

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**RÜZGAR HIZ SERİLERİNDE DOĞRUSAL İNTERPOLASYON VE ARIMA
MODELLERİYLE EKSİK VERİ TAMİRİNİN ENERJİ HESABINA ETKİLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Orhan FERAH

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

HAZİRAN 2018

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**RÜZGAR HIZ SERİLERİNDE DOĞRUSAL İNTERPOLASYON VE ARIMA
MODELLERİYLE EKSİK VERİ TAMİRİNİN ENERJİ HESABINA ETKİLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Orhan Ferah
(301141042)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Dr. Öğr. Ü. Burak BARUTÇU

HAZİRAN 2018

İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301141042 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Orhan FERAH, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “RÜZGAR HIZI SERİLERİNDE DOĞRUSAL İNTERPOLASYON VE ARIMA MODELLERİYLE EKSİK VERİ TAMİRİNİN ENERJİ HESABINA ETKİLERİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Dr. Öğr. Ü. Burak BARUTÇU**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Kasım Koçak**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Zafer Aslan
İstanbul Aydın Üniversitesi

Teslim Tarihi : 4 Mayıs 2018
Savunma Tarihi : 8 Haziran 2018

Çidoş'a,

ÖNSÖZ

Tez çalışmam boyunca bana her türlü desteği sağlayan ve ilgisini hiçbir zaman benden esirgemeyen değerli hocam Yrd.Doç. Burak Barutçu'ya ve yüksek lisans öğrenimim boyunca bana yeni bakış açıları katan tüm İTÜ Enerji Enstitüsü öğretim üyelerine teşekkürü borç bilirim.

Öğrenim sürem boyunca bana desteklerini sunan ve yüksek lisans öğrenimimi tamamlayabilmem için gerekli ortamı sağlayan tüm çalışma arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

Tüm öğrenim hayatımda ve ihtiyaç duyduğum her alanda daima yanımda olan, yüksek öğrenimimi tamamlayabilmem için beni her daim destekleyen aileme teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2018

Orhan Ferah
Elektrik Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
SEMBOLLER	xiii
ÇİZELGE LİSTESİ	xv
ŞEKİL LİSTESİ	xvii
ÖZET	xix
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	1
3. RÜZGAR ENERJİSİNE GENEL BAKIŞ	3
2.1 Rüzgar Enerjisinin Tarihi	3
2.2 Dünya'da Rüzgar Enerjisi	3
2.3 Avrupa'da Rüzgar Enerjisi	4
2.4 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi	5
3. RÜZGAR SANTRALİ KURULUMUNDA VERİLERİN TOPLANMASI	7
3.1 Rüzgar Enerjisinde Ölçümün Önemi	7
3.2 Rüzgar Hızının Ölçülmesi	7
3.3 Modelleme	8
3.4 Micro-konumlandırma	9
4. RÜZGAR ÖLÇÜMLERİNDE KAYIP VERİ TAMİRİ	11
4.1 Veri Tamirinin Önemi	11
4.2 Veri Tamirinde Kullanılan Yöntemler	11
4.3 Zaman Serisi Analizleri	12
4.3.1 Otoregresif model (AR)	12
4.3.2 Hareketli ortalamalar modeli (MA)	13
4.3.3 Otoregresif hareketli ortalamalar modeli (ARMA)	13
4.3.4 Otoregresif tümleşik hareketli ortalamalar modeli (ARIMA)	13
4.4 Modelin Belirlenmesi	14
5. MATEMATİKSEL MODELLER İLE KAYIP VERİ TAMİRİ	17
5.1 Rastgele Dağılmış Kayıp Veri İçin Hesaplama	19
5.1.1 Rastgele dağılmış kayıp verilerin lineer interpolasyon ile tamiri	20
5.1.2 Rastgele dağılmış kayıp verinin zaman serisi modeli ile tamiri	24
5.2 Dönemsel Kayıplar İçeren Veri İçin Hesaplama	30
5.2.1 Dönemsel kayıplı verinin lineer interpolasyon ile tamiri	30
5.2.2 Dönemsel kayıplar içeren verinin zaman serisi modeli ile tamiri	34
6. SONUÇ	41
6.1 Farklı Veri Tipleri İçin Uygun Modellerin Karşılaştırılması	41
6.2 Sonuçların Değerlendirilmesi	42
KAYNAKLAR	45

EKLER		47
ÖZGEÇMİŞ		55

KISALTMALAR

ACF	: Otokorelasyon Fonksiyonu
AIC	: Akaike Bilgi Ölçütü
AR	: Otoregresif Model
ARMA	: Otoregresif Hareketli Ortalamalar Modeli
ARIMA	: Otoregresif Tümlleşik Hareketli Ortalamalar Modeli
BIC	: Bayesian Bilgi Ölçütü
BM	: Birleşmiş Milletler
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
MA	: Hareketli Ortalamalar Modeli
MGM	: Meteoroloji Genel Müdürlüğü
PACF	: Kısmi Otokorelasyon Fonksiyonu
SOWFA	: Simulator For Wind Farm Applications
TUREB	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliğı
WASP	: Wind Atlas Analysis and Application Program
WE	: Wind Europe
WWEA	: World Wind Energy Association

SEMBOLLER

C_p	: Betz Limiti
k	: Rüzgar Ölçümüne Ait Değişken Sayısı
L	: Olabilirlik Fonksiyonu
n	: Kayıt Altına Alınmış Rüzgar Verisi Sayısı
p	: AR Model Mertebesi
q	: MA Model Mertebesi
t	: Zaman
V	: Rüzgar Şiddeti [m/s]
y_t	: Zamana Bağlı Rüzgar Şiddeti Verisi
ε	: AR Ve MA Modeli Hata Değeri
δ	: AR Modeli Sabit Değeri
θ	: MA Modeli Değişkeni
μ	: MA Modeli Sabit Değeri
$\emptyset$	: AR Modeli Değişkeni

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 5.1	: Rastgele dağılmış kayıp veri ile yapılan hesap.	20
Çizelge 5.2	: Rastgele dağılmış kayıp verilerin lineer interpolasyon ile tamiri.	21
Çizelge 5.3	: Rastgele dağılmış kayıp verinin ARIMA ile hesaplanması.	26
Çizelge 5.4	: Dönemsel kayıplar içeren veri ile yapılan hesap.	30
Çizelge 5.5	: Dönemsel kayıplı veri için lineer interpolasyon ile yapılan hesap.	31
Çizelge 5.6	: Dönemsel kayıplı veri için ARIMA ile yapılan hesap.	36
Çizelge 6.1	: Sonuçların karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).	42
Çizelge 6.2	: Sonuçların karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).	43

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Yıllara göre rüzgar enerjisi kurulu gücü.....	4
Şekil 2.2 : Avrupa’da kaynaklara göre kurulu güç artışı 2010-2016.....	5
Şekil 2.3 : Türkiye’de yıllara göre rüzgar kurulu gücü.	6
Şekil 3.1 : Rüzgar gülü (Türksoy, 2001).	8
Şekil 3.2 : Türbinin meydana getirdiği akım (Jensen, 1983).....	10
Şekil 5.1 : Enercon E82 türbinine ait güç eğrisi.	17
Şekil 5.2 : Rüzgar şiddeti değerlerinin zaman serisi.....	18
Şekil 5.3 : Bölgeye ait rüzgar şiddeti dağılımı.	19
Şekil 5.4 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış rüzgar şiddeti dağılımı (Rastgele kayıplar).	21
Şekil 5.5 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Rastgele kayıplar).	22
Şekil 5.6 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).	23
Şekil 5.7 : Rastgele dağılmış kayıplı veriye ait ACF grafiği.	24
Şekil 5.8 : Farkı alınmış veriye ait ACF (Rastgele kayıplar).	25
Şekil 5.9 : Farkı alınmış veriye ait PACF grafiği (Rastgele kayıplar).....	25
Şekil 5.10 : Rastgele dağılmış kayıplı veriye ait model mertebesinin belirlenmesi..	26
Şekil 5.11 : ARIMA ile tamir edilmiş rüzgar şiddeti dağılımı (Rastgele kayıplar)..	27
Şekil 5.12 : ARIMA ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Rastgele kayıplar)	28
Şekil 5.13 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).	29
Şekil 5.14 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış rüzgar şiddeti dağılımı (Dönemsel kayıplar).	31
Şekil 5.15 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Dönemsel kayıplar)	32
Şekil 5.16 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).	33
Şekil 5.17 : Dönemsel kayıplı veriye ait ACF çizelgesi.	34
Şekil 5.18 : Farkı alınmış veriye ait ACF (Dönemsel kayıplar).	35
Şekil 5.19 : Farkı alınmış veriye ait PACF (Dönemsel kayıplar).....	35
Şekil 5.20 : Dönemsel kayıplı veriye ait model mertebesinin belirlenmesi.	36
Şekil 5.21 : ARIMA ile tamamlanmış rüzgar şiddeti dağılımı (Dönemsel kayıplar).37	
Şekil 5.22 : ARIMA ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Dönemsel kayıplar)... 38	
Şekil 5.23 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).... 39	
Şekil A.1 : Rastgele dağılmış kayıplı veriye ait zaman serisi.....	48
Şekil A.2 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).	49
Şekil A.3 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).	50
Şekil A.4 : Dönemsel kayıplı rüzgar şiddeti değerlerinin zaman serisi.....	51
Şekil A.5 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).	52

Şekil A.6 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar)..... 53

RÜZGAR HIZI SERİLERİNDE DOĞRUSAL İNTERPOLASYON VE ARIMA MODELLERİYLE EKSİK VERİ TAMİRİNİN ENERJİ HESABINA ETKİLERİ

ÖZET

Enerji, modern toplumun temel taşlarından biridir. Sanayileşme aşamasında insan gücüne olan ihtiyacı azaltan makineleşme ile başlayan süreç insan hayatını kolaylaştırmak ile kalmamış aynı zamanda tüm dünya insanların yaşam tarzlarını kökünden değiştirmiştir.

19. ve 20. Yüzyıllarda şehirleşme ile başlayan büyük değişimler, özellikle bilgisayar ve haberleşme çağında elektrik enerjisine olan ihtiyacı arttırmış bunun neticesinde sanayi alanında ve teknolojik alanda gelişmek isteyen ülkeler elektrik enerjisi üretmek için fosil yakıtları kullanmaya başlamışlardır. Fosil yakıtların tükenecek olması ve çevreye verdikleri zararlar sebebi ile alternatif enerji arayışlarına önem verilmeye başlanmıştır.

Bugün alternatif enerji dendiğinde akla ilk yenilenebilir enerji kaynakları gelir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının en yaygın kullanımlarından biri de rüzgar enerjisidir. Önceleri rüzgar enerjisi, gemileri hareket ettirmek ve buğday öğütmek gibi amaçlar için kullanılmış olsa da günümüzde rüzgar enerjisi dendiğinde akla rüzgar enerjisinden faydalanan elektrik enerjisi üretmek gelir.

Rüzgar enerjisinden faydalanan elektrik enerjisi üretiminde kurulum yapılmak istenen bölgeye ait rüzgar verilerinin ölçülmesi oldukça önemlidir. Kurulumu yapılacak rüzgar santralinden elde edilecek gücün doğru hesaplanabilmesi ve kurulum için doğru bölgenin seçilip seçilmediği kararının verilmesinde ölçümler hayati önem taşır.

Kurulum yapılmak istenen bölgeye ait rüzgar hızı, hakim rüzgar yönü, ve havanın yoğunluğu gibi meteorolojik veriler en az 1 senelik bir aralık için ölçülmüş olmalıdır. Bu değerler elektrik enerjisi üretimine direkt olarak etki edecekleri için bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli hakkında yatırımcıya en doğru bilgiyi verir. Bu sayede rüzgar santrali kurulumunun ekonomik olarak uygunluğu da görülmüş olur.

Rüzgar santralleri için doğası gereği zorlu meteorolojik şartların hakim olduğu bölgelerde kurulmak istenir. Bu sayede yüksek rüzgar hızı olan bölgeden yüksek elektrik enerjisi üretimi sağlanabilir. Bu ilk bakışta bir avantaj olarak görülse de ölçüm sırasında şartların zorluğu sebebi ile kayıplar yaşanabilir.

Ölçümlerde karşılaşılan kayıpları ortadan kaldırmak için bir çok farklı yöntem kullanılmaktadır. Bölgenin yakınlarında meteoroloji istasyonu var ise buradaki verilerden yararlanılarak kayıp veriler yerine tahminlerde bulunulabilir. Bu tahminleri yapabilmek için sektörde yaygın bir şekilde kullanılan simulasyon programları bulunmaktadır.

Rüzgar potansiyelinin belirlenmesinde kullanılan programlar rüzgar verilerini simule ettiği gibi hakim rüzgar yönünün de bilinmesi yardımı ile türbinlerin hangi cepheye dönük olmaları gerektiği, türbin aralarındaki mesafelerin ne kadar olması gerektiği gibi hesaplamaları da yaparak santralin küçük ölçekli bir örneğini çıkarmaya yardımcı olurlar.

Tüm bu ölçümler ölçüm yapılacak bölgeye rüzgar santrali kurulmasının ekonomik olarak kazançlı olup olmadığını belirlemede kullanılır. Bu sebeple rüzgar enerjisinde ölçümler olduğu kadar veri tamiri de çok önemlidir.

Tez kapsamında ölçüm sırasında karşılaşılmaması muhtemel olan veri kayıplarını matematiksel yöntemler kullanarak tamir edilerek ve yeni elde edilen veriler ile kurulumu yapılacak bir türbin tarafından bölgede üretilecek elektrik enerjisi hesaplanmıştır.

Kayıp veri tamiri için Zonguldak Devrek ilçesinde ölçülmüş ve kayıt altına alınmış olan rüzgar verilerinin izin verilen sınır olan %20'si silinerek bu eksik veriler üzerinde çalışılmıştır. Bu sayede elimizde halihazırda bulunan gerçek rüzgar şiddeti verileri ile tahminleri içeren rüzgar şiddeti verileri karşılaştırılabilmiştir.

Tahmin için ihtiyacımız olan eksik verileri içeren rüzgar şiddeti verisini elde etmek için ilk olarak gerçek ölçümler içinden rastlantısal olarak dağılmış şekilde silinmiştir. İkinci aşamada ise eksik verilerin dönemsel olarak veri içerisinde dağılmış olduğu durum elde edilecek şekilde silinmiştir.

Farklı şekillerde eksik verileri içerecek şekilde hazırlanmış iki farklı rüzgar şiddeti kayıdı eksik verilerin önce doğrusal olarak değiştiği varsayılarak ardından da ARIMA (otoregresif tümleşik hareketli ortalamalar modeli) modeli kullanarak tamamlanmıştır. Tamamlanan yeni rüzgar şiddeti verileri ile güç hesabı yapılarak bulunan sonuçlar hem gerçek değerler hem de birbirleri arasında karşılaştırılma yapılarak rüzgar ölçümlerinde matematiksel yöntemlerin kullanılarak eksik verilerin tamamlanmasının gerçeğe yakın sonuçlar verip vermediği araştırılmıştır.

EFFECTS OF MISSING DATA IMPUTATION BY LINEER INTERPOLATION AND ARIMA MODELS ON ENERGY CALCULATION IN WIND SPEED SERIES

SUMMARY

Energy is one of the keystones of the modern civilization. In the period of industrialization increase of machinery use in daily life results with decrease of need to human power. As a consequence of that revolution, life styles of all people changed dramatically across the globe.

In 19th and 20th centuries urbanization made a huge impact on civilization. Since begining of computer and information age electricity demand has increased. Countries which tried to develop their indusdy and technological background had used fossil fuels in order to produce electricity. When it is realised that fossil fuels won't last long and they are harmful for environment, goverments started to find alternate energy sources.

Today everybody thinks of renewable energy sources when it comes to alternate energy. Wind power is one of the most popular alternate energy. Since beginning of human civilization people has used wind power, first they used it to make ships move and for wheat processing. Today we use wind energy to produce electricity.

Statistics and recent studies show that conventional energy plants shut down by time and trend in wind power increases as need in energy increases. To balance the demand new sites installed every year across globe. Also offshore wind farms becomes more popular every day.

Wind data measurements in installation site take an important place in wind energy technology. It is very important to measure and record actual wind data of the site in order to calculate electricity output from the planned wind farm correctly and decide installation site is proper for wind farm use.

Meteorologic datas such as wind speed, dominant wind direction and air density should be measured for a time period at least 1 year long. Since these datas directly effect electricity production form the area proper data logs give correct information to investor to decide installation is profitable or not.

Wind farms as a nature of the bussines located in areas where there are tough air conditions so that it is possible to gather high power outputs with use of high wind speeds. It can be seen as an advantage for usage but in measurement phase there might be data losts because of the tough air conditions.

It is possible to use different methods in order to eliminate data losses in measurement logs. One of them is to consider nearby meteorology station data if there is one. Data taken from nearby station for the same time period can be used directly or it can be used to calculate new one for the installation area. There are different simulation programs for wind prediction calculate new wind speed data.

These programs which are widely used for wind farms installations shows investors in which orientation they should install their turbines with the help of the information of wind direction and how much distance there should be between two consecutive turbine in order to avoid turbulence. All these informations make it possible to create a small scale model of the wind farm.

These measurements and predictions are the key to decide if it is profitable to install a wind farm on the area. Therefore lost data recovery is as important as measurements.

In this thesis recovery of lost data in wind speed measurements with use of mathematical prediction methods and calculation of power output with the new data which includes predicted values examined.

Actual wind speed measurements of Zonguldak Devrek Meteorology station is used for the study. To create a data log which includes lost data in it, 20% of the real data, which is the maximum amount allowed to be lost deleted in the real measurements. By doing that after data recovery original and final data can be compared.

To have a data log with lost datas in it, first randomly distributed datas deleted from the original measurement. For the second study bigger data blocks deleted to simulate periodic lost datas.

For two different logs with lost datas, there had been two different calculations. First lost datas calculated as they change linearly. Second lost datas calculated with help of ARIMA method.

In linear prediction missing data numbers were calculated first. After calculation of missing data numbers, new datas calculated by linear interpolation method. Linear interpolation method gave new datas in the same trend for each missing data blocks. In this method new wind speed graphic had a sharp increase or decrease for the recalculated datas.

Since wind data is in form of time series, ARIMA method can be also used for the calculation of the lost data. To create the model for all type of datasets ACF, PACF and information criterias were calculated. To specify the model order BIC method was used.

For two different sets of datas, two separate ARIMA models were created with help of Matlab. Calculation by ARIMA method gave oscillated new datas for small blocks of missing datas. For large blocks of missing data results are oscillated for first group of data but after oscillated datas rest of the recalculated datas had the same trend. In this method new wind speed graphic didn't have sharp increases or decreases and had a more natural view.

As a consequence of this it can be seen that calculation of missing datas with linear interpolation is suitable for wind speed measurements which included with randomly distributed missing values. For the calculations for the missing blocks of values gives unrealistic wind speed change results.

On the other hand, calculation of missing datas in a wind speed measurement with ARIMA model is suitable if data set has randomly distributed missing values or has small blocks of missing values. For the large blocks calculation with ARIMA give results of always increasing or always decreasing data.

After wind speed recalculations power outputs of a selected wind turbine for the area recalculated for each cases. In the end all four power output calculations compared to each other and power output for the original measurement to see if they similiar with the original result even they have different wind speed graphics.

In comparisions for all recalculations it is seen that all four new datas gave approximately the same results for the power output for a spesific wind turbine. All results are slighly different than the original electricity calculation.

1. GİRİŞ

Rüzgar ölçümü rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi için santral kurulumunda ilk aşamalarından biridir. Doğru bölgeye doğru kapasitede rüzgar santrali kurulabilmesi için rüzgar ölçümlerinin belli bir hassasiyetle yapılması gerekmektedir. Doğru ve kapsamlı yapılacak rüzgar ölçümleri kurulum yapılmak istenen bölgeye dair yıllık rüzgar hızı bilgilerini, hakim rüzgar yönünü, nem ve havanın yoğunluğu gibi elektrik enerjisi üretimine doğrudan etki eden değişkenlerin kurulum öncesinde bilinmesini sağlar. Bunun sonucu olarak hem yatırımcılar yaptıkları yatırımdan en üst düzeyde verim alacaklar hem de enerji açığı olan ülkemizin bu açığını en az maliyet ile kapatmak için uygun adımlar atılmış olacaktır.

Rüzgar gücünden yararlanılmak istenen bölgeye ait değerlerin ölçümlerinde bir çok yöntem kullanılmaktadır, ancak işin doğası gereği bazı durumlarda ölçümü yapılmış değerler kaybedilmiş olabilir veya bazı durumlarda ölçüm hiç yapılamamış olabilir. Bu gibi durumlarda varsa kurulum yapılmak istenen bölgenin yakınında bulunan meteoroloji istasyonundan yararlanılabilir. Ancak referans olarak alınabilecek bir istasyon yok ise bilgisayar ortamında deterministik veya sezgisel metotlarla veri tamiri tercih edilebilir. Bilgisayar temelli hesaplamalar eksik kalan verilerin tamamlanmasında hem zamandan kazanılması hem de maliyetlerin azalmasını sağlayabilir.

1.1 Tezin Amacı

Tez kapsamında, bir yıllık rüzgar şiddeti verisinde eksiklerin olması durumunda verileri matematiksel modeller yardımı ile tamir edip bir yıllık rüzgar verisinin tamamlanması amaçlanmaktadır.

2. RÜZGAR ENERJİSİNE GENEL BAKIŞ

2.1 Rüzgar Enerjisinin Tarihi

Rüzgar enerjisinin kullanımı çok eskilere dayanmaktadır. Tarihsel süreçte rüzgar enerjisinin ilk kullanımları ulaşım ve tarım alanlarında olmuştur. Rüzgarın kinetik enerjisini kullanarak hareket eden gemiler ve rüzgar enerjisi ile hareket eden değirmenler uzun yıllar boyunca kullanılmıştır. 19. Yüzyıl itibari ile elektrik üretmek için ilk rüzgar türbinleri üretilmiştir.

