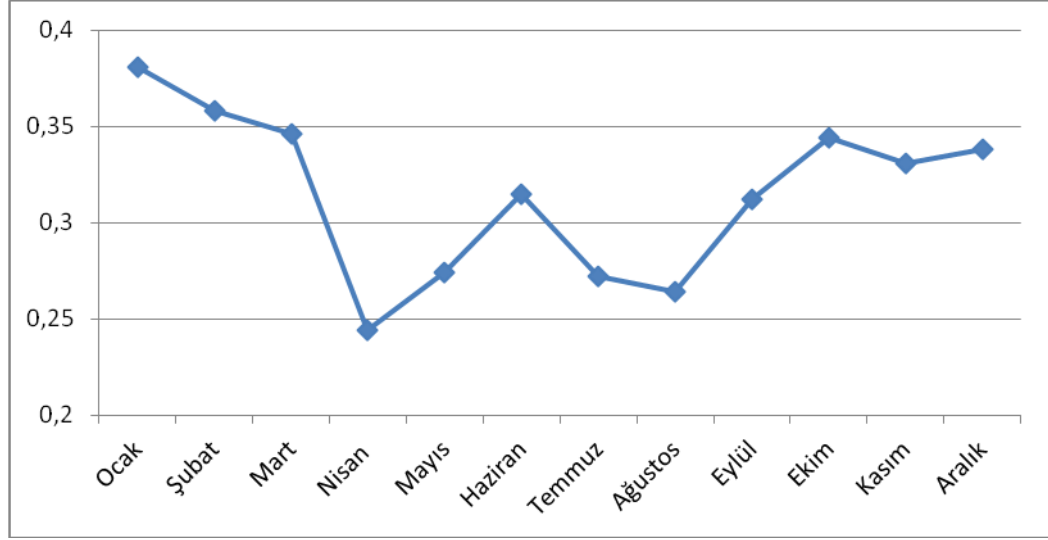
$$\alpha = \frac{\ln \left(\frac{V_2}{V_1} \right)}{\ln \left(\frac{h_2}{h_1} \right)} \quad (4.4)$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (4.5)$$

α = Hellman katsayısı

V_1 = h_1 y\u00fcsekliğindeki r\u00fczgar hızı (m/s)

V_2 = h_2 y\u00fcsekliğindeki r\u00fczgar hızı (m/s)



Şekil 4.5 : 10 ve 30 metre ölçümleri için aylara göre Hellman katsayısı değişimi.

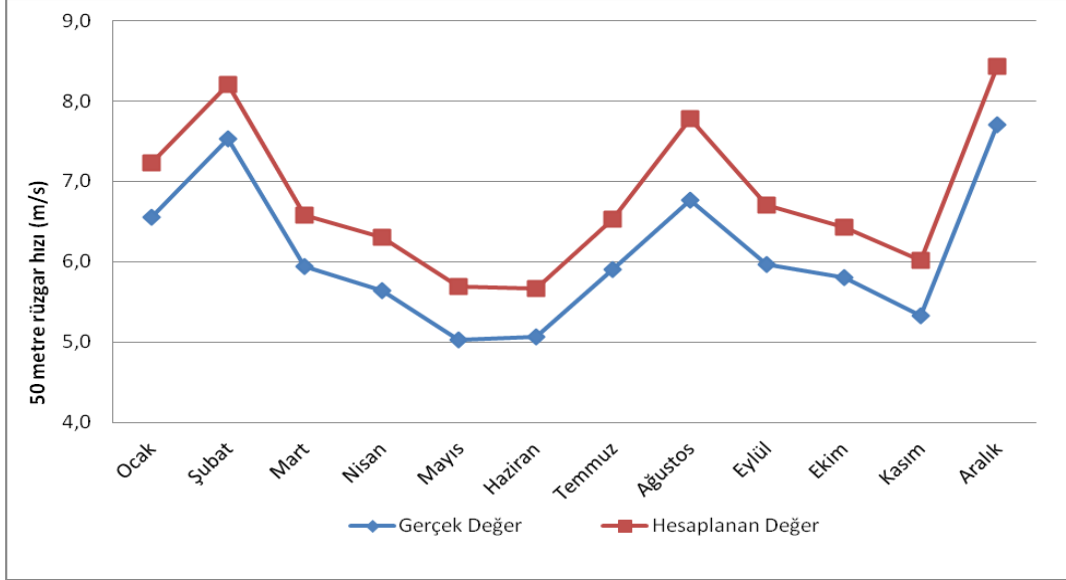
Şekil 4.5'de 10 ve 30 metre ölçümleri yardımıyla hesaplanan Hellman yükseltme katsayısının ortalama değerleri verilmiştir. Buna göre hava sıcaklığının daha yüksek olduğu bahar ve yaz aylarında Hellman yükseltme katsayısı daha düşük çıkmaktadır. Bu süreçte α en düşük değerini Nisan ayında 0,24 ile alırken en yüksek değerine 0,38 ile Ocak ayında ulaşmıştır.

Çizelge 4.1'de görüldüğü gibi 1 senelik ölçümlere göre 10 metre ve 30 metredeki rüzgar hızları sırasıyla 4,02 ve 5,71 m/s'dir. Buna göre temel güç kanunu ile genel ortalama analiz için bölgenin yükseltme katsayısı 0,318 olarak hesaplanmıştır. Bilinen yükseltme katsayısı değeri yardımıyla da 50 metredeki rüzgar hızı 6,72 m/s olarak hesaplanır. Aynı veriler kullanılarak temel güç kanunu ile anlık değer analizi ile her 10 dakika için yükseltme katsayısı 0,325 hesaplanarak 50 metredeki rüzgar hızı için 6,8 m/s elde edilir. Kullanılan her bir yöntem ile ortaya çıkan sonuçlar Çizelge 4.3'de gösterilmiştir.

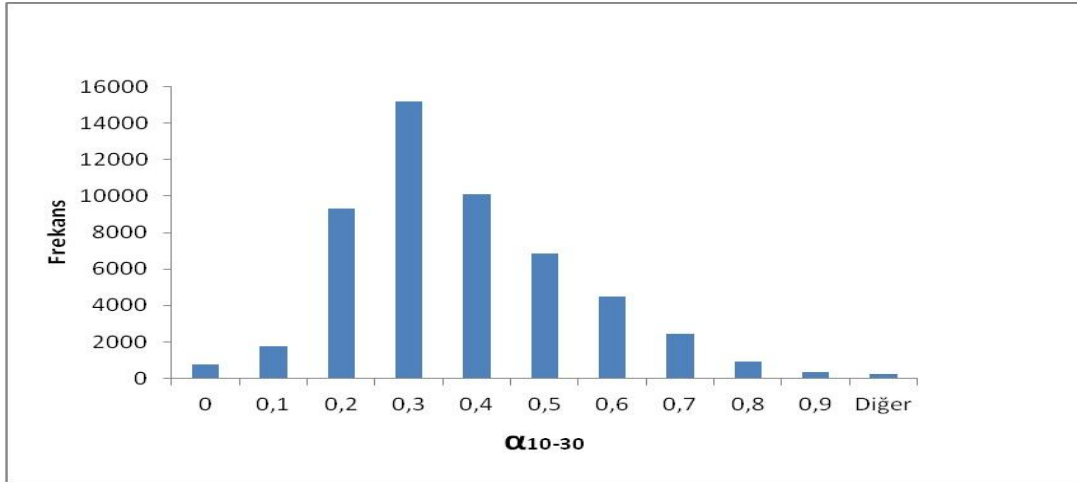
Çizelge 4.3 : Temel Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,72	6,80
Ortalama Hata (%)	10,2	13,6
Mutlak Hata (%)	10,2	16,2
Karesel Ort. Hata	-	1,3
Güç Yoğunluğu (W/m²)	186,1	338,1

Şekil 4.6'da 50 metredeki gerçek ölçüm değerleri temel güç kanunu yöntemi kullanılarak hesaplanan değerlerin aylara göre değişimi gösterilmiştir. Analiz sonucu görülen hatalı tahmin aylara göre değişim grafiğinde de gözlenmektedir.



Şekil 4.6 : Temel Güç Kanunu hesaplamalarının gerçek değer ile karşılaştırılması.



Şekil 4.7 : 10 ve 30 metre ölçümleri ile hesaplanan Hellman katsayısının dağılımı.

Şekil 4.7'de ölçüm verileri ile hesaplanmış olan yükseltme katsayısının frekans dağılımı verilmiştir. Bölge için bir yılda alınmış olan 52272 veri sonucunda Hellman yükseltme katsayısı ortalaması 0,325 olarak elde edilmiştir.

Hellman yükseltme katsayısı güç yoğunluğu değerlerinin kullanılmasıyla da elde edilebilir. Denkem (3.6)'da verilmiş olan güç yoğunluğu formülü Denklem (4.4)'deki verilerin kullanılmasıyla Denklem 4.5'deki gibi ifade edilebilir.

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{3\alpha} \quad (4.6)$$

10 ve 30 metre için güç yoğunluğu değerleri için Çizelge 4.2'de verilmiş olan ortalama değerler kullanılarak Hellman yükseltme katsayısı Denklem 4.6 yardımıyla 0,3 olarak belirlenmiştir. Bu katsayı kullanılarak yapılan anlık değer ve genel ortalama analizlerinin sonuçları Çizelge 4.4'de listelenmiştir.

$$\alpha = \frac{1}{3} \cdot \frac{\ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)} \quad (4.7)$$

Çizelge 4.4 : Güç yoğunluğu değerleri ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	5,76	5,72
Ortalama Hata (%)	-5,6	-4,5
Mutlak Hata (%)	5,6	12,4
Karesel Ort. Hata	-	0,8
Güç Yoğunluğu (W/m²)	116,9	196

4.2.2 Basitleştirilmiş güç kanunu

Basitleştirilmiş güç kanunu bilinen en yaygın ve klasik yöntemdir. Hellman katsayısı yukarıda da bahsedildiği gibi sabit değildir ve çevre koşullarına göre değişkenlik gösterir. Çevre özelliklerinin bilinmediği ya da birden fazla ölçümün mümkün olmadığı durumlarda bahsedilen faktörler hesaba katılmaksızın katsayı direk olarak seçilir. İstenen referans yükseklik (h_2) için Denklem (4.4) ile hesaplamalar gerçekleştirilir.

Hellman katsayısının (α) gerçek değeri tablodan seçilen değerinden daha büyükse eksik hesap yapılmış olacağından hesaplanan potansiyel rüzgar enerjisi, gerçekte var olandan daha düşük olacaktır. Aynı şekilde bu değer gerçekteki değerden düşük olması durumunda ise rüzgar hızı gerçek değerinden daha büyük hesaplanacak bu da tasarımda fazlalıklara ve dolayısıyla enerji üretim hesaplamalarında hatalara neden olacaktır.

Çizelge 4.5 : Çeşitli arazi şartlarında güç katsayısı değerleri [14].

Arazinin Tanımı	Güç Katsayısı (α)
Düz zemin, göl ya da okyanus	0.10
Çayır ya da işlenmemiş toprak	0.14
Kırsal arazi, ayak seviyesinde çayır, seyrek ağaçlı bölge	0.16
Mahsüllü toprak ve ağaçlı bölge	0.20
Orman ve binaların olduğu bölge	0.22-0.24
Ormanlık kasaba ya da şehir	0.28-0.30
Büyük binaların olduğu şehirler	0.40

Daha önce yapılmış olan çalışmalar incelendiğinde Hellman katsayısının değerinin bölgeden bölgeye büyük farklar gösterebileceği görülecektir. Örneğin Farrugia'nın Malta adasında 10 ve 25 metrelerde yaptığı ölçümlere göre, α katsayısı Ocak ayında 0.45 değerini alırken, Temmuz ve Ağustos aylarında 0.29 değerini almaktadır. Benzer şekilde Bailey'in Texas'ta 17 farklı alanda yaptığı çalışmaya göre katsayı 0.17 ila 0.36 aralığında değerler almaktadır [15].

Hellman katsayısı düşük mesafelerde yapılan ölçümleri daha yukarı mesafelere ekstrapole etmeye yarayan katsayıdır. 10 metre ve 30 metre için yapılan ölçümler 50 metreye ötelenirken ikisi için de aynı katsayının kullanılması farklı sonuçlar verecektir. Bu nedenle öteleme 30 metreden yapılıyorsa, rüzgar hızına çevre şartlarının etkisi daha az olacağından Hellman katsayısının daha küçük seçilmesi gerekir. 10 metreden 50 metreye yapılacak öteleme için Çizelge 4.5'de verilmiş olan arazi şartlarına uygun olacak katsayı kullanılmalıdır. Çalışmada 30 metreden 50 metreye yapılan öteleme için en yaygın değer olan $1/7=0,143$ kullanılmış; 10 metreden yapılacak ekstrapolasyon içinse arazi şartlarına en uygun değer olduğu düşünülen $\alpha=0,28$ seçilmiştir. $\alpha=0,143$ katsayısı kullanılarak 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltme sonucunda 50 metre hızı 6,15 m/s; $\alpha=0,28$ kullanılması halinde ise 6,32 m/s olarak hesaplanmıştır.

Bahsedilen büyük hesap farklılıklarını göstermesi açısından 10 metreden 50 metreye öteleme yaparken öteleme katsayısı olarak 0,143 seçilmesi durumunda ise 50 metredeki rüzgar hızı 5,07 m/s olarak hesaplanmıştır.

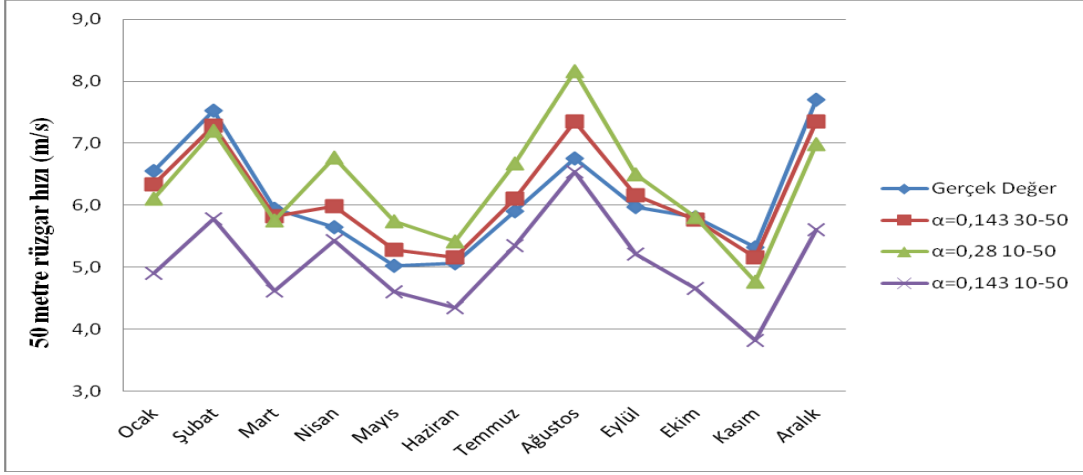
Bu yöntem rüzgarın daha yüksek mesafelerde yaklaşık hızını tespit etmek haricinde, özellikle fizibilite çalışmaları için oldukça tutarsız bir yöntemdir. Yöntemin uygulamasında, genel ortalama ve anlık değer analizlerinde rüzgar hızları aynı olacaktır. Çünkü hesapta kullanılan tek değişken olan yükseltme katsayısı (α) direk

olarak seçilmektedir. Her iki yöntemde hesaplanan rüzgar hızları aynı olsa da güç yoğunluğu ve ortalama hata birbirinden farklı olacaktır. Bu da anlık değer analizinde bahsedilen güç yoğunluğu ve hata hesaplarının tek tek gerçekleştirilmesi sebebiyledir. Yöntemin uygulanması ile elde edilen sonuçlar ve hata değerleri Çizelge 4.6'da listelenmiştir. Buna göre en az hata yükseltme katsayısının 0,143 seçildiği 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltmede ortaya çıkmıştır. Aynı katsayı kullanılarak 10 metreden yapılan yükseltmede ise hata oldukça yüksektir.

