



**TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜ VE GES, JES, HES,
RES’LERDE KÂR KAYBI SİGORTALARI**

Alperen GÜNEYİ

**Yüksek Lisans Tezi
İşletme Ana Bilim Dalı
Doç. Dr. Ensar AĞIRMAN
2023
Her Hakkı Saklıdır**

**T.C.
ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANA BİLİM DALI**

Alperen GÜNEYİ

**TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜ VE GES, JES, HES, RES’LERDE KÂR
KAYBI SİGORTALARI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**TEZ YÖNETİCİSİ
Doç. Dr. Ensar AĞIRMAN**

ERZURUM - 2023



TEZ BEYAN FORMU

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

BİLDİRİM

Atatürk Üniversitesi Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Uygulama Esaslarının ilgili maddelerine göre hazırlamış olduğum "Türkiye’de Enerji Sektörü ve GES, JES, HES, RES’lerde Kar Kaybı Sigortaları" adlı tezin/raporun tamamen kendi çalışmam olduğunu ve her alıntıya kaynak gösterdiğimi taahhüt eder, tezimin/raporumun kâğıt ve elektronik kopyalarının aşağıda belirttiğim koşullarda saklanmasına izin verdiğimi onaylarım.

Gereğini bilgilerinize arz ederim *.

☐ Tezimin/Raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir.

☒ Tezimin/Raporumun makale için **altı ay**, patent için **iki yıl** süreyle erişiminin ertelenmesini istiyorum.

[29.09.2023]

Aslı ıslak imzalıdır

Alperen GÜNEYİ

*** LİSANSÜSTÜ TEZLERİN ELEKTRONİK ORTAMDA TOPLANMASI, DÜZENLENMESİ VE ERİŞİME AÇILMASINA İLİŞKİN YÖNERGE**

.....

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

Çeşitli ve Son Hükümler

Lisansüstü tezlerin erişime açılmasının ertelenmesi MADDE 6– (1) Lisansüstü teze ilgili **patent başvurusu yapılması veya patent alma sürecinin devam etmesi durumunda**, tez danışmanının önerisi ve enstitü anabilim dalının uygun görüşü üzerine enstitü veya fakülte yönetim kurulu **iki yıl süre ile tezin erişime açılmasının ertelenmesine karar verebilir.**

(2) Yeni teknik, materyal ve metotların kullanıldığı, henüz **makaleye dönüşmemiş veya patent gibi yöntemlerle korunmamış** ve internette paylaşılması durumunda 3. şahıslara veya kurumlara haksız kazanç imkanı oluşturabilecek bilgi ve bulguları içeren tezler hakkında tez danışmanının önerisi ve enstitü anabilim dalının uygun görüşü üzerine enstitü veya fakülte yönetim kurulunun gerekçeli kararı ile **altı ayı aşmamak üzere tezin erişime açılması engellenebilir.**

Gizlilik dereceli tezler MADDE 7– (1) Ulusal çıkarları veya güvenliği ilgilendiren, emniyet, istihbarat, savunma ve güvenlik, sağlık vb. konulara ilişkin lisansüstü tezlerle ilgili gizlilik kararı, tezin yapıldığı kurum tarafından verilir. Kurum ve kuruluşlarla yapılan işbirliği protokolü çerçevesinde hazırlanan lisansüstü tezlere ilişkin gizlilik kararı ise, ilgili kurum ve kuruluşun önerisi ile enstitü veya fakültenin uygun görüşü üzerine üniversite yönetim kurulu tarafından verilir. Gizlilik kararı verilen tezler Yükseköğretim Kuruluna bildirilir.

(2) Gizlilik kararı verilen tezler gizlilik süresince enstitü veya fakülte tarafından gizlilik kuralları çerçevesinde muhafaza edilir, gizlilik kararının kaldırılması halinde Tez Otomasyon Sistemine yüklenir.



SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

Graduate School of Social Sciences

TEZ KABUL TUTANAĞI

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

Doç. Dr. Ensar AĞIRMAN danışmanlığında, Alperen GÜNEYİ tarafından hazırlanan bu çalışma 29/09/2023 tarihinde aşağıda isimleri yazılı jüri tarafından. Muhasebe ve Finansman Ana Bilim Dalı'nda Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Başkan	: Doç.Dr.Muhammet ÖZCAN	İmza: Aslı ıslak imzalıdır
Jüri Üyesi	: Doç.Dr. Ensar AĞIRMAN	İmza: Aslı ıslak imzalıdır
Jüri Üyesi	: Dr.Öğr. Üyesi Mehmet KUZU	İmza: Aslı ıslak imzalıdır

Prof. Dr. Sait UYLAŞ
Enstitü Müdürü
Aslı ıslak imzalıdır

İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	V
ABSTRACT	VI
KISALTMALAR DİZİNİ	VII
ŞEKİLLER DİZİNİ	VIII
ÖNSÖZ.....	IX

BİRİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜ

1.1. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ÜRETİMİ.....	1
1.1.1. Türkiye’de Mevcut Pazar Yapısı.....	1
1.1.2. Elektrik Talebi.....	2
1.1.3. Kurulu Güç Analizi	3
1.1.4. Elektrik Arzı.....	4
1.2. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ÜRETİM ARAÇLARI.....	6
1.2.1. Termik Elektrik Üretimi.....	6
1.2.2. Hidroelektrik Üretimi	7
1.2.2.1. Türkiye’de Su Rezervleri	8
1.2.2.2. Türkiye’de Hidroelektrik Projeksiyonu.....	9
1.2.2.3. Türkiye 2012-2023 Enerji Politikası	11
1.2.3. Rüzgâr Enerji Santralleri	12
1.2.3.1. Rüzgâr Enerjisine İlişkin Mevzuat	18
1.2.3.2. Türkiye’de Rüzgâr Enerjisinin Önündeki Engeller	20
1.2.3.3. Rüzgâr Enerjisi Ekonomisi	21
1.2.3.4. Rüzgâr Enerjisi Politikalarına Öneriler.....	21
1.2.3.5. Türkiye İçin Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli.....	25
1.2.4. Güneş Enerji Santralleri	28
1.2.4.1. Solar Enerjide HVDC Kullanımı.....	33
1.2.4.2. Türkiye’de Fotovoltaik Potansiyel	35
1.2.4.3. Güneş enerjisi mevzuatı ve teşvikleri.....	38
1.2.4.5. Teşvik Politikaları	40

İKİNCİ BÖLÜM

KÂR KAYBI SİGORTALARI

2.1. TEORİK ÇERÇEVE	44
2.1.1. Tarihsel ve Pratik Yönleri	44
2.1.2. İş Kesintisi Sigortaları	45
2.1.3. COVID-19 Pandemisinde İş Kesintisi Sigortaları	46
2.1.4. Sözleşme Biçimleri	49

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

RES, GES, HES VE JES'LERDE MEYDANA GELEBİLECEK HASARLAR, SANTRALLERE VERİLEN SİGORTA TEMİNATLARI VE İŞLETMELERDE MEYDANA GELEN FİZİKİ HASARA BAĞLI KAR KAYIPLARI

3.1 ENERJİ SANTRALLERİNDE MEYDANA GELEBİLECEK HASARLAR ..	51
3.1.1 Rüzgâr Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi	51
3.1.1.1. Shaft Hasarları	51
3.1.1.2. Kanat Yatağı Hasarları	52
3.1.1.3. Konvertör Hasarları	53
3.1.1.4. Yıldırıma Bağlı Kanat Hasarları	53
3.1.1.5. Main Bearing Hasarı	55
3.1.1.6. Jeneratör Hasarı	56
3.1.2. Güneş Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi	57
3.1.2.1. Kablo Hırsızlığı	57
3.1.2.2. Deprem	58
3.1.2.3. Enerji Kesintisi	59
3.1.2.4. Kara/Hava Taşıtları Çarpması	60
3.1.2.5. Yıldırım/Fırtına/Dahili Su Hasarları	60
3.1.2.6. Kar Ağırlığı	61
3.1.3. Hidroelektrik Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi	62
3.1.3.1. Cebri Boru (Penstock) Hasarları	62
3.1.3.2. Baraj Ana Gövde Hasarları	63
3.1.3.3. Türbin Hasarları	63
3.1.3.4. Şaft Hasarları	64

3.1.3.5. Jeneratör Hasarları	64
3.1.3.6. Güç Trafosu Hasarları	64
3.1.3.7. İşletme Hataları	65
3.1.4. Jeotermal Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi	65
3.1.4.1. ESP Pompa Hasarları	65
3.1.4.2. Soğutma Bacası Hasarları	66
3.1.4.3. Trafo Patlaması	66
3.1.4.4. Muhtelif Elemanların Kırılması Sonucu Kuyuların Tıkanması	67
3.2. ENERJİ SANTRALLERİ SİGORTALARINDA VERİLEN TEMİNATLAR	68
3.2.1. Rüzgâr Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar	68
3.2.2. Güneş Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar	72
3.2.3. Hidroelektrik Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar	74
3.2.3. Jeotermal Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar	76
3.3. ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI SİGORTALARI HESAPLAMA YÖNTEMLERİ	77
3.3.1. Rüzgâr Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları	77
3.3.2. Güneş Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları	79
3.3.3. Hidroelektrik Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları	80
3.3.4. Jeotermal Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları	81

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

RES, GES, HES VE JES'LERDE ÖRNEK KÂR KAYBI HESAPLAMA

UYGULAMALARI

4.1. RÜZGÂR ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI HESAPLAMA ÖRNEĞİ	82
4.1.1. Hasar Nedeni	83
4.1.2. Kâr kaybı Hesaplaması İçin Veriler	84
4.1.3. Kâr Kaybı Hesaplaması	88
4.1.4. Sonuç	88
4.2. GÜNEŞ ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI HESAPLAMA ÖRNEĞİ	89
4.2.1. Hasar Sebebi	90

4.2.2. Kâr Kaybı Hesaplaması İçin Veriler	90
4.2.3. Kâr Kaybı Hesaplaması.....	93
4.2.4. Sonuç	96
4.3. HİDROELEKTRİK ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI	
HESAPLAMA ÖRNEĞİ.....	96
4.3.1. Hasar Sebebi.....	96
4.3.2. Kâr kaybı Hesaplaması İçin Veriler	97
4.3.3. Kâr Kaybı Hesaplaması.....	99
4.3.4. Sonuç	100
4.4. JEOTERMAL ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI HESAPLAMA	
ÖRNEĞİ	101
4.4.1. Hasar Sebebi.....	102
4.4.2. Kâr kaybı Hesaplaması İçin Veriler	102
4.4.3. Kâr Kaybı Hesaplaması.....	106
4.4.4. Sonuç	106
SONUÇ VE ÖNERİLER.....	107
KAYNAKÇA	111
ÖZGEÇMİŞ.....	117

ÖZET**YÜKSEK LİSANS TEZİ****TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜ VE GES, JES, HES, RES’LERDE KÂR KAYBI SİGORTALARI****Alperen GÜNEYİ****Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ensar AĞIRMAN****2023, 117 sayfa****Jüri: Doç. Dr. Ensar AĞIRMAN****Doç. Dr. Muhammet ÖZCAN****Dr. Öğr. Üyesi Mehmet KUZU**

Türkiye’de artan enerji ihtiyacının yerli kaynaklar aracılığıyla giderilmesi amacıyla hazırlanan Elektrik Piyasası Kanunu’nun yürürlüğe girmesiyle birlikte, özel sektör tarafından hidroelektrik, rüzgâr, jeotermal ve güneş enerji santrallerine ilişkin projelerin sayılarının hızla arttığı görülmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları olan hidroelektrik, güneş, jeotermal ve rüzgâr santralleri belirli çevrelerce sürekli eleştirilse de aslında birçok ekonomik, çevresel ve sosyal avantaja sahiptir.

Bunun yanı sıra santrallerin inşası ile kurulumu ve işletilmesi sırasında oluşabilecek hasarlar ile önceden öngörülemeyen ve gelir kaybına yol açabilecek durumlar için farklı sigorta poliçelerinin yapılması gerekliliği ortaya çıkmıştır. Sigortalının rizikolardan birinin gerçekleşmesinden kaynaklanan zarar nedeniyle yaptığı işin kesintiye uğraması veya kesintiye uğraması sonucu meydana gelen zarar, poliçe ile sigorta edilen işyerinin zararı kâr kaybı sigortası kapsamındadır.

Bu tezin birinci bölümünde öncelikle Türkiye’de enerji sektörü; Türkiye’deki mevcut enerji durumunun değerlendirilmesi, kurulu güç, toplam üretim, tüm enerji kaynakları, yıllık enerji arzı ve son olarak Türkiye’de enerjinin büyüme ve kalkınma üzerindeki etkileri gibi çeşitli konular incelenecektir. İkinci bölümde HES, GES, RES ve JES’lerin ekonomik, çevresel, sosyal ve stratejik faktörleri ele alınacak; Tüm bu santrallerin avantajları, olumsuz yönleri, sınıflandırılması ve ayrıca santrallerin çalışma yöntemleri incelenecektir. Üçüncü bölümde ise santrallerin sigortalanması, hasar tespiti, inşaat/işletme dönemlerindeki riskler, verilecek teminat türleri ve kar kayıplarının hesaplanması örneklerle ele alınacaktır.

Bu çalışmanın amacı; ülkemizde enerji sektörünün büyümesinde ve gelişmesinde büyük etkisi olan yenilenebilir enerji santrallerinin sigortalarını inceleyerek önemli bir sigorta prim potansiyeli oluşturan fakat riskler fiyatlandırılırken dikkat edilmesi gereken noktaların altını çizmektir.

Anahtar Kelimeler: Güneş enerji santrali, rüzgâr enerji santrali, hidroelektrik enerji santrali, jeotermal enerji santrali, hasar, risk, kâr kaybı sigortası

ABSTRACT**MASTER THESIS****ENERGY SECTOR IN TURKEY AND LOSS OF PROFIT INSURANCE IN SPP,
GPP, HEPP, WPP****Alperen GÜNEYİ****Advisor: Assoc. Prof. Dr. Ensar AĞIRMAN****2023, 117 pages****Jury: Assoc. Prof. Dr. Ensar AĞIRMAN
Assoc. Prof. Dr. Muhammet ÖZCAN
Assit. Prof. Dr. Mehmet KUZU**

With the entry into force of the Electricity Market Law, which was prepared to meet the increasing energy need in Turkey through domestic resources, it is seen that the number of projects related to hydroelectric, wind, geothermal and solar power plants by the private sector has increased rapidly.

Although hydroelectric, solar, geothermal and wind power plants, which are renewable energy sources, are constantly criticized by certain circles, they actually have many economic, environmental and social advantages.

In addition, the necessity of making different insurance policies has emerged for the damages that may occur during the construction, installation and operation of the power plants and for unforeseen situations that may lead to loss of income. Loss caused by the interruption or interruption of the work of the insured due to the damage caused by the realization of one of the risks, and the loss of the workplace insured with the policy are covered by the loss of profit insurance.

In the first part of this thesis, first of all, the energy sector in Turkey; various topics such as the assessment of the current energy situation in Turkey, installed power, total production, all energy sources, annual energy supply and finally the effects of energy on growth and development in Turkey will be examined. In the second part, economic, environmental, social and strategic factors of HEPP, SPP, WPP and GPP will be discussed; The advantages, disadvantages, classification of all these power plants and also the working methods of the power plants will be examined. In the third chapter, insurance of power plants, damage assessment, risks during construction/operation periods, types of guarantees to be given and calculation of profit losses will be discussed with examples.

The aim of this study; to examine the insurances of renewable energy power plants, which have a great impact on the growth and development of the energy sector in our country, and to underline the points that create an important insurance premium potential, but which should be considered when pricing risks.

Keywords: Solar power plant, wind power plant, hydroelectric power plant, geothermal power plant, damage, risk, loss of profit insurance

KISALTMALAR DİZİNİ

BES	Serbest Güç Üreticileri
CMI	Comprehensive Machinery Insurance
DSİ	Devlet Su İşleri'nin
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ESP	Electrical submersible pump
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GES	Güneş Enerji Santrali
GW	Gigawatt
HES	Hidroelektrik Enerji Santrali
JES	Jeotermal Enerji Santrali
KDV	Katme Değer Vergisi
kW	Kilovat
ORTP	İşletme Hakkı Devredilen Üreticiler
PV	Fotovoltaik
RES	Rüzgâr Enerji Santrali
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TWh	Terawattsaat
UNDP	Birleşmiş Milletler Kalkınma Programı'nın
VSC	Kaynağı Dönüştürücü
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YİD	Yap-İşlet-Devret Üreticileri
YMKT	Yerli Malı Kullanımına Yönelik Tahsis
YSİ	Yap-Sahip ol-İşlet

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Yıllara Göre Üretim Yapan Kuruluşların Türkiye'nin Kurulu Gücündeki Payları.....	2
Şekil 3.1. Rüzgâr Enerji Santralinde Hasarlı Şaft.....	52
Şekil 3.2. Rüzgâr Enerji Santralinde Hasarlı Kanat Yatağı	52
Şekil 3.3. Rüzgâr Enerji Santralinde Sistem Verilerini Gösteren Ekran	53
Şekil 3.4. Rüzgâr Enerji Santralinde Türbin Hasarlarını Tespit Eden Dron Uçuşu	55
Şekil 3.5. Rüzgâr Enerji Santralinde Ezilmiş Rulman Bilyeleri	56
Şekil 3.6. Rüzgâr Enerji Santralinde Hasarlı Jeneratör.....	57
Şekil 3.7. Güneş Enerji Santralinde Meydana Gelmiş Kablo Hırsızlığı.....	58
Şekil 3.8. Güneş Enerji Santralinde Deprem Sonucu Oluşan Yıkım 1.....	59
Şekil 3.9. Güneş Enerji Santralinde Deprem Sonucu Oluşan Yıkım 2.....	59
Şekil 3.10. Güneş Enerji Santralinde Otoprodüktör Kesici Hasarı.....	60
Şekil 3.11. Güneş Enerji Santralinde Sel Sonrası Görüntü.....	61
Şekil 3.12. Güneş Enerji Santralinde Kar Ağırlığı Hasarı	62
Şekil 3.13. Jeotermal Enerji Santralinde Hasarlı ESP Pompa	66
Şekil 3.14. Jeotermal Enerji Santralinde Hasarlı Soğutma Bacası	66
Şekil 3.15. Jeotermal Enerji Santralinde Hasarlı Trafo Parçaları	67
Şekil 3.16. Jeotermal Enerji Santralinde Tıkalı Kuyu Açma Çalışmaları	68

ÖNSÖZ

Çalışmamın her safhasında tecrübelerini ve yardımını esirgemeyen, tezimin tamamlanmasına kadar olan bu süreçte destek olan tüm aile fertlerime ve her daim desteğini esirgemeyen yöneticilerime verdikleri emeklerden dolayı sonsuz teşekkürlerimi sunuyorum.

Erzurum, 2023

Alperen GÜNEYİ



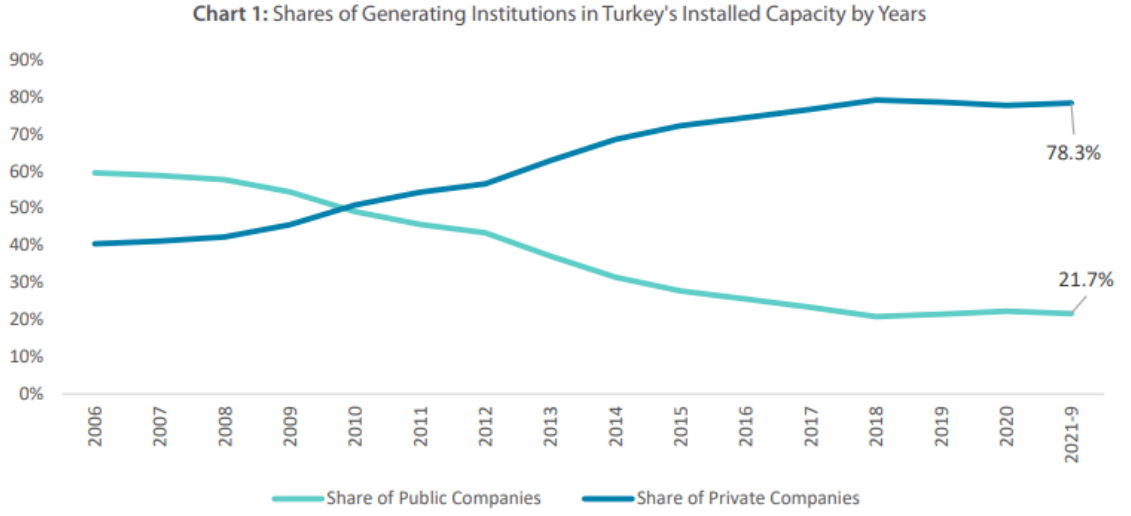
BİRİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE'DE ENERJİ SEKTÖRÜ

1.1. TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ÜRETİMİ

1.1.1. Türkiye'de Mevcut Pazar Yapısı

Arz güvenliği ilkesini merkezine alan Türk elektrik sektörü, ekonomik büyümeye ve ulusal refaha katkı sağlama hedefiyle gelişmiş ve gelişmeye devam etmektedir. 1990'lı yıllara kadar Türkiye'de elektrik hizmetleri dikey bütünleşik bir yapı içinde faaliyet gösteren kamu kurumları tarafından verilmekteydi. 2000'li yılların başında bazı yasal düzenlemelerin hayata geçirilmesi ve kararlı serbestleşme adımlarının atılması, elektrik sektörünün günümüzün rekabetçi, operasyonların ayrıştırıldığı çok oyunculu modele doğru evrilmesini tetiklemiştir. Günümüzde özel sektörün aktörleri ağırlıklı olarak elektrik sektöründe faaliyet göstermektedir. Rekabetçi yapısı, güçlü dinamizmi, zenginleşmiş ve uzmanlaşmış insan kaynağı ve derinleşen yapısı ile Türkiye enerji sektörünün en önemli bileşenlerinden biri olarak nitelendirilebilir. Türk elektrik sektörü gerek sermaye çeşitlendirmesi gerekse mevcut uzmanlık ve yönetim tecrübesi ile çağın gereklerine uygun bir dinamizmle gelişimini sürdürmektedir. Sektörde sermaye ve yatırım zorlukları, proje finansmanındaki yetersizlik ve mevzuat altyapısındaki karışıklık gibi daha önceki sorunlar büyük ölçüde aşılmıştır. Türk enerji sektörüne ilişkin temel konular arasında; verimliliğin yaygınlaştırılması, enerji karışımının çeşitlendirilmesine devam edilmesi, tüketici haklarının korunması, şebekelerin direncinin artırılması ve talep tarafı yönetimi, alternatif yakıt kullanımının ve hibrit üretim seçeneklerinin değerlendirilmesi, şebeke optimizasyonu ve benzeri hususlarında odaklanma yer almaktadır. Emtia fiyatlarındaki değişimlere olan duyarlılık özellikle COVID-19 pandemisinin etkileriyle birlikte devam etse de elektrik sektörün bir bütün olarak değerlendirildiğinde önceki dönemlere göre çok daha dirençli ve olası risklere karşı hazırlıklı olduğu söylenebilir.



(Turkish Energy Corporation, 2021). Yukarıdaki grafikte de görüldüğü üzere Türk Enerji Sektörü'nde kamu şirketlerinin pazar payı azalırken, özel şirketlerin pazar payı artmaktadır.

Şekil 1.1. Yıllara Göre Üretim Yapan Kuruluşların Türkiye'nin Kurulu Gücündeki Payları

1.1.2. Elektrik Talebi

Türkiye'de elektrik talebi meselesi incelendiğinde açıkça görülmektedir ki 2011, 2009 ve 2019 yılları hariç 2000-2020 yılları arasında Türkiye'de toplam elektrik talebi azalmamış ve sürekli artışını sürdürmüştür. 2018 yılında 304,2 terawattsaat (TWh) olan toplam elektrik talebi, 2019 yılsonu itibarıyla 303,3 TWh olarak gerçekleşmiştir. Covid-19 pandemisinin öne çıktığı 2020 yılında elektrik talebi, bir önceki yıla göre %0,9 gibi sınırlı bir artışla 306,1 TWh'ye yükselmiştir. Türkiye elektrik talebinin 1985-2019 yılları arasındaki 10 yıllık hareketli ortalama değerleri incelendiğinde, 1993-2009 yılları arasında genel bir düşüş eğilimine, 2010-2012 yılları arasında bir artış eğilimine ve 2013-2020 yılları arasında tekrar bir düşüş eğilimine işaret etmektedir. Bu değişikliklerin ülkenin ekonomik büyüme performansı ile ilişkili olduğu düşünülmektedir. 2020 yılında tüm dünyada olduğu gibi Türkiye'de de etkisini gösteren Covid-19 pandemisinin ardından 2021 yılı elektrik talebinin arttığı bir yıl olmuştur. TEİAŞ tarafından açıklanan aylık verilere göre, ocak ve şubat ayları hariç yılın ilk 10 ayının tamamında önemli artışlar gözlenmiştir. Bir önceki yılın aynı dönemine göre ocak ve şubat aylarında sırasıyla %0,4 ve %3,3 azalan elektrik talebi, baz etkisiyle Nisan ayında %26,7 ve Mayıs ayında %19,6 artış göstermiştir. Temmuz'da tek haneli rakamlara gerileyen aylık elektrik talep artışı, Ağustos'ta %12,5 artmıştır. Günlük veriler bazında rekor kıran ağustos ayında aylık

toplam elektrik talebi 32,5 TWh ile en yüksek aylık talep olarak kayıtlara geçmiştir. Eylül ve Ekim aylarında ise brüt elektrik talebinin sırasıyla 27,7 TWh ve 26,5 TWh'ye gerilediği görülmüştür. 2021 yılının ilk 10 ayında talep 274,1 TWh ile 2020 yılındaki toplam 253,2 TWh'nin %8,3 üzerinde gerçekleşmiştir. 2020 yerine 2017-2019 dönemi ile karşılaştırıldığında 2021'in ilk 10 ayında yıllık ortalama %9,4 büyüme olduğu görülmektedir. 2021 yılının her ayında ortalamaya göre büyüme kaydedilmiştir. Bu 3 yılın aynı döneminin en yüksek artışı ise %16,6 ile Ağustos ayında görülmüştür. 2021'in ilk 10 ayı için toplam talep, 2017-2019 dönemindeki toplam 250,7 TWh'nin %9,4 üzerinde 274,1 TWh olarak gerçekleşmiştir. Analizler, 2021'in son 2 ayında elektrik talebinde yıllık bazda %2'lik artışın, 2021'de toplam elektrik talebinin bir önceki yıla göre %7,2 daha fazla olmasını sağlayacağını göstermektedir. Son çeyrekte aylık elektrik talebi 2020'nin son çeyreğindeki seviye ile aynı olursa, 2021 yılı toplam elektrik talebinin 2020 yılına göre %6,8 daha yüksek bir değere ulaşacağı tahmin edilmektedir. Tüm bu analizler, 2018,2019 ve 2020 yıllarında durgun seyreden ve öngörüldüğü gibi büyümeyen elektrik talebinin 2021'de güçlü bir artış kaydedeceğini göstermektedir (Toksarı, 2007).

1.1.3. Kurulu Güç Analizi

Türkiye'nin toplam kurulu gücü 2000 yılında 27,3 gigawatt (GW) civarındayken, 2021 Ekim ayı sonunda 99,1 GW'a yükseldi. 2021 yılına kadar yenilenebilir enerji kaynaklarından ve yerli kaynaklardan elektrik üreten santrallere verilen teşviklerin artmasıyla toplam kurulu güç artmıştır. 2011-2020 yılları arasında kurulu güçteki yıllık ortalama net artış 4,6 GW olmuştur. Bu dönemde kurulu güçteki artışın toplam elektrik talebinden daha fazla olduğu gözlenmekte ve bunun en önemli nedenlerinden birinin yenilenebilir enerji santrallerine verilen teşvikler olduğu değerlendirilmektedir. 2011-2020 yılları arasında devreye alınan yenilenebilir enerji santrallerinin yıllık ortalama kurulu gücü 3,2 GW civarındadır. Yenilenebilir enerji kaynakları toplam kurulu gücü 2020 yılında 4,8 GW civarında artarken, Türkiye'de bazı santrallerin kapanması nedeniyle toplam kurulu güç 4,6 GW civarında gerçekleşmiştir. 2020 yılında termik santrallerin toplam net kurulu gücü yaklaşık 0,2 GW azalırken, rüzgâr ve güneş santrallerinin toplam kurulu güç içindeki payı 1,9 GW arttı. 2021 yılının ilk on ayı sonunda Türkiye'nin toplam kurulu gücü 99,1 GW'a ulaşmıştır. İlk on ayda kurulu güç yaklaşık 3.160 megavat (MW) arttı. Bu artışın nedeni yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten santrallerdir.

Hidroelektrik santraller (HES), 1.420 MW rüzgâr santralleri (RES) ve 991 MW güneş santralleri (GES) ile 485 MW kurulu güç artışı sağlanmıştır. İlgili dönemde doğal gaz santralleri ve çok yakıtlı santrallerin net toplam kurulu gücü 141 MW azalmıştır. 2016-2020 yılları arasındaki yeni net kurulu güç artış değerlerine bakıldığında yıllık ortalama 4.549 MW kurulu gücün devreye alındığı anlaşılmaktadır. Bu yıllar arasındaki en yüksek net kurulu güç artışı 6.702 MW ile 2017 yılında gerçekleşmiştir. 2017 yılında devreye alınan santrallerin %49.7'si RES ve GES'lerden oluşmaktadır. 2018 yılında 3.350 MW'lık toplam kurulu güç artışının %62.7'si RES ve GES'lerden kaynaklanmıştır. (Melikoglu, 2013). Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç içindeki payı 2005 yılından bu yana artış göstermektedir. 2005 yılında %33 seviyesinde olan HES başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güç içindeki payı 2020 yılı sonunda %51,7'ye yükselmiştir. Bu artışta Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması'nın (YEKDEM) belirleyici rol oynadığı değerlendirilmektedir. 2020 yılı sonu itibarıyla toplam 49,6 GW'a ulaşan yenilenebilir enerji santrallerinin %62.5'ini HES, %17,8'ini RES ve %13,4'ünü GES oluşturmaktadır. 2021 yılının ilk on ayına ilişkin veriler incelendiğinde, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güç içindeki payının %53.4'e yükseldiği görülmektedir. Bu yükselişte temmuz ayında sona eren USD cinsinden YEKDEM'in önemli bir rol oynadığı açıktır. 2019-2023 yılları arasındaki hedefleri kapsayan On Birinci Kalkınma Planına göre, Türkiye'nin toplam kurulu gücünün 2023 yılına kadar 109,5 GW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. Kalan 2 yıl dikkate alınarak piyasa gelişmeleri ve yatırım ortamı incelendiğinde, bu hedefe ulaşmanın kolay/mümkün olmadığı görülmektedir. Ancak kurulu güçte hedefin gerisinde kalınması elektrik arz güvenliği açısından bir sorun teşkil etmesi beklenmemektedir.

1.1.4. Elektrik Arzı

Elektrik sektöründe ithalat ve ihracat miktarlarının oldukça düşük olması nedeniyle toplam elektrik üretimi, elektrik talebi ile paralel bir seyir izlemiştir. 1980'li yılların başından itibaren hızla artan elektrik talebini karşılamak üzere büyük yatırımlar yapılmış ve bu sayede Türkiye'nin toplam brüt elektrik üretiminde önemli bir artış sağlanmıştır. 2001 ve 2009 yıllarında %1,8 oranında küçülen brüt elektrik üretimi, 2019 yılında %0,2 ile sınırlı bir düşüş yaşamıştır. 2019 yılında 304,3 TWh olan brüt elektrik üretimi, 2020

yılı sonunda 305,4 TWh'e yükselmiştir. 2020 yılında Türkiye'yi de etkisi altına alan Covid-19 pandemisinin ardından 2021 yılı büyüme yılı olarak öne çıkmıştır. 2020 yılına kıyasla mart ayından bu yana aylık toplam elektrik üretiminde önemli artışlar kaydedilmiştir. Ocak ve şubat aylarında sırasıyla %0,2 ve %2,0 daralan aylık toplam elektrik üretimi, Mart ayında %13,3 artmıştır. Elektrik üretimi, Nisan ve mayıs aylarında %20'lik büyüme oranının ardından Haziran'da %13,9, Temmuz'da %7,9 ve Ağustos'ta %13,3 artmaya devam etti. Yıllık bazda Eylül ayında % 1 gibi sınırlı bir artış gözlenirken, Ekim ayında %6,6 oranında düşüş gözlenmiştir. İlk on ayın toplam miktarları dikkate alındığında, bir önceki yıla göre % 8,2'lik artış sağlanmış ve üretim 273,1 TWh'ye ulaşmıştır. 2021 yılı ilk on aylık toplam miktar, 2017-2019 ilk on aylık toplam miktarların ortalaması ile karşılaştırıldığında, 2021 yılında % 8,6'lık bir artış gözlenmektedir. İlk on ayda toplam brüt elektrik üretiminin % 30,7'sini ithal ve yerli kömür santralleri, %33,1'ini ise doğalgaz santralleri gerçekleştirdi. 2020 yılı ilk on ayı kırımına göre kömürlü termik santrallerden üretilen elektrikte 3,6 puanlık düşüş gözlemlenmiştir. Benzer şekilde hidroelektrik santrallerinden üretilen elektriğin payı da 10,3 puan azalmıştır. Kömür santralleri ve hidroelektrik santrallerinin neden olduğu düşüşün (12,4 puan artış) % 89'u doğalgaz santralleri tarafından karşılanmıştır. 2021'deki kuraklık ve ithal kömür fiyatlarındaki artış, 2021'in ilk on ayındaki bu kırım değişikliğinde belirleyici olmuştur. Türkiye'nin toplam kurulu gücündeki yakıtların dağılımı ve bu yakıtlara ilişkin üretim kapasiteleri incelendiğinde, 2020 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de yıllık yaklaşık 506 TWh proje kapasitesi ortaya çıkmaktadır. Bu projelerin güvenilir üretim kapasitelerine dayanarak, 425 TWh üretim potansiyeli olduğu tahmin edilmektedir. Mevsimsel dalgalanmalar, santral arızaları ve plansız bakım ihtiyaçları, ithal yakıt kısıtlamaları gibi faktörler hariç tutulduğunda Türkiye'de arz fazlası olduğunu ve elektrik talebindeki artışın sınırlı kalması durumunda (önceki 3 yılda olduğu gibi) eklenecek her yeni kapasitenin arz fazlasını artıracakını söylenebilir. Talep ve üretim rekorlarının kırıldığı 2021 yılının ilk on ayı sonunda yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı % 36,8 seviyesinde gerçekleşmiştir. İlk on ayda doğal gaz santrallerinden üretilen elektrik payının yüksek olmasının hidroelektrik santrallerden üretilen elektrik miktarındaki azalmadan kaynaklandığı düşünülmektedir. 2021 yılında hem Rüzgâr hem de güneş kaynaklarından üretilen elektrik miktarı artsa da kurak bir dönem olması nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı azalmıştır. 2010 yılı sonunda

yürürlüğe giren ilk lisanssız elektrik üretimi yönetmeliği, üst sınırı 500 olan ve ilgili üretim tesisinin tüketiminden veya gücünden bağımsız olarak lisanssız elektrik santrallerinin kurulmasına ve işletilmesine izin vermiştir. Mart 2013'te üst sınır 1 MW'a yükseltilmiştir. Mayıs 2019'da alınan Cumhurbaşkanlığı Kararı ile lisanssız çalışabilecek yenilenebilir enerji santrallerinde kurulu güç üst sınırı 1 MW'tan 5 MW'a yükseltilmiştir. Kararla kurulu gücün, elektrik tüketim tesisinin bağlantı sözleşmesindeki bağlantı gücü ile sınırlandırılması ve hem üretimin hem de tüketimin aynı ölçüm noktasında gerçekleşmesi öngörülmektedir. Kararda ayrıca, çatı ve cephe güneş enerjisi santralleri ile diğer yenilenebilir enerji santrallerinde üretilen fazla elektriğe, santralin işletmeye alındığı tarihten itibaren 10 yıl süreyle EPDK tarafından ilan edilen belirli abone grubu için perakende tek seferlik aktif elektrik ücretinin uygulanacağı belirtilmiştir. 2016 yılından itibaren devreye alınan lisanssız santrallerin toplam kurulu gücü 2021 yılı Ekim ayı itibarıyla 8.463 MW'a ulaşmıştır (Öztürk, Yılcı, & Atalay, 2007).

1.2. TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ÜRETİM ARAÇLARI

1.2.1. Termik Elektrik Üretimi

Jeotermal enerji, 2021 yılında Türkiye'nin toplam kurulu elektrik üretim kapasitesinin %2'sini ve toplam elektrik üretiminin %3'ünü oluşturmaktadır. Türkiye'de Pamukören, Kızıldere, Salihli, MIS III, Germencik, Manisa, Melih ve Maspo Ala tesisleri bulunmaktadır (Global Data, 2023). Bu bağlamda Türkiye'nin enerji projeksiyonunda termik elektrik üretiminin artacağı söylenebilir.

Türkiye, jeotermal enerjide önemli potansiyele sahip ülkelerden biridir. 1962'den beri toplanan veriler, yüksek entalpili bölgelerde elektrik enerjisi üretimi için kullanılabilecek yaklaşık 4500 MW jeotermal enerji olabileceğini göstermektedir. Ülkedeki ısıtma kapasitesi 350 MW'ta eşdeğerdir. 50 000 haneye. Kanıtlanmış ve tükenmez bir potansiyel sayesinde bu rakamlar yedi kat artarak 2250 MW'ta, yani 350 000 haneye eşit olabilir. Türkiye, 7700 MW'ta eşdeğer 1,3 milyon haneyi hedeflemektedir. Doğal gazla göre daha az maliyetli olan jeotermal merkezi ısıtma, ülkedeki birçok bölge için uygulanabilir. Ayrıca, termal uygulamalarda doğrudan kullanım için 31 000 MW jeotermal enerji potansiyeli tahmin edilmektedir. Türkiye'nin toplam jeotermal enerji potansiyeli yaklaşık 1998'de 2268 MW, ancak hem elektrik hem

de termal kullanım için jeotermal enerji üretiminin payı sadece 1200 MW'tır. Türkiye'de şu anda 26 jeotermal bölgesel ısıtma sistemi bulunmaktadır. Ana şehir jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri Gönen, Simav ve Kırşehir'dedir (Kaygusuz & Sarı, 2003).

