

TOBB EKONOMİ VE TEKNOLOJİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ARDIŞIK HİDROELEKTRİK SANTRALLERDEN OLUŞAN BİR SİSTEMDE
ÜRETİM PLANLAMA VE GÜN ÖNCESİ ENERJİ PİYASASINDA TEKLİF
OLUŞTURMAK İÇİN ENTEGRE BİR OPTİMİZASYON MODELİ VE ANALİZİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Sevde Nur ÖZBOLAT

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL

AĞUSTOS 2021



TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, alıntı yapılan kaynaklara eksiksiz atıf yapıldığını, referansların tam olarak belirtildiğini ve ayrıca bu tezin TOBB ETÜ Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlandığını bildiririm.

Sevde Nur ÖZBOLAT



ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

ARDIŞIK HİDROELEKTRİK SANTRALLERDEN OLUŞAN BİR SİSTEMDE
ÜRETİM PLANLAMA VE GÜN ÖNCESİ ENERJİ PİYASASINDA TEKLİF
OLUŞTURMAK İÇİN ENTEGRE BİR OPTİMİZASYON MODELİ VE ANALİZİ

Sevde Nur Özbolat

TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL

Tarih: Ağustos 2021

Tüm dünyada olduğu gibi ülkemizde de elektriğe olan talep gün geçtikçe artmaktadır, bunun bir sonucu olarak yenilenebilir enerjiye olan ilgi ve yatırımlar da artmıştır. Türkiye'nin önemli enerji kaynaklarından biri olan hidroelektrik enerji, diğer enerji kaynakları ile karşılaştırıldığında daha kolay başlatılıp durdurulabilir bir yapıya sahiptir. Esnek ve kontrol edilebilir olduğundan üreticilere doğru zamanda üretim yapma fırsatı sağlamaktadır. Bu nedenle, Hidroelektrik Santraline sahip bir şirket sistemin durumunu göz önünde bulundurarak elektrik üretmek için en iyi zamana karar vererek gelirini artırabilir. Bu çalışmada, birden fazla enerji santraline sahip ardışık HES'lerden oluşan bir sistem için üretim çizelgeleme ve gün öncesi piyasasında teklif kararlarının verilmesi probleminin modellenip çözülmesi amaçlanmıştır. Matematiksel model, üretim modeli ve teklif modeli olarak iki ana kısmı içeren entegre bir modeldir. Literatürdeki diğer çalışmalardan farklı olarak bu entegre model üretim planlamada planlama ufkunu gün alıp saatlik bazda üretim miktarlarına karar verirken aynı zamanda gün öncesi enerji piyasasında yine saatlik miktar ve fiyat teklifleri de oluşturmaktadır. Üretim modeli kısmında santralin

çalışabilme kapasiteleri ve rezervuardaki su miktarları dengesi dikkate alınmıştır. Teklif modelinde kullanılan piyasa takas fiyatları, fiziksel elektrik ticaretinin yapıldığı gün öncesi piyasasında günlük olarak saatlik bazda belirlenir. Piyasa katılımcıları için doğru teklif miktarı vermek önemlidir, çünkü piyasa fiyatının üzerinde olan teklifler kabul edilmez. Piyasa takas fiyatları (PTF) teklifler verildikten sonra belirlendiği için modelin PTF belirsizliği altında çözülmesi gerekmektedir. Bu yüzden, modelde kullanılmak üzere PTF tahminleri yapmak için bir tahmin modeli geliştirilmiştir. Bu tahmin modelinin hata payına dayalı olarak PTF'ler için senaryo bazlı bir çözüm elde edilmesi amaçlanmıştır. Gün içerisinde değişkenlik gösteren PTF değerleri için saatlik bazda olacak şekilde regresyon analizi yapılmıştır ve bulunan beklenen değer ve standart sapmaya göre farklı senaryolar üretilmiştir. Geliştirilen senaryo bazlı entegre modelin performansı sadece beklenen PTF değerleriyle çalışan entegre modelle ve problemin ilk önce üretim çizelgesine karar verilip sonra teklif optimizasyonu yapıldığı çözümleri ile karşılaştırılmıştır. Ayrıca tahmin hatasındaki artışın entegre optimizasyon modelinin performansına etkisini gösteren bir numerik çalışma yapılmıştır. Ek olarak seçilen parametrelerin değişiminin entegre modelin amaç fonksiyon değerini nasıl etkilediğini görmek için duyarlılık analizi yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Hidroelektrik santral, Üretim planlama, Elektrik piyasası, Piyasa takas fiyatı, Teklif optimizasyonu.

ABSTRACT

Master of Science

AN INTEGRATED OPTIMIZATION MODEL AND ANALYSIS FOR THE PRODUCTION PLANNING AND BIDDING IN THE DAY-AHEAD ENERGY MARKET FOR A SYSTEM OF CASCADING HYDROELECTRIC POWER PLANTS

Sevde Nur ÖZBOLAT

TOBB University of Economics and Technology
Institute of Natural and Applied Sciences
Department of Industrial Engineering

Supervisor: Assoc. Prof. Kadir ERTOĞRAL

Date: August 2021

As in the whole world, the demand for electricity in our country is increasing day by day, as a result of this, interest and investments in renewable energy have also increased. Hydroelectric energy, one of Turkey's important energy resources, has a structure that can be started and stopped more easily when compared to other energy resources. Since it is flexible and controllable, it provides the opportunity for manufacturers to produce at the right time. Therefore, a company with a Hydroelectric Power Plant can increase its revenue by considering the state of the system and deciding on the best time to generate electricity. In this study, it is aimed to model and solve the problem of scheduling production and making bid decisions in the day ahead market for a system consisting of sequential HEPP's with more than one power plant. The mathematical model is an integrated model that includes two main parts, the production model and the bidding model. Unlike other studies in the literature, this integrated model takes the planning horizon into days in production planning and decides on hourly production quantities, while at the same time it

creates hourly quantity and price offers in the day-ahead energy market. In the production model part, the working capacities of the power plant and the balance of water amounts in the reservoirs are taken into account. The market clearing prices used in the bidding model are determined on an hourly and daily basis in the day-ahead market where physical electricity is traded. It is important to give the correct bid amount for market participants, because bids above the market price will not be accepted. Since market clearing prices (MCP) are determined after bids are placed, the model needs to be resolved under MCP uncertainty. Therefore, a forecasting model has been developed to make MCP estimations for use in the model. Based on the margin of error of this forecasting model, it is aimed to obtain a scenario-based solution for MCPs. Regression analysis was performed on an hourly basis for MCP values that changed during the day, and different scenarios were produced according to the expected value and standard deviation found. The performance of the scenario-based integrated model is compared with the integrated model that only works with expected MCP values and the solutions of the problem that the production schedule is decided first and then bid optimization is made. In addition, a numerical study has been carried out showing the effect of the increase in the estimation error on the performance of the integrated optimization model. In addition, sensitivity analysis was performed to see how the change of selected parameters affects the objective function value of the integrated model.

Keywords: Hydropower plant, Production planning, Electricity market, Market clearing price, Bidding optimization

TEŞEKKÜR

Çalıőmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren hocam Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL'a, kıymetli tecrübelerinden faydalandığım TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi Endüstri Mühendiliği Bölümü öğretim üyelerine, jüri üyelerine ve destekleriyle her zaman yanımda olan annem, kardeşim ve arkadaşlarıma çok teşekkür ederim. Yüksek lisans eğitimimde bana sağladıkları burs için TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi'ne ve 2211 Yurt İçi Lisansüstü bursu için TÜBİTAK'a teşekkür ederim.



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET.....	vii
ABSTRACT.....	ix
TEŞEKKÜR.....	xi
İÇİNDEKİLER.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÇİZELGELİSTESİ.....	xvii
KISALTMALAR.....	xix
1. GİRİŞ.....	1
2.PROBLEM ALT YAPISI VE TANIMI.....	3
2.1 Elektrik Piyasası.....	3
2.1.1 Gün öncesi piyasası.....	4
2.1.2 Piyasa takas fiyatı belirlenmesi.....	5
2.2 Hidroelektrik Enerji.....	6
2.2.1 Enerji denklemi.....	7
2.2.2 Türkiye’de hidroelektrik enerji.....	8
2.3 Problem Tanımı.....	9
3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI.....	11
4. PROBLEM FORMÜLASYONU.....	15
4.1 Üretim Modeli Formülasyonu.....	15
4.1.1 Kümeler.....	16
4.1.2 Parametreler.....	16
4.1.3 Karar değişkenleri.....	16
4.1.4 Kısıtlar.....	16
4.2 Teklif Modeli Formülasyonu.....	18
4.2.1 Kümeler.....	18
4.2.2 Parametreler.....	18
4.2.3 Karar değişkenleri.....	18
4.2.4 Kısıtlar.....	19
4.2.5 Amaç fonksiyonu.....	20
5. TAHMİN MODELİ.....	21
6. NUMERİK ANALİZLER.....	25
6.1 Gelir Analizi Sonuçları.....	27
6.2 Tahmin Hatası Standart Sapmadaki Hassasiyet.....	40
6.3 Duyarlılık Analizi.....	41
6.3.1 PTF duyarlılık analizi.....	41
6.3.2 Su değeri duyarlılık analizi.....	43
6.3.3 Su akış limiti duyarlılık analizi.....	45
7. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	49
KAYNAKLAR.....	51
EKLER.....	53



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : 2009-2019 yılları birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu gücü. .	1
Şekil 2.1 : Elektrik piyasası.....	3
Şekil 2.2 : Piyasaların zaman çizelgesi	4
Şekil 2.3 : Hidrolik enerjisi kurulu gücünün yıllar içerisindeki gelişimi.....	8
Şekil 2.4 : Kaynaklara göre kurulu güç 2020.	9
Şekil 4.1 : Kademeli Hidroelektrik Sistemi.	15
Şekil 6.1 : 07.06.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı	29
Şekil 6.2 : 07.06.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.	30
Şekil 6.3 : 07.06.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı	30
Şekil 6.4 : 17.06.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.	32
Şekil 6.5 : 17.06.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.	32
Şekil 6.6 : 17.06.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı.	33
Şekil 6.7 : 02.07.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.	34
Şekil 6.8 : 02.07.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı	34
Şekil 6.9 : 02.07.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı.	35
Şekil 6.10 : 20.07.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.	36
Şekil 6.11 : 20.07.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı	36
Şekil 6.12 : 20.07.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı	37
Şekil 6.13: 28.07.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı	38
Şekil 6.14 : 28.07.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.	38
Şekil 6.15 : 28.07.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı	39
Şekil 6.16: Değişen PTF'lere göre gelirdeki değişim.	43
Şekil 6.17: Değişen su değerlerine göre gelirdeki değişim.....	45
Şekil 6.18: Azalan alpha değerlerine göre amaç fonksiyonundaki değişim.	46
Şekil 6.19: Azalan alpha değerlerine göre gelirdeki değişim.	46



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 5.1 : Önceki 4 gün bağımsız değişken alınarak yapılan analiz.....	22
Çizelge 5.2 : Önceki 5 gün bağımsız değişken alınarak yapılan analiz.....	22
Çizelge 5.3: Sadece önceki haftaların aynı günü bağımsız değişken alınarak yapılan analiz örneği.....	22
Çizelge 5.4 : 17.06.21 tarihi saat 01:00 için yapılan regresyon analizi verileri.....	24
Çizelge 6.1 : 07.06.21 tarihi için elde edilen model sonuçları.....	27
Çizelge 6.2 : 07.06.21 tarihi gelir sonuçlarının karşılaştırılması.....	27
Çizelge 6.3: 07.06.21 tarihi en iyi gelir analiz sonuçları.....	28
Çizelge 6.4 : 07.06.21 tarihi gelirleri için güven aralığı.....	29
Çizelge 6.5 : 17.06.21 tarihi 40 için elde edilen model sonuçları.....	31
Çizelge 6.6 : 17.06.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.....	31
Çizelge 6.7: 02.07.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.....	33
Çizelge 6.8 : 20.07.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.....	35
Çizelge 6.9 : 28.07.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.....	37
Çizelge 6.10 : 5 gün için güven aralıkları.....	40
Çizelge 6.11 : Değişen standart sapma değerlerine göre elde edilen gelirler.....	41
Çizelge 6.12 : Değişen PTF'lere göre saat bazlı üretilen enerji.....	42
Çizelge 6.13 : Değişen su değerlerine göre saat bazlı üretilen enerji.....	44
Çizelge 6.14 : Değişen Alpha değerlerine göre saat bazlı üretilen enerji.....	47
Çizelge Ek.1: 17.06.21 tarihine ait örnek 50 senaryoluk gelir verisi.....	54
Çizelge Ek.3: 17.06.21 tarihine ait modelin küme veri seti.....	59
Çizelge Ek.4: 17.06.21 tarihine ait modelin parametre veri seti.....	60
Çizelge Ek.5: 17.06.21 tarihine ait modelin I parametre verisi.....	61
Çizelge Ek.6: 17.06.21 tarihine ait modelin SPQ parametre verisi.....	62
Çizelge Ek.7: 17.06.21 tarihine ait modelin SFK parametre verileri.....	63
Çizelge Ek.8: 17.06.21 tarihine ait regresyon analizi sonucu.....	64
Çizelge Ek.9: 17.06.21 tarihine ait örnek PTF senaryo seti.....	65



KISALTMALAR

DSİ	: Devlet Su İşleri
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
HES	: Hidroelektrik Santral
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
SFK	: İkincil Frekans Kontrolü (Sekonder Frequency Control)

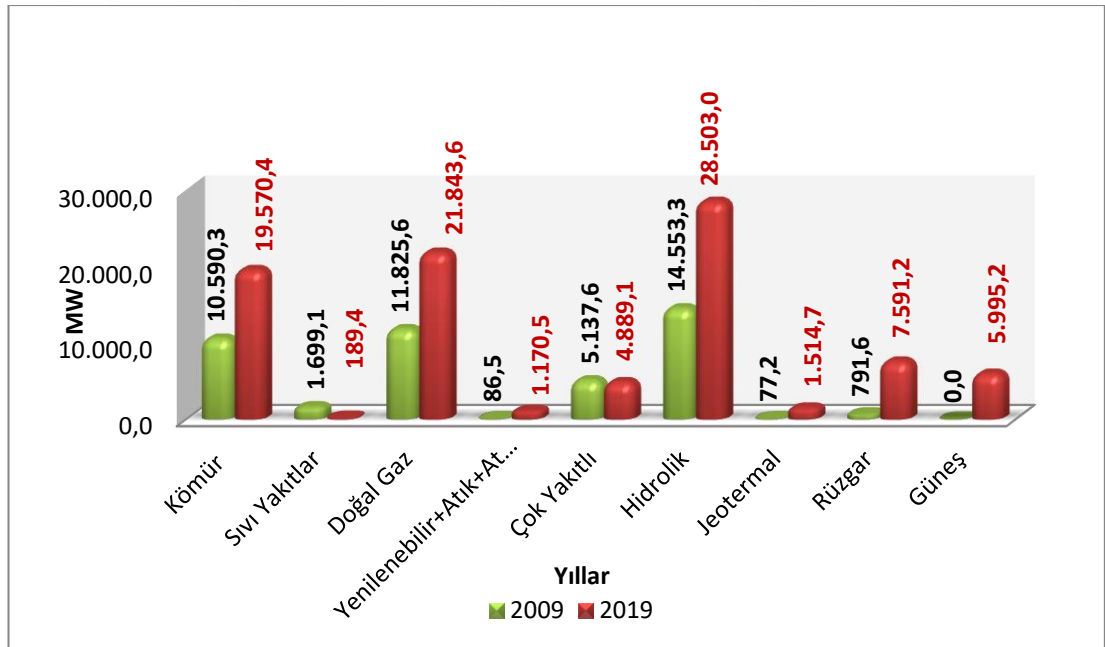




1. GİRİŞ

Türkiye enerji kaynakları bakımından büyük ölçüde dışa bağımlı bir ülkedir. Aynı zamanda, hidroelektrik enerji potansiyeli yüksek olduğundan artan enerji talebini karşılamada hidroelektrik santraller önem kazanmıştır ve yıllar geçtikçe ülkedeki hidroelektrik kurulu gücü artmıştır. Çevresel açıdan da temiz, düşük emisyonlu ve güvenilir olmasının yanında HES'lerin kolay çalıştırılıp durdurulabilmesi elektrik sistemlerinin kararlılığını ve güvenilirliğini artıran bir etkidir.

EPDK 2020 Piyasa Gelişim Raporu'na göre Türkiye'de elektrik tüketimi 2019 yılında 301.977 GWh iken bu miktar 2020 yılında %0.8 artarak 304.394 GWh olmuştur.[1] DSİ'den alınan verilere göre ise 2020 yılında enerji üretiminin %25.6'si HES'lerden karşılanmıştır.[2] Şekil 1.1 de görüldüğü üzere 2009-2019 yılları arasında hidroelektrik kurulu gücü önemli miktarda artış göstermiştir ve bu artış trendinin artacağını görmek zor değildir.



Şekil 1.1: 2009 ve 2019 yılları birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu gücü.[3]

Fiziksel elektrik ticaretinin yapıldığı piyasalardan biri olan Gün Öncesi Piyasasında (GÖP), piyasa katılımcıları alış veya satış yönünde miktar ve fiyat bilgisi içeren teklifler verirler. Üreticiler tarafından verilen tekliflere göre piyasa takas fiyatı (PTF) hesaplanır ve fiyatın üzerindeki teklifler kabul edilmezler. Bu yüzden üreticilerin verecekleri teklif fiyatları önemlidir.

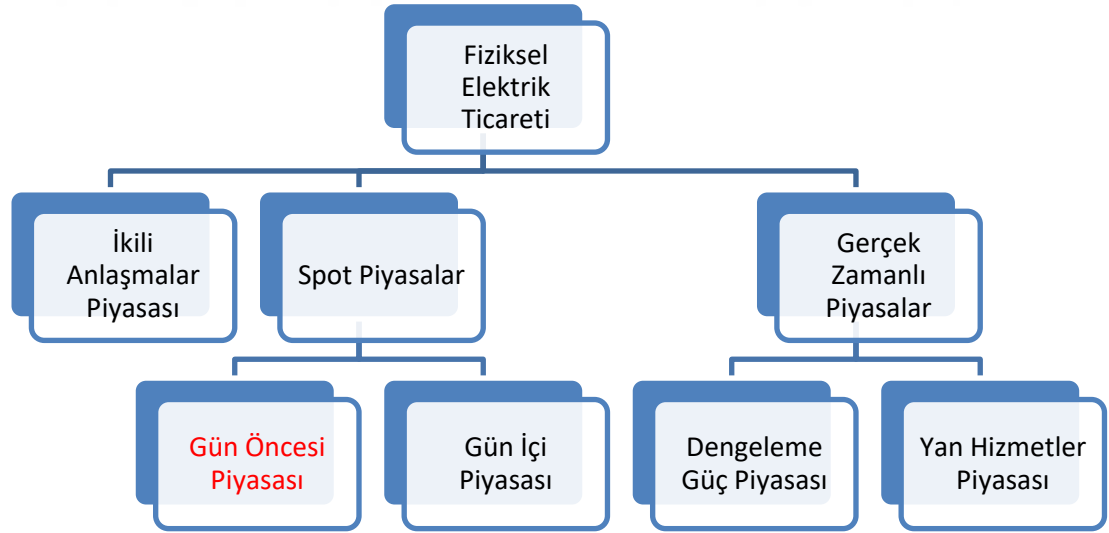
Bu çalışmada birden fazla ardışık hidroelektrik santralden oluşan bir sistem için üretim planlaması yapılması ve GÖP’de teklif verme probleminin senaryo bazlı modellenmesi ve analizi amaçlanmıştır. Bu problem için saatlik bazda değişen PTF değerleri çok önemli ve rassal bir parametredir. Problem formülasyonu üretim ve teklif modeli olmak üzere iki ana aşamadan oluşur. PTF değerleri tahmini için bir regresyon modeli kurulmuş ve bu model kullanılarak her günün her saati için geçmiş veriler ışığında PTF tahminleri gerçekleştirilmiştir. Beklenen değer ve standart sapması bulunan bu tahmin değerleri kullanılarak farklı PTF senaryoları üretilmiştir.

