

**YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLEME MEKANİZMASININ
(YEKDEM) ELEKTRİK PİYASALARINA OLAN ETKİLERİ VE
SÜRDÜRÜLEBİLİR BİR MODEL ÖNERİSİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Fatih TOPAL

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Ahmet YÖNETKEN

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMLERİ BİLİM DALI

Eylül 2019

AFYON KOCATEPE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLEME MEKANİZMASININ
(YEKDEM) ELEKTRİK PİYASALARINA OLAN ETKİLERİ VE
SÜRDÜRÜLEBİLİR BİR MODEL ÖNERİSİ**

Fatih TOPAL

Danışman
Dr. Öğr. Üyesi Ahmet YÖNETKEN

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMLERİ BİLİM DALI

Eylül 2019

TEZ ONAY SAYFASI

Fatih TOPAL tarafından hazırlanan “Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizmasının (YEKDEM) Elektrik Piyasalarına Olan Etkileri ve Sürdürülebilir Bir Model Önerisi” adlı tez çalışması lisansüstü eğitim ve öğretim yönetmeliğinin ilgili maddeleri uyarınca 20/09/2019 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından **oy birliği** ile Afyon Kocatepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü **Elektrik Mühendisliği, Yenilenebilir Enerji Sistemleri Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Danışman : Dr. Öğr. Üyesi Ahmet YÖNETKEN

Başkan : Dr. Öğr. Üyesi Ahmet BİÇER
Burdur Mehmet Akif Ersoy Üniversitesi,
Göhlisar Sağlık Hizmetleri Meslek Yüksekokulu



Üye : Dr. Öğr. Üyesi Emre AKARSLAN
Afyon Kocatepe Üniversitesi,
Mühendislik Fakültesi.



Üye : Dr. Öğr. Üyesi Ahmet YÖNETKEN
Afyon Kocatepe Üniversitesi,
Mühendislik Fakültesi.



Afyon Kocatepe Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun
...../...../..... tarih ve
..... sayılı kararıyla onaylanmıştır.

.....
Prof. Dr. İbrahim EROL
Enstitü Müdürü

BİLİMSEL ETİK BİLDİRİM SAYFASI
Afyon Kocatepe Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü, tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içindeki bütün bilgi ve belgeleri akademik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Görsel, işitsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçları bilimsel ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda ilgili eserlere bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunduğumu,
- Atıfta bulunduğum eserlerin tümünü kaynak olarak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapmadığımı,
- Ve bu tezin herhangi bir bölümünü bu üniversite veya başka bir üniversitede başka bir tez çalışması olarak sunmadığımı

beyan ederim.

20/09/2019



Fatih TOPAL

ÖZET
Yüksek Lisans Tezi

YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLEME MEKANİZMASININ (YEKDEM)
ELEKTRİK PİYASALARINA OLAN ETKİLERİ VE
SÜRDÜRÜLEBİLİR BİR MODEL ÖNERİSİ

Fatih TOPAL

Afyon Kocatepe Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Ahmet YÖNETKEN

Bu araştırmada, Türkiye Elektrik Piyasası ve Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması olarak adlandırılan YEKDEM ele alınmıştır. Söz konusu destekleme mekanizmasının elektrik piyasalarına olan etkileri incelenmiş, işleyiş hakkında değerlendirmelerde bulunulmuş ve sonuçta daha sürdürülebilir bir teşvik mekanizması modeli önerilmiştir.

Ülkemizde 2011 yılında uygulamaya konulan alım garantili teşvik mekanizması, ilk zamanlar katılımcı bazında talep görmemesine rağmen, özellikle 2015 yılından sonra dolar kurundaki artışlar ve teşvik rakamlarının piyasa fiyatlarına göre daha cazip hale gelmesi nedeniyle yatırımcılar tarafından kısa sürede değerlendirilmeye alınmıştır. Böylece büyük bir kapasite yatırıma dönüşmüştür. Ayrıca teşvik fiyatları ile beraber yatırım maliyetlerinin de düşmesi ile yatırımların geri dönüş süreleri kısalmış, santral kurulumu üretici açısından daha makul hale gelmiştir. Bu doğrultuda özellikle 2015 yılında mekanizmadan faydalanan kapasite 5,4 GW iken 2016 yılı için ciddi bir artışla 15,08 GW olmuştur. Bu durum teşvik mekanizmasının yatırımcılar tarafından değerlendirmeye alınmış olduğunun, mekanizmanın amacına ulaşmış olduğunun bir göstergesi olsa da, mekanizmaya dâhil olan yeni kapasitenin gün geçtikçe artması ile elektrik piyasasında bir takım olumsuz etkileri ortaya çıkmaya başlamıştır.

Mekanizmaya dâhil olan katılımcıların sayısının ve oluşan YEKDEM Kurulu gücünün her yıl katlanarak artması ile YEKDEM birim maliyetleri artmış, dolayısıyla son tüketiciye yansıyan birim maliyetle beraber sisteme yansıyan mali yükü de artırmıştır. Bu maliyetler doğrudan görevli tedarik şirketlerini etkiliyor gözükse de dolaylı olarak son tüketiciyi etkilemektedir. Tüm bu olumsuz durumlar teşvik mekanizmasının ve sisteme yüklediği etkilerin incelenmesi ve analiz edilmesi gerektiğinin bir göstergesidir.

Dünyada Yenilenebilir enerji konusunda farklı teşvik mekanizmaları uygulamaya konulmuştur. Her ne kadar teşvik mekanizmaları farklı coğrafyalarda farklı sonuçlar verse de, her mekanizmanın avantajları olduğu kadar dezavantajları vardır. Özellikle ülkemizde 2011 yılından buyana uygulanmakta olan mevcut sabit fiyat garantili modelin başarılı bir model olup olmadığı incelenmiş, kapasitesinin bir anda üç kat arttığı 2016 yılı ve yine aynı yıl içinde mevzuat değişikliği ile oluşan yeni yapının piyasaya etkileri detaylandırılmıştır. Sonuçta hem mevcut projelerin devamlılığı hem de üreticilerin ilgisini çekecek sürdürülebilir bir model kurgulanmıştır.

Piyasaya etkileri bakımından yapılan incelemelerde 2011 yılından 2019 yılı Nisan Dönemine kadar, EİGM, EPIAŞ, TEİAŞ ve EPDK tarafından yayınlanmış veriler kullanılmıştır. Bu veriler ışığında YEKDEM Kurulu güç kapasitesindeki gelişmeler, katılımcı bazında değişiklikler, kaynak türüne göre yıllık üretim miktarları, kurulu güç artışına bağlı sistem maliyetleri, aylar itibariyle piyasa takas fiyatları ağırlıklı ortalamaları ile YEKDEM birim maliyetleri, YEKDEM dengesizlik miktarları, YEKDEM'in yıllık piyasa takas fiyatları ağırlıklı ortalamasına olan yıllık birim etkisi incelenmiştir. 2020 yılından 2030 yılına kadar, YEKDEM'den yararlanması muhtemel kapasite, kaynak bazlı ve portföy bazlı yıllık kapasite faktörleri (verimlilik), hesaplanmış kapasite faktörlerine göre üretim miktarları, YEKDEM'e katılmaya devam edecek kapasite ile YEKDEM dışı kalacak kapasite için geçmiş yıllarda gerçekleşen portföy bazlı kapasite faktörlerinin aynen devam edeceği koşulu ile üretim miktarları hesaplanmıştır. Ayrıca lisanssız kapsamında kapasite tahsisi yapılmış kapasite ve bu kapasite için geçmiş yıllarda gerçekleşen portföy bazlı kapasite faktörlerinin aynen devam edeceği koşulu ile üretim miktarları hesaplanmıştır. Sonuçta 2020 yılından 2030 yılına kadar teşvikten yararlanması muhtemel lisanslı ve lisanssız dâhil kapasiteye ait bir üretim projeksiyonu

oluşturulmuştur. Oluşturulan projeksiyonda, yenilenebilir enerji santrallerinin doğal koşulların etkilerinde bir değişiklik olmayacağından hareketle, geçmiş yıllarda gerçekleşen kaynak bazlı ve portföy bazlı kapasite faktörlerinin, ileriye yönelik yapılacak projeksiyonda da aynen devam edeceği kabul edilmiştir.

Yapılan projeksiyonda mevcut mekanizmaya dâhil olup 2020 yılından sonra peyderpey YEKDEM mekanizması dışı kalacak olan kapasitenin tekrar mekanizmaya dâhil edilmesi ve savunulacak modele tamamen katılımı koşulu amaçlanmıştır. Ayrıca, 2020 yılından 2030 yılına kadar YEKDEM'den yararlanması muhtemel, inşa halinde olan ve önlisans almış üretim tesisleri sisteme tam katılımı koşuluyla hesaplamalara dâhil edilmiştir. Hesaplamalar sadece lisanslı kurulu güçler üzerinden değil ayrıca mevcut teşvik mekanizmasında lisansız kapsamındaki kurulu gücün de direk görevli tedarik şirketleri aracılığıyla YEKDEM dâhil olmasından dolayı projeksiyona dâhil edilmiştir. Lisans almış ama işletmeye giriş tarihleri belirsiz olan üretim tesisleri, kamu üretim tesisleri ve YEKA projesi kapsamında üretilen enerji hesaplamalara dâhil edilmemiştir.

Tüm bu incelemeler ve analizler sonucunda yenilenebilir enerji kaynakları alanında oluşacak tahmini lisanslı ve lisansız kapasite yıl yıl oluşturulmuştur. Bu kapasitenin kamu bütçesine, yenilenebilir finansmanını sağlayacak olan garantör şirkete dolayısıyla son tüketiciye yükleyeceği maliyetlerin kontrol altında tutulması amaçlanarak sürdürülebilir bir model önerisinde bulunulmuştur.

Söz konusu model ile piyasa takas fiyatına entegre bir ödeme sistemi kurulmuştur. Yatırımların devamlılığı ve mevcut projelerin sürdürülebilmesi için öncelikle kaynak çeşidine göre yenilenebilir enerji santrallerinin ilk yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetlerinin teşvik süresi içinde, her kaynak çeşidine göre geri dönüşü garanti edilmiştir. Yenilenebilir enerji santralleri için ayrıca yatırım maliyet analizi yapılmamış, birim yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetleri literatür araştırmaları sırasında karşılaşılan kaynaklardan alıntı yapılmıştır.

Çalışmada gün öncesi piyasasında oluşan piyasa takas fiyatlarına yönelik ileriki yıllar için ayrıca bir fiyat tahmini yapılmayacaktır. Gün öncesi piyasasında oluşması muhtemel

Amerikan doları cinsinden piyasa takas fiyatları ve yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak, mekanizma kapsamında oluşturulmuş minimum ve maksimum teşvik fiyatlarına göre birim enerji başına mali uzlaştırması senaryolar halinde verilmektedir.

Tüm yapılacak olan analizler ve projeksiyonlar sürdürülebilir bir model gelişimi için önemlidir. Mekanizmanın işlerlik kazandığı 2011 yılları ile 2019 Nisan dönemi arasında EİGM, EPIAŞ, EPDK ve TEİAŞ tarafından yayınlanmış olan veriler referans alınacaktır. Yenilebilir enerji santrallerinin birim ilk yatırım ve sabit işletme maliyetleri ile birim enerji başına verilmesi gerek minimum ve maksimum teşvik fiyatları, 2020 yılı sonrası için tavsiye edilecek olan teşvik mekanizmasının temel verilerini oluşturacaktır. Böylece geçmiş veriler ve analizler ışığında, gelecek için bir öngörü oluşturularak sürdürülebilir bir mekanizma yapısının temelleri oluşturulmuştur. Bu kapsamda ekonomik olarak finansman edilebilir, kamu bütçesine ciddi yük oluşturmayan, yatırımcının da ilgisini çekebilecek sürdürülebilir bir mekanizma modeli önerilmiştir.

Teşvik sistemini portföy olarak bünyesinde baz yük santralleri olan ve piyasada söz sahibi olan garantör bir şirket üzerinden yürütülmesi önerilmiş olup, böylece dengesizliğin yüksek olduğu yenilebilir portföyünün en iyi şekilde yönetilmesi amaçlanmıştır. Önerilen bu mekanizma gün öncesi piyasasında oluşan piyasa takas fiyatlarını etkilemeden yapılan bir teşvik olduğundan, serbest piyasanın gelişimi üzerinde olumsuz bir etki yaratmayacağı değerlendirilmektedir. Bu çalışmada yenilenebilir enerji yatırımlarının piyasa üzerine olan olumsuz etkileri azaltılarak, piyasaya entegre bir yapıda yönetilmesi amaçlanmıştır.

2019, xvii + 101 sayfa

Anahtar Kelimeler: Yenilenebilir Enerji, YEKDEM, Elektrik Piyasaları, Sürdürülebilir Teşvik Mekanizmaları.

ABSTRACT
M.Sc. Thesis

The Effects Of The Renewable Energy Resources Support Mechanism (YEKDEM) On
The Electricity Market And Sustainable Model Proposal

Fatih TOPAL

Afyon Kocatepe University

Graduate School of Natural and Applied Sciences

Department of Electrical Engineering

Supervisor: Asst. Prof.Ahmet YÖNETKEN

In this research, Turkey Electricity Markets and Renewable Energy Support Mechanisms it called YEKDEM were examined. The electrical support mechanism in the markets we have investigated the effects of the operation carried out evaluations and about the result is a more sustainable incentive mechanism model is recommended.

In our country to the reception in 2011 guaranteed incentive mechanism for the first time on the basis of the participant is not requested but the especially since 2015 then dollar rate increases and incentive figures according to the market prices to make it more attractive to investors due to the short time taken by the elevate. So were transformed into a large capacity investment. In addition to encourage investment costs with the prices also fall and investment return times are shorted, trunk setup for the manufacturer has become more reasonable. In line with this especially in the mechanism that 2015 5.4 GW capacity for the year 2016 with a significant rise in the GW 15,08. This is to encourage investors to evaluate the stored by the mechanism of the mechanism has reached the purpose that is an indication that even though the mechanism of the new capacity including the day goes in the electricity market with the increase in the negative effects of a team has started to emerge.

The number of participants including the mechanism and the power of the Board of Directors of YEKDEM increased exponentially every year YEKDEM unit costs with increased, and therefore the unit cost is reflected on the final consumer is reflected on the

system with the financial load is also increased. This costs directly affect the supply companies to many of the indirect impacts to the end of the last of the consumer. All of these negative states incentive mechanism and by reviewing the system checking and analysis of environmental impact is an indication of that.

In the world of renewable energy and is intended to implement the different incentive mechanisms. How much of each incentive mechanisms give different results in different geographies, as well as the benefits of each element there are cons. Especially in our country have been going to implementation of the current fixed price guaranteed model is not a successful model has been investigated, capacity increased three times at a time and still in the same year 2016 within the year of change in the legislation and the effects of the new structure is detailed in the market. As a result both the continuity of current projects as well as manufacturers will appeal to a sustainable model kurgulanmıştır.

In the examinations made for the effects of the market since 2011 2019 year period of April, EİGM, EPIAŞ, EMRA has been established and published by the data are used. In light of these data YEKDEM Installed power on the basis of the developments regarding the participant changes depending on the type of the source of the annual production quantities depending on the rise in the power of the installed system costs as of several months of market exchange rates and the weighted average unit costs, YEKDEM YEKDEM imbalance quantities, YEKDEM's annual market exchange rates weighted average of the effect of the annual unit were studied. Since 2020-2030. YEKDEM to benefit from the possible capacity of the resource-based and portfolio-based annual capacity factors (efficiency), the calculated capacity according to the factors of production quantities, YEKDEM will continue to participate in the capacity to remain disabled YEKDEM capacity for the past years the portfolio-based capacity factors will continue exactly the same condition and the calculated from the production quantities. Also as part of the self-made capacity and capacity allocation in this capacity for the past years the portfolio-based capacity factors will continue exactly the same condition and the calculated from the production quantities. As a result since 2020 2030. The possible benefit of inciting licensed and unlicensed posting a production capacity of the projection has been created. The projected created the natural conditions of renewable energy plants

will not precipitate a change in the movement of the past years source-based and portfolio-based capacity factors are to be carried out for the forward will continue as a projected is accepted.

The present mechanism for including the projected 2020 YEKDEM mechanism has been little by little after the capacity will remain disabled again checking the shared agenda and including the mechanism completely depending on the intended use of the condition of participation. In addition, since 2020 2030. To benefit from the possible YEKDEM, it was built with the Advanced Vocational Studies and production facilities have provided the full participation in the system is including the calculations. The board of directors only licensed for the calculations and not via the forces also present the mechanism to encourage unlicensed also installed under the direct power supply via the companies including YEKDEM projections are due to the b&bs. License to the business but have uncertain input dates of production facilities, public manufacturing facilities and YEKA produced within the scope of the project has not been including energy calculations.

All of these reviews and analysis in the field of renewable energy sources as a result of the estimate of licensed and unlicensed capacity year on year has been created. The public budget in this capacity is to provide the financing of renewable energy company of the guarantor powers so that the final consumer costs keep under control has been proposed a sustainable model.

In the exchange with the model for the price of the market with an integrated payment system has been established. The continuity of investments and to maintain the current projects with the source depends on the type of renewable energy plants in the first investment costs and fixed operating costs within the incentive period depends on the type of each source is incorporated into the warranty return. For renewable energy plants as well as the investment cost analysis performed, unit investment costs and fixed operating costs encountered during the research literature is made of quote sources.

The day before in the market of the market exchange rates for many years as well as the future for a price estimate will be made. In the days before market possible dollar market

clearing prices and the shopping of renewable energy manufacturer-Traction, taking into account the values created under the mechanism to encourage the minimum and the maximum price per unit energy in the event of a financial uzlaştırması seneryolar supplied.

All of the analysis and projections for the development of a sustainable model is important. He won the mechanism works with 2011 between April 2019 period, EPİAŞ EİGM, EMRA has been established and published by the data will be taken from the reference. Renewable energy plants unit first investment and fixed operating costs per unit energy and the need to encourage the minimum and maximum prices, 2020 year after that is to be recommended for the incentive mechanism will create the basic data. So in light of the historical data and analysis for the future within an insight into the basics of the structure of a sustainable mechanism has been created. This can be checked in the context of the economic to the financing of the public budget that does not generate any serious load or the investor interest in a sustainable mechanism model is recommended.

Incentive system within the portfolio of the base load power plants in the market and the owner of a company that is carried out via the guarantor is recommended so that the imbalance high as the edible portfolio is intended for the best way to manage. The day before the recommended this mechanism market of the exchange market prices is an incentive made without impacting the free market would have a negative impact on the development of creation are evaluated. Renewable energy investments in this study on the market by reducing the adverse effects on the market with an integrated structure is intended to manage.

2019, xvii + 101 pages

Keywords: Renewable Energy, YEKDEM, Electricity Markets, Sustainable Incentive Mechanisms.

TEŞEKKÜR

Bu araştırmanın konusu, deneysel alışmaların ynlendirilmesi, sonuların değerlendirilmesi ve yazımı aşamasında yapmış olduğu büyük katkılarında dolayı tez danışmanım Sayın Dr. ğretim yesi Ahmet YÖNETKEN, araştırma ve yazım süresince yardımlarını esirgemeyen değerli eşime her konuda öneri ve eleştirileriyle yardımlarını gördüğüm hocalarıma ve arkadaşlarıma teşekkür ederim.

Bu araştırma boyunca maddi ve manevi desteklerinden dolayı babam Cevdet TOPAL ile oğullarım Cevdet ınar ve Mehmet ağan'a teşekkür ederim.

Fatih TOPAL
Afyonkarahisar 2019

İÇİNDEKİLER DİZİNİ

Sayfa

ÖZET	i
ABSTRACT	v
TEŞEKKÜR	ix
İÇİNDEKİLER DİZİNİ.....	x
SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ	xii
ŞEKİLLER DİZİNİ	xiv
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	xvi
1. GİRİŞ	1
2. LİTERATÜR BİLGİLERİ	3
2.1 Piyasa Kavramı	3
2.2 Elektrik Piyasaları.....	4
2.2.1 Türkiye Elektrik Piyasalarının Tarihsel Gelişimi.....	6
2.2.2 Türkiye Piyasası Aktörleri ve Katılımcıları	10
2.2.3 Gün Öncesi Piyasası	11
2.2.3.1 Gün Öncesi Piyasasının Genel Esasları	12
2.2.3.2 Gün Öncesi Piyasasının Süreçleri	13
2.2.4 Gün İçi Piyasası	14
2.2.4.1 Gün İçi Piyasası Süreçleri.....	14
2.2.5 Dengeleme Güç Piyasası	14
2.2.5.1 Dengeleme Güç Piyasası Esasları.....	15
2.2.6 İkili anlaşmalar	16
2.3 Yenilenebilir Enerji ve Teşvik Mekanizmaları	17
2.3.1 Yenilenebilir Enerji ve Kaynakları.....	17
2.3.2 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji.....	18
2.3.2.1 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Durumu.....	18
2.3.2.2 Ülkemizin Yenilenebilir Enerji Hedefleri.....	21
2.3.4 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mevzuatı.....	23
2.3.4.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizmasının Tanımı.....	24
2.3.4.2 YEKDEM’in Avantajları Ve Dezavantajları	25
2.3.5 Yenilenebilir Enerjide Uygulanmış Teşvik Modelleri	26
2.4 Elektrik Piyasasında Liyakat Yaklaşımı (Merit Order)	30
3. MATERYAL ve METOT	31

3.1 YEKDEM'in Elektrik Piyasalarına Etki Analizi	31
3.2 Yenilenebilirin Piyasa Takas Fiyatına Olan Etki Analizi - Liyakat Etkisinin (Merit Order) Analizi.....	44
4. BULGULAR	51
4.1 Önerilen teşvik mekanizması.....	52
4.1.1 Olası Dolar Bazlı Piyasa Takas Fiyatına Göre Üreticinin Uzlaştırmaya Esas Ürettiği Enerji için (veriş-çekiş) Mali Uzlaştırma (Alacak-Borç) Hesaplamaları	70
4.4.1.1 Senaryo 1. PTF 45,00 USD/MWh	71
4.4.1.2 Senaryo 2. PTF 50,00 USD/MWh	73
4.4.1.3 Senaryo 3. PTF 60,00 USD/MWh	76
4.4.1.4 Senaryo 4. PTF 70,00 USD/MWh	78
4.4.1.5 Senaryo 5. PTF 80 USD/MWh	80
4.4.1.6 Senaryo 6. PTF 85 USD/MWh	83
4.4.1.7 Senaryo 7. PTF 90 USD/MWh	85
4.4.1.8 Senaryo 8. PTF 100 USD/MWh	87
5. TARTIŞMA ve SONUÇ	91
6. KAYNAKLAR.....	96
ÖZGEÇMİŞ.....	101

SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ

Simgeler

GWh	Giga Watt Saat
kV	Kilo Volt
KWh	Kilo Watt Saat
Lot	1/10 Mega Watt Saat
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Saat
TL	Türk Lirası
TWh	Tera Watt Saat
USD	Amerikan Dolar

Kısaltmalar

AB	Avrupa Birliği
DEK	Dünya Enerji Konseyi
DUY	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
EAK	Emre Amade Kapasite
EİGM	Elektrik İşleri Genel Müdürlüğü
EPDK	Elektrik Piyasası Düzenleme ve Denetleme Kurumu
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
EPK	Elektrik Piyasası Kanunu
ESA	Enerji Satın Alma Anlaşması
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EÜD	Elektrik Üreticileri Derneği
FIP	Fed in Premium
FIT	Fed in Tariff
FV	Fotovoltaik
GES	Güneş Enerji Santrali
GEPA	Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
GİP	Gün İçi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
HES	Hidroelektrik Enerji Santrali
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
KDV	Katma Değer Vergisi
KG	Kurulu Güç
LÜY	Lisanssız Üretim Yönetmeliği
MakTF	Maksimum Teşvik Fiyatı
MEB	Milli Eğitim Bakanlığı
MinTF	Minimum Teşvik Fiyatı
MYTM	Milli Yük Tevzi Merkezi
MUB	Merkezi Uzlaştırma Bankası
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi

Kısaltmalar (Devam)

SETA	Siyaset Ekonomi ve Toplum Araştırma Vakfı
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
SDF	Sistem Dengesizlik Fiyatı
TC	Türkiye Cumhuriyeti
TCMB	Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret Anonim Şirketi
TEP	Ton Eşdeğer Petrol
UEVM	Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarı
VİOP	Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası
YAL	Yük Alma Talimatı
YAT	Yük Atma Talimatı
YEPP	Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı
YEGM	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
Yİ	Yap İşlet
YİD	Yap İşlet Devret
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKA	Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YEKF	YEKDEM Maliyeti
YEK KANUNU	5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 2.1	Elektrik Piyasasının İşleyişi (Yazıtaş 2018).	6
Şekil 2.2	Türkiye’deki Elektrik Piyasasının Özeti (İnt. Kyn. 2).	9
Şekil 2.3	Gün Öncesi Piyasası Süreçleri (İnt. Kyn. 4).	13
Şekil 2.4	Gün İçi Piyasası Süreçleri (İnt. Kyn. 5).	14
Şekil 2.5	Örnek İkili Anlaşmalar Piyasası İşleyişi.	16
Şekil 2.6	Ülkemizin Yenilenebilir Enerji Potansiyeli (Erkeç 2015).	19
Şekil 2.7	Yenilenebilir Enerji Mevzuatı.	24
Şekil 2.8	Örnek Liyakat Eğrisi	30
Şekil 3.1	2009 – 2019 Nisan Dönemi İtibariyle Kurulu Güç Gelişimi (İnt. Kyn. 17). ...	31
Şekil 3.2	2019 Nisan Dönemi İtibariyle Kaynak Bazlı Kurulu Güç Durumu (EPDK 2019a).	32
Şekil 3.3	2012 – 2019 Nisan Dönemi PTF yıllık A.O.’sının Türk Lirası ve USD cinsinden karşılaştırılması (İnt. Kyn. 18).	33
Şekil 3.4	2011-2018 Yılları YEKDEM katılımcı sayısı ve kaynaklara göre dağılımı (İnt. Kyn. 19).	34
Şekil 3.5	2011-2018 Yılları YEKDEM Kurulu Güç (KG) Gelişimi (İnt. Kyn. 20).	35
Şekil 3.6	Yıllara Göre Yüzdesel Lisanslı YEK Oranları (İnt. Kyn. 18).	36
Şekil 3.7	2018 Yılı Kaynak Bazlı Üretim Miktarları Yüzdesel Oranı (İnt. Kyn. 18). ...	37
Şekil 3.8	2011- 2019 Yılları itibariyle YEKDEM katılımcı sayısı ve kapasite değişikliği (İnt. Kyn. 20 ve 21).	38
Şekil 3.9	Kaynak Türüne Göre YEK Üretim Miktarları (İnt. Kyn. 21)	40
Şekil 3.10	YEKDEM Kurulu Güç artışına bağlı Sistem Maliyetleri (İnt. Kyn. 19).	41
Şekil 3.11	Piyasa Takas Fiyatları A.O. (TL/MWh) ile YEKDEM Birim Maliyetlerinin (TL/MWh) Karşılaştırılması (İnt. Kyn. 18 ve 19)	42
Şekil 3.12	YEKDEM Dengesizlik Miktarları (MWh) (İnt. Kyn. 23)	42
Şekil 3.13	2012- 2019 Nisan Dönemi itibariyle YEKDEM’in PTF Ağırlıklı Ortalamasına Olan Etkisi (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19)	45
Şekil 3.14	2012 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19)	46
Şekil 3.15	2013 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19)	46
Şekil 3.16	2014 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19)	47

Şekil 3.17 2015 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19)	47
Şekil 3.18 2016 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).	48
Şekil 3.19 2017 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19)	48
Şekil 3.20 2018 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19)	49
Şekil 3.21 YEKDEM'in Yıllık Piyasa Takas Fiyatı Ağırlıklı Ortalamasına Dolar Bazlı Etkisi (USD/MWh) (İnt. Kyn. 18).....	50
Şekil 4.1 YEKDEM 1 Sayılı Cetvel ile Yıllık Piyasa Takas Fiyatları Ağırlıklı Ortalamalarının Karşılaştırılması (YEK 2005).	53
Şekil 4.2 2014 – 2019 Nisan Dönemi YEKDEM Yıllık Kapasite Faktörü (Yazar 2019)	58
Şekil 4.3 2014 – 2019 Nisan Dönemi Arası Lisansız Üretim Kapasitesi(MW) (İnt. Kyn. 24).	61
Şekil 4.4 2014 – 2018 Yılları Arası Birim MW başına PTF Ağırlıklı Ortalaması ile Yenilenebilir Enerji Maliyetleri Karşılaştırılması (EPDK 2014).....	65
Şekil 4.5 Senaryo 1. Piyasa Takas Fiyatının 45,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).	72
Şekil 4.6 Senaryo 2. Piyasa Takas Fiyatının 50,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).	74
Şekil 4.7 Senaryo 3. Piyasa Takas Fiyatının 60,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).	76
Şekil 4.8 Senaryo 4. Piyasa Takas Fiyatının 70,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).	78
Şekil 4.9 Senaryo 5. Piyasa Takas Fiyatının 80,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).	81
Şekil 4.10 Senaryo 6. Piyasa Takas Fiyatının 85,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).....	83
Şekil 4.11 Senaryo 7. Piyasa Takas Fiyatının 90,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).....	85
Şekil 4.12 Senaryo 8. Piyasa Takas Fiyatının 100,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).....	88

ÇİZELGELER DİZİNİ

	Sayfa
Çizelge 2.1 Elektrik Piyasasının Gelişiminde Önemli Tarihler (İnt. Kyn. 2).	9
Çizelge 2.2 Elektrik Piyasasında Lisans almak koşulu ile yapılabilecek faaliyetler (EPK 2003).	11
Çizelge 2.3 Yenilenebilir Enerji Çeşitleri ve Kaynakları (İnt. Kyn. 8).	18
Çizelge 2.4 27 Ekim 2018 tarihinde yayınlanan Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programında belirtilen hedefler ile 2019 Nisan dönemi itibariyle Lisanslı ve Lisansız mevcut durum karşılaştırması.	21
Çizelge 2.5 2023 YEK Hedefleri (YEEDB 2017).	22
Çizelge 2.6 2019 Nisan Dönemi Lisanslı ve Lisansız Mevcut Durum ve 2023 Yek Hedefleri Karşılaştırması.	23
Çizelge 2.7 YEKDEM kapsamında üretilen enerji için verilen birim baz fiyatlar (YEK 2005).	25
Çizelge 2.8 Yenilenebilir Enerji Teşvik Modelleri (Deloitte 2011).	28
Çizelge 2.9 Avrupa’da Uygulanan Enerji Teşvik Modelleri (İnt. Kyn. 16).	29
Çizelge 3.1 2019 yılı için Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına dayalı hedeflenen değerler (ETKB 2017).	33
Çizelge 3.2 Yıl Yıl Mekanizmaya dâhil olan en yüksek değerdeki Kurulu Güçler (EPDK 2011).	39
Çizelge 3.3 1 Ocak 2018 tarihinden itibaren farklı kaynak türleri için uygulanacak J (Tolerans) Katsayıları (EPDK 2017).	44
Çizelge 3.4 Yıl Yıl YEKDEM’in PTF A.O’ya Amerikan Dolar Bazında Etkisi (İnt. Kyn. 18 ve 19).	50
Çizelge 4.1 YEKDEM Kurulu Güç ve Üretim Projeksiyonu (Yazar 2019).	56
Çizelge 4.2 2012 yılı ile 2018 Yılları arasında kaynak bazlı ortalama verimlilik katsayılarının yüzdesel değerleri (Yazar 2019).	57
Çizelge 4.3 Yıl Yıl YEKDEM Portföyüne Ait Kapasite Faktörleri (Yazar 2019).	59
Çizelge 4.4 2020 yılından 2030 yılına kadar teşvikten yararlanması muhtemel lisanslı kapasite (Yazar 2019).	60
Çizelge 4.5 Lisansız kapsamında öngörülen Projeksiyon (Yazar 2019).	62
Çizelge 4.6 Teşvikten yararlanması muhtemel Lisanslı ve Lisansız dâhil “YEKDEM Portföyü Üretim Projeksiyonu” (Yazar 2019).	63
Çizelge 4.7 Yerli Ekipman Desteğinden Faydalanmakta olan Tesislere ait Kapasite ve Adet Bilgileri (İnt. Kyn. 25)	64
Çizelge 4.8 2014-2018 Yılları PTF Ağırlıklı ortalaması (TL/MWh) (EPDK 2014).	66
Çizelge 4.9 2014 – 2018 Yılları arası USD cinsinden YEKF (YEKDEM Maliyetleri) (EPDK 2014).	66

Çizelge 4.10 Kaynak çeşitliliğine göre yenilebilir santrallerinin birim minimum teşvik fiyatları (USD/MWh) (Yazar 2019).....	68
Çizelge 4.11 Kaynak çeşitliliğine göre yenilenebilir enerji santralleri için minimum ve maksimum teşvik fiyatları (Yazar 2019).....	69
Çizelge 4.12 Piyasa Takas Fiyatı 45,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).....	73
Çizelge 4.13 Piyasa Takas Fiyatı 50,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).....	75
Çizelge 4.14 Piyasa Takas Fiyatı 60,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).....	78
Çizelge 4.15 Piyasa Takas Fiyatı 70,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).....	80
Çizelge 4.16 Piyasa Takas Fiyatı 80,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).....	82
Çizelge 4.17 Piyasa Takas Fiyatı 85,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).....	85
Çizelge 4.18 Piyasa Takas Fiyatı 90,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları	87
Çizelge 4.19 Piyasa Takas Fiyatı 100,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).....	90

1. GİRİŞ

Enerji kaynaklarının kullanımı insanların en temel vazgeçilmez haklarından biridir. Enerji politikalarını belirleyiciler kaynakların kullanımı aşamasında toplumun ve devletin çıkarlarını gözeterek, enerji kaynaklarının çevreye ve doğaya olan olumsuz etkilerini azaltma konusunda eğilim göstermekle yükümlüdürler. Devletler enerjinin kaliteli, sürekli, yeterli ve güvenilir bir şekilde vatandaşlarına sunulması konusunda enerji politikaları belirler ve uygulamaya koyarlar. Enerji politikalarını belirlerken de toplumun ve ülkenin çıkarlarını gözeterek politikalarını şekillendirirler.

Enerjiye olan ihtiyacın çoğunlukla fosil yakıtlı enerji kaynaklarından karşılandığı dünyamızda, fosil yakıtların elektrik üretiminde kullanılması sonucu atmosfere çeşitli kirleticiler salınmakta ve dünyamız kirlenmektedir. Bunların arasından en önemlisi CO² gazıdır. Karbondioksit gazının atmosfere yayılmasına karbondioksit salınımı denilmektedir. Karbondioksit salınımı gün geçtikçe hızla artmakta ve atmosferdeki birikimi sera etkisi aracılığıyla dünyamızı ısıtmaktadır. Bu durumun dünyamız için onarılması zor çevresel olumsuz sonuçları olabilecektir. Görünen odur ki bizden sonraki nesillere daha yaşanabilir bir dünya bırakma düşüncesi gittikçe bir hayal olmaktan öteye gidemeyecektir. İklim değişikliklerinin olumsuz sonuçlarını azaltmak için enerji üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık verilmesi gerekmektedir.

Teknolojinin hızla gelişimi ile birlikte dünya nüfusu da hızla artmaktadır. Enerjiye olan talep de günden güne artmaktadır. Fosil yakıtlı enerji kaynakları rezervleri kısıtlıdır ve bir gün bitecektir. Çevreye de olumsuz etkileri vardır. Tüm bu uygunsuzluklar ülkeleri yenilenebilir enerji kaynaklarına yöneltmektedir. Artık sürdürülebilir, doğal süreç içerisinde kendiliğinden oluşabilen, kolaylıkla bulunabilen ve çevreye duyarlı enerji kaynaklarından enerji üretimi gittikçe önem kazanmaktadır. İşte tam da burada yenilenebilir enerji kaynakları alternatif bir çözüm sunmaktadır. Ülkeler bugün özellikle çevre kirliliğinin önüne geçebilmek, enerjide dışa bağımlılıklarını azaltmak için yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmektedirler.

