Rüzgâr Türbini Yükseklik Değişiminin Hibrit Güç Sistemi Fizibilitesine Yansıması
Effects of Wind Turbine Height Variation on Hybrid Power System Feasibility

Zafer Öztürk[1], Musa Terkeş[2], Cenk Andiç[3], Ali Öztürk[1], Belgin Türkay[3]

[1]Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Düzce Üniversitesi
zafer14034@ogr.duzce.edu.tr , aliozturk@duzce.edu.tr

[2]Elektrik Mühendisliği Bölümü
Yıldız Teknik Üniversitesi
musa_terkes@yildiz.edu.tr

[3]Elektrik Mühendisliği Bölümü
İstanbul Teknik Üniversitesi
andic18@itu.edu.tr , turkayb@itu.edu.tr

Özet

Karbon nötrlüğü planlarında, hibrit güç sistemleri (HGS) profesyonel tüketicilerin artan popülaritesi için kritik öneme sahiptir. Yüksek rüzgâr potansiyeline sahip bölgeler için, farklı amaç fonksiyonlarına sahip optimizasyon çerçevelerinde rüzgâr enerjisinin hassas bir şekilde incelenmesi, baskın güneş enerjisi piyasasına karşı rekabeti artıracaktır. Bu çalışmada, yüksek rüzgâr potansiyeline sahip çeşitli vaka alanlarında bulunan HGS'ler, yerel elektrik talebi ve minimum maliyet hedefleri doğrultusunda en uygun şekilde boyutlandırılmıştır. Optimum boyutların fizibilite sonuçları, esnek ve kısıtlı elektrik satışları dikkate alınarak artan rüzgâr türbin (RT) göbek yüksekliklerinin etkileri için değerlendirilmiştir. Sonuçlar, Gemlik ve Çanakkale'nin daha yüksek RT yüksekliklerinin performansı minimize ve maksimize edeceğini göstermektedir. Ayrıca, daha yüksek RT yüksekliklerinin karbon emisyonlarını 930,1 ton/yıla kadar artıracağı, elektrik satışlarının %40 oranında kısıtlanmasının ise elektrik fazlasını %21,4'e kadar artıracağı ve yenilenebilir oranı %7,5'e kadar düşüreceği kanıtlanmıştır.

Anahtar Kelimeler: *Göbek yüksekliği, hibrit güç sistemi, iklim çeşitliliği, optimizasyon, rüzgâr türbini*.

Abstract

In carbon neutrality plans, hybrid power systems (HPS) are critical to the growing popularity of prosumers. For regions with higher wind potential, a sensitive study of wind energy in optimization frameworks with different objective functions will enhance competition against the dominant solar market. In this study, HPSs located at various case areas with higher wind potential are optimally sized for community electricity consumption and minimum cost objectives. The feasibility results of the optimum sizes are evaluated for the effects of increasing wind turbine (WT) hub heights considering flexible and constrained electricity sales. The results show that higher WT heights in Gemlik and Çanakkale will optimize performance. It has also been proven that higher WT heights will increase carbon emissions up to 930.1 tons/yr, while restricting electricity sales by 40% will increase the excess electricity by up to 21.4% and reduce the renewable fraction by up to 7.5%.

Keywords: *Climate diversity, hybrid power system, hub height, optimization, wind turbine.*