Bu çalışma; sırasıyla gün öncesi piyasası, hidroelektrik santraller, enerji denklemi ve problem tanımını içermektedir. Daha sonra literatür araştırması ve çalışmanın literatürdeki önemine yer verilmiştir. Bölüm 4’te problem için oluşturulan matematiksel modele, Bölüm 5’te ise PTF tahmin modeline yer verilmiştir. Bölüm 6’da ise model sonuçlarının 40 senaryolu entegre çözüm, tek senaryolu entegre çözüm ve modellerin sıralı çözümü gibi farklı durumlar için karşılaştırılması ve bazı parametreler için duyarlılık analizi yapılmıştır. Sonuçlar tablo ve grafiklerle yorumlanmıştır.

2. PROBLEM ALT YAPISI VE TANIMI

2.1 Elektrik Piyasası

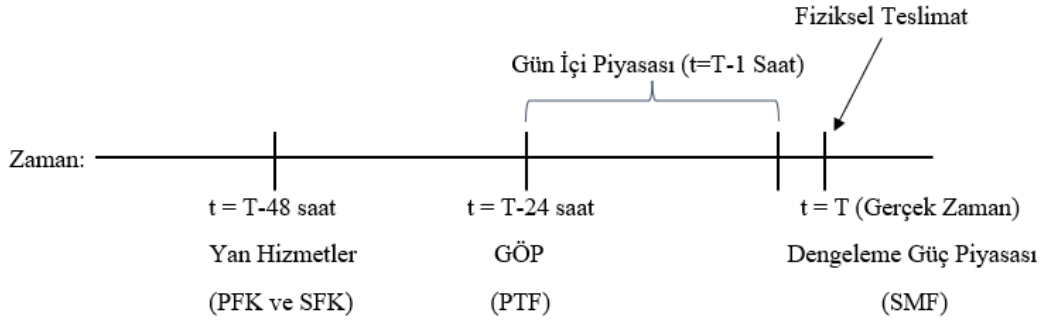
Türkiye elektrik piyasası fiziksel elektrik ticaretinin yapıldığı Şekil 2.1’de gösterildiği üzere İkili Anlaşmalar Piyasası, Spot Piyasalar ve Gerçek Zamanlı Piyasalar olarak 3 piyasadan oluşmaktadır. Bu piyasalardan biri olan spot piyasalar, depolanması çok maliyetli ve zor olan elektriğin arz ve talebinin dengelenmesi için elektrik ticaretinin gerçekleştiği piyasalardır. Bu çalışmada konu olan teklifler spot piyasalar altındaki GÖP için verilmektedir ve Bölüm 2.1.1’de detaylı şekilde anlatılmıştır. Spot piyasaların bir diğer alt piyasası olan gün içi piyasasında; arızalardan, yenilenebilir enerji kaynaklarından ya da tüketimdeki beklenmeyen değişimlerden kaynaklanan dengesizliklerin ticaret zamanına daha yakın bir zamanda kaldırılması amaçlanır. [4]



Şekil 2.1 : Elektrik piyasası.

İkili Anlaşmalar Piyasasında ise anlaşmalar 24 saatlik verilerden oluşmaktadır. Alış ve satış yönünde verilebilen tekliflerde alıcı ve satıcı aynı değerleri teklif ettiyse anlaşma geçerli olmaktadır.

Gerçek Zamanlı Piyasalar, Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası'ndan oluşur. Piyasa, sistem işletmecisine 15 dk içerisinde devreye girebilecek kapasiteyi sağlayarak sistemin gerçek zamanlı dengede olmasını amaçlar. Yan hizmetler piyasası, primer ve sekonder frekans kontrolünü içerir ve sistem frekansında oluşan herhangi bir dengesizlikte devreye girerek sistemi dengede tutmayı sağlar.[4] Piyasalar için zaman çizelgesi Şekil 2.2'de verilmiştir.



Şekil 2.2 : Piyasaların zaman çizelgesi. [4]

2.1.1 Gün öncesi piyasası

Gün öncesi piyasası, katılımcıların bir sonraki gün için elektrik alma ve satma işlemlerini yapmasını sağlayan piyasadır. Piyasa mekanizması çerçevesinde piyasa takas fiyatı belirlenir. Piyasada işlemler günlük olarak ve saatlik bazda fiyat belirlenmesi şeklinde gerçekleşmektedir.

Her gün saat öğlen 12:30' a kadar, piyasa katılımcıları bir sonraki güne ait gün öncesi piyasası tekliflerini GÖP sistemi aracılığıyla Piyasa İşletmecisine bildirirler. Saat 13:00 – 13:30 arasında teklifler değerlendirildikten sonra her bir saat için piyasa takas fiyatları belirlenir.

Piyasa katılımcıları, saatlik, blok veya esnek teklif olmak üzere üç çeşit teklif verebilirler. Teklifler, farklı saatler için değişebilen miktar ve fiyat bilgilerinden oluşur. Verilen teklifler alış veya satış yönünde olabileceği gibi Türk Lirası (TL/MWh) para biriminde ve LOT (1 LOT =0,1 MWh) cinsinden verilir.

Teklif çeşitleri şu şekildedir:

- Saatlik Teklif:
 - Saatlik teklifler alış ve satış yönünde 32 adet olmak üzere en fazla 64 seviyeden oluşur.
 - Saatlik tekliflerde seviyelere ait fiyatlar artan biçimde belirlenmelidir.
 - Aynı fiyat için geçerli hem alış hem satış yönlü teklif verilemez.
- Blok Teklif:
 - Blok teklifler fiyat, miktar ve kapsadığı zaman dilimi verilerini içerirler.
 - Blok teklif saatleri ardışık olarak belirlendiği gibi bölünemez olarak işlem görür. Bir blok teklif, kapsadığı zaman için ya tamamen kabul edilir ya da hiç kabul edilmez.
 - Bir güne ait verilebilecek blok teklif sayısı en fazla 50 tanedir.
- Esnek Teklif:
 - Esnek teklifler; teklif süresi için değişebilen miktarlardan ve bu miktarlar için sabit fiyat bilgilerinden oluşurlar.
 - Teklif zaman aralığı en az 8, en fazla 24 saati kapsayabilir.
 - Sadece satış yönünde verilebilir.

Bu çalışma kapsamında üretici saatlik ve blok teklif verebilmektedirler.

2.1.2 Piyasa takas fiyatı belirlenmesi

Piyasa takas fiyatı hesaplanırken piyasa işletmecisi, amaç fonksiyonu günlük toplam fazlayı en çoklamak olan optimizasyon yazılımı kullanır. Üreticiler için satış yaptıkları tutar ve teklif ettikleri tutar arasında fark iken, tüketiciler için aldıkları ve almak için yaptıkları teklif arasındaki farktır.

Fiyat hesaplanırken, elektrik ihtiyacını karşılayacak üreticilerin teklifleri ucuzdan pahalıya sıralanır ve talebi karşılayan son teklif piyasa takas fiyatını belirler.

Blok tekliflerin kabul edilmesi için; eğer teklif alış yönündeyse teklif fiyatının blok teklifin kapsadığı saatlerin ortalama fiyatından yüksek olması gerekirken, satış yönlü

tekliflerde tam tersi geçerlidir ve teklif fiyatının ortalama fiyattan düşük olması gerekir. [4]

2.2 Hidroelektrik Enerji

Fosil kaynakların sınırlılığı ve fosil yakıt tüketiminin olumsuz çevresel etkileri göz önüne alındığında, artan nüfus ve artan enerji ihtiyacı nedeniyle temiz enerji kullanma eğilimi önemli ölçüde artmıştır. Günümüzde hidroelektrik enerji, dünyadaki en önemli yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir.[5] Ayrıca, etkin su yönetimi de tüm dünyada her geçen gün daha önemli hale gelmektedir. İklim değişikliğinin etkileri nedeniyle, su kaynakları yönetiminde rezervuarlar giderek daha önemli bir rol oynamaktadır. Rezervuarlar; sulama, belediye ve endüstriyel su temini, hidroelektrik üretimi, su kalitesi yönetimi, rekreasyon vb. gibi çok amaçlı olarak kullanılabilir. [6]

20. yüzyılın başında inşa edilen birçok hidroelektrik santrali bugün hala faaliyet göstermektedir ve hala %80-90 gibi yüksek verimlerde çalışmaktadırlar. Hidroelektrik, düşen suyun serbest bıraktığı kinetik enerjiden yararlanan basit bir işleme dayanmaktadır. Tüm hidroelektrik üretim istasyonlarında, akan su, suyun hareketini mekanik ve elektrik enerjisine dönüştüren bir türbini çalıştırır. [7]

Elektrik talebi yıl boyunca herhangi bir gün için önemli ölçüde değişse de diğer enerji kaynaklarının aksine depolanamaz. Bu nedenle talepteki herhangi bir değişiklik anında karşılanmalıdır. Talep artarsa ve arz buna göre artmazsa, elektrik akımının voltajı veya basıncı düşer ve bu da elektrik sistemlerinde kesintilere neden olabilir. Bu, ekonomik faaliyetler, sağlık, eğitim ve güvenlik gibi temel hizmetler üzerinde büyük olumsuz etkilere neden olabilir. Hidroelektrik santraller, tasarımlarına bağlı olarak, düşük ya da yüksek talep için elektrik sağlayabilir. Enerji arzındaki bu esneklik, hidroelektriğin teknik avantajlarından biridir. Başka bir avantajı ise üretime başla emri verildiği andan itibaren 1 dakika veya daha kısa sürede elektrik üretmeye başlayabilmesi ve güvenilirliğinin yüksek olmasıdır.[7]

Her biri farklı türde hizmetler sunan, farklı nitelik ve büyüklükte çeşitli hidroelektrik projeleri bulunmaktadır. Kuruldukları yere göre; akarsu tipi (barajsız), depo tipi (barajlı), med-cezir tipi (gel-git) ve depresyon tipi gibi çeşitlere ayrılır. Bir diğer durum ise büyüklüklerine göre ayrıldığı sınıflardır. Büyük hidroelektrik santraller 10

MW'ın üzerinde, küçük santraller 1-10 MW arasında, mini santraller 1 MW'ın altında ve mikro santraller 100 kW'ın altında olacak şekilde kurulu güçleri vardır. [8]

2.2.1 Enerji denklemi

Hidroelektrik santrallerinde su, potansiyel enerjiyi mekanik enerjiye dönüştüren bir türbinden akar. Hidroelektrik santralleri, su seviyesi farkı sonucunda enerji üretir. Boşaltılan su, jeneratörü döndürerek mekanik enerjiyi elektriğe dönüştürür. Bir sistemin üretebileceği elektrik miktarı, türbinden geçen su miktarına ve suyun düştüğü yüksekliğe bağlıdır. [8]

Bir hidroelektrik santralinden üretilen elektriğin formülü şu şekilde hesaplanabilir:

$$E = mgh \quad (2.1)$$

E= Enerji miktarı (J)

m= Su kütlesi (kg)

g= Yerçekimi (m/s^2)

h = Yükseklik (m)

$$P = E/t \quad (2.2)$$

Eşitlik (2.1) ve eşitlik (2.2) birleştirilirse:

$$P = mgh/t \quad (2.3)$$

Suyun kütlesini, hacim ve yoğunluk cinsinden yazarsak:

$$m = pV \quad (2.4)$$

$$P = pVgh/t \quad (2.5)$$

$$P = pQgh \quad (2.6)$$

$$P = pgQh\eta \quad (2.7)$$

P= Üretilen güç (Watt)

p= suyun yoğunluğu (kg/m^3)

Q= Türbinden boşaltılan su (m^3/s)

h= Su yüksekliği (m)

η = Santralin verimliliği

Formülde suyun yoğunluğu 1000 kg/m^3 , yerçekimi 9.81 m/s^2 ve verimlilik 0.9 olarak alınmıştır. Bu değerlerle üretilen enerji formülü MWh cinsinden şu şekli almıştır:

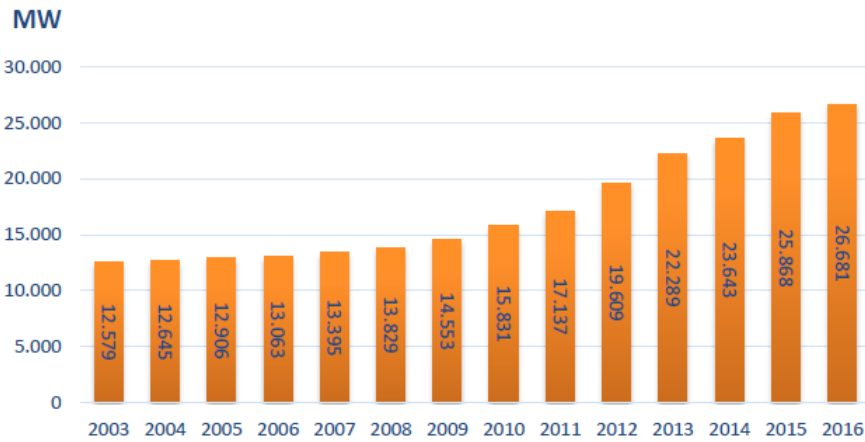
$$E = (1000 * 9.81 * Q * H * 0.9/3600) * 10^{-6} \quad (2.8)$$

2.2.2 Türkiye’de hidroelektrik enerji

Türkiye, büyük ölçüde doğalgaz ve petrol gibi yabancı enerji kaynaklarına bağımlıdır, ancak başlıca yenilenebilir enerji kaynağı hidroelektrik enerjidir. Türkiye hidroelektrik enerji potansiyeli yüksek ülkelerden biridir ancak bugün bu potansiyelin sadece %35’i işlevseldir. Bunun nedeni, Fırat-Dicle Havzası’nın coğrafi konumundan kaynaklanmaktadır. Türkiye’nin başlıca politikası, hidroelektrik üretim olanaklarının yüksek olduğu doğu ve güneydoğu bölgeleri, Fırat ve Dicle nehirlerinin havzası başta olmak üzere hidroelektrik potansiyelinin kapasitesini artırmaktır.[9]

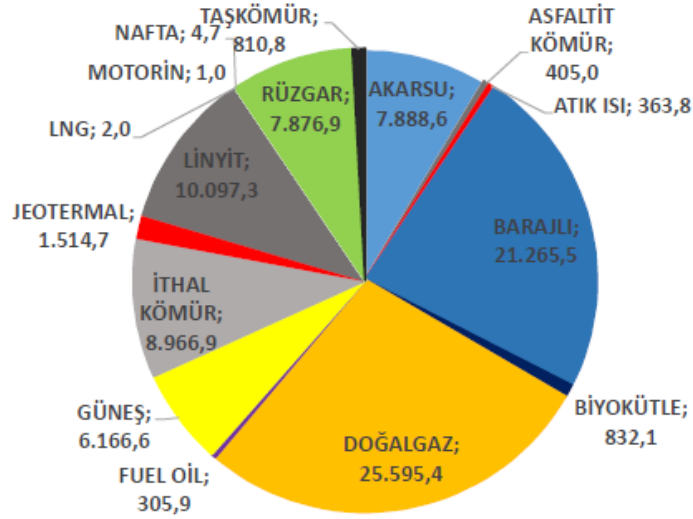
Türkiye’nin en büyük hidroelektrik santralleri Fırat Nehri üzerinde yer almaktadır ve ülkenin hidroelektrik potansiyelinin %30’undan sorumludur. Bu santraller sırasıyla 2400MW, 1800MW ve 1330MW kurulu güce sahip Atatürk, Karakaya ve Keban Hidroelektrik Santralleridir. [10]

Ülkemizin 2018 yılında toplam elektrik üretiminin yaklaşık %24,26’sı doğalgazdan, %32’si hidrolik kaynaklardan, %9,93’ü ithal kömürden, %7,91’i rüzgârdan sağlanmıştır.[11] Şekil 2.3’te görüldüğü üzere yıllar geçtikçe hidroelektrik enerjisinin kurulu gücü artmıştır.



Şekil 2.3 : Hidroelektrik enerji kurulu gücünün yıllar içerisindeki gelişimi.[12]

2020 yılında ise Şekil 2.4'te görüldüğü üzere hidroelektrik enerjinin üretimdeki payı artarak kurulu gücü 28.000 MW'nin (akarsu ve barajlı santral toplamı) üzerine çıkmıştır.



Şekil 2.4 : Kaynaklara göre kurulu güç 2020. [13]

2.3 Problem Tanımı

Çalışmanın amacı, piyasa takas fiyatı belirsizliği altında, ardışık n santralden oluşan bir hidroelektrik santral sistemi için üretim planlama ve gün öncesi piyasasında teklif verme entegre problem için optimizasyon modeli geliştirilmesi ve bu model çözümleri nedeniyle problemle ilgili analizlerin yapılmasıdır. Bu analizler;

1. Entegre modelin ve PTF'lerle ilgili senaryo bazlı yaklaşımın getirisini incelemek,
2. Tahmin hatasının artışının senaryo bazlı modelin getirisine etkisini analiz etmek,
3. Bazı model parametrelerinin (su değeri, PTF, saatler arası enerji için kullanılan su miktarı farkı limiti) sistemden elde edilecek gelire etkisinin analizidir.

Entegre model için problem tanımı Şu Şekildedir; Bir sonraki gŐn için, 24 saatlik planlama ufku boyunca, N adet ardışık hidroelektrik santralden tŐrbinelere ve tŐrbini yolu dıŐı salınacak su miktarları ve her saat için GÖP'e verilecek enerji Őretim miktar ve fiyat teklifleri ne olmalıdır ki sistemin karı en fazlasın. Bu problemin entegre modelinin detayları dŐrdŐncŐ kısımda verilmiştir.



3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Önemli yenilebilir enerji kaynaklarından biri olan hidroelektrik santraller için birçok çalışma yapılmıştır. Bu çalışmaların konuları birbirinden rezervuarlı, rezervuarsız, pompalı, ardışık gelen gibi farklı rezervuar tiplerine göre yapılmasıyla ayrıldığı gibi farklı amaç fonksiyonlarına göre de ayrılmaktadır. Literatürde genel olarak iki amaç konu alınmıştır. Birincisi üretilen enerji miktarını maksimize etmek, ikincisi ise karı maksimize etmektir. Kar maksimize etmek elektriğin piyasa fiyatı yüksek olduğunda enerji üretilip satmak, fiyat düşük olduğunda suyu gelecekte kullanmak için saklama temeline dayanır. Modellerde genelde planlama ufku ay ve yıl olarak alınmıştır.

