



Pompaj depolamalı hibrid enerji sistemi optimizasyonu -Türkiye için vaka analizi

Ayşe Selin Kocaman* <https://orcid.org/0000-0001-8345-5999>

Bilkent Üniversitesi, Endüstri Mühendisliği, Bilkent, Ankara, 06900, Türkiye

Ö N E Ç İ K A N L A R

- Güneş enerjisi ve hidroelektrik üretimi içeren hibrid enerji sistemi tasarımı
- Saf ve karışık tipli pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler
- Akdeniz elektrik dağıtım bölgesi için vaka analizi

Makale Bilgileri

Geliş: 28.04.2017

Kabul: 06.01.2018

DOI:

Anahtar Kelimeler:

Yenilenebilir enerji,
pompaj depolamalı hidroelektrik
santraller,
hibrid enerji sistemleri,
iki aşamalı stokastik programlama

ÖZET

Fosil yakıtların elektrik üretimindeki payını azaltmak için yenilenebilir enerji kaynakları içeren enerji modellerine ihtiyaç duyulmaktadır. Ancak, yenilenebilir enerji kaynakları genellikle düzenli olmayan ve aralıklı enerji kaynaklarıdır ve kesin olarak tahmin edilemezler. Alternatif kaynakların ortak kullanımını mümkün kılan hibrid sistemler tasarlamak ve enerji deposu kullanmak, bu kaynakların kullanımıyla ilgili güçlükleri azaltmak ve hem maliyet hem de güvenilirlik açısından etkin sistemler tasarlamak için kullanılan yöntemlerdendir. Dünyada özellikle büyük ölçekli sistemlerde en yaygın olarak kullanılan depolama biçimi, enerjinin pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerde (PHES) suyun potansiyel enerjisi formunda depolanmasıdır. PHES'ler, sisteme dışarıdan su girişi olması durumunda karışık, olmaması durumunda ise saf sistemler olarak tasarlanabilirler. Bu çalışma, her iki tip PHES sisteminin kaynaklardaki ve talepteki belirsizlikleri de göz önüne alacak şekilde iki-aşamalı stokastik programlama modelini sunmaktadır. Bu çalışma ile literatürde ilk kez, belirli bir elektrik talebini karşılamak için kurulabilecek güneş enerjisi üretim tesisinin ayrı ayrı saf PHES ve karışık PHES ile desteklendiği hibrid sistemler ele alınmış ve sonuçlar şu an hiç PHES sistemi olmayan ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek potansiyeline rağmen enerji üretimi yüksek oranda fosil yakıtlara dayanan Türkiye için bir vaka analizi şeklinde sunulmuştur.

Optimization of hybrid energy systems with pumped hydro storage- A case study for Turkey

H I G H L I G H T S

- Designing a hybrid energy system which includes solar and hydropower
- Pure and mixed pumped hydroelectricity systems
- A case study for Akdeniz electricity distribution region

Article Info

Received: 28.04.2017

Accepted: 06.01.2018

DOI:

<https://doi.org/10.17341/gazimmfd.416461>

Keywords:

Renewable energy,
pumped hydroelectricity systems,
hybrid energy systems,
two-stage stochastic programming

ABSTRACT

There is a need for energy models that include renewable energy sources to reduce the role of fossil fuels in electricity generation. However, renewable energy sources are intermittent and cannot be predicted precisely. Designing hybrid systems that combine alternative resources and energy storage helps reduce the intermittency of renewable sources and result in cost effective and reliable solutions. The most widely used energy storage form in the World is to store the potential energy of water in the pumped hydroelectricity systems (PHES). Pumped hydroelectricity systems can be designed in two types: mixed systems, if there is a natural water inflow to the system and pure systems, if the system is closed to water inflow. In this study, we present two-stage stochastic programming models for both types of PHES, which take into account the uncertainty of resources and electricity demand. For the first time in the literature, we consider the sizing problem of hybrid systems that include solar generation supported by pure and mixed PHES systems separately and present the results for Turkey, which currently does not have any PHES system and highly depends on fossil fuels for electricity generation, despite of the rich renewable energy potential.

*Sorumlu Yazar/Corresponding Author: selin.kocaman@bilkent.edu.tr / Tel: +90 312 290 3386

1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Fosil yakıtlar ile ilgili bilinen endişeleri hafifletmek ve bu yakıtların enerji üretimindeki payını azaltmak için yenilenebilir enerji kaynakları içeren enerji modellerine ihtiyaç duyulmaktadır. Ancak, yenilenebilir enerji kaynakları genellikle düzenli olmayan ve aralıklı enerji kaynaklarıdır ve kesin olarak tahmin edilemezler. Gelecek elektrik talebinin de kesin olarak tahmin edilememesi, yenilenebilir enerji kaynakları içeren güç sistemlerinin modellenmesini güçleştirmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının aralıklılık ve düzensizlik (intermittency) etkileri sebebiyle karşılaşılan güçlükleri azaltmak ve maliyet ve güvenilirlik açısından etkin sistemler tasarlamak için önerilen çeşitli yollar mevcuttur. Alternatif kaynakların ortak kullanımını mümkün kılan hibrid sistemler geliştirme, enerji depolama, uzun mesafe iletim hatları ile farklı değişkenlik ve düzensizlikleri olan kaynakların birlikte kullanılmasına olanak sağlanması, elektrik şebekesinin hem arz hem de talep kısımlarının varyasyona daha uyumlu hale gelmesine yardımcı olur [1].

Enerji kaynaklarının üretimi ve dağılımı daha karmaşık hale geldikçe, özellikle temiz enerji sistemleri tasarlamak ve bu sistemlerin işletiminde açık ve sistematik karar verme mekanizmaları oluşturmak için matematiksel modelleme ve eniyileme problemlerine giderek artan bir ihtiyaç vardır. Bu amaçla literatürde yapılan çalışmalar hızla çoğalmaktadır. Bu çalışmalar, tasarladıkları hibrid sistemlerin içerdiği kaynaklar, sistemin büyüklüğü, enerji deposu içerip içermeme ve modellemede yapılan varsayımlar ile birbirlerinden ayrılırlar.

Literatürde hibrid sistemlerin tasarlanması ve sistem bileşenlerinin boyutlandırılması problemine, yenilenebilir enerji kaynaklarının saatlik ortalama değerlerini [2, 3] ya da sadece bir zaman serisini [4-7] kullanarak deterministik bir bakış açısıyla yaklaşan çalışmalar oldukça yaygındır. Ancak, probleme talep ve kaynaklardaki belirsizliği hesaba katacak şekilde yaklaşan çalışmalar ise oldukça kısıtlıdır [8]. Powell vd. [9] yenilenebilir enerji kaynaklarındaki belirsizliğin de hesaba katılması için probleme stokastik yaklaşmanın öneminden ve zorluğundan bahsetmiştir. Ekren ve Ekren güneş, rüzgar ve pil içeren hibrid bir sistemin boyutlandırılması problemini talep ve kaynaklardaki belirsizliği de içerek şekilde [10]'da tepki yüzeyi, [11]'de benzetimli tavlama yöntemi ile ele almışlardır. Arun vd. [12] güneş ve pil içeren, Roy vd. [13] ise rüzgar ve pil içeren birer sistemin tasarımında kaynaklardaki belirsizlikleri hesaba katmak için şans kısıtı yöntemini kullanmışlardır. Kuznia vd. [14] ve Kocaman vd. [15, 16] ele aldıkları hibrid sistemlerin tasarımı için iki-aşamalı stokastik programla modeli önermişlerdir.

Yenilenebilir kaynakların etkin kullanımındaki en önemli unsurlardan biri de enerji deposudur. Enerji deposu içeren sistemler için geliştirilen optimizasyon modellerinde zaman aralıkları depo sayesinde birbirine bağlanır ve sistemlerin tasarımı için oluşturulan modellerde, kullanılacak zaman diliminin depolanan enerjinin devridaimini tam olarak yansıtabilmesi önemlidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının depolanması için kullanılabilecek teknolojiler Diaz-Gonzalez vd. tarafından detaylı incelenmiştir [17]. Bu teknolojiler arasında, pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (PHES) özellikle büyük çaplı sistemler için en yaygın kullanılan teknolojidir [18]. Bu sistemlerde yenilenebilir enerji kaynaklarından gelen fazla enerji, yüksek seviyeli bir rezervuara pompalanan suyun potansiyel enerjisi formunda depolanabilir. İstenildiği durumda kontrollü bir şekilde rezervuardan bırakılan su ile tekrar elektrik üretilir. Literatürdeki çalışmalarda ve dünya üzerinde kurulan ve çalışmakta olan mevcut PHES'ler incelendiğinde bu sistemlerin iki çeşit olabileceği görülmüştür. Kaynak yeterliliğine ve coğrafi özelliklere bağlı olarak PHES'ler saf PHES ya da karışık PHES olarak tasarlanabilirler [19,20]. Saf PHES'ler üst rezervuarda depolanan suyun bir ırmak, havuz ya da deniz gibi bir alt rezervuardan pompalandığı kapalı-devre sistemlerdir. Karışık PHES'lerde ise üst rezervuara da doğal su akışı vardır ve pompalanan suya ilaveten bu su da enerji üretmek için kullanılır. Perez-Diaz vd. [18]'de PHES operasyonlarındaki mevcut yaklaşımları ele almışlardır.

PHES sistemlerinin modern enerji sistemlerinde kullanımı hızla yaygınlaşmasına rağmen, literatürde PHES içeren enerji sistemlerinin boyutlandırılması ile ilgili çalışmalar oldukça azdır [21]. Bu çalışmalar da daha çok izole sistemler için kurulacak rüzgar ve PHES sistemlerinin boyutlandırılmasına odaklanmışlar ve problemin çözümünde deterministik sezgisel yaklaşımlar kullanmışlardır [22, 23]. Brown vd. [24] yine rüzgar üretimi ve PHES içeren bir sistem tasarım problemini doğrusal programlama modeli ile ele almıştır. Güneş enerjisinin PHES'lerde depolanması ile oluşturulacak sistemlerin tasarımı ile ilgili çalışmalar daha da kısıtlıdır [25]. Ma vd. [25] PHES içeren güneş enerjisi üretim tesisinin boyutlandırılmasını deterministik bir yaklaşımla, genetik algoritma kullanarak yapmışlardır.

