



POLİTEKNİK DERGİSİ

JOURNAL of POLYTECHNIC

ISSN: 1302-0900 (PRINT), ISSN: 2147-9429 (ONLINE)

URL: <http://dergipark.org.tr/politeknik>



Yenilenebilir enerji kaynaklı hibrit güç sistemlerinin farklı penetrasyon ve şebeke tarifeleri altında optimizasyonu

Optimization of renewable energy hybrid power systems under different penetration and grid tariffs

Yazar(lar) (Author(s)): Zafer ÖZTÜRK¹, Alpaslan DEMİRCİ²

ORCID¹: 0000-0002-1947-9053

ORCID²: 0000-0002-1038-7224

To cite to this article: Öztürk Z. and Demirci A., “Yenilenebilir enerji kaynaklı hibrit güç sistemlerinin farklı penetrasyon ve şebeke tarifeleri altında optimizasyonu”, *Journal of Polytechnic*, 26(3): 1267-1275, (2023).

Bu makaleye şu şekilde atıfta bulunabilirsiniz: Öztürk Z. ve Demirci A., “Yenilenebilir enerji kaynaklı hibrit güç sistemlerinin farklı penetrasyon ve şebeke tarifeleri altında optimizasyonu”, *Politeknik Dergisi*, 26(3): 1267-1275, (2023).

Erişim linki (To link to this article): <http://dergipark.org.tr/politeknik/archive>

DOI: 10.2339/politeknik.1246418

Yenilenebilir Enerji Kaynaklı Hibrit Güç Sistemlerinin Farklı Penetrasyon ve Şebeke Tarifeleri Altında Optimizasyonu

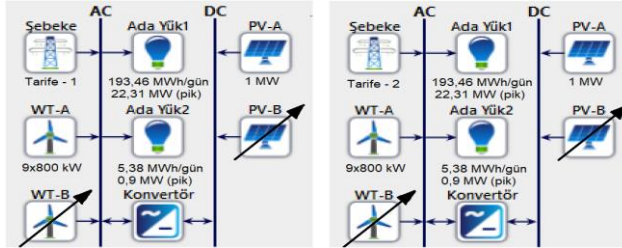
Optimization of Renewable Energy Hybrid Power Systems Under Different Penetration and Grid Tariffs

Önemli Noktalar (Highlights)

- ❖ Optimal sonuçlar %75-200 penetrasyon arasındaki HPS'lerde alınmıştır. / Optimal results were obtained in HPSs between 75-200% penetration.
- ❖ Şebeke enerji satış kısıtının %20'den az olduğu durumlarda penetrasyonun artırılması amortisman sürelerini artırmıştır. / Increasing penetration in cases where the grid energy sales constraint is less than 20% has increased depreciation periods.
- ❖ Yüksek RES'li HPS'lerde enerji depolama sistemleri kapasiteleri 2 katından fazla artarak artık enerjiyi minimize etmiştir. / The capacities of energy storage systems in HPSs with high RES have more than doubled, minimizing residual energy.
- ❖ RES kurulu gücündeki artış CO₂ emisyonunu %45'lere kadar azaltmaktadır. / The increase in RES installed capacity reduces CO₂ emissions by up to 45%.

Grafik Özet (Graphical Abstract)

Bu çalışma, anakaraya yakın şebeke altyapısına sahip bir ada grubu için yenilenebilir enerji kaynaklı hibrit güç sistemlerinin farklı penetrasyon ve şebeke tarifeleri altında teknik, ekonomik ve çevresel uygulanabilirliğini ele almaktadır. / This study addresses renewable energy hybrid power systems' technical, economic and environmental viability under different penetration and grid tariffs for an island group with grid infrastructure close to the mainland.



Şekil. Farklı PR'lı HPS modeli tasarımı / Figure. HPS model design with different PR.

Amaç (Aim)

Bu çalışmanın temel amacı, ada grubundaki yük değişimleri ve çevresel parametreler dikkate alınarak farklı penetrasyonlu RES'lerin HPS üzerindeki tekno-ekonomik ve çevresel etkilerini incelemektir. / The main objective of this study is to examine the techno-economic and environmental impacts of different penetration RESs on HPS by considering load variations and environmental parameters in the island group.

Tasarım ve Yöntem (Design & Methodology)

Hibrit güç sistemi HOMER PRO yazılımında tasarlanarak teknik, ekonomik ve çevresel etkiler analiz edilmiştir. / The hybrid power system was designed in HOMER PRO software, and technical, economic, and environmental impacts was analyzed.

Özgünlük (Originality)

Bu çalışma, şebeke enerjisi satın alma maliyetleri dikkate alınarak, şebekeye yakın ada veya ada grupları için çevre dostu ve ekonomik olarak esnek bir hibrit güç sistemi modeli önermektedir. / This study proposes an environmentally friendly and economically flexible hybrid power system model for islands or groups of islands close to the grid, considering the costs of power purchase from the grid.

Bulgular (Findings)

Optimizasyon sonuçları, %75-200 penetrasyonlu HPS'lerin diğerlerine göre daha uygulanabilir olduğunu göstermiştir. / Optimization results showed that HPSs with 75-200% penetration are more feasible than others.

Sonuç (Conclusion)

Sonuçlar, sıfır karbon hedefleri doğrultusunda RES'li üretimi artırmak için kontrollü teşvik paketlerinin devam etmesi gerekliliğini ortaya koydu. / The results showed that controlled incentive packages should continue to increase RES generation in line with zero carbon targets.

Etik Standartların Beyanı (Declaration of Ethical Standards)

Bu makalenin yazar(lar)ı çalışmalarında kullandıkları materyal ve yöntemlerin etik kurul izni ve/veya yasal-özel bir izin gerektirmediğini beyan ederler. / The author(s) of this article declare that the materials and methods used in this study do not require ethical committee permission and/or legal-special permission.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklı Hibrit Güç Sistemlerinin Farklı Penetrasyon ve Şebeke Tarifeleri Altında Optimizasyonu

Araştırma Makalesi / Research Article

Zafer ÖZTÜRK^{1*}, Alpaslan DEMİRCİ²

¹Lisansüstü Eğitim Ens., Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Düzce Üniversitesi, Düzce, Türkiye

²Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul, Türkiye

(Geliş/Received : 02.02.2023 ; Kabul/Accepted : 31.03.2023 ; Erken Görünüm/Early View: 16.05.2023)

ÖZET

Enerji talebi ve maliyetlerindeki artışlara ve çevresel kaygılara bağlı olarak yenilenebilir enerji kaynaklarına (RES) yönelim gün geçtikçe artmaktadır. Bu çalışmada, enerji maliyet ve teşviklerindeki değişimlerin hibrit güç sistemleri (HPS) üzerindeki teknik, ekonomik ve çevresel etkileri incelenmiştir. Optimizasyon sonuçları, şebeke enerji tarifeleri ve enerji satış kısıtlarına (GSC) bağlı olarak optimal HPS'lerin %75-200 penetrasyon (PR) arasında değiştiğini göstermiştir. Bu senaryolarda yenilenebilirlik oranı (RF) %80'lere kadar artarken, artan enerji (EE) %10'a kadar yükselmiştir. Diğer taraftan, tarife değişiklikleri ve şebeke kısıtları optimal senaryolardaki PR artışını kısıtlamıştır. Bu durum RF'yi %26'ya kadar azaltarak temiz enerji kullanımını sınırlandırmıştır. Yük örtüşmezliği ve şebeke kısıtları nedeniyle %200 PR sonrasında RF'de çok az bir artış gerçekleşmiştir. Ayrıca teşviklerin kalkması, birim enerji (COE) ve şimdiki toplam net maliyetlerini (NPC) %96'ya kadar artırmıştır. Elde edilen sonuçlar şebeke güç kısıtları ve enerji tarifelerinin yenilenebilir enerji yatırımlarının ekonomik ve çevresel performansını doğrudan etkilediğini ve bu yatırımların hızını yavaşlatabileceğini göstermiştir. Dahası, sıfır karbon hedeflerine ulaşmak için kontrollü teşvik paketlerinin devam etmesi gerekliliği açıkça ortaya çıkmıştır.