Üretilen enerjiyi maksimize etmeyi amaçlayan çalışmalardan biri Karaeren (2014) [14] tarafından yapılmış olup çalışmada 4 rezervuar ve santralden oluşan ardışık bir sistemde elektrik üretimini en fazlamaya çalışmıştır. Modeli için lineer olmayan bir optimizasyon algoritması kullanmıştır. Bizim de modelimizde kullandığımız gibi optimize edilecek enerjiyi rezervuardan çıkan suyun bir fonksiyonu olarak yazmıştır. Çalışmada bahsi geçen türbinler, dünyada en çok tercih edilen türbin tipi olan Francis türbinlerdir ve biz de çalışmamızda bu türbin tipini kullanarak enerji fonksiyonumuz için gerekli verimlilik katsayılarına Francis türbine göre karar verdik. Karaeren'in (2014) çalışmasında üretim planlama, rezervuarların büyük olmasından dolayı aylık olarak yapılmışken bizim çalışmamız saatlik üretim planlama yapmayı amaçlamıştır. Çalışmasını son olarak gerçek bir santralde iki farklı durum için çalıştırmış ve sonucunda modelin tüm sistem için beraber çözüldüğü durumda enerji üretiminin santraldeki türbinler için tek tek çözüldüğündeki toplam enerjiden daha fazla olduğunu görmüştür. Bizim de modelimizde sistemi bir bütün olarak çözmemizin sebeplerinden biri bu olup toplam sistemde karı en çoklamak amaçlanmıştır. Bir başka çalışma ise Kerttula (2011) [8] tarafından yapılmış olup amaç fonksiyonu bizim problemimize daha yakındır. Çalışmasında İskandinav elektrik piyasasını ele almış olup kısa vade için karı maksimize edecek üretim planlama yapmıştır. Bunun yanında elektrik piyasasındaki farklı teklif tiplerini inceleyerek karşılaştırmalarını yapmıştır. Çalışmasında gerçekte mevcut olan 15 santralli ve 4 rezervuarlı bir nehir

sisteminin üretim planlamasını yapmıştır. Bizim çalışmamızdan farklı olarak modelinde spot takas fiyatı ve rezervuara gelen su miktarı gibi belirsizlikleri göz ardı ettiğinden modeli deterministiktir. Bu sebepten dolayı modelinin zaman konusunda verimli olup planlamanın yapılmasının çok uzun bir süre almadığını belirtmiştir. Çalışmasının sonunda altı farklı teklif verme modelini karşılaştırmış ve optimizasyon modelinin kısıtlamalar çerçevesinde en iyi teklif modelini verdiğini görmüştür. Laduranteye vd. (2009) [15] ise yine ardışık rezervuarlar ile çalışmış fakat farklı olarak bu rezervuarlar arası iletilen suyun geçirdiği zamanı da göz önüne almış ve 3 saat olarak belirlemiştir. Biz de çalışmamızda benzer olarak suyun rezervuarlar arasında geçirdiği süreyi göz önüne aldık ve parametre olarak modelde kullandık. Laduranteye vd. (2009) benzer şekilde karı maksimize etmek için deterministik ve stokastik matematiksel model geliştirmiştir. 4 rezervuar ve 4 türbini bulunan sistemde planlama ufku 24 saattir. Makalede çalışılan modellerin sayısal sonuçları dikkate alındığında, stokastik modelin çözüm kalitesi açısından deterministik modelden iyi olduğu ve stokastik modelin performansının fiyatlar daha değişken olduğunda iyileştiği gözlemlenmiştir. Bizim modelimizde kullandığımız gibi su değerini göz önüne alan bir çalışma da Braun (2016)'ya aittir. [16] Bu çalışmada, Alman elektrik piyasasında gün içi piyasası ve spot piyasasındaki su değerlerini karşılaştırmaktadır. Problem için çok aşamalı quadratic optimizasyon modeli yaklaşımı kullanılmıştır. İlk aşamada karı spot piyasada maksimize etmeyi amaçlarken ikinci aşamada gün içi piyasasında maksimize etmeyi amaçlamıştır. Çözümlerin sonucunda ise spot piyasası için kullanılan su değerinin gün içi piyasası için kullanılamayacağını belirtmiştir. Sebebi ise gün içi piyasasında dalgalanmalar çok daha fazla olduğu için su değerinin spot piyasasına göre daha fazla olması gerektiğidir. Bizim çalışmamız ise hem rezervuarlar arası suyun geçirdiği süre hem de gelecekteki su değerini göz önüne aldığı gibi, literatürde genel olarak aylık olarak yapılan üretim planlamayı saatlik olarak yapmayı amaçlamaktadır.

Çalışmanın teklif modeli kısmı için ise farklı yöntemlerin kullanıldığı çalışmalar mevcuttur. Marthur vd. (2017) [17] çalışmasında bu problemin çözümü için farklı çözüm yöntemlerinden bahsetmiştir. Bizim problemimizde bir sonraki gün için teklif verilirken henüz piyasa takas fiyatı bilinmediğinden problemde belirsizlik oluşturur. Bu belirsizlik altında bir sonraki gün için saatlik teklif modelleri oluşturulması

amaçlanmıştır ve bununla birlikte üretim planlama modelini entegre olarak çözmek hedeflenmiştir.

Problemin önemli noktalarından biri olan elektriğin saatlik takas ücreti bir rasgele değişken olduğundan modeli stokastik optimizasyon problemine çevirir. Weron (2014) [18] çalışmasında elektrik fiyat tahmini için birçok yöntemden bahsetmiş ve bu yöntemleri deneyip sonuçları karşılaştırmıştır. Çalışmamızda kısa dönemli tahmin için verimli tahmin etme metodlarından biri olan regresyon analizi geçmiş takas fiyatı verileri kullanılarak saatlik tahmin edilip modelde kullanılmıştır.

Literatüre katkımız ise bu çalışmada gelecekteki su değeri, suyun bir sonraki rezervuara taşınması için harcanan zaman ve bilinmeyen piyasa fiyatı dikkate alınmaktadır. Diğer çalışmaların çoğundan farklı olarak üretim planı günlüktür. En önemli fark ise, üretim ve teklif modelini daha iyi sonuçlar alabilmek için beraber çözülmesidir. Bu tür bir entegre modelin bildiğimiz kadarıyla literatürde benzeri bulunmamaktadır.

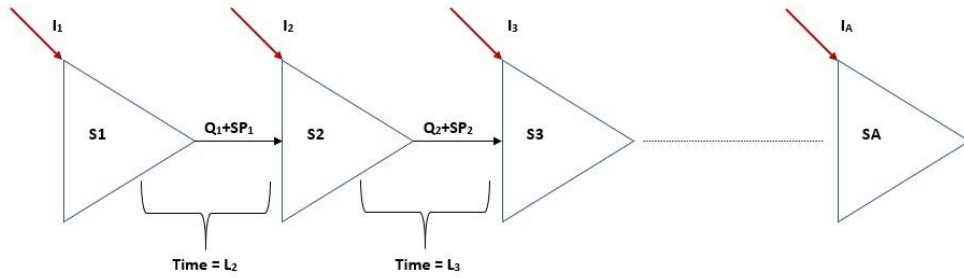


4. PROBLEM FORMÜLASYONU

Problem formülasyonu üretim modeli ve teklif modeli olmak üzere iki matematiksel modelden oluşmaktadır.

4.1 Üretim Modeli Formülasyonu

Üretim planlamasının yapıldığı kademeli hidroelektrik santral sistemi Şekil 4.1’de görüldüğü gibidir. Üçgenler rezervuarları temsil etmektedir. Rezervuarlar için minimum ve maksimum su miktarı limitleri vardır. En yüksek su limiti rezervuarın kapasitesine bağlıken en küçük limit rezervuarda bırakılması gereken su miktarına bağlıdır. Bu su miktarı özellikle doğal hayatı tehlikeye atmamak adına önemlidir. Ayrıca türbinler ve enerji üretimi için de limitler bulunmaktadır. Örneğin, kullanılan türbinlerin çeşitlerine göre maksimum üretebilecekleri enerji veya su çekme kapasiteleri vardır. Ek olarak, saatler arasındaki geçişlerde de limit olabileceği göz önüne alınarak modele eklenmiştir. Burada amaç çalışmayan bir santralin çalışır duruma geçerken bir anda tam kapasite çalışabilmesini engellemektir. Rezervuarlarda bulunan su miktarları ise bir önceki andan rezervuarda kalan su miktarına o anda rezervuara gelen su miktarının eklenmesi ve daha sonra türbinde kullanmak için ya da boşa akıtılan su miktarının çıkarılmasıyla bulunur. Eğer, SFK için üretim yapılması planlandıysa da gün öncesi piyasası için olan üretimi sınırlandıracak kısıt eklenmiştir.



Şekil 4.1: Kademeli Hidroelektrik Sistemi.

4.1.1 Kümeler

T: Saat kümesi (1..24)

A: Rezervuar kümesi (1..N)

4.1.2 Parametreler

S_{max_a} : a rezervuarında izin verilen maksimum su miktarı

S_{min_a} : a rezervuarında izin verilen minimum su miktarı

Q_{max_a} : a rezervuarında türbinde kullanılabilir maksimum su miktarı

Q_{min_a} : a rezervuarında türbinde kullanılabilir minimum su miktarı

SP_{max_a} : a rezervuarından dökülebilecek maksimum su miktarı

SP_{min_a} : a rezervuarından dökülebilecek minimum su miktarı

S_{start_a} : Başlangıç anında a rezervuarındaki su miktarı

α_a : a rezervuarından türbinde kullanılmak üzere çekilen suyun maksimum değişebilme kapasitesi

$I_{a,t}$: a rezervuarına t anında gelen su miktarı (yağmur, nehir)

L_a : Suyun a-1 rezervuarından a rezervuarına ulaşması için gerekli saat

H_a : a rezervuarında suyun yüksekliği

W_a : a rezervuarında suyun değeri

$SPQ_{a,t}$: a rezervuarına bir önceki günden gelen su miktarı (bir önceki rezervuardan bırakılan su miktarı)

$SFK_{max_{a,t}}$: Üretim kapasitesi – a rezervuarı t saatinde SFK için yapılan üretim

$SFK_{min_{a,t}}$: a rezervuarı t saatinde SFK için yapılacak üretim

4.1.3 Karar değişkenleri

$S_{a,t}$: t saatinde a rezervuarındaki su miktarı

$Q_{a,t}$: t saatinde a rezervuarından boşaltılan su miktarı

$SP_{a,t}$: t saatinde a rezervuarından dökülen su miktarı

$E_{a,t}$: t saatinde a rezervuarında üretilen enerji

4.1.4 Kısıtlar

$$S_{min_a} \leq S_{a,t} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.1)$$

$$S_{a,t} \leq S_{max_a} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.2)$$

$$Q_{min_a} \leq Q_{a,t} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.3)$$

$$Q_{a,t} \leq Qmax_a \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.4)$$

$$SPmin_a \leq SP_{a,t} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.5)$$

$$SP_{a,t} \leq SPmax_a \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.6)$$

$$E_{a,t} \leq SFKmax_{a,t} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.7)$$

$$E_{a,t} \geq SFKmin_{a,t} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.8)$$

$$E_{j,t} = \left((1000) * (9,81) * H_a * Q_{a,t} * (0,9) * (10^{-6}) \right) / (3600) \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.9)$$

$$Q_{a,t+1} \leq Q_{a,t} + Alpha_a \quad \forall a \in A, \forall t=1..23 \quad (4.10)$$

$$S_{a,1} = Sstart_a \quad \forall a \in A \quad (4.11)$$

$$S_{1,t} = S_{1,t-1} + I_{1,t} - SP_{1,t} - Q_{1,t} \quad \forall t=2..24 \quad (4.12)$$

$$S_{a,t} = S_{a,t-1} + I_{a,t} - SP_{a,t} - Q_{a,t} + SPQ_{a-1,t} \quad \forall a=2..A, \forall t=2..La \quad (4.13)$$

$$S_{a,t} = S_{a,t-1} + I_{a,t} - SP_{a,t} - Q_{a,t} + SP_{a-1,t-La} + Q_{a-1,t-La} \quad \forall a=2..A, \forall t=La+1..24 \quad (4.14)$$

Yukarıdaki model N sayıda santralden oluşan bir hidroelektrik sistemin üretim planlamasını formüle etmektedir. Kısıtlar (4.1) ve (4.2) rezervuarlarda bulunan su miktarlarının en küçük ve en yüksek limitleri arasında kalmasını sağlar. Kısıtlar (4.3) ve (4.4) türbinde kullanılmak üzere boşaltılan su miktarının minimum ve maksimum limitleri arasında kalmasını sağlar. Benzer şekilde kısıtlar (4.5) ve (4.6) rezervuar kapasitesinin dolması halinde rezervuardan dökülecek suyun belirlenen limitler arasında kalmasını sağlar. Kısıt (4.7) eğer SFK için üretim yapılması gerekiyorsa, GÖP için üretilebilecek enerjiyi sınırlar. Kısıt (4.8) ise SFK için üretim yapılması gerektiği takdirde üretimin SFK yükümlülüğünden büyük eşit olmasını sağlar. Kısıt (4.9), 2.2.1 Enerji denklemi bölümünde verilen hidroelektrik santralin ürettiği enerjinin denklemidir. (4.10) numaralı kısıt türbinde kullanılmak üzere boşaltılan su miktarının saatler arasındaki değişebilme limitini belirtir. Kısıt (4.11), her rezervuarda başlangıç anında bulunan su miktarlarını belirtir. Kısıt (4.12), birinci rezervuardaki su dengesi kısıtıdır. Birinci rezervuarın öncesinde herhangi bir santral olmadığı için su dengesi kısıtı diğer rezervuarlardan farklıdır. (4.13) ve (4.14)

numaralı kısıtlar ikinci ve daha sonrasındaki rezervuarlar için su dengesi kısıtlarıdır. Birbirlerinden farkı ise kısıt (4.13) t-1 gününde, önceki rezervuardan bırakılan suyun t gününde ulaşması durumunda su dengesini belirtir. Kısıt (4.14) ise aynı gün içerisinde önceki rezervuarlardan çıkan suyun ulaşmasını göz önüne alır.

4.2 Teklif Modeli Formülasyonu

Teklif modelinde kullanılan farklı senaryolar farklı PTF tahminlerinden oluşmaktadır. PTF'lerin tahmini 5. Tahmin Modeli bölümünde anlatılmıştır.

Tahmin modelinde ana amaç senaryolardan elde edilen geliri ve verilecek teklifler için fiyat miktarını belirlemektir. Blok teklifler için üretilebilecek enerji limiti ise üretim modelinden gelmektedir ve her t anı için tüm santrallerde üretilen enerjinin toplamına eşittir.

4.2.1 Kümeler

- T: Saat Kümesi
- SN: Senaryo Kümesi
- B: Blok Teklif Kümesi
- K: SFK Blok Kümesi

4.2.2 Parametreler

- $PTF_{t,sn}$: sn senaryosuna ait t saatindeki Piyasa Takas Fiyatı tahmini
- WT_{sn} : sn senaryosunun ağırlığı
- N_b : b bloğunun içerdiği saat sayısı
- $\delta_{b,t}$: $\begin{cases} 1, & t \text{ saati } b \text{ bloğuna aitse} \\ 0, & \text{d. d.} \end{cases}$
- SFK_k : k bloğu SFK yükümlülüğü
- G_k : k bloğunun SFK fiyatı
- M: Büyük M
- θ : Verilebilecek en fazla teklif sayısı

4.2.3 Karar değişkenleri

- $r_{b,t}$: t saatinde b bloğunun üretim miktarı
- p_b : b bloğunun fiyatı

$$\begin{aligned}
y_{b,sn}: & \begin{cases} 1, & b \text{ bloğu } sn \text{ senaryosunda kabul edildiye} \\ 0, & \text{d. d.} \end{cases} \\
z_b: & \begin{cases} 1, & b \text{ bloğu teklif edildiye} \\ 0, & \text{d. d.} \end{cases} \\
e_{b,sn}: & b \text{ bloğunun } sn \text{ senaryosundaki getirisi}
\end{aligned}$$

4.2.4 Kısıtlar

$$\sum_{b \in B} z_b \leq \theta \quad (4.15)$$

$$\sum_{t \in T} PTF_{t,sn} * \delta_{b,t} - N_b * p_b \leq y_{b,sn} * M \quad \forall b \in B, \forall sn \in SN \quad (4.16)$$

$$N_b * p_b - \sum_{t \in T} PTF_{t,sn} * \delta_{b,t} \leq (1 - y_{b,sn}) * M \quad \forall b \in B, \forall sn \in SN \quad (4.17)$$

$$\sum_{sn \in SN} y_{b,sn} \leq z_b * M \quad \forall b \in B \quad (4.18)$$

$$\sum_{t \in T} r_{b,t} \leq z_b * M \quad \forall b \in B \quad (4.19)$$

$$r_{b,t} \leq \delta_{b,t} * M \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (4.20)$$

$$\sum_{b \in B} \delta_{b,t} * z_b \leq 1 \quad \forall t \in T \quad (4.21)$$

$$e_{b,sn} \leq y_{b,sn} * M \quad \forall b \in B, \forall sn \in SN \quad (4.22)$$

$$e_{b,sn} \leq \sum_{t \in T} PTF_{t,sn} * r_{b,t} * \delta_{b,t} \quad \forall b \in B, \forall sn \in SN \quad (4.23)$$

$$\sum_{b \in B} r_{b,t} \leq \sum_{a \in A} E_{a,t} \quad \forall t \in T \quad (4.24)$$

Yukarıda verilen model sn sayıda senaryodan oluşan teklif modelinin formülasyonudur. Kısıt (4.15) bir gün için verilebilecek toplam teklif sayısını sınırlar. (4.16) ve (4.17) numaralı kısıtlar b bloğunun sn senaryosunda kabul edilme kısıtlarıdır. Eğer verilen teklif kabul edilmediyse, teklif fiyatının PTF'den büyük olmasından kaynaklanmaktadır. Kısıt (4.18) ve (4.19) ise b bloğu için teklif verilmediği durumda herhangi bir senaryoda kabul edilmemesini ve o blokta üretim olmamasını sağlar. (4.20) numaralı kısıtta t saatinin b bloğuna ait olmadığı durumda o saat için üretim yapılmasını engeller. Kısıt (4.21), ilgili t saatinin en fazla bir blokta teklif verilmesi kısıtıdır. (4.22) numaralı kısıt ise b bloğunun sn senaryosuna kabul

edilmediği durumda ilgili senaryo ve blokta gelir elde edilmemesini sağlar. Kısıt (4.23) sn senaryosu altında elde edilecek kazancı belirtirken, kısıt (4.24) teklif modelini üretim modeliyle ilişkilendirir ve b bloğu t saatindeki toplam üretimin o saatteki tüm santrallerde üretilen toplam enerjiye küçük eşit olmasını sağlar.

Teklif modeli sonucunda hangi senaryolardan hangi bloklar teklif verildi, hangileri kabul edildi, bloklar için teklif fiyatları ne olmalı gibi verileri elde ediyoruz.

