



**NÜKLEER SANTRALLARIN ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASINA
ETKİSİ**

Gülcan KOCA

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

TEMMUZ 2018

Gülcan KOCA tarafından hazırlanan “NÜKLEER SANTRALLARIN ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASINA ETKİSİ” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Gazi Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Prof. Dr. Adnan SÖZEN

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, Gaz Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.

.....

Başkan: Prof. Dr. Mustafa AKTAŞ

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.

.....

Üye: Doç. Dr. Şule ERGÜN

Nükleer Enerji Mühendisliği Anabilim Dalı, Hacettepe Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.

.....

Tez Savunma Tarihi: 10 / 07 / 2018

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

.....

Prof. Dr. Sena YAŞYERLİ

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Gülcan KOCA

10 / 07 / 2018

NÜKLEER SANTRALLARIN ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASINA ETKİSİ
(Yüksek Lisans Tezi)

Gülcan KOCA

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Temmuz 2018

ÖZET

Türkiye’de Akkuyu ve Sinop Nükleer Santrallarının yapımına yönelik iki ayrı Hükümetlerarası Antlaşmanın imzalanmasıyla, bu projelerin yapım süreleri ve kapasiteleri dikkate alınarak elektrik üretim genişleme planlamasının nasıl etkileneceği incelenmiş ve enerji kaynak optimizasyonunun nasıl olacağı belirlenmeye çalışılmıştır. Doğal gaz ithali, yenilenebilir enerji stratejileri ve özellikle kömür olmak üzere yerli doğal kaynakların kullanımı ve büyük kapasiteli nükleer santralların elektrik üretim sistemindeki rolleri araştırılmıştır. Ülke büyüme oranı ve enerji talebi dikkate alındığında, santral tipinin, ünite sayılarının ve işletmeye alma tarihlerinin planlanmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Elektrik üretim genişleme işi birçok ülke için karmaşık ve zor bir iştir. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (IAEA) tarafından geliştirilen ve birçok ülkede kullanılan Wien Automatic System Planning Package (WASP) programı, karar vericilere kaç ünitenin işletmede olacağını belirlemesine ve enerji planlamasına imkân sağlamaktadır. WASP sayesinde elektrik üretim kapasitesinin yeterli olup olmadığı görülebilmektedir. Bu çalışmada, üretim genişleme planlamasına karar verme sürecinde 2018-2032 yılları arasında nükleer santralların etkisi incelenmiştir. Büyük kapasiteli nükleer santrallar planlama sistemine ne kadar çok dahil edilirse, diğer santral tip ve kapasiteleri sistemde o kadar az yer almaktadır. Böylece özellikle ithal doğal gaz ve ithal kömür kaynaklarının daha az seçilmesiyle bu kaynaklardaki dışa bağımlılık oranının da düşeceği anlaşılmaktadır.

Bilim Kodu : 92805
Anahtar Kelimeler : Nükleer santral, elektrik üretim genişlemesi, planlama, WASP, optimizasyon, Sinop Nükleer Santrali, Akkuyu Nükleer Santrali
Sayfa Adedi : 110
Danışman : Prof. Dr. Adnan SÖZEN

EFFECTS OF NUCLEAR POWER PLANTS ON ELECTRICITY GENERATION

PLANNING

(M. Sc. Thesis)

Gülcan KOCA

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

July 2018

ABSTRACT

With signed two different intergovernmental agreements on construction of Akkuyu and Sinop Nuclear Power Plants in Turkey, it has been studied how electricity generation expansion planning will be effected and an attempt has been made to define how optimization will be by taking periods and capacities of the projects into consideration. It has been studied the role of import of natural gas, renewable energy strategies and use of domestic natural sources particularly coal sources and also the nuclear power plants with high capacities in the electricity generation system. It needs to be projected type of the power plants and number of the units and commercial operation time when taking into development rate and energy demand of the country consideration. Electricity Generation Expansion is a complex and difficult task for many countries. Wien Automatic System Planning Package (WASP) programme developed by International Atom Energy Agency (IAEA) and used by many countries allows decision makers to decide how many power plant units will be in operation. Thanks to WASP, it can be seen whether the electricity generation capacity is sufficient or not. In this study, effect of nuclear power plants for 2018-2032 period on decision making of generation expansion planning is investigated. The more nuclear power plant with high capacity is included the electricity planning system, the less the other power plant types and their capacities are included in the system. With less preference of the imported natural gas and imported coal, hence, it is understood that ratio of the dependency on foreign sources, imported natural gas and imported coal, would decrease.

Science Code : 92805

Key Words : Nuclear power plants, electricity generation expansion, planning, WASP, optimization, Sinop Nuclear Power Plant, Akkuyu Nuclear

Page Number : 110

Supervisor : Prof. Dr. Adnan SÖZEN

TEŞEKKÜR

Çalışmada ulusal stratejik bilgiler bakımından gizlilik arz eden verilere yer verilmemiştir. Benzer şekilde termik ve hidrolik santrallerin elektrik üretim maliyet verileri ve bazı teknik bilgileri de gizlilik arz etmektedir. Bu nedenle çalışmanın ilgili bölümlerinde gizlilik arz eden bilgiler bu tez çalışmasında yer almamıştır.

Bu tezin hazırlanması süresince emeklerini ve desteklerini esirgemeyen danışman hocam Sayın Prof. Dr. Adnan SÖZEN'e, çalışmaya bilimsel katkı ve öneri yaparak yardımcı olan Sayın Doç. Dr. Şule ERGÜN'e, tez çalışmasında yararlanılan WASP programının kullanımı ve detayları hakkında yardımlarını ve deneyimlerini esirgemeyen TEİAŞ Planlama ve Yatırım Yönetimi Daire Başkanlığı personeli Yusuf BAYRAK ve Ruhan AKTÜRK'e, bu çalışmaya başlamama destek veren ve nükleer alan bilgisini esirgemeyen Elektrik Üretim AŞ Genel Müdürlüğü Müdür Dr. Benan BAŞOĞLU'na, elektrik üretim ve projeksiyon verileri ve planlama konularında yardımcı olan ETKB Enerji İşleri Genel Müdürlüğü Uzman Yardımcısı Ali Osman KILINÇASLAN'a, tez çalışmasında yararlanılan WASP programının kullanımına yönelik verdiği desteklerden dolayı IAEA Uzmanı Uğur BEZDEGÜMECİ ve diğer IAEA uzmanlarına, yazım aşamasında sabırla akademik desteklerini esirgemeyen Kırıkkale Üniversitesi öğretim görevlisi Sayın Nursal KOCA'ya, Çalışma süresince gösterdikleri sabır ve manevi destekleri için Ailem'in her bir üyesine teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	viii
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	ix
RESİMLERİN LİSTESİ	x
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xii
1. GİRİŞ.....	1
2. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ÜRETİMİ GELİŞİM SÜRECİ	7
2.1. Tarihçe	7
2.2. Türkiyede Nükleer Santral Süreci	11
2.3. Akkuyu Nükleer Santralı	14
2.4. Sinop Nükleer Santralı	17
2.6.Dünyada Nükleer Santrallara Güncel Bakış	19
3. ELEKTRİK PİYASASI	25
3.1. Piyasa Yapısı	25
3.2. Elektrik Piyasasında Yer Alan Kurumlar	30
3.2.1. EPDK.....	30
3.2.2. TEİAŞ	30
3.2.3. EÜAŞ.....	31
3.2.4. TETAŞ	32
3.2.5. EPİAŞ	32

	Sayfa
3.2.6. TEDAŞ.....	34
3.2.7. Özel Sektör.....	35
3.2. Elektrik Üretimine Güncel Bakış	35
4. ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASI VE METODOLOJİ	43
4.1. Planlama	43
4.2. Metodoloji	44
4.3. Enerji Alanında IAEA Simülasyon Modelleri	47
4.4. WASP Programı.....	51
4.4.1. WASP-IV program detayları	53
4.4.2. WASP-IV program modülleri	62
5. WASP ANALİZİ	69
5.1. Genel Kabuller	69
5.2. WASP Modül için Kabuller	73
5.2.1. Planlama dönemi	73
5.2.2. Hidrolojik koşullar	74
5.2.3. Yıllık pik yük değerleri (talep tahmini)	75
5.2.4. Puant hesaplaması	76
5.2.5. Mevcut santraller için kabuller	79
5.2.6. Aday termik santraller için kabuller	80
5.2.7. Aday hidrolik santraller için kabuller	82
5.2.8. Bugüne indirgeme oranı	82
5.2.9. Yedek kapasite sınırı (reserve margin)	83
5.2.10. Yük karşılamama olasılığı (LOLP)	83
5.2.11. Sağlanamayan enerji maliyeti	84

	Sayfa
5.3. WASP Analiz Sonuçları	84
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	89
6.1. Sonuçlar	89
6.2. Öneriler	95
KAYNAKLAR	97
EKLER.....	101
EK-1. TETAŞ alış yapılan santraller.....	102
EK-2. Elektrik üretim yapan firma ve kurulu güçleri.....	104
ÖZGEÇMİŞ	109

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. Akkuyu nükleer santral özellikleri	15
Çizelge 2.2. Sinop nükleer santral özellikleri	18
Çizelge 2.3. Dünyada işletilmekte olan nükleer reaktör sayısı	20
Çizelge 2.4. Halen inşaat aşamasında olan reaktör sayısı	22
Çizelge 3.1. Kuruluşlara göre Türkiye kurulu gücü	36
Çizelge 3.2. Yakıt türüne göre Türkiye kurulu gücü	37
Çizelge 3.3. Türkiye elektrik piyasası lisans tür ve sayısı	38
Çizelge 3.4. 2018 yılı Temmuz ayı itibariyle elektrik üretim tesis sayısı	38
Çizelge 3.5. Kaynak türlerine göre santral kurulu güç ve işletme kapasiteleri	39
Çizelge 3.6. 2018 yılı Şubat ayı elektrik piyasası genel görünümü	40
Çizelge 4.1. WASP-IV kodunun özellikleri	67
Çizelge 5.1. Elektrik üretiminde kullanılan önemli yerli kaynak kapasiteleri	70
Çizelge 5.2. 2017-2021 dönemi işletmeye alınacak santral kapasitesi	71
Çizelge 5.3. Talep tahmin projeksiyon senaryoları-Yıllık talep ve değişim oranları	76
Çizelge 5.4. Gelecek 15 yıl için hesaplanan puant talep tahmini	78
Çizelge 5.5. Aday termik santral teknik verileri	81
Çizelge 5.6. WASP Congen modül değerleri	87
Çizelge 5.7 WASP çalışması yıl bazında devreye girecek ünite sayıları	88
Çizelge 5.8. WASP çalışması yıl bazında devreye girecek ünite kapasiteleri	88
Çizelge 6.1. Kurulu güç esasında talebin karşılanması	90
Çizelge 6.2. Proje üretim kapasite gelişimi ve talebin karşılanması	91
Çizelge 6.3. Güvenilir üretim kapasite gelişimi ve talebin karşılanması	93

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Dünyada işletilmekte olan reaktör sayısı	21
Şekil 2.2. Dünyada inşaat aşamasında olan reaktör sayısı	22
Şekil 2.3. 2018 yılı Ocak-Şubat dönemi dünyada kaynak türüne göre elektrik üretimi	23
Şekil 3.1. Türkiye elektrik sektörü yapılanması ve ilgili şirketler	26
Şekil 3.2. EPIAŞ öncesi elektrik sektörü yapılanması.....	27
Şekil 3.3. 2001-2015 dönemi elektrik piyasası gelişim süreci.....	28
Şekil 3.4. Elektrik piyasası EPIAŞ ve TEİAŞ yapılanması	29
Şekil 3.5. Elektrik alış-satışında TETAŞ ve paydaşlar	32
Şekil 3.6. Kuruluşlara göre Türkiye kurulu gücü	36
Şekil 3.7. Yakıt türüne göre Türkiye kurulu gücü	37
Şekil 3.8. 2018 yılı Temmuz ayı itibariyle lisanslı elektrik üretim tesis sayısı	39
Şekil 3.9. Lisanslı elektrik üretiminde ilk 10 şirketin kurulu güç payı	41
Şekil 4.1. WASP genişleme programı için akış şeması	59
Şekil 4.2. WASP-IV kodunun basitleştirilmiş şeması	63
Şekil 5.1. Gelecek 15 yıl için hesaplanan puant talep tahmini	78
Şekil 6.1. Kurulu güç bazında talebin karşılanıp karşılanamaması	90
Şekil 6.2. Proje üretim kapasitesi gelişimi ve talebin karşılanması	92
Şekil 6.3. Güvenilir üretim kapasitesi gelişimi ve talebin karşılanması	93

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 3.1. 2018 yılı itibariyle dağıtım bölgeleri ve şirketler	34
Resim 4.1. WASP bilgi giriş alanı	62
Resim 4.2. WASP LODSY modülü	64
Resim 4.3. WASP FIXSYS modülü	64
Resim 4.4. WASP VARSYS modülü	65
Resim 4.5. WASP CONGEN modülü	65
Resim 4.6. WASP MERSIM modülü	66
Resim 4.7. WASP DYNPRO modülü	67

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Kısaltmalar	Açıklamalar
AB	Avrupa Birliği
AECL	Atomic Energy Canada Limited
BYKP	Beş Yıllık Kalkınma Planı
cent	ABD kuruşu
CIMP	İthal kömürlü santraller
CONGEN	WASP program modülü
ÇEAŞ	Çukurova Elektrik A.Ş
ÇNAEM	Çekmece Nükleer Araştırma Eğitim Merkezi
DOS	Bilgisayar işletim sistemi
DSİ	Devlet Su İşleri
DYNPRO	WASP program modülü
ECLA	Economic Commission for Latin America
EİEİ	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
ENPEP	Enerji ve Güç Değerlendirme Programı
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme AŞ
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim AŞ
gr/kWh	Gram/kilovatsaat
GE	General Electric (Genel Elektrik) Şirketi
GES	Güneş Enerji Santrali
GWh	Gigawattsaat
HC30	Taş kömürlü termik santraller
HES	Hidroelektrik Santrali
HFO	Ağır yakıt (Heavy Fuel-Oil)
HGA	Evsahibi-ülke Anlaşması (Hostgovernment Agreement)
HYD-A	Küçük kapasiteli hidrolik santraller

Kısaltmalar	Açıklamalar
HYD-B	Büyük kapasiteli hidrolik santrallar
IAEA	Uluslararası Atom Enerji Ajansı
IGA	Hükümetlerarası Antlaşma
JAPCO	Japon Konsorsiyumu (MHI, Engie, Itochu)
KAERI	G. Kore Elektrik Şirketi
KEPCO	G. Kore Elektrik Güç Şirketi
KHK	Kanun Hükmünde Kararname
KİT	Kamu İktisadi Teşebbüsü
kcal/kg	Kilokalori/kilogram
kcal/kWh	Kilokalori/kilovatsaat
kW	Kilovat
kwh	Kilovatsaat
KWU	Kraftwerk Union Şirketi
LOLP	Olası Yük Kaybı (Loss of Load Probability)
L150	150 MW'lık linyitle çalışan santrallar
L360	360 MW'lık linyitle çalışan santrallar
MAED	Enerji Talebinin Analizi için Model
MATLAB	Matrix Laboratory Programlama Dili
MERSIM	WASP program modülü
MHI	Mitsubishi Heavy Industry Şirketi
MTA	Maden Tetkik Arama
MW	Megavat
MWe	Megavat elektrik
m²	Metrekare
NEA	Nükleer Enerji Ajansı
NGAS	Doğalgazlı santrallar
NS	Nükleer Santral
OECD	Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
O & M	İşletme ve Bakım
ORNL	Oak Ridge Ulusal Laboratuvar
PHES	Pompa Santral

Kısaltmalar**Açıklamalar****PWR**

Basınçlı Su Reaktör

REPROBAT

WASP program modülü

RES

Rüzgâr enerji santralleri

TAEK

Türkiye Atom Enerjisi Kurumu

TBMM

Türkiye Büyük Millet Meclisi

TEAŞ

Türkiye Elektrik Üretim İletim AŞ.

TEDAŞ

Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ.

TEİAŞ

Türkiye Elektrik İletim AŞ.

TEK

Türkiye Elektrik Kurumu

TETAŞ

Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt AŞ.

TVA

ABD Tennessee Valley Authority

TWh

Teravat saat

VVER

Rus yapımı basınçlı su reaktörü

YİD

Yap-İşlet-Devret

WASP

Wien Automatic Sistem Planlama Programı

\$

ABD Doları

1. GİRİŞ

İnsanoğlu için enerji, teknolojinin gelişimine bağlı olarak önemi her geçen gün artarak devam eden bir ihtiyaçtır. Hem ekonomi hem de teknik gereklilikler çerçevesinde, ihtiyaç duyulan enerjinin zamanında ve kesintisiz olarak karşılanabilmesi için talebin nasıl ve nerden karşılanacağını çok önceden planlaması önem arz etmektedir. İhtiyacın zamanında karşılanabilmesi için, yapım süreleri dikkate alınarak üretim tesislerinin zamanında hazır olması ve üretim yapabiliyor olması gereklidir.

Ülke genelinde gelecek yıllarda enerji talebinin karşılanması için şimdiden atılacak adımların, alınacak stratejik kararların, yapılacak olan yeni santrallerin seçimi ve bağlı olarak elektrik üretim maliyetlerin belirlenmesi hem kapsamlı ve hem de zor bir iştir. Böyle bir işin sonuçları ülke ekonomisini ve politikalarını doğrudan etkilemektedir. Maliyetlerin ortaya çıkarılması, sadece santral yatırım bedelinin belirlenmesi değil aynı zamanda elektrik satış rakamlarının da belirlenmesi anlamına gelmektedir.

Bilindiği üzere Türkiye iki nükleer santralin yapımına yönelik 2010 yılında Rusya ile 2013 yılında Japonya ile uluslararası antlaşma imzalamıştır. Nükleer santraller vasıtasıyla toplamda yaklaşık 9000 MW'lık elektrik üretimi, elektrik piyasa yapısının hem fiyat açısından hem de planlama açısından doğrudan etkileyeceği aşikârdır. Bu nedenle bu tez çalışmasında, yapılacak olan iki nükleer santralin mevcut sistem yapısı çerçevesinde nasıl bir etki yapabileceği özellikle planlama açısından incelenmiştir. Çalışmanın sonucunda aday santrallerin tahmini elektrik üretim talebine cevap verip vermediği ve büyük kapasiteli nükleer santral yapımı ile diğer santrallerin nasıl etkileneceği Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından alınan stratejik kararların da elektrik üretim planlamasına yansıtılmasıyla değerlendirilmiştir.

Bu tez çalışmasında, IAEA tarafından geliştirilen elektrik üretim genişleme planlaması ve optimizasyon yapmak için kullanılan Wien Otomatik Sistem Planlaması (WASP) programından yararlanılmıştır. Mevcut sisteme ilaveten gelecek yıllarda devreye alınması öngörülen yeni aday santrallerin özellikle nükleer santrallerin devreye alınmasıyla yeni enerji üretim sisteminin nasıl olacağı incelenerek enerji kaynak sisteminin optimizasyonu yapılacaktır.

Çalışma, ülkenin büyüme oranı, elektrik talebi, yapılması veya kapatılması öngörülen santraller vb. konularda belli verilere bağlı olarak ve uzman görüşleri alınarak kabuller çerçevesinde yapılmıştır. Ulaşılamayan veya elde edilemeyen veriler için uzman görüşü doğrultusunda kabuller yapılmıştır.

WASP Programı, birçok ülkede ülke enerji planlamasının yapılmasına yönelik olarak kullanılmaktadır. Elde edilen sonuçlar hem akademik hem de planlamayı uygulayan kurumlar bazında kullanılmaktadır. Enerji ihtiyacının nasıl ve hangi tesislerle karşılanacağı konusunda alınacak kararlar için yol gösterici niteliktedir. Özellikle devreye alınacak aday santral sayısının ihtiyaca cevap verip vermediği görülebilmektedir. Termik santral, hidrolik santral, rüzgâr ve güneş santralleri, hatta pompalı santraller olmak üzere tüm enerji üretim tesisleri için elektrik üretim planlaması ve genişlemesinde WASP programından yararlanılmaktadır.

Dünyada birçok ülke için elektrik üretim planlaması ve optimizasyonu en önemli görevlerden biridir ve bu konuda WASP programından yararlanılmaktadır. Bu kapsamda çok sayıda akademik çalışma, makale yer almaktadır. WASP programı esas alınarak yürütülen çalışmalar, farklı santral tipleri bazında incelenmiştir. Her bir santral tipine yönelik ve farklı ülkelerde yürütülen çalışmalar aşağıda kısmen özetlenmeye çalışılmıştır:

“Umman’ın ana enterkonnekte iletim sisteminde, büyük ölçekli rüzgar tarlalarının entegrasyonu dahil elektrik üretim planlamasının ekonomik fizibilitesini bulmak için en az maliyetli üretim genişleme planlama çalışması WASP kullanılarak yürütülmüştür. Kapasite faktörünü ilgilendiren yüksek zorunlu duruş oranıyla bir termik santral gibi modellenen rüzgâr türbini, sistem içinde en az maliyetli üretim genişleme planında ekonomik olarak kullanılabilir bir seçenek olduğu görülmüştür” [1].

Pakistan’ın santrallerinin üretim genişleme planlaması, 2011-2030 dönemi WASP kullanılarak yapılmış ve çalışma sonucunda karma üretim yapısı ortaya konarak Yatırım ve Üretim Maliyetleri (Milyon \$ US), yakıt şartları ve maliyetleri, İşletme ve Bakım Maliyetleri, Yük Olasılık Kayıpları gösterilmiş, tüm periyod için en az mali finans planı belirlenmiştir [2].

İran enerji sisteminde, üretim dağıtımının ve santrallerin yenilenebilir enerji dikkate alınarak ekonomik rekabetçiliği WASP kullanılarak analiz edilmiştir. Üretim dağıtımının ekonomikliğindeki verim faktörü değerlendirilerek, kapasite kullanım miktarı ve ilgili maliyetleri mukayese edilmiştir. Maliyetlere bağlı olarak özellikle inşaat yeri şebekeye ilave maliyet getirmediği, yeni yapılacak yenilenebilir santrallerin mevcutlara nazaran önemli bir rekabet artışı yarattığı bu nedenle yeni santrallerin teknik ve ekonomik çalışmalara bağlı olarak yapılmasının önemli bir ekonomik fayda sağlayacağı belirtilmiştir [3].

Enerji sistem modellerini inceleyen bir çalışmada, gelişmekte olan ülkelerin enerji, çevre ve iklim değişikliği politikalarının uygun olup olmadığını görmek için mevcut enerji sistemi (optimizasyon modelleri, muhasebe modelleri, ekonometri modeller, hibrid modeller elektrik sistem modelleri) mukayese edilmiştir. Elektrik sistem modelleri mukayese edilirken WASP kullanılmıştır [4].

Pakistan’da mevcut ve aday hidrolik santraller, WASP kullanılarak, 2013-2035 yılları arası en az maliyetli üretim planını elde etmek üzere incelenmiştir. Çalışmada, mevcut ve aday santraller kabul edilen bir güvenilirlik kriteri ile enerji talebinin karşılanması için hesaplanmıştır. Hidrolik santrallerin bütün özellikleri hesaba katılarak WASP-IV tekniğiyle 2013-2035 dönemi için üretim genişlemesi yürütülmüştür. Olası yük kaybı, sağlanamayan enerji, yedek kapasite sınırlarının belirlenmesi, kullanılan dinamik programlamayla uygun gidişat yolu benimsenerek bütün maliyetlerin hesaplanmasıyla gerekli olan enerji talebi karşılanmıştır [5].

Pompalı santral devrede ve devrede değilken 10 yıllık bir dönem için yapılan bir çalışmada, güvenilirliği sağlamayı amaçlayan yaklaşımla, WASP ve önerilen algoritma ile mukayese yapılarak İran enerji sistemi üretim genişleme planlaması çalışması yürütülmüştür. 250, 375 ve 750 MW olmak üzere, üç farklı değerde, pompalı santral 2021 yılında, devrede olacak şekilde maliyetler incelenmiştir. En düşük maliyet 250 MW pompalı santrale ait olduğu belirlenmiştir. Ayrıca her iki program ile yapılan karşılaştırma sonucunda, İran’daki mevcut pompalı santrallerin yük kaybı indeksini önemli ölçüde düşürdüğü belirlenmiştir [6].

İran Elektrik Sisteminin üretim genişleme planlamasına yönelik yapılan bir diğer çalışma 2009-2024 yıllarını kapsayacak şekilde yapılmıştır. Çalışma, olasılık simülasyonu kullanan WASP modeli ile yürütülmüştür. En ideal üretim genişleme planlamasının lineer olmayan ve

sınırlı bir optimizasyon problemi olduğu belirtilen çalışmanın sonuçları birbiriyle mukayese edilmiştir. Baz yükü sağlamak için diğer aday santrallara nazaran daha düşük maliyetli olan buharlı santrallar seçilmiştir. Özellikle işletme bakım maliyetlerinin daha düşük olduğu görülmüştür. program tarafından Ayrıca önemli bir değişimle sonuçlanmayan yakıt maliyetleri yansıra yatırım maliyetleri açısından hassasiyet analizi yapılmıştır. Hem teknik hem ekonomik özellikler bakımından baz yükün sağlanmasına yönelik en uygun aday buharlı santrallar olarak belirlenmiştir [7].

G. Kore’de KEPCO tarafından kullanılan WASP modelinin kıyas olarak kullanıldığı, Benders’ın Ayırıştırma Algoritması ve Standartlaştırılmış Şebekeler Yönteminin kullanılmasıyla Kore’de elektrik üretim genişleme planlaması 1995-2010 dönemi için incelenmiştir. WASP modeli yapılan çalışmadaki hataları ve düzensizlikleri gidermeye ve aynı zamanda en uygun yatırım maliyetinin bulunmasına yardımcı olmuştur [8].

Jamaika Kamu Mevzuat Düzenleme Birimi (Office of Utilities Regulation Jamaica) 2010 yılında ülkenin artan enerji talebine karşın, mevcut enerji sistemine ilave edilebilecek yeni üretim kapasitelerine ihtiyaç duyulmasından dolayı bir rapor hazırlamıştır. WASP programı kullanılarak ülkenin ihtiyaç duyduğu enerji çeşitliliği ve alternatif enerji üretim kaynak seçenekleri, 2010-2029 dönemi kapasite ihtiyacı değerlendirilmiştir. WASP programıyla yapılan çalışma en düşük maliyetli olan santral seçmesine rağmen, teknoloji ve yakıt çeşitliliği üzerinden çok farklı üretim genişleme senaryoları analiz edilmiştir. Bu çalışma özellikle yenilenebilir enerji kaynakları (rüzgâr, güneş, hidro, biokütle) enerji sisteminde yer alması ve doğalgaz sanayisinin gelişimi süresince yakıt çeşitliliği durumlarına odaklanmıştır. Olası tüm senaryo sonuçları, karar vericilere yön göstermesi açısından bir değerlendirme ve durum tespiti şeklinde sunulmuştur [9].

Baylor Üniversite’sinde (Teksas, ABD), WASP ve geliştirilen genetik algoritma metodu ile 15 mevcut santral, 5 tip aday santral olacak şekilde, a) 14 yıllık bir planlama b) 24 yıllık bir planlama olmak üzere iki farklı senaryo ile bir çalışma yapılmıştır. Nükleer, LNG ve motorin yakıt türlerinin teknik ve ekonomik veri sonuçları incelenmiştir Değerlendirmede, geliştirilmiş olan genetik algoritma metodunun daha iyi sonuçlar verdiği belirtilmiştir [10].

G. Kıbrıs ta yapılan bir çalışmada, rüzgâr santrallarının sistem rezervine yönelik üretim ve arzın belirsizliği, yüksek değişkenlik göstermesi vb. nedenlerden dolayı pompalı santralların

WASP programı vasıtasıyla mevcut sisteme entegrasyonu ile ilgili olarak teknik ve ekonomik analiz yürütülmüştür. Çeşitli senaryolar üzerinde elektrik üretim maliyetleri hesaplanmış ve fiyat incelemesi yapılmıştır. Özellikle doğalgaz öngörülen fiyatları, RES fiyatları pompalı santral devrede ve devrede değil senaryosuna göre normal/klasik hesaplama yöntemi ve WASP yöntemi ile elektrik fiyatları karşılaştırılmıştır. Pompalı santral kurulu gücü arttıkça ve doğalgaz öngörülen fiyatı arttıkça elektrik birim maliyet farkının arttığı görülmüştür. Pompalı santral veya olmadan artan RES senaryoları ile ilgili olarak, klasik yöntemle kıyasla elektrik birim maliyetindeki farklılık, pompalı santral kapasitesi arttıkça artmıştır. Bununla birlikte, doğal gaz fiyatının düşürülmesiyle, klasik senaryosuna kıyasla elektriksel ünite birimindeki artış artmıştır [11].

2011 yılı Dünya Enerji Kongresinde yapılan bir sunumda, yenilenebilir enerji kaynaklarının dünyada ve özellikle Avrupa’da mevcut ve gelecekteki üretim genişlemesi sisteminde çeşitlilik için gerekli olduğu vurgulanarak, bu teknolojinin entegrasyonu üzerine yürütülen çalışma anlatılmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının farklı seviyelerde yayılmasıyla bir optimizasyon geliştirilerek, verilen enerji üretim sistemlerinin elektrik maliyetindeki kaçınılmaz artış değerlendirilmiştir [12].

Uluslararası Atom Enerji Ajansı (IAEA), genişleme planlaması üzerine programlar geliştirerek ülkelerin kullanmasını sağlamış ve ayrıca bu konuda özel bir kılavuz yayınlamıştır. Yayımlanan “Elektrik Üretim Sistemleri için Genişleme Planlaması” kılavuzu ile gelişmekte olan ülkeler için elektrik üretim genişleme planlamasının daha iyi ve kolay bir şekilde yapılabilmesine yönelik prensip ve yöntemleri açıklamıştır [13.]

Yapılan araştırma neticesinde farklı ülkelerde ve farklı yakıtlı santrallarda WASP programı ile maliyetler incelenerek elektrik üretim genişlemesi optimizasyonu yapılmıştır. Mevcut sisteme ilaveten gelecek yıllarda devreye alınması öngörülen yeni aday santralların optimum şekilde incelenmesi ve en düşük maliyetli santral tipinin belirlenmesi veya stratejik kararlar çerçevesinde hangi santral yakıt türünün daha uygun olacağının belirlenmesi çalışmaları yürütüldüğü görülmektedir. Böylece, karar vericilere sunulan çalışma veya değerlendirme sonuçları, ülke ekonomisi ve politikaları doğrultusunda karar verilmesine yardımcı olduğu görülmektedir. Her bir santral yakıt türü incelemesi, kaynak çeşitliliği yönüyle arz-talep dengesine ve sistemin geniş açıdan görülmesine fayda sağlamaktadır.



2. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ GELİŞİM SÜRECİ

2.1. Tarihçe

Türkiye’de elektrik üretimine başlanması ve gelişimi için mülga Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) ve mülga Türkiye Elektrik Üretim İletim AŞ (TEAŞ) yıllık faaliyet raporları, bilgi notları ve ilgili dönem çalışmalarından yararlanılmıştır [14].

Eylül 1902’de, Mersin’in Tarsus İlçesi, Bentbaşı mevkiindeki Berdan Nehri üzerine, su değirmeni miline bağlanan transmisyon kayışıyla çevrilen 2 kW’lık bir dinamonun kurulmasıyla ilk elektrik üretimi gerçekleşmiş ve Tarsus ilçesine elektrik sağlanmasıyla kullanılmaya başlanmıştır. Bu tesis zaman içinde 60 kW gücünde bir hidroelektrik santralına dönüştürülmüştür.

Elektrik üretimi amacıyla kurulan ilk önemli santral olarak kabul edilen *Silahtarağa Termik Santrali* 14 Şubat 1914’te İstanbul’da işletmeye alınmış ve 1983 yılında ekonomik ömrünü tamamlayarak hizmet dışı bırakılmıştır. Türkiye’de elektrik üretimine yönelik çalışmalar, 1930’lu yıllara kadar genelde yabancı şirketler tarafından işletilen küçük yerel santrallardan ve birbirinden bağımsız farklı dağıtım bölgeleri üzerinden yürütülmüştür. Bu süreçte yabancı şirketlere verilmiş olan imtiyazlar 1939 yılında kamuya aktarılmış ve böylece dağıtım hizmetleri belediyelere devredilmiştir. 1923 yılında 38 santral ile kurulu güç 33 MW ve yıllık üretim 45 GWh’tir.

1935 yılında 2805 sayılı Kanun ile Etibank ve 2819 sayılı Kanun ile Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) kurulmuştur. Etibank, elektrik işletmeciliği görevini üstlenmiştir. 1935 itibariyle 43 ile elektrik ulaştırılmıştır. 1954 yılında Devlet Su İşleri (DSİ) kuruluncaya kadar, elektrik üretim ve dağıtım hizmetleri (hidroelektrik santrallar dâhil) Etibank tarafından yürütülmüştür. Şehirlerin elektrik talepleri, küçük kapasiteli hidrolik ve dizel santrallar ile özel kuruluşların işlettiği dizel santrallar ile karşılanmaya çalışılmıştır.

1948 yılında, yine önemli termik santrallardan Çatalağzı Termik Santrali işletmeye alınmıştır.

1950'den itibaren hem devlet hem de özel sektör santral yapıp işletmeye başlamıştır. Bu kapsamda kurulan Adana ve İçel yöresine elektrik veren Çukurova Elektrik A.Ş. (ÇEAŞ) ile Antalya yöresine elektrik veren Kepez Elektrik A.Ş. imtiyazlı şirketlerdir. 1950 yılında kurulu güç 407,8 MW ve toplam elektrik üretimi 789,5 milyon kW'tır.

1952 yılında İstanbul'a 154 kV'luk bir iletim hattı ile elektrik sağlanmış ve bu iletim hattı ulusal enerji sisteminin (Enterkonnekte sistem) ilk enerji nakil hattıdır.

1956 yılında; Tunçbilek Termik Santrali, Sarıyar barajı ve HES ve Seyhan Barajı ve HES, işletmeye alınarak enerji sistemine bağlanmıştır. Elektrik üretimi açısından bir kıyas yapmak gerekirse Sarıyar Barajı'nın ilk iki ünitesi toplam 80 MW gücünde ve Türkiye'nin en büyük santral projesi olan Atatürk Barajı ise 2400 MW gücündedir. 1942 yılında ABD'de işletilmeye başlanan Grand Coulee Barajı 6180 MW gücündedir.

1958 yılında Kemer Barajı, 1959 yılında Hirfanlı Barajı, 1960 yılında Demirköprü Barajı kurulmuştur.

Zaman içinde elektrik üretim, dağıtım ve tüketim miktarının artması ve hizmetin yaygınlaşması, kurumsallaşmayı gerektirmiştir. Bu nedenle 1970 yılında 1312 sayılı Kanun ile Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. Bazı istisnalar dışında, elektrik üretim ve iletim tesislerinin yapımı ve işletilmesi ile dağıtım hizmetlerinin gerçekleştirilmesi ve ayrıca enerji planlanması sadece TEK'e verilmiştir. Böylece belediyeler ve İller Bankası dışında bir bütünlük sağlanmıştır. 1970 yılında, kurulu güç 2234,9MW, üretim ise 8.623.000.000kWh'a ulaşmıştır. Bu dönemde, ilk 380 kW "Enerji Nakil Hattı" sisteme dâhil edilmiştir.

