

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DOKTORA TEZİ

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM GENİŞLETME
PLANLAMASINDA YENİLENEBİLİR ENERJİ
KAYNAKLARININ ETKİLERİ

MUSTAFA ÖZCAN

KOCAELİ 2013

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DOKTORA TEZİ

**TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM GENİŞLETME
PLANLAMASINDA YENİLENEBİLİR ENERJİ
KAYNAKLARININ ETKİLERİ**

Mustafa ÖZCAN

Prof.Dr. Fatma Semra ÖZTÜRK

Danışman, Kocaeli Üniv.

Doç.Dr. Mehmet YILDIRIM

Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.

Doç.Dr. Bora ALBOYACI

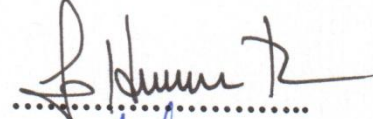
Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.

Prof.Dr. Mehmet Ali YALÇIN

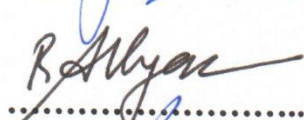
Jüri Üyesi, Sakarya Üniv.

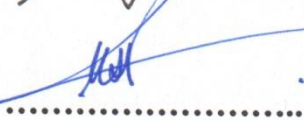
Doç.Dr. Ayşen Basa ARSOY

Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.











Tez Tarihi: 14.02.2013

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Fosil kaynak rezervlerindeki azalış, bu kaynaklara erişimde karşılaşılan zorluklar, küresel ısınma ve çevreye duyarlı enerji üretim teknolojilerine karşı artan duyarlılıklar yenilenebilir enerji kaynaklarına olan yönelimi artırmıştır. Türkiye'nin dışa bağımlılığı azaltan sürdürülebilir enerji politikaları oluşturması; var olan yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını verimli kullanması ve ithal edilen birincil enerji kaynak kullanım oranını azaltması ile mümkün olabilecektir. Bu nedenle optimal koşulları sağlayan ve oluşabilecek talep değerlerini karşılayacak güvenilir elektrik enerjisi üretimi planlaması önemlidir.

Bu çalışmada Türkiye için genetik algoritma kullanılarak, yenilenebilir kaynaklarında yer aldığı elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması çalışması yapılmıştır. Konvansiyonel ve yenilenebilir kaynakların toplam üretime katkıları, elektriksel ve ekonomik sonuçları incelenmiştir. Farklı kaynak sınırlamaları ve farklı yedek kapasite oranları için planlama çalışması sonuçları incelenmiştir.

Bu doktora tezi çalışması; T.C. Kocaeli Üniversitesi Rektörlüğü Bilimsel Araştırma projeleri Koordinatörlüğü tarafından 2011-16 proje numarası ile desteklenmiştir.

Çalışmalarım süresince her türlü desteği bana sunan, tezim ile ilgili yaptığım çalışmaların tüm aşamalarında yanımda olan, danışmanım Sayın Prof.Dr. F.Semra ÖZTÜRK'e ve Proje İzleme Komitesi üyesi hocam Sayın Doç.Dr. Mehmet YILDIRIM'a teşekkür ederim. Bugünlere gelmemde büyük emekleri olan annem ve babama saygılarımı sunarım.

Değerli eşim Ruhan ve varlığıyla bana güç veren, yaşama bağlayan biricik kızım Ruken'e sevgilerimle...

Şubat-2013

Mustafa ÖZCAN

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR	i
İÇİNDEKİLER	ii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	iv
TABLolar DİZİNİ	v
SİMGELER DİZİNİ VE KISALTMALAR	vii
ÖZET.....	x
ABSTRACT	xi
GİRİŞ	1
1. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI	10
1.1. Avrupa Birliği'nin Enerji Arz Hedefleri	10
1.2. Türkiye'nin Enerji Arz Hedefleri.....	12
1.3. Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Durumu	15
1.3.1. Biyokütle ve biyogaz enerjisi	15
1.3.2. Rüzgar enerjisi.....	16
1.3.3. Jeotermal enerji	18
1.3.4. Güneş enerjisi	20
1.3.5. Deniz enerjileri	22
2. UZUN DÖNEM ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM GENİŞLETME PLANLAMASI.....	24
2.1. Enerji Planlaması ile İlgili Temel Ekonomik Kavramlar.....	26
2.1.1. Faiz	26
2.1.1.1. Nominal faiz	26
2.1.1.2. Efektif faiz	27
2.1.1.3. Basit faiz	27
2.1.1.4. Bileşik faiz	27
2.1.2. Amortisman	28
2.1.2.1. Ekonomik ömür	28
2.1.2.2. Hurda değeri	29
2.1.2.3. Amortisman hesabı yöntemleri.....	29
2.1.3. Paranın zaman değeri	30
2.1.4. Bir düzeye indirgeme işlemi	31
2.1.5. Fiyat farkı (Eskalasyon)	31
2.2. Elektrik Enerjisi Üretim Genişletme Planlamasının Matematiksel Modeli	32
2.2.1. Amaç fonksiyonu	33
2.2.2. Güvenilirlik kısıtları	35
2.2.3. Birim yatırım maliyetinin (C_{jt}) belirlenmesi	37
2.2.4. Birim işletme ve bakım maliyetinin (f_{jtk}) belirlenmesi.....	39
2.2.5. Kapasite faktörünün belirlenmesi.....	40
2.2.6. Emre amadelik ve yıllık teorik çalışma süresi değerlerinin belirlenmesi	41
2.3. Elektrik Enerjisi Üretim Güvenilirliği	42
2.3.1. Deterministik yaklaşım	45

2.3.2. Olasılıksal yaklaşım	45
2.3.2.1. Yük kaybı olasılığı (LOLP)	46
2.3.2.2. Yük kaybı frekansı ve süresi (LOLF, LOD)	46
2.4. Planlama çalışmasında güvenilirliğin değerlendirilmesi.....	47
3. PLANLAMADA KULLANILAN OPTİMİZASYON METODU: GENETİK ALGORİTMALAR.....	49
3.1. Optimizasyon	49
3.2. Yerel ve Küresel Optimum	51
3.3. Erken Yakınsama	52
3.4. Genetik Algoritmalar	52
3.4.1. GA'nın diğer optimizasyon yöntemleriyle karşılaştırılması	55
3.4.2. GA ile ilgili kavramlar	56
3.4.2. GA'da genlerin kodlaması	57
3.4.3. Seçim	58
3.4.3.1. Amaç fonksiyonu	59
3.4.3.2. Uygunluk değeri	60
3.4.3.3. Rulet tekerleği seçimi	61
3.4.4. Çaprazlama	63
3.4.4.1. Tek noktalı çaprazlama	63
3.4.4.2. İki noktalı çaprazlama.....	64
3.4.4.3. Gerçel sayı çaprazlama	65
3.4.5. Mutasyon	66
3.4.5.1. İkili kodlamada mutasyon.....	66
3.4.5.2. Yer değiştirme mutasyonu	66
3.4.6. Elitizm	67
3.4.7. Tekrar birleştirme	68
4. UZUN DÖNEM ÜRETİM GENİŞLETME PLANLAMASININ GENETİK ALGORİTMA İLE GERÇEKLENMESİ.....	69
4.1. Talep Değerlerinin Belirlenmesi	69
4.2. Birim Yatırım Maliyetlerinin Hesaplanması.....	72
4.3. Birim İşletme ve Bakım Maliyetlerinin Hesaplanması.....	73
4.4. Kapasite Faktörü Değerlerinin Belirlenmesi.....	74
4.5. Genetik Algoritmalarla Problemin Çözümü	76
4.5.1. Problemin çözümünde kullanılan kromozom ve nüfus yapısı	76
4.5.2. Optimizasyon parametrelerinin belirlenmesi	76
4.5.3. Genetik algoritma ile elde edilen sonuçların yorumlanması	80
4.5.4. Genetik algoritma ile elde edilen sonuçların ekonomik yorumu	86
4.6. Kaynak Güvenliğinin Değerlendirilmesi	90
4.7. Yedek Kapasite Kullanımının Değerlendirilmesi	94
4.8. Konvansiyonel ve Yenilenebilir Kaynak Kullanımının Değerlendirilmesi	96
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	100
KAYNAKLAR	104
EKLER.....	110
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER	122
ÖZGEÇMİŞ	123

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1. 1.	2011 yılı sonunda AB'nin elektrik tüketiminin kaynaklara göre dağılımı.....	11
Şekil 1. 2.	2020 için AB'nin öngörülen elektrik tüketiminin kaynaklara göre dağılımı.....	12
Şekil 2. 1.	Güç sistemi güvenilirliğinin bölümleri	43
Şekil 2. 2.	Güç sistemi yeterliliğine ait hiyerarşik seviyeler	44
Şekil 2. 3.	Üretim sistemi güvenilirlik değerlendirme indisleri sınıflaması	45
Şekil 2. 4.	Güvenilirliğin planlama modelinde kontrolü	48
Şekil 3. 1.	Küresel optimizasyon algoritmalarının sınıflandırılması	50
Şekil 3. 2.	İki boyutlu fonksiyona ait küresel ve yerel optimum noktalar	51
Şekil 3. 3.	En yüksek değeri bulma işleminde erken yakınsama	52
Şekil 3. 4.	GA akış şeması.	55
Şekil 3. 5.	Kromozomun gösterilişi.....	56
Şekil 3. 6.	Gen gösterimi.....	57
Şekil 3. 7.	Rulet tekerleği seçimi	62
Şekil 3. 8.	Tek noktalı çaprazlama.	64
Şekil 3. 9.	İki noktalı çaprazlama	64
Şekil 3. 10.	Gerçel sayı çaprazlaması	65
Şekil 3. 11.	İkili kodlama mutasyonu	66
Şekil 3. 12.	Aralarında yer değiştirme mutasyonu	66
Şekil 3. 13.	Elitizm uygulaması	67
Şekil 4. 1.	GA'da kullanılan kromozom yapısı.....	76
Şekil 4. 2.	50 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği.	77
Şekil 4. 3.	100 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği.	78
Şekil 4. 4.	200 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği.	79
Şekil 4. 5.	400 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği.	80
Şekil 4. 6.	Planlama döneminde eklenecek ünitelerin kurulu güç yüzdeleri.	82
Şekil 4. 7.	Plan dönemi boyunca kaynak tiplerine ait toplam yatırım maliyetleri ..	88
Şekil 4. 8.	Plan dönemi boyunca kaynak tiplerine ait toplam işletme ve bakım maliyetleri.....	89
Şekil 4. 9.	Plan dönemi boyunca kaynak tiplerine ait yatırım ve işletme ve bakım maliyetleri toplamları.	90
Şekil 4. 10.	%30 ve %40 kaynak sınırlaması kullanılması durumunda kurulu güç kapasitelerinin kaynak bazlı değişimi.	93
Şekil 4. 11.	35% sınırlama altında; 0%, 10% ve 20% yedek kapasite kullanılması durumunda kurulu güç kapasitelerinin kaynaklara göre değişimi.	96
Şekil 4. 12.	Yenilenebilir kaynak içeren ve içermeyen (konvansiyonel) planlamaların kaynak tiplerine göre kurulu güçleri.	98
Şekil 4. 13.	Yenilenebilir kaynak içeren ve içermeyen (konvansiyonel) planlamaların toplam maliyetleri.	99

TABLolar DİZİNİ

Tablo 1. 1.	Avrupa Birliği ve Türkiye'nin rüzgar enerjisi kurulu güç değerleri....	18
Tablo 1. 2.	Türkiye'deki elektrik üretimine uygun jeotermal sahalar	20
Tablo 2. 1.	Tesis tiplerine ait birim yatırım maliyet değerleri.	37
Tablo 2. 2.	Tesis tiplerine ait ekonomik ömür değerleri.	39
Tablo 2. 3.	Tesislerin birim işletme ve bakım maliyet değerleri.	40
Tablo 2. 4.	Tesis tiplerine ait kapasite faktörü değerleri.	41
Tablo 2. 5.	Tesis tiplerine ait yıllık teorik çalışma süreleri.	42
Tablo 3. 1.	Biyolojik genetik ve GA analojisi	53
Tablo 3. 2.	Dört kromozomlu bir nüfus örneği.	57
Tablo 3. 3.	Gerçel sayı kodlama.	58
Tablo 3. 4.	Rulet tekerleği seçilme olasılıkları	62
Tablo 4. 1.	ETKB'nın projeksiyonunda yüksek talep tahmini	71
Tablo 4. 2.	ETKB'nın projeksiyonunda düşük talep tahmini	71
Tablo 4. 3.	2012-2027 planlama dönemine ait talep değerleri.	72
Tablo 4. 4.	Aday kaynak tiplerinin yıllara göre birim yatırım maliyetleri (\$/kW).	73
Tablo 4. 5.	Ekonomik ömre göre yıllık amortisman oranları.	74
Tablo 4. 6.	Aday kaynak tiplerinin yıllara göre birim işletme ve bakım maliyetleri (\$/kW-yıl).	75
Tablo 4. 7.	Aday kaynak tiplerinin yıllara göre kapasite katsayısı değerleri.	75
Tablo 4. 8.	50 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi.	77
Tablo 4. 9.	100 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi.	77
Tablo 4. 10.	200 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi.	78
Tablo 4. 11.	400 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi.	79
Tablo 4. 12.	Planlama döneminde eklenecek yeni ünite sayıları.	81
Tablo 4. 13.	Planlama döneminde eklenecek yeni kapasiteler (MW).	82
Tablo 4. 14.	Kullanılabilir kapasitenin gelişimi (MW).	83
Tablo 4. 15.	Enerji üretim değerlerinin gelişimi (GWh).	84
Tablo 4. 16.	Puant güç talebini karşılayabilme durumu.	85
Tablo 4. 17.	Enerji talebini karşılayabilme durumu.	85
Tablo 4. 18.	Planlama döneminde eklenecek yeni ünitelerin yatırım maliyetleri (milyon \$).	87
Tablo 4. 19.	Yeni eklenecek ünitelerin yatırım maliyetlerinin plan dönemi içerisindeki amortisman payları toplamı (milyon \$).	88
Tablo 4. 20.	Aday çözüme ait işletme ve bakım maliyetleri (milyon \$).	89
Tablo 4. 21.	%40 kaynak sınırlaması kullanıldığında eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW).	92
Tablo 4. 22.	%30 kaynak sınırlaması kullanıldığında eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW).	93
Tablo 4. 23.	Yedek kapasite katsayısı $m=0$ iken eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW).	94

Tablo 4. 24. Yedek kapasite katsayısı $m=0,1$ iken eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW).	95
Tablo 4. 25. Yedek kapasite katsayısı $m=0,2$ iken eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW).	95
Tablo 4. 26. Konvansiyonel kaynak kullanıldığında kurulu güç kapasiteleri (MW).	97

SİMGELER DİZİNİ VE KISALTMALAR

- A : Annüite,
 AF : Emre amadelik faktörü, (%)
 AH : Bir üretim ünitesinin, planlı veya plansız devre dışı olmalar dışında kalan saatlerdeki çalışabileceği süre, (saat)
 BAP : Belirli tarihe kadar birikmiş amortisman payları
 BM : İlk yıla ait bakım maliyeti
 C_{jt} : t yılında işletmeye girecek j tip tesise ait birim yatırım maliyeti, (\$/kW)
 c_{jt} : j tipi tesisin t yılındaki kapasite katsayısı, (%)
 C_{j0} : Planlamanın ilk yıl birim yatırım maliyeti değeri, (\$/kW)
 CF : Kapasite faktörü, (%)
 c_{j0} : Planlama çalışmasında kullanılan tesis tiplerinin ilk yılına ait kapasite faktörü değeri, (%)
 C_A : Mevcut üretim kapasitesi, (MW)
 C_j : Kesintiden sonra kalan üretim kapasitesi, (MW)
 E_t : t yılına ait enerji talebi, (MWh)
 e_{jc} : Yatırım maliyeti eskalasyon oranı, (%)
 e_{jf} : j tipi tesise ait işletme ve bakım maliyeti eskalasyon oranı, (%)
 f_{j0} : Planlama çalışmasında kullanılan tesis tiplerine ait birim işletme ve bakım maliyet değerleri, (\$/kW-yıl)
 f_{jtk} : t yılında kurulacak j tipi tesisin plan dönemi sonuna kadar olan işletme ve bakım maliyeti, (\$/kW-yıl)
 F_n : Paranın n dönem sonraki değeri
 f_i : Birey i 'nin amaç fonksiyon değeri
 f_{\min} : En düşük amaç fonksiyon değeri
 f_{\max} : En yüksek amaç fonksiyon değeri
 F : Paranın gelecek değeri
 G : Bakım maliyetinin gelecek yıllardaki sabit artış miktarı
 HD : Hurda Değeri
 h_{jt} : Tesisin bir yıl içerisindeki teorik çalışma saati, (saat)
 IP : Kurulu Güç, (MW)
 i : Faiz, (%)
 i_{eff} : Efektif faiz, (%)
 k : t yılında kurulan j tipi tesisin işletmeye girdiğinden itibaren işletmede kaldığı yıl sayısı, (Yıl)
 L_j : Planlama çalışmasında kullanılan tesis tiplerine ait ekonomik ömür değerleri, (Yıl)
 L : Beklenen yük
 m : Yedek kapasite katsayısı ($1 \geq m \geq 0$)
 n : t yılında işletmeye girecek j tipi tesis sayısı
 P : Paranın bugünkü değeri

- PE : Üretilen toplam enerji, (MWh)
 PH : Belirlenen zaman aralığı veya periyot, (saat)
 PY : Puant yük
 P : Olasılık
 P_i : Birey i 'nin sıra numarası
 P_t : Tepe gücü, (MW)
 p_j : Kapasite kesintisinin olasılığı, (%)
 r : Nominal faiz, (%)
 r_{jt} : t yılında kurulan j tipi tesise yapılan yatırımın amorti edilebilmesi için, planlama dönemi süresince geri ödenmesi gereken miktarının toplam sermaye içindeki oranı, (%)
 S_i : Birey i 'nin seçilme olasılığı, (%)
 t_j : Yükün C_j 'yi aştığı zamanın yüzdesi, (%)
 U_{max} : Bireylerin alabileceği maksimum uygunluk değeri
 U_i : Birey i 'nin uygunluğu
 x_{jt} : t yılında işletmeye girecek j tipi tesisin toplam güç kapasitesi, (MW)
 X_{jmax} : j tipi bir adet tesisin maksimum güç kapasitesi, (MW)
 VD : Varlık Değeri
 YAP : Yıllık Amortisman Payı
 y_{jt} : t yılında işletmede bulunan j tipi tesisin bir yılda üretebileceği enerji değeri, (MWh)
 YOM : Yıllık Ortalama Maliyet
 YM : Yatırım Maliyeti
 Z : Amaç fonksiyonu değeri, (\$)
 Z_{om} : Toplam işletme ve bakım maliyeti değeri, (\$)
 Z_c : Toplam yatırım maliyeti, (\$)
 ξ_j : j tipi tesisin yaratacağı çevre sorunlarına ilişkin ek masrafların maliyeti etkileme oranı, (%)

Kısaltmalar

- AB : Avrupa Birliği
 DPT : Devlet Planlama Teşkilatı
 $ETKB$: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
 $EPDK$: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
 $EİE$: Enerji İşleri Etüt İdaresi
 GA : Genetik Algoritmalar
 $GEPA$: Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası
 $IEEE$: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
 $IAEA$: International Atomic Energy Agency
 $LOLP$: Loss of Load Probability (Yük Kaybı Olasılığı)
 $LOLF$: Loss of Load Frequency (Yük Kaybı Frekansı)
 $LOLD$: Loss of Load Duration (Yük Kaybı Süresi)
 $LOEP$: Loss of Energy Probability (Enerji Kaybı Olasılığı)

LOLE : Loss of Load Expectation (Beklenen Y¼k kaybı olasılığı)
MAED: Model for Analysis of Energy Demand (Eneji Talebi Analizi Modeli)
MTA : Maden Tetkik ve Arama
REPA : T¼rkiye R¼zgar Enerjisi Potansiyel Atlası
TEP : Ton Eşdeğer Petrol
TEİAŞ: T¼rkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
WASP: Wien Automatic System Planning (Viyana Otomatik Sistem Planlama)
YEK : Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YİD : Yap-İşlet-Devret

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM GENİŞLETME PLANLAMASINDA YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ETKİLERİ

ÖZET

Bu tez çalışmasında amaç; Türkiye'nin uzun dönem elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasında, yenilenebilir enerji kaynaklarının üretime etkisini belirlemek ve bu kaynakları içeren planlamanın sonuçlarını teknik ve ekonomik bakımdan değerlendirmektir. Bu amaçla, 2012-2027 yıllarını kapsayan optimal üretim planlaması Genetik Algoritma ile gerçekleştirilmiştir. Planlamada kullanılacak olan; puant yük ve enerji talep değerleri TEİAŞ verileri temel alınarak belirlenmiştir. Problemin elde edilen optimal çözümünde üretimin kaynaklara dağılımı bulunmuş; planlama süresince yapılacak olan yatırım maliyeti harcamaları, yatırım maliyetlerinin plan dönemi içerisindeki amortisman payları ile planlama süresi içerisinde yapılacak olan işletme ve bakım maliyeti harcamaları hesaplanmıştır. Hidrolik hariç, rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir kaynakların toplam maliyetlerinin tüm kaynaklara ait toplam maliyete oranı %12 olarak belirlenmiştir. Üretimde birincil kaynaklara konulan sınırlama, %30'dan %40'a çıkarıldığında; doğal gazın toplam kurulu gücünün arttığı, linyit ve ithal kömürün azaldığı görülmüş, hidroliğin payı artmamıştır. Hidrolik hariç rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir kaynakların kurulu güçlerinin toplam kurulu güce oranlarında %8,92'den %8,94'e değişen bir artış gözlenmiştir. Puant gücü belirli bir yedek kapasite ile karşılamak için modele sokulan yedek kapasite katsayısı büyüdüğünde; artan talep değerini karşılamak için doğal gaz ve fuel-oil kaynaklı kurulu güç değerleri artmaktadır. İthal kömür ve linyit kurulu güçlerinde biraz azalma görülmektedir. Hidrolik rezervinin tamamı kullanılmış olduğu için herhangi bir artış söz konusu olmamıştır. Diğer yenilenebilir kaynaklarda ise belirgin bir değişiklik göze çarpmamıştır. Bulunan çözümlerde nükleer üretim hiç yer almamıştır. Bu durumun nedeni nükleer enerjinin işletme ve bakım maliyetinin diğer tesis tiplerinin işletme ve bakım maliyetlerinden daha yüksek olmasıdır.

Anahtar Kelimeler: Enerji Planlaması, Genetik Algoritmalar, Uzun Dönem Üretim Genişletme Planlaması, Yenilenebilir Enerji

EFFECTS OF RENEWABLE ENERGY RESOURCES IN LONG TERM GENERATION EXPANSION PLANNING OF TURKEY

ABSTRACT

The aim of this thesis is to scrutinize the role of renewable energy resources in long term generation expansion planning. Contribution of these resources to the generation of energy and their electrical and economical outcomes have been evaluated. Genetic algorithms was used to optimize the planning for the period between 2012-2027. Peak power and energy demand datas of Turkish Electricity Transmission Co. (TEİAŞ) was used in the planning. According to the optimal outcomes of the planning; the total investment cost, the total rate of return in the planning period and the total operations and maintenance cost have been found. The rate of renewable resources excluding hydroelectric total cost to the total cost of all candidate resources has been found as 12%. Easing the resources constraint from 30% to 40% caused an increase in the natural gas installed power and a decrease in lignite and imported coal installed power. The share of hydroelectric power has not increased as all the potential of this resource was used up in the planning process. Easing the resource constraint from 30% to 40% caused a minor increase from 8.92% to 8.94% in the installed power of renewable resources excluding hydroelectric to the installed power of other resources. Reserve margin was inserted into the model to meet the peak power with a definite reserve. Increase in reserve margin caused an increase in the natural gas and fuel-oil and a minor decrease in lignite and imported coal installed power to meet the increased demand. The share of hydroelectric power has not increased as all the potential of this resource was used up in the planning process. No distinct change has been observed for the other renewable resources. Nuclear power has not been chosen in any stage of the planning. This state has been stemmed from of its high operations and maintenance cost while compared with the other candidate resources.

Keywords: Energy Planning, Genetic Algorithms, Long Term Generation Expansion Planning, Renewable Energy

GİRİŞ

Ülkelerin, dışa bağımlılığı azaltan enerji politikaları geliştirmelerinde, sahip oldukları yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı önemlidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı enerji üretim tesisleri; dışa bağımlılığı azaltan, diğer enerji kaynaklarıyla karşılaştırıldığında çevreye daha az zarar veren sürdürülebilir tesislerdir. Türkiye, yenilenebilir enerji kaynakları bakımından yüksek potansiyele sahip bir ülke olup, enerji arz güvenliğinin sağlanmasında, yenilenebilir enerji kaynakları önemli bir yer tutabilecektir.

2030 yılına kadar küresel enerji talebinin %50 oranında artacağı ve bu enerjinin yaklaşık %83'ünün fosil kaynaklı yakıtlardan sağlanacağı öngörülmektedir [1]. Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı %74 oranındadır. Türkiye doğalgazının %98'i ithal edilmektedir ve ana sağlayıcı yürürlükteki sözleşmelere göre %52'lik bir oran ile Rusya'dır. İthal edilen gazın %51'i elektrik üretimi amacıyla kullanılmaktadır [2]. Ayrıca, ülkemizin petrol ve kömürdeki dışa bağımlılık oranları sırasıyla %90 ve %20 seviyelerindedir [3].

Ülkeler arz güvenliğini sağlamak için; dışa bağımlı oldukları kaynak kullanım oranlarını en az seviyelerde tutmalı, dışa bağımlı olduğu kaynakları ve ülkeleri çeşitlendirmelidirler. Ayrıca, enerji kaynağı sahibi komşu ülkeler ile güvenlik anlamında sorunsuzluk ilkesini esas almalı, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını azami derecede kullanmalıdırlar. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanan bir ulusal enerji politikasının oluşması arz güvenliği açısından oldukça önemlidir.

Enerjide dışa bağımlılığı oldukça yüksek olan Türkiye'nin de, yerli ve yenilenebilir enerji potansiyelini iyi değerlendirebilmesi önemlidir. Yenilenebilir enerji kaynakları (YEK): hidrolik, rüzgar, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git gibi fosil olmayan enerji kaynaklarıdır [4].

Avrupa Birliği'nin (AB) yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili 1997 yılında hazırlanmış olduğu Beyaz Belge'ye göre AB enerji sektöründeki yenilenebilir enerji

kaynakları oranının iki katına çıkarılarak %6'dan %12'ye ulaştırılması, 1997-2010 yılları arası %6'luk, 2010-2020 yılları arasında ise %8'lik bir artışın sağlanması ve 2020 yılı itibariyle yenilenebilir kaynaklardan sağlanan elektrik enerjisinin oranının %20 olması hedeflenmiştir [5]. Hedeflenen değerlere 2010 yılı öncesinde ulaşılmış, bazı kaynaklarda bu hedefler aşılmıştır [6].

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) koordinasyonunda hazırlanan ve Yüksek Planlama Kurulu tarafından 18 Eylül 2009 tarih ve 2009/11 sayılı Karar'ı ile kabul edilen Elektrik Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi'nde [7] kaynak kullanım hedefleri bölümünde yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi konusundaki temel hedefin 2023 yılında elektrik üretimi içinde bu kaynakların payının en az %30 olmasını sağlamak olarak belirtilmiştir. Yenilenebilir kaynaklar bazında incelendiğinde; 2023 yılına kadar teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılması, rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarılması, jeotermal enerji için belirlenmiş olan 600 MW'lık potansiyelin tamamının kullanılması, güneş enerjisinin kullanımının yaygınlaştırılarak ülke potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilmesinin sağlanması olarak hedeflenmiştir. Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının ise; üretim planlamaları, gelişmeler, mevzuat düzenlemeleri ve kullanım potansiyellerine bağlı olarak geliştirilmesi belirtilmiştir.

Karbon emisyonlarındaki artışın küresel iklim değişikliğine olan etkileri arz güvenliğinin sağlanması aşamasında dikkat edilmesi gereken bir diğer konudur. Günümüz enerji politikalarında bir değişim olmaması durumunda, dünya ortalama ıssısında 6 derecelik bir artışın olacağı öngörülmektedir [8]. Bu durum küresel iklim değişikliğine bağlı olarak telafisi mümkün olmayan etkilere neden olacaktır. Bunu önlemek amacıyla karbondioksit salınımlarının azaltılması gereklidir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının, elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması çalışmalarında aday kaynak tipleri olarak kullanılması; fosil yakıtların tükenmesine bağlı olarak doğabilecek arz eksikliğinin giderilmesinde, enerjide dışa bağımlılığın azaltılmasında ve küresel iklim değişikliğine olan etkilerin azaltılmasında önemli katkılar sağlayabilecektir.

Çevresel ve toplumsal faydalarının yanısıra, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının ekonomik ve teknik açıdan diğer kaynak tiplerine göre bazı dezavantajları vardır. Bu nedenle, bazı ülkeler bu dezavantajı gidermek için yenilenebilir portföy standardı (kota zorunluluğu), teşvik, karbon vergisi ve sabit fiyat garantisi gibi politikalar uygulamaktadırlar [9].

Enerji sektörü uzun dönem planlama ve büyük ölçekli yatırım gerektiren bir sektördür. Güç sistemleri planlamasında amaç; teknik, ekonomik ve politik kısıtları dikkate alarak, tahmin edilen talep değerlerini karşılayacak enerji arzının uzun dönem için en düşük maliyetle sağlanmasıdır. Bu ise; üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin maliyetlerinin optimizasyonu ile gerçekleştirilebilir. Elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasındaki temel adımlar: gelecek 5-30 yıllık süre için talep değerlerinin belirlenmesini, elektrik enerjisi arzında kullanılacak tesis tiplerine ait ekonomik ve teknik verilerin incelenmesini, modellenen sistem için uygun çözüm yönteminin seçimi ve sonuçların analizini kapsamaktadır [10].

Elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması çalışmalarında önemli bir kriterde güvenilirliğin sağlanmasıdır. Üretim sistemlerinde güvenilirlik, talebi karşılayacak arz değerinin belirli bir yedekle sağlanmasıdır.

Elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması; yüksek derecede kısıtlanmalı, doğrusal olmayan, ayrık yapıya sahip bir dinamik optimizasyon problemidir. Bu problemin çözümünde, önceleri; doğrusal programlama, doğrusal olmayan programlama, dinamik programlama, tam sayı programlama, karma tam sayı programlama gibi yöntemler kullanılırken, son yıllarda bu yöntemlerle birlikte; genetik algoritmalar, tabu arama, benzetilmiş tavlama, yapay sinir ağları, uzman sistemler, bulanık mantık gibi optimizasyon yöntemlerinin kullanımı da yaygınlaşmaktadır [11]. Bu yöntemlerin kullanıldığı literatürde yer alan bazı çalışmalar aşağıda verilmektedir:

Öztürk [12], karma tamsayı programlama yöntemi kullanarak uzun dönem elektrik üretimi genişletme planlaması yapmıştır. Türkiye için yapılan çalışmada planlama periyodu 1990-2014 yılları arası olarak belirlenmiş ve bu dönem içerisindeki yük talebi regresyon analizi ile bulunmuştur. Çalışmada planlama süresince kurulması planlanan; katı fosil yakıtlı, fuel-oil, doğal gaz, hidrolik, nükleer ve sıvı fosil yakıtlı

santraller ele alınmıştır. Karma tamsayı programlama yönteminde yapılan değişiklik ile periyotlar arası para akışı sağlanmıştır. Modifiye edilen modelin sonuçları, Karma tamsayı programlama sonuçları ile karşılaştırılmış ve modifiye edilen model sonuçlarının daha fazla kapasite artışını daha az ekonomik yatırımla sağladığı görülmüştür.

Zhu ve diğ. [13]; uzman sistemler, bulanık mantık, yapay sinir ağları, analitik hiyerarşi süreci, ağ akış, bileşenlerine ayırma, benzetilmiş tavlama ve genetik algoritma gibi algoritmaların üretim genişletme planlamalarındaki kullanımlarına yönelik bir araştırma yapmış, bu algoritmaların avantaj ve dezavantajlarını belirlemiştir.

Park ve diğ. [14], stokastik bir çaprazlama tekniği içeren ve zeki bir başlangıç nüfusu üreten iyileştirilmiş genetik algoritma kullanarak en düşük maliyetli üretim genişletme planlaması yapmışlardır. Geliştirilen algoritma klasik genetik algoritmadan daha iyi çözümler üretmiştir. Yapılan iyileştirmeler sayesinde WASP'ta kullanılan dinamik programlamadan daha kısa çözüm zamanı elde edilmiştir.

Su ve diğ. [15], ileri dinamik programlama yöntemi kullanarak uzun dönem üretim genişletme planlaması yapmışlardır. Çalışmada, yeni eklenecek üretim birimlerinin yatırım maliyetleri, bakım ve yakıt maliyetleri, çevresel etkiler, güvenilirlik gibi parametreler dikkate alınmıştır. Çevresel kirlilik tipleri farklılık arz ettiğinden, çevresel parametrelerin problem çözümüne dahil edilmesi için bulanık mantık kullanılmıştır. Bulanık mantık kullanılması nedeniyle bir çok gereksiz adım silindiğinden dinamik programlamanın çözüm zamanı oldukça azalmıştır.

Firmo ve diğ. [16], yatırım maliyetlerinin minimum yapılması amacıyla iteratif bir genetik algoritma geliştirmişlerdir. İşaretçi tabanlı kromozom olarak adlandırılan özel bir kromozom kullanılarak kısıtlamalı tam sayı problemin kısıtlamasız bir probleme dönüşümü sağlanmıştır. Çalışma sonucunda bulunan çözümler, dal ve sınır algoritması ile bulunan sonuçlarla üç farklı durum için karşılaştırılmıştır. Bulunan sonuçlar iteratif genetik algoritmanın yatırım maliyetlerinin bulunmasında etkin olduğunu göstermiştir.

Yıldırım [11], benzetilmiş tavlama genetik algoritmalar kullanarak Türkiye için uzun dönem elektrik üretimi genişletme planlaması yapmıştır. Planlama periyodu 2001-2020 yılları arası olarak belirlenmiş ve periyot beşer yıllık dört eşit parça olarak incelenmiştir. Çalışmada; linyit, taşkömürü, doğal gaz, fuel-oil, ithal kömür, nükleer ve hidrolik kaynaklar aday kaynak tipleri olarak ele alınmıştır. Maliyet optimizasyonu için gerekli amaç fonksiyonu oluşturulurken karma tamsayılı programlama modeli esas alınmıştır. Benzetilmiş tavlama genetik algoritmalar kullanılarak yapılan çalışma sonuçlarının WASP modeli ile yapılan planlama çalışmasıyla karşılaştırılması sonucunda; daha fazla kurulu gücün daha az yatırım maliyetleri ile sağlandığı görülmüştür.

Kannan ve diğ. [17], genetik algoritma, diferansiyel gelişim, evrimsel programlama, evrimsel strateji, karınca kolonisi optimizasyonu, parçacık sürüsü optimizasyonu, tabu arama, benzetilmiş tavlama ve melez yaklaşım gibi sezgisel algoritmalar kullanarak en düşük maliyetli üretim genişletme planlaması yapmayı amaçlamışlardır. Farklı iyileştirmeler yaparak sezgisel tekniklerin etkinliği artırılarak çözüm zamanı kısaltılmıştır. Üretim genişletme planlaması probleminin analizi üç adet sanal test sistemi kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Uygulanan teknikler içerisinde melez yaklaşım daha iyi performans göstermiş, yerel minimuma takılmamıştır. Diferansiyel gelişim algoritması, melez teknik dışındaki diğer tekniklerden daha iyi sonuç vermiştir.

Subramanian ve diğ. [18], genetik algoritma, diferansiyel gelişim, evrimsel programlama, evrimsel strateji, parçacık sürüsü optimizasyonu, tabu arama, benzetilmiş tavlama ve hibrit yaklaşım gibi sekiz farklı sezgisel algoritmanın kullanıldığı üretim genişletme planlamasını, IEEE-30 baralı test sisteminde, üç farklı şebeke besleme durumu için analiz etmişlerdir. Çalışma sonucunda melez yaklaşımın başarı oranı ve hata yüzdesi bakımından daha iyi bir performansa sahip olduğu sonucuna varmışlardır.

Chena ve diğ. [19], bağışıklık, tabu arama ve iyileştirilmiş bağışıklık algoritmalarını birlikte kullanarak serbest piyasa koşulları içerisinde üretim genişletme planlaması yapmışlardır. Üretim genişletme planlaması çalışması yapılırken temel, orta ve tepe yük tipleri ve serbest üreticilerin işletme, güvenilirlik ve CO₂ emisyon kısıtlamaları

dikkate alınarak en düşük maliyetli çözüm amaçlanmıştır. İyileştirilmiş bağışıklık algoritmasının üretim genişletme planlaması çalışmalarında genetik algoritmalarından daha iyi bir çözüm ürettiği ve şirketin rekabet yeteneğini artırdığı sonucuna varmışlardır.

Sirikum ve diğ. [20], karma tam sayılı ve doğrusal olmayan yapıdaki bir üretim genişletme planlamasını genetik algoritma kullanılarak çözmüşlerdir. Çalışmada planlama süresi boyunca sisteme eklenecek olan termik üretim birimlerinin sayısı belirlenmeye çalışılmıştır. Çalışma sonunda, sezgisel bir yaklaşıma sahip olan genetik algoritma, ticari bir program olan LINGO ile karşılaştırıldığında daha hızlı bir hesaplama süresine sahip olduğu görülmüştür.

Tekiner ve diğ. [21], maliyet, CO₂ ve NO_x gibi gaz emisyonlarının minimum yapılması amacıyla çok amaçlı uzun dönem enerji planlaması yapmışlardır. Çalışmada Monte-Carlo simülasyonu kullanılarak var olan elemanların belirsizlikleri ve öngörülen enerji talebi aracılığıyla çeşitli senaryolar hazırlanmıştır. Monte-Carlo simülasyonu sonrasında problem karma tam sayılı doğrusal programlama problemi olarak formüle edilerek çözülmüştür. Geliştirilen model daha sonra örnek bir problem üzerinde uygulanmış ve maliyet ile çevresel etkiler arasındaki denge incelenmiştir.

Genesi ve diğ. [22], Lagrange gevşetme yöntemi kullanarak üretim genişletme planlaması yapmışlardır. Çalışmada enerji üretimi yapan kuruluşların gelirlerinin maksimum yapılması amaçlanmıştır. Çevresel etkilerin, enerji dengesinin, yenilenebilir enerji kotalarının ve yasal zorunlulukların dikkate alındığı bu çalışmada, her bir üretim birimi için alt problemlerin çözümü dinamik programlama yöntemi ile gerçekleştirilmiştir.

Kothari ve diğ. [23], on yıllık planlama süresine sahip sanal bir üretim genişletme planlamasını, iteratif Monte-Carlo prosedürünün özgün bir yöntemi olan çapraz entropi yöntemini kullanarak gerçekleştirmişlerdir. Çapraz entropi yöntemi hesaplama karmaşıklığını azaltmakta, ayrıca hızlı ve güvenilir bir yakınsama sağlayarak optimal çözüme ulaşmaktadır.

Zangeneh ve diğ. [24], temiz enerji kaynaklarını üretim genişletme planlamasında kullanmışlar, önümüzdeki on yılda yenilenebilir enerji teknolojilerinde kayda değer gelişmeler olması veya karbon salınım kısıtlamalarının daha da sıkılaştırılması halinde, geleceğin enerji kaynakları olacağı sonucuna varmışlardır.