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimine yatırım yapanlar, yatırım koşulları, yatırım maliyetlerinin yüksekliği ve yatırım geri dönüş süresinin de

diğer enerji kaynaklarından elektrik üretimine göre daha uzun olmasından dolayı, yenilenebilir enerji yatırımlarına mesafeli bakmaktaydılar. Enerji politikalarını belirleyen ve yön verenler bu sorunu görmezden gelemezdi. Daha temiz ve yaşanabilir bir dünya için, üreticileri yenilenebilir enerji yatırımlarına teşvik etmek amacıyla enerji politikaları ve bu çerçevede uygulanan teşvik mekanizmaları devreye soktular.

Ülkemizde de bu kapsamda hükümetler, enerji sektöründe enerji politikalarını oluştururken maliyetli bir enerji yatırımı olmasına rağmen, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini göz ardı etmedikleri gibi, daha temiz ve yaşanabilir bir dünya için, yeni politikalar ve mekanizmalarla yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimini teşvik etmektedirler. Böylelikle gelecek nesillere hem daha yaşanabilir hem de daha temiz bir yaşam alanı bırakılabilecek, enerjide dışa bağımlılık azaltılarak ekonomik olarak da enerji ithalatının önüne geçilerek ekonomiye katkı sağlanacaktır.

2. LİTERATÜR BİLGİLERİ

Dünyada, yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen üretimin elektrik piyasasına olan etkisine ve sürdürülebilir teşvik mekanizmalarına yönelik birçok araştırma yapılmıştır. Ülkemizde ise konu ile alakalı literatür çalışmaları açısından sınırlı sayıda kaynak yer almaktadır. Bu incelemede, literatür incelemesi ile kamu kurum ve kuruluşlarının raporlarına yönelik içerik analizi yöntemleri kullanılmaktadır. Ülkemizde ilk olarak 2005 yılında ortaya konan yasal düzenlemeler ile günümüze kadar politika belirleyici tarafından oluşturulan yasalar, yönetmelikler, yayınlanmış veriler ve raporlar içerik analizleri bakımından incelenmiştir.

2011 yılında başlatılmış olan teşvik mekanizmasının piyasalara olan etkilerini, EİGM, EPIAŞ, EPDK ve TEİAŞ tarafından yayınlanmış olan veriler ve raporlar incelenerek yapılmıştır. Yenilenebilir enerji teşvik mekanizmaları hakkında inceleme açısından ise, özellikle Avrupa'da uygulanmakta olan teşvik mekanizmaları başlıklar halinde genel hatları ile incelenmiş, ülkemize için sürdürülebilir bir model önerisinde bulunulmuştur. Söz konusu model oluşturulurken EİGM, EPIAŞ, EPDK ve TEİAŞ tarafından yayınlanmış olan geçmiş veriler ışığında ileriye dönük bir projeksiyon oluşturulmuştur.

2.1 Piyasa Kavramı

Piyasa, alım satım potansiyeli olan bir alıcılar ve satıcılar grubudur (Hall and Lieberman 1998). Alıcılarla satıcıların bir malın değişimi için pazarlık edebilecekleri bir durumdur (Lipsey and Courant 1996). Ayrıca, her türlü mal ve hizmetin menkul kıymetin veya dövizin alınıp satıldığı mekân olarak tanımlanabilmektedir (Çelik 2012). Bu kapsamda piyasa, alıcılar ve satıcıların bir malın değişimi için ticaret amaçlı buluştuğu gerçek veya sanal bir ortamdır. Burada dikkat edilmesi gereken nokta bir piyasanın oluşabilmesi için; ürün, ticaret ve bu amaçla buluşulan bir ortamın olmazsa olmazlığıdır.

2.2 Elektrik Piyasaları

Elektriği diğer mallardan ayıran en temel iki özelliği vardır. Birincisi, ekonomik olarak önemli bir miktarda depolanamaz. İkincisi de depolanamadığı için elektrik piyasalarının anlık olarak yönetilmesi gerekir. Elektrik üretim ve tüketiminin an ve an birbirine eşit olması zorunluluğu vardır. Elektrik üretildiği andan itibaren saniyenin onda biri kadar bir zamanda tüketilir (Stoft 2002).

Sistemde Arz-Talep dengesinin kurulabilmesi için; bir sistem işletmecisi gerekmektedir ki sistem kısıtlarını takip etsin, fiziki dengeyi korusun. Ayrıca ticaretin gerçekleştirildiği ortam yani organize bir piyasa gereklidir. Bu piyasada ortak bir fiyatın oluştuğu ve piyasanın işletmecisi tarafından yönetilen bir piyasadır.

Organize piyasalar, bir aracı piyasa işletmecisi olarak adlandırılan kişiyle işletilen gün öncesi, gün içi gibi piyasalardır (EPK 2013). Organize piyasalarda alıcı ile satıcı birbirini tanımaz. Arada bir takas merkezi vardır ve takas merkezi hem alıcı hem satıcı için taraf oluşturmaktadır (MEB 2011). Yani, aracı kurum, alıcının karşısında satıcı, satıcının karşısında da alıcı gibi davranır. Yapılan işlemlerin gerçekleşme zamanına göre, spot ve vadeli olarak ikiye ayrılır. Spot piyasalar, belirli miktardaki mal ve kıymetin ve bu kıymetleri elde etmek için ödenen paranın, takasın yapıldığı gün el değıştirildiği piyasalar şeklinde tanımlanırken, vadeli piyasalar ise, ileriki bir tarihte teslimatı veya nakit uzlaşması yapılmak üzere herhangi bir malın veya menkul kıymetin bu günden belirlenen fiyat ve miktardan alım satımının yapıldığı piyasalar şeklinde tanımlanmaktadır (Canbaş ve Doğukanlı 2007).

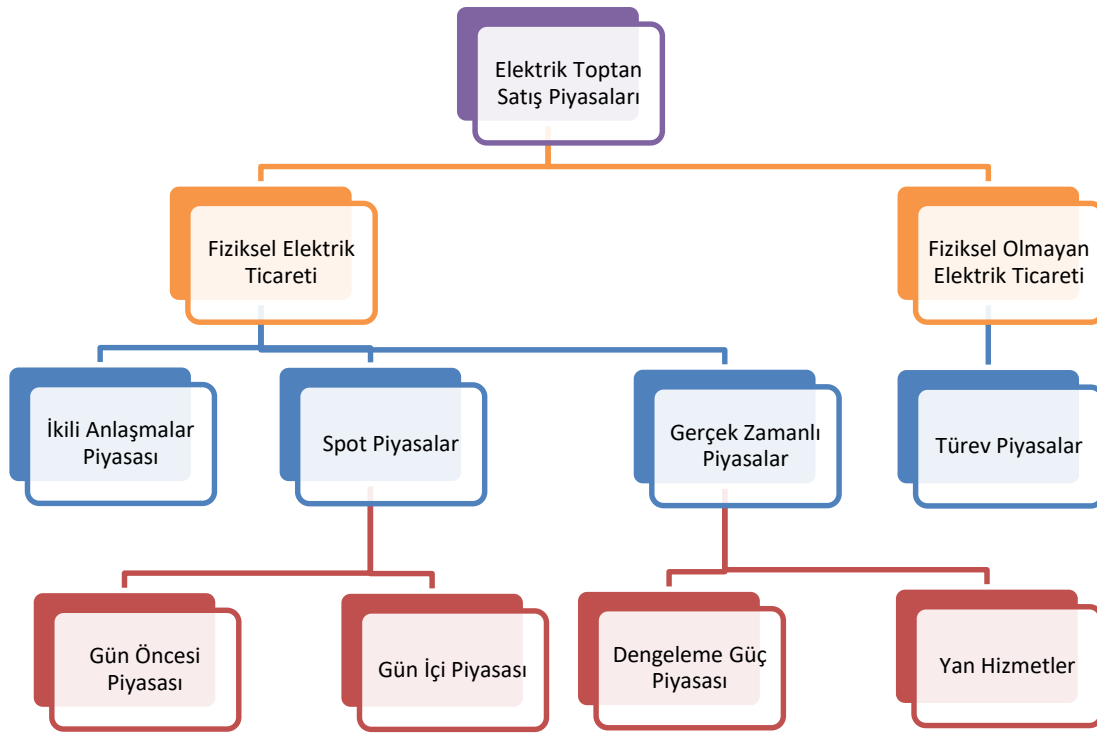
Türev piyasalar, anlaşmanın bugünden yapıldığı ve spot piyasaların aksine yükümlülüklerin gelecek bir vadede yerine getirilmesini öngören piyasalardır (VİOP 2017). Vadeli işlem piyasaları, bir varlığın (tarımsal mal, değerli maden, döviz, hazine bonusu, devlet tahvili, borsa endeksi) taraflar arasında yapılan anlaşma sonucu gelecekte belirli bir tarihte ve önceden belirlenmiş fiyat üzerinden teslim edilmek üzere alım satım sözleşmelerinin yapıldığı ve bu sözleşmelerin el değıştirdiği piyasalardır (Karslı 1994).

Elektrik ticareti yapanlar ihtiyaçlarını uzun vadede ikili anlaşmalar ve vadeli işlemler piyasalarında kontratlar ile karşılayabilirler iken, elektriğın teslim tarihi yaklaştığında spot piyasa devreye girer. Başka bir tanıma göre spot piyasa, teslimatın ve ödemenin iki is günü içerisinde gerçekleştiğı piyasadır. İki is gününün üzerinde bir teslimat veya ödeme suresi mevcutsa bu piyasalar vadeli piyasa olarak adlandırılır (İnt. Kyn. 1).

Elektrikte organize toptan elektrik piyasaları (spot piyasalar); Gün Öncesi Piyasası (GÖP), Gün İçi Piyasası (GİP), Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ve Yan Hizmetler Piyasasıdır (DUY 2009).

GÖP, her bir piyasa katılımcısının, bir sonraki günün her bir saatine ilişkin olarak alış-satış miktar ve fiyat tekliflerini verdiği, oluşan arz-talep eğrilerinin kesiştirilmesiyle gün öncesi fiyatının belirlendiğı piyasadır (DUY 2009). Burada oluşan fiyat, diğer piyasalar için referans fiyat olarak kabul edilir (DUY 2009). Elektrik ilk kez tahmin edilen ihtiyaçlar doğrultusunda dengelenmiş olur ve gerçek zamanlı sistem işletmesini kolaylaştırır. GİP, genellikle sürekli ticaret yöntemiyle çalışan bir piyasadır. Genellikle gün öncesi piyasası kapandıktan sonra açılır ve gerçek zamana belirli bir zaman kalan kadar ilgili saat için ticaret yapılabilir (DUY 2009). DGP, sistem işletmecisinin sistemi dengede tutmak için işlettiğı piyasadır. Bu piyasada asıl amaç ticaret değil, sistemin dengelenmesi ve güvenliğinin sağlanmasıdır. Sistem işletmecisi (TEİAŞ), gerçek zamanda arz-talep dengesi arz lehine bozulduğu zaman fazla elektriğı sistemden çıkararak, bu denge talep lehine bozulduğu zaman da eksik olan elektriğı sisteme dâhil ederek sistemin dengesini sağlar. TEİAŞ tüm bu işlemleri talimatlar ile yerine getirir (DUY 2009).

Elektrikte vadeli piyasalar ise; ikili anlaşmalar piyasası, vadeli işlem piyasalarıdır. İkili anlaşmalar piyasası; kurul onayı gerektirmeyen özel hukuk hükümlerine tabidir. Şartları taraflarca karşılıklı belirlenmektedir. İkili anlaşmalar piyasasının Piyasa Takas Fiyatı(PTF)'nin belirlenmesinde etkisi yoktur. Her gün için saat 16.00'a kadar taraflarca karşılıklı onaylanır ve Piyasa işletmecisine bildirilir (DUY 2009).



Şekil 2.1 Elektrik Piyasasının İşleyişi (Yazıtış 2018).

2.2.1 Türkiye Elektrik Piyasalarının Tarihsel Gelişimi

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun, 2001 yılında yayımlanmasıyla elektrik piyasasının temeli oluşturulmuştur. Amaç; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicinin kullanımına sunulması, rekabetçi, serbest, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasası oluşturmaktır (EPK 2013).

Bu Kanun'a göre elektrik alım satımı ikili anlaşmalar piyasası aracılığıyla ve dengeleme güç piyasası aracılığıyla yapılmaktadır. İkili anlaşmalar piyasası gerçek ve tüzel kişilerin elektrik enerji ve kapasitesini kendi aralarında imzaladıkları ve kurulun onayına tabi olmayan anlaşmalardır. Dengeleme piyasası ise ikili anlaşmaları tamamlayıcı nitelikte olup, aktif elektrik enerjisi arz ve talebin dengelenmesi mekanizması üzerine kuruludur (DUY 2009).

Dengeleme ve uzlaştırma kapsamında, ilk olarak 2003 tarihinde “Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına ilişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ” yayımlanmıştır (EPDK 2003a). Tebliğ hükümleri, 2004 yılında uygulanmaya başlayarak 1 Ağustos 2006’ya kadar devam edilmiştir. 3 Kasım 2014 tarihinde ilk Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği yayımlanmış, PMUM Piyasa İşletmecisi, TEİAŞ’ta Sistem İşletmecisi olarak tanımlanmıştır.

2004 Aralık ile 2006 yılları arasındaki bu uygulama yalnızca özel sektör katılımcıları olan otoprodüktörlerin sisteme verdiği ve sistemden çektiği enerjinin fiyatları üç periyotlu olarak belirleniyordu. Her ayın başında katılımcılar, elektrik enerjisi satış miktarlarını ve ikili anlaşma bildirimlerini piyasa işletmecisi Piyasa işletmecisi olan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine (PMUM) iletliyordu. Ay sonunda üretimleri ikili anlaşmalarını karşılamayan katılımcılara EPDK Kurul onaylı yük alma fiyatları esas alınarak TETAŞ tarafından borç tahakkuk ettirilirken, üretimleri ikili anlaşmalarından fazla olan katılımcılara da kurul onaylı yük atma fiyatları esas alınarak TETAŞ tarafından ödeme yapılıyordu (EPDK 2010).

2004 yılında yayımlanan geçici DUY uygulanmasına, 1 Ağustos 2006’da başlandı. 2009 Aralık’a kadar uygulanan DUY hükümlerine göre üretim tesisleri günlük üretim programlarını hazırlıyor ve bunun altında veya üstünde çalışmak için de saatlik yük alma ve yük atma teklifleri sunuyorlardı. Dengeleme SMF üzerinden saatlik YAL ve YAT Talimatları ile yapılıyordu. Enerji dengesizlikleri ise gece, gündüz ve puant olmak üzere üç zamanlı uzlaştırma dönemi bazında hesaplanan Sistem Dengesizlik Fiyatı (SDF) üzerinden yapılıyordu.

1 Aralık 2009 tarihinde nihai DUY ile Gün Öncesi Planlama sistemi ve Dengeleme Güç Piyasası oluşturulmuştur. Böylece, gün öncesi dengeleme ile gerçek zamanlı dengeleme birbirinden ayrılmıştır. Gün öncesi dengeleme faaliyetleri, Gün Öncesi Planlama ile yapılmaya başlanmıştır. Mekanizmaya göre Gün Öncesi Planlama ’ya her lisans sahibinin katılması zorunlu olup, tedarikçiler tüketim tahminlerini, üreticiler de yük alma ve yük atma tekliflerini bir gün öncesinden piyasa işletmecisine (PMUM) bildirmekteydiler. Saatlik fiyatlandırma ve uzlaştırmanın belirlendiği bu dönemde, enerji dengesizlikleri

gerçek zamanda belirlenen Sistem Marjinal Fiyatlarına (SMF) göre uzlaştırılıyordu. Dağıtım tarafının çekiş sayaçları (iletimden) saatlik olarak okunmaya başlandı. Tüketim tarafı kendi tüketimlerini tahmin ederek enerji satın almaya başladı.

Nihayet, 2011 yılında Gün Öncesi Planlama kaldırılarak katılımın zorunlu olmadığı Gün Öncesi Piyasası Mekanizması devreye girmiştir. Bu mekanizmada ile teminat ve avans ödeme mekanizması getirilmiştir. Yenilenebilir Enerjisi Destekleme Mekanizması (YEKDEM) başlamıştır. Piyasa fiyatları, bu piyasanın katılımcıları tarafından Piyasa İşletmecisine bildirilen alış satış teklifleri ile belirlenmeye başlanmıştır. Her piyasa katılımcının kendi portföyünü dengelediği, hali hazırda son ticaret alanı olan bu mekanizma ile ertesi günün her saati için arzla talep eğrileri kesiştirilerek her saat için piyasa fiyatları belirlenmektedir. Alıcılar da yalnızca talep tahmini bildirmekle kalmayıp farklı fiyat seviyeleri için farklı alış miktarları girebilmektedir. Bu piyasada oluşan fiyatlar (PTF), elektrik enerjisi için referans fiyatlar olarak anılmaktadır.

2013'de 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yayımlanmış, 12 Mart 2015 tarihinde EPIAŞ kurularak 1 Temmuz 2015 tarihinde de Gün İçi Piyasası açılmıştır. EPIAŞ 1 Eylül 2015 tarihinde piyasa işletim lisansını almıştır. 1 Haziran 2016 tarihinde EPIAŞ tarafından Yerli GÖP yazılımı oluşturulmuştur.

Çizelge 2.1 Elektrik Piyasasının Gelişiminde Önemli Tarihler (İnt. Kyn. 2).

Yıllar	Açıklama
2001	4628 sayılı EPK Kanunu, EPDK Kuruluşu,
2003	Mali Uzlaştırma Tebliğ yayımlandı, Özel sektörün sisteme verdiği ve sistemden çektiği enerjinin fiyatları 3 periyotlu olarak belirlendi.
2004	İlk DUY Yönetmeliği yayımlandı(3 Kasım), Piyasa İşletmecisi (PMUM) kavramı, Sistem İşletmecisi (MYTM) kavramı.
2006	Geçici DUY Dönemi, Dengeleme ve Uzlaştırma Uygulamaları başladı, Uzlaştırma 3 zamanlı ve aylık bazda SDF üzerinden yapıldı.
2009	Nihai DUY Dönemi, Gün Öncesi Planlama ve Dengeleme Güç Piyasası oluşturuldu, Uzlaştırma saatlik yapılmaya başlandı, Dağıtım tarafında çekiş sayaçları(iletimden) saatlik olarak okunmaya başlandı, Tüketim tarafı kendi tüketimlerini tahmin ederek enerji satın almaya başladı.
2011	Gün Öncesi Planlama yerine Gün Öncesi Piyasası devreye girdi, Teminat ve Avans Ödeme Mekanizması oluşturuldu, Tüketim tarafı fiyata duyarlı teklif sunmaya başladı, YEKDEM Mekanizması başladı.
2013	6446 sayılı EPK yayınlandı.
2015	1 Temmuz Gün İçi Piyasası işlerlik kazandı, 12 Mart EPIAŞ kuruldu, 1 Eylül EPIAŞ lisans aldı, TEİAŞ Piyasa İşletim lisansını aldı.
2016	1 Haziran Serbest Tüketici Portalı oluşturuldu, 1 Haziran Yerli GÖP Yazılımına geçildi.

Türkiye Elektrik Piyasası; Gün Öncesi Piyasa, Gün İçi Piyasa, Dengeleme Güç Piyasa olarak anılan spot piyasalar ile tamamlayıcı nitelikte olan İkili Anlaşma Piyasası ve vadeli piyasalardan oluşmaktadır.



Şekil 2.2 Türkiye'deki Elektrik Piyasasının Özeti (İnt. Kyn. 2).

Piyasa faaliyetleri TEİAŞ bünyesindeki PMUM tarafından yürütülmekte iken, EPİAŞ'ın 01.09.2015 tarihinde faaliyete geçmesi ile birlikte; Gün Öncesi Piyasası, Gün İçi Piyasası ve uzlaştırma faaliyetleri EPİAŞ tarafından, Dengeleme Güç Piyasası ise TEİAŞ tarafından yürütülmektedir.

2.2.2 Türkiye Piyasası Aktörleri ve Katılımcıları

Türkiye Elektrik Piyasasının İşletmecisi EPİAŞ'tır. Gün Öncesi Piyasasının ve Gün İçi Piyasasının işletilmesinden sorumludur. Uzlaştırma işlemlerini gerçekleştirme ve piyasa katılımcılarının alacak-borç bildirimlerinin hazırlanarak duyurulması faaliyetlerini yürütür (DUY 2009).

Sistem İşletmecisi olarak TEİAŞ faaliyet gösterir. Dengeleme Güç Piyasasının işletilmesinden sorumludur. Sistemin anlık dengelenmesi, yan hizmet alımı ve yedeklerin tutulması işlemlerini yürütür. Ayrıca iletim hattı kayıplarını satın almakla yükümlüdür (DUY 2009).

Lisans, üzerinde kayıtlı piyasa faaliyetlerinin kanun hükümleri uyarınca yapılabilmesi için tüzel kişilere verilen izin belgesidir (EPK 2013).

Piyasada lisans almak koşuluyla yürütülebilecek faaliyetler; Üretim faaliyeti, İletim faaliyeti, Dağıtım faaliyeti, Toptan satış faaliyeti, Perakende satış faaliyeti, Piyasa işletim faaliyeti, İthalat faaliyeti, İhracat faaliyeti yürütürler (EPK 2013).

Çizelge 2.2 Elektrik Piyasasında Lisans almak koşulu ile yapılabilecek faaliyetler (EPK 2013).

İlgili Faaliyet	Açıklama
Üretim Faaliyeti	Kamu ve özel sektör üretim şirketleri ile organize sanayi bölgesi tüzel kişiliği tarafından yürütülebilir.
İletim Faaliyeti	TEİAŞ tarafından yürütülür. TEİAŞ, Kanunla belirlenen faaliyetler dışında başka bir faaliyetle iştirak edemez.
Dağıtım Faaliyeti	Dağıtım şirketleri tarafından lisanslarında belirtilen bölgede yürütülür.
Toptan satış faaliyeti	Elektrik enerjisinin ve/veya kapasitesinin tekrar satışı için satışı,
Parekende satış faaliyeti	Elektriğin tüketicilere satışı,
Piyasa işletim faaliyeti	Toptan elektrik piyasalarının işletilmesi, bu piyasalarda gerçekleştirilen ticaretlerin mali uzlaştırma işlemleridir.
İthalat faaliyeti	Tedarik lisansı sahibi şirketler ve üretim şirketleri tarafından; Bakanlığın uygun görüşü doğrultusunda elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin uluslararası enterkoneksiyon şartı oluşmuş ülkelere ithalatı, EPK ve ikincil mevzuatı uyarınca Kurul onayıyla.
İhracat faaliyeti	Tedarik lisansı sahibi şirketler ve üretim şirketleri tarafından; Bakanlığın uygun görüşü doğrultusunda elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin uluslararası enterkoneksiyon şartı oluşmuş ülkelere ihracatı, EPK ve ikincil mevzuatı uyarınca Kurul onayıyla.

2.2.3 Gün Öncesi Piyasası

Gün öncesi piyasası, elektriğin teslimat gününden bir gün öncesinde, elektrik ticareti ve dengeleme faaliyeti için kullanılan Piyasa İşletmecisi (EPIAŞ) tarafından işletilen organize bir piyasadır. Piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalarına ek olarak bir sonraki gün için enerji alış ve satışı yapma fırsatı tanır (EPK 2013).

Gün öncesi piyasalarında, santraller ertesi gün için tahmin edilen yüke göre ayarlanırlar (Dmitri and Seth 2009). Böylelikle bu piyasaların iki önemli rolü, piyasa fiyatını belirlemek ve ertesi gün için saatlik bazda üretim planını oluşturmaktır (Kiener 2006). Bu sayede sistem işletmecisine, bir gün öncesinden dengelenmiş bir sistem bırakılır. Bir elektrik piyasasında gün öncesi piyasasının bulunması zorunlu değildir. Hunt'a göre;

üreticilerin üretime geçmelerinin bir saatten fazla sürmesi halinde gerçek zamanlı piyasaya ek olarak gün öncesi piyasasının bulunmasının faydalı olduğunu düşünmektedir (Hunt 2002).

2.2.3.1 Gün Öncesi Piyasasının Genel Esasları

Gün öncesi Piyasası ile elektriğin referans fiyatı belirlenir. Piyasa katılımcıları ikili anlaşmalarına ek olarak kendilerini dengeleme fırsatı bulurlar. Sistem işletmecisine (MYTM) gün öncesinde dengelenmiş bir sistem sağlanmış olur. Böylece sistem işletmecisince kısıtlar için teklif bölgeleri oluşturarak gün öncesinden kısıt yönetimi yapabilme imkânı doğar (DUY 2009).

Piyasa Katılımcıları, Gün Öncesi Piyasasına katılmak zorunda değildirler. Katılmak için Piyasa İşletmecisi (EPIAŞ) ile Piyasa Katılım Anlaşmasına ilave olarak Gün Öncesi Piyasası Katılım Anlaşması'nın imzalanması zorunluluktur. Gün öncesi piyasasına katılmak istemeyen bir piyasa aktörü üretimlerini ikili anlaşmalarla satabileceği gibi, gün içi piyasasında ticaret yapabilir ya da direk dengeleme güç piyasasına (DGP) teklif olarak sunabilirler. Ya da tam tersi tüketimlerini yine ikili anlaşma yoluyla alabilir veya gün içi piyasası (GİP) aracılığıyla satın alabilirler.

Gün öncesi Piyasası portföy bazlıdır. Katılımcılar portföylerini dengelerler. Portföylerindeki üretim ve tüketim birimlerinin programlarını oluştururlar. Piyasada oluşan fiyatlara göre ihtiyaçları olan enerjiyi kendi portföylerinden karşılar. Bazen sistemden enerji alır veya satarlar. Tercih tamamen katılımcının kendisine aittir.

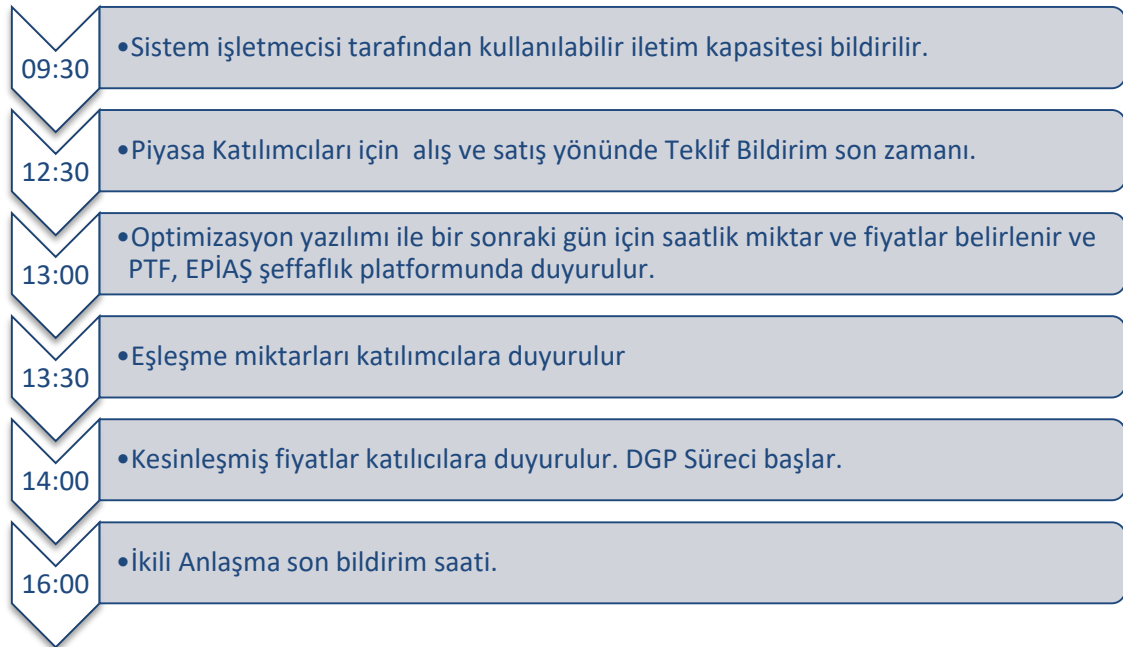
Bu piyasa aracılığıyla referans fiyat (PTF) belirlenir. İşlemler günlük olarak 24 saat için saatlik bazda gerçekleştirilir. Arz tarafı üreteceği miktarı, talep tarafı da tüketiceği miktarı saatlik teklif olarak, alış ve satış yönünde 32 seviye olarak ayrı ayrı fiyat seviyelerine göre ayarlayabilir. Yapılan ticaret fiziksel elektrik arzı ya da talebi yükümlülüğü doğurur. Piyasa katılımcıları saatlik teklif dışında, blok teklif (50 seviye) ve esnek teklif (10 seviye) verebilirler.

Enerji miktarları gün öncesi yazılımına Lot (0,1 MWh) cinsinden teklif edilir. Pozitif girilen değerler alış, negatif miktarlar ise satışı ifade eder. Azami ve asgari fiyat sınırları (0-2000) TL/MWh olarak belirlenir.

Uzlaştırma hesaplamaları sonucunda bir fatura döneminin her günü için Piyasa İşletmecisine ödeyeceği ya da Piyasa İşletmecisi tarafından piyasa katılımcılarına ödenecek tutarları içeren günlük avans ödeme bildirimleri, günlük bazda ertesi gün Piyasa İşletmecisi tarafından merkezi uzlaştırma bankası (MUB) aracılığı ile ilgili piyasa katılımcılarına duyurulur (İnt. Kyn. 3). Her gün saat 10:30' a kadar teminat mektupları Piyasa İşletmecisine sunulur. Piyasa Katılımcıları teminat mektubu dışındaki diğer teminatlarını saat 11:00'a kadar merkezi uzlaştırma bankasına (MUB) sunarlar.

2.2.3.2 Gün Öncesi Piyasasının Süreçleri

Hergün saat 12:30'a kadar gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları bir sonraki güne ait gün öncesi piyasası tekliflerini GÖP sistemi aracılığıyla Piyasa İşletmecisine bildirirler (İnt. Kyn. 4).



Şekil 2.3 Gün Öncesi Piyasası Süreçleri (İnt. Kyn. 4).

2.2.4 Gün İçi Piyasası

Gün Öncesi Piyasası ve Dengelem Güç Piyasası ile es zamanlı bir çalışma sistemi vardır. Piyasa katılımcıları dengesizliklerini azaltma konusunda bir fırsat sunar. Gün Öncesi Piyasası gibi fiziksel teslimatı zorunlu kılmaktadır. Sürekli ticaret yapılıdır (DUY 2009).

Gün İçi Piyasası ile piyasa katılımcıları dengesizliklerini azaltma imkânı yakalarlar. TEİAŞ vereceği talimat miktarlarında azalma sağlanır. Gün İçi Piyasası kapsamında saatlik ve blok teklif verilebilir. Saatlik teklifler bir saatten oluşan ve bölünebilen teklifler olup, blok teklifler ise aynı gün içerisinde 1 saatten 24 saate kadar olan ve bölünemeyen tekliflerdir.

2.2.4.1 Gün İçi Piyasası Süreçleri

Fiyatların kesinleşmesi ve GÖP sürecinin bitmesi ile söz konusu gün için saat 14:00'te Dengeleme Güç Piyasası süreci başlar. İkili anlaşma bildirim sürecinin de 16:00 itibarıyla kapanması ile ertesi gün için saat 18:00 de Gün İçi piyasası kontratları açılır. Kontratlar ertesi gün 23:59'a kadar tanımlanmıştır. Fiziksel teslimattan 90 dakika öncesine kadar piyasa katılımcıları uzlaştırmaya esas her bir dönem için GİP kapsamında işlem yapabilirler (DUY 2009).



Şekil 2.4 Gün İçi Piyasası Süreçleri (İnt. Kyn. 5).

2.2.5 Dengeleme Güç Piyasası

Gün Öncesi piyasalarında sistem bir gün öncesinde dengelenmiş olsa da gerçek zamanda arz ve talep emre amadelik durumları değişebilir ve gün öncesi piyasası ve gün içi

piyasasında oluşan üretim programlarında ayarlamalar yapılması gerekebilir (Dmitri and Seth 2009)

Üretim ve tüketim arasındaki dengenin sistem bütünlüğü ve güvenliği açısından korunması gerektiğinden, sistem işletmecisi şebekede sabit bir güç frekansı sağlamak için dengesizlikleri sürekli olarak düzeltir. Bunu sağlamak için, sistem operatörü birincil, ikincil ve üçüncül rezervler gibi frekans kontrol eylemlerini kullanır (DUY 2009).

Gün öncesi piyasasından başka gün içi piyasası gibi spot piyasalar marifetiyle de sistem gerçek zamandan önce dengeye getirilebilir. Her bir katılımcının söz verdiği miktarı üretmesi ve söz verdiği miktarı tüketmesi durumunda, yani ideal durumda, sağlanan bu denge gerçek zamanda bozulmaz. Ne var ki söz verilen miktarların üretilmesi veya tüketilmesi durumu her zaman gerçekleşmez. Bunun nedenleri santral arızaları, iletim hatlarında meydana gelen arızalar, tüketim tahminindeki sapmalar vb. olabilir.

Dengeleme güç piyasasından önce çeşitli spot piyasalar vasıtasıyla sistem dengelense de üretimle tüketim arasındaki farkın anbean sıfırlanması ancak gerçek zamanlı piyasayla mümkün olur. Sistem işletmecisi tarafından verilen rezerv emirleri, arz veya talepteki ani dalgalanmalara bağlı olarak kısa sürede üretimi artırır veya azaltır. Ayrıca, tesislere sadece rezerv siparişleri için değil, aynı zamanda rezerv kapasitesinin kullanılabilirliği için de ödeme yapılır (Burger *et al* 2014).

2.2.5.1 Dengeleme Güç Piyasası Esasları

Gün öncesi ve gün içi piyasası aracılığıyla sistem işletmecisine (TEİAŞ) dengelenmiş piyasa bırakılır. Ancak gerçek zamanda yük tahmin planlarında sapmalar olabilir. Santrallerden biri devre harici olabilir veya tüketim tesislerinden biri çalışmaya başlar ya da durdurabilir. Böylesi durumlarda sistemin tekrar dengeye getirilmesi için dengeleme güç piyasasına sunulmuş olan teklifler aracılığıyla sistem dengesi tekrar sağlanmaya çalışılır.

Gerçek zamanlı dengelemeyi yan hizmetler ve dengeleme güç piyasasından oluşmaktadır. Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ile Sistem işletmecisine (TEİAŞ) gerçek zamanlı

dengeleme için en fazla on beş dakikada sisteme dâhil edilebilecek yedek kapasite sağlanır. Ticaret amacı yoktur, asıl amaç sistemin kararlılığı ve güvenliğinin sağlanmasıdır. İşlemler günlük olarak saatlik bazda gerçekleşir. Tüm piyasa katılımcıları Dengeleme Güç Piyasasına (DGP) emre amade kapasiteleri (EAK) sunmak zorundadırlar (İnt. Kyn. 6).

2.2.6 İkili anlaşmalar

İkili anlaşmaların tarafları her uzlaştırma dönemi için tedarik edilmesi taahhüt edilen enerji miktarı ile alıcı ve satıcı tarafından kim olduğu ikili anlaşmaların taraflarınca EPIAŞ'a bildirilir. EPIAŞ bildirimini işleme konulduğunu her iki tarafa da bildirir (EPDK 2003b).

