

T.C.
MARMARA ÜNİVERSİTESİ
BANKACILIK VE SİGORTACILIK ENSTİTÜSÜ
SİGORTACILIK ANABİLİM DALI

**TÜRKİYE'DE GELİŞEN ENERJİ SEKTÖRÜ HES'LER VE KAR
KAYBI SİGORTALARI**

Yüksek Lisans Tezi

YASEMİN ÇOKLUK

İSTANBUL, 2018

T.C.
MARMARA ÜNİVERSİTESİ
BANKACILIK VE SİGORTACILIK ENSTİTÜSÜ
SİGORTACILIK ANABİLİM DALI

**TÜRKİYE'DE GELİŞEN ENERJİ SEKTÖRÜ HES'LER VE KAR
KAYBI SİGORTALARI**

Yüksek Lisans Tezi

YASEMİN ÇOKLUK

Danışman: PROF. DR. ÖZGÜR ÇATIKKAŞ

İSTANBUL, 2018

KABUL VE ONAY BELGESİ



T.C.
MARMARA ÜNİVERSİTESİ
Bankacılık ve Sigortacılık Enstitüsü

Aşağıda belirtilen lisansüstü tez, Lisansüstü Öğretim Yönetmeliği hükümlerinde belirtilen esaslar çerçevesinde jüri önünde savunulmuş ve jüri tarafından başarılı bulunmuştur.

TEZ BAŞLIĞI : Türkiye’de Gelişen Enerji Sektörü HES’ler ve Kar Kaybı Sigortalar

TÜRÜ : Yüksek Lisans

TEZİ HAZIRLAYAN : Yasemin ÇOKLUK

ANABİLİM DALI : Sigortacılık

SAVUNMA TARİHİ : 28.09.2018

JÜRİ ÜYELERİ

GÖREVİ

ADI SOYADI

İmza

Danışman

Prof.Dr. Özgür ÇATIKKAŞ

Üye

Prof.Dr. Ali KÖSE

Üye

Prof.Dr.Handan YOLSAL

TÜRKİYE’DE GELİŞEN ENERJİ SEKTÖRÜ HES’LER VE KAR KAYBI SİGORTALARI

ÖZET

Artan enerji ihtiyacının yerli kaynaklardan karşılanması amacıyla hazırlanan Elektrik Piyasası Kanunu’nun yürürlüğe girmesiyle, özel sektör tarafından hidrolik projelerin yapımının hızla arttığı görülmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından olan hidrolik santraller, belirli çevreler tarafından sürekli eleştirilse de aslında ekonomik, çevresel ve sosyal birçok avantaja sahiptir.

Bununla birlikte hidroelektrik santrallerin gerek inşaat ve montajı gerekse işletmesi esnasında oluşabilecek hasarlar, daha önce öngörülemeyen, gelir kaybına neden olabilecek durumlar için farklı sigorta poliçelerinin yapılması zaruri bir ihtiyaç olarak karşımıza çıkmaktadır. İşletmenin poliçeyle teminat altına alınmış olan risklerinden birinin gerçekleşmesi sonucu oluşan hasar nedeniyle sigortalı tarafından yürütülen işlerin durması, kesintiye uğraması neticesinde meydana gelen kayıp kar kaybı sigortası ile teminat altına alınmaktadır.

Bu tezin birinci bölümünde öncelikle Türkiye’de enerji sektörü; Türkiye’nin enerji durumunun değerlendirilmesi, kurulu gücü, üretimi, kaynakları, enerji arzı son olarak Türkiye’de enerjinin büyüme, kalkınmaya olan etkileri olmak üzere çeşitli başlıklarla incelenmiştir. İkinci bölümde hidroelektrik santrallerin ekonomik, çevresel toplumsal, stratejik etmenleri ele alınırken; HES’lerin avantajlarına, olumsuz yönlerine, sınıflandırılmasına ayrıca HES’lerin çalışma sistemlerine ayrıntılı bir şekilde ele alınmıştır. Üçüncü bölümde HES’lerin sigortalanması kar kaybı sigortası başlığı altında; risk, hasar değerlendirilmesi, inşaat, işletme dönemlerinde riskler verilebilecek teminat türleri ve son olarak HES’lerin kar kaybı sigortası incelenmiştir. Dördüncü bölümde ise; HES’lerle ilgili meydana gelen kar kaybı hasarlarına örnek uygulamalarına yer verilmiştir.

Çalışmanın amacı; ülkemizdeki enerji sektörünün büyümesine, kalkınmasına büyük etkisi olan hidroelektrik santrallerinin sigortalanmasına, risk ve hasarların değerlendirilmesine ve kâr kaybı sigortalarını analiz ederek, önemli bir sigorta prim potansiyeli oluşturan ancak dikkatle incelenerek fiyatlandırılması gereken risklere ışık tutmaktır.

Anahtar Kelimeler: Hidroelektrik Santraller, Risk, Hasar, Kar Kaybı Sigortası.

HPP's (HYDRAULIC POWER PLANTS) DEVELOPING ENERGY SECTOR IN TURKEY AND LOSS OF PROFIT INSURANCES

SUMMARY

It is seen that hydraulic project making by private sector increases by leaps and bounds after the electricity market law which prepared for the purpose of supplying the increasing energy requirement from domestic resources entered into force.

Hydraulic power plants from renewable energy sources, although criticized constantly by certain circles, actually have many economic, environmental and social advantages.

However, different insurance policies for situations that could lead to revenue loss and unforeseen before, damages that may occur either the building and mounting of hydraulic power plants or during the operation of them come out as an essential necessities. Lost or damage amount which occur as a result of stoppage, being interrupted or disruptions of works handled by policyholder due to the damage arising as a consequence of one of the risks that the operator has secured with the policy is securitised with loss of profit insurance.

In the first part of this thesis, primarily the energy sector in Turkey; evaluation of the energy situation of Turkey, the installed power, production, resources, power supply finally the effects of recent energy growth development in Turkey have been examined with various titles. In the second part, economic, environmental, social, strategic factors of hydroelectric power plants are discussed; the advantages, negative aspects classification of HPPs' are also addressed separately. The operating systems of HPPs' are also discussed in detail in this section. In the third part, under the title of insuring of HPPs' and profit loss insurance; risk damage assessments, risks during construction operating periods, types of assurance that can be provided, and finally the HPPs' profit-loss insurance have been examined. The fourth chapter; the sample applications of profit loss insurance loss, which are related to HPPs' have been included.

The purpose of this study is to shed light on; to the insuring of hydroelectric power plants, which is a major influence on the growth and development of the energy sector in our country, to the assessment of risks and damages, and to the risks that constitute a significant insurance premium potential but needed to be priced scrutinisingly.

Key Words: Hydraulic power plants, risk, damage, loss of profit insurance.

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.

İstanbul, 2018

Yasemin ÇOKLUK



İÇİNDEKİLER

Sayfa No

KABUL VE ONAY BELGESİ	i
ÖZET	i
SUMMARY	ii
ÖNSÖZ	iii
İÇİNDEKİLER	iv
TABLOLAR LİSTESİ	vi
ŞEKİLLER LİSTESİ	vii
GRAFİKLER LİSTESİ	viii
KISALTMALAR LİSTESİ	ix
GİRİŞ	1
BÖLÜM I	5
TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜ	5
1.1. Türkiye’nin Enerji Durumuna Genel Bir Bakış	5
1.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü ve Üretimi.....	9
1.2.1. Kaynaklar Açısından Elektrik Üretimi.....	11
1.2.1.1. Termik elektrik üretimi	12
1.2.1.2. Hidroelektrik üretimi	13
1.2.2. Üreticiler Açısından Elektrik Üretimi	15
1.2.2.1. Elektrik üretim anonim şirketi elektrik üretimi	17
1.2.2.2. Elektrik üretim anonim şirketinin bağlı ortaklıkları	19
1.2.2.3. Özelleştirme kapsamına alınan santraller	19
1.2.2.4. Serbest üretim şirketleri	20
1.2.2.5. İşletme hakkı devredilen santraller	21
1.2.2.6. Otoprodüktör şirketler.....	23
1.3. Türkiye’de Enerji Kaynakları ve Enerji Arzı	23
1.4. Türkiye’de Enerjinin Büyüme ve Kalkınmaya Olan Etkileri.....	30
BÖLÜM II	34
HİDROELEKTRİK SANTRALLER	34
2.1. Hidroelektrik Santrallerin Öncelikli Olmasını Gerekli Kılan Nedenler.....	34
2.1.1. Ekonomik Etmenler.....	34
2.1.2. Çevresel, Toplumsal ve Stratejik Etmenler.....	38
2.2. Hidroelektrik Santrallerin Olumsuz Yönleri	39
2.3. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması.....	40
2.3.1. Düşü Yüksekliğine Göre	41
2.3.2. Üretim Kapasitelerine (Kurulu Güç) Göre.....	42
2.3.3. Yapılarına Göre	43
2.3.4. Biriktirme Durumuna Göre Santraller.....	46
2.3.4.1. Nehir tipi (biriktirmeli) santraller	46
2.3.4.2. Baraj tipi (biriktirmeli) santraller.....	46
2.4. Hidroelektrik Santrallerin Çalışma Sistemleri	48
2.4.1. Cebri Boru (Penstock).....	50
2.4.2. Hidromekanik Sistem: Salyangoz ve Türbin	51
2.4.3. Şaft	52

2.4.4. Elektromekanik Sistem: Jeneratör ve Kontrol Elemanları.....	53
BÖLÜM III.....	55
HİDROELEKTRİK SANTRALLERİNİN SİGORTALANMASI VE KAR KAYBI SİGORTASI	55
3.1. Hidroelektrik Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi.....	55
3.1.1. Cebri Boru (Penstock) Hasarları	55
3.1.2. Baraj Ana Gövde Hasarları	57
3.1.2.1. Baraj gövdesinde meydana gelen hasarlar	57
3.1.2.2. Baraj gövdesinin elemanlarında meydana gelen hasarlar.....	58
3.1.3. Türbin Hasarları	58
3.1.4. Şaft Hasarları.....	59
3.1.5. Jeneratör Hasarları.....	60
3.1.6. Şalt Merkezi Arızalarından ve İşletme Hatalarından Dolayı Meydana Gelen Hasarlar	61
3.1.7. Güç Trafosu Hasarları	62
3.1.8. Kontrol Sistemi Arızalarından ve İşletme Hatalarından Dolayı Meydana Gelen Hasarlar	64
3.2. İnşaat Döneminde Riskler ve Verilebilecek Teminat Türleri	64
3.2.1. Sel/Taşkın Riski	65
3.2.2. Yer Kayması Riski	68
3.2.3. Türbin ve Jeneratör Riskleri.....	70
3.2.4. Jeneratör Hasar Sebepleri.....	72
3.2.5. Halk Hareketi Riskleri.....	74
3.3. İşletme Döneminde Riskler ve Verilebilecek Teminat Türleri	74
3.4. Hidroelektrik Santrallerinde Kar Kaybı Sigortası	76
3.4.1. Kar Kaybı Teminatının İşletmeler Açısından Önemi	79
3.4.2. Kar Kaybı Teminat Bedelinin Hesaplanması.....	80
3.4.3. Hidroelektrik Santrallerde Ciro Kavramı	82
BÖLÜM IV	84
ÖRNEK UYGULAMALAR.....	84
4.1. Örnek 1	84
4.2. Örnek 2	90
SONUÇ VE ÖNERİLER.....	115
KAYNAKLAR	118
ÖZGEÇMİŞ.....	125

TABLolar LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 1. Türkiye Elektrik Enerjisi Yakıt Cinslerine Göre Kurulu Güç	8
Tablo 2. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimnin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Yıllar İtibariyle Gelişimi (2005-2016)	11
Tablo 3. Enerji Kaynaklarına Göre Elektrik Enerjisi Üretimi ve Payları	13
Tablo 4. Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Üretici Kuruluşlara Dağılımı (2016)	17
Tablo 5. 2017 Yılı Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretimnin Kuruluşlara Dağılımı	18
Tablo 6. Türkiye'nin Brüt Elektrik Enerjisi Üretimine EÜAŞ'nın Yıllar İtibariyle Katkıları	18
Tablo 7. Yıllar İtibariyle Türkiye Ham Petrol ve Doğal Gaz Üretimi	26
Tablo 8. Yıllar İtibariyle Doğalgaz Tüketimi	27
Tablo 9. Lisanslı ve Lisanssız Kurulu Güç, Puant Talep, Lisanslı ve Lisanssız Elektrik Üretimi, Tüketim, İthalat ve İhracat Verileri	37
Tablo 10. Jeneratörlerdeki Bazı Hasar Tipleri	72

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 1. Tipik Bir Hidroelektrik Santral Tesisinin Gösterimi	41
Şekil 2. Yarı Gömülü Santral Uygulaması (Ilısu Barajı ve Hidroelektrik Santrali Projesi)	44
Şekil 3. Cevizlik Yeraltı Santrali	45
Şekil 4. Tipik Bir Biriktirmeli Santral Uygulaması	47
Şekil 5. Hidroelektrik Sistemlerin Çalışması	49
Şekil 6. Atatürk Barajı.....	50
Şekil 7. Büyük Bir Francis Türbini Gövde Kesiti Salyangozu ve Jeneratörünün Görünüşü HES Cebri Borularının Görünüşü	51
Şekil 8. İnşa Edilen HES Salyangozu	52
Şekil 9. Şaft Görüntüsü	53
Şekil 10. Cebri Boru Hasarları	56
Şekil 11. Sayano-Şusenskaya Hidroelektrik Santralinde Transformator Patlaması İle Meydana Gelen Hasar	62
Şekil 12. Trafo Yangını.....	63
Şekil 13. 2012 Yılında Meydana Gelen Sel Sonucu Hasara Uğrayan HES İnşaatı... ..	65
Şekil 14. Regülatörün Sel Suyunun Sürüklediği Teressübat Dolmuş Hali	66
Şekil 15. Sel Hadisesiyle Yıkılan Köprüler	67
Şekil 16. Patlayan/Yıkılan Setlerin, Kuyruk Suyu Kısımına Giriş Yapması.....	67
Şekil 17. Regülatör/Santral Binası Kazı Alanı.....	68
Şekil 18. Hidroelektrik Santrali İnşaatında Sel Sonrası Rüsübat Birikimi	69
Şekil 19. Türbinlerde Hasar Sebebi Dağılımı	70
Şekil 20. Hasar Sebeplerinin Dağılımı.....	71
Şekil 21. Jeneratörlerde Hasar Dağılımı	72

GRAFİKLER LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Grafik 1. Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi.....	9
Grafik 2. Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (2005 – 2016).....	10
Grafik 3. Türkiye’deki Hidroelektrik Santrallerinde Gerçekleşen Elektrik Üretimi (14.07.2018 Tarihinden Önceki 30 Gün).....	36
Grafik 4. Hidrolik Performans Hasarlarının Detaylı Dağılımı.....	75

KISALTMALAR LİSTESİ

A.Ş.	: Anonim Şirketi
AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AVR	: Otomatik Gerilim Regülatörü
BM	: Birleşmiş Milletler
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
ÇEAŞ	: Çukurova Elektrik A.Ş.
DE	: Dalga Enerjisi
DSİ	: Devlet Su İşleri
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
GE	: Güneş Enerjisi
GLKHH	: Grev Lokavt Kargaşalık ve Halk Hareketleri
GWh	: Gigawatt Saat
HES	: Hidro Elektrik Santral
Hz	: Hertz
IAEA	: International Atomic Energy Agency
IEA	: International Energy Agency
ISO	: International Organization for Standardization
JE	: Jeotermal Enerji
KDV	: Katma Değer Vergisi
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt Saat

m	: Metre
m³	: Metre Küp
MTA	: Maden Tetkik Arama
MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt Saat
NATO	: North Atlantic Treaty Organization
OECD	: Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	: Organization of the Petroleum Exporting Countries
PİGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PVC	: Polivinil Klorür
RE	: Rüzgar Enerjisi
RPM	: Revolutions Per Minute
SEAŞ	: Soma Elektrik Üretim A.Ş.
SSR	: Sub Synchronous Resonance
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
TL	: Türk Lirası
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş.
TWh	: Terawatt Saat

USD	:United States Dollar
W	: Watt
WEC	: World Endurance Championship
Yİ	: Yap İşlet
YİD	: Yap İşlet Devret
YPK	: Yüksek Planlama Kurulu



GİRİŞ

Enerji, bir ülkenin ekonomik ve toplumsal gelişimlerinin en temel unsurudur. Yaşamın her alanında ve tüm ekonomik sektörlerde (tarım, sanayi, ulaştırma, kamu hizmetleri vb.) her türlü ürün ve hizmetlerin üretiminde kullanılmaktadır.

Enerji bir cismin iş yapma yeteneği olduğundan insanoğlu tarih boyunca enerjiye ihtiyaç duymuştur. Ateşin bulunmasından, fosil enerji kaynaklarının kullanılmasına kadar geçen sürede insan ve hayvan gücünden yararlanılmıştır. Sanayi Devrimi ile başlayan ve enerji alanındaki hızlı ilerlemelere yol açan, mekanik gücün ekonomiye uygulanması enerji kaynaklarının kullanımını hızlandırmıştır. Sanayi Devrimi ile başlayan makineleşme onu takip eden buhar makinesi icadı ve demir yolları dönemi, elektriğin bulunması ve elektrikli makinelerin kullanılması, kitle üretiminin yapılmaya başlaması, otomobil üretiminin gerçekleşmesi ve ulaşımda uçakların kullanılması ile enerji ihtiyacı gün geçtikçe daha fazla artış göstermiştir.

Ekonomideki tüm birey ve sektörlerin doğrudan veya dolaylı olarak enerji taleplerinin olması ve bu taleplerin kesintisiz bir şekilde sürekli olarak karşılanma gereği enerjiyi ticari bir mal olmaktan çıkarıp stratejik bir mal olma özelliğini açıkça ortaya koymaktadır. Bu nedenle ekonomik faaliyetlerin sürdürülebilmesi açısından bir ekonomide enerji arz ve talebine göre belirlenen enerji dengesinin nasıl oluştuğu önemli bir mesele olmaktadır.

Elektrik enerjisinin diğer enerjilere dönüşebilme özelliğinin yanında günlük hayatımızda kullanımının artması gelişmiş ülkelerle rekabet içinde olan ülkemizi de etkilemekte ve yenilenebilir enerji kaynakları arayışlarına sebep olmaktadır. Yeni enerji kaynaklarına ulaşmak konusunda dünya enerji ticaretinde değişim görülmektedir. Enerji verimliliğinin artmasının yanı sıra çevresel etkenlerle ilgili duyarlılık da üst boyutlara ulaşmaktadır.

Dünya'daki enerji ihtiyaçlarının büyük bölümünü karşılamakta olan fosil kaynakların belirlenmiş rezervlerinin azalması, kullanım hızlarının da sürekli artması ve bunların da çok uzak olmayan bir gelecekte bitme ihtimali söz konusu olmaktadır. Günümüzde enerjiye olan talep gelişmekte olan ülkelere %2-3, gelişmiş ülkelere ise

%10'a kadar varan rakamlarla artmaktadır. Bu da enerjiye olan ihtiyacı ve bu ihtiyacın karşılanması için stratejiler geliştirmeyi öngörmektedir.

Hidroelektrik enerji kullanımı sonucunda doğaya herhangi bir zararlı gaz karışmamaktadır. Sıfır emisyonu olan hidroelektrik enerji bu özelliğinden dolayı temiz enerji olarak adlandırılmaktadır. Hidroelektrik enerjinin bir diğer avantajı ise yerli bir enerji kaynağı olması nedeniyle enerjide dışa bağımlılığı azaltmasıdır. Avrupa Birliği başta olmak üzere pek çok ülkede uygulanmaya çalışılan enerji arzı politikalarında ana hedef yerli ve temiz enerji kaynaklarına yönelmek ve dışa bağımlılığı azaltmaktır. Bu bağlamda hidroelektrik enerji tüm ülkeler tarafından desteklenen bir enerji türüdür. Ülkelerin enerji arz kaynakları arasında önemli bir yere sahip olan hidroelektrik enerji yatırımları öncelikli bir enerji yatırım kaynağı olarak karşımıza çıkmaktadır.

Ülkemizde küreselleşme olgusunun temelini oluşturan ekonomik ve sosyal kalkınma sağlamak adına enerji üretiminde diğer ülkelere bağımlılığı azaltmak ve çevre kirliliğini önlemek adına fosil yakıtlardan daha çok güneş enerjisi (GE), rüzgâr enerjisi (RE), hidroelektrik santralleri (HES), jeotermal enerji (JE), dalga enerjisi (DE) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim göstermektedir. Örnek vermek gerekirse doğalgaz arzı konusunda diğer ülkelere bağımlılık gün geçtikçe yenilenebilir enerji kaynakları konusunda arayışlara neden olmaktadır. Dünya Enerji Konseyi sunduğu raporda 2025 yılına ait yenilenebilir enerjinin yakıt kullanımında %25 ve enerji üretimindeki payının ise %60 oranında olabileceğini öngörmektedir.

Özellikle gelişmiş ülkelerde araştırmalara konu olan yenilenebilir enerji kaynakları bulma çalışmalarının amacı öncelikle doğal kaynakları korumaktır. Fosil yakıtların doğal kaynaklar olması fakat zamanla yok olmasıdır. Fakat yenilenebilir enerji kaynaklarında yok olma tehlikesi bulunmazken aynı zamanda çevre kirliliği azalması ve enerji konusunda dışa bağımlılığı azaltması yönünden faydaları bulunmaktadır. Ülkemiz açısından yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik santrallerinde (HES) yakıt faktörünün olmaması, kurulum maliyetinin düşük olması

çevreye zarar mekanizmasının fosil yakıtlara göre az olması HES'lerin avantajlı yönleri konusunda önem arz etmektedir.

Gelecekte fosil yakıtların tükenecek olması sorunu yenilenebilir enerji kaynaklarının önemini arttırmıştır. Bu nedenle dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarının (hidroelektrik, rüzgâr, jeotermal, güneş, dalga, gel-git ve biyoenerji gibi) kullanımının yaygınlaşacağı öngörülmektedir. Bu konuda ciddi çalışmalar yapılmaktadır. Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarından su potansiyeli bakımından zengin olmamız hidroelektrik enerjinin önemini artmasına neden olmuştur. Ülkemizde kurulma çabası olan nükleer santrallerde radyoaktif maddelerin sızma tehlikesinin de var olması bu önemi arttırmaktadır.

Ülkemizin enerji ihtiyacının büyük çoğunluğunun yurtdışından temin ediliyor olması, herhangi bir olumsuz durumda kesintiye uğrama ihtimalini doğurmaktadır. Türkiye'de özellikle 2001 yılı sonrasında enerji piyasasında köklü değişiklikler olduğu görülmektedir. Yapılan enerji reformları ile elektrik üretimi artırılmış ve enerji ihtiyacını karşılamak için sektöre yatırım yapılması zaruri bir durum olmuştur. Yatırımların yapılmaya başlaması ile birlikte her yatırım dönemine ve projeye uygun ayrı sigorta poliçelerinin yapılmasını zorunlu hale getirmiştir.

İşletmenin poliçe ile teminat altına alınmış olan risklerinden birinin gerçekleşmesi sonucu oluşan hasar nedeniyle sigortalı tarafından yürütülen işlerin durması, kesintiye uğraması veya aksaması neticesinde meydana gelen kayıp veya zarar tutarı kar kaybı sigortası ile teminat altına alınmaktadır. Ancak bunun için; hasarın meydana geldiği tarihte sigortalının mülkleri ile ilgili menfaatlerini böyle bir hasara karşı teminat altına alan geçerli bir sigorta yürürlükte olmalı ve bu sigorta karşılığında ödeme yapılmış veya sorumluluk kabul edilmiş olmalıdır.

Kar kaybı poliçesi ile temin edilen sigorta teminatı ve kar kaybından anlaşılan; hidroelektrik santrallerinde oluşuna hasar sonrasında cirodaki azalma, bu azalmayı önlemeye yönelik çalışma maliyetlerindeki artış ve çalışma maliyetlerindeki ek artışlar

olarak kabul edilmektedir. Poliçe tanzimine esas alınacak bilgileri sağlayacak firmaların profesyonellik düzeyini ölçme olanağı yok ise çok ciddi içerikte hazırlanmış risk değerlendirme formları düzenlemek, imzalı beyan şeklinde bu formları almak gerekmektedir. Soru formları poliçenin içeriği ekspertiz koşullarını doğrudan belirlemektedir.

Ülkemizdeki enerji sektörünün büyümesi ve kalkınmasına büyük etkisi olan hidroelektrik santrallerin sigortalanması, risk ve hasar değerlendirilmesi ve kar kaybı sigortalarının analiz edildiği bu çalışma dört bölümden oluşmaktadır.

Birinci bölümde Türkiye’de enerji sektörü; Türkiye’nin enerji durumunun değerlendirilmesi, kurulu gücü ve üretimi, kaynakları, enerji arzı ve son olarak Türkiye’de enerjinin büyüme ve kalkınmaya olan etkileri olmak üzere çeşitli başlıklarla incelenmiştir.

İkinci bölümde hidroelektrik santrallerin ekonomik, çevresel toplumsal ve stratejik etmenleri ele alınırken; HES’lerin avantajlarına, olumsuz yönlerine, sınıflandırılmasına da ayrıca değinilmiştir. Bu bölümde ayrıca HES’lerin çalışma sistemleri de ayrıntılı bir şekilde ele alınmıştır.

Üçüncü bölümde HES’lerin sigortalanması ve kar kaybı sigortası başlığı altında; risk ve hasar değerlendirilmesi, inşaat ve işletme dönemleri içerisindeki riskler ve verilebilecek teminat türleri ve son olarak HES’lerin kar kaybı sigortası incelenmiştir.

Dördüncü bölüm olan son bölümde ise; HES’lerle ilgili iki farklı hasar nedeni olan, elektrik ve yer kayması sonucu meydana gelen kar kaybını sigortası poliçelerinin örnek uygulamalarına yer verilmiştir.

BÖLÜM I

TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜ

1.1. Türkiye’nin Enerji Durumuna Genel Bir Bakış

Ülkemizde ilk elektrik üretimi Tarsus’ta, 60 kW güçteki bir hidroelektrik santralle başlamıştır. Cumhuriyetin ilk yıllarına kadar elektrik sadece aydınlatmada kullanılmıştır. Türkiye Cumhuriyeti’nin devraldığı kurulu güç 29,7 MW olup bu yıllarda sadece İstanbul, İzmir, Tarsus ve Adapazarı’nda elektrik bulunmaktadır.

1930 yılından sonra elektrik enerjisi aydınlatma dışında da kullanılarak, sanayinin kurulması ve kendi elektriğini kendileri üreten büyük sanayi kuruluşları gelişmeye başlamıştır. İhtiyaçlarını karşılamak için kendi santrallerini tesis eden Karabük, Demirçelik, Sümerbank ve İzmit Seka bu kapsamda sayılabilecek başlıca kuruluşlardır¹.

Genel enerji sorunlarının yönlendirilmesi ve yönetilmesi için öncelikle, ETİBANK, Maden Tetkik ve Arama (MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) kurulmuş ve daha sonra İller Bankası ve Devlet Su İşleri (DSİ) kurularak görevlendirilmiştir.

Zaman içerisinde, enerji sektöründe görev ve sorumluluk almak üzere, Petrol İşleri (PIGM), Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ), Türkiye Taş Kömürü Kurumu (TTK), Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), Boru Hatları ve Petrol Taşımacılığı A.Ş. (BOTAŞ), Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. (TÜPRAŞ), Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) görevlendirilmiştir.

1940 yılında, ülkemizde toplam kurulu gücü 91 MW olan 170 adet şehir santrali ve toplam gücü 111 MW olan 72 endüstri santrali mevcuttur. Bu santrallerin

¹ Selman TEZEKİCİ, “Türkiye’de Enerji Sektörü ve Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu (Kaynaklar-Politikalar)”, **Doktora Tezi**, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul, 2005, s.137.

ancak 28 adedi hidroelektrik santral olup, toplam enerji üretiminde HES'lerin payı %3,2'dir.

1950 yılında, santrallerin toplam kurulu gücü 408 MW'a ulaşırken hidroelektrik santraller 18 MW güçleri ile toplam içinde ancak %4,4'lük bir paya sahip olmuşlardır.

İlk özel sektör haliyle santral yapılması ve işletilmesi 1950 yılından sonra gerçekleşmiştir. Bunlar Adana ve İçel yöresinde Çukurova Elektrik A.Ş. (ÇEAŞ) ile Antalya yöresinde Kepez Elektrik A.Ş.'dir.

1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Genel Müdürlüğü'nün kurulması ile hidroelektrik santrallerin işletilmesi TEK'e devredilmiştir. TEK 2234,9 MW kurulu güç kapasitesi ve 8623 MWh elektrik üretimi ile göreve başlamıştır². Belediyeler ve birliklerin elindeki elektrik tesisleri 1982 yılında TEK'e devredilmiştir. Bu tarihte kurulu güç 6638,6 MW ve üretim 26552 MWh'a ulaşmıştır.

Sanayileşme çabası içinde olan Türkiye'de yüksek nüfus artışı ve şehirleşmenin de etkisiyle elektriğe olan talep yıllar itibariyle hızlı bir artış göstermiş bu da üretim kapasitesinin artırılmasına yönelik çalışmalara hız kazandırmıştır. Böylelikle 1984 yılından itibaren elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtımında yeniden yapılanma çalışmaları başlayarak, özel sektörün elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtımında görev alması için hukuki çalışmalar başlatılmıştır. İlk aşamada TEK, Kamu İktisadi Kuruluşuna dönüştürülmüştür.

1980'li yıllarda özelleştirmeye ilgili Dünya'daki gelişmeler, Türkiye'yi de etkilemiştir. Öncelikle "Gelir Ortaklığı Senedi" ile hisse senedi çıkarılması ve "İşletme Hakkı" verilmesi hüküm altına alınmıştır. Bu gelişmelerin sonunda 4 Aralık 1984 tarihinde, 3096 sayılı Yasa ile "TEK Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi,

² Nevin SELÇUK ve Hüseyin ARABUL, "Elektrik Enerjisinde Ulusal Politika: 2000 Yılında Türkiye'de Elektrik Enerjisinde Mevcut Durum, Sorunlar ve Çözüm Önerileri", **ASO-İSO Ortak Yayını**, Ekim 2000, s.12.

Dağıtım ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun” ile yasal düzenleme yapılmıştır. Bu konunun 14 yılda tam olarak uygulandığını söylemek mümkün değildir. 12.08.1993’de ve 93/4789 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile TEK, iki ayrı Anonim Şirket olan TEAŞ ve TEDAŞ olarak yapılanmıştır. TEDAŞ 1995 yılından itibaren 7 adet Bağlı Ortaklığı ve Dağıtım Müesseselerine dönüştürülmüştür. Bu arada 1989 yılında AKTAŞ Elektrik A.Ş. ile Kayseri ve Civarı Elektrik A.Ş. 3096 Sayılı Kanuna göre sözleşme imzalamıştır³.

Bugün elektriğin üretim, iletim, dağıtım ve ticareti konusunda yeni yapılanmaya gidilmiş ve yeni şirketler kurulmuştur. Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret A.Ş. (TETAŞ) şirketleri bu hizmetleri sürdürmektedir.

2017 yılı itibariyle Türkiye’de elde edilen toplam elektrik enerjisinin %31,1’i doğalgaz, %24,9’u kömür, %32’si hidrolik kaynaklar, %0,2’si termik yakıtlar, %7,6’sı rüzgâr ve %1,2’si jeotermal ve biyogazdan sağlanmıştır. 2010 yılında ise toplam elektrik üretimi %45,9’u doğalgaz, %18,4’i yerli kömür, %6,9’u ithal kömür, %24,5’i hidrolik kaynaklar, %2,5’i sıvı yakıtlar, %1,35’i rüzgâr ve %0,47’si jeotermal ve biyogazdan üretilmiştir. 2010 yılı ile karşılaştırıldığında özellikle hidrolik kaynaklardan, rüzgârdan ve jeotermalden yararlanma oranı artarken, diğer kaynakların oranlarında düşme görülmüştür⁴.

2017 yılı Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılım oranı Tablo 1’de verilmiştir.

³ TEZEKİCİ, a.g.e., s.138.

⁴ TEİAŞ, https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-03/kurulu_guc.pdf, (09.07.2018).