Baños ve diğ [25], yapmış oldukları çalışmada, başta rüzgar ve güneş enerjisi olmak üzere, yenilenebilir enerji kaynakları alanında kullanılan optimizasyon metotlarını araştıran makale çalışmalarının oldukça arttığını belirtmişlerdir. Bu optimizasyon çalışmalarında; karma tamsayılı programlama, doğrusal programlama, Lagrange gevşetme, kuadratik programlama gibi geleneksel metotlar kullanıldığı gibi; genetik algoritmalar, parçacık sürüsü gibi sezgisel metotlar ile Pareto-optimizasyonu da kullanılmıştır. Paralel işleme metodunun ise henüz yeteri kadar çalışılmadığını, sezgisel metotlar, Pareto-optimizasyonu ve paralel işleme metotlarının yenilenebilir enerji kaynakları alanında umut vadeden metotlar olduğu sonucuna varmışlardır.

Careri ve diğ. [26], yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim genişletme planlamasında kullanılması ile ilgili yapmış oldukları çalışmada, Bender ayrıştırması metodunu kullanarak İtalya güç sistemine uygulamışlardır. Sabit fiyat garantisi, kota zorunluluğu, emisyon ticareti ve karbon vergisi gibi teşvik anlamına gelebilecek parametreleri amaç fonksiyona ve kısıtlara koymuşlardır. Araştırmada, teşvik olmadan, çok az sayıda yenilenebilir enerji kaynağının sürdürülebilir olduğu sonucuna varmışlardır.

Yuksel ve Kaygusuz [27], yapmış oldukları çalışmada; global enerji kullanımı ve temiz ve sürdürülebilir olması açısından Türkiye'nin yenilenebilir enerji politikaları hakkında bir özet sunmuşlardır.

Biresselioglu ve Karaibrahimoglu [28], 1999 ile 2009 yılları arasını ve Avrupa Birliği devletlerini kapsayan bir araştırmada, hükümetlerin siyasi görüşleri ile yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının toplam enerji kullanımına oranı arasında doğrudan bir ilişki olduğu sonucuna varmışlardır. Sol ve merkez parti hükümetleri veya bunların koalisyonları döneminde, sağ parti hükümetlerine göre daha fazla yenilenebilir enerji kullanıldığını belirtmişlerdir.

Sirin ve Ege [29] yapmış oldukları çalışmada, son zamanlarda yenilenebilir enerji teknolojileri desteklenmesine rağmen, Türkiye'nin yenilenebilir enerji politikaları konusunda kusurları olduğu ve elektrik üretiminde bu kaynakları uygun kullanamadığını açıklamışlardır. Bu kusurlar arasında; politik kararlılık eksikliği, kapsamlı bir yenilenebilir enerji stratejisi geliştirememesi, teşviklerin Avrupa Birliği ülkelerinden daha alt düzeyde olması, bütün yenilenebilir teknolojilerinin ithal olmasını sıralamaktadırlar. Bütün bu problemler konusunda, Türkiye'nin Avrupa Birliği'nden öğrenecek çok şeyi olduğu, Avrupa Birliği'nin Türkiye yenilenebilir enerji politikalarına katkıda bulunacak ve şekillendirecek ana faktör olacağını belirtmişlerdir.

Bu tez çalışmasında; fosil yakıtlı konvansiyonel tesislerin yanı sıra yenilenebilir enerji teknolojilerinin de kullanıldığı uzun dönem elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması yapılmıştır. Yenilenebilir enerji teknolojilerinin uzun dönem elektrik enerjisi üretimindeki yeri tespit edilmeye çalışılmış, toplam üretime katkısı, elektriksel ve ekonomik sonuçları değerlendirilmiştir. On altı yıllık planlama süresi için, MAED modeli kullanılarak önceden tahmin edilen enerji talebini karşılayacak arz değerinin belirli bir yedekle sağlanması amaçlanmıştır. Planlamanın matematiksel modeli oluşturulurken, öncelikle amaç fonksiyon ve planlama kısıtları ile üretim genişletme planlaması çalışmasında kullanılacak olan tesis tiplerine ait ekonomik ve teknik parametreler belirlenmiştir. Bu parametreler arasında; birim yatırım ile işletme ve bakım maliyetleri, faiz, eskalasyon ve amortisman oranları gibi ekonomik parametreler ile kapasite faktörü, emre amadelik, güvenilirlik, ekonomik ömür gibi teknik parametreler yer almaktadır. Planlamada optimizasyon metodu olarak genetik algoritmalar kullanılmış ve uygulamalar Matlab yazılımında gerçekleştirilmiştir.

Bölüm 1'de, Türkiye'deki yenilenebilir enerji teknolojileri, türleri, ekonomik özellikleri ve potansiyelleri hakkında bilgiler verilmektedir.

Bölüm 2'de, elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması, planlamada kullanılan temel mühendislik ekonomisi kavramları, planlama modeli ve kısıtları, enerji üretim güvenilirliği konuları anlatılmaktadır.

Bölüm 3’de, üretim genişletme planlamasında optimizasyon metodu olarak kullandığımız genetik algoritmalar tanıtılmaktadır.

Bölüm 4’de, genetik algoritmalar ile yapılan planlama çalışmasının sonuçları yer almaktadır. Matematik modelin parametrelerini oluşturan, kurulacak tesislere ilişkin, kurulu güç ve enerji üretim kapasiteleri yakıt türlerine göre belirlenmiştir. Mevcut enerji üretim tesisine eklenmesi gereken bu tesisler için yatırım ile işletme ve bakım maliyetleri mühendislik ekonomisi kriterlerine göre hesaplanmıştır. Genetik algoritma ile elde edilen optimizasyon sonuçlarına göre yapılan planlamada yenilenebilir enerji teknolojilerinin payları, elektriksel ve ekonomik özellikleri değerlendirilmiştir.

Bölüm 5’de, tez çalışmasının sonuçları değerlendirilmiş ve öneriler sunulmuştur.

1. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

Ülkelerin dışa bağımlılığı azaltan enerji politikaları geliştirmelerinde, sahip oldukları yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı önemlidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı enerji üretim tesisleri; dışa bağımlılığı azaltan, diğer enerji kaynaklarıyla karşılaştırıldığında çevreye daha az zarar veren sürdürülebilir tesislerdir. Türkiye yenilenebilir enerji kaynakları bakımından potansiyeli yüksek olan bir ülke olup, ekonomik büyümeye paralel olarak geliştirilecek yenilenebilir enerji kaynakları enerji güvenliğinin sağlanması açısından önemlidir.

Türkiye, arz güvenliğini sağlamak için; dışa bağımlı olduğu kaynak kullanım oranlarını en az seviyelerde tutmalı, kaynaklarını çeşitlendirmeli, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını azami derecede kullanmalıdır. Türkiye'nin kullanabileceği yenilenebilir enerji kaynakları; hidrolik, rüzgar, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga enerjisi, akıntı enerjisi ve gel-git gibi fosil olmayan enerji kaynaklarıdır.

1.1. Avrupa Birliği'nin Enerji Arz Hedefleri

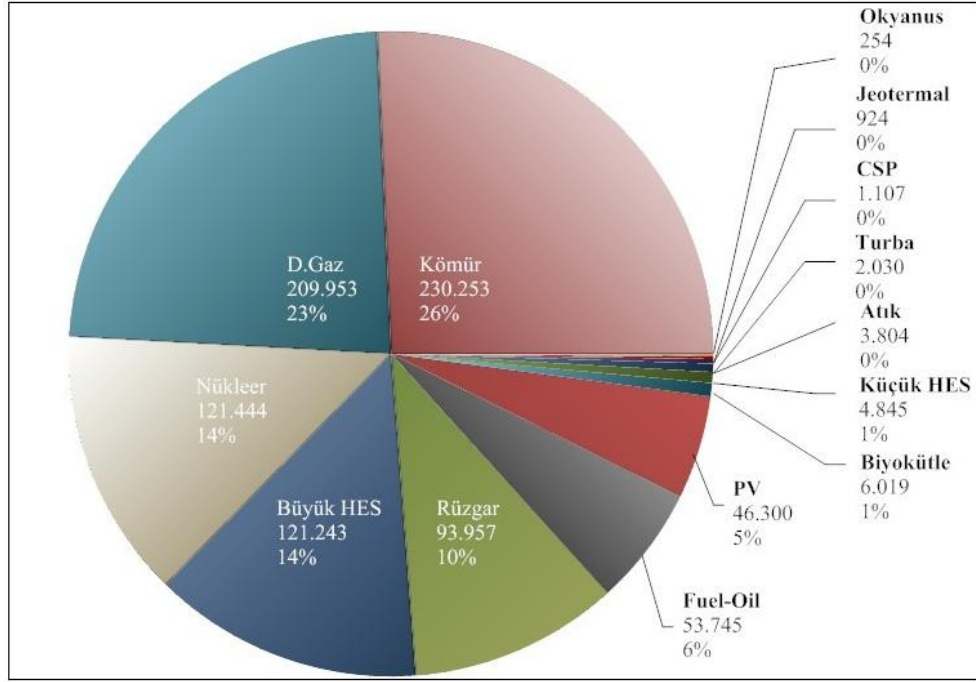
Avrupa Birliği'nin yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili olarak [5]:

Avrupa Birliği enerji sektöründeki yenilenebilir enerji kaynakları oranının iki katına çıkarılarak %6'dan %12'ye ulaştırılması,

1997-2010 yılları arası %6'lık, 2010-2020 yılları arasında ise %8'lik bir artışın sağlanması ve 2020 yılı itibariyle yenilenebilir kaynaklardan sağlanan elektrik enerjisi oranının %20 olması hedeflenmektedir.

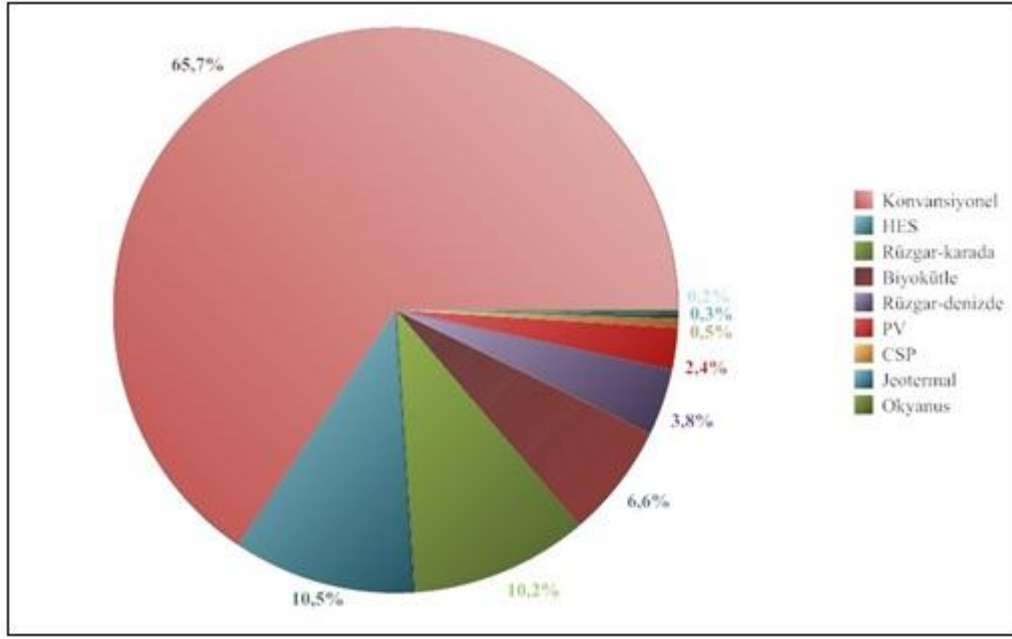
Avrupa Birliği (AB) tarafından 1997 yılında hazırlanan Beyaz Belge'de, 2010 yılındaki yenilenebilir enerji kaynakları oranı %12 olarak hedeflenmiştir. Bu oran 1997 yılı oranının iki katıdır. Hedeflenen değerlere 2010 yılı öncesinde ulaşılmış, bazı kaynaklarda ise aşılmıştır.

1997 yılında Beyaz Belge’de fotovoltaik enerji için belirlenen oranın dokuz katı bir gerçekleşme olmuş, 2010 yılında 30 GW kurulu güce ulaşılmıştır. Rüzgar enerjisi için belirlenen hedef değer olan 40 GW değerine 2005 yılında ulaşılmıştır [6]. 2011 yılı sonu itibariyle AB toplam kurulu güç değerlerinin kaynak tiplerine göre dağılımı Şekil 1.1’de görülmektedir [30].



Şekil 1. 1. 2011 yılı sonunda AB’nin elektrik tüketiminin kaynaklara göre dağılımı [30]

5 Haziran 2009 tarihinde, AB tarafından uygulamaya konulan düzenleme ile (The directive on the promotion of the use of energy from renewable sources) AB’nin yenilenebilir enerji oranı 2020 yılı için %20 olarak belirlenmiştir. Bu oran, ısıtma-soğutma amaçlı kullanım da dahil genel bir orandır. Bu amaca ulaşılması için gerekli ulusal hedeflerin 2010 yılı sonuna kadar üye ülkeler tarafından belirlenmesi karara bağlanmıştır. Bu amaçla üye ülkeler tarafından hazırlanan Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planlarına (National Renewable Energy Action Plans - NREAPs) göre %20 hedefi aşılmaktadır. Hazırlanan planlara göre, 2020 yılında AB’nin elektrik tüketimi için gerekli olan enerji değerinin %34,3’ü yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanacaktır. Bu durum Şekil 1.2’de gösterilmektedir [6].



Şekil 1. 2020 için AB'nin öngörülen elektrik tüketiminin kaynaklara göre dağılımı [6]

1.2. Türkiye'nin Enerji Arz Hedefleri

Türkiye enerji arz politikasında yer alan hedefler; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) 2010-2014 Stratejik Planı, Yüksek Planlama Kurulu "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" ve AB enerji politikası dikkate alınarak belirlenmektedir. ETKB 2010-2014 Stratejik Planı'na [31] göre Türkiye'nin hedefleri şunlardır:

- Uzun dönem plan çalışmalarında 2023 yılına kadar tüm yerli enerji kaynaklarının kullanılması,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarından mümkün olduğunca faydalanılması,
- Kömür, doğalgaz ve hidrolik kaynaklar üzerine kurulu elektrik enerjisi üretim arzının çeşitlendirilmesi,
- 2014 yılına kadar nükleer santral inşaatına başlanması,
- Yapımına başlanan 3.500 MW'lık yerli kömür yakıtlı santrallerin 2013 yılına kadar tamamlanması,

- 2023 yılı itibariyle toplam elektrik enerjisi arzı içerisindeki yenilenebilir enerji kaynaklı enerji üretiminin %30 seviyesinde olması,
- 2013 yılına kadar yapımına başlanan 5.000 MW'lık hidroelektrik santrallerin tamamlanması,
- Rüzgar enerjisi kurulu gücünün, 2015 yılına kadar 10.000 MW'a çıkarılması,
- Jeotermal enerji kurulu gücünün, 2015 yılına kadar 300 MW'a çıkarılması.

Yüksek Planlama Kurulu tarafından hazırlanan Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde [32] yer alan hedefler ise şunlardır:

- Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi konusundaki temel hedef, 2023 yılına kadar elektrik üretimi içinde bu kaynakların payının en az %30 olmasını sağlamak,
- 2023 yılına kadar teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelin tamamını kullanmak,
- Rüzgar enerjisi kurulu gücünü 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarmak,
- Jeotermal enerji için belirlenmiş olan 600 MW'lık potansiyelin tamamını 2023 yılına kadar kullanmak,
- Güneş enerjisinin kullanımının yaygınlaştırılarak, ülke potansiyelini azami ölçüde değerlendirmek,
- Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarını; üretim planlamaları, gelişmeler, mevzuat düzenlemeleri ve kullanım potansiyeline bağlı olarak geliştirmek,
- 2023 yılına kadar bilinen tüm linyit ve taş kömürü kaynaklarını enerji üretimi amaçlı değerlendirmek,
- Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan nükleer kaynakların payının 2020 yılına kadar en az %5 seviyesinde olmasını sağlamak,

- Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan doğalgazın payını %30'un altına düşürmek,
- Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı sonrasında ithal kömür kaynağından yararlanmaktır.

İncelenen kaynaklar dikkate alındığında güneş enerjisi ve nükleere ait hedeflerin net ifade edilmediği görülmektedir. Ancak, gerçekleştirilen bazı düzenlemeler bu santral tipleri ile ilgili olarak da bazı hedeflerin belirlendiğini göstermektedir.

“Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun” 31/12/2013 tarihine kadar iletim sistemine bağlanacak YEK Belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücü 600 MW'tan fazla olamayacaktır maddesini içermektedir [33]. Bu madde, güneş enerjisi kurulu gücü hedefinin dolaylı bir ifadesi olarak düşünülebilir. Enerji İşleri Genel Müdürlüğü verilerine göre güneş enerjisi santralleri için 2023 yılında hedeflenen değer 3.000 MW'tır [34].

6 Ekim 2010 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanan “Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyetinde Akkuyu Sahasında Bir Nükleer Güç Santralının Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma” ile Akkuyu sahasında bir Nükleer santral kurulması hedeflenmiştir.

Anlaşmaya göre Rusya Federasyonu, 4 güç ünitesi VVER 1200 (AES 2006 Tasarımı) tipi nükleer santral kuracaktır. Anlaşma'nın imza tarihinden itibaren üç ay içinde proje şirketi kurulacak ve kurulacak şirket ilgili tarafların desteğiyle, santralin inşaatının başlaması için gerekli tüm belgeler, izinler, lisanslar ve onayların verilmesinden itibaren yedi yıl içinde birinci üniteyi ticari işletmeye alacaktır. Ünite-1'in ticari işletmeye başlanmasından itibaren Ünite-2, Ünite-3 ve Ünite-4 art arda birer yıl aralıklarla ticari işletmeye alınacaktır [35].

Rusya fedarasyonu reaktörleri inşa etmek, işletmek ve işletmeden çıkarmak için Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş.'yi, 13 Aralık 2010 tarihinde kurmuştur. Her biri 1.200 MW gücünde olan VVER 1200 tip (AES 2006 Tasarımı) ünitelerin tamamı

devreye alındığında 4.800 MW'lık bir nükleer güç santralının kurulması çalışmaları tamamlanmış olacaktır [34].

1.3. Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Durumu

Türkiye enerji arz politikasında yer alan hedeflere göre; yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi konusundaki temel hedefin 2023 yılında elektrik üretimi içinde bu kaynakların payının en az %30 olmasını sağlamak olarak belirtilmektedir. Yenilenebilir kaynaklar bazında incelendiğinde; 2023 yılına kadar teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılması, rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarılması, Jeotermal enerji için belirlenmiş olan 600 MW'lık potansiyelin tamamının 2023 yılına kadar kullanılması, güneş enerjisinin kullanımının yaygınlaştırılarak ülke potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilmesi hedeflenmektedir. Diğer yenilenebilir enerji kaynakları için ise üretim planlamaları, gelişmeler, mevzuat düzenlemeleri ve kullanım potansiyeline bağlı olarak geliştirilmesi amaçlanmaktadır [7]. Türkiye'de kullanılacak yenilenebilir enerji kaynakları; hidrolik, rüzgar, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga enerjisi, akıntı enerjisi ve gel-git gibi fosil olmayan enerji kaynaklarıdır [4]. Bu kaynaklara ait teknik ve ekonomik değerlendirmeler aşağıdaki bölümlerde yapılmıştır.

1.3.1. Biyokütle ve biyogaz enerjisi

Türkiye'de biyogaz ile ilgili çalışmalara 1957 yılında başlanmıştır. 1980'li yıllarda Köy Hizmetleri Genel Müdürlüğü bünyesinde yürütülen çalışmalar, uluslararası bazı anlaşmalarla desteklenmiş olmasına karşın, 1987 yılında anlaşılamayan bir nedenle sonlanmıştır. Türkiye'de Yap-İşlet-Devret (YİD) modeli kapsamında, çöp termik santrallerinin kurulmasına başlanmıştır [36].

Türkiye'nin biyogaz potansiyeli ise 2,2-3,9 milyar m³ civarındadır. Biyogaz üretimi için 1–2 milyon TEP'lik enerji, hayvanların gübresinden temin edilmektedir. Toplam biyogaz potansiyelinin yaklaşık %85'i hayvan gübresinden elde edilen gazdan oluşurken, geri kalanı organik maddelerin ayrışımı sonucu oluşan gazdan elde edilmektedir. Bir tür biyogaz materyali olan çöpün çöp termik santralleriyle enerji

üretiminde kullanılması, özellikle kentsel çöprü ortadan kaldırdığı için ikinci bir işlevi de içermektedir.

Türkiye’de son zamanlarda organik atık, biyokütle ve biyogazdan enerji elde edilmesine yönelik kamu ve özel sektör yatırımları artmaya başlamıştır. Öncelikle, büyükşehir belediyeleri çöp atıklarının çözümüne yönelik olarak atık yakma ve enerji üretim tesisleri kurmaya başlamışlardır [37]. Türkiye’de biyokütle enerjisi kullanarak elektrik enerjisi elde edilmesi amacıyla kurulmuş bir çok tesis bulunmaktadır. Bu tesislerin yoğun olduğu illerin başında İstanbul gelmektedir.

Evsel katı atıkların düzenli depolama sahalarında depolanmaya başlaması ve atık ayrıştırma süreçlerinin önem kazandığı günümüzde, çöp gazından elektrik enerjisi üretimi büyük önem kazanmış ve uygulaması yaygınlaşmıştır. Çöp gazı kapalı bir çöp sahasında organik karbonun fermantasyonu sonucu açığa çıkar. 1 ton çöp, çöp sahası kullanımı süresince yaklaşık 100-200 m³ çöp gazı demektir. Bir çöp sahasının süresi 15-20 yıldır. Çöp gazından elektrik üretim kapasitesi (kurulu güç) dünya çapında 544 MW olup 361 çöp sahası bulunmaktadır [38].

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu lisans verilerine göre ise; Türkiye’de 33 adet lisans almış biyokütle kaynaklı elektrik üretim tesisi vardır. Bu tesislerden 7 tanesi çöp gazı kullanarak, 1 tanesi de atıksu arıtma çamuru kullanarak elektrik enerjisi üretimi yapmaktadır. 33 tesise ait toplam lisans kurulu gücü 165,86 MW olup, işletmedeki kurulu güç değeri ise 107,26 MW’tır. Çöp gazı tesislerine ait toplam lisans kurulu gücü 85,21 MW, işletmedeki kurulu güç değeri ise 56,72 MW’tır. Atıksu arıtma çamuru kaynaklı tesise ait toplam lisans kurulu gücü 2,43 MW, olmasına rağmen henüz üretim yapılmamaktadır [39].

1.3.2. Rüzgar enerjisi

Gel-git enerjisi ve jeotermal enerji hariç diğer bütün yenilenebilir enerjilerin ve fosil yakıtların kaynağını oluşturan güneş enerjisinin %1-2’si rüzgar enerjisine dönüşür. Rüzgar enerjisi yenilenebilir enerji kaynakları arasında en hızlı gelişim gösteren sektör olmuştur.

Türkiye'nin şebeke bağlantılı ilk rüzgar santrali, oto prodüktör santral olarak, 3 adet 580 kW'lık türbinle toplam 1,74 MW güçte olmak üzere Çeşme-Germiyan'da 1998 Şubat ayında kurulmuştur. Yap-işlet-devret modeli ile inşa olunan 7,2 MW'lık ilk rüzgar santrali ARE de Çeşme-Alaçatı'da kurulmuştur. Bu santraller tarafından 1999 yılında toplam 23,7 milyon kWh elektrik enerjisi üretimi yapılmıştır. Bu üretim, tam güçte 2.651 saat çalışmaya, bir başka deyişle %30'luk bir kapasite faktörüne karşılık gelmektedir [36].

Türkiye'de kurulacak rüzgar santrallerinin ekonomik boyutunu anlamak için İstanbul'da üç farklı kurulu güç durumu için bir etüt çalışması gerçekleştirilmiştir. Mikrokonuşlandırma çalışması ile bölgenin rüzgar potansiyeli belirlendikten sonra, ayrıntılı analizler sonucu verim olarak en yüksek noktalara türbinler yerleştirilmiştir [40].

Mikrokoşullandırma çalışmalarının ilk aşamasında oluşturulan 1,5 MW'lık 30 adet VESTAS V63 rüzgar türbini için yatırım harcamaları toplamı 68.900.000 €'dur. İzin ve hazırlık aşaması giderleri, türbin ekipman alım, nakliye ve montaj giderleri, şantiye giderleri, trafo, şalt merkezi ve enerji nakil hattı giderleri, inşaat giderleri, sigorta, banka, komisyon ve müşavirlik giderleri ile öngörülemeyen giderler yatırım maliyeti içerisinde yer almaktadır. Yatırım maliyeti için aynı gider kalemleri dikkate alındığında; 22 adet 2,0 MW'lık VESTAS V80 rüzgar türbini ile oluşturulan 44 MW kurulu gücündeki rüzgar santrali için yatırım harcamaları toplamı 62.700.000 €; 22 adet 1,5 MW'lık VESTAS V63 rüzgar türbini ile oluşturulan 33 MW kurulu gücündeki rüzgar santrali için yatırım harcamaları toplamı ise 51.700.000 € olmaktadır.

2007 yılında gerçekleştirilmiş olan Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile ülkemizde yıllık rüzgar hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5.000 MW, rüzgar hızı 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW büyüklüğünde rüzgar enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir [41]. 27 AB ülkesi ve Türkiye'nin 2010 yılı ve 2011 yılı sonu itibariyle rüzgar enerjisi kurulu güç değerleri Tablo 1.1'de verilmektedir [30].

Tablo 1. 1. Avrupa Birliği ve Türkiye'nin rüzgar enerjisi kurulu güç değerleri

	2010 Kurulu gücü (MW)	2011 Kurulu gücü (MW)
AB-27	84.650	93.957
Türkiye	1.329	1.799

1.3.3. Jeotermal enerji

Ekonomik büyüme, düşük gelirli kırsal yörelere elektriğin ulaşması ve enerji güvenliği ile ilgili kaygıların artması jeotermal büyümeyi artırmaktadır. Türkiye'nin mevcut kurulu güç değeri yaklaşık 100 MW olup, güvenilir jeotermal enerji potansiyeli 800 MW'tır. Türkiye Jeotermal Derneği verilerine göre 2015 yılı kurulu güç tahmini 550 MW'tır [42].

2011 yılı itibariyle Avrupa'da kurulu jeotermal enerji potansiyeli 1.600 MW olup, 59 güç tesisinde toplam 10,9 TWh'lik üretim olmuştur. 59 tesisin 47'si AB üyesi ülkelerde bulunmaktadır.

2009 yılı sonu itibariyle dünya jeotermal enerjisinin kurulu kapasitesi elektrik üretimi için 10,7 GWh, doğrudan kullanım için ise 50,6 GWh'tir. %75 kapasite faktörü ile 67 TWh elektrik üretimi yapılmıştır. Türkiye'de jeotermalden üretilen elektrik enerjisinin değeri 490 GWh/yıl'dır. 2010 yılı verilerine göre, jeotermal enerjiyi kullanan ilk 15 ülkenin üretim verileri dikkate alındığında Türkiye 12. sırada yer almaktadır.

Yüksek sıcaklıklarda Flash tip santral için, üretilen elektriğin maliyeti 0,05 \$/kWh – 0,12 \$/kWh aralığındadır. Düşük sıcaklıklarda Binary tip santral için üretilen elektriğin maliyeti 0,07 \$/kWh – 0,20 \$/kWh'tir. 2008 yılı için yeşil saha jeotermal güç üretiminin Flash santral için kurulum maliyeti 2.000-4.000 \$/kW arasında değişmektedir. Aynı yıl için yeşil saha jeotermal güç üretiminin Binary santral için kurulum maliyeti 2.400-5.900 \$/kW arasında değişmektedir. Kurulum maliyetinin %10-15'i keşif ve kaynak arama, %20-25'i kuyu açma, %10-20'si yüzey tesisi ve %40-60'ı ise güç tesisinden oluşmaktadır.

Jeotermal santraller yakıta ihtiyaç duymadığından, işletme ve bakım maliyetlerinin toplam maliyet içindeki oranı çok düşüktür. Tesisin yeri ve büyüklüğü, santrallerin sayısı ve tipi, uzaktan kontrol sistemleri vb. parametrelerin var olma durumuna bağlı olarak işletme ve bakım maliyetleri değişmektedir. İşletme ve bakım maliyetleri Flash tip santral için 9 \$/MWh, Binary tip santral içinse 25 \$/MWh olmaktadır. Bu değerlere, kuyu açma maliyeti dahil değildir.

Jeotermal santrallerin ekonomik ömrü 20-30 yıl arasında değişir. Buna karşılık jeotermal santraller bu sürelerin üzerinde çalıştırılabilirler. Yeni Zelanda'da bulunan Wairakei ve İtalyada bulunan Larderello santralleri 50 yılın üzeri süredir işletmededirler [43].

Türkiye'de bilinen 1.000 dolayında sıcak ve mineralli su kaynağı ile jeotermal kuyu bulunmaktadır. Sıcaklığı 40°C'nin üzerinde olan jeotermal sahaların sayısı ise 170'dir. Bunların 11 tanesi yüksek sıcaklıkta saha olup ilk etapta konvansiyonel olarak elektrik üretimi için çalışma alanlarıdır.

Hazne sıcaklığı 150°C'den fazla olan jeotermal sahalarda konvansiyonel elektrik üretimi gerçekleştirilmektedir. Son yıllarda, geliştirilen ve Binary çevrim olarak adlandırılan bir sistemle, buharlaşma noktaları düşük gazlar kullanılarak $T > 80^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar sıcaklıktaki akışkandan elektrik üretilebilmektedir. Buhar ve sıvı baskın sistemlerin elektrik enerjisine dönüştürülebilmesi için çeşitli sistemler mevcuttur. Kullanımı en kolay olan sahalarda kuru buhar sahalarıdır. Kuyudan alınan buhar filtreden geçirilerek bir yoğuşmalı türbine gönderilir. Kondensere ilave olarak doğal veya mekanik soğutma kulesi kullanılır [44].

Bugüne kadar yapılan çalışmalar Türkiye'nin ilk 3 km derinliğindeki jeotermal potansiyelin 3.10^{23} J olduğunu göstermektedir. Monte Carlo tipi olasılıklı rezerv tahmin yöntemi kullanılarak Türkiye genelinde toplam 40 adet orta-yüksek sıcaklıklı jeotermal saha incelenmiştir. Bu sahalardan elektrik üretimi için elde edilebilecek en düşük jeotermal potansiyel sınır değeri referans sıcaklığının 100 °C olması halinde 661 MW olarak tahmin edilmiştir. MTA Genel Müdürlüğü verilerine göre ise ülkemizde elektrik üretimine uygun 15 adet jeotermal saha bulunmaktadır. Bu

sahalar çoğunlukla Menderes grabeni ile Gediz grabeninde yer almaktadır. Elektrik üretimine uygun jeotermal sahalar Tablo 1.2’de verilmektedir.

2005 yılında 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanunu ile 13.6.2007 yılında yürürlüğe giren 5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanununun çıkması ile jeotermal kaynakların aranması, işletilmesi ve elektrik enerjisinin üretimi yasal bir düzenlemeye kavuşmuştur. Bunun sonucunda, santrallerin kurulu gücü kısa sürede artış göstererek 2008 yılı sonunda 29,8 MW, 2009 yılı Ekim sonu itibariyle ise %100’ün üzerinde artarak 77,2 MW’a ulaşmıştır [7].

Tablo 1. 2. Türkiye’deki elektrik üretimine uygun jeotermal sahalar [7]

Jeotermal saha	Sıcaklık (C°)	Durum	Potansiyel (MW)
Denizli-Kızıldere	200-242	Kurulu güç 15 MW. Saha özelleştirildi.	85
Aydın-Germencik	200-232	47,4 MW santral işletmede	130
İzmir-Balçova	136	Konut ısıtma ve termal uygulama.	5
İzmir-Dikili	130	Sera ısıtması	30
Çanakkale-Tuzla	174	2009 yılında 7,5 MW işletmeye girdi.	80
Aydın-Salavatlı	171	Kurulu güç 8 MW. 9,5 MW inşaat aşamasında.	65
Kütahya -Simav	162	Konut ısıtma ve termal uygulama.	35
İzmir-Seferihisar	153	3,2 MW projelendirilmiş durumda. Sondaj çalışmaları sürüyor.	35
Manisa-Salihli- Caferbeyli	150	MTA tarafından ihale edildi.	20
Aydın-Sultanhisar	145	MTA tarafından yeniden ihale edilecek.	20
Aydın-Yılmazköy	142	MTA tarafından ihale edildi.	20
Aydın-Hıdırbey	143	...	10
Aydın-Atça	124	MTA tarafından ihale edildi.	5
Manisa-Alaşehir-Kavaklıdere	213	MTA tarafından ihale edildi.	30
Aydın-Umurlu	155	MTA tarafından ihale edildi.	25
Aydın-Nazilli	188	MTA tarafından saha geliştirme çalışmaları yapılıyor.	...
Toplam		Teknik ve ekonomik potansiyel	600

1.3.4. Güneş enerjisi

Güneş enerjisinden elektrik üretimi doğrudan dönüşüm ve dolaylı dönüşüm olmak üzere iki ayrı yöntemle gerçekleştirilir. Doğrudan dönüşümün günümüzde en yaygın teknolojisi fotovoltaik dönüşüm veya Türkçe adıyla güneş pildir. Güneş pillerini

kullanan fotovoltaik elektrik üreteçleri akümülatör yedekli, dizel ve/veya rüzgar enerjisi jeneratörü yedekli olarak şebekeden bağımsız veya kendi başlarına şebekeye bağlı olarak çalıştırılırlar. Fotovoltaik üreteçler; Watt mertebesinden (küçük haberleşme sistemleri veya diğer sistemler) kW mertebesine (kırsal bölgelerde katodik koruma, sinyalizasyon, haberleşme sistemleri, pompalama ve sulama tesisleri, evler, çiftlikler gibi şebekeden bağımsız tüketiciler ile şebekeye bağlı evler, tesisler) ve MW mertebesine (fotovoltaik elektrik santralleri) uzanmaktadır. Son yıllarda şebekeye bağlı fotovoltaik uygulamalarda büyük bir artış gözlemlenmektedir. Bu uygulamalar genellikle binaların çatılarına yerleştirilen 1-50 kW gücündeki sistemler şeklinde olmaktadır. Güneş enerjisi güneş pillerinde ortalama %10-15 verimle elektrik enerjisine dönüşmektedir.

Avrupa Birliği 2010 yılında fotovoltaik elektriğin elektrik üretimi içindeki payının % 0,1 olmasını hedeflemiştir. Bu oranı ülkemizde elde etmek için gereken güneş pili kurulu gücü 200 MW olmaktadır. Gerekli yatırım miktarı ise, ortalama 3.500 \$/kW hesabı ile, 700 milyon dolar mertebesindedir [36].

Fotovoltaik sistemlerin dört temel uygulama alanı vardır. Bunlar: 20 kW'a kadar olan Bina ve konut sistemleri, 1 MW'a kadar olan ticari bina, hastane, okul vb. sistemleri, 1 MW'tan başlayan tesis sistemleri ve değişik boyuttaki şebekeden bağımsız sistemler olarak açıklanabilir.

Kullanılan fotovoltaik teknolojisine (crystalline silikon, ince filmler vb.) bağlı olarak üretim maliyetleri değişmekle birlikte, maliyet uzun dönem içerisinde azalan bir etkiye sahiptir. Toplam maliyet fotovoltaik teknolojinin kullanılma biçimine (konut, ticari vb.) göre belirlenir.

2020 yılından itibaren fotovoltaik üretim maliyetlerinin ticari sistemlerde 13-26 cent/kWh, konutlarda ise 16-31 cent/kWh olması beklenmektedir [45]. İşletme uygulamasında 2008 yılı için anahtar teslimi sistem fiyatı 4.000 \$/kW iken bu değer 2009 yılında 3.000 \$/kW'tan daha düşük olduğu görülmüştür. Konut uygulamalarında kW başına ortalama elektrik üretimi 1.300 kWh/kW, ticari uygulamalarda 1.450 kWh/kW, işletme uygulamalarında 1.650 kWh/kW ve şebekeye bağlı olmayan uygulamalarda ise 1.500 kWh/kW'tır [46].

Türkiye güneş enerji potansiyeli açısından zengin bir konumdadır. Enerji İşleri Etüt idaresi (EİE) tarafından geliştirilen Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası'na (GEPA) göre yıllık güneş enerjisi elektrik üretimi teknik potansiyelinin 380 milyar kWh olduğu belirlenmiştir. Bu potansiyel, yıllık metrekare başına güneş radyasyonu 1.650 kWh'ten fazla olan 4.600 km² kullanılabilir alan alınarak hesaplanmıştır.

GEPA'ya göre yıllık güneşlenme süresi 2.740 saat/yıl (günlük 7,5 saat), ortalama yıllık radyasyon ise 4,17 kWh/m²-gün'dür (1.522 kWh/m²-yıl). Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan yerleri güney kısmı olup, başta Güney Doğu Anadolu Bölgesi, Akdeniz Bölgesi ve Güney Ege Bölgesi olarak sıralanabilir. Güney ve batı kısımları en yüksek potansiyele sahiptir. Bu potansiyele rağmen, halen şebekeye bağlı büyük ölçekli güneş pili santrali bulunmamaktadır. Güneş pilleri ülkemizde çoğunluğu orman gözetleme kuleleri, Türk Telekom, deniz fenerleri, üniversite ve kurumlar başta olmak üzere bazı yerlerde küçük güçlerin karşılanmasında ve araştırma amaçlı, otoyol ve park aydınlatmasında, su pompalama ve su arıtma sistemlerinde, çatılarda veya binaya entegre olarak küçük güçlerde kullanılmaktadır. Halen kullanılmakta olan güneş pili sistemlerin toplam kapasitesi 3.000 kW'tır [7].

Türkiye'nin gerçekleştirilebilir yıllık fotovoltaik kurulu güç potansiyel değeri 800 MW'tır. 2011 yılı itibariyle 5 MW'ın altında bir kurulu güç değeri vardır. 2015 yılı itibariyle, belirlenen bölgelerde kurulacak olan 600 MW kurulu güç değeri hedefi oldukça önemlidir [47].

1.3.5. Deniz enerjileri

Deniz enerjileri; deniz dalgası, boğaz akıntıları, med-cezir ve deniz sıcaklık gradyenti gibi farklı biçimlerde olur. Dünyada toplam deniz akıntısı kaynağının 450 GW'ı aştığı tahmin edilmektedir. Bu enerji kaynağından, dünyada 20 civarında bölgede yararlanmak mümkündür. Bu bölgelerin; İngiltere, Fransa, ABD, Çin, Japonya, İtalya, Filipinler, Almanya, İspanya, İrlanda, Hollanda'da olduğu belirlenmiş, ancak kaynakların düzensiz dağıldığı görülmüştür. İngiltere'ye %47,7, Fransa'ya %42,1 olacak şekilde dağılmış, geriye kalan %7,6 İrlanda kıyı çevrelerine, az miktarda ise Almanya, İspanya, Hollanda arasında paylaşılmıştır. Son yıllarda yapılan çalışmalarda, Avrupa'da 106 bölgede güçlü akımları olan gelgit kaynakları

belirlenmiştir. Bu kaynaklardan Avrupa şebekesine yılda 48 TWh enerji sağlanabileceği tahmin edilmektedir. Bu güç 12.500 MW kurulu kapasiteye eşitir [48].