- İkili anlaşmalar 24 saatlik verilerden oluşur.
- Alış yönünde olması durumunda değerler pozitif yazılırken, satış yönünde olması durumunda değerler negatif olarak yazılır.
- İki tarafın girmiş olduğu değerler birbirinin tersi yönünde görülür. Birisi alış yönünde iken, diğeri satış yönündedir.
- Anlaşmanın iki tarafı da aynı değerleri girer ise anlaşma geçerli kabul edilir.
- İkili anlaşmalar en fazla 60 gün sonrasına kadar bildirilebilir.



Şekil 2.5 Örnek İkili Anlaşmalar Piyasası İşleyişi.

2.3 Yenilenebilir Enerji ve Teşvik Mekanizmaları

Yenilenebilir enerjiyi “doğal kaynaklardan elde edilebilen ve kendini sürekli yenileyebilen bir enerji kaynağı” olarak tanımlamak mümkündür (İnt. Kyn. 7). Yenilenebilir enerjiyi diğer enerji çeşitlerinden ayıran en önemli özellik doğal bir şekilde kendisini yenileyebilmesi ve yok olmamasıdır. Bunun yanı sıra yenilenebilir enerji çeşitleri çevreye zarar veren karbon salınımının azaltılması, yerli kaynaklar oldukları için ithal edilmeye ihtiyaç duyulmaması ve bu sayede enerji konusunda dışa bağımlılığın azaltılması gibi hususlar açısından oldukça önemlidir.

Yenilenebilir enerji, sürekli değiştirilen ve hiçbir zaman tükenmeyen doğal kaynaklar kullanılarak üretilir. Tıpkı birçok doğal enerji kaynağı olduğu gibi, birçok yenilenebilir enerji teknolojisi vardır. Güneş en iyi bilinenlerden biridir, rüzgâr enerjisi en yaygınlarından biridir ve hidroelektrik en eskisidir. Diğer yenilenebilir teknolojiler, ısı veya elektrik üretmek için jeotermal enerjiyi, biyoenerjiyi veya okyanus enerjisini kullanır (İnt. Kyn. 8).

2.3.1 Yenilenebilir Enerji ve Kaynakları

Yenilenebilir enerji, gerek artan enerji talebi karşısında gerekse karbon emisyonlarını azaltılması için tüm dünyada önem verilen konulardan birisidir. Enerji ihtiyacının tükenmeyen, yerli kaynaklarla karşılayarak ithal edilmeye ihtiyaç duyulmadan enerjide dışa bağımlılığın azaltılması, çevreye verilen zararların en aza indirilmesi, yerli kaynaklar olduğu için ve sürdürülebilir enerji çeşitliliğinin sağlanması bakımından önemlidir.

Yenilenebilir enerji kaynakları temelde güneş enerjisinin neden olduğu yoğun radyasyondan oluşur (Lund 2010). Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynakları kolayca üretilebilir ve yenilenebilir. Çevreye daha az kirletici madde yayarlar. Yenilenebilir enerji kaynakları asla tükenemez (Boyle 2004).

Çizelge 2.3 Yenilenebilir Enerji Çeşitleri ve Kaynakları (İnt. Kyn. 8).

Enerji Çeşitleri	Enerji Kaynakları
Güneş Enerjisi	Güneş
Rüzgâr Enerjisi	Rüzgâr
Jeotermal Enerji	Yer Altı Suları
Hidrolik Enerji	Nehir ve Akarsular
Biyokütle Enerjisi	Biyolojik Atıklar
Dalga Enerjisi	Okyanus ve Denizler
Hidrojen Enerjisi	Su ve Hidroksitler

2.3.2 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji

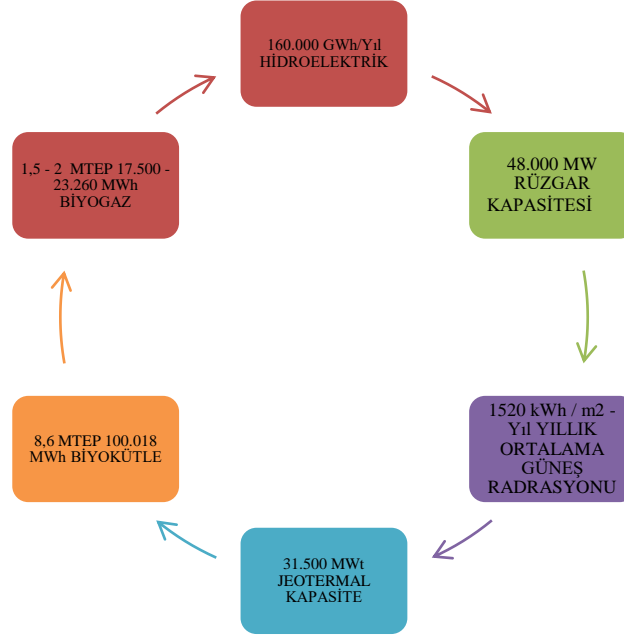
Türkiye yeraltı enerji kaynakları açısından zengin bir konumda olmasa bile coğrafi konumu ve jeopolitik yapısıyla özellikle hidrolik, güneş, rüzgâr ve jeotermik enerji kaynakları açısından gerek çeşitliliği gerekse potansiyel bakımından zengin bir ülkedir. Yenilenebilir enerji kaynaklı enerji üretimi düşük miktardadır. Kapasite ile kullanılan kapasite arasındaki oranın büyük olmasının altında yasal düzenlemelerdeki eksiklikler ile maliyetli bir yatırım olması gibi birçok etken yer alır. Enerjide dışa bağımlık hususunu göz önünde bulundursak, mevcut kapasitenin kullanıma kazandırılması uzun dönemde ülkemiz için elzem bir önceliktir (Karagöl ve Kavaz 2017).

Yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik üretiminde ilk yatırım maliyetlerinin yüksek olması söz konusu sektöre yatırım yapanların yenilenebilir enerji yatırımlarına mesafeli bakmalarına neden olmaktadır. Yenilebilir enerjiye yatırımlarında, yenilebilir enerji yatırım koşulları ve maliyetleri kadar, uygulanmayı konulması gereken politikalar ve teşvik mekanizmaları da önem arz eder. Bu doğrultuda üreticilerin yenilenebilir enerji sektörüne ilgisini çekmek için hükümetlerce yenilenebilir enerji teşvik mekanizmaları geliştirilmiştir. Uygulanan ya da uygulamaya konulacak olan mevzuat ve teşvikler, sektör açısından geleceği şekillendirmede önemlidir.

2.3.2.1 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Durumu

Türkiye, enerji ihtiyacının büyük bir kısmını yenilenebilir enerji ile karşılama konusunda önemli bir potansiyele sahiptir. Ama potansiyel kapasitesinin oldukça altında

değerlendirilmektedir. Petrol ve doğalgaz türü enerji kaynağı az olan ülkemizin hidroelektrik enerji potansiyeli bakımından dünya potansiyelinin %1'ine Avrupa potansiyelinin ise yaklaşık % 16'sı hitap eder (İnt. Kyn. 9). Bu potansiyelin büyük bir kısmı henüz değerlendirilmemektedir. Hızlı tüketim karşısında azalan rezervler alternatif enerji kaynaklarına yönelişi zorunlu tutmaktadır.



Şekil 2.6 Ülkemizin Yenilenebilir Enerji Potansiyeli (Erkeç 2015).

Ülkemizin hidrolik enerji olarak potansiyeli brüt, teorik hidroelektrik enerji potansiyeli 433 TWh/yıl, teknik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 TWh/yıl, ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli ise 170 TWh/yıl olarak hesaplanmıştır (TBMMO 2012).

ETKB tarafından hazırlanan Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlasına (REPA) göre rüzgâr enerjisi potansiyelimiz yaklaşık hesaplamalarla 48.000 MW civarında ölçülmüştür. Bağlanabilir rüzgâr enerjisi potansiyelimiz yaklaşık hesaplamalarla 10.000 MW civarındadır. Elektrik şebekesinde yapılabilecek iyileştirmeler neticesinde şebekeye bağlanabilir rüzgâr enerjisi potansiyelinin 20.000 MW olacağı değerlendirilmektedir (İnt. Kyn. 10).

Ülkemizin Ortalama Global Solar Radyasyonu GEPA çalışmaları sonucu 1520 kWh/m²-

yıl olarak ölçülmüştür (İnt. Kyn. 11). 600 MW kapasiteli lisans başvuruları EPDK tarafından alınmış olup Mayıs 2015 itibari ile yarışmalar sonuçlanmıştır. Yeni kapasiteyi belirlemeye Bakanlar Kurulu yetkilidir. 2019 yılı Nisan dönemi itibariyle Fotovoltaik (FV) Kurulu Gücü 5.266 MW seviyelerine ulaşmıştır (EPDK 2019a).

Ülkemizin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat olarak hesaplanmıştır. Günlük toplam yaklaşık 7.2 saat olarak belirlenmiştir. Ortalama yıllık toplam ışınım şiddeti 1311 kWh/m² olup, günlük toplam 3.6 kWh/m² ye eşittir. Güneş enerjisi potansiyelimiz bakanlıkça yapılan çalışmalarda yaklaşık olarak 380 milyar kWh/yıl olarak bulunmuştur (İnt. Kyn. 11).

Ülkemiz jeotermal enerji potansiyeli bakımından yaklaşık 31.500 MWt kapasitesi ile Avrupa'da ilk sırada, dünyada ise yedinci sıradadır (Dağdaş 2004). ETKB tarafından yapılan çalışmalarda ülkemiz toplam jeotermal ısı kapasitesi (görünür ısı miktarı) 35.500 MWt'e olarak değerlendirilmiştir. Jeotermal potansiyelimizin %78'i Batı Anadolu'da, %9'u İç Anadolu'da, %7'si Marmara Bölgesi'nde, %5'i Doğu Anadolu'da ve %1'i diğer bölgelerde yer almaktadır (İnt. Kyn. 12). Türkiye jeotermal kaynaklardan elektrik enerjisi üretimine ilk olarak 1974 yılında Kızıldere Sahasında Maden ve Tetkik Arama Genel Müdürlüğü tarafından 0.5 MWe gücünde bir pilot türbinde deneme amaçlı olarak başlanmış, ticari anlamda ilk elektrik üretimi ise 15 MWe kurulu güce sahip Kızıldere jeotermal santralinde 1984 yılında TEAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir (Akkuş ve Alan 2016).

Ülkemizin elektrik üretimine açısından değerlendirilebilir jeotermal enerji potansiyeli 4500 MWe'dir (Hepbaşlı ve Çanakçı 2003). 2018 yılı itibariyle toplam 39 proje ve 1.088 MWe kapasite lisanslandırılmıştır. 30 Haziran 2018 sonu itibarı ile jeotermal kurulu güç 1144,2 MWh'dır (İnt. Kyn. 13). 2019 yılı Nisan dönemi itibariyle Jeotermal enerjide kurulu gücümüz 1302,52 MW'a yükselmiştir (EPDK 2019a).

Biyokütle kaynakları kentsel atıkların yanı sıra bitkisel yağ atıklarından, tarımsal hasat atıkları dâhil, tarım ve orman ürünlerine kadar içerir. Ülkemizin biyogaz potansiyeli 1.5 - 2 Mtoe'dir. 30 Haziran 2018 yılı itibariyle Biyokütle Kurulu Gücü 624,1 MWh'dir (İnt.

Kyn. 13). 2019 yılı Nisan dönemi itibariyle biyokütle enerjide kurulu gücümüz 669,91 MW'a yükselmiştir (EPDK 2019a). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre Türkiye'nin atık potansiyeli yaklaşık 8,6 milyon TEP civarındadır (İnt. Kyn. 14).

2.3.2.2 Ülkemizin Yenilenebilir Enerji Hedefleri

Fosil yakıtların yanmasıyla çevreye karbondioksit yayılmaktadır. Sera etkisi ile enerji sisteminin sürdürülebilirliği tartışma konusudur. Ekim 2014 tarihinde Avrupa Konseyi, AB'nin yenilenebilir enerji ve enerji verimliliğindeki en az %27 hedefinin yanı sıra, 2030 yılına kadar sera gazı emisyonunu en az %40 azaltma hedefi için 2030 İklim ve Enerji Politikaları Çerçevesini hazırlamıştır (Paris İklim Anlaşması 2015).

27 Ekim 2018 tarihinde yayınlanmış olan 2019 yılı Cumhurbaşkanlığı programında 2019 yılı için programlanan hedefler çizelgede yer almaktadır (T.C. Cumhurbaşkanlığı 2019). 2019 Nisan Dönemi itibariyle gerçekleşmiş değerler ve planlanmış hedefler çizelgede karşılaştırılmıştır. Çizelge incelendiğinde hiçbir kaynak türünde Nisan 2019 dönemi itibariyle hedeflenen değerler henüz yakalanmamıştır.

Çizelge 2.4 27 Ekim 2018 tarihinde yayınlanan Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programında belirtilen hedefler ile 2019 Nisan dönemi itibariyle Lisanslı ve Lisansız mevcut durum karşılaştırması.

Mevcut Durum Kurulu Güç (MW)	2019 yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Proğ.
Hidrolik Mevcut Durum: 28.401,54 MW	Hidroelektrik kapasitesi: 29.796 MW
Rüzgâr Mevcut Durum: 7073,37 MW	Rüzgâr enerjisi kapasitesi: 8361 MW.
Güneş Mevcut Durum(lisanslı ve lisansız): 5348,28 MW	Güneş Enerjisi kapasitesi: 6433 MW.
Jeotermal Mevcut Durum: 1302,52 MW	Jeotermal enerji kapasitesi : 1498 MW.
Biyogaz- Atık Mevcut Durum: 669,91	Biyogaz – Atık Kapasitesi: 842 MW.

ETKB tarafından yayımlanan Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesine göre 2023 yılı için hedeflerimiz aşağıdaki gibidir (ETKB 2014).

- Temel amaç elektrik enerjisi üretimindeki payını 2023'e kadar en az %30 seviyesine çıkarmaktadır.

- Rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 20.000 MW'a çıkartılması amaçlanmıştır.
- Güneş Enerjisinin kullanımını yaygınlaştırmayı hedefler.
- Tüm Hidroelektrik potansiyelinden faydalanılacaktır (yaklaşık 34.0000 MW).
- 600 MW jeotermal enerji gücünün işletmeye girmesi sağlanacaktır.
- Yerli ve Yenilenebilir Enerji kaynaklarının kullanımının artırılması ile elektrik üretiminde doğalgaz seviyesinin %30 altına düşmesi hedeflenmektedir.

Çizelge 2.5 2023 YEK Hedefleri (YEED 2017).

Yenilenebilir Enerji Kaynağı	2023 Hedefleri YEED (2017-2023)
Hidrolik	Türkiye'nin tüm ekonomik olarak yapılabilir olan Hidroelektrik potansiyelinden elektrik enerjisi üretimi için faydalanılacaktır. (34.000 MW)
Rüzgâr	20.000 MWh rüzgâr enerjisi kapasitesi işletmede olacaktır.
Güneş	En az 5000 MW Güneş Enerjisi kapasitesine ulaşılabilecektir.
Jeotermal	En az 1000 MWe jeotermal enerji santrali uygulaması yapılacaktır.
Biyokütle	Biyokütle kurulu gücü 1000 MWe olacaktır.

Çizelge 2.4 de 2019 yılı Nisan Dönemi itibariyle mevcut kurulu güç durumu ile Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planına (YEED) ve 2019 yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programına göre 2023 yılına kadar hedef olarak konulan yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik hedefler ve gerçekleşme durumu gösterilmiştir. Çizelgeye göre hidrolik, rüzgâr ve biyoküttele henüz hedeflere varılmadığı, güneş ve jeotermalde ise hedeflere şimdiden ulaşıldığı görülmektedir. Ülkemizdeki ciddi yenilenebilir potansiyeli düşünüldüğünde yenilenebilir enerjiden gelecekte de enerji piyasalarındaki önemi artarak devam edecektir.

Çizelge 2.6 2019 Nisan Dönemi Lisanslı ve Lisansız Mevcut Durum ve 2023 Yek Hedefleri Karşılaştırması.

Mevcut Durum Kurulu Güç (MW)	2023 Hedefleri (YEPP 2017-2023)
Hidrolik Mevcut Durum: 28.401,54 MW	Yapılabilir olan Hidroelektrik potansiyeli: 34.000 MW
Rüzgâr Mevcut Durum: 7073,37 MW	20.000 MWh rüzgâr enerjisi kapasitesi işletmede olacaktır.
Güneş Mevcut Durum (lisanslı ve lisansız): 5266 MW	En az 5000 MW Güneş Enerjisi kapasitesine ulaşılacaktır.
Jeotermal Mevcut Durum: 1302,52 MW	En az 1000 MWe jeotermal enerji santrali uygulaması yapılacaktır.
Biyokütle Mevcut Durum: 669,91	Biyokütle kurulu gücü 1000 MWe olacaktır.

2.3.4 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mevzuatı

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak yatırımların önünü açmak ve enerjide dışa bağımlığın azaltılmak için 2005 yılında Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanıma İlişkin Kanun 5346 Sayılı YEK Kanunu hazırlanmıştır. 5346 sayılı YEK Kanunu ile yenilenebilir enerjinin elektrik üretiminde kullanımı yaygınlaştırılması, güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması amaçlanmıştır (YEK 2005). YEK Kanunu ile yenilenebilir enerji için satın alım garantisi tanımlanmış ve 2010 yılında ise yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretecek santrallere on yıl süreli sabit fiyat garantisi tanımlanmıştır. Ayrıca yerli ekipman ilavesi getirilmiştir. Tüm bu yasal düzenlemeler ile yenilenebilir enerjiye yatırım yapmak isteyen üreticilerin ilgisi kazanılmış ve sektördeki kapasite gelişimi sağlanmıştır.

YEKDEM yönetmeliği 2010 yılında yürürlüğe konulmuştur. Yönetmelik ile özel sektörün yenilenebilir enerjiye yatırım yapması hedeflenmiştir. Alım garantili bir teşvik modeli olan YEKDEM kapsamında üreticiye sunulacak olan teşviklerin yasal dayanağı YEKDEM Yönetmeliği ile oluşturulmuştur. YEKDEM mekanizması 2011 yılında ilk başvurular alınarak uygulanmaya başlamıştır. Mevcutta, mekanizmaya YEK Kanununun yayınlandığı 2005 yılından 2020 yılına kadar inşa edilen santraller başvuru yapabilmektedir. Lisanslı yenilenebilir santralleri, her yıl Ekim ayının son gününe kadar mekanizmaya başvuru yapmaktalar. Nisan 2016 yılında yapılan değişiklik ile lisanslı

yenilenebilir santralleri gün öncesi piyasasına katılmasının ve/veya ikili anlaşma ile enerji ticareti yapabilmelerinin önü açılmıştır. Böylece dengesizliklerinden sorumlu olan katılımcılar hem portföylerini daha iyi yönetme hem de ek kazanç imkânı oluşmuştur. Ayrıca lisanssız üretim kapsamında sisteme verilen elektrik enerjisi ilgili görevli tedarik şirketi aracılığıyla YEKDEM kapsamında değerlendirilmeye başlanmıştır (LÜY 2013).



Şekil 2.7 Yenilenebilir Enerji Mevzuatı .

2.3.4.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizmasının Tanımı

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik (YEKDEM Yönetmeliği), kapsamındaki üretim faaliyeti gösteren üretim lisansı sahibi tüzel kişiler ile lisanssız elektrik üretimi kapsamında üretim yapan katılımcılar, bölgelerinde buldukları görevli tedarik şirketleri aracılığıyla faydalanabileceği usulleri içeren mekanizmadır (YEKDEM 2013).

YEKDEM, EPIAŞ'ça işletilen bir satın alma mekanizması olup, yenilenebilir kaynaklarla üretim yapan katılımcılar için üretilen elektrik için sabit bir fiyattan enerjileri satın alınmaktadır. Yönetmeliğine göre bu süre on yıl devam etmektedir. Ayrıca, böylece yenilenebilir kaynaklarla enerji üreten lisanssız üretim kapsamında üretim yapan tesisler, 10 yıl süresince ihtiyaç fazlası üretimlerini teşvikli fiyatında ilgili görevli tedarik şirketine satar.

Mekanizmadan yararlanabilecek yenilenebilir enerji kaynakları rüzgâr, güneş, hidro, jeotermal ve biyoyakıttır. Mekanizmaya dâhil olan santraller için on yıl boyunca Çizelge 2.7 verilen fiyatlarla ürettikleri enerjiyi satarlar. Yenilenebilir enerjinin üretildiği

santralde kullanılan yerli aksam bileşenleri için de teşvik fiyatı üstüne ilave bir fiyat eklenmektedir.

Çizelge 2.7 YEKDEM kapsamında üretilen enerji için verilen birim baz fiyatlar (YEK 2005).

Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	Uygulanan Teşvik Fiyatları(\$/MWh)
Hidrolik	73
Rüzgâr	73
Güneş	133
Jeotermal	105
Biyokütle	133

* 5346 Sayılı YEK Kanunu I Sayılı Cetvel.

2.3.4.2 YEKDEM'in Avantajları Ve Dezavantajları

YEKDEM, destekleme mekanizmasından yararlanmakta olan santrallere birçok avantaj sağlamaktadır. Sistemin kendi bünyesinde bir takım dezavantajları da vardır. Bu kapsamda sistemden yararlanmakta olan santraller yararlanmayan santrallere göre daha öngörülebilir finansal koşullara sahiptir. Ancak, 2016 Nisan ayında yapılan değişiklikle, portföylerinin yönetme konusunda dengesizlik maliyetlerinden sorumlu olmuşlardır. (YEKDEM 2016). Üretim programlarını en doğru ve az hata payı ile tahmin eden tesisler bu kapsamda avantaj olarak ek kazanç sağlayabileceği gibi, tahminlerinde tolerans katsayısı adı verilen oranın dışında kalan tesisler ise dezavantaj olarak sınır değerler dışında kalan dengesizliklerinden kazançlarından kayıp yaşamak suretiyle sorumlu olmaktadır.

Diğer bir avantaj ise işletmesinde yerli aksam kullanan yatırımcılara, sabit bir fiyattan belirlenen alım garantisi üzerine yerli aksam için ek teşvikin verilmesidir. Tesisinde yerli aksam kullanan üreticilere sağlanan bu ek teşvik süresi beş yıl olarak gereklidir (YEK Yerli Aksam 2016). Tesisler bu kapsamda teşvik fiyatına ek gelir elde etme imkânı bulmaktadırlar.

Sistemin dezavantajlarından biri de; teşvik alım garantisi fiyatının, gün öncesi piyasasında oluşan PTF'nin düşük olduğu durumlarda, piyasa işletmecisi EPIAŞ tarafından ödeme yapılması yerine, santraller tarafından piyasa işletmecisine ödeme

yapılması durumu oluşabilmektedir. Ayrıca YEKDEM'den yararlanma son başvuru yılının da 2020 yılı olması da bir başka dezavantajdır. YEKDEM'den yararlanmak isteyen katılımcıların başvurduğu senenin sonunda kadar sistemden çıkamaması da dezavantaj olarak görülebilir. (YEKDEM 2016).

Destekleme Mekanizmasının amacında küçük kapasiteli ve yatırım için ekonomik olmayan kaynakların elektrik üretime kazandırılması amaçlanmışken, rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan büyük güçlü santrallerin de YEKDEM'e katılıyor olması sistemin bir diğer dezavantajıdır (YEKDEM 2016). Çünkü büyük güçlü olan bu santraller teşvike ihtiyaç duymazlar, dengeleme santrali olarak görev yapmaktadırlar. Bu durum sisteme maliyetlerini artırıcı yönde etki etmektedir.

2.3.5 Yenilenebilir Enerjide Uygulanmış Teşvik Modelleri

Dünyada Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına (RES) yatırımların hızlandırılmasının en yaygın yolu olarak teşvik mekanizmaları kullanılmaktadır. Çünkü yenilenebilir enerji yatırımları geleneksel yakıtları kullanan enerji santrallerine göre yüksek yatırım maliyetlerine sahiptir. Teşviklerin finans kaynağı ya kamu bütçesi ya da son tüketicilerdir. İlk teşvik mekanizması 1978 yılında ABD tarafından yürürlüğe konulmuştur (İnt. Kyn. 15).

Uluslararası literatür taramalarında mevcut destekleme sistemleri üzerine birçok çalışma yer almaktadır. Yapılan araştırmalarda, Avrupa Birliği'nde kullanılmakta olan destekleme mekanizmaları Çizelge 2.8'da verilmiştir. Şu an en yaygın kullanılan iki teşvik modeli Sabit Fiyat Garantisi modeli (FIT) ile Prim Garantisi (PIT) modelidir. Görülmüştür ki ülkeler tek tip bir teşvik mekanizmaları yerine farklı teşvik mekanizmaları kullanmışlardır.

Dünyada yenilenebilir enerjiye yönelik uygulanan piyasa bazlı ve piyasa dışı teşvik mekanizmaları; sabit fiyat garantisi, prim garantisi, zorunlu kota ve yeşil sertifika, ihale teşvikleri, yatırım teşvikleri ve vergi muafiyeti ve indirimler şeklinde sıralanabilir (Deloitte 2011). Sabit Fiyat Garantisi, yenilenebilir enerji yatırımlarını hızlandırmak

amacıyla kullanılan uzun vadeli bir alım anlaşmasıdır. Bu yöntemle hükümetler, yıllık olarak enerji ihtiyacını yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak üreten üreticilerden piyasa fiyatının üzerinde bir rakamla enerji alımını garanti etmektedir. Alınacak enerji miktarı, kaynağın türüne ve ekonomik olarak uygulanabilirliğine bağlıdır. Ayrıca 10 yıldan 30 yıla kadar değişen sürede uzun vadeli bir fiyat garantisi sağlanarak yatırımcı açısından satış ve fiyat riskleri ortadan kaldırılmaktadır (Brown 2013).

Prim Garantisi Uygulamasında, sabit fiyat garantisinden farklı olarak, üreticiye sabit bir fiyatta yerine piyasa fiyatının üzerinde bir prim ödenmektedir. Piyasa fiyatının belirlenen minimum fiyatı aşması halinde prim ödemesi yapılmamaktadır (Delolite 2011).

Kullanılan başlıca vergi teşvik araçları arasında muafiyet ve istisnalar, indirimler, amortisman rejimi, zararların ileriye ve geriye mahsubu, vergi tatili ve vergi erteleme yer almaktadır. Ayrıca fosil yakıtların daha yüksek orandan veya karbon vergisi gibi ek vergiler ile vergilendirilmesi de vergisel önlemleri oluşturmaktadır (Aslani *et al.* 2013).

Avrupa’da en yaygın olarak kullanılmakta olan destekleme mekanizmaları FIT Sabit fiyat alım garantili modeldir. FIT modelinin dezavantajlarından biri sisteme yüklediği maliyetlerdir. Bu maliyetleri azaltmanın yolu taban ve tavan fiyat uygulamalarının kullanılmasıdır.

Saatlik bazlı taban tavan fiyatı uygulamaları yerine aylık veya yıllık bazlı taban tavan fiyat uygulamaları daha verimlidir (Schallenberg-Rodriguez 2014).

Çizelge 2.8 Yenilenebilir Enerji Teşvik Modelleri (Deloitte 2011).

Teşvik Modeli	Açıklamalı Tanımı
Yatırım Teşvikleri	Yenilenebilir enerji için düşük faizli krediler, hükümetlerce verilen sübvansiyonları içerir.
Sabit Fiyat Garantisi (Feed-in Tariff)	Uzun vadeli sabit fiyat alım garantisi sağlar.
Prim Garantisi (Premium-İn Tariff)	Sabit fiyat üzerine bir miktar prim garantisi öngörülür.
Kota Uygulamalarına dayalı Yeşil Sertifika	Son kullanıcılar yenilenebilir enerji kaynaklarından tüketim yapar. Tedarikçiler sabit bir miktar üretir.
İhale mekanizmaları	Hükümetleri için teşvik fiyatından daha avantajlı fiyatlar doğurur.
Vergi Muafiyeti ve İndirimleri	Yenilenebilir enerji kaynaklı üretimler için vergi indirimleri veya muafiyet söz konusudur. Bir teşvik modeli ile birlikte uygulanması durumunda etkilidir.

Teşvik modelleri farklı ülkelerde ve coğrafyalarda farklı sonuçlar vermektedir. Yeni gelişmekte olan veya yenilenebilir enerji yatırımları bakımından yolun başında diyebileceğimiz ülkelerde yatırıma yönelik teşviklerin, sabit fiyat modellerinin ise piyasanın olgunlaşmaya başladığı dönemlerde kullanılması daha doğru sonuç verdiği yapılan araştırmalarda görülmüştür. Aynı zamanda yenilenebilir enerji piyasasının, hem de kullanılan teknolojinin yeterli düzeyde olgunlaştığı dönemlerde prim garantisi modeli (Feed-İn Premium) ve zorunlu kota uygulamasına dayalı yeşil sertifika modellerinin daha uygulanabilir olduğu görülmektedir (OPTRES Report 2007).

En iyi uygulama örnekleri için piyasaların gelişim seviyelerine göre birbirleriyle etkileşim halinde olan farklı mekanizmaların uygulandığı görülmektedir (Deloitte 2011).

Çizelgede de görüleceği üzere hiç bir teşvik mekanizması tek başına yeterli olmayıp, alternatif teşvik modelleri ile desteklenmektedir.

Çizelge 2.9 Avrupa’da Uygulanan Enerji Teşvik Modelleri (İnt. Kyn. 16).

Ülkenin Adı	Açıklama
Fransa	Fed in Tariff modelini, ihale mekanizması ve vergi muafiyeti ve indirimleri uygulamaktadır. Ayrıca Çatı tipi uygulamalarda teşvik değerine ilave %5-%10 arası değerde desteklenmektedir. Vergi kredileri, KDV indirimleri uygulanmaktadır.
Almanya	Sabit Fiyatlı Alım Garantisi modeli 20 yıllık periyotta uygulanmaktadır. 10 MW’ a kadar güneş santralleri teşvikten yararlanabilir. 2020 hedefi olan 52 GW’ın 2015 yılında aşılması ile Market Premium modeline geçilmiştir.
Yunanistan	10 kW ve altı için 20 yıllık periyotta teşvik uygulanmaktadır.
İtalya	Prim Garantili model 20 yıllık periyotta uygulanmaktadır. Ayrıca Kota Uygulamalarına dayalı Yeşil Sertifika modeli ile Vergi kredileri, KDV indirimleri uygulanmaktadır.
İngiltere	Fed in Tariff modeli 20 ve 25 yıllık periyotta uygulanmaktadır. Kota Uygulamalarına dayalı Yeşil Sertifika uygulamaları yer almaktadır. Ayrıca Vergi kredileri, KDV indirimleri uygulanmaktadır.
İspanya	Gece, gündüz, puant gibi dilimlerde farklı fiyatlar içeren sabit fiyatlı alım garantisi modeli uygulanmaktadır. Sadece Hidrolik, kaynaklı üretimler için uygulanmaktadır.
Danimarka, Estonya ve Slovenya	Kaynak tipine göre sabitlenmiş katkı payı bulunmaktadır.
İsveç, Belçika, Polonya	Kota Uygulamalarına dayalı Yeşil Sertifika
Portekiz ve Litvanya	Sabit Fiyat Garantisi Modeli uygulanmaktadır.
Letonya	Döviz veya petrol gibi bir takım rakamlara endeksli olarak değişen sabit fiyatlı alım garantisi modeli uygulanmaktadır.

2.4 Elektrik Piyasasında Liyakat Yaklaşımı (Merit Order)

Elektrik piyasasında tüm santraller marjinal maliyetlerine göre sıralanırlar. Şekil 2.8’de marjinal maliyetlerine göre sıralanmış bir arz eğrisi görülmektedir. Marjinal maliyeti düşük olan santraller yüksek olanlara göre önce üretim yaparlar. Bu durum, gün öncesi piyasasında oluşacak fiyatın daha düşük olmasına neden olur. Şekil 2.8’de her bir adım, bir üretim şirketi tarafından sunulan teklifi temsil eder. Teklifler en ucuzdan en pahalıya doğru sıralanır. Şekilde talep dikey sarı çizgi ile gösterilmiştir. Sistemin dengele noktası sarı çizgilerin kesiştiği miktar ve fiyat ikilisinde, piyasa fiyatı oluşur. Yenilenebilir enerji kaynakları yüksek yatırım maliyetlerine rağmen siteme en alt noktadan girerler. Bunları marjinal maliyeti daha yüksek olan kömür ve doğalgaz santraller takip eder. Şekilin en üstünde marjinal maliyeti en yüksek olan enerji kaynağı yer alır. Bu eğriye liyakat eğrisi denir.



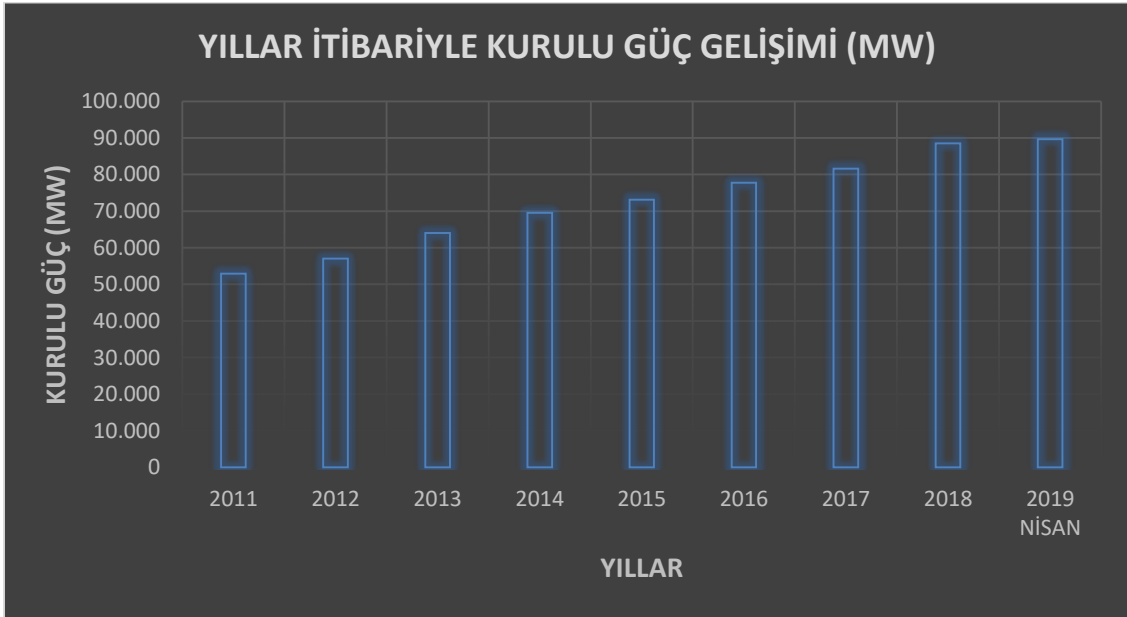
Şekil 2.8 Örnek Liyakat Eğrisi.

3. MATERYAL ve METOT

3.1 YEKDEM'in Elektrik Piyasalarına Etki Analizi

2011 – Nisan 2019 Dönemi itibariyle Türkiye'nin Kurulu Güç Gelişimi Şekil 3.1'de verilmiştir. Türkiye elektrik üretiminde 2019 Nisan dönemi itibariyle kurulu gücümüz lisanslı ve lisansız dâhil 89.651 MW olmuştur (EPDK 2019a). 2019 yılı sonu itibariyle öngörülen kurulu güç 94.341 MW (TEİAŞ 2018) olarak öngörülmüştür.