Çizelge 4.6 : Basitleştirilmiş Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
$\alpha=0,28$ (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,32	6,32
	Ortalama Hata (%)	3,7	7,7
	Mutlak Hata (%)	3,7	23,1
	Karesel Ort. Hata	-	2,4
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	154,9	280,7
$\alpha=0,143$ (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	5,07	5,07
	Ortalama Hata (%)	-16,9	-13,6
	Mutlak Hata (%)	16,9	22,5
	Karesel Ort. Hata	-	3,2
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	79,9	144,8
$\alpha=0,143$ (30-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,15	6,15
	Ortalama Hata (%)	0,8	2,8
	Mutlak Hata (%)	0,8	11,6
	Karesel Ort. Hata	-	0,6
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	142,3	280,7

Şekil 4.8'de yöntemin üç farklı şekilde uygulanması ile elde edilen 50 metredeki rüzgar hızlarının aylara göre değişimi gösterilmiştir. En iyi sonucun elde edildiği 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltmede Ağustos ayı haricindeki tüm aylarda gerçek değere en yakın sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.8 : Basitleştirilmiş Güç Kanunu hesaplamalarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.3 Logaritmik güç kanunu

Bir bölgenin rüzgar profilini ve potansiyelini belirlemede bölgenin çevre şartları, orografik ve coğrafi yapısı da çok büyük önem taşır. Bu yöntemde bölgenin yüzey pürüzlülük yüksekliği kavramı kullanılır. Yüzey pürüzlülük yüksekliği, teorik olarak rüzgar hızının “0” olduğu yükseklik olarak tanımlanabilir.

Çizelge 4.7 : Pürüzlülük uzunluğu ve yüzeye göre pürüzlülük sınıfları [17].

Pürüzlülük uzunluğu h_0 (m)	Yüzey yapısı karakteristikleri	Pürüzlülük sınıfı
0,50	Büyük şehirlerin varoşları, taşra kentleri	3
0,30	Siper kuşakları, orman, küçük binalı şehir	
0,20	Birçok ağaç veya çalılar, tek ya da iki katlı seyrek binalar	2
0,10	Kapalı görünümlü çiftlik arazisi, seyrek ağaçlık	
0,05	Açık görünümlü çiftlik arazisi, seyrek ağaçlık	1
0,03	Çok seyrek bina ve ağaçlı çiftlik arazisi	
0,02	Havaalanları	
0,01	Havaalanı pistleri	
0,007	Biçilmiş çim	0
0,005	Pürüzsüz çıplak toprak	
0,001	Pürüzsüz kar yüzeyleri	
0,0003	Pürüzsüz kum yüzeyleri	
0,0001	Su yüzeyleri(Göl,deniz,okyanus)	

Çizelge (4.7)'de bölgenin yüzey yapısına göre belirlenen pürüzlülük uzunluğu ve pürüzlülük sınıfları listelenmiştir [16-17]. Düz alanlarda, açık denizlerde yüzey pürüzlülüğü çok küçük değerler alırken ormanlık alanlarda, ağaçların bol olduğu bölgelerde ya da büyük binalardan oluşan şehir merkezlerinde artmaktadır. Böylece düşük mesafelerde yapılan ölçümler, daha yüksek mesafelere yükseltilirken çevre şartları da hesaplamalara katılmış olur. Hesaplamalar için Denklem 4.7 kullanılır.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{h_0}\right)} \quad (4.8)$$

İki yükseklikte rüzgar hızının aynı olması durumunda matematiksel olarak ifade tanımsız olacaktır. Rüzgar hızının yükseklikle azaldığı durumlarda da hesaplanacak h_0 yüzey pürüzlülük yüksekliği değeri çok yüksek değerler alır. Bunlar yöntemin dezavantajı olarak gösterilebilir. Yüzey pürüzlülük yüksekliği bölgenin 10 ve 30 metre rüzgar hızları kullanılarak Hellman katsayısı hesaplandığı için, bu bilgi yardımıyla (4.8) denklemi ile de hesaplanabilir [18].

$$\alpha = 0.096 \log_{10} h_0 + 0.016 (\log_{10} h_0)^2 + 0.24 \quad (4.9)$$

Pürüzlülük yüksekliğinin yanında rüzgar atlaslarının oluşturulması esnasında 4 adet pürüzlülük sınıfı tanımlanmıştır. h_0 yüzey pürüzlülük yüksekliğini göstermek üzere her bir pürüzlülük sınıfını gösteren çizimler Şekil 4.9-12 'de gösterilmiştir [16].



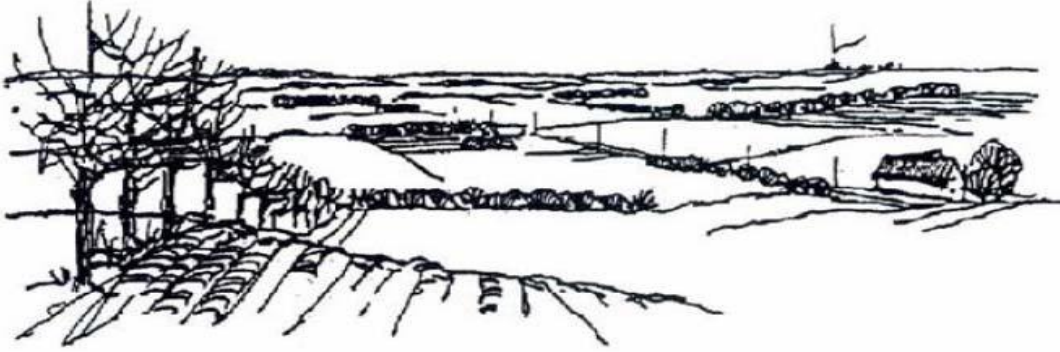
Şekil 4.9 : Pürüzlülük sınıfı "0" olan arazi örneği.

Bu sınıf, su alanları, deniz, göl gibi herhangi rüzgarı engelleyici bir çevre etkisinin olmadığı bölgeler için tanımlanmıştır. Bu bölgeler için pürüzlülük uzunluğu (h_0)'da 0.00001-0.0002 aralığındadır.



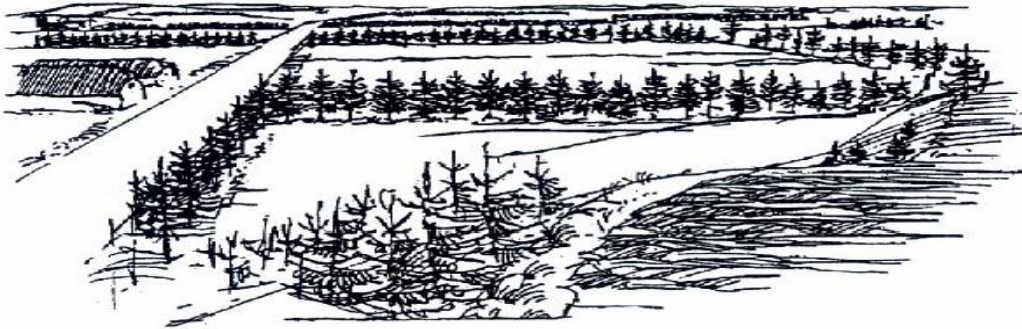
Şekil 4.10 : Pürüzlülük sınıfı "1" olan arazi örneği.

Pürüzlülük sınıfı "1" olarak tanımlanan alanlarda rüzgarı yavaşlatıcı büyük engellerin olmadığı düz ovalar, otlak alanları, ekilmemiş topraklar bulunabilir. Ağaç ve çalılıklar sık ya da uzun boylu değildir.



Şekil 4.11 : Pürüzlülük sınıfı "2" olan arazi örneği.

Rüzgar kırıcı yapıları içinde bulunduran alanlardır. Arazi üzerinde ağaçlar, kırsal yerleşim yerleri, küçük binalar bulunabilir. Bölge düz ya da eğimli olabilir.



Şekil 4.12 : Pürüzlülük sınıfı "3" olan arazi örneği.

Ormanlar, ormanlık kırsal yerleşim yerleri, kasabalar ve şehir merkezleri pürüzlülük sınıfı "3" olan alanlara girmektedir.

3.yöntem olan logaritmik güç kanunu ile 50 metredeki rüzgar hızının hesaplanabilmesi için bölge özelinde bir yüzey pürüzlülük katsayısının belirlenmesi gerekir. Yüzey pürüzlülük katsayısı da öncelikle Çizelge 4.7'den bölgenin karakteristiğine uygun geleceği düşünülen 0,3 olarak seçilmiş ve buna göre Denklem 4.5 ile 50 metredeki rüzgar hızı 5,88 m/s olarak hesaplanmıştır. Aynı katsayı kullanılarak 50 metredeki rüzgar hızı bu kez 30 ve 50 metre ölçümleri için gerçekleştirilmiştir ve rüzgar hızı 6,35 m/s olarak hesaplanmıştır. Ancak 0,3 katsayısı, 30 metredeki yüzey pürüzlülüğü dikkate alındığında uygun bir seçim değildir zira 30 metre yükseklik için orografik ve çevresel faktörler 10 metrede olduğu kadar etkili olmayacaktır

Bu yöntem kapsamında uygulanacak son metot bölgenin kendi yüzey pürüzlülük yüksekliğinin bulunmasıdır. 10 metre ve 30 metredeki rüzgar hızları bilindiği için güç yasası ve logaritmik güç yasası kullanılarak Denklem 4.4'ün düzenlenmesi ile iki şekilde hesaplanabilir [19]. Bölgenin yüzey pürüzlülük katsayısı 10 metre ve 30 metre için ayrı ayrı bulunarak, yukarıda hesapları gerçekleştirilen ve daha önce direk olarak tablolardan alınarak 50 metredeki rüzgar hızının elde edildiği yöntemler için rüzgar hızı tekrar hesaplanarak karşılaştırma yapılabilir.

$$h_0 = \left(\frac{h_1^{U_1} \frac{U_2}{U_1} \frac{1}{U_2-1}}{h_2} \right)^{U_1-1} \quad (4.10)$$

$$h_0 = \exp \left(\frac{(h_1^\alpha \cdot \ln(h_2)) - (h_2^\alpha \cdot \ln(h_1))}{(h_1^\alpha - h_2^\alpha)} \right) \quad (4.11)$$

(4.9) ve (4.10) eşitlikleri ile bölgenin yüzey pürüzlülük yüksekliği hesaplandığında 10-30 metre yükseltmeleri için $\alpha=0.318$, 10-50 metre yükseltmeleri için ise $\alpha=0.258$ değeri elde edilmiştir. Yüzey pürüzlülük yükseklikleri (h_0) ise sırasıyla 0,722 ve 0,436 olarak hesaplanmıştır.

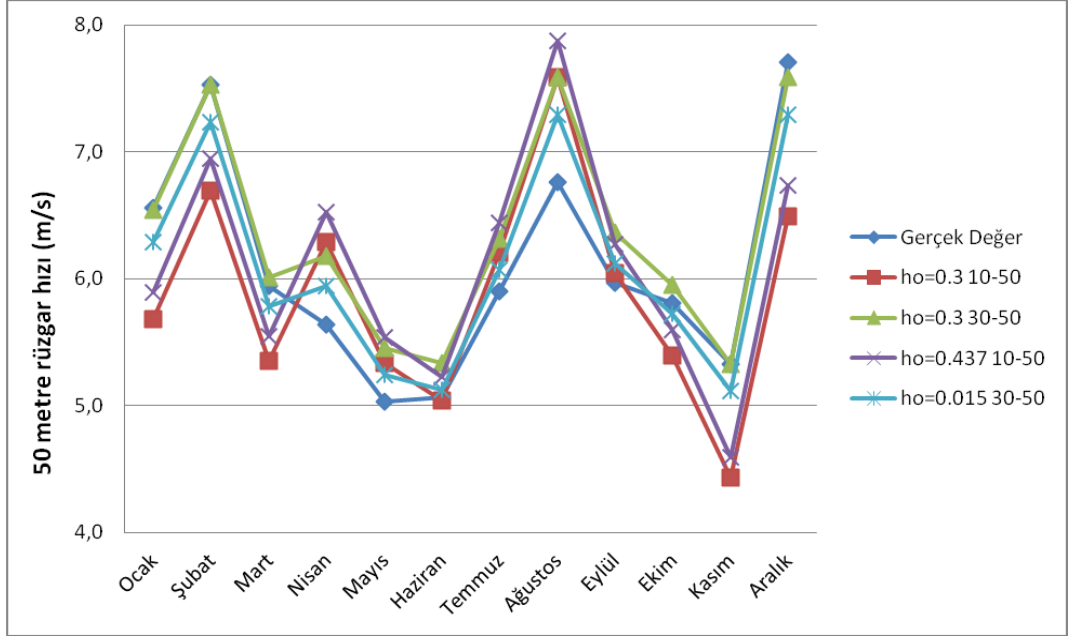
30-50 metre için (h_0) yüzey pürüzlülük yüksekliği de aynı denklemler yardımıyla 0,016 olarak hesaplanmıştır. 30 metrede pürüzlülük katsayısının çok daha küçük olması yukarıda da bahsedildiği gibi bu bölgede rüzgara siper olabilecek engelleyici yüzeylerin azalmasından kaynaklanmaktadır. Basitleştirilmiş güç kanununda olduğu gibi formüldeki tek değişken h_0 yüzey pürüzlülük yüksekliği tüm seri için sabit olarak alındığından elde edilen 50 metredeki rüzgar hızı sonuçları her iki analiz için

de aynı çıkacaktır ancak her bir analiz için hata oranı ve güç yoğunluğu değerleri Çizelge 4.8'de listelenmiştir. Yapılan analizlere göre en iyi sonuçlar bölgeye özel pürüzlülük uzunlukları belirlenerek uygulanan yöntemler ile elde edilmiştir. Tablolardan yapılan katsayı seçimleri ile yapılan uygulamalarda ise nispeten daha büyük hata veren sonuçlara ulaşılmıştır.