Anahtar Kelimeler: Enerji ekonomisi, hibrit güç sistemi, optimizasyon, üç zamanlı tarife, yenilenebilir enerji.

Optimization of Renewable Energy Hybrid Power Systems Under Different Penetration and Grid Tariffs

ABSTRACT

The trend towards renewable energy sources (RES) is increasing daily due to energy demand, costs, and environmental concerns. This study investigates the technical, economic, and environmental impacts of changes in energy costs and incentives on hybrid power systems (HPS). Optimization results show optimal HPSs vary between 75-200% penetration (PR) depending on grid energy tariffs and energy sales constraints (GSC). In these scenarios, the renewable fraction (RF) increased to 80%, while the excess electricity (EE) increased to 10%. On the other hand, energy tariffs and grid constraints limit the PR increase in the optimal scenarios. This reduced the RF by up to 26%, limiting the use of clean energy. Due to load mismatch and grid constraints, there was a minimal increase in RF after 200% PR. In addition, removing incentives increased the cost of energy (COE) and total net present costs (NPC) by up to 96%. The results show that grid constraints and energy tariffs directly affect the economic and environmental performance of renewable energy investments and can slow down the pace of these investments. Moreover, it has become clear that controlled incentive packages must continue to achieve zero carbon targets.

Keywords: Energy economics, hybrid power system, optimization, renewable energy, three-time tariff.

1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Tükenen fosil rezervleri ve artan enerji tüketimi, hükümetleri RES'li temiz enerji politikalarına yöneltmiştir. Sürdürülebilir enerji ve çevre hedeflerine uyumlu ekonomik ve sosyal birçok faydası olan RES'ler, bu politikalara uygun alternatif çözümler olarak ortaya çıkmıştır. Dahası sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik verilen taahhütler ile azalan RES maliyetlerinin birleşmesi, RES'li kaynaklara yönelimi hızlandırmıştır. Karbon salınımının azaltılması hedeflerine ulaşmak için birçok iklim eylem planında (Paris Antlaşması vb.)

yüksek RES'lerin kullanımını ön plana çıkaran sistemlere odaklanılmıştır [1]. Örneğin dünyanın en büyük enerji üreticisi ve tüketicisi olan Çin, rüzgâr türbinleri (WT) ve güneş panelleri (PV) ile enerji üretim kapasitesi açısından en üst sırada yer almaktadır. Bu ülkede, 2015 yılında RES nihai enerji kullanımının %7'sini karşılarken bu oranın 2050 yılına kadar %67'ye çıkarılması hedeflenmektedir. Avrupa Birliği, iklim değişikliğinin küresel zorluğuna yönelik politika eyleminin geliştirilmesinde kilit rol oynamakta ve 2050 yılına kadar RES payını %70'e çıkarmayı hedeflemektedir. Dahası G20 ülkeleri içerisinde RES kurulumu ile ön plana çıkan Hindistan ve ABD'de bu

* Sorumlu Yazar (Corresponding Author)

e-posta : zafer14034@ogr.duzce.edu.tr

oranların 2050 yılına kadar sırasıyla %73 ve %63'e çıkarma hedefleri bulunmaktadır. Diğer taraftan, gelişmekte olan ülkelerde RES'lerin yaygınlaşma hızı; değişken başlangıç maliyetleri, teknolojik gelişmişlik düzeyi, politik ve sosyo-ekonomik yetersizlikler gibi nedenlerle yavaşlamaktadır [2]. Literatürde bu engellerin belirlenmesi ile ilgili birçok çalışma yapılmıştır. Şili'de RES kullanımının yaygınlaşması önündeki engellerin kurumsal, teknoloji, alt yapı, ekonomik ve sosyal farkındalık olduğu belirtilmiştir [3]. Benzer çalışmalarda da aynı şekilde yeterli finansal kaynakların olmaması, toplumsal farkındalık, kurumsal yapıların ve şebeke altyapısının zayıflıkları en kritik sorunlar olarak ifade edilmiştir [4]. Yüksek RES gücüne ulaşmak için teknik ve ekonomik zorlukların üstesinden gelinmesi amacıyla fizibilite ve birim enerji maliyetlerine ilişkin araştırmalar yapılmaktadır. Özellikle enerji üretim sistemlerinde RES'lerin benimsenmesi ile merkezi üretim modelinden dağıtılmış üretim sistem modeline geçiş her geçen gün artarak devam etmektedir. Bu çerçevede sıfır emisyon hedefleri doğrultusunda şebekeden uzak bölgelerde, fosil yakıtlara bağımlılığı azaltıcı enerji yönetim önerileri son derece önem kazanmıştır [5]. Özellikle küçük ada ya da ada gruplarının olduğu bölgelerde (anakara şebekelerine kıyasla) RES kullanımı ile bu bağımlılık azaltılabilir. Bu avantajla birlikte RES'lerden maksimum fayda sağlamak için optimum boyut ve konumlandırma yapılmalıdır. Literatürde şebekeli (on-grid) ve şebekesiz (off-grid) birçok bölge için HPS performansı değerlendirilmiştir. Birçok çalışmada şebekeye yakın veya uzak ada grupları için uygun enerji depolama sistemleri ile güçlendirilmiş HPS'lerin ekonomik ve çevresel iyi sonuçlar vereceği belirtilmiştir [6]. Yüksek RES'li enerji üretimi, ithal yakıt maliyetleri nedeniyle şebekeden uzak adalar için daha fazla önem arz etmektedir [7]. Balear ve Fiji adalarında rüzgâr, güneş ve dalga enerjisinin eş zamanlı performansının değerlendirildiği HPS analizleri sonucunda adaların %46 ve %90'lık enerji talebinin RES ile ekonomik olarak karşılanabileceği belirlenmiştir [8]. Başka bir çalışmada, İtalya'nın Lampedusa adasında yapılan araştırmalar ve analizler doğrultusunda dizel generatör ile birlikte yüksek RES üretiminin şebeke