Tablo 1. Türkiye Elektrik Enerjisi Yakıt Cinslerine Göre Kurulu Güç

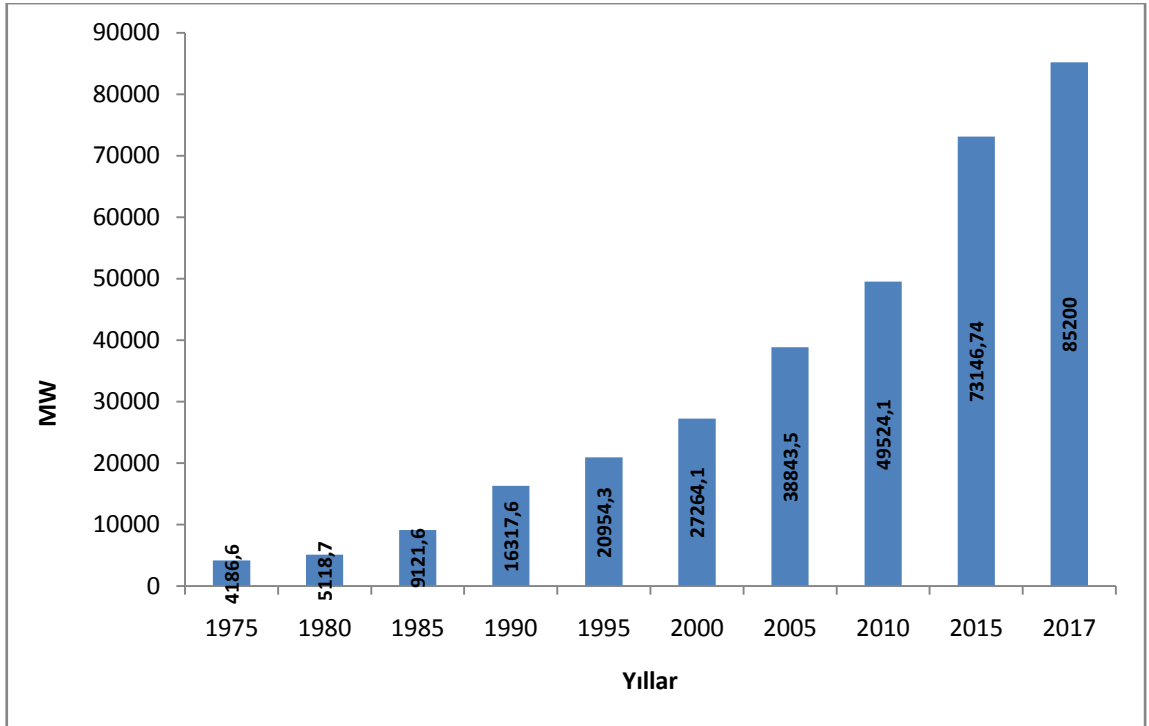
YAKIT CİNSLERİ	2017 YILI SONU İTİBARIYLA			28 ŞUBAT 2018 SONU İTİBARIYLA		
	KURULU GÜÇ	KATKI	SANTRAL SAYISI	KURULU GÜÇ	KATKI	SANTRAL SAYISI
	MW	%	ADET	MW	%	ADET
FUEL-OİL + NAFTA + MOTORİN	303,6	0,4	12	303,6	0,4	12
YERLİ KÖMÜR (TAŞ KÖMÜRÜ + LİNYİT + ASFALTİT)	9.872,6	11,6	30	9.872,6	11,5	30
İTHAL KÖMÜR	8.793,9	10,3	11	8.793,9	10,2	11
DOĞALGAZ + LNG	23.063,7	27,1	243	23.181,2	26,9	249
YENİLEN + ATIK + ATIKISI + PİROLİTİK YAĞ	575,1	0,7	98	580,7	0,7	99
ÇOK YAKITLILAR KATI + SIVI	682,9	0,8	22	706,9	0,8	22
ÇOK YAKITLILAR SIVI + D.GAZ	3.433,6	4,0	47	3.412,1	4,0	47
JEOTERMAL	1.063,7	1,2	40	1.063,7	1,2	40
HİDROLİK BARAJLI	19.776,0	23,2	117	19.914,0	23,1	118
HİDROLİK AKARSU	7.489,7	8,8	501	7.535,1	8,7	506
RÜZGAR	6.482,2	7,6	161	6.523,6	7,6	162
GÜNEŞ	17,9	0,0	3	22,9	0,0	3
TERMİK (LİSANSSIZ)	201,1	0,2	67	231,2	0,3	79
RÜZGAR (LİSANSSIZ)	34,0	0,0	46	46,9	0,1	62
HİDROLİK (LİSANSSIZ)	7,4	0,0	10	7,4	0,0	10
GÜNEŞ (LİSANSSIZ)	3.402,8	4,0	3.613	3.919,2	4,6	4.704
TOPLAM	85.200,0	100,0	5.021	86.114,9	100,0	6.154

Kaynak: TEİAŞ, https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-03/kurulu_guc.pdf, (09.07.2018).

Verilen bu bilgilere göre ülkemizin elektrik enerjisi ihtiyacının %32'si hidrolik kaynaklardan elde edilmiş olduğu görülmektedir.

1.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü ve Üretimi

Türkiye kurulu gücü Dünya enerji krizinin olduğu 1973 yılında 3193 MW iken, 1980’de 5119 MW ve 1985’de 9119 MW’a yükselmiştir. Türkiye elektrik enerjisi üretiminin gelişimi ise yine bu yıllara paralel olarak gelişme göstermiştir. 1973’de 12425 GWh, 1980’de 23.275 GWh ve 1985’de 34219 GWh elektrik üretimi gerçekleştirilmiştir⁵.



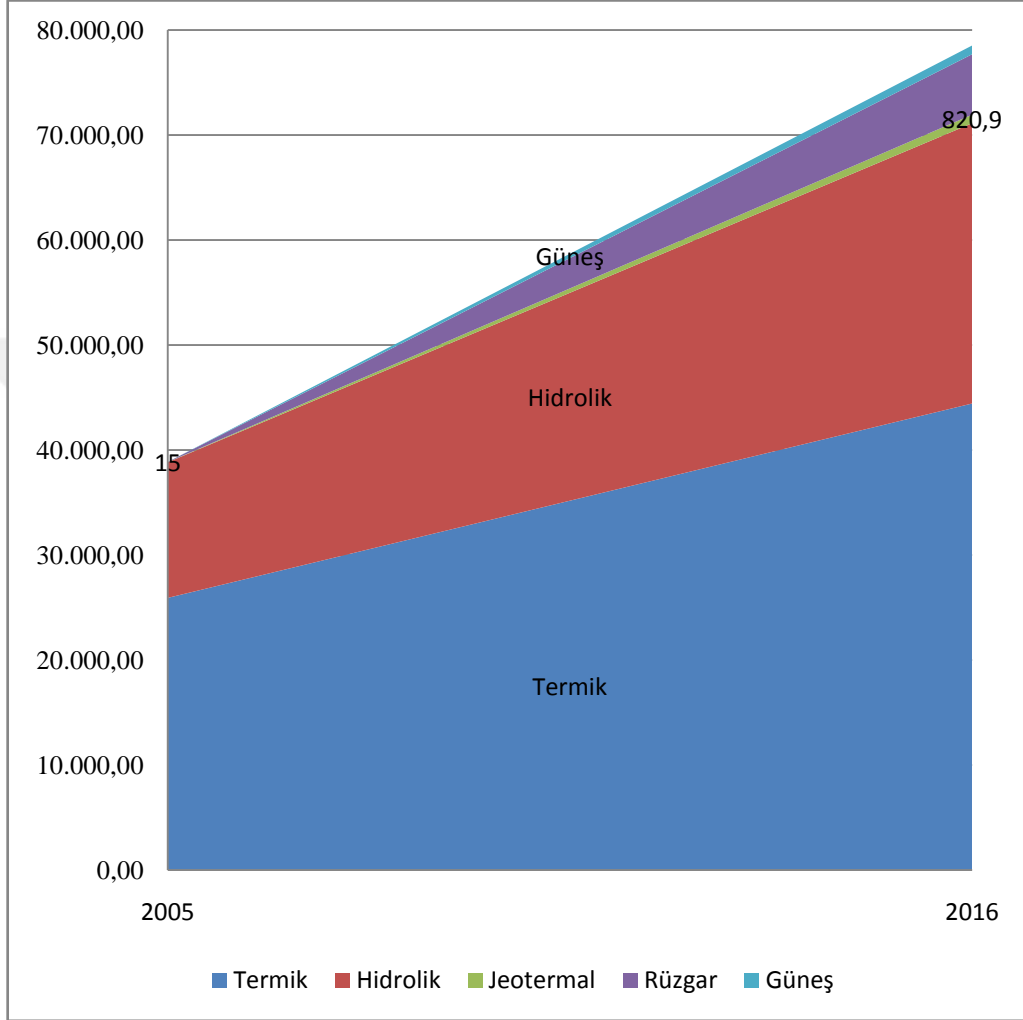
Grafik 1. Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi

Kaynak: TEİAŞ, https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-03/kurulu_guc.pdf, (09.07.2018).

1975-2017 döneminde ise Türkiye kurulu gücü Grafik 1’de verilmiştir. 1990’da 16317,6 MW olan toplam kurulu güç 2017’de 85.200 MW’a yükselmiştir. Aşağıda görüleceği üzere 2005 termik kurulu gücü 25.902,3 MW iken 2016 yılında

⁵ TEZEKİCİ, a.g.e., s.139.

44.411,66 MW'a yükselmiştir. Aynı yıllarda hidrolik kurulu gücü ise 12.906,1 MW'dan 26.681,10 MW'a yükselmiştir. Termik kurulu güç artış hızı bu dönemde hidrolik kurulu güçten daha fazla olmuştur (Grafik 2)⁶.



Grafik 2. Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (2005 – 2016)

Kaynak: TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/tr/i-kurulu-guc>, (09.07.2018).

⁶ TEİAŞ, “Türkiye Elektrik Üretim – İletim İstatistikleri”, 2015, <http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2015/istatistik2015.htm>, (13.07.2018).

Elektrik enerjisi toplam üretimi 2006 yılında 176299,8 GWh olarak gerçekleşmişken, 2016’da 276.779,3 GWh’e yükselmiştir (Tablo 2).

Tablo 2. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Yıllar İtibariyle Gelişimi (2005-2016)

Birim: GWh						
	Yenilenebilir + Atık + Atık Isı	Termik	Hidrolik	Jeotermal + Rüzgar	Güneş	Toplam
2005	122,4	122242,3	39560,5	153,4		161956,2
2006	154,0	131.835,1	44244,2	220,5		176.299,8
2007	213,7	155.196,2	35.850,8	511,1		191.558,1
2008	219,9	164.139,3	33.269,8	1.008,9		198.418,0
2009	340,1	156.923,4	35.958,4	1.931,1		194.812,9
2010	457,5	155.827,6	51.795,5	3.584,6		211.207,7
2011	469,2	171.638,3	52.338,6	5.418,2		229.395,1
2012	720,7	174.871,7	57.865,0	6.760,1		239.496,8
2013	1.171,2	171.812,5	59.420,5	8.921,0		240.154,0
2014	1.432,6	200.416,6	40.644,7	10.884,1	17,4	251.962,8
2015	1.758,2	179.366,4	67.145,8	15.077,0	194,1	261.783,3
2016	2.371,6	185.798,1	67.230,9	20.335,6	1.043,1	276.779,3

Kaynak: TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-06/2016%20TE%C4%B0A%C5%9E%20Faaliyet%20Raporu.pdf>, (09.07.2018).

Türkiye toplam kurulu güç ve üretim artışları karşılaştırıldığında ise daha öncede belirtildiği gibi 2016 yılı için kurulu gücün 78497,4 MW’ken, üretim artışının da 274407,7 GWh olduğu görülmektedir⁷. Hidroelektrik santrallerinde kurulu gücün artması sigorta sektörü için yeni bir pazar alanı doğurmuştur.

1.2.1. Kaynaklar Açısından Elektrik Üretimi

Kaynaklar açısından elektrik üretimini yenilenebilir, termik ve hidrolik ve ana başlıklarında toplamak mümkündür. 2016 yılı Türkiye elektrik enerjisi üretimi bir önceki yıla göre % 4,8’e karşılık gelen 12.624,4 milyon kWh artış ile 274.407,7 milyon kWh olmuştur. Yine 2016 yılı itibariyle, yenilenebilir, termik ve hidrolik kaynaklardan

⁷ TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-06/2016%20TE%C4%B0A%C5%9E%20Faaliyet%20Raporu.pdf>, (09.07.2018).

beslenen toplam 78.497,4 MW kapasiteyle elektrik üretimi yapılmıştır⁸. Nükleer ana kaynağı ile Türkiye’de henüz elektrik üretimi yapılmamaktadır.

1.2.1.1. Termik elektrik üretimi

Türkiye’de 2005 yılında termik santrallerin 25902,3 MW kurulu güç kapasitesiyle ürettiği elektrik miktarı 122242,3 GWh’dır. 2005 yılında kurulu gücün termik payı %66,68 iken 2016 yılında %67,7 gibi oranda artış görülmektedir (Tablo 2).

1990 yılında termik elektrik üretimi içinde en fazla kullanılan yakıt kömür iken (%35,1), 2016 yılı itibariyle kömür kullanımı azalmış ve kömürün elektrik üretimi içindeki payı %33,6’ya gerilemiştir. Kömürün yerine ikame yakıt olarak doğal gaz geçmiştir. 1990’da toplam elektrik üretimi içinde %17,7’lik kullanım oranına sahip olan doğal gaz 2016’daki Türkiye elektrik üretimine %32,5 oranında katkı sağlamıştır. Petrol ve türevleri ise termik üretim içinde önemli bir artış kaydetmeyerek 2016’da %0,7 oranında elektrik üretimine katkıda bulunmuştur (Tablo 3)⁹.

⁸ TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/tr/iii-elektrik-enerjisi-uretimi-tuketimi-kayıplar>, (10.07.2018).

⁹ TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/tr/iii-elektrik-enerjisi-uretimi-tuketimi-kayıplar>, (10.07.2018).

Tablo 3. Enerji Kaynaklarına Göre Elektrik Enerjisi Üretimi ve Payları

Yıl	Toplam	Kömür	Sıvı yakıtlar	Doğal gaz	Hidrolik	Yenilenebilir Enerji ve Atıklar (1)
	(GWh)	(%)				
1990	57.543	35,1	6,8	17,7	40,2	0,2
1991	60.246	35,8	5,6	20,8	37,6	0,2
1992	67.342	36,5	7,8	16,0	39,5	0,2
1993	73.808	32,1	7,0	14,6	46,1	0,2
1994	78.322	36,0	7,1	17,6	39,1	0,2
1995	86.247	32,5	6,7	19,2	41,2	0,4
1996	94.862	32,0	6,9	18,1	42,7	0,3
1997	103.296	32,8	6,9	21,4	38,5	0,4
1998	111.022	32,2	7,2	22,4	38,0	0,3
1999	116.440	31,8	6,9	31,2	29,8	0,3
2000	124.922	30,6	7,5	37,0	24,7	0,3
2001	122.725	31,3	8,4	40,4	19,6	0,3
2002	129.400	24,8	8,3	40,6	26,0	0,3
2003	140.581	22,9	6,6	45,2	25,1	0,2
2004	150.698	22,8	5,0	41,3	30,6	0,3
2005	161.956	26,6	3,4	45,3	24,4	0,3
2006	176.300	26,4	2,4	45,8	25,1	0,3
2007	191.558	27,9	3,4	49,6	18,7	0,4
2008	198.418	29,1	3,8	49,7	16,8	0,6
2009	194.813	28,6	2,5	49,3	18,5	1,2
2010	211.208	26,1	1,0	46,5	24,5	1,9
2011	229.395	28,8	0,4	45,4	22,8	2,6
2012	239.497	28,4	0,7	43,6	24,2	3,1
2013	240.154	26,6	0,7	43,8	24,7	4,2
2014	251.963	30,2	0,9	47,9	16,1	4,9
2015	261.783	29,1	0,8	37,9	25,6	6,1
2016	274.407	33,6	0,7	32,5	24,5	8,7

Kaynak: TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/tr/iii-elektrik-enerjisi-uretimi-tuketimi-kayıplar>, (10.07.2018).

1.2.1.2. Hidroelektrik üretimi

Hidrolik enerji, kuruluş maliyetinin yüksekliği ve tesislerin uzun sürede yapılmasına rağmen uzun dönemde ucuz ve çevre sağlığı açısından en yararlı enerji kaynaklarından biri olmaktadır.

Türkiye’de ilk hidroelektrik santrali 1902 senesinde Tarsus çayı üzerinde inşa edilmiştir. Daha sonraları 1929 senesinde faaliyete giren ve yapımı belediye tarafından üstlenilen diğer bir özelliği de ilk depolamasız nehir tipi HES olan Visera Santrali olarak da bilinen Trabzon’un Işıklar beldesi santrali ile 1940 senesinde elektrik üretilmeye başlanan Konya-İvriz santrali takip etmiştir. Doğu Karadeniz Bölgesinde ilk depolamasız nehir tipi santrali 1,04 MW güce sahip Visera nehir tipi hidroelektrik santralidir. Ülkemiz, devlet tarafından faaliyete geçirilmemiş, ilk defa, 1951’de inşa edilen ve kurulu gücü 9,2 MW olan Derme ve Murgul HES’leri vasıtasıyla hidroelektrik santrallerinde özel enerji üretimi ile tanışmıştır. İlk büyük HES ise 1956 senesinde hizmete giren 54 MW Kurulu güce sahip Seyhan I HES’tir¹⁰.

HES’ler yenilenebilir enerji olarak dünyadaki elektrik ihtiyacının hemen hemen %17’sini oluşturmaktadır. HES’lerin arasında da küçük ölçekli hidroelektrik santraller önemli bir konuma sahiptirler¹¹. Enerji üretiminde hidroelektrik santrallerinin kullanılabilmesi için uygun coğrafi şartların bulunması gerekmektedir. 2014 yılı verilerine göre OECD ülkelerinde; Türkiye en çok yıllık hidroelektrik enerji üretim kapasitesine sahip onuncu ülke konumundadır. Sırasıyla ilk dokuzda; Kanada, ABD, Norveç, Japonya, Fransa, İsveç, İtalya, Avusturya, İspanya yer almaktadır¹².

Türkiye’de elektrik enerjisinin üretiminde 2016 verilerine göre %24,5 ile hidroelektrik santrallerden üretilen elektrik yer almaktadır (Tablo 3). 2000 yılında hidroelektrik santrallerinde üretilen enerji, toplam enerjinin %25; 1990 yılında %40, 1980 yılında ise %49 gerçekleşmiştir. Görüldüğü gibi, HES’lerden üretilen toplam elektrik üretimi 1970-2014 yılları arasında gittikçe azalmakta, 2015-2016 yılları arasında artışa geçmektedir. Bu azalmada iklimsel nedenler ile ekonomik büyümeye bağlı öngörülemeyen elektrik enerjisi talebinde artış sonucu kısa sürede kurulabilen

¹⁰ Muharrem AKSUNGUR, Orhan AK ve Atilla ÖZDEMİR, “Nehir Tipi Hidroelektrik Santrallerinin Sucul Ekosisteme Etkisi: Trabzon Örneği”, **Journal Of Fisheries Science**, 5(1), 2011, s.80-81.

¹¹ Adem AKPINAR ve Diğerleri, “Çoruh Havzasındaki Küçük Hidroelektrik Santrallerin Durumu”, **5. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu Bildiriler Kitabı**, Diyarbakır: EMO Yayınları, 19-20-21 Haziran 2009, s.249.

¹² TEİAŞ, <http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2015/istatistik2015.htm>, (10.07.2018).

doğalgaz ile çalışan santrallerin kurulup elektrik enerjisi üretiminde büyük pay olması etkili olmuştur¹³.

Hidroelektrik santrallerimizin 2017 yılı itibariyle HES sayısı 618 olmakla birlikte, kurulu gücü 27265,7 MW'dır. Türkiye'deki hidroelektrik üretimi ise 58218,5 GWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 1).

Hidrolik üretiminin toplam elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının son dönemlerde yapılan yasal düzenlemelerle tekrar artmaya başladığı görülmektedir. 1950'li yıllarda başlayan hidroelektrik enerjisi kullanımı 1980'li yıllara kadar artış göstermiş bu yıllarda üretimdeki payı %50'ler seviyesine kadar çıkmıştır; fakat diğer enerji kaynaklarının (özellikle doğal gazla yönelik destekleyici politikaların) devreye girmesiyle bu oran giderek azalmıştır¹⁴. Hidrolik kaynakların payı 2004 yılında %30,6 değerine yükselse de sonraki dönemlerde azalarak 2016 yılında %24,5 düzeyine kadar gerilemiştir.

Ancak son dönemde uygulanan teşvikler ile bu oran günümüzde tekrar artmaya başlamıştır. Ülkedeki hidrolik potansiyelin tümünün devreye alınması durumunda 2020-2025 yılları arasındaki elektrik enerjisi talebinin %23'ünün hidrolik potansiyelden elde edilme imkanı bulunmaktadır. Küçük hidroelektrik santraller Türkiye'de hidroelektrik enerji üretiminde önemli bir role sahiptirler ve ilerleyen yıllarda bu rolün daha da artacağı düşünülmektedir¹⁵.

1.2.2. Üreticiler Açısından Elektrik Üretimi

Elektrik üretiminin üreticiler açısından değerlendirilmesi, aynı zamanda elektrik sektöründe kamu ve özel sektör üretimlerinin yapısını da göstermektedir. Buna

¹³ Ümran ÖZDAMAR ÇAKIROĞLU, "Türkiye'nin Enerji Sektörünün Ekonomik Analizi", **Yüksek Lisans Tezi**, Gaziantep Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2009, s.39.

¹⁴ Hayriye SAĞIR, "Su-Enerji-Çevre İlişkileri Bağlamında Hidroelektrik Santrallerinin (HES) Ekolojik ve Ekonomik Etkileri: Doğu Karadeniz Bölgesi Hidroelektrik Santralleri Araştırması", **Doktora Tezi**, Selçuk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Konya, 2012, s.179.

¹⁵ AKPİNAR, a.g.e., s.250.

göre, EÜAŞ (Elektrik Üretim Anonim Şirketi), EÜAŞ'ın bağı ortaklıkları ve özelleştirme kapsamına alınan santrallerin üretimleri, kamu elektrik üretimini temsil etmektedir. Özel sektör olarak ele alacağımız üretim grubuna ise, Serbest Üretim Şirketleri, Lisanssız Şirketler, Otoprodüktörler ve İşletme Hakkı Devredilen Şirketler girmektedir.

Bu durumda 2016 yılı elektrik üretiminde kamu payı olarak EÜAŞ toplamı 46.509,2 GWh ve Türkiye elektrik üretimindeki payı ise %16,9'dur. EÜAŞ dışı olarak özel sektörü temsil payı ise %82,5 olup, toplam üretimleri 226.434,4 GWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 4).

Kamu ve özel sektör ayrımına kaynak bazında baktığımız zaman hidroelektrik üretimin %24,50'sini kamu, termik üretimin ise %67,71'ini özel sektörün hakim olduğunu görmekteyiz (Tablo 4).

Tablo 4. Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Üretici Kuruluşlara Dağılımı (2016)

BİRİNCİL ENERJİ KAYNAĞI	EÜAŞ	ÜRETİM ŞİRKETLERİ + İŞLETME HAKKI DEVİR	+LİSANSSIZ	TÜRKİYE	
				TOPLAM	%
KÖMÜR	4.820,1	87.453,0		92.273,1	33,63
SIVI YAKITLAR	0,0	1.926,3		1.926,3	0,70
Doğal Gaz	7.026,6	81.975,5	225,0	89.227,1	32,52
Yenilebilir + Atık		2.198,9	172,7	2.371,6	0,864
TERMİK TOPLAMI	11.846,7	173.553,7	397,7	185.798,1	67,71
HİDROLİK TOPLAMI	34.662,5	32.562,0	6,4	67.230,9	24,50
JEOTERMAL TOPLAMI		4.818,5		4.818,5	1,76
RÜZGAR TOPLAMI		15.500,2	16,9	15.517,1	5,65
GÜNEŞ TOPLAMI			1.043,1	1.043,1	0,38
GENEL TOPLAM	46.509,2	226.434,4	1.464,2	274.407,7	100,00
%	16,9	82,5	0,5	100,0	

Kaynak: TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/tr/iii-elektrik-enerjisi-uretimi-tuketimi-kayıplar>, (11.07.2018).

1.2.2.1. Elektrik üretim anonim şirketi elektrik üretimi

EÜAŞ, 2016 yılı sonu itibariyle, 34.662,5 GWh kurulu güce sahip hidroelektrik ve 11.846,7 GWh kurulu güçte termik santrale sahip olup, toplam 46.509,2 GWh kurulu gücü ile Türkiye kurulu gücünün %92,21'ini (2015'te %92,7) elinde bulundurmaktadır. 2016 yılı sonu itibariyle 274.407,7 GWh olarak gerçekleşen Türkiye elektrik üretimi miktarının 46.509,2 GWh'i (Türkiye üretiminin %16,9'u (2015'te %27,7)) EÜAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir (Tablo 4)¹⁶.

¹⁶ EÜAŞ, <https://www.teias.gov.tr/tr/iii-elektrik-enerjisi-uretimi-tuketimi-kayıplar>, (11.07.2018).

Tablo 5. 2017 Yılı Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretimine Kuruluşlara Dağılımı

KURULUŞLAR	KAYNAKLAR	TOPLAM
EÜAŞ	TERMİK	18.699,6
	HİDROLİK+JEOTERMAL+RÜZGAR	28.393,2
	TOPLAM	47.092,8
LİSANSIZ SANTRALLAR	TERMİK	186,8
	HİDROLİK+RÜZGAR+GÜNEŞ	2.728,5
	TOPLAM	2.915,3
ÜRETİM ŞİRKETLERİ	TERMİK	188.531,0
	HİDROLİK+JEOTERMAL+RÜZGAR+GÜNEŞ	51.141,2
	TOPLAM	239.672,3
İŞLETME HAKKI DEVİR	TERMİK	3.080,6
	HİDROLİK+JEOTERMAL+RÜZGAR	2.749,7
	TOPLAM	5.830,2
TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAMI	TERMİK	210.498,0
	HİDROLİK+JEOTERMAL+RÜZGAR+GÜNEŞ	85.012,6
	TOPLAM	295.510,6

Kaynak: TEİAŞ, “2017 Yılı Aylık Elektrik Üretim İstatistikleri”, <http://turkoted.org/tr/teias-2017-yili-aylik-elektrik-uretim-istatistikleri-192>, (12.08.2018).

Tablo 6. Türkiye'nin Brüt Elektrik Enerjisi Üretimine EÜAŞ'nın Yıllar İtibariyle Katkıları

YILLAR	TERMİK TOPLAMI	HİDROLİK + JEOTERMAL + RÜZGAR TOPLAMI	TOPLAM
2006	32309,0	38773,4	71082,4
2007	42806,8	31032,4	73839,2
2008	46499,7	28419,4	74919,1
2009	42446,5	28338,2	70784,8
2010	37881,0	41377,4	79258,3
2011	36635,9	36888,2	73524,1
2012	32112,4	38311,1	70423,5
2013	28274,4	37881,7	66156,1
2014	34186,5	23100,1	57286,6
2015	18524,3	34964,5	53488,7
2016	11846,7	34662,5	46509,2
2017	18699,6	28393,2	47092,8

Kaynak: TEİAŞ, “2017 Yılı Aylık Elektrik Üretim İstatistikleri”, <http://turkoted.org/tr/teias-2017-yili-aylik-elektrik-uretim-istatistikleri-192>, (12.08.2018).

EÜAŞ'ın yıllar itibariyle üretimlerinin Tablo 6'da istikrarsız bir seyir izlediği görülmektedir. 2006 yılındaki üretim seviyesi ile 2009'daki seviyenin aynı olması, 2010 yılında yükselişe geçmesi, sonraki seneler itibariyle de düşüş göstermesi bu istikrarsızlığı gözler önüne sermektedir.

1.2.2.2. Elektrik üretim anonim şirketinin bağlı ortaklıkları

Yeniköy-Yatağan, Kemerköy ve Soma santralleri, 1995 yılından bu yana EÜAŞ'a bağlı ortaklık statüsündedir. Bu üç santralin kurulu gücü 44,0 MW olarak görülmektedir.

Ancak Yeniköy-Yatağan Elektrik Üretim A.Ş. ile Kemerköy Elektrik Üretim A.Ş.'ye ait varlıkların özelleştirilmesi sonucu devredilmesi nedeniyle faaliyet konusu kalmadığından tüm hak ve vecibeleriyle EÜAŞ'a devri suretiyle tasfiye edilmesine Yüksek Planlama Kurulunun 30.07.2015 tarih ve 2015/T-14 sayılı Kararı ile kararlaştırılmış olup, 04.09.2015 tarihi itibari ile ticaret sicil kayıtları silinerek tüzel kişilikleri sonlandırılmıştır. Yine EÜAŞ'le Bağlı Ortaklığı olan Soma Elektrik Üretim A.Ş. (SEAŞ)'nin anonim şirket olmasını gerektirecek faaliyet konusu kalmadığı için tüzel kişiliğinin sonlandırılması amacıyla bütün hak ve vecibeleriyle EÜAŞ Genel Müdürlüğüne devredilmesine YPK'nin 04.04.2016 tarih ve 2016/T-5 sayılı Kararı ile karar verilmiştir¹⁷.

1.2.2.3. Özelleştirme kapsamına alınan santraller

Elektrik piyasasında özelleştirme çalışmaları başlatılmadan önce kamu iradesi Türkiye Elektrik Kurumu adı altında tekel konumuna haizdi. Ancak 4628 sayılı Kanun ile oluşturulan yapıda çok sayıda yeni katılımcının birlikte çalışacağı bir sistem düzenlenmiştir. Türkiye elektrik piyasasındaki aktörler, üretim lisansı sahibi,

¹⁷ EÜAŞ, "2015 Yıllık Faaliyet Raporu", s.88.

otoprodüktör lisansı sahibi, otoprodüktör grubu lisansı sahibi, toptan satış lisansı sahibi, perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilerinden oluşmaktadır¹⁸.

Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi çerçevesinde enerji piyasasının yeniden yapılandırılması ve bu kapsamda EÜAŞ mülkiyetindeki üretim tesislerinin özelleştirilmesine yönelik çalışmalar 2015 yılı içerisinde de sürdürülmüştür.

Özelleştirme programına alınarak, “İşletme Hakkı Verilmesi” yöntemi ile özelleştirilmesine karar verilen 50 HES bulunmaktadır. 2011 yılında 28, 2013 yılında 17 ve 2014 yılında 5 olmak üzere 2015 yılı sonuna kadar 50 HES’in özel sektöre devri gerçekleştirilmiştir. Bu santrallere 3096 sayılı Kanun kapsamında özelleştirilen ve yukarıda belirtilen Oymapınar HES, Hazar I ve Hazar II HES’ler de eklendiğinde, İşletme Hakkı Devşir Yöntemi ile bugüne kadar özel sektöre devri gerçekleştirilen HES sayısı 53 olmaktadır¹⁹. 2017 yılı itibarıyla HES adeti 70’e yükselmiş, 2267 MW güce sahip olduğu tespit edilmiştir²⁰.

1.2.2.4. Serbest üretim şirketleri

Serbest üretim şirketleri Yap İşlet (Yİ) ve Yap İşlet Devret (YİD) statüsünde elektrik üretimi yapmaktadırlar. Gündeme geliş nedeni, iç finansman kaynaklarının yetersiz kalması sonucu gerekli altyapı yatırımlarının gerçekleştirilmeme riski karşısında, ulusal ve özellikle de uluslar arası özel sermayeden yararlanmaktır²¹.

Yap işlet sözleşmeleri yirmi yıl ile sınırlı olmasına karşılık, yap işlet devret sözleşmeleri maksimum kırk dokuz yıl olabilmektedir²². Bu iki model ile yüksek

¹⁸ DUY, “Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği”, 14.04.2009 tarih ve 27200 Sayılı **Resmi Gazete**, Ankara.

¹⁹ EÜAŞ, “2015 Yıllık Faaliyet Raporu”, s.63.

²⁰ TEİAŞ, “2017 Yılı Faaliyet Raporu”, s.31.

²¹ Necati ARIKAN, “Türkiye’nin Enerji Sorunları”, **İSO Dergisi**, No:400, Temmuz 1999, s.8.

²² H. Yurdakul YİĞİTGÜDEN, “Türkiye Enerji Sektöründe Yeniden Yapılanma”, **İSO Dergisi**, No:417, Aralık 2000, s.12; Nevfel ŞAHİN, “Türkiye’nin 25 Yılı İpotek Altına Alındı”, **Enerji, Söyleşi**, C.VI, No:7, Temmuz 2001, s.26.

fiyattan elektrik alım garantisi verilmiştir. Zor proje şartları ve uygulama hataları yabancı sermayeyi çekmekte başarısız olmuştur²³.

Yap işlet devret modeli, 20 yıllık işletme süresi sonunda santralin rehabilite edilmiş biçimde devlete iadesini öngörmektedir. Şirket 20 sene boyunca üretiminin %100'ünü belli tarife ile devlete satma imkanı elde etmektedir. Satış riski olmadığından, gelişmemiş rekabetten çekinen özel sektöre cazip görünmektedir. Yap işlet modeli ise santralin mülkiyetini elinde tutacak şirkete ömrü boyunca gelir elde etme gibi daha cazip bir imkan getirmektedir. İlk yap işlet projelerinde, şirketlerin üretimlerinin %85'ine denilse de, yıllık sürenin %85'i alındığından, yine üretimlerinin tamamına 15 yıl için belli tarifeden devletçe alım garantisi verilmiş, alım fiyatları da yüksek tutulmuştur²⁴. Devletin alım fiyatlarının yüksek verilmesi, yap işlet modelinin devlete olan maliyetini artırmaktadır. Söz konusu projelerde geri alım fiyatlarının hesaplanırken projenin getirisi göz önüne alınmalıdır.

Serbest üretim şirketlerinin enerji garanti alımının olması sebebi ile enerji üretimindeki payı 2017 yılı Türkiye brüt elektrik enerjisi üretimindeki payı 295.510,6 GWh olmuştur (Tablo 5).

1.2.2.5. İşletme hakkı devredilen santraller

1984 yılında uygulamaya başlanan özelleştirme çerçevesinde, santrallerin yenilenmesi, kapasitelerinin artırımı, bilgisayar destekli yeni üretim ve kontrol teknolojilerinin getirilmesi ve uygulanması, verimliliğin artırılması amacıyla kamunun yeterli olmayan kaynaklarını desteklemek üzere; var olan tesislerin belli bir işletme hakkı devir bedeli karşılığında ve belli bir işletme süresi için özel sektöre devredilmesi ve süre sonunda tesisin kamuya tekrar devri üzerine kurulmuş bir modeldir. Bu modelde

²³ Hüsni DOĞAN, "Elektrik Enerjisi ve Türkiye'nin Gerçekleri", **Egevizyon**, No:13, Ağustos 1996, s.9.