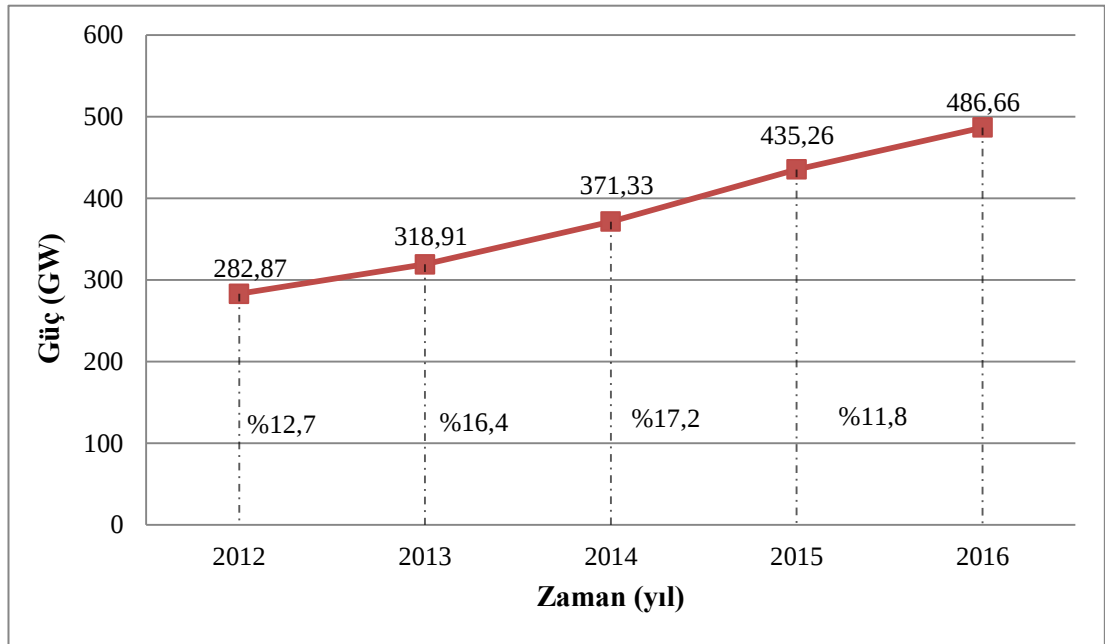
Günümüzde ise rüzgar enerjisi denildiği zaman akla öncelikli olarak rüzgar enerjisinden faydalanılarak elektrik enerjisi üretilmesi gelir. Modern rüzgar enerjisi teknolojisi 1970'li yılların sonunda ortaya çıkmıştır. Bu yıllarda petrol krizinin etkisi ile başlayan alternatif enerji arayışı rüzgar enerjisinin de asıl atılımını yapmasını sağlamıştır.

2.2 Dünya'da Rüzgar Enerjisi

Petrol krizi ve iklim değişikliğinin göstergelerinin göz ardı edilemeyecek boyutlara ulaşması başta karbondioksit olmak üzere sera gazı salımını sınırlandırmayı hedefleyen bir takım anlaşmaların ortaya çıkmasına vesile olmuştur. Bunlardan en çok bilineni Kyoto Protokolüdür., Bu protokol özellikle gelişmiş ülkelerin 150 yıllık endüstriyel aktiviteleri sebebi ile atmosferdeki yüksek sera gazı oranından sorumlu olduklarını ve salım oranlarının sınırlandırılması ve en nihayetine 1990 yılı öncesindeki seviyeye indirmelerini amaçlamıştır (Kyoto Protocol To The United Nations Framework Convention On Climate Change, 1998). Bu gibi gelişmeler tüm dünya ülkelerinde alternatif yöntemler ile enerji arayışını arttırmıştır. Alternatif kaynak denince akla ilk gelen yöntemler rüzgar ve güneş enerjisinden

faydalanmaktadır. Bunun sebebi gelişmiş ülkelerin alternatif enerji kaynaklarına yaptıkları yatırımın büyük bir kısmını bu iki alana yoğunlaştırmış olmasıdır.

Rüzgar enerjisi alanında yapılan tüm yatırımlar ve araştırmalar sonucunda 2016 yılı sonu itibarı ile dünya genelinde kurulu rüzgar gücü 486,66 GW'a kadar gelmiştir (WWEA, 2017). Dünya genelinde devredeki tüm rüzgar santralleri, elektrik enerjisi talebinin %5'ini karşılamıştır. Dünya genelinde kurulu rüzgar gücü değişimi Şekil 2.1'den görülebilir.



Şekil 2.1 : Yıllara göre rüzgar enerjisi kurulu gücü.

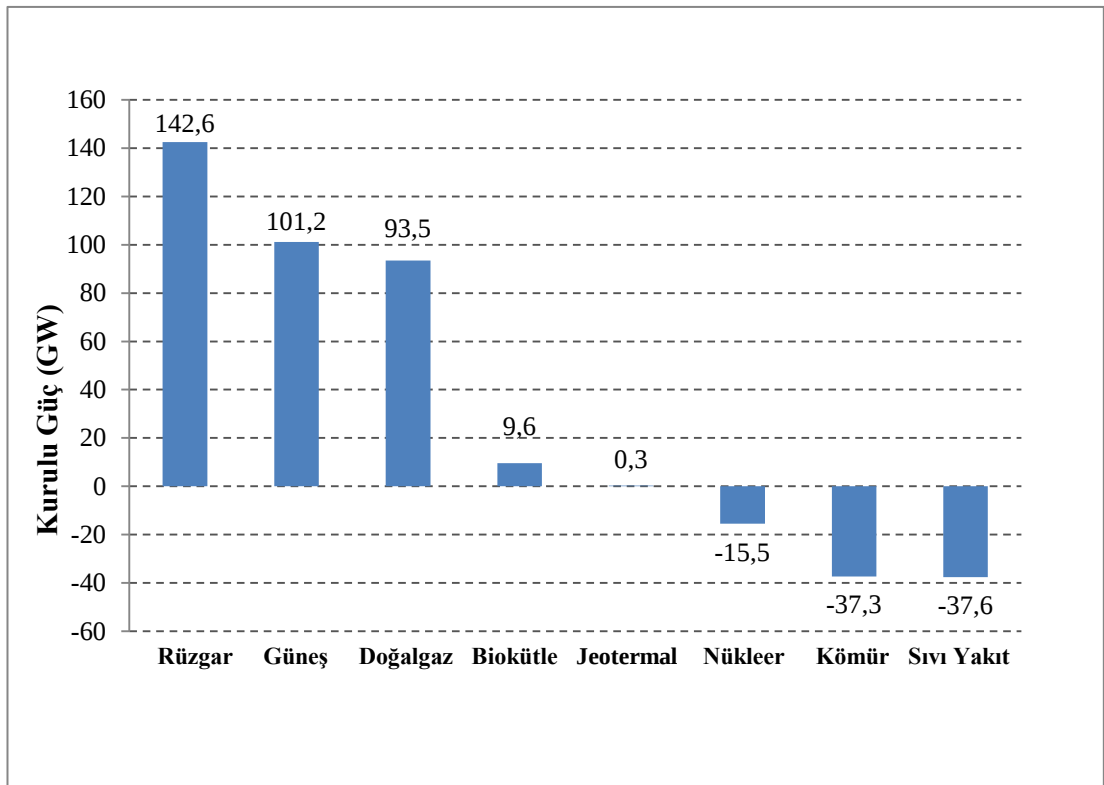
Dünya genelinde ülkelere bakılacak olursa rüzgar enerjisinde en büyük yatırımı Çin'in yaptığı görülecektir. Çin'i ABD ve Almanya takip etmektedir.

2.3 Avrupa'da Rüzgar Enerjisi

Avrupa ülkeleri 2000'li yılların başından beri konvansiyonel enerji kaynakları yerine alternatif kaynaklara yönelme stratejisini hızlandırmıştır. Bunun arkasında hem çevresel hem de ekonomik sebepler bulunmaktadır. Geçtiğimiz yüzyılda fosil yakıtların tüketilmesine bağlı olarak atmosfere salınan gazların küresel ölçekte sıcaklık artışına sebebiyet verdiği kabul görmüştür. Özellikle kuzey ülkeleri rüzgar enerjisine yaptıkları yatırımlar sonucu maliyetlerin de azalmasıyla beraber hem

karalarda hem de denizlerde rüzgar santrali yatırımlarına öncelik vermiş ve çevresel kaygılara sebebiyet veren kaynakların kullanımını azaltmıştır. Bugün rüzgar enerjisindeki yatırımların yaklaşık %80'i Almanya, İngiltere, Norveç gibi ülkelerde yapılmaktadır.

2000-2016 yılları arasında Avrupa'nın enerji sektöründeki sıvı yakıt, kömür ve nükleer kaynak kullanımları yerini rüzgar, güneş gibi kaynaklara bırakmaya başlamıştır. Bu dönemde kurulu rüzgar gücündeki artış 142.6 GW olmuştur (WE, 2016). Avrupa'da kaynaklara göre kurulu güç dağılımı Şekil 2.2'den görülebilir.

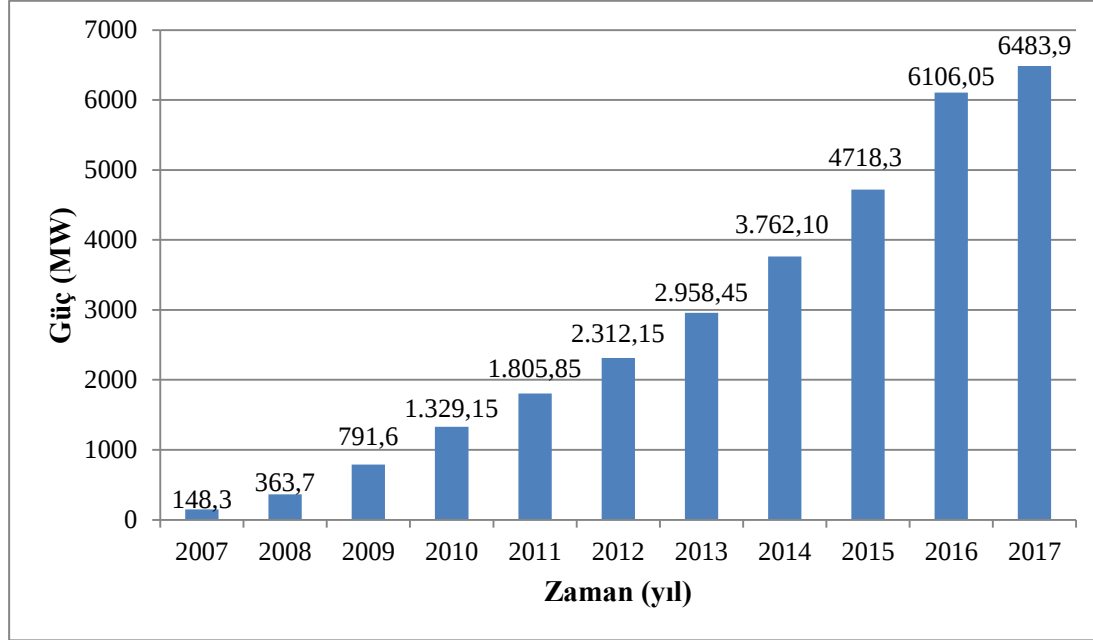


Şekil 2.2 : Avrupa'da kaynaklara göre kurulu güç artışı 2010-2016

2.4 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi

Türkiye rüzgar yatırımlarına Dünya ve Avrupa'ya kıyasla geç başlamıştır. İlk rüzgar santralinin devreye giriş tarihi 1998 yılıdır. O gün 8,7 MW olan rüzgar kurulu gücü 2017 yılı ortası itibari ile 6.483 MW'a kadar gelmiştir (Şekil 2.3). MGM (Meteoroloji Genel Müdürlüğü) Türkiye'de yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve ortalama 7,5 m/s rüzgar hızına sahip alanları içine alacak şekilde hazırladığı raporunda Türkiye'nin potansiyel rüzgar gücünü 48.000 MW olarak hesaplamıştır

(Url-1 <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Ruzgar>, 2017). Türkiye’deki mevcut rüzgar kurulu gücünün yaklaşık %74’ü Ege ve Marmara bölgelerindedir (TUREB, 2017).



Şekil 2.3 : Türkiye’de yıllara göre rüzgar kurulu gücü.

Ülkemiz yenilenebilir enerji alanına geç girmiş olmasına rağmen her sene rüzgar kurulu gücü artışı devam etmektedir. Bununla birlikte rüzgar enerjisi açısından dünya ile kıyaslandığında hala kat etmemiz gereken büyük bir yol olduğu gözükmemektedir. Türkiye 2015 yılı sonundan 2016 yılı sonuna kadar toplam kurulu rüzgar gücünü 4.718 MW’tan 6.081 MW’a kadar çıkarmıştır. Bu sayı bu alanda lider olan ülkelerden Çin için 168.730 MW, ABD için 82.033 MW ve Almanya için 50.019 MW’tır. Aynı dönemde bu artış Türkiye için kişi başına düşen güç oranı olarak bakıldığında (W/nüfus) 80,1’dir. Oysa bu değer Almanya’da 617,7 iken Danimarka’da 927’dir.

Türkiye’nin lider ülkelerin gerisinde olduğu görülmesine rağmen artan teşvikler ile beraber rüzgar yatırımlarının da artarak devam ettiği görülmektedir.

3. RÜZGAR SANTRALİ KURULUMUNDA VERİLERİN TOPLANMASI

3.1 Rüzgar Enerjisinde Ölçümün Önemi

Bir rüzgar enerjisi yatırımı için, yatırım maliyetinin geri dönüşünde ve yatırımın fizibilitesinin belirlenmesinde, işin temelini oluşturan iki ana öge sağlıklı yapılmış ön etütler ve rüzgar kaynak değerlendirme çalışmalarıdır zira rüzgar ölçümü ve ölçüm sonucuna bağlı olarak yapılan enerji hesaplamaları yatırımcıya mümkün olan en doğru bilgiyi vermektedir. Bu sebeple kurulum yapılacak alanda en az bir senelik rüzgar ölçümünün yapılması gerekmektedir. Ölçümlerin yanı sıra bölgenin yakınında bulunan meteoroloji istasyonları tarafından ölçülmüş verilerden de yararlanılabilir. Bu veriler kullanılarak bölgeye ait rüzgar karakteristiği modellenebilir. Tüm bu çalışmalar sonucunda santralden elde edilecek enerjiyi gerçeğe en yakın olacak şekilde hesaplamak amaçlanır.

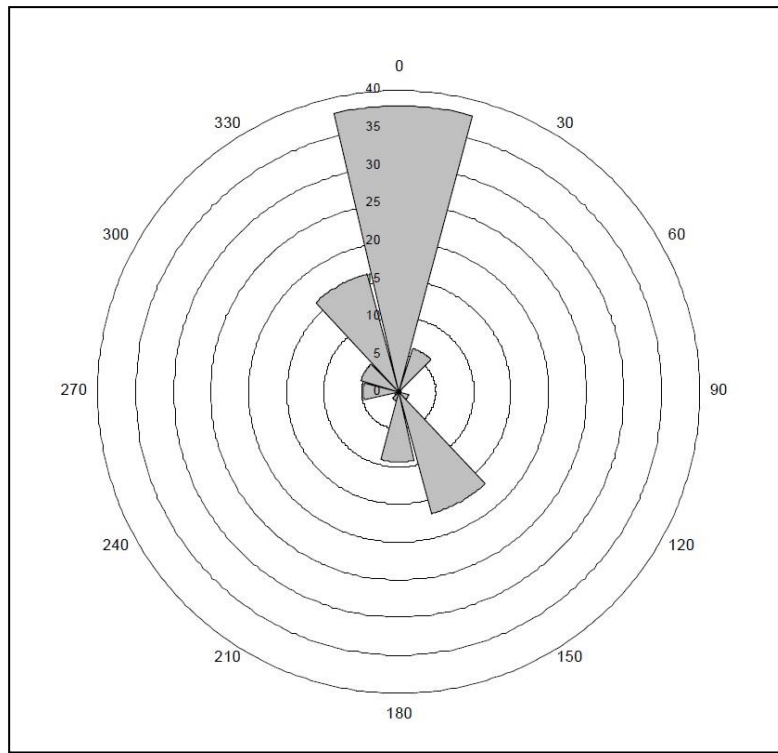
3.2 Rüzgar Hızının Ölçülmesi

Rüzgar enerjisi alanında yapılacak ölçümler için bir çok ekipman kullanılır. Bunların başında anemometre, kayıt cihazları ve ölçüm direkleri gelir. Anemometreler mekanik, ultrasonik veya lazer temelli olabilir. Mekanik anemometreler rüzgar hızına bağlı olarak dairesel bir hareket yaparlar, bu hareket rüzgar hızı olarak kaydedilir. Ultrasonik anemometrelerde ise merkezde konumlandırılmış bir vericiden gönderilen ultrasonik bir sinyalin kuzey, güney, doğu ve batıda konumlandırılmış sensörlere ulaştığı süre ölçülerek rüzgar hızı hesaplanır. Lazer temelli sensörlerde ise rüzgar hızı Doppler etkisinden faydalanılarak hesaplanır. Sensörden çıkan ve rüzgar ile hareket eden toz zerreciklerinin taşıdığı ışığın frekans değişikliğine bakılarak rüzgar hızı ve yönü hesaplanır. (How is wind measured for wind turbines?, 2011).

Rüzgar ölçümlerinde rüzgarın anlık hızı yanında ortalama hız, rüzgar yönü, sıcaklık ve nem gibi değerler de ölçülür. Bu ölçümler genellikle 10 veya 15 dakikalık ortalama değerler olarak kaydedilir. Ölçümü yapılan verilerin kaydedilme işlemi GSM protokolü ile kayıt cihazlarına aktararak yapılır. Bu sebeple yatırımdan elde

edilecek enerjinin hesaplanmasında bağlantı kalitesi de verilerin elde edilmesi kadar önemlidir.

Bir türbinden elde edilecek gücü rüzgarın hızı, türbin kanatları tarafından süpürülen alan ve havanın yoğunluğu belirler. Hızdaki küçük bir değişim güç çıkışında büyük bir değişime neden olacaktır bu sebeple ölçüm ekipmanının kalibre edilmiş ve hassas bir ölçüm yapmak için uygun olması gerekmektedir (IEC 61400-12-1, 2005). Öte yandan ölçüm direkleri konumlandırılırken hakim rüzgar yönünün dikkate alınması elde edilecek verinin kalitesini artırır. Hakim rüzgar yönünü saptayabilmek için rüzgar gülünden yararlanılabilir (Şekil 3.1).



Şekil 3.1 : Rüzgar gülü (Türksoy, 2001).

3.3 Modelleme

Bir rüzgar türbininin veya tarlasının kurulumu aşamasında kurulum alanının rüzgar karakteristiğini bilmek çok önemlidir. Kurulum yapılacak alanda rüzgar karakteristiğinin çıkarılması için ideal durumda 5 senelik rüzgar verisine gerek duyulur. Ancak her zaman 5 sene boyunca veri toplanamaz. Bu gibi durumlarda en yakın meteoroloji ölçüm merkezindeki rüzgar verilerinden yararlanılarak bölgenin bir senelik rüzgar karakteristiği elde edilebilir.

Bir diğ er yöntem ise kurulum yapılacak alandaki rüzgar karakteristiğini bilgisayar yardımı ile modellemektir. Kurulum yapılacak alanda rüzgar hızını etkileyen faktörlerin modelleme yapılırken hesaba katılması gerekmektedir. Modelleme için kullanılan programlar ile yükseklik, orografik yapı ve yüzey özellikleri dikkate alınır. Bu sayede yüzeydeki değişikliklere bağlı olarak değişen rüzgar hızı da göz önünde bulundurularak detaylı sonuçlar elde edilmiş olur.

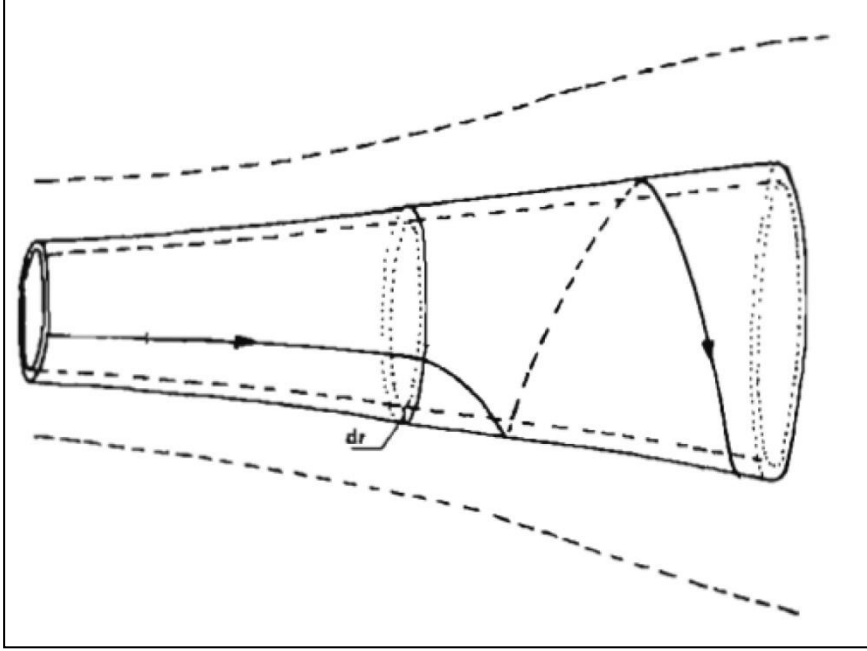
Modelleme için WASP, SOWFA gibi programlar kullanılabilir. Bu programlar ile rüzgar karakteristiği, türbülans haritası ve ortalama rüzgar hızı gibi değerler kullanarak hesaplamalar yapılır. Modelleme için kullanılan programlar türbinlerin nasıl konumlandırılması gerektiği hakkında kullanıcıya fikir verir. Bunun bir sonucu olarak bir rüzgar türbini veya tarlasından  retilbilecek enerji hesaplanmış olur.

3.4 Micro-konumlandırma

Bir rüzgar enerjisi santralinden elde edilecek enerjiyi rüzgar hızı, topoğrafik özellikler ve hava yoğunluğu gibi faktörlerin yanı sıra türbinlerin nasıl konumlandırıldığı da etkiler. Rüzgar türbini rüzgarın kinetik enerjisinin bir kısmı elektrik enerjisine dönüştürdüğünden türbinin arkasında kalan rüzgarın hızının önünde kalan rüzgarın hızından daha yavaş olması beklenir, rüzgar hızındaki bu değişim girdaplı bir akım ve türbülans meydana getirir, buna gölgeleme etkisi (wake effect) denir. Gölgeleme etkisini gösteren en basit model Jensen gölgeleme modelidir. Bu modele göre rüzgar hızı sadece rotorun arkasında kalan alandaki mesafeye bağlı olarak azalır (Schillebeeckx, 2014). İkinci sıradaki türbinlerin ilk sıradaki türbinlerin yarattığı değişken havadan etkilenmesi istenmez çünkü bu üretilecek enerjiyi doğrudan etkiler. Bunun için türbinlerin arasında bir mesafe bırakılır.