Türkiye’de deniz enerjisi kaynaklarından yalnızca deniz dalgası ve boğaz akıntıları olanağı vardır. Denizlerimizde farklı sıcaklıklarda akıntılara rastlanmaktadır. Üç tarafı denizlerle çevrili Türkiye’de deniz dalga konvektörleri ile bu enerjiden yararlanılması mümkündür.

Karadeniz, Marmara ve Ege Denizi, tuzluluk gradyentinin farklı oluşu nedeni ile İstanbul ve Çanakkale boğazlarında üst ve alt akıntılar bulunmaktadır. Akıntının hızı birçok yerde 8 knot (14,8 km/h) olarak saptanmıştır. Bu değer önemli bir kinetik enerji değeridir. İstanbul ve Çanakkale Boğazları’nda deniz trafiğinin yoğun olması nedeniyle deniz akıntısı enerjilerinden yararlanılamamaktadır [36].

Türkiye’nin yıllık dalga enerji kaynağı 4-17 kW/m’lik deniz yoğunluğuyla 10 TW/yıl olarak tahmin edilmektedir [49]. Türkiye’nin dalga rasatları ve bunlara ilişkin ölçüm verileri yoktur. Dalga cephesinin gücü, Akdeniz kıyıları için ortalama 13 kW/m olarak verilmektedir. Türkiye dışında Akdeniz’de yapılmış ölçümler, bu gücün yıl boyu 8,4-15,5 kW/m arasında değiştiğini göstermiştir. Türkiye kıyılarının beşte birinden yararlanılarak sağlanabilecek dalga enerjisi teknik potansiyeli 18,5 milyar kWh olarak tahmin edilmektedir. Ancak dalga enerjisinin kullanılması, Türkiye’nin gündemine henüz girmemiştir [50].

2. UZUN DÖNEM ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM GENİŞLETME PLANLAMASI

Güç sistemleri planlamasında amaç; teknik, ekonomik ve politik kısıtları dikkate alarak, tahmin edilen talep değerlerini karşılayacak enerji arzının en düşük maliyetle sağlanmasıdır. Bu ise üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin maliyetlerinin optimizasyonu ile sağlanabilir.

İletim hatlarıyla ilgili yatırımlar, üretim tesisleri için yapılan yatırımlarla karşılaştırıldığında çok düşük bir orana sahiptirler. Elektrik enerjisinin kullanıcıya dağıtılması ile ilgili olan dağıtım maliyetleri ise, üretim ve iletim sistemlerine ait maliyetlerden bağımsızdır. Bu nedenle, genel olarak güç sistemleri planlaması, üretim genişletme planlaması olarak ifade edilebilmektedir.

Üretim genişletme planlamasındaki temel adımlar aşağıdaki gibi özetlenebilir [10]:

- Güvenilir bilgilere dayanarak, planlama süresine bağlı olarak gelecek 5-30 yıllık süre için talep değerlerinin belirlenmesi,
- Elektrik enerjisi arzında kullanılacak tesis tiplerine ait yatırım maliyetleri, işletme ve bakım maliyetleri, inşaat süreleri gibi ekonomik ve teknik verilerin elde edilmesi,
- Faiz, eskalasyon oranları ve güvenilirliğe ait istatistiksel bilgilerin belirlenmesi,
- Kısıtlar dikkate alınarak üretim genişletme planlamasına uygun çözüm yönteminin seçimi,
- Belirlenen yöntem kullanılarak sonuçların analiz edilmesi.

Üretim genişletme planlaması probleminde durum uzayı; karar değişkenleri ve dış değişkenler olmak üzere iki farklı değişken grubuna sahiptir. Dış değişkenler çok az veya hiç kontrol edilemeyen belirsiz değişkenlerdir. Bu değişkenlere örnek olarak;

yatırım maliyeti eskalasyon oranı, inşaat süreleri, yük değişimi, yakıt fiyatları, enflasyon ve faiz oranları verilebilir. Planlama probleminin çözümünde bu değişkenlerin alabileceği olası değerler önceden belirlenir ve buna göre çözüm sağlanır.

Karar değişkenleri, kontrol edilebilen değişkenlerdir. Yeni bir tesisin kurulması kararı, tesisin genişletilmesi ve tesisin ömrünü tamamlaması gibi değişkenler karar değişkenleridir[51].

Elektrik üretim genişletme planlaması çalışmalarında enerji arz güvenilirliğinin sağlanması önemlidir. Üretim sistemlerinde güvenilirlik; talebi karşılayacak arz değerinin belirli bir yedekle sağlanmasına yönelik yapılan çalışmalar olarak tanımlanır. Bu amaçla ülkeler, dışa bağımlı oldukları kaynak kullanım oranlarını en az seviyelerde tutmalı, dışa bağımlı olduğu kaynakları ve ülkeleri çeşitlendirmeli, enerji kaynağı sahibi komşu ülkeler ile güvenlik anlamında sorunsuzluk ilkesini esas almalı ve yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını azami derecede kullanmalıdırlar. Arz güvenilirliği açısından bakıldığında, yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanan bir ulusal enerji politikasının oluşması önemlidir.

Elektrik enerjisi üretim genişletme çalışmaları, mevcut potansiyel elektrik enerjisi kaynaklarının tahmin edilen yük talebini karşılaması esasına dayanır. Yük ve enerji tahminleri bu parametreleri etkileyecek faktörlerin oluşum süreleri dikkate alınarak yapılır. Tahminde amaç, zaman periyodu süresince gereksinimin doğru belirlenmesidir. Günlük veya haftalık tahminler yakın gelecek, 1-2 yıllık tahminler kısa dönem, 3-8 yıllık tahminler orta dönem ve 10-20 yıllık tahminler ise uzun dönem tahminler olarak adlandırılır. Yük değerlerinin tespiti amacıyla ekstrapolasyon, korelasyon veya bu iki tekniğinin birleşimi kullanılır. Yük değerinin tahmini sonrasında yapılması gereken potansiyel enerji kaynaklarının belirlenmesidir. Üretim genişletme planlaması bu kaynakların, talebi karşılamak amacıyla optimum şekilde kullanılmasıdır. Yeni bir tesisin işletmeye giriş tarihi, kurulacak tesisin tipi, üretim birimlerinin kapasiteleri ve ünite sayıları üretim genişletme planlamalarında bilinmeyen parametreleridir [12].

2.1. Enerji Planlaması ile İlgili Temel Ekonomik Kavramlar

Ekonomi bilimi, en az emek ve sermaye kullanarak en çok ürünün üretilmesi ve bu alanda faaliyet gösteren kurum veya işletmelerin işleyişlerinin düzenlenmesi ile ilgilidir. Ekonomik yapı içerisinde gerçekleştirilen faaliyetler çeşitli sektörler için yürütülmektedir. Enerji sektörü ekonomik yapı içerisinde var olan diğer sektörleri de temel düzeyde etkileyen en önemli sektör durumundadır.

Elektrik enerjisi son kullanıcıları, ülke sınırları içerisinde olabileceği gibi yapılan uluslararası antlaşmalar gereği ülke sınırları dışarısında da olabilirler. Bu ürünün; üretimi için gerekli finansman kaynaklarının belirlenmesi, iç ve dış piyasa koşullarındaki ekonomik değeri, maliyet unsurları ve satışı elektrik enerjisi ekonomisinin inceleme alanıdır. Elektriğin üretim, iletim ve dağıtım aşamalarında kullanılan her türlü cihaz, makine gibi alt ürünlerin üretimi, işçilik vb. diğer maliyetler ve süreçler ekonomik kurallar doğrultusunda analiz edilirler [52]. Bu nedenle enerji planlaması çalışmalarında faiz, amortisman, eskalasyon, ekonomik ömür, paranın zaman değeri gibi temel mühendislik ekonomisi kavramlarından yararlanılır.

2.1.1. Faiz

Bir kişi yada kuruluşun, parasını; değerlendirme, satın alma ve tasarruf fonksiyonları dışında kullanması sonucu oluşan getiridir. Faiz işletmeler açısından “fon maliyeti” anlamı taşımaktadır. İşletmeler borç aldığı anda faiz öder ve yatırım kararı alırken yatırım kararlarını piyasa faiz oranlarına göre belirlerler. Faiz günlük aylık ve yıllık olarak tanımlanır. Faiz hesaplamalarında; ana para, faiz oranı ve süre parametreleri kullanılır.

2.1.1.1. Nominal faiz

Yıl içinde var olan aylık veya dönemlik toplam faiz birikimlerinin dikkate alınmadığı, yıllık bazda ifade edilen faiz tipidir [52]. Eşitlik (2.1) ile hesaplanır.

$$r = \frac{12}{m} i \quad (2.1)$$

Burada; r , nominal faiz; m , ay veya dönem sayısı, i ise dönemlik faiz oranı'dır.

2.1.1.2. Efektif faiz

Yıl içinde var olan aylık faiz birikimlerinin kümülatif olarak dikkate alındığı yıllık bazda ifade edilen faiz tipidir. Eşitlik (2.2) ile hesaplanır.

$$i_{eff} = (1 + i)^{\frac{12}{m}} - 1 \quad (2.2)$$

Burada; i_{eff} , efektif faiz; m , ay veya dönem sayısı; i ise dönemlik faiz oranı'dır.

2.1.1.3. Basit faiz

Bir dönem içerisinde paranın zaman değerinin doğrusal artış göstermesidir. Basit faiz'de kümülatif faiz yani faizin faizi dikkate alınmaz. Eşitlik (2.3) kullanılarak hesaplanır.

$$F_n = P(1 + n.i) \quad (2.3)$$

Burada; F_n , paranın n dönem sonraki değeri; P , paranın bugünkü değeri, i ise dönemlik faiz oranıdır.

2.1.1.4. Bileşik faiz

Bir dönem içerisinde paranın zaman değerinin doğrusal olmayan değişim göstermesidir. Bileşik faizde kümülatif faiz, yani faizin faizi de dikkate alınır. Yatırımların ekonomik projeksiyonu ve kredi borçlarının ödenmesi gibi ekonomik analizlerde kullanılan faiz tipidir [52]. Eşitlik (2.4) kullanılarak hesaplanır.

$$F_n = P(1 + i)^n \quad (2.4)$$

Burada; F_n , paranın n dönem sonraki değeri; P , paranın bugünkü değeri; i ise dönemlik faiz oranıdır.

2.1.2. Amortisman

Amortisman, işletmelerin üretim amaçlı kullandıkları, fiziksel ve fonksiyonel eskimeye uğramış tüm araç, gereç ve ekipmanlarını yenilemek amacıyla her yıl için ayırdıkları paradır. Fiziksel eskime; maddi varlıkların kullanım yoluyla aşınması, yıpranması, kırılması ve bozulması gibi eskimeleri ifade eder. Buna karşılık fonksiyonel eskime; yeni teknolojilerin ortaya çıkmasıyla beraber eski teknolojinin değerini yitirmesi durumudur. Amortisman hesaplamasında kullanılan temel parametreler[52]:

- Amortisman payı ayrılacak varlığın satın alım veya fatura bedeli,
- Varlığın ekonomik ömrü,
- Varlığın öngörülen hurda değeri,
- Seçilecek amortisman hesabı yöntemidir.

2.1.2.1. Ekonomik ömür

Ekonomik ömür bir yatırım projesinin yıllık ortalama karının maksimum olduğu işletme süresidir. Ekonomik ömür; varlığın çeşitli koşullar altında çalışması durumuna ait geçmiş veriler dikkate alınarak belirlenen ömürdür. Bu ömrü belirleyen koşulların değişmesi durumunda ömürde değişir. Periyodik bakım, işletme koşulları, atmosferik koşullar ve hammadde kalitesi ekonomik ömrü etkiler. Bir varlığın yada projenin ekonomik ömrü analitik olarak hesaplanabilir. Yıllık ortalama maliyet (*YOM*) değeri Eşitlik (2.5) kullanılarak hesaplanır [52]:

$$YOM = \frac{YM}{n} + BM + (n-1) \frac{G}{2} \quad (2.5)$$

Burada; *YM* yatırım maliyeti; *BM* ilk yıla ait bakım maliyeti; *G* bakım maliyetinin gelecek yıllardaki sabit artış miktarı; *n* ise yıl olarak kullanım süresidir. Yıllık ortalama maliyet değerinin kullanım süresine göre türevini 0 yapan *n* değeri ekonomik ömür *N*'i ifade eder. Buna göre ekonomik ömür Eşitlik (2.6) kullanılarak hesaplanır.

$$N = \sqrt{\frac{2YM}{G}} \quad (2.6)$$

2.1.2.2. Hurda değeri

Varlık veya yatırımın ekonomik ömrünü tamamlaması durumunda elde edilecek gelir miktarıdır [52].

2.1.2.3. Amortisman hesabı yöntemleri

Her ülkenin koşullarına göre farklı amortisman hesabı yöntemleri tanımlanmış olup, Türkiye’de normal (doğrusal) ve azalan bakiyeler üzerinden amortisman hesabı yöntemleri kullanılmaktadır. Amortisman hesabı yöntemleri içinde yer alan bazı temel kavramların bilinmesi gereklidir. Bu kavramlar[52]:

Yıllık amortisman payı, varlık için her yıl ayrılan pay olup kullanılan amortisman yöntemine göre sabit veya değişken olabilir.

Toplam amortisman bedeli, varlık değerinden hurda değerinin çıkarılmasıyla hesaplanır.

Amortisman oranı, yıllık amortisman payları hesabında kullanılan belirlenmiş bir orandır.

Devir amortismanı, bir varlığın t . yıl sonuna kadar ayrılmış tüm amortisman paylarının toplamıdır.

Defter değeri, varlık değerinden t . yıl sonuna kadar ayrılmış tüm amortisman paylarının çıkarılmasıyla hesaplanır. Defter değeri hurda değerinin altına düşemez. Defter değeri hurda değerine eşit olduğu zaman, amortisman işlemi sona ermiş demektir.

Normal amortisman yöntemi; bir varlık için her yıl eşit miktarda amortisman payının ayrıldığı amortisman tipidir. Normal amortisman yöntemine göre yıllık sabit amortisman payı (YAP), Eşitlik 2.7’deki gibi hesaplanır [52]. Burada; VD , varlık değeri; HD , hurda değeri; $EÖ$ ise ekonomik ömür’dür.

$$YAP = \frac{VD - HD}{EÖ} \quad (2.7)$$

Azalan bakiyeler amortisman yöntemi; bir varlık için her yıl azalan miktarda amortisman payının ayrıldığı amortisman tipidir. Azalan bakiyeler yöntemine göre YAP ; VD , varlık değeri; BAP , o tarihe kadar birikmiş amortisman payları; $EÖ$ ise ekonomik ömür olmak üzere Eşitlik 2.8'deki gibi hesaplanır [52]. Azalan bakiyeler yönteminde, varlığın maliyetinin büyük bir bölümü ekonomik ömrün başlangıç yıllarında amorti edilir.

$$YAP = 2\left(\frac{VD - BAP}{EÖ}\right) \quad (2.8)$$

2.1.3. Paranın zaman değeri

Paranın zaman değeri için faiz oranı ve değerlendirme oranı kavramları kullanılır. t_1 yılındaki değeri P olan paranın t_2 yılındaki değeri F ise $F > P$ değeri her zaman geçerli olur. Buna göre $t_2 - t_1$ aralığında paranın değeri artar. Faiz ve enflasyonun olmadığı t -zaman uzayında paranın zaman değeri olmayacaktır. Gerçek hayatta ise “paranın zaman değeri” daima mevcuttur. Faiz veya değerlendirme oranı i ise, paranın N . yıldaki değeri F ile, bugünkü değeri P arasındaki ilişki Eşitlik (2.9) ve Eşitlik (2.10) ile verilmektedir [52].

$$F = P[1+i]^N \quad (2.9)$$

$$P = F[1+i]^{-N} \quad (2.10)$$

Eşitlikte yer alan $[1+i]^N$ “ifadesi tek ödemede gelecek değer faktörü” olarak adlandırılır.

Paranın N . yıldaki F değeri ile yıllık düzenli para akışları A (annüite) arasındaki bağıntılar ise Eşitlik (2.11) ve Eşitlik (2.12) ile verilmektedir:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right] \quad (2.11)$$

$$P = A \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right] \quad (2.12)$$

2.1.4. Bir düzeye indirgeme işlemi

Yatırım maliyeti hesaplamalarında projeksiyon süresince para akışlarının düzenli veya periyodik olmaması durumu söz konusu olabilir. Bu gibi akışlar da düzenli para akışlarına dönüştürülebilir. Bu işleme bir düzeye indirgeme adı verilir [52]. Bir düzeye indirgeme işlemi için; düzenli olmayan para akışları bugünkü değere indirgenir ve düzenli yıllık para akışları hesaplanır.

2.1.5. Fiyat farkı (Eskalasyon)

Eskalasyon, santrallerin yapım süresince kullanılan malzeme veya hizmet sunumu fiyatlarında meydana gelen artış olarak tanımlanmaktadır. Bu artışa bağlı olarak, santralin yapım süresince yapılan harcama, eskalasyonun etkisiyle direkt inşaat bedelinden daha da yüksek olur. Santralin yapım süresince yapılan harcamalar için kredi alındığı düşünülürse, eskalasyonlu harcama miktarlarına, faiz yükünün de eklenmesi gerekir [53].

Eskalasyon hesaplamalarında kullanılan farklı yöntemler mevcuttur. Kamu kuruluşları “bilinen fiyat farkı” yöntemlerini kullanırlar. İşin özelliğine ve tarafların belirlediği yöntemlere göre ise “özel fiyat farkı” yöntemleri kullanırlar [52].

Yatırım maliyetlerindeki artışa bağlı olarak, diğer santral tiplerine göre daha düşük yatırım maliyetine sahip santrallerin inşa edilmesi tercih edilecektir. Yüksek yatırım maliyetine sahip santraller, yatırım maliyetlerindeki düşüşten olumlu etkileneceklerdir. Kapasite faktörü düşük santrallerde üretilen elektriğin birim satış maliyeti diğer santrallere göre yüksek olacaktır. Bu anlamda; rüzgar ve güneş gibi hava koşullarına bağlı olarak elektrik üretim değeri değişen yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallerde yatırım maliyetindeki değişimler önemli olmaktadır.

Kömür, nükleer ve doğal gaz santralleri için önemli olan bir maliyet de yakıt maliyetidir. Bu maliyet; güneş, rüzgar ve jeotermal santraller açısından önemsizdir. Doğal gaz eskalasyon oranı yüksek bir yakıttır. Kömür fiyatının düşük oluşu, bu

santrallerin yüksek yatırım maliyetlerini kompanze eden bir faktördür. Buna karşılık, doğalgaz fiyatının yüksekliği yatırım maliyetini olumsuz etkilemektedir. Santral yatırımları uzun inşaat süreleri gerektiren ve uzun süreli kullanımı olan yatırımlardır. Üretim planlaması yapılırken yakıt maliyetleri dikkate alınmalıdır [54].

2.2. Elektrik Enerjisi Üretim Genişletme Planlamasının Matematiksel Modeli

Uzun dönem elektrik enerjisi üretim sistemleri genişletme planlaması, bir çok kriteri aynı anda değerlendiren karmaşık yapıda bir problemdir. Problemin çözümü için öncelikle, enerji sisteminin mevcut yapısı ve ülkenin potansiyel enerji kaynakları incelenmelidir. Daha sonra, enerji üretim sistemin güvenilirliğini sağlayan ve yatırım ile işletme ve bakım maliyetlerinin en düşük değerleri ile optimal planlamayı gerçekleştirecek model yapısının belirlenmesi gerekmektedir.

Arıkan ve Kumbaroğlu [55]'na göre "Enerji planlamasına yönelik analitik modeller 1950'li yıllardan beri kullanılmaktadır. Bu yıllarda geliştirilen modeller enerji sektörünü tek başına ele alan ve bu sektörün kendi içindeki ilişkilerini analitik olarak ortaya koyan basit enerji modelleri olmuştur. 1973 yılında yaşanan petrol krizi enerji modellerine olan ilgiyi arttırmış ve dünya çapında birkaç yüz olan model sayısı bir anda binlere çıkmıştır. Kriz yıllarında dünya enerji fiyatlarında yaşanan artışlar ülke ekonomilerini etkilemiş ve enerji-ekonomi ilişkilerinin önemini ortaya koymuştur. Bu deneyim sonucunda basit enerji modelleri yerine enerji-ekonomi etkileşimlerini dikkate alan birleşik modeller geliştirilmeye başlanmıştır. Enerji-ekonomi etkileşimleri önceleri enerji yoğunluğu, yapılacak enerji yatırımlarının mertebesi gibi kısıtlı göstergeler aracılığı ile irdelenmiş, sonraları modelleme tekniklerinin ve çözüm algoritmalarının gelişimine paralel olarak entegre enerji-ekonomi modelleri geliştirilmiştir".

Üretim genişletme planlaması çalışmalarının hedefleri doğrultusunda, istenilen özellikleri sağlayacak böyle bir modelin seçimi, problemin en önemli adımıdır. Doğrusal programlama, doğrusal olmayan programlama, dinamik programlama, tamsayı programlama ve karma tamsayı programlama bu tür çalışmalarda en çok kullanılan modellerdir [11].

Optimal üretim genişletme planlaması problemi; geniş boyutlu, uzun dönemli, doğrusal olmayan ve üretim ünitelerinin boyutu nedeniyle ayrık yapıya sahip bir tam sayı / karma tam sayı programlama optimizasyon problemidir [13]. Üretim genişletme planlaması çalışmalarında kullanılan tesis sayısı ve bu tesislere ait parametrelerin fazla olması nedeniyle problem geniş boyutludur. Problem kısıtlarının içerdiği eşitsizlikler ve/veya üstel ifadeler, probleme doğrusal olmayan bir özellik katmaktadır. Planlama süresinde devreye alınacak üretim tesisleri belirli yıl veya periyotta devreye girmektedir. Bu nedenle bu problemler ayrık özelliğe sahiptir. Planlama çalışmasında kullanılacak, karar değişkenlerinin hepsi ya da bir kısmının, tamsayı değerlerle çözümüne olanak sağlaması bakımından, bu çalışmada karar değişkenlerinin karma tamsayı özelliğinde olmasına karar verilmiştir.

Elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması optimizasyonu, büyük ölçüde matematiksel programlama ve bilgisayar kullanımını gerekli kılan karmaşık bir problemdir. Bu çalışmada üretim genişletme planlaması probleminin sahip olduğu özellikler dikkate alınarak, genetik algoritmaların kullanılmasına karar verilmiştir. Üretim genişletme planlaması problemin çözümü için sırası ile; amaç fonksiyonun formüle edilmesi, modele girdi olarak verilecek bilgilerin toplanması, amaç fonksiyonunun en düşük değerini bulacak bir algoritma ve programın oluşturulması gerekmektedir [11].

2.2.1. Amaç fonksiyonu

Amaç fonksiyonu, planlama dönemi boyunca kurulacak enerji üretim tesislerinin yatırım maliyetleri, işletme ve bakım maliyetleri ve kısıtları da içeren çok bilinmeyenli doğrusal veya doğrusal olmayan bir fonksiyondur. Yatırım, işletme ve bakım maliyeti bilgilerinin toplanması, kısıtların belirlenmesi ve gerekli hesaplamaların yapılmasından sonra, amaç fonksiyonunun formüle edilmesi gereklidir. Bunun için, öncelikle planlama dönemi uzunluğu belirlenir. Bu çalışmada, planlama dönemi uzunluğu 16 yıl (2012-2027) olarak kabul edilmiştir.

Planlama dönemi içerisinde kurulacak tüm tesis tiplerine ait toplam yatırım maliyeti fonksiyonu (Z_c) Eşitlik (2.13)'de verilmiştir.

$$Z_c = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T C_{jt} x_{jt} \quad (2.13)$$

En düşük maliyetle, gerekli kapasitenin işletmeye alınması ve üretimin sağlanabilmesi için, Eşitlik 2.13'deki yatırım maliyeti fonksiyonunun en düşük yapılması amacın bir kısmını gerçekler. Burada; C_{jt} , t yılında işletmeye girecek j tip tesise ait birim yatırım maliyeti; x_{jt} ise t yılında işletmeye girecek j tipi tesisin toplam güç kapasitesi'dir. x_{jt} değeri Eşitlik (2.14) kullanılarak bulunur.

$$x_{jt} = nX_{j\max} \quad (2.14)$$

Burada; n , t yılında işletmeye girecek j tipi tesis sayısı; $X_{j\max}$ ise j tesisin maksimum güç kapasitesidir.

Planlama dönemi içerisinde kurulacak tüm tesis tiplerine ait toplam işletme ve bakım maliyeti değeri Eşitlik (2.15) ile hesaplanır.

$$Z_{om} = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K f_{jtk} y_{jt} \quad (2.15)$$

Burada; f_{jtk} , t yılında kurulacak j tipi tesisin plan dönemi sonuna kadar olan işletme ve bakım maliyeti; y_{jt} ise t yılında işletmeye alınacak j tipi tesis tarafından karşılanan enerji değeridir.

t yılında kurulan bir tesis plan dönemi sonuna kadar K yıl kadar çalışacaktır. İşletme ve bakım maliyeti değeri; santralin işletmeye alındığı yıldan başlamak üzere K 'ya kadar her yıl için ($k=1..K$) hesaplandıktan sonra toplanır. Buna göre; K t yılında işletmeye alınacak tesisin planlama dönemi T sonuna kadar işletmede kalacağı yıl sayısı, k ise t yılında kurulan j tipi tesisin işletmeye girdiğinden itibaren işletmede kaldığı yıl sayısıdır. K değeri j tipi santralin işletmeye girdiği t yılına bağlı olarak değişecek ve k değerinin alabileceği maksimum değer K olacaktır ($k=1 \dots K$).

Bu açıklamalara göre amaç fonksiyonu; Z_c yatırım ve Z_{om} işletme ve bakım maliyetleri fonksiyonlarının toplamı olarak Eşitlik (2.16) kullanılarak hesaplanır.

$$Z = Z_c + Z_{om} \quad (2.16)$$

Eşitlik (2.13) ve Eşitlik (2.15), Eşitlik (2.16)'da yerine konursa, Eşitlik (2.17)'de verilen amaç fonksiyonu elde edilir.

$$Z = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T C_{jt} x_{jt} + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K f_{jtk} y_{jt} \quad (2.17)$$

Eşitlik (2.17)'de verilmiş olan amaç fonksiyonunun minimizasyonu ile yatırım ile işletme ve bakım maliyetinin en aza indirgenmesi sağlanır. Maliyet minimize edilirken, yapılacak olan yatırımlarla, ülke enerji ihtiyacının güvenilir bir şekilde karşılanması da amaçlar arasında yer almaktadır. Enerji planlamasında, güvenilirlikle ilgili bu tip amaçlara güvenilirlik kısıtları adı verilmekte ve bu kısıtlar amaç fonksiyon ile birlikte planlama modeline sokulmaktadır.

2.2.2. Güvenilirlik kısıtları

Optimal planlama probleminde, toplam maliyetinin minimize edilmesi ile birlikte, ülke enerji ihtiyacını güvenilir bir şekilde karşılayabilmeside önemlidir. Bu nedenle modele sokulan güvenilirlik kısıtları aşağıda verilmiştir.

Kısıt-1: Her bir yıl için, toplam kullanılabilir kapasitesinin üst sınır değerinin, belli bir güvenlik payı ile o yıldaki P_t tepe gücünü karşılayabilmesi gerekir. Bu durumu sağlayan kısıtlama Eşitsizlik (2.18) ile sağlanır.

$$\sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T c_{jt} x_{jt} \geq P_t (1 + m) \quad (2.18)$$

Burada; c_{jt} , j tipi tesisin t yılındaki kapasite katsayısı; x_{jt} , t yılında işletmeye girecek j tipi tesisin toplam güç kapasitesi; P_t , t yılına ait tepe güç değeri; m ise yedek kapasite katsayısı olup, değeri 0 ile 1 arasında değişir ($1 \geq m \geq 0$).

Kısıt-2: Belirli bir yıl için işletmede bulunan tesislerin toplam enerji üretimlerinin, o yıla ait enerji talebini karşılamaya yeterli olmalıdır. Bu durumu sağlayan kısıtlama Eşitsizlik (2.19) ile sağlanır.

$$\sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T y_{jt} \geq E_t \quad (2.19)$$

Burada; y_{jt} , t yılında işletmede bulunan j tipi tesisin bir yılda üretebileceği enerji değeri; E_t ise t yılına ait enerji talebi'dir. y_{jt} değeri Eşitlik (2.20) kullanılarak hesaplanır.

$$y_{jt} = c_{jt} x_{jt} h_{jt} \quad (2.20)$$

Eşitlik (2.20)'de; y_{jt} , t yılında işletmede bulunan j tipi tesisin bir yılda üretebileceği enerji değeri; $c_{jt} x_{jt}$, kullanılabilir kapasite, h_{jt} ise tesisin bir yıl içerisindeki teorik çalışma saatidir.

Elektrik üretim tesisleri farklı kapasite faktörü değerlerine sahiptir. Yenilenebilir enerji kaynağına dayalı elektrik üretim tesislerin çoğunluğu, jeotermal hariç, düşük kapasite faktörü değerine sahiptir. Kapasite faktörü değerlerindeki farklılığa bağlı olarak, üretim tesislerinin üreteceği enerji değerleri farklılaşır. Bu nedenle, üretim tesislerinin üretecekleri enerji değerleri bir kısıt olarak amaç fonksiyonunda değerlendirilmiştir.

Kısıt-3: t yılında işletmeye girecek j tipi tesisin toplam güç kapasitesi, j tipi tesise ilişkin kurulabilecek kapasite üst sınırı X_{jmax} 'dan küçük veya eşit olmalıdır. Bu durum Eşitsizlik (2.21) ile gösterilmektedir.

$$\sum_{t=1}^T x_{jt} \leq X_{jmax} \quad (2.21)$$

Burada; x_{jt} , t yılında işletmeye girecek j tipi tesisin toplam güç kapasitesi; X_{jmax} ise j tipi tesisten bir yılda kurulabilecek en yüksek kapasite değeri'dir. Kurulabilecek en yüksek kapasite değerleri belirlenirken, yerli yakıt üretim miktarları, rezervler, ithal edilebilir yakıt miktarları ve enerji politikalarına göre belirlenen hedef kurulu güç değerleri göz önünde bulundurulmaktadır. Problemin çözümünde, modelin karar değişkeni olarak isimlendirilen x_{jt} değerlerinin, güvenilirlik kısıtlarını sağlayacak ve amaç fonksiyonu en düşük değere getirecek şekilde belirlenmesi gerekmektedir.

Kısıt-4: İthal kaynak kullanımını sınırlamak amacı ile olduğu kadar, kurak iklim koşullarında hidroelektrik tesislerde üretim değerinin düşük olma olasılığı da dikkate alınarak, bütün kaynak tiplerine %35 kısıtı konulmuştur. Buna göre; bütün

kaynak tipleri için herhangi bir yıla ait kullanılabilir kapasite, o yıla ait kurulan tüm santrallere ait kullanılabilir kapasitenin %35'ini geçemez. Bu durum Eşitsizlik (2.22)'de verilmiştir.

$$c_{jt}x_{jt} \leq \left(\sum_{j=1}^J c_{jt}x_{jt} 0.35 \right) \quad (2.22)$$

2.2.3. Birim yatırım maliyetinin (C_{jt}) belirlenmesi

Birim yatırım maliyeti, tesisin planlandığı ve yapımın gerçekleşeceği tarihler arasında değişebilecek ekonomik ve teknik faktörler ile çevresel faktörler göz önüne alınarak değerlendirilir. Santralin tipine bağlı olarak birim yatırım maliyetleri değişmektedir. Bu çalışmada, birim yatırım maliyeti ABD doları ile hesaplanmaktadır. Buna paralel olarak; faiz ve eskalasyon oranları da ABD doları için ifade edilmektedir. Çalışmada, kurulacak olan santrallerin ekonomik ömrü içinde amorti edilebilmesi için geri ödeme oranları da dikkate alınmaktadır.

Literatürde tesis tiplerinin birim yatırım maliyetleri için farklı değerler kullanılmıştır. Bu çalışmada kullanılan tesis tiplerine ait; planlamanın ilk yıl birim yatırım maliyeti değerleri (C_{j0}), ünite kapasite değerleri ve yatırım maliyeti eskalasyon oranları (e_{jc}) Tablo 2.1'de verilmektedir.

Tablo 2. 1. Tesis tiplerine ait birim yatırım maliyet değerleri

j	Tesis Tipi	Kapasite (MW)	C_{j0} (\$/kW)	e_{jc}
1	Doğalgaz	700	500 ^[11]	0,03
2	Linyit	350	1.146 ^[11]	0,03
3	Taş kömürü	300	1.084 ^[11]	0,03
4	İthal kömür	500	1.110 ^[11]	0,03
5	Fuel-oil	150	1.280 ^[11]	0,03
6	Nükleer	1.000	2.000 ^[11]	0,03
7	Hidrolik	500	1.350 ^[11]	0,03
8	Rüzgar	45	1.912 ^[56]	0,03
9	Jeotermal	50	3.000 ^[43]	0,03
10	Biyogaz	30	2.599 ^[57]	0,03
11	Güneş	5	3.500 ^[36]	0,03

ABD tüketici fiyat endeksi verilerine göre, 2010 yılı fiyat endeksi değerinde 2009'a göre %1,6 artış olmuştur. 2001-2010 yılları arasındaki yıllık artış oranı ortalaması %2,8 olup, aynı yıllar arasındaki değişim %1,6-%3,8 aralığındadır [58]. Yatırım maliyeti eskalasyon oranı (e_{jc}); 2001-2010 yılı arasındaki yıllık artış oranı ortalaması olan %2,8 değeri dikkate alınarak %3,0 olarak kabul edilmiştir.

ABD merkez bankası yıllık borçlanma faiz oranının 2000-2010 yılları ortalama değeri %2,7'dir [59]. Çalışmada i faiz oranı olarak bu değer kabul edilmiştir. t yılında kurulan aynı tip bir tesisin birim yatırım maliyeti Eşitlik (2.23) ile hesaplanmaktadır.

$$C_{jt} = C_{j0} \left[(1 - e_{jc})(1 + i) \right]^{-t} r_{jt} \xi_j \quad (2.23)$$

Burada; C_{j0} , planlama döneminin ilk yılı için j tipi tesise ait birim yatırım maliyeti; t , j tipi tesisin işletmeye gireceği yılı; e_{jc} , j tipi tesise ait yatırım maliyeti eskalasyon oranı; i , faiz oranı; ξ_j , j tipi tesisin yaratacağı çevre sorunlarına ilişkin ek masrafların maliyeti etkileme oranı; r_{jt} ise t yılında kurulan j tipi tesise yapılan yatırımın amorti edilebilmesi için, planlama dönemi süresince geri ödenmesi gereken miktarının toplam sermaye içindeki oranıdır. r_{jt} değeri Eşitlik (2.24) kullanılarak bulunur. Gelişen teknolojiye bağlı olarak elektrik üretim tesisleri çevre ile ilgili olumsuz etkileri en aza düşürecek elemanlara sahip olarak tasarlanmaktadır. Bu nedenle, birim yatırım maliyetleri içerisinde yer alan ξ_j oranı "1" kabul edilmiştir.

$$r_{jt} = \frac{2}{L_j(L_j + 1)} \sum_{t=1}^T (L_j - t + 1) \quad (2.24)$$

r_{jt} değerlerinin birim yatırım maliyetlerine etkisi, santrallerin ekonomik ömürleri (L_j) dikkate alınarak belirlenmektedir. Amortisman hesaplamasında kullanılan bu eşitlik azalan paylı amortisman yöntemi olarak tanımlanmaktadır.

Azalan paylı amortisman yöntemlerinin amacı, yatırım malının maliyetinin ilk yıllarda daha yüksek paylarla ve hizmet süresinin sonlarına doğru ise daha düşük paylarla giderleştirilmesini sağlamaktır. Bu nedenle, verimleri genellikle hizmet

sürelerinin sonlarına doğru azalan yatırımlar için azalan paylı amortisman yöntemi tercih edilir [11].

Planlama çalışmasında kullanılan tesis tiplerine ait ekonomik ömür değerleri Tablo 2.2’de verilmektedir.

Tablo 2. 2. Tesis tiplerine ait ekonomik ömür değerleri

j	Tesis Tipi	L_j
1	Doğalgaz	30 ^[56]
2	Linyit	40 ^[56]
3	Taş kömürü	40 ^[11]
4	İthal kömür	40 ^[56]
5	Fuel-oil	40 ^[11]
6	Nükleer	60 ^[56]
7	Hidrolik	80 ^[56]
8	Rüzgar	25 ^[56]
9	Jeotermal	40 ^[56]
10	Biyogaz	20 ^[60]
11	Güneş	25 ^[56]

2.2.4. Birim işletme ve bakım maliyetinin (f_{jk}) belirlenmesi

Herhangi bir tesisin birim işletme ve bakım maliyeti, başka bir deyişle üretilen kWh başına yapılan harcama; yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin toplamına eşittir. Tesisin tipine bağlı olarak, birim işletme ve bakım maliyeti değeri değişmektedir. Bu çalışmada, birim işletme ve bakım maliyeti değerleri ABD doları ile hesaplanmıştır. Buna paralel olarak, faiz ve eskalasyon oranları da ABD doları için ifade edilmektedir. Planlama çalışmasında kullanılan tesis tiplerine ait f_{j0} birim işletme ve bakım maliyet değerleri Tablo 2.3’de verilmektedir.

Tablo 2. 3. Tesislerin birim işletme ve bakım maliyet değerleri

j	Tesis Tipi	Kapasite (MW)	f_{j0} (\$/kW-yıl)	e_{jf}
1	Doğalgaz	700	273,5 ^[11]	0,03
2	Linyit	350	335,4 ^[11]	0,03
3	Taş kömürü	300	403,8 ^[11]	0,03
4	İthal kömür	500	321,9 ^[11]	0,03
5	Fuel-oil	150	357,8 ^[11]	0,03
6	Nükleer	1.000	657,0 ^[11]	0,03
7	Hidrolik	500	4,4 ^[11]	0,03
8	Rüzgar	45	61,77 ^[56]	0,03
9	Jeotermal	50	145,68 ^[56]	0,03
10	Biyogaz	30	116,88 ^[57]	0,03
11	Güneş	5	15,048 ^[56]	0,03

Herhangi bir t yılında işletmeye girecek j tipi tesisin yıllık birim işletme ve bakım maliyeti Eşitlik (2.25) kullanılarak hesaplanır.

$$f_{jtk} = f_{j0} \left[(1 - e_{jf})(1 + i) \right]^{-t} \quad (2.25)$$

Burada; f_{j0} , planlamanın ilk yılında işletmede olan j tipi tesisin birim işletme ve bakım maliyeti; t , j tipi tesisin işletmeye gireceği yıl; e_{jf} , j tipi tesise ait işletme ve bakım maliyeti eskalasyon oranı; i ise faiz oranıdır.