²⁴ Mustafa Özcan ÜLTANIR, "Yönetiliyor mu Yönetilmiyor mu?", **Enerji**, C.V, No:5, Mayıs 2000, s.7.

firma işletme hakkı devir bedeli ödemekte, buna karşılık garanti edilen üretimine karşılık aylık taksitler halinde kapasite bedeli ve üretim bedeli almaktadır²⁵.

Bu modele göre, 2000 yılı itibarıyla 29.8 MW gücündeki Hazar I, II Küçük Hidroelektrik Santralinin işletme hakkı Bilgin Elektrik A.Ş.'ye ve 300 MW gücündeki Çayırhan termik santrali Park Termik Elektrik Sanayii ve Ticaret Ltd. Şirketine devredilmiştir. Bu modele göre işletme hakkı devredilmesi düşünülen ve imtiyaz sözleşmeleri inceleme aşamasında olan 180 MW gücündeki Aliğa Termik santrali ve 600 MW gücündeki Seyitömer termik santrali bulunmaktadır. İmtiyaz sözleşmeleri imzalanmış ve işletme hakkı devredilecek termik santral santrallerini isimleri, kurulu güçleri ve görevli firmaların isimleri aşağıda sıralanmıştır²⁶:

- Çatalağzı-B Termik santrali-(300 MW)-Çatalağzı Elektrik Üretim A.Ş.,
- Soma-A Termik Santrali (44 MW)-Sorel-Süzer Soma Elektrik Üretim LTD. Şirketi,
- Soma-B Termik Santrali (990 MW)-Sorel-Süzer Soma Elektrik Üretim LTD. Şirketi,
- Orhaneli Termik Santrali (210 MW)-Sorel-Süzer Soma Elektrik Üretim LTD. Şirketi,
- Yatağan Termik Santrali (630 MW)-Güney Ege Elektrik İşletme LTD. Şirketi,
- Kangal Termik Santrali (300 MW)-Kanel-Kangal Elektrik LTD. Şirketi,
- Kangal III Termik Santrali (157.3 MW)-Kanel-Kangal Elektrik LTD. Şirketi,
- Tunçbilek Termik Santrali- (429 MW) Temzet Elektrik Üretim A.Ş.,
- Çayırhan III –IV-Termik Santrali (320 MW) Park Termik Elektrik Sanayii ve Ticaret A.Ş.,

²⁵ Leyla DOLUN, “Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi ve Kullanılan Kaynaklar”, **Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş.,SA – 02-6-18**, Ankara, Aralık 2002, s.10.

²⁶ DOLUN, a.g.e., s.11.

- Yeniköy Termik Santralı (420 MW)-Güney Ege Elektrik İşletme LTD. Şirketi,
- Kemerköy Termik Santralı (630 MW)-Güney Ege Elektrik İşletme LTD. Şirketi,
- Afsin Elbistan (A ve 5 ve 6.ncı üniteleri) Termik Santralı-(2064 MW)-Erg A.Ş. ve Verbund Ortaklığı.

2017 yılında İşletme Hakkı Devredilen santrallerin Türkiye'deki elektrik üretimine 5.830,2 gücünde katkı sağladığı, böylelikle serbest üretim şirketlerinde alım garantisi olmadığından işletme hakkı devredilen santrallerde ülke genelinde küçük bir orana tekabül ettiği Tablo 5'te de görülmektedir.

1.2.2.6. Otoprodüktör şirketler

Otoprodüktör, esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi, otoprodüktör grubu da esas olarak ortaklarının elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik enerjisi üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi ifade etmektedir.

Otoprodüktörlerin 2015 yılı itibariyle toplam elektrik üretimine %0,01 gibi küçük bir payla dahil olup, ürettiği enerji de 34,2 GWh'dır. Kendi elektriğini üreten (Otoprodüktör) işletmelere ait 6 adet santral 27,2 MW kurulu güç ile sektörde bulunmaktadır. Elektrik üretimi yapan kuruluşların yapılarına göre rekabetçi bir ortamdan bahsedilebilir²⁷.

1.3. Türkiye'de Enerji Kaynakları ve Enerji Arzı

Ülkelerin elektrik sektörlerine bakıldığında üretici konumunda buldukları enerji kaynaklarında, petrol ve doğalgaz dışında en büyük tüketicinin de kendileri

²⁷ ANONİM, "Elektrik Üretimi İstatistikleri", 2015, <http://www.teias.gov.tr/dagitim/k/guc>, (20.07.2018).

olduğu göze çarpmaktadır. Bu durum ülkelerin elektrik üretiminde kendine yeterlilik ve ülke içi kaynakların kullanılması prensibini benimsediklerini göstermektedir.

Türkiye’de bugüne kadar taşkömürü, linyit, petrol ürünleri, doğalgaz ve su gücünden yararlanılarak elektrik üretilmiştir. Bunun yanında jeotermal, güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı da gelişmektedir. Bu kaynakların paylarının artırılması düşüncesi Dünya’da olduğu gibi Türkiye’de de hakim olmaya başlamıştır. Sayılan bu kaynakların yanında hayvan, bitki ve odun atıkları gibi ticari olmayan kaynaklar ile hidrojen enerjisi gibi enerji kaynakları da çevre sorunlarının ciddi boyutlara ulaştığı günümüzde önem kazanan enerji türleridir²⁸.

1940–2000 yılları arası dönem birincil enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki paylarına bakıldığında önceleri taşkömürü ağırlıklı olmakla birlikte linyit, su gücü ve yenilenebilir atık olarak nitelendirilen hayvan ve bitki atıklarının kullanıldığı görülmektedir. Mesela 1940 yılında 317,7 GWh’lik taşkömürüne karşılık 22,6 GWh’lik linyit ve 18,9 GWh’lik yenilenebilir atık kullanılmıştır.

Daha sonra ise 1950 yılında bu değerler sırasıyla 540,7, 137,1 ve 21,8 GWh’tir. Planlı kalkınma yılları olan 1960’lı yıllarda linyit kullanımında artış görülmekle birlikte, hidroelektrik santrallerle elektrik üretimine gidildiği görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynak kullanımında 1990’lı yıllarda artış olmuştur. Bu kaynakların sağladığı avantajlar ve Türkiye’nin kaynaklara sahip olma açısından diğer ülkelere göreceli üstünlüğü, elektrik sektörü için olumlu bir gelişmedir. Ancak yine 1990’lı yıllarla birlikte elektrik üretiminde yoğun olarak kullanılan doğalgaz bakımından Türkiye’nin zengin bir ülke olmadığı göze alınırsa, bu tercih, enerji politikaları ve elektrik sektörü bakımından sakıncalıdır²⁹. Bu nedenle hidroelektrik yatırımlarının hız kazanması ve devlet tarafından desteklenmesi oldukça gerekli bir politikadır.

²⁸ ÖZDAMAR ÇAKIROĞLU, a.g.e., s.108.

²⁹ Sabit ATMAN, “Türkiye’nin Enerji Kaynakları ve Rezervleri”, **Türkiye’nin Enerji Stratejisi Ne Olmalıdır Bildirileri**, İstanbul: Harp Akademileri Basımevi, 26-27 Ocak 2006, s.58-59.

Dünya’da da Türkiye’de de enerji arzında esas sorumluluğu olan fosil enerji kaynaklarının miktarı kısıtlı olup, bu kaynakların daha doğru kullanımı hedeflenmektedir. Türkiye’nin sahip olduğu kaynakların miktarı, taşkömürü rezervi 1,35 milyar ton ve linyit rezervi 8,3 milyar ton olmak üzere yaklaşık 9,7 milyar tondur. 2001 yılı toplam kömür üretimi 67 milyon ton olan Türkiye’nin üretimi 2005 yılında 45 milyon tona düşmüştür. Sahip olduğu rezervlere göre, Türkiye kömür üretiminin en az üç katı daha fazla olması gerekmektedir. 1980 yılı sonrası uygulanan politikalar sonucunda, kömür arama ve arzına kaynak sağlanmamış ve gerekli yatırımlar gerçekleştirilmemiştir. Türkiye’de 2005 yılında 2,1 milyon ton taşkömürü 45 milyon ton da linyit arz edilmiştir. Üretilen linyit’in yaklaşık 38 milyon tonu, taşkömürün ise 1,4 milyon tonu, termik santrallerde kullanılmış geri kalan kısmı ise endüstride tüketilmiştir³⁰.

³⁰ İTÜ (İstanbul Teknik Üniversitesi), “Türkiye’de Enerji Geleceği”, **İTÜ Görüşü**, İstanbul, Nisan 2007, s.45-46.

Tablo 7.Yıllar İtibariyle Türkiye Ham Petrol ve Doğal Gaz Üretimi

YILLAR	HAM PETROL ÜRETİMİ (M.TON)	DOĞALGAZ ÜRETİMİ (M ³)
1999	2 939 896	731 098 727
2000	2 749 105	639 222 969
2001	2 551 467	311 562 545
2002	2 441 534	378 402 738
2003	2 375 044	560 633 511
2004	2 275 530	707 008 763
2005	2 281 131	896 424 950
2006	2 175 668	906 587 974
2007	2 134 175	893 055 000
2008	2 160 067	1014 530 570
2009	2 401 799	729 414 369
2010	2 496 113	725 993 340
2011	2 367 251	793 397 572
2012	2 337 551	664 353 885
2013	2 398 454	561 544 788
2014	2 455 893	502 108 992
2015	2 515 662	398 723 410
2016	2 571 928	381 596 942
2017	2 551 929	364 295 167

Kaynak: PİGM, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, “İstatistikler”, <http://www.pigm.gov.tr/index.php/istatistikler>, (11.07.2018).

Tablo 7’ye göre Türkiye’de doğalgaz üretimi 2000 yılında 639,2 milyon m³, 2001 yılında 311,6 milyon m³, 2002 yılında 378,4 milyon m³, 2003 yılında 560,6 milyon m³, 2004 yılında 707 milyon m³, 2005 yılında 896,4 milyon m³, 2006 yılında 906,6 milyon m³, 2007 yılında 893,1 milyon m³, 2008 yılında 1014,6 milyon m³, 2009 yılında 729,4 milyon m³, 2010 yılında 726 milyon m³, 2015 yılında 398,7 milyon m³ ve 2017 yılında 364,2 milyon m³’tür. Miktarlar tüketimi karşılamada oldukça yetersiz kalmaktadırlar. Bu nedenle ihtiyaç duyulan doğalgazın büyük bir kısmı ithal edilmektedir.

Tablo 8.Yıllar İtibariyle Doğalgaz Tüketimi

YIL	TÜKETİM (M ³)	DEĞİŞİM
2004	22.272.528.240	
2005	27.348.213.942	22,8 %
2006	30.982.063.980	13,3 %
2007	35.394.878.230	14,2 %
2008	36.865.051.313	4,2 %
2009	35.218.839.390	-4,5 %
2010	37.411.118.370	6,2 %
2011	43.697.409.192	16,8 %
2012	45.241.762.899	3,5 %
2013	45.918.246.078	1,5 %
2014	48.717.179.257	6,1 %
2015	47.999.276.834	-1,5 %
2016	46.395.060.000	-3,3%
2017*	51.898.000.000	11,9%

* Tahmini değer içerir.

Kaynak: ENERJİ ATLASI, **E-Bülten**, <http://www.enerjiatlasi.com/dogalgaz-tuketimi/>, (11.07.2018).

Ülkemizde doğalgaz tüketimi 2004 yılında 22,2 milyon m³, 2005 yılında 27,3 milyon m³, 2006 yılında 30,9 milyon m³, 2007 yılında 365,3 milyon m³, 2008 yılında 36,8 milyon m³, 2009 yılında 35,2 milyon m³, 2010 yılında 37,4 milyon m³, 2015 yılında 47,9 milyon m³ olurken ve 2017 yılında ise 51,8 olacağı tahmin edilmektedir. Doğalgaza olan talep gün geçtikçe artmaktadır (Tablo 8).

Ancak bu durum enerji arz güvenliği açısından sakıncalı bir durumdur. Çünkü önemli olan kaynak çeşitlendirilmesine gidilerek arz güvenliği sağlanmasıdır. Ancak uygulanan politikalar sonucunda Türkiye enerjide doğalgaza daha fazla bağımlı hale

getirilmektedir. Kullanılmaya başlandığı andan günümüze kadar yaşanan süreçte uluslar arası ilişkilerin her aşamasında ve her döneminde tartışmasız petrol etkisini göstermiştir. 20. yüzyılın hızlı gelişen teknolojisinde en büyük rol petrole aittir. Bugün petrol, insanların en çok gereksinim duyduğu enerji kaynaklarının başında gelmektedir, barışta ve savaşta bütün uluslararası ilişkilerde devletlerin birbirleri ile karşılıklı, sosyal, ekonomik ve siyasi ilişkilerinde çıkar çatışmaları yaşamalarında veya ekonomik bağımlılık ile yakınlaşmalarında petrol önemli unsur olarak görev almaktadır³¹.

1999 yılında 2,9 milyon ton olan ham petrol üretimi, 2000 yılında 2,7 milyon tona, 2005 yılında 2,2 milyon tona, 2010 yılında 2,4 milyon tona ve 2017 yılı itibariyle 2,5 milyon tona ulaşmıştır (Tablo 7). Son on senedeki artış oranının oldukça düşük olduğu gözlenmiştir.

Güncel durum itibariyle kaynaklar açısından bakıldığında, 2016 yılı itibariyle, toplam elektrik üretiminin %32,5'ini doğalgazdan, %33,6'sı kömürden, %24,5'i hidrolik kaynaklardan, %8,7'si yenilenebilir enerji ve atıklardan ve %0,7'si sıvı yakıttan karşılanmıştır (Tablo 3). 2015 yılı ile kıyaslandığında kömür, yenilenebilir enerji ve atıkların yararlanma oranı artarken, sıvı yakıtlar, doğalgaz ve hidrolik oranında düşme görülmüştür. EÜAŞ'ın bu üretimde 2013 yılında sahip olduğu pay %33,4'ten, 2014 yılında %28,0'e, 2015 yılında ise %21,1'e, 2016 yılında ise %17,1'e düşerken, geri kalan %82,9'luk üretim ise özel sektör tarafından karşılanmıştır³².

Günlük yaşamın ve üretimin en önemli girdilerinden birini enerjinin oluşturduğu düşünülürse, enerji tüketimi ülkelerin kalkınmalarının sürükleyici unsurlarının başında gelmektedir. Enerji sektörünün yönetiminde yer alan politikacılar ya da bürokratlar toplumun ve ekonominin ihtiyaç duyduğu enerjiyi yeterli, kaliteli,

³¹ Kerem ALKİN ve Sabit ATMAN, “Küresel Petrol Stratejilerinin Jeopolitik Açından Dünya ve Türkiye Üzerindeki Etkileri”, **İstanbul Ticaret Odası**, İstanbul, 2006, s.55.

³² EÜAŞ, Elektrik Üretim Anonim Şirketi, “2016 Elektrik Üretim Sektör Raporu”, Araştırma Planlama ve Koordinasyon Dairesi Başkanlığı, İstatistik ve Araştırma Müdürlüğü, Mayıs 2017, s.16.

sürekli, düşük maliyetli ve çevre ile uyumlu bir şekilde sunmak yükümlülüğündedirler. Ülkelerin enerji arz güvenliği açısından kaynak çeşitlendirmeleri bir zorunluluktur³³.

Arz kaynakları, üretim, yerli üretim ve ikincil yakıt ürünlerinin imalatından oluşmaktadır. Yerli üretim yenilenebilir enerjinin su, güneş ışığı, rüzgar gibi kaynaklardan olabileceği gibi fosil rezervlerinden de elde edilebilmektedir. Yerli üretim Eurostat tarafından birincil üretim olarak tanımlanmaktadır. Her ülke sahip olduğu doğal kaynaklar çerçevesinde enerji arz güvenliğini şekillendirmektedir³⁴.

Küresel ekonomik krizin etkilediği Türkiye’de 2009 senesi içinde beklenen enerji krizine girmiştir. Kasım 2008 tarihinden başlayarak imalat sanayisindeki üretim düşüşlerinin, ileriki sene enerji arz açığı üzerinde pozitif etkileri yaşanmıştır. Son senelerde ortalama %8 oranındaki enerji talep artışı küresel ekonomik kriz sebebiyle %5-%6 oranına düşmüştür³⁵.

Enerji güvenliği Dünya’da en çok tartışılan konuların başında yer almaktadır. Enerji uluslararası ilişkilerde devamlı etkili ve belirleyici olmuştur. Sürekli artan küresel enerji talebi ve enerji güvenliğine ait oluşan riskler nedeniyle, bu gün çok daha önemli stratejik bir güç kaynağı haline gelmiştir. Gelecekte enerji sektörünün güvenliği için küresel bir işbirliği gerekli görülmektedir. Bu sebeple, Uluslar arası Enerji Ajansı (IEA), Dünya Enerji Konseyi (WEC), Petrol İhraç Eden Ülkeler Topluluğu (OPEC), Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı (IAEA) gibi enerji güvenliği asli kuruluş görevleri arasında bulunan kurumların yanında; Kuzey Atlantik Paktı Organizasyonu (NATO), Birleşmiş Milletler (BM), Avrupa Birliği (AB), Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü

³³ Sıtkı GÜNER ve Ayhan ALBOSTAN, “Türkiye’nin Enerji Politikası”,2007, www.emo.org.tr/ekler/ac04853f8058f61_ek.doc, (14.07.2018), s.47.

³⁴ SAĞIR, a.g.e., s.104.

³⁵ Dursun YILDIZ ve Pertev CENGİZ, **Üretimin Enerjisi**, USİAD (Ulusal Sanayici ve İşadamları Derneği), Aralık 2008, s.49.

(OECD), gibi askeri, siyasi ve ekonomik işbirliği örgütlerinin gündeminde enerji güvenliği sürekli ön sıralarda yer almaktadır³⁶.

1.4. Türkiye’de Enerjinin Büyüme ve Kalkınmaya Olan Etkileri

Ülke toplumunun yaşam seviyesini yükseltmek için üretimi arttırıp, ulaşılan zenginliğin adil bölüşümü, üzerinde uzlaşılan bir konu olmakla birlikte bunun nasıl yapılacağı ya da bu amaçla hangi yöntemlerin kullanılacağı konusu ekonomi bilimini düşünsel ve uygulama bazında meşgul etmiştir³⁷.

4628 sayılı kanunla bu tekel kaldırılmış ve yapılan yatırımlar kanunun yürürlüğe girmesinin ardından hız kazanmıştır. Türkiye 2010 yılında enerji ihtiyacının yaklaşık olarak %75’lik kısmını fosil yakıtlardan karşılamıştır. Tüketilen petrolün %92’lik kısmı, doğal gazın ise %99’luk kısmı ithal olarak karşılanmıştır. Söz konusu rakamlar Türkiye’nin toplam ithalatının %22’si oluşturmaktadır. 2010 yılı yaklaşık enerji hammaddeleri ithalat tutarı 30 milyar \$, 2011 yılı yaklaşık ithalat tutarı ise 35 milyar \$’dır³⁸.

2015 yılında ithal edilen doğalgazın yaklaşık %47,3’ü Rusya (2014’te %43,5), %19,3’ü İran (2014’te %22,8), %15,2’si Azerbaycan (2014’te %15,5), %9,6’sı Cezayir (2014’te %10,6) ve %3,1’i de Nijerya’dan (2014’te %3,6) temin edilirken % 5,5’i spot LNG piyasasından (2014’te %4,0) elde edilmektedir. Ülke içinde BOTAŞ tarafından satışı yapılan doğalgazın %44,9’u elektrik üretiminde (2014’te %54,3), %26,3’ü konutlarda (2014’te %21,8), %26,1’i ise sanayide (2014’te %21,3) kullanılmaktadır. Geri kalan %2,7’lik kısım ise toptan satışa sunulmaktadır. Rakamlar son dört yıldan sonra ilk kez doğalgazın elektrik üretiminde kullanım oranının 2015 yılında azaldığını

³⁶ GKBHAKSAE (Genelkurmay Başkanlığı Harp Akademileri Komutanlığı Stratejik Araştırmalar Enstitüsü), “Enerji Güvenliğine Ortak Çözüm Arayışları”, **Genelkurmay Başkanlığı Harp Akademileri Komutanlığı Uluslar arası Sempozyumu**, İstanbul: Harp Akademileri Basımevi, Nisan 2009, s.6.

³⁷ Renan Funda BARBAROS, **Küreselleşme Sürecinde Devletin Rolü: Türkiye Üzerine Bir Değerlendirme**, İzmir: 2004 Türkiye İktisat Kongresi Tebliğ Sunuşları Kitapçığı, DPT, 2004, s.16.

³⁸ Akif ÖZKALDI, “Hidroelektrik Enerji Üretiminde Özel Sektör”, **Orman ve Su İşleri Bakanlığı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü**, 2011, s.9.

göstermektedir. BOTAŞ tarafından tüketime sunulan doğalgaz miktarı 2002 yılındaki 16,7 milyar m³ düzeyinden, 2012 yılında 40,7 milyar m³'lük tarihi zirvesine ulaşmıştır. 2013 yılındaki düşüşün ardından, 2014 yılında %10,8'lik artış gerçekleşmiş ve 40 milyar m³ seviyelerine tekrar gelinmiştir. 2015 yılındaki 40,3 milyar m³'lük miktarla yaklaşık aynı seviyede kalınmıştır. 2015 yılında miktar olarak doğalgazın sanayi ve konut sektörlerinde kullanımları sırasıyla %23,5 ve %21,8 oranlarında artarken elektrik sektöründe kullanımı %16,6 azalmıştır³⁹.

Türkiye'nin enerji ihtiyacının önümüzdeki yıllarda da artarak devam edeceği yapılan tüm araştırmalarda açıkça ortaya konmaktadır. Yapılan öngörülere göre, gerek duyulması halinde sisteme eklenmesi düşünülen kapasite artırımı ise doğalgazdan karşılanacaktır. Türkiye'de elektrik enerjisi üretimindeki en temel sorun, doğalgazın enerji kaynağı olarak kullanılması değil, bu kaynağı yerli, ucuz ve temiz enerji kaynaklarımızdan önce kullanarak kıt mali kaynaklarımızın yurtdışına akıtılmasıdır. Bu durum ise, ülkenin enerji kaynağı açısından dışa bağımlılık oranının artırılmasına yol açmaktadır. HES'ler ile üretilebilecek elektrik enerjisinin Doğalgaz Kombine Çevrim Santralleri ile üretilmesi sonucu Türkiye'de büyük bir ekonomik kayıp ortaya çıkmaktadır.

Hidrolik dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki oranı 2014'te %10,8 iken (2013'te %9,6), bu oranın 2020 yılında %16,3'e, 2030'da %20,2'ye, 2040'ta da %22,7'ye yükseleceği, hidroelektriğin ise aynı dönemde %19,2'den %15,9'a gerileyeceği öngörülmektedir. Yenilenebilir kaynaklardaki artışa en büyük kurulu güç katkısı 863 GW ile rüzgar enerjisinden ve 815 GW ile güneş enerjisinden (PV) gelecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde kullanım payının %22,6 (2014) seviyesinden 2020 yılında %26,0 ve 2040 yılında da %29,0'a ulaşacağı düşünülmektedir⁴⁰.

³⁹ BOTAŞ, "2015 Faaliyet Raporu", http://www.botas.gov.tr/docs/raporlar/faalrap_2015.pdf, (11.07.2018).

⁴⁰ EÜAŞ, "2016 Elektrik Üretim Sektör Raporu", s.7.

2014-2040 döneminde elektrik üretiminde ise sırasıyla kömür ve doğal gazın en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği, doğal gazın payının %21,6'dan %24,4'e yükseleceği; kömürün payının %40,8'den %36,0'ya, petrolün payının %4,4'ten %1,4'e, hidroliğin payının %16,4'ten %14,1'e, nükleerin payının da %10,7'den %9,3'e düşeceği öngörülmektedir. En büyük yüzdeler artış ise rüzgarda beklenmektedir. Aynı dönemde rüzgârın %3,0'luk payının %7,4'e yükseleceği öngörülmektedir⁴¹.

2017 yılı sonu itibariyle, işletmede bulunan 27.273 MW'lık kurulu güce sahip 628 adet HES Türkiye toplam kurulu gücün yaklaşık %3'sine karşılık gelmektedir. Hidroelektrik üretimi 2017 yılında 58,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiş olup elektrik üretimimizin %19,8'i hidrolikten elde edilmiştir⁴².

Buna göre hidroelektrik enerji yatırımlarında yarı yarıya bir gelişim olması halinde dahi bu enerjinin doğalgaz ikamesi ile sağlanması durumunda 2010-2023 yılları arasındaki 13 yıllık periyot sonunda yıl bazında ulusal ekonomiye gelecek ilave masrafların kümülatif toplamının 9 milyar \$ olarak tahmin edilmektedir. Örneğin 2010 yılı Haziran ayı başına kadar baraj rezervuarlarının tam kapasite dolması sonucu santrallerin tam kapasite çalışabilmeleri Türkiye'ye 2 milyar dolarlık bir avantaj sağlamıştır. Bu nedenle, Türkiye; yerli kaynaklarının geliştirilmesinin önündeki sorunları çözüme kavuşturmak, enerji üretimi amacıyla gerekli finansmanı sağlamak için modeller üretmek ve uygulamada da yerli kaynaklardan yana tercih yapmak zorundadır⁴³.

Yerli kaynaklara yapılan yatırımlarla birlikte enerji sektörünün sigortalanması ihtiyacı ortaya çıkacaktır. Hem inşaat döneminde yapılan sigorta, hem de işletme döneminde yapılan risk unsurlarına göre sigorta poliçeleri hazırlanmakta ve uygun teminat sunulmasına imkan sağlayacaktır. Yapılan yatırımlarda oluşan bir hasarda

⁴¹ EÜAŞ, "2016 Elektrik Üretim Sektör Raporu", s.3.

⁴² ETKB, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, "Hidrolik", <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Hidrolik>, (11.07.2018).

⁴³ USİAD, Ulusal Sanayici ve İşadamları Derneği, "Hidroelektrik Enerji İçin Acil Durum Tespiti ve Öneriler", İstanbul, 2010, s.4-5.

işletmenin durması veya projenin geç tamamlanmasına bağlı olarak gerçekleşecek riskler sigorta poliçesi ile de teminata alındığından hasar anında finansman kaybına neden olmayacak, sigorta şirketleri tarafından kayıp finanse edilmiş olacaktır.



BÖLÜM II

HİDROELEKTRİK SANTRALLER

2.1. Hidroelektrik Santrallerin Öncelikli Olmasını Gerekli Kılan Nedenler

Hidroelektrik santralleri gerekli kılan ve öncelikli hale getiren nedenler; ekonomik, çevresel, toplumsal ve stratejik olarak sayılabilmektedir. Bu bölümde saydığımız bu nedenleri inceleyeceğiz.

2.1.1. Ekonomik Etmenler

Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2017 yılında bir önceki yıla göre %5,6 artarak 294,9 milyar kWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %7,7 oranında artarak 295,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir.

Elektrik tüketiminin 2023 yılında baz senaryoya göre yıllık ortalama %4,8 artışla 385 TWh'e ulaşması beklenmektedir. 2017 yılında toplam elektrik kurulu gücü 6.703 MW'lık artış yaşamış olup Türkiye kurulu gücü 2017 yılı sonunda 85.200 MW'a ulaşmıştır⁴⁴.

Günümüz koşullarında ise Türkiye'nin kurulu gücü şuan ki tüketimi dahi karşılayamaz seviyelerdedir ve bu probleme doğalgaz çevrim santralleriyle çözüm aranmaktadır. Bu sebeple Türkiye'nin öncelikle yeni santrallere ihtiyacı bulunmaktadır. Sermaye olanaklarının sınırlı seviyelerde olması nedeniyle, ivedilikle enerji ithalatı yerine kaynakların harekete geçirilmesi ve ekonomik olarak değerlendirilebilir hidrolik potansiyelin harekete geçirilmesi beklenmektedir⁴⁵. Türkiye İstatistik Kurumu verilerine göre, 2018 yılı Ocak ayında Türkiye'nin toplam ithalatı geçen yılın aynı ayına göre %38 artışla 21 milyar 524 milyon dolara yükselmiştir. Bunun 3 milyar 632 milyon 50 bin

⁴⁴ ETKB, Enerji Ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, "Elektrik", <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Elektrik>, (30.07.2018).

⁴⁵ Erdal AKPINAR, "Nehir Tipi Santrallerin Türkiye'nin Hidroelektrik Üretimindeki Yeri", **Erzincan Eğitim Fakültesi Dergisi**,7, (2), 2005, s.23.

dolarlık kısmını enerji ithalatı olarak özetlenen “mineral yakıtlar, mineral yağlar ve bunların damıtılmasından elde edilen ürünler, bitümenli maddeler⁴⁶, mineral mumlar” oluşturmaktadır. 2017 yılı Ocak ayında bu rakam 3 milyar 202 milyon 935 bin dolar olarak kayıtlara geçmiştir. Böylece söz konusu dönemde ülkenin enerji ithalatı faturasında %13,4 artış olduğu görülmektedir⁴⁷.

Elektrik ihracatının ekonomik etmenlerini aşağıdaki gibi sıralamak mümkündür⁴⁸:

- Yatırımın büyük bölümünün yurtiçi harcama olması,
- Yatırımda en düşük dışa bağımlılık ve döviz harcaması,
- En uzun ekonomik ömür,
- En düşük işletme ve döviz gideri,
- Elektrik üretiminde ucuzluk ve rekabet,
- İşletmede esneklik, sistemde yük dengelemesi ve frekans ayarı açısından hayati önem,
- Temiz enerji olması.

Türkiye teorik hidroelektrik potansiyeli dünya teorik potansiyelinin %1’i, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16’sıdır. Türkiye’nin yenilenebilir enerji potansiyeli içinde en önemli yeri tutan hidrolik kaynaklar teorik hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh olup teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 milyar kWh ve ekonomik hidroelektrik enerji potansiyel 140 milyar kWh/yıl’dır.

2017 yılı sonu itibarıyla, işletmede bulunan 27.273 MW’lık kurulu güce sahip 628 adet HES Türkiye toplam kurulu gücün yaklaşık %32’sine karşılık gelmektedir.

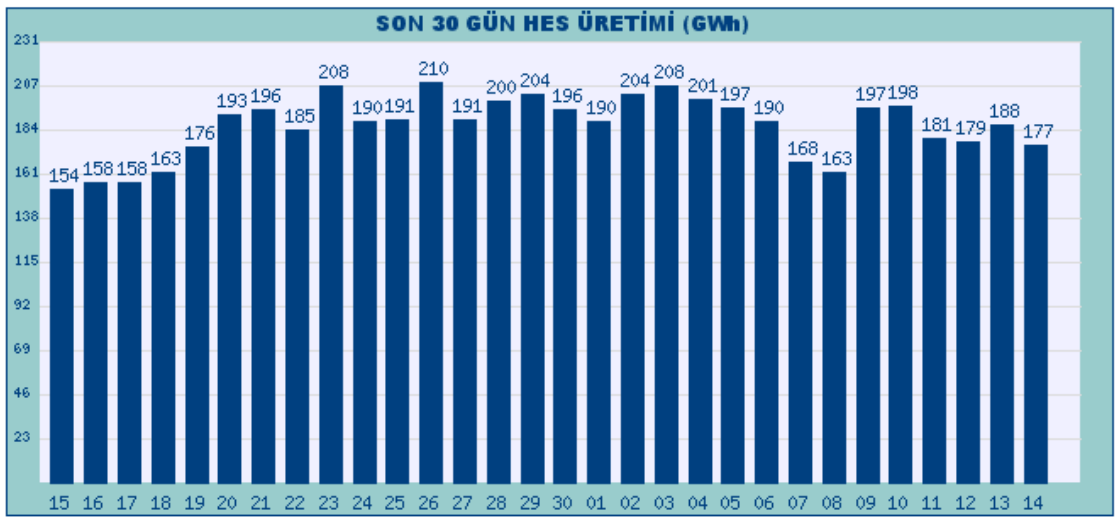
⁴⁶ Zift, petrolün ham halidir. Bitümen bir yalıtım malzemesi olarak kullanılmaktadır.

⁴⁷ ENERJİ PORTALI, “TÜİK Verilerine Göre Enerji İthalatı Yüzde 13,4 Arttı”, <https://www.enerjiportali.com/tuik-verilerine-gore-enerji-ithalati-yuzde-134-artti/>, (30.07.2018).

⁴⁸ Serkan KARAKUŞ, “DSİ Genel Müdürlüğü Hidroelektrik Enerji Sunumu”, Ocak 2013.

Hidroelektrik üretimi 2017 yılında 58,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiş olup elektrik üretiminin %19,'i hidrolikten elde edilmiştir⁴⁹.

Türkiye’de 14.07.2018 tarihinden önceki son 30 günde hidroelektrik santrallerde gerçekleşen en düşük elektrik üretimi 154.348.680 kWh, en yüksek elektrik üretimi ise 210.368.950 kWh olmuştur. Son 30 güne ait üretim grafiği aşağıdaki gibidir. Grafik üzerindeki değerler GWh olarak verilmiştir. Türkiye’de günlük elektrik tüketimi 14.07.2018 tarihinde 913 GWh olarak gerçekleşmiştir⁵⁰.



Grafik 3. Türkiye’deki Hidroelektrik Santrallerinde Gerçekleşen Elektrik Üretimi (14.07.2018 Tarihinden Önceki 30 Gün)

Kaynak: ENERJİ ATLASI, “Hidroelektrik Santrallerin Elektrik Üretimi İstatistikleri”, <http://www.enerjiatlas.com/elektrik-uretimi/hidroelektrik> , (30.07.2018).