Jeotermal ısı pompaları, son yıllarda hızla büyüyen jeotermal enerjinin nispeten yeni bir uygulama olarak tanımlanabilir. Toprağı yazın bir ısı emici, kışın bir ısı kaynağı olarak kullanılır ve bu nedenle dünyanın görece sıcaklığına güvenilir olarak tanımlanabilir. Öte yandan, jeotermal ısı pompalarının en büyük faydası, geleneksel ısıtma veya soğutma sistemlerine göre %25-50 daha az elektrik kullanmalarıdır. Jeotermal ısı pompaları ayrıca enerji tüketimini ve buna bağlı olarak hava kirliliği emisyonlarını azaltabilir, hava kaynaklı ısı pompalarına kıyasla %44'e kadar ve standart klima ekipmanı ile elektrikli rezistanslı ısıtmaya kıyasla %72'ye kadar (Kilkiş & Eltez, 1996). Literatürde (Kara & Yüksel, 2001) verilen çeşitli araştırmalarla Türkiye için jeotermal ısı pompası bölgesel ısıtma sistemleri için ayrıntılı teknik ve ekonomik analizler yapılmıştır. Bu çalışmalar, ülkede jeotermal ısı pompası ısıtma ve soğutma uygulamaları için iyi bir potansiyel olduğunu göstermektedir. Basit bir açık döngü sistemine kıyasla hibrit/entegre bir sistem aracılığıyla oluşmaktadır. Ayrıca, bir jeotermal sistemde bölgesel ısıtma ve soğutma söz konusu olduğunda, ısı pompalarının ve hibrit HVAC sistemlerinin kilit rol oynadığını göstermektedir.

1.2.2. Hidroelektrik Üretimi

Hidroelektrik, dağlık arazisi ve birçok nehri nedeniyle Türkiye'de önemli bir elektrik kaynağıdır. Ülkenin ana nehir havzaları Fırat ve Dicle'dir. 700'ün üzerinde hidroelektrik santral mevcuttur ve bunlar ülkenin elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık %30'unu oluşturuyor. Yıllık üretim büyük ölçüde iklim koşulları nedeniyle değişkendir ve yağmurlu yıllarda çok sayıda hidroelektrik enerji üretilebilir. Enerji politikaları genellikle barajların inşa edilmesini desteklemiştir, ancak bazıları komşu ülkelerde tartışmalıdır ve bazıları çevreye ve yaban hayatına verilen zararlarla ilgili endişeleri dile getirmektedir (Kentel & Alp, 2013)

2021 yılı verilerine göre 31 GW kapasiteden (International Hydropower Association, 2021) Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin %17'si (TEİAŞ, 2021) olan 56 teravat-saat hidroelektrik üretildi. S&P Global analistlerine göre, Ağustos ayında

Türkiye'de elektrik talebinin zirve yaptığı dönemde kuraklık yaşandığında, Devlet Su İşleri'nin sulama için su tasarrufu yapma amacı, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi'nin elektrik üretme hedefiyle çelişecektir. (O'Bryne & Bowles, 2021) Türkiye'nin enerji stratejisi gelecekte daha sık kuraklığa neden olan iklim değişikliği nedeniyle değişebilse de, hidroelektrik enerjisinin güneş ve Rüzgâr enerjisi ile yük dengelemesi için önemini koruyacağı tahmin edilmektedir (Sabancı Üniversitesi, 2021). Bununla birlikte, yeni kapasitenin çok az olması beklenmektedir. Hidroelektrik Enerji her ne kadar Türkiye için çok önemli olsa da mevcut iklim değişikliğinin bu anlamda Türkiye'deki enerji paradigmasını değiştireceği açıktır. Özellikle kuraklık ihtimalinde barajların temiz su kaynakları ve sulama aracı olarak kullanılması barajların enerji üretimini azaltacaktır. Bu bağlamda Türkiye'nin yenilenebilir diğer enerji türlerine olan yönelimi ve nükleer enerjiye olan yönelimi açıktır. Özellikle gelişmekte olan ülkelerin enerji politikalarındaki enerji ihtiyacının karşılanması gerekmektedir. Ayrıca cari açığın büyük bir kısmının Türkiye'de enerji oluşturmaktadır. Bu gerekçelerle mevcutta hidroelektrik santraller Türkiye'nin enerji ihtiyacının karşılanmasında en önemli kaynak olarak gösterilmektedir.

1.2.2.1. Türkiye'de Su Rezervleri

Türkiye'nin su rezervleri, Devlet Su İşleri'nin (DSİ) son verilerine dayanarak aşağıdaki paragrafta açıklanmıştır: Türkiye'nin yıllık ortalama yağış miktarı 643 mmkm²'dir; bu, yılda yaklaşık 501 milyar m³ suya eşdeğerdir. Bunun 274 milyar m³'ü buharlaştırılmakta, 69 milyar m³'ü yer altı sularını sağlamakta, kalan 158 milyar m³'ü ise nehirler yoluyla denizlere, göllere ve su havzalarına aktarılmaktadır. Ayrıca, komşu ülkelere akarsular yoluyla Türkiye'ye yaklaşık 7 milyar m³ su, pınarlar ve çeşmeler aracılığıyla da 28 milyar m³ yer altı suyu yeryüzüne taşınmaktadır. Sonuç olarak, Türkiye'nin yıllık yaklaşık 190 milyar m³ brüt yüzey suyu potansiyeline sahip olduğu tahmin edilmiştir. Su ve yönetimi insan sağlığını, toplulukların refahını ve ekosistem sürdürülebilirliğini etkiler. Birleşmiş Milletler Kalkınma Programı'nın (UNDP) yakın tarihli bir raporuna göre Türkiye, genellikle su kaynaklarının kıt olduğu Orta Doğu'daki birkaç "su zengini" ülkeden biri olarak kabul edilmektedir. Ancak bu zenginlik sadece İsrail, Ürdün, Suriye gibi bölge ülkelerine göre görecelidir. Gerçekte Türkiye'de kişi başına düşen su potansiyeli yaklaşık 1600 m³'tür. Ancak bir ülkenin su zengini sayılabilmesi için kişi başına yılda 8000 m³ ile 10.000 m³ arasında su potansiyeline sahip

olması gerekmektedir. Kişi başına yılda 1000 m³ ile 2000 m³ arasında su kaynağı olan herhangi bir ülke su sıkıntısı çeken ve kişi başına yılda 1000 m³'ün altında su kıtlığı olan ülke olarak kabul edilir. Sonuç olarak, Türkiye su sıkıntısı yaşayan ve kırılganlığı yüksek bir ülke olarak düşünülmelidir. DSI'nin yakın tarihli bir raporu, rezervlerin düzgün bir şekilde kontrol edilmemesi ve suyun sürdürülebilir bir şekilde tüketilmemesi durumunda Türkiye'nin 2030 yılına kadar su kıtlığı yaşayabileceğine de işaret etmektedir. Modern Türkiye'de su rezervleri ağırlıklı olarak barajlar tarafından kontrol edilmektedir. Türkiye'nin belli başlı akarsuları üzerine inşa edilen barajlar da mevsimlere ve bölgelere göre akışta görülen önemli farklılıklar nedeniyle suyun gerektiğinde kullanılmasını da garanti etmektedir. Türkiye'de irili ufaklı 706 adet “baraj gölü” bulunmaktadır. Bu kapsamda Atatürk Barajı'nın yüzölçümü 817 km², Keban Barajı 675 km², Karakaya Barajı 268 km², Hirfanlı Barajı 263 km², Altınkaya Barajı 118 km²'dir. Bu barajlarda toplanan sular temelde üç amaçla kullanılmaktadır bunlar şu şekilde sıralanabilir; sulama, evsel kullanım ve elektrik üretimi (Melikoğlu, 2013).

1.2.2.2. Türkiye’de Hidroelektrik Projeksiyonu

Türkiye'nin Vizyon 2023 gündemine göre hidroelektrik potansiyelinin tam olarak kullanılması büyük önem taşımaktadır. Türkiye'nin tatlı su rezervleri 25 nehir havzasına bölünmüş olmasına rağmen, ülkenin hidroelektrik potansiyelinin %95,0'inden fazlası 14 nehir havzasına dağılmıştır. Bu havzaların ekonomik olarak uygulanabilir hidroelektrik potansiyeli hakkında detaylı bilgi Tablo 6'da verilmektedir. Bu havzaların çoğu Türkiye'nin dağlık bölgelerinde yer almaktadır. 184.918 km²'lik drenaj alanı ve 500 m ile 5000 m arasındaki yükselti aralığı ile Fırat-Dicle'nin ülkenin hidroelektrik potansiyelinin %30,0'ını karşılayacağı tahmin edilmektedir (Küçükali & Barış, 2009). Sonuç olarak, Türkiye Orta Doğu'daki en yüksek hidroelektrik potansiyelinden birine sahiptir. Benzer şekilde, kıyı şeridi boyunca uzanan sarp ve kayalık dağlara sahip Karadeniz bölgesi de önemli bir hidroelektrik potansiyeline sahiptir. Özellikle Doğu Karadeniz bölgesi, yüksek kapasite faktörü nedeniyle özel bir öneme sahiptir (Küçükali & Barış, 2009).

Türkiye'de 20. yüzyılın ikinci yarısında başlayan baraj ve akabinde hidroelektrik santral inşaatları sulama ve elektrik üretimi için su temini amacıyla artırılmıştır. Tarihsel olarak, hidroelektrik Türkiye'deki en önemli yenilenebilir enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir. Ve şu anda kömürden sonra ikinci en büyük yerli enerji kaynağıdır.

Türkiye'nin yıllık brüt 433.000 GWh hidroelektrik potansiyeline sahip olduğu tahmin edilmektedir ki bu Avrupa'daki toplam hidroelektrik kapasitesinin %14,0'ı ve dünyadaki toplam hidroelektrik kapasitesinin yaklaşık %1,0'idir [42]. Bu brüt potansiyelin neredeyse yarısı teknik olarak kullanılabilir, 216.000 GWh ve %28.0 veya 127.381 GWh ekonomik olarak kullanılabilir (Bakış & Demirbaş, 2004). 2011 yılı sonunda, Türkiye'de yaklaşık 16.600 MW toplam kurulu güce ve yıllık ortalama üretimi yaklaşık 58.250 GWh olan 275'ten fazla hidroelektrik santrali mevcuttur. Sonuç olarak, Türkiye'nin teknik olarak uygulanabilir hidroelektrik potansiyelinin sadece %27,0'ı ve ekonomik olarak uygulanabilir hidroelektrik potansiyelinin ise %46,0'ı elektrik üretimi için kullanılmaktadır. Sonuç olarak, daha fazla büyüme için hâlâ kullanılmayan önemli bir hidroelektrik potansiyeli var. Şebekeye yaklaşık 60.000 GWh hidroelektrik potansiyel eklenebileceği tahmin edilmektedir.

Hidroelektrik piyasası veya genel olarak Türkiye'nin elektrik sektörü hala ağırlıklı olarak kamu şirketleri tarafından kontrol edilmektedir ve ülkenin köklü devletçi geleneği muhtemelen piyasa özelleştirmesinin önündeki ana sorun olacaktır (Bağdadioğlu & Odyakmaz, 2009). 2011 yılı sonunda kamu sektörü, Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) çatısı altında hidroelektrik piyasasının yaklaşık %70,0'ini kontrol etmektedir. Kalan %30,0'luk kısım İşletme Hakkı Devredilen Üreticiler (ORTP), Serbest Güç Üreticileri (BES) ve Yap-İşlet-Devret Üreticileri (YİD) özel sektör şirketlerinin uhdesinde bulunmaktadır. Aynı yıl EÜAŞ, 40.648 GWh net üretim ile yaklaşık 11.590 MW kurulu hidroelektrik kapasitesi ölçülmüştür. ORTP'ler 138 GWh net üretim ile 128 MWh kurulu güce sahipken, IPP'ler 8004 GWh net üretim ile 3924 MW kurulu güce ve BOTP'ler 3350 GWh net üretim ile 953 MW kurulu güce sahiptir. 2011 yılı sonunda toplam 16.600 MW kurulu hidroelektrik kapasitesi ve 52.140 GWh net elektrik üretimi olarak ölçülmüştür. Türkiye'deki hidroelektrik santrallerinin kurulu, öngörülen ve güvenli üretim kapasiteleri hakkında ayrıntılı bilgiler verilmiştir. Pazarda daha fazla büyüme açık bir şekilde görülmektedir. Ancak, daha detaylı incelendiğinde, Türkiye elektrik piyasasına ithal fosil yakıtların hâkim olduğu açıkça görülmektedir. Ve hidroelektrik enerjinin ülkenin toplam yıllık elektrik üretimindeki payı, 1990 yılından bu yana sürekli olarak azalmaktadır. On yıllardır, Türk enerji politikasının hedefi, kaliteli, güvenilir ve rekabetçi koşullar altında yeterli miktarda ve zamanında ucuz elektrik tedarik etmektir. Ancak, kısa ve uzun vadeli enerji politikası planlamasındaki sorunlar ve Türkiye'nin beklenmedik

ekonomik büyümesi nedeniyle, fiili elektrik tüketimi ve kurulu güç arasında bir dengesizlik oluşmuştur. 1990'lı yıllarda ülkenin ani ekonomik büyümesi nedeniyle hem kamu hem de özel sektör elektrik üretimi için birincil kaynak olarak doğal gaz yakıtlı elektrik santrallerine yönelmiştir. Bunun nedeni daha kısa inşaat ve işletmeye alma süresi ve daha düşük ilk sermaye yatırımı gerekçeleridir. Sonuç olarak, hidroelektrik enerjisinin Türkiye'nin toplam elektrik üretimindeki payı 2011 yılında keskin bir düşüşle %25,0'e düştü. Bugün Türkiye, elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını bir kez daha artırmayı planlamaktadır. Bu anlamda genel projeksiyon bu şekilde tanımlanabilir. Spesifik olarak, 2023'e kadar %30,0 pay. Ancak, 1990 ile 1995 yılları arasında Türkiye'nin elektrik üretiminin %42,0'den fazlasının hidroelektrikten veya sadece yenilenebilir enerjiden sağlandığı açıkça görülmektedir. Dolayısıyla Türkiye yenilenebilir enerji anlamında atılımları planlarında barındırmaktadır. Bu da orta ve uzun vadeli enerji stratejilerinin ve kalkınma planlarının önemini açıkça göstermektedir. Sonuç olarak, Türk hükümetinin ülkenin teknik hidroelektrik potansiyelinden tam olarak yararlanmaya yönelik iddialı hedefinin uygulanabilirliği, böyle bir hatanın yeniden önlenmesi için ayrıntılı olarak analiz edilmelidir.

1.2.2.3. Türkiye 2012-2023 Enerji Politikası

Türkiye'de hidroelektrik sektörünün geleceği, inşaatı devam eden HES'lerin büyüklüğüne ve devreye alma sürelerine bağlıdır. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), yapımı devam eden tüm hidroelektrik santrallerinin 2016 yılına kadar işletmeye alınmasını öngörmüştür. Bu arada, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), Tablo 8'de gösterildiği gibi, bu hidroelektrik santrallerinin devreye alınma yıllarına ilişkin kurulu güç ve ilerleme oranı, %, verilerine dayalı olarak iki senaryo oluşturmuştur. TEİAŞ, bu EPDK senaryolarını kullanarak kurulu hidroelektrik kapasitesini ve hidroelektrik enerjisini tahmin etmiştir. TEİAŞ, yüksek ve düşük talep tahminlerine dayanarak, 2021 yılında Türkiye'nin elektrik talebinin 467,3 TWh veya 424,8 TWh'ye ulaşacağını tahmin etmektedir. Türkiye'deki enerji talebine ilişkin resmi tahminlerin genel olarak gerçekte gerçekleşen tüketimden çok daha yüksek değerler öngördüğü bildirilmiştir (Erdoğan, Natural gas demand in Turkey, 2010). Bu resmi projeksiyon başarısızlıklarının birkaç nedeni olabilir ve diğerleri, enerji tahmin çalışmalarındaki başarısızlıkların nedenlerini belirlemek ve analiz etmek için araştırmalar yapmıştır. 2011

yılında, Türkiye'nin elektrik talebinin % 25,0'inden fazlasını sağlayan hidroelektrik santralinden yaklaşık 57,5 TWh elektrik üretimi ölçülmüştür. Ancak aynı yıl resmi tahminlere göre hidroelektrik Türkiye'nin elektrik ihtiyacının % 19,6'sını karşılaması gerekmektedir. Fiili üretim ile resmi tahminler arasındaki bu % 6'lık fark, aynı yıl ülkenin elektrik talebinin olduğundan fazla tahmin edilmesinden kaynaklanmaktadır. 2019 yılına kadar elektrik talebi için resmi tahmin, bu çalışmada üretilen tahminlerden daha yüksektir. Daha da önemlisi ve ilginç olanı, 2020'den sonra resmi tahminler, yazarın tahminlerinden ve literatürde yayınlanan diğer sonuçlardan daha düşük olarak ölçülmüştür. Akademik ve endüstriyel açıdan kesinlikle araştırmaya değer bir konudur. Hem resmi hem de güncel tahmin, Türkiye'nin elektrik talebi içinde hidroelektrik arz oranının 2019 yılına kadar artacağını ve ardından azalmaya başlayacağını göstermektedir. Resmi tahminlere dayalı değerlendirme, arz oranının 2018'de % 27,5'e çıkacağını ve 2021'de %26,3'e düşeceğini göstermiştir. Sonuç olarak, resmi ve mevcut değerlendirme, Vizyon 2023 hedefleriyle uyumlu görünmektedir. Resmi tahminden geriye kalan yaklaşık % 4,0'lık boşluk, 2023'te toplam %30,0 yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik arzı oluşturan rüzgâr, güneş ve jeotermal enerji santrallerinden sağlanabilir ciddi bir talep açığı oluşacaktır ve bunun detaylı olarak analiz edilmesi gerekmektedir. Spesifik olarak, bu çalışmada oluşturulan tahmin açıkça göstermektedir ki, Türkiye'de mevcut olan projeksiyonlara dayalı olarak HES'lerin 2016 yılında faaliyete geçmesi halinde, ülkenin elektrik talebinin % 31,5'inden fazlasının 2017 yılına kadar benzersiz bir şekilde hidroelektrik enerjisinden karşılanabileceğini açıkça göstermektedir. Vizyon 2023 programı kapsamında yenilenebilir enerji hedefine 6 yıl önce ulaşmayı amaçlamaktadır. Ancak, bu eşik aşıldıktan sonra hidroelektrik arz oranı 2023'te büyük ölçüde % 22,0'ye düşecektir. Bu nedenle, Vizyon 2023 yenilenebilir enerji hedefine ulaşmak için % 8,0 veya yaklaşık 45,0 TWh talep açığı sağlanmalıdır. Sonuç olarak, ülkenin rüzgâr, güneş ve jeotermal bazlı kapasitesi kalan % 4,0 veya 22,5 TWh elektriği sağlaması gerekmektedir.

1.2.3. Rüzgâr Enerji Santralleri

Türkiye'nin yüzölçümü yaklaşık 781 bin km²'dir. Dağlarla çevrili eşsiz coğrafi karakteri, dağlık boğazlarından ve geçitlerinden düzenli ve ılımlı bir hava akışı yaratır. Daha soğuk Avrupa ile daha sıcak Asya ve Afrika sistemleri arasındaki konumu da çok çeşitli sıcaklık ve iklim farklılıklarına neden olur. Türkiye Rüzgâr Atlası incelendiğinde,

Ege, Marmara ve Doğu-Akdeniz bölgelerinin yüksek Rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip olduğu sonucuna varılabilir. Türkiye'nin yıllık teorik olarak mevcut rüzgâr enerjisi potansiyelinin 80.000 MW'den fazla olduğu hesaplanmıştır ve bunun yaklaşık 10.000 MW'ı ekonomik olarak da mümkündür. Görüldüğü gibi Avrupa ülkeleri arasında teknik rüzgâr enerjisi potansiyelinde Türkiye 166 TW/yıl ile en yüksek paya sahiptir (Kenisarin, Karanlı, & Çağlar, 2006). Ancak toplamda, yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam birincil enerji arzındaki payı bakımından Türkiye dünya ortalamasının biraz üzerindedir.

Türkiye'de genel kullanıma yönelik rüzgâr enerjisinden elektrik üretimi ilk olarak 1986 yılında 55 kW nominal rüzgâr enerjisi kapasitesi ile İzmir'de gerçekleştirilmiştir. Ancak Türkiye'de rüzgâr enerjisi kullanımı, toplam kapasitesi 1,5 MW olan ilk rüzgâr santralinin kurulduğu 1998 yılından bu yana artmıştır. Bugüne kadar Türkiye'de işletmede yaklaşık 200 MW rüzgâr enerjisi kurulu gücü ve inşa halinde yaklaşık 600 MW rüzgâr enerjisi kurulu gücü bulunmaktadır. Ayrıca EPDK, yaklaşık 2.500 MW rüzgâr enerjisi kapasitesi için lisans vermiş ve Kasım 2007 itibarıyla özel geliştiriciler tarafından toplam 77.871,4 MW kapasite için lisans başvuruları EPDK'ya yapılmıştır (Enerji İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, 2008). Türkiye'de rüzgâr enerjisinin tarihsel gelişimi ortaya konulmuştur (Uluslararası Enerji Ajansı, 2007). Türkiye'nin çeşitli bölgelerinin yıllık ortalama rüzgâr hızı ve yıllık ortalama rüzgâr enerjisi potansiyeli, enerji üretimi açısından farklı değerlere sahiptir. Yıllık ortalama rüzgâr hızları Doğu Anadolu bölgesinde 2,1 m/s ile en yüksek 3,3 m/s arasında değişmektedir. Marmara bölgesinde. Rüzgâr enerjisi uygulamaları için en cazip bölgeler Marmara, Güneydoğu Anadolu ve Ege bölgeleridir. Bu bölgelerin çoğunda rüzgâr hızı 3 m/s'i geçtiği için bu bölgeler rüzgâr enerjisi üretimi için oldukça uygundur (Akpınar, Kömürcü, Murat, Özölçer, & Kaygusuz, 2007).

Rüzgâr enerjisi yenilenebilir enerjilerin gelişimi açısından çok önemli bir enerji kaynağı olup gerek çevreye gerek de ekonomiye ciddi faydalar sağlamaktadır şöyle ki Temiz, yerli ve yenilenebilir enerji sadece Türkiye için değil tüm dünya için geleceğin anahtarı olarak kabul edilmektedir. Bunun başlıca nedeni, yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtlara göre bazı avantajlarının olmasıdır. Rüzgâr enerjisi yerli, yurt dışından bağımsız, doğal ve sonsuzdur, gelecekte aynı miktarda elde edilebilir, asit yağmuru veya atmosferik ısınmaya neden olmaz, CO₂ salınımı yapmaz, doğaya ve insan sağlığına zararı yoktur, fosil yakıt tasarrufu sağlar, radyoaktif etkisi yoktur. Hızlı

teknolojik gelişme ve para kazanma kaynakları. Rüzgâr enerjisinin en önemli faydalarından bazıları aşağıda tartışılmaktadır.

Çevreye daha düşük emisyon

Rüzgâr enerjisi, karbon dioksit ve kükürt içeriği salınımına neden olmayan, son derece olumlu çevresel özelliklere sahip gibi görünmektedir. Rüzgâr enerjisi kullanımının en önemli kazanımı, fosil yakıt kullanımının yerini almanın çevresel faydası ve fosil yakıt tüketiminin neden olduğu olumsuz çevresel etkilerin azalmasıdır. Araştırmalarda CO₂, CH₄, NO_x ve SO₂ gibi çeşitli yakıt türleri için ölçülen gaz kirletici emisyonları sunulmaktadır. Tablo 12'de gösterilen rakamlar, yaşam döngüsü değerlendirme tekniğine dayanmaktadır ve tüm süreç boyunca yayılan gaz emisyonlarını göstermektedir (Kone & Buke, 2007). Belirtildiği gibi, en küçük çevresel yükler hidroelektrik, rüzgâr, jeotermal ve nükleer santrallerden kaynaklanmaktadır. Organik yakıtlar arasında ekolojik olarak en avantajlı olanı, nükleer enerji ve hidroelektrikten sonra gelmesine rağmen doğal gaz olurken, kömür ve petrol yakımı halen önemli çevre kirliliğinin kaynağıdır. Fotovoltaik (PV) piller, rüzgâr veya hidroelektrik santralleri gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip santrallerin işletilmesi sırasında emisyon yoktur ve çevresel yükler küçüktür. Yenilenebilir enerjiler için ana çevresel yükler, yaşam döngüsünün dengesinde, yani malzeme ve ekipman üretimi ve enerji santrali inşaatından kaynaklanmaktadır.

Rüzgâr enerjisinin çevresel faydaları yerel, bölgesel ve küresel olarak hissedilmektedir. Rüzgâr enerjisi, fosil yakıtlı çalışan santrallerdeki gücün yerini alabilir ve böylece yerel hava kalitesinin iyileştirilmesine, asit yağmuru gibi bölgesel etkilerin hafifletilmesine ve sera gazı emisyonlarının azaltılmasına yardımcı olabilir. Enerji santralleri, enerji üretiminin bir yan ürünü olarak kirletici maddeler yayar, ancak aynı zamanda tesis inşaatı, işletimi ve hizmetten çıkarma ile bağlantılı olarak daha fazla emisyonu neden olabilir. Örneğin, yakıt madenciliği ve nakliyesi, ilgili emisyonlar ve çevresel etkilerle birlikte enerji yoğun faaliyetlerdir. Rüzgâr, bu ölçümde de geleneksel elektrik üretimine göre avantajlıdır. Bir rüzgâr çiftliği tarafından üretilen birim güç başına yaşam döngüsü CO₂ emisyonları, kömür santrallerinin yaklaşık %1'i ve doğal gaz tesislerinin yaklaşık %2'sidir (Akpınar, Kömürcü, Murat, Özölçer, & Kaygusuz, 2007).

Diğer olası kaynaklarla ilişkili çevresel etkiyi incelediğimizde, yenilenebilir enerji kaynaklarının ciddi bir şekilde ele alınması gerekliliğini açıkça görüyoruz. Kömür gibi

bol miktarda bulunan fosil yakıtlar, madencilikten işlemeye ve tüketime kadar yakıt döngüsü boyunca genellikle çevreye zarar verir. Fosil yakıtlar aynı zamanda artan karbondioksit, partikül ve diğer materyaller salınımı yoluyla küresel iklim değişikliği tehdidini de taşımaktadır. Nükleer enerji, iklim değişikliği tehdidi oluşturmazken, atık bertarafı, kazalar ve silahların yayılması gibi ciddi sorunlarla ilişkilidir. Nükleer enerji aynı zamanda yerinde soğutma işlemleri ve ürettiği elektriğin taşınması ve kullanılması yoluyla atık ısıyı çevreye salmaktadır.

Kısacası fosil yakıtların sürekli kullanımı atmosferi kirleten bir yapıya sahiptir ve bunun sonucunda istenmeyen sera ve iklim değişikliği etkileri yeryüzünün her yerine hâkim olacaktır. Bu nedenle, temiz enerji kaynaklarından yararlanmak ve dünyadaki birçok ülke için rüzgâr enerjisi gibi çevre dostu, temiz enerji kaynaklarını değerlendirmeye çalışmak hayati önem taşımaktadır.

Arz güvenliği ve sürdürülebilirliğe katkı

Sürdürülebilir enerji, enerji karışımında yerli kaynaklara daha fazla önem verilerek geliştirilebilir. Türkiye son yıllarda ağırlıklı olarak yerli kaynaklara dayalı enerji kullanımının önemini görmezden gelmeye başlamıştır. Bugün Türkiye'nin enerji tüketiminin yaklaşık %78'i ithalatla karşılanmaktadır. İthal kaynaklara, özellikle de doğal gazla bu denli bağımlı olunması, sürdürülebilir kalkınma modelinin esaslarını ciddi anlamda tehdit etmektedir. Bu bağlamda rüzgâr enerjisi, Türkiye'nin enerji çeşitlendirme stratejisine katkı sağlamaktadır.

Enerji piyasasında rekabetin geliştirilmesi

Rüzgâr enerjisi, santralin yerel müşterilerin ihtiyaçlarını karşılamak, iletim kayıplarını önlemek ve sistem kullanımında esnekliği artırmak için tasarlandığı daha merkezi olmayan elektrik üretimi biçimlerine doğru ilerlemek için bir fırsat sunmaktadır; bu da elektrik üretim santrallerinin çeşitliliğini ve elektrik üretiminde rekabeti artırma fırsatı sunmaktadır.

Bu faydalarının yanı sıra rüzgâr enerjisinin birtakım zararları veya dezavantajları da vardır. Bu dezavantajlar ile sektörde mevcut olan doğal, ekonomik, yasal ve sosyolojik engeller de ortaya çıkmaktadır. Bununla birlikte, aşağıda görüldüğü gibi, rüzgâr enerjisi teknolojisinin enerji endüstrisine yayılmasının ilerlemesini yavaşlatan birçok engel ve engel bulunmaktadır. Bu engellerin bazıları, bir bütün olarak enerji endüstrisinin önünde

duran genel karaktere sahiptir. Diğerleri sadece rüzgâr enerjisi için tipik olan dar karaktere sahiptir (Kenisarın, Karslı, & Çağlar, 2006).Eskiler arasında:

- Enerji sektöründe düzenleyici reformların gerekliliği;
- Etkili bir tür “Yüksek Ulusal Enerji Şurası” oluşturulması;
- İlgili faktörlerin enerji politikası oluşturma sürecine aktif katılımı;
- Yerli enerji sektörlerinin uluslararası pazara entegrasyonu ve özelleştirme;
- Planlama sürecinde devlet kurumlarının bilimsel kuruluşlar, özel sektör, kamu dernekleri, siyasi partiler ve çıkar grupları ile yakın iş birliği;
- Enerji planlaması için çeşitli çağdaş bilimsel modellerin geliştirilmesi gerekliliği.

İkinci engeller şunları içerir:

- Genel enerji politikasında yenilenebilir enerji kaynaklarının spesifik yerinin tanımlanması;
- Öncelikli olarak yüksek rüzgârlı yerlerde elektrik şebekelerinin altyapısının güçlendirilmesi;
- Bugünün gerçeklerini ve geleceğin taleplerini ele almak için bağımsız elektrik üreticileri için yasal çerçevenin gözden geçirilmesi.

Bu engeller ve dezavantajlar dışında birtakım problemleri de ifade etmek gerekmektedir. Rüzgâr enerjisi ana akım enerji türlerinden olmadığından bu alanda yetişmiş vasıflı elemanların bulunmaması, ekonomik sistemin eski enerji kaynaklarına göre şekillenmiş olması gibi çeşitli meseleler ortaya çıkmaktadır.

Rüzgâr enerjisi üretiminin yüksek maliyeti

Genel olarak konuşursak, rüzgâr enerjisi üretim maliyeti şu anda klasik yakıtlardan daha yüksektir. Ancak, maliyet karşılaştırmalarının oldukça dalgalanmalara açık olduğunu ve rüzgâr enerjisi üretim teknolojilerindeki sürekli ilerleme çabalarının bu maliyet ilişkisini rüzgâr enerjisi için daha elverişli hale getirebileceği bir gerçekliktir.

Teknik Endişeler

Rüzgâr enerjisi santrallerinin büyük ölçekli kullanımı, güç sistemi operasyonları ve planlaması için zorluklar doğurabilir. Rüzgâr, yalnızca rüzgâr estiğinde mevcut olan kesintili bir güç kaynağı olduğundan, bu teknolojinin kullanımını çevreleyen ekonomi

karmaşık hale gelebilme olanağına sahiptir. Aralıklı yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle büyük miktarlarda rüzgâr enerjisinin kullanılmaya başlanması, optimum şebeke performansını etkileyebilmektedir. Rüzgâr kapasiteleri çok az veya çok fazla güç sağladığında sorunlar ortaya çıkabilmektedir. Ayrıca, rüzgâr sistemleri kontrol sistemlerine geleneksel termik santraller gibi yanıt veremediğinden, rüzgârı elektrik kaynağına entegre etmek için depolama veya diğer mekanizmalara duyulan ihtiyaçla ilgili sorular ortaya çıkmaktadır. Diğer sorular, rüzgâr santrali kapasitesini, karar vericilerin rüzgâr ve diğer enerji santralleri arasındaki ekonomik değiş tokuşu analiz etmelerine yardımcı olacak şekilde ölçme yeteneğiyle ilgilidir. Bazı ülkelerde büyük rüzgâr kapasitelerinin entegrasyonuna yardımcı olmak için teknik çözümler ve ticari ve düzenleyici uygulamalar geliştirilmektedir. Kamu Muhalefeti Yeni rüzgâr projelerine karşı halk muhalefeti giderek daha fazla seferber ediliyor. NIMBY (Arka Bahçemde Değil), rüzgâr enerjisi gelişimi için büyüyen bir sosyal sorundur. Hassas popülasyonlar üzerindeki görsel etkiyi azaltmak için, özellikle açık denizde ve araştırılmayan arazide yeni konumlar haritalanabilir ve değerlendirilebilir. Kamuoyu muhalefetini azaltmak için gürültü koşulları için uluslararası kabul görmüş gereklilikler geliştirilmelidir.

Çevresel etkiler

Rüzgâr enerjisi ile ilgili birincil çevresel endişeler, rüzgâr çiftliği kurulumlarının potansiyel görsel, işitsel, konumsal ve vahşi yaşam etkileri ile ilgilidir. Büyük kurulumların 2–3 km içindeki televizyon ve radyo sinyalleriyle elektromanyetik girişim de bazı problemler yaratmaktadır. Bununla birlikte, bu endişeler, uygun oturma, halk eğitimi ve gelişmiş teknolojilerin kullanılması yoluyla ele alınabilir. Rüzgâr çiftlikleri, bu tür etkileri önlemek için yaban hayatı sığınaklarından ve yerleşim alanlarından uzağa yerleştirilebilir. Enerji üretiminde kullanılan kaynakların üretim sırasında meydana geldiği çevresel etkiler açıktır (Akpınar, Kömürcü, Murat, Özölçer, & Kaygusuz, 2007). Karada, rüzgâr türbinleri, rüzgâr kaynağının en iyi olduğu yere tipik olarak oldukça görünür, açıkta olan yerlere- yerleştirilir. Aynı şekilde, açık deniz rüzgâr parkları da genellikle kıyının görüş alanında yer alır. Her iki durumda da dikey kuleler ve rotorların hareketi, rüzgâr türbinlerinin rüzgâr kulelerine yakın gözlemciler için peyzajda odak noktaları haline gelmesine neden olmaktadır. Görsel etkilere ek olarak rüzgâr enerjisi, inşaat aşamasında gürültü, arazi kullanımı ve etkiler gibi diğer çevresel sorunlarla ilişkilidir. Diğer enerji geliştirme biçimlerine kıyasla, çoğu ticari rüzgâr çiftliği büyük

miktarda alan kaplamaktadır. Türbin yastıkları çok az yer kaplamasına rağmen, gelişmeler genellikle kilometrelerce yayılmış olmalıdır. Rüzgâr gelişmeleri için, habitatla ilgili sorunlar ise şu şekilde sıralanabilir;

Gelişme nedeniyle bir türün habitatının tamamen kaybı (örneğin, ağaçların kesilmesi),

- Rahatsızlıktan kaynaklanan dolaylı etkiler (yani, hayvanlar artık sitenin yakınında ikamet etmeyecektir),
- Kulelerin ve türbinlerin eklenmesi nedeniyle, gelişme boyunca veya üzerinde hayvan geçişinde bozulma.

Bunların dışında şu da önemlidir ki rüzgâr türbinlerinin yerleşim yerlerinin yakınına kurulması durumunda ele alınması gereken son endişe, güneş ışığını kesen dönen kanatların neden olduğu etki olan gölge titremesiyle ilgilidir. Modern ticari rüzgâr türbinleri, günün belirli saatlerinde gölge oluşturacak yüksek yapılardır. Dikkatli bir rüzgâr çiftliği düzeni ve konutlardan yeterli gerileme ile gölge titremesi ile ilgili endişeler en aza indirilebilir veya ortadan kaldırılabilir.

1.2.3.1. Rüzgâr Enerjisine İlişkin Mevzuat

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına ilişkin mevcut Türk kanun ve yönetmeliği iki mevzuatla sınırlıdır. Mevzuatlardan biri Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, ikincisi ise Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına Dair Kanun'dur (10 Mayıs 2005 tarih ve 5346 sayılı Kanun). Başlıklardan da anlaşılacağı üzere bu mevzuat elektrik sektörü için geliştirilmiştir. Her iki yönetmelikte de rüzgâr enerjisi yenilenebilir enerji kaynağı tanımı içinde yer almaktadır. Şu anda yalnızca rüzgâr enerjisi için mevcut bir mevzuat bulunmamaktadır. Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik piyasaya dayalı politikalar, 1984 yılında üçüncü şahıs finansmanı, tüketim vergisi ve satış vergisi muafiyetleri ile başlamıştır. Sermaye hibeleri 2001'de teklif edildi. Türk hükümetinin yenilenebilir enerji dağıtımına yaklaşımı, özel sektöre ait ve yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin genişletilmesiyle bağlantılı olarak yerli ve yenilenebilir kaynakların geliştirilmesine yönelik önceliklerini ortaya koymaktadır. Yap-işlet-devret (YİD) ve yap-sahip ol-işlet (YSİ) planları 1984'te uygulamaya kondu ve temel amacı özel yatırımcıları çekmek olan

büyük enerji projelerini (yenilenebilir enerjiyle sınırlı olmamak üzere) finanse etti. YİD projelerine hazine garantisi verilmiştir. YİD ve BOO yaklaşımları önemli miktarda yatırım çekmesine rağmen, hükümetin piyasa riskini al ya da öde sözleşmeleri yoluyla karşılamasıyla büyük kamu yükümlülükleri de yarattılar. Yap-İşlet-Yap ve Yap-Yap finansman programları 2000 yılında sona ermiş ve yerini 2001 yılında Elektrik Piyasası Kanunu (4628 Sayılı Kanun) çerçevesinde mali teşviklere bırakmıştır.