Bu çalışmada, Hindistan'da güneş enerjisinin Himalaya dağlarında depolanmasını içeren entegre bir sistem tasarımı için Kocaman vd. tarafından [16]'da önerilen karışık PHES modelinden yola çıkılmıştır. [16]'da konvansiyonel hidroelektrik santraller ile bu tip santrallere kurulacak alt rezervuarlar sayesinde oluşturulabilecek karışık PHES sistemleri, su akış miktarındaki belirsizlikler hesaba katılarak karşılaştırılmıştır. Bu çalışma ile ise literatürde ilk kez, belirli bir elektrik talebini

karşılama için kurulabilecek güneş enerjisi üretim tesisinin ayrı ayrı saf PHES ve karışık PHES ile desteklendiği hibrid sistemler, kaynaklardaki ve talepteki belirsizlikleri de göz önüne alacak şekilde modellenmiş ve her iki sistem için de sonuçlar vaka analizi şeklinde sunulmuştur.

Oluşturulan modeller her yere uyarlanabilen genel modellerdir. Ancak, bu çalışmada sonuçlar şu an hiç pompaj depolamalı hidroelektrik santrali olmayan [26] ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek potansiyeline rağmen enerji üretimi yüksek oranda fosil yakıtlara dayanan Türkiye için bir vaka analizi şeklinde sunulmaktadır [27]. Vaka analizinde, güneş enerjisi potansiyeli bakımından ülkenin en önemli yerlerinden biri olan ve PHES kurulumu için de ilk etüt çalışmalarında uygun bir bölge olarak gösterilmiş olan Akdeniz elektrik dağıtım bölgesi ele alınmıştır [20]. Bu bölgeyi kapsayan Antalya, Isparta ve Burdur illerini kapsayan bölgede gözlenecek 1 GW_{pik} elektrik talebini karşılamak için bu bölgeye kurulması gereken sistemin boyutlandırılması problemi tartışılmıştır. Çalışmanın Türkiye için sunulacak vaka analizi sonuçlarının Türkiye'deki yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını arttırmaya yönelik önemli bir fizibilite çalışması olması beklenmektedir ve enerji planlamacıları ve karar verici merciler için bir araç olarak kullanılması hedeflenmektedir.

Bu proje kapsamında oluşturulan modeller, enerji altyapı planlaması için uzun vadeli yatırım kararlarına destek vermek amacıyla oluşturulacak sistemlerin boyutlandırılması ve enerjinin nerede, ne kadar ve ne zaman depolanması gerektiği gibi kararlar içermektedir. Karşılama hedeflenen enerji talebinin, belirli yenilenebilir kaynakların kullanılarak karşılanması mümkün olmadığında ise, modelin fizibilitesini korumak için sisteme, kontrol edilebilir dışarıdaki bir kaynaktan pahalı olarak enerji alınabileceği (kontrol edilebilir fosil bir kaynak, dizel jeneratörler gibi) varsayılmıştır. Bu varsayım ayrıca, dışarıdan alınabilecek enerjinin fiyatı ile yenilenebilir enerji kaynaklarının maliyet karşılaştırmasına ve ilgili duyarlılık analizine fırsat verebilir.

Modellerin amacına ve içerdiği unsurlara ilaveten, problemi zorlaştıran en önemli etmenlerden bir tanesi de problemin belirsizlik içeren, stokastik bir problem olmasıdır. Güneş enerjisinin nerede, ne zaman ve ne kadar elde edilebileceği %100 olarak tahmin edilememektedir. Özellikle hidroelektrik santrallerdeki (HES) üretimle alakalı olarak da, santrallere su sağlayacak nehirlerin akış hızı ve miktarları hakkında da tahminleme yöntemleri ile fikir elde etmek mümkündür ancak bunları kesin olarak belirlemek imkânsızdır. Bütün bu belirsizlikler oluşturulacak enerji sistemlerinin altyapısı boyutlandırılırken hesaba katılmalıdır. Bu açıdan bu çalışmada sistemler, iki aşamalı stokastik programlama kullanılarak modellenmiştir.

Bu çalışmanın geri kalan kısmı şu şekilde organize edilmiştir: 2. Kısımda sistem bileşenleri ve vaka analizinde kullanılacak veri sunulmuş ve problem tanımı yapılmıştır. 3. Kısımda saf ve karışık PHES sistemleri için iki aşamalı stokastik programlama modelleri paylaşılmıştır. 4. Kısımda sonuçlar vaka analizi şeklinde sunulmuştur ve 5. Kısımda çalışmanın ana sonuçları paylaşılmıştır.

2. PROBLEM TANIMI (PROBLEM DEFINITION)

Bu çalışma ile belirli bir talep miktarını karşılamak için kurulacak hibrid bir sistemin bileşenlerinin, sistem maliyetini en aza indirecek şekilde boyutlandırılması hedeflenmiştir. Bu hibrid sistemde güneş enerjisi üretilmesi ve üretilen fazla güneş enerjisinin pompaj depolamalı bir hidroelektrik santralde depolanması amaçlanmıştır. Sistemin %100 güvenilir olması için, su veya güneş ile karşılanamayan talep kısmının, kontrol edilebilir bir kaynak olan dizel jeneratörler tarafından istenilen zamanda üretilecek ve kWh başına belirli bir bedel ödenerek alınabilecek elektrik ile sağlanması tasarlanmıştır.

Güneş ve su gibi aralıklı kaynakların verimli kullanılmasında depolama sistemlerinin önemi büyüktür. Enerji deposu enerjinin bir zamandan aralığından diğerine aktarılmasına yardımcı olduğu için, optimizasyon problemlerinde kullanılacak zaman dilimi ve aralığının, sistemin tüm unsurlarını yakalayacak şekilde ve sistemin doğasına uygun olarak seçilmesini gerektirir. Güneş ışıınımı gün içinde çok büyük değişiklik gösterdiği için, güneş içeren planlama problemlerinde zaman aralığı en az saatlik olarak belirlenmelidir [9]. Aynı zamanda rezervuarlar suyun gerekirse aylarca depolanmasına olanak sağlayarak, kurak zamanlarda da hidroelektrik üretimine olanak sağlamaktadır. Bu sebeple de hem güneşin hem de su akış miktarının mevsimsel değişimini de yakalayabilmek için modellemede kullanılacak zaman diliminin en az bir yıl olması önemlidir [15].

Bu problemde su, güneş ve elektrik talep miktarındaki belirsizlikler stokastik programlamada sıklıkla kullanılan yöntemlerden biri olan senaryo yöntemi ile ele alınmıştır. Bir yıllık zaman dilimini kapsayan ve bir saatlik zaman aralığı içeren senaryolar iki aşamalı stokastik programlama modelinde eşit olarak ağırlıklandırılmıştır.

2.1. Sistem Bileşenleri (System Components)

Bu çalışmada güneş enerjisinin talep noktası içerisinde üretildiği varsayılmış ve talep noktası ile hidroelektrik santralin çift yönlü iletim hattı ile birbirine bağlanması tasarlanmıştır. İletim hattının maliyeti genel olarak kapasitesine, uzunluğuna ve kayıplara göre belirlenebilir. Bu çalışmada da iletim hattının maliyeti [1]'de detaylı açıklanan yöntem ile hem kapasite hem

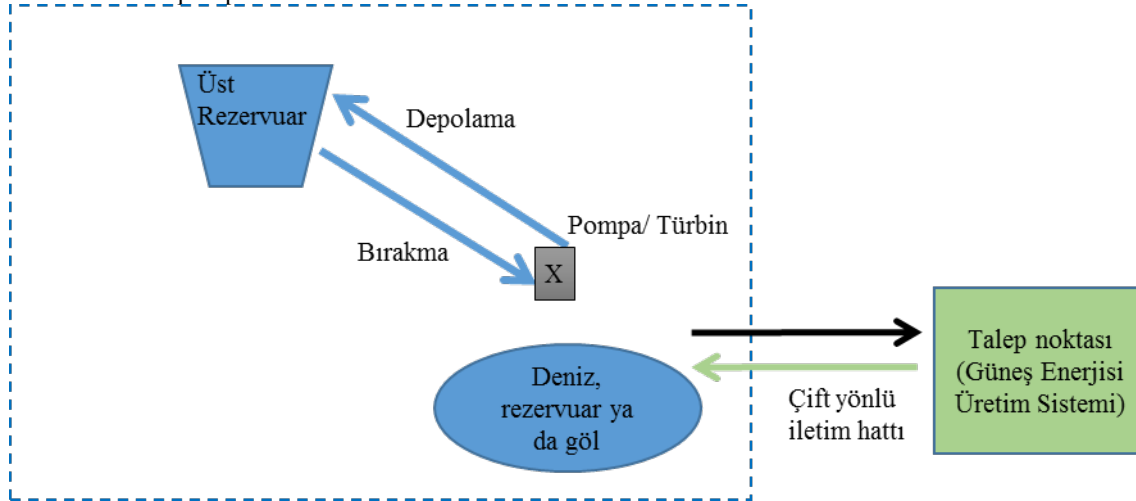
de uzunluğa bağı olarak ele alınmıştır. Kayıplar iletim hattı üzerinde akan miktarın belirli bir yüzdesi olarak modele eklenmiştir.

Güneş enerjisinden elektrik üretimi için iki yöntem mevcuttur. Bunların birincisi fotovoltaik hücreler kullanımıyla yüzeye gelen güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştürülmesi, diğeri ise dolaylı olarak ışığın termal etkisinin kullanılması ile elektrik elde edilmesidir. Bu çalışmada genellikle kopmamak adına güneş enerjisi sisteminin detayına girilmeden, güneş enerjisi panellerinin boyutu karar değişkeni olarak kullanılmıştır. Üretilen elektrik miktarı, birim panel başına düşen güneş ışınımının belirli bir verimlilik katsayısı ile çarpılmasıyla hesaplanmıştır.

Hidroelektrik santraller modellenirken, yapılabirliği göstermek ve politika belirleyicileri için hızlı ve kolay sonuç verebilen modeller elde etmek adına bir takım varsayımlarda bulunulmuştur. Rezervuarlardan bırakılan suyun sabit bir yükseklikten düştüğü ve sistem verimliliğinin düşen sudan bağımsız sabit bir sayı olduğı varsayılmıştır. Modellenen sistemde hidroelektrik santrallerdeki en önemli karar değişkenleri rezervuar ve tersinir türbinlerin bağı olduğı jeneratör büyüklükleridir. Sistemin maliyetini etkileyen diğr unsurların bu iki değişkenin boyutuna bağı olarak değiştiğı varsayılmıştır. Rezervuarlardaki buharlaşma ve diğr sebeplerden dolayı oluşabilecek su kayıpları ihmal edilmiştir. Güneş enerjisi üretimi, hidroelektrik santraller ve iletim hattı ile ilgili olan bu varsayımlar literatürde enerji altyapı planlama problemlerinde sıklıkla rastlanan varsayımlardır [1, 15].