Çizelge 4.8 : Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
h_o=0,3 (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	5,88	5,88
	Ortalama Hata (%)	-3,6	0,1
	Mutlak Hata (%)	3,6	21,4
	Karesel Ort. Hata	-	2,3
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	124,5	225,6
h_o=0,3 (30-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,35	6,35
	Ortalama Hata (%)	4,1	6,1
	Mutlak Hata (%)	4,1	12,2
	Karesel Ort. Hata	-	0,6
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	156,8	268,8
h_o=0,436 (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,10	6,10
	Ortalama Hata (%)	0,02	3,9
	Mutlak Hata (%)	0,02	22
	Karesel Ort. Hata	-	2,3
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	139,2	251,9
h_o=0,016 (30-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,10	6,10
	Ortalama Hata (%)	-0,03	2
	Mutlak Hata (%)	0,03	11,5
	Karesel Ort. Hata	-	0,6
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	139,0	238,7

Şekil 4.13'de 50 metredeki gerçek rüzgar hızı değerleri ile yöntemler sonucu elde edilen rüzgar hızı değerlerinin aylara göre değişimi verilmiştir.



Şekil 4.13 : Logaritmik Güç Kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.4 Modifiye logaritmik güç kanunu

Yüzey pürüzlülüğünün yanında ağaçların siperleme etkisi de araştırmaya dahil edildiğinde daha hassas olan bu yöntem ortaya çıkmaktadır [20].

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\ln\left(\frac{h_2 - d}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1 - d}{h_0}\right)} \quad (4.12)$$

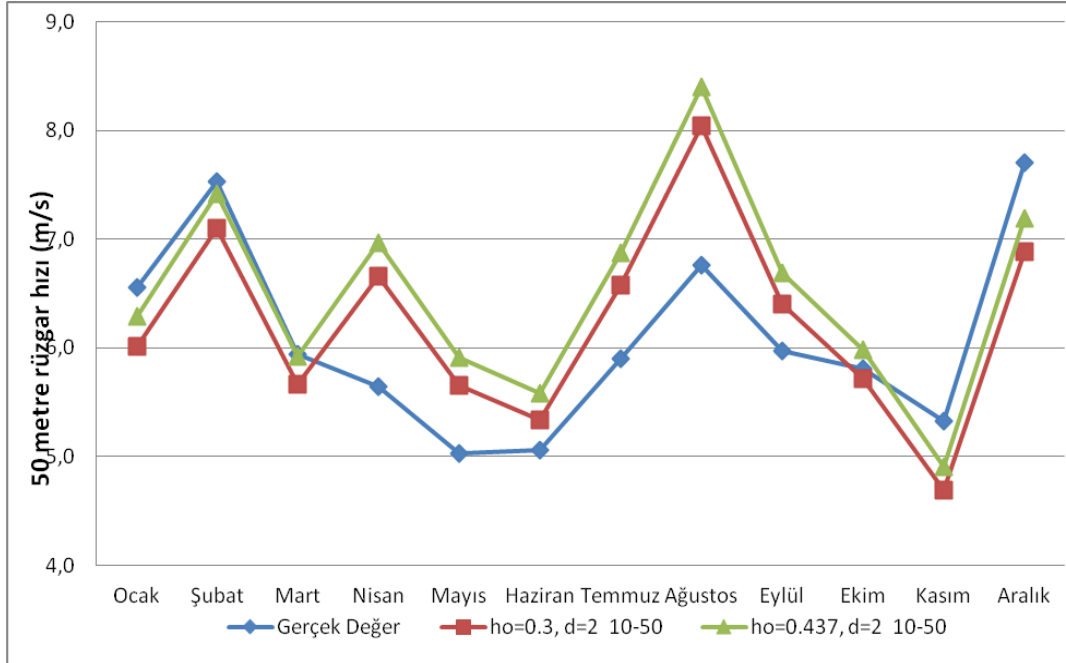
d: Yer değiştirme yüksekliği

Yer değiştirme yüksekliği diye tabir edilen bu kavram genellikle ölçüm yapılan sahadaki ağaç yüksekliklerinin 2/3'ü olarak alınır [17]. Bölgenin karakteristik özellikleri ve daha önce Hellman katsayısı (α) ve yüzey pürüzlülük yüksekliği (h_0) seçimi ile paralellik göstermesi açısından bölgedeki rüzgarı engelleyici özellikteki ağaç ve yükseltelerin ortalama yüksekliği 3 metre seçilmiş ve buna göre yer değiştirme yüksekliği $d=2$ metre olarak alınmıştır. Buna göre 50 metredeki rüzgar yüksekliği 6,23 m/s hesaplanmıştır.

Aynı yükseklikte bölge için daha önce hesaplanmış olan yüzey pürüzlülük yüksekliği (h_0) 0,436 değeri kullanıldığında ise 50 metredeki rüzgar hızı 6,51 m/s olacaktır. Uygulanan yöntemlerin ve gerçek değerlerin aylara göre değişimi Şekil 4.14'de verilmiştir. Bu değerler için elde edilen hata oranları ve güç yoğunluğu değerleri de Çizelge 4.9'da listelenmiştir.

Çizelge 4.9 : Modifiye Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
h_o=0,3 d=2 (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,23	6,23
	Ortalama Hata (%)	2,1	6,1
	Mutlak Hata (%)	2,1	22,6
	Karesel Ort. Hata	-	2,4
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	148,1	268,2
h_o=0,436 d=2 (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,51	6,51
	Ortalama Hata (%)	6,7	10,9
	Mutlak Hata (%)	6,7	24,3
	Karesel Ort. Hata	-	2,7
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	169,0	306,4



Şekil 4.14 : Modifiye Logaritmik Güç Kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.5 Reed metodu

Logaritmik güç kanunu üzerinde yapılacak değişikliklerle bölgenin özelliklerine uygun olacak farklı ampirik bağıntılar da geliştirilebilir. Bu çalışma kapsamında bölge özelliklerine uygun olan farklı yöntemlerden de bahsedilerek bu bağıntılar ile 50 metredeki rüzgar hızları hesaplanmıştır. Reed, sadece hesap yükseklikleri ile değişen bir bağıntı tanımlamıştır [21-22]. Denklem 4.12 ile verilen formüldeki α ve β

değerleri ölçüm yükseklikleri için belirlenen bağımlı değişkenlerdir ve (4.13) ile (4.14) formülleri kullanılarak tanımlanmışlardır.

$$V_2 = \alpha \cdot V_1^\beta \quad (4.13)$$

$$\alpha = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{0,2796+0,03265 \cdot \ln h_1} \quad (4.14)$$

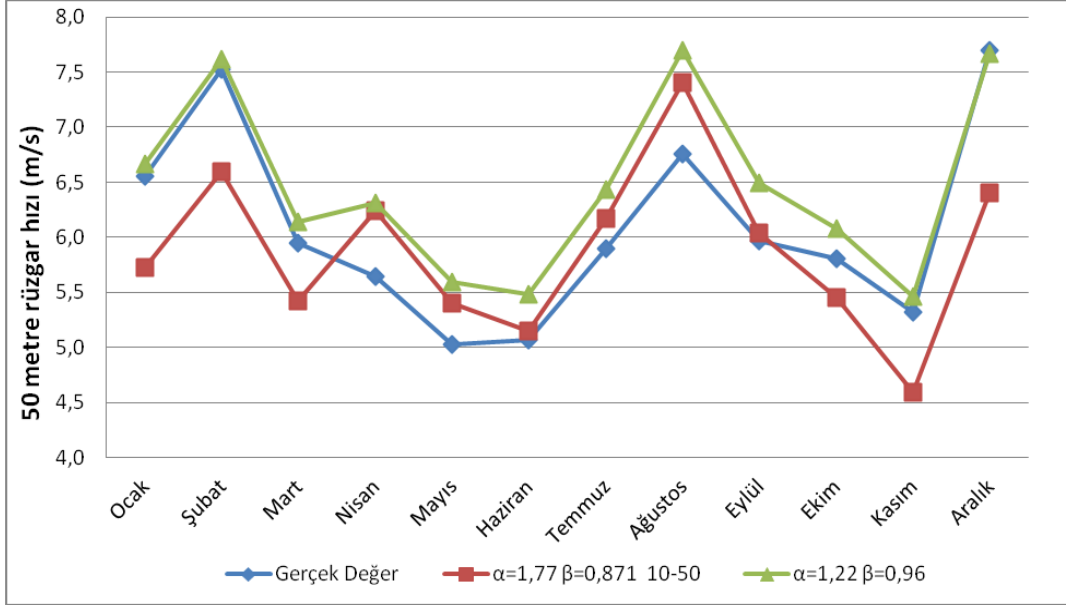
$$\beta = 0,90169 + (0,10528 \cdot \ln h_1) - (0,05502 \cdot \ln h_2) - (0,006424 \cdot \ln h_1 \cdot \ln h_2) \quad (4.15)$$

Reed'in sadece istenen hesap yükseklikleri ile değişen ampirik bağıntısı ile 50 metredeki rüzgar hızı 10 metreden 50 metreye ve daha sonra 30 metreden 50 metreye yükseltilecek şekilde; 10 ve 50 metre için $\alpha=1,77$ ve $\beta=0,87$, 50 metredeki rüzgar hızı da 5,96 m/s; 30 ve 50 metre için ise; $\alpha=1,22$ ve $\beta=0,96$; 50 metredeki rüzgar hızı da 6,49 m/s olarak hesaplanmıştır. Her iki analiz ile elde edilen sonuçlarda Çizelge 4.10'da gösterilmiştir.

Çizelge 4.10 : Reed metodu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
$\alpha=1,77$ $\beta=0,871$ (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	5,96	5,88
	Ortalama Hata (%)	-2,3	3,1
	Mutlak Hata (%)	2,3	21,4
	Karesel Ort. Hata	-	2,2
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	129,7	199
$\alpha=1,22$ $\beta=0,96$ (30-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,49	6,47
	Ortalama Hata (%)	6,4	9,1
	Mutlak Hata (%)	6,4	13,3
	Karesel Ort. Hata	-	0,7
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	167,4	273,9

Reed metodu ile yapılan hesaplamalar sonucunda 10 metreden 50 metreye yapılan yükseltme için daha iyi sonuçlar elde edilmiştir. Anlık değer analizinde hata oranı %3 iken, 30 metreden yapılan yükseltmede bu hata %9'a çıkmaktadır. Şekil 4.15'de gerçek değer ile uygulanan yöntemler ile elde edilen 50 metre hız değerlerinin aylara göre değişimi gösterilmiştir.



Şekil 4.15 : Reed metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.6 Mikhail'in logaritmik metodu

Mikhail'in Amerika'nın farklı yörelerinde daha düşük ve yüksek mesafelerde gerçekleşme olasılığı aynı olan rüzgar hızlarına göre logaritmik güç kanununu yüzey pürüzlülüğünden bağımsız olacak şekilde düzenlenmesi ile bu yöntem ortaya çıkmıştır [21-23]. Denklem 4.15 ile sadece referans yükseklik kullanılarak, bölgenin yükseltme katsayısının hesaplanması mümkün olmaktadır. Denklem 4.16 ve 4.17'de a ve b katsayıları referans yüksekliğe bağlı olarak tanımlanmıştır.

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha \Rightarrow \alpha = a + b \cdot \ln(V_{h1}) \quad (4.16)$$

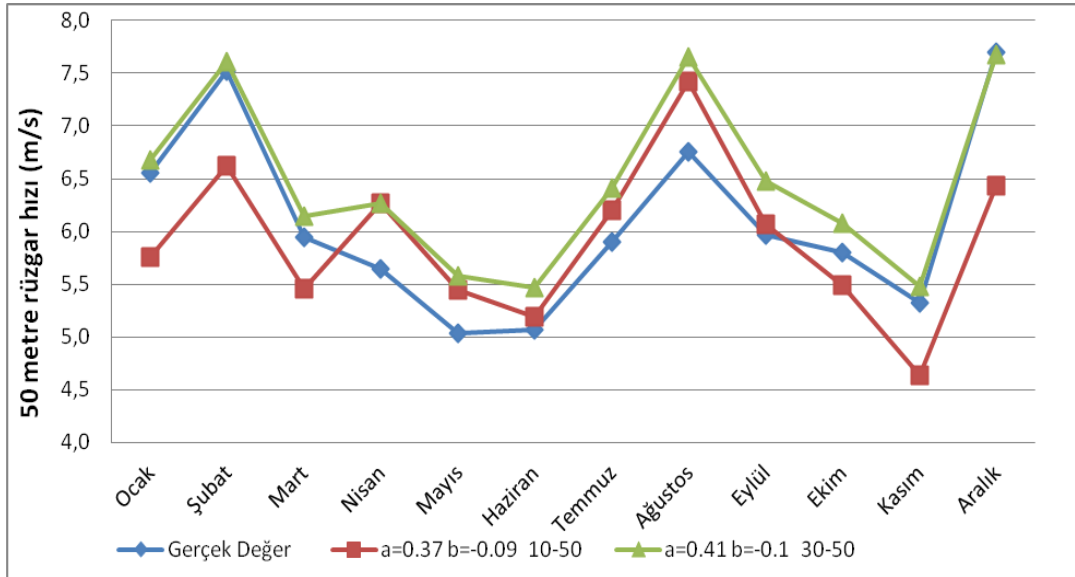
$$a = \frac{0,37}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)} \quad (4.17)$$

$$b = \frac{-0,088}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)} \quad (4.18)$$

Referans yüksekliğin sırasıyla 10 metre ve 30 metre alınması ile yöntem uygulanmış, 10 metre için yükseltme katsayısı $\alpha=0.26$, 30 metre için $\alpha=0.23$ olarak hesaplanmıştır. Bu yükseltme katsayılarının uygulanmasıyla elde edilen 50 metre hızları ve hata analizleri Çizelge 4.11'de gösterilmiştir. Bu yöntemde de Reed metodunda olduğu gibi 10 metreden yapılan yükseltme için daha az hata ile sonuca ulaşılmıştır.

Çizelge 4.11 : Mikhail'in logaritmik metodu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
a=0,37 b=-0,09 (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,12	5,92
	Ortalama Hata (%)	0,3	4,0
	Mutlak Hata (%)	0,3	21,6
	Karesel Ort. Hata	-	2,1
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	140,4	200,2
a=0,41 b=-0,1 (30-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,43	6,46
	Ortalama Hata (%)	5,4	9,0
	Mutlak Hata (%)	5,4	13,1
	Karesel Ort. Hata	-	0,7
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	162,8	271,8



Şekil 4.16 : Mikhail'in logaritmik metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

Şekil 4.16'da 50 metre rüzgar hızı için hesaplanmış olan değerler ile gerçek değerlerin aylara göre değişimi verilmiştir. Kış aylarında gerçek değere oldukça yakın değişim gösteren 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltme hesaplarında Mart ayından sonra büyük sapmalar görülmüştür.