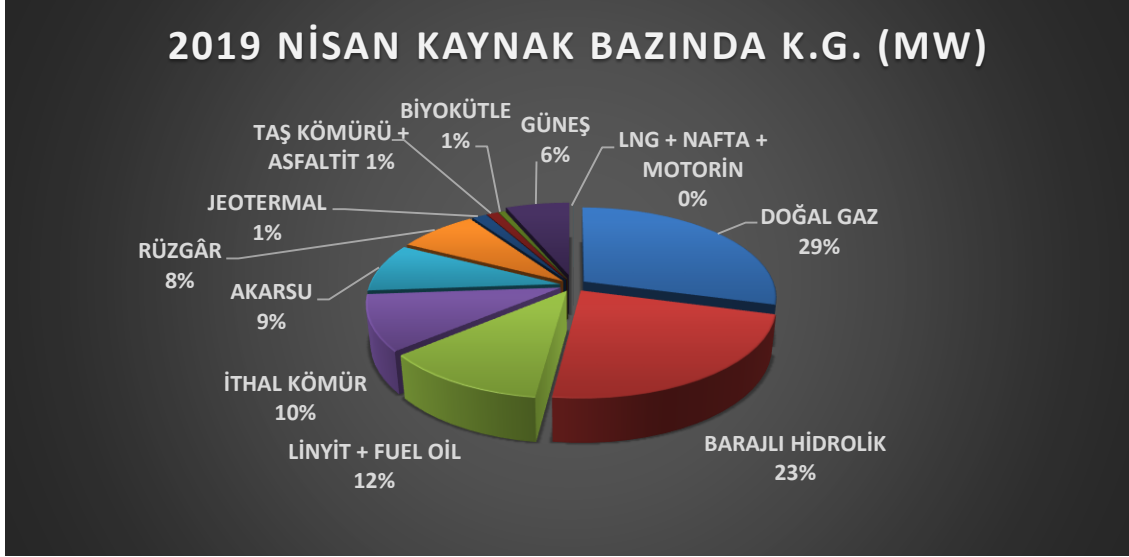
2011 yılından bu yana kurulu güç gelişimi incelendiğinde 2011 yılında 52.911 MW olan kurulu gücümüz, 2019 yılı Nisan ayı dönemi itibariyle lisanslı ve lisansız dâhil 89.651 MW seviyelerine ulaşmıştır (İnt. Kyn. 17). Geçtiğimiz zaman zarfında kapasite artışı 36.740 MW olmuştur. Kapasite artışında 2020 yılında kurulu gücün doksan dokuz bin seviyelerini, 2021 yılında ise yüz bin seviyelerini rahatlıkla geçeceği öngörülmektedir (TEİAŞ 2018).



Şekil 3.1 2009 – 2019 Nisan Dönemi İtibariyle Kurulu Güç Gelişimi (İnt. Kyn. 17).

2019 Nisan Dönemi itibariyle kurulu gücümüzün kaynak bazında dağılımı Şekil 3.2' de gösterilmektedir. Kaynaklara göre kurulu gücümüzün; % 31,68 hidrolik enerji, % 7,89 rüzgâr, % 5,97'ü güneş, % 1,45 jeotermal, % 0,75 biyokütle kaynaklardandır. (EPDK

2019a). Görüldüğü gibi kurulu gücün % 47,74'ü ne tekabül eden 42.795 MW'lık miktarı yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan santrallere aittir.



Şekil 3.2 2019 Nisan Dönemi İtibariyle Kaynak Bazlı Kurulu Güç Durumu (EPDK 2019a).

ETKB tarafından 2019 yılı için hedeflenen değerler Çizelge 3.1'de verilmiştir (ETKB 2017). Hidrolik enerji kaynağından 2019 yılı Nisan dönemi itibariyle 28.401 MW olarak gerçekleşmiş olan kurulu gücümüz, hedeflenen 32.000 MW seviyesine henüz ulaşamamıştır. Rüzgâr enerji kaynağından 2019 yılı Nisan dönemi itibariyle 7.073 MW'lık bir kapasiteye ulaşılmış olup, hedeflenen 10.000 MW'lık kapasiteye henüz yakalanamamıştır. Güneş enerji kaynağından 2019 yılı Nisan dönemi itibariyle 5.348 MW'lık bir kapasiteye ulaşılmış olup, hedeflenen 3.000 MW'lık kapasite şimdiden yakalanmış ve hedeflenen değerler rahat aşılmıştır. Aynı şekilde jeotermal enerjide kurulu güç 1302 MW seviyelerine ulaşarak şimdiden hedeflenen 1300 MW seviyeleri yakalanmıştır. Biyokütlede ise 670 MW kapasiteye ulaşılmış olup, hedeflenen 700 MW seviyeye çok az bir sapma ile ileri zamanlarda ulaşılabilir.

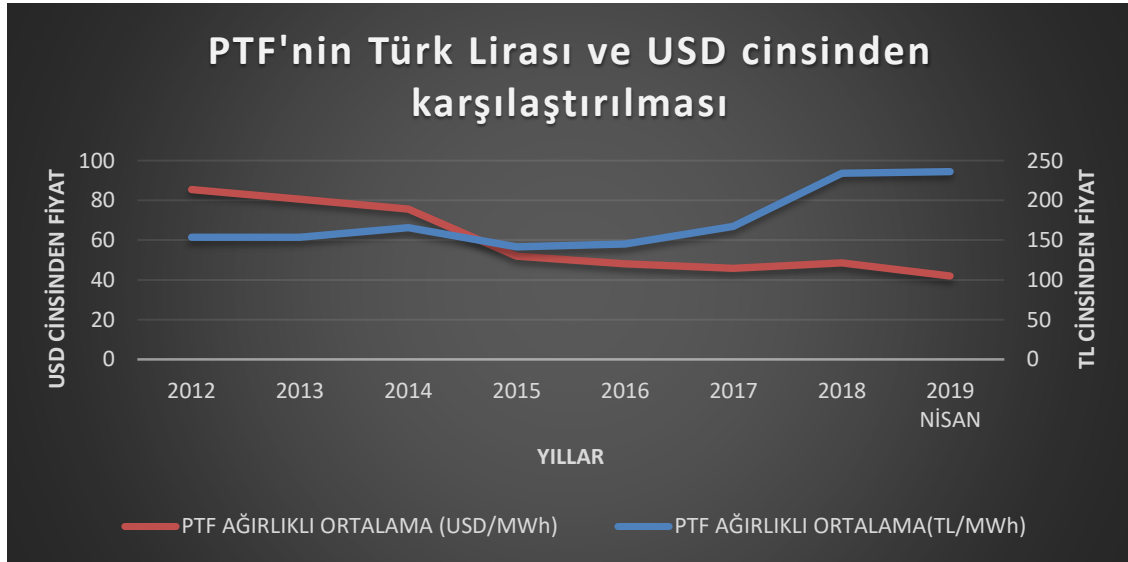
Kaynak olarak incelendiğinde jeotermal ve güneş için 2019 ve 2023 hedeflerine (Çizelge 2.4 2023 yılında Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı 2023 Hedefleri) şimdiden ulaşılmıştır. Hidrolik ve biyokütlede ise hedefe varılmasında kabul edilebilir makul bir miktarın kaldığı görülmektedir. Rüzgârda ise henüz istenilen kapasite halen yatırıma dönüşmediği gözlenmektedir. Yenilenebilir enerjide her ne kadar hedeflenen

değerler hidrolik ve rüzgâr hariç tutturulmuş olsa da, çalışmanın literatür kısmı 2.3.2.2’ de değinilen ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeli incelendiğinde daha değerlendirilebilir ciddi bir kapasite olduğu görülmektedir.

Çizelge 3.1 2019 yılı için Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına dayalı hedeflenen değerler (ETKB 2017).

Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	Hedeflenen Kapasite(MW)
Hidrolik	32.000
Rüzgâr	10.000
Güneş	3.000
Jeotermal	1.300
Biyokütle	700

Şekil 3.3’de 2012 yılından 2019 Nisan Dönemine kadar PTF’nin Türk Lirası ve Amerikan Doları cinsinden yıllık ağırlıklı ortalamalarının karşılaştırılması verilmiştir. Piyasa takas fiyatının yıllık ağırlıklı ortalama değeri Türk Lirası cinsinden özellikle 2015 yılından sonra artış göstermesine rağmen, Amerikan Doları cinsinden düşüş yaşamıştır. Bunun nedeni 2015 yılından sonra döviz kurlarında yaşanan artışlardır.



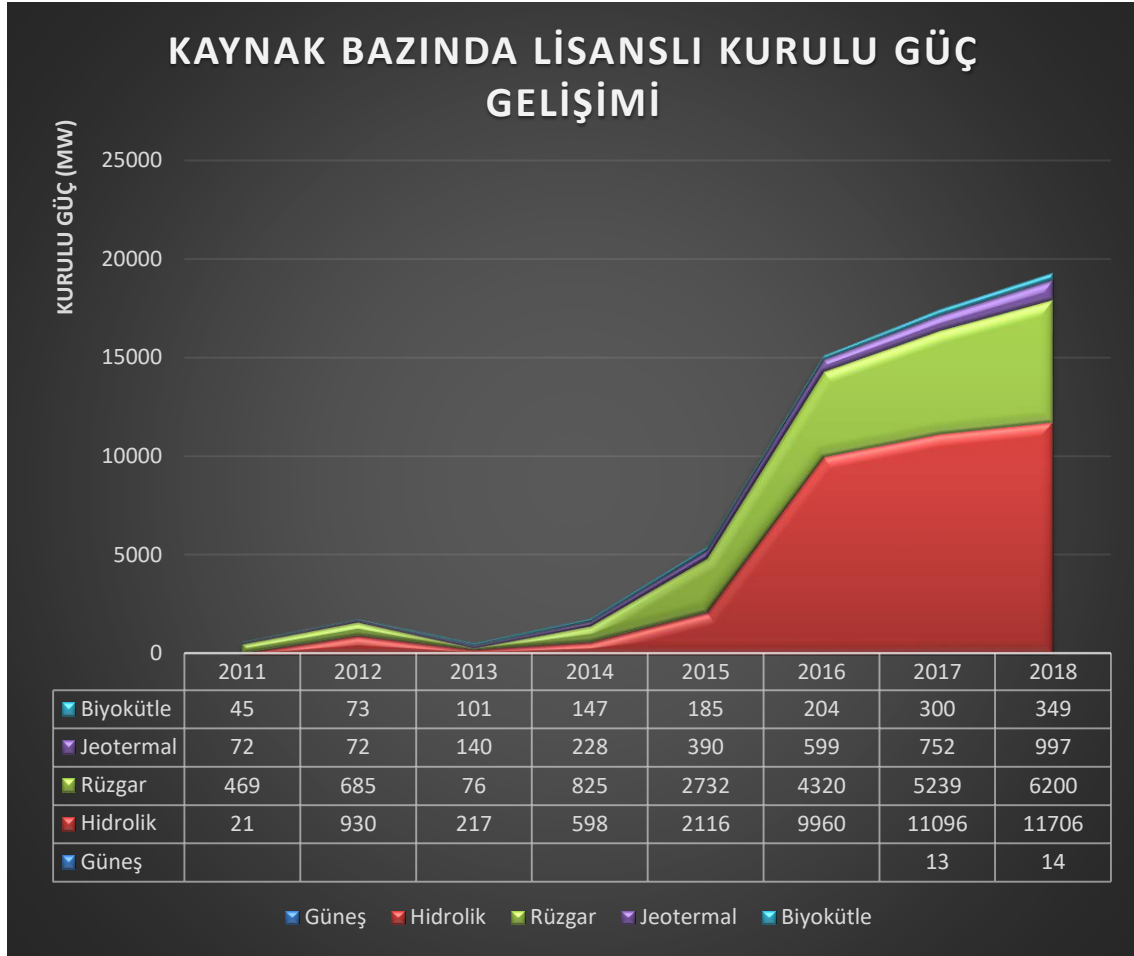
Şekil 3.3 2012 – 2019 Nisan Dönemi PTF yıllık A.O.’sının Türk Lirası ve USD cinsinden Karşılaştırılması (İnt. Kyn. 18).

Şekil 3.4 Mekanizmanın devreye girdiği 2011 yılından 2019 yılına kadar kaynaklara göre Lisanslı YEKDEM katılımcı sayıları yer almaktadır. Şekil 3.5 de ise; bu katılımcıların

kaynaklara göre toplam kurulu güçlerine yer verilmiştir. Görüldüğü üzere sisteme katılan tesislerin önemli bir kısmı hidrolik ve rüzgâr santralleridir. YEKDEM’e katılan biyokütle ve jeotermal santrallerinin sayısının bazı yıllarda (2013 ve 2014) fazla olmasına karşın kurulu güç miktarları diğer enerji kaynaklarına göre daha düşük kapasite kaldığı görülmektedir.

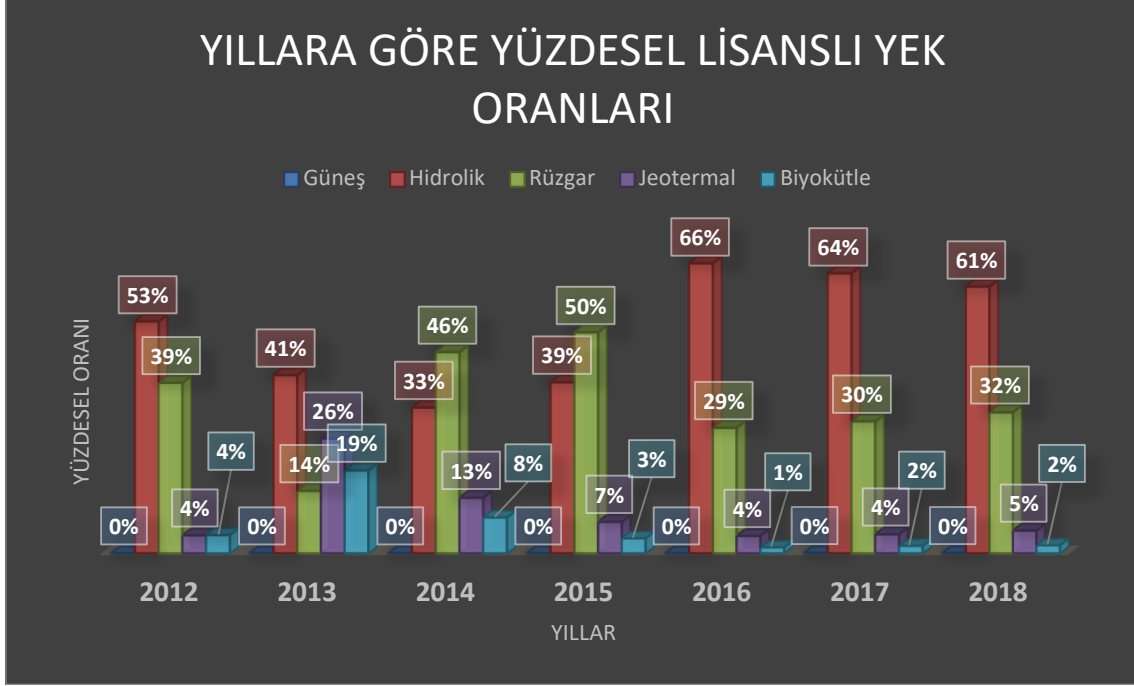


Şekil 3.4 2011-2018 Yılları YEKDEM katılımcı sayısı ve kaynaklara göre dağılımı (İnt. Kyn. 19).



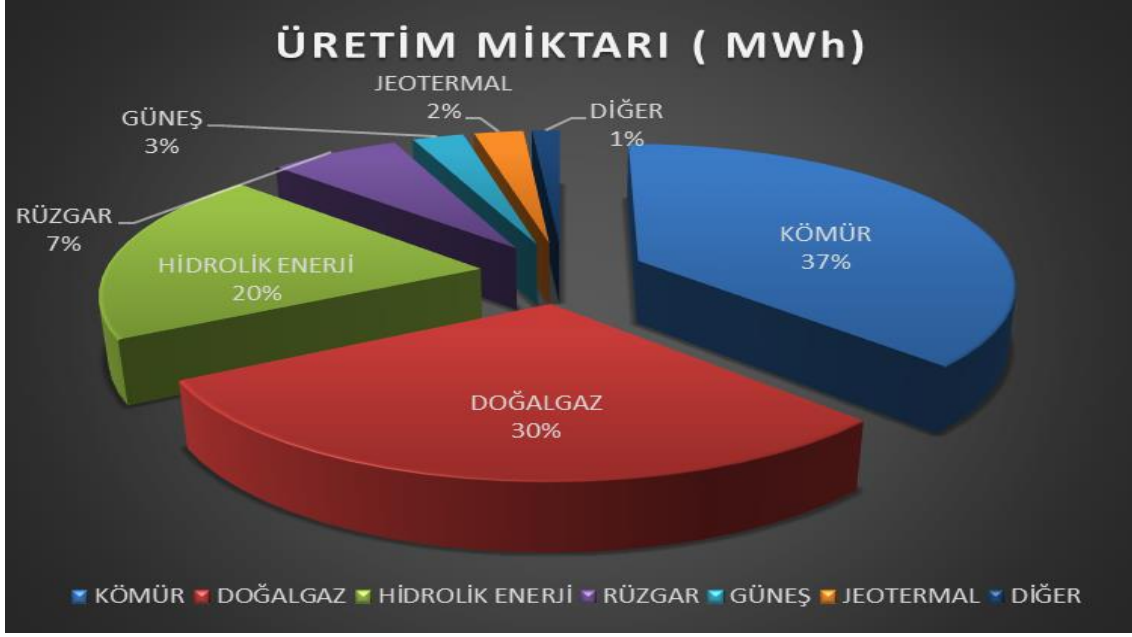
Şekil 3.5 2011-2018 Yılları YEKDEM Kurulu Güç (KG) Gelişimi (İnt. Kyn. 20).

Şekil 3.6’da yıllara göre yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjinin yıllar itibariyle yüzdesel oranları verilmiştir. 2018 yılında yenilenebilir kaynaklardan üretilen enerjinin % 61’ lik büyük bir payını Hidrolik enerji kaynaklarından elektrik üretimi gerçekleştiren tesislerce üretildiği görülmektedir. Hidrolik enerji kaynağını % 32’ lik oranla rüzgâr enerji kaynakları takip etmektedir. 2013 ve 2014 yılında üretilen hidrolik enerji kaynaklarının düşük olmasının nedeni tamamen iklimsel durumlardandır. 2014 yılı su kaynakları açısından kurak bir yıl olmuştur.



Şekil 3.6 Yıllara Göre Yüzdesel Lisanslı YEK Oranları (İnt. Kyn. 21).

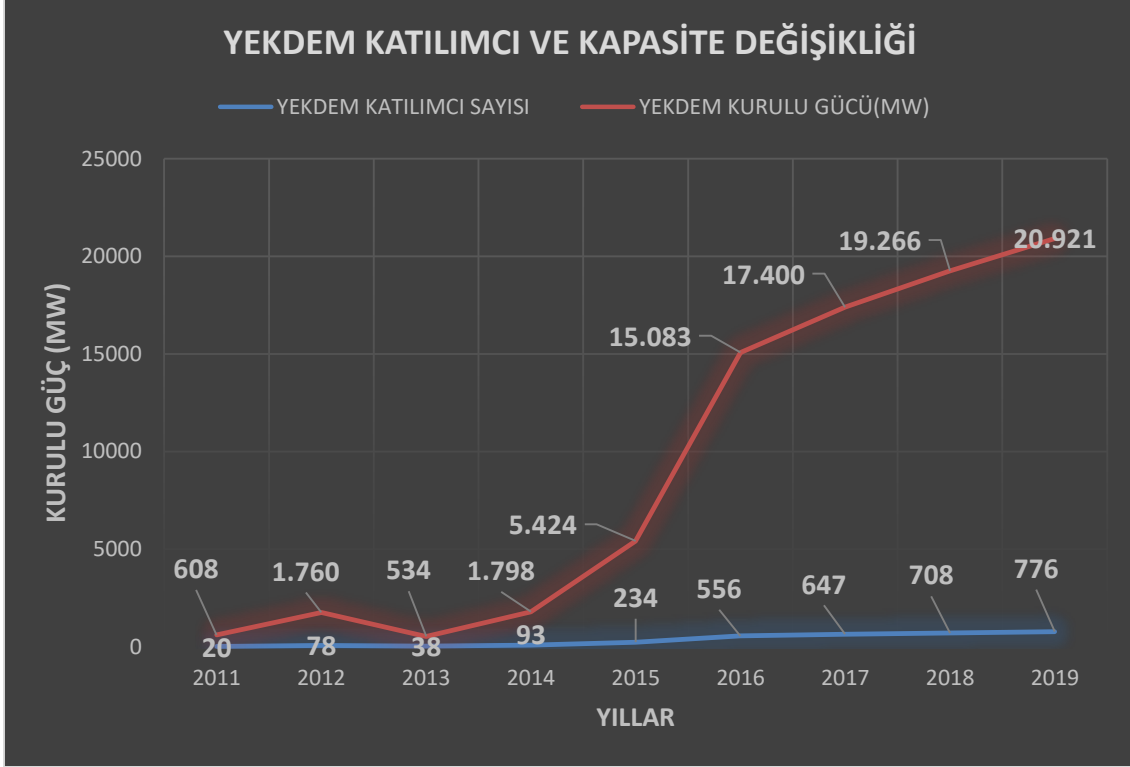
2018 yılında elektrik enerjisi tüketimi 303.300 MWh olmuştur. Elektrik üretimi ise 303.900 MWh olarak gerçekleşmiştir. Şekil 3.7'ye göre elektrik üretimimizin; %37'si kömür, %30'u doğal gaz, %20'si hidrolik, %7'si rüzgâr, %3'ü güneş, %2,5'i jeotermal enerjiden ve %1,4'ü diğer kaynaklardan elde edildiği görülmektedir. Şekil 3.7 incelendiğinde 2018 yılı sonu itibariyle lisanslı üretim miktarı bakımından yenilenebilir enerjinin % 33,5 civarında olduğu görülmektedir. Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesine göre 2023 yılına kadar ulaşılmak istenen %30 seviyeleri 2018 yılında yakalanmıştır. Oranın yine büyük bir kısmı hidrolik enerji kaynakları oluşturmaktadır.



Şekil 3.7 2018 Yılı Kaynak Bazlı Üretim Miktarları Yüzdesel Oranı (İnt. Kyn. 21).

YEKDEM mekanizmasına katılım zorunlu değildir. Santraller o yılki iklim koşulları, ekonomik göstergeler, döviz kuru ve elektrik piyasası fiyatlarını göz önünde bulundurarak bir sonraki yıl için sisteme katılıp katılmama kararı almaktadırlar. Katılımcılar öngörülerine göre piyasa fiyatlarının düşük çıkacağı ve/veya döviz kurlarının artacağını düşündükleri yıllarda mevcut mekanizmayı değerlendirme yolunu seçerler. Şekil 3.8 mekanizmanın işlerlik kazandığı 2011 yılından 2019 yılına kadar mekanizmaya dâhil olan katılımcı sayısını ve katılan toplam kapasiteyi göstermektedir.

Yağışın bol olduğu, piyasada fiyatlarının düşük seyrettiği ve döviz kurundaki artışın yaşandığı yıllarda (2015 yılı ve sonrası) teşvik mekanizmasına katılımın arttığı açıkça görülmektedir. 2011 yılında 20 katılımcının katıldığı ve 608 MW'lık bir kapasite içeren mekanizma, yeni santrallerin de devreye girmesi ile gelinen noktada 776 katılımcının yararlandığı ve 20.921 MW'lık bir kapasiteyi içeren bir sisteme dönüşmüştür.



Şekil 3.8 2011- 2019 Yılları itibariyle YEKDEM katılımcı sayısı ve kapasite değişikliği (İnt. Kyn. 20 ve 21).

Şekil 3.9’da 2011 yılından 2019 yılına kadar YEKDEM’e dâhil olarak üretim bakımından en çok üretim yapan tesislerin kaynak türlerine göre üretim miktarlarına yer verilmiştir. Şekil 3.9 incelendiğinde en çok üretim yapan tesislerin ağırlıkla hidroelektrik ve rüzgâr enerjisi kaynaklı olduğu görülmektedir. Başlangıçta kanal tipi santrallerin ve rüzgâr santrallerinin yer aldığı mekanizmada, özellikle 2016 yılında mekanizmaya dâhil olan kanal tipi hidroelektrik santral kapasitesi 3005 MW, rüzgâr enerjisi santrali kapasitesi 1607 MW iken, 4402 MW’lık rezervuarlı hidroelektrik santralin YEKDEM’e dâhil olması nedeniyle ciddi bir kapasite artışı yaşanmıştır.

Çizelge 3.2 teşvik süresi boyunca mekanizmaya dâhil olan en yüksek değerde kurulu güce sahip katılımcılar incelendiğinde başlangıçta küçük güçlü santrallerin teşvik mekanizmasından yararlanması söz konusu iken ilerleyen yıllarda büyük güçlü santrallerin de sistemde yer aldığı görülmektedir. Bu durum, 2015 yılı sonrasında mekanizmanın amacından uzaklaştığının bir ispatıdır. İşte tam da burada mevzuat değişikliği ile rezervuarlı hidrolik santrallerin mekanizmaya dâhil olması sonucu 2015

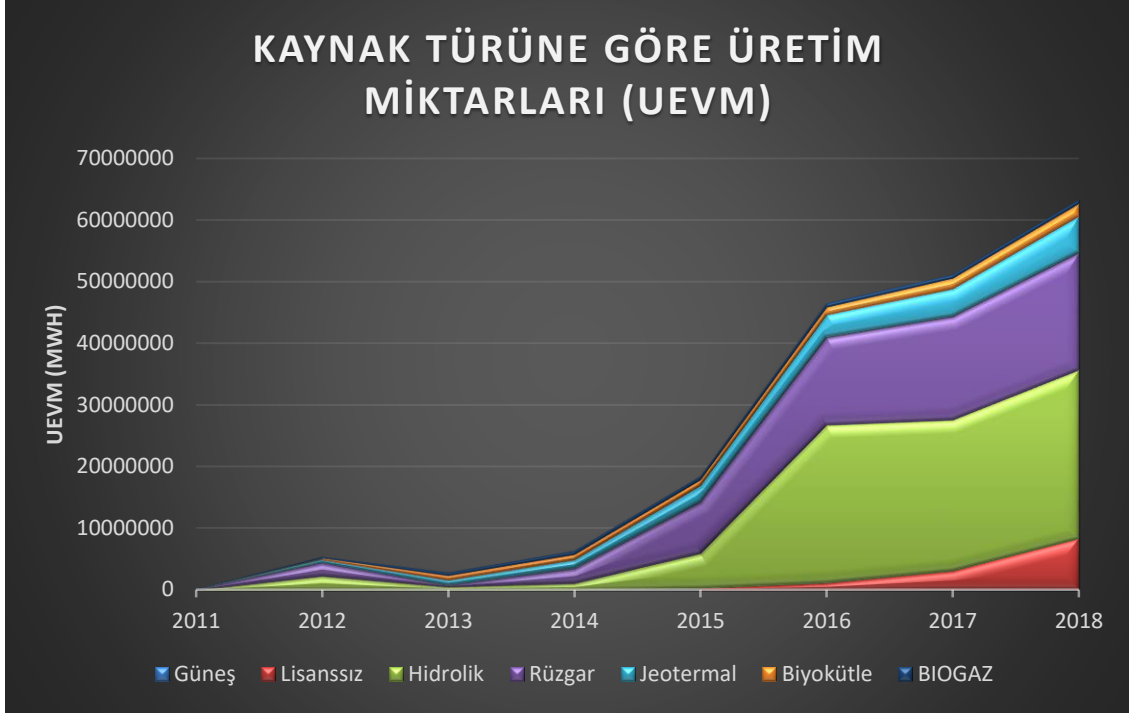
yılı sonrasında mekanizmanın amacından uzaklaşmaya ve elektrik piyasasına olumsuz yönde etki etmeye başlamıştır (EPDK 2011).

Çizelge 3.2 Yıl Yıl Mekanizmaya dâhil olan en yüksek değerdeki Kurulu Güçler (EPDK 2011)

Yıl	Kurulu Gücü (MW)
2011	13,37
2012	91,4
2013	47,4
2014	140,1
2015	150
2016	582,1
2017	582,1
2018	582,1
2019	634,4

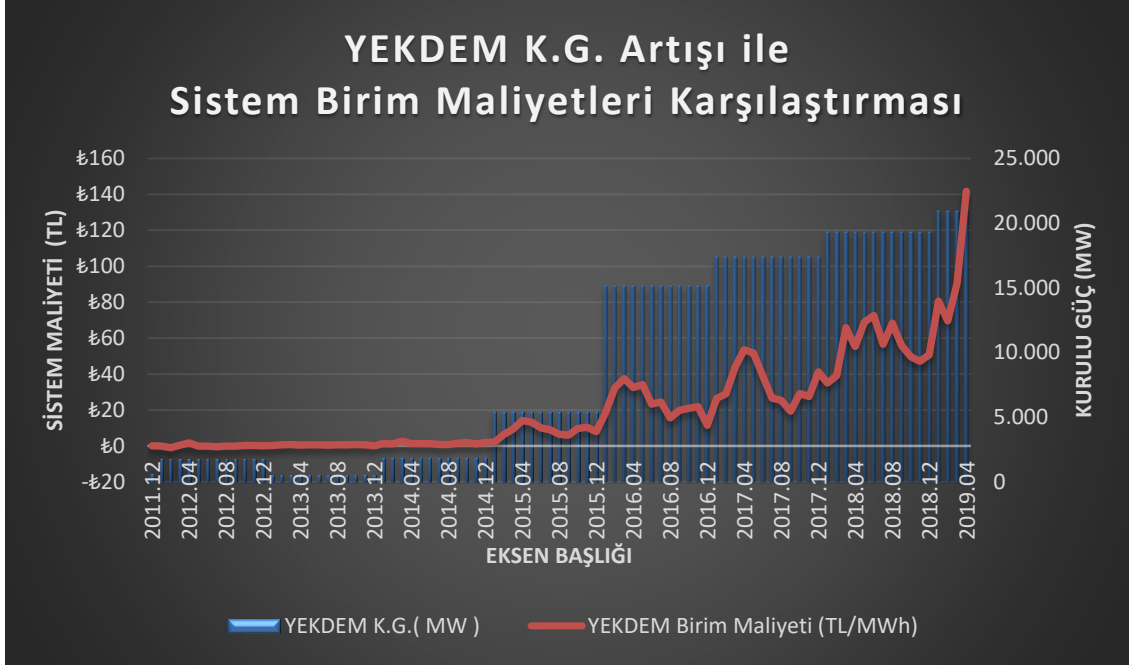
Rezervuarlı hidrolik santrallerin daha iyi kazanç sağlamak amacıyla sisteme dâhil olduğu açıktır. Bu santrallerin birçoğu rezervuar alanı on beş kilometre karenin altında olan dengeleme santralleri olup, bu durum piyasa açısından sistem işletme maliyetlerini artırmaktadır. Mekanizma amacında küçük kapasiteli kaynakların sisteme dâhil edilmesi amaçlanmışken, özellikle 2015 yılında büyük kapasiteli santrallerin mekanizmaya dâhil olması sistem maliyetlerini artırmış ve ülke ekonomisine olan olumsuz etkisiyle beraber son tüketiciye etkisi de artmıştır.

Ayrıca şekil 3.9’de da görüleceği üzere, kurak geçen 2013 yılı hariç 2014 yılından 2019 yılına kadar YEKDEM’e katılım oranının rüzgar, baraj ve kanal tipi ağırlıklı olduğu görülmektedir. 2015 yılı sonrası döviz kurundaki artışla beraber daha iyi bir kazanç elde etme gayesiyle, baraj tipi rezervuarlı santrallerin YEKDEM’e olan yönelimi ile hidrolik kaynakların payı hızla artış göstermiştir. Diğer enerji kaynaklarındaki artış gerek santral sayısı gerek de kurulu güç açısından çok düşük kalmaktadır. Bunun nedeni biyogaz, biyokütle ve jeotermal kaynaklı santrallerin sayıları ve kapasitelerinin az oluşudur. Bu durum üreticilerin mekanizmaya dâhil olma konusunda eğilim gösterdiğinin ve mekanizmanın rağbet gördüğünün bir kanıtıdır.



Şekil 3.9 Kaynak Türüne Göre YEK Üretim Miktarları (İnt. Kyn. 21).

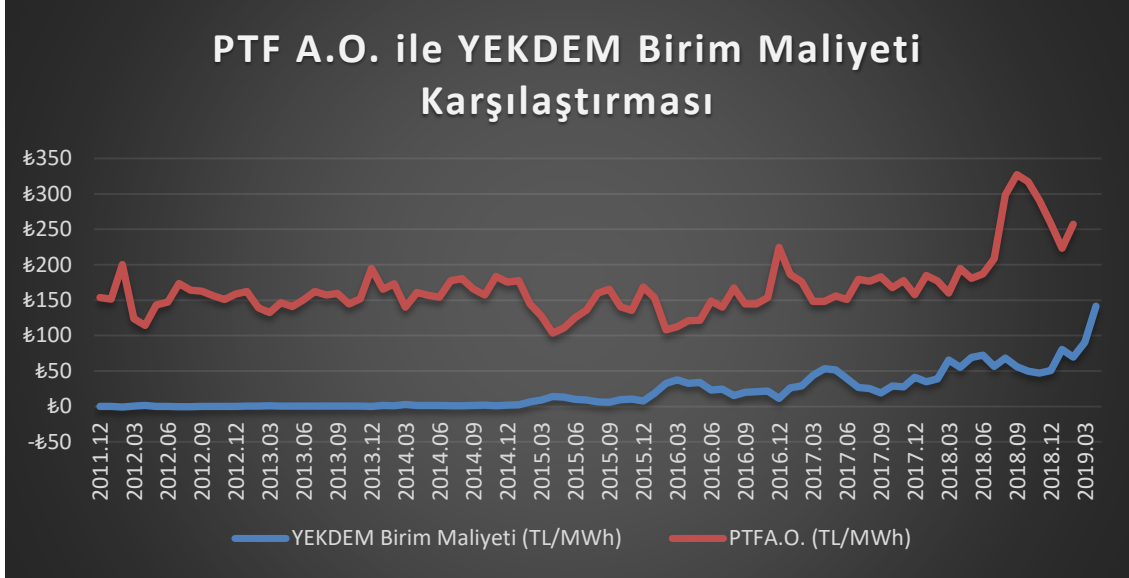
YEKDEM, yenilenebilir kaynaklı santrallere piyasaya göre daha iyi bir kazanç imkânı sağladığı için rağbet görmüş ve cazip hale gelmiştir. Şekil 3.10 incelendiğinde YEKDEM mekanizması nedeniyle oluşan YEKDEM birim maliyetleri (sistem işletim maliyeti) kurulu güçle beraber orantılı olarak arttığı görülmektedir. Mayıs-Haziran 2016 dönemi ile 2017 Haziran-Temmuz döneminde birim maliyetteki düşüşlerin nedeni iklimsel değişikliklerden dolayıdır. Rezervuarlı santraller teknik olarak ve finansal olarak herhangi bir teşvik mekanizmasına ihtiyaç duymazlar, güçlü santrallerdir. Piyasada dengeleme santralleri olarak görev yaparlar. Şekil 3.10'da da görüleceği gibi sisteme katılmaları hem sistem maliyetlerini artırmış hem de mekanizmayı amacından uzaklaştırmıştır.



Şekil 3.10 YEKDEM Kurulu Güç artışına bağlı Sistem Maliyetleri (TL/MWh) (İnt. Kyn. 19 ve 20).

Nisan 2016 tarihinde yapılan mevzuat değişikliği ile santrallerin üretim programlarını bildirme yükümlülüğü ve katılımcıların dengesizliklerinden sorumlu tutulması, daha doğru tahminde bulunan santraller için daha fazla kazanma şansı oluşturmuştur. Bu değişiklikle rezervuarlı hidrolik santraller gibi üretim tahminleri daha kolay ve doğru yapabilen santraller açısından bir kazanç olsa da, rüzgâr ve güneş santralleri gibi üretim tahminlerinde yanılmanın çok olduğu santrallerde gelir kaybına neden olmuştur.

Şekil 3.11 de 2011-2019 yılları arası PTF Yıllık Ağırlıklı Ortalaması ile YEKDEM yıllık birim maliyetleri karşılaştırılmıştır. Maliyetlerin artmasındaki tek nedenin PTF olmadığı, döviz kurundaki artışlar, YEKDEM kurulu gücündeki artışın da etkili olduğu görülebilmektedir. Özellikle 2015 yılından sonra kurulu güçte yaşanan artış ve döviz kurundaki artışlarla YEKDEM birim maliyetleri de artış göstermiştir.

