



POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLERİN OPTİMİZASYONUNDA KARLILIK ANALİZİ VE ÇALIŞMA SÜRESİ TAYİNİ

Hasan GÜRSAKAL*, Ali UYUMAZ

İstanbul Teknik Üniversitesi, İnşaat Fakültesi, İnşaat Mühendisliği Bölümü, İstanbul, Türkiye

Anahtar Kelimeler

*Pompaj Depolamalı
Hidroelektrik Santraller,
Göreceli Karlılık Analizi,
Optimizasyon,
Yenilenebilir Enerji,
Elektrik Depolaması.*

Öz

Bu çalışmada, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin yapı boyutları, kurulu güç ve üretim miktarlarının optimizasyonunda kullanılacak olan karlılık oranları ve pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin (PDHES) çalışma süreleri göreceli karlılık analizi yaklaşımı (GÖKAY) ile ele alınacaktır. GÖKAY, piyasada oluşan saatlik elektrik fiyatlarını oransal olarak değerlendirmeye, sistemin iç verim oranı (İVO) esas alınarak alış ve satış fiyatları arasında oluşan karlılık analizini yapan bir yaklaşımdır. GÖKAY ile gün içindeki elektrik en düşük ve en yüksek fiyatlar arasındaki karlılık oranları elde edildiği gibi buna bağlı olarak da İVO'ya karşılık gelen PDHES'in çalışma saatleri de belirlenmiş olmaktadır. Elde edilen sonuçlar da PDHES'lerin optimizasyon çalışmalarında kullanılabilir. Optimizasyon çalışmasını yaparken öncelikle karar değişkenleri belirlenerek, bu parametreler belirli aralıklar içerisinde modelde kullanılır. Parametrelerin çalışma aralıkları da dünyada tesis edilmiş PDHES'ler örnek alınarak ve piyasa ihtiyaçları dikkate alınarak belirlenir. PDHES'lerin optimizasyon sonucunda en uygun yapı boyutları, kurulu güç ve üretim miktarlarının seçilerek ekonomik analizlerinde rantabilitesinin 1'in üzerinde olduğu sınır değerler ve maksimum rantabilite değerlerine ulaşılan sınırlar belirlenir. PDHES'lerin ekonomik analizlerine ve optimum sonuçlara ulaşılmasında karlılık analizleri ve çalışma saatlerinin belirlenmesi en önemli etkenlerdir. Çalışma neticesinde PDHES'lerin İVO değerinin artışına göre karlılık oranının azaldığı görülse de, çalışma saatlerinde ve 12 saatlik süre ile normalize edilmiş karlılık oranı (NKO) değerlerinde artış olduğu görülmektedir.

DETERMINATION OF OPERATION TIME AND PROFITABILITY ANALYSIS OF PUMPED STORAGE HYDROELECTRIC POWER PLANTS OPTIMIZATION

Keywords

*Pumped Storage
Hydroelectric Power Plants,
Relative Profitability Analysis,
Optimization,
Renewable Energy,
Electricity Storage.*

Abstract

This study discusses the structural dimensions of pumped-storage hydroelectric power plants (PSHPP), the profitability ratios to be used in the optimization of installed capacity and energy production as well as operating times of pumped-storage hydroelectric power plants (PSHPP), from the perspective of relative profitability analysis approach (RPAA). RPAA is an approach which makes the analysis of profitability emerging between the purchase and sale prices based on the system's internal rate of return (IRR) by assessing the hourly electricity prices in the market proportionately. By RPAA, not only the profitability ratios between the maximum and minimum prices during the day are obtained, but also the PSHPP's operating times corresponding to the IRR are determined as well in relation to these ratios. The results obtained may also be used in the optimization studies of PSHPPs. In the optimization studies, firstly the stability variables are determined and then these parameters are used in the model within certain intervals. The operating intervals of the parameters are determined by taking into consideration the PSHPPs established worldwide and the needs of the market. As a result of the optimization, PSHPPs' most appropriate structural dimensions, the limit values in cases where the profitability is over 1 in the economic analyses that select the installed capacity and energy production as well as the limits where the maximum profitability values are reached, are determined. In economic analyses of PSHPPs and in reaching the

* İlgili yazar / Corresponding author: hgursakal@gmail.com, +90-532-765-3121

optimum results with regard to PSHPPs, profitability analyses and the determination of operating times are the most important factors. As a result of the study, although it is seen that the profitability rate decreases according to the increase in the IRR of PSHPP, it is seen that there is an increase in the operating hours and the normalized profitability rate (NPR) values for 12 hours.

Alıntı / Cite

Gürsakal H., Uyumaz, A., (2021). Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Optimizasyonunda Karlılık Analizi ve Çalışma Süresi Tayini, Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi, 9(2), 436-452.

Yazar Kimliği / Author ID (ORCID Number)

H. Gürsakal, 0000-0002-4148-2507

A. Uyumaz, 0000-0002-2530-6706

Makale Süreci / Article Process

Başvuru Tarihi / Submission Date 29.04.2021

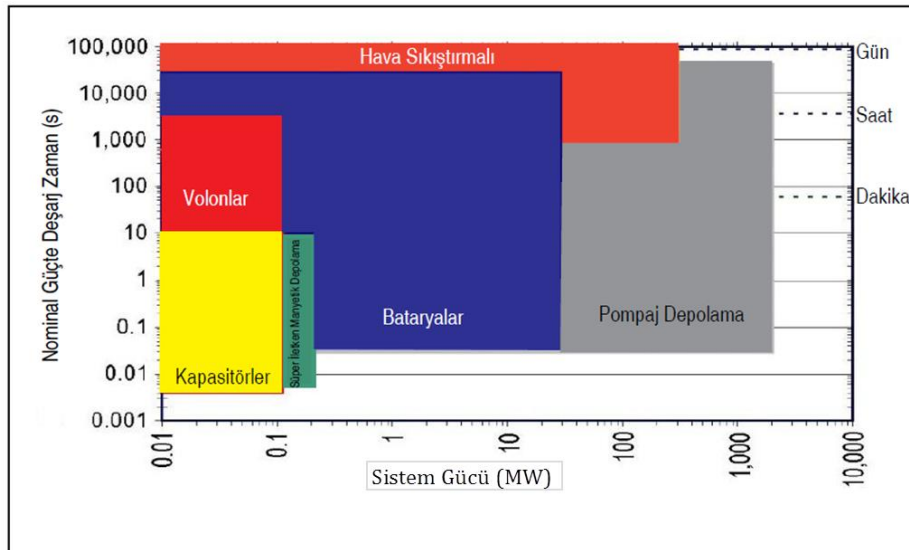
Revizyon Tarihi / Revision Date 20.05.2021

Kabul Tarihi / Accepted Date 01.06.2021

Yayın Tarihi / Published Date 20.06.2021

1. Giriş (Introduction)

Ülkemizin gelişen ekonomisi ve nüfus artışına bağlı olarak elektrik enerjisi tüketimi de artış göstermekle birlikte, 2018 yılındaki toplam tüketim bir önceki yıla göre %2,2 artarak 304,2 milyar kWh olmuştur. Bu tüketimi karşılamak için elde edilen üretim ise bir önceki yıla göre %2,2 oranında artarak 304,8 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2018 yılındaki elektrik üretiminin oransal dağılımı %37,3'ü kömürden, %29,8'i doğal gazdan, %19,8'i hidrolik enerjiden, %6,6'sı rüzgârdan, %2,6'sı güneşten, %2,5'i jeotermal enerjiden ve %1,4'ü diğer kaynaklardan şeklinde oluşmuştur. 2019 yılı Eylül ayı itibarıyla kurulu gücü 90.720 MW'a ve 2021 yılı Şubat ayı itibarıyla da 96.271 MW'a ulaşmıştır. Enerji talebinin artışına bağlı olarak tüketimin karşılanması için talebin yaklaşık %76'sı ithalat ile karşılanmakta olup, bu ithalatın da ülke ekonomisini olumsuz etkilediği gibi dışa bağımlılığa sebep vermektedir. Enerji taleplerinin mümkün olduğu kadar ülkemizin öz kaynaklarındaki potansiyeli ile karşılanması durumunda ülke ekonomisi üzerindeki yükü hafifleyeceği gibi aynı zamanda dışa bağımlılığının ve maliyetlerin azaltılması sağlanacaktır (Gürel, 2020). Bu nedenle, tüm enerji potansiyelinin en ekonomik olarak kullanılabilir hale getirilmesi için enerji sektörünün ve paydaşlarının azami gayret sarf etmesi elzemdir.



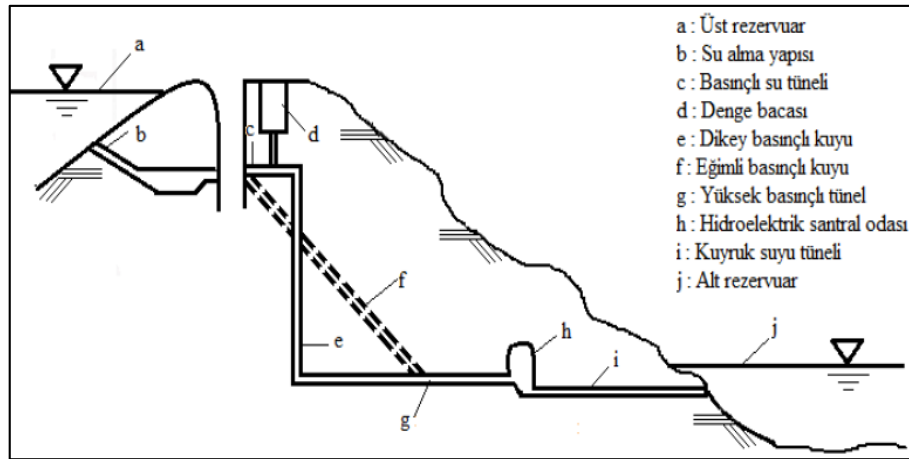
Şekil 1. Enerji depolama sistemleri (Ünver vd., 2015) (Energy storage systems)

Enerjinin elektrik enerjisi olarak depolanması, ileri teknoloji gerektiren ve pahalı sistemler olduğundan dolayı alternatif depolama sistemlerinin araştırılması yönünde çalışmalar yapılmıştır. Genel olarak enerji depolama sistemi çeşitleri; mekanik, elektrokimyasal, elektromanyetik ve termal prosesler olmak üzere dört ana başlık olarak ele alınmaktadır Basınçlı hava depolamalı sistemler, volanlar, pompaj depolamalı sistemler mekanik enerji depolama teknolojilerindedir. Piller ve akış bataryaları, kimyasal enerji depolama; kapasitör, süper kapasitör, manyetik süper iletken ise elektrik enerjisi depolamak için geliştirilmiş teknolojilerdir (Mert vd., 2018). Depolanması gereken elektrik enerjisi, kimyasal, manyetik ve mekanik enerjiye dönüştürülerek depolanabilmektedir. Farklı amaçları da olan bu sistemlerin büyük miktarda enerji depolama konusunda, mekanik depolama sistemleri arasında en verimli olanları basınçlı hava depolama ve pompaj depolama sistemleridir. Şekil 1'de görüleceği üzere, farklı enerji depolama sistemlerinin nominal güçte deşarj zamanları ve sistem gücü bazında

dakika, saat ve günlük olarak depolama kapasitelerine bakıldığında PDHES'lerin MW mertebesinde ve büyük ölçekte depolama yapabilmektedir (Ünver vd., 2015).