4.2.5 Amaç fonksiyonu

$$\text{Max} \left[\sum_{b \in B} \sum_{sn \in SN} e_{b,sn} * WT_{sn} + \sum_{k \in K} SFK_k * G_k - \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} (Q_{a,t} * SP_{a,t}) * W_a \right] \quad (4.25)$$

(4.25)' te belirtilen amaç fonksiyonu karı en çoklamaktır. Senaryo altında elde edilen gelirler senaryo ağırlığı ile çarpıldıktan sonra SFK için üretim olması halinde SFK'dan elde edilen getiri eklenir. Son olarak da türbinde kullanılan ya da akıtılan su, su değeriyle çarpılarak amaç fonksiyonundan çıkarılır. Su değerinin amaç fonksiyonuna eklenmesinin sebebi piyasa fiyatının düşük olduğu zamanlarda üretim yapmayıp suyu gelecekte kullanmak üzere saklamasını sağlamaktır. Fakat, amaç fonksiyonundan çıkarılan su değeri aslında gün sonunda firmadan çıkan maliyet değildir, doğru zamanlarda üretim yapılması için amaç fonksiyonuna eklenmiştir. Bu yüzden ilerleyen kısımlardaki birçok analiz amaç fonksiyonu üzerinden değil gelir üzerinden yapılmıştır. Burada bahsedilen gelir senaryolardan ve SFK'lardan gelen getiridir, yani su değerinin objektif değerinden çıkarılmadığı durumdur.

5. TAHMİN MODELİ

Piyasa Takas Fiyatı, GÖP için teklifler verildikten sonra belirlendiğinden teklif modelinde senaryolarda kullanılan Piyasa Takas Fiyatı kesin veriler değil, tahmin değerleridir. Tez kapsamında bir sonraki günün piyasa fiyatlarının tahmin edilmesi için farklı yöntemler için deneme yapıldıktan sonra regresyon analizine karar verilmiştir.

Gün içerisindeki farklı saatler için 3 farklı regresyon modeli ve üstel düzeltme metodu denenmiştir. Regresyonlar için kullanılan farklı durumlar şu şekildedir: Birinci durumda Çizelge 5.1’de örneği gösterildiği gibi bir gün için öncesindeki 4 gün değerleri bağımsız değişken olarak alınıp tahmin yapılmıştır, ikinci durumda ilgili günden hemen önceki 5 gün bağımsız değişken olarak alınmıştır. Çizelge 5.2’de örnek durum verilmiştir. Bu iki durumda da regresyon için son 2 ayın verileri kullanılmıştır. Son durumda ise Çizelge 5.3’te gösterildiği üzere son 6 ayın verileri kullanılarak ilgili günün önceki haftalardaki verileri kullanılmıştır. Örneğin; cuma günü için tahmin yapılacak ise önceki haftaların cuma günü verileri kullanılmıştır ve son 6 ay göz önüne alınmıştır. Farklı saatler için denenilen bu durumların çoğunda en az hatayı veren, ilgili günün önceki 5 günden tahmin edilmesi durumu olduğu için bu yöntem kullanılarak tahmin yapılmıştır. Tüm bu modellerde hafta içi günlerin verileri kullanılmış hafta sonları atlanmıştır. Çünkü hafta sonları için talep yapısı ve PTF değerleri hafta içinden çok farklıdır.

Çizelge 5.1 : Önceki 4 gün bağımsız değişken alınarak yapılan analiz.

Bağımsız Değişkenler				Bağımlı Değişken
Pazartesi	Salı	Çarşamba	Perşembe	<i>Cuma</i>
42,56	42,45	43,22	42,43	42,92
42,84	43,05	44,82	45,04	44
44,43	44,88	44,71	44,9	43,45
42,26	42,64	43,98	45,27	42,56
43,13	42,9	43,8	43,66	43,79
40,12	35,32	36,96	35,87	44,66
45,17	45,86	46,18	47,61	45,03
44,89	45,55	43,89	37,01	43,74

Çizelge 5.2 : Önceki 5 gün bağımsız değişken alınarak yapılan analiz.

Bağımsız Değişkenler					Bağımlı Değişken
Cuma	Pazartesi	Salı	Çarşamba	Perşembe	<i>Cuma</i>
29,74	42,56	42,45	43,22	42,43	42,92
42,92	42,84	43,05	44,82	45,04	44
44	44,43	44,88	44,71	44,9	43,45
43,45	42,26	42,64	43,98	45,27	42,56
42,56	43,13	42,9	43,8	43,66	43,79
43,79	40,12	35,32	36,96	35,87	44,66
44,66	45,17	45,86	46,18	47,61	45,03
45,03	44,89	45,55	43,89	37,01	43,74

Çizelge 5.3 : Sadece önceki haftaların aynı günü bağımsız değişken alınarak yapılan analiz örneği.

Bağımsız Değişkenler				Bağımlı Değişken
Cuma_1	Cuma_2	Cuma_3	Cuma_4	<i>Cuma_5</i>
41,6	45,74	47,1	40,17	48,32
48,32	44,48	46,39	51,19	30,37
30,37	47,18	42,83	41,62	48,04
48,04	42,94	41,92	42,79	52,24
52,24	47,73	67,79	45,12	41,52
41,52	50,25	36,39	39,79	41,45
41,45	44,07	41,62	40,92	41,03

Regresyon analizinde PTF tahmini yapılırken önceki 8 haftanın PTF verilerinden yararlanılarak regresyon katsayıları bulunmuştur. Hafta içinde bir günün tahminin yapılması için ise ilgili günden önceki beş günün verileri göz önüne alınarak her saat için ayrı analiz yapılmış ve ayrı model kurulmuştur. Gün içerisinde çalışma saatleri ya da gece saatlerinde değişken olan piyasa fiyatının daha doğru tahmin edilmesi için her günün her saati için ayrı analiz yapıp ayrı model geliştirilmiştir. Her saat için ayrı beklenen değer (nokta tahmin) ve standart sapma bulunmuştur. Örnek olarak EK8’de bir gün için regresyon sonuçları verilmiştir. Ek olarak, dövizdeki dalgalanmalardan daha az etkilenmesi için tahmin modeli TL üzerinden değil dolar üzerinde çalıştırılmıştır.

Çizelge 5.4’te 17.06.21 Perşembe tarihine ait örnek bir tahmin verilmiştir. Saat 01:00 için yapılan analizde perşembe gününden önceki beş hafta içi gününün 8 haftalık o saate ait verileri bağımsız değişken alınarak regresyon katsayıları hesaplanmıştır. Son satırda ise bulunan katsayılar ile 17.06.21 Perşembe gününün 01:00 saati için tahmin değeri bulunmuştur (sarı arka planlı). Benzer şekilde yine her saat için standart sapma değerleri de senaryoların oluşturulmasında kullanılmak üzere hesaplanmıştır.

Seçilen günlere ait her saat için regresyon analizi yapıldıktan sonra elimizde olan beklenen değer ve standart sapmalar ile senaryolar oluşturulmuştur. Temel modelde kullanılan 40 senaryo için veriler üretilirken tahmin modelinin ortalaması ve standart sapması kullanılmıştır. Bir senaryo 24 saatlik PTF seti anlamına gelir. Her saat için rassal PTF değeri, o saat için olan tahmin modelinin verdiği tahmini beklenen değer ve tahmin modelinin hata kareleri ortalamasını varyans kabul eden normal dağılımdan rassal olarak veri üretilmesiyle elde edilmiştir.

Çizelge 5.4 : 17.06.21 tarihi saat 01:00 için yapılan regresyon analizi verileri.

Perşembe	Cuma	Pazartesi	Salı	Çarşamba	Perşembe
39,62	40,09	39,07	39,24	39,55	39,81
39,81	40,09	38,08	40,03	39,96	45,09
45,09	43,58	43,43	43,29	43,78	44,26
44,26	43,78	42,38	43,18	44,37	43,9
43,9	43,01	43,81	43,28	43,81	43,85
43,85	44,43	42,67	41,79	42,69	42,88
42,88	43,4	42,54	42,55	42,24	41,66
41,66	41,39	41,55	41,65	41,77	41,38
41,38	41,35	42,04	42,41	42,6	41,41357

6. NUMERİK ANALİZLER

Analizlerin yapılması için temel bir veri seti seçilmiştir. 3 rezervuar ve santralden oluşan bir sisteme karar kılınıp analizler bu durum üzerinden yapılmıştır. Analizlerin yapılması için Bölüm 4'te verilen teklif modeli ve üretim modeli CPLEX'te kodlanmıştır ve çalıştırılmıştır. EK2'de matematiksel modele ait CPLEX kodları bulunmaktadır. Modelin kodlanması yapıldıktan sonra örnek bir veri seti oluşturulmuştur ve veri seti oluşturulurken gerçek verilere dayandırılmaya çalışılmıştır. Rezervuar büyüklükleri ve su düşüsü gibi değerler Beyhan Barajı değerlerine yakın seçildiği gibi rezervuarlara gelen su miktarları için ASKİ'den alınan veriler kullanılarak mümkün olduğunca gerçeği yansıtmak amaçlanmıştır. Su değerlerinin belirlenmesi için literatürdeki çalışmalara bakıldıktan sonra modele uygun olacak değerler birkaç deneme yapılarak bulunmuştur ve ucuz saatlerde üretimi engelleyecek değerlere karar kılınmıştır. Bu değerlere karar verilirken farklı rezervuarlardaki su değerleri için farklı değerler verilmiştir, çünkü ilk rezervuardaki su devamında birkaç santralde daha elektrik üretimi için kullanılabileceğinden daha pahalı olarak değerlendirilmiştir. Ayrıca temel veri setinde SFK için üretim yapılmadığı varsayılmıştır. Analizlerin yapıldığı günlerden biri olan 17.06.21 tarihi için kullanılan küme ve parametre veri setleri EK3, EK4, EK5, EK6 ve EK7'de verilmiştir. EK9'da ise ilgili güne ait kullanılan PTF değerlerinin olduğu senaryoların bir kısmı verilmiştir.

Şu üç durum için gelir analizleri yapılmıştır:

- 40 senaryo ile entegre çözüm
- 1 senaryo ile entegre çözüm
- 40 senaryo ile sıralı çözüm

İlk durumda senaryo sayısı 40 alınarak entegre model çözülmüştür. Buradaki 40 senaryoyu belirlemek için öncesinde 30 ve 80 senaryo için de çözümler alınmıştır fakat çözüme etkisi açısından mevcut standart sapma değerleriyle 40 senaryonun ideal olacağına karar verilmiştir. 80 senaryo ve 40 senaryo için çözümler ise standart

sapma değeri değişkenliğiyle ilgili hassasiyet analizinde kullanılmıştır. İkinci durumda sadece tahmin modelinden elde edilen beklenen değerler kullanılarak oluşturulan 1 senaryo ile çözümlenmiştir. Son durumda ise önce sadece üretim modeli ardından teklif modeli ayrı ayrı çözümlenmiştir. Tahmin modeli sonucu elde edilen beklenen değer verileri ile ilk başta üretim modeli çalıştırılmış, daha sonra üretim modelinin çıktıları teklif modeline parametre olarak girilerek 40 senaryo üzerinden teklif modeli çalıştırılmıştır.

Gelir analizleri için şu aşamalar izlenmiştir:

1. Haziran ve temmuz aylarından seçilen 5 gün (07.06.2021, 17.06.2021, 02.07.2021, 20.07.2021, 28.07.2021 tarihleri) için regresyon analizi yapılarak her saat için tahmin modeli kurulup, beklenen değer ve standart sapma bulundu.
2. Her bir gün ve her saat için bulunan beklenen değer ve standart sapmalara göre 40 senaryoluk 10 farklı veri setleri oluşturuldu.
3. Her gün için matematiksel model farklı PTF değerlerine sahip 10 grup için çalıştırıldı ve sonucunda 10 farklı sonuç alındı. (Her veri seti 40 PTF senaryosu içerir)
4. Alınan 10 farklı sonuçtan en iyi geliri veren 3 çözümlenerek gelir analizinin yapılması ve gerçek çözüm ortalamasına daha yaklaşılabilmesi için 500 senaryo üzerinden her bir çözümün vereceği gelirler hesaplandı ve en iyi ortalamayı veren bir çözüm seçildi.
5. Yukarıda bahsedilen 2. ve 3. çözüm yaklaşımları için de 1-4 arası işlemler tekrarlandı. Sonuçta 40 senaryoluk entegre çözüm, 1 senaryoluk entegre çözüm, 40 senaryoluk sıralı çözüm için 500 senaryo üzerinden en iyi ortalamayı veren çözümler elde edilmiş oldu.
6. Son olarak bu çözümlerin ortalaması, standart sapması ve %95 güven aralığı gibi istatistiklerine bakılarak analiz yapıldı ve grafikleri çizildi.

6.1 Gelir Analizi Sonuçları

07.06.21 Pazartesi tarihi için alınan 10 farklı çözüm gelirleri Çizelge 6.1’de verilmiştir.

Çizelge 6.1 : 07.06.21 tarihi için elde edilen model sonuçları.

1 Senaryo Entegre Çözüm Gelir	10 Senaryo Entegre Çözüm Gelir	10 Senaryo Sıralı Çözüm Gelir
25102,92	25082,10	25082,10
	25093,51	25093,51
	25086,96	25086,96
	25092,85	25092,85
	25099,13	25099,13
	25106,85	25106,85
	25120,51	25120,51
	25092,52	25092,52
	25142,22	25142,22
	25075,12	25075,12

Model çözümü sonucu elde edilen gelirlerden en iyi 3 değeri veren çözümlerin (sarı arkaplanlı) hangi saatlerde ne kadar üretim yapıldığı ve çözüm sonucu belirlenen teklif fiyatları gibi değerler alınarak 500 senaryo için bu çözümün üreteceği gelirler hesaplanmıştır. Çizelge 6.2’de verilen değerler 500 senaryodan elde edilen gelirlerin ortalaması ve temel modelden elde edilen çözümler için karşılaştırmasıdır.

Çizelge 6.2 : 07.06.21 tarihi gelir sonuçlarının karşılaştırılması.

	Entegre - 1 senaryo	Entegre - 40 senaryo	Entegre - 40 senaryo	Entegre - 40 senaryo	Sıralı- 40 senaryo	Sıralı- 40 senaryo	Sıralı- 40 senaryo
Gelir	25102,92	25106,85	25120,51	25142,22	25106,85	25120,51	25142,22
500 Senaryo Gelir Ortalama	13345,64	24895,22	24164,14	23865,09	24811,96	24314,01	23865,00

Sonuçlardan da görüldüğü üzere modelin senaryo bazlı değil de sadece beklenen değerler ile çözüldüğü durumda gerçekte elde edilebilecek gelir önemli miktarda azalmaktadır. Diğer bir gözlem Entegre-40 çözümlerinden en iyisinin her zaman modelden alınan çözümlerden en iyiyi veren çözümün olmayacağıdır. Bu örnekte model sonucuna göre en iyi çözümü veren üç çözümden objektif değeri en küçük olan 500 senaryo üzerinden yapılan gelir analizinde beklenen değer olarak en iyi çıkmıştır (24895,2).

Elde edilen sonuçlar üzerinden yapılan ek analiz en iyi gelir ortalamasını veren entegre-40 çözüm seçilerek yapılmıştır.

Çizelge 6.3 : 07.06.21 tarihi en iyi gelir analiz sonuçları.

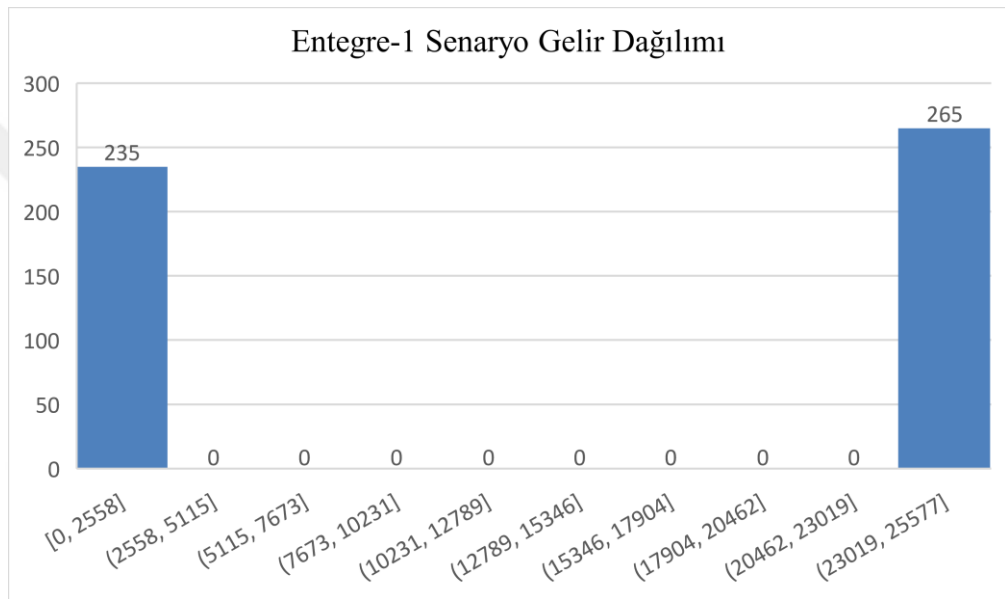
	Entegre -1 Senaryo	Entegre -40 Senaryo	Sıralı-40 Senaryo
Gelir Ortalama	13345,64	24895,22	24811,96
Standart Sapma	12567,98	1285,91	2739,01
Maksimum	25577,06	25577,06	25577,06
Minimum	0,00	11704,27	0,00

Çizelge 6.3'te görüldüğü üzere her ne kadar sıralı ve entegre çözüm için gelen gelir ortalamaları birbirine yakın olsa da sıralı çözümden elde edilen sonuçların standart sapması çok daha yüksek olduğu gibi minimum elde edilebilecek gelir de sıfırdır. Sonuçlar için $Z_{\alpha/2} * \sigma / \sqrt{n}$ formülü ile %95 güven aralığı bulunduğunda ise alt sınır ve üst sınırlar elde edilerek Çizelge 6.4'te gösterilmiştir. Bu güven aralıklarına bakıldığında minimum elde edilebilecek gelirler itibariyle entegre-40 ve sıralı-40 çözümlerinin benzer olduğu, ancak entegre-40 çözümlerinin standart sapmasının daha düşük olduğunu görebiliriz. Hem minimum gelir hem de ortalama gelir itibariyle her iki sonuçta entegre-1 senaryosundan çok daha iyi sonuç vermiştir. Buradan çıkarılacak iki sonuç; 1. Senaryo tabanlı çözüm yaklaşımı çok önemli bir getiri sağlama potansiyeline sahiptir. 2. Modelin entegre veya sıralı çözümleri arasında çok büyük gelir farkı yoktur. Dolayısıyla model sıralı da çözülebilir. Ancak entegre çözüm standart sapması daha düşük bir gelir dağılımı yani daha az riskli bir çözüm vermektedir. Bu iki çıkarım diğer günlerin sonuçlarında da gözlemlenmiştir.

Çizelge 6.4 : 07.06.21 tarihi gelirleri için güven aralığı.