1972 yılında, Eskişehir bölgesindeki Gökçekaya Barajı (300 MW) ile Seyitömer Termik Santrali işletmeye alınmıştır. Her iki santral bu dönemde Türkiye'nin en büyük barajı projesi ve en büyük termik santrali olarak tarihte yeri almıştır.

1975 yılında, Fırat Nehri üzerine inşa edilen 1330 MW'lık kapasiteli Keban Barajı, kurulmuş toplam barajlı santrallerinden daha büyük kurulu güce sahip olarak en büyük baraj unvanını almıştır. 1980 yılında Türkiye'nin kurulu gücü 5118,7MW ve üretimi ise 23 milyar 275 milyon MWh'tır.

1982 yılında, Belediyeler ve Birliklerin sahip olduğu elektrik tesisleri TEK'e devredilerek enerjinin üretimi, dağıtımı ve satışları TEK bünyesinde toplanmıştır. Bu dönemde köylere elektrik ulaştırılması %61 seviyesine ulaşmıştır. Kurulu güç 6638,6MW ve üretim 26 milyar 552 milyon kWh'tır [15].

1984 yılında, TEK'in hukuki bünyesi, birimleri ve organizasyon yapısı yeniden düzenlenerek bir Kamu İktisadi Kuruluşu (KİT) şekline dönüştürülmüştür. Bu süreçte santral kurmak veya mevcut üretim ve dağıtım tesislerinin mülkiyeti TEK'te kalmak üzere işletme hakkı devralmak şeklinde yerli ve yabancı sermaye şirketlerine, faaliyette bulunma hakkı verilmiştir.

12 Ağustos 1993'te, kuruluşundan 23 yıl sonra, TEK için yeni bir düzenleme yapılmış ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ilgisi devam etmek şartıyla TEK özelleştirme kapsamına alınmıştır. Bu düzenleme kapsamında;

TEK

1. Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ),
2. Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ)

olmak üzere iki farklı İktisadi Devlet Teşekkülüne ayrılmıştır.

15.05.1998 tarihinde, Dünya Bankası ile yapılan proje ikraz ve garanti anlaşması kapsamında, elektrik enerjisi alanında "Ulusal Bir İletim Şirketinin" kurulması için gerekli yasal düzenlemeler yapılması gündeme alınmıştır.

2000 yılında yürürlüğe giren 4501 sayılı Kanun ile enerji alanında uluslararası tahkim getirilmiştir. Mevcut elektrik mevzuatının Avrupa Birliği (AB) müktesebatına uyumlu hale getirilmesine yönelik yeniden yapılandırma çalışmaları başlatılmıştır. 2001 yılında "Ekonomik İstikrar ve Enflasyonla Mücadele Programı" uygulamaya konularak TEAŞ'ın özelleştirilmek üzere yeniden yapılandırılması kararlaştırılmıştır. Bu yolla Elektrik enerjisi yapısının yeniden düzenlenmesi, serbest piyasa sistemine geçilmesi, serbest rekabet ortamının sağlanması, üretim-iletim-toptan satış-dağıtım için ayrı ayrı kamu şirketi kurulması ve son aşamada iletim dışındaki kamu elektrik şirketlerinin özelleştirilmesi amaçlanmıştır.

2 Mart 2001 tarihinde, resmi gazetede yayınlanan Bakanlar Kurulu'nun 2026 nolu kararı ile TEAŞ;

1. Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ),
2. Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ)
3. Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)

olmak üzere üç farklı İktisadi Devlet Teşekkülü şeklinde yeniden teşkilatlandırılmıştır.

3 Mart 2001 tarihinde Türkiye Elektrik Piyasasının rekabete açılmasını amaçlayan, enerji sektörünün yeniden yapılanmasına yönelik 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu resmi gazetede yayınlanmıştır. Bu kanun; elektrik üretim-iletim-dağıtım-toptan ve perakende satış ve hizmeti, ithalat ve ihracatı ile ilişkili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini kapsamaktadır. Ayrıca elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde izlenecek usulü ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulunun (EPDK) kurulmasını ve kurulun çalışma usul ve esaslarını da kapsamaktadır. Enerji Piyasası Kanun ile birlikte EPDK'ya düzenleyici bir kurum olarak piyasa kurallarını belirleme yetkisi verilmiştir. Mevcut yapı içerisinde piyasada sistem operatörü olarak TEİAŞ görev yaparken, EPDK tarafından lisans verilen şirketler, dağıtım faaliyetlerini yürütmektedirler.

Enerji Piyasası Kanunu ile TEAŞ yerini EÜAŞ, TEİAŞ ve TETAŞ'a bıraktıktan sonra, elektrik piyasasında, arz güvenliğini hedefleyen bir sistem içerisinde elektrik ticareti ikili anlaşmalar ile yürütülmüştür [16].

2004 yılında, 22 sayılı Özelleştirme Yüksek Kurulu Kararı ile TEDAŞ'ın yürütmekte olduğu enerji dağıtım hizmetleri özelleştirme kapsam ve programı dahilinde özelleştirilmesine karar verilmiştir. Elektrik dağıtım ve satış hizmetlerinde rekabete dayalı bir sistem oluşturulması amaçlanmış ve bu doğrultuda gerekli düzenlemelerin yapılması için dağıtım bölgeleri baz alınarak kamuya ait elektrik işletmeleri yeniden yapılandırılmıştır. Bu nedenle Türkiye genelinde dağıtım şebekesi yönetsel yapı, coğrafi yakınlık, enerji talebi ve diğer teknik/mali etkenler dikkate alınarak 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır. TEDAŞ'ın özelleştirme programına alınmasının ardından, Kayseri Bölgesi hariç 20 bölge için dağıtım şirketleri kurulmuş ve her bir şirketin özelleştirilmesi gerçekleştirilmiştir. Kayseri ve Civarı Elektrik AŞ. İşletme hakkı devri ile 1990 yılından beridir halen özel bir şirket tarafından işletildiği için Kayseri hariç tutulmuştur. 2013 yılı, Ağustos ayı itibariyle 21 bölgenin özelleştirilmesi tamamlanmıştır.

2.2. Türkiye’de Nükleer Santral Süreci

Türkiye’de nükleer enerjiden elektrik üretilmesi amacıyla santral kurulmasına yönelik ilk çalışmalar, 1955 yılında “Atom Enerjisinin Barışçıl Amaçlarla Kullanılması” amacıyla toplanan 1. Cenevre Konferansından hemen sonra başlatılmıştır. Bu nedenle 1956 yılında Atom Enerjisi Komisyonu kurulmuştur. 1961 yılında, Çekmece Nükleer Araştırma Eğitim Merkezi (ÇNAEM) kuruluşunun tamamlanmasıyla eğitim ve temel araştırmalarda kullanılmak ve yararlanılmak üzere 1 MW gücünde bir deney reaktörü işletmeye alınmıştır. Böylece Atom Enerjisi Komisyonuna bağlı olarak kurulan kuruluşlar/enstitüler aracılığıyla nükleer alandaki temel bilimsel eğitim ve araştırma çalışmaları başlatılmıştır.

Elektrik üretimi amacıyla kurulması planlanan nükleer santrallar için ilk fizibilite etütleri 1967-1970 yılları arasında yürütülmüştür. Bu çalışmalara bağlı olarak 1977 yılında işletmeye girecek şekilde 300-400 MW gücüne sahip bir nükleer santralin kurulması planlanmış ve çalışmalara başlanmıştır. Fakat 1970-1971 yıllarında yaşanan ekonomik ve politik gelişmeler nedeniyle uygulamaya geçilmemiştir.

1972 yılında, TEK bünyesinde Nükleer Santrallar Dairesi kurulmuş ve ilgili tüm faaliyetler bu daire üzerinden yürütülmeye çalışılmıştır.

1973 ve sonraki yıllarda yaşanan petrol krizi, planlanmış olan petrole dayalı santralların işletilmesini zorlaştırmış bu nedenle genel olarak enerji temininde nükleer santrallardan yararlanılması yönünde bir eğilim ortaya çıkmıştır.

TEK Nükleer Santrallar Dairesinde ilk olarak, nükleer santral kurulmasında gerekli her türlü çalışmayı yönlendirecek ve yürütecek bir kadro oluşturulmuştur. Oluşturulan bu kadronun Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı (IAEA) ve diğer kaynaklardan sağlanan burslardan yararlanarak çeşitli mühendislik dallarında yurt dışında iş başında eğitim görmesi sağlanmıştır. Ayrıca nükleer alanda yurt dışında eğitim görmüş veya çalışan bazı tecrübeli kişilerin de ülkeye getirilmesine çalışılmıştır. Böylece 1977-1978 yıllarında Nükleer Santrallar Dairesinin teknik kadrosu yaklaşık 50 kişiye ulaşmış ve yurtdışı eğitim süreleri 100 adam yılını aşmıştır.

Süreç içinde yapılan araştırma ve çalışmalar sonucunda ilk nükleer santralin kuruluş yeri olarak Silifke'nin 35-40 km batısındaki Akkuyu mevki seçilmiştir. 1976 yılında Akkuyu sahası için Atom Enerjisi Kurumu'ndan yer lisansı alınmıştır. İhale hazırlıkları çerçevesinde aynı yıl bir Fransız ve 3 İsviçre firmasından oluşan bir müşavir-mühendislik konsorsiyumu ile işbirliğine gidilerek proje ve ihale şartnameleri hazırlanmıştır. Hazırlanan şartname çerçevesinde yakıt temini, türbin ve nükleer adaları ile ilgili teklifler istenmiştir. Alınan tekliflerin değerlendirilmesi sonucunda ilk sırada yer alan ASEA-ATOM ve STAL-LAVAL firmalarıyla müzakerelere başlanmıştır. Uzun süre yürütülen sözleşme görüşmeleri zamanında karara bağlanamamış ve 12 Eylül 1980 tarihinden sonra ihale sonuçsuz kalmıştır.

1980 yılında, nükleer santral sahalarının yer tespitinin yapılması ve gerekli diğer araştırmaların gerçekleştirilmesi çok uzun zaman aldığından Sinop yakınlarındaki İnceburun mevki ikinci santral yeri olarak seçilmiş ve burada ön araştırmalar tamamlanmıştır.

1983 yılında ikinci kez ihaleye çıkılarak 7 firmadan teklif alınmıştır. 2 Kasım 1983 tarihinde, devlet yönetimince alınan karar üzerine, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca (ETKB), AECL, KWU ve GE firmalarına niyet mektupları gönderilmiştir. Her üç firma ile gerçekleştirilen görüşmeler sonucunda değişik sebeplerden ötürü görüşmeler durdurulmuş ve Akkuyu santralının yapımına yönelik bir sonuca ulaşılamamıştır.

1986 Nisan ayında Ukrayna'da (eski SSCB) meydana gelen Çernobil nükleer kazası o dönemde büyük yankı yaratmış ve Avrupa ülkeleri, ülkemiz ve çevre ülkeler olumsuz olarak etkilenmiştir. Oluşan bu olumsuz ortam nedeniyle, Türkiye'de nükleer santral çalışmaları askıya alınmıştır. Bu nedenle 1988 yılının başında 80'in üzerinde personele sahip TEK Nükleer Santraller Dairesi 10 kişi civarında elemana sahip bir şefliğe dönüştürülmüştür. Daire bünyesindeki tecrübeli ve eğitilmiş personel kadrosunun önemli bir bölümü kurum içinde dağıtılmış ve/veya kurumdan ayrılmıştır.

1993 yılı başında, Nükleer Santraller Dairesinin dağıtılmasından yaklaşık 5 yıl sonra, Akkuyu Nükleer Santralının yapılması gündeme alınmış ve resmi gazetede yayımlanarak proje tekrar yatırım programına alınmıştır.

Şubat 1995'te, dairenin tecrübeli ve eğitilmiş personelin hali hazırda dağıtılmış olması sebebiyle, o tarihe kadar olan çalışmaları düzenlemek ve güncel hale getirmek üzere KAERI

(G.Kore) ve GAMB (Türkiye) firmaları ile bir sözleşme imzalanmıştır. Yapılan çalışmaların ardından 17 Aralık 1996'da, Akkuyu Nükleer Santrali için uluslararası ihaleye çıkılmış ve teklifler 15 Ekim 1997 tarihinde alınmıştır. İhaleye, NPI (Fransa-Almanya), AECL (Kanada-Japonya), WESTINGHOUSE (Amerika-Japonya) Konsorsiyumları;

- Ana teklif olarak 1218 MW-1482 MW,
- Alternatif Teklif olarak da 2678 - 2964 MW

arasında değişen teklifleri ile katılmışlardır. Böylece, 3000 MW'a yaklaşan nükleer programını başlatacak yeni bir adım atılarak ilk nükleer santralin 2006 yılında servise girmesi planlanmıştır. Ancak yapılan uzun çalışma ve değerlendirmelere rağmen 1999 yılında Hükümet tarafından yapılan açıklama doğrultusunda gerçekleştirilen ihale iptal edilmiştir [17].

1999 yılından sonra nükleer faaliyetleri durdurulmuş ve uzun bir süre ara verilmiştir. Süreç içinde elektrik piyasa yapısının yeniden düzenlenmesiyle birlikte, Mersin-Akkuyu'da, Türkiye'nin ilk nükleer santralının kurulması için 24 Eylül 2008'de, TETAŞ tarafından bir ihale gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda ihaleyi kazanan firmanın kurulması planlanan nükleer santrali, hem yapımı etmesi hem de işletmesi ve ayrıca üretilen elektriğin tamamının doğrudan TETAŞ tarafından satın alınması planlanmıştır. Ancak ihaleye yalnızca Türk-Rus ortaklığı olarak Atomstroyexport-Inter Rao-Park Teknik Ortak Girişim Grubu teklif vermiş ve elektrik satış bedeli 21,5cent olarak teklif etmişlerdir. Yapılan görüşmelerde teklif edilen rakam 15,1cent'e çekilmiş olsa da hem fiyat hem de mevzuat açısından uygun olmayan nedenlerden dolayı söz konusu ihale de 21 Kasım 2009 tarihinde iptal edilmiştir.

Türkiye'de nükleer santral yapım çalışmaları, yukarıda da anlatıldığı üzere 1970 yılından 2010 yılına kadar 40 yıllık bir süreçte zamanın ekonomik ve politik şartları çerçevesinde hep gündemde olmuştur. Barışçıl kullanım amacıyla bir nükleer santrale sahip olmak için beş kez nükleer santral yapım ihale girişim ve Çalışmalarında bulunulmuş fakat bu girişimler ve çalışmalar hep başarısızlıkla sonuçlanmıştır.

Nükleer santral yapımı için en önemli adım, 2010 yılında nükleer santral çalışmalarının hükümetler arası anlaşma yoluyla yapılması yönünde alınan karar ve uygulamadır.

2.3. Akkuyu Nükleer Santrali

Klasik ihale yöntemi ile enerji üretimini amaçlayan bir nükleer santral yapımının gerçekleştirilememesi sonucunda, Akkuyu Nükleer Santral Projesi ile ilgili olarak, 13 Ocak 2010 tarihinde Türkiye ile Rusya hükümetleri arasında "Türkiye'de Nükleer Santral Tesisi Konusunda İşbirliği Ortak Beyannamesi" başlığında bir anlaşma imzalanmıştır. Bu anlaşma çerçevesinde santral özellikleri ve elektrik satılmasına yönelik müzakerelere başlanmıştır. Müzakereler sonucunda, Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti İle Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında *"Türkiye Cumhuriyetinde Akkuyu Sahası'nda Bir Nükleer Güç Santralinin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma"* imzalanmıştır.

Söz konusu antlaşma Meclis onayından sonra 6 Ekim 2010 tarih ve 27721 sayıyla resmi gazetede yayınlanmıştır. Bu antlaşmaların ardından Akkuyu Nükleer Santral projesi çalışmalarına başlanmıştır. Bu anlaşmaya göre, Rusya Hükümeti, Mersin İli, Gülnar İlçesi, Akkuyu Mevki civarında her biri VVER-1200 (AES 2006 Tasarımı) reaktör tipinde dört ünitelik bir nükleer santrali inşa edecek, elektrik üretmek üzere işletecek ve santral ömrü dolduğu zaman gerekli olan söküm işlemlerini yaparak santrali devreden çıkartacaktır [18]. Bu santral faaliyetlerini yerine getirmek üzere %100 hissesi Rusya'ya ait olan Akkuyu Nükleer AŞ adında bir şirket kurulmuştur.

Bu anlaşmanın önemli ayrıntıları aşağıdaki gibidir [19].

- Her iki taraf bu projenin gerçekleştirilmesi için belirtilenlerle sınırlı olmamak üzere; nükleer santralin tasarımı ve inşası, santralin güven ve emniyetli bir şekilde işletilmesi ve yönetilmesi gerekli olan şebeke bağlantıları ve altyapının yapımı, güvenilir kaliteli tesis, santralin işletmeye alımı, santralin emniyetli ve güvenilir işletimi, üretilen elektriğin alımı ve satımı, santralin modernize edilmesi, denenmesi ve bakımı, santral ömrü boyunca yedek parçaların tedariki, santralin fiziki olarak korunması, nükleer ve radyoaktif maddelerin fiziksel korunması, acil eylem durumu, kullanılmış yakıtların taşınması, santralin sökümü, Türkiye'ye kazandırılacak teknoloji transferi konularında işbirliği yapacaklarını taahhüt etmişlerdir. Bu işbirliği konuları, Türk Tarafı'na mali yük getirilmeden yürütülecektir.
- Rusya tarafı, santralin yapılmasını ve işletilmesini gerçekleştirecek olan ve yüzde yüz (%100) hisse payına sahip olduğu bir anonim şirket kuracaktır (Akkuyu AŞ

kurulmuştur) ve üretilen elektriğin ve santralin sahibi olacaktır. Rus tarafının şirketteki toplam payı, hiçbir zaman yüzde elli birden (%51)'den az olmayacaktır. Santralin genel yüklenicisi JSC "Atomstroyexport" (ASE) olacaktır.

Akkuyu Nükleer Santral Projesi için önemli birkaç bilgi Çizelge 2.1’de belirtilmektedir.

Çizelge 2.1. Akkuyu nükleer santralı özellikleri

AKKUYU NÜKLEER SANTRAL PROJESİ	
Reaktör Tipi	VVER-1 200 (AES-2006)
Kurulu Güç	4 800 MW
Ünite Sayısı	4 Ünite (1 200 MW x 4)
Yaklaşık Maliyet	20 milyar ABD Doları (\$)
İşletme Ömrü	60 yıl

- Ulusal çıkarların korunması amacıyla, “Proje şirketinin yöneticilerin atanması, hisselerin dağılımı ve transferine ilişkin kısıtlamalar, paydaşların yatırım biçimi, hem şirket için hem de projeye için uygulanabilir finansman mekanizmaları da dahil olmak üzere şirket yönetimine ilişkin ekonomi ve güvenlik konularında Türk Tarafının rızası aranacaktır.
- Projenin yatırımından itibaren inşaat ve işletme dönemine ait risklerin sigortalanması proje şirketine aittir.
- Şirket, her bir üniteden ürettiği elektriği satmak için TETAŞ ile satın alma anlaşması yapacak ve süresi 15 yıl olacaktır. Bu anlaşmanın sona ermesinden sonra, santralin tüm ünitelerinin geri kalan ömrü süresince Proje Şirketi’nin yıllık bazda net kârının %20’si Türk Tarafı’na verilecektir.
- Santralin birinci ve ikinci ünitelerinde üretilen elektriğin %70’ine ve üçüncü ve dördüncü üniteler için % 30’una denk gelen miktarları ticari işletme tarihinden itibaren 15 (on beş) yıl boyunca 12.35 ABD cent/kWh ağırlıklı ortalama fiyattan (KDV hariç) TETAŞ’a satılacaktır.
- Birim fiyatın oluşumundaki bileşenler; yatırım bedeli, sabit işletme bedeli, değişken işletme bedeli ve yakıt bedelidir.

- Santral yapım ve işletilmesine yönelik gerekli her türlü lisans, izin, onay ve rızaların alınmasından itibaren 7 yıl içinde ilk ünite işletmeye alınacaktır. Diğer üniteler bir yıl arayla işletmeye alınacaktır.
- Santralin yapımında kullanılacak malzemeler ve hizmetlerin alınmasında mümkün olduğunca Türk şirketlerinden sağlanacaktır.
- Rus tarafı santral hakkında Türk vatandaşlarının ücretsiz olarak eğitilmesini sağlayacaktır. Santralin işletmesinde Türk personelin görev almaları sağlanacaktır. Ayrıca eğitimler için tam donanımlı simülatör kurulacaktır.
- Bu anlaşma kapsamında her yıl üniversiteyi kazanmış öğrencilerinden olmak üzere seçilecek 50 öğrenci Rusya'da nükleer santral konularında eğitim alacak ve ülkeye döndüğünde Akkuyu Nükleer Santral Projesinde görev alacaktır. Seçim hem Proje Şirketi hem de Kamu yetkilileri tarafından belirlenen kriterler çerçevesinde yapılacaktır. Bu kapsamda Rusya'ya son dört yılda öğrenci gönderilmiş ve halen eğitimleri devam etmektedir.
- Türkiye, santral sahasını bedelsiz olarak Proje şirketine tahsis etmiştir.
- Santralin yapım ve işletilmesi için gerekli finansman şirket tarafından sağlanacaktır.
- Santralin nükleer yakıtı şirket tarafından temin edilecektir.
- Şirketi, santralin atık yönetimi ve sökülümünden sorumlu olduğundan ilgili fonlara gerekli ödemeleri yapacaktır. Satılan elektrik miktarına bağlı olarak, ilgili fonlara;
 - kullanılmış yakıt ve radyoaktif yakıt için 0.15 ABD cent/kWh
 - işletmeden çıkarma için 0.15 ABD cent/kWh tutarında iki ayrı ödeme yapacaktır.
- Santralin kullanılmış yakıtı ayrı bir anlaşma kapsamında Rusya Federasyonu'nda yeniden işlenebilecektir.
- Santralda oluşabilecek nükleer zarara ilişkin üçüncü taraf sorumluluğu, Türkiye'nin taraf olduğu veya olacağı uluslararası anlaşmalara ve ilgili mevzuata göre düzenlenecektir.
- Proje'nin yapım ve işletilmesi süresince kullanılan veya oluşturulan fikri mülkiyete ilişkin tüm haklar Rosatom'a aittir.
- Bu anlaşma santralin sökülüm işlemi tamamlanıncaya kadar geçerli kalacaktır.

Akkuyu Nükleer Santral projesi Türkiye'de bir ilk olup elde edilecek deneyim ve kazanımlar, bundan sonraki yapılacak olan diğer nükleer santral projelerinde önem arz etmektedir.

2.4. Sinop Nükleer Santrali

ETKB tarafından yürütülen ilk santral projesi anlaşmasından sonra, Türkiye'nin ikinci nükleer santral projesine yönelik çalışmalar başlatılmıştır. 1980 yıllarda TEK tarafından nükleer santral yapılması amacıyla seçilen sahalardan sonra en uygun ikinci saha olarak belirlenen Sinop İnceburun sahası, ETKB tarafından Ülkenin ikinci Nükleer Güç Santral Sahası olarak ilan edilmiş ve ikinci nükleer santral yapılması amacıyla müzakerelere başlanmıştır. Sinop sahasında yapılacak bir nükleer santral için bir kamu şirketinin bu projeye ortak olması öngörülmüş ve bu amaç doğrultusunda ETKB tarafından EÜAŞ'ın çalışmalara ve görüşmelere katılması kararlaştırılmıştır.

ETKB koordinasyonunda, EÜAŞ'ın dahil olduğu Sinop sahası nükleer santral müzakereleri farklı ülkelerle yürütülmüştür. 2010 yılında G. Kore ile görüşmelere başlanmış, bir yıllık bir çalışmanın ardından fizibiliteye yönelik bir ön rapor yayınlanmış ancak anlaşmaya varılamamıştır.

G. Kore ile yapılan görüşmelerin sonuçlanmamasının ardından Japonya ile müzakereye başlanmış, ancak Mart 2011 tarihinde meydana gelen Fukushima Daichi nükleer santral kazası nedeniyle Japonya görüşmelerden çekilmiştir. Sonrasında Ekim 2011'de Fransa ile kısa bir süre görüşülmüş ancak devam etmemiştir. Ardından Nisan 2012'de Kanada ile bir işbirliği anlaşması imzalanmış ancak görüşmeler başlamamıştır. Sonrasında 2012 yılı içinde Çin ile uzun bir müzakere süreci geçirilmiş ancak anlaşmaya varılamamıştır.

2013 yılında Türk ve Japon hükümetleri tekrar görüşmelere başlamıştır. Bu görüşmeler neticesinde, 3 Mayıs 2013 tarihinde, Türk ve Japon Hükümetleri arasında, *“Türkiye Cumhuriyetinde Nükleer Güç Sanayisinin ve Nükleer Santrallerin Geliştirilmesi Alanında İşbirliğine İlişkin Hükümetlerarası Anlaşma”* (Inter Governmental Agreement, IGA) imzalanmıştır [20].

Bu anlaşmaya göre;

- Bir tarafta EÜAŞ ve/veya EÜAŞ tarafından oluşturulacak olan bir Konsorsiyum (Türk Konsorsiyumu) ve diğer tarafta Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. ve diğer kuruluşlar tarafından oluşturulacak olan bir konsorsiyum (Japon Konsorsiyumu) bulunmaktadır.

- EÜAŞ Konsorsiyumu %49 hisseye, Japon Konsorsiyumu %51 hisseye sahip olacaktır.
- Sinop Nükleer Santrali, Türk ve Japon Konsorsiyumunun ortaklaşa kuracağı bir proje şirketi tarafından yapılacak ve işletilecektir.
- Proje Şirketi, Sinop sahasında, her bir ünitesi yaklaşık 1120MW kurulu gücünde ve toplam dört üniteden oluşan bir nükleer santral kurup işletecektir.
- Projenin ihtiyaç duyacağı finansman %70 borç (kredi), %30 öz sermayeden karşılanacaktır. Proje finansmanı ile yapılması öngörülen projede %70’lik borcun Japon JBIC/NEXI kuruluşlarınca ve/veya onların koordinasyonunda diğer Japon finansman kuruluşlarınca temin edilmesi planlanmaktadır.
- EÜAŞ ve Japon Konsorsiyumu gerekli fizibilite çalışmalarını tamamlayacak ve sonrasında sahanın fizibil olup olmadığı ETKB ile birlikte değerlendirilerek karar verilecektir. Sahanın uygun olması kararının ardından proje çalışmalarına devam edilecektir.

Sinop Nükleer Santral Projesi için önemli birkaç bilgi Çizelge 2.2’de belirtilmektedir.

Çizelge 2.2. Sinop nükleer santral özellikleri

SİNOP NÜKLEER SANTRAL PROJESİ	
Santral Reaktör Tipi	ATMEA1
Santral Ünite Sayısı	4 Ünite (1120 MW x 4)
Toplam Kurulu Güç	4480 MW
Yaklaşık Maliyet	20 milyar dolar
İşletme Ömrü	60 yıl

Bu anlaşmanın ardından Sinop Nükleer Santral projesinin yapımına yönelik detayları içeren Ev Sahibi Ülke Anlaşması (Host Governmental Agreement, HGA) görüşmelerine başlanmıştır. Görüşmeler, ETKB ve EÜAŞ’ın dahil olduğu Japon Konsorsiyumu (Mitsubishi-MHI, Itochu, Engie-eski GDF Suez) arasında yürütülmüştür. Anlaşma müzakereleri tamamlandıktan sonra her iki ülke Meclis onay süreci başlatılmıştır.

Sinop NS için yürütülün her iki anlaşma IGA ve HGA metni onaylanmak üzere Türkiye Büyük Millet Meclis (TBMM)’ine gönderilmiştir. Milletlerarası anlaşma prosedürü gereği

her iki anlaşma gerekli onaylardan geçtikten sonra 23 Mayıs 2015 tarihinde resmi gazetede yayınlanmıştır. 27 Mayıs 2015 tarihinde her iki anlaşma Meclisten onaylanarak iki ülkenin karşılıklı notalarla bildiriminin ardından yürürlüğe girmiştir. IGA ve HGA anlaşmalarına göre, EÜAŞ, Japon Konsorsiyumu ile bir şirket kurarak bu projeyi gerçekleştirecektir. Proje şirketinin %49 hissesine EÜAŞ Konsorsiyumu sahip olacaktır.

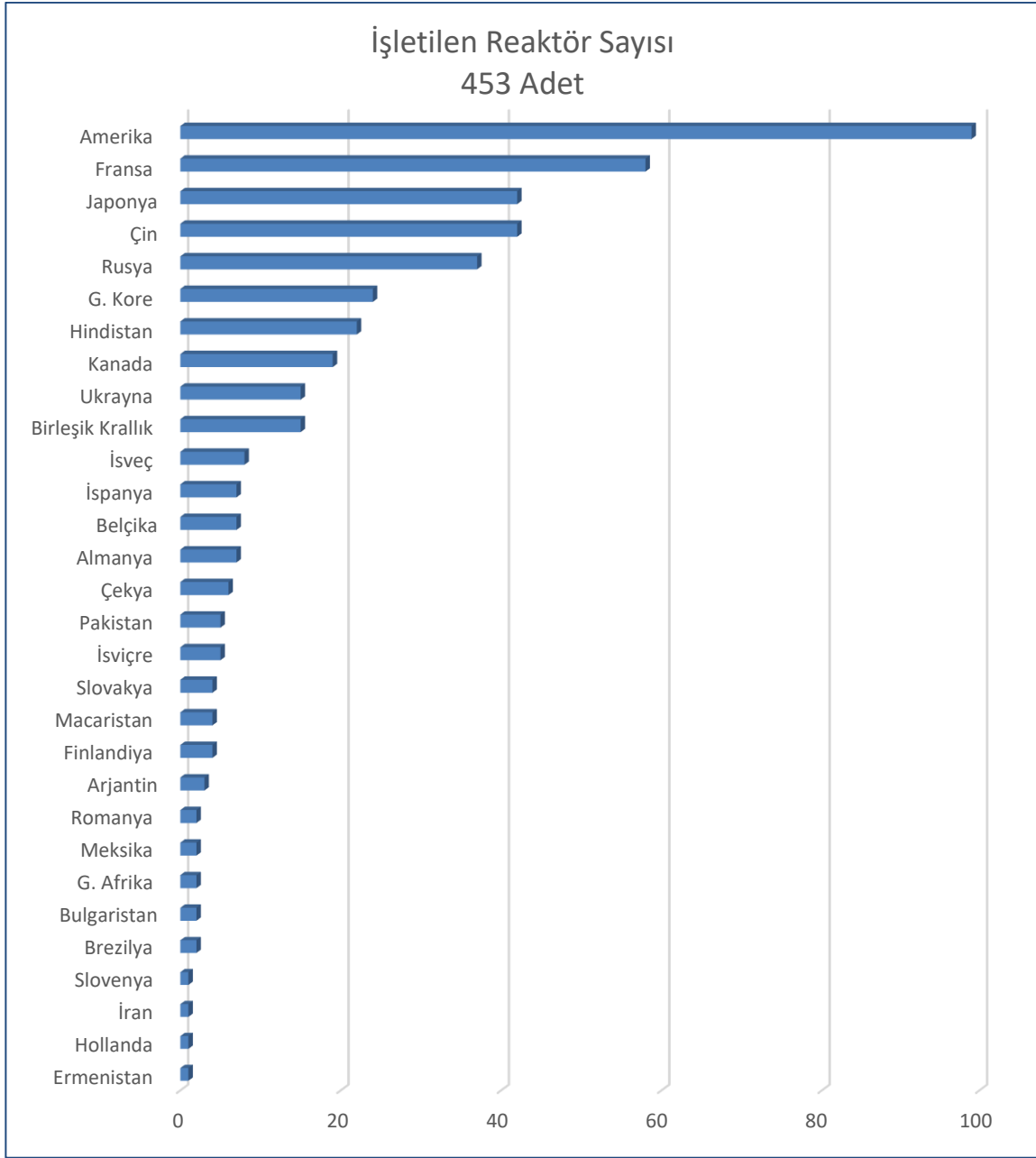
2013 yılında imzalanan IGA'dan sonra, EÜAŞ ve JAPCO arasında gizli bilgilerin paylaşımı ve muhafazasına ilişkin bir gizlilik anlaşması ve ayrıca ortaklaşa fizibilite için gerekli çalışmaların başlatılabilmesi için bir mutabakat zaptı imzalanmıştır. Bu anlaşmalara göre EÜAŞ ve Japon Konsorsiyumu fizibilite çalışmalarını yürütmüştür. Süreç içinde EÜAŞ, nükleer santrallerin daha etkin bir şekilde yönetilebilmesi için yüzde yüze sahip olduğu EUAS Uluslararası Anonim Hücre Şirketi (EUAS International Incorporated Cell Company, EUAS IICC) kurmuş ve Sinop NS ile ilgili çalışmaları bu şirket vasıtasıyla yürütmeye başlamıştır. Tamamlanan fizibilite çalışmaları fizibilite raporu olarak 2018 yılı içinde ETKB'ye sunulması beklenmektedir. ETKB'nin fizibilite raporunu değerlendirdikten sonra santral için lisans başvurusu ve akabinde yapım çalışmalarına başlanacaktır.

2.5. Dünyada Nükleer Santrallara Güncel Bakış

Uluslararası Atom Enerji Ajansı (IAEA) verilerine göre [21], 2018 yılı Temmuz ayı itibariyle 30 ülkede toplam 453 adet nükleer reaktör işletilmektedir. İşletilen 453 reaktör ile toplamda 397649 MW elektrik üretilmektedir. Halen işletilmekte olan nükleer santrallerin hangi ülkede kaç tane reaktör olduğu ve bu reaktörlerden ne kadar elektrik üretimi yapıldığına dair bilgiler Çizelge 2.3 ve Şekil 2.1'de belirtilmiştir.