Enerji depolama tesisleri yapılarak enerjinin depolanması, pik taleplerin karşılanması, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekede sorunsuzca çalışması, hidroelektrik ve termik santrallerin daha verimli çalışması, şebekenin frekans ve geriliminin istenilen aralıklarda temini, enerjinin kaliteli ve güvenli bir şekilde arz edilmesi, enerji kalitesinin sürekliliğini sağlanması, enerjide fiyat istikrarının sağlanması amaçları gözetilmektedir.

Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerde (PDHES), düşüşünden faydalanılması için alt ve üst olmak üzere iki rezervuar bulunmaktadır. Rezervuarlar nehir, doğal göl, mevcut baraj rezervuarı, deniz üzerindeki doğal rezervuarın kullanılabilmesi gibi, inşa edilecek yapay havuz da olabilmektedir. Enerji talebinin yüksek olduğu veya elektriğin pahalı olduğu zamanlarda, üst rezervuardaki suyun alt rezervuara düşürülmesiyle türbinlenen sudan elektrik enerjisi üretilir. Enerji talebinin az olduğu zamanlar veya elektriğin ucuz olduğu zamanlarda ise pompa çalıştırılarak su, alt rezervuar seviyesinden üst rezervuar seviyesine yükseltilir. Su alma yapısı üst rezervuarın yanında veya altında olacak şekilde yapılabilmektedir. Yeraltı santralli olarak yapılan pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerde su iletim yapısı olarak çoğunlukla basınçlı kuyu ve enerji tüneli kullanılmaktadır. Santralle alt rezervuar arasındaki bağlantı da Şekil 2'de gösterildiği üzere kuyruk suyu tüneli ile sağlanmaktadır (Ünver vd., 2015).



Şekil 2. Pompaj depolamalı hidroelektrik santral (PDHES) ve su iletim yapıları şeması (Ünver vd., 2015) (Pumped storage hydroelectric power plant (PSHPP) and water transmission structures scheme)

PDHES'ler yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme daha verimli olarak dahil edilmesi konusunda en umut verici enerji depolama teknolojisidir (Sousa vd., 2014). PDHES'lerin varlığı, enterkonnekte sistemin güvenilirliğini arttırmak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunu teşvik etmektedir (Papaefthymiou ve Papathanassiou, 2014).

PDHES'ler, nükleer veya termik santraller gibi üretimi kısa sürede durdurlamayan veya durdurulmasının maliyetlerinin yüksek olduğu tesislerde ihtiyaç fazlası üretilen elektriğin depolanarak, elektrik ihtiyacının fazla olduğu zamanlarda da tüketilmesi üzerine kurulmuştur. Böylelikle, arz ve talep dengesi sağlandığı gibi, çevresel etkileri en aza indirgeyerek yük dengeleme ve frekans kontrolü de sağlanmaktadır. Hava sıkıştırımlı depolama, volan kullanma, süper kapasitörler ve konvansiyonel bataryalar gibi diğer elektrik enerjisi depolama biçimlerine kıyasla, PDHES'ler, yüksek yatırım maliyeti ve uzun inşaat süresi gerektirmelerine rağmen, büyük depolama kapasiteleri, çevreye olan olumlu etkileri ve enerji dönüşümündeki verimlilikleri bakımından daha avantajlıdır (Ayder, 2015).

İlk pompaj depolamalı sistem kullanımı 1890'larda İtalya ve İsviçre'dedir. PDHES'lerin dünyadaki durumuna bakıldığında; yaklaşık olarak 135.000 MW'ın üzerinde kurulu güç ile 39 ülkede işletmededir. Bu ülkeler arasında 25.000 MW'lık kurulu güç ile Japonya ilk sırada yer almaktadır. Bu güç Japonya'nın toplam kurulu gücünün yaklaşık %10'una karşılık gelmektedir. Çin'in PDHES potansiyeli hızla artmakta ve yakın gelecekte dünya ülkeleri arasında ilk sırayı alması beklendiği ifade edilmektedir. Elektrik enerjisinin %99'unu hidrolik kaynaklardan elde eden Norveç'te yaklaşık 1.300 MW kurulu güçte PDHES işletmededir. Gelişmiş ülkelerin yanı sıra gelişmekte olan ülkelerde de yapımı planlanan PDHES'lerin gün geçtikçe sayıları artmaktadır. 2014 yılı rakamları ile dünya genelindeki PDHES kurulu gücü 175.000 MW olmak üzere, bu güç giderek artış göstermektedir (Sertkaya vd., 2015).

ABD'de, mevcut 38 pompalı hidroelektrik tesisi, ülkenin elektrik üretim kapasitesinin yüzde 2'sinden fazlasını depolayabilmektedir. Bu pay, Avrupa'nın (neredeyse % 5'i) ve Japonya'nın (yaklaşık % 10'u) ile karşılaştırıldığında oran olarak küçük olsa da sektör mevcut santrallere yakın rezervuarlar kurmayı planlamaktadır (ESA, 2021).

Ülkemizde mülga EİE ve DSİ tarafından PDHES'ler konusunda planlama düzeyinde çalışmalar yapılmış olsa da şimdiye kadar yatırım kararı alınan, inşaatı başlayan veya tamamlanan bir PDHES bulunmamaktadır. PDHES'lerin yapımı ile ilgili mevzuat düzenlemeleri DSİ, EPDK ve ETKB tarafından devam ediyor olsa da, yürürlüğe girmiş bir düzenleme henüz mevcut değildir. Mülga EİE tarafından planlanan PDHES'lerin özet bilgileri Tablo 1'de verilmektedir.

2001 yılında 4628 sayılı Enerji Piyasası Kanunu ve bu kanuna bağlı yönetmelikler ile ülkemizde elektrik piyasası liberalleşerek, özel sektör ile birlikte elektrik tesisi yatırımları hızlanmıştır. Bu süreç içerisinde hidroelektrik enerji, rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, jeotermal enerji, biyokütle enerji gibi yenilenebilir enerji tesisleri yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması (YEKDEM) sayesinde özel sektörün yatırımına açılmıştır. Geçen zaman içerisinde resmi kurumların düzenlemeleri ile yerli ve yabancı enerji sektörü yatırımcıları bu tesislerin yapımını üstlenmişlerdir. 2020 yılı sonunda YEKDEM teşvikinin kanuni süresi tamamlanıyor olması ve ülkenin son yıllarda yaşadığı ekonomik sıkıntılar ile birlikte, enerji sektöründeki yatırımlar yavaşlayarak devam etmektedir. Enerjinin depolanmasının sağlanması, elektrik yükünün dengelenmesi, elektrik ihtiyacının arttığı saatlerde hızlı şekilde devreye alınarak ihtiyacı karşılayabilme gibi birçok avantajı olan PDHES'ler için şimdiye kadar kamu ve özel sektör tarafından yatırım yapılmamış olmasının bazı sebepleri de vardır. PDHES'lerin yapımını, elektrik üretimini ve tüketimini düzenleyen yürürlükte bir mevzuatın olmaması sebeplerden biridir. DSİ, EPDK ve ETKB tarafından hazırlanan bazı taslak yönetmelikler bulunmakla birlikte, yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve işleyişinin düzenlendiği bir sistem ve bu yatırımları teşvik edici bir mekanizma henüz yoktur. Elektrik piyasasındaki yapılanmanın yeni başlamış olması ve PMUM sistemi ile birlikte elektrik fiyatlarının ve fiyat farklarının ne şekilde oluşacağını öngörülemez olması da bir başka etken olarak öne çıkmaktadır.

Tablo 1. Mülga EİE tarafından planlanan PDHES'ler (PSHPP's planned by repealed EIE)

EİE Tarafından Çalışılmış Olan PDHES'ler					
Tesis Adı	Kurulu Gücü (MW)	İli	Türü	Proje Debisi (m ³ /s)	Düşü (m)
Gökçekaya PHES	1600	Eskişehir	Mevcut baraj gölüne entegre	193	962
İznik I PHES	1500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	687	255
Sarıyar PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	270	434
Bayramhacılı PHES	1000	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	720	161
Hasan Uğurlu PHES	1000	Samsun	Mevcut baraj gölüne entegre	204	570
Adıgüzel PHES	1000	Denizli	Mevcut baraj gölüne entegre	484	242
Burdur PHES	1000	Burdur	Tamamen yeni yatırım	316	370
Eğridir PHES	1000	Isparta	Tamamen yeni yatırım	175	672
Kargı PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	238	496
Karacaören II PHES	1000	Burdur	Mevcut baraj gölüne entegre	190	615
Yalova PHES	500	Yalova	Tamamen yeni yatırım	147	400
Yamula PHES	500	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	228	260
Oymapınar PHES	500	Antalya	Mevcut baraj gölüne entegre	156	372
Aslantaş PHES	500	Osmaniye	Mevcut baraj gölüne entegre	379	154
İznik II PHES	500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	221	263
Demirköprü PHES	300	Manisa	Mevcut baraj gölüne entegre	166	213

Rüzgar ve güneş enerjisi gibi elektriksel gücü değişken ve kararsız karakterde olan tesislerin yeni yeni yapılıyor olması ve nükleer enerji santrali yatırımının da henüz devre girmemiş olması da PDHES yatırımlarının da şimdiye kadar ön plana çıkmamasının nedenleri arasında yer almaktadır. Yakın gelecekte, ülkenin rüzgar ve güneş enerji potansiyellerinin tamamını kullanabilmesi için ve planlanan nükleer enerji santrallerinin devre alınacağını da öngörüldüğünde PDHES'lerin yapımı için gerekli düzenlemelerin en kısa süre içerisinde tamamlanması ve yatırım planlamalarının da başlatılması zaruri hale gelmektedir.