2.2.5. Kapasite faktörünün belirlenmesi

Kapasite faktörü, bir üretim birimin belirlenen periyot süresince üretebileceği en yüksek enerji miktarının bir ölçüsü olup Eşitlik (2.26) kullanılarak hesaplanır [61]. Burada; CF , % olarak verilen kapasite faktörü; PE , MWh olarak üretilen toplam enerji; IP , MW olarak kurulu güç ve PH ise saat olarak belirlenen zaman aralığı veya periyottur.

$$CF = \left(\frac{PE}{IP.PH} \right) 100 \quad (2.26)$$

Ancak, elektrik enerjisi üretim tesislerinin üretebilecekleri maksimum enerji, tesislerin eskimesi nedeniyle, yıllar geçtikçe azalmaktadır. Bir tesisin kurulduğu yıl baz alınarak, işletmede bulunduğu yılların sayısına göre, üretebileceği enerji değerinin hesaplanmasında kapasite katsayısı değeri (c_{jt}) kullanılmaktadır. Yapılan planlama çalışmasında kullanılan santral tiplerinin kapasite faktörü değerleri (c_{j0}) Tablo 2.4’de verilmiştir. Ayrıca bu katsayının, kullanım eksilme oranı $k_j=0,007$ kabul edilerek [11], herhangi bir j tipi tesis için t yılına ilişkin değeri Eşitlik (2.27) kullanılarak hesaplanır.

$$c_{jt} = c_{j0}(1 - 0,007)^k \quad (2.27)$$

Burada; c_{jt} , planlama çalışmasında kullanılan j tipi tesise ait t yılındaki kapasite katsayısı; c_{j0} , planlama çalışmasında kullanılan tesis tiplerinin ilk yılına ait kapasite faktörü değeri; k , t yılında kurulan j tipi tesisin işletmeye girdiğinden itibaren işletmede kaldığı yıl sayısıdır.

Tablo 2. 4. Tesis tiplerine ait kapasite faktörü değerleri

j	Tesis Tipi	c_{j0} (%)	k_j
1	Doğalgaz	85,00 ^[56]	0,007
2	Linyit	85,00 ^[56]	0,007
3	Taş kömürü	85,00 ^[56]	0,007
4	İthal kömür	85,00 ^[56]	0,007
5	Fuel-oil	77,02 ^[62]	0,007
6	Nükleer	85,00 ^[56]	0,007
7	Hidrolik	50,00 ^[56]	0,007
8	Rüzgar	30,00 ^[56]	0,007
9	Jeotermal	75,00 ^[43]	0,007
10	Biyogaz	85,00 ^[56]	0,007
11	Güneş	11,00 ^[56]	0,007

2.2.6. Emre amadelik ve yıllık teorik çalışma süresi değerlerinin belirlenmesi

Teorik çalışılabilir saatin bir yıl içerisindeki toplam saate oranı emre amadelik olarak tanımlanmaktadır. Planlı devre dışı olmalar bakım nedeniyle, plansız devre dışı olmalar arıza nedeniyle oluşabilir [63]. Emre amadelik faktörü, bir üretim ünitesinin

planlı veya plansız devre dışı olmalar dışında kalan saatlerdeki sürenin, belirlenen zaman aralığındaki saate oranıdır. Eşitlik (2.28) ile hesaplanır.

$$AF = \left(\frac{AH}{PH} \right) 100 \quad (2.28)$$

Burada; AF , emre amadelik faktörü; AH , bir üretim ünitesinin, planlı veya plansız devre dışı olmalar dışında kalan saatlerdeki çalışabileceği süre; PH , belirlenen zaman aralığı veya periyottur. Tablo 2.5’de bir yıl, (8.760 saat), için farklı tip santrallere ait teorik çalışma süreleri (h_{jt}) verilmektedir.

Tablo 2. 5. Tesis tiplerine ait yıllık teorik çalışma süreleri

j	Tesis Tipi	h_{jt} (saat)
1	Doğalgaz	7.000 ^[11]
2	Linyit	6.500 ^[11]
3	Taş kömürü	6.500 ^[11]
4	İthal kömür	6.500 ^[11]
5	Fuel-oil	6.500 ^[11]
6	Nükleer	7.000 ^[11]
7	Hidrolik	7.000 ^[11]
8	Rüzgar	3.000 ^[64]
9	Jeotermal	8.000 ^[65]
10	Biyogaz	8.000 ^[60]
11	Güneş	2.640 ^[66]

2.3. Elektrik Enerjisi Üretim Güvenilirliği

Genel anlamıyla güvenilirlik; bir ürün, eleman, sistem ya da alt sistemin, belirlenmiş bir zaman aralığı içerisinde ve normal işletme koşullarında, fonksiyonunu veya fonksiyonlarını uygun bir şekilde yerine getirebilmesi olasılığıdır. Başka bir deyişle, sistemin başarılı performans ihtimalinin matematiksel olasılık yöntemleriyle ifadesidir [67]. İşletme durumundaki bir elemanın arızasız çalışabilme yeteneğinin bir ölçütüdür [68].

Bir ürün, eleman sistem ya da alt sistemin serviste olduğu süre boyunca arızalanmaması iyi derecede bir çalışma anlamına gelir. Ancak; serviste olduğu süre

boyunca tüm aygıt ve sistemler farklı nedenlerle arızalanır veya bakım nedeniyle durdurulurlar. Bu anlamda, güvenilirlik açısından değerlendirildiğinde, aygıt veya sistemin kullanılabilir olduğu süre önemlidir. Güvenilirliği tanımlamak için çeşitli indisler kullanılır. Bu indisler olasılıksal olduklarından kesin tahminler sağlamazlar. En sık görülen değerler ve uzun dönem ortalamaları kullanılarak, geçmiş olayların ortalamasını ve gelecekteki ihtimalleri saptarlar [67].

Bir güç sisteminin güvenilirliği, sistemin elektrik enerjisini, talep edildiği farklı noktalara kabul edilebilir standartlarda ulaştırabilmesi kabiliyetinin ölçüsüdür. Elektrik güç sisteminin temel fonksiyonu, tüketicilere mümkün olduğu kadar ekonomik ve kabul edilebilir güvenilirlik seviyesinde elektrik enerjisi sağlamaktır. Genel olarak, daha güvenilir sistemler daha fazla ekonomik yatırım gerektirirler. Güç sistemi güvenilirliği; yeterlilik ve güvenlik olmak üzere iki kriteri içerir (Şekil 2.1).

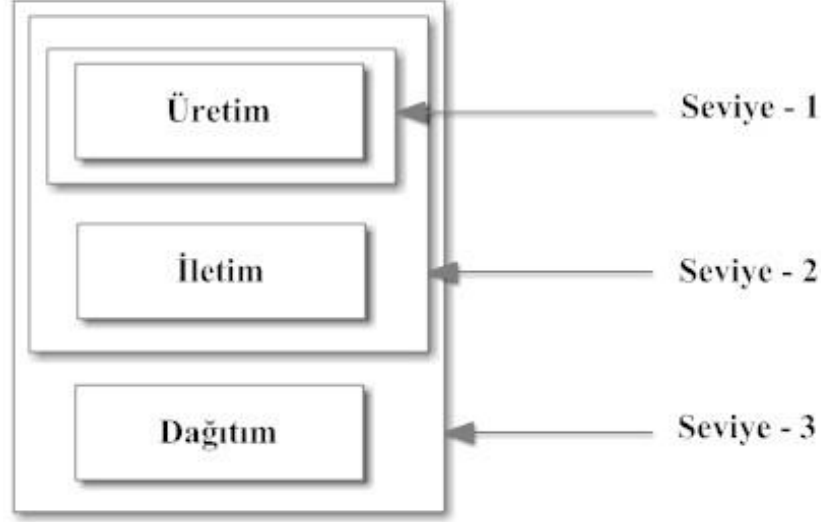


Şekil 2. 1. Güç sistemi güvenilirliğinin bölümleri [67]

Sistem yeterliliği; güç sisteminin tüketici talebini tüm kararlı durum koşullarında sağlamasının ölçütüdür. Güç sistemleri genelde karmaşık, birleşik ve çok büyük yapıya sahip olduğundan, sistem genel olarak farklı işlevsel alt-sistemlere (üretim, iletim ve dağıtım sistemleri) ayrılır. Farklı işlevsel alt-sistemlere ayrılan güç sistemi için yeterlilik üç farklı hiyerarşik seviyede ayrı ayrı analiz edilir (Şekil 2.2).

Seviye-1, üretim faaliyetlerini ve yükü besleme kabiliyetini gösterir. Seviye-2, birleşik olarak üretim ve iletim sistemlerinin enerjiyi üretebilme ve ana yük noktalarına taşıyabilme kabiliyetini belirler. Seviye-3 ise; üretim, iletim ve dağıtım sistemlerini içine alacak şekilde tüm sistemi inceler.

Üretim sisteminin güvenilirliği; tüketici yük talebini tüm kararlı durumlarda karşılayacak yeterli enerji arzını sağlayabilmesidir. Elektrik enerjisi arzının önemli parçası olan üretim aşamasının temel elemanı jeneratörlerdir. Bu nedenle üretim sisteminin güvenilirliği bir anlamda jeneratörlerin güvenilirliği anlamına gelir.



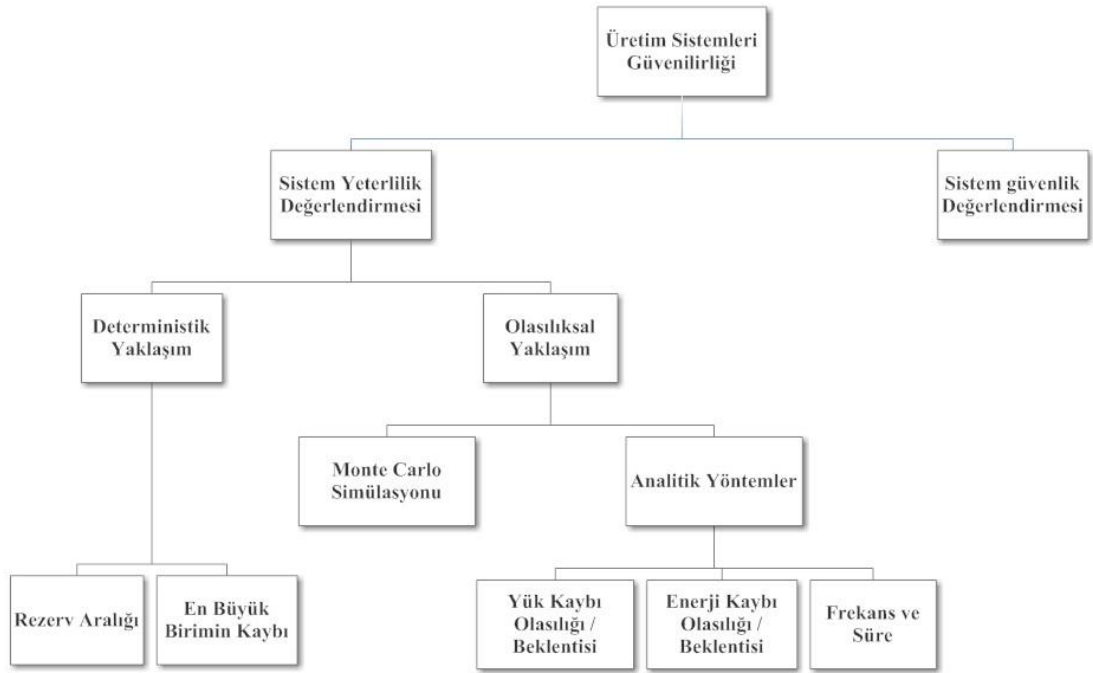
Şekil 2. 2. Güç sistemi yeterliliğine ait hiyerarşik seviyeler [67]

Üretim ünitelerinin yani jeneratör gruplarının arıza, bakım vb. çeşitli nedenlerle devre dışı kalması durumunda dahi, talebi karşılayacak yedek ünitelerin devrede olması gereklidir. Bu açıklamalara göre değerlendirildiğinde, üretim sisteminin güvenilirliği talebi karşılayacak arz değerinin belirli bir yedekle sağlanmasına yönelik yapılan çalışmalar olarak ifade edilebilir.

Üretim sistemi güvenilirliğinin ölçüsü değişik güvenilirlik indisleri ile gösterilir. Güvenilirlik indisleri, güvenilirlik standartlarına karşı üretim sisteminin güvenilirlik performansını belirlemede, alternatif tasarımlarla karşılaştırmada, zayıf noktaları tespit etmede, üretim sistemindeki düzeltme yollarını belirlemede ve karar verme aşamasında maliyet ve performans faktörlerinin birlikte değerlendirilmesinde kullanılırlar. Bu indisler kullanılarak sistem üretim yeterliliğinin tahmini yapılır. Üretim sistemi yeterlilik değerlendirmeleri, deterministik yaklaşım ve olasılıksal yaklaşım olarak iki grupta incelenebilir. Güç sistemi değerlendirmesinde kullanılan güvenilirlik değerlendirme indisleri ve sınıflandırılması Şekil 2.3'de gösterilmektedir [67].

2.3.1. Deterministik yaklaşım

Elektrik enerjisi güç sistemi planlamasında, üretim sistemlerinin belirlenen yük talebini karşılayabilme yeterliliğini belirlemede kullanılan yöntemlerdir. Güç sisteminin rastlantısal davranışını ve olasılıklı risk değerlendirmesini kullanmazlar. Deterministik yaklaşım; rezerv aralığı ve en büyük birimin kaybı yaklaşımlarını kapsar [67].



Şekil 2. 3. Üretim sistemi güvenilirlik değerlendirme indisleri sınıflaması [67]

Rezerv aralığı, yıllık puant yük talebinin üzerindeki kurulu gücün yüzdesidir. Hedef üretim aralığının belirlenmesi, sistem güvenilirlik değerlendirmesinde kullanılan belirleyici kriterdir. Rezerv aralığı Eşitlik (2.29) kullanılarak hesaplanır. Burada; RA , rezerv aralığı; KG , kurulu güç; PY ise puant yük'tür.

$$RA = \left(\frac{KG - PY}{PY} \right) 100 \quad (2.29)$$

2.3.2. Olasılıksal yaklaşım

Rastgele davranış gösteren üretim sisteminin yeterlilik değerlendirmesinde kullanılan bir yaklaşımdır. Deterministik yaklaşımın sınırlılıklarını aşmak ve sistem

güvenilirliğinin nicel olarak ölçümü için geliştirilmiş yaklaşımdır. Olasılıksal yaklaşım; Monte Carlo simülasyonu ve analitik yöntemler olmak üzere iki farklı yaklaşımı kapsar. Monte Carlo simülasyonunda; sistemin rastlantısal davranışı taklit edilerek güvenilirlik indisleri tahmin edilir. Analitik yaklaşım, sistemin matematiksel modeli gösterir ve güvenilirlik indislerinin tahmininde doğrudan analitik çözümler kullanır. Dünyadaki birçok kurum, üretim faaliyeti ve yükü besleme kabiliyetiyle ilgili yeterliliğin Seviye-1 risk değerlendirmesinde olasılıksal yaklaşımları kullanırlar [67].

2.3.2.1. Yük kaybı olasılığı (LOLP)

Yük kaybı olasılığı (LOLP), uzun vadede, güç sistemindeki yükün mevcut üretimi aşacağı sürenin tahmini değeridir. Her günün puant yükünün gün boyunca devam ettiği varsayımıyla, sistem yükünün mevcut üretim kapasitesini geçmesi olasılığı olarak açıklanır. LOLP, yıl boyunca üretim sisteminin günlük puant yükü karşılayamayabileceği gün sayısını belirlemek amacıyla; üretim kapasitesi durumlarının olasılığının günlük puant olasılığıyla karşılaştırılması esasına dayanır.

LOLP, bir yıl süresince oluşan günlük puant yükler veya bazen de saatlik puant yük düşünülerek hesaplanabilir. Bu nedenle aynı sistem, iki veya daha fazla LOLP değerine sahip olabilir. LOLP, Eşitlik (2.30) kullanılarak hesaplanır [67].

$$LOLP = \sum_j P[C_A = C_j] P[L > C_j] = \sum_j \frac{p_j t_j}{100} \quad (2.30)$$

Burada; P , olasılık; L , beklenen yük; C_A , mevcut üretim kapasitesi; C_j , kesintiden sonra kalan üretim kapasitesi; p_j , kapasite kesintisinin olasılığı; t_j ise yükün üretimi aştığı zamanın yüzdesidir.

2.3.2.2. Yük kaybı frekansı ve süresi (LOLF, LOLD)

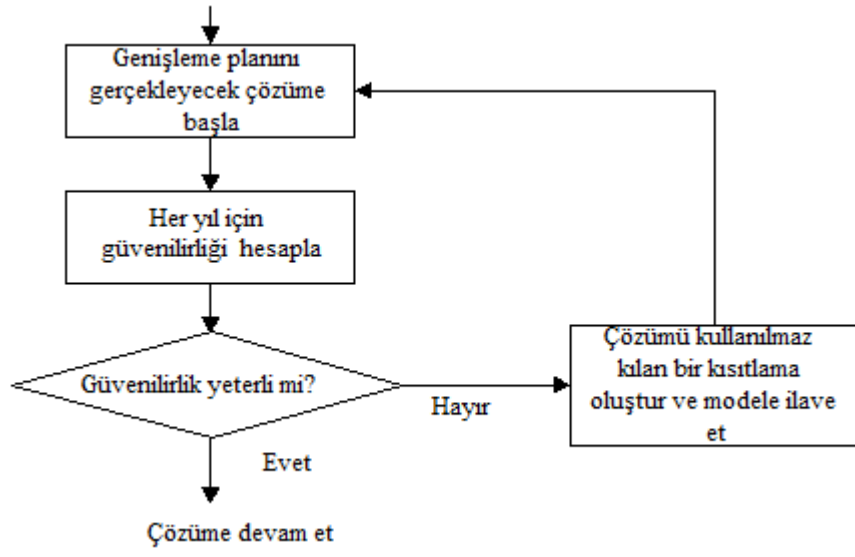
Frekans ve süre, güç kesintisinin sıklığı ile ilgilenildiğinde faydalı bir güvenilirlik indisidir. LOLP ve Enerji kaybı olasılığı (LOEP) indisleri kesintinin frekansı yada bir üretim açığının yaklaşık süresi hakkında bilgiler göstermez. Frekans ve süre yöntemi, bu değerleri ölçer ve tüketici noktası güvenilirliğinin değerlendirilmesinde

yardımcı olur. Bu yaklaşım, sistemdeki mevcut ünite gruplarına durum-uzay yaklaşımını uygular. Kısaca, birimlerin her olası çalışır ve arızalı durumlarındaki kombinasyonları sistemin kapasite durumunu belirtir. Bu durumlar, kendi mevcut kapasiteleri, birleşik durum olasılıkları ve geçiş oranları ile tanımlanırlar. Yük kaybı frekansı (LOLF), durum olasılığının geçiş oranı ile çarpımıyla elde edilir. Yük kaybı süresi (LOLD) ise geçiş oranının tersi alınarak bulunur. Frekans ve süre, Beklenen yük kaybı olasılığı (LOLE) indisinin, bir kayıpla karşılaşmanın beklenen frekansını ve yük kaybının beklenen süresini tanımlayan temel uzantılarıdır. Her iki indis de, kendilerini ek üretim sistem parametrelerine karşı hassas yapan ek fiziksel karakteristikler içerir. Buna rağmen bu kriterler, üretim sistemi güvenilirlik analizinde yaygın olarak kullanılmazlar [67].

2.4. Planlama çalışmasında güvenilirliğin değerlendirilmesi

Bu tez çalışmasında, güvenilirlik değerlendirmesi amacıyla, belirli doğrusallaştırma işlemlerine gerek duyulmadan doğrudan modele sokulabilen, yedek kapasite katsayısı veya rezerv aralığı olarak isimlendirilen deterministik bir yöntem kullanılmıştır [12]. Yedek kapasite katsayısı, daha önce Bölüm 2.2.2’de verilen Eşitlik (2.18) ile modele sokulur. Yedek kapasite katsayısı $1 \geq m \geq 0$ aralığında değişir Bu çalışmada, yedek kapasite katsayısının farklı değerleri (%0, %10 ve %20) modelde kullanılmıştır.

Üretim genişletme planlamasında, plan döneminin her yılı için güvenilirlik garantisinin kontrolü gerekir. Kontrol sonucu, sistem güvenilir bulunmamışsa, güvenilirliği sağlayacak yeni bir çözüm aranır. Şekil 2.4’te, güvenilirliğin sağlanmasında kullanılan bir akış şeması gösterilmektedir. Güvenilirliğin sağlanmadığı durumlarda, elde edilmiş çözümü yasaklayıcı bir kısıtlama oluşturulur ve bu kısıtlama modele ilave edilir. İşlemin uygulanmasındaki iki önemli güçlükten biri, güvenilirliğin çabuk ve etkin biçimde değerlendirilmesinin gerekliliğidir. Diğer güçlük ise, yeni çözümün optimalliği sağlamasıdır [11].



Şekil 2. 4. Güvenilirliğin planlama modelinde kontrolü [11]

3. PLANLAMADA KULLANILAN OPTİMİZASYON METODU: GENETİK ALGORİTMALAR

3.1. Optimizasyon

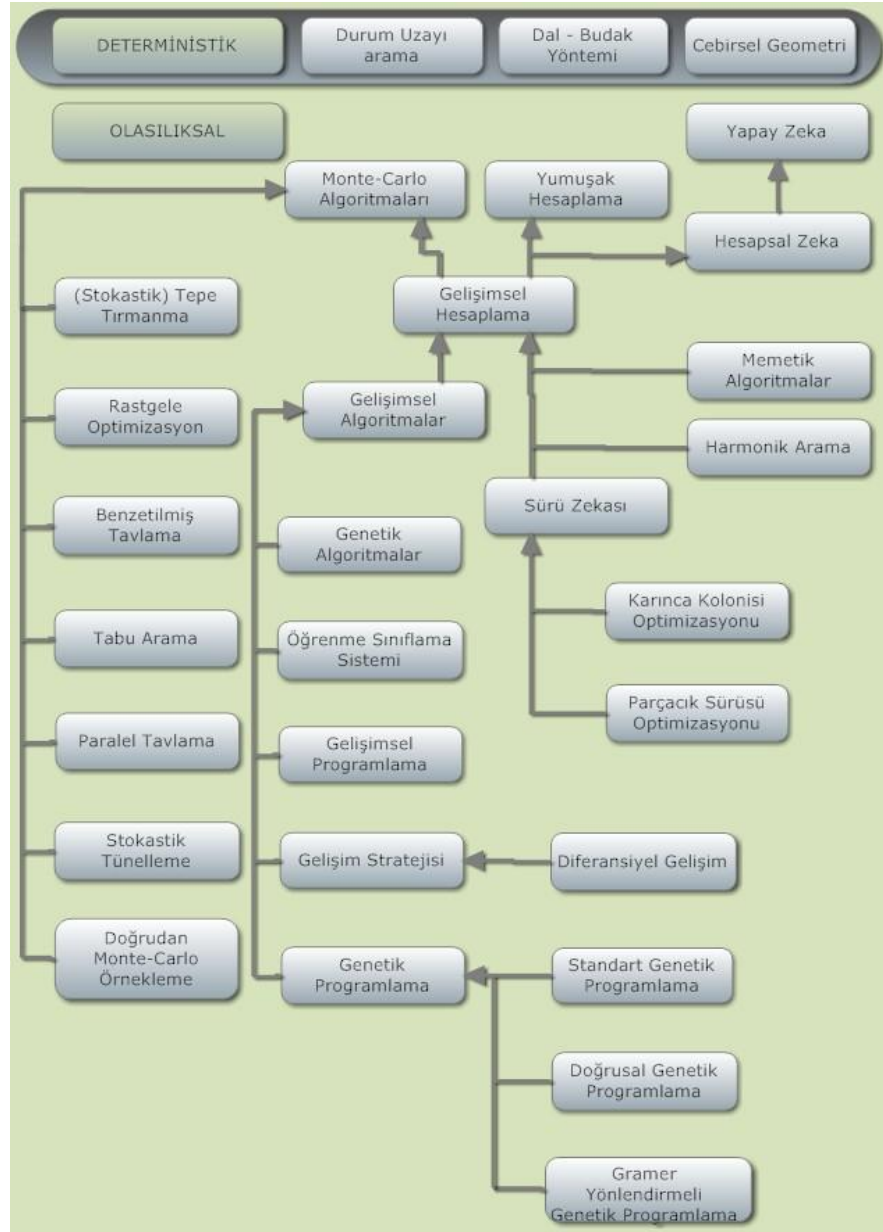
Optimizasyon eldeki kaynakları en iyi biçimde kullanma olarak genel bir şekilde tanımlanabilir. Matematikte ise, optimizasyon bir fonksiyonu en küçük veya en büyük yapan çözümün bulunmasıdır. Maliyet optimizasyonunun amacı, en yüksek gelir yada en düşük gideri sağlayacak üretim şeklini, önceden tanımlı koşullara bağlı olarak belirlemektir.

Günümüzün bilgisayar teknolojisi kadar güncel bir kavram olan optimizasyon kavramı çok çeşitli endüstri kesimlerinde uygulama olanağı bulmuştur. Değişen teknolojilerin, sınırlı kaynakların, artan rekabetin, karmaşık hale gelen sistemlerin doğurduğu problemlerin klasik yöntemlerle (matematiksel veya matematiksel olmayan, analitik veya sayısal) çözümünün güçleşmesi optimizasyon kavramını güncelleştiren en önemli sebeptir. Bu yönüyle optimizasyonun kullanılmadığı bir bilim dalı hemen hemen yok gibidir [69].

Küresel optimizasyonda amaç; $F = \{f_1(X), f_2(X), \dots, f_n(X)\}$ fonksiyonunda $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)$ kümesi içerisinde mümkün olan en iyi X^* elemanını bulmaktır. $F = \{f_1(X), f_2(X), \dots, f_n(X)\}$ kriterleri, amaç fonksiyon olarak tanımlanan matematiksel fonksiyondur. f 'nin tanım kümesi olan X , problem uzayı olarak adlandırılır ve problem tipine bağlı olarak sayı, listeler vb. öğeler olabilir.

Optimizasyon algoritmaları işlem yöntemine göre deterministik ve olasılıksal algoritmalar olmak üzere iki sınıfa ayrılır. Deterministik algoritmalarda her bir adımın yürütülmesi sırasında devam edilmesi olası tek bir adım vardır. Bu adım mevcut değilse işlem sonlandırılır. Deterministik algoritmalar, aynı giriş değerleri için her zaman aynı sonuçları üretirler. Bu algoritmalarda rastlantısallık yoktur. Buna

karşılık; olasılıksal algoritmalarda rastlantısallık vardır. Aynı giriş değerleri için her zaman aynı sonuçları üretemeyebilirler.



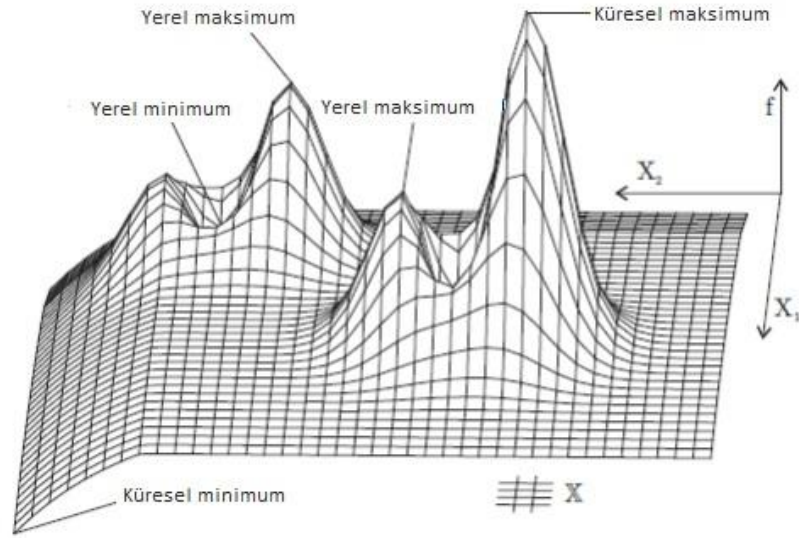
Şekil 3. 1. Küresel optimizasyon algoritmalarının sınıflandırılması [70]

Optimizasyonda sezgisellik, mevcut olan bilgiler bir algoritma tarafından kullanılarak, gelecekte hangi çözüm adaylarının test edileceğine veya yeni çözümlerin nasıl üretileceğine karar vermede kullanılan bir özelliktir. Şekil 3.1'de küresel optimizasyon algoritmalarının sınıflandırılması görülmektedir.

3.2. Yerel ve Küresel Optimum

Küresel optimizasyonda amaç fonksiyonu, fonksiyonun en düşük değerini bulmak için kullanılır. Şayet en yüksek değer bulunacak ise, amaç fonksiyonu $-f$ alınarak, yine en düşük değer bulunur.

$X=(X_1, X_2)$ iki boyutlu uzayında tanımlanan f amaç fonksiyonuna ait yerel ve küresel optimum noktalar Şekil 3.2’de gösterilmektedir. Küresel optimum noktalar tüm tanım kümesinin optimum noktaları iken, yerel optimum noktalar X tanım kümesinin sadece bir alt kümesine ait optimum noktalarıdır.



Şekil 3. 2. İki boyutlu fonksiyona ait küresel ve yerel optimum noktalar [70]

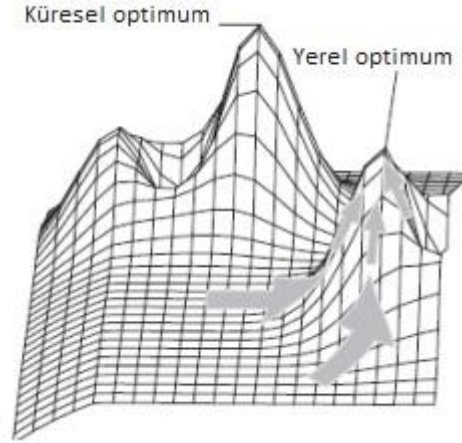
$f : X \rightarrow R$ ve $x_1 \in X$ olmak üzere, x_1 'e komşu tüm x 'ler için $f(x_1) \geq f(x)$ koşulunu sağlayan giriş elemanlarının tümü yerel maksimum noktalarıdır. $f : X \rightarrow R$ ve $x_1 \in X$ olmak üzere; x_1 'e komşu tüm x 'ler için $f(x_1) \leq f(x)$ koşulunu sağlayan giriş elemanlarının tümü yerel minimum noktalarıdır. Yerel maksimum veya yerel minimum değerleri yerel optimum değerler olarak adlandırılır.

$f : X \rightarrow R$ ve $\hat{x} \in X$ ve $x \in X$ olmak üzere; $f(\hat{x}) \geq f(x)$ koşulunu sağlayan giriş elemanlarının tümü küresel maksimum noktalarıdır. $f : X \rightarrow R$ ve $\hat{x} \in X$, $x \in X$

olmak üzere; $f(\hat{x}) \leq f(x)$ koşulunu sağlayan giriş elemanlarının tümü küresel minimum noktalarıdır. Küresel maksimum veya küresel minimum değerleri küresel optimum değerler olarak adlandırılır.

3.3. Erken Yakınsama

Arama uzayında yeni bir çözüm adayına ulaşamayan veya küçük bir alt uzayda çözüm adayı arayan optimizasyon algoritması yakınsamış demektir. Arama uzayının diğer bölümlerini aramayan ve daha iyi bir çözüm adayı olduğu bilinen optimizasyon algoritması ise erken yakınsamış demektir. Erken yakınsama durumu Şekil 3.3'de görülmektedir.



Şekil 3. 3. En yüksek değeri bulma işleminde erken yakınsama [70]

3.4. Genetik Algoritmalar

Basit bir optimizasyon probleminde amaç, bilinen tüm olası çözümler içerisinde en iyi çözümün bulunmasıdır. Bir problemin çözümüne ait bilinen tüm olası çözümler, arama uzayı olarak adlandırılır. Arama uzayının küçük olması durumunda sonuçlar kolaylıkla değerlendirilebilir. Ancak arama uzayı büyüdükçe değerlendirme işlemi zaman alır. Bu nedenle büyük arama uzayına sahip problemlerde, optimum çözümü bulacak bir yönteme gerek duyulur [71].

Genetik Algoritmalar (GA) Holland ve arkadaşları tarafından 1960-70 yılları arasında geliştirilmiştir. Bu algoritma, türlerin kökenini açıklayan doğal seçim teorisini esas alır. Doğal seçim teorisine göre, zayıf ve sağlıklı bireyler doğal seçim kanunu gereği kaybolma tehlikesi içerisinde iken, güçlü olanlar yeniden üretim yoluyla kendi genlerini gelecek kuşaklara aktarmada daha şanslıdır. Genlerinde doğru kombinasyona sahip türler, uzun zaman sürecinde nüfus içerisinde baskın hale gelirler.

GA terminolojisine göre kromozom gen adı verilen ayrı birimlerden oluşur. Her gen, kromozomun bir veya birden fazla özellik bileşenini taşır. Normal olarak bir kromozom arama uzayındaki özgün bir çözüme karşılık gelir. Bu durum kromozomlar ve arama uzayı arasında bir haritalama mekanizmasını gerektirir. Bu haritalama kodlama olarak adlandırılır. Esas itibarıyla GA problemin kendisiyle değil bu problemin kodlanmasıyla çalışılır. Kromozomların bir arada olması ile nüfus oluşur. Normal şartlarda, başlangıçta nüfus rastgele kromozomlardan oluşturulur. Arama sürdükçe, bunların yerini daha iyi kromozomlar yani çözümler alır ve son durumda, yakınsama olduğunda, tek bir çözüm bulunur [72]. Tablo 3.1’de biyolojik genetik ile GA arasındaki analogi görülmektedir.

Tablo 3. 1. Biyolojik genetik ve GA analogisi [73]

Biyolojik genetik	Genetik algoritmalar
En sağlıklı kalanlar	Eldeki çözümler
Birey	Çözüm
Kromozom	Çözümün kodu
Gen	Kodların elemanları
Uygunluk	Fonksiyon değeri
Nüfus	Bilinen çözümler kümesi
Yeniden üretim	Ebeveyn birey seçim süreci
Çaprazlama	Yeni çözümlerin üretimi süreci
Mutasyon	Yeni çözümler elde etmek için kodların değişimi süreci

Ayrı verili ve büyük boyutlu problemler olan enerji üretim genişletme planlamalarının çözümünde, GA kullanılmasıyla genel optimum çok kısa sürede bulunabilmektedir [14]. Problem boyutunun büyük veya planlama süresinin uzun olduğu durumlarda dinamik programlama tercih edilmez. Gerçekleştirme süresi

dikkate alındığında uzun dönem planlama çalışmaları için tüm sezgisel yöntemlerin dinamik programlamaya göre daha iyi sonuç verdiği görülmüştür [74].

GA; türev bilgisi ve çözüm uzayı hakkında başlangıç bilgisi gerektirmeyen, rastlantısal yapısı gereği çözüm uzayının tamamında arama yapabilen bir algoritmadır. Klasik yöntemlerin aksine genetik algoritmalar gürültülü, süreksiz ve zamanla değişen fonksiyonları da optimize edebilirler. Hesaba dayalı yöntemlerin kullanıldığı matematiksel ve iteratif yöntemleri kullanmazlar. Bir kuşaktan diğer kuşağa çözümü geliştirerek optimumu belirlemeye çalışan algoritmalarlardır. Darwin'in evrim teorisini temel alan genetik algoritmalar, parametre değerleri yerine parametre kodlarıyla çözüm ararlar. Tek bir çözüm yerine paralel çözümü esas alan genetik algoritmalar, bu nedenle yerel minimuma takılıp kalmazlar.

GA, olası çözümlerden oluşan bir nüfusu kullanır. GA'da her çözüm bir kromozom ile temsil edilir ve ardından yeniden üretim operatörleri kullanılarak algoritma çalıştırılır. Yeniden üretim operatörleri doğrudan kromozomlara uygulanır ve çözümler üzerinde çaprazlama ve mutasyon yapılır. Uygun gösterim ve yeniden üretim operatörünün seçimi GA performansını etkiler. Nüfus içindeki bireyler, seçim yöntemiyle, uygunluk fonksiyonları kullanılarak karşılaştırılır. Her kromozom çözüme ilişkin uygunluk derecesine göre bir uygunluk değerine sahiptir. Optimum sonuç, uygunluk fonksiyonunu maksimum yapan sonuçtur. Yeniden üretim ve uygunluk fonksiyonu tanımlandıktan sonra kromozomların başlangıç nüfusu oluşturulur [11].

GA akış şeması Şekil 3.4'de görülmektedir [71]. Oluşturulacak gen havuzu mümkün olduğunca büyük olmalıdır. Başlangıç nüfusu rastgele oluşturulur. Bu aşamadan sonra, iterasyon süreci başlar ve nüfus evrim sürecine girer. Her bir iterasyon aşağıdaki adımları içerir:

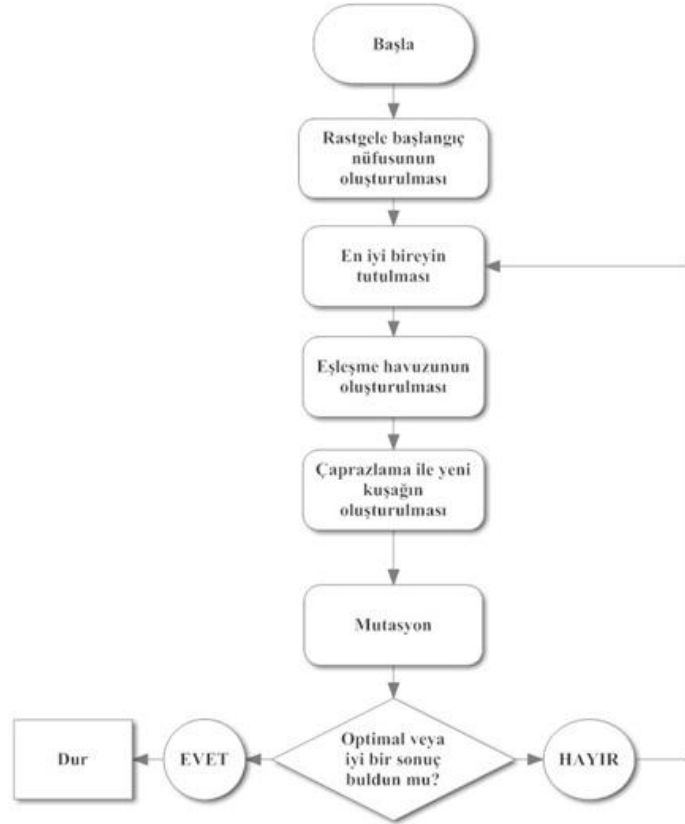
- Seçim: Yeniden üretimde kullanılacak ebeveyn bireylerin belirlenmesidir. Bu seçim rastgele ve olasılıksal olarak gerçekleştirilir.
- Yeniden üretim: Seçilen ebeveyn bireylerden yeni kuşak üretilir. Yeni kromozomların üretiminde çaprazlama ve mutasyon operatörleri kullanılır.

- Değerlendirme: Yeni kromozomların uygunluğu değerlendirilir.
- Yer değiştirme: Yeni kuşakta, önceki kuşaktaki bireyler kullanılmaz ve bunların yerini yeni bireyler alır.
- Nüfusun optimum çözüme yakınsaması durumunda algoritma durdurulur.

3.4.1. GA'nın diğer optimizasyon yöntemleriyle karşılaştırılması

GA'nın klasik optimizasyon yöntemlerine göre avantajları şunlardır [71]:

1. GA'da problem değişkenleri veya parametreleri doğrudan kullanılmazlar. Bunların yerine, kodları kullanılır. Çözümün kendisi ile değil, çözüm grubunun kodlarıyla çalışır.
2. Klasik optimizasyon yöntemleri tek bir noktadan aramaya başlar. GA tüm nüfus noktalarında arama yapar. Bu nedenle yerel noktalara takılmaz.



Şekil 3. 4. GA akış şeması

3. Değerlendirmede, türev yerine uygunluk fonksiyonunu kullanır. Bu nedenle GA sürekli ve ayrık tüm problemlere uygulanabilir.
4. GA deterministik yöntemleri kullanmaz, rastlantısaldır.
5. Paralellik nedeniyle arama uzayını hızlı ararlar.