4.2.7 Mikhail&Justus logaritmik metodu

Logaritmik güç kanunu ile istenen yükseklikte rüzgar hızını hesaplayan ampirik bir başka formül Mikhail ve Justus tarafından ortaya konmuştur [21]. Bu yöntemde

referans yüksekliğin yanında, ikinci hesap yüksekliği ile geometrik ortalaması formüle dahil edilmiştir.

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \text{ olmak üzere;}$$

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{\bar{h}}{h_0}\right)} - \left(\frac{0,0881}{1 - 0,0881 - \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)}\right) \cdot \ln\left(\frac{V_1}{6}\right) \quad (4.19)$$

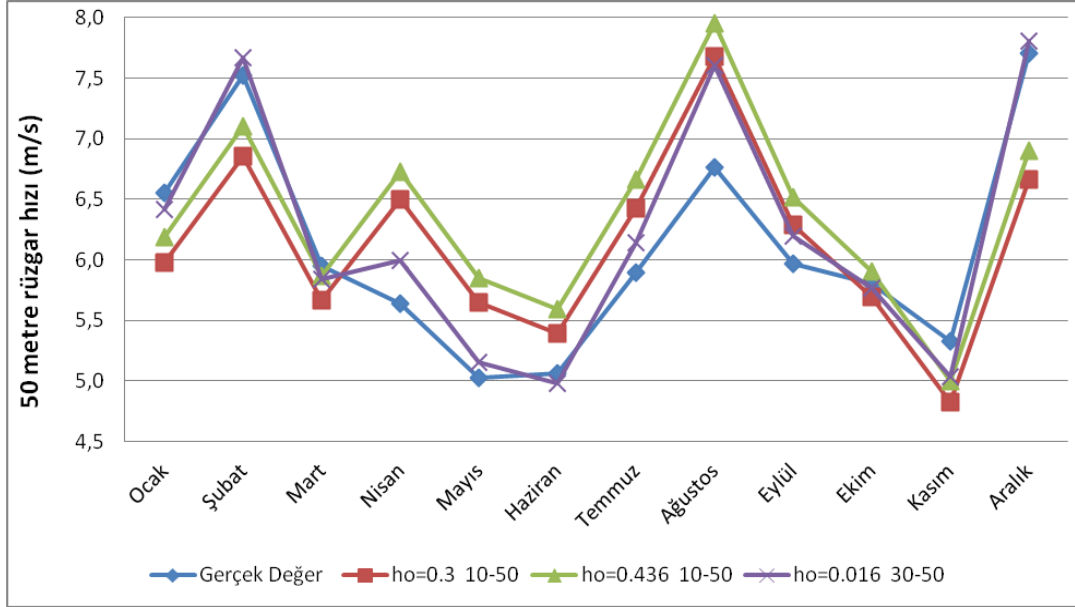
$$\bar{h} = \sqrt{h_1 \cdot h_2} \quad (4.20)$$

Çizelge 4.12 : Mikhail'&Justus Logaritmik metodu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
h₀=0,3 ħ=22,4 (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,32	6,13
	Ortalama Hata (%)	3,6	8,1
	Mutlak Hata (%)	3,6	22,6
	Karesel Ort. Hata	-	2,1
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	154,6	220,1
h₀=0,436 ħ=22,4 (10-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,53	6,36
	Ortalama Hata (%)	7,0	12,0
	Mutlak Hata (%)	7,0	23,9
	Karesel Ort. Hata	-	2,2
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	170,5	244,8
h₀=0,016 ħ=38,7 (30-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	5,86	6,22
	Ortalama Hata (%)	-4,0	-1,2
	Mutlak Hata (%)	4,0	14,8
	Karesel Ort. Hata	-	1,1
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	123,3	321,9

50 metrede rüzgar hızının hesaplanabilmesi için öncelikle bölge özelliklerine uygun olduğu düşünülerek Çizelge 4.7'den seçimi yapılmış olan h₀=0,3 değerini kullanarak 10 metreden 50 metreye yükseltme hesapları gerçekleştirilmiş, daha sonra bölgeye özel belirlenmiş olan pürüzlülük uzunlukları kullanılarak 50 metredeki rüzgar hızları hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar Çizelge 4.12'de gösterilmiştir. Buna göre en az hata ile hesaplama 30 metreden 50 metreye yapılan tahminlerde elde edilmiştir. Genel ortalama analiz sonuçları, anlık değer analizine göre daha iyi sonuçlar vermiştir.

Şekil 4.17'de gerçek değer ile kullanılan yöntemler sonucunda elde edilen 50 metre hızlarının aylara göre değişimi verilmiştir. 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltme sonuçlarının gerçek değer ile büyük oranda örtüştüğü de aylara göre sonuçlar incelendiğinde ortaya çıkmaktadır.



Şekil 4.17 : Mikhail&Justus Logaritmik Metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.8 Spera&Richards metodu

Mikhail'in yaptığı çalışmalara benzer olarak Amerika'nın pek çok farklı bölgesinde yapılan incelemeler neticesinde elde edilen bu yöntem, yüzey pürüzlülük yüksekliği ve referans yükseklik kullanılarak tanımlanmıştır [24]. Bu yöntem NASA'nın Lewis Araştırma Merkezi'nde büyük ölçekli rüzgar türbinlerinin dizaynı için de kullanılmaktadır.

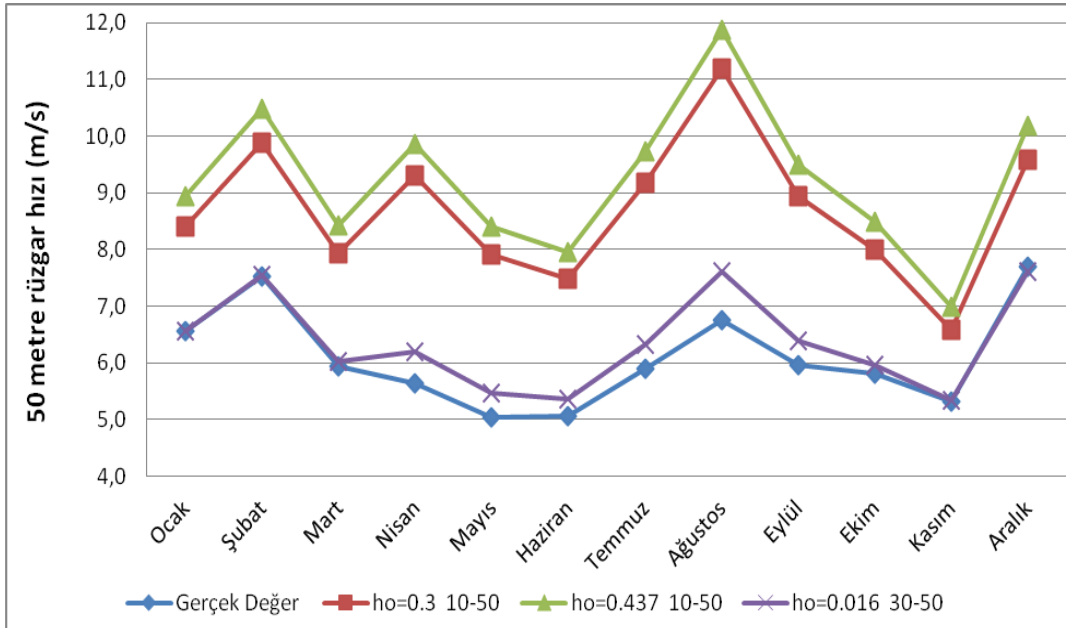
$$\alpha = \left(\frac{h_o}{h_r}\right)^{0.2} \cdot [1 - 0.55 \log(V_r)] \quad (4.21)$$

Hesaplamalarda referans yükseklik olarak en düşük ölçüm mesafesi olan 10 metre ve 30 metre kullanılmış ve logaritmik güç kanunu hesaplamaları sırasında bölge için tanımlanmış olan h_o yüzey pürüzlülük yüksekliği değerleri yardımıyla hesaplamalar gerçekleştirilmiştir ve hesap sonuçları Çizelge 4.13'de listelenmiştir. NASA'nın kullanım amacına paralel olarak en yüksek ölçüm mesafesi olan 30-50 metre arasında, 10 metreden yapılan yükseltmelere göre çok daha iyi sonuçlar elde edilmiştir.

Çizelge 4.13 : Spera&Richards metodu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
(10-50) h_o=0,3	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,86	8,70
	Ortalama Hata (%)	12,5	48,8
	Mutlak Hata (%)	12,5	50,5
	Karesel Ort. Hata	-	11,4
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	198,0	716,6
(10-50) h_o=0,436	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	7,15	9,23
	Ortalama Hata (%)	17,2	58,0
	Mutlak Hata (%)	17,2	59
	Karesel Ort. Hata	-	15,4
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	224,2	856
(30-50) h_o=0,016	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,11	6,37
	Ortalama Hata (%)	0,1	6,5
	Mutlak Hata (%)	0,1	12,3
	Karesel Ort. Hata	-	0,7
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	139,4	270,5

Şekil 4.18'de kullanılan yöntemlerin aylara göre dağılımı incelendiğinde, 10 metreden yapılan yükseltme hesaplamaların büyük oranda hatalı sonuç verdiği daha net göze çarpmaktadır. Bu nedenle Spera&Richards metodunun düşük mesafelerde yapılan ölçümler için yetersiz olduğu sonucuna ulaşılmıştır.



Şekil 4.18 : Spera&Richards metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.9 Eksponansiyel güç metodu

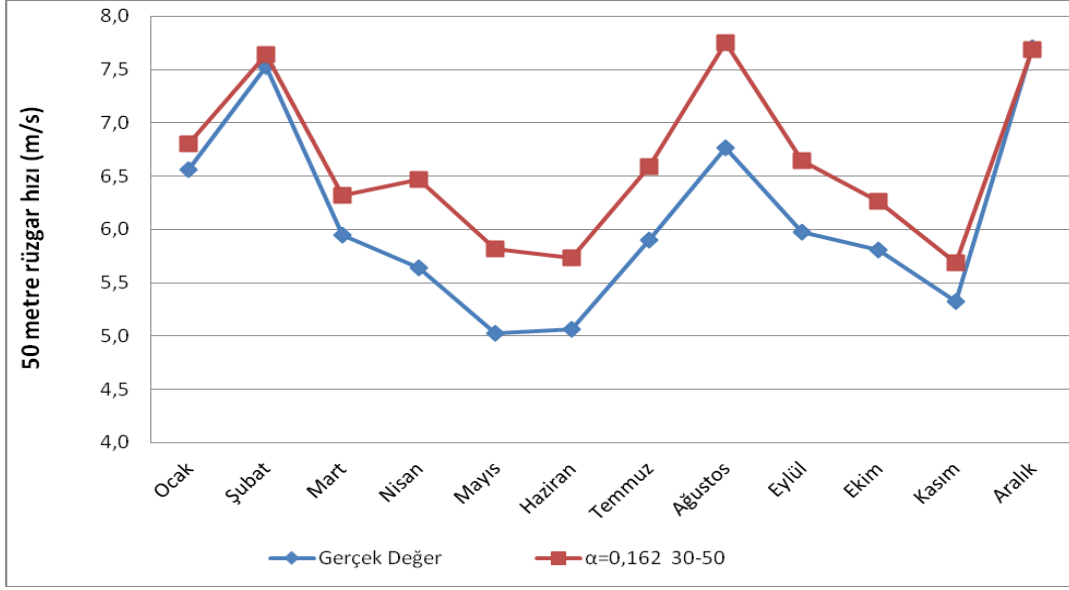
M.Hussain tarafından Bangladeş ve Hindistan'da farklı tipte bölgelerde düşük yüksekliklerde yapılan çalışmalar neticesinde güç yasası ve 1/7 güç yasası yöntemlerinin uygulanması ile elde edilen sonuçlar kullanılarak bu yöntem ortaya konmuştur [25]. Deniz seviyesine yakın yüksekliklerde ve düz bölgelerde yapılan çalışmalar ile daha kompleks çevresel özelliklere sahip olan yerler birbirinden ayrılarak farklı ampirik bağıntılar elde edilmiştir. Bölge özelliklerine daha uygun olan Denklem (4.21) ile analizler gerçekleştirilmiştir. 30 metreden 50 metreye yapılacak yükseltme için Hellman yükseltme katsayısı 0,162 olarak elde edilmiştir. Bu değer kullanılarak 50 metrede rüzgar hızı hesaplandığında elde edilen sonuçlarda Çizelge 4.14'de gösterilmiştir. Genel ortalama analiz için gerçeğe oldukça yakın değerler elde edilse de, anlık değer analizinde oldukça yüksek oranda hata ortaya çıkmaktadır.

$$\alpha = 0,43 \cdot e^{-0,19 \cdot V} \quad (4.22)$$

Çizelge 4.14 : Eksponansiyel Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
$\alpha=0,162$ (30-50)	V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,21	6,62
	Ortalama Hata (%)	1,8	14,5
	Mutlak Hata (%)	1,8	17,2
	Karesel Ort. Hata	-	0,9
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	146,5	265,3

Anlık değer analizi ile ortaya çıkan yüksek hata değerleri Şekil 4.19'da aylara göre gerçek hız ile yapılan karşılaştırmada da açıkça görülmektedir. Kasım-Şubat ayları arasında hesaplar gerçek değere yaklaşırken, daha sonra büyük hatalar ortaya çıkmaktadır.