2. Kaynak Araştırması (Literature Survey)

Brown vd. (2008) tarafından yapılan çalışmada, yenilenebilir enerji kaynaklarının zengini olduğu küçük bir adada PDHES projesinin belirli güvenlik kriterleri ve kısıtlamalar ile ekonomik analizi yapılmaktadır. Dinamik güvenlik kriteri, acil durumlarda düşük frekansta yük atma riskini önlemek ve güç sisteminin frekansını düzenlemesini sağlamak için geliştirilmiştir. Çalışmadaki yaklaşım, üretimin stokastik niteliği ve frekans düzenlemesi ile dinamik güvenlik kısıtlamaları da dahil olmak üzere, izole edilmiş bir sistemde PDHES'lerin optimize edilmesidir.

Optimizasyonda rüzgar ve hidro enerjisinin yıllık güç miktarlarını dikkate aldığına, mevsimsel değişimler de göz önünde bulundurularak, yük dağılımlarını tahmin etmek için farklı senaryolar çalışılmıştır. Senaryolar oluşturulmasında yılı mevsimlere bölerek, yenilenebilir üretimin mevsimlere göre ortalama değerleri seçilmiştir. Elde birkaç yıllık veri bulunduğundan dolayı, senaryo üretilmesinde bulanık mantık tekniği kullanılmıştır. Bulanık mantık kullanılması ile günlük yük eğrileri ve yenilenebilir enerji üretim eğrilerinin şekli ve miktarlarını belirten yirmi dört saatlik bir prototip üretilmektedir. Rüzgar ve hidroda fiyat tarifesinde sabit bir değer garantisi olduğu kabul edilmiştir. Bu nedenle, yenilenebilir enerji üretimi, teknik nedenler dışında her daim PDHES sisteminde üretimine devam ettiği kabul edilmiştir. Buradaki maksat, enerji arz güvenliğinden ödün vermeden yenilenebilir enerji üretimini maksimize etmektir. Kurulu güç kapasitesini ve üretimi maksimize etmek kurulum maliyetleri ve işletme maliyetlerine bağlıdır. Çalışma, hem kurulu güç kapasitesi hem de sistemin çalışma stratejisi hakkında bilgi sunmaktadır. Çalışmalar sonucu, PDHES'in adanın elektrik sistemine dahil edilmesinin yenilenebilir enerjinin üretiminin artırılması ile birlikte, hem dinamik güvenliği hem de sistemin ekonomisinin iyileştirilmesini sağladığı görülmüştür.

Tuohy ve O'Malley (2011) tarafından yapılan çalışmada, İrlanda ulusal şebekesinin 2020'de önemli düzeyde rüzgar enerjisini absorbe etme yeteneğini incelemiş ve fazla rüzgar enerjisi üretiminin enerji yönetimini sağlayacak önemli bir PDHES kapasitesi belirlenmiştir. Elde ettikleri sonuçlara göre, PDHES ile sadece rüzgar enerjisi katkısının 2020 yılına kadar % 50'yi aşması durumunda maliyet açısından optimum olduğu, aksi halde pik yüklü termik santrallerin kullanımının tercih edilmesinin uygun olduğunu ortaya koymuştur.

Carton ve Olabi (2010) tarafından yapılan çalışmada, İrlanda elektrik şebekesini yüksek rüzgar enerjisi üretimiyle incelemiş, yakıt hücresi ve hidrojen depolama sistemi çözümünü rüzgar enerjisi için bir destek seçeneği olarak sunmuşlardır. Hidrojen yakın gelecekte uygulanabilir bir çözüm olsa da teknolojik gelişmelere ve sosyal kabul edilebilirliğe ilişkin bazı zorlukların aşılması gerektiğinin altını çizmişlerdir.

Sivakumar vd. (2014) tarafından yapılan çalışmada, pik talebi tesislerindeki yüksek elektrik üretim fiyatlarının üstesinden gelmek ve ilerleyen yıllarda Hindistan bölgesinde beklenen artan yenilenebilir enerji üretiminin sisteme girişini kolaylaştırmak amacıyla Hindistan'daki mevcut PDHES potansiyelinin değişken hızlı ekipmanlar vasıtasıyla daha etkin kullanılmasının gerekliliğini çalışmışlardır.

Anagnostopoulos ve Papantonis (2012) tarafından yapılan çalışmada, hem konvansiyonel hem de PDHES operasyonel gereksinimlerini yerine getirebilecek bir kombine işletme modu ortaya koymak ve bu sayede tesisin ekonomik performansını en üst düzeye çıkarmak ve yenilenebilir enerji kaynakları katkısını arttırmak mevcut şebekeden işletilen Yunan hidroelektrik santrallerinin PDHES tesislerine uyarlanması önerilmiştir.

De Boer vd. (2014) tarafından yapılan çalışmada, yakıt bazlı işletim maliyetlerinin azalmasıyla birlikte termik ünitelerin başlangıç ve kapanma maliyetlerinin düşmesi ve rüzgâr enerjisi üretiminin farklı seviyelerinde sistem elektrik maliyetini düşürücü etkileri bakımından elektrikten gazla çevirme sistemi, PDHES ve basınçlı hava enerji depolaması dahil olmak üzere farklı ölçekteki enerji depolama çözümlerinin uygulanmasını incelemiştir. Elde edilen sonuçlara göre, büyük ölçekli enerji depolaması uygulamalarından elde edilen elektrik maliyeti faydaları en yüksek PDHES'lerde, ikinci olarak basınçlı hava enerji depolaması ve son olarak da elektrikten gazla çevirme sistemlerinde ortaya çıkmıştır.

Johnson vd. (2014) tarafından yapılan çalışmada, rüzgar kaynağı ile birlikte bulunan şebeke ölçeğinde bir batarya depolaması göz önünde bulundurularak, Amerika Birleşik Devletleri için farklı, varsayımsal ve iletim kısıtlı rüzgar enerji üretimi senaryoları altında optimum enerji depolama seviyelerinin değerlendirmesini incelenmiştir. Bu amaçla, belirli depolama maliyetleri altında, rüzgâr enerjisi kısıtlamalarının %100 geri kazanılmasının maliyet açısından uygun olmayan çözümlere yol açacağından dolayı, enerji depolaması için optimum boyutlandırma çalışılmıştır.

Kocaman (2019) tarafından yapılan çalışmada, belirli bir bölgenin (Isparta, Burdur, Antalya) elektrik talebini karşılamak üzere kurulacak, güneş enerjisi tesisi ile pompaj depolamalı hidroelektrik santralde elektrik depolanmasında sistemin maliyetlerini en aza indirmek maksadıyla, boyutlandırılması amaçlanmıştır. Çalışmada, güneş enerjisi tesisi teknik bileşenleri detaylandırılmadan panel boyutları karar değişkeni olarak kabul edilmiştir. Hidroelektrik tesisin kabulleri ise, düşünün ve debinin sabit olarak kabul edilerek sistem verimliliği sabit bir sayı olarak ele alınmıştır. Rezervuar, güneş panelleri ve tersinir türbin ve jeneratör boyutları değişken parametreler olarak çalışmalar yapılmıştır. Hem saf PDHES hem de karışık PDHES tipi için yapılan deterministik ve stokastik model çalışmaları neticesinde rezervuar boyutu, panel boyutları, iletim hattı kapasitesi, türbin-jeneratör kapasiteleri ile birlikte elektrik birim maliyetleri sonuçları elde edilmiştir.

Dursun (2010) tarafından yapılan çalışmada, PDHES ile rüzgar enerji santralının belirlenen bir bölgede (Tekirdağ, Kırklareli, Edirne) birlikte çalışmasının modellenmesi ve analizi amaçlanmıştır. Rüzgar enerjisi için farklı beş adet türbin tipi ve bu tiplere göre türbin sayıları optimizasyonu yapılmıştır. Modellemenin temelinde elektrik ihtiyacı, rüzgar türbini, PDHES ve enterkonnekte sistem dikkate alınmıştır. PDHES'in optimizasyonunda ise su pompa, hidroelektrik türbin gücü ve üst hazne boyutlarının optimizasyonu amaçlanmıştır. Çalışmada farklı kurulu güçte 4 adet su pompası ve hidroelektrik türbin optimizasyon çalışmalarında ele alınmıştır. Çalışma sonucunda, ele alınan bölgenin elektrik ihtiyaçlarının ne oranda PDHES, rüzgar veya şebekeden karşılandığı bilgisine ulaşılmıştır.

Kaynak araştırmasına bakıldığında, çalışmanın literatürdeki çalışmalardan farklı olarak piyasada geçmiş dönemlerde oluşan elektrik satış fiyatları oransal değerler haline getirilerek PDHES'lerin karlılık oranlarını ve çalışma saatlerinin belirlendiği görülmektedir. Bu analizin yapılmasında esas alınan PDHES'e ait iç verimlilik oranına (İVO) bağlı olarak çalışmaların yürütülmesi de literatürde daha önce çalışılmadığı görülmekte olup, çalışmanın özgün olmasını sağlamaktadır.

Çalışmanın amacı, PDHES'lerin rezervuar, tesis yapıları, türbin ve pompa kurulu güçleri, yapı boyutları, gibi parametreler göz önüne alınarak optimizasyon yapılması, optimizasyon sonucu ekonomik analiz sonucu en uygun olan parametrelerin seçilmesi için en büyük önem az eden sistemin çalışma saatlerinin ve günlük elektrik fiyatlarındaki değişimler arasında oluşacak karlılık oranlarının belirlenmesini amaçlamaktadır. Sistemin çalışma saatleri ve gün içindeki saatlik fiyat farklarından kaynaklanan karlılık oranları belirlendikten sonra PDHES'in karar değişkeni olarak belirlenen parametrelerinin optimizasyonu yapılabilecektir. Oluşturulan optimizasyon modelindeki temel amaç, kullanılacak tüm özgün projelerin planlama aşamasında en uygun sonuçların alınabilmesidir. Böylelikle, PDHES planlaması yapmak isteyenlerin, çalışma kapsamında oluşturulan matematik model ile projelerini en uygun boyutlarda, en verimli şekilde ve en ekonomik olarak planlamaları için temel bir rehber olacaktır.

3. Materyal ve Yöntem (Material and Method)

3.1. Materyal (Material)

PDHES'lerin optimizasyonunda kullanılacak olan karlılık analizi ve buna bağlı olarak bulunacak olan sistemin çalışma sürelerinin belirlenmesinde Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi'nin (EPIAŞ) gün içinde saatlik elektrik fiyatlarının oluşturulmaya başlandığı 01.12.2011 tarihinden 21.02.2021 tarihine kadar geçen 3371 günün her bir saatine ait piyasa elektrik satış fiyatları veri olarak kullanılmaktadır. Bu çalışmadaki veri hesapları 3371 gün üzerinden yapılacak olup, 2021 yılına ait 15 günlük veriler örnek olması amacıyla Tablo 2'de USD kuru değerleri ile verilmektedir (EPIAŞ, 2021).