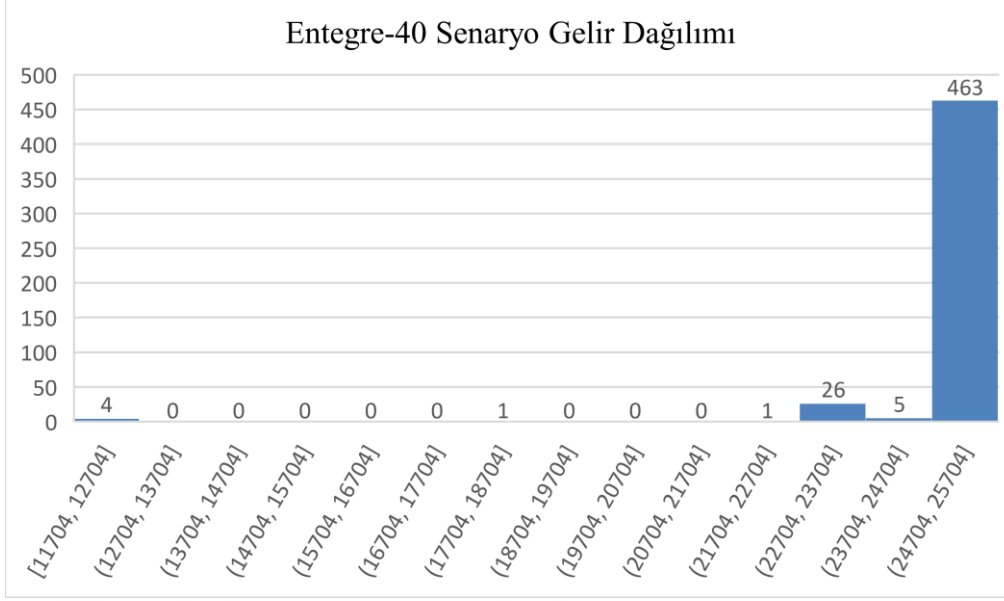
	Entegre -1 senaryo	Entegre -40 senaryo	Sıralı- 40 senaryo
$Z_{\alpha/2} * \sigma/\sqrt{n}$	1101,63	112,72	240,09
Üst Sınır	14447,27	25007,94	25052,05
Alt Sınır	12244,01	24782,50	24571,87

Şekil 6.1'den görüldüğü üzere 1 senaryo ile alınan sonuçlarda sıfır gelir elde edilmesi oldukça yüksektir.

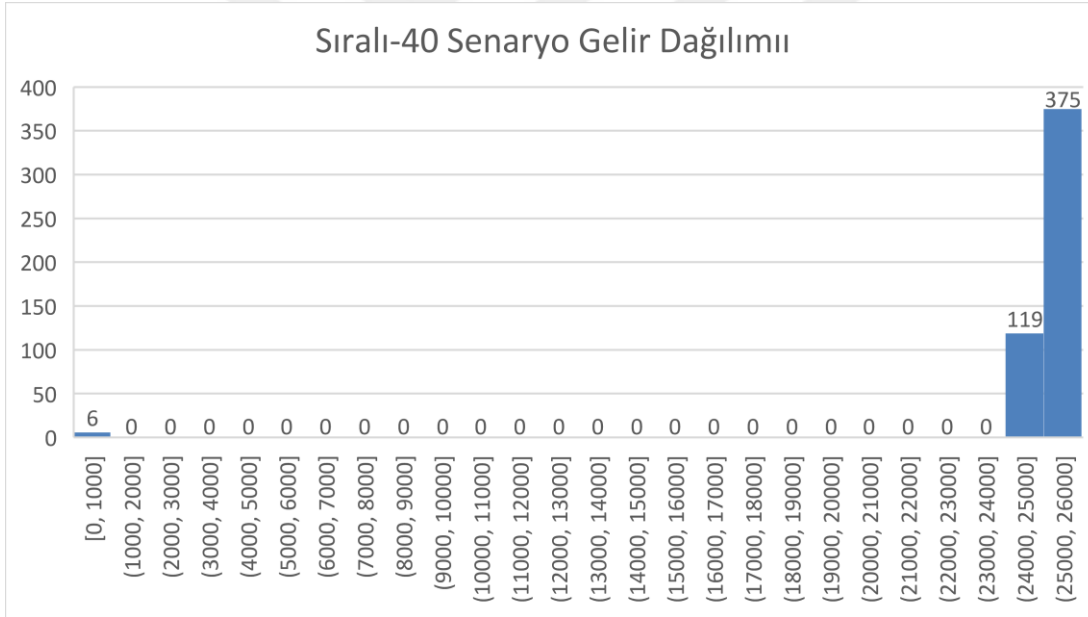


Şekil 6.1 : 07.06.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.

Şekil 6.2 ve 6.3 karşılaştırıldığında entegre çözümün neden daha iyi sonuçlar verdiğini anlıyoruz. Her ne kadar ortalamaları benzer gelse de entegre çözümün gelir dağılımına göre iyi bir gelir elde etme olasılığı daha yüksektir.



Şekil 6.2 : 07.06.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



Şekil 6.3 : 07.06.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı.

Aynı işlemler 17.06.21 Perşembe tarihi için de alınarak 10 farklı çözüm gelirleri Çizelge 6.5’de verilmiştir.

Çizelge 6.5 : 17.06.21 tarihi 40 için elde edilen model sonuçları.

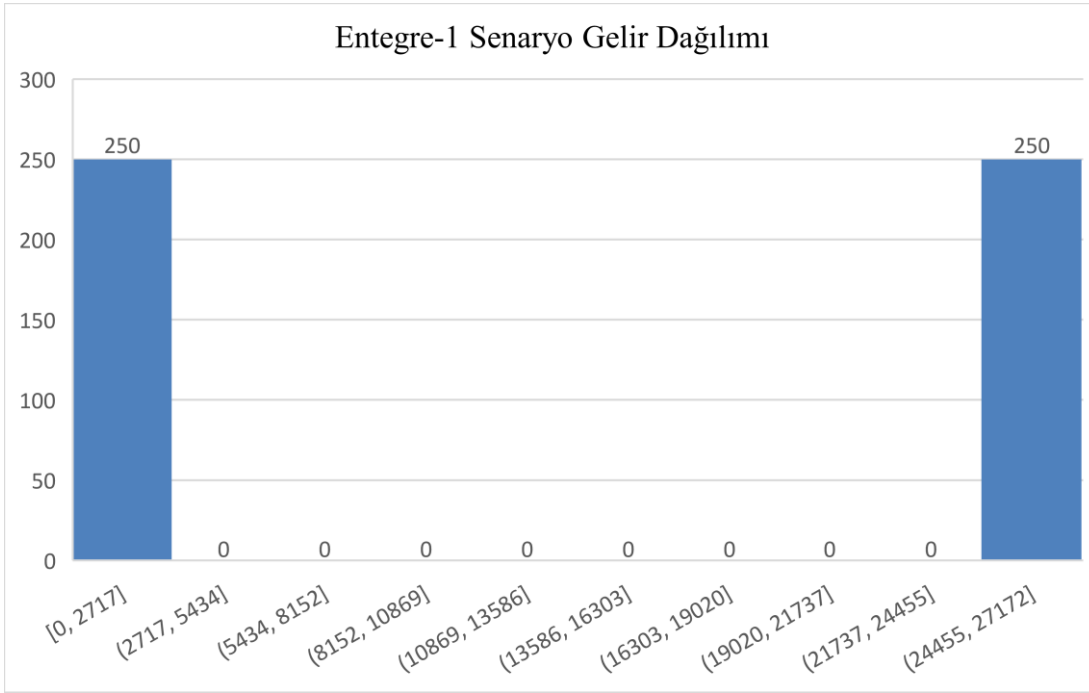
1 Senaryo Entegre Çözüm Gelir	10 Senaryo Entegre Çözüm Gelir	10 Senaryo Sıralı Çözüm Gelir
25935,74	27356,97	25906,33
	25980,81	25980,81
	27417,69	25941,96
	27416,63	25954,62
	27336,13	25873,99
	27434,72	25961,27
	24432,54	25881,35
	25965,44	25965,44
	27417,13	25952,80
	27477,46	25983,62

En iyi sonuçları veren 3 çözüm alınarak 500 senaryoluk gelir analizi yapıldıktan sonra yine en iyi ortalama sonucu veren çözümler Çizelge 6.6'da verilmiştir. Örnek olarak Ek1'de ilgili gün için analizlerin yapıldığı 500 senaryoluk veri setinin bir kısmı verilmiştir.

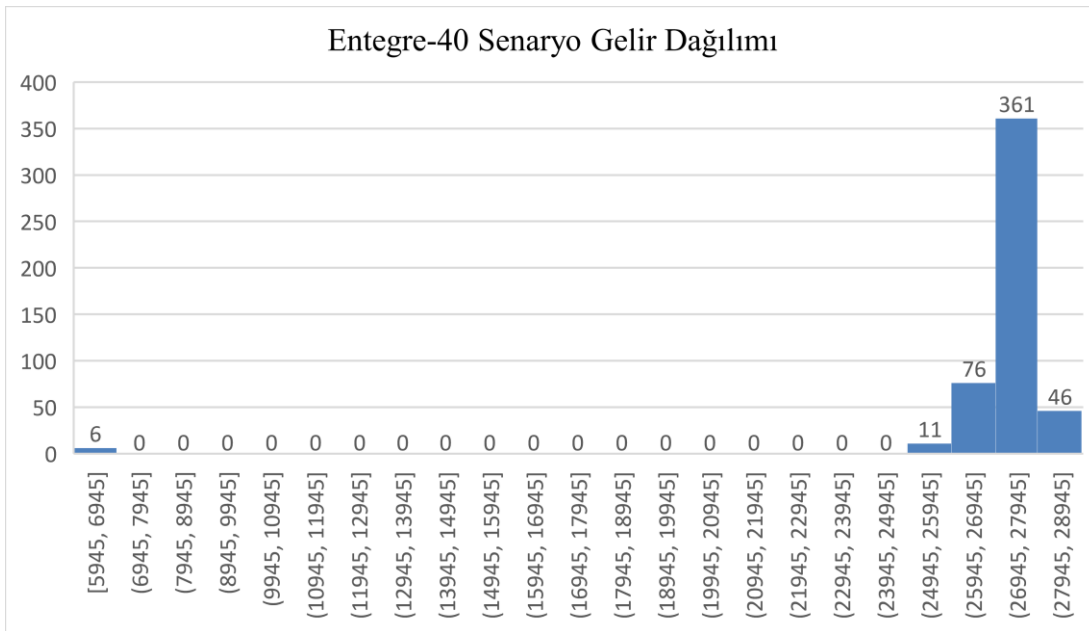
Çizelge 6.6 : 17.06.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.

	Entegre -1 senaryo	Entegre -40 senaryo	Sıralı-40 senaryo
Gelir Ortalama	13115,22	27079,12	25845,90
Standart Sapma	13117,04	2375,14	1688,11
Maksimum	27171,86	28620,61	27171,86
Minimum	0,00	5944,78	0,00
$Z_{\alpha/2} * \sigma/\sqrt{n}$	1149,76	208,19	147,97
Üst Sınır	14264,98	27287,31	25993,87
Alt Sınır	11965,46	26870,93	25697,94

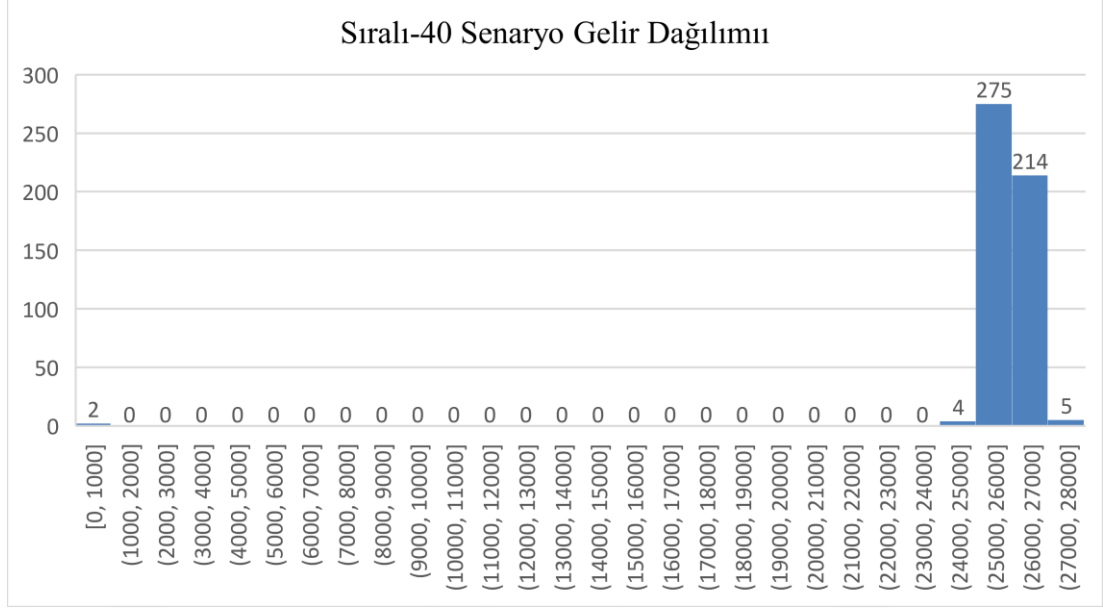
Çözüm alınan 17.06.21 tarihi için de bir önceki güne benzer sonuçlar elde edilmiştir ve gelir dağılımları Şekil 6.4, Şekil 6.5 ve Şekil 6.6’de verilmiştir.



Şekil 6.4 : 17.06.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



Şekil 6.5 : 17.06.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



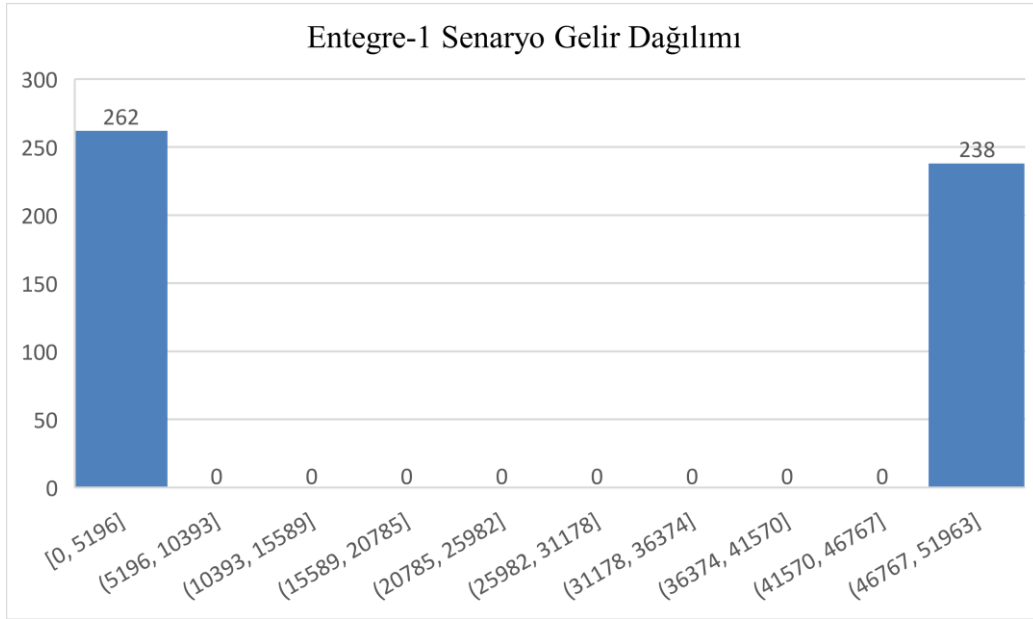
Şekil 6.6 : 17.06.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı.

02.07.21 Cuma günü için tekrarlanan aynı adımlar sonrası elde edilen çözümler ve analizleri Çizelge 6.7’de verilmiştir.

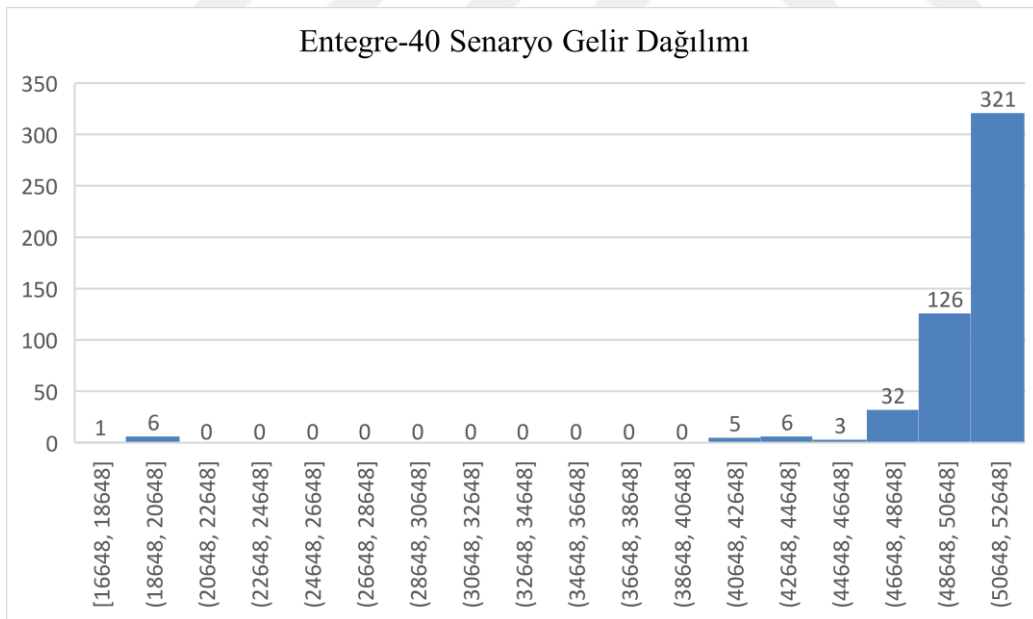
Çizelge 6.7 : 02.07.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.

	Entegre -1 senaryo	Entegre -40 senaryo	Sıralı-40 senaryo
Gelir Ortalama	24347,43	50001,15	49543,54
Standart Sapma	25546,08	3960,44	7079,97
Maksimum	51963,07	51963,07	51963,07
Minimum	0,00	16647,94	4731,73
$Z_{\alpha/2} * \sigma/\sqrt{n}$	2239,21	347,15	620,59
Üst Sınır	26586,64	50348,30	50164,13
Alt Sınır	22108,22	49654,01	48922,96

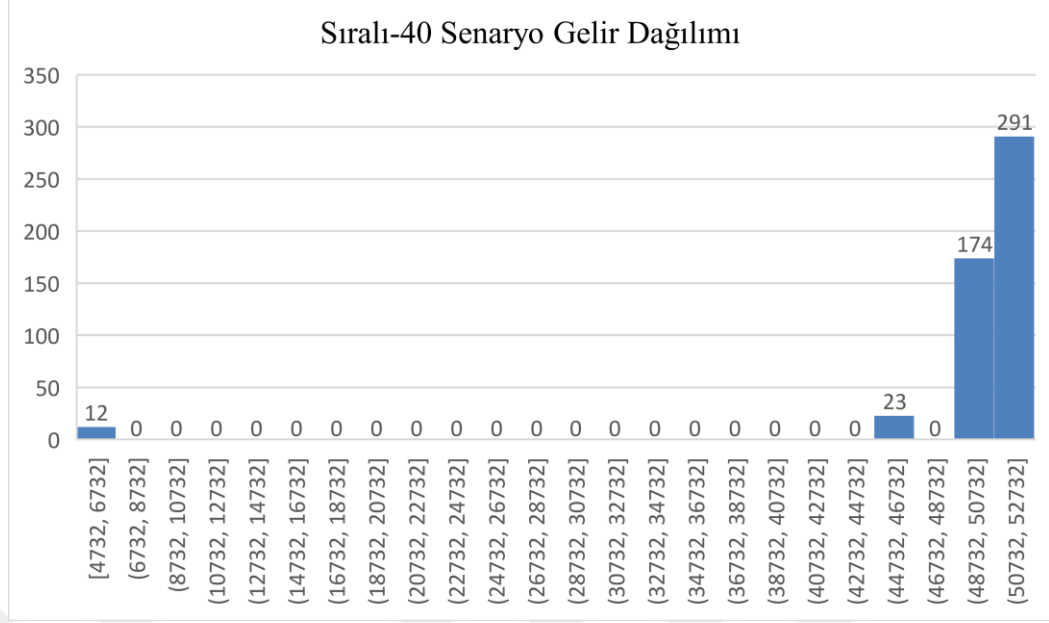
Çözüm alınan 02.07.21 tarihi için de bir önceki güne benzer sonuçlar elde edilmiştir ve gelir dağılımları Şekil 6.7, Şekil 6.8 ve Şekil 6.9’da verilmiştir.



