

GAZİ

JOURNAL OF ENGINEERING SCIENCES

## Investigation of Unit Commitment Problem in Presence of Pumped Storage Hydroelectric Power Plants: The Case of Kahramanmaraş

Fatma Avli Firis<sup>a</sup>, Israfil Karadol<sup>b</sup>, Mustafa Sekkeli<sup>c</sup>

Submitted: 07.12.2021 Revised: 07.04.2022 Accepted: 07.04.2022 doi:10.30855/gmbd.2022.01.10

### ABSTRACT

**Keywords:** Unit commitment, Electricity distribution, Grid, PF, PDHES

In this study, unit commitment problem was investigated on the grid model of a real electricity distribution grid created in the DiGSILENT PowerFactory (PF) program. In this context, the deterministic approach of the mathematical formulation unit commitment problem used in the PF program was introduced. The electricity distribution grid of Kahramanmaraş province was modeled on PF and a pumped-storage hydroelectric power plant (PHPP) was integrated into this modeling. The working logic of PHPP is based on the fact that it can be used to store or sell energy according to changes in electrical energy prices. With this model, while the power plant is expected to supply the peak load demands of the consumers in the grid, it was also aimed to gain economic profit by taking advantage of the price changes in the electricity markets. Modeling and analysis studies in line with these targets concluded that energy storage technologies, which use high power effectively, are beneficial both technically and economically.

<sup>a</sup> Kahramanmaraş Sutcu Imam University, Institute of Science, Dept. of Electrical and Electronic Engineering  
46040 – Kahramanmaraş, Türkiye  
Orcid: 0000-0003-4879-1932

<sup>b</sup> Kilis 7 Aralık University, Technical Sciences Vocational School, Dept. of Electrical and Energy  
79100 - KILIS, Türkiye  
Orcid: 0000-0002-9239-0565

<sup>c</sup> Kahramanmaraş Sutcu Imam University, Institute of Science, Dept. of Electrical and Electronic Engineering  
46040 – KAHRAMANMARAS, Türkiye  
Orcid: 0000-0002-1641-3243

\*Corresponding author: fatma.avlifiris@akedasdagitim.com.tr

## Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerinin Varlığında Birim Taahhüt Probleminin İncelenmesi: Kahramanmaraş Örneği

### ÖZ

Bu çalışmada birim taahhüt problemi, gerçek bir elektrik dağıtım şebekesinin DiGSILENT PowerFactory (PF) programında oluşturulmuş şebeke modeli üzerinde incelenmiştir. Bu kapsamda, PF programında kullanılan birim taahhüt problemi matematiksel formülasyonun deterministik yaklaşımı tanıtılmıştır. Kahramanmaraş ilinin elektrik dağıtım şebekesi PF üzerinde modellenmiş ve bu modellemeye pompaj depolamalı hidroelektrik santrali (PDHES) entegre edilmiştir. PDHES'in çalışma mantığı, elektrik enerjisi fiyatlarındaki değişikliklere göre enerji depolama ya da enerji satma işlemi yapacak şekilde kullanılabilmesine dayanmaktadır. Bu model ile santralin şebekedeki tüketicilerin pik yük taleplerini karşılaması beklenirken, elektrik piyasalarındaki fiyat değişimlerinden de yararlanılarak ekonomik kazanç sağlanması hedeflenmiştir. Bu hedefler doğrultusunda yürütülen modelleme ve analiz çalışmaları, yüksek gücü etkin kullanan enerji depolama teknolojilerinin hem teknik hem de ekonomik açıdan faydalı olduğu sonucuna varılmıştır.

**Anahtar Kelimeler:** Birim taahhüt, Elektrik dağıtım, Şebeke, PF, PDHES

## 1. Giriş (Introduction)

Elektrik güç sistemlerinde tüketim talepleri insana ait faaliyetlerin yerine getirilmesinden dolayı günlük, haftalık, aylık ve yıllık zaman periyotlarında değişkenlik göstermektedir [1]–[4]. Tüketim talepleri genellikle endüstriyel yüklerin fazla olduğu puant zaman dilimlerinde yüksek düzeyde iken insanların uyumakta oldukları gecenin geç saatleri ve sabahın erken saatlerinde düşük düzeydedir [5]. Elektrik güç sistemlerindeki arz-talep dengesinin karşılayabilmesi için yeterli düzeyde üretim biriminin taahhüt edilmesi gerekmektedir [6].

Birim taahhüt, belirlenmiş bir süre boyunca güç sisteminin her bir üretim birimi için döner rezerv (bir ünitenin sistem yük talebinin ani artması veya üretim sisteminde başka bir ünitenin devre dışı olması durumunda birkaç saniye içinde sisteme yük verebilecek durumda hazır tutulması) kısıtlamalarına ve belirli bir yük tahminine bağlı olarak optimum bir program ve bir üretim seviyesi bulma görevinin üstlenilmesidir [7, 8]. Amaç, enerji üretimi ve enerji üretim maliyetlerini optimize ederek arz-talep dengesinin sağlanmasıdır [9].

Birim taahhüt problemi, elektrik güç sistemlerindeki en önemli ve en kritik konulardan biridir ve 1940'lardan bu yana araştırmacılar tarafından yaygın olarak ele alınan bir durumdur [10]. Son yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarının artan katılımına ilaveten enerji depolama cihazlarının uygulamasının da artmasıyla güç sistemlerinin işletim stratejisinde de önemli değişikliklere gidildiği bilinmektedir [11]. Kronolojik anlamda bakıldığında; 1940'lı yıllarda elektrik güç sistemlerinde birim taahhüt problemi ilk olarak ortaya çıkmıştır. 1962 yılında birim taahhüt problemi için ilk karışık tamsayı programlama formülasyonunun oluşturulmasıyla ivme kazanan süreç, 1977 yılında birim taahhüt probleminin belirsizliğiyle başa çıkmak için stokastik programlama uygulamasına ait ilk girişim ile ilerlemiştir. 1990'lı yıllara gelindiğinde ise güç sistemleri sektöründe elektrik üretimi pazar odaklı bir hale gelmiştir. Bu alandaki birim taahhüt çalışmaları 2000'li yıllara gelindiğinde yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemine etkisi ve entegrasyonuna çözüm üretecek olan az sayıda çalışma gerçekleştirilmiştir. 2010'lu yıllardan itibaren ise kesintili yenilenebilir enerjinin varlığında birim taahhüt probleminin son yaklaşımları çalışılmıştır [12].