Tablo 2. EPIAŞ kayıtlarına göre elektrik satış fiyatları (Electricity sales prices according to EPIAŞ datas).

TARİH	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	ORTALAMA
1.1.2021	36.0	32.3	29.5	29.7	28.5	28.5	32.3	30.7	32.3	29.5	32.3	30.1	29.7	32.3	32.3	29.7	38.8	43.2	44.0	43.7	43.5	43.0	42.7	42.3	34.87
2.1.2021	41.8	40.4	34.6	33.4	31.9	33.4	34.9	36.4	38.4	38.4	37.5	36.4	35.5	40.1	42.1	42.5	43.1	44.4	45.0	44.5	43.8	43.3	42.8	42.0	39.44
3.1.2021	41.9	42.1	41.8	36.4	33.4	31.9	32.1	33.2	35.7	33.4	36.0	36.4	38.2	36.4	35.0	41.6	42.3	43.7	44.9	44.6	44.3	43.8	43.4	42.6	38.96
4.1.2021	40.4	36.4	34.6	33.4	31.9	31.9	36.4	42.0	43.2	43.6	43.4	42.9	40.4	41.9	42.5	42.6	43.2	44.1	43.6	42.5	42.7	42.0	36.4	34.6	39.86
5.1.2021	40.4	31.9	31.9	31.9	31.9	31.9	32.1	36.3	42.2	42.5	42.3	41.9	36.1	38.2	42.1	42.5	43.0	43.8	43.7	42.9	42.5	42.3	40.5	37.1	38.83
6.1.2021	40.8	42.2	36.7	34.8	33.6	34.8	36.7	42.4	43.4	43.7	43.4	43.3	42.2	42.4	42.9	43.2	43.3	44.0	43.9	43.3	42.9	42.8	42.2	36.7	41.06
7.1.2021	40.6	42.0	36.5	35.9	33.4	33.4	34.7	36.5	42.8	43.1	43.0	42.5	36.5	37.2	42.0	42.4	42.5	43.3	43.5	42.8	42.8	42.4	42.0	36.5	39.92
8.1.2021	42.2	35.0	35.3	33.3	31.9	32.2	32.2	35.0	42.6	43.7	43.7	43.4	42.3	41.0	42.8	42.9	42.4	43.4	43.6	43.0	42.8	42.4	39.4	33.9	39.59
9.1.2021	42.5	35.2	37.1	34.4	33.4	33.4	33.6	32.7	34.4	35.2	36.2	35.1	32.6	37.1	32.6	37.0	42.6	43.7	44.1	43.6	43.6	43.2	42.8	37.1	37.63
10.1.2021	42.1	33.3	34.0	33.0	31.8	31.8	33.0	31.8	27.2	32.3	42.2	42.3	42.2	32.3	32.3	32.4	42.4	43.5	44.2	43.9	43.5	43.0	42.6	37.0	37.25
11.1.2021	42.1	34.0	34.7	32.9	31.8	31.8	31.8	31.8	42.7	43.4	43.4	42.8	38.0	42.2	42.6	42.8	43.4	44.1	44.1	43.5	43.2	42.7	42.2	36.1	39.51
12.1.2021	42.1	39.3	42.2	34.7	32.7	34.0	34.7	36.6	42.8	43.4	43.2	43.2	42.4	42.6	43.0	43.1	43.2	43.8	43.6	43.0	42.8	42.4	40.9	33.9	40.56
13.1.2021	41.5	37.0	39.6	32.8	34.2	41.7	41.9	42.4	43.6	44.5	44.5	44.7	44.2	44.3	44.7	44.8	45.2	46.1	46.4	45.1	44.2	43.8	43.3	42.8	42.64
14.1.2021	42.9	42.7	42.4	42.0	42.0	42.0	42.2	42.5	43.6	44.6	44.9	44.9	44.3	44.7	45.0	45.0	45.4	47.8	46.8	44.9	44.0	43.6	42.9	42.2	43.88
15.1.2021	42.2	42.2	41.7	33.7	32.3	32.3	37.0	41.7	42.9	43.5	43.6	43.6	42.9	42.9	43.8	44.0	43.9	44.3	44.3	43.8	43.6	43.2	43.0	42.5	41.62

PDHES sistemi içerisinde oluşabilecek hidrolik kayıplar, sızıntı, buharlaşma, kaçak nedeniyle oluşacak su miktarındaki kayıplar, türbin, pompa, generatör ve trafo verim kayıpları için tesise iç verim oranı (İVO) tanımlanmış ve karlılık analizi yapılırken bu oran çalışmalarda esas alınmıştır. İVO için %70 ile %95 arasındaki değerlere karşılık gelen tüm kar oranları ve çalışma süreleri belirlenerek sistemin verimliliği ile bağlantısı ortaya konulmuştur. Bu değer farklı her bir proje veya sistem için farklı değerler seçilebilecek şekilde düşünülerek, farklı değerler seçilerek farklı sonuçlar elde edilmesini sağlamaktadır.

Veri analizleri neticesinde elde edilecek değerler Göreceli Karlılık Analizi Yaklaşımı (GÖKAY) ile oransal değerler haline getirilerek PDHES'in tüketimi ve üretiminde kullanılması amaçlanmaktadır. Göreceli Karlılık Analizi Yaklaşımı (GÖKAY), EPIAŞ'ın ham verilerindeki ortalama değerlerin, veri analizinde elde edilen ve aynı birimden

olan değerler ile oranlanması ile yüzde ile ifade edilen değerlerin türetilmesi yaklaşımıdır. EPIAŞ birimlerinin parasal değerler olması ve uzun yıllara ait olan değerlerde finansal değişimlerin etkileriyle birlikte çalışılmasına müsaade etmeyeceği düşünülerek, bu yaklaşım düşünülmüştür.

3.2. Veri Analizi (Data Analysis)

Çalışmadaki amaç değerlendirmeye alınan EPIAŞ elektrik satış fiyatları arasındaki en düşük ve en yüksek fiyatlar arasındaki karlılığın ortaya konulması olduğu için 24 saatlik günlük verilerin en düşük fiyatlı 12 saatlik verileri (ENDEF) ile en yüksek fiyatlı 12 saatlik verileri (ENYEF) ayrıştırılmıştır. 2021 yılına ait 15 günlük en düşük 12 saatlik veriler Tablo 3'te, 2021 yılına ait 15 günlük en yüksek 12 saatlik veriler Tablo 4'te verilmiştir.

PDHES sisteminde pompajlı olarak elektrik tüketimi yapılacak elektrik fiyatlarının en düşük olduğu saatlere ait değerler belirlenen İVO değeri ile artırıldığında verim kayıpların bindirildiği en düşük elektrik fiyatları (BENDEF) oluşturulmuş olup, 2021 yılına ait verileri de Tablo 5'te verilmiştir. Tablo 5'te verilen değerleri İVO değerinin %87 olarak kabul edilmesiyle oluşturulmuş olup, bu çalışmadaki tüm hesaplarda bu değer kabul edilecektir. Kayıpların eklendiğini gösteren denklem aşağıda verilmiştir.

$$\text{BENDEF} = \text{İVO} \cdot \text{ENDEF} \quad (1)$$

İVO ile kayıpların da maliyetlere yansıtılmasından sonra dirilmesinden sonra kar elde edilecek saatlerin belirlenmesi ve buradan hareket edilerek çalışma saatlerinin belirlenmesi için gün içinde en yüksek elektrik satış fiyatlarından (ENYEF) pompaj için tüketilecek elektrik maliyetlerinin kayıplar dahil bedelini (BENDEF) çıkarılarak brüt kara ulaşılmaktadır.

$$\text{Brüt Kar} = \text{ENYEF} - \text{BENDEF} \quad (2)$$

Tablo 3. 12 saatlik en düşük elektrik satış fiyatları (12-hour lowest electricity sales prices).

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1.2021	28.47	28.47	29.5	29.52	29.71	29.72	29.74	30.05	30.65	32.28	32.28	32.28
2.1.2021	31.94	33.43	33.43	34.55	34.91	35.45	36.39	36.39	37.52	38.41	38.41	40.11
3.1.2021	31.94	32.08	33.2	33.39	33.43	35.04	35.66	36.04	36.39	36.39	36.39	38.21
4.1.2021	31.94	31.94	33.43	34.55	34.55	36.39	36.39	36.39	40.43	40.43	41.93	41.98
5.1.2021	31.94	31.94	31.94	31.94	31.94	32.08	36.12	36.29	37.06	38.21	40.43	40.51
6.1.2021	33.56	34.83	34.83	36.68	36.68	36.68	40.76	42.15	42.16	42.17	42.39	42.39
7.1.2021	33.44	33.44	34.7	35.87	36.45	36.45	36.45	36.45	37.15	40.61	41.97	42
8.1.2021	31.92	32.19	32.2	33.29	33.9	34.97	34.97	35.26	39.35	41.01	42.15	42.29
9.1.2021	32.58	32.58	32.72	33.41	33.41	33.55	34.37	34.37	35.06	35.24	35.24	36.16
10.1.2021	27.21	31.84	31.84	31.84	32.25	32.25	32.25	32.38	32.96	32.96	33.34	34.02
11.1.2021	31.84	31.84	31.84	31.84	32.93	34.02	34.7	36.06	38.03	42.05	42.18	42.23
12.1.2021	32.66	33.89	34.02	34.68	34.68	36.6	39.33	40.9	42.05	42.18	42.38	42.4
13.1.2021	32.78	34.24	36.95	39.63	41.51	41.66	41.94	42.38	42.83	43.34	43.6	43.78
14.1.2021	41.97	42.02	42.04	42.17	42.22	42.38	42.49	42.7	42.87	42.94	43.56	43.56
15.1.2021	32.31	32.31	33.66	37.02	41.73	41.73	42.15	42.24	42.49	42.9	42.93	42.94

Saatlik veriler içinde brüt karın negatife döndüğü değerler sıfır kabul edilerek o saatlerde sistemin çalıştırılmayacağı düşünülerek çalışma saatleri (t_c) belirlenmiştir. Çalışma saatleri ile ortalama günlük brüt kar değerleri hesaplanmaktadır.

$$\text{Ortalama Brüt Kar} = \frac{\text{ENYEF} - \text{BENDEF}}{t_c} \quad (3)$$

Tablo 4. 12 saatlik en yüksek elektrik satış fiyatları (12-hour highest electricity sales prices).