Şekil 6.7 : 02.07.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



Şekil 6.8 : 02.07.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



Şekil 6.9 : 02.07.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı.

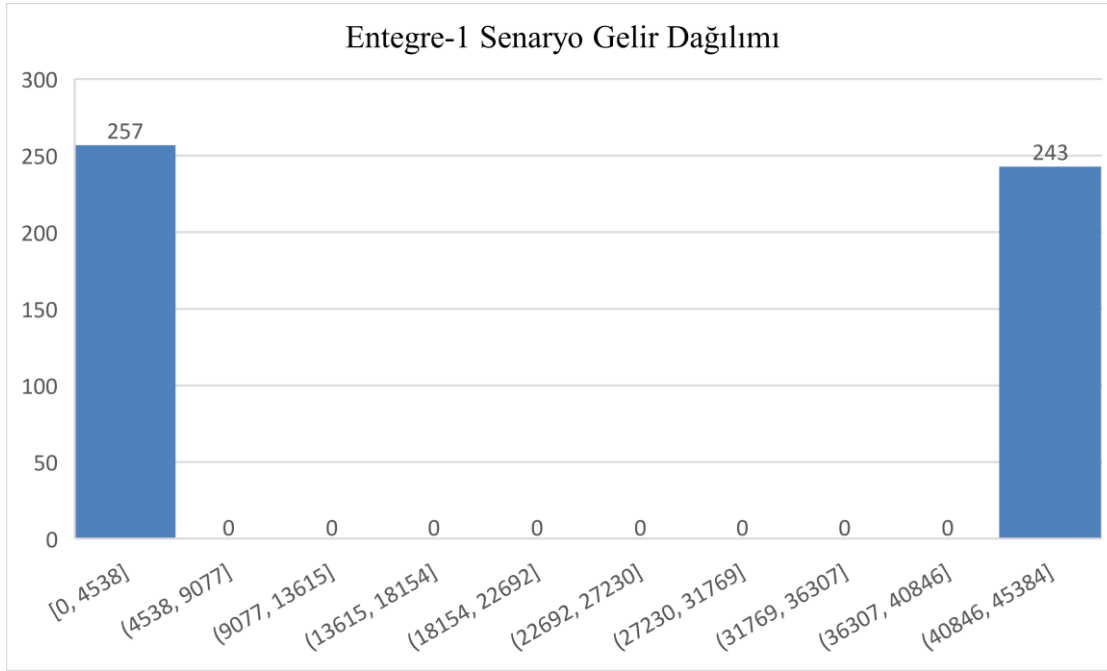
Analiz yapılan önceki günler ile karşılaştırıldığında gelir yoğunluklarının daha yüksek seviyelerde olduğunu görüyoruz. Bunun sebebi ise temmuz ayında PTF'ler haziran ayına göre artmıştır ve bu durum da gelirlerin önemli derecede artmasına sebep olmuştur.

20.07.21 Salı günü için tekrarlanan aynı adımlar sonrası elde edilen çözümler ve analizleri Çizelge 6.8'de verilmiştir.

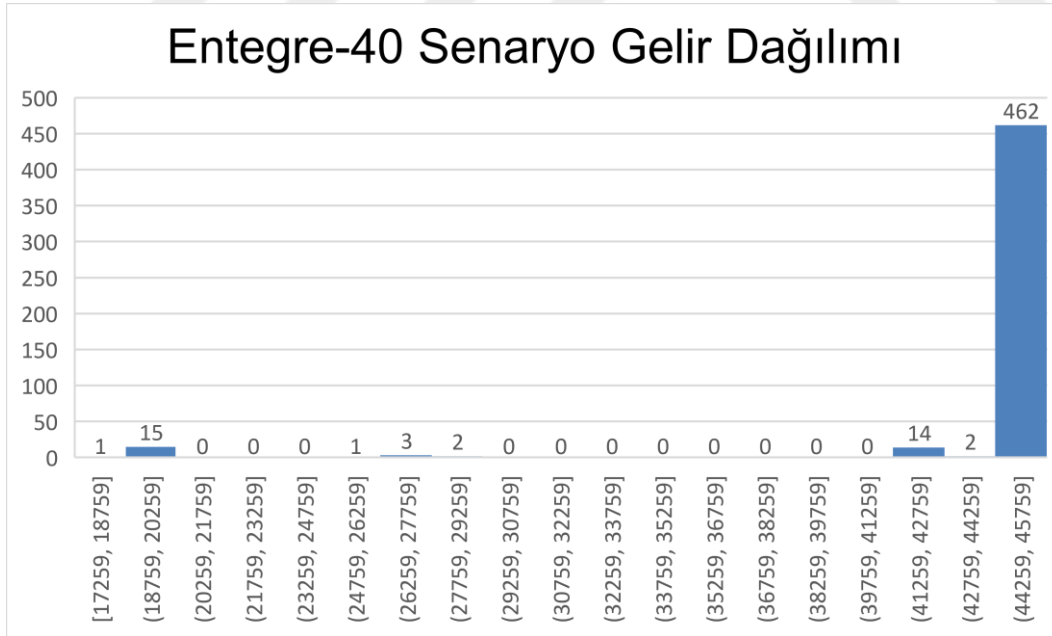
Çizelge 6.8 : 20.07.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.

	Entegre -1 senaryo	Entegre -40 senaryo	Sıralı-40 senaryo
Gelir Ortalama	21881,12	43802,10	43555,07
Standart Sapma	22502,73	4847,91	7128,81
Maksimum	45384,10	45384,10	45384,10
Minimum	0,00	17258,59	0,00
$Z_{\alpha/2} * \sigma/\sqrt{n}$	1972,45	424,94	624,87
Üst Sınır	23853,57	44227,04	44179,93
Alt Sınır	19908,67	43377,16	42930,20

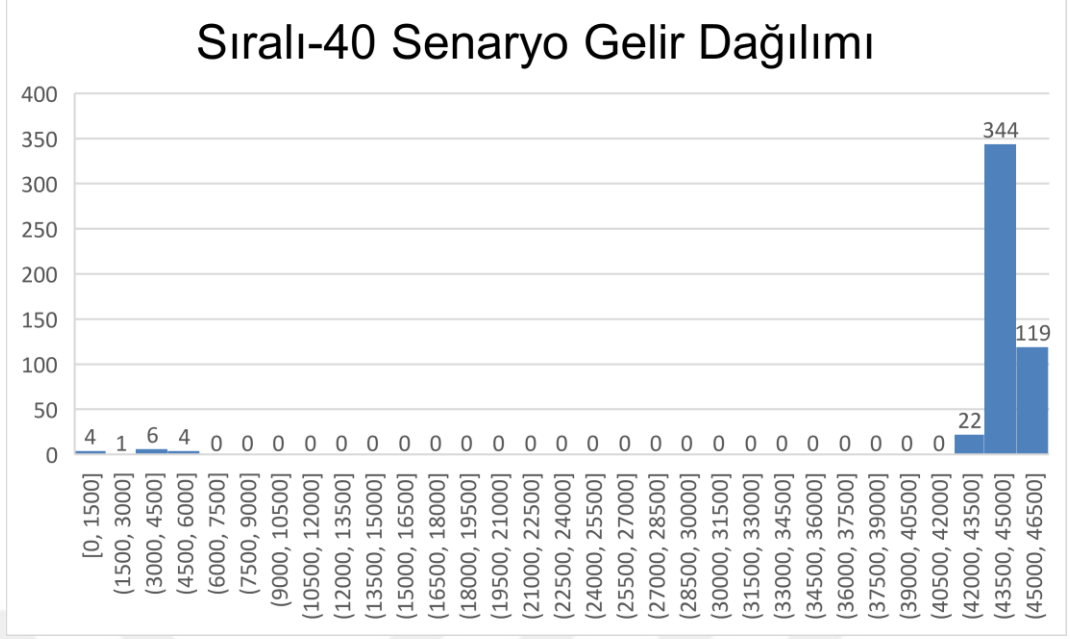
Çözüm alınan 20.07.21 tarihi için elde edilen gelir dağılımları Şekil 6.10, Şekil 6.11 ve Şekil 6.12’de verilmiştir.



Şekil 6.10 : 20.07.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



Şekil 6.11 : 20.07.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



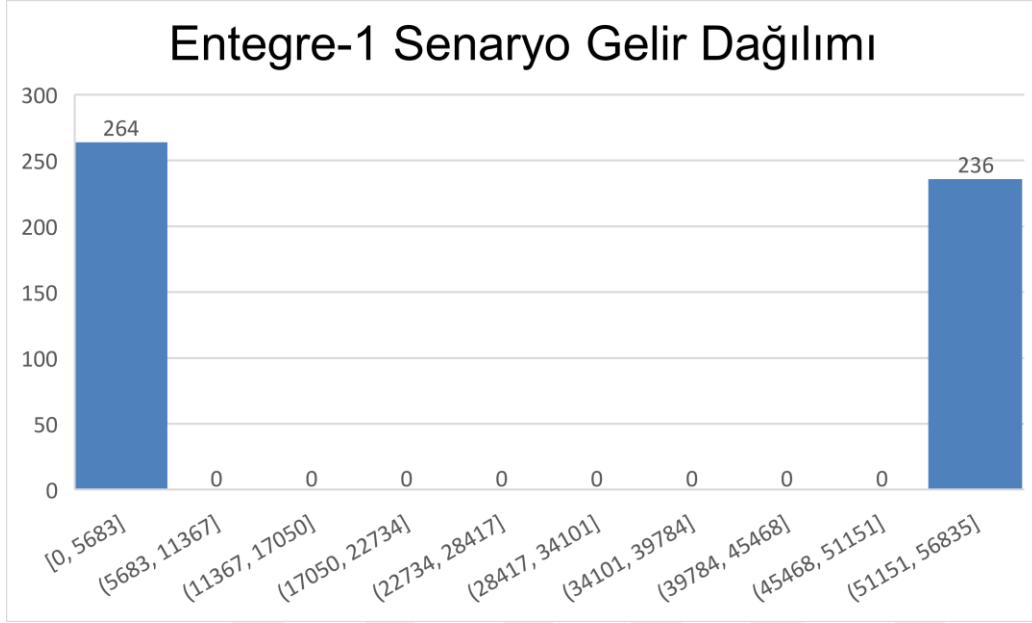
Şekil 6.12 : 20.07.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı.

28.07.21 Çarşamba günü için tekrarlanan aynı adımlar sonrası elde edilen çözümler ve analizleri Çizelge 6.9'de verilmiştir.

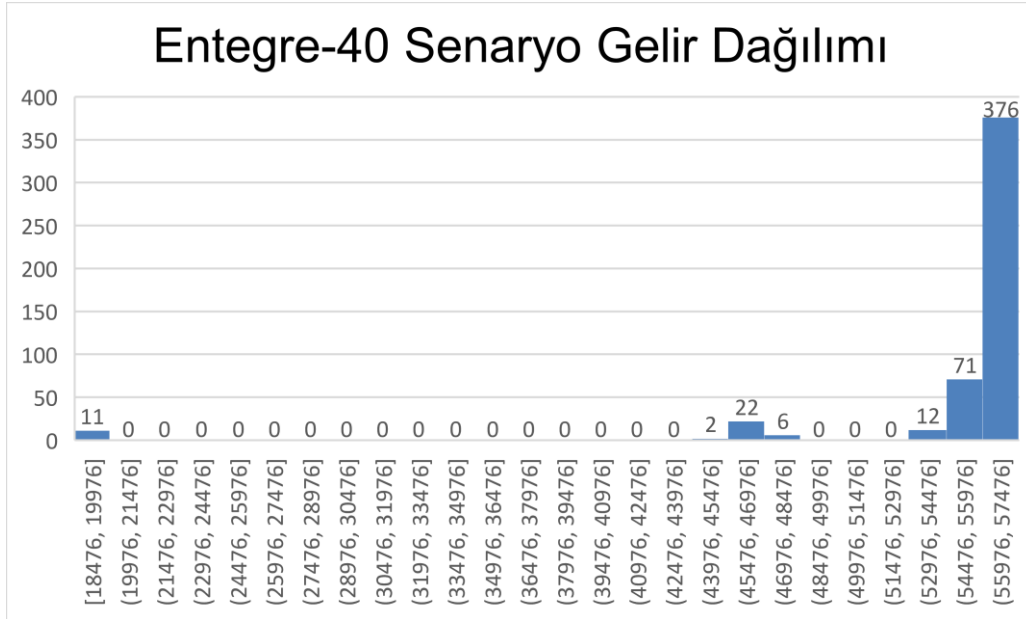
Çizelge 6.9 : 28.07.21 tarihi için en iyi sonucun analizleri.

	Entegre -1 senaryo	Entegre -40 senaryo	Sıralı-40 senaryo
Gelir Ortalama	26592,68	54718,29	54321,09
Standart Sapma	28126,17	5885,96	7957,46
Maksimum	56834,69	56834,69	56834,69
Minimum	0,00	18475,54	16673,38
$Z_{\alpha/2} * \sigma/\sqrt{n}$	2465,37	515,93	697,50
Üst Sınır	29058,04	55234,22	55018,60
Alt Sınır	24127,31	54202,37	53623,59

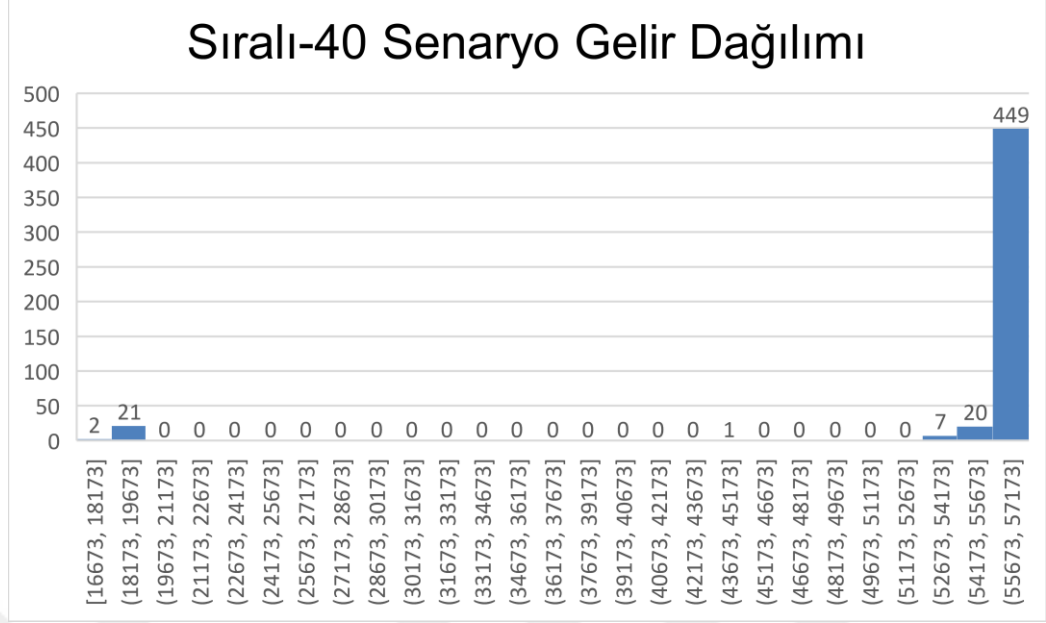
28.07.21 tarihi için elde edilen gelir dağılımları Şekil 6.13, Şekil 6.14 ve Şekil 6.15'te verilmiştir. Gelir değerlerinin yüksek olması yine temmuz ayında artan piyasa fiyatlarından kaynaklanmaktadır ve fiyatların artmasıyla üretim miktarları da artmıştır.



Şekil 6.13 : 28.07.21 tarihi 1 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



Şekil 6.14 : 28.07.21 tarihi 40 senaryo entegre çözüm gelir dağılımı.



Şekil 6.15 : 28.07.21 tarihi 40 senaryo sıralı çözüm gelir dağılımı.

Analiz yapılan 5 günün sonuçlarından açıkça görüldüğü üzere 1 senaryo ile elde edilen çözümlerin 500 senaryo üzerinden gelirlerine bakıldığında senaryoların yaklaşık yarısında sıfır gelir elde ediliyor. Bu durumda aslında fazla sayıda senaryo ile modeli çözmenin ne kadar önemli olduğunu gösteriyor. Bir diğer karşılaştırma olan 40 senaryo ile sıralı ve entegre çözüm sonuçlarında ortalamaların birbirlerine yaklaşık olduğunu ama her 5 gün içinde sıralı çözümün daha düşük olduğunu görüyoruz. 5 gün için güven aralıklarının verildiği Çizelge 6.10'dan da anlaşıldığı üzere sıralı çözüm ve entegre çözüm karşılaştırıldığında sıralı çözümün alt limitinin de entegre çözümden düşük olduğu görülmektedir. Ek olarak, sıralı çözüm sonuçlarının gelir dağılımına bakıldığında az da olsa sıfır gelir elde edilen senaryolar olduğunu önceki grafiklerden görüyoruz.

Çizelge 6.10 : 5 gün için güven aralıkları.

		Entegre -1 senaryo	Entegre -40 senaryo	Sıralı- 40 senaryo
7.06.2021	Üst Sınır	14447,27	25007,94	25052,05
	Alt Sınır	12244,01	24782,5	24571,87
17.06.2021	Üst Sınır	14264,98	27287,31	25993,87
	Alt Sınır	11965,46	26870,93	25697,94
2.07.2021	Üst Sınır	26586,64	50348,3	50164,13
	Alt Sınır	22108,22	49654,01	48922,96
20.07.2021	Üst Sınır	23853,57	44227,04	44179,93
	Alt Sınır	19908,67	43377,16	42930,2
28.07.2021	Üst Sınır	29058,04	55234,22	55018,6
	Alt Sınır	24127,31	54202,37	53623,59

6.2 Tahmin Hatası Standart Sapmadaki Hassasiyet

Bu kısımda tahmin modelinin daha fazla hatalı olması durumunun etkisi analiz edilmek istenmiştir. Standart sapma analizi tahmin modelinden elde edilen standart sapma değerleri ve bu değerlerin iki katı alınarak oluşturulan senaryolar üzerinden yapılmıştır. Çizelge 6.11’de görüldüğü üzere normal standart sapma değerleriyle çalıştırılan 40 ve 80 senaryoluk modelin ortalama gelire yaklaşması arasındaki fark daha azdır. Fakat standart sapma değeri iki katına çıkarıldığında modelin daha fazla senaryo üzerinden çözülmesi de önem kazanmıştır. Çizelge 6.11’in son iki sütunundaki değerlerden de görüldüğü üzere 80 senaryo ile çözüm alındığında ortalama gelir değerine yaklaşma daha önemli bir miktarda olmuştur. Diğer ilginç bir gözlem, tahmin hatası arttıkça senaryo tabanlı modelin daha fazla gelir üretme potansiyeline sahip olacağıdır. Bunun nedeni de tahmin hatasının artması ortalamadan pozitif sapan PTF değerlerinin gözlenme olasılığının artması anlamına gelir ve senaryo tabanlı yaklaşım bu yüksek PTF’leri göz önüne alarak hareket eden çözümler üreteceğinden beklenen gelirden bir artış gözlenmiştir. Dolayısıyla tahmin hatasının artması senaryo bazlı yaklaşımın ve daha çok sayıda senaryo içermesinin önemini artırmaktadır denilebilir.