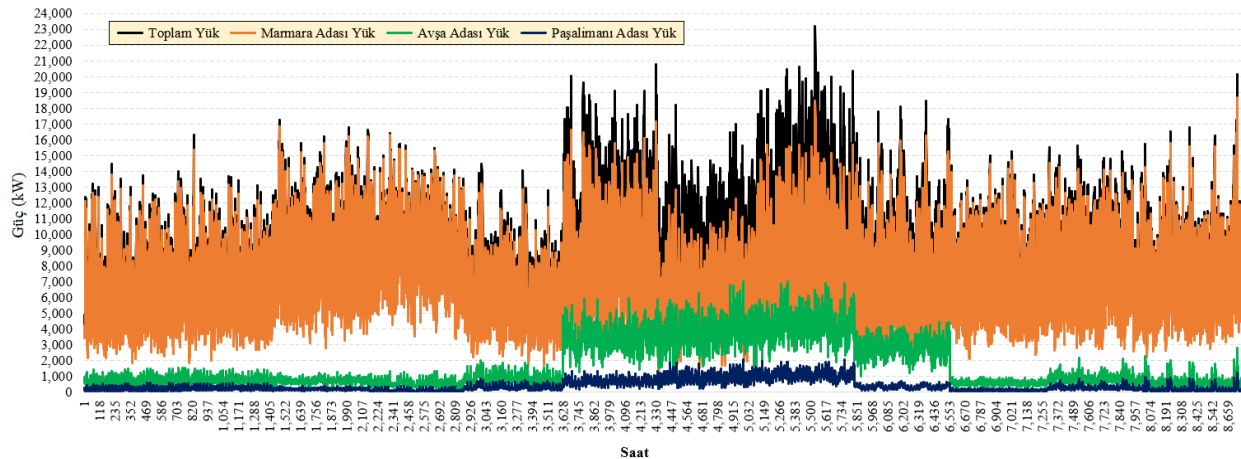
üzerindeki etkileri ada grubu açısından incelenmiş ve optimal sistem konfigürasyonunun yapılacak dinamik simülasyonlar ile belirlenmesi gerekliliği ifade edilmiştir [9]. İtalya'nın Favignana adasında yapılan bir başka çalışmada, RES PR hassasiyet analizleri yapılmış ve birincil enerji kaynaklarından ciddi oranlarda tasarruf elde edilebilmiştir [10]. Diğer taraftan güç kalitesini korumak ve temiz enerji kullanımını artırmak amacıyla ESS'lerin etkin kullanılması hedeflenmiştir [11]. Yapılan çalışmalar RES PR artışının ada bölgeleri için olumlu katkılar sağlayabileceği ancak güç sisteminde bazı teknik zorluklara sebep olabileceği ifade edilmiştir. Özellikle ters güç akışı, gerilimdeki dalgalanmalar, dinamik kararlılık gibi enerji yönetimini zorlaştıran ve güç kalitesini bozan problemler bu zorluklara örnek verilebilir [12]. Bu nedenle HPS'lerin optimal boyutlandırılmasında güç sistemi teknik kısıtlarını dikkate alarak ekonomik veya çevresel amaç fonksiyonları iyileştirilmelidir.

Bu çalışmanın amacı, şebeke altyapısının olduğu karaya yakın ada grubu için teknik, ekonomik ve çevresel hedefleri önceleyen HPS modeli önermektedir. Önerilen bu model ile ada grubunun özerkliğini maksimize etmeyi hedefleyen RES'li yerel birçok çözüm incelenerek özellikle yüksek RF'li çözümlerin uygulanabilirliğine odaklanılmıştır. Yapılan analizler Türkiye'deki bir ada grubunun bulunduğu bir mikro şebekede incelenmekle birlikte, genel olarak yüksek RES kurulu güçlerinin etkileri hakkında araştırmacılara yardımcı olacaktır.

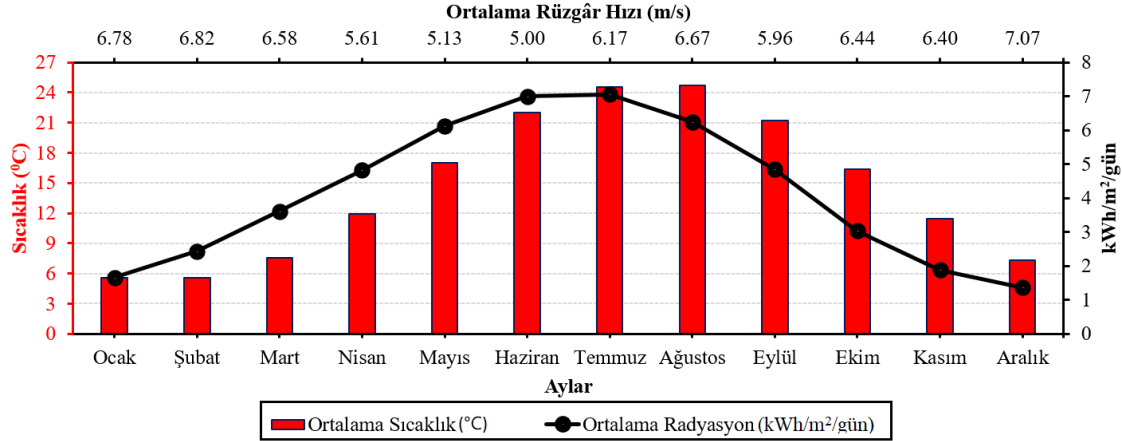
2. MATERYAL VE METOD (MATERIAL AND METHOD)

2.1. Elektrik Yük Dataları ve Elektrik Şebeke Tarifeleri (Electricity Load Data and Electricity Grid Tariffs)

Türkiye'nin Balıkesir ili Bandırma ilçesinde bulunan Marmara, Avşa ve Paşalimanı adalarının bulunduğu HPS'li mikro şebeke üzerinde önerilen metodoloji uygulanmıştır. Şekil 1'de adaların saatlik yük profilleri görülmektedir [13].



Şekil 1. Saatlik yük profilleri (Hourly load profiles)



Şekil 2. Ortalama solar radyasyon, sıcaklık ve rüzgâr hızı verileri (Average solar radiation, temperature and wind speed data)

Çizelge 1. Elektrik tarifesi (Electricity tariff)

Tarife Alış ve Satış	Saat Aralığı	Tarife 1	Tarife 2
Gece Tarifesi	22.00-05.59	0,040 \$/kWh	0,056 \$/kWh
Gündüz Tarifesi	06.00-16.59	0,070 \$/kWh	0,100 \$/kWh
Akşam Tarifesi	17.00-21.59	0,090 \$/kWh	0,160 \$/kWh
Şebekeye Enerji Satış	24 saat	0,130 \$/kWh	0,040 \$/kWh

Marmara, Avşa ve Paşalimanı adalarının yıllık ortalama enerji talebi sırasıyla; 167.382 kWh/gün, 16.955 kWh/gün, 9.129 kWh/gün ve pik değerleri sırasıyla 18.696 kW, 15.820 kW ve 2.044 kW'tır. Ada grubunun içerisindeki en büyük nüfuslu Marmara adasının yıl boyu benzer bir yük profiline sahiptir. Avşa ve Paşalimanı adalarının yük profilleri incelendiğinde ise yaz aylarındaki turizm faaliyetleri nedeniyle nüfus artışına bağlı olarak elektrik tüketimini ciddi oranda artırdığı görülmektedir.

Çizelge 1'de elektrik tarifesi ve şebeke enerji satış maliyetleri verilmiştir. Tarife 1 2022 öncesi Türkiye'deki üç zamanlı elektrik tarifesini gösterirken, Tarife 2 2022 sonrası üç zamanlı elektrik tarifesini göstermektedir [14].