Türkiye’de elektrik enerjisi tüketiminin ortalama %50’si sanayide kullanılmaktadır. Türkiye’nin üretimde kullanabileceği çok zengin hidroelektrik potansiyeli olmasına rağmen, elektrik üretimi konusunda da dışa bağımlı kalma durumu

⁴⁹ ETKB, Enerji Ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, “Hidrolik”, <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Elektrik>, (30.07.2018).

⁵⁰ ENERJİ ATLASI, “Hidroelektrik Santrallerin Elektrik Üretimi İstatistikleri”, <http://www.enerjiatlas.com/elektrik-uretimi/hidroelektrik> , (30.07.2018).

gün geçtikçe artmaktadır⁵¹. Durumu enerji arz güvenliği açısından değerlendirdiğimizde bu oldukça olumsuz bir durumdur. Enerjide dışa bağımlılığın olabildiğince azaltılması stratejik açıdan oldukça önem arz etmektedir.

Tablo 9’da 2017 yılı sonu itibariyle lisanslı ve lisanssız kurulu güç, puant talep, lisanslı ve lisanssız elektrik üretimi, tüketim, ithalat ve ihracata ilişkin veriler 2014, 2015 ve 2016 yıllarındaki değerler ile birlikte gösterilmektedir.

Tablo 9. Lisanslı ve Lisanssız Kurulu Güç, Puant Talep, Lisanslı ve Lisanssız Elektrik Üretimi, Tüketim, İthalat ve İhracat Verileri

	Birim	2014	2015	2016	Değişim (%) 2015→2016	2017	Değişim (%) 2016→2017
Lisanslı Kurulu Güç	MW	69.520	73.146,90	77.563,44	6,04	81.563,32	5,16
Lisanssız Kurulu Güç	MW	29,99	359,04	1.048,21	191,95	3.173,32	202,74
Puant Talep	MW	41.003	43.289,00	44.733,98	3,34	47.659,65	6,54
Lisanslı Üretim	GWh	251.962	261.783,30	272.563,63	4,12	292.574,58	7,34
Lisanssız Üretim	GWh	3,92	222,72	1.137,87	410,89	3.031,56	166,42
Tüketim	GWh	257.220	265.724,40	277.522,01	4,44	292.003,54	5,22
İthalat	GWh	7.953	7.411,10	6.400,13	-13,64	2.729,06	-57,36
İhracat	GWh	2.696	2.964,60	1.442,08	-51,36	3.300,10	128,84

Kaynak: EPDK Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, “Elektrik Piyasası 2017 Yılı Piyasa Gelişim Raporu”, Ankara, 2018, s.16.

Tablodan görüldüğü üzere 2016 yılına kıyasla 2017 yılında tüketim ve lisanslı üretimin sırasıyla %5,22 ve %7,34 oranlarında, puant talep ve lisanslı kurulu gücün sırasıyla %6,54 ve %5,16 oranlarında arttığı görülmektedir. Lisanssız kurulu güç ve üretim değerlerinin ise sırasıyla %202,74 ve %166,42 oranlarında arttığı görülmektedir.

⁵¹ USİAD, a.g.e., s.10.

İthalat bir önceki yıla göre %57,36 azalış göstererek 2,73TWh olarak gerçekleşmiştir. İhracat ise %128,84 oranında artış göstererek 3,30TWh olarak gerçekleşmiştir. İhracatın ithalata oranı 2016 yılında % 22,53 iken, 2017 yılında %120,92'ye yükselmiştir.

2.1.2. Çevresel, Toplumsal ve Stratejik Etmenler

Her gün hızlı bir şekilde artan enerji ihtiyacının çevre sorunlarına yol açmayacak şekilde karşılanabilmesi için yenilenebilir enerji kaynaklarına daha çok başvurulmaktadır. Türkiye'nin sahip olduğu akarsu varlığı dikkate alındığında, hidrolik enerji potansiyelinin kullanılması ve hidroelektrik santrallerinin sayı ve kapasitesinin artırılması hedeflenmektedir⁵².

Çevresel etmenler aşağıdaki gibi maddelenmiştir⁵³:

- En düşük emisyon, en düşük kirlilik,
- Türkiye'nin Kyoto Protokolü'ne uyumunda en mühim unsur,
- Erozyonun (akarsularda) önlenmesi,
- Diğer yeşil enerji kaynaklarına destektir.

Toplumsal ve stratejik etmenleri aşağıdaki gibi sıralamak mümkündür⁵⁴:

- Enerji depolanması,
- Enerjide dışa bağımlılığın azaltılması,
- Yöre halkına ekonomik ve sosyal katkılar,
- Diğer stratejik özelliklerdir.

Diğer taraftan HES'lerden enerji ithalatı yoluyla ülkemizden çıkacak parasal kaynakların; savunma, eğitim, adalet gibi alanların yanında atıksu arıtma, ormancılık,

⁵² Ferhunde H. TOPÇU, "Hidroelektrik Santrallerinde Kamu ve Özel Sektörün Rolünün Değişimi ve Yarattığı Sorunlar", *Uluslararası Alanya İşletme Fakültesi Dergisi*,3/1, 2011, s.239.

⁵³ KARAKUŞ, a.g.e.

⁵⁴ KARAKUŞ, a.g.e.

doğal hayatın korunması gibi çevre dostu yatırımlara yönlendirilmesi de düşünülmektedir⁵⁵. Aynı zamanda hidroelektirik santraller orada yaşayan yöre halkının çalıştığı alanlar olup, geçimi içinde oldukça önemli bir katkısı olmaktadır.

2.2. Hidroelektrik Santrallerin Olumsuz Yönleri

Son yıllarda HES'ler tartışılan çevresel ve toplumsal konular arasında önemli yer tutmaktadır. HES'ler su ve enerji gereksinimini karşılamanın yanı sıra olumsuz çevresel etkilere de neden olmaktadır⁵⁶. Ancak sağladığı fayda ile mukayese edildiğinde diğer enerji kaynaklarına nazaran özellikle fosil yakıtlara göre çok daha temiz ve güvenli enerji kaynağı olarak bilinmektedir.

Hidroelektrik santrallerin bahsedilen olumlu yönlerinin yanında genel anlamda olumsuz etkileri şu şekilde özetlenebilir⁵⁷:

- Akarsuların doğal akışı ve yapısı değişeceği için; su kalitesinin bozulmasına, canlıların yaşam alanlarını tehlikeye atmasına ve bazı canlı türlerinin yok olmasına sebep olabilmektedir.
- Akarsuların kıyılardaki deltalara tortu taşıyamaması sebebiyle, delta kıyılarının denizlere teslim olmasına ve deltaları eriterek; denizlerdeki canlılar ve tarım faaliyetleri başta olmak üzere deltalardaki tüm geçim kaynaklarını tehdit etmektedir.
- Suyun tutulması ve akışının azalmasıyla, yeraltı sularının azalıp, bazı doğal göllerin kurumasına neden olabilmektedir.
- Baraj haznelerinin kapladığı alanlar bazı tarihi yapıların, tarım arazilerinin ve fiziki güzelliklerin yok olmasına sebep olmaktadır.

⁵⁵ DSİ, “HES’lerden İlk 4,5 Ayda Olağanüstü Performans”, **Su Dünyası Dergisi**, S.154, Devlet Su İşleri Vakfı, Mayıs 2016, s.11.

⁵⁶ Uğur AKKAYA, Arzuhan Burcu GÜLTEKİN, Çiğdem Belgin DİKMEN ve Gökhan DURMUŞ, “Baraj ve Hidroelektrik Santrallerin (HES) Çevresel Etkilerinin Analizi: Ilısu Barajı Örneği”, **5. Uluslar arası İleri Teknolojiler Sempozyumu (IATS’09)**, 13-15 Mayıs 2009, Karabük.

⁵⁷ AKKAYA ve Diğ., a.g.e.; Mehmet KOCABAŞ, Nadir BAŞÇINAR, Filiz KUTLUYER ve Önder AKSU, “HES’ler ve Balıklar”, **Türk Bilimsel Derlemeler Dergisi**, 6(1), 2013, ss.128-131.

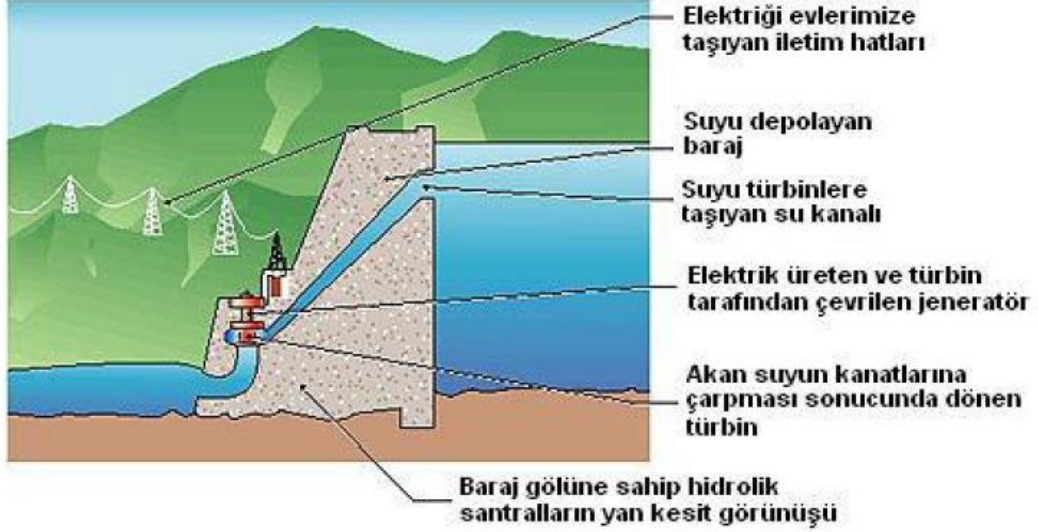
- Projelerin sulama sistemleri; parazit, humma, sıtma gibi hastalıklar yapan canlılar için uygun bir ortam oluşturmakta ve dolayısıyla su kaynaklı hastalıkları yaygınlaştırmasına yol açmaktadır.
- Projeler özellikle inşaat aşamalarında, bitki örtüsünün, ormanların ve doğal ekosistemlerin tahribine neden olmakta; ormanların tahribi heyelanların artmasına neden olmaktadır.
- Projeler çoğu zaman hesaplanan maliyetin üstünde tamamlanabilmekte ve hidroelektrik santralden elde edilecek gelirin de çoğu zaman tahminlerin altında kalabilmesi ekonomik verimsizlik yaratmaktadır.
- Proje inşaatıyla; proje sahasında yaşayan insanların başka alanlara göç etmesine, geleneksel yaşam biçimlerini etkilemesine ve yeni yaşam koşullarına uyum sağlama konusunda sıkıntılara sebep olmaktadır.
- Nehir tipi santrallerin çevresel etkisi diğerlerine nazaran minimum düzeydedir. Fakat aynı kaynak üzerinde kaynağın kaldıramayacağı kadar santralin birbiri ardına kurulması yine ekolojik çevreyi önemli derecede etkilemektedir.
- Hidroelektrik santraller değişen iklim sebebi ile her yıl değişen enerji üretimi ve suyun az olması gibi sebeplerle kuraklıktan etkilenmektedirler.
- İşletme aşamasında akışa bırakılacak can suyu miktarının gerektiği kadar bırakılmaması ekolojik denge üzerinde büyük ölçüde etkilidir⁵⁸.

2.3. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması

Hidroelektrik santraller düşü yüksekliğine, üretim kapasitelerine, yapılarına, suyun enerji üretilecek santrale iletim şekline ve biriktirme durumuna göre sınıflara

⁵⁸ Miraç BULUT, “Hidroelektrik Enerji ve Hidroelektrik Santrallerde Türbin Tipi Seçiminin Verime Etkisinin İncelenmesi”, **Yüksek Lisans Tezi**, Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, 2013, Gümüşhane, s.15.

ayrılabilir⁵⁹. Bir hidroelektrik santral tesisinin basit bir gösterimi aşağıdaki gibidir.



Şekil 1. Tipik Bir Hidroelektrik Santral Tesisinin Gösterimi

Kaynak: BİLGİUSTAM, “Hidroelektrik Santral (HES) Nedir? Nasıl Çalışır? Etkileri Nelerdir?”, <https://www.bilgiustam.com/hidroelektrik-santral-hes-nedir-nasil-calisir-etkileri-nelerdir/>, (01.08.2018).

Su baraj sayesinde tutulmakta ve su türbinlere su kanalı ile iletilmektedir. Su belirli yükseklikten türbinin çarklarına çarparak türbini döndürmektedir. Türbin tarafından jeneratör çevrilerek elektrik üretmekte ve iletim hatları ile de aktarılmış olmaktadır.

2.3.1. Düşü Yüksekliğine Göre

Düşü yüksekliği 2-20 metre alçak düşü, 20-150 metre orta düşü, 150 metre üstü ise yüksek düşü olarak kabul edilmektedir. Küçük, mini ve mikro ölçekli hidroelektrik santrallerin avantajları; merkezi enerji nakil sisteminden bağımsız olarak da

⁵⁹ Sümer YÜKSEL, “Hidroelektrik Santrallerde Elektromekanik Teçhizat, Yardımcı Elektrik Sistemleri ve Hidromekanik Teçhizat”, **Enerji Merkezi**, 08 Aralık 2011, Ankara.

çalışabilmeleri, ilk kurulum maliyetlerini düşük, işletme ve bakım masraflarının az olması, çevre kirliliğine neden olmamaları ve yerel olanaklarla yapılabilmeleridir⁶⁰.

Küçük hidroelektrik sistemler depolamasız ya da depolamalı olarak da sınıflandırılmaktadırlar. Depolamasız sistemde bir saptırma savağı ve su alma ağzından kanala verilen su bir yükleme odasına kadar getirilmektedir. Yükleme odasındaki fazla su için bir taşkın savağı bulunmaktadır. Su bir basınçlı borudan geçirilerek türbine verilmekte ve burada hidrolik enerji mekanik enerjiye çevrilmektedir. Depolamasız sistemde suyun önü kesilmemekte, sadece bir kısmı bir kanal içerisine alınmaktadır. Genelde mikro ve mini hidroelektrik santraller bu şekilde kurulmaktadır. Yükleme odasında günlük bazda yapılan ayarlarla da su debisi kontrol edilmektedir⁶¹.

2.3.2. Üretim Kapasitelerine (Kurulu Güç) Göre

Hidroelektrik santraller kurulu güçlerine göre aşağıdaki gibi maddelenmektedir⁶²:

- **Büyük ölçekli hidroelektrik sistemler:** Bu sistemlerinin gücü 50 MW'ın üzerindedir. 50 MW güç, her biri 100W olan 500.000 ampulün gerektireceği enerjiyi karşılamaktadır. Diğer bir deyişle bir ev için gereken elektriksel güç 5kW olarak kabul edilirse 10.000 evin gereksinimi karşılanabilmektedir. Bir evde ortalama 5 kişinin yaşadığı kabul edilirse 50.000 nüfuslu bir kasabanın elektrik ihtiyacını karşılamaya yetecek bir güç olarak düşünülmesi mümkündür.

- **Küçük ölçekli hidroelektrik sistemler:** Güç bölgeleri için maksimum sınır 10-50 MW arasında kabul edilmektedir. Enerji nakil hatları ile ulusal enerji şebekesine bağlanabildiği gibi yerel olarak bir kasabanın, bir yerleşim bölgesinin veya büyük bir fabrikanın enerji ihtiyacını karşılamak içinde kullanılabilir. 10 MW'lık bir

⁶⁰ TEKNO TASARIM, "Hidroelektrik Enerji ve Türbinler", file:///C:/Users/HASAN/Downloads/H%C4%B0DROELEKTR%C4%B0K%20ENERJ%C4%B0%20VE%20T%C3%9CRB%C4%B0NLER.pdf, (05.01.2018), s.3.

⁶¹ TEKNO TASARIM, a.g.e., s.3.

⁶² TEKNO TASARIM, a.g.e., s.2.

güç 10.000 nüfuslu 2.000 evin enerji ihtiyacını karşılamak için yeterlidir. Ülkemiz küçük hidroelektrik santraller bakımından oldukça zengindir.

- **Mini ölçekli hidroelektrik sistemler:** Güç bölgeleri 101 kW ile 10.000 kW arasındadır. Bu sistemler ulusal enerji şebekesine daha az katkıda bulunmaktadır. Genellikle balık çiftliklerinin, akarsu kenarlarındaki küçük yerleşim bölgelerinin elektrik ihtiyacını karşılamak üzere yerel olarak tasarlanırlar. 100 kW'lık bir güçle toplam 100 nüfuslu 20 evin enerji ihtiyacını karşılamak mümkündür.

- **Mikro ölçekli hidroelektrik sistemler:** Mikro hidroelektrik sistemler çok daha küçük ölçekte olurlar ve ulusal enerji şebekesine elektrik enerjisi sağlamazlar. Ana yerleşim bölgelerinden uzaktaki alanlarda yani ulusal enerji şebekesinin ulaşmadığı bölgelerde kullanılmaktadırlar. Güçleri, genellikle sadece bir yerleşim yeri veya çiftlik için yeterlidir. Güç bölgeleri, 200 W'tan başlayarak bir grup evin veya çiftliğin yeterli aydınlanma, pişirme ve ısınma enerjisini sağlayacak şekilde 100 kW'a kadar çıkabilmektedir. Küçük fabrikaların veya balık çiftliklerinin enerji ihtiyacını karşılayacak şekilde ve ulusal enerji sisteminin bir parçası olmaksızın çalışabilirler.

2.3.3. Yapılarına Göre

Hidroelektrik santral yapı tipleri temel olarak üç gruba ayrılabilir⁶³;

- Yer Üstü Santralleri,
- Yarı-Gömülü Santraller,
- Yer Altı Santraller.

Yer üstü santrallerinde türbin ve jeneratör holü yaklaşık olarak çevre düzenleme kotunda bulunmaktadır. Bu tip bir seçim yapılabilmesi için türbin tipinin uygunluğu ve taşkın riskinin bulunmaması gerekmektedir.

⁶³ DSİ-a, T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı, Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, "Barajlar ve Hidroelektrik Santraller Yapısal Tasarım Rehberi", 2012 1. Barajlar Kongresi, Rehber No: 006, Ekim 2012, Ankara, s.3.

Yarı-gömülü santral binalarında türbin ve jeneratör holü ile çevre düzenleme kotu arasında kot farkı mevcuttur. Ancak üst yapı, çevre kotunun üzerindedir. Bu tip yapıların seçiminde en önemli faktörlerden biri taşkın seviyesinin yüksek olmasıdır. Dolayısı ile sigorta yapılırken risk analizlerinde taşkın için alınan önlemler ve olası enerjinin durma durumundaki kar kaybını etkileyecek duruş süresinin de göz önünde bulundurulması gerekmektedir.



Şekil 2. Yarı Gömülü Santral Uygulaması (Ilisu Barajı ve Hidroelektrik Santrali Projesi)

Kaynak: ENERJİ PORTALI, “Ilisu Barajı ve HES”, <https://www.enerjiportali.com/ilisu-baraji-hes/>, (01.08.2018).

Yer altı santraller ise nadir bulunmakla beraber uygun jeolojik durumlarda tercih edilebilir. Bu tiplerde yapı sağlam bir kaya kütesinin içerisine inşa edilmektedir.



Şekil 3. Cevizlik Yeraltı Santrali

Kaynak: SANKO ENERJİ, “Cevizlik Diversion Weir Hydropower Plant”, <http://www.sankoenerji.com/en/p/all-plants-and-projects/id/cevizlik-diversion-weir-hydropower-plant-2>, (01.08.2018).

Yukarıda bahsedilen tiplerden biri seçilirken santral yerinin jeolojik ve fiziki durumu iyice irdelenmeli, kuyruksuyunun hidrolojik analiziyle beraber taşkın karakteristikleri detaylı olarak belirlenmelidir. Taşkın seviyesinin tespitiyle beraber yerleşimin fiziki durumu incelenerek yukarıda bahsedilen tiplerden uygun olanı seçilmelidir. Sigorta poliçesi de düzenlenirken arazinin durumuna göre uygun hidroelektrik santrali olup olmadığı belirlenmelidir.

2.3.4. Biriktirme Durumuna Göre Santraller

Biriktirmeli ve biriktirmesiz olarak ikiye ayrılan hidroelektrik santraller aşağıda daha ayrıntılı bir şekilde incelenmektedir⁶⁴.

2.3.4.1. Nehir tipi (biriktirmeli) santraller

Bu santraller doğrudan doğruya nehir veya kanal üzerine kurulmaktadırlar. Göl alanları olmadığından akan suyun enerjisini elektriğe çevirirler. Nehir (akarsu) santraller genellikle eğimin küçük, arazinin düz olduğu akarsuların mansap bölgelerinde kurulmaktadır. Düşü yüksekliği küçük, işletme debisi büyüktür. Bağlama yapısı, su alma ağzı, iletim tesisi ve santral yapısı çoğunlukla bir bütün oluşturmaktadır.

Bu çeşit santrallerde suyun hızlı akması neticesi nehir yatağı aşındığından suya karışan çakıl ve kumlar balıkların hayatını yok edebilmektedir. Bu sebeple de proje hazırlanmadan önce balık nüfusu, çeşidi belirlenmelidir. Nehir tipi HES'lerinin işletme ve kuruluş süreleri kuruluş maliyetleri, baraj santrallerine nazaran daha az; çevreye verdikleri olumsuz etkiler ise çok daha az ve finansmanları daha kolaydır⁶⁵.

Türkiye'de hidroelektrik enerji üretiminde nehir tipi santraller son zamanlarda yaygınlaşmaya başlamıştır. Nehir tipi santrallerin iki avantajı bulunmaktadır. İlk olarak bu santrallerin maliyetleri oldukça düşük seviyelerdedir. İkinci olarak da bu santrallerin inşaat süreleri kısadır. Dünya Bankası tarafından da son yıllarda nehir tipi santraller daha fazla desteklenmektedir.

2.3.4.2. Baraj tipi (biriktirmeli) santraller

Baraj tipi santrallerde nehirler üzerinde kurulu, nehir tipi santrallerdeki bağlama yerine; baraj adı verilen kaya, beton ve toprak dolgudan meydana gelen yüksek

⁶⁴ Veysel ÖZKÖK, "Hidroelektrik Potansiyel Belirleme Metodları ve Uygulamaları", **Yüksek Lisans Tezi**, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2006, s.9.

⁶⁵ Dilber ULAŞ, "Macahel'de Hidroelektrik Santrallerin Ve Ekoturizmin Çevreye Ve Yöre Halkına Etkileri", **Anatolia: Turizm Araştırmaları Dergisi**, 21(1), 2010, s.152.

bir yapı ile suyun önü engellenmektedir⁶⁶. Baraj tipi hidrolik santrallerin en önemli özelliği, yapımı sırasında eğim koşulları ile birlikte, yapay set gölleri oluşturmaya yönelik uygun bölgelerin varlığına ihtiyaç duyulmasıdır. Dar tabanlı vadiler, iki dağ arasında kalmış boğazlar ve küçük depresyonlar baraj gölü oluşturmaya en elverişli rölyef birimleri içinde bulunmaktadır. Bu bağlamda ülkemizde ova ve plato yüzeyleri ile kıyı şeritleri dışında kalan sahalarda büyük bir potansiyel mevcuttur. Fırat, Dicle ve Çoruh Havzaları baraj gölü oluşturma konusunda yeterli özelliğe sahip akarsuların başında gelmektedir⁶⁷.



Şekil 4. Tipik Bir Biriktirmeli Santral Uygulaması

Kaynak: <https://nurbanuozen.weebly.com/depo-t304p304-hes.html>, (02.08.2018).

Barajlı santrallerin çevreye etkisi nehir santrallerine göre oldukça fazladır. Önemli büyüklükte bir alan su altında kalmakta, tarım yapılan kıymetli ekim toprakları yok olabilmektedir. Bu konu dağ nehirlerinden çok ovada inşa edilmiş barajlar için

⁶⁶ ULAŞ, a.g.e., s.152.

⁶⁷ AKPINAR, a.g.e., s.7.

büyük önem taşımaktadır. Balıkların hayatı da nehir santrallerine göre daha çok zarara uğrayabilmektedir⁶⁸.

Baraj tipi hidroelektrik santrallerin nehir tipi hidroelektrik santrallerine göre, negatif yönleri oldukça çoktur. Kuruluş maliyetleri yüksektir bununla birlikte yapım zamanları oldukça uzundur ve kuruldukları yerlerde tarım bölgelerinin bir bölümünü yok etmektedir. Su altında kalan topraklar ise bataklığa dönüşmekte ve metan gazı üretimine sebep olmaktadır⁶⁹. Burada açığa çıkan metan gazı ise sera etkisine neden olmaktadır. Bu nedenle büyük çaplı barajlar küresel ısınmaya sebep olmaları nedeni ile temiz enerji sınıfına dahil edilmemektedirler.

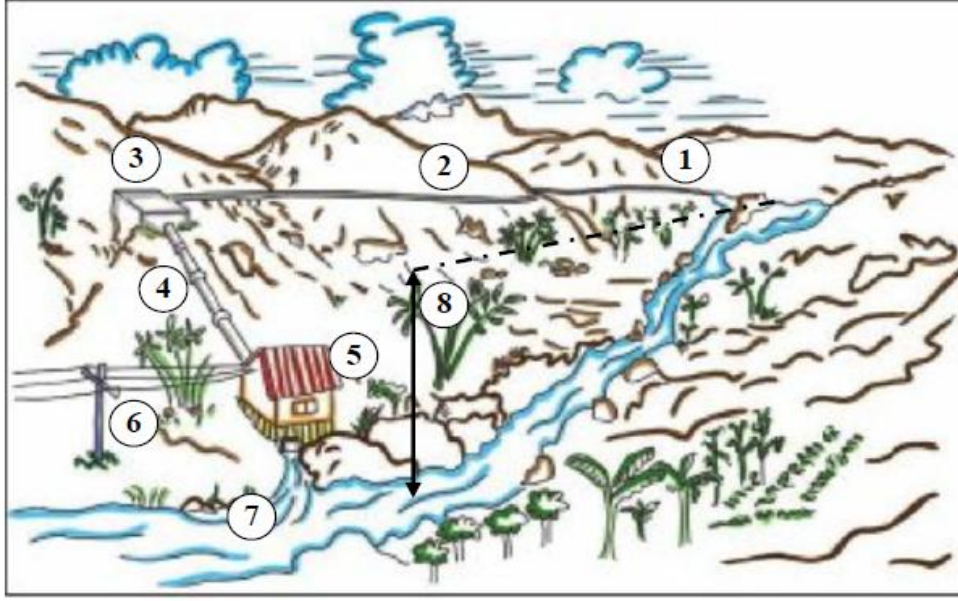
2.4. Hidroelektrik Santrallerin Çalışma Sistemleri

Hidroelektrik sistemlerde suyun akım enerjisinden faydalanmak için, su bir cebri boru veya kanal yardımıyla yüksek bir yerden alınarak türbine verilmekte ve mekanik enerjiye çevrilmektedir. Türbinlere tahrik ettiği jeneratörlerin dönmesi ile de elektrik enerjisi üretilmektedir. Ancak, bir su türbininden su kuvveti yardımıyla enerji üretebilmek için gerekli olan su hızını elde etmek üzere mutlaka bir düşme yüksekliğine (hidrolik düşüye) ve bu su düşüsüne uygun bir basınç farkının bulunmasına gerek vardır. Türbinden elde edilen güç, suyun düşü (üst ve alt kotlar arasındaki düşey mesafe) ve debisine (türbinlere birim zamanda verilen su miktarı) bağlıdır (Şekil 5)⁷⁰. Hidroelektrik santrallerdeki hasarların boyutu ve kar kayıplarındaki duruş süresi, santralleri oluşturan bölümlerdeki hasarlara göre farklılık göstermektedir. Nehir tipi hidroelektrik santralının tipik şekli ve bölümleri aşağıda verilmiştir.

⁶⁸ SAĞIR, a.g.e., s.172.

⁶⁹ ULAŞ, a.g.e., s.152.

⁷⁰ TEKNO TASARIM, a.g.e., s.1.



Şekil 5. Hidroelektrik Sistemlerin Çalışması

Kaynak: TEKNO TASARIM, a.g.e., s.1.

1. Su Alma Ağızı
2. Kanal
3. Yükleme Odası
4. Cebri Boru
5. Santral Binası
6. Enerji Nakil Hattı
7. Kuyruk Suyu
8. Hidrolik Düşü

Prensip olarak tüm elektrik üretim tesislerinde dışarıdan alınan güç ile çalışan (dönen) bir türbin, bu türbinin enerjisi ile dönen ve elektrik üreten bir jeneratör ve bu iki elemanı birbirine bağlayan bir shaft bulunmaktadır. Türbin kendisine dışarıdan mekanik güç veren primer enerji kaynağı ne ise, onun adını almaktadır. Meselâ; hidroelektrik türbin, buhar türbini, gaz türbini gibi. Sigorta poliçesi düzenlenmeden önce, risk analizleri yapılırken, türbinin tipi, yurt dışından tedarik süreleri gerekiyorsa yedek türbin şartı ve olası hasar anında Türkiye’de onarım imkanının mevcut olup/olmadığı araştırılmalıdır. Ayrıca işletmede bulunan türbinlerin yaşları da önemlidir. Bu bilgiler ile mekanik arızada tahmini duruş süresi hesaplanabilir ve olası kar kaybı hasar hesabı

daha risk analizi aşamasında yapılabilir. Burada sahada bulunan risk mühendislerine büyük ve mühim bir iş düşmektedir.

2.4.1. Cebri Boru (Penstock)

Penstock, baraj gölündeki suyun türbine indirilmesini ve sahip olduğu kinetik enerjinin orada elektrik enerjisine dönüştürülmesini sağlayan çelik borulardır. Aşağıdaki Şekil 6'da Atatürk Barajının penstock'ları, regülatör tipi (barajı olmayan ve enerjiyi sadece penstocklarındaki suyu türbinlerden geçirerek üreten HES) bir HES'in çelik penstockları görülmektedir. Özellikle regülatör tipi HES'lerde, suyun düşüşüne (suyun en üst noktası ile türbin arasındaki kot farkı) bağlı olarak penstockun boyu 1000-1200 metreye kadar ulaşabilmektedir⁷¹.



Şekil 6. Atatürk Barajı

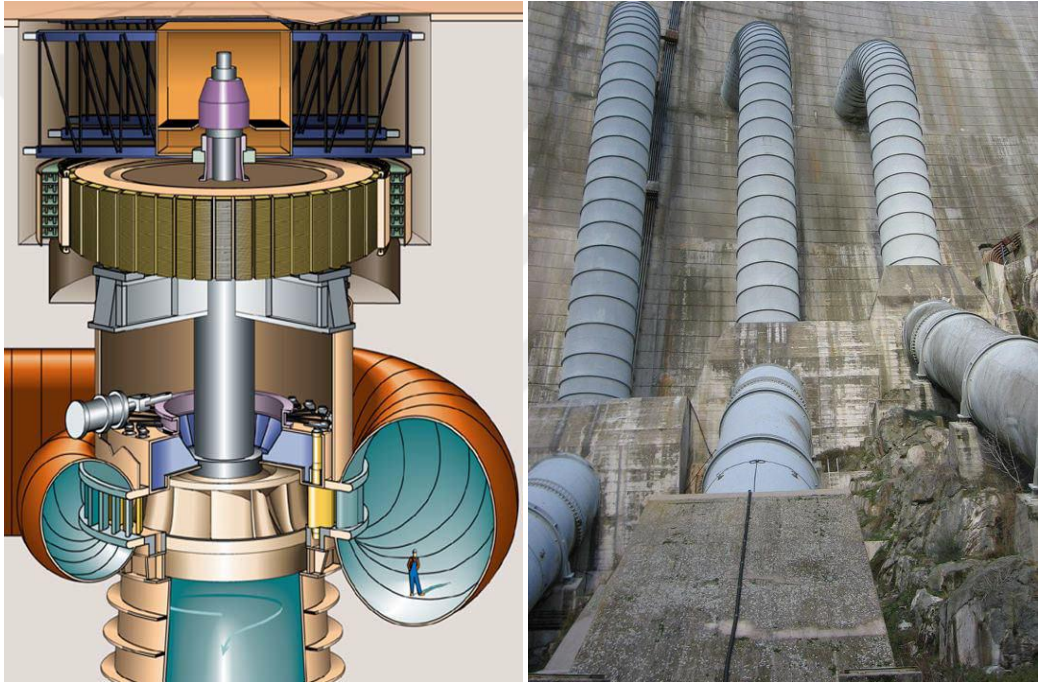
Kaynak: <http://www.sanliurfagazetesi.com/sanliurfa-gap-ile-hayat-buldu/17913/>. (02.08.2018).

⁷¹ Osman SEVAİOĞLU, “Elektrik Enerji Üretim Tesislerinin İşletmesinde Risk ve Hasar”, **Orta Doğu Teknik Üniversitesi**, Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümü, Ankara, s.2.

2.4.2. Hidromekanik Sistem: Salyangoz ve Türbin

Bir türbinin ömrü çeşitli değişkenlere bağlı olmakla birlikte ortalama olarak 15 ile 40 yıl arasında değişmektedir. Kaplan, Pelton, Francis olmak üzere üç çeşit türbin bulunmaktadır⁷².

Hidromekanik ve elektromekanik sistemler bir şema halinde birlikte Şekil 7’de gösterilmektedir. Şeklin alt kısmında kesit halinde gösterilmiş olan salyangoz kanallarının içinden su gösterilen yönde akmaktadır⁷³.