1. Giriş

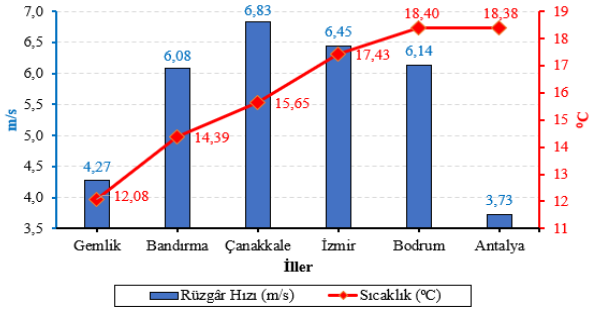
Yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim profilleri, geleneksel kaynaklara ek olarak enerji depolama sistemleri (EDS) ile entegrasyonu kritik hale getirmiştir. Bu hibrit güç sistemleri (HGS) çözümleri, iklim duyarlılığı, teknoloji ve sermaye maliyetlerine dayalı ekonomik sonuçlar vaat etmek için en uygun şekilde boyutlandırılmalıdır. Özellikle yüksek rüzgâr potansiyeline sahip bölgelerde rüzgâr türbinlerinin (RT) etkin kullanımı, sanılanın aksine yüksek yatırım maliyetlerinin önemli bir engel teşkil etmeyeceğini kanıtlayabilir. Rüzgâr hızlarının değişkenliği, optimizasyon hedefini doğrudan etkileyerek paydaşların RT'ye yaklaşımını önemli ölçüde değiştirebilir. Ayrıca, gelişen teknoloji ile türbin yüksekliklerinin artması, rotor çaplarının yükselmesi, teşvikler ve üretici olma nedeniyle yatırım maliyetlerinin giderek düşmesi, güvenilir, optimum planlama ve fizibilite analizleri elde etmek için yatırımcı risklerini artırmaktadır. Rüzgar hızlarının net bugünkü maliyetini (NPC) ve birim enerji maliyetini (LCOE) hassas bir şekilde etkilediği düşünülmektedir, ancak yaygın inanışın aksine, 7 ila 9 m/s rüzgar hızları bu fikri ortadan kaldırmaktadır [1]. Ancak [2]'de, 2 kWh/m^2/gün üzerindeki güneş radyasyonu ve 5 m/s üzerindeki rüzgar hızlarının 2 tondan fazla CO_2 emisyonunu ortadan kaldırabileceğini vurgulamaktadır. Farklı bir görüş ise, rüzgar hızından bağımsız olarak, artan güneş ışınımında %4,6'dan daha az zemin yansımasına sahip bölgelerin RT benimsenme olasılığını azalttığı yönündedir [3]. Ancak bu, rüzgâr ve radyasyon hassasiyetini ele alan kesin yargılar anlamına gelmez. Potansiyel güneş radyasyonu ve rüzgâr hızı değişiklikleri ekonomik sistem koşullarını önemli ölçüde etkileyecektir. Örneğin, güneş radyasyonunda ve rüzgâr hızında %20'lik bir azalma NPC'de %25,85 ve %38,30'a varan bir artışa yol açar [4]. %25'e kadar azalan rüzgar hızı, LCOE'yi %69'a kadar yükseltir [5]. Buna karşılık ±%30'luk bir artış, birim enerji maliyetlerini %38,8'e kadar değiştirebilir ve güneş radyasyonundan %32 daha baskın bir duyarlılığa sahiptir [6]. Daha yüksek yakıt fiyatlarında rüzgar hızında 3 m/s'lik bir artış, LCOE ve NPC'yi %5,4 ve %4,8'e kadar azaltabilir [7]. Ayrıca, güneş radyasyonundaki 1 kWh/m^2/gün'lük artışın LCOE ve NPC üzerindeki etkisi, 2 m/s rüzgar hızına kıyasla %3,43'e kadar daha düşüktür [8]. Rüzgar hızındaki 4 m/s'lik bir artış, daha yüksek güneş radyasyonunun aksine, özellikle daha düşük güneş radyasyonuna sahip

bölgelerde, RT kurulum potansiyelinin artması nedeniyle LCOE'yi %3,4'e kadar azaltabilir [9]. Bununla birlikte, talep ve iklim potansiyelindeki farklılık göz önüne alındığında, [10]'daki araştırmacılar, rüzgar hızının aksine güneş radyasyonundaki olası bir artışın LCOE'yi %3'e kadar azaltabileceğini vurgulamaktadır. Rüzgâr hızlarındaki olası hassasiyetlerin ana nedenlerinden biri RT'lerin göbek yüksekliğidir. Özellikle, daha düşük özgül değerlere ve daha yüksek göbek yüksekliklerine sahip modern türbinler, rotor kurulum yoğunluğunu azaltarak daha yüksek yatırım maliyetlerine yol açabilir. Bununla birlikte, sağladıkları daha yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeli nedeniyle katı arazi kullanım kısıtlamalarının üstesinden gelebilirler [11]. Öte yandan, RT'ler için göbek yüksekliğinin 50 ve 100 m artırılması, arazinin daha düşük pürüzlülüğü ve daha yüksek irtifalarında rüzgâr hızındaki düşük verimlilik ve toplam kapasitede çalışma sorunları nedeniyle sermaye maliyetini 400 ve 850 €/kW artıracaktır [12]. RT göbek yüksekliklerinde olası 30 m'lik bir azalma, LCOE ve NPC'yi %6,5 ve %4,91'e kadar artırırken yenilenebilir oranı (RF) %1 azaltır [13]. Buna karşılık, göbek yüksekliğinin 20 m artırılması LCOE ve NPC'yi %5,61 ve %6,43'e kadar azaltacaktır [14]. Özellikle, 500, 1000, 1500 ve 2000 m yükseklik artışları yıllık enerji üretimini %3,1, %6,21, %9,3 ve %12,53 azaltırken, LCOE'yi %3,33, %6,6, %10,1 ve %13,75 artırmaktadır. Yükselen rakımla birlikte artan rotor çapları, azalan hava yoğunluğu ve artan rüzgar hızları nedeniyle daha yüksek nominal güç ihtiyacını karşılayamaz ve yıllık enerji üretiminde düşüşe yol açar [15]. Özellikle Doğu (E), Batı (W), Kuzey (N) ve Güney (S) yönlerine bakan RT kurulumlar, göbek yüksekliğini artırmanın etkilerini değiştirebilir. Örneğin, Güney (S) bölgeleri için, göbek yüksekliğini artırmanın LCOE'yi %6'ya kadar daha fazla azaltabilir [16]. Özellikle Almanya'nın karadaki rüzgar tesislerine yönelik yönetmeliğinde, göbek yüksekliğinin artırılmasının uygun yatırımlar sağlamayacağı ve daha düşük göbek yüksekliklerinin tercih edilme eğiliminde olduğu vurgulanmaktadır [17]. Rüzgâr hızı ve RT göbek yüksekliğinin yanı sıra, RT teknolojisinin geliştirilmesi ve yatırım indirimlerinin planlanması, optimizasyon çerçevesinde karadaki rüzgâr tesislerine yönelik güvenilir bir strateji için çok önemlidir. RT için kapasite faktöründe %9'a varan bir artış, LCOE'yi 0,09 $/kWh'ye kadar yükseltebilir. Bununla birlikte, uygun teknoloji (Gamesa G114/2 MW, 125 m göbek yüksekliği) marjinal elektrik fiyatlarıyla rekabet edebilecek bir finansal avantaj sağlamaktadır [18]. Özellikle elektrikli araç şarj istasyonları için Altema WT-500 kW, 47 m rotor çapı ve 50 m göbek yüksekliği ile en yüksek enerji üretimini sunar [19]. Bununla birlikte yük talebindeki düşük değişkenlik göz önüne alındığında ve aktif ve pasif rüzgâr hızları ile masraflar değerlendirildiğinde, FL100 kW optimum türbin teknolojisi daha fazla destek görmektedir [20]. Öte yandan, ülke pazarına bakıldığında, yeni teknolojinin sağlayacağı %30'luk fiyat indirimi, daha düşük fotovoltaik panel (PV) harcamaları için 1.412 $'lık bir kârlılık vaat ederken, daha yüksek PV harcamaları için tasarruf 1.588 $'a kadar çıkacaktır [21]. Yatırımlarda %10'luk bir azalma LCOE'yi 0,05 $/kWh'ye kadar düşürebilir [22]. Ancak [23]'teki araştırmacılar, güvenilirlik için yatırım maliyetlerindeki %20'lik bir artış veya azalışın LCOE'yi %1'den daha az etkileyeceğini vurgulamaktadır.