2.2. Bölgesel Solar Radyasyon, Sıcaklık ve Rüzgâr Hızı Verileri (Regional Solar Radiation, Temperature and Wind Speed Data)

Şekil 2'de bölgenin yıllık ortalama solar radyasyon, sıcaklık ve rüzgâr hızı verileri görülmektedir. Solar radyasyon değeri, ada bölgesinde, özellikle yaz aylarında, yaklaşık 7 kWh/m²/gün olduğundan enerji üretimi açısından oldukça elverişlidir. Ayrıca yıllık ortalama 4,17 kWh/m²/gün potansiyelle sahip olup PV kurulum için uygun koşulları sağlamaktadır. Bölge Akdeniz iklim kuşağında yer aldığından sıcaklık değerleri yaz aylarında ortalama 25°C'ye kadar yükselmekle birlikte yıllık ortalaması 14,63°C'dir. Bölgenin rüzgâr enerji potansiyeli solar enerji potansiyeline göre oldukça yüksektir. En düşük ve en yüksek rüzgâr hız ortalamaları Haziran ve Aralık aylarında 5 m/s ve 7,07 m/s olarak gerçekleşirken yıllık ortalama rüzgâr hızı 6,22 m/s'dir.

2.3. Ekonomik ve Çevresel Eşitlikler (Economic & Environmental Equations)

Seviyelendirilmiş enerji maliyeti, HPS tarafından üretilen kWh başına ortalama elektrik enerji maliyeti olup Eşitlik (1)'de görülmektedir [15]–[17].

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} = \frac{NPC \cdot CRF(i, N)}{\sum_{t=0}^{t=N} E_{RES}} \quad (1)$$

Eşitlik (1)'de verilenlere göre COE seviyelendirilmiş enerji maliyeti (\$/kWh), $C_{ann,tot}$ sistemin yıllık toplam maliyeti (\$/yıl), E_{served} ihtiyaç duyulan yıllık toplam enerji (kWh/yıl), $CRF(i, N)$ sermaye kurtarma faktörü (%), E_{RES} yıllık üretilen toplam RES miktarı (kWh/yıl) ve NPC toplam net bugünkü maliyeti (\$) ifade eder.

Toplam net bugünkü maliyet, HPS'nin proje ömrü sonundaki toplam net maliyet değeridir. Proje süresi boyunca oluşan işletme, kurulum, sermaye, yenileme, bakım ve onarım maliyetlerinin toplamını oluşturmaktadır. Eşitlik (2)'de NPC, Eşitlik (3)'te kapital sermaye faktörü ve Eşitlik (4)'te iskonto oranı denklemleri verilmiştir [17], [18]. Bu çalışmada proje ömrü 20 yıl, sistemin iskonto oranı DR:14% ve faiz değeri IR: %23.31 olarak alınmıştır [19], [20].

$$NPC = \frac{C_{cap} + C_{rep} + C_{O\&M}}{CRF(i, N)} \quad (2)$$

$$CRF(i, N) = \frac{i \cdot (1 + N)^N}{(1 + N)^N - 1} \quad (3)$$

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (4)$$

Eşitlik (2)-(4)'te verilene göre C_{cap} sermaye maliyeti (\$), C_{rep} yenileme maliyeti (\$), $C_{O\&M}$ bakım onarım maliyetleri (\$), i yıllık faiz oranı (%), i' nominal iskonto oranı (%) ve f beklenen faiz oranını (%) ifade eder.

Yenilenebilirlik faktörü, HPS'deki RES enerji kullanımının tüm kaynaklar içerisindeki oranı olup Eşitlik (5)'te görülmektedir [21], [22].

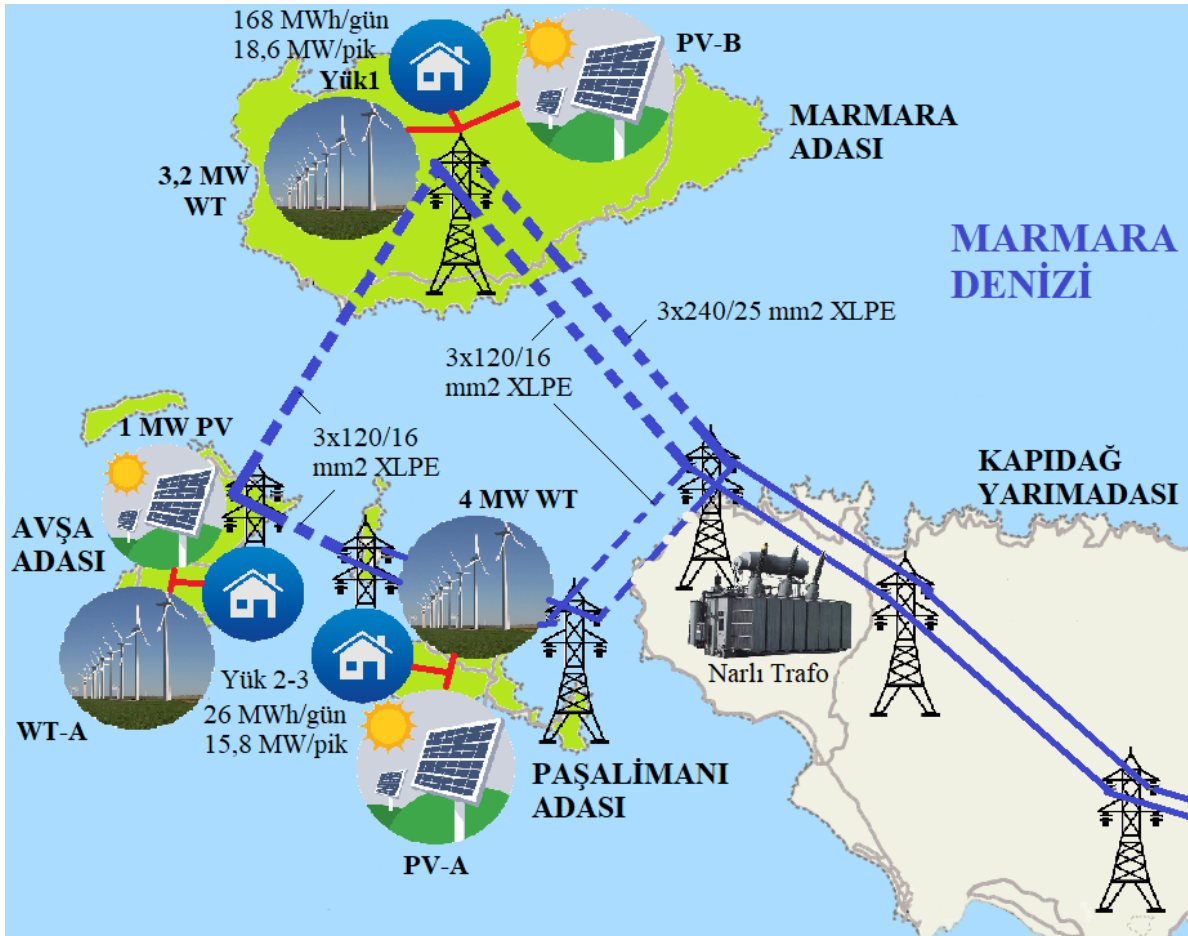
$$RF = 1 - \frac{E_{non_ren}}{E_{load}} \quad (5)$$

Eşitlik (5)'te verilene göre RF yenilenebilirlik oranı (%), E_{non_ren} RES dışında üretilen toplam enerji miktarı (kWh), E_{load} toplam yükün enerji ihtiyacı (kWh)'dir.