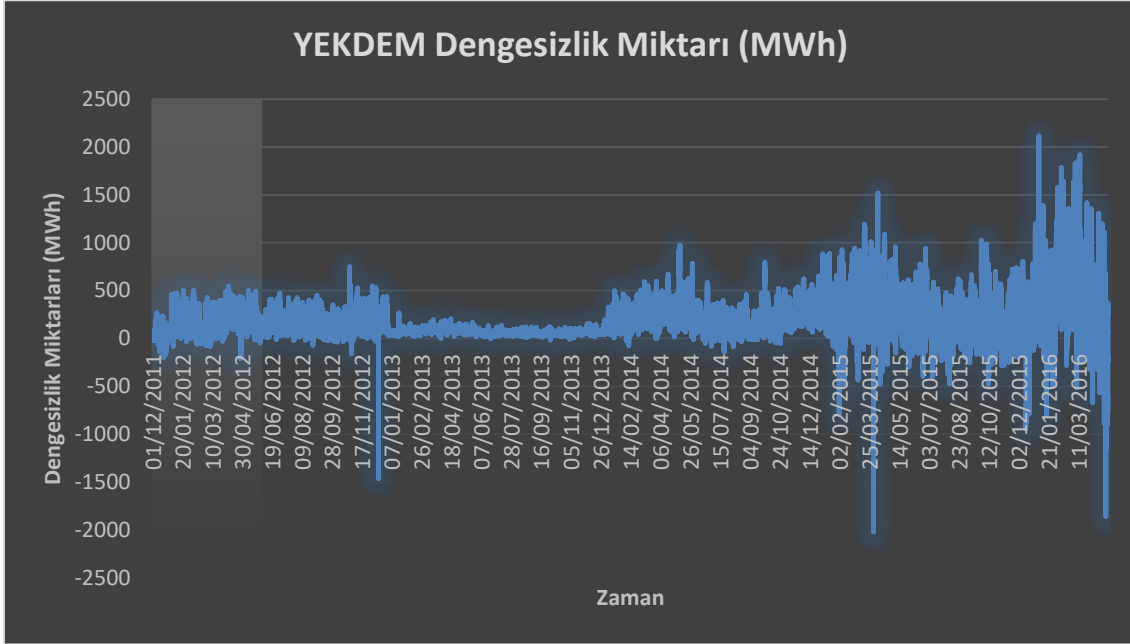


Şekil 3.11 Piyasa Takas Fiyatları A.O. (TL/MWh) ile YEKDEM Birim Maliyetlerinin (TL/MWh) Karşılaştırılması (İnt. Kyn. 18 ve 19).

Yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektrik süreklilik arz etmeyip belirli zaman periyotlarında rüzgâr ve güneş gibi kaynaklardan üretilir. Sürekli bir arz oluşturması için ancak depolanarak kullanılması ile mümkün görülmektedir. Bu üretimin depolanması da maliyetleri nedeniyle sürdürülebilir değildir. Üretimin süreklilik arz etmemesi şebeke ve piyasa açısından da birtakım sorunları beraberinde getirmektedir. Söz konusu üretim sadece üretimin olduğu zamanlarda örneğin rüzgârın estiği, güneşlenmenin olduğu gibi durumlarda üretilerek kullanılır. Sistem tarafından maliyet sıralamasına tabii tutularak ya da dengeleme mekanizmasına uygun şekilde sıralamaya tabii tutularak kullanılamaz. Yani sistem işletmecisi tarafından talimatlarla yönetilemez. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin sınırlı zamanlarda üretim yapması mevcut kapasiteden düşük verimle, düşük oranda değerlendirilmesine neden olmaktadır. Sonuçta, yenilenebilir enerjiden üretim süreklilik arz eden bir kapasite olarak değerlendirilemez ve bir yedek kapasiteye ile desteklemesi gerekir. Yedek kapasite zorunluluğu kaynak maliyetlerini de artırır (Bhattacharyya 2011).

Yenilenebilir kapasitenin sürekli bir arz sağlayamaması ve tahmin edilemezliği piyasada dengesizlik olarak karşımıza çıkmaktadır. Doğalgaz, kömür ya da nükleer bir santral tarafından üretilen elektriğin üretim miktarı düşük tahmin hataları ile piyasaya sunulurken, üretim tahminlerindeki doğruluk şebeke işletmecisi tarafından doğru bir

şebeke planlamasının yapılmasına olanak sağlar. Şekil 3.12’de yenilenebilir enerji kaynaklarıyla üretim yapan santrallerin dengesizlik miktarları görülmektedir. 2016 yılında yapılan değişiklikle santraller üretim tahminlerini gerçek değerlere yakın tahmin etmeleri durumunda bir katsayı üzerinden (j tolerans katsayısı) prim öngörülmüştür. Böylece dengesizliklerinden de sorumlu tutulmuşlardır (EPDK 2017).



Şekil 3.12 YEKDEM Dengesizlik Miktarları (MWh) (İnt. Kyn. 23).

Dengesizliğe ilişkin grafikler incelendiğinde YEKDEM’e dâhil olan santrallerin sisteme getirdiği mali yükün yanında gün öncesinden gerçek zamana büyük bir dengesizlik taşıdığı görülmektedir. Dengesizlik miktarı, programlanan üretim ile gerçekleşen üretimin farkıdır. Büyüklüğü, santralin büyüklüğü (kurulu gücü) ve mevsimsel etkilerden bağımsız olan bu miktar, aynı zamanda arz-talep dengesini doğrudan etkilemektedir. Bu durum, hem piyasaların fiyat oluşum mekanizmalarını hem de destekleme mekanizması maliyetlerini baskı altına sokmaktadır.

2015 yılı öncesinde dengesizliğin yüksek olduğu YEKDEM mekanizmasında, dengesizliğin yüksek olmasının en önemli sebebi üretim tahminlerindeki sapmalardır. Mayıs 2016 tarihinde “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik’te yapılan değişiklik ile YEKDEM katılımcılarının

üretim tekliflerini gerçek üretim değerlerine yakın bildirmelerine karşılık j tolerans katsayısı adı verilen bir katsayı üzerinden pirim öngörülmüş ve bunun karşılığında dengesizliklerden sorumlu tutulmuşlardır (YEKDEM 2016). Şekil 3.12 de de görüleceği üzere yapılan bu mevzuat değişikliği ile getirilen bu yeni yaklaşım YEKDEM içerisinde yer alan santrallerin dengesizliklerinin giderilmesini sağlayamamış. Bu kapsamda EPDK tarafından 2017 yılı içinde tolerans katsayılarına yönelik 20 Aralık 2017 tarihinde yapılan değişiklikle, farklı kaynak türlerindeki tesisler için uygulanacak tolerans katsayıları çizelge 3.3 e göre belirlenmiş olup 1 Ocak 2018 tarihinden itibaren geçerli olmak üzere yürürlüğe girmiştir (EPDK 2017).

Çizelge 3.3 1 Ocak 2018 tarihinden itibaren farklı kaynak türleri için uygulanacak J (Tolerans) Katsayıları (EPDK 2017).

Kaynak Tipi	J (Tolerans Katsayısı)
Kanal Tipi HES	0,98
Rezervuarlı HES	1
Kanal + Rezervuarlı HES	1
Rüzgar	0,97
Jeotermal	0,995
Biyokütle	0,99
Güneş	0,98

3.2 Yenilenebilirin Piyasa Takas Fiyatına Olan Etki Analizi - Liyakat Etkisinin (Merit Order) Analizi

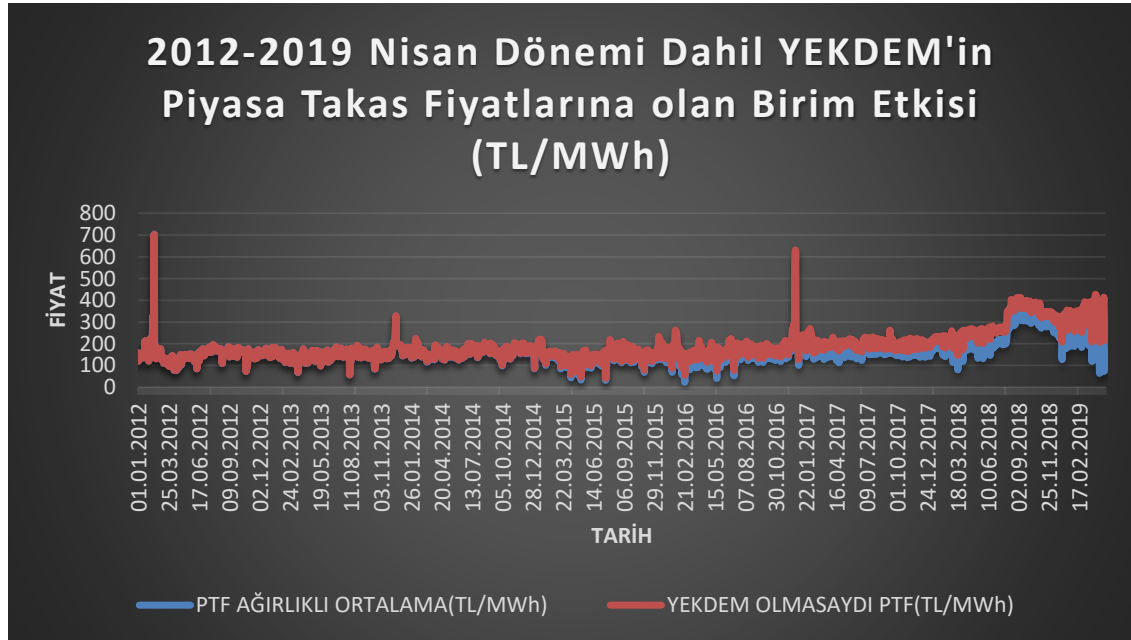
Liyakat eğrisine göre, düşük marjinal maliyeti olan santraller, marjinal maliyeti yüksek olan santraller yerine üretim yaparlar. Yenilenebilir enerji kaynakları neredeyse sıfır marjinal maliyetle liyakat eğrisine en alt noktadan girer. Dolayısıyla en alt noktadan girilen kapasite ne kadar çok olursa piyasa fiyatı da o kadar düşük olur. Başka bir deyişle, yüksek marjinal maliyeti olan santraller yerine yenilenebilir enerji santralleri üretim yaparlar. Ayrıca, daha ucuz kaynaklardan daha fazla üretim, arz ve talep eğrilerinin daha düşük bir noktada kesişmesini neden olur. Bu nedenle YEKDEM santrallerince üretilen elektrik piyasa fiyatları üzerinde bir baskı oluşturur.

Yenilenebilir enerji santralleri gün öncesi piyasasına neredeyse sıfıra yakın maliyetle giriş yaparlar. Eğer ki yenilenebilir enerji santralleri piyasaya girmeseydi, elektrik fiyatları

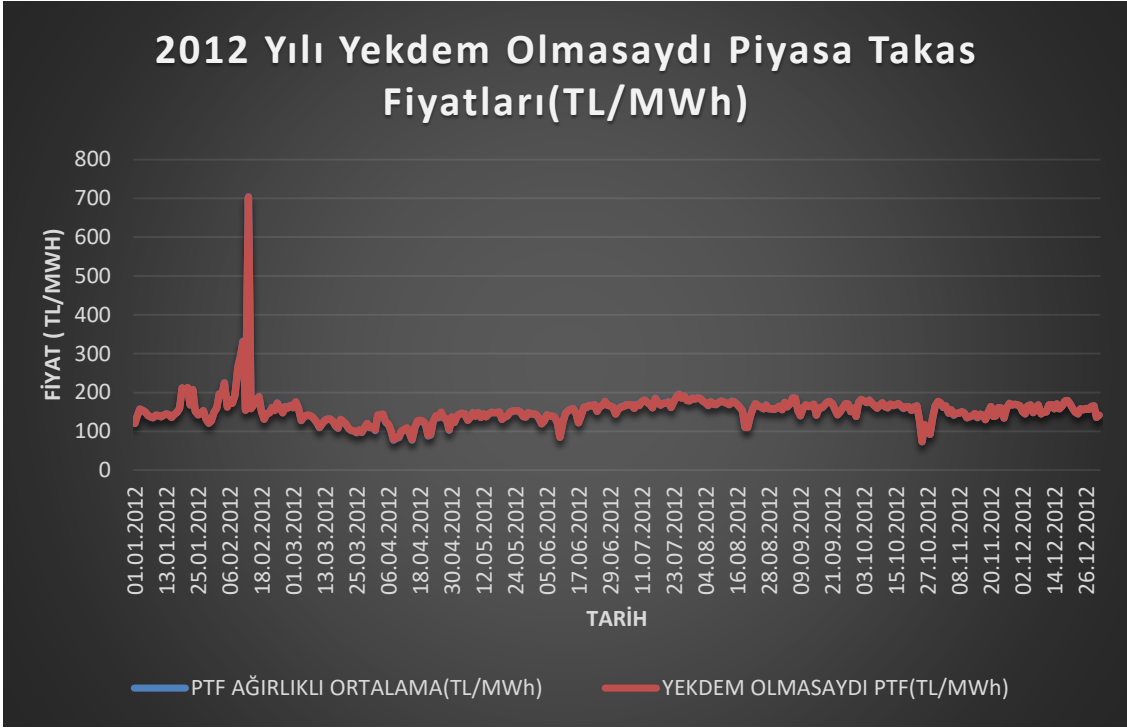
liyakat eğrisine göre daha yüksek çıkardı. Liyakat mantığına göre dolayısıyla yerlerine doğalgaz santralleri çalışacak ve daha düşük verimlilikle olan bu doğalgaz santralleri piyasa takas fiyatını belirleyici olacaktır.

Şekil 3.13’de mekanizmanın 2012 yılından 2019 Nisan Dönemine kadar olan zamandaki elektrik fiyatlarına ve piyasaya olan etkileri incelenmiştir. Şekilden de görüleceği üzere elektrik fiyatlarına olan birim MW başına Türk Lirası cinsinden etkisi 2016 yılından sonra gözle görülür şekilde artmıştır. Döviz kurundaki artış ve YEKDEM’e dâhil olan kapasitenin artması bunun nedenidir. Özellikle kapasitenin bir anda üç katına çıktığı 2016 yılında, on beş bin MW’lık YEKDEM santrallerinin liyakat eğrisinde olmaması durumunda doğalgaz santralleri piyasa fiyatını belirleyici olacaktı.

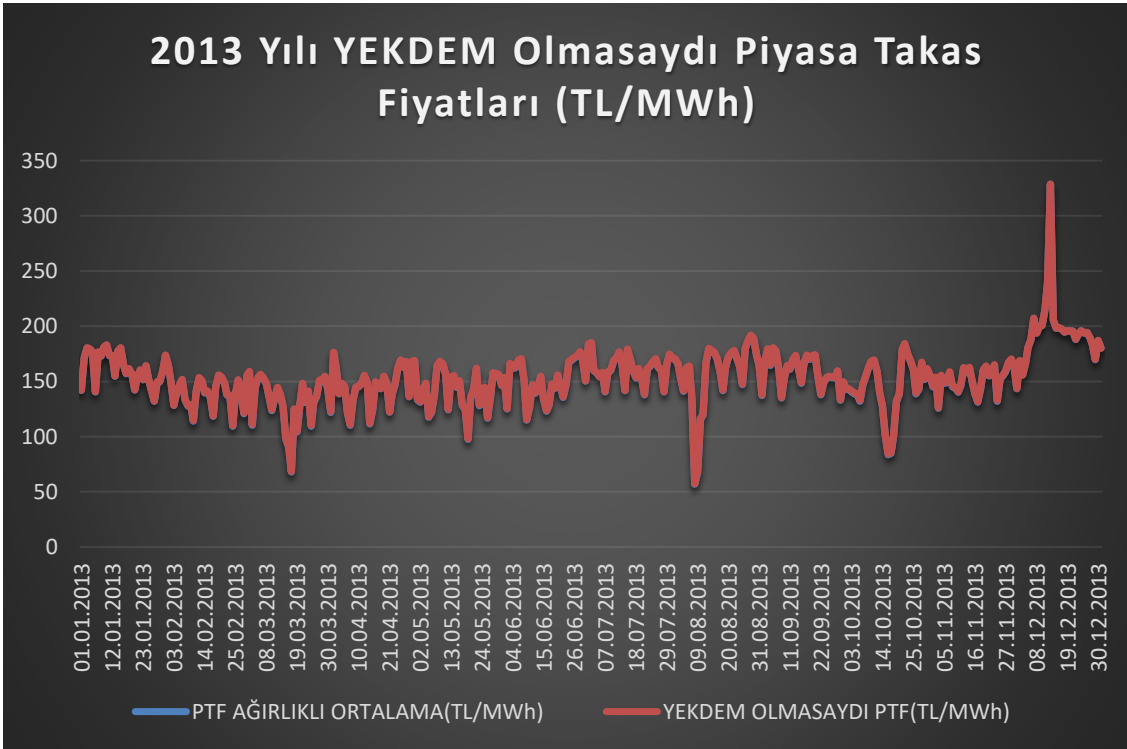
Şekil 3.18’de kapasitenin bir anda üç kat arttığı 2016 yılındaki kapasitenin gün öncesi piyasasında oluşan PTF’ye etkisi gösterilmektedir. Şekil incelendiğinde 2016 yılında YEKDEM olmasaydı elektrik fiyatları yıllık ortalama 24,32 TL/MWh daha yüksek olacağı görülmektedir. Aynı şekilde diğer yıllar için de piyasa takas fiyatına etkisi MW başına Türk Lirası cinsinden gösterilmiştir.



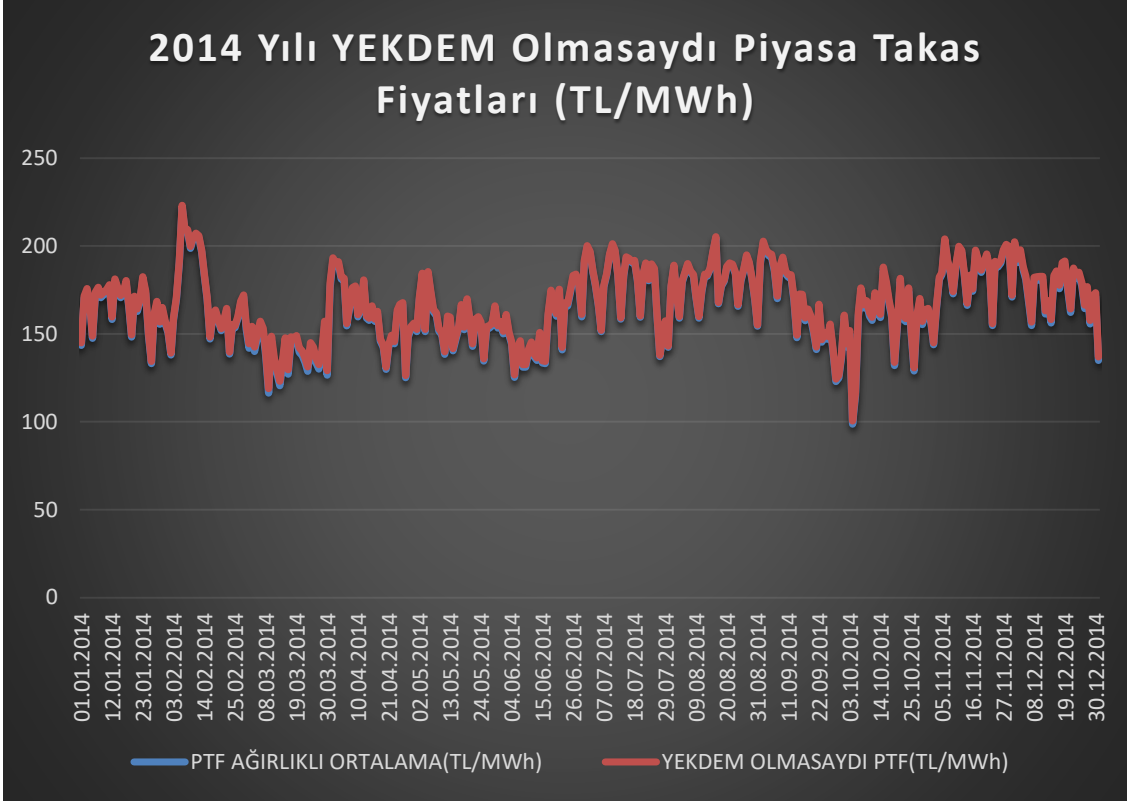
Şekil 3.13 2012- 2019 Nisan Dönemi itibariyle YEKDEM’in PTF Ağırlıklı Ortalamasına Olan Etkisi (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).



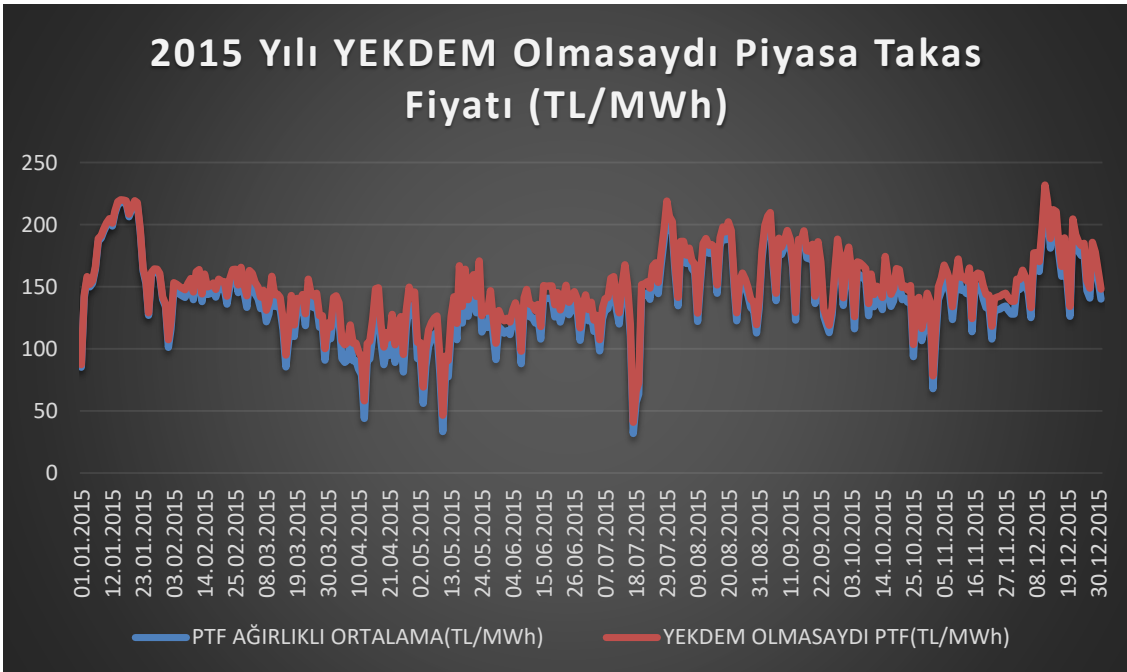
Şekil 3.14 2012 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).



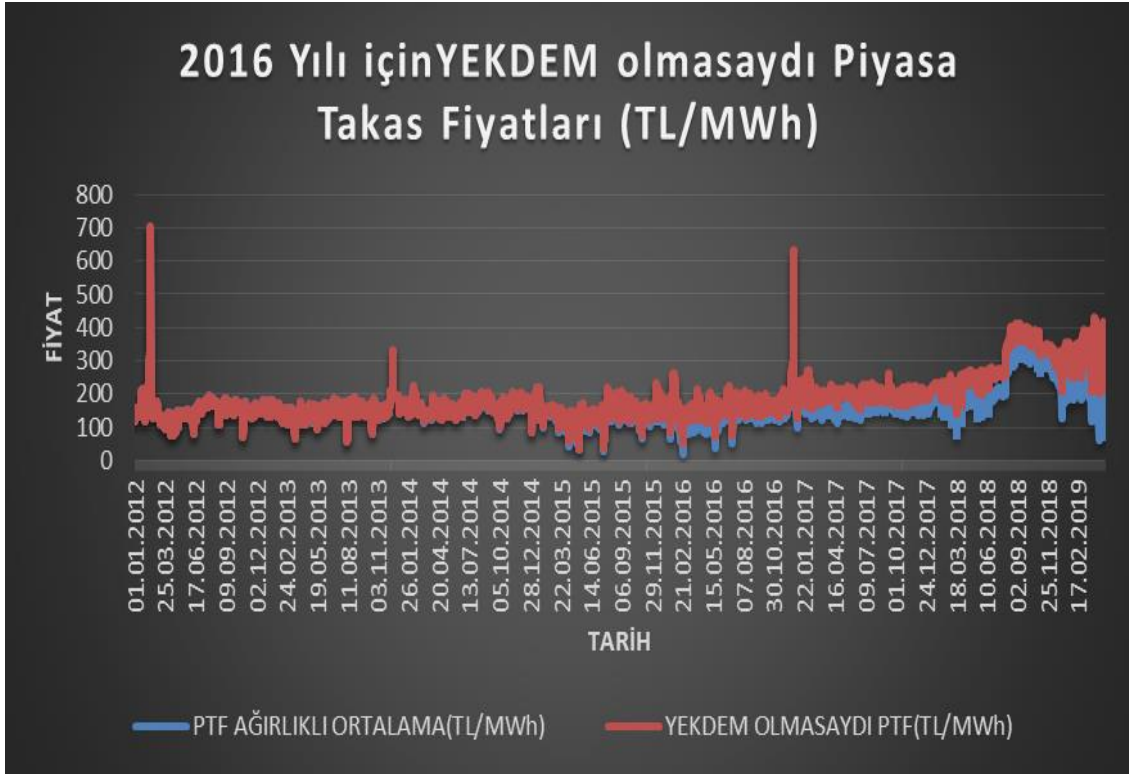
Şekil 3.15 2013 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).



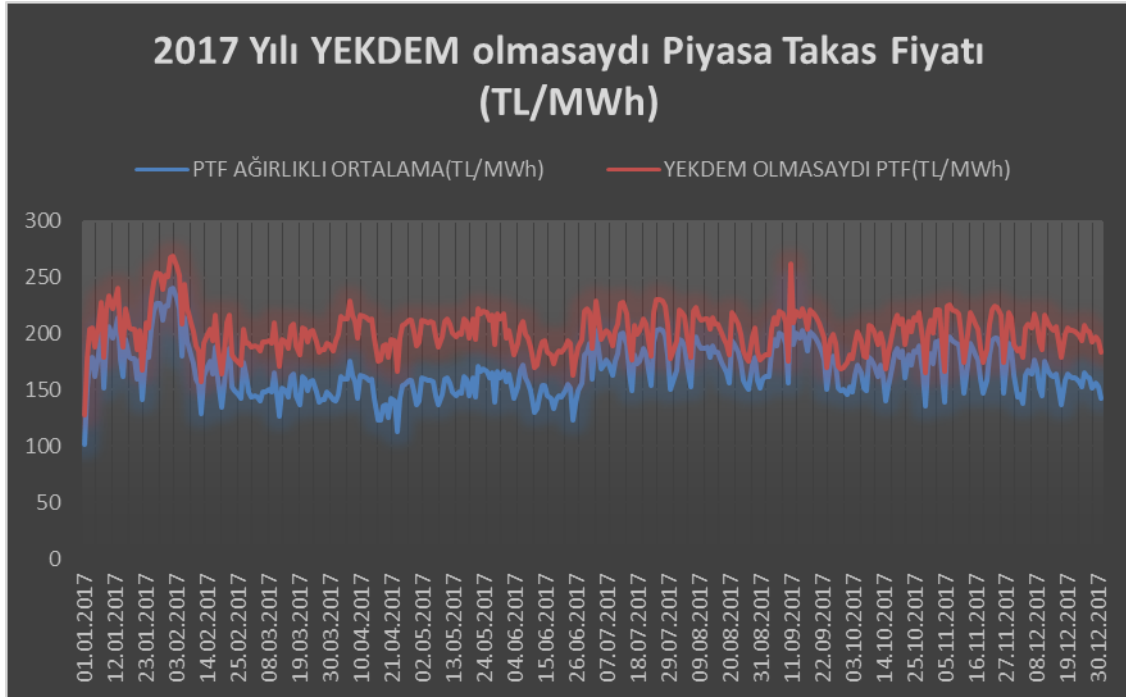
Şekil 3.16 2014 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).



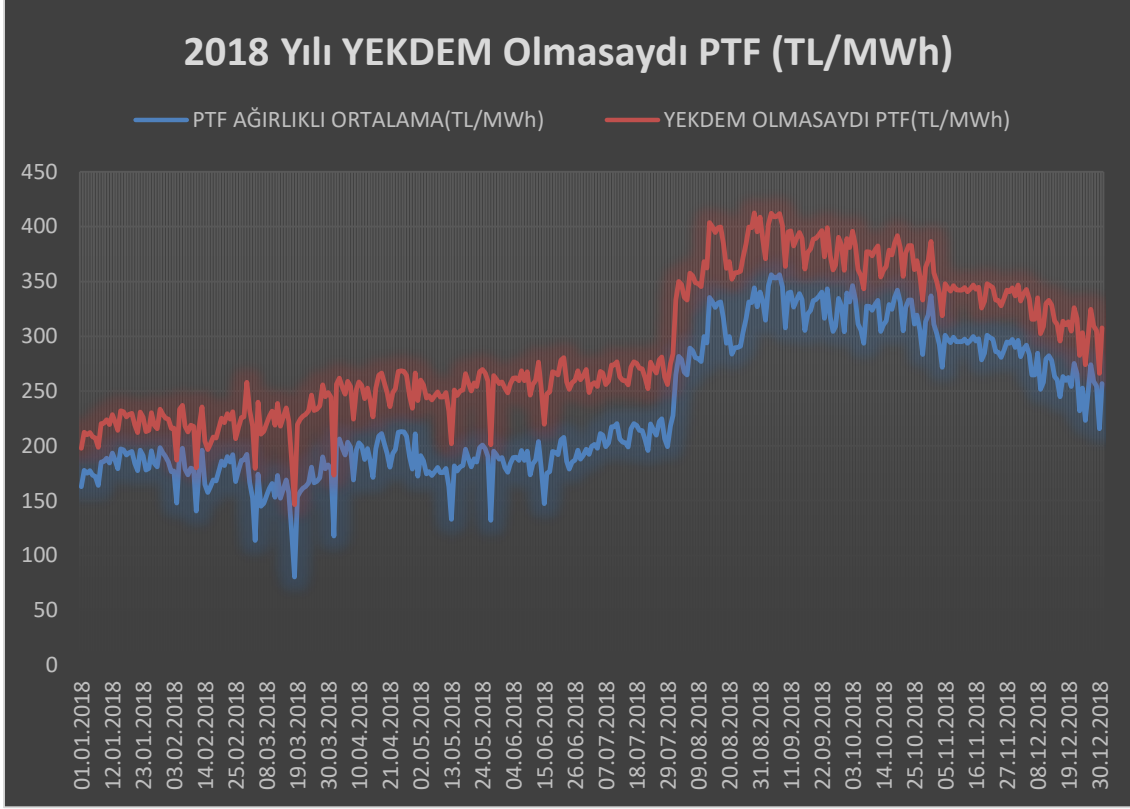
Şekil 3.17 2015 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).



Şekil 3.18 2016 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).



Şekil 3.19 2017 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).

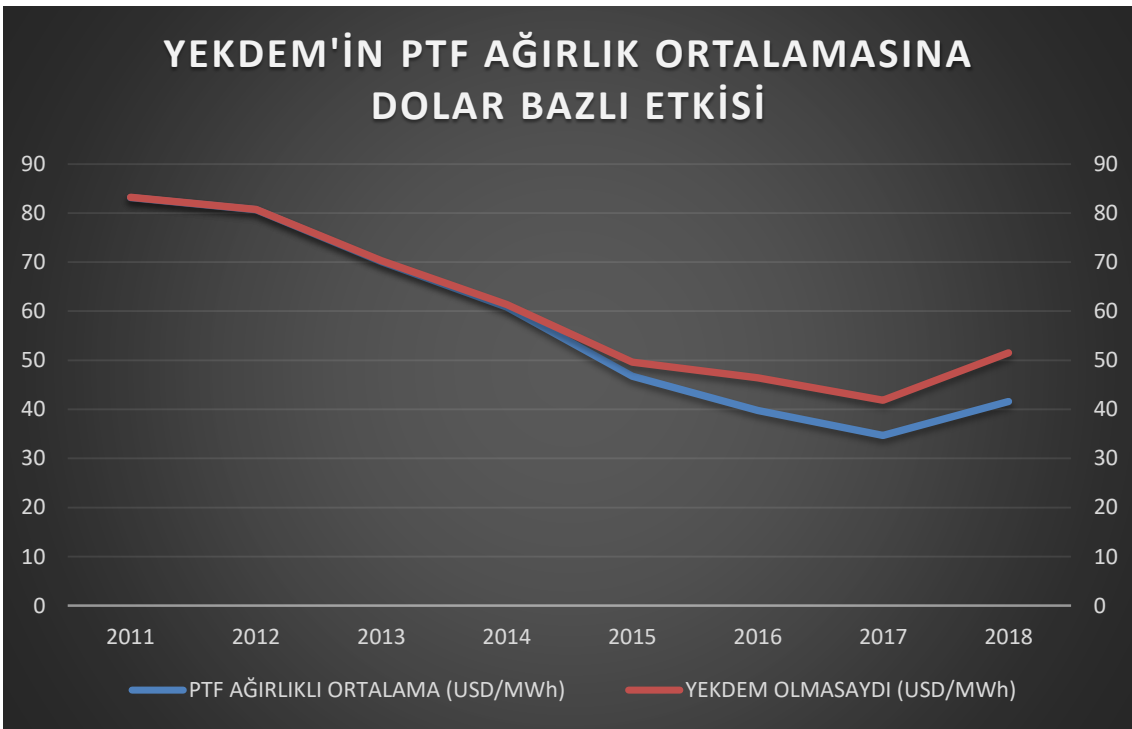


Şekil 3.20 2018 Yılı için YEKDEM Olmasaydı Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh) (İnt. Kyn. 18 ve 19).

Çizelge 3.1 de YEKDEM olmasaydı yıl yıl piyasa takas fiyatı ağırlıklı ortalamasına etkisi Amerikan Dolar kuru üzerinden verilmiştir. Görüleceği gibi 2015 yılında 2,888 USD/MWh olan etkisi 2016 yılında 6,663 USD/MWh olmuştur. Artış %43 oranında gerçekleşmiştir. Mekanizmanın 2016 yılında neredeyse üç kat kapasite artış ile katılımcılar tarafından güvenli liman olarak kabul edildiğinin bir kanıtıdır. YEKDEM portföyü piyasaya girmeseydi yerlerine büyük bir olasılıkla doğalgaz santralleri piyasa fiyatını belirleyecekti. Yenilenebilir enerjinin payı arttıkça doğalgazın payının düşeceği aşikârdır. Bu durum doğalgazla üretim yapan santrallere ihtiyaç duyulmayacağı anlamına gelmez. Yerli ve milli enerji politikası kapsamında doğalgazların payının azaltılmasında yenilenebilir enerjinin payı yadsınamaz bir gerçektir. Yenilenebilir santralleri sayesinde doğalgaz kullanımını azalmaktadır. Doğalgaz ithalatı azalması sonucu ülkemizin cari açığı azalarak ülke ekonomisine olumlu yönde katkı sağlamaktadır.

Çizelge 3.4 Yıl Yıl YEKDEM'in PTF A.O'ya Amerikan Dolar Bazında Etkisi (İnt. Kyn. 18 ve 19).

Yıl	Yekdem Birim Maliyeti (USD/MWh)
2011	0,093
2012	0,046
2013	0,249
2014	0,526
2015	2,888
2016	6,663
2017	7,148
2018	9,867



Şekil 3.21 Piyasa Takas Fiyatları A.O. (TL/MWh) ile YEKDEM Birim Maliyetlerinin (TL/MWh) Karşılaştırılması (İnt. Kyn. 18).

