KALKINMA AJANSLARI
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

GMKA
GÜNEY MARMARA
KALKINMA AJANSI

TR22 Bölgesi Deniz Üstü Rüzgar Santrali ve Limanı

Ön Fizibilite Raporu

KALKINMA AJANSLARI
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

GMKA
GÜNEY MARMARA
KALKINMA AJANSI

TR22 Bölgesi Deniz Üstü Rüzgar Santrali ve Limanı

Ön Fizibilite Raporu

2023
OCAK

RAPORUN KAPSAMI

Bu ön fizibilite raporu Balıkesir ve Çanakkale illeri açıklarında Deniz Üstü Rüzgar Enerji Santrali kurulmasının uygunluğunu tespit etmek, yatırımcılarda yatırım fikri oluşturmak ve detaylı fizibilite çalışmalarına altlık oluşturmak üzere Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı koordinasyonunda faaliyet gösteren Güney Marmara Kalkınma Ajansı tarafından hazırlanmıştır.

HAKLAR BEYANI

Bu rapor, yalnızca ilgililere genel rehberlik etmesi amacıyla hazırlanmıştır. Raporda yer alan bilgi ve analizler raporun hazırlandığı zaman diliminde doğru ve güvenilir olduğuna inanılan kaynaklar ve bilgiler kullanılarak, yatırımcıları yönlendirme ve bilgilendirme amaçlı olarak yazılmıştır. Rapordaki bilgilerin değerlendirilmesi ve kullanılması sorumluluğu, doğrudan veya dolaylı olarak, bu rapora dayanarak yatırım kararı veren ya da finansman sağlayan şahıs ve kurumlara aittir. Bu rapordaki bilgilere dayanarak bir eylemde bulunan, eylemde bulunmayan veya karar alan kimselere karşı Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı ile Güney Marmara Kalkınma Ajansı sorumlu tutulamaz.

Bu raporun tüm hakları Güney Marmara Kalkınma Ajansına aittir. Raporda yer alan görseller ile bilgiler telif hakkına tabi olabileceğinden, her ne koşulda olursa olsun, bu rapor hizmet gördüğü çerçevenin dışında kullanılamaz. Bu nedenle; Güney Marmara Kalkınma Ajansı'nın yazılı onayı olmadan raporun içeriği kısmen veya tamamen kopyalanamaz, elektronik, mekanik veya benzeri bir araçla herhangi bir şekilde basılamaz, çoğaltılamaz, fotokopi veya teksir edilemez, dağıtılamaz, kaynak gösterilmeden iktibas edilemez.

İÇİNDEKİLER

1. YATIRIMIN KÜNYESİ 7
2. EKONOMİK ANALİZ 9
2.1. Sektörün Tanımı 9
2.2. Sektöre Yönelik Sağlanan Destekler 10
2.3. Sektörün Profili 13
2.4. Dış Ticaret ve Yurt İçi Talep 26
2.5. Üretim, Kapasite ve Talep Tahmini 28
2.6. Girdi Piyasası 30
2.7. Pazar ve Satış Analizi 32
3. TEKNİK ANALİZ 34
3.1. Kuruluş Yeri Seçimi 36
3.2. Üretim Teknolojileri 85
3.3. İnsan Kaynakları 95
4. FİNANSAL ANALİZ 99
4.1. Sabit Yatırım Tutarı ve Diğer Finansal Analiz Varsayımları 99
4.2. Yatırımın Geri Dönüş Süresi ve Finansal Analizden Elde Edilen Diğer Sonuçlar 109
4.3. Sonuç ve Öneriler 113
5. ÇEVRESEL VE SOSYAL ETKİ ANALİZİ 121

TABLOLAR

Tablo 1: Balıkesir ve Çanakkale İlleri İçin Yürürlükte Olan Yatırım Teşvikleri 10
Tablo 2: Yenilenebilir Enerji Destek Mekanizması Tarifesi 12
Tablo 3: 2021 İtibariyle Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Kurulu Gücü ve Kapasite Artışları 14
Tablo 4: Finansal Bilgileri Halka Açık Türbin Üreticilerinin Son 5 Yıllık Gelir Tutarları 20
Tablo 5: TR22 Bölgesinde Rüzgar Enerjisi İçin Makine-Ekipman Üreten Firmalar 22
Tablo 6: TR22 Bölgesinde Rüzgar Enerjisi Ar-Ge Faaliyetleri Yürüten Firmalar 24
Tablo 7: TR22 Bölgesinde Rüzgar Enerjisi Bakım-Onarım Faaliyetleri Yürüten Firmalar 24
Tablo 8: GTİP 8412 Koduna Ait Son Beş Yıllık İthalat ve İhracat Rakamları (Türkiye) 26
Tablo 9: GTİP 8412 Koduna Ait Son Beş Yıllık İthalat Rakamları (Dünya Geneli) 27
Tablo 10: GTİP 8412 Koduna Ait Son Beş Yıllık İhracat Rakamları (Dünya Geneli) 27
Tablo 11: Türkiye'de Son 5 Yılda Gerçekleşen Rüzgar Enerjisi Kapasitesi ve Kurulumu Gerçekleştirilen Türbin Adedi 31
Tablo 12: Analiz Edilen Kriterler, Etki Alanı Sınır Değerleri ve Veri Kaynakları 37
Tablo 13: Uygun Bölgelerin Alan Ölçümleri 43
Tablo 14: IEC 61400 Rüzgar Koşulları Sınıflandırma Sistemi 44
Tablo 15: İşletmede Olan En Büyük Deniz Üstü Rüzgâr Çiftlikleri Ve Kullanılan Türbin Marka/Modelleri 47
Tablo 16: Yapımı Devam Eden 300 MW Üstü Deniz Üstü Rüzgâr Çiftlikleri ve Kullanılan Türbin Marka/Modelleri 49
Tablo 17: Mevcut Türbinlerin Özellikleri 51
Tablo 18: Güney Marmara Bölgesinde Türbin Yerleşimi 55
Tablo 19: Senaryolara ve Seçilen Türbin Modellerine Göre Beklenen Türbin Sayısı ve Yıllık Elektrik Üretim Miktarları 67
Tablo 20: Limanlara Yakınlık Mesafeleri 68
Tablo 21: Liman Kapasite Dağılımı 68
Tablo 22: Liman Hizmet Edebilirlik Analizi 72
Tablo 23: Liman Maliyet Analizi 73
Tablo 24: Elektrolizör Gücüne Mukabil Hidrojen Üretim Miktarları 80
Tablo 25: Farklı İşletme Basınçlarında Çalışan Elektrolizörden Elde Edilen 1 ton/gün Hidrojeni Farklı Basınçlara Çıkarmak için Gerekli Kompresör Gücü ve 1 ton Hidrojeni Depolamak için (25 ^{0}C) Gerekli Tank Hacimleri 81
Tablo 26: Deniz Üstü Sabit Temelli Rüzgar Sistemlerinde Kullanılan Temellerin Avantaj ve Dezavantajları (Wang vd. 2018) 86
Tablo 27: Deniz Üstü Yüzer Rüzgar Sistemlerinde Kullanılan Platformların Avantaj ve Dezavantajları (IRENA 2016) 86
Tablo 28: Kurulumu Gerçekleşen Önemli Deniz Üstü Rüzgar Çiftlikleri 88
Tablo 29: Balıkesir ve Çanakkale İl Nüfuslarının Eğitim Kademelerine Göre Durumu (2017-2021) 95
Tablo 30: Balıkesir ve Çanakkale İllerindeki Çalışma Çağındaki Nüfus ve İl Nüfusuna Oranı (2017-2021) 96
Tablo 31: Balıkesir ve Çanakkale İllerindeki Genç Nüfus ve Çalışma Çağındaki Nüfusa Oranı (2017-2021) 96

Tablo 32: Amerika'da Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Görev Alan Personelin Pozisyona Göre Yıllık Maaşları 97
Tablo 33: Finansal Analize Konu Periyodik Varsayımlar 99
Tablo 34: Finansal Analize Konu Makroekonomik Varsayımlar 100
Tablo 35: Finansal Analize Konu Piyasa ile İlgili Varsayımlar 101
Tablo 36: Finansal Analize Konu Senaryo Varsayımları 102
Tablo 37: Finansal Analize Konu Sabit Yatırım Giderleri (CAPEX) Varsayımları 103
Tablo 38: Finansal Analize Konu Birim İnşaat Maliyetleri Varsayımları 104
Tablo 39: Finansal Analize Konu Birim Diğer Maliyetler Varsayımları 104
Tablo 40: Finansal Analize Konu Operasyonel Giderler (OPEX) Varsayımları 105
Tablo 41: Finansal Analize Konu Birim İşçilik Giderleri Varsayımları 106
Tablo 42: Dünyada Gerçekleştirilen Deniz Üstü RES Projelerinde Finansman Yöntemi Tercihleri 107
Tablo 43: Finansal Analize Konu Finansmana İlişkin Varsayımlar 108
Tablo 44: Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Projelerinin Finansman Koşulları 108
Tablo 45: Senaryo 1- Aday Bölge 2 Finansal Analiz Sonuçları 110
Tablo 46: Senaryo 1- Aday Bölge 3 Finansal Analiz Sonuçları 110
Tablo 47: Senaryo 1- Aday Bölge 4 Finansal Analiz Sonuçları 111
Tablo 48: Senaryo 2- Aday Bölge 1 Finansal Analiz Sonuçları 111
Tablo 49: Senaryo 3- Aday Bölge 1&2 Finansal Analiz Sonuçları 112
Tablo 50: Senaryo 3- Aday Bölge 4&5&6 Finansal Analiz Sonuçları 112
Tablo 51: Senaryo 4- Aday Bölge 4 Finansal Analiz Sonuçları 113
Tablo 52: Tüm Senaryoların Finansal Analiz Sonuçları 113
Tablo 53: Farklı Aşamalarındaki Deniz Üstü RES Projelerinin İKO Değerleri 114
Tablo 54: Olumlu Makroekonomik Koşullarda Tüm Senaryoların Finansal Analiz Sonuçları 119

ŞEKİLLER

Şekil 1: 2022 Yılı Türkiye Elektrik Kurulu Gücü 9
Şekil 2: Küresel Yıllık Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü (2001-2021)....13
Şekil 3: Küresel Yıllık Rüzgar Enerjisi Yatırım Tutarları (2013-2018)....15
Şekil 4: Avrupa 2022-2026 Yılları Arasındaki Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Projeksiyonu 15
Şekil 5: 2021 Yılı Avrupa Rüzgar Enerjisi Yatırımları 16
Şekil 6: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Taraflar ve Sözleşme Yapısı 16
Şekil 7: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Taraflar ve Sözleşme Yapısı 17
Şekil 8: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Mühendislik, Tedarik ve Yapım Sözleşmeleri....18
Şekil 9: Deniz Üstü Rüzgar Türbini Bileşenleri 18
Şekil 10: En Büyük 10 Türbin Üreticisi ve 2021 Yılı Pazar Payları 19
Şekil 11: Avrupa Rüzgar Enerjisi Sanayi Üretim Haritası 21
Şekil 12: Avrupa Yıllık Rüzgar Enerjisi Yatırım Tutarları (2012-2021)....22
Şekil 13: TR22 Bölgesi Rüzgar Enerjisi Sektör Haritalandırması 25
Şekil 14: Deniz Üstü Rüzgar Türbini Bileşenleri ve İlgili Sektörler....26
Şekil 15: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Kullanılan Temel Malzemeler ve Fiyat Projeksiyonları 28
Şekil 16: Yıllıklandırılmış Gayrisafi Yurtiçi Hasıla Büyümesi 28
Şekil 17: Yıllara Göre Türkiye Nüfus Artış Hızı....29
Şekil 18: 2020-2040 Türkiye Elektrik Tüketimi Projeksiyonu 29
Şekil 19: Türkiye Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Gelişimi 31
Şekil 20: Karasal Rüzgar Türbini Fiyatlarının Yıllar İçindeki Değişimi 32
Şekil 21: TR22 Bölgesinde Kurulacak Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santralleri İçin GZFT Analizi 33
Şekil 22: Dünyadaki Yıl Bazında DÜRES Kurulum Kapasiteleri 34
Şekil 23: Balıkesir ve Çanakkale Kıyılarında 100 m Yükseklikteki Rüzgar Hızı Haritası 35
Şekil 24. Gökçeada ve Bozcaada'ya Anakaradan Giden Enerji Nakil Hatları 35
Şekil 25: Deniz Üstü Rüzgar Santralleri İçin Öngörülen Hedef Bölgeler 36
Şekil 26: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Platform Toplantıları, a) Bandırma/Balıkesir, b) Biga/Çanakkale39
Şekil 27: Rüzgar Hızı Dağılımı (100 Metre Yükseklikte) 40
Şekil 28: Su Derinliği Dağılımı 41
Şekil 29: Askeri Eğitim ve Atış Alanları 42
Şekil 30: Teknik ve Çevresel Kriterlerin Uygulanmasıyla Belirlenen Uygun Alanlar 43
Şekil 31: Belirlenen Uygun Alanların Derinlik Dağılımı 43
Şekil 32: Pratik ve Teorik Güç Eğrisi Karakteristiği....45
Şekil 33: 2000'li Yıllardan İtibaren Operasyonel Olan ve 2022 Sonrası İçin İlan Edilmiş Olan Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Projelerinde Kullanılan/Kullanılması Planlanan Türbin Kapasiteleri, Göbek Yükseklikleri ve Rotor Çapları (Deniz Üstü Rüzgar Piyasa Raporu 2022, Offshore Wind Market Report 2022) 46
Şekil 34: (a) Birleşik Krallık'taki Thanet Rüzgar Çiftliğindeki Türbin Yerleşimi ve Kablo Güzergahı, (b) Bir Başka Deniz Üstü Rüzgar Çiftliği Projesinde Kablo Uzunluğu Optimizasyonu (Fischetti vd. 2018) 54

Şekil 35: Bir Deniz Üstü Rüzgar Çiftliği için Düzenli Grid Şeklinde ve Düzensiz Şekilde Yerleşim ile İz Etkilerinin Görünümü ve Enerjinin Maksimize Edilmesi (Pedersen ve Larsen 2020) 54

Şekil 36: Horns Rev Deniz Üstü Rüzgâr Çiftliğinde Oluşan İz Etkisi (Danimarka) (Sun vd., 2012) 55

Şekil 37: Aday Bölge 2'de 20 MW Senaryo İçin Tekil Kazık Temel Kullanılması Durumu için, Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası* 57

Şekil 38: Aday Bölge 3'te 20 MW Senaryo için Tekil Kazık Temel Kullanılması Durumu için, Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası 58

Şekil 39: Aday Bölge 4'te 20 MW Senaryo için Tekil Kazık Temel Kullanılması Durumu için, Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası 59

Şekil 40: 20 MW Senaryo için Aday Bölge 2'de Yüzer Sistem Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası 60

Şekil 41: 200 MW senaryo için Aday Bölge 1'de Tekil Kazıklı Temel Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi.....61

Şekil 42: 1200 MW Senaryo için Aday Bölge 4, 5 ve 6'da Tekil Kazıklı Temel Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi (Aday Bölge 5'te 5 Adet, Aday Bölge 6'da 167 Adet, Aday Bölge 4'te 78 Adet Türbin Yerleşimi ile, (a) Vestas-4.2 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1050 MW, (b) Siemens-4.7 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1175 MW Toplam Kapasite).....62

Şekil 43: 1200 MW Senaryo için Aday Bölge 1 ve 2 Kullanılarak (Askeri Alanlar Kullanıma Uygun Alan Olarak Değerlendirildiğinde) Tekil Kazıklı Temel Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi, Aday Bölge-2'de 19 Adet Türbin, Aday Bölge-1'de 231 Adet Türbin, (a) Vestas-4.2 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1050 MW Toplam Kapasite, (b) Siemens-4.7 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1175 MW Toplam Kapasite 64

Şekil 44: IEC-1/2/3 Sınıfı Rüzgar Türbinleri için Kapasite Faktörü Dağılımı 65

Şekil 45: Belirlenen Uygun Alanlar ve Hedef Liman Konumları 68

Şekil 46: Çelebi Limanı Güverte ve Derinlik Dağılımı 69

Şekil 47: Çanakkale Kepez Limanı Güverte ve Derinlik Dağılımı.....70

Şekil 48: İçdaş Limanı Güverte ve Derinlik Dağılımı.....72

Şekil 49: Hidrojen Üretim Yöntemleri 74

Şekil 50: Hidrojen Çevrimi 75

Şekil 51: Farklı Tip Elektrolizörlerin Şematik Gösterimi 76

Şekil 52: Alkali Tip Elektrolizörün Genel Yapısı.....77

Şekil 53: PEM Tipi Elektrolizörün Genel Yapısı.....78

Şekil 54: Hidrojen Depolama Yöntemleri 79

Şekil 55: Hidrojenin 0^0C ve 1 atm Standart Koşullardaki Özellikleri 80

Şekil 56: Hidrojenin Kademeli olarak Basınçlandırılması ve Ara Kademe Soğutma İşlemi 81

Şekil 57: Hidrojenin Güncel ve Potansiyel Kullanım Alanları 82

Şekil 58: 1970 Yılından Günümüze Hidrojen Talebinin Sektör Bazlı Dağlımı.....84

Şekil 59: Deniz Üstü Rüzgâr Santrallerinde Kullanılan Sabit Temeller ve Yüzer Platformlar 87

Şekil 60: Yüzer Platformlarda Kullanılan Sistemler ve Statik Stabilite Kavramları (Butterfield vd. 2007) 87

Şekil 61: 2022 İtibariyle Deniz Tabanına Sabit Temeli Olan Deniz Üstü Rüzgar Türbin Projelerinde Su Derinliği ve Kıyıya Uzaklık 89

Şekil 62: Almanya'da Vaje Mate Deniz Üstü Rüzgar Çiftliğinde Kullanılan 7.8 m Çapında ve 1302 ton Ağırlığındaki Tekil Kazık (monopile) Temel ve Tekil Kazığın Deniz Tabanına Çakılmasında Kullanılan İmalat Sistemlerine Örnekler (https://www.delta.tudelft.nl/article/gently-now-developing-quiet-way-driving-down-monopiles) 90

Şekil 63: Güney Marmara Çalışma Alanında Deniz Tabanında Hemen Yüzeyde Bulunan Zeminlerin Folk-7 Sınıflandırma Sistemine Göre Sınıflandırılması (EMODnet veri tabanından alınarak modifiye edilmiştir, https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer) 91

Şekil 64: Güney Marmara'daki Deprem Tehlikesi ile ilgili Olarak Fay Hatları ve 1900-2020 Geçmiş Depremlerin Şiddetleri ve Lokasyonları (Kandilli, SHARE Projesi & MTA)....91

Şekil 65: TLPWIND Taşıma ve Kurulum (T&I) Deneyleri (Solda: Yardımcı Yüzdürücüler, Ortada: Yarı Batık Mavna, Sağda: U Biçimli Mavna 92

Şekil 66: Sistemin Gemi ile Çekilerek Kurulum Sahasına Taşınması ve Asansör Sistemi ile Kurulumunun Yapılması....93

Şekil 67: Yenilenebilir Enerji İşgücü İhtiyacı (2030)* 97

Şekil 68: Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Projelerinin CAPEX Değerleri....105

Şekil 69: Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Projelerinin OPEX Değerleri....107

Şekil 70: 2009-2018 Yılları Arasında Gerçekleşen Deniz Üstü RES İhale Fiyatları 115

Şekil 71: 2017-2022 Yılları Arasında Türkiye'de PTF, SMF ve Ortalama YEKDEM Fiyatı Değişimi ..115

Şekil 72: 2020-2022 Yılları Arasında Euro Bölgesi Elektrik Fiyat Değişimi....116

Şekil 73: Sabit Temelli Deniz Üstü RES Projeleri için LCOE Değerleri 116

Şekil 74: Yüzer Deniz Üstü RES Projeleri için LCOE Değerleri 117

Şekil 75: Türkiye'nin 5 yıllık CDS Değeri (2014-2022)....118

Şekil 76: Yaşam Döngüsü Boyunca Sera Gazı Emisyonlarına Göre Enerji Kaynakları 121

Şekil 77: TR22 Bölgesi Kıyıları için Deniz Kirlilik Hassasiyeti ve Ekolojik Durumu Gösteren Harita ...122

1. YATIRIMIN KÜNYESİ

Yatırım Konusu	*Deniz Üstü Rüzgar Santrali ve Limanlar*	
Üretilecek Ürün/Hizmet	*Deniz Üstü Rüzgar Santrali*	
Yatırım Yeri (İl - İlçe)	*Balıkesir/Çanakkale*	
Tesisin Teknik Kapasitesi	*Senaryo 1 - 20 MW sabit temel* *Senaryo 2 - 200 MW sabit temel* *Senaryo 3 - 1200 MW sabit temel* *Senaryo 4 - 20 MW yüzer*	
Sabit Yatırım Tutarı	*Senaryo 1 (20 MW sabit temel) - 2,36 milyon EUR/MW* *Senaryo 2 (200 MW sabit temel) - 2,21 milyon EUR/MW* *Senaryo 3 (1200 MW sabit temel) - 2,10 milyon EUR/MW* *Senaryo 4 (20 MW yüzer) - 2,78 milyon EUR/MW*	
Kurulum Süresi	*Senaryo 1 - 20 MW sabit temel – En az 1 sene* *Senaryo 2 - 200 MW sabit temel – En az 2 sene* *Senaryo 3 - 1200 MW sabit temel – En az 3 sene* *Senaryo 4 - 20 MW yüzer – En az 1,5 sene*	
Sektörün Kapasite Kullanım Oranı	-	
Operasyon ve Bakım Dönemi İstihdam Kapasitesi	*Senaryo 1 – 20 MW sabit temel: 4* *Senaryo 2 – 200 MW sabit temel: 30-40* *Senaryo 3 – 1200 MW sabit temel: 150-200* *Senaryo 4 – 20 MW yüzer: 4*	
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	*8,2 – 9,7 yıl*	
İlgili NACE Kodu (Rev. 3)	*28.11.08* *33.12.03* *46.69.09*	
İlgili GTİP Numarası	*8412*	
Yatırımın Hedef Ülkesi	*Türkiye*	
Yatırımın Sürdürülebilir Kalkınma Amaçlarına Etkisi	*Doğrudan Etki*	*Dolaylı Etki*
	Amaç 7: Erişilebilir ve Temiz Enerji	*Amaç 8: İnsana Yakışır İş ve Ekonomik Büyüme*
Diğer İlgili Hususlar	-	

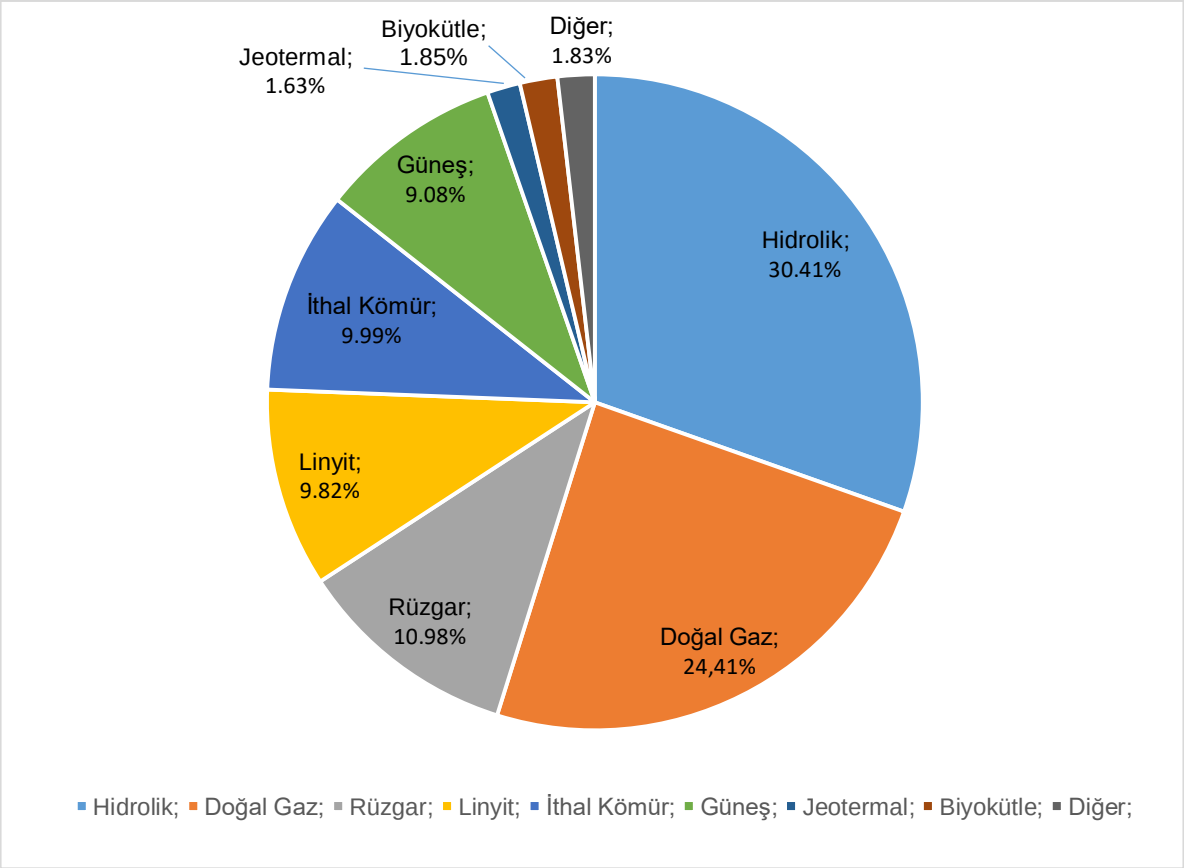
Subject of the Project	*Offshore wind farm and ports*	
Information about the Product/Service	*Offshore wind farm*	
Investment Location (Province-District)	*Balıkesir/Çanakkale*	
Technical Capacity of the Facility	*Scenario 1 - 20 MW bottom-fixed* *Scenario 2 - 200 MW bottom- fixed* *Scenario 3 - 1200 MW bottom- fixed* *Scenario 4 - 20 MW floating*	
Fixed Investment Cost	*Scenario 1 (20 MW bottom-fixed) - 2,36 million EUR/MW* *Scenario 2 (200 MW bottom-fixed) - 2,21 million EUR/MW* *Scenario 3 (1200 MW bottom-fixed) - 2,10 million EUR/MW* *Scenario 4 (20 MW floating) - 2,78 million EUR/MW*	
Construction Period	*Scenario 1 - 20 MW bottom-fixed – At least 1 year* *Scenario 2 - 200 MW bottom- fixed – At least 2 years* *Scenario 3 - 1200 MW bottom- fixed – At least 3 years* *Scenario 4 - 20 MW floating – At least 1,5 years*	
Economic Capacity Utilization Rate of the Sector	-	
Operation and Maintenance Period Employment Capacity	*Scenario 1 – 20 MW bottom-fixed: 4* *Scenario 2 – 200 MW bottom-fixed: 30 - 40* *Scenario 3 – 1200 MW bottom-fixed: 150 - 200* *Scenario 4 – 20 MW floating: 4*	
Payback Period of Investment	*8,2 – 9,7 years*	
NACE Code of the Product/Service (Rev.3)	*28.11.08* *33.12.03* *46.69.09*	
Harmonized Code (HS) of the Product/Service	*8412*	
Target Country of Investment	*Türkiye*	
Impact of the Investment on Sustainable Development Goals	*Direct Impact*	*Indirect Impact*
	Goal 7: Affordable and Clean Energy	*Goal 8: Decent Work and Economic Growth*
Other Related Issues	-	

2. EKONOMİK ANALİZ

2.1. Sektörün Tanımı

Deniz üstü rüzgar enerjisi santralleri geniş kapsamıyla yenilenebilir enerji sektöründe yer almaktadır. Yenilenebilir enerji, sürekli devam eden doğal süreçlerdeki var olan enerji akışından elde edilen enerji olarak adlandırılmaktadır. Günümüzde küresel enerjinin yüzde 80'i fosil yakıtlardan elde edilmekte iken, 2022 yılında Türkiye'de bu oran %57 olarak gerçekleşmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları kömür, petrol ve doğalgaz gibi fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltmada en önemli rolü üstlenmektedir. Güneş, rüzgar, biyokütle, jeotermal, hidrolik, hidrojen ve okyanus enerjisi (dalga ve gel-git) yenilenebilir enerji kapsamında değerlendirilmektedir.

Şekil 1: 2022 Yılı Türkiye Elektrik Kurulu Gücü



Kaynak: TEİAŞ

Rüzgârın özellikleri, yerel coğrafi farklılıklar ve yeryüzünün homojen olmayan ısınmasına bağlı olarak, zamansal ve yöresel değişiklik gösterir. Rüzgâr hız ve yön olmak üzere iki parametre ile ifade edilir. Rüzgâr hızı yükseklikle artar ve teorik gücü de hızının küpü ile orantılı olarak değişir. Rüzgâr enerjisi kaynaklı elektrik üretim uygulamalarının ilk yatırım maliyetinin yüksek, kapasite faktörlerinin düşük oluşu ve değişken enerji üretimi gibi dezavantajları yanında üstünlükleri genel olarak şöyle sıralanabilir;

- Yenilenebilir ve temiz bir enerji kaynağıdır, çevre dostudur.
- Tükenme ve zamanla fiyatının artma riski yoktur.
- Maliyeti günümüz güç santralleriyle rekabet edebilecek düzeye gelmiştir.
- Bakım ve işletme maliyetleri düşüktür.
- Teknolojisinin tesisi ve işletilmesi göreceli olarak basittir.
- İşletmeye alınması kısa bir sürede gerçekleşebilir.

Rüzgâr türbinleri, rüzgâr enerji santrallerinin ana yapı elemanı olup hareket halindeki havanın kinetik enerjisini öncelikle mekanik enerjiye ve sonrasında elektrik enerjisine dönüştüren makinelerdir.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)'nin 2022 tarihli Aralık ayı raporu verilerine bakıldığında, Türkiye'de kurulu gücün yaklaşık %11'ini rüzgar santralleri oluşturmaktadır. Bu veriler ışığında rüzgar enerjisinin Türkiye için önemli bir kaynak olduğu söylenebilir.

Rüzgar enerjisi ile ilgili NACE ve GTİP kodları aşağıda yer almaktadır:

NACE Kodları:

- 28.11.08: Türbin ve türbin parçalarının imalatı (**rüzgar,** gaz, su ve buhar türbinleri ile su çarkları ve bunların parçaları) (hava taşıtları için turbo jetler veya turbo pervaneler hariç)
- 33.12.03: Motor ve türbinlerin bakım ve onarımı (hidrolik, **rüzgar**, gaz, su, buhar türbinleri) (gemi ve tekne motorları dahil, motorlu kara taşıtı ve motosiklet motorları hariç)
- 46.69.09: **Rüzgar türbinleri**, kondansatörler, elektrik yalıtkanları (izolatör), AC/AD/DC motorlar, jeneratörler, yalıtılmış bobin telleri vb. elektrikli makine, cihaz ve aletlerin toptan ticareti

GTIP Kodları:

- 8412: Diğer Motorlar ve Kuvvet Hasıl Eden Diğer Makinalar

2.2. Sektöre Yönelik Sağlanan Destekler

2.2.1. Yatırım Teşvik Sistemi

Balıkesir ve Çanakkale illeri yatırım teşvik sistemi kapsamında değerlendirildiğinde, 2. Bölge teşviklerinden yararlanmaktadır. OSB içerisindeki yatırımlar bir alt bölge desteğinden faydalanabilmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji yatırımına yönelik türbin, jeneratör ve kanat imalatı yatırımları öncelikli yatırımlar kapsamındadır. Öncelikli sektör yatırımları kapsamındaki yatırımlar (6. Bölge hariç tüm bölgeler için) 5. Bölge desteklerinden yararlanmaktadır. 2017-2022 yıllarında yapılacak yatırım harcamaları için vergi indirimi yatırıma katkı oranına 15 puan ilave edilmekte, vergi indirimi oranı %100 olmakta ve 01/05/2021 – 31/12/2025 tarihleri arası bina-inşaat harcamalarına KDV istisnası uygulanmaktadır. Rüzgar türbin kuleleri üretimi ise "Demir veya çelikten kuleler ve pilonlar" başlığı altında OSB dışında 2. Bölge desteklerinden OSB içerisinde ise 3. Bölge desteklerinden faydalanabilmektedir. 2. Bölge ve 5.Bölge teşvikleri aşağıdaki tabloda detaylı olarak görülebilir.

Tablo 1: Balıkesir ve Çanakkale İlleri İçin Yürürlükte Olan Yatırım Teşvikleri

DESTEK UNSURLARI		II BÖLGE	V BÖLGE
KDV İstisnası		✓	✓
KDV İadesi (Bina ve İnşaat Harcamaları için)		Sabit yatırım tutarı 500 Milyon TL üstü olan stratejik yatırımlarda verilir.	
Gümrük Vergisi Muafiyeti		✓	✓
Vergi İndirimi	Yatırıma Katkı Oranı (%)	20	40

	Kurumlar/ Gelir Vergisi İndirimi (%)	55	80
Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği	Süresi	3 yıl	7 yıl
	Sabit Yatırıma Oranı (%)	15	35
Sigorta Primi İşçi Hissesi Desteği		-	-
Yatırım Yeri Tahsisi		✓	✓
Faiz veya Kar Payı Desteği	TL	-	5 puan
	Döviz	-	2 puan
	Faiz/Kar Payı Des. Tutarı		1 Milyon 400 Bin TL'yi geçemez.
Gelir Vergisi Stopajı Desteği		-	-

Kaynak: (T.C. Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2022)

- Gümrük Vergisi Muafiyeti: Yatırım Teşvik Belgesi kapsamında yurt dışından ithal edilen makine ve teçhizat için gümrük vergisi uygulanmaması halidir.
- KDV İstisnası: 3065 sayılı Katma Değer Vergisi Kanunu, 3305 Sayılı Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkındaki Karar ile Hazine ve Maliye Bakanlığı tarafından yayımlanan genel tebliğ, iç genelge, genel yazı ve sirkülerle yapılan düzenlemeler çerçevesinde firmaların ödemek zorunda oldukları KDV tutarından muaf tutulması işlemidir.
- Vergi İndirimi Desteği: Vergi indirimi destek unsuru ihtiva eden bir Yatırım Teşvik Belgesi kapsamında yatırım yapmakta olan bir Yatırımcının, yatırım yapmakta olduğu bölgeye göre değişen oranlarda gelir veya Kurumlar Vergisini indirimli olarak ödeyebilmekte ve bu indirimden yine bölgeye göre değişen oranlardaki Yatırıma Katkı Tutarına ulaşıncaya kadar yararlanmaya devam edebilmesidir.
- Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği: Teşvik belgesine istinaden gerçekleştirilen Yatırımla sağlanan ilave istihdam için Sosyal Güvenlik Kurumuna ödenmesi gereken sigorta primi işveren hissesinin asgari ücrete tekabül eden kısmının Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı tarafından karşılanmasını sağlayan teşvik unsurudur.
- Faiz veya Kar Payı Desteği: İlgili aracı kuruluşlardan alınacak Krediler karşılığında ödenecek faiz veya kâr payı giderlerinin bir kısmının ilgili kamu kurum ve kuruluşlarınca karşılanmasını öngören mali destektir.
- Yatırım Yeri Tahsisi: 2012/3305 sayılı "Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararda Değişiklik Yapılmasına Dair Karar" kapsamında desteklenen sektörel yatırımlara Yatırım Teşvik Belgesi ile kamu arazisinin tahsis edilmesidir.
- KDV İadesi: 3065 sayılı Katma Değer Vergisi Kanunu ile Hazine ve Maliye Bakanlığı tarafından yayımlanan genel tebliğ, iç genelge, genel yazı ve sirkülerle yapılan düzenlemeler çerçevesinde vergi Mükellefine katma değer vergisinin iade edilmesi işlemidir. [URL1]

2.2.2. Diğer Destekler

Türkiye'de yenilenebilir enerji alanındaki en önemli destek mekanizması YEKDEM olarak bilinen Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması'dır. YEKDEM, yenilenebilir kaynaklardan

üretilen elektriğin devlet tarafından sabit fiyatla alımını içeren bir tarife garantisi mekanizmasıdır ve başvuruları EPDK'ya elektronik ortamda yapılmaktadır. 2021 yılı öncesinde Amerikan Doları (USD) cinsinden verilen bu tarife garantisi, 29 Ocak 2021 tarih ve 3453 sayılı Cumhurbaşkanı kararının 30 Ocak 2021 tarih ve 31380 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanması ile güncellenmiştir. Bu güncelleme ile tarife garantisi hem enflasyon hem de döviz kurlarına endeksli olacak şekilde Türk Lirası (TL)'na çevrilmiş olup, Amerikan Doları (USD) cinsinden bir üst sınıra tabi olmaktadır.

Ayrıca yenilenebilir enerji santrallerinin aksamlarında kullanılan yerli ürünlerin toplam maliyetin %51'i ve fazlası olması halinde Yerli Katkı Payı desteği uygulanmaktadır. 3453 sayılı Karar ile 1 Temmuz 2021'den 31 Aralık 2025'e kadar işletmeye girecek üretim tesisleri için yerli katkı fiyatı kilovatsaat başına 8 kuruş olarak belirlenmiştir. Bu bakımdan tesis tipi veya yurt içinde gerçekleşen imalat türü ayrımı yapılmaksızın tüm tesisler için aynı olacak şekilde yetki katkı fiyatı belirlenmiştir. Yerli katkı fiyatı uygulama süresinin ise 5 yıl olarak uygulanması kararlaştırılmıştır.

Yenilenebilir enerji santralleri için uygulanan YEKDEM ve Yerli Katkı Payı destekleri için birim fiyat tablosu aşağıda yer almaktadır.

Tablo 2: Yenilenebilir Enerji Destek Mekanizması Tarifesi

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesisi Tipi		YEK Destekleme Mekanizması (TL kuruş/kWh)	Güncellemeye Esas Üst Sınır (USD cent/kWh)	Yerli Katlı Fiyatı (TL kuruş/kWh)
Hidroelektrik		40,00	6,40	8,00
Rüzgar		32,00	5,10	8,00
Jeotermal		54,00	8,60	8,00
Biyokütle	Çöp Gazı/ Atık Lastikler	32,00	8,00	8,00
	Biyometanizasyon	54,00	8,00	8,00
	Termal Bertaraf	50,00	8,00	8,00
Güneş		32,00	5,10	8,00

Kaynak: Resmi Gazete [URL2]

3453 sayılı Cumhurbaşkanı kararı uyarınca [URL3],

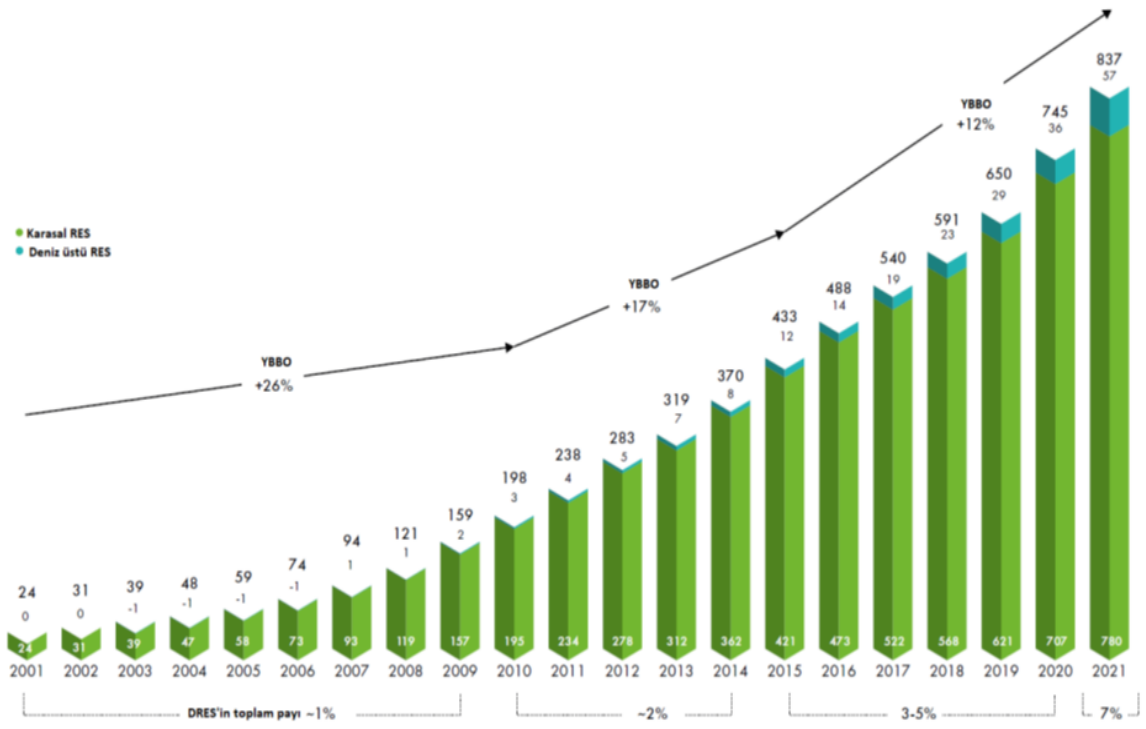
- Yeni YEKDEM ve yerli katkı fiyatları Türk Lirası cinsinden olup bu fiyatlar her yıl Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarında Cumhurbaşkanı Kararı Ek 2'de belirtilen yönteme göre güncellenecektir. Fiyatların güncellemesi USD/TL (%24), Avro/TL (%24), tüketici fiyat endeksi (%26) ve üretici fiyat endeksi (%26) değişimlerinden oluşan bir formüle göre yapılacaktır.
- Yeni mekanizma, her bir yenilenebilir enerji kaynağı için belirlenen YEK destekleme mekanizması fiyatına USD cinsinden bir üst sınır getirmektedir.
- 2021 öncesindeki mekanizmada olduğu gibi yeni fiyatlar, yukarıdaki tabloda gösterildiği üzere her bir enerji kaynağı için değişiklik göstermektedir.

- Yeni mekanizma 1 Temmuz 2021 tarihinden 31 Aralık 2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri için 10 yıl süreyle uygulanacaktır.
- Halihazırda 8 TL kuruş/kWh olan yerli katkı fiyatı, her bir kaynak türü için belirlenen fiyatlara ek olarak 5 yıl süreyle uygulanacaktır.
- Yerli katkı fiyatlarının uygulamasına ilişkin usul ve esaslar Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından çıkarılacak bir yönetmelikle düzenlenecek olup söz konusu yönetmeliğe ait taslak ana ilkeler bakanlığın internet sitesinde yayınlanmıştır.

2.3. Sektörün Profili

Küresel Rüzgâr Enerjisi Konseyi (GWEC) tarafından hazırlanan "2021 Küresel Rüzgâr Enerjisi Raporu"na göre, bugün dünya genelinde rüzgar enerjisi kurulu gücü yaklaşık 837 GW seviyelerine ulaşmıştır. 2021 yılı itibariyle kurulu gücün 780 GW'ı karasal rüzgar enerjisi santrallerinden (RES) oluşurken, kalan 57 GW'ı deniz üstü RES'lerden oluşmaktadır. 2001 yılından itibaren karasal RES'ler kurulu güç anlamında önemli bir gelişme gösterirken bu gelişme deniz üstü RES'lerde daha yavaş yaşanmaktadır. Ancak son yıllarda teknolojinin gelişmesiyle önemli bir yol katedilmiştir.

Şekil 2: Küresel Yıllık Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü (2001-2021)



Kaynak: Küresel Rüzgar Enerjisi Konseyi (Global Wind Energy Council, 2022)

Kurulu gücün önemli bir kısmını karasal RES'ler oluştururken, deniz üstü RES'lerin kurulu gücünün 2009'dan itibaren payını giderek arttırdığı görülmektedir. Deniz üstü RES'lerdeki en büyük kapasite artışı 2020 yılında 21 GW ile gerçekleşmiştir. Bu noktada deniz üstü santrallerin global ölçekte önem kazandığı söylenebilir. 2021 yılı itibariyle dünya geneli toplam kurulu gücün %6,8'ini deniz üstü RES'ler oluştururken %93,2'sini karasal RES'ler oluşturmaktadır. Dünya Bankası verilerine göre Türkiye'nin deniz üstü RES teknik potansiyeli 75 GW olarak tespit edilmiştir (Dünya Bankası, 2019). Bunun 12 GW'ı sabit temelli RES'lerden oluşurken, 63 GW'ının yüzer RES'ler ile sağlanacağı öngörülmüştür. Bu kapasite içerisinde 50-55 GW düzeyinin ise teknik fizibilite olarak daha verimli ulaşılabilir kapasite olarak tanımlanabileceği ifade edilmektedir (Leybourne, 2022).

Aşağıdaki tablodan görülebileceği gibi 2021 itibariyle dünyada deniz üstü RES kurulu gücü 57.176 MW'a ulaşmıştır. Bunun yaklaşık yarısını 2021 yılında eklenen kurulu güç oluşturmaktadır.

Tablo 3: 2021 İtibariyle Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Kurulu Gücü ve Kapasite Artışları

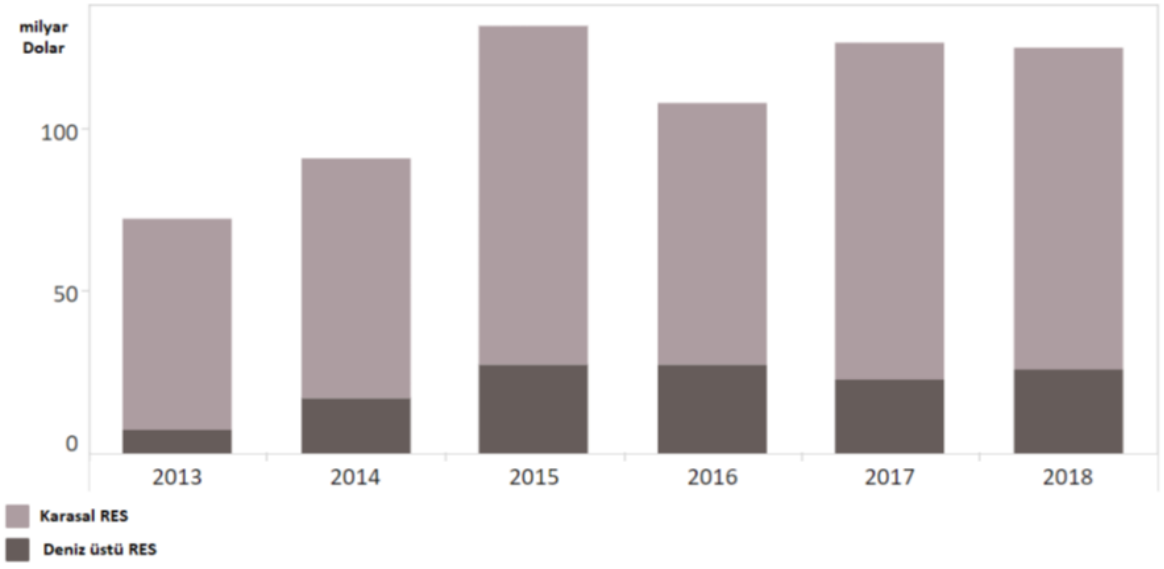
ÜLKE	YENİ EKLENEN KAPASİTE 2021	TOPLAM KAPASİTE 2021
Avrupa	***3.318***	***28.154***
Birleşik Krallık	2.317	12.522
Almanya	0	7.728
Belçika	0	2.262
Danimarka	605	2.308
Hollanda	392	3.003
Diğer	4	331
Asya- Pasifik	***17.788***	***28.980***
Çin	16.900	27.680
Güney Kore	0	133
Diğer	888	1.167
Amerika	***0***	***42***
Birleşik Devletler	0	42
TOPLAM	**21.106**	**57.176**

Kaynak: (Global Wind Energy Council, 2022)

Ülke bazında bakıldığında, Çin 27.680 MW kurulu gücü ile sektör lideri konumundadır. Çin'i 12.522 MW ile Birleşik Krallık takip etmektedir. Üçüncü sırada ise 7.728 MW kurulu güç ile Almanya bulunmaktadır.

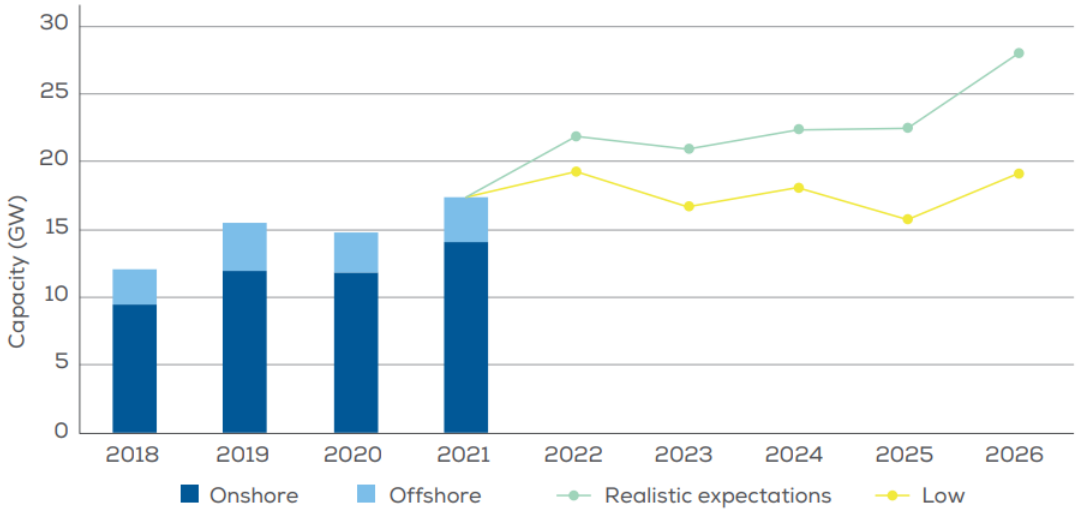
Bir diğer önemli sektörel gösterge olan Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA)'nın yayınladığı rüzgar enerjisi yatırım tutarlarına bakıldığında ise en güncel bilginin 2018 yılına ait olduğu görülmektedir. Bu veriler ışığında, yıllara bağlı olarak rüzgar enerjisi yatırım tutarlarında dalgalanmalar olduğu gözlenmektedir. 2013-2018 yılları arasında en yüksek yatırımın 2015 yılında olduğu değerlendirildiğinde, 2017 ve 2018 yıllarında tekrar bu seviyeye yaklaşıldığı görülmektedir. 2018 yılında karasal RES'lere ayrılan yatırım tutarı 99,19 milyar USD iken, deniz üstü RES'lere ayrılan tutar 25,52 milyar USD olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 3: Küresel Yıllık Rüzgar Enerjisi Yatırım Tutarları (2013-2018)



Kaynak: IRENA [URL4]

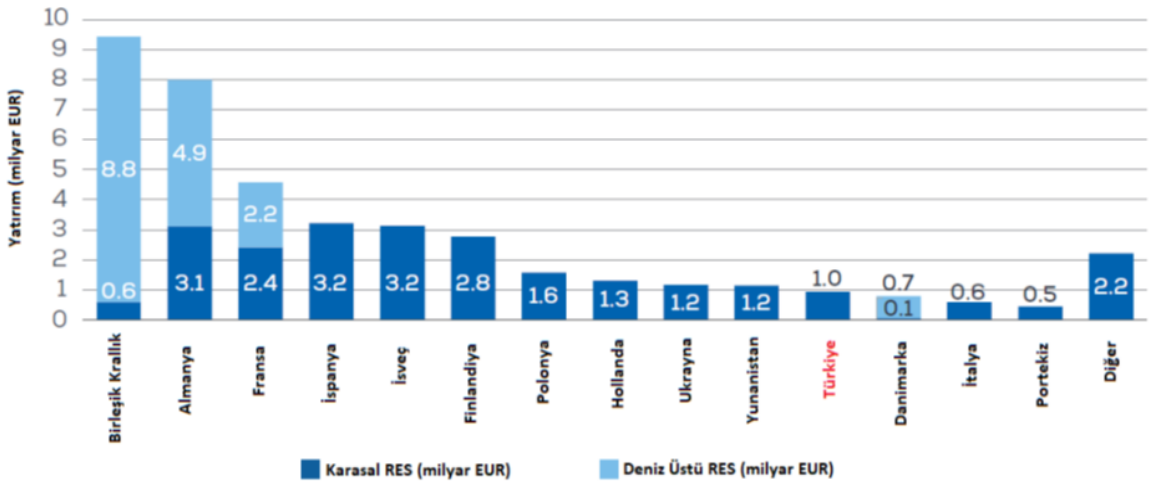
Şekil 4: Avrupa 2022-2026 Yılları Arasındaki Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Projeksiyonu



Kaynak: (WindEurope, Financing and Investment Trends, 2021)

Avrupa rüzgar enerjisi birliği olan WindEurope verilerine göre Avrupa'da rüzgar enerjisi kapasite gelişim tahminlerine bakıldığında 2021 yılında 17 GW olan kurulu gücün 2026 itibariyle yaklaşık 28 GW'a ulaşması beklenmektedir. Düşük senaryoda bakıldığında ise bu rakam 19 GW kadar olmaktadır. Gerçekçi senaryoya göre 2021'den 2022'ye geçerken artan kurulu güç 2023 yılında hafif bir düşüşle seyrederek 2026'ya kadar artış göstermektedir. Düşük senaryoya göre ise yine 2021-2022 yılları arasında artış gösteren kurulu güç, 2023 ve 2025 yılları arasında düşüş gösterirken diğer yıllarda artmaktadır. Her iki durumda 2026 yılı itibariyle 2021 yılına göre kurulu güçte artış beklendiği görülmektedir. 2021 yılında Avrupa genelinde en fazla rüzgar enerjisi yatırımı yapan ülkelere bakıldığında, Türkiye 11. sırada yer almaktadır. Bu yatırımların büyüklüğü yaklaşık 1 milyar EUR'ya ulaşırken, kapasite değeri ise 1 GW olarak görülmektedir. Bu dönemde yapılan tüm yatırımlar karasal RES'lerden oluşmaktadır.

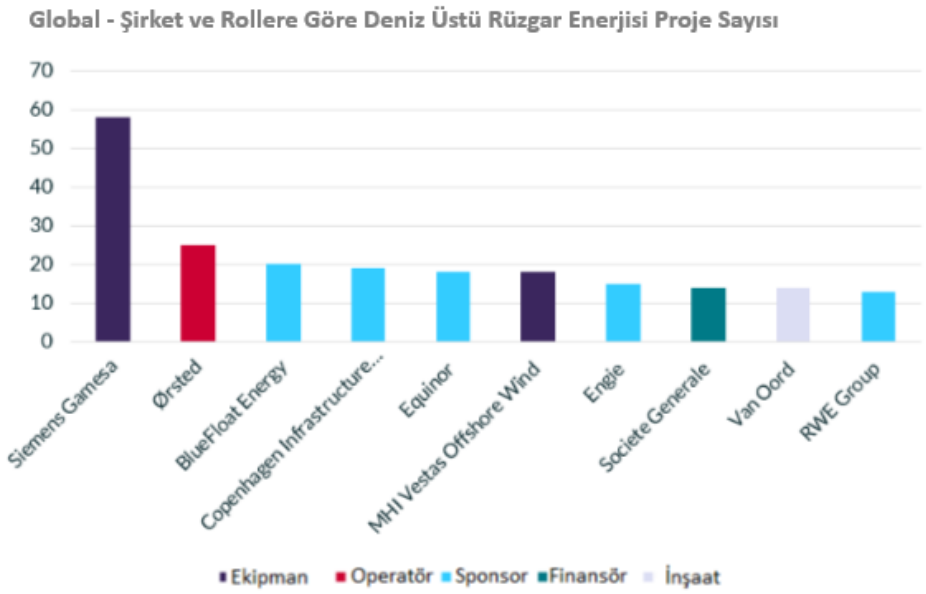
Şekil 5: 2021 Yılı Avrupa Rüzgar Enerjisi Yatırımları



Kaynak: (WindEurope, Financing and Investment Trends, 2021)

Gelişmekte olan ülkeler kategorisinde yer almasından ve Şekil 4:Avrupa 2022-2026 Yılları Arasındaki Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Projeksiyonu'ndan hareketle, Türkiye'nin enerji ihtiyacının gelecek dönemlerde artış göstereceği tahmin edilmektedir. Sürekli olarak gerçekleşen rüzgar enerjisi yatırımları da bu savı destekler niteliktedir. Bu noktada, gelecek dönemlerde de elektrik talebinin artmasından hareketle rüzgar enerjisi yatırımlarının tüm hızıyla devam edeceği öngörülmektedir.

Şekil 6: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Taraflar ve Sözleşme Yapısı



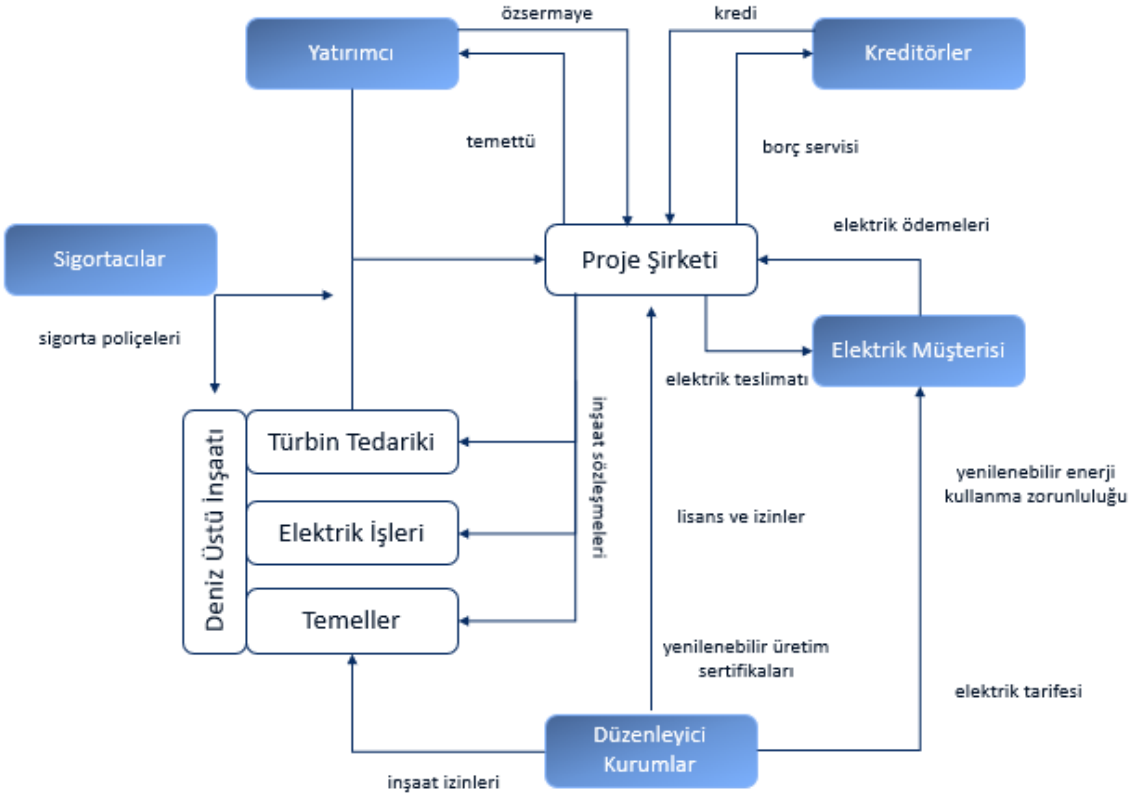
Kaynak: (Fitch, 2022)

Avrupa deniz üstü rüzgar enerjisi sektöründe proje geliştiricilere bakıldığında en çok proje geliştiren firmanın aynı zamanda bir türbin tedarikçisi olan Siemens Gamesa olduğu görülmektedir (Şekil 6). Bunun yanında ilk on içerisinde proje geliştirici firmaların çokluğu göze çarpmaktadır. Tekil olarak santral operatörü, inşaat şirketi ve finansörlerin de proje geliştirme faaliyetleri yürüttüğü söylenebilir. Deniz üstü rüzgar projelerinin geliştirilmesinde yer alan 567 şirketin %50'sinden fazlası Avrupalı şirketlerdir. Sektörde en fazla katılıma sahip ilk 10 şirket, uluslararası portföylere sahip Avrupalı şirketlerdir. Açık deniz rüzgar santralleri ilk olarak Avrupa'da ortaya çıktığı için Avrupalı şirketler

öncelik ve teknik uzmanlık avantajına sahiptir. Asya'da deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinin yapımının başlaması ve güçlü bir şekilde büyümesiyle, daha fazla Asyalı şirketin sektörde uzmanlıklarını geliştirmesi beklenmektedir. Mevcut durumda proje geliştirme faaliyetlerine dahil olan şirketlerin %30'u Asyalı şirketlerdir.

Aşağıdaki şekil, bir deniz üstü rüzgar enerjisi santrali projesinde var olan tarafları, sözleşmeleri ve ilişkileri özetlemektedir. Bu noktada, sistemin odak noktası proje şirketi olarak yer almaktadır. Proje şirketi ile sponsor, kreditörler, elektrik müşterisi, sigortacılar ve düzenleyici kurumların ilişkisi bulunmaktadır. Bu ilişkiler çeşitli sözleşmeler ile düzenlenmektedir. Sponsor ile proje şirketi arasındaki bağ, sponsorun proje şirketine özsermaye aktarması ve bunun sonucunda santral gelirlerinden temettü elde etmesine dayanır. Kreditörlerin proje şirketi ile olan ilişkisi de buna benzer; kreditörler projeye kredi sağlarken proje şirketi de santral gelirlerinden borç servisi olarak adlandırılan kredi geri ödemelerini gerçekleştirir. Elektrik müşterisi proje şirketinden üretilen elektriği satın alırken bunun karşılığında düzenleyici kurumlar tarafından regüle edilen bir elektrik tarifesine uygun olacak şekilde ödemeler gerçekleştirir. Sponsorun bir diğer görevi inşaat işlerinin tamamlanmasıdır. Bu noktada türbin tedariki, elektrik işleri ve temel kazıları gibi işler sponsorun sorumluluğunda gerçekleşirken, bu işler proje şirketinin imzaladığı inşaat sözleşmeleri ile ilgili tarafa yaptırılır. Son olarak sigortacılar yüksek inşaat risklerini azaltmak için sigortalar ve sigorta poliçelerini oluşturur.

Şekil 7: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Taraflar ve Sözleşme Yapısı



Kaynak: Dünya Deniz Üstü Rüzgar Forumu (World Forum Offshore Wind, 2022)

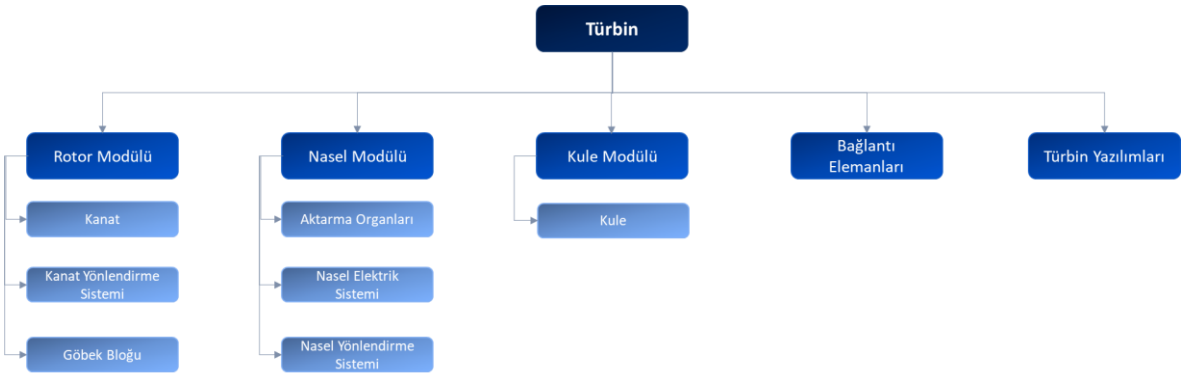
Şekil 8: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Mühendislik, Tedarik ve Yapım Sözleşmeleri

Kaynak: Dünya Deniz Üstü Rüzgar Forumu (World Forum Offshore Wind, 2022)

Deniz üstü rüzgar enerjisi santralleri sözleşme yapılarında iki farklı yaklaşım bulunmaktadır. Bunlardan ilki, sözleşme sayısını mümkün olduğunca sınırlandırmaya çalışarak ticari arayüzleri daha geniş sözleşmelerin kapsamına dahil etmeye çalışmak ve dolayısıyla yükleniciyi öncelikli olarak sorumluluk altına almaktır. Sözleşmede santralin bir kısmının (temel, kablo ve türbin gibi) veya tüm yapım işlerinin sorumluluğu yükleniciye verilebilir. Bir diğer yöntemde ise santral dört ana iş paketine bölünerek (türbin, temel, kablo ve trafo merkezi) iki ila sekiz arasında standart sözleşme üzerinde bir araya getirilir. Bu noktada türbin tedariki proje performansı için kritik olduğundan her zaman ayrı bir sözleşmeye konudur. Ancak geri kalan her şey genellikle bir yükleniciyle yapılan EPC (engineering-procurement- construction) sözleşmesine bağlı kalır. Bunun yanında Almanya gibi ülkelerde gelenekselleşen dört sözleşmeli yapılar da bulunmaktadır. Bu yapı Şekil 8'de görülebilir.

Deniz üstü rüzgar enerjisi santralleri yapısı itibariyle pek çok farklı ürün ve hizmetin birleşimiyle hayata geçirilmektedir. Bu ürünler temel olarak türbin adı altında incelenebilir. Ürün ve hizmet kırılımları aşağıdaki görselde yer almaktadır.