2.4. Hibrit Güç Sistemlerinin Modellenmesi (Modeling of Hybrid Power Systems)

Şekil 3'te adalar bölgesi için önerilen HPS modeli görülmektedir. Mevcut güç sisteminde Marmara ve Paşalimanı adalarında sırasıyla 3,2 MW ve 4 MW WT, Avşa adasında ise 1 MW PV santrali bulunmaktadır. Kapıdağ Yarımadasında bulunan Narlı Trafo'dan üç enerji dağıtım hattı (ikisi direkt, diğeri adalar üzerinden) Marmara adasına ulaşmaktadır.

Sistem tasarımında kullanılacak elemanların teknik ve ekonomik değerleri Çizelge 2'de görülmektedir [23]-[25].



Şekil 3. Marmara Adalarının hibrit güç sistemi modellemesi (Hybrid power system modeling of the Marmara Islands region)

Çizelge 2. Hibrit güç sistemi bileşenlerinin teknik ve ekonomik değerleri (Technical and economic values of hybrid power system components)

HPS Bileşenleri	Kısaltma	Kapasite	Yatırım Maliyeti	Yenileme Maliyeti	Bakım Maliyeti
Konvertör	Conv	1 kW	600 \$/kW	600 \$/kW	0,02 \$/yıl/kW
Lityum-iyon ESS, 15 yıl	ESS	1 kWh	250 \$/kWh	225 \$/kWh	2 \$/yıl/kWh
PV SolarMAX 500RX, 17,3%	PV1	500 kW	1000 \$/kW	900 \$/kW	10 \$/yıl/kW
PV SolarMAX 500RX, 17,3%	PV2	1 MW			
WT Eocycle EOX M-21, 32 m	WT1	100 kW			
WT Enercon E-53, 73 m	WT2	4 MW	3185 \$/kW	3000 \$/kW	63,7 \$/yıl/kW
WT Enercon E-115 E2, 122 m	WT3	3,2 MW			

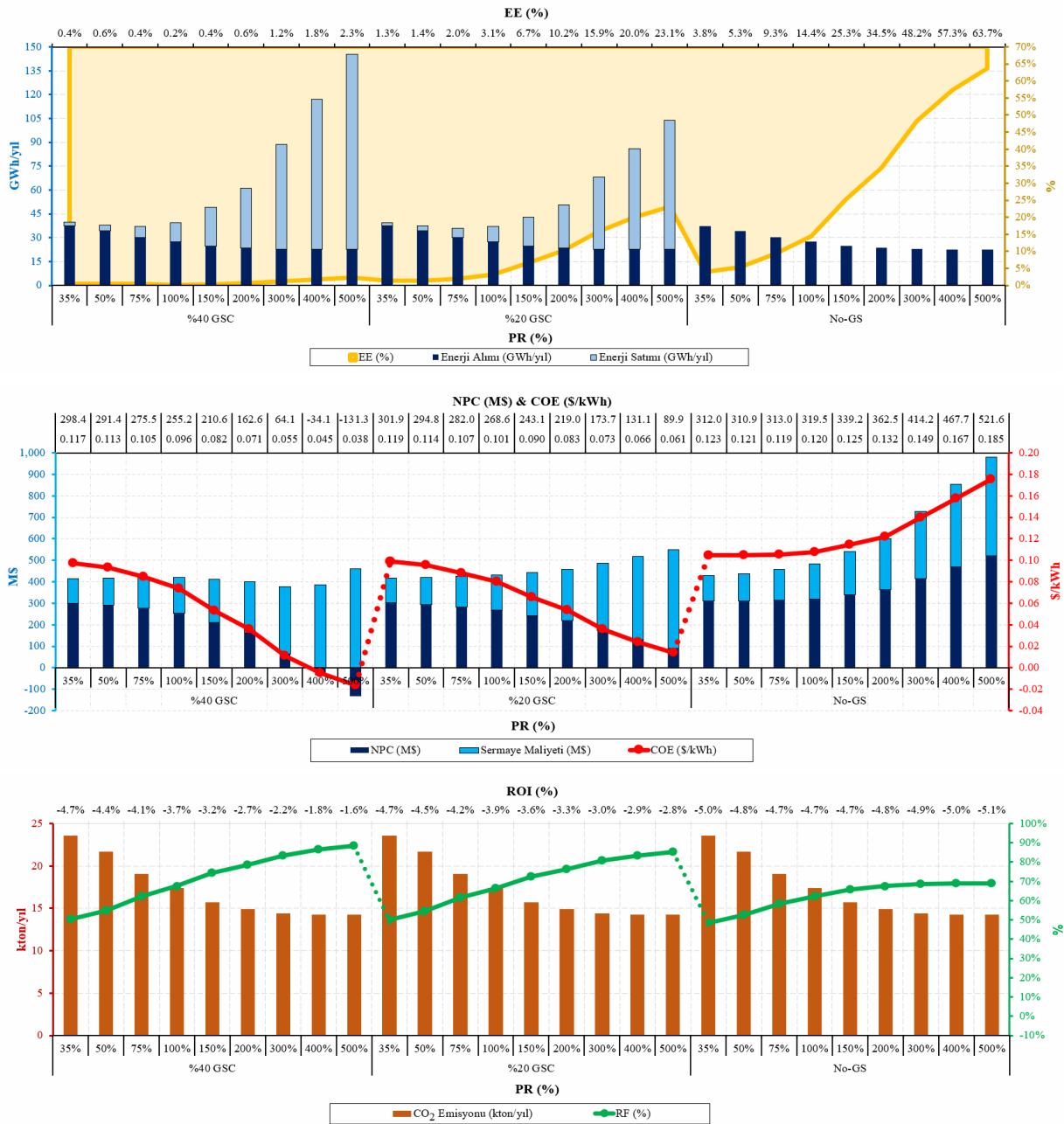
3. OPTİMİZASYON SONUÇLARI VE TARTIŞMA (OPTIMIZATION RESULTS AND DISCUSSION)

Enerji tarifelerindeki değişikliklerin optimal HPS'ye etkileri, şebeke güç kısıtları dikkate alınarak

incelenmiştir. Her iki enerji tarifesinde de RES kurulu güçlerinin %40, %20 ve %0 GSC'de optimal HPS boyutlandırması yapılmıştır. Çizelge 3'te oluşturulan bu senaryolar görülmektedir.

Çizelge 3. HPS senaryoları (HPS scenarios)

Şebeke Enerji Satış Kısıtı	%40 GSC	%20 GSC	No-GS	Amaçlar
Tarife 1 (Eski Tarife)	Senaryo 1.1	Senaryo 1.2	Senaryo 1.3	Enerji satın alma maliyetleri ve şebekeye kısıtlı enerji satışı olma durumlarının optimal HPS boyutlandırması üzerindeki teknik, ekonomik ve çevresel etkilerinin belirlenmesi.
Tarife 2 (Yeni Tarife)	Senaryo 2.1	Senaryo 2.2	Senaryo 2.3	