Şekil 4.19 : Eksponansiyel Güç Metodu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.10 Alternatif logaritmik güç kanunu

Rüzgarın yatayda değişimi düşeydeki değişime oranla daha azdır bu yüzden yataydaki değişim ihmal edilip düşeydeki değişim hesaplanmalıdır. Atmosferin yeryüzü ile temas halinde olan tabakası “Atmosferik Sınır Tabaka” olarak adlandırılır. Bu tabakanın yüksekliği atmosferik şartlara bağlı olarak değişir. Açık yaz günlerinde atmosferik sınır tabaka 2 km yükseklikte olabilirken, rüzgârsız gece şartlarında 100 metreye kadar inebilir. Sınır tabakanın derinliğinin %10'luk en aşağıda kalan kısmına ise yüzey tabaka denir. Düzgün ve hemen hemen homojen bir arazide, yüksek rüzgâr şiddetlerinde rüzgâr profilini belirlemek için Denklem 4.22 ile ifade edilen logaritmik rüzgar kanunu da kullanılabilir [26].

$$V(h) = \frac{u_*}{k} \cdot \ln\left(\frac{h}{h_0}\right) \quad (4.23)$$

u_* : Rüzgar sürtünme hızı (m/s)

k : Von-Karman sabiti

10 metredeki rüzgar hızı, bölgenin pürüzlülük yüksekliği ve Von Karman sabit değeri yerine konulduğunda bölgenin yükseklik faktörü hesaplanabilir. Daha sonra istenen yükseklikte rüzgar hızı, bilinenler yardımı ile hesaplanır. Sürtünme hızı (4.23) denkleminde görüldüğü gibi yüzey gerilmesine ve havanın yoğunluğuna bağlıdır.

$$u_* = \sqrt{\frac{\tau}{\rho}} \quad (4.24)$$

h yüksekliğinin 30-40 km`yi aşması durumunda logaritmik profilden sapma olabilir. Bu durumda yüzey pürüzlülüğü yüzey karakteristiklerinde olduğu gibi yüzey ısı akısının da fonksiyonu olur. Gece boyunca yer yüzeyinin soğuması nedeniyle, rüzgar profili yükseklikle hızlı bir şekilde artar. Gündüz koşullarında ise ısınan yer yüzeyi türbülansını artırır ve rüzgar profili yükseklikle yaklaşık olarak sabit olur. Benzerlik teorisine göre logaritmik hız profili daha genel olarak;

$$V(h) = \frac{u_*}{k} \cdot \left[\ln\left(\frac{h}{h_0}\right) \cdot \psi\left(\frac{h}{L}\right) \right] \quad (4.25)$$

şeklinde ifade edilir. Burada L; Monin-Obukhov uzunluğunu gösterir. Monin-Obukhov uzunluğu da şu şekilde tanımlanır.

$$L = \frac{T_0 \cdot c_p \cdot u_*^3}{k \cdot g \cdot H_0} \quad (4.26)$$

T₀: Mutlak yüzey sıcaklığı (K)

c_p: Sabit basınçta özgül ısı (J/g.K)

g: Yer çekimi ivmesi (m/s²)

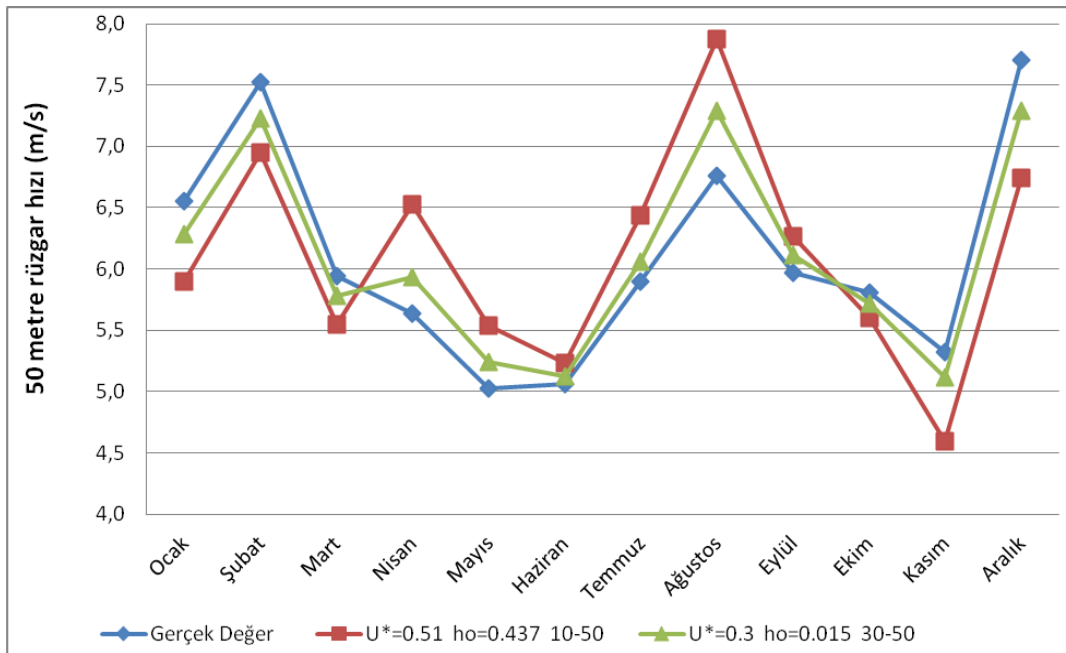
H₀: Yüzeydeki ısı akısı (W/m²)

Rüzgar profilini belirlemek için Denklem (4.22) ile ifade edilmiş olan alternatif logaritmik rüzgar kanunu bölgenin yüzey pürüzlülük yüksekliği belirlendiği için kullanılabilir. Bunun için öncelikle bölgenin rüzgar hızı yükseklik faktörü (U*) 0,52 olarak tespit edilmiş ve 50 metredeki rüzgar hızı 6,1 m/s olarak hesaplanmıştır. Genel ortalama analiz için Çizelge 4.15'de görüldüğü gibi 50 metredeki ortalama rüzgar hızı çok küçük hata ile hesaplanmıştır.

Çizelge 4.15 : Alternatif Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.

		Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
U*=0,51 ho=0,437 (10-50)	V50m Rüzgar Hızı (m/s)	6,102	6,102
	Ortalama Hata (%)	0,02	3,9
	Mutlak Hata (%)	0,02	22
	Karesel Ort. Hata	-	2,3
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	139,2	252,1
U*=0,3 ho=0,015 (30-50)	V50m Rüzgar Hızı (m/s)	6,099	6,099
	Ortalama Hata (%)	-0,03	2,0
	Mutlak Hata (%)	0,03	11,5
	Karesel Ort. Hata	-	0,6
	Güç Yoğunluğu (W/m²)	139,0	238,3

50 metreye iki farklı referans yükseklikten yapılan ekstrapolasyonlar sonucunda elde edilen yıllık hız grafikleri Şekil 4.20'de verilmiştir.



Şekil 4.20 : Alternatif Logaritmik Güç Kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.11 Basitleştirilmiş alternatif logaritmik güç kanunu

Rüzgar hızı ekstrapolasyon yöntemlerinde kullanılan Hellman katsayısı (α) ve rüzgar sürtünme hızı (u_*) değerleri karşılaştırıldığında rüzgar sürtünme hızında ortaya çıkan dalgalanmaların daha az olduğu görülmüştür [24]. Bu sebeple hesap yapılan mesafeler için yüzey pürüzlülük yüksekliği ve Hellman katsayısından bağımsız,

rüzgar sürtünme hızını kapsayacak şekilde Denklem 4.22'nin düzenlenmesiyle Denklem 4.26'da verilmiş olan basitleştirilmiş alternatif logaritmik güç yöntemi tanımlanmıştır.

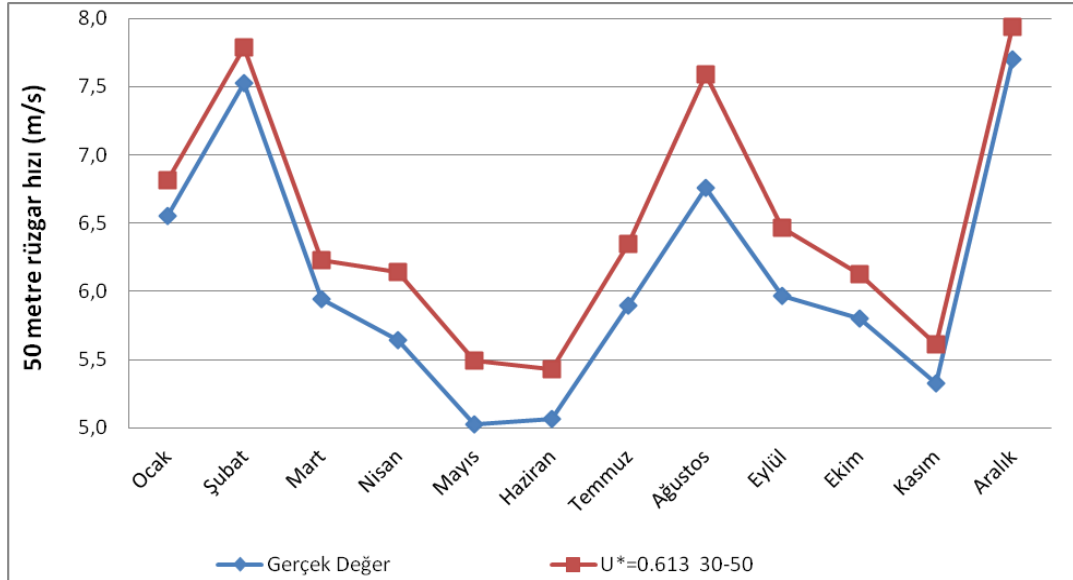
$$V_2 - V_1 = \frac{u_*}{k} \cdot \ln \left(\frac{h_2}{h_1} \right) \quad (4.27)$$

10 ve 30 metre rüzgar hızları kullanılarak her bir 10 dakikalık süre için rüzgarın sürtünme hızı hesaplanmış, bu değer 50 metredeki rüzgar hızının bulunması için kullanılmıştır. 50 metrede hesaplanmış olan rüzgar hızı ve hata analizleri de Çizelge 4.16'da verilmiştir.

Çizelge 4.16 : Basitleştirilmiş Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,50	6,50
Ortalama Hata (%)	6,51	8,0
Mutlak Hata (%)	6,51	12,3
Karesel Ort. Hata	-	0,7
Güç Yoğunluğu (W/m²)	168,1	291,2

30 metreden 50 metreye yapılan ekstrapolasyon ile elde edilen aylık hız dağılım grafiği ile gerçek değerlerin değişimi Şekil 4.21'de verilmiştir.



Şekil 4.21 : Basitleştirilmiş Alternatif Logaritmik Güç Kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.2.12 Hibrit alternatif logaritmik güç kanunu

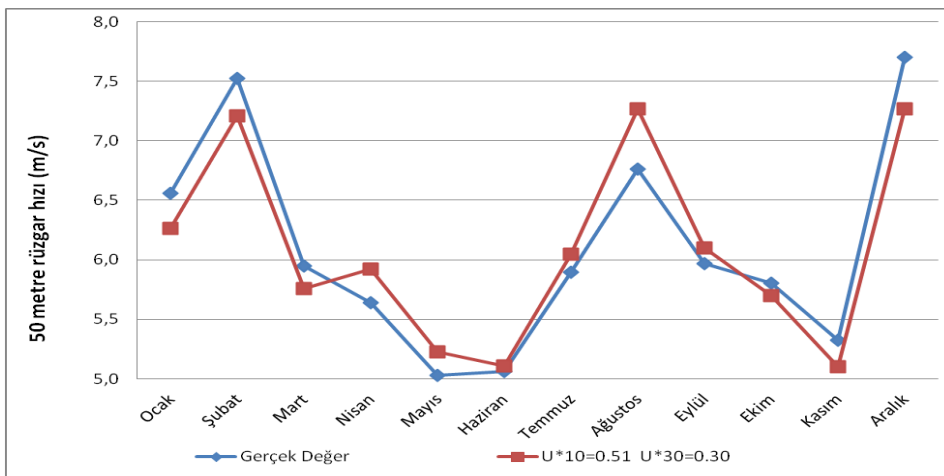
Alternatif logaritmik güç kanunu ile 10 metre ya da 30 metre için istenen yükseklikteki rüzgarın sürtünme hızı hesaplanarak 50 metredeki rüzgar hızına ulaşılmıştır. Hibrit yöntemde ise hem 10 metre hem de 30 metre yükseklikteki rüzgar sürtünme hızları kullanılarak 50 metredeki rüzgar hızına ulaşılabacaktır [27]. Bunun için öncelikle (4.22) eşitliği ile 30 metredeki rüzgar sürtünme hızı U_{*30m} 0,3 m/s olarak hesaplanmıştır.

$$h_0 = \frac{h_{30m} - h_{10m}}{\exp\left(\frac{k \cdot V_{30m}}{u_{*30m}}\right) - \exp\left(\frac{k \cdot V_{10m}}{u_{*10m}}\right)} \quad (4.28)$$

Denklem (4.27) ile de hibrit yüzey pürüzlülük yüksekliği h_0 $9,92 \times 10^{-3}$ olarak hesaplanır. Logaritmik güç kanunu formülünde verilmiş olan Denklem 4.7 yardımıyla 50 metredeki rüzgar hızı için 6,08 m/s sonucuna ulaşılmıştır. Hesaplanan değerler ile bu değerlerin aylara göre değişimleri Çizelge 4.17'de listelenmiştir, aylık hız dağılım grafiği ile gerçek değerlerin değişimi Şekil 4.22'de gösterilmiştir.

Çizelge 4.17 : Hibrit Alternatif Logaritmik Güç Kanunu ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Aylık Değer Analizi (ADA)
V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,08	6,08
Ortalama Hata (%)	-0,3	1,6
Mutlak Hata (%)	0,3	11,5
Karesel Ort. Hata	-	0,6
Güç Yoğunluğu (W/m²)	137,7	236,1



Şekil 4.22 : Hibrit Alternatif Logaritmik Güç Kanunu hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

4.3 Rüzgar Profilini Belirlemede En Küçük Kareler Metodunun Uygulanması

10,30 ve 50 metre yükseklikleri için 1 yıl süreyle 10 dakikalık rüzgar verilerinin bilinmesi, dinamik metotların uygulanabilmesini de sağlar. Bu amaçla yukarıda yöntemlere göre anlık değer analizleri gerçekleştirilmiş 50 metrede rüzgar hızı değerleri hesaplanmıştır. Bu yöntemlerin yanında yine anlık veriler kullanılarak gerçekleştirilebilecek farklı analizler mevcuttur. En küçük kareler yöntemi, birbirine bağlı olarak değişen iki fiziksel büyüklük arasındaki matematiksel bağlantıyı mümkün olduğunca gerçeğe uygun bir denklem olarak yazmak için kullanılır. Bu bölümde anlık değer analizi ile tüm veri seti kullanılarak çalışmalar gerçekleştirilecektir.