GA ile çözülen problemlerde dikkat edilmesi gereken özellikler şunlardır:

1. Uygunluk fonksiyonu tanımlaması zordur,
2. Problem değişkenlerinin tanımlanması zordur,
3. Erken yakınsama durumu gerçekleşebilir,
4. Nüfus boyutu, mutasyon oranı, çaprazlama oranı, seçim yöntemi gibi parametrelerin belirlenmesi önemlidir,
5. Fazla sayıda uygunluk fonksiyonu değerlendirmesi gerekir.

3.4.2. GA ile ilgili kavramlar

GA'da birey ve nüfus olmak üzere iki temel eleman kullanılır. Birey, tek bir çözüm iken, nüfus, arama sürecindeki birey dizileri olarak tanımlanır. GA'da bireyler, ikili sayılar, gerçel sayılar veya sınırlı bir kümeden seçilen sembollerdir. En iyi çözümün bulunması için, doğadaki bazı operatörler kullanılarak bireyler üzerinde işlemler gerçekleştirilir.

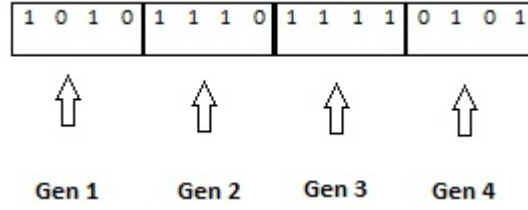
Birey, tek bir çözümü ifade eder ve bu çözüm GA tarafından kullanılan yapay genetik bilgi olan kromozom'dur. Bir kromozom genlerden meydana gelir. Çözüm seti içerisindeki her bir özellik veya faktör, kromozomdaki bir gene karşılık gelir. İkili kodlamada kromozomlar Şekil 3.5'deki gibi bir bit dizisiyle gösterilir.

1	0	1	0	0	1	0	0	1	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Şekil 3. 5. Kromozomun gösterilişi

Gen, GA'nın en küçük elemanı olup, genlerin art arda dizilmesiyle kromozom meydana gelir. Genler, problemin çözümüne ait muhtemel bir sonucu tanımlayan,

planlı bir uzunlukta dizilmiş bit dizileridir. Örnek bir kromozoma ait genler, Şekil 3.6'daki gibi gösterilir. Her bir gen, dört bitlik ikili sayı olarak kodlanmıştır.



Şekil 3. 6. Gen gösterimi

GA'da bir bireyin uygunluğu, çözümün iyilik derecesini ve kromozomun optimuma ne kadar yakın olduğunu gösterir.

GA'da nüfus, bireylerden meydana gelir. GA'da nüfusun boyutu ve başlangıç nüfusunun üretimi önemlidir. Probleme bağlı olarak nüfus büyüklüğü değişir. Başlangıç nüfusu rastgele üretilir. Bu durum ikili kodlanmış kromozomda, her bir bitin 0 veya 1'den oluşması anlamına gelir. Başlangıç nüfusunun bilinen bireyler ile başlaması da mümkündür. Nüfusun büyümesi küresel optimuma kolay ulaşılmasını sağlar. Ancak bu durumda hesaplama süresi uzar. Nüfusu oluşturan birey sayısı genellikle 100 olarak kabul edilir. Dört farklı kromozomdan oluşan bir örnek nüfus Tablo 3.2'de görülmektedir [71].

Tablo 3. 2. Dört kromozomlu bir nüfus örneği

	1. Kromozom	1	1	1	0	0	0	1	0
Nüfus	2. Kromozom	0	1	1	1	1	0	1	1
	3. Kromozom	1	0	1	0	1	0	1	0
	4. Kromozom	1	1	0	0	1	1	0	0

3.4.2. GA'da genlerin kodlaması

Kodlama, genlerin gösterim biçimi olarak tanımlanır. Problem tipine bağlı olarak; ikili sayı tabanındaki bitler, gerçel veya tam sayılar, ağaç yapıları, diziler, listeler vb. herhangi bir kodlama tipi kullanılarak gerçekleştirilebilir [71]. GA değişken veya parametrelerin değerleri yerine kodlarını kullanarak çözüm aradıklarından, GA ile problem çözümünde, nüfus oluşturulurken ilk yapılacak iş kodlama biçiminin

belirlenmesidir. Kodlama, parametre veya değişkenlerin bir kod dahilinde art arda dizilerek bilgi dizisi veya birey oluşturma işlemidir. Sıklıkla kullanılan kodlama biçimleri; ikili kod ve gerçel sayı kodlamalarıdır.

İkili kodlamada, her bir parametre veya değişken için N adet bit kullanılmaktadır. N sayısı her parametre için farklı olabilmektedir. Birey, Tablo 3.2’de görüldüğü gibi, 0 ve 1’leri içeren, ikili kodlanmış parametrelerin art arda sıralanmasıyla oluşmaktadır [11].

İkili kodlama en yaygın kullanılan kodlama şekli olup, her bir kromozom bir ikili diziyi kodlar. Kromozom dizisindeki her bir bit çözüme ait bazı karakteristik özelliği temsil eder. Her bit dizisi en iyi sonucu vermemekle birlikte bir çözümlü ifade eder. Duyarlık derecesine bağlı olarak dizi uzunluğu değişir. İkili kodlama kullanılarak, tam sayılar ve gerçel sayılara ait sonlu sayıların gösterilebilmesi mümkündür [71].

Tablo 3.3’de görülen gerçel sayı kodlamada, gerçel sayılar art arda yazılarak birey oluşturulur. İkili kodlama ile karşılaştırıldığında avantaj ve dezavantajlara sahiptir. Gerçel sayı kodlamada, kodlama ve kod çözümlü işlemleri yapılmadığı için avantajlıdır. Diğer taraftan, bilgiyi temsil eden eleman sayısı gerçel sayı kodlamasında daha azdır, bu nedenle, çözümlü arama işleminde aramayı yavaşlatacağı için bir dezavantaj oluşturmaktadır [11]. Sekizli, on altılı, permütasyon ve değer kodlama yöntemleri, GA’da kullanılan diğer kodlama biçimleridirler [71].

Tablo 3. 3. Gerçel sayı kodlama

Birey-1	0,561	0,814	0,207	0,361	0,147	0,019
Birey-2	4,384	2,756	0,574	-3,177	6,831	0,214

3.4.3. Seçim

GA’da önceki kuşaktaki ebeveyn bireyler kullanılarak yeni kuşağın üretimi üç aşamadan oluşur. Bunlar sırasıyla:

1. Ebeveynlerin seçimi,

2. Ebeveynlerin çaprazlanarak yeni bireylerin (çocukların) üretilmesi, ve ardından mutasyona uğratılmaları,
3. Nüfus içerisindeki eski bireylerin, yeni ve daha uygun bireylerle yer değiştirmesi aşamalarıdır.

Kodlama biçimine karar verildikten sonra seçimin nasıl gerçekleştirileceğine karar verilir. Seçim, nüfus içerisinde yer alan iki ebeveynin çaprazlama amacıyla belirlenmesi sürecidir. Nüfus içerisindeki bireylerin nasıl seçileceği ve hangi sayıda yeni birey üretileceğinin öncelikle belirlenmesi gerekir. Nüfus içerisinde eşleştirme için seçilecek ebeveyn bireylerin uygunluğunun yüksek olması beklenir. Darwin'in evrim teorisine göre, yeni bireylerin üretimi için en iyiler (en güçlüler) hayatta kalır.

Değerlendirme veya amaç fonksiyonuna göre nüfus içerisinde rastgele bir kromozom seçilerek seçim işlemi gerçekleştirilir. Uygunluk fonksiyonu büyük olan bireyin seçilme şansı yüksek olur. Daha iyi bireylerin tercih edilme derecesi seçim basıncı olarak adlandırılır. Seçim basıncı yükseldiğinde, daha fazla ve daha iyi bireyler tercih edilir. Bu durum, GA nüfusunun daha uygun bireyler, diğer bir deyişle çözümler içermesine neden olur. GA'nın yakınsaması seçim basıncının genliğine bağlı olarak değişir. Seçim basıncı yüksek ise, yakınsama oranı yükselir. Seçim basıncı çok düşük olursa, yakınsama oranı düşük olur ve GA'nın optimum çözümü bulması zaman alır. Seçim basıncı çok yüksek olursa, erken yakınsama olasılığı artar. Seçim basıncının yanı sıra seçim şemasının nüfus içerisindeki farklılıkları kapsamaması önemlidir. Bu durum sağlanmazsa erken yakınsama olasılığı artar [71].

Seçim mekanizması üç aşamadan oluşur. İlk aşamada, tüm bireylerin amaç fonksiyon değerleri bulunur. İkinci aşamada, seçime katılacak bireylere uygunluk değerleri atanır. Üçüncü aşamada ise, nüfus içerisindeki birey sayısı kadar birey uygunluk değerlerine göre seçilerek, yeni birey üretmek üzere eşleştirme havuzuna atılırlar [11].

3.4.3.1. Amaç fonksiyonu

Amaç fonksiyonu, nüfus içerisindeki bireylerin genetik gelişimini sağlayan mekanizmanın temelini oluşturmaktadır. GA ile çözümü aranan problem arasındaki

tek bağlantıdır. Amaç fonksiyon, bireyi bir giriş olarak ele alarak çözümü ne derece karşıladığının ölçüsünü gösteren bir sayı üretir. Ürettiği sayının aralığı problemden probleme değişmektedir [11].

3.4.3.2. Uygunluk değeri

GA'nın farklı problemlere uygulanmasıyla oluşan amaç fonksiyon değeri farklılıklarını ortadan kaldırmak için, amaç fonksiyonlar uygunluk değerlerine dönüştürülürler. Bireylere uygunluk değeri atanmasında, kendisinin ve nüfus içerisindeki diğer bireylerin amaç fonksiyon verileri kullanılır. GA ile problem çözümlerinde, yaygın olarak kullanılan uygunluk değeri atama yöntemleri; orantısal uygunluk atama ve sıra tabanlı uygunluk atama yöntemleridir [11].

Orantısal uygunluk atama yönteminde, bireyler amaç fonksiyonu değerleri ile orantılı olarak uygunluk değerleri alırlar. Bireylerin uygunluk değeri Eşitlik (3.1) ile belirlenmektedir.

$$U_i = U_{\max} - (f_i - f_{\min}) / (f_{\max} - f_{\min}) \quad (3.1)$$

Eşitlikte; U_i , birey i 'nin uygunluk değeri; U_{\max} , bireylerin alabileceği maksimum uygunluk değeri; f_i , birey i 'nin amaç fonksiyon değeri; f_{\min} , en düşük amaç fonksiyon değeri; f_{\max} ise en yüksek amaç fonksiyon değerini göstermektedir. Nüfus içerisinde az sayıda yüksek uygunluk değerli ve çok sayıda düşük uygunluk değerli birey var ise çözüm arama döngülerinde durgunluk oluşacaktır. Bu durgunluk, birey seçiminde, birbirine yakın uygunluk değerli bireylerin sıklıkla seçimine yol açacak ve eşleştirme havuzundaki çeşitliliği azaltacaktır. Genel olarak, bu tür problemlere ölçeklendirme problemi adı verilmektedir. Orantısal uygunluk ataması kullanılan çözümlerde, amaç fonksiyona bağlı olarak ölçeklendirme problemleriyle karşılaşılabilmektedir [11].

Sıra tabanlı uygunluk atama yönteminde; nüfus içerisindeki bireyler amaç fonksiyon değerlerine göre sıraya konulmaktadır. Her bir bireye, amaç fonksiyonu değerine bakılmaksızın, sıra numarasına göre uygunluk değeri atanmaktadır. Sıra tabanlı uygunluk değeri ataması ile, orantısal uygunluk değeri atamasının ölçeklendirme

problemi ortadan kaldırılmış olur. Böylece, tüm nüfus boyunca düzenli bir sıralama getirilmiş ve etkili bir uygunluk değeri sınırı konulmuş olur. Sıra tabanlı uygunluk atamasında, bireylerin uygunluk değeri Eşitlik (3.2) ile hesaplanmaktadır:

$$U_i = U_{\max} (N - P_i) / (N - 1) \quad (3.2)$$

Eşitlikteki; U_i , birey i 'nin uygunluk değeri; U_{\max} , bireylerin alabileceği maksimum uygunluk değeri; N , nüfus içerisindeki birey sayısı; P_i ise birey i 'nin sıra numarasını göstermektedir. Sıra tabanlı uygunluk atamasında, sıralama işlemi yapılırken, en uygun bireyin sıra numarası 1'e, en kötü bireyin sıra numarası N 'e eşitlenir [11].

3.4.3.3. Rulet tekerleği seçimi

Yeni birey üretmek amacıyla eşleştirme havuzuna atılacak bireylerin seçiminde kullanılan en yaygın seçim yöntemidir. Rulet tekerleği seçim yönteminde, rulet tekerleği üzerinde doğrusal bir arama gerçekleştirilir. Tekerlek üzerindeki dilim sıklıkları, bireylerin uygunluk değerleriyle orantılıdır.

Rulet tekerleği seçim yöntemi aşağıdaki gibi gerçekleştirilir:

- Bireyin beklenen değeri, bireyin uygunluk değerinin nüfusun gerçek uygunluk değerine bölünmesiyle bulunur.
- Her birey rulet tekerleğinde bir dilime atanır. Dilimin büyüklüğü bireyin uygunluğuyla orantılıdır.
- Teker N defa döndürülür. Burada N , nüfustaki birey sayısıdır.
- Her dönüş sonucunda, rulet tekerleği işaretçisi altındaki birey (tekerlek dilimi) yeni kuşağı oluşturacak ebeveyn havuzuna alınır [71].

Rastlantısal bir yöntem olan rulet tekerleği seçiminde, bireylerin seçilme olasılıkları sürekli bir çizgi üzerine parçalar halinde yerleştirilirler. Bireylerin parça boyları, uygunluk değerlerine bağlı olarak hesaplanan seçilme olasılıklarıyla eşit uzunluktadır. Parçaların toplam uzunluk aralığında rastgele bir sayı üretilerek, bu sayı hangi parça üzerine düşüyor ise o parçaya sahip birey seçilmiş olur.

Tablo 3.4’de, 11 bireyden oluşan, maksimum uygunluk değeri 2 olan, ve uygunluk değerleri sıra tabanlı uygunluk atamasıyla belirlenmiş olan bir nüfus görülmektedir. Tabloda yer alan seçilme olasılıkları Eşitlik (3.3) ile belirlenmektedir.

$$S_i = \frac{U_i}{\sum U} \quad (3.3)$$

Eşitlikteki; S_i , birey i ’nin seçilme olasılığı; U_i , birey i ’nin uygunluk değeri; $\sum U$ nüfus içerisindeki bireylerin toplam uygunluk değerlerini göstermektedir.

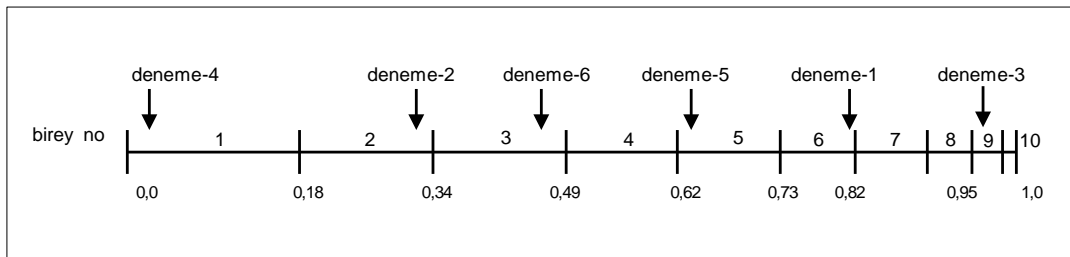
Tablo 3.4’de yer alan 1 numaralı birey en uzun parça boyuna sahiptir. Bu nedenle, seçilme olasılığı en yüksek bireydir. 11 numaralı bireyin seçilme olasılığı 0,0 olduğu için asla seçilme şansı yoktur.

Tablo 3. 4. Rulet tekerleği seçilme olasılıkları [11]

Birey sıra numarası	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Uygunluk değeri	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,0
Seçilme olasılıkları	0,18	0,16	0,15	0,13	0,11	0,09	0,07	0,06	0,03	0,02	0,0

Eşleştirme havuzuna seçilecek bireyleri belirlemek için 0 ile 1 arasında düzgün dağılımlı rastgele sayılar üretilir. Rastgele üretilecek sayı adedi seçilecek olan birey sayısı ile eşit olmalıdır. Örnek olarak, Tabloda yer alan nüfus içerisinde 6 adet bireyi seçmek için kullanılan sayılar ve bu sayılarla hangi bireylerin seçileceği Şekil 3.7’de gösterilmektedir. Verilen örneğe göre, seçim sonrasında eşleştirme havuzunda yer alacak olan bireyler şunlardır: 1, 2, 3, 5, 6, 9.

Rastgele seçilen sayılar: 0,81 0,32 0,96 0,01 0,65 0,42



Şekil 3. 7. Rulet tekerleği seçimi [11]

3.4.4. Çaprazlama

Çaprazlama, ebeveyn bireylerin iyi olan genlerinin çocuk bireylerde birleştirilerek daha iyi bireyler üretilmesi esasına göre çalışır. Bütün çaprazlama işlemlerinde aynı düşünce paylaşılırken, bu düşünceyi gerçekleştirmek için kurulacak olan mekanizma probleme göre değişebilmektedir.

GA'da, bireyler sabit uzunlukta bilgi dizilerinden oluşmaktadır ve bireylere çaprazlama operatörünün uygulanması ile üreme gerçekleştirilmektedir. Ebeveyn birey çiftlerinin karşılıklı parçaları yer değiştirilerek çocuk bireyler üretilmektedir. Kaç tane parçanın değiştirileceğini belirleyen çaprazlama noktası sayısı, geleneksel olarak 1 veya 2 gibi çok düşük bir sabit sayıdır.

Çaprazlama birey seviyesinde yapılan bir işlemdir. Çaprazlamaya tabi tutulacak olan ebeveyn bireyler nüfus içerisinde rastgele seçilmektedir. Ayrıca, ebeveyn bireyleri sağ ve sol iki parçaya ayıran çaprazlama noktası da rastgele belirlenmektedir [11].

Çaprazlamanın hangi sıklıkta gerçekleştirileceği çaprazlama olasılığı parametresiyle belirlenir. Çaprazlama olasılığının %100 olması, tüm çocukların çaprazlama sonucu oluşacağı anlamına gelir. % 0 olması tüm yeni kuşağın eski nüfus içerisinde yer alan kromozomların birebir kopyası olacağı anlamında gelir. Bu yeni kuşağın eski kuşağın aynısı olacağı anlamına gelmez. Çaprazlamada amaç, yeni kromozomların eski kromozomların iyi parçalarını taşıması ve daha iyi kromozomlar elde edilmesidir. Buna karşılık eski nüfusa ait bazı bölümlerin yeni kuşağa aktarılması istenen bir durumdur [71]. Bazı çaprazlama teknikleri aşağıda açıklanmaktadır.

3.4.4.1. Tek noktalı çaprazlama

Tek noktalı çaprazlama, klasik GA'nın kullandığı çaprazlama yöntemidir. Bu yöntemde eşleşme havuzundan alınan iki kromozom rastgele belirlenen çaprazlama noktasından kesildikten sonra, kesilen parça sonrasındaki kısımlar yer değiştirir. Çaprazlama noktasının doğru seçilmesi daha iyi çocukların elde edileceği anlamında gelmektedir. Çaprazlama noktası doğru seçilmezse dizi kalitesi etkilenir. Tek noktalı çaprazlama Şekil 3.8'de görülmektedir [71].

3.4.4.2. İki noktalı çaprazlama

Seçilen ebeveynlere ait kromozomlar, rastgele seçilen iki noktadan kesilir ve iki nokta arasındaki içerikler yer değiştirilir. Şekil 3.9'da iki noktalı çaprazlama görülmektedir [71]. Çaprazlama noktasının fazla seçilmesi, problem uzayının daha geniş taranmasını sağlar ancak bu durum GA performansını düşürür.

Ebeveyn 1	1	0	1	1	0	0	1	0
Ebeveyn 2	1	0	1	0	1	1	1	1
↓								
Çocuk 1	1	0	1	1	0	1	1	1
Çocuk 2	1	0	1	0	1	0	1	0

Şekil 3. 8. Tek noktalı çaprazlama

Tek noktalı çaprazlamada kromozomun baş ve kuyruk kısmı birlikte çocuğa geçirilemez. Bu durum kromozomun baş ve kuyruk kısmında iyi genetik bilgiler olması durumunda bu bilgilerin çocuğa geçmemesine neden olur. İki noktalı çaprazlamada bu durum oluşmadığından tek noktalı çaprazlamaya göre daha iyi sonuç verir. İki noktalı çaprazlama gibi, kromozom uzunluğuna bağlı olarak daha çok noktalı çaprazlama da yapılabilir.

Ebeveyn 1	1	0	1	1	0	0	1	0
Ebeveyn 2	1	0	1	0	1	1	1	1
↓								
Çocuk 1	1	0	1	1	0	1	1	1
Çocuk 2	1	0	1	0	1	0	1	0

Şekil 3. 9. İki noktalı çaprazlama [71]

3.4.4.3. Gerçel sayı çaprazlama

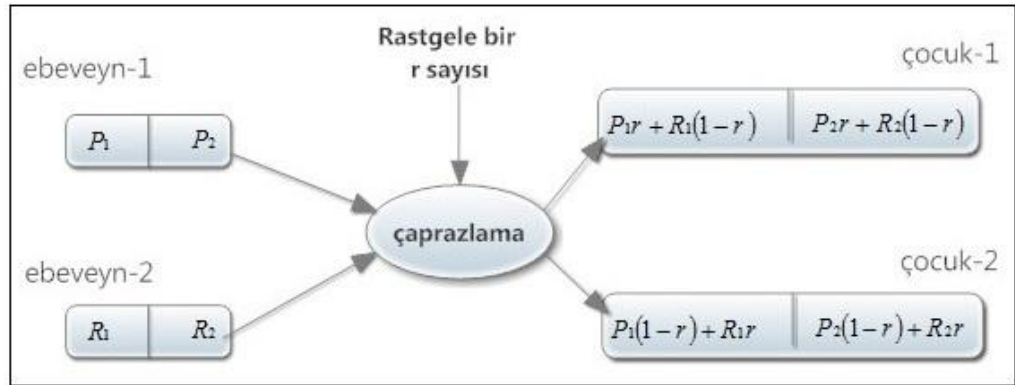
Gerçel sayı çaprazlamasında ebeveyn bireyler parametrelerine ayrılırlar ve her bir parametre etiketlenir. Örnek olarak, aşağıdaki gibi iki ebeveyn alınabilir ve bu iki ebeveynin parametreleri P_1 , P_2 , R_1 ve R_2 olarak etiketlenir. Örnekteki r sayısı 0 ile 1 aralığında rastgele üretilmektedir. Çaprazlamayla üretilen çocuk bireylerin parametre değerleri, etiketlenmiş ebeveyn parametre değerleri ile r rastgele sayısının Şekil 3.10'da görülen formüllerde kullanılmasıyla elde edilmektedir [11].

Ebeveyn bireyler:

Ebeveyn-1	5,3	4,1
Ebeveyn-2	2,3	1,5
r rastgele sayısı	0,77	

Çocuk Bireyler:

Çocuk-1	4,61	3,5
Çocuk-2	2,99	2,09



Şekil 3. 10. Gerçel sayı çaprazlaması [11]

3.4.5. Mutasyon

Kromozomlar, çaprazlamadan sonra mutasyona uğratılırlar. Mutasyon algoritmanın yerel minimuma takılmasını önler, kaybolan genetik bilginin kurtarılmasını sağlar ve genetik bilgiyi rastgele dağıtır.

Çaprazlama, mevcut çözümler civarındaki en iyiyi bulmaya yarar. Mutasyon ise tüm arama uzayının aranmasına yardımcı olur. Nüfus içerisindeki genetik çeşitliliği sağlar. Mutasyon uygulandığında kromozomun bir bölümü değişime uğrar. Kromozom bölümlerinin hangi sıklıkta mutasyona uğrayacağı mutasyon olasılığı ile belirlenir. Mutasyon olasılığı %100 ise tüm kromozom değişir, %0 ise hiçbir değişim olmaz [71]. Farklı gösterim şekillerine ait bir çok mutasyon yapısı vardır.

3.4.5.1. İkili kodlamada mutasyon

Değişkenlerin gösterimi için ikili kodlama kullanılmış ise, kromozomda 0'lar 1'e, 1'ler de 0'a dönüştürülür. Hangi bitlerin mutasyona uğrayacağı rastgele üretilen bir sayı ile tespit edilir. Bu sayı mutasyon oranından küçük ise o bit mutasyona uğratılır. Bu mutasyon şekli Şekil 3.11'de gösterilmektedir.

Mutasyondan önceki kromozom	1	0	1	1	0	1	0	1
Mutasyona uğrayacak bitler	1	0	0	0	1	0	0	1
Mutasyondan sonraki kromozom	0	0	1	1	1	1	0	0

Şekil 3. 11. İkili kodlama mutasyonu [71]

3.4.5.2. Yer değiştirme mutasyonu

Kromozom üzerinde rastgele iki nokta seçilir ve bu iki noktadaki bitler aralarında yer değiştirir. Şekil 3.12'de görüldüğü gibi ikinci ve altıncı bitler kendi aralarında yer değiştirmiştir.

Mutasyondan önceki kromozom	1	0	1	1	0	1	0	1
Mutasyondan sonraki kromozom	1	1	1	1	0	0	0	1

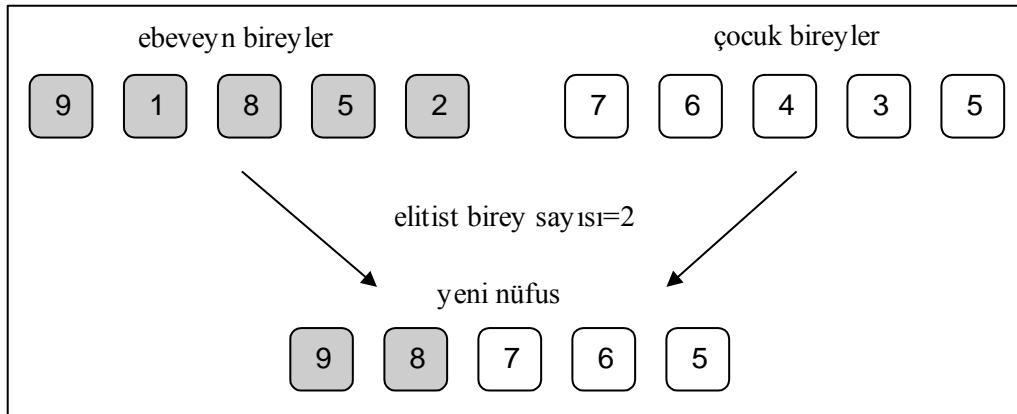
Şekil 3. 12. Aralarında yer değiştirme mutasyonu [71]

3.4.6. Elitizm

Nüfustaki uygunluk değeri en iyi olan bireyin çaprazlama ve mutasyon gibi operatörlerle kaybolabilme ihtimali vardır. Bunun önlenmesi için nüfustaki uygunluk değeri en iyi olan bir veya birkaç birey hiçbir işleme tabi tutulmadan bir sonraki kuşağa aktarılır. Böylece bir sonraki kuşaktaki en iyi bireyin bir önceki kuşaktaki en iyi bireyden kötü olma ihtimali engellenmiş olur.

Elitizmin uygulanmadığı standart GA'da, mutasyon işleminden sonra, çocuk bireyler yeni nüfusu oluşturmaktadır. Yeni nüfus oluşturulurken, çocuk bireylerin sayısının ebeveyn bireylerin sayısına eşit olmasına dikkat edilir. Yani, ebeveynlerin tamamı nüfustan çıkartılıp, yerlerine çocuk bireyler konulur. Böylece, her bir bireyin sadece bir kuşak yaşamasına izin verilmektedir. Ancak, oldukça basit olan bu yöntemde, iyi ebeveynler iyi çocuklar üretmeden nüfustan çıkartılabilmekte ve çözüm için iyi sonuç verebilecek faydalı bilgiler kaybolabilmektedir.

Elitizm uygulandığında, her bir kuşakta ebeveyn bireyler içerisinde, önceden belirlenmiş sayıda en iyi birey, en kötü çocuk bireylerle yer değiştirilerek yeni nüfusa katılmaktadır. Böylece, iyi bireylerin bir kuşak yerine, birkaç kuşak veya daha iyi bireyler üretilene kadar yaşaması sağlanmış olmakta ve bireylerin iyi özelliklerinin kaybolması engellenmektedir.



Şekil 3. 13. Elitizm uygulaması [11]

Şekil 3.13'de, elitist birey sayısı iki olan yeni nüfus oluşturulmasına bir örnek gösterilmektedir. Örnekte, ebeveyn bireyler ile çaprazlama ve mutasyona uğratılmış

çocuk bireylerin uygunluk değerleri verilmektedir. Çocuk bireylerin tümü yeni nüfusa aktarılmadan, elitizm uygulanarak, 3 ve 4 uygunluk değerlerine sahip kötü çocuklar yerine, 8 ve 9 uygunluk değerlerine sahip iyi ebeveynler yeni nüfusa katılmaktadır.

3.4.7. Tekrar birleştirme

Eski nüfusun bireylerinin seçim, çaprazlama ve mutasyon işlemlerinden geçirilmesinden sonra, oluşan yeni bireyler uygunluk değerlerine bağlı olarak yeni nüfusa eklenirler. Yeni bireyler nüfusa katılırken aşağıdaki yöntemlerden birisi kullanılabilir:

- Ebeveyn birey sayısı kadar çocuk birey üretilir ve çocuk bireyler ebeveyn bireylerin yerlerini alırlar. Böyle bir yöntemde, iyi ebeveynlerin iyi çocuklar üretmeden nüfustan çıkartılma riski vardır. Bu genetik evrim açısından bir dezavantaj oluşturmaktadır.
- Ebeveyn birey sayısından daha az sayıda çocuk birey üretilir. Çocuk birey sayısı kadar rastgele seçilen ebeveyn nüfustan çıkartılarak yerlerine çocuk bireyler konulur.
- Ebeveyn birey sayısından daha az sayıda çocuk birey üretilir. Elitizm uygulanarak, en kötü ebeveyn bireylerin yerlerini çocuk bireyler alırlar. İyi ebeveynler bir sonraki nüfusa aktarılmış olurlar.
- Ebeveyn birey sayısından daha fazla çocuk birey üretilir ve en iyi çocuk bireyler ebeveynlerin yerlerini alırlar.

Yeni nüfusun oluşturulmasında ana kriter, nüfus büyüklüğünün eski nüfus büyüklüğüne eşit olmasıdır. Yeni birey sayısı nüfus boyutu kadar olmak zorunda değildir, fakat nüfus boyutunun korunması esastır. Genetik evrim gereği, güçlü olan hayatta kalır mantığına dayanarak, iyi ebeveynlerin bir sonraki çözüm kümesinde yer almaları gereklidir [11].

4. UZUN DÖNEM ÜRETİM GENİŞLETME PLANLAMASININ GENETİK ALGORİTMA İLE GERÇEKLENMESİ

Bu bölümde, uzun dönem elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasının, genetik algoritmalar ile optimizasyonu gerçekleştirilmiştir. Bunun için ilk olarak planlama süresince, puant güç ve enerji talep değerleri belirlenmiştir. Yapılan hesaplamalarda, planlama dönemi olarak 2012-2027 yılları arasını kapsayan 16 yıl alınmıştır. Bölüm 2’de formülleri verilen matematik modelin parametreleri olan birim yatırım maliyetleri, geri ödeme oranları, birim işletme ve bakım maliyetleri ve kullanılabilme katsayılarının yıllara göre değişimleri hesaplanmıştır. Optimizasyonda kullanılan genetik algoritma, modeldeki parametrelerin farklı değerleri için çalıştırılarak bulunan çözümler arasından en iyi değerler belirlenmiş ve minimum maliyetli uzun dönem elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasının sonuçları elde edilmiştir. Ayrıca, farklı yedek kapasite katsayısı ve farklı kaynak sınırlamaları ile yapılan duyarlılık analizleri ve yenilenebilir enerji kaynakları içeren ve içermeyen çözümlerle elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır.

4.1. Talep Değerlerinin Belirlenmesi

Modele girdi olarak verilecek en önemli büyüklüklerden biri, planlama dönemi boyunca karşılanması gereken sistem yüküdür. Bu nedenle, kurulu kapasitenin her yıl ne kadar artacağını belirlemek gerekir. Böyle bir çalışmaya geçmiş yıllara ait istatistiksel bilgilerin toplanmasıyla başlanır.

Mevcut yüklerin geçmişteki büyüme eğilimleri, geleceğe ilişkin yük tahmini için bir temel oluşturur. Bununla birlikte, halen mevcut olan ve gelecekte sisteme girmesi beklenen endüstriyel alanların geçerliliği, çekiciliği, ve gerekliliği, yükün artışında önemli ölçüde etkilidir. Çünkü bu yeni endüstri alanları, ticari ve konutsal gelişmeleri de etkiler. Bu nedenle yük tahmini çalışmaları, önemli yargıları ve sonuçları içerir. Yük tahmini, önceden beklenen genel ekonomik, sosyal, politik,

demografik vb. koşullara bağlı olmakla birlikte, 6nceden bilinmeyen pek 7ok fakt6rden de etkilenebileceğinden olduk7a karmaşıktır.

T6rkiye’de genel enerji planlaması 7alışmaları, ETKB’nca Model for Analysis of Energy Demand (MAED) talep modeli kullanılarak y6r6t6lmektedir [11]. ETKB tarafından kullanılan MAED modeli, enerji talebini, senaryo yaklaşımına dayalı bir y6ntem ile ortaya koyar [36].

T6rkiye’de 1984 6ncesi yapılan talep tahmin 7alışmaları DPT tarafından 7eşitli matematiksel y6ntemler kullanılarak ger7ekleştirilmiş ve bu 7alışmalar sonucunda tahmin edilen talep değerinin 7ok altında talep değerleri ger7ekleşmiştir. 1984 yılı talep tahmini a7ısından 6nemli bir yıldır. Uluslararası atom enerjisi kurumu (IAEA) tarafından geliştirilen MAED ve WASP (Wien Automatic System Planning) benzetim yazılımları d6nya bankası tarafından T6rkiye’ye 6nerilmiş ve ETKB tarafından kullanılmaya başlanmıştır. MAED programı orta ve uzun vadeli d6nemlerde sosyo-ekonomik verileri kullanarak talep tahmininde kullanılan bir programdır. WASP programı ise MAED modeli sonu7larını kullanarak optimal 6retim-yatırım planlaması ama7lı kullanılan bir programdır [75].

Bu tez 7alışmasında, talep değerlerinin belirlenmesinde, TEİAş tarafından ger7ekleştirilen 2011-2020 6retim kapasite projeksiyon 7alışmasında kullanılan talep değerleri dikkate alınmıştır. Bu projeksiyonda; ETKB tarafından, 2008 yılı sonunda yaşanmaya başlanan ekonomik krizin elektrik enerjisi talebine etkisi ve 2011 yılının ilk 5 ayında ger7ekleşen talep artışları da dikkate alınarak, Haziran 2011’de revize edilen talep serileri kullanılmıştır. Y6ksek talep serisinde (Tablo 4.1.) ortalama %7,5, d6ř6k talep serisinde (Tablo 4.2) ise %6,5 olarak gelişen talep değerleri kullanılmıştır [76].

Yapılan planlama 7alışmasında, Tablo 4.1 ve Tablo 4.2’de verilen ve 2011-2020 yılları arası d6nemi kapsayan talep değerlerinden faydalanılmıştır. Y6ksek talep ve d6ř6k talep tahminlerinde 2011 yılı puant g67 ve enerji talepleri aynıdır (36.000 MW, 227.000 GWh) [76]. Diğer yıllar i7in g6r6len farklılıklar nedeniyle 2012-2020 arası d6nem i7in y6ksek talep ve d6ř6k talep değerleri ortalaması alınmıştır.

2020-2027 yılları arası talep tahmini değerleri ise yüksek talep senaryosunda son yıllar için oluşan %7,5'lik artış ve düşük talep senaryosunda oluşan %6,5'lik oranların ortalaması olan %7,0 alınarak hesaplanmıştır. Yapılan kabuller sonucunda planlama dönemine (2012-2027) ait talep değerleri Tablo 4.3'de verilmektedir.

Tablo 4. 1. ETKB'nın projeksiyonunda yüksek talep tahmini [76]

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2011	36.000	7,8	227.000	7,9
2012	38.400	6,7	243.430	7,2
2013	41.000	6,8	262.010	7,6
2014	43.800	6,8	281.850	7,6
2015	46.800	6,8	303.140	7,6
2016	50.210	7,3	325.920	7,5
2017	53.965	7,5	350.300	7,5
2018	57.980	7,4	376.350	7,4
2019	62.265	7,4	404.160	7,4
2020	66.845	7,4	433.900	7,4

Tablo 4. 2. ETKB'nın projeksiyonunda düşük talep tahmini [76]

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2011	36.000	7,8	227.000	7,9
2012	38.000	5,6	241.130	6,2
2013	40.130	5,6	257.060	6,6
2014	42.360	5,6	273.900	6,6
2015	44.955	6,1	291.790	6,5
2016	47.870	6,5	310.730	6,5
2017	50.965	6,5	330.800	6,5
2018	54.230	6,4	352.010	6,4
2019	57.685	6,4	374.430	6,4
2020	61.340	6,3	398.160	6,3

Tablo 4. 3. 2012-2027 planlama dönemine ait talep değerleri

YIL	PUANT TALEP	ENERJİ TALEBİ
	MW	GWh
2012	38.200	242.280
2013	40.565	259.535
2014	43.080	277.875
2015	45.878	297.465
2016	49.025	318.325
2017	52.465	340.550
2018	56.105	364.180
2019	59.975	389.295
2020	64.093	416.030
2021	68.579	445.152
2022	73.380	446.313
2023	78.516	509.655
2024	84.012	545.330
2025	89.893	538.504
2026	96.186	624.349
2027	102.919	668.053

4.2. Birim Yatırım Maliyetlerinin Hesaplanması

Birim yatırım maliyeti, tesisin planlandığı ve yapımın gerçekleşeceği tarihler arasında değişebilecek ekonomik ve teknik faktörler ile çevresel faktörler göz önüne alınarak değerlendirilir. Santralin tipine bağlı olarak birim yatırım maliyetleri değişmektedir. Bu çalışmada, birim yatırım maliyeti \$ ile hesaplanmıştır. Buna paralel olarak, faiz ve eskelasyon oranları da \$ bazında kabul edilmiştir. Ayrıca kurulacak olan santrallerin ekonomik ömrü içinde amorti edilebilmesi için geri ödeme oranları da dikkate alınmıştır.

Tablo 2.1’de planlama döneminin ilk yılı için verilen, tesislere ait birim yatırım maliyetlerinin C_{j0} bugünkü değerleri, planlamanın t . yılında kurulacak aynı tip tesislerin C_{jt} birim yatırım maliyetleri Eşitlik 2.23 ile hesaplanmış ve Tablo 4.4’te verilmiştir.