Genellemeler ve ilgili hassasiyetlerin etkileri literatürde yaygın olsa da çoğu çalışma elektrik satış kısıtları altında farklı kurulum ve iklim bölgelerini veya RT göbek yüksekliklerini dikkate almamıştır. Bu çalışma, Türkiye'de yüksek rüzgâr potansiyeline sahip 6 örnek il için minimum maliyet hedefiyle optimum boyutlandırma gerçekleştirmiştir. Ayrıca, optimum boyutların sunduğu teknik, ekonomik ve çevresel performans kriterleri, RT göbek yükseklikleri ve elektrik satış kısıtları (%40 veya %40'sız) dikkate alınarak değerlendirilmiştir.

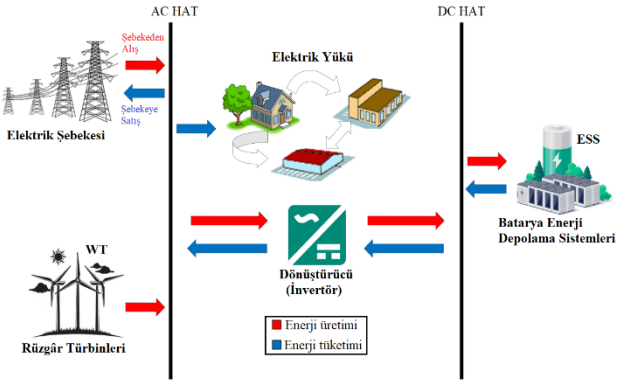
2. Metodoloji ve Yöntem

Bu çalışmada, Türkiye'nin Marmara, Ege ve Akdeniz kıyı bölgelerinde nüfusun yoğun olduğu 6 ilin 50 m yükseklikteki yıllık ortalama rüzgâr hızı ve sıcaklık verileri Şekil 1'de gösterilmektedir. Bu veriler Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi (NASA) veri tabanından elde edilmiştir [24].



Şekil 1: 6 ilin yıllık ortalama rüzgâr hızı ve sıcaklık verileri.

Şekil 2'de her bölgenin hibrit güç sistemi modellemesi görülmektedir. Her bir bölgenin hibrit güç sistemi tasarım ve optimizasyon analizleri, çoklu enerji kaynakları için hibrit optimizasyon modeli olarak adlandırılan HOMER Pro yazılımında yapılmıştır. Bu yazılım, yılın her zaman adımında dakika ya da saat cinsinden enerji dengesi hesaplamaları yaparak sistemin çalışmasını simüle eder. Her zaman adımında, o zaman adımındaki elektrik talebini sistemin o zaman adımında sağlayabileceği enerji ile karşılaştırır ve böylece her bir bileşene giden ve gelen enerji akışını hesaplar [25]–[29]. Yazılımın amaç fonksiyonu, NPC'yi minimize etmektir. Bu çalışmada RT-EDS yapılandırılmasına sahip optimum HGS'ler, esnek elektrik satışları dikkate alınarak farklı RT yükseklikler için değerlendirilmiştir.



