

79117

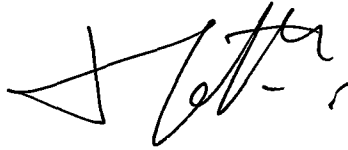
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

NÜKLEER SANTRALLER İLE GELENEKSEL
SANTRALLERİN GÜVENLİK VE EKONOMİK
YÖNLERDEN KARŞILAŞTIRILMASI

Elek. Müh. Emre URASOĞLU


F.B.E. Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalında
Hazırlanan

YÜKSEK LİSANS TEZİ



Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Ferit ATTAR

Post-Dr. Bahri ŞAHİN

Prof. Dr. Fahrettin ARSLAN


İSTANBUL, 1998

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ	iv
KISALTIMA LİSTESİ.....	v
ŞEKİL LİSTESİ.....	vi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	vii
ÖNSÖZ	viii
ÖZET.....	ix
ABSTRACT.....	x
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Nükleer Santraller İle İlgili Literatür Taraması	3
2. ÜRETİM KAYNAKLARINA GÖRE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNDE KULLANILAN SANTRALLER.....	6
2.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları	7
2.1.1. Su potansiyel enerjisi	7
2.1.1.1. Hidroelektrik santraller.....	7
2.1.1.2. Gel-git santralleri.....	10
2.1.2. Güneş enerjisi santralleri.....	11
2.1.3. Rüzgar enerjisi santralleri.....	14
2.2. Sonlu Enerji Kaynakları	16
2.2.1. Fosil yakıtlı santraller.....	16
2.2.2. Jeotermal enerji santralleri	19
3. NÜKLEER ENERJİ.....	20
3.1. Nükleer Enerjinin Temelleri.....	22
3.1.1. Nükleer fisyon reaksiyonu	25
3.1.2. Nükleer füzyon reaksiyonu	29
3.1.3. Radyoaktivite	31
3.2. Nükleer Santraller.....	34
3.2.1. Termal reaktörün yapısı ve işleyişi	36
3.2.2. Epitermal reaktörün yapısı ve işleyişi	41
3.2.3. Hızlı üretken reaktörün yapısı ve işleyişi	42
3.3. Nükleer Santral Çeşitleri.....	44
3.3.1. Hafif su reaktörleri (LWR).....	44
3.3.1.1. Basınçlı su reaktörleri (PWR)	44
3.3.1.2. Kaynar su reaktörü (BWR).....	47
3.3.2. Gaz soğutmalı grafit (GCR) ve İleri gaz soğutmalı (AGR) reaktörler.....	49
3.3.3. Ağır su reaktörleri (HWR)	52
3.3.4. Hızlı üretken reaktörler (FBR)	54

3.4.	Nükleer Santrallerin Kuruluş Yerlerinin Seçimi	55
3.4.1.	Ekonomi	55
3.4.2.	Mühendislik	57
3.4.3.	Yerin doğal özellikleri	57
3.4.4.	Nükleer güvenlik	58
3.4.5.	Çevre korunması	59
3.4.6.	Çevrenin sosyal yapısı	59
4.	ENERJİ ÜRETİM MALİYETLERİ	60
4.1.	Nükleer Santrallerde Enerji Üretim Maliyeti	60
4.1.1.	Sermaye yatırım masrafları	61
4.1.2.	İşletme ve bakım masrafları	69
4.1.3.	Yakıt çevrim masrafları	71
4.1.4.	Toplam birim enerji üretim maliyeti	78
4.1.5.	Kapatma masrafları	79
4.1.6.	Sayısal uygulama	79
4.2.	Geleneksel Santrallerde Enerji Üretim Maliyetleri	85
5.	ÇEVRESEL ETKİLER	93
5.1.	Termik Santrallerin Çevresel Etkileri	93
5.2.	Hidrolik Santrallerin Çevresel Etkileri	94
5.3.	Nükleer Santrallerin Çevresel Etkileri	96
5.3.1.	Radyoaktif artık ve çevre sorunları	96
5.3.2.	Atık ısı (termal kirlenme)	100
5.3.3.	Radyoaktif artıkların kaynakları	101
6.	SONUÇLAR VE ÖNERİLER	103
	KAYNAKLAR	107
	EK	109
	ÖZGEÇMİŞ	118

SİMGE LİSTESİ

E_e	Yıllık sabit elektrik enerjisi miktarı
P_e	Kurulu güç
P_b	Brüt güç
P_s	Özgül güç
L_f	Yük faktörü
η_T	Termik verim
B_u	Yanma oranı
ϵ_u	Uranyum giriş (ürün) zenginliği
ϵ_a	Uranyum çıkış (atık) zenginliği
ϵ_b	Doğal uranyum (besleme) zenginliği
L_0	İlk yakıt yükü
L_a	Yıllık yakıt tüketimi
A	Amortisman faktörü
SF_f	Sinking Fund Factor
I_k	Toplam yatırım bedeli
L	İnşaat süresi
n	Tesis ekonomik ömrü
i	Faiz oranı
e	Eskalasyon oranı
r	İskonto oranı
C_k	Sabit yıllık sermaye masrafları
C_f	Sabit yıllık yakıt masrafları
C_{\emptyset}	İlk yakıt yükü maliyeti
C_m	Sabit yıllık işletme ve bakım masrafları
g_k	Birim enerji başına sermaye maliyeti
g_f	Birim enerji başına yakıt maliyeti
g_m	Birim enerji başına işletme ve bakım maliyeti
F_{ZU}	Zenginleştirilmiş uranyum fiyatı
F_U	Doğal uranyum fiyatı
$F_{\text{Ç}}$	Çevirme fiyatı
F_Z	Zenginleştirme fiyatı
F_i	Yakıt imalat fiyatı

KISALTMA LİSTESİ

DUG	Doğal Uranyum Grafit
WECS	Wind Energy Conversion System
LWR	Light Water Reactor
PWR	Pressurized Water Reactor
BWR	Boiling Water Reactor
MGCR	Magnox Gas Cooled Reactor
AGR	Advanced Gas Cooled Reactor
HTGR	High Temperature Gas Cooled Reactor
HWR	Heavy Water moderated Reactor
CANDU	CANada Deuterium Uranium
FBR	Fast Breeder Reactor
LMFBR	Liquid Metal Fast Breeder Reactor
GCFR	Gas Cooled Fast breeder Reactor
OECD	Organisation for Economic Co-Operation and Development
IAEA	International Atomic Energy Agency
NEA	Nuclear Energy Agency
MTU	Metric Ton Uranium



ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 3.1.	Dünya üzerinde çalışmakta olan reaktörler20
Şekil 3.2.	Dünya üzerinde inşası devam eden reaktörler.....21
Şekil 3.3	Dünya üzerinde elektrik üretiminde nükleer enerji payları.....21
Şekil 3.1.1	Hafif atomların yapıları23
Şekil 3.1.1.1.	Nükleer fisyon reaksiyonu26
Şekil 3.1.3.1.	İnsan yaşamı boyunca maruz kaldığı radyasyon oranları.....33
Şekil 3.2.1.1.	Heterojen tip reaktörün şematik yapısı.....37
Şekil 3.3.1.1.	Basınçlı su reaktörü (PWR).....46
Şekil 3.3.1.2.	Kaynar su reaktörü (BWR).....48
Şekil 3.3.2.1.	İleri gaz reaktörü (AGR)51
Şekil 3.3.3.1.	CANDU tipi ağır su reaktörü53



ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 3.2.1	Nükleer reaktörlerin sınıflandırılması35
Çizelge 3.3.1.	En yaygın fisyon reaktörleri44
Çizelge 4.1.1.1.	Bir nükleer santral için yaklaşık yatırım masrafları.....63
Çizelge 4.1.1.2.	Bazı OECD ülkelerinde 2000 yılı başlarında hizmete girecek nükleer santrallerin birim tesis bedelleri ($r = \%5$)65
Çizelge 4.1.1.3.	Bazı OECD ülkelerinde 2000 yılı başlarında hizmete girecek nükleer santrallerin birim tesis bedelleri ($r = \%10$).....66
Çizelge 4.1.1.4.	Bazı ülkelerde inşaat süresince harcama dağılımı oranları (%)67
Çizelge 4.1.2.1.	2000 yılı başlarında işletmeye alınacak olan değişik tipte santraller için işletme ve bakım masrafları ($\$/kW_eh-yıl$).....70
Çizelge 4.1.3.1.	Çeşitli OECD ülkelerinde yakıt çevrim masrafları.....75
Çizelge 4.1.6.1.	Inşaat süresi boyuca eskalasyon ve faiz dağılımları.....83
Çizelge 4.2.1.	Yıllık çalışma sürelerine göre üretim maliyetleri (mills/kWh).....91
Çizelge 4.2.2.	Bir değere indirgenmiş üretim maliyetleri (mills/kWh) ($r=\%5$) (1.7.1991 \$)91
Çizelge 4.2.3.	Bir değere indirgenmiş üretim maliyetleri (mills/kWh) ($r=\%10$) (1.7.1991 \$)92

ÖNSÖZ

Gerçekleştirmiş olduğum bu tez çalışmasının esas amacı, mümkün olduğunca yerli koşullarıda göz önünde bulundurarak, her geçen gün daha çok gelişmekte olan ülkemizin gündeminde bulunan ve tartışmalara yol açan, nükleer santraller ile geleneksel santrallerin ekonomik ve çevresel güvenlik yönlerinden karşılaştırmasını yaparak incelemek olmuştur.

Tez çalışmam sırasında değerli fikirlerini ve yardımlarını hiç bir zaman esirgemeyen sayın hocam Yrd. Doç. Dr. Ferit ATTAR'a teşekkürü bir borç bilirim. Ayrıca çalışmalarım sırasında beni sabırla destekleyen ve teşvik eden aileme, yaptığım araştırmalar sırasında değerli yardımlarından dolayı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Danışmanı Sn. Nazım Bayraktar'a, TEAŞ Nükleer Santraller Daire Başkanı Sn. Lütfi Sarıcı'ya ve Kanada Atom Enerjisi Limited (AECL) Türkiye temsilcisi Sn. Ala Alizadeh'e teşekkürlerimi sunarım.



ÖZET

Günümüzde büyük bir hızla devam eden sanayileşme ve teknolojik gelişmeler, giderek büyüyen enerji ihtiyacını da ortaya çıkarmaktadır. Mevcut teknolojilerle üretim yapan geleneksel santrallerin bazı durumlarda ihtiyacı karşılayamaması, alternatif kaynakların geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu tez çalışmasında çok yeni bir geçmişe sahip olan nükleer santraller ile uzun yıllardır kullanılmakta olan geleneksel santrallerin gerek yatırım ve gerekse üretim maliyetleri incelenmeye çalışılmış ayrıca topluma yansıyan fayda ve zararları karşılaştırılmıştır. Ekonomik incelemelerde daha çok, üretimde payları yüksek olan hidrolik, termik ve nükleer santraller göz önünde bulundurulmuştur. Çalışmanın ilk bölümünde geleneksel yöntemlerle üretim yapan santrallerden bahsedilmiş ve bu santrallerin geçmişten günümüze gelişmeleri ve kısaca yapıları ortaya konmuştur. Daha sonra nükleer teknoloji ele alınmış, temel nükleer olaylar, reaktörlerin yapı ve işleyişleri ile reaktörlerin çeşitleri açıklanmıştır. Ekonomik karşılaştırma için hesapları daha karmaşık yapıya sahip olan nükleer üretim maliyeti incelenmiştir. Nükleer santrallerde maliyet sermaye masrafları, işletme ve bakım masrafları ile yakıt çevrim masrafları bileşenlerinden oluşmaktadır. Bunda kapatma masrafları da azda olsa etkili olmaktadır. Tüm bu masrafları özellikle yakıt çevrim masraflarını etkileyen faktörler detaylı olarak incelenmiştir. Yakıt çevrimi ön masraflar ile açık ve kapalı çevrimden oluşan arka masraflardan oluşmaktadır. Bunların üretim maliyetine etkileride gösterilmeye çalışılmıştır. Bölümün sonunda da örnek sayısal bir uygulama da yapılmıştır. Nükleer santrallerin ekonomik hesapları öncelikle hesaplarda kullanılan yöntem ve ön kabullere bağlıdır. Hesapların gerçekleştirilmesinde mühendislik ekonomisi analizinde çok kullanılan indirgenmiş maliyet yöntemi tercih edilmiştir. Çıkan sonuç çeşitli ülkelerdeki referans değerleri gösteren çizelgeler ile karşılaştırılmıştır. Son olarak çevresel etkiler belirtilmiştir. Bu çalışma için öncelikle literatür taraması gerçekleştirilmiş, ayrıca yetkili otoriteler ve bir nükleer santral üretici firması ile görüşmeler yapılmıştır. Sonuç olarak yapılan hesaplarda ve diğer incelemelerde ülkemiz koşullarında nükleer santral yapılabilirliğinin yüksek olduğu ortaya çıkmıştır.

Anahtar Kelimeler :

Karşılaştırma, Ekonomi, Geleneksel Santraller, Nükleer Santraller, Enerji

ABSTRACT

Industrialization and technological development have been sustaining rapidly and reveal an increasing energy necessity today. Lack of conventional power plants in meeting the demand constrains the development of alternative solutions. This study takes a brief look at both generating and construction costs of nuclear as well as conventional power plants. It also compares the pros and cons of impacts reflecting to the society and environment. Only the hydroelectric, thermal, and nuclear power plants, which have important generating shares on world market, have been considered on economic studies. In the very first section, conventional power plants have been mentioned. Their structures and developments have been revealed. On the following section, nuclear technology has been studied and fundamentals of nuclear energy, reactor energy generating process and a variety reactors have been explained. It also comprises nuclear generating cost analysis for comparison, because it has more complex calculations than others. Nuclear generating cost has been broke up into three components of which consist capital costs, operation and maintenance costs, and fuel cycle costs. Decommissioning costs have also relatively an effect on the final total. All these components especially fuel cycle have been studied in detail. Nuclear fuel cycle costs consist of front-end costs, operation costs, and back-end costs which is affected by the economic alternatives of open-loop factor and closed-loop factor. Effects of these to the total have been shown for the evaluation of an economic bid. At the end of this section, a numerical example has been carried out. Economic analysis of nuclear power plants are first depend on the preliminary conditions and the method being pursuit. Therefore, levelised cost method, which is prefered in engineering economic analyse, has been used for the implementation of calculations. Then, the results have been compared with the tables showing the reference values of some countries. Environmental aspects have been added as the last section of this article. At the beginning of the study, literature research has been carried out, and then several interviews have been done with the state authorities and reprehensive of an international nuclear power plant manufacturer respectively. Consequently, after the examinations and calculations, it has been seen that feasibility of nuclear power plants in our economic conditions is very high.