Çizelge 2.3. Dünyada işletilmekte olan nükleer reaktör sayısı (IAEA, PRIS)

No	ÜLKE	İşletilen Reaktör Sayısı	Kapasite MW
1	Arjantin	3	1633
2	Ermenistan	1	375
3	Belçika	7	5918
4	Brezilya	2	1884
5	Bulgaristan	2	1926
6	Kanada	19	13554
7	Çin	42	38331
8	Çekya	6	3930
9	Fransa	58	63130
10	Finlandiya	4	2769
11	Almanya	7	9515
12	Macaristan	4	1889
13	Japonya	42	39752
14	G. Kore	24	22494
15	Meksika	2	1552
16	Hollanda	1	482
17	Pakistan	5	1318
18	Romanya	2	1300
19	Rusya	37	28264
20	Slovakya	4	1814
21	Slovenya	1	688
22	G. Afrika	2	1860
23	İspanya	7	7121
24	İsveç	8	8618
25	İsviçre	5	3333
26	Ukrayna	15	13107
27	Birleşik Krallık	15	8918
28	Amerika	99	99952
29	Hindistan	22	6255
30	İran	1	915
	TOPLAM	453	397649

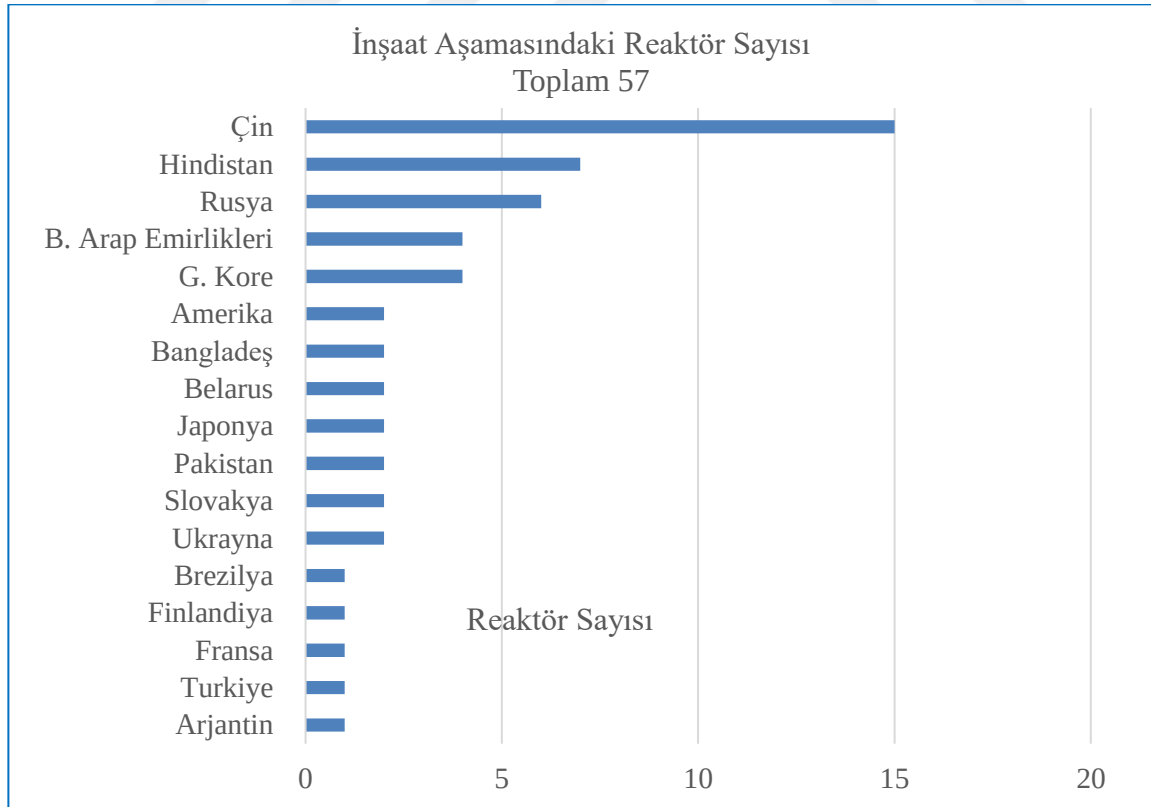


Şekil 2.1. Dünyada işletilmekte olan reaktör sayısı (IAEA, PRIS)

2011 yılında yaşanan Fukushima nükleer santral kazasına rağmen nükleer santral yapımına devam edilmektedir. Dünyada hâlihazırda inşaatına başlanmış veya inşaatı devam etmekte olan nükleer santrallerin durumu [22] Çizelge 2.4 ve Şekil 2.2’de gösterilmektedir. Dünyada 17 ülkede toplam 57 adet reaktör inşaatı devam etmektedir. Bu reaktörler vasıtasıyla toplamda 57890 MW elektrik üretiminin sağlanması hedeflenmektedir.

Çizelge 2.4. Halen inşaat aşamasında olan reaktör sayısı (IAEA, PRIS)

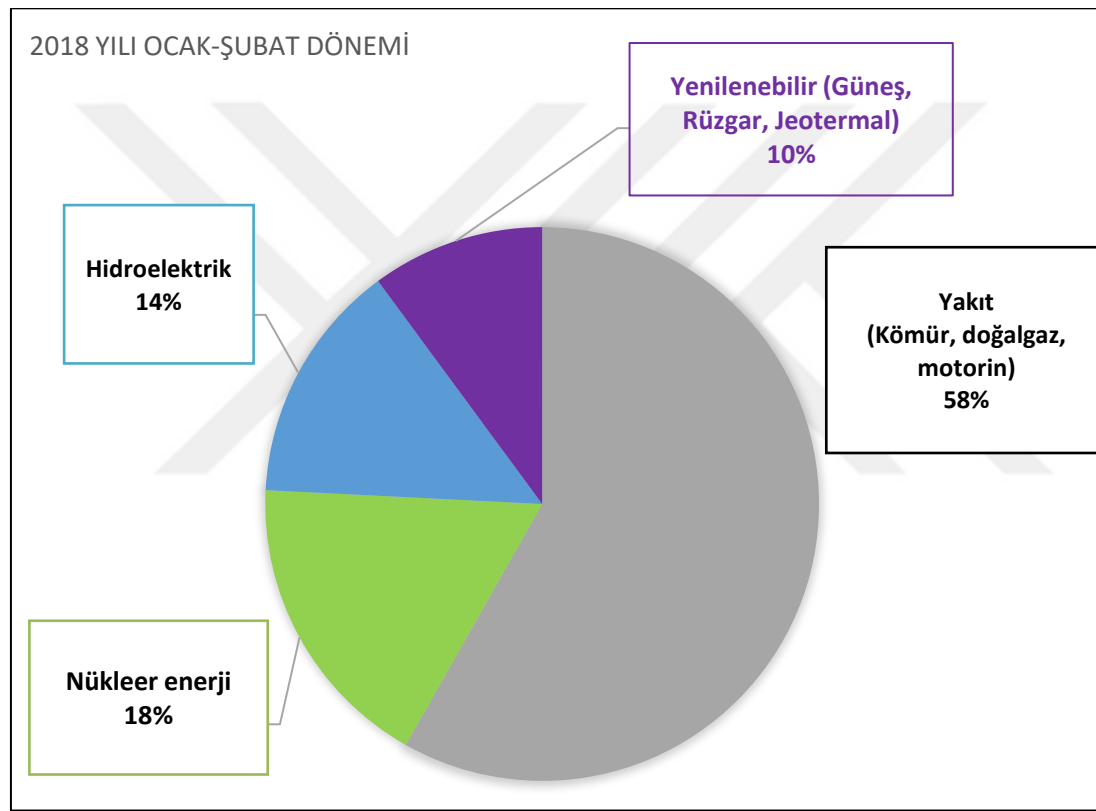
No	Ülke	İnşaat halindeki Reaktör Sayısı	Toplam Elektrik Kapasitesi (MW)
1	Arjantin	1	25
2	Bangladeş	2	2160
3	Belarus	2	2220
4	Brezilya	1	1340
5	Çin	15	15199
6	Fransa	1	1630
7	Finlandiya	1	1600
8	Japonya	2	2653
9	G. Kore	4	5360
10	Pakistan	2	2028
11	Rusya	6	4573
12	Slovakya	2	880
13	Türkiye	1	1114
14	Ukrayna	2	2070
15	B. Arap Emirlikleri	4	5380
16	Amerika	2	2234
17	Hindistan	7	4824
	Toplam	57	57890



Şekil 2.2. Dünyada inşaat aşamasında olan reaktör sayısı (IAEA, PRIS)

Nükleer reaktör sayıları ve üretim kapasitelerine dikkate alındığında, özellikle gelişmiş ülkeler açısından nükleer santrallar, elektrik üretiminde önemli bir yer almaktadır.

Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (OECD) verileri ile Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından hazırlanan Şubat 2018 raporuna göre [23], OECD ülkeleri arasında nükleer enerjiden elektrik üretimi Şekil 2.3’de gösterilmektedir. Bu şekilde görüleceği OECD üye ülkeler arasında nükleer enerjiden elektrik üretimi yaklaşık %18’lik bir dilimle önemli bir paya sahip olduğu anlaşılmaktadır.



Şekil 2.3 2018 yılı Ocak-Şubat dönemi yakıt kaynak türüne göre elektrik üretimi (OECD)



3. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ GELİŞİM SÜRECİ

Bu bölümde, tezin konusunu oluşturan elektrik üretim genişleme planlamasını incelemenden önce genel elektrik piyasa yapısı ve ilgili kuruluşlar açıklanmıştır.

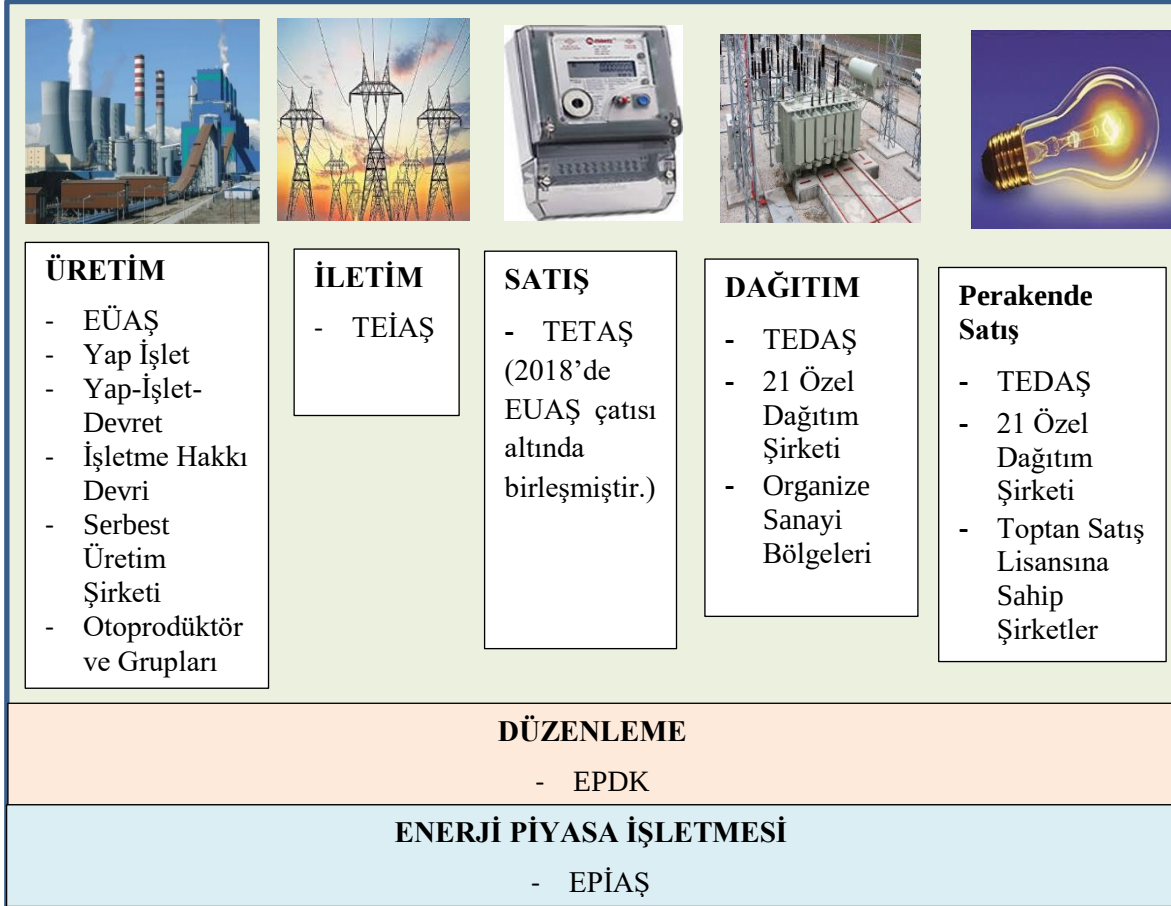
3.1. Tarihçe

Elektrik üretim genişleme planlaması, hangi santral tipinden kaç ünite ve ne zaman devreye alınacak sorularının cevaplarıyla ortaya çıktığından, öncelikle bu piyasayı etkileyen veya piyasa yapısına yön veren kurum kuruluşları tanımak, planlamanın nasıl ve hangi şartlarda oluştuğunu anlamaya yardımcı olacaktır. Üretim lisansı almadan bir santral yapımına başlanamaz, iletim hattı olmadan santral üretim yapamaz, alım-satım anlaşmaları yapılmadan piyasaya elektrik satılamaz veya dağıtım faaliyetlerine dahil olunmaz. Bu nedenle bir santralin planlama içerisinde yer alabilmesi; üretim, iletim, dağıtım ve elektrik piyasası alış-satışta yer alması dahil elektriğin son kullanıcıya kadar ulaşmasındaki her aşamasında yer alıyor ve bütün bu süreç bir plan ve sistematik dahilinde işliyor anlamına gelmektedir.

Teknoloji ve günün şartlarına bağlı olarak, ilk elektrik üretim santralının yapılmasından günümüze kadar elektriğin en kaliteli, en ekonomik, en sağlıklı ve kesintisiz bir şekilde kullanıcıya ulaştırmak amacıyla elektrik piyasası sürekli bir değişim ve gelişim içinde olmuştur. Zaman içinde elektriğin kullanıcıya ulaştırılmasında elektrik sektörü üretim, iletim, satış ve dağıtım olmak üzere dört ana başlık altında daha belirgin bir şekilde yapılanmıştır. Geline nokta, düzenleyici kurum olan EPDK başta olmak üzere, EÜAŞ, TEİAŞ, TETAŞ, TEDAŞ, EİAŞ ve özel üretim şirketleri elektrik piyasasında önemli rol oynayan ve piyasaya yön veren kuruluşlardır. Bu yapı Şekil 3.1’de özetlenmeye çalışılmıştır.

2000 yılında mevcut elektrik mevzuatının Avrupa Birliği (AB) müktesebatına uyumlu hale getirilmesi amacıyla, 3 Mart 2001 tarihinde Türkiye Elektrik Piyasasının rekabete açılmasını amaçlayan, enerji sektörünün yeniden yapılanmasına ilişkin 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yayınlanmıştır. Bu Kanunla; “elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir

elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması” amaçlanmıştır. Ayrıca EPDK’nın kurulmasını, çalışma usul ve esaslarını, elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde izlenecek usulü de kapsamaktadır.



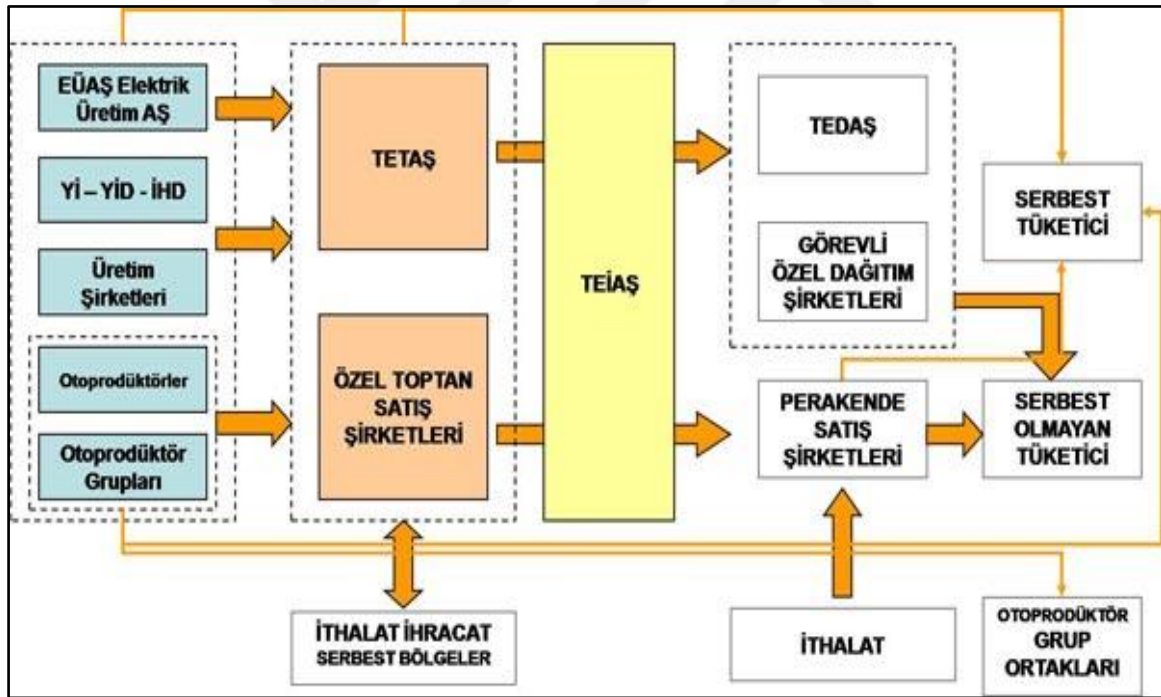
Şekil 3.1. Türkiye elektrik sektörü yapılanması ve ilgili şirketler

4628 sayılı Enerji Piyasası Kanunla piyasa yapılanmasını ve kurallarının belirlenmesi yetkisi düzenleyici kurum olarak EPDK’ya verilmiştir. Dağıtım faaliyetleri EPDK tarafından lisans verilen şirketler tarafından yürütülürken, TEİAŞ piyasada sistem operatörü olarak görev yapmaktadır.

2004 Kasım ayında yayınlanan Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ve Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği ile Gün Öncesi Dengeleme sistemine geçilmiştir. Gerçek zamanlı dengelemeyi kolaylaştırmak ve sistem güvenliğini iyileştirmek için bu sisteme geçilmiştir.

2005 yılında 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Yasası” yayınlanmıştır. Elektrik fiyatlarının uzun süre sabit kalmış olması, girdi maliyetleri sabit kalmayan üreticileri zorlamaya başladığından, yapılacak değişikliklerle birlikte daha etkin ve verimli bir ticaret yapısı oluşturulmaya çalışılmıştır. 1 Ağustos 2006’da Dengeleme ve Uzlaştırma süreci resmen uygulamaya geçilmiştir.

2009 yılında Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinde yapılan değişiklikle gün öncesi planlaması olarak tanımlanan ve saatlik olarak uygulanan yeni bir sisteme geçilmiştir. Piyasada yer alan bir üretim şirketi, ikili anlaşma ile ürettiği elektriği bir başka üreticiye satabilecektir. Ayrıca bir sonraki gün için enerji alış-satışı ile ilgili planlama da yapılabilmektedir. Bu dönemde elektrik üretim, iletim ve dağıtımında yer alan paydaşların bu süreçteki elektrik sektörünün yapılanması ve TEİAŞ’ın rolü Şekil 3.2’de gösterilmektedir.

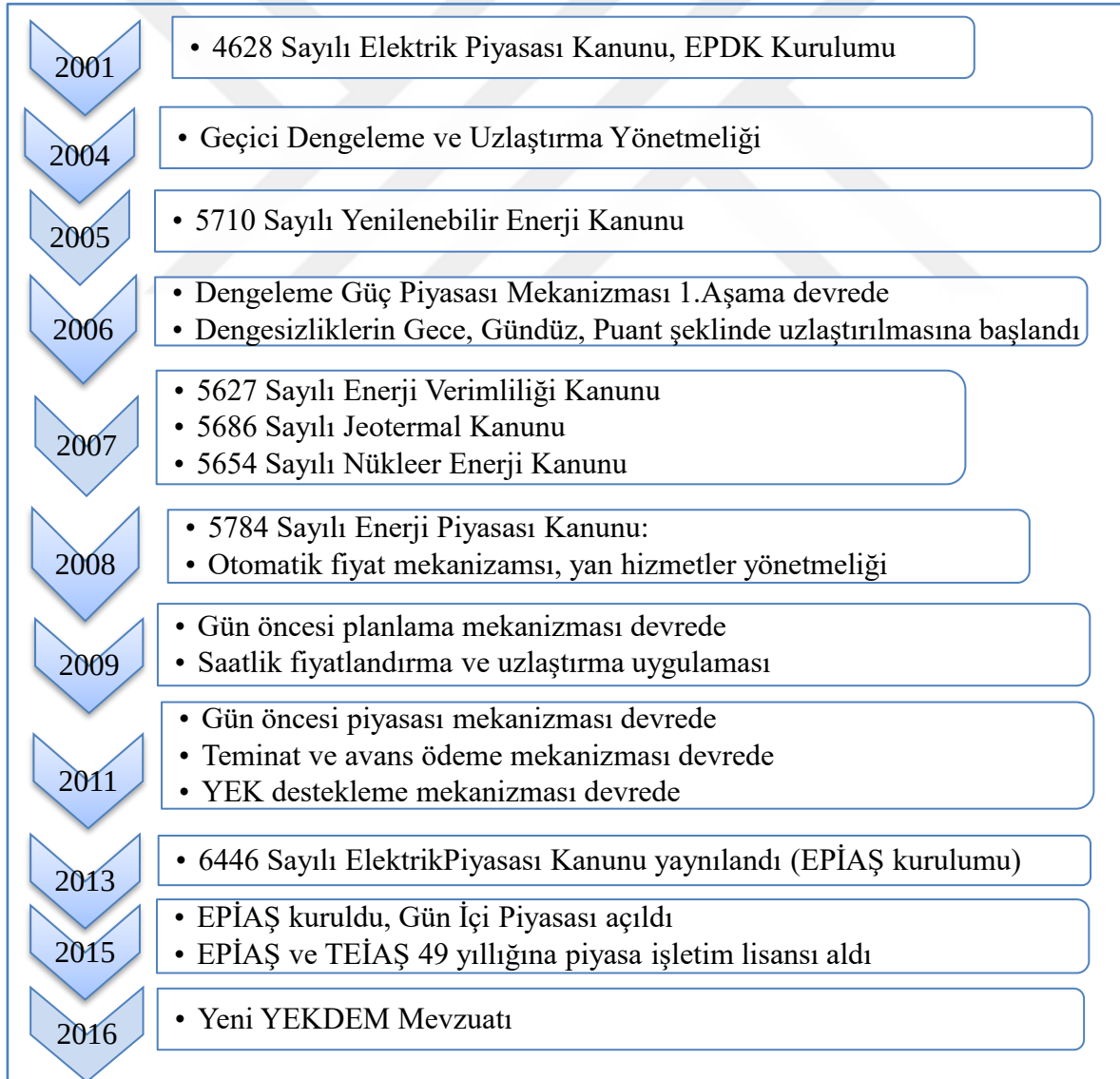


Şekil 3.2. EPIAŞ öncesi elektrik sektörü yapılanması (http://www.yamanenerji.com/-elektrik_piyasasi.html)

2011 yılında Gün Öncesi Piyasası Mekanizması uygulanmaya ve yenilenebilir enerji alanında destekleme mekanizması başlamıştır. Gün öncesi piyasası ile avans ve teminat ödeme sistemine geçilmiştir. Ayrıca genel tüketiciye, farklı fiyat koşullarında tüketim miktarını ayarlayabilme imkânı sağlanmıştır. Günlük uzlaştırma yaklaşımı ile piyasa

katılımcılarının gerçekleştirdiği ticari işlemlere göre alacaklarının günlük olarak uzlaştırılması sağlanmıştır. Bu sayede katılımcılar elektrik bedellerini günlük olarak alabilme imkânı sağlanmıştır.

30 Mart 2013 tarihinde yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile Türkiye Elektrik Piyasasına yönelik bir düzenleme daha getirilmiştir. Bu kanun ile Piyasa İşletim Faaliyeti tanımı getirilmiştir. Bu tanım kapsamına, organize toptan elektrik piyasalarının işletilmesi, bu piyasalarda gerçekleştirilen mali uzlaştırma işlemleri ve bu faaliyetlere ilişkin diğer mali işlemler yer almaktadır. Yine bu kanun ile 2015 Mart ayında EPIAŞ kurulmuştur. 2015 Temmuz ayından itibaren gün içi piyasası ülke bazında devreye girmiştir [24]. Elektrik piyasasının gelişimindeki önemli tarihler Şekil 3.3’de yer almaktadır.



Şekil 3.3. 2001-2015 dönemi elektrik piyasası gelişim süreci

EPIAŞ kuruluncaya kadar, piyasa faaliyetleri TEİAŞ Piyasa Mali Uzlaştırma Dairesi Başkanlığınca yürütülmüştür. 1 Eylül 2015 tarihinde, EPIAŞ'ın faaliyete geçmesiyle;

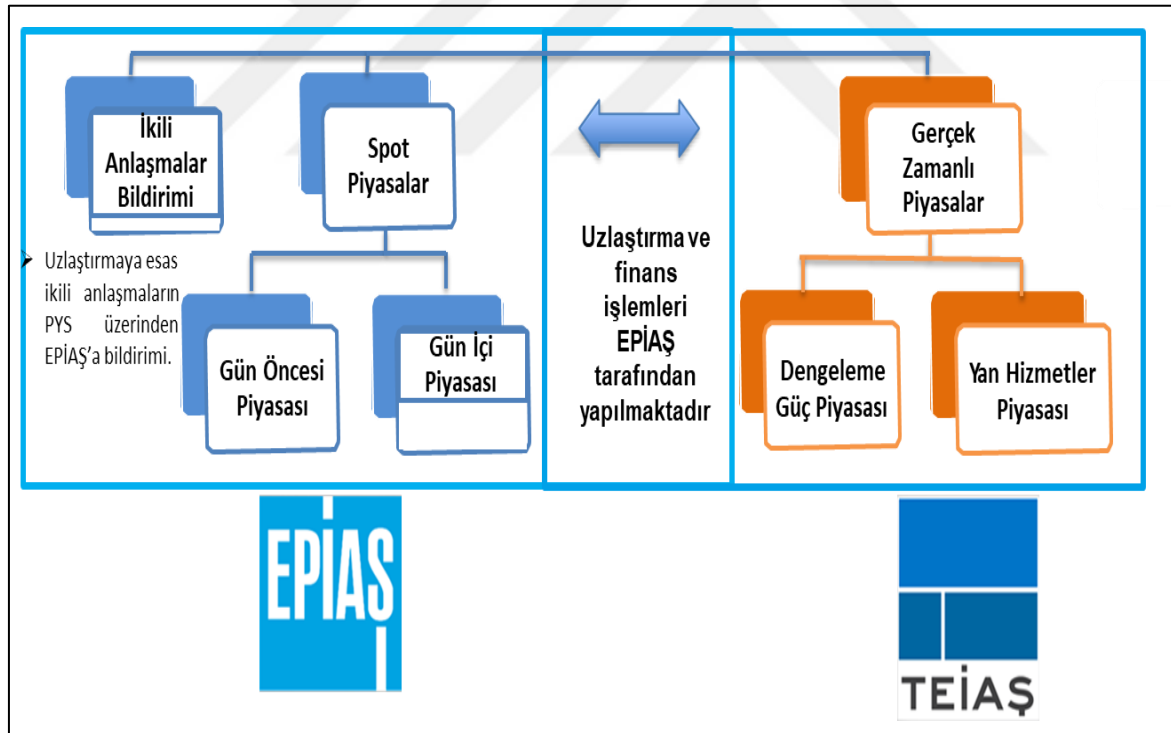
EPIAŞ tarafından;

- Gün öncesi piyasası
- Gün içi piyasası
- Uzlaştırma faaliyetleri,

TEİAŞ tarafından;

- Dengeleme Güç Piyasası işlemleri yürütülmektedir (hem iletim lisansına hem de Piyasa İşletim lisansına sahiptir).

Gelinen noktada, Türkiye'deki elektrik piyasasında yer alan EPIAŞ ve TEİAŞ'ın sorumluluk alanları Şekil 3.4'te gösterilmektedir [25].



Şekil 3.4. Elektrik piyasası EPIAŞ ve TEİAŞ yapılanması (dunyaenerji.org.tr)

3.2. Elektrik Piyasasında Yer Alan Kurumlar

3.2.1. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)

20 Şubat 2001 tarihli, 4628 sayılı Kanun ile kendisine verilen görevleri yerine getirmek üzere kurulmuş idari ve mali özerkliğe sahip bir kurumdur.

EPDK; enerji alanında yer alan tüzel kişilerin faaliyetlerini ve ilgili hak ve yükümlülüklerini tanımlayan lisansların verilmesi, piyasa performansının izlenmesi, işletme hakkı devri sözleşmelerin düzenlenmesi, performans standartları ile dağıtım ve müşteri hizmetleri yönetmeliklerinin oluşturulması, uygulattırılması, denetlenmesi, fiyatlandırma esaslarını tespit etme ve enflasyon kaynaklı fiyat düzenlemelerine ilişkin formülleri uygulanması ve denetlenmesi ve piyasada kanuna uygun hareket etmesini sağlamaktan sorumludur.

Kurum;

- 4628 sayılı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun
 - 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu,
 - 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu,
 - 5307 sayılı Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu,
 - 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu
- ile kendisine verilen görevleri yerine getirmekte ve yetkileri kullanmaktadır [26].

3.2.2. Türkiye Elektrik İletim AŞ (TEİAŞ)

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararname (KHK) kapsamında, enerji sektöründeki serbestleşme politikası doğrultusunda TEAŞ Genel Müdürlüğünün üç ayrı anonim şirket olarak teşkilatlandırılmasına karar verilmiştir. Bu bölünme kapsamında, genel enerji politikalarına uygun olarak, ülkedeki tüm iletim tesislerini devralmak, elektrik iletimi, yük tevzi ve işletme planlaması hizmetlerini yürütmek üzere iktisadi devlet teşekkülü şeklinde yapılanarak Türkiye Elektrik İletim AŞ (TEİAŞ) kurulmuş ve 1 Ekim 2001 tarihinde faaliyete başlamıştır.

Mevcut mevzuat ve ana statüsü hükümleri çerçevesinde, TEİAŞ, yeni piyasa yapısına uygun olarak 13 Mart 2003 tarihinde EPDK'dan aldığı iletim lisansı çerçevesinde, kendisine verilen görev ve faaliyetleri yürütmektedir [27].

3.2.3. Elektrik Üretim AŞ (EÜAŞ)

EÜAŞ, kamu yararını gözeterek, kârlılık ve verimlilik ilkeleri çerçevesinde; kesintisiz, güvenli, düşük maliyetli, verimli, kaliteli, çevreye duyarlı elektrik enerjisi üretimi ve satışı faaliyetinde bulunmak amacıyla teşkil edilen bir kamu kuruluşudur.

2001 yılında, enerji sektöründeki serbestleşme çalışmaları kapsamında TEAŞ Genel Müdürlüğünün üç ayrı anonim şirket olarak teşkilatlandırılmasına karar verilmesiyle, 233 sayılı KHK'ye tabi olarak kurulmuştur.

EÜAŞ ilgili mevzuat çerçevesinde;

- a) Santrallarda elektrik üretilmesini sağlamak, ilgili kuruluşlara satmak, gerektiğinde devir alınması gereken tesisleri devir almak ve işletmek, santralların bakım-onarımı ve rehabilitasyonunu sağlamak, Bakanlık tarafından kurulması öngörülen yeni üretim tesislerini kurmak, kiralamak, işletmek, elektrik üretimi için gereken her türlü etüt ve projeler yapmak, yaptırmak,
- b) Nükleer enerji santrallarının yapımı için ilgili mercilerden kuruluş yeri, inşaat, işletme vb. izinlerin ve lisans alınmasıyla ilgili işlemleri yapmak,

Gerektiğinde;

- c) Elektrik üretiminde kullanılacak madenleri ve hammadde kaynaklarını işletmek veya ürettirmek, maden tesislerini kurmak, işletmek, maden sahalarını kiralamak başlıca görevleri arasında yer almaktadır [28].

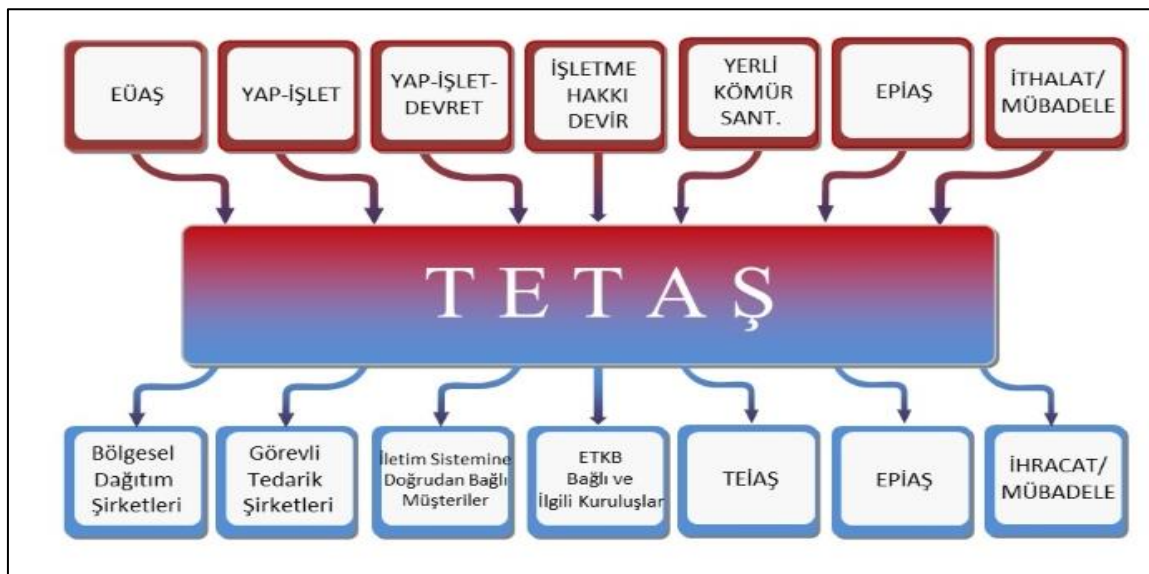
Süreç içinde EÜAŞ'a ait bazı termik ve hidrolik santralların özelleştirilmesine karar verilmiş ve birçok santral özelleştirilmiştir veya süreci devam etmektedir. EÜAŞ'ın sadece sınırı aşan hidrolik santralları işleten daha küçük çaplı bir üretim şirketi olması planlanmaktadır. EÜAŞ kapsamında 7 adet termik santral ve 63 adet hidrolik santral işletilmekte ve 2018 Ocak itibarıyla EÜAŞ'ın kurulu gücü 19900 MW'tır [29].

3.2.4. Türkiye Elektrik Ticaret AŞ (TETAŞ)

2001 yılında, enerji sektöründeki serbestleşme çalışmaları kapsamında, TEAŞ Genel Müdürlüğünün üç ayrı anonim şirket olarak teşkilatlandırılmasına karar verilmesiyle kurulmuştur. ETKB'nin ilgili kuruluşlarından biri olan TETAŞ, 233 sayılı KHK'ye göre İktisadi Devlet Teşekkülü olarak teşkilatlandırılmış ve 6446 sayılı Kanununa göre faaliyetlerini sürdürmektedir.

Kurum, kamunun imzaladığı uzun dönemli sözleşmelerden kaynaklanan mevcut enerji alış ve satış yükümlülüklerini üstlenmiştir. Diğer taraftan, piyasada elektriğin makul bir fiyattan toptan satışını yapabilmek için özel sektöre ait santrallerinden yüksek maliyetli alım yükümlülüklerini karşılayabilmek için (fiyat ve miktar olarak) kamunun sahip olduğu santrallerden da elektrik enerjisi satın almaktadır.

TETAŞ, elektrik üretim alanında yer alan, Yap İşlet, Yap İşlet Devret ve İşletme Hakkı Devri Modelleri ile işletilen santrallerden, EÜAŞ'a ait santrallerden, anlaşma yapılmış olan diğer ülkelerden ve dengeleme piyasasından elektrik enerjisi satın almakta ve bu enerjiyi, görevli tedarik şirketlerine, dağıtım şirketlerine, iletim sistemine doğrudan bağlı müşterilere, anlaşması olan ülkelere ve EPIAŞ'a satmaktadır [30]. TETAŞ'ın elektrik alış-satışında yer alan paydaşlar Şekil 3.5'te gösterilmektedir.