4.3.1 EKK Güç metodu

Bu yöntem ikiden fazla ölçüm verisine sahip olunması durumunda uygulanabilir. Her 10 dakikalık veri için anlık Hellman yükseltme katsayısı hesaplanabilir ve güç yasası yardımıyla 50 metredeki rüzgar hızına ulaşılır. Formülde verilmiş olan referans yükseklik 10 metre olarak seçilmiş, 30 ve 50 metre ölçümleri kullanılarak hesaplar gerçekleştirilmiştir [28]. İki farklı analiz ile elde edilen hesapların sonuçları Çizelge 4.18'de verilmiştir.

$$\alpha^{LS} = \frac{\sum_{i=1}^N \ln \left(\frac{V_i}{V_R} \right) \cdot \ln \left(\frac{h_i}{h_r} \right)}{\sum_{i=1}^N \ln \left(\frac{h_i}{h_r} \right)^2} \quad (4.29)$$

Çizelge 4.18 : EKK Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,63	6,63
Ortalama Hata (%)	8,7	9,8
Mutlak Hata (%)	8,7	11,9
Karesel Ort. Hata	-	0,7
Güç Yoğunluğu (W/m²)	178,5	313,5

4.3.2 EKK Optimum hesaplama metodu

Bu yöntem de ikiden fazla yükseklik için ölçüm verilerine sahip olunması durumunda uygulanabilir. Yöntemde referans yükseklik ile ölçüm yükseklikleri arasındaki mesafe arttıkça belirsizlik ve hatalı tahmin yapma olasılığı artacaktır. Her 10 dakikalık periyot için 10, 30 ve 50 metre yüksekliğinde alınmış olan rüzgar hızı ölçüm değerleri kullanılarak Hellman yükseltme katsayısı belirlenerek rüzgar hızı hesaplanabilir [29].

$$\alpha_i = \frac{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij}) \cdot \ln(h_j) - \sum_{j=1}^M \ln(h_j) \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij})}{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(h_j)^2 - (\sum_{j=1}^M \ln(h_j))^2} \quad (4.30)$$

$$V_{50m} = V_r \cdot \left(\frac{h_{50}}{h_r}\right)^\alpha$$

Çizelge 4.19 : EKK Optimum Hesaplama Metodu ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
V _{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,21	6,19
Ortalama Hata (%)	1,8	1,7
Mutlak Hata (%)	1,8	2,2
Karesel Ort. Hata	-	0,025
Güç Yoğunluğu (W/m ²)	146,7	260,9

Çizelge 4.19'da görüldüğü gibi gerek genel ortalama gerekse anlık değer analizinde 50 metredeki rüzgar hızı değeri güç metoduna göre oldukça az hata ile tespit edilmiştir.

4.3.3 İki parametrelili logaritmik güç metodu

Bölgenin yüzey etkilerinden bağımsız, sadece ölçüm yükseklikleri kullanılarak elde edilen hesap yöntemidir [28].

$$V(h) = A + B \cdot \ln(h) \quad (4.31)$$

$$B = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^N [V_i \cdot \ln(h_i)] - \sum_{i=1}^N V_i \cdot \sum_{i=1}^N \ln(h_i)}{N \cdot \sum_{i=1}^N [\ln(h_i)^2] - (\sum_{i=1}^N \ln(h_i))^2} \quad (4.32)$$

$$A = \frac{\sum_{i=1}^N V_i - B \cdot \sum_{i=1}^N \ln(h_i)}{N} \quad (4.33)$$

Çizelge 4.20 : EKK İki Parametrelili Log. Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	6,22	6,22
Ortalama Hata (%)	2,0	2,4
Mutlak Hata (%)	2,0	3,7
Karesel Ort. Hata	-	0,06
Güç Yoğunluğu (W/m²)	147,4	260,7

Çizelge 4.20'de verilen sonuçlar incelenecek olursa iki parametrelili logaritmik güç metodunda da optimum hesaplama metodunda olduğu gibi 50 metre rüzgar hızı yaklaşık olarak %2'lik bir hata ile hesaplanmıştır.

4.3.4 EKK Zorlanmış lineer güç metodu

Yüzey etkilerinin çok fazla etkili olduğu durumlarda ifadelerde düzenlemeler ve modifikasyonlar gerçekleştirilebilir. Çevre etkilerinin rüzgar profiline etkileri belirli bir yüksekliğe kadar olacaktır, ancak özellikle bu çalışmada olduğu gibi düşük yüksekliklerde alınan ölçümler ile daha yükseğe yapılan ekstrapolasyonlar için topografik etkilerinde hesap içinde değerlendirilmesi gerekir.

Bu yöntem aşağıdaki koşulların gerçekleşmesi halinde uygulanır [28].

$$\gamma_1 = \frac{V_2 - V_1}{h_2 - h_1} \geq 5 \times 10^{-2} \quad (4.34)$$

$$-1 \leq \gamma_2 = \frac{V_3 - V_2}{h_3 - h_2} \geq 2 \times 10^{-2} \quad (4.35)$$

Şartların sağlanması halinde modifiye edilmiş 50 metre hızı şu şekilde hesaplanabilir;

$$V_{50m} = E + F \cdot (h - h_r) \quad (4.36)$$

$$E = V_1 = V_R = V_{10m} \quad (4.37)$$

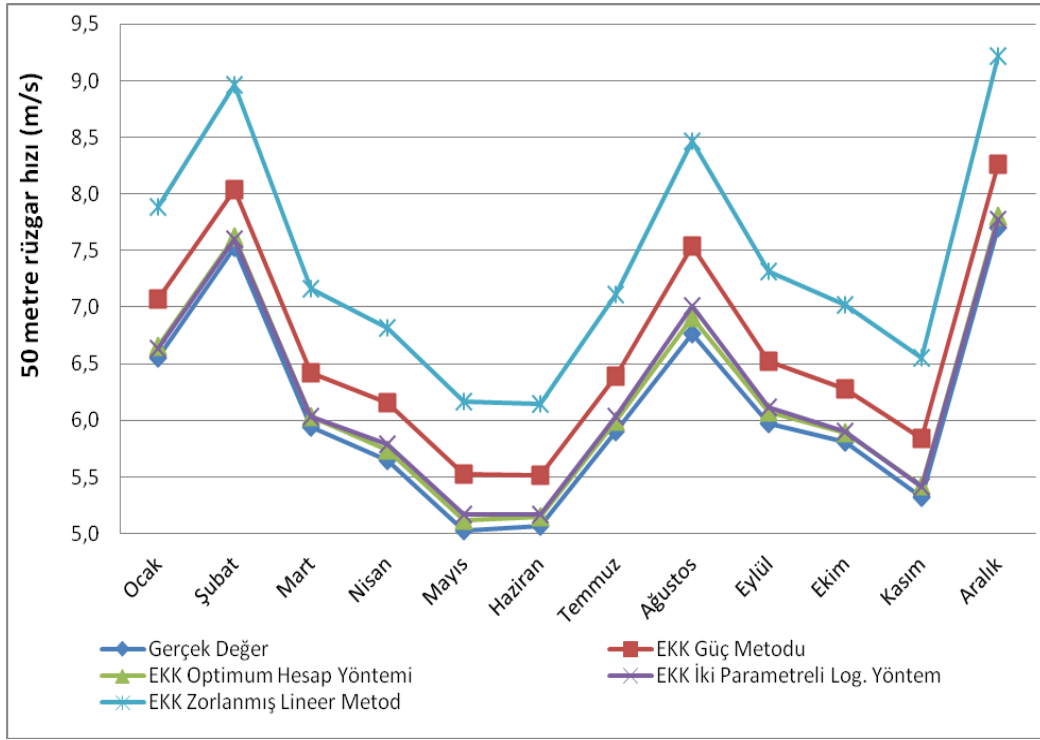
$$F = \gamma_1 \quad (4.38)$$

Çalışma bölgesinin verileri incelendiğinde 10 ve 30 metre için $\gamma_1=0,084$ ve $\gamma_2=0,0193$ olarak hesaplanmıştır. γ_2 değeri için belirtilen koşulların yaklaşık olarak sağlandığı görülerek yöntem uygulanmıştır. Buna göre Çizelge 4.21'de verilen sonuçlar elde edilmiştir.

Çizelge 4.21 : EKK Zorlanmış Lineer Güç Metodu ile yapılan analiz sonuçları.

	Genel Ortalama Analiz (GOA)	Anlık Değer Analizi (ADA)
V_{50m} Rüzgar Hızı (m/s)	7,40	7,40
Ortalama Hata (%)	21,3	22,4
Mutlak Hata (%)	21,3	24,1
Karesel Ort. Hata	-	2,8
Güç Yoğunluğu (W/m²)	248,1	438,4

Şekil 4.23'de en küçük kareler metodunun dört farklı uygulaması ile elde edilen sonuçlar ve gerçek değer tek bir grafikte gösterilmiştir. Buna göre iki parametrelilik güç metodu ve optimum hesap metodu ile yapılan hesaplamaların, diğer iki yöntemle nazaran oldukça başarılı sonuçlar verdiği söylenebilir.



Şekil 4.23 : En Küçük Kareler Metodu uygulamaları hesaplarının gerçek değer ile karşılaştırılması.

5. RÜZGAR TÜRBİNLERİ VE ENERJİ ÜRETİMİ KARŞILAŞTIRMASI

Rüzgar hızının enerji üretimine katkısı küpü oranında etkili olduğundan rüzgar hızının hesaplanmasında yapılacak hatalar enerji üretimine çok daha büyük şekilde etki etmektedir. Bu da santral tasarımı sırasında yapılacak fizibilite çalışmalarında bölgenin rüzgar profilinin kesin olarak belirlenebilmesinin önemini göstermektedir. Bu kısımda Bölüm 4'de gerçekleştirilmiş olan ve farklı yöntemlerle elde edilen göbek yüksekliğindeki rüzgar hızları kullanılarak, uygun türbinler ile bir yıllık süreçte enerji üretimleri hesaplanmış, 50 metre göbek yüksekliğinde ölçülmüş rüzgar verileri kullanılarak hesaplanmış üretim değerleri ile oluşan fark ve bunun enerji üretimine etkisi irdelenmiştir.

Kapasite faktörü (KF), türbin büyüklüğü ve kule yüksekliğinin seçilmesinde en önemli etkidir ve santralin ne kadar verimli kullanıldığını gösteren bir parametredir. Bu değer kurulacak türbinden mevcut rüzgar değerleri ile bir yılda üretilebilecek elektrik enerjisinin, türbin tam gücünde üretilecek enerjiye oranı olarak tanımlanabilir ve rüzgar türbininin enerji performansını ifade eder.

$$KF (\%) = \frac{\text{Yıllık enerji üretimi}}{\text{Nominal Güç} \times 8760} \times 100 \quad (5.1)$$

Kapasite faktörünü türbinin üretime girip çıktığı rüzgar hızları, kullanılan türbin tipi, santralin kurulacağı alanın rüzgar profili etkilemektedir.

5.1 Çalışmada Kullanılan Rüzgar Türbinleri

Bu çalışmada daha önceki bölümlerde de bahsedildiği gibi 10 ve 30 metredeki ölçüm verileri kullanılarak farklı yöntemlerle 50 metredeki rüzgar hızları hesaplanmıştır. Bu bölümde ise hesaplanan her bir yöntem için, farklı türbinler ile yıllık rüzgar enerjisi üretimi değerleri elde edilmiştir. Bu değerlerin, 50 metrede gerçek hız değeri kullanılarak gerçekleştirilen enerji üretim hesaplamalarına göre hata oranları tespit edilmiştir.

Bu çalışma için 50 metre yükseklikte kullanılabilen 7 farklı rüzgar türbini seçilmiş ve kullanılan türbinlerin özellikleri Çizelge 5.1'de listelenmiştir.

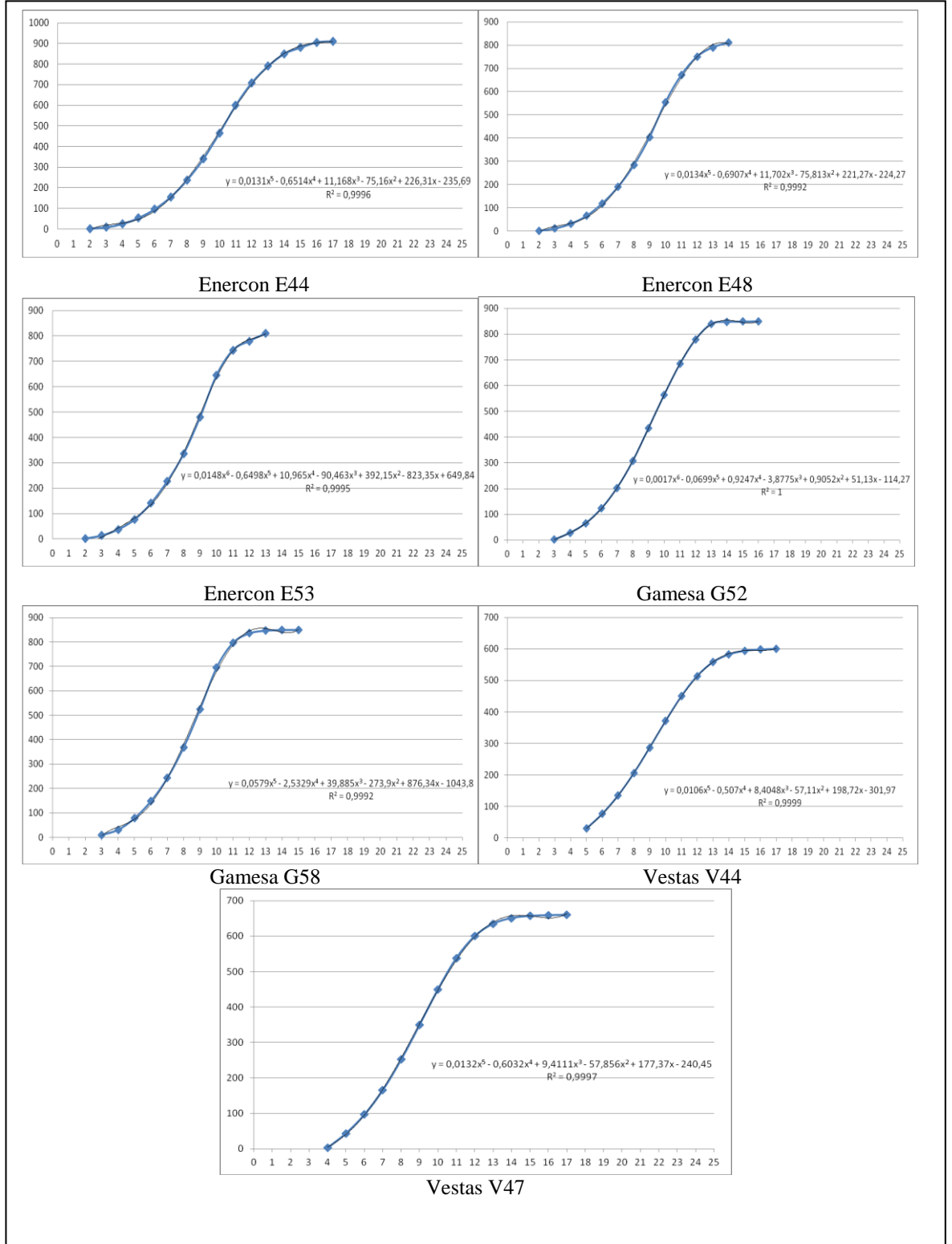
Çizelge 5.1 : Çalışmada kullanılan rüzgar türbinleri ve özellikleri.