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1.2021	44.01	43.66	43.48	43.24	43.04	42.72	42.34	38.82	35.96	32.29	32.29	32.28
2.1.2021	45.02	44.48	44.37	43.83	43.26	43.07	42.76	42.49	42.05	42.04	41.78	40.43
3.1.2021	44.90	44.61	44.27	43.81	43.72	43.36	42.57	42.25	42.06	41.91	41.80	41.56
4.1.2021	44.09	43.64	43.59	43.38	43.17	43.16	42.89	42.74	42.56	42.51	42.46	41.99
5.1.2021	43.77	43.68	43.00	42.89	42.46	42.46	42.45	42.32	42.26	42.18	42.10	41.85
6.1.2021	44.00	43.91	43.69	43.43	43.41	43.31	43.25	43.25	43.22	42.94	42.89	42.77
7.1.2021	43.46	43.33	43.05	43.00	42.82	42.81	42.77	42.51	42.47	42.43	42.40	42.02
8.1.2021	43.73	43.73	43.55	43.44	43.40	42.99	42.92	42.78	42.76	42.63	42.43	42.39
9.1.2021	44.07	43.72	43.62	43.59	43.20	42.81	42.62	42.48	37.12	37.12	37.12	36.99
10.1.2021	44.19	43.91	43.54	43.52	43.02	42.58	42.38	42.25	42.24	42.18	42.05	37.03
11.1.2021	44.14	44.13	43.46	43.41	43.39	43.35	43.21	42.84	42.77	42.73	42.71	42.61
12.1.2021	43.78	43.62	43.41	43.24	43.24	43.17	43.05	43.04	42.95	42.78	42.77	42.59
13.1.2021	46.35	46.11	45.20	45.08	44.82	44.70	44.68	44.52	44.46	44.32	44.19	44.17
14.1.2021	47.75	46.78	45.38	45.04	45.04	44.88	44.87	44.87	44.68	44.62	44.25	44.03
15.1.2021	44.29	44.28	44.00	43.91	43.84	43.79	43.57	43.56	43.56	43.50	43.19	42.95

2021 yılına ait 15 günlük brüt kar ve çalışma saati tablosu Tablo 6'da verilmiştir. Ortalama kar oranı hesaplanırken ortalama brüt kar ile 24 saatlik piyasa elektrik satış fiyatı ortalaması oranlanmıştır.

Çalışma saatleri belirlendikten sonra, çalışılan ENDEF değerleri tablo halinde oluşturularak Tablo 7'de, çalışılan ENYEF değerleri de tablo halinde Tablo 8'de verilmiştir. Şimdiye kadar belirlenen tüm ENDEF ve ENYEF değerleri ile elde edilen brüt karlılık ve çalışma saatlerinin yıllara göre oluşan değerleri Tablo 9'da özet olarak sunulmuştur. Tablo 9'da EPIAŞ'tan elde edilen 01.12.2011 tarihinden 21.02.2021 tarihine kadar olan saatlik elektrik satış fiyatları ile oluşan brüt kar ve çalışma saatleri değerleri verilmiş olsa da 2011 yılından sadece 31 gün ve 2021 yılından da sadece 52 gün için saatlik veriler olduğu için tüm bir yılın ortalamalarını yansıtmayacağı için bu iki yılın değerleri çıkarılarak 2012-2020 yılları arasındaki 9 yılın ortalama değerleri Tablo 10'da verilmiştir.

Tablo 5. İVO değeri ile kayıpların bindirildiği en düşük elektrik fiyatları (The lowest electricity prices added the losses with IVO value)

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1.2021	32.72	32.72	33.91	33.93	34.15	34.16	34.18	34.54	35.23	37.10	37.10	37.10
2.1.2021	36.71	38.43	38.43	39.71	40.13	40.75	41.83	41.83	43.13	44.15	44.15	46.10
3.1.2021	36.71	36.87	38.16	38.38	38.43	40.28	40.99	41.43	41.83	41.83	41.83	43.92
4.1.2021	36.71	36.71	38.43	39.71	39.71	41.83	41.83	41.83	46.47	46.47	48.20	48.25
5.1.2021	36.71	36.71	36.71	36.71	36.71	36.87	41.52	41.71	42.60	43.92	46.47	46.56
6.1.2021	38.57	40.03	40.03	42.16	42.16	42.16	46.85	48.45	48.46	48.47	48.72	48.72
7.1.2021	38.44	38.44	39.89	41.23	41.90	41.90	41.90	41.90	42.70	46.68	48.24	48.28
8.1.2021	36.69	37.00	37.01	38.26	38.97	40.20	40.20	40.53	45.23	47.14	48.45	48.61
9.1.2021	37.45	37.45	37.61	38.40	38.40	38.56	39.51	39.51	40.30	40.51	40.51	41.56
10.1.2021	31.28	36.60	36.60	36.60	37.07	37.07	37.07	37.22	37.89	37.89	38.32	39.10
11.1.2021	36.60	36.60	36.60	36.60	37.85	39.10	39.89	41.45	43.71	48.33	48.48	48.54
12.1.2021	37.54	38.95	39.10	39.86	39.86	42.07	45.21	47.01	48.33	48.48	48.71	48.74
13.1.2021	37.68	39.36	42.47	45.55	47.71	47.89	48.21	48.71	49.23	49.82	50.11	50.32
14.1.2021	48.24	48.30	48.32	48.47	48.53	48.71	48.84	49.08	49.28	49.36	50.07	50.07
15.1.2021	37.14	37.14	38.69	42.55	47.97	47.97	48.45	48.55	48.84	49.31	49.34	49.36

Tablo 6. Günlük brüt kar analizi ve çalışma saati (Daily gross profitability analysis and operation times).

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Çalışma Saati	Ortalama Brüt Kar	Toplam Brüt Kar	Ortalama Kar Oranı
1.1.2021	11.29	10.94	9.57	9.31	8.89	8.56	8.16	4.28	0.73	0.00	0.00	0.00	9	7.97	71.72	22.85%
2.1.2021	8.31	6.05	5.94	4.12	3.13	2.32	0.93	0.66	0.00	0.00	0.00	0.00	8	3.93	31.48	9.98%
3.1.2021	8.19	7.74	6.11	5.43	5.29	3.08	1.58	0.82	0.23	0.08	0.00	0.00	10	3.86	38.56	9.90%
4.1.2021	7.38	6.93	5.16	3.67	3.46	1.33	1.06	0.91	0.00	0.00	0.00	0.00	8	3.74	29.90	9.38%
5.1.2021	7.06	6.97	6.29	6.18	5.75	5.59	0.93	0.61	0.00	0.00	0.00	0.00	8	4.92	39.36	12.67%
6.1.2021	5.43	3.88	3.66	1.27	1.25	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6	2.77	16.62	6.75%
7.1.2021	5.02	4.89	3.16	1.77	0.92	0.91	0.87	0.61	0.00	0.00	0.00	0.00	8	2.27	18.18	5.69%
8.1.2021	7.04	6.73	6.54	5.18	4.43	2.79	2.72	2.25	0.00	0.00	0.00	0.00	8	4.71	37.69	11.90%
9.1.2021	6.62	6.27	6.01	5.19	4.80	4.25	3.11	2.97	0.00	0.00	0.00	0.00	8	4.90	39.22	13.03%
10.1.2021	12.91	7.31	6.94	6.92	5.95	5.51	5.31	5.03	4.35	4.29	3.73	0.00	11	6.21	68.27	16.66%
11.1.2021	7.54	7.53	6.86	6.81	5.54	4.25	3.32	1.39	0.00	0.00	0.00	0.00	8	5.41	43.25	13.68%
12.1.2021	6.24	4.67	4.31	3.38	3.38	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6	3.84	23.07	9.48%
13.1.2021	8.67	6.75	2.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	6.05	18.15	14.19%
14.1.2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00%
15.1.2021	7.15	7.14	5.31	1.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	5.24	20.96	12.59%

Tablo 7. Çalışılan en düşük elektrik satış fiyatları (Lowest electricity price on operation), ENDEF.

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Toplam
1.1.2021	28.47	28.47	29.5	29.52	29.71	29.72	29.74	30.05	30.65	0	0	0	265.83
2.1.2021	31.94	33.43	33.43	34.55	34.91	35.45	36.39	36.39	0	0	0	0	276.49
3.1.2021	31.94	32.08	33.2	33.39	33.43	35.04	35.66	36.04	36.39	36.39	0	0	343.56
4.1.2021	31.94	31.94	33.43	34.55	34.55	36.39	36.39	36.39	0	0	0	0	275.58
5.1.2021	31.94	31.94	31.94	31.94	31.94	32.08	36.12	36.29	0	0	0	0	264.19
6.1.2021	33.56	34.83	34.83	36.68	36.68	36.68	0	0	0	0	0	0	213.26
7.1.2021	33.44	33.44	34.7	35.87	36.45	36.45	36.45	36.45	0	0	0	0	283.25
8.1.2021	31.92	32.19	32.2	33.29	33.9	34.97	34.97	35.26	0	0	0	0	268.7
9.1.2021	32.58	32.58	32.72	33.41	33.41	33.55	34.37	34.37	0	0	0	0	266.99
10.1.2021	27.21	31.84	31.84	31.84	32.25	32.25	32.25	32.38	32.96	32.96	33.34	0	351.12
11.1.2021	31.84	31.84	31.84	31.84	32.93	34.02	34.7	36.06	0	0	0	0	265.07
12.1.2021	32.66	33.89	34.02	34.68	34.68	36.6	0	0	0	0	0	0	206.53
13.1.2021	32.78	34.24	36.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	103.97
14.1.2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15.1.2021	32.31	32.31	33.66	37.02	0	0	0	0	0	0	0	0	135.3

Tablo 8. Çalışılan en yüksek elektrik satış fiyatları (Highest electricity price on operation), ENYEF.