Şekil 3.5. Elektrik alış-satışında TETAŞ ve paydaşlar (<http://www.tetas.gov.tr/tr-TR/Sayfa/Hakkimizda>)

Türkiye’de enerji toptan satış konusunda ilk ve tek kamu şirketi olarak kurulan TETAŞ, genel enerji ve ekonomi politikalarına uygun olarak elektrik alış-satış ticaret ve taahhüt faaliyetlerini yürütmektedir.

2018 yılı Temmuz ayı itibariyle devlet yapılanmasındaki yenilikler kapsamında, TETAŞ kapatılarak tüm görev ve sorumlulukları EÜAŞ’a devredilmiştir. Bundan sonraki süreçte mülga TETAŞ olarak hâlihazırda yürütmekte olduğu tüm faaliyet ve iş sorumlulukları EÜAŞ tarafından yürütülecek olup EÜAŞ çatısı altında birleşme gerçekleşmiştir.

3.2.5. Enerji Piyasaları İşletme AŞ (EPIAŞ)

Türkiye Elektrik Piyasasının işletilmesine yönelik yeni bir düzenleme 30 Mart 2013 tarihinde yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile yapılmıştır. Bu kanun ile organize toptan elektrik piyasalarının işletilmesi ve piyasalarda gerçekleştirilen mali uzlaştırma işlemleri ile diğer mali işlemler piyasa işletim faaliyeti olarak tanımlanmıştır. 6102 sayılı Türk Ticaret Kanunu ve 6446 sayılı Kanun çerçevesinde, 18 Mart 2015 tarihinde Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) kurulmuş ve 1 Eylül 2015 tarihinde EPDK’dan piyasa işletim lisansı alarak faaliyetlerine başlamıştır.

EPIAŞ, ihtiyaçları karşılamak üzere “piyasa işletim lisansında yer alan enerji piyasalarının güvenilir, şeffaf, etkin bir enerji piyasasının kurulması için gerekli planlama, kurma, geliştirme ve işletme” faaliyetlerini yürütmektedir. Bununla birlikte, fiyat oluşumunda taraflar arasında ayırım yapmaksızın güvenilir referans fiyat oluşumunun sağlanması ve piyasa katılımcı sayısının artması, ürün çeşitliliği ve işlem hacmiyle likiditenin maksimum olduğu, piyasa birleşmeleri yoluyla ticaret yapılmasını sağlayan bir enerji piyasası işletmecisi olmak amaçlanmaktadır [31].

EPIAŞ, Borsa İstanbul Anonim Şirketi ile TEİAŞ’ın Elektrik Piyasası Kanununa uygun olarak işletilen piyasalar dışında kalan organize toptan elektrik piyasalarının işletim faaliyetini piyasa işletim lisansı kapsamında yürütecektir. Ayrıca, TEİAŞ’ın piyasa işletim lisansı kapsamında işletilen organize toptan elektrik piyasalarının mali uzlaştırma işlemlerini ve diğer mali işlemlerini yürütecektir [25].

3.2.6. Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ (TEDAŞ)

1994 yılında, TEK'in, TEAŞ ve TEDAŞ olmak üzere iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü şeklinde yeniden yapılandırılmasıyla TEDAŞ kurulmuştur. Elektrik dağıtım ve perakende satışında rekabete dayalı bir yapının oluşturulması ve gerekli düzenlemelerle dağıtım bölgeleri baz alınarak kamu işletmelerinin yeniden yapılandırılmasıyla elektrik enerjisi dağıtım hizmetlerinin özelleştirilmesine karar verilmiştir. Böylece 02.04.2004 tarihinde 2004/22 sayılı Özelleştirme Yüksek Kurulu Kararı ile özelleştirme kapsamına alınmıştır. Dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi süreç içinde devam etmiştir. Türkiye 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır. 2018 yılı itibarıyla 21 dağıtım bölgeleri ve isimleri Şekil 3.1'de gösterilmektedir.



Resim 3.1. 2018 yılı itibarıyla dağıtım bölgeleri ve şirketler (<http://energymarket365.com>)

TEDAŞ, 21 bölgede hizmet veren dağıtım şirketlerinin denetlenmesini gerçekleştirmektedir. Ayrıca 6446 sayılı Kanunun Aydınlatma Yönetmeliği ve Aydınlatma Tebliği hükümlerine

göre genel aydınlatma giderlerinin ödenmesine aracılık etmekte ve denetimlerini yapmaktadır [32].

3.2.7. Özel Sektör

Elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri, birkaç istisna durum haricinde ağırlıklı olarak kamu tarafından yürütülmüş ve bu çerçevede kamu önemli bir rol üstelenmiştir. 2001 yılından itibaren 4628 Sayılı Kanun'un yayınlanmasıyla elektrik piyasasında yeniden yapılanmaya gidilmiş ve önemli değişiklikler yapılmıştır. Kamu sorumluluğunda olan elektrik üretim hizmetleri belli şartlar doğrultusunda özel şirketler tarafından yapılmasına izin verilmiştir. Bu yapılanma sonucunda Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret ve İşletme Hakkı Devri yöntemleriyle özel şirketler sektörde yer almaya başlamıştır.

Sanayi veya endüstri tesisinde çok fazla elektrik tüketen büyük kapasiteli tesisler, kendi elektriğini üretmek amacıyla elektrik üretim tesisi kurmuşlardır. Böylece otoprodüktör veya otoprodüktör grupları oluşmuştur.

Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret ve İşletme Hakkı Devri modelleriyle işletilmekte olan santraller için TETAŞ ile elektrik satış anlaşması imzalanmakta ve üretilen elektriğin doğrudan TETAŞ aracılığıyla kamuya satışı gerçekleştirilmektedir. Bu kapsamda yer alan santraller Ek-1'de gösterilmiştir [33].

Diğer taraftan elektrik üretiminde en büyük pay sahibi olan kamu şirketi EÜAŞ, zaman içerisinde sahip olduğu santralleri özelleştirmiştir. Halen EÜAŞ tarafından işletilmekte olan termik ve hidrolik santraller bulunmaktadır. Hem kamu hem özel özel şirket tarafından yapıp işletilen veya özelleştirilerek özel şirket tarafından işletilen kapasite açısından ilk 100 santral toplam kurulu gücüne göre Ek-2'de sıralanmıştır [34].

3.3. Elektrik Üretimine Güncel Bakış

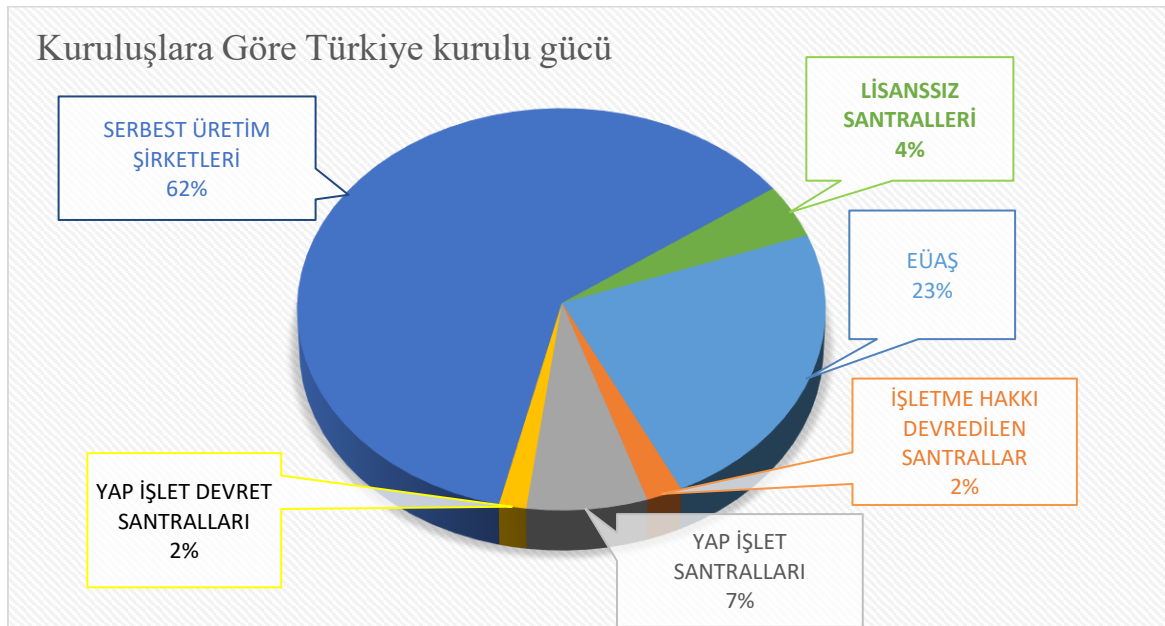
Teknolojinin ilerlemesine bağlı olarak, Türkiye'nin hem sanayi hem de nüfus bakımından her geçen gün büyüyor olması elektrik talebinin de artmasına neden olmuştur. Bu artışı karşılamak üzere yeni santraller devreye alınmakta veya alınması için çalışmalar

başlatılmaktadır. Gelineen noktada TEİAŞ yük tevzi bilgi sisteminden [29] alınan veriler doğrultusunda;

Türkiye kurulu gücü 2018 yılı, Ocak ayı itibariyle, 85.200 MW'tır. Mevcut kurulu gücün kuruluşlara dağılımı Çizelge 3.1 ve Şekil 3.6'te gösterilirken, yakıt türüne göre dağılımı Çizelge 3.2 ve Şekil 3.7'da gösterilmektedir [29].

Çizelge 3.1. Kuruluşlara göre Türkiye kurulu gücü (<https://ytbs.teias.gov.tr>, 2018)

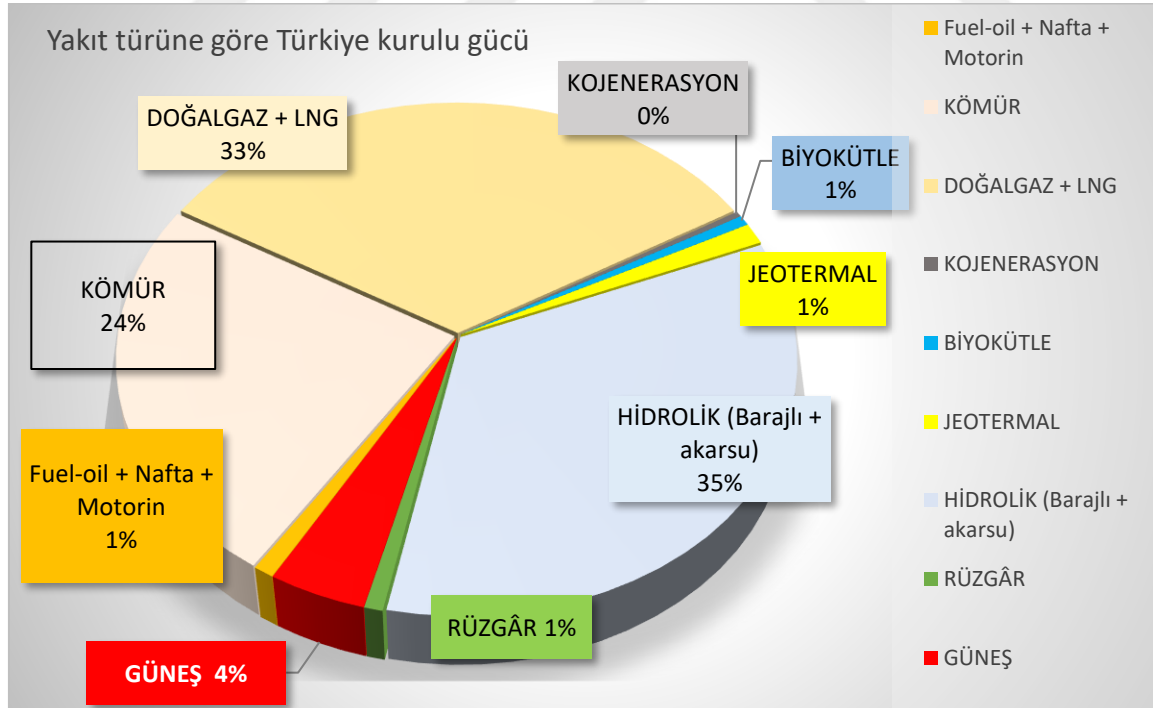
KURULUŞLARA GÖRE TÜRKİYE KURULU GÜÇ 2018 yılı Ocak ayı			
	KURULU GÜÇ MW	KATKI %	SANTRAL SAYISI ADET
EÜAŞ	19.900	23	64
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	1.821	2,1	77
Yap İşlet Santralleri	6.102	7,1	5
Yap İşlet Devret Santralleri	1.379	1,6	15
Serbest Üretim Şirketleri	52.350	61,5	1.133
Lisanssız Santraller	3.674	4,3	3.043
TOPLAM	85.226	100	4.337



Şekil 3.6. Kuruluşlara göre Türkiye kurulu gücü (2018 yılı Ocak ayı, <https://ytbs.teias.gov.tr>)

Çizelge 3.2. Yakıt türüne göre Türkiye'nin kurulu gücü (<https://ytbs.teias.gov.tr>, 2018)

YAKIT TÜRÜNE GÖRE TÜRKİYE KURULU GÜCÜ			
YAKIT TÜRÜ	2018 OCAK		
	KURULU GÜÇ	ORAN	SANTRAL SAYISI
	MW	%	ADET
Fueloil + Motorin + Nafta	718	0,8	20
Yerli Kömür (Taş Kömürü + Linyit + Asfaltit)	10 288	12	51
İthal Kömür	8 936	10,5	14
Doğalgaz + LNG	26 228	31	292
Kojenerasyon	275	0,3	55
Biokütle	503	0,6	111
Jeotermal	1 064	1,3	40
Hidrolik Barajlı	19 776	23,2	119
Hidrolik Akarsu	7 496	8,8	513
Rüzgâr	6 520	7,7	212
Güneş	3 421	4	2910
TOPLAM	85 225	100	4 337

Şekil 3.7. Yakıt türüne göre Türkiye kurulu gücü (2018, Ocak ayı, <https://ytbs.teias.gov.tr>)

Elektrik sektör yapılanmasında en önemli konuların başında yer alan lisanlı üretimde güncel durum, EPDK verileri çerçevesinde incelenmiştir. Bilindiği üzere, EPDK, elektrik üretimi ve kullanımıyla ilgili olmak üzere iletim, dağıtım, orta sanayi bölgeleri (OSB) dağıtım, üretim ve tedarik lisans türlerinde lisans vermektedir. Bu kapsamda EPDK tarafından yayınlanan elektrik piyasası lisans istatistikleri [35] verilerinde belirtilen lisans türleri ve sayıları Çizelge 3.3'te gösterilmektedir.

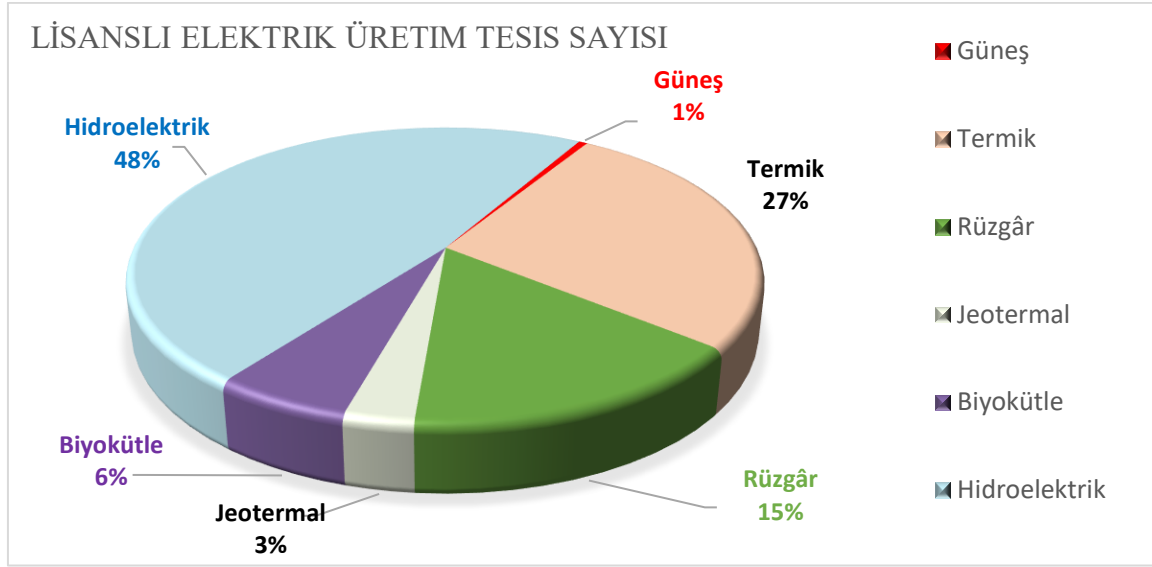
Çizelge 3.3. Türkiye elektrik piyasası lisans tür ve sayısı (2018, lisans.epdk.org.tr)

Elektrik Piyasası Lisans Tür ve Sayısı	
Lisans Türü	Adet
İletim Lisansı	1
Dağıtım Lisansı :	21
OSB Dağıtım :	171
Üretim :	1545
Tedarik :	220
Toplam	1958

EPDK tarafından yayınlanan elektrik piyasası lisans istatistikleri [35] bilgilerine göre, 2018 yılı Temmuz ayı itibariyle termik, hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, biokütle türünde lisanslı olarak elektrik üretim yapan tesis sayısı güncel rakamları Çizelge 3.4 ve Şekil 3.8'de gösterilmektedir.

Çizelge 3.4. Elektrik üretim tesis sayısı (Temmuz 2018, EPDK)

Lisanslı Elektrik Üretim Tesis Kaynağı	Tesis Sayısı
Güneş	9
Termik	411
Rüzgâr	239
Jeotermal	47
Biokütle	95
Hidroelektrik	744
Toplam	1 545



Şekil 3.8. Lisanslı elektrik üretim tesis sayısı (Temmuz 2018, lisans.epdk.org.tr)

EPDK tarafından yayınlanan elektrik piyasası lisans istatistikleri bilgilerine göre, elektrik üretim kaynak türlerine göre kurulu güç ve işletme kapasite değerleri Çizelge 3.5’te gösterilmektedir. Kurulu güç ile üretilen elektrik değerleri arasında önemli bir fark olduğu çizelge üzerinde görülmektedir. Kurulu güç değeri yüksek iken üretim değerinin düşük olduğu dolayısıyla üretim tesislerinin tam kapasite ile çalışmadığı anlaşılmaktadır. Santrallar, bakım-onarımda veya bazı teknik arızalardan dolayı daha düşük kapasite ile çalışma durumunda oldukları anlaşılmaktadır.

Çizelge 3.5 2018 yılı Ocak ayı itibariyle kaynak türlerine göre santral kurulu güç ve işletme kapasiteleri (lisans.epdk.org.tr)

Tesis Türü	KURULU GÜÇ		İŞLETMEDE	
	Mekanik MWm	Elektrik Mwe	Mekanik MWm	Elektrik MWe
Güneş	73	71,7	13,3	12,9
Termik	63893,5	62862,2	43841,8	43184,6
Rüzgâr	10462,2	10004,5	6600,7	6354,9
Jeotermal	1319,3	1315	1027	1024
Biyokütle	522,3	501,3	323,3	311
Hidroelektrik	33019	32286	25583,2	27321,4
Toplam	109288,4	107040,8	77389,2	78208,8

Elektrik piyasasını farklı bir açıdan özellikle puant ve ilgili rakamlar bazında görmek ve anlamak adına EPDK tarafından yayınlanan yıllık sektör raporları [36] 2018 yılı Şubat ayı itibariyle elektrik piyasası genel görünümüne bakılıp incelenebilir. Bu durum Çizelge 3.6'da gösterilmektedir.

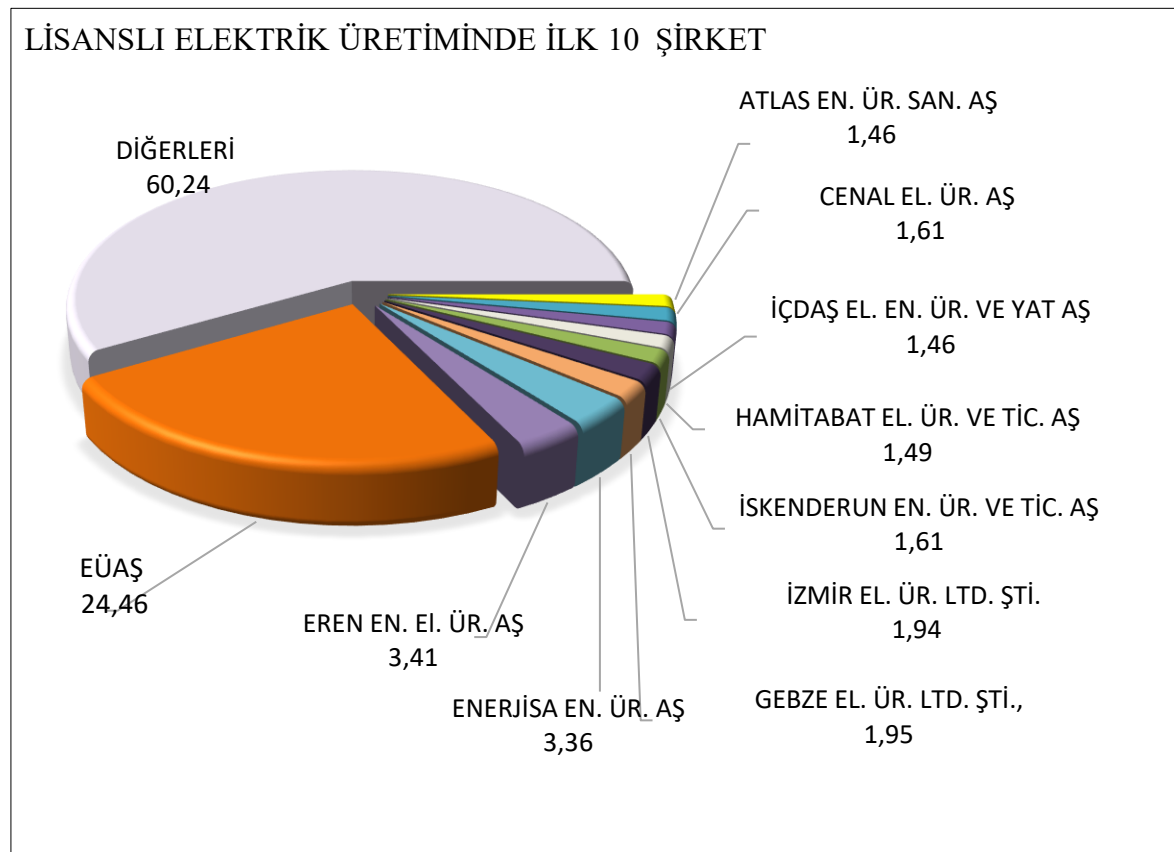
Çizelge 3.6. Elektrik piyasası genel görünümü (EPDK 2018 yıllık sektör raporu)

	BİRİM	2018 ŞUBAT	2018 OCAK-ŞUBAT
Lisanslı Üretim ¹	MWh	23 078 033,1	49 180 635,5
Lisanslı Kurulu Güç ¹	MW	81 913,4	-
En Yüksek Ani Puant	MW	40 871,8	43 010,4
En Düşük Ani Puant	MW	25 640,9	23 083,4
Lisanssız Kurulu Güç	MW	4 175,6	-
İhtiyaç Fazlası Satın Alınan Lisanssız Üretim Miktarı ²	MWh	388 451,1	661 210,4
Brüt Lisanssız Üretim Miktarı	MWh	503 784,5	810 771,3
YEKDEM Üretim	MWh	4 605 160,2	9 379 017,4
YEKDEM Ödeme Tutarı	TL	1 292 952 047,9	2 673 549 431,7
Fiili Tüketim	MWh	22 844 496	48 773 972,3
Faturalanan Tüketim	MWh	18 580 080,4	38 431 609,9
Tüketici Sayısı	Adet	42 727 842	-
İthalat	MWh	188 818	353 941
İhracat	MWh	206 637	460 931
Ortalama YEKDEM fiyatı	TL/MWh	280,7	285
YEKDEM Ek Maliyeti	TL/MWh	25,4	25,2

¹ Serbest üretim şirketleri, Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret ve İşletme Hakkı Devri santrallerinin kurulu güç ve üretim değerlerini kapsamaktadır

² Lisanssız Üretim: 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğü olmayanların yapmış olduğu üretimdir.

2001 yılından itibaren elektrik sektörünün yeniden yapılanmasıyla üretim tesislerinin yapımında ve işletilmesinde daha çok özel şirketler yer almaya başlamıştır. Bu sürece EPDK tarafından yayınlanan yıllık sektör raporuna bakıldığında [36], 2018 yılı Şubat ayı itibariyle lisanslı elektrik üretiminde toplamda özel sektör büyük paya sahip olsa da, bireysel olarak kamu şirketi EÜAŞ hala ilk sırada yer almaktadır. Bu minvalde lisanslı elektrik üretiminde yer alan ilk on şirketin kurulu güç payları (%) Şekil 3.9'da gösterilmektedir. Şekil 3.9'da anlaşılacağı üzere, EÜAŞ vasıtasıyla kamu tarafından işletilen santrallerin payı %25 civarındadır. %75'lik pay ise özel şirket tarafından işletilen santralleri oluşturmaktadır.



Şekil 3.9. Lisanslı elektrik üretiminde ilk 10 şirketin kurulu güç payı (EPDK)



4. ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASI VE METODOLOJİ

4.1. Planlama

Elektrik üretim planlama veya genişleme çalışmaları, ETKB strateji ve politikaları doğrultusunda TEİAŞ tarafından yürütülmektedir. Üretim planlama çalışmaları beş yıllık ve yirmi yıllık olmak üzere iki aşamalı olarak yapılmaktadır. Beş yıllık üretim planlama çalışması; halen işletmede olan, inşaat halinde ve yapım kararı alınmış üretim tesisleri dikkate alınarak puant talebinin ve enerji ihtiyacının ne kadarlık bir yedek ile karşılanacağı üzere yürütülmektedir. Örnek; Puant talep 100 MW ve toplam kurulu güç 120 MW olsun. Puantın %20'sine denk gelen 20 MW'lık fark kapasite yedeği bulunmaktadır. Elektrik tüketim ve üretim özellikleri dikkate alındığında, kurulu güç yedeği tek başına sistemin yedek durumunu yansıtmakta yeterli olamadığından, enerji yedeğinin de dikkate alınması gerekmektedir. Hidrolik santrallar, kurulu güç içinde önemli bir paya sahip olduğundan ve üretilen enerji miktarı hidrolojik koşullara göre önemli değişim gösterdiğinden, enerji yedeğinin hesaplanmasında bu durum büyük bir etki oluşturmaktadır. Hidrolik santralların üretim miktarı, yağışın miktarına göre (ortalama yağışlı, yağışlı ve kurak) ve yıl içinde mevsimlere göre değişmektedir.

Üretim-tüketim dengesi hesabı, Kalkınma Planlamasında ileriye dönük nüfus atışı, büyüme hızı (belli başlı sektörler bazında) gibi sosyo-ekonomik parametreler için öngörülen hedefler ile mevcut santralların üretimine bağlı olarak hesaplanan elektrik enerjisi talebinin ne kadarlık bir yedek ile karşılandığının bilinmesi için yapılmaktadır.

Yirmi yıllık veya uzun dönem elektrik üretim genişleme ve planlama çalışması; mevcut elektrik üretiminin analiziyle üretim-yatırım optimizasyon modeli kullanılarak yapılmaktadır. Enerji talebini belli kısıtlar altında, özellikle enerji politikaları çerçevesinde minimum maliyetli en uygun üretim yapısını ve bu yapıyı oluşturan çeşitli üretim seçeneklerinin zamanlamasının belirlenmesi amaçlanmaktadır. Diğer bir ifade ile inşaatı devam eden ve yapım kararı alınmış üretim tesislerine ilaveten gelecek yıllarda, talebin güvenilir olarak karşılanabilmesi için gerekli yeni üretim tesislerinin miktarı, tipi ve işletmeye giriş yıllarının şimdiden belirlenmesidir. Politikalara bağlı olarak farklı senaryolar oluşturularak tahmini olarak yapılmaktadır.

Planlama, genellikle belli dönemi kapsayacak şekilde yürütülmektedir, ancak ihtiyaçlar doğrultusunda planlama yapılmadan da sistem genişleme çalışmalarının yapılabildiği zamanlar olmuştur.

Elektrik piyasası yapılanması öncesinde santral yapım faaliyetleri öncelikli olarak talep doğrultusunda ve teknoloji esaslı bir yaklaşımla kamu tarafından yürütülüyordu. Ancak yeni yapılanması sonrasında özel şirketlerin elektrik piyasasında daha çok yer almasıyla birlikte, özel şirketlerin yatırım ve maliyet esaslı bir yaklaşımla santral yapmasından kaynaklı planlama faaliyeti etkilenmiştir. Bu nedenle her bir kaynak türünde özellikle rüzgar, güneş, ithal kömür, yerli kömür gibi yakıt türlerinde farklı stratejiler izlenmeye başlanmıştır. Geline nokta planlama hem kamu kaynakları kullanımı hem de yatırımcı açısından önemli hale gelmiştir ve planlama yapılmasının ilgili taraflara faydalı olduğu yönde görüş hâkim olmuştur. Diğer taraftan Avrupa Birliği (AB) de, son yıllarda 10 yıllık planlama yapılması yönünde görüşler beyan etmiş ve bu yönde çalışmaların yürütülmesini sağlamıştır.

4.2. Metodoloji

Bu çalışma WASP programı kullanılarak yapıldığından, WASP programı hakkında bilgi verilmeden önce, programın temelini oluşturan Monte Carlo simülasyonu ve öncesinde genel olarak simülasyon kavramı aşağıda açıklanmaya çalışılmıştır.

Belirli olayların ve gelişmelerin durum değerlendirmesi veya incelenmesinde kullanılan bir metot, bir düşünce veya bakış açısı olarak adlandırılan “Sistem Yaklaşımı veya Sistem Teorisi” [37] kendi başına yeni bir disiplin olmaktan çok bilimsel alanlardaki yapılan çalışmaların uzmanlaşma ve verimlilik çerçevesinde karşılaşılan çok boyutlu problemlerin çözümü için kullanılmaktadır. Bu şekilde problemlerin belirlenmesi ve sistemin tanımı doğrultusunda problemin olabilir çözüm seçeneklerinin geliştirilmesi amaçlanmaktadır.

Geliştirilen çözüm metotlarından yaygın olarak kullanılan yöntemlerden biri de simülasyon tekniğidir. Sistemdeki neden-sonuç ilişkilerini bilgisayara aktaran farklı koşullarda gerçek sisteme ait davranışların model üzerinde izlenmesini sağlayan bir modelleme tekniği simülasyon olarak adlandırılmaktadır [38].

Simülasyon modelleri üç genel özellik ile ele alınabilir [40]:

1. Fonksiyonel özellik:

- Stokastik Simülasyon Modelleri; daha önceden tahmin edilemeyen bir davranışa sahip modellerdir. Diğer bir deyişle bazı olayların hangi olasılıklarla oluşabileceği hakkında yorumlar ve görüşler oluşturulabilir [38]. Bu modellerde girdi değerleri ve süreç, olasılık dağılımları ile gösterilmektedir.
- Deterministik Simülasyon Modelleri; daha önceden tahmin edilebilen bir davranışa sahip bir modeldir ve ilerde nasıl bir tepki vereceği bilinen modellerdir. Sistemdeki mekanizma açık ve belirgin bir şekilde tanımlanır [38, 39].

2. Zamana bağlılık:

- Statik Simülasyon Modelleri: Bu model zamana bağlı değildir.
- Dinamik Simülasyon Modelleri; sistemlerin zaman üzerinde gelişmesini gösteren bir modeldir [38]. Zaman değişimi ile karşılıklı olarak etkileşimi olan matematiksel bir simülasyon modelidir.

3. Giriş verisi:

- Sürekli Modeller; zaman üzerinde durum şartları değişiklik gösterdiğinden, sürekli olarak durum şartları gözlemlenir ve bu doğrultuda istatistikler elde edilir [38].
- Kesikli Modeller; sistemin temel değişkenlerinin değerleri, zaman içerisinde kesikli veya sayılabilir noktalarda değişen sistemlerde kullanılan modeldir [38].

Simülasyon kullanımında karşılaşılan olumlu ve olumsuz yönler [39, 40] aşağıda kısaca özetlenebilir:

a) Simülasyonun Avantajları

- 1- Esnek bir çözüm yöntemi olduğundan model kurulduktan sonra yeni değişiklikler olduğunda da tekrar kullanılabilir. Yeni fikir ve politikaların uygulanmasında modellemeyi değiştirmeye gerek yoktur.
- 2- Diğer yöntemlerde incelenmesi zor olan koşullar ve kısıtlar bu yöntemle daha kolay modellenebildiğinden karmaşık yapıların analiz edilmesini ve farklı uygulamaların yapılmasını sağlar.

- 3- Sistemin daha detaylı gözlemlenmesini, daha kolay anlaşılmasını, gözden kaçan eksikliklerin giderilmesini, daha etkin fiziksel ve işletilen bir sistemin kurulmasını sağlayabilir.
- 4- Sistem çözümleri uzun süren çalışmalarda daha kısa sürede sonuçlar elde edilebilir.
- 5- Çalışma sırasında istenildiği zaman çalışma durdurulup yeniden başlatılabilir, böylece çalışma koşulları üzerinde istenilen kontrol sağlanır.

b) Simülasyonun Dezavantajları

- 1- İstenildiği gibi simülasyon modelini geliştirmek zaman alır ve maliyetlidir.
- 2- En uygun çözüm bulunamayabilir, bu nedenle deneme- yanılma yöntemi ile çözüm bulmaya çalışılır.
- 3- Genellikle sistemin yapısına göre program yazıldığından uygulanan simülasyon modeli kendine özgü bir yapıya sahiptir.
- 4- Kolay uygulanabilir olmasından dolayı analitik çözümlerin göz ardı edilmesine neden olabilir.
- 5- Çalışmanın analizinde veya modellemede hata yapılırsa yanlış sonuçlar elde edilebilir.

En yaygın bilinen modellerden biri statik simülasyon modeli; bir sistemin bir anda veya belli bir döneminde durumunu inceleyen zaman boyutu olmayacak biçimde kurulan modeldir [38]. Bu statik simülasyon modelleri Monte-Carlo simülasyonu olarak adlandırılır ve bilinir. Bu çalışmada kullanılan WASP modeli bu yöntemi benimsediğinden aşağıda Monte-Carlo hakkında daha geniş açıklama yapılmıştır.

MONTE-CARLO metodu

Stanislaw Ulam, II. Dünya savaşı sürecinde Los Alamos National Labarotory’de nükleer silahların tasarımında nükleer tepkimelerin teorilerinde karşılaşılan karmaşık integrallerin Monte Carlo Metodu kullanılarak çözüme ulaşılmasını önermiştir.

