# KOMPLEKS BİR SAHADA BİRDEN FAZLA ÖLÇÜM DİREĞİ KULLANILARAK YAPILAN SAHA MODELLEMESİ VE ENERJİ ANALİZİ

# Musa Kocaman<sup>1</sup>, Mehmet Göksel Güngör<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Yıldız Teknik Üniversitesi, <sup>2</sup>Siemens Gamesa Renewable Energy <sup>1</sup>musa.kocaman@siemens.com, <sup>2</sup>goksel.gungor@siemens.com

### ÖZET

Rüzgar Enerjisi Santrallerinin enerji üretim hesaplamaları, projenin gerçekleştirilmesine karar verirken önemli bir parametredir. Rüzgar gücü, hızın küpüyle orantılı olduğu için tahminlenmiş rüzgar hızlarında oluşabilecek ufak sapmalar enerji analizlerinde ciddi farklılıklara sebebiyet verebilmektedir. Bu çalışmada kompleks yapıya sahip bir arazide, aralarında 8 km mesafe olan, iki adet 80 m yüksekliğinde ve 3 yıllık rüzgar verisine sahip ölçüm direkleriyle saha modellemesi gerçekleştirilmiştir.

Ölçüm verileri, rüzgar saha modellemesinde Lineer ve 3D Akış modellemesi yapan yazılımlar (WAsP (Wind Atlas Analysis and Program), WindSim ve Ansys CFX) kullanılarak herbiri için ayrı model sonuçları oluşturulmuş ve ölçüm direği noktasında simüle edilen rüzgar hızları ve enerji üretim değerleri, gerçekte ölçülen verilerle kıyaslanmıştır.

Ayrıca, her ölçüm direğine ait veriler kullanılarak, belirtilen yazılımlar aracılığıyla her bir model için rüzgar kaynak haritaları oluşturulmuş ve diğer ölçüm direği noktasında tahmin edilen rüzgar hızı ve yıllık enerji üretimi, o noktada gerçekte bulunan ölçüm direği verileriyle kıyaslanmıştır.

Çalışma sonucunda, belirsizlikleri azaltmak amacıyla kompleks ve büyük rüzgar sahalarında ölçüm direği seçiminin önemi, lineer ve lineer olmayan farklı yöntemler kullanılarak sergilenmiştir.

# 1. GİRİŞ

Bir rüzgar enerjisi santralinin planlanması aşamasında rüzgar ölçümlerinin yapılması ve çevresel faktörler baz alınarak yapılan saha modellemesi büyük önem arz etmektedir. Bu modellerin mevcut olması, uygun rüzgar türbini seçimi ve saha enerji analizlerine olanak sağlamaktadır [1].

Analizlerde kullanılan ölçüm verileri, iki adet 80 metre yüksekliğe ve 2012-2015 yılları arasında rüzgar verilerine sahip ölçüm direklerinden elde edilmiştir. Ek olarak, saha eşyükselti ve pürüzlülük haritaları da analizlerde değerlendirilmiştir.

Kompleks yapıdaki sahalarda yapılan rüzgar değerlendirme analizleri düz bir rüzgar sahasına göre daha zorlu olabilmektedir. Lineer hesaplama yöntemine sahip WAsP gibi modeller tam olarak rüzgar koşullarını hesaplayabilmektedir. Alternatif olarak hesaplamalı akışkanlar dinamiği (CFD) gibi lineer olmayan hesaplama yöntemleri analizlerde değerlendirilmeye başlanmıştır [2]. Bildiride, saha modellemesi için hesaplamalı akışkanlar dinamiği çözümlemesi yapan WindSim ve Ansys CFX yazılımları kullanılmıştır.

Tüm bu değerlendirmeler ışığında her bir hesaplama yöntemi için saha modeli oluşturulmuş ve rüzgar kaynak haritaları hazırlanmıştır. Kaynak haritalar kullanılarak rüzgar hızı ve enerji tahminleri gerçekleştirilmiş ve ölçüm direklerinin bulunduğu konumda bulunan gerçek rüzgar hızlarıyla karşılaştırılmıştır.

# 2. YÖNTEM

Bu bölümde, analizlerde kullanılacak olan rüzgar sahası ile ilgili tanımlara, rüzgar karakteristiklerine ve kullanılan modellere yer verilmiştir.

# 2.1. Sahanın Tanımı

Analizlerde kullanılan rüzgar sahası Aydın'ın Söke ilçesinde bulunmaktadır. Saha yaklaşık olarak 30 km<sup>2</sup> bir alana sahip olup, aşağıdaki bölümlerde sahanın eşyükselti ve pürüzlülük tanımlarına yer verilmiştir.

### 2.1.1. Eşyükselti Haritası

Rüzgar enerji analizlerinde rüzgar akış koşulları ve enerji kaynak haritası, sahanın eşyükselti haritasına doğrudan bağlantılıdır. Haritanın çözünürlüğü arttıkça elde edilecek sonuçlar daha sağlıklı olabilmektedir. Bundan dolayı çalışmada rüzgar sahasını kapsayacak şekilde 1:1000 ölçekli eşyükselti haritası kullanılmıştır.

Rüzgar projeleri için yüksek çözünürlüklü haritalar genellikle sadece saha sınır koordinatlarını içerecek şekilde hazırlanır. Rüzgar enerji analizlerinde minimum 20 km x 20 km boyutlarına sahip bir eşyükselti haritası ihtiyacından dolayı, 1:1000 ölçekli harita, 1:25000 ölçekli ücretsiz SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) haritası ile birleştirilmiştir. Birleştirilen harita aşağıdaki gibidir:



Şekil 1. Eşyükselti haritası

Şekil 1'de görüldüğü üzere koyu renkle belirtilen 1:1000 ölçekli eşyükselti haritası saha sınır koordinatları içerisinde kalmaktadır. Çalışmada 30 km x 30 km ölçekli eşyükselti haritası kullanılmıştır.