Bu kapsamda yapılan literatür taramasında bazı çalışmaların öne çıktığı görülmüştür. España ve arkadaşları, termik kaynaklara dayalı elektrik güç şebekesindeki birim taahhüt probleminin modellenmesi için karmaşık tamsayılı lineer programlama önermiştir. Çalışma ile edinilen deneysel sonuçlar farklı aralıklarda üretim birimlerinden oluşan güç sistemleri üzerinde test edilmiş ve literatürde kabul edilen diğer çalışmalardan daha etkili sonuçlar elde edildiği görülmüştür [13]. Pandžić ve arkadaşları, rüzgar enerji santrallerinin büyük ölçekli şebeke entegrasyonları ile meydana gelen dalgalanmaların belirsizliği gölgesinde birim taahhüt problemini ele almışlar ve geliştirmiş oldukları senaryo tabanlı stokastik yaklaşım çalışması ile birim taahhüt problemini çözmeye çalışmışlardır. Çalışma kapsamında önerilen metodun mevcut metodlara kıyasla maliyet ve hesaplama süresi açısından daha iyi sonuçlar verdiği görülmüştür [14]. Schulze ve Mckinnon, yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemlerine entegrasyonunun giderek artış göstermesiyle gereksinim duyulan birim taahhüt için WILMAR senaryo oluşturma tekniğini kullanarak stokastik programlama metodu üzerinde çalışmışlardır. Birim taahhüt problemlerinde kullanılan stokastik yaklaşımın, deterministik yaklaşıma kıyasla üretim maliyetlerini yüzde üç oranında azalttığı görülmüştür [15]. Yang ve arkadaşları, birim taahhüt problemi için yeni bir; ikili değişkenli karmaşık tamsayılı programlama formülasyonu sunmuşlardır. Bu kapsamda geliştirilen modelin daha az kısıt içerdiği, kompakt yapıda olduğu ve problem verimli şekilde çözüme ulaştırdığı görülmüştür [16]. Hickman ve arkadaşları, hidroelektrik kaynak içeren entegre elektrik güç sistemlerinin üretim, tüketim ve dağıtım yapılarında zorlu bir problem olan birim taahhüt konusunda enerji-su bağlamında yeni bir formülasyon geliştirmiştir. Formüle edilen birim taahhüt probleminin, enerji-su sistemlerine uygulanabilirliği ve ekonomik faydalarının olabileceği görülmüştür [17]. Sam'on ve arkadaşları, güneş enerji santrallerini içeren akıllı şebekede birim taahhüt problemi belirsizliğinin çözümü için karınca aslanı optimizasyonunu kullanmışlardır. Önerilen algoritma ile, güneş enerjisine dayalı santrallerin birim taahhüt planlamasına entegre edilmesiyle toplam işletme maliyetinin önemli ölçüde iyileştiği görülmüştür [18]. Sakthi ve arkadaşları geleneksel üretimlere dayalı santrallerin beraberinde rüzgar enerji santrallerinin de bulunduğu bir güç sisteminde birim taahhüt problemini gri kurt algoritmasıyla çözmeye çalışmışlardır. Edinilen sonuçlara göre algoritmanın ekonomik çözümler minvalinde iyi sonuçlar verdiği görülmüştür [19].

Yapılan literatür taramasında birim taahhüt problemine çeşitli metodolojilerle çözümler aranmıştır. Güç sistemlerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının seçimi, tasarımı, bu kaynakların güç şebekesine etkilerinin neler olabileceğinin simüle edilmesi gibi amaçlara hizmet eden çeşitli bilgisayar programları ve modelleri geliştirilmiştir. Ancak bu programlar yardımıyla birim taahhüt problemini ele alan çalışmaların oldukça az olduğu görülmüştür. Bu platformda yer alan DİGSILENT Power Factory (PF); yenilenebilir enerji kaynakları, enerji depolama, şebeke gibi çok kaynaklı enerji tesislerinin incelenmesine, modellenmesine ve analizine dayalı bir simülasyon ve optimizasyon yazılımıdır [20].

Bu makalede, birim taahhüt probleminin PF programı vasıtasıyla incelenmesi konusu işlenmiştir. Bu çalışmanın literatürde yer alan diğer çalışmalardan farkları;

- Birim taahhüt problemi, PF programı yardımıyla ve gerçek bir elektrik dağıtım şebekesi (Kahramanmaraş bölgesi) envanteri üzerinde gerçekleştirilmiştir.
- Reel şebeke üzerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının (güneş, rüzgar ve hidroelektrik enerji kaynaklarının) bulunması birim taahhütlerine göre şebeke işletim analizleri yapılmıştır.
- Reel şebekede, yenilenebilir enerji kaynaklarının (güneş, rüzgar ve hidroelektrik enerji kaynaklarının) ve PDHES bulunması durumunda birim taahhütlerine göre şebeke işletim analizleri yapılmıştır.

Bu çalışma, dört bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde birim taahhüt kavramı ve gerekliliği tanıtarak bu alandaki literatürde yer alan çalışmalar anlatılmıştır. İkinci bölümde birim taahhüt probleminin ele alındığı PF programında birim taahhüt problemi deterministik yöntemle çözüldüğü için birim taahhüt probleminin deterministik formülasyonları sunulmuştur. Ayrıca bu bölümde PF programı üzerinde modellemeye kullanılacak ekipmanlar tanımlanmış ve modellemeye uygulama şekilleri aktarılmıştır. Üçüncü bölümde PF programı ile modellenen şebekede; mevcut ekipmanların beraberinde üretim santrallerinin bulunmaması durumunda, bulunması durumunda ve hem üretim santrallerinin hem de PDHES'in bulunması durumunda elde edilen şebeke işletim analizleri gerçekleştirilmiştir. Dördüncü bölümde ise, edinilen analizlerin değerlendirilmesi gerçekleştirilmiştir.

## 2. Materyal ve Metot (Material and Method)

### 2.1. Birim taahhüt probleminin deterministik formülasyonu (Deterministic formulation of the unit commitment problem)

Matematiksel olarak birim taahhüt problemi; genellikle büyük ölçekli olup konveks olmayan yapıdadır ve karışık tam sayılı lineer olmayan optimizasyon problemi olarak formüle edilebilmektedir [21]. Problemin konveks olmama özelliği üretim biriminin ikili yapısından (açık veya kapalı olma durumu) kaynaklanmakta iken lineer olmama özelliği üretim maliyet eğrilerinin ve iletim kısıtlamalarının doğrusal olmayan yapısından kaynaklanmaktadır [22].

Birim taahhüt problemindeki doğrusal olmayan ve ikili yapıdaki (konveks olmayan) değişkenlerin kombinasyonunun varlığı, problemin karışık tam sayılı programlama ile kombinatoriyal optimizasyon problemi olarak formüle edilmesini gerektirmektedir [23], [24]. Bu formülasyonlar, hem birim taahhütün temel yönleri olan üretim birimlerinin operasyonel sınırlarını hem de üretimin tüketim talebini karşılaması esaslarını kapsamaktadır [22]. Deterministik formülasyonların analitik ifadeleri, aşağıda ayrıntılı olarak verilmiştir [21]:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} (c_j(p_j(t)) + c_j^U y_j(t)) \quad (2.1)$$

$$\sum_{j \in J} p_j(t) = D(t) \quad \forall t \in T \quad (2.2)$$

$$\sum_{j \in J} \bar{p}_j(t) \geq D(t) + R(t) \quad \forall t \in T \quad (2.3)$$