Gölgeleme etkisinin yanında türbin konumlandırılırken dikkat edilmesi gereken bir diğ er husus park etkisidir. Gölgeleme etkisinden kaçınmak için türbinler arasındaki mesafelerin gereğinden fazla tutulması kullanılan alanı artırıp iletim için kullanılan ekipman yatırımını artıracığı gibi ana yoldan türbinlere ulaşımı da zorlaştıracaktır. İkinci sıradaki türbinlerin gölgeleme etkisinden etkilenmemesi veya mümkün olduğu kadar az etkilenmesi için ve aynı zamanda türbinler arasındaki mesafenin gereğinden fazla olmaması için gölgeleme etkisinin mesafesinin hesaplanması gerekmektedir.

Gölgeleme etkisinin hesabında momentumun korunumundan faydalanılır (Jensen, 1983). Türbin arkasında kalan alanda rüzgar şiddeti ve yönünde meydana gelen değişimin modeli Şekil 3.2'de görülebilir.



Şekil 3.2 : Türbinin meydana getirdiği akım (Jensen, 1983).

Bu etkiden mümkün olduğunca kaçınmak için arka arkaya gelen sıradaki türbinler birbirlerinin arkasına konumlandırılmak yerine çapraz olarak konumlandırılır ve hakim rüzgar yönünde arka arkaya gelen iki sıra arasında rotor çapının 7 katı kadar mesafe bırakılır. Aynı sıradaki türbinler arasında ise olarak rotor çapının 3 katı kadar mesafe bırakılır.

4. RÜZGAR ÖLÇÜMLERİNDE KAYIP VERİ TAMİRİ

4.1 Veri Tamirinin Önemi

Rüzgar santralinden elde edilecek enerji, türbinin 1. işletim bölgesinde kurulum alanındaki rüzgar hızının küpü ile doğru orantılı olduğundan, santral kurulum alanında yapılacak veri ölçümü ve buradan elde edilecek verilerin doğruluğu oldukça önemli bir yer tutmaktadır. Zira elde edilen verideki hatalar yatırımcıya büyük bir maliyet olarak geri dönecektir. Bu sebeple yatırım yapmadan önce bölgede rüzgar ölçümlerinin yapılmış olması gerekmektedir. Ancak her zaman hiç veri kaybı yaşamadan ölçüm yapmak mümkün olmamaktadır.

Kurulum yapılması planlanan bölgeden elde edilen verinin içinde kayıplar olması durumunda en az bir senelik rüzgar verisi elde edilememiş olur. MGM'nin rüzgar enerjisi ölçüm tebliğinde belirtildiği üzere, 1 yıllık ölçüm verisinde işletme, bakım, arıza vb. nedenlerle veri kaybı % 20'den daha fazla olamaz (Rüzgar Ve Güneş Enerjisine Dayalı Lisans Başvuruları İçin Yapılacak Rüzgar Ve Güneş Ölçümleri Uygulamalarına Dair Tebliğ, 2012)

Ölçüm süresinin 1 yıldan fazla olduğu durumlarda kayıpların en az olduğu bir 1 yıllık periyot dikkate alınır. Veri kaybının olduğu durumlarda kayıp veri kurulum bölgesini temsil edebilecek en yakın meteoroloji istasyonu verilerinden faydalanarak ya da deterministik ve sezgisel yöntemler kullanılarak tamamlanabilir.

4.2 Veri Tamirinde Kullanılan Yöntemler

Veri kaybı neredeyse bütün ölçümlerde karşımıza çıkar. Kayıp verilerin tamamlanmasında ölçüm yapılan konuma en yakın meteoroloji istasyonundan alınan veriler kullanılabilir gibi matematiksel yöntemler de kullanılabilir.

Bu yöntemlerin yanı sıra, kayıp verilerin tamamlanmaması da tercih edilebilir. Bu durumda kayıp veri göz ardı edilmiş olur. 1 senelik ölçümden elde edilmesi beklenen verinin %20'sinin kayıp olması durumunda eldeki veriler ile hesaplamaların yapıp daha sonra doğru orantı kullanılarak 1 senelik enerji üretimi hesaplanır. Bu

yöntemde kayıp veriler rüzgar hızına etki edecek faktörlerden bağımsız olarak ele alınmış olur. Veri tamamlamak için kullanılacak en basit yöntem ise lineer interpolasyon'dur. Bu yöntem de oldukça basit olup verilerin kayıp kısmının doğrusal olarak değiştiği varsayımı ile kayıp veriden önceki ve sonraki veriler kullanılarak hesaplama yapılır. Ancak veri tamamlamada en çok başvurulan yöntemler istatistiksel yöntemlerdir.

İstatistiksel yöntemler ile kayıp veriler hesaplanırken tamir edilmek istenen veriden önceki verilere de bakılarak, rüzgar hızını etkileyen faktörler göz önüne alınır ve kendinden önceki veriler ile bağımlı olacak bir tahminde bulunulmuş olur. Bu yöntemlerden en çok kullanılanları zaman serisi analizleridir.

4.3 Zaman Serisi Analizleri

Belirli bir zaman aralığında elde edilmiş gözlemler dizisine zaman serisi adı verilir (Box ve diğ, 2008). Zaman serisinin doğal yapısı gereği birbiri ardına gelen gözlemler birbiri ile bağımlıdır. Zaman serilerinde yapılan tahmin işlemlerinde bu özellikten yararlanılmaktadır. Eğer zaman serisinin 1. ve 2. momentleri yani ortalama değerleri ve varyansları zaman içinde değişmiyor ise durağan zaman serisi olarak adlandırılır ve zaman içinde benzer istatistiki özellikleri göstermesi sonucu olarak sabit bir olasılık dağılımına sahip olur. Bu da serinin herhangi bir aralığına bakarak geri kalanı için model oluşturulmasını mümkün kılar (Montgomery ve diğ, 2007).

Rüzgar hızı da belirli periyotlar ile tekrarlayan bir zaman serisi olarak tanımlanabileceğinden yatırım aşamasında yapılan bir senelik ölçüm ile ileriki dönemler için tahminde bulunarak yatırımın karlılık oranı belirlenebilir. Benzer şekilde belirli bir periyot içinde kaybedilmiş olan verilerin de tahmin edilmesinde zaman serisinin özelliklerinden yararlanılabilir.

4.3.1 Otoregresif model (AR)

Bağımlı değişkenlerin kendisinden önceki değerlere bağlı olduğu ve bu değerlerin bir fonksiyonu olarak ifade edilebildiği zaman serisi modeline otoregresif model (AR) adı verilir. Otoregresif süreç genel olarak aşağıdaki bağıntı ile temsil edilir (4.1);

$$y_t = \delta + \phi_1 y_{t-1} + \phi_2 y_{t-2} + \dots + \phi_p y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (4.1)$$

Burada t zamanı, p gecikme değerini, y ölçümleri, δ sabit bir değeri, $\emptyset$ otoregresif katsayıları, ε ise hata terimini gösterir. Denklemden anlaşılacağı üzere tamir edilmek istenen veri kendisinden önce gelen veriler ve hata terimi ile birlikte bir grup sabite bağlı olarak değişir. Burada dikkat edilmesi gereken veri tamiri yapılırken denklemin kaçınıcı mertebeden olduğunun hesaplanmasıdır. Bu süreç AR(p) olarak gösterilir.

4.3.2 Hareketli ortalamalar modeli (MA)

Bağımlı değişkenlerin kendisinden önceki değerlerin hatalarına bağlı olduğu ve ağırlıklı hataların bir fonksiyonu olarak ifade edilebildiği zaman serisi modeline hareketli ortalamalar modeli (MA) adı verilir. Hareketli ortalamalar modeli genel olarak aşağıdaki bağıntı ile temsil edilir (4.2);

$$y_t = \mu + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \theta_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad (4.2)$$

Burada μ sabit bir değeri, θ model parametrelerini, q ise gecikme değerini ifade eder. Hareketli ortalamalar modeli MA(q) olarak gösterilir ve model mertebesi belirlenerek ilgili denklemde kaç adet değişken kullanılacağına karar verilir.

4.3.3 Otoregresif hareketli ortalamalar modeli (ARMA)

Eğer bir zaman serisi hem otoregresif hem de hareketli ortalamalar modellerinin özelliklerini taşıyorsa, bu zaman serisi için tahmin edilmek istenen değer iki modelin de özelliklerini içeren bir formülle hesaplanır. İki süreci bir araya getiren bu modele otoregresif hareketli ortalamalar modeli (ARMA) adı verilir. Bu model ARMA(p,q) olarak gösterilir ve genel olarak aşağıda verilen bağıntı ile ifade edilir (4.3);

$$y_t = \delta + \emptyset_1 y_{t-1} + \emptyset_2 y_{t-2} + \dots + \emptyset_p y_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \theta_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad (4.3)$$

ARMA sürecinde durağanlık hareketli ortalamalara değil otoregresif sürece bağlıdır (Hamilton, 1994). ARMA sürecinin en belirgin avantajı durağan bir sürecin ARMA ile modellenmesi durumunda saf AR veya saf MA modeline göre daha az değişkene ihtiyaç duyulmasıdır (Chatfield, 1997). ARMA süreci MA veya AR süreçlerini kapsadığı için ARMA(p,0) şeklindeki süreç AR(p) olarak, ARMA(0,q) şeklindeki süreç MA(q) olarak gösterilebilir.

4.3.4 Otoregresif tümleşik hareketli ortalamalar modeli (ARIMA)

Bazı zaman serilerinin ortalamaları (1.momentleri) sabit değildir. Bu gibi zaman serilerine durağan olmayan zaman serileri denir. Durağan olmayan zaman serilerinde belirli bir aralıktaki ölçümlerin ortalama değerleri serinin geri kalanından farklıdır. Bu zaman serilerinde bu farklılığı ortadan kaldırmak ve seriyi durağan hale getirmek amacıyla serinin farkı alınır. Süreç durağan hale geldikten sonra ARMA modeli ile veri tamiri yapmak için uygun hale gelir. Bu tümleşik model ARIMA(p,d,q) olarak gösterilir. Serinin bir kere farkı alındığı durum için d=1 olarak alınır ve aşağıda verilen bağıntı ile ifade edilir (4,4);

$$y'_t = \delta + \phi_1 y'_{t-1} + \phi_2 y'_{t-2} + \dots + \phi_p y'_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \theta_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad (4.4)$$

Burada y'_t iki ölçüm arasındaki farkı ifade eder (4,5). Fark alma işlemine seri durağan hale gelene kadar devam edilir.

$$y'_t = y_t - y_{t-1} \quad (4.5)$$

4.4 Modelin Belirlenmesi

Bir zaman serisi modeli belirlenmesi model mertebesi belirlenmesi ve değişkenlerin hesaplanması süreçlerini içerir. Bu süreçlerin hesaplanmasında enformasyon kriteri, öz-ilişki (otokorelasyon) fonksiyonu gibi değerlerden yararlanılır.

Zaman serilerinin mertebesinin belirlenmesinde bir çok farklı yöntem kullanılır. Bunlardan ilki en çok olabilirlik tahminidir. En çok olabilirlik yönteminde, gözlemlenen verilerin meydana gelme olasılıkları bir değişkene bağlı olarak formüle edilir. En çok olabilirlik yöntemi gözlemlenen veriye ait olasılık fonksiyonunu maksimize edecek değişkeni seçmeye yarar (Rao, 2017).

Zaman serilerinde model belirlemede bilgi kriteri hesabı da sıkça başvurulmuş bir yöntemdir. Bilgi kriteri belirlemede en çok kullanılan yöntemlerden biri Akaike bilgi ölçütü (AIC) dır. AIC aşağıdaki formül ile ifade edilir (4.6);

$$AIC = -2 \cdot \log(L) + 2 \cdot k \quad (4.6)$$

Bu formülde L olabilirlik fonksiyonunu, k ise ölçümlerin varyansı da dahil olmak üzere değişken sayısını temsil eder. Zaman serisi analizlerinde olabilirlik fonksiyonun tanımı karmaşık yapıda olduğundan AIC yöntemi model kurulurken seçilecek değişken sayısını kısıtlamayı hedefler. Bu sebeple ile farklı sayıda parametreye sahip farklı modeller karşılaştırılır. Karşılaştırılan bir çok model arasından denklem 4.6'da en küçük AIC değerini veren parametre seçilir (Akaike, 1974). Bilgi kriteri hesabında kullanılan bir diğer yaygın yöntem ise Bayesian bilgi kriteridir (BIC). BIC de AIC yöntemine oldukça benzer bir yöntemdir. Bu yöntemde de seçilecek parametre sayısı kısıtlanır. Böylece en çok olabilirlik fonksiyonun karmaşık bir yapıda olması engellenir. BIC aşağıdaki formül ile gösterilir (4.7). Burada n gözlem sayısıdır.

$$BIC = -2 \cdot \log(L) + k \cdot \log(n) \quad (4.7)$$

Zaman serilerinde dikkat edilmesi gereken bir diğer kavram otokorelasyondur. Otokorelasyon tanım olarak gözlemlere bağlı olarak oluşturulmuş bir fonksiyonun belirli bir zaman aralığı ile kendisini tekrar edip etmediğini gösterir. ACF zaman serisine ait ölçümlerden bağımsız bir büyüklüktür ve boyuta sahip değildir (Box ve diğ, 2008). Zaman serisi modellerinde serinin kaç parametreden sonra kendini tekrar ettiğini göstermek için otokorelasyon fonksiyonundan (ACF) faydalanılabilir.

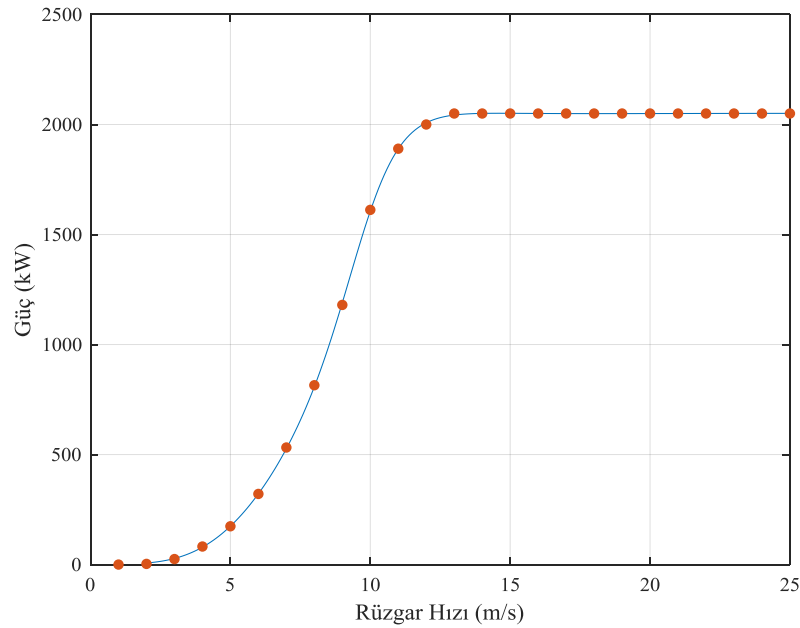
Model derecesinin belirlenmesinde kullanılan bir diğer öge kısmi öz-ilişkidir (PACF). PACF da ACF gibi gözlemler arasındaki ilişkinin ölçülmesini sağlar. ACF'den farklı olarak PACF'da iki ölçüm arasındaki korelasyon bu iki ölçüm dışındaki ölçümlerden bağımsız olarak incelenir (The Pennsylvania State University, Eberly College of Science, 2018).

5. MATEMATİKSEL MODELLER İLE KAYIP VERİ TAMİRİ

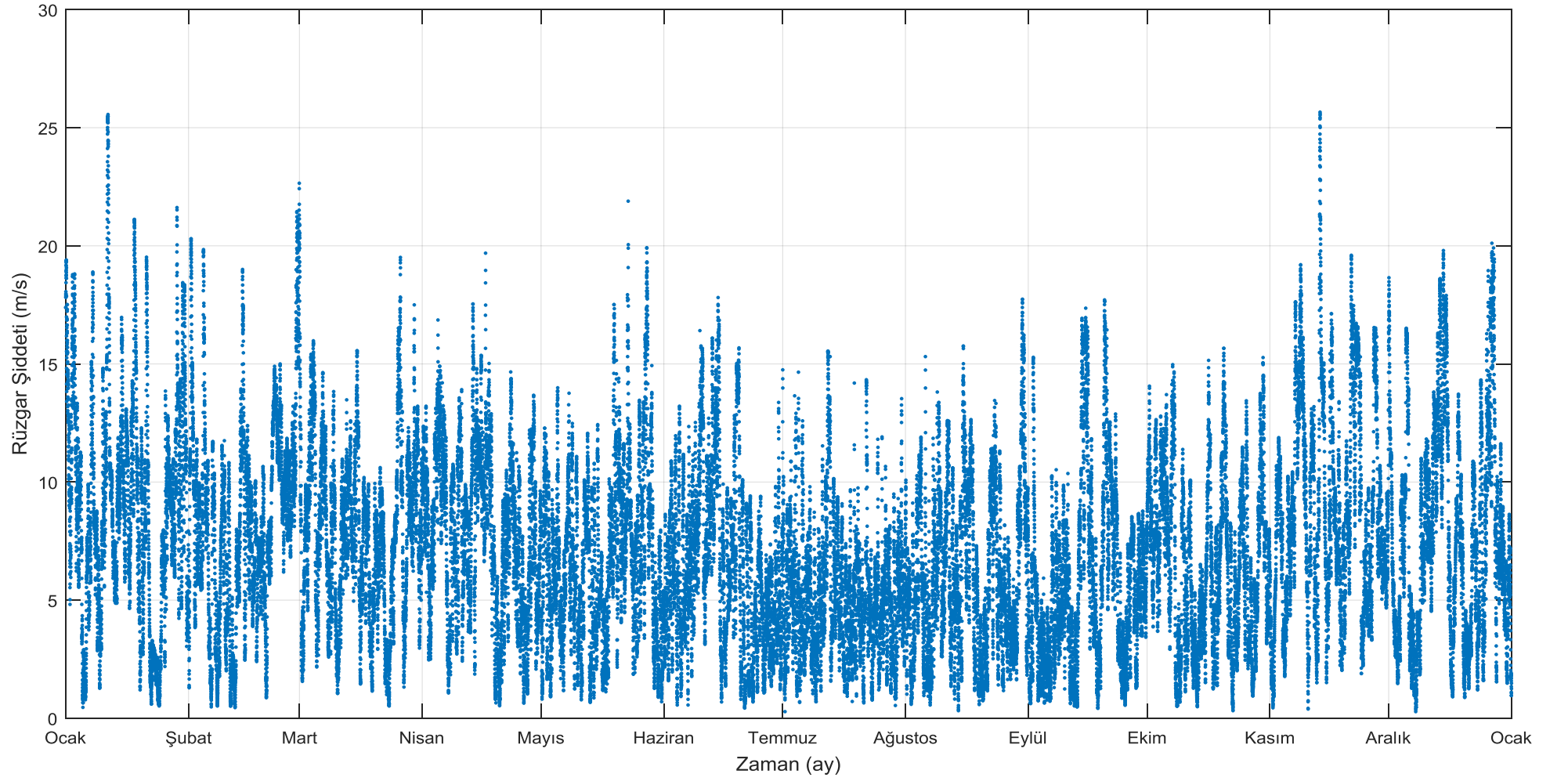
Bu çalışmada bir senelik rüzgar ölçüm verisinin kayıp kısmının tamamlanması için kullanılan iki farklı yöntem ile verileri tamamlamadan yapılacak bir güç hesabı karşılaştırılmıştır. Bunun için 1 senelik eksiksiz olan rüzgar ölçüm verisinin yasal olarak izin verilen sınır olan %20'si çıkarılacak ve veri tamamlama işlemleri yapılacaktır. Verilerin silinmesinde de iki farklı durum karşılaştırılması yapılmıştır; bunlardan ilki kayıp verinin bütün veri içerisinde rastgele dağılmış olduğu durum, ikincisi ise kayıp verilerin dönemsel olarak meydana geldiği durumdur. Tez kapsamında yapılan tüm işlemler için MATLAB programından yararlanılmıştır.

Çalışmada kullanılmak üzere Zonguldak Devrek ilçesindeki MGM ölçüm istasyonundaki kayıtlı verilerden faydalanılmıştır. Bu sayede bölgeye ait bir senelik gerçek rüzgar şiddeti değerleri eksiksiz bir şekilde elde edilmiştir.

Bölgeye ait verilerden farklı yöntemler ile elde edilen rüzgar verilerinin karşılaştırılabilmesi için Enercon E82 türbini ile bölgeden elde edilecek elektrik enerjisi tüm durumlar için ayrı ayrı hesaplanıp karşılaştırılmıştır. Enercon E82 türbinine ait güç eğrisi Şekil 5.1'de verilmiştir.