4. BULGULAR

Bu araştırmada, 2011 yılında hayata geçirilmiş olan YEKDEM mekanizması incelendi. Mekanizmanın elektrik piyasalarına ve ülke ekonomisine birtakım etkilerinin olduğu Materyal ve Metot bölümünde ayrıntılı şekilde analiz edildi. Piyasa için olumlu olduğu kadar olumsuz yönleri de anlatıldı.

Ülkemizde mevcut YEKDEM'in hayata geçirilmesinden bu yana ciddi bir kapasite yatırıma dönüştü. Üreticiler tarafından daha iyi kazanç sağlanmasından dolayı tercih edildi. Sonuçta mekanizma piyasaya olan olumsuz etkilerine rağmen amacına ulaştı.

Her destekleme mekanizmasının etkileri ülkeden ülkeye değişmektedir. Her model her ülke için birebir başarı sağlayamayabilir. Bu yüzden kurgulanacak olan model ülke ekonomisine ağır yük getirmemeli, piyasaları olumsuz etkilememeli ve üreticiyi sisteme dâhil etme konusunda başarılı sürdürülebilir bir model olmalıdır.

Mevcut sistemin elektrik piyasalarına olumsuz etkilerinin olduğu, ülke ekonomisine ağır bir yük getirdiği, sürdürülebilir olmadığı materyal ve metot bölümünde yapılan analizlerde ve incelemelerde görülmüştür. Her ne kadar birim YEKDEM maliyetleri görevli tedarik şirketlerini etkiliyor gözükse de her durumda maliyetlerden son tüketicisi etkilenmektedir. Bu bakımdan sürdürülebilir bir teşvik modeli kurgulanırken ekonomik etkileri, elektrik piyasalarına etkileri, elektrik şebekesine olan etkileri ve üreticiyi sisteme dâhil edebilme konusundaki başarısı detaylı olarak incelenmelidir. Bu kapsamda mevcut teşvik mekanizmasının özellikle elektrik piyasalarına etkileri detaylandırılarak analiz edilmiştir. Gelineen noktada ülkemizde kurgulanan YEKDEM mekanizmasının başarılı bir model olduğu, görevini yerine getirdiği, katılımcılar tarafından yoğun ilgi duyulduğu görülmüştür. Fakat piyasaya olan olumsuz etkileri nedeniyle alternatif bir mekanizmaya ihtiyaç duyulmaktadır. Literatür araştırmalarında özellikle Avrupa'da uygulanmakta olan mevcut destek modelleri ana başlıklar halinde genel hatları ile incelenmiştir. Sonuçta lkemiz için alternatif olarak değerlendirilebilecek bir model kurgulanmıştır. Söz konusu model hiçbir ülkeden alınıp aynen öneri olarak sunulmayacaktır. nk teşvik mekanizmaları farklı coğrafyalarda farklı sonuçlar verirler ve her mekanizmanın

avantajları olduğu kadar dezavantajları da vardır.

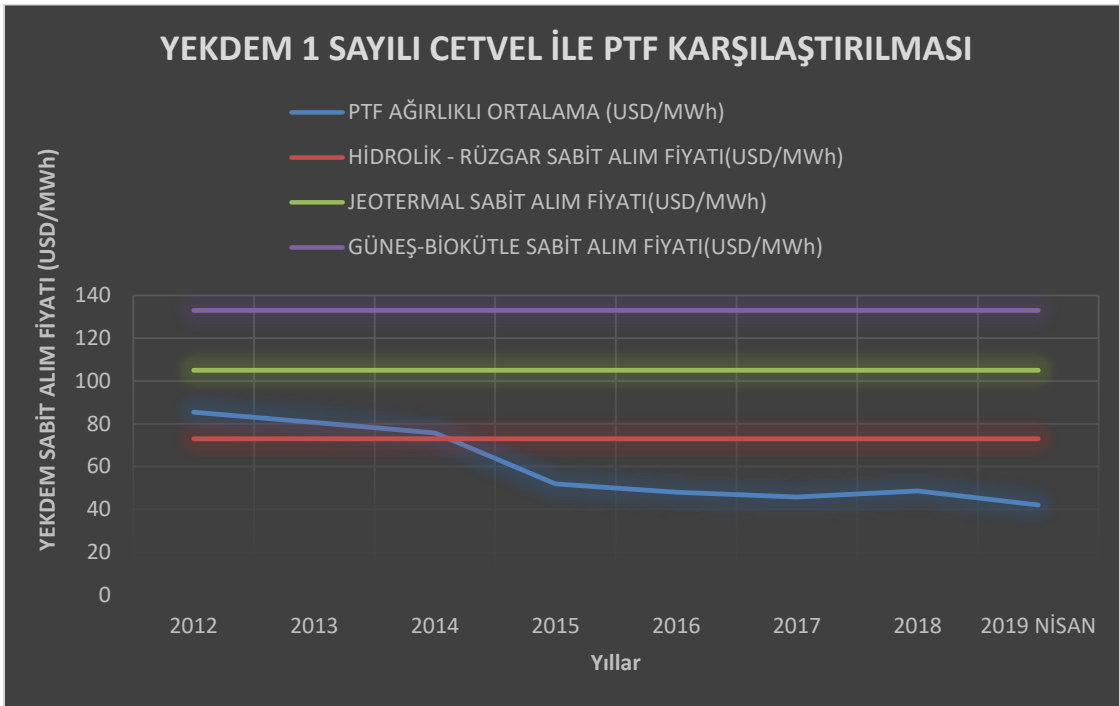
Mekanizmanın başladığı 2011 yılından 2019 Nisan dönemine kadar; EPIAŞ tarafından yayınlanmış olan YEKDEM verileri, EPDK Raporları, TEİAŞ Raporları incelenmiş ve bu raporlar üzerinden detaylı analizler yapılmıştır. Yapılan analizlere göre teşvik mekanizmasının sona ereceği 2020 yılı sonrası için, yeni bir YEKDEM Portföy Projeksiyonu oluşturulmuştur. Sonuçta mevcut destekleme mekanizmasının görevini yerine getirmesinden ve piyasaya olan etkilerinden dolayı yeni bir mekanizmanın gerekliliğinden yola çıkılarak sürdürülebilir bir model yapısı önerilecektir.

4.1 Önerilen teşvik mekanizması

Devletler yenilenebilir enerji yatırımları için çeşitli destekleme yöntemleri kullanmaktadırlar. Yatırımların ilk zamanlarında ve gelişim evrelerinde farklı mekanizma türleri denenmektedir. Ülkemizde de başarılı bir şekilde kurgulanmış olan mevcut teşvik sistemi (sabit fiyat garantili alım modeli) 2011 yılından bu yana on yıl süreli uygulanmaya konulmuştur. Mevcut sistemin piyasalara ve ekonomiye olan bir kısım olumsuz etkilerinden çalışmanın materyal metot kısmında analiz ve hesaplamalar yapılarak detaylı bir şekilde incelenmiştir. Bu etkilerin bertaraf edilebilmesi için öncelikle piyasalara etkileri incelenmiştir. Mevcut mekanizmanın döviz kuruna endekli olması ve döviz kurundaki artışlar her ne kadar katılımcıları mekanizmaya dâhil etme konusunda başarılı olsa da, ülke ekonomisine ve elektrik piyasalarına olumsuz etkiler meydana getirmiştir. Bu bakımdan artık ekonomik olarak daha katlanılabilir, daha risksiz ve piyasa fiyatlarına endekli bir yapıya geçilmesi konusunda yeterli zemin bulunduğu karar verilmiştir.

Piyasada oluşan fiyatlar elektrik piyasalarına yatırım yapmada önemli bir referans olmaktadır. Piyasa fiyatının yatırım maliyetlerini karşılayamayacağı durumda yatırımların durması kaçınılmaz son olacaktır. Bu kapsamda, öncelikle şekil 4.1'de mevcut teşvik mekanizmasının sabit alım fiyatları ile piyasa takas fiyatı yıllık ağırlıklı ortalaması karşılaştırılmaktadır. Santral yatırımlarının dövize endekli olması nedeniyle şekilden de görüleceği gibi mevcut piyasa takas fiyatı ile kurgulanacak bir modelde yenilenebilir enerji yatırımlarının yapılabilmesi ve sürdürülebilmesi üretici açısından pek

de olası görülmemektedir. Bu bakımdan kurgulanacak olan yeni modelin de döviz kuruna endeksli olmasına karar verilmiştir. Döviz kurunda yaşanabilecek ciddi artışlardan ekonominin ve piyasaların daha az etkilenmesi, daha risksiz bir yapının oluşturulabilmesi ve öncelikle yatırımların sürekliliğinin devamlılığından yola çıkılarak, teşvik süresi boyunca yatırımların, yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetlerinin karşılanabilmesi için minimum ve maksimum teşvik fiyatının dövizde endeksli olması gerektiğine karar verilmiştir. Sistemin tamamen dövizde endeksli olmadan piyasa ile de uyumlu bir yapıda olması için, piyasa takas fiyatına endeksli sistemin devreye alınması daha sağlıklı olacağına karar verilmiştir. Böylece hem döviz kurundaki artış risklerinden daha az etkilenen, piyasa ile uyumlu bir model yapısı oluşturulması noktasında yatırımların yapılabilmesi ve mevcut projelerin devamlılığı açısından yol kat edilebileceği düşünülmüştür. Ayrıca, yatırımların finanse edilebilmesi için alım garantili sürdürülebilir bir modelin kurgulanması üreticilerin bankalar nezdinde kredi sağlama noktasında ve gelecekte yatırımların yapılabilmesi için önemlidir. Bu bakımdan alım garantili modelin devam etmesi gerektiğine karar verilmiştir.



Şekil 4.1 YEKDEM I Sayılı Cetvel ile Yıllık Piyasa Takas Fiyatları Ağırlıklı Ortalamalarının Karşılaştırılması (YEK 2005).

Elektrik üretim tesisleri her zaman kurulu güçleri seviyesinde çalışamazlar. Bilindiği üzere kurulu gücün tamamının istenildiği anda enerji üretecek şekilde değerlendirilmesi pek de mümkün olamamaktadır. Arıza durumlarında ve yıllık periyodik bakımlarda güç enerjiye dönüştürülememektedir. Arıza dışında kurulu gücün enerjiye dönüşmemesini etkileyen durumlar da bulunmaktadır. HES için yağış rejimi veya su yetersizliği, RES için rüzgâr durumu (rüzgârın esmemesi ya da yetersizliği), GES için günün güneşlenme dışındaki zamanı. Bu gibi nedenlerle tesislerin eksik üretim yapması ya da üretim yapamaması bu santrallerden üretilen elektrik enerjisi miktarının doğrudan etkiler.

Yenilenebilir enerji santrallerinde arıza dışı nedenler, özellikle HES için su düzeni ve RES için rüzgâr düzeni yıldan yıla iklimsel nedenlerle değişkenlik gösterebilmektedir. İleriki yıllar için emre amade kapasite hesabında yaklaşımda bulunmak her zaman doğru sonucu veremeyebilecektir. Kurulu güç ile üretim kapasitesi gelişimi değerlendirilirken yenilenebilir enerji portföyünün 2011 yılından 2018 yılı sonuna kadar yayınlanmış kurulu güç ve gerçekleşmiş uzlaştırmaya esas veri miktarlarından (UEVM) referansla, ileriye yönelik yapılacak projeksiyonda YEKDEM'den yararlanması muhtemel, inşa halinde olan ve ön lisans almış üretim tesislerinin de sisteme katılması durumunda, kurulu güç miktarları ile kaynak bazlı üretim miktarları, yıllık ortalama kapasite faktörlerine göre yıl yıl hesaplanmıştır. Hesaplamalar öncelikle lisanslı kurulu güçler üzerinden yapılmıştır. Daha sonra lisansız kapsamında olası kapasite de hesaplamalara dâhil edilecektir.

Çizelge 4.1'de YEKDEM portföyünün kurulu güç gelişimine göre üretim değerleri ve tam kapasitede (8760 saat) üretebileceği enerji miktarları gösterilmektedir. 2018 yılına kadar olan gerçekleşmiş veriler ile 2019 yılı sonrası için YEKDEM'den yararlanması muhtemel, inşa halinde olan ve ön lisans almış üretim tesislerin sisteme katılması durumunda kurulu güç miktarları hesaplanarak "Kurulu Güç Projeksiyonu" oluşturulmuştur.

Kurulu güç projeksiyonuna göre en ideal koşullarda yıllık tam kapasitede (8760) saat aralıksız üretim durumundaki üretim miktarları, 2018 yılına kadar gerçekleşmiş ve 2019 yılı ve sonrası için gerçekleşmesi muhtemel uzlaştırmaya esas veri miktarları projeksiyonda ayrıca hesaplanmıştır. Tam kapasite üretim miktarlarının hesaplanmasının

nedeni, aşağıda ayrıca gösterilecek olan portföy bazlı kapasite faktörleri (portföy bazlı verimlilik) ile kaynak bazlı kapasite faktörlerinin (kaynak bazlı verimlilik) belirlenerek, ileriye yönelik yapılacak olan projeksiyonda kullanılması içindir. 2023 yılı ve sonrasında sisteme dâhil olacak kapasite EPDK ilerleme raporlarına göre belirsiz olmasından dolayı 2030 yılına kadar kurulu güç gelişimi aynı alınmıştır.

$$YEK UEVM = YEK K.G. * t * m \quad (4.1)$$

Bu formülde geçen;

YEK UEVM : YEKDEM portföyünün portföy bazlı kapasite faktörüne göre yıllık ürettiği ya da üretebileceği uzlaştırmaya esas veriş-çekiş miktarı (MWh),

YEK K. G. : YEKDEM katılımcısının Kurulu Gücü (MW),

t: 8760 saat çalışma süresi,

m : Portföy bazlı kapasite faktörü verimlilik.

$$TKÜM (MWh) = K.G. (MW) * t \quad (4.2)$$

Bu formülde geçen;

YEK TKÜM : Yıllık Tam Kapasite Üretim Miktarı (MWh).

t : 8760 saat çalışma süresi.

Çizelge 4.1 YEKDEM Kurulu Güç ve Üretim Projeksiyonu (Yazar 2019).

Yıl	YEK K.G. (GW)	YEK UEVM (TWh)	YEK TKÜM (TWh)
2014	1,80	5,81	15,75
2015	5,42	17,72	47,51
2016	15,08	44,70	132,12
2017	17,40	47,50	152,42
2018	19,26	54,40	168,77
2019	20,92	67,73	183,27
2020	26,74	86,66	234,22
2021	27,27	88,38	238,87
2022	27,28	88,40	238,93
2023	27,28	88,40	238,93
2024	27,28	88,40	238,93
2025	27,28	88,40	238,93
2026	27,28	88,40	238,93
2027	27,28	88,40	238,93
2028	27,28	88,40	238,93
2029	27,28	88,40	238,93
2030	27,28	88,40	238,93

* 2018 yılına kadar olan değerler gerçekleşmiş veriler olup, 2019 yılından sonraki değerler lisans almış ve/veya inşa halinde muhtemel kapasiteye göre oluşturulmuştur.

Çalışma sırasında yenilenebilir enerji santrallerinin mekanizmanın başladığı 2011 yılından 2018 yılı sonuna kadar olan zaman aralığında gerçekleşen verilere göre, öncelikle portföy bazlı, sonrasında da kaynak bazında yıllık ortalama kapasite faktörleri hesaplanmıştır. Kapasite faktörleri hesaplanırken, yıllık ürettiği toplam enerjinin, tam kapasitede üretebileceği yıllık enerjiye oranları dikkate alınmıştır. Bu yaklaşımla hem portföy bazlı, hem de kaynak bazlı kapasite faktörleri ayrı ayrı oluşturulmuştur. Oluşturulacak projeksiyonda yenilenebilir enerji santrallerinin doğal koşulların etkilerinde bir değişiklik olmayacağından hareketle, geçmiş yıllarda gerçekleşen kaynak bazlı kapasite faktörlerinin ileriye yönelik yapılacak projeksiyonda da aynen devam edeceği kabul edilmiştir.

Çizelge 4.2’de 2013 yılından sonra 2018 yılı sonuna kadar gerçekleşmiş verilere göre lisanslı santrallerce üretilen elektrik üzerinden, yıllık ortalama kaynak bazlı kapasite faktörleri hesaplanarak verilmiştir. Çizelge incelendiğinde santrallerin yıllık periyotta

kaynak bazlı ürettiği toplam enerjinin tam kapasite üretebileceği enerjiye oranları;

- Hidrolik santralleri için % 20 - % 31 arasında,
- Jeotermal santraller için % 68 - % 77 arasında,
- Rüzgâr santraller için % 33 - % 38 arasında,
- Güneş santraller için % 2 - % 18,5 arasında,
- Biyogaz ve biyokütle santraller için % 20-58 arasında,

Değiştiği görülmüştür (Yazar 2019).

$$\text{Kapasite Faktörü } m = \frac{\text{YEK UEVM (MWh)}}{\text{YEK TKÜM (MWh)}} \quad (4.3)$$

Bu formülde geçen;

m : Kaynak bazlı kapasite faktörü (verimlilik),

YEK UEVM : YEKDEM katılımcısının yıllık ürettiği ya da üretebileceği uzlaştırmaya esas üretim miktarı (MWh),

YEK TKÜM : Yıllık Tam Kapasite Üretim Miktarı (MWh).

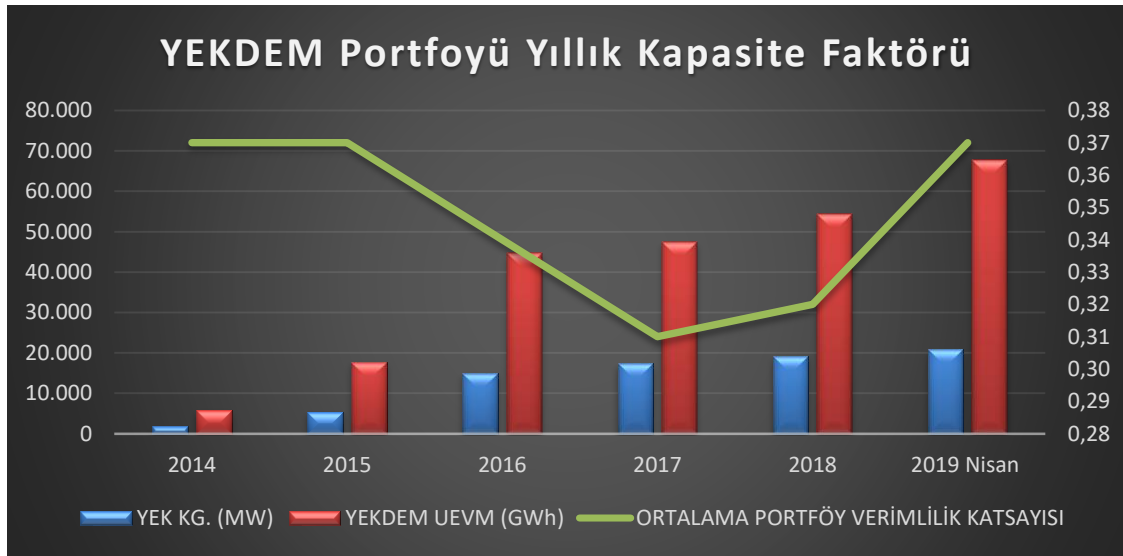
Çizelge 4.2 2012 yılı ile 2018 Yılları arasında kaynak bazlı ortalama verimlilik katsayılarının yüzdesel değerleri (Yazar 2019).

YIL	JEOTERMAL (%)	HİDROLİK (%)	RÜZGÂR (%)	GÜNEŞ (%)	BİYOĞAZ-BİYOKÜTLE (%)
2012	77	28	35	-	36
2013	70	28	35	-	58
2014	72	20	33	-	48
2015	79	31	35	-	39
2016	71	29	38	3	38
2017	68	25	37	16	23
2018	68	27	35	18,5	20

* Lisanslı Üretim Santralleri dikkate alınmıştır.

Şekilde 4.2’de 2014 yılından 2019 Nisan Dönemine kadar YEKDEM portföyünün kurulu güç, uzlaştırmaya esas veriş miktarları (UEVM) ve portföy bazlı kapasite faktörleri yer almaktadır. YEKDEM portföyü incelendiğinde; yıllık periyotta ürettiği toplam enerjinin

tam kapasite üretebileceği enerjiye oranları yıl yıl hesaplanmış ve çizelgede 4.3’de verilmiştir. Bu yaklaşımla portföyün yıllık bazlı kapasite faktörleri belirlenmiştir. Çizelgeye göre santrallerin yıllık periyotta ürettiği toplam enerjinin tam kapasite üretebileceği enerjiye oranları incelendiğinde bu oranın % 31 ile % 37 arasında değiştiği görülmüştür. Oluşturulacak modelde yenilenebilir enerji santrallerinin doğal koşulların etkilerinde bir değişiklik olmayacağından, geçmiş yıllarda gerçekleşen yıllık portföy bazlı ortalama kapasite faktörlerinin ileriye yönelik yapılacak projeksiyonda da aynen devam edeceği kabul edilecektir. Bu kapsamda yıllık ortalama portföy bazlı kapasite faktörü olarak % 37 değeri alınmıştır.



Şekil 4.2 2014 – 2019 Nisan Dönemi YEKDEM Yıllık Kapasite Faktörü (Yazar 2019).

$$m = \frac{YEK UEVM}{YEK TKÜM} \quad (4.4)$$

Bu formülde geçen;

m : Portfoy bazlı kapasite faktörü (verimlilik).

$YEK UEVM$: YEKDEM katılımcısının yıllık ürettiği ya da üretebileceği uzlaştırmaya esas veriş-çekiş miktarı (MWh).

$YEK TKÜM$: Yıllık Tam Kapasite Üretim Miktarı (MWh).

Çizelge 4.3 Yıl Yıl YEKDEM Portföyüne Ait Kapasite Faktörleri (Yazar 2019).

Yıl	Yıllık Bazda Portföy Bazlı Kapasite Faktörleri (m)
2014	0,37
2015	0,37
2016	0,34
2017	0,31
2018	0,32
2019 Nisan Dönemi dâhil	0,37

* Lisanslı Üretim Santralleri dikkate alınmıştır.

Oluşturulan YEKDEM Projeksiyonunda, 2020 yılından 2030 yılına kadar YEKDEM'den yararlanması muhtemel, inşa halinde olan ve ön lisans almış üretim tesislerin sisteme katılması durumunda kurulu güç miktarları yıl yıl hesaplanmıştır (EPDK 2019b). Hesaplamalar öncelikle lisanslı kurulu güçler üzerinden yapılmıştır. Lisans almış ama işletmeye giriş tarihleri belirsiz olan üretim tesisleri, kamu üretim tesisleri ve YEKA projesi kapsamında üretilen enerji hesaplamalara dâhil edilmemiştir. Çünkü bu kapasite destek mekanizması dışında ayrıca yönetilecektir.

Çizelge 4.4 de Yıllık ortalama kapasite faktörlerine göre yenilenebilir enerji tesisleri tarafından üretilebilecek enerji miktarları ve halen mevcut sistemden yararlanmaya devam edecek kapasite ile mevcut teşvik mekanizmasının dışında kalacak olan kapasite yıl yıl hesaplanmıştır. Çizelgede belirtildiği 485 TWh lik üretim kapasitesi 2020 yılı sonrasında mevcut teşvik sisteminin dışında atılacaktır. Yenilenebilir enerji yatırımlarının sürekliliği ve mevcut projelerin de piyasada bir teşvik mekanizması vasıtasıyla kontrol edilerek sisteme dâhil edilmesi, elektrik piyasasına olan etkilerinin azaltılması için daha kalıcı bir çözüm olacaktır. Çizelgede belirtilen kapasite sadece lisans almış ve inşa halinde olup ilgili yıllarda faaliyete geçecek tesislerin verileridir. Tüm kapasitenin sisteme dâhil edilmesi ve tek bir yerden yönetilmesi hem yenilenebilir enerji yatırımlarının geleceği için hem de elektrik piyasalarına olan olumsuz etkilerinin bertaraf edilebilmesi için daha sağlıklı olacağı düşünülmektedir. 2023 yılından sonraki sisteme dâhil olacak kapasite EPDK ilerleme raporlarına göre belirsiz olmasından dolayı, değerler 2030 yılına kadar aynı alınmıştır.

Çizelge 4.4 2020 yılından 2030 yılına kadar teşvikten yararlanması muhtemel lisanslı kapasite (Yazar 2019).

Yıl	YEK K.G. (GW)	YEK UEVM (TWh)	YEKDEM Katılan Üretim (TWh)	YEKDEM Dışı Üretim (TWh)(Lisanslı)
2020	26,74	86,66	86,49	0,171
2021	27,27	88,38	74,90	13,48
2022	27,28	88,40	69,05	19,35
2023	27,28	88,40	60,38	28,02
2024	27,28	88,40	52,05	36,35
2025	27,28	88,40	43,35	45,05
2026	27,28	88,40	34,65	53,75
2027	27,28	88,40	26,65	61,75
2028	27,28	88,40	19,85	68,55
2029	27,28	88,40	13,60	74,80
2030	27,28	88,40	4,65	83,75

* (EPDK 2019b)

Toplam: 485,05 TWh

Lisans alma ile şirket kurma yükümlülüğü olmaksızın, elektrik enerjisi üretebilecek gerçek veya tüzel kişilere uygulanacak usul ve esasların belirlenmesi amacıyla oluşturulan “Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik” 02.10.2013 tarihli ve 28783 sayılı Resmi Gazete ’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir (LÜY 2013). Lisans almasına gerek olmayan kurulu gücü 1 MW’ tan küçük dağıtımdan bağlanacak lisanssız üretim tesisleri herhangi bir başvuruya gerek duymadan YEKDEM’e dâhil edilmekteydi. Bu çalışmanın yapıldığı zaman aralığında, 12 Mayıs 2019 tarihinde Resmi Gazetede yayınlanan Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği ile kurulu gücü 5 MW tan küçük olan gerçek ve tüzel kişilerin, ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisini sisteme vermeleri hâlinde söz konusu elektrik enerjisi, ilgili görevli tedarik şirketi aracılığı ile YEKDEM kapsamında değerlendirilmesine karar verilmiştir (LÜY 2019). Görevli tedarik şirketleri bu kapsamda YEKDEM’in doğrudan katılımcıları olmaktadır. Söz konusu gerçek ve tüzel kişiler bölgelerinde buldukları görevli tedarik şirketleri üzerinden faaliyete başladıkları tarihten itibaren on yıl süresince YEKDEM’e dâhil olmaktadır. Bu kapsamda yapılacak olan projeksiyonda lisanssız kapsamındaki kurulu gücün de direk görevli tedarik şirketleri aracılığıyla YEKDEM’e dâhil olmasından dolayı, YEKDEM kapasitesi olarak hesaplamalara ayrıca dâhil edilmiştir. Önerilen mekanizmada ise farklı olarak lisanssız

kapsamındaki kapasite görevli tedarik şirketler aracılığıyla değil, teşvik mekanizmasını yönetecek olan şirket üzerinden yönetilmesine karar verilmiştir.

23.03.2016 tarihinde Lisansız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelikte yapılan değişiklik ile tüm Trafo Merkezleri için bağlanabilir RES/GES kapasitelerinin TEİAŞ internet sitesinde yayınlanmaya başlamıştır. Buna istinaden Kapasite Tahsis Tablosu her ay TEİAŞ internet sayfasında yayımlanmaktadır (İnt. Kyn. 26).

Şekil 4.3’de yönetmeliğin yayınlandığı 2013 yılından 2019 Nisan dönemine kadar lisansız üretim kapasitesi gösterilmektedir.



Şekil 4.3 2014 – 2019 Nisan Dönemi Arası Lisansız Üretim Kapasitesi (MW) (İnt. Kyn. 24).

Lisanssız kapsamında üretilen enerji miktarının, yıllık tam kapasite çalışması halinde üreteceği elektrik miktarına oranı ile portföyün ortalama yıllık bazlı kapasite faktörü hesaplanmıştır. Çizelge 4.5’de tahsis edilen kapasite ve tahsis edilebilecek kapasite öngörülleri ile oluşturulmuş olan projeksiyonda 2018 yılına kadar olan kapasitesi ve üretim miktarları ile 2019 yılından sonrası için de oluşturulan öngörüler verilmiştir. Yıllık portföy ortalama kapasite faktörü olarak geçmiş verilerin ileriye dönük olarak gerçekleşeceği kabul edilerek 0,185 katsayısı esas alınmıştır. Bu projeksiyonun oluşturulma nedeni lisanssız kapsamında toplam teşvikten yararlanacak tahmini kapasite ile teşvikten yararlanabilecek toplam kapasitenin belirlenmesi içindir. 2023 yılından sonrası için TEİAŞ raporlarında, TEİAŞ tarafından belirlenecek kapasitenin belirsiz

olmasından dolayı değerler aynı alınmıştır.

$$L\ddot{U}M = LK * m \quad (4.5)$$

Bu formülde geçen;

$L\ddot{U}M$: Lisansız Üretim Miktarı (GWh)

LK : Lisansız Kapasite (GW).

m : Kapasite faktörü, % 18,5 alınmıştır.

Çizelge 4.5 Lisansız kapsamında öngörülen Projeksiyon (Yazar 2019).

Yıl	Lisansız Kapasite (LK) (GW)	Lisansız Üretim Miktarı (LÜM) (GWh)
2014	0,03	3,92
2015	0,36	222,7
2016	0,92	1134
2017	3,65	3031,6
2018	5,31	8212,4
2019	5,31	8376,5
2020	5,96	9670,7
2021	6,62	10732,2
2022	7,27	11785,6
2023	7,77	12595,9
2024	7,77	12595,9
2025	7,77	12595,9
2026	7,77	12595,9
2027	7,77	12595,9
2028	7,77	12595,9
2029	7,77	12595,9
2030	7,77	12595,9

* 2018 yılına kadar olan veriler gerçekleşmiş veriler olup, 2019 yılı ve sonrası için %18,5 verimlilik katsayısı ile üretilebilecek enerji miktarları hesaplanmıştır. 2019 yılı ve sonrası kapasite hesaplamalarında TEİAŞ tarafından kapasite tahsisi yapılmış olan kapasite dikkate alınmıştır.

Çizelge 4.6'da YEKDEM portföyünde yer alacak olan hem lisanslı hem de lisansız üretim miktarları gösterilmiştir. TEİAŞ tarafından kapasite tahsisi yapılmış olan kapasitede ile beraber 2030 yılına kadar işletmeye girmesi muhtemel kapasite için geçmiş verilerden oluşturulan öngörü ile ileriye dönük kapasite ve üretilebilecek enerji miktarları

oluşturulmuştur.

Çizelge 4.6 Teşvikten yararlanması muhtemel Lisanslı ve Lisansız dâhil “YEKDEM Portföyü Üretim Projeksiyonu” (Yazar 2019).

Yıl	Lisansız Üretim Miktarı (TWh)	Lisanslı Üretim Miktarı (TWh)	Lisanslı ve Lisansız Toplam Üretim Miktarı (TWh)	2020 Sonrası Yeni Teşvikten Yararlanması Muhtemel Kapasite Lisanslı+Lisansız (TWh)
2014	0,004	5,81	5,82	-
2015	0,223	17,721	17,94	-
2016	1,13	44,69	45,83	-
2017	3,03	47,49	50,53	-
2018	8,21	54,39	62,61	-
2019	8,61	67,74	76,35	-
2020	9,67	86,66	96,33	9,84
2021	10,73	88,38	99,12	24,21
2022	11,79	88,40	100,19	31,14
2023	12,60	88,40	101	40,62
2024	12,60	88,40	101	48,95
2025	12,60	88,40	101	57,65
2026	12,60	88,40	101	66,35
2027	12,60	88,40	101	74,35
2028	12,60	88,40	101	81,15
2029	12,60	88,40	101	87,40
2030	12,60	88,40	101	96,35

* 2020 yılı sonrası için teşvikten yararlanması muhtemel kapasite; Toplam 618,02 TWh

** 2018 yılına kadar olan veriler gerçekleşmiş veriler olup, 2019 yılı ve sonrası için lisans almış ve inşa halinde olan lisanslı kapasite ile lisansız kapsamında TEİAŞ tarafından kapasite tahsisi yapılmış olan kapasite dikkate alınmıştır.

Yenilenebilir enerji sektöründe son birkaç yıldır projeler önem kazanmaya başlamıştır. Bu kapsamda ülkemizde YEKA yatırımlarına yön verilmiştir. 2019 yılında faaliyete geçmesi planlanan 1000 MW güneş ve 1000 MW rüzgâr enerjisine dayalı tesisler kurulma aşamasındadır. Ayrıca çatı ve cephe uygulamalarına yönelik yenilenebilir enerji teşvikleri devletçe yürürlüğe sokulmuştur. Ülkemizde yenilenebilir enerji potansiyeli düşünüldüğünde yenilenebilir enerjiye ilgi ve alakanın gün geçtikçe artacağı aşikârdır. Bu kapsamda mevcut mekanizma ile de ciddi yol kat edilmiştir. Ciddi bir kapasite yatırıma dönüşmüştür. Hem mevcut projelerin devamlılığı hem de potansiyelimiz en

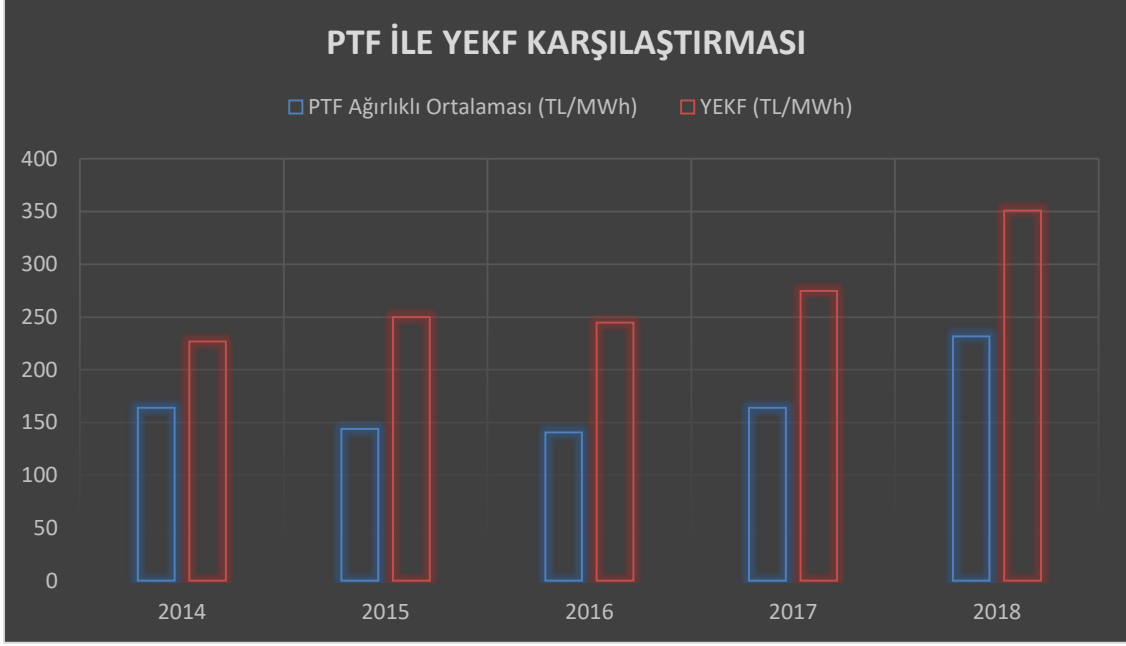
ekonomik şekilde değerlendirilmesi için yenilenebilir enerji teşvikleri devam etmesi elzemdir. Bu bakımdan önerilecek mekanizma devletçe uygulanmaya konmuş olan diğer teşvikleri tamamlayıcı nitelikte olacaktır ve önemlidir.