Tablo 4. 4. Aday kaynak tiplerinin yıllara göre birim yatırım maliyetleri (\$/kW)

Yıl	ADAY KAYNAK TİPLERİ										
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş
2012	500	1.146	1.084	1.110	1.280	2.000	1.350	1.912	3.000	2.599	3.500
2013	502	1.150	1.088	1.114	1.285	2.008	1.355	1.919	3.011	2.609	3.513
2014	504	1.155	1.092	1.119	1.290	2.015	1.360	1.927	3.023	2.619	3.527
2015	506	1.159	1.096	1.123	1.295	2.023	1.366	1.934	3.035	2.629	3.540
2016	508	1.164	1.101	1.127	1.300	2.031	1.371	1.941	3.046	2.639	3.554
2017	510	1.168	1.105	1.131	1.305	2.039	1.376	1.949	3.058	2.649	3.567
2018	512	1.173	1.109	1.136	1.310	2.046	1.381	1.956	3.070	2.659	3.581
2019	514	1.177	1.113	1.140	1.315	2.054	1.387	1.964	3.081	2.669	3.595
2020	516	1.182	1.118	1.144	1.320	2.062	1.392	1.971	3.093	2.680	3.609
2021	517	1.186	1.122	1.149	1.325	2.070	1.397	1.979	3.105	2.690	3.622
2022	519	1.191	1.126	1.153	1.330	2.078	1.403	1.986	3.117	2.700	3.636
2023	521	1.195	1.130	1.158	1.335	2.086	1.408	1.994	3.129	2.710	3.650
2024	523	1.200	1.135	1.162	1.340	2.094	1.413	2.002	3.141	2.721	3.664
2025	525	1.204	1.139	1.166	1.345	2.102	1.419	2.009	3.153	2.731	3.678
2026	527	1.209	1.144	1.171	1.350	2.110	1.424	2.017	3.165	2.742	3.692
2027	529	1.214	1.148	1.175	1.355	2.118	1.430	2.025	3.177	2.752	3.706

Eşitlik 2.23’de yer alan r_{jt} geri ödeme oranları azalan paylı amortisman yöntemi ile Eşitlik 2.24 kullanılarak hesaplanmıştır. Birim yatırım maliyetlerinin hesaplanmasında kullanılan geri ödeme oranları plan dönemi için Tablo 4.5’te verilmektedir. Gelişen teknolojiye bağlı olarak elektrik üretim tesislerinin çevre ile ilgili olumsuz etkileri en aza düşürecek elemanlara sahip olarak tasarlanmaktadır. Bu durum, birim yatırım maliyetleri içerisinde dikkate alınarak, ξ_j oranı “1” kabul edilmiştir.

4.3. Birim İşletme ve Bakım Maliyetlerinin Hesaplanması

Bu çalışmada, birim işletme ve bakım maliyeti değerleri \$ ile hesaplanmıştır. Buna paralel olarak, faiz ve eskalasyon oranları da \$ bazında ifade edilmiştir. Planlama çalışmasında kullanılan tesis tiplerine ait birim işletme ve bakım maliyetlerinin ilk

yılı için Tablo 2.3’de verilen f_{j0} değerleri, herhangi bir t yılında işletmeye girecek tesis için f_{jt} değerlerine Eşitlik (2.25) ile dönüştürülmüş ve Tablo 4.6’da verilmiştir.

Tablo 4. 5. Ekonomik ömre göre yıllık amortisman oranları

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ										
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş
1	0,0645	0,0488	0,0488	0,0488	0,0488	0,0328	0,0247	0,0769	0,0488	0,0952	0,0769
2	0,0624	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0322	0,0244	0,0738	0,0476	0,0905	0,0738
3	0,0602	0,0463	0,0463	0,0463	0,0463	0,0317	0,0241	0,0708	0,0463	0,0857	0,0708
4	0,0581	0,0451	0,0451	0,0451	0,0451	0,0311	0,0238	0,0677	0,0451	0,0810	0,0677
5	0,0559	0,0439	0,0439	0,0439	0,0439	0,0306	0,0235	0,0646	0,0439	0,0762	0,0646
6	0,0538	0,0427	0,0427	0,0427	0,0427	0,0301	0,0231	0,0615	0,0427	0,0714	0,0615
7	0,0516	0,0415	0,0415	0,0415	0,0415	0,0295	0,0228	0,0585	0,0415	0,0667	0,0585
8	0,0495	0,0402	0,0402	0,0402	0,0402	0,0290	0,0225	0,0554	0,0402	0,0619	0,0554
9	0,0473	0,0390	0,0390	0,0390	0,0390	0,0284	0,0222	0,0523	0,0390	0,0571	0,0523
10	0,0452	0,0378	0,0378	0,0378	0,0378	0,0279	0,0219	0,0492	0,0378	0,0524	0,0492
11	0,0430	0,0366	0,0366	0,0366	0,0366	0,0273	0,0216	0,0462	0,0366	0,0476	0,0462
12	0,0409	0,0354	0,0354	0,0354	0,0354	0,0268	0,0213	0,0431	0,0354	0,0429	0,0431
13	0,0387	0,0341	0,0341	0,0341	0,0341	0,0262	0,0210	0,0400	0,0341	0,0381	0,0400
14	0,0366	0,0329	0,0329	0,0329	0,0329	0,0257	0,0207	0,0369	0,0329	0,0333	0,0369
15	0,0344	0,0317	0,0317	0,0317	0,0317	0,0251	0,0204	0,0338	0,0317	0,0286	0,0338
16	0,0323	0,0305	0,0305	0,0305	0,0305	0,0246	0,0201	0,0308	0,0305	0,0238	0,0308

4.4. Kapasite Faktörü Değerlerinin Belirlenmesi

Kapasite faktörü, bir üretim birimin belirlenen periyot süresince üretebileceği en yüksek enerji miktarının bir ölçüsüdür. Yapılan çalışmada kullanılan santral tiplerinin planlamanın ilk yılına ait Tablo 2.4’te verilen c_{j0} kapasite faktörü değerleri, kullanım eksilme oranı $k_j=0,007$ kabul edilerek ve Eşitlik (2.27) kullanılarak planlamanın t yılına ilişkin değerleri hesaplanmış ve Tablo 4.7’de verilmiştir.

Tablo 4. 6. Aday kaynak tiplerinin yıllara göre birim işletme ve bakım maliyetleri (\$/kW-yıl)

Yıl	ADAY KAYNAK TİPLERİ										
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş
2012	273,5	335,4	403,8	321,9	357,8	657,0	4,4	61,8	145,7	116,9	15,0
2013	274,5	336,7	405,3	323,1	359,2	659,5	4,4	62,0	146,2	117,3	15,1
2014	275,6	338,0	406,9	324,4	360,5	662,0	4,4	62,2	146,8	117,8	15,2
2015	276,7	339,3	408,5	325,6	361,9	664,6	4,5	62,5	147,4	118,2	15,2
2016	277,7	340,6	410,0	326,9	363,3	667,1	4,5	62,7	147,9	118,7	15,3
2017	278,8	341,9	411,6	328,1	364,7	669,7	4,5	63,0	148,5	119,1	15,3
2018	279,8	343,2	413,2	329,4	366,1	672,2	4,5	63,2	149,1	119,6	15,4
2019	280,9	344,5	414,7	330,6	367,5	674,8	4,5	63,4	149,6	120,0	15,5
2020	282,0	345,8	416,3	331,9	368,9	677,4	4,5	63,7	150,2	120,5	15,5
2021	283,1	347,1	417,9	333,2	370,3	680,0	4,6	63,9	150,8	121,0	15,6
2022	284,1	348,5	419,5	334,4	371,7	682,6	4,6	64,2	151,3	121,4	15,6
2023	285,2	349,8	421,1	335,7	373,1	685,2	4,6	64,4	151,9	121,9	15,7
2024	286,3	351,1	422,7	337,0	374,6	687,8	4,6	64,7	152,5	122,4	15,8
2025	287,4	352,5	424,3	338,3	376,0	690,4	4,6	64,9	153,1	122,8	15,8
2026	288,5	353,8	426,0	339,6	377,4	693,1	4,6	65,2	153,7	123,3	15,9
2027	289,6	355,2	427,6	340,9	378,9	695,7	4,7	65,4	154,3	123,8	15,9

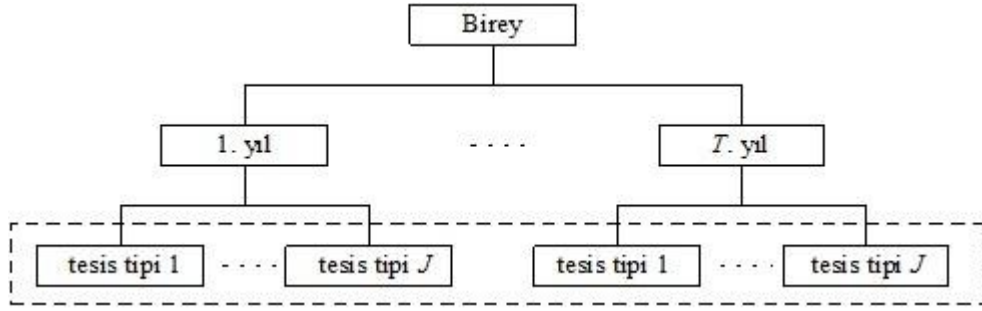
Tablo 4. 7. Aday kaynak tiplerinin yıllara göre kapasite katsayısı değerleri

Yıl	ADAY KAYNAK TİPLERİ										
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş
1	0,8500	0,8500	0,8500	0,8500	0,7700	0,8500	0,5000	0,3000	0,7500	0,8500	0,1100
2	0,8441	0,8441	0,8441	0,8441	0,7646	0,8441	0,4965	0,2979	0,7448	0,8441	0,1092
3	0,8381	0,8381	0,8381	0,8381	0,7593	0,8381	0,4930	0,2958	0,7395	0,8381	0,1085
4	0,8323	0,8323	0,8323	0,8323	0,7539	0,8323	0,4896	0,2937	0,7344	0,8323	0,1077
5	0,8264	0,8264	0,8264	0,8264	0,7487	0,8264	0,4861	0,2917	0,7292	0,8264	0,1070
6	0,8207	0,8207	0,8207	0,8207	0,7434	0,8207	0,4827	0,2896	0,7241	0,8207	0,1062
7	0,8149	0,8149	0,8149	0,8149	0,7382	0,8149	0,4794	0,2876	0,7190	0,8149	0,1055
8	0,8092	0,8092	0,8092	0,8092	0,7331	0,8092	0,4760	0,2856	0,7140	0,8092	0,1047
9	0,8036	0,8036	0,8036	0,8036	0,7279	0,8036	0,4727	0,2836	0,7090	0,8036	0,1040
10	0,7979	0,7979	0,7979	0,7979	0,7228	0,7979	0,4694	0,2816	0,7041	0,7979	0,1033
11	0,7923	0,7923	0,7923	0,7923	0,7178	0,7923	0,4661	0,2796	0,6991	0,7923	0,1025
12	0,7868	0,7868	0,7868	0,7868	0,7127	0,7868	0,4628	0,2777	0,6942	0,7868	0,1018
13	0,7813	0,7813	0,7813	0,7813	0,7078	0,7813	0,4596	0,2757	0,6894	0,7813	0,1011
14	0,7758	0,7758	0,7758	0,7758	0,7028	0,7758	0,4564	0,2738	0,6845	0,7758	0,1004
15	0,7704	0,7704	0,7704	0,7704	0,6979	0,7704	0,4532	0,2719	0,6798	0,7704	0,0997
16	0,7650	0,7650	0,7650	0,7650	0,6930	0,7650	0,4500	0,2700	0,6750	0,7650	0,0990

4.5. Genetik Algoritmalarla Problemin Çözümü

4.5.1. Problemin çözümünde kullanılan kromozom ve nüfus yapısı

Yenilenebilir enerji kaynaklarının da içerisinde bulunduğu on bir farklı tesis tipine sahip ($J=11$), planlama dönemi on altı yıl olan ($T=16$) üretim genişletme planlaması, GA kullanılarak gerçekleştirilmiştir. GA'da tek noktalı çaprazlama kullanılmış, tam sayı kodlama yapılmıştır. Seçim yöntemi olarak rulet tekerleği seçim yöntemi tercih edilmiş ve uygunluk değeri atama yöntemi olarak da sıra tabanlı uygunluk atama kullanılmıştır. Tez çalışmasında kullanılan GA kromozom yapısı Şekil 4.1'deki gibidir.



Şekil 4. 1. GA'da kullanılan kromozom yapısı

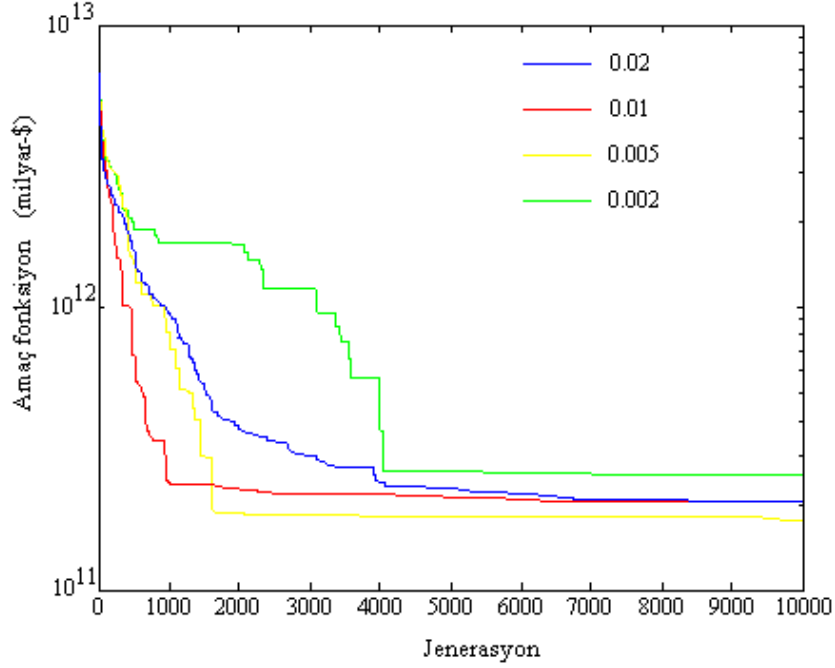
4.5.2. Optimizasyon parametrelerinin belirlenmesi

İdeal GA parametrelerini tespit etmek amacıyla, farklı mutasyon oranları ve nüfus büyüklükleri için algoritma ayrı ayrı çalıştırılmıştır. Her bir çalışma için algoritmanın en düşük amaç fonksiyon değerine yakınsaması incelenmiştir. Mutasyon oranı etkisini belirlemek amacıyla; 0,002, 0,005, 0,01 ve 0,02 mutasyon oranları incelenmiştir. Algoritma; 50, 100, 200 ve 400 bireylik nüfus büyüklükleri için ayrı ayrı çalıştırılmış ve ideal parametreler belirlenmiştir.

50 bireylik bir nüfus için, farklı mutasyon oranları kullanılarak 10.000 jenerasyon boyunca GA çalıştırılmış, elde edilen amaç fonksiyon değerleri Tablo 4.8'de verilmiştir. Bu değerlere göre, en iyi çözüm 0,005 mutasyon oranında elde edilmiştir. Jenerasyon boyunca yakınsamanın incelenebileceği jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği Şekil 4.2'de verilmektedir.

Tablo 4. 8. 50 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi

Nüfus büyüklüğü	Mutasyon oranı	Minimum maliyet (milyar-\$)
50	0,002	255,97
	0,005	175,67
	0,01	204,22
	0,02	205,35

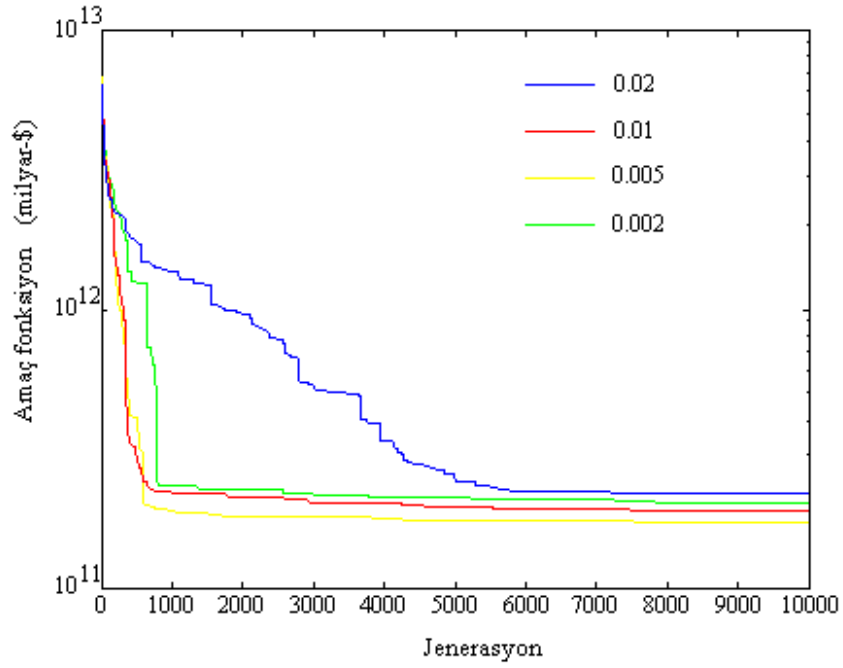


Şekil 4. 2. 50 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği

100 bireyli bir nüfus için, farklı mutasyon oranları kullanılarak 10.000 jenerasyon boyunca GA çalıştırılmış, elde edilen amaç fonksiyon değerleri Tablo 4.9'da verilmiştir. Bu değerlere göre, en iyi çözüm 0,005 mutasyon oranında elde edilmiştir. Jenerasyon boyunca yakınsamanın incelenebileceği jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği Şekil 4.3'de verilmektedir.

Tablo 4. 9. 100 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi

Nüfus büyüklüğü	Mutasyon oranı	Minimum maliyet (milyar-\$)
100	0,002	199,51
	0,005	172,41
	0,01	188,66
	0,02	218,32

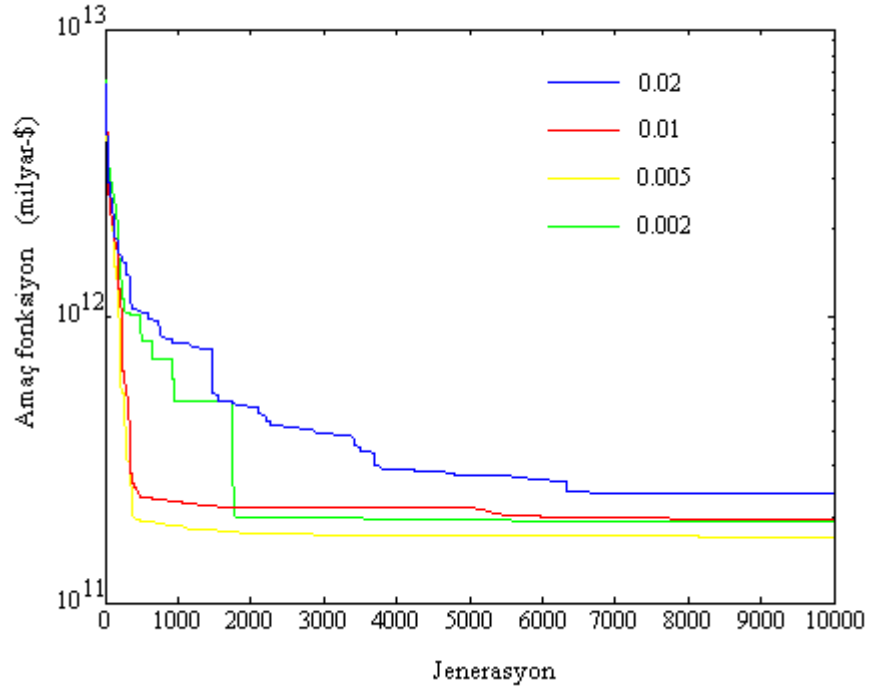


Şekil 4. 3. 100 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği

200 bireyli bir nüfus için, farklı mutasyon oranları kullanılarak 10.000 jenerasyon boyunca GA çalıştırılmış, elde edilen amaç fonksiyon değerleri Tablo 4.10'da verilmiştir. Bu değerlere göre, en iyi çözüm 0,005 mutasyon oranında elde edilmiştir. Jenerasyon boyunca yakınsamanın incelenebileceği jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği Şekil 4.4'de verilmektedir.

Tablo 4. 10. 200 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi

Nüfus büyüklüğü	Mutasyon oranı	Minimum maliyet (milyar-\$)
200	0,002	191,81
	0,005	170,80
	0,01	198,00
	0,02	241,59

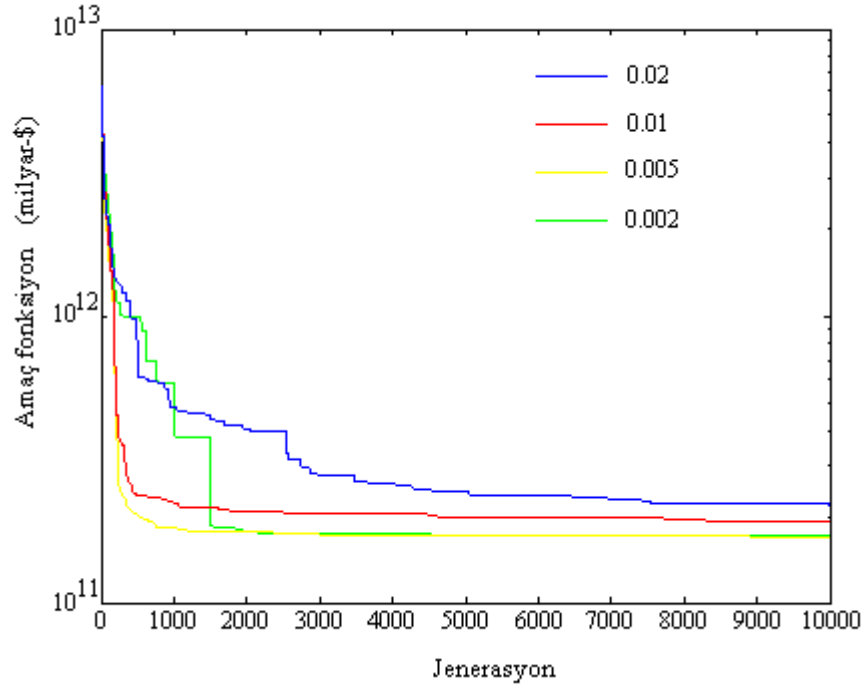


Şekil 4. 4. 200 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği

400 bireyli bir nüfus için, farklı mutasyon oranları kullanılarak 10.000 jenerasyon boyunca GA çalıştırılmış, elde edilen amaç fonksiyon değerleri Tablo 4.11’de verilmiştir. Bu değerlere göre, en iyi çözüm 0,005 mutasyon oranında elde edilmiştir. Jenerasyon boyunca yakınsamanın incelenebileceği jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği Şekil 4.5’de verilmektedir.

Tablo 4. 11. 400 bireyli nüfus için farklı mutasyon oranlarının incelenmesi

Nüfus büyüklüğü	Mutasyon oranı	Minimum maliyet (milyar-\$)
400	0,002	172,13
	0,005	168,14
	0,01	192,36
	0,02	220,17



Şekil 4. 5. 400 bireyli nüfus için jenerasyon-amaç fonksiyon grafiği

Farklı nüfus büyüklükleri ve mutasyon oranları için algoritmanın çalıştırılması sonucunda, 10.000 jenerasyon için en iyi çözüm; 400 bireyli nüfus kullanıldığında ve 0,005 mutasyon oranında elde edilmektedir. Bu değer 168,14 milyar-\$ olarak bulunmuştur.

4.5.3. Genetik algoritma ile elde edilen sonuçların yorumlanması

İdeal GA parametreleri, mutasyon oranı 0,005 ve nüfus büyüklüğü 400 olarak belirlendikten sonra, 16 yıl ve 11 tesis tipi için, yedek kapasite katsayı $m=0$ ve kaynak sınırlaması olmaksızın yapılan bir planlama çalışmasında, sisteme eklenmesi gereken tesislerin tipleri, ünite sayıları ve yılları Tablo 4.12'deki gibi belirlenmiştir.

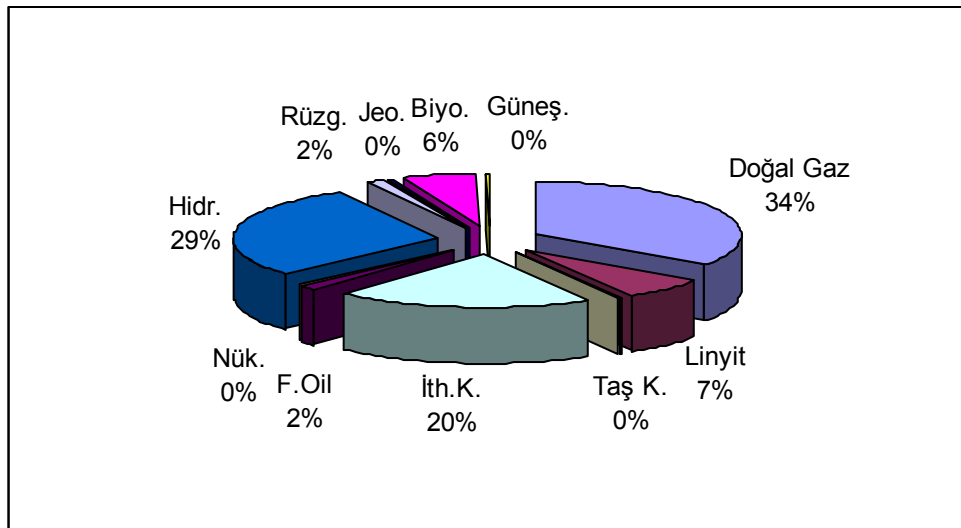
Tablo 4. 12. Planlama döneminde eklenecek yeni ünite sayıları

Yıl	ADAY KAYNAK TİPLERİ										
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş
2012	2	0	0	1	0	0	6	0	0	16	0
2013	2	0	0	0	0	0	1	0	2	13	0
2014	1	1	0	1	0	0	5	4	0	19	0
2015	0	4	0	0	0	0	0	2	0	19	0
2016	3	0	0	1	0	0	4	4	0	7	0
2017	1	0	0	4	0	0	3	0	0	14	0
2018	5	0	0	1	0	0	0	1	2	9	0
2019	2	1	0	2	0	0	11	4	0	13	1
2020	1	0	0	3	0	0	2	1	0	18	1
2021	3	3	0	4	0	0	2	7	0	7	0
2022	3	1	1	1	0	0	4	2	3	17	1
2023	1	0	0	8	0	0	5	2	0	17	1
2024	7	0	0	2	0	0	1	2	2	9	0
2025	8	0	0	3	0	0	1	0	0	0	0
2026	3	8	0	1	9	0	3	1	0	3	2
2027	5	0	0	6	1	0	6	2	0	1	0

Talebi karşılayabilmek için, plan dönemi içerisinde eklenecek ünite sayılarının belirlenmesinden sonra, her bir yılda hangi tip ünitelerden ne kadar kapasite ilavesi yapılacağı belirlenmiştir. Yeni eklenecek kapasiteler, t yılda kurulacak olan j tipi tesise ait ünite sayısı ile bir ünitenin maksimum kapasitesinin çarpımına eşittir. Planlama dönemi boyunca yeni eklenecek kapasiteler, Tablo 4.12’de verilen ünite sayıları ile Tablo 2.1’de verilen maksimum ünite kapasiteleri kullanılarak Tablo 4.13’de verilmektedir. Yeni eklenecek ünitelerin kurulu güç yüzdeleri ise Şekil 4.6’da gösterilmektedir. Hidrolik hariç, rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir kaynakların planlama süresince kurulacak güçlerinin toplam kurulacak güce oranı %8,08 olarak belirlenmiştir.

Tablo 4. 13. Planlama döneminde eklenecek yeni kapasiteler (MW)

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	Toplam
2012	1.400	0	0	500	0	0	3.000	0	0	480	0	5.380
2013	1.400	0	0	0	0	0	500	0	100	390	0	2.390
2014	700	350	0	500	0	0	2.500	180	0	570	0	4.800
2015	0	1.400	0	0	0	0	0	90	0	570	0	2.060
2016	2.100	0	0	500	0	0	2.000	180	0	210	0	4.990
2017	700	0	0	2.000	0	0	1.500	0	0	420	0	4.620
2018	3.500	0	0	500	0	0	0	45	100	270	0	4.415
2019	1.400	350	0	1.000	0	0	5.500	180	0	390	50	8.870
2020	700	0	0	1.500	0	0	1.000	45	0	540	50	3.835
2021	2.100	1.050	0	2.000	0	0	1.000	315	0	210	0	6.675
2022	2.100	350	300	500	0	0	2.000	90	150	510	50	6.050
2023	700	0	0	4.000	0	0	2.500	90	0	510	50	7.850
2024	4.900	0	0	1.000	0	0	500	90	100	270	0	6.860
2025	5.600	0	0	1.500	0	0	500	0	0	0	0	7.600
2026	2.100	2.800	0	500	1.350	0	1.500	45	0	90	100	8.485
2027	3.500	0	0	3.000	150	0	3.000	90	0	30	0	9.770
Toplam	32.900	6.300	300	19.000	1.500	0	27.000	1.440	450	5.460	300	94.650



Şekil 4. 6. Planlama döneminde eklenecek ünitelerin kurulu güç yüzdeleri

Ünitelerin üretebileceği maksimum enerji yıllar geçtikçe azalmaktadır. Herhangi bir yılda kurulan ünitenin maksimum kullanılabilir kapasitesi sonraki yıllarda azalacağı

için, planlama dinamik bir özellik arz etmektedir. Planlama yapılırken, Tablo 4.7’de verilen kapasite katsayıları dikkate alınarak, ünitelerin kuruluşundan kaç yıl sonra ne kadar enerji üretebileceği belirlenmektedir. Tablo 4.13 ile verilen, planlama döneminde yeni eklenecek kapasiteler, kapasite katsayıları ile birlikte yeniden değerlendirilerek, kullanılabilir kapasite gelişimi Tablo 4.14’de verilmiştir.

Tablo 4. 14. Kullanılabilir kapasitenin gelişimi (MW)

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	Toplam
2012	1.190	0	0	425	0	0	1.500	0	0	408	0	3.523
2013	2.372	0	0	422	0	0	1.740	0	75	737	0	5.345
2014	2.950	298	0	844	0	0	2.977	54	74	1.216	0	8.413
2015	2.929	1.485	0	838	0	0	2.956	81	74	1.692	0	10.056
2016	4.694	1.475	0	1.257	0	0	3.936	134	73	1.859	0	13.428
2017	5.256	1.465	0	2.948	0	0	4.658	133	73	2.203	0	16.736
2018	8.194	1.454	0	3.353	0	0	4.626	146	147	2.417	0	20.337
2019	9.327	1.742	0	4.179	0	0	7.343	199	146	2.731	6	25.673
2020	9.857	1.730	0	5.425	0	0	7.792	211	145	3.171	11	28.341
2021	11.573	2.610	0	7.087	0	0	8.237	304	144	3.327	11	33.294
2022	13.277	2.889	255	7.463	0	0	9.180	329	256	3.738	16	37.401
2023	13.779	2.869	253	10.810	0	0	10.365	353	254	4.145	22	42.851
2024	17.847	2.849	251	11.585	0	0	10.543	378	327	4.345	22	48.147
2025	22.482	2.829	250	12.779	0	0	10.719	375	325	4.315	21	54.095
2026	24.110	5.189	248	13.114	1.040	0	11.394	386	323	4.361	32	60.197
2027	26.916	5.153	246	15.572	1.148	0	12.814	410	320	4.356	32	66.969

Belirlenen kullanılabilir kurulu güç değerleri baz alınarak, oluşturulan elektrik enerjisi üretim sisteminin üretebileceği brüt enerji Tablo 4.15’de verilmektedir. Tabloda, her bir yılda kurulacak olan ünitelerin tiplerine göre toplam brüt enerji değerleri yer almaktadır.

Tablo 4. 15. Enerji üretim değerlerinin gelişimi (GWh)

Yıl	ADAY KAYNAK TİPLERİ											
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	Toplam
2012	8.330	0	0	2.763	0	0	10.500	0	0	3.264	0	24.857
2013	16.602	0	0	2.743	0	0	12.177	0	600	5.893	0	38.015
2014	20.650	1.934	0	5.486	0	0	20.841	162	596	9.728	0	59.398
2015	20.506	9.655	0	5.448	0	0	20.695	242	592	13.536	0	70.674
2016	32.857	9.588	0	8.172	0	0	27.551	402	587	14.869	0	94.027
2017	36.792	9.521	0	19.165	0	0	32.608	399	583	17.621	0	116.689
2018	57.360	9.454	0	21.794	0	0	32.379	437	1.179	19.334	0	141.937
2019	65.288	11.321	0	27.166	0	0	51.403	596	1.171	21.850	15	178.810
2020	68.996	11.242	0	35.263	0	0	54.543	632	1.163	25.369	29	197.238
2021	81.008	16.965	0	46.066	0	0	57.661	911	1.155	26.620	29	230.415
2022	92.936	18.780	1.658	48.507	0	0	64.257	986	2.047	29.901	43	259.115
2023	96.451	18.648	1.646	70.267	0	0	72.558	1.060	2.032	33.160	57	295.879
2024	124.931	18.518	1.634	75.300	0	0	73.800	1.134	2.618	34.764	57	332.755
2025	157.376	18.388	1.623	83.061	0	0	75.033	1.126	2.600	34.521	56	373.783
2026	168.769	33.729	1.612	85.242	6.757	0	79.758	1.158	2.582	34.891	85	414.583
2027	188.413	33.493	1.600	101.220	7.460	0	89.700	1.231	2.563	34.851	85	460.616

Karşılanması gereken puant talep güç değerleri ve planlama ile elde edilen sonuçlar Tablo 4.16'da verilmiştir. Tabloda, her bir yılda ihtiyaç duyulan puant güç talebi ile bu ihtiyacı karşılamak için kurulması gereken kullanılabilir kapasite değerleri yer almaktadır. En sağ sütunda yer alan fark değerlerinin pozitif olması, planlama döneminin bütün yıllarında puant talebin karşılanabildiğini göstermektedir.

Karşılanması gereken enerji talep değerleri ve planlama ile elde edilen sonuçlar Tablo 4.17'de verilmiştir. Tabloda, her bir yılda ihtiyaç duyulan enerji talebi ile bu ihtiyacı karşılamak için kurulması gereken kapasitelerin üretebileceği enerji değerleri yer almaktadır. En sağ sütunda yer alan fark değerlerinin pozitif olması, planlama döneminin bütün yıllarında enerji talebinin karşılanabildiğini göstermektedir.

Tablo 4. 16. Puant güç talebini karşılayabilme durumu

Yıl	Puant talep (MW)	2011 yılına göre puant talep farkı (MW)	Aday çözüme ait kullanılabilir kapasite (MW)	Aday çözüm ile talep arasındaki fark (MW)
2011	36.000			
2012	38.200	2.200	3.523	1.323
2013	40.565	4.565	5.345	780
2014	43.080	7.080	8.413	1.333
2015	45.878	9.878	10.056	178
2016	49.025	13.025	13.428	403
2017	52.465	16.465	16.736	271
2018	56.105	20.105	20.337	232
2019	59.975	23.975	25.673	1.698
2020	64.093	28.093	28.341	248
2021	68.579	32.579	33.294	715
2022	73.380	37.380	37.401	21
2023	78.516	42.516	42.851	335
2024	84.012	48.012	48.147	135
2025	89.893	53.893	54.095	202
2026	96.186	60.186	60.197	11
2027	102.919	66.919	66.969	50

Tablo 4. 17. Enerji talebini karşılayabilme durumu

Yıl	Enerji talebi (GWh)	2011 yılına göre enerji talep farkı (GWh)	Aday çözüme ait üretilen enerji (GWh)	Aday çözüm ile talep arasındaki fark (GWh)
2011	227.000			
2012	242.280	15.280	24.857	9.577
2013	259.535	32.535	38.015	5.480
2014	277.875	50.875	59.398	8.523
2015	297.465	70.465	70.674	209
2016	318.325	91.325	94.027	2.702
2017	340.550	113.550	116.689	3.139
2018	364.180	137.180	141.937	4.757
2019	389.295	162.295	178.810	16.515
2020	416.030	189.030	197.238	8.208
2021	445.152	218.152	230.415	12.263
2022	446.313	219.313	259.115	39.802
2023	509.655	282.655	295.879	13.224
2024	545.330	318.330	332.755	14.425
2025	538.504	311.504	373.783	62.279
2026	624.349	397.349	414.583	17.234
2027	668.053	441.053	460.616	19.563

4.5.4. Genetik algoritma ile elde edilen sonuçların ekonomik yorumu

Elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasında amaç, yük ve enerji talebini karşılayabilecek tesislerin; tiplerini, planlama süresi içinde kurulacakları yıl ve ünite sayılarını belirlemek ve bunu minimum maliyetle gerçekleştirmektir. Toplam maliyet, yatırım ile işletme ve bakım maliyetlerini içermektedir. Optimizasyon ile belirlenen tesis tip ve ünite sayılarının ortaya çıkmasından sonra, plan dönemi boyunca harcanacak olan para, yatırım maliyeti ile işletme ve bakım maliyeti bazında belirlenebilmektedir.

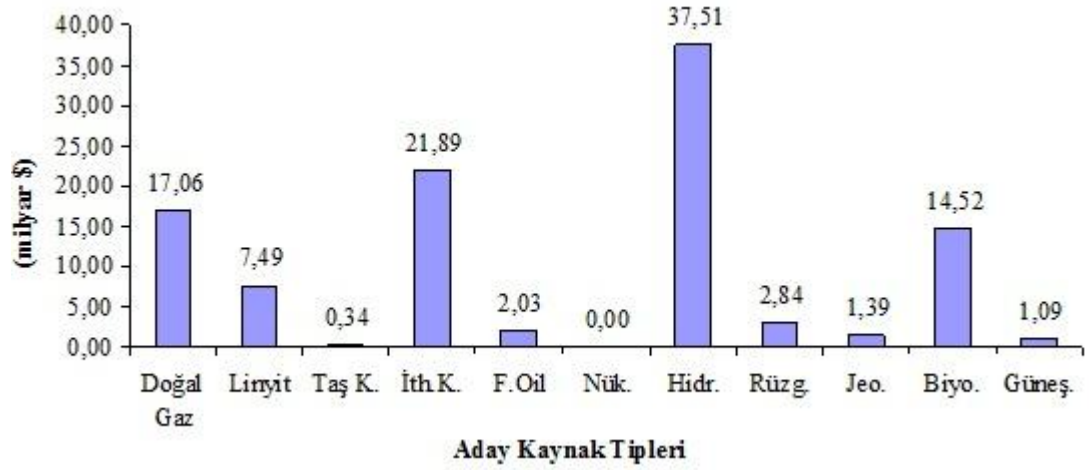
Planlama sonucunda, yapılacak olan yatırım maliyeti harcamaları Tablo 4.18'de verilmiştir. Tabloda; herhangi bir yılda kurulacak olan bir tesis tipine ait yatırım maliyeti görüldüğü gibi, her bir yılda kurulacak olan bütün tesis tiplerine ait yatırım maliyetleri toplamı ile plan dönemi boyunca tek bir tesis tipine ait yatırım maliyetleri toplamı da görülebilmektedir. Ayrıca Şekil 4.7'de, tesis tiplerine ait plan dönemi içindeki toplam yatırım maliyetleri gösterilmiştir.

Tablo 4.19'da ise, yeni eklenecek ünitelerin yatırım maliyetlerinin plan dönemi içerisindeki amortisman payları toplamı verilmiştir. Örneğin; plan dönemi boyunca doğal gaz tesislerine ait toplam yatırım maliyeti 17.059,2 milyon-\$ iken, bu bedelin ancak 6.084,2 milyon-\$ kadarı plan dönemi içerisinde amortisman olarak geri ödenmektedir.