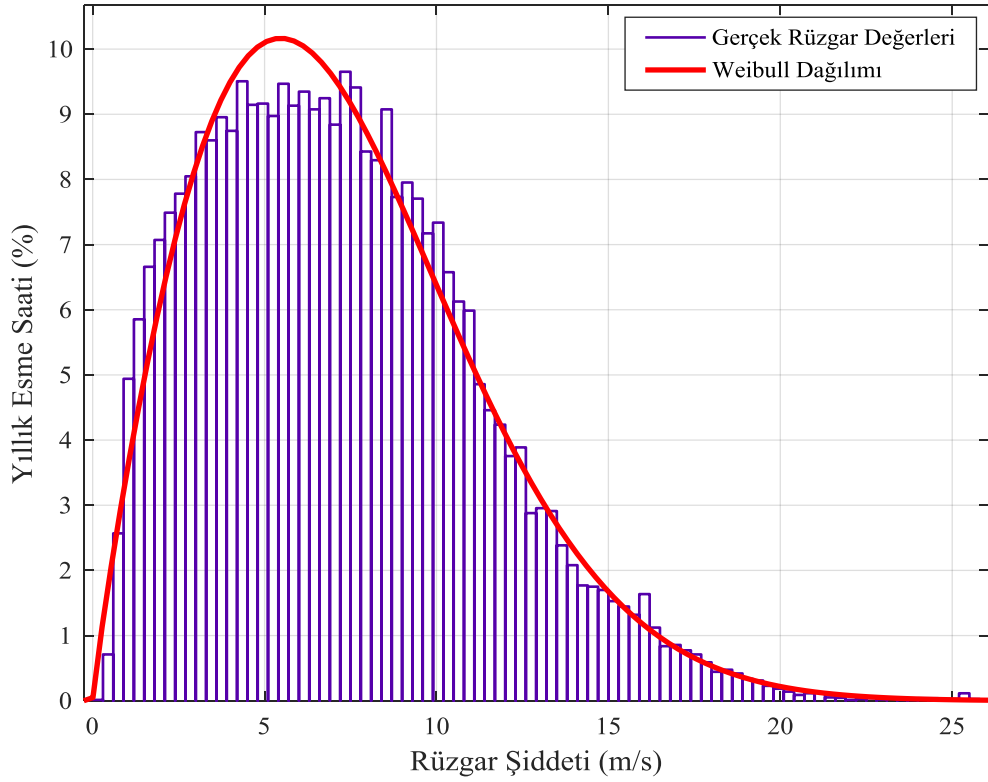


Şekil 5.1 : Enercon E82 türbinine ait güç eğrisi.



Şekil 5.2 : Rüzgar şiddeti değerlerinin zaman serisi.

Eksiksiz olarak ölçülmüş ve kayıt altına alınmış verilere göre bölgenin ortalama rüzgar şiddeti 7,2216 m/s'dir. Bölgeye ait rüzgar şiddeti dağılım grafiği Şekil 5.3'e bakılarak görülebilir. Gerçek rüzgar değerlerine ait Weibull şekil parametresi 1.89012, ölçek parametresi ise 8,14265 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.3 : Bölgeye ait rüzgar şiddeti dağılımı.

1 seneye ait 10'ar dakikalık ortalamalar olarak kaydedilmiş rüzgar şiddeti zaman serisi Şekil 5.2'den görülebilir. 1 senelik rüzgar şiddeti değerleri kullanılarak türbin kataloğunda yer alan güç eğrisi yardımı ile rüzgar gücünden elde edilecek bir senelik elektrik enerjisi hesaplanmıştır.

5.1 Rastgele Dağılmış Kayıp Veri İçin Hesaplama

Ölçüm sırasında kayıt edilemeyen verinin tüm veri içerisinde rastgele dağılmış olması durumu için verilerin %20'si rastlantısal olarak silinmiştir. Farklı hesaplama metotlarında farklı veriler üzerinde çalışmamak ve karşılaştırmanın daha kolay yapılabilmesi adına 52.560 olan toplam veri sayısının %20'sine eşit olan 10.512 adet rastgele seçilmiş aynı veri her denemede silinerek işlemler gerçekleştirilmiştir. Ekler bölümünde Şekil A.1'de verilerin %80'ini içeren rüzgar şiddeti grafiği

görülmektedir. Kayıp verileri içeren ölçümde yıllık ortalama rüzgar şiddeti 7,2189 m/s olarak hesaplanmıştır. Aynı veriler ile yapılan hesaba göre bulunan yıllık elektrik enerjisi üretimi 5,4536 MWh'tır. Bu sonuç eksik verilerin hiç hesaplanmamış hali ile yapılmıştır ve mantıksal olarak toplam veri kaydının %80'ini içerdiğinden toplam rüzgar enerjisi potansiyelinin de %80'ini vereceği düşünülebilir. Buna göre %80'i 5,4536 MWh olarak hesaplanan toplam enerjinin %100'ü 6,817 MWh olarak bulunur. Bu sonuç gerçek veri ile yapılan hesaba benzerdir. Çizelge 5.1'te iki hesaplama yöntemi ile ulaşılan sonuçlar görülmektedir.

Çizelge 5.1: Rastgele dağılmış kayıp veri ile yapılan hesap.

	Gerçek Ölçüm Değerleri	Eksik Veri	Doğru Orantı İle Yapılan Hesaplama
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	7,2189	-
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	5,4536	6,817
Kapasite Faktörü	0,3892	0,3891	-

5.1.1 Rastgele dağılmış kayıp verilerin lineer interpolasyon ile tamiri

Veri içindeki kayıpların küçük aralıklar ile meydana geldiği durumda ölçülmüş iki veri arasındaki boşluk çok küçük olacağı düşünülebileceği için iki veri arasında kayıt altına alınamamış olan verileri yerine koymak için hesap yapılacak aralıkta rüzgar şiddetinin doğrusal olarak değişeceği düşünülmüş lineer interpolasyon yöntemi ile eksik veriler tamamlanabilir.

Bu yöntemin kullanılabilmesi için öncelikli olarak kayıt altına alınmış iki veri arasında kaç adet verinin kayıt altına alınamadığı belirlenir. Bunun ardından kayıp verilerin bulunduğu aralığın öncesinde ve sonrasındaki iki değer dikkate alınarak arka arkaya gelecek iki veri arasındaki fark hesaplanır (5.1).

$$\Delta = \frac{V_2 - V_1}{t_2 - t_1} \quad (5.1)$$

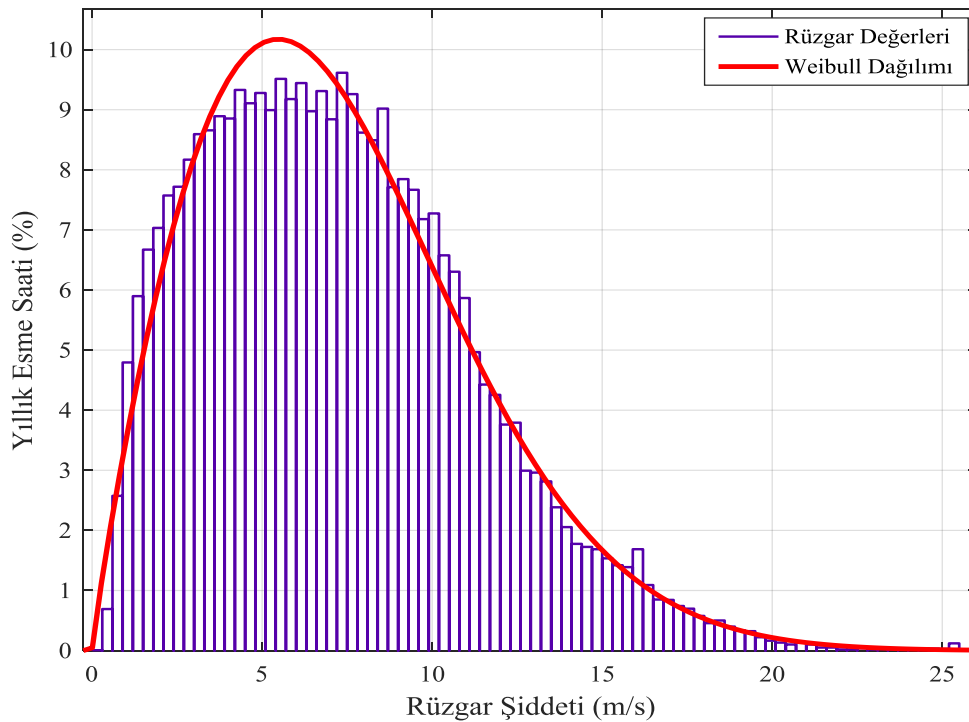
İki veri arasındaki fark bulunduktan sonra eksik verileri bulmak için önceki değere Δ değeri eklenerek eksik veriler teker teker bulunur. Bunun için öncelikli olarak veri içerisinde boşluk olan noktaların bulunması ve 5.1 numaralı formül kullanılarak boşluk olan noktalara hesaplanan yeni değerlerin yazılması gerekmektedir. Bu

yapılan işlemler sonucunda eksik veriler yerine eklenen yeni veriler ile bir senelik elektrik enerjisi hesaplanır. Bu hesaba göre yıllık ortalama rüzgar şiddeti 7,2217 m/s olarak, bir senelik toplam elektrik enerjisi üretimi 6,8166 MWh olarak bulunur. Lineer interpolasyon ile bulunan değerler Çizelge 5.2'de görülmektedir.

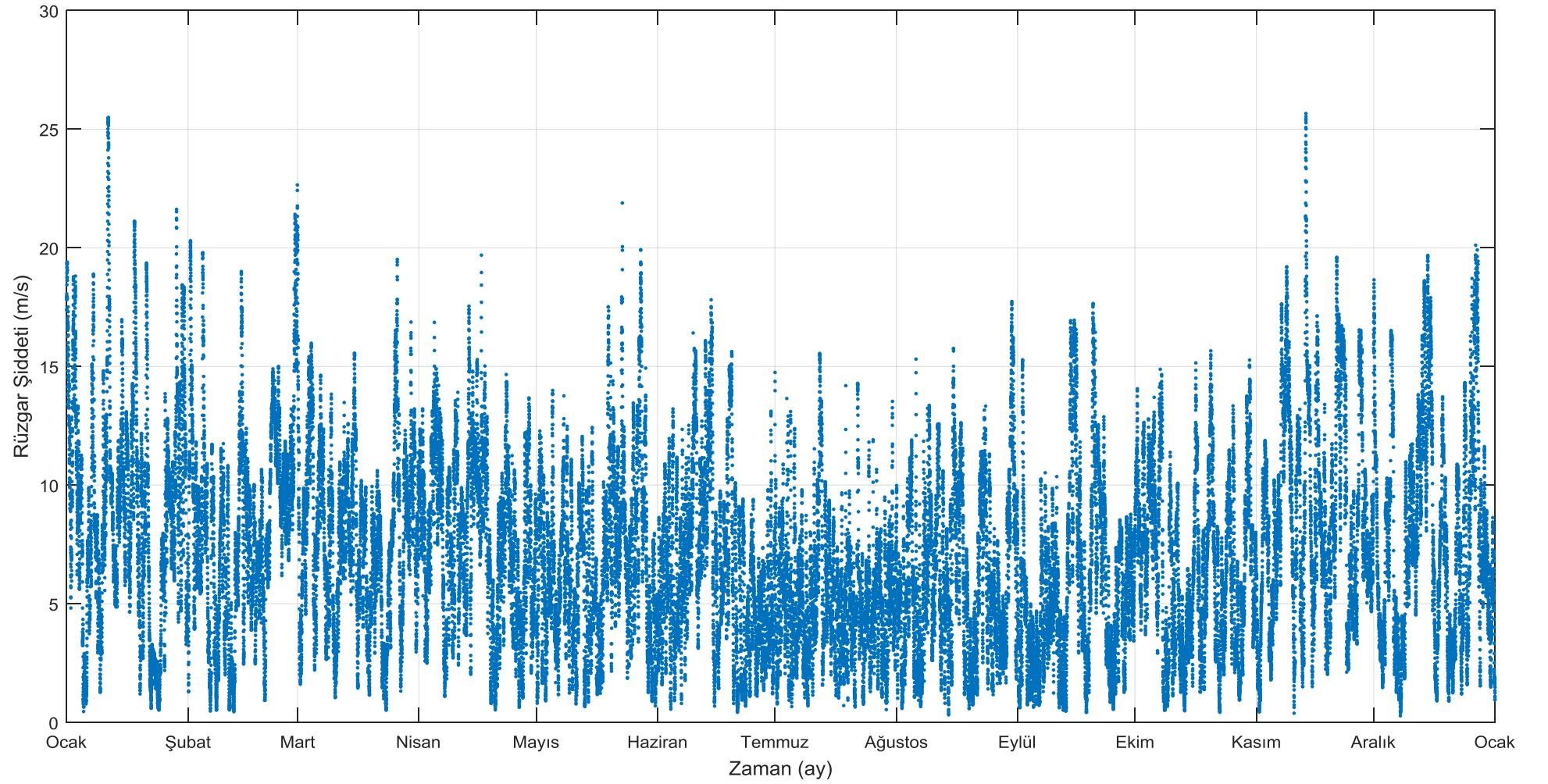
Çizelge 5.2: Rastgele dağılmış kayıp verilerin lineer interpolasyon ile tamiri.

	Gerçek Ölçüm Değerleri	Eksik Veri	Lineer İnterpolasyon ile Yapılan Hesaplama
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	7,2189	7,2217
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	5,4536	6,8166
Kapasite Faktörü	0,3892	0,3891	0,3891

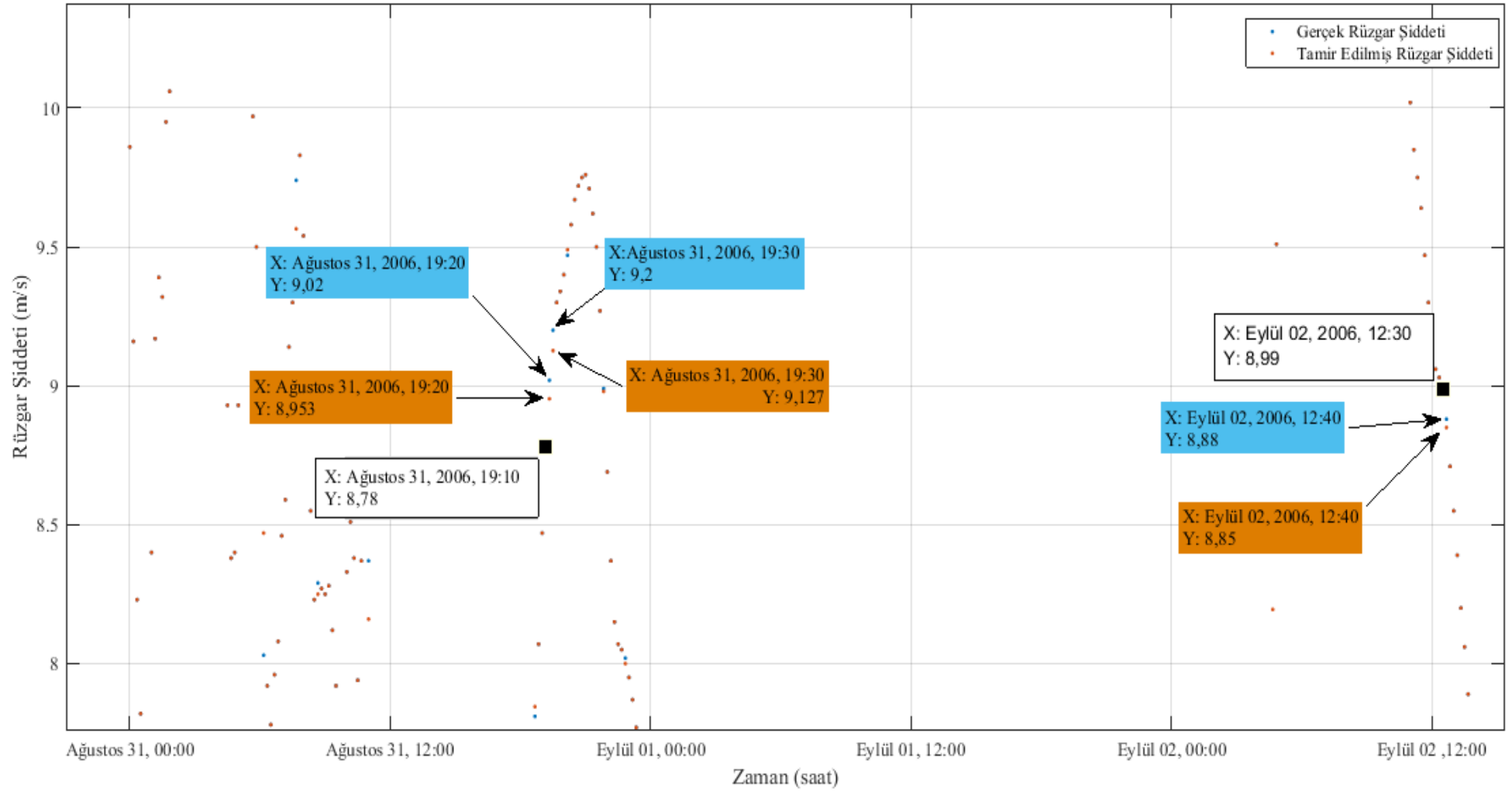
Lineer interpolasyon yöntemi yardımı ile hesaplanan verileri içeren rüzgar şiddeti dağılımı Şekil 5.4'e bakılarak görülebilir, burada şekil parametresi 1.89234, ölçek parametresi 8.14324 olarak hesaplanmıştır. 10'ar dakika aralıklı rüzgar şiddeti değişimi Şekil 5.5'te görülmektedir. Gerçek rüzgar şiddeti değerleri ve veri tamiri sonrası elde edilen rüzgar şiddeti değerlerinin karşılaştırması Şekil 5.6'da yapılmıştır. Ayrıca ekler bölümünde de gerçek ve tamir edilmiş verilerin karşılaştırılması paylaşılmıştır (Şekil A.2).



Şekil 5.4 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış rüzgar şiddeti dağılımı (Rastgele kayıplar).



Şekil 5.5 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Rastgele kayıplar).

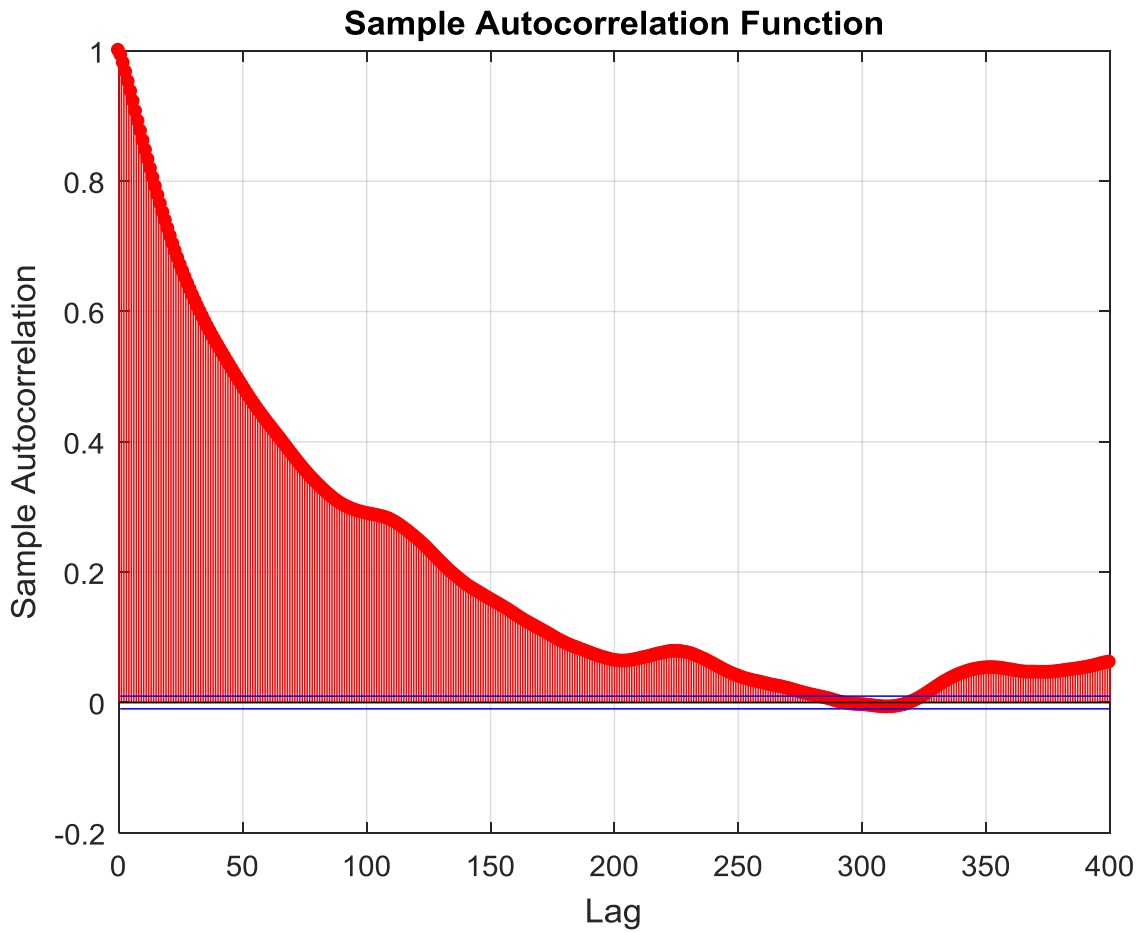


Şekil 5.6 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).

5.1.2 Rastgele dağılmış kayıp verinin zaman serisi modeli ile tamiri

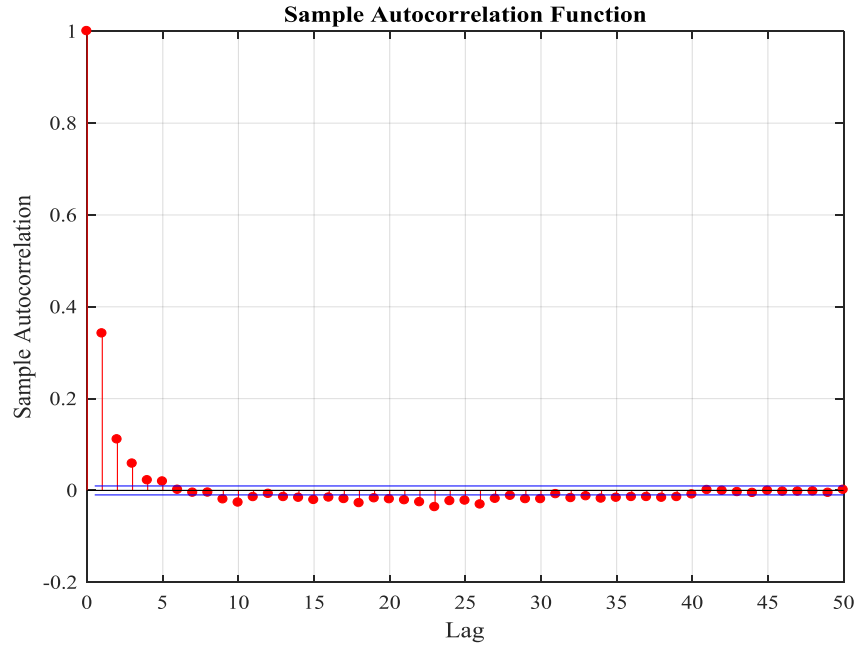
Bu bölümde kayıp verilerin tamirinde matematiksel modellerden yararlanılacaktır. Öncelikle modelin oluşturulması gerekmektedir. Tahmin işleminde ARIMA kullanılmıştır. Model seçimi için serinin durağan olup olmadığının belirlenmesi ve derecesinin bulunmasında Box-Jenkins yöntemi kullanılmıştır.