Şekil 9: Deniz Üstü Rüzgar Türbini Bileşenleri



Deniz üstü rüzgar santrallerinde türbine ana ürün olarak baktığımızda, rotor, nasel ve kule modülleri ile bağlantı elemanlarının ana kırılımları oluşturduğu görülmektedir. Bir rüzgar türbini, bir uçak kanadı veya helikopter rotor kanadı gibi çalışan rotor kanatlarından gelen aerodinamik kuvveti kullanarak rüzgar enerjisini elektriğe dönüştürür. Rüzgar kanat boyunca aktığında, kanadın bir tarafındaki hava basıncı azalır. Bıçağın iki tarafındaki hava basıncındaki fark hem kaldırma hem de sürükleme yaratır. Kaldırma kuvveti, sürtünmeden daha güçlüdür ve bu, rotorun dönmesine neden olur. Rotor, jeneratöre doğrudan (doğrudan tahrikli bir türbin ise) veya dönüşü hızlandıran ve fiziksel olarak daha küçük bir jeneratöre izin veren bir şaft ve bir dizi dişli (bir dişli kutusu) aracılığıyla bağlanır. Aerodinamik kuvvetin bir jeneratörün dönüşüne bu şekilde çevrilmesi elektrik yaratır. Rotor modülü içerisinde kanat, kanat yönlendirme sistemi ve göbek bloğu bulunmaktadır. Nasel bölümü kulenin tepesinde yer alır ve dişli kutusunu, düşük ve yüksek hızlı şaftları, jeneratörü ve freni içerir. Nasel modülünde ise aktarma organları, nasel elektrik sistemi ve nasel yönlendirme sistemi görülmektedir. Boru şeklindeki çelikten yapılmış kule, türbinin yapısını destekler. Kuleler genellikle üç bölümden oluşur ve yerinde monte edilir. Rüzgar hızı yükseklikle arttığından, daha uzun kuleler türbinlerin daha

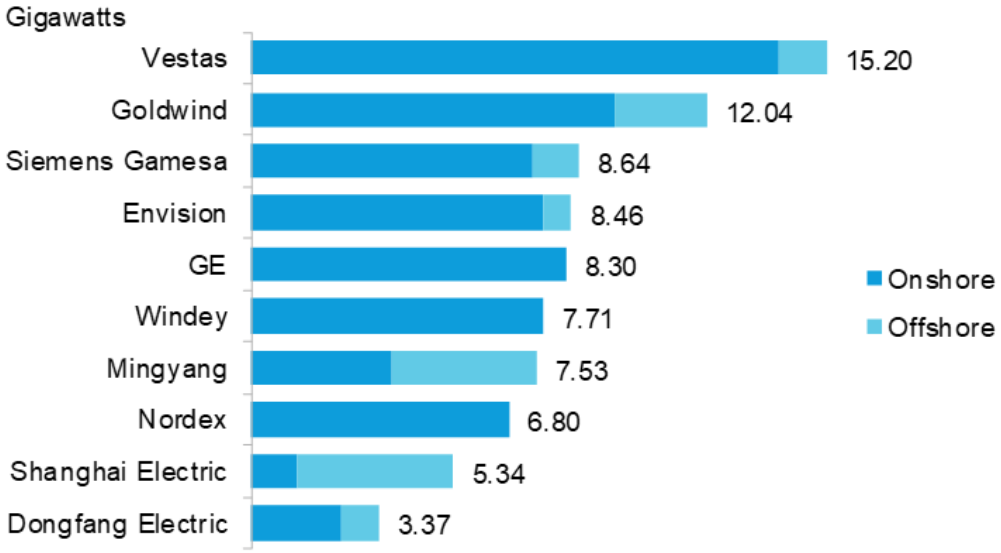
fazla enerji yakalamasını ve daha fazla elektrik üretmesini sağlar. Bağlantı elemanları yukarıda belirtilen parçaların birbiri ile bağlantısını sağlayan vida vb. elemanları tanımlamakta olup, türbin yazılımları ise türbinin çalışması için gerekli olan dijital bileşenleri ifade etmektedir.

Deniz üstü rüzgar enerjisi sektörü, enerji sektöründeki farklı sektörler ile yukarı ve aşağı yönlü bağlantılara sahiptir. Deniz üstü rüzgar enerjisinin yukarı yönde bağlı olduğu sektör elektrik ticareti, iletim ve dağıtımı içeren enerji hizmetleri sektörüdür. Deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinde üretilen elektrik öncelikli olarak elektrik iletim, sonrasında ise elektrik dağıtım fonksiyonları ile son kullanıcıya ulaştırılmaktadır. Bu esnada ise hem iletim- dağıtım hem de dağıtım- son kullanıcı tarafları arasında elektrik ticareti gerçekleşmektedir. Bu nedenle bahsi geçen üç sektör de deniz üstü rüzgar enerjisi sektörü ile yukarı yönde bağlantılıdır. Deniz üstü rüzgar enerjisinin aşağı yönlü bağlantılı olduğu sektör ise deniz üstü petrol ve doğalgaz sektörüdür. Deniz üstü petrol ve doğalgaz sektöründe de deniz üstü rüzgar enerjisi sektöründeki gibi platform oluşturma ve deniz üstü inşa faaliyetleri gerçekleştirildiğinden, bu iki sektör aşağı yönlü bağlantılı olmaktadır.

Sektördeki firmalara bakıldığında firmaların rüzgar türbini üreticileri ve tedarikçiler/ bileşen üreticileri olarak iki gruba ayrıldığı görülmektedir. Rüzgar türbini üreticileri uluslararası faaliyet gösteren şirketlerdir ve deniz üstü rüzgar türbinlerinin imalatında yer almaktadır. Bu grup hem kara hem de açık deniz pazarlarına hizmet veren şirketlerin yanı sıra, yalnızca karasal veya deniz üstü rüzgar türbini pazarına odaklanan az sayıda üreticiyi de içermektedir. Ayrıca, bazı türbin üreticileri, karasal ve deniz üstü rüzgar türbinlerinin yanı sıra konvansiyonel enerji üretim çözümleri sunan endüstriyel grupların bir parçası olarak karşımıza çıkmaktadır. Tedarikçiler/ bileşen üreticileri ise yan sanayi, deniz üstü rüzgar enerjisi değer zincirinin merkezi bir parçasıdır. Tedarikçiler arasında özellikle çelik işleri, mekanik, elektrik mühendisliği ve bilişim gibi sanayi sektörlerinden şirketler bulunmaktadır. Deniz üstü rüzgar enerjisi sektöründeki önemli tedarikçi firmalar arasında aktarma üniteleri, temel yapıları ve kuleler gibi büyük bileşenlerin yanı sıra güç aktarma organları, rotor kanatları ve kablolar için parça ve bileşenlerin üreticileri yer almaktadır.

Dünya genelinde en büyük 10 türbin üreticisinin uluslararası pazardaki payları aşağıdaki grafikte yer almaktadır.

Şekil 10: En Büyük 10 Türbin Üreticisi ve 2021 Yılı Pazar Payları



Kaynak: Bloomberg NEF [URL5]

En Büyük 10 Türbin Üreticisi ve 2021 Pazar Payları (%)

TÜRBİN ÜRETİCİSİ	2021 PAZAR PAYLARI (%)
Vestas	%18,2
Goldwind	%14,4
Siemens Gamesa	%10,4
Envision	%10,1
GE	%10,0
Windey	%9,2
Mingyang	%9,0
Nordex	%8,2
Shanghai Electric	%6,4
Dongfang Electric	%4,0
TOPLAM	%100,0

Yukarıdaki verilere bakıldığında, 2021 yılında karasal RES alanında Vestas başı çekerken, deniz üstü RESlerde MingYang ve Goldwind öncü olmuştur. Her iki üreticinin de Çin menşeili olması nedeniyle, bu duruma Çin'deki yüksek kapasite artışının neden olduğu söylenebilir. Çinli üreticiler haricindeki Avrupalı üreticiler, pazardaki payları genel olarak sabit firmalar olarak değerlendirilmektedir. Bu firmaların pazar payları yıl bazında pek fazla değişkenlik göstermemektedir.

Rüzgar enerjisi sektöründe yatırım maliyeti ağırlıklı olarak türbin maliyetinden oluşmaktadır. Türbin üretimleri ise stoklu bir üretime dayanmamakla beraber, sipariş üzerine gerçekleştirilmektedir. Bu nedenle türbin üreticilerinin satış tutarlarının firma üretimleri hakkında bilgi vereceği düşünülmektedir.

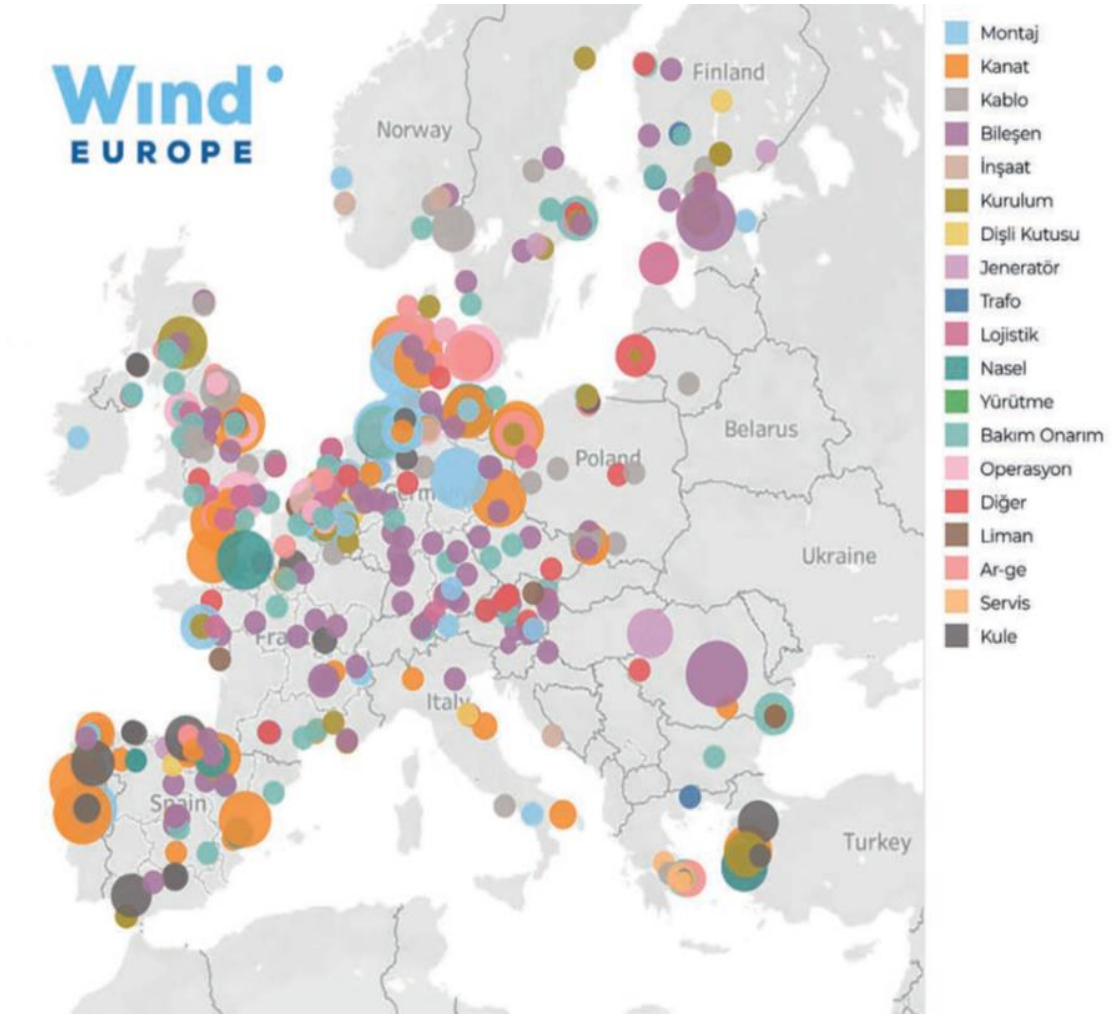
Tablo 4: Finansal Bilgileri Halka Açık Türbin Üreticilerinin Son 5 Yıllık Gelir Tutarları

TÜRBİN ÜRETİCİSİ	SATIŞ TUTARLARI (milyar USD)				
	2017	2018	2019	2020	2021
Vestas	10	10,1	12,1	14,8	15,6
Goldwind	-	4	5,3	7,8	5,5
Siemens Gamesa	13,2	10,9	11,4	10,6	11,4
General Electric	10,3	9,5	15,3	15,6	15,6
TOPLAM	33,5	34,5	44,1	48,8	48,1

Kaynak: (Gamesa, 2022) (General Electric, 2022) (Goldwind, 2022) (Vestas, 2022)

Şekil 10'daki 2021 yılında dünya genelinde en çok satışa sahip ilk beş türbin üreticisinin gelirlerine bakıldığında, 2021 yılında pazarın toplam büyüklüğünün yaklaşık 48,1 milyar USD olduğu görülmektedir. 2020 yılına kadar sürekli artış gösteren pazar büyüklüğü 2020'den 2021 yılına geçerken bir miktar daralmıştır.

Şekil 11: Avrupa Rüzgar Enerjisi Sanayi Üretim Haritası

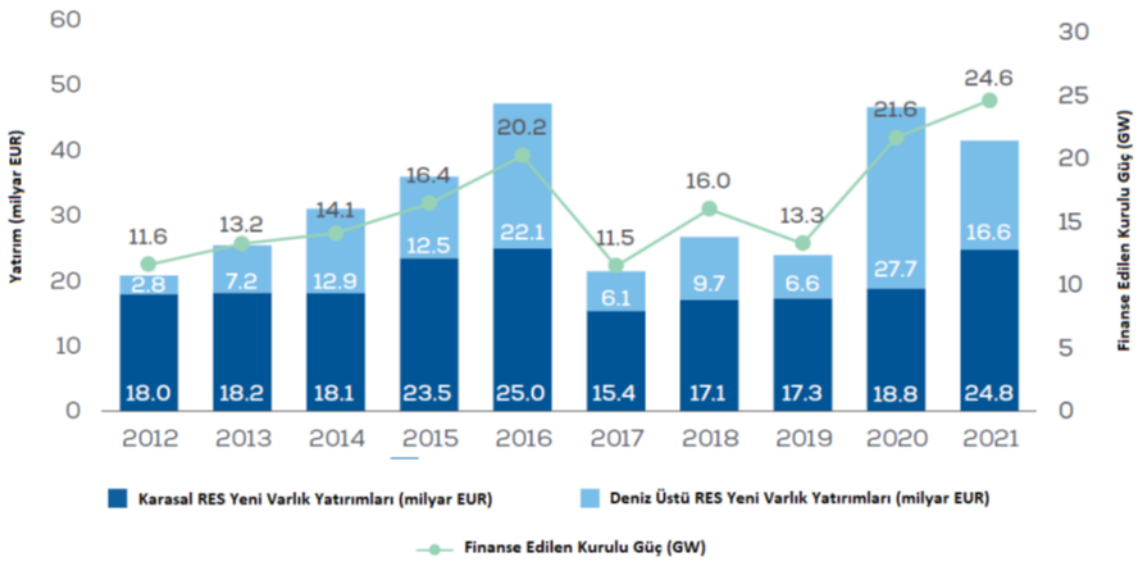


Kaynak: (WindEurope, Wind Energy in Europe, 2021)((İzmir Kalkınma Ajansı, 2021)'dan alınmıştır.)

Türkiye, Avrupa genelinde en fazla karasal RES kapasitesine sahip ülkelerden biri olarak öne çıkmaktadır. İlki 1998 yılında hayata geçirilen karasal RES'ler, günümüze kadar gelen süreçte önemli bir üretim kapasitesinin de hayata geçirilmesine neden olmuştur. Ayrıca YEKDEM kapsamında verilen yerli katkı payı da ülkemizde rüzgar enerjisi sanayisinin gelişimini hızlandırmıştır. Bugün ülke genelinde 15 farklı şehirde (Adana, Ankara, Balıkesir, Bursa, Gaziantep, İstanbul, İzmir, Karabük, Kocaeli, Manisa, Mersin, Tekirdağ, Uşak, Yalova, Zonguldak) 77 adet firma rüzgar enerjisi sanayisinde faaliyet göstermektedir. Bu firmaların üretim alanları kule, kanat, jeneratör gibi büyük aksamların yanında kule iç aksamları, bağlantı ekipmanları, taşıma aparatları, rotor, stator, dişli grupları, bobin, kompozit bileşenler ve çelik-metal ürünlerini de kapsamaktadır. Kule üretiminde %67, kanat üretiminde %64 yerlilik oranı sağlanan sektör, 20 bin kişinin istihdamını sağlamaktadır. Rüzgar enerjisi sanayisinde Avrupa'nın en büyük beşinci üreticisi olan Türkiye, 45 ülkeye ihracat yapmaktadır [URL6]. WindEurope rüzgar enerjisi sanayisi verilerine bakıldığında Türkiye'de kule, kanat, nasel ve kurulum alt sektörlerinin önem arz ettiği söylenebilir. İlgili üretim faaliyetleri Türkiye'nin Ege ve Güney Marmara bölgelerinde yoğunlaşmıştır.

WindEurope verileri ışığında Avrupa'da rüzgar enerjisi yatırımları değerlendirildiğinde ise yine IRENA'nın verilerine benzer şekilde yıllık yatırım tutarlarında dalgalanmalar görülmektedir. 2020 yılında hem toplam yatırım tutarında hem de deniz üstü RES yatırımlarında rekor kırılarak toplamda 46,5 milyar Avro (EUR) yatırım gerçekleştirilmiştir. 2021 yılına gelindiğinde ise toplam yatırım tutarı 41,4 milyar Avro olarak gerçekleşmiş, geçen seneye oranla düşüş gözlenmiştir. Bu tutarın %40'ı deniz üstü RES yatırımlarından oluşurken, %60 karasal RES yatırımlarından meydana gelmektedir.

Şekil 12: Avrupa Yıllık Rüzgar Enerjisi Yatırım Tutarları (2012-2021)



Kaynak: (WindEurope, Financing and Investment Trends, 2021)

Dünya geneli ve Avrupa verilerine bakıldığında rüzgar enerjisinin halen gelişmekte ve ciddi yatırımlara konu olan bir sektör olduğu gözlenmektedir. Karasal RES kapasite artışı ve yatırım tutarları geçtiğimiz yıllarda deniz üstü RES'lerden daha fazla olarak gerçekleşse de son yıllarda teknolojinin gelişmesiyle birlikte deniz üstü RES'lerdeki kapasite ve yatırım tutarlarındaki artış dikkat çekicidir.

Rüzgar enerjisi alanında TR22 Bölgesinde faaliyet gösteren firmalar makine-ekipman üretimi, Ar-Ge faaliyetleri ve bakım onarım hizmetleri veren firmalar olmak üzere sınıflandırılmıştır. Sınıflandırma sonucunda Güney Marmara Bölgesinde toplamda 19 adet firmanın faaliyet gösterdiği belirlenmiştir. Firma detayları ve faaliyet alanları aşağıdaki tablolarda yer almaktadır.

Tablo 5: TR22 Bölgesinde Rüzgar Enerjisi İçin Makine-Ekipman Üreten Firmalar

Firma	İlçe/İl	Ürünler
GESBEY ENERJİ TÜRBİNİ KULE ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET A.Ş	Bandırma/ Balıkesir	Kule
CMİ MÜHENDİSLİK İNŞAAT ENERJİ MAKİNA SAN. VE TİC. LTD. ŞTİ.	Altıeylül/ Balıkesir	Jeneratör havalandırma üniteleri; nasel çelik parçaları; kule asansör parçaları; kanatların ısıtılması için gerekli parçalar;
BALIKESİR ELEKTROMEKANİK SANAYİ TESİSLERİ A.Ş.	Altıeylül/ Balıkesir	Güç, dağıtım, kuru, özel tip transformatörler ve reaktörler

EKOSİNERJİ ELEKTRİK SAN. VE TİC. A.Ş.	Altıeylül/ Balıkesir	Yeraltı/Yerüstü/Yarı gömülü trafo merkezleri; mobil trafo modülleri; orta gerilim ürünleri; sekonder panolar; telekom ve haberleşme ürünleri
İŞBİR JENERATÖR	Altıeylül/ Balıkesir	Kalıcı mıknatıslı senkron jeneratör ve diğer jeneratör tipleri; alternatör; pano
ARGEMSAN EĞİTİM TEKNOLOJİLERİ SAN. VE TİC. A.Ş.	Merkez/ Balıkesir	Yenilenebilir enerji eğitim setleri
RÜZGARSAN BİLGİSAYAR ELEKTRONİK GÜVENLİK VE ENERJİ SİSTEMLERİ SAN. TİC. LTD. ŞTİ.	Bandırma/ Balıkesir	Topraklama ölçümleri; yıldırımdan korunma sistemleri; data hatları ve güvenlik sistemleri
ALİMAR MAKİNA SANAYİ VE TİC. A.Ş	Merkez/ Balıkesir	Jeneratör
FERMA GRUP	Bandırma/Balıkesir	Rüzgar kulesi montaj ekipmanları, Rüzgar kulesi iç aksamları
FORAMİNİFERA LTD. ŞTI.	Ayvalık/ Balıkesir	Yelkenli Elektrikli Tekne Yelkenli Elektrikli Tekne Motor, Yazılım ve Sürücü Sistemi Yelkenli Elektrikli Tekne Motor (Geleneksel Kancabaş)
ARGELINE	Karesi/ Balıkesir	Yenilenebilir enerji eğitim setleri
KZ MEKATRONİK	Altıeylül/ Balıkesir	Yenilenebilir enerji eğitim setleri
ŞİŞECAM	Altıeylül/ Balıkesir	Cam elyafı
LİTERATÜR KİMYA	Merkez/ Balıkesir	Kompozit malzeme
KALEKİM	Altıeylül/ Balıkesir	Temel ve dolgu malzemeleri
MAVİ İDA ENERJİ MADENCİLİK SAN. VE TİC. LTD. ŞTİ.	Merkez/ Çanakkale	Akıntı Türbinleri Kompozit Ürünler: Çeşitli çaplarda karbon elyaf ve cam elyaf boru, Karbon fiber merdane, Karbon elyaf ve cam elyaf levha, Özel tasarım formlu parçalar, Türbin kanadı, Karbon fiber jant, Karbon fiber iniş takımı

İÇDAŞ ÇELİK ENERJİ TERSANE VE ULAŞIM SANAYİ A.Ş.	Biga/ Çanakkale	Demir ve çelik ürünleri
ÇANAKKALE ARGE	Merkez/ Çanakkale	Türbin üretimi
NARA EĞİTİM TEKNOLOJİLERİ A.Ş.	Merkez/ Çanakkale	Yenilenebilir enerji eğitim setleri

Kaynak: Güney Marmara Kalkınma Ajansı 2020

Tablo 6: TR22 Bölgesinde Rüzgar Enerjisi Ar-Ge Faaliyetleri Yürüten Firmalar

Firma	Açıklama
GESBEY AR-GE MERKEZİ	Rüzgar türbin kulesi ve ekipmanları için gerekli tasarım, dizayn ve tüm mühendislik süreçlerinin geliştirilmesi
BEST TRAFO AR-GE MERKEZİ	RES'lere uyumlu trafo ve diğer şalt ekipmanlarının üretimi
EKOSİNERJİ AR-GE MERKEZİ	Gaz izoleli OG ürünlerinin geliştirilmesi
İŞBİR ELEKTRİK AR-GE MERKEZİ	Senkron ve asenkron jeneratörler, taktik sessiz tip jeneratörler
FORAMİNİFERA LTD.ŞTİ. /BALIKESİR TEKNOKENT	Yelkenli elektrikli tekneler
CMİ MÜHENDİSLİK İNŞAAT ENERJİ MAKİNA SAN. VE TİC. LTD. ŞTİ.	Kanat ısıtma uygulamaları ve dikey türbin üretimi

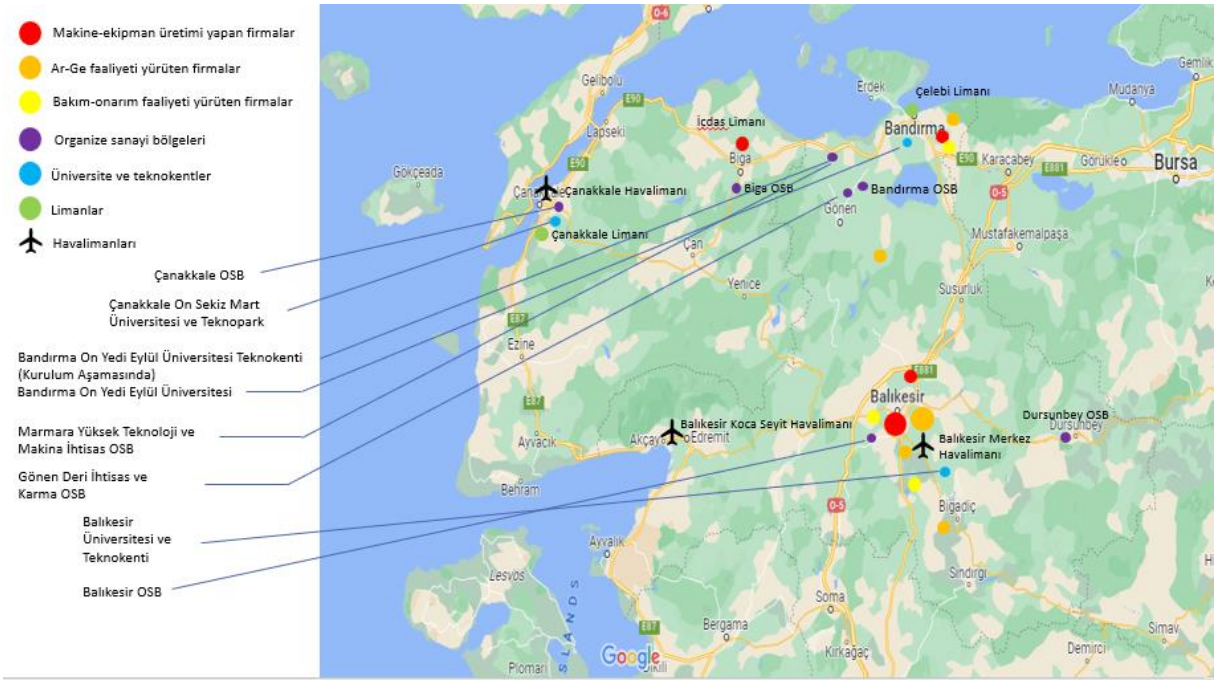
Kaynak: Güney Marmara Kalkınma Ajansı, 2020

Tablo 7: TR22 Bölgesinde Rüzgar Enerjisi Bakım-Onarım Faaliyetleri Yürüten Firmalar

Firma	Açıklama
RÜZGARSAN BİLGİSAYAR ELEKTRONİK GÜVENLİK VE ENERJİ SİSTEMLERİ SAN. TİC. LTD. ŞTİ.	50 kW'a kadar mini RES'lerin bakım-onarım işleri yapılıyor.
CMİ MÜHENDİSLİK İNŞAAT ENERJİ MAKİNA SAN. VE TİC. LTD. ŞTİ.	Bölgede ve bölge dışında RES ve GES'ler için bakım-onarım hizmeti veriliyor.
GENSAN ELEKTRİK MAKİNALARI SAN. VE TİC. A.Ş.	Son dönemde 3 adet RES'e bakım-onarım hizmeti verildi.

Kaynak: (Güney Marmara Kalkınma Ajansı, 2022)

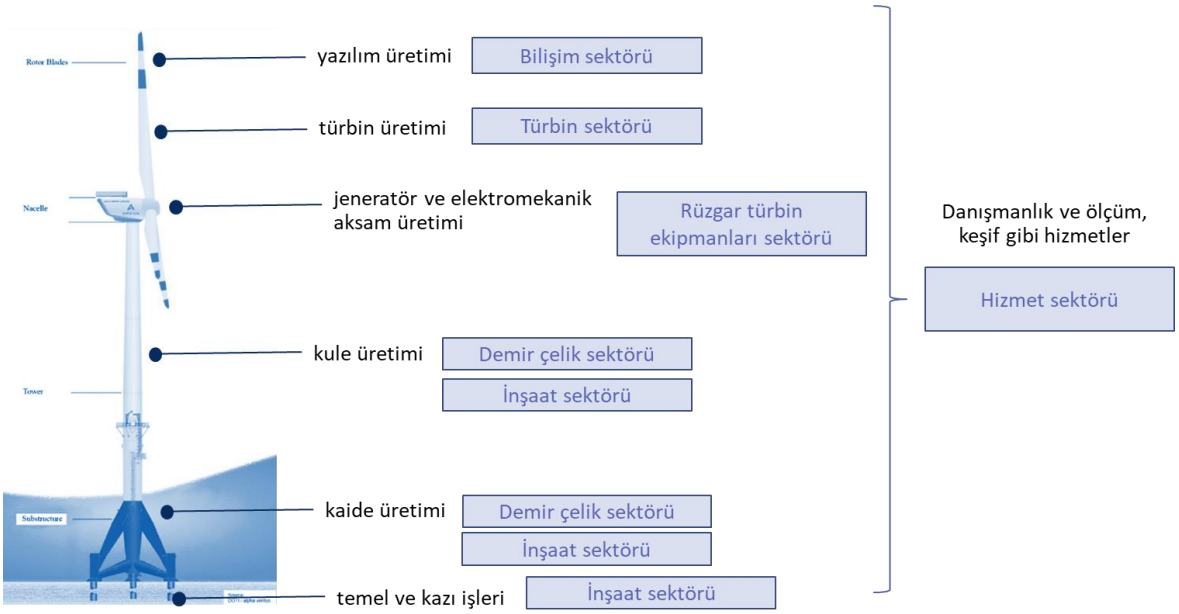
Şekil 13: TR22 Bölgesi Rüzgar Enerjisi Sektör Haritalandırması



Üretim kapasitesi bakımından deniz üstü rüzgar enerjisi santralleri için kurulumu gerçekleştirilecek türbin komponentleri değerlendirildiğinde, türbin, jeneratör ve elektromekanik aksamlar, kule, kaide, temel, yazılım gibi bileşenler öne çıkmaktadır. Bu bileşenlerin üretimi ise demir-çelik, inşaat, rüzgar türbin ekipmanları, türbin, bilişim sektörlerinde gerçekleştirilebilmektedir. Ayrıca türbin kurulumları için gerekli olan keşif, ölçüm ve danışmanlık gibi hizmetler için de hizmet sektörüne ihtiyaç duyulmaktadır.

TR22 bölgesinde makine-ekipman üretimi yapan işletmelerin, bu alanda Ar-Ge çalışmalarını yürüten merkezlerin bulunduğu ve sektöre kalifiye eleman yetiştirme ve istihdama yönelik gerçekleştirilen faaliyetler ile bakım-onarım hizmetlerinin gerçekleştirildiği tespit edilmiştir. Makine-ekipman üreticisi firma sayısının yeterli düzeyde olmamasına rağmen, bölgenin yarattığı olumlu koşulların bu firmaların sayısını arttırdığı düşünülmektedir. Ayrıca bölgede var olan büyük firmaların üretim süreçleri değişikliklerine daha kolay uyum sağlayarak sektörde lokomotif haline geleceği öngörülmektedir. Ar-Ge çalışmaları konusunda makine-ekipman üreticisi firmaların kendilerine ait birimlerinin bulunduğu bilinmektedir. Ayrıca bölgede yer alan 2 adet Teknoloji Geliştirme Bölgesi'nde üniversite iş birlikleriyle Ar-Ge çalışmaları yürütülmektedir. İstihdam ve nitelikli eleman yetiştirme noktasında Avrupa Birliği ile yürütülen çalışmalar kapsamında çeşitli faaliyetler yürütülmüş ve bunlar büyük ölçüde başarıyla sonuçlanmıştır. Bölgede özellikle rüzgar enerjisi türbinleri bulunan büyük ölçekli uluslararası firmalar, bakım-onarım ve diğer servis hizmetlerini çoğunlukla kendi ekipleri ya da servis anlaşmalarının olduğu büyük ölçekli firmalar üzerinden vermektedirler. Fakat TR22 bölgesinde buna rağmen kapasite geliştirmiş firmalar mevcuttur. Bu firmaların üniversite iş birlikleriyle kapasitelerinin daha da artması beklenmektedir.

Şekil 14: Deniz Üstü Rüzgar Türbini Bileşenleri ve İlgili Sektörler



Genel olarak değerlendirildiğinde, TR22 bölgesi deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinin yapımı için gerekli sektörel yetkinliklere sahiptir. Bu noktada yerel firmaların deniz üstü rüzgar enerjisi santrali için gerekli komponent ve hizmetleri sağlayabileceği düşünülmektedir. Ayrıca deniz üstü rüzgar santrallerinin hayata geçmesiyle halihazırda mevcut olmayan üretim ve hizmet faaliyetlerinin de bölgeye çekilmesi beklenmekte ve böylelikle bölgeye önemli ekonomik katkılar sağlaması öngörülmektedir.

2.4. Dış Ticaret ve Yurt İçi Talep

Türkiye için HS4 kodu ile bakıldığında, rüzgar türbinlerini de içine alan GTİP kodunun 8412 “Diğer Motorlar ve Kuvvet Hasıl Eden Diğer Makinalar” olduğu belirlenmiştir. Yalnızca rüzgar türbinlerine ait bir GTİP kodu olmadığından, yalnızca bu kaleme ait veri temin edilememektedir. GTİP 8412’ye ait ticaret verileri incelendiğinde 2021 yılına ait ihracat tutarının 278.688.000 USD, ithalat tutarının ise 252.116.000 USD olarak gerçekleştiği görülmektedir. Buna göre son beş yıllık veriler incelendiğinde, 2021 ve 2019 yıllarında ülkemizin ihracatçı konumunda olduğu görülmektedir. Bunlar haricindeki yıllarda ithalat tutarı ihracat tutarından fazla olmuştur. Son beş yıllık ithalat verileri incelendiğinde talebin 2019 yılı haricinde sürekli olarak artış gösterdiği gözlenmektedir. İhracat verilerine bakıldığında ise, rakamlarda yıllar bazında dalgalanmalar yaşandığı tespit edilmiştir.

Tablo 8: GTİP 8412 Koduna Ait Son Beş Yıllık İthalat ve İhracat Rakamları (Türkiye)

HS 4	HS 4 ADI	
8412	Diğer Motorlar ve Kuvvet Hasıl Eden Diğer Makinalar	
YILLAR	**İHRACAT (USD)**	**İTHALAT (USD)**
2021	278.688.000	252.116.000
2020	175.171.000	214.122.000
2019	343.024.000	180.211.000
2018	110.882.000	197.223.000

2017	83.340.000	174.243.000

Kaynak: ITC Trade Map, 2022

ITC Trade Map'ten sağlanan verilere göre dünya geneli ithalat rakamlarına bakıldığında ABD'nin lider konumda olduğu görülmektedir. Bunu sırasıyla Almanya, Çin, Birleşik Krallık ve Kanada'nın takip ettiği belirlenmiştir. 2017-2021 periyoduna bakıldığında ithalat rakamlarının artış gösterdiği aşağıdaki tabloda görülmektedir.

Tablo 9: GTİP 8412 Koduna Ait Son Beş Yıllık İthalat Rakamları (Dünya Geneli)

İthalatçı Ülke	2017 (bin USD)	2018 (bin USD)	2019 (bin USD)	2020 (bin USD)	2021 (bin USD)
Dünya Geneli	20,755,250	24,753,752	26,567,994	24,136,075	27,834,153
ABD	5,076,078	5,838,872	6,552,196	6,376,344	6,574,574
Almanya	2,140,285	2,685,789	2,416,161	2,062,619	2,385,381
Çin	1,708,885	2,020,908	1,910,046	1,918,388	2,060,108
Birleşik Krallık	884,824	1,266,953	1,397,463	900,408	1,320,763
Kanada	743,817	882,224	882,581	719,321	885,179

Kaynak: ITC Trade Map, 2022

Dünya geneli ihracat rakamlarına bakıldığında ise Çin'in lider konumda olduğu görülmektedir. Bunu sırasıyla Almanya, ABD, Japonya ve Danimarka'nın takip ettiği belirlenmiştir. 2017-2021 periyoduna bakıldığında Danimarka haricindeki ihracat rakamlarının artış gösterdiği aşağıdaki tabloda görülmektedir.

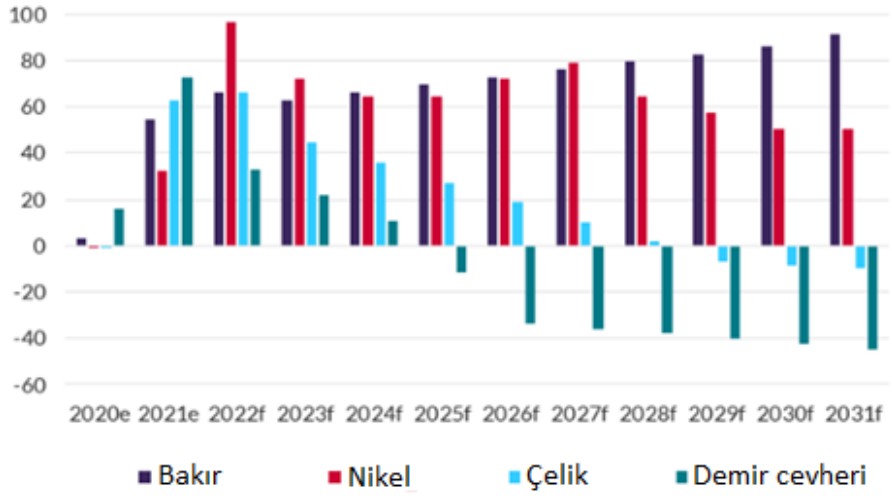
Tablo 10: GTİP 8412 Koduna Ait Son Beş Yıllık İhracat Rakamları (Dünya Geneli)

İhracatçı Ülke	2017 (bin USD)	2018 (bin USD)	2019 (bin USD)	2020 (bin USD)	2021 (bin USD)
Dünya Geneli	19,953,760	23,510,540	24,296,914	21,216,071	25,131,841
Çin	2,089,152	2,889,396	3,247,962	3,201,846	4,130,616
Almanya	3,215,431	4,061,093	4,058,818	3,315,701	3,285,443
ABD	2,817,662	3,151,025	3,104,833	2,474,956	3,021,720
Japonya	1,332,195	1,454,077	1,358,365	1,204,786	1,424,395
Danimarka	1,599,779	1,321,423	1,679,816	1,102,839	1,294,776

Kaynak: ITC Trade Map, 2022

İthalat verileri kapsamında öne çıkan ülkelerin ABD, Almanya, Çin, Birleşik Krallık ve Kanada olduğu görülmektedir. Bu ülkelerin tümü gelişmiş ülkelerden oluşmaktadır. Bu ülkelerden Almanya, Çin ve ABD önemli türbin üreticilerinin bulunduğu ülkelerdir. İhracat verilerine bakıldığında ise öne çıkan ülkelerin Çin, Almanya, ABD, Japonya ve Danimarka olduğu görülmektedir. Bu ülkelerden Çin, Almanya ve Danimarka önemli türbin üreticilerine ev sahipliği yapmaktadır. Almanya ve Danimarka'nın ihracatta önemli konumda olmasının nedeni teknoloji ve kalite iken, Çin'in listedeki yeri avantajlı fiyat politikasıdır. Bu durum, Tablo 10'daki satış gelirlerinde açıkça görülmektedir.

Şekil 15: Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Kullanılan Temel Malzemeler ve Fiyat Projeksiyonları



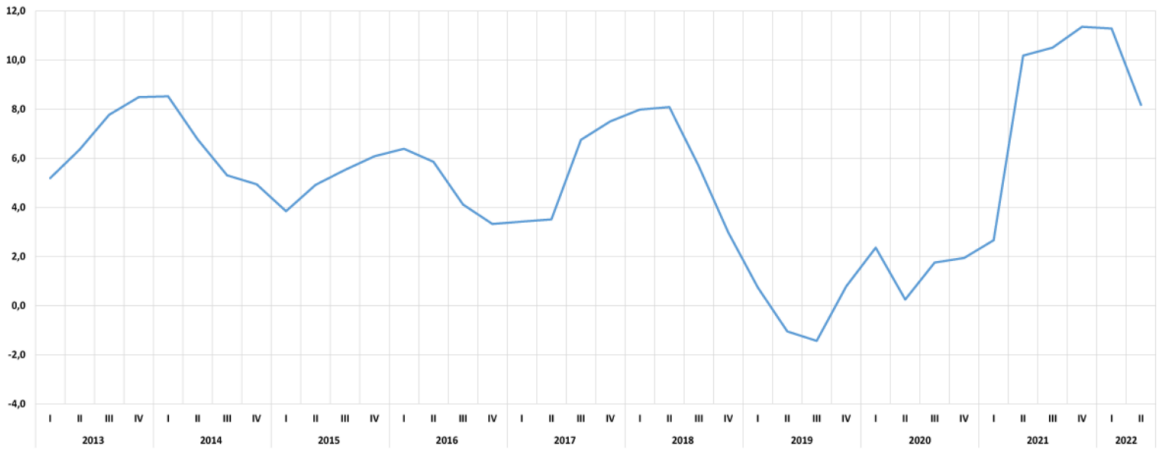
Kaynak: (Fitch, 2022)

Deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinde kullanılan doğal kaynaklara bakıldığında bakır, nikel, çelik ve demir cevheri öne çıkmaktadır. Fitch'in gerçekleştirdiği fiyat projeksiyonlarına bakıldığında, nikel ve bakır fiyatlarının sürekli olarak artması beklenmektedir. Çelik fiyatlarında 2028'e kadar beklenen artış 2029 yılında tersine dönerek fiyatlarda düşüş olacağı öngörülmüştür. Demir cevheri için ise beklenti 2024 yılına kadar artış sonrasında düşüş yönündedir.

2.5. Üretim, Kapasite ve Talep Tahmini

Üretim, kapasite ve talep tahmini konuları ekonomik, demografik ve bölgesel potansiyel gibi etkenler dikkate alınarak incelenmiştir. Ekonomik etkenler kapsamında TÜİK verilerine istinaden T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı tarafından oluşturulan tahmin projeksiyonu kapsamında gayrisafi yurtiçi hasıla (GSYİH) artış oranı değerlendirilmiştir. GSYİH, belirli bir zaman aralığında üretilen tüm nihai ürünlerin, piyasa değerindeki ekonomik ölçüsü olduğundan, buna elektrik üretimi de dahil olmaktadır. GSYİH'nin 2013-2021 yılları arasında artış gösterdiği ancak 2022 yılında artış hızında düşme olduğu gözlenmiştir.

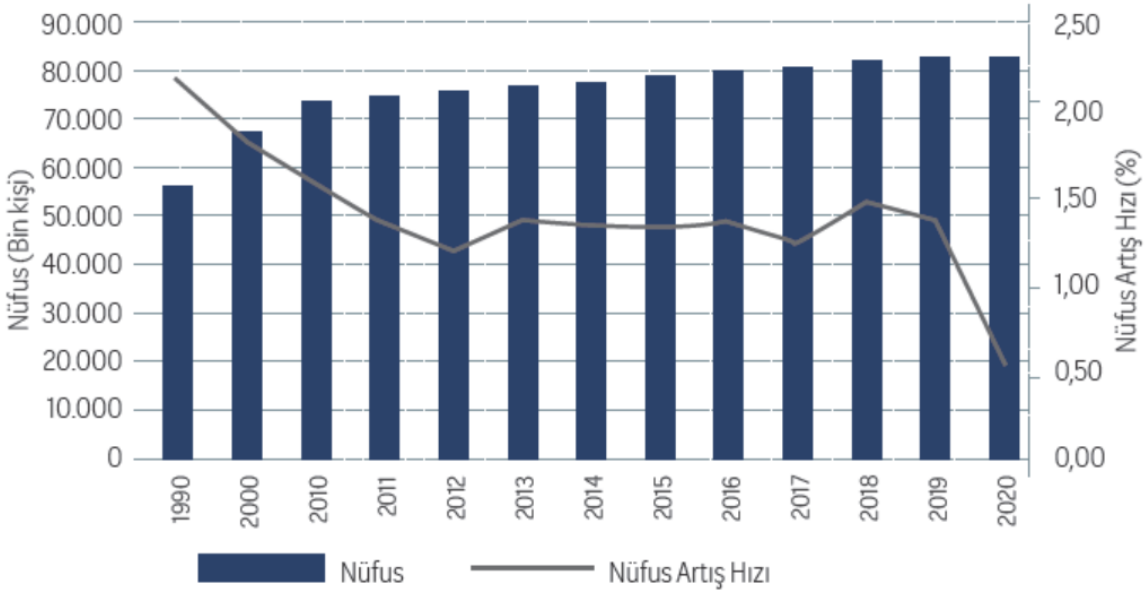
Şekil 16: Yıllıklandırılmış Gayrisafi Yurtiçi Hasıla Büyümesi



Kaynak: Strateji ve Bütçe Başkanlığı [URL7]

Türkiye'nin nüfus artışına bakıldığında ise 1990'lı yıllardan itibaren sürekli bir artış olduğu gözlenmiş ve 2020 yılıyla nüfusumuz 80 milyonun üzerine çıkmıştır. Ancak nüfus artış hızına bakıldığında 2012 ve 2017 yılları hariç olmak üzere nüfus artış hızının sürekli olarak düştüğü söylenebilir. 1990'lı yıllarda %2'nin üzerinde olan nüfus artış hızının 2020 yılında %0,5'e düştüğü aşağıdaki şekilde görülebilmektedir.

Şekil 17: Yıllara Göre Türkiye Nüfus Artış Hızı

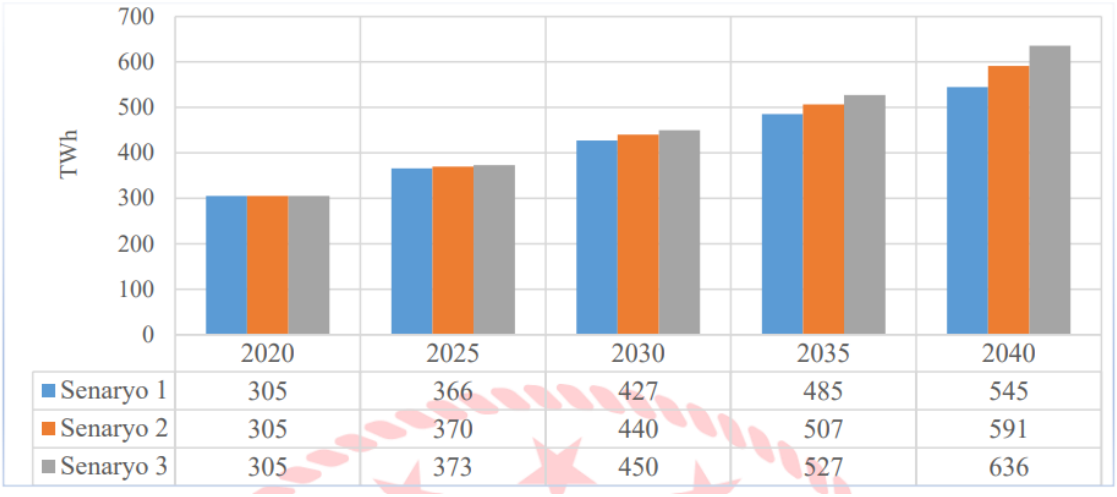


Kaynak: TÜİK [URL8]

Hem GSYİH hem de nüfus artış hızı birlikte değerlendirildiğinde, her iki durumun elektriğe olan talebin artış hızını azaltacağı öngörülmektedir. Her dönem için elektrik talebinde bir artış olacağı ancak artış hızının yıllar bazında azalacağı düşünülmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan elektrik tüketim projeksiyonları değerlendirildiğinde, üç farklı senaryo çalışıldığı görülmektedir. Bu senaryolar olumsuz, nötr ve olumlu senaryolar olarak adlandırılmakta olup, sırasıyla Senaryo 1, Senaryo 2 ve Senaryo 3 olarak isimlendirilmiştir. Bu senaryolardan nötr senaryo olan Senaryo 2 değerlendirildiğinde, 2020'de 305 TWh olan Türkiye'nin elektrik tüketimin 2040 yılında 591 TWh olacağı öngörülmüştür.

Şekil 18: 2020-2040 Türkiye Elektrik Tüketimi Projeksiyonu



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [URL9]

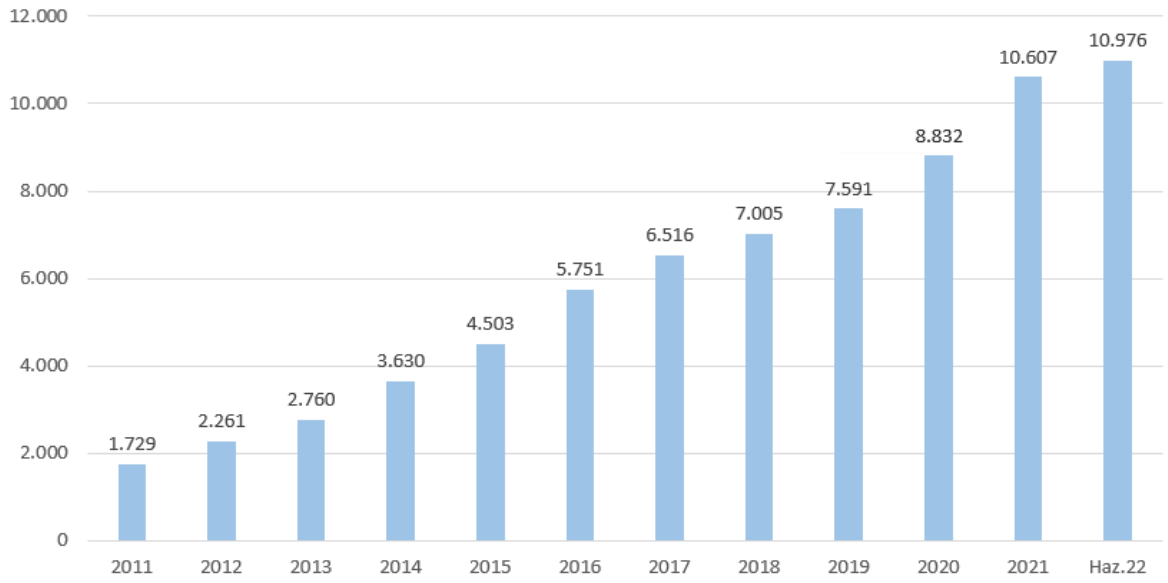
Yine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın verileri kapsamında elektrik tüketimi artış hızlarına bakıldığında 2020-2025 arası %3,9 olan elektrik artış hızının 2025-2030 yılları arasında %3,6, 2030-2035 yılları arasında %2,9 ve son olarak 2035-2040 yılları arasında %3,1 olacağı varsayılmıştır. Bu noktada yukarıda yer verilen ekonomik ve demografi verilerin elektrik tüketim hızına etki etmesi beklendiği görülmektedir. Yani mevcutta var olan ekonomik daralma ve nüfus artış hızındaki azalma, elektrik tüketim artış hızını azaltacaktır.

2.6. Girdi Piyasası

Deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinde yatırım maliyetlerinin önemli kısmını rüzgar türbinleri oluşturmaktadır. Bu nedenle girdi piyasası değerlendirilirken türbin ve bileşenleri baz alınmıştır. Türbin kanatlarının yapımında kullanılan ana malzemeler epoksi reçine ve cam kumaşıdır. Reçine bir matris görevi görmektedir, cam kumaşının lifleri ise takviye malzemesidir. Cam kumaşı dokunurken lifler farklı eksenlerde dizilerek kumaşın özelliği belirlenir. Farklı yönlerde birim alana düşen iplik ağırlığının farklı olduğu kumaşlar ortaya çıkar. Ara malzemeler olarak köpük veya balsa ağacı kullanılır. Bu malzemelerin kullanımı eğilme dayanımını 3,5 kat, rijitliği ise yaklaşık 7 kat artırır. Buna karşın ağırlık artışı yalnızca %3 düzeyinde kalır. Epoksi reçineler, üstün mekanik özelliklere, yüksek yapışma mukavemetine, iyi ısı direncine ve yüksek elektrik direncine sahip malzemeler olup kaplamalarda, elektronik malzemelerde, yapıştırıcılarda ve fiber takviyeli kompozit malzemelerde yaygın olarak kullanılmaktadır. Kürlenmiş (yani epoksi reçinedeki zincir moleküller birbirlerine bağlanarak malzemenin üç boyutlu bir ağ yapısına kavuşmuş hâlindeki) reçinelerin son özellikleri reçinenin türüne, kürleme işleminde kullanılan maddeye ve kürleme sürecine bağlı olarak değişiklik gösterebilmektedir. Epoksi reçineler çok basit yapıştırma işlemleri için kullanılabildiği gibi bir rüzgâr türbini kanatlarında yoğun olarak kullanılmaktadır [URL10]. Cam elyafı (fiberglas) ise, çok ince cam telciklerinden üretilen bir maddedir. Isı yalıtımı ile dokuma ürünlerinde yaygın olarak kullanılır ve ayrıca birçok plastik üründe güçlendirici işlevi görür. Eritilmiş haldeki camın küçük deliklerden akıtılıp katılaştırılması sonucu üretilir. Isıl iletim katsayıları düşük olduğundan yalıtım malzemesi olarak kullanılırlar. Ayrıca yüksek mukavemet değerleri nedeniyle diğer malzemelerle birleştirilerek kompozit malzeme üretiminde kullanılmaktadır. Bu ürünlerden epoksi reçine üretimi TR22 bölgesinde gerçekleştirilmezken, cam elyafı üretimi ise mevcuttur.

Türbin kanadı üretimi TR22 bölgesinde gerçekleştirilmemekte olup, İzmir ilinde faaliyet gösteren üç adet rüzgar türbin kanadı fabrikası bulunmaktadır. Bunlar LM Windpower, Aero Rüzgar Sanayi A.Ş. ve TPI Kompozittir. Fabrikalar sipariş üzerine çalıştığından ve iç talep büyük ölçüde yurt içi üretimden karşılandığından temin edilen ürün miktarının Türkiye rüzgar enerjisi kurulu güç artışı ile paralellik göstereceği düşünülmektedir.

Şekil 19: Türkiye Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Gelişimi



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [URL11]

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın MW bazlı rüzgar enerjisi kurulu güç verilerine bakıldığında, yıllara sari kurulu güç artışı aşağıdaki tabloda verilmiş ve her bir türbinin 3 MW gücünde olduğu kabul edilerek 5 yıllık temin miktarları hesaplanmıştır. Bu miktarlar aşağıdaki tabloda görülebilir.

Tablo 11: Türkiye'de Son 5 Yılda Gerçekleşen Rüzgar Enerjisi Kapasitesi ve Kurulumu Gerçekleştirilen Türbin Adedi

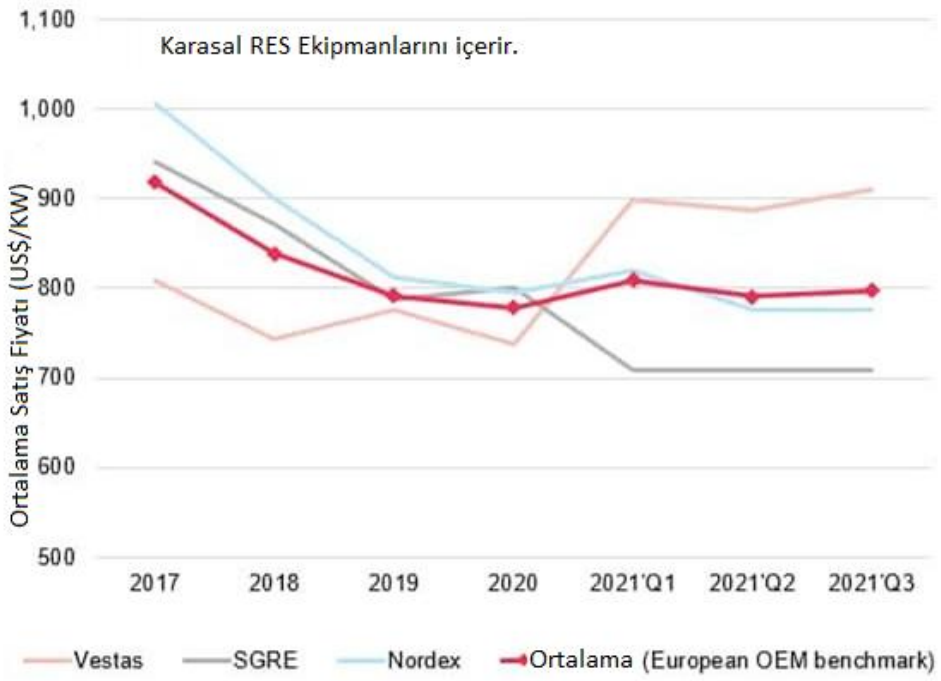
	2017	2018	2019	2020	2021
Kurulu Güç Artışı (MW)	765	489	586	741	2.275
Türbin Adedi	255	163	195	247	758

Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [URL11]

Türbin kanadı temin yöntemlerine bakıldığında yukarıda da belirtildiği gibi sipariş üzerine üretim gerçekleştirilmektedir. Lojistik imkanları hem kara hem de deniz yoluyla mümkün olup, bölgede ilgili talebi karşılayabilecek limanlar bulunmaktadır. Limanların değerlendirilmesi raporun ilerleyen bölümlerinde yer almaktadır.

Hammadde ve yardımcı maddelerin temin fiyatları için ilgili malzemelerin tümünü barındırdığından rüzgar türbini fiyatları incelenmiştir. Karasal rüzgar türbini fiyatlarındaki değişime bakıldığında türbin fiyatlarında yıldan yıla dalgalanmalar görülmektedir. 2017-2020 yılları arasında düşüş gösteren ortalama fiyat, 2021 yılında artışa geçmiştir. Böylelikle 2021 yılının üçüncü çeyreğinde ortalama karasal rüzgar türbini fiyatı 800 USD/kW olmuştur.

Şekil 20: Karasal Rüzgar Türbini Fiyatlarının Yıllar İçindeki Değişimi



Kaynak: (Standard & Poor's, 2021)

Son beş yılda iç piyasadaki talebe bakıldığında talepte dalgalanmalar olmakla birlikte 2021 yılında büyük bir artış yaşandığı görülmektedir. Türbin tedariki temel olarak sipariş üzerine gerçekleştirilmekte olup, stok tutulması pek tercih edilen bir yöntem değildir. Rüzgar türbinleri hem kara hem de deniz yoluyla santral alanlarına ulaştırılabilmekte olup, bölgede bu ihtiyacı karşılayabilecek liman ve karayolları olduğu bilinmektedir. Genel olarak türbin fiyatlarındaki değişime bakıldığında 2020 yılına kadar düşen fiyatların 2021 yılında yükselişe geçerek 800 USD/kW eşiğine geldiği görülmektedir. Bu durum Türkiye'deki talep eğrisi ile uyumludur.

2.7. Pazar ve Satış Analizi

TR22 bölgesi, rüzgar enerjisi potansiyeli nedeniyle sanayinin de yoğunlaştığı bir bölge olarak karşımıza çıkmaktadır. Bölge için hazırlanan 2014-2023 Bölge Planı'nda içerisinde deniz üstü rüzgar enerjisinin de yer aldığı yenilenebilir enerji için öncelikler ve tedbirler belirlenmiştir. Bölge Planı'nda bu alana en fazla "Güçlü Ekonomi ve Rekabetçi Sektörler" gelişme ekseni altında odaklanılmıştır. Yenilenebilir enerji sektörünün geliştirilmesi, bölgenin ekonomisini güçlendirmesi ve hem ulusal hem de uluslararası arenada rekabetçi bir imalat sanayiine kavuşması adına kritik bir öneme sahiptir (Güney Marmara Kalkınma Ajansı, 2022)Yenilenebilir enerji kapsamında deniz üstü rüzgar enerjisine bakıldığında ise avantajlı ve dezavantajlı yönleri aşağıda yer almaktadır.

Avantajları:

- Açık deniz rüzgar hızları karada olduğundan daha hızlı olma eğilimindedir. Rüzgar hızındaki küçük artışlar, enerji üretiminde büyük artışlar sağlar: Açık denizde daha yüksek rüzgar hızları, çok daha fazla enerjinin üretilebileceği anlamına gelir.
- Açık deniz rüzgar hızları, karada olduğundan daha istikrarlı olma eğilimindedir. Daha istikrarlı bir rüzgar kaynağı, daha güvenilir bir enerji kaynağı anlamına gelir.
- Birçok kıyı bölgesi çok yüksek enerji ihtiyacına sahiptir. Bu alanlarda deniz üstü rüzgar santralleri inşa etmek, bu enerji ihtiyaçlarını yakındaki kaynaklardan karşılamaya yardımcı olabilir.

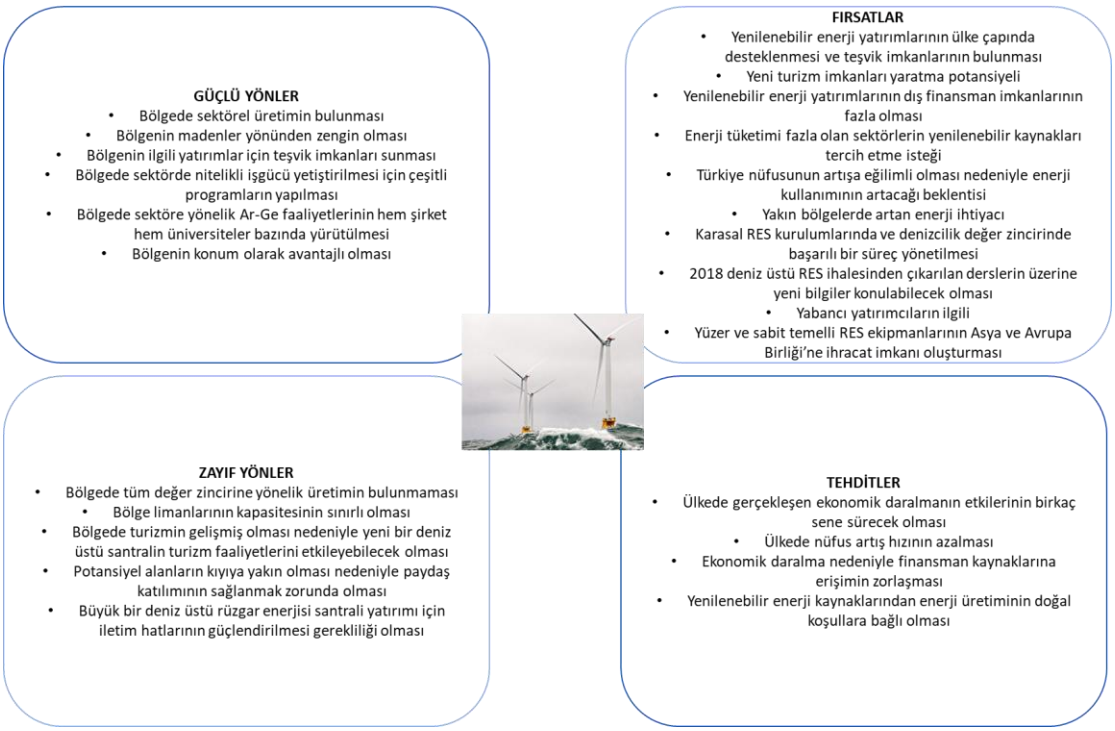
- Deniz üstü rüzgar santralleri, karadaki rüzgar santralleriyle aynı avantajların çoğuna sahiptir – yenilenebilir enerji sağlarlar; su tüketmezler, yerli bir enerji kaynağı sağlarlar; iş yaratırlar ve çevre kirleticileri veya sera gazları yaymazlar.

Dezavantajları:

- Açık deniz rüzgar çiftliklerinin inşası ve bakımı pahalı ve zor olabilir.
- Yaklaşık 60 m veya daha derin sularda sağlam ve güvenli rüzgar santralleri inşa etmek çok zordur. Yüzer rüzgar türbinleri bu zorluğun üstesinden gelebilmektedir.
- Özellikle şiddetli fırtınalar veya kasırgalar sırasında dalga hareketi ve hatta çok şiddetli rüzgarlar rüzgar türbinlerine zarar verebilir.
- Elektriği karaya iletmek için deniz tabanında veya deniz tabanına gömülü elektrik kablolarının montajı çok pahalı olabilir.
- Deniz üstü rüzgar santrallerinin deniz hayvanları ve kuşları üzerindeki etkileri tam olarak anlaşılamamıştır.
- Kıyı şeridi manzarası içinde inşa edilen deniz üstü rüzgar santralleri yerel sakinler için problem yaratabilir, turizm ve mülk değerlerini etkileyebilir.

Deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinin bölge kapsamında detaylı şekilde değerlendirilebilmesi için bir GZFT analizi gerçekleştirilmiştir. Analiz aşağıdaki şekilde görülebilir.

Şekil 21: TR22 Bölgesinde Kurulacak Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santralleri İçin GZFT Analizi

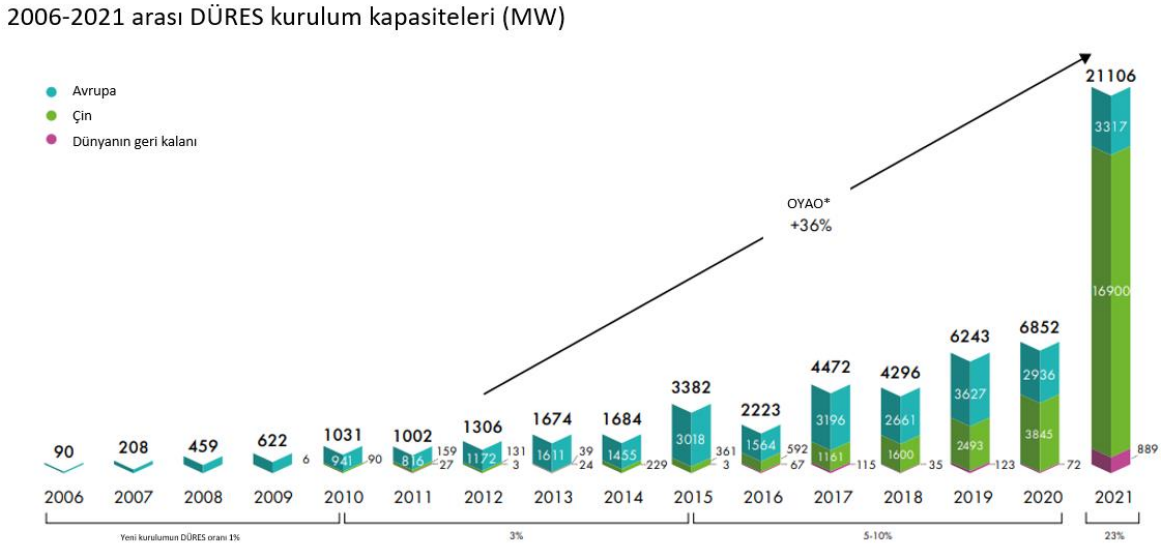


3. TEKNİK ANALİZ

Ülkelerin enerji ihtiyacı artan nüfus ve sanayi kapasitesiyle gün geçtikçe artmaktadır. Türkiye de artan nüfusu, gelişmekte olan bir ülke olması ve enerjide dışa bağımlı olması nedeniyle enerji yatırımlarını artırmaktadır. Yenilenebilir enerjide son yıllarda gerçekleşen kapasite artışları bunun en önemli kanıtıdır. Örnek olarak, rüzgar enerjisinde 2012 yılında 2,3 GW kurulum kapasitesinden 2021 yılı itibariyle 11,1 GW'a ulaşılmıştır (TÜREB, 2022). Toplam elektrik enerjisi kurulu gücünde (2022 yılı itibariyle 102 GW) ise son 10 yılda 40 GW'a yakın artış gerçekleşmiştir (TEİAŞ, 2022). Buna karşılık Türkiye'nin elektrik enerjisinde kullandığı kaynakların neredeyse %40'lık bölümü ithal kaynaklardır (TEİAŞ, 2022). Ayrıca, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığını azaltacak yenilenebilir enerji kaynaklarının tüm potansiyelini henüz kullanmadığı da bilinmektedir. Örnek olarak, literatürde bazı kaynaklar Türkiye'nin karasalda 48 GW ve deniz üstünde de 75 GW olmak üzere rüzgar enerjisinden elektrik elde etme potansiyelinin toplam 123 GW olduğu belirtilmiştir (ETKB, 2021; Dünya Bankası, 2019). Ancak, bu çalışmalar teorik potansiyelleri ölçmüşler, çevresel etkileri göz ardı etmişlerdir. Bu nedenle gerçek potansiyelin belirlenmesi konusunda bir eksiklik olduğu görülmektedir. Türkiye'de mevcut durumda kara tipi rüzgar santrallerinden elektrik üretilse de deniz üstü rüzgar enerji santrali henüz bulunmamaktadır.

Bununla beraber, dünyada birçok ülkede deniz üstü rüzgar enerji yatırımlarında gözlenen artış önemli miktardadır. Şekil 22 dünyadaki deniz üstü rüzgar enerjisi kurulum kapasitelerinin 2006-2021 yılları arasındaki değişimini göstermektedir (GWEC, 2022). Toplam deniz üstü rüzgar enerjisi kurulumu özellikle 2021 yılındaki önemli derecede artışla beraber 2021 yılı itibariyle 55 GW'ı aşmıştır (GWEC, 2022). Son 10 yılda ortalama kapasite artışı %36 olarak görülmektedir.