Eşitlik 2.1 ve Eşitlik 2.3'te yer alan T değeri tüm zaman kümesini (24 saatlik zaman dilimini), t değeri ise tek bir zamanı ifade etmektedir. Eşitlik 2.1 ve Eşitlik 2.2'de yer alan  $p_j(t)$  değeri, birim j tarafından t anında üretilen elektrik miktarını ifade etmektedir. Eşitlik 2.1'de yer alan  $c_j^U$  değeri t zamanında j biriminin başlangıç maliyetini ifade etmektedir. Eşitlik 2.2 ve Eşitlik 2.3'te yer alan D(t) saatlik yük tahminini, Eşitlik 2.3'te yer alan R(t) ise yedek güç gereksinimini ifade etmekte olup sistem işleticisi tarafından önceden belirlenmiştir.

$$v_j(t-1) - v_j(t) + y_j(t) - z_j(t) = 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (2.4)$$

Eşitlik 2.4'te görüldüğü gibi; her üretim birimi başına  $v_j$ ,  $y_j$  ve  $z_j$  olmak üzere üç değişken tanımlanmaktadır. Buna göre  $j$  ünitesi belirlenen  $t$  zaman aralığında devredeyse  $v_j(t)$  1'e eşit, devrede değilse 0 olarak kabul edilmiştir. Diğer bir durumda;  $j$  ünitesi belirlenen  $t$  zaman aralığının başlangıcında devreye alınırsa  $y_j(t)$  1'e eşit, aksi durumda 0 olarak kabul edilmektedir. Son olarak  $z$  ünitesi belirlenen  $t$  zaman aralığının başlangıcında devrede değilse  $z_j(t)$  1 olarak, aksi durumda 0 alınmıştır.

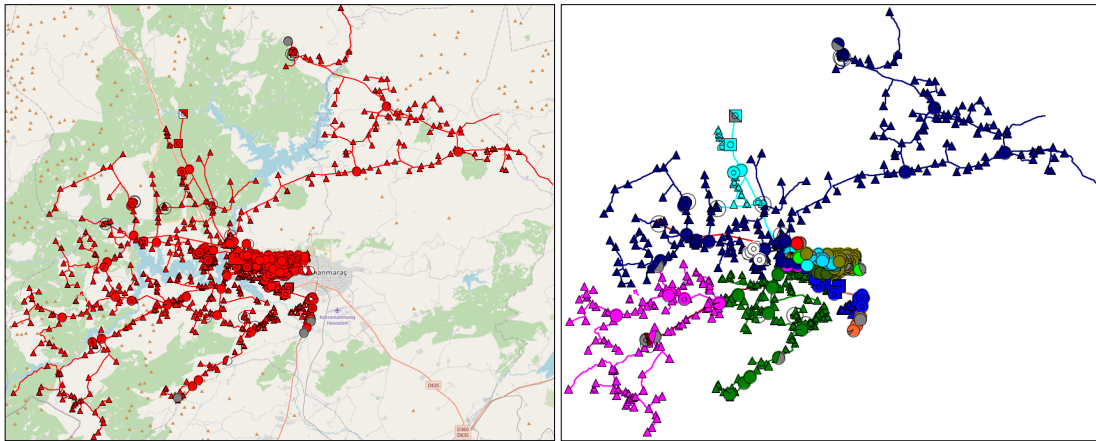
$$\underline{P}_j v_j(t) \leq p_j(t) \leq \bar{p}_j(t) \leq \bar{P}_j v_j(t) \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (2.5)$$

Bir üretim birimi belirlenen  $t$  zaman aralığında devredeyse güç çıkışı  $\underline{P}_j(j)$  ve  $\bar{P}_j$  olarak ifade edilen alt ve üst güç limitleri sağlamalıdır. Bu gereklilik Eşitlik 2.5 ile ifade edilmektedir. Ayrıca  $j$  biriminden  $t$  zaman aralığında elde edilebilecek maksimum gücün limitlerinin de hesaba katılması gerekmektedir.

## 2.2. DlgSILENT PowerFactory modellemesi (Modeling with DlgSILENT PowerFactory)

DlgSILENT "Digital Simulation of Electrical Networks" kelimelerinin kısaltılmış hali olup iletim, dağıtım ve endüstriyel elektrik sistemlerinin analizi için kullanılan ve bu sistemlerin planlanıp işletilmesinde optimizasyon hedeflerine ulaşmak için geliştirilmiş bir programdır. Bu program vasıtasıyla elde edilen sonuçların geçerliliği ve doğruluğu dünya çapında güç sistemlerinin planlanması ve işletilmesi ile ilgili kuruluşlar tarafından onaylanmıştır [25].

Kahramanmaraş ilinin elektrik dağıtım hizmetini üstlenen AKEDAŞ Elektrik Dağıtım Şirketi'nin coğrafi bilgi sistemi, Python ve DlgSILENT Programlama Dili kodları yardımıyla DlgSILENT PowerFactory programında oluşturulmuş olan AKEDAŞ orta gerilim şebekesinin modeli, bu çalışma kapsamında tek bir transformatör merkezine indirgenmiştir. DlgSILENT PowerFactory programında oluşturulmuş bu transformatör merkezinin coğrafi ve powerfactory modeli Şekil 1'de verilmektedir.



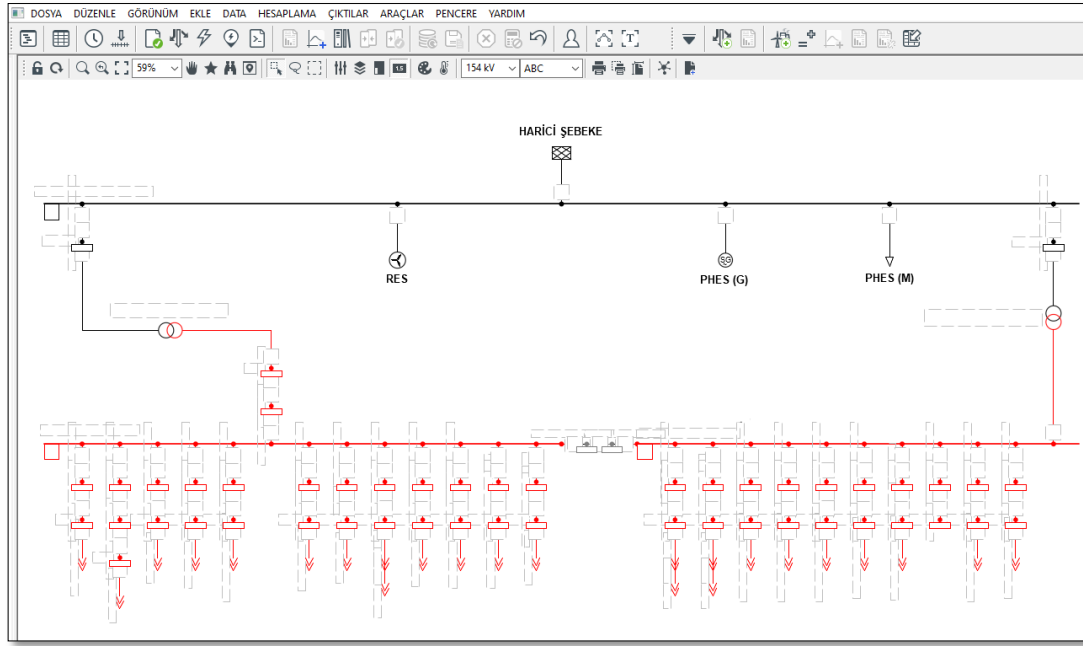
Şekil 1. Coğrafi ve PowerFactory model görünümleri (Views of geographic and PowerFactory model)

Modelleme ve analiz çalışmalarının gerçekleştirildiği AKEDAŞ elektrik dağıtım şebekesi içerisinde yer alan transformatör merkezine ait şebeke envanterleri Tablo 1'de verilmiştir. Transformatör merkezinin yenilenebilir enerji santralleri haricinde kurulu gücü 648.15 MVA olup 1028.280 km uzunluğunda havai hat, 293.684 km uzunluğunda yeraltı iletkeni bulundurmaktadır.