Arazideki ciddi yükselti ve eğim değişimlerinden dolayı rüzgar sahası kompleks olarak tanımlanabilir.

# 2.1.2. Pürüzlülük Haritası

Daha doğru bir model oluşturabilmek için pürüzlülük haritası, ölçüm direği ve türbin noktalarını kapsayacak şekilde 10 km x 10 km boyutlarında olması önerilmektedir [3]. Bu çalışmada yaklaşık 50 km x 50 km pürüzlülük haritası kullanılmıştır.

Pürüzlülük haritası oluşturulurken Corine Land Cover (CLC) veri seti baz alınmıştır. Corine veri seti bitki örtüsü yüksekliği ve sıklığına göre arazilerin pürüzlülük açıklamalarını ve pürüzlülük katsayılarını içermektedir [4].



Şekil 2. Pürüzlülük Haritası

Pürüzlülük haritası, sahanın uydu görüntüsü referans alınacak şekilde sahanın bitki örtüsü, orman sıklığı, deniz, şehirler vb. yapılar göz önünde bulundurularak oluşturulmuştur.

# 2.2. Rüzgar Karakteristikleri

Çalışmada iki adet 80 m yüksekliğe sahip ölçüm direklerinden faydalanılmıştır. Ölçüm direklerinin özellikleri aşağıdaki tabloda belirtilmiştir:

Ölçüm Direği	Boylam	Enlem	Ölçüm Yükseklikleri	Ölçüm
Adı	[m]	[m]	[m]	Periyodu
Mast S1	534011	4185006	80, 60, 48, 34	2012 - 2015
Mast S2	542210	4187777	80, 60, 48, 34	2012 - 2015

Tablo 1.	Ölçüm	Direği	Bilgileri
----------	-------	--------	-----------

Ölçüm direği koordinatları UTM (Universal Transverse Mercator) ED50 formatındadır. Aşağıdaki şekilde de ölçüm direklerinin konumları saha içerisinde gösterilmiştir:



Şekil 3. Ölçüm direklerinin gösterimi

Şekilde belirtildiği gibi iki ölçüm direğindeki mesafe yaklaşık 8 km'dir.

Mast S1 ölçüm direğindeki verilerin işlenmesi sonucunda elde edilen weibull dağılımları ve rüzgar yönlerini belirten rüzgar gülü (wind rose) tabloları 80 metredeki anemometre için aşağıda belirtilmiştir:



Şekil 4. Mast S1 rüzgar gülü ve weibull dağılımı

Sektör [°]	Frekans	Weibull-A [m/s]	Weibull-k [-]	Ortalama rüzgar hızı [m/s]
	[/0]			[ ~]
0	11.5	8.4	2.26	7.5
30	1.7	3.3	1.34	3.0
60	1.6	2.8	1.84	2.5
90	10.0	6.4	2.36	5.7
120	8.6	5.7	2.00	5.0
150	5.9	5.6	1.32	5.2
180	11.1	8.3	1.97	7.3
210	4.5	7.6	1.96	6.8
240	1.4	4.8	1.20	4.5
270	6.4	8.3	2.56	7.4
300	18.3	8.1	3.01	7.3
330	19.1	7.8	2.31	6.9
Tümü	100.0	7.5	2.08	6.6

Tablo 2. Mast S1 rüzgar dağılım tablosu

Ölçüm direkleri rüzgar sahasının en batısı ve doğusuna konuşlandırılmış olup, Mast S1 ölçüm direği deniz seviyesinden 710 metre, Mast S2 ölçüm direği 540 metre yüksekliktedir.

Yine aynı şekilde Mast S2 ölçüm direğindeki verilerin işlenmesi sonucunda elde edilen weibull dağılımları ve rüzgar yönlerini belirten rüzgar gülü (wind rose) tabloları 80 metredeki anemometre için aşağıda belirtilmiştir:



Şekil 5. Mast S2 rüzgar gülü ve weibull dağılımı

Sektör [°]	Frekans	Weibull-A [m/s]	Weibull-k [-]	Ortalama rüzgar hızı [m/s]
	[ /0]			inzi [ini/5]
0	18.8	8.3	2.45	7.3
30	8.1	7.7	2.50	6.8
60	2.2	5.8	1.63	5.2
90	1.8	6.4	1.48	5.8
120	5.0	7.5	1.71	6.7
150	22.3	8.8	1.97	7.8
180	4.9	7.4	2.00	6.5
210	2.3	5.8	1.62	5.2
240	2.3	5.4	1.48	4.9
270	5.9	6.3	2.83	5.6
300	11.0	6.5	2.92	5.8
330	15.4	6.5	2.86	5.8
Tümü	100.0	7.4	2.00	6.6

Tablo 3. Mast S2 rüzgar dağılım tablosu

### 2.3. Lineer Model (WAsP)

WAsP (The Wind Atlas Analysis and the Application Program), rüzgar atlası istatistiklerini elde etmek için Danimarka Teknik Üniversitesi'nin Riso Laboratuvarında geliştirilmiş bir yazılımdır. Yazılım, farklı arazi koşullarında oluşan rüzgar akış koşullarını birkaç farklı şekilde modeller. Konsept olarak, WAsP programı beş farklı hesaplama adımından oluşur. Bu adımlar bölümün devamında detaylıca anlatılmıştır [5].

*Ham veri analizi:* Bölgenin saha koşullarını anlayabilmek için o bölgeyi temsil eden bir rüzgar verisinin olması gerekmektedir. Bu veri, bölgeden de toplanabilir ya da yerel bir meteoroloji istasyonundan ölçümler istenebilir. Eldeki rüzgar verisinin zaman serisi analizi yapılarak o bölgenin iklimi hakkında spesifik bilgi elde edilebilmektedir.