Şekil 22: Dünyadaki Yıl Bazında DÜRES Kurulum Kapasiteleri

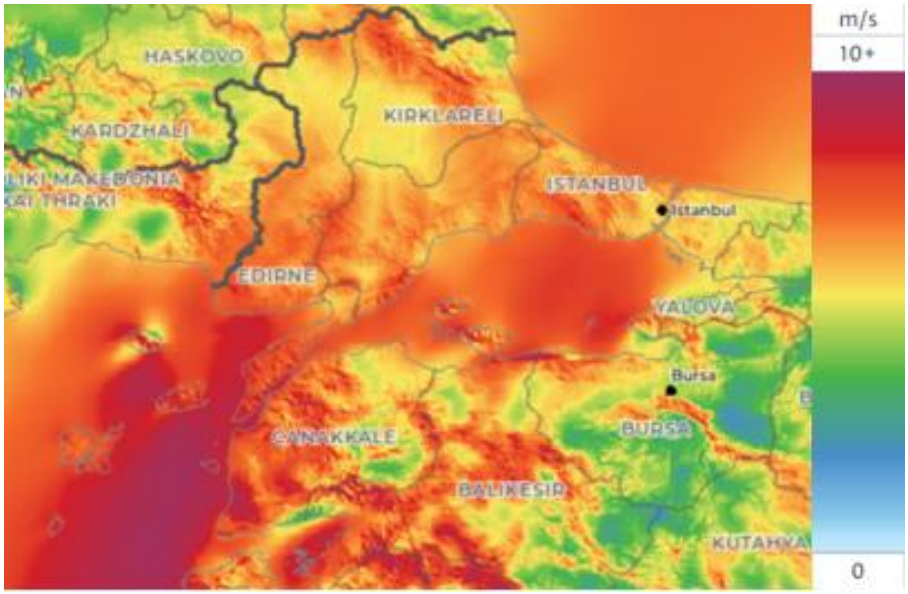


*Ortalama yıllık artış oranı

Kaynak: GWEC Pazar Araştırmaları, Haziran 2022

Türkiye üç tarafında bulunan denizler ve bir iç denizi ile beraber deniz üstü rüzgar santral kurulumu potansiyeli yönünden dünyada sayılı ülkeler arasındadır. Kara tipi rüzgar enerjisinde kurulum kapasitesi açısından lider durumda bulunan Güney Marmara Bölgesi aynı zamanda deniz üstü rüzgar santrali için de potansiyel barındırmaktadır. Bu yatırım ile hali hazırda bölgede mevcut bulunan rüzgar enerjisi sektör paydaşları henüz kullanılmayan bir potansiyel alanında tecrübe aktarımı gerçekleştirilecektir. Şekil 23 Çanakkale ve Balıkesir kıyılarının 100 m yükseklikteki yıllık ortalama rüzgar hızlarını göstermektedir (Global Wind Atlas, 2022). Buna göre Balıkesir kıyılarında Bandırma ve Erdek sahilleri yüksek hız potansiyellerine sahipken Çanakkale sahillerinde Gökçeada-Bozcaada ve Gelibolu yarımadası arasında kalan bölgede yüksek rüzgar hızları görülmektedir.

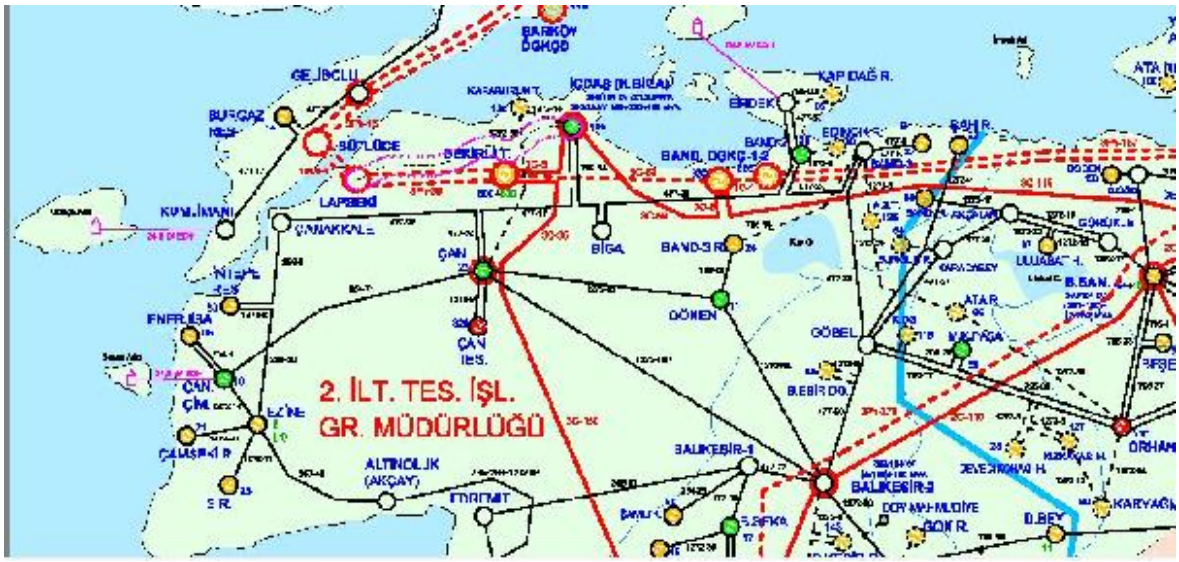
Şekil 23: Balıkesir ve Çanakkale Kıyılarında 100 m Yükseklikteki Rüzgar Hızı Haritası



Kaynak: Global Wind Atlas (2022)

Şekil 24 TEİAŞ enerji nakil hatlarını göstermektedir [URL12]. Buna göre anakaradan Gökçeada'ya ve Bozcaada'ya giden enerji nakil hatları orta gerilim hatları olmakla beraber mevcut hatlar deniz üstü rüzgar santralinde üretilecek enerjiyi trafo merkezlerine taşımak için yeterli görülmemektedir. Bu nedenle bu bölgede potansiyel deniz üstü rüzgar enerji yatırımları için gerekli elektrik iletim altyapısının oluşturulması gerektiği düşünülmektedir.

Şekil 24. Gökçeada ve Bozcaada'ya Anakaradan Giden Enerji Nakil Hatları



Kaynak: [URL12].

Bu çalışmanın amacı Güney Marmara (Balıkesir ve Çanakkale illeri) kıyılarında bir deniz üstü rüzgar santralinin ve bu santrallere hizmet verebilecek limanların ön-fizibilite çalışmasını yapmaktır. Bu çalışma için öncelikle aday bölgeler saptanmış olup bu aday bölgeler içerisinde uygun alanlar tespit edilmiştir. Uygun alanların tespiti için çevresel ve teknik kriterler göz önünde bulundurulmuştur. Uygun alanların tespitinin ardından, bu alanlarda kurulabilecek santralleri üç ana senaryo (20 MW, 200 MW ve 1200 MW) üzerinden belirlenmesi gerçekleştirilmiştir. Daha sonra üretilecek enerji verilerinden yola çıkılarak bu senaryolara bağlı olası santrallerin finansal ve ekonomik analizleri

yapılmıştır. Üretilen enerjinin bir kısmının veya tamamının hidrojen üretiminde kullanılması üzerine bir senaryo bazlı araştırma yapılmıştır. Bu santrallere hizmet verebilecek durumda olan Bandırma, İçdaş ve Çanakkale limanlarının yeterlilikleri literatürde belirtilen kriterler üzerinden irdelenmiştir. Son olarak, kurulabilecek deniz üstü santrallerin potansiyel çevresel ve sosyal etkileri araştırılıp listelenmiştir.

Bu çalışma ayrıca, Güney Marmara Bölgesinde hali hazırda kurulmuş olan rüzgar enerjisi ekosistemini harekete geçirerek oluşturulacak bir platform sayesinde deniz üstü rüzgar santralinin bölgeye katkı sunma potansiyelinin araştırılmasını da içermektedir. Güney Marmara bölgesinde bulunan rüzgar türbin parça/komponent üreticileri, tedarik zinciri ve lojistik sektörü sayesinde bölgede nitelikli işgücünün artırılması ve yerel kaynakların kullanılması hedeflenmektedir.

Bu çalışmada ön fizibilite çalışması yapılacak olan deniz üstü rüzgar santralleri için üç ana senaryo kabul edilmektedir. Bu senaryolar 20 MW'lık sabit ve yüzer temelli türbinlerden oluşacak şekilde ayrı ayrı olmak üzere küçük ölçek, 200 MW'lık orta ölçek ve 1200 MW'lık büyük ölçek santrallerdir. Belirlenecek uygun alanlarda bahsedilen senaryolar için ekonomik açıdan en uygun lokasyonlar belirlenerek ekonomik analiz yapılacaktır.

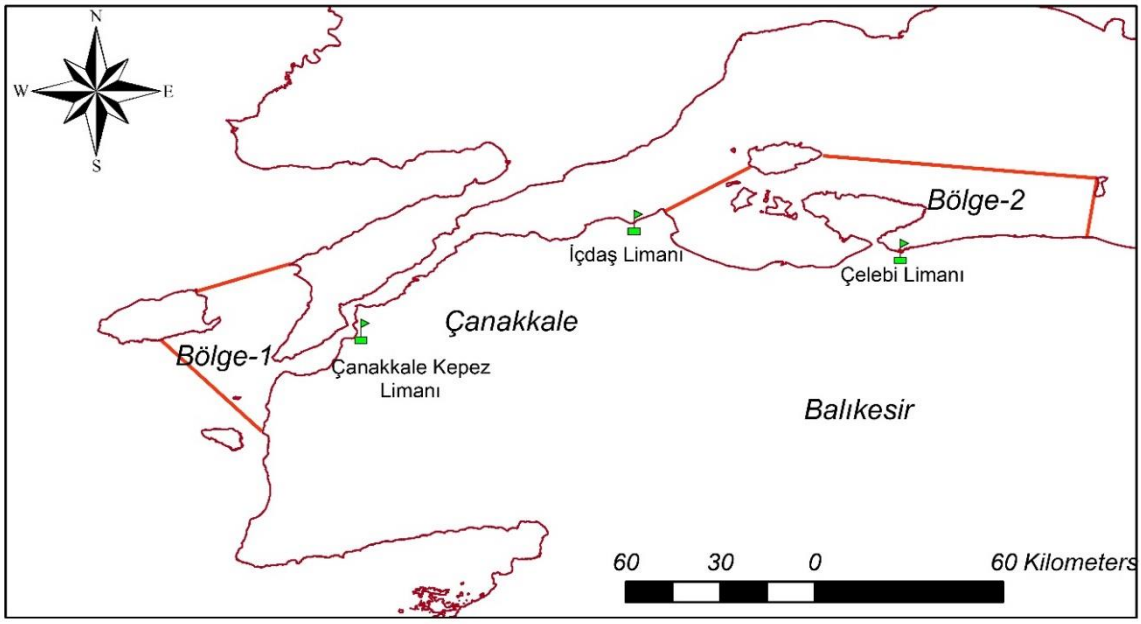
3.1. Kuruluş Yeri Seçimi

Bu bölümde, hedef çalışma bölgeleri sınırları içerisinde, Deniz Üstü Rüzgar Enerji Sistemleri (DÜRES) için en uygun yatırım alanlarının belirlenmesi işlemleri gösterilmiştir. Bu kapsamda, bölgenin potansiyelleri ve dinamikleri göz önüne alınarak kapsamlı bir veri analizi ortaya konulmuştur. Analiz sonucunda, DÜRES yatırımları için en uygun aday bölgeler belirlenmiş ve mevcut limanların analizleri gerçekleştirilmiştir.

3.1.1. Çalışma Bölgesi

Balıkesir ve Çanakkale kıyılarında kurulması öngörülen DÜRES'ler için literatürden yapılan araştırmalar ve gerçekleştirilen toplantı/görüşmeler sonucunda Şekil 25'teki 2 temel bölge hedef çalışma alanı olarak saptanmıştır. Bu bölgelerden, Bölge-1 Çanakkale ili sahillerini, Bölge-2 ise Balıkesir ili sahillerini kapsamaktadır.

Şekil 25: Deniz Üstü Rüzgar Santralleri İçin Öngörülen Hedef Bölgeler



3.1.2. Saptanan Gereklilikler ve Veri Analizleri

DÜRES yatırımlarında, uygun alan seçimi en kritik aşamalardan biri olarak görülmektedir. Rüzgar türbinlerinin en yüksek verimde ve en uygun koşullarda çalışabilmesi için, denizel mekanda tüm kriterlerin göz önüne alınması gerekmektedir. Bu ön fizibilite çalışmasında, çalışma alanları içerisinde, DÜRES yatırımlarına en uygun bölgelerin tespiti için mevcut ve muhtemel kriterler saptanmıştır. Saptanan bu kriterlerin analizleri için, en güncel açık veri kaynakları kullanılmış, ek olarak gerekli verilerin temini adına ilgili kamu kurumları ile görüşmeler gerçekleştirilmiştir.

Belirlenen bölgeler özelinde uygun alan tespiti çalışması kapsamında, literatürde ve uygulamada kullanılan teknik ve çevresel kriterler özenle analiz edilmiştir. Teknik kriterler analizinde, rüzgar hızı ve deniz derinliği-dalga yüksekliği kullanılmış olup, çevresel kriter olarak kuş göç yolları, turistik noktalar, aktif fay hatları, havalimanlarına yakınlık, yeraltı kabloları, gemi rotaları, gemi batıkları ve askeri noktalar kullanılmıştır. Belirtilen kriterlerin negatif etki alanları göz önüne alınarak, literatürde bulunan sınır değerleri kullanılarak uygun olmayan bölgeler, çalışma alanlarından çıkarılmıştır (Tablo 12). Temin edilen verilerin işlenmesi ve uygun alanların belirlenmesi işlemleri Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir.

Tablo 12: Analiz Edilen Kriterler, Etki Alanı Sınır Değerleri ve Veri Kaynakları

	Belirlenen Kriterler	Etki Alanı Sınır Değeri	Veri Kaynağı
1	Rüzgar Hızı	6.5 m/s (min.)	Global Wind Atlas (GWA)
2	Su Derinliği	200 m (mak.)	EMODNET-Bathymetry
3	Havalimanları	15 km dışında	Devlet Hava Meydanları İdaresi (DHI)
4	Kuş Göç Yolları	1 km uzaklıkta	Birdmap.5vision
5	Turizm Bölgeleri-Koruma Altındaki Bölgeler	2 km uzaklıkta	Kültür ve Turizm Bakanlığı, Copernicus Land Monitoring (CLC), Doğa Koruma ve Milli Parklar Genel Müdürlüğü
6	Yeraltı Kabloları	750 m uzaklıkta	EMODNET Human Activities
7	Aktif Fay Hatları	2 km uzaklıkta	Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA)
8	Gemi Rotaları	3 km uzaklıkta	EMODNET Human Activities
9	Askeri Eğitim/Atış Alanları	- (dışında)	Seyir Hidrografi ve Oşinografi Daire Başkanlığı (SHOD)
10	Gemi Batıkları	1 km uzaklıkta	EMODNET Human Activities

Veri temini işlemleri kapsamında, Güney Marmara Kalkınma Ajansı (GMKA) tarafından iki defa organize edilen ve potansiyel sektör paydaşlarının da katıldığı “Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Platform” toplantılarında (Şekil 26) ön fizibilite çalışması hakkında bilgi, veri paylaşımı üzerine tartışma ortamları oluşturulmuştur. İlki 28 Haziran 2022 tarihinde EnerjiSA ev sahipliğinde Bandırma Enerji Üssünde gerçekleştirilen toplantıda, çalışmanın kapsamı, hedefler ve izlenilecek metodlar üzerine proje ekibi tarafından sunum gerçekleştirilmiştir. Ek olarak, toplantıya katılan kurum, kuruluş ve firmalardan çalışmaya katkı sağlayabilecek veri, görüş ve düşünceler anket çalışması ile toplanmıştır. Proje ekibi tarafından, çalışmaya destek verebileceğini belirten kurum, kuruluş veya firmalar ile ayrıca online toplantılar gerçekleştirilmiştir. İkincisi 23 Kasım 2022 tarihinde İçdaş Limanı

tesislerinde gerçekleştirilen toplantıda, elde edilen bulgular katılımcılar ile paylaşılmıştır. Çalışmanın iyileştirme prosesleri ve gelecek çalışmalar hakkında fikir alışverişi gerçekleştirilmiştir. Gerçekleştirilen iki platform toplantısında kamu kurum ve kuruluşlarından ve özel sektör tarafından yoğun katılım gösterilmesi ön fizibilite çalışmasına yoğun ilgi olduğunu açıkça ortaya koymuştur. Ek olarak, gerçekleştirilen iki toplantının akabinde, Çelebi Limanı ve İçdaş Limanı ziyaret edilerek çalışmada kullanılmak üzere ilgili veriler temin edilmiştir.

Analiz çalışmaları kapsamında, Global Wind Atlas (GWA), European Marine Observation Data Network (EMODNET), Copernicus Land Monitoring 2018 (CLC) gibi uluslararası en güncel veri kaynakları yoğun olarak kullanılmıştır. Ayrıca, Devlet Hava Meydanları İdaresi (DHİ), Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA), Seyir Hidrografi ve Oşinografi Daire Başkanlığı (SHOD) gibi ulusal veri kaynaklarının güncel açık erişimli verilerine de analiz çalışmalarında yer verilmiştir. Bölgedeki potansiyel turizm bölgelerinin analizi için, Kültür ve Turizm Bakanlığı tarafından sağlanan “TR22 Bölgesi Turizm merkezleri koruma ve gelişim bölgeleri” verileri ve açık kaynaklı “Copernicus Land Monitoring (CLC 2018)” veri kaynağı kullanılmıştır. Ayrıca bölgedeki doğa koruma alanları da Doğa Koruma ve Milli Parklar Müdürlüğü tarafından hazırlanan veriler ışığında çalışma kapsamında analiz edilmiştir (Doğa Koruma ve Milli Parklar Genel Müdürlüğü).

Şekil 26: **Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Platform Toplantıları, a) Bandırma/Balıkesir, b) Biga/Çanakkale**

a.

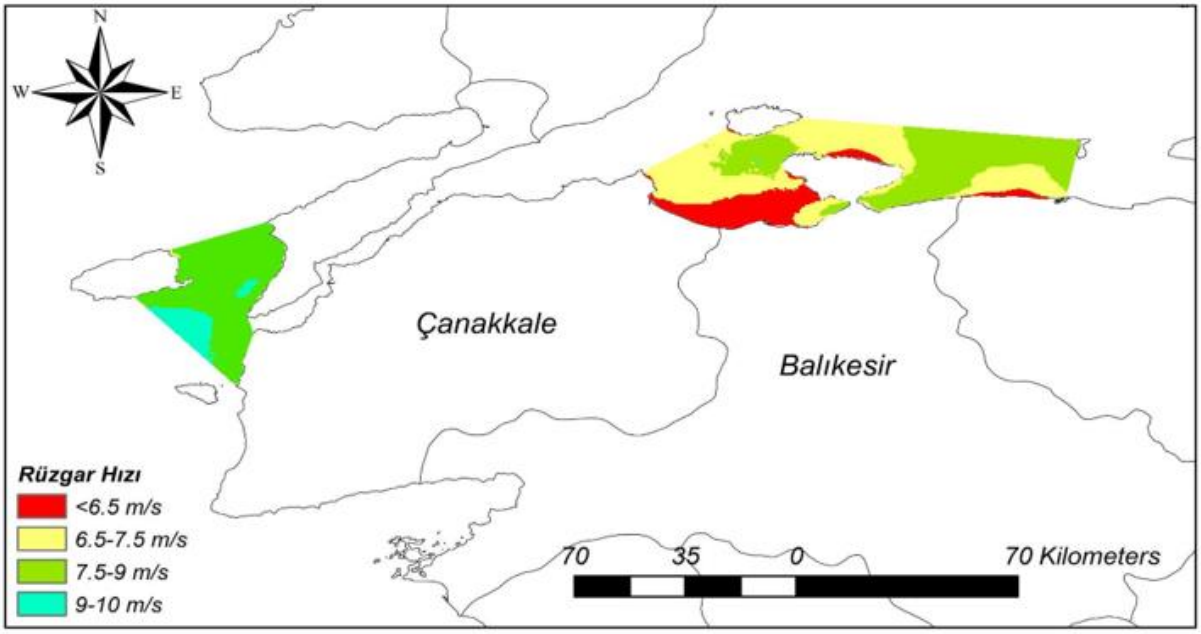
b.

3.1.2.1. Teknik Kriterlerin Analizi

Enerji santralleri için ilk gereklilik potansiyelin doğru olarak belirlenmesidir. Bu kapsamda, DÜRES için rüzgar potansiyeli ilk ve en önemli teknik kriter olarak görülebilir. Ülkemizde deniz üstü rüzgar ölçüm istasyonları bulunmadığı için ön fizibilite çalışması kapsamında uydusal açık erişimli rüzgar veri kaynağı olan Global Wind Atlas (GWA) kullanılmıştır. Dünya Bankası ve Danimarka Teknik Üniversitesi Rüzgar Enerjisi Bölümü (DTU) işbirliği ile hazırlanan açık kaynak rüzgar atlası, GWA verisinde, ülkelerin büyük ölçekte rüzgar enerjisi potansiyellerinin değerlendirilmesine olanak sağlamak üzere, ölçek indirgeme (downscaling) yöntemi ile, önce 30 km çözünürlüklü ERA5 atmosferik-oşinografik iklim tahmin modelleri ile atmosferik yeniden analiz (re-analysis) ile elde edilen rüzgar iklim verileri, daha sonra 3 km çözünürlüklü WRF orta-ölçekli (mesoscale) zaman-serisi model simülasyonları, ve daha sonra 100 m-1 km çözünürlüklü mikro-ölçek (microscale) modelleme yöntemi ve yüksek çözünürlüklü topoğrafya/arazi kullanım bilgilerine dayanarak analizler gerçekleştirilmiştir. Elde edilen nihai rüzgar verileri 250 m çözünürlüklü gridler için GWA web sayfasında sunulmaktadır. GWA rüzgar verisinde kullanılan farklı ölçekteki veri ve analiz yöntemleri

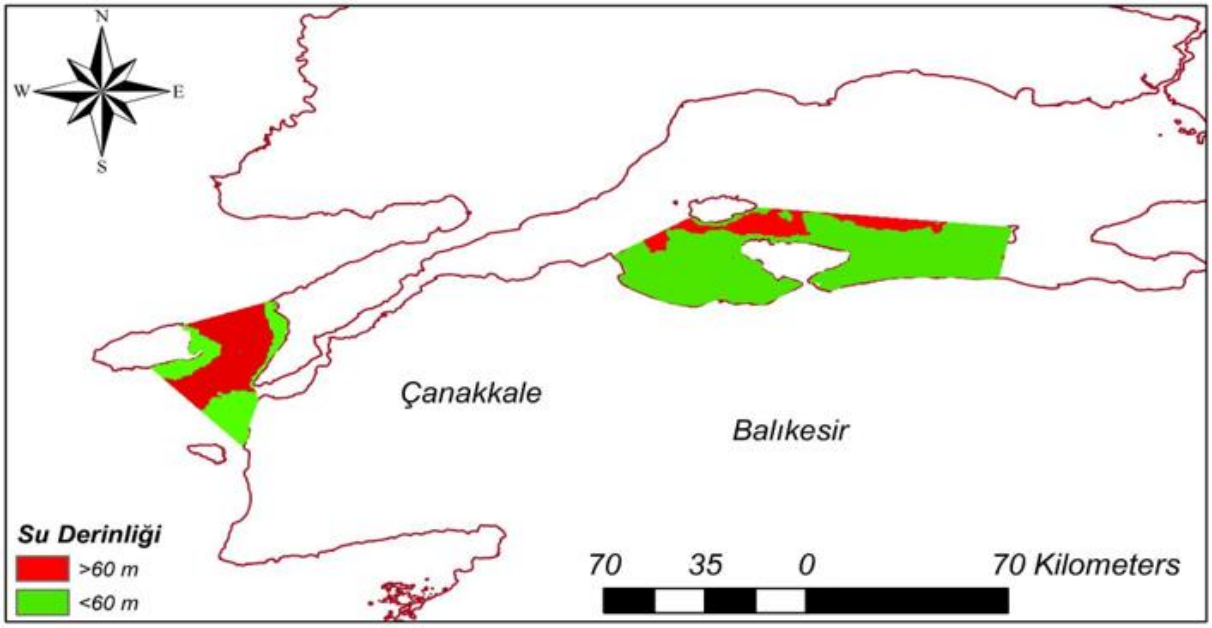
ile ilgili ayrıntılı bilgi web sayfasında görülebilir. GWA verisini doğrulamak üzere Dünya Bankası Enerji Sektör Yönetimi Destek Programı (ESMAP) desteği ile Pakistan, Papua Yeni Gine, Vietnam ve Zambia'da gerçekleştirilen rüzgar ölçüm kampanyaları (measurement campaign)/çalışmaları ile GWA verileri doğrulanmıştır. Ayrıca DTU (2017) doğrulama çalışmasında aralarında Çin, Mısır, İngiltere, Güney Afrika, Meksika gibi farklı kıtalarda yer alan dokuz farklı ülkedeki 88 projeden elde edilen rüzgar ölçüm verileri ile GWA verilerinin, ortalamada, karada ve denizdeki rüzgar değerlendirmesi için güvenilir olduğu sonucuna varılmıştır. DTU (2017) çalışmasında, GWA rüzgar verilerinin "bir projenin ön-hazırlık aşamasında" ve "detaylı rüzgar ölçümü alınacak rüzgar ölçüm kampanyaların tasarlanmasında (measurement campaign design)" kullanılabileceği belirtilmektedir. GWA rüzgar verileri, Dünya Bankası başta olmak üzere, dünyadaki pek çok kamu kurumu, üniversiteler/araştırma merkezi ve özel sektör kurumu tarafından, lokal rüzgar ölçümü bulunmayan alanlarda, ülke veya bölge bazında geniş alanlar için, karada ve denizde rüzgar potansiyeli değerlendirmelerinde yaygınlıkla kullanılmaktadır. Bu proje kapsamında ülkemizde denizde rüzgar ölçümleri çok kısıtlı olduğundan ve çalışma alanının tamamını kapsayan üniform veri bulunmadığından/temin edilemediğinden GWA rüzgar verileri deniz üstü rüzgar türbinleri için uygun alan seçiminde kullanılmıştır. GWA'dan temin edilen 100 metre yükseklikteki veriler CBS programında çalışma bölgeleri için değerlendirilmiştir (Şekil 27). Tekno-ekonomik açıdan 6.5 m/s'den düşük rüzgarlı bölgelerin DÜRES yatırımları için uygun olmadığı bilindiğinden, bu bölgeler hedef bölgelerden çıkarılmıştır (Maandal vd., 2021). Rüzgar hızı bakımından uygun olmayan bölgeler toplam çalışma alanının yaklaşık %15'ini oluşturmaktadır. Rüzgar hızı dağılımına göre; Bölge-1'in sahip olduğu rüzgar potansiyeli Bölge-2'ye göre daha yüksektir.

Şekil 27: Rüzgar Hızı Dağılımı (100 Metre Yükseklikte)



DÜRES'ler için önemli teknik kriter ve kısıtlamalardan biri de uygun deniz derinliklerinin saptanmasıdır. DÜRES uygulamaları deniz derinliğine göre sabit ve yüzer sistemler olarak ikiye ayrılmaktadır. Bundan dolayı, deniz derinliği analizinin uygulama türünün gerektirdiği derinlik seviyesine göre yapılması doğru olacaktır. Bu kritik seviye genel olarak 60 metre olarak kabul edilmektedir (Genç vd., 2021). Ek olarak, 200 metreden daha derin sular günümüz koşullarında DÜRES yatırımları için uygun görülmemektedir (Tsai vd., 2016). Çalışma kapsamında, çalışma bölgelerindeki deniz derinlik haritaları yerel ölçümler olmamasından kaynaklı, açık erişimli "Bathymetry" veri kaynağı kullanılarak analiz edilmiştir (EMODNET Bathymetry). Analiz kapsamında, 200 metreden daha derin sular hedef bölgelerden çıkarılıp, kritik 60 metre derinliğe göre derinlik haritası oluşturulmuştur. Deniz derinlik haritasına göre (Şekil 28), Bölge-1'in büyük kısmı yüzer sistemler için uygunken, Bölge-2'in büyük çoğunluğu (kuzey şeridi hariç) sabit rüzgar türbinleri için uygundur.

Şekil 28: Su Derinliği Dağılımı



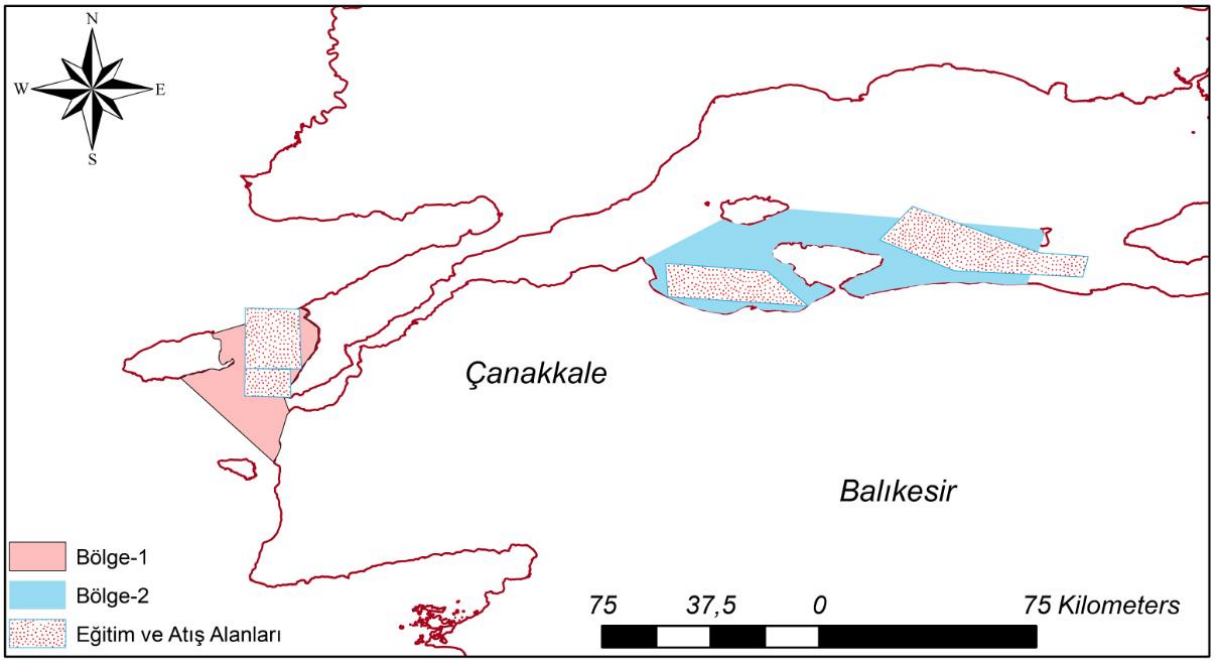
3.1.2.2. Çevresel Kriterlerin Analizi

DÜRES yatırımlarının uygun alan seçimlerinde, teknik kriterlere ek olarak çevresel kriterlerin analizi de temel gereksinimlerden biri olarak görülmektedir. Bu kapsamda, bölgenin mevcut durumu, potansiyelleri ve gelecek projeksiyonları göz önüne alınarak çevresel kriterler belirlenmiş ve Tablo 12'de gösterilmiştir. Belirlenen kriterler için detaylı bir literatür çalışması yapılmış, mevcut yönetmelik veya düzenlemelere göre etki alanlarının sınır değerleri belirlenmiştir. Etki alanları ve sınır değerleri analiz çalışmaları kapsamında, çevresel açıdan uygun olmayan bölgeler belirlenerek hedef bölgelerden çıkarılmıştır. Çanakkale Bölgesi'nde eski dönemlerden kalmış tehlikeli olabilecek bazı ekipman kalıntıların olduğu bilinmektedir. Bu durum için, proje ekibi tarafından ilgili kurumlardan veri temini talebi yapılmasına rağmen herhangi bir veri temini sağlanmamıştır. Bundan dolayı, askeri kısıtlamaların analizleri için açık veri kaynakları kullanılarak devam edilmiştir. Şekil 29 SHOD tarafından ilan edilen askeri eğitim/atış bölgelerini göstermektedir. Çalışma kapsamında, turizm noktalarının analizinde Kültür ve Turizm Bakanlığı tarafından sağlanan "TR22 Bölgesi Turizm merkezleri koruma ve gelişim bölgeleri" verisine ek olarak açık kaynaklı veri kaynağı olan CLC-2018 de aktif olarak kullanılmıştır. Ek olarak, bölgelerin yoğun gemi güzergahlarına sahip olduğu bilindiğinden, yoğun gemi rotaları da kapsamlı şekilde analiz edilmiştir. Ayrıca, aktif fay hatları, yer altı kabloları ve kuş göç yolları da çalışma dahilinde analiz edilmiştir. Bu çalışma kapsamında analiz edilen kriterlerin görsellerine "EKLER-Destekleyici Dokümanlar" bölümünde yer verilmiştir.

Çevresel etki analizleri gerçekleştirilirken çalışma bölgelerinde turizm bölgelerinin yoğun kullanımı önemli bir kısıt olarak belirlenmiştir. Bu kapsamda, Kültür ve Turizm Bakanlığı'ndan mevcut ve potansiyel turizm bölgelerinin verileri talep edilmiştir. TR22 bölgesi için paylaşılan "Turizm merkezleri koruma ve gelişim bölgeleri" verilerinde (EK-8) Gökçeada özelinde herhangi bir turizm merkezi koruma ve gelişim bölgesi bulunmamaktadır. Turizm koruma ve gelişim bölgelerinin yoğun olarak Bölge 2 sınırlarında yoğunlaştığı görülmektedir. Özellikle Marmara Denizi'nde bulunan adalar ve Erdek Bölgesi DÜRES yatırımları için önemli kısıtlar barındırmaktadır. Belirlenen turizm koruma ve gelişim bölgeleri için gerekli etki alanı belirlenerek analizler gerçekleştirilmiştir. Bu verilere ek olarak, açık veri kaynağı olarak kullanılan CLC (2018) veri kaynağından temin edilen veriler ışığında turistik plajlar kısıt olarak çalışma kapsamına dahil edilmiştir (EK-7). Kullanılan bu veri kaynağı Avrupa Çevre Ajansı tarafından koordine edilen, Avrupa'daki arazi örtüsü mevcut durumu ve değişiklikleri hakkında tutarlı bilgiler sağlayan önemli bir veri kaynağıdır (CLC 2018). Dünya gözlem uyduları ve dünya yüzeyindeki sensör ağları kullanılarak toplanan veriler kara, deniz, atmosfer, iklim değişikliği hakkında bilgiler sağlar (CLC 2018). Tablo 12'de belirtildiği üzere, potansiyel DÜRES yatırım alanlarının tespiti için turistik bölgelere 2 kilometrelik bir etki alanı oluşturulmuştur.

Yüksek rüzgar potansiyeline sahip olan Gökçeada uçurtma ve rüzgar sörfü faaliyetlerine ev sahipliği yapmaktadır. Sörf alanlarının genel olarak Eşelek Bölgesinin güney ve batı sahillerinde olduğu tespit edilmiştir [URL13]. Uçurtma alanları da genel olarak sörf alanları ile ortak bölgeleri kapsamaktadır. Rüzgar potansiyeli çok yüksek olan Gökçeada çevresinde, potansiyel DÜRES yatırımları teknik olarak çok uygun olduğu düşünüldüğünden bölgedeki bu tarz aktivelerin detaylı şekilde planlanıp organize edilmesi gerekmektedir. Ayrıca, Gökçeada'nın doğu kısmındaki kıyı şeridi ve güney kısmındaki sığ bir dalyan olan Tuz Gölü Gökçeada Dalyanı için özel doğa alanı olarak belirlenmiştir (Doğa Derneği, 2022). Gökçeada Dalyanı flamingolar için önemli kışlama alanıdır. Ayrıca, Tuz Gölü Tabiat Koruma ve Milli Parklar Genel Müdürlüğü tarafından koruma altındaki sulak bölge olarak ilan edilmiştir (EK-10). Buradaki doğal yaşamın olumsuz etkilenmesini engellemek üzere, Tuz Gölü etrafında 2 kilometrelik bir etki alanı oluşturulmuştur. Ayrıca, Bölge-2'de yer alan koruma bölgeleri için aynı işlem uygulanmıştır. Ek olarak, göçmen kuşların ülkemizden yoğun olarak geçtiği düşünüldüğünde (EK-6), oluşabilecek olumsuz etkileri minimuma indirmek için açık veri kaynaklarından belirlenen kuş göç yollarına 1 kilometrelik etki alanı oluşturulmuştur. Kuş göç yollarının Bölge-2'de yer alan Kapıdağ Yarımadası etrafında yoğunlaştığı görülmektedir. Yapılan tüm bu haritalandırma çalışmaları için kurum ve kuruluşlardan resmi yazı ile veri talebinde bulunulmuştur, gelen veriler doğrultusunda çalışmalar gerçekleştirilmiştir (EK-11).

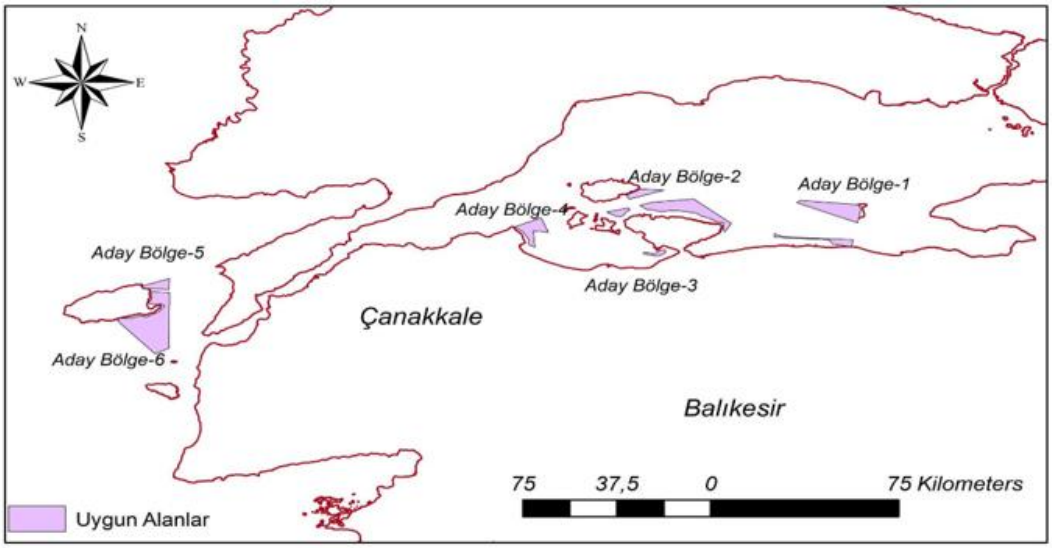
Şekil 29: Askeri Eğitim ve Atış Alanları



3.1.3. Belirlenen Potansiyel DÜRES Bölgeleri

Bölüm 3.1.2'de açıkça belirtildiği üzere, saptanan teknik ve çevresel kriterler çalışma bölgeleri için analiz edilmiştir. Analiz sonuçlarına göre, Bölge-1'de iki bölge ve Bölge-2 sınırları içerisinde ise dört bölge olmak üzere toplamda altı uygun bölge belirlenmiştir (Şekil 30). Belirlenen altı bölgenin toplam alanı 562 km^2 olarak ölçülmüştür ve ölçülen alanların dağılımları Tablo 13'te gösterilmiştir. Ek olarak, uygun bölgelerde uygun türbin tiplerinin belirlenmesi adına deniz derinliği dağılımı Şekil 31'de yeniden gösterilmiştir. Bu kapsamda, 2 ve 6 numaralı bölgelerin bir kısmında yüzer tip rüzgar türbinleri kullanılma imkanı var iken, 5 numaralı bölgenin neredeyse tamamında yüzer rüzgar türbinlerinin kullanılması uygun olacaktır.

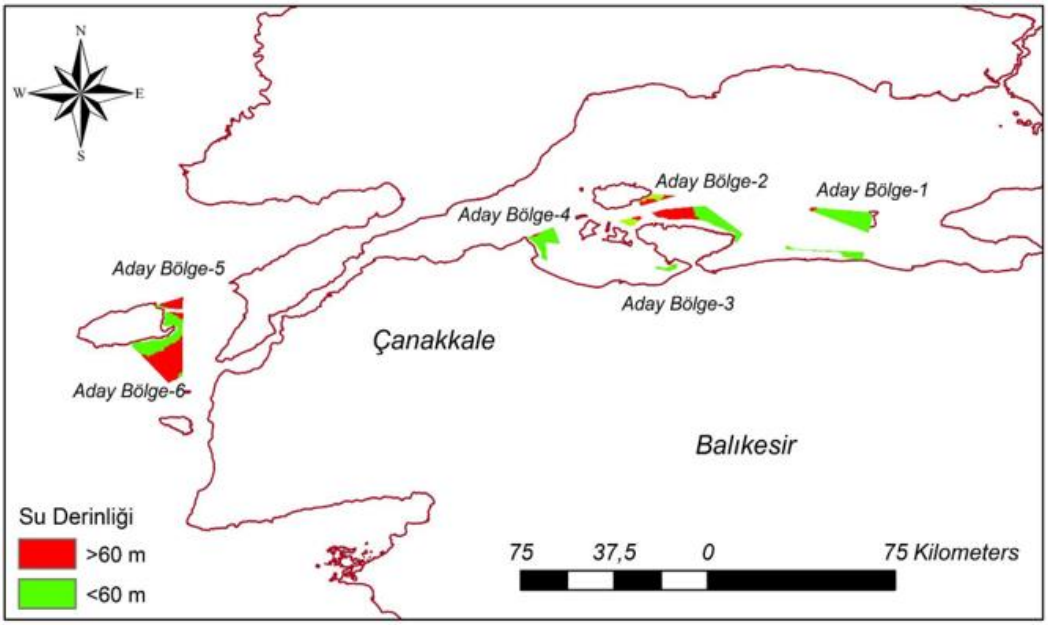
Şekil 30: Teknik ve Çevresel Kriterlerin Uygulanmasıyla Belirlenen Uygun Alanlar



Tablo 13: Uygun Bölgelerin Alan Ölçümleri

Aday Bölge	Ölçülen Toplam Alan (km^2)
1	59 (50+9)
2	148 (112+14+22)
3	89
4	26
5	24
6	216

Şekil 31: Belirlenen Uygun Alanların Derinlik Dağılımı



3.1.4. Uygun Türbin Seçimi ve Yerleşimi

3.1.4.1. Türbin Seçimi

Türbin seçimi bir deniz üstü rüzgar enerjisi projesinin fizibilitesini etkileyen unsurlardan biridir. Türbin seçilirken dikkat edilmesi gereken teknik kriterlerden bazıları sahaya uygunluk (servis ömrü boyunca sahada beklenen rüzgar/iklim koşullarına dayanıklılık), sahadaki planlanan temel sistemine uygunluk ve sahaya özgü güç üretimidir. Bunların yanı sıra üretici firmanın geçmiş türbin üretim tecrübesi/güvenilirlik ve türbin fiyatı da bir projede türbin seçiminde göz önüne alınabilecek diğer unsurlardan bazılarıdır.

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (International Electrotechnical Commission) IEC 61400 standardına göre bir sahadaki rüzgar koşulları üç parametre göz önüne alınarak sınıflandırılmaktadırlar. Bu parametreler, ortalama rüzgar hızı, extrem 50-yıllık rüzgar hamlesi (gust) ve türbülans durumudur. Tablo 14'te IEC 61400 standardına göre rüzgar class sınıflandırma sistemi ile bilgi sunulmaktadır. Tablo 14'te görüleceği gibi, daha yüksek ortalama rüzgar hızı ve daha yüksek rüzgar hamlesi (gust) durumları Class I rüzgar sınıfı olmaktadır. Sahada türbin yerleşimine ve iz etkisine (wake effects) bağlı olarak türbülans koşulları değişkenlik göstermektedir ve türbülans durumu lokal türbin yerleşimi optimizasyonu (layout optimization) aşamasında da uygun türbin yerleşimi ile azaltılabilir. Class I rüzgar koşulları için tasarlanan bir türbin, kontrol, elektrik, mekanik sistemler ile kule ve temel yapısı gibi bütün alt komponentleri ile bu rüzgar koşullarına dayanacak şekilde tasarlanmış demektir.

Tablo 14: IEC 61400 Rüzgar Koşulları Sınıflandırma Sistemi

	Class I* (yüksek rüzgar)	Class II* (orta rüzgar)	Class III* (düşük rüzgar)	Class IV* (çok düşük rüzgar)
Referans rüzgar hızı	50 m/s	42.5 m/s	37.5 m/s	30 m/s
Yıllık ortalama rüzgar hızı (max)	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s	6 m/s
50-yıllık tekrar periyodu olan rüzgar hamlesi (gust)	70 m/s	59.5 m/s	52.5 m/s	42 m/s
1-yıllık tekrar periyodu olan rüzgar hamlesi (gust)	52.5 m/s	44.6 m/s	39.4 m/s	31.5 m/s

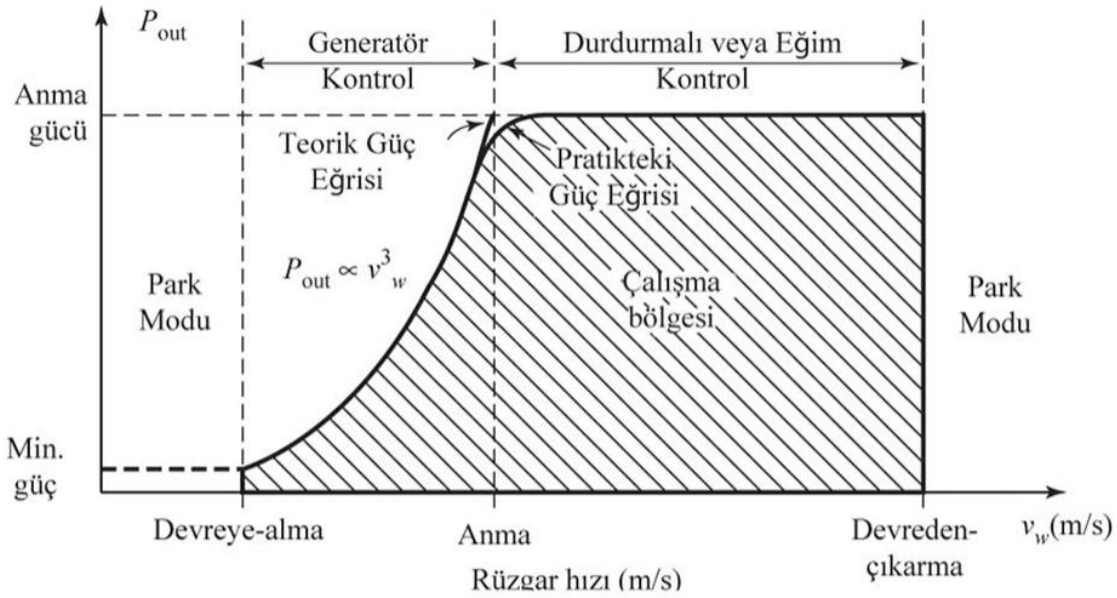
* Bütün rüzgar Class'ları için, sahadaki koşullara göre yüksek türbülans durumu için A, orta türbülans durumu için B ve düşük türbülans koşulları için C olarak isimlendirilme yapılmaktadır. Örneğin, Class IIIB, tabloda belirtilen rüzgar koşullarını ve orta türbülans durumunu ifade etmektedir.

IEC rüzgar sınıfı, bir türbinin enerji üretiminde optimum performans göstermesi için kanat tasarımını (kanat uzunluğu ve ağırlığını), türbini etkileyecek yükleri ve projenin maliyetini etkileyen faktörlerden biridir. Düşük rüzgar sınıfı olan bir sahada (örneğin Class III) yerleştirilecek bir türbinin belirli bir nominal güç (rated power) değerinde, aynı türbinin Class II rüzgar sınıfı bulunan bir sahaya konulması durumuna kıyasla, aynı miktar enerji üretimi sağlaması için daha büyük bir rotor çapına (daha büyük kanat uzunluğuna) sahip olması gerekir. Enerji maliyeti (proje maliyeti), daha yüksek yıllık ortalama rüzgar hızı bulunan (daha yüksek rüzgar sınıfı) sahalarda daha düşüktür.

Bilindiği üzere bir rüzgar türbini çeşitli rüzgar hızlarında güç üretmesi için tasarlanır. Rüzgar türbinleri güç eğrilerinde belirtilen devreye girme ("cut-in") rüzgar hızı değerinde, ki bu değer çoğu rüzgar türbini için yaklaşık 3–4 m/s gibi bir rüzgar hızıdır, dönmeye ve enerji üretmeye başlar; üretilen güç rüzgar hızının küpü ile orantılı olarak artar; anma hızı ("rated wind speed") değerinde güç üretimi maksimuma ulaşır, ve devreden çıkma ("cut-out") rüzgar hızı değerinde (ki bu değer çoğu türbin için 25-30 m/s gibi bir değerdir) devreden çıkar. Anma hızı ("rated wind speed") aşılırsa güç sınırlandırılır, bu nedenle her türbin için en etkili güç üreteceği rüzgar hızı değeri türbinlerin güç eğrilerinde belirtilir. Devreye alma hızı, literatürde "başlama hızı" ya da "kalkınma hızı" olarak da geçebilmektedir. Bu hız,

türbinden faydalı gücün üretilebildiği en düşük rüzgâr hızı olarak tanımlanır. Anma hızı ya da çalışma hızı ise en yüksek güç üretiminin elde edildiği rüzgar hızı olarak bilinmektedir. Devreden çıkarma ya da durma hızı olarak bilinen hız türbinin güç üretimine izin verilen en yüksek rüzgar hızı olarak tanımlanabilir. Şekil 32'de bir rüzgâr türbini güç eğrisi karakteristiği örnek olarak verilmiştir (Rashid, 2018). Rüzgar türbininden elde edilecek güç hesabında, sistemin güç eğrisi ve ona bağlı olarak güç performans katsayıları (C_p) çok önemlidir. Şekil 32'de türbinin devreye alma hızı, çalıştığı aralık ve hangi noktadan önce/sonra çalışmadığı (park modu) olduğu görülmektedir. Ayrıca, şekilde anma hızına kadar olan kısımda türbinin jeneratör kontrollü olduğu ve anma hızından devreden çıkarma hızına kadar olan bölgede ise durdurmalı veya eğim kontrollü olduğu net bir şekilde görülmektedir.

Şekil 32: Pratik ve Teorik Güç Eğrisi Karakteristiği

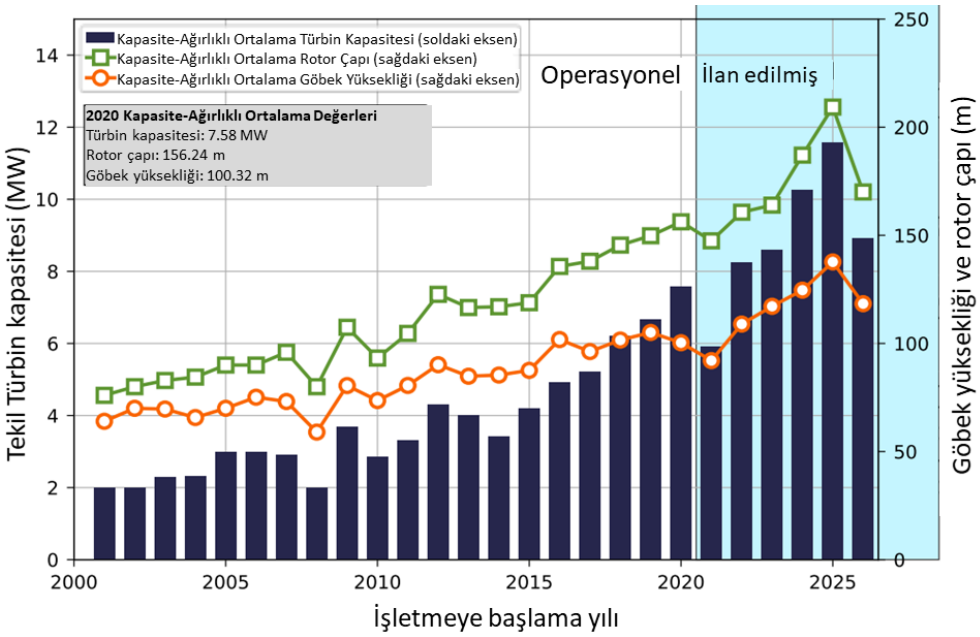


Kaynak: Muhammad H. Rashid, Power Electronics: Devices, Circuits and Applications, 2018

Deniz üstü rüzgar çiftliklerinde, belirlenen yüksekliklerdeki yıllık ortalama rüzgar hızının, kullanılması planlanan türbinin anma hızı (rated wind speed) değeri civarında olması, bir yılda türbinin maximum enerji kapasitesinde enerji üreteceği süreyi artıracak olması açısından bir avantaj oluşturmaktadır.

Bilindiği üzere kapasitesi yüksek türbin kullanmak, bir deniz üstü rüzgar çiftliğinde, daha az sayıda türbin konuşlandırılmasını sağlayarak maliyetleri azaltmaktadır (daha az sayıda kule ve temel, daha az imalat/kurulum maliyeti, daha az uzunlukta kablolama ve elektrik altyapı maliyeti, daha az bakım-onarım gibi operasyonel maliyetler ve daha az "türbin iz etkisi kaynaklı kayıplar". Bu nedenlerle deniz üstü rüzgar enerjisi sektör uzmanları, bir projenin finansal kapanış zamanında, türbin üreticilerinin o tarihte seri üretimde olan en yüksek kapasiteli türbinlerini kullanma eğilimindedirler. Dünyadaki operasyonel rüzgar çiftliklerinde kullanılmakta olan türbin kapasiteleri ("turbine rated power") incelendiğinde, (kapasite-ağırlıklı ortalama) 2015'li yıllarda 4 MW kapasiteli türbinler kullanılmakta iken 2020'li yıllarda bu değer 8 MW'a çıkmıştır ve türbin üreticisi firmalar 2024 yılı için seri üretime hazır olacak şekilde 14-15 MW kapasiteli türbin üretimi planlarını duyurmuşlardır (Shields vd. 2021). Şekil 33'te dünyada, 2000'li yıllardan itibaren operasyonel olan deniz üstü rüzgar enerjisi projelerinde kullanılan türbin kapasiteleri, göbek (hub) yükseklikleri ve rotor çaplarındaki artış eğilimi görülmektedir (Offshore Wind Market Report 2022). 2005'li yıllarda 3 MW kapasiteli türbinler kullanılırken, 2020'li yıllarda 7 MW kapasiteli türbinler kullanılmakta olup; 2005'li yıllarda 70 m olan göbek (hub) yüksekliği ve 90 m olan rotor çapları, 2020'li yıllarda 110 m göbek (hub) yüksekliği ve 160 m rotor çapı değerlerine yükselmiştir. 2025 ve sonrası için ilan edilmiş projelerde ise 12 MW üstü türbin kapasiteleri ve 200 m ve üstü rotor çapları kullanılması planlanmaktadır.

Şekil 33: 2000'li Yıllardan İtibaren Operasyonel Olan ve 2022 Sonrası İçin İlan Edilmiş Olan Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Projelerinde Kullanılan/Kullanılması Planlanan Türbin Kapasiteleri, Göbek Yükseklikleri ve Rotor Çapları (Deniz Üstü Rüzgar Piyasa Raporu 2022, Offshore Wind Market Report 2022)



Kaynak: Deniz Üstü Rüzgar Piyasa Raporu, 2022 (Offshore Wind Market Report, 2022)

Güney Marmara deniz üstü rüzgar enerjisi ön fizibilite çalışması kapsamında türbin seçimi konusunda bilgi sağlamak üzere, Tablo 15'te 2022 itibariyle işletimde olan en büyük deniz üstü rüzgâr çiftlikleri en eski tarihliden en yeni tarihliye doğru listelenmiş ve bu projelerde kullanılmış olan türbin marka/modelleri ve kapasiteleri sunulmuştur. Tablo 16'da ise 2022 itibariyle yapımı devam eden 300 MW kapasitenin üzerindeki deniz üstü rüzgâr çiftlikleri, kullanılan türbin modelleri, kurulum bölgesi, toplam kapasitesi ve öngörülen tamamlanma tarihleri verilmiştir. Tablo 17'de ise bazı türbin marka/modelleri için IEC 61400 rüzgar sınıfları ile ilgili bilgi sunulmaktadır.

Tablo 15: İşletmede Olan En Büyük Deniz Üstü Rüzgâr Çiftlikleri Ve Kullanılan Türbin Marka/Modelleri

Rüzgâr Çiftliği	Ülke	Kapasite (MW)	Türbin Sayısı	Türbin Marka/Modeli	Türbin anma gücü (MW)	Kurulum Tarihi
Thorntonbank	Belçika	325	6+48	Senvion 5MW	5.0	2009 (Faz 1)
(Faz 2&3)				Senvion 6.15MW	6.15	2012 (Faz 2)
						2013 (Faz 3)
Thanet	Birleşik Krallık	300	100	Vestas V90-3.0MW	3.0	2010
Walney	Birleşik Krallık	1026.2	51+51+87	102 x Siemens Gamesa SWT-3.6-107	3.6	2011-2012 (Faz 1 & Faz 2)
(Faz 1&2 and Walney Extantion)				40 x MHI-Vestas 8.25 MW	8.25	2017 (Walney Extansion)
				47 x Siemens Gamesa (7 MW)	7	
Sheringham Shoal	Birleşik Krallık	315	88	Siemens Gamesa SWT-3.6-107	3.6	2012
Greater Gabbard	Birleşik Krallık	504	140	Siemens Gamesa SWT-3.6-107	3.6	2012
London Array	Birleşik Krallık	630	175	Siemens Gamesa SWT-3.6-120	3.6	2013
BARD Offshore 1	Almanya	400	80	Bard 5.0MW	5.0	2013
Anholt	Danimarka	400	111	Siemens Gamesa SWT-3.6-120	3.6	2013
West of Duddon Sands	Birleşik Krallık	389	108	Siemens Gamesa SWT-3.6-120	3.6	2014
Gwynt y Môr	Birleşik Krallık	576	160	Siemens Gamesa SWT-3.6-107	3.6	2015
Global Tech I	Almanya	400	80	Areva Multibrid M5000 5.0MW	5.0	2015
Borkum Riffgrund 1	Almanya	312	78	Siemens Gamesa SWT-4.0-120	4.0	2015
Amrumbank West	Almanya	288	80	Siemens Gamesa SWT-3.6-120	3.6	2015
Veja Mate	Almanya	402	67	Siemens Gamesa SWT-6.0-154	6.0	2017
Nordsee One	Almanya	332	54	Senvion 6.2M126	6.2	2017
Huaneng Rudong	Çin	300	38+19+1+12	Siemens Gamesa 4.0MW	4.0	2017
				Haizhuang 5MW (H154)	5.0	
				Haizhuang 5MW (H171)	5.0	
				Envision 4.2MW (EN-136)	4.2	
Gode Wind (Faz 1&2)	Almanya	582	97	Siemens Gamesa SWT-6.0-154	6.0	2017
Gemini Wind Farm	Hollanda	600	150	Siemens Gamesa SWT-4.0	4.0	2017
Dudgeon	Birleşik Krallık	402	67	Siemens Gamesa SWT-6.0-154	6.0	2017
Wikinger	Almanya	350	70	Adwen AD 5-135	5.0	2018

Walney Extension	Birleşik Krallık	659	40+47	MHI-Vestas 8.25 MW	8.25	2018
				Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	
SPIC Jiangsu Dafeng	Çin	302.4	72	Envision 4.2MW	4.2	2018
Rampion	Birleşik Krallık	400	116	MHI Vestas V112-3.45 MW	3.45	2018
Race Bank	Birleşik Krallık	546	91	Siemens Gamesa SWT-6.0-154	6.0	2018
Jiangsu Longyuan Chiang Sand	Çin	300	75	Envision EN136/4.0 MW	4.0	2018
Galloper	Birleşik Krallık	336	56	Siemens Gamesa SWT-6.0-154	6.0	2018
Binhai North H2	Çin	400	100	Siemens Gamesa SWT-4.0-120	4.0	2018
Rentel	Belçika	294	42	Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	2019
Norther Offshore Wind Farm	Belçika	370	44	Vestas V164-8.4 MW	8.4	2019
Merkur	Almanya	396	66	GE Haliade 150-6 MW	6.0	2019
Hornsea Project One	Birleşik Krallık	1,218	174	Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	2019
Horns Rev 3	Danimarka	407	49	MHI Vestas V164-8.3 MW	8.3	2019
Hohe See	Almanya	497	71	Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	2019
Dongtai Four	Çin	302.4	63+10	Siemens Gamesa SWT-4.0-130	4.0	2019
				Envision EN136/4.2 MW	4.2	
Datang Jiangsu Binhai	Çin	301.8	50+46	Mingyang MySE3.0-135	3.0	2019
				Jinfeng 3.3 MW	3.3	
Borkum Riffgrund 2	Almanya	450	56	MHI Vestas V164-8.0 MW	8.0	2019
Beatrice	Birleşik Krallık	588	84	Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	2019
Arkona	Almanya	360	60	Siemens Gamesa SWT-6.0-154	6.0	2019
Laoting Bodhi Island	Çin	300	75	Siemens Gamesa SWT-4.0-130	4.0	2020
East Anglia ONE	Birleşik Krallık	714	102	Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	2020
CGN Yangjiang Nanpeng Island	Çin	412.5	75	Mingyang MY-5.5 MW	5.5	2020
Borssele 1&2	Hollanda	752	94	Siemens Gamesa 8MW	8.0	2020
Zhejiang Jiaxing 2	Çin	300	50	50 x SWT-6.0-154	6.0	2021
Windpark Fryslân	Hollanda	382	89	Siemens Gamesa SWT-4.3-130	4.3	2021
Triton Knoll	Birleşik Krallık	857	90	MHI Vestas 9.5 MW	9.5	2021
SPIC Rudong H7	Çin	400	100	Siemens Gamesa SWT-4.0-146	4.0	2021
SPIC Rudong H4	Çin	400	100	Siemens Gamesa SWT-4.0-146	4.0	2021
Rudong H10	Çin	400	100	Siemens Gamesa SWT-4.0-146	4.0	2021

Rudong H6	Çin	400	100	Siemens Gamesa SWT-4.0-146	4.0	2021
Rudong H5	Çin	300	75	75 x SWT-4.0-146	4.0	2021
Longyuan Jiangsu Dafeng H4	Çin	302.4	47	47 x GW184-6.45MW	6.45	2021
Kriegers Flak	Danimarka	605	72	Siemens Gamesa SWT-8.4-167	8.4	2021
Jiangsu Qidong H1+H2	Çin	503	84	Shanghai Electric	-	2021
Dafeng H6	Çin	300	47	47 x GW184-6.45MW	6.45	2021
CTGNE Yangjiang Shapa - phase II	Çin	400	62	Mingyang MySE6.45-180	6.45	2021
Borssele 3&4	Hollanda	731.5	77	MHI Vestas V164 9.5MW	9.5	2021
Zhanjiang Xuwen-South	Çin	300	47	47 x GW171-6.45MW	6.45	2022
Yuedian Yangjiang Shapa	Çin	300	47	47 x MySE6.45-180	6.45	2022
Saint-Nazaire	Fransa	480	80	GE Haliade 150-6MW	6.0	2022
Rudong H2	Çin	350	70	Haizhuang H171-5.0MW	5.0	2022
Moray East	Birleşik Krallık	950	100	MHI Vestas V164 9.5 MW	9.5	2022
Hornsea Project Two	Birleşik Krallık	1320	165	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	8.0	2022
CGN Shanwei Jiazi II	Çin	403	62	MySE6.45-180	6.45	2022
CGN Shanwei Jiazi I	Çin	503	78	MySE6.45-180	6.45	2022

*Toplam santral kapasitesi kullanılan türbin kapasitesi ile türbin sayısının çarpımı ile elde edilir. Tablo 15'te belirtilen toplam kapasiteler firmaların ilan ettikleri ile uyumlu olup, %10'un altında fark olan birkaç tanesi firmaların duyurdukları toplam kapasite değeri olarak yansıtılmıştır.