5346 sayılı Kanuna ekli Cetvelde belirtilen sabit fiyat alım garantisi üzerine, mevzuat uyarınca yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tesislerine işletmeye girdiği yıldan itibaren beş yıl boyunca yerli ekipman desteği verilmektedir. Çizelge 4.7’de 2016 yılından 2019 yılına kadar yerli ekipman desteği almakta olan tesislerin sayısı ve kapasiteleri verilmektedir. Görüleceği gibi teşvikten yararlanan katılımcı sayısı her yıl sayıca ve kapasite olarak artmasına rağmen, gelinen noktada 2019 yılında YEKDEM’den yararlanmakta olan 776 adet santralin sadece 144 adeti yerli ekipman desteğinden yararlanmaktadır. Yüzdesel olarak bu santrallerin sadece %18 yerli ekipman desteğinden yararlandığını göstermektedir. Yerli üretim açısından her ne kadar yerli ekipman üretimi teşvik edilse de, üretici tarafından enerji santrallerinin ekipmanlarının mevcut durumda ağırlıklı olarak yurt dışından temin edildiği bilinmektedir. Üreticinin yerli ekipman desteğine talep etmemesindeki asıl neden üretilen yerli ekipmanın pahalı olmasıdır. Üretici santralini daha ucuz olan ithal ekipmanlarla inşa etme yönünde eğilim göstermektedir.

Çizelge 4.7 Yerli Ekipman Desteğinden Faydalanmakta olan Tesislere ait Kapasite ve Adet Bilgileri (İnt. Kyn. 25)

Yıl	Destekten	YEKDEM	Destekten	YEKDEM
	Faydalanan	Katılımcı	Faydalanan	Kapasitesi
	Katılımcı Sayısı	Sayısı	Kapasite (GW)	(GW)
2016	63	556	2,18	15,08
2017	99	647	2,90	17,40
2018	127	708	3,82	19,27
2019	144	776	3,59	20,92

Şekil 4.4’de 2014 yılından 2018 yılına kadar gerçekleşmiş birim piyasa takas fiyatı ağırlıklı ortalaması ile birim YEKF (YEKDEM Maliyetleri) karşılaştırılması yer almaktadır. Şekil incelendiğinde YEKDEM ortalama maliyetleri, piyasa fiyatlarının çok üzerinde seyretmiş olduğu görülmektedir.



Şekil 4.4 2014 – 2018 Yılları Arası Birim MW başına PTF Ağırlıklı Ortalaması ile Yenilenebilir Enerji Maliyetleri Karşılaştırılması (EPDK 2014).

Çizelge 4.8’de YEKDEM Maliyetinin, piyasa fiyatlarından yüzdesel olarak ek oranları yıl yıl gösterilmiş olup, piyasa takas fiyatı ağırlıklı ortalaması üzerine ek bir prim ödenmesi suretiyle oluşturulmuş bir sistemde ya da piyasa fiyatlarına endeksli ve sınırları belirli olan bir yapıda, aradaki oranların bu derece dengesiz olması beklenmez. Ek prim oranlarının %38 ile %74 arasında değişmesi mevcut teşvik mekanizmasının piyasa fiyatlarına göre kontrolsüz ve orantısız olması mevcut sistemin sürdürülebilir olmadığı bir göstergesi olarak kabul edilmiştir.

$$Ek Prim Oranı \% = \frac{(YEKF - PTF A.O)}{PTF A.O} \quad (4.6)$$

Bu formülde geçen;

Ek Prim Oranı % : Yüzdesel ek prim oranı.

YEKF : Yıllık YEKDEM Maliyeti (TL/MWh).

PTF A.O. : Piyasa Takas Fiyatı Yıllık Ağırlıklı Ortalaması (TL/MWh).

Çizelge 4.8 2014-2018 Yılları PTF Ağırlıklı ortalaması (TL/MWh) (EPDK 2014).

Yıl	PTF A.O. (TL/MWh)	YEKF (TL/MWh)	EK PRİM%
2014	163,97	226,90	38,00
2015	143,97	250,01	73,65
2016	140,60	244,77	74,00
2017	163,84	274,66	67,63
2018	231,64	351,10	51,57

* 2014-2018 Yılları Piyasa Takas Fiyatı Ağırlıklı Ortalamaları ile Birim YEKF'nin piyasa fiyatlarına göre yüzdesel ek oranları.

Çizelge 4.9'da ise 2015 yılından 2018 yılına kadar (2018 yılı dâhil) YEKDEM Birim enerji başına maliyetlerinin (YEKF) EPDK tarafından yayınlanmış verilere göre hesaplanmış döviz cinsinden maliyetleri gösterilmiş olup, yıl yıl sabit alım maliyetlerinin Amerikan Doları cinsinden değerleri verilmiştir. 2015 - 2018 yılına kadar sabit alım maliyetlerinin ortalaması birim enerji başına 79,94 USD/MWh'tir. Önerilecek olan mekanizmada kaynak çeşitliliğine göre birim teşvik fiyatları yine dolar cinsinden kurgulanacak olup, portföy bazlı sabit alım maliyetinin belirli sınırlar dahilinde tutulması için piyasa fiyatları ile sınırlandırılabilen bir yapı amaçlanacaktır. Böylece piyasaya fiyatlarına entegre ve ekonomik olarak da sürdürülebilir bir sistem oluşturulmaya özen gösterilecektir.

Çizelge 4.9 2014 – 2018 Yılları arası USD cinsinden YEKF (YEKDEM Maliyetleri) (EPDK 2014).

Yıllar	Sabit Alım Maliyeti (USD/MWh)
2015	91,74
2016	80,96
2017	75,25
2018	71,79

Önerilen mekanizmada, yenilenebilir enerji üreticisinin mali uzlaştırmaya esas ürettiği enerji için (veriş-çekiş), piyasa takas fiyatına entegre bir ödeme sistemi kurulması amaçlanmıştır. Söz konusu modelin piyasa takas fiyatlarına endeksli olması esas alınacak olup, yatırımların devamlılığı ve mevcut projelerin sürdürülebilmesi için öncelikle kaynak çeşidine göre yenilenebilir enerji santrallerinin ilk yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetlerinin teşvik süresi içinde, geri dönüşü garanti edilecektir. Teşvik süresi

olarak on yıllık bir süre öngörülmüş olup, on yıl zarfında sadece üreticilerin birim ilk yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetleri (personel maaşları, primler, genel harcamalar, planlanmış bakımlar, iletim bedelleri vb.) en az karşılanması esas alınmıştır.

Yenilenebilir enerji santralleri için ayrıca ilk yatırım maliyet analizi yapılmayacak olup, birim yatırım maliyetleri ve kaynak bazlı kapasite faktörleri için Elektrik Üreticileri Derneğinin 2018 yılında yaptığı çalışma raporundan, kaynak gösterilerek alıntı yapılacaktır (EÜD 2018). Sabit işletme maliyetleri ise, enerji üretim santralleri maliyet analizi adlı çalışmadan alıntı yapılacaktır (Kaya ve Koç 2015).

Yenilenebilir enerji santrallerinin ilk yatırım maliyetleri ve sabit işletme maliyetlerini teşvik süresi içinde en az karşılanmasından referansla, santrallerin kapasite faktörlerine göre birim minimum teşvik fiyatları her kaynak çeşidi için ayrı ayrı hesaplanmıştır. Çizelge 4.11’de kaynak çeşitliliğine göre yenilenebilir enerji santrallerinin birim ilk yatırım maliyetleri, ortalama birim enerji başına yıllık sabit işletme maliyetleri, kaynak bazlı kapasite faktörlerine göre yıllık üretebileceği enerji miktarları ve bu değerlere göre hesaplanmış birim enerji başına minimum teşvik fiyatları (MinTF) yer almaktadır. Yenilenebilir enerji santrallerinin değişken maliyetleri olmadığından sıfır kabul edilmiştir. Ayrıca, projeksiyonda üreticilerin finansman varsayımları, kredi geri ödemeleri ve kârları göz ardı edilmiştir.

$$MinTF = \frac{YM + SİM * 10}{8760 * m * 10} \quad (4.7)$$

Bu formülde geçen;

MinTF : Birim enerji için verilecek Minimum Teşvik Fiyatı (USD/MWh),

YM : Birim enerji için santral kurulum İlk Yatırım Maliyeti (USD/MWh),

SİM : Birim enerji için Yıllık Sabit İşletme Maliyeti (USD)/yıl,

m : Kapasite faktörünün yüzdeler değeri,

YÜM (8760 * *m*): Yıllık birim enerji üretim miktarı (MWh).

Çizelge 4.10 Kaynak çeşitliliğine göre yenilebilir santrallerinin birim minimum teşvik fiyatları (USD/MWh) (Yazar 2019).

Kaynak Türü	YM (\$/MWh)	(%) <i>m</i>	SİM (USD/MWh*yıl)	YÜM (MWh/yıl)	MinTF (USD/MWh)
	*	**	***		
RES	1.100.000	35	39.500	3066	48,76
Jeotermal	4.000.000	85	100.000	7446	67,15
Biyokütle	4.340.000	91,3	105.630	7998	67,47
Biyogaz	5.206.000	91,3	105.630	7998	78,30
Güneş	900.000	18,5	24.690	1621	70,77
HES	1.750.000	28	14.130	2453	77,11

* Kaynak çeşidine göre Birim Yatırım Maliyetleri (\$/MWh) (EÜD, 2020).

** Kaynak Bazlı Kapasite Faktörleri (EÜD 2018).

*** Kaynak çeşidine göre Yıllık Sabit İşletme Maliyetleri (\$/MWh) (Kaya ve Koç 2015).

Önerilen mekanizmanın piyasa ile entegre ve piyasa takas fiyatlarına endeksli olması açısından, kaynak çeşitliliğine göre hesaplanmış minimum teşvik fiyatları (MinTF), piyasa takas fiyatının altında kaldığı zaman aradaki fark garantör şirket tarafından üreticiye geri ödenecektir. Böylece üretici piyasa takas fiyatlarının çok düşük çıkması durumunda bile, birim minimum teşvik fiyatı ile ilk yatırım ve sabit işletme maliyetlerini teşvik süresi boyunca piyasa risklerine maruz kalmadan almayı garantileyecektir.

TCMB tarafından 2019 yılı Eylül ayında yayınlanan beklenti anketi istatistiklerine göre yılsonu enflasyon beklentisi % 14,42 den %13,96'ya gerilemiştir (TCMB 2019). Bu oranın en az karşılanması gerekliliğinden yola çıkılarak minimum teşvik fiyatının (MinTF) % 15 artırılmış hali maksimum teşvik fiyatı (MakTF) olarak adlandırılacaktır.

$$MakTF = MinTF * 1,15 \quad (4.8)$$

Bu formülde geçen;

MakTF : Üreticiye verilebilecek Maksimum Teşvik Fiyatı (USD/MWh).

MinTF : Üreticiye verilebilecek Minimum Teşvik Fiyatı (USD/MWh).

Çizelge 4.11 Kaynak çeşitliliğine göre yenilenebilir enerji santralleri için minimum ve maksimum teşvik fiyatları (Yazar 2019).

Kaynak Türü	MinTF USD/MWh)	MakTF (USD/MWh)
RÜZGÂR	48,76	56,07
JEOTERMAL	67,15	77,22
BİOKÜTLE	67,47	77,59
BİOGAZ	78,30	90,04
GÜNEŞ	70,77	81,39
HES	77,11	88,67

* Ağırlıklı ortalama birim MinTF = 69,30 USD/MWh.

** Ağırlıklı ortalama birim MakTF = 79,69 USD/MWh.

Projelerin devamlılığı için minimum teşvik fiyatı ile ilk yatırım ve sabit işletme giderlerinin garanti edilmesi garantör şirket tarafından yürütülecektir. Teşvik sistemini portföy olarak bünyesinde baz yük santralleri olan ve piyasada söz sahibi bir şirket tarafından yürütülmesi önerilecek olup, böylece dengesizliğin yüksek olduğu yenilenebilir portföyünün en iyi şekilde yönetilmesi amaçlanacaktır. Bu sistemde üretici piyasa risklerine maruz kalmayacağı için mevcut projeler devam edecek ve yeni yatırımların da yolu açılacaktır.

Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan santrallerde, santralin yapım aşamasında kullanılan ekipman ve teknolojinin yerli olması halinde, yerli ekipman kullanımını teşvik amacıyla kullanılan teknoloji ve ekipmana göre minimum ve maksimum teşvik fiyatlarına % 5'e kadar yerli ekipman desteği de verilebilecektir.

Önerilen bu teşvik mekanizması ile yenilenebilir enerji yatırımlarının devamlılığı ve mevcut projelerin de sürdürülebilirliği sağlanacaktır. Teşvik sistemi piyasa fiyatlarını etkilemeden yapılan bir destek olduğundan, serbest piyasanın gelişimi üzerinde olumsuz bir etkisi olmayacağı değerlendirilmiştir. Böylece yenilenebilir üreticisinin en azından ilk yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetleri teşvik süresi boyunca geri dönüşü garantör şirket tarafından garanti edilmektedir.

Piyasa takas fiyatında yaşanabilecek ciddi artış risklerinden dolayı da piyasayı korumak adına ve dolaylı olarak son tüketiciye yüklenen maliyetlerin kontrol altında tutulması için

maksimum teşvik fiyatı (MakTF) belirlenmesi ülkemizin elektrik piyasalarının geleceği için daha doğru bir yaklaşım olacaktır. Nitekim YEKDEM maliyetleri kamu bütçesinden finansal edilecek olup, ciddi fiyat artışları olması durumunda ekonomik olarak sürdürülememesinin önüne geçmek için maksimum teşvik fiyatı belirlenmesi daha kalıcı bir çözüm olacaktır.

4.1.1 Olası Dolar Bazlı Piyasa Takas Fiyatına Göre Üreticinin Uzlaştırmaya Esas Ürettiği Enerji için (veriş-çekiş) Mali Uzlaştırma (Alacak-Borç) Hesaplamaları

Piyasa Takas Fiyatı için verilen olası değerlere göre, yenilenebilir üreticisinin uzlaştırmaya esas ürettiği enerji için (veriş-çekiş) örnek uzlaştırma (alacak-borç) hesaplamaları senaryolar halinde oluşturulmuştur. Kaynak çeşidine göre belirlenmiş olan minimum ve maksimum teşvik fiyatlarıyla, olası dolar bazlı piyasa takas fiyatları öngörülerini kıyaslanarak, olası durumlar için üreticiye teşvik kapsamında garantör şirket tarafından ödenecek veya üretici tarafından garantör şirkete ödenecek birim tutarlar senaryolar şeklinde verilmiştir. Önerilen mekanizma kapsamında kaynak çeşidine göre;

- Piyasa takas fiyatı, minimum teşvik fiyatının altında kaldığı zaman, aradaki fark garantör şirket tarafından üreticiye ayrıca ödenir.

PTF < MinTF ise;

$$YEKBED = UEVM * (MinTF - PTF) \quad (4.9)$$

garantör şirket tarafından üreticiye ayrıca ödenir.

- Piyasa takas fiyatı, minimum teşvik fiyatı (MinTF) ile maksimum teşvik fiyatı (MakTF) arasında çıktığı zaman üretici piyasa takas fiyatı üzerinden teşvik kapsamında ödeme alacaktır.

MinTF < PTF < MakTF ise;

$$YEKBED = YEK UEVM * PTF \quad (4.10)$$

- Piyasa takas fiyatı, maksimum teşvik fiyatından (MakTF) fazla çıktığı zaman ise, üreticinin alacağı teşvik maksimum teşvik fiyatını geçemez. Bu durumda piyasa

satılan birim enerji başına piyasa takas fiyatı ile üreticinin alabileceği maksimum teşvik fiyatı arasındaki değer, üretici tarafından garantör şirkete ödeme yapılır.

PTF > MakTF ise;

$$YEKBED = YEK UEVM * (PTF - MakTF) \quad (4.11)$$

Aradaki fark üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Tüm olası durumlarda, teşvik fiyatı şekillenirken ayrıca santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanan üreticilere, yerli ekipman desteği kapsamında, teşvik fiyatı (MinTF veya MakTF) % 5 primli olarak garantör şirket tarafından ödenir.

$$YETF = TF * 1,05 \quad (4.12)$$

Formüllerde geçen;

YEKBED : YEKDEM Teşvik Bedeli (USD),

PTF : Piyasa Takas Fiyatı (USD/MWh),

MinTF : Minimum Teşvik Fiyatı (USD/MWh),

MakTF : Maksimum Teşvik Fiyatı (USD/MWh),

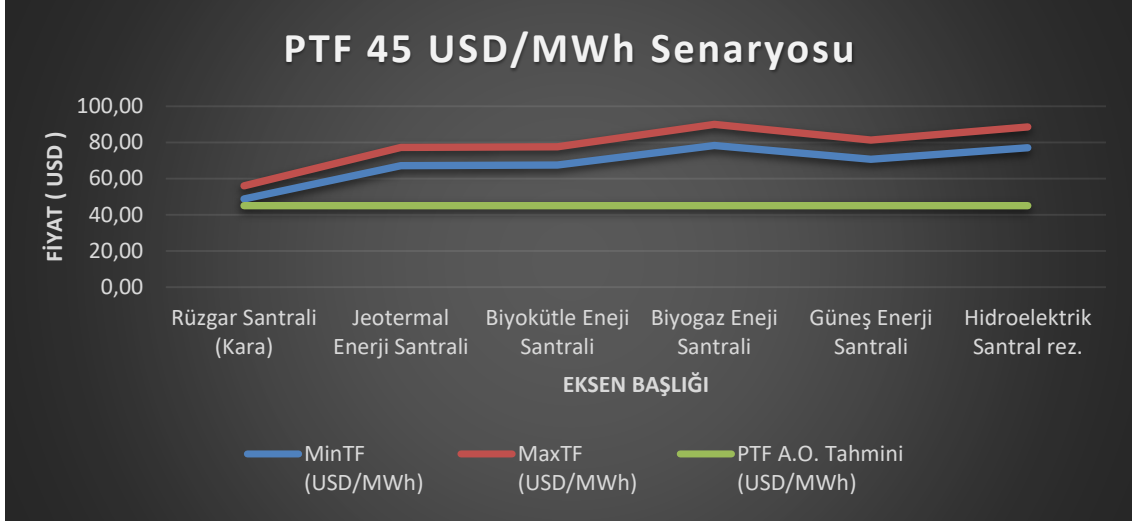
YEK UEVM : YEKDEM katılımcısının yıllık ürettiği ya da üretebileceği uzlaştırmaya esas veriş-çekiş miktarı (MWh),

TF : Teşvik Fiyatı (Minimum yada Maksimum Teşvik Fiyatı) (USD/MWh),

YETF: Birim enerji için yerli ekipman teşvikli yeni teşvik fiyatı (USD/MWh).

4.4.1.1 Senaryo 1. PTF 45,00 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı 45,00 USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.5 Senaryo 1. Piyasa Takas Fiyatının 45,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) 48,76 USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (3,76) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (67,15) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (22,15) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (67,47) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (22,47) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan; üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (78,30) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (33,30) USD/MWh garantör

şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan; üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (70,77) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (25,77) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (77,11) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (32,11) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

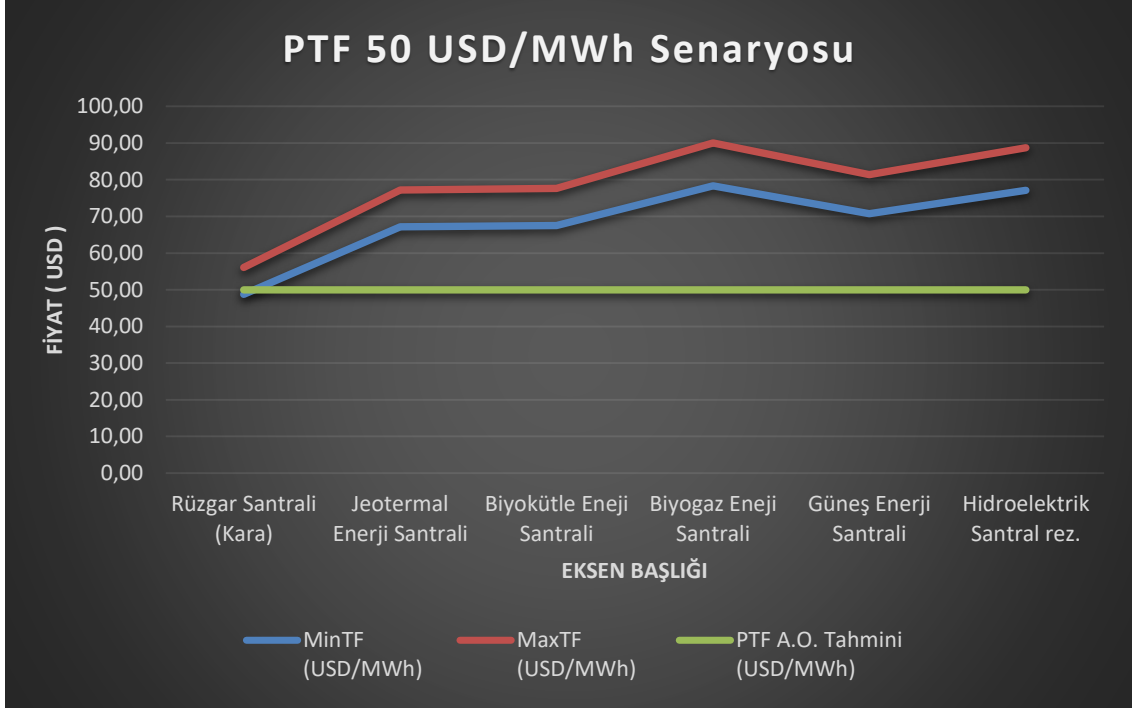
Çizelge 4.12 Piyasa Takas Fiyatı 45,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).

Kaynak Tipi	Olası PTF (USD/MWh)	Teşvik Fiyatı (USD/MWh)	Üretici Öder (USD/MWh)	Garantör Öder (PTF-MinTF) (USD/MWh)	Yerli Primli TF (MinTF*1,05) (USD/MWh)
Rüzgâr	45,00	48,76	-	3,76	51,20
Jeotermal	45,00	67,15	-	22,15	70,51
Biyokütle	45,00	67,47	-	22,47	70,85
Biyogaz	45,00	78,30	-	33,30	82,21
Güneş	45,00	70,77	-	25,77	74,31
Hidroelektrik	45,00	77,11	-	32,11	80,96

* Senaryo 1: PTF 45,00 USD/MWh.

4.4.1.2 Senaryo 2. PTF 50,00 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı 50,00 USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.6 Senaryo 2. Piyasa Takas Fiyatının 50,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$MinTF < PTF < MaxTF$ olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (50,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan; üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (67,15) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (17,15) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan; üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (67,47) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (17,47) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (78,30) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (28,30) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (70,77) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (20,77) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (77,11) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (27,11) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

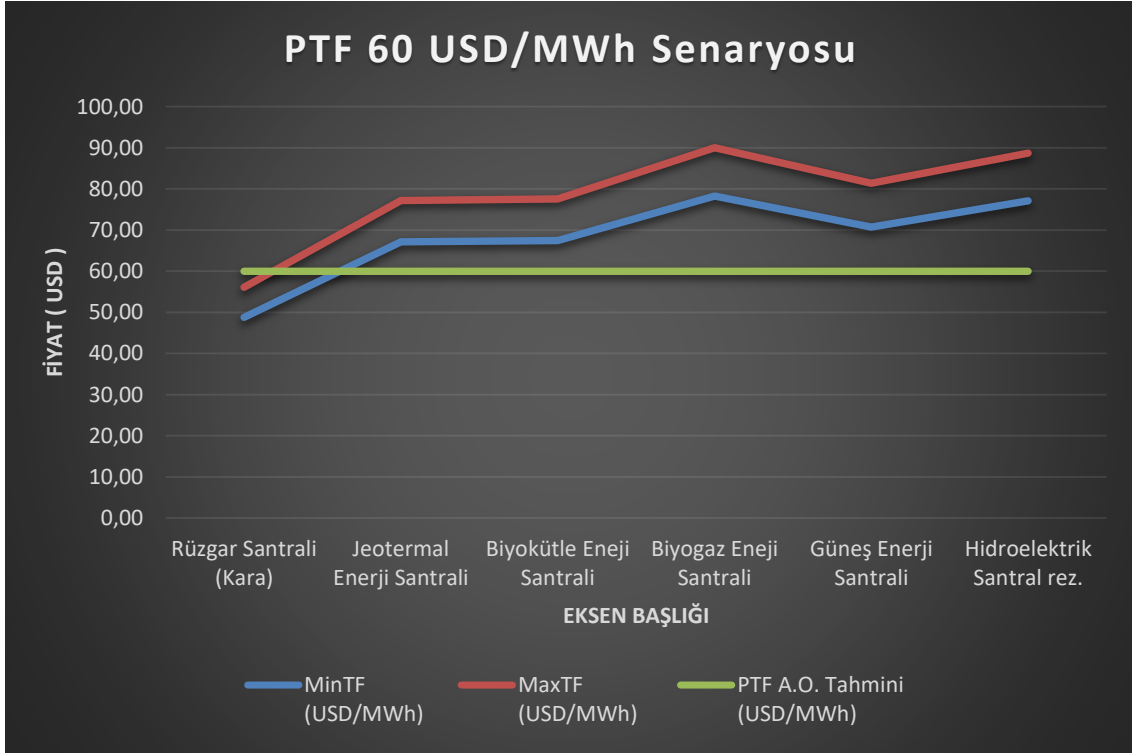
Çizelge 4.13 Piyasa Takas Fiyatı 50,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).

Kaynak Tipi	Olası PTF (USD/MWh)	Teşvik Fiyatı (USD/MWh)	Üretici Öder (USD/MWh)	Garantör Öder (PTF-MinTF) (USD/MWh)	Yerli Primli TF (MinTF*1,05) (USD/MWh)
Rüzgâr	50,00	50,00	-	-	52,50
Jeotermal	50,00	67,15	-	17,15	70,51
Biyokütle	50,00	67,47	-	17,47	70,85
Biyogaz	50,00	78,30	-	28,30	82,21
Güneş	50,00	70,77	-	20,77	74,31
Hidroelektrik	50,00	77,11	-	27,11	80,96

* Senaryo 2: PTF 50,00 USD/MWh.

4.4.1.3 Senaryo 3. PTF 60,00 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı 60,00 USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.7 Senaryo 3. Piyasa Takas Fiyatının 60,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (56,07) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (3,93) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda MakTF %5 primli olacağından (58,88) USD/MWh teşvik alır.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan; üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (67,15) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (7,15) USD/MWh garantör

şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (67,47) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (7,47) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (78,30) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (18,30) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan; üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (70,77) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (10,77) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan; üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (77,11) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (17,11) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

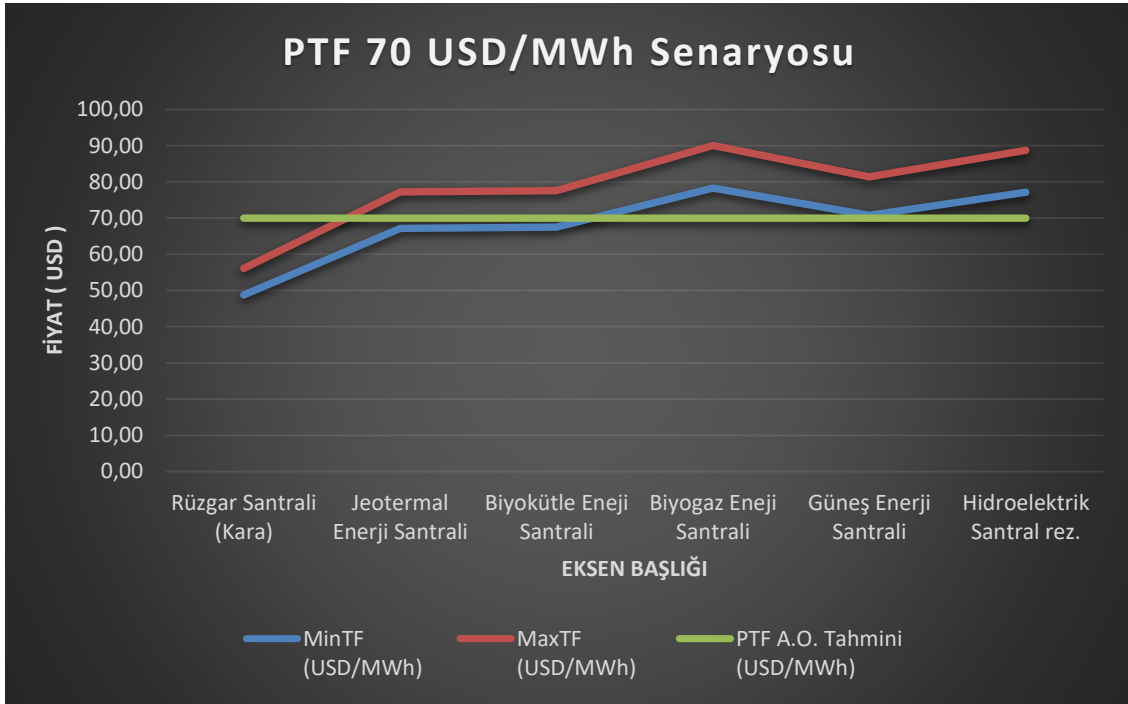
Çizelge 4.14 Piyasa Takas Fiyatı 60,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).

Kaynak Tipi	Olası	Teşvik	Üretici Öder	Garantör	Yerli Primli
	PTF	Fiyatı	(USD/	Öder	TF
	(USD/	(USD/	MWh)	(PTF-MinTF)	(MinTF*1,05)
	MWh)	MWh)		(USD/MWh)	(USD/MWh)
Rüzgâr	60,00	56,07	3,93	-	58,88
Jeotermal	60,00	67,15	-	7,15	70,51
Biyokütle	60,00	67,47	-	7,47	70,85
Biyogaz	60,00	78,30	-	18,30	82,21
Güneş	60,00	70,77	-	10,77	74,31
Hidroelektrik	60,00	77,11	-	17,11	80,96

* Senaryo 3: PTF 60,00 USD/MWh.

4.4.1.4 Senaryo 4. PTF 70,00 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı (70,00) USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.8 Senaryo 4. Piyasa Takas Fiyatının 70,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF > MakTF$ olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (56,07) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark ($PTF - MakTF$) (13,93) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (58,88) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (70) USD/MWh olduğundan ($PTF - YETF$) (11,12) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$MinTF < PTF < MakTF$ olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (70,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$MinTF < PTF < MakTF$ olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (70,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (78,30) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark ($MinTF - PTF$) (8,30) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

$PTF < MinTF$ olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (70,77) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark ($MinTF - PTF$) (0,77) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF<MinTF olduğundan, üretici birim enerji için minimum teşvik fiyatı olan (MinTF) (77,11) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (MinTF-PTF) (7,11) USD/MWh garantör şirket tarafından üreticiye ödenir. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır.

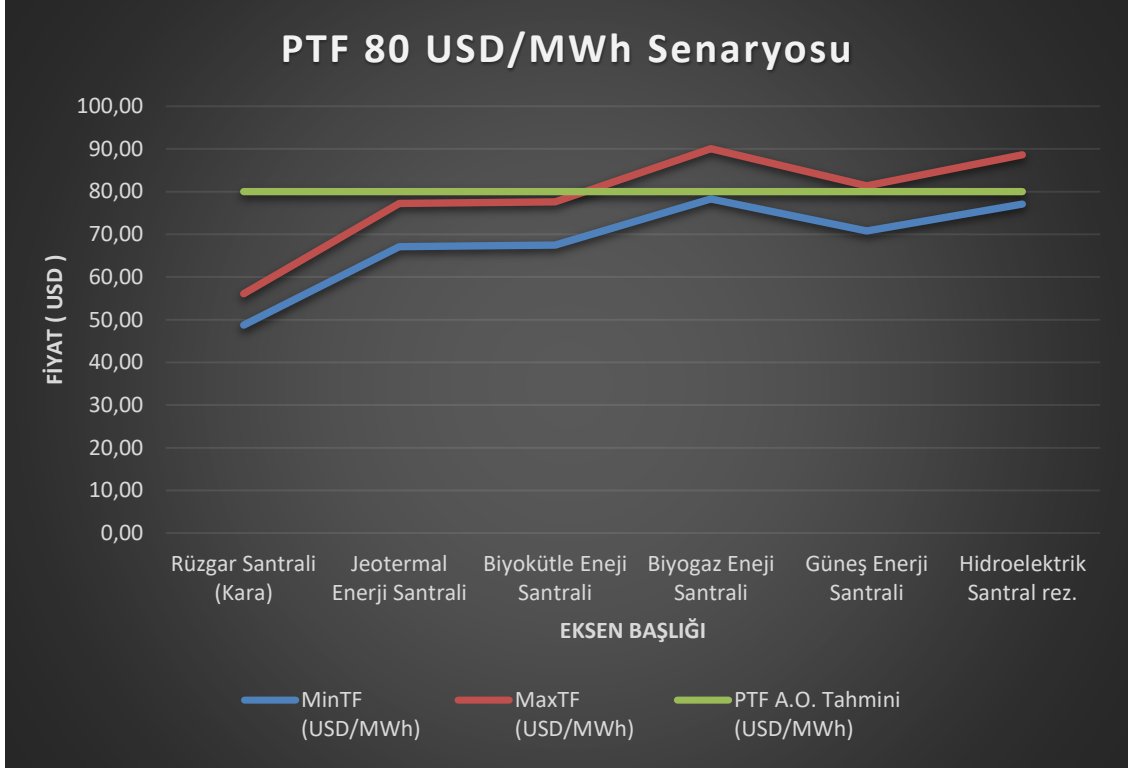
Çizelge 4.15 Piyasa Takas Fiyatı 70,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).

Kaynak Tipi	Olası PTF (USD/MWh)	Teşvik Fiyatı (USD/MWh)	Üretici Öder (USD/MWh)	Garantör Öder (PTF-MinTF) (USD/MWh)	Yerli Primli TF (MinTF*1,05) (USD/MWh)
Rüzgâr	70,00	56,07	13,93	-	58,88
Jeotermal	70,00	70	-	-	73,50
Biyokütle	70,00	70	-	-	73,50
Biyogaz	70,00	78,30	-	8,30	82,21
Güneş	70,00	70,77	-	0,77	74,31
Hidroelektrik	70,00	77,11	-	7,11	80,96

* Senaryo 4: PTF 70,00 USD/MWh.

4.4.1.5 Senaryo 5. PTF 80 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı (80,00) USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.9 Senaryo 5. Piyasa Takas Fiyatının 80,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) 56,07 USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (23,93) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (58,88) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (80) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (21,12) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan; üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) 77,22 USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (2,78) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,08) USD/MWh teşvik alır.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (77,59) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (2,41) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,47) USD/MWh teşvik alır.