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'ne göre, elektrik piyasasında yenilenebilir enerji kaynaklarının teşviki Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) verilmiştir. Yönetmelik özel olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na verilen görevlerin “Elektrik üretim faaliyetlerinin çevresel etkileri ile ilgili olarak, yenilenebilir ve yerli enerji kaynaklarının kullanımını özendirici tedbirleri almak ve ilgili kurumlar nezdinde girişimlerde bulunmak” olduğunu belirtmektedir. Bu alandaki teşviklerin sağlanması ve uygulanması”. Bu kapsamda yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin bazı teşvikler ve düzenlemeler bulunmaktadır. Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğine istinaden uygulamaya konulan teşvikler aşağıda yer almaktadır:

- Yerli doğal kaynaklara ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tesis inşası için ruhsat başvurusunda bulunan kuruluşlar, toplam ruhsat bedelinin sadece %1'ini ödeyeceklerdir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri, lisanslarında belirtilen tesis tamamlanma tarihini takip eden ilk 8 yıl boyunca yıllık lisans ücreti ödemez.
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve/veya dağıtım şirketleri, yerli doğal kaynaklara ve yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim tesislerinin sisteme bağlanmasında öncelik belirler.
- Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına Dair Kanunun amacı, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretiminde kullanımının artırılmasının yanı sıra enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atık ürünlerin değerlendirilmesi, çevreyi korumak ve bu amaçları gerçekleştirmek için gerekli imalat sektörünü geliştirmek. Kanunda getirilen ve rüzgâr enerjisinin kullanımına uygulanabilir özel teşvikler şunları içerir:

- Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi satın alma zorunluluğu: Perakende satış lisansına sahip her tüzel kişinin EPDK tarafından beyan edilen miktarda yenilenebilir enerji kaynağı belgeli (REScertified) elektrik enerjisi satın alması zorunludur.
- -Yenilenebilir enerji kaynaklarından daha yüksek fiyatla elektrik alımı: 2011 yılı sonuna kadar her takvim yılı içerisinde yasa gereği satın alınacak elektrik için geçerli olan fiyat, bir önceki yılda belirlenen Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatı olacaktır. EPDK tarafından. Ancak bu fiyat 5 ile 5,5 Eurocent/kWh arasında olacaktır. Bakanlar Kurulu her yılın başında bu fiyatı %20'ye kadar artırmaya yetkilidir.
- -Arazi edinimi: Orman veya Hazine mülkiyetinde veya Devletin egemenliğinde bulunan taşınmazların, kanunda yer alan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi amacıyla kullanılması halinde, bu bölgelere izin verilir. Satış bedeli üzerinden, Çevre ve Orman Bakanlığı veya Maliye Bakanlığınca kiralanın, giriş hakkı verilen veya kullanım izni verilen. Yatırım döneminde izin, kira, giriş hakkı ve kullanım izni için yüzde elli kesinti yapılacaktır.

1.2.3.2. Türkiye’de Rüzgâr Enerjisinin Önündeki Engeller

Türkiye’de rüzgâr enerjisi kullanımının önündeki en önemli engeller aşağıda özetlenmiştir:

- Kurumlar, ajanslar, enstitüler ve diğer paydaşlar arasında ve kendi içlerinde ve aralarında daha yüksek düzeyde koordinasyon ve iş birliği gerektiren kurumsal düzeyde bir yapının oluşturulması,
- Rüzgâr enerjisi kullanımının mevcut ve gelecekteki olası maliyetleri hakkında yetersiz bilgi,
- Türkiye’ye ilişkin ayrıntılı rüzgâr enerjisi kaynak değerlendirmeleri ve veri bankalarının yetersiz olması,
- Özellikle küçük ölçekli projeler için yetersiz kredi imkânları,
- Yabancı yatırımcılar için idari ve zaman alıcı engeller,
- Yerel düzeyde altyapı ve yönetim teknik bilgisi desteğine duyulan ihtiyaç,

- Özel sektörün yetersiz katılımı,
- Yeterli teknik bilgiye sahip personel ihtiyacı,
- Planlama, proje fizibilitesi ve proje kontrol faaliyetlerinde karşılaşılmaması muhtemel zorluklar,
- Sektörde yetersiz politika araçları,
- Halkın kabulü ve istekliliği ihtiyacı,
- Teknoloji riskleri (Erdoğan, Regulatory reform in Turkish energy industry: An analysis, 2007)

1.2.3.3. Rüzgâr Enerjisi Ekonomisi

Rüzgârla üretilen elektriğin ekonomisi birkaç faktöre bağlıdır. Maliyet öncelikle teknoloji odaklıdır ve üretim teknolojilerinden etkilenmektedir. Rüzgâr enerjisi değerine katkıda bulunan en önemli faktörler, rüzgâr kaynağı ve şebekenin özellikleri ve gelişen piyasa kuralları ile ilgilidir. Ek rüzgâr kapasitesi geliştikçe, bu değişkenler daha kesin bir şekilde ölçülecektir. Rüzgâr enerjisi ve diğer enerji üretim yöntemleri arasındaki maliyet karşılaştırması açıktır. Buradan rüzgâr enerjisinin diğer yaygın enerji kaynakları kadar ekonomik olarak kullanılabilir olduğu görülebilir. Ayrıca 1 km²'lik alana 20 türbinlik rüzgâr çiftliği kurulabilir. Diğer elektrik santralleriyle karşılaştırıldığında, bir rüzgâr çiftliği toplam sahasının sadece %1'ini kullanılmaktadır. Bu, rüzgâr enerjisi üretiminin arazi maliyetini büyük ölçüde azaltan, türbinlerin etrafında tarımsal faaliyetlerin yapılmasına izin vermektedir. Rüzgâr enerjisi hem yatırım hem de üretim maliyeti açısından yenilenebilir kaynaklar arasında neredeyse en ucuz olanıdır.

1.2.3.4. Rüzgâr Enerjisi Politikalarına Öneriler

Enerji ile ilgili politikaların genel amacı, çevreyi korurken ekonomik ve sosyal kalkınmayı desteklemek için yeterli, güvenilir ve karşılanabilir enerji kaynaklarının sağlanması olmalıdır. Bu nedenle, enerji yakıtları seçilirken ekonomik, sosyal ve çevresel sonuçların dikkate alınması elzemdir. Geçmişte, enerji kaynaklarının çevresel etkileri göz ardı edilmiş veya öngörülmemiş, enerji politikaları yüksek ekonomik büyüme oranlarını sağlamak için yeterli enerji arzına odaklanmıştır. Günümüzde ekonomik konuların yanı sıra, enerji kaynaklarının seçimi ile ilgili çevresel faktörlere de özel bir önem verilmelidir. Türkiye örneğinde, fosil yakıt enerjisi kısıldıkça, Türkiye önümüzdeki birkaç on yıl

içinde enerji kıtlığı, önemli ölçüde artan enerji fiyatları ve enerji güvensizliği ile karşı karşıya kalma riski mevcuttur. Ayrıca, Türkiye'nin fosil yakıt tüketimine olan bağımlılığının devam etmesi, yerel çevre kalitesinin ve küresel ısınmanın hızlanmasına katkıda bulunacaktır. Bu nedenlerle, yenilenebilir enerji kaynaklarının ve teknolojilerinin geliştirilmesi ve kullanılması, Türkiye'nin sürdürülebilir ekonomik kalkınması için giderek daha önemli hale gelmektedir (Bilen, Özyurt, Bakırcı, & Karşlı, 2008)

Rüzgâr enerjisi kullanımına ilişkin Türkiye için uygun ileriye dönük politika araçları ve yönergeler şunları içerebilir:

- Türkiye her şeyden önce akılcı ve tutarlı bir enerji politikası ve eylem planı geliştirmeli ve kamuoyuna açıklamalıdır; kısa, orta ve uzun vadeli amaçlarını, eylemlerini ve bunları gerekçelendiren sebepleri belirtmek. Daha sonra, yenilenebilir enerji kaynaklarının Türkiye'nin genel enerji politikasındaki özel yeri bu planda tanımlanmalıdır. Ayrıca kurum, kuruluş, enstitü ve diğer paydaşlar arasında ve kendi içlerinde ve aralarında koordinasyon ve iş birliğini daha üst düzeyde sağlayacak etkin bir “Yüksek Enerji Şurası” oluşturulmalıdır. Aksi takdirde Türkiye'nin sürdürülebilir bir şekilde kalkınması mümkün değildir ve aşağıda verilen diğer tüm yönergeler anlamlarını yitirmiştir.
- Rüzgâr enerjisi ile ilgili mevcut Türk mevzuatı AB direktiflerine uygun olarak geliştirilmelidir.
- Mevcut mevzuat, kâğıt üzerinde, Türkiye'de rüzgâr enerjisi üretimini teşvik etmek için yeterlidir. Ancak uygulamada durum böyle değil. Sorumlu kurumlar (özellikle piyasa düzenleyici, EPDK) eylemlerinin mantığını sorgulamalıdır. Örneğin EPDK bugüne kadar yaklaşık 2.500 MW'lık rüzgâr enerjisi kapasitesi için lisans vermiş ve tüm ülkenin kurulu gücünün neredeyse iki katına eşit(!) bir toplam kapasite için lisans başvurularını kabul etmiştir; ancak, şu anda işletmede sadece 200 MW rüzgâr enerjisi kurulu kapasitesine sahiptir. Ayrıca, kabul edilen lisans başvuruları çoğunlukla fabrika sahası açısından örtüşmektedir. Türkiye'deki sorumlu kurumlar, politikalarını ve eylemlerini mantıklı bir şekilde oluşturmalıdır.
- Türkiye, belirli bir yıl içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının yerel enerji tüketimine girmesi için bir hedef (örneğin %10) belirlemelidir. Ayrıca, yalnızca rüzgâr enerjisi için ayrı ama bütünleşmiş bir hedef içerebilir.

- Rüzgâr enerjisinin belirli bir yıla kadar enerji piyasasına girmesi için bir hedef de belirlenmeli ve bu hedef, potansiyel olarak ülkenin hedef doğrultusunda ilerlemesini sağlayacak ara hedeflerle birlikte belirlenmelidir.
- Rüzgâr enerjisinin hem arz hem de talep yönünden teknolojiye ileriye destekleyecek bir program hazırlanmalıdır. Türkiye'nin de hem rüzgâr potansiyelini daha ucuza daha uzun süre kullanabilmesi hem de insanlara iş imkânı sağlaması açısından Rüzgâr türbini teknolojisine de yatırım yapması gerekmektedir.
- Eldeki veriler ışığında Türkiye'nin rüzgâr santralleri kurmak için uygun bir ülke olduğu görülmektedir. Rüzgâr enerjisi açısından verimli potansiyel sunan bölgelerde bölgesel koşullara bağlı olarak projelere başlanmalıdır.
- Türkiye, rüzgâr enerjisi üretim fabrikaları için uygun koşulları yaratmalıdır; bu, bir yandan yeni iş yerleri yaratmaya, diğer yandan da ulaşım maliyetlerini düşürmeye olanak sağlar.
- Türkiye'ye ilişkin daha ayrıntılı rüzgâr enerjisi kaynak değerlendirmeleri ve veri bankaları hazırlanmalıdır.
- Yabancı yatırımcıların önündeki idari ve zaman alıcı engeller kaldırılmalıdır.
- Halkın kabulü ve istekliliği ihtiyacını karşılamak için bazı kamu kampanyaları yürütülmelidir.
- Bir rüzgâr çiftliği toplam sahasının sadece %1'ini kullandığından, rüzgâr enerjisi üretiminin arazi maliyetini büyük ölçüde azaltan türbinlerin çevresinde bazı tarımsal faaliyetler teşvik edilmelidir.
- Rüzgârın yüksek olduğu yerlerdeki elektrik şebekelerinin altyapısı öncelikli olarak güçlendirilmelidir. Türkiye ayrıca, büyük rüzgâr kapasitelerinin ülkenin ana elektrik altyapısına entegrasyonuna yardımcı olmak için bazı ülkelerde geliştirilen teknik çözümlerden ve ticari ve düzenleyici uygulamalardan bazı dersler çıkarmalıdır.
- Rüzgâr çiftlikleri, halkın muhalefetini önlemek için yaban hayatı barınaklarından ve yerleşim alanlarından uzağa yerleştirilmelidir. Gürültü kirliliğini azaltmak için gürültü koşulları için uluslararası kabul görmüş gereklilikler de geliştirilmelidir.

- Dikkatli bir rüzgâr çiftliği yerleşimi ve yerleşim yerlerinden yeterli gerileme sağlanarak gölge titreşimiyle ilgili endişeler en aza indirilmeli veya ortadan kaldırılmalıdır. Son olarak, Türkiye'nin acil önceliği yenilenemez fosil yakıtlara olan bağımlılıktan yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişi hızlandırmak olsa da politika yapıcılar yenilenebilir kaynakların tek başına hızla artan enerji ihtiyacını karşılamak için yeterli olmadığının farkında olmalıdır. Türkiye'de enerji talebi bu nedenle, politika yapıcılar, nükleer enerji de dahil olmak üzere diğer bazı alternatif enerji kaynaklarını ciddi olarak düşünmelidir (Erdoğan, On the wind energy in Turkey, 2009).

Rüzgâr enerjisi temiz, yenilenebilir bir enerji kaynağı sağlar. Çevremizi, ekonomimizi ve enerji güvenliğimizi önemli ölçüde iyileştirmek. Rüzgâr enerjisi, fosil yakıtlardan çok daha az (neredeyse sıfır) hava emisyonu üretir ve ithal enerjiye bağımlılığı azaltır. Bugün, birçok yönden, rüzgâr enerjisi reşit oldu; teknoloji gelişti, ekonomi daha cazip hale geldi ve çevresel etkilerin azaltılmasında önemli ilerleme sağlanmıştır.

Türkiye enerji ithal eden bir ülkedir. Türkiye'nin diğer ülkelere daha az bağımlı olabilmesi için sürdürülebilir kaynaklarını kullanması gerekmektedir. Bu açıdan bakıldığında, rüzgâr enerjisi ekonomik, sürdürülebilir, çevre dostu ve Türkiye'de tanınan bir enerji kaynağı olması nedeniyle çok cazip bir seçimdir. Ayrıca Türkiye, konumu itibari ile rüzgâr enerjisi kullanımında birçok avantaja sahiptir. Ancak, bugün Türkiye'de rüzgâr enerjisinin yerel tüketimi, temel olarak ekonomik engeller, yasal ve düzenleyici çerçeve eksikliği ve zayıf altyapı nedeniyle geride kalmaktadır.

Burada belirli politikalar ve düzenlemeler tavsiye edilirken, bakanlıklar (örn. enerji ve çevre) ile diğer ilgili kurumlar bu bağlamda önemli aktörlerdir. İhtiyaç duyulan fonları seferber etme kapasitesine sahip olan özel sektör, rüzgâr enerjisi ve diğer yenilenebilir enerji gelişimine katılmaya motive edilmelidir. Türkiye enerji sektöründeki serbestleşme, yeniden yapılanma ve özelleştirme süreci de hayati önem taşımaktadır; rüzgâr enerjisine yatırım için elverişli bir ortam yaratılmasına yardımcı olacaktır.

Özetle, Türkiye'de rüzgâr enerjisi, ithal petrol ve doğal gazın fiyat dalgalanmalarına ve arz belirsizliklerine tabi olmayan, güvenli bir yerli enerji kaynağını temsil etmektedir.

Rüzgâr enerjisinin gelecekteki arzı, her ikisi de enerji politikası öncelikleri tarafından yönlendirilen enerji fiyatlarına ve teknik ilerlemeye bağlıdır.

1.2.3.5. Türkiye İçin Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli

1970'ler, 1980'ler ve 1990'larda petrol kıtlığı ve artan maliyetler, alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesini zorlamıştır. 1980'lerde artan enerji fiyatları ve yenilenebilir enerji kaynaklarına artan ilgi, teknolojinin benimsenmesi hala yavaş olsa da özellikle Türkiye'de bu kaynakların yeniden değerlendirilmesine yol açmıştır. Bu yıllarda, fosil yakıtların kullanımının artmaya devam etmesi durumunda küresel ısınmada potansiyel değişiklikler olduğunu gösteren bilimsel araştırmalara yanıt olarak, çevre için yenilenen bir ilgiden hareket gelmiştir. Teorik olarak Türkiye'nin yıllık rüzgâr potansiyeli çok büyük olup, ülkenin mevcut elektrik tüketiminin yaklaşık iki katı kadardır. Türkiye'nin teknik rüzgâr enerjisi potansiyeli 88.000 MW, ekonomik rüzgâr enerjisi potansiyeli ise yaklaşık 10.000 MW'tır. Devlet Elektrik Etüt Kurulu raporlarına göre Türkiye'nin rüzgâr enerjisi potansiyeli yaklaşık 120 milyar kwh olarak tahmin edilmektedir. Çalışmalar, Türkiye'nin toplam rüzgâr enerjisi potansiyelinin mevcut termik ve hidrolik enerji üretiminden daha yüksek olduğunu göstermiştir (Özgür, 2008). Türkiye'nin çeşitli bölgelerine ait yıllık ortalama rüzgâr hızı ve yıllık ortalama rüzgâr enerjisi yoğunluğu bölgesel bazda gösterilmiştir. Ülkenin yedi bölgesi ile karşılaştırıldığında rüzgâr enerjisi yoğunlukları Marmara, Ege ve Güneydoğu Anadolu'da daha yüksek görünmektedir. Rüzgâr hızları bu nedenle bu üç bölgede daha yüksektir. Yıllık ortalama rüzgâr hızları Doğu Anadolu bölgesinde 2,12 m/s ile Marmara bölgesinde 3,29 m/s arasında değişmektedir. Devlet Meteoroloji Etütleri Genel Müdürlüğü verilerine göre Türkiye'nin yıllık ortalama rüzgâr hızı 2,58 m/s ve rüzgâr gücü yoğunluğu 25,82W/m²'dir. Rüzgâr enerjisi uygulamaları için en cazip bölgeler Marmara, Güneydoğu Anadolu ve Ege bölgeleridir. Bu bölgelerin çoğunda rüzgâr hızı 3 m/s'yi geçtiği için bu bölgeler rüzgâr enerjisi üretimi için oldukça uygun olmaktadır. Bölgelerin ortalama değerleri ile birlikte, bu bölgelerdeki bazı odak rüzgâr potansiyelleri değişkenlik göstermektedir (Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü, 2009). Bu inceleme sonucunda yurdun birçok yerinin rüzgâr enerjisi sistemlerine uygun potansiyele sahip olduğu görülmüştür. Edirne, İstanbul, Çanakkale, Balıkesir, Bandırma, Manisa, Muğla, ~ Aydın, Osmaniye, Antakya, Mardin, Siverek, Sinop gibi birçok bölgede rüzgâr enerjisi ile elektrik üretilebileceğini kanıtlayan birçok araştırma yapılmıştır.

Marmara Denizi'nin güney kıyıları, Ege kıyıları, Akdeniz kıyıları ve Güneydoğu Anadolu'nun Mardin ve Siverek bölgeleri en umut verici yerler olarak görülmektedir. Türkiye'de rüzgâr enerjisi uygulamalarının mevcut durumuna gelinecek olursa Türkiye'nin bu anlamda önemli çalışmaları olmakla birlikte potansiyelinin tamamını kullandığı iddia edilemez bir gerçektir. Türkiye dağlık yapısı itibariyle rüzgâr enerjisine uygun bir coğrafyaya sahip fakat rüzgâr enerjisinde kullanılan teknolojiler Türkiye'de üretilmemektedir.

Türkiye'de seçilen sahalar için rüzgâr enerjisi potansiyelinin belirlenmesi, rüzgâr karakteristiklerinin hız, süreklilik, mevcudiyet ve yön gibi detaylı verilerinin incelenmesiyle yapılır. Son on yılda, Türkiye'de rüzgâr özellikleri ve rüzgâr enerjisi potansiyeli ile ilgili birçok çalışma yapılmıştır (Aras, 2003). Türkiye'de rüzgâr enerjisi uygulaması 2000'li yıllardan itibaren başlamış ve aynı dönemde hem ilgili sanayi hem de teknoloji gelişmiştir. Türkiye'nin rüzgâr enerjisi işletmeciliğine ilişkin durumuna bakıldığında, Türkiye'nin 1990'lar öncesi potansiyelini kullanmakta oldukça başarısız olduğu görülmektedir. 21. yüzyılın başından itibaren, yenilenebilir enerjinin ulusal enerji stratejisindeki önemli rolü, özellikle 2005 yılında yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğe tarife desteği getiren “Türkiye Yenilenebilir Enerji Kanunu” ile tespit edilmiştir. Bu yasanın ardından rüzgâr türbininin birim kapasitesi kilovattan multi-megavat'a çıkmış ve Türkiye'de rüzgâr enerjisi kullanımı hızla ilerlemektedir. 2006 yılından bu yana, Türk hükümeti rüzgâr enerjisi uygulamasını teşvik etmek için bir dizi politika yapmıştır. Sonuç olarak, rüzgâr enerjisi endüstrisi ve rüzgâr santrallerinin inşaatı, 2010 yılında teknoloji gelişimini daha da hızlandıran hızlı bir gelişme göstermiştir. Gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye'nin modernleşme sürecinde ülke ekonomisi, enerji ve çevre dengesini koruması çok önemlidir. Elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynağının değerlendirilmesi hem enerji arz güvenliği hem de çevresel kaygılar açısından Türkiye için önemli bir olgudur. Türkiye'nin rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2000 yılı sonunda 10,2 MW iken, 2005 yılı sonunda 20,1 MW olarak ölçülmüştür. Toplam kurulu gücü 50,1 MW olan beş rüzgâr santrali ve 54 rüzgâr türbini bulunmaktadır. Bu kurulu güç 2006 yılında 79,4 MW'a, 2007 yılında ise 136,35 MW'a yükselmiştir. 20 rüzgâr türbini ve 30 MW kurulu gücü ile Türkiye'nin en büyük rüzgâr enerjisi santrali (BARES rüzgâr enerjisi santrali) 2006 yılında Bandırma-Balıkesir'de inşa edilmiştir. Türkiye'de kurulu toplam rüzgâr enerjisi, rüzgâr enerjisi üretim kapasitesi 2008 yılı sonunda 371,65 MW'tır. Yıllık

kurulu güç 2009 yılında %52, toplam kurulu güç artışı ise 1010 yılında yaklaşık %399 olmuştur. Halihazırda toplam kurulu gücü 855,05 MW olan 44 rüzgâr santrali ve 822 rüzgâr türbini bulunmaktadır. 54 rüzgâr türbini ve 95 MW kurulu gücü ile Türkiye'nin mevcut en büyük rüzgâr enerjisi santrali (GE Rüzgâr Enerjisi Santrali) 2010 yılında Osmaniye'de inşa edilmiştir. Türkiye'deki kurulu gücün yıl sonunda 2166,45 MW'a ulaşması beklenmektedir. 2011 (EIE, 2009).

Son uygulamalar, Türkiye'deki rüzgâr enerjisi kaynaklarının umut verici bir alternatif enerji olduğunu göstermiştir. Türkiye'nin rüzgâr hızı ve enerji haritaları sunulmuş ve önemleri vurgulanarak potansiyel alanlar belirlenmiştir. Genel olarak, Türkiye'deki potansiyel rüzgâr enerjisi alanları, kuzey kesimlerde ve kuzeybatı kesimlerde, Ege Denizi ve Marmara Denizi kıyısındaki konumlarda yer almaktadır. Türkiye'nin Ege, Marmara, Güneydoğu Anadolu ve Doğu-Akdeniz bölgeleri genel olarak Türkiye'nin diğer bölgelerine kıyasla daha yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeli vaat etmektedir. Ancak en münferit lokasyonlar Gökçeada ve Bandırma bölgesinde olup, bunların tamamı deniz kıyıları boyuncadır. Diğer potansiyel alanlar, Orta Karadeniz bölgesi, Doğu Akdeniz bölgeleri ve Güneydoğu Anadolu bölgesidir (Mardin ve Siverek lokasyonları), iç bölgeler arasında, Güneydoğu Anadolu'da Diyarbakır, önemli bir potansiyel alan sunmaktadır. Rüzgâr enerjisi potansiyeli bol olan Türkiye'nin enerji taleplerinin karşılanmasında çok daha fazla önem verilmesi gerekmektedir. Türkiye'de 2008 yılı sonu itibarıyla kullanılabilir rüzgâr enerjisi gücü 433,35 MW; 2010 yılı sonunda ise 1503,35 MW olarak ölçülmüştür. Türkiye'de rüzgâr enerjisindeki güçlü gelişimin önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmektedir. Sonuçta, Türkiye'deki rüzgâr enerjisi üretim lokasyonlarının hepsinin alçak rakımlı olduğu sonucuna varılabilir. Rüzgâr enerjisi temiz bir kaynaktır, emisyonuz enerji üretim teknolojisi ve kömür veya doğal gaz gibi fosil yakıtların yakılmasına dayalı enerji santralleri gibi atmosferi kirletmez. Rüzgâr enerjisi ayrıca soluduğumuz havanın kalitesi üzerinde olumlu bir etkiye sahiptir ve fosil yakıtların yanması aynı zamanda her ikisi de ciddi hava kirliliği kaynakları olan kükürt dioksit ve nitrojen oksit gazlarını üretmektedir. Rüzgâr türbinleri, asit yağmuru veya sera gazlarına neden olan atmosferik emisyonlar üretmemektedir. Rüzgâr enerjisi Türkiye'de üretilen yerli bir enerji kaynağıdır. Rüzgâr enerjisi, gelecekte ham petrol fiyatı artmaya devam ettiğinde bol miktarda rüzgâr enerjisi bulunan Türkiye'de özellikle önemli bir rol oynayacaktır. Ülkenin rüzgâr arzı bol ve üretim maliyeti daha düşük çünkü

Türkiye'de fosil yakıtlar çevreyi çok kirletiyor ve kaynakları sınırsız değildir. Halihazırda Türkiye'de elektrik üretiminin büyük bir kısmı hidrolik ve termik kaynaklıdır. Türkiye'de artan enerji talebini karşılayabilecek yenilenebilir enerji kaynakları bol miktarda bulunmaktadır. Dünyadaki diğer gelişmekte olan ülkeler gibi Türkiye'de de enerji talebi hızla artmaktadır. Devam eden nüfus artışı ve ekonomik ve teknolojik gelişme, enerji talebini Türkiye'nin üretebileceğinden daha hızlı yönlendirmektedir. Enerji, ekonomik ve sosyal kalkınma için elzemdir ve Türkiye'de yaşam kalitesini artıracaktır. Son yirmi yılda, endüstriyel ve yerleşim alanlarının geniş bir şekilde genişlemesi, yüksek bir elektrik gücü talebine neden olmuştur. Yenilenebilir enerji kaynakları, teknolojik ve ekonomik oyuk etmenler nedeniyle şu anda ne Türkiye'de ne de dünyada geniş bir uygulama alanına sahip değildir (İlkılıç, 2012).

1.2.4. Güneş Enerji Santralleri

Güneş ışığı doğrudan konut ve ticari binaları ısıtmak ve aydınlatmak için kullanılabilir. Güneşin ısısı, sıcak su ısıtma, güneş enerjisi ile soğutma ve diğer ticari ve endüstriyel kullanımlar için kullanılabilir. Güneşin ısısı, bir teknoloji kullanılarak elektrik üretmek için de kullanılabilir. Güneş termal elektrik gücü olarak adlandırılır. Güneş ışığı ayrıca fotovoltaik (PV) güneş pilleri kullanılarak doğrudan elektriğe dönüştürülebilir. Yenilenebilir enerjinin diğer birçok biçimi dolaylı olarak güneş tarafından sağlanır. Örneğin, güneşin ısısı, rüzgâr türbinleri tarafından yakalanan enerjiyi üreten Rüzgârları harekete geçirir. Rüzgârlar da okyanus dalgalarına neden olarak elektriğe dönüştürülebilen enerji üretir. Güneş ışığı ayrıca bitkilerin büyümesine neden olur ve bu bitkilerde depolanan enerji biyokütle enerjisi (odun, saman, tezek ve diğer bitki atıkları) olarak bilinmektedir. Biyokütle sıvı veya gaz yakıtlara dönüştürülebilir veya elektrik üretmek için yakılabilir niteliktedir (Boyle, 1998). Türkiye'nin coğrafi konumu, yenilenebilir enerji kaynaklarının çoğunun yaygın kullanımı için çeşitli avantajlara sahiptir. Avrupa'nın büyük bir kısmını, yakın doğuyu ve batı Asya'yı kapsayan nemli ve sıcak iklim kuşağı üzerindedir. Çoğu yerinde tipik bir Akdeniz iklimi hakimdir. Alp-Himalaya dağ kuşağının bir parçası olan dağların arasındaki iç kısımlarda iklim tipik bozkır bitki örtüsü ile kurudur. Bunun başlıca nedeni, ülkenin üç tarafının denizlerle çevrili olmasıdır: kuzeyde Marmara Denizi ve Ege Denizi ve güneyde Akdeniz. Ülke çapında ortalama yağış miktarı yaklaşık 650 mm'dir, ancak bu ortalama, orta ve

Güneydoğu platolarında yaklaşık 250 mm'den 2500 mm'ye kadar çıkan büyük farklılıkları gizlemektedir. Kuzeydoğu kıyı düzlüklerinde ve dağlarında mm. Batı ve güney kıyı bölgelerinde, kısa, ılıman ve yağışlı kışlar ve uzun, sıcak ve kurak yazlar ile subtropikal bir Akdeniz iklimi hakimdir. Anadolu Ovası'nın yüksek kesimlerinde sık ve yoğun kar yağışı görülmektedir. Karadeniz kıyısında kışlar çok yağışlı, yazlar ılıman ve nemli geçer. Yıllık ortalama sıcaklık güney kıyılarında 18 ile 20 C arasında değişir, güney kıyılarında 14–16 C'ye düşmektedir. Batı kıyısında ve orta kısımlarda C 4 ile 18 C arasında dalgalanmaktadır. Yerel mikro iklimler, oldukça değişken arazi ve sıcak ve soğuk Rüzgârlara maruz kalma nedeniyle bölgesel ortalamalardan büyük ölçüde farklılık gösterebilir (State Institute of Statistics (DİE), 1998). Türkiye hemen hemen her türlü enerji kaynağına sahip olmasına rağmen bu kaynakların sınırlı olması nedeniyle enerji ithalatçısı bir ülkedir. Ülkede birincil enerji tüketiminin yarısından fazlası ithalatla karşılanmakta ve ithalatın payı her geçen yıl artmaya devam etmektedir. Dolayısıyla ülke ihtiyacını yerli kaynaklarla (linyit, taşkömürü, petrol ve doğalgaz gibi) karşılamak istiyorsa yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişin makul bir süre içerisinde gerçekleştirilmesi gerektiği görülmektedir (Utanır, 1998). Öte yandan, Türkiye'nin toplam yenilenebilir enerji üretimi ve tüketimi 1992–1999 dönemi için her biri 9,6 ile 10,8 milyon ton petrol eşdeğeri (tep) arasında değişerek birbirine eşittir. Toplam enerji üretimindeki payları değişmektedir. Ortalama %37 ile %43 arasında, toplam tüketimde ise aynı dönem için %15 ile %22 arasında değişmektedir. İkinci en yüksek üretim ise 1998'de 3,5 milyon tep'e ulaşan hidroelektrik üretimidir. Jeotermal ve güneş enerjisi üretimi, 1992 ile 1999 yılları arasında 122 ila 388 bin tep arasında değişen biyokütle ve hidroelektrik enerji ile karşılaştırıldığında ihmal edilebilir düzeydedir (bkz. Tablo 1). Türkiye'nin ilk rüzgâr santrali ise 1998 yılında devreye alınmış olup 1,5 MW kapasiteye sahiptir. 57 MW'ı müzakerelerde ileri aşamada olan 600 MW'lık bağımsız tesislerin hemen altında planlar sunulduğu için kapasitenin hızla artması muhtemeldir. Önerilen projelerin çoğu Çeşme İzmir) ve Çanakkale bölgeleridir (Utanır, 1998).

Türkiye'nin önemli bir bölümü güneş enerjisinden yararlanmaya uygundur. Türkiye $36\pm$ ve $42\pm$ kuzey enlemleri arasındadır. Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli 1,3 milyar ton petrole eşdeğerdir. Güneş ısı kapasitesi yaklaşık 2640 saat/yıl ve yıllık güneş yoğunluğu 3,6 kWh/m² gün'dür. Bu, solar termik uygulama için yeterli enerji sağlamak

için yeterlidir (Ediger & Kentel, 1999). Türkiye'nin solar enerji panellerine uygunluğu da burada görülmektedir.

Türkiye'deki alternatif temiz enerji kaynakları arasında en önemlisi güneş enerjisidir. Türkiye coğrafi konumundan dolayı güneş enerjisi potansiyeli açısından diğer ülkelere göre daha fazla şansa sahiptir. Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyelinin termal olarak 26,4 milyon tep ve elektrik olarak 8,8 milyon tep olduğu tahmin edilmektedir (Balat, 2004). Genel olarak güneş enerjisi ısıtma amaçlı kullanılmaktadır ve 1986 yılında 5 ktep olan güneş enerjisi tüketimi 2003 yılında 335 ktep'e yükselmiştir. Türkiye'de güneş enerjisi üretimi-tüketimi Şekil 1'de gösterilmektedir. 2010 yılında Türkiye'nin güneş enerjisi üretiminin 600 ktep (EIE, 2003) Türkiye'de güneş enerjisi üretimi, toplam enerji üretiminin (~%1) kadarını oluşturmaktadır. Güney Anadolu bölgeleri ortalama 344,8 cal/(cm² gün) güneş ışıınımı ve 8,2 saat/gün güneşlenme süresi ile güneş enerjisi kullanımına en uygun bölgedir. Türkiye'nin brüt güneş enerjisi potansiyeli 88 milyar tep/yıl olarak hesaplanmıştır ve bunun %40'ı ekonomik olarak kullanılabilir (World Energy Council-Turkish National Committee, 1996). Ekonomik olarak kullanılabilir potansiyelin dörtte üçü termal kullanım için, kalanı ise elektrik üretimi için verimlidir. Türkiye'nin çeşitli bölgelerinde güneş ışıınımı ve güneşlenme süresi Tablo 3'te verilmiştir. Ortalama güneş ışıınımı 309,6 cal/m² gün ve ortalama güneşlenme süresi 7,2 saat/gün'dür. Özellikle Güneydoğu Anadolu ve Akdeniz bölgeleri güneş enerjisi kullanımına elverişlidir (World Energy Council-Turkish National Committee, 1997). Türkiye'nin coğrafi konumu güneş enerjisinden yararlanma açısından oldukça elverişlidir. Yıllık ortalama güneş ışıınımı 3,6 kwh/(m² gün) olup, yıllık toplam yalıtım süresi yaklaşık 2460 saat olup, güneş enerjisi uygulamaları için yeterli enerjiyi sağlamaya yeterlidir (Demirbaş, 2001). Güneydoğu Anadolu bölgesi ortalama 344,8 cal/(cm² gün) güneş ışıınımı ve 8,2 saat/gün güneşlenme süresi ile güneş enerjisi kullanımına en uygun bölgedir (Demirbaş, 2001).

Güç sistemlerindeki teknolojik gelişmeler ve nüfus artış hızı Türkiye'de enerji talebini artırmaktadır. Sonuç olarak, bu çalışmanın amacı olan güneş sistemlerinden enerji üretilmesi ve bu enerjinin kilit noktalara verimli bir şekilde iletilmesinin enerji talep sorununa çözüm olabileceğini göstermektir. Bu amaca ulaşmak için, bu çalışma, herhangi bir yatırımın yatırım maliyetine bağlı olması, amorti edilmesi ve herhangi bir ülkenin siyasi faiz oranı için kar sağlaması gerektiği hipotezini test etmektedir. Bu hipotez, 27 yıllık Yaşam döngüsü maliyet projeksiyonu için net bugünkü değer kullanılarak HVDC

dönüştürücüler için karşılaştırmalı bir kümülatif nakit akışı ile test edilebilir. Türkiye ile Gürcistan arasında sırt sırta topolojiye sahip ve tristör teknolojisine dayalı 350 MW iletim kapasiteli HVDC sistemi dışında Türkiye'de yerli bir HVDC iletim hattı bulunmadığından, Türkiye alternatif iletim yolları ile şebeke güvenliğini artırmalı ve son araştırmalar, çok teknolojik bir harita önererek HVDC teknolojisini teşvik etmektedir (Andersen, 2014). Buna ek olarak, aşağıdaki referanslar, yenilenebilir enerjinin HVDC iletim sistemlerine entegrasyonu ile ilgili son gelişmeleri göstermektedir (Thompson, ve diğerleri, 2019). Büyük ölçekli yenilenebilir enerji iletimi ve entegrasyonu için çok terminalli HVDC sistemlerinin ekonomik değerlendirmesini ve güvenilirliğini incelenmiştir. Daha spesifik olarak, (Li, Liu, Fan, & Tian, 2020), Voltaj Kaynağı Dönüştürücü (VSC)-HVDC teknolojisinin, yenilenebilir enerjinin rastgeleliğini ve dalgalanmasını azaltarak akıllı şebeke geliştirme ile büyük ölçekli yenilenebilir enerji entegrasyonu için çok önemli bir çözüm sağlayabileceğini gösterir. Yenilenebilir enerji entegrasyonunu desteklemek için HVDC iletim sistemleri için kontrol stratejileri ve topolojilerdeki gelişmeleri incelemektedir.

Belirsiz güneş enerjisinin entegrasyonu literatürde bir dizi çalışmada ele alınmaktadır. Ancak bu çalışmanın faydası, Türk ekonomik göstergelerine ve teknolojik girdilere dayalı olarak HVDC yatırım kararları ile güneş enerjisi iletiminin yapılmasında karar vericiler için niceliksel karşılaştırmalar ile somut bir ekonomik strateji önermesidir. Enerji nakil hatları için ekonomik ve teknik analizlerin yapılmasını tavsiye etmektedirler. Kaynak kıtlığı ve düşük hükümet bütçeleri nedeniyle, ülkeler, özellikle gelişmekte olan ülkeler, yerel yetenekleriyle canlı projelere dönüşecek bu tür kapsamlı değerlendirmelere ihtiyaç duymaktadır. Ancak herhangi bir uygulama olmaksızın sadece bir derleme niteliğindedir. Ama ekonomik uygulamaların yapılması gerektiğinden bahsedilmektedir. Güneş enerjisi santralleri için bir şebeke sisteminin değerine ve yaşam döngüsü geliştirme ve çevresel maliyetler göz önünde bulundurularak HVDC kullanımına bakarak benzer bir analiz gerçekleştirmiştir. Açık deniz platformları için bir VSC'ye dayalı bir HVDV uygulamasıyla bir LCC analizi yapılmıştır. Referans (Rödger ve diğerleri, 2020), yaşam döngüsü değerlendirme analizini güneş enerjisi sistemleriyle birleştirdi ve sonuçlarını bir üretim sisteminde simüle etmiştir.

Büyük miktarda yenilenebilir enerjinin şebekeye entegrasyonu, yenilenebilir enerji için hala en büyük sorunlardan biridir. Özellikle yenilenebilir enerjinin kaynağı tek

olduğunda entegrasyon iyi planlanmazsa, büyük ölçekli elektrik kesintilerine yol açacaktır. Bu sorun için bir başka etkili çözüm hibrit yenilenebilir enerji çözümüdür. Türkiye'nin çeşitli coğrafi avantajları vardır; güneş ve rüzgâr enerjisi bunlardan biri Türkiye'de güneş enerjisi kurulu gücü 2014 yılında sadece 40 iken 2015 yılında 248,8 MW'a çıkmış ve 2015 yılında Türkiye'de toplam güneş enerjisi üretimi 307 MW olmuştur. Türkiye'de güneş enerjisi muazzam bir şekilde artıyor. Güneş paneli fiyatları düşmesine rağmen güneş enerjisinin üretim maliyeti diğer enerji üretim yöntemlerine göre yüksektir. Güneş enerjisi potansiyeli Türkiye'de çok yüksek, özellikle Güneydoğu Anadolu ve Akdeniz bölgelerinde güneş enerjisi potansiyeli çok yüksektir. Hükümet ayrıca güneş enerjisinin elektrik üretimi için genişletilmesini ve kullanılmasını teşvik etmektedir. Yenilenebilir enerjiye yatırımı teşvik etmek için çeşitli teşvik programları başlatılmıştır (Balat, 2004). Örneğin, kurulu gücü 500 kW veya daha az olan yenilenebilir enerji santralleri lisans yükümlülüğünden muaftır (Demirbaş, 2001).