Tablo 16: Yapımı Devam Eden 300 MW Üstü Deniz Üstü Rüzgâr Çiftlikleri ve Kullanılan Türbin Marka/Modelleri

Rüzgâr Çiftliği	Ülke	Kapasite (MW)	Türbin Sayısı	Türbin Marka/Modeli	Türbin anma gücü (MW)	Tamamlanma Tarihi
Dogger Bank A	Birleşik Krallık	1,2	95	GE Haliade-X 13MW	13.0	2023
Dogger Bank B	Birleşik Krallık	1,2	95	GE Haliade-X 13MW	13.0	2024
Seagreen (Alpha & Bravo)	Birleşik Krallık	1,14	114	MHI Vestas V164-10 MW	10.0	2023

Greater Changhua	Tayvan	900	111	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	8.0	2022
Vineyard Wind	ABD	800	62	13.6MW GE Haliade-X	13.6	2023
Hollandse Kust Zuid I-II	Hollanda	770	70	Siemens Gamesa 11MW	11.0	2022-2023
Hollandse Kust Zuid III-IV	Hollanda	770	70	Siemens Gamesa 11MW	11.0	2023
Hollandse Kust Noord	Hollanda	759	69	SG 11.0-200 DD	11.0	2023
Yunlin	Tayvan	640	80	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	8.0	2023
Changfang	Tayvan	589	62	MHI Vestas V174-9.5 MW	9.5	2023
Guodian Xiangshan 1 phase 2	Çin	500	41	12MW units	12.0	2025
Fécamp	Fransa	497	71	Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	2023
Saint-Brieuc	Fransa	496	62	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	8.0	2023
Calvados	Fransa	448	64	Siemens Gamesa SWT-7.0-154	7.0	2024
The Neart na Gaoithe (NnG)	Birleşik Krallık	450	54	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	8.0	2023
Formosa II	Tayvan	376	47	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	8.0	2022
Kaskasi	Almanya	342	38	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	8.0	2022
Fujian Putian City Flat Bay Three Zone C	Çin	308	44	SWT-7.0-154	7.0	2022
Changle Area A	Çin	300	36	DEW-D10000-185 & GW175-8.0MW	8.0	2022
Changle Area C 2	Çin	300	37	DEW-D10000-185 & SG 10.0-193 DD	10.0	2022
Mingyang Yangjiang Shapa	Çin	300	46	MySE6.45-180	6.45	2022

Tablo 17: Mevcut Türbinlerin Özellikleri

Türbin adı / kodu	Üretici Firma	Türbin (anma gücü) (MW)	Karada / deniz üstü türbin	Konuşlandırma durumu	Konuşlandırma Tarihi	Kuruldukları Rüzgâr Çiftlikleri	IEC Rüzgar Sınıfı	Rotor çapı (m)
E-126 7.580	Enercon	7.5	Karada	Ticari kullanımda	2007	Magdeburg-Rothensee, Ellern (Almanya), Estinnes, (Belçika)	IA	127
V126-3.3 MW	Vestas	3.3	Kara ve deniz üstü	Ticari kullanımda	2016	Chubut Norte I (Arjantin), Granville Harbour (Avustralya)	IIIA	126
Haliade 150-6	GE	6.0	Deniz üstü	Ticari kullanımda	2016	Xinghua Gulf (Çin), Golfe du Lion (Fransa), Saint-Nazaire (Fransa), Merkur Offshore (Almanya)	IB	150
V150-4.2 MW	Vestas	4.2	Karada	Ticari kullanımda	2017	Afonso Bezerra-Angicos complex (Brezilya), Votorantin - Ventos do Piaui (Brezilya), Grizzly Bear Creek (Kanada) vb.	IIIB	150
V136-4.2 MW	Vestas	4.2	Karada	Ticari kullanımda	2018		IIB	136
SG 8.0-167 DD	Siemens Gamesa	8.0	Deniz üstü	Ticari kullanımda	2019	Seamade (Belçika), Kriegers Flak (Danimarka),Vesterhavet Nord and Vesterhavet Syd (Danimarka), Saint-Brieuc (Fransa), Kaskasi II (Almanya)	I , S	167
V164-9.5	MHI-Vestas	9.5	Deniz üstü	Ticari kullanımda	2019	Northwester 2 (Belçika)	S	164
SG 8.0-167 DD	Siemens Gamesa	8.0	Deniz üstü	Ticari kullanımda	2020	Borssele (Hollanda), Dieppe-Le Tréport, Yeu-Noirmoutier, Saint Brieuc (Fransa)	I, S	167
SG 11.0-200 DD	Siemens Gamesa	11.0	Deniz üstü	Ticari kullanımda	2022	Gode Wind 3 (Almanya)	I , S	200
SG 11.0-200 DD	Siemens Gamesa	11.0	Deniz üstü	Ticari kullanımda	2022	Hollandse Kust Zuid (Hollanda)	I,S	200
Haliade-X	GE	12.0	Deniz üstü	Prototip	2020		IB	220
D10000-185	Dongfang Electric	10.0	Deniz üstü	Prototip	2020	Xinghua Bay (Çin)	-	185
V174-9.5	MHI-Vestas	9.5	Deniz üstü	Prototip	2020		T	174
SG 14-222 DD	Siemens Gamesa	14.0	Deniz üstü	Prototip	2021	-	I , S	222
SG 4.7-155	Siemens Gamesa	4.7	Karada	Prototip	2021	-	IIIB	155
E-160 EP5 E2	Enercon	5.5	Karada	Prototip	2021	-	IIIA	160
Haliade-X	GE Wind Energy	14	Deniz üstü	Prototip	2021	Ocean Wind, Skipjack (ABD), Dogger Bank (Birleşik Krallık), Vineyard Wind (ABD)	IC	220

Cypress 6.0-164	GE Wind Energy	6.0	Karada	Prototip	2021		S	164
V164-10.0	MHI-Vestas	10.0	Deniz üstü	Mevcut modelin yükseltilmiş versiyonu	-	Kincardine (Birleşik Krallık)	S/S, T	164
V236	Vestas	15.0	Deniz üstü	Konsept	-		S/S, T	236
MySE 11-203	Mingyang Wind Power	11.0	Deniz üstü	Konsept	-		IB	203
MySE 16.0-242	Mingyang Wind Power	16.0	Deniz üstü	Konsept	-		-	242
V236-15.0 MW	Vestas	15.0	Deniz üstü	Konsept	-		S/S, T	236
V112 3.3 MW	Vestas	3.3	Karada ve deniz üstü	Üretimi sonlandırılmış	-	MacArthur (Avustralya), Deutsch-Wagram (Avusturya), Tessenderlo-Schoonhees (Belçika), Xangri-La (Brezilya), Hrabrovo II (Bulgaristan)	IIA	112

Shields (2021) çalışmasında Hawai'deki bir proje için uygulanan yönteme benzer bir yöntemle, Güney Marmara bölgesinde belirlenecek uygulama alanı için, sahadaki rüzgar koşullarına spesifik/özel olarak, projenin gerçekleştirilmesi planlanan yılda türbin üretici firmalarınca seri üretimde mevcut olan bir türbinin kanat boyu, göbek (hub) yüksekliği vb. modifiye edilebilecektir. Benzer şekilde, türbin üreticisi firmalar farklı bir IEC 61400 rüzgar sınıfı için seri üretimde mevcut olan bir türbin ürünlerini, proje sahasındaki rüzgar koşullarına uygun olacak şekilde ve o sahadaki enerji üretimini maksimize etmeye yönelik olarak, sahaya özel/sahaya spesifik modifiye ederek, örneğin Class II rüzgar koşulu için uygun olan seri üretimdeki bir türbin modelinde kanat boyu vb değişkenleri modifiye ederek Class S (saha özgü) müşteriye çözüm sunulabilmektedir. Örneğin, 2022 yılı için, türbin üretici firmalardan biri olan Siemens Gamesa tüm deniz üstü rüzgar türbinleri Class I rüzgar sınıfı için seri üretimde mevcut olup, sahaya özgü koşullar için yükler analiz edilerek türbinde gerekli modifikasyonlar yapılarak Class S olarak tanımlanabilmektedir.

Güney Marmara bölgesindeki deniz üstü rüzgar enerjisi açısından uygun alanlar değerlendirmesi sonucu, uygun alanlardaki IEC 61400 rüzgar sınıfları incelendiğinde, sahaya Class III rüzgar koşullarına uygun bir rüzgar türbini kurulumunun ön-fizibilite çalışması kapsamında ele alınması uygun görülmektedir. Deniz üstü rüzgar çiftliklerinde kullanımda olan mevcut türbin kapasiteleri ile ilgili tablolar incelendiğinde,

- Class IIIA (A türbülans sınıfı, en yüksek türbülans) rüzgar koşulları için, karada ve denizdeki rüzgar enerjisi projelerinde ticari kullanımda olan Vestas V126-3.3 MW türbin,
- Karadaki rüzgar enerjisi projelerinde kullanımda olan Class IIIB rüzgar koşullarına uygun olan Vestas V150-4.2 MW türbin

Örnekleri görülmekte olup, Class III rüzgar koşullarına uygun olan "deniz üstü" türbin olarak, mevcutta seri üretimde olan türbinlerin çok sayıda olmadığı görülmektedir. Deniz üstü rüzgar enerjisi projeleri için çoğunlukla daha yüksek kapasiteye sahip, Class I rüzgar koşullarına yönelik türbinlerin seri üretimi bulunmaktadır. Örneğin, deniz üstü türbin olarak listelenen Siemens Gamesa firmasının bir ürünü olan, 8 MW kapasiteli, SG 8.0-167 DD kodlu türbin Class I ve Class S olarak sınıflandırılmıştır. Birçok türbin üreticisinin de türbin Class'ı olarak "S" sınıfı, "sahaya özel", türbinlere ürün portföylerinde yer verdiği görülmektedir. Bu tespitler ile birlikte, bu ön fizibilite projesi kapsamında sahadaki rüzgar koşullarına göre modifiye edilerek kullanılabilecek olan iki türbin belirlenmiştir. Bu türbinler, Vestas 4.2 MW kapasiteli V150-4.2 MW kodlu türbin ve Siemens Gamesa 4.7 MW kapasiteli SG 4.7-155'dir.

Öte yandan, gerçekleşecek bir proje için belli bir bölgede belirli adet Class II ve farklı bir bölgede belirli adet Class III rüzgar türbini tercih edilmesi, ve bunların da sahadaki spesifik rüzgar koşullarına göre modifiye edilmesi, enerji üretiminin maksimize edilmesi ve projenin ekonomik açıdan fizibilitesinin sağlanması açısından söz konusu olabilecek olup, bu tür değerlendirmeler gerçekleştirilecek bir projenin fizibilite çalışmaları kapsamında yapılabilir.

3.1.4.2. Türbin Yerleşimi

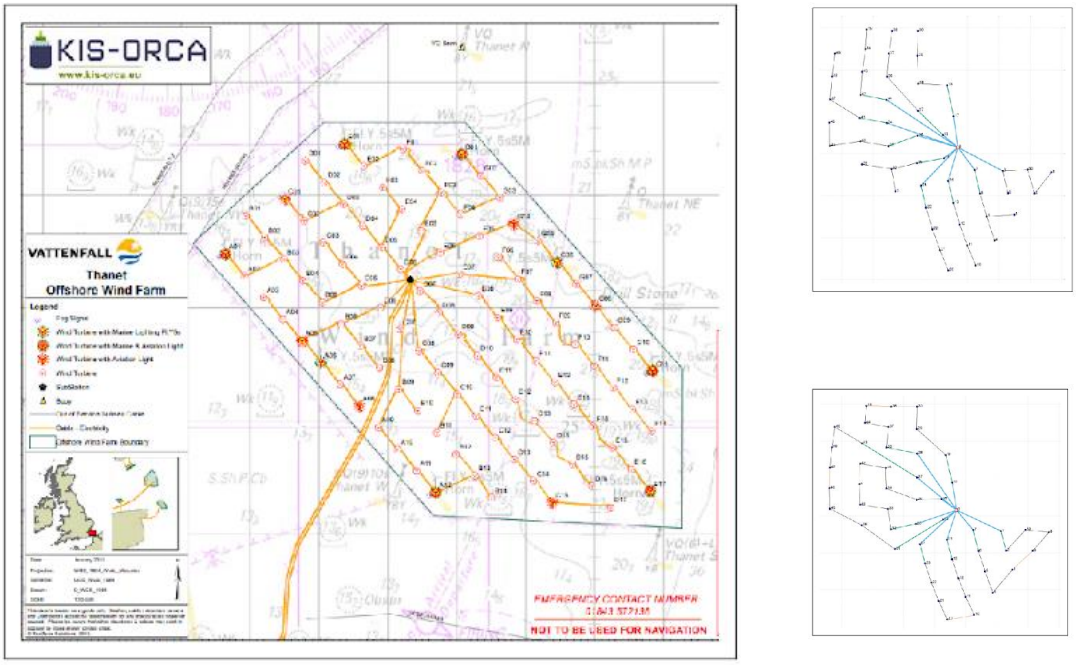
Deniz Üstü rüzgar santrali için uygun yer seçimi önemli olduğu kadar, deniz üstü rüzgar santralinde türbinlerin uygun şekilde yerleşimi, CAPEX maliyetini düşürdüğünden ve yıllık enerji üretimini (Annual Energy Production, AEP) pozitif etkilediğinden büyük öneme sahiptir.

Rüzgar çiftliklerinde türbinler yerleştirilirken enerji ve maliyet optimizasyonu yanı sıra göz önüne alınması gereken bazı diğer hususlar ise dış etkenler olarak gruplanabilecek olan, proje sahası ve yakınındaki gemi rotaları ve lojistik açıdan bırakılması gereken koridorlar, kaza veya acil arama/kurtarma operasyonları için erişim, helikopter uçuş koridorları vb. faktörlerdir.

Rüzgar çiftliklerinde türbin yerleşimi sahanın geometrisine ve rüzgar koşullarına göre sahaya özel olarak "micro-siting" denen çalışma yapılarak planlanır. Esas prensip olarak türbinlerin proje sahasındaki dominant rüzgar yönüne dik olarak yerleştirilmesi hedeflenir. Güney Marmara Bölgesi'ndeki alanlarda dominant rüzgar yönünün kuzey-doğu yönünde ve açık denizden karaya doğru olduğu bilindiğinden türbin yerleşimi bu ön-fizibilite projesi kapsamında buna uygun olacak şekilde yapılmıştır. Gerçekleşecek olan bir proje için sahaya özgü koşulları ve iz etkisini azaltacak ve optimum kablo uzunluğu sağlayacak şekilde micro-siting çalışması yapılması gerekecektir. Şekil 34a'da Birleşik Krallık'taki Vattenfall'ın sahibi olduğu Thanet deniz üstü rüzgar çiftliğinde uygulanmış olan bir türbin yerleşimi örneği, Şekil 34b'de ise bir başka deniz üstü rüzgar çiftliği projesi için

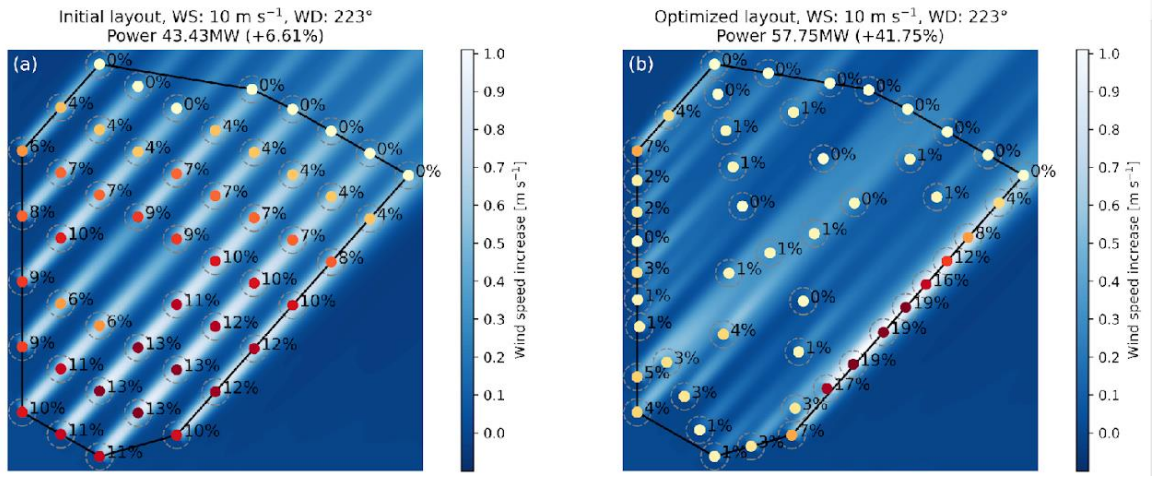
optimum kablo güzergahı ve uzunluğu belirlenmesi ile onlarca milyon EUR tasarruf sağlanan, türbinler arası kablo güzergah örnekleri sunulmuştur. Ayrıca Şekil 35'te görüleceği üzere bir proje sahasında türbin yerleşimi geometrik olarak düzenli bir sıra ve grid şeklinde yerleştirilebilebileceği gibi, iz etkilerinin azaltılması ve en yüksek enerji üretimi sağlanması amacıyla düzensiz (bir grid sistemi gözetilmeksizin) de yerleştirilmektedir.

Şekil 34: (a) Birleşik Krallık'taki Thanet Rüzgar Çiftliğindeki Türbin Yerleşimi ve Kablo Güzergahı, (b) Bir Başka Deniz Üstü Rüzgar Çiftliği Projesinde Kablo Uzunluğu Optimizasyonu (Fischetti vd. 2018)



(a) (b)

Şekil 35: Bir Deniz Üstü Rüzgar Çiftliği için Düzenli Grid Şeklinde ve Düzensiz Şekilde Yerleşim ile İz Etkilerinin Görünümü ve Enerjinin Maksimize Edilmesi (Pedersen ve Larsen 2020)



Rüzgar çiftliklerinde, yakın mesafede konuşlandırılmış türbinlerin etkileşiminden kaynaklanan "wake effect" olarak da bilinen iz etkisinin (yakınlık etkisinin) azaltılması yıllık elektrik enerji üretim miktarını arttıracaktır. Bu etkiyi sayısal ortamda inceleyen ve bu etkiyi azaltmayı hedefleyen bir çok optimizasyon çalışması yürütülmektedir. Yukarıda bahsedilen iz etkisi, rüzgar türbinlerinin birbirine

çok yakın yerleştirilmesi ya da art arda yerleştirilmesi sonucu ortaya çıkan bir durumdur. Aşağıda Şekil 36'da Danimarka'da Horns Rev deniz üstü rüzgar çiftliğinde oluşan iz etkisi görülebilmektedir.

Şekil 36: Horns Rev Deniz Üstü Rüzgâr Çiftliğinde Oluşan İz Etkisi (Danimarka) (Sun vd., 2012)

Yukarıda bahsi geçen iz etkisini azaltmak ve ayrıca optimum kablolama uzunluğu için planlama ve kablolama maliyetlerinin azaltılması ve kablo bağlantı kaynaklı kayıpları minimuma indirmek için çok sayıda optimizasyon çalışması halen yapılmaktadır.

Bu çalışmada, yıllar içerisinde deniz üstü rüzgar santralleri kurulumlarında uygulamada türbin yerleşimi yapılırken elde edilen tecrübeler; en uygun türbin yerleşiminin rotor çapı, türbinler arasındaki rüzgar yönündeki mesafe gibi bazı parametrelerin dikkate alınarak hesaplanması gerektiğini ortaya koymuştur. Rüzgar çiftliklerinde, ön-fizibilite aşamasında, uygun türbin yerleştirmede yaygın olarak kullanılan yöntemde, türbinler arasındaki dominant rüzgar yönüne paralel yöndeki mesafe, rotor çapının yedi katı (7D) dikkate alınarak; türbinler arası dominant rüzgar yönüne dik yöndeki mesafe, her bir rüzgar türbin tipi için rotor çapının beş katı (5D) olarak hesaplanabilir. Literatürde dominant rüzgar yönünde türbin aralıkları için 6D-10D aralığında değerler önerilmekte, hatta 10D veya daha büyük aralıkların fayda sağlayabileceği belirtilmektedir (Meyers ve Meneveau 2012, Stevens vd 2017). Bu çalışmada da bu hesaplama yapılarak 7D mesafe ile türbinler tüm aday bölgelere yerleştirilmiştir.

Deniz üstü rüzgar santralleri kurulurken karadan uzaklığın belirli bir mesafeyi geçtiği durumlarda kayıplar vb. dikkate alınarak açık denizde trafo (offshore substation) kurulumu gerekip gerekmediği belirlenmelidir. Ancak, bu çalışma kapsamında göz önüne alınan tüm aday bölgeler kıyıya 80 km den daha yakın mesafede olduklarından, deniz üstü rüzgâr santral kurulumlarında karadan olan mesafenin belirli bir uzaklıktan fazla olması durumunda ihtiyaç duyulan açık deniz trafolarına ihtiyaç olmamıştır.

Aşağıdaki tabloda (Tablo 18) bu çalışmada seçilen 2 farklı türbin kullanılarak senaryolara uygun aday bölgelerde yapılan türbin yerleşimindeki bilgiler özetlenmiştir.

Tablo 18: Güney Marmara Bölgesinde Türbin Yerleşimi

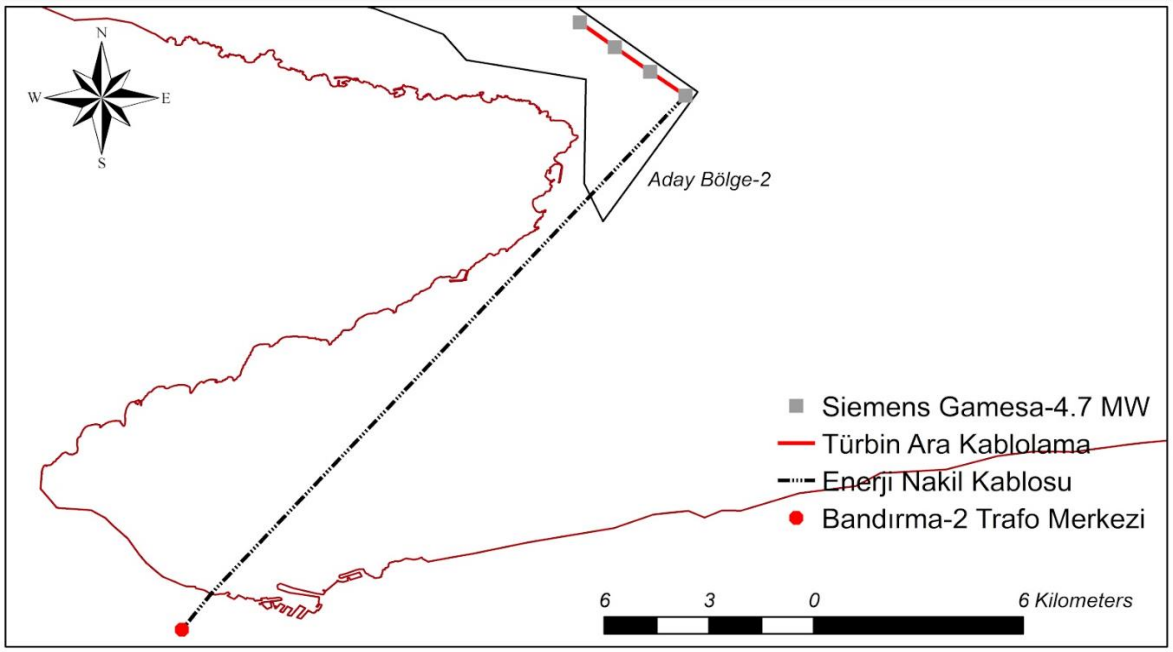
	Senaryo 20 MW (Aday Bölge 2)	**Senaryo 20 MW (Aday Bölge 3)**	**Senaryo 20 MW (Aday Bölge 4)**	**Senaryo 20 MW (Aday Bölge 2 - yüzer)**	**Senaryo 200 MW (Aday Bölge 1)**	**Senaryo 1.2 GW (Çanakkale Bölgesi)**	**Senaryo 1.2 GW (Balıkesir Bölgesi)**
Türbin markası	Vestas / Siemens Gamesa	Vestas / Siemens Gamesa	Vestas / Siemens Gamesa	Vestas / Siemens Gamesa	Vestas / Siemens Gamesa	Vestas / Siemens Gamesa	Vestas / Siemens Gamesa
Türbin sayısı	5 adet / 4 adet	5 adet / 4 adet	5 adet / 4 adet	5 adet / 4 adet	47 adet / 42 adet	250 adet / 250 adet	250 adet / 250 adet

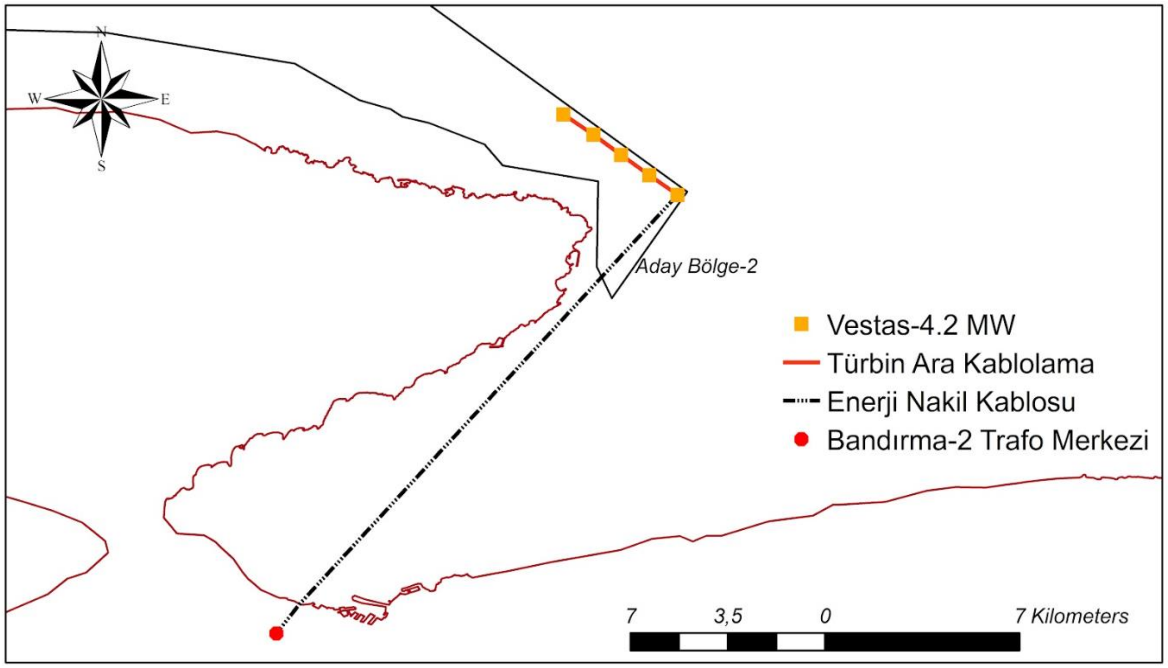
Türbin kapasitesi	4.2 MW / 4.7 MW	4.2 MW / 4.7 MW	4.2 MW /4.7 MW	4.2 MW /4.7 MW	4.2 MW / 4.7 MW	4.2 MW /4.7 MW	4.2 MW /4.7 MW
Temel tipi*	monopile / monopile	monopile / monopile	monopile / monopile	yüzer/ yüzer	monopile / monopile	monopile / monopile	monopile / monopile
karada trafo *(Onshore substation)*	TEİAŞ Bandırma-2 TM	TEİAŞ Bandırma-2 TM	TEİAŞ Biga Trafo Merkezi	TEİAŞ Biga Trafo Merkezi	TEİAŞ Bandırma-2 TM	TEİAŞ Kum Limanı ve Biga Trafo Merkezleri	TEİAŞ Bandırma-2 TM
Limanlara olan uzaklığı (km)	Çelebi Limanına 17.25 km	İçdaş limanına 42 km	İçdaş limanına 11 km	İçdaş limanına 62 km	Çelebi limanına 24 km	Çanakkale Kepez limanına 56 km & İçdaş limanına 11 km	Çelebi limanına 24 km

* Bu ön fizibilite raporu kapsamında, deniz tabanındaki zeminlerin derinlikle zemin sınıfları ve zemin özellikleri ile ilgili detaylı bilgi bulunamamış olup, Tablo 18'de "monopile" (tekil kazık) olarak belirtilen deniz tabanına sabitlenmiş temel tipi için herhangi bir geoteknik tasarım/hesaplama yapılmamıştır. Zemin özellikleri ile sahaya özgü sismik tehlike, deniz altı heyelanları vb ve sahadaki çevresel yüklere bağlı olarak monopile çözümü yeterli/başarılı görülmeyebilecek ve başka temel tipleri de düşünülebilecektir.

Şekil 37 - Şekil 43'te farklı aday bölgeler için 20 MW, 200 MW ve 1200 MW senaryolar için tekil kazık temel kullanılması durumu için ve 20 MW yüzer sistem kullanılması durumu için ve seçilen iki türbin kullanılması durumları göz önüne alınarak oluşturulan türbin yerleşimi ve karaya trafoya bağlantı noktaları görülmektedir.

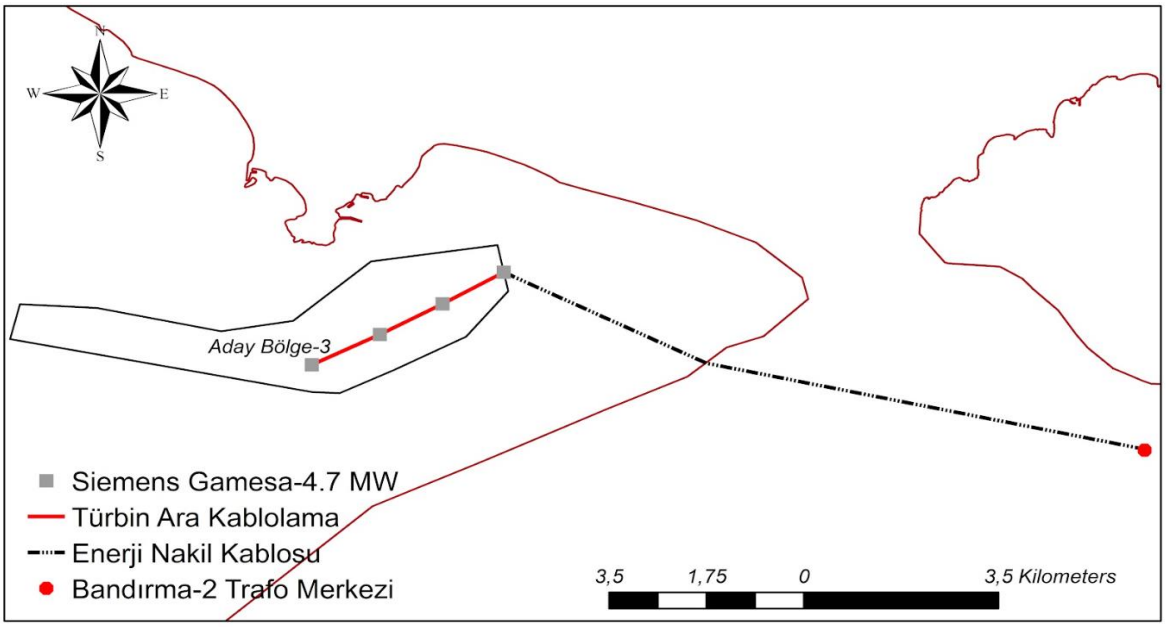
Şekil 37: Aday Bölge 2'de 20 MW Senaryo İçin Tekil Kazık Temel Kullanılması Durumu için, Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası*

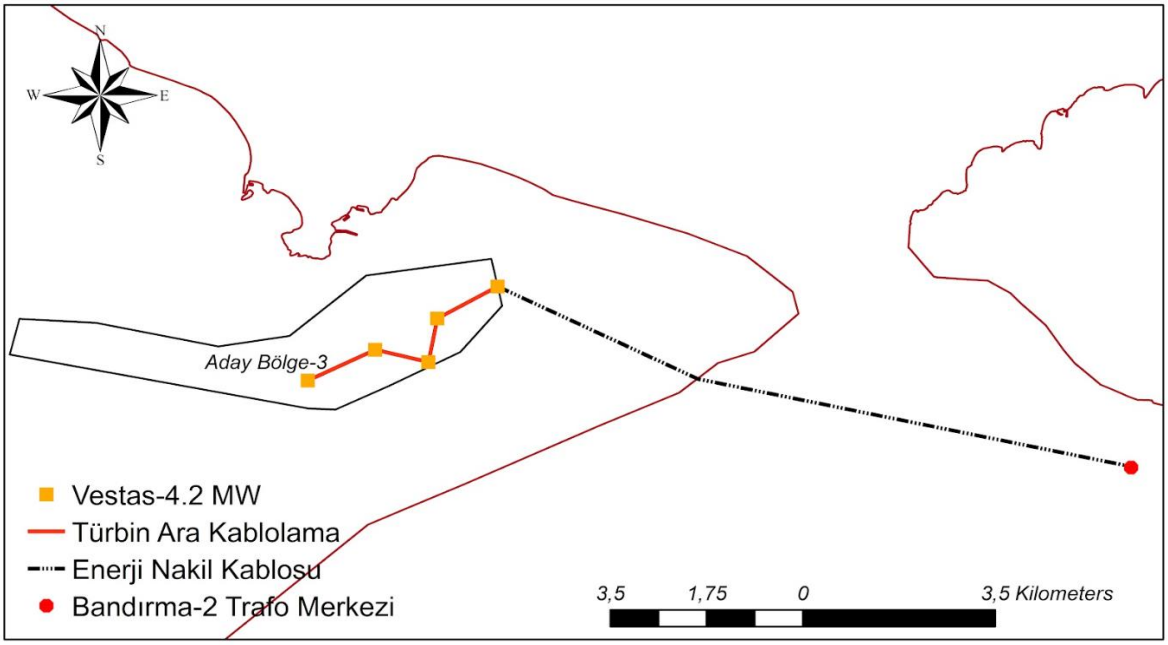




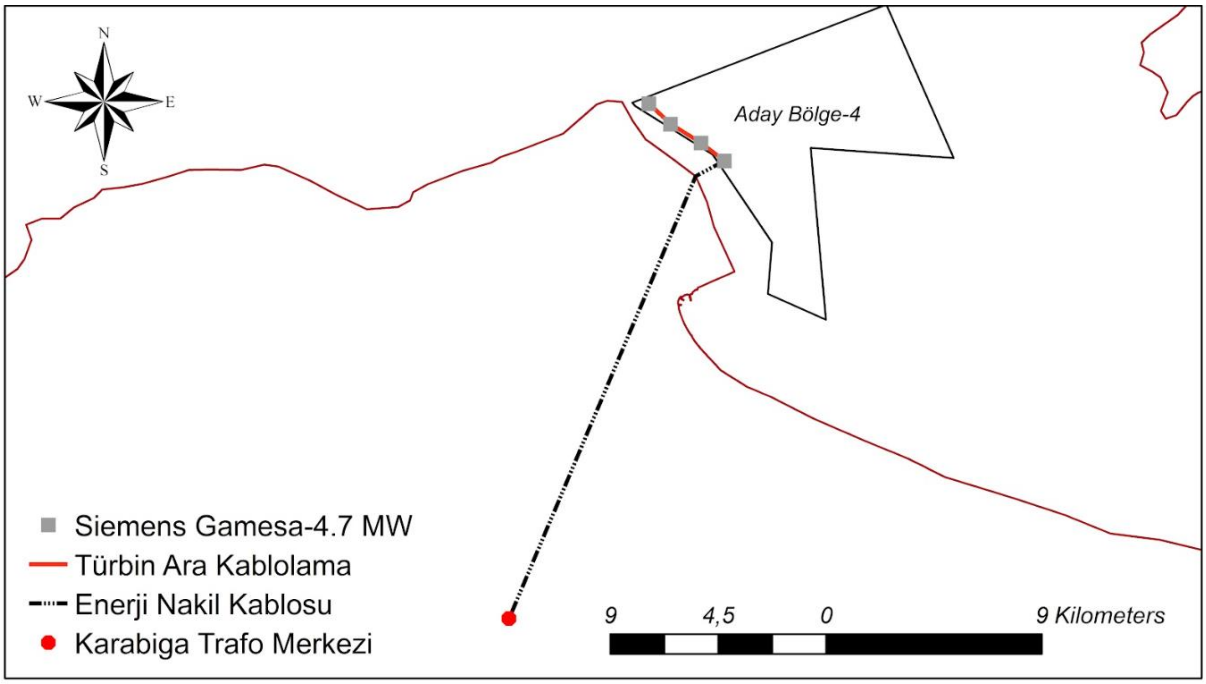
* Şekil 37'de gösterilen türbin yerleşimi için, bu ön fizibilite raporu kapsamında, detaylı kablo güzergahı ve optimizasyonu çalışmaları yapılmamıştır. Şekil 37'deki deniz içi kablo güzergahı yerine, denizdeki türbin yerleşim alanına yakın bir yerden kabloyu karaya ulaştırmak, ve karadan havai elektrik iletim hattı ile trafo merkezine bağlantı sağlamak daha ekonomik bir çözüm olabilir.

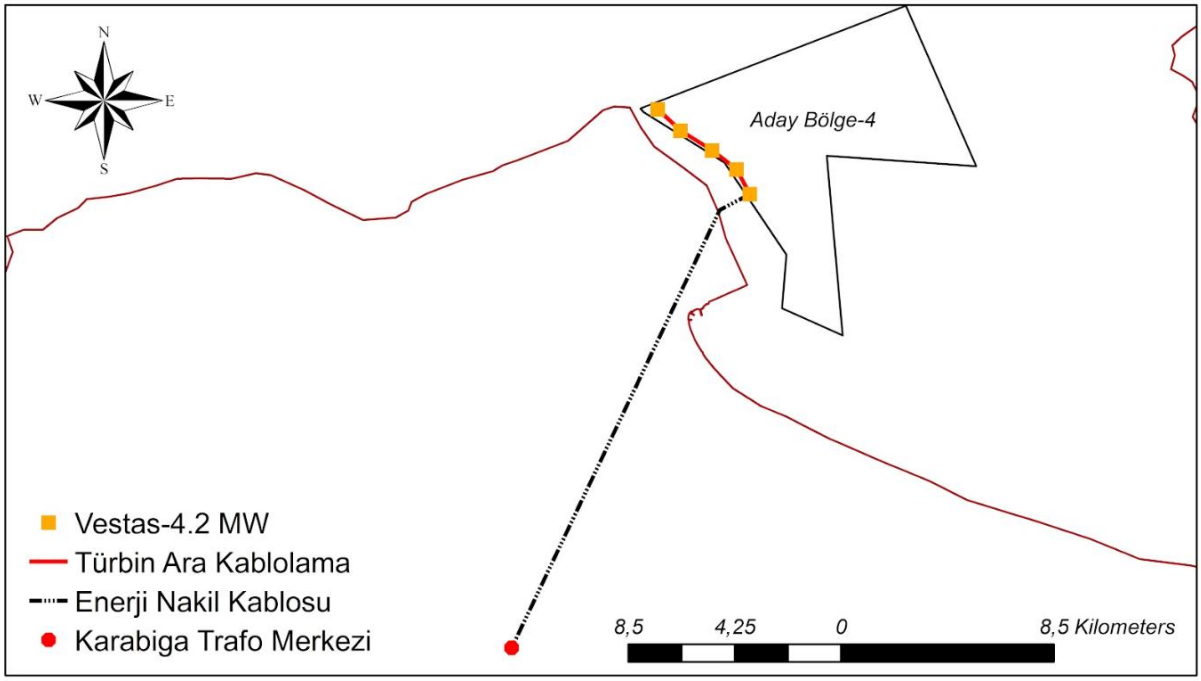
Şekil 38: Aday Bölge 3'te 20 MW Senaryo için Tekil Kazık Temel Kullanılması Durumu için, Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası



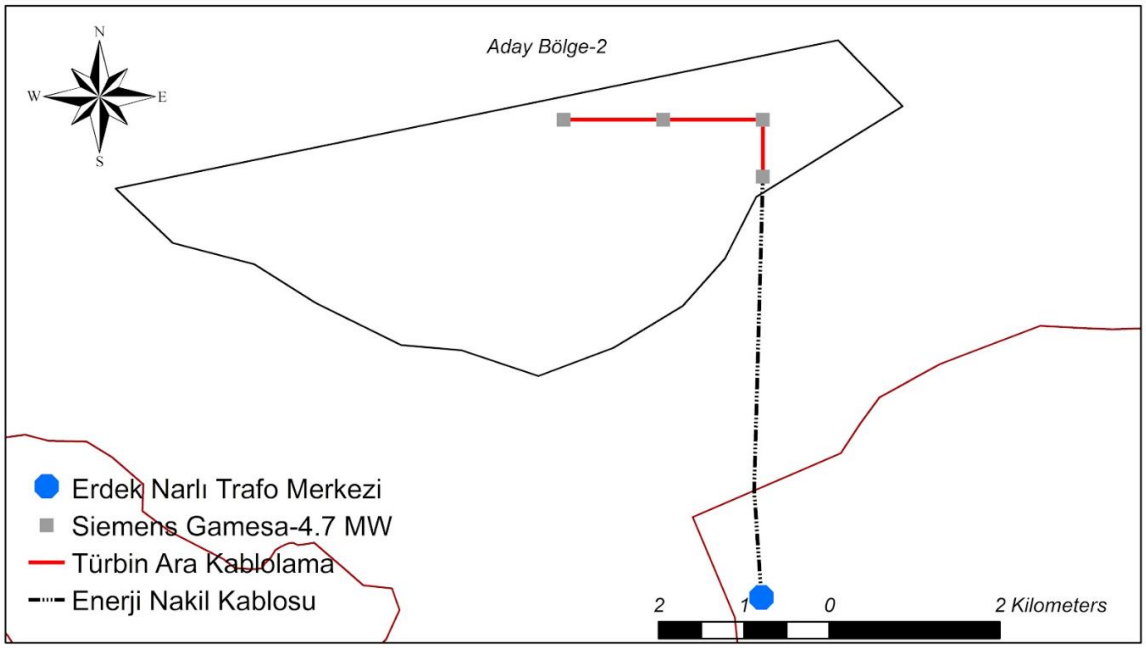


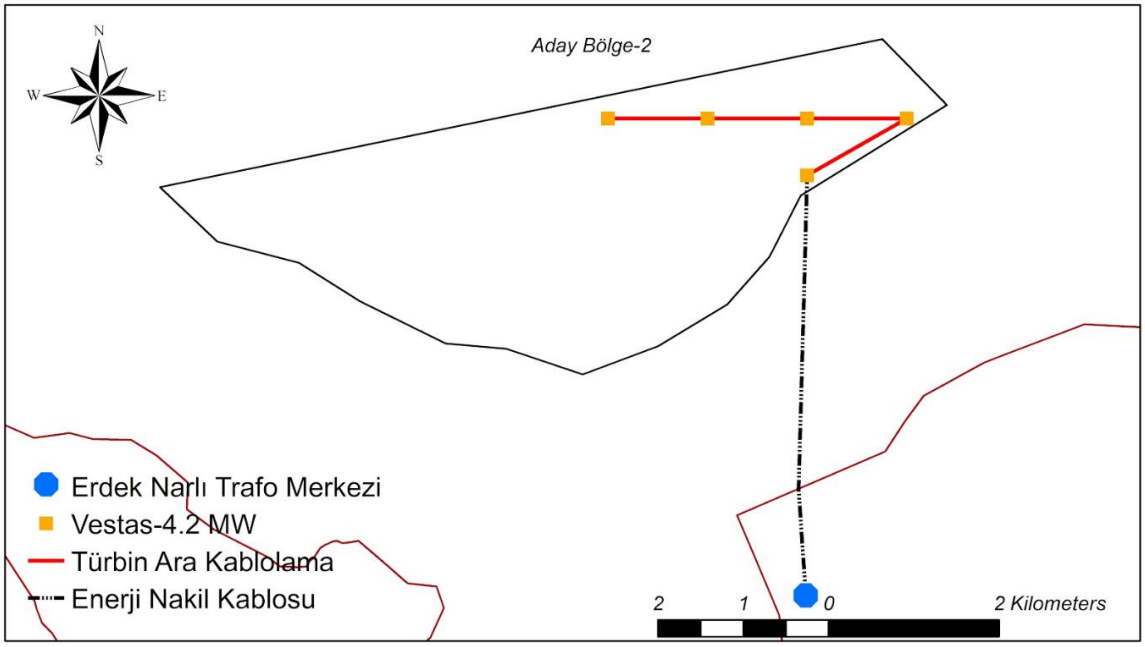
Şekil 39: Aday Bölge 4'te 20 MW Senaryo için Tekil Kazık Temel Kullanılması Durumu için, Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası



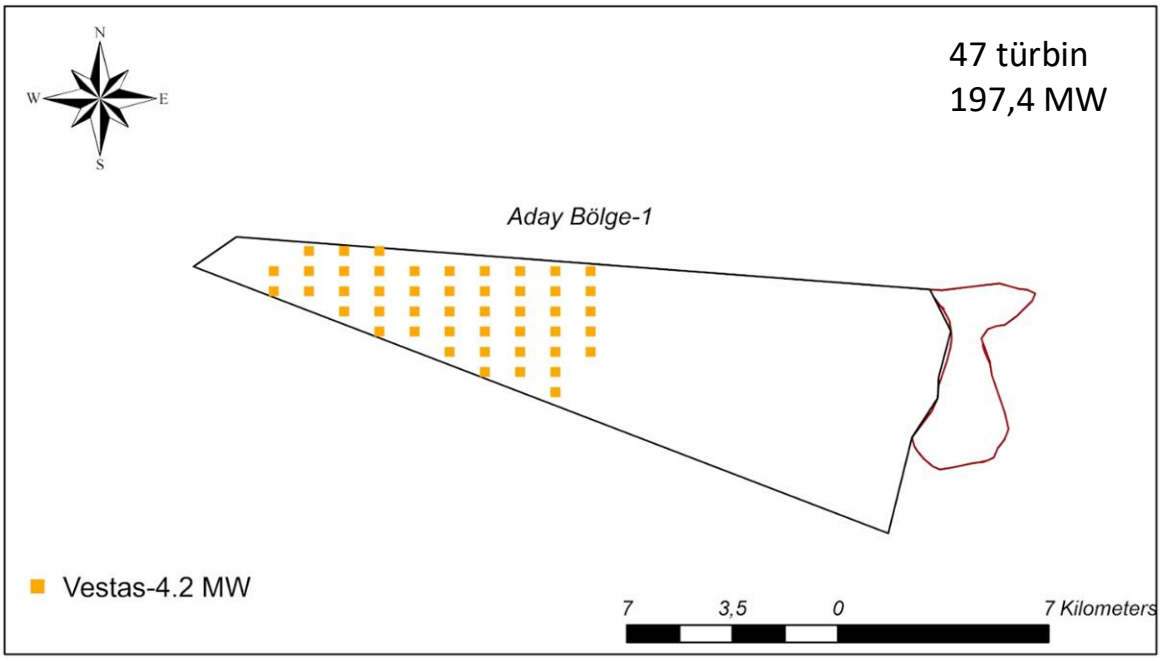


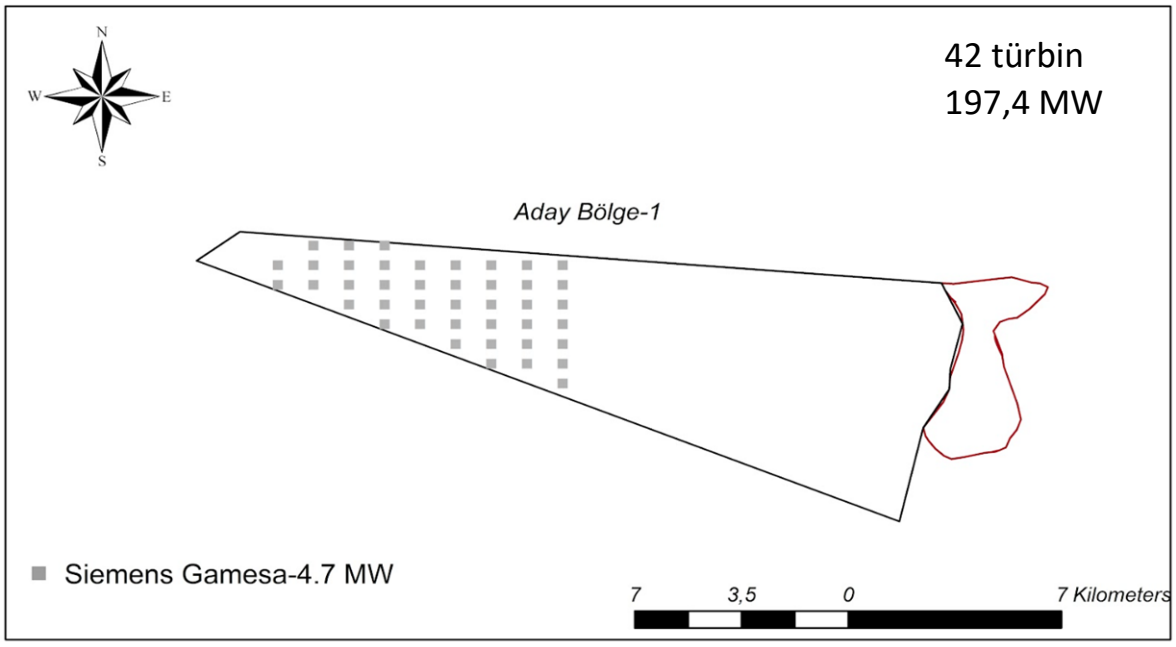
Şekil 40: 20 MW Senaryo için Aday Bölge 2'de Yüzer Sistem Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi ve Karaya Trafoya Bağlantı Noktası





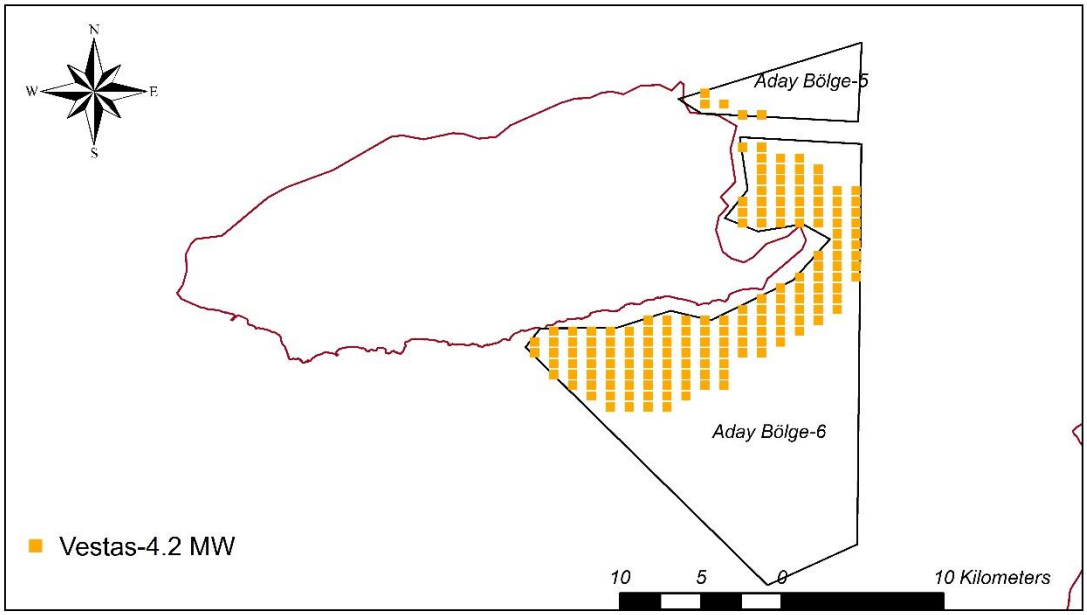
Şekil 41: 200 MW senaryo için Aday Bölge 1'de Tekil Kazıklı Temel Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi

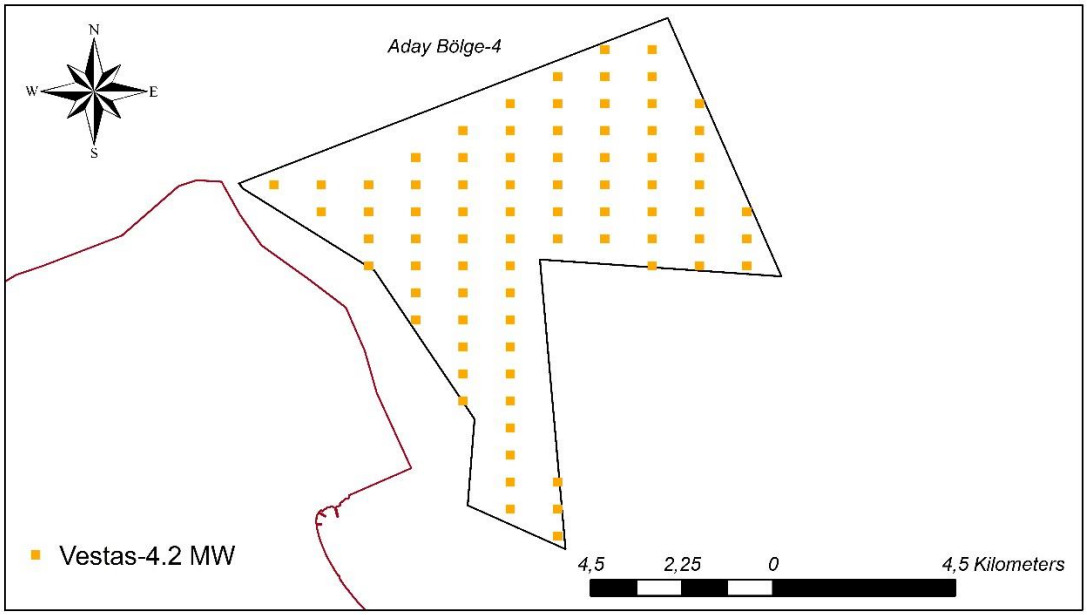




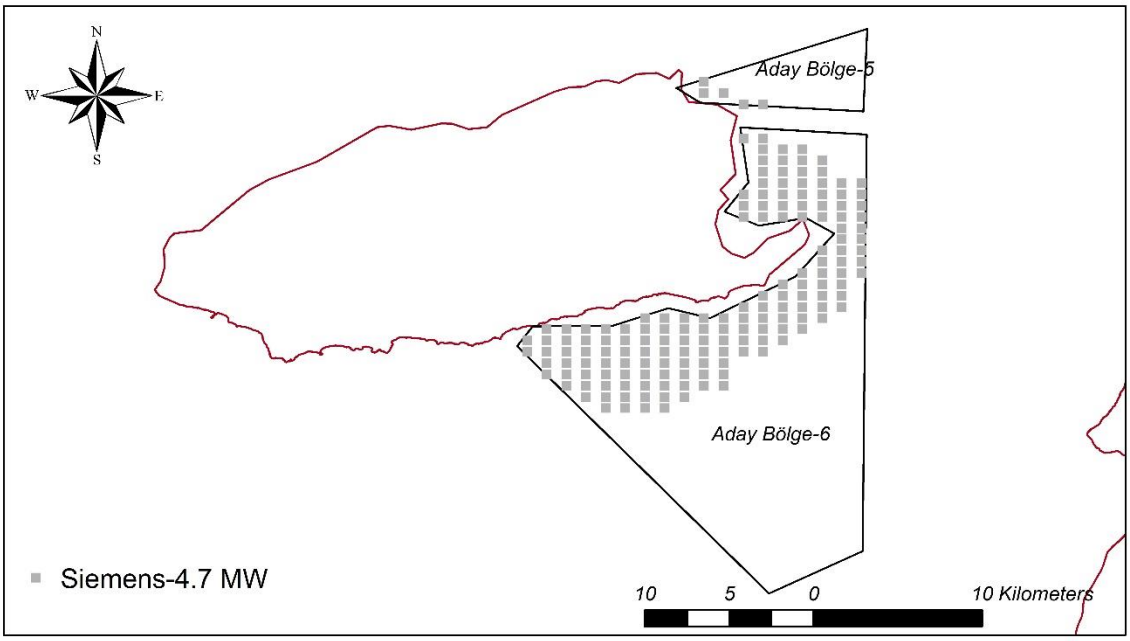
Şekil 42: 1200 MW Senaryo için Aday Bölge 4, 5 ve 6'da Tekil Kazıklı Temel Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi (Aday Bölge 5'te 5 Adet, Aday Bölge 6'da 167 Adet, Aday Bölge 4'te 78 Adet Türbin Yerleşimi ile, (a) Vestas-4.2 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1050 MW, (b) Siemens-4.7 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1175 MW Toplam Kapasite)

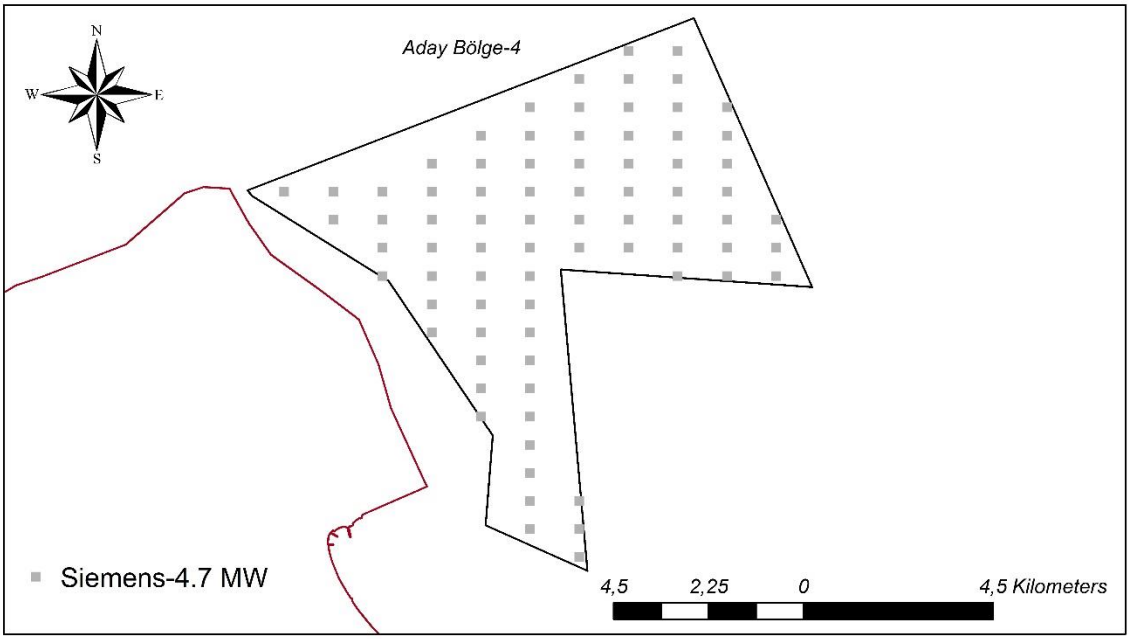
(a)





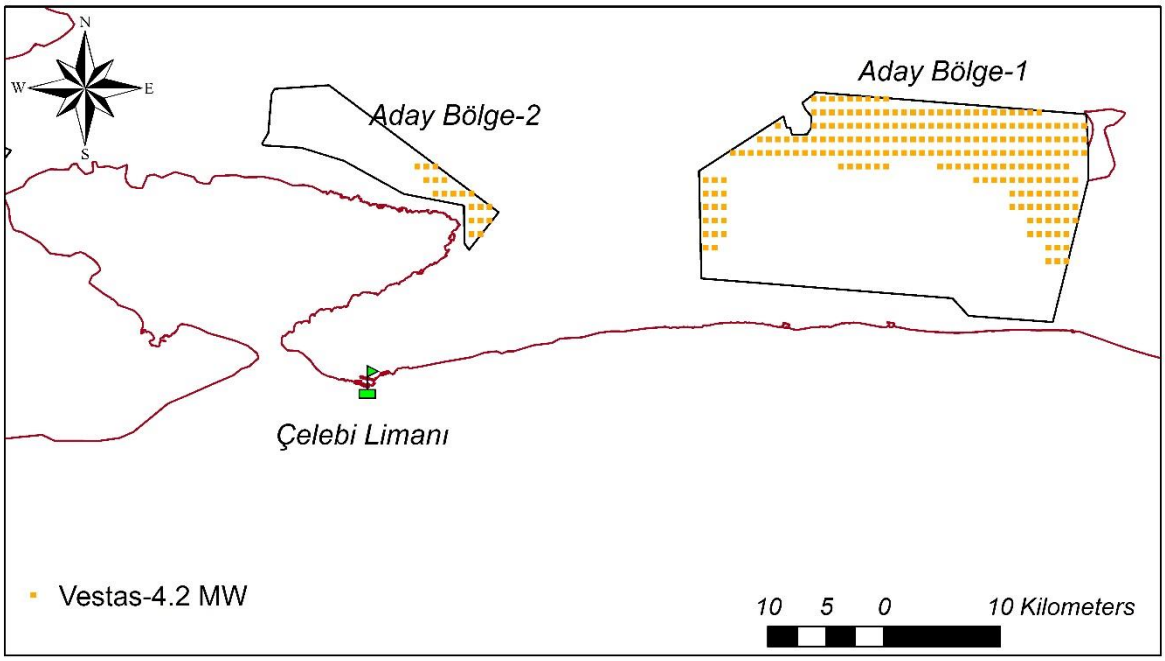
(b)


N
W
E
S
Aday Bölge-5
Aday Bölge-6
Siemens-4.7 MW
10
5
0
10 Kilometers

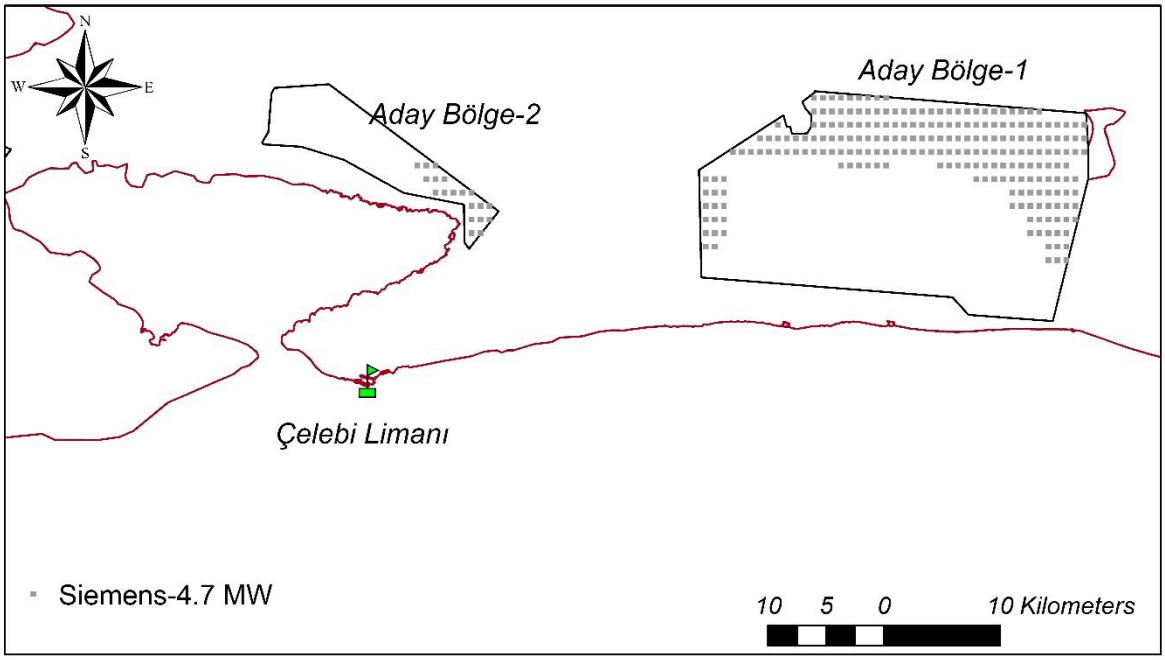

N
W
E
S
Aday Bölge-4
Siemens-4.7 MW
4,5
2,25
0
4,5 Kilometers

Şekil 43: 1200 MW Senaryo için Aday Bölge 1 ve 2 Kullanılarak (Askeri Alanlar Kullanıma Uygun Alan Olarak Değerlendirildiğinde) Tekil Kazıklı Temel Kullanılması ve Seçilen İki Türbin Kullanılması Durumları Göz Önüne Alınarak Oluşturulan Türbin Yerleşimi, Aday Bölge-2'de 19 Adet Türbin, Aday Bölge-1'de 231 Adet Türbin, (a) Vestas-4.2 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1050 MW Toplam Kapasite, (b) Siemens-4.7 MW Türbin Kullanılması Durumunda 1175 MW Toplam Kapasite

(a)



(b)



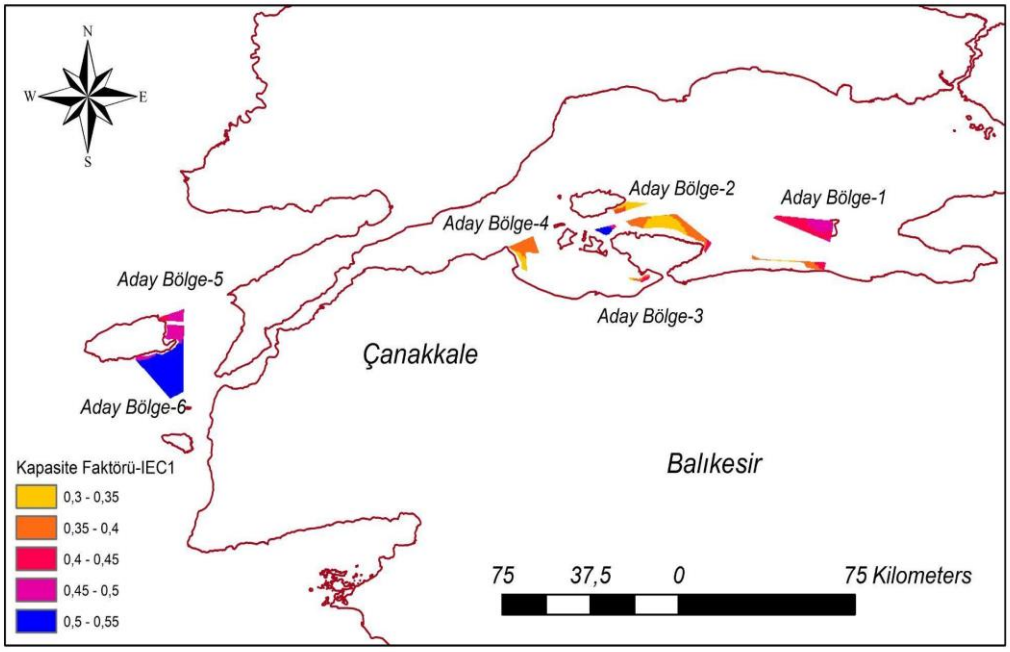
3.1.5. Enerji Üretimi

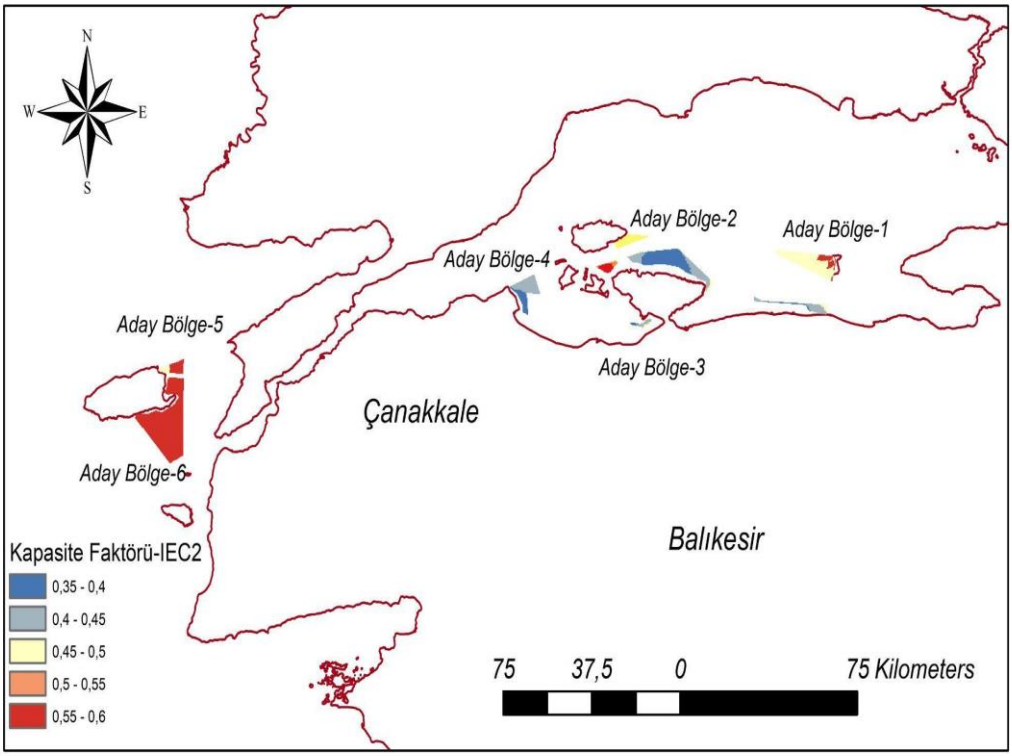
Uygun bölgeler ve türbin marka ve modelleri belirlendikten sonra türbin yerleşimine göre oluşan türbin sayıları ve beklenen enerji miktarları hesaplanmıştır. Tablo 19 her bir senaryoya göre oluşan toplam türbin sayılarını ve yıllık beklenen enerji üretim miktarlarını (AEP) göstermektedir. Yıllık beklenen enerji üretim miktarları Denklem 1 ile gösterilmiştir.