Keywords :

Comparison, Economics, Conventional Power Plants, Nuclear Power Plants, Energy

1. GİRİŞ

Dünyamızda hızla artan sanayileşmenin sonucu olan teknolojik gelişmeler, yeni enerji kaynaklarına olan ihtiyaçları da ortaya çıkarmaktadır. Geleneksel üretim yöntemlerinin bazı durumlarda yetersiz kalması, alternatif yöntemlerin geliştirilmesini zorunlu hale getirmektedir.

Dünyada kişi başına yıllık enerji tüketimi her geçen yıl artmaktadır. Gelişmiş ülkelerde ve gelişmekte olan ülkelerde de bu artışlar görülmektedir. Gelişmekte olan ülkelerin, gelişmiş ülkelere yetişebilmeleri için, ekonomilerini daha hızlı bir şekilde büyütmek zorunda oldukları kuşkusuzdur. Bunun için daha çok üretime gerek vardır. Daha çok üretim de, daha çok enerji tüketimi demektir.

Günümüzde belli başlı elektrik enerjisi üretiminde kullanılan kaynakları fosil yakıtlar, petrol, doğal gaz, nükleer ve hidrolik kaynaklar oluşturmaktadır. Fosil yakıtlar, petrol ve doğal gaz rezervlerinin sınırlı olduğu ve ileri tarihlerde bunların iyice azalacağı düşünülürse, bu kaynakların yerine başka enerji kaynaklarının kullanılması kaçınılmaz hale gelmektedir.

Hidrolik enerji potansiyelinin tükenme ihtimali yoksa da, günümüzde bu enerjiden ancak düşük oranlarda elektrik üretiminde faydalanılabilmektedir. Ayrıca, diğer ham enerji maddeleri gibi su kuvveti istenilen yere nakledilemediğinden, bunun mevcut olduğu yerde elektrik enerjine çevrilmesi ve üretim merkezine elektrik enerjisi olarak nakledilmesi gerekmektedir. Bu durum ek olarak yüksek gerilim enerji iletim tesislerinin kurulmasını gerektirmektedir. Çalışma içerisinde hidrolik santrallerin gelişimleri, yapıları ve üretim maliyetlerini etkileyen faktörler ile yarattığı çevresel sorunlar ayrıntılı olarak incelenmektedir.

Artan enerji talebinin karşılanması için, geleneksel enerji kaynaklarının dolduramadığı aradaki enerji boşluğunu doldurabilmek için, nükleer enerjiden faydalanmak bir zorunluluk olmuştur. Bugün bir çok ülkede nükleer enerjiden faydalanılmaktadır. Nükleer enerji santrallerinin ilk yatırım maliyeti diğer geleneksel santrallere göre daha pahalı olmasına rağmen, yakıt olarak kullanılan uranyum elementinin maliyetinin, fosil

yakıtlara göre daha ucuz olması, bu santral tipini cazip hale getirmektedir. Çalışmada, nükleer santrallerin, yatırım masrafları, işletme ve bakım masrafları ile yakıt çevrim masraflarından oluşan üretim maliyetine etkiyen etmenler tüm ayrıntıları ile incelenmektedir. Ayrıca indirgenmiş maliyet yöntemine göre hesap için gerekli tüm formülasyon açıklamalı olarak belirtilmektedir. Belirlenen ekonomik ön koşullar altında yapılan hesaplarda nükleer santrallerin birim enerji üretim maliyeti hidrolik santrallerden fazla, fakat fosil yakıtlı santrallerden daha az olmaktadır.

Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan bütün bu enerji kaynakları çevre kirlenmesini de beraberinde getirmektedir. Sonradan ortaya çıkabilecek ve düzeltilmesi son derece zor durumlara meydan vermemek için bu problem bütün yönleri ile incelenmeli ve alınabilecek bütün önlemler alınmalıdır. Fosil yakıtlı santraller ve nükleer santrallerin çevreye ve canlılara olumsuz etkisi insanlar tarafından bilindiği için bu tür enerji kaynaklarına gösterilen tepkilerde fazla olmaktadır. Hidrolik santrallerin çevreye ve canlılara olumsuz etkisi yok gibi görülüyorsa da, bu santrallerin hiç de küçümsenmeyecek ciddi etkileri de bulunmaktadır.

1.1. Nükleer Santraller İle İlgili Literatür Taraması

Nükleer çağın başlangıcı olarak adlandırılabilir, radyoaktivitenin keşfinden ilk nükleer santrallerin yapımına kadar geçen süreç yüzyılımızın başlarına kadar uzanmaktadır. Bu süreç içerisinde, nükleer enerji üretiminin temelini oluşturan, radyoaktivite ve fisyonun etkinliğini araştırmaya yönelik gerek kuramsal gerekse deneysel çeşitli yaklaşımlar bir bütün halinde ortaya konmuştur. Günümüzde bu süreç hala devam etmekte ve araştırmalar daha çok geleneksel temellerin ötesinde verimlilik, güvenlik, çevresel ve toplumsal sorunlar üzerine yoğunlaşmaktadır.

1898, Şubat ayında Fransız bilgini Henri Becquerel ve asistanı Marie Curie ikilisinin radyoaktiviteyi keşfetmeleri, nükleer çağa uzanan yolda başlangıcı simgeleyen bir kilometre taşıdır. Radyoaktivite, insanoğlunun farkına vardığı ilk nükleer olaydır. Söz konusu keşfi izleyen 15 yıl boyunca bilginler radyoaktif atomlardan gelen alfa, beta, gamma ışınlarını ve diğer bulguları yoğun bir şekilde inceleyerek gözle görülemeyen atomun yapısını çözümlenmeyi başardılar.

İnsanın atom çekirdeğine ilk müdahalesi, 1919 yılında Ernest Rutherford tarafından gerçekleştirilmiştir. Hava azotunu radyumun alfa ışınlarıyla bombardıman ederek oksijene dönüştürmeyi başarmıştır. Bunu takip eden çalışmalarda bilim adamları aynı yöntemi kullanarak yeni keşiflere gitmişlerdir. Bu çalışmalardan birinde, Otto Hahn ve Fritz Strassmann 1938 yılında Almanya'da ilk nükleer fisyonu keşfetmişlerdir.

İlk nükleer reaktör fikri Alman bilim adamı Werner Heisenberg tarafından 1940 yılında kaleme alınan bir makalede* ortaya konmuştur. Bu makalede bir nükleer reaktörün inşasından ve işletilmesinden bahsedilmiştir. Makalede yer alan teorik kavramlar günümüzde kullanılmakta olan santrallerinkinden çok büyük farklılıklar göstermemektedir.

Nükleer çağın en büyük adımı sayılabilecek ilk reaktör**, Chicago Üniversitesinde Enrico Fermi önderliğindeki bir grup fizikçi tarafından tasarlanmış ve inşa edilmiştir.

* W.Heisenberg, "The Possibility of Large Scale Energy Production Using Uranium Fission", 1940.

** 2 Aralık 1942

West Stands veya Chicago Pile (CP-1) olarak adlandırılan 9 m. genişliğinde, 9.5 m. uzunluğunda ve 6 m. yüksekliğindeki reaktör üniversitenin futbol stadyumu içerisinde yapılmıştır. Reaktörde, 52 ton Uranyum ve yaklaşık 1350 ton grafit kullanılmış, çalışmakta olan personeli nötron ve gamma radyasyonundan korumak için herhangi bir kalkan bulunmadığından 0.5 W gibi çok düşük bir güçte işletilmiştir.