Yöntemin uygulanması için ilk aşama olarak modelin durağanlığının test edilmesi gerekmektedir. Bunun için ACF ve PACF fonksiyonlarına bakılır. Şekil 5.7'ye bakılarak, veriye ait ACF kontrolü yapılmıştır.



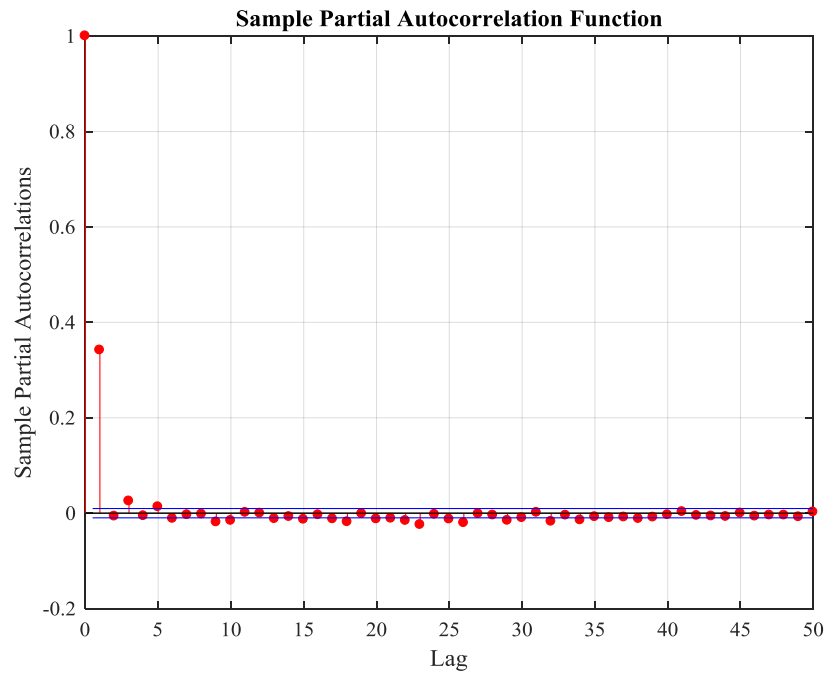
Şekil 5.7 : Rastgele dağılmış kayıplı veriye ait ACF grafiği.

Grafikten görüleceği gibi rüzgar şiddeti verisinin ACF grafiğindeki azalma uzun bir zamana yayılmıştır. ACF grafiğinin çok hızlı bir şekilde azalmamasından yola çıkarak zaman serisinin durağan olmadığı söylenebilir. Bu durumda serinin farkı alındıktan sonra tekrar ACF kontrolü yapılır. Bir kere farkı alınmış veriye ait ACF kontrolü Şekil 5.8'de görülebilir.



Şekil 5.8 : Farkı alınmış veriye ait ACF (Rastgele kayıplar).

Seri durağan hale getirildikten sonra ölçümlerin kaç gecikme boyunca ilişkisi olduğunu anlamak ve model derecesini belirlemek için PACF çizelgesine bakılır. Çizelge 5.9'dan da görüleceği üzere ölçümler arasında 6 gecikme sonrasında ilişki gözükmemektedir. Buradan yola çıkarak zaman serisi modelinin derecesinin 6'dan daha büyük seçilmesine gerek olmadığı anlaşılmıştır.



Şekil 5.9 : Farkı alınmış veriye ait PACF grafiği (Rastgele kayıplar).

Model mertebesinin belirlenirken p ve q değerlerinin en iyi sonucu vermesi için bir de informasyon kriteri hesabı yapılır. İnformasyon kriteri belirlenmesi neticesinde model mertebesinin çok büyük olmaması sağlanır. Rastgele kayıplara sahip veride en küçük informasyon kriteri sonucunu veren değer p için 4 ve q için 4 olarak bulunduğu için model ARIMA(4,1,4) olarak seçilmiştir, IC değerleri Şekil 5.10'da görülmektedir.

BIC =					
1.0e+04 *					
5.2467	5.2121	5.1983	5.1975	5.1949	5.1947
5.1988	5.1942	5.1946	5.1945	5.1943	5.1947
5.1975	5.1946	5.1947	5.1945	5.1947	5.1952
5.1950	5.1942	5.1947	5.1937	5.1941	5.1956
5.1954	5.1947	5.1951	5.1948	5.1945	5.1961
5.1943	5.1946	5.1942	5.1957	5.1950	5.1955

Şekil 5.10 : Rastgele dağılmış kayıplı veriye ait model mertebesinin belirlenmesi.

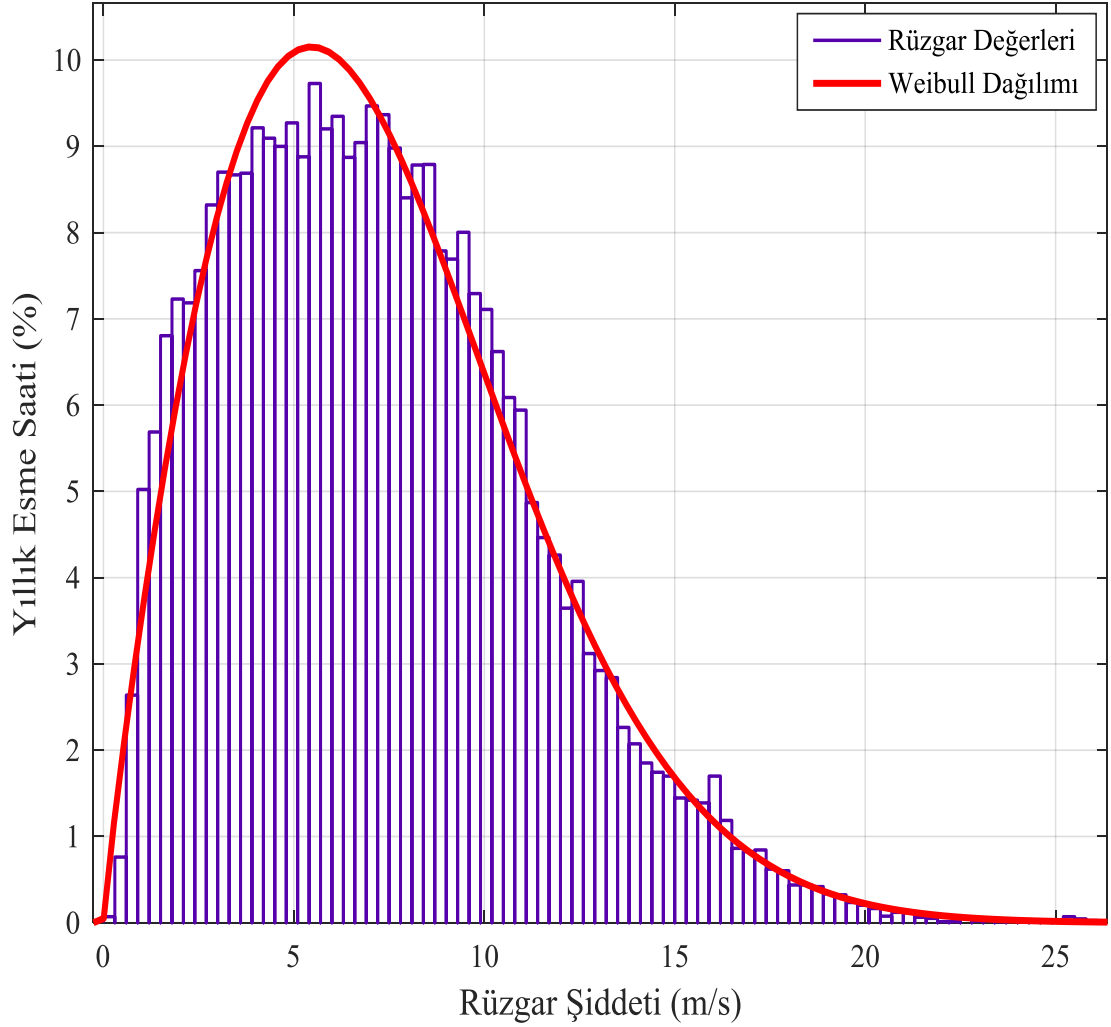
Bu noktaya kadar bulunan veriler yardımı ile zaman serisi modelinin parametreleri hesaplanmıştır. Her aralık için farklı parametreler içeren modeller oluşturulmuştur.

Model oluşturulduktan sonra uygulamada hazırlanan formül yardımı ile eksik veriler yerine teker teker hesap yapılarak yeni değerler konur. ARIMA(4,1,4) modeli ile yapılan rüzgar şiddeti tahmin işlemi sonucunda yeni elde edilen verilere göre ortalama rüzgar şiddeti 7,2234 m/s olarak, elde edilecek bir senelik elektrik enerjisi 6,8208 MWh olarak bulunur. ARIMA modeli ile bulunan değerler Çizelge 5.3'te görülebilir.

Çizelge 5.3: Rastgele dağılmış kayıp verinin ARIMA ile hesaplanması.

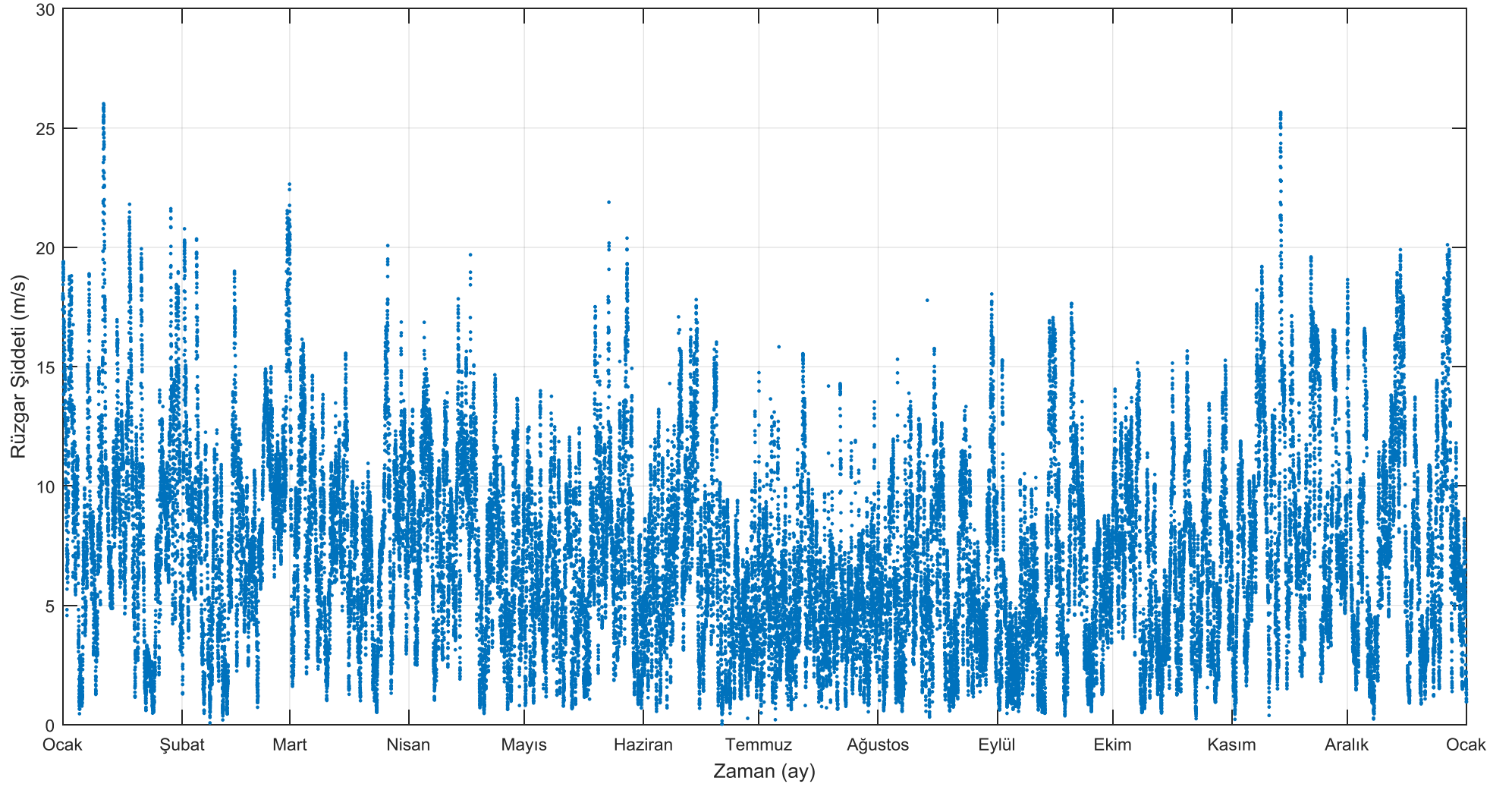
	Gerçek Ölçüm Değerleri	Eksik Veri	ARIMA İle Yapılan Hesaplama
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	7,2189	7,2234
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	5,4538	6,8208
Kapasite Faktörü	0,3892	0,3891	0,3893

Tablodan görülebileceği üzere ARIMA modeli ile ulaşılan sonuç gerçek ölçüm değerleri ile hesaplanan sonuca oldukça yakındır. ARIMA modeli ile hesaplanan verileri içeren rüzgar şiddeti dağılımı Şekil 5.11'e bakılarak görülebilir, burada şekil parametresi 1.88611, ölçek parametresi ise 8.14319 olarak hesaplanmıştır. 10'ar dakika aralıklı rüzgar şiddeti değişimi Şekil 5.12'de görülmektedir.

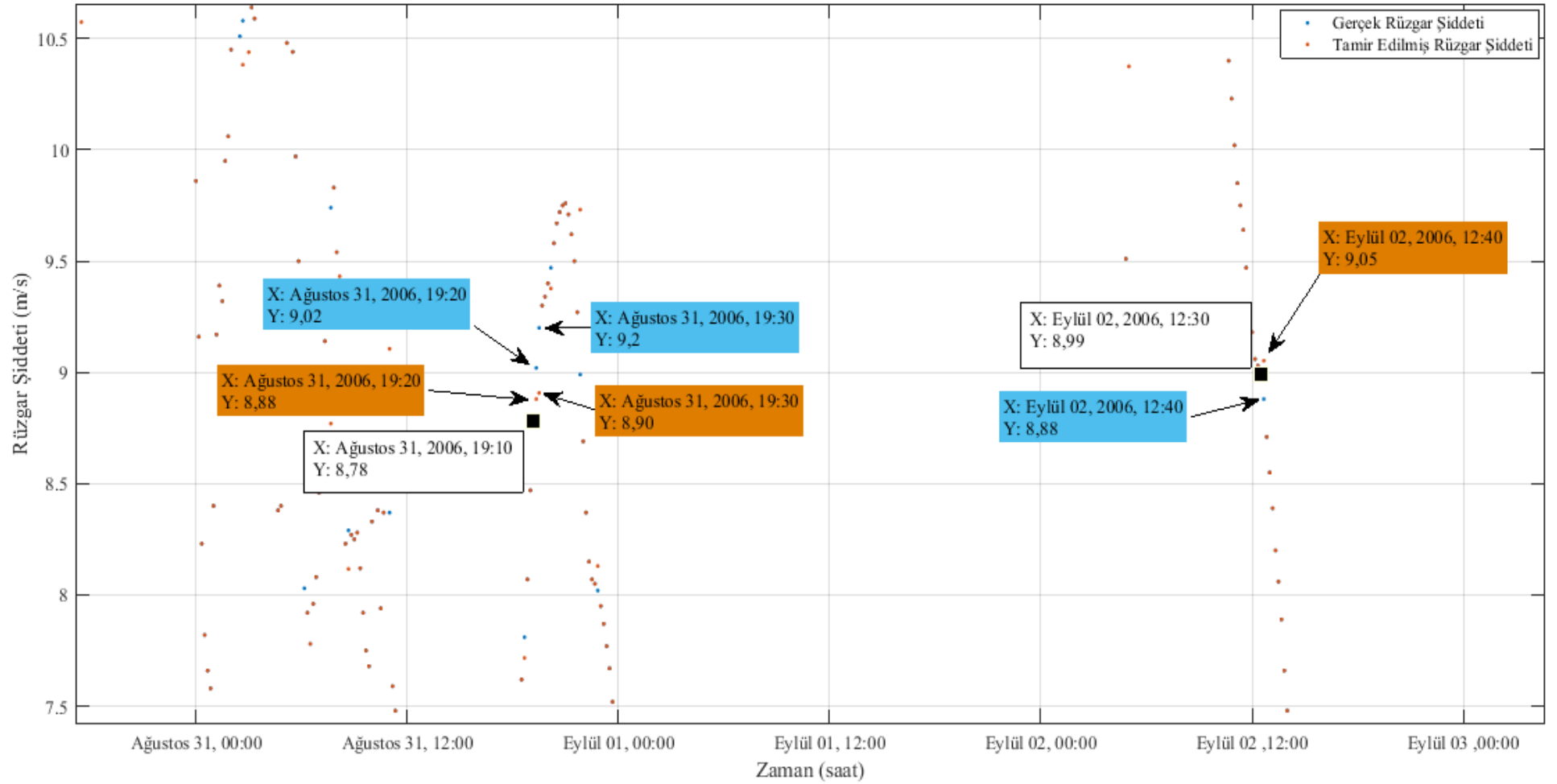


Şekil 5.11 : ARIMA ile tamir edilmiş rüzgar şiddeti dağılımı (Rastgele kayıplar).

Gerçek rüzgar şiddeti değerleri ve veri tamiri sonrası elde edilen rüzgar şiddeti değerlerinin karşılaştırması Şekil 5.13'te yapılmıştır. Ayrıca ekler bölümünde de gerçek ve tamir edilmiş rüzgar şiddeti değerlerinin karşılaştırılması paylaşılmıştır (Şekil A.3).



Şekil 5.12 : ARIMA ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Rastgele kayıplar)



Şekil 5.13 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).

5.2 Dönemsel Kayıplar İçeren Veri İçin Hesaplama

Bu kısımda ölçüm sırasında kayıt edilemeyen verinin gerçeğe daha yakın olması için dönemsel olarak kayıt altına alınamadığı durum göz önünde bulundurulmuştur. Bunun için veri içerisinde belirli aralıklarda bloklar halinde rüzgar şiddeti değerleri silinmiştir. İki farklı hesaplama yönteminde aynı verilerin kullanılması istendiğinden her denemede aynı bloklardan veriler silinmiştir.

Gerçek veriden silinerek elde edilecek kayıp verinin her seferinde aynı olmasının sağlanması için 10.512 adet eleman içeren bir dizi yaratılmıştır. Bu dizi kullanılarak gerçek veriler içerisindeki değerlerin %20'sinin silinmesini sağlamıştır.

Kayıp verileri içeren ölçümde yıllık ortalama rüzgar şiddeti 7,252 m/s olarak hesaplanmıştır. Aynı veriler ile yapılan hesaba göre yıllık elektrik enerjisi üretimi 5,4635 MWh'tir. Bu sonuç eksik verilerin hiç hesaplanmamış hali ile yapılmıştır ve mantıksal olarak toplam verinin %80'ini içerdiğinden toplam enerjinin de %80'ini vereceği düşünülebilir. Buna göre %80'i 5,4635 MWh olarak hesaplanan elektrik enerjisinin %100'ü 6,8229 MWh olarak bulunur. Bu sonuç gerçek veriye benzerdir, karşılaştırmalı sonuç Çizelge 5.4'de görülmektedir. Eksik verileri içeren rüzgar şiddeti değişimi ekler bölümünde Şekil A.4'te görülmektedir.

Çizelge 5.4: Dönemsel kayıplar içeren veri ile yapılan hesap.

	Gerçek Ölçüm Değerleri	Eksik Veri	Doğru Orantı İle Yapılan Hesaplama
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	7,2520	-
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	5,4635	6,8229
Kapasite Faktörü	0,3892	0,3898	-

5.2.1 Dönemsel kayıplı verinin lineer interpolasyon ile tamiri

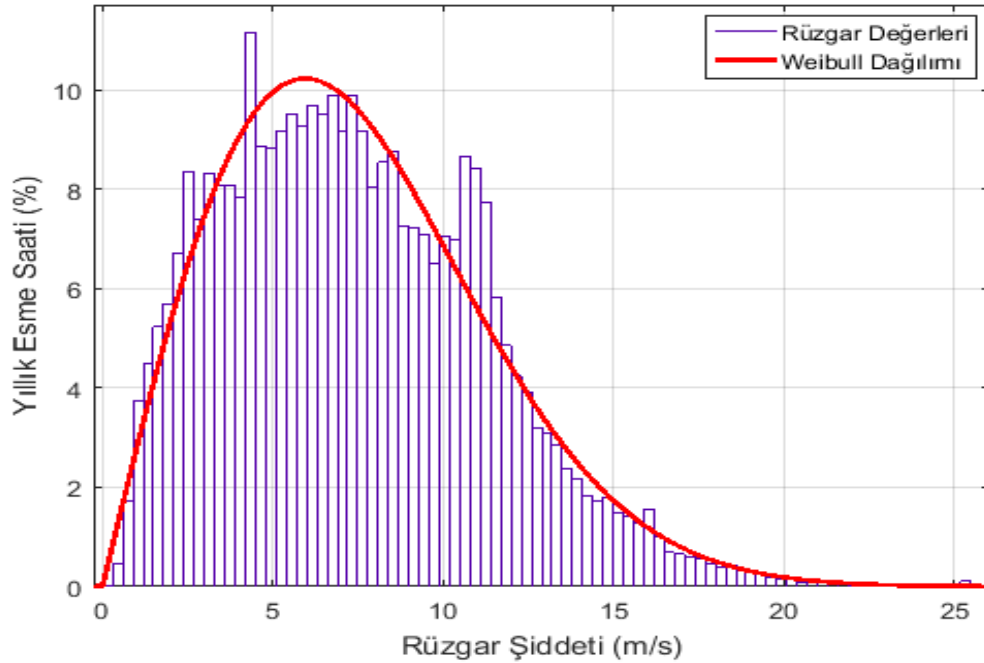
Doğrusal interpolasyon yönteminin bloklar halinde kayıp veri içeren ölçümlerde kullanılabilmesi için öncelikle kayıt altına alınmış iki veri arasında kayıp veri olup olmadığı ve varsa kaç adet verinin kaybedilmiş olduğu tespit edilir. Daha sonrasında yine daha önceki bölümlerde gösterilmiş olduğu gibi ölçülmüş ve kayıt altına alınmış iki veri arasındaki fark 5.1 numaralı denklem yardımı ile hesaplanır. Bundan sonra ilk değere Δ eklenerek eksik veriler teker teker yerine yazılır.