2.1.1. Saf pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (Pure pumped-storage hydroelectric plants)

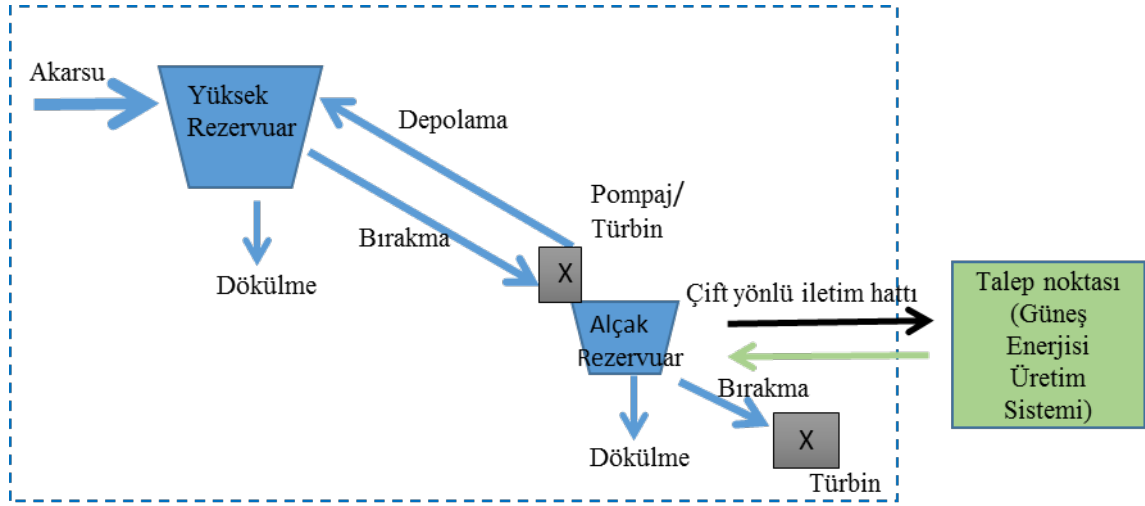
Şekil 1’de görüldüğü üzere saf PHES’lerde üst rezervuarda depolanan su, bir ırmak, havuz ya da deniz gibi bir alt rezervuardan pompalanan sudur. Bu sistemler kapalı-devre sistemler olarak da bilinirler. Saf PHES’lerde amaç, var olan rezervuar ya da göl gibi su birikintilerine göre yüksekte bir havuz (üst rezervuar) inşa etmek ve suyun bir kısmını ihtiyaç olduğunda üst rezervuara pompalamaktır.



Şekil 1. Saf PHES sistemi (Pure PHES system)

2.1.2. Karışık pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (Mixed pumped-storage hydroelectric plants)

Karışık PHES’lerde üst rezervuara da doğal su akışı mevcuttur ve bu sistemlerde rezervuarlarda biriken su kullanılarak konvansiyonel hidroelektrik sistemlerindeki gibi elektrik üretilebilir. Bu tür sistemler ardışık barajlar arasında tersinir türbin kullanılarak da oluşturulabilirler. Bu çalışmada ele alınan karışık baraj sistemi Şekil 2’de sunulmuştur.



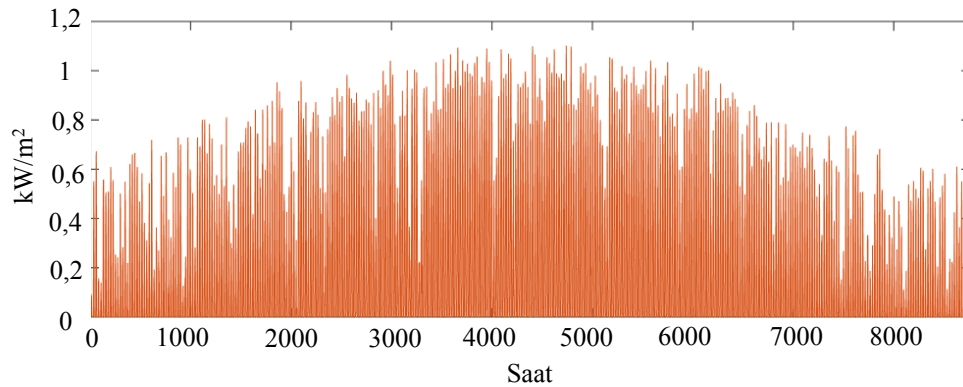
Şekil 2. Karışık PHES sistemi (Mixed PHES system)

2.2 Veri (Data)

Güneş enerjisi ve su potansiyeli bakımından zengin bir bölge olan ve Akdeniz elektrik dağıtım bölgesini kapsayan Isparta, Burdur ve Antalya illeri model sonuçlarının sunulması için uygun bir yer olarak belirlenmiştir. Bu bölge için verilerin elde ediliş süreci aşağıda detaylandırılmıştır.

2.2.1. Güneş ışıınımı verisi (Solar radiation data)

Antalya'nın güneş ışıınımı verileri National Renewable Energy Laboratory tarafından geliştirilen HOMER [28] programı kullanılarak elde edilmiştir. Bu program, güneş ışıınımı verisi elde edilmek istenin bölgenin koordinatlarının sağlanmasıyla bir yıllık süreyi kapsayan, saatlik zaman serisi üretmektedir. Elde edilen bu zaman serisi Şekil 3'te paylaşılmıştır.



Şekil 3. HOMER ile elde edilen saatlik güneş ışıınımı (Hourly solar radiation data obtained by HOMER)

Bu veri setinden iki aşamalı stokastik programlama modelinde kullanılmak üzere senaryolar oluşturulmuştur. Senaryo oluşturulurken [8]'de kullanılan yöntemlere benzer bir yaklaşım izlenmiştir. Güneş ışıınımı verisi deterministik kısım ve stokastik kısım olmak üzere Eş. 1'de gösterildiği gibi ikiye ayrılmıştır:

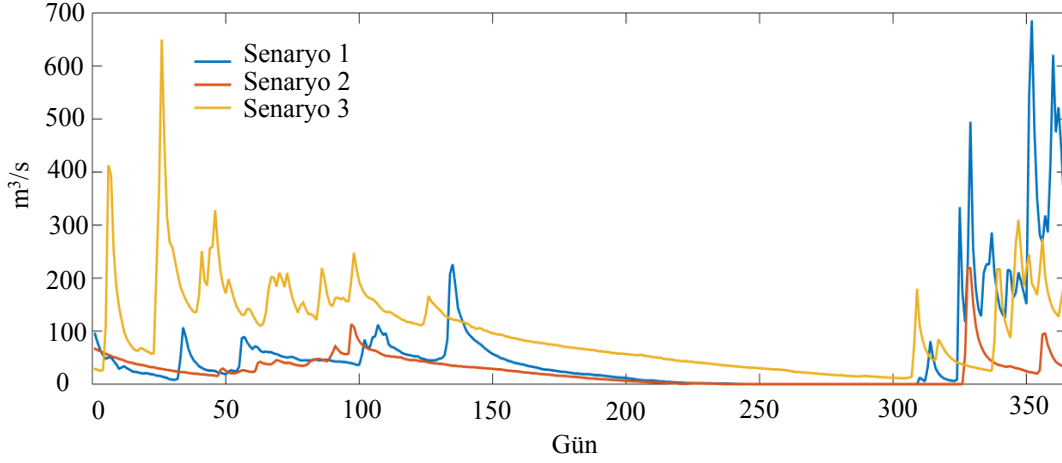
$$G^t = \mu^t + \varepsilon^t \quad (1)$$

G^t bir senaryoya göre t saatindeki güneş ışıınımını temsil etmektedir. μ^t , t saati için HOMER tarafından üretilen veriyi temsil etmektedir ve ortalama değer olarak kabul edilmiştir. G^t , ortalama değer üzerine, normal dağılımla ortalaması 0 ve standart sapması ortalama değerinin %10'u kabul edilerek oluşturulmuş stokastik bir terim olan ε^t 'nin eklenmesiyle elde edilmiştir. Standart sapma değeri Suri vd. tarafından yapılan çalışmadan elde edilmiştir [29]. Akdeniz ve Karadeniz bölgeleri için güneş ışıınımındaki yıllık belirsizliklerin ve ortalama değerden sapmaların hesaplandığı bu çalışmada, Kuzey Afrika, Orta Doğu ve Güney Avrupa için özellikle dağlık alanlarda ve kıyı kesimlerde standart sapmanın %10 olabildiği gösterilmiştir. Bizim

çalışmamızda bölgenin kıyı bölgesi ve dağlık olması sebebiyle standart sapma değerinin %10 olarak kullanılmasına karar verilmiştir.

2.2.2. Su akım verisi (Streamflow data)

Sertkaya vd. tarafından [20]'de karışık PHES'ler için uygun bir yer olduğu belirtilen Manavgat nehrinin son yirmi yıla ait su akım verileri Devlet Su İşleri Etüt, Planlama ve Tahsisler Dairesi Başkanlığı'ndan elde edilmiştir. Bu veriler günlük olarak ölçülmüş verilerdir. Modelde kullanılmak üzere saatlik veri elde edilirken, nehrin debisinin gün içinde değişiklik göstermediği varsayılmıştır. Elde edilen verilerden yıl içinde ortalama akış hızı en az olan, en çok olan ve sene içinde varyasyon katsayısı en fazla olan üç yıl vaka analizinde kullanılmak üzere kullanılacak senaryolar olarak belirlenmiştir. Bu yıllar için akış hızları Şekil 4'te paylaşılmıştır.