Doğal Uranyum-Grafit reaktörler üzerinde çalışmalar daha sonrada devam etmiş ve günümüze kadar bir çok örnek yapılmıştır. 1944'te CP-1'e benzeyen, ancak ondan farklı olarak bir koruma kalkanına sahip 10 kW gücündeki CP-2 inşa edilmiştir. (Argonne Ulusal Laboratuvarı) Yine benzer olarak Oak Ridge Ulusal Laboratuvarında, 400 kW gücünde hava soğutmalı olan ve izotop üretiminde kullanılan X-pile (Clinton Pile) reaktörü, D.U.G. reaktörlere örnek gösterilebilir. Bu reaktör, çok düşük miktarda da olsa Plutonyum üreten ilk reaktördür. Test ve Plutonyum üretmek amacı ile Washington Hanford'da gerçekleştirilen 6W gücündeki Hanford 305, İngiltere Harwell'da 100 kW gücündeki GLEEP, yine aynı yerde bulunan 6 MW gücündeki BEPO reaktörleri D.U.G santrallerinin ilk örneklerini oluşturmaktadır.

Atom bombası projesinin ilk günlerinden itibaren, nötronları daha iyi yavaşlattığı için ağır su, grafitte göre daha iyi bir moderatör olarak kabul görmüştür. Buna bağlı olarak, ilk ağır su moderatörlü reaktör 1944 yılında Argonne Ulusal Laboratuvarında gerçekleştirilmiştir. CP-3 adında 300 kW gücündeki deneme amaçlı reaktörde başlangıçta yakıt olarak doğal Uranyum daha sonrada zenginleştirilmiş Uranyum kullanılmıştır. Benzer olarak, Kanada Chalk River'da sırasıyla ZEEP ve NRX, Fransa Chatillon'da ZOE, Norveç Kjeller'de JEEP reaktörleri ağır su reaktörlerinin dünyadaki ilk örneklerini oluşturmuştur.

Elektrik üretmek amacıyla tasarlanan ilk reaktörün yapımı, Rusya Moskova yakınlarında 1954 yılında tamamlanmıştır. APS-1 adındaki 5 MW'lık PWR tipindeki bu reaktör, zenginleştirilmiş yakıt ile çalıştırılmış yavaşlatıcı olarak grafit ve su kullanılmıştır. Ticari anlamda elektrik üretimi amacı ile tam kapsamlı ilk nükleer reaktör İngiltere, Calder Hall, Cumberland'de gerçekleştirilmiştir. British Power adındaki 180 MW_e gücündeki santral D.U.G. tipinde tasarlanmış, soğutucu olarak karbondioksit gaz kullanılmıştır. Doğal Uranyum grafit reaktörlerin bazı dezavantajlarının görülmesinden

sonra gelişme, tüm dünyada özellikle Amerika'da az oranda zenginleştirilmiş yakıt kullanan su soğutmalı ve moderatörlü basınçlı su reaktörlerine (PWR) yönelmiştir. Bu reaktörler ilk olarak askeri gemi uygulamaları için Westinghouse Bettis Atom Gücü Laboratuvarı tarafından geliştirilmiştir. Daha sonra Westinghouse Nükleer Güç Bölümü tarafından ticari uygulamalara uygun hale getirilmiştir. Amerika'da bu türün ilk örneği, 1956 yılında Shippingport, Pennsylvania'da işletmeye açılmıştır. 260 MW ısı, 60 MW_e elektriksel güç üreten bu santral, doğal ve zenginleştirilmiş Uranyum ile işletilmiştir.

Basınçlı su reaktörlerinin gelişimini takiben 1960 yılında 184 MW_e gücündeki Dresden, Illinois'de kaynar su reaktörü (BWR) işletmeye açılmıştır. Bu reaktörler orjinal olarak ilk Allis Chambers ve General Electric şirketleri tarafından geliştirilmiştir. Reaktör teknolojilerinin gelişmesiyle aynı oranda güçlerde de artışlar görülmüştür. Kapasiteler 1968 yılında SanOnofre, California'da gerçekleştirilen PWR tipinde santralde ve yine 1969 yılında Oyster Creek'de BWR tipindeki santralde 500 MW_e güce ulaşmış, ilerleyen yıllarda çok daha yüksek güçler elde edilmiştir.

Dünya üzerinde sulu tip reaktörlerden PWR ve BWR'a alternatif olarak geliştirilen son reaktör türü 'Atomic Energy Canada Limited (AECL) tarafından üretilen ağır su reaktörü CANDU'dur. Az oranda zenginleştirilmiş uranyum kullanması, dolayısıyla yakıt maliyetinin az olmasıyla öne çıkmaktadır. Santral teknolojilerinde gerçekleşen hızlı ilerlemeler ile elde edilen düşük ekonomi ve artan güvenilirlik, nükleer enerjinin alternatif bir enerji kaynağı olarak sürekliliğini uzun bir süre daha koruyacağını göstermektedir.

2. ÜRETİM KAYNAKLARINA GÖRE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNDE KULLANILAN SANTRALLER

Dünyada kullanılan enerji kaynakları esas itibari ile ‘Yenilenebilir Enerji Kaynakları’ ve ‘Sonlu Enerji kaynakları’ adı altında başlıca iki grupta toplanabilir. Bunlardan yenilenebilir kaynaklar, direkt ve endirek olarak güneşin dünyaya gönderdiği kaynaklar, tükenir kaynaklar ise dünyadaki mevcut enerji rezervleri ile sınırlı kaynaklardır. Kaynağının türüne ve yapısına göre üretim santralleri sıralanacak olursa,

A) Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Hidroelektrik Santraller

Gel-git Santralleri

Güneş Enerjisi Santralleri

Rüzgar Enerjisi Santralleri

B) Sonlu Enerji Kaynakları

Fosil Yakıtlı Santraller

Jeotermal Enerji Santralleri

Nükleer Santraller

Sonlu enerji kaynağına sahip jeotermal enerji santralleri aslında sözde yenilenebilir kaynaklar grubuna girmektedir. Yeryüzünün jeolojik ve sismik yapısı sebebi ile bu tür kaynakların kullanım ömrü kesin olarak tahmin edilememektedir. Bu sebepten dolayı sonlu kaynaklar kısmı içersinde ele alınmış ve değerlendirilmiştir. Yukarıda adı geçen santraller dışında daha bir çok çeşit değişik yöntemlerle üretim yapabilen santraller mevcuttur. Örneğin sürekli enerji üretimi için tasarlanan Magnetohidrodinamik Santraller istenen başarıyı elde edememiş ve daha çok deneysel seviyelerde kalmıştır. Değişik üretim tekniğine sahip santrallerin dünya üzerinde kullanımlarının tam olarak yaygınlık kazanmaması ve yine toplam enerji üretiminde herhangi bir kayda değer paya sahip olmamaları sebebi ile yapılan incelemeler içersinde dikkate alınmamışlardır.