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Toplam
1.1.2021	44.01	43.66	43.48	43.24	43.04	42.72	42.34	38.82	35.96	0.00	0.00	0.00	377.27
2.1.2021	45.02	44.48	44.37	43.83	43.26	43.07	42.76	42.49	0.00	0.00	0.00	0.00	349.28
3.1.2021	44.90	44.61	44.27	43.81	43.72	43.36	42.57	42.25	42.06	41.91	0.00	0.00	433.46
4.1.2021	44.09	43.64	43.59	43.38	43.17	43.16	42.89	42.74	0.00	0.00	0.00	0.00	346.66
5.1.2021	43.77	43.68	43.00	42.89	42.46	42.46	42.45	42.32	0.00	0.00	0.00	0.00	343.03
6.1.2021	44.00	43.91	43.69	43.43	43.41	43.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	261.75
7.1.2021	43.46	43.33	43.05	43.00	42.82	42.81	42.77	42.51	0.00	0.00	0.00	0.00	343.75
8.1.2021	43.73	43.73	43.55	43.44	43.40	42.99	42.92	42.78	0.00	0.00	0.00	0.00	346.54
9.1.2021	44.07	43.72	43.62	43.59	43.20	42.81	42.62	42.48	0.00	0.00	0.00	0.00	346.11
10.1.2021	44.19	43.91	43.54	43.52	43.02	42.58	42.38	42.25	42.24	42.18	42.05	0.00	471.86
11.1.2021	44.14	44.13	43.46	43.41	43.39	43.35	43.21	42.84	0.00	0.00	0.00	0.00	347.93
12.1.2021	43.78	43.62	43.41	43.24	43.24	43.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	260.46
13.1.2021	46.35	46.11	45.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	137.66
14.1.2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.1.2021	44.29	44.28	44.00	43.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	176.48

Tablo 9. Yıllara göre karlılık analizi ve çalışma saati (Profitability analysis and operation hours by years), (2011-2021).

YIL	ORTALAMA ELEKTRİK FİYATI (USD)	ORTALAMA ÇALIŞMA SAATI	ORTALAMA BRÜT KAR (USD)	ORTALAMA KAR ORANI (%)
2011	80.75	7.16	15.94	20.06%
2012	83.49	7.27	27.74	32.98%
2013	78.86	8.16	25.66	34.05%
2014	75.07	7.77	17.33	23.18%
2015	51.05	8.36	20.94	45.15%
2016	46.30	9.17	25.32	59.19%
2017	45.00	8.51	12.76	28.98%
2018	47.42	6.36	10.13	22.29%
2019	46.03	6.25	15.95	44.92%
2020	40.11	6.43	10.54	32.87%
2021	40.22	6.27	5.00	12.74%
ORTALAMA	57.66	7.43	17.03	32.40%

Bundan sonra yapılacak olan çalışmalarda ve optimizasyonlarda esas alınacak olan bu tabloya bakıldığında, IVO değeri %87 olarak alınması koşuluna göre;

- Ortalama elektrik satış fiyatı 57,04 USD/MWH (0,05704 USD/KWH),
- PDHES sistemlerinin en uygun çalışma süresi ortalama 7,59 saat,
- Ortalama brüt kar saatlik 18,43 USD/MWH (0,01843 USD/KWH),
- Ortalama brüt kar oranı %35,96,

olarak analiz edilmiştir.

Günlük çalışma saati, yıl içinde mevsimlere, özel günlere, aylara göre farklılık gösterse de, yıl ortalaması hesaplanan değer olacaktır. PDHES'lerde ülkenin elektrik fiyatlarının gün içindeki farklarından yararlanılarak günlük üretim ve tüketim yapıldığı için günlük efektif çalışma saatinin belirlenmesi önem arz etmektedir.

Tablo 10. Yıllara göre karlılık analizi ve çalışma saati, (Profitability analysis and operation hours by years) (2012-2020).

YIL	ORTALAMA ELEKTRİK FİYATI (USD)	ORTALAMA ÇALIŞMA SAATI	ORTALAMA BRÜT KAR (USD)	ORTALAMA KAR ORANI (%)
2012	83.49	7.27	27.74	32.98%
2013	78.86	8.16	25.66	34.05%
2014	75.07	7.77	17.33	23.18%
2015	51.05	8.36	20.94	45.15%
2016	46.30	9.17	25.32	59.19%
2017	45.00	8.51	12.76	28.98%
2018	47.42	6.36	10.13	22.29%
2019	46.03	6.25	15.95	44.92%
2020	40.11	6.43	10.54	32.87%
ORTALAMA	57.04	7.59	18.49	35.96%

İVO değerinin %70 seçilerek azalması durumunda Tablo 11'de gibi bir sonuç ortaya çıkmaktadır.

Tablo 11. IVO= %70 değeri için yıllara göre karlılık analizi ve çalışma saati (Profitability analysis and operation hours by years for IVO=%70), (2012-2020).

YIL	ORTALAMA ELEKTRİK FİYATI (USD)	ORTALAMA ÇALIŞMA SAATI	ORTALAMA BRÜT KAR (USD)	ORTALAMA KAR ORANI (%)
2012	83.49	3.92	29.75	35.37%
2013	78.86	4.70	22.69	30.76%
2014	75.07	3.93	11.16	14.92%
2015	51.05	5.27	21.56	47.43%
2016	46.30	6.63	25.33	60.17%
2017	45.00	4.82	9.77	22.69%
2018	47.42	2.52	10.13	22.48%
2019	46.03	4.30	17.33	50.95%
2020	40.11	3.16	9.47	33.08%
ORTALAMA	57.04	4.36	17.47	35.32%

İVO değerinin azalması durumunda, günlük ortalama çalışma saatinin azaldığı görülmektedir. Bununla beraber, ortalama brüt kar miktarının da azalmasına neden olmaktadır.

İVO değerinin %95 seçilerek artması durumunda Tablo 12’de gibi bir sonuç ortaya çıkmaktadır.

Tablo 12. İVO= %95 değeri için yıllara göre karlılık analizi ve çalışma saati (Profitability analysis and operation hours by years for İVO=%95), (2012-2020).

YIL	ORTALAMA ELEKTRİK FİYATI (USD)	ORTALAMA ÇALIŞMA SAATİ	ORTALAMA BRÜT KAR (USD)	ORTALAMA KAR ORANI (%)
2012	83.49	9.51	27.62	32.85%
2013	78.86	9.89	26.65	35.17%
2014	75.07	9.86	19.11	25.67%
2015	51.05	10.13	20.88	44.61%
2016	46.30	10.56	24.65	57.18%
2017	45.00	10.30	13.73	30.95%
2018	47.42	9.10	10.36	22.87%
2019	46.03	8.13	14.82	41.48%
2020	40.11	8.39	10.93	33.64%
ORTALAMA	57.04	9.54	18.75	36.05%

İVO değerinin artması durumunda, günlük ortalama çalışma saatinin de arttığı görülmektedir. Bununla birlikte, ortalama brüt kar miktarının artışı çok olmasa da, çalışma saatindeki artıştan dolayı brüt kar miktarının oldukça arttığı görülmektedir.

3.3. Önerilen Yöntem (Proposed Method)

EPİAŞ’a ait elektrik fiyat verileri ele alınarak değerlendirilmesi sonucu elde edilen verilerin analizi sonucu elde edilen çalışma saatleri ve kar oranları esas alınarak PDHES sistemindeki pompaj sırasındaki tüketimler ile türbinleme sırasındaki elektrik üretimleri Göreceli Karlılık Analizi Yaklaşımı (GÖKAY) ile analize edilecektir. Bu analizi yaparken PDHES’in çalışma saatlerindeki ENDEF ve ENYEF değerleri o güne ait günlük ortalama elektrik satış fiyatı ile oranlanarak her bir saate karşılık gelen yüzde olarak oransal değerler oluşturulmaktadır. Oransal yaklaşım kullanılması ile her hangi bir para birimi kullanıldığında uzun yıllara bağlı değerler olduğu için yanıltıcı sonuçlar vermesinin önüne geçilmesi amaçlanmaktadır.

Veri analizlerinde çalışma saatlerine karşılık gelen ENDEF değerlerinin EPİAŞ’ın ham verilerindeki o güne ait ortalama elektrik satış fiyatı (PTF) ile oranlanmasıyla bulunan oransal değerler PDHES’in pompaj sırasında tüketileceği elektrik maliyeti olarak belirlenerek Tablo 13’te verilmektedir.

$$\text{Pompaj Tüketimi (\%)} = \frac{\text{ENDEF}}{\text{PTF}} \quad (4)$$

Tablo 13. Elektrik tüketimindeki oransal değerler (Proportional values of electricity consumption).

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Çalışma Süresi (saat)	Ort.	Toplam Değer (%-saat)
1.1.2021	82%	82%	85%	85%	85%	85%	85%	86%	88%				9	85%	762%
2.1.2021	81%	85%	85%	88%	89%	90%	92%	92%					8	88%	701%
3.1.2021	82%	82%	85%	86%	86%	90%	92%	93%	93%	93%			10	88%	882%
4.1.2021	80%	80%	84%	87%	87%	91%	91%	91%					8	86%	691%
5.1.2021	82%	82%	82%	82%	82%	83%	93%	93%					8	85%	680%
6.1.2021	82%	85%	85%	89%	89%	89%							6	87%	519%
7.1.2021	84%	84%	87%	90%	91%	91%	91%	91%					8	89%	710%
8.1.2021	81%	81%	81%	84%	86%	88%	88%	89%					8	85%	679%
9.1.2021	87%	87%	87%	89%	89%	89%	91%	91%					8	89%	709%
10.1.2021	73%	85%	85%	85%	87%	87%	87%	87%	88%	88%	90%		11	86%	943%
11.1.2021	81%	81%	81%	81%	83%	86%	88%	91%					8	84%	671%
12.1.2021	81%	84%	84%	86%	86%	90%							6	85%	509%
13.1.2021	77%	80%	87%										3	81%	244%
14.1.2021													0	0%	0%
15.1.2021	78%	78%	81%	89%									4	81%	325%

GÖKAY'da kullanılacak olan ENYEF değerlerinin o günün ortalama PTF fiyatıyla oranlanması ile PDHES sisteminde türbinlenen sudan üretilen elektrik için elektrik satış fiyatı oransal değerleri Tablo 14'te verilmektedir.

$$\text{Türbin Satış Fiyatı (\%)} = \frac{\text{ENYEF}}{\text{PTF}} \quad (5)$$

Tablo 14. Elektrik üretimindeki oransal değerler (Proportional values of electricity production).