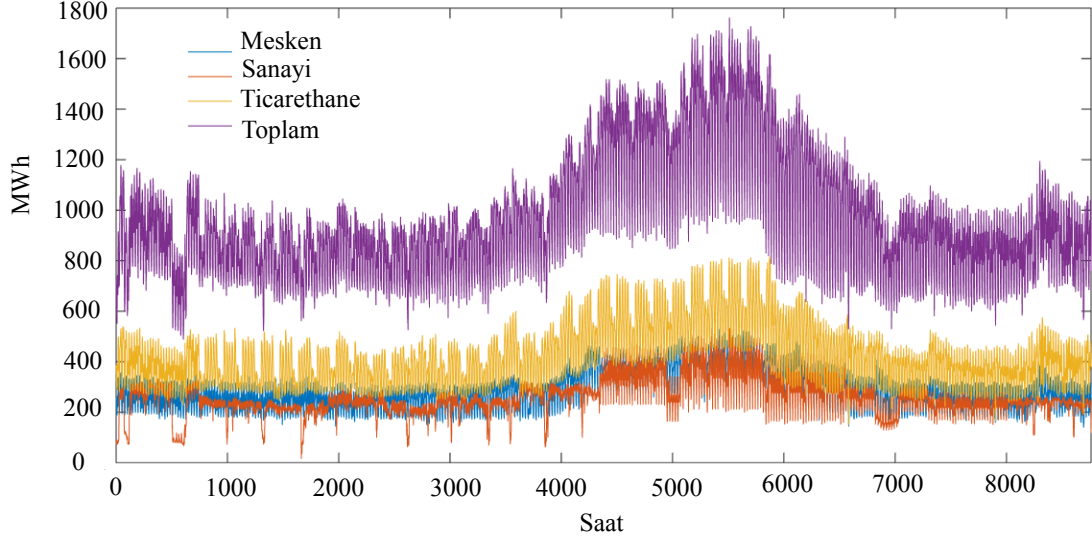


Şekil 4. Üç farklı senaryo için su akış miktarı (Streamflow amount for three scenarios)

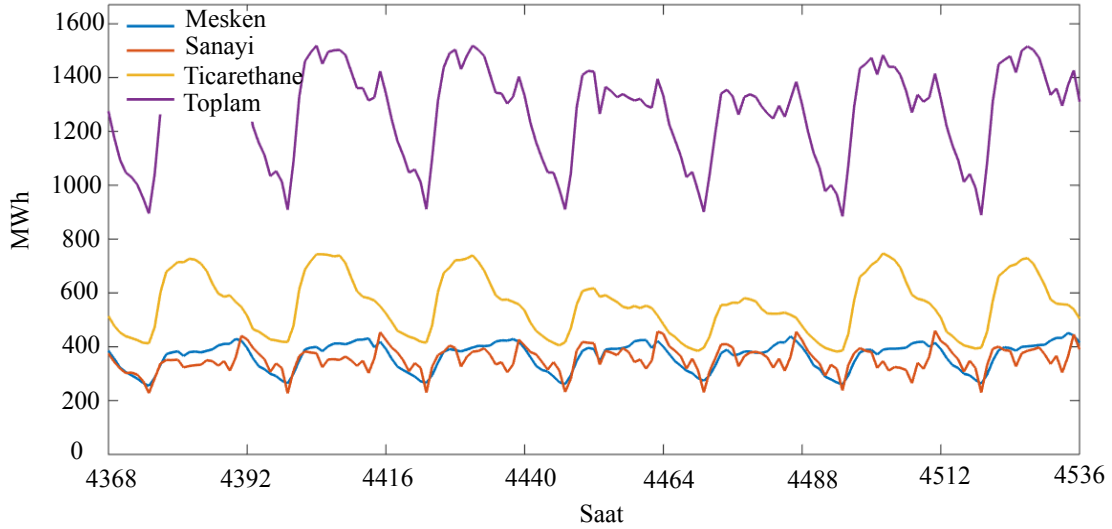
2.2.3. Elektrik talep verisi (Electricity demand data)

Akdeniz elektrik dağıtım bölgesini kapsayan Isparta, Burdur ve Antalya illeri için doğrudan bir kaynaktan saatlik tüketim verisine ulaşılamamıştır. Bu nedenle, bu bölge için saatlik kırılımlı veri 2014 senesi için birkaç kaynaktan yararlanılarak oluşturulmuştur. Akdeniz Elektrik Dağıtım Bölgesi'nin çeşitli talep tipleri için kırılımlı verileri her ay kendi içerisinde normalize edilmiş bir şekilde EPDK tarafından açık kaynaklı olarak paylaşılmıştır [30]. Söz konusu üç il için aylık tüketim miktarları TEİAŞ'tan elde edilmiştir. Bu aylık toplamın sektörlere dağılımı TEDAŞ, Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri'nde paylaşılan oran korunarak yapılmıştır. Aylık sektörel dağılımı elde edilen talep miktarları daha sonra EPDK tarafından sağlanan saatlik çarpanlar ile çarpılmış ve mesken, ticarethane ve sanayi aylık tüketim miktarının her ayın içerisindeki saatlik dağılımı elde edilmiştir. Bu üç çeşit talep tipinin toplam talebin yaklaşık %90'ının oluşturduğu görülmüştür ve vaka analizinde bu üç talep tipinin toplamı kullanılmıştır. Oluşturulan saatlik kırılımlı mesken, ticarethane ve sanayi tipi talep miktarları ve toplam miktar Şekil 5'te, aynı verinin Temmuz ayının bir haftası için detaylı kırılımı ise Şekil 6'da paylaşılmıştır.

Şekil 5'te görüldüğü gibi her üç talep tipinde de yaz aylarında bölgedeki elektrik talebi önemli bir artış gösterir. Su akış hızı verileri ise yaz aylarında nehrin debisinin azaldığını göstermektedir. Bu veriler, özellikle yaz aylarında artan talebin karşılanması için konvensiyonel hidroelektrik santraller yerine, yine yaz aylarında artış gösteren güneş enerjisini depolama özelliğine sahip pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere olan ihtiyacı destekler niteliktedir.



Şekil 5. Akdeniz dağıtım bölgesinde gözlenen talebin saatlik ve sektörel kırılımı
(Hourly and sectoral distribution of electricity demand in Akdeniz distribution region)



Şekil 6. Akdeniz dağıtım bölgesinde gözlenen talebin bir Temmuz ayı haftası için detaylı kırılımı kırılımı
(Detailed distribution of electricity demand in Akdeniz distribution region for a week in June)

3. İKİ AŞAMALI STOKASTİK PROGRAMLAMA MODELİ (TWO-STAGE STOCHASTIC PROGRAMMING MODEL)

Yukarıda detaylı anlatılan sistem, iki aşamalı stokastik programlama ile modellenmiştir. Bu modelde ilk aşama kararları kurulacak sistemlerin boyutlandırılması ile ilgili kararları, ikinci aşama ise senaryoya bağlı olarak değişiklik gösterecek operasyonel kararları içermektedir. İki aşamaları stokastik bir programın standart hali (2)-(4) gibi yazılabilir:

$$\min \quad c^T x + E_{\omega} Q(x, \omega) \quad (2)$$

$$\text{st.} \quad Ax = b \quad (3)$$

$$x \geq 0 \quad (4)$$

Burada $Q(x, \omega)$ Eş. (5)'te gösterildiği gibidir:

$$Q(x, \omega) = \min \{d_{\omega}^T y \mid T_{\omega} x + W_{\omega} y = h_{\omega}, y \geq 0\} \quad (5)$$

İki aşamalı stokastik programlarda, bazı kararlar stokastik olaylar gerçekleşmeden verilir. Bu kararlar ilk aşama kararlarıdır ve x ile gösterilmişlerdir. Stokastik bir değişken olan ω 'nin realize olmasıyla da, ikinci aşama aksiyonları, y , alınır. Standart formda E_ω beklenen değeri, ω da (Ω, P) olasılık uzayına göre bir senaryoyu temsil eder. Bu durumda Eş.6 yazılabilir:

$$E_\omega Q(x, \omega) = \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) Q(x, \omega) \quad (6)$$

Senaryo bazlı iki aşamalı stokastik programın geniş şekli ise (7) - (10) gibi yazılabilir:

$$\min \quad c^T x + \sum_{\omega} p(\omega) d_\omega^T y_\omega \quad (7)$$

$$\text{st.} \quad Ax = b \quad (8)$$

$$T_\omega x + W_\omega y_\omega = h_\omega \quad \forall \omega \quad (9)$$

$$x \geq 0, y_\omega \geq 0 \quad \forall \omega \quad (10)$$

Bu çalışmada hem saf PHES'ler hem de karışık PHES'ler için iki aşamalı stokastik programlama modelleri sunulmuştur. Her iki model için ortak kullanılan parametre ve değişkenler olduğu için aşağıda modellerde kullanılan indeksler, parametreler ve karar değişkenleri listelenmiştir:

İndeksler:

t : zaman periyodu 1, T, (toplam T periyod)
 ω : senaryo 1, Ω , (toplam Ω senaryo)

Parametreler:

n : zaman aralıklarının boyutu (1 saat)
 d_h : hidroelektrik yatırım maliyetini yıllık düzeye getiren boyutsuz parametre
 d_g : güneş sistemi yatırım maliyetini yıllık düzeye getiren boyutsuz parametre
 d_i : iletim hattı maliyetini yıllık düzeye getiren boyutsuz parametre
 l : iletim hatlarındaki güç kaybı yüzdesi
 g : yer çekimi sabiti ($\sim 9.8 \text{ m/s}^2$)
 h : üst rezervuarın yüksekliği (düşü)
 h_{alt} : alt rezervuarın yüksekliği (düşü)
 α : hidroelektrik santralin tek yönlü verimliliği
 γ : güneş enerjisi sisteminin verimliliği
 C_S : rezervuar birim maliyeti
 C_{PJ} : jeneratör/pompaj sisteminin birim maliyeti
 C_G : güneş enerji sisteminin birim maliyeti
 C_I : hidroelektrik santral ile talep noktası arasında kurulacak iletim hattının birim maliyeti
 μ : pahalı ve kontrol edilebilir (dispatchable) enerji kaynağından elde edilecek enerjinin (dizel jeneratörler gibi) birim maliyeti
 p_ω : ω senaryosunun gerçekleşme ihtimali ($\sum_{\omega=1}^{\Omega} p_\omega = 1, p_\omega \geq 0$)
 M : büyük bir sayı

Dış değişkenler:

$G^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosundaki güneş ışınlamı
 $T^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosundaki elektrik talebi
 $W^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosundaki karışık PHES sistemine giren su miktarı

Durum/Karar değişkenleri:

$S^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda üst rezervuarda depolanan su miktarı
 $S_{alt}^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda alt rezervuarda depolanan su miktarı

$D^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda üst rezervuardan dökülen su miktarı (israf edilen)
 $D_{alt}^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda alt rezervuardan dökülen su miktarı (israf edilen)
 $Z^{\omega t}$: zamanında ve ω senaryosundaki yenilenebilir enerji ile karşılanamayan enerji miktarı
 $P^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda PHES'e gönderilen (depolanan) enerji miktarı
 $U^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda üst rezervuardan bırakılan (türbin döndüren) su miktarı
 $U_{alt}^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda alt rezervuardan bırakılan (türbin döndüren) su miktarı
 $V^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda direkt olarak kullanılan güneş enerjisi
 $P_G^{\omega t}$: t zamanında ve ω senaryosunda depolanan güneş enerjisi
 S_{max} : üst rezervuarın kapasitesi
 S_{altmax} : karışık PHES sisteminde alt rezervuar kapasitesi
 PJ_{max} : jeneratör/pompa kapasitesi
 PJ_{altmax} : alt jeneratör kapasitesi
 I_{max} : iki-yönlü iletim hattının kapasitesi
 GP : güneş enerjisi üretim kapasitesi (panel alanı)
 $Ip^{\omega t}$: Pompaj durumunda 1, su bırakma durumunda 0 değerini alan ikili (binary) değişken

3.1. Saf PHES modeli (Pure PHES model)

$$\min d_h C_S S_{max} + d_h C_{PJ} PJ_{max} + d_g C_G GP + d_i C_I I_{max} + \sum_{t\omega} p_{\omega} Z^{\omega t} \mu \quad (11)$$

Kısıtlar:

$$S^{\omega t} \leq S_{max} \quad \forall t, \omega \quad (12)$$

$$S^{\omega t} = S^{\omega(t-1)} + P^{\omega t} - U^{\omega t} \quad \forall t: t > 1, \omega \quad (13)$$

$$S^{\omega 1} = S_{max} + P^{\omega 1} - U^{\omega 1} \quad \forall \omega \quad (14)$$

$$S^{\omega T} = S_{max} \quad \forall \omega \quad (15)$$

$$\max \left\{ U^{\omega t} g h \alpha, P^{\omega t} g \frac{h}{\alpha} \right\} \leq PJ_{max} n \quad \forall t, \omega \quad (16)$$

$$\max \left\{ U^{\omega t} g h \alpha, \frac{P^{\omega t} g h}{\alpha(1-l)} \right\} \leq I_{max} n \quad \forall t, \omega \quad (17)$$

$$V^{\omega t} + \frac{P^{\omega t} g h}{\alpha(1-l)} \leq GP \gamma G^{\omega t} \quad \forall t, \omega \quad (18)$$

$$T^{\omega t} \leq Z^{\omega t} + V^{\omega t} + U^{\omega t} g h \alpha (1-l) \quad \forall t, \omega \quad (19)$$

$$P^{\omega t} \leq Ip^{\omega t} M \quad \forall t, \omega \quad (20)$$

$$U^{\omega t} \leq (1 - Ip^{\omega t}) M \quad \forall t, \omega \quad (21)$$

$$S^{\omega t}, P^{\omega t}, U^{\omega t}, V^{\omega t}, Z^{\omega t}, GP, PJ_{max}, I_{max}, S_{max} \geq 0 \quad \forall t, \omega \quad (22)$$

$$Ip^{\omega t} \in \{0,1\} \quad \forall t, \omega \quad (23)$$

Modelin hedef fonksiyonu (11), modelin içerdği zaman aralığına bağlı olarak ucuzlatılmış rezervuar, jeneratör/pompaj, güneş enerjisi üretim tesisi ve iletim hatları için yapılan toplam yatırımları ve yine modelin zaman aralığı boyunca dışarıdan alması gereken pahalı elektriğin yani dizelin maliyetini enazlamaktadır.

Kısıt (12), rezervuarda depolanan su miktarının rezervuarın kapasitesini geçmemesini sağlamaktadır. Kısıt (13) rezervuara giren, rezervuardan çıkan ve rezervuarda kalan enerji miktarı arasındaki akış dengesini korur. Kısıt (14) ve (15) modelin başlangıç ve bitiş koşullarını belirtir. Bu modelde rezervuarın planlama zaman aralığına başlamadan ve zaman aralığı bitişinde boş olacağı düşünülmüştür ancak farklı varsayımlar (dolu başlamak gibi) için model kolayca güncellenebilir. Kısıt (16) ve (17)'de üretilen ve pompalanan enerji miktarının jeneratör/pompajın ve iletim hattının kapasitesini aşmadığından emin

olunmuştur. Kısıt (18)'de her zaman periyodunda talep noktasında direkt kullanılan ve pompalanmak üzere rezervuara gönderilen güneş enerjisinin üretilenden fazla olmaması sağlanmıştır. Kısıt (19)'de toplam talebin ya dışarıdan pahalı kaynak ile ya güneş sisteminden gelen direkt enerji ile ya da hidroelektrik santralde üretilen enerji ile karşılandığından emin olunmuştur. Kısıt (20) ve (21), operasyonel olarak su bırakma ve pompalama durumlarının aynı anda olması durumunu engellemek için modele eklenmiştir. Bu kısıtlar olmadan model, sistem maliyetini değiştirmeden, bırakılan su ve pompalanan su miktarının aynı senaryo ve aynı zaman diliminde pozitif olduğu sonuçlar ile sonlanabilmektedir. Bu durum aynı en iyi hedef değerinde sadece operasyonel değerlerin değiştiği alternatif çözümler olabildiğini göstermiştir. Bu kısıtlar ile suyun aynı anda depolanmasına veya elektrik üretimi için bırakılmasına izin verilmeyerek, modelin operasyonel anlamda da mantıklı sonuçlar verebilmesi sağlanmıştır. Kısıt (22) ve (23) değişkenleri sınırlandırmaktadır.

3.2. Karışık PHES Modeli (Mixed PHES Model)

$$\min d_h C_S (S_{\max} + S_{\text{alt}_{\max}}) + d_h C_P (P_{\max} + P_{\text{alt}_{\max}}) + d_g C_G GP + d_i C_I I_{\max} + \sum_{t\omega} p_\omega Z^{\omega t} \mu \quad (22)$$

kısıtlar:

$$S^{\omega t} \leq S_{\max} \quad \forall t, \omega \quad (23)$$

$$S_{\text{alt}}^{\omega t} \leq S_{\text{alt}_{\max}} \quad \forall t, \omega \quad (24)$$

$$S^{\omega t} = S^{\omega(t-1)} + W^{\omega t} + P^{\omega t} - U^{\omega t} - D^{\omega t} \quad \forall t: t > 1, \omega \quad (25)$$

$$S^{\omega 1} = S_{\max} + W^{\omega 1} + P^{\omega 1} - U^{\omega 1} - D^{\omega 1} \quad \forall \omega \quad (26)$$

$$S^{\omega T} = S_{\max} \quad \forall \omega \quad (27)$$

$$S_{\text{alt}}^{\omega t} = S_{\text{alt}}^{\omega(t-1)} - P^{\omega t} + U^{\omega t} + D^{\omega t} - U_{\text{alt}}^{\omega t} - D_{\text{alt}}^{\omega t} \quad \forall t: t > 1, \omega \quad (28)$$

$$S_{\text{alt}}^{\omega 1} = S_{\text{alt}_{\max}} - P^{\omega 1} + U^{\omega 1} + D^{\omega 1} - U_{\text{alt}}^{\omega 1} - D_{\text{alt}}^{\omega 1} \quad \forall \omega \quad (29)$$

$$S_{\text{alt}}^{\omega T} = S_{\text{alt}_{\max}} \quad \forall \omega \quad (30)$$

$$\max \left\{ U^{\omega t} g h_\alpha, P^{\omega t} g \frac{h}{\alpha} \right\} \leq P_{\max} n \quad \forall t, \omega \quad (31)$$

$$U_{\text{alt}}^{\omega t} g h_{\text{alt}} \alpha \leq P_{\text{alt}_{\max}} n \quad \forall t, \omega \quad (32)$$

$$\max \left\{ (U^{\omega t} h + U_{\text{alt}}^{\omega t} h_{\text{alt}}) g \alpha, \frac{P^{\omega t} g h}{\alpha(1-l)} \right\} \leq I_{\max} n \quad \forall t, \omega \quad (33)$$

$$V^{\omega t} + \frac{P^{\omega t} g h}{\alpha(1-l)} \leq GP \gamma G^{\omega t} \quad \forall t, \omega \quad (34)$$

$$T^{\omega t} \leq Z^{\omega t} + V^{\omega t} + (U^{\omega t} h + U_{\text{alt}}^{\omega t} h_{\text{alt}}) g \alpha (1-l) \quad \forall t, \omega \quad (35)$$

$$P^{\omega t} \leq I_p^{\omega t} \cdot M \quad \forall t, \omega \quad (36)$$

$$U^{\omega t} \leq (1 - I_p^{\omega t}) M \quad \forall t, \omega \quad (37)$$

$$I_p^{\omega t} \in \{0,1\} \quad (38)$$

$$S^{\omega t}, S_{\text{alt}}^{\omega t}, S_{\max}, S_{\text{alt}_{\max}}, P_{\max}, P_{\text{alt}_{\max}}, I_{\max}, GP, P^{\omega t}, U^{\omega t}, U_{\text{alt}}^{\omega t}, V^{\omega t}, Z^{\omega t}, D^{\omega t}, D_{\text{alt}}^{\omega t} \geq 0 \quad \forall t, \omega \quad (39)$$

Modelin hedef fonksiyonu (22), saf PHES sistemindeki hedef fonksiyonundaki unsurlara ek olarak kurulacak alt rezervuarın ve alt jeneratörün de zaman aralığına bağlı olarak ucuzlatılmış maliyetini içerir.