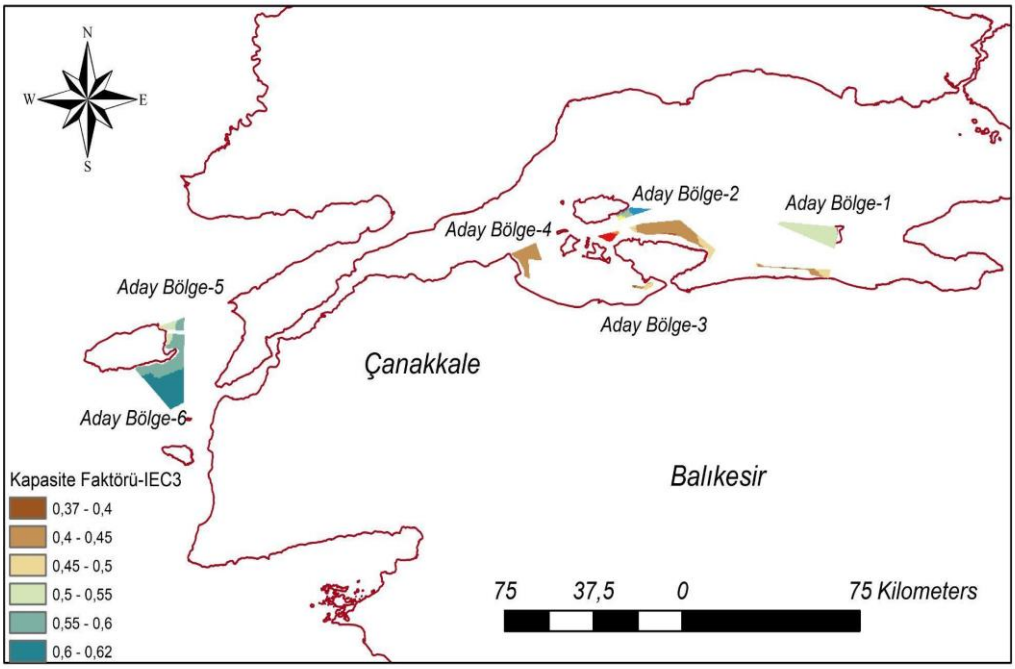
$$AEP = TK*KF*EA*TS*365*24 \qquad (1)$$

TK türbin kapasitesini, KF kapasite faktörünü, EA emre amadelik oranını, TS ise türbin sayısını göstermektedir. KF değerleri Şekil 44'te gösterilen aday bölgelerin türbin sınıfına göre kapasite faktörleri üzerinden alınmıştır (Global Wind Atlas). Emre amadelik değeri literatürde gerçek verilerden elde edilmiş değerlere istinaden 0,85 olarak alınmıştır (Feng vd., 2010; Cevasco vd., 2021).

Şekil 44: IEC-1/2/3 Sınıfı Rüzgar Türbinleri için Kapasite Faktörü Dağılımı







Türbin sayılarının hesabında senaryodaki kurulu güç değerlerine en yakın değerlerin elde edilmesi gözetilmiştir. İlgili senaryolara ve seçilen türbin modellerine göre beklenen türbin sayısı ve yıllık elektrik üretim miktarları Tablo 19'da gösterilmiştir. Buna göre Aday Bölge 2-3-4'te kurulabilecek olan pilot ölçek tekil temelli bir santralin 5 adet Vestas 4,2 MW kapasiteli türbinle 21 MW kurulu güce; 4 adet Siemens-Gamesa 4,7 MW kapasiteli türbinle 18,8 MW kurulu güce sahip olması öngörülmüştür. Beklenen yıllık enerji miktarları ise bölgeden bölgeye değişmektedir. Vestas 4,2 MW kapasiteli türbin kullanılarak Aday Bölge 2 ve Aday Bölge 3'te kurulacak pilot ölçek santrallerin yılda 74,3 GWh, Aday Bölge 4'te kurulacak bir pilot santralin ise 66,5 GWh elektrik üretmesi beklenmektedir. Aday Bölge 2'de kurulması öngörülen pilot ölçek yüzer santralin ise Vestas 4,2 MW türbin kullanıldığında 95,4 GWh, Siemens 4,7 MW türbin kullanıldığında 85,4 GWh yıllık elektrik üretmesi beklenmektedir.

Orta ölçek bir santral için (200 MW senaryo) uygun bölge olarak Aday Bölge 1 seçildiği anlatılmıştı. Bu bölgede 47 adet Vestas 4,2 MW türbin yıllık 771,7 GWh, 42 adet Siemens 4,7 MW türbin 771,7 GWh elektrik üretimi gerçekleştirmesi öngörülmektedir.

Büyük ölçek bir santral için (1200 MW senaryo) uygun bölge olarak Aday Bölgeler 4, 5 ve 6 seçildiği anlatılmıştı. Bu bölgelerde Vestas 4,2 MW türbin kullanılarak toplam 250 türbin ile yıllık 4373,6 GWh, Siemens 4,7 MW türbin kullanılarak toplam 250 türbin ile yıllık 4894,2 GWh elektrik üretimi yapması beklenmektedir. Ayrıca, askeri eğitim ve atış bölgeleri göz ardı edilirse oluşturulabilecek bir 1200 MW'lık senaryonun Aday Bölge 1 ve Aday Bölge 2'de gerçekleştirilebileceği anlatılmıştı. Bu bölgelerde Vestas 4,2 MW türbin kullanıldığında yıllık beklenen elektrik üretimi 4048,3 GWh, Siemens 4,7 MW türbin kullanıldığında ise yıllık beklenen elektrik üretimi 4530 GWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 19: Senaryolara ve Seçilen Türbin Modellerine Göre Beklenen Türbin Sayısı ve Yıllık Elektrik Üretim Miktarları

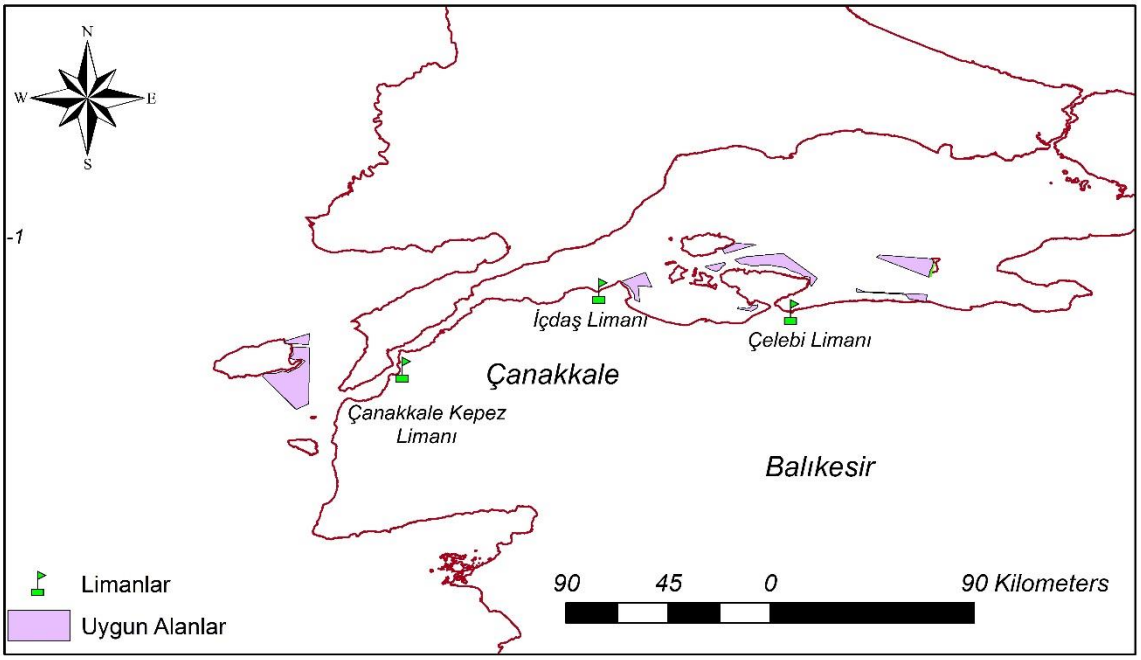
Senaryolar	Vestas (4,2) - Türbin sayısı	Toplam kurulu güç (MW)	AEP (GWh/yıl)	Siemens (4,7) - Türbin sayısı	Toplam kurulu güç (MW)	AEP (GWh/yıl)
20 MW - AB 2	5	21	74,3	4	18,8	66,5
20 MW - AB 3	5	21	74,3	4	18,8	66,5
20 MW - AB 4	5	21	66,5	4	18,8	59,5
20 MW – yüzer – AB 2	5	21	95,4	4	18,8	85,4
200 MW – AB 1	47	197,4	771,7	42	197,4	771,7
1200 MW – AB 4-5-6	250	1050	4373,6	250	1175	4894,2
1200 MW – AB 1-2 (Askeri bölgeler kriter dışı)	250	1050	4048,3	250	1175	4530,3

3.1.6. Liman Analizleri

Fizibilite çalışmasının bu bölümünde, Bölüm 3.1.3'te belirlenen uygun DÜRES yatırım alanlarına hizmet verebilecek mevcut limanların uygunluğu analizleri gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda, belirlenen hedef bölgelerde aktif olarak hizmet veren Bandırma Çelebi Limanı, Çanakkale Kepez Limanı ve İçdaş Limanı analiz edilmiştir (Şekil 45). Kurulum, bakım ve onarım işlemleri için limanların DÜRES bölgelerine yakınlığı oldukça önemli bir avantajdır (Öztürk ve Karipoğlu, 2022). Ayrıca, literatürde kabul edilebilir maksimum liman-uygun DÜRES yatırım bölgesi mesafesi 200 km olarak kabul edilmektedir (Vinhoza ve Schaeffer, 2021). Bu fizibilite çalışması kapsamında, potansiyel DÜRES yatırım alanlarına bu mesafeden daha uzak olan limanlar senaryo dışı bırakılmıştır. Üç limanın belirlenen potansiyel DÜRES yatırım alanlarına olan mesafeleri Tablo 20'de gösterilmiştir. Analiz çalışmasında santral alanlarına yakınlık kriterine ek olarak, limanların mevcut kapasiteleri değerlendirilmiş, ihtiyaçlar ve gereklilikler ortaya konulmuştur. Mevcut kapasiteler analiz edilirken, rıhtım uzunluğu ve derinliği, yük taşıma ve depolama kapasitesi, genişleme potansiyeli gibi birçok kriter incelenmiştir (Tablo 21). Gerekli veriler liman saha ziyaretlerinden ve açık erişimli veri kaynaklarından temin edilmiştir (TÜRKLİM, Üye Limanlar, 2022).

Analiz çalışmaları kapsamında, limanlar ile potansiyel DÜRES yatırım bölgelerinin senaryo bazlı çalışmalarının belirlenmesinde GMKA komisyonunun onayı ile en yakın mesafe kriteri göz önüne alınarak eşleştirme yapılmıştır. Bu sayede, altı potansiyel DÜRES yatırım alanı için belirlenen 3 liman eşit dağılımla analiz edilmiştir. Ek olarak, potansiyel kısıtlama oluşturabilecek diğer kriterler limanların bireysel analizleri başlıkları altında belirtilmiştir.

Şekil 45: Belirlenen Uygun Alanlar ve Hedef Liman Konumları



Tablo 20: Limanlara Yakınlık Mesafeleri

Aday Bölge-Liman Deniz Yolu Mesafesi			
Aday Bölge/Liman	**Çelebi Limanı**	**İçdaş Limanı**	**Çanakkale Kepez Limanı**
Bölge-1	24 km	98 km	208 km
Bölge-2	32 km	62 km	149 km
Bölge-3	75 km	42 km	136 km
Bölge-4	83 km	11 km	105 km
Bölge-5	225 km	136 km	49 km
Bölge-6	232 km	143 km	56 km
NOT: Mesafeler yaklaşık ölçümler sonucunda elde edilmiştir.			

Tablo 21: Liman Kapasite Dağılımı

Liman	Toplam Rıhtım Uzunluk	Rıhtım Derinlik	Toplam Alan	Yük Taşıma Kapasitesi	Depolama Kapasitesi	Kapalı Saklama Alanı	Ek Depolama Potansiyeli	Vinç Bulundurma	Limana Erişilebilirlik
Çelebi	2974 m	12 m	268.348 m^2	10 ton /m^2	350.000 TEU/yıl	8.250 m^2	Mümkün	12	Demiryolu / Karayolu
Kepez	214 m	28 m	90.000 m^2	-	1000.000 TEU/yıl	3.000 m^2	Mümkün değil	3	Karayolu
İçdaş	2025 m	28 m	200.000 m^2	-	15.000.000 Ton/yıl	-	Mümkün	10	Karayolu

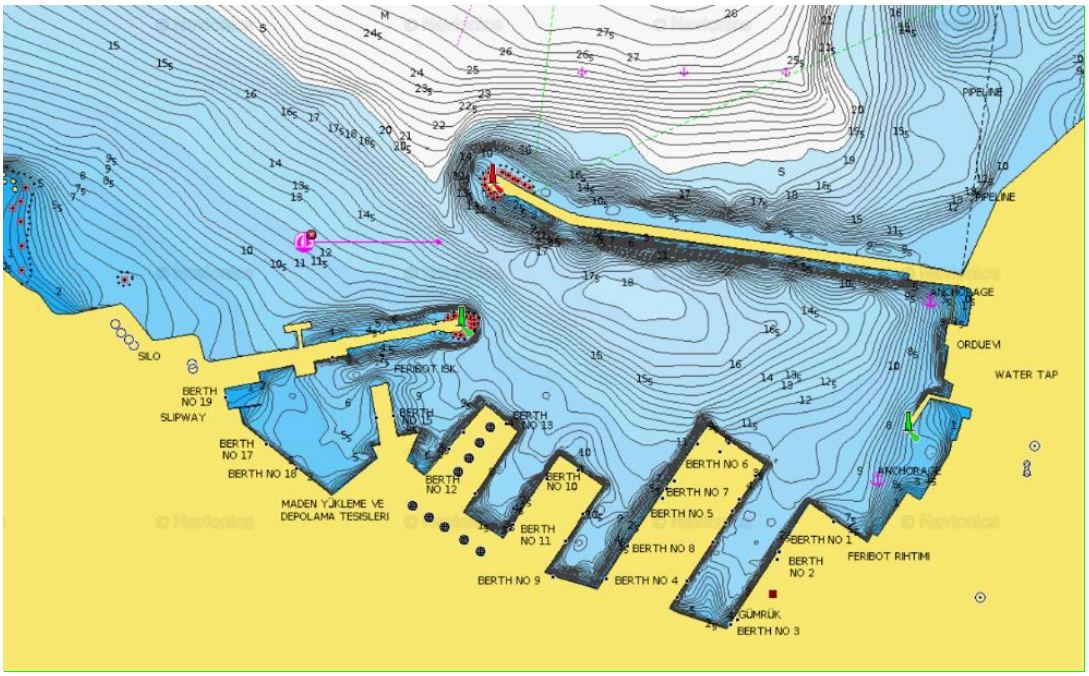
3.1.6.1. Bandırma Çelebi Limanı

Marmara Denizinde Kapıdağ Yarımadasının karşı konumunda yer alan Bandırma Limanı konumu itibari ile oldukça kritik bir öneme sahiptir. Toplam uzunluğu yaklaşık 3000 metre olan 20 rıhtımı ile yük gemilerine hizmet verebilen Çelebi limanında su derinliği 6-15 metre arasında değişmektedir (Şekil 46) (Navionics Sonar Chart). Çelebi Limanının en büyük avantajlarından birisi; uzun süredir rüzgar türbini komponentlerinin ulusal ve uluslararası taşımacılığı konusunda tecrübe sahibi olmasıdır. Bu tecrübe Çelebi Limanının potansiyel DÜRES yatırımlarına hizmet edilebilirliği için oldukça önemlidir.

8.250 m^2 kapalı saklama ve 268.348 m^2 toplam alana sahip olan Çelebi Limanı, türbin ekipmanlarının açık ve kapalı depolama işlemleri için uygun bir tercih olabilir. Mevcut işletme bünyesinde, sahip olduğu 12 adet yüksek kapasiteli vinç ile taşıma, yükleme veya indirme işlemleri için de uygun bir altyapı olduğu söylenebilir. Ayrıca, limanın konumu itibari ile hem karayolu hem de bünyesinde bulunan demiryolu bağlantısı ile erişilebilirliğin yüksek olduğu, olası ek depolama ihtiyaçları içinde çevresinde uygun ek depolama alanlarının bulunması Çelebi limanının en büyük avantajları arasında görülebilir.

Fizibilite çalışması kapsamında, potansiyel DÜRES yatırım alanlarına olan en yakın mesafeli liman göz alınarak öngörüde bulunulmuştur. Bu kapsamda, Çelebi Limanının Aday Bölge 1 ve 2'de kurulması muhtemel DÜRES yatırımlarına hizmet edebileceği kabul edilmiştir. Çelebi Limanı bünyesinde, uygun derinlikli ve yük taşıma kapasiteli çok sayıda rıhtım, vinç bulundurma, kapalı ve açık saklama alanları bulunduğu için DÜRES yatırımlarında kurulum limanı olarak değerlendirilebilir. Ek olarak, liman bünyesinde bakım-onarım alanı, helikopter pisti ve ofis alanları bulunduğu için Çelebi Limanı DÜRES yatırımlarında bakım-onarım limanı olarak da hizmet verebileceği öngörülmektedir.

Şekil 46: Çelebi Limanı Güverte ve Derinlik Dağılımı



Kaynak: Navionics

3.1.6.2. Çanakkale Kepez Limanı

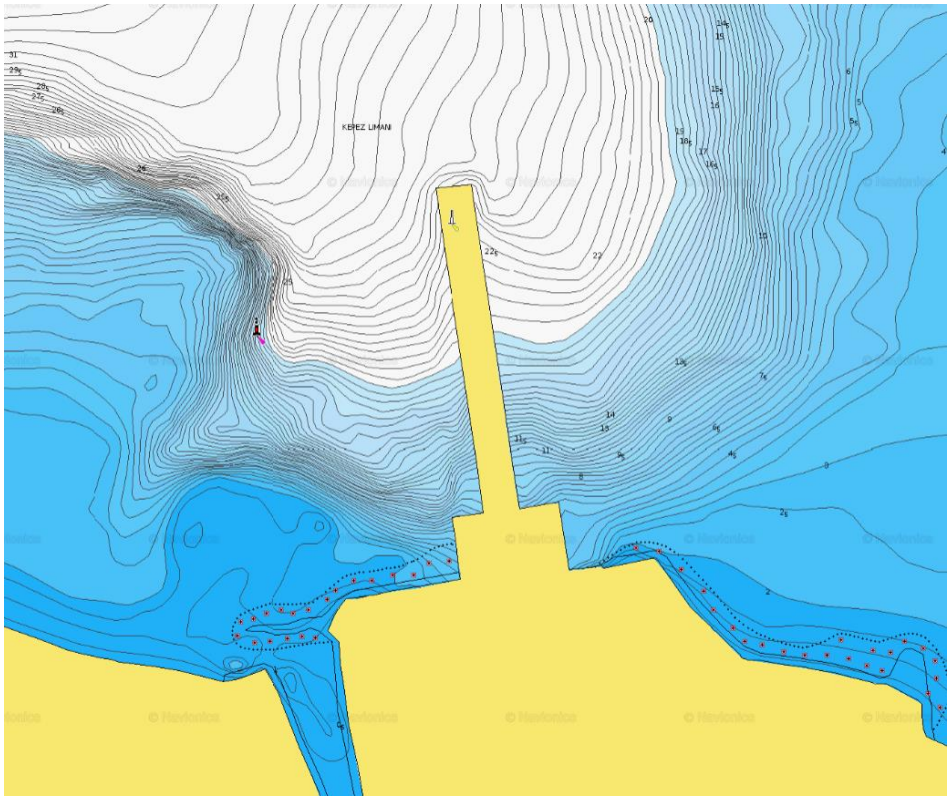
Çanakkale Boğazı'nın Marmara Denizi'ne bağlandığı bir noktada bulunan Kepez Limanı konumu itibari ile yoğun bir gemi trafiğine tanıklık etmektedir. Toplam rıhtım uzunluğu yaklaşık 214 metre sahip olan Kepez Limanında deniz derinliği oldukça sığ seviyelerde seyretmektedir. Çanakkale Kepez Limanı hali hazırda, dökme yük, genel kargo, Ro-Ro ve konteyner, akaryakıt, kimyasal

ürünleri ve yolcu taşımacılığına hizmet vermektedir. Bundan dolayı, liman bünyesinde uzun bir rıhtım bulunmaktadır (Şekil 47).

3.000 m^2 kapalı saklama ve 35.000 m^2 gümrüklü açık alana sahip olan Çanakkale Kepez Limanı, toplamda 90.000 m^2 ile taşıma hizmeti sunmaktadır. Limanın genişleme potansiyelinin olması olumlu bir yönü olarak belirtilebilir. Limanın mevcutta sahip olduğu 3 adet yüksek kapasiteli vinç ile genel olarak dökme yük işlemleri gerçekleştirilmektedir. Ek olarak sağlanan Ro-Ro hizmetlerinden dolayı bünyesinde az sayıda vinç bulundurduğu düşünülmektedir. Limana erişimin sadece karayolları ile sağlanması DÜRES yatırımları için limanın dezavantajları arasında görülebilir. Çanakkale Kepez Limanının DÜRES yatırımları için kullanılabilirliğini kısıtlayabilecek en önemli noktalardan biri de yeni hizmete açılan "1915 Çanakkale Köprüsü" yüksekliği olarak görülebilir. Yapılan bu köprü, DÜRES yatırımlarında kullanılacak ekipmanların proje sahalarına taşınması işlemlerinde kullanılacak gemiler için engel oluşturabileceği düşünülmektedir. 318 metre kule yükseklikli 1915 Çanakkale Köprüsünün asma köprülü geçiş yolunun denizden yüksekliği yaklaşık 70 metredir [URL14]. Bu yükseklik, DÜRES gibi daha yüksek platform kullanımı gerektiren yatırımlar için önemli bir kısıtlama olarak görülebilir. Deniz üstü rüzgar enerji sistemlerinde, kurulum limanlarında gerçekleştirilen ön birleştirmenin ardından ekipmanların sahaya taşındığı bilindiğinden, yatırım sahası ile liman arasındaki ulaşım yolunun gerekli minimum dikey mesafesi 120 metre olarak kabul edilmektedir (Parkison ve Kempton, 2022). Bu dikey mesafe kullanılacak olan rüzgar türbinin kule ve nasel yüksekliğine bağlı olarak değişiklik arz edebilir. Ön fizibilite çalışması kapsamında kullanılan Siemens Gamesa-4.7 MW ve Vestas-4.2 MW türbinlerinin kule yüksekliğinin ortalama 90 metre olduğu bilindiğinden, Çanakkale Kepez Limanından hareket eden muhtemel kurulum gemilerinin köprü engeli ile karşılaşacağı açıktır.

Fizibilite çalışması kapsamında, belirtilen durumlardan kaynaklı Çanakkale Kepez Limanının Aday Bölge 5 ve 6'da kurulması muhtemel DÜRES yatırımlarına hizmet edebileceği daha uygun bulunmuştur. Çanakkale Kepez Limanı bünyesinde, uygun derinlikli ve uzunluklu rıhtımların bulunması, kapalı ve açık saklama alanları bulundurması DÜRES yatırımlarında kurulum limanı olarak değerlendirilebilir. Ek olarak, liman bünyesine eklenecek bakım onarım alanları ile Çanakkale Kepez Limanı DÜRES yatırımları için bakım-onarım limanları olarak da değerlendirilebilir.

Şekil 47: Çanakkale Kepez Limanı Güverte ve Derinlik Dağılımı



Kaynak: Navionics

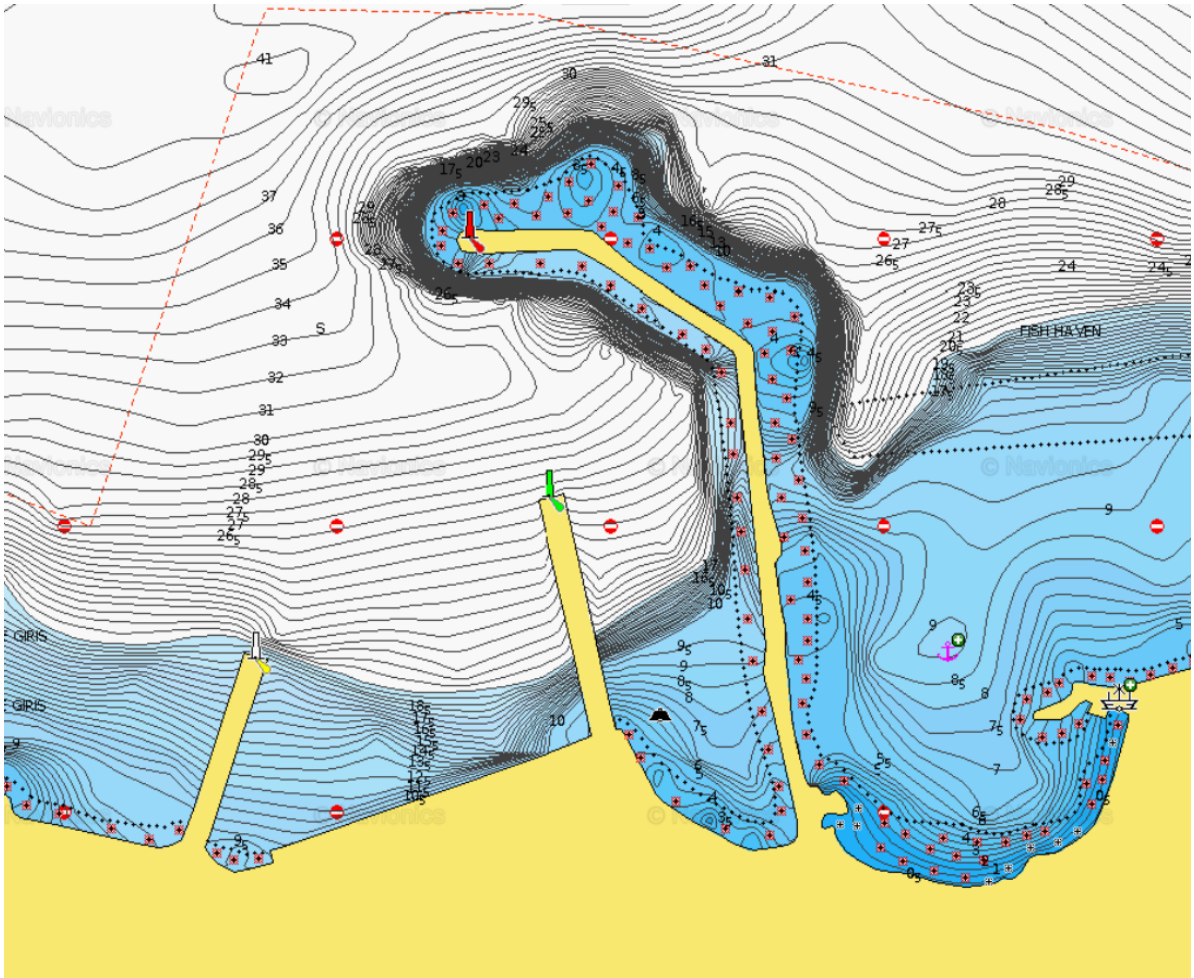
3.1.6.3. İçdaş Limanı

Çanakkale ve Çelebi Limanlarının neredeyse tam ortasında bulunan İçdaş Limanı konum olarak belirlenen aday bölgelere hizmet verebilir olarak görülebilir. Toplam rıhtım uzunluğu yaklaşık 2025 metre ve maksimum su derinliği 28 metre olan İçdaş Limanı 3 ana rıhtım üzerinden hizmet sağlamaktadır (Şekil 48). Liman hali hazırda, kuru yük ve genel kargo taşımacılığına hizmet vermektedir.

75.00 m^2 gümrüklü açık alana sahip olan İçdaş Limanı, toplamda 200.000 m^2 ile hizmet sunmaktadır. Limanın mevcutta sahip olduğu 35 adet yüksek kapasiteli vinç ile yük taşıma işlemleri gerçekleştirilmektedir. Limana erişim sadece karayolları ile sağlanmaktadır. Limanın muhtemel ek depolama işlemlerine olumlu cevap vereceği düşünülmektedir. Yıllık yaklaşık 35.000.000 ton elleçleme kapasitesine sahip olan İçdaş Limanı, çelik ve enerji üretimi sektöründe de hizmet veren büyük bir tesistir. Bu durum, muhtemel DÜRES liman hizmetleri için; mevcut altyapıların hazır oluşu bakımından olumlu bir tavır sergilese de DÜRES ekipmanları için kullanılabilir ek kapalı-açık saklama alanları ihtiyacını da beraberinde getirecektir. Bu durumda, liman işletmesinin tutumu ve kar-zarar dengesinin detaylandırılması faydalı olacaktır.

Fizibilite çalışması kapsamında, İçdaş Limanının Aday Bölge 3 ve 4'te kurulması muhtemel DÜRES yatırımlarına hizmet edebileceği öngörüsünde bulunulmuştur. İçdaş Limanı bünyesinde, uygun derinlikli ve uzunluklu rıhtımlar bulundurması, kapalı ve açık saklama alanları bulundurması, çok sayıda vinç bulundurma ve ek depolama alanı ihtiyaçlarına olumlu dönüş vereceğinden dolayı DÜRES yatırımlarında kurulum limanı olarak değerlendirilebilir. Ek olarak, liman bünyesine hali hazır da bulunan üretim ve bakım onarım alanları ile İçdaş limanı DÜRES yatırımları için bakım-onarım limanları olarak da değerlendirilebilir. İçdaş Limanı bünyesinde bulunan, Türkiye'nin en büyük kuru havuzunda (370 m boy, 70 m en ve 10 m derinlik) gemilerin bakım-onarım ve tamir işlemleri gerçekleştirilmektedir [URL15]. Limanın kuru havuz bölümünde yer alan 300 m uzunluğa ve 60 m genişliğe sahip rıhtımı gemilerin tamir işlemleri için kullanılmaktadır [URL15]. Proje ekibi tarafından 23 Kasım 2022 günü gerçekleştirilen liman ziyaretinde, belirtilen kuru havuzda deniz üstü rüzgar santrali kurulumlarında kullanılan "jack-up" tipi kurulum gemisinin tamiratının gerçekleştirildiği gözlemlenmiştir. Liman bünyesinde sağlanan bu hizmetler sonucunda elde edilen tecrübe, İçdaş Limanını muhtemel DÜRES yatırımlarında önemli bir avantaj sağlamasına yardımcı olacaktır.

Şekil 48: İçdaş Limanı Güverte ve Derinlik Dağılımı



Kaynak: Navionics

3.1.6.4. Liman Analiz Sonuçları

Bu çalışma kapsamında tespit edilen deniz üstü santral aday bölgeleri için hizmet verebilecek limanlar Bandırma Çelebi, İçdaş ve Çanakkale Kepez limanlarıdır. Belirlenen senaryo bazlı santrallere göre bu üç limandan hizmet verebilir olanları bölgesel bütünlük ve potansiyel santral bölgesine yakınlık kriterlerine göre değerlendirilmiş olup Tablo 22'de gösterilmiştir. Buna göre, Bandırma Çelebi limanı Aday Bölge 2'de kurulabilecek olan 20 MW sabit ve yüzer santrallere hizmet verebilecektir. Ayrıca, Aday Bölge 1'de kurulabilecek olan 200 MW sabit ve Aday Bölge 1 ve Aday Bölge 2'de askeri alanların göz ardı edildiği durumdaki 1200 MW sabit senaryo için Bandırma Çelebi limanı kurulum ve bakım onarım limanı olarak kullanılabilir durumdadır. İçdaş limanı Aday Bölge 3 ve Aday Bölge 4'de kurulabilecek sabit 20 MW senaryo için ve Aday Bölge 2'de kurulabilecek yüzer 20 MW senaryo için kurulum ve bakım onarım limanı olarak hizmet verebilecektir. Ayrıca, 1200 MW senaryo için 360 MW'lık kısmının olduğu Aday Bölge 4 kısmına kurulum ve bakım-onarım limanı olarak hizmet verebilecektir. Çanakkale limanı, Aday Bölge 5 ve Aday Bölge 6'da kurulabilecek olan 1200 MW sabit temelli senaryonun 810 MW'lık kısmında kurulum ve bakım-onarım limanı olarak hizmet verebilecek durumdadır.

Tablo 22: Liman Hizmet Edebilirlik Analizi

Liman	Hizmet Bölgesi	Hizmet Türü	Önerilen Senaryo / Toplam Kapasite
Bandırma Çelebi Limanı	Aday Bölge 1-2	Kurulum ve Bakım-Onarım	**a:** 20 MW Sabit - Yüzer / 20 MW **b:** 200 MW Sabit / 200 MW

			c: 1200 MW Sabit (Askeri alan dışı) / 1200 MW
İçdaş Limanı	Aday Bölge 2-3-4	Kurulum ve Bakım-Onarım	**a:** 20 MW Sabit - Yüzer / 20 MW **b:** 1.2 GW Sabit / 360 MW
Çanakkale Kepez Limanı	Aday Bölge 5-6	Kurulum ve Bakım-Onarım	**a:** 1.2 GW Sabit / 810 MW

Bu çalışmada öngörülen üç senaryo içerisinde limanlara ek yük oluşturabilecek ve ek yatırım gerektirebilecek potansiyelde öngörülen 1200 MW kapasiteli senaryodur. 1200 MW senaryolu iki durumdan bahsedilmişti; bunlardan biri Balıkesir açıklarında askeri alanların kriter dışı değerlendirildiğinde Aday Bölge 1 ve 2'de, diğeri ise Çanakkale bölgesindeki Aday Bölge 4-5-6'da kurulabilecek santrallerdir. Bu doğrultuda 1200 MW'lık bir senaryo için Balıkesir açıklarında gerçekleştirecek santral için 250 türbin kurulumunun gerçekleştirildiğinden Bandırma Çelebi limanı ve 172 adet türbin kurulumu için de Çanakkale Kepez limanı hizmet verebilecektir. Literatürde limanların deniz üstü rüzgar santral kapasitesine göre ihtiyaç duyduğu alan hesabına yönelik olarak 1 GW kapasitede bir deniz üstü santral için 22 hektar (220.000 m^2) alan gerektiği belirtilmiştir (Parkison ve Kempton, 2022).

Bu ön fizibilite çalışmasında Türkiye'de yakın geçmişte yapılmış üç limanın yatırım değerleri ve depolama alanları baz alınarak ek maliyet hesabı yapılmıştır (Tablo 23).

Petkim limanı 400 milyon USD yatırım ile 480.000 m^2 alana sahipken; Asyaport Limanı 400 milyon USD'lik bir yatırım ile 300.000 m^2 ve DP World Yarımca limanı ise 550 milyon USD'lik yatırım ile 460.000 m^2 depolama alanına sahiptir (UTIKAD, 2016; EBRD; DP World). Ortalama hesaplanan liman maliyeti $1121/m2'dir.

Büyük ölçek bir santral için Bandırma Çelebi limanın alanı 268.000 m^2 olduğundan dolayı gerekli alanı sağlamaktadır. Çanakkale Kepez limanı için ise 810 MW'lık bir santral kurulumu için yaklaşık 178.200 m^2'lik bir alan ihtiyacı doğabilecektir ve yapılan ön incelemede Çanakkale Kepez limanının civarında bu genişlemeye izin verecek arazi bulunduğu tespit edilmiştir. Ancak bu arazilerin liman kullanımı için işletmeye dahil edilmesi işinin derinlemesine analizi detaylı bir çalışmayla yapılması öneri olarak belirtilebilir. Bunun yanında, Çanakkale Kepez limanının büyük ölçek santral kurulumu için belirtilen birim maliyet kullanılarak ek yatırım maliyetinin yaklaşık hesabı yapılabilir. Bu durumda mevcutta bulunan 90.000 m^2 alan toplam ihtiyaç olunan 178.200 m^2'den çıkarıldığında 88.200 m^2 genişletilme ihtiyacı olduğu hesaplanabilir. Bu ek alanın da maliyeti birim liman alan maliyeti ile çarpımı kullanılarak yaklaşık 99 milyon USD'lik bir yatırım maliyeti oluşturulacağı hesap edilebilir.

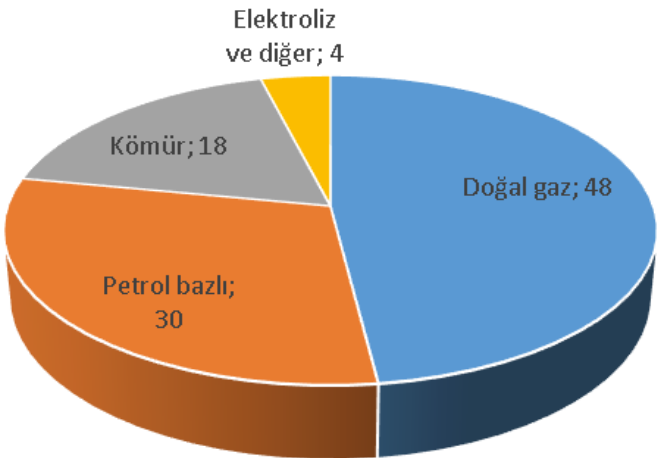
Tablo 23: Liman Maliyet Analizi

Liman – Kuruluş yılı	Depolama Alanı	Ek Gerekli Alan	Maliyet
Petkim Limanı – 2016	480.000 m^2	-	$400M ($830/m^2)
Asyaport Limanı – 2015	300.000 m^2	-	$400M ($1333/m^2)
DP World Yarımca Limanı - 2016	460.000 m^2	-	$550M ($1200/m^2)
Çanakkale Kepez Limanı	-	178.200 m2 – 90.000 m2= 88.200 m^2	$99M (88.200*1121)

3.1.7. Hidrojen Entegrasyonu

Tarihsel olarak bakıldığında, hidrojen üretimi büyük oranda fosil yakıtlara dayalıdır dolayısıyla büyük miktarda karbon monoksit emisyonuna neden olmaktadır. Şekil 49'da görüleceği üzere günümüzde fosil yakıtların (doğal gaz, nafta, kömür vs.) reformingi veya gazlaştırılması ile hidrojen üretimi, toplam üretimin %96'sını oluşturmaktadır.

Şekil 49: Hidrojen Üretim Yöntemleri



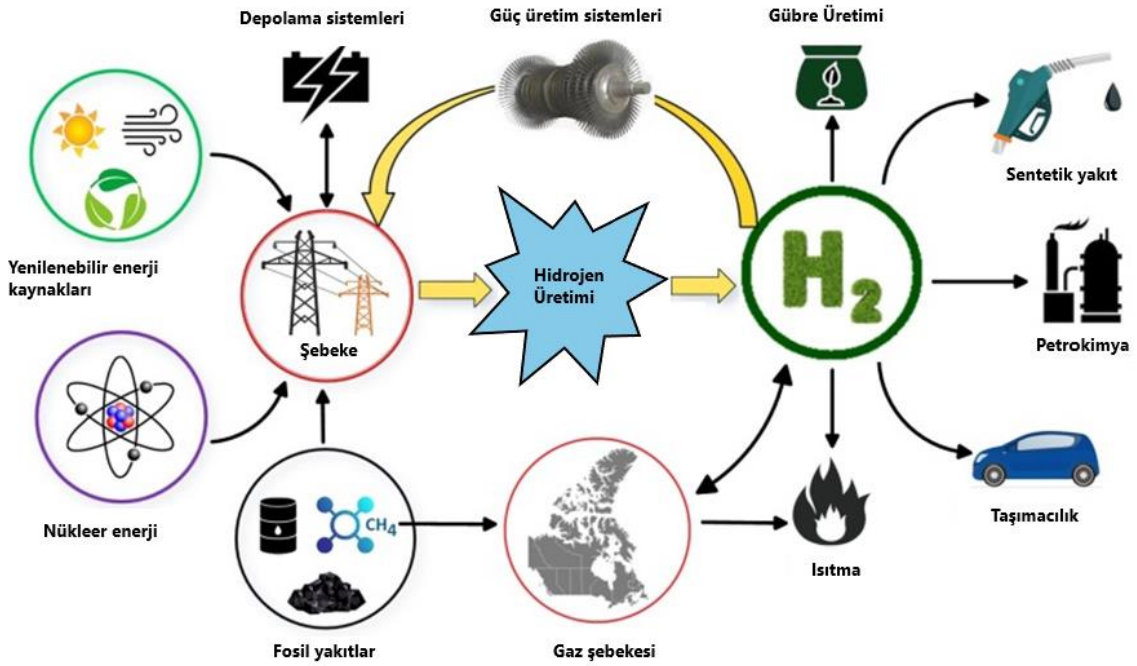
Kaynak: (Khzouz ve Gkanas, Hydrogen Technologies for Mobility and Stationary Applications, 2020)

Bununla birlikte, son on yılda, elektroliz tekniğinde meydana gelen gelişmeler, karbon dioksit salınımı gibi çevresel problemler, fosil yakıtların geleceği gibi endişeler, yenilenebilir enerji üretiminde dünyadaki yaşanan gelişmeler, dünya siyasetinin enerji sektörüne etkileri gibi güncel konular yeşil hidrojenin geleceğini hızlandırmaktadır.

Halihazırda elektrik şebekelerinin büyük ölçüde fosil yakıtlara veya nükleer enerjiye bağımlı olmasının şüphesiz en önemli nedenlerinden biri, elektrik üretimini düzenleme yeteneklerinden kaynaklanmaktadır. Rüzgâr ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları kesintili olduğundan, güç çıktıları zamanla değişkenlik gösterir haliyle elektrik üretim yetenekleri düzenlenemez kabul edilmektedir.

Bu noktada hidrojen özelikle fosil yakıtlara alternatif bir enerji kaynağı, yenilenebilirler için potansiyel bir enerji depolama yöntemi olarak karşımıza çıkmaktadır.

Şekil 50: Hidrojen Çevrimi



Kaynak: (Farid ve Dincer, A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production, 2020)

Hidrojen, Şekil 50'den de görüleceği üzere elektrik vasıtasıyla elektroliz üniteleri kullanılarak kolayca üretilebilen bir kimyasaldır. Yakıt pilleri ile direkt elektrik üreterek ulaşım, evsel ve endüstriyel bir enerji kaynağı olabildiği gibi doğal gaz şebekelerine harmanlanarak ısıtma ve pişirme işlemlerinde de rahatlıkla kullanılma potansiyeli taşımaktadır. Ayrıca araçlarda direkt yakıt olarak kullanılabilen hidrojen, petrol rafinelerinde kükürt giderme, soğutma ve kraking işlemlerinde ve gübre üretiminde kullanılan amonyağın sentezinde yüksek oranlarda kullanıma sahip bir kimyasaldır.

Deniz üstü rüzgâr santralleri ile entegre bir şekilde hidrojen üretimi için iki farklı sistem konfigürasyonu oluşturulabilir. İlk senaryoda; elektrolizör de denizde bulunur ve karada hidrojen depolama ve sonrasında sevkiyatı ya da elektrik şebekesine yakıt pilleri ile entegrasyonu sağlanabilir.

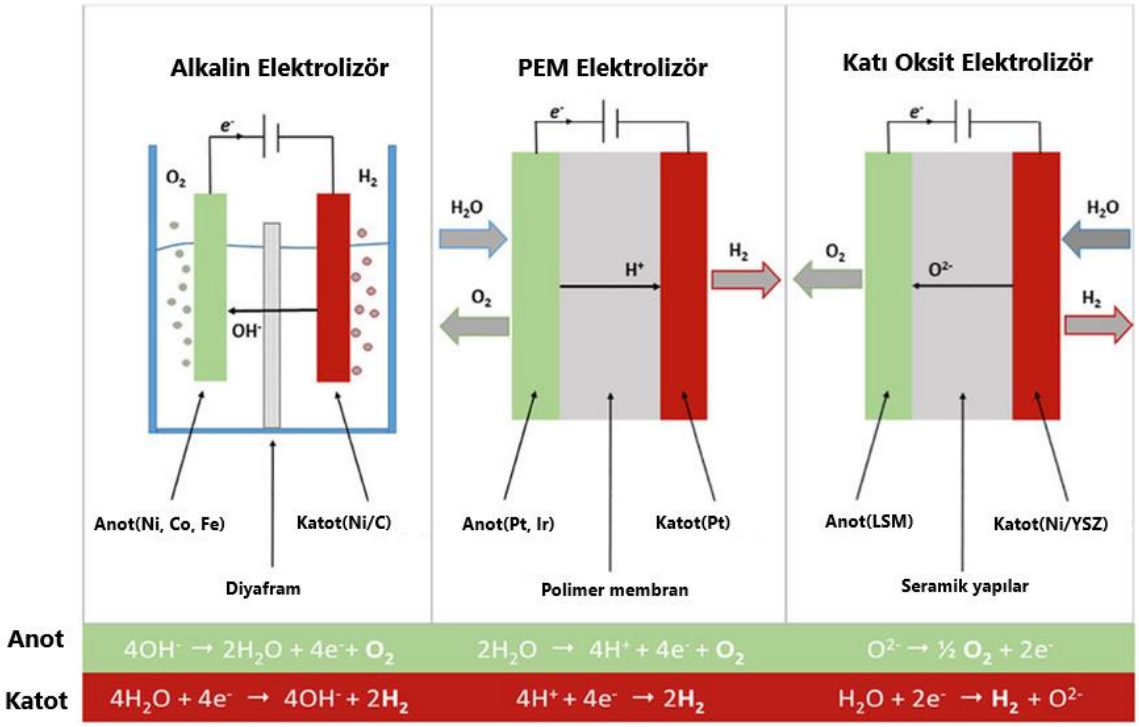
İkinci sistemde ise elektrolizör de karada bulunur. Bu iki senaryo arasındaki fark hidrojenin veya elektriğin karaya taşınması olacaktır. Bu da deniz üstü rüzgâr santralinin karadan ne kadar uzak olacağına bağlı olarak yapılabilecek bir seçimdir. Her iki sistemin de avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Deniz üstüne kurulacak bir elektrolizör ile elde edilecek hidrojen daha düşük maliyetle karaya taşınabilecekken (borularda basınç düşüşünden kaynaklı ekstra pompalama masrafı) deniz üstündeki rijit şartlarda bakım işletim dezavantaj olacaktır. Yine çok uzak mesafelerden üretilen elektriğin suyun altından taşınması kapasitans nedeniyle büyük kayıplara neden olabilecektir. Ortaya çıkan türbin yerleşim planına göre bu ikisi arasında bir seçim yapılması gerekmektedir. İlk konfigürasyonun tercih edilmesi durumunda daha radikal kararlar vermek gerekebilecektir, zira elektrolizörlerin başlatılması, durdurulması belli zaman alacağından veya rölantide çalışabilmesi için bir miktar enerji gereksinimine ihtiyaç duyacağından (farklı elektrolizör tipleri için değişecektir bunlar) yenilenebilirlerin doğası gereği şebekeye paralel çalıştırılması uygun olacaktır. Buda deniz üstü bir yakıt pili istasyonu veya sisteme paralel bir şebeke beslemesi anlamına gelmektedir.

Rampa düşüşü sıralarında, talebin az olduğu zaman aralıklarında, arz fazlalığı oluşan dönemlerde elektrik fiyatlarının düşük olduğu, geleneksel yöntemlerle elde edilen hidrojen maliyetlerinin şu anda Avrupa'da olduğu gibi yükseldiği dönemlerde elektrik hidrojen enerjisine dönüştürülüp daha sonra kullanılmak üzere depolanabilir. Yine şebekeye paralel hazırlanacak bu sistemle ani değişimlere hızlı cevap verebilen ve hızlı başlatma süreleri düşük bekletme enerjisine ihtiyaç duyan elektrolizörler kullanarak enerji maliyetleri düşürülebilir.

3.1.7.1. Elektrolizör

Elektrolizörler: doğru akım elektrik kaynağını (DC) ve demineralize suyu ana girdi olarak alan, su molekülünden kimyasal bir reaksiyonla yüksek saflıkta oksijen ve hidrojen üreten cihazlardır. Elektrolizörler farklı teknolojilere ve farklı çalışma şart ve prensiplerine sahip iken (Şekil 51), hepsinin ortak yanı bir elektrolit ile ayrılmış bir anoda ve birde katoda sahip olmalarıdır.

Şekil 51: Farklı Tip Elektrolizörlerin Şematik Gösterimi



Kaynak: (Sapountzi ve ark, Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas, 2017)

Şu anda hidrojen üretimi için ticari uygulamalarda kullanılan ana iki tip teknoloji vardır:

Alkalin Elektrolizör (AEL) ve Proton Değişim Membran Elektrolizörü (PEMEL). AEL de OH^- iyonları elektrolitten transfer olurken, PEMEL de H^+ transfer edilir.

Bu iki tip dışında teorik olarak yüksek verimlilik ve esneklik vaat eden, ancak yüksek çalışma sıcaklıkları (700 ila 900 ^{0}C) dolayısıyla dayanıklılık sıkıntısı olan Katı Oksit Elektrolizörleri (SOE) üzerine de yoğun çalışmalar devam etmektedir. SOE, üç teknolojinin en yenisidir ve şu anda yüksek çalışma sıcaklıkları ve diğer türlere oranla daha düşük uzun ömür nedeniyle ticari uygulamalarda nadiren kullanılmaktadır. Bu tip elektrolizör teorik olarak diğer tüm teknolojilerden daha yüksek verim vaat eder ve PEMEL'in aksine değerli metaller gerektirmez (platin), fakat bu da teknoloji yeterince olgunlaştığında daha düşük bir CAPEX'e ulaşmayı mümkün kılma potansiyelindedir (Guo ve ark, 2019).

Hatırlatmakta fayda var ki bu tip elektrolizörlerin yüksek sıcaklıkta işletilmeleri, özellikle kesintili güç kaynakları kullanımı durumunda bir dezavantaj iken, nükleer veya kombine çevrim santralleri ile birleştiğinde bu durumu avantaja dönmektedir.

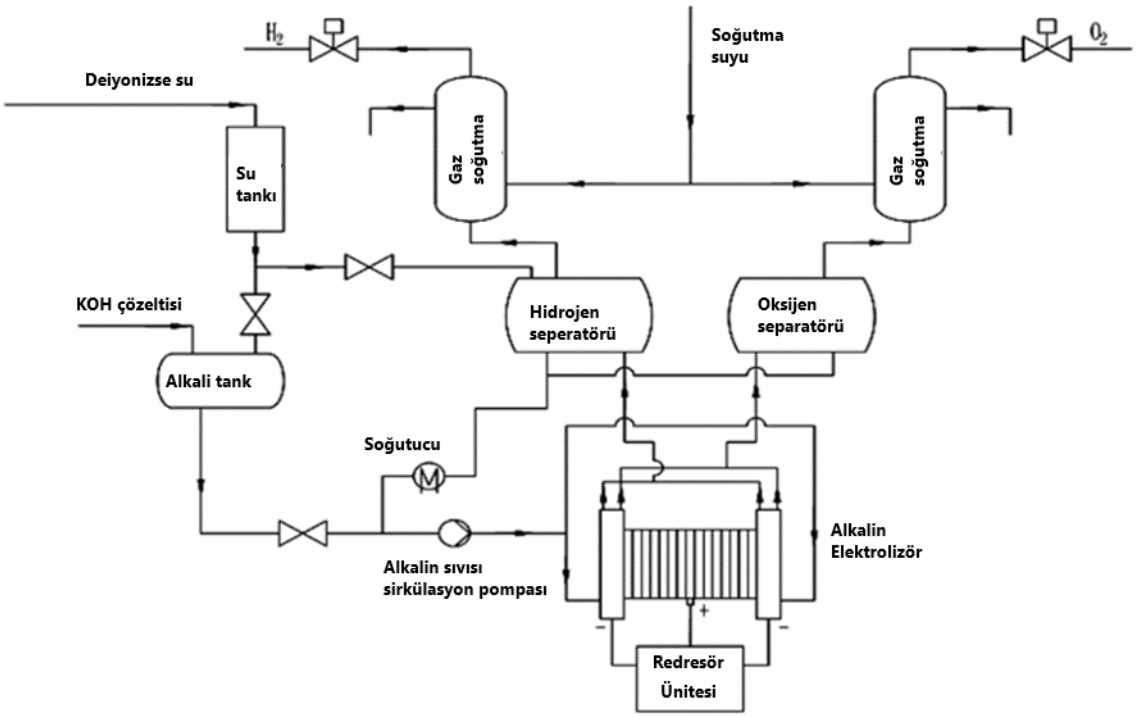
3.1.7.1.1. Alkalin Elektrolizör:

AEL'ler günümüzde diğer teknolojilere kıyasla en ucuz teknolojidir ve kısmen üstte bahsedilen teknolojilerin en eskisi ve en uzun ömürlü olanıdır (Guo ve ark, 2019). Bu tip elektrolizörler endüstride yaklaşık 100 yıldır kullanılmaktadır, bununla birlikte gelişimleri de hala devam etmektedir, fakat PEMEL ve SOE'in gelişiminin daha hızlı olması beklenmektedir (IRENA, 2018).

Bununla birlikte, bu tip elektrolizörler üretimdeki ani değişikliklere hızlı tepki veremezler, hidroksil iyon kaynağı olan alkali sıvının (KOH) karmaşık bakımını gerektirirler, güvenlik nedenleriyle belirli bir eşiğin altında çalışamazlar. Başlatılmaları daha uzun sürer, PEMEL'e kıyasla oldukça düşük bir akım yoğunluğunda çalışırlar, yaklaşık 5 kat daha düşük (bu da daha fazla elektrot alanı anlamına gelmektedir) (Guo ve ark, 2019) Ek olarak, nispeten daha düşük basınçlarda işletildiklerinden üretilen hidrojenin çıkış basıncı daha düşüktür, bu da taşıma ve depolama için daha yüksek sıkıştırma (kompresör gücü) oranı gerektirir ve başlangıçta sağlanan düşük yatırım maliyeti avantajını bir miktar azaltır. Son zamanlarda, ciddi verimlilik kayıpları olmaksızın hidrojen üretim kapasitesinin ayarlanması yeteneğinde gelişmeler göstermişlerdir.

Şekil 52 klasik bir alkalin elektrolizörün genel komponentlerini göstermektedir. Bu alkalin teknolojisini kullanan, yeni nesil bazı cihazların yenilenebilir bir enerji santralinin anlık değişimlerine hızlıca cevap verebildiği ticari modüllere rastlanmaktadır (Buttler ve Spliethoff, 2018). Ayrıca akım yoğunluğunun önceki nesle göre iki katı olduğu, çıkış basıncının 30 bar (PEMEL'e benzer) olduğu ve yeni teknolojilere göre daha uzun ömürlü olduğu da ayrıca bildirilmektedir (Andersson ve Grönkvist, 2019)

Şekil 52: Alkali Tip Elektrolizörün Genel Yapısı



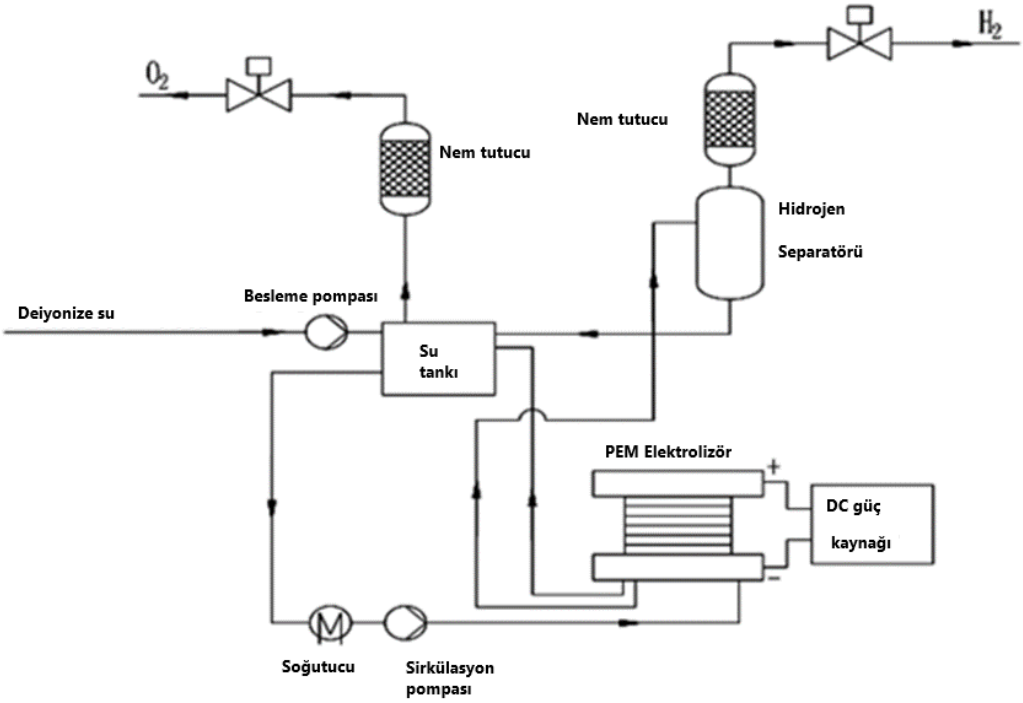
Kaynak: (Guo ve ark, Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis, 2019)

3.1.7.1.2. PEM Elektrolizör:

PEMEL'ler AEL'lere nazaran bir üst nesil teknolojidir, çok daha hızlı başlatma süreleri vardır. Daha yüksek akım yoğunlukları ile çalışırlar dolayısıyla daha küçük elektrolizöre ihtiyaç duyarlar. Bu elektrolizör türünde nispeten daha yüksek hidrojen saflığı elde edilebilir. Nominal gücün ötesinde çalışma ve daha yüksek çıkış basıncı gibi çeşitli avantajlara sahiptir (Guo,ve ark, 2019). Şekil 53'te PEMEL'in ana elemanlarını şematik olarak verilmiştir.

Son yıllarda bu konuda yayınlanan bir raporda (IRENA,2018), PEMEL ve AEL'in 2017'deki durumu ve 2025'te öngörülen durumları arasında bir karşılaştırma yapılmıştır. Buna göre; verimlilik ile ilgili olarak, AEL'de 2025 yılına doğru verimin %68'e, PEMEL de ise %64'e doğru artması bekleniyor. Aynı zamanda, şu an yüksek olan üretim maliyetlerinin 2025 yılına kadar Alkalin elektrolizör için 480 € /kW (CAPEX) olması beklenirken PEMEL için bu 700 € /kW olarak öngörülmektedir. Bu elektrolizörlerin elektrik tüketiminde de bazı iyileştirmeler de beklenilmektedir. Halihazırda bir AEL'de 1 kg hidrojen üretmek için yaklaşık 51 kWh elektrik tüketilir. PEMEL de ise bu rakam 58 kWh tır. 2025 yılına kadar bu rakamların 49 kWh/kg (52 kWh/kg) düşmesi yine bu raporda öngörülmektedir.

Şekil 53: PEM Tipi Elektrolizörün Genel Yapısı



Kaynak: (Guo ve ark, Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis, 2019)

Yenilenebilir bir enerji kaynağıyla birleştirildiğinde, güce göre koşulların kolayca ayarlanabiliyor olması ve hızlı başlatma süresi, bu teknolojinin kesintili güç kaynaklarından en iyi şekilde yararlanmasını sağlayan iki harika özelliktir. Kapatma dönemlerinde, sistemin beklemede çalışmasını sürdürmek için düşük miktarda enerji gerekir. Bu, elektrolizörün denizde mi tutulacağı yoksa şebekeye bağlı olup olmayacağı dikkate alındığında önemli bir kıstastır.

PEMEL'ler son yıllarda verimlilik, çıkış basıncı, hızlanma ve yavaşlama süreleri ve CAPEX'te önemli ilerleme kaydetmelerine rağmen, hala AEL'den önemli ölçüde daha pahalıdırlar ve aynı uzun ömürlülüğe sahip değildirler (Guo ve ark, 2019). Yüksek fiyatın ana nedeni, daha önceden de belirtildiği üzere elektrotları için gereken önemli miktarda platin katalizörüdür.

Bu teknolojilerin her ikisindeki kritik teknolojiler hücre yığınlarının oluşturulmasıdır. Hücre yığınları bipolar plakalar, iyon iletken membranları (H^+ veya OH^-) ve elektrotlardan oluşmaktadır. Elektrotlar ise katalizör yüklü gaz difüzyon tabakalarıdır. Dünyada ve ülkemizde bu teknolojiyi geliştiren firmalar büyük ölçeklerde cihaz üretimi gerçekleştirebilmektedirler. Fakat özellikle yüksek miktarda Platin tuzları ve patentli/muadil iyon geçirgen membranların temininin yurt dışı kaynaklı olacağı düşünülmektedir. Sistem mühendisliğinin ise yüksek güç ölçekleri için gayet başarılı bir şekilde halledilebileceği öngörülmektedir.

3.1.7.2. Hidrojen Depolama

Deniz üstü rüzgâr santraline entegre bir elektrolizör ile hidrojen üretimi yapıldıktan sonra bu hidrojenin belirli üretim miktarları için depolanması şarttır. Öngörülecek elektrolizör gücü ve sonrasında hidrojenin kullanılacağı durumlar da göz önünde bulundurularak depolama için uygun çözümler aranmalıdır.

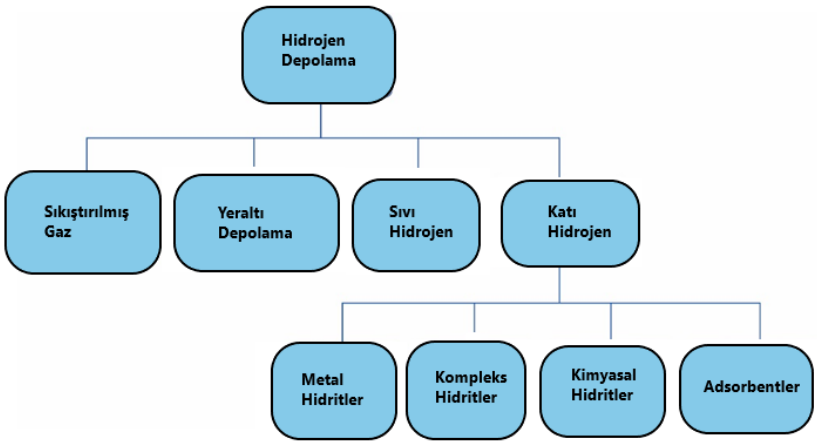
Hidrojenin depolanması, (Şekil 54) birkaç önemli farkla birlikte doğal gaza benzerlik göstermektedir. Bazı metaller hidrojenle temas ettiğinde hidrojen-gevrekleşmesine maruz kalabilirler, bu da malzemede bozulmaya ve yapısal hatalara yol açabilir, dolaysıyla bu durum depolama tasarım aşamasında göz önünde bulundurulmalıdır (Buttler ve Spliethoff, 2018).

Göz önünde bulundurulması gereken diğer bir fark, hidrojen moleküllerinin küçük boyutu nedeniyle özellikle tükenmiş petrol yatakları, doğal gaz yatakları ve akiferler gibi yeraltı doğal yapılarda depolanması durumunda veya iletimi sırasında boru hattı bölümleri arasındaki bağlantılarda meydana gelebilecek sızıntıdır. Bakteri reaksiyonu da hidrojenin başka bir sorunu olarak karşımıza çıkmaktadır, çünkü bazı bakteriler hidrojeni parçalayarak depolanan hidrojenin saflığını azaltır ve kayıplara yol açar.

Hidrojenin fiziksel olarak depolanmasında 2 ana yaklaşım mevcuttur bunlar; gaz halinde depolama ve sıvı depolamadır.

Endüstriyel olarak yaygın kullanılan bu iki yaklaşımın yanında, kimyasal depolama gibi başka yaklaşımlar da mevcuttur. Ayrıca fiziksel olarak adsorplama da akademik olarak çalışılan yoğun alanlar arasındadır.

Şekil 54: Hidrojen Depolama Yöntemleri



Kaynak: (Yue ve ark, Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges, 2021)

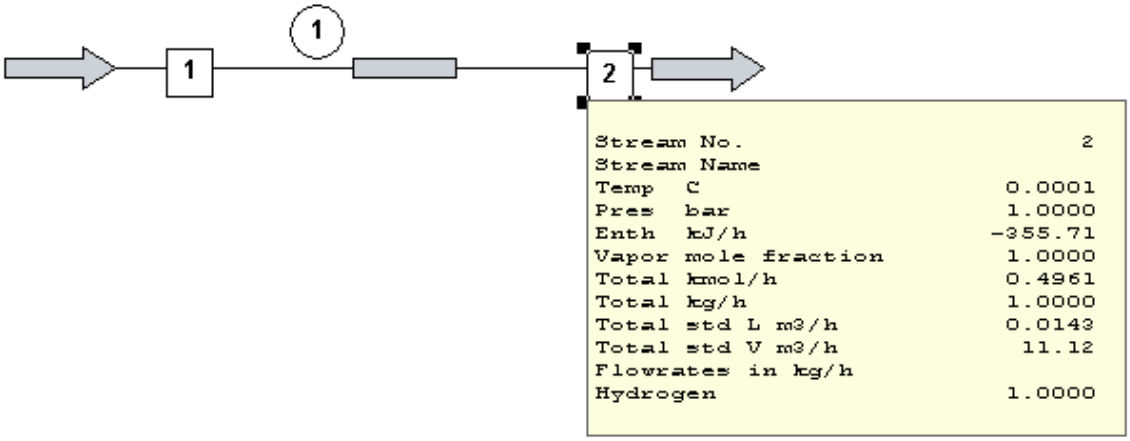
Fiziksel olarak gaz depolama iki yöntemle yapılabilir, bunlar fabrikasyon tanklar (genellikle metal) ve akifer/ tuz mağaraları gibi yeraltı yapılarıdır. Hidrojen yoğunluğunun basınçla neredeyse doğrusal bir ilişkisi vardır. Bununla birlikte, kullanılacak malzeme kalınlığı ve kompresör maliyetleri göz önüne alındığında, hidrojenin, yaklaşık 7.8 kg/m^3'lük yoğunluğa sahip olduğu 100 bar'dan daha yüksek basınçlarda depolanması uygun olmayabilir (Buttler ve Spliethoff, 2018).

Bir elektrolizörün Enerji girişi (Mw) ile Hidrojen üretimi (Nm^3/h) arasında Hydrogenics'in ürettiği endüstriyel ürünler baz alınırsa yaklaşık 200 kat oran mevcuttur (Hydrogenics,2019). Yine hidrojenin standart koşulları temsil eden 'N' şartlardaki (0^{0}C, 1 atm basınçtaki')1 Kg'ı 11.1 Nm^3' denk gelmektedir (Şekil 55). Çok büyük hacimlerde basınç sıkıntı oluşturacağından tank et kalınlıkları önemli hale gelecektir. Bu durumda küçük çaplı boru demetleri ile depolama yine alternatif olarak karşımıza çıkacaktır.

İkinci yaklaşım, sıvı hidrojenin metal tanklarda depolanmasıdır. Ana avantaj, hidrojenin sıvı halde sahip olacağı 70 kg/m^3 'lük yüksek yoğunluktur; bu, 100 bar basınçta gaz halindeki hidrojenin

yoğunluğunun neredeyse 10 katıdır. Bununla birlikte, 1 kg hidrojeni sıvılaştırmak için 6 ila 10 kWh elektriğe ihtiyaç duyulan enerji yoğun bir süreçtir. (Gallardo ve ark, 2021) Dünya genelindeki mevcut kurulu sıvılaştırma kapasitesi günde yaklaşık 355 tondur (Buttler ve Spliethoff, 2018) ve 1 GW'lık elektrolizörün üreteceği hidrojenin sıvılaştırılması için gerekli kapasitenin altındadır. Sıvılaştırma tesislerinin yüksek ilk yatırım maliyeti ve hidrojeni sıvılaştırmak için gerekli yüksek enerji tüketimi hidrojenin halihazırda sıvılaştırılarak kullanımını kısıtlamaktadır. Büyük ölçekli diğer bir depolama seçeneği ise tuz mağaralarıdır. Bu yöntem ile 100-200 bar'da sızıntı ve bakteriyel bir sıkıntı yaşamadan hidrojen güvenli bir şekilde depolanabilmekte, ayrıca Avrupa ve Amerika'da uzun zamandır kullanılmaktadır (Buttler ve Spliethoff, 2018).