Tarih	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Çalışma Süresi (saat)	Ortalama	Toplam Değer (%-saat)
1.1.2021	126%	125%	125%	124%	123%	123%	121%	111%	103%				9	120.2%	1082%
2.1.2021	114%	113%	113%	111%	110%	109%	108%	108%					8	110.7%	886%
3.1.2021	115%	115%	114%	112%	112%	111%	109%	108%	108%	108%			10	111.3%	1113%
4.1.2021	111%	109%	109%	109%	108%	108%	108%	107%					8	108.7%	870%
5.1.2021	113%	113%	111%	110%	109%	109%	109%	109%					8	110.4%	884%
6.1.2021	107%	107%	106%	106%	106%	105%							6	106.3%	638%
7.1.2021	109%	109%	108%	108%	107%	107%	107%	106%					8	107.6%	861%
8.1.2021	110%	110%	110%	110%	110%	109%	108%	108%					8	109.4%	875%
9.1.2021	117%	116%	116%	116%	115%	114%	113%	113%					8	115.0%	920%
10.1.2021	119%	118%	117%	117%	115%	114%	114%	113%	113%	113%	113%		11	115.2%	1267%
11.1.2021	112%	112%	110%	110%	110%	110%	109%	108%					8	110.1%	881%
12.1.2021	108%	108%	107%	107%	107%	106%							6	107.0%	642%
13.1.2021	109%	108%	106%										3	107.6%	323%
14.1.2021													0	0.0%	0%
15.1.2021	106%	106%	106%	106%									4	106.0%	424%

ENDEF ile oluşan ortalama değerlerin günlük çalışma saati ile çarpılmasıyla günlük toplam elektrik değerlerine ulaşılır. Günlük toplam elektrik değerlerinin tüm yıl boyunca toplanacak, yıl içindeki toplam çalışma saatine oranlanmasıyla da Normalize Edilmiş Pompaj Maliyeti (NEPM) değerlerine ulaşılmaktadır.

$$\text{NEPM} = \frac{t\check{\varsigma} \cdot \sum_{t\check{\varsigma}=1}^{12} \text{Ort} \left(\frac{\text{ENDEF}}{\text{PTF}} \right)}{\sum_{t=1}^{365} t\check{\varsigma}} \quad (6)$$

Tablo 15'te verilen NEPM değerlerinin İVO değeri ile artırılmasıyla verimden kaynaklanan maliyetler de toplam maliyete bindirilerek Normalize Edilmiş Düşü Maliyet (NEDM) değerlerine ulaşılmaktadır.

$$\text{NEDM} = \frac{\text{NEPM}}{\text{İVO}} \quad (7)$$

Tablo 15. Yıllara göre elektrik tüketim oransal değerleri (%) (Electricity consumption proportional by years (%)).

YIL	NEPM	NEDM
2011	80.53%	92.57%
2012	73.02%	83.93%
2013	74.66%	85.82%
2014	80.45%	92.47%
2015	69.12%	79.45%
2016	63.48%	72.97%
2017	78.46%	90.18%
2018	79.07%	90.88%
2019	62.52%	71.86%
2020	71.46%	82.13%
2021	85.14%	97.87%
ORT. (2012-2020)	72.47%	83.30%

Tablo 15'te elde edilen ve Denklem-7'da belirtilen NEDM değeri PDHES projelerinin optimizasyonu ve ekonomik analiz çalışmalarında pompaj yapılan sürede harcanan elektrik fiyatının belirlenmesinde kullanılacak değeri vermektedir. Bu değer verimden kaynaklanan kayıpları da kapsamaktadır.

ENYEF ile oluşan ortalama değerlerin günlük çalışma saati ile çarpılmasıyla günlük toplam elektrik değerlerine ulaşılır. Günlük toplam elektrik değerlerinin tüm yıl boyunca toplanacak, yıl içindeki toplam çalışma saatine oranlanmasıyla da Normalize Edilmiş Düşü Satış Fiyatı (NEDSF) değerlerine ulaşılmaktadır.

$$NEDSF = \frac{t\check{c} \cdot \sum_{t\check{c}=1}^{12} Ort\left(\frac{ENYEF}{PTF}\right)}{\sum_{t=1}^{365} t\check{c}} \quad (8)$$

Tablo 16. Yıllara göre elektrik üretim oransal değerleri (%) (Electricity production proportional by years (%)).

YIL	A-NEDSF
2011	112.8%
2012	119.7%
2013	120.7%
2014	116.5%
2015	126.7%
2016	133.1%
2017	119.5%
2018	114.9%
2019	131.6%
2020	124.7%
2021	111.4%
ORT. (2012-2020)	123.03%

PDHES'in suyu türbinleme sırasındaki elektrik üretiminin piyasa koşullarında satışında kullanılacak NEDSF değerlerinin yıllara göre değerleri Tablo 16'da verilmektedir.

Tablo 16'da elde edilen ve Denklem-8'de belirtilen NEDSF değeri PDHES projelerinin optimizasyonu ve ekonomik analiz çalışmalarında türbinlenen sudan üretilen elektrik fiyatının belirlenmesinde kullanılacak değeri vermektedir.

4. Deneysel Sonuçlar (Experimental Results)

Göreceli Karlılık Analizi Yaklaşımı (GÖKAY) ile ele alınan EPİAŞ'ın elektrik satış fiyatları değerlendirildiğinde PDHES'in çalışabileceği en uygun çalışma sürelerine ulaşılabilir. Buradaki önemli konulardan biri de, veri seti değişse dahi çalışma ortaya konulan yaklaşımın doğru sonuçlar vereceğidir. Ülkemizin elektrik satış verileri ele alınarak çalışmalar yapıldığı gibi, aynı yaklaşım ile her hangi başka bir ülkenin elektrik satış fiyatları da analiz edilebilecektir.

İVO değerlerine göre, NEDM, NEDSF, karlılık oranları, çalışma süreleri ve 12 saatlik süre ile normalize edilmiş karlılık oranı (NKO) değerleri Tablo 17'de verilmiştir.

EPİAŞ'ın verilerini gün içindeki saatlik en düşük ve en yüksek elektrik satış fiyatları belirlendikten sonra bu değerlerin o günün ortalama elektrik fiyatları ile oranlanarak yüzde değerleri elde edilmiştir. Analizlerde fiyatların yüzde değerlerinin kullanılması her hangi bir para birimine bağlı kalınmadan analiz edilmesini, verilerin uzun yıllara ait olduğu için kur değişimleri ve ekonomik kriterlerdeki değişimlerin sonuçlar üzerindeki etkilerinin ve risklerinin ortadan kaldırılmasını sağlamıştır.

GÖKAY ile çalışmaların yürütülmesindeki en önemli parametrelerden birinin de İç Verim Oranı (İVO) değeri olduğu ortaya çıkmaktadır. İVO değerinin seçilmesine bağlı olarak karlılık oranı ve çalışma saatleri değişiklik göstermektedir.

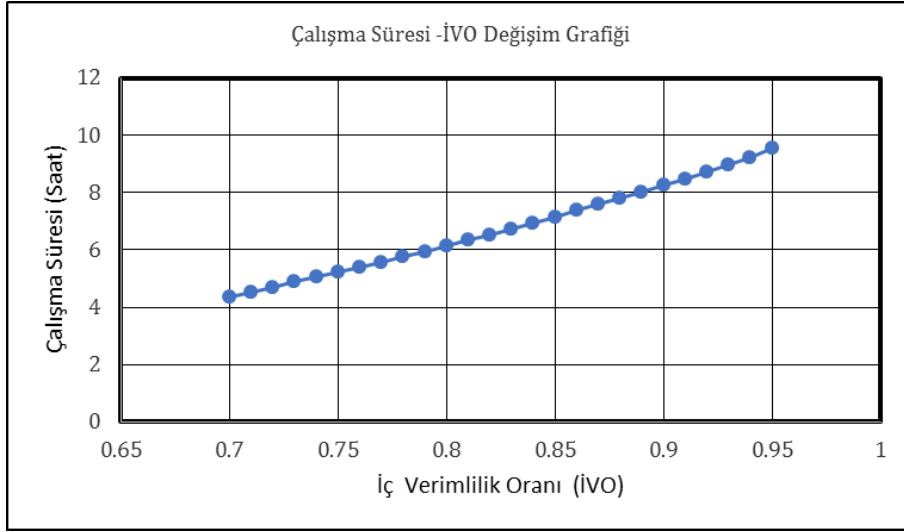
İVO değeri, PDHES sistemi içerisinde oluşabilecek hidrolik kayıplar, sızıntı, buharlaşma, kaçak nedeniyle oluşacak su miktarındaki kayıplar, türbin, pompa, generatör ve trafo verim kayıpları için belirlenmiştir. Bu değer seçilirken, PDHES'in bulunduğu topografya, kullanılan teknoloji, iklim ve su kaynakları rejimine göre GÖKAY'dan faydalanmak isteyen kullanıcı kendi şartlarına göre seçim yapabilecektir. Çalışmada İVO değeri için en yüksek %95 ve en düşük %70 oranları için de sonuçlar Tablo 11 ve Tablo 12 'de verilmiştir. En yüksek ve en düşük değerler PDHES'ler için olabilecek sınır değerleri ifade etmektedir. Çalışmalarda %87 değerinin esas alınmasının en temel nedeni, PDHES tesislerinde ortalama olarak kabul edilebilecek bir değer olmasından dolayıdır. İVO değerinin seçimi, çalışmanın genel işleyişini değiştirmemekle birlikte, sonuç değerlerini etkilemektedir. Kullanıcıların seçimine göre, tesise özgün sonuç verebilecektir.

Tablo 17. İVO değerine göre karlılık oranı ve çalışma süresi (Profitability rate and operations time according to IVO values).

İVO	NEDM	NEDSF	KARLILIK ORANI	ÇALIŞMA SÜRESİ (SAAT)	NKO
0.70	86.41%	129.64%	43.23%	4.36	15.72%
0.71	86.30%	129.18%	42.88%	4.53	16.18%
0.72	86.16%	128.74%	42.58%	4.70	16.68%
0.73	86.06%	128.29%	42.23%	4.88	17.18%
0.74	85.89%	127.88%	41.99%	5.06	17.69%
0.75	85.75%	127.47%	41.72%	5.24	18.23%
0.76	85.45%	127.14%	41.69%	5.40	18.76%
0.77	85.24%	126.79%	41.55%	5.58	19.31%
0.78	85.03%	126.41%	41.38%	5.75	19.84%
0.79	84.88%	126.01%	41.13%	5.95	20.41%
0.80	84.66%	125.64%	40.98%	6.14	20.97%
0.81	84.45%	125.26%	40.81%	6.34	21.56%
0.82	84.21%	124.90%	40.69%	6.52	22.11%
0.83	84.08%	124.51%	40.43%	6.74	22.70%
0.84	83.92%	124.11%	40.19%	6.95	23.28%
0.85	83.68%	123.77%	40.09%	7.15	23.89%
0.86	83.51%	123.38%	39.87%	7.38	24.51%
0.87	83.30%	123.03%	39.73%	7.59	25.12%
0.88	83.09%	122.69%	39.60%	7.81	25.77%
0.89	82.86%	122.35%	39.50%	8.02	26.41%
0.90	82.65%	122.00%	39.35%	8.25	27.05%
0.91	82.44%	121.65%	39.21%	8.48	27.71%
0.92	82.21%	121.30%	39.09%	8.71	28.38%
0.93	82.02%	120.92%	38.90%	8.96	29.04%
0.94	81.89%	120.52%	38.63%	9.23	29.70%
0.95	81.87%	120.07%	38.19%	9.54	30.36%