Table 1. Transformatör merkezi üzerindeki ekipmanların elektriksel parametreleri  
(Electrical parameters of equipment on transformer substation)

| Malzeme       | Tip                   | Adet | Malzeme                  | Tip               | Adet           |
|---------------|-----------------------|------|--------------------------|-------------------|----------------|
| Transformatör | 154/31.5 kV_100 MVA   | 2    | Statik Senkron Generatör | 154 kV_20 MVA     | 1              |
| Transformatör | 31.5/6.3 kV_4.1 MVA   | 1    | Senkron Motor            | 154 kV_20 MVA     | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_25 MVA    | 1    | Senkron Generatör        | 154 kV_20 MVA     | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_7.1 MVA   | 1    | Senkron Generatör        | 31.5 kV_54 MVA    | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_3.75 MVA  | 1    | Senkron Generatör        | 31.5 kV_13.9 MVA  | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_3.6 MVA   | 1    | Senkron Generatör        | 31.5 kV_4.8 MVA   | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_3.2 MVA   | 1    | Senkron Generatör        | 31.5 kV_1.2 MVA   | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_2.5 MVA   | 18   | Senkron Generatör        | 31.5 kV_0.8 MVA   | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_2 MVA     | 17   | Senkron Generatör        | 0.4 kV_7.1 MVA    | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_1.6 MVA   | 23   | Senkron Generatör        | 0.4 kV_0.4 MVA    | 1              |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_1.25 MVA  | 23   |                          |                   |                |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_1 MVA     | 75   |                          |                   |                |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.9 MVA   | 1    | <b>Malzeme</b>           | <b>Tip</b>        | <b>Uzunluk</b> |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.8 MVA   | 8    | Havai Hat İletkeni       | Swallow_31.5 kV   | 621.080        |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.63 MVA  | 104  | Havai Hat İletkeni       | Raven_31.5 kV     | 62.576         |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.5 MVA   | 1    | Havai Hat İletkeni       | Pigeon_31.5 kV    | 188.273        |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.4 MVA   | 114  | Havai Hat İletkeni       | Partridge_31.5 kV | 103.203        |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.315 MVA | 1    | Havai Hat İletkeni       | Hawk_31.5 kV      | 53.148         |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.3 MVA   | 1    | Yer Altı Kablosu         | Cu_240_31.5 kV    | 26.254         |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.25 MVA  | 70   | Yer Altı Kablosu         | Cu_185_31.5 kV    | 0.123          |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.16 MVA  | 85   | Yer Altı Kablosu         | Cu_150_31.5 kV    | 8.751          |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.1 MVA   | 189  | Yer Altı Kablosu         | Cu_120_31.5 kV    | 0.262          |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.063 MVA | 2    | Yer Altı Kablosu         | Cu_095_31.5 kV    | 128.602        |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.05 MVA  | 225  | Yer Altı Kablosu         | Cu_050_31.5 kV    | 26.148         |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.04 MVA  | 5    | Yer Altı Kablosu         | Cu_035_31.5 kV    | 5.898          |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.025 MVA | 28   | Yer Altı Kablosu         | Al_400_31.5 kV    | 45.545         |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.015 MVA | 1    | Yer Altı Kablosu         | Al_150_31.5 kV    | 44.532         |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.01 MVA  | 2    | Yer Altı Kablosu         | Al_095_31.5 kV    | 7.954          |
| Transformatör | 31.5/0.4 kV_0.01 MVA  | 2    | Yer Altı Kablosu         | Al_070_31.5 kV    | 0.573          |

Transformatör merkezinde bulunan değişken ve yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu gücü 85.4 MW olup bu kaynaklardan 17 adeti 10.5 MW kurulu güç ile güneş enerji santrali, 3 adeti 74.9 MW kurulu güç ile hidroelektrik santralidir. Bu kaynaklara ilaveten şebeke modeline 20 MW kurulu gücünde pompaj depolamalı hidroelektrik santral (PDHES) ve modellemede incelenecek birim taahhüdü daha belirgin bir şekilde izleyebilmek adına 20 MW kurulu gücünde rüzgâr enerji santrali (RES) de eklenmiştir. Eklenen teçhizatlarla DiGSILENT PowerFactory programında oluşturulan modelin tek hat şeması Şekil 2'de verilmiştir.



Şekil 2. Modelleme tek hat şeması (Modeling single-line diagram)

DIgSILENT PowerFactory'nin üretim planlaması (UC) modülü kullanıcının piyasa simülasyonunu harici bir araca gerek olmadan yapılmasını sağlamaktadır. Üretim planlaması, lineer programlama problemini, üretim santrallerinin çalışma noktasını ve toplam işletme maliyetlerini en aza indirecek şekilde önceden tanımlanmış belli bir zaman dilimi için optimize etmektedir.

### 2.3. Modellemenin uygulaması (Application of modeling)

DIgSILENT PowerFactory programında oluşturulan model üzerinde yer alan şebeke bileşenlerinin her birine zamana bağlı yük karakteristiği atanarak kontroller, kısıtlar ve işletme maliyetleri girilmiştir. Saatlik zaman dilimlerinde bir günlük periyotta olacak şekilde modelleme çalıştırılmıştır. Modellemede kullanılan harici şebeke, pompaj depolamalı hidroelektrik santral, güneş enerji santrali, rüzgâr enerji santrali, nehir tipi hidroelektrik santrali ve genel yüklerin teknik özellikleri alt bölümlerde ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

#### 2.3.1. Harici şebeke (External grid)

Modellemede tanımlanan harici şebeke, enerji temininin kesintisiz bir şekilde sağlanabilmesi adına dağıtım şebekesinin ihtiyaç duyduğu enerjiyi temin eden, aynı zamanda şebekede üretilen ihtiyaç fazlası enerjiyi kabul eden ekipman olarak rol oynamaktadır. Aynı suretle, temin edilecek ya da kabul edilecek enerjinin miktarına müdahale edilmemiş, aktif güç limitlerine 1000 MW'lık sınır konulmuştur.

Günün her saatinde enerji teminine ya da alımına uygun konumda olacağından zamana bağlı yük karakteristiği tanımlanmamıştır. İşletme maliyeti ise Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından belirlenmiş ve 01.10.2021 tarihinden itibaren geçerli güncel elektrik fiyatı olan 0.916 TL/kWh olarak kabul edilmiştir.