Şekil 7. Büyük Bir Francis Türbini Gövde Kesiti Salyangozu ve Jeneratörünün Görünüşü HES Cebri Borularının Görünüşü

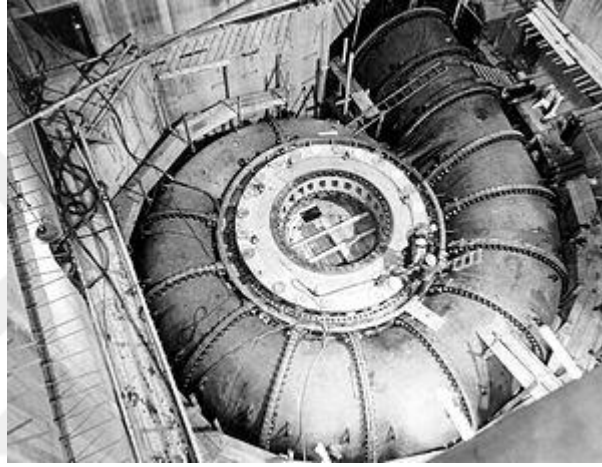
Kaynak: KONYA SANAYİ ODASI, “Konya’da Yenilenebilir Enerji Kaynakları Malzeme Üretilebilirlik Araştırması – 3. Su (Hidrolik) Enerji”, Yeryüzü Enerji Sistemleri Ltd. Şti., Şubat 2012, s.66.

⁷² Bernt LAMARK, Anders LINDBERG, Rudolf WEGELIN and Lars ENGSTEDT, “Hydro-electric Power, Technical and Insurance Development”, Presentation IMIA 16-71 (98) E, 31st IMIA Meeting in Interlaken Switzerland 1998, s.4.

⁷³ SEVAİOĞLU, a.g.e., s.5.

Şekillerden de görüldüğü gibi, salyangozdan gelen su, türbin bıçaklarına çarparak bu bıçaklara bağlı olan şaftı döndürmektedir.

Salyangozun çapı dışarıdan içeriye doğru giderek azalmakta ve bu şekilde borudaki suyun akış hızı salyangozun merkez noktasına yaklaştıkça artmakta ve merkez noktasında en yüksek düzeyine ulaşmaktadır. Salyangozun merkezinde iyice hızlandırılan su vasıtası ile döndürülen türbinin aldığı bu enerji şaft vasıtası ile elektromekanik kısma aktarılmaktadır.



Şekil 8. İnşa Edilen HES Salyangozu

Kaynak: https://www.turkcebilgi.com/hidroelektrik_santral, (02.08.2018).

2.4.3.Şaft

Şaft, kurulu güce göre değişmekle birlikte 80-160 cm çapı ve 5-8 metreye kadar boyu olan hidromekanik sistemden aldığı enerjiyi elektromekanik sisteme aktaran çelik bir çubuktur. Bu çubuğun, T-G set arasında mekanik bağlantı sağlamaktan öte, türbinden gelen fazla kinetik enerjiyi üzerinde absorbe ederek, yani hızlanarak, az enerjiyi ise, üzerinden vererek jeneratörün giriş gücünü düzenlemek gibi bir görevi daha vardır. Bu nedenle birçok kitapta türbin ile birlikte bu çubuğun adı “Prime mover”dır.

Aşağıdaki fotoğrafta büyük boyutlu bir santralin şaftı görülmektedir⁷⁴. Şekil 9'daki şaftın alt tarafı türbin, üst tarafı ise jeneratör sistemidir.



Şekil 9. Şaft Görüntüsü

Kaynak: <https://himmetakcil1503.weebly.com/tuumlrbinler-ve-jeneratoumlrler.html>, (09.07.2018).

2.4.4. Elektromekanik Sistem: Jeneratör ve Kontrol Elemanları

Yukarıda da ifade edildiği gibi, hidromekanik sistem tarafından suyun kinetik gücünden elde edilen enerji dikey şaft vasıtası ile şaftın üst tarafına monte edilmiş olan elektromekanik sisteme iletilmekte ve burada elektrik enerjisine dönüştürülmektedir. Burada “elektromekanik sistem”den kasıt, üç-fazlı, 50 Hz frekanslı, yüksek güçlü (1-600 MW), senkron jeneratörlerdir.

Bu aygıtlarda ortaya çıkacak bir arıza jeneratörün; (a) hiç çalışmamasına, (b) hatalı çalışmasına, (c) kalıcı olarak hasar görmesine, (d) veya jeneratör tarafından

⁷⁴ SEVAİOĞLU, a.g.e., s.9.

beslenen, alet, ekipman, sistem, makina, tüketici aygıtlarının kalıcı olarak hasar görmesine yol açabilmektedir. Bu aletlerin sadece sağlam ve çalışır durumda olmaları değil, aynı zamanda ayarlarının da doğru yapılmış olması gerekmektedir. Ayarları doğru yapılmamış kontrol birimleri (AVR veya speed governor) sonuç itibarı ile arızalı bir alet ile aynı tehlikededir. Hidroelektrik santrali sigortalanırken, geçmiş arıza kayıtları ve arıza sonrasındaki duruş süreleri ayrıca sistemi kontrol eden mühendislerin yetkinlikleri ve tecrübeleri araştırılmalıdır.



BÖLÜM III

HİDROELEKTRİK SANTRALLERİNİN SİGORTALANMASI VE KAR KAYBI SİGORTASI

3.1. Hidroelektrik Santrallerinde Risk ve Hasar Değerlendirilmesi

HES'lerin işletmesinde risk ve hasar konusunun, yukarıdaki bölümde de açıklanmış olan her bir ekipman için aşağıdaki kısımda verildiği şekilde ayrı ayrı hasarların işlenmesi gerekmektedir⁷⁵.

3.1.1. Cebri Boru (Penstock) Hasarları

Barajlı HES'lerde penstock hasarı barajın beton gövdesi içine gömülmesi veya barajın dışa bakan beton yüzeyi üzerine ankrajlanmış olması nedeniyle pek görülmemektedir.

Regülatör tipi HES'lerde gerek penstock'un eğimli araziler üzerine tesis edilmesi, gerekse penstock'un boyunun bazen bir kilometre uzunluğa kadar ulaşması nedeniyle, 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 aşırı durumlarda penstock içindeki binlerce ton suyun ağırlığı ve heyelanın yarattığı kayganlık ile aşağıya doğru kayarak santrale kadar inebilmekte ve santral binasının duvarını yıkarak içeriye kadar girebilmekte ve burada ne buldu ise hasara uğratabilmektedir.

⁷⁵ SEVAİOĞLU, a.g.e., s.16.



Şekil 10. Cebri Boru Hasarları

Kaynak: EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti. a.g.e., s.15.

Penstock hasarlarının bir başka nedeni, çelik penstocktan daha ucuz olması maksadı ile onun yerine basınca karşı yeterli dayanıklılığı olmayan PVC boru kullanılma durumunda olmasıdır.

Penstock hasarlarının hemen ardından ortaya çıkan sel suyu santral binasına dolmakta buradaki son derece değerli makina ve ekipmanı su ve çamur içinde bırakarak hasarın çok daha artmasına neden olabilmektedir. Bilgi-işlem, haberleşme, kontrol ve güvenlik ile ilgili her türlü elektrik ve elektronik malzeme ve kartlar su ve çamur ile buluşunca bir daha tamir edilemeyecek ölçüde tahrip olmakta ve hurdaya çıkmaktadır. Ayrıca, sigortalı da bu malzemenin tamir edilerek tekrar kendisine sunulmasını hiçbir şekilde kabul etmeye yanaşmayacaktır.

Risk mühendisleri, teklif ve riziko teftiş aşamasında cebri borunun coğrafi koşullara dayanıklılığına dair tespitleri önemlilik arz etmektedir. Poliçeyi düzenleyen underwriter'ın da aynı özveri ile iletilen soru formlarının doğru cevaplanıp cevaplanmadığını kontrol etmesi ve cevapları boş bırakılan sorular üzerinde durarak sigortalı ile görüşmeleri gerekmektedir. Ayrıca santrale ait her bölüme uygun risklerin düşük, orta ve yüksek olarak sınıflandırması, toplam riski ve asıl santraldeki risk unsurunu ölçümlemesi gerekmektedir. Aksi takdirde olası bir hasar telafi edilemez sonuçlar doğurabilmektedir.

3.1.2. Baraj Ana Gövde Hasarları

Burada incelenmesi gereken hasarlar ikiye ayrılmaktadır;

- Ana gövdenin kendisinde meydana gelen hasarlar,
- Ana gövdenin bütünleyici elemanlarında meydana gelen hasarlardır.

3.1.2.1. Baraj gövdesinde meydana gelen hasarlar

Jeolojik etütlerde ciddi bir mühendislik hatası yapılmadığı sürece bir barajın ana gövdesinde kolayca hasar meydana gelmemektedir. Heyelan, deprem veya baraj gövdesinin temelini yeterince derinliğe fore kazıklarla ankrajlanmasının ihmal edilmesi nedeniyle baraj gövdesi kayabilir veya çatlayabilir ve bu çatlaklardan su bırakabilir. Bu su zamanla kanalını yiyerek büyür ve sonunda baraj gövdesinin yıkılmasına veya yıkılmasını gerektirecek kadar hasara uğramasına yol açabilir ve buna bağlı olarak da son derece yüksek zararlara neden olabilir. Gövdesinden su kaçırmaya başlayan bir barajın tamir edilmesi mümkün değildir. Suyun sızdığı bu delik giderek büyümekte ve baraj gövdesi sonunda mutlaka yıkılmaktadır.

Bu noktada bilinmesi gereken bir başka husus da, baraj gövdesinin yıkılmasının mansaptaki tüm bölgeyi sular altında bırakması nedeniyle toplumu derinden etkileyen sosyal bir olay olduğudur. Buna bağlı olarak da, olay yerindeki meskunlar tarafından hidroelektrik santrali hakkında son derece geniş çaplı ve çok

sayıda tazminat davalarının açılacağıdır. Özellikle inşaat döneminde bu tip hasarların meydana gelmesi üçüncü şahıslara verilen hasarlar sigorta poliçesi ile ek teminatla alındığı takdirde kaçınılmaz hasarlar olabilmektedir. Dolayısı ile yer etütlerin doğru yapılması, ankrajlanmanın atlanmaması ve çevreye verilecek zararlar için azami önemin gösterilmesi poliçe özel şartlarına eklenmesi gerekmektedir.

3.1.2.2. Baraj gövdesinin elemanlarında meydana gelen hasarlar

Burada, baraj gövdesi elemanlarından kasıt penstock ve derivasyon tüneli giriş kapaklarıdır. Derivasyon tüneli barajın inşa edilmesi esnasında nehrin barajın inşa alanından dışarıya çıkarılmasını ve baraj alanının kuru kalmasını sağlayan tünellerdir. Baraj inşaatı bitirildikten sonra bu tünellerin çıkışı çelik kapaklarla kapatılmaktadır. Bu kapakların göldeki suyun kot basıncının yarattığı hidromekanik kuvvete dayanabilecek güçte olması gerekmektedir. Burada “kapaklar” deyiminden kapakların kendisi olduğu kadar, onların tünelin iç yüzeyine ankrajları da kastedilmektedir. Baraj kapağı patlaması ile ilgili örnek olarak en son 24.02.2012 tarihinde meydana gelen Adana, Kozan, Göksu Irmağındaki Gökdere Adana Köprü Barajı inşaatındaki kapak patlaması verilebilir. Beş işçinin öldüğü bu kazada, barajın tüm suyu mansaba boşalmış ve mansaptaki köyleri ve arazilere su basmıştır. Kaza sonrası yapılan incelemede kazanın kapağın kırılmasından dolayı değil, kapağı tünelin iç yüzeyine tutturarak ankrajların kırılması/boşalması ile meydana gelmiş olduğu anlaşılmıştır. Bu kazadan daha da önce 31.05.1984 yılında Aslantaş Barajının dolusavak kapaklarından birisinin suyun basıncı nedeniyle ankrajlarını kırarak Çukurova’yı sular altında bırakmıştır.

3.1.3. Türbin Hasarları

Yukarıda da ifade edildiği gibi türbin 3000-3600 rpm hızla dönen ve dışarıdan aldığı kinetik enerjiyi şafta veren ekipmandır. Türbin ile şaftın üst üste gelmesi gerekmektedir.

Aksi takdirde, türbin veya şaftta zamanla hasara yol açacak mahiyette salınımlar, titreşimler ve rezonanslar meydana gelmektedir. Bu ayarlar günümüzde lazer ile yapılmaktadır. Sigorta teklifi aşamasında lazer yönteminin uygulandığının teyit edilmesi gerekmektedir. Aksi durumda, türbinler genelde Çin menşeli olduğundan Çin'den yeni türbinin getirilmesi, süpervisor desteği ile olduğundan duruş süresi artmakta ve ödenecek kar kaybı tazminatı da duruş süresi ile orantılı olarak artış göstermektedir.

Türbinin arızaları temel olarak aşağıdaki şekillerde görülmektedir;

- Aşırı kuvvet ve stres nedeniyle türbinin çeşitli kısımlarında meydana gelen metal yorulması ve buna bağlı olarak kılcal çatlakların ve sünmenin oluşması, parçaların şekil değiştirmesi deformasyon, parçaların/bıçakların boylarının/çaplarının değişmesi/deforme olması/uzaması ve bu bozulma/uzama nedeniyle bu parçaların türbinin iç kısımlarına çarpmaya başlamaları,
- Aşınma nedeniyle yatakların çaplarının büyümesi ve buna bağlı olarak da, eksenlerde radyal yönde salınımların ses ve sürtünmelerin başlaması,
- Yataklardaki yağın eksilmesine bağlı olarak aşırı ısınmalar, metal çaplarında genleşmeler ve buna bağlı olarak da sürtünmelerin çarpmaların, vurmaların, kırılmaların, bükülmelerin, kopmaların, hatta yağ yanmasına bağlı olarak yangınların ortaya çıkmasıdır.

3.1.4.Şaft Hasarları

Şaft türbin ile jeneratörü birbirine bağlayan ve bu şekilde türbindeki kinetik enerjiyi jeneratörün rotoruna ileten çelik çubuktur. Şaftın sağlıklı bir şekilde çalışabilmesi için üzerindeki enerjiyi jeneratöre iletebilmesi gerekmektedir. Bu enerji iletimi engelleyen her türlü zorluk şaftın üzerinde enerji birikmesine ve şaftın mekanik olarak zorlanmasına, hatta aşırı durumlarda kırılmasına yol açabilmektedir. Burada; “Bu enerji iletimi engelleyen her türlü zorluk” deyiminden kasıt, türbinin verdiği güç ile

jeneratörün aldığı güç arasında ciddi bir farkın olması ve bu farkın şaft tarafından absorbe edilemeyecek kadar yüksek bir düzeye ulaşması anlamındadır. Böyle bir durum;

- Jeneratörden türbinin gücünden daha faz güçte enerji çekilmeye başlanması/çalışılması,
- Türbinin girişi ile ilgili bir nedenden/kısıtlamadan dolayı jeneratörün istediği kadar gücü veremez hale gelmiş olmasından dolayı,
- Elektrik iletim sisteminde meydana gelen ve SSR (Sub Synchronous Resonance) olarak bilinen 50 Hz'in altında birtakım salınımların başlamış olması gibi nedenlerden dolayı olabilir.

17.03.2000 tarihinde Afşin-Elbistan santralının dördüncü ünitesinde hatalı işletme işlemleri nedeniyle meydana gelen T-G şaftının kırılması bunun bir örneğidir. Arıza 855 gün süren bakım ve onarım çalışması sonucunda giderilerek ünite tekrar devreye alınmış ve bakım ve onarım hizmetleri için toplam olarak 22.523.000,- Euro masraf yapılmıştır. Buna ilave olarak ayrıca, santralin üretmediği 6.983.260.000 kWh elektriğe karşılık olarak da 544.566.146,00 USD'lık bir gelir kaybı ortaya çıkmıştır. Bir başka ifade ile santralin gelir kaybı, bakım onarım masraflarının 24 katından daha fazladır.

3.1.5. Jeneratör Hasarları

Jeneratör hasarları temel olarak her ne kadar birbirini ile yakından ilgili olsa da basit olarak aşağıdaki gibi ikiye ayrılmaktadır;

- **Mekanik nedenlere dayalı hasarlar;** Bir jeneratörde mekanik nedenlere dayalı hasarlar, ani hız yükselmesi veya düşmesi, buna bağlı olarak hasar meydana gelmektedir.
- **Elektriksel nedenlere dayalı hasarlar:** Bir jeneratörde elektriksel nedenlere dayalı arıza ve hasarlar, stator ve rotor sargılarında zamanlar

ortaya çıkan izolasyon zayıflamasına bağlı olarak iletkenler arasında meydana gelen kısa devrelerdir.

3.1.6.Şalt Merkezi Arızalarından ve İşletme Hatalarından Dolayı Meydana Gelen Hasarlar

Şalt merkezi santralin 200-500 m. kadar yakınında bulunan, yaklaşık 500 m. x 500 m. ebadında açık araziye inşa edilmiş güç ve ölçü trafolarının, kesicilerin, ayırıcıların, ölçü, kontrol ve haberleşme alet/ekipmanlarının bulunduğu yerdir.

Açık arazide olması nedeniyle, şalt merkezindeki her alet/ekipman dış etkenlerin, güneşin, rüzgarın, deniz tuzunun, yıldırımların, yağmur, kâr ve buzlanmanın, kuşların ve diğer vahşi hayvanların, ağaçların, kömür tozunun, kum fırtınalarının kötü ve tahrip edici etkisi altındadır. Bu ekipmanlarda hasarın gerçekleşme riski yüksek olduğu için, alınacak primde de artış söz konusu olmaktadır. Poliçelere en az 500 metre yakınında bulunan trafo, güç merkezi ve haberleşme cihazlarının teminatta olduğuna dair ayrıca not edilmelidir. Bu mesafe santralden santrale değişmektedir. Ancak, poliçeye not edilmemesi halinde, bu ekipmanlarda oluşacak hasarlar teminat kapsamı dışında kalmaktadır.

Ayrıca malzemelerin dışarıda olması ile PVC ve plastik malzeme, kablo kılıfları, izolatörler zamanla yaşlanmakta, dökülmekte, kırılmakta, açılmakta, içindeki bakır iletkenler dışarıya maruz hale gelmekte ve özelliğini kaybetmektedir ve çeşitli kazalara, yangınlara ve hasarlara yol açmaktadır. Ayrıca voltaj dalgalanması ile de kendi bünyelerinde olası hasarlara sebep olmaktadır.

Şalt merkezindeki akım trafolarında meydana gelen izolasyon kaybı ve belli bir oranda meydana gelen kısa devre arızaları bir başka hasar konusudur. Örnek olarak Sibirya'da bulunan Sayano-Şusenskaya hidroelektrik santralının rutin bakımı sırasında transformatör patlaması ile meydana gelen hasar örneği aşağıda görülmektedir. Meydana gelen hadise de 75 kişi hayatını kaybetmiştir. Söz konusu hasarda iş kazası

sonucunda ölen işçilerin işveren poliçesinden tazminat ödemeleri ve patlama nedeni ile santralin tekrar ayağa kaldırılması için duruş süresine bağlı olarak ödenecek kar kaybı tazminatı oldukça yüksektir.



Şekil 11. Sayano-Şusenskaya Hidroelektrik Santralinde Transformatör Patlaması İle Meydana Gelen Hasar

3.1.7. Güç Trafosu Hasarları

Şalt merkezinde hasara maruz bir başka önemli ekipman da güç trafolarıdır. Trafon tankının içi 1-2 tona kadar varan hacimde mineral yağ ile dolu olup; tankın dışına sızmaması ve yanıcı olduğunun unutulmaması önemli bir husustur. Ülkemizde özellikle kamu santrallerinin trafolarının zemini çoğu zaman trafodan sızan yağlarla simsiyah olmuş bir durumdadır. Kuru ot, hatta toprak ile karışmış yağ son derece yanıcıdır ve çevreden gelebilecek herhangi bir ateş kaynağı ile burada kolayca yangın çıkabilmektedir. Dolayısı ile enerji trafolarının bakımları etrafındaki otların ve sızan yağların temizliği oldukça önemlidir.

Güç trafosu hasarları temel olarak aşağıdaki gibi durumlarda ortaya çıkmaktadır;

- Trafonun yağının eksilmesine rağmen bunun zamanında fark edilememesi veya ihmâl edilmesi veya yağ seviye göstergesinin arızalı olması,

- Buna bağlı olarak da, trafonun sargılarının yeterince soğuyamayarak ısınması, hatta bazen ortaya çıkan kısa devre nedeniyle sargıların akkor hale gelerek yağı tutuşması ve yangın çıkması,
- Trafonun yağının zamanında değiştirilmemesi ve buna bağlı olarak da, yağın kirlenmesi, içindeki karbon oranının artması ve sonunda yağın delinerek kısa devrelere ve yangınlara yol aması,
- Trafonun imalatı esnasında sargılarının sarılmasında ve izolasyonunda gerekli dikkat ve özenin gösterilmemesi sonucunda sargıların arasındaki izolasyonun delinmesi ve kısa devrelere ve yangınlara yol aması,
- Trafonun yağının kural, tüzük ve yönetmeliklere göre sahip olması gereken kalite ve standartlara sahip olmaması ve bu nedenle de, yağın değişim zamanından önce delinmesi ve kısa devrelere ve yangınlara yol aması,
- Trafonun Bucholz rölesinin (enerji kablosunun kopması, doğru bir şekilde bağlanamaması, arızalanması gibi), bir nedenle çalışmaması ve buna bağlı olarak da, trafonun içindeki yağ basıncının artmış olmasına rağmen bunun fark edilememesi ve sonunda bu yağın dışarıya sızarak yangın çıkarmasıdır.



şekil 12. Trafo Yangını

3.1.8.Kontrol Sistemi Arızalarından ve İşletme Hatalarından Dolayı Meydana Gelen Hasarlar

Yukarıda da ifade edildiği gibi, günümüzde T-G Setler bilgisayara dayalı, son derece gelişmiş, her türlü olumsuz durumu dikkate alan ve ona göre operatöre yardım eden kontrol sistemleri ile donatılmıştır.

Gelişmiş kontrol sistemi ve T-G setleri ile ilgili her türlü bilgi ekranda gösterilmekte ve operatöre sadece işletme alternatifleri arasında seçme olanağı tanınmaktadır. Sistemin durumu ve işletme ile ilgili olarak operatörün verdiği her türlü işletme emri bilgisayar yardımı ile kayıt altına alınmakta ve olumsuz bir durum olduğu zaman, ertesi gün bu kayıtlar uzmanla tarafından incelenmekte ve kusurun kimde ve nerede olduğu bulunmaktadır. Ayrıca hasar anında, hasarın kök sebebinin araştırılmasında da kayıtlardan faydalanılmaktadır.

Ancak kontrol sisteminin insana dayalı olması durumunda ise,;

- Hatalı işletme emirleri verilebilmekte,
- Sıcaklık, basınç, gerilim, yakıt akış hızı, makinanın dönme hızı gibi son derece önemli değişkenlerle ilgili işletme alarmlarının zamanında görülememekte,
- Sistem ve kontrol sistemindeki arızalar zamanında görülememekte, fark edilememekte, kaydedilememekte, log edilememekte (Santralda işletme ile ilgili iyi veya kötü her türlü olayın ve operatör tarafından verilen işletme komutunun tarih ve saate göre sıralı olarak kayıt altına alınması) ve de düzeltilmemektedir.

3.2. İnşaat Döneminde Riskler ve Verilebilecek Teminat Türleri

HES'lerin inşaat aşamalarındaki hasarlar ve sebepleri incelendiğinde, neredeyse tamamının sel ve yer kaymasından kaynaklandığı, meydana gelen hadiselerden sonra ise, çok ağır maddi ve manevi kayıpların yaşandığı anlaşılmaktadır.

3.2.1. Sel/Taşkın Riski

Hidroelektrik santrallerin inşaat aşamasındaki en büyük risk sel/taşkın riskidir. İnşaat sırasında olası bir sel/taşkın meydana geldiğinde inşaat sahasında yüksek miktarda zarar oluşmakta ve genelde işin durmasına sebebiyet verecek teressübat ile kaplanmaktadır. Ayrıca inşaatta kullanılan makineler su altında kalarak hasara sebep olmaktadır.

Hasarların önlenmesi için gerekli olan çalışmalar⁷⁶;

- Şantiye ve malzeme depo alanlarının geçmiş verilere göre güvenli bölgelere kurulması,
- Nehir yatağına sel önleyici geçici seddelerin inşa edilmesi,
- Batardo ve derivasyon yapılarının akarsu debisinin az olduğu mevsimlerde inşa edilmesi gibi önlemler alınabilmektedir.



Şekil 13. 2012 Yılında Meydana Gelen Sel Sonucu Hasara Uğrayan HES İnşaatı

⁷⁶ EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti. “Hidroelektrik Enerji Santralleri”, **Risk ve Mühendislik Grubu Bülteni**, (3), Mart 2016, s.13.

Aşağıdaki fotoğraflarda regülatörün, su tutma bölümü olan memba kısmı tamamen sel suyunun sürüklediği teressübat ile dolduğu görülmektedir.



Şekil 14. Regülatörün Sel Suyunun Sürüklediği Teressübat Dolmuş Hali

Sel sonrası inşaat alanına bu kadar fazla teressübatın nereden geldiği konusunda incelemeler yapan sigorta şirketinin yaptığı incelemeler sonrasında sel suyunun sürüklediği tüm teressübatın derenin kendi malzemeleri olduğu, herhangi bir dolgu ve/veya kazı malzemesi olmadığı tespit edilmiştir. Bu durum birçok HES inşaatı uygulamasında olduğu gibi, taşıma masrafları ve zamandan kazanç için, hafriyatın uygun olmayan yerlere yani dere yakınlarına dökülmesi sonucu gerçekleşmiştir.

Yaşanan hadisede talebe konu toplam hidroelektrik santralinin de durması ile birlikte ortaya çıkan kar kaybı dahil tazminat tutarı 5.137.040,53 TL + KDV'dir. Poliçe tanzimi esnasında teknik birimdeki sigortacılar risk analizini tam anlamıyla yapmaları gerekmektedir. Ancak, sigorta sektörünün içinde bulunduğu rekabetçi durum risk analizine fırsat vermemektedir. Sonuçları ise, hasarda ortaya çıkmaktadır. Reasürans çalışması da doğru çalışılmayan poliçede yani konservasyon oranının yüksek olması ile sigorta şirketinin hasarı öz sermayesinden ödemesine sebep olabilmektedir. Bir santralin bir hasarda duruş süresi ayları bulabilmektedir. Duruş süresinin ayları bulması demek

yüksek kar kayıplarına sebep olması demektir. Özsermayesi güçlü olmayan şirketlerin enerji santrallerine teminat verirken sigorta bedellerini göz önünde bulundurarak tamamen rekabetten uzak, gerçekçi teklifler sunması gerekmektedir.



Şekil 15. Sel Hadisesiyle Yıkılan Köprüler



Şekil 16. Patlayan/Yıkılan Setlerin, Kuyruk Suyu Kısımına Giriş Yapması



Şekil 17. Regülatör/Santral Binası Kazı Alanı

3.2.2. Yer Kayması Riski

Gerçekleştirilen incelemeler ve araştırmalar göstermektedir ki, aslında doğal afet olarak tanımlanan yer kayması ve buna bağlı hasarlarının birçoğu, ya projelerin hatalı/kusurlu uygulanmasından ya da projedeki hesaplama/analiz hatalarından kaynaklanmaktadır. Bilinmektedir ki, sadece HES inşaatları için değil bütün santral inşaatlarında yer seçimi ve seçilen yere uygun zemin/etüt çalışmaları, projenin uygulanabilirliği ve verimi açısından hayati öneme sahiptir. Bu işlemlerin uygunsuz

veya hatalı uygulanması durumunda ise geri dönüşü imkansız sonuçlar ortaya çıkmaktadır.

Yer kayması riskinin bulunduğu alanlarda gerekli şev ve palyeleme önlemleri alınarak yer kaymasının önüne kolaylıkla geçilebilmektedir. Ülkemizde yer kayması hasarları en çok Karadeniz bölgesinde görülmektedir. Görece küçük bütçeli projelerde palyeleme ve şev mesafelerine gerekli önem gösterilmemektedir. Bu nedenle oluşan yer kayması hasarları büyük çaplı ve işletmenin uzun süre durmasına yol açacak hasarlara neden olmaktadır. İletim kanalı yer kayması hasarlarında iş durması ve kar kaybına teminat verilmemesi düşünülmektedir⁷⁷.



Şekil 18. Hidroelektrik Santrali İnşaatında Sel Sonrası Rüsübat Birikimi

Ayrıca cebri boru ve iletim hatları içerisinde sürekli olarak su taşınan hidrolojik yapılar olup santralin işletimi için hayati önem taşımaktadır. Projeye bağlı olarak kilometrelerce uzunlukta iletim ve cebri boru hatları yer alabilmektedir. Ancak bu hatların etrafın yetersiz fizibilite çalışması ve proje maliyetlerinin düşük tutulması amacı ile gerekli stabilite önlemleri alınmamaktadır. Projedeki tüm yer üstü iletim

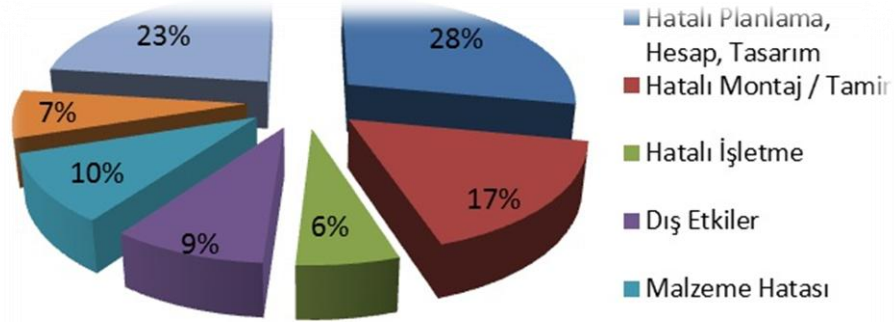
⁷⁷ EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti., a.g.e., s.14.

hatları çevresine yer kaymasını önleyici tedbirler alınmalıdır⁷⁸. Palyeleme çalışması yapılarak önlemler alınabilir, ancak palyeleme çalışması hidroelektrik santralının yapısına uygun olmalıdır. Aksi takdirde işlemin uygunsuz veya yanlış yapılmasından dolayı yamaç etrafında derin yarıklar ve çatlamlar meydana gelmektedir.

3.2.3. Türbin ve Jeneratör Riskleri

Türbinlerdeki hasarların yer ve sebep dağılımları performans sınıfları ve yaş kategorilerine göre yapılan detaylı ayrımlarda büyük çaplı türbinlerde en önemli hasar nedeninin hatalı üretim olduğu anlaşılmaktadır. Küçük türbinler için ise bakım, nedenli hasarlar baskın görülmektedir.

Şekil 18’de görüldüğü gibi hatalı dizayn ve hatalı bakım türbin hasarlarının kök nedenlerinde ilk sırada yer almaktadır. Geçmiş hasar istatistikleri incelendiğinde dizayna bağlı hataların sabit kaldığı buna karşın bakım nedeni ile ortaya çıkan hataların arttığı anlaşılmaktadır.

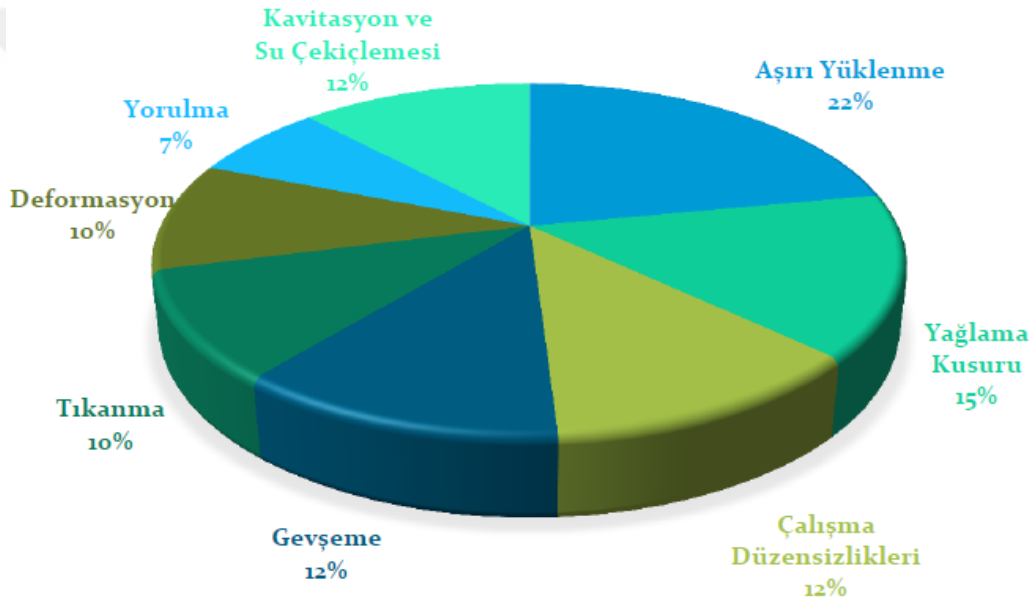


Şekil 19. Türbinlerde Hasar Sebebi Dağılımı

Kaynak: ANADOLU SİGORTA, “Baraj ve Hidroelektrik Santrallerde Hasar Sebepleri ve Olası Çözüm Önerileri”, <http://anadolorisk.com.tr/tr/bulten/su-yapilari-ve-hidroelektrik-enerji-uretimi-ile-sigorta-iliskisi/baraj-ve-hidroelektrik-santrallerde-hasar-sebepleri-ve-olasi-cozum-onerileri>, (02.08.2018).