Şekil 2: Hibrit güç sistemi modellemesi.

3. HGS Optimizasyon Sonuçları

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na göre Türkiye'de en yüksek rüzgâr kurulu gücü 1728 MW ile İzmir'de bulunmaktadır. Bandırma (Balıkesir) 1358,3 MW ile 2. sırada, Çanakkale ise 895,5 MW ile 3. sırada yer alıyor. Sıralama İstanbul, Manisa, Hatay, Aydın ve Kırklareli olarak devam etse de bu çalışmada Akdeniz, Ege ve Marmara Bölgelerini temsil eden iki örnek il belirlenmiştir.

Marmara Bölgesi'ni temsil eden Gemlik (Bursa) 349,7 MW kurulu güce sahipken, Akdeniz için seçilen Antalya ve Bodrum (Muğla) 225,85 ve 214 MW kurulu güce sahiptir. Öte yandan, Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü'nün 1991-2020 yılları arasındaki veri ortalamalarında ölçülen en yüksek rüzgâr hızları 43,2 m/s (Antalya), 38,7 m/s (Çanakkale), 35,3 m/s (İzmir), 35,2 m/s (Gemlik/Bursa), 30,2 m/s (Bodrum/Muğla) ve 28,8 m/s (Bandırma/Balıkesir) olmuştur [30].

Çizelge 1: Hibrit güç sisteminin fizibilite sonuçları.

İller	RT (m)	RT (kW)	NPC (M$)	LCOE ($/kWh)	RF (%)	SCR (%)	SSR (%)	CO_2 (t/yıl)	DP (yıl)
Şebeke Enerji Satış Kısıtı Yokken (Şebekeye Enerji Satış Esnektir.)									
Gemlik	***16***	**540**	3,22	0,0374	61,60	68,72	52,47	877,15	6,92
	24	**240**	4,62	0,0663	12,60	97,71	12,36	1635,6	18,2
	40	**40**	4,67	0,0671	2,10	100,0	2,07	1807,2	>20
Bandırma	***16***	**530**	2,24	0,0225	80,40	62,46	71,89	517,83	4,71
	24	**540**	3,65	0,0460	53,80	76,83	47,28	973,02	9,29
	40	**460**	3,84	0,0500	48,10	80,12	42,63	1058,9	10,1
Çanakkale	***16***	**540**	1,94	0,0184	85,80	60,37	78,51	396,76	4,38
	24	**570**	3,28	0,0388	64,10	72,01	56,22	808,02	8,03
	40	**490**	3,50	0,0428	58,40	74,43	51,16	901,47	8,69
İzmir	***16***	**540**	2,12	0,0205	83,00	60,85	74,79	465,24	4,60
	24	**550**	3,48	0,0426	58,50	74,39	51,20	900,62	8,60
	40	**480**	3,68	0,0462	53,50	76,32	46,79	982,03	9,45
Bodrum	***16***	**530**	2,22	0,0222	80,80	62,38	72,41	509,27	4,68
	24	**540**	3,63	0,0455	54,40	76,24	47,63	966,38	9,18
	40	**470**	3,82	0,0491	49,40	78,55	43,39	1044,8	10,1
Antalya	***16***	**540**	3,69	0,0458	50,80	73,03	42,99	1052,2	8,80
	24	**10**	4,67	0,0672	0,30	100,0	2,07	1838,9	>20
	40	**10**	4,68	0,0673	0,30	99,99	0,34	1839,1	>20
Şebeke Enerji Satış Kısıtı %40 Olursa (Şebekeye Enerji Satış, Üretilen Enerjinin %40'ını Geçemez.)									
Gemlik	***16***	**500**	3,26	0,0440	54,10	72,22	51,06	903,31	6,71
	24	**240**	4,62	0,0663	12,60	97,71	12,36	1617,3	18,2
	40	**40**	4,67	0,0671	2,10	100,0	2,07	1807,2	>20
Bandırma	***16***	**500**	2,33	0,0301	74,00	65,47	71,09	533,93	4,66
	24	**520**	3,68	0,0504	48,80	78,16	46,32	990,75	9,21
	40	**440**	3,86	0,0534	43,60	81,18	41,32	1082,5	10,0
Çanakkale	***16***	**500**	2,03	0,0259	79,50	63,87	76,92	425,98	4,23
	24	**530**	3,32	0,0448	57,20	75,00	54,45	840,81	7,81
	40	**460**	3,53	0,0480	52,20	76,75	49,53	931,56	8,51
İzmir	***16***	**490**	2,20	0,0285	76,00	65,60	73,17	495,48	4,40
	24	**520**	3,51	0,0478	52,50	76,60	49,84	925,71	8,46
	40	**440**	3,70	0,0509	47,10	79,44	44,64	1021,6	9,12
Bodrum	***16***	**490**	2,30	0,0298	74,00	66,25	71,10	533,69	4,54
	24	**510**	3,66	0,0501	48,80	78,34	46,23	992,38	9,02
	40	**450**	3,84	0,0530	44,70	80,03	42,33	1064,4	9,99
Antalya	***16***	**490**	3,71	0,0510	43,60	76,63	40,93	1090,1	8,43
	24	**10**	4,67	0,0672	0,30	100,0	2,07	1838,9	>20
	40	**10**	4,68	0,0673	0,30	99,99	0,34	1839,1	>20