Bu yöntem sonucu elde edilen değerler ile yapılan hesaba göre yıllık ortalama rüzgar şiddeti 7,4339 m/s olarak, bir senelik elektrik enerjisi üretimi 7,22 MWh olarak bulunmuştur. Lineer interpolasyon ile bulunan değerler Çizelge 5.5'te görülmektedir.

Çizelge 5.5: Dönemsel kayıplı veri için lineer interpolasyon ile yapılan hesap.

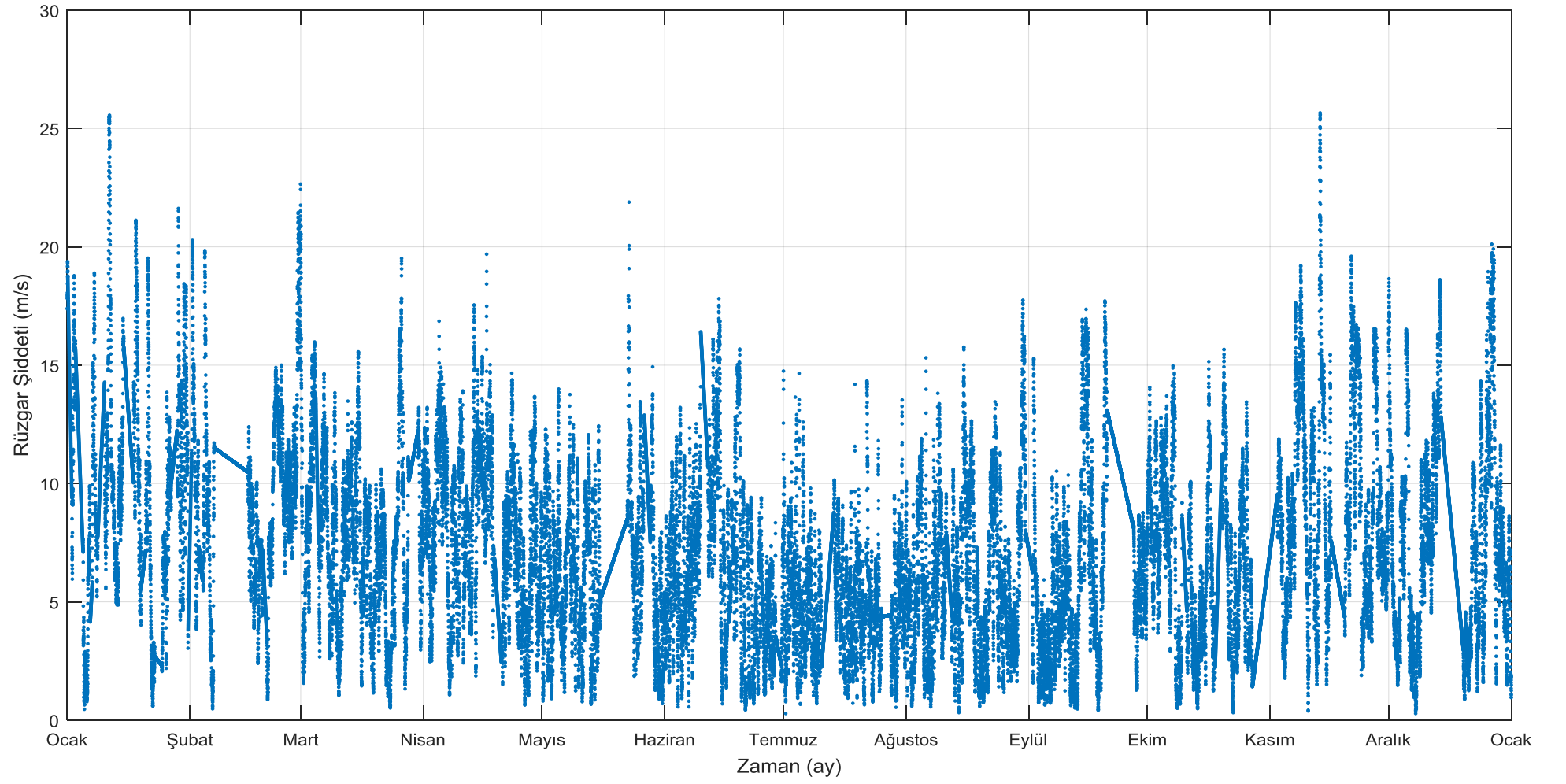
	Gerçek Ölçüm Değerleri	Eksik Veri	Lineer İnterpolasyon İle Yapılan Hesaplama
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	7,2520	7,4339
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	5,4635	7,22
Kapasite Faktörü	0,3892	0,3898	0,4121

Çizelge 5.5'ten görülebileceği gibi dönemsel olarak kayıp verileri içeren bir kayıta veri tamiri için lineer interpolasyon kullanıldığında hesaplanan değer gerçek veriden büyük çıkmıştır. Ayrıca Şekil 5.15'ten de görülebileceği gibi rüzgar şiddeti değişimi de gerçekçi bir görüntü almamıştır. Şekil 5.14'te yeni rüzgar şiddeti dağılımı görülmektedir. Burada şekil parametresi 2.00546, ölçek parametresi ise 8.39399 olarak hesaplanmıştır. Veri tamiri ile elde edilen yeni rüzgar şiddeti değerlerinin gerçek rüzgar şiddeti değerleri ile karşılaştırması Şekil 5.16'da görülmektedir.

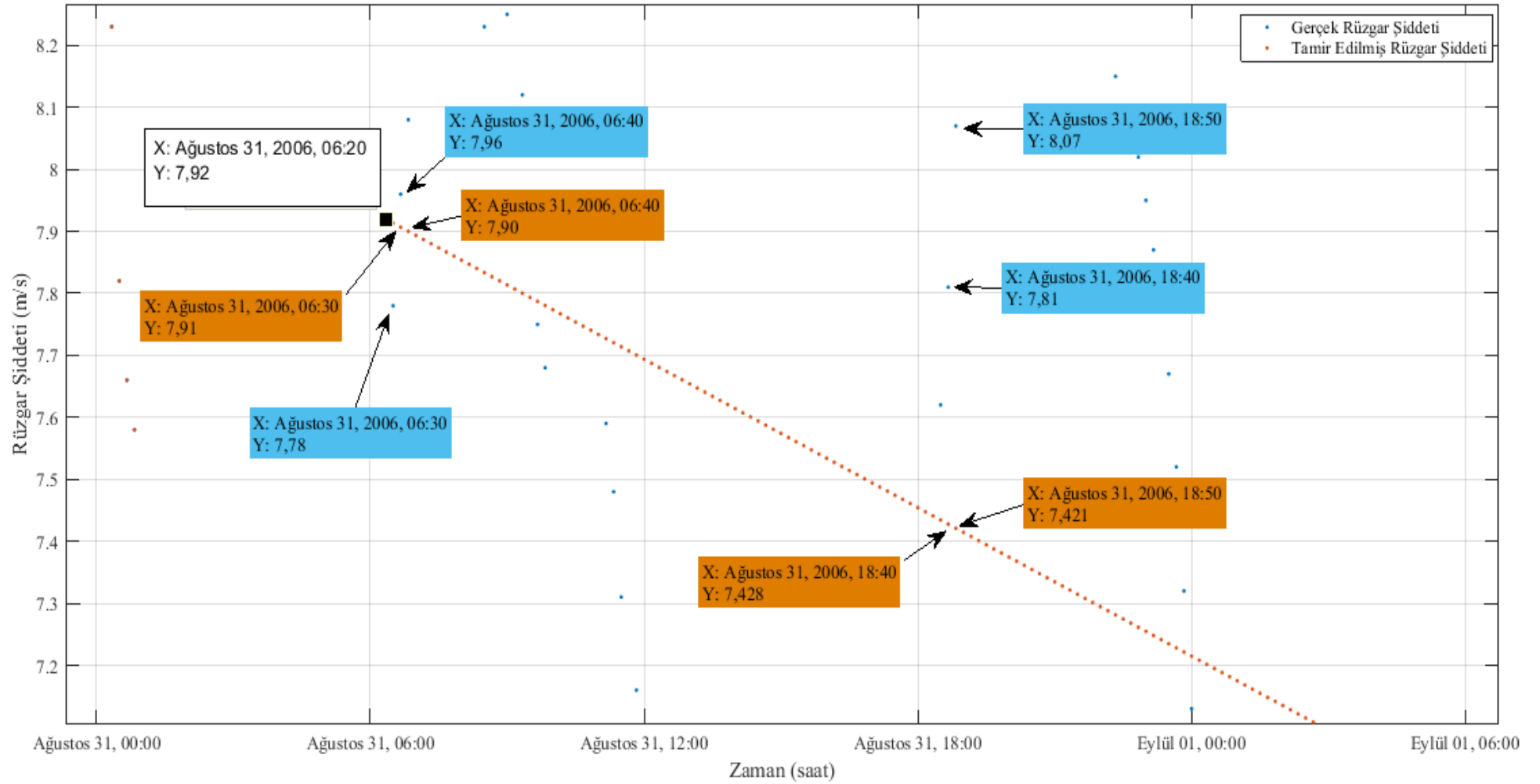


Şekil 5.14 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış rüzgar şiddeti dağılımı (Dönemsel kayıplar).

Ayrıca ekler bölümünde de gerçek rüzgar şiddeti ve veri tamiri sonrası elde edilen rüzgar şiddeti değerlerinin karşılaştırması paylaşılmıştır (Şekil A.5).



Şekil 5.15 : Lineer interpolasyon ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Dönemsel kayıplar)

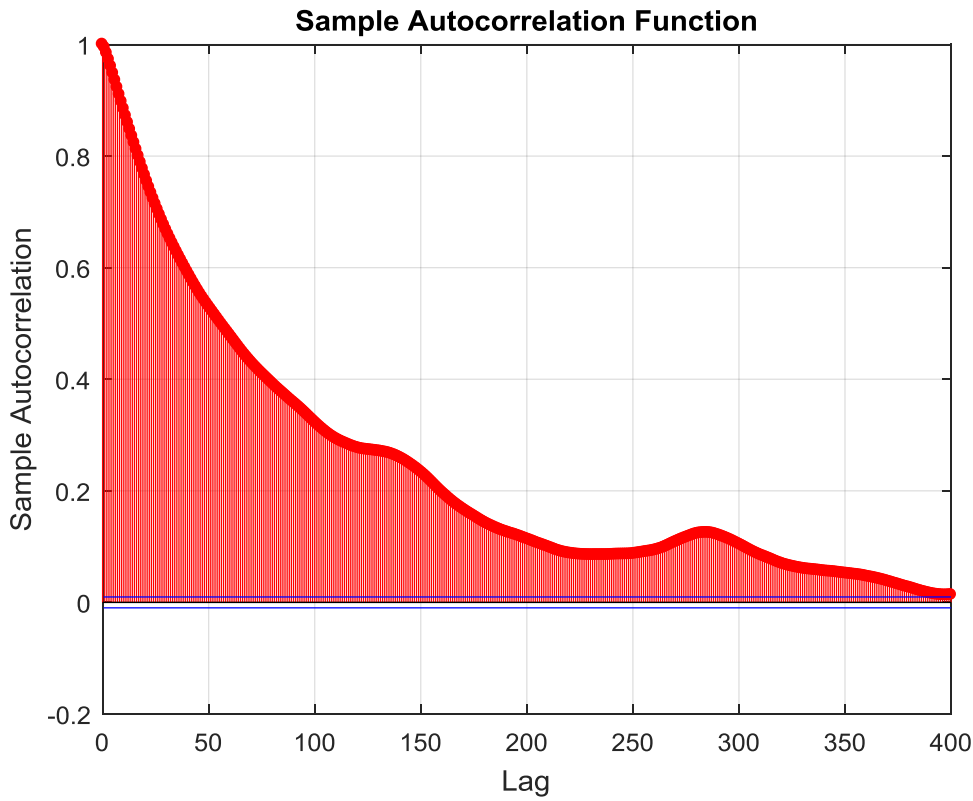


Şekil 5.16 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).

5.2.2 Dönemsel kayıplar içeren verinin zaman serisi modeli ile tamiri

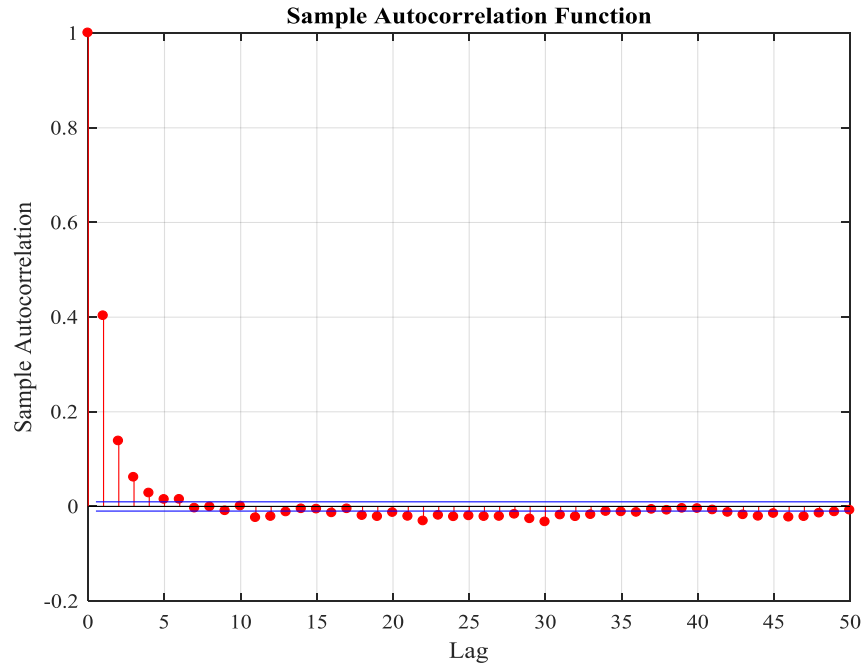
Bu bölümde bloklar halinde eksik olan verilerin tamirinde matematiksel modellerden yararlanılacaktır. Veri tahmin işleminde ARIMA kullanılacaktır. Model seçimi için serinin durağan olup olmadığının belirlenmesi ve derecesinin bulunmasında daha bir önceki kayıp veri durumunda olduğu gibi yine Box-Jenkins yöntemi kullanılacaktır.

Yöntemin uygulanması için ilk aşama olarak modelin durağanlığının test edilmesi gerekmektedir. Bunun için ACF ve PACF fonksiyonlarına bakılır. Şekil 5.17'ye bakılarak, veriye ait ACF kontrolü yapılmıştır.



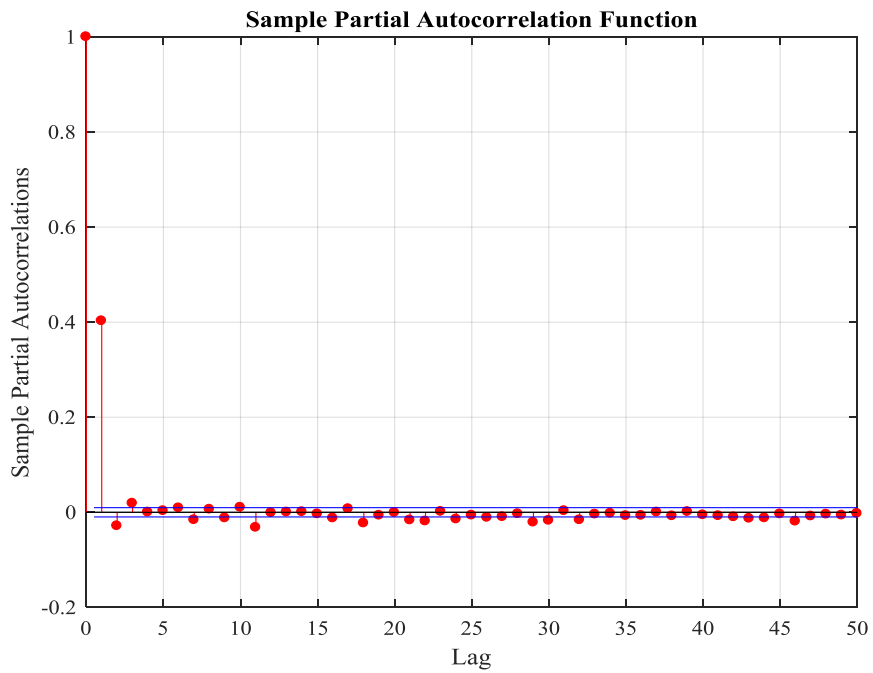
Şekil 5.17 : Dönemsel kayıplı veriye ait ACF çizelgesi.

Grafikten görüleceği gibi rüzgar şiddeti verisinin ACF grafiğindeki azalma uzun bir zamana yayılmıştır. ACF grafiğinin çok hızlı bir şekilde azalmamasından yola çıkarak zaman serisinin durağan olmadığı söylenebilir. Bu durumda serinin farkı alındıktan sonra tekrar ACF kontrolü yapılmıştır. Bir kere farkı alınmış veriye ait ACF kontrolü için Şekil 5.19'a bakılmıştır.



Şekil 5.18 : Farkı alınmış veriye ait ACF (Dönemsel kayıplar).

Seri durağan hale getirildikten sonra ölçümlerin kaç gecikme boyunca ilişkisi olduğunu anlamak ve model derecesini belirlemek için PACF çizelgesine bakılmıştır. Şekil 5.18’den de görüleceği üzere ölçümler arasında 6 gecikme sonrasında ilişki gözükmemektedir. Buradan yola çıkarak zaman serisi modelinin derecesinin 6’dan daha büyük seçilmesine gerek yoktur.



Şekil 5.19 : Farkı alınmış veriye ait PACF (Dönemsel kayıplar)

Model mertebesi belirlenirken p ve q değerlerinin en iyi sonucu vermesi için bir de informasyon kriteri hesaplanır. İnfomasyon kriteri belirlenmesi neticesinde model mertebesinin çok büyük olmaması sağlanır. Dönemsel kayıplara sahip veride en küçük informasyon kriteri sonucunu veren değer p için 6 ve q için 4 olarak bulunduğu için model ARIMA(6,1,4) olarak seçilmiştir, IC değerleri Şekil 5.20'ye bakarak görülmektedir.

BIC =					
1.0e+04 *					
3.9141	3.8534	3.8414	3.8383	3.8385	3.8357
3.8382	3.8362	3.8362	3.8364	3.8377	3.8361
3.8376	3.8360	3.8364	3.8368	3.8345	3.8343
3.8361	3.8364	3.8358	3.8303	3.8332	3.8302
3.8359	3.8350	3.8332	3.8348	3.8329	3.8335
3.8363	3.8353	3.8305	3.8329	3.8331	3.8334

Şekil 5.20 : Dönemsel kayıplı veriye ait model mertebesinin belirlenmesi.

Model derecesi belirlendikten sonra ARIMA modeli oluşturulmuştur. Her aralık için farklı parametreler içeren modeller oluşturulmuştur. Oluşturulan modeller kullanılarak eksik veriler tamir edilmiştir.

ARIMA(6,1,4) modeli ile yapılan veri tamir işlemi sonucunda yeni elde edilen verilere göre yıllık ortalama rüzgar şiddeti 7,4822 m/s olarak, bir senelik elektrik enerjisi üretimi 7,3219 MWh olarak bulunmuştur. ARIMA modeli ile bulunan değerler Çizelge 5.6'da görülmektedir.

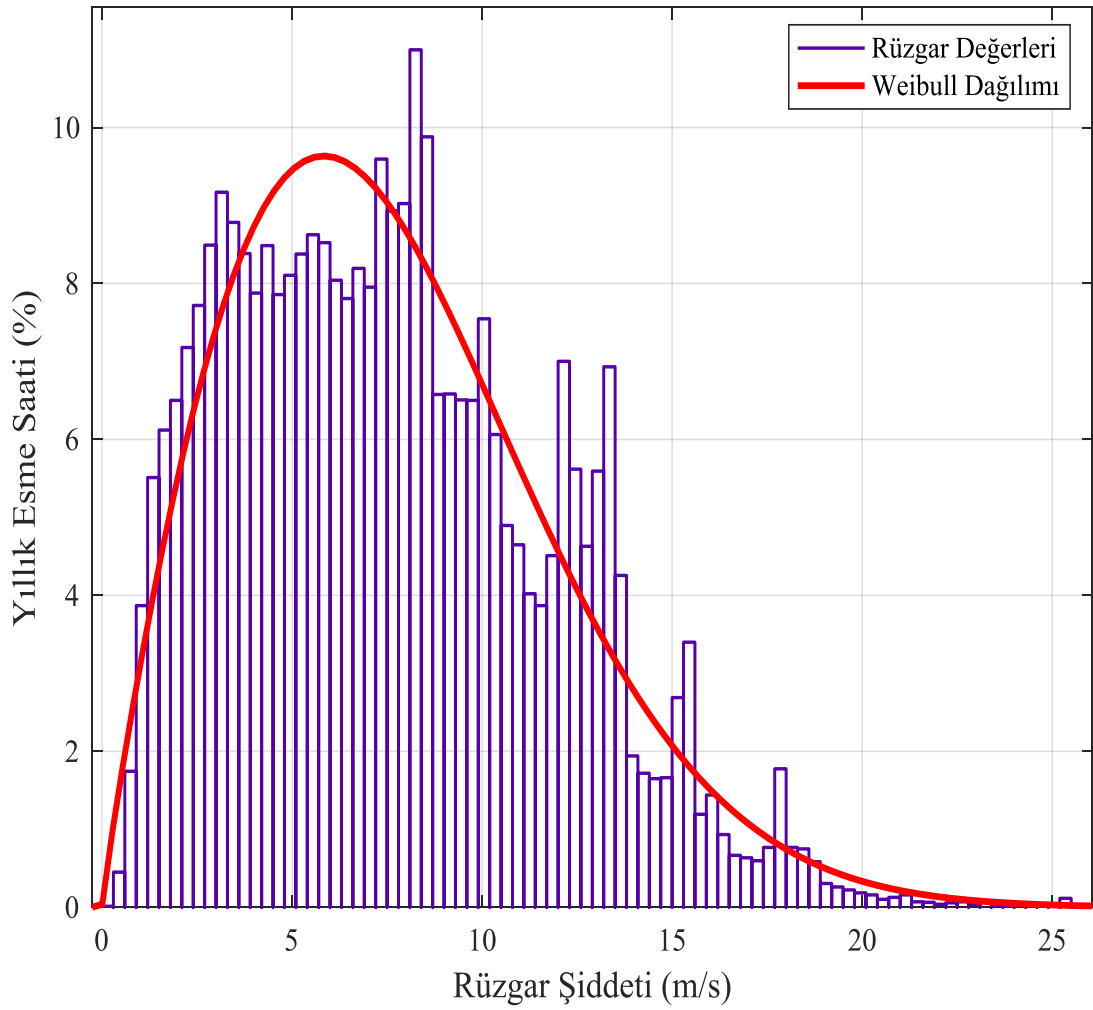
Çizelge 5.6: Dönemsel kayıplı veri için ARIMA ile yapılan hesap.