İspanya, Yunanistan ve İtalya gibi görece daha yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip bir dizi Güney Avrupa ülkesi tahminen %10 veya üzerinde büyük bir güneş enerjisi payına sahiptir. Ancak, daha az elverişli hava koşullarında bile, Hollanda, Almanya, Litvanya ve Macaristan gibi kuzey ülkeleri onlardan çok uzak değil. Çok daha düşük güneş enerjisi potansiyeline rağmen, politika desteği kuzey Hollanda'nın 2022'de gücünün %14'ünü yalnızca güneş enerjisiyle üretmesine yardımcı olmuştur.

Diğer Avrupa ülkelerinin çoğundan daha yüksek bir güneş enerjisi potansiyeline sahip olmasına rağmen, Türkiye bunun güç karışımında güneş enerjisi için orantısal olarak büyük bir role dönüştüğünü henüz görmemiştir. 2022 itibarıyla Polonya, çok daha düşük güneş enerjisi potansiyeline rağmen, üretimde Türkiye'den %0,2 daha az güneş enerjisi payına sahiptir (%4,5'e karşı %4,7). Güneş enerjisi potansiyeli düşük bir diğer ülke olan Ukrayna ise 2021'de üretimde Türkiye'den yalnızca %0,4 daha düşük güneş enerjisi payına sahiptir (%3,8'e karşı %4,2*).

Enerji Bakanlığı, 2022'nin sonunda, her bir üretim kaynağı için 2035'e kadar kapasite hedefleri belirleyen uzun vadeli bir enerji planı yayınlamıştır. Enerji planı, 2022'de 9,4 GW olan güneş enerjisinin 2035'te neredeyse 53 GW'a ulaşmasını öngörmektedir. Bu artışla birlikte, güneş enerjisinin Türkiye'deki tüm üretim kaynakları arasında en büyük kurulu güce sahip olması beklenmektedir. Bu, 2022'de %4,7 olan

Türkiye'nin elektrik enerjisinin 2035'te %16,5'ini üretmesini sağlayacaktır. Bu güneş enerjisi hedeflerine ulaşmak için Türkiye'nin yeni güneş enerjisi kurulumlarının hızını hemen artırması gerekmektedir. Son beş yıl boyunca, ülke yılda yaklaşık 1,2 GW yeni güneş enerjisi santrali kurdu. Plan, 2022-2025 yılları arasında her yıl 2,8 GW kapasite artışı öngörürken, hedeflenen yıllık yeni kapasitenin 2030-2035 yılları arasında 4 GW'a ulaşması öngörülmektedir.

Eksikliklere rağmen, Türkiye'nin yeni enerji planı ülkenin Rüzgâr ve güneş hedeflerini iyileştirmektedir. 2015 yılında Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı kapsamında sunulan Rüzgâr ve güneş kapasitesi hedefleri, 2030 yılına kadar 16 GW Rüzgâr ve 10 GW güneşe ulaşmaktadır. Şimdi bu hedefler Rüzgâr için %13 ve güneş için %230 daha yüksek olarak ölçülmüştür (Alpaslan, 2023).

1.2.4.1. Solar Enerjide HVDC Kullanımı

Modern elektrik şebekeleri, HVDC iletiminde tıkanıklık engelleri oluşturabilir. Güneş kaynaklarından elde edilen yenilenebilir enerji aşağıdaki senaryolarla azaltılabilir bunlar şu şekilde sıralanabilir: yetersiz yerel talep veya güneş enerjisi üretim yerinde depolama seçeneklerinin olmaması; iletim hattı teknolojisi için yetersiz altyapı ve mevcut alanda başka iletim çözümlerinin varlığı şeklinde sıralanabilir.

Güneş enerjisi sistemlerinde HVDC kullanımı ile ilgili ekonomik trendlerde bir iyileşme olduğu için yukarıda belirtilen sorunlar teknik önlemlerle çözülebilir. Grid çerçevesindeki iyileştirmeler olası bir çözüm olmaktadır (Alassi, Banales, Ellabban, Adam, & MacIver, 2019), modern HVDC iletim yollarının kurulması, enerji ağlarının kısıtlanmış ve sıkışıklığını azaltacaktır.

Öte yandan, iletim hatları yatırımında, örneğin yatırım maliyetleri ve işletme maliyetleri gibi riskler vardır (Hertem & Ghandhari, 2010). Bir yatırımın fırsat maliyeti mevcut yatırımın kendisinden büyük olmamalıdır. Gerçekçi tahminler yapmak için ekonomi ilkelerinin gerekli olduğu basit bir hesaplamada olası tüm avantaj ve dezavantajları saymak karmaşıktır.

HVAC sistemleri daha düşük maliyeti ve pazar olgunluğu nedeniyle daha yaygın olmakla birlikte, HVDC özellikle dönüştürücü tiplerinde teknolojik gelişmeler nedeniyle daha fazla ilgi görmektedir. Elektrik gücü, HVDC sistemleri tarafından “0” frekansında

iletilir ve AC ve DC şebekeleri arasında etkileşim için güç elektroniği dönüştürücüleri kullanılır. Bu özellik, güneş enerjisine bağlı şebekelerden enerji iletimi için uygundur. Bu nedenle, güneş enerjisi santrallerinden uzun mesafelere enerji iletimi (Andersen, 2014) sırt sırta sistemlerin yani asenkron sistemlerin birbirine bağlanması ve deniz altı kabloları yani deniz altı bağlantıları konvansiyonel uygulamalar için verilebilir. HVDC'nin (Hertem & Ghandhari, 2010) AC sistemlerde iletim mesafesi arttıkça reaktif kapasitans nedeniyle güç kayıpları bu bağlamda önemli hususlar olarak tanımlanabilir (Leibfried & Zöller, 2010). Bu AC sistemler için bir dezavantajdır ve uzun mesafelerde enerji iletiminde DC kullanımını haklı çıkarmaktadır. Ayrıca dönüştürücü ve kablo tasarımlarındaki teknolojik gelişmeler maliyetlerin düşmesini ve gerilim düzeylerinin artmasını sağlamıştır (Arillaga, 1998). Şu anda, HVDC teknolojisi iki tipte bulunabilir: LCC-HVDC teknolojisi, 50 yılı aşkın bir süredir pazarlarda yer almakta olup, LCC'de uzun mesafe amaçları için yüksek güç, 3000 MW ve voltaj, 800 kV iletilebilir. -HVDC. Ancak teknolojik gelişmelere bağlı olarak üst sınırlar hızla yükselmekte, öte yandan VSC-HVDC teknolojisi 1990'ların sonunda ortaya çıkmıştır (Andersen, 2014). VSC-HVDC, güç kontrolüne ve ayrıca voltaj kararlılığına ve kontrol esnekliğine izin verir. Ayrıca, VSC-HVDC daha kompakttır, bu nedenle endüstriyel sistemler onu rahatlıkla kullanabilir (Bahrman, Johansson, & Nilsson, 2003).

HVDC teknolojisi, coğrafi bağımlılık ve büyük güç aralıklarında güneş enerjisi kaynaklarının içsel güvenilmezliği nedeniyle yetersiz enerji talebinin üstesinden gelebilir. HVDC şebekeleri, akıllı şebeke içindeki daha fazla güç dalgalanması nedeniyle HVAC'a kıyasla daha hızlı kontrol gerektirir. Dağıtılmış ve otomatikleştirilmiş bir dağıtım ağı oluşturmak için akıllı şebekeler tarafından iki yönlü bilgi ve enerji akışları etkinleştirilebilir. Ayrıca akıllı bir şebeke, şebeke üzerinde istikrarlı ve tutarlı bir güç akışını korumaya yardımcı olan entegre kontrol ve izleme sistemi aracılığıyla güneş enerjisindeki dalgalanmaların üstesinden gelebilir. Akıllı şebekelerde HVDC kullanımının geleceği ve iyileştirmeleri referans olarak bulunabilir.

EİİH'ler üzerinde üç tip iletim hattı bulunmasına rağmen: Yeraltı iletim hatları; Denizaltı iletim hatları, Havai iletim hatları. OHTL'ler tarafından çıplak iletkenler kullanılır. İletim hattı, bu hat türü için uzunluğu 150 km veya daha fazla ve gerilimi en az 100 kV'u aşarsa uzun iletim hattı olarak kabul edilir. Tasarım ve modelleme hesaplamaları için kapasitans etkisinin hatta eşit olarak dağıldığına inanılmaktadır.

1.2.4.2. Türkiye’de Fotovoltaik Potansiyel

Fotovoltaik sistemler doğru akım üretir, kullanılacak alanlara göre dc ve ac formda kullanılabilir. Alternatif enerji formuna dönüşüm eviricilerin yardımı ile yapılmaktadır. Eviriciler şebekeye bağlantılarına göre dizi evirici ve merkezi evirici olarak ikiye ayrılır. Bu eviricilerin seçiminde kurulacak FV güç seviyesi, kurulacak bölge, şebekeye bağlantı noktası gibi kriterler etkili olmaktadır. Evirici tipi seçiminde de güç aralıklarına göre tercih yapılmaktadır. 2-33 kw arası string inverterler ve 100-2000 kw arası merkezi inverterler tercih edilmektedir.

Fotovoltaik (PV) sistemler, şebekeye bağlı (on-grid) ve şebekeden bağımsız sistemler olarak sınıflandırılır. Şebekeye bağlı sistemler fazla enerji arzını şebekeye verebilir ve fazla talebi şebekeden alabilir. Yerleşik fiyatlama politikaları ile gelir elde edebilirler. Off-grid sistemler ise şebekeye erişimin olmadığı veya erişimin zor olduğu yerlerde doğrudan enerji kaynağı olarak kullanılabilir. Off-grid sistemlerin temel amacı ihtiyaçları karşılamaktır ve gelir elde etmek mümkün değildir.

Fotovoltaik sistemler kurulum alanına göre 2'ye ayrılır. Bunlar çatı üstü ve arazi tipi üretim tesisleridir. Kara tipi fotovoltaik sistemler, ticari gelir elde etmek amacıyla kurulan ve ihtiyacı karşılamaktan çok santral olarak üretim amacı taşıyan sistemlerdir. Roop top sistemler ise konut ve ticari çatı üstü santraller olarak sınıflandırılabilir. Bu sistemlerin temel amacı iç tüketimi karşılamaktır. İç tüketim fazlası enerji ulusal şebekelere verilebilmekte ve karşılığında kazanç, prim gibi girdiler elde edilebilmektedir.

Fotovoltaik sistemler dünya için yeni sayılabilir. Bu nedenle ülkelerde bu sistemlerin tüm topluma yayılması için çeşitli politikalar ve teşvikler uygulanmaktadır. Bu politikalar ülkelerin coğrafi konumlarına, iklim değerlerine, sosyal yapılarına, ekonomik durumlarına ve enerji özelliklerine göre farklılık göstermektedir.

Fotovoltaik sistemlerde uygulanan teşvik ve politikalar arasında tarife garantisi, öz tüketim fazlası enerji, tesislerde KDV muafiyeti, teknoloji üretiminde araştırma geliştirme teşvikleri, portföy standartları, projeler, büyük ölçekli kurulum ihaleleri vb. birçok çalışma bulunmaktadır. Literatürde bu teşvikleri inceleyen bu çalışmaların bir türü de ülkelerin teşvik ve politikalarını analiz eden çalışmalardır. Bir diğeri ise teşvik mekanizmalarını derinlemesine inceleyen ve kendi aralarında karşılaştıran çalışmalardır. Güneş enerjisini doğrudan yakalayıp elektriğe çevirebilmek için bu enerjinin önemli bir

katkı sağlaması için çok büyük bir araziye ihtiyaç duyulacaktır. PV modülleri, dağınık ışığın yanı sıra doğrudan güneş ışığını (ki bu daha üretken ve daha ucuzdur) elektriğe dönüştürebilir, böylece her yerde kullanılabilirler. PV modülleri emisyon, gürültü veya titreşim olmadan doğrudan ışıktan elektrik üretir. Güneş ışığı ücretsizdir ancak fiyatlar düşmeye başlasa da enerji üretim maliyeti son derece yüksektir. Güneş enerjisi düşük enerji yoğunluğuna sahiptir: PV modülleri, küçük miktarlarda enerji üretimi için geniş bir yüzey alanına ihtiyaç duymaktadır (Topçu & Ülengin, 2004). Aslında, elektrik enerjisi kaynağı olarak PV kullanma olasılığı da vardır. PV'nin birincil dezavantajı yüksek maliyetidir. Ancak yakın gelecekte özellikle Akdeniz bölgesinde daha fazla doğrudan güneş ışığı nedeniyle daha ucuz olacaktır. PV ayrıca geniş bir yüzey alanı gerektirir ve yüksek kapasiteli tesisler sadece Türkiye'nin güney kesiminde uygulanabilir görülmektedir. Uluslararası Güneş Enerjisi Topluluğu'nun (UGET-TB) Türkiye Bölümü 1992'den beri faaliyet göstermektedir. Türkiye'de güneş enerjisi teknolojilerinin geleceği umut verici görülmektedir. Belediyeler yenilenebilir enerji teknolojilerine ilgi duymakta ve uygulamaya daha istekli olmaktadır. Buna bir örnek, Ankara Belediyesi'nin Türkiye'deki güneş bina teknolojilerinin avantajlarını göstermek için tasarlanan Güneş Evi'dir (Topçu & Ülengin, 2004). Türkiye'deki PV güç uygulamaları yalnızca, uzak elektrik talebini karşılamak için PV kullanan bazı devlet kuruluşlarıyla sınırlıdır. Ana uygulama alanları telekom istasyonları, yangın gözlem istasyonları, deniz fenerleri ve otoyol acil durum sistemlerini içermektedir. Toplam kurulu gücün yaklaşık 300 kWp olduğu tahmin edilmektedir. Türkiye'de güneş enerjisi için kullanılabilir çatı alanı şunlardır: 378 km² (evler, ofisler, kamu binaları ve fabrikalar (Kuban, 2003).

Dağıtılmış fotovoltaik güç üretimi, özellikle güneş enerjisinden doğrudan fotovoltaik modüller aracılığıyla elektrik enerjisi üretimi anlamına gelir. DPPG sistemleri, şebeke dışı sistemlerin aksine şebekeye entegre edilmiştir. Üretilen elektrik enerjisi en yakın noktadan bağlantı yapılarak şebekeye aktarılır. DPPG sistemleri sadece şebekeye elektrik enerjisi sağlayan sistemler olarak değerlendirilmemektedir. Bu sistemler ayrıca şebeke voltajını ve güç kalitesini iyileştirme etkisine sahiptir. Şebekeye bağlı dağıtılmış fotovoltaik sistemler, belirli bir tüketiciye veya doğrudan şebekeye enerji sağlamak için kurulabilir (Hoff, Perez, & Margolis, 2007). Bu özellikleri ile dünya çapında DPPG'ye artan bir ilgi vardır.

2019'da, küresel enerji üretiminde yenilenebilir enerjinin payı, 200 GW'lık rekor bir rekora ulaşan yeni kurulan küresel güneş, Rüzgâr hidro-kapasitesiyle %6 arttı. Çevresel kaygılar ve elektrik piyasasının liberalleşmesi nedeniyle DG sistemlerine artan ilgi, yenilenebilir enerji kapasitesindeki büyümenin ana itici gücüdür. Tüm yenilenebilir enerji kaynakları arasında güneş enerjisi teknolojileri, DG sistemlerinde tercih edilen en yaygın yaklaşımlardan biridir. Raporlar, güneş fotovoltaik kapasite ilavelerinin 2019'da %22 kaydedildiğini ve dünya çapında dağıtılmış güneş PV politikalarının acil bir şekilde toparlanmasıyla önümüzdeki yıllarda daha yüksek ilavelerin gözlemlenmesinin muhtemel olduğunu göstermektedir (IEA, 2020). 2019'da, küresel kurulu dağıtılmış güneş enerjisi PV kapasitesi, 115 GW'lık rekor seviyeye (IEA 2020b) yeni eklemelerle birlikte 627 GW gibi tarihi bir değer olarak kaydedildi. Küresel DPPG'nin en büyük payı 204,7 GW ile Çin'den gelmektedir (Li, Liu, Fan, & Tian, 2020). Avrupa, 131,7 GW toplam kurulu dağıtılmış güneş enerjisi kapasitesi ile Çin'i takip ediyor. ABD ve Japonya sırasıyla 75,9 GW ve 63,2 GW kapasite ile ikinci sırada yer almaktadır. Almanya, 49,2 GW kurulu kapasitesiyle Avrupa'da DPPG konusunda lider ülkedir. 2019'da 28 ülke, DPPG sistemleriyle toplam birincil enerji talebinin 131,8 TWh'sini karşıladı ve küresel enerji üretiminde güneş PV payını %4'e çıkarmıştır. Son on yılda, dünyanın en büyük PV pazarı olan Çin hariç olmak üzere, gelişmekte olan ülkelerin güneş PV talebi çarpıcı bir şekilde %44 artım ölçülmüştür (Li, Liu, Fan, & Tian, 2020). Bu nedenle, kümülatif kurulu dağıtık güneş enerjisi üretim kapasitesinin 2030 yılına kadar 1 TW'lık bir rekor seviyeye ulaşması beklenmektedir (Jäger-Waldau, 2020).

Türkiye'de yenilenebilir enerji pazarındaki politika ivmesi, 2014 yılından bu yana dağıtılmış güneş PV kapasitesini artırmıştır. Güneş PV'nin toplam kurulu güç kapasitesindeki payı, Eylül 2020'de %6,5'e ulaştı ve toplam kurulu güneş PV kapasitesi 6,36 MW'lık rekor seviyeye ulaşmıştır. Toplam kurulu güç kapasitesi içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2023 yılına kadar yüzde 38,8'e çıkması beklenmektedir (Strateji ve Bütçe Kurumu, 2019). Kurulu güneş enerjisi kapasitesi hedefi 10 GW olarak bildirilmiştir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019).

2020 yılında Türkiye nüfusu yıllık bazda %0,55 artışla 83,6 milyon olmuştur (TÜİK 2018a). 1990 yılında 0,9 MWh/kişi olan ülkenin elektrik tüketimi, sürekli artan nüfusa paralel olarak 2019 yılında 3,3 MWh/kişiye yükseldi. 2019'da 113.218 GWh'lik rekor bir rekorla elektrik üretiminde birincil kaynak kömür oldu, onu hidro ve doğal gaz izlemiştir.

Raporlar, aynı yıl içinde elektrik fosil yakıt kaynakları talebinin 190 ktep'inin ithalatla karşılandığını göstermektedir (IEA, 2020). İthalata bağımlılık, ülkenin sürdürülebilir kalkınma hedeflerini desteklemek için karşı karşıya olduğu önemli bir enerji politikası sorunudur. Bu nedenle, güvenilir, sürdürülebilir ve karşılanabilir bir enerji geleceği için Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz piyasalarını serbestleştirmesi aciliyet arz etmektedir. Bu bağlamda, dağıtık fotovoltaik enerji üretimi ülke için en etkili çözümlerden biri gibi görünmektedir. Son yıllarda, enerji üretiminde güneş enerjisi payını artırmak için Türkiye'nin enerji çerçevesinde çeşitli reformlar yapılmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019).

1.2.4.3. Güneş enerjisi mevzuatı ve teşvikleri

Türkiye elektrik piyasasında, güneş enerjisi ve diğer YEK'lere ilişkin düzenlemeler için ayrı bir mevzuat bulunmamaktadır. Hukuki açıdan güneş enerjisinden elektrik üretiminde yararlanma ve güneş enerjisine yatırımı özendirme destekleri genellikle diğer YEK'lerle birlikte değerlendirilmektedir. Bu düzenlemeler arasında en önemlileri 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanılmasına Dair Kanun (YEKK), 5346 Sayılı Kanunda Değişiklik Yapan 6094 Sayılı Kanun, 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'dur. (EPK) ve 5627 Sayılı Enerji Verimliliği Kanunu (EVK). Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği (EPLY), Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği (LEÜY), YEK'ten Elektrik Üreten Tesislerde Kullanılan Parçaların Yerli Üretimine İlişkin Yönetmelik ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sahası (YEKA) Yönetmeliği bu yasaları getirmektedir.

Türkiye'de elektrik üretiminde YEK kullanımını artırmak için oluşturulan yasal düzenlemeler ve destek mekanizmaları genel olarak iki üretim ve uygulama modeli şeklinde gerçekleşmektedir. Bu modeller, YEK'ten lisanssız ve lisanslı enerji üretiminden oluşmaktadır. Dünya ülkelerinin aksine Türkiye elektrik piyasasına ilişkin mevzuat çalışmalarında dağıtık üretim sistemlerinin kapasitesini tanımlayan net ifadeler bulunmamaktadır. Bunun yerine, RES dağıtık üretim sistemlerinin şebeke entegrasyonu için sadece sistem gücüne göre şebekeye bağlantı noktaları tanımlanmaktadır. DG kurulu gücü 11 kWeq veya daha az ise, DG alçak gerilim (AG) seviyesinden dağıtım sistemine bağlanır. Ancak DG kurulu gücü 11 kWeq'in (ETKB 2021a) üzerindeyse bağlantı noktası

AG seviyesinden ve/veya yüksek gerilim (YG) seviyesinden olabilir. Ayrıca lisanssız üretim modelinde DG santrallerinin kurulu gücü maksimum 5 MW ile sınırlandırılmıştır.

Güneş enerjisinden lisanslı üretim modeli kapsamında işletilen 25 santralin toplam kurulu gücü 258,9 MW'tır (OG 2011b). Lisanslı üretim modeli kapsamında da değerlendirilen YEKA yönetmeliğine göre üretim yapacak ilk santralin ihalesi 2017 yılında yapıldı. 1 kurulu güce sahip olması beklenen YEKA-GES-1 isimli bu proje GW, tamamlandığında Türkiye'nin en büyük güneş enerjisi projesi olacak (OG 2016). YEKA-GES-3 ihalesi planlanmıştır, takvim belli olmuştur. Bu çağrı ile YEKA-GES-1'den farklı olarak Türkiye genelinde 10 MWeq, 15 MWeq ve 20 MWeq kurulu güce sahip 74 farklı proje hayata geçirilecektir (OG 2020). Bu maddede, YEKA-GES-1 projesi dışındaki tüm şebekeye bağlı güneş enerjisi santralleri kurulu güçlerinden dolayı DPPG olarak ele alınmıştır. DPPG sistemleri güncel mevzuat ve başvuru formları ile her iki modelde de (lisanslı ve lisanssız) kendine yer bulabilmektedir.

Lisanssız üretim modeli

5346 sayılı YEKK Kanunu ile gerçek veya tüzel kişilerin lisansa ihtiyaç duymadan 500 kW'a kadar enerji üretebilen yenilenebilir enerji sistemlerini kurmalarına izin verilmiştir. Lisanssız üretilebilecek azami kurulu güç, ilk olarak 2007 yılında çıkarılan EVK ile 1 MW'a, 9 Mayıs 2019 tarih ve 1044 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi ile 5 MW'a yükseltilmiştir.

Lisanssız tesislerde, lisanslı kurulumlardan farklı olarak, kurulum yapılacak alan için şirket kurma, bağlantı zaman çizelgesi yapma veya ölçüm verileri toplama zorunluluğu yoktur. Yeni yönetmeliğe göre özel gerçek veya tüzel kişiler, ilgili tesisin sözleşme gücünü aşmamak kaydıyla sadece 5 MW'a kadar olan çatı veya cephe kuruluşlarına başvuru yapabilecek bir hale getirilmiştir. Yönetmeliğe göre üretim tesisi ile tüketim tesisi aynı bağlantı noktasında olmak zorundadır. Sadece kamu kurumlarına, sözleşme gücünü aşmamak kaydıyla, tüketim tesislerinden farklı bir bağlantı noktası ile yer üstü üretim tesisi kurma hakkı verilir. 2018 yılı itibari ile arazi kuruluş izinlerine son verilmiştir. CK'lı arazi kurulumları sadece kamu kurum ve kuruluşları tarafından yapılabilmektedir. İlgili DPPG sistemleri ve bileşenleri yerli üretim yönetmeliği uyarınca, lisanslı projelerden farklı olarak lisanssız projeler için yerli içerik desteği sonlandırılmıştır (OG 2019a).

1.2.4.5. Teşvik Politikaları

Genel olarak ülkeler, YEK'in geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması için destek mekanizmalarını kullanır. Ortak ve öncelikli hedef, YEK kullanımını artırarak emisyon hedeflerine ulaşmaktır (Ramirez ve ark. 2017). Destek mekanizmaları, belirli bir destek veya çoklu desteğin bir karışımı olarak uygulanır. Ülkeler tarafından kullanılan en yaygın kullanılan YEK destek mekanizmaları aşağıda verilmiştir. Tarife Garantisi: Bu tarife, belirlenen YEK'ten üretilen elektriğin belirli bir süre için kWh başına belirli bir fiyattan satın alınması için devlet garantisi sağlamaktadır. Garantili Prim: Bu tarife aynı zamanda devlet garantili, üreticinin toptan elektrik fiyatının üzerinde kWh başına ödeme aldığı bir tarifedir. Yatırım sübvansiyonları: Bu mekanizma, yenilenebilir enerji üretiminin belirli bir yüzdesi için yatırım desteğini içermektedir. Vergi teşvikleri: Bu mekanizma, vergilerde, KDV oranlarında veya amortisman programlarında muafiyet veya indirim sunmaktadır. Yeşil sertifikalar: Bu sertifikalar, elektriğin belirli bir miktarının YEK kullanılarak üretildiğini kanıtlamak için alınıp satılabilir ürünlerdir. Araştırma ve Geliştirme (Ar-Ge) Teşvikleri: Ar-Ge teşvikleri, belirli Ar-Ge çalışmaları için verilen desteklerdir. İhale çağrısı: Hükümet, YEK'ten elektrik üretimini artırmak için ihale çağrısı yapıyor. Bu mekanizma, ihale fiyatından satın alma garantisi ile sözleşmeye dayalı üretim sağlar. Türkiye'de de dünya ülkelerine benzer şekilde yenilenebilir enerji kullanımının artırılması için çeşitli teşvik politikaları uygulanmaktadır. Uygulanan teşvikler aşağıda listelenmiştir.

Tarife garantisi (FiT'ler)

Tarifeye dayalı teşvik uygulaması ilk olarak 5346 sayılı Kanun ile başlamıştır. Kanun, yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik üretimi için alım garantisi vermektedir. Destekleme mekanizmasına göre, 31 Aralık 2020 tarihinden önce yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimine başlayan lisanslı ve lisanssız tesisler, işletme tarihinden itibaren en fazla 10 yıl süreyle tarifelerden yararlanabilecektir.

Yerli üretim içerik desteği

5346 Sayılı Kanun, 01/07/2021 tarihinden önce devreye alınan RES lisanslı üretim tesisleri fabrikalarında kullanılan yerli ekipmanlar için yerli üretim içerik desteği sağlamaktadır. Lisanssız üretim modeline göre elektrik üreten tesisler destek kapsamında değildir. Bir bileşenin teşvik kapsamına alınabilmesi için en az %55 oranında yerli içeriğe

sahip olması gerekmektedir. Ancak bu teşvikten tam olarak yararlanmak için yeterli değildir. Yatırımcı bir bileşen için minimum %55 eşiğini karşılıyorsa, teşvikin %55'i verilir. %55 yerlilik oranının üzerindeki her bir bileşen için Kanuna ekli II sayılı Cetvelde belirtilen fiyatlar beş yıl süreyle yatırımcıya ek teşvik olarak verilmektedir. 01/07/2021 - 31/12/2025 tarihleri arasında faaliyette olan YEK tesislerine yerli üretim kontenjan desteği tüm kaynak türleri için 8 TL kuruş/kWh olarak değiştirilmiştir. Gösterildiği üzere yerli üretim içerik süresi beş yıl olarak belirlenmiştir. Yerli üretim içerik oranları fiyatların yanı sıra üçer aylık dönemlerde güncellenmektedir.

Yatırım teşvikleri

2012/3305 sayılı “Yatırımlara Yönelik Devlet Yardımları”na ilişkin Bakanlar Kurulu Kararı uyarınca yenilenebilir enerji üretim tesisleri, tüm makine ve cihazlar için katma değer vergisi (KDV) ve gümrük vergilerinden muafiyet içeren Genel Yatırım Teşvik Planından yararlanmaktadır. İlgili santralde kullanılan ekipmanlar. Yatırım yapılacak bölge neresi olursa olsun hem özel kapasite şartlarını hem de asgari sabit yatırım tutarını sağlayan tüm projeler Genel Yatırım Teşvik Programı çerçevesinde desteklenmektedir. Ancak, Genel Teşvik Programı sadece yerli üretim panel kullanan tesisler için geçerlidir. “Yatırım teşvik belgesi” kullanılması halinde sağlanan teşvikler arasında ithal makine ve teçhizata gümrük vergisi muafiyeti ve ithal veya yurt içinden alınan makine ve teçhizata KDV muafiyeti öne çıkmaktadır.

YEK'ten elektrik üretimine ilişkin yasal düzenlemeler ve beraberindeki teşvik düzenlemelerine paralel olarak YEK'in toplam elektrik kurulu gücü içindeki payı hızla artmaktadır. 2020 Eylül sonu itibarıyla RES'in toplam kurulu gücünün toplam kurulu güce oranı 46.611,4 MW kurulu güçle %49,7'ye yükselmiştir. Güneş enerjisi toplam kurulu gücü 6361 MW'a ulaştı. Güneş enerjisi sistemlerinin kurulu gücünün yıllara göre değişimini verilmiştir. 2014 yılından itibaren güneş enerjisi sistemlerinin kurulu gücünde ve santral sayılarında hızlı bir artış gözlenmektedir. Güneş enerjisi santrali kurulumlarının yasal düzenlemeler ve teşviklerle rekabet edebilmesi ve dünya genelinde PV modül birim fiyatlarındaki maliyet düşüşleri güneş enerjisi yatırımlarını tetiklemiştir. Yıllara göre PV modül fiyatlarındaki düşüşü göstermektedir. Rakama göre 2009 yılı sonu ile 2018 yılı sonu arasında modül fiyatlarında %90'a varan ciddi düşüşler gözlenmiştir. Modül fiyatlarındaki bu iyileşme, güneş enerjisi santrali kurulum maliyetlerini konvansiyonel

santrallerle rekabet edebilir hatta bazı teknolojiler için daha ucuz hale getirmiştir (IRENA, 2019).

6446 Sayılı Kanun (EPK) ve yeni teşvik mekanizması ile lisanssız elektrik üretimi kurulu gücünün 1 MW'a çıkarılması, güneş enerjisi piyasasında lisanssız güneş enerjisi santrali üretim başvurularının hızla artmasına neden olmuştur. İlk aşamada lisanssız güneş enerjisi santralleri çoğunlukla kara üzerine kuruluydu. Uygun piyasa koşullarının oluşmasıyla birlikte 2016 ve 2017 yıllarında güneş enerjisi santrallerinin sayı ve kapasitelerinde hızlı artışların yaşandığını göstermektedir. 2020 yılı Eylül ayı sonu itibarıyla toplam kurulu gücü 6102,3 MW olan 7242 adet lisanssız güneş enerjisi santrali kayıt altına alınmıştır. İlgili dönem için lisanssız güneş enerjisi santrallerinin toplam güneş enerjisi santralleri içindeki oranı %95,93'e, toplam kurulu güç içindeki oranı ise %6,5'e ulaşmıştır (TEİAŞ, 2020)

YEKK'nın yayımlanmasının ardından Türkiye'de lisanslı güneş enerjisi yatırımlarına ilgi hızla artmaya başladı. Yasa ile ilk etapta 600 MW'lık lisanslı üretim kapasitesinin oluşturulması öngörülmüyor. Kapasite toplam ortalama yıllık radyasyon değerleri ve güneşlenme süresine göre 27 bölgede 38 ilde dağıtılmıştır. İller arasında en yüksek kapasite Konya'ya (92 MW), ardından Van (77 MW) ve Mersin'e (35 MW) verilmektedir. 2020 yılı Eylül ayı sonu itibarıyla 25 adet lisanslı güneş enerjisi santrali kurulmuş olup, toplam kurulu gücü 258,9 MW'a ulaşmıştır.

YEKA yönetmeliği kapsamında güneş ve Rüzgâr enerjisi üretiminin toplam kurulu güç içindeki payının ihaleler yoluyla artırılması planlanmaktadır. YEKA'nın ilk güneş enerjisi santrali olan GES-1, 1000 MW kurulu güce sahip Konya-Karapınar'da tahsis edildi. ETKB tarafından 4 konsorsiyumun katılımıyla düzenlenen Karapınar YEKA ihalesini 0,0699 USD/kWh ile en düşük teklifi veren grup kazanmıştır. Proje kapsamında yılda en az 500 megavat fotovoltaiik modül üretim kapasitesine sahip bir güneş paneli fabrikası kurulmuştur. Karapınar YEKA için on yıllığına bin megavatlık bağlantı kapasitesi tahsis edilmiştir. Şartnameye göre ilk 500 megavatın yerli muhtevasının en az %60 olması şartı aranmaktadır.

2020 yılı başında başlanan YEKA GES-1 projesinin 2023 yılı sonunda tam kapasite ile devreye alınması planlanmaktadır. Proje için 1,1 milyar dolarlık yatırım planlanmaktadır. İnşaat sırasında 800, işletme sonrasında ise 100 kişinin istihdam

edilmesi beklenmektedir. 22 bin hektar alana kurulu santralin büyüklüğü 14 bin 386 futbol sahasına denk gelmektedir. 12 km uzunluğundaki alanda yaklaşık 3,5 milyon güneş paneli kullanılması planlanmaktadır. Santralin yıllık toplam 2,5 milyar kWh elektrik üretimi ile 1 milyonu aşkın hanenin enerji ihtiyacını karşılaması beklenmektedir. Buna göre yılda yaklaşık 1,5 milyon ton karbon salınımının önlenmesi hedeflenmektedir.

YEKA'nın ikinci ihalesi olan GES-2 ihalesi ETKB tarafından 5 Ekim 2018 tarihinde Resmi Gazete'de ilan edilmiş olup, kesin tekliflerin 31 Ocak 2019 tarihinde alınacağı duyurulmuştur. İhalenin Şanlıurfa-Viranşehir'de yapılması planlanmıştır., Niğde—Bor, 500 MW kurulu güç için 300 MW ve Hatay—Erzin, 200 MW. Ancak ETKB tarafından ihalenin iptal edildiği açıklanmıştır. Sektör temsilcileri, iptal gerekçesi olarak ülkenin mevcut mali durumunu ve sektör beklentilerini sunmuştur (GÜYAD, 2019)

YEKA kapsamında Resmi Gazete'de yayımlanan Düzeltme Tebliği'ne göre, daha önce 19–23 Ekim 2020 tarihlerinde yapılacağı duyurulan 3. YEKA ihalesi GES-3'ün 18–Ocak tarihlerinde yapılmasına karar verilmiştir. 21, 2021, COVID-19 salgını nedeniyle, 09/10/2016 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan YEKA Yönetmeliğinin 5 inci maddesinin üçüncü fıkrasında yer alan “YEKA Amaçlı Bağlantı Kapasite Tahsis Yöntemi” ve “Yerli Malı Kullanımına Yönelik Tahsis (YMKT) Yöntemi” kapsamında 74 adet ihale yapılması planlanmaktadır. İhalelerle, belirlenen bağlantı bölgelerinde 10 MWeq, 15 MWeq veya 20 MWeq'lık küçük ölçekli santraller ile toplam 1000 MW güneş enerjisi santrali kapasitesine ulaşılması hedeflenmektedir. YEKA GES-3 ihalelerinin isimleri ve bağlantı kapasiteleri bakanlık sayfasında duyurulmaktadır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019).

Türkiye coğrafi konumu ve güneşlenme süreleri çatı ve cephe tipi güneş enerjisi sistemleri için son derece uygundur. Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) verilerine göre Türkiye'de 9,1 milyon bina var ve bu miktarın yaklaşık %87'sini konut binaları oluşturmaktadır. Türkiye'nin yapı stoğuna her yıl 100.000'den fazla yeni bina eklenmektedir. Önümüzdeki 10 yıl içerisinde bu binaların çatı ve cephelerine 2000–4000 MW seviyesinde PV sistemlerin kurulması planlanmaktadır. 16 Ekim 2020 itibarıyla ETKB'ye yapılan çatı uygulamalarını göstermektedir.

İKİNCİ BÖLÜM

KÂR KAYBI SİGORTALARI

2.1. TEORİK ÇERÇEVE

2.1.1. Tarihsel ve Pratik Yönleri

Kârı sigortalamanın fizibilitesi, uzun süredir “beklenen faydalar” kalemini kapsayan deniz kargo poliçeleri ile kanıtlanmıştır. Tarihsel bağlamda incelendiğinde daha sonra 19. yüzyılın başından itibaren Britanya Adaları'nda sabit masraflar artı net kar için bir yangın sigortası tasarlamak için ara sıra girişimlerde bulunuldu. Makine Kırılmasından kaynaklanan dolaylı zararları art arda sigortalama uygulaması iki dünya savaşı arasında başladı, ancak ALOP'u sigortalama formülleri çok sonra teste tabi tutuldu. 1964'ten önce ALOP sigortası, makine hareketleri için zaman kaybı riskini kapsayan bir avuç poliçe dışında, Britanya pazarında bile bilinmeyen bir varlıktı (Pazar, 1991). Özellikle makineleşmeyle birlikte anılan bir kavram olan kâr kaybı sigortaları hasarın meydana geldiği andan itibaren ortaya çıkan ve birçok farklı hesaplamalara ve kriterlere bağlı olan bir kavram olarak geliştirmiştir.