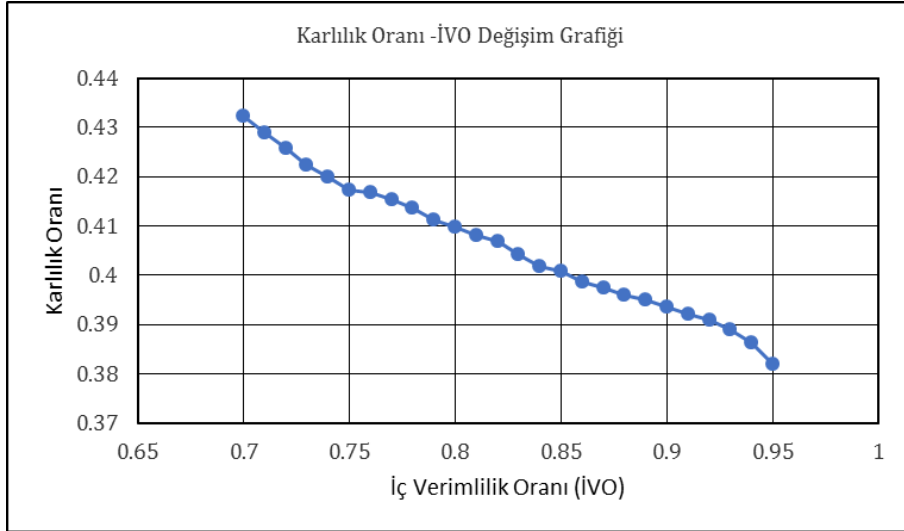
Çalışma sonucunda elektrik satış fiyatlarının kullanılacak oranlar olan A-NEDM ve A-NEDSF değerleri arasındaki farklar %35-%45 arasında değişmekle birlikte, bu değer sistemin çalışma süresi içerisindeki ortalama karlılık oranını ifade etmektedir.

İVO değerlerine göre değişkenlik gösterse de, PDHES'lerin üretim ve tüketim arasındaki farklardan kar elde ederek rantabil projeler haline gelebilmesi ve PDHES'lerin optimizasyon çalışmalarında esas alınması için ortaya konulan çalışma sürelerinin 4-9 saat arasında değiştiği Şekil 3'te görülmektedir.

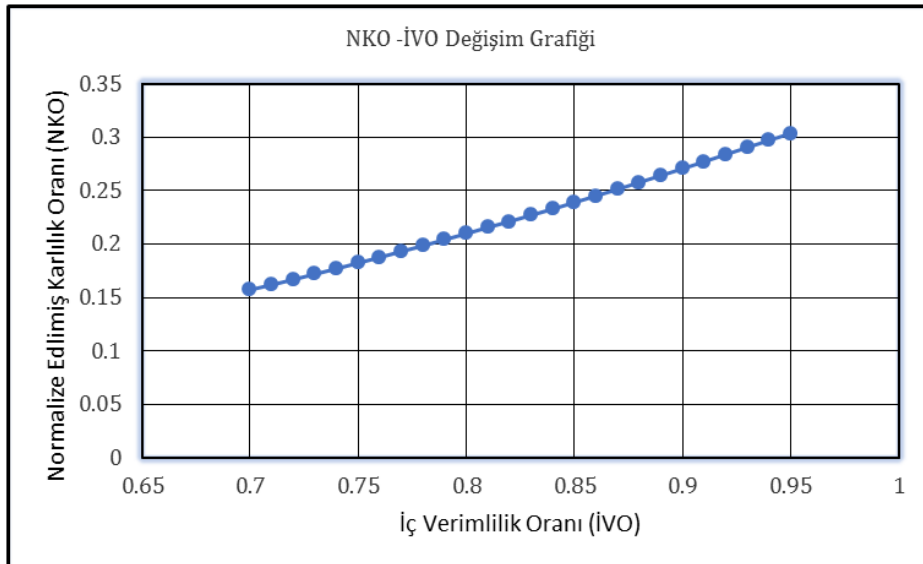


Şekil 3. İVO değerine göre çalışma süresinin değişimi (Change of operation time according to İVO).

Şekil 4'te İVO değerinin artışına göre karlılık oranının azaldığı görülse de çalışma saatlerindeki artış ile NKO değerlerinin İVO değeri artışı ile arttığı görülmektedir. Bu durum Şekil 5'teki grafikte verilmektedir.



Şekil 4. İVO değerine göre karlılık oranı değişimi (Change of profitability rate according to İVO).



Şekil 5. İVO değerine göre NKO değerinin değişimi (Change of NKO value according to İVO).

Makalede, 2011 ile 2021 yılları arasında 3371 günün 24 saatine ait tüm veriler ele alınarak değerlendirmeler yapılmıştır. Çalışmaların yıllara ait özet tabloları makale içerisinde sunulmuş olup, günlük ve saatlik veri setleri ve veri analizleri tüm yıllar alındığında çok uzun olacağı için bilgi amaçlı olarak ekler bölümünde sadece 2021 yılına ait 52 günlük veri setleri ve analiz sayfaları verilmiştir.

5. Sonuç ve Tartışma (Result and Discussion)

Göreceli Karlılık Analizi Yaklaşımı (GÖKAY) ile ortaya konulan çalışmanın tüm seçimlere cevap verebilen, tüm veri setlerine göre uyumlu olarak doğru sonuç alınabilen kullanımı kolay, optimizasyon ve finansal çalışmalara kaynaklık edebilecek olması amaçlanmış olup, elde edilen sonuçlarla da bu başarıyı sağladığı görülmektedir.

GÖKAY ile PDHES'lerin optimizasyonu ve çalışma süreleri için bir analiz ve yaklaşım söz konusu olduğu gibi aynı zamanda EPİAŞ üzerinde elektrik ticareti yapan tüm enerji üretim tesisi kullanıcıları için de gün içindeki karlılıklar ile gün içi piyasasında (GİP) elektrik alış ve satış işlemlerinde EPİAŞ kullanıcılarına yol gösterici olacak niteliktedir. EPİAŞ'ta gün içinde elektrik ticareti işlemi gören tüm enerji üretim tesisleri GÖKAY'dan elde edeceği analiz ve çalışma süreleri ile elektrik alış ve satışına karar verebileceği gibi portföyündeki elektrik üretiminin maksimum kazanç elde etmesini de sağlayabilecektir.

Sonuç olarak, ülkemizin geçmiş yıllara ait saatlik elektrik fiyatlarının belirlenmesine geçtiği tarihten itibaren oluşan saatlik elektrik satış fiyatlarının GÖKAY ile değerlendirildiğinde, PDHES'lerin gün içindeki elektrik alış ve satışından önemli ölçüde karlılık elde edebileceği ortaya konulmuştur. Bu karlılığı daha üst seviyelere çekebilmek için iç verimlilik oranı (İVO) değerine etki eden teknolojilerin geliştirilmesi ve iyileştirilmesi, doğru optimizasyon çalışmaları ve mühendislik hizmetleri ile en uygun proje sahalarının seçilmesi neticesinde karlılık oranı yüksek PDHES'lerin tesis edilerek ülke enerji sektörüne kazandırılmasının faydalı olacağı görülmektedir.

Çıkar Çatışması (Conflict of Interest)

Yazarlar tarafından herhangi bir çıkar çatışması beyan edilmemiştir. No conflict of interest was declared by the authors.

Kaynaklar (References)

- Anagnostopoulos, J. S., Papantonis, D. E. 2012. Study of Pumped Storage Schemes to Support High RES Penetration In The Electric Power System of Greece. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.031>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- Ayder, E. 2015. Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (Rapor No.01). İstanbul : İTÜ Makina Fakültesi.
- Brown, P. D., Lopes, J. A. P., Matos, M. A. 2008. Optimization of Pumped Storage Capacity In An Isolated Power System With Large Renewable Penetration, IEEE Transactions on Power Systems, 23 (2), 523-531.
- Carton, J. G., Olabi, A. G. 2010. Wind/Hydrogen Hybrid Systems: Opportunity for Ireland's Wind Resource to Provide Consistent Sustainable Energy Supply. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.09.010>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- De Boer, H. S., Grond, L., Moll, H., Benders, R. 2014. The Application of Power-to-Gas, Pumped Hydro Storage And Compressed Air Energy Storage In an Electricity System at Different Wind Power Penetration Levels. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.047>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- Dursun, B. 2010. Türkiye'de hazzeli pompalı rüzgar-hidro santrallerinin uygulanabilirliğinin belirlenmesi Kocaeli Üniversitesi, "Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora tezi, 120s, Kocaeli.
- EPİAŞ, 2021. <https://www.epias.com.tr/> (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- ESA, 2021. <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/pumped-hydropower>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- Gürel, B. Sert M. 2020. Türkiye'deki Güncel Biyokütle Potansiyelinin Belirlenmesi Ve Yakılmasıyla Enerji Üretimi İyi Bir Alternatif Olan Biyokütle Atıklar İçin Sektörel Açidan Ve Toplam Yanma Enerji Değerlerinin Hesaplanması, Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi, 8(2), 407-416.
- Johnson, J. X., De Kleine, R., Keoleian, G. A. 2014. Assessment of Energy Storage for Transmission – Constrained Wind. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.006>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- Kocaman, A. S. 2019. Pompaj depolamalı hibrid enerji sistemi optimizasyonu – Türkiye için vaka analizi, Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, 34 (1), 53-68.
- Mert, M. S., Sert M., Mert H. H. 2018. Isıl Enerji Depolamalı Sistemleri için Organik Faz Değiştiren Maddelerin Mevcut Durumu Üzerine Bir İnceleme, Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi, 6(1), 161-174.
- Papaefthymiou, S. V., Papathanassiou, S. A. 2014. Optimum Sizing of Wind-Pumped-Storage Hybrid Power Stations in Island Systems. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.047>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- Sertkaya, A. A., Saraç, M., Omar, M. A. 2015. Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinin Türkiye için önemi, Gazi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 1/3, 369-382.
- Sivakumar, N., Das, D., Padhy, N. P. 2014. Economic Analysis of Indian Pumped Storage Schemes. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.09.010>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- Sousa, J. A. M., Teixeira, F., Faias, S. 2014. Impact Of A Price-Maker Pumped Storage Hydro Unit On The Integration Of Wind Energy In Power Systems. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.039>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).

- Tuohy, A., O'Malley, M. 2011. Pumped Storage In Systems With Very High Wind Penetration. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.026>. (Erişim Tarihi: 28.04.2021).
- Ünver, Ü., Bilgin, H., Güven, A. 2015. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemleri. *Mühendis ve Makina*, 56(663), 57-64.