Türbin Adı		Nominal Güç (kW)	Devreye Girme Hızı (m/s)	Devreden Çıkma Hızı (m/s)	Nominal Rüzgar Hızı (m/s)	Rotor Göbek Yüksekliği (m)	Rotor Çapı (m)	Süpürme Alanı
T1	Enercon E-44	900	2	25	17	45-55	44	1521
T2	Enercon E-48	800	2	25	16	45-73	48	1810
T3	Enercon E-53	800	2	25	15	50-76	53	2198
T4	Gamesa G-52	850	3	25	16	44-65	52	2214
T5	Gamesa G-58	850	3	25	16	44-74	58	2642
T6	Vestas V-44	600	5	25	17	35-55	44	1521
T7	Vestas V-47	660	4	25	16	40-55	47	1735

Nominal güçleri ve rotor çapları birbirinden farklı olan 3 farklı üreticiye ait 7 farklı rüzgar türbini seçilmiştir. Çalışma aralıkları birbirinden farklı olan bu türbinler için kule yüksekliği olarak 50 metre belirlenmiş olup, enerji üretimi hesaplarında bu yükseklikte ölçülmüş rüzgar hızları ile hesaplanmış olan rüzgar hızları kullanılmıştır.

5.2 Enerji Analizleri

Çizelge 5.1'de verilen türbinlerin eğrilerinin modellenmesi, rüzgar hızı ve güç üretiminin ilişkisi kullanılarak regresyon analizi ile gerçekleştirilmiştir. Her bir türbin için hıza göre güç eğrisini verecek denklemler tanımlanmış ve bu denklemler kullanılarak her 10 dakikalık veri için anlık rüzgar enerjisi üretimi hesabı yapılmıştır. Bu analize göre bağımsız değişken olan rüzgar hızındaki değişime göre güç üretimi değişmektedir. Her bir grafik için tanımlanan denklemler, güç eğrileri ve R^2 katsayıları Şekil 5.1'de verilmiştir. R^2 değerlerinin 1'e oldukça yakın olması belirlenen eğrilerin ve denklemlerin uygun olduğunu göstermektedir. Her bir güç eğrisi için tanımlanan formüller veri setine uygulanmıştır ve her bir türbin için Çizelge 5.2'de görülen yıllık üretim değerleri ve Çizelge 5.3'de verilen kapasite faktörleri elde edilmiştir.



Şekil 5.1 : Çalışmada kullanılan türbinlerin güç eğrileri

Çizelge 5.2 : Her bir yöntem ile türbinler için hesaplanan yıllık enerji üretimleri

Yöntem No	Analiz	Yıllık Enerji Üretimi (MWh)						
		T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
Gerçek Değer		1404	1591	1817	1661	1916	1030	1284
Y1		1820	2035	2307	2133	2443	1354	1657
Y2	Y2a	1426	1628	1867	1700	1970	1055	1310
	Y2b	1597	1794	2036	1868	2149	1164	1433
	Y2c	902	1058	1217	1080	1280	641	814
Y3	Y3a	1336	1524	1741	1579	1837	971	1207
	Y3b	1546	1754	2006	1834	2118	1146	1417
	Y3c	1465	1658	1889	1723	1993	1067	1320
	Y3d	1397	1597	1834	1668	1934	1033	1284
Y4	Y4a	1541	1736	1973	1806	2083	1122	1385
	Y4b	1711	1909	2160	1991	2280	1246	1529
Y5	Y5a	1575	1788	2045	1866	2160	1158	1434
	Y5b	3146	3351	3700	3525	3919	2296	2740
Y6	Y6a	1246	1455	1689	1513	1782	920	1158
	Y6b	1585	1805	2068	1890	2187	1184	1464
Y7	Y7a	1362	1583	1835	1651	1937	1012	1268
	Y7b	1499	1728	1997	1806	2109	1117	1392
	Y7c	1589	1751	1969	1826	2075	1147	1402
Y8	Y8a	3045	3187	3489	3352	3682	2178	2592
	Y8b	3344	3458	3760	3638	3968	2378	2815
	Y8c	1556	1765	2018	1846	2131	1154	1426
Y9		1603	1848	2133	1941	2260	1220	1512
Y10	Y10a	1465	1658	1889	1723	1993	1067	1320
	Y10b	1397	1597	1834	1668	1934	1033	1284
Y11		1635	1846	2105	1933	2226	1216	1497
Y12		1386	1585	1821	1655	1920	1025	1274
Y13		1710	1919	2182	2011	2309	1271	1560
Y14		1456	1647	1880	1722	1984	1071	1326
Y15		1463	1657	1893	1733	1998	1078	1335
Y16		2210	2429	2728	2550	2894	1639	1985

Çizelge 5.3 : Her bir yöntem ile türbinler için hesaplanan kapasite faktörü değerleri

Yöntem No	Analiz	Kapasite Faktörü (%)						
		T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
Gerçek Değer		18	20	23	21	24	13	16
Y1		23	26	29	27	31	17	21
Y2	Y2a	18	21	24	22	25	13	17
	Y2b	20	23	26	24	27	15	18
	Y2c	11	13	15	14	16	8	10
Y3	Y3a	17	19	22	20	23	12	15
	Y3b	20	22	25	23	27	15	18
	Y3c	19	21	24	22	25	14	17
	Y3d	18	20	23	21	25	13	16
Y4	Y4a	46	47	50	49	53	32	38
	Y4b	54	55	59	58	62	38	45
Y5	Y5a	20	23	26	24	27	15	18
	Y5b	40	43	47	45	50	29	35
Y6	Y6a	16	19	21	19	23	12	15
	Y6b	20	23	26	24	28	15	19
Y7	Y7a	17	20	23	21	25	13	16
	Y7b	19	22	25	23	27	14	18
	Y7c	20	22	25	23	26	15	18
Y8	Y8a	39	40	44	43	47	28	33
	Y8b	42	44	48	46	50	30	36
	Y8c	20	22	26	23	27	15	18
Y9		20	23	27	25	29	16	19
Y10	Y10a	19	21	24	22	25	14	17
	Y10b	18	20	23	21	25	13	16
Y11		21	23	27	25	28	15	19
Y12		18	20	23	21	24	13	16
Y13		22	24	28	26	29	16	20
Y14		19	21	24	22	25	14	17
Y15		19	21	24	22	25	14	17
Y16		28	31	35	32	37	21	25

Ölçüm yüksekliğinden rotor göbek yüksekliğine yapılacak rüzgar hızı yükseltme hesaplarının doğruluğunun enerji üretimi için ne derece önemli olduğu Çizelge 5.2 ve 5.3'de listelenen sonuçlar incelendiğinde ortaya çıkmaktadır. 50 metredeki ölçülen rüzgar hızları için yapılan enerji üretim hesaplamaları kullanılan türbinlere göre yıllık 1300-1900 MWh arasında değişmektedir. Yöntemlere göre elde edilen enerji üretimi ve kapasite faktörleri ise çok farklı değerler almaktadır.

Yıllık enerji üretimine en yakın tahminler logaritmik ve alternatif logaritmik güç kanunu ile 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltme hesaplamaları (Y3d ve Y10b), Mikhail&Justus logaritmik metodu ile 10 metreden 50 metreye yapılan yükseltme hesaplamaları (Y7a) ve 10 ve 30 metre ölçümlerinin birlikte kullanılarak 50 metreye yükseltildiği hibrit alternatif logaritmik logaritmik güç kanunu (Y12) ile elde edilmiştir. Bu yöntemler ile bölgeye rüzgar santrallerinin kurulması halinde ortaya çıkacak kapasite faktörleri de gerçeğe oldukça yakın oranlarda tahmin edilmiştir.

Rüzgar hızının yanlış belirlenmesi sonucunda enerji hesaplamalarında büyük oranda farklar ortaya çıkacağı da aynı çizelgelerde görülebilir. Örneğin modifiye logaritmik güç kanunu uygulamaları için gerçekleştirilen enerji üretimi hesaplamaları sonuçları incelenirse (Y4), gerçek rüzgar hızı ile hesaplanan üretim değerlerinin 3 katının üzerinde enerji üretimi ve kapasite faktörü hesaplamalarının gerçekleştirildiği görülür. Benzer şekilde Reed (Y5) ve Spera&Richards (Y8) metodu ile yapılan çalışmalarda gerçek değerlerden oldukça uzak, yıllık 2000 MWh'in üzerinde hatalı tahminler gerçekleştirilir. Bu da bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin ve kapasite faktörünün %100'ün de üzerinde oranlarda hatalı tahmin edilmesi anlamına gelmektedir.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bir bölgenin rüzgar profilini ve enerji potansiyelini belirleyebilmek için alanda farklı noktalarda ve yüksekliklerde ölçümler yapılması gerekir. Bu ölçümler genellikle 10 ve 30 metre gibi yüksekliklerde gerçekleştirilmekte iken günümüzde rüzgar türbini güçlerinin ve rotor göbek yüksekliklerinin artmasına paralel olarak, düşük mesafelerde alınan bu rüzgar hızı verileri, bölgelerin rüzgar profilini ve daha yüksek mesafelerdeki rüzgar potansiyelini anlamak için yetersiz kalmaktadır. Bu sebeple düşük mesafelerde gerçekleştirilen bu rüzgar hızı ölçümleri kullanılarak, en az hata ile rotor göbek yüksekliğinde rüzgar hızının tespit edilebilmesi çeşitli yükseltme metotları kullanılmaktadır.

Bu çalışma temel olarak rüzgar enerjisi kurulması planlanan bir bölgede yapılan fizibilite çalışmalarının en önemli parçası olan rüzgar hızı, güç yoğunluğu ve kapasite faktörü gibi değerlerin yükseltme hesaplamalarının farklı yöntemler ile incelenmesi ve enerji üretim hesaplamalarının buna göre gerçekleştirilmesi halinde ortaya çıkacak hata analizlerini kapsamaktadır. Çalışmada ele alınan bölgenin 10, 30 ve 50 metre yüksekliklerdeki 1 yıllık rüzgar hızı ölçüm verilerinden faydalanılmış, 10 ve 30 metre ölçümleri kullanılarak 50 metre için rüzgar hızları hesaplanmıştır. Bölgenin bilinen 50 metredeki hızları ile karşılaştırılarak hata analizleri gerçekleştirilmiştir. Çalışmanın son kısmında farklı yöntemler ile elde edilen rüzgar hızları ile 50 metre rotor göbek yüksekliğine sahip 7 rüzgar türbini kullanılarak enerji üretimi hesaplamaları gerçekleştirilmiştir.

Hesaplamalarda ilk olarak anlık değer analizi ile her 10 dakikalık veriler ayrı ayrı değerlendirilerek her bir 10 dakikalık zaman dilimi için rüzgar hızı hesaplamaları gerçekleştirilmiş, genel ortalama analiz ile tüm verilerin ortalamaları kullanılarak 50 metrede tek bir rüzgar hızı hesaplanmıştır.

50 metrede rüzgar hızı tahmin hesaplamaları için 16 farklı yöntem kullanılmıştır. Bu yöntemlerde gerekli olan katsayı ve değerlerin seçimi bölgelere göre verilmiş olan cetvellere, çalışmanın yapıldığı alanın orografik özellikleri ile yapısına uygun olacağı öngörülen değerlerden ve bölge özelinde yapılan hesaplamalardan

yararlanılarak gerçekleştirilmiştir. Son olarak da tüm ölçüm verilerinin, her bir ölçüm aralığı için uygulanabildiği en küçük kareler metodu yöntemleri veri setine uygulanarak hesaplamalar yapılmıştır. Yapılan analiz ve değerlendirmeler sonucunda elde edilen sonuçlar kullanılarak 7 farklı türbin seçilerek yıllık enerji üretimi, kapasite faktörleri ve hata analizleri gerçekleştirilmiştir. Rüzgar hızı hesaplamalarına göre ortaya çıkan hata oranları kullanılan yöntemler ile elde edilen rüzgar hızları için hata oranları Çizelge 6.1'de, güç yoğunluğu değerlerinin hata oranları Çizelge 6.2'de, enerji üretimi için ortaya çıkan hata oranları da Çizelge 6.3'de gösterilmiştir.

Ölçüm yükseklikleri arttıkça yüzeyin pürüzlülük etkisi azalacağından rüzgar hızlarının, en az bir yıl olmak koşulu ile kurulması planlanan rüzgar türbininin göbek yüksekliğine mümkün olduğunca yakın mesafelerde alınması gerekir. 10 metreden 50 metreye yapılan yükseltmelerde, 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltmelere göre hata oranının daha yüksek olduğu görülmüştür.

Mutlak hata analizi, yüksek tahmin ya da düşük tahminlerin mutlak toplamı ile ilgilendiği için değeri ortalama hataya göre her zaman daha yüksek olmaktadır. Ortalama hata analizinde fazla ya da eksik öngörülen hesaplamalar birbirini bir yıllık toplam süreçte dengeleyeceği için mutlak hataya göre daha iyi sonuçlar vermektedir. Rüzgar türbini kurulacak alanın belirlenmesi ve fizibilitesi aşamasında bölgenin potansiyeli incelenirken ortalama hata analizindeki sonucun dikkate alınması gerekmektedir.

Çalışma kapsamında, bir yıllık süreçte her on dakikada bir alınan 10, 30 ve 50 metre yüksekliklerdeki rüzgar hızı değerleri kullanılmış, 50 metrede rüzgar hızı hesaplamalarında genel ortalama analiz ve anlık değer analizi ile iki farklı rüzgar hızı elde edilmiştir. Çizelge 6.1'de verilen sonuçlara göre genel ortalama analizde daha az hata ile sonuca ulaşılmıştır. Genel ortalama analiz sonucuna göre hızda %0.1 hata ile sonuca ulaşılan Spera&Richards metodunda (Y8), enerji üretimi sonuçları incelendiğinde % 10 hatalı üretim tahmini gerçekleştirildiği görülmüştür. Benzer şekilde ortalama değer analizi ile %1.8 hatalı rüzgar hızı sonucu veren eksponansiyel güç metodunun (Y9) enerji üretim sonuçları incelendiğinde ortalama %15'lik hata görülebilir. Bu nedenle enerji üretimi ile ilgili tahminlerin yapılırken genel ortalama analiz sonuçları yanıltıcı olabilir ve anlık değer analizindeki sonuçların dikkate alınması gerekir.

Anlık değer analizi ile rüzgar hızı hesaplamaları ele alındığında en iyi sonuçların logaritmik yöntemler ile elde edildiği söylenebilir. Logaritmik yöntemlerde yüzey pürüzlülük yüksekliği, yüzey sürtünmesi gibi kavramlarda irdelendiği yani bölgenin orografik ve coğrafik özellikleri düşünöldüğü için daha uygun sonuçlar elde edilmiştir. Bu çalışmada olduğu gibi düşük yüksekliklerde yapılan ölçümlerde yüzeysel faktörler önemli oranda etkilidir. Alternatif logaritmik yöntemde hesaplamalara katılan rüzgar sürtünme hızı u^* , yükseltmelerde karşılaşılan tutarsızlık ve sapmaları açıklamayı ve daha hassas bir hesaplama yapmayı sağlamaktadır.