Kavram gelişmesiyle beraber Kâr kaybı sigortası, daha yaygın olarak iş kesintisi (BI) sigortası olarak bilinir ve basit bir ifadeyle, ciddi bir olay (örneğin iş yerinizi etkileyen ciddi bir yangın veya sel) durumunda işletmenizin ticari konumunu korumaya yardımcı olmak için tasarlanmıştır. Ticaretin genel akışının bozulduğu dönemlerde geçerliliği olan bir kavram olarak gelişmiştir. Genel olarak iş yeri teminatı gibi işletmelerin mevcut sigortalarına ekleyecekleri bir poliçedir. Bunun nedeni, mülk sigortası, sigortalı bir olaydan sonra binaları ve diğer varlıkları eski haline getirme maliyetine yardımcı olurken, bu eski haline getirme süreci devam ederken kaybedilen geliri veya karı yerine koymak için devreye girmeyecek ve bu oldukça zaman alabilir. İşte burada iş kesintisi sigortası devreye giriyor. Sigortalı bir olay sonrasında işletmenin ticaret yapamayacak durumda olsa bile gelirini korumayı ve işletmenin olay öncesi performansına geri dönmesine yardımcı olmayı amaçlamaktadır. Bunu yapmak için doğru BI sigortası şunları kapsayabilir:

Brüt gelir ve kâr kaybı: Ticaret yapamayacak durumdayken gelir kaybına yardımcı olur. Devam eden kira, çalışan maaşları ve diğer genel giderleri de ödeyebilir. Artan çalışma maliyeti: BI sigortası, işinizin devam etmesi için alternatif tesisler kiralama veya geçici personel ve ekipman kiralama ihtiyacı gibi karşı karşıya kalabileceğiniz ek harcamalara yardımcı olabilir. İyileşme süreleri: İş kesintisi sigortasının önemli bir yönü, sağladığı teminatın uzunluğudur. Olay öncesi ticaret düzeyine geri dönmenin ne kadar sürebileceğini dikkatli bir şekilde düşünmek ve BI güvencenizin aylar yerine yıllar sürebilecek bir süre boyunca sizi desteklemek için orada olmasını sağlamak önemlidir (Kahler C. M., 1932).

2.1.2. İş Kesintisi Sigortaları

Pratik yönleri bağlamında kâr kaybı sigortalarından iş kesintisi sigortasının önemli bir hususu da CAT modellemesidir. Maddi hasarın afet (CAT) modellemesi iyi gelişmiş olsa da, iş kesintisi modellemesi (BI) çok geride kalıyor. Bunun bir nedeni, mülk hasarını BI'ye çeviren CAT modellerindeki işlevsel ilişkilerin kaba doğasıdır. Bir diğeri ise iş zekâsı kayıplarını tahmin etmenin daha karmaşık olmasıdır, çünkü iş işlevini sürdürmek ve daha hızlı bir şekilde toparlanmak için kalan kaynakları daha verimli kullanarak kayıpları azaltan dayanıklılık taktikleriyle ilgili olarak kurtarma sırasında kamu ve özel sektör kararlarına büyük ölçüde bağlıdır. Bu makale, BI sigorta ihtiyaçları için tehlike kaybı tahminini iyileştirmek için bir çerçeve önermektedir. Bir şirket içindeki bireysel tesisler düzeyinde analize izin veren iyileştirilmiş veri toplama, tesisleri envanterlere erişim, operasyonların yerini değiştirme ve onarımı hızlandırma gibi bireysel dayanıklılık biçimlerinin etkinliği ile eşleştirmeyi iyileştirebilir ve bu nedenle tahmin doğruluğunu artırabilir (Rose & Huyck, 2016).

Özellikle kâr kaybı sigortalarında iş kesintisi sigortası (Business interruption) temel alınarak incelendiğinde bu hususta yangınların çok önemli olduğunu ifade etmek gerekir. Yangın sigortaları her ne kadar başlı başına önemli olsa da yangından kaynaklı makine hasarları ve yangın ve onarım sürecinde işin sekteye uğramasına ilişkin bir sigortanın varlığı da önemli olacaktır bu bağlamda değerlendirildiğinde şunlar söylenebilir; Yangın, iş kesintilerinin en sık nedenidir. Zarar gören bir firma iş kesintilerine karşı sigortalırsa, sigortacılar satışlardaki kayıpları, üretimin kesintiye uğraması nedeniyle kaçınılan maliyetler çıkarılarak karşılar. İki gerçek, iş kesintisi analizini motive eder. İlk olarak,

mikro ekonomik düzeyde, bir iş kesintisi iddiasının değeri, nadiren yangından kaynaklanan fiziksel zararların boyutunun basit bir oranıdır. İş kesintisi hasarlarının değeri genellikle yangın hasarlarına kıyasla önemsizdir. Bu, en azından kısmen, neden bu kadar çok firmanın iş kesintisine karşı sigortalı olmadığını açıklıyor; 1992'de, yangın hasarlarına karşı sigortalı olan Fransız şirketlerinin sadece yüzde 36'sı iş kesintisine karşı da sigortalıydı (Assemblée Plénière des Sociétés d'Assurances Dommages, 1994). Ancak bazen iş kesintisi hasarlarının değeri, yanan ürünlerin, makinelerin, mobilyaların veya binaların değerinden çok daha fazla olabilir (Zajdenweber, 1996).

2.1.3. COVID-19 Pandemisinde İş Kesintisi Sigortaları

İş kesintisi sigortaları COVID-19 pandemisi sürecinde de çok gündeme gelmiş bir konudur. Bu sürecin bir mücbir sebep olarak değerlendirilip değerlendirilemeyeceği, bu hususta birçok sektörün özellikle de üretim içerisindeki sektörlerin iş kesintisine uğraması sigortacılık konusunda birçok tartışmayı beraberinde getirdi. COVID-19 sağlık krizini hafifletmek için hükümetin Amerika'daki işletmeleri kapatma emrinin mali sonuçları çok büyük. Tahminler, küçük işletmelerin ayda 255 ila 431 milyar dolar kaybettiğini ve 44 milyondan fazla işçinin işten çıkarıldığını göstermektedir. İşletmeler, iş kesintisi poliçeleri kapsamında sigortacılarından iş kesintisi zararlarının tazminini talep ettiğinde, sigortacıları bu iddiaları reddetmiştir. Sigorta sektörü ayrıca iş kesintisi poliçelerinin pandemik kayıpları karşılamadığını, bu nedenle COVID-19 iddialarıyla "diş ve tırnak" ile mücadele etmeyi planladıklarını da duyurdu. Ülke genelinde sigorta şirketlerine karşı düzinelerce toplu dava da dahil olmak üzere 450'den fazla dava açıldı. Birkaç eyaletteki yasa koyucular, sigorta şirketlerinin, iddiaların poliçelerin ifadeleri kapsamında olup olmadığına bakılmaksızın, iş kesintisi tazminatlarını ödemelerini gerektirecek yasalar önerilmiştir. Bir hükümet kurtarma paketinin yokluğunda, bu destansı sigorta savaşının kaybedenleri ya sigortacılar ya da onların sigortalılarının işletmeleri muhtemelen iflasla karşı karşıya kalması beklenmektedir. Bu, COVID-19 iş kesintisi kayıplarını kapsayan iş kesintisi politikalarının lehindeki ve aleyhindeki argümanları tartışan ilk bilimsel Denemedir. Bunu yaparken, mevcut içtihat bağlamında geçerli poliçe dilinin anlamı ve iş kesintisi sigortasının amacı ile ilgili mücadelenin ön cephesindeki en güçlü argümanları ortaya koymaktadır. Ayrıca, sigorta sektörünün, pandemik kayıpların sigorta edilemez olduğu için iş kesintisi poliçelerinin kapsamına girmediği iddiasını da ele almaktadır. Son

olarak, her iki tarafı da destekleyen rekabet halindeki kamu politikalarını tartışmıştır (French, 2020).

Kâr kaybı sigortaları ciro hasardan önceki seviyeye benzer bir seviyeye gelene kadar, hasar nedeniyle oluşan fiziki zararın ardından bir işletmenin uğradığı zararları karşılamayı amaçlamaktadır (Fry, 2014). Zarar anında hasar için sigorta zorunluluğu mevcuttur, bu hususta sigortanın yaptırılmış olması kâr kaybı açısından önemlidir. Teminat, fiziksel hasarın ardından üretimin kesintiye uğraması beklenen süre boyunca sigortalının brüt kârını ve artan çalışma maliyetini temsil eden azami sigorta tutarı ve işi normal faaliyetlerine ve karlılığa döndürmek için öngörülen süreyi temsil eden azami tazminat süresi içindir. Hemen hemen her tür sigorta, işin şu ya da bu şekilde kesintiye uğramasından kaynaklanan kayıplara karşı korunmak için kullanılabilir. Bu anlamda iş kesintisi sigortasının alanı pratik olarak sınırsızdır. Taahhüt özellikleri bakımından birbiriyle ilgisi olmayan birçok sigorta biçimini içerir; örneğin hayat sigortası ve elektrik akımı kesintisi sigortası. Aynı sınıf içinde gruplandırılmasının yegâne nedeni, kullanılabilme amaçlarıdır. Bir işletmenin başlıca gelir kaynaklarından biri, sahip olduğu veya kullanma hakkına sahip olduğu mülktür. Yangın veya diğer sigorta edilebilir tehlikelerin bu tür mülklere zarar vermesi veya tahrip etmesi durumunda gelir kaybına uğrama riski, bir işletmenin karşı karşıya olduğu en önemli kesinti risklerinden biridir. Bu riski özel olarak karşılamak için geliştirilmiş çeşitli sigorta türleri vardır. Bu şekiller, maldan elde edilen gelir veya kazancın niteliğine göre farklılık göstermekle birlikte, amaç ve ilke bakımından birbirleriyle ilişkilidir. "İş kesintisi sigortası" terimi, burada toplu olarak bu sigorta teminatları grubuna atıfta bulunmak için kullanılacaktır. Grup şunları içerir: (1) kira sigortası, (2) özel mülk sigortası, (3) kullanım ve işgal sigortası ve (4) kar ve komisyon sigortası (Kahler C. M., 1932). Bu sigorta çeşitleri bağlamında kâr kaybı sigortaları düşünüldüğünde özellikle afetler gibi mücbir sebeplerde çalışılmayan süre için çeşitli belirlemeler yapmak gerekmektedir. Konu bağlamı genel olarak düşünüldüğünde özellikle üretimin yoğun olduğu sektörlerde veya makine hasarlarının yaygın olduğu otodışı hasar sektöründe yapılan sigortalarda kâr kaybı bilhassa da iş kesintisi tazminatlarını içeren sigortaların ve teminatların gündeme gelmesi gerekmektedir. Özellikle COVID-19 pandemisinde yaşananların etkileri hala tedarik zincirinde etkilerini devam ettirmektedir. Özellikle çip krizi ile başlayan süreçte araç piyasasının dünya çapında etkilenmesi bu konudaki sigorta gereğini ortaya koymaktadır. Fakat bu tür global etkileri olan risklerde

sigorta şirketlerinin de finansal olarak ayakta kalabilmesi için farklı teminat sistemlerinin uygulanması ve kamu desteklerinin mevcut olması gerekmektedir. COVID-19'dan önce, iş kesintisi, benzer ortaklaştırma mekanizmalarıyla kapsanması gereken belirli kayıp değerlendirme ilkeleriyle yalnızca mülk hasarının neden olduğu dolaylı bir kayıp olarak görülmüştür. Son dönemde siber riskin ortaya çıkması, iş kesintisi riskinin ortaklaşmasının ekonominin tamamını etkileyen ortak faktörlerle baltalanabileceğini düşündürmektedir. COVID-19, bu yönde atılmış bir başka adımdır, ancak çok daha büyük bir boyuta sahiptir.

Basit bir ifadeyle, dünya çapında bir salgın, sigortalıların kayıpları arasındaki yüksek korelasyon ile karakterize edildiğinden ve bazen yalnızca hükümet müdahalesinin pandemi sigortasını mümkün kılabileceği iddia edildiğinden, standart ortaklaştırma mekanizmaları tarafından karşılanamayan bir sigorta riskidir. Bu görüş Hartwig ve diğerleri tarafından desteklenmektedir. "Pandemilerden kaynaklanan iş sürekliliği kayıpları ... konumdan bağımsız olarak ve neredeyse aynı anda tüm sigortalıları etkileme potansiyeline sahiptir ve kayıplar aylar hatta yıllar boyunca devam eder. Çoğunluğun (birkaç kişinin değil) kayıplarının birikmesi, esas olarak tüm poliçe sahipleri etkilendiğinden ve sigortacının yasaklayıcı derecede büyük miktarlarda sermaye tutmasını gerektirdiğinden, bu kayıpların bir araya toplanmasını ve yeniden dağıtılmasını engellemektedir. Pandemi riski bu nedenle poliçe sahipleri arasında kolaylıkla yayılamaz, paylaşamaz veya çeşitlendirilemez." Bu sermaye gereksinimi, yazarları, "hükümetin zaman içinde benzersiz vergilendirme, borçlanma ve risk havuzu oluşturma yeteneği nedeniyle, özel sigorta piyasası başarısızlığını çözmek için hükümetin katılımının gerekli olduğu" sonucuna varmasına yol açmaktadır.

Genellikle karşılıklılaştırma ve büyük harf kullanımı birbirinden açıkça ayrı alanlarla ilgili olduğu düşünülür: P&C hatları ve sağlık sigortası ortaklaşmaya dayanırken, hayat sigortasının birikim aşaması büyük harf kullanımı yoluyla çalışır. Kurumsal pandemi sigortası söz konusu olduğunda sorunlar daha karmaşıktır, çünkü iş kesintisi kapsamı P&C sigortacılarının önemli bir iş koludur, ancak bir pandemi durumunda ortaklaştırılmaz. Kapitalizasyon mekanizmalarının bir pandemi durumunda hükümet müdahalesi olmadan nasıl iş kesintisi kapsamı sağlayabileceğini analiz ederek bu yolun keşfedilmesi gerekmektedir.

İlk bakışta, kapitalizasyon kanalından geçmek, pandemi riskinin sistemik doğasıyla çelişiyor. Pandemi durumunda büyük bir makroekonomik gerileme yaşama perspektifi, iş kesintisinden etkilenen firmaların yararına risk paylaşım mekanizmalarının oluşturulmasını zorlaştırıyor. Bununla birlikte, ciddi kurumsal kayıplara neden olan iyi tanımlanmış bir olay (esas olarak hareket kısıtlamaları ve normal iş faaliyetlerini yürütme yeteneği) ile bir makroekonomik kriz arasındaki bu birliktelik, pandeminin ekonomi genelindeki eşitsiz etkilerini göz ardı eden çok dar bir görüş. Pandemiler, seyahat ve çalışma kısıtlamalarının faaliyetlerine olan etkisine göre ekonominin sektörlerini az ya da çok etkilerken, bazıları durumdan faydalanabilir. Turizm ve restoranlar, ulaşım ve dağıtım, üretim ve el sanatları, eğlence, perakende ve lüks endüstriler ve uluslararası bir tedarik zincirine dayanan tüm endüstriler COVID-19 tarafından en ağır şekilde cezalandırılırken, ilaç ve biyoteknoloji endüstrileri, çevrimiçi BtoB ve BtoC platformlar ve ileri teknoloji endüstrileri, ya sağlık hizmetlerine olan talepteki artıştan ya da tüketim kalıplarındaki değişikliklerden ya da firmaların faaliyetlerini dijitalleştirme eğiliminden faydalandı. COVID-19 salgınının sektörler genelindeki bu eşitsiz etkileri, sektöre özgü ekonomik aksamalar ile finansal krizin tetiklediği varlık yönetimi stratejileri arasındaki etkileşimlerden kaynaklanan zıt hisse senedi fiyatları hareketleri ile borsa performansına yansdı. Bu bağlamda hisse senetleri analizleri yapıldığında devlet teşviklerinin ve regülasyonlarının bu hususta nihai çözümler olacağını ortaya koymuştur (Louaas & Picard, 2023).

2.1.4. Sözleşme Biçimleri

Satış sonrası servis, ilgili yüksek operasyonel riskler (örneğin, makine arızaları) nedeniyle görev açısından kritik ekipman için stratejik olarak önemlidir. Bu zorluğun üstesinden gelmek için, bu tür ekipmanın operatörleri genellikle operasyonel riskleri azaltmak için iş kesintisi (BI) sigortası satın alır. Bu yazıda, sigorta seçeneği olan bir satış sonrası hizmet sözleşmesi problemini incelemek için bir asil-temsilci modeli geliştiriyoruz. Geçerli olan iki sözleşme biçimi göz önünde bulundurulur: kaynağa dayalı sözleşme (RBC) ve performansa dayalı sözleşme (PBC). İlk olarak, sigorta varlığında, bir RBC'nin doğasında bulunan çarpık teşvikler nedeniyle sistem performansı açısından bir PBC'nin bir RBC'den daha iyi performans gösterdiğini gösteriyoruz. Daha da önemlisi, sonuçlarımız sigortanın iki sözleşme mekanizması altında bir hizmet

tedarikçisini teşvik etmede zıt roller oynadığını gösteriyor. Bir RBC kapsamında sigorta, hizmet tedarikçisinin efor sağlamasını iyileştirir ve dolayısıyla sigorta, hizmetin teşviklerini daha iyi hizalayan bir risk paylaşım mekanizması sağladığından operatöre fayda sağlamaktadır (Qin, Lusheng , & Zhong-Zhong, 2020)



ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

RES, GES, HES VE JES'LERDE MEYDANA GELEBİLECEK HASARLAR, SANTRALLERE VERİLEN SİGORTA TEMİNATLARI VE İŞLETMELERDE MEYDANA GELEN FİZİKİ HASARA BAĞLI KAR KAYIPLARI

3.1 ENERJİ SANTRALLERİNDE MEYDANA GELEBİLECEK HASARLAR

3.1.1 Rüzgâr Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi

Rüzgâr enerji santralleri işletmesinde risk ve hasar konuları santralde çalışan mekanik parçalar ve santrallere etki eden dış etmenler çerçevesinde değişkenlik göstermektedir. Aşağıda Rüzgâr enerji santrallerinde meydana gelebilecek hasar türleri incelenmektedir.

3.1.1.1. Shaft Hasarları

RES sahasında sıkça görülen bir hasar çeşididir. Shaftlarda meydana gelen hasarlar genel olarak türbinlerin dişli kutularına da hasar vermektedir. Bu tip hasarlar türbinin teknik servis tarafından sökülüp incelenmesi sonucunda tespit edilebilmekle beraber, türbin sökülmeden çıplak gözle tespiti zordur. Hasar tespiti için yapılan çalışmaya endoscope denmektedir.

Bu tip hasarlarda yapılan borescope incelemesi sonucunda ana rulman ve ana rulman kafesinde kırıklar tespit edilmektedir. Ana yatakta yapılan inceleme sonucunda aktarma organlarında yüksek gürültü ve titreşim tespit edilmektedir. Hasarın onarımı için ana shaftın onarımı mümkün ise onarım yapılmaktadır, eğer onarım mümkün değil ise ana shaft tamamen değiştirilmektedir.

Shaft hasarları için Türkiye sınırlarında onarımı yapacak teknik servis bulmak zordur. Genel olarak bu tip hasarların onarımı satıcı firma olan VESTAS tarafından yapılmaktadır. Yedek parçalar yurtdışından tedarik edildiği için parça ulaşana kadar kâr kaybı oluşması mümkündür.



Kaynak: EAY Avrasya Uluslararası Sigorta Eksperliği LTD. ŞTİ. s.7

Şekil 3.1. Rüzgâr Enerji Santralinde Hasarlı Şaft

3.1.1.2. Kanat Yatağı Hasarları

Bu tip hasarlar türbinin kanat yatağından gelen uyarı sinyali sonucu tespit edilmektedir. Hasarın meydana geliş sebebi genel olarak bölgede etkili olan Rüzgârın ani olarak yön ve hız değişmesidir. Hasarın tespiti için türbin sökülerek üretici firma tarafından borescope raporu alınmaktadır.

Hasarın onarımı için arızaya sebebiyet veren parça değiştirilmektedir. Kanat yatağında meydana gelen hasar için başta yeni kanat yatağı olmak üzere destekleyici rulmanların da değişmesi gerekmektedir. Bu parçalar yurtdışından tedarik edildiği için geçen sürede tesiste kâr kaybı oluşması mümkündür.



Kaynak: addvalora Global Loss Adjusters Report s.15

Şekil 3.2. Rüzgâr Enerji Santralinde Hasarlı Kanat Yatağı

Drone ve yüksek çözünürlüklü kamera ile yapılan hasar tespit çalışmalarında başta fırtına ve yıldırım kaynaklı olmakla birlikte türbin yağından kaynaklı kirlilik, aşınma ve mekanik darbe hasarları tespit edilebilmektedir.

Yukarıda bahsi geçen VESTAS firması gibi SIEMENS firması da türbin üretimi ve teknik bakımı adına yetkilidir. Bu tip hasarlarda, hasarın büyüklüğü 6 kategoride incelenmektedir.

- 1) Türbin faal durumdadır. Müdahale veya onarıma gerek bulunmamaktadır.
- 2) Kritik hasar değildir. Türbin faal durumdadır. Müdahale veya onarıma gerek bulunmamaktadır.
- 3) Kritik hasar değildir. Türbin faal durumdadır. Müdahale veya onarıma gerek bulunmamaktadır.
- 4) Kritik hasar değildir. Türbin faal durumdadır. Müdahale veya onarıma gerek bulunmamaktadır. Bir sonraki yıllık periyodik kontrolde, kanadın izlenmesi yeterlidir.
- 5) Kanadın üzerindeki diğer faaliyetler göz önünde bulundurularak makul bir süre içinde kanattaki hasar onarılmalıdır. Kesin zamanlama, hasar bulgularının mühendislik ekibinin değerlendirmesine bağlıdır.
- 6) Mümkün olan en kısa sürede onarılması gereken kritik bir hasardır. Hasar durumuna bağlı olarak, onarım tamamlanana kadar kanadın kontrol edilmesi veya türbinin devre dışı bırakılması gerekebilir. Onarımın zamanlaması ve türbinin devre dışı bırakılmasının kararı, hasar bulgularının mühendislik ekibinin değerlendirmesine bağlıdır.



Kaynak: Libra Global Ekspertiz s.7

Şekil 3.4. Rüzgâr Enerji Santralinde Türbin Hasarlarını Tespit Eden Dron Uçuşu

3.1.1.5. Main Bearing Hasarı

Bu tür hasarların türbin sisteminin vibrasyon uyarısı vermesi sonucunda tespit edilmektedir. Hasarın asıl sebebi türbinde bulunan main bearing – rulmanının hasarlanması ve rulmanın bilya ve kafesinden parçaların hasarlanmasıdır.

Hasarın onarımı için türbinin devre dışı bırakılması ve main bearing rulmanının ya değişmesi ya da onarılması gerekmektedir.

Hasarlanan parçalar tedarik edilene kadar geçen sürede tesiste kâr kaybı oluşması muhtemeldir.



Kaynak: Libra Global Ekspertiz s.9

Şekil 3.5. Rüzgâr Enerji Santralinde Ezilmiş Rulman Bilyeleri

3.1.1.6. Jeneratör Hasarı

Bu tip hasarların ana sebebi generator taşıyıcında, ana şaft üzerinde ve NDE rulmanının arızalanmasıdır. Hasar tespit çalışması için jeneratör kapaklarının sökülerek jeneratörün ana şaftının kontrol edilmesi gerekmektedir. Hasarın onarımı için ilk olarak yeni flanş imalatı yapılp hasarlı flanş yenisi ile değiştirilmelidir. Bu değişim onarıma yetmez ve sistemde şaftını salgılı çalışması devam ederse ve titreşim sorunu geçmezse, jeneratör çalışmadığı için, hasarlı jeneratörün yenisi ile değiştirilmesi gerekmektedir.



Şekil 1. Gres Ünitesi Demontajı



Şekil 2. Sinyal&Koruma Kab. Demontajı

Kaynak: Tareks Tartıcı Sigorta Ekspertlik Hizmetleri LTD. ŞTİ. s.9

Şekil 3.6. Rüzgâr Enerji Santralinde Hasarlı Jeneratör

3.1.2. Güneş Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi

3.1.2.1. Kablo Hırsızlığı

Güneş enerji santrallerinde sistemleri birbirine bağlayan kablolar maddi açıdan yüksek tutarlı varlıklar olduğu için, bu tür tesislerde hırsızlık hadiselerine sıkça rastlanmaktadır. Tesiste yer alan inverterleri birbirine bağlayan kablolar bağlantı noktalarından kesilmek suretiyle çalınmaktadır. Kesilen kablolarla inverterlerin çalışmasını durdurmaktadır.

Bu tür hasarlarda kabloların tedarik edilerek yerine takılması çok uzun zaman almadığı için yüksek tutarları kar kayıplarından söz edilmez. Bu tür hasarlar maddi kayıplara yol açmaktadır.

Hırsızlık hadisesinin sigorta şirketi tarafından kabul edilebilmesi ve sigortalının zararının karşılanması için yerine getirilmesi gereken yükümlülükler vardır.

- 1) 7/24 bekçi ve kapı sisteminin bulunması,

- 2) Saha güvenlik kamera sisteminin mevcut olması,
- 3) Saha aydınlatma tertibatının yeterli olması,
- 4) Tesisin en az 1,5 metre demir tel ile çevrenmesi başlıca ön şartlardır.



Kesilmek sureti ile çalınmış kablo grubu

Montajı yapılmış yeni kablolama

Kaynak: GEA Sigorta Ekspertiz Hizmetleri LTD. ŞTİ. s.3

Şekil 3.7. Güneş Enerji Santralinde Meydana Gelmiş Kablo Hırsızlığı

3.1.2.2. Deprem

Bu tip hasarlar çok rastlanılan hasarlar değildir. Ancak ülkemizde meydana gelen Kahramanmaraş depremi sonucunda deprem hadisesinin tesise verdiği zararlar da daha net görülmüştür. Deprem sonucunda başlıca meydana gelen hasarlar;

- 1) Panel ve konstrüksiyonlar tamamen hasarlanabilir,
- 2) Kablo tesisatları hasarlanabilir,
- 3) Bina hasarı sonucunda invertörlerin beslendiği paneller hasarlanabilir,
- 4) İnverterlerin üzerinde mikro/makro çatlaklar ve kırıklar olabilir,

Özellikle panellerin yer aldığı bina üstü çatılar bina hasarı sebebiyle zarar göreceğinden, panellerin daha güvenilir alanlara taşınması ya da arızalı panellerin yenileri ile değişmesi için geçen sürede tesisin uğrayacağı kar kayıpları yüksek tutarlara ulaşabilmektedir.



Kaynak: Alesta Crawford Independent Associate s.10

Şekil 3.8. Güneş Enerji Santralinde Deprem Sonucu Oluşan Yıkım 1



Kaynak: Alesta Crawford Independent Associate s.7

Şekil 3.9. Güneş Enerji Santralinde Deprem Sonucu Oluşan Yıkım 2

3.1.2.3. Enerji Kesintisi

Güneş enerji santralleri yoğun enerji ile çalıştıkları için ani ve sık enerji kesintileri sistemde voltaj dalgalanması ve benzeri elektrik hasarlarına sebebiyet vermektedir. Enerji kesintileri OTOB hücreesindeki otoprodüktör kesicide hasara sebebiyet vermektedir. Bu durum tekrar kapama (devreyi tamamlama) işleminin yapılmaması ve bu arıza sebebi ile otoprodüktör kesicinin işlevsiz kalması ile sonuçlanmaktadır.

Hasar sonucunda hücre içerisinde bulunan akım ve gerilim trafolarının da zarar görmesi ile sonuçlanmaktadır. İlgili parçaların onarımı yaygın bir uygulama olmadığı için parçaların değişmesi gerekmektedir. Değişen parçaların sipariş edilmesi, nakliyat süreci

ve ulaştıktan sonra montaj işlemleri uzun sürdüğü için kar kayıplarının olması kaçınılmazdır.



Kaynak: Ekspertizmir Sigorta Ekspertizlik Hizmetleri LTD. ŞTİ.

Şekil 3.10. Güneş Enerji Santralinde Otoprodüktör Kesici Hasarı

3.1.2.4. Kara/Hava Taşıtları Çarpması

Güneş enerji santralleri yapısı gereği ya binaların çatılarına monte edilmektedir ya da toprak üstüne tarla biçiminde monte edilmektedir. Hem hava hem kara taşıtları çarpması çok yoğun olmasa da rastlanan hasar tipleridir. Toprağa monte edilmiş tarla GES'ler yol kenarlarında yer aldığı için kara taşıtlarının panellere girmesi sık olmasa da görülen bir durumdur. Hava taşıtlarının çarpması ise çatı GES'lerde görülmektedir. Eskiden yaygın olmasa da günümüzde dronelar sıklıkla kullanılmaktadır. Droneların panellere çarpması ise fiziki hasara ve ona bağlı kâr kaybına sebep olmaktadır.

3.1.2.5. Yıldırım/Fırtına/Dahili Su Hasarları

Güneş enerji santralleri yapısı gereği açıkta kalan muhteviyat olarak değerlendirilmektedir. Açıkta yerleşik olarak bulunması sebebiyle de doğa olaylarından

etkilenmesi muhtemeldir. Hem açık arazide hem bina çatılarında yer aldığı için paratoner olmaması durumunda paneller yıldırımdan etkilenmektedir. Yağmurlu havalarda da bina su sistemi ve çevreden gelebilecek sel olayları panellerin elektrik aksamalarına ciddi zararlar vererek sistemin çalışmasını durdurmaktadır. Fırtına olayı ise bofor şiddetine bağlı olarak panelleri yerinden sökebilmektedir.

Bu tür doğa olayları komple sistem elemanlarını yerinden edebileceği gibi elektrik devresine verdiği kısa devre, voltaj dalgalanması ve enerji kesintisi gibi dolaylı sebeplerden sistemin çalışmasını sekteye uğratabilir.

Bu tür hasarlar doğa olayının etkisi geçene kadar sistemin çalışmasını engelleyeceği için kâr kaybına rastlamak olasıdır.



Kaynak: GEA Sigorta Ekspertiz Hizmetleri LTD. ŞTİ.

Şekil 3.11. Güneş Enerji Santralinde Sel Sonrası Görüntü

3.1.2.6. Kar Ağırlığı

Daha çok kış mevsiminde meydana gelen bir hasar tipidir. GES’ler kurulma aşamasında dayanıklılık testlerine tabidir. Yoğun kar yağışı altında panelleri taşıyan demir

ayakların şartlara uymaması hasara sebep olmaktadır. Demirlerde meydana gelen hasar panellerde de kırık/çatlak/eğrilme gibi zararlara yol açmaktadır.

Buna ek olarak karın erimesi ve sonrasında oluşan kar suyu GES'in bulunduğu toprakta erozyona da sebep olmaktadır. Yağan karın hızla erimesi nedeniyle, çelik konstrüksiyonun temellerini oluşturan çelik çakma kazıkların etrafındaki toprakta oluşan erozyon sebebiyle stabilitede zafiyet oluşabilmektedir.



Kaynak: ABEL Sigorta Ekspertizlik Hizmetleri LTD. ŞTİ.

Şekil 3.12. Güneş Enerji Santralinde Kar Ağırlığı Hasarı

3.1.3. Hidroelektrik Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi

3.1.3.1. Cebri Boru (Penstock) Hasarları

Bu tip hasarlar barajın beton gövdesi içine gömülmesi veya barajın dışı bakan beton yüzeyi üzerine ankrajlanmış olmasından kaynaklı olduğu için pek rastlanmamaktadır.

Regülatör tipi HES’lerde penstock’un eğimli araziler üzerine inşa edilmesi ve penstock’un boyunun bazen 900 metre uzunluğa kadar ulaşması sebebiyle, içindeki su ile birlikte ağırlığının ankraj somunlarını koparması veya bol yağmurlu bölgelerde sık sık ortaya heyelan nedeniyle ankraj betonlarının araziden ayrılması nedeniyle penstock hasarları meydana gelebilmektedir.

Bazı ekstrem durumlarda cebri borudaki binlerce ton suyun ağırlığı ve heyelanın oluşturduğu kayganlık ile santralin duvarını yıkarak santralin içine doğru kayabilir ve ne varsa zarar verebilir.

Cebri boru hasarlarının sonra ortaya çıkan sel suları santrali doldurarak değerli makine ve ekipmanları su ve çamur içinde bırakarak çok daha fazla hasara yol açmaktadır. Bilgi işlem, iletişim, kontrol ve güvenlik ile ilgili her türlü elektrikli ve elektronik malzeme ve kartlar su ve çamurla buluştuğunda imha edilir ve hurdaya çıkarılır.

3.1.3.2. Baraj Ana Gövde Hasarları

Baraj yapılmadan önce alınan jeolojik raporlarda ciddi hatalar olmadığı sürece bu tip hasarlara rastlamak mümkün değildir. Heyelan, deprem veya baraj gövdesi temelini yeterli derinliğe kadar fore kazıklarla sabitlenmemesi nedeniyle gövde kayabilir veya çatlayabilir ve bu çatlaklardan su çıkabilmektedir. Bu durum su kanalının zamanla genişlemesine sebep olarak duvarlarda ciddi tahribat bırakarak maddi olarak çok büyük hasarlarla karşı karşıya kalılabilmektedir.

Bu tür hasarlar sadece baraj bünyesinde değil barajın yer aldığı lokasyonda da ciddi hasarlara sebep olabilir. Barajdan taşan sular önce barajı sonra da çevredeki sosyal yaşamı ciddi manada etkileyebilir.

3.1.3.3. Türbin Hasarları

Türbinler 3000-3600 rpm hızla dönen ve dışarıdan aldığı kinetik enerjiyi şafta vererek sistemin çalışmasını sağlayan önemli bir elemandır. Çalışma süresince şaft ve türbin üst üste gelmesi gereken 2 mekanizmadır. Bu tip santrallerde yer alan bu önemli elemanlar için üretici firma Çin menşeli olup kurulum aşamasında gerekli tedbirler alınmaz ise ulaşması uzun zamanlar alan parçalardır. Bu sebeple meydana gelen hasar santralin duruş süresini artırarak kâr kaybının ciddi manada artmasına sebep olmaktadır.

Türbin hasarlarının büyük çoğunluğu aşağıdaki durumlar neticesinde ortaya çıkmaktadır;

- 1) Aşırı kuvvet ve stres nedeniyle türbinin çeşitli kısımlarında meydana gelen metal yorulması ve bunun etkisi olarak kılcal çatlakların oluşması,
- 2) Aşınma sebepli olarak yatak çaplarının ciddi oranda büyümesi ve bunun sebebi olarak eksenlerde radyal yönde salınımlara yol açması,
- 3) Yataklarda kontrol altında bulunan yağların aşırı eksilmesi sonucunda aşırı ısınma ve metal çaplarında olağanüstü genleşmelerdir.

3.1.3.4. Şaft Hasarları

Şaft, türbin ile jeneratörü birbirine bağlayan ve böylece türbinden gelen kinetik enerjiyi jeneratörün rotoruna ileten çelik çubuktur. Şaftın sağlıklı çalışabilmesi için üzerinde bulunan enerjiyi jeneratöre iletebilmesi gerekmektedir. Eğer bu enerji aktarımı olurken herhangi bir zorluk süreci etkilerse sistemin otomatik olarak çalışması da sekteye uğrayabilir. Bu zorlukların en bilineni ise jeneratörün aldığı güç ile türbinin verdiği güç arasında ciddi farkların olması ve şaftın bunu absorbe etmede yetersiz kalmasıdır.

3.1.3.5. Jeneratör Hasarları

Jeneratör hasarları 2 kategoride ele alınmaktadır. Birincisi mekanik nedenlere bağlı olarak ani hız düşmesi ve yükselmesi sonucu oluşan hasarlar; ikincisi ise elektriksel sebeplerin stator ve rotor sargılarında zamanla izolasyonun zayıflamasına sebep olmasıdır.

3.1.3.6. Güç Trafosu Hasarları

Güç trafosu da diğer elemanlar gibi sistemin düzenli çalışması için önemli rol oynayan bir parçadır. Çalışma prensibi gereği Trafon tankının içi 1-2 tona kadar varan hacimde mineral yağ ile dolu olup; tankın dışına sızması bilinmesi gereken önemli bir husustur. Güç trafo hasarları en yaygın olarak aşağıdaki sebeplerden ortaya çıkmaktadır.

- 1) Trafo yağının eksilmesi ve fark edilmemesi,
- 2) Meydana gelen kısa devrenin sargıların akkor hale gelerek yağı yakması,

- 3) Trafo yağının zamanında değiştirilmemesi,
- 4) Trafo imalatında sargıların sarılma aşaması ve izolasyonun yeterince dikkatli yapılmaması,
- 5) Trafo yağının yönetmeliğe uygun olarak yeterince kaliteli olmaması,
- 6) Trafo enerji kablosunun kopmasıdır.

3.1.3.7. İşletme Hataları

Bu tip santraller işletmeci tarafında kurallara uyularak ve gerekli tedbirler alınarak işletilmelidir, aksi takdirde çeşitli hasarlara yol açmaktadır. İşletme hataları nedeniyle meydana gelecek hasarlar aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- 1) Verilen uygulama emirlerinin hatalı olması,
- 2) Sıcaklık, basınç, gerilim, yakıt akış hızı, makinanın dönme hızı gibi verileri gösteren alarmların zamanında devreye girmemesi,
- 3) Sistem ve kontrol sistemindeki arızalara zamanında reaksiyon gösterilmemesidir.

3.1.4. Jeotermal Enerji Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi

3.1.4.1. ESP Pompa Hasarları

ESP (Electrical submersible pump) sistemleri; petrol ve jeotermal kuyuların içerisine indirilen; yüksek basınç, debi ve sıcaklıklarda çalışabilen, sıcak su ve petrol çıkarmak amaçlı kullanılan ekipmanlardır. Ekipman olarak; elektrikli motor ve pompadan oluşmaktadır.

Bu tür hasarların başlıca gerçekleşme sebebi kuyuda bulunan ESP pompalarının arızaya geçerek stop etmesinden kaynaklanmaktadır. Hasarın tespiti için pompanın kuyudan çıkarılması adına sondaj işlemi uygulanmalıdır. 4 kısımdan oluşan ESP pompasının parçaları 1 adet elektrikli motor, 1 adet pompa ünitesi ve 2 adet protector ünitesi şeklindedir. Bu tip hasarlar ya darbe/deformasyona bağlı ya da motorun yağ kaçırmaları sonucunda meydana gelmektedir.

Bu tür hasarların onarımı asgari 1 ay ve azami 3 ayı bulabilmektedir. Dolayısıyla da tesiste kâr kaybı oluşması mümkündür.



Motordaki yağ kaçak izleri

Kaynak: Libra Global Ekspertiz s.8

Şekil 3.13. Jeotermal Enerji Santralinde Hasarlı ESP Pompa

3.1.4.2. Soğutma Bacası Hasarları

Bu tip hasarlar genelde santrale ait soğutma bacası fanına ait kanatların kopmak suretiyle hasarlanması ve parçalanmış kanat parçalarının ise soğutma bacasına çarparak cpt bacaya zarar vermesi sonucu oluşmaktadır. Kopan hasarlı fan kanat parçalarının CPT (Camelyaf takviyeli plastik cam elyafı ile taşıyıcı bir matriks reçinenin birleştirilmesi ile elde edilen kompozit bir malzeme) baca üzerine saplanmış olması da hasara neden olmaktadır. Hasarı onarmanın tek yolu da kırılan parçaların değişmesidir.