2.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

2.1.1. Su potansiyel enerjisi

2.1.1.1. Hidroelektrik santraller

Bir su kuvvetinden istifade ile enerji üretmek için yapılan inşaat işleri, kurulan yapılar, makinalar ve çeşitli elektromekanik teçizatın tümüne hidroelektrik santraller denmektedir. Milattan birkaç yüzyıl evvel değirmenlerde su kuvvetinden istifade edilmiş olduğu bilinmektedir. Milattan sonra asırlarca su kuvveti yine en mühim enerji üretim kaynağı olmuştur. Bu sırada su makinası olarak yalnızca su çarkları bilinmekte idi.

1824 yılında Poncelet* hesaba dayanan ilk su çarkını meydana getirmiştir. Poncelet'in hesabı ile suyun çarka vurmasız girmesi için uygun kanat açışı seçimi yapılabilmektedir. Aynı yıllarda Fourneyron ilk olarak kendi ismi verilen türbini icat etmiştir. Türbinler çarklara nazaran daha hızlı döndükleri, daha az yer işgal ettikleri için ve verimlerinin daha iyi olmaları dolayısıyla su kuvvetlerinin kullanılmasında kısa zamanda büyük rol oynadılar. 19. Yüzyılın ikinci yarısında Francis türbinleri, yirminci yüzyılın birinci yarısında da, Pelton ve Kaplan türbinleri tam olarak geliştirilmiştir.

Tüm bu gelişmelerin ardından hidroelektrik santraller bugünkü hallerini almışlardır. Hidroelektrik santraller sudan faydalanma şekline göre iki türlü yapılmaktadır.

1- Akarsu santralleri: Bu tür santrallerde tesis akarsu üzerine kurulur ve suyun akış hızından faydalanılır. Bu santraller, suyun boşa akmasını engellemek için, gelen sudan maksimum derecede yararlanılmasını sağlayacak şekilde yapılırlar.

2- Hazneli (Rezervuarlı) Santraller: Bu tür santrallerde, su baraj yada rezervuar adı verilen haznelerde tutulur ve suyun potansiyel enerjisinden faydalanılır.

* Poncelet, Jean Victor (Metz 1788 - Paris 1867) Fransız generali ve matematikçisi.

Hidroelektrik santral tesisleri genel olarak aşağıdaki kısımlardan meydana gelirler.

- 1- Baraj gövdesi ve su alma tesisleri
- 2- Su iletim tesisleri
- 3- Santral binası ve tesisleri
- 4- Santral çıkış suyu tesisleri ve su boşaltma tesisleri

Baraj gövdeleri statik su basıncı zorlanmaları ile dinamik su basıncı zorlanmalarına emniyetle dayanabilecek ve su sızdırmayacak şekilde yapılırlar. Yapım şekillerine göre baraj gövdeleri ağırlık barajları, kemer barajlar ve toprak yığılmalı barajlar olarak gruplandırılmaktadır. Santral binası ve tesisleri içinde hidrolik türbinler, generatörler, transformatörler, şalt sahası tesisleri ile hız ve gerilim regülasyonu tesisleri, kontrol-kumanda ve koruma tesisleri ve diğer birçok yardımcı tesisler gibi elektrik ve mekanik sabit tesisler yer almaktadır.

Bir hidroelektrik santralin maliyeti bir çok faktöre bağlı olduğu için, kuruluş maliyeti sabit olmayıp farklılıklar göstermektedir. Buna bağlı olarak her bir santral ayrı karakterde olmaktadır. Maliyete etki eden faktör şöyle sıralanabilir.

- 1- Akarsu civarında oturanların hakkı
- 2- Topografik şartlar
- 3- Hidrolojik şartlar
- 4- Tesisin uzaklığı ve ulaşım imkanları
- 5- Baraj inşası ile su altında kalan bölge yapıların önemi
- 6- Tesisin büyüklüğü
- 7- Net düşü
- 8- Tasarım, mühendislik hizmetleri
- 9- İnşaat işlerindeki organizasyon
- 10- İşçilik, malzeme ve makina ücretleri

Bu faktörlerin önem derecesi tesisin özelliğine bağlı olarak değişmektedir. Hidroelektrik santraller genel olarak termik santraller ile karşılaştırıldığında başlıca göze çarpan avantajlar aşağıdaki gibi sıralanabilir. (Özgür ve Baysal, 1969)

- 1- Hidroelektrik santrallerin genel verimleri %80-90'ı bulabilir. Termik santrallarda genel verim %30'un altındadır.
- 2- Yakıt masrafı ve bu yakıt için nakil ve depolama masrafları mevcut değildir.
- 3- Yakıt masrafının olmayışı, fiyat stabilesi yaratır.
- 4- Bakım masrafları azdır. Gerek santral gerekse grupların yapısı basittir. Makineler ve diğer cihazlar karmaşık yapılara sahip değildir. Dolayısıyla arıza yapma ihtimalleri düşüktür.
- 5- Çok fazla sayıda uzman işletme personeline ihtiyaç göstermez. Bazıları tamamen otomatik olarak kontrol edilebilir.
- 6- Hidroelektrik gruplar buharlı santral gruplarına nazaran çok daha çabuk yol alır.

Tüm avantajlarının yanında hidroelektrik santrallerinde bazı dezavantajları bulunmaktadır (Özgür ve Baysal, 1969). Bunlar;

- 1- Suyun çevrilmesi, biriktirme, su getirme, santral binası, boşalma kanalı gibi inşaat işleri santral masraflarını oldukça yükseltir. Ayrıca genel olarak bu santraller yerleşim merkezlerinden uzak olduğu için birim fiyatlarda pahalıdır.
- 2- Doğal koşullardan oldukça fazla etkilenirler.
- 3- İnşa süreleri uzundur. Faaliyete başlayıp, üretime geçmeleri uzun zaman alır.

Hidroelektrik santrallere genel olarak bakıldığında işletme giderlerinin düşük olmasından dolayı üretim maliyetleride az olacağı göze çarpmaktadır, Ancak kuruluş sürelerinin uzun oluşu inşa işlerinin maliyetinin yüksek oluşu, kuruluş maliyetine önemli bir şekilde etki etmektedir.

2.1.1.2. Gel-git santralleri

Suyun potansiyel enerjisinin kullanılması bakımından gel-git santralleri, hidroelektrik santraller ile benzerlik gösterirler. Gel-git enerjisi, ayın konumuna bağılı olarak suyun yükselmesi anında tutulması ve alçalması anında tutulan suyun serbest bırakılması prensibine dayanır.

Bu tür santrallerden elde edilen enerji yüksek olmasına karşın dünyanın çok az bir bölümünde elde etme imkanı vardır. Gel-git santrali olarak adlandırılacak değirmenler İngiltere ve Avrupa'da yüzyıllar boyunca kullanılmıştır. Bunun ilk örneği 1170'lerde İngiltere Woodbridge, Suffolk'ta görülmüştür. Aynı şekilde 16. yüzyıl'da Londra'ya su sağlamak amacıyla inşa edilmiş bir su çarkıda bir diğer örneği oluşturmaktadır. Gel-git'ten ilk önceleri tahıl öğütmek, ağaç kesmek ve su pompalamak gibi amaçlarla faydalanılmıştır.

Gel-git enerjisi elde açısından parasız olsada günlere göre değişken zamanlarda gerçekleştiği için her zaman elverişli olmamaktadır. Halen dünyanın her yerinden elde edilmemesi ve yüksek çıkış güçleri için yüksek mali harcamalar yapılması gibi bazı dezavantajları bulunmaktadır. Baraj gövdelerinin ve gel-git enerjisi dönüşüm sistemleri ile bağlantılı diğer yapıların yüksek maliyetlerinden dolayı dünyada artan enerji ihtiyacının çok küçük bir oranında, gel-git enerjisi vasıtasıyla karşılanabileceği tahmin edilmektedir.