	Gerçek Ölçüm Değerleri	Eksik Veri	ARIMA İle Yapılan Hesaplama
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	7,2520	7,6515
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	5,4635	7,5051
Kapasite Faktörü	0,3892	0,3898	0,4284

Tablodan görülebileceği üzere ARIMA modeli ile ulaşılan sonuç ile gerçek ölçüm değerleri ile hesaplanan sonuca arasında fark vardır. Bir önceki yöntem ile elde

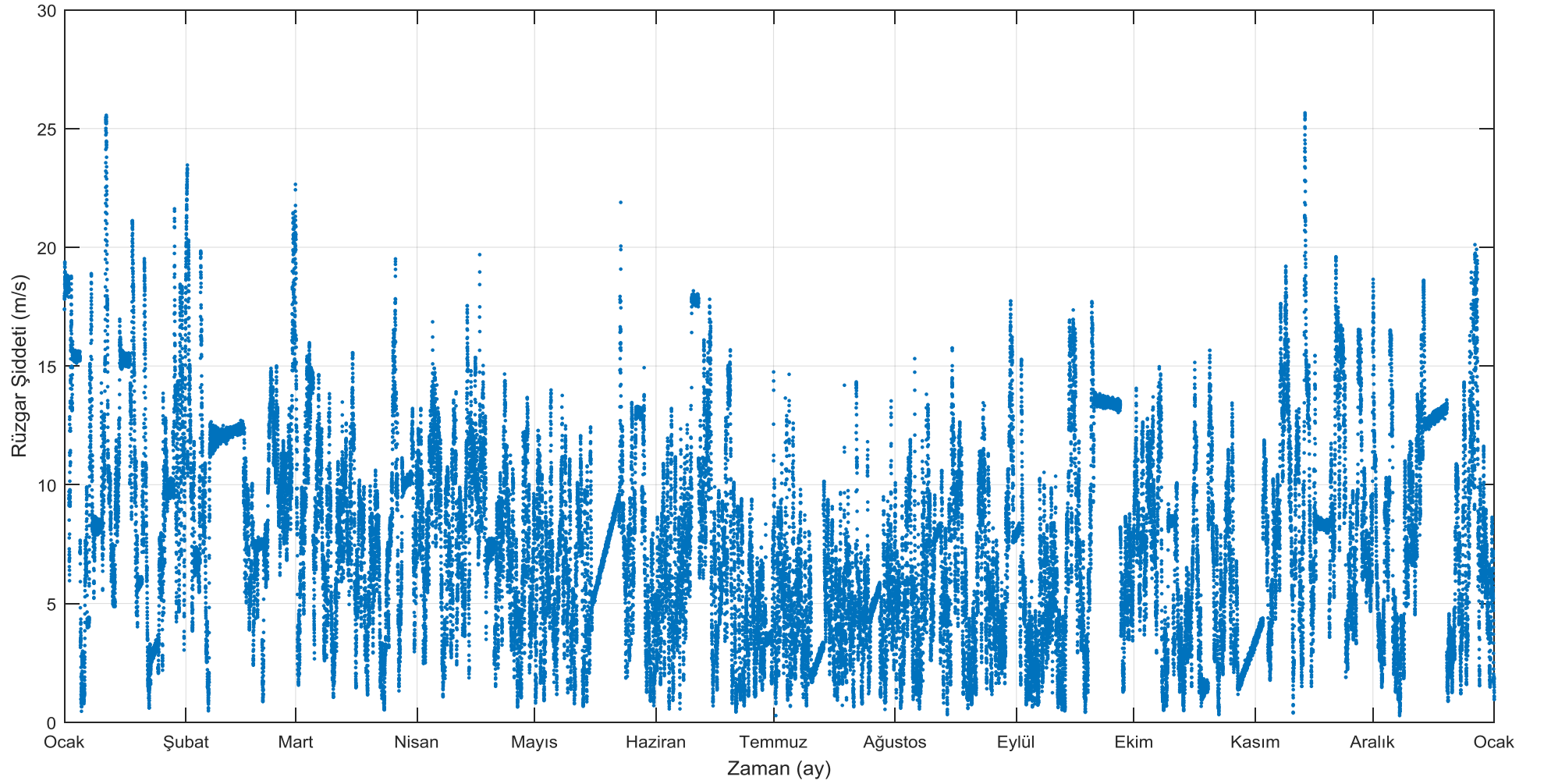
edilen sonuçta olduğu gibi burada hesaplanan sonuç gerçek ölçüm değerleri ile yapılan hesaplamadan daha büyük bir değer vermiştir.

ARIMA ile yapılan hesap sonucu elde edilen verilere göre rüzgar şiddeti dağılımı Şekil 5.21'e bakılarak görülebilir, burada şekil parametresi 1.90419, ölçek parametresi 8.63069 olarak hesaplanmıştır. 10'ar dakikalık aralıklara sahip rüzgar şiddeti değişimi Şekil 5.22'de görülmektedir. Veri tamiri sonrası elde edilen rüzgar şiddeti değerleri ile gerçek rüzgar şiddeti değerlerinin karşılaştırılması Şekil 5.23'te yapılmıştır.

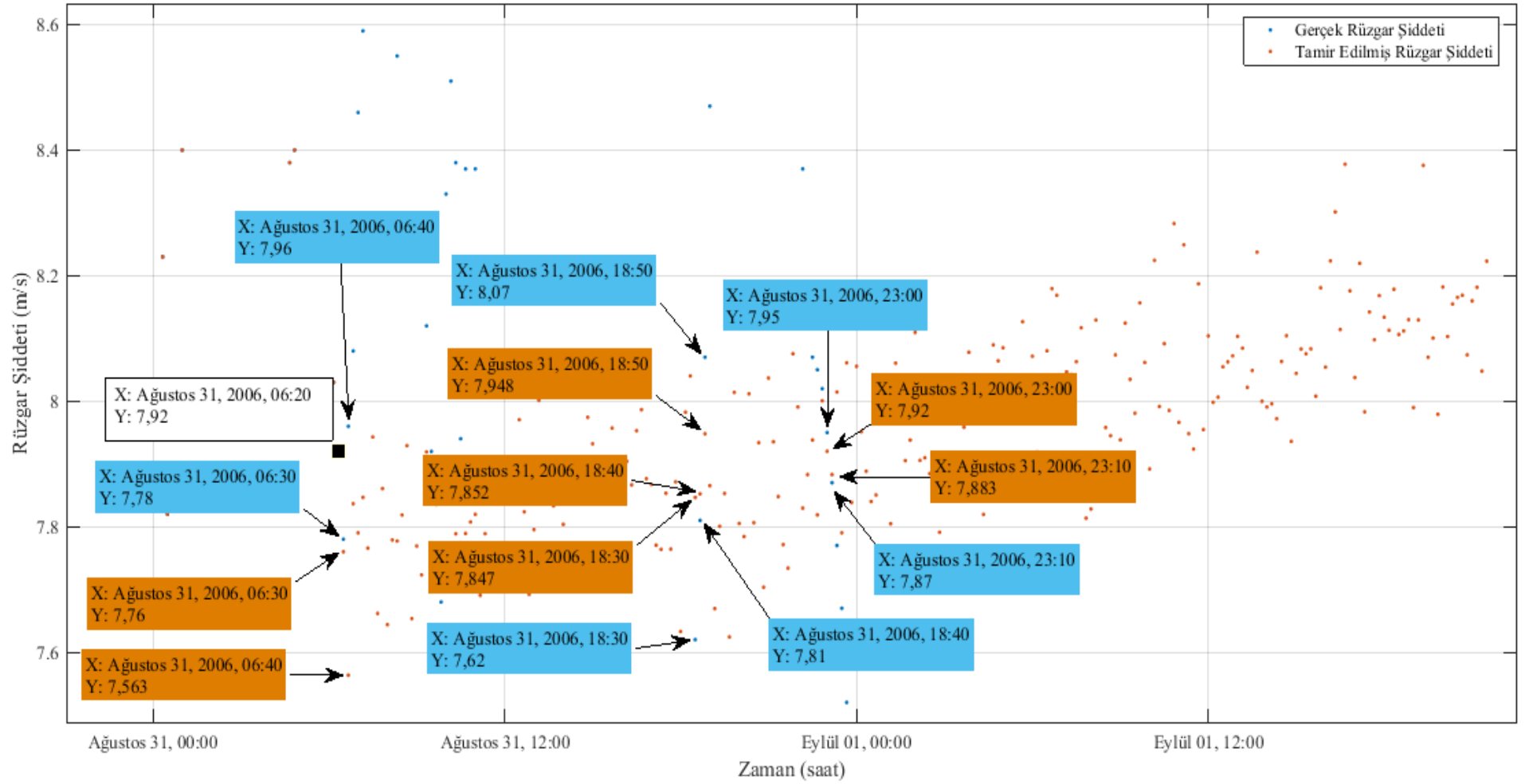


Şekil 5.21 : ARIMA ile tamamlanmış rüzgar şiddeti dağılımı (Dönemsel kayıplar).

Ayrıca ekler bölümünde de gerçek rüzgar şiddeti ve veri tamiri sonrası elde edilen rüzgar şiddeti değerlerinin karşılaştırması paylaşılmıştır (Şekil A.6).



Şekil 5.22 : ARIMA ile tamamlanmış verinin zaman serisi (Dönemsel kayıplar).



Şekil 5.23 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).

6. SONUÇ

Tez kapsamında, MGM'nin Zonguldak ili Devrek ilçesinde konumlandırılmış rüzgar ölçüm istasyonu tarafından kaydedilmiş, bölgeye ait 10'ar dakikalık ortalamalar olarak gözlenmiş 1 senelik rüzgar ölçümlerinden faydalanılmıştır. Gerçek verilerin %20'sinin iki farklı yöntem ile silinmesi yolu ile oluşturulan kayıplı veriler için farklı tamir yöntemleri kullanılarak, tamir edilmiş ve edilmemiş veri setlerinden enerji üretim hesabı yapılmış ve gerçeğe yakınlıkları karşılaştırılmıştır.

6.1 Farklı Veri Tipleri İçin Uygun Modellerin Karşılaştırılması

Rüzgar verisi zamana bağlı olarak gözlemlendiği için veri seti içerisindeki kayıtlarda kayıplar var ise bu kayıp verilerin hangi zaman aralığında gerçekleştiği arka arkaya gelen verilerin kayıt zamanları karşılaştırılarak kolaylıkla bulunabilir. Bu sayede veri tamiri yapılmak istenen aralıkta istenen yöntem ile verilerin yeniden oluşturulmaları sağlanabilir.

Verilerin doğrusal olarak artış veya azalma göstereceği varsayılarak yapılan lineer interpolasyon işlemi için öncelikli olarak veri tamiri yapılacak aralığa eklenmesi gereken veri sayısı ardından da verilerin artış/azalma miktarları hesaplanarak veri tamiri işlemi tamamlanmıştır. 10 dakikalık aralıklarla kaydedilmiş bir ölçümde veri kayıplarının 1 saatlik aralıktan daha fazla olmadığı, kayıp verilerin tüm veri içerisinde rastgele dağılmış olduğu durumda lineer interpolasyon ile üretilen değerler ile elde edilen rüzgar şiddeti değişim grafiği gerçeğe oldukça yakın bir sonuç vermiştir. Yeni rüzgar verileri ile yapılan güç hesabından elde edilen değer gerçek değere yakın olarak bulunmuştur. Öte yandan verilerin bloklar halinde eksik olduğu gözlemlerle yapılan hesaplarda bu yöntemin verdiği sonuç ile elde edilen rüzgar şiddeti değişim çizelgesi gerçek rüzgar şiddeti değişimine göre oldukça farklı bir sonuç vermiştir. Ayrıca yeni veriler ile yapılan güç hesabı sonucu ile gerçek veriden elde edilen değer arasında da fark gözlenmiştir.

İkinci yöntemde veriler zamana bağlı olarak kayıt altına alındığı için zaman serisi öngörü modelleri uygulanarak kayıp veriler yerine yenileri tahmin edilerek

eklenmiştir. Bu yöntemin uygulanmasında da öncelikli olarak kayıp veri aralıkları hesaplanmıştır. Bu sayede her aralığa kaç adet yeni veri eklenmesi gerektiği anlaşılmıştır. Serinin durağanlık testi yapıp model derecesi belirlenmiştir. ARIMA modeli için belirlenen model derecesi rüzgar verilerinin yaklaşık 1-2 saatlik aralıkta birbiri ile bağlantılı olduğunu göstermiştir. Model derecesi belirlendikten sonra seri kapsamındaki tüm kayıp veri aralıklarına aralığa eklenmesi gereken veri sayısı kadar yeni veri eklenecek şekilde model oluşturulmuştur. Yine 10'ar dakika aralıklı kaydedilmiş ölçümde kayıpların 1 saatten daha büyük aralıklara sahip olmadığı birinci veri için ARIMA ile yapılan yeni güç hesabında elde edilen sonucun gerçek sonuç ile oldukça benzer olduğu görülmüştür. Ayrıca yeni rüzgar şiddeti grafiği de gerçeğe oldukça yakındır. Bloklar halinde kayıp veri içeren kayıt üzerinde ARIMA ile yapılan veri tamiri işleminde yeni elde edilen sonuçlar ile elde edilen yeni rüzgar şiddeti grafiği yer yer farklılıklar gösterse de gerçeğe kısmen benzer şekilde sonuç vermiştir. Bu veri üzerinde yapılan güç hesabı sonucunun ise gerçek veriden elde edilen sonuçtan farklı olduğu görülmüştür.

6.2 Sonuçların Değerlendirilmesi

4 ayrı hesaplama yöntemi ile elde edilen yeni rüzgar verileri kullanılarak hesaplanan 1 senelik elektrik enerjisi üretimi sonuçları birbirleri ile karşılaştırılmıştır.

Rastgele kayıplar içeren rüzgar verisi ile yapılan hesaplamalarda elde edilen sonuçlar tüm yöntemler için benzer sonuçlar vermiştir. Kısa aralıklar ile kayıplar söz konusu olduğunda veri tamiri ile elde edilen yeni verilerin verdiği sonuç gerçek değer ile oldukça benzerdir. Bu sonuçlar Çizelge 6.1’de gösterilmiştir.

Çizelge 6.1 : Sonuçların karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).

	Gerçek Ölçüm Değerleri	Doğru Orantı İle Yapılan Hesap	Lineer İnterpolasyon (Rastgele Kayıplar)	ARIMA (Rastgele Kayıplar)
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	-	7,2217	7,2234
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	6,817	6,8166	6,8208
Kapasite Faktörü	0,3892	-	0,3891	0,3893

Dönemsel kayıplar içeren rüzgar verisi kullanılarak yapılan hesaplamalardan elde edilen sonuçların arasında belirgin farklar gözlenmektedir. Kayıp veri aralığının 1-2 saatten daha uzun bir süreyi içine aldığı durum için lineer interpolasyon ve ARIMA

ile yapılan veri tamiri sonucu elde edilen değerler ile gerçek değerler arasında kayda değer bir fark gözlenmiştir. Doğru orantı kullanılarak yapılan işlemde ise hesaplanan değerler gerçek değer ile oldukça benzerdir (Çizelge 6.2).

Çizelge 6.2 : Sonuçların karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).

	Gerçek Ölçüm Değerleri	Doğru Orantı İle Yapılan Hesap	Lineer İnterpolasyon (Dönemsel Kayıplar)	ARIMA (Dönemsel Kayıplar)
Ortalama Rüzgar Şiddeti (m/s)	7,2216	-	7,4339	7,6515
Toplam Enerji (MWh)	6,8182	6,8229	7,22	7,5051
Kapasite Faktörü	0,3892	-	0,4121	0,4284

Verilerini doğrusal değiştiği varsayılarak yapılan tahminler kayıp veri aralığının yarım saatten fazla olduğu durumlarda gerçek dışı sonuçla elde edilmiştir. Bu durumda lineer interpolasyon yönteminin dönemsel kayıplara sahip verilerde veri tamiri yapmak için kullanımının uygun olmadığı sonucuna varılmaktadır. ARIMA yöntemi kullanılarak elde edilen yeni rüzgar şiddeti değişim grafiklerine bakılarak kayıp veri aralığının 1-2 günden daha fazla olduğu durumlar için yapılan veri tamiri işlemlerinin gerçek değerlere göre farklı sonuçlar verdiği anlaşılmaktadır.

Hesaplamalar sonucu elde edilen bilgiler neticesinde lineer interpolasyon ve ARIMA modelinin dönemsel kayıpların çok uzun bir zamana yayılmadığı kayıp veri tamirinde kullanılmasının uygun olduğu sonucu çıkmaktadır.

KAYNAKLAR

- Akaike, H.** (1974). A New Look at the Statistical Model Identification, IEEE Transactions On Automatic Control , Vol. AC-19, No. 6
- Box, G.E.P., Jenkins, G.M. ve Reinsel, G.C.B.** (2008). Time Series Analysis: Forecasting and Control Fourth Edition.
- Chatfield, C.** (1997). Analysis Of Time Series An Introduction Fifth Edition, The University of Bath
- Hamilton, J.D.** (1994). Time Series Analysis, Princeton University Press, Princeton
- How is wind measured for wind turbines?** (2011). Erişim: 29.01.2018
<https://www.windpowerengineering.com/testmeasurement/how-is-wind-measured/>
- Jensen, N.O.** (1983). A Note On Wind Generator Interaction, Technical University of Denmark
- Kyoto Protocol To The United Nations Framework Convention On Climate Change.** (1998). Erişim: 27.01.2018, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
- Montgomery, D.C., Jennings, C.L. ve K lah ı, M.** (2007) Introduction To Time Series Analysis and Forecasting
- Schillebeeckx, D.** (2014) Study Of Wake Effects In Wind Farms (Yüksek Lisans tezi). Universiteit Gent, Department of Flow, Heat and Combustion Mechanics, Gent
- The Pennsylvania State University, Eberly College of Science.** (2018) Applied STAT 510: Time Series Analysis. Erişim adresi <https://onlinecourses.science.psu.edu/stat510/node/62>
- Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu.** (2017). Erişim tarihi 27.01.2018, http://www.tureb.com.tr/files/tureb_sayfa/duyurular/2017_duyurular/a_gustos/turkiye_ruzgar_enerjisi_istatistik_rapor_temmuz_2017.pdf
- Türksoy, F.** (2001). Rüzgar Verisi  l  m  ve Analizi, Rüzgar Enerjisi Sempozyumu, Nisan 5-7.
- Wind Energy In Europe: Scenarios for 2030.** (2017). Erişim tarihi 27.01.2018, <https://windeurope.org/about-wind/reports/wind-energy-in-europe-scenarios-for-2030/>
- World Wind Market Has Reached 486 GW From Where 54 GW Has Been Installed Last Year.** (2017). Erişim tarihi 27.01.2018, <http://www.wwindea.org/11961-2/>
- IEC 61400-12-1 First Edition Wind Turbines – Part 12-1:Power performance measurements of electricity producing wind turbines.** (2005). Uluslararası Standart

Rao, S.S. (2017). A Course In Time Series Analysis. Erişim:
https://www.stat.tamu.edu/~suhasini/teaching673/time_series.pdf

Rüzgar Ve Güneş Enerjisine Dayalı Lisans Başvuruları İçin Yapılacak Rüzgar Ve Güneş Ölçümleri Uygulamalarına Dair Tebliğ. (2012). T.C. Resmi Gazete, 28212, 22.02.2012

Url-1 <<http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Ruzgar>>, erişim tarihi 27.01.2018