Planlama sonucunda, yapılacak olan işletme ve bakım maliyeti harcamaları Tablo 4.20'de verilmiştir. Tabloda; plan döneminin başından itibaren herhangi bir yıla kadar, kurulacak olan bir tesis tipine ait işletme ve bakım maliyeti görüldüğü gibi, her bir yıl için bütün tesis tiplerine ait işletme ve bakım maliyetleri toplamı ile plan dönemi boyunca tek bir tesis tipine ait işletme ve bakım maliyetleri toplamı da görülebilmektedir. Ayrıca Şekil 4.8'de, tesis tiplerine ait plan dönemi içindeki toplam işletme ve bakım maliyetleri gösterilmiştir.

Tablo 4. 18. Planlama döneminde eklenecek yeni ünitelerin yatırım maliyetleri (milyon \$)

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											Toplam
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	
2012	700,0	0,0	0,0	555,0	0,0	0,0	4.050,0	0,0	0,0	1.247,5	0,0	6.552,5
2013	702,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	677,6	0,0	301,1	1.017,5	0,0	2.698,9
2014	352,7	404,2	0,0	559,3	0,0	0,0	3.400,9	346,8	0,0	1.492,8	0,0	6.556,6
2015	0,0	1.622,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	174,1	0,0	1.498,5	0,0	3.295,4
2016	1.066,2	0,0	0,0	563,5	0,0	0,0	2.741,5	349,5	0,0	554,2	0,0	5.274,9
2017	356,7	0,0	0,0	2.262,8	0,0	0,0	2.064,0	0,0	0,0	1.112,6	0,0	5.796,2
2018	1.790,5	0,0	0,0	567,9	0,0	0,0	0,0	88,0	307,0	718,0	0,0	3.471,4
2019	719,0	412,0	0,0	1.140,1	0,0	0,0	7.626,1	353,5	0,0	1.041,1	179,7	11.471,3
2020	360,9	0,0	0,0	1.716,6	0,0	0,0	1.391,9	88,7	0,0	1.447,0	180,4	5.185,5
2021	1.086,7	1.245,4	0,0	2.297,6	0,0	0,0	1.397,2	623,3	0,0	564,9	0,0	7.215,0
2022	1.090,9	416,7	337,9	576,6	0,0	0,0	2.805,1	178,8	467,5	1.377,1	181,8	7.432,2
2023	365,0	0,0	0,0	4.630,4	0,0	0,0	3.519,7	179,5	0,0	1.382,3	182,5	10.259,4
2024	2.564,8	0,0	0,0	1.162,0	0,0	0,0	706,6	180,1	314,1	734,6	0,0	5.662,3
2025	2.942,5	0,0	0,0	1.749,7	0,0	0,0	709,3	0,0	0,0	0,0	0,0	5.401,5
2026	1.107,6	3.384,9	0,0	585,5	1.822,9	0,0	2.136,2	90,8	0,0	246,8	369,2	9.743,8
2027	1.853,1	0,0	0,0	3.526,2	203,3	0,0	4.288,7	182,2	0,0	82,6	0,0	10.136,1
Toplam	17.059,2	7.486,0	337,9	21.893,2	2.026,2	0,0	37.514,7	2.835,2	1.389,7	14.517,3	1.093,7	106.153,1



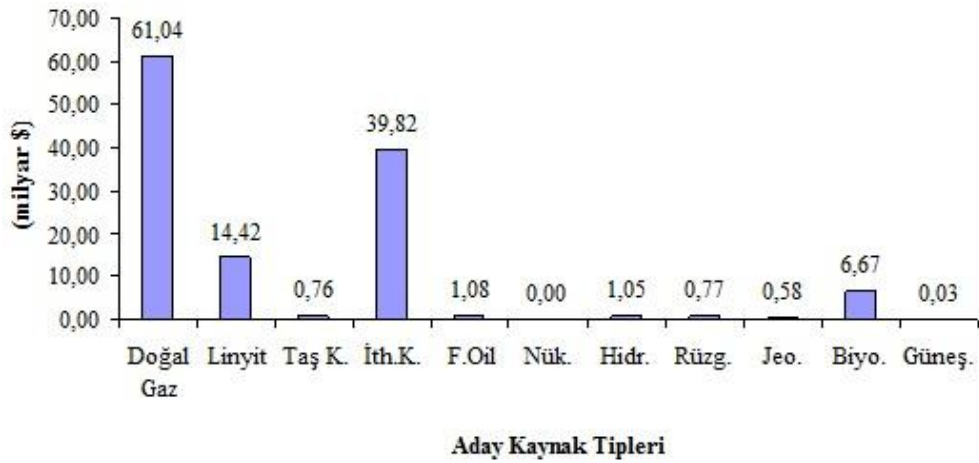
Şekil 4. 7. Plan dönemi boyunca kaynak tiplerine ait toplam yatırım maliyetleri

Tablo 4. 19. Yeni eklenecek ünitelerin yatırım maliyetlerinin plan dönemi içerisindeki amortisman payları toplamı (milyon \$)

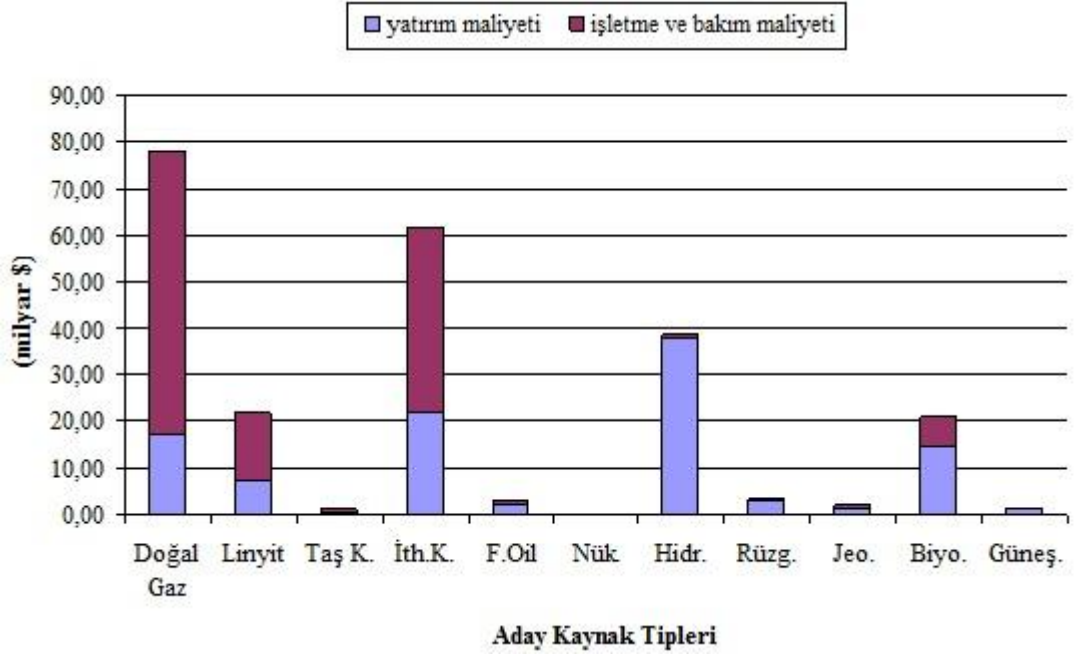
Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											Toplam
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	
2012	45,2	0,0	0,0	27,1	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	118,8	0,0	291,0
2013	89,0	0,0	0,0	26,4	0,0	0,0	115,5	0,0	14,7	209,8	0,0	455,3
2014	108,7	19,7	0,0	53,0	0,0	0,0	198,0	26,7	14,3	341,2	0,0	761,6
2015	105,0	98,4	0,0	51,6	0,0	0,0	195,5	39,0	14,0	466,0	0,0	969,4
2016	170,0	95,9	0,0	77,8	0,0	0,0	260,7	64,3	13,6	493,7	0,0	1.175,9
2017	186,9	93,4	0,0	186,1	0,0	0,0	308,3	61,6	13,2	572,0	0,0	1.421,6
2018	295,6	91,0	0,0	209,0	0,0	0,0	304,3	65,7	27,8	607,4	0,0	1.600,8
2019	331,3	108,6	0,0	259,1	0,0	0,0	488,6	89,9	27,1	670,2	13,8	1.988,6
2020	342,3	105,6	0,0	336,0	0,0	0,0	516,6	92,7	26,3	766,7	27,2	2.213,4
2021	399,4	163,4	0,0	439,1	0,0	0,0	544,3	136,4	25,6	772,2	26,0	2.506,5
2022	454,5	179,2	16,5	455,4	0,0	0,0	606,4	143,9	47,7	852,4	38,9	2.794,9
2023	460,3	174,2	16,1	668,8	0,0	0,0	685,2	150,9	46,4	926,6	51,3	3.179,8
2024	607,3	169,2	15,7	707,3	0,0	0,0	693,5	157,4	60,4	932,5	49,1	3.392,5
2025	773,2	164,2	15,2	773,1	0,0	0,0	701,7	149,6	58,7	865,0	46,8	3.547,5
2026	814,3	324,3	14,8	780,0	88,9	0,0	744,8	148,7	57,0	820,9	73,0	3.866,8
2027	901,2	315,2	14,4	929,6	96,6	0,0	840,4	154,5	55,3	760,0	69,6	4.136,9
Toplam	6.084,2	2.102,5	92,7	5.979,4	185,5	0,0	7.303,7	1.481,2	501,9	10.175,5	395,8	34.302,5

Tablo 4. 20. Aday çözüme ait işletme ve bakım maliyetleri (milyon \$)

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	Toplam
2012	382,9	0,0	0,0	161,0	0,0	0,0	13,2	0,0	0,0	56,1	0,0	613,2
2013	768,7	0,0	0,0	161,6	0,0	0,0	15,5	0,0	14,6	102,1	0,0	1.062,5
2014	964,6	118,3	0,0	324,4	0,0	0,0	26,6	11,2	14,7	169,6	0,0	1.629,3
2015	968,3	593,7	0,0	325,6	0,0	0,0	26,7	16,9	14,7	237,6	0,0	2.183,5
2016	1.555,2	596,0	0,0	490,3	0,0	0,0	35,7	28,2	14,8	263,5	0,0	2.983,6
2017	1.756,3	598,3	0,0	1.148,4	0,0	0,0	42,6	28,3	14,8	314,5	0,0	3.903,2
2018	2.742,4	600,5	0,0	1.317,4	0,0	0,0	42,8	31,3	29,8	348,0	0,0	5.112,2
2019	3.146,2	723,4	0,0	1.653,1	0,0	0,0	67,8	42,8	29,9	396,1	0,8	6.060,1
2020	3.355,6	726,2	0,0	2.157,2	0,0	0,0	72,6	45,9	30,0	462,7	1,6	6.851,8
2021	3.962,8	1.093,4	0,0	2.831,8	0,0	0,0	77,4	66,2	30,2	489,9	1,6	8.553,3
2022	4.574,7	1.219,6	125,9	3.009,8	0,0	0,0	86,9	72,2	53,0	553,7	2,3	9.698,0
2023	4.791,8	1.224,2	126,3	4.364,2	0,0	0,0	98,7	78,3	53,2	618,0	3,1	11.357,8
2024	6.213,1	1.228,9	126,8	4.717,8	0,0	0,0	101,3	84,4	68,6	653,4	3,2	13.197,6
2025	7.846,4	1.233,6	127,3	5.243,3	0,0	0,0	104,0	84,7	68,9	655,9	3,2	15.367,3
2026	8.482,3	2.229,0	127,8	5.433,1	509,5	0,0	111,4	88,0	69,2	669,5	4,8	17.724,6
2027	9.528,4	2.237,5	128,3	6.476,5	568,3	0,0	125,8	94,2	69,4	675,8	4,8	19.909,0
Toplam	61.039,7	14.422,7	762,4	39.815,4	1.077,9	0,0	1.048,9	772,5	575,9	6.666,4	25,2	126.207,1



Şekil 4. 8. Plan dönemi boyunca kaynak tiplerine ait toplam işletme ve bakım maliyetleri



Şekil 4. 9. Plan dönemi boyunca kaynak tiplerine ait yatırım ve işletme ve bakım maliyetleri toplamaları

Yatırım ile işletme ve bakım maliyetleri toplanarak, planlama dönemi boyunca harcanması gereken toplam para elde edilmektedir. Şekil 4.9'da, tesis tiplerine ait toplam maliyetler gösterilmektedir. Doğal gaz, linyit, taş kömürü, ithal kömür ve fuel-oil tesislerinin maliyetleri incelendiğinde, bu tesislere ait işletme ve bakım maliyetlerinin yatırım maliyetlerinden daha fazla olduğu görülmektedir. Hidrolik hariç, rüzgar, jeotermal, biyo kütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir kaynakların maliyetlerinin toplam maliyete oranı %12 olarak belirlenmiştir.

4.6. Kaynak Güvenliğinin Değerlendirilmesi

Ülkelerin, dışa bağımlılığı azaltan enerji politikaları geliştirmelerinde, sahip oldukları yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı önemlidir. Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı oldukça yüksektir. Türkiye doğalgazının %98'i ithal edilmektedir ve ithal edilen gazın %51'i de elektrik üretimi amacıyla kullanılmaktadır. Ayrıca, ülkemizin petrol ve kömürdeki dışa bağımlılık oranları sırasıyla %90 ve %20 seviyelerindedir. Enerjide dışa bağımlılığı oldukça yüksek olan Türkiye, dışa bağımlı olduğu kaynak kullanım oranlarını en az düzeyde tutmalıdır.

Bunun için, üretim genişletme planlaması çalışmalarında kaynak sınırlaması yapılması gerekmektedir. Yerli kaynak kullanımını artırmak için ithal kaynaklara sınırlama konulabilir. Ancak, ucuz olan ithal kaynaklar yerine daha pahalı yerli kaynakların tercih edilmesi durumunda da planlamanın ekonomik sonuçları daha pahalı çıkacaktır. Aynı şekilde, hidrolik enerji gibi bir kaynağa bağımlılık arttığında ise, yağış oranının az olduğu yıllarda arz güvenliği sorunu ortaya çıkabilir.

Bu çalışmada, kaynaklar arasında yerli veya ithal ayrımı yapmaksızın, kaynak bağımlılığını azaltmak amacıyla kaynak sınırlamasının etkileri incelenmiştir. Öncelikle bütün kaynaklara %40 sınırlama konulmuştur. Bu, hiçbir kaynağın kurulu güç değeri, planlamanın bütün yıllarında, toplam kurulu gücün %40'ını geçemez anlamındadır. Bu kısıt dikkate alınarak yapılan yeni bir planlama sonucunda, elde edilen kurulu güç değerleri Tablo 4.21'de verilmiştir. Sınırlamayı biraz daha artırarak, %30 kaynak sınırlaması ile yapılan başka bir planlama sonucunda elde edilen kurulu güç değerleri Tablo 4.22'de verilmiştir.

Kaynak sınırlamasının etkisini inceleyebilmek için, her iki planlama sonucunda elde edilen toplam kurulu güç değerlerinin kaynaklara göre karşılaştırılması Şekil 4.10'da verilmiştir. Kaynak sınırlaması %30'dan %40'a getirildiğinde, doğal gazın toplam kurulu gücünün arttığı görülmektedir. Bunun nedeni, doğal gazın birim yatırım ile birim işletme ve bakım maliyetleri toplamının diğer kaynak tiplerinden daha ucuz olmasıdır. Doğal gazın toplam kurulu güç yüzdesindeki payının artması sonucunda, linyit ve ithal kömür paylarının azaldığı görülmüştür. Bunun nedeni ise, bu kaynakların toplam birim maliyetlerinin yüksek olmasıdır.

Tablo 4. 21. %40 kaynak sınırlaması kullanıldığında eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW)

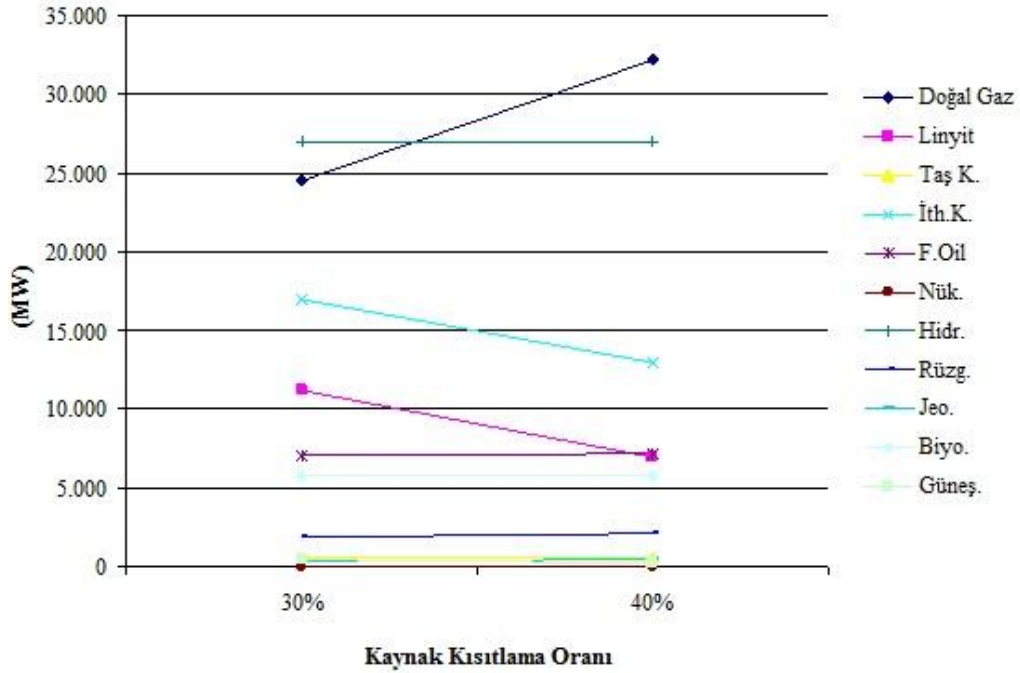
Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											Toplam
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	
2012	700	350	0	0	0	0	1.500	135	50	570	0	3.305
2013	2.100	350	0	1.500	0	0	2.500	0	0	420	0	6.870
2014	2.100	0	0	0	300	0	2.500	0	0	540	0	5.440
2015	0	350	0	0	150	0	3.500	135	50	330	0	4.515
2016	0	0	0	500	150	0	2.500	360	0	540	0	4.050
2017	700	350	0	500	0	0	1.000	225	50	570	0	3.395
2018	700	700	0	0	600	0	1.500	45	0	30	0	3.575
2019	0	0	0	2.000	0	0	5.000	0	0	420	100	7.520
2020	3.500	0	0	1.000	300	0	0	90	0	60	0	4.950
2021	2.800	350	0	500	300	0	1.000	90	0	450	0	5.490
2022	700	350	300	3.500	450	0	1.000	45	0	240	0	6.585
2023	4.900	350	0	0	0	0	2.000	180	100	0	0	7.530
2024	700	1.050	0	3.000	600	0	1.000	270	0	420	50	7.090
2025	4.200	350	0	0	2.100	0	500	225	150	390	50	7.965
2026	4.900	700	0	0	1.800	0	500	135	50	210	0	8.295
2027	4.200	1.750	300	500	450	0	1.000	180	50	540	0	8.970
Toplam	32.200	7.000	600	13.000	7.200	0	27.000	2.115	500	5.730	200	95.545

Kaynak sınırlaması %40'a çıkarıldığında, doğal gazdan toplam birim maliyeti daha düşük olmasına rağmen hidrolik yerine doğal gaz kurulu gücünün artmasının nedeni şöyle açıklanabilir: Türkiye'nin toplam kullanılabilir ve ekonomik hidrolik kaynaklarının rezervi yaklaşık 129.000 GWh'tir. 2012 öncesinde hidroliğe dayalı elektrik enerjisi üretimi 39.215 GWh'tir. Buna ek olarak, planlama çalışması sonunda 89.700 GWh daha eklenerek (27.000MW kurulu gücün ürettiği enerjidir) toplam 128.915 GWh'e ulaşacaktır. Böylece ülkenin hidrolik potansiyelinin tamamı kullanılmış olacaktır.

Yine kaynak sınırlaması %40'a çıkarıldığında, hidrolik hariç rüzgar, jeotermal, biyo kütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir kaynakların kurulu güçlerinin toplam kurulu güce oranlarında %8,92'den %8,94'e çıkan bir artış gözlenmiştir.

Tablo 4. 22. %30 kaynak sınırlaması kullanıldığında eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW)

Yıl	ADAY KAYNAK TİPLERİ											Toplam
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	
2012	2.100	1.750	600	1.500	300	0	500	0	0	510	0	7.260
2013	0	0	0	1.000	0	0	500	90	0	540	0	2.130
2014	1.400	350	0	0	0	0	1.000	315	50	570	0	3.685
2015	0	350	0	500	300	0	2.000	90	50	570	0	3.860
2016	700	0	0	0	300	0	0	0	0	570	50	1.620
2017	0	350	0	500	150	0	3.000	90	50	540	0	4.680
2018	700	700	0	500	0	0	3.000	405	50	570	50	5.975
2019	0	700	0	2.500	300	0	4.000	0	0	180	0	7.680
2020	0	350	0	1.500	600	0	3.500	0	0	450	50	6.450
2021	2.800	1.050	0	500	150	0	4.000	315	0	480	100	9.395
2022	3.500	0	0	0	450	0	500	135	100	330	0	5.015
2023	0	1.750	0	1.500	1.350	0	0	135	50	60	0	4.845
2024	2.800	700	0	1.500	900	0	1.000	90	50	210	200	7.450
2025	4.900	0	0	500	750	0	2.000	0	0	90	50	8.290
2026	1.400	3.150	0	2.500	300	0	1.000	0	0	120	0	8.470
2027	4.200	0	0	2.500	1.200	0	1.000	180	0	30	0	9.110
Toplam	24.500	11.200	600	17.000	7.050	0	27.000	1.845	400	5.820	500	95.915



Şekil 4. 10. %30 ve %40 kaynak sınırlaması kullanılması durumunda kurulu güç kapasitelerinin kaynak bazlı değişimi

4.7. Yedek Kapasite Kullanımının Değerlendirilmesi

Üretim ünitelerinin arıza, bakım vb. çeşitli nedenlerle devre dışı kalması durumunda dahi, talebi karşılayacak yedek ünitelerin devrede olması gereklidir. Bu açıklamalara göre değerlendirildiğinde, üretim sisteminin güvenilirliği talebi karşılayacak arz değerinin belirli bir yedekle sağlanmasına yönelik yapılan çalışmalar olarak ifade edilebilir. Bu tez çalışmasında, güvenilirliği sağlamak için yedek kapasite katsayısı kullanılmış, bu katsayının farklı değerleri için ayrı ayrı planlamalar gerçekleştirilmiştir. Yedek kapasite katsayısının $m=0$, $m=0,1$ ve $m=0,2$ durumları için yapılan planlama sonuçları sırası ile Tablo 4.23, Tablo 4.24 ve Tablo 4.25'te verilmektedir.

Tablo 4. 23. Yedek kapasite katsayısı $m=0$ iken eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW)

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											Toplam
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	
2012	2.800	2.100	0	3.000	0	0	500	0	0	540	0	8.940
2013	0	0	0	0	0	0	1.500	0	0	450	0	1.950
2014	0	0	0	0	0	0	6.500	180	0	450	50	7.180
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	50	450	50	550
2016	2.800	0	0	500	150	0	1.000	45	50	360	0	4.905
2017	700	350	0	0	0	0	2.000	45	0	360	0	3.455
2018	0	1.050	0	0	0	0	1.500	45	0	420	0	3.015
2019	2.800	0	0	1.500	450	0	2.000	180	0	480	50	7.460
2020	0	0	0	1.000	1.200	0	1.000	450	50	420	0	4.120
2021	2.100	0	0	1.000	150	0	3.000	45	50	480	0	6.825
2022	700	350	0	3.000	0	0	3.000	45	150	30	200	7.475
2023	700	0	0	4.500	0	0	1.500	405	0	150	0	7.255
2024	2.100	1.750	0	1.500	150	0	1.500	495	0	210	0	7.705
2025	700	1.400	0	4.000	150	0	500	495	100	420	50	7.815
2026	4.900	700	300	1.000	450	0	500	90	50	270	50	8.310
2027	1.400	2.450	0	3.500	300	0	1.000	0	0	90	0	8.740
Toplam	21.700	10.150	300	24.500	3.000	0	27.000	2.520	500	5.580	450	95.700

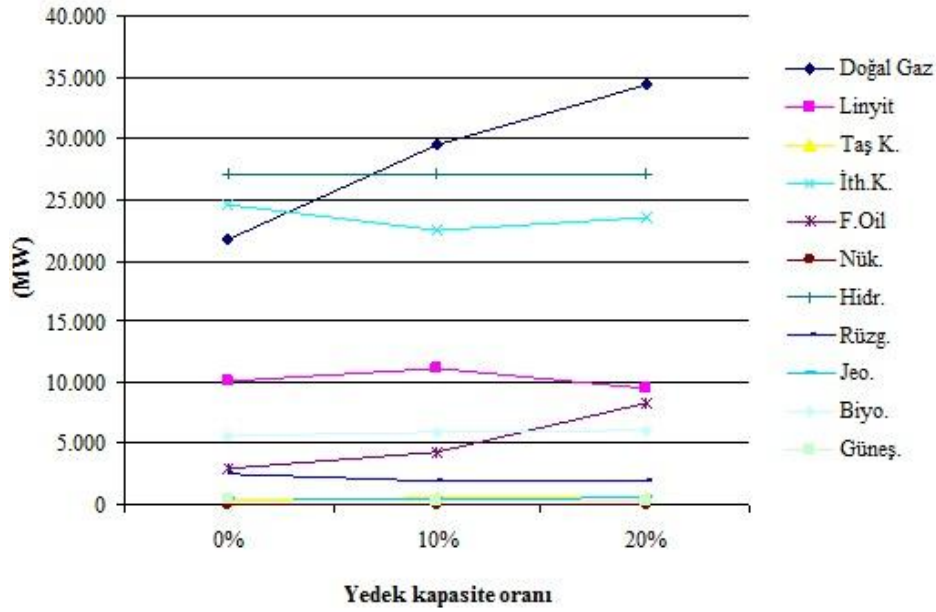
Tablo 4. 24. Yedek kapasite katsayısı m=0,1 iken eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW)

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											Toplam
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	
2012	3.500	1.050	0	3.000	1.650	0	1.000	90	0	450	0	10.740
2013	0	0	0	0	0	0	3.000	0	0	30	0	3.030
2014	0	0	0	0	0	0	3.000	0	0	360	0	3.360
2015	0	0	0	0	0	0	2.500	0	50	570	0	3.120
2016	700	0	0	1.000	0	0	1.500	180	0	510	0	3.890
2017	700	350	0	1.000	0	0	3.000	90	50	570	0	5.760
2018	0	1.750	0	500	300	0	0	90	50	540	50	3.280
2019	2.800	0	0	2.500	150	0	2.000	45	0	390	0	7.885
2020	2.800	0	0	500	0	0	1.000	180	0	150	50	4.680
2021	2.800	0	0	1.000	300	0	3.500	0	50	390	50	8.090
2022	1.400	350	0	2.500	150	0	500	270	100	570	0	5.840
2023	1.400	1.400	300	2.000	600	0	1.500	45	50	420	0	7.715
2024	5.600	350	0	500	150	0	1.500	405	0	180	0	8.685
2025	3.500	3.150	0	500	150	0	500	315	0	120	50	8.285
2026	1.400	2.800	0	3.500	0	0	1.000	90	50	390	50	9.280
2027	2.800	0	300	4.000	900	0	1.500	90	0	270	0	9.860
Toplam	29.400	11.200	600	22.500	4.350	0	27.000	1.890	400	5.910	250	103.500

Tablo 4. 25. Yedek kapasite katsayısı m=0,2 iken eklenecek ünitelerin kurulu güç kapasiteleri (MW)

Yıl	ADAY KAYNAK TIPLERİ											Toplam
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Biyokütle	Güneş	
2012	3.500	1.750	0	3.000	150	0	2.000	45	100	480	0	11.025
2013	0	0	0	500	0	0	3.000	45	0	390	0	3.935
2014	0	0	0	0	0	0	3.000	0	0	570	0	3.570
2015	0	350	0	1.500	0	0	0	0	0	510	50	2.410
2016	700	0	0	0	150	0	3.500	90	50	480	0	4.970
2017	0	350	0	500	150	0	2.000	540	0	540	0	4.080
2018	4.200	700	0	0	0	0	0	90	100	210	0	5.300
2019	2.800	0	0	2.500	450	0	2.500	135	0	540	0	8.925
2020	2.100	0	0	500	150	0	1.000	270	0	540	100	4.660
2021	2.800	0	0	1.500	0	0	4.000	0	50	90	50	8.490
2022	1.400	350	0	2.500	900	0	2.500	90	200	510	0	8.450
2023	1.400	350	300	4.000	300	0	1.500	315	0	30	0	8.195
2024	5.600	350	0	1.000	1.050	0	0	135	0	480	50	8.665
2025	0	1.400	0	5.500	900	0	500	45	0	480	0	8.825
2026	4.900	1.750	300	500	1.350	0	1.000	90	100	0	0	9.990
2027	4.900	2.100	0	0	2.850	0	500	0	0	210	0	10.560
Toplam	34.300	9.450	600	23.500	8.400	0	27.000	1.890	600	6.060	250	112.050

Kaynak tiplerine göre, kurulu güç kapasitelerinin yedek kapasite katsayısının etkisi ile değişimi Şekil 4.11'de verilmektedir. Yedek kapasite katsayısı büyüdüğünde, artan talep değerini karşılamak için doğal gaz ve fuel-oil kaynaklı kurulu güç değerleri artmaktadır. İthal kömür ve linyit kurulu güçlerinde biraz azalma görülmektedir. Hidrolik rezervinin tamamı kullanılmış olduğu için herhangi bir artış söz konusu olmamıştır. Diğer yenilenebilir kaynaklarda ise belirgin bir değişiklik göze çarpmamaktadır.



Şekil 4. 11. 35% sınırlama altında; 0%, 10% ve 20% yedek kapasite kullanılması durumunda kurulu güç kapasitelerinin kaynaklara göre değişimi

4.8. Konvansiyonel ve Yenilenebilir Kaynak Kullanımının Değerlendirilmesi

Yenilenebilir enerji kaynakların planlamada kullanılması veya kullanılmaması durumları arasındaki farkları tespit edebilmek için, sadece konvansiyonel kaynak tiplerinin planlamaya dahil edildiği bir optimizasyon çalışması daha yapılmıştır. Çalışma sonucunda elde edilen kurulu güç kapasiteleri, kaynak tiplerine ve yıllara göre, Tablo 4.26'da verilmiştir. %35 kaynak sınırlamalı ve yedek kapasite katsayısı $m=0$ alınarak, aynı koşullarda, daha önceden Tablo 4.23'de verilen ve yenilenebilir enerji kaynaklarının da dahil olduğu planlama sonuçları ile karşılaştırılmıştır.

Tablo 4. 26. Konvansiyonel kaynak kullanıldığında kurulu güç kapasiteleri (MW)

Yıl	ADAY KAYNAK TİPLERİ							
	Doğal Gaz	Linyit	Taş Kömürü	İthal Kömür	Fuel Oil	Nükleer	Hidrolik	Toplam
2012	0	700	0	500	1.200	0	2.000	4.400
2013	700	1.050	0	1.000	0	0	0	2.750
2014	2.100	0	0	0	0	0	4.500	6.600
2015	0	350	0	1.000	0	0	500	1.850
2016	1.400	700	0	1.000	0	0	3.000	6.100
2017	2.800	0	0	0	0	0	500	3.300
2018	1.400	1.050	0	500	0	0	1.500	4.450
2019	700	0	0	2.000	0	0	4.500	7.200
2020	2.100	0	0	1.500	450	0	500	4.550
2021	0	1.400	0	1.500	150	0	5.000	8.050
2022	2.800	350	0	2.000	300	0	0	5.450
2023	700	0	0	5.000	0	0	1.500	7.200
2024	3.500	2.800	0	500	0	0	0	6.800
2025	4.200	0	0	500	600	0	3.000	8.300
2026	2.100	2.100	0	3.500	0	0	500	8.200
2027	2.800	3.500	0	2.000	0	0	0	8.300
Toplam	27.300	14.000	0	22.500	2.700	0	27.000	93.500

Plan dönemi sonundaki toplam kurulu güç değerleri karşılaştırıldığında; yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanıldığı planlamadaki kurulu güç değeri (95.700 MW), sadece konvansiyonel kaynakların kullanıldığı planlamadaki kurulu güç değerinden (93.500 MW) fazla çıkmıştır. Bunun nedeni, enerji talebi aynı olmasına rağmen, düşük kapasite faktörlerine sahip yenilenebilir enerji ünitelerinin bu talebi karşılayabilmek için daha fazla kurulu güce gereksinim duymalarıdır.

Yenilenebilir kaynak kullanılması durumunda, yenilenebilir kurulu güçlerinin doğal gaz ve linyitten karşılandığı görülmektedir (Şekil 4.12).

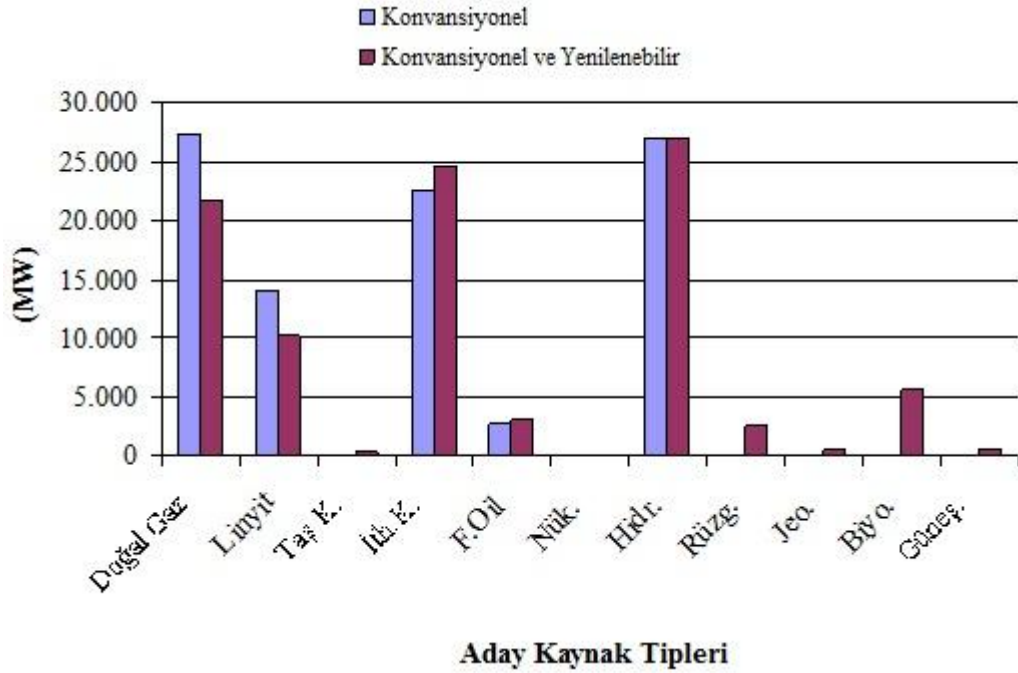
Hidrolik ve fuel-oil her iki planlamada da yaklaşık aynı kalmıştır. Hidroliğin aynı kalması, kullanılabilir rezervin tamamen tükenmesinden kaynaklanmaktadır.

İthal kömür yenilenebilir kaynak içeren planlamada biraz daha fazla çıkmıştır. Bu durumun anlamlı bir nedeni görülemediği görülmüştür.

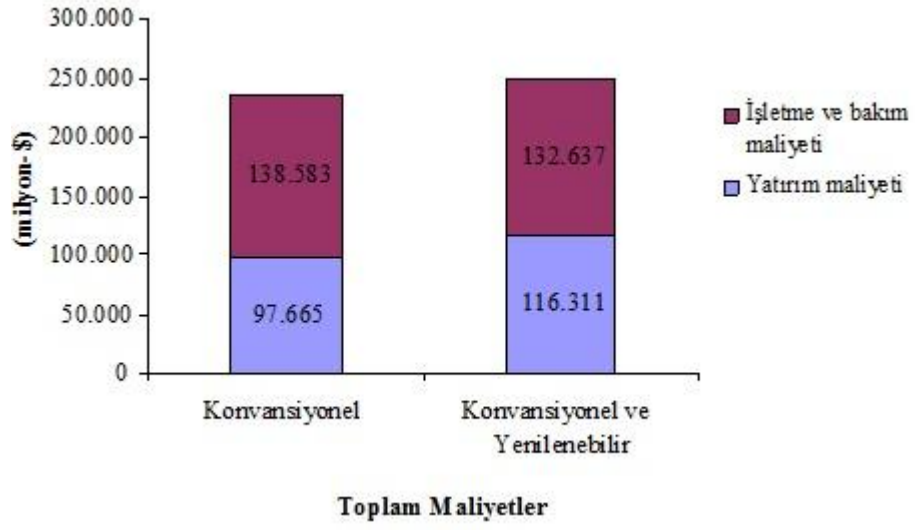
Her iki çözümde nükleer enerji yer almamıştır. Bu durum, nükleer enerjinin işletme ve bakım maliyetinin diğer tesis tiplerinden daha yüksek olmasından kaynaklanmaktadır.

Yenilenebilir kaynakların planlama çalışmasında kullanılmasının ekonomik sonuçlarına bakıldığında (Şekil 4.13), yenilenebilir enerji ünitelerinin yatırım maliyetlerinin yüksek olması toplam sonucunu da etkilemektedir. Oysa ki, işletme ve bakım maliyetlerinin düşük olduğu bilinmektedir.

Plan dönemi süresinin 16 yıl değil de daha uzun alınması, bugünkü yüksek birim yatırım maliyetlerine rağmen, yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç içerisindeki payını artıracaktır.



Şekil 4. 12. Yenilenebilir kaynak içeren ve içermeyen (konvansiyonel) planlamaların kaynak tiplerine göre kurulu güçleri



Şekil 4. 13. Yenilenebilir kaynak içeren ve içermeyen (konvansiyonel) planlamaların toplam maliyetleri

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Türkiye enerji arz politikasında yer alan hedeflere göre; 2023 yılında, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretiminde, bu kaynakların payının en az %30 olmasını sağlamaktır. Yenilenebilir kaynaklar bazında incelendiğinde; hidroelektrik ve jeotermal potansiyelin tamamının kullanılması, rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarılması, güneş enerjisinin kullanımının yaygınlaştırılarak ülke potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilmesi hedeflenmektedir. Bu çalışmada, Türkiye'nin uzun dönem elektrik enerjisi planlamasında, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının, toplam üretime katkısı teknik ve ekonomik sonuçları ile değerlendirilmiştir.

Tez çalışmasında; fosil yakıtlı konvansiyonel tesislerin yanı sıra, yenilenebilir enerji teknolojilerinin de kullanıldığı uzun dönem elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması yapılmıştır. Plan dönemi olarak 2012 ile 2027 yılları arasını kapsayan 16 yıl alınmıştır. Planlama için, öncelikle, Türkiye'deki yenilenebilir enerji teknolojileri, türleri, ekonomik özellikleri ve potansiyelleri hakkında bilgiler toplanmış, elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasında kullanılan temel mühendislik ekonomisi kavramları incelenmiştir. Daha sonra da, planlama modeli çıkarılmış ve planlamada kullanılacak olan kısıtlar belirlenmiştir.