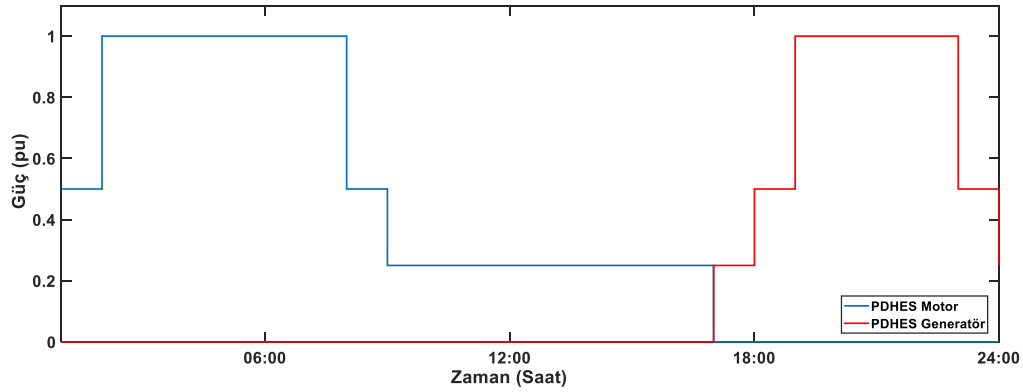
#### 2.3.2. Pompaj depolamalı hidroelektrik santral (Hydroelectric power plant with pumped storage)

Modellemede tanımlanan PDHES, şebekenin depolama ekipmanı olarak görev yapmaktadır. PDHES, elektrik talebinin ve dolayısıyla fiyatların düşük olduğu saatlerde motor modunda çalışıp enerji kullanarak ve alt haznesindeki suyu üst haznesine aktararak suyun potansiyel enerjisini depolamaktadır. Elektrik talebinin ve fiyatların yüksek olduğu saatlerde ise tesis generatör modunda çalışarak üst haznesindeki suyu alt hazneye doğru bırakarak elektrik enerjisi üretmektedir. Böylece hem pik talebin karşılanması sağlanacak, hem de elektrik fiyatlarının ucuz olduğu saatlerde satın almış olduğu enerjiyi, dağıtım şebeke işletmecisiyle yapabileceği ikili anlaşmalarla belirli fiyattan satarak kar marjı oluşturabilecektir.

Modellemede birim taahhüt çalışmasını daha belirgin bir şekilde inceleyebilmek adına pompaj depolamalı hidroelektrik santralin aktif gücü, bölgedeki yenilenebilir enerji santrallerinin yaklaşık olarak çeyrek dilimi oluşturacak şekilde 20 MW ile sınırlandırılmış ve işletme maliyeti harici şebeke maliyetinin ortalama yarısı olacak şekilde 0,500 TL/kWh olarak kabul edilmiştir.

PDHES motor modunda, elektrik fiyatlarının ve enerji ihtiyacının en düşük olduğu saatlerde enerji depolamak için elektrik tüketimi gerçekleştirecektir. 00:00'da yarım kapasiteyle devreye girip 01:00-06:00 saatleri arasında tam kapasite, 07:00'da yarım kapasite, 08:00-09:00 saatlerinde ise çeyrek kapasite olarak motor modunda çalışıp harici şebekeden enerji satın alacaktır. Böylece 00:00-09:00 saatleri arasında kademeli olarak toplamda 7.5 tam kapasite tüketim gerçekleştirilerek depolama işlemi gerçekleştirilmiş olacaktır.

PDHES generatör modunda, elektrik fiyatlarının ve enerji ihtiyacının en yüksek olduğu saatlerde ise üretim gerçekleştirecektir. 16:00'da çeyrek kapasiteyle devreye girip 17:00'da yarım kapasite, 18:00-21:00 saatlerinde tam kapasite, 22:00'da yarım kapasite ve 23:00'da çeyrek kapasite üretim sağlayarak kademeli bir şekilde toplamda 5.5 saatlik tam kapasite üretim gerçekleştirilmiş olacak, 16:00 ile 23:00 saatleri arasında dağıtım şebekesine enerji temini sağlanmış olacaktır. PDHES'in motor ve generatör modlarında çalışma durumları Şekil 3'te gösterilmiştir.

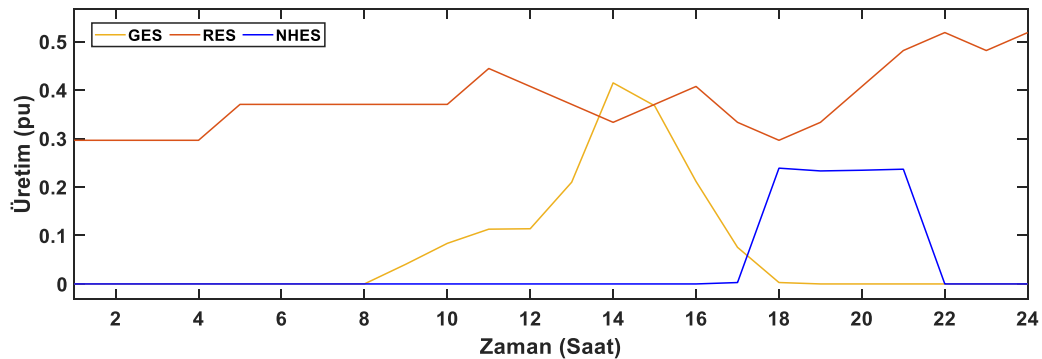


Şekil 3. PDHES motor ve generatör çalışma durumları (PDHES engine and generator working states)

### 2.3.3. Güneş, rüzgar ve generatör çalışma durumları (Solar, wind and hydroelectric power plants)

Elektrik dağıtım şebekesine entegre halde bulunan güneş enerji santralleri (GES), nehir tipi hidroelektrik santralleri (NHES) ve modellemeye dahil edilen rüzgar enerji santralleri (RES), programda da değişken yenilenebilir enerji kaynağı olarak seçildiğinden işletme maliyeti girilmemiştir.

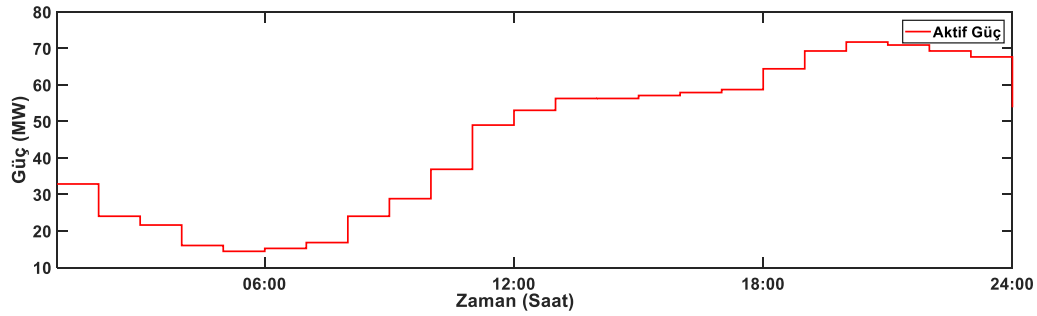
Şebekede mevcut halde bulunan güneş ve hidroelektrik santrallerinin üretim karakteristikleri elektrik dağıtım şebekesinde uzaktan sayaç okuma sisteminden alınarak oluşturulmuş ve modellemeye işlenmiştir. Modellemeye sonradan dâhil edilen rüzgâr enerji santralının üretim karakteristiği ise Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'nin şeffaflık platformundan, çalışılan tarihteki bir günlük enerji üretim verileri alınarak oluşturulmuş ve modellemeye işlenmiştir. Modelleme kapsamında dağıtım şebekesinden seçilen bir güneş enerji santralının, nehir tipi hidroelektrik santralının ve rüzgâr enerji santralının üretim karakteristikleri Şekil 4'te gösterilmektedir.