Elektrik satış kısıtlamaları olan ve satış kısıtı olmayan RT göbek yüksekliklerini dikkate alarak 6 farklı bölgenin fizibilite sonuçları Çizelge 1'de görülmektedir. Maliyetler (NPC ve LCOE) ve şebekeden satın alınan elektrik yüzdesi (GP), daha yüksek kurulu kapasiteye ve rüzgâr hızına sahip olan Çanakkale ve İzmir için daha düşüktür. Buna ek olarak, minimum maliyet hedefinde önerilen RT kapasiteleri, göbek yüksekliği artmasına rağmen daha yüksektir. Şebekeye satılan elektrik yüzdesi (GS) de daha yüksektir ve gelirlere dayalı indirgenmiş geri ödeme süresi (DP) daha düşüktür. Daha yüksek öz tüketim oranı (SCR) ve öz tedarik oranı (SSR) bir başka avantaj sağlarken karbon emisyonlarını da düşürmektedir.

Teknik (boyutlar, kısılan enerji (CE), GP ve GS), ekonomik (NPC, LCOE ve DP) ve çevresel (RF, SCR, SSR ve CO_2) performans karar kriterleri, şebekeye elektrik satışının %40 kısıtlanmasından sonra minimum maliyetle optimum boyutlandırma için dikkate alınır. Satışlar kısıtlı olduğundan, minimum maliyet hedefi kurulu kapasitelerde aşırı bir artış gerektirmez ve sadece talebi karşılamak ister. Bu nedenle, kurulu kapasiteler azaldıkça şebekeden satın alınacak elektrikteki artış CO_2'yi yükseltecektir. Yenilenebilir potansiyelle ilişkilendirilen SSR ve RF düşerken yenilenebilir enerji kapasitesinin verimli kullanımını ifade eden SCR yükselir. Daha ayrıntılı olarak, özellikle düşük RT yüksekliklerinde şebekeye satılan elektriğin %40 oranında kısıtlanması, RT kapasitesini %9,26'ya kadar azaltmakta olup GP'yi %3,3'e kadar ve CO_2'yi %7,36'ya kadar artırmaktadır. Kapasite azaldıktan sonra, GS'nin %22,7'ye kadar azalması gelirleri düşürür ve NPC ve LCOE'de %4,64 ve %40,76'ya kadar artışa neden olur. Şebekeye elektrik satışının %40 oranında kısıtlanması CE'yi %21,4'e kadar artırır ve RF'yi %7,5'e kadar azaltır. Aksine SCR ise %4,75'e kadar yükselmektedir. Buna karşılık, talebe aktarılan yenilenebilir enerjinin azalması ve talebin değişmemesi nedeniyle SSR %2,06'ya düşmektedir. Genel olarak, fayda-maliyet ilişkisinde

dezavantajların baskın olması nedeniyle DP 0,37 yıl uzamaktadır. Buna karşılık, elektrik satış kısıtının dezavantajları, artan RT yüksekliklerinde rüzgâr hızındaki iyileşmeye istinaden daha fazla azaltılabilir. Örneğin, %40'lık bir kısıtın neden olduğu RT kapasite azaltımı %1'e kadar önlenmekte ve NPC'deki finansal dezavantaj %3,74 oranında azalmaktadır. Ayrıca, LCOE'deki ekonomik dezavantajlar %28,6'ya kadar önlenmekte ve HGS'nin üreteceği fazla elektrik %13,2'ye kadar azaltılmaktadır. GP'ye özgü herhangi bir değişiklik olmamasına rağmen, RF %1,1'e kadar artmaktadır. SCR avantajı %1,63 oranında azalır ve SSR'deki dezavantajlı durum %2'ye kadar önlenir. Ayrıca karbon emisyonlarının %3,33'e kadar azaltılabileceği vurgulanabilir. Öte yandan, şebekeye esnek elektrik satışı için RT yüksekliğinin 16 m'den 40 m'ye çıkarılması, daha düşük yoğunluktan kaynaklanan daha yüksek rüzgâr hızı nedeniyle kurulu RT kapasitesini %98,15'e kadar azaltabilir. Kapasitede bir azalma olsa da daha yüksek kuleler nedeniyle yatırım ve kurulum maliyetleri artmaktadır. Bu nedenle, NPC ve LCOE %82,11 ve 0,0297 $/kWh'ye kadar artmaktadır. Azalan kapasite kurulumları şebekeden elektrik alımını %59,5'e kadar artıracak ve elektrik satışını %20,66'ya kadar azaltacaktır. Daha yüksek şebeke bağımlılığı nedeniyle, RF %59,5'e kadar azalırken karbon emisyonları 930,1 ton/yıla kadar artmaktadır. Yenilenebilir enerjinin kendi içinde verimli kullanımını ifade eden SCR, daha düşük yenilenebilir enerji kapasitesinde %31,3'e kadar artmaktadır. Ancak, sabit talepte, talebe aktarılan yenilenebilir enerji üretiminin azalması SCR'yi %50,4'e kadar düşürmektedir. Genel olarak, dezavantajların baskın olması nedeniyle DP 13,08 yıla kadar artacaktır. Buna karşılık, daha yüksek RT yüksekliklerinde elektrik satışının %40 oranında kısıtlanması SCR'deki avantajı %3,52'ye kadar azaltmakta ve SSR'deki dezavantajı %1,4'e kadar engellemektedir. NPC'deki olumsuz maliyet senaryoları %8,22'ye kadar azaltılabilirken, daha yüksek RT yükseklikleri nedeniyle şebekeye satılan elektriğin dezavantajı %14,36'ya kadar önlenebilir. Ayrıca, daha önceki senaryoda, aşırı RT yükseklikleri nedeniyle şebekeden elektrik satın almanın dezavantajı %2,5'e kadar elemine edilir ve 26,16 ton/yıla kadar karbon emisyonu önlenir. Elektrik satışının kısıtlanması, özellikle maliyete dayalı bir optimizasyonda, daha düşük gelirler nedeniyle DP'yi 0,21 yıl uzatır.