Kaynak: Durukan Ekspertiz s.2

Şekil 3.14. Jeotermal Enerji Santralinde Hasarlı Soğutma Bacası

3.1.4.3. Trafo Patlaması

Jeotermal enerji santralleri toprağın altından yüksek basınçlı sıcak su çıkarılması; su yüzeye ulaştığında basıncın düşürülmesi ve buhara dönüştürülmesi; buharın bir türbine yönlendirilmesi ve türbinin dönmeye başlaması; türbine bağlı bir jeneratörün de mıknatıslanarak elektrik üretmesi ve üretilen elektriğin yükseltici trafolar ile yükseltilerek

ve iletim hatları ile yerleşim birimlerine taşınması prensibine göre çalışmaktadır. Bu sistemde önemli bir yer oynayan trafolar zaman zaman patlayabilmektedir. Bu patlamanın gerçekleşme sebebi ise çevreye düşen yıldırımın etkisiyle trafoda aşırı yüklenme olma ihtimali ve bu yüklenme sonucunda ise yüksek gerilim trafosu üzerinde bulunan gerilim trafosu çekmecelerinin patlama suretiyle hasara uğraması şeklindedir.

Bu tip hasarlar trafonun değişimi ile kolayca onarılabilir.



Kaynak: Durukan Ekspertiz

Şekil 3.15. Jeotermal Enerji Santralinde Hasarlı Trafo Parçaları

3.1.4.4. Muhtelif Elemanların Kırılması Sonucu Kuyuların Tıkanması

Bu tür hasarlar özellikle Capillary Tube adlı parçanın kırılması sonucunda üretim yapan kuyuları tıkanması sonucunda meydana gelmektedir. Maddi olarak gerek kurtarma operasyonu gerekse de onarım süreci göz önünde bulundurulduğunda santrale en çok zarar veren hasar türüdür.

Kuyuya düşen cisim ya da sondaj çalışması sırasında sondaj dizisinin tümü veya bir kısmı kuyuda kalabilmektedir. Bu gibi durumlarda çeşitli özel ekipman ve yöntemlerle kuyudaki takım ve parçalar kurtarılmaktadır. Bu işleme tahlisiye (fishing) denilmektedir. Sondaj çalışmalarında en çok karşılaşılan sorundur. İlerleme sırasında takım dizisinin

dönüşünün aniden durması, sondajda ilerlemeye ara verildiğinde; çalışmaya başlamak için takım dizisinin döndürülmesi, takım dizisinin kuyu dışına doğru yukarı çekilmesi gibi durumlar gözleniyorsa takım dizisinin sıkıştığı anlaşılmaktadır.

Bu tip hasarların kurtarma işlemleri ince işçilik gerektirdiğinden global anlamda alanında uzman firmalardan destek alınmalıdır. Kuyunun bu sorundan kurtulup tekrar işleme alınması oldukça uzun bir süre gerektirir, dolayısıyla da ciddi bir kâr kaybı söz konusudur. Bazı durumlarda kuyunun kurtarılamaz olduğu da gözlenmiş ve kuyu kapatılarak yeni kuyuların açılması ile sorun giderilmektedir. Bu durum da aylar sürmekte ve hem işletmenin kapanan kuyudan elde edeceği gelir yok olmakta hem de yeni kuyu açılıp işleme alınana kadar geçen sürede kaybettiği gelir büyük rakamlara ulaşabilmektedir.



Kaynak: Durukan Ekspertiz s.6

Şekil 3.16. Jeotermal Enerji Santralinde Tıkalı Kuyu Açma Çalışmaları

3.2. ENERJİ SANTRALLERİ SİGORTALARINDA VERİLEN TEMİNATLAR

3.2.1. Rüzgâr Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar

Bu tür tesislere verilen teminatlar sigorta şirketlerinin kendi şablon poliçelerine ek müşteri bazlı olarak genişletilen ve PC poliçe ya da wording diye adlandırılan özel genişletme maddeleri ile daha kapsayıcı hale getirilmektedir. Bu tür poliçeler CMI (Comprehensive Machinery Insurance) yani Geniş Kapsamlı Makine Sigortası Poliçesi olarak bilinmektedir.

Genel olarak bu tür santraller Yangın Sigorta Poliçeleri, Makine Kırılması Sigorta Poliçeleri ve İnşaat/Montaj Sigorta Poliçeleri teminat maddelerine tabi olsalar da bu tesisler CMI ile tek bir poliçe çatısı altında toplanmaktadır. Ek olarak yukarıda belirtilen 3 ayrı poliçe türünün teminatına konu hasarlar sonucunda meydana gelen kar kayıpları da CMI ile teminat altına alınmaktadır.

Bu poliçe ile verilen ana teminatlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Sel Su Baskını
- 2) Dahili Su
- 3) Fırtına
- 4) Yer Kayması
- 5) Duman
- 6) Kar Ağırlığı
- 7) Kara Taşıtları Çarpması
- 8) Hava Taşıtları Çarpması
- 9) Yangın
- 10) Deprem
- 11) Grev/Terör/Halk Hareketi

Rüzgâr enerji santrallerine verilen ek teminatlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Grev, Lokavt, Kargaşalık ve Halk Hareketleri / Terör
 - Sigortacı, grev, lokavt, kargaşalık veya halk hareketleri sonucunda sigortalı mülkün maruz kalabileceği zıya veya hasar için sigortalıyı tazminat edecektir.
- 2) Deprem ve Yanardağ Püskürmesi Teminatı Müşterek Sigorta ve Muafiyet Klozu (Sınai ve Ticari Rizikolar)
 - Deprem ve yanardağ püskürmesi sigortası, sigorta bedelinin en az %20'sinin sigortalı üzerinde kalması ve meydana gelecek hasarlarda sigortalının bu oranla hasara iştirak etmesi kaydıyla sigortalıyla müşterek sigorta şeklinde yapılmıştır. Bina, sabit tesisat ve dekorasyon, emtia, makine, teçhizat, demirbaş ve diğer tesisatlar teminat kapsamındadır.

3) Bozulma nedeni ile iş durması döneminin uzaması

- “Operasyonel iş kesintisi bölümü”, hammadde, ara veya mamul veya operasyon ortamlarının doğrudan bozulmasından kaynaklanan kesinti süresinin uzamasından kaynaklanan ve bu bozulmanın tazmin edilebilir bir kesintiden kaynaklanması kaydıyla sigortalı faiz kaybını kapsayacak şekilde genişletilir.

4) Özel sigorta teminatı: Onarımda Gecikme

- Sigortacı, poliçe üzerinde yazılı kâr kaybı teminatı tazminat limitini ve dört haftalık süreyi aşmamak üzere, sigortalı kıymetlerdeki onarım gecikmelerinde veya kayıp veya hasarlı ithal sigortalı kıymetlerin değiştirilmesinde ihracat veya ithalat kısıtlamaları, gümrük mevzuatı, döviz kısıtlamaları veya herhangi bir hükümet veya kamu otoritesi tarafından zorunlu kılınan kısıtlamalar sonucunda gerçekleşecek her bir kâr kaybını tazmin edecektir.

5) Elektrikle Çalışan Makinelerin Tekrar Sarılması (Örneğin Motorlar, Jeneratörler, Transformatörler)

- Elektrikli makinelerin, elektrik bobinlerinin yeniden sarılmasını ve/veya yeniden kaplama yapılmasını gerektiren kısmi bir zıya veya hasara maruz kalması halinde, yalnızca yeniden sarma ve yeniden kaplama işi ile ilgili olarak tazmin olunabilir tutar, hasar tarihinde tespit edilecek yıllık oranda bir amortisman tabi tutulacak ve amortisman oranı yıllık olarak %5’ten daha düşük ve toplam olarak % 60’tan daha yüksek olmayacaktır.

6) 1000 kW üzeri Elektrikli Motorların ve Jeneratörlerin Genel Bakımı (Turbo Jeneratörlerin Dışında)

- Sigortalı, giderleri kendisine ait olmak kaydıyla motor tamamen açılmış durumdayken iş bu kloz no 1.3’de belirlenen aralıklarla motorların genel bakımını yaptıracak ve sigortacıların giderleri kendilerine ait olmak kaydıyla bu bakım sırasında bir temsilci bulundurabilmeleri için, Sigortalı, bakım programını yeterince önceden Sigortacılara bildirecektir.

- Bakım periyotları ilk operasyonun başlamasından veya ilgili elektrik motorun son bakımından itibaren sigorta teminatının başlangıç tarihine bağlı olmaksızın uygulanacaktır.

7) Sigortalı Makineler Elektronik Aksamı Bakım İşleri Teminatı Özel Şartı

- Bu kloz ile taraflar, bu poliçede ve eklerinde yer alan diğer hükümler aynen geçerli kalmak kaydıyla, sigortalı makinelerin elektronik aksamının bakım işleri giderlerinin teminat harici olduğu kararlaştırmışlardır.

8) Hukuksal Koruma Teminatı

- Sigortacı, sigortalıya poliçede gösterilen taşınmaz ve taşınabilir malın tamamının veya bir bölümünün poliçede gösterilmek kaydı ile kiralayanı, kiracısı veya aynı hak sahibi sıfatlarından biri veya hepsine bağlı olarak doğabilecek uyuşmazlıklar için koruma sağlar. Poliçede yer alan teminatlarla ilgili genel şartlarla öngörülen hallerden doğmak kaydı ile ödenecek giderlerden, avukatlık ve danışma ücretleri, avukatlık ve danışmanlık asgari ücret tarifiesi ile sınırlıdır.

9) Enkaz Kaldırma

- Bu bölüm tahtında tazmin olunabilir bir zıya veya hasara yol açabilecek her türlü durumda, enkaz kaldırma, sigortalı mülkü demonte etmek, sökmek, payanda ile desteklemek ve kaldırmak amacıyla zorunlu olarak yapılacak giderler ve masraflar için, sigortacı sigortalıyı ekli bilgi formunda belirlenen tazminat limitine kadar tazmin edecektir.

10) Plan, Çizim vb. Dökümanlara İka Olunacak Zıyan ve Hasarlar Klozu

- Sözleşme işleri ile ilgili olarak sigortalının hak ediş alabilmesi için gereken ve sigortalı sözleşme işleri ile ilgili olan plan, çizimler vb dökümanların bu poliçede teminat kapsamı altında bir ziyan veya hasara maruz kalması durumunda, bu dökümanların tekrar yazılması ya da çizilmesi masrafları Sigortacı tarafından poliçede belirtilmiş limitler dahilinde karşılanacaktır.

11) Siber Saldırı İstisna Klozu

- İşbu sigorta poliçesinde bilgisayar, bilgisayar sistemleri, yazılım programları, kötü niyetli yazılımlar, bilgisayar virüsü, bilgisayar işlemleri veya benzeri elektronik sistemlerin doğrudan veya dolaylı olarak sebebiyet verdiği veya katkıda bulunduğu veya söz konusu program/sistemlerin zarar verecek şekilde kullanımından kaynaklanan hasar, kayıp, sorumluluk ve harcamalar teminat haricidir.

3.2.2. Güneş Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar

Bu tür tesislerle verilen teminatlar da Rüzgâr enerji santrallerinde olduğu gibi Yangın Sigorta Poliçeleri, Makine Kırılması Sigorta Poliçeleri ve İnşaat/Montaj Sigorta Poliçeleri teminat maddelerine tabi olsalar da CMI genişletmeleri ile ek teminatlara tabidirler.

Bu poliçe ile verilen ana teminatlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Yangın, Makine, Tesisat
- 2) Sel Su Baskını
- 3) Dahili Su
- 4) Fırtına
- 5) Yer Kayması
- 6) Duman
- 7) Kar Ağırlığı
- 8) Kara Taşıtları Çarpması
- 9) Hava Taşıtları Çarpması
- 10) Yangın
- 11) Deprem
- 12) Grev/Terör/Halk Hareketi

Güneş enerji santrallerine CMI ile verilen ek özel şartlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Makine kırılmasına bağlı kâr kaybı teminat altına alınmıştır.
- 2) Yıldırım, dolu, fırtına hasarları teminat altına alınmıştır.

- 3) Hırsızlık teminatı, panellerin ve şalt sahasının asgari 2 metre yükseklikte tel çit ile çevrili olduğu, gece aydınlatması yapıldığı ve 24 saat boyunca özel güvenlik / bekçi denetimi altında tutulduğuna dair sigortalı beyanı ile sağlanmıştır. Belirtilen tedbirlerin bulunmaması halinde hırsızlık hasarları Hırsızlık Sigortası Genel Şartları'nın Sigortalı veya Sigorta Ettirenin Sözleşme Yapıldığı Sırada Beyan Yükümlülüğü maddesi uyarınca teminat harici olacaktır.
- 4) Çatıya monte edilecek paneller için, teminat çatının statik projesinin alınmış ve panel sistemlerinin montajı ile oluşacak yükü taşıyacak dayanımda olduğunun önceden kontrol edilmiş olması kaydıyla geçerlidir.
- 5) Çatıya monte edilecek paneller için, teminat montajın minimum 7 bofor (10 metre yükseklikte hızı saniyede 17,1 metre) şiddetinde Rüzgâra dayanacak şekilde yapılmış olması, çatının da Rüzgâr yüklerine dayanacak evsafa olması kaydıyla geçerlidir.
- 6) Aksi belirtilmedikçe modeli 10 yıldan eski olan makineler teminat haricidir.
- 7) Kullanma talimatlarına uygun olarak çalıştırılmayan; kesintisiz güç kaynağı ve/veya voltaj düzenleyici sistem / regülatör bulunmayan makinelerde meydana gelen elektriksel nedenli hasarlar teminat haricidir.
- 8) Söz konusu cihazların sigorta bedelleri, bu cihazların (var ise nakliye, montaj, gümrük, resim, vergi, harç ve masrafları dahil) yeni ikame bedellerine eşit olacaktır. Aksi takdirde hasar eksik sigorta kurallarına göre ödenecektir.
- 9) Fotovoltaik panel ve/veya güç eviricilerin (inverter) hasar neticesinde değiştirilmesi gerektiği hallerde her bir fotovoltaik panel ve/veya güç eviricinin (inverter) hasar anındaki yeni kıymetinden eskime ve aşınma payı ve kurtarılan değerleri tenzil edilecektir.
- 10) Kırıcı, delici uçlar, matkap, makas, bıçak, testere, çelik veya madeni kalemler veya kesici alet ve edevat, matris ve kalıplar, haddehanelerdeki sıcak hadde valsleri, şablon, modeller, resim ruloları, öğütücü, karıştırıcılar, elek ve kalburlar, halat, zincir, transport bantları ve kayışları gibi değiştirilebilir parçalar ile belirli sürelerde değiştirilmesi veya yenilenmesi mutata olan kömür fırçası ve lamba gibi parçalar (elektriği izolasyon maddeleri ile izolasyon yağları dışında) teminat kapsamı dışındadır.

- 11) Her türlü yazılım/programlar/veri kaybı teminat haricidir.
- 12) Savaş, her türlü savaş olayları, istila, yabancı düşman hareketleri, çarpışma (Savaş ilan edilmiş olsun olmasın), iç savaş, ihtilal, isyan, ayaklanma ve bunların gerektirdiği inzibati ve askeri hareketler nedeniyle meydana gelen bütün zararlar da dahil olmak üzere politik şiddet hasarları teminat haricidir.
- 13) Offshore tesisler ve ulaşım yolu olmayan tesisler teminat haricidir.

3.2.3. Hidroelektrik Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar

Bu tür tesislerle verilen teminatlar da Rüzgâr enerji santrallerinde olduğu gibi Yangın Sigorta Poliçeleri, Makine Kırılması Sigorta Poliçeleri ve İnşaat/Montaj Sigorta Poliçeleri teminat maddelerine tabi olsalar da CMI genişletmeleri ile ek teminatlara tabidirler.

Bu poliçe ile verilen ana teminatlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Yangın, Makine, Tesisat
- 2) Sel Su Baskını
- 3) Dahili Su
- 4) Fırtına
- 5) Yer Kayması
- 6) Duman
- 7) Kar Ağırlığı
- 8) Kara Taşıtları Çarpması
- 9) Hava Taşıtları Çarpması
- 10) Yangın
- 11) Deprem
- 12) Grev/Terör/Halk Hareketi

Hidroelektrik enerji santrallerine CMI ile verilen ek özel şartlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Sigortalı tarafından adres belirtmeksizin ve/veya nakliyat sigortası bitmiş gümrük depolarında bulunan sigortalıya ait muhteviyat, beher adreste olay başı ve yıllık toplam, toplam muhteviyat bedelinin %10 limitine kadar teminata dahildir.

- 2) Riziko adresinde bulunan üçüncü şahıslara ait fakat sigortalının kanun veya sözleşme gereği sigorta ettirmekle yükümlü olduğu sabit kıymet ve emtealar sigorta bedelinin içinde olmak kaydıyla toplam muhteviyat sigorta bedelinin olay başı ve yıllık toplam %10'u limitine kadar teminata dahildir.
- 3) Kıyafet değiştirerek veya selahiyetli olmaksızın sıfat takınılarak yapılan hırsızlıklar (emniyeti suiistimal hasarları teminat haricidir) olay başı ve yıllık toplam 100.000 USD limit ile teminata dahildir.
- 4) Sigortalı ve/veya personelin araç ile çarparak sigortalı kıymetlere verdikleri zararlar olay başı ve yıllık toplam 100.000 USD limit ile teminata dahildir.
- 5) Yıkılmış veya hasarlanmış sigortalı binaların tamirâtı ve/veya yeniden inşası için gerekli mimarlık, mühendislik ve danışmanlık masrafları ve/veya ücretleri bina sigorta bedeli içinde olay başına/yıllık toplam 50.000 USD limit ile teminata dahildir.
- 6) Aksi belirtilmedikçe modeli 15 yıldan eski olan makineler teminat haricidir.
- 7) Politik riskler teminat kapsamı dışındadır.
- 8) Yangın, infilak, dahili su, duman (Grev-Lokavt- Kargaşalık- Halk H., Kötü Niyetli H. ve Terör kaynaklı hasarlar hariç) hasarları yangın mali mesuliyet komşuluk sorumluluğu teminatına dahildir.
- 9) Baraj gövde yapısında meydana gelen oturma ve deplasman neticesinde oluşacak tamir, inşa ve onarım masrafları, olay başı ve yıllık toplam gövde yapısı sigorta bedelinin 10%'u limit ile sınırlı olmak üzere ve 100.000 USD muafiyet ile yer kayması klozu kapsamında teminata dahil edilmiştir.
- 10) Garanti kapsamına giren hasarlar teminat haricidir.
- 11) Her türlü yazılım/programlar teminat haricidir.
- 12) Sigorta teminatı, sigorta konusu makinelerin düzenli kontrol, revizyon ve periyodik bakımının yapılması kaydıyla verilecek olup, söz konusu makinelerin, yeterli teknik bilgi ve beceriye sahip kişilerce kullanılması şartı aranacaktır.
- 13) Kırıcı, delici uçlar, matkap, makas, bıçak, testere, çelik veya madeni kalemler veya kesici alet ve edevat, matris ve kalıplar, haddehanelerdeki sıcak hadde valsleri, şablon, modeller, resim ruloları, öğütücü, karıştırıcılar, elek ve kalburlar, halat, zincir, transport bantları ve kayışları gibi değiştirilebilir

parçalar ile belirli sürelerde değiştirilmesi veya yenilenmesi mutad olan kömür fırçası ve lamba gibi parçalar (elektriki izolasyon maddeleri ile izolasyon yağları dışında) teminat kapsamı dışındadır.

3.2.3. Jeotermal Enerji Santrallerine Verilen Teminatlar

Bu tür tesislere verilen teminatlar da Rüzgâr enerji santrallerinde olduğu gibi Yangın Sigorta Poliçeleri, Makine Kırılması Sigorta Poliçeleri ve İnşaat/Montaj Sigorta Poliçeleri teminat maddelerine tabi olsalar da CMI genişletmeleri ile ek teminatlara tabidirler.

Bu poliçe ile verilen ana teminatlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Yangın, Makine, Tesisat
- 2) Sel Su Baskını
- 3) Dahili Su
- 4) Fırtına
- 5) Yer Kayması
- 6) Duman
- 7) Kar Ağırlığı
- 8) Kara Taşıtları Çarpması
- 9) Hava Taşıtları Çarpması
- 10) Yangın
- 11) Deprem
- 12) Grev/Terör/Halk Hareketi

Jeotermal enerji santrallerine CMI ile verilen ek özel şartlar aşağıdaki gibidir.

- 1) Grev & Ayaklanma & Sivil Kargaşa ve Terör Uzatma (Sigorta Değerinin Toplamına Kadar)
- 2) Hava Taşımacılığı İçin Ekstra Maliyetler
- 3) Yeraltı Makina ve Teçhizatı
- 4) Garanti süresi içinde makine arızasından kaynaklanan İş Kesintisi
- 5) Deprem
- 6) Bozulma nedeniyle kesinti süresinin uzaması
- 7) Artan çalışma maliyeti dışındaki Ek Harcamalar

- 8) Enkazın Kaldırılması
- 9) Yangınla Mücadele Harcamaları
- 10) Geçici Uzaklaştırma
- 11) Hızlandırılmış Giderler
- 12) Mühendislik Danışmanı ve Profesyonel Ücretler
- 13) Planlar, Belgeler ve Bilgisayar Kayıtları
- 14) Kirlilik Temizleme Maliyetleri

3.3. ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI SİGORTALARI HESAPLAMA YÖNTEMLERİ

3.3.1. Rüzgâr Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları

Rüzgâr enerji santrallerinde yapılan Yangın/İşyeri/Makine Kırılması poliçelerinin yanında Kâr kaybı poliçesi yapılması da önem arz etmektedir. Herhangi bir sebeple duruş haline geçen Rüzgâr enerji santralleri onarım tamamlanıp hasar gören parça devreye alınana kadar işletmenin elde edeceği gelire engel olmaktadır.

Rüzgâr enerji santrallerinde kâr kaybı hesabı yapılırken genelde asarlı türbinin durduğu zamanlarda aktif olarak işleyişine devam eden ve üretim sağlayan direkt türbinlerin üretim verilerinden yararlanılarak hesaplanmaktadır.

Öte yandan kâr kaybına maruz kalan tesislerde sigortalı tarafın talepleri ile gerçekte yapılan hesaplamalar farklılık göstermektedir.

Sigortalı taraf aşağıdaki kalemleri baz alarak tazminat talebinde bulunmaktadır.

- Her saat için Rüzgâr hızının hesaplanması
- Power Curve verisine göre; türbinin ilgili Rüzgâra göre üretebileceği enerji miktarının hesaplanması
- Duruş süresi boyunca türbinin ürettiği enerji miktarı, üretebileceği enerji miktarından tenzil edilerek net enerji üretiminin hesaplanması
- Hesaplanan enerji üretim kaybı (MW), o dönemin enerji satış birim fiyatı ile çarpılarak elde edilen ciro kaybının alınması ve brüt kaybın hesaplanması şeklindedir.

Sigortalı talebi bu şekilde olsa da hesaplama için farklı metodolojiler kullanılmaktadır. Bu hesaplamalar yapılırken aşağıda yer alan 2 çeşit veri mevcuttur.

- Santral Verileri; türbin bazlı üretim kayıtlarıdır.
- EPIAŞ Verileri; Tüm türbinlerde, farklı bir ifadeyle santralde yapılan saatlik toplam üretimlerdir. Devlet kontrolündeki EPIAŞ sisteminden alınan kayıtlardır. (hat kayıpları düşülmüş satışa esas net üretim miktarlarıdır.)

Üretim kaybının hesaplanması için santraldeki toplam üretim verileri değil, her türbinin üretim değerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu sebeple ilk olarak her bir türbinin saatlik üretim değerleri dikkate alınmaktadır. Ancak birçok tesiste bu veriler ya tutulmamakta ya da hatalı sonuçlar vermektedir. Bu sebeple tercih edilen yöntem aylık üretim verilerinin kullanılmasıdır.

SCADA olarak bilinen sistemden alınan bu veriler ilk olarak devlet kurumu olan EPIAŞ verileri ile kıyaslanmaktadır. SCADA'dan alınan brüt veriler hat kayıplarını kapsamadığı için EPIAŞ verileri ile farklılıklar ortaya çıkmaktadır. İnceleme yapılırken sadece türbinin durduğu uzun bir dönem dikkate alındığında her ay için EPIAŞ verisi ve sistem verileri arasındaki oransal farkın eşit olduğu yaygın bir kanaattir. Bu sebeple o oransal fark kullanılarak net üretime ulaşılabilmektedir.

Net enerji miktarı hesaplandıktan sonra, bu enerjinin ilgili döneme ait parasal karşılığı bulunmalıdır. Santralde üretilen enerji, genellikle; PMUM PTF fiyatları veya YEKDEM ile satılmaktadır. PMUM PTF; fiyatlar, arz ve talebe göre değişmektedir. Her saat için farklı bir satış fiyatı uygulanmaktadır. Bu sebeple genellikle hesap yapılırken YEKDEM tercih edilmektedir.

YEKDEM;

- Devlet tarafından oluşturulan bir destekleme mekanizmasıdır.
- Amacı; yatırımcıları, yenilenebilir kaynak ile çalışan elektrik üretim santrallerini kurmalarını teşvik etmektedir.
- Uygulama; yenilenebilir kaynak ile çalışan elektrik üretim santrallerine 10 yıl boyunca sabit elektrik satış birim fiyatı garanti edilmiştir.
- YEKDEM dahil edilen tüm santraller ve hak ettikleri satış birim fiyatı her yıl Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Başkanlığı tarafından yayınlanmaktadır. Rüzgâr elektrik santralleri için minimum 73,00 USD/MW'tir. Minimum 73,00

USD/MW olan bu sabit fiyat her yıl hesaplanarak EPDK tarafından “Nihai YEKDEM Listesi” olarak paylaşılmaktadır.

Yıllara göre belirlenen bu tutar yukarıda da belirtildiği gibi sistem ya da EPIAŞ üretim verileriyle çarpılarak ciro kaybı hesaplanmaktadır. Elde edilen ciro kaybı değeri total kayıp anlamına gelmemektedir. İşletmenin satış faturalarında belirtilen değişken giderler ve dağıtım bedelleri hesaplanan cirodan tenzil edilmektedir.

Kâr kaybı sigortalarında belirtilen gün muafiyeti bulunmaktadır. Belirtilen gün sayısı hesaplanan son tazminat ücretinden tenzil edilmektedir. Ciro hesaplandıktan sonra günlük ciro kaybı hesaplanarak poliçede belirtilen gün ile çarpılmak suretiyle elde edilen miktar kati tutardan düşülmektedir. Kâr kaybı poliçelerinde bu muafiyet genelde 7 veya 14 gün olarak belirtilmektedir.

3.3.2. Güneş Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları

Güneş enerji santralleri çatı ve tarla olmak üzere iki farklı şekilde inşa edilmektedir. Bu tür tesisler birden çok panelin bir araya gelmesi ile ortaya çıkmaktadır. Bu panellerin ortak özelliği çok küçük farklılıklarla enerji üretimi yaptıkları için hemen hemen hepsinin enerji üretimin çok benzer olduğu yönündedir. Bu sebeple güneş enerji santrallerinde kâr kaybı hesaplanırken eğer tüm tesis yok olmadı ise üretime devam eden panellerin verilerinin kullanılması yöntemi izlenmektedir. Tesisin yok olma durumunda ise önceki dönemlerin verileri dikkate alınmaktadır.

Burada elde edilen veriler işletme kayıt sistemi olan SCADA verileri aracılığıyla elde edilmektedir.

Elde edilen diğer panellere ait kWh verileri EPIAŞ tarafından belirlenen enerji satış bedeli ile çarpılarak parasal tutara ulaşılmaktadır. EPIAŞ tarafından belirlenen enerji satış bedeline ulaşmak için satış yapılan dönemin faturalarında dağıtım bedeli ve değişken bedeller düşülerek net rakama ulaşılmaktadır.

GES'ler için tanzim edilen poliçelerde muafiyet depreme bağlı ise 14 gün diğer hasarlara bağlı ise 7 gün şeklinde belirlenmektedir.

3.3.3. Hidroelektrik Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları

Hidroelektrik santrallerinde kâr kaybının hesaplanması güç bir eylemdir. Bu tür santraller ürettikleri enerjiyi farklı pazarlarda değerlendirebilmektedirler. Doğal olarak ortaya çıkan kayıp için en çok hangi pazarda kar edeceklerini de hesaplayarak talep etmektedirler. Sigortalı, tesisi Gün Öncesi, Gün İçi, Dengeleme Gücü, Tali Hizmetler ve İkili Anlaşma gibi birçok farklı pazarda çalıştırma seçeneğine sahiptir.

Burada kâr kaybı için işletme taleplerini iletim sistemi kullanım sabit ücreti ve Ünite'nin kullanılamaması dolayısıyla kaybedilen fırsatları da göz önünde bulundurarak talep etmektedir. Sigortalı, sistemi operatörü TEİAŞ ile yaptığı anlaşma uyarınca iletim sistemi kullanım ücretini ödemek durumundadır. İletim sistemi kullanım ücreti ise sabit ve değişken olmak üzere iki başlık altında incelenmektedir. Değişken sistem kullanım ücreti ise üretilen enerji için ödenir. Duruş süresi boyunca üniteye herhangi bir üretim olmadığı için değişken kullanım ücreti oluşmamaktadır.

İletim sistemi (sabit) kullanım ücreti, santralin yüklü gücüne bağlıdır ve sistem operatörü TEİAŞ tarafından aylık olarak faturalanır. TEİAŞ her bir HES tesisi için yıllık sabit kullanım ücretini sene başında belirlemektedir. Belirlenen bu tutar maksimum işletme kotu türbin gücü değeri ile çarpılarak kâr kaybı hesaplanabilmektedir.

Öte yandan kaybedilen fırsatlar da bedel olarak kâr kaybına eklenmektedir. Yukarıda bahsi geçen Gün Öncesi, Gün İçi, Dengeleme Gücü, Tali Hizmetler ve İkili Anlaşma gibi pazarlardan herhangi birinde işletme enerjisini işleterek ciro elde etmektedir. Hangi pazarın kullanıldığı kolaylıkla tespit edilebilmektedir.

Ünitelerin verimliliği, düşüye göre ve rezervuar su seviyesine göre değişmektedir. Ünite başına en verimli çalışma gücü, ortalama özgül su tüketiminin hesaplanması ile ortaya çıkmaktadır.

Bu tür tesislerde iş durması uzun zaman aldığından muafiyet genelde 45 gün olarak belirlenmektedir.

3.3.4. Jeotermal Enerji Santrallerinde Kâr kaybı Sigortaları

Jeotermal enerji santrallerinde üretimi durmuş kuyunun kâr kaybı hesaplanırken emsal diğer aktif kuyuların üretim verileri kullanılmaktadır. Ek olarak hasarlı kuyunun tıkanmadan önceki üretimleri ve bu üretimleri hangi debide yaptığı incelenmektedir.

Kuyular kurtarılırken yaşanan en büyük sıkıntı başarısız kurtarma çalışmalarıdır. Bu çalışmalar da belli bir zaman aldığından sigortalı genelde bu tutarı da talep etmektedir. Hasarlı kuyunun üretimi durdurduğu ilk günden itibaren başarısız kurtarma çalışmaları için geçen süre ve onarımı mümkün değil ise yeni kuyu açılma için geçen süreler de kâr kaybı hesabında kullanılmaktadır. Bu iki unsur için harcanan süre kâr kaybının gerçekleştiği zaman dilimini belirlemektedir.

Hesaplama yapılırken kuyuda kullanılan günlük kimyasal maliyetleri ve pompanın elektrik tüketimi toplam kâr kaybından mahsup edilmektedir.

Kayıp ciro hesaplanırken diğer kuyuların değerleri alınarak günlük kayıp üretim miktarı (mWh) ve YEKDEM tarafından belirlenen saatlik satış fiyatı kullanılmaktadır. Bu 2 değerın çarpımı toplam ciroyu vermektedir.

Jeotermal enerji santrallerinde meydana gelen hasarlarda muafiyet 14 gün olarak uygulanmaktadır.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

RES, GES, HES VE JES'LERDE ÖRNEK KÂR KAYBI HESAPLAMA UYGULAMALARI

Diğer bölümlerde bahsedildiği üzere JES, GES, HES ve RES'lerde meydana gelen hasarlara bağlı yaşanan kâr kaybı hasarlarına ait örnek hesaplamalara bu bölümde yer verilmiştir.

4.1. RÜZGÂR ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI HESAPLAMA ÖRNEĞİ

İşletme A'da bulunan Vestas marka T1 türbininde 01.06.2020 tarihinde main shaft arızası meydana geldiği ve aynı tarihte Vestas (Servis) tarafından dişli kutusunun planet dişlisinde hasar tespit edildiği belirtilmiştir.

İlgili işletmede meydana gelen fiziki hasar sonucunda kâr kaybı meydana gelmiştir. Kâr kaybı hesabı yapılırken hasarın başlangıç tarihi 01.06.2020 saat 13:00 den itibaren türbinin çalıştığı tarih 05.10.2020 saat 16:00 ya kadar olan üretimler dikkate alındığı tespit edilmiştir. Ayrıca hesaplamada brüt üretimden iletim kaybı düşülerek net üretimlere göre hesaplama yapıldığı belirlenmiştir.

Vestas marka türbinde scada veri kayıt sisteminin bulunmadığı, bu yüzden geçmiş tarihli Rüzgâr verileri ve saatlik üretimlere ulaşılamadığı tespit edilmiştir. (Yüçetürk, 1453137190001 Numaralı Dosya Teperes Elektirk Üretim A.Ş. Eksper Raporu, 2020)

Kâr kaybı hesabı yapılırken tesiste bir adet Vestas marka türbin, iki adet Nordex marka türbinin bulunması sebebiyle, Vestas marka türbinin hasarlı olup çalışmadığı günlerde Nordex marka türbinde ki saatlik Rüzgâr verileri göz önünde tutulmuştur. Alınan Rüzgâr verilerine göre Vestas türbinin power curve verilerine göre hesaplama yapılmıştır.

ÜRÜN ADI / POLİÇE TÜRÜ	KÂR KAYBI SİGORTA POLİÇESİ
POLİÇE VADESİ	09.02.2020 /09.02.2021
KÂR KAYBI SİGORTA BEDELİ	1.262.956,00 EUR
KÂR KAYBI	30.863,00 EUR
HASAR TARİHİ	1.06.2020
HASAR NEDENİ	SHAFT ARIZASINA BAĞLI KÂR KAYBI

4.1.1. Hasar Nedeni

İşletme A'da bulunan Vestas marka T1 türbininde 01.06.2020 tarihinde main shaft arızası meydana gelmiştir. Aynı tarihte Vestas tarafından dişli kutusunun planet dişlisinde hasar tespit edilmiştir.

VESTAS V52/850 kw türbinden gelen ses ile 01/06/2020 tarihi ve Saat 12:39'da hemen türbin durdurulmuştur ve VESTAS ekip çağırılmış.

İlk ekip sahaya geldiğinde hasarın net olarak gözle görülmediğini, bir sesin oluştuğunu ve borescope incelemesi gerektiğini bildirmiş ve ekip aşağıya inmiş, türbin çalıştırılmadan gelecek ekip beklenmiştir. Türbin için 04/06/2020 tarihinde borescope incelemesi yapılmıştır. Ekibin rapor çıkana kadar türbin çalıştırılmadan bekletilmeye devam etsin talimatı ile 01/06/2020 tarihinden 10/06/2020 tarihine kadar türbin çalıştırılmadan bekletilmiştir.

Yapılan endoscope testi sonrasında çeşitli hasarlar, kırıklar tespit edilmiştir.

Ana yatakta yapılan inceleme sonucunda aktarma organlarında yüksek gürültü ve titreşim tespit edilmiştir. Spesifik rulmanlar (ana rulmanlar) ana yatak üzerinde yıkıcı bir arızaya neden olmuştur.

Siparişi verilen parça, 01/07/2020 tarihinde sahaya ulaşmıştır. Yurtdışından gelecek yabancı (İtalyan) ekip pandemi yüzünden gelememesi sonrasında sürecin uzamasına sebep olacağı anlaşıldığından, İtalyan ekip yerine VESTAS bir başka ekip (GENBA) organize ederek ile çalışmalara başlamıştır.

01/07/2020 ile 13/08/2020 arasında çalışmalar Kanat kaldırma $V_{max}:5,3$ m/sn Rüzgâr şartlarının altında olmaması sebebiyle yapılamamıştır. Diğer çalışmalar elverdiği şartlarda yapılmıştır. 13/08/2020 tarihinde türbin içi tırmanma merdivenleri kontrolleri ve halat bakımı yapıldı. 18/08/2020 yapılan demontaj çalışmalarında LOCK PIM arızası tespit edilmiş olup, çalışma güvenliği açısından parça değişimine karar verilmiş, yurtiçinde olmayan parça için yurtdışına VESTAS tarafından sipariş verilmiştir. ((Yücetürk, 1453137190001 Numaralı Dosya Teperes Elektirk Üretim A.Ş. Eksper Raporu, 2020)).

4.1.2. Kâr kaybı Hesaplaması İçin Veriler

Kâr kaybı hesabı yapılırken hasarın başlangıç tarihi 01.06.2020 saat 13:00 den itibaren türbinin çalıştığı tarih 05.10.2020 saat 16:00 ya kadar olan üretimler dikkate alınmıştır.

Hesaplama brüt üretimden iletim kaybı düşülerek net üretilere göre hesaplama yapılmıştır.