Kısıt (23) ve (24), alt ve üst rezervuarda depolanan su miktarının rezervuarların kapasitesini geçmemesini sağlamaktadır. Kısıt (25) üst rezervuara giren, rezervuardan çıkan ve rezervuarda kalan enerji miktarı arasındaki akış dengesini korur. Kısıt (26) ve

(27) modelin başlangıç ve bitiş koşullarını belirtir. Kısıt (28) alt rezervuara giren, rezervuardan çıkan ve rezervuarda kalan enerji miktarı arasındaki akış dengesini korur. Kısıt (29) ve kısıt (30) alt rezervuarın başlangıç ve bitiş koşullarını belirler. Aynı üst rezervuarda olduğu gibi alt rezervuarın da dolu başlama ve dolu bitme varsayımı yapılmıştır ve kolayca alternatif durumlar denenebilir. Kısıt (31)'de üst santralde üretilen elektriğin ya da pompalanan enerji miktarının üst jeneratör/pompaj kapasitesini aşmadığından emin olunmuştur. Kısıt (32)'de alt santralde üretilen elektriğin jeneratör kapasitesini geçmediğinden emin olunmuştur. Kısıt (33)'te talep noktası ile hidroelektrik santral arasındaki enerji akışının iletim hattının kapasitesini aşmadığından emin olunmuştur. Kısıt (34)'te her zaman periyodunda talep noktasında direkt kullanılan ve pompalanmak üzere rezervuara gönderilen güneş enerjisinin üretilenden fazla olmaması sağlanmıştır. Kısıt (35)'te toplam talebin ya dışarıdan pahalı kaynak ile, ya güneş sistemlerinden gelen direkt enerji ile ya da hidroelektrik santralde üretilen enerji ile karşılandığından emin olunmuştur. Kısıt (36) ve (37)'de saf PHES modelinde olduğu gibi, operasyonel olarak su bırakma ve pompalama durumlarının aynı anda olması durumu engellenmiştir. Kısıt (38) ve (39) değişkenleri sınırlandırmaktadır.

4. SONUÇLAR VE TARTIŞMALAR (RESULTS AND DISCUSSIONS)

Yukarıda saf ve karışık PHES'ler için verilen modeller, maksimum fonksiyonunun kolaylıkla doğrusallaştırılmasıyla herhangi bir doğrusal programlama çözücüsü ile çözülebilir. Bu bölümde paylaşılan sonuçlar, dual 2.4GHz Intel Xeon E5-2630 v3 CPU ve 64GB RAM içeren bir iş istasyonunda IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.6.3 ile 32'ye kadar iplik (thread) paralel kullanılarak elde edilmiştir [31]. Vaka analizinde her iki sistem için de kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 1'de paylaşılmıştır. Her iki sistem için de hidroelektrik santral ile talep noktası arası 50 km olarak alınmıştır. Vaka analizlerinde, Antalya dağıtım bölgesinde 1 GW_{pik} talebi karşılamak için güneş ve pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin boyutlandırılması nasıl olmalı sorusuna cevap verilmiştir. Bu sebeple analizlerde 2.2.3'te anlatılan talep verisi maksimum talep noktası 1 GW olacak şekilde boyutlandırılmıştır. Saf PHES modeli üç güneş ışıınımı verisi kullanılarak üç senaryo ile karışık PHES modeli ise aynı üç güneş ışıınımı verisinin üç su akımı verisi ile çaprazlanması sonucu dokuz senaryo ile çalıştırılmıştır. Özellikle karışık PHES modelinde su akımı verisindeki yıllık değişiklikler senaryoların belirlenmesinde ve sonuçlar üzerinde etkili olabilmektedir. Kısım 2.2.2'de de bahsedildiği gibi su akımı verileri için senaryolar ortalama akış hızı en az olan, en çok olan ve sene içinde varyasyon katsayısı en fazla olan üç yıl seçilerek oluşturulmuştur. Bu senaryolar ile yapılan sistem boyutlandırılmasının diğer ara yıllar için de olurlu olması beklenmektedir.

Tablo 1. Model parametreleri ve değerleri (Model parameters and their values)

Rezervuar birim maliyeti:	\$ 3/m ³	[32, 33]
Jeneratör birim maliyeti:	\$500/kW	[34]
Güneş paneli birim maliyeti:	\$200/m ²	[34, 35]
Dizel jeneratör ile üretilen elektriğin birim maliyeti:	\$0.25/kWh	[36, 37]
İletim hattı maliyeti:	\$1.1M/GW. km	[1]
Hidroelektrik sistemin tek yönlü verimliliği:	88%	[39]
Güneş sisteminin verimliliği:	12%	[40]
İndirim oranı:	5%	[1, 15]
İletim hattı kayıp oranı:	5%	[1, 15]
Güneş enerjisi sistemi ömrü:	30 yıl	[15]
Hidroelektrik sistemi ömrü:	60 yıl	[15, 38]
İletim sistemi ömrü:	40 yıl	[15]

4.1. Saf PHES Sistem Sonuçları ve Analizi (Pure PHES System Results and Analysis)

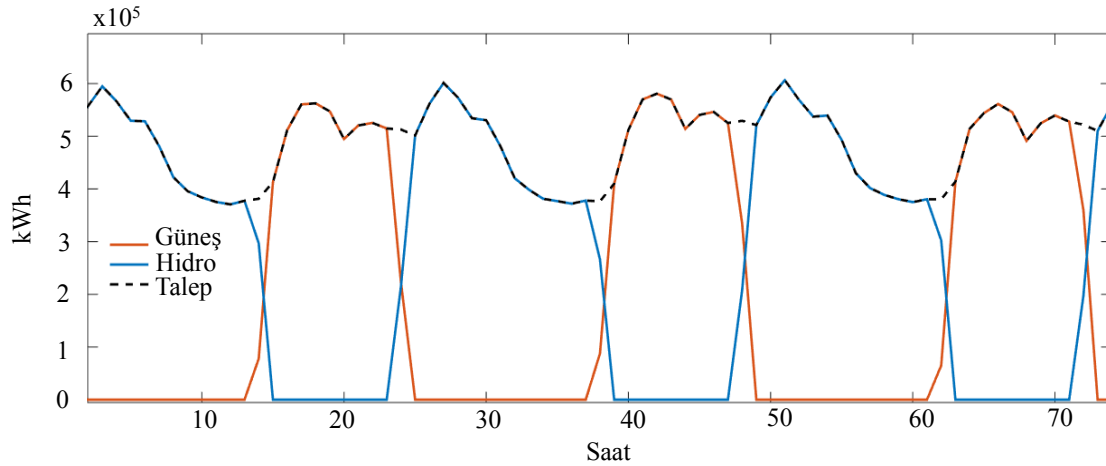
Bu vaka analizinde Akdeniz dağıtım bölgesinde oluşacak 1 GW_{pik} talebin, güneş enerjisinin direkt kullanılması ve fazlasının saf bir PHES sisteminde depolanması sonucu üretilecek hidroelektrik ile karşılanabilmesi için sistemin boyutlarının nasıl olması gerektiği araştırılmıştır. Bu anlamda Akdeniz'in ya da Antalya çevresindeki göllerin doğal su kaynağı olarak kullanılabilmesi ve dağlarda belirli bir yükseklikte kurulacak bir rezervuar sayesinde fazla güneşin depolanabilmesi bu bölge için oldukça makul görülmektedir. Burdur Gölü için düşünülen tasarım durumundaki saf PHES sistemleri de bu kanıyı doğrular niteliktedir [20, 27]. Bu analizde kurulabilecek rezervuardan suyun net düşüşü 100 metre olarak düşünülmüştür. Modelin sonuçları özellikleri yukarıda belirtilen bilgisayar ortamında CPU zamanı ile 508 saniyede elde edilmiştir. Bu sistemin sonuçları Tablo 2'de paylaşılmıştır.

Tablo 2. Saf PHES modeli sonuçları (Results of Pure PHES model)

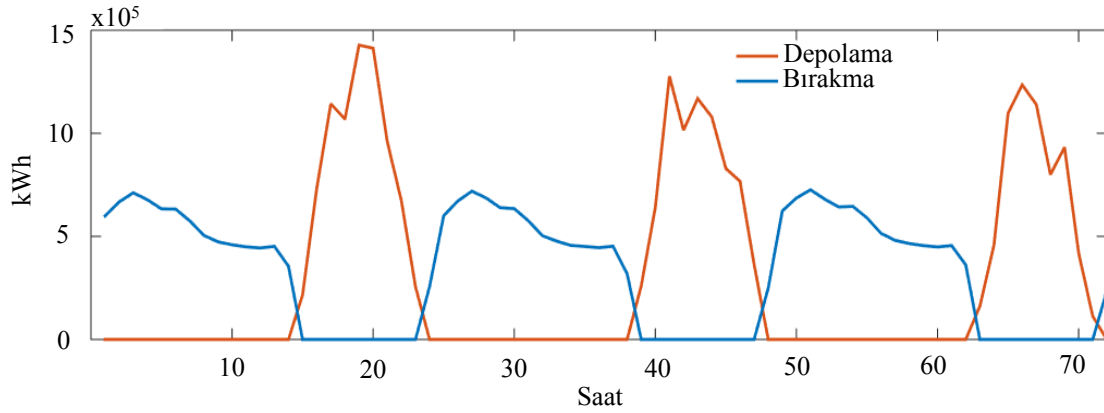
Rezervuar boyutu (km ³)	0,073
-------------------------------------	-------

Güneş paneli boyutu (km ²)	27,049	
Jeneratör/Pompa kapasitesi (GW)	1,622	
İletim hattı kapasitesi (GW)	1,707	
Beklenen Güneş Enerjisi Dağılımı	GWh	% Toplam Güneş
Direkt kullanılan güneş enerjisi	2207	37%
Pompalanan güneş enerjisi	2824	48%
İsraf edilen güneş enerjisi	890	15%
Toplam üretilen güneş enerjisi	5921	100%
Beklenen Enerji Dağılımı	GWh	% Talep
Hidroelektrik	1974	41%
Güneş	2207	46%
Dizel	594	12%
Toplam tüketim (1 GW _{pik})	4775	100%
Beklenen Güneş Enerjisi Birim Maliyeti (\$/kWh)	0,06	
Beklenen Sistem Birim Maliyet (\$/kWh)	0,12	