Çizelge 2: Artan rüzgâr türbin yüksekliklerinin HGS performansı üzerindeki yansımaları.

Sonuçlar	Artış Durumları						Azalış Durumları				
	SCR (%)	NPC (%)	LCOE ($/kWh)	GP (%)	CO_2 (t/yıl)	DP (yıl)	SSR (%)	RT (%)	CE (%)	GS (%)	RF (%)
İller	**Şebeke Enerji Satış Kısıtı Yokken (Şebekeye Enerji Satış Esnektir.)**										
Gemlik	31,30	45,00	0,0297	59,50	930,10	13,08	50,40	92,60	-	19,30	59,50
Bandırma	17,66	71,43	0,0275	32,30	540,66	5,43	29,30	13,20	-	20,60	32,30
Çanakkale	14,06	82,11	0,0244	27,30	504,71	4,31	27,35	9,26	-	19,10	27,40
İzmir	15,47	73,58	0,0257	29,50	516,79	4,85	28,00	11,11	-	19,80	29,50
Bodrum	16,17	72,07	0,0269	31,40	535,52	5,43	29,00	11,32	-	19,80	31,40
Antalya	26,96	26,83	0,0215	50,50	786,92	11,2	42,65	98,15	-	13,70	50,50
İller	**Şebeke Enerji Satış Kısıtı %40 Olursa (Şebekeye Enerji Satış, Üretilen Enerjinin %40'ını Geçemez.)**										
Gemlik	27,78	43,25	0,0231	57,00	903,94	13,29	49,00	92,00	10,80	6,27	52,00
Bandırma	15,71	65,66	0,0233	32,50	548,52	5,34	29,77	12,00	13,90	6,30	30,40
Çanakkale	12,88	73,89	0,0221	27,80	505,58	4,28	27,39	8,00	13,18	6,06	27,30
İzmir	13,84	68,18	0,0225	30,20	526,14	4,72	28,53	10,20	13,10	6,00	28,90
Bodrum	13,78	67,00	0,0232	31,00	530,72	5,45	28,77	8,16	12,57	6,06	29,30
Antalya	23,36	26,15	0,0163	47,20	749,03	11,57	40,60	98,0	6,95	4,45	43,30

Çizelge 2, her bir vaka alanının esnek ve kısıtlı elektrik satış senaryoları için RT yüksekliğindeki artışın performans kriterleri üzerindeki maksimum etkilerini detaylandırmaktadır. Göbek yüksekliği artışının kriterler üzerindeki etkisi artış ve azalış olarak kategorize edilmiştir. Artış ve azalış durumu için daha yüksek RT, SCR, SSR, RF ve GS istenirken, sistem performansı daha düşük NPC, LCOE, GP, CO_2, DP ve CE ile maksimize edilebilir. Buna göre vaka alanları arasında performansı maksimize ve minimize eden karar kriterleri sırasıyla yeşil ve kırmızı ile vurgulanmıştır. Gemlik (Bursa) için dezavantajlı kriterler oldukça baskınken, Çanakkale birçok açıdan olumlu bir performans sunabilmektedir. Bununla birlikte, Çanakkale daha düşük SCR ve daha yüksek NPC dezavantajlarına sahipken, Antalya LCOE, NPC ve GS avantajları ile özellikle ekonomik açıdan ön plana çıkmaktadır.

4. Sonuçlar

Bu çalışmada, farklı iklimsel potansiyellerine sahip üç bölgede seçilen 6 il alanı için minimum NPC maliyet hedefiyle rüzgâr gücüne dayalı optimum boyutlandırma gerçekleştirilmiştir. Yüksek irtifalarda azalan yoğunluk ve artan rüzgâr hızının etkileri için optimizasyon çerçevesinde farklı RT yükseklikleri dikkate alınmıştır. Rüzgâr potansiyelinin teknik, ekonomik ve çevresel fizibilite performansı üzerindeki etkisi detaylandırılmıştır. Buna ek olarak, elektrik satış kısıtlamaları nedeniyle daha yüksek RT yüksekliklerinin etkileri ayrı ayrı ve eş zamanlı olarak değerlendirilmiştir. Sonuçlar, RT yüksekliğinin artırılmasının RF'yi %59,5'e kadar azaltacağını, satış gelirlerini %20,66'ya kadar düşüreceğini ve geri ödeme sürelerini 13,08 yıla kadar uzatacağını göstermektedir. Ayrıca, daha düşük göbek yükseklikleri için elektrik satışlarının %40 oranında kısıtlanmasının, dezavantajların baskınlığı nedeniyle kurulu rüzgâr gücünü %9,26'ya kadar azaltacağını, karbon emisyonlarını %7,36'ya kadar artıracağını ve geri ödeme sürelerini 0,37 yıl uzatacağını kanıtlamaktadır. Ayrıca artan RT yüksekliklerinin, elektrik satışındaki kısıtlamanın neden olduğu yüksek elektrik üretim maliyetlerini %28,6'ya kadar azaltabileceği ve fazla üretilen elektriğin %13,2'ye kadar azaltabileceği vurgulanabilir. Ülkelerin rüzgâr atlaslarında RT yüksekliklerinin etkisi bir kez daha vurgulanırken, kurulu rüzgâr gücünde şebeke tarafı güç kalitesi sorunları nedeniyle elektrik satış kısıtlamalarının fizibilite çıktıları üzerindeki etkisinin değerlendirilmesi birçok paydaş için yararlı olacaktır. Bu çalışmadaki ekonomik temelli optimizasyon çerçevesi, gelecekte dağıtım şebekesindeki güç kalitesi sorunları dikkate alınarak genişletilebilir. Rüzgâr enerjisine ek olarak, güneş enerjisinin potansiyeli ve faydaları da küresel ölçeği temsil eden farklı iklimsel coğrafyalar için değerlendirilebilir. Mevcut

gelişmiş teknolojiye sahip ve yüksek performanslı türbin markaları hem karada hem de denizde kurulumlar için karşılaştırılabilir.

5. Kaynaklar

[1] M. Haratian, P. Tabibi, M. Sadeghi, B. Vaseghi, ve A. Poustdouz, "A renewable energy solution for stand-alone power generation: A case study of KhshU Site-Iran", *Renew. Energy*, c. 125, ss. 926–935, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.02.078.

[2] A. Razmjoo, L. Gakenia Kaigutha, M. A. Vaziri Rad, M. Marzband, A. Davarpanah, ve M. Denai, "A Technical analysis investigating energy sustainability utilizing reliable renewable energy sources to reduce CO2 emissions in a high potential area", *Renew. Energy*, c. 164, ss. 46–57, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.09.042.

[3] N. Ganjei *vd.*, "Designing and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Hybrid Wind-Solar Power Plant with Diesel Generator and Battery Backup for the Rural Area in Iran", *J. Eng. (United Kingdom)*, c. 2022, 2022, doi: 10.1155/2022/4966761.

[4] M. R. Elkadeem, S. Wang, S. W. Sharshir, ve E. G. Atia, "Feasibility analysis and techno-economic design of grid-isolated hybrid renewable energy system for electrification of agriculture and irrigation area: A case study in Dongola, Sudan", *Energy Convers. Manag.*, c. 196, sayı February, ss. 1453–1478, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.06.085.

[5] T. Ma ve M. S. Javed, "Integrated sizing of hybrid PV-wind-battery system for remote island considering the saturation of each renewable energy resource", *Energy Convers. Manag.*, c. 182, sayı December 2018, ss. 178–190, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.059.

[6] S. Sanajaoba Singh ve E. Fernandez, "Modeling, size optimization and sensitivity analysis of a remote hybrid renewable energy system", *Energy*, c. 143, ss. 719–731, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.11.053.

[7] A. K. Nag ve S. Sarkar, "Modeling of hybrid energy system for futuristic energy demand of an Indian rural area and their optimal and sensitivity analysis", *Renew. Energy*, c. 118, ss. 477–488, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.11.047.

[8] J. Li, P. Liu, ve Z. Li, "Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass off-grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China", *Energy*, c. 208, s. 118387, Eki. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118387.

[9] C. Li, Y. Shan, L. Zhang, L. Zhang, ve R. Fu, "Techno-economic evaluation of electric vehicle charging stations based on hybrid renewable energy in China", *Energy Strateg. Rev.*, c. 41, sayı March, s. 100850, 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.100850.

[10] C. You ve J. Kim, "Optimal design and global sensitivity analysis of a 100% renewable energy sources based smart energy network for electrified and hydrogen cities", *Energy Convers. Manag.*, c. 223, sayı August, s. 113252, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113252.

[11] E. Rinne, H. Holttinen, J. Kiviluoma, ve S. Rissanen, "Effects of turbine technology and land use on wind power resource potential", *Nat. Energy*, c. 3, sayı 6, ss. 494–500, 2018, doi: 10.1038/s41560-018-0137-9.

[12] L. Klie ve R. Madlener, "Optimal configuration and diversification of wind turbines: A hybrid approach to improve the penetration of wind power", *Energy Econ.*, c. 105, sayı August 2020, s. 105692, 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105692.

[13] J. Ahmad *vd.*, "Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar", *Energy*, c. 148, ss. 208–234, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.01.133.

[14] M. Ur Rashid, I. Ullah, M. Mehran, M. N. R. Baharom, ve F. Khan, "Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy System for Remote Areas Electrification Using Homer Pro", *J. Electr. Eng. Technol.*, c. 17, sayı 2, ss. 981–997, 2022, doi: 10.1007/s42835-021-00984-2.

[15] D. Song *vd.*, "Optimal design of wind turbines on high-altitude sites based on improved Yin-Yang pair optimization", *Energy*, c. 193, s. 116794, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116794.

[16] A. Al Wahedi ve Y. Bicer, "Techno-economic optimization of novel stand-alone renewables-based electric vehicle charging stations in Qatar", *Energy*, c. 243, s. 123008, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.123008.

[17] C. Croonenbroeck ve D. Hennecke, "Does the German renewable energy act provide a fair incentive system for onshore wind power? — A simulation analysis", *Energy Policy*, c. 144, sayı May, s. 111663, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111663.

[18] G. Hernández Galvez *vd.*, "Wind resource assessment and sensitivity analysis of the levelised cost of energy. A case study in Tabasco, Mexico", *Renew. Energy Focus*, c. 29, sayı June, ss. 94–106, 2019, doi: 10.1016/j.ref.2019.03.001.

[19] O. Ekren, C. Hakan Canbaz, ve Ç. B. Güvel, "Sizing of a solar-wind hybrid electric vehicle charging station by using HOMER software", *J. Clean. Prod.*, c. 279, s. 123615, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123615.

[20] H. Mehrjerdi, "Modeling, integration, and optimal selection of the turbine technology in the hybrid wind-photovoltaic renewable energy system design", *Energy Convers. Manag.*, c. 205, sayı November 2019, s. 112350, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112350.

[21] A. Souissi, "Optimum utilization of grid-connected renewable energy sources using multi-year module in Tunisia", *Alexandria Eng. J.*, c. 60, sayı 2, ss. 2381–2393, 2021, doi: 10.1016/j.aej.2020.12.029.

[22] H. El-houari *vd.*, "Feasibility evaluation of a hybrid renewable power generation system for sustainable electricity supply in a Moroccan remote site", *J. Clean. Prod.*, c. 277, s. 123534, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123534.

[23] S. A. Memon, D. S. Upadhyay, ve R. N. Patel, "Optimal configuration of solar and wind-based hybrid renewable energy system with and without energy storage including environmental and social criteria: A case study", *J. Energy Storage*, c. 44, sayı PB, s. 103446, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103446.

[24] NASA, "NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) database", 2023. https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/

[25] M. Terkes, Z. Ozturk, A. Demirci, ve S. M. Tercan, "Optimal sizing and feasibility analysis of second-life battery energy storage systems for community microgrids considering carbon reduction", *J. Clean. Prod.*, c. 421, s. 138507, Eki. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.138507.

[26] Z. Ozturk, M. Terkes, ve A. Demirci, "Optimal planning of hybrid power systems under economic variables and different climatic regions: A case study of Türkiye", *Renew. Energy*, c. 232, s. 121029, Eki. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.121029.

[27] M. Terkes, A. Demirci, Z. Ozturk, A. Ozturk, S. Tosun, ve C. Andic, "The Effect of Economic Conditions on Optimal Sizing and Feasibility of Hybrid Power System", içinde *2023 14th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, Kas. 2023, ss. 1–5. doi: 10.1109/ELECO60389.2023.10415979.

[28] "Optimal Design of Hybrid Renewable Energy System for a Region in Turkey Using HOMER", *Turkish J. Electr. Power Energy Syst.*, c. 3, sayı 3, ss. 146–155, Eki. 2023, doi: 10.5152/tepes.2023.23021.

[29] Z. Ozturk ve A. Demirci, "Optimization of Renewable Energy Hybrid Power Systems Under Different Penetration and Grid Tariffs", *J. Polytech.*, May. 2023, doi: 10.2339/politeknik.1246418.

[30] "Resmi İklim İstatistikleri", *T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı*, 2023. https://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?k=H