Şekil 4. GES, RES ve HES üretim karakteristikleri (GES, RES and HES production characteristics)

#### 2.3.4. Genel yükler (General loads)

Modelleme kapsamında, elektrik dağıtım şebekesinde mevcut halde bulunan genel yüklerin tüketim karakteristikleri, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'nin şeffaflık platformundan, çalışılan tarihteki bir günlük enerji tüketim verileri alınarak oluşturulmuş ve modellemeye işlenmiştir. Şekil 5'te dağıtım şebekesi yüklerinin bir günlük tüketim karakteristiği görülmektedir.



Şekil 4. Genel yük tüketim karakteristiği (General load consumption characteristics)

### 3. Bulgular ve Tartışma (Findings And Discussion)

Elektrik güç sistemleri alanı; elektrik enerjisinin üretilmesi, iletilmesi ve dağıtılması gibi farklı aşamalarda çeşitli zorluklarla karşı karşıyadır. Bu alandaki temel sorunlar; elektrik tüketim talebinin değişkenliği, elektrik üretiminde fosil yakıtların kullanımına bağlı çevre sorunları, yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerjinin kesintili olması ve genel itibarıyla sistem bileşenlerinin arızalanması olarak sıralanabilmektedir. Sayılan zorlukların yanı sıra güç sistemlerindeki en önemli ve en kritik konulardan biri olan birim taahhüt problemidir. Birim taahhüt problemi, elektrik piyasalarında güç sistem işletilmesi temel kararlarının ele alınmasıdır. Bir diğer ifadeyle güç sistemlerinde elektrik enerjisine duyulan talebin minimum maliyetle karşılanabilmesi adına sistemdeki her bir üretim birimi için güç üretiminin programının belirlenmesidir.

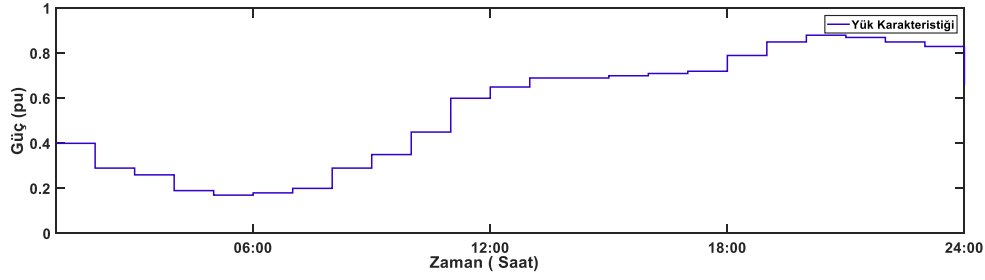
Son yıllarda özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarından daha yüksek üretimin elde edilmesi, bu kaynakların yüksek değişkenliği ve öngörülemezliğinin yanı sıra elektrik piyasalarında fiyata duyarlı talep tarafı katılımının artması nedeniyle birim taahhüt sorunu zorlu bir sorun haline gelmiştir. Bu noktada, artan gerçek zamanlı belirsizliğin sistem güvenilirliği tarafını güvence altına alarak sağlam birim taahhüt kararları üreten etkin bir metodolojiye sahip olmak, zorunlu hale gelmiştir.

DIgSILENT PowerFactory programında oluşturulan model üzerinde tanımlanıp yük ve üretim karakteristikleri tanımlanmış olan şebeke ekipmanlarıyla; günlük periyotta ve senaryo bazlı olacak çeşitli analizler gerçekleştirilmiştir. Bu senaryolar;

- Dağıtım şebekesinde üretim santrallerinin ve depolamanın devrede olmadığı, sadece tüketimlerin devrede olduğu durumda optimizasyon öncesi ve sonrası aktif güç değişimleri,
- Dağıtım şebekesinde üretim santrallerinin ve tüketimlerin devrede olduğu, depolamanın devrede olmadığı durumda optimizasyon öncesi ve sonrası aktif güç değişimleri,
- Dağıtım şebekesinde üretim santrallerinin, tüketimlerin ve depolamanın devrede olduğu durumda optimizasyon öncesi ve sonrası aktif güç değişimleri şeklinde belirlenmiştir.

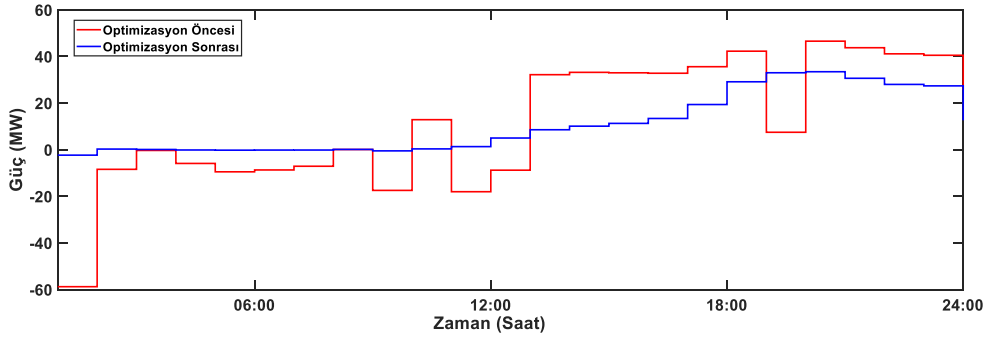
Üretim santrallerinin ve depolamanın bulunmadığı senaryoda, elektrik dağıtım şebekesinde herhangi bir üretim kaynağı ya da depolama donanımı dolayı optimizasyon öncesi ve sonrası aktif güç değişimlerinde herhangi bir fark bulunmamakta, her iki durumda da Şekil 6'da yer alan grafik görülmektedir. Grafik, aynı zamanda şebekedeki yüklerin saatlik bazda ihtiyacı olan ve harici şebekeden çekilen enerjiyi ifade etmektedir. Bu enerji puant zaman diliminde maksimum seviyelerde iken saat 04:00 -08:00 aralığında minimum seviyededir. Bu durum gün içerisindeki enerji arzındaki değişkenliği göstermektedir.