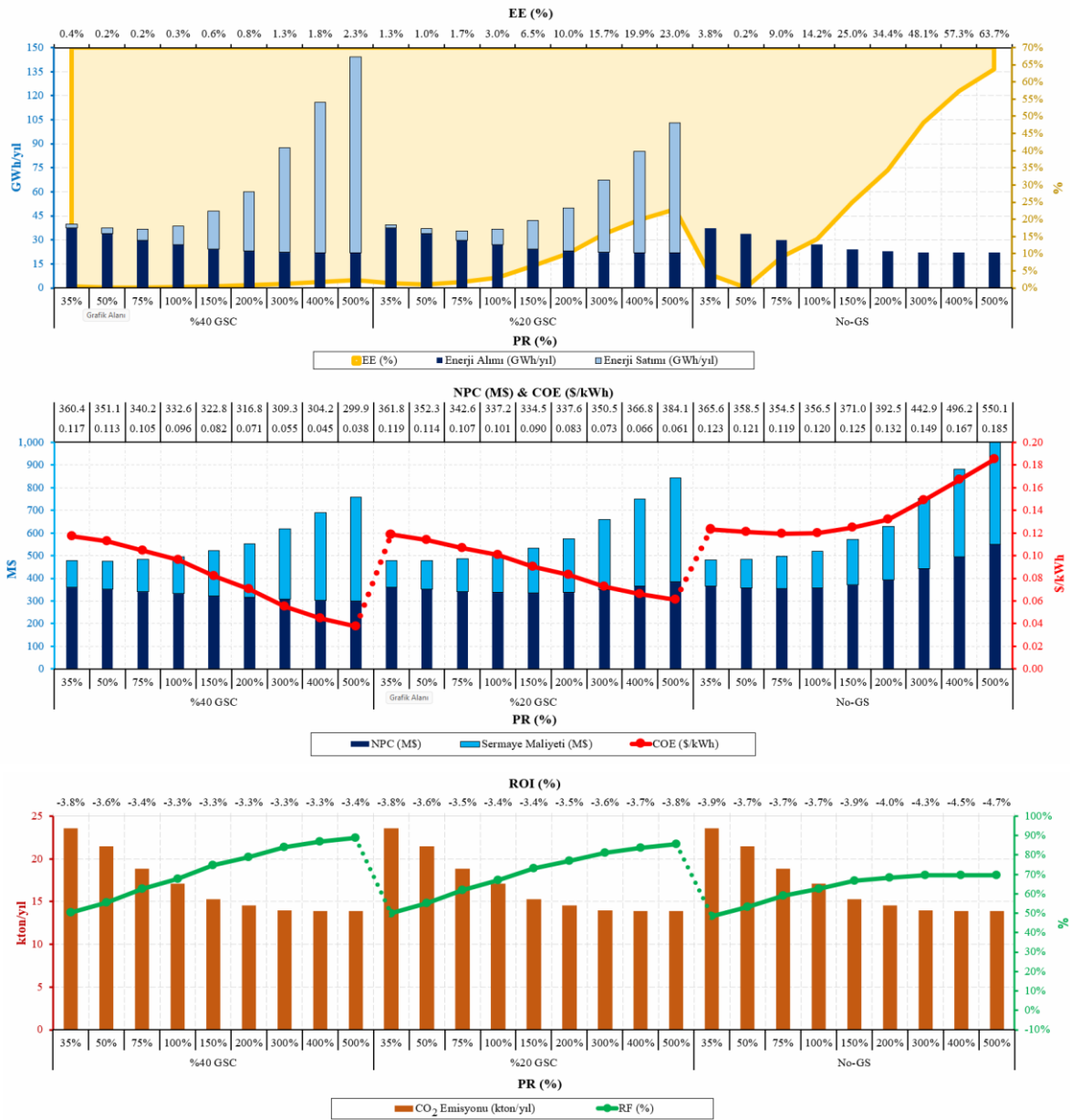


Şekil 4. Tarife-1'de farklı penetrasyonlarda teknik, ekonomik ve çevresel analiz sonuçları (Technical, economic, and environmental analysis results at different penetrations in Tariff-1)

3.1. Tarife-1'deki HPS'nin Teknik, Ekonomik ve Çevresel Analiz Sonuçları (Technical, Economic and Environmental Analysis Results of HPS in Tariff-1)

Tarife-1 için oluşturulan teşvikli enerji satış durumundaki HPS'lerin teknik, ekonomik ve çevresel sonuçları Şekil 4'te görülmektedir. Şekilde bu senaryoların RES'teki %50-%500 PR arasındaki değişimin farklı GSC altındaki optimizasyon sonuçları görülmektedir. Optimal HPS'ler Senaryo 1.1, 1.2 ve 1.3'te sırasıyla %200, %150 ve %75 PR'larda gerçekleşmiştir. Senaryo 1.1'de EE'nin %0,44-%2,30 arasında değiştiği, PR artışının NPC ve COE'yi iyileştirdiği; hatta %300 PR sonrasında negatif (<0) değerler aldığı belirlenmiştir. %200 PR'a kadar NPC'de %29,43'e kadar bir iyileşme yaşanırken, %200 PR

üzerinde teşvikli satış gelirlerine bağlı olarak NPC'deki azalma hızlanmıştır. Senaryo 1.2'de şebeke kısıtına bağlı olarak NPC, Senaryo 1.1'e göre çok az düşmüştür. Bu durum %200 PR ve sonrasında açıkça görülmüştür. Özellikle yüksek PR'larda üretilen enerjinin %23'e kadar şebekeye satılamamış ve yatırım maliyetindeki (IC) artışa bağlı olarak NPC değeri istenilen düzeyde iyileşmemiştir. Senaryo 1.3'te %75 PR'da NPC'de bir kırılma yaşanmış ve %75 PR üzerindeki HPS'lerde optimizasyon sonuçları kötüleşmeye başlamıştır. Bu senaryoda %10'luk oluşan EE, PR artışına bağlı olarak %63,7'ye kadar yükselmiştir. %200 PR'a kadar CO₂ emisyonları %20'ye kadar azalırken, %200 PR sonrasında GSC'ye bağlı olarak CO₂ azalma hızı oldukça yavaşlamıştır. Aynı şekilde RF'ler de %200 PR sonrasında artış göstermeyerek neredeyse sabit kalmıştır.



Şekil 5. Tarife-2'de farklı penetrasyonlarda teknik, ekonomik ve çevresel analiz sonuçları (Technical, economic, and environmental analysis results at different penetrations in Tariff-2)

3.2. Tarife-2'deki HPS'nin Teknik, Ekonomik ve Çevresel Analiz Sonuçları (Technical, Economic and Environmental Analysis Results of HPS in Tariff-2)

Tarife-2 için oluşturulan teşvikli enerji satış durumundaki HPS'lerin teknik, ekonomik ve çevresel sonuçları Şekil 5'te görülmektedir. Optimal HPS'ler Senaryo 2.1, 2.2 ve 2.3'te sırasıyla %200 PR, %150 PR ve %75 PR'da gerçekleşmiştir. Senaryo 2.1'de EE'nin %2,33'ten küçük olduğu ve PR artışıyla birlikte NPC'nin %17'ye kadar azaldığı görülmüştür. Bununla birlikte Senaryo 2.2'de %150 ve üzeri PR'larda EE, %23'lere kadar artış göstermiştir. Enerji satışının olmadığı Senaryo 2.3'te ise diğer durumların aksine %75 PR'dan büyük durumlarda azalan NPC'ler, tekrardan artışa geçmiştir. Ayrıca bu PR'dan itibaren EE de %8,96'dan %63,7'lere kadar artış göstermiştir. Senaryo 2.2'de PR artışına bağlı olarak EE'nin %6,48-%23 arasında değiştiği görülmüştür. Bununla birlikte Senaryo 2.1'de

şebekeye elektrik satış kısıtının diğerlerine oranla daha az olması sebebiyle EE sadece %2,33'e kadar artış göstermiştir. Senaryo 2.1'de PR artışına bağlı olarak 122,3 GWh/yıl'a kadar şebekeye elektrik satışı olabilirken bu değer Senaryo 2.2'de 81,1 GWh/yıl'a kadar düşmüştür. Diğer taraftan RF'ler, her iki senaryoda da PR değişimine bağlı olarak yaklaşık aynı değerleri almıştır; buna rağmen Senaryo 2.3'te %300'den büyük PR'larda RF'lerin sabit kaldığı ve üretilen enerjinin tamamına yakınının EE olduğu gözlemlenmiştir. Her üç senaryoda PR artışına bağlı olarak CO₂'lerin RF artışıyla ters orantılı olacak şekilde 9700 ton/yıl'a kadar azaldığı görülmüştür.

3.3. Optimal HPS Sonuçlarının Karşılaştırılması (Comparison of Optimal HPS Results)

Şebeke enerji satış kısıtlarına bağlı olarak oluşturulan optimal HPS senaryolarının teknik, ekonomik ve çevresel sonuçları Çizelge 4'te görülmektedir.

Çizelge 4. Optimal Hibrit Güç Sistem Sonuçlarının Karşılaştırılması (Comparison of Optimal Hybrid Power System Results)

Optimal Durumlar	%200 PR %40 GSC		%150 PR %20 GSC		%75 PR No-GS	
Teknik Özellikler	Senaryo 1.1	Senaryo 2.1	Senaryo 1.2	Senaryo 2.2	Senaryo 1.3	Senaryo 2.3
<i>PV-1 gücü (kW)</i>	30	1030	23	1023	600	812
<i>WT-1 gücü (kW)</i>	38.200	37.200	26.600	25.600	8700	8400
<i>ESS (kWh)</i>	845	1690	845	1690	845	1690
<i>Konvertör (kW)</i>	610	1220	610	1220	610	1220
<i>COE (\$/kWh)</i>	0,0360	0,0706	0,0655	0,0904	0,1054	0,1193
<i>Tarife değişimin COE'ye etkisi</i>	+0,0346 \$/kWh (+%96,11)		+0,025 \$/kWh (+%38,02)		+0,014 \$/kWh (+%13,19)	
<i>NPC (M\$)</i>	162,62	316,81	313,05	354,51	243,14	334,45
<i>Tarife değişimin NPC'ye etkisi</i>	+154,18 M\$ (+%94,81)		+91,31 M\$ (+%37,56)		+41,46 M\$ (+%13,24)	
<i>IC (M\$)</i>	238,01	236,46	201,05	199,51	144,52	144,52
<i>Tarife değişimin sermayeye etkisi</i>	-1,53 M\$ (-%0,65)		-1,53 M\$ (-%0,76)		-7.640 \$ (-%0,0053)	
<i>GP (GWh/yıl)</i>	37,59	22,97	24,84	24,22	30,14	29,80
<i>Tarife değişimin GP'ye etkisi</i>	-14,62 GWh/yıl (-%38,90)		-0,61 GWh/yıl (-%2,47)		-0,34 GWh/yıl (-%1,12)	
<i>GS (GWh/yıl)</i>	37,59	37,01	18,06	17,86	-	-
<i>Tarife değişimin GS'ye etkisi</i>	-0,58 GWh/yıl (-%1,57)		-0,19 GWh/yıl (-%1,08)		Satış yok	
<i>EE (%)</i>	0,63%	0,76%	6,67%	6,48%	9,28%	8,96%
<i>Tarife değişimin EE'ye etkisi</i>	+0,13 (+%20,63)		-0,19 (-%2,85)		-0,32 (-%3,44)	
<i>CO₂ emisyon (ton/yıl)</i>	14.915	14.519	15.698	15.310	19.049	18.836
<i>Tarife değişimin CO₂'ye etkisi</i>	-396 ton/yıl (-%2,66)		-388 ton/yıl (-%2,47)		-213 ton/yıl (-%1,12)	
<i>RF oranı (%)</i>	78,6%	79,0%	72,6%	73,2%	58,5%	58,9%
<i>Tarife değişimin RF'e etkisi</i>	+0,40 (+%0,51)		+0,60 (+%0,83)		+0,40 (+%0,68)	

Enerji satın alma maliyetlerindeki artış, optimal senaryolarda ESS kullanımını artırmış ve artan enerji faydalı enerjiye dönüştürülebilmiştir. Özellikle Tarife 2'de şebekeye enerji satış fiyatının düşük olması HPS'lerde ESS kapasitelerini 2 katına kadar artırmıştır. Böylece, güç üretimindeki olası yüksek değişimlere karşı güç kalitesi artırılmıştır. Diğer taraftan, Tarife 1'de şebekeye enerji satış fiyatının yüksek olması, optimal senaryolarda ESS kullanımını sınırlandırmıştır. Ayrıca,

bu duruma bağlı olarak konvertör kapasitesi %50'ye kadar azalmıştır. %40 GSC'de enerji satış teşviklerinin kaldırılması ile COE %96 artmıştır. Dahası şebekeden elektrik alım ve satımı sırasıyla %39 ve %1,57'lik azalmıştır. Bunun sonucunda yaklaşık %3 CO₂ emisyonu düşürülebilmiştir. Dahası teşvikli satış fiyatlarının kalkması ile enerji satışı ekonomik olmaktan çıkıp tüketiciler öz tüketimi artırmak hedefi ile ESS'e yönelmiştir. Şebeke enerji satış kısıtının %40'dan

%20'ye düşmesi ile CO₂ emisyon %5'e kadar artmıştır. Bu senaryoda teşvikli enerji satışın kalkması COE'yi yaklaşık %38 yükseltmiştir. Ayrıca şebekeye bağımlılık %2.5 azalmıştır. Şebeke enerji satış kısıtının %20'den satışın olmadığı senaryoya (Senaryo 1.3-2.3) geçilmesi durumunda ise COE'ler %24'e kadar artmıştır. Dahası bu senaryoda maliyetlerinin fazla olması nedeniyle ESS kapasitesi artırılmamış ve EE %10'a kadar yükselmiştir. Ayrıca RF %20'ye kadar azalarak 3526 ton/yıl daha fazla karbon salınımına sebep olmuştur. Dahası tarife değişiklikleri ve şebeke kısıtları GP'yi %35'e kadar azaltarak optimal senaryodaki PR artışını kısıtlamıştır. Dolayısı bu durum temiz enerji kullanımını %26'ya kadar sınırlandırmıştır.

4. SONUÇ (CONCLUSION)

Dünyada artan ekonomik ve siyasi belirsizlikler enerji fiyatlarının giderek artmasına sebep olmaktadır. Buna paralel olarak RES'lerin yaygınlaşması için ülkelerin yatırımcılara vermiş olduğu teşviklerin kalkması üreten tüketicileri, öz tüketim oranlarını artırmaya yöneltmiştir.

Bu çalışmada enerji tarifeleri ve teşviklerdeki değişimlerin optimal HPS'ler üzerindeki teknik, ekonomik ve çevresel etkileri analiz edilmiştir. Optimal sonuçlar, %75-200 PR'lı HPS'ler arasında elde edilmiştir. %40 GSC'li senaryoda PR artışı enerji satış teşvikine bağlı olarak NPC'yi %48'e kadar iyileştirmiştir. Bununla birlikte %20 GSC ve altındaki senaryolarda, %75 PR sonrası NPC artışa geçmiş ve amortisman süreleri uzamıştır. Ayrıca yük örtüşmezliği ve şebeke kısıtları nedeniyle %200 PR ve sonrasında temiz enerji kullanımı çok az artış göstermiştir. Optimal senaryolarda EE 10%'nun altına düşürülürken, CO₂ emisyonu %3'e kadar azaltılmıştır. Satın alma maliyetlerinin artışı yüksek PR'larda EE'nin ESS'lerde depolanarak pik talep zamanlarında kullanılmasını ekonomik kılmıştır. Özellikle artan enerji maliyetleri optimal ESS kapasitesini iki katına kadar artırmıştır.

Elde edilen sonuçlar, yüksek RES'li üretim şebekeye entegrasyonu sırasında güç kalitesini korumaya yönelik alınan kısıt ve önlemlerin bu yatırımların hızını yavaşlatabileceğini göstermiştir. Dahası, sıfır karbon hedefleri doğrultusunda RES'li üretimi artırmak için kontrollü teşvik paketlerinin devam etmesi gerekliliği ortaya çıkmıştır.

ETİK STANDARTLARIN BEYANI (DECLARATION OF ETHICAL STANDARDS)

Bu makalenin yazar(lar)ı çalışmalarında kullandıkları materyal ve yöntemlerin etik kurul izni ve/veya yasal-özel bir izin gerektirmediğini beyan ederler.

YAZARLARIN KATKILARI (AUTHORS' CONTRIBUTIONS)

Zafer ÖZTÜRK: Analizleri yapmış, analiz sonuçlarını değerlendirmiş, grafik ve şekilleri tasarlamıştır.

Alpaslan DEMİRCİ: Analizleri yapmış, analiz sonuçlarını değerlendirmiş, makaleyi yazmış, sonuçları yorumlamış ve çizelgeleri oluşturmuştur.

ÇIKAR ÇATIŞMASI (CONFLICT OF INTEREST)

Bu çalışmada herhangi bir çıkar çatışması yoktur.

KAYNAKLAR (REFERENCES)

- [1] P. Denholm *et al.*, "The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the United States", *Joule*, 5(6): 1331–1352, (2021).
- [2] B. Oryani, Y. Koo, S. Rezaia, and A. Shafiee, "Barriers to renewable energy technologies penetration: Perspective in Iran", *Renewable Energy*, 174: 971–983, (2021).
- [3] S. Nasirov, C. Silva, and C.A. Agostini "Assessment of Barriers and Opportunities for Renewable Energy Development in Chile", *SSRN Journal*, 1-14, (2015).
- [4] M. Mahama, N.S.A. Derkyi, and C.M. Nwabue, "Challenges of renewable energy development and deployment in Ghana: perspectives from developers", *GeoJournal*, 86(3): 1425–1439, (2021).
- [5] G. Barone, A. Buonmano, C. Forzano, G.F. Giuzio, and A. Palombo, "Increasing renewable energy penetration and energy independence of island communities: A novel dynamic simulation approach for energy, economic, and environmental analysis, and optimization", *Journal of Cleaner Production*, 311: 1-17, (2021).
- [6] A.A. Eras-Almeida, and M.A. Egido-Aguilera, "Hybrid renewable mini-grids on non-interconnected small islands: Review of case studies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116(15): 1-20, (2019).
- [7] G. Notton, J.L. Duchaud, M.L. Nivet, C. Voyant, K. Chalvatzis, and A. Fouilloy, "The electrical energy situation of French islands and focus on the Corsican situation", *Renewable Energy*, 135(C): 1157–1165, (2019).
- [8] D. Curto, V. Franzitta, A. Viola, M. Cirrincione, A. Mohammadi, and A. Kumar, "A renewable energy mix to supply small islands. A comparative study applied to Balearic Islands and Fiji", *Journal of Cleaner Production*, 241: 1-19, (2019).
- [9] D. Curto, S. Favuzza, V. Franzitta, R. Musca, M. A. Navarro Navia, and G. Zizzo, "Evaluation of the optimal renewable electricity mix for Lampedusa island: The adoption of a technical and economical methodology", *Journal of Cleaner Production*, 263: 1-18, (2020).
- [10] D. Groppi, D. Astiaso Garcia, G. Lo Basso, and L. De Santoli, "Synergy between smart energy systems simulation tools for greening small Mediterranean islands", *Renewable Energy*, 135: 515–524, May (2019).
- [11] D. M. Gioutsos, K. Blok, L. van Velzen, and S. Moorman, "Cost-optimal electricity systems with increasing renewable energy penetration for islands across the globe", *Applied Energy*, 226: 437–449, (2018).
- [12] T. Olowu, A. Sundararajan, M. Moghaddami, and A. Sarwat, "Future Challenges and Mitigation Methods for High Photovoltaic Penetration: A Survey", *Energies*, 11(7): 1-32, (2018).

- [13] "Marmara Islands Municipality Energy Report", (2021). <https://www.marmara.bel.tr>
- [14] "Elektrik Piyasası Tarifeler Listesi", *T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu*, (2023). <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-1/tarifeler>
- [15] K. Elmaadawy, K.M. Kotb, M.R. Elkadeem, S.W. Sharshir, A. Dán, A. Moawad, and B. Liu, "Optimal sizing and techno-enviro-economic feasibility assessment of large-scale reverse osmosis desalination powered with hybrid renewable energy sources", *Energy Conversion and Management*, 224: 1-18, (2020).
- [16] O. Ellabban, and A. Alassi, "Optimal hybrid microgrid sizing framework for the mining industry with three case studies from Australia", *IET Renewable Power Generation*, 15(2): 409–423, (2021).
- [17] R. Chaurasia, S. Gairola, and Y. Pal, "Technical, economic feasibility and sensitivity analysis of solar photovoltaic/battery energy storage off-grid integrated renewable energy system", *Energy Storage*, 4(1): 1-18, (2022).
- [18] A. Demirci, O. Akar, and Z. Ozturk, "Technical-environmental-economic evaluation of biomass-based hybrid power system with energy storage for rural electrification," *Renewable Energy*, 195: 1202–1217, (2022).
- [19] "Trading Economics", (2023). <https://tradingeconomics.com/country-list/inflation-rate?continent=world>
- [20] Z. Ozturk, S. Tosun, A. Ozturk, and O. Akar, "Comparative Evaluation of Stand-Alone Hybrid Power System with Different Energy Storages", *Fresenius Environmental Bulletin*, 30: 10908–10924, (2021).
- [21] Z. Ozturk, A. Demirci, S. Tosun, and A. Ozturk, "Technic and Economic Effects of Changes in the Location of Industrial Facilities in Industrializing Regions on Power Systems", *2021 13th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, 11–17, (2021).
- [22] M.B. Shafik, G.I. Rashed, and H. Chen, "Optimizing Energy Savings and Operation of Active Distribution Networks Utilizing Hybrid Energy Resources and Soft Open Points: Case Study in Sohag, Egypt", *IEEE Access*, 8: 28704–28717, (2020).
- [23] A. Demirci, Z. Ozturk, and S. M. Tercan, "Decision-making between hybrid renewable energy configurations and grid extension in rural areas for different climate zones", *Energy*, 262(A): 1-14, (2023).
- [24] M. Lugmayr, "Encyclopedia of Global Warming & Climate Change International Renewable Energy Agency", (2012). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf
- [25] S. M. Tercan, A. Demirci, E. Gokalp, and U. Cali, "Maximizing self-consumption rates and power quality towards two-stage evaluation for solar energy and shared energy storage empowered microgrids", *Journal of Energy Storage*, 51: 1-13, (2022).