2.1.2. Güneş enerjisi santralleri

Tüm yenilenebilir enerji kaynakları arasında güneş enerjisi, 1970'lerden sonra dikkati çeken ve üzerinde en çok durulan enerji türü olmuştur. Bir çok çevre tarafından fosil ve nükleer yakıt kullanımını azaltmak ve daha temiz bir çevre için bir çözüm olarak göz önünde bulundurulmuştur.

Güneş enerjisinin enerji üretimi amacı ile kullanmak için ilk olarak 18 yüzyılda ciddi deneysel çalışmalar gerçekleştirilmiştir. 1774 yılında Joseph Priestly, güneş ışınlarını civa oksidi üzerine yoğunlaştırarak oksijen gazını elde etmiştir. İlk solar-mekanik dönüşüm 1878 yılında Paris'te tanıtılmıştır. Güneş ışınları bir buhar kazanı üzerine yoğunlaştırılmıştır, elde edilen buhar ile bir baskı makinesini tahrik eden bir buhar makinesi işletilmiştir. Solar elektrik dönüşüm için yapılan ilk çalışma J.A. Harrington tarafından 1915 yılında New Mexico'da gerçekleştirilmiştir. Güneş ışınları, 6m yükseklikte bulunan 19m³'lük bir tanka su pompalayan bir buhar makinesini çalıştırmaya yarayan bir buhar kazanına odaklanmıştır. Böylelikle, depolanan su daha sonra tekrar bir su türbini üzerine akıtılarak, türbine bağlı elektrik jeneratörü tahrik etmiştir.

Güneş enerjisi yaklaşık olarak elektrik, termik, kimyasal enerji gibi tüm enerji ihtiyaçlarını karşılayacak potansiyele sahiptir. Bunun yanında, güneş enerjisi dağınık ve sürekli değişkenlik gösteren bir yapıdadır. Bundan dolayı dönüşümü mümkün olduğu verimli gerçekleştirilebilen ve istenilen herhangi bir enerji türüne etkili bir şekilde çevrim için enerjiyi toplayıp yoğunlaştırılabilen sistem ve cihazlara ihtiyaç vardır. Güneş enerjisi elektrik enerjisine dönüşümü temel olarak

- a) Güneş-Isı enerjisi dönüşüm sistemleri
- b) Fotovoltaik dönüşüm sistemleri

şeklinde iki farklı sistem ile gerçekleştirilebilir:

a) Güneş-ısı enerjisi dönüşüm sistemleri :

Bu metod ile radyasyon enerjisi, mekanik iş ve elektrik üretimi için ısı enerjisine dönüştürülerek, termo dinamik bir çevrim içerisine sokulur. Ekonomi ve verimlilikten dolayı yüksek sıcaklıkta yeterli bir ısı kaynağı elde edebilmek için radyasyonun toplanıp uygun şekilde yoğunlaştırılması gerekmektedir. Sistemin temel elemanları olan kollektörler güneş enerjisini toplar ve termo dinamik çevrimin işleyen akışkanını içeren alıcılara yönlendirirler. Güneş-Isı-Elektrik dönüşümünde kullanılan sistemlerin değişik tipleri bulunmaktadır.

Bunlar:

- 1- Rankine çevrimi, buhar veya diğer akışkanlar
- 2- Brayton çevrimi, helyum veya hava
- 3- Hibrit sistemler
- 4- Yenilenebilir güç sistemleri

Termodinamik dönüşüm güç santrallerinde kule ve alıcı ünitesi maliyette %11'lik ve ısı depolama sistemleri %17'lik bir paya sahiptir. Heliostat adı verilen ve sistemde ana toplayıcı görevi gören parabolik aynalar ise maliyette %45'lere varan paylara sahip olmaktadır. Geri kalan kısım ise kuruluş yeri ve diğer tesis ihtiyaçları arasında bölünmektedir. Kuruluş maliyetine etki eden heliostat fiyatlarının düşürülmesi, termodinamik güç santrallerini ekonomik hale getirmek için, üreticiler açısından ilk hedef olarak seçilmiştir.

b) Fotovoltaik dönüşüm sistemleri :

Fotovoltaik sistemler, herhangi bir termodinamik çevrimin bulunmadığı enerji fotonlarını elektrik enerjisine dönüştüren hücrelerden meydana gelen direk-dönüşüm cihazlardan oluşan sistemlerdir. Hücreler alçak akım ve gerilim üretirler. Dolayısıyla, istenilen güç ihtiyaçlarını karşılayabilmek için paneller içerisinde modüller şeklinde biraraya getirirler. Hücreler tek kristalli silikon, çoklu kristalli silikon ve kimyasal maddelerin veya bileşiklerden ince filmler olarak imal edilirler.

Fotovoltaik elektrik, veya çalışmaları, denizcilik, deniz aşırı haberleşme sistemleri ve benzeri uygulamalarda tercih edilmektedir. Enerji ihtiyacının buyk olması durumunda fotovoltaik sistem geleneksel sistemler ile karşılaştırıldığı zaman çok daha yüksek ücretlere mal olmaktadır. Son kullanıcı elektrik creti ise hem dönüştürücü hücelere hemde tesisin fotovoltaik olmayan geri kalan kısmını oluşturan kuruluş yeri, yapılar, kablolama, dc/ac enerji dönüşüm sistemleri, ulusal şebekeye bağlantılar ve soğutma gibi diğer etkenlerede bağlı olmaktadır.

Güneş enerjisinin toplam enerji üretimi içersindeki rolünün uygun bir değerlendirmesini yapmak için hem maliyeti hem de bu enerjinin gerçek vresel etkisini göz önünde bulundurmak gerekir. Güneş enerjisi sistemlerinin maliyetleri genel olarak iki şekilde değerlendirilebilir.

- 1) Sistemi oluşturan son ürünlerin fiatları ve bunları çalışan sistemler haline getirmek için gerekli harcamalar.
- 2) Son rnlerin üretim işlemi ve güneş enerjisi sisteminin inşası sırasında tüketilmesi gereken kömür, fuel-oil, doğal gaz ve nükleer yakıt gibi geleneksel enerji kaynaklarının miktarı.

Tesisin kullanım ömrü boyunca üretebileceği toplam net enerjinin yanında bu tüketilen enerjinin kk bir oranda kalabileceği düşünülebilir

vresel açıdan ise, güneş enerjisi sistemleri tam olarak kirlilik yaratmayan sistemler değillerdir. Büyük miktarlarda mineral cevherin çıkartılması, bu cevherin son ürün haline getirilmek üzere işlenmesi, sistem ekipmanlarının üretimi ve tesisin inşasının her biri kendi kirliliğini yaratan, sağlık ve iş güvenliği açısından risk oluşturan etmenlerdir. Ayrıca elektrik üretimi gerçekleştiren güneş enerjisi tesislerinin düşük verimi, tesislerden konsantre halde ve geniş oranda ısı yansımasına yol açar. Buda vre üzerinde ısıl bir kirlilik etkisi yaratmaktadır. Güneş enerjisi dönüşüm sistemleri hala sistemleri ekonomik hale getirecek ileri mühendislik çalışması ve yüksek harcamalar gerektirmektedir. Güneş enerjisi sistemlerinin elektrik şebekesinden uzakta bulunan yerleşim alanları için uygulanabilirliği talep gücünün düşük olması durumunda diğer geleneksel sistemlere göre ekonomik olmaktadır.