Şekil 6. Dağıtım şebekesinin güç karakteristiği (Power characteristic of distribution grid)

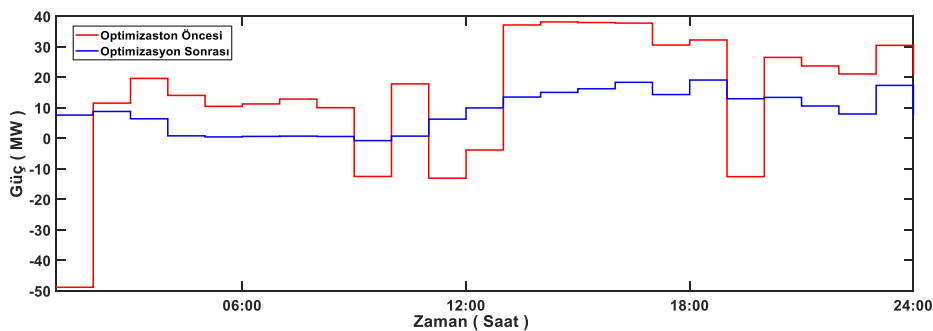
Üretim santrallerinin bulunup depolamanın bulunmadığı senaryoda elektrik dağıtım şebekesinde entegre halde bulunan üretim santrallerinin PF aracılığıyla birim taahhüt problemi çözülmüştür. Böylece dağıtım şebekesi içerisindeki üretim planlaması doğru bir şekilde gerçekleştirilmiştir. Enerjinin şebeke içerisinde dağıtımını optimize edilerek harici şebekeden satın alınan ve harici şebekeye satılan enerji miktarı azaltılmıştır. Şekil 7'de optimizasyon öncesinde ve sonrasında dağıtım şebekesinin güç karakteristiği verilmiştir.



Şekil 7. Dağıtım şebekesinin güç karakteristiği (Power characteristic of distribution grid)

Bu senaryoya göre; optimizasyon öncesi şebekenin minimum ve maksimum gerilim değerleri sırasıyla -58.78 MW ve 46.57 MW'tır. Optimizasyon sonrasında ise şebekenin minimum ve maksimum gerilim değerleri sırasıyla -2.33 MW ve 33.46 MW'tır. Şebeke karakteristiğinin standart sapması optimizasyon öncesinde 27.00 iken optimizasyon sonrasında 12.76 değerine kadar düşmüştür. Optimizasyon sonrasında öncesine kıyasla standart sapmada %52.74 azalma gerçekleşmiştir. Şebeke sistemlerindeki büyük miktarda enerji değişkenliği şebeke esnekliğini ve güvenliğini olumsuz yönde etkilemektedir. Optimizasyon sonuçlarında elde edilen sonuçlara göre şebeke değişkenliği mevcut duruma göre azalmış ve bu durum şebeke işletesi açısından büyük avantajlar sağlamaktadır.

Üretim santrallerinin ve depolamanın bulunduğu senaryo, elektrik dağıtım şebekesinde entegre halde bulunan üretim santrallerinin olduğu gibi kabul edilmesi ve şebekeye pompaj depolamalı hidroelektrik santralin eklenmesi ile oluşturulmuştur. Buradaki pompaj depolamalı hidroelektrik santralin çalışma mantığı, elektrik enerjisi fiyatlarındaki saatlik değişikliklere göre enerji depolama ya da enerji satma işlemi yapacak şekilde kullanılabilmesi mantığına dayanmaktadır. Bu kapsamda, PF yardımıyla birim taahhüt problemi çözülmüş ve şebeke içerisindeki üretim planlaması doğru bir şekilde gerçekleştirilmiştir. Dağıtım şebekesinin optimizasyon öncesinde ve sonrasında aktif güçlerinin değişimleri Şekil 8'de görülmektedir.



Şekil 8. Dağıtım şebekesinin güç karakteristiği (Power characteristic of distribution grid)

Bu senaryoya göre; optimizasyon öncesinde şebekenin minimum ve maksimum gerilim değerleri sırasıyla -48.74 MW ve 38.19 MW'tır. Optimizasyon sonrasında ise şebekenin minimum ve maksimum gerilim değerleri sırasıyla 0.71 MW ve 19.14 MW'tır. Şebeke karakteristiğinin standart sapması optimizasyon öncesinde 20.81 iken optimizasyon sonrası 6.48 değerine kadar düştüğü görülmüştür. Bu durumda optimizasyon öncesi duruma göre standart sapmada %68.86 oranında bir iyileşme gerçekleşmiştir.

Çalışmaya elektrik dağıtım şebekesinin enerji tedarik sürekliliği perspektifinden bakıldığında; şebekedeki mevcut ve kesintili üretim santrallerinin yanı sıra şebekeye entegre edilecek pompaj depolamalı hidroelektrik santralin sayesinde şebekedeki tüketicilerin puant zamanlardaki pik yük talepleri; santralin kapasitesine bağlı olarak kısmen ya da tamamen karşılanabilecektir. Şebeke işletmecisinin finansal kazancı yönünden bakıldığında ise şebekede entegre halde bulunacak olan ve ikili anlaşmalar sayesinde puant saatlerde enerji satın alınacak olan pompaj depolamalı hidroelektrik santralin varlığından dolayı bu saatlerde harici şebekeden en pahalı fiyatlardan elektrik satın alınmayacağından dolayı ekonomik kazanç da sağlanabilecektir.

### 3. Sonuçlar (Results)

Bu çalışmada birim taahhüt problemi, PF programında oluşturulmuş gerçek bir elektrik dağıtım şebeke modeli üzerinde incelenmiştir. Modellemede, elektrik dağıtım şebekesinde mevcut halde var olan envanterler ile şebekeye entegre halde bulunan üretim santralleri olduğu gibi kabul edilmiştir. Modellemeye ilaveten bir pompaj depolamalı hidroelektrik santral ve birim taahhüt etkisini daha net görebilmek için bir rüzgar enerjine dayalı üretim santrali dahil edilerek birim taahhüt problemini çözecek optimizasyon, PF yardımıyla çalıştırılmıştır.

Modelleme ile analiz sonuçları değerlendirildiğinde; birim taahhüt probleminin başarılı bir şekilde çözüldüğü görülmüştür. Burada değerlendirilen senaryolar kapsamında sonuçlar ele alınacak olursa;

- Birinci senaryoda, dağıtım şebekesinde herhangi bir üretim kaynağı bulunmadığından birim taahhütün çözülmesine yönelik optimizasyon çalıştırıldığında herhangi bir değişim görülmemiştir. Nitekim bu senaryo, mevcut durumu temsil etmektedir.
- İkinci senaryoda, optimizasyon öncesi ve sonrası şebeke güç dağılımının standart sapması sırasıyla 27.00 ve 12.76 olarak hesaplanmıştır. Birim taahhüt probleminin çözülmesine yönelik optimizasyon çalıştırıldığında şebekedeki güç dağılımına yönelik standart sapmada optimizasyon önceki duruma kıyasla %52,74 oranında iyileşme görülmüştür.
- Üçüncü senaryoda, optimizasyon öncesi ve sonrası şebeke güç dağılımının standart sapması sırasıyla 20.81 ve 6.48 olarak hesaplanmıştır. Birim taahhüt probleminin çözülmesine yönelik optimizasyon çalıştırıldığında, şebekedeki güç dağılımına yönelik standart sapmada optimizasyon önceki duruma kıyasla %68,86 oranında iyileşme görülmüştür.