⁷⁸ EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti., a.g.e., s.15.

Hasara neden olan arıza sebepleri incelendiğinde su çekiçlemesi ve kavitasyon ile aşırı yüklenme neticesinde oluşan hasarların frekansının yüksek olduğu gözlemlenmektedir. Aşırı santrallerdeki aşırı yüklenmelere bağlı olarak en çok türbin shaftı ve jeneratörlerde hasar oluşmaktadır. Bu hasarların kısmi onarımı mümkün olmadığı durumlarda proje bazlı üretilen bu ekipmanların onarımı çok uzun bir zaman almaktadır. Cebri borulara hava girişi olması durumunda hava kabarcıkları cebri boru ve türbinlerde kavitasyon hasarına neden olmaktadır. Bu durum denge bacaları ile önlenmektedir. Ancak hatalı dizayn edilmiş santral veya türbinlerde bu tip hasarlar kaçınılmazdır.



Şekil 20. Hasar Sebeplerinin Dağılımı

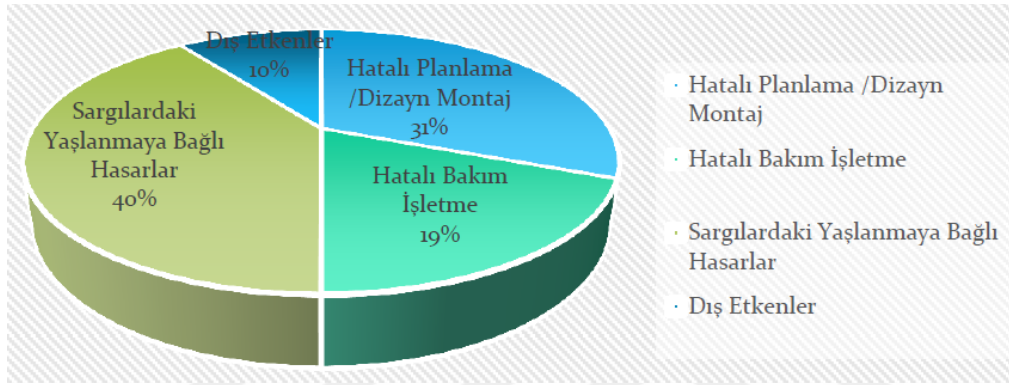
Kaynak: EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti. a.g.e., s.17.

Yükleme havuzunda olağan su döngüsü ile biriken dere malzemesinin periyodik bakımlarda temizlenmemesi durumun da hem enerji üretiminde beklenen performans sağlanamamakta hem de alüvyon ve ince taneli dere malzemesi içeren akımların türbinlere girerek hasara yol açmasına neden olmaktadır. Bu tip hasarların

önüne geçmek için gerekli filtreleme düzeneklerinin kullanılması ve su alma yapılarının çok iyi şekilde tasarlanması gerekmektedir.

3.2.4. Jeneratör Hasar Sebepleri

Jeneratör hasar nedenlerinin başında sargılardaki yaşlanma gelmektedir. Bu durum tüm makinelerde beklenen bir durum olmakla birlikte hasar sebepleri arasında en büyük paya sahip diğer iki etmenin hatalı montaj ve bakım olduğu görülmektedir.



Şekil 21. Jeneratörlerde Hasar Dağılımı

Kaynak: EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti. a.g.e., s.19.

Aşağıdaki tabloda jeneratörlerde meydana gelen bazı hasar tipleri gösterilmektedir.

Tablo 10. Jeneratörlerdeki Bazı Hasar Tipleri

Yapı ve Ekipman Tipi	Hasar Sebebi	Ülke	Sonuçları ve Hasar Miktarı
476 MVA Jeneratör	Montaj Esnasındaki İşçilik Hatası	Amerika Birleşik Devletleri	Statorun tamamen değiştirilmiştir. Hasar tutarı 1 milyon dolar seviyelerindedir.
330 MVA Jeneratör	Hatalı Malzeme ve Üretim Hatası	Türkiye	Tüm jeneratör değiştirilmiştir. Hasar tutarı 4.5 milyon dolar seviyelerindedir.
96 MW Jeneratör	Montaj hatası	Amerika Birleşik Devletleri	Tüm sargılar değiştirilmiştir.

Kaynak: EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti., a.g.e., s.19.

Görüldüğü üzere hidroelektrik santrallerin hidromekanik ve elektromekanik aksamalarında meydana gelen hasarların başlıcaları hatalı dizayn/montaj ve bakım ile yorulmasıdır.

Hidroelektrik santrallerinde hidromekanik ve elektro mekanik hasar riskinin azaltılabılmesinde santral inşasında ve dizaynında tecrübeli, konusunda uzman firmalar ile çalışılması önemli bir kriter olarak görülmekte, aynı durum işletme dönemi içinde önemli bir kriter olarak göze çarpmaktadır. Bunlar⁷⁹;

- Montaj ve periyodik bakımlarda üretici firmadan süpervizörlük hizmeti alınması, maliyet kaygısı ile yapılacak yanlış müdahalelerin önüne geçmektedir.
- Tahribatsız deney yöntemleri ile santralin periyodik olarak test edilmesi pano ve elektronik ekipmanlarda yapılan termal taramalar, hasar oluşumunu önleyemese de boyutunu azaltan çalışmalardır.
- Tüm santral scada ekranları ve erken uyarı sistemleri ile izlenmelidir.
- Santraldeki hidromekanik sistemler için titreşim sınırlarının ISO 7919-5 ve ISO 10816-5 uluslararası standartlarına göre denetlenmesi fayda sağlamaktadır.
- Mekanik yapıda beklenen üzerindeki ısınmaların izleme ve erken uyarı sistemleri ile kontrolü de hasarın oluşumunu ya da boyutunu doğrudan etkileyen faktörlerdir.
- Mekanik bakımda kullanılan sarflar için (yağ-rulman, yatak vb) işletme döneminde üretici önerisi yerine maliyet hesapları gözetilerek düşük standart tercihi kullanım sırasında görülen hasarların bir başka nedeni olarak karşımıza çıkmaktadır.

⁷⁹ EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti., a.g.e., s.20.

3.2.5. Halk Hareketi Riskleri

Bilindiği gibi Karadeniz başta olmak üzere, yurdun çeşitli bölgelerinde inşaatına başlanan HES'ler için protestolar, yürüyüşler ve eylemler düzenlenmektedir. Protesto ve yürüyüşlerdeki asıl amaç, HES'lerin doğa üzerindeki olumsuz etkilerini gözler önüne sermek olsa da, zaman zaman yaşanan gerilim ve tartışmalar olayın boyutunu değiştirmektedir. Yangın poliçesi ek teminatlarında yer alan Grev Lokavt Kargaşalık ve Halk Hareketleri (GLKHH) teminatının alınması gerekmektedir. Ancak son zamanlarda, reasürans sözleşmelerinde, GLKHH teminatları istisna olduğundan ek teminatla tek bir poliçeye ekleme imkanı kalmamıştır. Terör ve GLKHH teminatı için ayrı poliçe düzenlenmekte ve ihtiyari reasürans çalışmaları ile teminat verilmektedir.

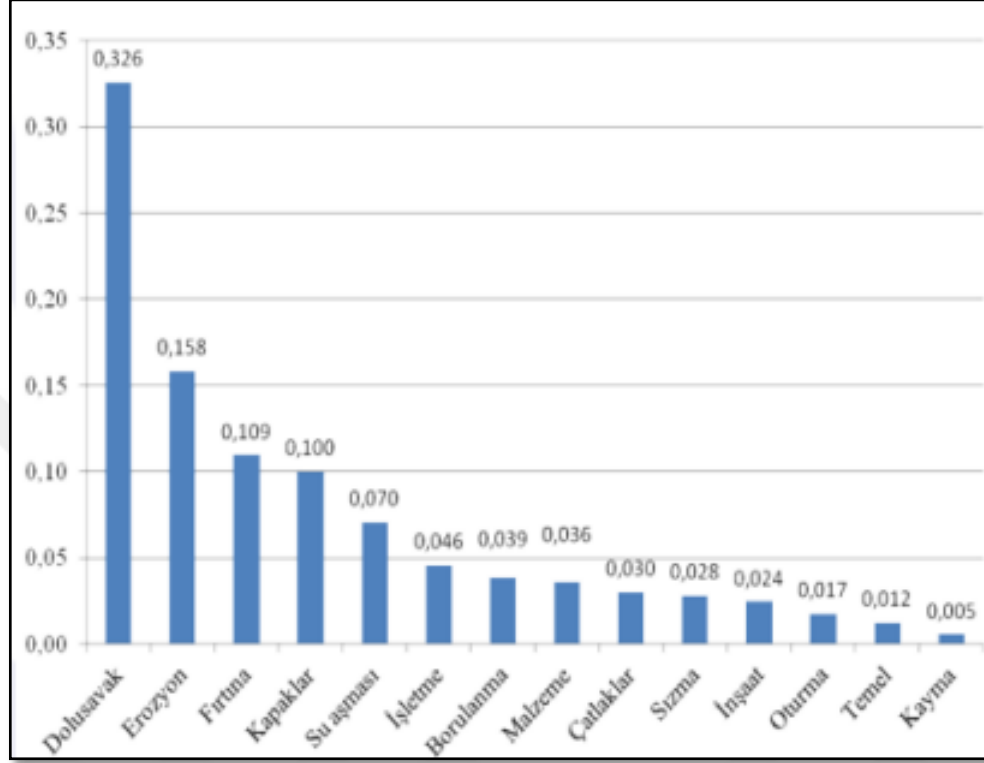
3.3. İşletme Döneminde Riskler ve Verilebilecek Teminat Türleri

Hidroelektrik santraller için baraj ve su tutma yapıları buldukları coğrafyaya göre çeşitlilik gösterse de hem inşaat aşamasında hem de işletme aşamasında çevresel etkenlerden en çok etkilenen yapılardır. Bu yapılarda meydana gelen hasarlar hem maliyet hem de kar kaybı açısından büyük hasara yol açmaktadır.

Yakın zamanda Türkiye'de enerji üretimini artırmak amacıyla özel sektör yatırımlarına verilen destek ve ruhsatlar, özellikle nehir santralleri olarak yoğun bir karşılık bulmuş, ancak aynı yoğunluk bu barajlarla ilgili tasarım, inşa ve baraj güvenliği değerlendirmeleri konusunda görülmemiştir.

Ülkemizde yaşanan hidroelektrik santral hasarlarının birçoğunda kök neden sel seylâp olarak nitelendirilse de özellikle su tutma yapılarında meydana gelen hasarların en önemli etkeni dolu savak yetersizliği veya işletme yetkililerinin taşkın riski için bölge yetkili makamlarınca yapılan uyarıları dikkate almayıp yüksek yağışı fırsata çevirme isteğiyle üretime devam etmesidir. Sadece dolusavak kapaklarının istenilen şekilde işletilememesinden bile yakın geçmişte Euclides Da Cunha Barajı (Brezilya,1977), Machu II Barajı (Hindistan,1979), Hirakud Barajı (Hindistan, 1980),

Tous Barajı (İspanya,1982), Noppikoski Barajı (İsveç, 1985), Belci Barajı (Romanya, 1991), Folsom Barajı (ABD, 1995) hasara uğrayan bazı barajlardır⁸⁰.



Grafik 4. Hidrolik Performans Hasarlarının Detaylı Dağılımı

Kaynak: EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti. a.g.e., s.11.

Oysaki debinin arttığı durumlarda radyal kapakların açılarak su tahliyesi yapılması durumunda su tutma yapılarında hasar minimize edilerek olası bir hasar durumunda ortaya çıkan onarım maliyeti bir tarafa onarım süresi boyunca işletmenin kar kaybının da önüne geçilecektir. İstatistiki değerlendirmelerde güven düzeyi; planlama, inşa, kontrol ve işletme açısından daha iyi olan büyük barajlarda yakın geçmişte oluşan hasarların küçük barajlara nazaran sayıca daha düşük olduğu ancak etkilerinin büyük olduğu gözlenmiştir. Taşkın veya artan debideki dolu savak

⁸⁰EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti., a.g.e., s.12.

yetersizliği ve işletme kusurlarında ortaya çıkan hasarların ortak noktası dere yatağına ait olan malzemenin baraj veya su tutma yapılarında birikmesidir.

Teminat altına alınan birçok nehir santralindeki hasarda bu malzemenin temizlenmesi enkaz kaldırma teminatı altında talebe dönüşmektedir. Ancak dere yatağı malzemesi derenin doğal akışı esnasında sürekli devinim halindedir ve herhangi bir debi artışı/taşkın olmasa da regülatör ve baraj önünde birikmektedir. Bu malzemelerin temizlenmesi ise santralin işletme ve bakım giderleri arasında yer almaktadır. Ayrıca dere yatağı malzemesinin enkaz niteliği taşıması için sigorta bedeli içerisinde yer alması gerekmektedir ki bu da tüm dereyatağı malzemesinin sigortalanması anlamına gelmektedir. Böyle bir durumunda imkânsız olması nedeni ile poliçelerde dere yatağı malzemesi ve bu malzemenin temizlenmesine ilişkin giderlerin poliçe konusu olmayacağı özellikle belirtilmelidir. Ayrıca dere ile sürüklenen malzemelerin su tutma yapılarına vereceği zararların önüne geçilmesi için tersip bendi inşasının varlığı poliçe yapımında bir avantaj olarak görülmeli ve vurgulanmalıdır.

3.4. Hidroelektrik Santrallerinde Kar Kaybı Sigortası

Ülkemizin enerji ihtiyacının büyük çoğunluğunun yurtdışından temin ediliyor olması, herhangi bir olumsuz durumda kesintiye uğrama ihtimalini doğurmaktadır. Ülkemizin enerji ihtiyacını karşılamak için sektörüne yatırım yapılması zaruri bir durum olmuştur. Bu projelerin kurulum ve işletmeleri sırasında oluşabilecek hasarlar, daha önce öngörülemeyen, gelir kaybına neden olacak durumlar için farklı sigorta poliçeleri yapılabilmektedir⁸¹.

Literatürde kar kaybı sigortası ve hidroelektrik santrallerin kar kaybı sigortası ile ilgili herhangi bir çalışmanın olmaması sebebiyle bu çalışmanın ilk olduğu anlaşılmaktadır.

⁸¹ ADABROKER Sigorta ve Reasürans Brokerliği Ltd. şti., “Hidroelektrik Santralleri”, <http://www.adabroker.com.tr/urunler.php?akid=118&id=86->, (18.02.2018).

Kar kaybı sigortası: Bir ticari faaliyetin yürütülmesinde kullanılan taşınır ve taşınmaz mal varlıklarına ait bir sigorta sözleşmesi kapsamında meydana gelecek hasarları sonucunda ticari faaliyetin kısmen veya tamamen durması veya aksaması nedeniyle oluşacak kar kayıplarını karşılamaktadır⁸². Yukarıdaki bölümlerde de bahsedildiği gibi hidroelektrik santrallerde meydana gelen hasarlarda duruş süreleri normal bir ticari işletmenin duruş süresinden fazladır. Duruş süresinin yüksek olması; hidroelektrik santrallerinde kullanılan ekipmanların meşeerlerinin yurt içinde üretilmemesi, yurt dışından alınması ve onarımlarının ülkemizde çok az sayıda firma tarafından yapılması sebebi ile yurt dışından süpervisor hizmetlerinin sağlanması etkilemektedir. Bu sebepten dolayı, enerji santralleri için kar kaybı teminatının poliçelere eklenmesini zorunlu hale getirilmiştir.

Kar kaybı hasarları hesaplanırken enerjinin satış türü önem kazanmaktadır. Türkiye’de elektrik ticareti; ikili anlaşmalar, gün öncesi planlama ve dengeleme güç piyasası yoluyla olmak üzere üç farklı şekilde yapılmaktadır. Yapılan satışlar PMUM (Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi) vasıtası ile kayıt altına alınmaktadır. Bu kayıtlar üretim zamanlarını, hasar nedeni ile ortaya çıkan durmaları ve toplam durma gün sayısını görmek içinde bir hasar anında en tekin kullanılabilir kayıtlardır. EPDK Lisanslı HES işletmeleri üretim ve satış dengesi açısından bu kayıtlar ile izlenmektedir. Hidroelektrik santrallerin özellikle su tutma yapısında gerçekleşen hasarlar yüksek onarım zamanlarına dolayısı ile aynı oranda durma ve kar kayıplarının oluşmasına yol açmaktadır. Kar kaybına etki eden faktörler; işletme şartları, tesisin genel görünümü, yedek malzeme stoku, üreteç sayısı ve transformatör sayısı gibi sıralanması mümkündür.

Kar kaybı sigortası tipleri aşağıdaki gibi sıralanabilmektedir⁸³:

- Gündelik kazanç sigortaları,
- Artan iş masrafları,

⁸² TSEV, Türk Sigorta Enstitüsü Vakfı, “Kar Kaybı Sigortası”, Kurum İçi Çalışma, s. 5.

⁸³ TSEV, a.g.e., s.3.

- İş durması sigortaları,
- Gecikmeye bağlı sigortalar.

Kar kaybı sigortası çeşitleri ise üç ana başlığa ayrılmaktadır⁸⁴:

- Yangın Sigortasını takip eden kar kaybı sigortası,
- Makine kırılması sigortasını takip eden kar kaybı sigortası,
- İnşaat/Montaj All Risk sigortalarını takip eden gelir kaybı sigortası.

Kar kaybı sigortalarında belirtilen teminat kapsamı; mal varlıkları için alınmış bulunan sigorta teminatı kapsamındaki risklerden birinin gerçekleşmesi sonucunda oluşacak kar kaybı hasarlarını ifade etmektedir. Yine bahsi geçen sigortada da geçen tazminat süresi ise; hasarın meydana geldiği andan, ticari faaliyetin durma veya aksamasının tamamen giderildiği ana kadar geçecek süre anlamına gelmektedir. Bu süre poliçe de belirtilmektedir. Tazminat süresinin tespitinde dikkat edilecek süreler; 3 ay, 6 ay, 12 ay, 18 ay, 24 ay ve 36 aydır. Poliçede muafiyetler ise, genellikle deprem halinde 14 gün, diğer durumlarda ise, 7 gün olarak değişmektedir.

Tesislerin istisnai ve özel şartları aşağıdaki gibi sıralanmaktadır⁸⁵.

İstisnalar:

- Mal varlığı sigorta poliçesinde yer almayan bir riskin gerçekleşmesi sonucunda ortaya çıkacak kar kayıpları,
- Kar kaybı poliçesinde teminat kapsamı dışında bırakılan risklerin gerçekleşmesi sonucunda oluşan kar kayıpları,
- Sigortalının iflası veya işletmenin faaliyetine son verilmesinden sonra oluşacak kar kayıplarıdır.

⁸⁴ TSEV, a.g.e., s.4.

⁸⁵ TSEV, a.g.e., s.11,17.

Özel Şartlar:

- Kar kaybı poliçeleri genellikle ticari faaliyetin özelliklerine göre özel şartlar içermektedirler.
- Yangına bağlı kar kaybı poliçelerinde genellikle işletmenin uyguladığı özel üretim yöntemleri gerek sigorta bedelinin tespitinde ve gerekse poliçede yer alacak tazminat süresinin belirlenmesinde önem arz etmektedir.
- Makine kırılmasına bağlı kar kaybı poliçelerinde ise özellikle makinelerin toplam üretim içinde gerçekleştirdikleri katkı paylarının poliçenin hazırlanışında belirlenmesi gerekmektedir.
- İnşaat ve montaja bağlı kar kaybı poliçelerinde işletmenin faaliyete geçmesinden sonra gerçekleştireceği cirolar ve genel giderler önceden belirlenerek poliçeler hazırlanmaktadır.
- Ek olarak son zamanlarda yurt dışı poliçelerde de görüldüğü gibi iklim değişikliği sebebi ile enerji santrallerinde kuraklığa bağlı olarak meydana gelen performans kayıpları da poliçelere eklenmektedir. Bu poliçeler genellikle reasürör tarafından uygun görülen projelerde eklenmektedir. Henüz Türkiye’de verilen bir teminat olmayıp, bu tip hasarlarda da yurt dışı reasürörler tarafından yürütülmektedir.

3.4.1. Kar Kaybı Teminatının İşletmeler Açısından Önemi

İşletmenin poliçe ile teminat altına alınmış olan risklerinden birinin gerçekleşmesi sonucu oluşan hasar nedeniyle sigortalı tarafından yürütülen işlerin durması, kesintiye uğraması veya aksaması neticesinde meydana gelen kayıp veya zarar tutarı kar kaybı sigortası ile teminat altına alınmaktadır. Ancak bunun için; hasarın meydana geldiği tarihte sigortalının mülkleri ile ilgili menfaatlerini böyle bir hasara karşı teminat altına alan geçerli bir sigorta yürürlükte olmalı ve bu sigorta karşılığında ödeme yapılmış veya sorumluluk kabul edilmiş olmalıdır.

Kar kaybı poliçesi ile temin edilen sigorta teminatı ve kar kaybından anlaşılan; cirodaki azalma, bu azalmayı önlemeye yönelik çalışma maliyetlerindeki artış ve çalışma maliyetlerindeki ek artışlar olarak kabul edilmektedir. Poliçe tanzim aşamasında uluslararası kriterleri yerel pazar koşullarına göre yorumlamak ve kıyaslayarak yerel ortam koşullarını hedefleyen içerik oluşturmak mutlak gerekmektedir. İşletmelerin birçoğu profesyonel yapılanmadan uzaktır. Poliçe tanzimine esas alınacak bilgileri sağlayacak firmaların profesyonellik düzeyini ölçme olanağı yok ise çok ciddi içerikte hazırlanmış soru formları düzenlemek, imzalı beyan şeklinde bu formları almak gerekmektedir. Poliçe içeriği ekspertiz koşullarını doğrudan belirlemektedir⁸⁶.

3.4.2. Kar Kaybı Teminat Bedelinin Hesaplanması

Kar kaybı sigortasında tazminatın hesabında meydana gelen hasarın giderilmesine kadar geçecek süre içerisinde ciroda gerçekleşecek azalma ve iş maliyetindeki artış sonucu ortaya çıkan brüt kar kaybından tazminat süresi içerisinde ödenmesi gereken, ancak hasar nedeniyle ödenmeyen veya tasarruf edilen işletme giderleri düşülerek hesaplanmaktadır⁸⁷.

- Cirodaki azalma nedeniyle meydana gelen brüt kar kaybı: Brüt kar oranının, tazminat süresi içinde ve hasar sebebiyle azalmış olan ciro miktarına (standart ciro ile elde edilen ciro arasındaki farka) uygulanmasından elde edilen miktardır.
- İşletme maliyetindeki artıştan kaynaklanan brüt kar kaybı: Cirodaki azalmayı önlemek amacıyla gerekli ve kabul edilebilir nitelikteki maliyet artışıdır. Artışın tazminat süresi içinde yapılmış olması ve azalması önlenen ciro miktarına brüt kar oranının uygulanması ile elde edilecek tutarı aşmaması gerekmektedir.

⁸⁶ MUNCHENER RUCK, "Machinery Loss of Profits Insurance", Germany, 1997, ss.1-20.

⁸⁷ TSEV, a.g.e., s.13,14,15.

Sigorta bedelinin hesaplanması fark esaslı yöntemine göre yapılmaktadır. Buna göre sigorta bedeli:

(+) Net Satış Ciroosu + Kapanış Stokları + Proses Stokları'ndan

(-) (Belirlenmiş Değişken Masraflar + Açılış Stokları + Proses Stokları)'nın çıkartılması sonucunda ulaşılabacak tutar olmaktadır.

Bu tutar Tahmini Brüt Kar olarak sigortacıya beyan edilmelidir.

Belirlenmiş değişken masraflar, genel itibarıyla iş durduğu veya aksadığı andan itibaren yapılmayacak masraflardır. Bu masraflar hammadde, yardımcı madde, üretime bağlı patent ve marka hakları, elektrik, yakıt, su v.b. tedarik giderleri ile yine üretime bağlı bakım ve benzeri giderlerdir.

Personel giderlerinin tamamı, amortismanlar, kiralar sabit gider olup sigortalanmalıdır. Sigortalı firmaların iştegal mevzularına göre yarı değişken ve/veya sabit giderleri kendi muhasebe kayıt ve esasları göz önüne alınarak değerlendirilmelidir.

Sigorta bedelinin hesaplanmasında ve bu sigortanın uygulanmasında sigortalının iştegal ettiği işlerden sadece herhangi bir makine tesis ve cihazların faaliyeti sonucunda yaptığı üretim ve satışlardan kaynaklanan brüt kar hesapları dikkate alınmaktadır. Üzerinde hiç bir işlem yapılmaksızın sadece alım satımı yapılan ticari faaliyetlerden elde edilen kar kayıpları sigorta kapsamında değildir.

Genel olarak; deprem ve yanardağ püskürmesi hasarlarında 14 gün, diğer hasarlarda 7 gün tenzili muafiyet uygulanmaktadır. Ancak söz konusu muafiyetlerdeki gün hesaplamasının ortalamamı yoksa hasar tarihli olup olmadığı poliçede açık bir şekilde yer alması gerekmektedir. Aksi halde hasar hesaplamasında mutabakatsızlıklara sebep olabilmektedir.

Hidroelektrik santrallerinde aynı zamanda kar kaybı hesaplarırken, geleceğe yönelik tahmin yapıldığından işletmenin geçmiş dönemde hasarın meydana geldiği

tarihte üretim kayıtlarının incelenmesi önem kazanmaktadır. Hasar zamanı gerçekleşecek olası üretim miktarı ile o yıl planlanan üretim arasındaki oran ve bahsi geçen yıl üretilmesi planlanan enerji ve suyun durumu göz önünde bulundurulmalıdır. Hatta aynı yörede bulunan bir hidroelektrik santralinin geçmiş üretim verileri ile söz konusu yıl arasındaki üretim verileri, hasar gören hidroelektrik santralinin kar kaybı hesabında göz önünde bulundurulabilir. Yurt dışındaki hasar uygulamalarına bakıldığında ise, bir hidroelektrik santralindeki hasar durumunda rezervde bulunan suyun durumu geçmiş aylarda suya bağlı enerji üretimi ile geçmiş yıllardaki enerji üretimleri göz önünde bulundurularak hesaplama yapılmaktadır.

3.4.3. Hidroelektrik Santrallerde Ciro Kavramı

İşyerinde iş seyri esnasında sağlanan hizmetler ve satın alınan ve teslim edilen mallar için Sigortalıya ödenen veya ödenecek olan para (yapılan indirimler düşülür) ciro olarak adlandırılmaktadır.

Yıllık Ciro ise; sigortalının, ister işletmenin artık etkilenmeyeceği, isterse tazminat döneminin bittiği tarihten hemen önceki (önce olan geçerlidir) on iki ay zarfında kaza olmasaydı elde etmiş olabileceği cirodur⁸⁸.

Brüt Kar; ciro değeri ve kapanış (mevcutları) stokları değeri toplamı ile açılış stokları (mevcutları) değeri ve belirlenmiş işletme giderleri toplamı arasındaki farktır.

Açılış ve kapanış mevcutlarının değerleri amortisman için gerekli karşılıklar ayrılma kaydıyla Sigortalı'nın normal muhasebe metotlarına göre hesaplanmaktadır.

Brüt kâr oranını ve yıllık ciroyu hesaplarken, aşağıdaki hususlara özel dikkat gösterilmektedir⁸⁹:

- Sigortalı işlerin başlama tarihinden sonraki 12 aylık süreye ilişkin sonuçları,

⁸⁸ MUNCHENER RUCK, a.g.e., ss.1-20.

⁸⁹ MUNCHENER RUCK, a.g.e., ss.1-20.

- Gecikme meydana gelmese sigortalı işleri etkileyecek özel şart ve değişiklikler,
- Başlama tarihinden sonra sigortalı işleri etkileyen özel şart ve değişiklikler.

Bu vesileyle, kesin rakamların, gecikme meydana gelmese, programlanmış başlangıç tarihinden sonra sigortalı işin elde edeceği sonuçları makul derecede uygun bir biçimde yansıtması sağlanmaktadır.

Bazı sigorta poliçelerinde verilen teminat cirodaki azalma ve işletme maliyetindeki artışın yol açtığı brüt kar kaybı ile sınırlı olmakta ve buna göre tazminat olarak ödenebilecek tutar;

- Cirodaki azalış açısından; kaza sonucu tazminat süresi boyunca standart cironun altına düşen miktara brüt kar oranının uygulanması suretiyle elde edilen tutar,
- İşletme maliyetindeki artış açısından; önüne geçilen (mani olunan) azalma miktarına brüt kar oranının uygulanması ile elde edilen meblağı aşmamak üzere, kaza sonucunda tazminat dönemi esnasında vuku bulabilecek; sadece cirodaki düşmeyi önleme veya azaltma amacıyla zorunlu ve makul olarak üstlenilmiş ek harcamalar olmaktadır.

Kazanın sonucu olarak durdurulabilecek veya azaltılabilecek şekilde brüt kardan ödenebilen işletme masraf ve harcamaları ile ilgili olarak tazminat süresinde tasarruf edilen tutar kadar indirilmektedir.

Ancak, sigortalı meblağın yıllık ciroya brüt kar oranının uygulanması ile elde edilen meblağdan daha az olması halinde, ödenecek tutar, o oranda azaltılmaktadır. Sigorta poliçeleri hidroelektrik santrallerinde poliçeler senelik olduğu gibi dönemsellikte yapılabilmektedir. Poliçe düzenlenirken cironun dönemsellik mi, yoksa senelik mi hesaplanması gerektiği sigortalıya sigortacı tarafından anlatılması gerekmektedir. Aksi takdirde eksik sigorta unsuru doğmaktadır.

BÖLÜM IV

ÖRNEK UYGULAMALAR

Diğer bölümlerde bahsedildiği üzere hidroelektrik santrallerinde meydana gelen hasarlara bağlı yaşanan kar kaybı hasarlarına ait örnek hesaplamalara bu bölümde değinilmiştir.

4.1. Örnek 1

A Hidroelektrik Santralinde enerji hattında oluşan darbeler sonucu işletmede bulunan jeneratörün hasar görmesi ile kar kaybı hasarı meydana geldiği tespit edilmiştir.

ÜRÜN ADI / POLİÇE TÜRÜ	: KAR KAYBI SİGORTA POLİÇESİ
POLİÇE VADESİ	: 21.02.2015 / 21.02.2016
POLİÇE TANZİM TARİHİ	: 21.02.2015
POLİÇENİN İŞLEDİĞİ SÜRE	: 119 Gün
KAR KAYBI SİGORTA BEDELİ	: 2.000.000,00 USD
KAR KAYBI	: 209.448,00 TL
HASAR TARİHİ	: 07.06.2015
HASAR NEDENİ	: Elektriksel

Hasara istinaden teknik servis araştırmalarını tamamlamış olup,

- Birinci ünite çalışmasını sürdürürken, ikinci ünite bir hatadan dolayı çalışmasını durdurmuştur.
- İkinci ünite, uyarı sisteminin bir parçası olan ana rotorlardaki diyodlarda hata vardır, tüm diyodlar sökülmüştür.

Hatanın nedeni ise,

- 7 Haziran 2015'te, yerel saatle saat 15:54'te jeneratörlerin her ikisi de aynı anda ana hattaki hata nedeniyle devreye girmiştir. Bunun olası sebebi fazlar arası kısa devre ya da faz ile toprak arası şebekenin ara bağlantısında kısa devre olabilir.
- Hadise gerçekleşmeden önceki hafta boyunca ana hattaki koruma rölesi de dahil olmak üzere birçok acil uyarı alarmları kaydedilmiştir.

İşletmenin güç sistemlerinin teknolojik olarak kontrol yapılması hasar sebebinin belirlenmesini kolaylaştırılmıştır.

Sigortalı hidroelektrik santralinde 2 adet jeneratör ile enerji üretiminin yapıldığı,

- 07.06.2015 tarihinde enerji hatlarında oluşan bir darbe (elektriksel dalgalanma) nedeni ile işletmede bulunan jeneratörlerin devreden çıktığı,
- Söz konusu tarihte bölgede havanın gök gürültülü ve yağışlı olup santralin bulunduğu alana yıldırım düştüğü,
- Devreden çıkan jeneratörlerin yapılan denemeler neticesinde tekrar devreye alındığı ancak işletmede bulunan 2 numaralı jeneratörün devreye alınmadığı,
- Hasar gören diyotların yurtiçi piyasalardan temin edilememesinden dolayı hasar tespiti sonrasında yurtdışına sipariş verildiği,
- 17.06.2015 tarihinde yeni diyotların santrale ulaşmasını takiben 18.06.2015 tarihinde 2 numaralı jeneratörde diyot değişimi yapılarak onarımın tamamlandığı ve aynı tarihte jeneratörün devreye alındığı bilgilerine ulaşılmıştır.

2 Numaralı jeneratör ünitesindeki diyot hasarının 07.06.2015 tarihinde gerçekleştiği anlaşılmıştır.

Mevcut durum itibari ile hasara konu kıymette hasar kök nedeni yüksek voltaj etkisi olup, bu etkiyi yaratan kaynağın yıldırım veya iletken hatlarda oluşan bir başka arıza olduğuna ilişkin net bir veri elde edememektedir.

Sigortalının elektriksel etkiler ile hasar gören 2 nolu jeneratörün diyotlarında oluşan arıza ve arızanın giderilme süresi içinde yaşanan elektrik üretim kaybı tazminat talebine konu edilmektedir. Bu talebe ilişkin değerlendirme Kar Kaybı Tespit çalışmaları başlığında yapılmıştır.