Tablo 2'in ilk kısmı, kurulması gereken sistemin optimum kapasitelerini göstermektedir. Buna göre rezervuar 0.073 km³, kurulacak güneş sisteminde panellerin boyutu 27.05 km² olmalıdır. Jeneratör/pompa kapasitesinin 1GW'den fazla olması, sistemin bu parçasının boyutlandırılmasında pompaj operasyonunun baskın olduğunu göstermektedir, çünkü hidroelektrik santralde hiç bir saat aralığında talep miktarından (1 GW_{pik}) fazla enerji üretimi yapılmamaktadır. İletim hattı ile pompaj arasındaki fark ise iletim hattında kaybolan %5'lik kısım yüzündendir. Tablo 2'in ikinci kısmında ise kurulacak sistemde üretilen güneş enerjisinin yıl içerisinde *beklenen* dağılımı paylaşılmıştır. Modeller güneşin belirsizliğini de hesaba katarak stokastik olarak oluşturulduklarından, *beklenen* değer tüm senaryolar üzerinden alınan toplamın senaryo sayısına bölünmesiyle elde edilmektedir. Bu sistemde, üretilen güneş enerjisinin %37'lik kısmının pompalanmadan direkt olarak kullanılması, %48'lik kısmın ise depolanmak üzere PHES'e gönderilmesi beklenmektedir. Ayrıca görülmüştür ki, bazı zamanlarda güneş enerjisinin israf edilmesi sistem maliyetini düşürebilmektedir. Bu durum [15]'de de gösterilmiş beklenen bir durumdur. Güneş enerjisinin %15'lik kısmı israf edilmiştir. Talebin karşılanması için kullanılan kaynaklara bakıldığında ise direkt olarak kullanılan güneş toplam talebin %46'sını, depolanan güneş hidroelektrik olarak %41'lik kısmı karşılamaktadır. Sistemde gerekli durumlarda kullanılan dizel miktarı ise toplam talebin %12'si kadardır. Bu değer, modelde dizel kısmına izin verilmediği takdirde elde edilecek güneş paneli alanı ya da rezervuar kapasitesinin marjinal birim maliyetinin dizelin birim maliyetinden fazla olacağı anlamına gelir. Böyle bir sistemin kurulması durumunda elde edilecek enerjinin birim maliyeti 12 cent/kWh olarak hesaplanmıştır. Şekil 7'de Eylül ayına ait üç günde talebin hangi saatlerde direkt güneş ya da hidroelektrik şeklindeki depolanmış güneş ile karşılandığı gösterilmiştir. Şekil 8'de ise yine aynı üç gün için hidroelektrik santralde pompalanan ya da bırakılan enerji miktarları gösterilmiştir. İki şekilden de anlaşılacağı gibi öğlen saatlerinde talep tamamıyla güneş enerjisi ile karşılanmakta, hatta bu saatlerde üretilen fazla güneş enerjisi rezervuara pompalanarak depolanmaktadır. Rezervuarda depolanan enerji ise günün ilerleyen saatlerinde güneşin azalmasıyla bırakılmaya başlanmakta ve gece elektrik talebi bu şekilde karşılanmaktadır.



Şekil 7. Eylül ayına ait üç günde talebin direkt güneş ve hidroelektrik ile karşılanması
(Hourly usage of solar and hydro to meet the demand in three days in September)



Şekil 8. Eylül ayına ait üç günde suyun pompalanması ve elektrik üretimi için rezervuardan bırakılması
(Pump and release operations for three days in September)

4.2. Karışık PHEs Sistem Sonuçları ve Analizi (Mixed PHEs System Results and Analysis)

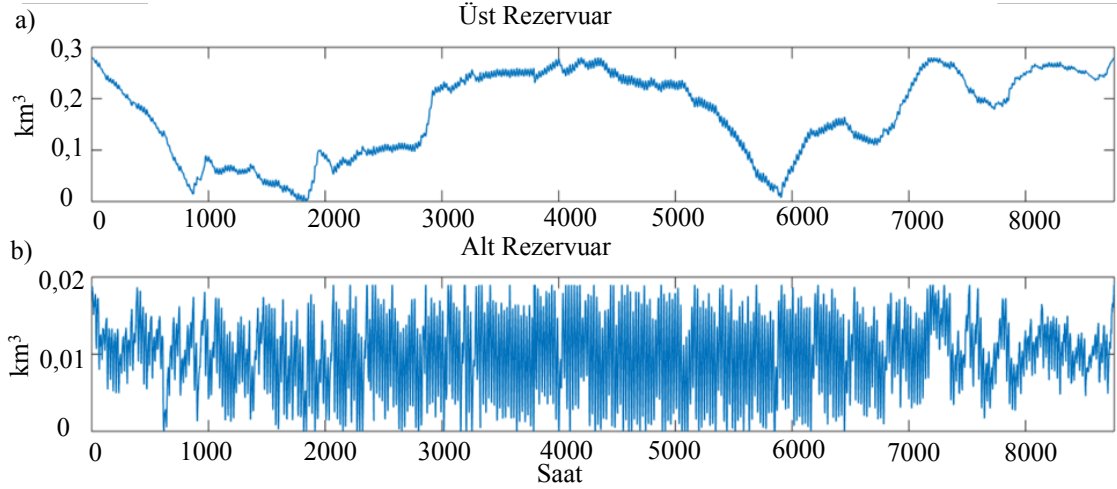
Bu vaka analizinde yine saf PHEs sistemi için yapılan analizde olduğu gibi, Akdeniz dağıtım bölgesinde oluşacak 1GW_{pik} talebin güneş enerjisi, hidroelektrik ve gerekli zamanlarda kullanılacak dizel ile karşılanması durumunda kurulacak hibrid sistemin boyutlandırılması yapılmıştır. Hidroelektrik, pompaj depolama için de kullanılacak ardışık santrallerde elde edilecektir ve bu kez depolanan güneş enerjisine ilaveten nehirten akan suyun enerjisi de hesaba katılacaktır. Daha önce de bahsedildiği gibi, Sertkaya vd. Manavgat nehri üzerindeki ardışık Oymapınar ve Manavgat hidroelektrik santrallerinin enerjinin depolanmasına da imkân verecek şekilde pompaj depolamalı sistem olarak tasarlanabileceğini de tartışmıştır [20]. Bu durumda Manavgat barajına ait rezervuarda biriken su, enerjinin depolanma ihtiyacı durumunda Oymapınar barajının rezervuarında depolanabilir. Bu sistem, Oymapınar barajına ait türbinin tersinir bir türbin şeklinde tasarlanması ile mümkün olabilecektir. Bu vaka analizinde Manavgat nehrinin akış miktarı verisi kullanılmıştır ve sistemin gerçekte de olan sisteme en çok benzetilmesi açısından üst santralin (Oymapınar santralini temsil eden) su düşüşü gerçekte olduğu gibi 180 metre [41], alt santralin (Manavgat santralini temsil eden) su düşüşü ise 30 metre olarak kabul edilmiştir [42]. Karışık PHEs modeli sonuçları özellikleri yukarıda belirtilen bilgisayar ortamında CPU zamanı ile 14,3 saatte elde edilmiştir ve Tablo 3'te özetlenmiştir.

Tablo 3. Karışık PHEs modeli sonuçları (Results of mixed PHEs system)

Üst rezervuar boyutu (km^3)	0,280	
Alt rezervuar boyutu (km^3)	0,019	
Güneş Paneli boyutu (km^2)	21,423	
Jeneratör/Pompa kapasitesi (GW)	1,226	
Alt santral jeneratör (GW)	0,041	
İletim hattı kapasitesi (GW)	1,290	
Beklenen Güneş Enerjisi Dağılımı	GWh	% Toplam Güneş
Direkt kullanılan güneş enerjisi	2130	%45
Pompalanan güneş enerjisi	2160	%46
İsraf edilen güneş enerjisi	400	%9
Toplam üretilen güneş enerjisi	4690	%100
Beklenen Enerji Dağılımı		
Üst santral hidroelektrik	2301	%48
Alt santral hidroelektrik	132	%3
Güneş	2130	%45
Dizel	213	%4
Toplam tüketim (1GW_{pik})	4775	%100
Beklenen Güneş Enerjisi Birim Maliyeti (\$/kWh)	0,06	
Beklenen Sistem Birim Maliyet (\$/kWh)	0,087	

Tablo 3'te görüldüğü gibi bu sistemin birim maliyeti saf PHEs sistemi ile elde edilen enerjinin birim maliyetinden daha azdır. Sisteme su, yeni bir kaynak olarak eklendiği için bu beklenen bir sonuçtur. Üst rezervuar 0.280 km^3 , alt rezervuar ise 0.019 km^3 olarak boyutlandırılmıştır. Bu sistemde güneş paneli boyutu (21.5 km^2) saf PHEs sistemine göre (27 km^2) daha küçüktür.

Dolayısıyla direkt kullanılan güneş ve pompalanan güneş enerjisi de bu sistemde daha azdır, çünkü rezervuara doğal olarak akan su da talebin karşılanması için kullanılmaktadır. Aynı şekilde bu su, sistemde yedek kaynak olarak kullanılan ve saf PHES sistemde %12 olan beklenen dizel miktarının %4'lerinde olmasına sebep olmuştur. Şekil 9'da her iki rezervuarda (bir senaryoya göre) bir yıl boyunca tutulan saatlik su seviyeleri gösterilmiştir. Alt rezervuar seviyesinde özellikle yaz aylarında pompalamadan ötürü oldukça dalgalanma olduğu görülmüştür. Pompalanan bu su miktarı üst rezervuar seviyesindeki iniş çıkışlardan da kolaylıkla gözlenebilmektedir. Burada dikkat edilmesi gereken bir nokta da, rezervuarlarda mevsimsel su akımı ve güneş ışınımı değişikliklerine cevap verebilecek şekilde suyun aylarca depo edilebilmesidir. Bu sonuç da literatürdeki pompaj depolama sistemlerini genellikle günlük olarak modelleyen çalışmaların aksine, sistemin en az bir yıllık modellenmesi gerektiği düşüncesini destekler niteliktedir.