Buradan da anlaşılacağı üzere, gerçekleştirilen çalışma ile elektrik dağıtım şebekesinde entegre halde bulunan üretim santralleri ve modellemeye dahil edilen pompaj depolamalı hidroelektrik santral optimum şekilde kullanılmış ve üretim planlaması doğru bir şekilde gerçekleştirilmiştir. Bu çalışma bölgesel olarak değerlendirilmiştir. Daha sonraki araştırmalar Türkiye ölçeğinde ve güncel optimizasyon (GA, PSO, ABC, vb.) metotları kullanılarak yapılabilir.

### Teşekkür (Acknowledgment)

Bu çalışmada veri paylaşımı konusunda yardımcı olan AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye teşekkürlerimizi sunarız.

### Çıkar Çatışması Beyanı (Conflict of Interest Statement)

Yazarlar tarafından herhangi bir çıkar çatışması bildirilmemiştir.

## Kaynaklar (References)

- [1] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, and L. Marroyo, "Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control," *Sol. Energy*, vol. 111, pp. 332–343, 2015. doi:10.1016/j.solener.2014.10.038
- [2] W. S. W. Abdullah, M. Osman, M. Z. A. A. Kadir, and R. Verayiah, "Battery energy storage system (BESS) design for peak demand reduction, energy arbitrage and grid ancillary services," *Int. J. Power Electron. Drive Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 398–408, 2020. doi:10.11591/ijpeds.v11.i1.pp398-408
- [3] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, and D. Habibi, "Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. November 2016, pp. 1205–1230, 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.03.068
- [4] E. A. Bakirtzis, C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, "Storage management by rolling stochastic unit commitment for high renewable energy penetration," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 158, pp. 240–249, 2018. doi:10.1016/j.epsr.2017.12.025
- [5] H. Merdanoglu, E. Yakici, O. T. Dogan, S. Duran, and M. Karatas, "Finding optimal schedules in a home energy management system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 182, no. January 2019, p. 106229, 2020. doi:10.1016/j.epsr.2020.106229
- [6] H. Y. Yamin, "Review on methods of generation scheduling in electric power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 69, no. 2–3, pp. 227–248, 2004. doi:10.1016/j.epsr.2003.10.002
- [7] A. Bhardwaj, V. K. Kamboj, V. K. Shukla, B. Singh, and P. Khurana, "Unit commitment in electrical power system - A literature review," *2012 IEEE Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2012 - Conf. Proc.*, no. June, pp. 275–280, 2012. doi:10.1109/PEOCO.2012.6230874
- [8] M. S. S. Pinto, V. Miranda, and O. R. Saavedra, "Risk and unit commitment decisions in scenarios of wind power uncertainty," *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 550–558, 2016. doi:10.1016/j.renene.2016.05.037
- [9] S. Y. Abujarad, M. W. Mustafa, and J. J. Jamian, "Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70. Elsevier Ltd, pp. 215–223, Apr. 01, 2017. doi:10.1016/j.rser.2016.11.246
- [10] C. A. Li, R. B. Johnson, and A. J. Svoboda, "A new unit commitment method," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 17, no. 2, p. 50, 1997.
- [11] H. Dai, N. Zhang, and W. Su, "A Literature Review of Stochastic Programming and Unit Commitment," *J. Power Energy Eng.*, vol. 03, no. 04, pp. 206–214, 2015. doi:10.4236/jpee.2015.34029
- [12] I. Abdou and M. Tkiouat, "Unit commitment problem in electrical power system: A literature review," *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 8, no. 3, pp. 1357–1372, Jun. 2018. doi:10.11591/ijece.v8i3.pp1357-1372
- [13] G. Morales-España, J. M. Latorre, and A. Ramos, "Tight and compact MILP formulation for the thermal unit commitment problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4897–4908, 2013. doi:10.1109/TPWRS.2013.2251373
- [14] H. Pandzic, Y. Dvorkin, T. Qiu, Y. Wang, and D. S. Kirschen, "Toward Cost-Efficient and Reliable Unit Commitment under Uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 970–982, 2016. doi:10.1109/TPWRS.2015.2434848
- [15] T. Schulze and K. McKinnon, "The value of stochastic programming in day-ahead and intra-day generation unit commitment," *Energy*, vol. 101, pp. 592–605, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.01.090
- [16] L. Yang, C. Zhang, J. Jian, K. Meng, Y. Xu, and Z. Dong, "A novel projected two-binary-variable formulation for unit commitment in power systems," *Appl. Energy*, vol. 187, pp. 732–745, 2017. doi:10.1016/j.apenergy.2016.11.096
- [17] W. Hickman, A. Muzhikyan, and A. M. Farid, "The synergistic role of renewable energy integration into the unit commitment of the energy water nexus," *Renew. Energy*, vol. 108, pp. 220–229, 2017. doi:10.1016/j.renene.2017.02.063
- [18] I. N. Sam'on, Z. M. Yasin, and Z. Zakaria, "Ant Lion Optimizer for solving unit commitment problem in smart grid system," *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 8, no. 1, pp. 129–136, 2017. doi:10.11591/ijeecs.v8.i1.pp129-136
- [19] S. Siva Sakthi, R. K. Santhi, N. Murali Krishnan, S. Ganesan, and S. Subramanian, "Wind Integrated Thermal Unit Commitment Solution using Grey Wolf Optimizer," *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 7, no. 5, pp. 2309–2320, 2017. doi:10.11591/ijece.v7i5.pp2309-2320
- [20] F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, Eds., *PowerFactory applications for power system analysis*. Berlin: Springer, 2014. (Editör)
- [21] M. F. Anjos and A. J. Conejo, "Unit Commitment in Electric Energy Systems," *Found. Trends® Electr. Energy Syst.*, vol. 1, no. 4, pp. 220–310, 2017. doi:10.1561/3100000014
- [22] A. Viana and J. P. Pedroso, "A new MILP-based approach for unit commitment in power production planning," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 997–1005, 2013. doi:10.1016/j.ijepes.2012.08.046
- [23] L. L. Garver, "Power Generation Scheduling by Integer Programming-Development of Theory," *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*

*Part III Power Appar. Syst.*, vol. 81, no. 3, pp. 730–734, 1962. doi:10.1109/AIEEPAS.1962.4501405

[24] G. Morales-Espana, A. Ramos, and J. Garcia-Gonzalez, “An MIP formulation for joint market-clearing of energy and reserves based on ramp scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 476–488, 2014. doi:10.1109/TPWRS.2013.2259601

[25] M. Saygılı and S. S. Tezcan, “Enerji İletim Hattı Koruma Modellemesi ve Analizi ile Ankara Bölge Uygulaması,” *Gazi Üniversitesi Fen Bilim. Derg. Part C Tasarım ve Teknol.*, vol. 7, no. 2, pp. 303–316, 2019. doi:10.29109/gujsc.498867

This is an open access article under the CC-BY license