*Rüzgar atlası verisinin oluşturulması:* Veri analiz edildikten sonra, program veriyi bölgesel rüzgar atlası veri setine çevirebilmektedir. Yapılan gözlemler veya ölçümler özel arazi koşullarından (engel, pürüzlülük) "arındırılır". Arındırılan rüzgar atlası verileri bölgeden bağımsız olur ve rüzgar dağılımı standart bir duruma indirgenir. Oluşturulan verilerin jeostrofik rüzgar ile benzerliği yüzünden, bu verilere jeostrofik denebilir.

*Rüzgar ikliminin belirlenmesi:* Hesaplanan veri seti kullanılarak (veriler WAsP ile hesaplanabilir veya Avrupa Rüzgar Atlası'ndan temin edilebilir) herhangi bir pozisyondaki ya da yükseklikteki bir bölge için rüzgar iklimi tahmin edilebilir [6]. Bu hesaplamada rüzgar atlası verisinin oluşturulmasının tersi kullanılmıştır. Düşünülen arazinin özellikleri (pürüzlülük, eşyükselti, engel) tanıtıldıktan sonra, WAsP modelleri gerçek ve beklenen rüzgar atlasını bu bölge için tahmin edebilir.



Şekil 6. Rüzgar atlas yöntemi

Modelde belirli bir noktadaki rüzgar koşulları hesaplanırken pürüzlülük ve eşyükseltinin etkileri uzaklığa bağlı olarak hesaplamaya katılır. Beklenildiği gibi yükseklik farkları ve pürüzlülüğün gerçek koşullara etkileri ilgi noktasına uzaklık arttıkça azalmaktadır. İlgi noktasını modelin merkezinde alındığında, önerilen minimum uzunluk 5 km, pürüzlülük alanı ise 10 km'dir. Ancak genelde sonuçlardaki belirsizlikleri azaltmak için 10 km uzunluk ve 20 km pürüzlülük tercih edilmektedir.

*Rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi:* Değerlendirmenin daha ileri adımlarında, hesaplanmış rüzgar koşulları bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli tahmini için kullanılabilir. Potansiyeli hesaplamak için, bir rüzgar türbin tipi belirlenmelidir. Bütün rüzgar türbinlerinin her rüzgar hızında kendi güç üretimi olduğu için seçilen rüzgar türbini güç eğrisine ihtiyaç vardır. Bu iki bilgiyi kullanarak rüzgar enerjisi potansiyeli hesaplanmaktadır.

*Rüzgar sahası üretimi hesaplanması:* Rüzgar, türbin kanatlarının süpürme alanından geçerken, akımdan etkilenir ve hızında değişimler olur. Akımın hızındaki açık modele iki parametre olarak geçirilir. Bu parametreler, Ct eğrisi ve rüzgar izi sabitidir (wake decay constant). Ct, türbinin belli bir rüzgar hızındaki katsayısıdır ve her çalışma rüzgar hızı için Ct eğrisine ihtiyaç vardır. Rüzgar izi sabiti ise basitçe iz etkisinin genleşme hızıdır [7].



Şekil 7. Süpürme alanından geçerken meydana gelen akış değişimi

Rüzgar türbini için verilen thrust katsayısı eğrisi, rüzgar izi sabiti ve rüzgar sahası yerleşimi ile WAsP, etki sonucu oluşan kayıpları her bir rüzgar türbini için yerleşimde göstermektedir. Türbin izi kayıplarının hesaplanması bu kayıpları brüt enerji üretiminden çıkarılarak net enerji üretiminin bulunmasını sağlar. Bu çalışmada rüzgar türbin izi etkileri dikkate alınmamıştır ve brüt enerji üretimleri karşılaştırılmıştır.

#### 2.4. Lineer Olmayan Model (CFD)

Son yıllarda lineer rüzgar sahası modelleme metotlarına –WAsP gibi- ek olarak lineer olmayan Navier Stokes Denklemleri ticari yazılımların yardımı ile daha çok kullanılmaya başlanmıştır. WindSim ve Ansys (CFD yazılımı için bir kullanıcı ara yüzüdür) çok kullanılan ticari yazılımlardan birkaçıdır. Aynı zamanda bu karşılaştırma çalışması için de kullanılmaktadır.

WindSim, içindeki PHOENICS çözücüsü ile Reynolds Averaged Navier Stokes (RANS) denklemlerini kullanarak akış alanını modeller. RANS tekniğinin yaklaşımının diğer CFD yaklaşımlarından (Direct Numerical Simulation (DNS), Large Eddy Simulation (LES) and Detached Eddy Simulaton) farkı zamana göre ortalama ile sonuca ulaşmasıdır. Bu model, seçilen bir rüzgar yönüne göre atmosferik akışı durağan duruma göre çözer. RANS denkleminin zamana göre türevinin sıfır olduğu yer durağan durum olarak adlandırılır. Farklı rüzgar yönlerine göre yapılan simülasyonların sonucunda yıllık ortalama rüzgar hızı bulunabilir. Modeller belirlenen sınırlar ve belirlenen başlangıç durumu ile çalıştırılır.

RANS denklemi, Navier Stokes denklemini kullanarak zamana göre ortalama işlemi yaptığı için akışın içindeki Eddy'leri hesaplaması mümkün değildir. Bu işlem, DNS ve LES ile karşılaştırıldığında metodun doğruluğunu azaltsa da karışık sayısal hesaplamaları azaltarak günlük kullanıma daha uygun duruma getirmektedir. DNS, LES ve RANS işlemlerini aşağıdaki şekilde görülmektedir [8]:





Ortalama kullanılarak kütlenin korunumu ve momentum denklemleri aşağıda yer almaktadırlar: Kütlenin korunumu:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \tag{1}$$

Sıkıştırılamayan bir akışkan için (yoğunluğun sabit olduğu yer):

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \tag{2}$$

Momentumun korunması:

$$\rho \frac{Du_i}{Dt} = \frac{\partial(\rho + \tau_{ii})}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ji}}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ki}}{\partial x_k}$$
(3)

Üç lineer uzanan deformasyon bileşeni:

$$e_{ii} = \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \tag{4}$$

Altı lineer deformasyon bileşeni:

$$e_{ij} = e_{ji} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right)$$
(5)

Hacimsel deformasyon:

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_i} \tag{6}$$

Deformasyon oranları bir Newton akışkanı içindeki viskoz stresleriyle orantılıdır. Bu yüzden, viskoz stres elemanları şöyle yazılabilir:

$$\tau_{ii} = 2\mu \frac{\partial u_i}{\partial x_i} + \lambda \frac{\partial u_i}{\partial x_i}$$
(7)

$$\tau_{ij} = \tau_{ji} = \mu \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \lambda \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right)$$
(8)

(7), (8) ve (3) 'teki denklemler kullanılarak Navier-Stokes denklemi elde edilebilir. Denklemin tam hali aşağıdaki gibidir:

$$\rho \frac{\partial U_i}{\partial t} + \rho u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} (2\mu e_{ij} - \rho \overline{u'_i u'_{ji}})$$
(9)

Denklemde gösterilen değişkenler;

- $U_i, U_j$  ortalama hız (m/s)
- x<sub>i</sub>, x<sub>j</sub>, x<sub>k</sub> pozisyon vektörü
- t zaman (s)
- P ortalama statik basınç (N/m<sup>2</sup>)
- ρ yoğunluk (kg/m<sup>3</sup>)
- $\mu$  ilk (dinamik) viskozite (kg/s\*m)
- $\lambda$  ikinci viskozite (kg/s\*m)
- τ gerilme bileşeni (Pa)
- $u_{i}$ ,  $u_{ji}$  dalgalanan hız (m/s)

olarak ifade edilmektedir.

Bu çalışmada birkaç kilometre çapta ve atmosferik sınır tabaka içinde nötr kararlılık durumunda olan bir alanda yürütülmektedir. Bu yüzden, böyle akımlarda sıkıştırılma ve termal etkiler dikkate alınmaz ve enerji denkleminin sonucuna gerek duyulmaz.

RANS denkleminde görülen akışın türbülans dalgalanmaları kapatma problemlerine neden olabilmektedir. Sistemi kapatabilmek için birkaç tane türbülans modeli kullanılabilir. Sistemi kapatmak için kullanılabilecek türbülans modelleri, k-  $\varepsilon$  ve k- $\omega$  'dür.

- Değiştrilmiş k- ε modeli
- YAP düzeltmesiyle k- ε
- RNG k- ε modeli

Kullanılmış türbülans modelinin rüzgar hızı sonuçlarında önemli bir etkisi olmasına rağmen özellikle akış ayrılığı davranışlarının görüldüğü karmaşık bölgelerde – türbülans değerlerinin karşılaştırılması ve türbülans modelleri bu çalışmaya dahil değildir. Başka türbülans modelleri kullanımı ve sonuçların karşılaştırmasının duyarlılık analizi, ileride daha detaylı sonuç için kullanılabilir.

### 3. KARŞILAŞTIRMALI MODEL ÇIKTILARI

Bu bölümde her bir ölçüm direği için rüzgar hızı, rüzgar profili (wind shear) ve türbülans yoğunluğunu içeren model sonuçları oluşturulmuş ve gerçekte ölçülmüş verilerle kıyaslanmıştır. Ayrıca Mast S1 ölçüm verileri kullanılarak Mast S2 ölçüm direği noktasındaki rüzgar hızı farklı modellerle tahminlenmiştir. Aynı şekilde Mast S2 ölçüm verileri ile Mast S1 ölçüm direği noktasındaki rüzgar hızı tahminlenmiştir. Son olarak, her bir model için yıllık enerji üretimi tahmini hesaplanmıştır.

# 3.1. Mast S1 Ölçüm Direği Model Çıktıları

Aşağıda Mast S1 ölçüm direğindeki rüzgar hızlarına ait 12 rüzgar sektörüne göre model sonuçları ve hata oranları belirtilmiştir:

		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Tümü	Bağıl hata	Mutlak hata
	WAsP	7.22	5.99	3.80	5.50	5.25	5.55	7.18	6.94	6.08	7.28	7.24	7.01	6.58		
Ortolomo rünner him Most S4	WindSim	7.14	2.77	2.49	5.67	5.10	5.46	7.18	6.65	4.29	7.33	7.19	7.00	6.48		
Ortalama ruzgar nizi-wast ST	CFX	8.08	4.67	3.80	6.20	5.49	5.80	7.79	7.52	5.92	7.90	7.53	7.25	7.16		
	Ölçüm	7.48	3.01	2.52	5.70	5.03	5.19	7.33	6.76	4.51	7.38	7.25	6.89	6.55		
	WAsP	2.16	1.71	1.48	2.19	1.93	1.45	1.90	1.90	1.71	2.64	2.80	2.35			
Weibull k Mast S1	WindSim	2.19	1.20	1.81	2.34	2.03	1.42	1.95	1.92	1.15	2.57	2.95	2.43			
Weibuli K-Wast ST	CFX	2.57	1.81	2.41	2.49	2.07	1.33	2.10	2.28	1.43	2.81	3.25	2.44			
	Ölçüm	2.26	1.34	1.84	2.36	2.00	1.32	1.97	1.96	1.20	2.56	3.01	2.31			
	WAsP	10.2	4.0	2.5	8.7	8.5	6.8	9.2	5.5	2.4	8.5	15.6	18.0			
Frekane-Mact S1	WindSim	14.4	1.3	1.6	8.2	8.8	9.7	9.8	3.7	1.3	5.3	13.7	22.3			
Trekans-mast ST	CFX	11.3	0.7	0.6	10.3	7.5	4.9	11.7	4.2	1.0	7.0	20.2	20.5			
	Ölçüm	11.5	1.7	1.6	10.0	8.6	5.9	11.1	4.5	1.4	6.4	18.3	19.1			
	WAsP	1.01	0.86	0.63	0.88	0.73	0.72	1.06	1.22	1.19	1.28	1.25	1.17	0.99		
Püzgar biz oranı - \$1/\$2	WindSim	1.02	0.41	0.49	1.01	0.78	0.72	1.08	1.30	0.91	1.33	1.26	1.16	0.98		
Ruzgar niz orani - 51/52	CFX	1.07	0.65	0.59	0.84	0.72	0.72	1.05	1.17	1.08	1.30	1.25	1.20	1.01		
	Ölçüm	1.02	0.44	0.49	0.99	0.75	0.67	1.12	1.29	0.92	1.32	1.24	1.19	0.99		
	WAsP	-1.1%	42.0%	13.9%	-10.9%	-2.2%	5.3%	-6.6%	-7.4%	26.5%	-3.7%	0.5%	-1.7%	0.5%	8.1%	0.37
Rüzgar hız hata oranı	WindSim	-0.1%	-3.0%	0.6%	1.9%	3.2%	4.8%	-4.4%	0.8%	-1.9%	0.8%	1.3%	-3.1%	-0.4%	2.7%	0.17
	CFX	4.6%	21.2%	9.7%	-15.1%	-3.5%	5.2%	-7.2%	-11.9%	15.2%	-2.0%	0.5%	1.0%	2.6%	7.3%	0.41

#### **Tablo 4.** Mast S1 rüzgar hız dağılımı sonuçları



Şekil 9. Mast S1 rüzgar hız dağılım grafikleri

Aşağıda Mast S1 ölçüm direği için farklı modellerde türbülans yoğunluk değerleri belirtilmiştir:

Tablo 5.	Mast S1	türbülans	yoğunluk	değerleri
			10	0

		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Tümü	Bağıl hata	Mutlak hata
	Weng	7.7%	9.0%	9.4%	8.5%	8.1%	6.4%	7.1%	8.2%	10.3%	10.5%	8.3%	7.1%	0.08		
61.90	WindSim	8.7%	8.4%	10.1%	8.0%	8.0%	9.2%	7.7%	7.5%	8.8%	6.8%	8.5%	5.7%	0.08		
31-00	CFX	11.2%	12.7%	11.7%	12.5%	12.8%	11.3%	11.3%	11.8%	14.3%	13.6%	12.1%	13.6%	0.12		
	Ölçüm	10.1%	21.4%	20.1%	10.1%	8.7%	10.9%	10.4%	11.8%	11.3%	7.4%	7.7%	8.2%	0.10		
Weng	Weng	1.08	0.94	0.78	0.72	0.95	1.00	1.11	0.96	0.86	0.98	1.15	1.18	1.04		
Oran \$1-90/\$2-90	WindSim	0.87	0.83	1.28	1.21	0.96	1.37	1.35	0.65	0.85	0.80	0.96	0.61	0.95		
Oran 31-00/32-00	CFX	0.93	0.98	0.81	0.90	1.08	1.10	1.08	1.04	1.15	1.24	1.25	1.36	1.13		
	Ölçüm	1.09	2.06	2.31	1.23	1.02	1.17	0.69	0.79	0.82	0.67	0.63	0.96	0.94		
Frekans	6	11.5	1.7	1.6	10.0	8.6	5.9	11.1	4.5	1.3	6.4	18.3	19.1	100		
	Weng	0%	-112%	-153%	-51%	-7%	-17%	42%	17%	3%	31%	53%	22%	10%	42%	5.8%
Hata oranı	WindSim	-22%	-123%	-103%	-2%	-6%	20%	66%	-14%	2%	13%	33%	-36%	1%	38%	5.3%
	CFX	-16%	-108%	-150%	-33%	5%	-7%	38%	25%	33%	56%	62%	40%	19%	46%	5.9%



Şekil 10. Mast S1 türbülans yoğunluk grafikleri

Aşağıdaki tablo ve şekillerde de Mast S1 ölçüm direğine ait rüzgar profili (wind shear) değerleri gösterilmiştir:

Tablo 6. Mast S1 rüzgar profil değerleri



Şekil 11. Mast S1 rüzgar profili (wind shear) grafikleri

# 3.2. Mast S2 Ölçüm Direği Model Çıktıları

Aşağıda Mast S2 ölçüm direğindeki rüzgar hızlarına ait 12 rüzgar sektörüne göre model sonuçları ve hata oranları belirtilmiştir:







Şekil 12. Mast S2 rüzgar hız dağılım grafikleri

Aşağıda Mast S2 ölçüm direği için farklı modellerde türbülans yoğunluk değerleri belirtilmiştir:

		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Tümü	Bağıl hata	Mutlak hata
	Weng	7.1%	9.6%	12.0%	11.8%	8.5%	6.4%	6.4%	8.5%	12.0%	10.7%	7.2%	6.0%	0.08		
62.90	WindSim	10.0%	10.1%	7.9%	6.6%	8.3%	6.7%	5.7%	11.5%	10.4%	8.5%	8.9%	9.4%	0.09		
32-00	CFX	12.1%	13.0%	14.5%	13.9%	11.9%	10.3%	10.5%	11.3%	12.4%	11.0%	9.7%	10.0%	0.11		
	Ölçüm	9.3%	10.4%	8.7%	8.2%	8.5%	9.3%	15.0%	14.9%	13.7%	11.0%	12.3%	8.5%	0.10		
	Weng	0.92	1.07	1.28	1.39	1.05	1.00	0.90	1.04	1.17	1.02	0.87	0.85	0.97		
Oran \$2-90/\$1-90	WindSim	1.15	1.20	0.78	0.83	1.04	0.73	0.74	1.53	1.18	1.25	1.05	1.65	1.10		
Oran 32-00/31-00	CFX	1.08	1.02	1.24	1.11	0.93	0.91	0.93	0.96	0.87	0.81	0.80	0.74	0.92		
	Ölçüm	0.92	0.49	0.43	0.81	0.98	0.85	1.44	1.26	1.21	1.49	1.60	1.04	1.03		
Frekans	5	18.8	8.1	2.2	1.8	5.0	22.3	4.9	2.3	2.3	5.9	11.0	15.4	100		
	Weng	0%	58%	84%	58%	7%	15%	-54%	-23%	-5%	-47%	-73%	-19%	-6%	38%	4.4%
Hata oranı	WindSim	23%	72%	35%	1%	6%	-12%	-70%	27%	-3%	-24%	-55%	61%	8%	42%	4.6%
	CFX	16%	54%	81%	30%	-5%	6%	-51%	-31%	-35%	-68%	-80%	-30%	-11%	42%	4.8%

Tablo 8. Mast S2 türbülans yoğunluk değerleri





Şekil 13. Mast S2 türbülans yoğunluk grafikleri

Aşağıdaki tablo ve şekillerde de Mast S2 ölçüm direğine ait rüzgar profili (wind shear) değerleri gösterilmiştir:

Tablo 9. Mast S2 rüzgar profil değerleri



Şekil 14. Mast S2 rüzgar profili (wind shear) grafikleri

### 3.3. Mast S1 Ölçüm Direği Kullanılarak Mast S2 Noktasındaki Model Çıktıları

Aşağıda Mast S1 ölçüm direği kullanılarak Mast S2 noktasındaki model çıktıları sergilenmiş, gerçekte o noktada Mast S2 direğine ait ölçüm verileriyle kıyaslanmıştır. Tablo ve grafiklerde de elde edilen sonuçlar Mast S1 > S2 olarak belirtilmiştir.



		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Tümü	Bağıl hata	Mutlak hata
	WAsP	7.45	5.64	3.50	4.93	4.97	5.57	7.35	6.77	5.56	6.85	7.17	7.22	6.51		
Ortalama rüzgar hızı-Mast	WindSim	8.17	2.51	2.14	4.87	4.52	5.56	7.20	5.94	4.87	7.74	8.12	7.62	6.80		
S1>S2	CFX	8.22	4.82	3.60	6.02	5.72	6.13	7.94	7.57	6.41	8.64	8.66	8.65	7.77		
	Ölçüm	7.33	6.81	5.16	5.77	6.70	7.78	6.52	5.23	4.88	5.59	5.83	5.78	6.63		
	WAsP	2.13	1.64	1.53	2.19	1.95	1.46	1.90	1.88	1.70	2.59	2.72	2.36			
Weihull Is Meet 64, 62	WindSim	2.08	1.26	1.77	2.37	2.08	1.40	1.91	1.94	1.15	2.53	2.97	2.39			
weibuli k-mast 51>52	CFX	2.50	1.80	2.36	2.54	2.11	1.37	2.16	2.31	1.45	2.73	3.26	2.47			
	Ölçüm	2.45	2.50	1.63	1.48	1.71	1.97	2.00	1.62	1.48	2.83	2.92	2.86			
	WAsP	10.8	3.9	2.5	8.0	8.4	7.7	9.9	5.1	2.3	7.5	14.1	19.9			
Frakana Maat S1, S2	WindSim	13.3	1.2	1.6	7.5	8.3	11.4	9.7	3.1	1.3	4.6	14.4	23.5			
Flekalis-Wast 51>52	CFX	10.7	0.7	0.5	9.4	8.5	6.1	12.1	2.8	0.9	5.8	21.1	21.5			
	Ölçüm	18.8	8.1	2.2	1.8	5.0	22.3	4.9	2.3	2.3	5.9	11.0	15.4			
	WAsP	1.04	0.81	0.58	0.79	0.69	0.72	1.08	1.19	1.09	1.21	1.24	1.21	0.98		
Büzger biz ereni \$1>\$2/\$2	WindSim	1.17	0.37	0.42	0.87	0.69	0.73	1.08	1.16	1.03	1.40	1.42	1.26	1.03		
Ruzgar niz orani - 31/32/32	CFX	1.09	0.67	0.55	0.81	0.75	0.76	1.07	1.18	1.17	1.42	1.44	1.43	1.10		
	Ölçüm	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		
	WAsP	4.2%	-18.9%	-42.1%	-21.1%	-31.1%	-27.6%	8.2%	18.8%	8.8%	20.8%	23.6%	21.0%	-1.8%	21.6%	1.44
Rüzgar hız hata oranı	WindSim	16.6%	-62.8%	-57.5%	-13.4%	-30.7%	-27.1%	8.3%	16.1%	2.8%	40.2%	41.9%	26.3%	3.2%	32.6%	2.12
	CFX	8.6%	-32.5%	-44.6%	-18.7%	-25.4%	-23.9%	7.2%	18.1%	16.6%	42.3%	43.5%	43.2%	10.0%	30.4%	1.89



Şekil 15. Mast S1 > S2 rüzgar hız dağılım grafikleri

# 3.4. Mast S2 Ölçüm Direği Kullanılarak Mast S1 Noktasındaki Model Çıktıları

Aşağıda Mast S2 ölçüm direği kullanılarak Mast S1 noktasındaki model çıktıları sergilenmiş, gerçekte o noktada Mast S1 direğine ait ölçüm verileriyle kıyaslanmıştır. Tablo ve grafiklerde de elde edilen sonuçlar Mast S2 > S1 olarak belirtilmiştir.

		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Tümü	Bağıl hata	Mutlak hata
	WAsP	6.93	7.13	6.73	6.98	7.55	7.60	6.66	5.89	5.59	5.96	5.87	5.83	6.68		
Ortalama rüzgar hızı-Mast	WindSim	6.08	7.72	5.92	6.63	7.51	7.45	6.42	5.57	4.27	5.21	5.17	5.51	6.32		
S2>S1	CFX	7.43	6.93	6.73	7.70	7.42	8.06	7.34	6.35	5.10	5.55	5.26	5.07	6.75		
	Ölçüm	7.48	3.01	2.52	5.70	5.03	5.19	7.33	6.76	4.51	7.38	7.25	6.89	6.55		
	WAsP	2.38	2.39	2.02	1.64	1.82	1.94	1.89	1.78	1.76	2.70	2.87	2.62			
Weibull k-Mast S2>S1	WindSim	2.32	2.50	1.58	1.43	1.68	1.95	1.93	1.57	1.42	2.72	2.89	2.64			
Weibull K-Mast 32>31	CFX	2.35	2.65	2.20	1.97	2.06	2.02	2.30	2.18	1.54	3.25	2.90	2.87			
	Ölçüm	2.26	1.34	1.84	2.36	2.00	1.32	1.97	1.96	1.20	2.56	3.01	2.31			
	WAsP	14.4	10.0	4.0	3.2	7.9	16.7	5.5	3.3	3.2	7.7	10.7	13.2			
Frakans-Mast S2-S1	WindSim	20.4	6.7	2.1	1.5	4.3	24.0	4.7	2.0	2.1	5.0	8.5	18.7			
Trekalis-Mask 52>51	CFX	20.8	8.1	1.7	1.5	5.0	21.7	5.2	2.2	2.0	6.8	10.4	14.7			
	Ölçüm	11.5	1.7	1.6	10.0	8.6	5.9	11.1	4.5	1.4	6.4	18.3	19.1			
	WAsP	0.96	1.19	1.77	1.27	1.44	1.37	0.93	0.85	0.92	0.82	0.81	0.83	1.01		
Püzgar biz oranı - \$25\$1/\$1	WindSim	0.85	2.78	2.38	1.17	1.47	1.36	0.89	0.84	1.00	0.71	0.72	0.79	0.98		
Ruzgar niz orani - 32-31/31	CFX	0.92	1.49	1.77	1.24	1.35	1.39	0.94	0.84	0.86	0.70	0.70	0.70	0.94		
	Ölçüm	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		
	WAsP	-4.0%	19.0%	77.2%	26.9%	43.9%	36.9%	-7.3%	-15.1%	-8.0%	-18.2%	-18.9%	-16.9%	1.5%	24.1%	1.32
Rüzgar hız hata oranı	WindSim	-14.8%	178.2%	138.0%	16.9%	47.1%	36.5%	-10.6%	-16.3%	-0.4%	-28.9%	-28.1%	-21.3%	-2.4%	38.4%	1.79
(	CFX	-8.0%	48.5%	77.0%	24.2%	35.2%	39.0%	-5.8%	-15.6%	-13.8%	-29.8%	-30.1%	-30.1%	-5.8%	28.5%	1.71

**Tablo 11.** Mast S2 > S1 rüzgar hız dağılımı sonuçları



Şekil 16. Mast S2 > S1 rüzgar hız dağılım grafikleri

Yukarıda belirtilen sonuçlarda bağıl ve mutlak olmak üzere iki farklı hata hesaplama yöntemi kullanılmıştır:

$$e_{rel} = \sum_{i=1}^{12} \frac{\left|x_i^p - x_i^m\right|}{x_i^m} * f_i$$
(10)

$$e_{abs} = \sum_{i=1}^{12} \left| x_i^p - x_i^m \right|^* f_i$$
(11)

Bu değişkenler;

- $e_{rel}$  bağıl hata; yüzdesel
- $e_{abs}$  mutlak hata
- $x_i^p$  *i* 'nci sektördeki tahmin edilen sayısal değer
- $x_i^m$  *i* 'nci sektördeki ölçülen edilen sayısal değer
- $f_i$  *i* 'nci sektördeki frekans değeri

olarak ifade edilmiştir.

### 3.5. Yıllık Enerji Üretim Sonuçları

Bu bölümde Mast S1 ve Mast S2 ölçüm direklerine ait veriler kullanılarak her bir model için rüzgar kaynak haritaları oluşturulmuştur. Yıllık enerji üretimi (annual energy production (AEP)) hesaplamaları için Siemens SWT-2.3-108 rüzgar türbini modeli seçilmiştir. 2.3 MW nominal gücüne sahip türbin, 108 metre rotor çapına sahiptir ve hesaplamalarda 80 metre kule yüksekliği ile kullanılmıştır. Ek olarak, hesaplamalarda 1.10 kg/m<sup>3</sup> hava yoğunluğuna ait sahaya özel güç eğrileri kullanılmıştır.

Analizlerde kullanılan 29 adet 80 m yükseklikteki SWT-2.3-108 türbin modeline ait yerleşim aşağıdaki gibidir:



Şekil 17. Saha yerleşimi

Aşağıdaki tabloda ölçüm direkleri ayrı ayrı ve her ikisinin kullanıldığı durumlarda, her bir model için hesaplanan enerji üretim sonuçları ve bağıl hata oranları belirtilmiştir.

Bağıl hata oranları hesaplanırken, aşağıdaki formül kullanılmıştır:

$$e_{rel} = \frac{(AEP^h - AEP^t)}{AEP^t}$$
(12)

Değişkenler;

- $e_{rel}$  bağıl hata, yüzdesel
- $AEP^h$  hesaplanan yıllık enerji üretimi
- *AEP<sup>t</sup>* tahminlenen yıllık enerji üretimi

	Yıllık	Enerji Üretimi	i (AEP)	Bağıl Ha (Tahminler	ita Oranı ien: WAsP)	Bağıl Ha (Tahminlene	nta Oranı n: WindSim)	Bağıl Hata Oranı (Tahminlenen: CFX)		
Ölçüm Direği	WAsP (GWh/y)	WindSim (GWh/y)	CFX (GWh/y)	WindSim (%)	CFX (%)	WAsP (%)	CFX (%)	WAsP (%)	WindSim (%)	
Mast S1	183.6	196.2	219.6	6.86%	19.61%	-6.42%	11.93%	-16.39%	-10.66%	
Mast S2	185.7	184.8	184.2	-0.48%	-0.81%	0.49%	-0.32%	0.81%	0.33%	
Mast S1 + Mast S2	184.8	182.5	191.6	-1.24%	3.68%	1.26%	4.99%	-3.55%	-4.75%	

Tablo 12. Yıllık enerji üretimi sonuçları



Şekil 18. Yıllık enerji üretimi



Şekil 19. WAsP sonuçları örneklenerek hazırlanan bağıl hata oranı



Şekil 20. WindSim sonuçları örneklenerek hazırlanan bağıl hata oranı



Şekil 21. CFX sonuçları örneklenerek hazırlanan bağıl hata oranı

#### 4. SONUÇLAR

Bu çalışmada ilk olarak her bir ölçüm direği noktası için model sonuçları, gerçekte bulunan ölçüm verileri ile kıyaslanmıştır. Model sonuçlarına göre Mast S1 ölçüm direği için rüzgar hızı hata oranları incelendiğinde, bu oran WAsP için %8.1, WindSim için %2.7, CFX için %7.3 çıkmaktadır. Mast S2 için hata oranları incelendiğinde, bu oran WAsP için %32.8, WindSim için %6.9, CFX için %22.5 çıkmaktadır. Sonuçlara bakıldığında WindSim modeli için gerçek değere en yaklaşılan değer denilebilir.

Türbülans yoğunluğu değerleri karşılaştırıldığında, Mast S1 ölçüm direği için türbülans yoğunluğu hata oranları WAsP için %42, WindSim için %38, CFX için %46'dır. Mast S2 ölçüm direği içinse bu oranlar WAsP için %38, WindSim ve CFX için %42'dir. Mast S1 ölçüm direğinde WindSim modeli, Mast S2 içinse WAsP modeli en düşük yüzdeli değerler olarak göze çarpmaktadır.

Her iki ölçüm direği için rüzgar profilleri (wind shear) incelendiğinde Mast S1 ölçüm direğinde sonuçlar WAsP için %12, WindSim için %10, CFX için %15; Mast S2 ölçüm direği içinse WAsP için %12, WindSim için %8, CFX için %10 'dur. Yine rüzgar profili model sonuçlarında WindSim bir adım öne çıkmaktadır.

Diğer bir çalışma ise bir ölçüm direği kullanılarak kullanılan model aracılığı ile diğer ölçüm direği noktasındaki sonuçları kıyaslamaktır. Mast S1 ölçüm direği kullanılarak Mast S2 ölçüm direği noktasındaki rüzgar hızı sonuçları gerçekte ölçülmüş veriler ile karşılaştırıldığında; WAsP için %21.6, WindSim için %32.6, CFX için %30.4 çıkmaktadır. Aynı şekilde Mast S2 ölçüm direği kullanılarak Mast S1 ölçüm direği noktasındaki rüzgar hızı sonuçları gerçekte ölçülmüş veriler ile karşılaştırıldığında; WAsP için %24.1, WindSim için %38.4, CFX için %28.5 çıkmaktadır. Sonuçlara göre WAsP modeli gerçek değerlere en yaklaşan model denilebilir.

Son olarak, ölçüm verileri kullanılarak belirtilen yerleşimde hesaplanan yıllık enerji üretimi sonuçları kıyaslandığında, birbirine en yakın sonuçlar WAsP modelinde görülmektedir. Özellikle CFX model sonuçlarına bakıldığında, Mast S1 kullanılarak yapılan hesaplamada 219.6 GWh/y bulunmuşken, Mast S2 kullanılarak yapıldığında 184.2 GWh/y bulunmuştur ve dikkate değer bir fark meydana gelmiştir.

Bağıl hata oranları her üç örnekleme için incelendiğinde, Mast S1 ölçüm direği kullanılarak yapılan sonuçlarda %19.61'lere varan hata oranları görülmekle birlikte, Mast S2 kullanılarak yapılanlarda ise hata oranları çok daha düşük olup, %0.81 civarlarındadır. Her iki ölçüm direği kullanılarak yapılan sonuçlarda ise bu oran %1.24 - %4.99 aralığındadır. Bu sonuçlar gösteriyor ki, kompleks bir sahada ölçüm direklerinin sayısı ve kullanıları modeller, enerji üretiminde büyük farklılıklara sebebiyet verebilmektedir.

### KAYNAKLAR

- [1] Göçmen T, Laan P van der, Réthoré P, Diaz A, Larsen G, Ott S., 2016. "Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review". Renew Sustain Energy Rev. 2016; 60:752-769.
- [2] Palma J, Castro F, Ribeiro L, Rodrigues A, Pinto A. 2008. Linear and nonlinear models in wind resource assessment and wind turbine micrositing in complex terrain. J Wind Eng Ind Aerodyn; 2008. 96 (12): 2308-2326. doi:10.1016/j.jweia.2008.03.012.
- [3] **WAsP Best Practices and Checklist**. 2009. Department of Wind Energy, Technical University of Denmark.
- [4] J. Silva, C. Ribeiro, R.Guedes. 2007. Roughness length classification of corine land cover classes, EWEC, Milan.
- [5] **WAsP 11 Help Facility and Online Documentation**. 2013. Department of Wind Energy, Technical University of Denmark.
- [6] **T. Troen, E. Peterson.** 1989. European wind atlas, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.
- [7] **T. Burton, D.Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi**. 2001. Wind energy handbook John Wiley & Sons.
- [8] A. Bakker. 2013. Turbulence modeling notes, ed: http://www.bakker.org/.