İşletme Haziran Ayı Üretim Verileri					
Tarih	Üretim (Mw / h)	Net Üretim (Mw / h)	Kar Kaybı (TL)	Kur (T.C.M.B. EUR / TRY)	Kar Kaybı (EUR)
1.06.2020	0,89	0,87	242,84	7,59	31,99
2.06.2020	1,53	1,50	420,15	7,58	55,43
3.06.2020	0,16	0,16	47,87	7,57	6,32
4.06.2020	0,92	0,90	268,73	7,55	35,59
5.06.2020	0,73	0,71	191,28	7,58	25,23
6.06.2020	0,50	0,49	152,47	7,58	20,11
7.06.2020	0,41	0,40	91,97	7,58	12,13
8.06.2020	0,85	0,83	224,84	7,67	29,31
9.06.2020	1,23	1,20	398,71	7,65	52,12
10.06.2020	7,07	6,93	2.160,74	7,65	282,45
11.06.2020	0,72	0,70	215,73	7,71	27,98
12.06.2020	1,35	1,32	395,12	7,72	51,18
13.06.2020	0,24	0,23	68,44	7,72	8,87
14.06.2020	1,07	1,04	281,02	7,72	36,40
15.06.2020	0,97	0,95	290,59	7,72	37,64
16.06.2020	2,15	2,10	677,79	7,68	88,25
17.06.2020	1,17	1,15	362,25	7,74	46,80
18.06.2020	0,29	0,28	90,86	7,70	11,80
19.06.2020	0,25	0,25	72,33	7,71	9,38
20.06.2020	0,29	0,29	70,88	7,71	9,19
21.06.2020	4,21	4,12	921,26	7,71	119,49
22.06.2020	2,09	2,05	654,73	7,68	85,25
23.06.2020	1,38	1,35	404,40	7,68	52,66
24.06.2020	1,02	1,00	301,56	7,74	38,96
25.06.2020	6,52	6,39	1.926,26	7,75	248,55
26.06.2020	13,55	13,28	3.877,59	7,69	504,24
27.06.2020	13,81	13,54	3.905,84	7,69	507,91
28.06.2020	13,65	13,38	3.201,89	7,69	416,37
29.06.2020	3,79	3,72	1.145,40	7,69	148,95
30.06.2020	0,18	0,18	56,61	7,72	7,33
	82,99	81,31	23.120,15		3.007,91

İşletme Temmuz Ayı Üretim Verileri					
Tarih	Üretim (Mw / h)	Net Üretim (Mw / h)	Kar Kaybı (TL)	Kur (T.C.M.B. EUR / TRY)	Kar Kaybı (EUR)
1.07.2020	9,39	9,20	2.903,42	7,69	377,56
2.07.2020	14,08	13,80	4.142,56	7,69	538,69
3.07.2020	14,24	13,96	4.420,96	7,74	571,18
4.07.2020	7,79	7,63	2.357,29	7,74	304,56
5.07.2020	13,18	12,91	3.313,66	7,74	428,12
6.07.2020	15,60	15,28	4.528,40	7,70	588,10
7.07.2020	10,84	10,63	3.167,06	7,75	408,65
8.07.2020	19,05	18,67	5.663,55	7,74	731,72
9.07.2020	15,80	15,48	4.517,29	7,74	583,63
10.07.2020	17,04	16,70	4.766,85	7,78	612,71
11.07.2020	18,13	17,77	4.871,28	7,78	626,13
12.07.2020	9,36	9,17	2.332,96	7,78	299,87
13.07.2020	16,53	16,30	4.670,24	7,74	603,39
14.07.2020	18,65	18,27	5.141,64	7,77	661,73
15.07.2020	11,45	11,22	3.282,69	7,77	422,48
16.07.2020	5,35	5,24	1.611,96	7,80	206,66
17.07.2020	6,52	6,39	1.971,11	7,82	252,06
18.07.2020	16,27	15,95	4.748,42	7,82	607,21
19.07.2020	11,33	11,10	3.218,16	7,82	411,53
20.07.2020	3,60	3,52	1.104,86	7,82	141,29
21.07.2020	7,34	7,20	2.145,70	7,85	273,34
22.07.2020	13,66	13,39	4.099,82	7,84	522,94
23.07.2020	17,39	17,04	5.210,35	7,91	658,70
24.07.2020	18,44	18,07	5.713,00	7,93	720,43
25.07.2020	16,42	16,09	4.728,57	7,93	596,29
26.07.2020	7,97	7,81	2.218,49	7,93	279,76
27.07.2020	6,87	6,73	2.104,16	7,94	265,01
28.07.2020	6,79	6,66	2.065,26	8,02	257,51
29.07.2020	4,40	4,32	1.388,78	8,08	171,88
30.07.2020	9,90	9,70	2.808,99	8,16	344,24
31.07.2020	4,68	4,59	1.267,79	8,16	155,37
	368,06	360,79	106.485,27		13.622,74

İşletme Ağustos Ayı Üretim Verileri					
Tarih	Üretim (Mw / h)	Net Üretim (Mw / h)	Kar Kaybı (TL)	Kur (T.C.M.B. EUR / TRY)	Kar Kaybı (EUR)
1.08.2020	8,62	8,45	2.575,16	8,16	315,58
2.08.2020	11,03	10,81	2.936,61	8,16	359,88
3.08.2020	10,42	10,21	3.071,64	8,16	376,43
4.08.2020	14,87	14,58	4.558,40	8,16	558,63
5.08.2020	15,66	15,35	4.610,35	8,18	563,61
6.08.2020	16,30	15,97	5.052,55	8,29	609,48
7.08.2020	17,79	17,43	5.559,53	8,50	654,06
8.08.2020	15,99	15,67	4.831,37	8,50	568,40
9.08.2020	18,46	17,43	5.184,50	8,50	609,94
10.08.2020	10,42	15,67	3.048,84	8,61	354,10
11.08.2020	8,45	18,09	2.554,65	8,60	297,05
12.08.2020	6,60	10,21	1.958,37	8,55	229,05
13.08.2020	7,91	8,28	2.340,14	8,58	272,74
14.08.2020	8,57	6,47	2.573,14	8,67	296,79
15.08.2020	10,98	7,75	3.116,79	8,67	359,49
16.08.2020	12,46	8,40	3.507,07	8,67	404,51
17.08.2020	12,33	10,76	3.509,59	8,69	403,87
18.08.2020	9,47	12,21	2.712,64	8,75	310,02
19.08.2020	4,21	12,08	1.279,13	8,78	145,69
20.08.2020	1,55	9,28	453,40	8,79	51,58
21.08.2020	5,91	4,13	1.687,89	8,65	195,13
22.08.2020	2,62	1,52	768,87	8,65	88,89
23.08.2020	7,66	5,79	2.179,23	8,65	251,93
24.08.2020	12,86	2,56	3.775,89	8,54	442,14
25.08.2020	9,01	7,51	2.635,57	8,69	303,29
26.08.2020	6,65	12,60	2.088,07	8,72	239,46
27.08.2020	2,57	2,52	818,69	8,69	94,21
28.08.2020	3,98	3,90	1.274,17	8,67	146,96
29.08.2020	14,50	14,21	4.318,94	8,67	498,15
30.08.2020	13,10	12,84	3.726,02	8,67	429,76
31.08.2020	8,27	8,10	2.489,49	8,71	285,82
	309,22	320,78	91.196,70		10.716,63

İşletme Eylül Ayı Üretim Verileri					
Tarih	Üretim (Mw / h)	Net Üretim (Mw / h)	Kar Kaybı (TL)	Kur (T.C.M.B. EUR / TRY)	Kar Kaybı (EUR)
1.09.2020	8,99	8,81	2.817,62	8,74	322,38
2.09.2020	6,47	6,34	2.229,98	8,81	253,12
3.09.2020	10,07	9,87	3.252,73	8,75	371,74
4.09.2020	13,05	12,79	3.961,81	8,76	452,26
5.09.2020	9,25	9,06	2.593,27	8,76	296,04
6.09.2020	2,54	2,49	743,67	8,76	84,89
7.09.2020	7,24	7,10	2.668,90	8,80	303,28
8.09.2020	9,08	8,89	2.679,52	8,81	304,15
9.09.2020	15,51	15,20	4.429,05	8,82	502,16
10.09.2020	15,87	15,56	4.561,72	8,80	518,38
11.09.2020	17,85	17,49	5.180,09	8,84	585,98
12.09.2020	18,27	17,91	5.288,79	8,84	598,28
13.09.2020	17,60	17,25	4.902,20	8,84	554,55
14.09.2020	18,12	17,76	5.156,19	8,83	583,94
15.09.2020	18,83	18,45	5.470,36	8,87	616,73
16.09.2020	17,81	17,45	5.325,75	8,89	599,07
17.09.2020	7,10	6,96	2.554,23	8,80	290,25
18.09.2020	10,83	10,61	3.326,34	8,80	377,99
19.09.2020	17,73	17,37	4.990,46	8,80	567,10
20.09.2020	13,78	13,51	3.538,10	8,80	402,06
21.09.2020	13,64	13,36	3.933,68	8,95	439,52
22.09.2020	10,70	10,49	3.070,97	8,96	342,74
23.09.2020	1,10	1,08	324,20	8,97	36,14
24.09.2020	-	-	-	8,98	-
25.09.2020	-	-	-	8,94	-
26.09.2020	3,82	3,74	1.043,40	8,94	116,71
27.09.2020	2,80	2,75	720,16	8,94	80,55
28.09.2020	0,03	0,02	7,87	8,82	0,89
29.09.2020	0,15	0,30	62,96	9,04	6,96
30.09.2020	0,79	0,77	241,08	9,14	26,38
	289,02	283,38	85.075,10		9.634,25

İşletme Ekim Ayı Üretim Verileri					
Tarih	Üretim (Mw / h)	Net Üretim (Mw / h)	Kar Kaybı (TL)	Kur (T.C.M.B. EUR / TRY)	Kar Kaybı (EUR)
1.10.2020	1,40	1,37	405,52	9,10	44,56
2.10.2020	0,63	0,62	188,82	9,05	20,86
3.10.2020	-	-	-	9,05	-
4.10.2020	0,05	0,05	13,26	9,05	1,47
5.10.2020	-	-	-	9,08	-
	2,08	2,04	607,60		66,89

İşletme Toplam Üretim Verileri ve Kar Kaybı				
Tarih	Üretim (Mw / h)	Net Üretim (Mw / h)	Kar Kaybı (TL)	Kar Kaybı (EUR)
Haziran	82,99	81,31	23.120,15	3.007,91
Temmuz	368,06	360,79	106.485,27	13.622,74
Ağustos	309,22	320,78	91.196,70	10.716,63
Eylül	289,02	283,38	85.075,10	9.634,25
Ekim	2,08	2,04	607,60	66,89

4.1.3. Kâr Kaybı Hesaplaması

PC poliçe şartlarına göre 21 gün muafiyet bulunmaktadır. Bu sebeple 21 günlük kâr kaybı total tazminat hesabından düşülmüştür.

HASAR GÜNÜ HESABI	
HASAR BİTİŞ TARİHİ	5.10.2020 16:00
HASAR BAŞLANGIÇ TARİHİ	1.06.2020 13:00
TOPLAM GÜN	126,25

126,25 Hasar Günü	37.029,07 EUR
1 Gün	293,59 EUR
21 Gün Muafiyet	6.165,39 EUR
Kalan	30.863,67 EUR

4.1.4. Sonuç

01.06.2020 tarihinde Tepe RES'te Kurulu olan Vestas marka V52-850 kW T1 türbininin main shaftında arıza meydana gelmiştir. Vestas firma yetkilileri tarafından yapılan kontrollerde main shaft ana rulmanlarında hasar olduğu belirlenmiştir. Yapılan endoscope testinde main shaftta çatlak ve kırıklara tespit edilmiştir. Main shaftın değişmesi gerektiği Vestas firma yetkilileri tarafından bildirilmiştir.

24.09.2020 tarihinde tesise gidilerek yerinde ekspertiz çalışması yapılmıştır. 06/10/2020 tarihinde saat 16:32'da değişim işlemi tamamlanarak türbin devreye

alınmıştır. Sigortalının 306.482,51 TL tazminat talebi bulunmaktadır. Yapılan ekspertiz çalışması sonucunda, hasar 37.029,07 EUR olarak tespit edilmiştir. PC poliçe şartlarında makine kırılması hasarları için 21 gün muafiyet değerlendirilmiş ve 6.165,39 EUR muafiyet uygulanmıştır. Ödenebilir tazminat tutarı 30.863,67 EURO olarak hesaplanmıştır. Tazminatın değerlendirilmesi ve ödemesi sigorta şirketi takdirine bırakılmıştır. (Yüçetürk, 1453137190001 Numaralı Dosya Teperes Elektirk Üretim A.Ş. Eksper Raporu, 2020)

4.2. GÜNEŞ ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI HESAPLAMA ÖRNEĞİ

13.04.2022 tarihinde sigortalı B'ye ait tesiste yer alan SMA Marka STP 60-10 Tip 139F5003591401N506 seri numaralı 2016 imal yılı solar sürücünün power (güç) kartının elektriksel kısa devreye bağlı hasarlanmış olduğunun, sürücüye ait power kartın global chip krizi sebebi ile yurt dışından temin edilememesi sebebi ile sürücünün yenisi ile değişim yapılması gerektiği belirtilmiştir.

Tesiste 7 adet solar sürücünün mevcut olduğu, 02.04.2022 tarihi itibari ile tesisin 6 numaralı sürücüsünün devre dışı kaldığı, 25.05.2022 tarihi itibari ile sistemin tekrar devreye alınmıştır.

Nisan 2022 ayında SCADA verilerine istinaden sistemin 75.966 kWh üretim yaptığı, OSMANGAZİ ELEKTRİK PERAKENDE A.Ş. enerji dağıtım firması onaylı LÜYTOP enerji üretim verileri ve yine OSMANGAZİ ELEKTRİK PERAKENDE A.Ş. enerji dağıtım firmasına tanzim edilmiş 16.05.2022 tarihli GIB202200000005 numaralı faturasına istinaden toplamda NİSAN 2022 ayında toplam 75.830 kWh enerji üretimi yapılmıştır.

01 Mayıs – 25 Mayıs 2022 tarihleri arasında SCADA verilerine istinaden sistemin 64.842,50 kWh üretim yaptığı, OSMANGAZİ ELEKTRİK PERAKENDE A.Ş. enerji dağıtım firması onaylı LÜYTOP enerji üretim verileri ve yine OSMANGAZİ ELEKTRİK PERAKENDE A.Ş. enerji dağıtım firmasına tanzim edilmiş 16.06.2022 tarihli GIB202200000008 numaralı faturasına istinaden 01 Mayıs – 25 Mayıs 2022 tarihleri arasında toplam 64.075,00 kWh enerji üretimi yapılmıştır.

Temin edilen tesis SCADA verileri ile OSMANGAZİ ELEKTRİK PERAKENDE A.Ş. enerji dağıtım firması onaylı LÜYTOP enerji üretim verilerinin uyumlu olduğu belirlenmiştir. (Eroğlu, 2022)

ÜRÜN ADI / POLİÇE TÜRÜ	KÂR KAYBI SİGORTA POLİÇESİ
POLİÇE VADESİ	24.9.2021 - 24.9.2022
KÂR KAYBI SİGORTA BEDELİ	90.000,00 USD
KÂR KAYBI	2.222,40 USD
HASAR TARİHİ	12.04.2022
HASAR NEDENİ	INVERTER HASARI

4.2.1. Hasar Sebebi

İşletme B GES tesisinde tesisin 6 numaralı solar inverter (sürücünün) devre dışı kalması üzerine enerji sahalarının bakımını yapmakta olan SAHA TEMİZ ENERJİ ELEKTRİK TAAH DAN A.Ş. firması ile irtibata geçildiği, servis mühendisi tarafından yapılan incelemede SMA Marka STP 60-10 Tip 139F5003591401N506 seri numaralı solar sürücünün power (güç) kartının elektriksel kısa devreye bağlı hasarlanmış olduğunun belirlenmesine müteakip meydana gelen söz konusu hasara bağlı tesislere ait üretim kâr kaybı meydana gelmiştir. (Eroğlu, 2022)

4.2.2. Kâr Kaybı Hesaplaması İçin Veriler

Tesis SCADA sisteminden temin edilen Nisan ve Mayıs aylarına ait enerji üretim verileri aşağıda tablo halinde bilgilerinize sunulmuştur.

Nisan Ayı İnverter Bazlı Elektrik Üretim Verileri (kWh)							
Tarih	Inverter 01	Inverter 02	Inverter 03	Inverter 04	Inverter 05	Inverter 06	Inverter 07
1.04.2022	393,00	375,00	398,00	392,00	396,00	396,00	398,00
2.04.2022	471,00	454,00	451,00	453,00	454,00	-	454,00
3.04.2022	395,00	396,00	396,00	393,00	395,00	-	393,00
4.04.2022	470,00	453,00	452,00	453,00	453,00	-	452,00
5.04.2022	312,00	315,00	312,00	308,00	312,00	-	311,00
6.04.2022	480,00	468,00	466,00	467,00	466,00	-	467,00
7.04.2022	136,00	126,00	126,00	126,00	126,00	-	128,00
8.04.2022	301,00	290,00	289,00	291,00	291,00	-	293,00
9.04.2022	490,00	480,00	480,00	480,00	480,00	-	479,00
10.04.2022	536,00	525,00	525,00	525,00	525,00	-	525,00
11.04.2022	182,00	182,00	181,00	181,00	182,00	-	181,00
12.04.2022	480,00	480,00	469,00	470,00	470,00	-	469,00
13.04.2022	532,00	532,00	530,00	533,00	532,00	-	535,00
14.04.2022	547,00	538,00	538,00	538,00	538,00	-	537,00
15.04.2022	531,00	518,00	518,00	518,00	518,00	-	517,00
16.04.2022	476,00	461,00	462,00	461,00	462,00	-	462,00
17.04.2022	112,00	112,00	110,00	112,00	110,00	-	110,00
18.04.2022	366,00	352,00	353,00	353,00	352,00	-	353,00
19.04.2022	208,00	208,00	209,00	201,00	208,00	-	209,00
20.04.2022	509,00	498,00	497,00	498,00	497,00	-	498,00
21.04.2022	512,00	508,00	510,00	510,00	510,00	-	508,00
22.04.2022	556,00	544,00	545,00	545,00	544,00	-	546,00
23.04.2022	438,00	435,00	435,00	433,00	435,00	-	435,00
24.04.2022	528,00	528,00	529,00	530,00	527,00	-	530,00
25.04.2022	515,00	515,00	511,00	517,00	515,00	-	516,00
26.04.2022	520,00	503,00	503,00	503,00	382,00	-	504,00
27.04.2022	475,00	471,00	470,00	470,00	470,00	-	471,00
28.04.2022	517,00	510,00	510,00	508,00	510,00	-	514,00
29.04.2022	458,00	450,00	450,00	451,00	452,00	-	450,00
30.04.2022	353,00	349,00	349,00	346,00	348,00	-	350,00
	12.799,00	12.576,00	12.574,00	12.566,00	12.460,00	396,00	12.595,00
							75.966,00

Mayıs Ayı İnverter Bazlı Elektrik Üretim Verileri (kWh)							
Tarih	Inverter 01	Inverter 02	Inverter 03	Inverter 04	Inverter 05	Inverter 06	Inverter 07
1.05.2022	439,00	435,00	435,00	433,00	435,00	-	436,00
2.05.2022	203,00	189,00	189,00	189,00	189,00	-	191,00
3.05.2022	474,00	458,00	419,00	459,00	458,00	-	459,00
4.05.2022	369,00	342,00	352,00	342,00	343,00	-	345,00
5.05.2022	343,00	328,00	345,00	327,00	327,00	-	329,00
6.05.2022	512,00	509,00	508,00	509,00	509,00	-	510,00
7.05.2022	492,00	474,00	476,00	477,00	476,00	-	477,00
8.05.2022	549,00	536,00	537,00	536,00	536,00	-	536,00
9.05.2022	423,00	407,00	408,00	408,00	408,00	-	408,00
10.05.2022	479,00	467,00	467,00	467,00	466,00	-	465,00
11.05.2022	390,00	369,00	368,00	369,00	368,00	-	369,00
12.05.2022	548,00	534,00	534,00	534,00	534,00	-	534,00
13.05.2022	515,00	499,00	499,00	499,00	499,00	-	499,00
14.05.2022	510,00	497,00	497,00	498,00	498,00	-	498,00
15.05.2022	388,00	374,00	370,00	374,00	374,00	-	376,00
16.05.2022	512,00	497,00	496,00	498,00	498,00	-	499,00
17.05.2022	476,00	459,00	460,00	460,00	459,00	-	459,00
18.05.2022	451,00	438,00	436,00	438,00	438,00	-	439,00
19.05.2022	220,00	201,00	202,00	202,00	201,00	-	204,00
20.05.2022	560,00	547,00	548,00	548,00	548,00	-	547,00
21.05.2022	465,00	454,00	452,00	453,00	453,00	-	453,00
22.05.2022	406,00	390,00	387,00	388,00	388,00	-	388,00
23.05.2022	406,00	392,00	389,00	392,00	392,00	-	389,00
24.05.2022	556,00	544,00	545,00	545,00	544,00	-	545,00
25.05.2022	383,00	370,00	367,00	370,00	370,00	233,00	370,00
	11.069,00	10.710,00	10.686,00	10.715,00	10.711,00	233,00	10.725,00
							64.849,00

Enerji dağıtım firması OSMANGAZİ ELEKTRİK PERAKENDE A.Ş. onaylı LÜYTOP Nisan ve Mayıs aylarına ait enerji üretim verileri aşağıda tablo halinde sunulmuştur.

01.04.2022 - 25.05.2022 Lüytap Enerji Toplama Verileri			
Tarih	Toplam Enerji Üretim (kWh)	Tarih	Toplam Enerji Üretim (kWh)
1.04.2022	2748	1.05.2022	2613
2.04.2022	2737	2.05.2022	1150
3.04.2022	2368	3.05.2022	2727
4.04.2022	2733	4.05.2022	2093
5.04.2022	1870	5.05.2022	1999
6.04.2022	2814	6.05.2022	3057
7.04.2022	768	7.05.2022	2872
8.04.2022	1755	8.05.2022	3230
9.04.2022	2889	9.05.2022	2462
10.04.2022	3161	10.05.2022	2811
11.04.2022	1089	11.05.2022	2233
12.04.2022	2838	12.05.2022	3218
13.04.2022	3194	13.05.2022	3010
14.04.2022	3236	14.05.2022	2998
15.04.2022	3120	15.05.2022	2256
16.04.2022	2784	16.05.2022	3000
17.04.2022	666	17.05.2022	2773
18.04.2022	2129	18.05.2022	2640
19.04.2022	1243	19.05.2022	1230
20.04.2022	2997	20.05.2022	3298
21.04.2022	3058	21.05.2022	2730
22.04.2022	3280	22.05.2022	2347
23.04.2022	2611	23.05.2022	2360
24.04.2022	3172	24.05.2022	3279
25.04.2022	3089	25.05.2022	2463
26.04.2022	2915		
27.04.2022	2827		
28.04.2022	3069		
29.04.2022	2711		
30.04.2022	2095		

4.2.3. Kâr Kaybı Hesaplaması

02.04.2021 – 25.05.2022 tarihleri arasında (53 gün süre ile) tesisin 6 numaralı sürücüsünün hasarına bağlı enerji üretim kaybı yaşandığı, bu süreç zarfında tesiste bulunan diğer 6 adet inverterde (toplam 7 adet inverter mevcuttur) enerji üretimi yapılmıştır. Söz konusu tarih aralığında tesiste bulunan diğer 6 adet inverterde kesintisiz enerji üretimi yapılmış olması sebebi ile OSMANGAZİ ELEKTRİK PERAKENDE A.Ş.

Mayıs Ayı Lülytop Elektrik Üretim Verilerine İstinaden USD Enerji Üretim Kayıp Tablosu								
Tarih	Toplam Enerji Üretimi (kWh)	İnverter Bazlı Ortalama Üretim	Enerji Dağıtım Bedeli (TL)	Döviz Kuru (USD/TL)	Enerji Dağıtım Bedeli (USD)	Enerji Satış Bedeli (USD)	Net Enerji Satış Bedeli (USD)	Enerji Satış Kaybı (USD)
1.05.2022	2.627,00	437,83	0,28	14,78	0,019132	0,13	0,11	49,87
2.05.2022	1.149,00	191,50	0,28	14,78	0,019132	0,13	0,11	21,81
3.05.2022	2.779,00	463,17	0,28	14,78	0,019132	0,13	0,11	52,76
4.05.2022	1.708,00	284,67	0,28	14,78	0,019132	0,13	0,11	32,42
5.05.2022	2.243,00	373,83	0,28	14,78	0,019132	0,13	0,11	42,58
6.05.2022	3.059,00	509,83	0,28	14,83	0,019067	0,13	0,11	58,07
7.05.2022	2.877,00	479,50	0,28	14,89	0,018990	0,13	0,11	54,66
8.05.2022	3.236,00	539,33	0,28	14,89	0,018990	0,13	0,11	61,48
9.05.2022	2.472,00	412,00	0,28	14,89	0,018990	0,13	0,11	46,97
10.05.2022	2.821,00	470,17	0,28	14,97	0,018889	0,13	0,11	53,65
11.05.2022	2.240,00	373,33	0,28	15,19	0,018615	0,13	0,11	42,71
12.05.2022	3.226,00	537,67	0,28	15,28	0,018506	0,13	0,11	61,56
13.05.2022	2.647,00	441,17	0,28	15,35	0,018421	0,13	0,11	50,56
14.05.2022	2.772,00	462,00	0,28	15,43	0,018326	0,13	0,11	52,99
15.05.2022	2.269,00	378,17	0,28	15,43	0,018326	0,13	0,11	43,38
16.05.2022	3.012,00	502,00	0,28	15,43	0,018326	0,13	0,11	57,58
17.05.2022	2.792,00	465,33	0,28	15,56	0,018173	0,13	0,11	53,42
18.05.2022	2.898,00	483,00	0,28	15,78	0,017919	0,13	0,12	55,59
19.05.2022	1.250,00	208,33	0,28	15,92	0,017762	0,13	0,12	24,00
20.05.2022	3.300,00	550,00	0,28	15,92	0,017762	0,13	0,12	63,36
21.05.2022	2.734,00	455,67	0,28	15,92	0,017762	0,13	0,12	52,49
22.05.2022	2.351,00	391,83	0,28	15,92	0,017762	0,13	0,12	45,14
23.05.2022	2.393,00	398,83	0,28	15,92	0,017762	0,13	0,12	45,95
24.05.2022	2.686,00	447,67	0,28	15,84	0,017851	0,13	0,12	51,57
								1.174,57

01.05.2022-25.05.2022 TARİHLERİ ARASINDA TOPLAM ENERJİ KAYBI (USD)	1.174,62 USD
02.04.2022-30.04.2022 TARİHLERİ ARASINDA TOPLAM ENERJİ KAYBI	1.385,55 USD
02.04.2022-25.05.2022 TARİHLERİ ARASINDA TOPLAM ENERJİ KAYBI (USD)	2.560,17 USD
ORTALAMA GÜNLÜK ENERJİ KAYBI (USD) (2.560,17 USD / 53 GÜN)	48,31 USD
7 GÜNLÜK MUAFİYET TUTARI (USD) (48,30 USD X 7 GÜN)	338,14 USD
MUAFİYET SONRASI ÜRETİM KAYBI (USD)	2.222,04 USD

4.2.4. Sonuç

0,133 USD / kWh birim enerji satış bedeli içerisindeki 0,282765 TL / kWh enerji dağıtım bedeli (hasarlı olduğu tarihlerde geçerli Döviz kurları esas alınarak) tenzil edilerek 53 gün süre ile toplamda 22.438,38 kWh enerji kaybı karşılığı MUAFİYET ÖNCESİ toplam üretim kayıp bedeli 2.560,17 USD olarak belirlenmiştir.

İlgili CMI Poliçesinin “OPERASYONEL KÂR KAYBI MUAFİYETİ” başlığı altında “Depreme bağlı kâr kaybı hasarları: 14 gün / Diğer teminatlara bağlı kâr kaybı hasarlarda 7 gün” denilmesi sebebi ile 53 gün üretim kaybı karşılığı 2.560,17 USD esas alınarak günlük enerji üretim kaybı 48,31 USD / GÜN olarak belirlenmiş olup 7 günlük muafiyet bedeli olarak 338,14 USD hasar hesaplamasında tenzil edilmiştir. (Eroğlu, 2022)

4.3. HİDROELEKTRİK ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI HESAPLAMA ÖRNEĞİ

17.06.2018 tarihinde sigortalı C firmasına ait HES in bulunduğu bölgede yağın aşırı yağmurlar sonucunda sel hasarı meydana gelmiştir. Hasar sonucunda tesiste büyük bir fiziki hasar meydana gelmiş ve buna bağlı olarak da kâr kaybı oluşmuştur. Fiziki hasar onarımı ve temizliği için temizlik işleri yapan bir firmadan hizmet alınmıştır. (Yüçetürk, 7371422170002 Numaralı Hasar Dosyası Ekspertiz Raporu, 2018).

ÜRÜN ADI / POLİÇE TÜRÜ	YANGIN SİGORTA POLİÇESİ (CMI İÇİNDE KÂR KAYBI TEMİNATI BULUNMAKTADIR.)
POLİÇE VADESİ	25/12/2017 - 25/12/2018
KÂR KAYBI SİGORTA BEDELİ	3.508.000,00 USD
KÂR KAYBI	580.249,46 USD
HASAR TARİHİ	17.06.2018
HASAR NEDENİ	SEL HASARI SONUCU KÂR KAYBI

4.3.1. Hasar Sebebi

İlgili işletmede yoğun şekilde meydana gelen yağış sonrasında sel meydana gelmiştir.

4.3.2. Kâr kaybı Hesaplaması İçin Veriler

Haziran				
	Regülatör Su Miktarı (m3/sn)	Su Miktarı m3/sn Üretim İçin	Net Üretim	Kar
Tarih	1 Nolu Bölümden Çıkan su (m3/sn)	Net Üretim için Su (m3/sn)	MWH	USD
17.Haz	5,91	5,05	189,56	13.387,80
18.Haz	5,84	4,98	287,19	20.964,54
19.Haz	5,15	4,32	249,00	18.177,35
20.Haz	5,10	4,27	246,24	17.975,38
21.Haz	6,01	5,15	296,59	21.651,24
22.Haz	5,29	4,45	256,75	18.742,87
23.Haz	5,79	4,93	284,42	20.762,57
24.Haz	5,87	5,01	288,85	21.085,73
25.Haz	5,92	5,06	291,61	21.287,70
26.Haz	5,12	4,29	247,34	18.056,17
27.Haz	4,61	3,80	219,12	15.996,07
28.Haz	4,43	3,63	209,16	15.268,97
29.Haz	4,25	3,46	199,20	14.541,88
30.Haz	4,06	3,27	188,69	13.774,39
TOPLAM			3.453,72	251.672,66

Temmuz				
	Regülatör Su Miktarı (m3/sn)	Su Miktarı m3/sn Üretim İçin	Net Üretim	Kar
Tarih	1 Nolu Bölümden Çıkan su (m3/sn)	Net Üretim için Su (m3/sn)	MWH	USD
1.Tem	3,90	3,12	179,84	13.128,09
2.Tem	3,60	2,83	163,24	11.916,26
3.Tem	3,45	2,69	154,94	11.310,35
4.Tem	3,21	2,46	141,66	10.340,89
5.Tem	3,09	2,34	135,02	9.856,16
6.Tem	3,04	2,29	132,25	9.654,19
7.Tem	2,66	1,93	111,22	8.119,22
8.Tem	2,71	1,98	113,99	8.321,19
9.Tem	2,65	1,92	110,67	8.078,82
10.Tem	2,59	1,86	107,35	7.836,46
11.Tem	2,25	1,54	88,54	6.463,06
12.Tem	2,44	1,72	99,05	7.230,55
13.Tem	2,62	1,89	109,01	7.957,64
14.Tem	2,47	1,75	100,71	7.351,73
15.Tem	2,38	1,66	95,73	6.988,18
16.Tem	2,34	1,62	93,52	6.826,80
17.Tem	2,37	1,65	95,18	6.947,79
18.Tem	2,30	1,58	91,30	6.665,03
19.Tem	2,34	1,62	93,52	6.826,60
20.Tem	2,32	1,60	92,41	6.745,82

21.Tem	2,36	1,64	94,62	6.907,39
22.Tem	2,27	1,56	89,64	6.543,85
23.Tem	2,21	1,50	86,32	6.301,48
24.Tem	2,15	1,44	83,00	6.059,12
25.Tem	7,65	6,72	387,34	28.275,88
26.Tem	3,00	2,26	130,04	9.492,62
27.Tem	2,27	1,56	89,64	6.543,85
28.Tem	2,44	1,72	99,05	7.230,55
29.Tem	2,30	1,58	91,30	6.665,03
30.Tem	2,24	1,53	87,98	6.422,66
31.Tem	2,20	1,49	85,77	6.261,09
TOPLAM			3.633,85	265.268,35

Ağustos				
	Regülatör Su Miktarı (m3/sn)	Su Miktarı m3/sn Üretim İçin	Net Üretim	Kar
Tarih	1 Nolu Bölümden Çıkan su (m3/sn)	Net Üretim için Su (m3/sn)	MWH	USD
1.Ağu	2,33	1,61	92,96	6.786,21
2.Ağu	2,20	1,49	85,77	6.261,09
3.Ağu	2,10	1,39	80,23	5.857,15
4.Ağu	2,07	1,36	78,57	5.735,96
5.Ağu	2,05	1,34	77,47	5.655,18
6.Ağu	2,07	1,36	78,57	5.735,96
7.Ağu	2,03	1,32	76,36	5.574,39
8.Ağu	1,95	1,25	71,93	5.251,23
9.Ağu	1,90	1,20	69,17	5.049,26
10.Ağu	1,90	1,20	69,17	5.049,26
11.Ağu	1,88	1,18	68,06	4.968,48
12.Ağu	1,87	1,17	67,51	4.928,08
13.Ağu	1,84	1,14	65,85	4.806,90
14.Ağu	1,74	1,05	60,31	4.402,96
15.Ağu	1,63	0,94	54,23	3.958,62
16.Ağu	1,75	1,06	60,87	4.443,35
17.Ağu	1,64	0,95	54,78	3.999,02
18.Ağu	1,70	1,01	58,10	4.241,38
19.Ağu	1,67	0,98	56,44	4.120,20
20.Ağu	1,65	0,96	55,33	4.039,41
21.Ağu	1,68	0,99	56,99	4.160,59
22.Ağu	1,67	0,98	56,44	4.120,20
23.Ağu	1,61	0,92	53,12	3.877,83
24.Ağu	1,60	0,91	52,57	3.837,44
25.Ağu	1,61	0,92	53,12	3.877,83
26.Ağu	1,61	0,92	53,12	3.877,83
27.Ağu	1,66	0,97	55,89	4.079,81
28.Ağu	1,61	0,92	53,12	3.877,83
29.Ağu	1,60	0,91	52,57	3.837,44
30.Ağu	1,64	0,95	54,78	3.999,02
31.Ağu	1,47	0,79	45,37	3.312,32
TOPLAM			1.968,77	143.722,23

Eylül				
	Regülatör Su Miktarı (m3/sn)	Su Miktarı m3/sn Üretim İçin	Net Üretim	Kar
Tarih	1 Nolu Bölümden Çıkan su (m3/sn)	Net Üretim için Su (m3/sn)	MWH	USD
1.Eyl	1,46	0,78	44,82	3.271,92
2.Eyl	1,41	0,73	42,05	3.069,95
3.Eyl	1,44	0,76	43,71	3.191,13
4.Eyl	1,38	0,70	40,39	2.948,77
5.Eyl	1,30	0,62	35,97	2.625,62
6.Eyl	1,35	0,67	38,73	2.827,59
7.Eyl	1,51	0,83	47,59	3.473,89
8.Eyl	1,45	0,77	44,27	3.231,53
9.Eyl	1,44	0,76	43,71	3.191,13
10.Eyl	1,44	0,76	43,71	3.191,13
11.Eyl	1,29	0,61	35,41	2.585,22
12.Eyl	1,46	0,78	44,82	3.271,92
13.Eyl	1,55	0,86	49,80	3.635,47
14.Eyl	1,41	0,73	42,05	3.069,95
15.Eyl	1,47	0,79	45,37	3.312,32
16.Eyl	1,50	0,82	47,03	3.433,50
17.Eyl	1,44	0,76	43,71	3.191,13
18.Eyl	1,42	0,74	42,61	3.110,35
19.Eyl	1,42	0,74	42,61	3.110,35
20.Eyl	1,40	0,72	41,50	3.029,56
21.Eyl	1,37	0,69	39,84	2.908,38
22.Eyl	1,41	0,73	42,05	3.069,95
23.Eyl	1,40	0,72	41,50	3.029,56
24.Eyl	1,25	0,58	33,20	2.423,65
25.Eyl	1,10	0,43	15,80	1.153,44
TOPLAM			1.032,25	75.357,41

4.3.3. Kâr Kaybı Hesaplaması

Hidroelektrik santralinde kâr kaybı hesabı yapılırken aşağıdaki formül kullanılmaktadır.

$$P = \eta * \rho * g * Q * H_{net}$$

$$E = P * t$$

P : Güç (Watt)

$$\eta = 0,8866 =$$

$$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$g = 9,80665 \text{ m/s}^2$$

$$Q = \dots \text{ m}^3 / \text{s (Debi)}$$

$$H_{net} = \dots m \text{ (Net Düşü)}$$

t : zaman (saat) [gelen su debisini 24 saat için ortalama aldığımız için günlük enerji üretimi için t=24 saat sabit alınmıştır]

$$E1 = 0,8866 * 1000 * 9,80665 * Q * 276,23 * 24 / 1000 = 57.640 * Q1$$

Örnek olarak 1 numaralı bölümden gelen su dan 0,65 m³/sn lik can suyu düşülmüştür aynı zamanda bölüm 1’den gelen suyun bölüm 2’ye gelene kadar kaybettiği debi hesabı hasardan önceki ve sonraki aylar dikkate alınarak ortalama % 4 kabul edilmiş ve düşülmüştür. Bulunan debi 57,64 ile çarpılarak üretilmesi gereken MW bulunmuştur.

Hesaplanan üretimler tesisin MW başına YEKDEM fiyatı olan 73,00 USD ile çarpılarak kâr kaybı hasarı hesaplanmıştır. (Yücetürk, 7371422170002 Numaralı Hasar Dosyası Ekspertiz Raporu, 2018)

Hasar İcmali		
Aylar	MW	USD
Haziran	3.453,72	251.672,66
Temmuz	3.633,85	265.268,35
Ağustos	1.968,77	143.722,23
Eylül	1.032,25	75.357,41
	10.088,59	736.020,65

PC Poliçe şartlarına göre kâr kaybı hasarları için 21 gün muafiyet bulunmaktadır.

	USD
1 Günlük Muafiyet	7.439,10
21 Günlük Muafiyet	156.221,01
Hasar 99 Gün	736.470,47

Kâr kaybı Tespit Tutarı	736.470,47 USD
Muafiyet	156.221,01 USD
Genel Toplam	580.249,46 USD

4.3.4. Sonuç

17.06.2018 tarihinde ilgili Hes’te aşırı yağışlar sonucunda meydana gelen sel hasarını gidermek için birkaç şirketten teklif alınmıştır.

Hasarın tespiti, onarımı, kurtarma masrafları ve restorasyon işleri için farklı firmalardan destek alınmıştır.

Hasarın giderilmesi esnasında geçen sürede oluşan kâr kaybı hasarı rakamı muafiyet düşüldükten sonra 580.249,46 USD'dir. (Yücetürk, 7371422170002 Numaralı Hasar Dosyası Ekspertiz Raporu, 2018)

4.4. JEOTERMAL ENERJİ SANTRALLERİNDE KÂR KAYBI HESAPLAMA ÖRNEĞİ

18.07.2021 tarihinde sigortalı D'ye ait Sarayköy/Denizli'de yer alan Jeotermal Enerji Tesisinde yer alan JES 4 102C numaralı kuyuda tıkanmaya bağlı fiziki zarar meydana gelmiş ve buna bağlı olarak da kâr kaybı oluşmuştur.