Enerji santrallerinde meydana gelen mekanik hasarların en büyük olumsuz etkilerinden olan parça tedarikidir. Ülkemizde parça onarımını yapan firmalar oldukça sınırlı olmakla birlikte, parçalarda yurt dışından temin edilmekte ve yurt dışından getirilen mühendisler tarafından demontaj/montajı yapılmaktadır. Bu sürenin uzaması ise, ödenecek kar kaybı tazminatının artmasına sebep olacaktır. Ancak bu örnekte kısa sürede parçanın tedariki yapılabilmektedir. 07.06.2015 tarihinden, jeneratörün yeniden devreye alındığı 18.06.2015 tarihine kadar üretilen enerji bedeli için toplam 209.448,00 TL + KDV talep edildiği anlaşılmıştır.

Aşağıdaki tabloda santralin 2015 Haziran ayı boyunca günlük olarak ürettiği enerji fiyatı ve enerji bedellerini göstermektedir.

Tarih	Üretilen Enerji (MWh)	Enerji Birim Fiyatı (TL/MWh)	TUTAR	JENERATÖRLERİN ÇALIŞMA DURUMU
01.06.2015	335,92	140,00	47.028,80 TL	İki Jeneratör Faal
02.06.2015	293,88	140,00	41.143,20 TL	İki Jeneratör Faal
03.06.2015	282,3	140,00	39.522,00 TL	İki Jeneratör Faal
04.06.2015	319,91	140,00	44.787,40 TL	İki Jeneratör Faal

Tarih	Üretilen Enerji (MWh)	Enerji Birim Fiyatı (TL/MWh)	TUTAR	JENERATÖRLERİN ÇALIŞMA DURUMU
05.06.2015	314,56	140,00	44.038,40 TL	İki Jeneratör Faal
06.06.2015	297,31	140,00	41.623,40 TL	İki Jeneratör Faal
07.06.2015	240,45	140,00	33.661,60 TL	Bir Jeneratör Faal
08.06.2015	207,21	140,00	29.009,40 TL	Bir Jeneratör Faal
09.06.2015	169,43	140,00	23.700,60 TL	Bir Jeneratör Faal
10.06.2015	207,29	140,00	29.020,60 TL	Bir Jeneratör Faal
11.06.2015	205,45	140,00	28.763,00 TL	Bir Jeneratör Faal
12.06.2015	198,21	140,00	27.749,40 TL	Bir Jeneratör Faal
13.06.2015	188,95	140,00	26.453,00 TL	Bir Jeneratör Faal
14.06.2015	178,43	140,00	24.980,20 TL	Bir Jeneratör Faal
15.06.2015	177,90	140,00	24.906,00 TL	Bir Jeneratör Faal
16.06.2015	155,81	140,00	21.823,22 TL	Bir Jeneratör Faal
17.06.2015	137	140,00	18.818,64 TL	Bir Jeneratör Faal
18.06.2015	125,57	140,00	17.764,45 TL	Bir Jeneratör Faal
19.06.2015	176,97	140,00	24.775,80 TL	İki Jeneratör Faal
20.06.2015	160,77	140,00	22.507,80 TL	İki Jeneratör Faal
21.06.2015	149,03	140,00	20.864,20 TL	İki Jeneratör Faal
22.06.2015	128,60	140,00	17.998,40 TL	İki Jeneratör Faal
23.06.2015	123,24	140,00	17.253,60 TL	İki Jeneratör Faal
24.06.2015	134,76	140,00	18.866,40 TL	İki Jeneratör Faal
25.06.2015	192,19	140,00	26.906,60 TL	İki Jeneratör Faal
26.06.2015	234,86	140,00	32.880,40 TL	İki Jeneratör Faal
27.06.2015	218,63	140,00	30.608,20 TL	İki Jeneratör Faal
28.06.2015	259,76	140,00	36.366,40 TL	İki Jeneratör Faal
29.06.2015	359,29	140,00	50.300,60 TL	İki Jeneratör Faal
30.06.2015	353,46	140,00	49.487,20 TL	İki Jeneratör Faal
TOPLAM	6527,14		913.608,90 TL	

Sigortalı firma zarar ziyan talebinde 01.06.2015 tarihi ile hasarın meydana geldiği 07.06.2015 tarih arasındaki (2 jeneratör tarafından üretilen) toplam üretimin günlük ortalamasından, 1 jeneratör ile üretim yapılan 07.06.2015 - 18.06.2015 tarihleri arasındaki günlük ortalama hesaplanmıştır. Bulunan iki ortalama miktar arasındaki fark (2 jeneratör çalışır durumdayken 1 jeneratör tarafından üretilen enerji) jeneratörün durduğu toplam gün sayısı ile çarpılarak üretilemeyen enerji için talep tutarı hesaplanmıştır. Aşağıdaki tabloda hesaplama detayları gösterilmektedir.

İki Jeneratörün Çalıştığı Gün Sayısı (01.06 / 06.06.2015)	İki Jeneratörün Çalıştığı Günlerdeki Toplam Üretim (01.06 / 06.06.2015)	Günlük Ortalama Üretim
6 Gün	1.843,88 MWh	307,313 MWh
Bir Jeneratörün Çalıştığı Gün Sayısı (07.06/18.06.2015)	Hasarsız Jeneratörün Çalıştığı Günlerdeki Toplam Üretim (07.06 / 18.06.2015)	Günlük Ortalama Üretim
12 Gün	2.191,70 MWh	182,641 MWh
Günlük Ortalama Enerji Üretimleri Arasındaki Fark (Hasarlı Jeneratörün Üreteceği Öngörülen Ortalama Enerji 307,313 MWh – 182,641 MWh)		124,461 MWh
Hasarlı Jeneratörün Durma Süresi Boyunca Üreteceği Öngörülen Toplam Enerji Miktarı (12 Gün x 124,671 MWh)		1.496,06 MWh
Hasarlı Jeneratörün Üreteceği Öngörülen Enerji Tutarı (140,00 TL x 1.496,06 MWh)		209.448,96 TL

Sigortalı elektrik santralının 2014 Haziran ayında yaptığı üretim miktarlarını belirten tablolar incelendiğinde santralin aynı dönemde 4.621,17 MWh enerji üretimi yaptığı anlaşılmıştır. Üretilen bu miktar ile hadisenin gerçekleştiği 2015 Haziran ayındaki üretim miktarı ile (6.527,14 MWh) aralarında 1.905,97 MWh'lik üretim farkı bulunduğu anlaşılmaktadır. Jeneratörlerdeki hasarın giderilmesi için normal şartlarda gereken onarım süresi arıza tespiti için 1 gün, hasar gören diyotların sökülmesi için 2 gün, yeni diyotların montajı ve devreye alma için ise 2 gün olmak üzere toplamda 5 gün olacağı, arızalı diyotların montajının gerçekleştirileceği santralin bulunduğu mevkiye

ulaşımında dikkate alındığında toplam durma süresinin en fazla 5 gün olacağı anlaşılmış raporumuzda durma gün sayısı olarak 5 gün dikkate alınmıştır. Poliçede kar kaybı hasarlarında 7 Günlük muafiyet notuna istinaden hasar muafiyet altında kalmıştır

HASAR TAZMİNAT HESABI

Tarih	Üretilmesi Öngörülen Enerji (MWh)	Enerji Birim Fiyatı (TL/MWh)	TUTAR	Değerlendirmeye Alınan Durma Gün Sayısı	Gün Bazında Muafiyet Değerlendirmesi
07.06.2015	124,671	140,00	17.453,94 TL	X	Muafiyet
08.06.2015	124,671	140,00	17.453,94 TL	X	Muafiyet
09.06.2015	124,671	140,00	17.453,94 TL	X	Muafiyet
10.06.2015	124,671	140,00	17.453,94 TL	X	Muafiyet
11.06.2015	124,671	140,00	17.453,94 TL	X	Muafiyet
12.06.2015	124,671	140,00	17.453,94 TL		Muafiyet
13.06.2015	124,671	140,00	17.453,94 TL		Muafiyet
Toplam	872,697		122.177,58 TL	5 Gün	7 Gün Muafiyet
					Muafiyet Altı Hasar

4.2. Örnek 2

Söz konusu hasar örneği yer kayması hasarına örnek verilmiştir. ABC Hidroelektrik Santrali Karadeniz Bölgesine kurulu olan bir santraldir. Yer kaymasına bağlı hasar ise 19/02/2015 tarihinde meydana gelmiştir.

Sigorta Süresi: 31.12.2014/2015

Sigorta Bedeli: Kar Kaybı: 1.100.000,00-EUR

Yer Kayması: 15.000.000,00 EUR

Muafiyet: Depreme bağlı her bir hasarda 14 gün, yangın ve diğer teminatlara bağlı her bir hasarda 7 gün muafiyet uygulanacaktır

ABC Hidroelektrik Santrali ise, aynı kaynaktan beslenen 2 farklı hidroelektrik santralinden oluşmaktadır. Demir I ve Demir II santralleridir. Yer kayması hasarının meydana geldiği santral Demir II Hidroelektrik Santralidir.

Sigorta Bedeli

Sigorta bedeli 10.500.000,00 EUR'dur. Poliçe başlangıç tarihinden hasar tarihine kadar 50 gün geçmiş ve % 10 enflasyon endeksi uygulanarak hasar tarihi sigorta bedeli **10.500.000,00 EUR + [10.500.000,00 EUR / 365 gün x 50 gün x 0,10] 143.835,62 EUR = 10.643.835,62 EUR** hesaplanmıştır.

DEMİR I HİDROELEKTRİK SANTRALİ

Lokasyon	: Trabzon
İnşaat Başlangıç Tarihi	: Mart 2009
Tip	: Yenilenebilir Hidrolik Kanal Tipi
Düşü	: 197,97 m
Cebri boru Uzunluğu	: 291,70 m
Cebri Boru Çapı	: 1,80 m
Tünel Çapı	: 3,50 m
Tünel Uzunluğu	: 543,21 m
Bend Tipi	: Kil Çekirdekli Filtre Dolgu
Türbin Sayısı / Tipi	: 2 / Düşey Francis
Debi	: 2 x 4,0 m ³ /s
Güç	: 6,74 MWe x 2 = 13,48 MWe



DEMİR II HİDROELEKTRİK SANTRALİ

Lokasyon	: Trabzon
İnşaat Başlangıç Tarihi	: Mart 2009
İnşaat Bitiş Tarihi	: Nisan 2011
Tip	: Yenilenebilir Hidrolik Kanal Tipi
Düşü	: 143,70 m
Cebri boru Uzunluğu	: 240,00 m
Cebri Boru Çapı	: 1,80 m
Tünel Çapı	: 3,50 m
Tünel Uzunluğu	: 718,73 m
Bend Tipi	: Regülatör
Türbin Sayısı / Tipi	: 2 / Düşey Francis
Debi	: 2 x 4,5 m ³ /s
Güç	: 5,40 MWe x 2 = 10,80 MWe



Yaprak 2 HES

571 m kret kotuna sahip baraj üzerine, “DEMİR 1” ve “DEMİR 2” adında 2 adet HES kurulmuştur. Barajdan alınan su, iletim kanalı, İletim tüneli ve cebri boru ile DEMİR 1 hidroelektrik santraline iletilmektedir. DEMİR 1 santralinde elektrik üretiminde kullanılan su, DEMİR 2 santraline iletilerek, her iki santralde de aynı su ile elektrik üretimi yapılmaktadır.

HASAR TESPİTİ

Hasar ihbarı üzerine 12.03.2015 tarihinde **ABC ENERJİ ÜRETİM VE TİCARET A.Ş.**ne ait DEMİR 2 Hidroelektrik Santraline gidilerek meydana gelen toprak kayması hasarı incelendi.

Hasar; DEMİR 1 santralinden çıkan suyu DEMİR 2 Santraline taşıyan Su İletim Hattında meydana gelmiştir. Su iletim hattı; açık iletim kanalı + iletim tünelinden oluşmaktadır.



Yaprak 2
santraline su
taşıyan açık su
iletim kanalı



Başka bir
santrale ait örnek
su iletim tüneli

Açık su iletim kanalının bazı kısımları, özellikle heyelan riski olan kısımlar, prekast beton ile kapatılmıştır.

Hasarın meydana geldiği bölge aşağıdaki gibidir;





Hattın üzerine 60.000 - 100.000 m² toprak / camur kavmuştur.





Tünel ağzına yakın olan kanalmın üstü prekast beton levhaları ile kapatılmıştır.



Gelen çamurun yarattığı yanal darbe sonucu ağırlığına dayanamayan prekast beton levhaları kırılmıştır.



Kırılan prekastlar.

Yukarıdaki fotoğraflardan da görüleceği üzere; A Noktası / tepesinden gelen çamurun, prekast ile kapatılan iletim kanalının üzerine birikmesiyle, ayrıca; kayma olayı esnasında toprak ve kaya kütesinin kanala çarpması sonucu oluşturduğu yanal darbe nedeniyle kanal beton yapılarının kırıldığı, akabinde tünel ve kanalın tıkanıdığı belirlenmiştir.

Hasar Nedeni

Yapılan araştırmalarda;

- 2013 yılı içerisinde su iletim hattının üzerine, A noktasından benzer şekilde toprak kaydığı,
- Hattın üzerine kayan toprağın temizlendiğı,
- Sigortalının, bahse konu toprak kayması riskini bildiğı, önlem olarak, kanalın üstünü prekast beton ile kapattığı belirlenmiştir.

Yapılan araştırmalarda 2013 yılında meydana gelen toprak kayması hasarının ise, riziko teftişı esnasında risk mühendislerin raporlarında yer verilmediğı tespit edilmiştir. 2 yıl sonra meydana gelen bu hasar ise, riskin analizinin doğru yapılmadığının bir göstergesidir.

Onarım Çalışmaları

Yapılan işler;

- Kanalın üzerine kayan toprak kaldırılmıştır.
- Kırılan prekast ve iletim tünel betonları yenilenmiştir.
- Kanalın içinden geçen haberleşme kablosu yenilenmiştir.
- Hasarın tekrarlanmaması için önlemler alınmıştır.

Hasar Miktarı

Sigortalının talebi aşağıdaki ana kalemlerden oluşmaktadır;

- Zarar gören haberleşme kablosu yenilenmiştir.

- Onarım çalışmalarının hızlanması adına saha için geçici aydınlatma kablosu çekilmiştir. (848,00 TL). Onarım tamamlandıktan sonra sökülen kablo sigortalıya bırakılmış ve 424,00 TL sovtaj bedeli tenzil edilmiştir.
- Kırılan tünel beton yapıları yeniden inşa edilmiştir.

Hasarın Tekrarlanmaması İçin Alınan Önlemler

Hasarın tekrarlanmaması için alınan önlemler aşağıdaki gibidir;

- Kanalın orijinal donatısının (ebat, demir miktarı v.s.) yeterli olduğu düşünülerek değiştirilmemiştir.
- Kanalın etrafı doldurulmuş böylece, tepeden kayabilecek malzemenin, kanalın üzerinden akarak kanala çarpması engellenmek istenmiştir.

Söz konusu çalışmada, sadece iş makineleri kullanılmış, gelen malzemenin kamyonlara yüklenip atılması yerine kanalın etrafına sıkıştırılmıştır. Bu nedenle, alınan önlemlerin onarım maliyetini arttırmadığı kanaatine varılmıştır.

KAR KAYBI HASARI

1- Enerji Satış Birim Fiyatı

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Başkanlığının sitesinde yayınlanan “2014 Yılı Nihai Yek Listesi” incelendiğinde, sigortalı tesisin YEKDEM’e dahil edilmediği; 2015 Yılı Nihai Yek Listesi” incelendiğinde ise, sigortalı tesisin YEKDEM’e dahil edildiği belirlenmiştir; Kısaca;

- 2014 yılında tesiste üretilen enerji, PMUM fiyatları ile satılmıştır;
- YEKDEM’e dahil edilen tesisin, 2015 yılı içerisinde üreteceği her 1 Mwh enerjinin 73,00 USD değer karşılığında satılacağı anlaşılmıştır.

2 - Tazminat Süresi

Bahse konu hasar 19.02.2015 tarihinde saat 16:00 civarında meydana gelmiş olup, sigortalı santral 17.05.2015 tarihinde tekrar devreye alınmıştır.

Sigortalı; 19.02.2015 00:00 – 17.05.2014 tarihleri arası için tazminat talebinde bulunmuştur. Bu nedenle, tazminat hesaplaması 19.02.2015 16:00 – 17.05.2015 tarihleri arasındaki saatler için düzenlenmiştir.

4 - Kar Kaybı Hasar Talebi

Sigortalının hasar talebi, 10.635,16 MWh için 2.033.860,10 TL'dir.

2.033.860,10 TL tutarındaki hasar talebinin hesaplandığı yöntem / Sigortalının kullandığı yöntem;

- Hasar süresi boyunca DEMİR I santralının üretim kayıtları 0,79 ile çarpılmıştır. (DEMİR I ve DEMİR II santralleri arasında 0,79 katsayısı oranında üretim gerçekleştiği ifade edilmiştir.)
- Elde edilen enerji miktarı 73 USD/MWh birim fiyat ile çarpılmış ve kar kaybı tutarı hesaplanmıştır.

5 - Hesaplanan Üretim Kaybı

DEMİR II santralının kurulu olduğu kaynak üzerinde, DEMİR I adında sigortalıya ait ikinci bir elektrik santrali bulunmaktadır. Santrallerin detayları aşağıdaki gibidir;

	DEMİR I	DEMİR II
Düşü	: 194,89 m	140,03 m
Cebri boru Uzunluğu	: 291,70 m	240,0 m
Cebri Boru Çapı	: 1,80 m	1,80 m
Türbin Sayısı / Tipi	: 2 / Düşey Francis	2 / Düşey Francis
Debi	: 2 x 4,0 m ³ /s	2 x 4,5 m ³ /s
Güç	: 6,74 MWe x 2 = 13,48 Mwe	5,40 MWe x 2 = 10,80 MWe

DEMİR I Santralinden çıkan sular, DEMİR II Santralinde kullanılmaktadır. Bu nedenle, DEMİR II santralinde yaşanan üretim kaybının DEMİR I Santralinin kayıtlarına göre düzenlenmesi kararlaştırılmıştır. Her iki santral arasında bulunan oranlar;

	DEMİR I	DEMİR II	Oran (II/I)
Düşü (m)	194,89	140,03	0,7185
Güç (MWe)	13,48	10,80	0,8011

Her iki santral aynı su kaynağı üzerinde bulunsa da, düşü, güç ve üretim verimliliklerinin farklı olduğu, gerçekleşen üretim miktarlarının kullanılmasının teorik olarak hesaplanacak verimlerden daha gerçekçi olacağı kanaatine varılmıştır. Bunun üzerine, teorik olarak hesaplanacak verimlerin yerine hasardan önceki döneme ait üretim kayıtları incelenmiş/karşılaştırılmış ve her iki santralin arasında bulunan üretim oranı dikkate alınarak DEMİR II santralının kar kaybı hesaplanmıştır. 01.01.2014 - 18.02.2015 tarihleri arasındaki, gün bazlı üretim kayıtları incelenmiştir.

Güç kapasitelerine göre hesaplanan oran 0,8011'dir (II/I). Hesaplama yapılırken; limit olarak % 10 bazı alınmıştır. Buna göre;

- $0,8011 + \% 10 = 0,8812$ 'ten büyük oranlar hesaplamada dikkate alınmamıştır.
- $0,8011 - \% 10 = 0,7210$ 'dan küçük oranlar hesaplamada dikkate alınmamıştır.

Hesaplanan DEMİR II / DEMİR I üretim katsayısı aşağıdaki, gibidir;

Tarih	DEMİR I Üretim	DEMİR II Üretim	Oran (II/I)
1.2.2014	74,04	57,94	0,7826
19.2.2014	5,17	4,10	0,793
6.7.2014	30,55	22,71	0,7433
13.7.2014	5,08	3,77	0,7421
4.9.2014	29,41	22,79	0,7751
11.9.2014	36,34	30,63	0,8431
12.9.2014	36,33	26,77	0,7369
13.9.2014	34,05	25,49	0,7488
17.9.2014	35,06	26,75	0,7631
18.9.2014	29,02	24,10	0,8308
23.9.2014	19,89	15,80	0,7944
30.9.2014	24,58	20,12	0,8187
26.11.2014	154,56	114,39	0,7401
28.11.2014	150,98	117,10	0,7756
29.11.2014	153,94	113,60	0,7379

1.12.2014	151,19	117,20	0,7752
2.12.2014	150,45	117,61	0,7818
3.12.2014	150,36	117,33	0,7804
4.12.2014	151,36	117,03	0,7732
5.12.2014	155,25	113,73	0,7326
6.12.2014	154,89	113,57	0,7332
7.12.2014	88,00	73,17	0,8314
8.12.2014	150,93	112,13	0,7429
9.12.2014	79,38	69,70	0,8781
10.12.2014	78,10	63,79	0,8167
11.12.2014	79,23	63,16	0,7971
12.12.2014	79,55	63,39	0,7968
13.12.2014	79,04	63,25	0,8001
15.12.2014	71,17	55,60	0,7812
16.12.2014	78,64	61,87	0,7868
17.12.2014	79,45	63,32	0,797
18.12.2014	80,51	60,98	0,7574
19.12.2014	77,13	61,77	0,8009
26.12.2014	79,05	59,89	0,7576
7.1.2015	153,15	112,24	0,7329
8.1.2015	151,91	115,48	0,7602
9.1.2015	146,19	106,77	0,7304
10.1.2015	151,02	111,59	0,7389
16.1.2015	36,17	31,63	0,8747
17.1.2015	184,09	142,37	0,7734
18.1.2015	141,79	107,99	0,7616
19.1.2015	153,24	116,94	0,7631
20.1.2015	153,46	116,68	0,7604
21.1.2015	154,23	114,53	0,7426
23.1.2015	97,25	81,43	0,8373
27.1.2015	148,93	111,13	0,7462
28.1.2015	146,73	115,97	0,7904
29.1.2015	152,04	117,19	0,7708
30.1.2015	152,41	118,79	0,7794

31.1.2015	152,11	117,83	0,7746
1.2.2015	145,52	122,87	0,8443
2.2.2015	149,09	126,60	0,8491
3.2.2015	150,56	119,26	0,7921
4.2.2015	147,59	119,66	0,8108
5.2.2015	151,33	116,54	0,7701
6.2.2015	151,27	116,12	0,7677
9.2.2015	152,19	116,14	0,7631
10.2.2015	145,06	108,97	0,7512
12.2.2015	70,40	57,86	0,8219
13.2.2015	142,83	115,90	0,8115
18.2.2015	150,64	121,94	0,8095
ORTALAMA			0,7815

Sigortalının baz aldığı katsayı 0,79'tür. Hesaplanan katsayı ise 0,7815'tir.

Tazminat süresi boyunca, DEMİR I santralinde yapılan üretimin kayıtları ve yukarıda hesaplanan ise 0,7815 oranına göre elde edilen üretim kaybı aşağıdaki gibidir;

Tarih	DEMİR I Üretim Miktarı (MWh)	Sigortalının Hesapladığı Üretim Kaybı (0,79 ile)	Hesaplanan Üretim Kaybı (0,7815 ile)
19.2.2015	161,06	127,24	0,00
20.2.2015	0	0,00	0,00
21.2.2015	0	0,00	0,00
22.2.2015	0	0,00	0,00
23.2.2015	0	0,00	0,00
24.2.2015	0	0,00	0,00
25.2.2015	0	0,00	0,00
26.2.2015	31,4	24,81	24,54
27.2.2015	167,04	131,96	130,54
28.2.2015	157,57	124,48	123,14
1.3.2015	164,38	129,86	128,46
2.3.2015	164,37	129,85	128,46
3.3.2015	154,76	122,26	120,94

4.3.2015	160,36	126,68	125,32
5.3.2015	0,12	0,09	0,09
6.3.2015	0	0,00	0,00
7.3.2015	0	0,00	0,00
8.3.2015	0	0,00	0,00
9.3.2015	0	0,00	0,00
10.3.2015	0	0,00	0,00
11.3.2015	0	0,00	0,00
12.3.2015	73,27	57,88	57,26
13.3.2015	164,7	130,11	128,71
14.3.2015	159,45	125,97	124,61
15.3.2015	157,06	124,08	122,74
16.3.2015	0,23	0,18	0,18
17.3.2015	93,34	73,74	72,95
18.3.2015	152,01	120,09	118,80
19.3.2015	154,65	122,17	120,86
20.3.2015	153,61	121,35	120,05
21.3.2015	152,94	120,82	119,52
22.3.2015	144,86	114,44	113,21
23.3.2015	145,4	114,87	113,63
24.3.2015	213,48	168,65	166,83
25.3.2015	306,95	242,49	239,88
26.3.2015	224,33	177,22	175,31
27.3.2015	325,25	256,95	254,18
28.3.2015	300,83	237,66	235,10
29.3.2015	309,5	244,51	241,87
30.3.2015	319,16	252,14	249,42
31.3.2015	151,08	119,35	118,07
1.4.2015	291,87	230,58	228,10
2.4.2015	320,54	253,23	250,50
3.4.2015	320,56	253,24	250,52
4.4.2015	320,76	253,40	250,67
5.4.2015	320,1	252,88	250,16
6.4.2015	285,2	225,31	222,88
7.4.2015	324,44	256,31	253,55

8.4.2015	324,93	256,69	253,93
9.4.2015	327,16	258,46	255,68
10.4.2015	322,72	254,95	252,21
11.4.2015	323,52	255,58	252,83
12.4.2015	321,39	253,90	251,17
13.4.2015	321,48	253,97	251,24
14.4.2015	321,59	254,06	251,32
15.4.2015	321,23	253,77	251,04
16.4.2015	320,74	253,38	250,66
17.4.2015	320,9	253,51	250,78
18.4.2015	320,78	253,42	250,69
19.4.2015	321,01	253,60	250,87
20.4.2015	321,37	253,88	251,15
21.4.2015	321,17	253,72	250,99
22.4.2015	321,2	253,75	251,02
23.4.2015	321,33	253,85	251,12
24.4.2015	321,04	253,62	250,89
25.4.2015	321,09	253,66	250,93
26.4.2015	155,13	122,55	121,23
27.4.2015	154,98	122,43	121,12
28.4.2015	155,19	122,60	121,28
29.4.2015	155,43	122,79	121,47
30.4.2015	0,22	0,17	0,17
1.5.2015	0	0,00	0,00
2.5.2015	0	0,00	0,00
3.5.2015	0	0,00	0,00
4.5.2015	0	0,00	0,00
5.5.2015	0	0,00	0,00
6.5.2015	0	0,00	0,00
7.5.2015	0	0,00	0,00
8.5.2015	0	0,00	0,00
9.5.2015	0	0,00	0,00
10.5.2015	0	0,00	0,00
11.5.2015	0	0,00	0,00
12.5.2015	0	0,00	0,00

13.5.2015	0	0,00	0,00
14.5.2015	0	0,00	0,00
15.5.2015	0	0,00	0,00
16.5.2015	0	0,00	0,00
17.5.2015	0	0,00	0,00
18.5.2015	0	0,00	0,00
19.5.2015	0	0,00	0,00
TOPLAM	13.462,23	10.635,16	10.394,86

Özetle;

Talep (MWh)	Hesaplanan üretim kaybı (MWh)
10.635,16	10.394,86

Not: Sigortalı Yetkilisine; onarımdan sonra her iki santralde, aynı su ile üretim yapılabilmesi için mümkün olduğu seviyede suyun barajda tutulması gerektiği izah edilmiştir. 87 günlük hasar süresi boyunca, 32 gün DEMİR 1 Santralinde üretim yapılmamış ve su barajda tutulmaya çalışılmıştır.

6 – Hasar Miktarı

Enerji birim satış fiyatı 73,00 USD / MWh'dir. Poliçe EUR olarak düzenlendiğinden, USD olarak hesaplanan hasar miktarı, TCMB Çapraz Kurları dikkate alınarak EUR'ye çevrilmiştir. (Bir önceki günün çapraz kuru). Hesaplanan hasar miktarı 702.377,96 EUR'dur. (Detaylar, “Kar Kaybı Hasar Hesaplaması” bölümünde mevcuttur).

7 - Sigorta Bedeli

31.12.2014 – 31.12.2015 vadeli Ticari Paket Sigorta Poliçesinde belirtilen kar kaybı teminatı 1.100.000,00 EUR'dur. Tazminat süresi ise 6 aydır.

Yukarıda belirtildiği gibi, depolamalı hidroelektrik santrallerinde; suyun depolandığı bir rezervuar / baraj bulunduğundan, mevcut suyun enerji satış fiyatının yüksek olduğu saatlerde kullanılması ve üretim yapılması arzulanmaktadır. Ancak, YEKDEM'e dâhil edilen santrallerde enerji satış fiyatı sabit olduğundan, yeterli suyun bulunduğu tüm sürelerde üretim yapılmaktadır. 2014 yılında sigortalı santral YEKDEM'e dâhil değildi, bu nedenle, 2014

yılında sürekli üretim yapılmamış, enerji satış fiyatının yüksek olduğu saatlerde üretim yapılmıştır. 2015 yılında ise santral YEKDEM'e dâhil edilmiştir. 2014 yılında izlenen üretim ve enerji satışı stratejisi 2014 yılında izlenen yöntemden farklıdır. Bu nedenle, yıllık ciro hesaplanırken 2014 yılı üretim kayıtları dikkate alınmamış, 2015 yılının tahmini cirosu hesaplanırken, 2015 yılının planlanan ve gerçekleşen verileri baz alınmıştır.

2015 yılında planlanan gelir 2.493.939,15 USD'dir. Hasar tarihine (18.02.2015) kadar gerçekleşen üretim ve gelir aşağıdaki gibidir;

Dönem / 2015	Planlanan Gelir (USD)	Gerçekleşen Üretim (MWh)	Talep (USD)	Gerçekleşen Gelir (USD)
Ocak	136.165,15	1.973,77	----	144.085,40
Şubat	200.999,10	1.600,79	20.310,19	137.167,99
Mart	541.466,21	0	247.942,26	247.942,26
Nisan	609.044,29	0	490.572,64	490.572,64
Mayıs	381.577,51	----	----	122.333,00
Haziran	146.439,27	----	----	140.000,00
Temmuz	19.910,00	----	----	----
Ağustos	2.610,77	----	----	----
Eylül	9.459,28	----	----	----
Ekim	48.109,04	----	----	----
Kasım	172.135,82	----	----	----
Aralık	226.022,73	----	----	----
Toplam	2.493.939,15	----	----	----

Planlanan Gelir ile Gerçekleşen Gelir arasındaki oranı;

Dönem / 2015	Planlanan Gelir (USD)	Gerçekleşen Gelir (USD)	Oran
Ocak	136.165,15	144.085,40	1,0582
Şubat	200.999,10	137.167,99	0,6824
Mart	541.466,21	247.942,26	0,4579
Nisan	609.044,29	490.572,64	0,8055
Mayıs	381.577,51	122.333,00	0,3206
Haziran	146.439,27	140.000,00	0,9560
ORTALAMA			0,7134

Not: İşbu hesaplama 23.06.2015 tarihinde tamamlanmıştır. Bu nedenle, yukarıdaki tabloda, Haziran ayı için belirtilen gelir, Haziran'ın ilk yirmi gününde yapılan üretim dikkate alınarak büyük olasılıkla oluşacağı tahmin edilen gelirdir.

Sigorta bedeli aşağıdaki gibi hesaplanmıştır;

Dönem / 2015	Sigorta Bedeli (USD)	
Ocak	144.085,40	Gerçekleşen Gelir + Talep
Şubat	137.167,99	
Mart	247.942,26	
Nisan	490.572,64	
Mayıs	122.333,00	
Haziran	140.000,00	
Temmuz	14.203,79	Planlanan Gelir x 0,7134
Ağustos	1.862,52	
Eylül	6.748,25	
Ekim	34.320,99	
Kasım	122.801,69	
Aralık	161.244,62	
Toplam	1.623.283,16 USD	

Sigorta bedeli **1.100.000,00 EUR**'dur. (Enflasyonlu sigorta bedeli 1.100.000,00 EUR x 1,10 = 1.210.000,00 EUR'dur) 1.210.000,00 EUR x 1,08 USD/EUR (Şubat - Mart - Nisan 2015 ortalama paritesi) = **1.306.800,00 USD**'dir.)

Sigorta bedeli ile hesaplanan ciro arasında bulunan oran 1.306.800,00 USD / 1.623.283,16USD = **0,8050'dir.**

Not: Hasar tarihine göre, enflasyonlu kar kaybı sigorta bedeli aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

Kar Kaybı Sigorta bedeli 1.100.000,00 EUR'dur. Poliçe başlangıç tarihinden hasar tarihine kadar 50 gün geçmiş ve % 10 enflasyon endeksi uygulanarak hasar tarihi sigorta bedeli 1.100.000,00 EUR + [1.100.000,00 EUR / 365 gün x 50 gün x 0,10] 15.068,49 EUR =

1.115.068,49 EUR hesaplanmıştır. Eksik sigorta oranı, oluşacağı tahmin edilen bir yıllık brüt kar dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Bir yıllık veriler baz alındığından, eksik sigorta hesabında hasar tarihine göre belirlenen enflasyonlu sigorta bedeli değil, 1 yıllık enflasyon oranına göre hesaplanan sigorta bedeli dikkate alınmıştır.

8 - Üretim Kayıtlarının Doğruluğu

Beyan edilen üretim kayıtları aşağıdaki şekilde sorgulanmış ve doğrulanmıştır.