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

MinTF<PTF<MakTF olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (80,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

MinTF<PTF<MakTF olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (80,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

MinTF<PTF<MakTF olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (80,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır

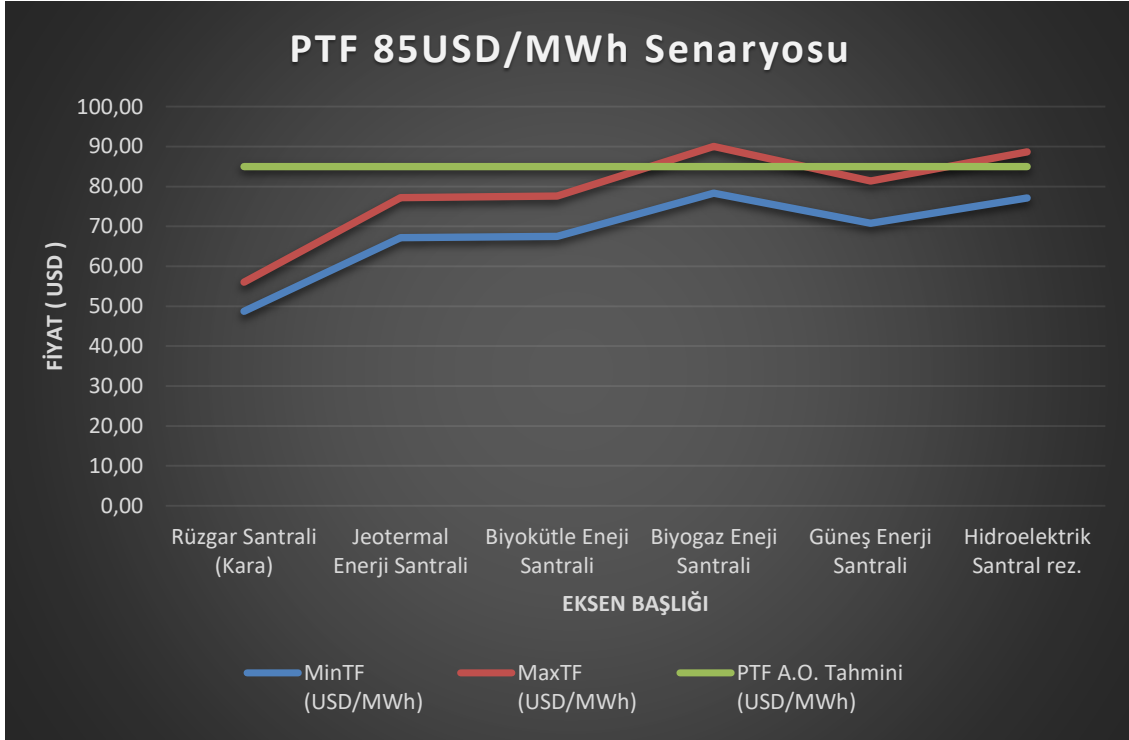
Çizelge 4.16 Piyasa Takas Fiyatı 80,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).

Kaynak Tipi	Olası	Teşvik	Üretici Öder	Garantör	Yerli Primli
	PTF	Fiyatı	(USD/	Öder	TF
	(USD/	(USD/	MWh)	(PTF-MinTF)	(MinTF*1,05)
	MWh)	MWh)		(USD/MWh)	(USD/MWh)
Rüzgâr	80,00	56,07	23,93	-	58,88
Jeotermal	80,00	77,02	2,78	-	81,08
Biyokütle	80,00	77,59	2,41	-	81,47
Biyogaz	80,00	80,00	-	-	84,00
Güneş	80,00	80,00	-	-	84,00
Hidroelektrik	80,00	80,00	-	-	84,00

* Senaryo 5: PTF 80,00 USD/MWh.

4.4.1.6 Senaryo 6. PTF 85 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı (85,00) USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.10 Senaryo 6. Piyasa Takas Fiyatının 85,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan; üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (56,07) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (28,93) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (58,88) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (85) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (26,12) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF)

77,22 USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (7,78) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,08) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (85) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (3,92) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (77,59) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (7,41) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,47) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (85) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (3,53) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

MinTF<PTF<MakTF olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (85,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan; üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (81,39) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (3,61) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (85,45) USD/MWh teşvik alır.

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

MinTF<PTF<MakTF olduğundan, üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (85,00) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır

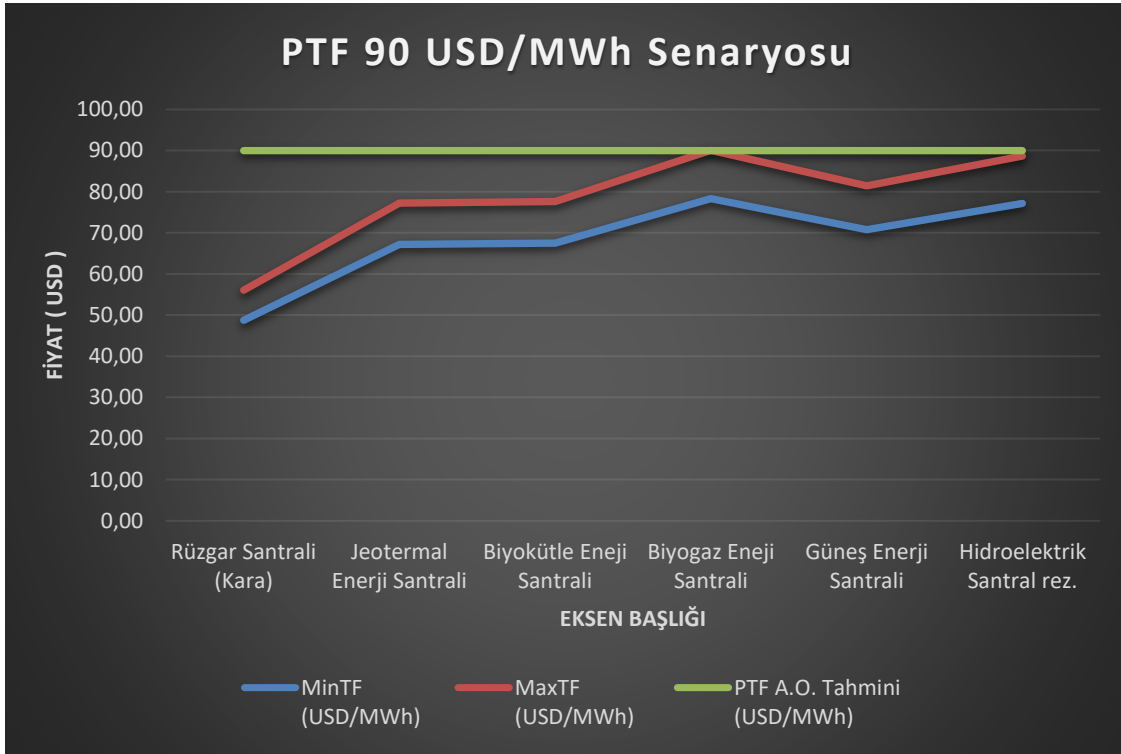
Çizelge 4.17 Piyasa Takas Fiyatı 85,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).

Kaynak Tipi	Olası	Teşvik	Üretici Öder	Garantör	Yerli Primli
	PTF	Fiyatı	(USD/	Öder	TF
	(USD/	(USD/	MWh)	(PTF-MinTF)	(MinTF*1,05)
	MWh)	MWh)		(USD/MWh)	(USD/MWh)
Rüzgâr	85,00	56,07	28,93	-	58,88
Jeotermal	85,00	77,02	7,78	-	81,08
Biyokütle	85,00	77,59	7,41	-	81,47
Biyogaz	85,00	85,00	-	-	89,25
Güneş	85,00	81,39	3,61	-	85,45
Hidroelektrik	85,00	85,00	-	-	89,25

* Senaryo 6: PTF 85,00 USD/MWh.

4.4.1.7 Senaryo 7. PTF 90 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı (90,00) USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.11 Senaryo 7. Piyasa Takas Fiyatının 90,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (56,07) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (33,93) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (58,88) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (90) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (31,12) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) 77,22 USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (12,78) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,08) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (90) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (8,92) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (77,59) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (12,41) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,47) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (90) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (8,53) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

MinTF<PTF<MakTF olduğundan; üretici birim enerji için piyasa takas fiyatı olan (PTF) (90) USD/MWh üzerinden teşvik alır. Santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda teşvik fiyatı %5 primli olacaktır

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (81,39) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (8,61) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (85,45) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (90) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (4,55) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (88,67) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (1,33) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (93,11) USD/MWh teşvik alır.

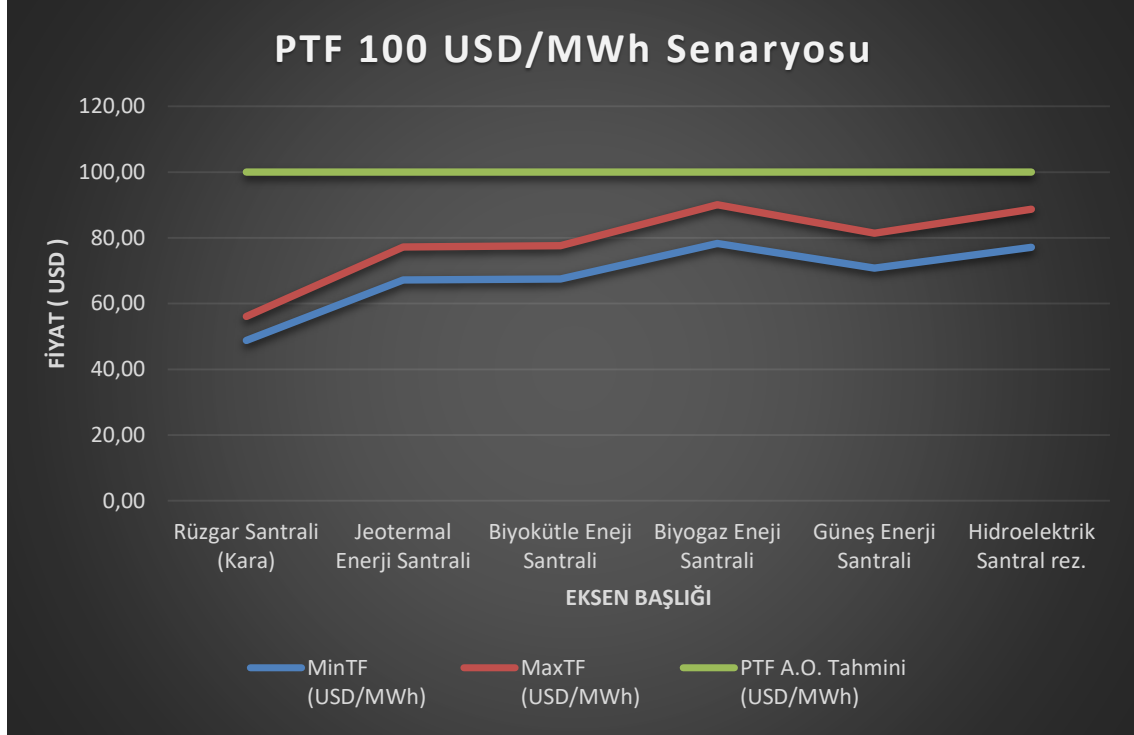
Çizelge 4.18 Piyasa Takas Fiyatı 90,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları

Kaynak Tipi	Olası PTF (USD/MWh)	Teşvik Fiyatı (USD/MWh)	Üretici Öder (USD/MWh)	Garantör Öder (PTF-MinTF) (USD/MWh)	Yerli Primli TF (MinTF*1,05) (USD/MWh)
Rüzgâr	90,00	56,07	33,93	-	58,88
Jeotermal	90,00	77,02	12,78	-	81,08
Biyokütle	90,00	77,59	12,41	-	81,47
Biyogaz	90,00	90,00	-	-	94,50
Güneş	90,00	81,39	8,61	-	85,45
Hidroelektrik	90,00	88,67	1,33	-	93,11

* Senaryo 7: PTF 90,00 USD/MWh.

4.4.1.8 Senaryo 8. PTF 100 USD/MWh

Gün Öncesi Piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı (100,00) USD/MWh olması halinde, yenilenebilir enerji üreticisinin gerçekleşen veriş-çekiş değerleri dikkate alınarak birim enerji başına mali uzlaştırması;



Şekil 4.12 Senaryo 8. Piyasa Takas Fiyatının 100,00 USD/MWh olması durumu (Yazar 2019).

Rüzgâr Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (56,07) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (43,93) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (58,88) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (100) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (41,12) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Jeotermal Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) 77,22 USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (22,78) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,08) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (100) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (18,92) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Biyokütle Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) 77,59 USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (22,41) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF)%5 primli şekli olacağından (81,47) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı 100 USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (18,53) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Biyogaz Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (90,04) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (9,96) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (94,55) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (100) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (5,45) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Güneş Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (81,39) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (18,61) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı (YETF), maksimum teşvik fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (85,45) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (100) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (14,55) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Hidrolik Enerji Santrali Mali Uzlaştırması;

PTF>MakTF olduğundan, üretici birim enerji için maksimum teşvik fiyatı olan (MakTF) (88,67) USD/MWh teşvik alır. Aradaki fark (PTF-MakTF) (11,33) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenecektir. Ayrıca, üreticinin santralinde yerli ekipman ve teknoloji kullanması durumunda yerli ekipmanlı teşvik fiyatı(YETF), maksimum teşvik

fiyatının (MakTF) %5 primli şekli olacağından (93,11) USD/MWh teşvik alır. Piyasa Takas Fiyatı (100) USD/MWh olduğundan (PTF-YETF) (6,89) USD/MWh üretici tarafından garantör şirkete ödenir.

Çizelge 4.19 Piyasa Takas Fiyatı 100,00 USD/MWh olması halinde, kaynak çeşidine göre mali uzlaştırma (Alacak-Borç) Durumları (Yazar 2019).

Kaynak Tipi	Olası PTF (USD/MWh)	Teşvik Fiyatı (USD/MWh)	Üretici Öder (USD/MWh)	Garantör Öder (PTF-MinTF) (USD/MWh)	Yerli Primli TF (MinTF*1,05) (USD/MWh)
Rüzgâr	100,00	56,07	43,93	-	58,88
Jeotermal	100,00	77,02	22,78	-	81,08
Biyokütle	100,00	77,59	22,41	-	81,47
Biyogaz	100,00	90,04	9,96	-	94,55
Güneş	100,00	81,39	18,61	-	85,45
Hidroelektrik	100,00	88,67	11,33	-	93,11

* Senaryo 8: PTF 100,00 USD/MWh.

5. TARTIŞMA ve SONUÇ

Ülkemiz 2011 yılından bu yana devam etmekte olan sabit fiyat teşvik mekanizması ile hem teknolojik olarak hem de piyasanın tanınması ve olgunlaşması açısından bir ivme kazanılmıştır.

Sonuç olarak Türkiye enerji konusunda dışa bağımlılığını azaltmayı hedeflemektedir. Söz konusu hedeflere ulaşılması amacıyla YEKDEM 2011 yılında hayata geçirildi. Mekanizma ile yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak elektrik üretimi yapan santrallere sabit bir fiyat üzerinden on yıl süreli alım garantisi getirildi. Böylece yatırıncının ilgisi çekilmeye başlandı. Son yıllardaki elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılması amacıyla yapılan yasal düzenlemeler sonucu 2017 yılında toplam elektrik üretiminde % 29 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2018 yılı itibariyle % 32 seviyelerine ulaşmıştır. Bu doğrultuda yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içerisinde en az yüzde 30 seviyelerine çıkarılması hedefi gerçekleşmiş oldu. Ayrıca yenilenebilir enerjinin de etkisi ile doğalgazın elektrik üretimindeki payı da %50'lerden %30'lara kadar gerilemiştir. Söz konusu yatırımlar devam ettiği sürece arz güvenliği sorununuz kalmayacaktır.

2016 yılında mekanizmaya dâhil olan kanal tipi hidroelektrik santral kapasitesi 3005 MW, rüzgâr enerjisi santrali kapasitesi 1607 MW iken, 4402 MW'lık rezervuarlı hidroelektrik santralin YEKDEM'e dâhil olması nedeniyle ciddi bir kapasite artışı yaşanmıştır. Bu santrallerin birçoğu dengeleme santrali olup, bu durum piyasa açısından sistem işletme maliyetlerini artırmaktadır. Bu durum mekanizmayı amacından uzaklaştırmıştır. Rezervuarlı santraller teknik olarak ve finansal olarak herhangi bir teşvik mekanizmasına ihtiyaç duymayan güçlü santraller olduğundan, piyasada dengeleme santralleri olarak görev yaparlar. Rezervuarlı santrallerin teşvik mekanizmasına dâhil olması hem sistem maliyetlerini artırmakta hem de mekanizmayı amacından uzaklaştırmaktadır. Bu kapsamda mekanizma amacında küçük kapasiteli kaynakların sisteme dâhil edilmesi amaçlanmalıdır.

Piyasada Alım garantisi olmayan projelerin bankalar nezdinde finansman bulması zordur. Üreticiler uzun dönemli bir fiyat öngörüsü içinde piyasanın risklerini almak zorunda kalacaklardır. Bu yüzden yenilenebilir enerjiye teşvik mekanizmaları önemlidir ve sürdürülebilir olmalıdır. Yenilenebilir enerji yatırımları ülkemizin enerji stratejilerinin temel taşıdır. Teşvik mekanizmasının sürdürülebilirliği yatırımların sürekliliği açısından önemlidir. Mekanizmanın mevcut haliyle ekonomiye olan etkisi tartışılmazdır. Mevcut mekanizmanın görevini yerine getirmiş olmakla birlikte, mevcut hali ile sürdürülebilir olmadığından yeni bir modelin kurgulanması elzem görünmektedir. Bu yüzden, tüm katılımcıları tatmin eden ve ülke ekonomisine de ağır yük getirmeyecek bir model kurgulanması gerekmektedir. Amaç mekanizmaların amacından sapmaması olmalıdır. Özellikle üreticileri mevcut sisteme dâhil edebildikçe sistem başarılı olacaktır.

Nisan 2016'da YEKDEM Yönetmeliğinde yapılan değişikliklerle, katılımcıların da dengesizlik maliyetlerine katılmak zorunda kaldılar. Dengesizlik maliyetlerini tolere etmek için tolerans katsayısı (0,98) getirildi. Söz konusu tolerans katsayısı dengesizliğin yönetilmesi ve tahminlerin zor olduğu özellikle rüzgâr ve güneş gibi enerji kaynağından enerji üretimi yapan santrallerde üretim tahminlerinde ciddi sapma durumları yaşanmıştır. Üretim tahmini yapılmasında en çok hata yapılan santraller öncelikle rüzgâr ve güneş santralleridir. 2018 yılında yapılan değişikliklerle tolerans katsayılarının kaynaklarına göre yeniden güncellenmesi yapılmasına rağmen YEKDEM portföyünün dengesizliği giderilememiş hatta daha da artmış olduğu görülmektedir. Bu bakımdan dengesizliklerin yönetilmesi aşamasında elinde baz yük santralleri olan bir şirket tarafından YEKDEM portföyünün yönetilmesi dengesizlikleri azaltılması konusunda daha sağlıklı bir yöntem olacağı düşünülmektedir.

2017 yılında açıklanmış olan Milli Enerji Politikaları kapsamında öz kaynaklarımızı kullanarak enerjide dışa bağımlılığı azaltma konusunda yerli üretim önemli bir yer işgal etmektedir. Teşvik sistemlerinin amacında yerli üretimi artırmak olmalıdır. Ülkemiz yerli yenilenebilir enerji ekipmanlarını üretme noktasında başarılı olduğu takdirde, bulunduğu coğrafya itibari ile özellikle çevresinde yer alan yenilenebilir enerji sektöründe gelişmemiş olan ülkelere ihracat noktasında ciddi yol kat edilebilir. Bu durum ile cari açığın azaltılmasının yanı sıra istihdam artışını da sağlayacaktır. Her ne kadar

yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan santrallere kaynak bazında sabit fiyattan alım garantisi ile birlikte bu tesislerde kullanılacak yerli ekipmanlar için ilave teşvikler verilmiş olsa da, sektörün Ar-Ge konusundaki teknolojik gelişimi ve küresel dünyada rekabetçi bir zeminde yer bulması konusunda yeterli hedeflere ulaşılamamıştır. Mevcut YEKDEM ile istenilen kapasite yatırıma dönüşmüş olsa da yerli üretim konusunda yeni hedeflerin belirlenmesi gerekmektedir. Nitekim 2019 yılında 20,9 GW Kurulu güce sahip ve 776 santralden sadece 3,6 GW'lık kapasiteye ile 144 katılımcı faydalanmaktadır. Yerli ekipman desteği, mevcut haliyle üretici tarafından yeterince talep oluşturamamıştır. Bu durum üreticinin tesisini daha ucuz olan ithal ekipman ile inşa ettiğini göstermektedir. Yerli üretim açısından her ne kadar yerli ekipman üretimi teşvik edilse de, üretici tarafından enerji santrallerinin ekipmanlarının mevcut durumda ağırlıklı olarak yurt dışından temin edildiği bilinmektedir. Gelecek dönemde yerli üretime ağırlık verilmesi önem arz etmektedir. Bu bakımdan önerilen mekanizmada yerli üretim için ayrıca bir ek teşvik sistemi kurgulanmıştır.

2016 yılında yürürlüğe giren YEKA (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği) ile Mart 2017 tarihinde 1000 MW lik güneş YEKA ihalesi gerçekleşmiştir. Söz konusu ihale ile yıllık 500 MW lık güneş paneli kurulması amaçlanmıştır. Ayrıca 1000 MW kapasiteli rüzgâr YEKA ihalesi ile de yıllık 150 adet veya 400 MW/yıl kapasiteli rüzgâr türbini üretimi amaçlanmaktadır. Üreticilerin, daha uygun olan ithal ekipmanların yerine YEKA Kapsamında üretilecek yerli ekipmanların kullanımına yönlendirilmesi, gelecekte kurgulanacak teşvik sisteminde ayrı ve avantajlı bir teşvik yöntemi ile yerli ekipmanın ve teknolojinin kullanılmasının desteklenmesi ayrıca önemlidir. Yapılan YEKA yatırımlarının amacına ulaşabilmesi için, yerli ekipman desteğinin devamlılığı gerekmektedir. YEKA kapsamında üretilen yerli ekipmanların fiyat avantajı olmazsa, üretici ithal ürünlere yönelmeye devam edecektir. Teşvik sisteminde mevcut projelerin devamlılığı esas alınarak özellikle gelecekte çatı ve cephe uygulamalarına yönelik yayınlanmış olan tebliğ ile yerli ekipmanların kullanımının özendirilmesi amacıyla, yerli ekipmanlarla çatı ve cephe uygulamalarına yatırım yapanlara ayrıca ek primli bir uygulama önerilebilir. Tüm bu öneriler üretim kaynak çeşitliliğinin devamlılığı açısından önemli olduğu düşünülmektedir.

Burada politika belirleyicilere de teknik altyapıyı oluşturma noktasında işler düşmektedir. Bilindiği üzere 2012 yılında yayınlanan “Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisleri Kurmak Üzere Yapılan Lisans Başvurularına İlişkin Yarışma Yönetmeliği” uyarınca birim MW başına en yüksek katkı payını veren projeler ön lisans almaya hak kazanmıştır. Elektrik iletim sisteminin daha fazla rüzgâr ve güneş enerjisi santralleri gibi kesintili üretim yapan tesislerin bağlanmasına imkân verecek şekilde güçlendirilmesi için gerekli çalışmaların hızlandırılması elzemdir. Güneş Enerjisine Dayalı Elektrik Üretim Tesisleri Hakkında Yönetmelik ile yarışmalar düzenlenmekte ve TEİAŞ tarafından kapasiteler yayınlamaktadır. Lisanslı güneş kapasiteleri artırılmalı bu doğrultuda TEİAŞ teknik altyapıyı hazırlamalıdır.

Tüm bu nedenler göz önünde bulundurulduğunda ülkemiz için hem yenilenebilir enerji kapasite artışının devamlılığı hem de mevcut projelerin finansmanı açısından teşvik sistemine devam edilmelidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak yatırımların teşvik mekanizmaları her kaynak türü için farklılık göstermelidir. Çünkü her kaynak çeşidinin birim yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetleri ve üretim potansiyelleri birbirinden farklıdır. Ülkemizde daha önce kurgulanmış olan sabit alım garantili model incelenmiş ve Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planına göre 2023 yılına kadar hedef olarak konulan hedeflere kaynak bazlı ulaşılma durumları analiz edilmiştir. Bu bakımdan her kaynak türünün destek ihtiyaçları farklı olup amaçlanan hedeflere ulaşabilmek için her kaynak türü için farklı teşvik sistemi önerilmiştir.

Bu kapsamda teşvik mekanizması kurgulanırken, ülkemizin olgunlaşmış YEKDEM piyasasında daha iyi sonuçlar vereceği düşünülen piyasa takas fiyatına endeksli minimum ve maksimum teşvik fiyatları uygulaması oluşturulmuş ve böylece daha sürdürülebilir, güvenli ve dengeli bir model önerisinde bulunulmuştur.

Bu kapsamda önerilen mekanizma geçmiş veriler ve gelecekte oluşacak yenilenebilir kapasitesine göre kurgulanmıştır. Sonuç olarak, piyasa takas fiyatına endeksli her kaynak türü ayrı ayrı yatırımlarının ilk yatırım maliyetleri ile sabit işletme maliyetlerinin teşvik süresi boyunca karşılanması amaç edinilerek, kaynak bazlı minimum ve maksimum teşvik fiyatları oluşturulmuştur.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin yerli olması ve ithalatı azaltması durumundan dolayı desteklenmelidir. YEKDEM mekanizmasının yapılan piyasa fiyatlarını düşürmesi nedeniyle ekonomiye cari açığa olan etkisi vardır. Türkiye yenilenebilir enerjide ciddi bir yol kat etmiş olup, olgunlaşma döneminde ise mekanizmanın piyasa takas fiyatlarına entegre bir model olarak kurgulanması daha iyi sonuçlar verecektir. Mekanizma vergi indirimleri ve yerli ekipman teşvikleri ile ayrıca desteklenmelidir. Alım garantisinin üreticinin sisteme girişinden itibaren on yıllık bir süreye hitap etmesi, projelerin bankalar nezdinde de finansman bulması açısından daha uygun olacağı düşünülmektedir.

6. KAYNAKLAR

- Akkuş, İ., ve Alan, H. (2016). Türkiye'nin Jeotermal Kaynakları, Projeksiyonlar, Sorunlar ve Öneriler Raporu. Ankara: TBMMO Jeoloji Mühendisleri Odası.
- Aslani, A., Naaranoja, M., and Wong K. V. W. (2013). Strategic Analysis of Diffusion of Renewable Energy in the Nordic Countries, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **22**: 497-505.
- Bhattacharyya, S.C. (2011). Energy economics: concepts, issues, markets and governance. London: Springer, 259-260.
- Boyle, G. (2004). Renewable Energy: Power for a Sustainable Future, 2nd Edition. United Kingdom, Oxford University Press.
- Brown, P. (2013). European Union Wind and Solar Electricity Policies: Overview and Considerations. CRS Report for Congress.
- Burger, M., Graeber, B., and Schindlmayr, G. (2014). Managing Energy Risk: An Integrated View on Power and Other Energy Markets, 2nd Edition. Wiley.
- Canbaş, S., & Doğukanlı, H. (2007). Finansal Kurumlar ve Sermaye Piyasası Analizleri. Finansal Pazarlar (s. 13), Adana: Karahan Kitabevi.
- Çelik, İ. (2012). Vadeli İşlem Piyasasında Fiyat Keşfi, İzmir Vadeli İşlem ve Opsiyon Borsasında Ampirik bir Uygulama. Türkiye Bankalar Birliği, İstanbul.
- Dağdaş, A. (2004). Jeotermal Enerjiden Yararlanmada Türkiye'nin Dünyadaki Konumu ve Potansiyeli. TBMMO Makina Mühendisleri Tesisat Mühendisliği.
- Deloitte. (2011). Yenilenebilir Enerji Politikaları ve Beklentiler. Deloitte Türkiye.
- Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği. (2009). 14/04/2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazete. Ankara.
- Dmitri, P., and Seth, B. (2009). Wholesale Electricity Markets and Generators Incentives: An International Review. International Handbook on the Economics of Energy, Massachusetts, Edward Elgar Publishing, Inc., 625-627.
- EPK (2013). 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, 30/03/2013 tarihli ve 28603 sayılı Resmi Gazete, Ankara.
- Elektrik Üreticileri Derneği, (2018). Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destek İhtiyaçları ve Mekanizma Önerileri Çalışma Grubu Raporu.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2003a). Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ. Ankara.

- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2003b). Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2010). 2010 Yılı Elektrik Piyasası Raporu. Ankara.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2011). Elektrik Piyasası 2011 - 2019 Nihai YEKDEM Listeleri.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2014). 2014-2018 Elektrik Piyasası Gelişim Raporları.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2017). 1 Şubat tarihli 7667 sayılı Kurul Kararı.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2019a). Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporu Listesi. Ankara.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, (2019b). Ocak Tarihli İlerleme Raporları.
- Erkeç, M. (2015). Türkiye'de Lisansız Elektrik Üretimi ve Yenilenebilir Enerji Konusunda Düzenlemeler. 6. Enerji Verimliliği, Kalitesi Sempozyumu ve Sergisi, Ankara, ETKB/Mülga YEGM.
- Hall, R., and Lieberman, M. (1998). Economics: Principles and Applications.
- Hepbaşlı, A., and Çanakçı, C. (2003). Geothermal district heating applications in Turkey. *Energy Conversion and Management*, **44**: 1285-1301.
- Hunt, S. (2002). Making Competition Work in Electricity. Wiley Finance. New York, John Wiley & Sons, Inc.
- Karagöl, E., and Kavaz, İ. (2017). Dünyada ve Türkiye’de Yenilenebilir Enerji. Siyaset, Ekonomi ve Toplum Araştırmaları, Analiz, SETA, **197**: 18-28.
- Karslı, M. (1994). Sermaye Piyasası, Borsa, Menkul Kıymetler. İstanbul: İrfan Yayıncılık
- Kaya, K., Koç, E., (2015). Enerji Üretim Santralleri Maliyet Analizi, *Mühendis ve Makine Dergisi*, **56**: 61-68.
- Kiener, E. (2006). Analysis of Balancing Markets. Master’s Degree Project, KTH Electrical Engineering, August 2006, Stockholm.
- Lipseý, R., and Courant, P. (1996). LIPS Economics 11nd Edition, Social and Environmental Regulation. New York: HarperCollins Publishers Inc.
- Lund, H. (2010). Renewable Energy Systems. The Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions, Academic Press, 2nd Edition. Elsevier. Amsterdam.
- LÜY (2013). Elektrik Piyasalarında Lisansız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik. 02/10/2013 tarih ve 28783 sayılı Resmi Gazete. Ankara.

- LÜY (2019). Elektrik Piyasalarında Lisansız Elektrik Üretim Yönetmeliği. 12/05/2019 tarih ve 30772 sayılı Resmi Gazete. Ankara.
- OPTRES Report (2007), Assesment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Union.
- Paris İklim Anlaşması (2015), Avrupa Birliği Türkiye Delagasyonu, Aralık 2015.
- Schallenberg-Rodriguez, J. (2014). Renewable electricity support system: Design of a variable premium system based on the Spanish experience. Elsevier, **68**: 801-813.
- Stoft, S. (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press/Wiley-Interscience Press, New York.
- TBMMO (2012) Türkiye'nin Enerji Görünümü, Oda Raporu, Genişletilmiş İkinci baskı, Nisan 2012.
- T.C. Cumhurbaşkanlığı (2019). 2019 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı, s.232. Strateji ve Bütçe Başkanlığı, Ankara.
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, (2014). Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, 2017-2023, 2023 Hedefleri, s.66.
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, (2017). 2015-2019 Stratejik Planı.
- T.C. Merkez Bankası (2019). Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası Beklenti Anketi İstatistikleri, Eylül 2019.
- T.C. MEB (2011). Muhasebe ve Finansman, Sermaye Piyasası Faaliyetleri, s.16. Ankara
- TEİAŞ (2018). Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2018-2022.
- Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası (2017). Türev Piyasa ne demektir? s.8, İstanbul.
- Yazıtış, F. (2018, Eylül 22). Genel Enerji Görünümü ve Elektrik Piyasalarına Giriş. DEK Atölye. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.
- YEEDB (2017-2023). Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı. Ankara.
- YEK (2005). 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanıma İlişkin Kanun, (2015). 18/05/2005 tarihli ve 25819 sayılı Resmi Gazete, Ankara.
- YEKDEM, (2013). Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik. 01/10/2013 tarihli ve 28782 sayılı Resmi

Gazete, Ankara.

YEKDEM, (2016). Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi Ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına İlişkin Yönetmelik. 29/04/2016 tarihli ve 29698 sayılı Resmi Gazete, Ankara.

YEK Yerli Aksam, (2016). Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik (2016). 24/06/2016 tarihli ve 29752 sayılı Resmi Gazete, Ankara.

İnternet Kaynakları

- 1) <https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/TR/TCMB+TR/Main+Menu/Banka+Hakkinda/Egitim-Akademik/Terimler+Sozlugu/>, 09.09.2018
- 2) <https://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari>, 11.10.2018
- 3) <https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/genel-esaslar/>, 21.11/2018
- 4) <https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/surecler/>, 21.11.2018
- 5) <https://www.epias.com.tr/gun-ici-piyasasi/surecler/>, 25.12.2018
- 6) <https://www.epias.com.tr/dengeleme-guc-piyasasi/genel-esaslar/>, 29.12.2018
- 7) <https://arena.gov.au/renewable-energy-technologies/>, 17/01/2019
- 8) http://www.bbc.co.uk/schools/gcsebitesize/geography/energy_resources/energy_rev2.shtml, 25/02/2019
- 9) <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Hidrolik>, 09/02/2019
- 10) http://www.yegm.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html, 15/03/2019
- 11) <http://www.yegm.gov.tr/MyCalculator/>, 17/03/2019
- 12) <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Jeotermal>, 19/03/2019
- 13) https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-07/kurulu_guc_haziran_2018.pdf, 02/05/2019
- 14) <https://www.yesilhaber.net/2018/05/08/turkiyenin-biyokutle-potansiyeli-8-6-milyon-ton-petrole-esdeger/>, 08/05/2019
- 15) <https://www.iene.gr/6thSEEED/articlefiles/sessionV/Douklias.pdf>, 16/05/2019
- 16) <http://www.res-legal.eu/home/>, 16/05/2019
- 17) <https://www.teias.gov.tr/tr/i-kurulu-guc>, 16/05/2019
- 18) <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/gop/ptf.xhtml>, 18/05/2019

- 19) <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/uretim/yekdem/birim-maliyeti.xhtml>, 19/05/2019
- 20) <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/uretim/yekdem/kurulu-guc.xhtml>, 19/05/2019
- 21) <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/uretim/yekdem/lisansli-uretim-miktari/yekdem-lisansli-uevm.xhtml>, 20/05/2019
- 22) <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-72/elektrikyekdem>, 24/05/2019
- 23) <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/uretim/yekdem/dengesizlik-miktari.xhtml>, 25/05/2019
- 24) <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/uretim/yekdem/lisanssiz-uretim-miktari.xhtml>, 12.06.2019
- 25) [https://www.google.com/search?q=EPDK+%C4%B0lerleme+Raporu+Ocak+2019.&oq=EPDK+%C4%B0lerleme+Raporu+Ocak+2019\).&aqs=chrome..69i57.847j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8](https://www.google.com/search?q=EPDK+%C4%B0lerleme+Raporu+Ocak+2019.&oq=EPDK+%C4%B0lerleme+Raporu+Ocak+2019).&aqs=chrome..69i57.847j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8), 15/06/2019
- 26) <https://www.teias.gov.tr/tr/duyuru/elektrik-piyasasinda-lisanssiz-elektrik-uretimine-iliskin-yonetmelik-kapsaminda-kapasite-19>, 16/06/2019

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Fatih TOPAL
Doğum Yeri ve Tarihi : Ankara 1980
Yabancı Dili : İngilizce
İletişim (Telefon/e-posta) : 533 3212233 ftopal80@gmail.com

Eğitim Durumu (Kurum ve Yıl)

Lise : Ankara Gazi Çiftliği Lisesi, (1994-1998)
Lisans : Kocaeli Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, (1999-2004)
Yüksek Lisans : Afyon Kocatepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yenilenebilir Enerji Sistemleri Bilim Dalı, (2012-2019)

Çalıştığı Kurum/Kurumlar ve Yıl : EÜAŞ Genel Müdürlüğü (2018 - Devam ediyor)
Mülga TETAŞ Genel Müdürlüğü (2009-2018)
Jandarma İst. ve İnş. Grp. K.lığı (2007-2009)
Akgül Elektrik Ltd. Şti (2005-2007)
Başkent OSB (2004-2004).