Şekil 9. Karışık PHES sisteminde a) üst, b) alt rezervuarda gözlenen saatlik su seviyeleri
(a) Hourly upper reservoir, b) lower reservoir levels in mixed PHES system)

Gerçekte Oymapınar barajının azami hazne hacminin 0.3 km^3 olduğu belirtilmiştir [43, 44]. Manavgat nehrinin ise maksimum işletme seviyesi su hacmi [42]'te 0.088 km^3 olarak belirtilmiştir. Model sonucunda üst ve alt rezervuar hacimleri sırasıyla Tablo 3'te paylaşıldığı üzere 0.29 km^3 ve 0.019 km^3 olarak bulunmuştur. Sistem için önerilen her iki rezervuar kapasitesi de mevcut kapasitelerden küçüktür. Bu çalışmanın her ne kadar sistemlerin teknik detaylarını içeren bir fizibilite çalışması olarak görülmemesi gerekse de sistemin olasırlığı ve sistem maliyetinin alt sınırı hakkında bir fikir verebilmektedir. Bu anlamda bu vaka analizinde sonuçlar gösteriyor ki, mevcut rezervuarları kullanarak tersinir türbin sistemi ile güneş enerjisinin depolanmasını da sağlayan sistem tasarımı Oymapınar ve Manavgat hidroelektrik santralleri arasında bölgeye büyük yarar sağlayabilir. Bu barajlar yaklaşık 20 km^2 'lik güneş enerjisini desteklerse $1 \text{ GW}_{\text{pik}}$ gibi büyük bir enerji ihtiyacı sadece %4'lük kısmın dışarıdan karşılanmasıyla temiz enerji kaynakları tarafından sağlanabilir.

6. SONUÇLAR (CONCLUSIONS)

Bu çalışmada belirli bir bölgenin elektrik talebini karşılamak üzere kurulacak, güneş enerjisi tesisi ve pompaj depolamalı hidroelektrik santral içeren hibrid bir sistemin boyutlandırılabilmesi için enerji planlamacılarının araç olarak kullanabileceği iki model sunulmuştur. Bu modellerin ilki kapalı-devre sistem olarak da bilinen saf PHES'ler için, ikincisi ise sisteme doğal su girişinin de olduğu ve karışık PHES olarak adlandırılan sistemler içindir. Bu modeller yenilenebilir enerji kaynaklarındaki ve elektrik talebindeki belirsizlikleri hesaba katan stokastik modellerdir. Modellerin sonuçları, Akdeniz elektrik dağıtım bölgesini kapsayan bölgenin $1 \text{ GW}_{\text{pik}}$ kadar talebini karşılamak üzere kurulacak PHES ve güneş enerjisi üretim tesisi içeren sistemlerin boyutlandırılmasını içeren vaka analizleri şeklinde sunulmuştur. Yapılan varsayımlar altında sonuçlar göstermektedir ki, saf PHES sistemi için 100 m yükseklikte kurulacak bir rezervuar sayesinde üretilen güneş enerjisinin %48'lik kısmı depolanabilir ve toplam talebin %88'i güneş enerjisinden karşılanabilir. Böyle bir sistemde üretilen elektriğin birim maliyeti ise 12 cent/kWh olmaktadır. Karışık PHES sisteminde ise her iki seviye rezervuardan bırakılan ve sisteme doğal yollardan gelen suyun da katkısı olacaktır. Oymapınar ve Manavgat barajlarını temsilen (sırasıyla 180m ve 30m düşü) seçilen iki rezervuarlı karışık PHES sisteminde beklenildiği gibi güneş enerjisine daha az yatırım yapıldığı görülmüştür. Üretilen güneşin %46'sı depolanmış ve talebin %96'lık kısmı hidroelektrik ve güneş enerjisi ile karşılanmıştır. Üretilen elektriğin maliyetin ise yaklaşık 9 cent/kWh olduğu görülmüştür.

Bu çalışma, ileride yapılacak birçok çalışmanın da önünü açabilecek niteliktedir. İlk olarak yapılabilecek çalışmalar arasında, sistemlerdeki talep belirsizliğini de hesaba katmak ve artan senaryo sayısı sonucunda oluşacak daha büyük çaplı modellerin

çözümü için ayrıştırma algoritmaları geliştirmek olabilir. Ayrıca talep verisindeki belirsizliklerin doğru bir şekilde nasıl temsil edileceği ve senaryoların nasıl oluşturulması gerektiği, gelecek çalışmalar için düşünülebilecek ilginç bir problemdir.

TEŞEKKÜR (ACKNOWLEDGEMENT)

Yazar bu çalışma sırasında TÜBİTAK 2232 Yurda Dönüş Araştırma Bursu (Proje No: 115C020) ile desteklenmiştir.

KAYNAKLAR (REFERENCES)

1. Kocaman A.S., Essays on infrastructure design and planning for clean energy systems. 2014.
2. Belfkira R., Zhang L., Barakat G., Optimal sizing study of hybrid wind/PV/diesel power generation unit. *Solar Energy*, 85 (1), 100-10, 2011.
3. Kaabeche A., Ibtouen R., Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system, *Solar Energy*, 103, 171-82, 2014.
4. Yang H., Wei Z., Chengzhi L., Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system, *Applied Energy*, 86 (2), 163-169, 2009.
5. Zhao B., Zhang X., Li P., Wang K., Xue M., Wang C., Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a stand-alone microgrid on Dongfushan Island, *Applied Energy*, 113, 1656-1666, 2014.
6. González A., Riba J.R., Rius A., Puig R., Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system, *Applied Energy*, 154, 752-762, 2015.
7. Senjyu T., Hayashi D., Yona A., Urasaki N., Funabashi T., Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy, *Renewable Energy*, 32 (11), 1917-1933, 2007.
8. Sharafi M., ElMekkawy T.Y., Stochastic optimization of hybrid renewable energy systems using sampling average method, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1668-1679, 2015.
9. Powell W.B., George A., Simao H., Scott W., Lamont A., Stewart J., Smart: a stochastic multiscale model for the analysis of energy resources, technology, and policy, *INFORMS Journal on Computing*, 24 (4), 665-682, 2012.
10. Ekren O., Ekren B.Y., Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using response surface methodology, *Applied Energy*, 85 (11), 1086-1101, 2008.
11. Ekren O., Ekren B.Y., Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing, *Applied Energy*, 87 (2), 592-598, 2010.
12. Arun P., Banerjee R., Bandyopadhyay S., Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach, *Solar Energy*, 83 (7), 1013-1025, 2009.
13. Roy A., Kedare S.B., Bandyopadhyay S., Optimum sizing of wind-battery systems incorporating resource uncertainty, *Applied Energy*, 87 (8), 2712-2727, 2010.
14. Kuznia L., Zeng B., Centeno G., Miao Z., Stochastic optimization for power system configuration with renewable energy in remote areas, *Annals of Operations Research*, 210 (1), 411-432, 2013.
15. Kocaman A.S., Abad C., Troy T.J., Huh W.T., Modi V., A stochastic model for a macroscale hybrid renewable energy system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 688-703, 2016.
16. Kocaman A.S., Modi V., Value of Pumped-Hydro Storage in a Hybrid Energy Generation and Allocation System, Preprint, http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2017/04/5979.html, 2017.
17. Diaz-González F., Sumper A., Gomis-Bellmunt O., Villafañila-Robles R., A review of energy storage technologies for wind power applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (4), 2154-2171, 2012.
18. Pérez-Díaz J.I., Chazarra M., García-González J., Cavazzini G., Stoppato A., Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 767-784, 2015.
19. Deane J.P., Gallachóir B.Ó., McKeogh E.J., Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (4), 1293-1302, 2010.
20. Sertkaya A.A., Saraç M., Omar M.A., Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin Türkiye için önemi, *Gazi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 1 (3), 369-382, 2016.
21. Rehman S., Al-Hadhrani L.M., Alam M.M., Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586-598, 2015.
22. Kapsali M., Anagnostopoulos J.S., Kaldellis J.K., Wind powered pumped-hydro storage systems for remote islands: a complete sensitivity analysis based on economic perspectives, *Applied energy*, 99, 430-444, 2012.
23. Katsaprakakis D.A., Christakis D.G., Pavlopoylos K., Stamataki S., Dimitrelou I., Stefanakis I., Spanos P., Introduction of a wind powered pumped storage system in the isolated insular power system of Karpathos–Kasos, *Applied Energy*, 97, 38-48, 2012.
24. Brown P.D., Lopes J.P., Matos M.A., Optimization of pumped storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration, *IEEE Transactions on Power systems*, 23(2), 523-531, 2008.

25. Ma T., Yang H., Lu L., Peng J., Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization, *Applied energy*, 137, 649-659, 2015.
26. http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/h_hidrolik_nedir.aspx. Erişim Tarihi: 24/2/2017.
27. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü İlk Etüt Raporları, 2008.
28. H. Energy, “Hybrid renewable and distributed generation system design software.” <http://www.homerenergy.com/>. Erişim Tarihi: Temmuz 2016.
29. Suri, M., Huld, T., Dunlop, E., Albuisson, M., Lefevre, M. and Wald, L., September. Uncertainties in solar electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation. In 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2007.
30. <http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Elektrik/DagitimSirketleriProfiller>. Erişim Tarihi: Temmuz 2016
31. <http://www-01.ibm.com/software/info/ilog/>. Erişim Tarihi: Mart 2014.
32. Lempérière F., Dam design and construction, reservoirs and balancing lakes. <http://www.hydrocoop.org>. Yayın tarihi Temmuz 2012. Erişim Tarihi: Mart 2014.
33. Keller A. A., Sakthivadivel R., Seckler D. W., Water scarcity and the role of storage in development, 39, 2000.
34. OpenEI Transparent Cost Database. Erişim Tarihi: Mart 2014.
35. World Energy Perspective, Cost of Energy Technologies, World Energy, 2013
36. <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2011/12/solar-power-becomes-cheaper-than-diesel-in-india.html>. Erişim Tarihi: Nisan 2015.
37. Khan, M.J., Iqbal, M.T., Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland, *Renewable energy*, 30 (6), 835-854, 2005.
38. Kumar A., T. Schei, A. Ahenkorah, R. Caceres Rodriguez, J.-M. Devernay, M. Freitas, D. Hall, Å. Killingtveit, Z. Liu, 2011: Hydropower. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
39. Førsund F., Hydro Power Economics, International Series in Operations Research and Management Science, 2007.
40. Parida B, Iniyar S, Goic R., A review of solar photovoltaic Technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (3), 1625–36, 2011.
41. <http://www.enerjiatlasi.com/hidroelektrik/oymapinar-baraji.html>. Erişim Tarihi: 24/2/2017.
42. <http://www.enerjiatlasi.com/hidroelektrik/manavgat-baraji.html>. Erişim Tarihi: 24/2/2017.
43. http://www.imo.org.tr/resimler/ekutuphane/pdf/17634_33_28.pdf . Erişim Tarihi: 24/2/2017.
44. <http://insaat.balikesir.edu.tr/dokumanlar/suyapilari/barajlar.pdf> . Erişim Tarihi: 24/2/2017.