Şekil 55: Hidrojenin 0^0C ve 1 atm Standart Koşullardaki Özellikleri



Tablo 24: **Elektrolizör Gücüne Mukabil Hidrojen Üretim Miktarları**

Elektrolizör Güç(Mw)	Hidrojen akış hızı(Nm^3/h)	Hidrojen(ton/gün)
4	800	1.728
12	2400	5.184
20	4000	8.64

Tablo 22'de farklı elektrolizör güçlerine göre üretebileceği yaklaşık hidrojen üretim miktarları verilmiştir. Bu elektrolizörler farklı basınçlarda işletilebilmektedir. Yüksek basınçlarda işletilebilmeleri daha öncede bahsedildiği üzere sonradan depolama için gerekli sıkıştırmada güç tasarrufu sağlayacaktır.

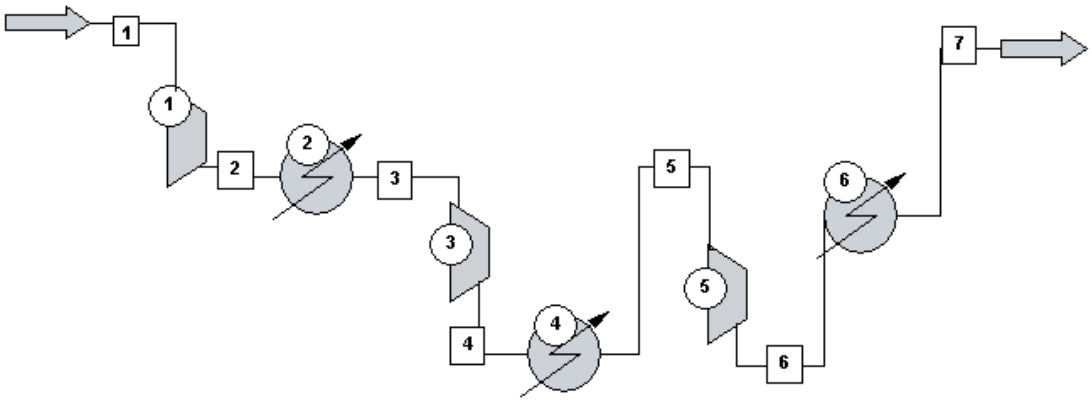
Ticari olarak 10 bar ila 30 bar arası uygulama basınçları yaygındır, bu şartlar baz alınırsa, sırasıyla 30-70 ve 100 bar da 1 günlük depolama için gerekli olan enerji tüketimi ve buna mukabil gerekli hacimler hesaplanarak Tablo 23'te verilmiştir.

Tablo 25: Farklı İşletme Basınçlarında Çalışan Elektrolizörden Elde Edilen 1 ton/gün Hidrojeni Farklı Basınçlara Çıkarmak için Gerekli Kompresör Gücü ve 1 ton Hidrojeni Depolamak için (25 ^{0}C) Gerekli Tank Hacimleri

İşletme Basıncı (Bar)	Çıkış Basıncı (bar)	Hidrojen yoğunluğu (kg/m^3)	Kompresör Gücü (kw)	Tank Hacmi (m^3)
	10	0.81	-	1234.56
	70	5.484	47.55	182.35
10	100	7.71	59.29	129.70
	30	2.402	-	416.32
	70	5.484	18.43	182.35
30	100	7.71	27.46	129.70

Ticari Elektrolizörler genellikle 60-80 ^{0}C sıcaklıkta çalıştırılırlar. Fakat daha sonra ısı geri kazanım ve soğutma işlemlerine tabi tutulurlar (dolayısıyla çıkış sıcaklığı çevre koşulları baz alınarak 25 ^{0}C olarak belirlenmiştir). Burada 1 ton H_2/gün üretim baz alınarak çeşitli hesaplamalar yapılmıştır. Hidrojeni nihai tank basıncına getirmek için kademeli basınçlandırma uygulanmamıştır. Eşit aralıklı 3 kademeden oluşan kompresör ve ara kademe soğutma işlemi uygulanmıştır. Kademe sayısının ve her bir kademedeki sıkıştırma oranının gerçek operasyonda optimize edilmesi gerekmektedir. Burada işletim maliyetlerini kıyaslama amaçlı hesaplamalar yapılmıştır. Bu olayın şematik gösterimi Şekil 56'da gösterilmiştir. Görüleceği üzere sıkıştırma basıncı arttıkça 1 ton H_2 için gerekli tank hacimleri düşmekte, fakat işletme maliyetleri artmaktadır.

Şekil 56: Hidrojenin Kademeli olarak Basınçlandırılması ve Ara Kademe Soğutma İşlemi



3.1.7.3. Hidrojen Kullanımı

Hidrojeni ilginç kılan özelliklerinden biri de çok çeşitli kullanım alanlarına sahip olmasıdır. Tarihsel olarak, hidrojen üretimi fosil yakıtlara dayanmaktadır, bu nedenle üretimi karbon ayak izine sahiptir ve bu da onu yenilenebilir enerji kaynağı olarak görülmemesine sebep olmaktaydı. Yenilenebilir enerji kaynakları ile üretilen hidrojen enerjisi yeşil hidrojen olarak anılmakta ve gelecek enerjisi açısından bu yöntem büyük ümit vaat etmektedir. Deniz üstü rüzgâr santrallerinden gelen elektrik ile üretilen sonrasında depolanan hidrojenin genel kullanım durumları üç ana başlıkta incelenebilir.

Elektrik üretiminde kullanımı, doğrudan gaz olarak kullanım ve endüstriyel olarak kullanımıdır.

Şekil 57 genel kullanım alanlarını görsel olarak sunmaktadır.

Şekil 57: Hidrojenin Güncel ve Potansiyel Kullanım Alanları

Kaynak: (Qazi, Future of hydrogen as an alternative fuel for next-generation industrial applications; Challenges and expected opportunities, 2022)

3.1.7.3.1. Yakıt Hücreleri/Hidrojenden Elektrik Enerjisine Geçiş

Yakıt hücreleri, elektrolizörlerin tam tersi bir operasyonla çalışan, yakıttaki kimyasal enerjiyi, elektrokimyasal bir süreçle direkt olarak elektrik enerjisine çeviren sistemlerdir. Yakıt olarak genelde hidrojen veya hidrojen kaynağı çeşitli yakıtları kullanabilirler (çeşitli sıvı ve gaz hidrokarbonlar veya hidrojen kaynağı katılar).

Ana yakıt hücresi teknolojileri;

Proton Değişim Membranı (PEMFC), Alkalin (AFC), Fosforik Asit (PAFC), Erimiş Karbonat (MCFC) ve Katı Oksit Yakıt Hücreleridir (SOFC).

İlk ikisi düşük sıcaklıklı yakıt hücreleri olarak kabul edilir ve geri kalanlar yüksek sıcaklıklı yakıt hücreleridir. Yaygın olan bu yakıt pili çeşitlerinin anot, katot ve elektrotları farklı olduğu gibi, çeşitli verimlilikleri, farklı çalışma sıcaklık ve basınçları, farklı kullanım ömürleri, farklı yakıtlarla çalışma potansiyelleri mevcuttur.

Elde edilen hidrojenin bu bağlamdaki bir kullanım alanı bunu hidrojenle çalışan mobil uygulamalara yani yakıt hücreli elektrikli araçlara (FCEV'ler) yönlendirmektedir. Bu uygulama Güç ten Mobiliteye (P2M) olarak adlandırılmıştır. Fakat bu kullanım şekli şu anki konjonktürde efektif bir yöntem değildir, her ne kadar ticari ve pilot birçok uygulamaya denk gelinse de henüz büyük çaplarda ticarileşmemiş bir uygulamadır, yakın gelecekte de lityum bataryalı sistemlere üstün gelmesini beklemek zor görünmektedir.

Bahsi geçen yakıt pili çeşitlerinden hem AFC'nin hem de PEMFC'nin hızlı başlatma süreleri vardır; bununla birlikte, PEMFC daha yüksek güç yoğunluğu sunar, bu nedenle hidrojen bazlı araçları donatmak

için birincil seçimdir. Gelişmekte olan bu pazar nedeniyle, otomobil ve otobüs üreticileri tarafından yoğun PEMFC araştırma ve geliştirme çalışmaları yürütülmektedir.

Hidrojen deposunun doldurulması tıpkı LPG'li araçlara benzer bir şekilde birkaç dakika süren (LPG ye benzer olarak) ve yüksek menzil sağlayan yakıt hücreli (PEM)-lityum bataryalı hibrit ticari araçlar mevcuttur [URL16]. Elektrikli bir aracın (PEM) tekerleklerini hareket ettirmek için kimyasal enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürmede teorikte yaklaşık %60 verimliliğe sahiptir, ancak pratikte bunun yaklaşık yarısı başarılmış durumdadır.

Yakıt hücreleri vasıtasıyla hidrojenden elde edilen elektriğin şebekeye verildiği, ev, işyeri ve tesislerin elektriğinin sağlandığı diğer bir uygulama ise Power to Power (P2P) olarak adlandırılmıştır. Bu tarz uygulamalarda genellikle yüksek sıcaklık yakıt hücreleri yüksek verimliliklerinden dolayı tercih edilmektedir (SOFC, MCFC, PAFC). Bu bağlamda da seyrekte olsa ticari uygulamalara rastlanmaktadır (Farid ve Dincer, 2020, Wood ve ark, 2015), [URL17].

Hidrojen normal bir içten yanmalı motorda tıpkı LPG, benzin ve dizel konvansiyonel yakıtlara alternatif olarak kullanılabilir, bu bağlamda çeşitli patentler alınmış ayrıca bazı test arabaları ticari olarak geliştirilmiştir. Aynı zamanda uçak için de denemeler yapılmıştır. Hydrogen 7, BMW tarafından üretilen içten yanmalı motora sahip hidrojenli ilk ticari otomobildir, dünya genelindeki test programlarında 2 milyon kilometreden fazla yol kat ettiği bildirilmiştir. BMW, hidrojeni sıvı halde depolayan tek otomobil üreticisidir. Fakat BMW bu uygulamadan vazgeçip yakıt hücreli araçlar konusunda Toyota ile iş birliği yapmayı tercih etmiştir.

Dünyada çok geniş güç aralıklarında çeşitli tiplerde ve çeşitli amaçlar için yakıt hücreleri üretildi ve bazıları ticari olarak kullanımdadır, fakat bunların çok kısa vadede yaygınlaşabileceği maalesef henüz öngörülememektedir.

3.1.7.3.2. Direkt Gaz Olarak Hidrojen Kullanımı

Hidrojen oldukça yanıcı bir gazdır, bu özelliğinden dolayı doğal gaza bir alternatiftir, doğal gaz şebekesine veya doğal gaz kullanan sistemlere önemli değişiklikler yapmaksızın güvenlik sınırları içerisinde bir miktar hidrojen enjekte etmek mümkündür. Bu uygulama P2G (power to gas) olarak adlandırılmıştır. Halihazırda uygulanmakta olan bazı pilot projeler vardır, küçük yerleşim yerleri veya üniversite gibi yerlerde doğal gaz şebekelerine %20'ye kadar hidrojen harmanlamaktadır [URL18].

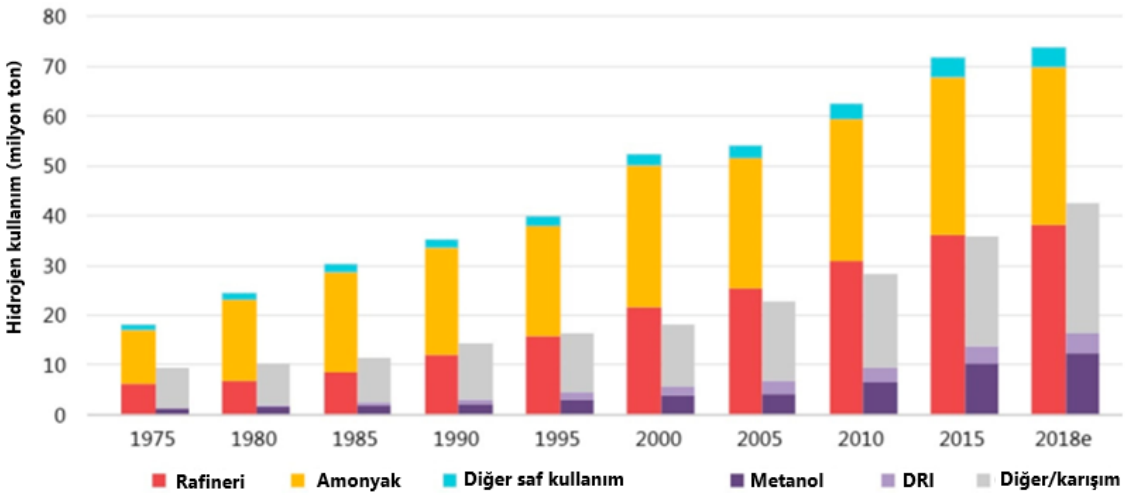
Yürütülen bu çalışmalar, doğal gaz şebekesinde düşük konsantrasyonda hidrojen (%15-20'ye kadar), kullanımının önemli ölçüde riski artırmadığı fikrini desteklemektedir (Melaina ve ark, 2013), (Quarton ve Samsatli, 2018).

Bu bağlamda yürütülen bir projede 1MW'lık bir elektrolizör, enerji rampa düşüşleri sırasında hidrojen üretmekte ve 300 bar'da depolanmaktadır (400 kg depolama kapasitesi, yaklaşık 13 MWh). Yürütülen projede, aynı zamanda doğal gaz şebekesine hidrojen enjeksiyonu ve normal bir gaz türbininde hidrojen ve doğal gazın birlikte kullanımı araştırılmıştır. Bu proje ayrıca, elektrik şebekesi ile hidrojen ve amonyağı entegre etmeyi amaçlayan uluslararası bir projenin parçasıdır [URL19]. Bu tarz uygulamalar hidrojenin potansiyel kullanım alanlarını belirlemede gelecek adına ümit vadedici sonuçlar vermektedir.

3.1.7.3.3. Endüstriyel Hidrojen Kullanımı

Uygulanabilir alternatif bir enerji kaynağı olmasının yanı sıra, hidrojen aynı zamanda çok sayıda endüstriyel uygulamaya sahip bir ham maddedir. Gübre ve plastik yapımında gerekli olan amonyak üretiminde kullanılır. Petrol rafinerileri ayrıca ham petrolden kükürdü uzaklaştırmak (hydrotreating) ve daha ağır hidrokarbonları daha hafif hidrokarbonlara (hydrocracking) dönüştürmek ve böylece ham petrolden daha fazla benzin ve dizel elde etmek için yine hidrojen kullanır. Bu hidrojenler ise geçmişten günümüze genellikle fosil yakıtlardan (doğal gaz) üretiliyor.

Şekil 58: 1970 Yılından Günümüze Hidrojen Talebinin Sektör Bazlı Dağlımı



Kaynak: (iea.org, 2019)

Şekil 58'den de görüleceği üzere her geçen yıl benzine, amonyağa, metanole ve hidrojen kaynaklı diğer kimyasallara talep artmaktadır, dolayısıyla bu artan talep doğrudan hidrojene yansımaktadır.

Hidrojen, petrol içerisindeki hidrokarbonların kükürtten arındırılması, uzun zincirli yapıların katalitik olarak parçalanması ve reaktörlerin soğutulması için petrol rafinelerinde kullanılan önemli bir hammaddedir. Dünya hidrojen üretiminin yaklaşık dörtte biri, düşük dereceli ham petrolleri benzin ve mazot gibi enerjisi yüksek yakıtlara dönüştürmek için kullanılır. Petrol içerisindeki ağır aromatik kimyasallar, hidrojen ve özel katalizörler kullanılarak yüksek basınç (7000-14.000 kPa) ve yüksek sıcaklıklarda (400-800°C) daha hafif hidrokarbon ürünlerine dönüştürülür.

Yine metanol, metan, hidrojen peroksit ve amonyak üretiminde kullanılıyor olması hidrojen için halihazırda mevcut devasa bir endüstri olduğunu göstermektedir

Saf hidrojen ve nitrojen kullanarak amonyak üretmek için dünya hidrojen talebinin yarısından fazlası kullanılır. Amonyak üretmek için dünya genelinde şu an yaygın olan Haber-Bosch prosesi kullanır. Günümüzde üretilen amonyağın çoğu tarımsal gübreler için kullanılmaktadır. Yine büyük bir miktarı da (dizel yakıtla beraber amonyum nitrat olarak) madencilik patlayıcıları için kullanılır. Amonyak ayrıca taşıt yakıtı olarak kullanılabileceği gibi tekrar hidrojen elde etmek için reaksiyona sokulabilir veya hidrojen kaynağı olarak yakıt pilleri ile elektrik elde edilebilir. Amonyak 25 ^{0}C sıcaklıkta ve 10 ila 20 bar basınçta 122.4 kg/m^3 eşdeğer hidrojen yoğunluğu ile hidrojen taşıyıcısı olarak da işlev görebilir. Sıvı hidrojen ile karşılaştırıldığında, amonyağın yoğunluğu kabaca %75 daha yüksektir ve ortam sıcaklıklarında ve düşük basınçlarda taşınabilir. Fakat amonyağın ana dezavantajı, halihazırdaki amonyak üretme prosesinin enerji yoğun bir proses olması ve daha sonra hidrojeni geri kazanmak için ayrıştırmanın artan maliyeti ve karmaşıklığıdır (Gallardo ve ark, 2021). Fakat üzerine yoğun çalışılan elektrokimyasal yöntemler ile amonyak daha ılımlı şartlarda fiyat etkin bir şekilde üretilebilecektir. Bu da hidrojenin kimyasal olarak depolanmasına olanak sağlayacaktır.

Hidrojenin potansiyel diğer bir kullanım alanı da demir çelik sektörüdür. Metalurjik kokun (karbon) başlıca kullanım alanı metalurjide çelik yapımında indirgeyici olarak kullanılmasıdır. Doğal gaz, çelik üretiminde demirin doğrudan indirgenmesinde birincil rol almaya başlamıştır, bu da hidrojenin CO_2 emisyonu yapmadan bu rolü doldurması için zemin hazırlamaktadır.

Dünya çelik endüstrisi, doğrudan CO_2 emisyonunun %7-9'undan sorumludur. Şu anda dünya üretiminin yaklaşık %75'i kok kömürünü hem enerji kaynağı hem de indirgeyici olarak yüksek fırınlarda kullanmaktadır. Yine çelik üretiminin yaklaşık %20'si elektrik ark ocaklarından sağlanmaktadır ve bu oranın artması beklenmektedir. Çelik üretiminin yaklaşık %7'si, indirgeyici gazların yüksek sıcaklıkta

(800-1200°C) peletlenmiş demir cevherinden geçirilerek elektrik ark ocağında gözenekli metal bir süngerin üretildiği doğrudan indirgenmiş demir (DRI) yoluyla yapılır. Önümüzdeki yıllarda DRI kullanımının da artması bekleniyor. Hidrojenin bu proseslerde indirgeyici olarak kullanılması kaçınılmaz olacaktır (Wang ve ark, 2021).

2019 yılında tahmini hidrojen talebinin 80 milyon tonun üzerinde olduğu ve her yıl bu talebin artma eğiliminde olduğu görülmektedir. Bu endüstri halihazırda mevcut olduğundan, yeşil hidrojene olan talebin artmasıyla LCOH'si (The Levelized Cost of Hydrogen) azalmaya devam ediyor, dolayısıyla yakın gelecekte hidrojen kaynağı kademeli olarak yeşil hidrojene evrilecektir.

Halihazırdaki ülkemiz koşullarında gereken hidrojenin fosil yakıtlardan elde edilmesinin daha ekonomik olduğu kuşkusuz bir gerçektir. Fakat bu durum şu an Avrupa için geçerli değildir. Yeşil hidrojenin önemini gören ülkeler özellikle Ukrayna savaşından sonra bu yöne doğru 70 milyar USD'den fazla yatırımı başlatmıştır ve yakın zamanda Avrupa Enerji Ajansının yayınladığı bir raporda gelecek 5-10 yıllık süreçte bu rakamın ciddi boyutlarda artması gerektiğinden bahsedilmektedir [URL20].

3.2. Üretim Teknolojileri

Açık denizde deniz üstü rüzgar enerjisinin ilk uygulaması 1991 yılında Danimarka'da yapılmıştır. 1991 yılından itibaren de deniz üstü rüzgar enerjisi sektörü özellikle Danimarka, Almanya, Birleşik Krallık, Hollanda gibi Avrupa ülkelerinde, özellikle Kuzey Denizi'ne yerleştirilen çiftlikler ile giderek büyümüştür. Bu büyümenin başlıca sebebi açık denizlerde, tutarlı/devamlılık gösteren, topoğrafya etkisi bulunmayan ve yüksek rüzgar hızı potansiyelinin karaya göre daha fazla olmasıdır.

Deniz üstü rüzgâr türbinleri; deniz tabanına sabit temelli rüzgâr türbinleri ve yüzer rüzgâr türbinleri olmak üzere ikiye ayrılırlar. Genellikle 50 m su derinliği ve daha sığ su derinliklerinde deniz tabanına sabit temeli olan sistemler, 50 m'den daha derin sularda ise yüzer sistemler ekonomik çözümler olmakta ve tercih edilmektedir (Jiang, 2021). Deniz tabanına sabit temelli ve yüzer sistemlerin avantaj ve dezavantajları Tablo 24 ve Tablo 25'te sunulmaktadır.

Tablo 26: Deniz Üstü Sabit Temelli Rüzgar Sistemlerinde Kullanılan Temellerin Avantaj ve Dezavantajları (Wang vd. 2018)

TEMEL TİPİ	AVANTAJLARI	DEZAVANTAJLARI
Tekil kazık temel *(Monopile)*	● En basit teknik çözüm ● Düşük maliyet ● Sanayileşme	● Su derinliği sınırlaması ● Oyulmaya karşı önlem alınması gerekebilir
Beton ağırlık temel *(Gravity-Based)*	● Basit teknik çözüm ● Kazıkların çakılamayacağı yerlerde kullanılabilmesi	● Su derinliği sınırlaması ● Deniz dibi hazırlığı gerektirmesi
Tripod	● Daha büyük taşıma kapasitesi ● Daha derin sulara yapılabilirlik (50m ye kadar)	● Daha yüksek maliyet ● Daha zor kurulum
Jacket	● Daha derin sulara yapılabilirlik (80m ye kadar)	● Kurulum ve yapımda daha yüksek maliyet

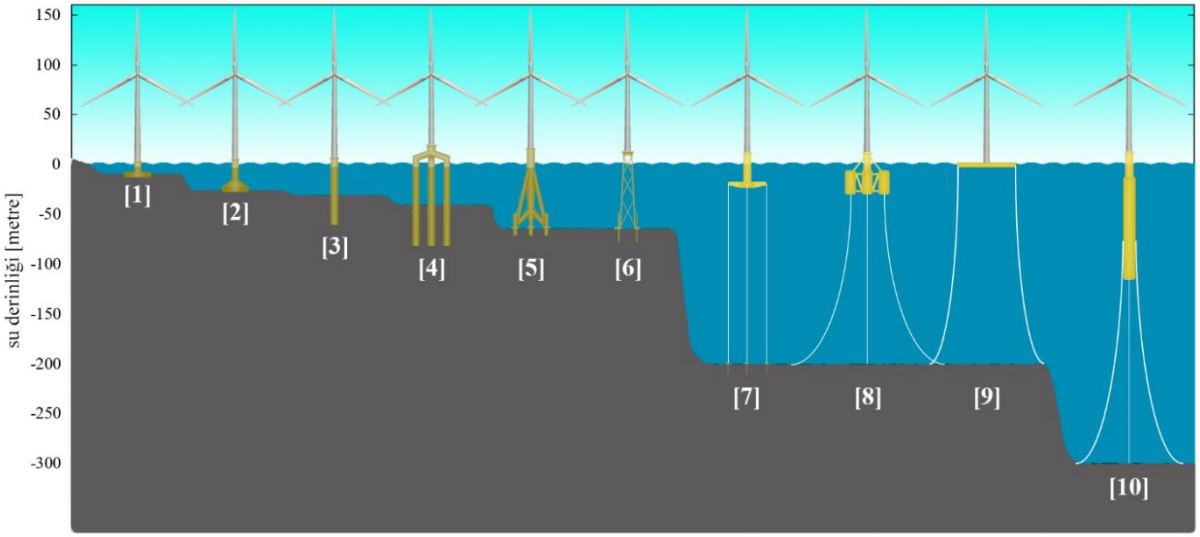
Tablo 27: Deniz Üstü Yüzer Rüzgar Sistemlerinde Kullanılan Platformların Avantaj ve Dezavantajları (IRENA 2016)

YÜZER PLATFORM TİPİ	AVANTAJLARI	DEZAVANTAJLARI
Spar Buoy	● Daha düşük kritik dalga kaynaklı hareketlere yatkınlık ● Basit tasarım ● Daha düşük demirleme kurulum maliyeti	● Açık deniz operasyonları, ağır kaldırma gemileri gerektirir ve şu anda yalnızca nispeten korunaklı derin sularda yapılabilir. ● Diğer yüzer sistemlere göre daha derin sulara yapılabilmektedir (>100 m)
Yarı batık platform *(Semi-Submersible)*	● Karada veya kuru havuzda inşa edilir ● Tam donanımlı platformlar (türbinler dahil), nakliye sırasında 10 metrenin altında draftlar yüzebilir. ● Geleneksel römorkörlerle kurulum sahasına taşınabilir. ● Daha düşük demirleme kurulum maliyeti	● Daha yüksek kritik dalga kaynaklı hareketlere yatkınlık ● Diğer yüzer sistemlere kıyasla daha fazla malzeme ve daha büyük yapılar kullanma eğilimindedir. ● Diğer yüzer sistemlere kıyasla daha kompleks imalat (özellikle spar sistemine kıyasla)
Gergi Ayaklı Platform *(TLP)*	● Daha düşük kritik dalga kaynaklı hareketlere yatkınlık ● Düşük ağırlık ● Karada veya kuru havuzda montajı yapılabilir. ● 50-60 metre su derinliklerinde kullanılabilir.	● Taşıma ve kurulum esnasında sistemi stabil tutmak daha zordur ● Tasarıma bağlı olarak özel amaçlı bir gemi gerekebilir. ● Olası yüksek frekanslı dinamik etkilerin türbin üzerindeki etkisi hakkında bazı belirsizlikler ● Daha yüksek demirleme kurulum maliyeti

Deniz tabanına sabit temelli olan türbinler için kullanılan temel tipleri ağırlık temel, tekil kazık (monopile) temel, vakumlu kova keson (suction bucket) temel, üç kazıklı temel, kafes temel vb. şeklinde sıralanabilir (Şekil 59). Deniz üstü sabit temelli rüzgâr santrallerinde kullanılan sabit temeller ve yüzer platformlar aşağıdaki şekilde gösterilmiştir. Sabit temeller sırasıyla 1 – 6 arasında gösterilmiştir: [1] ağırlık tipi temel, [2] ters kova keson tipi temel, [3] tekil kazık tipi temel, [4] üç kazıklı temel, [5] grup kazıklı temel, [6] kafes kazıklı temel olarak isimlendirilmektedir.

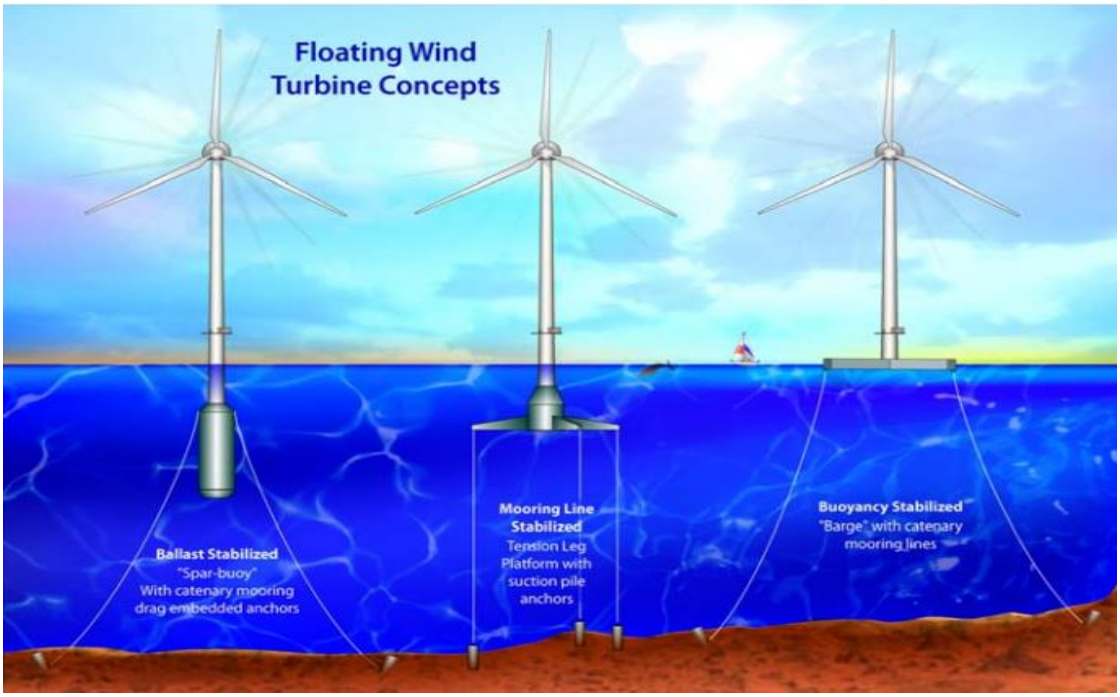
Aynı şekil üzerinde deniz üstü yüzer rüzgar santrallerinde yaygın kullanılan sistemler 6-10 arasında numaralar ile gösterilmiştir. Deniz üstü yüzer santrallerde kullanılan platformlar sırasıyla : [7] gergi ayaklı platform, [8] yarıbatık platform, [9] mavna tipi platform, [10] spar tipi olarak isimlendirilmektedir.

Şekil 59: Deniz Üstü Rüzgâr Santrallerinde Kullanılan Sabit Temeller ve Yüzer Platformlar



Yüzer rüzgar enerjisi sistemlerinde kullanılan platform tipleri ise çalışma prensiplerine/statik stabilite elde etme yöntemlerine göre spar tipi yüzer platform, germe ayaklı platform (tension leg platform, TLP), ve yarıbatık platform (Semisubmersible) olarak gruplandırılmaktadır (Şekil 60).

Şekil 60: Yüzer Platformlarda Kullanılan Sistemler ve Statik Stabilite Kavramları (Butterfield vd. 2007)



1991 yılında Danimarka'nın Vindeby kasabasında yapılan ilk deniz üstü rüzgar çiftliğinde kıyıdan 2 km uzaklıkta ve 4 m su derinliğinde, 11 adet, rotor çapı 35 m olan ve her biri 450 kW kapasiteye sahip rüzgar türbini ve tekil kazık (monopile) temel kullanılmıştır. Yıllar içinde, daha yüksek su derinlikleri bulunan alanlardaki daha yüksek rüzgar potansiyelini değerlendirme hedefiyle deniz üstü rüzgâr türbinleri için yüzer platformlar da geliştirilmeye başlanmıştır.

Kurulumu gerçekleşen önemli deniz üstü rüzgar çiftlikleri aşağıdaki tabloda gösterilmiştir. 1991'de ilk defa tekil kazık temeli kullanılarak kurulumu Vindeby ile başlayan sabit temelli deniz üstü rüzgâr çiftliklerinin kurulumları, Avrupa başta olmak üzere dünyanın çeşitli bölgelerinde devam etmiş ve böylelikle bu sistemler için ilgili endüstri kollarında ciddi tecrübe sahibi olunmuştur. Diğer yandan, sabit temelli deniz üstü sistemlere nazaran biraz daha kompleks yapıda olması ve pahalı yeni teknolojileri gerektirmesi sebebiyle, yüzer deniz üstü rüzgar sistemlerinin gelişiminin biraz daha gecikmeli olduğunu görmekteyiz. Tabloda görüldüğü üzere, yüzer deniz üstü türbin sistemlerinin ilk defa kurulumlarının test edilmeye başlaması 2009 yılında gerçekleşmiştir.

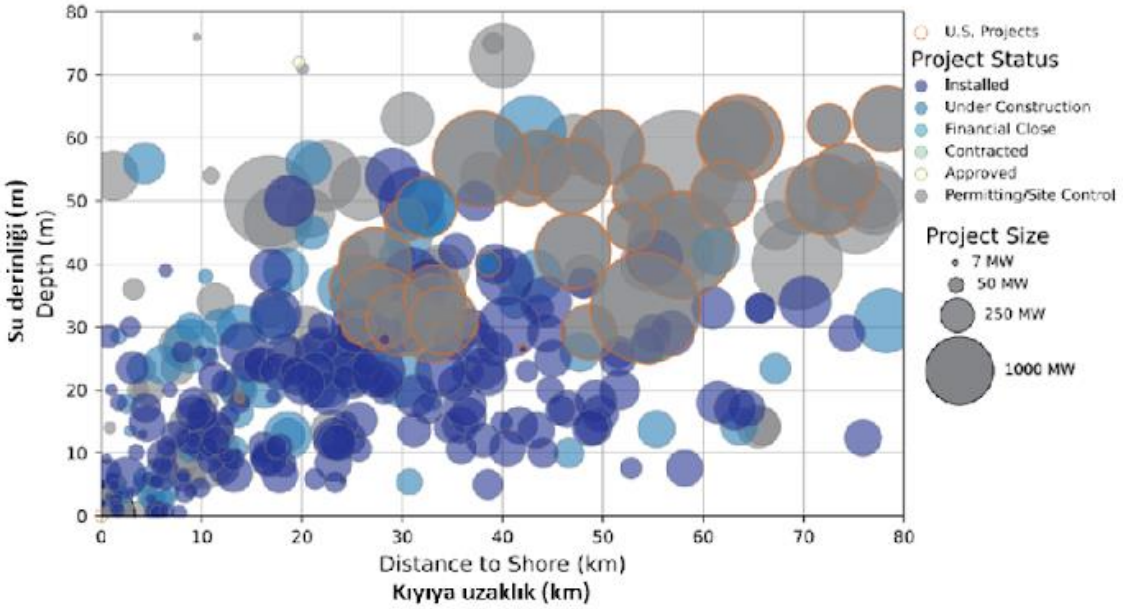
Tablo 28: Kurulumu Gerçekleşen Önemli Deniz Üstü Rüzgar Çiftlikleri

Rüzgar Çiftliği	Konum	Yıl	Önem
Vindeby	Danimarka	1991	İlk deniz üstü rüzgar santrali; 11 × Bonus 450 kW. 2017 senesinde sökülüp devreden çıkarıldı.
Yttre Stengrund	İsveç	2001	İlk defa sökümü gerçekleştirilip hizmetten alınan rüzgar santrali (Kasım 2015)
Beatrice	Birleşik Krallık	2007	2 × Senvion 5 MW prototip türbinler kullanılarak, 45 m derinlik ile en derin ankastre temel kurulumu gerçekleştirildi.
Hywind	Norveç	2009	Siemens 2.3 MW türbinler kullanılarak, ilk tam ölçekli derin-deniz yüzer platform kurulumu 220 m derinlikte gerçekleştirildi.
WindFoat 1	Portekiz	2011	İlk tam ölçekli yarıbatık platform kurulumu (Vestas V80-2MW)
Hywind Scotland	Birleşik Krallık	2017	İlk tam ölçekli 30 MW deniz üstü yüzer rüzgar santrali kurulumu

Deniz üstü sabit temelli rüzgâr türbinlerinin kurulum ve işletim teknolojilerinde karşılaşılan zorluklar:

Şekil 61'de görüleceği üzere, 2022 itibariyle sahada imalatı tamamlanmış olan, deniz tabanına sabit temelli deniz üstü rüzgar türbini projelerinde 55 m'den daha sığ su derinlikleri ve 75 km'den daha az kıyıya uzaklık mesafeleri uygulanmış olup, bu projelerin büyük çoğunluğunda 40 m'den daha az su derinliklerinde uygulamalar mevcuttur. 2022 itibariyle henüz yapım aşamasında olan, onaylanmış, kontratı yapılmış veya izin süreci aşamasında olan, görece daha yeni/yakın zaman projelerinde ise deniz tabanına sabit temelli türbinler için kıyıdan uzaklık 80 km'lere, su derinlikleri ise 75 m'lere çıkacak şekilde planlanmaktadır. Deniz üstü rüzgar enerjisi sektöründeki bu eğilim, ihtiyaca yönelik olarak gelişmekte olan, özellikle temel teknolojilerindeki ar-ge çalışmaları ile birlikte mühendislik/tasarım yöntemlerindeki hızlı iyileştirme ve ilerlemenin ve risklere yönelik çözümlerin geliştirilmesi ile kurulum maliyetlerindeki düşüşün bir sonucu olarak görülebilir.

Şekil 61: 2022 İtibariyle Deniz Tabanına Sabit Temeli Olan Deniz Üstü Rüzgar Türbin Projelerinde Su Derinliği ve Kıyıya Uzaklık



Kaynak: Offshore Wind Market Report 2022, https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/offshore-wind-market-report-2022-v2.pdf

Deniz tabanına sabit temelli türbinlerde temel tipi seçimini etkileyen faktörler, genel olarak, su derinliği, sahadaki rüzgar koşulları, dalga yüksekliği ve periyodu, vb. faktörlerdir.

Tekil kazık temeller, deniz tabanına sabit temelli deniz üstü rüzgar türbin çiftliklerinde en çok tercih edilmiş olan temel yapısı olarak ortaya çıkmakta olup (2021 itibariyle imalatı tamamlanmış olan projelerin %64.4'ünde), kafes (jacket) sistemi ise en yaygın kullanılan ikinci temel sistemidir (2021 itibariyle imalatı tamamlanmış olan projelerin %11.6'sında) (Offshore Wind Market Report 2022, https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/offshore-wind-market-report-2022-v2.pdf). Tekil kazık üretim ve imalat teknolojisinin yıllar içinde bir tecrübe birikimi ile olgunlaşmış bir market olduğu ve genellikle maliyet açısından diğer deniz tabanına sabit temel sistemlerine kıyasla daha avantaj sağladığı için tercih edildiği ve bundan sonraki planlanan projelerde de domine edeceği düşünülebilir.

Tekil kazıklı temellerde genellikle aerodinamik ve hidrodinamik yükler yapı üzerinden kazığa kesme kuvveti ve eğilme momenti olarak transfer edilerek deniz tabanındaki zemine yanal yük olarak aktarılmaktadır. Bu tip temeller deniz tabanına çakılarak, foraj yapılarak veya vibrasyon yöntemi ile yerleştirilmektedir. Tekil kazık temellerin kullanıldığı 6 farklı ülkedeki 30 adet deniz üstü rüzgar çiftliğinden derlenen verilerde çelik kazıkların çaplarının 2 ila 7 m aralığında (ortalama 4.8 m), kazık boylarının 21 ila 85 m aralığında (ortalama 51 m), kazık çelik et kalınlığının 10-15 cm mertebelerinde ve kazık ağırlığının 43 ila 805 ton aralığında (ortalama 421 ton) olduğu görülmektedir (https://core.ac.uk/download/pdf/154933623.pdf). Tekil kazık temeller için bir örnek ve kazıkların deniz tabanına çakılmasında kullanılan deniz içi imalat sistemlerine örnek Şekil 62'de görülmektedir.

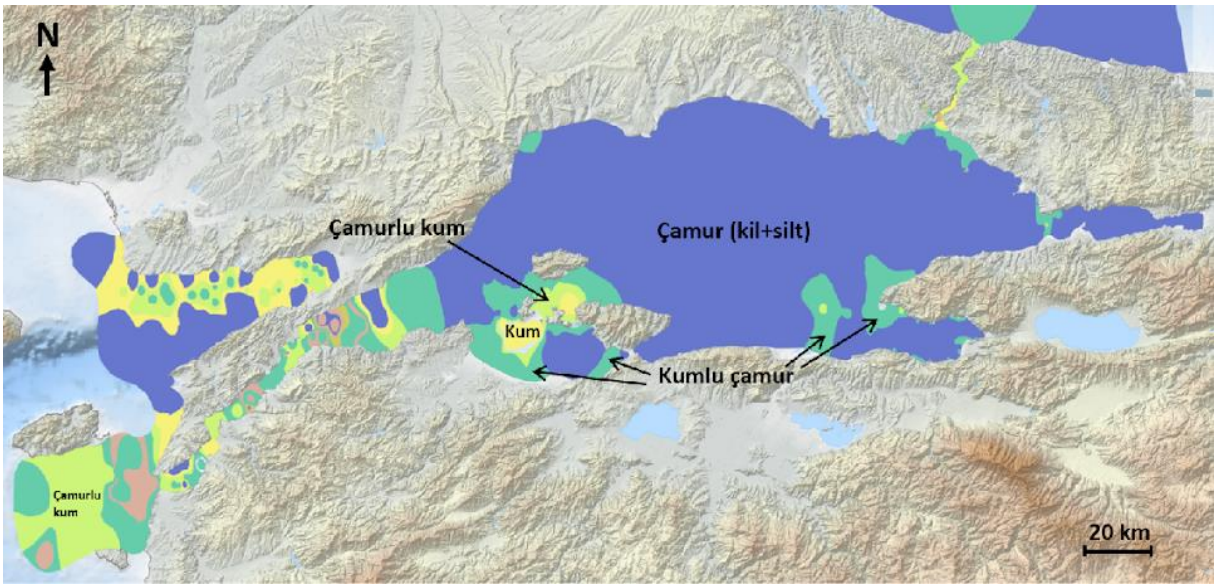
Şekil 62: Almanya'da Vaje Mate Deniz Üstü Rüzgar Çiftliğinde Kullanılan 7.8 m Çapında ve 1302 ton Ağırlığındaki Tekil Kazık (monopile) Temel ve Tekil Kazığın Deniz Tabanına Çakılmasında Kullanılan İmalat Sistemlerine Örnekler (https://www.delta.tudelft.nl/article/gently-now-developing-quiet-way-driving-down-monopiles)

Deniz üstü rüzgar türbinlerinde deniz ekosisteminin korunması giderek daha çok ön plana çıkmaktadır. Çevre koruma açısından deniz üstü rüzgar türbinleri özel ve çok katı regülasyonlara uymak zorundadırlar. Kuşlar için yavrulama ve dinlenme bölgeleri olan alanlar uygun olmayan alan ilan edilmektedir. Temellerin denizde imalatı (çakma-vibrasyon-delme vb) operasyonlarında düşük-gürültülü imalat sağlayan yeni teknolojiler geliştirilmektedir. Örneğin, Hollanda'da Delft Teknik Üniversitesi ve partnerlerinin yürütmekte olduğu "nazik kazık çakma (gentle driving of piles)" projesinde, memeliler ve balıklar için zarar verici seviyede olan kazık çakma gürültü seviyesinin azaltılması için düşük frekans-yüksek frekans vibratörler ile tekil kazık (monopile) çakma operasyonu üzerine çalışılmaktadır.

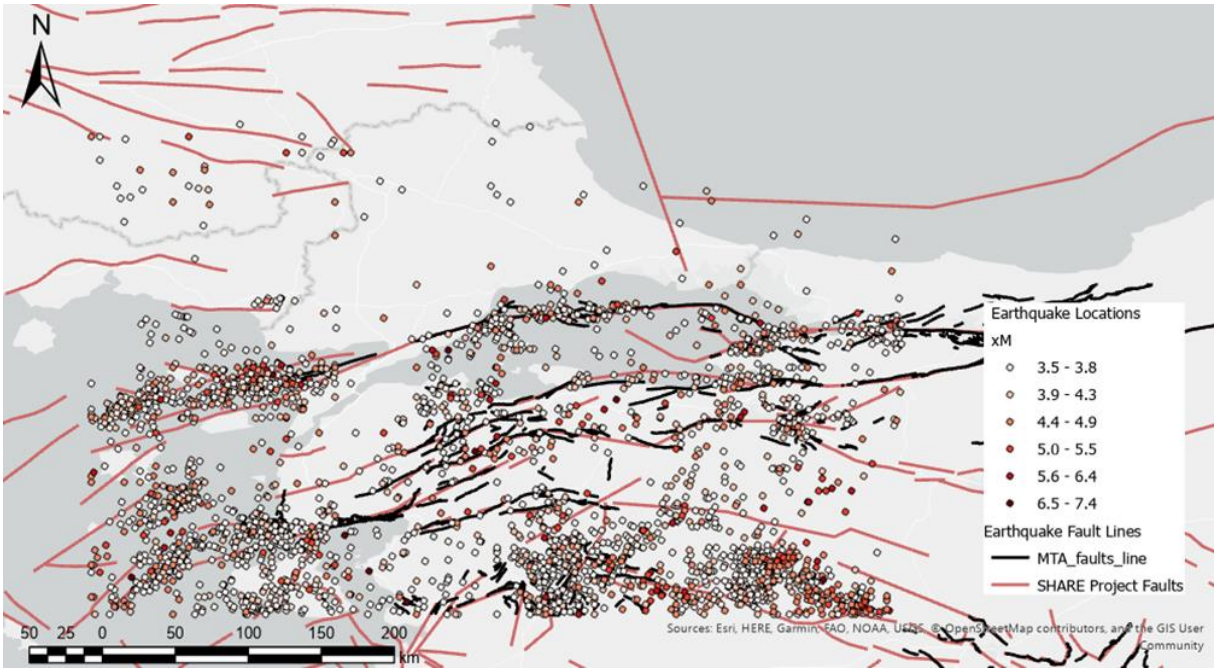
Deniz tabanı zemin özellikleri

Ülkemizde deniz tabanı zemin özellikleri ile ilgili olarak MTA, BOTAŞ, TPAO gibi kuruluşların çeşitli projeler kapsamında, farklı amaçlara yönelik olarak, çeşitli su derinliklerinde ve kıyıdan uzaklıklarda yaptığı/yaptırdığı zemin inceleme çalışmaları bulunmakta olup, bu proje kapsamında çalışma alanlarında deniz tabanı zemin özellikleri ile ilgili veri temin edilememiştir. Avrupa kaynaklı "European Marine Observation and Data Network (EMODnet)" tarafından sunulan, 1:100000 ölçekli açık kaynak veri incelenmiştir (Şekil 63). EMODnet veri tabanı, deniz tabanında hemen yüzeyde bulunan sedimanlar hakkında bilgi sunmakta (belli bir noktada derinlikle ne tür farklı zeminler bulunduğu ile ilgili bir bilgi sunmamakta), sunulan verinin elde ediliş/yorumlama yöntemi, veri çözünürlüğü limitasyonları, verinin içerdiği belirsizlik EMODnet web sayfasında ifade edilmektedir. EMODnet'in kullandığı ve Avrupa Doğa Bilgi Sistemi EUNIS tarafından da desteklenen zemin sınıflama sisteminde, deniz tabanında hemen yüzeyde bulunan zeminleri sınıflandırmada "modifiye Folk" 7'li sınıflama sistemi kullanılmaktadır. Buna göre, çalışma alanında, deniz tabanında hemen yüzeyde bulunan zeminlerin, Şekil 63'te görüleceği üzere, alanın büyük çoğunluğunda "çamur (kil+silt)", ve bazı kısımlarında "kumlu çamur", "çamurlu kum" ve "kum" zemin sınıflarına ait olduğu görülmektedir. "Çamur (kil+silt)" zemin sınıfı %90 veya daha fazla ince daneli kil ve silt zeminler içermekte; "kumlu çamur" zemin sınıfı %50-90 kil+silt ve %10-50 kum içermekte; "çamurlu kum" zemin sınıfı %50-90 kum ve %10-50 kil+silt zeminler içermekte; "kum" zemin sınıfı ise %90 veya daha fazla kum içermektedir (https://www.emodnet-geology.eu/data-products/seabed-substrates/). Deniz tabanı zeminleri ile ilgili yapılan diğer bazı çalışmalar (örneğin, Oğuz ve Huvaj 2020), derinlikle üniform olmayan yapıda, bir diğer deyişle derinlikle tek bir zemin cinsi olmayıp çok-tabakalı / ardalanmalı şekilde, kil, siltli kil, killi silt, siltli kum, kumlu silt ve kum zeminlerin bulunabileceğine işaret etmekte ve killi birimlerin "çok yumuşak (very soft)" kıvamdan "orta katı (medium stiff)" kıvama değişen, kumlu birimlerin de "gevşek (loose)" ve "orta sıkı (medium-dense)" kumlu birimler olabileceğine işaret etmektedir. Öte yandan Şekil 64'te görüleceği üzere çalışma bölgesindeki deprem durumunun tasarımda göz önüne alınması gerekmektedir.

Şekil 63: Güney Marmara Çalışma Alanında Deniz Tabanında Hemen Yüzeyde Bulunan Zeminlerin Folk-7 Sınıflandırma Sistemine Göre Sınıflandırılması (EMODnet veri tabanından alınarak modifiye edilmiştir, https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer)



Şekil 64: Güney Marmara'daki Deprem Tehlikesi ile ilgili Olarak Fay Hatları ve 1900-2020 Geçmiş Depremlerin Şiddetleri ve Lokasyonları (Kandilli, SHARE Projesi & MTA)



Deniz üstü yüzer rüzgâr türbinlerinin kurulum ve işletim teknolojilerinde karşılaşılan zorluklar:

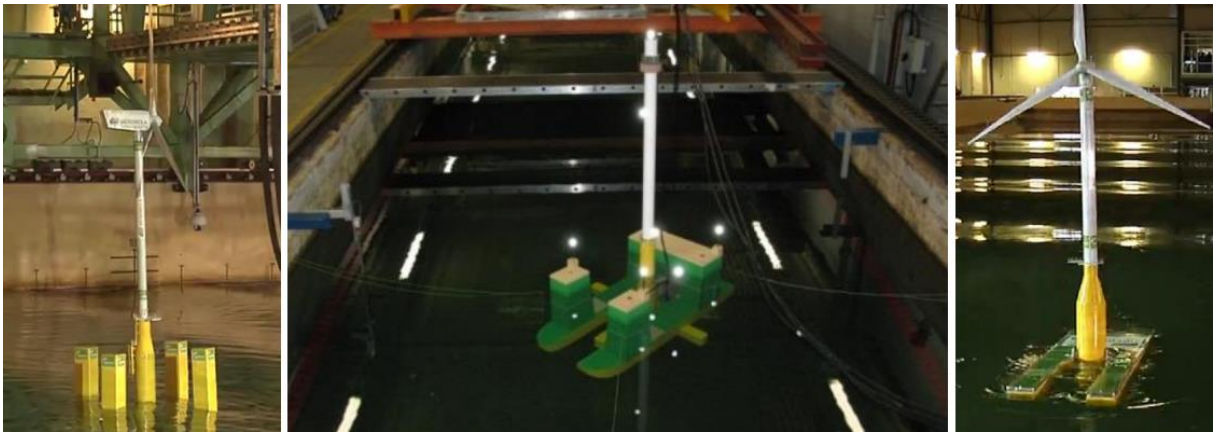
Deniz üstü rüzgar türbin santrallerinde artan su derinliği ve karadan daha uzak yerlere yönelme eğilimi, yüzer türbin sistemlerine olan ihtiyacı doğurmuştur. Yüzer türbin sistemleri aynı zamanda, bu projelerin kurulum ve işletim süreçlerinin planlanmasını zorlaştıran kompleks altyapı gereksinimlerini de beraberinde getirmektedir. Yüzer türbin sistemleri tasarlanırken, kurulum ve işletimleri esnasında karşılaşılacak olan altyapı zorluklarına çözüm getirilmesi de büyük önem taşımaktadır. Yürütülen bir çok sayısal, deneysel ve prototip proje ile yüzer rüzgar türbinlerinin teknik fizibilitesi gösterilmiş olsa da,

ekonomik fizibilite yüzer sistemlerin yaygınlaşmasının ve doğal olarak bu sistemlerin ticarileşmesinin önündeki en önemli zorluklardan biridir.

Amerika Birleşik Devletleri Enerji Bakanlığı tarafından hazırlanan Offshore Wind Market 2022 raporundaki (https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/offshore-wind-market-report-2022-v2.pdf) verilere göre, 2021 itibariyle imalatı tamamlanmış olan ve planlama aşamasında/ilan edilmiş olan 17.93 MW deniz üstü yüzer rüzgar enerjisi projelerinde %79.6 oranla en yaygın olarak tercih edilen yüzer sistem yarı batık (semisubmersible) sistem olup, bunun sebeplerinden bazılarının türbin kurulumu sonrası görece daha düşük shallow draft ve hidrodinamik stabilite olduğu belirtilmektedir. Bu sistemlerde, türbinlerin komponentlerinin birleştirilmesi quayside'da yapılmakta ve ağır yük kaldırabilen deniz içi imalat gemi/araçlarını gerektirmeden, sistem, denizde planlandığı lokasyona su içinde çekilerek yerleştirilmektedir. Bahsi geçen raporda, imalatı tamamlanmış ve planlanan/ilan edilmiş deniz üstü yüzer rüzgar enerjisi projelerinde ikinci en yaygın olarak tercih edilen yüzer sistemin %10.8 oranla barge tipi ve üçüncü en yaygın olan sistemin %9.5 oranla spar tipi sistem olduğu da belirtilmektedir.

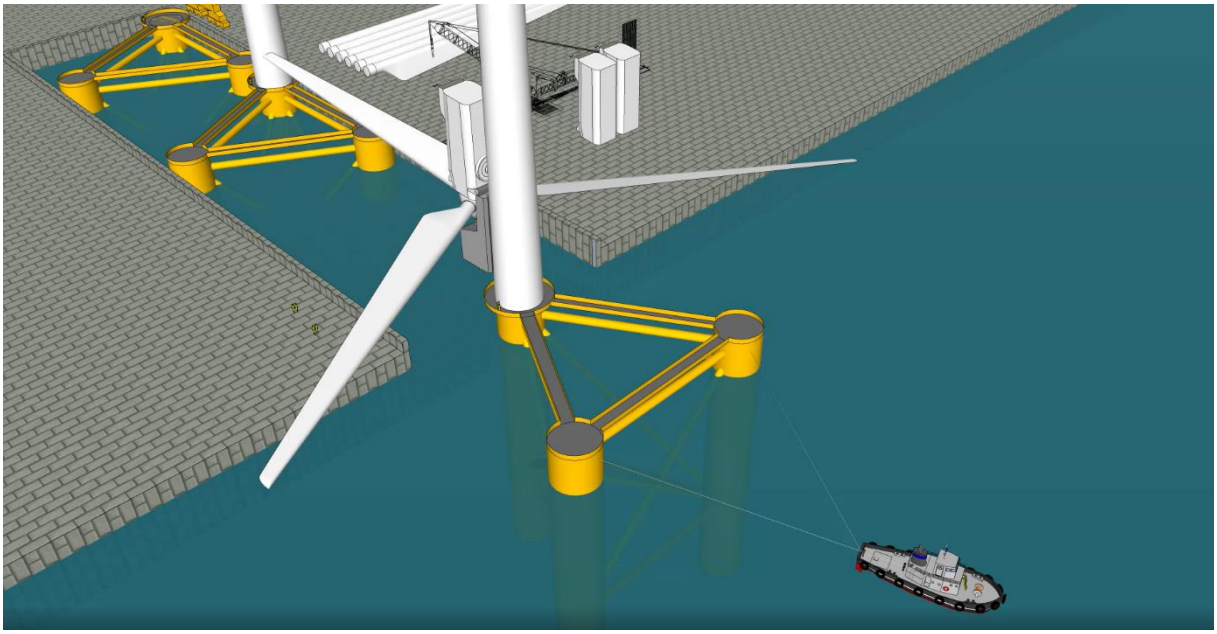
Deniz üstü yüzer türbin sistemlerinde kullanılan çapa (anchor) sistemlerinin maliyeti yüksek olduğu ve sistemlerin açık denizde kurulumları gereğinden fazla zaman aldığı için, deniz üstü yüzer sistemlerin çapalarında (anchoring) kullanılan malzemelerde değişiklik yapılabilir. Farklı malzemeler kullanılabilir. Ayrıca, germe ayaklı platform (TLP) gibi sistemlerde sistemin kendisinin taşıyabileceği şekilde çözümler geliştirilebilir. Benzer şekilde, bazı sistemlerin (örneğin, germe ayaklı platform (TLP)) karada montajının yapılıp kurulum bölgesine çekilerek sistemin taşınabilmesi için hem sayısal hem deneysel testler halen yürütülmektedir (Şekil 65).

Şekil 65: TLPWIND Taşıma ve Kurulum (T&I) Deneyleri (Solda: Yardımcı Yüzdürücüler, Ortada: Yarı Batık Mavna, Sağda: U Biçimli Mavna

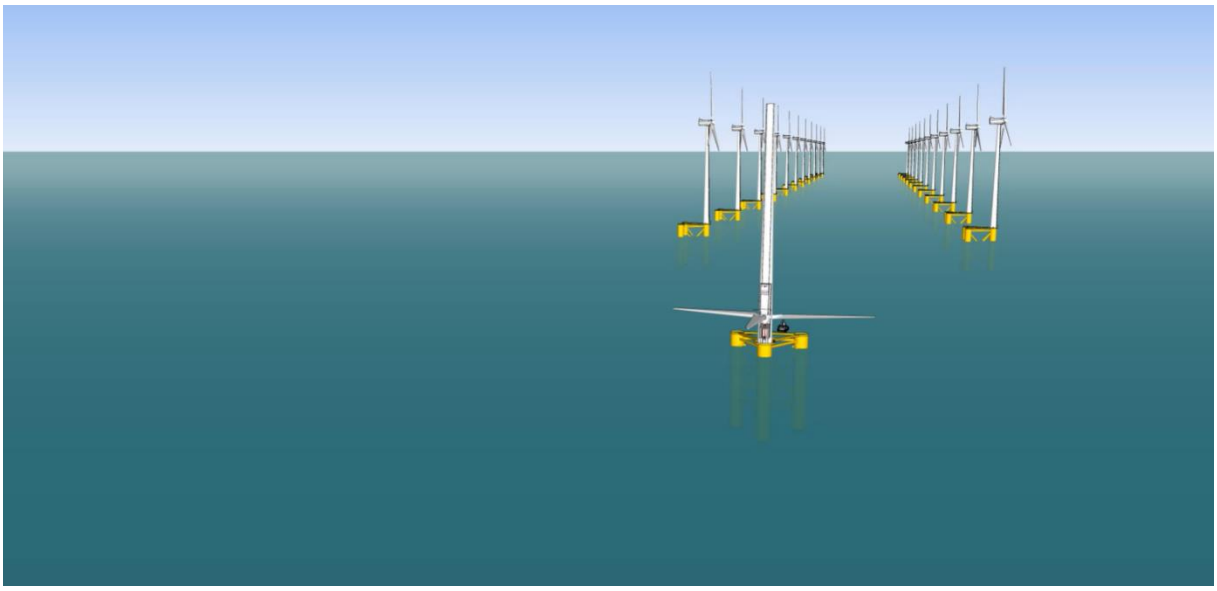


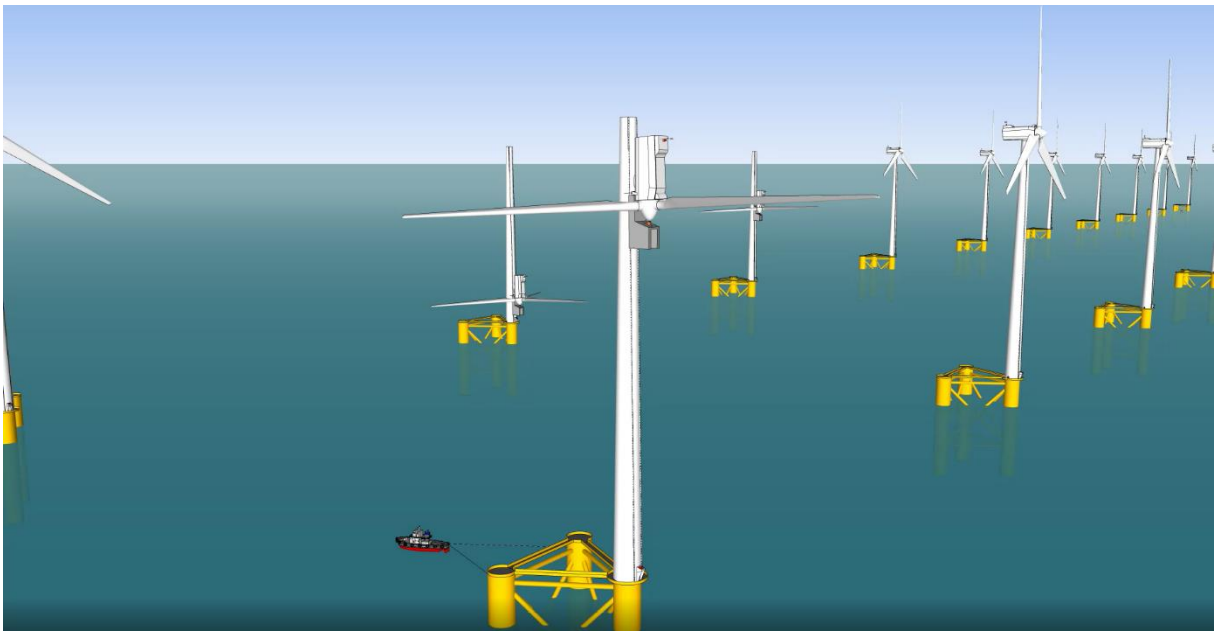
10 MW - 15 MW türbinlerin açık deniz kurulumlarında ağırlık merkezinin yukarıda kalması ve kule yüksekliğinden kaynaklanan taşıma problemleri oluşabilmektedir. Bu gibi durumlarda, ilk olarak sistem tasarımında değişiklik yapılabilir. Eğer bunun mümkünü yok ise asansör gibi uygulamalarla sistemi kurulum sahasına taşımak mümkün olabilmektedir (Şekil 66).

Şekil 66: Sistemin Gemi ile Çekilerek Kurulum Sahasına Taşınması ve Asansör Sistemi ile Kurulumunun Yapılması



Kaynak: (https://sensewind.com/offshore-floating-deep-water-video/)





Deniz üstü yüzer türbin sistemlerinin üretim problemi ayrıca dikkate alınması gereken önemli konulardan biri olarak karşımıza çıkmaktadır. Gemi yapımında tersanede bir ya da tersane kapasitesine bağlı olarak birden fazla üretim aynı anda yapılabilmektedir. Ancak; deniz üstü rüzgâr türbin sistemleri denizde kurulacak santralde çok sayıda olacağından sistemlerin bir tersanede seri bir şekilde üretilmesi ve kurulum alanına taşınması pek mümkün değildir. Ayrıca, platformların gerek boyutlarının ve özellikle gerek üst yapıda gerektirdiği ekipmanların (türbin, güverte vb.) farklı olması sebebiyle deniz üstü yüzer rüzgâr türbinlerinin petrol ve gaz endüstrisindeki üretim teknikleri ile aynı değildir. Petrol ve gaz endüstrisindeki üretim, kurulum, bakım onarım tekniklerinin gelişmesi ve standartlaşması için uzun yıllar geçmiştir. Benzer şekilde, açık deniz rüzgâr sistemlerinin de seri bir şekilde üretimi ve sahada kurulumu için gerekli tekniklerin geliştirilmesi gerekmektedir.

Örneğin, sistemlerin seri bir şekilde üretilmesi ve kurulum alanına kolay taşınabilmesi için modüler tasarım gerekmektedir. Platformlar belirli limitler içinde tasarlanmalı ve üretilmelidir. Taşıma problemini elimine edecek modüler sistem tasarımları ile tersanede üretime ihtiyaç duyulmadan üretim gerçekleştirilebilmelidir. Dünya'daki uygulamalardan GICON modüler tasarıma örnek verilebilir. Mesela, modüler daire elemanlar üretilerek rahatça kurulum alanına taşınabilmektedir.

Deniz üstü yüzer rüzgâr türbinlerinde dünyada şu anda sabitlenmiş yaygın kullanılan bir sistem bulunmamaktadır. Geliştirilen/kurulumu olan tüm sistemler hala geliştirilmekte ve performansları arttırılmaya çalışılmaktadır. Platform geometrilerinin sabitlenmesi gerekmektedir. Petrol ve gaz endüstrisine baktığımızda, bu alanda kullanılan platform geometrilerinin sabitlenmesinin yaklaşık 50 senede gerçekleştiğini görmekteyiz.

İlerleyen yıllarda, açık deniz yüzer türbin sistem tasarımlarının geliştirilmesine ve performans analiz çalışmalarına devam edilerek platform geometrisinin sabitlenmesi mümkün olacaktır.

Deniz üstü rüzgâr türbinlerinin bakım onarımındaki sıkıntılar ve zorluklar hala devam etmektedir. Hangi hava koşullarında, hangi gün, hangi araçla (tekne, helikopter, insanlı-insansız hava aracı vb.) kimin gideceği ve nasıl müdahale edeceğinin belirlenmesi çok zor ve maliyeti yüksektir.

Buna çözüm olarak; açık deniz rüzgâr türbinlerine bakım onarım için giden teknelerin türbine yaklaştıklarında çalışacak kişinin sorunsuz bir şekilde platforma geçebilmesi için teknenin çok iyi tasarlanması ve “seakeeping” (deniz araçlarında zor hava şartlarına ve uzun fırtınalara dayanıklılık) analizlerinin yapılması gerekmektedir.

3.3. İnsan Kaynakları

Yenilenebilir enerji alanındaki insan kaynakları bilgilerinin değerlendirilebilmesi için öncelikli olarak il geneli nüfus istatistiklerinin değerlendirilmesi düşünülebilir. Buna göre Balıkesir ve Çanakkale il nüfuslarının eğitim kademelerine göre durumunu gösteren tablolar aşağıda yer almaktadır.