Çalışmada, uzun dönem elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasının optimizasyonu GA ile gerçekleştirilmiştir. Planlamada kullanılacak olan; puant yük ve enerji talep değerleri belirlenmiş, planlamanın ilk yılı için elde edilen birim yatırım maliyetleri, geri ödeme oranları, birim işletme ve bakım maliyetleri ve kullanılabilme katsayıları plan süresi içerisindeki yıllara göre hesaplanmıştır. GA'da tek noktalı çaprazlama kullanılmış, tam sayı kodlama yapılmıştır. Seçim yöntemi olarak rulet tekerleği seçim yöntemi tercih edilmiş ve uygunluk değeri atama yöntemi olarak da sıra tabanlı uygunluk atama kullanılmıştır. İdeal GA parametreleri, mutasyon oranı 0,005 ve nüfus büyüklüğü 400 olarak belirlendikten sonra, 16 yıl ve

11 tesis tipi için, yedek kapasite katsayı $m=0$ ve kaynak sınırlaması olmaksızın yapılan bir planlama çalışmasının elektriksel ve ekonomik sonuçları elde edilmiştir.

Talebi karşılayabilmek için, plan dönemi içerisinde, her bir yılda hangi tip ünitelerden ne kadar kapasite ilavesi yapılacağı belirlenmiştir. 2027 yılına kadar toplam 94.650 MW'lık bir kurulu güç ilavesi gerektiği bulunmuştur. Hidrolik hariç, rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir kaynakların kurulu güçlerinin, toplam kurulacak güce oranı %8.08 olarak belirlenmiştir.

Elektrik enerjisi üretim genişletme planlamasında amaç, yük ve enerji talebini karşılayabilecek tesislerin; tiplerini, ne zaman ve kaçar ünite kurulacağını belirlemek ve bunu minimum maliyetle gerçekleştirmektir. Toplam maliyet, yatırım ile işletme ve bakım maliyetlerini içermektedir. Çözüme dayalı planlama sürecunda; yatırım maliyeti harcamaları 106.153,1 milyon-\$ olarak hesaplanmış, yatırım maliyetlerinin plan dönemi içerisindeki amortisman payları toplamı ise 34.302,5 milyon-\$ olarak belirlenmiştir. İşletme ve bakım maliyeti harcamaları ise 126.207,1 milyon-\$ olarak bulunmuştur. Hidrolik, rüzgar, biyokütle, güneş ve jeotermal gibi yenilenebilir kaynaklarda ise işletme ve bakım maliyetlerinin yatırım maliyetlerinden daha az olduğu görülmüştür. Hidrolik hariç, rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir kaynakların toplam maliyetlerinin tüm kaynakların toplam maliyetlerine oranı %12 olarak belirlenmiştir.

Tez çalışmasında, kaynaklar arasında yerli veya ithal ayrımı yapılmaksızın, bütün kaynak tipleri için, kaynak bağımlılığını azaltmak amacıyla kaynak sınırlamasının etkileri de incelenmiştir. %30 ve %40 kaynak sınırlaması kullanılarak yapılan planlama sonucunda, kaynak sınırlaması %30'dan %40'a getirildiğinde, doğal gazın toplam kurulu gücünün arttığı, linyit ve ithal kömürün ise azaldığı görülmüştür. Bunun nedeni, doğal gazın birim yatırım ile birim işletme ve bakım maliyetleri toplamının diğer kaynak tiplerinden daha ucuz olmasıdır. Kaynak sınırlaması %40'a getirildiğinde, doğal gazdan daha ucuz birim maliyetlerine sahip olmasına rağmen hidroliğin payı artmamıştır. Bunun sebebi de, toplam kullanılabilir ve ekonomik hidrolik potansiyelinin tamamının zaten planlama içerisinde kullanılmış olmasıdır. Hidrolik hariç rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş enerjisinden oluşan yenilenebilir

kaynakların kurulu güçlerinin toplam kurulu güce oranlarında %8,92'den %8,94'e bir artış gözlenmiştir.

Üretim ünitelerinin arıza, bakım vb. çeşitli nedenlerle devre dışı kalması durumunda dahi, talebi karşılayacak yedek ünitelerin devrede olması gereklidir. Bu amaçla, tez çalışmasında, güvenilirliği sağlamak için yedek kapasite katsayısı kullanılmış, bu katsayının farklı değerleri için ayrı ayrı planlamalar gerçekleştirilmiştir. Yedek kapasite katsayısı büyüdüğünde, artan talep değerini karşılamak için doğal gaz ve fuel-oil kaynaklı kurulu güç değerleri artmaktadır. İthal kömür ve linyit kurulu güçlerinde biraz azalma görülmektedir. Hidrolik rezervinin tamamı kullanılmış olduğu için herhangi bir artış söz konusu olmamıştır. Diğer yenilenebilir kaynaklarda ise belirgin bir değişiklik göze çarpmamıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının planlamada kullanılması veya kullanılmaması durumları arasındaki farkları tespit edebilmek için, sadece konvansiyonel kaynak tiplerinin planlamaya dahil edildiği bir optimizasyon çalışması daha yapılmıştır. Çalışma sonucunda elde edilen kurulu güç kapasiteleri, kaynak tiplerine ve yıllara göre karşılaştırılmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynakları içeren planlamada, içermeyen planlamaya göre, kurulu güç değeri yaklaşık olarak %2,3 oranında fazla bulunmuştur. Bunun sebebi, yenilenebilir enerji ünitelerinin kapasite faktörlerinin daha düşük olması ve talebi karşılayabilmek için daha fazla kurulu güce gereksinim duymalarıdır.

Yenilenebilir enerji kaynakları kullanılması durumunda, yenilenebilir kurulu güçlerinin doğal gaz ve linyitten karşılandığı görülmektedir.

Her iki durum için elde edilen çözümlerde nükleer enerji yer almamıştır. Bu durum, nükleer enerjinin işletme ve bakım maliyetinin diğer tesis tiplerinden daha yüksek olmasından kaynaklanmaktadır.

Yenilenebilir enerji ünitelerinin yatırım maliyetlerinin yüksek olması toplam maliyeti az da olsa artırmaktadır. Plan döneminin daha uzun alınması, yüksek birim yatırım maliyetlerini tolere edebilecek ve yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç içerisindeki payını artıracaktır.

Sonuç olarak, diğer konvansiyonel kaynak tiplerine göre yenilenebilir enerji kaynaklarının birim yatırım maliyetleri yüksek olsa dahi, yapılan planlama çalışmalarındaki kurulu güç payı %8-9 arasında bulunmuştur. Bu azımsanamayacak bir değerdir. onumuzdeki 15-20 yıl içerisinde hidrolik potansiyellerimizin de tamamen kullanılacağı ngorolduğunden, dışa bağımlılığı azaltmada tek ekonomik seçenek olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı görülmektedir. Diğer bazı ülkelerde olduğu gibi, yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak; teşvik, vergi indirimi, zorunlu kota uygulaması veya karbon emisyon ticareti gibi desteklerle bu kaynakların toplamdaki payı daha da artacaktır.

KAYNAKLAR

- [1] Babalı T., Ekonomide küresel ve bölgesel gelişmeler; enerji politikaları ve stratejileri, *8.Enerji Sempozyumu*, İstanbul, Türkiye, 17-19 Kasım 2011.
- [2] Türkiye doğal gaz piyasası beklentiler, gelişmeler 2012, *Deloitte*, 2012.
- [3] Linyit kömürü sahalarının ekonomiye kazandırılması, *Deloitte*, 2012.
- [4] Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanun, *Resmi Gazete*, Sayı:25819, 2005.
- [5] Renewable energy targets for Europe, *EREC(European Renewable Energy Council)*, 2004.
- [6] Muth J., Smith E., %45 by 2030 Towards a truly sustainable energy system in the EU, *EREC (European Renewable Energy Council)*, 2011.
- [7] Türkiye enerji raporu 2009, DEK-TMK (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi), 2009.
- [8] Birol F., Dünya enerji görünümü, *8.Enerji Sempozyumu*, İstanbul, Türkiye, 17-19 Kasım 2011.
- [9] Zhou Y., Wanga L., McCalley J. D., Designing effective and efficient incentive policies for renewable energy in generation expansion planning, *Applied Energy*, 2011, **88**, 2201–2209.
- [10] Covarrubias A. J., Expansion Planning for Electric Power Systems, *IAEA Bulletin*, 1979, **21-2/3**.
- [11] Yıldırım M., Genetik algoritmalar ve Benzetilmiş tavlama ile uzun dönem üretim genişletme planlaması, Doktora Tezi, Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli, 2003, 135971.
- [12] Öztürk S., Elektrik üretim sistemlerinin optimal planlamasında yeni bir modelleme ve çözüm, Doktora Tezi, Marmara Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 1989, 9215.
- [13] Zhu J., Chow M. Y., A Review of emerging techniques on generation expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997, **12(4)**, 1722-1728.

- [14] Park J. B., Park Y. M., Won J. R., Lee K. Y., An improved genetic algorithm for generation expansion planning, *IEEE Transactions On Power Systems*, 2000, **15**(3), 916-922.
- [15] Su C. T., Lii G. R., Chen J. J., Long-term generation expansion planning employing dynamic programming and Fuzzy techniques, *IEEE International Conference on Industrial Technology*, Goa, India, 19-22 January 2000.
- [16] Teixeira Firmo H., Loureira Legey L. F., Generation expansion planning: An iterative genetic algorithm approach, *IEEE Transactions On Power Systems*, 2002, **17**(3), 901-906.
- [17] Kannan S., Slochanal S. M. R., Padhy N. P., Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning problem, *IEEE Transactions On Power Systems*, 2005, **20**(1), 466-475.
- [18] Subramanian K., Mary Raja Slochanal S., Subramanian B., Padhy N. P., Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning incorporating both bilateral and multilateral transactions, *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2006, **6**(1), 1-14.
- [19] Chen S. L., Zhan T. S., Tsay M. T., Generation expansion planning of the utility with refined immune algorithm, *Electric Power Systems Research*, 2006, **76**, 251-258.
- [20] Sirikum J., Techanitisawad A., Power generation expansion planning with emission control: a nonlinear model and a GA-based heuristic approach, *International Journal Of Energy Research*, 2006, **30**, 81-99.
- [21] Tekiner H., Coit D. W., Felder F. A., Multi-period Multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte Carlo simulation, *Rutgers University ISE Working Paper*, 08-025, 2008.
- [22] Genesi C., Granelli G. P., Marannino P., Montagna M., Rossi S., Siviero I., Desiata L., Gentile G., Impact of renewable energy quotas and emission trade on generation planning, *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, Romania, June 28th -July 2nd 2009.
- [23] Kothari R. P., Kroese D. P., Optimal generation expansion planning via the Cross-Entropy method, *2009 Winter Simulation Conference*, Austin-Texas, USA, 13-16 December 2009.
- [24] Zangeneh A., Jadid S., Rahimi-Kian A., Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning, *Renewable Energy*, 2009, **34**, 2765–2773.
- [25] Baños R., Manzano-Agugliaro F., Montoya F. G., Gil C., Alcayde A., Gómez J., Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, **15**, 1753–1766.

- [26] Careri F., Genesi C., Marannino P., Montagna M., Rossi S., Siviero I., Generation Expansion Planning in the Age of Green Economy, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, **26**(4), 2214-2223.
- [27] Yuksel I., Kaygusuz K., Renewable energy sources for clean and sustainable energy policies in Turkey, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, **15**, 4132-4144.
- [28] Biresselioglu M. E., Zengin Karaibrahimoglu Y., The government orientation and use of renewable energy: Case of Europe, *Renewable Energy*, 2012, **47**, 29-37.
- [29] Sirin S. M., Ege A., Overcoming problems in Turkey's renewable energy policy: How can EU contribute?, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, **16**, 4917-4926.
- [30] Wind in power 2011 European statistics, *EWEA (The European Wind Energy Association)*, 2012.
- [31] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2010-2014 Stratejik Planı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar_/ETKB_2010_2014_Stratejik_Planı.pdf, (Ziyaret tarihi: 20 Mart 2011).
- [32] Elektrik enerjisi piyasası ve arz güvenliği strateji belgesi, *DPT (Devlet Planlama Teşkilatı)*, Karar no: 2009/11, 2009.
- [33] Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun, *Resmi gazete*, Sayı: 27809, 2011.
- [34] Nükleer santraller ve ülkemizde kurulacak nükleer santrale ilişkin bilgiler, *T.C. ETKB Enerji İşleri Genel Müdürlüğü*, Yayın no:1, 2011.
- [35] Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyetinde Akkuyu Sahasında Bir Nükleer Güç Santralinin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma, *Resmi Gazete*, Sayı: 27721, 2010.
- [36] Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu, *DPT (Devlet Planlama Teşkilatı)*, 2001.
- [37] Akpınar A., Kömürcü M., Filiz M. H., Türkiye'nin enerji kaynakları ve çevre, sürdürülebilir kalkınma ve temiz enerji kaynakları, *VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu -UTES'2008*, İstanbul, Türkiye, 17-19 Aralık 2008.
- [38] Aksoy G., Çöp gazından elektrik üretimi, *IWES 2009 -International waste to energy symposium*, İstanbul, Türkiye, 12-13 November 2009.

- [39] Elektrik Piyasası Lisan verileri, Enerji piyasası düzenleme kurumu (EPDK), <http://www2.epdk.org.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/verilentesistipi.asp>, (Ziyaret tarihi: 5 Ağustos 2012)
- [40] Yalçın Y., İstanbul Terkos Bölgesi'nde Kurulması Planlanan Bir Rüzgar Enerjisi Santrali İçin Enerji Üretim Potansiyeli, Kurulum Maliyeti ve Geri Ödeme Süresinin Belirlenmesi, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul, 2010, 256492.
- [41] <http://enerji.gov.tr>, (Ziyaret Tarihi: 17 Ekim 2010).
- [42] Geothermal:International Market Overview Report, *Geothermal Energy Association-USA* , 2012
- [43] Renewable Energy Essentials: Geothermal, *IEA(International Energy Agency)*, (2010).
- [44] Kaymakçioğlu F., Çirkin T., Jeotermal Enerjinin Değerlendirilmesi ve Elektrik Üretimi, *III. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Mersin, Türkiye, 19-21 Ekim 2005.
- [45] Technology Roadmap- Solar photovoltaic energy, *IEA(International Energy Agency)*, 2010.
- [46] Technology Roadmap -Solar photovoltaic energy(brochure)", *IEA(International Energy Agency)*, 2010.
- [47] Global market outlook for photovoltaics until 2016, *EPIA (European Photovoltaic Industry Association)*, 2012.
- [48] Şimşek N. E., Deniz Akımları Enerjisi ve Türbinleri, *III. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Mersin, Türkiye, 19-21 Ekim 2005.
- [49] Sağlam M., Uyar T. S., Türk suları için Dalga Enerjisi Örnek Proje Fizibilite Çalışması, *III. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Mersin, Türkiye, 19-21 Ekim 2005.
- [50] Tezcan Ü., Dalga Enerjisi Teknolojisi, Ekonomisi, Çevresel Etkisi ve Dünyadaki Durumu, *II. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, İzmir, Türkiye 15-18 Ekim 2003.
- [51] Farghal S. A., Abdel Aziz, M. R., Generation Expansion Planning including the renewable energy sources, *IEEE transactions on Power Sytems*, 1988, **3**(3), 816-822.
- [52] Ay S., Ekonomistler ve işletmeler için Elektrik Enerjisi Ekonomisi, Birsen Yayınevi, İstanbul, 2008.

- [53] Coşkun A., Bolattürk A., Kanoğlu M., Jeotermal Bir Kaynak İçin Güç Çevrimlerinin Termodinamik ve Ekonomik Analizleri, *X. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi*, İzmir, Türkiye, 2011.
- [54] Kaplan S., Power plants: Characteristics and costs, *Congressional Research Service report*, RL34746, 2008.
- [55] Arıkan Y., Kumbaroğlu G., Geçmişten günümüze enerji modelleri, *Türkiye 8. Enerji Kongresi*, Ankara, Türkiye, 8-12 Mayıs 2000.
- [56] Projected Costs Of Generating Electricity 2010 Edition, IEA/NEA/OECD (International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development), 2010.
- [57] Generating Technologies Cost, *EIA (U.S. Energy Information Administration)*, DOE/EIA-0554(2010), 2010.
- [58] Consumer Price Index /All Urban Consumers - (CPI-U), U.S. Department Of Labor Bureau of Labor Statistics, <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpi.ai.txt>, (Ziyaret tarihi: 19 Ekim 2011)
- [59] Annual federeal funds rates, Federal Reserve Bank-FED <http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data.htm#fn1>, (Ziyaret tarihi: 30 Ekim 2011)
- [60] Kaya D., Eyidogan M, Çoban V, Cagman S, Aydoner C, Tırıs M., Türkiye'nin hayvansal atık kaynaklı biyogaz potansiyeli ve ekonomisi, *15. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı (ICCI 2009)*, İstanbul, Türkiye, 13-15 Mayıs 2009.
- [61] Performance of generating plant: New metrics for industry in transition, *WEC (World Energy Council)*, ISBN: 9780946121014, 2010.
- [62] Elektrik Üretim Sektör Raporu, *EÜAŞ (Elektrik Üretim Anonim Şirketi)*, 2008.
- [63] IEEE Standard definitions for use in reporting electric generating unit Reliability, Availability, and Productivity", IEEE Std 762™-2006 (Revision of IEEE Std 762-1987), *IEEE Power Engineering Society*, 2007.
- [64] Varol G., Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı Üretim Planlama Müdürlüğü, (Ziyaret tarihi:25 Nisan 2011).
- [65] Dağdaş A., Energy cost in Geothermal power plants, *Sigma Mühendislik ve Fen Bilimleri Dergisi*, 2005, **2**, 84-94.
- [66] Enerji, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=uranyumvetryum&bn=228&hn=228&nm=390&id=393>, (Ziyaret tarihi: 20 Mart 2011).

- [67] Toraman O., Rüzgar enerjisi santrallerini içeren elektrik enerji sistemlerinin güvenilirlik analizi, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2008, 245100.
- [68] Öztürk S., Güç sistemlerinde güvenilirlik analizi, Ders notları, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli.
- [69] Kara İ., *Yöneylem Araştırması: Doğrusal Olmayan Modeller*, Anadolu Üniversitesi, Eskişehir, 1986.
- [70] Weise T., Global optimization algorithms – Theory and Application –2nd Ed.Version: 2009-06-26, <http://www.it-weise.de/>, (Ziyaret tarihi:03 Aralık 2011).
- [71] Sivanandam S. N., Deepa S. N., *Introduction to Genetic Algorithms*, Springer-Verlag Berlin, 2008.
- [72] Konak A., Coit D.W., Smith A. E., Multi-objective optimization using genetic algorithms: A tutorial, *Reliability Engineering & System Safety / Special Issue - Genetic Algorithms and Reliability*, 2006, **91**(9), 992-1007.
- [73] Wu F., Yen Z., Hou Y., Ni Y., Applications of AI Techniques to Generation Planning and Investment, *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004.
- [74] Kannan S., Slochanal S. M. R., Baskar S., Murugan P., Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning in the partially deregulated environment, *IET Generation Transmission Distribution*, 2007, **1**(1), 111-118.
- [75] Ediger V.Ş., Tatlıdil H., Forecasting the primary energy demand in Turkey and analysis of cyclic patterns, *Energy Conversion and Management*, 2002, **43**, 473-487.
- [76] Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2011 – 2020), *TEİAŞ(Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü)*, 2011.

EKLER

Ek-A PROGRAM LİSTELERİ

Bu ekte, uzun dönem elektrik enerjisi üretim genişletme planlaması optimizasyonu için, MATLAB'da yazılmış, genetik algoritmaların program listesi yer almaktadır.

Ana program

```
clear all;
clc;
clf;

J=11;    %ünite tipleri sayısı
T=16;    %yıl olarak plan dönemi periyodu
m=0;     %yedek kapasite katsayısı

pop_size=50;           %population size
chromosome_size=T*J;  %number of questions in the test being prepared
max_unit=20;          %maximum kurulabilecek j tipi ünite sayısı
max_gener=6000;       %maximum generation
mut_rate=0.02;        %mutation rate
%güneş=5*10
%   d.gaz linyit taş.k ithal fuel-o nük. hidro rüzg jeot biogaz güneş
Tablo=[ 700   350   300   500   150   1000   500   45   50   30   50;
%kapasite MW/unit
      500  1146  1084  1110  1280  2000  1350  1912  3000  2599  3500;
%kuruluş maliyetleri $/kW
      273.5  335.4  403.8  321.9  357.8  657   4.4   61.77  145.68  116.88
15.048; %işletme maliyetleri $/kW-yıl
      0.03  0.03  0.03  0.03  0.03  0.03  0.03  0.03  0.03  0.03  0.03;
%eskalasyon oranı
      0.027  0.027  0.027  0.027  0.027  0.027  0.027  0.027  0.027  0.027  0.027
0.027; %faiz
      30   40   40   40   40   60   80   25   40   20   25;
%ekonomik ömür;
      0.85  0.85  0.85  0.85  0.77  0.85  0.50  0.30  0.75  0.85  0.11;
%kapasite faktörü (Kf)
      7000  6500  6500  6500  6500  7000  7000  3000  8000  8000
2640]; %teorik çalışma saati

%2011 yılı için puant güç 36000 MW, üretim kapasitesi 227000GWh olarak
alınmıştır.
%Planlamanın ilk yılı 2012 dir.

%   yıl   talep(MW)  talep   burut_uretim  burut_uretim
```

%		farkı(MW)	talebi(GWh)	farkı(GWh)	
Tablo1=[2012	38200	2200	242280	15280
	2013	40565	4565	259535	32535
	2014	43080	7080	277875	50875
	2015	45878	9878	297465	70465
	2016	49025	13025	318325	91325
	2017	52465	16465	340550	113550
	2018	56105	20105	364180	137180
	2019	59975	23975	389295	162295
	2020	64093	28093	416030	189030
	2021	68579	32579	445152	218152
	2022	73380	37380	476313	249313
	2023	78516	42516	509655	282655
	2024	84012	48012	545330	318330
	2025	89893	53893	583504	356504
	2026	96186	60186	624349	397349
	2027	102919	66919	668053	441053];

%initial population

pop_decimal=floor(rand(pop_size,T*J)*max_unit);

%AMAÇ FOKKSİYON

kur_mal=f_kurmal(T,J,Tablo,pop_decimal);

is_mal=f_ismal(T,J,Tablo,pop_decimal);

[kul_kap2,kisit1,kisit2,kisit3,kisit4]=f_kisitlar(T,J,Tablo,Tablo1,pop_decimal,m);

cost=kur_mal+is_mal+(10^11*(sum(kisit1')))+(10^11*(sum(kisit2')))+(10^11*(sum(kisit3')))+(10^11*(sum(kisit4')));

fitness=f_fitness(cost,pop_size);

%generation loop

for generation=1:max_gener,

 %elitist

 [p r]=max(fitness);

 elitist(1,:)=pop_decimal(r,:);

 %selection

 [selected]=f_select(fitness,pop_size);

 [parent_group1,parent_group2]=f_parents(pop_decimal,selected,pop_size);

 %crossover

[pop_crossover]=f_crossover(parent_group1,parent_group2,pop_size,chromosome_size);

 %mutasyon

 [pop_mutation]=f_mutation(pop_crossover,max_unit,mut_rate);

 %elitism

```

kur_mal=f_kurmal(T,J,Tablo,pop_mutation);
is_mal=f_ismal(T,J,Tablo,pop_mutation);
[kul_kap2,kisit1,kisit2,kisit3,kisit4]=f_kisitlar(T,J,Tablo,Tablo1,pop_mutation,m);

cost=kur_mal+is_mal+(10^11*(sum(kisit1')))+(10^11*(sum(kisit2')))+(10^11*(sum
(kisit3')))+(10^11*(sum(kisit4')));
fitness=f_fitness(cost,pop_size);

[p r]=min(fitness);
pop_mutation(r,:)=elitist(1,:);

%new population
pop_decimal=pop_mutation;

kur_mal=f_kurmal(T,J,Tablo,pop_decimal);
is_mal=f_ismal(T,J,Tablo,pop_decimal);
[kul_kap2,kisit1,kisit2,kisit3,kisit4]=f_kisitlar(T,J,Tablo,Tablo1,pop_decimal,m);

cost=kur_mal+is_mal+(10^11*(sum(kisit1')))+(10^11*(sum(kisit2')))+(10^11*(sum
(kisit3')))+(10^11*(sum(kisit4')));
fitness=f_fitness(cost,pop_size);

%displays the minimum cost value at each generation
minimum_cost(generation,1)=generation;
minimum_cost(generation,2)=min(cost(:,1));
generation
min(cost(:,1))

end

% SONUÇ GÖSTERME BÖLÜMÜ
%generasyon boyunca amaç fonksiyonun değişimi
plot(minimum_cost(:,1),minimum_cost(:,2));

%bulunan en iyi birey == çözüm
[p r]=max(fitness);
en_ iyi_birey(1,:)=pop_decimal(r,:);
for j=1:T,
    cozum(j,1:J)=en_ iyi_birey((j-1)*J+1:(j*J));
end
cozum

% yıllara göre kuruluş maliyetleri $/kW
for t=1:T,
Cjt(t,:)=Tablo(2,1:J).*((1-Tablo(4,1:J)).*(1+Tablo(5,1:J))).^(-t+1);
end;
Cjt

```

```

a=ones(T,1);
kapasiteler=a*Tablo(1,1:J);    % MW
kapasiteler

kurulus_maliyeti=cozum.*kapasiteler.*1000.*Cjt; % $
kurulus_maliyeti

%ekonomik ömre göre yıllık amortisman oranları amro
L=Tablo(6,1:J);
for j=1:J,
    for t=1:T,
        r(t,j)=(L(j)-t+1);
    end;
end;
LL=ones(T,1)*L;
amro=(2./(LL.*(LL+1))).*r;
amro

%kuruluş maliyetlerinin yıllara göre amortisman payları
topkur=zeros(T,J,T);
for k=1:T,
    for t=1:T,
        topkur(t,:,k)=kurulus_maliyeti(k,:).*amro(t,:);
    end;
end;
topkur;

%kuruluş maliyetlerinin, plan dönemi içerisindeki, amortisman payları
%toplama
toptop=zeros(2*T-1,J,T);
for i=1:T,
    toptop(i:i+T-1,:,1)=toptop(i:i+T-1,:,1)+topkur(1:T,:,i);
end;
kur_yil(1:T,1:J)=toptop(1:T,1:J,1);
kur_yil

% yıllara göre işletme maliyetleri $/kW.yil
for t=1:T,
    fjt(t,:)=Tablo(3,1:J).*((1-Tablo(4,1:J)).*(1+Tablo(5,1:J))).^(-t+1);
end;
fjt

%yıllar itibariyle kurulu ünite sayıları toplamları
kur_guc=zeros(T,J);
for t=1:T,
    for k=1:t,

```

```

        kur_guc(t,:)=kur_guc(t:)+cozum(k,:);
    end,
end,
kur_guc

ismal=kur_guc.*1000.*(ones(T,1)*Tablo(1,1:J)).*fjt; %$/kW.yil
ismal

%kul_kap=kullanılabilir kapasite veya kurulu güç

for t=1:T,
    for j=1:J,
        KF(t,j)=Tablo(7,j).*((1-0.007)^(t-1));
    end,
end,
KF
kul_kap=zeros(T,J);
for t=1:T,
    for k=1:t,
        kul_kap(t,:)=kul_kap(t:)+(cozum(k,:).*Tablo(1,1:J).*KF(k,:)); %MW
    end,
end,
kul_kap
kul_kap1=sum(kul_kap)

%kisit no=2 :... o yıl üretilen enerjinin o yıla ait enerji talebini karşılayabilmesi
for t=1:T,
    energy(t,:)=kul_kap(t,:).*0.001.*Tablo(8,1:J);          % *0.001 MWh'ı GWh'e
    çevirmek için
end,
energy
kul_energy1=sum(energy)

%kisit no=1 :...
kisit_kurulu_guc(1,1:T)=kul_kap1(1:T,1)<(Tablo1(1:T,3)*(1+m));
kisit_kurulu_guc=kisit_kurulu_guc'

%kisit no=2 :...
kisit_energy(1,1:T)=kul_energy1(1:T,1)<(Tablo1(1:T,5));
kisit_energy=kisit_energy'

%kisit no:3      %kapasite üst sınırları (GWh)
rezerv=zeros(T,J);
for t=1:T,
    if energy(t,2)>(120000-36593) rezerv(t,2)=1;    %liniyit

```



```

end,
if energy(t,3)>(11000-6425) rezerv(t,3)=1;    %taşkömürü
end,
if energy(t,7)>(129000-39215) rezerv(t,7)=1;    %hidrolik
end,
if energy(t,8)>(112158-4489) rezerv(t,8)=1;    %rüzgar
end,
if energy(t,9)>(4800-652) rezerv(t,9)=1;        %jeotermal
end,
if energy(t,10)>(42094.85-753.6) rezerv(t,10)=1; %biyogaz
end,
if energy(t,11)>(380000-0) rezerv(t,11)=1;     %güneş
end,
end,
kisit_rezerv=rezerv

%kısıt no:4 .... %35 kuralı
yuzde=zeros(T,J);
for t=1:T,
if kul_kap(t,1)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,1)=1; %doğal gaz
end,
if kul_kap(t,4)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,4)=1; %ithal kömür
end,
if kul_kap(t,5)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,5)=1; %fuel-oil
end,
if kul_kap(t,7)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,7)=1; %hidrolik
end,
end,

kisit_yuzdeotuzbes=yuzde

kuruluguc_farki=kul_kap1-Tablo1(:,3)

save sonuc_50_02_10000 cozum

*****
Yatırım maliyeti alt programı
function [kur_mal]=f_kurmal(T,J,Tablo,Nufus)

[N,X]=size(Nufus);

for ss=1:N,
AA=Nufus(ss,:);
for j=1:T,
Birey(j,1:J)=AA((j-1)*J+1:(j*J));
end
end

```

```

for t=1:T,
Cjt(t,:)=Tablo(2,1:J).*((1-Tablo(4,1:J)).*(1+Tablo(5,1:J))).^(-t+1);
end;
Cjt;

```

```

a=ones(T,1);
kapasiteler=a*Tablo(1,1:J);

```

```

kurulus_maliyeti=Birey.*kapasiteler.*1000.*Cjt;
%kurulus_maliyeti

```

```

%amortisman oranları amro

```

```

L=Tablo(6,1:J);
for j=1:J,
for t=1:T,
r(t,j)=(L(j)-t+1);
end;
end;
LL=ones(T,1)*L;
amro=(2./(LL.*(LL+1))).*r;
% amro

```

```

%kuruluş maliyetlerinin yıllara göre amortisman payları

```

```

topkur=zeros(T,J,T);
for k=1:T,
for t=1:T,
topkur(t,:,k)=kurulus_maliyeti(k,:).*amro(t,:);
end;
end;
%topkur

```

```

%kuruluş maliyetlerinin, plan dönemi içerisindeki, amortisman payları

```

```

%toplama
toptop=zeros(2*T-1,J,T);
for i=1:T,
toptop(i:i+T-1, :, 1)=toptop(i:i+T-1, :, 1)+topkur(1:T, :, i);
end;
kur_yil(1:T,1:J)=toptop(1:T,1:J,1);
%kur_yil
kur_mal(ss,:)=sum(sum(kur_yil));
end

```

```

*****

```

```

İşletme ve bakım maliyeti alt programı

```

```

function [is_mal]=f_ismal(T,J,Tablo,Nufus)

[N,X]=size(Nufus);

for ss=1:N,
AA=Nufus(ss,:);

for j=1:T,
    Birey(j,1:J)=AA((j-1)*J+1:(j*J));
end

for t=1:T,
fjt(t,:)=Tablo(3,1:J).*((1-Tablo(4,1:J)).*(1+Tablo(5,1:J))).^(-t+1);
end;

%kur_guc=kurulu guc
    kur_guc=zeros(T,J);
    for t=1:T,
        for k=1:t,
            kur_guc(t,:)=kur_guc(t,)+Birey(k,:);
        end,
    end,

ismal=kur_guc.*1000.*(ones(T,1)*Tablo(1,1:J)).*fjt;
is_mal(ss,:)=sum(sum(ismal));

end
*****
Kısıtların sağlanmasını kontrol eden alt program

function [kul_kap2,kisit1,kisit2,kisit3,kisit4]=f_kisitlar(T,J,Tablo,Tablo1,Nufus,m)

for t=1:T,
    for j=1:J,
        KF(t,j)=Tablo(7,j).*((1-0.007)^(t-1));
    end,
end,

[N,X]=size(Nufus);
for ss=1:N,
AA=Nufus(ss,:);

for j=1:T,
    Birey(j,1:J)=AA((j-1)*J+1:(j*J));
end
%kisit no=1 .... kul_kap=kullanılabilir kapasite veya kurulu güç
    kul_kap=zeros(T,J);
    for t=1:T,

```

```

    for k=1:t,
        kul_kap(t,:)=kul_kap(t,.)+(Birey(k,:).*Tablo(1,1:J).*KF(k,:)); %MW
    end,
end,
kul_kap1=sum(kul_kap');
kul_kap2(ss,:)=kul_kap1;

% kısıt no:1 sağlanmayan koşul sayısı toplamı
kisit1(ss,1:T)=kul_kap1(1:T,1)'<(Tablo1(1:T,3)*(1+m));

%kısıt no=2 :... o yıl üretilen enerjinin o yıla ait enerji talebini karşılayabilmesi
for t=1:T,
    energy(t,:)=kul_kap(t,:).*0.001.*Tablo(8,1:J); % *0.001 MWh'ı GWh'e
    çevirmek için
end,
kul_energy1=sum(energy');
kul_energy2(ss,:)=kul_energy1;

kisit2(ss,1:T)=kul_energy1(1:T,1)'<(Tablo1(1:T,5));

%kısıt no:3 %kapasite üst sınırları (GWh)
rezerv=zeros(T,J);
for t=1:T,
    if energy(t,2)>(120000-36593) rezerv(t,2)=1; %linyit
    end,
    if energy(t,3)>(11000-6425) rezerv(t,3)=1; %taşkömürü
    end,
    if energy(t,7)>(129000-39215) rezerv(t,7)=1; %hidrolik
    end,
    if energy(t,8)>(112158-4489) rezerv(t,8)=1; %rüzgar
    end,
    if energy(t,9)>(4800-652) rezerv(t,9)=1; %jeotermal
    end,
    if energy(t,10)>(42094.85-753.6) rezerv(t,10)=1; %biyogaz
    end,
    if energy(t,11)>(380000-0) rezerv(t,11)=1; %güneş
    end,
end,

kisit3(ss,1:T)=sum(rezerv');
%kısıt no:4 .... %35 kuralı
yuzde=zeros(T,J);
for t=1:T,
    if kul_kap(t,1)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,1)=1; %doğal gaz
    end,

```

```

if kul_kap(t,4)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,4)=1; %ithal kömür
end,
if kul_kap(t,5)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,5)=1; %fuel-oil
end,
if kul_kap(t,7)>(kul_kap1(t).*0.35) yuzde(t,7)=1; %hidrolik
end,
end,

```

```

kisit4(ss,1:T)=sum(yuzde');

```

```

end

```

```

*****

```

Uygunluk değerini hesaplayan alt program

```

function [fitness]=f_fitness(cost,pop_size)
[Y Z]=sort(cost);
[K L]=sort(Y);
fitness1(Z(:))=((pop_size-L(:))./(pop_size-1))+eps;
fitness=fitness1';

```

```

*****

```

Uygunluk değerlerine göre eşleşmeye girecek ebeveynleri seçen alt program

```

function [selected]=f_select(fitness,pop_size)
rullet=sum(fitness)*rand(pop_size,1);
for j=1:pop_size,
    slice=0;i=0;
    while slice<rullet(j,1),
        i=i+1;
        slice=slice+fitness(i,1);
    end,
    selected(j,1)=i;
end,

```

```

*****

```

Ebeveynleri gruplandırılan alt program

```

function [parent_group1,parent_group2]=f_parents(pop_decimal,selected,pop_size)
parent_group1(1:(pop_size/2),:)=pop_decimal(selected(1:(pop_size/2),1),:);
parent_group2(1:(pop_size/2),:)=pop_decimal(selected((pop_size/2)+1:pop_size,1),:);
);

```

```

*****

```

Çaprazlama –Eşleştirme alt programı

```

function
[pop_crossover]=f_crossover(parent_group1,parent_group2,pop_size,chromosome_s
ize)
cross_point=ceil(rand((pop_size/2),1)*(chromosome_size-1));
for i=1:(pop_size/2),
    child1(i,1:cross_point(i,1))=parent_group1(i,1:cross_point(i,1));

    child1(i,cross_point(i,1)+1:chromosome_size)=parent_group2(i,cross_point(i,1)+1:c
hromosome_size);
    child2(i,1:cross_point(i,1))=parent_group2(i,1:cross_point(i,1));

    child2(i,cross_point(i,1)+1:chromosome_size)=parent_group1(i,cross_point(i,1)+1:c
hromosome_size);
    end,
pop_crossover=cat(1,child1,child2);

```

Mutasyon alt programı

```

function [pop_mutation]=f_mutation(pop_mutation,max_unit,mut_rate)
[x,y]=size(pop_mutation);
random_numbers=rand(x,y);
for j=1:x,
    for i=1:y,
        if random_numbers(j,i)<mut_rate
            pop_mutation(j,i)=floor(rand(1,1)*max_unit);
        end;
    end;
end;

```

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

- [1] **Özcan M.**, Öztürk S., Yıldırım M., Türkiye'nin farklı kaynak tiplerine göre biyogaz potansiyellerinin belirlenmesi, *4. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu*, Kocaeli, Türkiye, 12-13 Mayıs 2011.
- [2] Kılıç L., **Özcan M.**, Öztürk S., Türkiye'nin farklı kaynak tiplerine göre belirlenmiş biyogaz potansiyelinden elektrik üretimine dönük makine seçimi, *6.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Denizli, Türkiye, 14-16 Ekim 2011.
- [3] **Özcan M.**, Öztürk S., Yıldırım M., Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının geleceği için durum tespiti, *6.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Denizli, Türkiye, 14-16 Ekim 2011.
- [4] **Özcan M.**, Öztürk S., Yıldırım M., Kılıç L., Biyokütle kaynaklarının farklı üretim teknolojilerine göre elektrik enerjisi değerlerinin belirlenmesi, *ELECO 2012 –Elektrik –Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği Sempozyumu ve Sergisi*, Bursa, Türkiye, 29 Kasım -1 Aralık 2012.

ÖZGEÇMİŞ

Mustafa ÖZCAN, 1979 yılında İstanbul'da doğdu. İlk ve ortaokulu İstanbul'da bitirdi. Lise öğrenimini Alibeyköy Teknik ve Endüstri Meslek Lisesi Elektrik Bölümünde 1995 yılında tamamladı. 1996 yılında başladığı Marmara Üniversitesi Teknik Eğitim Fakültesi Elektrik eğitimi programındaki lisans öğrenimini 2000 yılında tamamladı. 2001 yılında başladığı Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Eğitimi programındaki Yüksek Lisans öğrenimini 2004 yılında tamamladı. 2007 yılında başladığı Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Ana Bilim Dalı'nda doktora öğrenimine devam etmektedir.

2002-2006 yılları arasında Bahçeşehir Üniversitesi Meslek yüksek Okulunda yarı zamanlı Öğretim Görevlisi olarak çalıştı. 2000 yılında Teknik Öğretmen olarak göreve başladığı Şişli Teknik ve Endüstri Meslek Lisesinde çalışmaya devam etmektedir.