Hazır bir amprik formöl kullanılarak ya da detaylı analiz yapılmadan gerçekleştirilen hesaplamaların enerji üretimi tahminlerine ne kadar büyük oranda etki edebileceği, gerek rüzgar hızı hesaplamalarında gerekse bu hız kullanılarak yapılan enerji üretimi hesaplamalarında görölmüştür. Örneğin rüzgar hızı tahminlerinde en yaygın kullanıma sahip temel güç yasası (Y1) ile 50 metre rüzgar hızı yaklaşık olarak %13-14 hata ile hesaplanırken, güç yoğunluğu ve enerji üretimi tahminlerindeki hata farklı türbinler için %27-%32 aralığında olmaktadır.

Güç kanununun farklı bir uygulaması olan ve yaygın olarak kullanılan basitleştirilmiş güç kanununda (Y2), 10 metreden yapılan yükseltme hesaplamalarında hata oranı %22'ye kadar çıkarken enerji üretiminde de %35, güç yoğunluğunda ise %43'e varan farklar görölmüştür. Bu da ilk yatırım maliyeti oldukça fazla olan, detaylı fizibilite gerektiren çalışmalar için oldukça yüksek hata oranlarıdır.

Aynı yöntem ile hızların 10 metreden 50 metreye ve 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltme hesaplarının ne kadar büyük oranda fark yaratabileceği de özellikle Reed (Y5) ve Spera&Richards (Y8) metotlarının uygulamalarında görölmüştür. Reed metodunda 10 metreden yapılan yükseltmelerde yıllık enerji üretimi %12 hata ile tespit edilirken, aynı yöntem 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltme hesaplamalarında kullanıldığında hata bir anda %120' lere kadar çıkmaktadır. Benzer şekilde Spera&Richards metodunda da 10 metreden 50 metreye yapılan hesaplamalarda hata oranı %100' ün de üzerinde iken, 30 metre için yapılan hesaplamalarda %11 hata ile sonuca ulaşılmaktadır.

Çizelge 6.1 : Kullanılan yöntemler ile elde edilen rüzgar hızlarının hata oranları

	Y1	Y2			Y3				Y4		Y5		Y6		Y7			Y8			Y9	Y10		Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16
		Y2a	Y2b	Y2c	Y3a	Y3b	Y3c	Y3d	Y4a	Y4b	Y5a	Y5b	Y6a	Y6b	Y7a	Y7b	Y7c	Y8a	Y8b	Y8c		Y10a	Y10b						
GOA Ort.Hata (%)	10,2	3,7	-16,9	0,8	-3,6	4,1	0,02	-0,03	2,1	6,7	-2,3	6,4	0,4	5,4	3,6	7,0	-4,0	12,5	17,2	0,1	1,8	0,02	-0,03	6,51	-0,3	8,7	1,8	2,0	21,3
GOA Mut.Hata (%)	10,2	3,7	16,9	0,8	3,6	4,1	0,02	0,03	2,1	6,7	2,3	6,4	0,4	5,4	3,6	7,0	4,0	12,5	17,2	0,1	1,8	0,02	-0,03	6,51	0,3	8,7	1,8	2,0	21,3
ADA Ort.Hata (%)	13,6	7,7	-13,6	2,8	0,1	6,1	3,9	2,0	6,1	10,9	3,1	9,1	4,0	9,0	8,1	12,0	-1,2	48,8	58,0	6,5	14,5	3,9	2,0	8,0	1,6	9,8	1,7	2,4	22,4
ADA Mut.Hata (%)	16,2	23,1	22,5	11,6	21,4	12,2	22	11,5	22,6	24,3	21,4	13,3	21,6	13,1	22,6	23,9	14,8	50,5	59,0	12,3	17,2	22	11,5	12,3	11,5	11,9	2,2	3,7	24,1
ADA Kar. Ort.Hata	1,3	2,4	3,2	0,6	2,3	0,6	2,3	0,6	2,4	2,7	2,2	0,7	2,1	0,7	2,1	2,2	1,1	11,4	15,4	0,7	0,9	2,3	0,6	0,7	0,6	0,7	0,025	0,06	2,8

Çizelge 6.2 : Kullanılan yöntemler ile elde edilen güç yoğunluğu hata oranları

	Y1	Y2			Y3				Y4		Y5		Y6		Y7			Y8			Y9	Y10		Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16
		Y2a	Y2b	Y2c	Y3a	Y3b	Y3c	Y3d	Y4a	Y4b	Y5a	Y5b	Y6a	Y6b	Y7a	Y7b	Y7c	Y8a	Y8b	Y8c		Y10a	Y10b						
Hata (%)	33,8	11,4	-42,6	2,3	-10,5	12,7	0,1	-0,1	6,5	21,5	-6,8	20,4	1,2	17,0	11,1	22,6	-11,4	42,3	61,2	0,2	5,3	0,004	-0,1	20,9	-1,0	28,3	5,5	6,0	78,4

Çizelge 6.3 : Kullanılan yöntemler ile elde edilen enerji üretimi hata oranları

	Y1	Y2			Y3				Y4		Y5		Y6		Y7			Y8			Y9	Y10		Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16
		Y2a	Y2b	Y2c	Y3a	Y3b	Y3c	Y3d	Y4a	Y4b	Y5a	Y5b	Y6a	Y6b	Y7a	Y7b	Y7c	Y8a	Y8b	Y8c		Y10a	Y10b						
T1	29,7	13,8	-35,8	1,5	-4,8	10,1	4,4	-0,5	9,7	21,8	12,2	13,6	-11,3	12,9	-3,0	6,8	13,2	116,9	138,2	10,8	14,2	4,4	-0,5	16,5	-1,3	21,8	3,7	4,2	57,4
T2	27,9	12,7	-33,5	2,3	-4,2	10,2	4,2	0,4	9,1	19,9	12,4	14,0	-8,6	13,4	-0,5	8,6	10,1	100,3	117,3	10,9	16,1	4,2	0,4	16,0	-0,4	20,6	3,5	4,2	52,6
T3	27,0	12,1	-33,0	2,8	-4,2	10,4	4,0	0,9	8,6	18,9	12,6	14,3	-7,0	13,8	1,0	9,9	8,4	92,1	107,0	11,1	17,4	4,0	0,9	15,8	0,2	20,1	3,5	4,2	50,2
T4	28,4	12,5	-35,0	2,4	-4,9	10,4	3,7	0,4	8,7	19,9	12,3	14,3	-8,9	13,8	-0,6	8,7	9,9	101,8	119,0	11,1	16,9	3,7	0,4	16,4	-0,3	21,1	3,6	4,3	53,5
T5	27,5	12,2	-33,2	2,8	-4,1	10,6	4,1	1,0	8,7	19,0	12,7	14,6	-7,0	14,2	1,1	10,1	8,3	92,2	107,2	11,3	18,0	4,1	1,0	16,2	0,2	20,5	3,6	4,3	51,1
T6	31,5	13,0	-37,8	2,4	-5,8	11,3	3,6	0,3	8,9	20,9	12,5	15,5	-10,7	15,0	-1,7	8,4	11,4	111,4	130,9	12,0	18,4	3,6	0,3	18,1	-0,5	23,4	4,0	4,7	59,1
T7	29,7	12,2	-36,3	2,5	-5,5	10,9	3,3	0,5	8,4	19,7	12,3	15,1	-9,4	14,6	-0,7	8,9	9,7	102,9	120,3	11,6	18,3	3,3	0,5	17,2	-0,3	22,1	3,8	4,5	55,4

Enerji üretimi hesaplamalarında logaritmik ve alternatif logaritmik güç kanunu yöntemlerinde, 30 metreden 50 metreye yapılan yükseltmeler ile 10 ve 30 metre ölçümlerinin birlikte kullanılarak 50 metre rotor göbek yükseliğine tahmin hesaplamalarının gerçekleştirildiği hibrit alternatif logaritmik güç kanunlarında (Y10) % 0.2'ye kadar yakın oranlarda gerçek üretim değerleri tahmin edilmiştir.

Tüm ölçüm yüksekliği verilerinin, her ölçüm aralığına uygulandığı en küçük kareler metodu uygulamalarında gerçeğe en yakın sonuçlara optimum hesaplama metodu (Y14) ve iki parametrelili logaritmik güç metodu (Y15) ile ulaşılmıştır. Genellikle ormanlık alanlarda, ya da şehir merkezi gibi rüzgar kırıcı çok sayıda etkeni bünyesinde barındıran bölgelerde kullanılmakta olan modifiye logaritmik güç kanunu yöntemi (Y4) ile de gerçeğe oldukça uzak, çok büyük hata oranlarında üretim değerleri elde edilmiştir. Bu da bölgenin orografik yapısına ve çevre şartlarına özel çalışma yapılması gerektiğini gösteren, yapılacak fizibilite çalışmaları için aydınlatıcı bir başka sonuç olarak gözükmektedir.

Türbinler açısından inceleme yapılacak olursa devreye girme hızı 4 ve 5 m/s gibi yüksek değerlerdeki türbinler, çalışmanın yapıldığı bölge için uygun değildir. Bu türbinler, enerjinin sürekli belirli bir ortalama seyrettiği daha dengeli bölgeler için kullanılabilir olsa da çalışmanın yapıldığı alanda enerji üretimi diğer türbinlere göre çok düşük kalmaktadır. Bölgeye kurulacak bir rüzgar santrali için en uygun türbin %24.3 kapasite faktörü ve yıllık 1916 MWh enerji üretimi ile Gamesa G-58 (T5) olarak belirlenmiştir.

Rüzgar hızı hesabında kullanılan yöntemlerde iyileştirmeler yapılabilmesi, bölgenin yapısına ve coğrafi koşullara uygun sonuçların elde edilebilmesi için farklı tipte bölgeler için çalışmaların gerçekleştirilmesi gerekir. Bu çalışmanın devamı olarak deniz ya da göl kenarı, ormanlık alan, şehir içi, ova ya da yayla gibi birbirinden oldukça farklı türdeki arazilerde gerçekleştirilecek rüzgar hızı ve hata analizi çalışmaları ile bölge özelinde en iyi yöntem araştırmaları gerçekleştirilebilir.

KAYNAKLAR

- [1] **Durak, M. ve Özer, S.**, “Rüzgar Enerjisi:Teori ve Uygulama”, 2008.
- [2] **Toklu, M.**, “Rüzgar Enerjisi ve Elazığ Şartlarında Bir Rüzgar Santrali Tasarımı,” Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi, 2002.
- [3] **Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü**, “Rüzgar Enerjisi Tahmin Sistemi,” Araştırma ve Bilgi İşlem Daire Başkanlığı, Mart 2010.
- [4] **Global Wind Energy Council**, "Global Wind Statistics 2012"
- [5] **The European Wind Energy Association**, “Statistics & Targets,” June 2009.
- [6] **Ara B.**, "Rüzgar Projelerinde Son Durum ve Yatırımlar", Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, TÜREK 2012, İstanbul
- [7] **Akkaya, S.**, “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye Açısından Önemi ve Bir Rüzgar Enerjisi Uygulaması,” Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi, 2007.
- [8] **Yazıtış F.**, "Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü Çalışmaları", TÜREK 2012, İstanbul
- [9] **Çalışkan M.**, "Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Mevcut Yatırımlar", Rüzgar Enerjisi ve Santralleri Semineri, Mayıs 2011
- [10] **Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği (TÜREB)**, "Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu", Temmuz 2012
- [11] **Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı**, “Rüzgar Enerjisinde Politika ve Yasal Bakış,” *Enerji İşleri Genel Müdürlüğü*, 2009
- [12] **Şahin A. D., Öztopal A., Kaymak M. K.**, "Kısa Süreli Rüzgar Enerjisi Tahmin Sistemi Geliştirilmesi Projesi", TÜREK 2012, İstanbul
- [13] **Lubitz, W. D.**, "Power Law Extrapolation of Wind Measurements for Predicting Wind Energy Production", Wind Engineering Volume 33, No.3, 2009
- [14] **Ray M.L., Rogers A.L., McGowan J.G.**, "Analysis of wind shear models and trends in different terrains", 2006

- [15] **Mikhail A.S.**, "Height Extrapolation of Wind Data", Journal of Solar Energy Engineering, Vol.107, February 1985
- [16] **Altuner, S.**, "Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Ölçümü", Yüksek Lisans Tezi, Cumhuriyet Üniversitesi, 2009
- [17] **Elkinton M.R., Rogers A.L., McGowan J.G.**, "An Investigation of Wind shear models and Experimental Data Trends for Different Terrains", Wind Engineering Volume 30 No.4, 2006, PP 341-350
- [18] **Justus, C. C.**, 1978. Winds and Wind System Performance, Franklin Institute Press, Philadelphia, PA
- [19] **Lackner M.A., Rogers A.L., Manwell J.F., McGowan J.G.**, "A new method for improved hub height mean wind speed estimates using short-term hub height data", 2010
- [20] **Rogers, L.A., Manwell, J.F., Ellis, A.F.**, "Wind Shear Over Forested Areas", Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts, 2005
- [21] **Cheggaga N., Ettoumi F.Y.**, "A Neural Network Solution for Extrapolation of Wind Speeds at Heights Ranging for Improving the Estimation of Wind Producing", Wind Engineering Volume 35, No.1, 2011, PP 33-54
- [22] **Justus C.G., Mikhail A.**, "Height Variation Of Wind Speed and Wind Distributions Statistics", Journal of Geophysical Research Letters Vol.3, No.5, 1976
- [23] **McIntyre J.H., Lubitz W.D., Stiver W.H.**, "Local wind-energy potential for the city of Guelph, Renewable Energy, 2010
- [24] **Rodriguez J. S.**, "A methodological review to estimate techno-economical wind energy production", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012
- [25] **Hussain M.**, "Dependence of power law index on surface wind speed", Energy Conversion&Management 43(2002), 462-472
- [26] **Fox N.I.**, "A tall tower study of Missouri winds", Renewable Energy (2010),1-8
- [27] **İlhan M.**, "Comparison Roughness Length Estimation Methodologies for Different Parts of İstanbul", Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Uçak ve Uzay Bilimleri Fakültesi, 2009

[28] Archer C.L., Jacobson M.Z., "Evaluation of global wind power", Journal of Geophysical Research Vol:110, 2005

[29] Durisic Z., Mikulovic J., "Assessment of the wind energy resource in the South Banat Region,Serbia", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Emre YAĞCI

Doğum Yeri ve Tarihi: Kütahya 26.02.1987

Adres: Üsküdar/İstanbul

E-Posta: emreygc@gmail.com

Lisans: İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği