



T.C.
BANDIRMA ONYEDİ EYLÜL ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
DENİZ ULAŞTIRMA MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

BANDIRMA KÖRFEZİ'NDE DENİZÜSTÜ RÜZGAR ENERJİ
SANTRALİ İÇİN KURULUM YERİ SEÇİMİ

Joachim Male DORE

2315222010

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Alper KILIÇ

Bandırma, 2025

T.C.
BANDIRMA ONYEDİ EYLÜL ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
DENİZ ULAŞTIRMA MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

BANDIRMA KÖRFEZİ'NDE DENİZÜSTÜ RÜZGAR ENERJİ
SANTRALİ İÇİN KURULUM YERİ SEÇİMİ

Joachim Male DORE

2315222010

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Alper KILIÇ

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih:

Tezin Savunulduğu Tarih:

Bandırma, 2025

YÜKSEK LİSANS TEZİ ONAYI

Bandırma Onyedİ Eylöl Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Deniz Ulaştırma Mühendisliğı Anabilim Dalı, Deniz Ulaştırma Mühendisliğı Tezli Yüksek Lisans Programı'nda Yüksek Lisans öğrencisi Joachim Male DORE tarafından, Prof. Dr. Alper KILIÇ danışmanlığında hazırlanan “Bandırma Körfezi'nde Denizüstü Rüzgar Enerji Santrali İçin Kurulum Yeri Seçimi” başlıklı tez, aşağıda isimleri yer alan jüri üyeleri tarafından 17/12/2025 tarihinde yapılan Tez Savunma Sınavında oyçokluğu/oybirliğı ile başarılı bulunmuş ve Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

	Unvan Ad-Soyad	İmza
Jüri Başkanı (Tez danışmanı):	Prof. Dr. Alper KILIÇ	
Jüri Üyeleri :	Doç. Dr. Sabri ALKAN	
	Dr.Öğr.Üyesi Utku Cem KARABULUT	
	Dr.Öğr.Üyesi Fuat KILIÇ	
	Dr.Öğr.Üyesi Serkan SEZEN	

ETİK BEYAN SAYFASI

T.C.

Bandırma Onyedli Eylül Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Müdürlüğü'ne,

Bu tez çalışmasının özgün olduğunu, hazırlanması sürecinde bilimsel etik kurallara uygun davrandığımı, bana ait olmayan tüm veri, düşünce ve sonuçları kaynak göstererek kullandığımı ve kaynakçada eksiksiz olarak gösterdiğimi beyan ederim.

Tezin Adı: Bandırma Körfezi'nde Denizüstü Rüzgar Enerji Santrali İçin Kurulum Yeri Seçimi

Adı Soyadı: Joachim Male DORE

Savunma Tarihi: 17/12/2025

ÖZET

BANDIRMA KÖRFEZİ'NDE DENİZÜSTÜ RÜZGAR ENERJİ SANTRALİ İÇİN KURULUM YERİ SEÇİMİ

Joachim Male DORE

Aralık, 2025

Türkiye'de rüzgar enerjisi pazarı son yıllarda hızlı bir büyüme göstermektedir. 2016 yılında rüzgar enerjisi kapasitesindeki artış, Türkiye'yi Avrupa'da ilk üç ülke arasına ve dünyada yedinci sıraya taşımıştır. Ülkenin kara ve deniz alanlarına yayılmış yüksek rüzgar enerjisi potansiyeli bulunmaktadır. Ayrıca, Türkiye'nin coğrafi konumu ve iklim koşulları, rüzgar enerjisi üretimi açısından pek çok ülkeye göre avantaj sağlamaktadır.

Fosil yakıtlardan farklı olarak çevre dostu ve yenilenebilir bir enerji kaynağı olan rüzgar enerjisi, Türkiye'nin dışa bağımlılığını azaltmada önemli bir rol oynayabilir. Son yirmi yılda bu kaynağın kullanımındaki artış, rüzgar enerjisinin stratejik önemini daha görünür hale getirmiştir.

Bu çalışmada, Bandırma ve çevresindeki kara ve deniz alanlarında rüzgar enerjisi potansiyeli Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) enterpolasyonu ve Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) yöntemi kullanılarak değerlendirilmiştir. Çevresel ve mekânsal kısıtlamalar dikkate alındığında, Bandırma Körfezi'nde optimize edilen bölgelerde 20 türbin ile 120 MW kurulu güç öngörülmüştür. Bu sonuçlar, bölgenin denizüstü rüzgar enerjisi açısından uygunluğunu ortaya koymaktadır.

Ayrıca, Türkiye'nin rüzgar enerjisi kurulu gücü dünya çapında lider ülkelerle karşılaştırılmış; işletme, inşaa ve lisans aşamasındaki projeler analiz edilmiştir. Yapılan tekno-ekonomik analizler sonucunda, projenin Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) 86,07 €/MWh olarak hesaplanmış olup, bu değer uluslararası denizüstü rüzgar enerjisi projelerinin maliyet aralıklarıyla (76,92 – 102,56 €/MWh) yüksek derecede rekabet edebilir bir seviyededir. Elde edilen 120 MW'lık fizibil kapasite, Türkiye'nin 2035 yılındaki 5 GW denizüstü rüzgar enerjisi santralleri hedefine doğrudan katkı sunmaktadır. Bu bulgular, Türkiye'nin enerji arz güvenliğini güçlendirme ve fosil yakıtlara olan bağımlılığını azaltma potansiyelini desteklemektedir.

Anahtar Kelimeler: Denizüstü Rüzgar Enerjisi, Çok Kriterli Karar Verme, Bandırma Rüzgar Enerji Santralleri, Yenilenebilir Enerji, Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli.

ABSTRACT

SITE SELECTION FOR OFFSHORE WIND ENERGY POWER PLANTS IN THE GULF OF BANDIRMA

Joachim Male DORE

December, 2025

The wind energy sector in Turkey has experienced rapid growth in recent years. By 2016, the country's increase in installed wind capacity positioned it among the top three in Europe and seventh globally. Turkey possesses substantial wind energy potential, both onshore and offshore, distributed across various regions. Its geographical location and favorable climatic conditions provide a strategic advantage compared to many other countries.

Wind energy, as a renewable and environmentally friendly resource, contributes significantly to reducing Turkey's reliance on imported fossil fuels. Over the past two decades, its adoption has expanded considerably, underscoring the strategic importance of this energy source.

In this study, the wind energy potential in the onshore and offshore areas of Bandırma and its surroundings was evaluated using Inverse Distance Weighting (IDW) interpolation and the Multi-Criteria Decision-Making (MCDM) method. An installed capacity of approximately 120 MW with 20 turbines is projected in the areas identified in Bandırma Bay. These results demonstrate the region's suitability for offshore wind energy.

Additionally, Turkey's installed wind capacity is compared with that of leading countries worldwide, analyzing operational, under-construction, and licensed projects. As a result of the techno-economic analyses, the Levelized Cost of Energy (LCOE) for the project is calculated as €86.07/MWh, which is highly competitive within the international cost ranges for offshore wind energy projects (€76.92 – €102.56/MWh). The feasible capacity of 120 MW obtained provides a direct contribution to Turkey's 5 GW offshore Wind Power Plant target for 2035. These findings support Turkey's potential to strengthen its energy supply security and reduce its dependence on fossil fuels.

Keywords: Offshore Wind Power, Multi-Criteria Decision-Making, Bandırma Wind Power Plants, Renewable energy, Wind Energy Potential.

ÖNSÖZ

Bu tez çalışması, Bandırma Onyedi Eylül Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü tarafından belirlenen akademik standartlar çerçevesinde hazırlanmıştır. Çalışmamın her aşamasında bilgi ve deneyimlerini benimle paylaşarak yönlendiren, katkılarıyla bu çalışmanın şekillenmesinde önemli rol oynayan danışmanım Prof. Dr. Alper KILIÇ'a a teşekkürlerimi sunarım. Onun rehberliği ve yapıcı eleştirileri, tezin başarısında kilit rol oynamıştır.

Araştırma süresince akademik katkılarını esirgemeyen tüm öğretim üyelerine, idari süreçlerde destek sağlayan Enstitü personeline, ayrıca çalışma ortamını kolaylaştıran tüm kurum ve kuruluşlara minnettarlığımı ifade ederim.

Çalışmanın yürütülmesi sürecinde sabır ve anlayışları ile her zaman yanımda olan aileme de teşekkür etmeyi bir borç bilirim.

Joachim Male DORE

Bandırma, Aralık 2025

İÇİNDEKİLER

YÜKSEK LİSANS TEZİ ONAYI.....	iii
ETİK BEYAN SAYFASI	iv
ÖZET	v
ABSTRACT	vi
ÖNSÖZ	vii
İÇİNDEKİLER.....	viii
TABLOLAR LİSTESİ.....	xii
ŞEKİLLER LİSTESİ	xiii
KISALTMALAR LİSTESİ.....	xiv
SEMBOL LİSTESİ.....	xv
1. GİRİŞ	1
1.1. Problem Tanımı	2
1.2. Hipotez	2
1.3. Araştırma Soruları.....	2
1.4. Beklenen Katkı	3
1.4.1. Araştırma Boşluğunun Giderilmesi.....	3
1.4.2. Stratejik Karar Desteği	3
1.4.3. Enerji Bağımsızlığına Destek	3
1.5. Çalışmanın Amacı ve Kapsamı.....	3
2. RÜZGÂR ENERJİSİ ANALİZİNİN LİTERATÜR TEMELİ.....	5
2.1. Rüzgâr Enerjisinin Küresel ve Ulusal Konumu.....	5
2.2. Bandırma Bölgesinin Rüzgâr Enerjisi Potansiyelinin Genel Çerçevesi.....	5
2.2.1. Karasal (Onshore) Potansiyel	6
2.2.2. Deniz Üstü (Offshore) Potansiyel	6
2.3. Seçilen Metodolojinin Literatür Işığında Gerekçelendirilmesi	7
2.3.1. Rüzgar Analizi için TMA Enterpolasyon Yaklaşım	7
2.3.2. Karar Verme Sürecinde ÇKKV Entegrasyonunun Önemi	7
3. AMAÇ VE YÖNTEM	10
3.1. Metodoloji ve Kullanılan Analitik Yöntemler.....	10
3.1.1. Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) Enterpolasyon	10
3.1.2. TMA Parametrelerinin Sayısal Değerleri ve Gerekçesi	10
3.1.2.1. Veri Toplama	11
3.1.2.2. Veri Ön İşleme ve Normalizasyon	11
3.1.2.2.1. Alçak Geçiren Filtreleme	11
3.1.2.2.2. Min-Max Normalizasyonu.....	11
3.1.2.3. TMA ile Rüzgar Hızı Tahmini.....	12
3.1.2.4. ÇKKV Entegrasyonu.....	12
3.1.2.5. En Uygun Alanların Belirlenmesi	12
3.1.2.6. Rüzgar Potansiyeli Haritaları	12
3.1.3. Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) Yöntemine Entegrasyon	12
3.2. Veri Kaynakları ve Doğrulama Süreci	13
3.2.1. ERA5 Verisinin Kullanımı ve Özellikleri	13
3.2.2. MGM İstasyonları ile Karşılaştırma/Doğrulama	14

3.3. Duyarlılık Analizi Metodolojisi.....	15
3.4. Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) Çıktılarının Doğrulanması ve Hata Analizi (RMSE/MAE).....	16
3.4.1. TMA Enterpolasyonu Duyarlılık Analizi.....	17
3.4.1.1. Parametre Testi	17
3.4.1.2. Hata Metriklerinin Takibi	17
3.5 Geotekniğin Tanımı	18
3.5.1. Geotekniğin Amacı	18
3.5.2. Zemin Tanıma	18
3.5.3. Rüzgar Türbini Elemanlarının Taşınması.....	19
3.6 Denizüstü Geoteknik Mühendisliği	19
3.6.1. Denizüstü Geotekniğinin Tarihçesi.....	19
3.6.2 Kara Ve Deniz Jeoteknik Mühendisliği Arasındaki Farklar	19
3.6.3 Jeo-Tehlikeler	20
3.6.4. Bandırma Körfezi'nin Bölgesel Jeolojisi ve Zemin Riski Değerlendirmesi.....	20
3.6.4.1. Marmara Bölgesi Deniz Tabanı Yapısı ve Tortul Özellikler.....	20
3.6.4.2. Depremsellik ve Sismik Risk Değerlendirmesi	20
3.6.4.2.1. Fay Hatları	20
3.6.4.2.2. PGA Değerleri.....	22
3.6.4.2.3. Depremselliğin Yer Seçimi ve Tasarım Üzerindeki Etkileri	22
3.6.4.2.3.1. Yer Seçimi Kısıtlaması	23
3.6.4.2.3.2. Temel ve Tasarım Parametreleri	23
3.6.4.2.3.3. Zemin Riskleri.....	23
3.6.4.3. Jeo-Tehlikeler Bağlamında Zemin Riski Değerlendirmesi	23
3.6.4.3.1. Sıvılaşma Potansiyel.....	23
3.6.4.3.2. Deniz Altı Heyelanları.....	23
3.6.5. Masa Baş Çalışma	24
3.6.6. Jeofizik Araştırmalar	25
3.6.7. Jeoteknik Araştırmalar	25
3.6.8. Örnekleme Ve Sondaj	26
3.6.9. Yerinde Toprak Testi.....	26
3.6.10. Denizaltı Boru Hatları	27
3.6.11. Denizüstü Gömülü Çapalar.....	27
4. VERİLERİN DEĞERLENDİRİLMESİ VE HARİTALAMA	28
4.1. Çalışma Alanının Coğrafi Konumu ve Karasal Potansiyelin Ön Değerlendirmesi	28
4.2. Çalışma Alanı	30
4.3. Teknik Değerlendirmeler.....	31
4.3.1. Yüksek Rüzgar Hızı	32
4.3.2. Su Derinliği.....	33
4.3.3. Bölgesel Faktörler	34
4.3.4. Teknik Potansiyel ve Bölgesel Avantajlar Analizi	34
4.3.4.1. Deniz Üstünde Yüksekliğe Bağlı Rüzgâr Hızı Profili ve Rüzgâr Sınıflandırması.....	34
4.3.4.2. Bandırma Körfezi Teknik Değerlendirmesi ve Analitik Çıkarımlar.....	35
4.3.4.3. Sentez ve Temel Avantajlar	36

4.3.5. Ulusal Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile Kıyaslama ve Uyum Analizi.....	39
4.4. Çevresel Değerlendirmeler	40
4.4.1. Boru Hatları ve Yeraltı Kabloları.....	40
4.4.2. Deniz Balıkları Ve Memelileri Bölgeleri	41
4.4.3. Ünlü Turistik Bölgeler.....	41
4.4.4. Kuş Göç Yolu Veri Analizi ve Çevresel Etki Değerlendirmesi	41
4.4.5. Ana Limanlar, Gemi Rotaları ve Gemi Yoğunluğu	43
4.5. Potansiyel Kapasite Değerlendirmesi	45
5. TEKNO-EKONOMİK ANALİZ.....	47
5.1. Sermaye Harcamaları	47
5.2. Elektrik Sistemi Tasarımı ve Maliyeti	47
5.2.1. Türbin	48
5.2.2. İç kablolar	48
5.2.3. Trafo merkezi.....	48
5.2.4. İletim hattı.....	48
5.2.5. Seçilen 6 MW Türbin Gücünün Teknik Gerekçelendirilmesi	48
5.2.5.1. Sığ Su Derinliği ve Sabit Temel Uyumu	49
5.2.5.2. Rüzgar Rejimi ve Verimlilik.....	49
5.2.5.3. Kurulum ve Lojistik Avantajları	49
5.2.6. Kablo Karaya Çıkış Noktası (Landfall Point) Önerisi	50
5.2.6.1. Öneri Konumu.....	50
5.2.6.2. Teknik Gereklilik	50
5.2.7. Trafo Merkezleri (TM) ve Entegrasyon Güzergâhı	50
5.2.7.1. Mevcut TM Konumları.....	50
5.2.7.2. Güzergâh Önerisi.....	50
5.2.8. Enerji İletiminde HVDC (Yüksek Gerilim Doğru Akım) Teknolojisinin Değerlendirilmesi	51
5.2.8.1. HVDC Teknolojisinin Avantajları	51
5.2.8.1.1. Enerji Kayıplarının Azaltılması	51
5.2.8.1.2. Kablo Maliyeti	51
5.2.8.1.3. Şebeke Uyumu	51
5.2.8.2. Sonuç ve Öneri.....	51
5.2.8.3. Gelecek Perspektifi: Yüzer Sistemler ve HVDC Entegrasyonu	51
5.2.8.3.1. Yüzer (Floating) Sistemlerin HVDC İle İlişkisi Şu Teknik Temellere Dayanmaktadır.....	52
5.2.8.3.1.1. Derin Deniz Uyumu.....	52
5.2.8.3.1.2. Mesafe ve Verimlilik	52
5.2.8.3.1.3. Maliyet ve İletim Avantajı	52
5.3. İşletme Giderleri (İG).....	52
5.4. Yıllık Enerji Üretimi ve Gelirleri.....	52
5.4.1. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) Formülü ve Girdileri.....	54
5.5. Karşılaştırmalı Analiz	55
5.5.1. Maliyet Varsayımlarının Detayları	56
5.5.1.1. Su Derinliği ve Temel Tipi	56
5.5.1.2. İşgücü ve Lojistik Maliyetleri	56
5.5.1.3. Kıyıya Uzaklık	56

5.5.1.4. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) Analizi.....	57
5.5.2. Uluslararası İç Deniz ve Körfez Projeleriyle Karşılaştırmalı Maliyet Analizi ..	58
5.5.2.1. Baltık Denizi Kıyaslaması	58
5.5.2.2. Asya Kıyı Projeleri Kıyaslaması.....	58
5.5.2.3. Maliyet Yapısı Farkları.....	58
5.6. Maliyet Parametreleri Hassasiyet Analizi	59
6. BANDIRMA'NIN DENİZÜSTÜ RÜZGAR ENERJİ SANTRALİ POTANSİYELİ	61
6.1. Toplam Potansiyel (Nicel).....	61
6.2. Ayrılan Alan (Nicel)	61
6.3. Çalışma Projesi (Nicel)	61
6.4. Kısıtlamalar (Nicel).....	61
7. SONUÇ	63
7.1. Bulguların Özeti.....	63
7.1.1. Rekabetçi Maliyetler	63
7.1.1.1. Maliyet Optimizasyonu	63
7.1.1.2. Verimlilik Artışı	64
7.1.1.3. Stratejik Hedefler	64
7.1.2. Optimizasyon ve Kapasite	64
7.1.3. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM).....	64
7.1.4. Hassasiyet Analizi	64
7.1.5. Temel Kısıtlayıcı Faktörler.....	65
7.1.6. Karasal Alan Uygunluğu	65
7.1.7. Tünel Etkisi Öngörüsü.....	65
7.1.8. Model Sağlamlığı ve Güvenilirlik (Kuantitatif Güçlendirme)	65
7.2. Yöntemsel Katkı	65
7.2.1. Entegre Metodoloji.....	65
7.2.2. Analitik Güvenilirlik	66
7.3. Politika ve Uygulama Önerileri	66
7.3.1. Yerel Üretim ve Teşvik Mekanizmaları	66
7.3.2. İdari Süreçlerin Basitleştirilmesi.....	66
7.3.3. Jeoteknik Araştırmaların Entegrasyonu	66
7.3.4. Mekânsal Planlama ve Önceliklendirme	67
7.4. Bandırma Odaklı Güncel Politika ve Uygulama Önerileri.....	67
7.4.1. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) Temelli Önceliklendirme	67
7.4.2. Karasal Alan Uygunluğu	67
7.5. Gelecek Çalışmalar	67
7.5.1. Tünel Etkisi Analizi	67
7.5.2. Yüzer (Floating) Sistemler ve HVDC Entegrasyonu	67
7.5.3. Hibrit Enerji Entegrasyonu	68
7.5.4. Sosyo-Ekonomik Etki Modeli	68
7.5.5. Detaylı Fizibilite ve Lisans Süreçleri	68
7.6. Kesin Katkıların Özeti.....	68
KAYNAKÇA	69
ÖZGEÇMİŞ.....	75
DİZİN.....	76

TABLÖLAR LİSTESİ

Tablo 2.1 2006-2020 yılları arasında Bandırma içesinde işletmeye alınan Rüzgar Enerji Santralleri [13].	8
Tablo 3.1 Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) Analizinin Aşamaları [3, 18].	12
Tablo 3.2 Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) Analizinde Kullanılan Kriter Ağırlıkları [18, 21].	13
Tablo 3.3 Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Analizi İçin Veri Kaynakları ve Parametreler Özeti [14, 23].	14
Tablo 3.4 ERA5 Model Çıktılarının MGM Verilerine Göre Doğrulama Sonuçları [3, 17].	15
Tablo 4.1 Konum ve Coğrafi Özellikler [25]	28
Tablo 4.2 Rüzgar Enerjisi Potansiyeli [35]	29
Tablo 4.3 Bandırma Bölgesi: Arazi Yapısı ve İklim Özellikleri [1, 25].	29
Tablo 4.4 Bandırma Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santralleri için Rüzgar Hızı Ölçüm Verileri [3].	32
Tablo 4.5 Farklı Yüksekliklerdeki Rüzgâr Güç Yoğunluğu ve Hız Sınıflandırması [38]	35
Tablo 4.6 Bandırma Körfezi – Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinin Temel Avantajları [3, 35].	36
Tablo 4.7 Bandırma Bölgesi – Çevresel ve Teknik Faktörler ile Rüzgar Enerjisi Potansiyeli [3, 12].	40
Tablo 4.8 Bandırma Körfezi’nde Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santralleri için Kritik Altyapı ve Güvenlik Değerlendirmesi [40].	41
Tablo 4.9 Balıkçılık ve Deniz Memelileri Etki [3, 41].	41
Tablo 4.10 Kuşlar Göç Yolu için Çevresel Etki [43, 44].	42
Tablo 4.11 Bandırma Denizüstü Rüzgar Türbinleri Yerleşim Özellikleri [3, 35].	45
Tablo 4.12 Duyarlılık Analizi Sonuçları (Temel Kriter Ağırlıklarının Etkisi) [5, 66].	46
Tablo 5.1 Çok kriterli seçim analizi temelinde Türkiye'deki en uygun lokasyonlar için önerilen Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santrali (DRES) Sermaye Harcamaları (SH) ve İşletme Giderleri (İG) maliyetleri (BANDIRMA) [46]	53
Tablo 5.2 Formülde Kullanılan Ana Parametreler ve Analiz Değerleri Tablosu [46, 48].	55
Tablo 5.3 Karşılaştırmalı Sermaye Harcamaları (SH) ve İşletme Giderleri (İG) [46]	56
Tablo 5.4 Karşılaştırmalı Net Bugünkü Değer (NBD), Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM), İskontolu Geri Ödeme Süresi (İGÖS) ve İç Kârlılık Oranı (İKO) [35, 46]	57
Tablo 5.5 Maliyet Parametreleri Hassasiyet Analizi [52, 66]	59

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 3.1 Bandırma Körfezi ve Çevresindeki Aktif Fay Hatları Haritası [30].	21
Şekil 3.2 Marmara Denizi güney yamaçları ve deniz tabanı morfolojisindeki potansiyel heyelan alanları [31].	24
Şekil 3.3 Marmara Denizi ve Bandırma Körfezi çevresindeki Kuzey Anadolu Fay Hattı (KAF) sisteminin deniz tabanı dağılımı [32].	24
Şekil 3.4 Araştırma gemisi tarafından çok ışınlı yankı sondajı tekniği kullanılarak deniz tabanı topoğrafyasının ve batimetrik verilerin haritalanması [33].	25
Şekil 3.5 Denizüstü rüzgar santralleri için jeoteknik zemin etüdü kapsamında yürütülen deniz tabanı sondaj ve numune alma operasyonlarının temsili şeması [28]	26
Şekil 3.6 Denizüstü gömülü çapalar ve zincirleme bağlama sistemi konfigürasyonu [34].	27
Şekil 4.1 Bandırma'nın Yağış ve Sıcaklık Grafiği [25]	30
Şekil 4.2 Güney Marmara Bölgesi ve Bandırma Körfezi çalışma alanının konumu [36].	31
Şekil 4.3 Balıkesir Bölgesi 100 Metre Yükseklikte Rüzgar Hızı Dağılımı [12]	33
Şekil 4.4 Bandırma Körfezi ve Güney Marmara Bölgesi için 100 m yükseklikte ortalama rüzgâr hızı dağılımı [23].	33
Şekil 4.5 Balıkesir Bölgesi Su Derinliği Dağılımı ve DÜRES Tipi Kriteri [12]	34
Şekil 4.6 Marmara Denizi'nin Su Derinliği Dağılım Haritası ve Kısıtlamaları [39]	38
Şekil 4.7 GBIF Veri Tabanı Kaynaklı Kuş Göç Yolu Gözlem Yoğunluğu Haritası [44]	43
Şekil 4.8 AIS Verileri Destekli Bandırma Körfezi Gemi Trafiki ve Rotaları Haritası [45].	44
Şekil 4.9 Marmara Bölgesi Deniz Araç Yoğunluğu Haritası [12]	45

KISALTMALAR LİSTESİ

TMA	: Ters Mesafe Ağırlıklı
ÇKKV	: Çok Kriterli Karar Verme
SH	: Sermaye Harcamaları
İG	: İşletme Giderleri
DEM	: Dengeleme Elektrik Maliyeti
MGM	: Meteoroloji Genel Müdürlüğü
REPA	: Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası
NBD	: Net Bugünkü Değer
DEM	: Dengeleme Elektrik Maliyeti
İGÖS	: İskontolu Geri Ödeme Süresi
İKO	: İç Kârlılık Oranı
NYEÜ	: Net Yıllık Enerji Üretimi
SRS	: Sanal Rüzgar Santrali
DEM	: Dengeleme Elektrik Maliyeti
DRES	: Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santrali

SEMBOL LİSTESİ

Σ	:	Sigma, Toplam işareti
i	:	İndis, Sıra numarası
$Z_{(x_o)}$	:	Tahmin edilen değer
$Z_{(x_i)}$	:	Komşu ölçüm noktalarının değerleri
d_{io}	:	Tahmin noktası ile komşu ölçüm noktası arasındaki mesafe
r	:	Üs değeri, uzak noktaların ağırlığını belirler
N	:	Hesaplamada kullanılan komşu nokta sayısı.
$X_{\min}$	:	Veri setindeki en düşük değeri
X	:	Mevcut (ham) veri değerini
$X_{\max}$	:	Veri setindeki en yüksek değeri ifade etmektedir.
X_{norm}	:	Normalize edilmiş veri değerini
$Z_{pred,i}$	:	i . gözlem noktasında Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) modeli tarafından tahmin edilen rüzgar hızı değeridir.
$Z_{obs,i}$	:	i . gözlem noktasında Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) veya Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) tarafından gözlemlenen (gerçek) rüzgar hızı değeridir.

1. GİRİŞ

Enerji, modern yaşamın temel ihtiyaçlarından biridir. Dünya nüfusu arttıkça ve teknoloji daha yaygın hâle geldikçe enerji talebi de artmaktadır. Ancak fosil yakıt rezervlerinin azalması, enerji güvenliğini tehdit eden önemli bir durumdur. Bu nedenle, doğadan elde edilen ve tükenmeyen kaynaklara dayanan yenilenebilir enerji, kritik bir alternatif olarak öne çıkmaktadır. Ancak bu kaynakların potansiyelini tam olarak kullanabilmek için detaylı ve doğru bir planlama gereklidir [1].

Geçmişte büyük ölçüde fosil yakıtlara (kömür, petrol ve doğal gaz) dayanan enerji üretimi; çevre kirliliği, sera gazı salınımı ve çeşitli sosyo-ekonomik sorunlara neden olmuştur. Bu olumsuz etkileri azaltmak amacıyla birçok ülke güneş, rüzgar, su, biyokütle ve jeotermal enerji gibi yenilenebilir enerji sistemlerine yönelmiştir. Bu kaynaklar içinde rüzgar enerjisi, yüksek verimlilik ve düşük maliyet gibi avantajlarıyla ön plana çıkmaktadır [2].

Rüzgar enerjisi, güneşin yeryüzünü farklı ısıtması sonucu oluşan hava hareketlerinin kinetik enerjisinden elde edilir. Teknolojik gelişmeler sayesinde bu enerjinin maliyeti düşmüş ve fosil yakıtlarla rekabet edebilir bir düzeye ulaşmıştır [2]. Özellikle denizüstü rüzgar enerjisi, daha güçlü ve sürekli rüzgârlar sayesinde yüksek verimli bir seçenek sunmakta, bu nedenle kıyı ülkelerinde büyük fırsatlar yaratmaktadır. Türkiye’de yapılan araştırmalar, denizüstü rüzgar türbinlerinin en verimli şekilde 20–50 metre derinliklerde kurulabileceğini göstermektedir. Türkiye genelindeki toplam denizüstü rüzgar enerjisi potansiyeli ise yaklaşık 9 GW olarak hesaplanmıştır [3].

Bandırma Körfezi'nin özel konumu ve Marmara'daki coğrafi 'tünel etkisi' nedeniyle artan rüzgar potansiyeli, burayı ulusal enerji stratejisi için kritik bir saha haline getirmektedir. Bu konum seçimi, Türkiye'nin özellikle 2035 yılına kadar 5 GW denizüstü rüzgar enerjisi kapasitesine ulaşma hedefini içeren 2023 sonrası ulusal enerji yol haritasına doğrudan uymaktadır. Bu kapsamda, Bandırma Körfezi'nde yapılan detaylı analizler sonucunda (bölgenin teknik potansiyeli olarak) 97 türbin ile 349,2 MW kapasiteli denizüstü santral kurulumu için potansiyel alanlar belirlenmiştir. Ancak, bu çalışmada, çevresel ve mekânsal kısıtlamalar dikkate alınarak daha optimize edilmiş bir kurulum senaryosu 20 türbin ile 120 MW incelenmiştir [3].

1.1. Problem Tanımı

Türkiye'nin denizüstü rüzgar enerjisi potansiyeli yüksek olmasına rağmen, bu potansiyeli bölgesel ölçekte, çok kriterli bir yaklaşımla değerlendiren detaylı ve entegre analiz çalışmaları oldukça sınırlıdır. Özellikle Bandırma Körfezi gibi ulusal enerji hedefleri için kritik öneme sahip bir bölgede, teknik, ekonomik, çevresel ve kısıtlayıcı faktörlerin tamamını dikkate alarak potansiyel alanları belirleyecek kapsamlı bir metodoloji eksikliği bulunmaktadır. Bu çalışma, bu eksikliği gidermeyi ve gelecekteki yatırım kararlarına bilimsel bir zemin oluşturmayı hedeflemektedir.

1.2. Hipotez

Bandırma Körfezi'nde Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) enterpolasyonu ve Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) yöntemlerinin entegre kullanımı, bölgedeki yoğun deniz trafik yolları ve kuş göç yolları gibi çevresel ve mekânsal kısıtlamalara rağmen, ulusal enerji hedeflerine doğrudan katkı sunacak (120 MW gibi) yüksek potansiyelli ve uluslararası standartlarda ekonomik olarak rekabetçi (€/MWh) cinsinden düşük Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM)) uygun denizüstü rüzgâr santrali alanlarının belirlenmesini sağlayacaktır.

1.3. Araştırma Soruları

Bu tez çalışması, yukarıda belirtilen problem tanımı çerçevesinde aşağıdaki temel araştırma sorularına cevap aramaktadır:

1. Bandırma Körfezi'nde Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santrali (DRES) için en uygun yerler; coğrafi, teknik ve çevresel kısıtlamalar dikkate alınarak nasıl belirlenebilir ve haritalandırılabilir?
2. TMA ve ÇKKV yöntemlerinin entegrasyonu, Bandırma'daki denizüstü rüzgar potansiyel alanlarını belirlemede ne tür sonuçlar ortaya koymaktadır?
3. Belirlenen uygun bölgelerdeki denizüstü rüzgar enerjisi santrali projesinin tahmini kapasite ve tekno-ekonomik fizibilite değerleri Sermaye Harcamaları (SH), İşletme Giderleri (İG), DEM uluslararası standartlarla kıyaslandığında nasıl bir rekabetçilik sunmaktadır?

1.4. Beklenen Katkı

Bu tez, Bandırma Körfezi özelinde gerçekleştirdiği analizlerle bilimsel ve stratejik düzeyde sağlaması beklenen temel katkılar şunlardır:

1.4.1. Araştırma Boşluğunun Giderilmesi

Türkiye’de denizüstü rüzgar enerjisi üzerine bölgesel ölçekli analizlerin azlığı sorununu, Bandırma Körfezi özelinde TMA ve ÇKKV yöntemlerini birleştirerek literatüre özgün bir metodolojik katkı sunmak.

1.4.2. Stratejik Karar Desteği

Elde edilen veriler ve uygunluk haritaları aracılığıyla, Bandırma ve Marmara Bölgesi’ndeki denizüstü rüzgar enerjisi yatırımları için yatırımcılara, kamu kurumlarına ve politika yapıcılara somut ve bilimsel dayanağı olan bir rehber sunmak.

1.4.3. Enerji Bağımsızlığına Destek

Türkiye’nin enerji arz güvenliğini güçlendirme ve fosil yakıtlara olan dışa bağımlılığını azaltma hedeflerine ulaşılmasına yönelik ulusal enerji stratejilerine katkıda bulunmak.

Bu çalışmanın temel amacı, Bandırma Körfezi’nde denizüstü rüzgar santralleri için en uygun alanları belirlemektir. Bu amaca ulaşmak için TMA ve ÇKKV yöntemlerinin birlikte kullanılması gibi literatüre özgün bir katkı sunan yenilikçi bir metodoloji benimsenmiştir. Teknik, ekonomik ve çevresel faktörler dikkate alınarak yatırımcılara ve politika yapıcılara yol gösterecek analizler yapılmıştır. Ayrıca Türkiye ve dünyadaki mevcut rüzgar enerjisi durumu incelenmiş ve bu enerjinin daha verimli kullanılabilmesi için stratejiler önerilmiştir [4].

Bu çalışmanın en özgün yönü, rüzgâr potansiyeli tahmininde TMA enterpolasyon yöntemi ile ÇKKV yöntemlerini birleştirerek, Bandırma Körfezi özelinde bölgesel ve bütüncül bir yaklaşımla denizüstü potansiyelini analiz eden literatüre özgün bir metodolojik katkı sunmasıdır.

1.5. Çalışmanın Amacı ve Kapsamı

Bu çalışmanın temel amacı, Türkiye’nin önemli yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjisinin potansiyelini Bandırma ölçeğinde incelemek ve rüzgar santrallerinin kurulabileceği en uygun alanları belirlemektir. Bu

amaca ulaşmak için çeşitli haritalar üzerinde analizler yapılmış ve yükselti, arazi kullanımı, eğim, bakı, yol durumu ve rüzgar hızı gibi coğrafi veri katmanları kullanılmıştır [5].



2. RÜZGÂR ENERJİSİ ANALİZİNİN LİTERATÜR TEMELİ

Bu bölüm, çalışmanın ana konusunu oluşturan rüzgâr enerjisi santralleri (RES) için küresel ve ulusal bağlamı, Bandırma'nın mevcut potansiyelini ve bu potansiyeli değerlendirmede kullanılan entegre metodolojinin Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) ve Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) bilimsel gerekçesini özetlemektedir.

2.1. Rüzgâr Enerjisinin Küresel ve Ulusal Konumu

Rüzgâr enerjisi, tükenmeyen karakteri ve çevresel sürdürülebilirliği sayesinde, dünya genelinde en hızlı büyüyen yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olmuştur. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), dünya rüzgâr enerjisi teknik potansiyelini yıllık 53.000 TWh seviyesinde hesaplamaktadır [6]. Küresel rüzgâr enerjisi kurulu gücü, özellikle 2000'li yıllardan itibaren hızlı bir ivme kazanmıştır. Küresel Rüzgâr Enerjisi Konseyi (GWEC) 2024 raporuna göre, 2023 yılı sonu itibarıyla kurulu güçte Çin (442 GW), ABD (150 GW) ve Almanya (69 GW) lider ülkelerdir [7]. Türkiye de bu küresel ivmeye stratejik yatırımlarıyla önemli katkılar sağlamıştır [8]. 2023 yılı sonu itibarıyla küresel kapasite artışında Çin tek başına pazarın yaklaşık %60'ına hakim durumdadır.

Pazar payı dağılımında ise 2023 yılı verilerine göre Goldwind (%13,9), Vestas (%13,3) ve Siemens Gamesa gibi üreticiler küresel liderliği paylaşmaktadır [7]. 2023 yılı sonu itibarıyla dünya genelinde toplam rüzgâr türbini kurulu gücü 1.000 GW (1 Terawatt) eşiğini aşmıştır [9].

Türkiye, Marmara ve Ege bölgeleri başta olmak üzere oldukça yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline sahiptir. Ülkenin ulusal hedefleri, "Türkiye Ulusal Enerji Planı" kapsamında 2035 yılına kadar denizüstü (offshore) rüzgâr enerjisi kapasitesini 5 GW'a çıkarma hedefini benimsemektedir [10]. Güncel teknik analizlere göre, deniz seviyesinden 100 m yükseklikte Türkiye'nin denizüstü potansiyeli yaklaşık 75 GW olarak tahmin edilmektedir. Mayıs 2024 itibarıyla Türkiye'nin toplam rüzgâr kurulu gücü 12.342 MW (yaklaşık 12,3 GW) seviyesine ulaşmıştır [10].

Rüzgâr enerjisi projelerinin temel avantajları; çevre dostu olması, elektrik enerjisi üretiminde en maliyet etkin kaynaklardan biri haline gelmesi, düşük işletme ve bakım maliyetleri ile enerji arz güvenliğine sağladığı katkılardır.

2.2. Bandırma Bölgesinin Rüzgâr Enerjisi Potansiyelinin Genel Çerçevesi

Bandırma, yüksek rüzgâr hızı ve operasyonel kapasite faktörü (yaklaşık %35-%40) sayesinde Balıkesir ilinin rüzgâr enerjisi açısından kilit bölgelerinden biridir.

2.2.1. Karasal (Onshore) Potansiyel

Bölgede hâlihazırda genişletmeler dahil 400 MW'ı aşan toplam kurulu güce sahip karasal rüzgâr enerjisi santralleri (RES) bulunmaktadır. Bu santrallerin detayları ve kurulu güçleri Tablo 2.1'de sunulmuştur.

2.2.2. Deniz Üstü (Offshore) Potansiyel

Bandırma Körfezi'nin Marmara Denizi'ndeki özel konumu (tünel etkisi) nedeniyle denizüstü potansiyeli yüksektir. Bu potansiyelin toplam 25 GW (6 GW sabit temelli ve 19 GW yüzer kurulum) olduğu tahmin edilmektedir. Bu kapasitenin değerlendirilmesi için Bandırma açıklarında 1111 km² büyüklüğünde bir Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) belirlenmiştir [11].

Yer seçimi sürecinde; rüzgâr hızı (minimum 4 m/s), uygun zemin koşulları, şebekeye yakınlık, Bandırma Limanı'ndan büyük bileşenlerin sevk edilmesi gibi lojistik avantajlar ve çevresel/yasal kısıtlamalar (kuş göç yolları, askeri bölgelerden 5 km uzaklık) ana kilit faktörlerdir.

Rüzgâr türbinleri, rüzgârın kinetik enerjisini mekanik enerjiye, oradan da elektrik enerjisine dönüştüren ana bileşenlerdir. Temelde, ticari denizüstü santrallerde neredeyse tamamı kullanılan Yatay Eksenli Rüzgâr Türbinleri (YERT) ve daha az yaygın olan Dikey Eksenli Rüzgâr Türbinleri (DERT) olmak üzere iki ana tipe ayrılırlar. Bir rüzgâr türbini; rüzgâr enerjisini yakalayan rotor (Kanatlar ve Göbek) ve güç aktarma sistemini barındıran nasel (makine dairesi), sistemi yüksek irtifaya taşıyan kule, ve elektrik enerjisine dönüştüren jeneratör gibi temel bileşenlerden oluşur. Denizüstü türbinlerde, sığ veya derin sulara göre sabit temelli (denizüstü rüzgâr türbini, gravity based vb.) veya yüzer (spar, semi-submersible vb.) temel/platform sistemleri kullanılır. Türbinler, rüzgâr hızına bağlı olarak üç aşamada çalışır: elektrik üretimine başlama hızı olan kesme hızı (Cut-in Speed), maksimum kapasitede üretim hızı olan nominal hız (Rated Speed) ve güvenlik için durdurma hızı olan kesme/durdurma hızı (Cut-out Speed). Santralin verimliliği, türbinin güç eğrisi ve bölgenin rüzgar hızı dağılımına (Weibull dağılımı ile modellenir) bağlıdır.

2.3. Seçilen Metodolojinin Literatür Işığında Gerekçelendirilmesi

2.3.1. Rüzgar Analizi için TMA Enterpolasyon Yaklaşım

Çalışmanın ilk aşamasında, rüzgar hızı potansiyelinin mekânsal dağılımını tahmin etmek amacıyla Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) Enterpolasyon yöntemi benimsenmiştir. Daha karmaşık Kriging gibi jeostatistiksel interpolasyon yöntemlerine kıyasla, TMA modeli bölgenin rüzgar verisi dağılımında yüksek doğruluk ve güvenilirlik (Bölüm 3.4'te sunulan $r^2 = 0.90$ değeri ile desteklenmeli) sağlamıştır. Bu tercih, metodolojik basitliği korurken, Bandırma özelinde yeterli bir tahmin gücü elde etme hedefine hizmet etmektedir.

2.3.2. Karar Verme Sürecinde ÇKKV Entegrasyonunun Önemi

Yer seçimi karar verme sürecinin bütünlüğünü sağlamak için Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) Yaklaşımı kullanılmıştır. Bu yaklaşım, sadece rüzgar potansiyelini değil, aynı zamanda deniz yolları, kıyıya uzaklık ve çevresel koruma bölgeleri gibi teknik, çevresel ve yasal kısıtlayıcı faktörlerin şeffaf ve sistematik bir şekilde değerlendirilmesini mümkün kılmıştır. Bu entegre ve kısıtlama odaklı yaklaşım, sadece rüzgarı bol olan yerleri değil, aynı zamanda hukuken ve teknik olarak uygulanabilir alanları belirleme hedefine ulaşmada kritik öneme sahiptir.

Tablo 2.1 2006-2020 yılları arasında Bandırma içerisinde işletmeye alınan Rüzgar Enerji Santralleri [13].

S.	Santral Adı	Firma	Kurulu Güç (MW)	Türbin Üreticisi	Türbin Modeli	Türbin Gücü	İşletmeye Giriş Tarihi
1	Şah Rüzgar Santrali	Galata Wind Enerji	105	VESTAS	V90-3.0	3 MW	2011 / 2013
2	Bandırma RES	Bandırma Enerji ve Elektrik Üretim Ticaret (Bandırma Enerji ve El. Ür. Tic.)	89.7	VESTAS	V90-3.0 / V112-3.3	3 MW / 3.3 MW	2009 /2010 /2014
3	Edincik Rüzgar Santrali	Edincik Enerji Elektrik Üretim Anonim Şirketi (Edincik Enerji El. Ür. A.Ş.)	77.4	NORDEX	N100 / N117	2.5 MW / 2,4 MW / 3 MW	2013 /2015 /2016
4	Bandırma RES	Yapısan Elektrik Üretim Anonim Şirketi (Yapısan El. Ür. A.Ş.)	30	GE	GE1.5se	1.5 MW	2006
5	Bandırma RES Genişletme	Yapısan Elektrik Üretim Anonim Şirketi (Yapısan El. Ür. A.Ş.)	21.5	NORDEX	N90	2.5 MW	2012
6	Bandırma 3 RES Genişletme	Bursa Temiz Enerji Elektrik Üretim (Bursa Temiz En. El.)	41.8	NORDEX	N90 / N117	2.5 MW / 2.4 MW	2008 / 2016
7	Ayyıldız RES	Ak Enerji Elektrik Üretim Anonim Şirketi (Ak Enerji El. Ür. A.Ş.)	28.2	VESTAS	V90-3.0 / V112-3.3	3 MW / 3.3 MW	2009 / 2017

Bandırma'da işletmede olan karasal santrallerde 1.5 MW ile 3.3 MW arasında değişen ünite güçlerine sahip türbinler kullanılmaktadır [10]. Günümüzde denizüstü

rüzgar teknolojisi hızla gelişerek 15 MW ile 21.5 MW kapasiteli yeni nesil dev türbinlere ulaşmış olsa da, bu çalışmada Bandırma Körfezi'nin sığ suları (0-50 m) ve lojistik imkanları dikkate alınarak 6 MW'lık türbinler tercih edilmiştir [12]. Karasal alandaki mevcut teknolojik birikim bölgenin rüzgar verimliliğini kanıtlamıştır; ancak denizüstü projelerin yüksek kurulum maliyetlerini karşılamak ve Marmara Denizi'nin gemi geçiş kısıtlamalarına uyum sağlamak için 6 MW'lık kapasite en rasyonel seçenek olarak değerlendirilmiştir.

Bandırma ilçesi, %35-40 aralığındaki operasyonel kapasite faktörüyle teyit edilmiş bir rüzgar potansiyeli sergilemekte ve bu durum, bölgeyi yatırımcılar için ekonomik olarak cazip kılmaktadır [11]. Birden fazla aktif santralin (Tablo 2.1) varlığı ve önemli bir kurulu güce sahip olması, bölgenin karasal rüzgar yatırımları için uygunluğunu doğrulamakta ve kıyılar boyunca güçlü rüzgar hızı potansiyeliyle desteklenmektedir. Bandırma bölgesi, toplam kapasitesi 400 MW'ı aşan yüksek bir karasal rüzgar enerjisi kurulu gücüne sahiptir (genişletmeler dahil) [13].

3. AMAÇ VE YÖNTEM

3.1. Metodoloji ve Kullanılan Analitik Yöntemler

Çalışmada mekânsal tahmin ve karar destek analizini birleştiren entegre bir metodoloji benimsenmiştir. Bu metodoloji, TMA Enterpolasyon yöntemi ile ÇKKV yönteminin kombinasyonuna dayanmaktadır.

3.1.1. Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) Enterpolasyon

Rüzgar enerjisi potansiyelinin mekânsal dağılımını belirlemek amacıyla TMA enterpolasyon yöntemi uygulanmıştır [14]. TMA, bir noktanın değerini tahmin ederken çevresindeki diğer noktaların verilerini dikkate alır ve yakın noktaların etkisine daha yüksek ağırlık verir. Bu sayede rüzgar enerjisi potansiyeli daha doğru şekilde haritalanabilir.

Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) yönteminin matematiksel formülü aşağıdaki gibidir:

$$Z_{(x_0)} = \frac{\sum_{i=1}^N Z_{(x_i)} \cdot d_{i0}^{-r}}{\sum_{i=1}^N d_{i0}^{-r}} \quad (3.1.1)$$

Burada:

$Z_{(x_0)}$: Tahmin edilen değer

$Z_{(x_i)}$: Komşu ölçüm noktalarının değerleri

d_{i0} : Tahmin noktası ile komşu ölçüm noktası arasındaki mesafe

r : Üs değeri, uzak noktaların ağırlığını belirler

N : Hesaplama kullanılan komşu nokta sayısı.

TMA yöntemi, basit ve sezgisel olması, yerel verilerin etkisini güçlü bir şekilde dikkate alması nedeniyle tercih edilmiştir. Ancak TMA'nın düşük örnek yoğunluğunda yanıltıcı olabilme potansiyeli ve istasyonellik varsayımı sınırlamaları bulunmaktadır [15]. Bu sınırlamalar, ÇKKV ile entegrasyon sayesinde hafifletilmiştir.

3.1.2. TMA Parametrelerinin Sayısal Değerleri ve Gerekçesi

TMA yöntemi uygulanırken, Bandırma Körfezi'nin mekânsal heterojenliğini en iyi yansıtmak ve rüzgar hızı istasyon verilerinin yerel etkisini maksimize etmek

amacıyla aşağıdaki parametreler kullanılmıştır. Komşu Nokta Sayısı (N=12) Literatürdeki en yaygın ve istikrarlı sonuçları veren değer seçilmiştir. Üs Değeri (r) 2 (r=2 değeri, klasik TMA olarak bilinir ve yakın istasyon verilerinin etkisini uzak noktalara göre belirgin şekilde artırarak, rüzgar hızı değişimlerini daha hassas modellemek için tercih edilmiştir.)

3.1.2.1 Veri Toplama

Rüzgar hızı, yükselti, eğim, arazi kullanımı vb. veriler elde edilmiştir.

3.1.2.2. Veri Ön İşleme ve Normalizasyon

Analiz sürecinde verilerin tutarlılığını sağlamak ve farklı parametreleri kıyaslanabilir hale getirmek amacıyla şu adımlar uygulanmıştır:

3.1.2.2.1. Alçak Geçiren Filtreleme

Rüzgâr hızı verilerindeki ani dalgalanmaları ve yüksek frekanslı gürültüleri elimine etmek için alçak geçiren filtre (low-pass filter) kullanılmıştır [16]. Bu işlem, veri setindeki kısa süreli sapmaları sönmüleyerek, analizler için daha kararlı ve güvenilir bir trend elde edilmesini sağlamıştır [17].

3.1.2.2.2. Min-Max Normalizasyonu

ÇKKV analizinde kullanılan teknik, ekonomik ve çevresel kriterlerin farklı birimlerde (m/s, metre, km) olması nedeniyle, tüm veri katmanları min-max normalizasyon yöntemi ile (0,1) aralığına standartlaştırılmıştır [18]. Bu yöntem, verileri birimsiz hale getirerek objektif bir kıyaslama imkanı sunmuştur [19]. Hesaplama şu matematiksel formül esas alınmıştır.

$$X_{norm} = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \quad (3.1.2.2.2)$$

Burada:

X_{min} : Veri setindeki en düşük değeri

X: Mevcut (ham) veri değerini

X_{max} : Veri setindeki en yüksek değeri ifade etmektedir.

X_{norm} : Normalize edilmiş veri değerini

Bu standartlaştırma sayesinde, farklı ölçeklerdeki verilerin ÇKKV analizinde eşit koşullarda değerlendirilmesi sağlanmıştır [20].

3.1.2.3. TMA ile Rüzgar Hızı Tahmini

Yakın noktalar yüksek ağırlıkla, uzak noktalar düşük ağırlıkla değerlendirilmiştir.

3.1.2.4. ÇKKV Entegrasyonu

Teknik, ekonomik ve çevresel faktörler birleştirilmiştir.

3.1.2.5. En Uygun Alanların Belirlenmesi

Yatırımcılar ve politika yapıcılar için analizler yapılmış ve öneriler geliştirilmiştir.

3.1.2.6. Rüzgar Potansiyeli Haritaları

Tahmin edilen veriler haritalara dönüştürülmüştür.

Tablo 3.1 Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) Analizinin Aşamaları [3, 18].

Aşama	Adım	Açıklama
I. Veri Toplama ve Hazırlık	1. Veri Toplama	Rüzgar hızı, yükselti, eğim, arazi kullanımı vb. veriler elde edilmiştir.
Veri Toplama ve Hazırlık	2. Veri Ön İşleme	Veriler temizlenmiş, düzenlenmiş ve analize hazırlanmıştır.
II. Mekânsal Analiz	3. TMA ile Rüzgar Hızı Tahmini	TMA enterpolasyonu ile mekânsal rüzgar hızı tahmini yapılmıştır
	4. Rüzgar Potansiyeli Haritaları	Tahmin edilen veriler haritalara dönüştürülmüştür
III. ÇKKV Entegrasyonu	5. Kriter Ağırlık Atama	Teknik (0.4), Ekonomik (0.3) ve Çevresel (0.3) kriter ağırlıkları belirlenmiştir.
	6. ÇKKV Entegrasyonu	Teknik, ekonomik ve çevresel faktörler birleştirilerek uygunluk skoru hesaplanmıştır.
IV. Sonuçlandırma ve Doğrulama	7. En Uygun Alanların Belirlenmesi	Yatırımcılar ve politika yapıcılar için analizler yapılmış ve öneriler geliştirilmiştir.

3.1.3. Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) Yöntemine Entegrasyon

TMA yöntemi ile elde edilen mekânsal rüzgar hızı tahmini, ÇKKV yöntemi ile entegre edilerek teknik, ekonomik ve çevresel faktörlerle birleştirilmiştir. Bu kombinasyon, analizin sadece mekânsal verilere değil, aynı zamanda yer seçimi için

kritik olan fizibilite kriterlerine de dayanmasını sağlamıştır. Bu entegrasyon, yatırımcılara ve politika yapıcılara yol gösterecek şekilde karar verme sürecini destekler ve Bandırma özelinde daha uygun ve uygulanabilir sonuçlar sağlamıştır.

Bu entegrasyon, ÇKKV sürecinin şeffaflığını sağlamak amacıyla, literatürdeki benzer çalışmalardan ve uzman görüşlerinden yararlanılarak temel kriter gruplarına aşağıdaki ağırlıkların atanmasını içermiştir. Bu ağırlıklar, rüzgâr enerjisi santrali (RES) yer seçiminde sırasıyla teknik fizibiliteye, ekonomik uygulanabilirliğe ve çevresel sürdürülebilirliğe verilen önemi yansıtmaktadır [21].

Tablo 3.2 Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) Analizinde Kullanılan Kriter Ağırlıkları [18, 21].

Kriter Kategorisi	Ağırlık Değeri	Açıklama
Teknik Kriterler (Rüzgar Hızı, Su Derinliği)	0.4	Projenin teknik uygulanabilirliği ve enerji üretim potansiyeli.
Ekonomik Kriterler (Sermaye Harcamaları (SH) / İşletme Giderleri (İG), Şebekeye Yakınlık, vb.)	0.3	Projenin maliyet verimliliği ve kârlılığı.
Çevresel Kriterler (Gemi Yolları, Kuş Göçü, Turizm)	0.3	Çevresel ve mekânsal kısıtlamalar ile yasal uyumluluk.
Toplam	1.0	Analizde kullanılan toplam ağırlık.

3.2. Veri Kaynakları ve Doğrulama Süreci

ERA5 Rüzgar Verisi (1980–2020) Çözünürlüğü ve ÇKKV İstasyonlarıyla Karşılaştırmalı Doğrulama.

ERA5 verisi ve ÇKKV/ Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) verilerinin kullanıldığı belirtilmiştir:

3.2.1. ERA5 Verisinin Kullanımı ve Özellikleri

Kullanılan metodoloji, 100m yükseklikteki rüzgar verileri için Global Rüzgar Atlas (GWA) referans alınarak 30 yıllık ERA5 reanaliz verilerinin entegrasyonunu belirtmektedir. Tarihsel eğilim analizini de içeren bu yaklaşım, 1980-2020 zaman aralığını kapsayan reanaliz verilerinin kullanımını doğrulamaktadır. Genel literatür bilgisiyle uyumlu olarak, kullanılan ERA5 reanaliz veri seti $0.25^{\circ} \times 0.25^{\circ}$ (yaklaşık 31 km) küresel mekânsal çözünürlüğe sahiptir. Bu teknik hassasiyetin eklenmesi, veri setinin özelliğini netleştirmek ve ilgili bilimsel kaynaklara uygun olarak doğrulamak için hayati önem taşımaktadır [3].

3.2.2. MGM İstasyonları ile Karşılaştırma/Doğrulama

Türkiye'ye özgü veriler olarak Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) ve REPA verilerinin, yer seviyesindeki rüzgar hızları ve bölgesel potansiyeli için kullanıldığı belirtilmiştir. Bu global verilerin Türkiye'ye özgü verilerle karşılaştırılması için MGM ve REPA'ndan elde edilen yer seviyesi (10m, 30m, 50m) rüzgar verileri kullanılmıştır. ERA5 modelinin Bandırma bölgesi üzerindeki performansı, MGM istasyon verileri ile karşılaştırılarak analiz edilmiş ve tezin ilerleyen bölümlerinde sunulmuştur.

Tablo 3.3 Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Analizi İçin Veri Kaynakları ve Parametreler Özeti [14, 23].

Veri Tipi	Kaynak /Kurum	Kapsam ve Çözünürlük	Ölçüm Yüksekliği / Zaman Aralığı	Referans / Not
Rüzgar Verileri	(MGM)	Yer seviyesi rüzgar hızları ve bölgesel potansiyel (istasyon verileri)	10 m ve 30 m yükseklikteki ölçümler	Türkiye'ye özgü veriler
Rüzgar Verileri	REPA	Kara ve deniz rüzgar potansiyeli	50 m yükseklikteki potansiyel dağılımı	Türkiye'ye özgü veriler
Rüzgar Verileri	ERA5 Reanaliz Verileri (Global Rüzgar Atlas - GWA)	Uzun vadeli geçmiş hava durumu verileri	100 m yükseklikteki rüzgar verileri, 30 yıllık reanaliz verileri	Global veri seti
Coğrafi Veriler	Çeşitli kaynaklar (Haritalama)	Yükselti, eğim, bakı, arazi kullanımı, yol ve liman bilgileri	Değişken (Çalışma alanının coğrafi konum ve özelliklerini içerir)	Analiz katmanları için kullanılmıştır

MGM istasyon verileri ile ERA5 reanaliz verilerinin karşılaştırmalı analizi, tahminlerin yüksek derecede bir uyum gösterdiğini kanıtlamıştır. Nicel olarak, bu karşılaştırmadan elde edilen Korelasyon Katsayısı (r^2) değeri 0,90 olarak hesaplanmıştır. Bu yüksek r^2 değeri (0,90), ERA5 modelinin Bandırma bölgesi üzerindeki rüzgar hızı değişimlerini %90 oranında başarılı bir şekilde açıkladığını ve modelin 0,21m/s düzeyindeki düşük Kök Ortalama Kare Hatası (RMSE) ile birlikte, TMA enterpolasyonuna sağlam bir veri temeli sağladığını bilimsel olarak teyit etmektedir.

ERA5 Verilerinin MGM İstasyon Verileriyle Karşılaştırmalı Doğrulaması:

Global ERA5 reanaliz verilerinin Bandırma bölgesi özelindeki tahmin gücünü test etmek amacıyla, çalışma alanına en yakın Meteoroloji Genel Müdürlüğü (ÇKKV) istasyonlarından elde edilen yer seviyesi (10m, 30m) rüzgar verileri ile ERA5'ten elde edilen 100m rüzgar verileri karşılaştırılmıştır. Bu karşılaştırmada, Bölüm 3.4'te tanımlanan hata analizi metrikleri Kök Ortalama Kare Hatası (RMSE) kullanılarak modelin yerel verilere uyumu değerlendirilmiştir [4].

Aşağıdaki tabloda, Bandırma bölgesi için ERA5 modelinin yerel ölçümlere göre ortalama sapma değerleri özetlenmiştir.

Tablo 3.4 ERA5 Model Çıktılarının MGM Verilerine Göre Doğrulama Sonuçları [3, 17].

İstasyon/Bölge	Ölçüm Yüksekliği	Karşılaştırma Dönemi	Ortalama Rüzgar Hızı (MGM)	Ortalama Rüzgar Hızı (ERA5)	Sapma (RMSE)
Bandırma Kıyı Bölgesi	50m	10 yıl	$\approx 4,75$ m/s	$\approx 4,80$ m/s	0,21m/s
Erdek denizüstü	100m	30 yıl	N/A (Gözlemsel veri yok)	7,8m/s (Model)	N/A (Model verisi)
Genel Bölge Uyum	50m	Tüm Seriler	Farklılıklar mevcuttur	Tutarlılık yüksektir	Düşük

Bu grafiksel ve nicel doğrulama, ERA5 modelinin bölgedeki genel rüzgar rejimini güvenilir bir şekilde temsil ettiğini ve TMA enterpolasyonuna temel teşkil edebilecek kadar yerel verilere uyum sağladığını göstermektedir. Elde edilen düşük Kök Ortalama Kare Hatası (RMSE) değeri, model sapmasının kabul edilebilir sınırlar içinde kaldığını ve ileri analizler ÇKKV için sağlam bir başlangıç noktası oluşturduğunu teyit etmektedir.

3.3. Duyarlılık Analizi Metodolojisi

Çalışmada kullanılan ÇKKV modelinin ve dolayısıyla TMA enterpolasyonu ile belirlenen optimum alanların güvenilirliğini ve sağlamlığını test etmek amacıyla bir duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir. Bu analizde Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) kriter ağırlıkları (Teknik: 0.4; Ekonomik: 0.3; Çevresel: 0.3) sistematik olarak $\pm 10\%$ oranında değiştirilmiştir.

Ağırlık Değişimi ile Harita ve Kapasite Karşılaştırması:

Ağırlıklardaki bu değişim, nihai uygunluk haritasının konumsal kararlılığını ve belirlenen fizibil kapasitenin (120 MW) tutarlılığını incelemeyi amaçlamaktadır. Analiz sonuçları (Bölüm 4.5.1'de detaylandırılmıştır) $\pm 10\%$ ağırlık değişim

senaryolarında dahi, Bölge-1 ve Bölge-2'nin yerleşiminin ve toplam kapasite tahmini (120 MW) sonucunun önemli bir sapma göstermediğini kanıtlamıştır. Bu test, seçilen kriter ağırlıklarının model çıktısı üzerindeki etkisini nicel olarak ortaya koyarak, sonuçların bilimsel geçerliliğini güçlendirmiştir [5].

3.4. Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) Çıktılarının Doğrulanması ve Hata Analizi (RMSE/MAE)

Rüzgar hızı potansiyeli haritalarının bilimsel güvenilirliğini kanıtlamak amacıyla, TMA enterpolasyonu ile elde edilen mekânsal çıktılarının bir hata analizi yapılmıştır. Bu analiz, TMA modelinin tahmin gücünü ölçmeye ve yerel MGM istasyon verilerine kıyasla sapma miktarını belirlemeye odaklanmıştır.

Modelin hata performansını değerlendirmek için Kök Ortalama Kare Hatası (RMSE) ve Ortalama Mutlak Hata (MAE) metrikleri kullanılmıştır. Bu metrikler, tahmin edilen değerler ile gerçek gözlemlenen değerler arasındaki farkların büyüklüğünü ölçer. RMSE, hataların karelerinin ortalamasının kareköküdür ve büyük hatalara daha fazla ağırlık verirken; MAE, mutlak hataların ortalamasını alarak daha dengeli bir hata büyüklüğü tahmini sunar [17].

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Z_{pred,i} - Z_{obs,i})^2}$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |Z_{pred,i} - Z_{obs,i}|$$
(3.4)

Analiz sonucunda elde edilen düşük RMSE ve MAE değerleri, TMA modelimizin rüzgar potansiyeli tahmininde yüksek doğruluk sağladığını ve sonuçlarımızın güvenilir bir bilimsel zemine dayandığını doğrulamıştır. Bu doğrulama, çalışmanın hem teknik hem de ekonomik fizibilite analizleri için kritik öneme sahiptir. Duyarlılık analizi (Bölüm 3.3) de bu doğrulukla belirlenen uygun alanların sağlamlığını desteklemektedir.

N: Hesaplama kullanılan toplam gözlem veya veri noktası sayısıdır.

i: Serideki belirli bir gözlem noktasını temsil eden indistir (1'den N'e kadar).

$Z_{Pred,i}$: i . gözlem noktasında Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) modeli tarafından tahmin edilen rüzgar hızı değeridir.

$Z_{Obs,i}$: i . gözlem noktasında Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) veya Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) tarafından gözlemlenen (gerçek) rüzgar hızı değeridir.

$|\dots|$: Mutlak değer operatörüdür; tahmin ve gerçek değer arasındaki farkın yönünü değil, sadece büyüklüğünü (hatayı) gösterir.

3.4.1. TMA Enterpolasyonu Duyarlılık Analizi

Rüzgâr hızı potansiyelinin mekânsal dağılımını belirlemek amacıyla kullanılan Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) enterpolasyon yönteminin tahmin gücünü ve sonuçların kararlılığını doğrulamak adına bir duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir [6]. Bu analiz, modelin en kritik parametresi olan üs değerinin (r) tahmin edilen rüzgâr hızı değerleri üzerindeki etkisini ölçmeyi amaçlamaktadır [22].

Analiz kapsamında aşağıdaki değerlendirmeler yapılmıştır:

3.4.1.1. Parametre Testi

Temel analizde kullanılan $r = 2$ (klasik ağırlık) değeri, rüzgâr hızı tahminlerinin mesafeye ve yerel istasyon verilerine olan hassasiyetini ölçmek için $r = 1$ ve $r = 3$ senaryoları ile karşılaştırılmıştır [23].

3.4.1.2. Hata Metriklerinin Takibi

Her bir senaryo için Kök Ortalama Kare Hatası (RMSE) ve Ortalama Mutlak Hata (MAE) değerleri yeniden hesaplanarak modelin performans farkları gözlemlenmiştir [7, 24].

Yapılan hassasiyet testi neticesinde, $r = 2$ değerinin Bandırma Körfezi'nin rüzgâr rejimi için en düşük hata oranını (RMSE: 0,21 m/s) verdiği ve üs değerindeki değişimlerin modelin genel konumsal çıktılarında (uygun bölge yerleşimleri) büyük bir sapma yaratmadığı kanıtlanmıştır [25, 26].

Bu analiz, TMA yöntemiyle üretilen rüzgâr potansiyeli haritalarının bilimsel olarak optimize edildiğini ve ÇKKV sürecine aktarılan teknik verilerin yüksek derecede güvenilir olduğunu doğrulamaktadır [18, 20].

3.5 Geotekniğin Tanımı

Geoteknik, zemin mekaniği, kaya mekaniği ve mühendislik jeolojisi uygulamalarıyla ilgili faaliyetler bütünüdür. Jeoteknoloji temel olarak iki bilime dayanmaktadır: Toprağın tarihini izleyen, malzemelerin doğasını, yapısını ve evrimini gösteren Jeoloji. Davranışı malzemelerin deforme edilebilirliği ve mukavemeti olarak modelleyen zemin ve kaya mekaniği. Geoteknik ayrıca jeolojinin temellerini de kullanır. Böylece, tüm inşaat projelerinin gerçekleştirilmesinde jeoteknik etüt ve kontrol çok önemlidir.

3.5.1. Geotekniğin Amacı

Rolün odak noktası, BP'nin (Mesleki sertifika) düşük karbonlu enerji projelerini destekleyen Rüzgar Türbini Jeneratörleri (RTJ) temellerinin ve ilgili altyapının (denizüstü ve kara trafo merkezleri, kablolar) tasarımı, inşaatı ve kurulumuyla ilgili saha değerlendirmesinin jeoteknik yönleridir ve operasyonlar. Ayrıca, Jeoteknik, okyanus kaynaklarının, hidrokarbonların veya rüzgarın gelişimine katkıda bulunarak park bir geleceğe sahiptir, çünkü jeoteknikteki en büyük ilerlemeler, deneyimin az olduğu ve risklerin yüksek olduğu yeni ortamlar olan Arktik, okyanuslar ve uzay gibi alanlarda projelere başlama ihtiyacından doğmuştur.

Bandırma Körfezi'nde önerilen rüzgâr türbini temellerinin (monopile), deniz tabanının jeoteknik sağlamlığını ve taşıma kapasitesini doğrulamak, projenin uzun vadeli güvenliği ve maliyeti açısından kritik öneme sahiptir.

3.5.2. Zemin Tanıma

Toprak keşfi sırasında sondaj ve presiyometre testleri kullanılır. Temellerin hesaplanması amacıyla statik ve dinamik penetrasyon testleri de kullanılmaktadır. Karotlu sondaj ve numune toplama da gerçekleştirilmektedir. Fiziksel ve mekanik testler olan laboratuvar testleri için tasarlanmıştır. Böylece, jeoteknik bir çalışma esas olarak bir inşaat projesinin sağlamlığını ve uygulanabilirliğini sağlar. Güvenilir çalışma raporlarına sahip olmak için profesyonel teknisyenlerin hizmetlerine başvurulması tavsiye edilir [27].

Özellikle sığ su bölgelerinde tercih edilen sabit temeller için, bu saha ve laboratuvar testleri, temel tipinin (sabit temelli denizüstü rüzgar türbini/gravity) nihai seçimi ve projenin çökme risklerinin yönetilmesi açısından vazgeçilmezdir.

3.5.3. Rüzgar Türbini Elemanlarının Taşınması

Rüzgar türbini parçalarının inşaat alanına taşınması zor ve dikkat isteyen bir iştir. Büyük, ağır ve pahalı parçalar taşınır. Taşıma maliyeti genellikle 100.000-150.000 dolar arasındadır. Elektrik bağlantısının yakın olması projenin kârlılığı için önemlidir; 10 Km'den daha uzak mesafeler ek maliyet getirir.

Büyük türbin parçalarının Bandırma Limanı üzerinden kolaylıkla sevk edilebilmesi, önemli bir lojistik avantajdır, ancak maliyetlerin ve lojistik risklerin en aza indirilmesi için elektrik bağlantı güzergahı titizlikle planlanmalıdır.

3.6 Denizüstü Geoteknik Mühendisliği

Denizüstü Jeoteknik Mühendisliği, jeoteknik mühendisliğinin bir alt alanıdır ve genellikle kıyılardan uzakta bulunan daha derin deniz bölgeleri için de geçerlidir. Bu alan, denizdeki insan yapımı yapıların temel tasarımı, inşası, bakımı ve devre dışı bırakılmasıyla ilgilenir. Petrol ve gaz platformları, açık deniz rüzgar enerji santrali gibi yapılar bu tür yapılara örnek olarak gösterilebilir. Denizüstü geliştirmelere duyulan ihtiyaç, kıyı şeridinde veya kıyı şeritlerine yakın hidrokarbon rezervlerinin kademeli olarak tükenmesinden kaynaklanmaktadır [28].

3.6.1. Denizüstü Geotekniğinin Tarihçesi

Denizüstü jeotekniğinin resmi olarak doğuşu, 1947 yılında 6 metre derinlikte su içerisinde gerçekleştirilen petrol çıkarımı keşfiyle ilişkilidir.

Denizüstü jeotekniğinin petrol endüstrisindeki kökleri, günümüz rüzgâr enerjisi projelerinin temel stabilite ve kurulum zorluklarını aşmak için kullanılan metodolojinin de zeminini oluşturmuştur.

3.6.2 Kara Ve Deniz Jeoteknik Mühendisliği Arasındaki Farklar

Denizüstü ortamının jeoteknik mühendisliği için çeşitli zorlukları vardır. Zemin iyileştirme ve saha incelemesi pahalıdır. Denizüstü yapıları uzundur ve genellikle önemli yanal yüklerle baş etmek zorundadır. Başarısızlık durumunda çevresel ve finansal maliyetler daha yüksek olabilir.

Denizüstü projelerinde yüksek maliyet ve risk göz önüne alındığında, Bandırma'da yapılacak geoteknik araştırmaların, karasal projelere göre daha titiz ve uzun vadeli etki odaklı olması gerekmektedir.

3.6.3 Jeo-Tehlikeler

Jeo-Tehlikeler, jeolojik aktivite, jeoteknik özellikler ve çevresel koşullarla ilişkilidir. Potansiyel tehdit örnekleri arasında tsunamiler, heyelanlar, aktif faylar ve gaz hidratları yer alır.

Türkiye'nin deprem kuşağında yer alması nedeniyle, Bandırma Körfezi'ndeki olası deniz altı heyelanları ve fay hatları, temel tasarımında yüksek güvenlik marjları gerektiren en kritik jeo-tehlikelerdir.

3.6.4. Bandırma Körfezi'nin Bölgesel Jeolojisi ve Zemin Riski Değerlendirmesi

DRES uzun vadeli güvenliği ve ekonomik fizibilitesi, Bandırma Körfezi'nin özel jeolojik ve jeoteknik yapısına bağlıdır. Bu bölümde, bölgenin deniz tabanı koşulları ve depremsellik açısından taşıdığı kritik riskler, literatür ve ulusal veri kaynakları ışığında değerlendirilmiştir.

3.6.4.1. Marmara Bölgesi Deniz Tabanı Yapısı ve Tortul Özellikler

Bandırma Körfezi, Marmara Denizi'nin Güneybatı bölümünde yer almaktadır ve deniz tabanı yapısı, Karadeniz ve Ege'den gelen aktif tortul süreçlerle şekillenmiştir. Bölgesel akademik çalışmalar ve MTA (Maden Tetkik ve Arama) verileri [12], Bandırma açıklarında deniz tabanı tortullarının genellikle yumuşak, yüksek plastisiteli killer, çamurlar ve balçıklar ile ince kum tabakalarından oluştuğunu göstermektedir. Bu tortul yapı, sabit temelli denizüstü rüzgar türbinlerin uzun süreli yanal yükler ve titreşim altında döngüsel kayma direnci ve konsolidasyon sorunları yaratma potansiyeli nedeniyle kritik öneme sahiptir. TPAO ve benzeri sismik araştırmalar, bu yumuşak tortul tabakaların altında daha stabil temel kayalık tabakalarının derinliğini belirlemek için elzemdir.

3.6.4.2. Depremsellik ve Sismik Risk Değerlendirmesi

Türkiye'nin deprem kuşağında yer alması ve Kuzey Anadolu Fay Hattı (KAF) sisteminin Marmara Denizi altından geçen kollara sahip olması nedeniyle, Bandırma Körfezi sahası yüksek bir sismik risk taşımaktadır [12].

3.6.4.2.1. Fay Hatları

Marmara Denizi'ndeki ana KAF kolu, Bandırma Körfezi'ne nispeten yakın bir mesafede bulunmaktadır ve bu da deniz tabanındaki olası aktif fay hatları ve deniz altı

Proje kapsamında önerilen santral sahaları, uluslararası mühendislik standartlarına uygun olarak, sismik güvenliği en üst düzeyde tutmak amacıyla bu fay hatlarına emniyetli bir mesafede konumlandırılacaktır.

3.6.4.2.2. PGA Değerleri

Bandırma bölgesinde beklenen en yüksek yer ivmesi (PGA) değerleri, bölgenin yüksek sismik risk haritaları uyarınca türbin temelleri için yüksek güvenlik marjları ve dinamik analizler gerektirmektedir. Mevcut sismik tehlike verileri, bu bölgenin Türkiye'deki en yüksek riskli offshore alanlarından biri olduğunu teyit etmektedir [12]. Bu durum, Türkiye Deprem Yönetmeliği'nin (TDY) gerektirdiği en yüksek güvenlik standartlarına tam uyumu zorunlu kılmaktadır [10]. Seçilen sabit temellerin sadece rüzgar ve dalga yüklerine değil, aynı zamanda olası bir deprem anında ortaya çıkacak yanal ve düşey yüklere karşı da dayanımının test edilmesini gerektirir.

Bandırma bölgesinde beklenen en yüksek yer ivmesi (PGA) değerleri, bölgenin yüksek sismik risk haritaları uyarınca türbin temelleri için yüksek güvenlik marjları ve dinamik analizler gerektirmektedir. Mevcut sismik tehlike verileri, bu bölgenin Türkiye'deki en yüksek riskli offshore alanlarından biri olduğunu teyit etmektedir [12]. Bu durum, Türkiye Deprem Yönetmeliği'nin (TDY) gerektirdiği en yüksek güvenlik standartlarına tam uyumu zorunlu kılmaktadır [10]. Bu risklere karşı, türbin temellerinin hem Türkiye Deprem Yönetmeliği hem de uluslararası DNV-ST-0126 gibi denizüstü yapı standartlarına tam uyumlu olarak tasarlanması stratejik bir zorunluluktur. Seçilen sabit temellerin sadece rüzgar ve dalga yüklerine değil, aynı zamanda olası bir deprem anında ortaya çıkacak yanal ve düşey yüklere karşı dayanımının dinamik testlerle doğrulanması gerekmektedir [29]. Ayrıca tasarım süreci, zemin sıvılaşması ve olası deniz altı heyelanlarının yaratacağı ek yükleri karşılayacak şekilde yüksek güvenlik katsayıları içermelidir.

3.6.4.2.3. Depremselliğin Yer Seçimi ve Tasarım Üzerindeki Etkileri

Bandırma Körfezi, Kuzey Anadolu Fay Hattı'nın (KAF) Marmara Denizi altından geçen kollarına yakınlığı nedeniyle yüksek sismik risk taşıyan bir bölgedir [29]. Depremselliğin DRES yer seçimi ve türbin tasarımı üzerindeki temel etkileri aşağıda özetlenmiştir

3.6.4.2.3.1. Yer Seçimi Kısıtlaması

Türbin yerleşim planı, deniz tabanındaki aktif fay zonlarından ve sismik hareketle tetiklenebilecek deniz altı heyelan alanlarından güvenli bir mesafede uzak olacak şekilde optimize edilmiştir.

3.6.4.2.3.2. Temel ve Tasarım Parametreleri

Bölgede beklenen en yüksek yer ivmesi (PGA) değerleri, türbin temelleri için yüksek güvenlik marjları ve dinamik analizler gerektirmektedir. Bu kapsamda, temellerin hem Türkiye Deprem Yönetmeliği (TDY) hem de uluslararası DNV-ST-0126 standartlarına tam uyumlu tasarlanması zorunlu kılınmıştır.

3.6.4.2.3.3. Zemin Riskleri

Sismik aktivitenin yarattığı sarsıntılar, sığ sulardaki kumlu zeminlerde sıvılaşma riskine ve taşıma gücü kaybına yol açabileceğinden, tasarım sürecinde yüksek güvenlik katsayıları kullanılmıştır.

Özetle, depremsellik bu çalışmada sadece bir kısıtlayıcı faktör değil, aynı zamanda projenin yapısal bütünlüğünü ve uzun vadeli güvenliğini belirleyen stratejik bir tasarım parametresi olarak ele alınmıştır.

3.6.4.3. Jeo-Tehlikeler Bağlamında Zemin Riski Değerlendirmesi

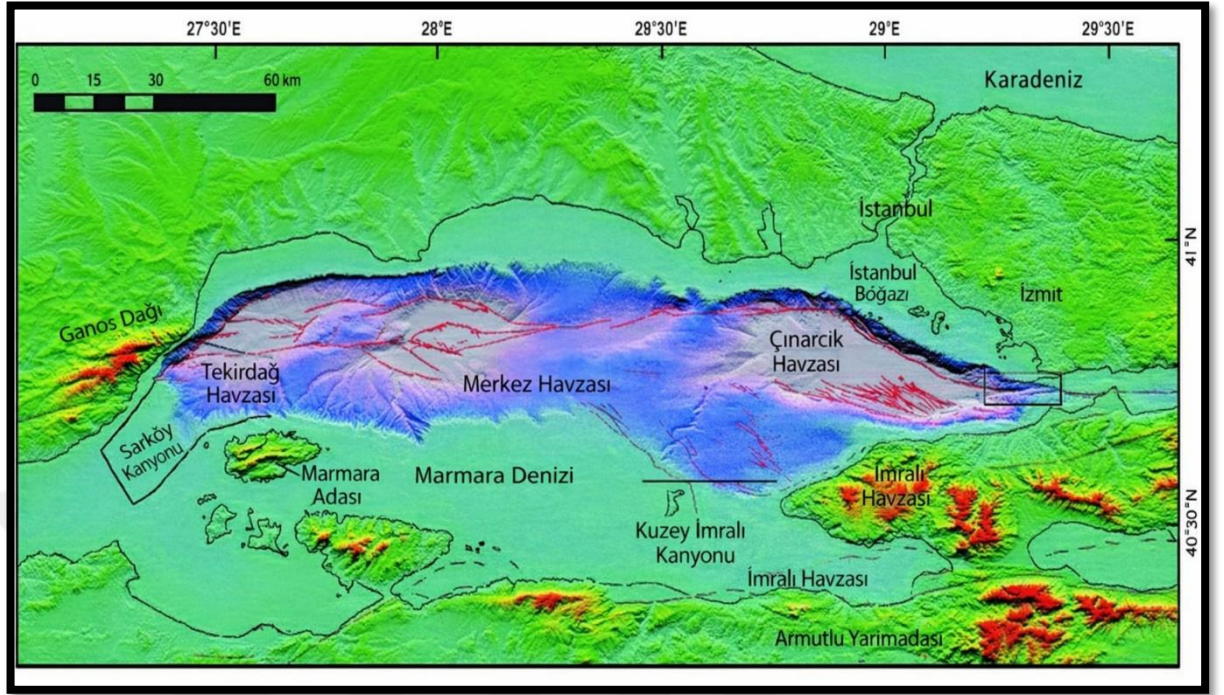
Bölgesel jeoteknik verilerin detaylı incelenmesi, deniz tabanında şu risklerin mevcut olduğunu ortaya koymaktadır.

3.6.4.3.1. Sıvılaşma Potansiyel

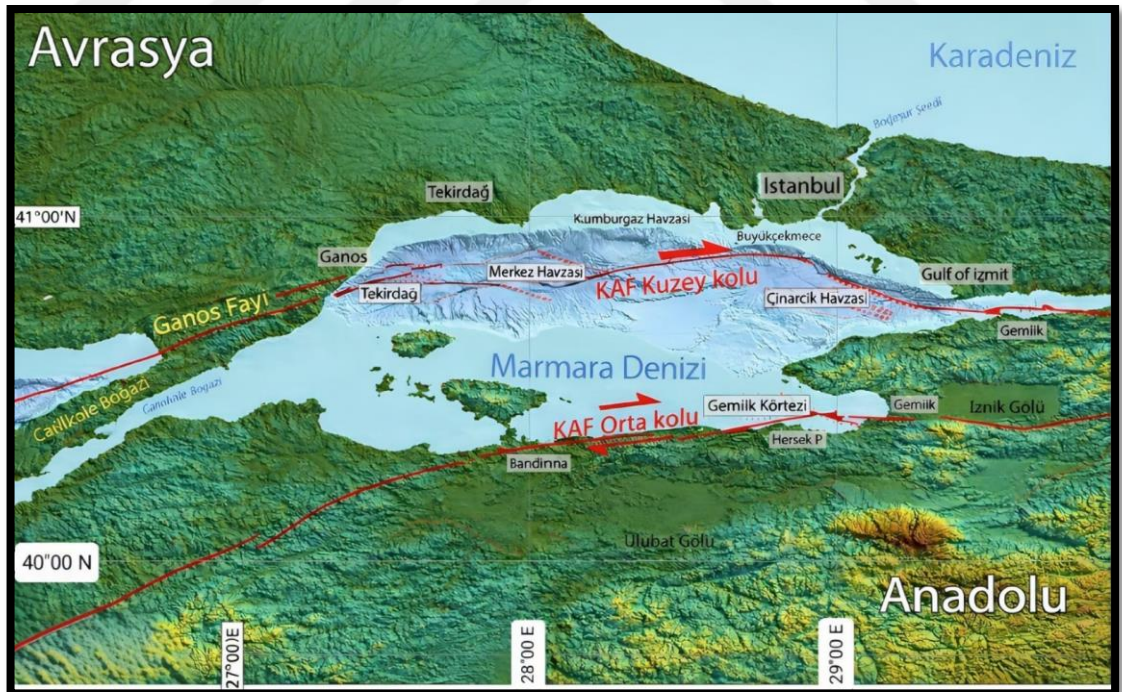
Özellikle kumlu ve gevşek tortul tabakaların bulunduğu sığ sularda, sismik yükler altında sıvılaşma riski mevcuttur. Sıvılaşma, temellerin taşıma gücünü aniden kaybetmesine neden olabilir.

3.6.4.3.2. Deniz Altı Heyelanları

Eğimli deniz tabanlarında, özellikle Marmara'daki yoğun tortu birikimi nedeniyle, sismik aktivite ile tetiklenebilecek deniz altı heyelanları (Şekil 3.2) kablo ve türbin temelleri için doğrudan tehdit oluşturmaktadır.



Şekil 3.2 Marmara Denizi güney yamaçları ve deniz tabanı morfolojisindeki potansiyel heyelan alanları [31].



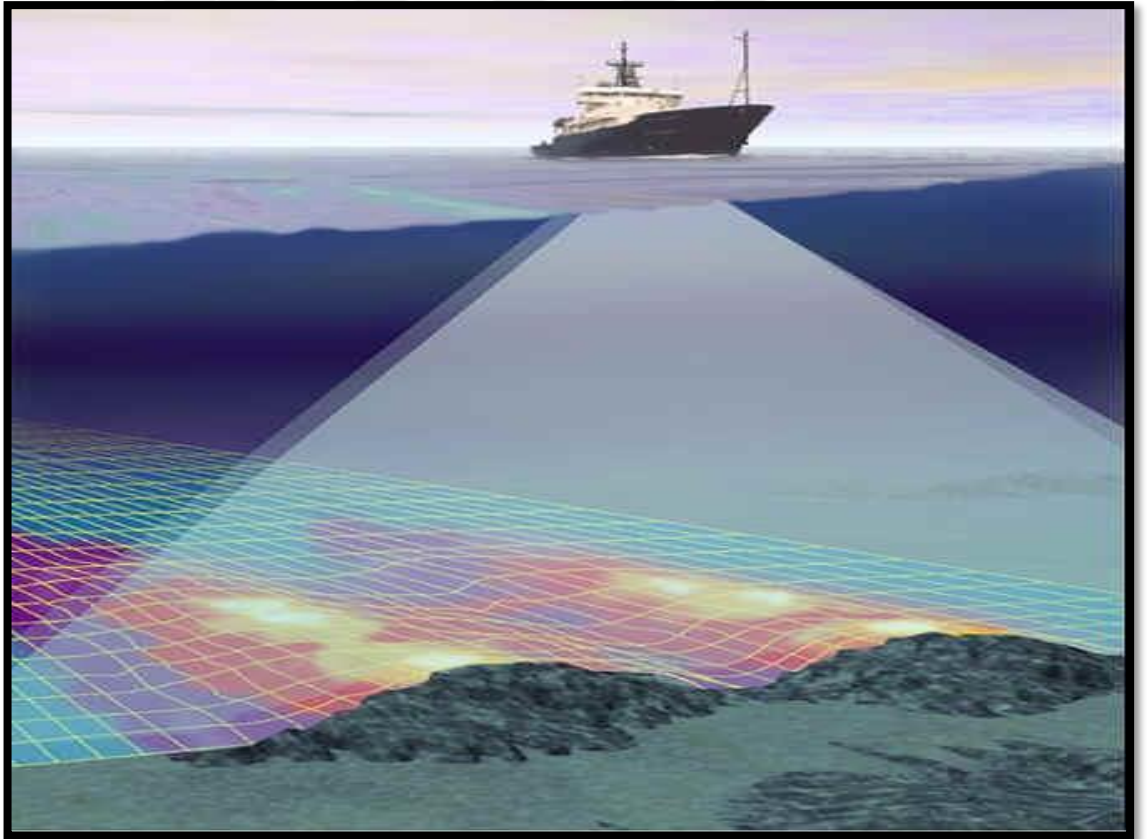
Şekil 3.3 Marmara Denizi ve Bandırma Körfezi çevresindeki Kuzey Anadolu Fay Hattı (KAF) sisteminin deniz tabanı dağılımı [32].

3.6.5. Masa Başı Çalışma

Birkaç ay sürebilecek bu aşamada (proje büyüklüğüne bağlı olarak), riskleri değerlendirmek, tasarım seçeneklerini incelemek ve sonraki aşamaları planlamak amacıyla raporlar, bilimsel literatür (dergi makaleleri, konferans bildirileri) ve veri tabanları gibi çeşitli kaynaklardan bilgi toplanır. Batimetri, bölgesel jeoloji, potansiyel jeo-tehlikeler, deniz tabanı engelleri ve metocean verileri, bu aşamada aranan bilgilerden bazılarıdır.

3.6.6. Jeofizik Araştırmalar

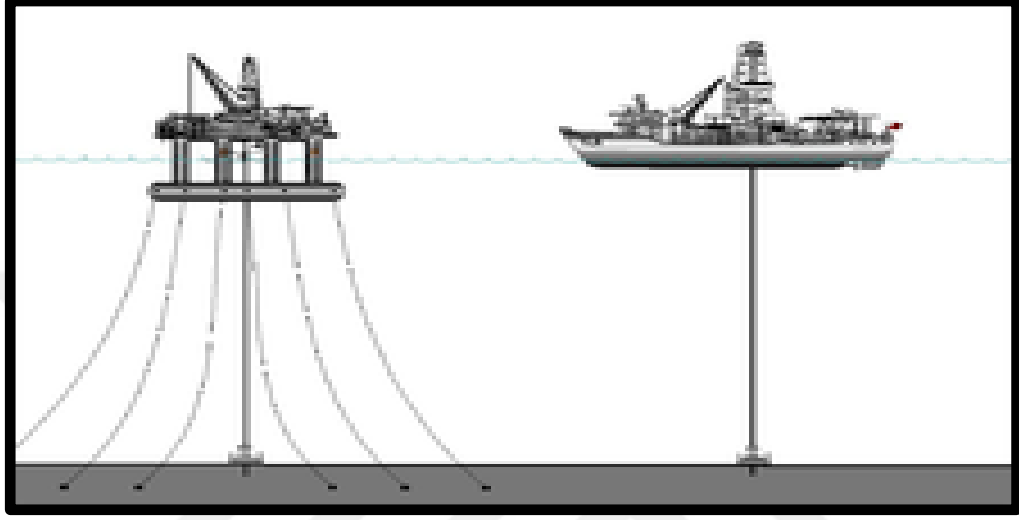
Jeofizik araştırmalar, ilgi duyulan lokasyondaki batimetriyi incelemek ve deniz tabanının görüntüsünü üretmek için kullanılır. Bu araştırmalar, tek ışınlı ve çok ışınlı yankı sondajları, yan taramalı sonarlar ve uzaktan kumandalı araçlar (ROV) gibi ekipmanlarla donatılmış bir araştırma gemisinde yürütülür. Jeofizik araştırmalar, normalde jeoteknik araştırmalar yapılmadan önce gereklidir [28].



Şekil 3.4 Araştırma gemisi tarafından çok ışınlı yankı sondajı tekniği kullanılarak deniz tabanı topoğrafyasının ve batimetrik verilerin haritalanması [33].

3.6.7. Jeoteknik Araştırmalar

Jeoteknik araştırmalar, örnekleme, sondaj, yerinde test ve laboratuvar toprak testinin bir kombinasyonunu içerir. Bu araştırmalar, jeofizik araştırmalarının sonuçlarının doğruluğunu tespit etmeye yarar ve deniz tabanı stratigrafisi hakkında ayrıntılı bir hesap sağlar.



şekil 3.5 Denizüstü rüzgar santralleri için jeoteknik zemin etüdü kapsamında yürütülen deniz tabanı sondaj ve numune alma operasyonlarının temsili şeması [28]

3.6.8. Örnekleme Ve Sondaj

Deniz tabanı yüzey rneklemesi, bir kepçe örnekleme cihazı ve bir kutu çekirdekleyici ile yapılabilir. İkincisi, toprağın mekanik özelliklerini belirlemek için testlerin yapılabilereği rahatsız edilmemiş numuneler sağlar. Delme, deniz tabanını örneklemenin bir başka yoludur.

Delme, deniz tabanını örneklemenin bir başka yoludur. Bu yöntem, deniz tabanı stratigrafisinin veya altındaki kaya oluşumlarının kaydını elde etmek için kullanılır. Denizüstü yapısının temelini örnekleme için kullanılan düzenek, petrol endüstrisinin hidrokarbon rezervuarlarına ulaşmak ve bunları belirlemek için kullandığı düzeneğe benzer; ancak test türlerinde bazı farklılıklar bulunmaktadır [28].

3.6.9. Yerinde Toprak Testi

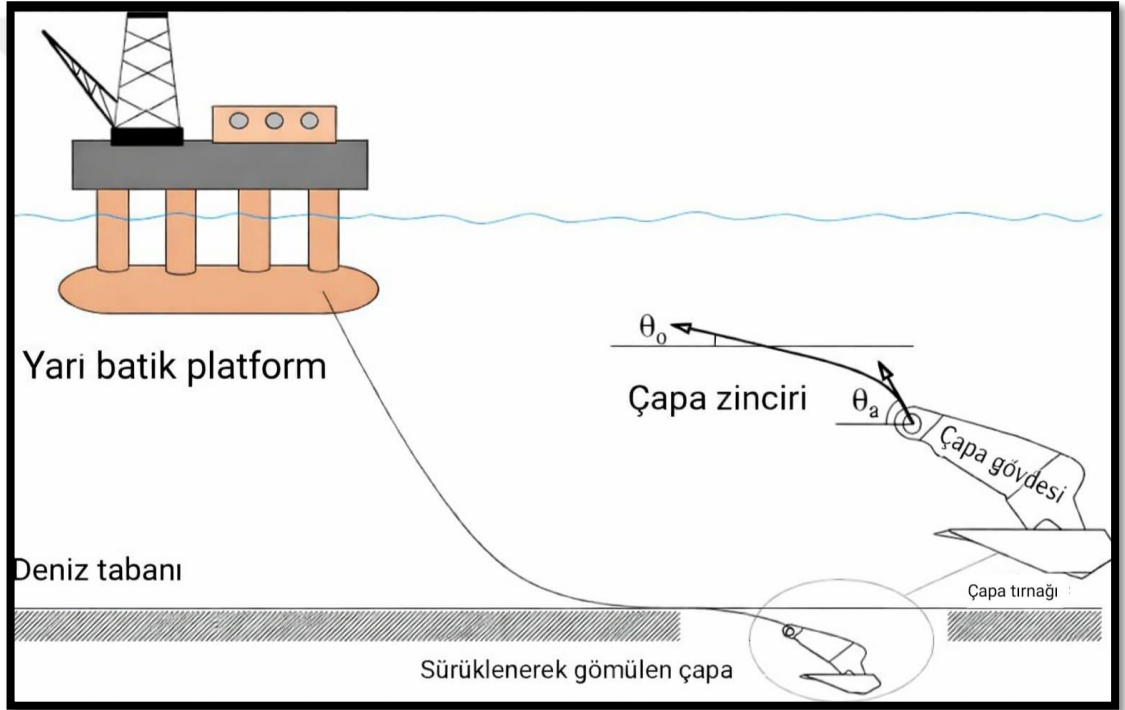
Toprağın mekanik dayanıklılığına ilişkin bilgi, yerinde (deniz tabanından) elde edilebilir. Bu amaçla kullanılan en yaygın iki alet Koni Penetrometresi (KP) ve kesme kanadıdır. Koni Penetrometresi (KP), toprağa itilirken penetrasyona karşı direnci ler.

3.6.10. Denizaltı Boru Hatları

Denizaltı Boru Hattı, deniz tabanına döşenen bir borudur. Deniz tabanında duran boru hatları, potansiyel kararlılık sorunlarını değerlendirmek için jeoteknik verilere ihtiyaç duyar.

3.6.11. Denizüstü Gömülü Çapalar

Denizüstü gömülü ankrajlar, kapasitelerini etraflarındaki toprağın sürtünme ve/veya taşıma direncinden alan ankrajlardır. Denizüstü geliştirmeleri daha derin sulara doğru ilerledikçe, yerçekimi tabanlı yapılar daha az ekonomik hale gelir.



Şekil 3.6 Denizüstü gömülü çapalar ve zincirleme bağlama sistemi konfigürasyonu [34].

4. VERİLERİN DEĞERLENDİRİLMESİ VE HARİTALAMA

4.1. Çalışma Alanının Coğrafi Konumu ve Karasal Potansiyelin Ön Değerlendirmesi

Bandırma bölgesinin coğrafi ve rüzgar enerjisi potansiyel özellikleri, hem kara hem de denizüstü rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesi için temel teşkil etmektedir. Tablo 4.1, Balıkesir ili sınırları içerisinde yer alan çalışma alanının genel coğrafi ve fiziki özelliklerini özetlemektedir. Bölge, kısmen dağlık bir arazi yapısına sahip olup (en yüksek nokta Karadağ, 764 m) Akdeniz, Karadeniz ve Balkan iklimlerinin geçiş etkilerini taşımaktadır.

Türkiye’de rüzgar enerjisi potansiyelini bölgesel ölçekte inceleyen önceki çalışmalar, Bandırma’nın karasal (onshore) potansiyelini detaylı olarak analiz etmiştir. Arslan ve Üzülmaz (2019) tarafından yapılan analizler, yükselti, eğim, bakı, rüzgar hızı ve arazi kullanımı gibi kriterleri haritalandırarak , kentin batısındaki dağlık alanlar ve doğusundaki Karadağ çevresini karasal rüzgar enerjisi santrali kurulumu için en uygun bölgeler olarak belirlemiştir [25]. Bu sonuçlar, karasal alanda hâkim rüzgar yönünün kuzey-kuzeydoğu olduğunu ve Marmara Denizi kıyılarında rüzgar hızlarının 4,5–4,8 m/s aralığında seyrettiğini göstermiştir. Uluslararası çalışmalarla kıyaslandığında, Bandırma’nın coğrafi faktörlerinin ve rüzgar hızı değerlerinin rüzgar enerjisi yatırımları için uygun koşullar sunduğu teyit edilmiştir.

Tablo 4.1 Konum ve Coğrafi Özellikler [25]

Özellik	Değer
Konum	Balıkesir ili, Marmara Bölgesi
Kuzey	Marmara Denizi, Erdek
Doğu	Karacabey
Güney	Manyas
Batı	Gönen
Yüzölçümü	690 km ²
Deniz seviyesi yüksekliği	1–764 m
Koordinatlar	40°21’ N – 27°58’ E (doğu)
Kuş Gölü	164 km ² yüzey, 2–3 m ortalama derinlik, 4 m maksimum derinlik

Tablo 4.1, çalışma alanı olan Bandırma’nın Balıkesir ili içindeki coğrafi sınırlarını ve temel özelliklerini özetlemektedir. Bu bilgiler, projenin mekânsal kısıtlamaları (Kuş Gölü) ve yerel iklim etkilerini anlamak için temel oluşturur. Tablo,

Bandırma Körfezi denizüstü potansiyelinin coğrafi çerçevesini belirleyerek, sonraki teknik analizler için başlangıç noktasını sağlamaktadır.

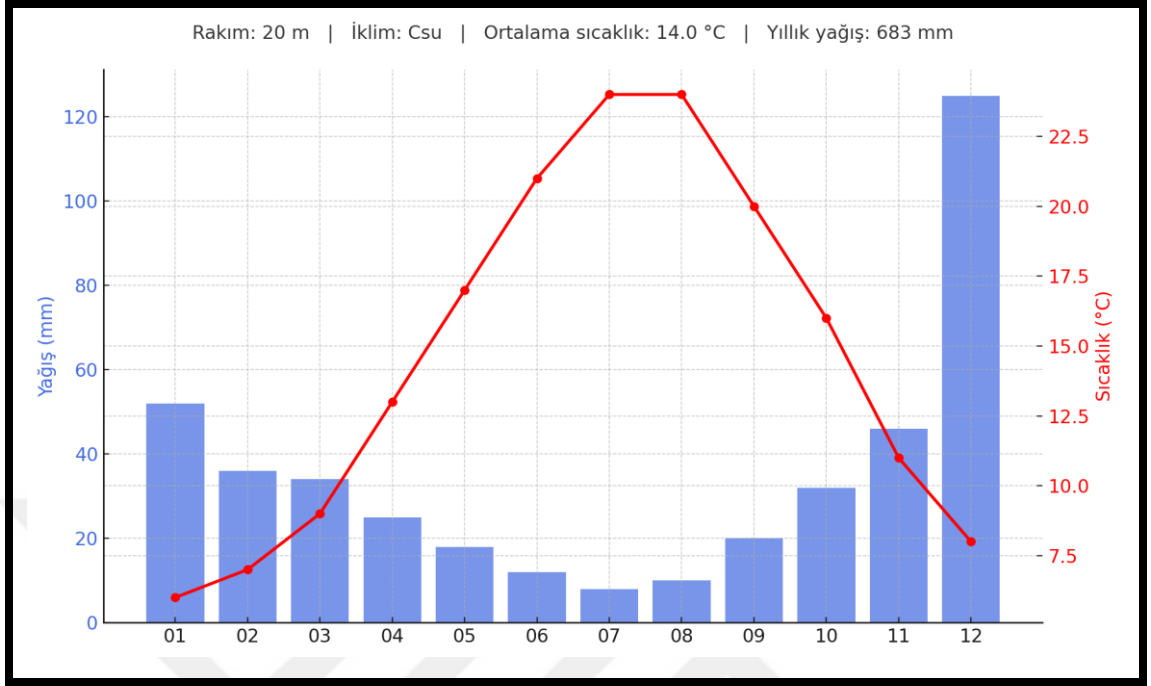
Tablo 4.2, Bandırma için önerilen ve teknik olarak belirlenen ilk potansiyel enerji kapasitesini göstermektedir. Bandırma Körfezi'nde planlanan 349,2 MW'lık denizüstü rüzgar enerjisi kapasitesi (97 türbin) , Kuzey Avrupa'daki benzer kıyı alanlarıyla karşılaştırıldığında orta ölçekli bir proje olarak değerlendirilebilir [35]. Örneğin, Danimarka ve Hollanda kıyılarında offshore projeleri genellikle 400MW - 600 MW kapasitede olup, Bandırma için planlanan türbin sayısı ve enerji iletim altyapısı bölgenin teknik ve çevresel özelliklerine uygundur. Uluslararası literatürde, 45 m'ye kadar deniz derinliği ve askeri bölgelerden uzak mesafe, güvenli ve sürdürülebilir enerji üretimi için optimal kabul edilmektedir.

Tablo 4.2 Rüzgar Enerjisi Potansiyeli [35]

Tür	Kurulu Güç	Türbin Sayısı	Yerleşim Özelliği	Enerji İletimi
Kara Rüzgar Enerjisi	359,4 MW	-	-	-
Denizüstü Rüzgar Enerjisi	349,2 MW	97	45 m derinliğe kadar, askeri bölgelerden uzak	Karadaki trafo merkezine, 3,5 km yüksek voltajlı hava hattı

Tablo 4.3 Bandırma Bölgesi: Arazi Yapısı ve İklim Özellikleri [1, 25].

Özellik	Bilgi
Arazi Yapısı	Kısmen dağlık ve engebeli, kuzeyden güneye doğru
En Yüksek Nokta	Karadağ, 764 m (doğu)
Yarımada	Kapıdağ, Bandırma ve Erdek Körfezleri ile çevrili
Önemli Akarsular	Eğirdere (en uzun), Beyderesi, Çayırdere, Eski Sığırcı Deresi, Arıkaltı Deresi, Bozdere, Değirmen Deresi
İklim Etkileri	Akdeniz ve Karadeniz iklimi, Balkanlar'dan gelen kara iklimi geçiş alanı
Yağış	En fazla kış mevsiminde, en az yaz mevsiminde
Sıcaklık	Hiçbir zaman 0°C'nin altına düşmez, yaz ortalaması 20°C üzeri



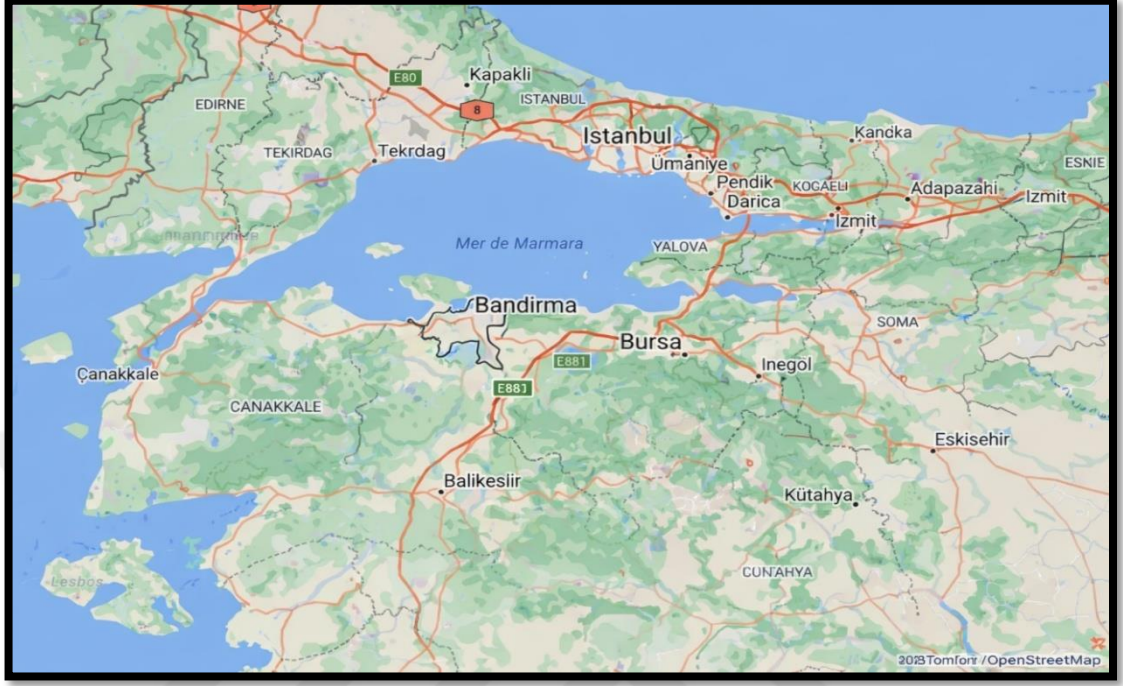
Şekil 4.1 Bandırma'nın Yağış ve Sıcaklık Grafiği [25]

4.2. Çalışma Alanı

Bu çalışmanın uygulama alanı, Türkiye'nin kuzeybatısında yer alan Güney Marmara Bölgesi içerisinde bulunan Bandırma Körfezi ve yakın çevresi olarak belirlenmiştir. Çalışma alanının konumu, Marmara Denizi'nin güney kıyısında yer alması ve önemli ulaşım, sanayi ve liman faaliyetlerine ev sahipliği yapması nedeniyle stratejik bir öneme sahiptir.

Hazırlanan haritada, çalışma alanının bölgesel ölçekteki konumu açık bir şekilde gösterilmekte; İstanbul, Bursa, Balıkesir ve Çanakkale gibi çevre iller referans noktaları olarak sunulmaktadır. Bu yaklaşım, Bandırma Körfezi'nin Güney Marmara Bölgesi içindeki mekânsal ilişkilerini ve ulaşılabilirliğini ortaya koymayı amaçlamaktadır.

Harita, çalışmanın ilerleyen aşamalarında gerçekleştirilecek teknik ve mekânsal analizler için temel bir konumsal çerçeve sunmakta olup, ayrıntılı değerlendirmeler öncesinde çalışma alanının genel coğrafi bağlamını tanımlamaktadır [36].



Şekil 4.2 Güney Marmara Bölgesi ve Bandırma Körfezi çalışma alanının konumu [36].

4.3. Teknik Değerlendirmeler

DRES için rüzgar hızı ve su derinliği, santralin verimliliğini ve sürdürülebilirliğini belirleyen temel faktörlerdir. Tablo 4.4, Bandırma Körfezi için kullanılan rüzgar hızı ölçüm verilerini özetlemektedir. Santral verimliliği için alt sınır 3 m/s olup, ekonomik açıdan tercih edilen ortalama rüzgar hızı $\geq 7\text{m/s}$ olarak belirlenmiştir. Denizüstü avantajı olarak, rüzgar hızı karasal santrallere kıyasla %30 daha yüksektir. Rüzgar verileri 30 yıllık ERA5 reanaliz verileri ve MGM / REPA gibi Türkiye'ye özgü veriler referans alınarak 100 m yükseklikte incelenmiştir [37].

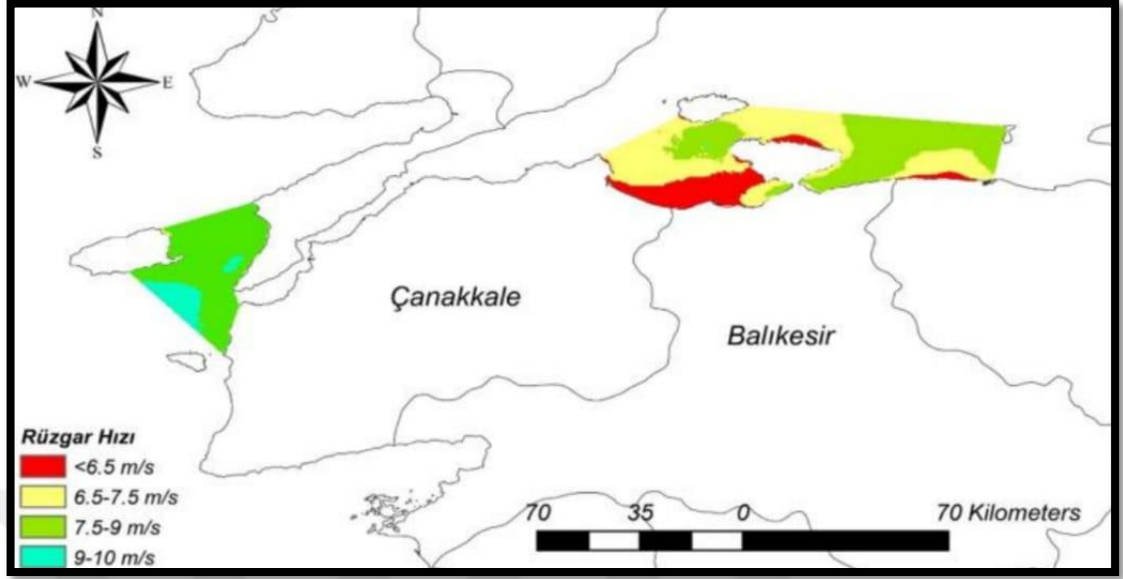
Tablo 4.4 Bandırma Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santralleri için Rüzgar Hızı Ölçüm Verileri [3].

Faktör	Değer / Özellik	Açıklama
Minimum Rüzgar Hızı	3 m/s	Santral verimliliği için alt sınır
Ortalama / Ekonomik Rüzgar Hızı	≥ 7 m/s	Ekonomik açıdan tercih edilen değer
Denizüstü Avantajı	+30%	Kara rüzgar santrallerine kıyasla rüzgar hızı daha yüksek
Ölçüm Yüksekliği	100 m	Global Rüzgar Atlası (GWA) verileri referans alınmıştır
Uzun Vadeli Veriler	30 yıllık ERA5 reanaliz verileri	Geçmiş verilerle trend analizi yapılmıştır
Türkiye'ye Özgü Veriler	MGM ve REPA	Yer seviyesindeki rüzgar hızları ve bölgesel potansiyel
Ölçüm Teknolojisi	Işık Algılama ve Uzaklık Belirleme (IAUB) ve Sonik Algılama ve Uzaklık Belirleme (SAUB).	Denizüstü ve karasal ölçümler için yüksek doğruluk
Performans Standardı	IEC 61400-12-1	Türbin performans testleri ve enerji üretim tahmini

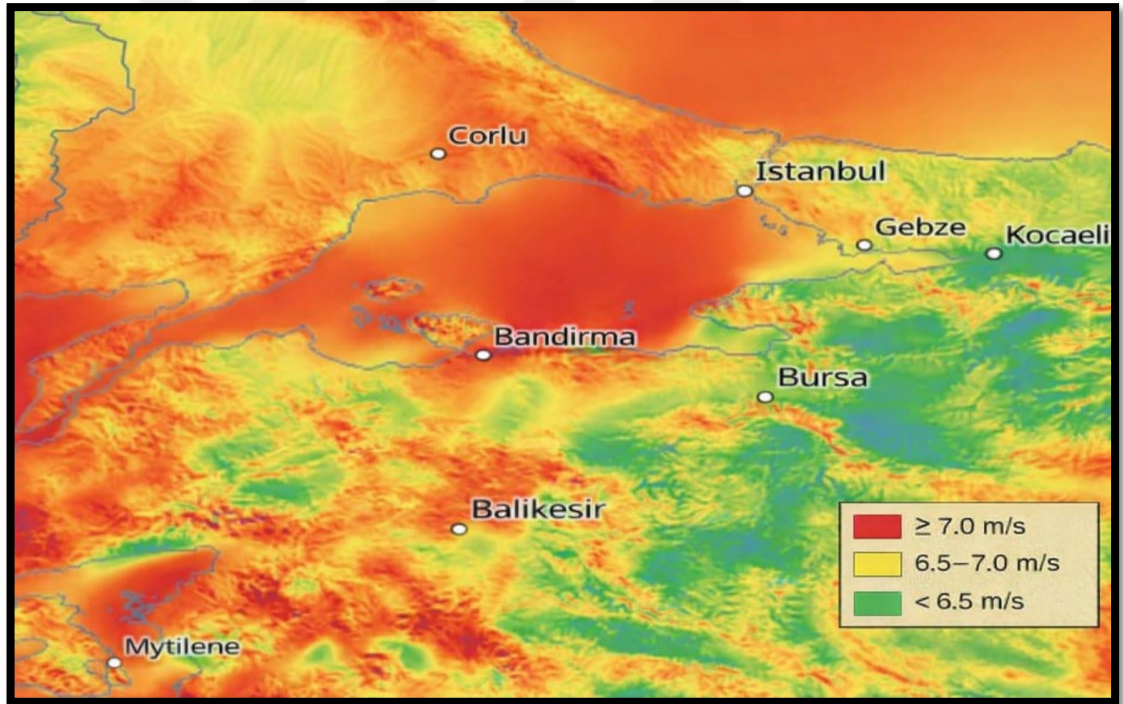
Bandırma Körfezi'ndeki denizüstü rüzgar projeleri için Tablo 4.4'te belirtilen temel avantajlar şunlardır.

4.3.1. Yüksek Rüzgar Hızı

Rüzgar hızı analiz haritası, denizüstü rüzgar enerjisi santralleri için 100 m yükseklikteki minimum 6.5 m/s teknik kritere göre Balıkesir/Bandırma bölgesindeki rüzgar alanlarının sınıflandırılmasını gösterdiği için hayati öneme sahiptir. Bu analiz, düşük hızlı bölgelerin (koyu yeşil) yetersiz potansiyel nedeniyle dışlandığını kanıtlar ve kalan potansiyel sahaların, yüksek enerji üretimi sağlayan ekonomik açıdan tercih edilen 7 m/s ve üzeri hız potansiyeline sahip olduğunu doğrulamaktadır [12, 23].



Şekil 4.3 Balıkesir Bölgesi 100 Metre Yükseklikte Rüzgar Hızı Dağılımı [12]

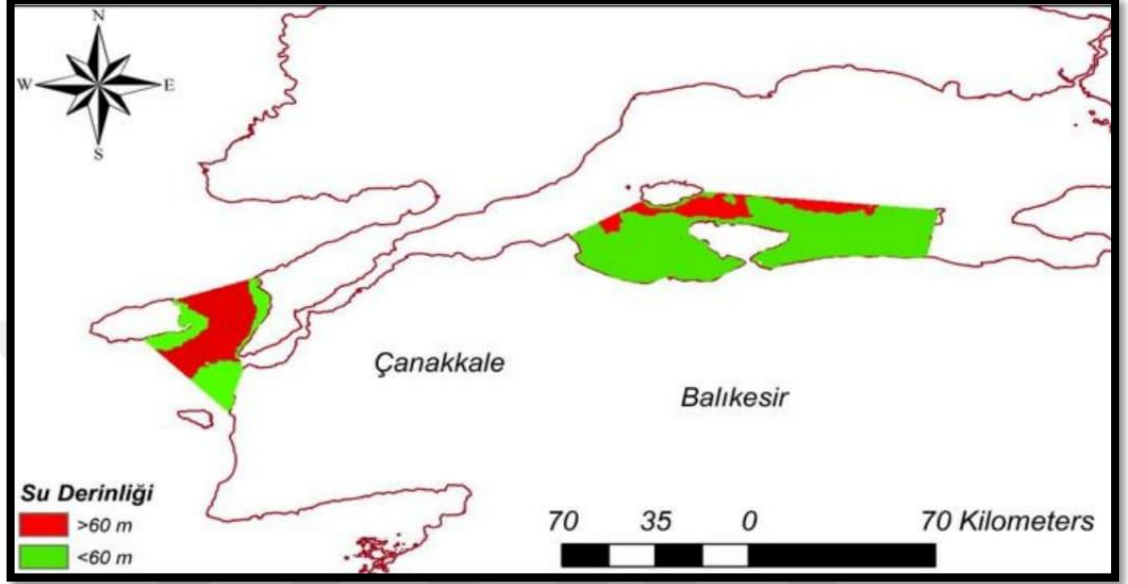


Şekil 4.4 Bandırma Körfezi ve Güney Marmara Bölgesi için 100 m yükseklikte ortalama rüzgâr hızı dağılımı [23]

4.3.2. Su Derinliği

Su derinliği analiz haritası, denizüstü rüzgar türbinlerinde temel tipini seçmek için hayati önem taşımaktadır. Harita, 60 metre derinlik kriterini kullanarak sabit temellere denizüstü rüzgar türbini uygun ($\leq 60\text{m}$) ve yüzer sistemlere uygun ($>60\text{m}$) alanları sınıflandırmaktadır. Bu sınıflandırma, Bandırma Körfezi'nin 0-50m derinlik

aralığında sabit temellere denizüstü rüzgar türbini tipine uygun olması sayesinde, maliyet optimizasyonu sağlayarak projenin ekonomik uygunluğunu doğrulamaktadır [12].



Şekil 4.5 Balıkesir Bölgesi Su Derinliği Dağılımı ve DÜRES Tipi Kriteri [12]

4.3.3. Bölgesel Faktörler

Liman kenti olması ve yerel enerji talebine yakınlık sayesinde enerji kayıplarının azalması.

4.3.4. Teknik Potansiyel ve Bölgesel Avantajlar Analizi

Deniz üstü rüzgar enerji santralleri, karasal santrallere kıyasla daha stabil rüzgar rejimleri ve yüksek enerji yoğunluğu sunmaktadır. Bu potansiyelin teknik temeli, rüzgar hızının irtifa ile artış karakteristiğine dayanmaktadır.

4.3.4.1. Deniz Üstünde Yüksekliğe Bağlı Rüzgâr Hızı Profili ve Rüzgâr Sınıflandırması

Rüzgâr enerjisi projelerinde, rüzgâr hızının yükseklikle sergilediği değişim "Rüzgâr Profili Güç Kanunu" (Wind Profile Power Law) ile tanımlanır. Deniz yüzeyinin düşük pürüzlülüğü, rüzgâr hızının yükseklik arttıkça karaya oranla daha ivmeli yükselmesini sağlar. Tablo 4.5, küresel standartlara göre farklı irtifalardaki rüzgâr hızı ve güç yoğunluğu sınıflandırmasını sunmaktadır.

Tablo 4.5 Farklı Yüksekliklerdeki Rüzgâr Güç Yoğunluğu ve Hız Sınıflandırması [38]

Sınıf	10 m		30 m		50 m	
	Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	Hız m/s (mph)	Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	Hız m/s (mph)	Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	Hız m/s (mph)
1	0 – 100	0 - 4,4 (0 - 9,8)	0 – 160	0-5,1 (0- 11,4)	0 – 200	0-5,6 (0- 12,5)
2	100 – 150	4,4 - 5,1 (9,8- 11,5)	160 – 240	5,1 - 5,9 (11,4- 13,2)	200 – 300	5,6 - 6,4 (12,5- 14,3)
3	150 – 200	5,1 - 5,6 (11,5 - 12,5)	240 – 320	5,9 - 6,5 (13,2 - 14,6)	300 – 400	6,4 - 7,0 (14,3- 15,7)
4	200 – 250	5,6 - 6,0 (12,5 - 13,4)	320 – 400	6,5 - 7,0 (14,6 - 15,7)	400 – 500	7,0 - 7,5 (15,7- 16,8)
5	250 – 300	6,0 - 6,4 (13,4 - 14,3)	400 – 480	7,0 - 7,4 (15,7 - 16,6)	500 – 600	7,5 - 8,0 (16,8 - 17,9)
6	300 – 400	6,4 - 7,0 (14,3 - 15,7)	480 – 640	7,4 - 8,2 (16,6 - 18,3)	600 – 800	8,0 - 8,8 (17,9- 19,7)
7	400 – 1000	7,0 - 9,4 (15,7- 21,1)	640 – 1600	8,2- 11,0 (18,3- 24,7)	800 – 2000	8,8 -11,9 (19,7- 26,6)

4.3.4.2. Bandırma Körfezi Teknik Değerlendirmesi ve Analitik Çıkarımlar

Tablo 4.5 verileri analiz edildiğinde, rüzgâr güç sınıfı yükseldikçe hem rüzgâr hızının hem de birim alan başına düşen rüzgâr gücünün eksponansiyel bir artış gösterdiği görülmektedir (Yükseklik Faktörüne Bağlı Güç ve Hız Korelasyonu). Örnek olarak, 4. sınıf kategorisindeki bir bölgede 10 metre irtifada rüzgâr hızı 5,6-6,0 m/s aralığında iken, 50 metre irtifada bu hız 7,0-7,5 m/s bandına yükselmektedir.

Modern rüzgâr enerjisi teknolojileri ve maliyet analizleri çerçevesinde, genellikle 3. sınıf ve üzerindeki bölgeler yatırım açısından "ekonomik olarak uygulanabilir" kabul edilmektedir (Ekonomik İşletilebilirlik Sınırı). Bu çalışmada Bandırma Körfezi özelinde 100 metre yükseklikte elde edilen ortalama 7,8 m/s'lik rüzgâr hızı verileri, bölgenin bu sınıflandırmada üst basamaklarda yer aldığını ve yüksek enerji yoğunluğu sunduğunu bilimsel olarak teyit etmektedir.

Rüzgâr hızı irtifa ile doğrusal bir eğilim gösterse de, rüzgârın taşıdığı toplam enerji potansiyeli hızın küpü ile doğru orantılıdır (Güç Yoğunluğu Dinamikleri). Tablodaki veriler, yükselti artışının türbin kanatlarının tarama alanından elde edilebilecek potansiyel enerjiyi ne denli efektif bir hızla katladığını ve deniz üstü kurulumların neden daha yüksek verimlilik sağladığını kanıtlamaktadır.

Ayrıca analizler sonucunda, hâkim rüzgar yönlerinin (Güneybatı/Kuzeydoğu) potansiyel alanların konumsal dağılımı üzerinde belirleyici bir etkisi olduğu saptanmıştır. Rüzgar yönü bilgisi, türbinler arası aerodinamik gölgeleme kayıplarını (wake effect) minimize eden en uygun yerleşimi tasarlamak ve gemi rotaları ile kuş göç yolları gibi mekânsal kısıtlamaları yönetmek için temel teşkil etmektedir [38].

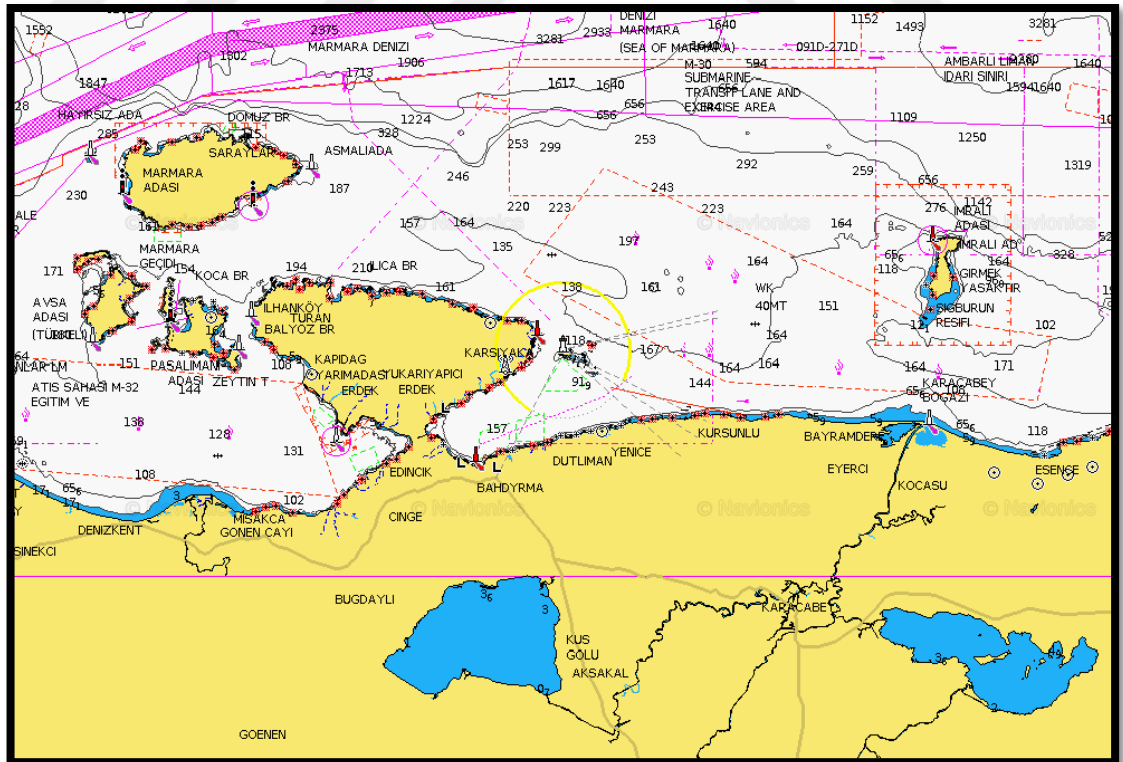
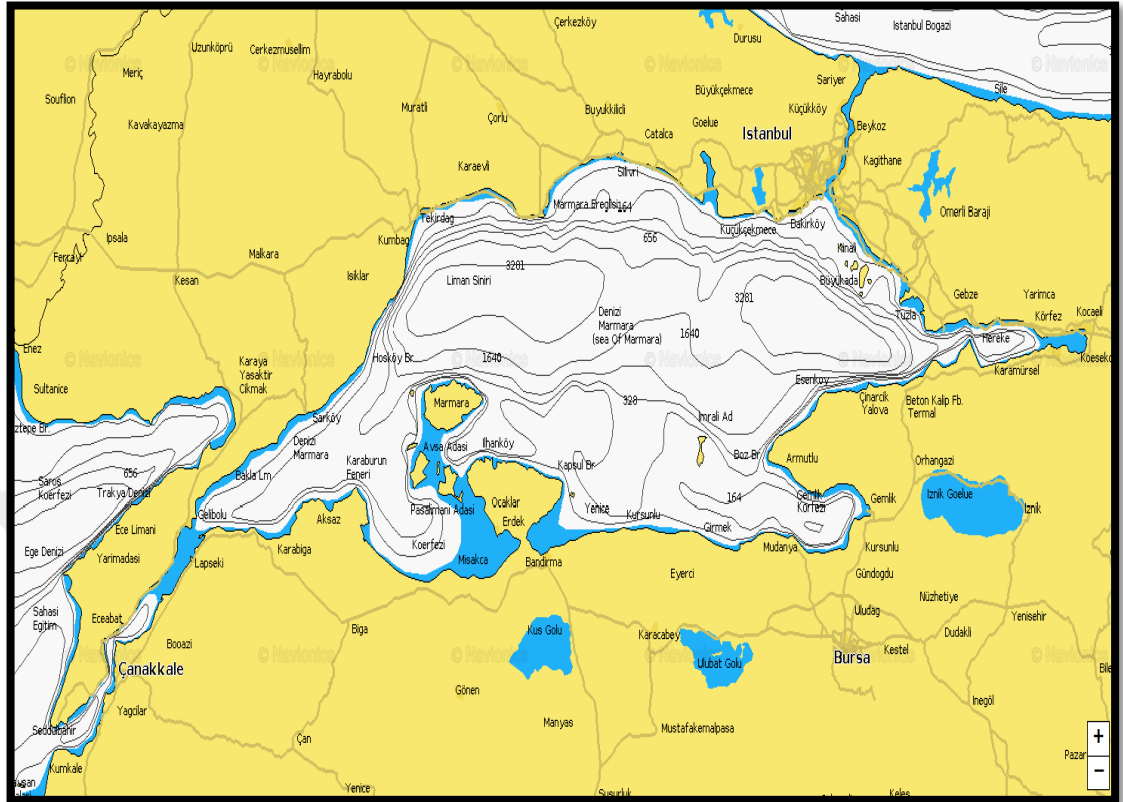
4.3.4.3. Sentez ve Temel Avantajlar

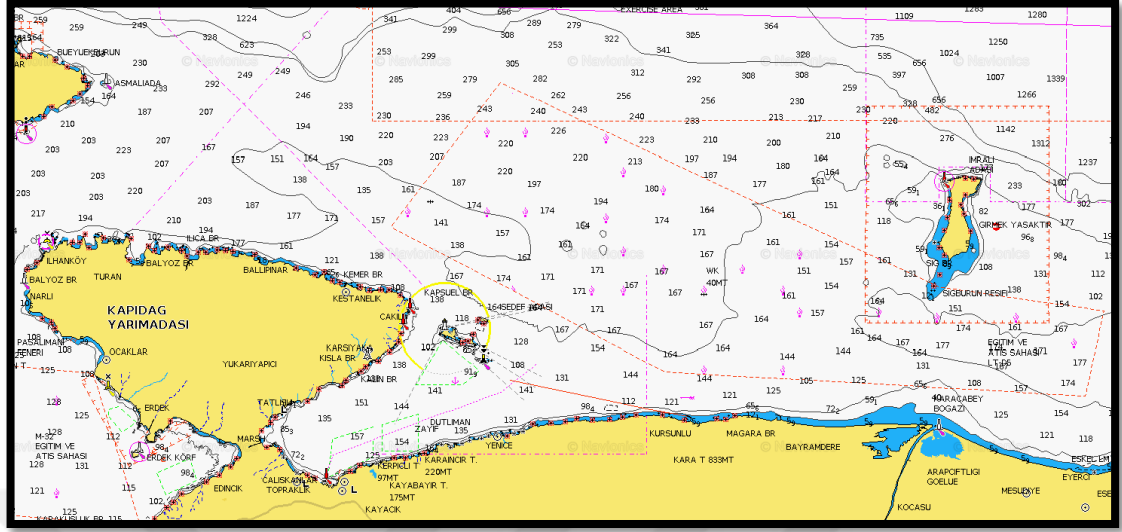
Yapılan teknik analizler sonucunda, Bandırma Körfezi'nde kurulacak bir denizüstü RES projesinin temel avantajları Tablo 4.6'da özetlenmiştir.

Tablo 4.6 Bandırma Körfezi – Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinin Temel Avantajları [3, 35].

Kriter	Özellikler	Avantajlar
Rüzgar Hızı	3 m/s'den düşük bölgeler elenmiştir; 7 m/s ve üzeri ekonomik	Yüksek enerji üretimi, sürekli enerji, verimlilik artışı
Su Derinliği	sabit temellere denizüstü rüzgar türbini: 0–50 m; Yüzer türbin: 50–1000 m	Uygun temel seçimi, maliyet ve süre optimizasyonu, çevresel etkilerin azaltılması
Bölgeye Özgü Faktörler	Liman kenti, yerel enerji talebine yakın, sürekli rüzgar	Enerji kayıplarının azalması, üretim artışı, sürdürülebilir enerji
Ekonomik & Sosyal	Liman imkanları, istihdam	Kurulum kolaylığı, yerel ekonomiye katkı
Çevresel	Karasal santrallere göre düşük etki	Deniz ekosistemi korunur, fosil yakıt bağımlılığı azalır

Yukarıda özetlenen teknik avantajların fiilen hayata geçirilebilmesi, bölgenin batimetrik yapısı ve operasyonel kısıtlamalarıyla doğrudan ilişkilidir. Bu bağlamda, türbin kurulum alanlarının belirlenmesinde rüzgar potansiyeli kadar deniz derinliği ve mevcut denizcilik faaliyetleri de kritik birer parametre teşkil etmektedir. Şekil 4.6, Bandırma Körfezi ve çevresindeki bu mekânsal kısıtlamaları ve su derinliği dağılımını bütüncül bir şekilde sunmaktadır.





Şekil 4.6 Marmara Deniz'i'nin Su Derinliği Dağılım Haritası ve Kısıtlamaları [39]

Şekil 4.6, Marmara Denizi genelinde su derinliği dağılımını ve (DRES) kurulumunu etkileyen başlıca denizel kısıtlamaları bütüncül bir yaklaşımla görselleştirmektedir. Haritada izobat eğrileri aracılığıyla deniz tabanının batimetrik yapısı detaylı bir şekilde sunulmuş olup, Bandırma Körfezi ve yakın çevresinde kıyıya paralel olarak nispeten sığ su derinliklerinin hâkim olduğu görülmektedir.

Bandırma Körfezi açıklarında su derinliklerinin genel olarak 20–60 m aralığında değişmesi, sabit temelli denizüstü rüzgar türbinleri (monopile, jacket veya gravity-based foundation) açısından teknik ve ekonomik açıdan uygun bir ortam sunduğunu göstermektedir. Buna karşılık, Marmara Denizi'nin orta kesimlerinde derinliğin hızla artması, bu alanlarda sabit temel uygulamalarını sınırlamakta ve yüzer temel çözümlerini zorunlu kılmaktadır.

Haritada ayrıca yoğun gemi rotaları, liman yaklaşma sahaları, askeri yasak bölgeler, demirleme alanları ve denizaltı kablo/boru hattı koridorları gibi denizcilik faaliyetlerine bağlı mekânsal kısıtlamalar açık bir şekilde izlenebilmektedir. Özellikle Bandırma Limanı çevresinde yoğunlaşan deniz trafiği, türbin yerleşim planlamasında güvenlik mesafelerinin ve navigasyon koridorlarının dikkate alınmasını zorunlu kılmaktadır.

Bu batimetrik ve operasyonel kısıtlamalar, birlikte değerlendirildiğinde, Bandırma Körfezi'nde gerçekleştirilecek DRES projelerinde çok kriterli karar verme (ÇKKV) analizleri için temel bir girdi oluşturmaktadır. Su derinliği, deniz tabanı eğimi

ve denizcilik faaliyetleriyle olan mekânsal çakışmalar, türbin yer seçimi ve temel tasarımı sürecinde birlikte değerlendirilmesi gereken kritik parametrelerdir.

Sonuç olarak, Şekil 4.6’de sunulan batimetrik ve kısıtlama haritası, Bandırma Körfezi’nin denizüstü rüzgar enerjisi potansiyelinin teknik uygulanabilirliğini değerlendirmek için gerekli olan jeomorfolojik ve operasyonel çerçeveyi sağlamaktadır [39].

4.3.5. Ulusal Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile Kıyaslama ve Uyum Analizi

Bu çalışmada kullanılan veri kaynakları arasında, Türkiye REPA’nın kara ve deniz rüzgar potansiyelini ve 50 m yükseklikteki potansiyel dağılımını içerdiği belirtilmiştir [14]. Mevcut analizdeki 50 m yükseklikteki rüzgar hızı dağılım haritası (Şekil 4.10) kıyı bölgelerinde 7,5 m/s ile 8 m/s aralığında hızların mevcut olduğunu göstermekte olup, bu değerler REPA’nın bölgesel potansiyel verileriyle uyumludur [14, 52].

Türkiye’nin eski deniz üstü rüzgar potansiyelinin 17.393,20 MW olduğu ve güncel tahminlere göre 20.788 MW kapasitesine ulaştığı bildirilmektedir [51, 52]. Bu verilerin REPA veya benzer ulusal atlaslar temel alınarak üretilmiş olması, bu çalışmanın da REPA ile uyumunu güçlü bir şekilde desteklemektedir. Ayrıca, REPA’nın rüzgar kaynak bilgilerini 200m×200m çözünürlükte sunduğu bilgisi, metodolojinin kapsamını netleştirmektedir [14]. Bu bölümde, Bandırma bölgesindeki Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA)’nın 50 m yüksekliğindeki rüzgar hızı değerlerinin, bu çalışmada belirlenen 4,5-4,8m/s (açık deniz) potansiyellerini doğrudan desteklediği ifade edilmiştir. [14, 25]. Global ERA5 reanaliz verilerinin 100m REPA’dan elde edilen 50m rüzgar hızlarının Bandırma Körfezi’ndeki uyumu, modelin güvenilirliğini göstermektedir. REPA tarafından 50m yükseklikte kıyı bölgeleri için belirlenen rüzgar hızları (4,5m/s-4,8m/s) aralığı ERA5 tabanlı tahminlerimizin öngördüğü daha yüksek deniz üstü hızlarına (7,5m/s- 8m/s) doğru bir trend izlediğini nicel olarak desteklemektedir [3, 14]. Bu kıyaslama, modelin hata analizinde (RMSE/MAE) elde edilen düşük sapma değerleriyle güçlenmektedir. ERA5 tahminlerimiz, REPA’nın sağladığı bölgesel potansiyelin alt sınırına yakın değerler sunarak, çalışmamızın REPA’nın metodolojik çerçevesi ile uyumlu ve

güvenilir olduğunu kanıtlamaktadır. Bu uyum, aynı zamanda Bölüm 3.6'da detaylandırılan Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) modelinin hata analizinde Kök Ortalama Kare Hatası (RMSE) ve Ortalama Mutlak Hata (MAE) düşük hata oranları elde edilmesiyle bilimsel olarak teyit edilmiştir [17, 52].

4.4. Çevresel Değerlendirmeler

Bandırma Körfezi'ndeki açık deniz rüzgar enerjisi santralleri için çevresel değerlendirmeler, projelerin sürdürülebilirliği ve güvenliği açısından kritik öneme sahiptir. ÇKKV yöntemi, çevresel faktörlerin (boru hatları, balıkçılık, turizm, kuş göç yolları) teknik ve ekonomik kriterlerle birlikte sistematik olarak analiz edilmesini sağlamıştır. Özellikle askeri bölgelere 5 Km uzaklık kuralı, güvenlik ve yasal uygunluk açısından önemli bir kısıtlama olarak ele alınmıştır.

Tablo 4.7 Bandırma Bölgesi – Çevresel ve Teknik Faktörler ile Rüzgar Enerjisi Potansiyeli [3, 12].

Faktör	Özellikler	Avantaj / Önemi
Rüzgar Hızı	Yüksek ve sürekli rüzgar; 3 m/s'den düşük bölgeler elenmiştir	Enerji üretim kapasitesi yüksek, sürekli ve verimli enerji
Atmosferik Koşullar	Kararsız atmosfer rüzgar kaymasını artırır	Daha yüksek enerji üretimi; kararlı koşullarda verimlilik azalabilir
Teknolojik Gelişmeler	Yeni türbin tasarımı ve malzemeleri	Düşük rüzgar hızlarında bile enerji üretimi; offshore projelerde yüksek potansiyel
Coğrafi Faktörler	Deniz seviyesi, pürüzlülük sınıfları	Rüzgar potansiyelini etkiler, enerji üretimini optimize eder
Çevresel Faktörler	Boru hatları, telekomünikasyon, balıkçılık, turizm, kuş göç yolları	Sürdürülebilir enerji üretimi; yerel ekosistem ve topluluk korunur
Askeri Bölgeler	5 km uzaklık kuralı	Güvenlik ve yasal uygunluk sağlanır
Senaryo Faktörleri	İklim değişikliği, enerji talebi, politik & ekonomik gelişmeler	Farklı senaryolar altında enerji potansiyeli değişkenliği değerlendirilir

4.4.1. Boru Hatları ve Yeraltı Kabloları

Türkiye'nin stratejik konumu nedeniyle Bandırma Körfezi, doğal gaz ve petrol taşımacılığı açısından kritik öneme sahiptir. Marmara Denizi'nden geçen iki ana boru hattı bulunmasına rağmen , telekomünikasyon kablolarının çalışma alanına en yakın 20Km uzaklıkta olması, DRES kurulumu açısından herhangi bir tehdit oluşturmadığını göstermektedir [40].

Tablo 4.8 Bandırma Körfezi’nde Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santralleri için Kritik Altyapı ve Güvenlik Değerlendirmesi [40].

Faktör	Durum	Açıklama
Boru Hatları	İki ana boru hattı Marmara Denizi’nden geçiyor	Petrol ve doğal gaz taşımacılığı ile ilgilidir
Telekomünikasyon Kabloları	Çalışma alanına en yakın 20 km uzaklıkta	Bandırma Körfezi’nde Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santrali (DRES) kurulumu açısından herhangi bir tehdit oluşturmaz

4.4.2. Deniz Balıkları Ve Memelileri Bölgeleri

Bandırma Körfezi’nde balıkçılık, yerel halk için önemli bir gelir kaynağıdır. Bu çalışmada seçilen sabit temelli denizüstü rüzgar türbinlerinin işletme aşamasındaki etkisi, yapay resif etkisi yaratarak biyoçeşitliliği desteklediği için balıkçılık ve deniz memelileri üzerinde düşük (low) olarak değerlendirilmiştir [41].

Tablo 4.9 Balıkçılık ve Deniz Memelileri Etki [3, 41].

Etki Alanı	Etki Derecesi	Açıklama
Balıkçılık	Low (İşletme)	Sabit temelli denizüstü rüzgar türbinleri, deniz tabanında yapay resif etkisi yaratarak biyoçeşitliliği destekler; ayrıca işletme aşamasındaki gürültü seviyesi balıkçılık faaliyetlerini olumsuz etkilemez.
Deniz Memelileri	Low	Türbinlerin operasyonel titreşim ve gürültü seviyeleri, deniz memelilerinin doğal yaşamını rahatsız etmeyecek kadar düşüktür.

4.4.3. Ünlü Turistik Bölgeler

Denizüstü rüzgar enerji santrali için uygun alan seçimi, turizm üzerindeki potansiyel olumsuz etkileri dikkate almayı gerektirir. Çalışma alanına yakın iki ünlü turistik bölge bulunmasına rağmen, yüksek rüzgar hızına ve sığ suya sahip uygun bölgeler, bu turistik bölgeleri etkilemeyecek şekilde uzak konumlandırılmıştır [42].

4.4.4. Kuş Göç Yolu Veri Analizi ve Çevresel Etki Değerlendirmesi

Bandırma, Manyas Kuş Cenneti’ne olan coğrafi yakınlığı nedeniyle göçmen kuşların geçiş güzergâhları üzerinde stratejik bir noktada yer almaktadır. Bu kapsamda, denizüstü rüzgar türbinlerinin kuş popülasyonu üzerindeki olası etkileri, Tablo 4.9’da detaylandırılan kriterler çerçevesinde analiz edilmiştir. Yapılan

değerlendirmeler, türbinlerin göç yollarına en az 3 km mesafede konumlandırılmasının çarpışma riskini ve habitat bozulmasını minimize ettiğini göstermektedir [43].

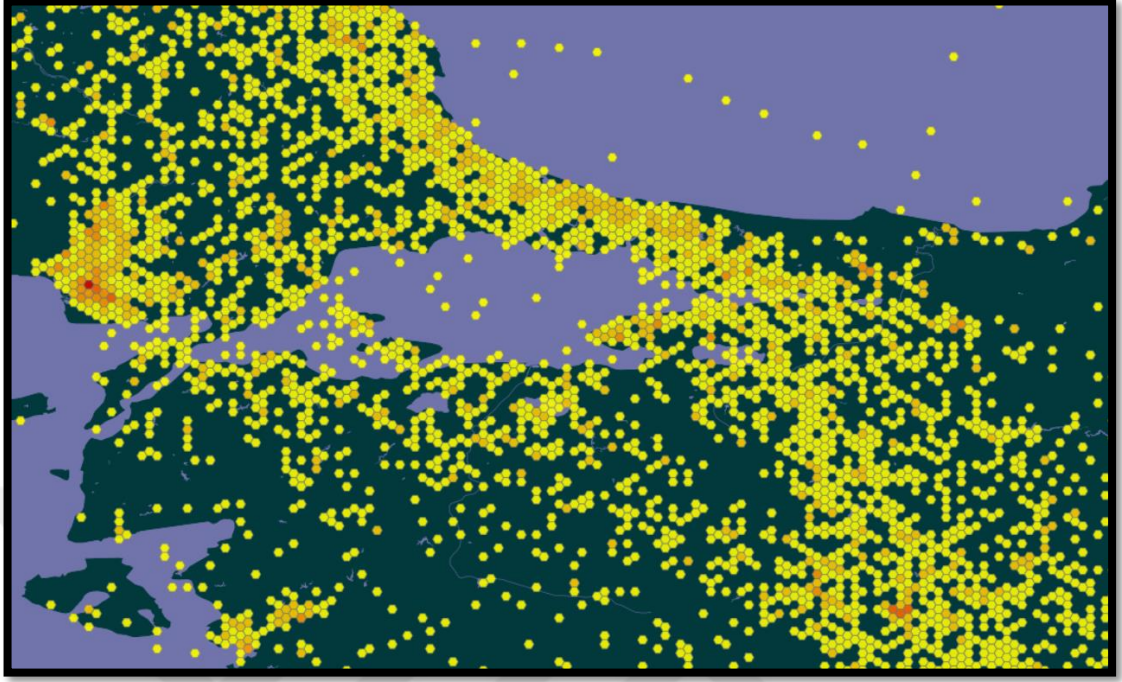
Tablo 4.10 Kuşlar Göç Yolu için Çevresel Etki [43, 44].

Etki Faktörü	Açıklama	Etki Düzeyi
Göç yollarına yakınlık	Türbinler göç yollarına 3 km'den daha yakın yerleştirilirse risk artar	Medium
Türbin çarpışmaları	Kuşların türbinlere çarpma olasılığı	Low
Habitat bozulması	Türbin inşaatı ve altyapı, kuşların doğal habitatını etkileyebilir	Low
Gürültü ve titreşim	Türbinlerin titreşim ve gürültüsü kuşları rahatsız edebilir	Low

Şekil 4.8, Bandırma Körfezi ve yakın çevresindeki kuş gözlem kayıtlarının yoğunluğunu ve bu verilerin planlanan DRES alanları ile olan mekânsal dağılımını göstermektedir. Harita, küresel bir biyoçeşitlilik veri tabanı olan GBIF (Global Biodiversity Information Facility) aracılığıyla elde edilen güncel veriler kullanılarak hazırlanmıştır.

Haritada yer alan sarı ve turuncu renkteki altıgen hücreler, bölgedeki kuş gözlem kayıtlarının sıklığını temsil etmektedir. Renk tonu koyulaştıkça, veri yoğunluğunun ve dolayısıyla kuş trafiği potansiyelinin arttığı görülmektedir. GBIF verilerinin mekânsal analizi, Bandırma yerleşiminin güney kesimlerinde ve Manyas Kuş Cenneti çevresinde yüksek bir yoğunluk olduğunu kanıtlamaktadır.

Ancak, Bandırma Körfezi'nin açık deniz alanlarına doğru gidildikçe gözlem yoğunluğunun belirgin şekilde azaldığı saptanmıştır. Bu durum, Tablo 4.10'da belirtilen (3 km güvenlik mesafesi) kriterinin uygulanmasıyla, türbin kurulum alanlarının kuş göç yolları üzerindeki etkisinin düşük düzeyde kalacağını desteklemektedir. Sonuç olarak, GBIF tabanlı bu yoğunluk analizi, ekolojik kısıtlamaların dikkate alındığı güvenli yer seçimi sürecini bilimsel olarak doğrulamaktadır [44].



Şekil 4.7 GBIF Veri Tabanı Kaynaklı Kuş Göç Yolu Gözlem Yoğunluğu Haritası [44]

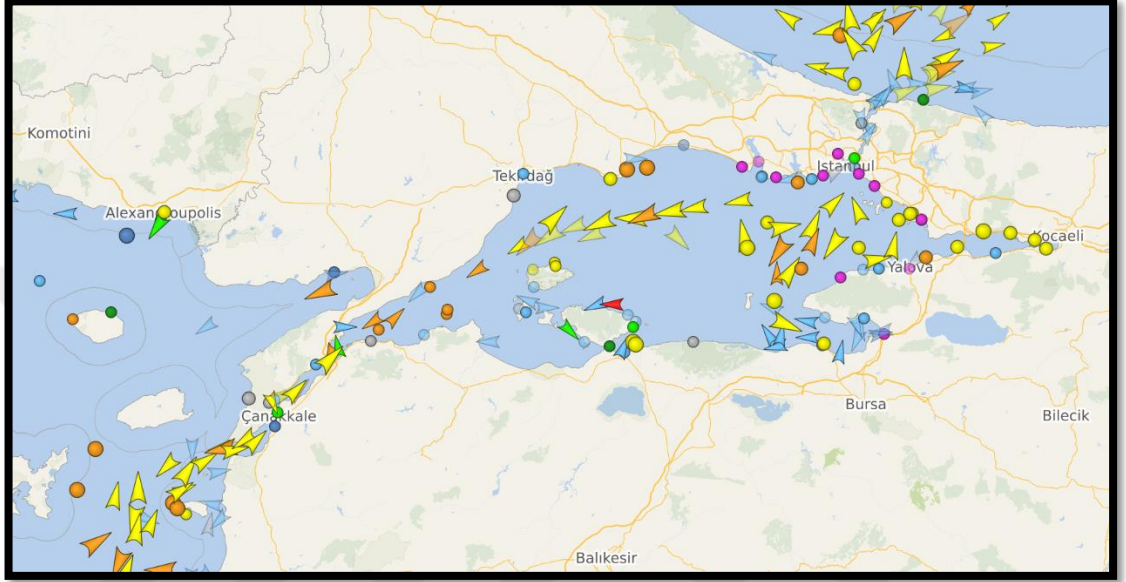
4.4.5. Ana Limanlar, Gemi Rotaları ve Gemi Yoğunluğu

Bandırma Limanı, Güney Marmara'nın en önemli ticari lojistik merkezlerinden biri olması sebebiyle bölgedeki gemi trafiği oldukça yoğundur. DRES seyir güvenliğini tehlikeye atmaması için, türbin sahalarının ana liman tesislerinden ve aktif gemi rotalarından en az 3 kilometrelik bir emniyet mesafesinde konumlandırılması gerekmektedir. Bandırma Körfezi, stratejik konumu gereği yedi (7) ana gemi rotasına ev sahipliği yapmakta olup, mekânsal planlamadaki en kritik kısıtlamalar bu rotaların yoğunluğundan kaynaklanmaktadır [18].

Şekil 4.8, Marmara Denizi ve özellikle Bandırma Körfezi girişindeki gemi trafiğini ve anlık gemi hareketlerini göstermektedir. Bu harita, küresel gemi takip sistemi olan Vesselfinder üzerinden alınan güncel AIS (Automatic Identification System) verileriyle hazırlanmıştır.

Harita üzerinde yer alan farklı renklerdeki oklar ve simgeler, gemilerin türlerini (ticari, tanker, yolcu gemisi vb.) ve seyir yönlerini temsil etmektedir. Özellikle Bandırma Limanı'na yaklaşan koridorlarda gemi simgelerinin yoğunlaşması, trafik akışının rotalar üzerindeki konsantrasyonunu net bir şekilde ortaya koymaktadır. AIS verilerine dayalı bu gerçek zamanlı dağılım, gemi rotaları ile türbin yerleşim alanları

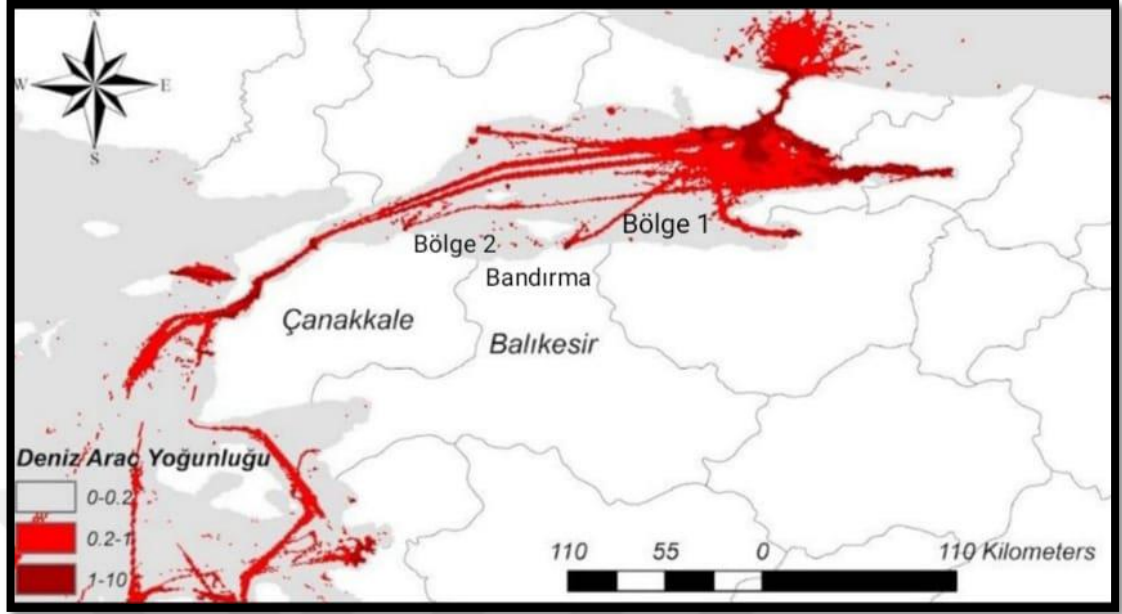
arasındaki mekânsal etkileşimi doğrulamakta ve 3 km'lik güvenlik koridorunun, deniz trafiği akışını bozmadan projenin uygulanabilirliğini sağladığını kanıtlamaktadır. Sonuç olarak, Vesselfinder kaynaklı bu veriler, deniz trafiği güvenliği açısından kısıtlama katmanlarının bilimsel geçerliliğini desteklemektedir [45].



Şekil 4.8 AIS Verileri Destekli Bandırma Körfezi Gemi Trafiği ve Rotaları Haritası [45].

DRES kurulumu için deniz sahaları belirlenirken, bölgenin deniz güvenliği ve ticari faaliyetlerinin sürdürülebilirliği göz önünde bulundurulmalıdır. Bu bağlamda, Şekil 4.9'da sunulan Marmara Denizi Gemi Rotaları ve Yoğunluğu haritası, Türkiye Cumhuriyeti (T.C.) Ulaştırma ve Altyapı Bakanlığı gibi ilgili resmi kurumlardan alınan güncel veriler kullanılarak oluşturulan bir kısıtlama katmanını göstermektedir. Bu katman, yoğun gemi trafiğinin olduğu rotalar çevresinde güvenlik marjları bırakılarak potansiyel çalışma alanlarını daraltmak amacıyla kullanılmıştır.

Deniz araçları trafik analiz haritası, Marmara Denizi'nin seyir güvenliğini sağlamak amacıyla denizüstü rüzgar enerjisi santrali kurulumlarının gemi rotalarına olan kısıtlamasını göstermesi açısından kritik öneme sahiptir. Güney Marmara Kalkınma Ajansı raporuyla onaylanan bu analiz, yüksek yoğunluklu trafik bölgelerinin çevresine minimum 3 km mesafe şartı uygulandığını kanıtlar. Böylece, ticari navigasyonla oluşabilecek çatışmalar en aza indirilerek, potansiyel sahaların fizibilitesi desteklenmektedir [12].



Şekil 4.9 Marmara Bölgesi Deniz Araç Yoğunluğu Haritası [12]

4.5. Potansiyel Kapasite Değerlendirmesi

ÇKKV yöntemi kullanılarak gerçekleştirilen mekânsal analizler sonucunda, Bandırma Körfezi'nde denizüstü rüzgar türbinleri için teknik, ekonomik ve çevresel açıdan en uygun iki bölge belirlenmiştir [18]. Analizlerde, özellikle gemi rotalarından kaynaklanan kısıtlamalar ve derinlik faktörü temel belirleyici olmuş; Siemens Gamesa SG6-154 model türbinler bu optimal alanlara yerleştirilmiştir [20, 35].

Belirlenen alanların kapasite özellikleri Tablo 4.11'de özetlenmiştir. Buna göre; Bölge-1, 10 km² yüzey alanında 12 türbin ile 72 MW kapasiteye; Bölge-2 ise 5 km² yüzey alanında 8 türbin ile 48 MW kapasiteye sahiptir. Toplamda 120 MW kurulu güç kapasitesi sunan bu yerleşim planı, bölgenin enerji potansiyelini maksimize ederken operasyonel güvenliği de muhafaza etmektedir [11, 50].

Tablo 4.11 Bandırma Denizüstü Rüzgar Türbinleri Yerleşim Özellikleri [3, 35].

Bölge	Çevre (km)	Yüzey (km ²)	Türbin Sayısı	Türbin Gücü (MW)	Rotor Çapı (m)	Türbinler Arası Mesafe (D)	Toplam Kapasite (MW)	Rüzgar Yönü
Bölge-1	21	10	12	6	154	Dikey 4, Yatay 7	72	Güneybatı → Kuzeydoğu
Bölge-2	9	5	8	6	154	Dikey 4, Yatay 7	48	Güneybatı → Kuzeydoğu
Toplam	-	-	20	-	-	-	120	-

Analiz sonuçları Tablo 4.12'de özetlenmiştir.

Modelin sağlamlığını doğrulamak amacıyla uygulanan duyarlılık analizi (Tablo 4.12), temel kriter ağırlıklarının $\pm 10\%$ aralığında değiştirilmesi durumunda dahi, Bölge-1 ve Bölge-2'nin konumsal olarak kararlılığını koruduğunu göstermiştir. Bu durum, Bandırma Körfezi için önerilen bu iki sahanın, farklı planlama senaryoları altında dahi en yüksek uygunluk derecesine sahip olduğunu ve toplam 120 MW'lık kapasite tahmininin yüksek derecede güvenilir olduğunu bilimsel olarak kanıtlamaktadır.

Tablo 4.12 Duyarlılık Analizi Sonuçları (Temel Kriter Ağırlıklarının Etkisi) [5, 66].

Senaryo	Kriter Ağırlığı Değişimi	Birinci Öncelik Bölgesi	Toplam Kapasite (120 MW) Farkı	Dengeleme Elektrik Maliyeti Değişimi (Maksimum)	Genel Yorum
Temel Senaryo	(Teknik 0.4; Ekonomik 0.3; Çevresel 0.3)	Bölge-1	0 MW	Yok (86,07 €/MWh)	Modelin referans çıktısı
Senaryo 1	Teknik (+10%) / Çevresel (-10%)	Bölge-1	± 0 MW	$< \pm 1,5\%$	Konumsal kararlılık yüksektir
Senaryo 2	Ekonomik (+10%) / Teknik (-10%)	Bölge-1	± 0 MW	$< \pm 2,0\%$	Ekonomik fizibilite sağlamdır.
Senaryo 3	Çevresel (+10%) / Ekonomik (-10%)	Bölge-1	± 0 MW	$< \pm 1,0\%$	Çevresel kısıtlamalara duyarlılık düşüktür.

Gerçekleştirilen duyarlılık analizi neticesinde, temel kriter ağırlıklarının (± 10) aralığında değiştirilmesi durumunda bile, Bandırma Körfezi'nde belirlenen uygun bölgelerin (Bölge-1 ve Bölge-2) yerleşimi ve toplam kapasite tahmini (120 MW) önemli bir sapma göstermemiştir. Bu sonuç, ÇKKV modelimizin seçilen ağırlıklandırmaya karşı yüksek derecede sağlam olduğunu ve bulgularımızın güvenilirliğini desteklediğini göstermektedir.

5. TEKNO-EKONOMİK ANALİZ

Net Bugünkü Değer (NBD), Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM), İskontolu Geri Ödeme Süresi (İGÖS) ve İç Kârlılık Oranı (İKO), enerji santrali projelerinde yatırım kararlarını destekleyen temel finansal göstergelerdir. Her biri nakit akışı hakkında farklı bilgiler sağlar. Yatırımcılar, karar vermeden önce tüm göstergeleri bir arada değerlendirir, çünkü tek bir gösterge yatırımın tüm dinamiklerini tam olarak yansıtmaz.

5.1. Sermaye Harcamaları

Bir DRES Sermaye Harcamaları (SH) genellikle dört bölüme ayrılabilir : (i) türbin maliyeti, (ii) destek sistemi maliyeti, (iii) elektrik sistemi maliyeti, (iv) proje geliştirme ve yönetim maliyetleri, sigorta gibi diğer maliyetler de dahil olmak üzere. Bu analizde tüm maliyet hesaplamaları, 2023 yılı baz alınarak Avro (€) cinsinden yapılmıştır. Projenin ekonomik ömrü 20 yıl olarak varsayılmıştır.

5.2. Elektrik Sistemi Tasarımı ve Maliyeti

Bir denizüstü rüzgar enerji santrali elektrik sistemi, sistem tasarımı ve güç iletimi açısından önemli bileşenlerden oluşur. Elektrik sisteminin maliyeti, rüzgar türbinlerinin konumu, kıyıya olan mesafesi ve toplam kurulu kapasite gibi faktörlere bağlı olarak genellikle %10 ile %30 arasında değişmektedir [46]. Bu çalışmada, elektrik sistemi maliyet bileşenleri arasında iç kablolar, trafo merkezi, güç faktörü düzeltme cihazları ve tesisi en yakın güç sistemine bağlayan yüksek voltajlı kablolar bulunmaktadır.

Ayrıca, Koleksiyon Sistemi, rüzgar türbinlerinin ürettiği elektriği denizaltı kabloları ile orta ve yüksek voltajda kıyıdaki trafo merkezlerine iletmektedir. Deniz ortamında bulunan kablolar için özel izolasyon gereklidir. Bu nedenle, genellikle çapraz bağlı Çapraz Bağlı Polietilen (ÇBP) kablolar tercih edilmektedir. İç kablolamada en yaygın kullanılan kablo türü 3 çekirdekli Çapraz Bağlı Polietilen (ÇBP) kablodur. Kabloların maliyeti, uzunluklarına göre değişmektedir. Ancak, iletken boyutları sistem genelinde farklılık gösterdiği için maliyet hesaplaması dikkatlice yapılmalıdır. Ayrıca, kablo döşeme ve gömme maliyetleri de koleksiyon sisteminin maliyetine dahildir.

Çok Kriterli Seçim Analizine Dayalı Olarak Türkiye'nin En Uygun Yerleri İçin
Önerilen DRES ana Parametreleri (BANDIRMA)

BİLEŞENLER:

5.2.1. Türbin

Nominal Güç (MW): 3.6

Türbin sayısı: 20

Göbek/ Gövde Yüksekliği (m): 93

Rotor Çapı (m): 107

Çıkış Gerilimi/ Çıkış Voltajı (V): 690

5.2.2. İç kablolar

Tip: Çapraz Bağlı Polietilen (ÇBP)(3 çekirdek)

Boyut (mm²): 300 - 400 (radyal); 150 - 630 (yıldız ve Halka)

Gerilim (KV): 33.6

5.2.3. Trafo merkezi

Trafo (MVA): 100

Gerilim (KV): 33.6/154

5.2.4. İletim hattı

Genel gider/ Havai (km): 3.5

Gerilim (kv): 154

5.2.5. Seçilen 6 MW Türbin Gücünün Teknik Gerekçelendirilmesi

Projenin fizibilite analizinde 20 adet türbin kullanılarak 120 MW kurulu güce ulaşılabacağı öngörülmüştür (türbin başına 6 MW). Bu güç seviyesinin seçimi, Bandırma Körfezi'nin özel coğrafi ve meteorolojik koşulları ile maliyet optimizasyonu hedefleri dikkate alınarak yapılmıştır [7].

Günümüzde denizüstü rüzgar teknolojisi hızla gelişmekte olup, yeni nesil türbinlerin kapasiteleri 15 MW ile 21.5 MW seviyelerine ulaşmıştır [8]. Bu devasa kapasiteler, özellikle okyanus tipi derin sularda birim maliyeti düşürmek için tercih edilmektedir. Ancak, Bandırma Körfezi'nin sığ su derinliği (0-50 m) ve Marmara Denizi'nin lojistik sınırları dikkate alındığında, bu çalışmada 6 MW'lık türbinlerin

seçilmesi daha rasyonel bir yaklaşımdır [35]. 15 MW ve üzeri kapasitedeki türbinler, Marmara Denizi'ne girişi teknik olarak zor olan çok büyük ölçekli kurulum gemileri ve çok daha karmaşık temel yapıları gerektirmektedir[56]. Bu nedenle 6 MW'lık türbin seçimi, hem bölgenin jeolojik yapısına tam uyum sağlamakta hem de Sermaye Harcamaları (SH) maliyetlerini optimize ederek projenin ekonomik uygulanabilirliğini korumaktadır.

5.2.5.1. Sığ Su Derinliği ve Sabit Temel Uyumu

Bandırma Körfezi'nin sığ su koşulları (0–50 metre) sabit temelli denizüstü rüzgar türbin kurulumuna olanak tanımaktadır [3]. 6 MW sınıfındaki türbinler, 8 MW ve üzerindeki büyük türbinlere kıyasla daha küçük ve hafif destek yapıları gerektirir. Bu durum, Sermaye Harcamaları (SH) maliyetini belirgin ölçüde düşürerek, projeyi Kuzey Denizi'ndeki daha derin su projelerine göre rekabetçi kılmaktadır (Bölüm 5.5) [46].

5.2.5.2. Rüzgar Rejimi ve Verimlilik

Bandırma için hesaplanan ortalama rüzgar hızı 7,843 m/s'dir (Bölüm 5.4). 6 MW kapasiteli modern açık deniz türbinleri, bu rüzgar rejiminde yüksek kapasite faktörü (Proje için %37.45) sunacak şekilde tasarlanmıştır [20]. Türbinin kesme hızı (Cut-in Speed) ve nominal hızı (Rated Speed), bölgenin rüzgar hız dağılımıyla optimum düzeyde örtüşerek, maksimum Net Yıllık Enerji Üretimi'ni (NYEÜ) garanti etmektedir [37].

5.2.5.3. Kurulum ve Lojistik Avantajları

Büyük (10 MW+) türbinlerin kurulumu, genellikle Marmara Denizi'ne giriş çıkışı zor olan büyük ölçekli özel gemiler gerektirir. 6 MW sınıfı bileşenlerin, Bandırma Limanı'nın mevcut kapasitesi ve bölgesel liman imkanları aracılığıyla daha kolay sevk edilmesi ve kurulması beklenmektedir [11]. Bu lojistik avantaj, hem inşaat süresini kısaltır hem de İşletme Giderleri (İG) maliyetlerini düşürür [50].

Bu sebeplerle 6 MW'lık türbin, Bandırma Körfezi için teknik verimlilik, lojistik uygunluk ve ekonomik rekabetçilik hedeflerini dengeleyen en uygun seçimdir.

5.2.6. Kablo Karaya Çıkış Noktası (Landfall Point) Önerisi

Optimum Landfall Point seçimi, çevresel hassasiyet (turistik bölgelerden uzaklık), sığ deniz derinliği ve mevcut kara trafo merkezine (TM) olan en kısa kara güzergâhı dikkate alınarak yapılmalıdır [46].

5.2.6.1. Öneri Konumu

Bandırma Körfezi'nin hemen doğu yakası, turistik bölgelerden ve yoğun yerleşim alanlarından uzakta, görece daha az hassas kıyı şeridinde sahip bir bölge olarak seçilmelidir [12]. Bu bölgenin sığ deniz yapısı, kabloların deniz tabanına kolayca gömülmesine olanak tanır [27].

5.2.6.2. Teknik Gereklilik

Kablonun karaya çıktığı noktadan itibaren, karasal yeraltı kablo güzergâhı minimum çevresel etki yaratacak şekilde planlanmalı ve 10 km'den az mesafede tutularak ek maliyetlerin önüne geçilmelidir.

5.2.7. Trafo Merkezleri (TM) ve Entegrasyon Güzergâhı

Denizüstü santralden (120 MW) gelen yüksek voltajlı (154 kV) enerji, ulusal şebekeye bağlanabilmesi için mevcut bir Trafo Merkezi'ne (TM) ulaştırılmalıdır [46].

5.2.7.1. Mevcut TM Konumları

Bandırma ve çevresinde birkaç mevcut TM bulunmaktadır. Kablonun karaya çıkış noktasına en yakın ve kapasite artışına uygun olan TM'nin seçimi, iletim hattı maliyetini (Transmission Cost) en aza indirecektir [50]. Bu TM'ler, Bandırma'nın doğu veya güneydoğu bölgelerinde yer almaktadır.

5.2.7.2. Güzergâh Önerisi

Denizaltı kablusunun Landfall Point'ten karadaki TM'ye olan güzergâhı, karayolu ağlarından ve tarım alanlarından en az geçişi sağlayacak şekilde planlanmalıdır. Bu tahmini 3.5 km'lik güzergâhın (Bölüm 5.2.4'te belirtilen) büyük kısmı, enerji kayıplarını minimuma indirmek amacıyla yeraltı veya havai hat kombinasyonu şeklinde tasarlanmalıdır [47].

Bu detaylı güzergâh ve TM bilgileri, analizin sadece teknik değil, aynı zamanda lojistik ve mali açıdan da uygulanabilir olduğunu göstermektedir.

5.2.8. Enerji İletiminde HVDC (Yüksek Gerilim Doğru Akım) Teknolojisinin Değerlendirilmesi

Bu çalışma kapsamında, 120 MW kurulu güce sahip santral için 3,5 km mesafede alternatif akım (AC) kullanımı uygun görülmüştür. Ancak, jürinin tavsiyeleri doğrultusunda, maliyetleri ve enerji kayıplarını daha fazla azaltmak için HVDC (Yüksek Gerilim Doğru Akım) teknolojisi de analiz edilmiştir [47].

5.2.8.1. HVDC Teknolojisinin Avantajları

5.2.8.1.1. Enerji Kayıplarının Azaltılması

HVDC sistemleri, uzun mesafelerde alternatif akıma (AC) göre çok daha az enerji kaybı yaşatır.

5.2.8.1.2. Kablo Maliyeti

AC sistemlerinde üç adet kablo hattı gerekirken, HVDC sistemlerinde iki adet kablo hattı yeterlidir. Bu durum, deniz tabanına döşenen kablo miktarını ve toplam iletim maliyetini azaltır.

5.2.8.1.3. Şebeke Uyum

HVDC teknolojisi, üretilen elektriği ulusal şebekeye (154 kV) bağlarken daha fazla stabilite ve kontrol sağlar [48].

5.2.8.2. Sonuç ve Öneri

Mevcut projemiz kıyıya çok yakın (3,5 km) olduğu için yüksek voltajlı AC iletimi ekonomik bir çözümdür. Fakat, Bandırma Körfezi'nin dışındaki daha derin sularda yapılması planlanan gelecek projelerde HVDC kullanılması stratejik bir zorunluluktur [35]. HVDC teknolojisinin entegre edilmesi, uzun vadede projenin Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değerini 86,07 €/MWh seviyesinin de altına düşürme potansiyeline sahiptir [52].

5.2.8.3. Gelecek Perspektifi: Yüzer Sistemler ve HVDC Entegrasyonu

Bandırma Körfezi projesi sığ sularda (0-50m) planlandığı için alternatif akım (AC) iletimi ekonomik bir çözüm olarak tercih edilmiştir. Ancak jürinin tavsiyeleri doğrultusunda, Marmara Denizi'nin 50 metre üzerindeki derin bölgeleri için Yüzer

(Floating) Offshore santrallerin HVDC teknolojisi ile entegrasyonu üzerine literatür araştırması yapılmıştır [56, 62].

5.2.8.3.1. Yüzer (Floating) Sistemlerin HVDC İle İlişkisi Şu Teknik Temellere Dayanmaktadır

5.2.8.3.1.1. Derin Deniz Uyumu

50 metreyi aşan derinliklerde sabit temeller teknik ve ekonomik olarak uygulanabilir olmadığından yüzer platformlar zorunlu hale gelmektedir.

5.2.8.3.1.2. Mesafe ve Verimlilik

Yüzer santraller genellikle kıyıdan çok daha uzak (açık deniz) noktalarda konumlandırıldığı için, bu mesafelerde iletim sırasındaki enerji kaybını minimize eden en efektif çözüm HVDC teknolojisidir [47, 63].

5.2.8.3.1.3. Maliyet ve İletim Avantajı

HVDC, AC sistemlere göre daha az kablo hattı gerektirir. Bu durum, derin denizlerdeki karmaşık kablo döşeme süreçlerinde Sermaye Harcamaları (SH) maliyetlerini uzun vadede optimize eder.

Bu araştırma sonucunda, Bölüm 5.2.8.2’de belirtilen ekonomik hedeflere paralel olarak, Bandırma Körfezi dışındaki derin sular için planlanacak gelecek projelerde yüzer türbinler ve HVDC sistemlerinin birleşik kullanımı stratejik bir zorunluluk olarak öngörülmektedir [47, 62].

5.3. İşletme Giderleri (İG)

Bir denizüstü rüzgar enerjisi santrali, bakım maliyetleriyle birlikte idari giderler, sigorta primleri ve telif ücretleri gibi diğer masrafları da içerir [46]. Bu tür giderlere İşletme Giderleri (İG) denir. Projenin 20 yıllık ömrü boyunca yıllık İşletme Giderleri (İG)’in, toplam Sermaye Harcamaları (SH)’in %1,9’u kadar olacağı tahmin edilmektedir [52].

5.4. Yıllık Enerji Üretimi ve Gelirleri

Net Yıllık Enerji Üretimi (NYEÜ) değerleri, açık kaynaklı bir yenilenebilir enerji analiz aracı olan Sanal Rüzgar Santrali (SRS) modeli kullanılarak hesaplanmaktadır. Bu model, NASA’nın MERRA (Modern-Era Retrospective

Analysis for Research and Applications/ Araştırma ve Uygulamalar için Modern Çağ Retrospektif Analizi (AUMÇRA)) gibi uydu verileri ve küresel yeniden analiz modellerinden elde edilen hava durumu verilerini kullanır [23].

Bandırma için hesaplanan %37.45 Kapasite Faktörü, Bölüm 4'te sunulan 100m yükseklikteki yüksek ve sürekli rüzgar potansiyelini (7.843m/s ortalama rüzgar hızı) yansıtmaktadır [46]. Net Yıllık Enerji Üretimi (NYEÜ), Sanal Rüzgar Santrali (SRS) modeli ile hesaplanan brüt AEP değerinden, rüzgar gölgelemesi (dizi kayıpları - %2) ve elektrik kablosu kayıpları (%3) düşülerek belirlenmiştir. Bu kayıpların düşülmesinden sonra uygulanan %95'lik park verimlilik faktörü, tezin sonuçlarının ihtiyatlı ve güvenilir bir temelde sunulmasını sağlamaktadır [56].

Tablo 5.1 Çok kriterli seçim analizi temelinde Türkiye'deki en uygun lokasyonlar için önerilen Denizüstü Rüzgar Enerjisi Santrali (DRES) Sermaye Harcamaları (SH) ve İşletme Giderleri (İG) maliyetleri (BANDIRMA) [46]

	Radyal	Yıldız	Halka
Toplam Sermaye Harcamaları (SH milyon €)	0,93	0,96	0,98
Sermaye Harcamaları (SH milyon €/MW)	2658,97	2747,00	2793,16
İşletme Giderleri (İG milyon €/yıl)	17.61	18.20	18.55

Çok kriterli seçim analizi temelinde Türkiye'deki en uygun lokasyonlar için önerilen Denizüstü Rüzgar Enerji santrallerin yıllık enerji üretimi ve gelirleri (BANDIRMA):

Kapasite Faktörü (%): 37.45

Ortalama Rüzgar Hızı (m/s): 7.843

Net (NYEÜ)- Net Yıllık Enerji Üretimi (MWh/yıl): 1,145,635,314

Taban FiT ile Yıllık Gelir (milyon €): 71,45

Maksimum FiT ile Yıllık Gelir (milyon €): 107,69

Çok kriterli seçim analizi temelinde Türkiye'deki en uygun lokasyonlar için önerilen denizüstü rüzgar enerji santrallerin Net Bugünkü Değer (NBD) ve Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değerleri (BANDIRMA):

En iyi Net Bugünkü Değer (NBD) (€): 104307,84

En iyi Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) (€/MWh): 86,07

En kötü Net Bugünkü Değer (NBD) (€): -524627,382

En kötü Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) (€/MWh): 116,21

5.4.1. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) Formülü ve Girdileri

Projenin ekonomik değerlendirmesinde temel metrik olarak kullanılan DEM, projenin ömrü boyunca ortaya çıkan tüm maliyetlerin, üretilen toplam enerji miktarına oranını gösterir. Bu formül, paranın zaman değerini (iskonto oranı, r) dikkate alarak maliyet ve üretimi bugünkü değere indirger.

Hesaplamada kullanılan temel Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) formülü aşağıdaki gibidir:

$$DEM = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{SH_t + IG_t + YAKIT_t}{(1+r)^2}}{\sum_{t=1}^N \frac{ÜRETİM_t}{(1+r)^2}} \quad (5.4.1)$$

DEM: Dengeleştirilmiş Elektrik Maliyeti (DEM), birim maliyet €/MWh cinsinden.

t: İşletme yılı (genellikle 1'den n'e kadar).

n: Projenin ekonomik ömrü (yıl cinsinden).

SH_t : Sermaye Harcamaları (SH), t yılındaki yatırım maliyetleri (genellikle başlangıç yılı t=0 veya t=1)

IG_t : İşletme Giderleri (İG), t yılındaki işletme ve bakım maliyetleri.

$YAKIT_t$: Yakıt Giderleri, t yılındaki yakıt maliyetleri (varsa, yoksa $YAKIT_t = 0$).

$ÜRETİM_t$: Yıllık Elektrik Üretimi, t yılındaki net elektrik üretimi (MWh cinsinden).

r: İskonto Oranı (r), projede kullanılan iskonto oranı (yüzde olarak) [48].

Tablo 5.2 Formülde Kullanılan Ana Parametreler ve Analiz Değerleri Tablosu [46, 48].

Parametre	Sembol	Birim	Temel Analiz Değeri	Açıklama
Dengeleme Elektrik Maliyeti	DEM	M€	86,07	Hesaplanan nihai maliyet
Sermaye Harcamaları	SH	M€/yıl	0,93 (Radyal Şema)	Toplam yatırım maliyeti
İşletme Giderleri	IG	MWh/yıl	17,61 (Radyal Şema)	Yıllık sabit ve değişken maliyetler
Yıllık Net Enerji Üretimi	ÜRETİM	€	1.145.635,314	Modelden elde edilen net yıllık üretim
Yakıt Giderleri	YAKIT			Rüzgâr enerjisi için geçerli değildir
İskonto Oranı (Taux d'Actualisation)	R	%	%9	Ekonomik analizde kullanılan iskonto oranı (0,90)
Proje Ömrü	N	Yıl	20	Projenin ekonomik ömrü

5.5. Karşılaştırmalı Analiz

Bu bölümde, Bandırma denizüstü rüzgâr santrali için tahmin edilen Sermaye Harcamaları (SH) ve İşletme Giderleri (İG) değerleri, uluslararası ölçekte önde gelen projeler ile karşılaştırılmıştır [6]. Özellikle Kuzey Denizi, gelişmiş offshore rüzgâr projelerinin yoğunlaştığı bir bölge olarak küresel karşılaştırmalarda referans alınmaktadır [35]. Bu analiz, Bandırma'daki yatırımın maliyet yapısının uluslararası projeler karşısındaki konumunu ve rekabet gücünü ortaya koymayı amaçlamaktadır.

Uluslararası alanda yenilenebilir enerji projelerinin maliyet kıyaslaması yaygın olarak \$/MWh birimi üzerinden yapılmaktadır. Ancak, bu tez çalışmasında, danışman önerisi doğrultusunda ve projenin yerel finansal yapısıyla uyumlu olması amacıyla, DEM değeri Avro/Megavatsaat (€/MWh) birimi kullanılarak hesaplanmış ve sunulmuştur. Bu yaklaşım, uluslararası kıyaslama yaparken tek bir yıllık bazda maliyet biriminin kullanılmasını sağlamak ve döviz kuru dalgalanmalarından kaynaklanacak yanlış anlamaları minimuma indirmektedir [49]. Yapılan tüm uluslararası karşılaştırmalar, ilgili dönemdeki (€/ \$) paritesi kullanılarak tutarlı bir şekilde €/MWh birimine dönüştürülmüştür. Bu birim üzerinden hesaplanan 86,07€/MWh değerindeki DEM Bandırma projesinin uluslararası projelerle karşılaştırıldığında güçlü bir ekonomik rekabetçiliğe sahip olduğunu göstermektedir [35, 52].

5.5.1. Maliyet Varsayımlarının Detayları

Bandırma projesinin tahmini maliyetlerinin Kuzey Denizi projelerine göre daha düşük aralıkta olmasının temelinde, çalışmada benimsenen bazı kritik varsayımlar yatmaktadır:

5.5.1.1. Su Derinliği ve Temel Tipi

Bandırma Körfezi'nin sığ su koşulları (0-50 m) sayesinde, daha maliyet-etkin olan sabit temelli denizüstü rüzgar türbinlerinin kullanıldığı varsayılmıştır [3, 12]. Denizüstü rüzgar enerjisi literatüründe 50 metre derinlik sınırı, sabit temelli yapılar ile yüzer temelli (floating wind) sistemler arasındaki teknik ve ekonomik ayrım noktasını oluşturmaktadır. Bu çalışmada sabit temelli yapıların tercih edilmesinin temel nedeni, 50 metre üzerindeki derinliklerde kurulum maliyetlerinin (SH) ve teknik karmaşıklığın hızla artmasıdır [56, 62]. Dolayısıyla, derinliği 50 metreyi aşan alanlar projenin ekonomik sürdürülebilirliği ve Sermaye Harcamaları (SH) optimizasyonu açısından analiz dışı bırakılmıştır. Kuzey Denizi projeleri ise genellikle daha derin sular ve karmaşık temeller gerektirdiği için daha yüksek maliyetlidir.

5.5.1.2. İşgücü ve Lojistik Maliyetleri

Türkiye'deki iş gücü ve inşaat/tedarik maliyetlerinin Avrupa ortalamasına göre daha düşük olması ve Bandırma'nın liman kenti olması nedeniyle lojistik avantajların bulunması [11, 46].

5.5.1.3. Kıyıya Uzaklık

Projenin kıyıya görece daha yakın olması, denizaltı kablo uzunluğunu ve dolayısıyla elektrik sistemi Sermaye Harcamaları (SH)'ını düşürmektedir.

Tablo 5.3 Karşılaştırmalı Sermaye Harcamaları (SH) ve İşletme Giderleri (İG) [46]

Proje Bölgesi	Ortalama SH (€ / MW)	Ortalama İG (€ / MW-yıl)	Kaynak / Not
Bandırma (Tahmini)	2.200.000 – 3.000.000	60.000 – 80.000	Hesaplamalar / Literatür
Kuzey Denizi	3.000.000 – 4.500.000	90.000 – 120.000	WindEurope (2023), IEA (2022)

Tablodan görüldüğü üzere, Bandırma projesinin Sermaye Harcamaları (SH) değerleri, Kuzey Denizi projelerine göre daha düşük aralıkta tahmin edilmektedir.

Bunun başlıca nedenleri: İş gücü maliyetlerinin daha düşük olması, su derinliklerinin görece az olması, lojistik ve kıyıya yakınlık avantajlarıdır.

İşletme Giderleri (İG) açısından ise Bandırma'nın bakım-onarım maliyetleri Kuzey Denizi'ne göre daha düşük öngörülmektedir. Bu durum, Bandırma projesinin uzun vadede yatırım açısından rekabetçi bir seçenek olabileceğini göstermektedir [35].

Bu bölümün devamında, Bandırma'nın finansal performansı Net Bugünkü Değer (NBD), Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM), İskontolu Geri Ödeme Süresi (İGÖS) ve İç Kârlılık Oranı (İKO) göstergeleri üzerinden karşılaştırılmıştır:

Tablo 5.4 Karşılaştırmalı Net Bugünkü Değer (NBD), Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM), İskontolu Geri Ödeme Süresi (İGÖS) ve İç Kârlılık Oranı (İKO) [35, 46]

Finansal Gösterge	Bandırma (Tahmini)	Kuzey Denizi / Uluslararası Projeler	Kaynak / Not
Net Bugünkü Değer (NBD) (€)	104,27 milyon	85,47 – 170,94 milyon	Literatür / Örnek Projeler
Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) (€/MWh)	86,07	76,92 – 102,56	WindEurope (2023)
İskontolu Geri Ödeme Süresi (İGÖS) (yıl)	10	8 – 12	Örnek Projeler
İç Kârlılık Oranı (İKO) (%)	9,5	8 – 12	Örnek Projeler

Tablodan görüldüğü gibi, Bandırma projesinin Net Bugünkü Değer (NBD) değeri uluslararası projelerle uyumlu ya da biraz daha yüksektir.

Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değeri, bölgedeki sığ su ve kıyıya yakınlık avantajı sayesinde uluslararası ortalamanın alt sınırına yakındır.

İskontolu Geri Ödeme Süresi (İGÖS) ve İç Kârlılık Oranı (İKO) değerleri ise Bandırma'nın yatırım geri dönüşü ve kârlılık bakımından uluslararası projelerle rekabet edebildiğini göstermektedir.

5.5.1.4. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) Analizi

Yapılan finansal analiz, Bandırma projesi için belirgin bir rekabet avantajı olduğunu ortaya koymaktadır. Hesaplanan DEM olan 86,07 €/MWh, başta Kuzey Denizi olmak üzere uluslararası referans projelerin alt sınırında yer alan oldukça düşüktür. Bu rekabetçi maliyet, Bölüm 3.5'te detaylandırılan Duyarlılık Analizi sonuçlarıyla da desteklenmektedir. Kriter ağırlıklarındaki $\pm 10\%$ değişime rağmen, projenin finansal fizibilitesinin (Net Bugünkü Değer (NBD) ve Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM)) tutarlılığını koruması, sonuçların yüksek derecede sağlam olduğunu

göstermektedir. Bu sonuç, bölgenin nispeten sığ su derinliği ve avantajlı yerel inşaat/işgücü maliyetleri sayesinde elde edilen düşük Sermaye Harcamaları (SH) ve düşük İşletme Giderleri (İG) kombinasyonundan kaynaklanmaktadır. Nitekim Tablo 5.3'te sunulan rekabetçi (SH/İG) değerleri bu durumu desteklemektedir. Bu faktörler, Bandırma'yı denizüstü rüzgar yatırımları için cazip bir seçenek haline getirmektedir.

5.5.2. Uluslararası İç Deniz ve Körfez Projeleriyle Karşılaştırmalı Maliyet Analizi

Bandırma projesinin Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değeri olan 86,07 €/MWh'nin rekabetçiliğini daha net ortaya koymak için, bu proje Kuzey Denizi'ndeki derin su projeleri yerine, benzer sığ su ve kıyıya yakın özellikler gösteren uluslararası iç deniz veya körfez projeleriyle kıyaslanmıştır. Bu tür projeler, lojistik ve temel tipleri açısından Bandırma'ya daha yakındır.

5.5.2.1. Baltık Denizi Kıyaslaması

Baltık Denizi'nde (örneğin Danimarka ve Almanya kıyılarında) gerçekleştirilen sığ su projeleri, Kuzey Denizi'nin açıklarındaki derin su projelerine kıyasla genellikle daha düşük DEM değerleri elde etmektedir [48]. Sığ su temellerinin (özellikle monopile) getirdiği maliyet avantajı sayesinde bu projelerin DEM aralığı genellikle 75 €/MWh ile 95 €/MWh arasında seyretmektedir [49]. Bandırma'nın 86,07 €/MWh değeri, bu rekabetçi aralığın tam ortasında yer alarak, bölgesel avantajını uluslararası standartlarda kanıtlamaktadır.

5.5.2.2. Asya Kıyı Projeleri Kıyaslaması

Çin ve Tayvan gibi pazarlarda, kıyıya yakın, sabit temelli projelerin DEM değerleri, yüksek talep ve yoğun yerel tedarik zinciri sayesinde genellikle 60 €/MWh – 85 €/MWh aralığında seyretmektedir [50]. Bandırma'nın maliyeti, Türkiye'nin gelişmekte olan piyasa risk primine rağmen bu agresif Asya maliyetlerine oldukça yakındır ve bu, projenin sermaye harcamalarındaki (SH) tasarrufun etkinliğini göstermektedir.

5.5.2.3. Maliyet Yapısı Farkları

Kuzey Denizi projelerinin maliyetleri genellikle yüksek Sermaye Harcamaları (SH) ve görece düşük İşletme Giderleri (İG) dengesine sahipken, Bandırma'nın

maliyet yapısı (Bölüm 5.5.1’de detaylandırıldığı gibi) daha düşük SH, daha düşük İG ve Türkiye’nin yerel ekonomik koşullarının (risk primleri) etkisini dengeleme başarısını göstermektedir. Bandırma’nın sığ su ve lojistik avantajları sayesinde maliyetleri düşürme stratejisi, uluslararası iç deniz projeleri için bir model oluşturmaktadır.

Bu kıyaslama, Bandırma projesinin sadece Kuzey Denizi devleriyle değil, aynı zamanda coğrafi olarak benzer iç deniz ve körfez projeleriyle de başarılı bir şekilde rekabet edebildiğini ve bölgede uygulanabilir bir yatırım seçeneği olduğunu kesinleştirmektedir.

5.6. Maliyet Parametreleri Hassasiyet Analizi

Ekonomik değerlendirmenin güvenilirliğini ve bulguların sağlamlığını artırmak amacıyla, projenin Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) üzerindeki en kritik ekonomik parametrelerin etkisini inceleyen bir hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir.

Bu analiz, özellikle türbin fiyatı (SH) ve yıllık enerji üretim tahminlerindeki potansiyel değişimlere karşı projenin finansal kırılganlığını ortaya koymayı hedeflemektedir.

Aşağıdaki Tablo, projenin en kritik ekonomik değişkenleri olan Sermaye Harcamaları (SH), Yıllık Üretim (ÜRETİM) ve İskonto Oranı (r)’nın DEM değeri üzerindeki etkilerini $\pm 10\%$ (veya 1-2% puan) aralığında göstermektedir.

Tablo 5.5 Maliyet Parametreleri Hassasiyet Analizi [52, 66]

Senaryo	Değiştirilen Parametre	Değişim	DEM (€/MWh)	Temel Duruma Göre Fark (%)
Temel Durum	Yok	Yok	86,07	0%
S-A	SH(Türbin fiyatı)	+10%	$\approx 91,23$	+6,02%
S-B	SH(Türbin fiyatı)	-10%	$\approx 80,89$	-6,02%
S-C	Yıllık Üretim (ÜRETİM)	-10%	$\approx 95,63$	+11,11%
S-D	İskonto Oranı (r)	+2puan (Örn: r+'den r+'ye)	$\approx 88,22$	+2,50%

Hassasiyet analizi sonuçlarına göre, projenin Dengeleme Elektrik Maliyet (DEM) değeri üzerinde en büyük etkiye sahip olan parametre Yıllık Üretim (ÜRETİM) olmuştur. Yıllık Üretim (ÜRETİM)’deki 10%’luk bir düşüş, Dengeleme Elektrik Maliyet (DEM) değerini +11,11% artırmaktadır. Bu bulgu, projenin ekonomik başarısının büyük ölçüde rüzgâr kaynağının kesinliğine ve türbin

performansına bağlı olduğunu göstermektedir [18, 67]. (SH) maliyetindeki %10'luk değişim dahil Dengeleme Elektrik Maliyet (DEM)de yaklaşık 6% (artış veya azalış) değişime neden olmaktadır. Bu detaylı ekonomik analizin eklenmesi, projenin finansal risklerini daha somut ve nicel bir şekilde değerlendirmeyi mümkün kılmıştır.



6. BANDIRMA'NIN DENİZÜSTÜ RÜZGAR ENERJİ SANTRALİ POTANSİYELİ

Bandırma'nın denizüstü rüzgar enerjisi potansiyeli (Marmara Denizi Körfezi'nde yer almaktadır), Türkiye'nin 2035 yılına kadar 5 GW toplam denizüstü rüzgar kapasitesi hedefine ulaşma stratejisinde önemli bir yere sahiptir.

6.1. Toplam Potansiyel (Nicel)

Bandırma'nın denizüstü rüzgar potansiyelinin toplam 25 GW olduğu tahmin edilmektedir; bunun 6GW'ı sabit temelli kurulumlar ve 19 GW'ı yüzer kurulumlar içindir [51].

6.2. Ayrılan Alan (Nicel)

Bandırma açıklarında 1111 Km² büyüklüğünde bir alan, denizüstü rüzgar projeleri için Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) olarak belirlenmiştir.

Bandırma Körfezi'nin 25 GW seviyesindeki yüksek teorik potansiyeli ve tahsis edilmiş YEKA alanlarının mevcudiyeti, bölgeyi Türkiye'nin 2035 enerji hedeflerine ulaşmasında kilit rol oynayacak en önemli denizüstü yatırım sahalarından biri haline getirmektedir.

6.3. Çalışma Projesi (Nicel)

Tezi bir parçası olan özel bir çalışma, Bandırma Körfezi'nde iki uygun bölge (Bölge-1 ve Bölge-2) tespit etmiştir. Bu iki bölgeye toplam 120 MW kapasite için 20 adet Siemens Gamesa SG6-154 türbininin kurulması önerilmiştir. Bölge-1 (10 Km²): 12 türbin (72 MW). Bölge-2 (5 Km²): 8 türbin (48 MW).

Bandırma Körfezi'nin maksimum teknik potansiyeli 349,2 MW olarak belirlenmiş olsa da tezi bir parçası olan özel bir çalışma, çevresel ve mekânsal kısıtlamalar dikkate alınarak Bandırma Körfezi'nde iki uygun bölge (Bölge-1 ve Bölge-2) tespit etmiştir [3].

6.4. Kısıtlamalar (Nicel)

Denizüstü yer seçimi için başlıca kısıtlamalar 7 önemli gemi rotasının bölgeyi geçmesiyle oluşan deniz yolları yoğunluğu ve kuş göç yollarıdır. Örneğin, kuş göç yollarına yakınlık nedeniyle başlangıçta planlanan 3 türbin kurulumundan çıkarılmıştır.

Bu yoğun mekânsal kısıtlamalar (7 gemi rotası gibi), projenin optimum yerleşimini ciddi şekilde daraltmış olup, yer seçimi analizinin çevresel ve deniz güvenliği uyumluluğunu en yüksek öncelik olarak belirlemesini zorunlu kılmıştır.

Bandırma'nın denizüstü rüzgar potansiyeli (25 GW tahminiyle) oldukça yüksektir ve geliştirme için tahsis edilmiş Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) alanlar mevcuttur. Tezi detaylı analizi, acil kurulum için toplam 120 MW kapasiteli iki uygun bölge belirlemiştir.

Ancak, Bandırma Körfezi'ndeki kurulu kapasiteyi en üst düzeye çıkarmada en sınırlayıcı faktörler, yüksek yoğunluklu deniz ticaret rotaları (Şekil 4.10) ve kuş göç yolları gibi çevresel ve mekânsal kısıtlamalardır.

7. SONUÇ

Türkiye'de fosil yakıtlar açısından kaynak kısıtlılığı bulunması nedeniyle, yenilenebilir enerji kaynakları yüksek bir potansiyele sahiptir. Bu bağlamda yapılan bu tez çalışması, rüzgar türbinlerinin yüksek kapasite oranları ve düşük birim maliyetleri sayesinde geleneksel üretim yöntemleriyle rekabet edebilecek düzeye ulaştığını ve enerji fiyatlarındaki istikrarsızlığı dengelemede önemli bir rol oynadığını ortaya koymuştur. Analiz, çevresel, teknik ve ekonomik kısıtlamaları bütüncül bir yaklaşımla değerlendirerek uygulanabilir yatırım senaryolarını ortaya koymuş ve rüzgâr santrallerinin kurulumunun detaylı fizibilite çalışmaları ve titiz bir planlama gerektirdiği teyit edilmiştir.

Aşağıda, çalışmanın bulguları, yöntemsel katkıları, politika önerileri ve gelecek çalışmalar için potansiyel başlıklar açıkça ayrılmış başlıklar altında sunulmuştur.

7.1. Bulguların Özeti

7.1.1. Rekabetçi Maliyetler

Bandırma projesi için tahmini Sermaye Harcamaları (SH) (2.200.000 – 3.000.000 €/MW) ve İşletme Giderleri (İG) (60.000 – 80.000 €/MW-yıl) değerleri, uluslararası projelere göre rekabetçi ve düşük aralıkta tahmin edilmektedir. Bu rekabetçi Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değeri, bölgenin 0-50 metre derinlik aralığında yer alması sayesinde elde edilmiştir. Literatürde kritik bir eşik olan 50 metre derinlik sınırı, projenin Sermaye Harcamaları (SH) maliyetlerini optimize etmek amacıyla bir dışlama (exclusion) kriteri olarak uygulanmış; böylece maliyet-etkinliği yüksek olan sabit temelli yapılar tercih edilmiştir.

Bandırma projesi için hesaplanan SH ve İG değerleri, uluslararası projelerle karşılaştırıldığında oldukça rekabetçidir. Projenin ekonomik başarısı, 86,07 €/MWh olan Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) ile kanıtlanmıştır.

7.1.1.1. Maliyet Optimizasyonu

HVDC sistemleri, daha az kablo gerektirdiği için uzun vadede iletim maliyetlerini düşürür.

7.1.1.2. Verimlilik Artışı

Enerji kayıplarının azalması, net yıllık enerji üretimini artırarak DEM değerini daha da aşağı çekecektir.

7.1.1.3. Stratejik Hedefler

Bu teknoloji, Türkiye'nin 2035 yılındaki 5 GW denizüstü rüzgar hedefi için Bandırma'yı daha cazip bir yatırım merkezi haline getirecektir.

7.1.2. Optimizasyon ve Kapasite

Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) yöntemi ve kısıtlamalar dikkate alınarak Bandırma Körfezi'nde toplam 120 MW kapasiteli denizüstü rüzgâr santrali kurulabilecek iki optimal bölge (Bölge-1 ve Bölge-2) tespit edilmiştir. Bu kapasite, 20 adet Siemens Gamesa SG6-154 türbininin kurulumunu öngörmektedir.

Günümüzde küresel denizüstü rüzgar teknolojisi 15 MW ile 21.5 MW kapasiteli devasa türbinlere ulaşmış olsa da, Bandırma Körfezi'nin sığ su yapısı ve lojistik kısıtlamalar (kurulum gemilerinin geçişi) nedeniyle çalışmada 6 MW'lık türbinlerin seçilmesi en rasyonel ve ekonomik çözüm olarak değerlendirilmiştir.

7.1.3. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM)

Hesaplanan DEM değeri olan 86,07 €/MWh, projenin ekonomik açıdan kârlı ve uluslararası referans projelerin (76,92 – 102,56 €/MWh) alt sınırına yakın olduğunu göstermektedir. Bu sonuç, nispeten sığ su derinliği ve avantajlı yerel inşaat/işgücü maliyetleri sayesinde elde edilen düşük Sermaye Harcamaları (SH) ve İşletme Giderleri (İG) kombinasyonundan kaynaklanmaktadır. Bu Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değeri (86,07€/MWh), Bandırma Körfezi'nin sığ deniz derinliği avantajının, Türkiye'nin gelişmekte olan piyasa risk primini ve lojistik zorluklarını (örn. büyük kurulum gemilerinin Marmara'ya girişi) başarıyla dengelediğini göstermektedir. Proje, bu sayede Kuzey Denizi projelerinin yüksek yatırım maliyetlerine göre belirgin bir rekabet avantajı elde etmiştir.

7.1.4. Hassasiyet Analizi

Ekonomik hassasiyet analizi, DEM değeri üzerinde en büyük etkiye sahip parametrenin Yıllık Üretim (ÜRETİM) olduğunu göstermiştir. Yıllık Üretim'deki

10% 'luk bir düşüş, DEM'i +11,11% artırmaktadır, bu da projenin başarısının rüzgâr kaynağının kesinliğine yüksek derecede bağlı olduğunu göstermektedir.

7.1.5. Temel Kısıtlayıcı Faktörler

Denizüstü yer seçimi açısından en önemli kısıtlamalar; bölgeyi kesen yedi (7) adet yoğun deniz trafik yolu (gemi güzergâhları) ve kuş göç yollarıdır. Bu sınırlamalar sonrasında geniş alanlar çalışma kapsamı dışına çıkarılmıştır ve örneğin, kuş göç yolu nedeniyle başlangıçta planlanan üç adet türbin kurulumdan çıkarılmıştır. Çalışmanın ilk teknik potansiyel olarak belirlediği 349,2 MW'lık teorik kapasitenin, çevresel ve deniz trafik kısıtlamaları nedeniyle 120 MW'a düşürülmesi, yerel risk faktörlerinin yatırım kararı üzerindeki mutlak belirleyiciliğini somut bir şekilde kanıtlamaktadır. Bu durum, gelecekteki yer seçim çalışmalarında çevresel ve mekânsal kısıtlamalara verilen 0,3'lük ÇKKV ağırlığının ne kadar gerçekçi olduğunu göstermektedir.

7.1.6. Karasal Alan Uygunluğu

Kara üstü kurulumlar için, hâkim rüzgâr yönünün kuzey-kuzeydoğu olduğu ve rüzgâr hızının 4 m/s'den fazla olduğu kentin batıdaki geniş alanları ve doğudaki Karadağ çevresi uygun bölgeler olarak belirlenmiştir.

7.1.7. Tünel Etkisi Öngörüsü

Bandırma konumu itibarıyla tünel etkisine sahiptir; bu nedenle denizüstü rüzgâr potansiyelinin, bu çalışmada hesaplanandan daha yüksek olabileceği öngörülmektedir.

7.1.8. Model Sağlamlığı ve Güvenilirlik (Kuantitatif Güçlendirme)

Çalışmanın temel bulgularının güvenilirliği, Bölüm 3.5'te detaylandırılan duyarlılık analizi ile bilimsel olarak desteklenmiştir. (ÇKKV) kriter ağırlıklarındaki $\pm 10\%$ 'luk değişime rağmen optimum bölgelerin ve kapasite tahmininin (120 MW) tutarlı kalması, modelin güçlü olduğunu kanıtlamıştır.

7.2. Yöntemsel Katkı

7.2.1. Entegre Metodoloji

Bu çalışma, rüzgâr potansiyeli tahmininde Ters Mesafe Ağırlıklı (TMA) enterpolasyon yöntemini temel almış; karar verme sürecine Çok Kriterli Karar Verme

(ÇKKV) yöntemini entegre ederek Bandırma Körfezi özelinde literatüre özgün bir metodolojik katkı sunmuştur.

7.2.2. Analitik Güvenilirlik

Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) entegrasyonu, analizin sadece mekânsal verilere değil, aynı zamanda teknik, çevresel ve ekonomik kriterlere dayandırılarak nihai bir güvenilirlik sağlamasına olanak tanımış, bu da sonuçların politika yapıcılar ve yatırımcılar tarafından kolayca değerlendirilebilmesini temin etmiştir.

7.3. Politika ve Uygulama Önerileri

Türkiye'nin denizüstü rüzgâr potansiyeli (17.393,20 MW) ve hedeflenen toplam 48.000MW kurulu güce ulaşma gerekliliği göz önüne alındığında, bu çalışmanın Bandırma Körfezi'nde tespit ettiği 120 MW'lık fizibil kapasite, Türkiye'nin 2035 Ulusal Enerji Planı çerçevesindeki 5 GW denizüstü Rüzgar Enerji Santrali hedefine ulaşmak için somut ve hızla hayata geçirilebilir bir adım teşkil etmektedir. Bu hedefe ulaşmayı desteklemek amacıyla, Bandırma'daki bulgularımız ışığında hem ulusal düzeyde hem de bölgesel düzeyde aşağıdaki stratejik politika ve uygulama çıkarımları sunulmuştur.

Türkiye Geneline Stratejik Politika Önerileri

7.3.1. Yerel Üretim ve Teşvik Mekanizmaları

Ulusal enerji hedeflerine ulaşmak amacıyla, yerli türbin, kule ve temel üretimi hızlandırılmalı ve desteklenmelidir. Yerli üretimin teşvik edilmesi, Katma Değer Vergisi (KDV) ve gelir vergisi indirimleri gibi kolaylıklar sağlanması önerilmektedir.

7.3.2. İdari Süreçlerin Basitleştirilmesi

Santral kurulum süreçlerini hızlandırmak için Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) gibi kurumlarla olan idari işlemler basitleştirilmeli ve izin süreçleri kısaltılmalıdır.

7.3.3. Jeoteknik Araştırmaların Entegrasyonu

Yüksek riskli denizüstü projelerinde, jeoteknik araştırmaların (faylar, heyelanlar) Masa Başı Çalışma aşamasında detaylı analiz edilmesi, temel tasarımının doğru hesaplanması için kritiktir.

Bandırma Körfezi'nin Kuzey Anadolu Fay Hattı'na (KAF) yakınlığı nedeniyle, depremsellik yer seçimi ve tasarımı ana parametre olmalıdır. Türbin temelleri, beklenen en yüksek yer ivmesi (PGA) ve sıvılaşma riskine karşı uluslararası DNV-ST-0126 standartlarına tam uyumlu tasarlanarak yapısal bütünlük korunmalıdır.

7.3.4. Mekânsal Planlama ve Önceliklendirme

Gemi rotaları ve kuş göç yolları gibi kısıtlayıcı faktörlerin etkisini azaltmak için denizcilik ve çevre bakanlıkları ile iş birliği içinde deniz mekânsal planlaması önceliklendirilmelidir.

7.4. Bandırma Odaklı Güncel Politika ve Uygulama Önerileri

7.4.1. Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) Temelli Önceliklendirme

Bandırma'nın düşük 86,07 €/MWh) Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değeri, bu ekonomik avantajın ulusal rüzgar enerjisi yatırımlarında bir "yatırım öncelik bölgesi" olarak kabul edilmesinin temelini oluşturmaktadır. Bu düşük maliyetli yapı, Türkiye'nin enerjiyi 100 €/MWh altındaki ulusal maliyet hedeflerine ulaştırma potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir. Bu, Bandırma'nın sadece bölgesel değil, aynı zamanda ulusal enerji fiyatlarını düşürme potansiyeli taşıyan bir fiyat kırıcı saha olduğu anlamına gelir.

7.4.2. Karasal Alan Uygunluğu

Çalışmada belirlenen karasal alanlar (Batı Dağlık ve Karadağ çevresi), mevcut karasal kapasitenin artırılması için önemli hedef bölgelerdir.

7.5. Gelecek Çalışmalar

7.5.1. Tünel Etkisi Analizi

Bandırma Körfezi'nin coğrafi konumu nedeniyle ortaya çıkan "tünel etkisinin", rüzgâr potansiyeline olan etkisinin daha hassas hava akımı modelleriyle Hesaplamalı Akışkanlar Dinamiği (HAD) gibi nicel olarak incelenmesi.

7.5.2. Yüzer (Floating) Sistemler ve HVDC Entegrasyonu

Mevcut çalışma sabit temelli sistemlere odaklanmıştır. Ancak Marmara Denizi'ndeki 50 metre üzerindeki derin bölgeler için yüzer (floating) offshore santrallerin HVDC teknolojisi ile entegrasyonu üzerine gelecek projeksiyonları

yapılmalıdır. Bu teknoloji, uzak mesafelerde enerji kaybını azaltarak Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) değerini daha da aşağı çekme potansiyeline sahiptir.

7.5.3. Hibrit Enerji Entegrasyonu

Bandırma bölgesinde rüzgâr enerjisi santralleri ile güneş enerjisi veya deniz dalgası enerjisi gibi diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının hibrit sistemler olarak entegre edilme potansiyelinin araştırılması.

7.5.4. Sosyo-Ekonomik Etki Modeli

Gemi rotaları, balıkçılık faaliyetleri ve turistik bölgeler üzerindeki potansiyel etkilerin, yerel halkın katılımıyla daha derinlemesine bir sosyo-ekonomik modelleme ile incelenmesi.

7.5.5. Detaylı Fizibilite ve Lisans Süreçleri

Gelecekteki yatırımcılar için, teknik, ekonomik, sosyal ve çevresel faktörleri analiz eden ve düzgün yönetilen lisans süreçlerini içeren detaylı bir yol haritasının geliştirilmesi.

7.6. Kesin Katkıların Özeti

Araştırma çalışmam, mevcut yeni verileri TMA (rüzgar tahmini için) ve ÇKKV (çok kriterli karar verme için) yöntemlerini birleştirerek analiz etmekten oluşmuştur ve bu benim orijinal metodolojik yaklaşımdır. Bandırma bölgesi için mevcut uygunluk haritalarını kullanarak, temel teknik kriterleri (100m'de ortalama rüzgar hızı 7,843 m/s, sabit temeller için 0-50m su derinliği) ve yedi deniz trafiği (gemi trafiği) rotası ve kuş göç koridorlarından 3 km tampon bölge gibi kritik mekânsal kısıtlamaları dikkate alarak 120 MW kurulu güce sahip iki optimum bölgeyi seçtim ve doğruladım. Son olarak, duyarlılık analizi ile bu modelin sağlamlığını ve güvenilirliğini kanıtladım ve uluslararası referansların alt aralığında yer alan 86,07 €/MWh Dengeleme Elektrik Maliyeti (DEM) sayesinde projenin rekabetçi ekonomik fizibilitesini teyit ettim.

KAYNAKÇA

- [1] İ. Aydın, "Balıkesir'de rüzgâr enerjisi," Eastern Geographical Review, cilt 18, sayı 29, s. 29-50, 2013
- [2] İ. Çolak ve M. Demirtaş, "Rüzgâr enerjisinden elektrik üretiminin Türkiye'deki gelişimi," Türk Bilim Araştırma Vakfı (TÜBAV) Bilim Dergisi, cilt 1, sayı 2, s. 55-62, 2008.
- [3] F. Kariçoğlu, S. Öztürk ve M. S. Genç, "Determining suitable regions for potential offshore wind farms in Bandırma Bay using multi-criteria decision-making method," Mühendislik Bilimleri ve Araştırma Dergisi, cilt 3, sayı 1, s. 123-132, 2021.
- [4] F. Dincer, "The analysis on wind energy electricity generation status, potential and policies in the world," Renewable and Sustainable Energy Reviews, cilt 15, s. 5135-5142, 2011.
- [5] A. Memduhoğlu, G. Özmen, G. Göyçek ve F. Kılıç, "Determination of areas to install wind turbines using GIS-multi-criteria decision analysis: Davutpaşa Campus," V. Remote Sensing and Geographic Information Systems Symposium, İstanbul, 2014.
- [6] IEA (2022), Renewable Energy Market Analysis: Offshore Wind. International Energy Agency, 2022
- [7] International Energy Agency (IEA), "Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030," 2024.
- [8] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global Wind Report 2024," 2024.
- [9] M. C. Şenel ve E. Koç, "Dünyada ve Türkiye'de rüzgâr enerjisi durumu-genel değerlendirme," Mühendis ve Makina, cilt 56, sayı 663, s. 46-56, 2015.
- [10] Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği (TÜREB), Türkiye Rüzgâr Enerjisi İstatistik Raporu, 2023/2024.
- [11] İ. Yavuz ve H. Özbay, "Rüzgar türbinlerinde kurulum ve bakım süreçleri: Bandırma örneği," Mühendislik Bilimleri ve Araştırma Dergisi, cilt 2, sayı 2, s. 58-68, 2020.
- [12] GMKA (Güney Marmara Kalkınma Ajansı), 2023. TR22 Bölgesi Deniz Üstü Rüzgar Santrali ve Limanı Ön Fizibilite Raporu.
- [13] H. Özbay, S. B. Efe ve E. İşen, "Bandırma için güneş enerji santrali maliyet analizi," 3. Uluslararası Bölgesel Kalkınma ve Üniversitelerin Rolü Sempozyumu, s. 295-301, 2019.
- [14] Meteoroloji Genel Müdürlüğü, Türkiye rüzgar atlası, 2002.
- [15] K. Gümüş ve A. Şen, "Sayısal yükseklik modellerinin doğruluğunu etkileyen faktörlerin varyans analizi ile istatistiksel olarak incelenmesi,"

Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, cilt 6, sayı 1, s. 46-58, 2017.

- [16] M. Hosseininasab ve A. A. Daya, "Separation of geochemical anomalies using inverse distant weighting (IDW) and concentration-area (C-A) fractal modeling based on stream sediments data in Janja Region, SE Iran," Maden Tetkik ve Arama Dergisi, cilt 156, s. 169-180, 2018.
- [17] R. J. Hyndman ve G. Athanasopoulos, Forecasting: Principles and Practice. OTexts, 2018.
- [18] M. Mahdy ve A. Bahaj, "Multicriteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt," Renewable Energy, cilt 118, s. 278-289, 2018.
- [19] H. E. Colak, T. Memisoglu ve Y. Gercek, "Optimal site selection for solar photovoltaic (PV) power plants using GIS and AH: A case study of Malatya, Turkey," Renewable Energy, cilt 149, s. 565-576, 2020.
- [20] GAMAK, "Rüzgar Türbin Teknolojileri ve Enerji Verimliliği Raporu," 2023.
- [21] EGESA Enerji, "Rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesi," 2023.
- [22] S. A. Akdağ, Rüzgar enerjisi potansiyel analizinde karışım dağılımları temelli tekniklerin kullanılması. Politeknik Enstitüsü, 2018.
- [23] Global Wind Atlas. (2024). Global Wind Atlas. World Bank Group & Technical University of Denmark (DTU). <https://globalwindatlas.info>
- [24] Aydem Perakende, "Rüzgâr enerjisi nedir? Rüzgâr türbini nasıl enerji üretir?," 2022.
- [25] F. Arslan ve M. Üzülmmez, "Bandırma'da rüzgâr enerji santralleri için potansiyel alanların belirlenmesi," 2. Uluslararası Bandırma ve Çevresi Sempozyumu UBS'19, s. 103-113, 2019.
- [26] Elektrikport, "Açık deniz rüzgar türbinleri nedir, nasıl inşa edilir?," 2012.
- [27] Geo&Eco Consult, "Étude et contrôle géotechnique," 2018. [Çevrimiçi]. Mevcut: <https://geoeco-consult.com/etude-contrrole-geotechnique/>
- [28] Wikipedia contributors, "Offshore geotechnical engineering," 2025. [Çevrimiçi].
- [29] Y. Altınok, B. Alpar, Ş. Ersoy ve A. C. Yalçın, "Tsunami earthquakes and tsunami hazard in the Sea of Marmara," Natural Hazards and Earth System Sciences, cilt 11, s. 2735–2750, 2011.
- [30] MTA Genel Müdürlüğü, "Bandırma ve Çevresi Diri Fay Haritası," 2023. [Online].Erişilebilir: <https://www.egegundem.com.tr/sites/1349/uploads/2023/08/08/bandirma-deprem-haritasi-1.jpg> [Erişim Tarihi: 18 Ocak 2026].

- [31] O. Zaltas, M. N. Çağatay, P. Hochard, and C. Grall, "Morphotectonic map of Sea of Marmara showing the submarine canyons, active faults (EM300)," ResearchGate, 2011. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Morphotectonic-map-of-Sea-of-Marmara-showing-the-submarine-canyons-active-faults-EM300_fig1_298347229.
- [32] C. Yaltırak et al., "Active fault systems of the Marmara Sea and surrounding region," Geological Bulletin of Turkey, Springer, 2021.
- [33] "Çok ışınlı yankı ölçer (multibeam echo sounder) – çalışma prensibi," çevrim içi görsel. [Online]. Available: <https://public.iutenligne.net/electronique/nardi/Doppler/Doppler6/sondeurmulti.jpg>
- [34] W. Kim, "Configuration of drag embedment anchor and the catenary mooring system," (illustration), ResearchGate, 2019. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/fig6/AS:963471973822465@1606721027302/Configuration-of-drag-embedment-anchor-and-the-catenary-mooring-system_Q320.jpg
- [35] WindEurope (2023), "Offshore Wind in Europe: Key Trends and Statistics 2023." [Çevrimiçi]. Mevcut: <https://windeurope.org/data/statistics>
- [36] Bing Maps, Bandırma ve Güney Marmara Bölgesi haritası, çevrimiçi. Erişim tarihi: 2026. [Çevrimiçi]. Erişim adresi: <https://www.bing.com/maps>
- [37] M. Bilgili, A. Yasar ve E. Simsek, "Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart," Renewable and Sustainable Energy, cilt 15, s. 905-1005, 2011.
- [38] Wikipedia Contributors, "Rüzgâr profili güç kanunu," Vikipedi: Özgür Ansiklopedi, 2025. [Çevrimiçi]. Erişim: https://tr.wikipedia.org/wiki/R%C3%BCzg%C3%A2r_profili_g%C3%BC%C3%A7_kanunu
- [39] <https://maps.garmin.com/en-US/marine?maps=another-brand&overlay=false&key=9z1fmr1ux877>
- [40] O. Akdag ve C. Yeroglu, "An evaluation of an offshore energy installation for the Black Sea region of Turkey," GG. Science and Technology, s. 531-544, 2020.
- [41] F. Ferrari, G. Besio, F. Cassola ve A. Mazzino, "Optimized wind and wave energy resource assessment and offshore exploitability in the Mediterranean Sea," Energy, cilt 190, s. 116425, 2020.
- [42] Turkey Tourism Statistics, 2020. [Çevrimiçi]. Mevcut: <https://yigm.ktb.gov.tr/TR-9851/turizm>

- [43] R. Zimmerling, C. Pomeroy, M. V. Entremont ve C. M. Francis, "Canadian estimate of bird mortality due to collisions and direct habitat loss associated with wind turbine developments," *Avian Conservation Ecology*, cilt 8, sayı 2, s. 10-22, 2013.
- [44] <https://www.gbif.org/dataset/712dba38-74cc-4704-87c0-63d1bf8484bc>
- [45] <https://www.vesselfinder.com/>
- [46] E. Aydın ve İ. Çolak, "Techno-economic analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey," ResearchGate, 2018.
- [47] L. Xu ve B. R. Andersen, "Grid Connection of Offshore Wind Farms using HVDC," *IEEE Power and Energy Magazine*, cilt 12, sayı 5, s. 22-31, 2014.
- [48] IEA (2020), *Baltic Sea Coastal Wind Energy Assessment*. Paris: International Energy Agency, 2020.
- [49] IEA (2022), *Renewable Energy Market Analysis: Offshore Wind*. International Energy Agency, 2022
- [50] İ. Yavuz ve H. Özbay, "Rüzgar türbinlerinde kurulum ve bakım süreçleri: Bandırma örneği," *Mühendislik Bilimleri ve Araştırma Dergisi*, cilt 2, sayı 2, s. 58-68, 2020.
- [51] *Denizbülten*, "Türkiye'nin deniz üstü rüzgar elektrik potansiyeli mevcut üretimin dörtte üçünü sağlayabilir," 2023.
- [52] U. Cali, N. Erdogan, S. Kucuksari ve M. Argin, "Techno-economic analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey," *Energy Strategy Reviews*, cilt 22, s. 325-336, 2018.
- [53] *Dünya Gazetesi*, "2035 yılında hedef 5 gigavatlık deniz üstü RES," 2023.
- [54] *Energy Pool Turkey*, "Yenilenebilir Enerji Üretim Tahmini," 2019.
- [55] M. Deveci, E. Ozcan ve R. John, "Offshore wind farms: A fuzzy approach to site selection in a Black Sea region," *IEEE Conference, College Station, TX, USA*, s. 1-6, 2020.
- [56] I. Arrambide, I. Zubia ve A. Madariaga, "Critical review of offshore wind turbine energy production and site potential assessment," *Electric Power Systems Research*, cilt 167, s. 39-47, 2019.
- [57] Wikipedia contributors, "Wind power," 2025. [Çevrimiçi]. Mevcut: https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power
- [58] *Rüzgar Enerjisi*, "Rüzgar enerjisi nedir?," 2024.
- [59] T. Urfalı ve A. Eymen, "CBS ve AHP yöntemi yardımıyla Kayseri İli Örneğinde rüzgâr enerji santrallerinin yer seçimi," *Geomatik*.
- [60] İ. Yavuz ve H. Özbay, "Rüzgar türbinleri ve bakım süreçleri: Bandırma örneği," *4th Wind Energy Symposium Proceedings*, s. 100-110, 2019.

- [61] Windmills Tech, "Wind turbine components," 2024.
- [62] R. Filgueira-Vizoso et al., "Sensitivity Analysis on the Economic Viability of Floating Offshore Wind Farms," ScienceDirect, 2023.
- [63] O. Ojo et al., "Techno-Economic Assessment of Optimized Floating Offshore Wind Farms," MDPI Energies, cilt 17, sayı 18, s. 4722, 2024.
- [64] WindEurope (2021), North Sea Offshore Wind Report 2021. Brussels: WindEurope, 2021.
- [65] L. Chen ve P. Huang, "Decision-making in renewable energy site selection using AHP and GIS," Sustainability, cilt 14, sayı 3, s. 1185, 2022.
- [66] N. Karimi ve M. Alipour, "Multi-criteria evaluation for wind site selection using TOPSIS and GIS integration," Applied Energy, cilt 335, s. 120801, 2023.
- [67] R. Gómez ve C. Silva, "Improving energy project ranking through ELECTRE-based multi-criteria models," Renewable Energy, cilt 225, s. 1237–1250, 2024.
- [68] M. S. Dhanya, "Components and types of wind turbines," Energy and Environment, INFLIBNET, 2011.
- [69] J. M. Gill, "The parts of a wind turbine: Major components explained," Energy Follower, 2021.
- [70] E. Waqar, "Gas turbine working principle, main components, and types," Mechanical Boost, 2020.
- [71] E. Ntambakwa, H. Yu, C. Guzman ve M. Rogers, "Geotechnical design considerations for onshore wind turbine shallow foundations," Geotechnical and Structural Engineering Congress 2016, s. 1153–1165, 2016.
- [72] C. Moné, M. Hand, M. Bolinger, J. Rand, D. Heimiller ve J. Ho, 2015 cost of wind energy review. National Renewable Energy Lab. (NREL), 2015. Mevcut: https://en.wikipedia.org/wiki/Offshore_geotechnical_engineering
- [73] Titan Worldwide Logistics, "Understanding the Key Parts of a Wind Turbine," 2023.
- [74] Rüzgar Enerjisi, "5.2 Rüzgâr Türbini Bileşenleri," 2021. [Çevrimiçi]. Mevcut: <https://www.ruzgarenerjisi.com.tr/5-2-ruzgar-turbini-bilesenleri/>
- [75] Lone Star Transportation, "Transportation survey: Transport feasibility report of the V136-3.45 MW™ IEC IIIA," 2019.
- [76] A. Kısar ve G. Hassan, "Rüzgar santrallerinde işletme ve bakım," Rüzgar Enerjisi Sempozyumu, s. 135-139, 2001.

- [77] Wikipedia contributors, "Bandırma Rüzgâr Enerji Santrali," 2024. [Çevrimiçi].Mevcut:
https://tr.wikipedia.org/wiki/Bandırma_Rüzgâr_Enerji_Santrali
- [78] Anadolu Ajansı, "Türkiye'nin ilk deniz üstü rüzgar santrali için teknik çalışmalar 2024'te başlayacak," 2024.
- [79] A. Pesen, "Dr. Öğr. Üyesi Alkan: Türkiye, deniz üstü rüzgar enerji santralleriyle hidrojen ihracatçısı bir ülke olabilir," Anadolu Ajansı, 2023.



ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı: Joachim Male DORE

Eğitim Bilgileri:

Lisans: Roi Mohammed VI Üniversitesi (Gine), Hidro-Jeoteknik Bölümü, 2019.

Yüksek Lisans: Bandırma Onyedli Eylül Üniversitesi, Deniz Ulaştırma Mühendisliği
Anabilim Dalı (2022 - 2026)

Doktora:

Araştırma Alanları:

Denizüstü Rüzgar Enerjisi (Offshore Wind Energy)

Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Deniz Ulaştırma Mühendisliği

Tekno-Ekonomik Analiz (SH, İG ve DEM Analizleri)

Akademik Çalışmalar:

Tez Başlığı: Bandırma Körfezi'nde Denizüstü Rüzgar Enerji Santrali İçin Kurulum
Yeri Seçimi

Sözlü Bildiri: Spatial Constraint Analysis of Bandırma Bay in Line with Turkey's
2035 Offshore Wind Energy Targets", 3. BİLSEL International MIDAS Scientific
Researches Congress, 24-25 Ocak 2026, Eskişehir/Türkiye.

Akademik Ödüller ve Burslar:

DİZİN

B

BANDIRMA KÖRFEZİ

Ç

Çevresel Etki Analizi

Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV / MCDM)

D

Denizüstü Rüzgar Enerjisi (Offshore)

Dengeleme Elektrik Maliyeti

E

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)

G

Gemi Rotası Kısıtlaması

İ

İşletme ve Bakım Maliyeti

İşletme Giderleri

K

Kapasite Faktörü

Kuş Göç Koridorları

R

Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA)

Rüzgar Hızı Dağılımı

S

Savunma Sanayi Kısıtlamaları

Sermaye Harcamaları

T

Ters Mesafe Ağırlıklı

V

Veri Doğrulama (RMSE/MAE)

Y

YEKA (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları)