2.1.3. Rüzgar enerjisi santralleri

Aeolian enerjisi olarak da adlandırılan rüzgar enerjisi eski zamanlardan kullanılmakta olan yaygın bir enerji türüdür. Güneşin yerkabuğunu özdeş bir şekilde ısıtmamasından oluşan sıcaklık ve buna bağlı basınç farklarından meydana gelen rüzgarın oluşturduğu kinetik enerjiden faydalanarak, elektrik enerjisi üreten tesisler rüzgar enerjisi santralleri (Aeolian santralleri) olarak adlandırılmaktadır.

Rüzgar diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre yüzyıllar boyunca gerek amatörlerin gerekse bilim adamlarının ilgisini çekmiştir. Eski zamanlarda rüzgardan gemilerde ve yel değirmenlerinde kullanılmak üzere faydalanılmıştır. İlk yeldeğirmenleri Pers değirmeni olarak adlandırılan dikey eksenli makinelerle gerçekleştirilmiştir. Bu makineler rüzgara dik bir eksen üzerine yerleştirilmiş kanatçıklardan oluşmaktadır. Bu tip yeldeğirmenleri tüm rüzgar yönlerinde çalışabilmeleri ve yön ayarı gerektirmemeleri gibi avantajlara sahiptirler. Yeldeğirmeni fikrinin Avrupa'ya ulaşmasından sonra, dikey tip değirmenler, yatay eksenli- dikey kanatlı şekline dönüşmüştür. Direk tipi değirmen olarak adlandırılan bu değirmenler rüzgarı her yönden algılayamama ve gürültü gibi dezavantajlara sahiptir.

Bir elektrik generatörünü tahrik eden ilk yeldeğirmeni 19. yüzyıl sonlarında Danimarka'lı P. La Cour tarafından inşa edilmiştir. 1. Dünya savaşından sonra, bugünkü kullanılan yeldeğirmenlerine öncülük eden pervane tipi değirmenler yani rüzgar türbinleri geliştirilmiştir. 1931 yılında Crimea'da alçak gerilim üreten ve yerel bir şebekeyi besleyen bu türden bir yeldeğirmeni inşa edilmiştir.

Rüzgar enerjisi bedava enerji değildir. Rüzgarın fiyatı yoktur, ancak taşıdığı enerjinin tutularak istenilen biçime çevrilmesi için yatırım ve harcama gerektiren rüzgar enerjisi çevrim sistemlerine (W.E.C.S.*) ihtiyaç vardır. Bu nedenle rüzgardan üretilen elektriğin bir maliyeti bulunmaktadır. Son zamanlarda sağlanan teknolojik gelişmeler ve verim artışları ile bu maliyet sürekli düşürülmüştür. (Ültanır, 1996)

* W.E.C.S : Wind Energy Conversation System.

Çevresel olarak bakıldığında ise sürdürülebilir bir enerji kaynağı olan rüzgar aynı zamanda temiz bir kaynaktır. Ancak kaçınılmaz olarak rüzgar enerjisininde çevreye olumsuz bazı etkileri bulunmaktadır. Rüzgar santralleri görsel ve estetik olarak kişileri rahatsız etmesi, gürültü yapması, uçuş hızı düşük olan kuşlar için ölüm tuzağı olması, haberleşmede parazitler oluşturması gibi olumsuz çevre etkileri ve kaza olasılıkları vardır. Rüzgar türbini rotorları radyo dalgalarını yansıtmakta, gerek radyo ve gerekse TV alıcılarını karıştırmaktadır. Periyodik olan parazit sinyallere de neden olmaktadır. Ayrıca ülke topraklarının sınırlı olduğu ülkelerde, türbin gruplarının yer işgal etmesi rüzgar santrallerinin diğer bir dezavantajını oluşturmaktadır.



2.2. Sonlu Enerji Kaynakları

2.2.1. Fosil yakıtlı santraller

Enerji elde etmek amacıyla kullanılan yakıtın kimyasal enerjisinin yani primer enerjinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü santrallere fosil yakıtlı santraller adı verilmektedir. Yakıtın kazanlarda yakılması ile açığa çıkan bu enerji, işlenen maddeye (suya) geçmekte ve onu buharlaştırmaktadır. Kayıpların bulunmadığı ideal bir çevrimde işlenen maddeye geçen ısı, yakıtın yakılması ile açığa çıkan ısının tamamına eşittir. İşlenen maddenin enerjisi ilk olarak, buhar türbinlerinde mekanik enerjiye daha sonrada türbin miline akuple turbo generatörlerde elektrik enerjisine dönüştürülür. Pratikte yukarıda bahsedilen dönüşümlerin tümünde kayıplar oluşmaktadır. Giriş enerjisinin ancak %29'u faydalı enerji halini alabilmektedir. Bu kayıpların %3'ü ocak kayıpları, %7'si bacagazı kayıpları, %58'i kondenzasyon kayıpları, %1'i mekanik kayıplar ve %2'si iç ihtiyaç olarak ortaya çıkmaktadır. (Güney, 1993)

Bir cisim belirli basınç, sıcaklık ve konsantrasyondaki yakıcı denilen bir başka cisim etkisiyle yanabilirse bu cisme yakıt denilmektedir. Yakıtlar meydana gelişlerine göre doğal yakıtlar ve yapay yakıtlar olmak üzere sınıflandırılabilirler. Cinslerine göre ise katı, sıvı ve gaz yakıtlar olmak üzere üç grupta toplanırlar. Doğal yakıtların kaynağı bitkilendir. Kömür, yer kabuğunda meydana gelen değişiklikler ile uzun seneler süren basınç ve sıcaklık altında kalması sonucunda oluşur. Petrol ve doğal gaz ise, bitki ve hayvan kalıntılarının yer tabakalarının derinliklerinde basınç altında kalarak çok uzun süre anaerobik fermantasyona uğraması sonucuyla oluşur. Yapay yakıtlar ise kömür ve petrolden yapay olarak elde edilen yakıtlardır. Bu yakıtlar katı, sıvı veya gaz halinde olabilirler. (Güney, 1993)

Fosil yakıtlı santraller dünyada yaygın olarak kullanılan ve elektrik enerjisi üretiminin en güvenilir olduğu santrallerdir. Ham enerji maddelerinin önceden depolanabilmesi ve taşınabilir olması güvenilirliğini arttırmaktadır. Çevreye olan etkileri bakımından en önemli durum santral artıklarının devamlı olarak ölçülebilmesi ve kontrol edilmesidir. Bu artıklar bacadan çıkan uçucu küller ve baca gazları ile nehir, göl gibi kaynaklardan alınarak kondensede soğutma suyu olarak kullanılan ve yüksek sıcaklıkta alındığı

kaynağa geri verilen sulardan oluşmaktadır. Kondensede kullanılmak üzere bir kaynaktan alınan suyun giriş ve çıkış sıcaklıkları arasında çok fazla fark olduğu zaman, bu termik sıcaklık su kaynağındaki canlılara zararlı olabilir. Bacadan çıkacak olan uçucu küller ise elektrofiltrelerle büyük ölçüde tutulmakta olup, zararlı gazlar ise kazanda yanmanın tam olarak sağlanıp sağlanmaması kadar yakıtın cinsine bağlı etkilerdir. Fosil yakıtlı santraller çeşitli şekillerde sınıflandırılabilir. Yakıt şekli kullanma amacı, üretim tütü v.b. kriterler sınıflandırmada esas alınabilir. Müşterinin kullanım amacına göre, endüstriyel santraller ve halka açık santraller olarak da ikiye ayrılabilirler. Fosil yakıtlı santrallerin verimleri hidroelektrik santraller ile karşılaştırıldığında düşük, nükleer santraller ile karşılaştırıldığında yüksektir.