Von Neumann, fisyon sırasında nötron zincir tepkime davranışlarının bu metotla belirlenebileceğini önermiş özellikle nötron çarpışma oranlarının tahmin edilmesini ve fisyon silahlarının patlayıcı davranışlarının öngörülebilir olmasına çalışmıştır. Metropolis, 1948’de, Pensilvanya Üniversitesi’nde, dünyanın ilk elektronik dijital bilgisayar (ENIAC)

sayesinde ilk defa gerçekte anlamda Monte Carlo simülasyon hesaplamasını kullanmıştır [40]. Bu nedenle bu yöntem Metropolis algoritması olarak da bilinir.

Monte-Carlo simülasyonu kesin çözüm yapmanın zor olduğu problemlerde tahmini olarak çözüme ulaşmayı amaçlayan bir yöntemdir. Monte Carlo, matematiksel ve istatistiksel yöntemlerle çözülmesi gereken bir deney veya fiziksel olayı rastgele sayıları tekrar kullanarak simüle edip çözmeyi esas alan olasılık teorisi üzerine kurulmuş bir yapıdadır. Lineer olmayan fonksiyon çözümleri için en çok tercih edilen yöntemdir.

Statik Simülasyon olan Monte Carlo, düzgün dağılımdan elde edilen rastsal değişkenleri uygun bir şekilde istenilen dağılıma taşır [38]. Bir düzgün dağılım, eşit şanslara sahip olması veya değişken değerlerin belli bir kapsamda kısıtlanmış olması aynı olasılıklara sahip olması durumunda oluşmaktadır. Genellikle, bu düzgün rastsal değişkenlerden rastsal sayılar olarak bahsedilir.

Bu sayılar aşağıda belirtilen durumu sağlamaktadırlar;

- 1- Bütün değerlerin gerçekleşmesi eşit şanstadır.
- 2- Elde edilen yeni değerler önceki değerlerden bağımsızdır.

Eğer sonuçta tek haneli rastsal sayılar çıkıyorsa, sıfırdan dokuza kadar olan tüm sayıların elde edilme olasılığı, daha önce elde edilen sayılardan bağımsız olarak birbirine eşittir. Diğer bir deyişle, 5 sayısının %10'luk elde edilme olasılığı 0-9 arasındaki sayılar ile aynıdır. Rastsal düzgün sayıların rastsal değişkenlere çevrilmesi simülasyon modelinde çeşitli yöntemlerle oluşabilir.

4.3. Enerji Alanında IAEA Simülasyon Modelleri

Santral inşaat öncesi yürütülen fizibilite çalışmalarıyla beraber yapımı on yılı geçen nükleer santraller, çok yüksek güvenlik kriterleri ile inşaat edildikleri için yapım maliyetleri diğer santrallara göre oldukça yüksektir. Bu nedenle, tüm dünyada santral kuran ve kurmak isteyen ülkelerde, ülke ekonomisine gelen yükü hafifletmek ve kullanılan bazı teknolojileri yerleştirmek için çalışmalar yürütülmektedir. Bu kapsamda, Uluslararası Atom Enerji Ajansı (IAEA), yürütülen çalışmalardan ve santral işletmekte olan ülkelerin deneyimlerinden yararlanarak birçok konuda kılavuz yayınlayarak ilk nükleer santralını

kurmak isteyen ülkelere santral yapımına yönelik tavsiyelerde bulunmaktadır. Ayrıca farklı konularda programlar geliştirerek yine üye ülkelerin kullanmasına yardımcı olmaktadır. Üretim planlaması hususunda IAEA, çok uzun yıllardır farklı programlar geliştirmiş ve teknolojinin gelişimine bağlı olarak bu programları güncelleyerek ülkelerin faydalanmasına yardımcı olmaktadır. Üretim planlaması ve genişlemesi konusunda önemli görülen programlar aşağıda açıklanmaya çalışılmıştır.

ENPEP

ENPEP (Energy and Power Evaluation Program), genel enerji, elektrik enerjisi ve çevre planlama çalışmaları için kullanılan bir programdır. Programı oluşturan modüller aşağıda açıklanmıştır:

1. MACRO: Enerji talebi hesaplarında kullanılır. Genel ve sektörel makro-ekonomik veriler değerlendirilir.
2. DEMAND: MACRO modülünden gelen veriler ile enerji talebi projeksiyonu hazırlanır.
3. PLANTDATA: İleriki modüllerde kullanılmak üzere santrallerin teknik verileri toplanır
4. BALANCE: Genel enerji arz ve talep dengesi hesaplanır
5. LDC: ELECTRIC modülü için yük eğrileri bilgileri hesaplanır
6. MAED: Enerji talebi analiz modülü
7. ELECTRIC: Elektrik enerjisi planlama çalışmalarında kullanılan WASP modelinin mikrobilgisayar (mikrocomputer, PC) sistemine uyarlanmış hali
8. IMPACTS: Enerji sisteminden kaynaklanan çevresel atıklar ve kontrol sistemlerinin maliyeti hesaplanmaktadır. Elektrik üretimi uzun dönem planlama çalışma sonuçları bu modüle aktararak modülün çalışması mümkün olmaktadır.
9. ICARUS: bakım tarihleri, yedek kapasite, yakıt maliyeti, santral için gerekli yakıt ve gücüne göre 5-10 yıl içinde enerji üretim tahmini için kullanılmaktadır [41].

MAED

Model for Analysis of Energy Demand (MAED) modeli, orta ve uzun vadede sosyoekonomik, teknolojik ve nüfus gelişim senaryolarına bağlı olarak enerji taleplerini değerlendiren ve analiz eden bir simülasyon modelidir. IAEA tarafından 1981 yılında,

WASP çalışmasında kullanılmak üzere geliştirilmiştir. Program, ETKB tarafından bir dönem için kullanılmıştır.

MAED modeli incelenen sistemi ekonomik, sosyal ve teknik açılardan detaylı olarak irdelemekte, kabul edilen politika ve kararlar doğrultusunda enerji taleplerini ortaya koymaktadır. Bu nedenle model için girdi bilgisine ihtiyaç duyulur. Eğer istenilen hedef ve politikalarda değişiklikler olursa, bu değişikliklerin kısa sürede modele yansıtılabilmesi, taleplerin değişen durumlara göre güncellenebilmesi özellikleri nedeniyle yürütülen genişleme planlaması çalışmalarında önemli bir yer almaktadır.

MAED modeli üç esas modülden oluşmaktadır.

- Birinci Modül: Enerji talebinin genel olarak hesaplanması,
- İkinci Modül: Enerji talebinin saatlik olarak hesaplanması,
- Üçüncü Modül: Tertiplenmiş yük eğrisi (Load duration curve) elde edilmesi için kullanılır [42].

VALORAGUA

VALORAGUA, Hidrolik –Termik Güç Sisteminin Optimal Yönetimi Modeli olarak bilinmektedir. 1992 yılında, WASP’a veri teşkil eden hidroelektrik santrallerin özelliklerinin belirlenmesinin bir aracı olarak, sistem üretimini etkileyen teknik, fiziki ve işletim kısıtları ile yine üretimi etkileyen rastlansal (random) şartları da (hidrolik santrallerin su gelirleri, güç talebi, üretim sisteminin emreamadeliği vb.) göz önüne alarak hidrolik ve termik santrallerin birlikte optimal işletim stratejisini belirlemek üzere geliştirilmiştir.

VALORAGUA Modelinin sonuçlarından biri olan hidrolik santrallerin işletme sonuçları, WASP modelinde tanımlanan hidrolik santrallerin teknik verilerinin hesaplanmasında kullanılmaktadır [43].

DECPAC

Uzun dönemde ülkenin elektrik enerji talebini karşılayacak olan enerji zincirlerini ve çevrenin korunmasına yönelik kontrol teknolojilerini dikkate alarak en düşük maliyetli üretim-yatırım planlarını analiz etmek üzere geliştirilmiştir. Üretim-yatırım planlaması için

kullanılan WASP modeli ile aynı olup elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonların kontrol edilmesi için tesis edilecek kontrol ünitelerinin üretim-yatırım planları, toplam üretim maliyeti ve emisyonlar üzerindeki etkilerinin de incelenebileceği şekilde geliştirilmiştir. Model, enerji zinciri oluşturma olanağı ile bir santralda enerji kaynağından atık sahasına kadar kütle akışını (yakıt ve atık olarak), buna bağlı emisyonları (direkt emisyonlar) hesaplayabilmektedir.

DECPAC modelinin temel özellikleri:

- Referans Teknoloji ve ülke veri tabanları ile bağlantılıdır.
- ELECSAM (Electric System Analysis Module) modülü ile simülasyon metotları ve dinamik programlama ile optimum üretim-yatırım plan çalışmaları yapılmaktadır.
- PRENSAM (Primary Energy Supply Analysis Module) modülü, optimum planın öngördüğü üretim sistemi için yakıt ihtiyacını ve enerji zincirinde kaynaktan atık sahasına kadar kütle akışını hesaplar.
- ENVIRAM (Environmental Analysis Module) modülü ile kontrol tesislerine ait maliyetleri, planlama periyodu süresince havaya atılan kontrol edilen ve edilemeyen emisyonları, santralda ve enerji zincirinden üretilen atıkları, tesis ve atıklar için yer ihtiyacı hesaplanır [44].

MESSAGE

Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts (MESSAGE), arzdan (kaynak noktası) talebe (enerji hizmeti) kadar enerji akışını ortaya çıkarılmasını sağlayan teknoloji ve yakıtı birleştiren bir modeldir. Bu model, yeni yatırım enerji arz güvenliği enerji kaynak kullanımı, yeni teknolojilerin tanıtım oranı (teknolojiyi öğrenme) çevresel kısıtlar, vb. için en uygun enerji çeşitliliği maliyetini, yatırım gereksinimlerini ve diğer maliyetleri analiz ederek uzun dönem stratejilerin tasarlanmasına yardımcı olur [45].

FINPLAN

Financial Analysis of Electric Sector Expansion Plans (FINPLAN), plan ve projelerin finansal olarak uygulanabilirliğini değerlendiren bir programdır. Gelişmekte olan ülkelerde finansal kısıtlar, en uygun elektrik genişleme planının uygulanmasına en önemli engeldir.

Program, ithalat kredileri ticari krediler, senetler, sermaye ve swaps gibi modern yöntemleri dahil olmak üzere tüm farklı finansal kaynakları dikkate alır ve planlamış nakit akışını, bilanço, finansal oranı ve diğer finansal göstergeleri hesaplamaktadır [46].

SIMPACTS

Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation (SIMPACTS) kullanımı kolay, çevresel etkileri ve farklı elektrik üretim zinciri harici maliyetlerini tahmin etmede sadeleştirilmiş bir yaklaşıma sahiptir. Gelişmekte olan ülkeler için tasarlanmış olan program, daha az veri gerektirirken, daha karmaşık olan aşırı veri gerektiren modellere göre mukayese edilebilir sonuçlar üretmektedir [46].

4.4. WASP Programı

Bu başlık altında yer verilen bilgiler WASP Programının el kitabından kısmi çeviri yapılarak hazırlanmıştır [43].

Vienna Automatic System Planning Package (WASP) modeli, elektrik üretim genişleme ve planlama çalışmalarını optimizasyon yapmak amacıyla kullanılan bir programdır. Model, önceden belirlenen elektrik enerji talebini, kullanıcının kısıtlarını da sağlayarak planlama dönemi süresince karşılanacak optimal üretim yatırım planını oluşturmaktadır.

WASP, ilk olarak IAEA tarafından 1972-1973 yıllarında gelişmekte olan ülkelere IAEA'nın nükleer enerjiyle ilgili yaptığı piyasa araştırmasında kullanılmak üzere, ABD Tennessee Valley Authority (TVA) ve Oak Ridge National Laboratory (ORNL) kurumlarınca geliştirilmiştir.

Zaman içinde programın kullanılması ve teknoloji gelişimiyle programda birçok iyileştirme yapılmış ve 1976 yılında WASP-II versiyonu, sonrasında, United Nations Economic Commission for Latin America (ECLA) tarafından büyük hidroelektrik kaynak potansiyeline sahip, altı Orta Amerika ülkesinin elektrik şebekelerinin enterekte edilmesine ilişkin ihtiyaçlardan dolayı 1980 yılında WASP-III, 1992 yılında WASP-IV versiyonu geliştirilmiştir.

WASP-IV, belirlenen sınırlamalar içerisinde elektrik üretim sisteminde ekonomik olarak optimal üretim genişleme politikasını bulmak üzere tasarlanmıştır.

Modelde, yakıt yeterliliği, çevresel salınımlar ve elektrik üretimi üzerindeki harici kısıtlamalar uyarınca optimal yük tevzi politikalarını belirlemek üzere, olasılıksal tahmin sistemi – üretim maliyeti- sağlanamayan enerji maliyeti ve güvenilirlik, doğrusal programlama tekniği ve alternatif sistem genişleme politika maliyetlerini karşılaştırmak üzere dinamik optimizasyon yöntemi kullanılmaktadır.

Oluşturulan alternatif planları ekonomik açıdan mukayese etmede kullanılan kriter; mevcut sisteme dahil edilecek hidrolik ve termik santrallerin yatırım maliyetleri, termik santrallerin yakıt dahil ve hariç işletme maliyetleri, hidrolik santrallerin işletme maliyetleri ile sağlanamayan enerji maliyetini kapsayan toplam maliyettir. Bütün maliyetler kullanıcının belirlediği referans yıla indirgenmektedir. Planlama dönemi süresince, üretim planlamasında kullanılan bütün maliyetlerin (yatırım, işletme ve yakıt) sabit kalacağı varsayılır ve indirgeme faktörü vasıtasıyla bugüne indirgenir. Böylece bütün aday santraller aynı baza getirilerek mukayese edilir ve bu doğrultuda seçim yapılmış olur. WASP modeli sistem üretim maliyeti ve sistem güvenilirliği hesabını probabilistik simülasyon metodu ile yapmaktadır.

Çalışmalarda göz önüne alınabilecek kısıtlar; güvenilirlik indeksi (yükü karşılayamama olasılığı – LOLP), yedek kapasite yüzdesi ve sisteme eklenecek ünitelerin yapım programıdır.

WASP-IV'e ilave edilen yeni özellikler ve gelişmeler şunlardır:

- Çevre salınımları, yakıt kullanımı ve enerji üretimi konusunda kısıt getirme seçeneği:
- Pompalı santrallerin hesaba alınması,
- Sabit bakım tarihi,
- Çevre salınım hesaplaması,
- Genişletilen boyutlar 90 farklı santral türü ve yüksek sayıda konfigürasyonu (her yıl için 500 ve çalışılan belirli bir dönem için 5000'e kadar) yönetebilmek üzere getirilmiştir.

4.4.1. WASP-IV program detayları

WASP-IV, verilen kısıtlamalar çerçevesinde, 30 yıla kadar, enerji üretim sistemleri için en uygun genişleme planının yapılmasını sağlayan bir yazılımdır. Minimum indirgenmiş toplam maliyetlerin değerlendirilmesiyle en uygun plan elde edilmektedir. Sisteme eklenecek olan ünitelerin her birinin olası sıklığı (genişleme planı veya genişleme politikası), aşağıda verilen veriler çerçevesinde maliyet fonksiyonu olarak (hedef fonksiyonu-objective function) değerlendirilmektedir:

- Yatırım maliyetleri (I)
- Yatırım maliyetlerinin hurda değeri (S)
- Yakıt giderleri (F)
- Yakıt stok maliyetleri (L)
- Yakıt hariç işletme ve bakım maliyetleri (M)
- Sağlanamayan enerjinin maliyeti (O)

Minimize edilen toplam maliyet (objective function) bütün yatırım, yakıt, işletme, bakım, yakıt, stok ve sağlanamayan enerji maliyetlerinin toplamından, plan döneminde sisteme eklenen üretim tesislerinin hurda maliyetlerinin düşülmesi ile bulunmaktadır. Bu maliyetler kullanıcının belirlediği yıla indirgenmektedir.

Maliyet fonksiyonu aşağıdaki şekilde hesaplanır³:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I_{j,t}} - \overline{S_{j,t}} + \overline{F_{j,t}} + \overline{L_{j,t}} + \overline{M_{j,t}} + \overline{O_{j,t}}] \quad (4.1)$$

B_j : Genişleme planı j'ye eklenen Maliyet Fonksiyonu,

t : Yıl cinsinden zaman (1, 2, ..., t),

T : Çalışma süresi uzunluğu (toplam yıl sayısı),

Optimal genişleme planı şu şekilde tanımlanır:

$$\text{Tüm } j\text{'ler arasında Minimum } B_j. \quad (4.2)$$

³ Semboller üzerindeki çubuk, verilen faiz oranına (i) göre referans tarihindeki indirgenmiş değeri göstermektedir.

Eğer $[K_t]$, verilen genişleme planı için t yılda işletmede olan bütün ünitelerin sayısını içeren bir vektör ise, o zaman $[K_t]$ aşağıda yer alan ilişkiyi sağlamalıdır:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t] \quad (4.3)$$

$[A_t]$ = t yılda taahhüt edilen ilave ünitelerin vektörü

$[R_t]$ = t yılda ünitelerin taahhüt edilen devre dışı kalma vektörü

$[U_t]$ = t yılda sisteme eklenecek aday ünitelerin vektörü

$[A_t]$ ve $[R_t]$ verilen datalardır ve $[U_t]$ hesaplanacak olan bilinmeyen değişkendir. $[U_t]$ sistem konfigürasyon vektörü veya basitçe sistem konfigürasyonu olarak adlandırılmaktadır.

Burada; mevcut üretim kapasitesi ile pik talep arasındaki farkın en küçük değere sahip olduğu dönem kritik periyod (p) olarak tanımlanır ve eğer $P(K_{t,p})$, t yılın kritik döneminde sistemin kurulu gücü ise, aşağıda yer alan kısıtlamalar her kabul edilebilir konfigürasyon için karşılanmalıdır:

$$(1 + a_t)D_{tp} \geq P(K_{tp}) \geq (1 + b_t)D_{tp} \quad (4.4)$$

bu formül, kritik dönemdeki kurulu kapasite, verilen maksimum ve minimum rezerv marjları (sırasıyla a_t ve b_t) arasında olması gerektiği, yılın kritik periyodundaki pik yükün de D_{tp} üzerinde yer alması gerektiği belirtilmektedir.

Sistem konfigürasyonunun güvenilirliği, Olası Yük Kaybı İndeksi (LOLP) açısından yılın her periyodu ve tanımlanan her bir hidro-koşulu (aynı periyot) için WASP'da hesaplanmaktadır. Her bir periyodun LOLP'si; hidro-koşul olasılıkları ile ağırlıklandırılan her hidro-koşul için (aynı dönemde) LOLP'lerin toplamı olarak belirlenir ve ayrıca periyotların sayısına bölünen LOLP'lerin toplamı olarak ortalama yıllık LOLP belirlenir.

Eğer LOLP ($K_{t,a}$) yıllıksa ve LOLP ($K_{t,i}$) periyotların LOLP'leri ise, o zaman her kabul edilebilir konfigürasyon aşağıda yer alan kısıtlamalara uygun olmalıdır:

$$LOLP(K_{t,a}) \leq C_{t,a} \quad (4.5)$$

$$LOLP(K_{t,i}) \leq C_{t,p} \quad (\text{bütün periyotlar için}) \quad (4.6)$$

Bu formüllerde $C_{t,a}$ ve $C_{t,p}$, sınırlayıcı girdilerdir.

Bir genişleme planı; yıllık enerji talebinin (E_t), t ilgili yılındaki konfigürasyonda mevcut bütün ünitelerin beklenen yıllık üretimi G_t 'den daha büyük olduğu sistem konfigürasyonlarını içeriyorsa, planın toplam maliyeti sağlanamayan enerji maliyeti sonucuyla karşılaşılmış olur. Bu maliyet, sağlanamayan enerji miktarının N_t , bir fonksiyonudur.

$$N_t = E_t - G_t \quad (4.7)$$

Kabul edilebilir her konfigürasyon dikkate alınsın diye konfigürasyon vektörüne $[U_t]$ aralık (tunnel) kısıtlamaları uygulanabilir.

$$[U_t^o] \leq [U_t] \leq [U_t^o] + [\Delta U_t] \quad (4.8)$$

Burada, $[U_t^o]$ konfigürasyon vektörüne $[U_t]$ izin verilen en küçük değerdir ve $[\Delta U_t]$ ise aralık (tunnel) kısıtlaması veya aralık genişliğidir.

Yılın her bir periyodu için her bir santralin üretimi, santralin/ünitelerin emre amadeliğine, bakım gereksinimine, tasarlanan rezerv gereksinimlerine ve uygulanan çevre emisyonları üzerine dış kısıtlamalara, bazı santralların yakıt bulundurmasına ve/veya üretmesine bağlı olan optimal bir dağıtım politikası çerçevesinde tahmin edilmektedir. Programda, belirli santralların çevre emisyonları, yakıt kullanımı ve enerji üretimi üzerine kısıtlamalar getirilebilmektedir.

Bu kısıtlamalar şu şekilde gerçekleşir:

$$\sum_{i \in I_j} COEF_{ij} \cdot G_i \leq LIMIT_j \quad (4.9)$$

G_i	santral i 'nin üretimi,
$COEF_{ij}$	her bir ünite emisyonu veya grup limitasyon j deki santralin ünite yakıt kullanımı,
$LIMIT_j$	sınırlamaya yönelik kullanıcı özel değeri
I_j	grup sınırlama j içindeki santralin üstlendiği rol

Çalışma süresi boyunca, (4.1) ila (4.9) arasındaki ifadelerin yerine getirilmesini sağlayan vektör $[U_t]$ değerinin bulunmasıyla, uygulanan kısıtlamalar dahilinde "en iyi" sistem genişleme planı elde edilecektir.

WASP kodu, dinamik programlama tekniğini kullanarak en iyi genişleme planını bulmaktadır. Böylece, program, 4.8 ifadesinde yer alan aralık (tunnel) sınırları ile uyumlu olup olmadığını tespit eder. Program çalıştırıldığında bir uyarı mesajı görülecektir. Mesaj olmayan bir sonuç alınıncaya kadar WASP çıktılarında belirtildiği gibi kısıtlamaları rahatlatan yeni bir iterasyon denenmelidir. Sistem için en iyi "genişleme planı" sonucu bu olacaktır.

Maliyetlerin hesaplanması

Maliyet fonksiyonu (B_j), ifadesinde yer alan çeşitli maliyetler, aşağıdakilerin dikkate alınmasıyla hesaplanır:

- a) Yük tahmininin özellikleri
- b) Termik ve nükleer santrallerin özellikleri
- c) Hidroelektrik ve pompalı santrallerin özellikleri
- d) Hidroloji koşulları (olasılıksal doğası)
- e) Sağlanamayan enerjinin maliyeti

Yük, bütün yıllar için (30 yıla kadar), her bir periyot için (12'ye kadar), pik yük ve enerji talebiyle modellenir ve aradaki ilişki yük-süre eğrisinde belirtilir. Bu eğri, yükün, dönem içinde rastgele alınacak bir değere eşit veya bu değeri aştığı olasılığı göstermektedir.

Termik ve nükleer santraller için aşağıdaki değerler tanımlanmaktadır:

- Maksimum ve minimum kapasiteler;
- Minimum ve maksimum kapasite arasındaki minimum ve artan ısı oranı;
- Bakım gereksinimleri (planlı duruşlar);
- Hata olasılığı (zorunlu duruş oranı);
- Emisyon oranları ve özel enerji kullanımı;
- Yatırım maliyeti (aday santraller için);
- Değişken yakıt maliyeti;
- Yakıt stok maliyeti (aday santraller için);
- İşletme ve Bakım maliyetlerinin sabit bileşenleri ve yakıtsız değişken bileşenleri
- Santral ömrü (aday santraller için).

Hidroelektrik projelerin nehir tipi, günlük pik, haftalık pik ve mevsimsel olarak düzenli depolanmasına göre her bir proje için belirlenerek tanımlanır:

- Minimum ve maksimum kapasiteler
- Rezervuarların enerji depolama kapasitesi
- Her periyot için emre amade enerji
- Yatırım maliyeti (aday projeler için)
- Sabit işletme ve bakım (O & M) maliyetleri
- Santral ömrü (aday projeler için).

Hidroelektrik santrallerin %100 güvenilir olduğu ve su açısından hiçbir maliyeti olmadığı varsayılmaktadır. Hidrolojik koşullara göre değerlendirilir (5'e kadar olan oluşma ihtimali ile mevcut kapasitesi ve verilen hidro koşuldaki santralin enerjisi ile alakalı olmak üzere tanımlanmaktadır).

Pompalı santraller, aşağıdaki özelliklere göre modellenmiştir:

- Kurulu güç
- Çevrim verimi
- Pompalama kapasitesi (her periyot için)
- Üretim kapasitesi (her periyot için)
- Maksimum fizibil enerji üretimi (her dönem için).

Zorunlu Devre Dışı Olma Olasılığı (FOR) ve bakım-onarım süresi hesaplarında santrallerin arıza nedeni ile devre dışı olma süreleri dikkate alınır. Bakım onarım süreleri, zorunlu devre dışı olma olasılığı ve aşağıdaki formül yardımı ile santraller için yıllık çalışma süreleri hesaplanır ve proje üretimlerine esas değer ile karşılaştırılır.

Sağlanamayan enerjinin maliyeti, belli miktarda elektrik enerjisi sağlanamadığı zaman, incelenen ülkenin veya bölgenin ekonomisine verilecek hasarları yansıtmaktadır. Bu maliyet, sağlanamayan enerjinin miktarına yönelik artan maliyeti ile alakalı ikinci dereceden fonksiyon (kuadratik eşitlik) aracılığıyla WASP'de modellenmiştir. En azından teorik olarak, sağlanamayan enerjinin maliyeti, enerji sistemindeki yeterli miktarda yedek kapasitenin otomatik olarak tanımlanmasına izin verecektir. Model her yıl için sağlanamayan enerjinin ülkeye getirdiği maliyeti vermektedir. Ancak burada da aynen LOLP değerinde olduğu gibi beklenen maliyetin kullanıldığı, dolayısıyla sağlanamayan enerjinin ülkeye getireceği yükün özellikle kurak yıllardan dolayı olacağı dikkate alınmalıdır.

Maliyet Fonksiyonu (4.1) ifadesinin maliyet bileşenlerinin bugünkü değeri hesaplanırken kullanılan bugünkü değer faktörleri, genişleme planına göre eklenen bir santralin tam yatırım maliyetinin, hizmette geçen yılın başında yapıldığı ve hurda değerinin, santralin kalan ekonomik ömrü için gelecek zamanda bir alacak olduğu kabul edilerek değerlendirilir. Yakıt stok maliyetleri, yatırım maliyetleri olarak işleme alınmaktadır, ancak tüm borç gelecek zamanda alınacaktır (diğer bir deyişle bu maliyetler amortismanına tabi değildir). Diğer tüm maliyetler (yakıt, O&M ve sağlanamayan enerji) ilgili yılın ortasında gerçekleşeceği kabul edilmektedir. Bu varsayımlar Şekil 4.1'de gösterilmektedir.

Bu açıklamalar doğrultusunda, (4.1)'deki B_j 'nin maliyet bileşenleri aşağıdaki gibi hesaplanır:

(a) Amortismanına Tabi Olan Yatırım Maliyeti ve Hurda Değeri:

$$\overline{I_{j,t}} = (1 + i)^{-t'} \times \sum [UI_k \times MW_k] \quad (4.10)$$

$$\overline{S_{j,t}} = (1 + i)^{-T'} \times \sum [\delta_{k,t} \times UI_k \times MW_k] \quad (4.11)$$

Burada;

$\sum$ Genişleme planı j ile t yılında eklenen k üniteleri dikkate alınarak (termik, hidrolik, pompalı santral) yapılan toplam hesaplama

UI_k Ünite k'nın yatırım maliyeti, her MW başına para birimi cinsinden

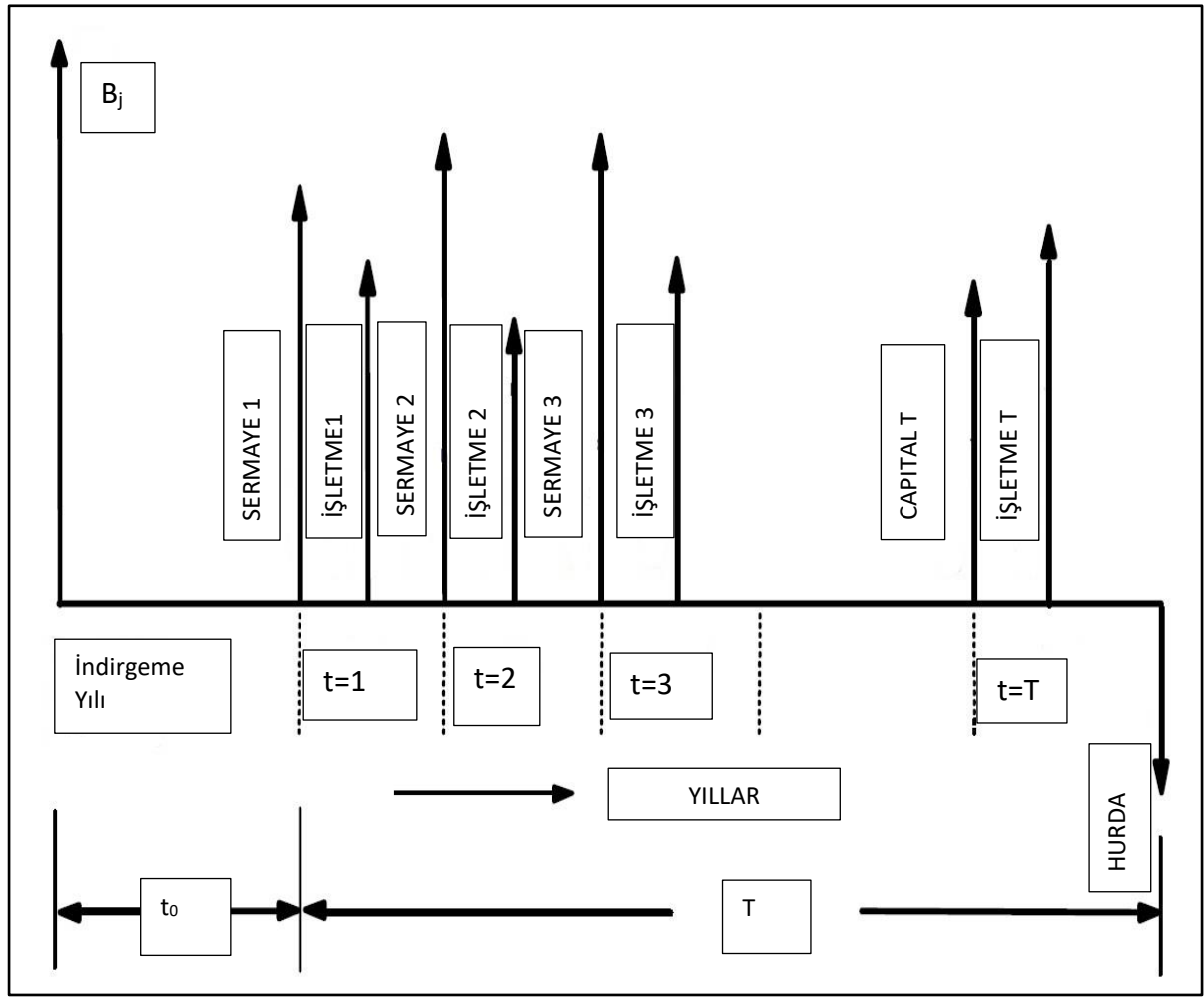
MW_k Ünite k'nın MW olarak kapasitesi,

$\delta_{k,t}$ Ünite k'nın gelecekteki hurda değer faktörü,

i iskonto oranı,

$$t' = t + t_0 - 1$$

$$T' = T + t_0$$



Şekil 4.1. WASP genişleme programı için akış şeması

B_j	Genişleme planının hedef maliyet fonksiyonu (toplam maliyet)
CAPITAL1	Çalışmanın ilk yılında eklenen bütün ünitelerin yatırım maliyetlerinin toplamı
İŞLETME1	Çalışmanın ilk yılında sistem işletme maliyetleri toplamı (yakıt, O&M, sağlanamayan enerji)
HURDA	Çalışma periyodu süresince bütün santrallerin gelecekteki hurda toplamı
t_0	Çalışmanın indirime yönelik referans tarihi ile ilk yılı arasındaki yılların sayısı
T	Çalışma periyodunun uzunluğu (yılların sayısı)

(b) Amortismanına Tabi Olmayan Yatırım Maliyeti:

$$\overline{L_{j,t}} = [(1+i)^{-t'} - (1+i)^{-T'}] \times \sum [UFIC_{kt} \times MW_{kt}] \quad (4.12)$$

Burada, belirtilen toplam, t yılında sisteme eklenen tüm kt termik üniteler için ve $UFIC_{kt}$, ünite kt'nin amortismanına tabi olmayan yatırım maliyeti (MW başına para birimi cinsinden) olarak hesaplanmaktadır.

(c) Yakıt Maliyetleri

$$\overline{F_{j,t}} = (1+i)^{-t'-0.5} \times \sum_{h=1}^{NHVD} [\alpha_h \times \psi_{j,t,h}] \quad (4.13)$$

α_h	h hidro-kşulu olasılığı (termik ve nükleer üniteler için yakıt masraflarının toplamıdır)
h	hidro-kşulu,
$\psi_{j,t,h}$	her hidro kşulu için toplam yakıt maliyeti,
NHVD	tanımlanan hidro-kşulların toplam sayısını gösterir.

Sistemdeki her bir ünitenin ürettiği enerji, olasılıksal simülasyonla hesaplanır. Bu yaklaşımda, termik ünitelerin zorunlu duruşları, ters y k-süre eğrisi ile birleştirilerek termik ünitelerin beklenmedik duruşlarının diğer üniteler üzerindeki etkisi olasılıksal bir yöntemle hesaplanmaktadır. Net etki; bakım ve ünite arızalarına yönelik planlı duruşlar nedeniyle baz ünitelerin üretimini azaltmak için pik yapan ünite üretimlerinin artmasıdır. Böylece, sistemin beklenen üretim maliyetleri artar. Bir ünitenin ürettiği belli bir enerjinin üretim yakıt maliyeti, üretilen ısı oranı çarpı birim yakıt maliyeti çarpı üretim miktarı şeklinde hesaplanmaktadır.

Eğer, maksimum emisyon miktarı, yakıt kullanımı ve/veya enerji üretimi için bazı santrallar üzerinde kısıtlamalar uygulanıyorsa, bu sınırlamaları karşılayan santrallar için optimal bir dağıtım stratejisi belirlemek için doğrusal programlama tekniği kullanılır.

(d) İşletme ve Bakım Maliyetleri

$$\overline{M}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum [UFO \& M_l \times MW_l + UVO \& M_l \times G_{l,t}] \quad (4.14)$$

- $\sum$ t yılında sistemde mevcut olan tüm üniteler (l) üzerindeki toplam,
- $OFO \& M_l$ Ünite l'nin ünite bazında sabit O&M maliyeti, her MW-yıl için para birimi cinsinden ifade edilir,
- $OVO \& M_l$ Ünite l'nin ünite bazında değişken O&M maliyeti, her kWh için para birimi cinsinden ifade edilir,
- $G_{l,t}$ t yılında, kWh, hidro-koşullarının olasılığıyla, ağırlıklı her bir hidro-koşulunda bu ünite tarafından üretilen enerjinin toplamı olarak hesaplanan ünite-l'nin beklenen üretimi

(e) Sağlanamayan Enerjinin Maliyeti:

$$\overline{O}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} \left[a + \frac{b}{2} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] \times N_{t,h} \times \alpha_h \quad (4.15)$$

Burada: a, b ve c girdi bilgileri olarak verilen sabitlerdir (\$/kWh),

$N_{t,h}$ t yılında, h hidro-koşulu için sağlanamayan enerji miktarı (kWh)

EA_t t yılında, sistemin enerji talebi (kWh).

Hedef fonksiyonun (B_j) maliyet bileşenleri, basitleştirilmiş biçimde (4.10) ila (4.15) arasındaki ifadelerde sunulmaktadır. Aslında yukarıdaki ifadelerde, tek bir ünite bazında (hidro, termik, P-S veya nükleer) her bir genişleme adayı dikkate alınarak türetilirken, WASP-IV'de genişleme adayları santral olarak tanımlanır ve her yıl eklenecek ünite sayısı (veya proje sayısı) WASP çalışması ile belirlenmektedir.

Ayrıca, WASP-IV:

- Yatırım maliyeti ve bunlarla ilişkili hurda değerini yakıt stok maliyeti ve hurda değeri ile birleştirir;

- Santrallerin yakıt tiplerine göre işletme maliyetlerini toplar;
- Tüm harcamaları (sermaye veya işletme) yerel ve yabancı bileşenlerine ayırır;
- Çalışma süresi boyunca tüm masrafları güncelleştirerek arttırılmasını sağlar;
- Yıl bazında ve yerli-yabancı maliyet bileşenleri bazında farklı faiz ve eskalasyon oranlarını uygulamak için, yıllara göre sağlanamayan enerjinin değerlendirilmesi amacıyla kısıtlamaları (a,b ve c) değiştirmeyi sağlar.

4.4.2. WASP-IV program modülleri

WASP Programında yedi modül (LOADYS, FIXSYS, VARSYS, CONGEN;MERSIM, DYNPRO, REPROBAT) yer almaktadır. İlk üç modül daha çok veri girişini içermektedir. Congen modülü ile beraber sistemin nasıl çalıştığı görülebilmektedir. WASP modülleri ve bunlarla ilişkili veri dosyalarından bilgi akışını gösteren WASP-IV'ün sadeleştirilmiş akış şeması Şekil 4.2’de gösterilmektedir. Bu akış şemasında ilk üç modülün numaralandırılması, herhangi bir sıralamada birbirlerinden bağımsız olarak çalışabildiği için semboliktir. Ancak, Modül 1-2-3’ün çalıştırılmasından sonra Modül 4-5-6 sırasıyla çalıştırılmalıdır. Ayrıca, yapılan çalışmanın sonuçlarına bağlı olarak ilk altı modülün özet bir raporu REPROBAT isimle adlandırılan 7. modül ile elde edilmektedir.

Selected Study: GK
Selected Case: Case_01

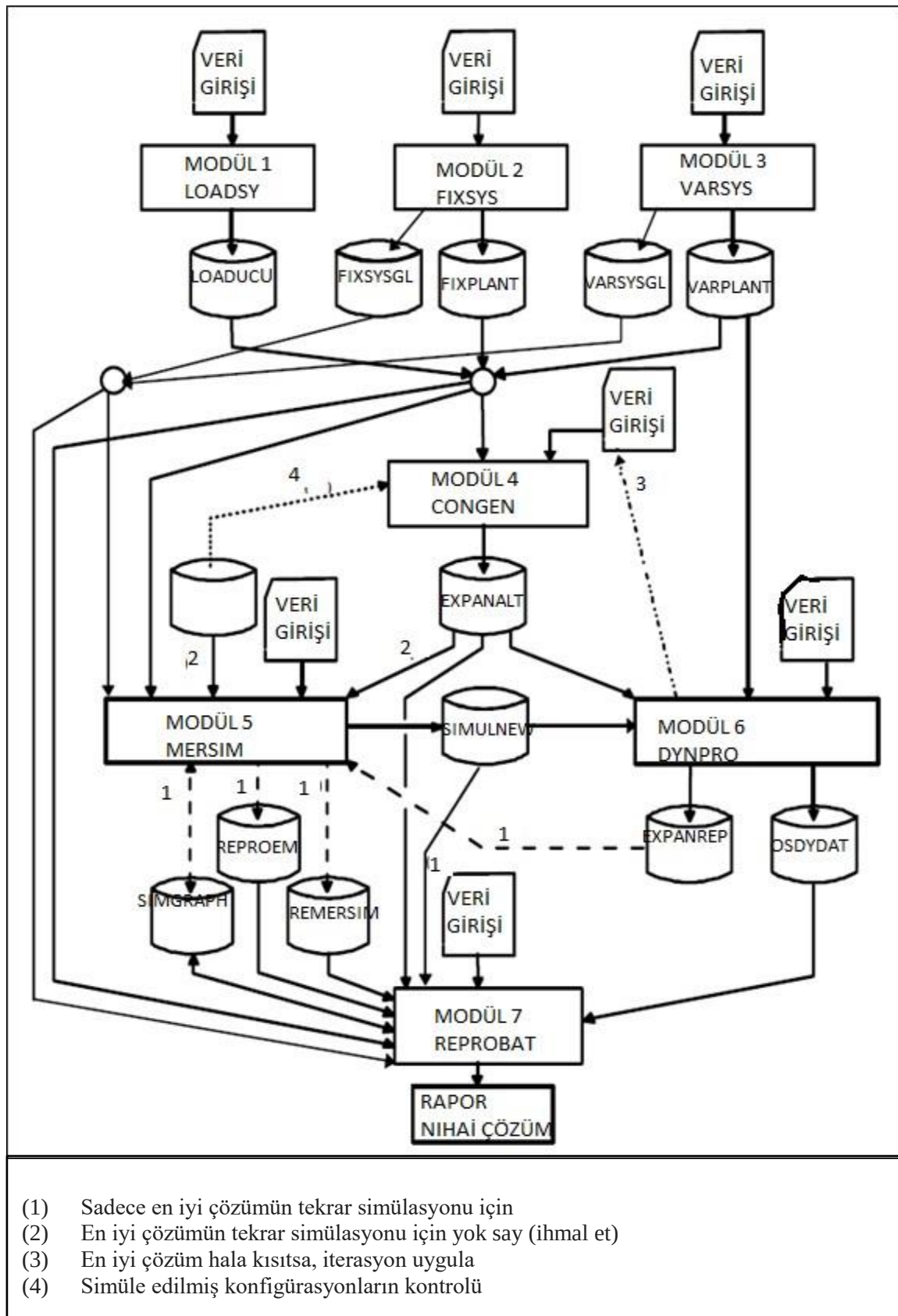
Common Case Data

First Year of the Study: 2016
Last Year of the Study (Max. number of years, including first and last years, is 30): 2030
Number of Periods in each Year (Max. number of periods is 12): 4
Number of Hydro Conditions (Max. number of hydro conditions is 6): 3

Probabilities of Hydro Conditions
0.65 0.20 0.15
(Sum of probabilities must be 1.0)

Back

Resim 4.1. WASP bilgi giriş alanı



Modül 1, LOADSY (Yük Sistem Tarifi), çalışma süresi boyunca enerji sistemi için dönem pik yüklerini ve yük-süre eğrilerini tanımlayan bilgileri işler.

Selected Study: GK
Selected Case: Case_01

LOADSY INPUT

Number of Fourier Coefficients (Maximum = 100, Recommended = 50) **50**

Output Option
☒ Normal
☐ Extended

Period Peak Load Ratios
 Year **2016** Add Del

Period	Peak Load Ratio
1	.89
2	.85
3	.96
4	1.0000

Load Duration Curve Data
 Year **2016** Add Del

Year	Peak Load (MW)
2016	44734
2017	46792
2018	48851
2019	51244
2020	53755
2021	56389
2022	59040
2023	61814
2024	64720
2025	67697
2026	70743
2027	73856
2028	77032
2029	80267

Points Back

Resim 4.2. WASP LOADSY modülü

Modül 2, FIXSYS (Sabit Sistem Tanımı), mevcut üretim sistemini ve önceden belirlenmiş ekleme veya devre dışı bırakılacak üniteleri tanımlayan bilgilerin yanı sıra, bazı santralların çevresel emisyon, yakıt uygunluğu veya elektrik üretimindeki uygulanan kısıtlama bilgilerini işler.

Selected Study: GK
Selected Case: Case_01

FIXSYS Input

Thermal Plants

Plant	Add Plant	Remove Plant
ELBA		
ELBA		
SEYT		
TUNB		
YATA		

Fuel Types

Fuel #	Name	Short Description
0	NUCL	NUCLEAR PLANTS
1	LIGN	DOMESTIC LIGNITE
2	HCOA	DOMESTIC HARD COAL

(Valid fuel ID's are 0,1,2.....9 to be given in sequence)

Characteristics of Thermal Plant ELBA

Characteristic	Value
No. of Units	4
Min. operating level in each year (MW)	221
Max. generating capacity in each year (MW)	338.8
Fuel Type	1
Heat rate at min. operating level (kcal/kWh)	2803

Additions/Retirements of Thermal Plants

No. of Group Limits (max. 5): **1**

Name of Pollutant I (default SO₂): **SO2**

Name of Pollutant II (default NO_x): **CO2**

LOLP penalty for group limits: **0.0**

ENS penalty for group limits: **1.0**

Emissions Group Limits Hydro/Pump Storage Plants Back

Resim 4.3. WASP FIXSYS modülü

Modül 3, VARSYS (Değişken Sistem Tarifi), üretim sisteminin genişletilmesi için aday olarak düşünülen çeşitli santralleri tanımlayan bilgileri işler.

Selected Study: GK
Selected Case: Case_01

VARSYS Input

Candidate Thermal Plants:

L15A
CIMP
HC30
WIND
NGAS

Add Plant
Remove Plant

Hydro/Pump Storage Plants

Characteristics of Thermal Plant: L15A

Characteristic	Value
Min. operating level (MW)	75.0
Max. generating capacity (MW)	150
Fuel Type (index)	1
Heat rate at min. operating level (kcal/kwh)	2731
Avg. incremental heat rate (kcal/kwh)	2571

No. of Group Limits (max. 5): 1
(must be same as used in FIXSYS)

Name of Pollutant I (default SO2): SO2
Name of Pollutant II (default NOx): CO2

Emissions
Group Limits
Back

Resim 4.4. WASP VARSYS modülü

Modül 4, CONGEN (Konfigürasyon Üreticisi), belirli girdi kısıtlamalarını karşılayan ve sabit sistemli kombinasyon halinde yükleri karşılayabilen tüm genişleme aday ilavelerin olası tüm yıllık kombinasyonlarını hesaplamaktadır. CONGEN, ayrıca FIXSYS ve VARSYS santrallerin kombine listesinin temel ekonomik yükleme sırasını hesaplamaktadır.

Select
Select

CONGEN_Optimization Expansion Analysis Data

Print Fixsys and Varsys Information? ☐ Critical Hydro Condition ☐

Year: 2018
Reserve Margins: Minimum 5.0 Maximum 80

Candidate Plants

L15A CIMP HC30 WIND NGAS NUCL L360 HYDA HYDB

Previous Year: 2017 No. of units of each candidate plant

Minimum Number
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

Tunnel Width
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

Current Year: 2018 No. of units of each candidate plant

Minimum Number
0 0 0 10 0 0 0 0 0 0

Tunnel Width
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

Previous Best Solution Year: 2018

No. of Units
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

Back

Resim 4.5. WASP CONGEN modülü

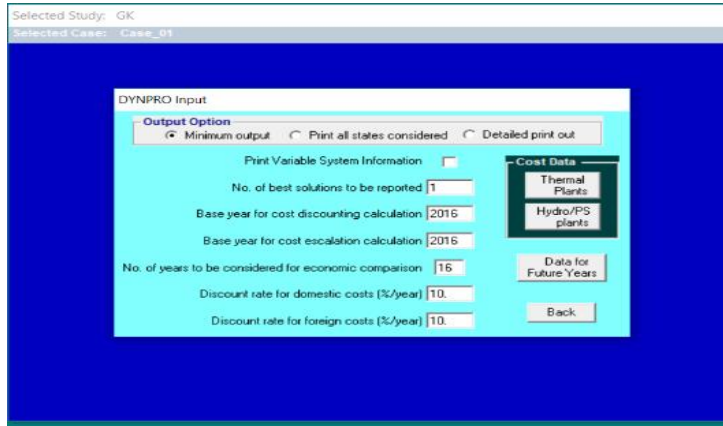
Modül 5, MERSIM (Birleştirme ve Simüle etme), CONGEN tarafından ortaya konulan tüm konfigürasyonları dikkate alır ve her bir konfigürasyon için ilgili üretim maliyetlerini, sağlanamayan enerjiyi ve sistem güvenilirliğini hesaplamak için sistem işletiminin olasılık simülasyonunu kullanır. Bu süreçte, bazı üretim tesislerine yönelik uygulanan çevresel emisyonlar, yakıt emre amadeligi veya elektrik üretimi sınırlamaları da dikkate alınmaktadır.

The screenshot displays the 'MERSIM Input Data' window. At the top, it shows 'Selected Study: GK' and 'Selected Case: Case_01'. The main area contains several sections: 'Print Fixsys and Varsys Information?' with a checkbox; 'Pump Storage Operation' with radio buttons for 'Economic' and 'Forced'; 'Group Limitation Calculations' with radio buttons for 'Optimal Solution' and 'Feasible Solution'; 'Base Year' set to 2016; 'No. of Fourier Co-efficients' set to 40; 'Spinning Reserve Requirements' with radio buttons for 'Variable' and 'Constant'; 'Spinning Reserve Contribution by HYDRO' with input fields for 'Type A' (10) and 'Type B' (10); 'Output of Simulation Details' with radio buttons for 'Minimum', 'Intermediate', and 'Maximum'; 'Loading Order Instructions' with radio buttons for 'Basic Economic LO' and 'User Specified LO'; and 'Loading Order Calculations' with radio buttons for 'Plant by Plant' and 'Unit by Unit'. At the bottom, there are buttons for 'Change Data for Future Years' and 'Back'.

Resim 4.6. WASP MERSIM modülü

Santralların dağılımı, emre-amadelik, bakım ihtiyacı, tasarlanan rezerv gereksinimleri ve tüm grup sınırlamaları minimum maliyetle karşılanacak bir yöntemle belirlenmektedir. Bu modül daha önce simüle edilen tüm konfigürasyonların kullanımını sağlar. MERSIM, ayrıca mevcut DYNPRO tarafından sağlanan en iyi çözüm için sistem işletimini simüle etmek için de kullanılabilir ve bu işletme moduna REMERSIM denir. Bu işletme modunda simülasyonun ayrıntılı sonuçları, sonuçların şekilsel gösterimi için kullanılabilen bir dosyada da saklanır.

Modül 6, DYNPRO (Dinamik Programlama Optimizasyonu), yatırım maliyetleri, sağlanamayan enerji maliyetleri, ekonomik parametreler ve güvenilirlik kriterlerindeki girdi bilgileri ile uyumlu daha önce elde edilmiş işletme maliyetlerine bağlı olarak optimum genişleme planını belirler.



Resim 4.7. WASP DYNPRO modülü

Modül 7, REPROBAT (Gruplanmış Bir Ortamda WASP Rapor Yazıcısı), en iyi veya en yakın enerji genişleme planını ve sabit genişleme tarihleri için toplam veya kısmi sonuçları özetleyen bir raporu yazmaktadır. REPROBAT tarafından yapılan hesaplamaların bazı sonuçları, WASP sonuçlarının şekil gösterimi için kullanılabilen dosyada da saklanmaktadır.

Bu çalışma kapsamında WASP kodu için gerekli olan parametreler Çizelge 4.1’de verilmiştir.

Çizelge 4.1. WASP-IV kodunun özellikleri (WASP manuel)

PARAMETRELER	MAKSİMUM
Planlama çalışmaları	10
Durum (Her bir planlama çalışması için)	99
Çalışma periyodu yılları	30
Her yıl için Periyot	12
Yük-süre eğrisi (her bir periyot ve her bir yıl için)	360
Her bir periyodun ters yük-süre eğrisinin Fourier gösterimi Kosinüs terimi	100
Hidrolojik Koşullar (hidrolojik yıllar)	5
Yakıt tiplerine göre gruplanan santraller	12
Sabit Sistem	
Değişken Sistem (santrallerin tipleri, sistem genişlemesi için adaylar)	
Çevresel Kirlilik	2
Grup Limitleri	5
Her yıl için sistem konfigürasyonu	500



5. WASP ANALİZİ

Bu çalışmada; Türkiye'nin, Mersin/Akkuyu ve Sinop/İnceburun bölgelerinde, her ikisi de dört ünite olan iki nükleer santralın yapılmasına yönelik antlaşmalar imzalamasıyla birlikte lisanslamaya yönelik çalışmaların yürütüldüğü bugünlerde iki nükleer santralın devreye alınacağı kabulüyle sonuçların incelenmesi hedeflenmiştir.

Çalışmada kullanılan WASP programı için çok sayıda veriye ihtiyaç bulunduğundan elektrik üretim sistemine ait bazı stratejik kararlar veya bazı teknik bilgiler kesin bilgiye dönüştürülerek programa yüklenmiştir. Bu kapsamda kullanılan temel verilerin tanımı ve ilgili değerler aşağıda açıklanmaya çalışılmıştır.

Yapılan kabuller, genel kabuller ve WASP programında yer alan modül verileri olarak iki bölümde incelenmiştir.

5.1. Genel Kabuller

Bu çalışmada, 2018–2032 yılları arasında 15 yıllık bir dönemi kapsayacak şekilde elektrik üretim sonuçları incelenmiştir. Bu bölümde elektrik üretim yapısına yönelik aşağıdaki kabuller yapılmıştır:

- Mevcut elektrik üretim verileri 2017 yılı sonu baz alındığından 2018 Ocak verileri kullanılmıştır.
- Çalışmaya esas 2018 yılı Ocak ayı itibariyle mevcut elektrik üretim değerleri [29], önemli yerli kaynaklarından linyit, taşkömürü, hidrolik ve yeni gelişmekte olan rüzgar ve güneş için toplam kurulu güçler aşağıda verilmiş ve ayrıca Çizelge 5.1'de gösterilmektedir.
 - Elektrik üretiminde linyit yakıtlı santralların toplam kurulu gücü 9.267 MW ile %11'lik bir paya sahiptir.
 - Elektrik üretiminde taşkömürü (asfaltit dahil) yakıtlı santralların toplam kurulu gücü 1.021 MW ile %1,2'lik bir paya sahiptir.
 - Elektrik üretiminde hidrolik santralların toplam kurulu gücü 27.272 MW olup %32'lük bir paya sahiptir.
 - Elektrik üretiminde rüzgar ve güneş santralların toplam kurulu gücü 9941 MW olup %12'lük bir paya sahiptir.

- Elektrik üretiminde ithal kömür yakıtlı santrallerin toplam kurulu gücü 8.936 MW olup %10.5’lik bir paya sahiptir.
- Elektrik üretiminde doğalgaz yakıtlı santrallerin toplam kurulu gücü 26.226 MW olup %31’lik bir paya sahiptir.

Çizelge 5.1. Elektrik üretiminde kullanılan önemli yerli kaynak kapasiteleri (2018 yılı, Ocak ayı, <https://ytbs.teias.gov.tr>)

KAYNAK	KURULU GÜÇ MW	YÜZDE %
Linyit	9 267	11
Taş Kömürü +Asfaltit	1 021	1,2
Hidrolik	27 272	32
YEN (Rüzgar + Güneş)	9 941	12

- Yenilenebilir kaynakların öncelikli olarak kullanılması stratejisi doğrultusunda, puant güç ve enerji talebinin karşılanmasında önce yenilenebilir kaynaklara, sonra sistemin ihtiyacı ölçüsünde yerli kömürlere öncelik tanınmıştır.
- Yenilenebilir enerji santralleri ve yerli linyitlere öncelik tanınması stratejisinden dolayı bu santraller sisteme dahil edilmiştir. Güneş enerjisi santralleri, rüzgâr santralleri içinde olduğu kabul edilmiştir ve RES +GES santralı YEN olarak adlandırılmıştır. .
- Yenilenebilir kaynakların öncelikli olarak kullanılması stratejisi doğrultusunda, rüzgâr ve güneş kaynakları birlikte olduğu (YEN) kabul edilerek her yıl ünite gücü 100 MW, toplamda 10.000 MW olacak şekilde yeni kapasite ilavesi öngörülmüştür.
- 2018 yılı Ocak ayı itibariyle mevcut elektrik üretim değerlerine ilaveten EPDK tarafından yayınlanan 2018 İlerleme Raporu [47] çerçevesinde hali hazırda inşaatı devam eden ve EPDK’dan lisans almış olup planlanan dönem içinde işletmeye alınması beklenen projelere ait veriler [48] Çizelge 5.2’de gösterilmiş ve bu doğrultuda kabuller yapılarak WASP programında kullanılmıştır.
- Halen inşaatı devam eden ve yeni lisans almış olup belirlenen zamanda işletmeye alınacak santraller öngörülen yıllarda sisteme ilave edilmiştir. Aday santraller seçilirken yine EPDK 2018 ilerleme raporu [47] dikkate alınmış ve inşaatı devam eden santraller programda kapasite projeksiyonunu bölümüne dahil edilmiştir.

Çizelge 5.2. 2017-2021 yılları arasında işletmeye alınacak santral kapasitesi
(Kaynak: TEİAŞ 5 yıllık [2017-2021] üretim kapasite projeksiyonu)

İNŞAATI DEVAM EDEN								
KAYNAK	Kurulu Güç (MW)					Toplam	Belirsiz	Genel TOPLAM
	2017	2018	2019	2020	2021			
Linyit	0	620	460	0	500	1580	0	1580
İthal Kömür	11,5	1322,7	0	0	1320	2654,1	2681,5	5335,6
Jeotermal	53,8	121,2	51	0	0	226	23,2	249,2
Doğalgaz	3231,9	62	457,1	0	0	3751,1	3671,5	7422,5
Fuel-Oil	23,6	0	0	0	0	23,6	0	23,6
Biokütle	4,9	18,7	0	0	0	23,6	7,4	30,9
Proses Atık Isı	14,5	0	0	0	0	14,5	0	14,5
Hidrolik (Özel)	1183,7	299,5	392	49,9	993,4	2918,5	2428,6	5347,2
Rüzgâr	495	362,2	1084,7	1348,5	758,4	4048,7	392,3	4441
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	135	135
Diğer		0	0	0	0	0	1100	1100
TOPLAM	5019	2806,3	2444,8	1398,4	3571,8	15240,2	10439,5	25679,7
Hidrolik (Kamu)	178,2	0	1752,3	0	0	1930,5	0	1930,5
Önlisanslı/Lisanslama aşamasında/Lisanssız/YEKA Projesi kapsamında Güneş Üretim Tesisleri ve Lisanssız Biokütle, Rüzgâr, Kojenerasyon								
KAYNAK	Kurulu Güç (MW)					Toplam	Belirsiz	Genel TOPLAM
	2017	2018	2019	2020	2021			
Biokütle	16,9	14,5	7,6			38,9		38,9
Güneş	1687,5	2220	610	1418,4	1494,3	7430,3		7430,3
Rüzgâr	37,1	100	56			193,1		193,1
Tri/Kojen.	61,2	35,7	6,2			103		103
TOPLAM	1802,6	2370,2	679,7	1418,4	1494,3	7765,3		7765,3
GENEL TOPLAM								
Özel sektör + Kamu (İşletmeye alınabilir)	Kurulu Güç (MW)					Toplam	Belirsiz	Genel TOPLAM
	2017	2018	2019	2020	2021			
Termik	3328,2	2040,3	923,3	0	1820	8111,8	6488	14599,8
Hidrolik	1361,9	299,5	2144,3	49,9	993,4	4849	2428,6	7277,6
RES + Yenilen.	2309,6	2836,6	1809,3	2766,9	2252,7	11975,1	422,8	12397,9
Diğer	0	0	0	0	0	0	1100	1.100,0
TOPLAM	6999,8	5176,4	4876,8	2816,9	5066,1	24935,9	10439,5	35375,4

- Hükümetlerarası Anlaşma (IGA) yoluyla yapılmasına karar verilen Akkuyu Nükleer Santrali ve Sinop Nükleer Santrali, Basınçlı Su Reaktör (PWR) tipinde olmasına rağmen hem teknolojileri hem de kapasiteleri farklıdır. Akkuyu Santralının her bir ünitesi 1200 MW

iken, Sinop Nükleer Santrali 1100 MW civarında olacak şekilde tasarlanması beklenmektedir. Bu nedenle nükleer santral tasarım kapasite değeri daha düşük olan Sinop Nükleer Santral esas alınarak, nükleer santral ünite kapasitesi 1100MW olarak kabul edilmiş ve toplamda 8x1100 MW yeni kapasite öngörülmüştür.

- Akkuyu Nükleer Santralının ilk ünitesinin 2026 yılında ve ikinci ünitesinin bir yıl sonra 2027 yılında devreye alınacağı kabul edilmiştir. İkinci ünitenin devreye alınmasının ardından bir yıl ara verilmesi kabul edilmiş ve bu doğrultuda 3.ve 4. ünitelerin sırasıyla 2029 ve 2030 yıllarında işletmeye alınacağı kabul edilmiştir.
- Sinop Nükleer Santralın ilk ünitesinin 2028 yılında ve bir yıl sonra ikinci ünitesinin 2029 yılında devreye alınacağı kabul edilmiştir. İkinci ünite sonrası bir yıl ara verilmesiyle 3. ve 4. ünitelerin sırasıyla 2031 ve 2032 yıllarında işletmeye alınacağı kabul edilmiştir.
- Termik santrallarda arıza, bakım ve zorunlu devre dışı kalma süreleri dikkate alınarak mevcut ve aday kömür santralların tam kapasiteyle yılda en fazla 6500 saat, doğal gaz yakıtlı santralların yılda 7500 saat ve nükleer santralların ise yılda en fazla 8000 saat çalışacakları kabul edilmiştir.
- Hidrolik-A santralları proje üretimi açısından çalışma süreleri 2800 saat/yıl, güvenilir üretim açısından 1500 saat/yıl çalıştığı öngörülmüştür.
- Hidrolik-B santralları proje üretimi açısından çalışma süreleri 2300 saat/yıl çalıştığı, güvenilir üretim açısından çalışmadığı öngörülmüştür.
- RES'lerin, proje üretimi açısından yılda 2500 saat tam kapasite çalışarak üretim yaptığı ancak güvenilir enerji açısından çalışmadığı kabul edilmiştir.
- Yıllık Çalışma Süresi aşağıdaki formül ile belirlenmiştir:

$$\text{Çalışma süresi} = (1 - FOR) \times \left(1 - \frac{\text{MAIN}}{365}\right) \times 8760 \quad (5.1)$$

FOR: Zorunlu devre dışı olma olasılığı (%)

MAIN: Yıllık bakım onarım süresi (gün/yıl)

Örnek: $((1-0.10) \times (1- 60/365)) \times 8760$

- Sistemde, enerji üretimleri düşük olan hidrolik santrallar, rüzgâr ve güneş enerjisi santralları bulunmaktadır. Bu nedenle güvenilir enerji dengesinde açık oluşmaması için LOLP değerinin %2'yi aşmamasına dikkat edilmiştir.
- 360 MW'lık linyit, taşkömür ve ithal kömür yakıtlı aday santralların elektrofiltre ve bacagazı kükürt arıtma tesislerinin santral yapımı ile birlikte yapılacağı, 150 MW'lık

diğer aday linyit yakıtlı santrallerin ise akışkan yataklı yanma teknolojisi ile yapılacağı kabul edilmiştir. Bu kabulle santral emisyon değerlerinin yasal sınırlar içinde kalacağı varsayılmıştır.

- Sistem ihtiyacı doğrultusunda, yerli kömürler içinde; akışkan yataklı yanma teknolojisi ile yapılacak linyit yakıtlı santral 2026 yılından itibaren ve taş kömürlü santral 2029 yılından itibaren devreye girmesi öngörülmüştür.
- Aday 360 MW'lık linyit santraller, yerli kömüre verilen öncelik dikkate alınarak 2022 yılından itibaren işletmeye girebileceği öngörülmüştür.
- Halen inşaatı devam eden ve devreye alınması beklenen hidrolik santrallerin 2019 yılından itibaren başlayarak 2025 yılına kadar devam ederek devreye alınacağı kabul edilmiştir.
- Planlama periyodu boyunca talebin kaynak çeşitliliği prensibi çerçevesinde karşılanabilmesinin yanı sıra yerli kaynakların da kısıtlı olması sebebiyle, elektrik üretiminde kullanılacak doğal gazın miktarının maksimum sınırı göz ardı edilmiştir.
- Planlama dönemi süresince, mevcut santrallerin, ekonomik ömürlerini doldurup devre dışı olmayacakları kabul edilmiştir.
- Türkiye elektrik iletim ağı açısından enterkonnekte sisteme bağlıdır. Diğer taraftan zaman zaman hem Avrupa hem İran ile elektrik alışverişi yapılmaktadır. Bu doğrultuda mevcut sistem üzerinden değerlendirme yapıldığından elektrik ithalat ve ihracatı dikkate alınmamıştır.

5.2. WASP Programı İçin Kabuller

5.2.1. Planlama dönemi

Bu çalışma 15 yıllık bir dönem için 2018–2032 yıllarını kapsayacak şekilde yürütülmüştür. Çalışmanın yürütüldüğü dönem içerisinde WASP programında ihtiyaç duyulan bilgiler için;

- Planlama Dönemi içerisinde her bir yıl 4 periyot olarak kabul edilmiş ve
- TEİAŞ tarafından yayınlanan “Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2017-2021)” [48],
- ETKB tarafından belirlenen elektrik üretimine yönelik stratejiler [49],

- EPDK tarafından yayınlanan 2018 İlerleme Raporu [47] çerçevesinde halen inşaatı devam eden ve EPDK'dan lisans almış olup çalışma döneminde işletmeye girmesi beklenen projelere göre çalışma planlaması yapılmıştır.

5.2.2. Hidrolojik koşullar

WASP Modelinde yer alan hidroloji koşulları, 5 farklı duruma kadar kabulü esas almaktadır. Hidrolik santrallerin çalışma durumlarının belirlenebilmesi için DSİ tarafından yürütülen 20-30 yıllık su gelirleri ölçüm esas alınmıştır.

DSİ tarafından yapılan yağmur ölçümleri dikkate alındığında, bir yılda “yağışlı/ortalama yağışlı/kurak” olmak üzere üç farklı yağış durumu yaşanmaktadır. Bu nedenle çalışmada hidrolik santrallerin bu yağış durumlarına göre (yağışlı, ortalama yağışlı, kurak) çalıştığı kabul edilerek ilgili sonuçlar elde edilmeye çalışılmıştır.

DSİ bilgileri ve hesaplamaları doğrultusunda, üç farklı yağış durumlarının olma olasılığı aşağıdaki şekilde kabul edilmiştir:

- | | |
|----------------------------------|-----|
| • Yağışlı yıl olasılığı | %65 |
| • Kurak yıl olasılığı | %15 |
| • Ortalama yağışlı yıl olasılığı | %20 |

Çalışmada bu olasılık değerleri kullanılarak, yağış şartlarının hidrolik enerji üretimine etkisinin hesaplanması gerçekleştirilmiştir.

Üretim kapasitesi hidrolik santrallerin hidrolojik koşullara göre mevsimsel olarak değişim göstermekte ve buna bağlı olarak enerji yedek durumu etkilenmektedir. Bu nedenle değişen üretim kapasiteleri hem Proje Üretim hem de Güvenilir Üretim olmak üzere iki grupta incelenmiştir. Hidrolik koşullardaki değişimin, enerji üretim kapasitesi üzerindeki etkisini yansıtmak üzere proje ve güvenilir üretim kavramları kullanılarak enerji yedeği her iki durum için hesaplanmıştır.

Hidrolojik şartlara göre, ortalama yağış baz alınarak hesaplanan üretim kapasitesi toplamı ile, o yıldaki Proje Üretim Kapasitesi elde edilmektedir. Hidrolik santrallerin ortalama

yağışlı çalışma saatine göre hesaplanmasıyla mevcut sistem + inşaatı devam eden + lisans almış + plandan gelen olmak üzere proje üretim kapasitesi elde edilmiştir.

Hidrolojik şartlara göre, yağış durumunun az olduğu kurak dönemin üretim kapasiteleri toplamı o yıldaki Güvenilir Üretim Kapasitesini vermektedir. Hidrolik santralların az yağışlı çalışma saatine göre hesaplanmasıyla mevcut sistem + inşaatı devam eden + lisans almış + plandan gelen olmak üzere güvenilir üretim kapasitesi elde edilmiştir.

5.2.3. Yıllık pik yük değerleri (talep tahmini)

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 20.maddesinde yer alan “Gelecek yirmi yılı kapsayan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporu, her iki yılda bir Kalkınma Bakanlığı ve Kurum görüşleri de alınmak suretiyle Bakanlık tarafından hazırlanır ve yayımlanır” hükmüne dayanılarak ETKB tarafından Türkiye elektrik enerjisi talep projeksiyonu raporu hazırlanmaktadır.

ETKB, 20 yıl içinde ihtiyaç duyulacak enerji talebini üç farklı senaryo durumuna göre Senaryo 1– Düşük Senaryo, Senaryo2–Referans Senaryo, Senaryo 3 – Yüksek Senaryo hesaplayarak bir tahmin serisi oluşturmaktadır [50]. Yıllık olarak oluşturulan bu talep tahmin projeksiyon senaryoları ve her bir durum için yıllara göre artış oranları Çizelge-5.3'te gösterilmektedir.

Bu çalışma için, “Senaryo 2-Referans Senaryo” talep tahmini serisi esas alınarak hesaplamalar yapılmıştır.

Çizelge 5.3. Talep tahmin projeksiyon senaryoları – Yıllık talep ve değişim oranları (ETKB, Türkiye elektrik enerjisi talep projeksiyonu raporu)

Yıllar	Senaryo 1 (TWh)	Senaryo 2 (TWh)	Senaryo 3 (TWh)	Senaryo 1 Değişim	Senaryo 2 Değişim	Senaryo 3 Değişim
2017	288,21	290,244	292,12	-	-	-
2018	301,51	304,425	307,21	4,6%	4,9%	5,2%
2019	315,81	319,457	323,79	4,7%	4,9%	5,4%
2020	328,41	334,985	343,24	4,0%	4,9%	6,0%
2021	341,04	350,696	363,44	3,8%	4,7%	5,9%
2022	354,16	367,263	384,85	3,8%	4,7%	5,9%
2023	367,88	384,638	407,89	3,9%	4,7%	6,0%
2024	381,81	402,308	431,66	3,8%	4,6%	5,8%
2025	396,14	420,509	456,47	3,8%	4,5%	5,7%
2026	410,53	439,171	482,26	3,6%	4,4%	5,7%
2027	424,97	457,876	508,61	3,5%	4,3%	5,5%
2028	439,50	477,039	535,94	3,4%	4,2%	5,4%
2029	454,14	496,498	564,13	3,3%	4,1%	5,3%
2030	468,40	515,957	592,84	3,1%	3,9%	5,1%
2031	482,75	535,512	622,22	3,1%	3,8%	5,0%
2032	497,11	555,219	652,38	3,0%	3,7%	4,8%
2033	511,42	575,047	683,21	2,9%	3,6%	4,7%
2034	525,30	594,870	714,61	2,7%	3,4%	4,6%
2035	539,01	614,642	746,52	2,6%	3,3%	4,5%
2036	553,14	635,063	779,74	2,6%	3,3%	4,5%
2037	567,68	656,156	814,47	2,6%	3,3%	4,5%

5.2.4. Puant hesaplaması

TEİAŞ yük tevzi bilgi sisteminden alınan veriler doğrultusunda [29], 31 Aralık 2017 itibariyle yıllık puant 47659 MW ve enerji tüketimi 294900 GWh olarak gerçekleşmiştir. Bu

verilere bağılı olarak 2018–2032 dönemi için puant hesaplaması yapılmıştır. Puant hesaplamasında aşağıdaki eşitlik baz alınmıştır:

$$\text{Yıllık Yük Faktörü (\%)} = \left(\frac{\text{Enerji Talebi (MWh)}}{\text{Puant Talep (MW)} \times 8760 \text{ h}} \right) \times 100 \quad (5.2)$$

Öncelikle bu eşitlik kullanılarak 2017 için gerçekleşen puant ve enerji talebine göre yıllık yük faktörü bulunmuştur. Sonraki gelecek yıllar için yıllık yük faktörün faktörünün verimlilik esası doğrultusunda çok fazla değişmeyeceği, ancak santralin yıpranması esas alınarak 5 yıl aralıklarla çok az bir oranda değişeceği kabul edilmiştir. Bu kapsamda;

2017 gerçekleşen değerler;

Puant talep 47659 MW

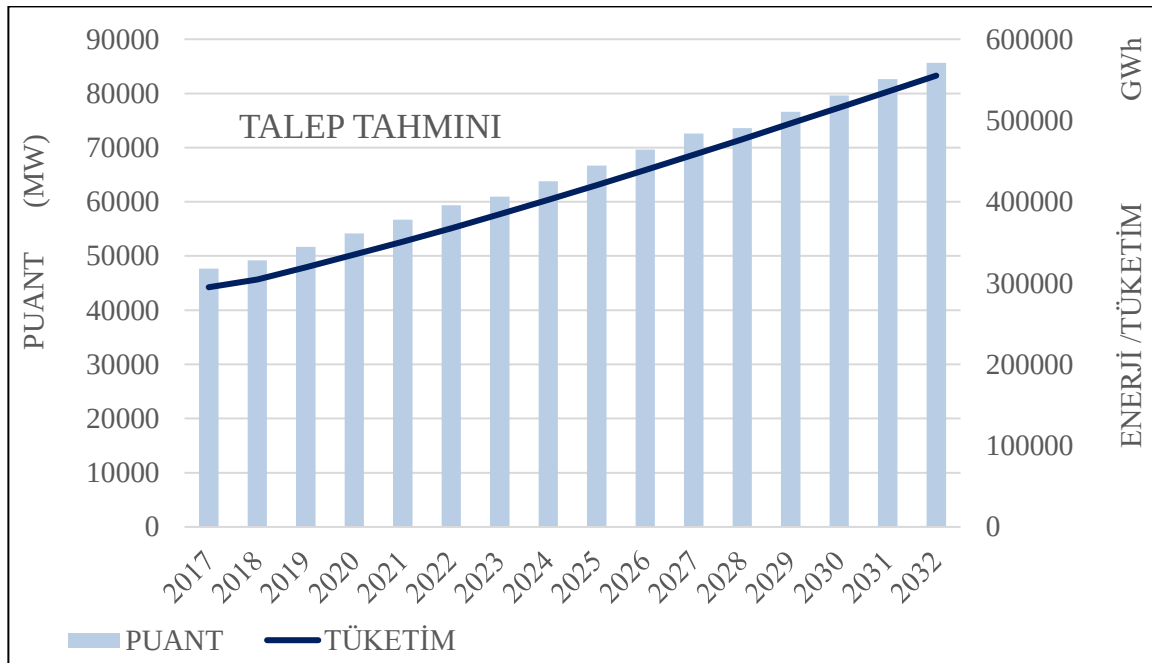
Enerji talep 294900 MWh

Yıllık Yük Faktörü = $294900 / (8760 \times 47659) = 0,706$ olarak bulunmuştur.

Yıllık yük faktörü ilk 5 yıl için %70,6; daha sonraki gelen 5 yıl için %73 ve son 5 yıl için %75 olarak kabul edilmiştir. Bu doğrultuda gelecek yıllarda beklenen puant değerleri, Çizelge 5.3'te gösterildiği üzere üç senaryodan Senaryo-2: Referans Senaryo ve yük faktörü dikkate alınarak puant hesaplanmıştır. Elde edilen 15 farklı puant ve enerji talep serisi Çizelge-5.4 ve Şekil 5.1'de gösterilmektedir.

Çizelge 5.4. Gelecek 15 yıl için hesaplanan puant talep tahmini (Talep projeksiyonu senaryo-2'ye göre)

YILLAR	PUANT (MW)	YÜK FAKTÖRÜ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)
2017	47659 Gerçekleşen	70,6 Hesaplanan	294900 Gerçekleşen
2018	49223	70,6	304425
2019	51654	70,6	319457
2020	54165	70,6	334985
2021	56705	70,6	350696
2022	59384	70,6	367263
2023	60984	72	384638
2024	63786	72	402308
2025	66671	72	420509
2026	69630	72	439171
2027	72596	72	457876
2028	73590	74	477039
2029	76592	74	496498
2030	79594	74	515957
2031	82610	74	535512
2032	85650	74	555219



Şekil 5.1. Gelecek 15 yıl için hesaplanan puant talep tahmini

5.2.5. Mevcut santraller için kabuller

2017 yılı sonu itibariye, kamu ve özel sektör tarafından halen işletilen, inşaatı halen devam eden, yapım kararı alınarak EPDK tarafından verilen lisanslara göre belirtilen tarihlerde işletmeye geçecek olan santraller mevcut sistem olarak tanımlanmıştır. Bu kapsamda aşağıdaki kabuller yapılmıştır:

1. Mevcut sistemde tanımlanan termik ve hidrolik santraller için aşağıda belirtilen değerler çerçevesinde hesaplamalar yapılmıştır:

Termik santraller için:

- Santral üniteleri minimum ve maksimum kapasitesi
- Isı enerjisi tüketimi
- Kullanılan yakıtın karakteristiği ve maliyeti
- Sabit ve değişken olmak üzere işletme ve bakım masrafları (elektrofiltre ve bacagazı kükürt arıtma dahil)
- Bakım-onarım ve arıza süreleri
- İşletmeye alınma tarihi (yapımı devam eden ve EPDK'dan lisans almış olup, bu dönemde işletmeye girmesi planlanan projeler için)

Hidrolik santraller için:

- Kurulu Güç
- İşletme Maliyeti
- Mevsimlere ve hidrolojik şartlara göre değişen; (Bir yıl dört periyot ve Yağışlı, Ortalama Yağışlı ve Kurak olmak üzere üç hidrolojik durum)
 - Ortalama kapasite
 - Minimum enerji üretimi
 - Maksimum enerji üretimi
- İşletmeye alınma tarihi (yapımı devam eden ve EPDK'dan lisans almış)

2. Yakıt Maliyeti: Yakıtın santral sahasına gelmesi dahil tüm maliyetleri kapsar
3. İşletme ve Bakım Onarım Maliyeti (O&M), termik santrallerde yakıt dışında yapılan işletme harcamalarıdır.
4. Yatırım Maliyeti, inşaat dönemi faizi hariç projenin maliyetini kapsamaktadır. Santralın inşaat süresi ve çalışmada kabul edilen bugüne indirgeme oranı kullanılarak inşaat süresi faizi hesaplanmakta ve modele girdi olarak verilmektedir.

5. EPDK tarafından verilen lisanslar çerçevesinde mevcut sisteme dâhil edilen santralların işletmeye geçiş tarihleri kesin olarak belirtilmediğinden, bu santrallar işletmeye girdikleri yılın ortasından itibaren çalışacakları kabul edilmiştir.
6. Hidrolik projelerin yatırım maliyeti ile ilgili girdiler termik santrallarınki ile aynıdır.

5.2.6. Aday termik santrallar için kabuller

Türkiye'nin doğal kaynakları ve ithal edilen kaynaklar çerçevesinde, ETKB stratejileri ve EPDK'nın vermiş olduğu lisanslara göre, gelecekte devreye alınacak santralların yerli linyit, taşkömürü ve hidrolik potansiyelin tamamı; rüzgâr ve güneş potansiyelinin teknik olanaklar çerçevesinde yapılabilecek miktarı ile ithal doğalgaz, ithal kömür ve nükleer santrallar aday olarak programda tanımlanmıştır.

Termik santrallara yönelik önemli kabuller aşağıda sıralanmıştır:

1. Sekiz farklı aday termik santrallar için aşağıda belirtilen değerler belirlenmiştir:
 - Santral üniteleri maksimum ve minimum kapasitesi
 - Isı enerjisi tüketimi
 - Yakıt karakteristiği ve maliyeti
 - Sabit ve değişken olmak üzere işletme ve bakım masrafları (elektrofiltre ve bacagazı kükürt arıtma dahil)
 - Bakım-onarım ve arıza süreleri
 - Yatırım maliyetleri (elektrofiltre ve bacagazı kükürt arıtma dahil)
 - Ekonomik ömür
 - Yapım süresi
2. Mevcut linyit potansiyele çerçevesinde ünite kapasitelerine göre 150 MW ve 360 MW'lık üniteler olmak üzere iki tip tanımlanmıştır. 150 MW'lık santralların akışkan yataklı teknoloji ile yapılacağı kabul edilmiş; 360 MW'lık santralların ise yeni Elbistan santralları olarak tanımlanmıştır.
3. Taşkömürlü yakıtlı aday santrallar 300 MW'lık üniteler olarak tanımlanmıştır.
4. Doğalgaz yakıtlı aday santralları 700 MW'lık üniteler şeklinde kombine çevrim olarak tanımlanmıştır.
5. Aday Rüzgâr Enerjisi Santralları (RES) ve Güneş Enerjisi Santralları (GES) 100 MW olarak tanımlanmıştır. Programda kullanılan model gereği rüzgâr ve güneş enerjisi santralları termik aday santral olarak tanımlanmak zorunda kalmıştır.

6. İthal kömür yakıtlı santraller 500 MW'lık üniteler olarak tanımlanmıştır.
7. Aday Nükleer Enerji Santraller Akkuyu ve Sinop Santrali olmak üzere iki santral ve toplam dört üniteden oluşmaktadır. Her iki santralin teknolojisi farklı olup ve ünite kapasite değerleri sırasıyla ortalama 1200 MW ve ortalama 1120 MW olduğundan nükleer santral hesaplamalarına esas 1100 MW'lık üniteler şeklinde tanımlanmıştır.
8. Mevcut ve aday olarak tanımlanan termik santrallerin üretimlerine göre emisyonlarının hesaplanması için, kullanılan yakıt türüne göre SO_x ve CO₂ içeriği ile ilgili bilgiler de girdi olarak tanımlanmaktadır.

Aday termik santrallerin teknik verileri Çizelge.5.5'da gösterilmektedir.

Çizelge 5.5. Aday termik santral teknik verileri

TEKNİK ÖZELLİK		Akışkan Yakıt	Linyit	Taş Kömür	İthal Kömür	D.gaz	YEN	Nükleer
Maksimum ünite gücü	MW	160	350	300	600	700	100	1100
Minimum ünite gücü	MW	80	200	150	250	350	50	600
Yıllık çalışma süresi	Saat	6500	6500	6500	6500	7500	2500	8000
Zorunlu devredışı olasılığı	%	10	10	10	10	10	3	10
Bakım süresi	Gün	60	60	60	60	40	235	40
Tam kapasite ısı tüketimi	kcal/kWh	2651	2366	2455	2356	1566		2620
Minimum güçte ısı tüketimi*	kcal/kWh	2731	2399	2762	2556	1806		2760
Yakıt ısı değeri (ort.)	kcal/kg	2300	1100	3500	6000	8347		11000
Yakıt tüketimi	gr/kWh	1153	2132	701	393	0,19		
Santral ömrü	Yıl	30	30	30	30	25	25	60
SO _x Verimi	%	95	95	95	95			
Elektrofiltre Verimi	%	99,9	99,9	99,9	99,9			

*Doğalgaz için: Nm³/kWh

5.2.7. Aday hidrolik santraller için kabuller

Aday hidrolik santrallerin kapasiteleri, DSİ'den alınan verilere göre kabul yapılarak belirlenmiştir.

Hidrolik santraller kapasite faktörlerine göre HYD-A ve HYD-B şeklinde iki grupta toplanmıştır. Hidrolik adaylar her iki grupta da havza durumuna, öncelik sırasına ve maliyetlerine göre gruplandırılmıştır. Santrallerin yatırım maliyetleri, bulunabildiği ölçüde veya DSİ'den alınan bilgiler doğrultusunda programa eklenmiştir.

Aday hidrolik santraller için aşağıda belirtilen değerler belirlenmiştir:

1. Kurulu güç
2. İşletme maliyeti
3. Mevsimlere ve hidrolojik şartlara göre değişen; (Bir yıl dört periyot olmak üzere ve bir periyot Ortalama Yağışlı, Yağışlı ve Kurak olmak üzere 3 hidrolojik durum)
 - Ortalama kapasite
 - Maksimum enerji üretimi
 - Minimum enerji üretimi
4. İşletmeye alınma tarihi
5. Yatırım maliyeti
6. Yapım süresi
7. Ekonomik ömür

Aday hidrolik projelerin öncelik sıraları, proje durumları göz önüne alınarak dışarıdan tespit edilip, modele girdi olarak verilmektedir.

5.2.8. Bugüne indirgeme oranı

Bu çalışmada yer alan maliyet hesaplamaları, baz alınan yıla göre mukayesesi yapılmaktadır. Bu nedenle çalışmaya esas alınan gelecek 15 yıl içinde yer alan tüm hesaplamalar özellikle amortisman tabi yatırım maliyeti ve hurda değeri hesaplamaları, 2018 yılına indirgenerek mukayese edilmektedir. Bu mukayese ise net bugünkü değer yöntemi uygulanarak gerçekleştirilmektedir. Net bugünkü değer hesaplaması için gerekli olan bugüne indirgeme oranı daha yaygın kullanımıyla ıskonto/faiz oranları Merkez Bankası tarafından belirlenen

faizler kapsamında [51] ele alınarak bu çalışma için bugüne indirgeme oranı %10 olarak kabul edilmiştir.

5.2.9. Yedek kapasite sınırı (Reserve Margin)

Yedek kapasite sınırı kabul yapılırken, elektrik üretim ve tüketim çerçevesinde planlamanın yapılacağı dönemin ilk yıllarında aralık değerinin mümkün olduğunca geniş tutulmasına, ilerleyen yıllarda daha dar tutulmasına dikkat edilmiştir.

Çalışmaya esas program, aday santraller içerisinde optimal kapasite genişlemesini oluştururken en düşük elektrik üretim maliyetli santralleri tercih etmektedir. Bu nedenle, ilk yıllarda daha fazla çözüm üretilmesi amacıyla daha geniş sınır aralığı kabul edilmiştir. En düşük elektrik üretim maliyetli yeni santrallerin sisteme dahil edilmesi, daha yüksek elektrik üretim maliyetine sahip mevcut santrallerin bir kısmını atıl hale getirecektir. Bu durum mevcut santraller yerine sürekli yeni ilave kapasite genişlemesine izin vereceğinden optimal çözüm için uygun görülmemektedir.

Yedek kapasite sınırı için aralık değeri alt ve üst sınırı sırasıyla;

- 2018-2021 yılları arasında 5 - 80,
- 2022-2028 yılları arasında 10 - 80,
- 2029-2032 yılları arasında 20 - 80 aralığında olduğu kabul edilmiştir.

5.2.10. Yüğü karşılayamama olasılığı (LOLP)

Yüğü Karşılayamama Olasılığı (Loss of Load Probability – LOLP), bir yılda talep edilen enerjinin karşılanamadığı saatlerin toplamının, yıllık toplam saate oranı olarak tanımlanan bir indekstir. LOLP değeri, aynı zamanda sistem güvenilirliğini kontrol eden kriterlerden biri olarak kabul edilmektedir. Bu çalışmada güvenilir enerji yedeğinin %2 ve üstünde olmaması dikkate alındığından LOLP indeksi bu kriteri sağlayacak şekilde tanımlanmıştır.

Sistemin puant talebi öncelikle karşılanmaya çalışıldığı için kapasite ihtiyacı model tarafından karşılandığı halde tüketim talebini karşılamakta sıkıntı olabilmektedir. Sistem arz güvenliğinin sağlanabilmesi amacıyla tüketim talebinin karşılanabilmesi için yeterli kapasite kurulduğu takdirde puant talep tam olarak karşılanmaktadır. Bu durum ise kullanılan model

tarafından oldukça güvenli bir sistem oluşturulmasını sağladığından yükün karşılanamama olasılığı (LOLP) değerinin sıfır veya sıfıra çok yakın olması sonucunu doğurmaktadır. Bunun sonucunda ise oldukça pahalı bir elektrik sistemine sahip olunmaktadır.

5.2.11. Sağlanamayan enerji maliyeti

Talep olmasına rağmen, belli bir kapasitede elektrik enerjisinin karşılanamaması yani hizmete verilememesi durumunda ülke ekonomisine vereceği zararı yansıtan bir maliyettir.

Çalışmada kullanılan WASP programı için gerekli bilgilerden biri olan sağlanamayan enerji maliyeti, alınan bilgiler ve yapılan hesaplamalar sonucunda, sanayide 1000 \$'lık katma değer için 1100 kWh'lik enerjiye ihtiyaç olduğu belirlenmiştir. Bu kabul çerçevesinde, sağlanamayan 1 kWh enerjinin ülkeye maliyeti yaklaşık 1 \$/kWh olarak alınmıştır.

5.3. WASP Analiz Sonuçları

Dördüncü bölümde açıklanan WASP programı modülleri için gerekli olan bilgiler, kabul veya hesaplama ile belirlenerek her bir modülün ilgili kısmına yazılır. Her bir modüle normal bilgi girişi yapılır ve sonrasında çalıştırılır. Her bir modül çalıştırıldıktan sonra diğer modüle geçilir ve o modülün bilgi girişi yapılarak çalıştırılır. Modüller LOADYS, FIXSYS, VARSYS, CONGEN, MERSIM ve DYNPRO sıralamasına göre çalıştırılır. Çalıştırma sonucunda hata (error) uyarısı varsa ilgili modülde bilgiler arasında veya bilgi girişinde veya ünite tip ve sayısında uyumsuzluk olabilir, kontrol edilmelidir.

Modüllerin çalıştırılmasında, programın bilgi giriş bölümü ve ilk iki modülü Fixsys ve Varsys bölümünde maddi hata yapılmadıkça program normal çalışmaktadır. Ancak Congen modülüne gelindiğinde enerji sistemi ve bilgiler çerçevesinde değerlendirme ve optimizasyon yapıldığından, bu noktada daha sık hata ile karşılaşılması söz konusudur. Congen modülü çalıştırıldıktan sonra hata ile karşılaşılması durumunda, sistemde değişiklik yapılmasına veya değerlerin yeniden hesaplanmasına ihtiyaç bulunmaktadır. Hangi ünitenin hangi yılda devreye gireceği, kaç ünitenin devreye gireceği Congen modülü üzerinden belirlenmektedir. Hata ile karşılaşılması durumunda, gerekli değişiklikler yapılmasına rağmen hala hata ile karşılaşılıyorsa, hatayı gidermek için bu aşamada deneme-yanılma yaklaşımı izlenebilir. Çünkü gelecek 15 yıl için ünite sayıları, ünite tipi, maliyetler, stratejik

kararlar ve öncelikler veya zorunlu durumlar çerçevesinde optimizasyon yapıldığından sadece o yıl içinde bir ünite sayısını değiştirmek veya ünite tipini değiştirme çözüm sağlamayabilir. Bu nedenle deneme yanılma yaklaşımı ile farklı değerler üzerinde sonuç elde edilir ve Congen modülünde hatasız çalıştırma sağlanır. Congen modülünün hatasız olarak çalışmasıyla, enerji yapısındaki üretim planlaması da ortaya çıkarılmış olur.

Bu bölümde santrallerin optimizasyonu yapılırken, bu çalışmanın amacı doğrultusunda öncelik nükleer santral tipine verilmiştir. Toplamda 8 ünite yaklaşık 9000 MW'lık bir kapasitenin devreye girmesiyle nasıl bir optimizasyonu oluşacağı görülmeye çalışılmıştır. Nükleer santrallerin belirlenen yıllarda devrede olması noktasında programda hiçbir değişikliğe gidilmemiştir. Bir diğer öncelik rüzgâr ve güneş olmak üzere yenilebilir enerji santrallerine verilen alım önceliği doğrultusunda toplamda 10000 MW'lık bir kapasitenin devrede olması noktasında hiçbir değişikliğe gidilmemiştir. Yerli kaynakların kullanımına verilen öncelikler çerçevesinde 360 MW'lık linyit yakıtlı veya 150 MW'lık akışkan yatak teknolojili santrallerin sistemde yer almasına öncelik verilmiştir. Programın optimizasyon yapma aşamasında hata durumuna göre doğalgazlı ve ithal kömürlü santral sayılarında değişikliğe gidilmiştir.

Enerji önceliklerinin ve stratejik kararların dikkate alınarak yapıldığı iterasyon ve kabuller çerçevesinde yapılan çalışma sonucunda, WASP Congen modülü hatasız olarak çalışmış ve sonuçlar elde edilmiştir.

WASP Congen modül değerleri çizelgeye dönüştürülmüş ve Çizelge-5.6'da gösterilmektedir. Çizelge 5.6'da her yıl bazında iki bölüm "Min" ve Tunnel Width" görülmektedir. "Min", yıl bazında en az bu sayıda santralin bir ünitesi devreye girecektir. "Tunnel width", sistem yapılanmasında maliyet veya kapasite yetersizliği olursa bir sonraki yıl devreye alınacak olan ünite sisteme dahil edilebilir anlamı taşımaktadır.

"Min" bölümü, yıl bazında ilgili enerji kaynağından kaç ünite devreye gireceğini göstermektedir. Bir sonraki yıl kaç ünite devreye giriyorsa, bir önceki yıl değeri ile toplanarak yazılır. İlgili kaynaktan devreye alınacak ünite yoksa bir önceki yılın ünite sayısı değeri aynen yazılır. Bu durum, Çizelge 5.6'ya bağlı olarak düzenlenen Çizelge 5.7'de daha iyi görülebilmektedir. Çizelge 5.7'de, santral yakıt tiplerine göre hangi yıl kaç ünitenin devreye gireceği görülmektedir.

Çizelge 5.6'ya bağlı olarak düzenlenen Çizelge 5.8'de, hangi yıl ne kadarlık bir kapasitenin (MW) devreye alınacağı gösterilmektedir.

Çizelge 5.6'da yer alan kısaltmalar, daha önceki modülde (VARSYS) tanımlanan santral tiplerini göstermektedir. Bu santral tipleri, hali hazırda enerji sisteminde yer alan veya yer alacak santrallerin yakıt tiplerine göre belirlenmiştir.

Yürütülen çalışmada WASP programı içeriğinde yer alan kısaltmalar aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır:

L150:	Linyit yakıtlı ve ünite başı 150 MW (akışkan yataklı kazan teknolojisi)
L360:	Linyit yakıtlı ve ünite başı 360 MW
IKMR :	İthal kömür yakıtlı, ünite başı 500 MW
TKMR:	Taşkömür yakıtlı, ünite başı 150 MW
YEN:	Rüzgâr + Güneş kaynaklı, ünite başı 100 MW
DGAZ:	Doğalgaz yakıtlı, ünite başı 700 MW
NS:	Nükleer yakıtlı, ünite başı 1100 MW
HYD-A:	Hidrolik, 400 MW
HYD-B	Hidrolik 800 MW

Çizelge 5.7. WASP çalışması yıl bazında devreye girecek ünite sayıları

	L150	IKMR	TKMR	YEN	DGAZ	NS	L360	HYDA	HYDB
2018									
2019		1		10				1	
2020				10	1				
2021				10				1	1
2022		1		10	1		2		
2023		1		10	1		2	2	
2024		1			2		1		
2025				10	1		2	1	1
2026	1				1	1	2		
2027		1		10		1	1		
2028	1			10	1	1	2		
2029			1	10		2	2		
2030	2					1	2		
2031	1			10		1	2		
2032						1	2		
TOPLAM Ünite Sayısı	5	5	1	100	8	8	20	5	2

Çizelge 5.8. WASP çalışması yıl bazında devreye girecek ünite kapasiteleri (MW)

	L150	IKMR	TKMR	YEN	DGAZ	NS	L360	HYDA	HYDB	Toplam Kapasite MW
2018										
2019		500		1000				400		1900
2020				1000	700					1700
2021				1000				400	800	2200
2022		500		1000	700		720			2920
2023		500		1000	700		720	800		3720
2024		500			1400		360			2260
2025				1000	700		720	400	800	3620
2026	150				700	1100	720			2670
2027		500		1000		1100	360			2960
2028	150			1000	700	1100	720			3670
2029			300	1000		2200	720			4220
2030	300					1100	720			2120
2031	150			1000		1100	720			2970
2032						1100	720			1820

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

6.1. Sonuçlar

Tez çalışmasında, WASP Congen modülünün çalıştırılması sonucunda elde edilen santral ünite kapasiteleri, “plandan gelen kapasite” olarak adlandırılmış ve bu doğrultuda;

- kurulu güç bazında üretim kapasitesi,
- proje üretim kapasitesi,
- güvenilir üretim kapasitesi olmak üzere üç ayrı sonuç elde edilerek bir değerlendirme yapılmıştır.

Kurulu güç hesaplaması, “mevcut kurulu güç + inşaatı devam eden santral kapasitesi + lisans almış kapasite + plandan gelen” toplam kapasite üzerinden değerlendirilmiştir. Kapasitelerin yıllara göre gelişimi ve bu gelişiminin puant talebi karşılayıp karşılayamama durumu incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar Çizelge 6.1 ve Şekil 6.1’de yer almaktadır.

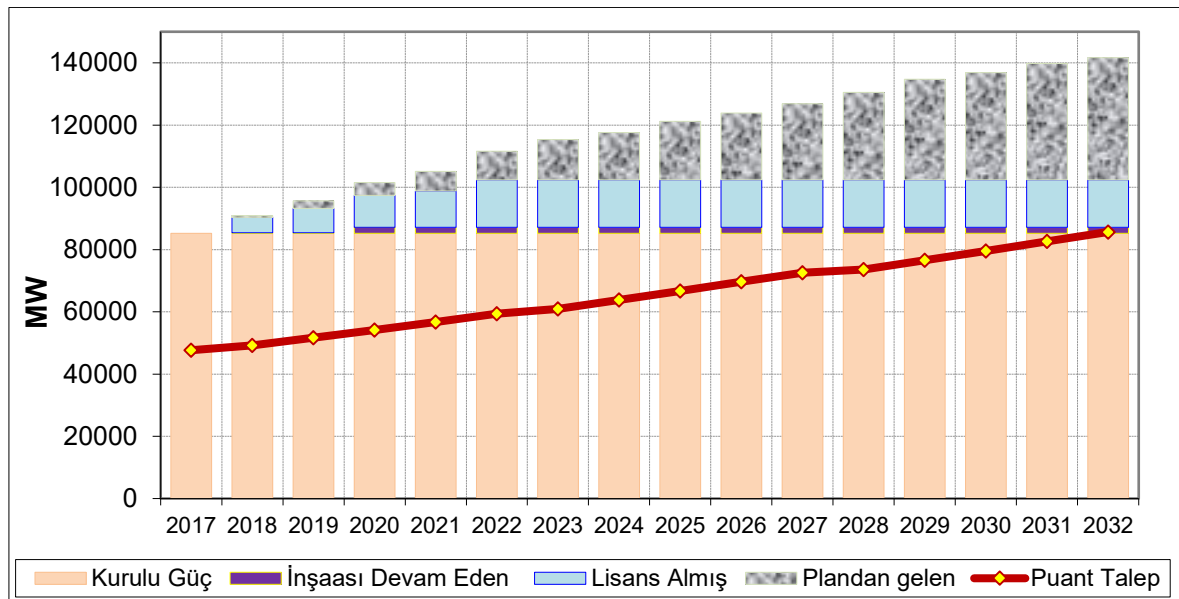
Şekil 6.1’de görüleceği üzere, 2017 yılı sonu itibariyle mevcut işletmede olan, inşaat aşamasında ve EPDK’dan lisans almış olup belirtilen tarihlerde işletmeye girecek üretim tesislerinin tamamlanması ve talebin öngörüldüğü gibi gelişmesi durumunda; 2032 yılına kadar toplam kurulu güç 141.000 MW’ın üstünde olmaktadır. Çizelge 6.1’de görülen kırmızı renkli ve eksi olan değer, o yılda talebin karşılanamayacağı yani elektrik kesintisi yaşanacağı anlaşılmaktadır. 2032 yılında kurulu güç ile puant aynı noktada yer almakta ve 2032 yılından itibaren kapasite artışına ihtiyaç duyulmaktadır. Diğer taraftan 2031 yılına kadar sistemde fazla yedek kapasite olduğu görülmektedir. Ancak bu durum, kapasite faktörü düşük ve güvenilir olmayan yenilenebilir kaynakların (rüzgâr + güneş) öncelikli olarak sisteme girmesi yaklaşımıyla, puant talebin karşılanabilmesine rağmen enerji talebinin karşılanmaması durumu ile karşılaşılacağını göstermektedir. Bu nedenle %2’yi aşmasına izin verilmeyen yükün karşılanamama olasılığı (LOLP) değerinin ancak sıfır veya sıfıra çok yakın değerlerde tutulmasını gerektirdiği, böyle bir uygulamada da oldukça pahalı bir sisteme sahip olunacağı durumu ortaya çıkmaktadır.

Şekil 6.1’de görüleceği üzere, 2026 yılından itibaren devreye girmesi beklenen nükleer santrallerin, diğer yakıtlı santralleri etkilediği ve zorunlu devreye alınan RES hariç diğer

santrallerin sayısını etkilediği anlaşılmaktadır. Eğer elektrik sistemine 1100 MW kapasiteli bir nükleer santral devreye girmezse, yerine bu kapasiteye yakın bir termik veya hidrolik santral ünitesi devreye alınması gerekir. Bu durumda, en az iki doğalgaz ünitesi veya en az 5 adet linyit yakıtlı santral ünitesi devreye alınmalıdır.

Çizelge 6.1. Kurulu güç esasında talebin karşılanması

Kapasite Gelişimi (MW)						Yedek Kapasite Miktarı (MW)				
	Kurulu güç	K. Güç + İnşaatı Devam Edenler	K. Güç + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış	K. Güç + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış + Plandan gelen	Puant Talep	Kurulu Güç	K. Güç + İnşaatı Devam Edenler	K. Güç + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış	K. Güç + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış + Plandan gelen	
2017	85225	85225	85225	85225	47659	2017	37566	37566	37566	
2018	85225	85403	90422	90922	49223	2018	36002	36180	41199	
2019	85225	85403	93228	95628	51654	2019	33571	33749	41574	
2020	85225	87156	97426	101526	54165	2020	31060	32991	43261	
2021	85225	87156	98824	105124	56705	2021	28520	30450	42119	
2022	85225	87156	102396	111616	59384	2022	25841	27772	43012	
2023	85225	87156	102396	115336	60984	2023	24241	26172	41412	
2024	85225	87156	102396	117596	63786	2024	21439	23370	38610	
2025	85225	87156	102396	121216	66671	2025	18554	20484	35724	
2026	85225	87156	102396	123886	69630	2026	15595	17525	32766	
2027	85225	87156	102396	126846	72596	2027	12629	14560	29800	
2028	85225	87156	102396	130516	73590	2028	11635	13566	28806	
2029	85225	87156	102396	134736	76592	2029	8633	10564	25804	
2030	85225	87156	102396	136856	79594	2030	5631	7562	22802	
2031	85225	87156	102396	139826	82610	2031	2615	4545	19786	
2032	85225	87156	102396	141646	85650	2032	-425	1505	16745	



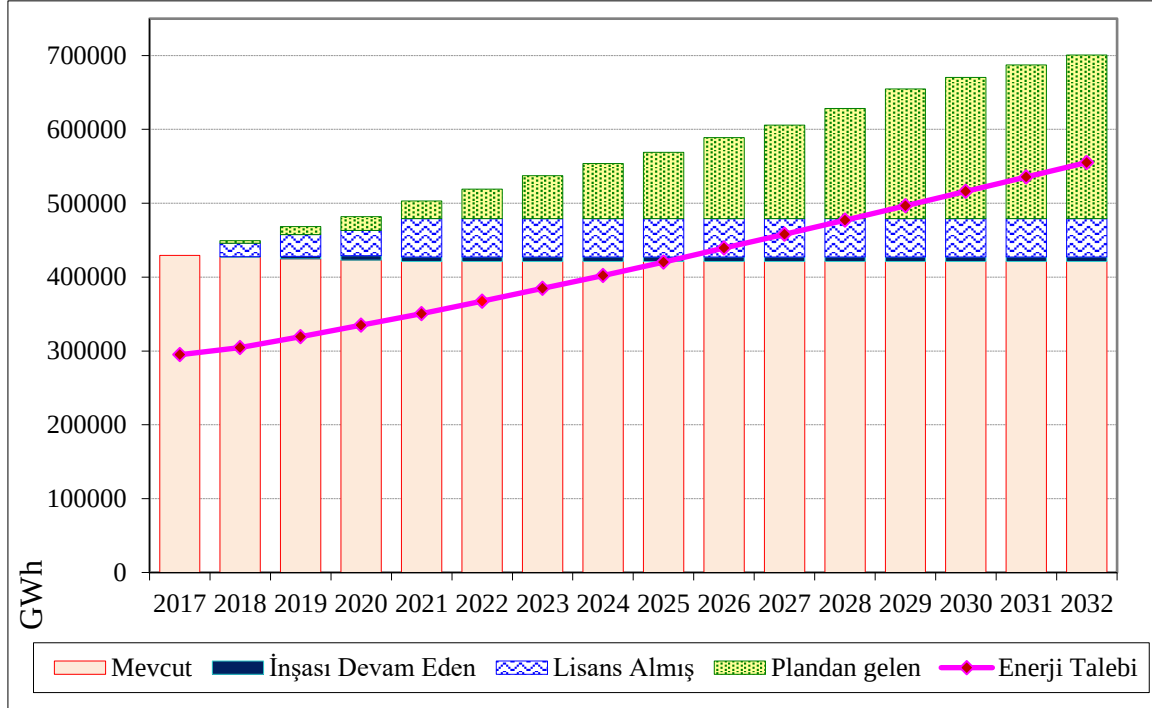
Şekil 6.1. Kurulu güç bazında talebin karşılanması

Proje Üretim Kapasitesi gelişimi açısından enerji talebini karşılama durumu Çizelge 6.2’de gösterilmektedir. Çizelge 6.2’de elde edilen değerler aynı zamanda Şekil 6.2’de gösterilmektedir.

Çizelge 6.2’de yer alan eksi işaretli ve kırmızı renkli olarak görülen değerler 2025 yılından itibaren enerji talebinin karşılanamadığı anlamına gelmektedir ve bu süreç sonrası ilave güç artışına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu durum Şekil 6.2’de daha net olarak görülmekte olup toplam üretim kapasitesi değerine göre 2025 yılında üretim ve tüketim aynı noktada yer almaktadır.

Çizelge 6.2. Proje üretim kapasite gelişimi ve talebin karşılanması

Kapasite Gelişimi (GWh)						Yedek Kapasite (GWh)				
YILLAR	Mevcut	Mevcut + İnşaatı Devam Eden	Mevcut + İnşaatı Devam Eden + Lisans Almış	Mevcut + İnşaatı Devam Eden + Lisans Almış +	Enerji Talebi	YILLAR	Mevcut	Mevcut + İnşaatı Devam Eden	Mevcut + İnşaatı Devam Eden + Lisans Almış	Mevcut + İnşaatı Devam Eden + Lisans Almış + Plandan gelen
2017	429416	429416	429416	429416	294900	2017				
2018	427294	427557	446041	449541	304425	2018	122869	123132	141616	145116
2019	424792	428143	457742	468362	319457	2019	105335	108686	138285	148905
2020	423070	429158	463395	481765	334985	2020	88085	94173	128410	146780
2021	421249	427337	479460	503290	350696	2021	70553	76641	128764	152594
2022	421249	427337	479460	519220	367263	2022	53986	60074	112197	151957
2023	421249	427337	479460	537390	384638	2023	36611	42699	94822	152752
2024	421249	427337	479460	553730	402308	2024	18941	25029	77152	151422
2025	421249	427337	479460	569120	420509	2025	740	6828	58951	148611
2026	421249	427337	479460	588825	439171	2026	-17922	-11835	40289	149654
2027	421249	427337	479460	605965	457876	2027	-36627	-30540	21584	148089
2028	421249	427337	479460	628170	477039	2028	-55790	-49703	2421	151131
2029	421249	427337	479460	654900	496498	2029	-75249	-69162	-17038	158402
2030	421249	427337	479460	670330	515957	2030	-94708	-88621	-36497	154373
2031	421249	427337	479460	687285	535512	2031	-114263	-108176	-56052	151773
2032	421249	427337	479460	700765	555219	2032	-133970	-127883	-75759	145546



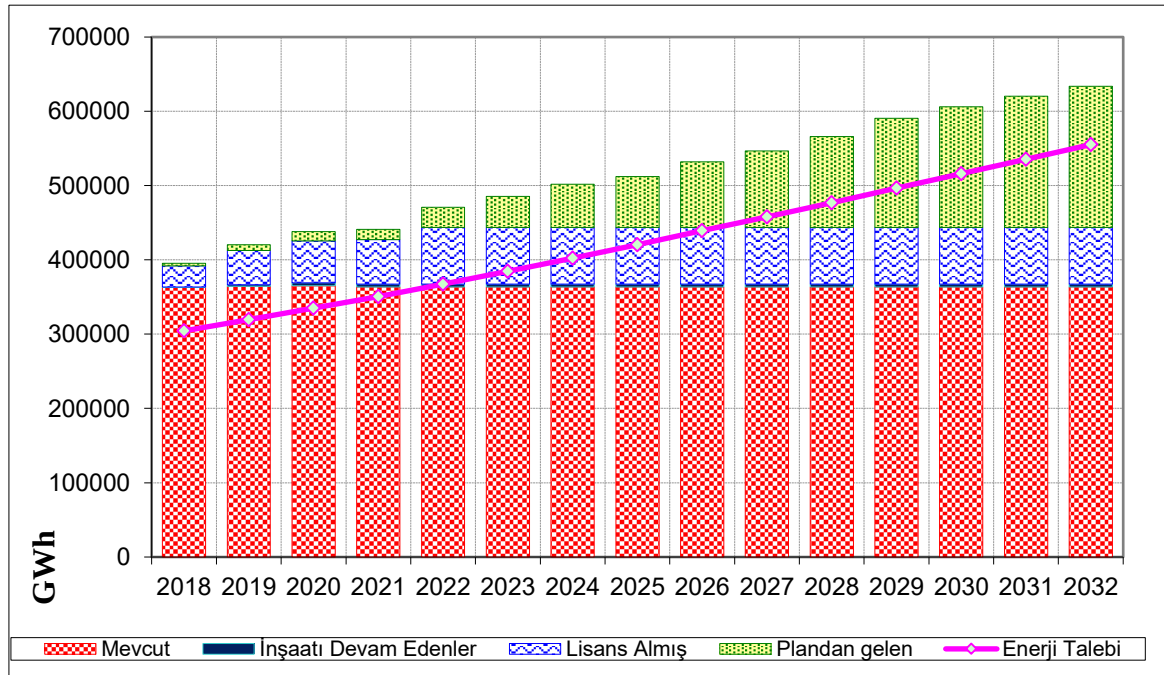
Şekil 6.2. Proje üretim kapasitesi gelişimi ve talebin karşılanması

Güvenilir Üretim Kapasitesi gelişiminin enerji talebini karşılama durumu Çizelge 6.3 ve Şekil 6.3'te gösterilmektedir.

Güvenilir üretim kapasitesinin gelişimine bakıldığında, mevcut sistem + inşaatı devam + lisans almış üretim tesisleriyle 2022 yılında sınır değere yaklaştığı görülmektedir. Çizelgede eksi işaretli ve kırmızı renkli olarak görülen değerler 2022 yılından itibaren enerji talebinin karşılanamadığı ve enerji açığı oluşabileceği anlamına gelmektedir.

Çizelge 6.3. Güvenilir üretim kapasite gelişimi ve talebin karşılanması

Kapasite Gelişimi (GWh)						Yedek Kapasite (GWh)				
Yıllar	Mevcut	Mevcut + İnşaatı Devam Edenler	Mevcut + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış	Mevcut + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış +	Enerji Talebi	Yıllar	Mevcut	Mevcut + İnşaatı Devam Edenler	Mevcut + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış	Mevcut + İnşaatı Devam Edenler + Lisans Almış + Plandan gelen
2017	343183	343183	343183	343183	294900	2017	294900			
2018	363183	363408	391969	395469	304425	2018	58758	58983	87544	91044
2019	364436	366511	412841	420441	319457	2019	44979	47054	93384	100984
2020	365266	369091	425368	438218	334985	2020	30281	34106	90383	103233
2021	363558	367383	427456	440906	350696	2021	12862	16687	76760	90210
2022	363558	367383	443825	470705	367263	2022	-3705	120	76562	103442
2023	363558	367383	443825	485335	384638	2023	-21080	-17255	59187	100697
2024	363558	367383	443825	501675	402308	2024	-38750	-34925	41517	99367
2025	363558	367383	443825	512205	420509	2025	-56951	-53126	23316	91696
2026	363558	367383	443825	531910	439171	2026	-75613	-71788	4654	92739
2027	363558	367383	443825	546550	457876	2027	-94318	-90493	-14051	88674
2028	363558	367383	443825	566255	477039	2028	-113481	-109656	-33214	89216
2029	363558	367383	443825	590485	496498	2029	-132940	-129115	-52673	93987
2030	363558	367383	443825	605915	515957	2030	-152399	-148574	-72132	89958
2031	363558	367383	443825	620370	535512	2031	-171954	-168129	-91687	84858
2032	363558	367383	443825	633850	555219	2032	-191661	-187836	-111394	78631



Şekil 6.3. Güvenilir üretim kapasitesi gelişimi ve talebin karşılanması

Yürütülen çalışmada nükleer, kömür, doğalgaz, hidrolik, rüzgâr, güneş enerji kaynakları esas alındığından bu kaynaklara yönelik elde edilen sonuçlar aşağıda belirtilmeye çalışılmıştır:

Ülkemizde doğalgaz kaynağının az olması, yeteri kadar fosil kaynağın bulunmaması veya mevcut kömür veriminin ithal kaynaklara nazaran daha düşük olması, diğer taraftan hidrolik kaynakların bulunduğu gibi ülke coğrafya şartlarına bağlı olmasından dolayı doğalgaz ve ithal kömürlü santrallerin sayısı son yıllarda artış göstermiş ve buna bağlı olarak kaynakta dışa bağımlılık oranı çok yüksek seviyelere ulaşmıştı. Halihazırda hükümetlerarası anlaşma ile çalışmalarına başlanan iki nükleer santral toplamda 8 ünite ile yaklaşık 9000 MW bir kapasitenin üretim sistemine giriş yapacak olması özellikle doğalgaz ve ithal kömür gibi ithal yakıt kaynak türünde azalmaya neden olacağı görülmektedir.

Rüzgâr enerji kaynağı tevzi edilemeyen bir başka deyişle insan eliyle kontrol edilemeyen kaynak olduğu için üretiminde güvenilirlik özelliği çok düşüktür. Güneş enerji kaynağı ise, sadece gündüz vakitlerinde üretime katkı sağladığı ve teknolojisi henüz istenilen verimlilikte olmadığı için üretim miktarı da kısıtlı olmaktadır. Bu nedenle kapasite faktörü düşük ve güvenilir olmayan yenilenebilir enerji kaynaklı santrallara öncelik verilmesiyle puant talep karşılanırken, enerji talebinin karşılanamadığı görülmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından özellikle rüzgar ve güneş santralleri ve su kapasitesine bağlı olarak çalıştırılan hidrolik santraller baz yük çalıştıramazlar. Yeteri kadar fosil kaynağına sahip ülkeler, baz yükün karşılanması için çoğunlukla termik santralleri kullanarak üretimi gerçekleştirirler. Fosil yakıtlı santrallerle mukayese edildiğinde nükleer santraller, hem sistem güvenilirliği hem de daha düşük sera gazı emisyonlarına sahip olmasından dolayı iklim değişikliği açısından önem arz ettiğinden baz yük olarak iyi bir alternatiftir.

Bu çerçevede enerji talebinin karşılanması amacıyla kaynak çeşitliliğini ve kaynakların dengeli bir şekilde kullanılmasını ve yakıt güvenilirliğinin yansırı yedek kapasite ve enerjiye sahip bir elektrik sistemini oluşturmak ve bütün bu kriterlerle birlikte maliyetleri de dikkate alarak genişleme planlamasının yapılması önem arz etmektedir.

6.2. Öneriler

Yapılan çalışma neticesinde, elektrik üretim planlamasının, ülkenin ekonomisine bağlı olarak sanayi büyüme oranı ve nüfus artışıyla birlikte değerlendirilerek zamanında yapılmasının önem arz ettiği görülmektedir.

Gelecekte yapılacak çalışmalarda, modellemede girdi olarak kullanılan parametrelerin gerçekçi aralıklarda tanımlanmasıyla, modelleme sonuçlarının girdi parametrelerine duyarlılığının belirlenmesi önerilmektedir.

8 ünitelik toplamda yaklaşık 9000 MW'lık nükleer santraller dahil edilerek yapılan elektrik üretim planlaması çalışması sonucunda, 2025 yılından itibaren enerji talebinin karşılanamama durumu oluşacağı için, inşaat aşamasındaki zorluk ve yatırım maliyet yüksekliğinden, planlama açısından nükleer santrallerin zamanında devreye alınabilmesine yönelik çalışmaların şimdiden yapılmasının faydalı olacağı görülmektedir. Diğer taraftan yine planlama açısından devreye alınamaması durumuna karşın diğer yakıt türlerinin alternatif olarak planlamaya dahil edilmesinin faydalı olacağı düşünülmektedir.

Son yıllarda güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerjiye olan yaklaşımla, günümüz teknolojisi çerçevesinde kesintisiz enerjiye ulaşmada yeterli olamayacağı, bu nedenle özellikle nükleer santrallerin hem kesintisiz çalışması açısından hem de kapasite yüksekliği açısından planlama çalışmalarında yer almasının önemli olacağı görülmektedir. Ayrıca nükleer santraller, sistem güvenilirliği ve emreamadeliği, sera gazı emisyon değerlerinin çok düşük olması, diğer santrallara nazaran daha düşük işletme maliyetine sahip olması ve kaynak çeşitliliği oluşturması yönleriyle elektrik üretim planlamasında önemli bir yere sahip olacağı görülmektedir.

.



KAYNAKLAR

1. Malik, A. S. and Kuba, C. (2013). Power generation expansion planning including large scale wind integration: A case study of Oman. ***Journal of Wind Energy***, (2013), 41-48.
2. Shinwari, M. F., Latif, M., Ahmed, N., Humayun, H., Qureshi, I.M., Haq, I.U. and Chohan, Y. (2012). Optimization model using WASP-IV for Pakistan's power plants generation expansion plan. ***Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)***, 3, 39-49.
3. Rouhani A., Varamini G. and Nikkhah M. (2013). Generation expansion planning considering renewable energies. ***American Journal of Engineering Research (AJER)***, 02, 276-286.
4. Bhattacharyya, S.C. and Timilsina, G.R. (2010), A review of energy system models. ***International Journal of Energy Sector Management***, 494-518.
5. Shinwari, F., Akbar, M., Khan, K., Chohan, G.Y., Zia, J.A. and Ahmed, N., (2013). Modelling of existing and candidate hydro power plants generation expansion planning using Wien Automatic System Planning-IV model. ***Journal of Basic and Applied Scientific Research***, 3 (12), 119-133.
6. Noshad, B., Goodarzi, M. and Kivan, S. (2012). Generation expansion planning for Iranian power grid aiming at providing reliability by comparing WASP-IV program and proposed algorithm by dynamic programming. ***Indian Journal of Science and Technology***, 5, 2961-2966.
7. Khakbazan-fard, M., Haeri, H., Passar, M., Naderi, M. S. and Narimissa, P, (2010). Generation expansion planning for Iran power grid. ***Iranian Journal of Science & Technology, Transaction B. Engineering***, 34, 325-333.
8. Kim, H., Sohn, H. and Bricker, D.L. (2011). Generation expansion planning using Benders' decomposition and generalized networks. ***International Journal of Industrial Engineering***, 18(1), 25-39.
9. Jamaica Office of Utilization Regulation. (2010). Generation expansion plan 2010, OUR, ELE2010007_REP0001. *Jamaika*. 1-153
10. Lee, K.Y. (2003, Temmuz). *Advanced power system planning and control, and power system operation*. IEEE PES General Meeting'de sunuldu, Toronto.
11. Poullikkas, A. (2013), Optimization analysis for pumped energy storage systems in small isolated power systems, ***Journal of Power Technologies***, 93 (2), 78-89.
12. Poullikkas, A. (2011, Mayıs), *An optimization model for the integration of renewable technologies in power generation systems*, Dünya Yenilenebilir Enerji Kongresi'nde sunuldu, İsveç.
13. International Atomic Energy Agency (1984). Expansion planning for electrical generating systems. IAEA, Technical Report Series No:241, Viyana.

14. Türkiye Elektrik Kurumu. (1985). *Yıllık faaliyet raporları (1978-1986)*. TEK, Ankara.
15. İpek, N. (2004). Türkiye'de Elektrik Enerjisi Gelişiminin ve TEK'in Kısa Tarihçesi. *Elektrik Mühendisliği Dergisi*, 22-23.
16. Çetintaş, H. ve Bicil, İ.M. (2015). Elektrik piyasalarında yeniden yapılanma ve Türkiye elektrik piyasasında yapısal dönüşüm, *Optimum Ekonomi ve Yönetim Bilimleri Dergisi*, 1-15.
17. Koca, G. (5 Mart 2017). Benan Başoğlu ile ülkemizde nükleer enerji süreci üzerine söyleşi, Benan Başoğlu'nun çalışma odası, EÜAŞ Genel Müdürlüğü, Ankara.
18. Internet: Akkuyu NGS Elektrik Üretim AŞ. (2018). Projenin tarihçesi, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.akkunpp.com%2Fproje-nin-tarihcesi&date=2018-08-27>, Son Erişim Tarihi: 27.08.2018.
19. Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahası'nda Bir Nükleer Güç Santralının Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma. (6 Ekim 2010). *Resmi gazete*, No:27721.
20. Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti İle Japonya Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyetinde Nükleer Güç Santrallerinin Ve Nükleer Güç Sanayisinin Geliştirilmesi Alanında İşbirliğine İlişkin Anlaşma İle Türkiye Cumhuriyetinde Nükleer Güç Santrallerinin Ve Nükleer Güç Sanayisinin Geliştirilmesine Dair İşbirliği Zaptının Onaylanmasının Uygun Bulunduğuna Dair Kanun. (10 Nisan 2015). *Resmi gazete*, No:29322
21. Internet: Uluslararası Atom Enerji Ajansı. (2018). The database on nuclear power reactors (PRIS), URL: <http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fpris.iaea.org%2FPRIS%2FHome.aspx&date=2018-08-27>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
22. Internet: Uluslararası Atom Enerji Ajansı. (2018). Under construction reactors, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fpris.iaea.org%2FPRIS%2FWorldStatistics%2FUnderConstructionReactorsByCountry.aspx&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
23. International Energy Agency. (2018). Electricity information overview 2017, IEA, No:2017, *Fransa*.
24. Türkiye Elektrik İletim AŞ. (2017). Piyasa raporları-Türkiye elektrik piyasası. TEİAŞ, Temmuz 2017, *Ankara*.
25. Yazıtış, F. (2018, Şubat). *Elektrik piyasaları*, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi- DEK Konuşmalarında sunuldu, *Ankara*.
26. Internet: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2018). EPDK Tarihçe, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.epdk.org.tr%2FDetay%2FIcerik%2F1-1051%2Fkurumsaltarihce&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.

27. Internet: Türkiye Elektrik İletim AŞ, TEİAŞ Hakkımızda, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.teias.gov.tr%2Ftr%2Fhakkimizda&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
28. Internet: Elektrik Üretim AŞ, (2018). EÜAŞ Hakkımızda, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.euas.gov.tr%2FSayfalar%2FHakk%C4%B1m%C4%B1zda.aspx&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
29. Internet: Türkiye Elektrik İletim AŞ. (2018). Yük tevzi bilgi sistemi günlük işletme neticeleri, URL: http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fytbs.teias.gov.tr%2Fytbs%2Ffrm_login.jsf&date=2018-08-26, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
30. Internet: Türkiye Elektrik Ticaret AŞ. (2018). TETAŞ Hakkımızda, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.tetas.gov.tr%2Ftr-TR%2FSayfa%2FHakkimizda&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
31. Internet: Enerji Piyasaları İşletme AŞ. (2018). EPIAŞ Hakkımızda, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.epias.com.tr%2Fkurumsal%2FHakkimizda&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
32. Internet: Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ. (2018). TEDAŞ Hakkımızda, URL: http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.tedas.gov.tr%2F%23%21tedas_hakkimizda&date=2018-08-26, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
33. Internet: Türkiye Elektrik Ticaret AŞ (mülga). (2018). Alım Yapılan Santraller, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.tetas.gov.tr%2Ftr-TR%2FSantral-Listesi&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
34. Internet: Enerji Atlası. (2018). Elektrik üretim firmaları, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.enerjiatlasi.com%2Ffirma%2F&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
35. Internet: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2018). Elektrik Piyasası Lisans İstatistikleri, Tüm İller, URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Flisans.epdk.org.tr%2Fepvys-web%2Ffaces%2Fpages%2Flisans%2FelektrikIstatistik%2FelektrikIstatistik.xhtml&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
36. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2018). Elektrik piyasası gelişim raporu 2017, EPDK, Ankara.
37. Internet: Başkent Üniversitesi. (2016). Ders notları: Sistem yaklaşımı, URL: http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.baskent.edu.tr%2F%2F7Eahalici%2Fcyt_dersnotlari%2Fybs451-4.pdf&date=2018-08-26, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
38. Öztürk, L. (2004). Monte Carlo simülasyon metodu ve bir işletme uygulaması, *Doğu Anadolu Bölgesi Araştırmaları*, 116-122.

39. Hançerlioğulları, A. (2006). Monte Carlo simülasyon metodu ve MCNP kod sistemi. *Kastamonu Eğitim Dergisi*, 14(2), 545-556.
40. Demir, N. (2012, 10-12 Mayıs). *Monte-Carlo Metoduna Giriş*, Nükleer ve Parçacık Fiziğinde Monte Carlo Uygulamaları Bahar Okulunda (NUPAMC) sunuldu, *Bitlis*.
41. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (1997). Energy and nuclear power planning using the IAEA's ENPEP Computer Package. IAEA, IAEA-TECDOC-963, *Viyana*.
42. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (2006). Model for analysis of energy demand (MAED-2), IAEA, Computer Manuel Serisi No:18, *Viyana*.
43. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (2001). A computer code for power generating system expansion planning WASP-IV. IAEA, Computer Manuel Serisi No:16, *Viyana*.
44. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (2000). Enhanced electricity system analysis for decision making DECADES. IAEA, Project Document No:4, *Viyana*.
45. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (2016). Modelling nuclear energy systems with MESSAGE: A user guide. IAEA, No NG-T-5.2, *Viyana*.
46. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (Ağustos 2009). IAEA tools and methodologies for energy system planning and nuclear energy system assesments, IAEA, *Viyana*.
47. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (Ocak 2018). EPDK ilerleme raporu, EPDK, No:Ocak 2018, *Ankara*.
48. Türkiye Elektrik İletim AŞ. (Ağustos 2017). Türkiye elektrik enerjisi 5 yıllık üretim kapasite projeksiyonu. TEİAŞ, 2017-2021, *Ankara*.
49. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2015). 2015-2019 Stratejik Planı, ETKB, 2015-2019, *Ankara*.
50. Internet: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2016). Türkiye elektrik enerjisi talep projeksiyonu raporu URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.enerji.gov.tr%2FFile%2F%3Fpath%3DROOT%252f1%252fDocuments%252fE%25c4%25b0GM%2520Ana%2520Rapor%252fT%25c3%25bcrtkiye%2520Elektrik%2520Enerjisi%2520Talep%2520Projeksiyonu%2520Raporu.pdf&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi: 26.08.2018.
51. Internet: Merkez Bankası. (2017). Reeskont ve avans faiz oranları (1990-2016), URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.tcmb.gov.tr%2Fwps%2Fwcm%2Fconnect%2FTR%2FTCMB%2BTR%2FMain%2BMenu%2FTemel%2BFaaliyetler%2FPara%2BPolitikasi%2FReeskont%2Bve%2BAvans%2BFaiz%2BORanlari&date=2018-08-26>, Son Erişim Tarihi 26.08.2018.



EKLER

EK-1. TETAŞ alış yapılan santraller

Modeli	Şirketin Adı	Santralin Adı	Kurulu Gücü (MW)	Santral Yeri	Yakıt Cinsi
Yİ	İSKENDERUN. ENER. ÜR. ve TİC. A.Ş.	İSKENDERUN İ.K.S.	1.210,0	Yumurtalık / ADANA	İthal Kömür
	BAYMİNA ENERJİ A.Ş.	ANKARA DGKÇ	770,0	Temelli / ANKARA	Doğalgaz
	İZMİR ELK. ÜR. LTD. ŞTİ.	İZMİR DGKÇ	1.520,0	Aliğa / İZMİR	Doğalgaz
	ADAPAZARI ELK. ÜR. LTD. ŞTİ.	ADAPAZARI DGKÇ	770,0	Adapazarı / SAKARYA	Doğalgaz
	GEBZE ELK. ÜR. LTD. ŞTİ.	GEBZE DGKÇ	1.540,0	Adapazarı / SAKARYA	Doğalgaz
	Yİ TOPLAMI 5810 MW				
İLETİM SİSTEMİNE BAĞLI YİD	KAYSERİ ELEKTRİK ÜRETİM SAN. VE TİC. A.Ş.	YAMULA HES	100,0	Kayseri	Hidro (Baraj)
	DOĞA ENERJİ ÜRETİM SAN. VE TİC. LTD. ŞTİ.	ESENYURT DGKÇ	180,0	Esenyurt / İstanbul	Doğalgaz
	UNİ-MAR ENERJİ YATIRIMLARI A.Ş.	UNI-MAR DOĞALGAZ	480,0	Marmara Ereğlisi	Doğalgaz
	TRAKYA ELEKTRİK ÜRETİM TİC. A.Ş.	TRAKYA DOĞALGAZ	478,0	Marmara Ereğlisi	Doğalgaz
	İLETİM SİSTEMİNE BAĞLI YİD TOPLAMI 1238				
İHD	BİLGİN ELK. ÜR. İL. DAĞ ve TİC. A.Ş.	HAZAR I-II HES	29,8	Mollakendi / Elazığ	Hidro(Göl)
	PARK TERMİK SAN. TİC. A.Ş.	ÇAYIRHAN TS	620,0	Nallıhan / Ankara	Linyit
	İHD TOPLAMI 649,8				

Ek-1 (Devam) TETAŞ alış yapılan santrallar

Modeli	Şirketin Adı	Santralin Adı	Kurulu Gücü (MW)	Santral Yeri	Yakıt Cinsi
DAĞITIM SİSTEMİNE BAĞLI YİD	BORES BOZCAAADA RES SAN. VE TİC. A.Ş.	BOZCAAADA RES	10,2	Bozcaada / Çanakkale	Rüzgar
	ARES ALAÇATI RES SAN.VE TİC A.Ş.	ALAÇATI RES	7,2	Çeşme / İzmir	Rüzgar
	GAZİLER ENERJİ VE TİC. A.Ş.	GAZİLER HES	11,1	Iğdır	Hidro (Akarsu)
	ALTEK ALARKO ELEK. SANT. TES. İŞL. VE TİC. A.Ş.	TOHMA-MEDİK HES	12,5	Malatya	Hidro (Akarsu)
	SÜTÇÜLER ENERJİ VE TİCARET A.Ş.	SÜTÇÜLER HES	2,0	Sütçüler / Isparta	Hidro (Akarsu)
	GÖNEN HES ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	GÖNEN HES	10,6	Yenice / Balıkesir	Hidro (Akarsu)
	İÇTAŞ ENERJİ ÜRETİM VE TİC. A.Ş.	GİRLEVİK-II MERCAN HES	11,6	Çağlayan M. / Erzincan	Hidro (Akarsu)
	LİMAK ENERJİ ÜRETİM DAĞ. SAN. VE TİC. A.Ş.	ÇAL HES	2,2	Çal / Denizli	Hidro (Akarsu)
	AKSU ENERJİ VE TİC.A.Ş.	AKSU-ÇAYKÖY HES	13,0	Eğirdir / Isparta	Hidro (Akarsu)
	AHİKÖY ENERJİ SAN. VE TİC. A.Ş.	AHİKÖY-II HES	2,5	Divriği / Sivas	Hidro (Akarsu)
	AHİKÖY ENERJİ SAN. VE TİC. A.Ş.	AHİKÖY-I HES	2,1	Divriği / Sivas	Hidro (Akarsu)
	DAĞITIM SİSTEMİNE BAĞLI YİD TOPLAMI				

EK-2 Elektrik üretim yapan firma ve kurulu güçleri

NO.	FİRMA	SANTRAL SAYISI	KURULU GÜCÜ
1	Elektrik Üretim A.Ş.	66	20 045 MW
2	Enka Enerji Elektrik Üretim	3	3 830 MW
3	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	23	3 703 MW
4	Eren Holding Enerji Grubu	4	2 927 MW
5	Cengiz Enerji	9	2 425 MW
6	Limak Enerji A.Ş.	11	2 379 MW
7	Bereket Enerji Üretim A.Ş.	24	1 933 MW
8	Aksa Enerji A.Ş.	8	1 850 MW
9	İÇDAŞ Elektrik Enerjisi Üretim A.Ş.	3	1 665 MW
10	Konya Şeker Enerji	5	1 525 MW
11	Ciner Enerji Grubu	4	1 367 MW
12	Çelikler Holding Enerji Grubu	9	1 330 MW
13	Diler Holding Enerji Grubu	2	1 238 MW
14	Akenerji	9	1 221 MW
15	Gama Enerji A.Ş.	9	1 101 MW
16	Ordu Yardımlaşma Kurumu	8	1 087 MW
17	İC İçtaş Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	14	958 MW
18	Acwa Power	1	927 MW
19	Altek Alarko Enerji Elektrik Santralleri A.Ş.	4	912 MW
20	OMV Enerji	1	887 MW
21	Zorlu Enerji Grubu	17	809 MW

EK-2 (Devam) Elektrik üretim yapan firma ve kurulu güçleri

NO.	FİRMA	SANTRAL SAYISI	KURULU GÜCÜ
22	Baymina Enerji Gdf Suez	1	798 MW
23	Steag GmbH	2	733 MW
24	Güriş Holding Enerji Grubu	16	722 MW
25	Sanko Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	10	700 MW
26	Bilgin Enerji Yatırım Holding A.Ş.	11	690 MW
27	Unit Elektrik Üretim	2	568 MW
28	Çolakoğlu Metalurji Enerji Grubu	3	567 MW
29	Polat Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	12	554 MW
30	RWE Enerji	1	543 MW
31	Kolin İnşaat Enerji Grubu	9	522 MW
32	Boyabat Elektrik Üretim ve Tic. A.Ş.	1	513 MW
33	Bis Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1	486 MW
34	Trakya Elektrik Üretim A.Ş.	1	478 MW
35	Uni-mar Enerji Yatırımları A.Ş.	1	478 MW
36	Borusan EnBW Enerji	10	446 MW
37	Demirer Holding Enerji Grubu	17	434 MW
38	Eksim Yatırım Holding Enerji Grubu	7	394 MW
39	Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş.	4	371 MW
40	Ayen Enerji A.Ş.	8	366 MW
41	Gülsan Holding Enerji Grubu	8	355 MW
42	İzmir Demir Çelik İzdemir Enerji	1	350 MW

EK-2 (Devam) Elektrik üretim yapan firma ve kurulu güçleri

NO.	FİRMA	SANTRAL SAYISI	KURULU GÜCÜ
43	Ansaldo Enerji	1	346 MW
44	Özaltın İnşaat Enerji A.Ş.	8	345 MW
45	Doğuş Enerji	1	332 MW
46	Fina Enerji Holding A.Ş.	13	330 MW
47	Habaş Sınai ve Tıbbi Gazlar	3	294 MW
48	Şişecam Topluluğu	2	285 MW
49	Aliaga Çakmaktepe Enerji Üretim A.Ş.	1	268 MW
50	Kipaş Holding Enerji Grubu	10	264 MW
51	Bosen Enerji Elektrik Üretim	1	264 MW
52	Petkim Petrokimya Holding A.Ş.	2	247 MW
53	Boydak Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	12	246 MW
54	Fernas Enerji	8	244 MW
55	Turcas Elektrik Üretim A.Ş.	2	242 MW
56	Age Enerji	3	241 MW
57	Türkerler Holding Enerji Grubu	8	241 MW
58	Akfen Holding Enerji Grubu	16	229 MW
59	Koç Holding	5	219 MW
60	Karadeniz Holding Enerji Grubu	4	205 MW
61	Naksan Plastik ve Enerji Sa. ve Tic. A.Ş.	4	193 MW
62	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	23	187 MW
63	Dost Enerji Üretim	4	185 MW

EK-2 (Devam) Elektrik üretim yapan firma ve kurulu güçleri

NO.	FİRMA	SANTRAL SAYISI	KURULU GÜCÜ
64	Tektuğ Elektrik Üretim A.Ş.	9	180 MW
65	Kalyon İnşaat Enerji Grubu	5	173 MW
66	Enda Enerji Holding	13	162 MW
67	Yeşilyurt Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1	158 MW
68	Yıldırım Enerji Holding A.Ş.	3	148 MW
69	Odaş Enerji	3	148 MW
70	Ece Tur Şirketler Grubu	2	144 MW
71	Alto Holding Enerji Grubu	2	144 MW
72	American Edison Mission Energy	1	144 MW
73	Rönesans Holding Enerji Grubu	6	143 MW
74	Can Enerji Entegre Elektrik Üretim A.Ş.	3	143 MW
75	Aksa Akrilik Kimya Sanayii A.Ş.	1	143 MW
76	Manisa Organize Sanayi Bölgesi Enerji Elektrik Üretim	1	140 MW
77	Bades Elektrik Üretim A.Ş.	1	136 MW
78	Doğan Enerji Grubu	2	127 MW
79	Ataer Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1	125 MW
80	Palmet Enerji A.Ş.	2	122 MW
81	Statkraft Enerji A.Ş. (Norveç kamu kuruluşu)	2	122 MW
82	Özdoğan Enerji A.Ş.	1	122 MW
83	Acarsoy Enerji Elektrik Üretim	2	118 MW
84	FC Enerji Elektrik Üretim	3	117 MW
85	Ünal Şirketler Grubu	3	112 MW

EK-2. (Devam) Elektrik üretim yapan firma ve kurulu güçleri

NO.	FİRMA	SANTRAL SAYISI	KURULU GÜCÜ
86	Ağaoğlu Enerji Grubu	5	110 MW
87	Arsan Group	7	110 MW
88	Zafer Şirketler Grubu	3	104 MW
89	Göлтаş Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1	102 MW
90	Kardemir Demir Çelik Fabrikaları	2	99 MW
91	MÖN İnşaat Enerji Grubu	3	99 MW
92	Aslancık Elektrik Üretim A.Ş.	1	98 MW
93	Gaziantep OSB Elektrik Üretim A.Ş.	2	97 MW
94	ITC Katı Atık Enerji Üretim A.Ş.	9	96 MW
95	Energo Pro	3	93 MW
96	Melike Group Melike Tekstil	5	90 MW
97	Çanakçı HES Elektrik Üretim A.Ş.	2	89 MW
98	Erdem Holding	2	87 MW
99	Ortadoğu Enerji	4	84 MW
100	Kale Enerji Üretim	3	82 MW

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : KOCA, Gülcan
 Uyruğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 1973, Kırşehir
 Telefon : 0 (533) 510 22 11
 e-mail : gulcankc@gmail.com



Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Tarihi
Yüksek Lisans	Gazi Üniversitesi / Enerji Sistemleri Müh.	2018
Yüksek lisans	Ankara Üniversitesi Banka ve Ticaret Hukuku Araştırma Enstitüsü / Enerji Hukuku	2012
Lisans	Erciyes Üniversitesi / Makine Mühendisliği	1996

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2017-Halen	EUAS International ICC	Uzman
2010-2017	EUAS Nükleer Santraller Dairesi	Müdür, Müdür Yardımcısı
2009-2010	EUAS Malzeme ve Ticaret Dairesi	Müdür Yardımcısı
1998-2009	EUAS Santraller Proje Tesis Dairesi	Teknik şef, Mühendis

Yabancı Dil

İngilizce

Yayınlar

- Koca, G. (2017). Nükleer santrallerin elektrik üretim planlama ve genişlemesine etkisi. II.Uluslararası Enerji Ham Maddeleri ve Enerji Zirve (INERMA) Bildirgesi. 222-225.

Kongre-Zirve-Konferans

- Koca, G. (2016, 3-4 Kasım). *Sinop Nükleer Santrali*, EIF 2016 Uluslararası Enerji Kongre ve Fuarı'nda sunuldu, Ankara.
- Koca, G. (2016, 8-9 Mart). *Bir nükleer santralin ülkeye etkisi*, III.Uluslararası Nükleer Santrallar Zirvesi'nde (III. INPPS) sunuldu, İstanbul.





GAZİ GELECEKTİR...