Çizelge 6.11 : Değişen standart sapma değerlerine göre elde edilen gelirler.

	Entegre1	Entegre40(σ)	Entegre80(σ)	Entegre40(2 σ)	Entegre80(2 σ)
Gelir	25935,74	27356,97	27346,10	27285,10	27310,16
500 Senaryo Ortalama	13115,22	26304,09	26428,78	26667,00	26866,06
Fark	12820,51	1052,88	917,32	618,10	444,10

6.3 Duyarlılık Analizleri

Hassasiyet analizi modelin sonuçlarını etkileyecek üç parametre için yapılmıştır. Bunlar; PTF değerleri, su değerleri ve alpha yani türbinde kullanılacak suyun değişebilme limiti parametreleridir. Temel modelde dikkate alınan alpha değerleri kısıtlayıcı nitelikte değilken, kısıtlayıcı olduğu durumlarda ne olacağı analiz edilmiştir.

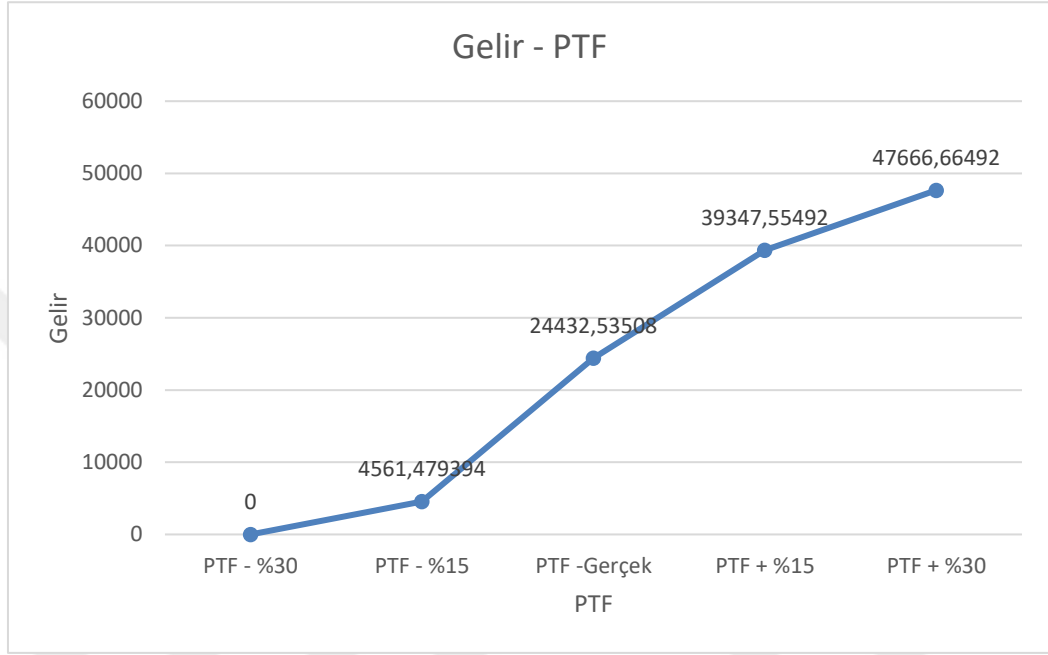
6.3.1 PTF duyarlılık analizi

17.06.21 Perşembe günü için PTF değerleri, %15 ve %30 oranlarında artırılıp azalmıştır. Böylece normal değerlerle birlikte 5 farklı durum oluşmuştur. Piyasa fiyatının azaltıldığı durumlarda santraller daha az çalışmış, üretim yapmak yerine suyu saklamayı tercih etmiştir. Fiyatın artırıldığı zamanlarda ise beklendiği üzere daha çok saatte üretim yapılmıştır. Çizelge 6.12’de farklı PTF değerlerine göre yapılan üretim miktarları verilmiştir. Şekil 6.16’da ise değişen PTF’ye göre gelirin değişme durumu grafikleştirilmiştir.

Çizelge 6.12 : Değişen PTF'lere göre saat bazlı üretilen enerji.(MW)

Saat	PTF- %30	PTF- %15	PTF -Gerçek	PTF + %15	PTF + %30
1	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
2	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
3	0	0	0	35,56125	35,56125
4	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
5	0	0	0	35,56125	35,56125
6	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
7	0	0	0	35,56125	35,56125
8	0	0	0	35,56125	35,56125
9	0	0	0	35,56125	35,56125
10	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
11	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
12	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
13	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
14	0	0	0	0	35,56125
15	0	0	0	0	35,56125
16	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
17	0	0	0	35,56125	35,56125
18	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
19	0	0	0	35,56125	35,56125
20	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
21	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
22	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
23	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
24	0	0	35,56125	35,56125	35,56125

Değişen piyasa fiyatlarına göre gelirlerde de değişiklik olmuştur. Artan PTF ile beraber üretim de arttığından gelirler de artmıştır. Ancak marjinal artışın azaldığı gözlemlenmiştir. Başka bir gözlemlerde PTF'lerdeki azalışa göre modelin daha hassas olduğudur ve gelirler çok hızlı azalmaktadır. Çünkü suyun değerinden düşük olan saatlerde üretim sıfırlanmaktadır.



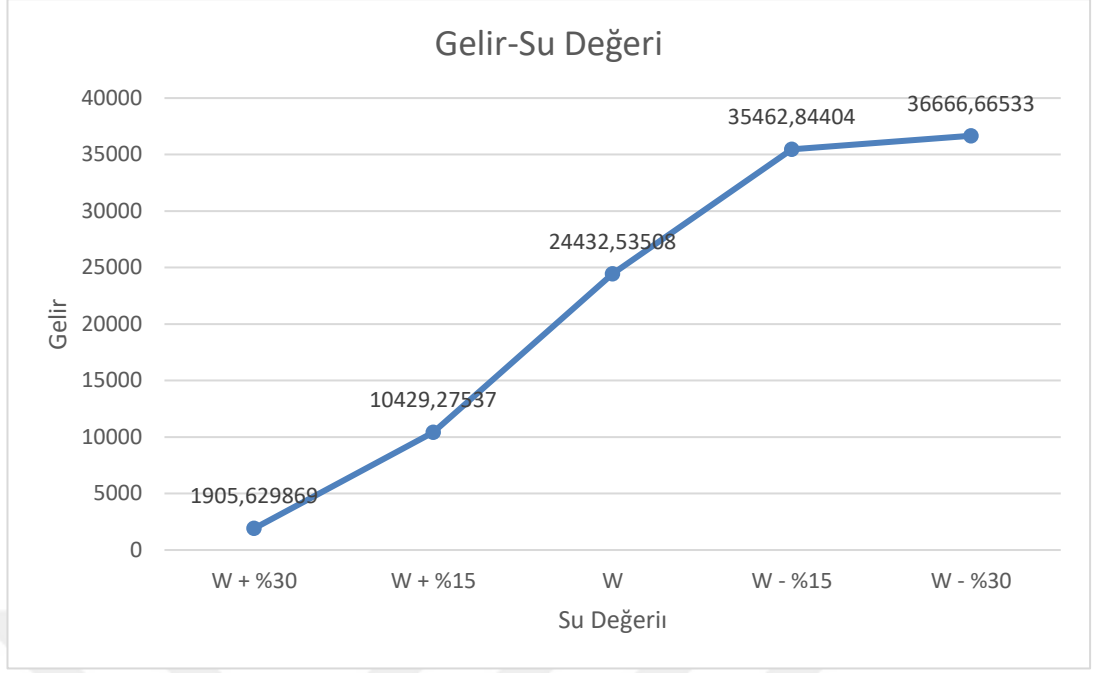
Şekil 6.16 : Değişen PTF'lere göre gelirdeki değişim.

6.3.2 Su değeri duyarlılık analizi

Bir diğer analizde su değerleri üzerinden yapılmıştır. Değerler, PTF'de olduğu gibi %15 ve %30 artırılıp azaltılmıştır. Çözüm sonuçlarına göre ise su değerinin artması üretimi azaltmış, azalması ise Çizelge 6.13'te gösterildiği üzere üretimi artırarak gelirin de artmasına sebep olmuştur. Gelirdeki değişim Şekil 6.17'de gösterilmiştir. Su değerinin azalmasında marjinal artışlar azalan bir yapı göstermiştir. Modelin su değerinin artışına daha hassas olduğu da gözlemlenmiştir.

Çizelge 6.13 : Değişen su değerlerine göre saat bazlı üretilen enerji.(MW)

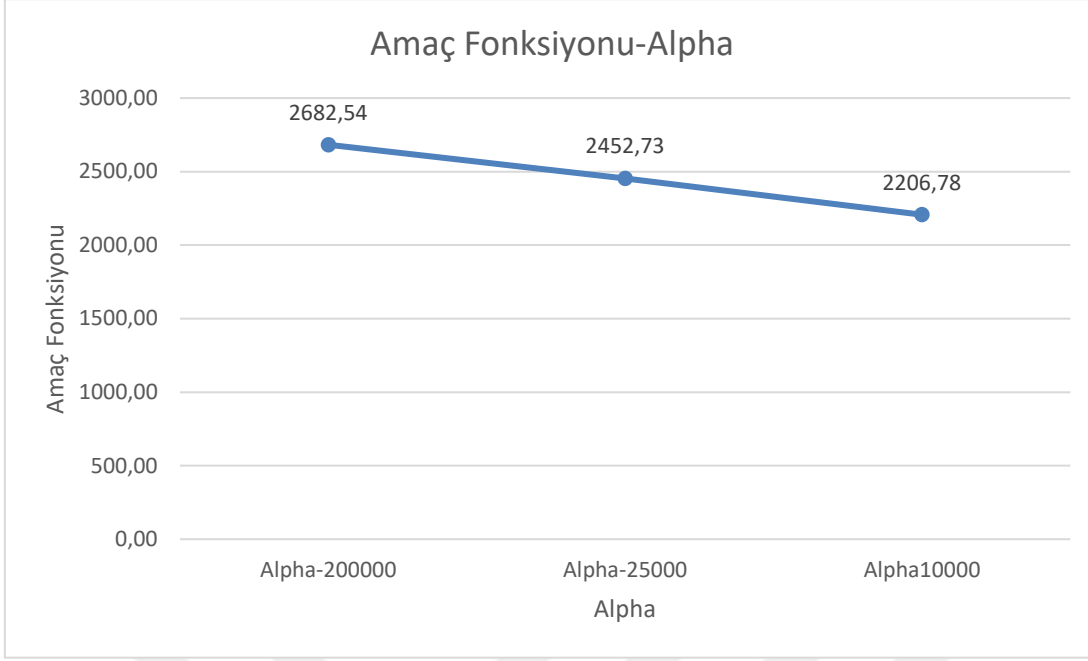
Saat	W + %30	W + %15	W	W- %15	W- %30
1	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
2	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
3	0	0	0	35,56125	35,56125
4	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
5	0	0	0	35,56125	35,56125
6	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
7	0	0	0	35,56125	35,56125
8	0	0	0	35,56125	35,56125
9	0	0	0	35,56125	35,56125
10	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
11	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
12	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
13	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
14	0	0	0	0	35,56125
15	0	0	0	35,56125	35,56125
16	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
17	0	0	0	35,56125	35,56125
18	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
19	0	0	0	35,56125	35,56125
20	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
21	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
22	0	35,56125	35,56125	35,56125	35,56125
23	0	0	35,56125	35,56125	35,56125
24	0	0	35,56125	35,56125	35,56125



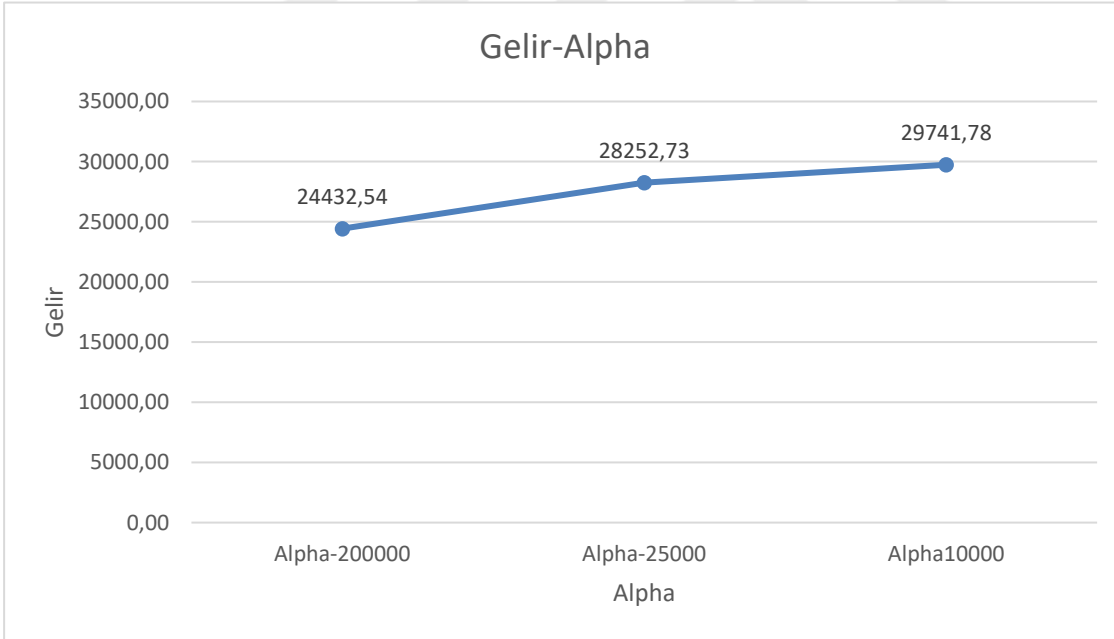
Şekil 6.17 : Değişen su değerlerine göre gelirdeki değişim.

6.3.3 Su akış limiti duyarlılık analizi

Alpha için yapılan analizde üretimi kısıtlayan değerler kullanılmıştır. Başka bir deyişle, t anında üretim yapılmıyorsa t+1 anında tam kapasite çalışabilmesi engellenmiştir. Alpha'nın bu şekilde azaltılması modelin esnekliğini azaltacağından amaç fonksiyonunun da azalması beklenmiştir ve gerçekten de amaç fonksiyonu azalmıştır. Fakat daha önce de bahsedildiği gibi amaç fonksiyonu ve gelir farklı durumlara karşılık gelmektedir. Aynı değerlerin gelirlerine bakıldığında beklenenin tersi bir durumla karşılaşmıştır. Esnekliğin azalması yani alpha değerinin azalmasıyla gelirde artış görülmüştür. Bunun sebebi modelin amaç fonksiyonunu en çoklamaya çalışmasıdır. Amaç fonksiyonunda su değeri de söz konusudur ve alpha parametresinin azaltılması modeli kısıtladığı için üretim yapmaması gereken saatlerde de üretim yaptığından amaç fonksiyonu azalmıştır. Fakat gelir hesaplaması yapılırken su değeri göz önüne alınmadan sadece üretime bakıldığı için gelirde artma gözlenmiştir. Değişen değerlere karşı saatlik üretim miktarları Çizelge 6.14'te verilmiştir. Grafıksel olarak amaç fonksiyonu ve gelirdeki değişim ise Şekil 6.18 ve Şekil 6.19'de verilmiştir.



Şekil 6.18 : Azalan alpha değerlerine göre amaç fonksiyonundaki değişim.



Şekil 6.19 : Azalan alpha değerlerine göre gelirdeki değişim.

Çizelge 6.14 : Değişen Alpha değerlerine göre saat bazlı üretilen enerji.(MW)

Saat	Alpha-200000	Alpha-25000	Alpha-10000
1	35,561	35,561	35,561
2	35,561	35,561	35,561
3	0	21,459	29,921
4	35,561	35,561	35,561
5	0	21,459	29,921
6	35,561	35,561	35,561
7	0	0	12,998
8	0	0	18,639
9	0	14,102	24,280
10	35,561	28,204	29,921
11	35,561	35,561	35,561
12	35,561	35,561	35,561
13	35,561	35,561	35,561
14	0	0	3,311
15	0	14,102	8,952
16	35,561	28,204	14,592
17	0,000	21,459	20,233
18	35,561	35,561	25,874
19	0	21,459	29,921
20	35,561	35,561	35,561
21	35,561	35,561	35,561
22	35,561	35,561	35,561
23	35,561	35,561	35,561
24	35,561	35,561	35,561
Toplam Üretim:	533,41875	632,745	675,295875



7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada Türkiye'nin önemli yenilebilir enerji kaynaklarından olan hidroelektrik santraller ve elektriğin fiziksel ticaretinin yapıldığı elektrik piyasalarıyla ilgili bir problem ele alınmıştır. Bunun için öncelikle hidroelektrik santrallerin çalışma prensibi ve rezervuar, boşaltılan su, enerji denklemi gibi kısıtları araştırılmıştır. Üretim modeli oluşturulduktan sonra elektrik satış tekliflerinin verileceği ve Piyasa Takas Fiyatı'nın oluşturulduğu Gün Öncesi Piyasası araştırılarak teklif modelinin hazırlanmasında kullanılmıştır. Teklif modeli piyasayı ve belirsiz PTF'leri de göz önünde bulundurarak hazırlanmıştır ve PTF'lerin bilinmiyor olmasından kaynaklı senaryo bazlıdır. Modelde kullanılacak fiyatlar birkaç yöntem denendikten sonra önceki beş hafta içi gün verilerinin kullanılarak hesaplandığı regresyon analizi ile hesaplanmıştır. Regresyon analizi her saat için ayrı yapıldıktan sonra belirlenen günlerin her saati için beklenen değer ve standart sapmalar bulunmuştur. Bulunan bu değerler ile modelde kullanılmak üzere farklı senaryolar hazırlanarak CPLEX ile çözümler alınmıştır.

Teklif modeli ve üretim modeli daha iyi sonuçlar vermesi için beraber çalıştırılmıştır. Sonuçlarında ise hangi saatte hangi santralde ne kadar üretim yapılması gerektiği ve satış teklifi için fiyat bilgisinin ne olması gerektiğine karar verilmiştir. Fiyat bilgisinin belirlenmesi işlemi önemlidir çünkü GÖP'de belirlenen PTF'lerin üzerindeki satış teklifleri kabul edilmez.