DEMİR 1 ve DEMİR 2 santrallerine yapılan net enerji üretimi PMUM sayaç kayıtlarında çek edilmiştir. (PMUM sayfasında her iki santralde yapılan ay bazlı toplam net üretim tek bir kutuda gösterilmektedir.)

Yıl	Santral	Güç (kW)	Durum	Kapasite	Daha Fazla	Fiyat (TL/kWh)	Kullanılan Enerji (kWh)	Net Enerji (kWh)	Net Enerji (MWh)	Kullanılan Enerji (MWh)	Net Enerji (MWh)
2015	DEMİR 1	1000000	Çalışıyor	1000000	1000000	0,00	1000000	1000000	1000	1000000	1000
2015	DEMİR 2	1000000	Çalışıyor	1000000	1000000	0,00	1000000	1000000	1000	1000000	1000
2015	DEMİR 1	1000000	Çalışıyor	1000000	1000000	0,00	1000000	1000000	1000	1000000	1000
2015	DEMİR 2	1000000	Çalışıyor	1000000	1000000	0,00	1000000	1000000	1000	1000000	1000

Sigortalının hazırladığı tablolarda yer alan santral bazlı üretim miktarının, PMUM kayıtları ile uyumlu olduğu tespit edilmiştir (üretim kayıtları gün bazlı şekilde tek tek kontrol edilmiştir).

KAR KAYBI HASAR HESAPLAMASI

Tarih	DEMİR I Üretim (MWh)	Sigortalının hesapladığı üretim kaybı (0,79 ile) (MWh)	Hesaplanan üretim (0,7815 kaybı ile) (MWh)	Birim Fiyat (USD/MWh)	Toplam Tutar (USD)	Döviz Kuru USD/EUR)	Toplam Tutar (EUR)	Eksik sigorta uygulaması (x 0,8050)	Muafiyet (7 Gün)
19.02.2015	161,06	127,24	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1388	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
20.02.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1402	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
21.02.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1330	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
22.02.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1330	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
23.02.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1330	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
24.02.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1319	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
25.02.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1319	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
26.02.2015	31,4	24,81	24,54	73,00 USD	1.791,35 USD	1,1358	1.577,17 EUR	1.269,63 EUR	1.269,63 EUR
27.02.2015	167,04	131,96	130,54	73,00 USD	9.529,55 USD	1,1352	8.394,60 EUR	6.757,65 EUR	6.757,65 EUR
28.02.2015	157,57	124,48	123,14	73,00 USD	8.989,29 USD	1,1224	8.008,99 EUR	6.447,24 EUR	6.447,24 EUR
01.03.2015	164,38	129,86	128,46	73,00 USD	9.377,80 USD	1,1224	8.355,13 EUR	6.725,88 EUR	6.725,88 EUR
02.03.2015	164,37	129,85	128,46	73,00 USD	9.377,23 USD	1,1224	8.354,62 EUR	6.725,47 EUR	6.725,47 EUR
03.03.2015	154,76	122,26	120,94	73,00 USD	8.828,98 USD	1,1209	7.876,69 EUR	6.340,73 EUR	6.340,73 EUR

04.03.2015	160,36	126,68	125,32	73,00 USD	9.148,46 USD	1,1174	8.187,27 EUR	6.590,75 EUR	6.590,75 EUR
05.03.2015	0,12	0,09	0,09	73,00 USD	6,85 USD	1,1137	6,15 EUR	4,95 EUR	4,95 EUR
06.03.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,1050	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
07.03.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,0978	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
08.03.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,0978	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
09.03.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,0978	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
10.03.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,0875	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
11.03.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	1,0758	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
12.03.2015	73,27	57,88	57,26	73,00 USD	4.180,02 USD	1,0616	3.937,47 EUR	3.169,66 EUR	3.169,66 EUR
13.03.2015	164,7	130,11	128,71	73,00 USD	9.396,05 USD	1,0623	8.845,01 EUR	7.120,23 EUR	7.120,23 EUR
14.03.2015	159,45	125,97	124,61	73,00 USD	9.096,54 USD	1,0595	8.585,69 EUR	6.911,48 EUR	6.911,48 EUR
15.03.2015	157,06	124,08	122,74	73,00 USD	8.960,19 USD	1,0595	8.457,00 EUR	6.807,89 EUR	6.807,89 EUR
16.03.2015	0,23	0,18	0,18	73,00 USD	13,12 USD	1,0595	12,38 EUR	9,97 EUR	9,97 EUR
17.03.2015	93,34	73,74	72,95	73,00 USD	5.325,00 USD	1,0536	5.054,10 EUR	4.068,55 EUR	4.068,55 EUR
18.03.2015	152,01	120,09	118,80	73,00 USD	8.672,09 USD	1,0609	8.174,28 EUR	6.580,30 EUR	6.580,30 EUR
19.03.2015	154,65	122,17	120,86	73,00 USD	8.822,71 USD	1,0607	8.317,81 EUR	6.695,84 EUR	6.695,84 EUR
20.03.2015	153,61	121,35	120,05	73,00 USD	8.763,37 USD	1,0683	8.203,10 EUR	6.603,50 EUR	6.603,50 EUR

21.03.2015	152,94	120,82	119,52	73,00 USD	8.725,15 USD	1,0697	8.156,63 EUR	6.566,09 EUR	6.566,09 EUR
22.03.2015	144,86	114,44	113,21	73,00 USD	8.264,19 USD	1,0697	7.725,71 EUR	6.219,20 EUR	6.219,20 EUR
23.03.2015	145,4	114,87	113,63	73,00 USD	8.295,00 USD	1,0697	7.754,51 EUR	6.242,38 EUR	6.242,38 EUR
24.03.2015	213,48	168,65	166,83	73,00 USD	12.178,93 USD	1,0843	11.232,06 EUR	9.041,81 EUR	9.041,81 EUR
25.03.2015	306,95	242,49	239,88	73,00 USD	17.511,34 USD	1,0976	15.954,21 EUR	12.843,14 EUR	12.843,14 EUR
26.03.2015	224,33	177,22	175,31	73,00 USD	12.797,91 USD	1,0971	11.665,22 EUR	9.390,50 EUR	9.390,50 EUR
27.03.2015	325,25	256,95	254,18	73,00 USD	18.555,35 USD	1,1012	16.850,12 EUR	13.564,34 EUR	13.564,34 EUR
28.03.2015	300,83	237,66	235,10	73,00 USD	17.162,20 USD	1,0837	15.836,67 EUR	12.748,52 EUR	12.748,52 EUR
29.03.2015	309,5	244,51	241,87	73,00 USD	17.656,82 USD	1,0837	16.293,09 EUR	13.115,94 EUR	13.115,94 EUR
30.03.2015	319,16	252,14	249,42	73,00 USD	18.207,92 USD	1,0837	16.801,62 EUR	13.525,31 EUR	13.525,31 EUR
31.03.2015	151,08	119,35	118,07	73,00 USD	8.619,04 USD	1,0846	7.946,74 EUR	6.397,13 EUR	6.397,13 EUR
01.04.2015	291,87	230,58	228,10	73,00 USD	16.651,04 USD	1,0743	15.499,43 EUR	12.477,04 EUR	12.477,04 EUR
02.04.2015	320,54	253,23	250,50	73,00 USD	18.286,65 USD	1,0749	17.012,42 EUR	13.695,00 EUR	13.695,00 EUR
03.04.2015	320,56	253,24	250,52	73,00 USD	18.287,79 USD	1,0822	16.898,71 EUR	13.603,46 EUR	13.603,46 EUR
04.04.2015	320,76	253,40	250,67	73,00 USD	18.299,20 USD	1,0885	16.811,39 EUR	13.533,17 EUR	13.533,17 EUR
05.04.2015	320,1	252,88	250,16	73,00 USD	18.261,54 USD	1,0885	16.776,80 EUR	13.505,32 EUR	13.505,32 EUR
06.04.2015	285,2	225,31	222,88	73,00 USD	16.270,52 USD	1,0885	14.947,65 EUR	12.032,86 EUR	12.032,86 EUR
07.04.2015	324,44	256,31	253,55	73,00 USD	18.509,14 USD	1,0983	16.852,54 EUR	13.566,29 EUR	13.566,29 EUR
08.04.2015	324,93	256,69	253,93	73,00 USD	18.537,09 USD	1,0878	17.040,90 EUR	13.717,93 EUR	13.717,93 EUR
09.04.2015	327,16	258,46	255,68	73,00 USD	18.664,31 USD	1,0861	17.184,71 EUR	13.833,69 EUR	13.833,69 EUR
10.04.2015	322,72	254,95	252,21	73,00 USD	18.411,01 USD	1,0756	17.116,97 EUR	13.779,16 EUR	13.779,16 EUR
11.04.2015	323,52	255,58	252,83	73,00 USD	18.456,65 USD	1,0608	17.398,81 EUR	14.006,04 EUR	14.006,04 EUR
12.04.2015	321,39	253,90	251,17	73,00 USD	18.335,14 USD	1,0608	17.284,26 EUR	13.913,83 EUR	13.913,83 EUR
13.04.2015	321,48	253,97	251,24	73,00 USD	18.340,27 USD	1,0608	17.289,10 EUR	13.917,72 EUR	13.917,72 EUR
14.04.2015	321,59	254,06	251,32	73,00 USD	18.346,55 USD	1,0556	17.380,21 EUR	13.991,07 EUR	13.991,07 EUR
15.04.2015	321,23	253,77	251,04	73,00 USD	18.326,01 USD	1,0557	17.359,11 EUR	13.974,08 EUR	13.974,08 EUR
16.04.2015	320,74	253,38	250,66	73,00 USD	18.298,06 USD	1,0600	17.262,32 EUR	13.896,17 EUR	13.896,17 EUR
17.04.2015	320,9	253,51	250,78	73,00 USD	18.307,18 USD	1,0675	17.149,59 EUR	13.805,42 EUR	13.805,42 EUR
18.04.2015	320,78	253,42	250,69	73,00 USD	18.300,34 USD	1,0803	16.940,05 EUR	13.636,74 EUR	13.636,74 EUR

19.04.2015	321,01	253,60	250,87	73,00 USD	18.313,46 USD	1,0803	16.952,20 EUR	13.646,52 EUR	13.646,52 EUR
20.04.2015	321,37	253,88	251,15	73,00 USD	18.334,00 USD	1,0803	16.971,21 EUR	13.661,82 EUR	13.661,82 EUR
21.04.2015	321,17	253,72	250,99	73,00 USD	18.322,59 USD	1,0756	17.034,76 EUR	13.712,98 EUR	13.712,98 EUR

22.04.2015	321,2	253,75	251,02	73,00 USD	18.324,30 USD	1,0685	17.149,55 EUR	13.805,39 EUR	13.805,39 EUR
23.04.2015	321,33	253,85	251,12	73,00 USD	18.331,72 USD	1,0770	17.021,09 EUR	13.701,98 EUR	13.701,98 EUR
24.04.2015	321,04	253,62	250,89	73,00 USD	18.315,17 USD	1,0770	17.005,73 EUR	13.689,61 EUR	13.689,61 EUR
25.04.2015	321,09	253,66	250,93	73,00 USD	18.318,02 USD	1,0857	16.872,09 EUR	13.582,03 EUR	13.582,03 EUR
26.04.2015	155,13	122,55	121,23	73,00 USD	8.850,09 USD	1,0857	8.151,50 EUR	6.561,96 EUR	6.561,96 EUR
27.04.2015	154,98	122,43	121,12	73,00 USD	8.841,53 USD	1,0857	8.143,62 EUR	6.555,62 EUR	6.555,62 EUR
28.04.2015	155,19	122,60	121,28	73,00 USD	8.853,51 USD	1,0842	8.165,94 EUR	6.573,58 EUR	6.573,58 EUR
29.04.2015	155,43	122,79	121,47	73,00 USD	8.867,20 USD	1,0907	8.129,83 EUR	6.544,51 EUR	6.544,51 EUR
30.04.2015	0,22	0,17	0,17	73,00 USD	12,55 USD	1,0998	11,41 EUR	9,19 EUR	9,19 EUR
01.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
02.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
03.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
04.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
05.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
06.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
07.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
08.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
09.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
10.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
11.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
12.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
13.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
14.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
15.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
16.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR

17.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
18.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
19.05.2015	0	0,00	0,00	73,00 USD	0,00 USD	0,00	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
TOPLAM	13.462,23	10.635,16	10.394,86		758.825,10 USD		702.377,96 EUR	565.414,26 EUR	565.414,26 EUR

İCMAL

A - FİZİKİ HASAR

I - Hasar Miktarı 143.017,25 EUR

II - Sovtaj Tenzili

Aydınlatma için kullanılan kablonun % 50'si. 299,50 EUR x 0,5 149,75 EUR

Diğer hurdalar (demir v.s.) maktuen 100,00 EUR

TOPLAM 142.767,50 EUR

III - Müşterek Sigorta, % 80 -% 20 28.553,50 EUR

IV- Muafiyet 10.643.835,62 EUR x 0,8 x 0.02 170.301,37 EUR

MADDİ HASAR TAZMİNAT MİKTARI [MUAFİYET ALTI]

B - KAR KAYBI HASARI 565.414,26 EUR

Söz konusu hasarda fiziksel hasar muafiyet altı kalmıştır. 7 günlük muafiyet ve eksik sigorta tenzil edildikten sonra ise, ödenecek kar kaybı hasarı 565.414.26 EUR'dur.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Ekonomideki tüm birey ve sektörlerin doğrudan veya dolaylı olarak enerji taleplerinin olması ve bu taleplerin kesintisiz bir şekilde sürekli olarak karşılanma gereği enerjiyi ticari bir mal olmaktan çıkarıp stratejik bir mal olma özelliğini açıkça ortaya koymaktadır. Bu nedenle ekonomik faaliyetlerin sürdürülebilmesi açısından bir ekonomide enerji arz ve talebine göre belirlenen enerji dengesinin nasıl oluştuğu önemli bir mesele olmaktadır.

Elektrik enerjisinin diğer enerjilere dönüşebilme özelliğinin yanında günlük hayatımızda kullanımının artması gelişmiş ülkelerle rekabet içinde olan ülkemizi de etkilemekte ve yenilenebilir enerji kaynakları arayışlarına sebep olmaktadır. Yeni enerji kaynaklarına ulaşmak konusunda dünya enerji ticaretinde değişim görülmektedir. Enerji verimliliğinin artmasının yanı sıra çevresel etkenlerle ilgili duyarlılık da üst boyutlara ulaşmaktadır.

Günümüzde var olan enerji kaynaklarının paylaşamadığı bunlar için büyük politikalar izlendiği görülmektedir. Enerji için büyük harcamalar yapılmaktadır. Hatta savaşlar bile göze alınmaktadır. Enerji kaynaklarına sahip olan ülkelerin çoğu ekonomik olarak büyük ülke haline gelmişlerdir. Elleri bulunan enerji kaynaklarını diğer ülkelere karşı yaptırım gücü olarak kullanmaktadırlar.

Nitekim gelişen dünyayla beraber enerjiye olan ve her yıl artan talebin karşılanması için yağış oranının bol olduğu ve akarsulardan tam kapasite olarak faydalanma imkanı olan kaynaklarımızı iyi değerlendirmek durumundayız. Bu durumda başlıca milli ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi kaçınılmazdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından olan hidrolik santraller, belirli çevreler tarafından sürekli eleştirilse de aslında ekonomik, çevresel ve sosyal birçok avantaja sahiptir.

2017 yılı sonu itibarıyla, işletmede bulunan 27.273 MW'lık kurulu güce sahip 628 adet HES Türkiye toplam kurulu gücün yaklaşık %3'sine karşılık gelmektedir. Hidroelektrik üretimi 2017 yılında 58,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiş olup elektrik üretimimizin %19,8'i hidrolikten elde edilmiştir.

Buna göre hidroelektrik enerji yatırımlarında yarı yarıya bir gelişim olması halinde dahi bu enerjinin doğalgaz ikamesi ile sağlanması durumunda 2010-2023 yılları arasındaki 13 yıllık periyot sonunda yıl bazında ulusal ekonomiye gelecek ilave masrafların kümülatif toplamının 9 milyar \$ olarak tahmin edilmektedir. Örneğin 2010 yılı Haziran ayı başına kadar baraj rezervuarlarının tam kapasite dolması sonucu santrallerin tam kapasite çalışabilmeleri Türkiye'ye 2 milyar dolarlık bir avantaj sağlamıştır. Bu nedenle, Türkiye; yerli kaynaklarının geliştirilmesinin önündeki sorunları çözüme kavuşturmak, enerji üretimi amacıyla gerekli finansmanı sağlamak için modeller üretmek ve uygulamada da yerli kaynaklardan yana tercih yapmak zorundadır.

Bununla birlikte hidroelektrik santrallerin gerek inşaat ve montajı gerekse işletmesi esnasında oluşabilecek hasarlar, daha önce öngörülemeyen, gelir kaybına neden olabilecek durumlar için farklı sigorta poliçelerinin yapılması zaruri bir ihtiyaç olarak karşımıza çıkmaktadır. İşletmenin poliçeyle teminat altına alınmış olan risklerinden birinin gerçekleşmesi sonucu oluşan hasar nedeniyle sigortalı tarafından yürütülen işlerin durması, kesintiye uğraması neticesinde meydana gelen kayıp kar kaybı sigortası ile teminat altına alınmaktadır.

Söz konusu enerji işletmelerinde meydana gelen hasarlar sonucunda duruş süresinin artması ile birlikte, oluşan kar kayıpları işletmeler için katlanılmayacak derecede yüksek olabilmektedir. Bazı durumlarda ise, ihalelerde sigorta şartı aranmaktadır. Bu sebeple enerji santralleri sigortaya başvurmaktadır. Sigorta poliçeleri düzenlenirken, teknik birim ve risk mühendisleri söz konusu riskleri doğru tespit edebilmeleri oldukça 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. Kar 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.

Sigorta şirketlerinin sınırlı sermayesi olduğu için, kar kaybı hasarlarının meydana gelmesi ile birlikte katlanılamayacak bir maliyete maruz kalmamaları için reasürans anlaşmaları oldukça önem arz etmektedir. 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.

Sonuç olarak hidroelektrik santral riskleri önemli bir sigorta prim potansiyeli yaratan ancak dikkatle incelenerek fiyatlandırılması gereken risklerdir. Ayrıca literatürde kar kaybı sigortası ve hidroelektrik santrallerin kar kaybı sigortası ile ilgili herhangi bir çalışmanın olmaması sebebiyle bu çalışmanın ilk olduğu anlaşılmaktadır.

Bu çalışmada, ülkemizdeki enerji sektörünün büyümesine, kalkınmasına büyük etkisi olan hidroelektrik santrallerinin sigortalanmasına, risk ve hasarların değerlendirilmesine ve kâr kaybı sigortalarını analiz ederek, önemli bir sigorta prim potansiyeli oluşturan ancak dikkatle incelenerek fiyatlandırılması gereken risklere yer verilmiştir. Böylelikle geçmişten günümüze, yukarıda bahsi geçen konular araştırılırken, bundan sonraki hidroelektrik santrallerinde kar kaybı sigortalarının gelişmesi için yapılabilecek çalışmalara da ışık tutması amaçlanmıştır.

KAYNAKLAR

Kitaplar:

ATMAN, Sabit. “Türkiye’nin Enerji Kaynakları ve Rezervleri”, **Türkiye’nin Enerji Stratejisi Ne Olmalıdır Bildirileri**, İstanbul: Harp Akademileri Basımevi, 26-27 Ocak 2006, ss.58-64.

BARBAROS, Renan Funda. **Küreselleşme Sürecinde Devletin Rolü: Türkiye Üzerine Bir Değerlendirme**, İzmir: 2004 Türkiye İktisat Kongresi Tebliğ Sunuşları Kitapçığı, DPT, İzmir, 2004.

YILDIZ, Dursun ve Pertev CENGİZ. **Üretimin Enerjisi**, USİAD (Ulusal Sanayici ve İşadamları Derneği), Aralık 2008.

Sürelî Yayınlar:

AKKAYA, Uğur, Arzuhan Burcu GÜLTEKİN, Çiğdem Belgin DİKMEN ve Gökhan DURMUŞ. “Baraj ve Hidroelektrik Santrallerin (HES) Çevresel Etkilerinin Analizi: İlisu Barajı Örneği”, **5. Uluslar arası İleri Teknolojiler Sempozyumu (IATS’09)**, 13-15 Mayıs 2009, Karabük.

AKPINAR, Adem ve Diğerleri. “Çoruh Havzasındaki Küçük Hidroelektrik Santrallerin Durumu”, **5. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu Bildiriler Kitabı**, Diyarbakır: EMO Yayınları, 19-20-21 Haziran 2009, ss.249-254.

AKPINAR, Erdal. “Nehir Tipi Santrallerin Türkiye’nin Hidroelektrik Üretimindeki Yeri”, **Erzincan Eğitim Fakültesi Dergisi**,7, (2), 2005, ss.1-25.

AKSUNGUR, Muharrem, Orhan AK ve Atilla ÖZDEMİR. “Nehir Tipi Hidroelektrik Santrallerinin Sucul Ekosisteme Etkisi: Trabzon Örneği”, **Journal Of Fisheries Science**, 5(1), 2011, ss.79-92.

ALKIN, Kerem ve Sabit ATMAN. “Küresel Petrol Stratejilerinin Jeopolitik Açıdan Dünya ve Türkiye Üzerindeki Etkileri”, **İstanbul Ticaret Odası**, İstanbul, 2006.

ARIKAN, Necati. “Türkiye’nin Enerji Sorunları”, **İSO Dergisi**, No:400, Temmuz 1999.

DOĞAN, Hüsnü. “Elektrik Enerjisi ve Türkiye’nin Gerçekleri”, **Egevizyon**, No:13, Ağustos 1996.

DOLUN, Leyla. “Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi ve Kullanılan Kaynaklar”, **Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş.,SA – 02-6-18**, Ankara, Aralık 2002.

DSİ. “HES’lerden İlk 4,5 Ayda Olağanüstü Performans”, **Su Dünyası Dergisi**, S.154, Devlet Su İşleri Vakfı, Mayıs 2016.

DSİ-a, T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı, Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü. “Barajlar ve Hidroelektrik Santraller Yapısal Tasarım Rehberi”, **2012 1. Barajlar Kongresi**, Rehber No: 006, Ekim 2012, Ankara.

EKOL Sigorta Ekspertiz Hiz. Ltd. Şti. “Hidroelektrik Enerji Santralleri”, **Risk ve Mühendislik Grubu Bülteni**, (3), Mart 2016, ss.1-25.

EPDK Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. “Elektrik Piyasası 2017 Yılı Piyasa Gelişim Raporu”, Ankara, 2018.

EÜAŞ, “2015 Yıllık Faaliyet Raporu”.

EÜAŞ, Elektrik Üretim Anonim Şirketi. “2016 Elektrik Üretim Sektör Raporu”, Araştırma Planlama ve Koordinasyon Dairesi Başkanlığı, İstatistik ve Araştırma Müdürlüğü, Mayıs 2017.

GKBHAKSAE (Genelkurmay Başkanlığı Harp Akademileri Komutanlığı Stratejik Araştırmalar Enstitüsü). “Enerji Güvenliğine Ortak Çözüm Arayışları”, **Genelkurmay Başkanlığı Harp Akademileri Komutanlığı Uluslar arası Sempozyumu**, İstanbul: Harp Akademileri Basımevi, Nisan 2009.

İTÜ (İstanbul Teknik Üniversitesi). “Türkiye’de Enerji Geleceği”, **İTÜ Görüşü**, İstanbul, Nisan 2007.

KARAKUŞ, Serkan. “DSİ Genel Müdürlüğü Hidroelektrik Enerji Sunumu”, Ocak 2013.

KOCABAŞ, Mehmet, Nadir BAŞÇINAR, Filiz KUTLUYER ve Önder AKSU. “HES’ler ve Balıklar”, **Türk Bilimsel Derlemeler Dergisi**, 6(1), 2013, ss.128-131.

KONYA SANAYİ ODASI. “Konya’da Yenilenebilir Enerji Kaynakları Malzeme Üretilirlik Araştırması – 3. Su (Hidrolik) Enerji”, Yeryüzü Enerji Sistemleri Ltd. Şti., Şubat 2012.

LAMARK, Bernt, Anders LINDBERG, Rudolf WEGELIN and Lars ENGSTEDT. “Hydro-electric Power, Technical and Insurance Development”, Presentation IMIA 16-71 (98) E, 31st IMIA Meeting in Interlaken Switzerland 1998.

MUNCHENER, RUCK. “Machinery Loss of Profits Insurance”, Germany, 1997, ss.1-20.

ÖZKALDI, Akif. “Hidroelektrik Enerji Üretiminde Özel Sektör”, **Orman ve Su İşleri Bakanlığı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü**, 2011.

SELÇUK, Nevin ve Hüseyin ARABUL. “Elektrik Enerjisinde Ulusal Politika: 2000 Yılında Türkiye’de Elektrik Enerjisinde Mevcut Durum, Sorunlar ve Çözüm Önerileri”, **ASO-İSO Ortak Yayını**, Ekim 2000.

SEVAİOĞLU, Osman. “Elektrik Enerji Üretim Tesislerinin İşletmesinde Risk ve Hasar”, **Orta Doğu Teknik Üniversitesi**, Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümü, Ankara, ss.1-47.

ŞAHİN, Nevfel. “Türkiye’nin 25 Yılı İpotek Altına Alındı”, **Enerji, Söyleşi**, C.VI, No:7, Temmuz 2001.

TEİAŞ. “2017 Yılı Faaliyet Raporu”.

TOPÇU, Ferhunde H. “Hidroelektrik Santrallerinde Kamu ve Özel Sektörün Rolünün Değişimi ve Yarattığı Sorunlar”, **Uluslararası Alanya İşletme Fakültesi Dergisi**,3/1, 2011, ss.223-242.

TSEV, Türk Sigorta Enstitüsü Vakfı. “Kar Kaybı Sigortası”, Kurum İçi Çalışma, ss.1-20.

ULAŞ, Dilber. “Macahel’de Hidroelektrik Santrallerin Ve Ekoturizmin Çevreye Ve Yöre Halkına Etkileri”, **Anatolia: Turizm Araştırmaları Dergisi**, 21(1), 2010, ss.151-158.

USİAD, Ulusal Sanayici ve İşadamları Derneği. “Hidroelektrik Enerji İçin Acil Durum Tespiti ve Öneriler”, İstanbul, 2010.

ÜLTANIR, Mustafa Özcan. “Yönetiliyor mu Yönetilmiyor mu?”, **Enerji**, C.V, No:5, Mayıs 2000.

YİĞİTGÜDEN, H. Yurdakul. “Türkiye Enerji Sektöründe Yeniden Yapılanma”, **İSO Dergisi**, No:417, Aralık 2000.

YÜKSEL, Sümer. “Hidroelektrik Santrallerde Elektromekanik Teçhizat, Yardımcı Elektrik Sistemleri ve Hidromekanik Teçhizat”, **Enerji Merkezi**, 08 Aralık 2011, Ankara.

Tezler:

BULUT, Miraç. “Hidroelektrik Enerji ve Hidroelektrik Santrallerde Türbin Tipi Seçiminin Verime Etkisinin İncelenmesi”, **Yüksek Lisans Tezi**, Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, 2013, Gümüşhane.

ÖZDAMAR ÇAKIROĞLU, Ümran. “Türkiye’nin Enerji Sektörünün Ekonomik Analizi”, **Yüksek Lisans Tezi**, Gaziantep Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2009.

ÖZKÖK, Veysel. “Hidroelektrik Potansiyel Belirleme Metodları ve Uygulamaları”, **Yüksek Lisans Tezi**, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2006.

SAĞIR, Hayriye. “Su-Enerji-Çevre İlişkileri Bağlamında Hidroelektrik Santrallerinin (HES) Ekolojik ve Ekonomik Etkileri: Doğu Karadeniz Bölgesi Hidroelektrik Santralleri Araştırması”, **Doktora Tezi**, Selçuk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Konya, 2012.

TEZEKİCİ, Selman. “Türkiye’de Enerji Sektörü ve Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu (Kaynaklar-Politikalar)”, **Doktora Tezi**, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul, 2005.

Mevzuat:

DUY. “Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği”, 14.04.2009 tarih ve 27200 Sayılı **Resmi Gazete**, Ankara.

İnternet Adresleri:

ADABROKER Sigorta ve Reasürans Brokerliği Ltd. Şti. “Hidroelektrik Santralleri”, <http://www.adabroker.com.tr/urunler.php?akid=118&id=86->, (18.02.2018).

ANADOLU SİGORTA. “Baraj ve Hidroelektrik Santrallerde Hasar Sebepleri ve Olası Çözüm Önerileri”, <http://anadolurisk.com.tr/tr/bulten/su-yapilari-ve-hidroelektrik-enerji-uretimi-ile-sigorta-iliskisi/baraj-ve-hidroelektrik-santrallerde-hasar-sebepleri-ve-olasi-cozum-onerileri>, (02.08.2018).

ANONİM. “Elektrik Üretimi İstatistikleri”, 2015, <http://www.teias.gov.tr/dagitim/k/guc>, (20.07.2018).

BİLGİUSTAM. “Hidroelektrik Santral (HES) Nedir? Nasıl Çalışır? Etkileri Nelerdir?”, <https://www.bilgiustam.com/hidroelektrik-santral-hes-nedir-nasil-calisir-etkileri-nelerdir/>, (01.08.2018).

BOTAŞ. “2015 Faaliyet Raporu”, http://www.botas.gov.tr/docs/raporlar/faalrap_2015.pdf, (11.07.2018).

ENERJİ ATLASI. “Hidroelektrik Santrallerin Elektrik Üretimi İstatistikleri”, <http://www.enerjiatlasi.com/elektrik-uretimi/hidroelektrik>, (30.07.2018).

ENERJİ ATLASI. **E-Bülten**, <http://www.enerjiatlası.com/dogalgaz-tuketimi/>, (11.07.2018).

ENERJİ PORTALI. “İlısu Barajı ve HES”, <https://www.enerjiportali.com/ilisu-baraji-hes/>, (01.08.2018).

ENERJİ PORTALI. “TÜİK Verilerine Göre Enerji İthalatı Yüzde 13,4 Arttı”, <https://www.enerjiportali.com/tuik-verilerine-gore-enerji-ithalati-yuzde-134-artti/>, (30.07.2018).

ETKB, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. “Hidrolik”, <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Hidrolik>, (11.07.2018).

ETKB, Enerji Ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. “Elektrik”, <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Elektrik>, (30.07.2018).

EÜAŞ. <https://www.teias.gov.tr/tr/iii-elektrik-enerjisi-uretimi-tuketimi-kayıplar>, (11.07.2018).

GÜNER, Sıtkı ve Ayhan ALBOSTAN. “Türkiye’nin Enerji Politikası”, 2007, [www.emo.org.tr/ekler/ ac04853f8058f61_ ek.doc](http://www.emo.org.tr/ekler/ac04853f8058f61_ek.doc), (14.07.2018), ss.47-49.

<http://www.sanliurfagazetesi.com/sanliurfa-gap-ile-hayat-buldu/17913/>. (02.08.2018).

<https://himmetakcil1503.weebly.com/tuumlrbinler-ve-jeneratoumlrler.html>, (09.07.2018).

<https://nurbanuozen.weebly.com/depo-t304p304-hes.html>, (02.08.2018).

https://www.turkcebilgi.com/hidroelektrik_santral, (02.08.2018).

PİGM, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü. “İstatistikler”, <http://www.pigm.gov.tr/index.php/istatistikler>, (11.07.2018).

SANKO ENERJİ. “Cevizlik Diversion Weir Hydropower Plant”, <http://www.sankoenerji.com/en/p/all-plants-and-projects/id/cevizlik-diversion-weir-hydropower-plant-2>, (01.08.2018).

TEİAŞ. “2017 Yılı Aylık Elektrik Üretim İstatistikleri”, <http://turkoted.org/tr/teias-2017-yili-aylik-elektrik-uretim-istatistikleri-192>, (12.08.2018).

TEİAŞ. “Türkiye Elektrik Üretim – İletim İstatistikleri”, 2015, <http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2015/istatistik2015.htm>, (13.07.2018).

TEİAŞ. https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-03/kurulu_guc.pdf, (09.07.2018).

TEİAŞ. <https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-06/2016%20TE%C4%B0A%C5%9E%20Faaliyet%20Raporu.pdf>, (09.07.2018).

TEİAŞ. <https://www.teias.gov.tr/tr/iii-elektrik-enerjisi-uretimi-tuketimi-kayıplar>, (10.07.2018).

TEİAŞ. <https://www.teias.gov.tr/tr/i-kurulu-guc>, (09.07.2018).

TEKNO TASARIM. “Hidroelektrik Enerji ve Türbinler”, <file:///C:/Users/HASAN/Downloads/H%C4%B0DROELEKTR%C4%B0K%20ENERJ%C4%B0%20VE%20T%C3%9CRB%C4%B0NLER.pdf>, (05.01.2018).

ÖZGEÇMİŞ

Araştırmacı 25.01.1993 tarihinde Bursa Orhangazi’de doğdu. İlk ve orta okulu Gürleler Orhan Öcalgray İlköğretim Okulu’nda tamamladı. Lise eğitimini Orhangazi Ticaret Meslek Lisesi’de tamamladı. 2010 yılında Marmara Üniversitesi, Sigortacılık bölümünden mezun oldu.

2014 yılında Eureko Sigorta’da Bölge Yetkilisi daha sonra da Oto Dışı Hasar Yetkilisi olarak görevine devam etmiştir. 2018 yılı itibarıyla AXA Sigorta’da Oto Dışı Hasar Uzmanı olarak göreve başlamış ve hala aynı şirkette devam etmektedir.