Jeotermal kuyuların zemininde zamanla kireçlenme olmakta ve kuyunun çapını daraltmaktadır. Kireçlenmeyi önlemek adına görseldeki şekilde kuyuya inhibitör tankı ve ekipmanları aracılığı ile kimyasal enjekte edilmektedir. Yaklaşık 3.000 metre derinliğe sahip kuyunun dibine parmak kalındığında "capillary tube" adı verilen kablo sarkıtılmakta ve bu işlem gerçekleştirilmektedir.

Ekspert tarafından yapılan incelemelerde, GRN102 C kuyusu kapiler borunun koparak kuyuda sıkışmaya sebep olduğu tespit edilmiştir. Kapilar borunun çalışma koşulu dikkate alındığında, kuyu içinde serbest salınım yapan borunun kopan noktasına dışarıdan müdahale imkânı bulunmamaktadır. Kopma sebebinin metal borunun dışarıdan bir etki almaması sebebiyle kopan noktasında zaman içerisinde oluşan aşınma, yıpranma, korozyon ve/veya metal yorgunluğu kaynaklı gerçekleşebileceği düşünülmektedir. (Durukan, 2022)

ÜRÜN ADI / POLİÇE TÜRÜ	KÂR KAYBI SİGORTA POLİÇESİ (CMI İÇİNDE KÂR KAYBI TEMİNATI BULUNMAKTADIR.)
POLİÇE VADESİ	13.10.2020 / 13.10.2021
KÂR KAYBI SİGORTA BEDELİ	16.000.000,00 USD
KÂR KAYBI	1.051.173,60 USD
HASAR TARİHİ	18.07.2021
HASAR NEDENİ	KUYU TIKANMASI SONUCU KÂR KAYBI

4.4.1. Hasar Sebebi

Eksper tarafından yapılan incelemelerde, GRN102 C kuyusu kapiler borunun koparak kuyuda sıkışmaya sebep olduğu tespit edilmiştir. Kapilar borunun çalışma koşulu dikkate alındığında, kuyu içinde serbest salınım yapan borunun kopan noktasına dışarıdan müdahale imkânı bulunmamaktadır. Kopma sebebinin metal borunun dışarıdan bir etki almaması sebebiyle kopan noktasında zaman içerisinde oluşan aşınma, yıpranma, korozyon ve/veya metal yorgunluğu kaynaklı gerçekleşebileceği düşünülmektedir.

Kuyuda meydana gelen fiziki hasar neticesinde de kâr kaybı oluşmuştur. (Durukan, 2022)

4.4.2. Kâr kaybı Hesaplaması İçin Veriler

Greeneco JES 3 - 4, 12,8 MWe gücünde iki üniteden oluşmaktadır. Her bir ünite 2 adet türbin 1 adet jeneratör bulunmaktadır. Bu iki ünitenin gücü 4 üretim kuyusunun brine'ı (Jeotermal su) ve bu kuyuların buharıyla çalıştırılan steam condenser'dan karşılanmaktadır.

JES 3-4, 05.07.2021 ile 23.03.2022 tarihleri arasında 4 üretim kuyusu yerine GRN102 C kuyusunda ki tıkanma sebebiyle 3 kuyu ile çalışmıştır.

4 ünitenin 2019-2022 üretimleri aşağıdaki gibidir.

2019	
Ay	JES 3-4 (MWh)
Oca.19	11.101,74
Şub.19	11.349,25
Mar.19	12.926,18
Nis.19	11.435,45
May.19	9.196,89
Haz.19	9.277,57
Tem.19	8.663,91
Ağu.19	7.873,00
Eyl.19	9.031,92
Eki.19	10.168,50
Kas.19	9.946,26
Ara.19	13.334,18
	124.304,85

2020	
Ay	JES 3-4 (MWh)
Oca.20	11.609,17
Şub.20	10.331,61
Mar.20	10.961,21
Nis.20	11.084,23
May.20	9.910,43
Haz.20	8.883,58
Tem.20	7.156,21
Ağu.20	8.541,64
Eyl.20	9.370,35
Eki.20	11.647,99
Kas.20	12.185,00
Ara.20	13.031,56
	124.712,98

2021	
Ay	JES 3-4 (MWh)
Oca.21	10.629,06
Şub.21	10.229,46
Mar.21	11.575,32
Nis.21	9.590,95
May.21	10.364,16
Haz.21	9.760,32
Tem.21	8.310,31
Ağu.21	7.672,53
Eyl.21	8.645,86
Eki.21	10.699,92
Kas.21	10.945,06
Ara.21	11.806,62
	120.229,57

2022	
Ay	JES 3-4 (MWh)
Oca.22	11.793,14
Şub.22	10.285,97
Mar.22	11.020,59
Nis.22	9.994,81
May.22	8.467,69
Haz.22	-
Tem.22	-
Ağu.22	-
Eyl.22	-
Eki.22	-
Kas.22	-
Ara.22	-
	51.562,20

Kuyu tıkanmadan önceki üretimleri ve bu üretimleri hangi debide yaptığı incelenmiştir. Ortalama değerler ile bir referans tablosu hesaplanmıştır. Kuyunun tıkalı olduğu süreçte diğer üç kuyunun ortalama debileri, GRN102C kuyusunun debisi olarak kabul edilmiştir.

Tarih	GRN 101 Kuyusu	GRN 101A Kuyusu	GRN 102 Kuyusu	GRN 102C Üretime Katkısı	YEKDEM	GRN 102C Üretime Katkısı (USD)
7.07.2021	56,22	55,13	49,73	52,47	118,00	6.191,46
8.07.2021	85,37	72,33	69,33	86,96	118,00	10.261,28
9.07.2021	76,34	75,84	71,04	84,79	118,00	10.005,22
10.07.2021	78,39	71,43	69,09	83,03	118,00	9.797,54
11.07.2021	78,59	72,39	66,86	87,36	118,00	10.308,48
12.07.2021	77,51	71,89	68,36	84,63	118,00	9.986,34
13.07.2021	75,01	72,80	63,98	84,81	118,00	10.007,58
14.07.2021	75,73	65,04	66,79	81,50	118,00	9.617,00
15.07.2021	73,11	71,47	62,76	84,96	118,00	10.025,28
16.07.2021	77,46	70,73	69,96	80,98	118,00	9.555,64
17.07.2021	83,15	68,25	69,51	83,65	118,00	9.870,70
18.07.2021	85,04	72,34	64,32	81,94	118,00	9.668,92
19.07.2021	85,04	77,19	71,88	83,15	118,00	9.811,70
20.07.2021	85,66	82,49	70,85	85,26	118,00	10.060,68
21.07.2021	82,50	79,21	71,39	85,41	118,00	10.078,38
22.07.2021	81,98	73,13	71,53	85,15	118,00	10.047,70
23.07.2021	87,94	75,34	73,35	84,72	118,00	9.996,96
24.07.2021	95,08	70,60	74,51	82,96	118,00	9.789,28
25.07.2021	95,60	80,01	82,01	84,34	118,00	9.952,12
26.07.2021	91,92	79,26	78,54	84,77	118,00	10.002,86
27.07.2021	73,76	72,51	70,82	81,74	118,00	9.645,32
28.07.2021	77,52	64,66	70,57	81,55	118,00	9.622,90
29.07.2021	78,25	74,46	64,06	85,13	118,00	10.045,34
30.07.2021	72,23	66,41	62,23	83,72	118,00	9.878,96

31.07.2021	77,30	57,39	65,28	77,07	118,00	9.094,26
1.08.2021	69,67	55,66	62,43	81,35	118,00	9.599,30
2.08.2021	71,60	65,35	61,30	83,63	118,00	9.868,34
3.08.2021	67,47	60,16	60,61	83,99	118,00	9.910,82
4.08.2021	65,27	59,04	55,75	83,21	118,00	9.818,78
5.08.2021	74,83	66,39	64,33	83,51	118,00	9.854,18
6.08.2021	75,39	70,35	64,78	83,94	118,00	9.904,92
7.08.2021	85,93	67,24	69,74	85,43	118,00	10.080,74
8.08.2021	86,08	67,33	67,45	83,75	118,00	9.882,50
9.08.2021	79,55	67,74	68,57	84,36	118,00	9.954,48
10.08.2021	74,20	69,90	65,18	84,74	118,00	9.999,32
11.08.2021	74,99	62,56	63,29	84,10	118,00	9.923,80
12.08.2021	74,04	64,04	65,96	85,80	118,00	10.124,40
13.08.2021	74,39	68,97	65,49	82,93	118,00	9.785,74
14.08.2021	75,42	65,13	68,77	83,34	118,00	9.834,12
15.08.2021	79,94	64,28	66,45	82,03	118,00	9.679,54
16.08.2021	87,04	63,70	66,83	80,72	118,00	9.524,96
17.08.2021	81,93	73,36	66,33	81,36	118,00	9.600,48
18.08.2021	85,14	69,47	65,08	83,30	118,00	9.829,40
19.08.2021	77,02	67,70	65,64	84,34	118,00	9.952,12
20.08.2021	75,52	61,69	65,32	81,43	118,00	9.608,74
21.08.2021	77,20	56,03	69,06	84,82	118,00	10.008,76
22.08.2021	80,68	65,45	65,99	83,24	118,00	9.822,32
23.08.2021	73,22	64,29	65,07	85,17	118,00	10.050,06
24.08.2021	79,45	57,68	65,54	82,45	118,00	9.729,10
25.08.2021	79,62	69,83	64,67	83,72	118,00	9.878,96
26.08.2021	82,26	79,18	69,03	86,84	118,00	10.247,12
27.08.2021	77,14	62,47	67,13	80,02	118,00	9.442,36
28.08.2021	78,03	71,32	68,47	84,18	118,00	9.933,24
29.08.2021	82,73	68,85	69,67	84,90	118,00	10.018,20
30.08.2021	80,67	75,84	72,13	83,62	118,00	9.867,16
31.08.2021	81,74	72,19	70,50	86,54	118,00	10.211,72
1.09.2021	73,39	68,06	63,48	83,05	118,00	9.799,90
2.09.2021	84,70	73,98	72,64	85,11	118,00	10.042,98
3.09.2021	80,91	75,54	73,28	85,21	118,00	10.054,78
4.09.2021	88,05	72,84	70,33	85,83	118,00	10.127,94
5.09.2021	90,10	70,60	75,51	84,48	118,00	9.968,64
6.09.2021	89,70	64,90	69,16	85,95	118,00	10.142,10
7.09.2021	83,67	73,54	70,61	82,32	118,00	9.713,76
8.09.2021	88,23	77,61	75,41	84,05	118,00	9.917,90
9.09.2021	98,51	69,96	75,19	86,55	118,00	10.212,90
10.09.2021	85,22	74,84	73,62	86,69	118,00	10.229,42
11.09.2021	100,51	77,75	79,78	81,81	118,00	9.653,58
12.09.2021	92,82	78,49	79,13	85,02	118,00	10.032,36
13.09.2021	92,82	74,32	84,59	78,69	118,00	9.285,42
14.09.2021	91,68	71,60	86,58	82,11	118,00	9.688,98
15.09.2021	91,22	79,49	69,38	85,11	118,00	10.042,98
16.09.2021	71,70	31,83	60,11	86,34	118,00	10.188,12
17.09.2021	55,62	-	48,91	73,13	118,00	8.629,34
18.09.2021	110,34	39,77	94,23	87,05	118,00	10.271,90
19.09.2021	79,76	93,26	70,42	83,45	118,00	9.847,10
20.09.2021	81,56	87,17	71,82	84,20	118,00	9.935,60

21.09.2021	78,67	92,67	71,95	85,14	118,00	10.046,52
22.09.2021	89,99	93,76	73,90	86,38	118,00	10.192,84
23.09.2021	100,39	107,07	84,74	85,46	118,00	10.084,28
24.09.2021	100,22	110,50	87,02	85,95	118,00	10.142,10
25.09.2021	98,55	115,50	85,34	86,32	118,00	10.185,76
26.09.2021	94,00	103,51	80,30	82,93	118,00	9.785,74
27.09.2021	93,64	98,89	80,31	85,74	118,00	10.117,32
28.09.2021	91,98	100,40	76,08	84,70	118,00	9.994,60
29.09.2021	94,97	101,43	79,51	86,98	118,00	10.263,64
30.09.2021	90,34	104,13	74,98	85,70	118,00	10.112,60
1.10.2021	85,36	95,10	74,64	84,16	118,00	9.930,88
2.10.2021	93,94	105,34	82,22	85,50	118,00	10.089,00
3.10.2021	91,34	109,19	90,80	86,13	118,00	10.163,34
4.10.2021	98,24	107,78	80,99	86,96	118,00	10.261,28
5.10.2021	92,00	111,95	86,94	85,41	118,00	10.078,38
6.10.2021	96,52	111,58	91,85	87,43	118,00	10.316,74
7.10.2021	99,45	116,27	86,09	86,88	118,00	10.251,84
8.10.2021	99,72	107,28	89,14	84,67	118,00	9.991,06
9.10.2021	95,92	108,00	84,09	85,76	118,00	10.119,68
10.10.2021	96,54	109,08	79,63	86,69	118,00	10.229,42
11.10.2021	95,90	107,59	79,55	86,45	118,00	10.201,10
12.10.2021	104,24	117,43	86,15	85,73	118,00	10.116,14
13.10.2021	106,74	112,32	90,99	87,20	118,00	10.289,60
14.10.2021	96,67	117,86	84,13	85,97	118,00	10.144,46
15.10.2021	105,91	116,16	85,52	86,36	118,00	10.190,48
16.10.2021	98,71	110,07	85,07	86,84	118,00	10.247,12
17.10.2021	100,93	127,30	93,37	87,03	118,00	10.269,54
18.10.2021	103,51	110,29	90,19	85,57	118,00	10.097,26
19.10.2021	100,32	114,29	88,50	86,17	118,00	10.168,06
20.10.2021	102,44	113,87	84,34	87,74	118,00	10.353,32
21.10.2021	106,27	113,82	88,70	86,62	118,00	10.221,16
22.10.2021	102,59	114,54	90,76	87,58	118,00	10.334,44
23.10.2021	102,23	115,17	85,97	85,16	118,00	10.048,88
24.10.2021	51,19	58,98	43,79	47,57	118,00	5.613,26
25.10.2021	98,49	109,95	87,42	85,61	118,00	10.101,98
26.10.2021	97,10	116,58	83,81	85,30	118,00	10.065,40
27.10.2021	105,05	120,92	89,23	86,27	118,00	10.179,86
28.10.2021	103,53	116,29	86,78	86,39	118,00	10.194,02
29.10.2021	97,72	122,04	88,38	86,19	118,00	10.170,42
30.10.2021	103,72	117,93	85,66	86,19	118,00	10.170,42
31.10.2021	106,61	118,96	87,19	87,90	118,00	10.372,20
1.11.2021	96,60	110,20	82,72	88,87	118,00	10.486,66
2.11.2021	101,34	115,00	87,17	86,96	118,00	10.261,28
3.11.2021	99,84	111,02	82,07	87,92	118,00	10.374,56
4.11.2021	98,52	119,77	87,83	84,32	118,00	9.949,76
Toplam	10.513,32	10.138,82	8.995,30	10.169,76		1.200.031,68

4.4.3. Kâr Kaybı Hesaplaması

GRN 102C Kuyusu 120 Günlük Üretim Hesabı		
GRN 102C Üretime Katkısı	10.169,73	
Kullanılmayan İnhibitör Elektrik Tüketim (MW)	1,12	
Net Üretim (MW)	10.168,63	
Net Üretim * YEKDEM (118 USD/MW)		1.199.898,34
Kullanılmayan İnhibitör Kimyasak Tenzili		9.890,40
		1.190.007,94

Kâr kaybı muafiyeti 14 gündür.

Toplam Hasar: 1.190.007,94 USD

1 gün ortalama: 9.916,73 USD

Muafiyet (14gün): 138.834,26 USD

Muafiyet sonrası tutar: 1.051.173,68 USD

4.4.4. Sonuç

Hasar kapsamında sigortalı kâr kaybı için 3.246.417,18 USD talep etmiştir. Kuyunun önceki yıllarda olan üretimleri ve muafiyet de göz önünde bulundurularak 1.051.173,68 USD tazminat hesaplanmıştır.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji talebi ekonomik anlamda gerek bireylerin gerek de kurum ve kuruluşların ekonomik üretim zincirinde en önemli hususlardan biri olarak tanımlanabilir. Enerjiye olan bu talebin sürekli ve kesintisiz olması gerekliliği hali hazırda ticari bir mal olan enerjiyi üzerinde strateji uygulanan bir mal haline de getirmiştir. Bu bağlamda değerlendirildiğinde enerji piyasaları arz ve talep miktarının denge içerisinde olması gerekmektedir.

Elektrik enerjisinin temel anlamı itibarıyla gelişmiş ülkeler ve gelişmekte olan ülkeler elektrik enerjisi hususunda rekabetçi piyasaya uyum sağlamaya çalışmaktadır. Bu durum Türkiye'nin global enerji pazarında daha rekabetçi politikalar geliştirmesine sebebiyet vermiştir. Bu bağlamda elektrik enerjisine ulaşılabilirlik açısından en verimli ve zararsız alternatif yol ise yenilenebilir enerji kaynaklarına erişimdir.

Enerji piyasasının global çapta geldiği noktada, enerji kaynakları güçlü olarak ülkelerin bu güçlerini ekonomik ve siyasi güce dönüştürme noktasında da politikalar geliştirdiği gözlemlenmektedir. Enerji kaynaklarına olan talep güçlü ülkeleri politikalar belirlemeye ve ciddi ekonomik yatırımlar yapmaya sevk etmiştir. Bu bağlamda savaşlar göze alınmış ve çoğu zaman fiziki bir savaştan öte bu kaynaklar diğer ülkelerin ekonomilerine zarar vermek için bir yaptırım aracı olarak kullanılmıştır. Bu bağlamda enerji açığı siyasi anlamda önemli bir noktaya geldikçe, ülkelerin enerji piyasasındaki tavrı daha da rekabetçi hale gelmektedir.

Yıllar geçtikçe enerjiye olan talebin de artması sebebiyle birçok alternatif yenilenebilir enerji kaynağı ortaya çıkmıştır. Bunları güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, hidroelektrik enerji ve jeotermal enerji olarak sıralamak mümkündür. Güneş enerji santralleri güneş ışınlarını solar paneller aracılığıyla enerjiye dönüştürmektedir. Enerjinin büyük kısmı hidrojenle oluştuğu için en temiz yenilenebilir enerji kaynağı olarak bilinmektedir. Rüzgâr enerjisi ise rüzgâr türbinlerinin rüzgârın hızı ve şiddeti ile türbin kanatlarının dönmesi sonucu enerji üretimidir. Kuş göç yolları üzerinde olan rüzgar santrallerinin kuşlara zarar verdiği için doğaya zararları hususunda eleştirilere tabi olduğu görülse de rüzgar enerjisi temiz bir yenilenebilir enerji alternatifi olarak tanımlanabilir. Hidroelektrik enerjinin ise yağışın bol olduğu ve akarsuların tam kapasite ile aktığı dönemlerde suyun hareketinden elde edilen bir yöntemdir. Doğru mevsimlerde

uygulandığında yüksek elektrik üretimi sağlamaktadır. Bu bağlamda hidroelektrik santralleri de temiz bir enerji kaynağı olarak değerlendirilebilir fakat su sorunlarından kaynaklı politik krizler de meydana getirebilir. Son olarak jeotermal enerji ise yeraltı sularının buharı ile ortaya enerji çıkması olarak bilinmektedir. Tüm bu yöntemler kimyasal yollarla enerji elde etmenin yanında daha temiz ve çevre dostu olarak bilinmektedir.

Jeotermal enerji, 2021 yılında Türkiye'nin toplam kurulu elektrik üretim kapasitesinin %2'sini ve toplam elektrik üretiminin %3'ünü oluşturmaktadır. Türkiye'de yer alan tesis sayısı göz önünde bulundurulduğunda Türkiye'nin enerji projeksiyonunda ve politikalarında jeotermal enerjinin büyük önem arz ettiği aşikardır. Hidroelektrik, dağlık arazisi ve birçok nehri nedeniyle Türkiye'de önemli bir elektrik kaynağıdır. Ülkenin ana nehir havzaları Fırat ve Dicle'dir. Yedi yüzün üzerinde hidroelektrik santral mevcuttur ve bunlar Türkiye'nin elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık %30'unu oluşturmaktadır. Yıllık üretim büyük ölçüde iklim koşulları nedeniyle değişkendir ve yağmurlu yıllarda çok sayıda hidroelektrik enerji üretilebilir. Hem Türkiye'de hem de küresel çapta bu enerjiyi en kolay elde etme yöntemi baraj inşasıdır. Hem maddi açıdan hem de doğaya zarar verdiği düşünüldüğünden birçok eleştiriye maruz kalsa da bu alternatif yöntem enerji ihtiyacının karşılanmasında önemli rol oynamaktadır. Türkiye'nin yüzölçümü yaklaşık 781 bin km²'dir. Dağlarla çevrili hidroelektrik santrallerinin kurulmasına olanak sağlayan coğrafyası dağlık boğazlarından ve geçitlerinden düzenli ve ılımlı bir hava akışı yaratır. Daha soğuk Avrupa ile daha sıcak Asya ve Afrika sistemleri arasındaki konumu da çok çeşitli sıcaklık ve iklim farklılıklarına neden olmaktadır. Bakıldığında Türkiye bu alanda coğrafi konumunun faydasını görmektedir. Rüzgâr enerjisi üretimi açısından dünya genelinde üst sıralarda yer almaktadır. Türkiye'nin önemli bir bölümü güneş enerjisinden yararlanmaya uygundur. Türkiye 36± ve 42± kuzey enlemleri arasındadır. Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli 1,3 milyar ton petrole eşdeğerdir. Güneş ısı kapasitesi yaklaşık 2640 saat/yıl ve yıllık güneş yoğunluğu 3,6 kWh/m² gün'dür. Bu, solar termik uygulama için yeterli enerji sağlamak için yeterlidir. Enerji konusunda yatırımlara ve teşvik politikaları incelendiğinde, bu alanda avantaj sağlamak için çalışıldığı görülmektedir.

Enerji pazarı hem dünyada hem de Türkiye’de bu ciddi anlamda büyümüşken ve bu alanlarda birçok yatırım yapılmışken, üretilen enerjinin ve elde edilen gelirin kesintisiz olarak devam etmesi önemlidir. Bu tür elektrik üretim santrallerinin belli hasarlarla karşılaştığında üretimi durdurması işletmelere ekonomik açıdan ciddi zararlar vermektedir. Bu sebeple sigorta şirketlerine başvuru, poliçe yaptırmak ve hem tesisi hem de iş durması anında oluşabilecek maddi zararı teminat altına almak önemli hale gelmiştir. Sigorta şirketleri açısından da underwriting (poliçe şartlarının belirlenmesi) ve risk hesaplaması yapmak önemlidir.

Özellikle sigorta şirketlerinin, risk analizleri yapılırken geçmiş yıllarda aldıkları hasarlar ve iklim koşullarından, çevresinde bulunan işletmelere kadar şirketi etkileyebilecek her türlü riski en ince ayrıntısına kadar analiz etme yetkinliğine sahip olması gerekmektedir. Kâr kaybı teminatı her ne kadar yangın poliçesine ek teminat olarak verilse de riskin gerçekleşmesi durumunda maddi zararın büyük boyutlarla sonuçlanması sebebiyle, tamamen ayrı bir risk değerlendirilmesi yapılmalı ayrı bir poliçe ve reasürans çalışması oluşturulmalıdır.

Hem enerji santrallerinin büyüklüğü hem de ortada dönen tutarların yüksek mertebelere ulaşması sebebiyle iş durması halinde ortaya çıkacak kâr kaybı da yüksek mertebelere ulaşmaktadır. Türkiye’de herhangi bir sigorta şirketi kâr kaybının en üst seviyede gerçekleşeceğini farz ederek, bu riskin altına tek başına girecek kadar mali açıdan güçlü değildir. Bu noktada alınacak en sağlam önlem riski bölüşebilecekleri reasürans anlaşmaları yapmaktır. Reasürans anlaşmaları yapılırken riskin devrinde; meydana gelme olasılığı en yüksek risk devrinin yapılması dikkat edilmesi gereken bir noktadır. Aksi takdirde gerçekleşme olasılığı oldukça düşük bir riskin transferi yurt içi kaynaklarının yurt dışına transferi anlamına gelmektedir. Diğer yandan, gerçekleşme olasılığı yüksek bir riskinde sigorta şirketi üzerinde tutulması sigorta şirketini iflas boyutuna getirebilmektedir. Poliçe düzenlenirken teknik ekibin ve risk mühendislerinin, risklerin meydana gelme olasılığını gerçekçi olarak tahmin edebilmeleri de mühimdir.

Enerji santralleri sigorta şirketleri için prim üretiminde önemli bir kaynaktır. Doğal olarak riskler hesaplanırken detaylı ve dikkatli çalışmalar yapılmalıdır. Literatüre bakıldığında bu 4 santral çeşidinin sigortalanması, verilen teminatlar ve meydana gelen kâr kayıplarının hesaplanması noktasında çok fazla bilgi bulunmamaktadır. Her ne kadar

santrallerin genel işleyişi hakkında bilgiler bulunsa da sigortalanmaları ve örneklerle kâr kaybının hesaplanması adına bu çalışmanın tek olduğu görülmektedir.

Kâr kaybı hesabı yapılırken ilk başvuru yapılması gereken meslek grubu eksperlerdir. Her ne kadar sektörde bu alanda çalışan çok fazla eksper bulunmasa da mevcut eksperler de farklı metotlar kullanarak hasar ve kâr kaybı hesabı yapmaktadır. Bu çalışma ile sektörde uygulanan en yaygın yöntemler incelenmiş ve bir araya getirilmiştir.

Yapılan bu çalışma ile, ülkemizdeki enerji sektörünün büyümesine, kalkınmasına büyük etkisi olan hidroelektrik, güneş, rüzgâr ve jeotermal santrallerinin sigortalanmasına, risk ve hasarların değerlendirilmesine ve kâr kaybı sigortalarını analiz ederek, önemli bir sigorta prim potansiyeli oluşturan ancak dikkatle incelenerek fiyatlandırılması gereken teminatlara yer verilmiştir. Böylelikle geçmişten günümüze, yukarıda bahsi geçen konular ele alınarak, bundan sonraki enerji santrallerinde kâr kaybı sigortalarının gelişmesi için yapılabilecek çalışmalara da ön ayak olması beklenmektedir.

KAYNAKÇA

- State Institute of Statistics (DIE). (1998). *Statistic Yearbook of Turkey in 1997*. Ankara: Prime Ministry Republic of Turkey.
- Akpınar, A., Kömürcü, M. İ., Murat, K., Özölçer, İ. H., & Kaygusuz, K. (2007, April 11). "Energy Situation and Renewables in Turkey and Environmental Effects of Energy Use". *Renewable Sustainable Energy Review*. doi:doi:10.1016/j.rser.2007.04.011.
- Alassi, A., Banales, S., Ellabban, O., Adam, G., & MacIver, C. (2019, Eylül). "HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 530-554.
- Alpaslan, U. (2023, Mart 13). *Türkiye Electricity Review 2023*. Ember-Climate: <https://ember-climate.org/insights/research/turkiye-electricity-review-2023/> adresinden alındı
- Andersen, A. D. (2014). "No Transition Without Transmission: HVDC Electricity Infrastructure as an Enabler for Renewable Energy?", *Environmental Innovation and Societal Transition*, 75-95.
- Aras, H. (2003, November). "Wind Energy Status and its Assessment in Turkey". *Renewable Energy*, 2213-2220.
- Bağdadioğlu, N., & Odyakmaz, N. (2009, March). "Turkish Electricity Reform". *Utilities Policy*, 144-152.
- Bahrman, M. P., Johansson, J. G., & Nilsson, B. (2003). "Voltage Source Converter Transmission Technologies: The Right Fit for the Application". *2003 IEEE power Engineering Society General Meeting*, s. Vol 3.
- Bakış, R., & Demirbaş, A. (2004). "A Sustainable Development of Small Hydropower Plants (SHP)". *Energy Sources*, 1105-1118.
- Balat, M. (2004). "To Use of Renewable Energy Sources for Energy in Turkey and Potential Trends". *Energy Exploration and Exploitation*, 22, 241-257.

- Bilen, K., Özyurt, Ö., Bakırcı, K., & Karşlı, S. (2008, Ağustos). "Energy production, consumption, and environmental pollution for sustainable development: A case study in Turkey". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1529-1561.
- Boyle, G. (1998). *Renewable Energy: Power for A Sustainable Future*. Oxford: Oxford University Press.
- Demirbaş, A. (2001). "Energy Balance, Energy Sources, Energy Policy, Future Developments and Energy Investments in Turkey". *Energy Convers Mgmt*, 42, s. 1239–1258.
- Durukan, S. C. (2022). *4734544180002 Numaralı Dosya Ekspertiz Raporu*. İstanbul: Durukan Eksperlik Limited Şirketi.
- Ediger, V. S., & Kentel, E. (1999). "Renewable Energy Potential as an Alternative to Fossil Fuels in Turkey". *Energy Conversations*, s. 743-755.
- EIE (2003). *"Solar Energy Activities of EIE*. Ankara: Turkey General Directorate of Electrical Power Resources Survey and Development.
- EIE (2009, Haziran 22). *Dünyada Rüzgâr Enerjisi*. Eneji İşletmeleri Müdürlüğü: <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/ruzgar/DUNYADA%20RES%20GUCU20090304.doc> adresinden alındı
- Enerji İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü. (2008, Nisan 28). *Kasım 2007 itibariyle Kabul Edilen Rüzgâr Enerjisi Lisans Başvuruları*. EIE: www.eie.gov.tr adresinden alındı
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2019). *2019-2023 Stratejik Plan*. Ankara: ETKB.
- Erdoğan, E. (2007, Şubat). "Regulatory Reform in Turkish Energy Industry: An Analysis". *Energy Policy*, s. 984-993.
- Erdoğan, E. (2009). "On the Wind Energy in Turkey". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1361-1371.
- Erdoğan, E. (2010, Ocak). "Natural Gas Demand in Turkey". *Applied Energy*, 211-219.
- Eroğlu, S. (2022). *4323379180001 Numaralı Hasar Dosya Ekspertiz Raporu*. Afyon: GEA Sigorta Ekspertiz Hizmetleri LTD. ŞTİ.

- French, C. C. (2020). "Covid-19 Business Interruption Insurance Losses: The Cases for and Against Coverage". *Conn. Ins. LJ*, 27, 1-34.
- Fry, M. (2014, Eylül 29). "Loss-of-Profits Insurance". *Wiley StatsRef Statistics Reference Online*.
- Global Data. (2023). *Geothermal Power Capacity in Turkey and Major Projects*. May 22, 2023 tarihinde <https://www.power-technology.com/data-insights/geothermal-power-in-turkey/#:~:text=According%20to%20GlobalData%2C%20geothermal%20power,Market%20Outlook%20to%202035%20report>. adresinden alındı
- GÜYAD (2019). *YEKA 2 GES İhalesi Hakkında*. GÜYAD: <http://www.guyad.org/EN,185/yeka-2-ges-ihalesi-hakkinda.html> adresinden alındı
- Hertem, D. V., & Ghandhari, M. (2010, Aralık). "Multi-terminal VSC HVDC for the European Supergrid: Obstacles". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(19), 3156-3163.
- Hoff, T., Perez, R., & Margolis, R. M. (2007). "Maximizing the Value of Customer-Sited PV Systems Using Storage and Controls". *Solar Energy*, 81(7), s. 940-945.
- IEA. (2020). *Renewables 2020 Data Explorer*. Paris: IEA.
- İlkılıç, C. (2012). "Wind Energy and Assessment of Wind Energy Potential in Turkey". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1165-1173.
- International Hydropower Association. (2021). *2021 Hydropower Status*. Londra: IHA.
- IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jäger-Waldau, A. (2020, Şubat). "Snapshot of Photovoltaics". *Energies*, 13(4), 930.
- Kahler, C. M. (1932). "Business Interruption Insurance". *The ANNALS of the American Academy of Political and Social Science*, 77-84.
- Kahler, C. M. (1932). "Business Interruption Insurance". *The ANNALS of the American Academy of Political and Social Science*, 77-84.
- Kara, Y. A., & Yüksel, B. (2001). "Evaluation of Low Temperature Geothermal Energy Through the Use of Heat Pump". *Energy Converse Managament*, 773-781.

- Kaygusuz, K., & Sarı, A. (2003). "Renewable Energy Potential and Utilization in Turkey". *Energy Conversion and Management*, 44(3), 459-478.
- Kenisarin, M., Karlı, V. M., & Çağlar, M. (2006). "Wind Power Engineering in the World and Perspectives of its Development in Turkey". *Renewable Sustainable Energy Review*, 341-369.
- Kentel, E., & Alp, E. (2013, Ağustos). "Hydropower in Turkey: Economical, Social and Environmental Aspects and Legal Challenges". *Environmental Science & Policy*, 34-43.
- Kilkiş, I., & Eltez, M. (1996). "Advances in Geothermal Energy Use". *ASHRAE*, 1-7.
- Kone, A. C., & Buke, T. (2007). "An Analytical Network Process (ANP) Evaluation of Alternative Fuels for Electricity Generation in Turkey". *Energy Policy*, 35, 5220-5228.
- Kuban, B. (2003). "Renewables Potential in Turkey". *1st SWH International Conference* (469-484). Segovia: SWH.
- Küçükali, S., & Barış, K. (2009). "Assesment of Small Hydropower (SHP) Development in Turkey; Laws, Regulations and EU Policy Perspective". *Energy Policy*, 3872-3879.
- Leibfried, T., & Zöller, T. (2010). "Transmission of Electrical Power Through Subsea-Cables Over Long Distances". *3rd International EMBT Conference* (s. 72-94). Paris: EMBT.
- Li, Y., Liu, H., Fan, X., & Tian, X. (2020, Nisan 2). "Engineering Practices for the Integration of Large-Scale Renewable Energy VSC-HVDC Systems". *Global Energy Interconnection*, 149-158.
- Louaas, A., & Picard, P. (2023, Ocak 25). "A Pandemic Business Interruption Insurance". *The Geneva Risk and Insurance Review*, 1-30.
- Melikoglu, M. (2013, October). "Hydropower in Turkey: Analysis in the view of Vision 2023". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 503-510.

- Meteroloji İşleri Genel Müdürlüğü (2009). *Güneş ve Rüzgâr Enerjisi*. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü Araştırma ve Geliştirme Çalışmaları: <http://www.meteor.gov.tr/webler/arge/argealt25.htm>S. adresinden alındı
- O'Bryne, D., & Bowles, A. (2021, Ağustos 9). *Turkey Faces Double Whammy as Low Hydro Aligns With Gas Contract Expiries*. Mayıs 25, 2023 tarihinde <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/080921-turkey-faces-double-whammy-as-low-hydro-aligns-with-gas-contract-expiries> adresinden alındı
- Özgür, M. A. (2008, November). "Review of Turkey's Renewable Energy Potential". *Renewable Energy*, 2345-2356.
- Öztürk, H., Yılcı, A., & Atalay, Ö. (2007, February). "Past, Present and Future Status of Electricity in Turkey and the Share of Energy Sources". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 183-209.
- Pazar, F. (1991). *Advance Loss of Profits Insurance*. Marmara Üniversitesi.
- Qin, X., Lusheng, S., & Zhong-Zhong, J. (2020, Temmuz 1). "Contract Design for Equipment After-Sales Service With Business Interruption Insurance". *European Journal of Operational Research*, 176-187.
- Rose, A., & Huyck, C. K. (2016, Ocak 4). "Improving Catastrophe Modeling for Business Interruption Insurance Needs". *Risk analysis*, 1896-1915.
- Sabancı Üniversitesi. (2021, Ekim 6). "Turkey Energy Outlook". *Sabancı Üniversitesi Enerji ve İklim Değişikliği Merkezi*.
- Strateji ve Bütçe Kurumu. (2019). *11. Kalkınma Planı*. Ankara: T.C. Cumhurbaşkanlığı.
- TEİAŞ. (2020). *10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu*. Ankara: TEİAŞ.
- TEİAŞ. (2021). *2021 Yılı Elektrik Tüketim Raporu*. Ankara: TEİAŞ.
- Thompson, A., Bairstow, C., Ferguson, M., Kearney, G., Macleay, C., Thompson, H., & Peganoni, B. (2019, Ekim). "Growth Pattern to the end of the Mating Period Influences the Reproductive Performance of Merino Ewe Lambs Mated at 7 to 8 Months of Age". *Small Ruminant Research*, 1-6.

- Toksarı, M. (2007, Ağustos). "Ant Colony Optimization Approach to Estimate Energy Demand of Turkey". *Energy Policy*, 3984-3990.
- Topçu, İ., & Ülengin, F. (2004). "Energy for the Future: An Integrated Decision aid for the Case of Turkey. *Energy*, 29, 1137-1154.
- Turkish Energy Corporation. (2021). *Shares of Generating Institutions in Turkey's Installed Capacity by Years*. May 18, 2023 tarihinde alındı
- Utanır, M. Ö. (1998). *Turkey's Energy Strategy on the Brink of the 21st Century An Overview*,. İstanbul: TÜSİAD.
- Uluslararası Enerji Ajansı (2007). IEA Yenilenebilir Bilgisi: Yenilenebilir ve Atık Ürünlerin Net Üretim Kapasitesi. 7(1).
- World Energy Council-Turkish National Committee (1996). *Energy Report*. Ankara: WECTNC.
- World Energy Council-Turkish National Committee (1997). *Energy Report*. Ankara: WECTNC.
- Yücetürk, A. (2018). *7371422170002 Numaralı Hasar Dosyası Ekspertiz Raporu*. İstanbul: EAY Avrasya Uluslararası Sigorta Ekspertizlik LTD. ŞTİ.
- Yücetürk, A. (2020). *1453137190001 Numaralı Dosya Teperes Elektirk Üretim A.Ş. Ekspert Raporu*. İstanbul: EAY Avrasya Uluslararası Sigorta Eks. LTD. ŞTİ.
- Zajdenweber, D. (1996, Mart). "Extreme Values in Business Interruption Insurance". *Journal of Risk and Insurance*, 95-110.

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler	
Adı Soyadı	Alperen GÜNEYİ
Doğum Yeri ve Tarihi	
Eğitim Durumu	
Lisans Öğrenimi	
Y. Lisans Öğrenimi	
Bildiği Yabancı Diller	
Bilimsel Faaliyetleri	
İş Deneyimi	
Stajlar	
Projeler	
Çalıştığı Kurumlar	
İletişim	
E-Posta Adresi	
Tarih	