Tablo 29: Balıkesir ve Çanakkale İl Nüfuslarının Eğitim Kademelerine Göre Durumu (2017-2021)

Balıkesir - Eğitim Durumu*	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Türkiye 2021**
İlkokul	%30,81	%28,74	%27,81	%26,85	%26,13	%18,85
İlköğretim	%11,60	%11,72	%8,21	%7,85	%7,36	%7,99
Ortaokul veya dengi	%11,73	%12,07	%16,08	%16,22	%15,87	%18,97
Lise veya dengi	%22,07	%23,40	%23,58	%23,88	%24,66	%26,00
Yüksekokul veya Fakülte	%14,75	%15,40	%15,99	%17,13	%17,90	%18,12
Yüksek lisans	%0,99	%1,14	%1,24	%1,30	%1,64	%2,17
Doktora	%0,20	%0,21	%0,21	%0,23	%0,25	%0,36
Çanakkale - Eğitim Durumu*	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Türkiye 2021**
İlkokul	%31,43	%29,57	%28,60	%28,00	%26,65	%18,85
İlköğretim	%10,69	%10,76	%7,33	%7,11	%6,59	%7,99
Ortaokul veya dengi	%10,62	%11,15	%14,68	%15,07	%14,55	%18,97
Lise veya dengi	%22,98	%23,96	%24,37	%23,64	%25,10	%26,00
Yüksekokul veya Fakülte	%15,86	%16,49	%17,19	%18,48	%19,53	%18,12
Yüksek lisans	%1,31	%1,47	%1,66	%1,80	%2,15	%2,17
Doktora	%0,99	%0,41	%0,42	%0,45	%0,47	%0,36

** Okuma yazma bilmeyen, Okuma yazma bilen fakat bir okul bitirmeyen, Bilinmeyen satırları çıkarılmıştır.*

Kaynak: TÜİK

Buna göre, her iki ilin de nüfuslarının büyük çoğunluğunun ilkokul, lise ve yüksekokul mezunu olduğu görülmektedir. Yenilenebilir enerji alanında çalışan kitle, mavi ve beyaz yaka olarak ikiye ayrılmaktadır. Mavi yakanın genel olarak meslek lisesi ve meslek yüksekokulu mezunu olması tercih edilirken, beyaz yakanın ise fakülte ve üzeri eğitim kurumlarından mezun olması tercih edilmektedir. Bölgede 3 adet üniversite bulunmaktadır. Bunlardan bölgede yer alan Balıkesir Üniversitesi'nin Balıkesir, Bigadiç, Edremit ve Sındırgı Meslek Yüksek Okulları'nda Elektrik ve Enerji Bölümü bulunmaktadır. Ayrıca Güney Marmara Kalkınma Ajansı'nın "Yenilenebilir Gençlik Enerjisi" adlı AB projesi kapsamında Balıkesir Üniversitesi ve Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesine kurduğu modern ve tam donanımlı yenilenebilir enerji eğitim merkezleri bulunmaktadır. Bu program ile de yenilenebilir enerji alanında çalışacak gençlerin eğitimi hedeflenmektedir. Proje kapsamında iki adet üniversitede Global Wind Organization (GWO) ile akredite olarak Basic Safety Training merkezleri kurulmuştur. Bu üniversiteler rüzgar alanında MYK tarafından Türkiye'nin ilk yetkilendirilmiş belgelendirme kuruluşları olma özelliğini taşıyacaklardır. Bu noktada bölgenin yenilenebilir enerji alanında eğitim faaliyetlerinde öncü olma özelliği taşıdığı söylenebilir. Ayrıca Bandırma Onyedi Eylül Üniversitesi'nde "Yeşil Deniz Endüstrisi Ar-ge, Test ve Eğitim Merkezi" kurulmasına yönelik olarak GMKA tarafından fizibilite çalışmalarına başlanması planlanmaktadır. Deniz üstü rüzgar türbinlerininin denizdeki lojistik vb. operasyonlarına ilişkin olarak da bölgede Bandırma Onyedi Eylül Üniversitesi'nde denizcilik fakültesi yer almaktadır.

Tablo 30: Balıkesir ve Çanakkale İllerindeki Çalışma Çağındaki Nüfus ve İl Nüfusuna Oranı (2017-2021)

Yıllar	Balıkesir		Çanakkale	
	15-65 Yaş Nüfus	İl Nüfusuna Oranı	15-65 Yaş Nüfus	İl Nüfusuna Oranı
2017	826.805	%68,62	371.433	%70,03
2018	837.517	%68,28	376.234	%69,59
2019	835.436	%68,00	374.580	%69,09
2020	839.265	%67,67	369.671	%68,26
2021	844.876	%67,56	382.480	%68,63

Kaynak: TÜİK

Her iki ilin çalışma çağındaki 15-65 yaş arası nüfusuna bakıldığında, nüfusun büyük çoğunluğunun bu yaş aralığındaki bireylerden oluştuğu görülmektedir. Bu veriye göre yenilenebilir enerji alanında yapılabilecek potansiyel insan kaynağı yetiştirme projeleri için her iki il de gerekli nüfus yoğunluğuna sahiptir.

Tablo 31: Balıkesir ve Çanakkale İllerindeki Genç Nüfus ve Çalışma Çağındaki Nüfusa Oranı (2017-2021)

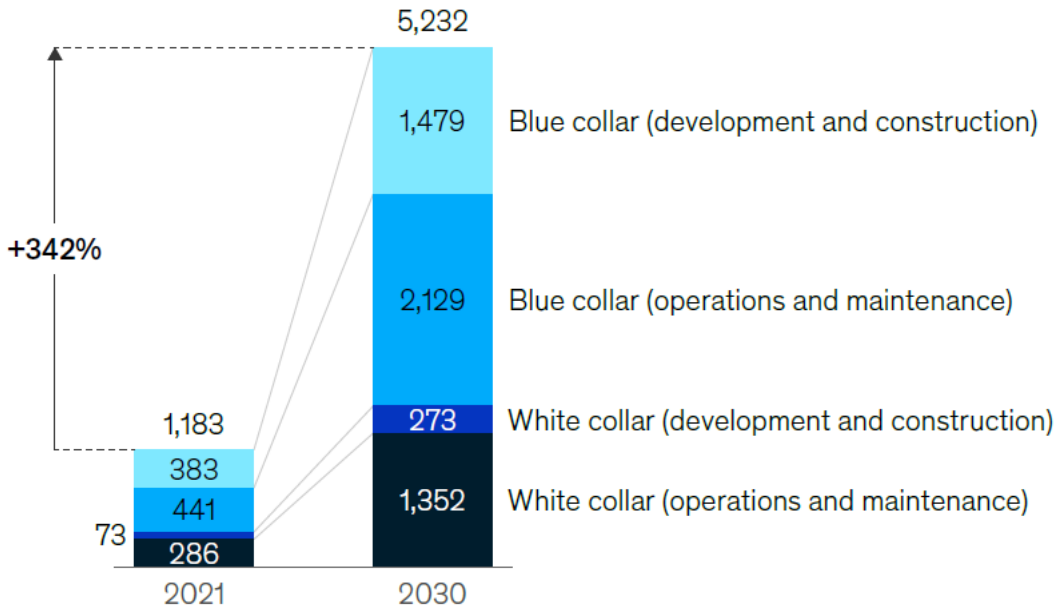
Yıllar	Balıkesir		Çanakkale	
	15-25 Yaş Nüfus	Çalışma Çağındaki Nüfusa Oranı	15-25 Yaş Nüfus	Çalışma Çağındaki Nüfusa Oranı
2017	160.108	%19,37	81.398	%21,91
2018	159.845	%19,09	81.244	%21,59
2019	158.080	%18,92	77.620	%20,72
2020	159.193	%18,97	70.685	%19,12
2021	158.947	%18,81	78.773	%20,60

Kaynak: TÜİK

Her iki ildeki genç nüfus ve bunun çalışma çağındaki nüfusa oranına bakıldığında 15-25 yaş aralığındaki nüfusun çalışma çağındaki nüfusun yaklaşık %20'sini oluşturduğu görülmektedir. Bu veriler ışığında yenilenebilir enerji alanında yetiştirilmesi planlanan nüfusun yeterli olduğu söylenebilir.

İl ve ilçelerde yatırım konusunun gerektirdiği nitelikteki istihdama erişim oranı hakkında kesin bir veri bulunmamakla birlikte, yatırımın bir ilk niteliği taşımasından dolayı konuyla ilgili tecrübeli işgücü bulunması güçtür. Ancak her iki ilin karasal rüzgar enerjisi konusunda Türkiye'de ön sıralarda olması nedeniyle bu alandan deniz üstü RESlere kaymalarla kolaylıkla eleman yetiştirilebileceği düşünülmektedir. Karasal RESler ile deniz üstü RESler arasında sistemsel benzerlikler olması, türbin teknolojisinin neredeyse aynı olması gibi etmenler bu durumu kolaylaştıracaktır. Dünya geneline bakıldığında, 2030 yılına kadar yenilenebilir enerji alanındaki iş gücü ihtiyacının 4 katına çıkacağı öngörülmektedir. Bu ihtiyacın özellikle mavi yaka çalışanlardan oluşacağı düşünüldüğünde eğitim faaliyetlerinin bu alanda özelleştirilmesi doğru olacaktır.

Şekil 67: Yenilenebilir Enerji İşgücü İhtiyacı (2030)*



Kaynak: McKinsey, 2022

**Çin hariç tutulmuştur.*

Rakamlar 1.000 kişiyi ifade etmektedir.

Deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinde istihdam edilecek personel santralin çeşitli aşamalarına göre değişiklik göstermektedir. Türbin ve komponent üretim aşamalarında bilimsel araştırmacılar, mühendisler ve teknisyenlerin istihdamı söz konusudur. Ayrıca bu aşamada makine operatörleri, bilgisayarlı makine operatörleri, kaynakçılar, kalite kontrol personeli, endüstriyel üretim personellerinin istihdamı mümkündür. Araştırma geliştirme konulu işlerde ise malzeme mühendisleri başta olmak üzere inşaat mühendisi, makine mühendisi, elektrik elektronik mühendisi ve meteoroloji mühendisi gibi beyaz yakalı personelin istihdamı mümkün olmaktadır. Tablo 30'da, Amerika'da deniz üstü rüzgar enerjisi santrallerinde görev alan personelin pozisyona göre yıllık maaşları verilmiştir.

Tablo 32: Amerika'da Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Santrallerinde Görev Alan Personelin Pozisyona Göre Yıllık Maaşları

Pozisyon	Ortalama Yıllık Maaş (USD)
Uçak-Uzay Mühendisi	94.780
İnşaat Mühendisi	76.590
Elektrik Mühendisi	83.110
Elektrik Elektronik Mühendisi	89.310
Çevre Mühendisi	77.040
İş Sağlığı ve Güvenliği Mühendisi	74.080
Endüstri Mühendisi	75.110
Malzeme Mühendisi	83.190

Makine Mühendisi	77.020
Mühendis (diğer)	89.560
Teknisyen	50.130

Kaynak: US Bureau of Labor Statistics [URL21]

Ülkemizde rüzgar enerjisi alanındaki yatırımlar tamamıyla özel sektöre ait olduğundan, maaş skalaları firma bazlı olarak değişkenlik göstermektedir. Bu verilerin elde edilmesi için firmalardan maaş verisi toplanması gerekmektedir. Sigorta, işveren payı dahil brüt maliyetler de ilgili değişkenlere bağlı olarak farklılık gösterecektir.

4. FİNANSAL ANALİZ

Çalışmamız kapsamındaki finansal analiz bölümü, Türkiye için "Deniz Üstü Rüzgar" alanında şimdiye kadar gerçekleştirilmiş yurtdışı destekli kamu fizibilite çalışmalarının üzerine bir finansal analiz bölümü de içererek, önemli bir ilk adım oluşturmaktadır. Bu kapsamda ilgili bölümde hem uluslararası hem de Avrupa proje verileri ile diğer veri kaynaklarının üzerine çalışmadaki uzman görüşlerinin Türkiye ve bölge için gerekli uyarlaması konusundaki görüşlerini de dikkate alarak, farklı senaryo çalışmaları için gerçekleştirilen finansal analiz çalışmalarının temelleri ve sonuçları yer almaktadır. Belirtilen finansal analiz çalışması, USD 10 milyon üzerinde uluslararası finansal kuruluşlarca finanse edilen büyüklükte yenilenebilir enerji finansman çalışmalarına da baz olacak standart ve yöntem kullanılarak tamamlandığından, bu alanda da bir ilki oluşturmaktadır. Böylece temel bir finansal analiz çalışmasının ötesinde, Türkiye'de ilerleyen dönemde bu alandaki yatırımlarda yatırımcı ve finansör olarak yer alacak yerel ve uluslararası finansal kuruluşlara da yol gösterici olacaktır. Özellikle çalışmanın başa baş enerji fiyatı analizi ve sonuçları da kamu otoritelerine bu projelerin kamu tarafından desteklenmesi aşamasında hangi fiyat sevilerinin uzun vadeli bir mekanizma ile desteğe konu edilebileceğine ilişkin de ışık tutmaktadır. Çalışmada girdi verilerini oluşturan sabit yatırım giderleri, operasyonel giderler gibi varsayımlar türbin seçiminden bağımsız deniz üstü RES verileriyle uyumlu birim maliyetler olarak esas alınmıştır. Bu nedenle türbin seçiminde oluşacak herhangi bir değişiklik finansal analiz bölümü üzerinde etki yaratmayacaktır. Finansal analiz bölümü, çalışmalardaki ana varsayımlar, hesaplama detayları ve sonuçları ilerleyen bölümlerde detaylı olarak açıklanmaktadır.

4.1. Sabit Yatırım Tutarı ve Diğer Finansal Analiz Varsayımları

Finansal analizin gerçekleştirilebilmesi için, senaryolar bazında bir finansal model oluşturulmuştur. Finansal analize konu varsayımlar periyodik varsayımlar, makroekonomik varsayımlar, piyasayla ilgili varsayımlar, senaryolar, CAPEX, OPEX ve finansmana ilişkin varsayımlar olarak gruplanmıştır. Aşağıda her bir varsayım grubuna ilişkin detaylı veriler yer almaktadır.

4.1.1. Varsayımlar

Finansal analizin sağlıklı bir şekilde gerçekleştirilebilmesi amacıyla, aşağıdaki varsayım kalemlerine ilişkin veriler uluslararası kuruluşların, bankaların, danışmanlık şirketlerinin raporları ve resmi kaynakların yayınlarından temin edilmiştir. Bu noktada özellikle sabit yatırım giderleri ve operasyonel giderler noktasında literatür verileri esas alınmıştır. Sabit yatırım giderleri ve operasyonel giderlerin kırılımlarının belirlenmesi ve bu kırılımların toplam içerisindeki yüzdelik payının belirlenebilmesi için de ilgili literatürden yararlanılmıştır.

4.1.1.1. Periyodik Varsayımlar

Model periyodik varsayımları değerleme tarihi, tahmin periyodu başlangıcı, inşaat süresi, inşaat başlangıç tarihi, inşaat bitiş tarihi, santral faydalı ömrü, diğer yatırım kalemleri faydalı ömrü ve işletme bitiş tarihi verilerinden oluşmaktadır. Periyodik varsayımlara ilişkin bilgiler aşağıdaki tabloda yer almaktadır:

Tablo 33: Finansal Analize Konu Periyodik Varsayımlar

Değerleme Tarihi	15.11.2022	tarih
Tahmin Periyodu Başlangıcı	1.01.2022	tarih
İnşaat Süresi	3	yıl
İnşaat Başlangıç Tarihi	1.01.2023	tarih
İnşaat Bitiş Tarihi	1.01.2026	tarih
Santral Faydalı Ömrü*	25	yıl
Diğer Yatırım Kalemleri Faydalı Ömrü	20	yıl

İşletme Bitiş Tarihi	1.01.2051	tarih
TEİAŞ İndirim Süresi*	5	yıl
TEİAŞ İndirim Dönemi Bitişi Tarihi	1.01.2031	tarih

* Deniz üstü santraller özelinde bir indirim süresi düzenlemesi bulunmadığından, YEKDEM kapsamında karasal RESler için belirtilen süre esas alınmıştır.

CAPEX kalemleri için faydalı ömür 25 yıl varsayılırken, öngörülemeyen sabit yatırım giderleri için 20 yıl varsayılmıştır.

4.1.1.2. Makroekonomik Varsayımlar

Finansal modelde makroekonomik varsayımlar olarak USD/TRY, EUR/TRY ve EUR/USD çapraz kurları, USD, EUR ve TRY para birimleri için yıllık enflasyon tahminleri ile USD para birimi için LIBOR değeri dikkate alınmıştır. Aşağıda tabloda yer verilen değerler 2023 yılı değerleri olup, gelecek yıllar için IMF ve Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası tahminlerinden faydalanılmıştır. Makroekonomik varsayımlara ilişkin bilgiler aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 34: Finansal Analize Konu Makroekonomik Varsayımlar

USD/TRY Çapraz Kuru*	19,5
EUR/TRY Çapraz Kuru*	19,5
EUR/USD Çapraz Kuru*	1
USD Enflasyon	%4,00
TRY Enflasyon	%40
EUR Enflasyon	%6
USD LIBOR**	%1,50
İskonto Oranı ***	%10

* 2023 yılı ortalama tahminidir.

** Uzun vadeli LIBOR varsayımıdır.

*** İskonto oranı hesaplamasına esas olarak risksiz faiz oranı, Türkiye CDS verileri ve proje riskleri alınmıştır.

4.1.1.3. Piyasa ile İlgili ve Diğer Varsayımlar

Piyasa ile ilgili varsayımlar kapsamında YEKDEM fiyatı olarak 2018 yılında düzenlenen deniz üstü YEKA yarışmasındaki en yüksek fiyat olan 80 USD/MWh baz alınmıştır. Elektrik satış fiyatı tarife garantisi mekanizması üzerinden ilerlediğinden ve USD bazında olduğundan, spot fiyata geçiş süresine kadar bir eskalasyon öngörülmemiştir. Bu tarihten sonraki satışların piyasa spot fiyatı üzerinden gerçekleştirileceği varsayılmış olup, piyasa spot fiyatı 2022 yılı için 65 USD/MWh olarak belirlenmiştir. Spot fiyat ile satış yapılacak tarih üretim rakamlarına bağlı olduğundan, senaryo bazında farklılıklar olmaktadır. Diğer varsayımlar kalemleri içerisinde ise YEKDEM'e tabi olacak üretim miktarı, elektrik ödemelerinden kaynaklı alacak ve borçların nakit akışa etki süresi, TEİAŞ sistem işletim bedeline ilişkin varsayımlar ve dönemlik geleceğe taşınabilen zarar periyodu yer almaktadır. Piyasa ile ilgili ve diğer varsayımlara ilişkin bilgiler aşağıdaki tabloda yer almaktadır:

Tablo 35: Finansal Analize Konu Piyasa ile İlgili Varsayımlar

Piyasa ile İlgili Varsayımlar		
YEKDEM Fiyatı	80,0	USD/MWh
YEKDEM'e Tabi Olacak Üretim Miktarı		
20 MW Kurulu Güçte	0,78	TWh
200 MW Kurulu Güçte	8	TWh
1200 MW Kurulu Güçte	49	TWh
Diğer Varsayımlar		
Elektrik Ödemelerinden Kaynaklı Alacak ve Borçların Nakit Akışa Etki Süresi	20	gün
TEİAŞ Sistem İşletim Bedeli İndirimi	50	%
Deniz üstü RES için TEİAŞ Sistem İşletim Bedeli (2022)	7,66	TRY/MWh
Deniz üstü RES için TEİAŞ Sistem İşletim Bedeli Değişken Değeri (2022)	17,02	TRY/MWh
Deniz üstü RES için TEİAŞ Sistem İşletim Bedeli Sabit Değeri (2022)	73.364,18	TRY/MW/yıl

Kurumlar Vergisi*	2022 için %25 2023 ve sonrası için %20	%
Kurumlar Vergisi Zararının Aktarımına İzin Verilen Süre**	5	yıl

* Yatırıma katkı oranı dikkate alınmamıştır.

** Raporumuzun ekonomik analiz bölümünde yer alan vergi teşviklerinin şu aşamada deniz üstü RESler için geçerli olup olmayacağı bilinmediğinden, diğer yenilenebilir enerji türleri için mevcut olan teşvikler ihtiyatlı olmak adına finansal analize aktarılmamıştır. Bununla birlikte söz konusu indirimlerin aktarılması durumunda daha olumlu finansal sonuçlar elde edilecektir.

Kullanılan TEİAŞ tarifesi en yüksek sabit sistem kullanım bedeli olan 15. Bölgeye göre hesaplanmıştır. Bunun nedeni deniz üstü rüzgar santralinin işletim masraflarının daha yüksek olması nedeniyle kendi bölgesindeki sabit sistem bedelinden daha yüksek bir tutara tabi olmasının olası görülmesidir. Sistem işletim bedeli ve değişken sistem kullanım bedeli tüm bölgeler için sabittir.

4.1.1.4. Senaryolar

Senaryolar oluşturulurken, 20 MW, 200 MW, 1200 MW değerleri baz alınmıştır. Buna göre 20 MW'lık senaryolar prototip olarak nitelendirilirken diğerleri ticari senaryolar olarak nitelendirilmiştir. Her bir senaryo raporun önceki bölümlerinde yer alan teknik analizler sonucu bölge rüzgar hızlarına uygun olduğu tespit edilen Vestas ve Siemens Gamesa olmak üzere iki farklı türbin tipi ve farklı aday bölgeler üzerinden çalışıldığından, finansal analiz toplamda 4 ana senaryo üzerinden 14 farklı alt senaryo kapsamında gerçekleştirilmiştir. Senaryo bazlı olarak değişen üretim, kurulu güç, türbin sayısı ve kapasite kullanım oranı değerleri aşağıda yer almaktadır.

Tablo 36: Finansal Analize Konu Senaryo Varsayımları

		Vestas (4.2) – Türbin sayısı	Toplam kapasite (MW)	Üretim (GWh/yıl)	Siemens (4.7) - Türbin sayısı	Toplam kapasite (MW)	Üretim (GWh/yıl)	Kapasite Kullanım Oranı
Senaryo 1 (20 MW sabit temel	**20 MW – Aday Bölge 2**	5	21	74,3	4	18,8	66,5	%40
	20 MW – Aday Bölge 3	5	21	74,3	4	18,8	66,5	%40
	20 MW – Aday Bölge 4	5	21	66,5	4	18,8	59,5	%36
Senaryo 2 (200 MW	**200 MW - Aday**	47	197,4	771,7	42	197,4	771,7	%45

sabit temel)	**Bölge 1**							
Senaryo 3 (1200 MW sabit temel)	**1200 MW Aday Bölge 1-2**	250	1050	4048,3	250	1175	4530,3	%44
	1200 MW – Aday Bölge 4-5-6	250	1050	4373,6	250	1175	4894,2	%48
Senaryo 4 (20 MW yüzer)	**20 MW – Yüzer**	5	21	95,4	4	18,8	85,4	%52

4.1.1.5. Sabit Yatırım Giderleri (CAPEX)

Sabit yatırım giderleri (CAPEX) türbin maliyeti, inşaat maliyetleri ve diğer maliyetler kırılımında ele alınmıştır. Buna göre, aşağıdaki tabloda her bir senaryo için MW başına düşen sabit yatırım gideri değeri yer almaktadır:

Tablo 37: Finansal Analize Konu Sabit Yatırım Giderleri (CAPEX) Varsayımları

Senaryolar	Sabit Yatırım Giderleri (CAPEX)
Senaryo 1 (20 MW sabit temel)	2,36 milyon EUR/MW
Senaryo 2 (200 MW sabit temel)	2,21 milyon EUR/MW
Senaryo 3 (1200 MW sabit temel)	2,10 milyon EUR/MW
Senaryo 4 (20 MW yüzer)	2,78 milyon EUR/MW

Tabloya göre, santral büyüklüğü arttıkça yatırım maliyetlerinin düştüğü gözlenmektedir. Ayrıca yüzer yerleşimli santrallerin sabit yatırım giderlerinin sabit yerleşimli santrallerden yüksek olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca projelerin MW bazında büyüklüğü artıkça ölçek ekonomisi kaynaklı birim maliyeti düşmektedir.

- ***Türbin Maliyeti***

Türbin maliyeti tüm sabit yerleşimin yapılacağı tüm senaryolar (Senaryo 1,2,3) için Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Piyasa Raporu esas alınarak 1,4 milyon EUR/MW, yüzer yerleşim senaryosu (Senaryo 4) için ise 1,7 milyon EUR/MW olarak kabul edilmiştir. Türbin maliyetlerinde raporumuzun ekonomik analiz bölümünde yer verilen maliyet seyirlerine bakıldığında, zaman içerisinde sabit ve

yüzer türbin maliyetlerindeki azalma öngörüsü burada yer verdiğimiz finansal analiz sonuçlarını olumlu etkileyecektir.

- ***İnşaat Maliyetleri***

İnşaat maliyetlerinin santral büyüklüğü arttıkça azalması öngörülmüş olup, tüm senaryolar için MW başına öngörülen maliyet tablosu aşağıda yer almaktadır.

Tablo 38: Finansal Analize Konu Birim İnşaat Maliyetleri Varsayımları

Senaryolar	İnşaat Maliyetleri
Senaryo 1 (20 MW sabit temel)	0,65 milyon EUR/MW
Senaryo 2 (200 MW sabit temel)	0,55 milyon EUR/MW
Senaryo 3 (1200 MW sabit temel)	0,50 milyon EUR/MW
Senaryo 4 (20 MW yüzer)	0,70 milyon EUR/MW

- ***Diğer Maliyetler***

Diğer maliyetler kalemi, elektrik ekipmanları, ve kablolama kapsamakta olup, santral büyüklüğü arttıkça azalması öngörülmüştür. Bu noktada her bir senaryo için kabul edilen değerler aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 39: Finansal Analize Konu Birim Diğer Maliyetler Varsayımları

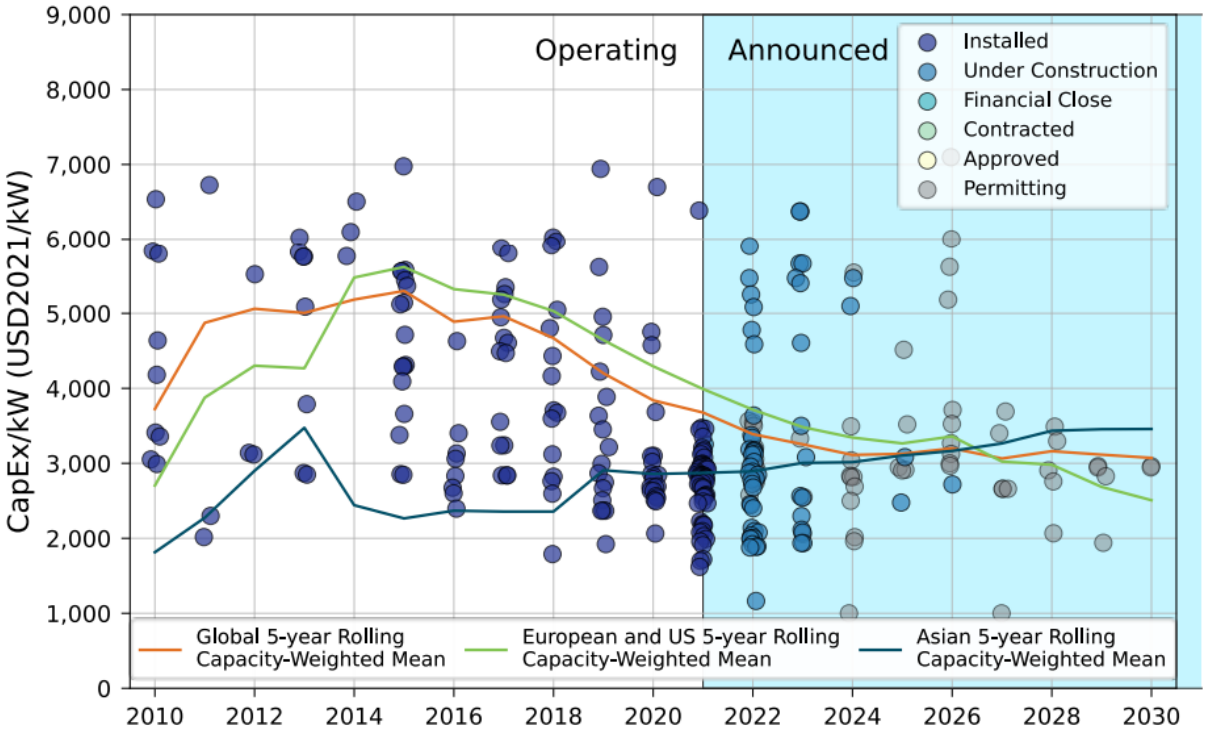
Senaryolar	Diğer Maliyetler
Senaryo 1 (20 MW sabit temel)	0,20 milyon EUR/MW
Senaryo 2 (200 MW sabit temel)	0,15 milyon EUR/MW
Senaryo 3 (1200 MW sabit temel)	0,10 milyon EUR/MW
Senaryo 4 (20 MW yüzer)	0,25 milyon EUR/MW

Dünya genelindeki işletmedeki ve yapım aşamasındaki santrallerin CAPEX değerlerine bakıldığında CAPEX tutarlarının değişkenlik gösterdiği ve model için kabul edilen rakamların bu aralıklarla uyumlu olduğu gözlenmektedir.

- ***Beklenmedik Halden Kaynaklı Maliyetler***

Öngörülemeyen yatırım giderleri için her bir senaryoda yatırım maliyetinin %5'i eklenmiştir.

Şekil 68: Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Projelerinin CAPEX Değerleri



Kaynak: Amerikan Enerji Dairesi (US Department of Energy), 2022

4.1.1.6. Operasyonel Giderler (OPEX)

Operasyonel giderler (OPEX) kapsamında gemi maliyetleri, işçilik maliyetleri, personel erişim maliyetleri ve ekipman maliyetleri dikkate alınmıştır. Buna göre, aşağıdaki tabloda her bir senaryo için MWh başına düşen operasyonel gider değeri yer almaktadır.

Tablo 40: Finansal Analize Konu Operasyonel Giderler (OPEX) Varsayımları

Senaryolar	Operasyonel Giderler (OPEX)
Senaryo 1 (20 MW sabit temel)	17,50 EUR/MWh
Senaryo 2 (200 MW sabit temel)	17,00 EUR/MWh
Senaryo 3 (1200 MW sabit temel)	16,50 EUR/MWh
Senaryo 4 (20 MW yüzer)	21,00 EUR/MWh

Tabloya göre ölçek ekonomisi uyarınca santral büyüklüğü arttıkça operasyonel giderlerin düştüğü gözlenmektedir. Aşağıdaki OPEX kalemleri yukarıdaki tablonun bileşenlerini oluşturmaktadır.

· ***Gemiyle Erişim Maliyetleri***

Gemiyle erişim maliyetleri sabit yerleşimli santral senaryoları (Senaryo 1,2,3) için 0,6 EUR/MWh olarak kabul edilmiş olup yüzer yerleşimli santral senaryosu (Senaryo 4) için 0,7 EUR/MWh olarak kabul edilmiştir.

· ***İşçilik Giderleri***

İşçilik giderlerinin santral büyüklüğü arttıkça azalması öngörülmüş olup, tüm senaryolar için MW başına öngörülen maliyet tablosu aşağıda yer almaktadır:

Tablo 41: Finansal Analize Konu Birim İşçilik Giderleri Varsayımları

Senaryolar	İşçilik Giderleri
Senaryo 1 (20 MW sabit temel)	1,90 EUR/MWh
Senaryo 2 (200 MW sabit temel)	1,80 EUR/MWh
Senaryo 3 (1200 MW sabit temel)	1,70 EUR/MWh
Senaryo 4 (20 MW yüzer)	2,30 EUR/MWh

Dünyadaki deniz üstü santrallerin operasyonel maliyet tahminlerine bakıldığında Şekil 69'da gösterilmiştir.

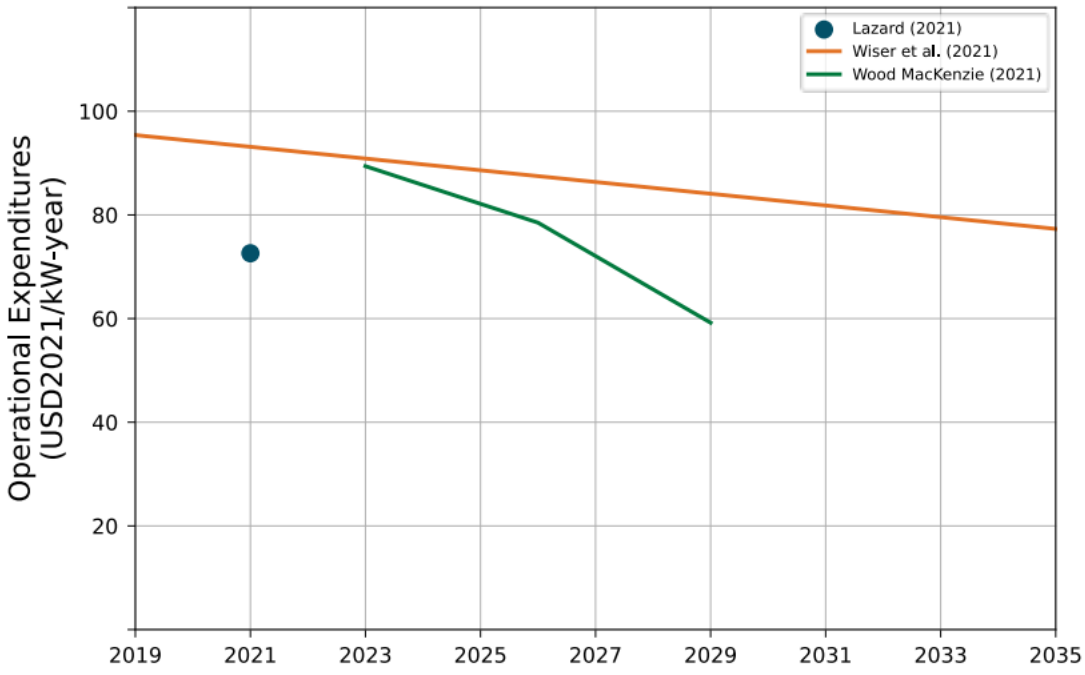
· ***Personel Erişim Maliyetleri***

Personel erişim maliyetleri Senaryo 1,2 ve 3 için 4,0 EUR/MWh, Senaryo 4 için ise 5,0 EUR/MWh olarak alınmıştır.

· ***Ekipman Maliyetleri***

Ekipman maliyetleri Senaryo 1,2 ve 3 için 11,0 EUR/MWh, Senaryo 4 için ise 13,0 EUR/MWh olarak öngörülmüştür.

Şekil 69: Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Projelerinin OPEX Değerleri



Kaynak: Amerikan Enerji Dairesi (US Department of Energy), 2022

Buna göre modeldeki kabuller 144 ile 157 USD/kW arasında değişmekte olup, santralin Türkiye'de bir ilk olması, bazı hizmetlerin dışarıdan alınacağı ve Avrupa merkezli projelerdeki ilk örneklerdeki verimlilik seviyeleri gibi nedenlerle tarafımızca normal aralıklarda olduğu değerlendirilmiştir.

4.1.1.7. Finansmana İlişkin Varsayımlar

Deniz üstü RES projesinin finansmanında kurumsal finansman ve proje finansmanı gibi iki farklı yöntem olsa da ilgili işlemin uzun vadeli proje finansmanı kredileriyle yapılacağı tahmin edilmektedir. Ülkemizde gerçekleştirilen enerji projelerinin neredeyse tamamının bu şekilde finanse edildiği bilinmektedir. Deniz üstü RESlerde kullanılacak proje finansmanı yapılarının, karasal RESlerde uygulanan proje finansman yapısının adaptasyonu ile elde edileceği öngörülmektedir (Kıldır (a), 2018)

Tablo 42: Dünyada Gerçekleştirilen Deniz Üstü RES Projelerinde Finansman Yöntemi Tercihleri

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
DRES	Proje Finansmanı (mil EUR)	5,1	5,5	2,7	6,1	7,8	13,0	15,8	7,0	8,8	6,0
	Kurumsal Finansman (mil EUR)	1,0	3,0	0,0	1,4	1,3	0,2	4,2	0,3	1,4	0,0
	Toplam Finansman (mil EUR)	**6,1**	**8,5**	**2,7**	**7,5**	**9,1**	**13,2**	**20,0**	**7,3**	**10,2**	**6,0**
	Toplam kapasite (GW)	**2,8**	**2,6**	**0,8**	**1,9**	**2,0**	**3,0**	**5,3**	**2,4**	**4,3**	**1,4**

Kaynak: Türkiye Sınai Kalkınma Bankası, Deniz Üstü RES Bilgilendirme Notu, 2021

Finansmana ilişkin varsayımlar kapsamında proje finansmanı kredisi maliyeti, proje finansmanı kredi vadesi, ödemesiz dönem süresi, ilk kredi kullandırım tarihi, proje finansmanı kredisi vade sonu tarihi ve ödemesiz dönem bitiş tarihi öngörülmüştür. Buna göre, konuyla ilgili daha önce gerçekleştirmiş olduğumuz çalışmalara dayanarak kredi vadesi 15 yıl, ödemesiz dönem 3 yıl ve kredi/özkaynak oranı 60/40 olarak kabul edilmiştir. Ayrıca kredi maliyeti belirlenirken inşaat risklerinin kredi maliyeti üzerinde en az 300-400 baz puan arasında bir etkisi olacağı değerlendirilerek, projeye ilişkin diğer riskler ve komisyonlar toplam maliyete yansıtılmıştır (Kıldır (a), 2018). Bunun yanında diğer finansal varsayımlar dünya geneli literatürden desteklenerek derlenmiştir.

Tablo 43: Finansal Analize Konu Finansmana İlişkin Varsayımlar

Kredi Maliyeti	%6,5+USD LIBOR	%
Proje Finansmanı Kredi Vadesi	15	yıl
Ödemesiz Dönem	3	yıl
Geri Ödeme Periyodu	6	ay
İlk Kullandırım Tarihi	1.01.2023	tarih
Proje Finansmanı Kredisi Vade Sonu Tarihi	1.01.2038	tarih
Ödemesiz Dönem Bitiş Tarihi	1.01.2026	tarih
Kredi/ Özkaynak	60/40	oran

Dünya genelinde finansman koşulları incelendiğinde aşağıdaki veriler elde edilmiştir.

Tablo 44: Dünya Genelinde Deniz Üstü RES Projelerinin Finansman Koşulları

Year	Coverage	Debt/Sponsor Equity/Tax Equity (%)	Pricing[24] (Basis Points)	Source
2006–2007	Europe	60/40/0	150–200	Guillet (2018)
2009–2011	Europe	65/35/0	300–350	
2012–2013	Europe	70/30/0	200–250	
2014–2015	Europe	70/30/0	200–250	
2016–2017	Europe	75/25/0	150–225	
2018	Europe	70/30/0	120–175	
2019	United States	50/20/30	150–175	Martin (2019)
2020	United States	80/20 (combined)[25]	170	Martin (2020)
2021	United States	55/45	n/a	Martin (2021)

Kaynak: Amerikan Enerji Dairesi (US Department of Energy), 2022

Buna göre modeldeki varsayımlarda kredi/özkaynak oranı 60/40 olarak alınmış olup, deniz üstü RES piyasasının gelişmediği bir senaryodaki değerler ile uyumludur. Fiyatlamaya bakıldığında ise Türkiye'deki olağanüstü makroekonomik koşullar ve projenin Türkiye'deki ilk proje olacağı varsayımı nedeniyle risk algısının yüksek olmasından yukarıdaki tablodaki değerlerden daha yüksek olması da tarafımızca normal olarak değerlendirilmiştir.

4.2. Yatırımın Geri Dönüş Süresi ve Finansal Analizden Elde Edilen Diğer Sonuçlar

Finansal analizden elde edilen sonuçlar İç Karlılık Oranı, Minimum Borç Servisi Karşılama Oranı, Maksimum ve Ortalama Başabaş Fiyat ile Yatırımın Geri Dönüş Süresi metrikleri ile değerlendirilmektedir. Her bir finansal metriğin açıklaması aşağıda verilmiştir.

- İç Karlılık Oranı

İç karlılık oranı (İKO), potansiyel yatırımların karlılığını tahmin etmek için finansal analizde kullanılan bir metriktir. İKO, indirgenmiş nakit akışı analizinde tüm nakit akışlarının net bugünkü değerini (NBD) sıfıra eşitleyen bir iskonto oranıdır. Analizde iskonto oranı olarak %10 kullanılmıştır. İç karlılık oranı ne kadar yüksekse, bir yatırımın üstlenilmesi o kadar arzu edilir. İKO, farklı türlerdeki yatırımlar için tek tiptir ve bu nedenle, birden fazla olası yatırımı veya projeyi nispeten eşit bir temelde sıralamak için kullanılabilir. Genel olarak, diğer benzer özelliklere sahip yatırım seçeneklerini karşılaştırırken, en yüksek İKO'ya sahip yatırım en iyisi olarak kabul edilecektir.

- Borç Servisi Karşılama Oranı

Borç servisi karşılama oranı (BSKO) kurumsal, devlet ve kişisel finans için geçerlidir. Kurumsal finansman ve proje finansmanı bağlamında borç servisi karşılama oranı, bir firmanın veya projenin mevcut borç yükümlülüklerini ödemek için mevcut nakit akışının bir ölçümüdür. BSKO, yatırımcılara ve finansörlere bir şirketin veya projenin borçlarını ödemek için yeterli gelire sahip olup olmadığını gösterir. BSKO değerinin 1'in altına düşmesi projenin veya şirketin borçlarını ödemek için yeterli gelire sahip olmadığı anlamına gelir ve bu tür projeler ve şirketler finanse edilebilirlikten uzak olarak değerlendirilir. Bununla birlikte, projeleri finanse eden kuruluşların risk algısı çerçevesinde 1'in belirli bir marj üzerindeki seviyeler finanse edilebilirlik açısından önemli olmaktadır. Dünya geneli deniz üstü rüzgar santralleri finansmanında P90 rüzgar ölçümleri için 1,30 BSKO ve P50 rüzgar ölçümleri için 1,50 BSKO esas alınmaktadır. 1,50 oranındaki bir BSKO ile tüm işletme maliyetleri ve vergilerden sonra gelirlerin borç servisinden %50 daha yüksek olması beklenmektedir. Önceki çalışmalarımızda değerlendirdiğimiz üzere, Türkiye piyasası için ilk finansman örnekleri, P90 ölçümü için 1,40-1,45 seviyelerinde kabul edilebilir bir BSKO değeriyle kredilendirme yapılmasını gerektirecektir (Kıldır (b), 2018).

- Başabaş Fiyat

Başabaş fiyat, seviyelendirilmiş enerji maliyeti değerini temsil etmektedir. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (levelised cost of energy- LCOE) bir santralin ömrü boyunca elektrik üretiminin ortalama net bugünkü maliyetinin bir ölçüsüdür. Yatırım planlaması ve farklı elektrik üretim yöntemlerini tutarlı bir şekilde karşılaştırmak için kullanılır.

LCOE varsayılan bir mali ömür ve görev döngüsü boyunca bir üretim tesisi inşa etme ve işletme maliyetlerini karşılamak için gerekli olacak üretilen elektrik birimi başına ortalama geliri ifade eder ve tüm iskonto edilmiş maliyetlerin teslim edilen gerçek enerji miktarlarının iskonto edilmiş toplamına bölümü arasındaki bir oran olarak hesaplanır. LCOE girdileri hesaplayan tarafından seçildiğinden sermaye maliyeti, hizmetten çıkarma, yakıt maliyetleri, sabit ve değişken işletme ve bakım maliyetlerini, finansman maliyetleri ve varsayılan bir kapasite kullanım oranını içerebilir.

- Yatırımın Geri Dönüş Süresi

Yatırımın geri dönüş süresi, bir projenin karlılığını belirlemek için kullanılan bir sermaye bütçeleme prosedürüdür. İndirgenmiş bir geri ödeme süresi, gelecekteki nakit akışlarını iskonto ederek ve paranın zaman değerini tanıyarak, ilk harcamanın telafi edilmesi için geçmesi gereken yıl sayısını verir. Metrik, belirli bir projenin fizibilitesini ve karlılığını değerlendirmek için kullanılır. Yatırımın geri dönüş süresi ne kadar düşükse karlılığı o kadar yüksek olmakla beraber, bu değer yatırımın türüne, yerine ve diğer koşullara göre değişiklik göstermektedir.

4.2.1. Senaryo 1 (20 MW Sabit Temel)

Senaryo 1, aday bölge 2, 3 ve 4 için hem Vestas hem de Siemens Gamesa türbinler kullanılarak toplamda altı farklı alt senaryoda analiz edilmiştir. Senaryo 1'den elde edilen finansal metriklerin ortalamanın altında kalmasının nedeni, bu senaryonun prototip bir uygulama için küçük bir ölçekte düşünülmüş olmasıdır.

4.2.1.1. Aday Bölge 2

Aday bölge 2'de 20 MW'lık sabit temelli bir kurulumun Vestas marka 4,2 MW'lık türbinlerle yapılacağı varsayıldığında toplam türbin adedi 5, toplam kurulu güç ise 21 MW olmaktadır. Aynı senaryo 4,7 MW'lık Siemens Gamesa marka türbinlerle gerçekleştirilir ise türbin adedi 4, toplam kurulu güç ise 18,8 MW olmaktadır. Bölge için varsayılan kapasite faktörü, gerçekleştirilen teknik analiz çalışmaları sonucunda %40 olarak tespit edilmiştir. Bu varsayımlarla elde edilen finansal analiz sonuçları aşağıda yer almaktadır.

Tablo 45: Senaryo 1- Aday Bölge 2 Finansal Analiz Sonuçları

	Vestas	Siemens	
Finansal Metrik	**Değer**	**Değer**	**Birim**
İç Karlılık Oranı	5,3	5,3	%
Minimum Borç Servis Karşılama Oranı	1,04	1,03	x
Ortalama Borç Servis Karşılama Oranı	1,28	1,27	x
Maksimum Başabaş Fiyat	77	78	USD/MWh
Ortalama Başabaş Fiyat	68	69	USD/MWh
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	9,3	9,2	yıl

4.2.1.2. Aday Bölge 3

Aday bölge 3'te 20 MW'lık sabit temelli bir kurulumun Vestas marka 4,2 MW'lık türbinlerle yapılacağı varsayıldığında toplam türbin adedi 5, toplam kurulu güç ise 21 MW olmaktadır. Aynı senaryo 4,7 MW'lık Siemens Gamesa marka türbinlerle gerçekleştirilir ise türbin adedi 4, toplam kurulu güç ise 18,8 MW olmaktadır. Bölge için varsayılan kapasite faktörü, gerçekleştirilen teknik analiz çalışmaları sonucunda %40 olarak tespit edilmiştir. Bu varsayımlarla elde edilen finansal analiz sonuçları aşağıda yer almaktadır.

Tablo 46: Senaryo 1- Aday Bölge 3 Finansal Analiz Sonuçları

	Vestas	Siemens	
Finansal Metrik	**Değer**	**Değer**	**Birim**

İç Karlılık Oranı	5,3	5,3	%
Minimum Borç Servis Karşılama Oranı	1,04	1,03	x
Ortalama Borç Servis Karşılama Oranı	1,28	1,27	x
Maksimum Başabaş Fiyat	77	78	USD/MWh
Ortalama Başabaş Fiyat	68	69	USD/MWh
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	9,3	9,2	yıl

Hem aday bölge 2 hem de aday bölge 3 için yatırıma ilişkin varsayımlar aynı tutulduğundan, finansal analizde aynı sonuçlar elde edilmiştir.

4.2.1.3. Aday Bölge 4

Aday bölge 4'te 20 MW'lık sabit temelli bir kurulumun Vestas marka 4,2 MW'lık türbinlerle yapılacağı varsayıldığında toplam türbin adedi 5, toplam kurulu güç ise 21 MW olmaktadır. Aynı senaryo 4,7 MW'lık Siemens Gamesa marka türbinlerle gerçekleştirilir ise türbin adedi 4, toplam kurulu güç ise 18,8 MW olmaktadır. Bölge için varsayılan kapasite faktörü, gerçekleştirilen teknik analiz çalışmaları sonucunda %36 olarak tespit edilmiştir. Bu varsayımlarla elde edilen finansal analiz sonuçları aşağıda yer almaktadır.

Tablo 47: Senaryo 1- Aday Bölge 4 Finansal Analiz Sonuçları

	Vestas	Siemens	
Finansal Metrik	**Değer**	**Değer**	**Birim**
İç Karlılık Oranı	4,1	4,1	%
Minimum Borç Servis Karşılama Oranı	0,93	0,92	x
Ortalama Borç Servis Karşılama Oranı	1,17	1,16	x
Maksimum Başabaş Fiyat	85	85	USD/MWh
Ortalama Başabaş Fiyat	73	74	USD/MWh
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	9,7	9,6	yıl

4.2.2. Senaryo 2 (200 MW Sabit Temel)

Aday bölge 1'de 200 MW'lık sabit temelli bir kurulumun Vestas marka 4,2 MW'lık türbinlerle yapılacağı varsayıldığında toplam türbin adedi 47, toplam kurulu güç ise 197,4 MW olmaktadır. Aynı senaryo 4,7 MW'lık Siemens Gamesa marka türbinlerle gerçekleştirilir ise türbin adedi 42, toplam kurulu güç ise yine 197,4 MW olmaktadır. Bölge için varsayılan kapasite faktörü, gerçekleştirilen teknik analiz çalışmaları sonucunda %45 olarak tespit edilmiştir. Bu varsayımlarla elde edilen finansal analiz sonuçları aşağıda yer almaktadır.

Tablo 48: Senaryo 2- Aday Bölge 1 Finansal Analiz Sonuçları

	Vestas	Siemens	
Finansal Metrik	**Değer**	**Değer**	**Birim**

İç Karlılık Oranı	7,6	7,6	%
Minimum Borç Servis Karşılama Oranı	1,23	1,23	x
Ortalama Borç Servis Karşılama Oranı	1,48	1,48	x
Maksimum Başabaş Fiyat	68	68	USD/MWh
Ortalama Başabaş Fiyat	62	62	USD/MWh
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	8,6	8,6	yıl

4.2.3. Senaryo 3 (1200 MW Sabit Temel)

Senaryo 3, aday bölge 1 ve 2'nin bileşimi ile 4,5 ve 6'nın bileşimi için hem Vestas hem de Siemens Gamesa türbinler kullanılarak toplamda dört farklı alt senaryoda analiz edilmiştir.

4.2.3.1. Aday Bölge 1&2

Aday bölge 1 ve 2'nin bileşiminde 1200 MW'lık sabit temelli bir kurulumun Vestas marka 4,2 MW'lık türbinlerle yapılacağı varsayıldığında toplam türbin adedi 250, toplam kurulu güç ise 1050 MW olmaktadır. Aynı senaryo 4,7 MW'lık Siemens Gamesa marka türbinlerle gerçekleştirilir ise türbin adedi yine 250, toplam kurulu güç ise yine 1175 MW olmaktadır. Bölge için varsayılan kapasite faktörü, gerçekleştirilen teknik analiz çalışmaları sonucunda %44 olarak tespit edilmiştir. Bu varsayımlarla elde edilen finansal analiz sonuçları aşağıda yer almaktadır.

Tablo 49: Senaryo 3- Aday Bölge 1&2 Finansal Analiz Sonuçları

	Vestas	Siemens	
Finansal Metrik	**Değer**	**Değer**	**Birim**
İç Karlılık Oranı	8,1	8,1	%
Minimum Borç Servis Karşılama Oranı	1,28	1,29	x
Ortalama Borç Servis Karşılama Oranı	1,53	1,54	x
Maksimum Başabaş Fiyat	66	65	USD/MWh
Ortalama Başabaş Fiyat	61	60	USD/MWh
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	8,5	8,5	yıl

4.2.3.2. Aday Bölge 4&5&6

Aday bölge 4, 5 ve 6'nın bileşiminde 1200 MW'lık sabit temelli bir kurulumun Vestas marka 4,2 MW'lık türbinlerle yapılacağı varsayıldığında toplam türbin adedi 250, toplam kurulu güç ise 1050 MW olmaktadır. Aynı senaryo 4,7 MW'lık Siemens Gamesa marka türbinlerle gerçekleştirilir ise türbin adedi yine 250, toplam kurulu güç ise yine 1175 MW olmaktadır. Bölge için varsayılan kapasite faktörü, gerçekleştirilen teknik analiz çalışmaları sonucunda %48 olarak tespit edilmiştir. Bu varsayımlarla elde edilen finansal analiz sonuçları aşağıda yer almaktadır.

Tablo 50: Senaryo 3- Aday Bölge 4&5&6 Finansal Analiz Sonuçları

	Vestas	Siemens	
Finansal Metrik	**Değer**	**Değer**	**Birim**
İç Karlılık Oranı	9,1	9,1	%
Minimum Borç Servis Karşılama Oranı	1,38	1,39	x
Ortalama Borç Servis Karşılama Oranı	1,62	1,64	x

Maksimum Başabaş Fiyat	63	63	USD/MWh
Ortalama Başabaş Fiyat	59	58	USD/MWh
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	8,2	8,3	yıl

4.2.4. Senaryo 4 (20 MW Yüzer)

20 MW'lık yüzer bir deniz üstü RES kurulumunun aday bölge 4'te Vestas marka 4,2 MW'lık türbinlerle yapılacağı varsayıldığında toplam türbin adedi 5, toplam kurulu güç ise 21 MW olmaktadır. Aynı senaryo 4,7 MW'lık Siemens Gamesa marka türbinlerle gerçekleştirilir ise türbin adedi 4, toplam kurulu güç ise 18,8 MW olmaktadır. Bölge için varsayılan kapasite faktörü, gerçekleştirilen teknik analiz çalışmaları sonucunda %52 olarak tespit edilmiştir. Bu varsayımlarla elde edilen finansal analiz sonuçları aşağıda yer almaktadır.

Tablo 51: Senaryo 4- Aday Bölge 4 Finansal Analiz Sonuçları

	Vestas	Siemens	
Finansal Metrik	**Değer**	**Değer**	**Birim**
İç Karlılık Oranı	6	6	%
Minimum Borç Servis Karşılama Oranı	1,05	1,06	x
Ortalama Borç Servis Karşılama Oranı	1,29	1,29	x
Maksimum Başabaş Fiyat	77	77	USD/MWh
Ortalama Başabaş Fiyat	69	69	USD/MWh
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	9,2	9,2	yıl

4.3. Sonuç ve Öneriler

Finansal analiz kapsamında her bir senaryo için İç Karlılık Oranı, Minimum Borç Servisi Karşılama Oranı, Maksimum ve Ortalama Başabaş Fiyat ile Yatırımın Geri Dönüş Süresi metrikleri değerlendirilmiştir. Buna göre, santral kurulu gücünün artmasına paralel olarak finansal metriklerde iyileşme gözlenmiştir.

Tablo 52: Tüm Senaryoların Finansal Analiz Sonuçları

		İKO (%)	Min. BSKO (x)	Ort. BSKO (x)	MBF (USD/ MWh)	OBF (USD/ MWh)	YGDS (yıl)
Senaryo 1 (20 MW Sabit Temelli)	AB 2 (Vestas)	5,3	1,04	1,28	77	68	9,3
	AB 2 (Siemens)	5,3	1,03	1,27	78	69	9,2
	AB 3 (Vestas)	5,3	1,04	1,28	77	68	9,3
	AB 3 (Siemens)	5,3	1,03	1,27	78	69	9,2
	AB 4 (Vestas)	4,1	0,93	1,17	85	73	9,7
	AB 4 (Siemens)	4,1	0,92	1,16	85	74	9,6
Senaryo 2 (200 MW Sabit Temelli)	AB 1 (Vestas)	7,6	1,23	1,48	68	62	8,6
	AB 1 (Siemens)	7,6	1,23	1,48	68	62	8,6
Senaryo 3 (1200 MW Sabit Temelli)	AB 1&2 (Vestas)	8,1	1,28	1,53	66	61	8,5
	AB 1&2 (Siemens)	8,1	1,29	1,54	65	60	8,5
	AB 4&5&6 (Vestas)	9,1	1,38	1,62	63	59	8,2
	AB 4&5&6 (Siemens)	9,1	1,39	1,64	63	58	8,3

Senaryo 4 (20 MW Yüzer)	AB 4 (Vestas)	6	1,05	1,29	77	69	9,2
	AB 4 (Siemens)	6	1,06	1,29	77	69	9,2

AB: Aday Bölge

İKO: İç Karlılık Oranı

Min. BSKO: Minimum Borç Servis Karşılama Oranı

NBD: Net Bugünkü Değer

MBF: Maksimum Başabaş Fiyat

OBF: Ortalama Başabaş Fiyat

YGDS: Yatırımın Geri Dönüş Süresi

Gerçekleştirmiş olduğumuz finansal analizler sonucunda bulunan İç Karlılık Oranı (İKO) rakamları değerlendirildiğinde, İKO rakamlarının farklı senaryolar bazında 4,1 ile 9,1 arasında değiştiği gözlenmiştir. Prototip olmayan senaryolarda İKO değerinin 7,6 ile 9,1 arasında değiştiği göz önüne alındığında bu durum aşağıdaki değerler ile uyumlu bulunmuştur.

Tablo 53: Farklı Aşamalarındaki Deniz Üstü RES Projelerinin İKO Değerleri

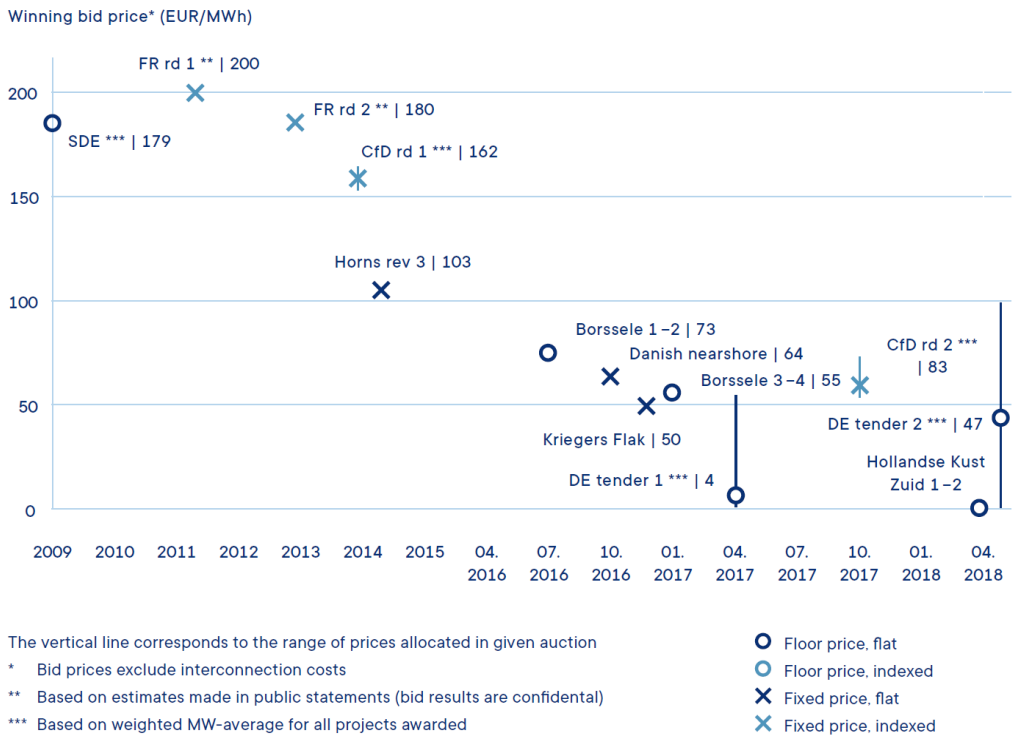
Yatırım Aşaması	Beklenen Getiri (İKO)
Tecrübeli bir işletmeci tarafından işletilen, işletme aşamasındaki bir deniz üstü RES	%5 (kaldıraçsız)
Tecrübeli bir işletmeci tarafından işletilen, işletme aşamasındaki bir deniz üstü RES, kaldıraçlı holding yapısı içerisinde olması halinde	%7 (kaldıraçlı)
Yapım riskleri (yalnızca yapım periyodu içerisinde)	%8-9 (kaldıraçlı)
Geç geliştirme dönemi içerisinde (lisans işlemleri tamamlanan projeler)	%12-15 (kredi olmaksızın)
Erken geliştirme dönemi	%20-25 (kredi olmaksızın)

Kaynak: Dünya Deniz Üstü Rüzgar Forumu (World Forum Offshore Wind), 2022

Borç Servisi Karşılama Oranları değerlendirildiğinde 20 MW'lık prototip senaryolarda en düşük minimum BSKO değerine ulaşılmıştır. Bununla birlikte BSKO değerinin 1 civarında seyretmesi de esasen projelerin kendi üzerinden finansal yükü taşıyabildiğini göstermektedir. İlgili senaryolar prototip olduğundan bu değerler normal olarak değerlendirilmektedir. Prototip olmayan senaryolar için BSKO değeri 1,23 ila 1,39 arasında değişmektedir. İlgili BSKO değerleri rüzgar enerjisi projeleri için uygun değerler olup, projelerin finanse edilebilir durumda olduğunu göstermektedir. Önceki bölümlerde bahsi geçen Türkiye için hedef BSKO olan 1,40-1,45 rakamlarına erişebilmek için kredi/özkaynak dengesinin değiştirilmesi düşünülebilir.

Maksimum ve Ortalama Başabaş Fiyatların değerlendirilebilmesi için dünyadaki deniz üstü RES ihaleleri ve dünyadaki santrallerdeki ortalama seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE) değerleri baz alınmıştır. Bu noktada 2009-2018 yılları arasında dünya genelinde yapılan deniz üstü RES ihale fiyatlarına bakıldığında kazanan fiyatların 0-200 EUR/MWh aralığında olup düşme eğilimi gösterdiği görülmektedir. Bu durum teknolojininin gelişmesi ve risklerin azalması gibi durumların fiyatlara yansıması ile açıklanabilir.

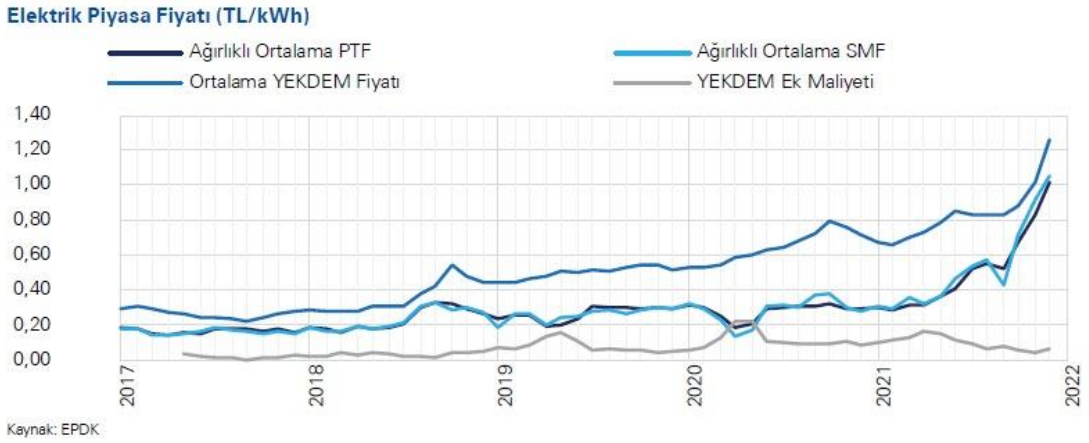
Şekil 70: 2009-2018 Yılları Arasında Gerçekleşen Deniz Üstü RES İhale Fiyatları



Kaynak: Dünya Deniz Üstü Rüzgar Forumu (World Forum Offshore Wind), 2022

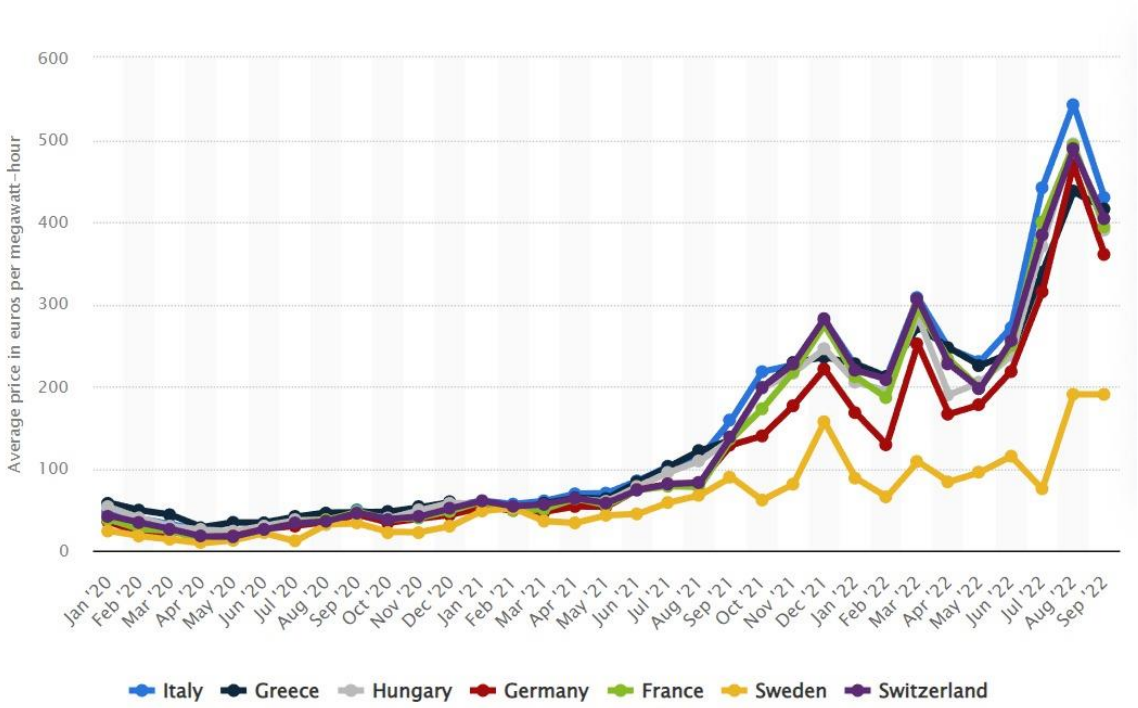
Türkiye'deki güncel spot elektrik fiyatı 15.11.2022 itibariyle 212 EUR/MWh olarak görülmektedir. Yukarıdaki şekildeki fiyatların düşme eğilimi göz önüne alındığında, Türkiye spot elektrik fiyatının Avrupa kazanan ihale fiyatlarının oldukça üzerinde olduğu görülmektedir. Finansal analiz kapsamında aldığımız elektrik fiyatının 80 USD/MWh olduğu, başabaş analizleri çerçevesinde ortaya çıkan 58-73 USD/MWh enerji fiyatı aralığının esasen Avrupa'da 2016 sonrası ihale fiyatlarına da yakınsadığından hareketle, ticari yapılabilirliğin bu projeler için desteklendiği anlaşılmaktadır. Türkiye ve Avrupa elektrik fiyatlarına bakıldığında, söz konusu proje ile düşük fiyatlarda elektrik üretimi yapılabileceği anlaşılmıştır. Projenin Türkiye'deki ilk proje olacağı varsayıldığında, başabaş elektrik fiyatları oldukça rekabetçi bulunmuştur. Ayrıca ülkemizde deniz üstü RES projelerinin artmasıyla ilgili fiyatların daha da düşmesi ve daha ucuz elektrik üretiminin gerçekleştirilebileceği fırsatların oluşması beklenmektedir.

Şekil 71: 2017-2022 Yılları Arasında Türkiye'de PTF, SMF ve Ortalama YEKDEM Fiyatı Değişimi



Kaynak: EPDK

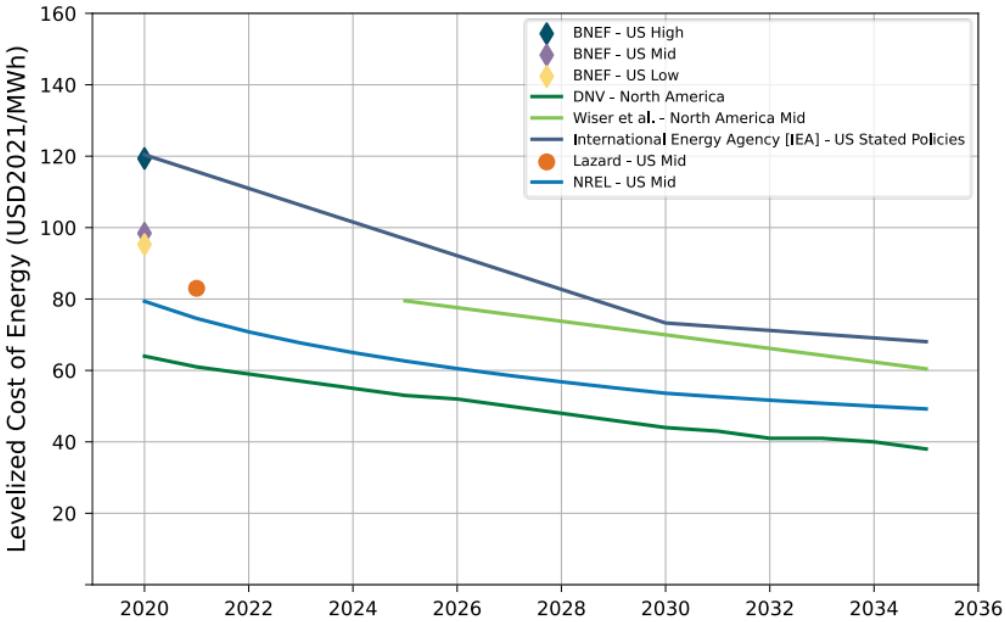
Şekil 72: 2020-2022 Yılları Arasında Euro Bölgesi Elektrik Fiyat Değişimi



Kaynak: Statista [URL22]

Tüm bu sonuçlara bakıldığında Türkiye için proje örneklerinin Avrupa'daki projelerin ilk başladığı dönemlere kıyasla daha rekabetçi bir seviyede olduğu, her ne kadar Avrupa bölgesi zaman içerisinde maliyet azalışları, verimlilik artışları, finansman maliyeti avantajları sayesinde daha düşük seviyeye gelmiş olsa da Türkiye'nin bu anlamda önemli bir aşamada olduğu söylenebilir. Bu sonuç esasen şu açıdan önem arz etmektedir: Belirtilen senaryolar kapsamında çalışılan projeler, kamu tarafından belirlenecek mevcut enerji fiyatlarının altında bir uzun vadeli fiyat garantisi ile finanse edilebilir noktaya gelmektedir.

Şekil 73: Sabit Temelli Deniz Üstü RES Projeleri için LCOE Değerleri



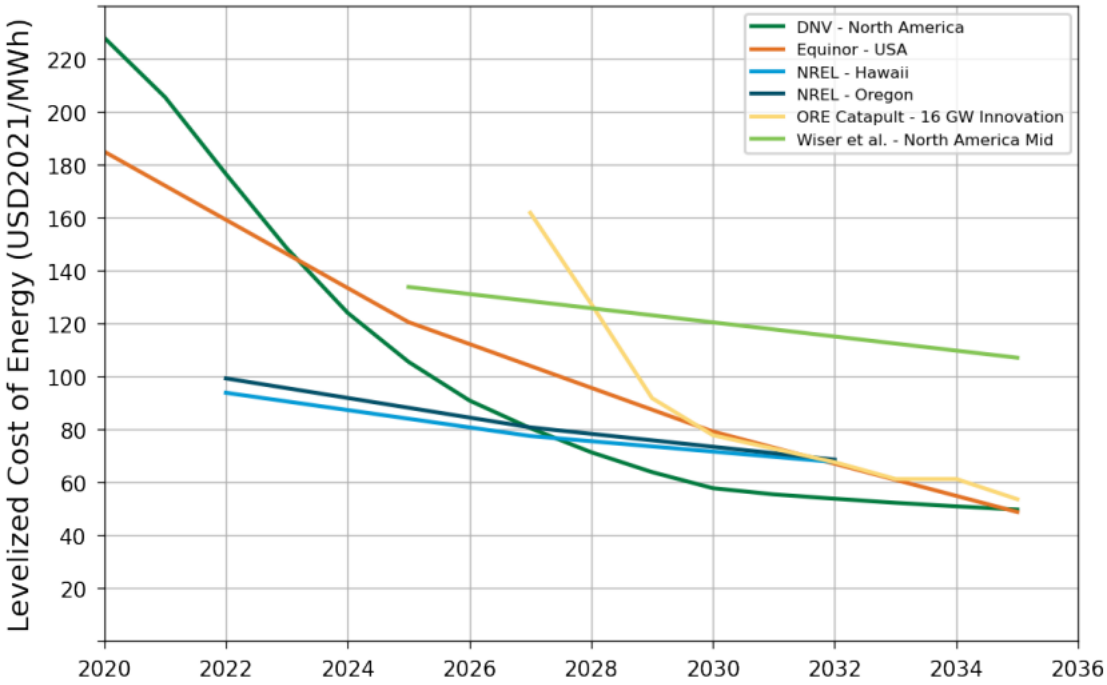
Kaynak: Amerikan Enerji Dairesi (US Department of Energy), 2022

2020'de devreye alınan sabit temelli deniz üstü RES projeleri için ortalama LCOE dünya çapında 60 USD/MWh ila 120 USD/MWh aralığındayken 2021 yılında bunun altındaki seviyelere gerilemiştir. Raporda bu değer ortalama 58-74 USD/MWh, en yüksek ise 63-85 USD/MWh olarak bulunmuştur. Deniz üstü rüzgar enerjisi, 2020'ye kıyasla %28-%51 oranında azalan LCOE ile 2014'ten beri net bir maliyet azaltma eğiliminde olmuştur. Önde gelen araştırma kuruluşları ve danışmanlık şirketleri, orta durum senaryoları için, LCOE'nin 2034 yılında40-50 USD/MWh aralığında olacağını ve 2050'ye kadar 38 ile 48 USD/MWh arasında değişeceğini tahmin etmektedir. Herhangi bir yıl içinde tahmini LCOE'deki değişiklik, aşağıdakiler dahil birçok faktörden kaynaklanmaktadır:

- Saha özelliklerindeki farklılıklar (örn. rüzgar hızı)
- Düzenleyici ve piyasa ortamı
- Hesaplama yöntemleri
- Finansmanla ilgili varsayımlar
- Teknoloji ve piyasa olgunluğu

Yüzer deniz üstü RESler için LCOE değerinin yaklaşık 190-230 USD/MWh (2020)'den 50-110 USD/MWh (2034)'a düşeceği tahmin edilmektedir. Raporda bu değer ortalama 69 USD/MWh, en yüksek ise 77 USD/MWh olarak bulunmuştur. Yukarıdaki şekilde gösterilen bu tahminler, ticari ölçekli yüzer rüzgar enerjisi santrallerini ve olgun bir endüstri ile orantılı öğrenme eğrisinin faydalarından yararlanılacağını varsaymaktadır. Yüzen deniz üstü RES teknolojisinin maliyeti şu anda demonstrasyon projelerinin ilk aşamasından elde edilen küçük bir veri setine dayanmaktadır. Genel olarak, yüzer açık deniz rüzgar maliyeti azaltma potansiyeli yüksektir, çünkü erken aşamadaki teknolojik ilerlemeler genellikle önemli maliyet düşüşleriyle sonuçlanmaktadır. Ek olarak, sabit tabanlı deniz üstü RES sistemlerindeki teknolojik ve ticari gelişmeler, yüzer RESler için bir avantaja dönüşebilir.

Şekil 74: Yüzer Deniz Üstü RES Projeleri için LCOE Değerleri



Kaynak: Amerikan Enerji Dairesi (US Department of Energy), 2022

Yüzer RESler için maliyet azaltma potansiyeli aşağıdaki faktörlere dayanmaktadır:

- Sabit tabanlı sistemlerden elde edilen maliyet azaltma potansiyelinden, yeniliklerden ve deneyimden yararlanma şansı
- Mevcut tedarik zincirlerini kullanma olasılığı

- Daha hafif bileşenler ve artırılmış modülerlik kullanılarak yüzer yapıların optimize edilebilmesi
- Denizdeki inşaat adımlarının sayısının ve karmaşıklığının azaltılması
- Yüzer platformların üretiminin otomasyona konu edilmesi
- Kıyıya daha uzak mesafeler ve daha sert meteorolojik koşullarla ilişkili olarak daha yüksek rüzgar hızlarına erişilmesi ve böylelikle karlılığın artırılması

Dünya Bankası verilerine (Leybourne, 2022) göre deniz üstü RESlerde LCOE'nin %35'i sabit yatırım maliyetleri, %45'i finansman maliyetleri, %18'i operasyonel maliyetler ve %2'si santral söküm maliyetlerinden kaynaklanmaktadır. Buna göre finansman maliyetleri en yüksek payı aldığından, LCOE değerini düşürmenin en önemli yolu kalkınma finansmanı olarak karşımıza çıkmaktadır. Kalkınma finansmanı, yeni projeler piyasa seviyelerine göre yüksek maliyetli kaldığından piyasa koşullarının altında finansman imkanı sunarak bu projelerin hayata geçirilmesinde yardımcı olur ve LCOE'nin zaman eğrisine paralel olarak düşmesini sağlar. Bu tür projelerde hem kamu hem de özel sektörün desteği gerektiğinden, ikisi arasında bir ortaklık kurulması düşünülebilir.

Yatırımın geri dönüş süresi metriği değerlendirildiğinde, elde edilen değerlerin 8,2 yıl ila 9,8 yıl arasında değiştiği görülmektedir. Prototip olmayan senaryolar için bu değer 8,2 yıl ile 8,6 yıl arasında değişmektedir. Bu tür yatırımlar için gerekli olan proje finansmanı kredilerinin vadesi göz önüne alındığında, elde edilen değerlerin makul sınırlar içerisinde kaldığı görülmektedir. Bu durum da ilgili projelerin finanse edilebilir olduğunu göstermektedir.

Şekil 75: Türkiye'nin 5 yıllık CDS Değeri (2014-2022)

Kaynak: World Government Bonds [URL23]

Yukarıdaki sonuçlar, Türkiye'deki olağanüstü makroekonomik koşullar finansal analize yansıtılarak elde edilmiştir. Türkiye'nin normal durumdaki makroekonomik koşulları ile bu analizler gerçekleştirildiğinde aşağıdaki tablo elde edilmektedir. Normal durumdaki makroekonomik koşullar analize yansıtılırken, Türkiye'nin kredi temerrüt takası (credit default swap- CDS) değerleri normal seviyesinde kabul edilip, bu değerler analizde kullanılan iskonto oranına yansıtılmıştır. Kredi temerrüt takası, anlaşma tarihinde belirlenen dönemsel prim ödemeleri karşılığında satıcısının alıcıya dayanak borçta "kredi olayı" gerçekleşmesi halinde ödeme yapmayı taahhüt ettiği bir türev kontrattır. Ülke CDS'i üzerinden örneklendirmek gerekirse, CDS satıcısı Türkiye Hazinesi'ne dair bir kredi olayı gerçekleşmesi durumunda CDS kontratında belirtilen nominal tutarı alıcıya ödemeyi taahhüt etmekte olduğundan, CDS rakamı ülkedeki makroekonomik koşulların bir aynası olarak görülmektedir. Bu noktada analizde %10 kabul edilen iskonto oranı tarihi rakamlar baz alınarak %4 indirimle %6 olarak değerlendirilerek yeni bir analiz gerçekleştirilmiştir. Gerçekleştirilen analiz Türkiye ekonomisinin normal koşullarını yansıtmaktadır. Senaryoların bu kapsamda analizi yapıldığında, ticari senaryolarda oldukça yüksek Net Bugünkü Değer rakamlarına ulaşılmış olup, makroekonomik koşulların daha iyi olması halinde projelerin ticari fizibilitesinin önemli ölçüde arttığı gözlenmiştir.

Tablo 54: Olumlu Makroekonomik Koşullarda Tüm Senaryoların Finansal Analiz Sonuçları

		İKO (%)	Min. BSKO (x)	NBD (milyon USD)	MBF (USD/ MWh)	OBF (USD/ MWh)	YGDS (yıl)
Senaryo 1 (20 MW Sabit Temelli)	AB 2 (Vestas)	5,3	1,04	-2,4	77	68	9,3
	AB 2 (Siemens)	5,3	1,03	-2,2	78	69	9,2
	AB 3 (Vestas)	5,3	1,04	-2,4	77	68	9,3
	AB 3 (Siemens)	5,3	1,03	-2,2	78	69	9,2
	AB 4 (Vestas)	4,1	0,93	-7	85	73	9,7
	AB 4 (Siemens)	4,1	0,92	-6,3	85	74	9,6
Senaryo 2 (200 MW Sabit Temelli)	AB 1 (Vestas)	7,6	1,23	53,3	68	62	8,6
	AB 1 (Siemens)	7,6	1,23	53,3	68	62	8,6
Senaryo 3 (1200 MW Sabit Temelli)	AB 1&2 (Vestas)	8,1	1,28	366,3	66	61	8,5
	AB 1&2 (Siemens)	8,1	1,29	409,7	65	60	8,5
	AB 4&5&6 (Vestas)	9,1	1,38	550,4	63	59	8,2
	AB 4&5&6 (Siemens)	9,1	1,39	615,6	63	58	8,3
Senaryo 4 (20 MW Yüzer)	AB 4 (Vestas)	6	1,05	-1,9	77	69	9,2
	AB 4 (Siemens)	6	1,06	-1,7	77	69	9,2

AB: Aday Bölge

İKO: İç Karlılık Oranı

Min. BSKO: Minimum Borç Servis Karşılama Oranı

NBD: Net Bugünkü Değer

MBF: Maksimum Başabaş Fiyat

OBF: Ortalama Başabaş Fiyat

YGDS: Yatırımın Geri Dönüş Süresi

- Finansal Analiz Çalışmasına Hidrojen Yatırımının Etkisi

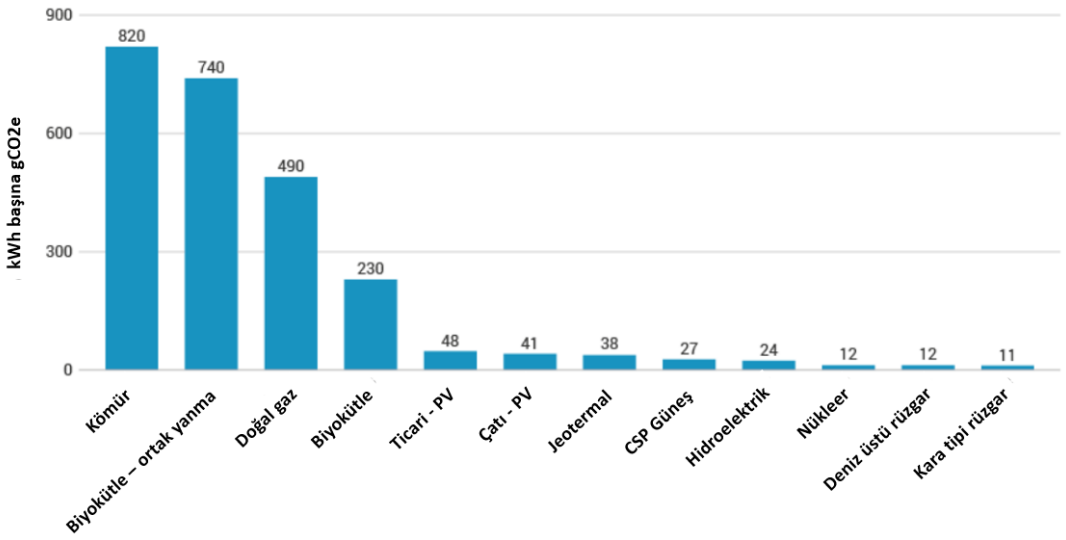
Finansal Analiz çalışmamız kapsamında bir hidrojen destekli elektrolizör yatırımının proje finansal sonuçlarına olan etkisi değerlendirilmiştir. Bu kapsamda farklı teknolojiler bazında piyasada var olan değerler değerlendirilerek, PEM elektrolizör teknolojisi üzerinden IRENA Green Hydrogen Supply (2021) çalışması paralelinde yatırım maliyetine 1.000.000 USD /MW ilave yatırım yükü geleceği varsayılmış olup, yukarıda yer verilen senaryolar dahilinde, 200 MW ve 1200 MW senaryolarında azami %20 düzeyinde bir kapasitede hidrojen destekli üretim yapılmasının finansal açıdan uygun olacağı düşünülmektedir.

Raporumuzun kapsamı ön fizibilite ölçeğinde olduğundan, CAPEX, OPEX vb. varsayımlar literatürden elde edilen verilere dayanmaktadır. Ayrıca türbin fiyatları ile ilgili elde edilen araştırma sonuçları dikkate alınmış ancak türbin üreticilerinden direkt tekliflendirme alınarak çalışma yapılmamıştır. Tüm varsayımlar için ortalama rakamlar varsayıldığından, fizibilite raporunda bu verilerin marka, tür, iş kalemi bazında netleştirilmesi önem arz etmektedir. İlgili varsayımların bir sonraki aşamadaki çalışmada teyit edilmesi gerekmektedir. Bununla birlikte, proje kapsamında hazırlanan finansal analize esas finansal modeller, bundan sonraki çalışmalarda da ilgili veri setleri ve varsayımlar değiştirilerek, teknik ve operasyonel maliyetleri güncellenerek ve revize veriler kapsamlı çalışılarak, tekrar analiz edilmeye hazır olacak şekilde oluşturulmuştur.

5. ÇEVRESEL VE SOSYAL ETKİ ANALİZİ

Deniz üstü rüzgar enerjisi yenilenebilir ve çevre dostu bir enerji kaynağıdır. Yaşam döngüsü içerisinde üretilen kWh elektrik başına 12g CO2e değeri ile en düşük sera gazı emisyonu yapan enerji kaynaklarından biridir (Dünya Nükleer Birliği, 2022). Şekil 76 farklı elektrik enerji kaynaklarının sera gazı emisyon değerlerine göre kıyaslamalı değerlerini göstermektedir. Böylelikle deniz üstü rüzgar enerjisinin diğer enerji kaynaklarına kıyasla iklim değişikliğine minimum etkisinin olduğu söylenebilir. Bunun yanında, işletmesi sırasında herhangi bir gaz ve toz oluşturmamasından dolayı herhangi bir hava kirliliğine sebebiyet vermemektedir. Ayrıca, su kullanımı gerektirmediğinden fosil kaynaklara göre de önemli bir çevresel avantaj taşımaktadır.

Şekil 76: Yaşam Döngüsü Boyunca Sera Gazı Emisyonlarına Göre Enerji Kaynakları

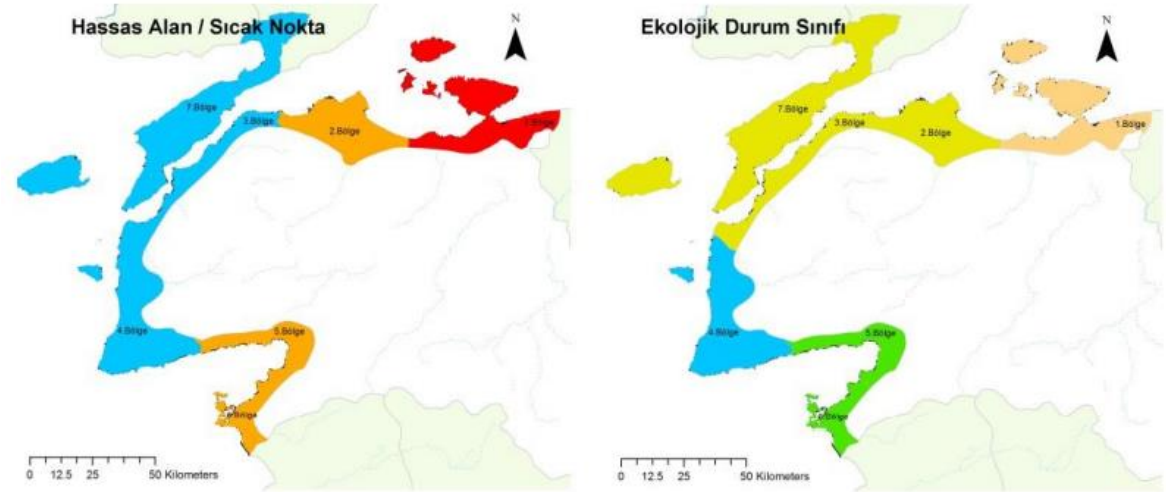


Kaynak: Dünya Nükleer Birliği, 2022

Deniz üstü rüzgar santrallerinin çevresel etki anlamında gürültü ve görüntü kirliliği, kuş ölümleri ve deniz habitatına etki gibi olumsuz etki potansiyelleri bulunmaktadır. Gürültü ve görüntü kirliliğinin önlenmesi kıyıdan uzaklığın azaltılması, yani sahilden yeteri miktarda uzakta kurulumun sağlanmasıyla bertaraf edebilecek bir etkidir. Bu çalışmada belirlenen Aday Bölge 5 ve Aday Bölge 6 için Gökçeada sahillerindeki turizm bölgelerinde gürültü ve görüntü kirliliğinin etkili olabileceği aday bölgelerdir. Gökçeada dünyada ilk ve tek cittaslow olarak belirlenen ada olması sebebiyle bu konunun önemi artmaktadır. Türkiye'de gürültü kontrol yönetmeliğine göre endüstri tesisleri için gündüz 65 db, akşam 60 db ve gece 55 db seviyesinde üst limit bulunmaktadır (Resmi gazete, 2022). Bu nedenle türbinlerin oluşturabileceği gürültü bu değerlerle sınırlı olmalıdır. Günümüzde üretilen rüzgar türbinlerinin gürültü seviyeleri 45 db civarındadır (Acoustic Ecology Institute). Bazı akustik uzmanları ve sağlıkçılar insan sağlığı açısından güvenli olabilmek için rüzgar türbinlerinden 2 km kadar uzaklıkta olmak gerektiğini belirtmişlerdir (Acoustic Ecology Institute). Bununla beraber, gürültü kirliliği rüzgar türbinlerinden 1 km kadar uzaklıkta 6-7 db kadar azalan ve kıyıdan uzaklaştıkça etkisini yitirebilecek bir seviyeye düşmektedir (Chiu vd., 2021). Ayrıca, gürültünün deniz habitatına olumsuz etki oluşturduğunu gösteren literatürde çalışmalar mevcuttur (Madsen vd., 2006). Bu etkilerin minimize edilmesi için kazık çakımı sırasında sürenin arttırılması, yumuşak başlangıç ve hız artırımı, kazık çevresinde hava balonu oluşturmak ve kazık çevresinde ses izolasyon malzemesi kullanılması önerilmiştir (Thomsen vd., 2006). Gürültü kirliliğinin haricinde görüntü kirliliği de kıyıdaki yaşam için meydana gelebilecek çevresel bir etkidir. Görüntü kirliliği için Danimarka'da bulunan Nysted Deniz Üstü Rüzgar Santrali için görüntü kirliliğinin turizme etkisi araştırılmıştır (Danish Energy Authority, 2006). Yapılan çalışma sonucunda kıyıdan 6.7 mil (10.7 km) kadar uzakta bulunan Nysted Deniz Üstü Rüzgar Santrali için kıyıda yaşayan halkın %80'i kendi açılarından bu santralin pozitif bir etki oluşturduğunu belirtmiştir (Danish Energy Authority, 2006). Kuş ölümlerinin azaltılması veya sıfıra indirgenmesi için aday bölgelerin belirlenmesi sırasında kuş göç yollarının 1 km etrafı bir dışlama kriteri olarak uygun alanlardan çıkarılmıştır. Deniz habitatına etki anlamında ön fizibilite çalışmasında yine balıkçılık bölgeleri bir dışlama kriteri olarak değerlendirilmiş olup belirlenen bölgelerde balıkçılık faaliyetleri araştırılmıştır. Buna göre

Çanakkale'de seçilen Gökçeada sahillerinde Uğurlu ve Kaleköy balıkçı limanları seçilen bölgelerin dışında olup sadece Kuzulimanı balıkçı limanı olarak seçilen bölgeye yakın bulunmakla beraber türbin yerleşimi bu liman içerisine dahil edilmemiştir. Balıkesir kıyılarında ise balıkçı limanı olarak nitelendirilebilecek ve belirlenen bölgeler içerisinde kalan bir balıkçı limanı bulunmamaktadır. Bunun yanında, yapılan bir araştırma neticesinde deniz kirliliğine hassas alanlar ve mevcut ekosistem durumları tespit edilmiştir (T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı). Şekil 77'de görüldüğü üzere Balıkesir açıkları deniz kirliliği açısından hassas tespit edilmiş olup, deniz ekosistemi açısından da ekolojik durumu zayıf olarak belirtilmiştir (T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı). Karabiga açıklarında deniz kirlilik hassasiyeti potansiyel hassas olarak belirtilmiş olup, deniz ekosistemi açısından orta durumda olduğu belirtilmiştir. Gökçeada ve anakara arasındaki kısımda deniz kirlilik hassasiyetinin az hassas olarak bulunduğu, ekolojik durum olarak da orta seviyede bulunduğu belirtilmiştir. Bahse konu çalışma literatürde bu bölgeler için deniz ekosistem durumu tespitine yönelik tespit edilen tek çalışma olmakla beraber veri toplama tarihleri 2009-2014 yılları arasını kapsadığını not etmek gerekir. Bu nedenle, daha detaylı bir çalışma olarak deniz canlılarına etki çalışmasının yapılmasının nihai fizibilite çalışması sırasında gerekli olduğu not olarak belirtilebilir.

Şekil 77: TR22 Bölgesi Kıyıları için Deniz Kirlilik Hassasiyeti ve Ekolojik Durumu Gösteren Harita



Kaynak: T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (Hassas Alan/Sıcak Nokta için: Kırmızı: Hassas, Turuncu: Potansiyel Hassas, Yeşil: İzleme Gerekli, Mavi: Az hassas. Ekolojik Durum Sınıfı için: Kötü: Kırmızı, Zayıf: Turuncu, Orta: Sarı, İyi: Yeşil, Yüksek: Mavi)

Rüzgar santralleri için 29 Temmuz 2022 tarihli ÇED yönetmeliğindeki değişiklikle beraber kapasite ve türbin adedine bakılmaksızın ÇED raporu hazırlanması zorunluluğu getirilmiştir (Resmi Gazete, 2022). Buna göre bu çalışmada belirtilen üç senaryo için de yatırımın hayata geçirilmesinden önce ÇED raporu olumlu sonucu alınması gerekmektedir.

Söz konusu yatırımın toplumsal gruplar (kadın, erkek, çocuk, genç, yaşlı vb.) üzerinde oluşturacağı parasallaştırılamayan olumlu veya olumsuz sosyal etkilerine bu bölümde yer verilecektir.

Deniz üstü rüzgar enerji sistemlerinin toplum üzerinde oluşturması muhtemel etkiler değerlendirilirken, toplumsal sosyal kabul anahtar kriter olarak kabul edilebilir. Toplumsal kabulde, bireylerin muhtemel deniz üstü rüzgar enerji sistemleri projelerine karşı tutumları dikkate alınmalıdır. Literatürdeki bazı çalışmalara bakıldığında, deniz üstü rüzgar enerji sistemlerinin karaya yakın bölgelerde kurulması bireyler üzerinde negatif görsel etki oluşturabilmektedir (Serpetsidika ve ark. 2022; Maslov ve ark. 2017). Bireyler üzerinde oluşabilecek bu negatif görsel etkinin ortadan kaldırılabilmesi için, deniz üstü rüzgar enerji sistemlerinin karadan yaklaşık 25 km uzaklıkta olması gerektiği bazı araştırmalar tarafından ortaya konulmuştur (Eliamep Offshore Report, 2020). Türkiye gibi deniz turizmi sektöründe önemli bir paya sahip olan ülkelerde, deniz üstü rüzgar enerji santrallerinin toplum üzerinde oluşturabileceği muhtemel etkileri, bireylerin katılım sağlayacağı

anket çalışmaları, sempozyumlar, tartışma programları gibi araçlar ile kapsamlı şekilde araştırılmalıdır. Buna göre bu çalışmada belirtilen üç senaryo için de yatırımın hayata geçirilmesinden önce toplumsal kabul çalışmalarının başlatılması faydalı olacaktır.

Deniz üstü rüzgar enerji sistemlerinin uzun ömürlü yatırımlar olduğu bilinmektedir. Bu uzun süreli yatırımların aşamalarında; projelerin hazırlanması, gerekli ekipmanların üretimi, tedarik edilmesi, taşınması, kurulum işlemleri, devreye alınması, işletilmesi ve bakım-onarım işlemleri insan gücüne dayalıdır. Bundan dolayı, deniz üstü rüzgar enerji sistemleri projelerinin hayata geçirilmesi beraberinde ciddi bir istihdam alanı da ortaya çıkaracaktır. Global Wind Energy Council (GWEC) tarafından yayımlanan “Global Offshore Wind Report 2020” raporuna göre, 25 yılın üzerindeki işletmede olacak deniz üstü rüzgar enerji sistemleri için MW başına 17.3 doğrudan iş potansiyeli oluşacağı tahmin edilmektedir. 2025 yılına kadar global ölçekte 51 GW kapasiteli yeni deniz üstü rüzgar enerji santrallerinin kurulacağı ön görüldüğünden, yaklaşık 900.000 iş kalemi ortaya çıkabileceği ifade edilmektedir (GWEC, 2020 Raporu). Bu yüksek kapasite, beraberinde yüksek istihdam oranını da getirecektir. Belirlenen bu öngörü doğrultusunda, gelecek yıllarda açılabilecek muhtemel istihdam alanlarında oluşabilecek ihtiyacı değerlendirebilecek personellerin yetiştirilmesi adına, eğitim merkezlerinin hayata geçirilerek ihtiyaca yönelik çalışmaların yapılması faydalı olacaktır.

KAYNAKÇA

Acoustic Ecology Institue. Erişim: https://aeinews.org/aeiarchive/docs/AEI%20Wind%20Turbine%20Noise%20FactSheet.pdf. 8 Ocak 2022.

Andersson, J.; Grönkvist, S. ''Large-scale storage of hydrogen'', Int. J. Hydrogen Energy 2019, 44, 11901–11919.

Bird Migration Paths, EU Birdmap. https://birdmap.5dvision.ee/EN/

Buttler, A.; Spliethoff, H. ''Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-togas and power-to-liquids: A review.'', Renew. Sustain. Energy Rev. 2018, 82, 2440–2454.

Cevasco, D. and Koukoura, S. and Kolios, A. J. 2021. Reliability, availability, maintainability data review for the identification of trends in offshore wind energy applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 136. 110414. ISSN 1364-0321

Chiu, CH., Lung, SC.C., Chen, N. et al. Effects of low-frequency noise from wind turbines on heart rate variability in healthy individuals. Sci Rep 11, 17817 (2021). https://doi.org/10.1038/s41598-021-97107-8

Copernicus Land Monitoring Service (CLC) 2018, Land Map View Data. https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover/clc2018

Danish Energy Authority. Offshore Wind Farm and the Enviroment. 2006. Erişim: https://naturstyrelsen.dk/media/nst/Attachments/havvindm_korr_16nov_UK.pdf

Devlet Hava Meydanları İşletmeciliği, Kanun ve Yönetmelikler. https://www.dhmi.gov.tr/Sayfalar/KanunveYonetmelikler.aspx

Doosan starts installation of hydrogen-fueled 50 MW fuel cell power plant in South Korea. Fuel Cells Bull. 2018, 2018, 1.

DP World. https://www.dpworld.com/tr/yarimca/about-us/who-we-are

Dünya Bankası. 2019. Expanding Offshore Wind to Emerging Markets. Erişim: https://documents1.worldbank.org/curated/en/716891572457609829/pdf/Going-Global-Expanding-Offshore-Wind-To-Emerging-Markets.pdf

Dünya Nükleer Birliği. 2022. Carbon Dioxide Emissions From Electricity. Erişim: https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/carbon-dioxide-emissions-from-electricity.aspx

EBRD. Erişim: https://www.ebrd.com/documents/comms-and-bis/psd-44717.pdf

Eliamep Offshore Report, 2020. Greece Offshore Wind projects. ttps://www.eliamep.gr/en/publication

Empire Engineering 2020, https://www.empireengineering.co.uk/the-frontier-between-fixed-and-floating-foundations-in-offshore-wind/

Empire Engineering 2021, https://www.empireengineering.co.uk/monopile-jacket-or-floater-how-do-i-pick-the-right-option-for-my-offshore-wind-project/

ETKB. 2021. Türkiye Rüzgar Potansiyeli. Erişim: https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-ruzgar#:~:text=T%C3%BCrkiye%20r%C3%BCzg%C3%A2r%20enerjisi%20potansiyeli%2048.000,%2C30'una%20denk%20gelmektedir.

European Marine Observation Data Network (EMODNET), Bathymetry Map, 2020. https://www.emodnet-bathymetry.eu/

European Marine Observation Data Network (EMODNet), Human Activities. https://www.emodnet-humanactivities.eu/view-data.php

Feng, Y. and Tavner, P.J. and Long, H. 2010. Early experiences with UK Round 1 offshore wind farms. Proceedings of the Institution of Civil Engineers : energy., 163 (4). pp. 167-181

Fischetti, M., & Pisinger, D. (2018). Optimal wind farm cable routing: Modeling branches and offshore transformer modules. Networks, 72(1), 42-59. https://doi.org/10.1002/net.21804

Fitch; Offshore Wind Outlook Webinar, 27 Ekim 2022

Gaertner vd. (2020). Definition of the IEA 15 MW Offshore Reference Wind Turbine . Tech. rep. Published: NREL/TP-75698. International Energy Agency. https://www.nrel.

Gallardo, F.I.; Ferrario, A.M.; Lamagna, M.; Bocci, E.; Garcia, D.A.; Baeza-Jeria, T.E. ‘’A techno-economic analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama desert to Japan’’, Int. J. Hydrogen Energy 2021, 46, 13709–13728.

Gkeka-Serpetsidaki, Pandora, Stylianos Papadopoulos, and Theocharis Tsoutsos. "Assessment of the visual impact of offshore wind farms." *Renewable Energy* 190 (2022): 358-370.

Global Wind Atlas (GWA). 2022. Mean Wind Speed Data. https://globalwindatlas.info/en

Global Wind Energy Council, Global Offshore Wind Report, 2020. https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2020.pdf

GWEC. 2022. Global Wind Report 2022. Erişim: https://gwec.net/global-wind-report-2022/

Guo, Y.; Li, G.; Zhou, J.; Liu, Y. ‘’Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis’’, IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 2019, 371, 042022

Güney Marmara Kalkınma Ajansı, TR22 Bölgesi 2014-2023 Bölge Planı, Yenilenebilir Enerji Sektörü Analizi & Ar-Ge ve Yenilik Stratejisi, 2020

Hydrogenics. Large Scale PEM Electrolysis: Technology Status and Upscaling Strategies, Erişim: http://hybalance.eu/wp-content/uploads/2019/10/Large-scale-PEM-electrolysis.pdf

IRENA. Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition. 2018. Erişim: https://irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power.

IEC 61400, International Electrotechnical Commission. (2019). Wind energy generation systems-Part 1: Design requirements. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland.

ITC Trade Map

İzmir Kalkınma Ajansı, Rüzgar Enerjisi Sektörü ve İzmir Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi Yol Haritası Raporu, 2021

Jiang, Z. Installation of offshore wind turbines: A technical review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 139, April 2021, 110576

Khzouz, M., Gkanas, E. I. , 2020, ''Hydrogen Technologies for Mobility and Stationary Applications'', IntechOpen, London. 10.5772/intechopen.91676.

Kıldır, Ö (a). Looking Through the Project Finance Market for European Offshore Wind to Form a Basis for Turkish Offshore Wind Project Finance Structures (1), Rüzgar Enerjisi Dergisi Sayı 23

Kıldır, Ö (b). Looking Through the Project Finance Market for European Offshore Wind to Form a Basis for Turkish Offshore Wind Project Finance Structures (2), Rüzgar Enerjisi Dergisi Sayı 24

Leybourne, M.; Offshore Wind Technical Assistance for Türkiye, Marentech Expo, 26 Ekim 2022, İzmir

Maandal, G. L. D., Tamayao-Kieke, M. A. M., & Danao, L. A. M. (2021). Techno-Economic Assessment of Offshore Wind Energy in the Philippines. *Journal of Marine Science and Engineering*, *9*(7), 758.

Maden Tetkik Arama, Yenilenmiş Aktif Fay Hattı Haritası. https://www.mta.gov.tr/v3.0/hizmetler/yenilenmis-diri-fay-haritalari

Madsen, P. T., Wahlberg, M., Tougaard, J., Lucke, K., & Tyack, A. P. (2006). Wind turbine underwater noise and marine mammals: implications of current knowledge and data needs. *Marine ecology progress series*, *309*, 279-295.

Maslov, Nicolas, et al. "Method to estimate the visual impact of an offshore wind farm." *Applied Energy* 204 (2017): 1422-1430.

McKinsey, Renewable-energy development in a net-zero world: Overcoming talent gaps, 2022

Melaina, M.W.; Antonia, O.; Penev, M. Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. Tech. Rep.2013

Meyers, J., & Meneveau, C. (2012). Optimal turbine spacing in fully developed wind farm boundary layers. Wind energy, 15(2), 305-317.

Mortensen, N. G.; Davis, N., Badger, J; Hahhman, A. N. 2017. Global Wind Atlas – Validation and Uncertainty. Erişim: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/132511681/Global_Wind_Atlas_validation_DTU_Wind_Energy.pdf

Navionics, Marine and Lake Charts, Online Accessible, https://www.navionics.com/usa/charts/

NREL (2021) Overview of Fixed-Bottom Offshore Webinar, https://www.nrel.gov/wind/fixed-bottom-offshore-webinar.html

Öztürk, S., & Karipoğlu, F. 2022. Determining suitable container ports for offshore wind farms based on geographical information system-analytic hierarchy process: a case study of Marmara Sea. *Arabian Journal of Geosciences*, *15*(1), 1-12.

Parkison, S., Kempton, W, 2022. Marshaling ports required to meet US policy targets for offshore wind power, Energy Policy,163, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112817.

Pedersen, M. M., & Larsen, G. C. (2020). Integrated wind farm layout and control optimization. Wind Energy Science, 5(4), 1551-1566.

Resmi Gazete. 2022. Çevresel Gürültü Kontrol Yönetmeliği. Erişim: https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/11/20221130-1.htm

Qazi, Umair Yaqub. "Future of hydrogen as an alternative fuel for next-generation industrial applications; Challenges and expected opportunities." Energies 15.13 (2022): 4741.

Quarton, C.J.; Samsatli, S. Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? Renew. Sustain. Energy Rev. 2018, 98, 302–316.

Resmi Gazete. 2022. Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği. Erişim: https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/07/20220729-2.htm

Safari, Farid, and Ibrahim Dincer. "A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production." Energy Conversion and Management 205 (2020): 112182.

Sapountzi, Foteini M., et al. "Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas." Progress in Energy and Combustion Science 58 (2017): 1-35.

Seyir Hidrografi ve Oşinografi Daire Başkanlığı, Denizcilere İlanlar Yıllığı, 2021. Eğitim ve Atış Alanları. https://www.shodb.gov.tr/shodb_esas/orj/2021_YILIK_e5be1.pdf

Shields, M., Duffy, P., Musial, W., Laurienti, M., Heimiller, D., Spencer, R., & Optis, M. (2021). The Costs and Feasibility of Floating Offshore Wind Energy in the O'ahu Region. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80808.pdf

Stevens, R. J., Hobbs, B. F., Ramos, A., & Meneveau, C. (2017). Combining economic and fluid dynamic models to determine the optimal spacing in very large wind farms. *Wind Energy*, *20*(3), 465-477.

T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. Balıkesir-Çanakkale illeri (TR22 Düzey II Bölgesi) Bütünleşik Kıyı Alanları Planlaması Araştırma Raporu.

T.C. Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, Bölgesel Yatırım Teşviklerinin Türkiye Ekonomisi Üzerindeki Etkisi, 2021.

TEİAŞ. 2022. Santral Kurulu Güç Raporları. Erişim: https://www.teias.gov.tr/kurulu-guc-raporlari

The Future of Hydrogen, 2019, Teknik rapor, IEA, Erişim: https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

Thomsen, F., Lüdemann, K., Kafemann, R., & Piper, W. (2006). Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish. *Biola, Hamburg, Germany on behalf of COWRIE Ltd*, *62*, 1-62.

Tsai, L., Kelly, J. C., Simon, B. S., Chalat, R. M., & Keoleian, G. A. (2016). Life Cycle Assessment of Offshore Wind Farm Siting: Effects of Locational Factors, Lake Depth, and Distance from Shore. *Journal of Industrial Ecology*, *20*(6), 1370-1383.

TÜREB. 2022. Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu - 2022 Ocak. Erişim: https://tureb.com.tr/yayinlar/turkiye-ruzgar-enerjisi-istatistik-raporlari/5

Türkiye Liman İşletmecileri Derneği (TÜRKLİM), Üye Limanlar, 2022. https://www.turklim.org/uye-limanlar/

Türkiye Sınai Kalkınma Bankası, Deniz Üstü RES Bilgilendirme Notu, 2021

US Department of Energy, Offshore Wind Market Report, 2022

Offshore Wind Market Report, 2022, U.S. Department of Energy, https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/offshore-wind-market-report-2022-v2.pdf

UTİKAD. 2016. Erişim: https://www.utikad.org.tr/Detay/Sektor-Haberleri/13657/petlim-konteyner-terminali-eylulde-aciliyor

Vinhoza, A., & Schaeffer, R. (2021). Brazil's offshore wind energy potential assessment based on a Spatial Multi-Criteria Decision Analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 146, 111185.

Wang, R. R., et al. "Hydrogen direct reduction (H-DR) in steel industry—An overview of challenges and opportunities." Journal of Cleaner Production 329 (2021): 129797.

WindEurope (a), Financing and Investment Trends, 2021

WindEurope (b), Wind Energy in Europe, 2021

Wood, A.; He, H.; Joia, T.; Brown, C.C. ‘’Reversible solid oxide fuel cell development at versa power systems’’. ECS Trans. 2015, 66,23

WFO, World Forum Offshore Wind, Financing Offshore Wind, 2022

Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., & Hissel, D. (2021). Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 146, 111180.

[URL1] https://www.yatirimadestek.gov.tr/yatirimci-sozlugu

[URL2] https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2021/01/20210130.pdf

[URL3] https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2021/01/20210130-9.pdf

[URL4] https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Finance-and-Investment/Investment-trends

[URL5] https://about.bnef.com/blog/vestas-leaves-competitors-trailing-as-wind-industry-posts-another-record-year-of-almost-100-gigawatts/

[URL6] https://tureb.com.tr/sanayi-katalogu/mobile/index.html

[URL7] https://www.sbb.gov.tr/buyume/

[URL8] https://data.tuik.gov.tr/Kategori/GetKategori?p=Nufus-ve-Demografi-109

[URL9] https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/ENTAP/114176-turkiye_elektrik_enerjisi_talep_projeksiyonu_raporu.pdf

[URL10] https://bilimteknik.tubitak.gov.tr/system/files/makale/epoksi.pdf

[URL11] https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-ruzgar

[URL12]: https://docplayer.biz.tr/11402506-Teias-genel-mudurlugu.html.

[URL13]: https://www.gokceadarehberim.com/nm-R%C3%BCzgar_S%C3%B6rf%C3%BC-cp-115

[URL14]: https://www.1915canakkale.com/

[URL15]: https://www.icdas.com.tr/pages/8919/2723/t/tr-TR/Kuru_Havuz.aspx

[URL16]: https://www.toyota.com/mirai/

[URL17]: https://fuelcellsworks.com/news/daesan-hydrogen-fuel-cell-power-plant-completed-with-help-of-doosan-fuel-cells/

[URL18]: Erişim: https://hydeploy.co.uk/

[URL19]: Erişim: https://flexnconfu.eu/demonstration/

[URL20]: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021/executive-summary

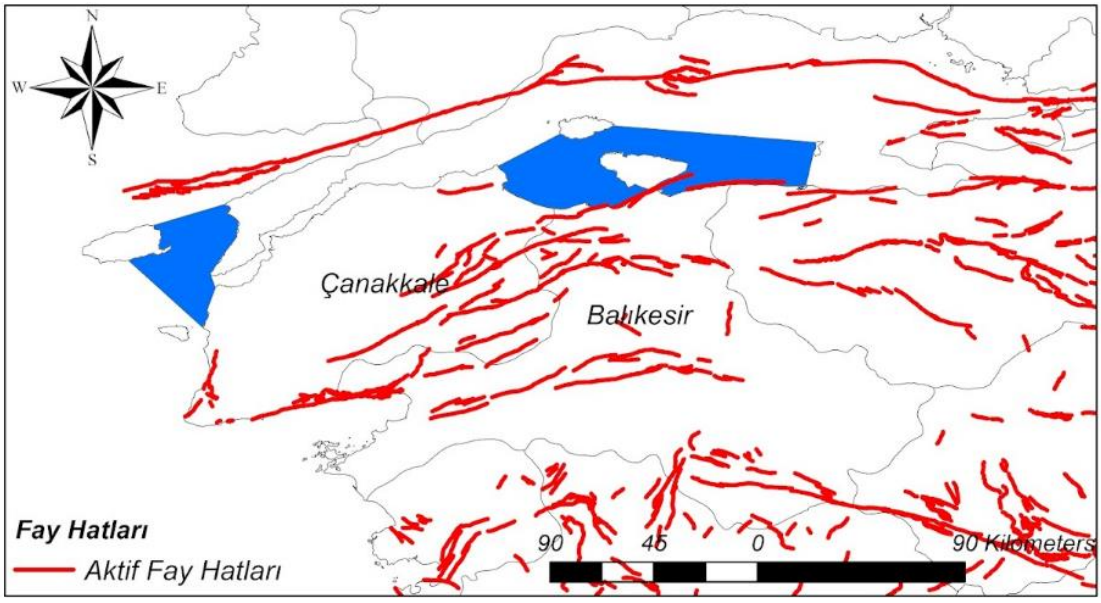
[URL21]: https://www.bls.gov/green/wind_energy/

[URL22]: https://www.statista.com/statistics/1267500/eu-monthly-wholesale-electricity-price-country/

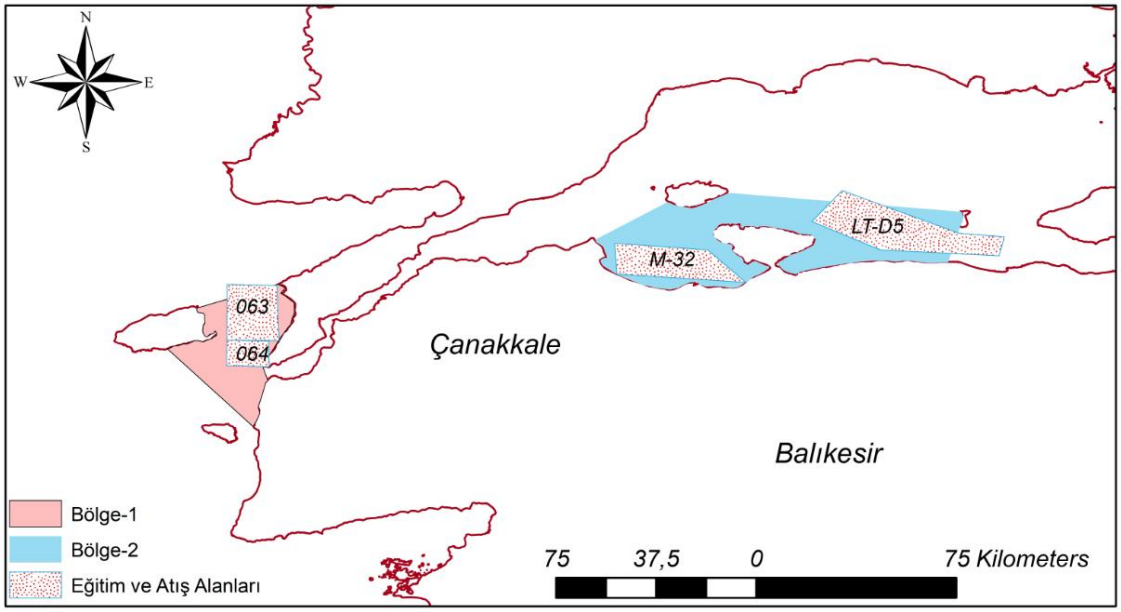
[URL23]: http://www.worldgovernmentbonds.com/cds-historical-data/turkey/5-years/

EKLER-Destekleyici Dokümanlar

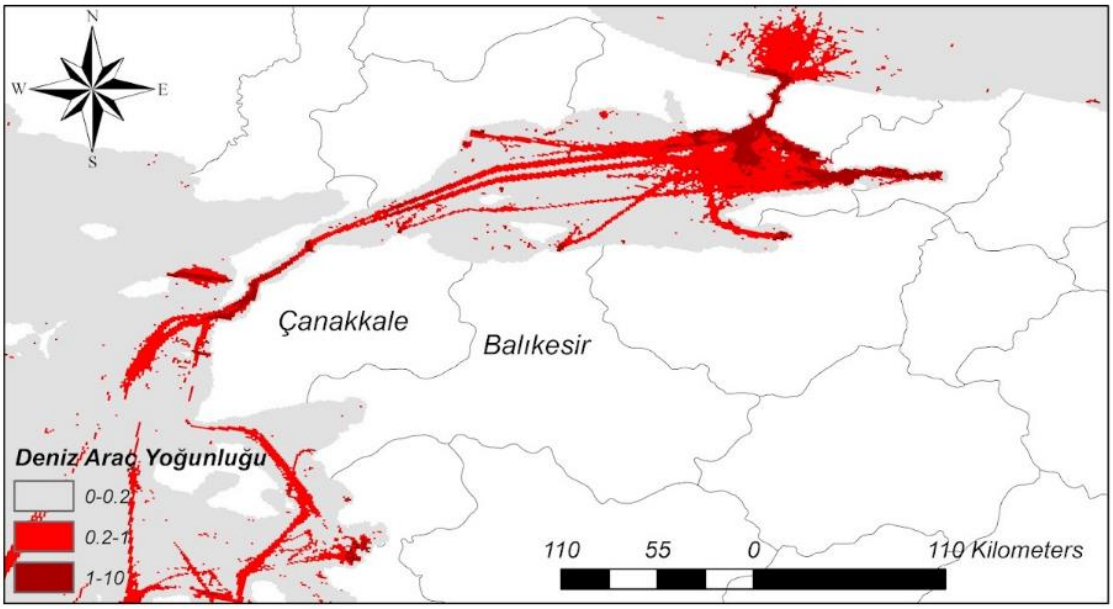
EK-1: Aktif Fay Hattı Dağılım Haritası



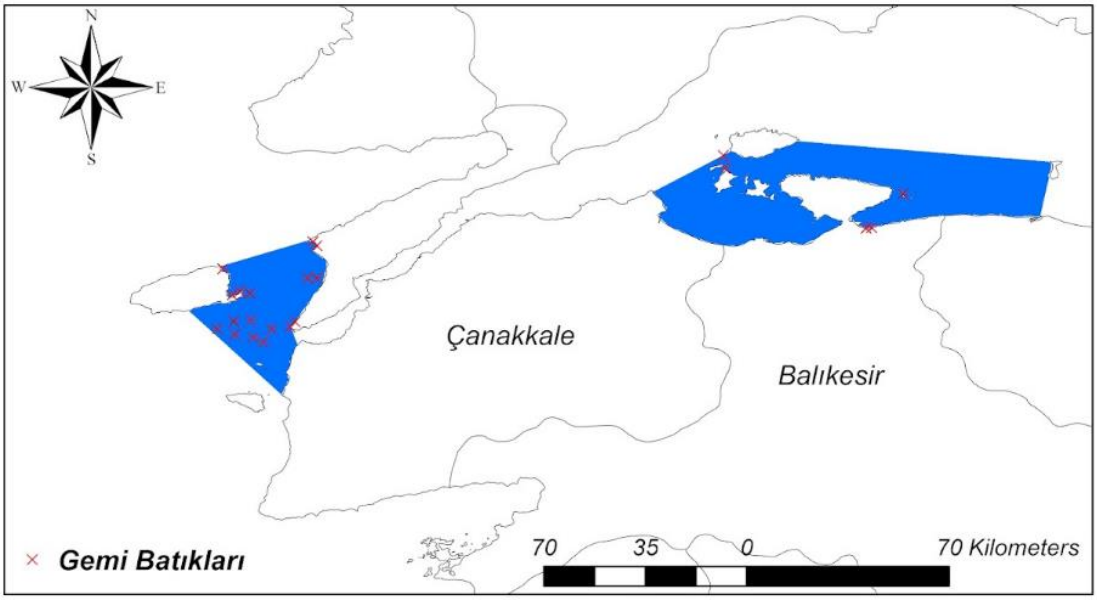
EK-2: Askeri Eğitim ve Atış Alanları



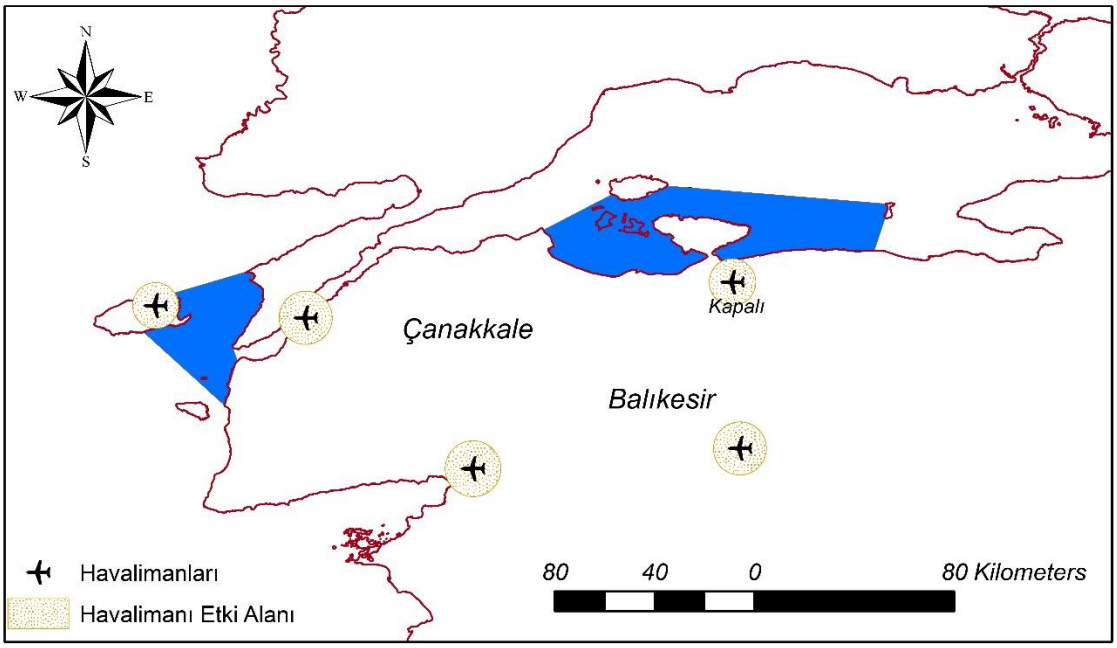
EK-3: Deniz Araç Yoğunluğu



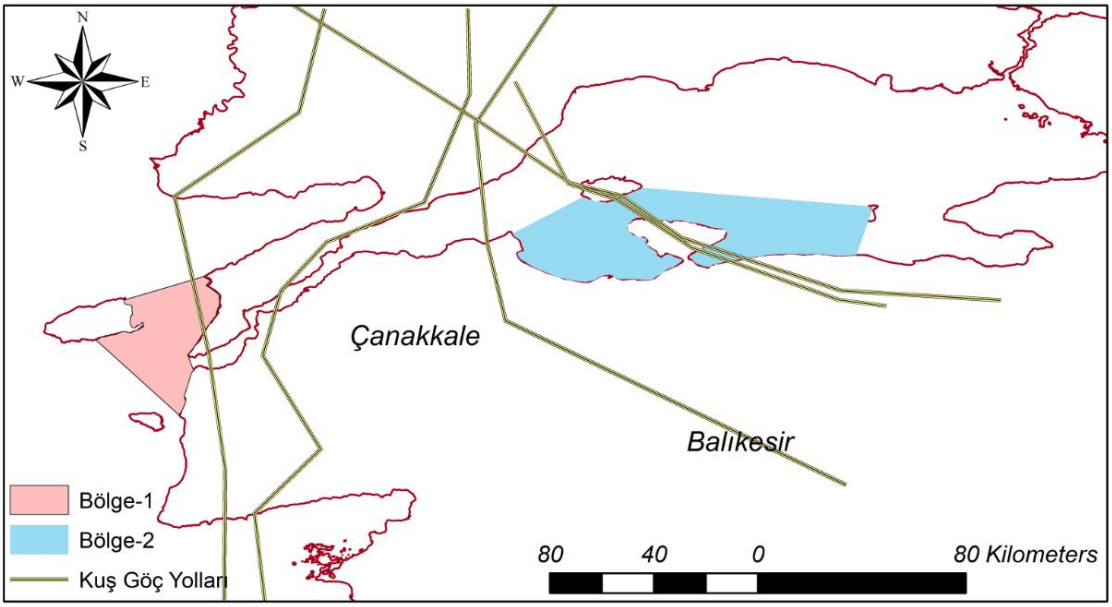
EK-4: Muhtemel Gemi Batıklarının Tahmini Konumları



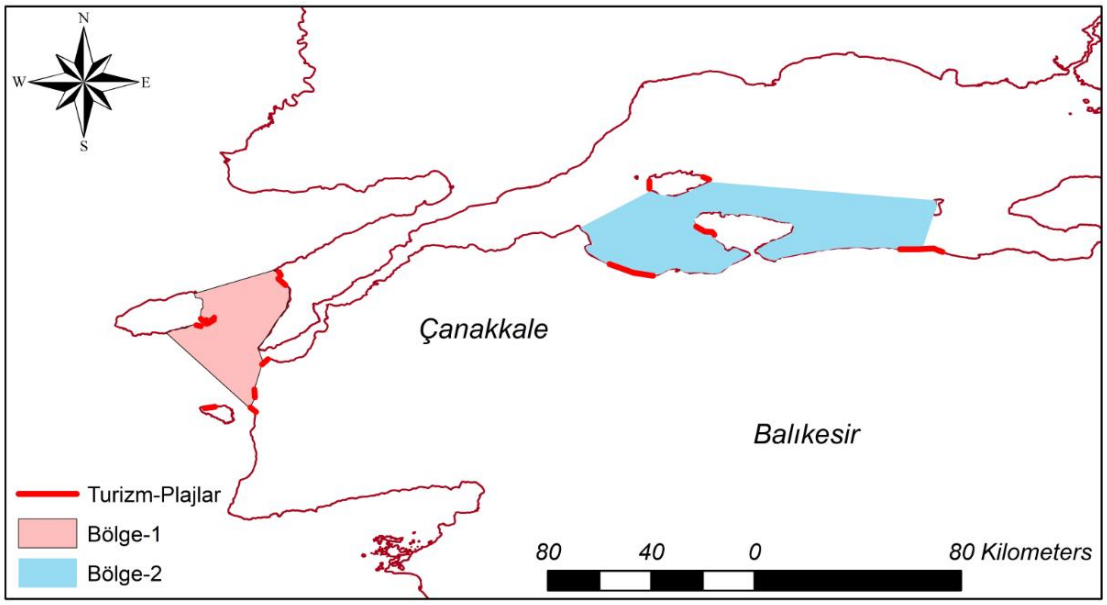
EK-5: Mevcut Havalimanları



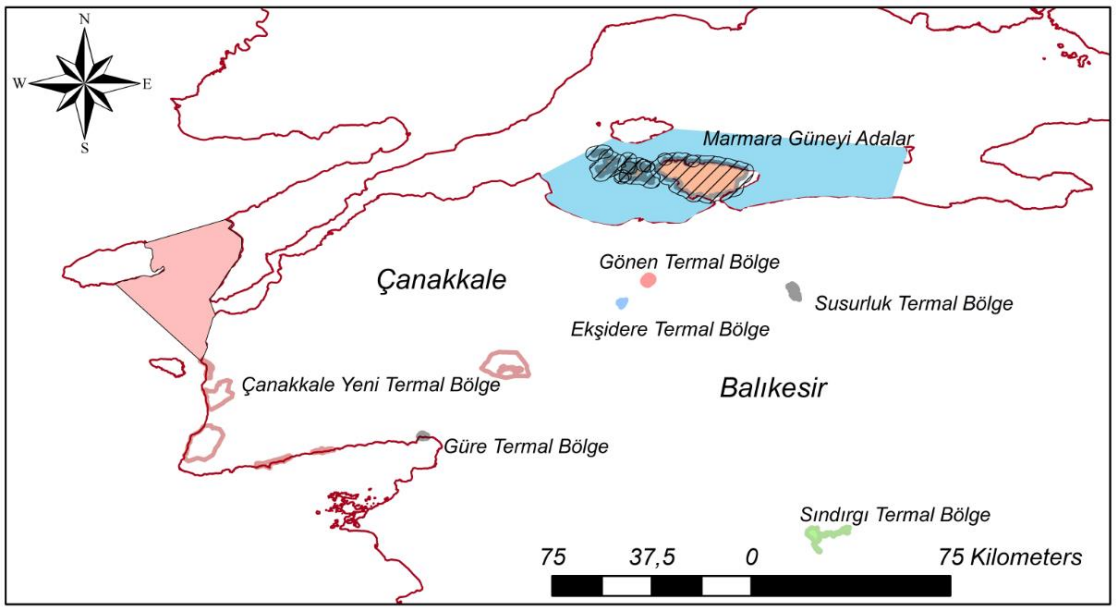
EK-6: Kuş Göç Yolları



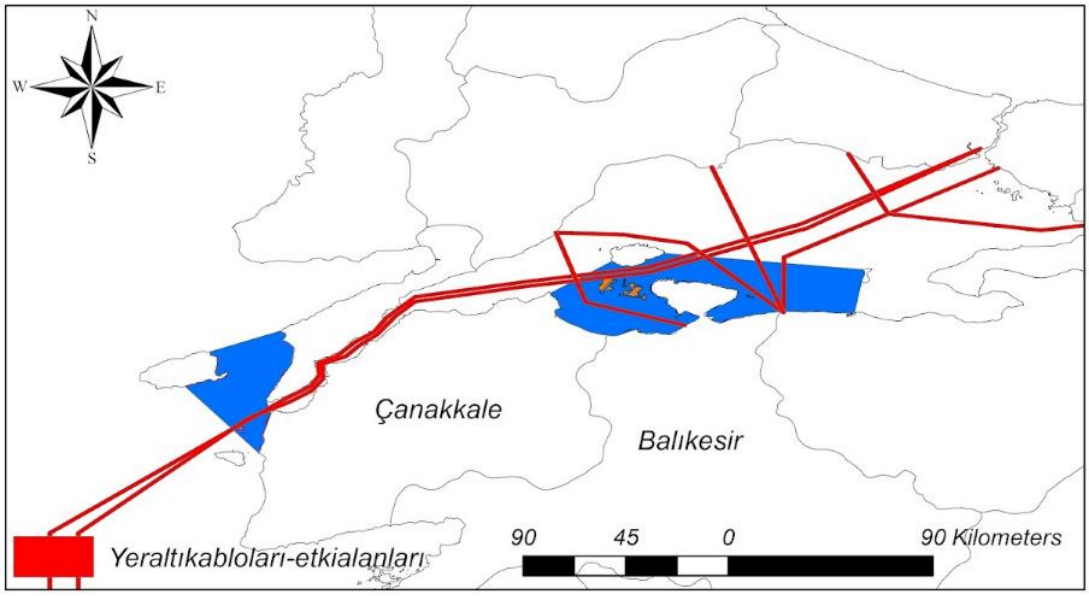
EK-7: Sahil Şeritleri (CLC-2018 Verilerine Göre)



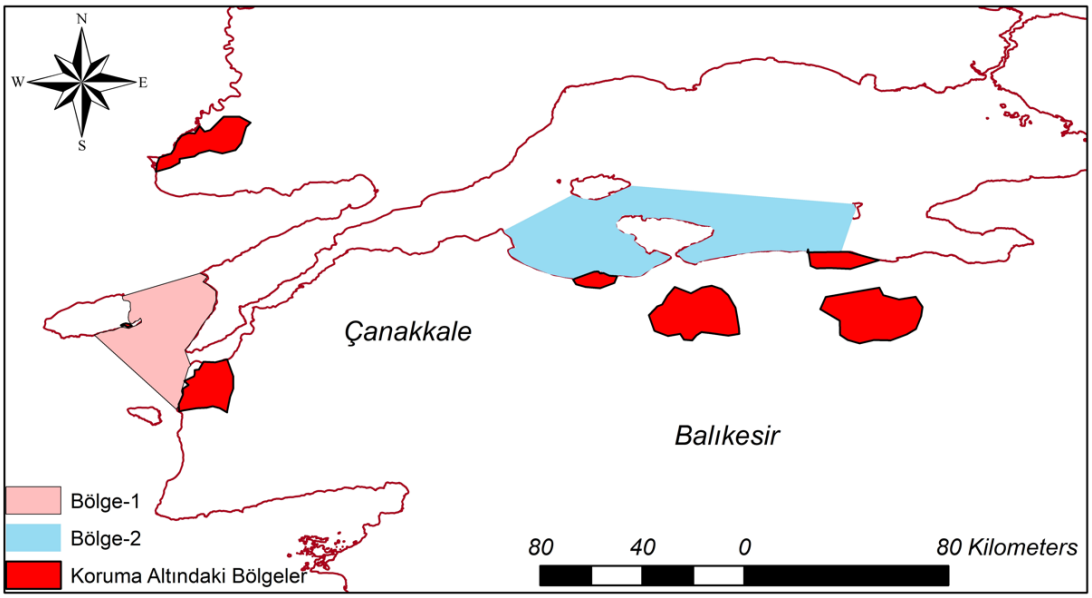
EK-8: TR22 Bölgesindeki Turizm Merkezleri Koruma ve Gelişim Bölgeleri



EK-9: Yeraltı İletişim Hatları



EK-10: Koruma Altındaki Bölgeler (Tabiatı Koruma Alanları, Yaban Hayatı Geliştirme Alanları ve Sulak Alanlar)



EK-11: Veri talep edilen kurum ve kuruluşlar

Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı

Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü

Devlet Hava Meydanları İşletmesi

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Enerjisa

Karayolları Genel Müdürlüğü

Kültür ve Turizm Bakanlığı

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü

Milli Savunma Bakanlığı

Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı

Tarım ve Orman Bakanlığı Balıkesir İl Müdürlüğü

Tarım ve Orman Bakanlığı Çanakkale İl Müdürlüğü

TÜBİTAK Bilişim ve Bilgi Güvenliği İleri Teknolojiler Araştırma Merkezi Başkanlığı

Türk Deniz Kuvvetleri Seyir Hidrografi ve Oşinografi Dairesi Başkanlığı

Türk Hava Kuvvetleri Komutanlığı

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

Ulaştırma ve Altyapı Bakanlığı Denizcilik Genel Müdürlüğü

Bu proje kapsamında veri paylaşmında bulunan tüm kurum ve kuruluşlara teşekkür ederiz.

Paşa Alanı, A. Gaffar Okkan Cd. No: 36/1, 10020 Karesi/BALIKESİR
Tel: 0 (266) 246 10 00 – Faks: 0 (266) 246 17 00
E-posta: info@gmka.gov.tr | www.gmka.gov.tr

Güney Marmara Kalkınma Ajansı Yayınları Bedelsizdir, Satılmaz.