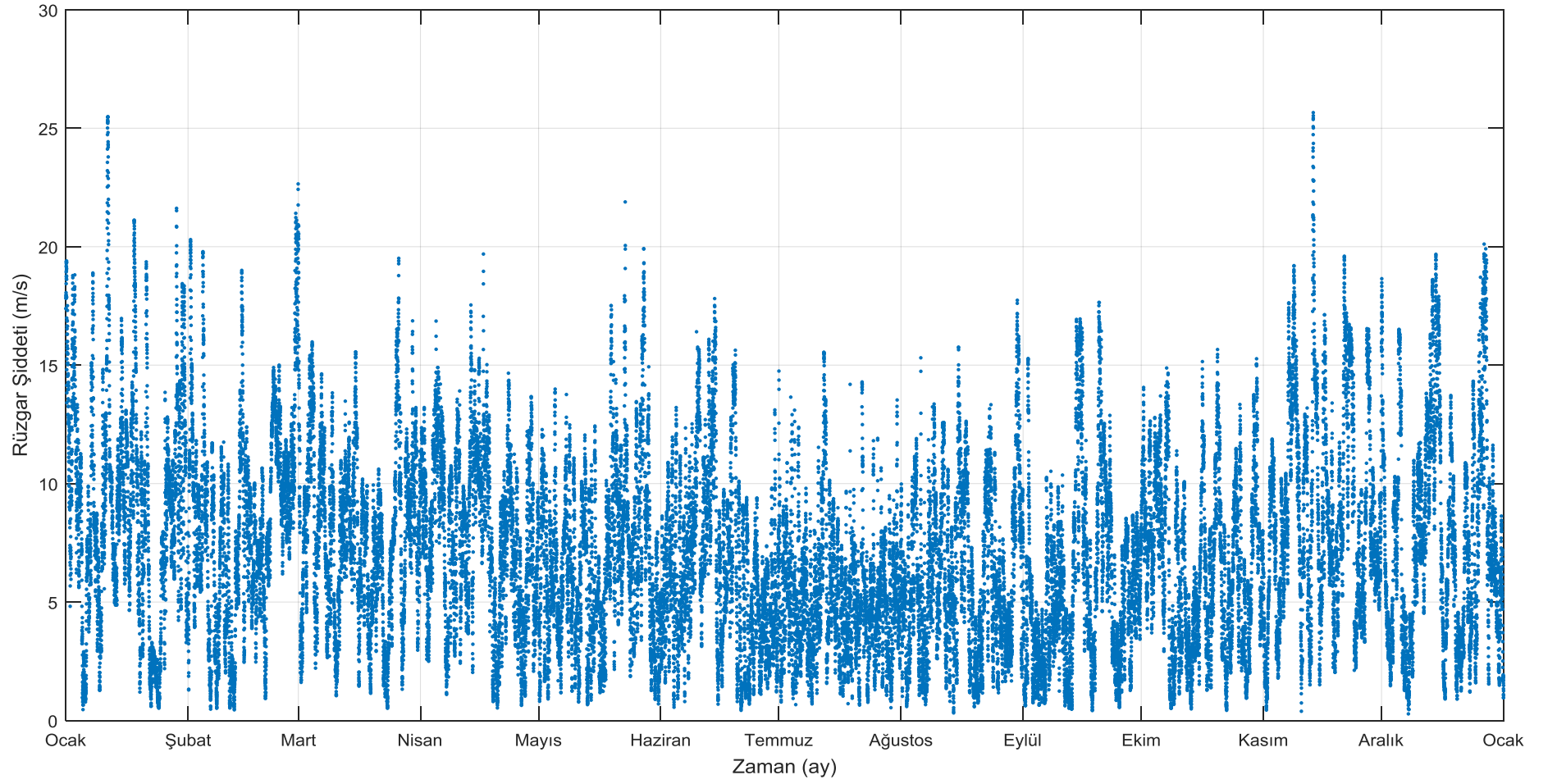
Url-2 <<http://www.wasp.dk/>>, erişim tarihi 09.01.2018

Url-3 <<https://nwtc.nrel.gov/SOWFA>>, erişim tarihi 09.01.2018

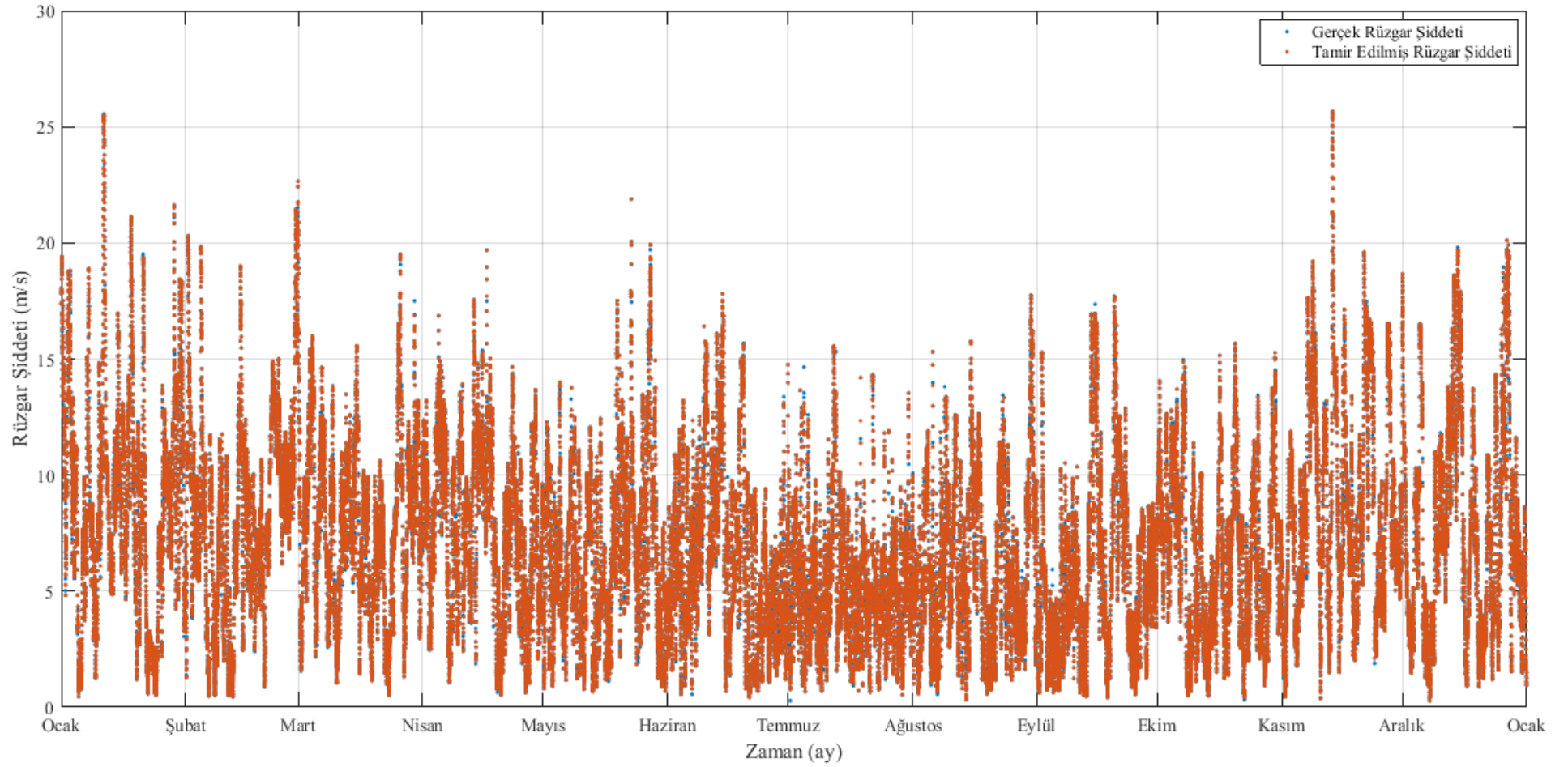
EKLER

EK A: Kayıplı Veriler Ve Yeni Verilerin Gerçek Veriler İle Karşılaştırılması

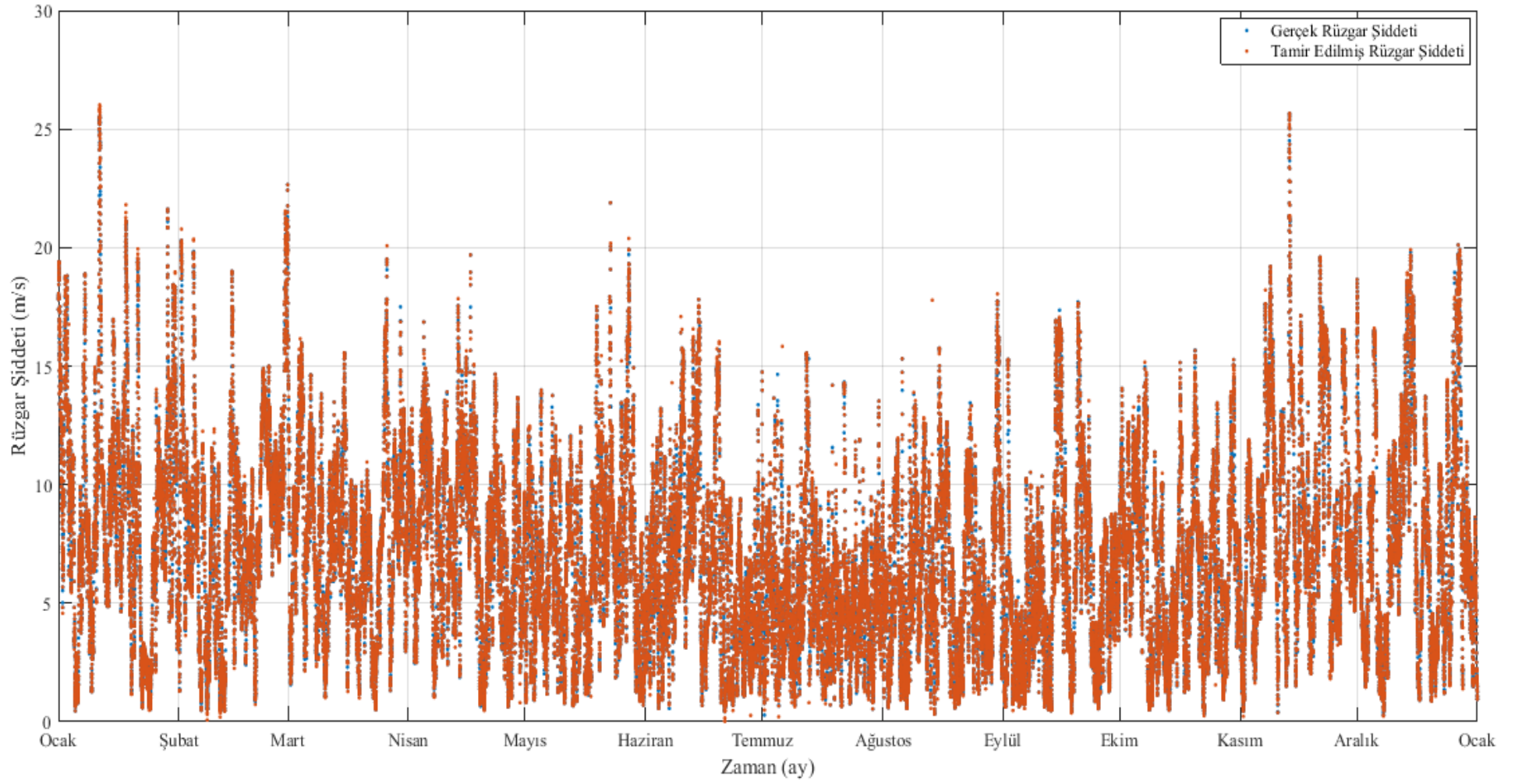
EK A



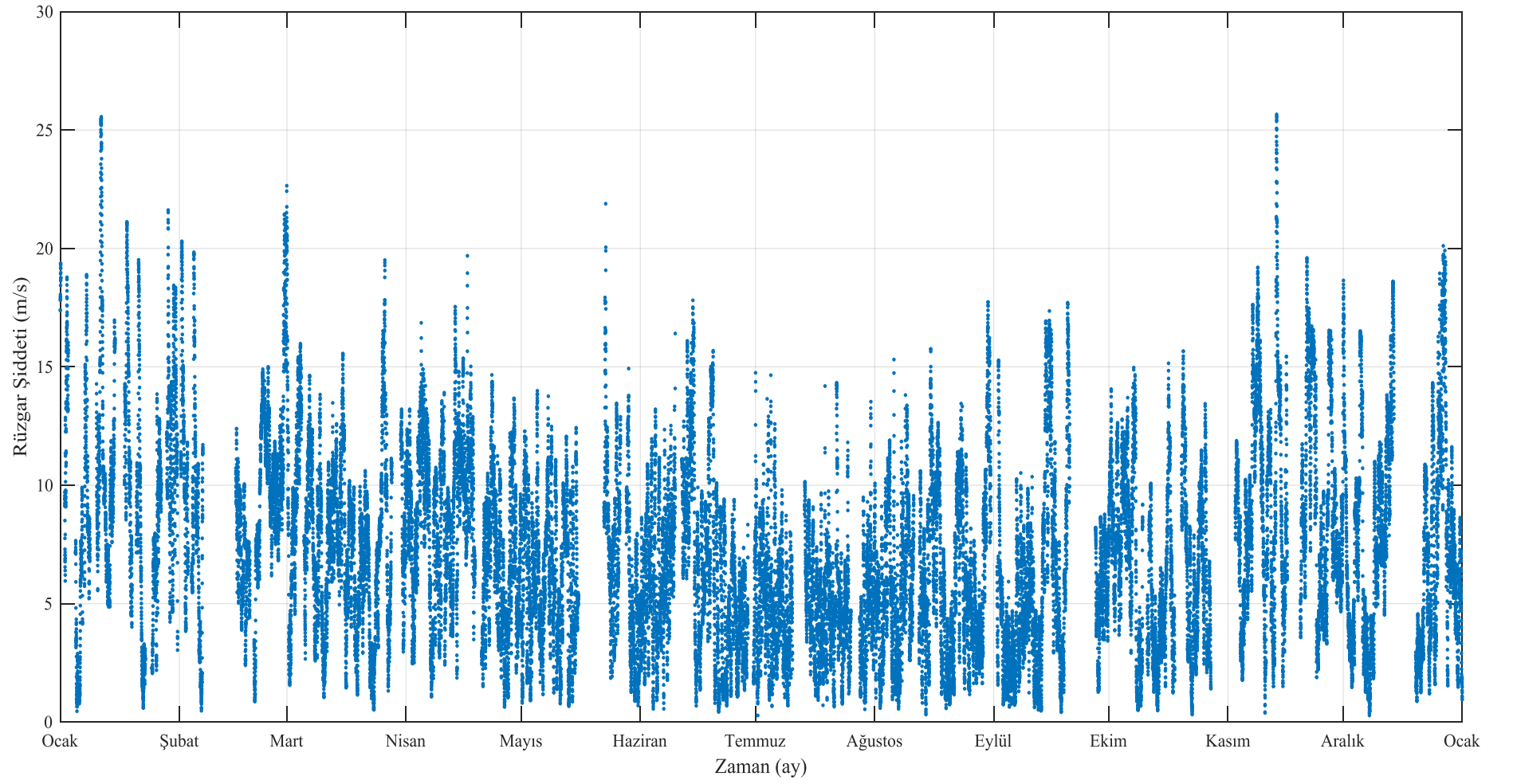
Şekil A.1 : Rastgele dağılmış kayıplı veriye ait zaman serisi.



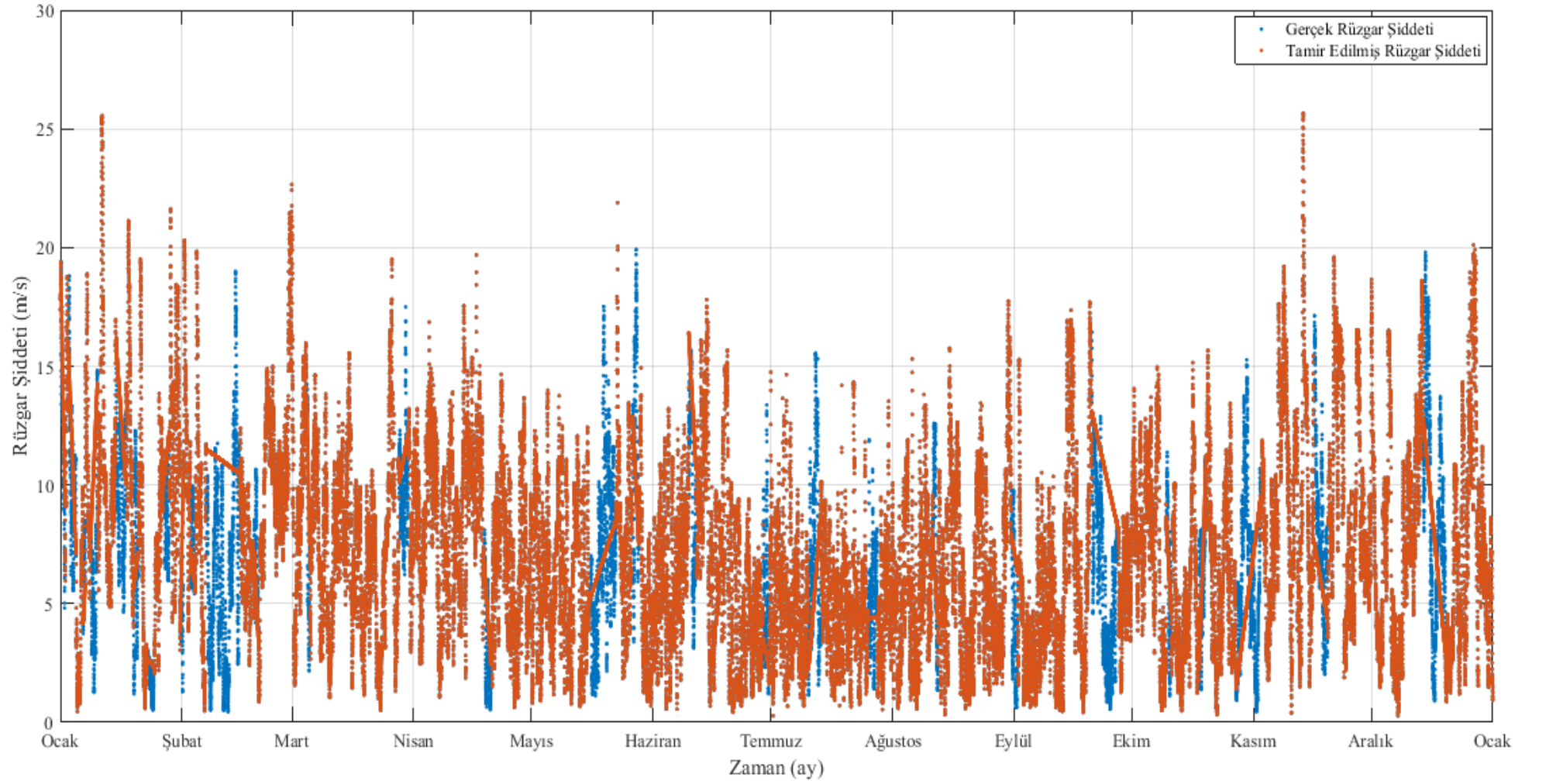
Şekil A.2 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).



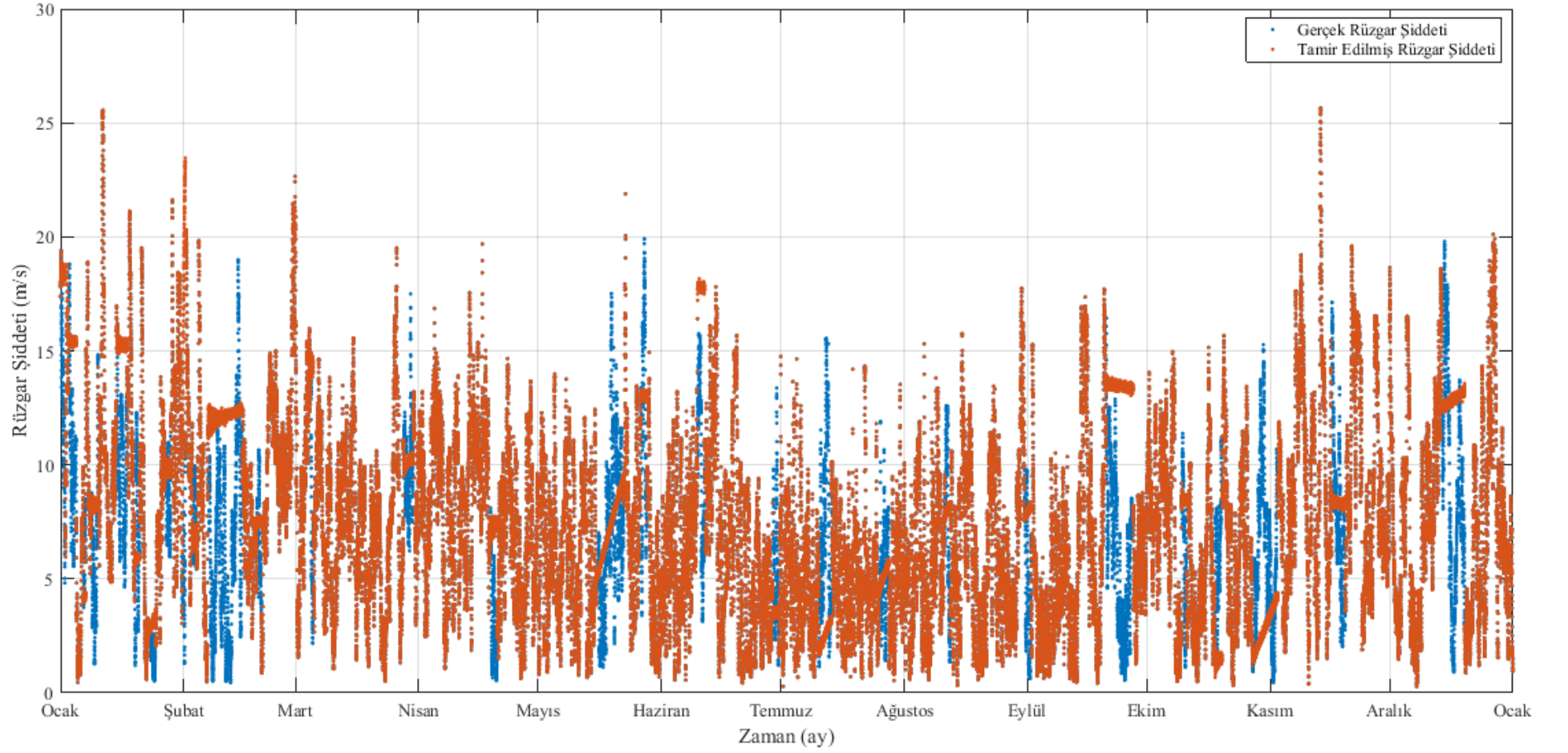
Şekil A.3 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Rastgele kayıplar).



Şekil A.4 : Dönemsel kayıplı rüzgar şiddeti değerlerinin zaman serisi.



Şekil A.5 : Lineer interpolasyon ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).



Şekil A.6 : ARIMA ile bulunan verilerin karşılaştırılması (Dönemsel kayıplar).

ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Orhan Ferah
Doğum Tarihi ve Yeri : 07.06.1991 / İstanbul
E-posta : orhanferah@hotmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2014, Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- 2012 yılında AKSA Akrilik Kimya Sanayi A.Ş. Enerji Yöneticiliği Departmanı'nda stajını tamamladı.
- 2013 yılında AKTOPS Tekstil Sanayi A.Ş. Bakım ve Enerji Yöneticiliği Departmanında stajını tamamladı.
- 2015 yılından beri Ford Otosan Ürün Geliştirme Departmanı'nda Elektrik Sistemleri Entegasyon Mühendisi olarak çalışmakta.
- 2016 yılında Six-Sigma Yeşil Kuşak Belgesi kazandı.