Temel modelde çözümler 40 senaryo üzerinden çözülmüştür ve daha sonrasında gerçekte oluşabilecek duruma daha da yaklaşmak için 500 senaryo üzerinden farklı günler için gelir analizi yapılarak grafiklerle sonuçlar karşılaştırılmış, PTF'lerdeki rassallık simülasyon tabanlı bir çözüm yaklaşımıyla detaylı bir şekilde ele alınmıştır. Karşılaştırılan sonuçlar 1 senaryo ile entegre çözüm, 40 senaryo ile entegre çözüm ve 40 senaryo ile sıralı çözüm içindir. Elde edilen sonuçlara bakıldığında, analiz yapılan günler için senaryo tabanlı yaklaşımın getirisinin tek senaryo ile alınan çözüme bakarak çok daha büyük olacağı analizlerle gösterilmiştir. Sıralı çözüm ve entegre çözüm karşılaştırıldığında ise ortalamaları yakın bile olsa sıralı çözümün alt limitinin de entegre çözümden düşük olduğu gözlemlenmiştir. Sıralı çözümde, genel olarak

gelir standart sapması daha büyük yani riski daha büyük ve aynı zamanda beklenen değer olarak daha düşük sonuçlar verdiği görüldüğünden entegre çözüm tercih edilmelidir.

Başka bir analizde PTF, su değeri, alpha, standart sapma gibi değerlerin değişiminin elde edilecek gelir üzerindeki etkisine bakılması için yapılmıştır.

Ele alınan problemin geliştirilmesi için PTF tahminin iyileştirilmesi yapılabilir. Biz çalışmamızda PTF tahminleri için regresyon analizi kullanarak elde edilen sonuçları direkt olarak modelde kullandık ve teklif fiyatları elde ettik. Bu süreçte piyasaya hakim bir uzmanın fikirleri de alınarak modelde kullanılmadan önce PTF değerleri iyileştirilebilir. Çünkü; politik, ekonomik vb. durumlara göre değişebilen piyasa fiyatının sadece regresyon kullanılarak tahmin edilmesi ve modelde kullanılması öngörülemeyen durumlar gerçekleştiğinde bizi gerçek çözümden uzaklaştırabilir.

Çalışmamızın katkıları şunlardır;

- Bu problem için ilk defa entegre senaryo tabanlı bir model ve çözüm yaklaşımı önerilmiştir.
- Etkin bir tahmin modeli PTF'ler için geliştirilmiştir.
- Senaryo tabanlı yaklaşımın getirisi ve bu getirinin çok büyük olabileceği numerik analizlerde net bir şekilde ortaya konulmuştur.
- Senaryo tabanlı yaklaşımın getirisinin tahmin hataları arttıkça daha da önemli olacağı gözlemlenmiştir.
- Modelin su değeri ve PTF değişimlerine gösterdiği hassasiyet ortaya konmuştur. Özellikle su değeri anahtar bir parametredir ve bu uzun dönemli piyasa analizine ve mevsimsel su girdisi durumları göz önüne alınarak çok dikkatli bir şekilde belirlenmelidir.

KAYNAKLAR

- [1] EPDK, Elektrik Piyasası 2020 Yılı Piyasa Gelişim Raporu,
Url-1 <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrikyillik-sektor-raporu> Alındığı tarih: 15.08.2021
- [2] DSİ, Url-2 <https://enerji.dsi.gov.tr/Duyuru/Detay/928> Alındığı tarih: 14.08.2021
- [3] TEİAŞ, Url-3 <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri> Alındığı tarih: 15.08.2021
- [4] EPIAŞ, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. Url-4 <https://www.epias.com.tr/> Alındığı tarih: 10.08.2021
- [5] Hatamkhani, A., Moridi, A., Yazdi, J., (2020). A simulation - optimization models for multi-reservoir hydropower systems design at watershed scale, Renewable Energy 149 253e263
- [6] Lin. N., Rutten. M., (2016). Optimal operation of a network of multi-purpose reservoir: A review, 12th International Conference on Hydroinformatics
- [7] Egriea. D., Milewskib, J., (2002). The diversity of hydropower projects, Energy Policy 30 1225–1230
- [8] Kerttula. T., (2011). Short-Term planning and bidding of hydropower production in the electricity market (Tampere University of Technology Master of Science Thesis)
- [9] Alashan, S., Sen, Z., Toprak, Fuat., (2016). Hydroelectric Energy Potential of Turkey: A Refined Calculation Method, Arab J Sci Eng 41:1511–1520
- [10] Bilgili. M., Bilirgen, H., Ozbek, A., Ekinci, F., Demirdelen, T., The role of hydropower installations for sustainable energy development in Turkey and the world (2018), Renewable Energy 126 755-764
- [11] TEİAŞ, 2018 Türkiye kurulu gücünün birincil kaynaklara göre dağılımı.
- [12] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2016 yılı faaliyet raporu
Url-5 <https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-yayinlar-faaliyet-raporlari>
Alındığı tarih: 11.08.2021
- [13] TEİAŞ, Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı, Kurulu güç raporu, Haziran 2020
- [14] Karaeren, V., (2014) Maximizing Energy Generation Of A Cascade Hydropower System (Middle East Technical University, The Graduate School Of Natural And Applied Sciences Thesis)

- [15] **Laduranteye, Gendreau, Potvin** (2009), optimizing profits from hydroelectricity production, computers, and operations research
- [16] **Braun, S.**, (2016). Hydropower storage optimization considering spot and intraday auction market, 5th International Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets
- [17] **Mathur, S., Arya, A., Dubey, M.**, (2017) A review on bidding strategies and market power in a competitive energy market.,International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)”, 1370-1375.
- [18] **Weron, R.**, (2014). Electricity price forecasting: a review of the state of the art with a look into the future, International Journal of Forecasting



EKLER

EK 1: 17.06.21 tarihine ait örnek 50 senaryoluk gelir verisi.

EK 2: Entegre modelin CPLEX kodu.

EK 3: 17.06.21 tarihine ait matematiksel modelin küme veri seti.

EK4 : 17.06.21 tarihine ait matematiksel modelin parametre veri seti.

EK5 : 17.06.21 tarihine ait matematiksel modelin I parametre veri seti.

EK6 : 17.06.21 tarihine ait matematiksel modelin SPQ parametre veri seti.

EK7 : 17.06.21 tarihine ait matematiksel modelin SFK parametre veri seti.

EK8 : 17.06.21 tarihine ait regresyon analizi sonucu.

EK9 : 17.06.21 tarihine ait örnek PTF senaryo seti.

EK 1

ÇizelgeEk.1 :17.06.21 tarihine ait örnek 30 senaryoluk gelir verisi.

Senaryo	Entegre - 1 senaryo Gelir	Entegre - 40 senaryo-1 Gelir	Sıralı-40 senaryo-2 Gelir
1	25935,7354	27369,1270	25935,7354
2	26302,3417	27870,3072	26302,3417
3	0,0000	27145,0159	25804,4191
4	0,0000	27318,1035	25922,9440
5	25977,9165	27485,3301	25977,9165
6	0,0000	27318,2338	25941,3530
7	0,0000	27425,9944	25887,4407
8	0,0000	27051,8154	25503,2390
9	26313,5674	27530,4965	26313,5674
10	0,0000	26883,3942	25371,8738
11	0,0000	27351,6381	25817,1573
12	0,0000	26987,6802	25647,2725
13	0,0000	27036,8546	25741,2621
14	0,0000	26560,0884	25270,9254
15	0,0000	27091,5089	25484,2365
16	26242,5175	27616,9233	26242,5175
17	25944,0501	27289,5473	25944,0501
18	0,0000	27133,8737	25857,1616
19	0,0000	26722,4315	25202,9240
20	0,0000	26838,8178	25519,1149
21	0,0000	27377,7551	26044,5951
22	0,0000	26954,6134	25464,0535
23	26025,4217	27535,0397	26025,4217
24	26209,6189	27612,2085	26209,6189
25	26306,3197	27832,8257	26306,3197
26	25971,2264	26208,2295	25971,2264
27	0,0000	27118,9809	25541,2841
28	26343,1025	27915,5903	26343,1025
29	25960,3804	27321,5916	25960,3804

EK 2

```
int zaman=...;  
int rezervuar=...;  
int senaryo=...;  
int blokteklif=...;  
int sfkblok=...;  
range T=1..zaman;  
range A=1..rezervuar;  
range SN=1..senaryo;  
range B=1..blokteklif;  
range K=1..sfkblok;
```

//ÜRETİM MODELİ PARAMETRELERİ

```
float Smax[A]=...;  
float Smin[A]=...;  
float Qmax[A]=...;  
float Qmin[A]=...;  
float SPmax[A]=...;  
float SPmin[A]=...;  
float Sstart[A]=...;  
float Alpha[A]=...;  
float I[A][T]=...;  
int L[A]=...;  
float H[A]=...;  
float W[A]=...;  
float SPQ[A][T]=...;  
float SFKmin[A][T]=...;  
float SFKmax[A][T]=...;
```

//TEKLİF MODELİ PARAMETRELERİ

float PTF[T][SN]=...;

float WT[SN]=...;

float N[B]=...;

float Delta[B][T]=...;

float M=...;

float Teta=...;

float SFK[K]=...;

float G[K]=...; /

//ÜRETİM MODELİ KARAR DEĞİŞKENLERİ

dvar float+ S[A][T];

dvar float+ Q[A][T];

dvar float+ SP[A][T];

dvar float+ E[A][T];

//TEKLİF MODELİ KARAR DEĞİŞKENLERİ

dvar float+ r[B][T];

dvar float+ p[B];

dvar boolean y[B][SN];

dvar boolean z[B];

dvar float+ e[B][SN];

dvar float realobj;

maximize sum (b in B, sn in SN)(e[b][sn]*WT[sn]) + sum (k in K)(SFK[k]* G[k])-
sum(a in A,t in T) ((Q[a][t]+SP[a][t])*W[a]) ;

subject to{

realobj == sum (b in B, sn in SN)(e[b][sn]*WT[sn]) + sum (k in K)(SFK[k]* G[k]);

//ÜRETİM MODELİ KISITLARI

```
forall (a in A, t in T){  
  Smin[a] <= S[a][t];  
  S[a][t] <= Smax[a];  
  Qmin[a] <= Q[a][t];  
  Q[a][t] <= Qmax[a];  
  SPmin[a] <= SP[a][t];  
  SP[a][t] <= SPmax[a];  
  E[a][t] <= SFKmax[a][t];  
  E[a][t] >= SFKmin[a][t];  
  E[a][t] == ((1000)*(9.81)*H[a]*Q[a][t]*(0.9)*(10^(-6)))/(3600));  
}
```

```
forall (a in A, t in 1..23)  
  Q[a][t+1] <= Q[a][t] + Alpha[a];
```

```
forall (a in A)  
  S[a][1] == Sstart[a];
```

```
forall (t in 2..24)  
  S[1][t] == S[1][t-1] + I[1][t] - Q[1][t] - SP[1][t];
```

```
forall (a in 2..rezervuar, t in 2..L[a])  
  S[a][t] == S[a][t-1] + I[a][t] - Q[a][t] - SP[a][t] + SPQ[a-1][t];
```

```
forall (a in 2..rezervuar, t in L[a]+1..24)  
  S[a][t] == S[a][t-1] + I[a][t] - Q[a][t] - SP[a][t] + Q[a-1][t-L[a]] + SP[a-1][t-L[a]];
```

//TEKLİF MODELİ KISITLARI

```
sum (b in B)(z[b]) <= Teta;  
forall (b in B, sn in SN){  
  sum (t in T)(PTF[t][sn]*Delta[b][t]) - N[b]*p[b] <= y[b][sn]*M;  
  N[b]*p[b] - sum (t in T)(PTF[t][sn]*Delta[b][t]) <= (1-y[b][sn])*M;  
}
```

```
forall (b in B ){
  sum(sn in SN) y[b][sn]<= z[b]*M;
  sum (t in T) r[b][t]<= z[b]*M;
}
```

```
forall (t in T, b in B)
  r[b][t]<= Delta[b][t]*M;
```

```
forall (t in T){
  sum (b in B)(Delta[b][t]*z[b])<=1;
  sum (b in B)(r[b][t])<= sum(a in A)E[a][t];
}
```

```
forall (b in B, sn in SN){
  e[b][sn] <= y[b][sn]*M;
  e[b][sn]<= sum (t in T)(Delta[b][t]*PTF[t][sn]*r[b][t]);
}
}
```

EK 3

ÇizelgeEk.3 :17.06.21 tarihine ait modelin küme veri seti.

zaman[t]	24
rezervuar[a]	3
senaryo[sn]	40
blokteklif[b]	300
SFK blok[k]	6

EK 4

ÇizelgeEk.4 : 17.06.21 tarihine ait modelin parametre veri seti.

	Rezervuar1	Rezervuar2	Rezervuar3
Smax	400000000	350000000	300000000
Smin	5000000	4000000	1000000
Qmax	75000	60000	50000
Qmin	0	0	0
SPmax	10000	8000	6000
SPmin	0	0	0
Sstart	280000000	250000000	200000000
Alpha	200000	200000	200000
L	0	2	3
H	90	75	65
W	0,009	0,0075	0,0065

EK 5

ÇizelgeEk.5 : 17.06.21 tarihine ait modelin I parametre verisi.

t/a	I[a][t]		
	1	2	3
1	2603	2603	2603
2	2376	2376	2376
3	2438	2438	2438
4	2563	2563	2563
5	2271	2271	2271
6	2630	2630	2630
7	2461	2461	2461
8	2547	2547	2547
9	2654	2654	2654
10	2449	2449	2449
11	2542	2542	2542
12	2622	2622	2622
13	2423	2423	2423
14	2405	2405	2405
15	2453	2453	2453
16	2525	2525	2525
17	2557	2557	2557
18	2530	2530	2530
19	2465	2465	2465
20	2436	2436	2436
21	2389	2389	2389
22	2660	2660	2660
23	2437	2437	2437
24	2445	2445	2445

EK 6

ÇizelgeEk.6 :17.06.21 tarihine ait modelin SPQ parametre verisi.

t/a	SPQ[a][t]		
	1	2	3
1	2557	2557	0
2	2530	2530	0
3	2465	2465	0
4	2436	2436	0
5	2389	2389	0
6	2660	2660	0
7	2437	2437	0
8	2445	2445	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0

EK 7

ÇizelgeEk.7 :17.06.21 tarihine ait modelin SFK parametre verileri.

t/a	SFKmin[a][t]			SFKmax[a][t]		
	1	2	3	1	2	3
1	0	0	0	16,55	11,04	7,97
2	0	0	0	16,55	11,04	7,97
3	0	0	0	16,55	11,04	7,97
4	0	0	0	16,55	11,04	7,97
5	0	0	0	16,55	11,04	7,97
6	0	0	0	16,55	11,04	7,97
7	0	0	0	16,55	11,04	7,97
8	0	0	0	16,55	11,04	7,97
9	0	0	0	16,55	11,04	7,97
10	0	0	0	16,55	11,04	7,97
11	0	0	0	16,55	11,04	7,97
12	0	0	0	16,55	11,04	7,97
13	0	0	0	16,55	11,04	7,97
14	0	0	0	16,55	11,04	7,97
15	0	0	0	16,55	11,04	7,97
16	0	0	0	16,55	11,04	7,97
17	0	0	0	16,55	11,04	7,97
18	0	0	0	16,55	11,04	7,97
19	0	0	0	16,55	11,04	7,97
20	0	0	0	16,55	11,04	7,97
21	0	0	0	16,55	11,04	7,97
22	0	0	0	16,55	11,04	7,97
23	0	0	0	16,55	11,04	7,97
24	0	0	0	16,55	11,04	7,97

EK 8

ÇizelgeEk.8 :17.06.21 tarihine ait regresyon analizi sonucu.

Tarih	Saat	Tahmin	Sigma
17.06.2021	01:00	43,7023	1,09702
17.06.2021	02:00	41,4136	0,95142
17.06.2021	03:00	40,9045	1,01687
17.06.2021	04:00	48,9861	1,27458
17.06.2021	05:00	39,3104	0,44539
17.06.2021	06:00	43,0875	0,30745
17.06.2021	07:00	36,9547	0,73091
17.06.2021	08:00	37,9319	2,22571
17.06.2021	09:00	40,3986	0,34744
17.06.2021	10:00	43,224	1,39307
17.06.2021	11:00	53,5495	4,10757
17.06.2021	12:00	48,9095	5,52668
17.06.2021	13:00	43,1901	0,56699
17.06.2021	14:00	34,2253	2,25233
17.06.2021	15:00	34,6226	5,18826
17.06.2021	16:00	48,2224	5,59163
17.06.2021	17:00	40,7354	3,13663
17.06.2021	18:00	44,5156	4,87965
17.06.2021	19:00	40,3077	3,64813
17.06.2021	20:00	47,4805	0,76066
17.06.2021	21:00	46,5115	2,47652
17.06.2021	22:00	46,9112	3,56304
17.06.2021	23:00	45,5088	1,91317
17.06.2021	24.00	43,2086	1,79228

EK 9

ÇizelgeEk.9 :17.06.21 tarihine ait örnek PTF senaryo seti.

Saat/ Senaryo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
01:00	43,70	43,63	44,58	40,54	44,51	43,12	43,01	41,19	44,47	44,64
02:00	41,41	40,68	42,58	41,19	42,62	42,26	42,10	40,47	40,83	41,00
03:00	40,90	40,60	43,23	39,41	40,17	41,75	42,73	42,44	40,60	40,69
04:00	48,99	48,59	46,04	48,33	46,64	48,60	49,94	48,56	49,59	47,87
05:00	39,31	39,25	39,81	39,67	39,30	39,59	38,28	38,77	38,91	39,29
06:00	43,09	42,44	42,87	42,64	43,16	43,16	43,15	43,34	43,15	42,79
07:00	36,95	35,66	38,25	37,08	37,51	37,12	37,20	38,24	37,81	36,93
08:00	37,93	37,50	44,46	34,68	37,58	36,58	39,36	44,27	35,49	38,01
09:00	40,40	40,21	40,25	40,23	40,42	40,67	40,28	40,80	40,19	40,48
10:00	43,22	42,90	44,90	44,21	46,04	43,25	43,87	44,97	44,59	41,67
11:00	53,55	57,64	53,58	51,50	53,23	54,98	60,90	57,64	48,66	55,54
12:00	48,91	65,42	48,42	45,11	39,64	48,51	56,97	40,09	44,82	45,82
13:00	43,19	42,78	42,60	43,03	42,37	43,01	42,71	43,51	42,96	43,29
14:00	34,23	32,84	28,54	36,20	32,21	31,94	34,05	34,41	34,00	36,24
15:00	34,62	38,07	34,38	30,80	45,54	41,12	32,50	27,86	32,67	37,53
16:00	48,22	40,43	44,95	53,63	48,11	56,14	56,67	48,21	47,37	50,31
17:00	40,74	41,63	45,01	40,48	39,52	39,02	41,29	38,43	44,59	34,55
18:00	44,52	42,10	43,33	41,30	45,86	46,70	35,69	52,19	41,69	48,76
19:00	40,31	41,51	44,77	38,91	38,21	41,46	40,45	46,85	40,43	47,24
20:00	47,48	47,48	47,49	47,21	48,62	46,69	47,22	47,37	46,86	48,80
21:00	46,51	50,51	46,65	46,82	49,28	43,53	49,04	47,56	42,73	50,15
22:00	46,91	48,15	49,46	46,07	54,51	44,06	49,16	44,84	47,10	46,18
23:00	45,51	42,85	45,77	39,67	44,15	49,00	46,02	42,55	44,33	46,20
24:00	43,21	43,38	41,20	45,82	42,94	36,95	40,83	45,84	44,30	44,35