Fuel-Oil yakıtlı santraller, ham enerji maddesi olarak petrol ürünlerine bağımlı olması ve petrol fiyatlarının artması nedeni ile yavaş yavaş önemini kaybetmektedir. Bu santrallerin çalışma süresi düşük, enerji maliyeti yüksektir. Daha çok yedek santral olarak kullanılabilirler. Ekonomik olarak çalıştırılabilmesi için çok küçük güçler büyük güçlere kadar çok çeşitli kademelerde yapılabilmektedir. Bu tip santrallerin yol alma zamanı oldukça kısadır, kayıpları azdır ve boşa çalışabilirler. Bu santrallerin birim tesis masrafı küçük, işletme süresi kısa, yakıtın birim fiyatı yüksek olduğundan üretilen enerjinin maliyetide yüksektir. Ancak bu enerji puant zamanlarındaki açığı kapattığından, üretilen enerji önemlidir. Bu tip santrallerin planlamasını etkileyen faktörler başlıca yerleşim, kapasite, ünite büyüklüğü ve buhar basıncı ile sıcaklığıdır. Burada buhar basıncı ve sıcaklığı sadece yakıt ekonomisini etkilemektedir. Planlamayı etkileyen faktörler aşağıdaki gibi alt gruplara ayrılabilirler.

Yerleşim;

1. Gayrimenkulün değeri
2. Talep edilen yer
3. Su kaynağı (miktar ve sıcaklık)
4. Su temin ve tahliye maliyeti
5. Rüzgar yönlerinin etki alanı (yerleşim alanlarından uzak olmalıdır)
6. Demiryolu ve su nakil faaliyetleri
7. İletim hatlarında yerel zorluklar
8. Kömür, fuel-oil ve atık kül depolamak için arazide yeterli alan

Kapasite,

1. Su kaynağı
2. Mevcut ve gelecek artış ihtiyacı
3. Mevcut sistemlere bağlanabilirlik

Ünite büyüklüğü,

1. Mevcut ihtiyaçlar
2. Gelecek artış
3. Hizmet tipi (endüstriyel veya şebeke ihtiyacı)
4. Santralden beklenen yük eğrisi
5. Yedek kapasite

Bu gibi ve daha birçok faktörlerin çok iyi etüt edilmesi gerekmekte dolayısı ile santral yapımından önce gerek arazinin gerek ekonominin iyice incelenmesi ihtiyacı doğmaktadır. Buda yapımdan önce planlama, fizibilite araştırmaları ve genel mühendislik hizmetleri sonucu ortaya çıkan ve bu faaliyetlere bağlı olarakda ekonomik maliyeti etkileyen bir faktördür.

2.2.2. Jeotermal enerji santralleri

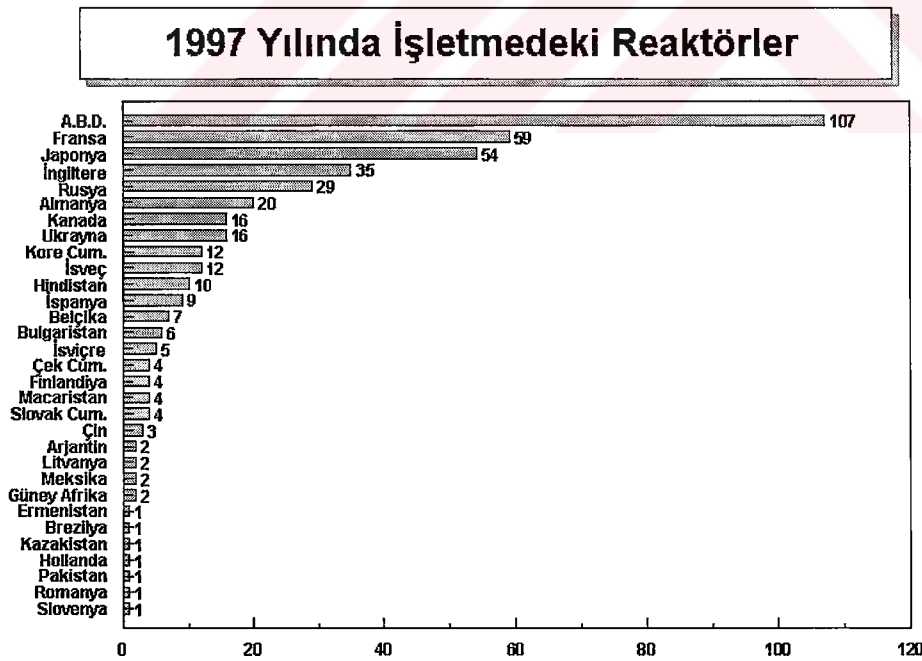
Jeotermal enerji temel olarak yer kürenin içlerinden gelen sıcak su veya kızgın buhar şekline dönüştürülebilen bir enerji türüdür. Binlerce yıl yer kürenin doğal ısısı kendini volkanlar, lav selleri ve gayzerler olarak kendini göstermiştir. Bunlar çoğunlukla büyük ısı depolarının yer kürenin kabuğu altında yattığının canlı kanıtlarıdır.

Tarihte, jeotermal enerjinin ilk uygulamaları mekan ısıtma, pişirme ve tıbbi amaçlar üzerine gerçekleştirilmiştir. Mekan ısıtmaya dair ilk kayıtlar İzlanda'da 1300'lü yıllara aittir. 1800'lerin ilk yarılarında jeotermal enerji Conte Francesco de Laderel tarafından Borik asit ayrıştırmak için kullanılmıştır. İlk mekanik dönüşüm 1897'de İtalya Lardello'daki buhar sahalarından elde edilen buhar ile ufak bir buhar makinesini çalıştıran bir buhar kazanını ısıtarak gerçekleştirilmiştir. Ayrıca yine Lardello'da dört adet ampul yakabilen bir generatör buhar vasıtasıyla tahrik edilmesi jeotermal kaynaklar ile gerçekleştirilmiştir. Bunu 1912'den 1914'e kadar yoğunlaştırılmış buhar türbini ile 8.5 MW elektrik üretilmesi takip etmiştir. 1944 yılına kadar Lardello'dan 127 MW'lık güç elde edilebilmiştir. II.Dünya savaşının sonlarına doğru bu tesisler yok edilmiştir. Ancak tesis genişletilerek yeniden inşa edilmiş ve 1981 yılında 360 MW'lık bir seviyeye ulaşılmıştır. Jeotermal buhar iki türdür. Magmatik buhar olarak adlandırılan ve magmanın kendisinden kaynaklanan buhar ve meteorik buhar olarak adlandırılan magma tarafından ısıtılan yeraltı sularından kaynaklanan buhar. Ancak bütün jeotermal kaynaklar buhar üretmezler. Bazılarında sıcaklığın düşük olmasından dolayı sadece sıcak su bulunur. Bazılarında yer altı suyu bulunmadığı için sıcak kaya içeririler.

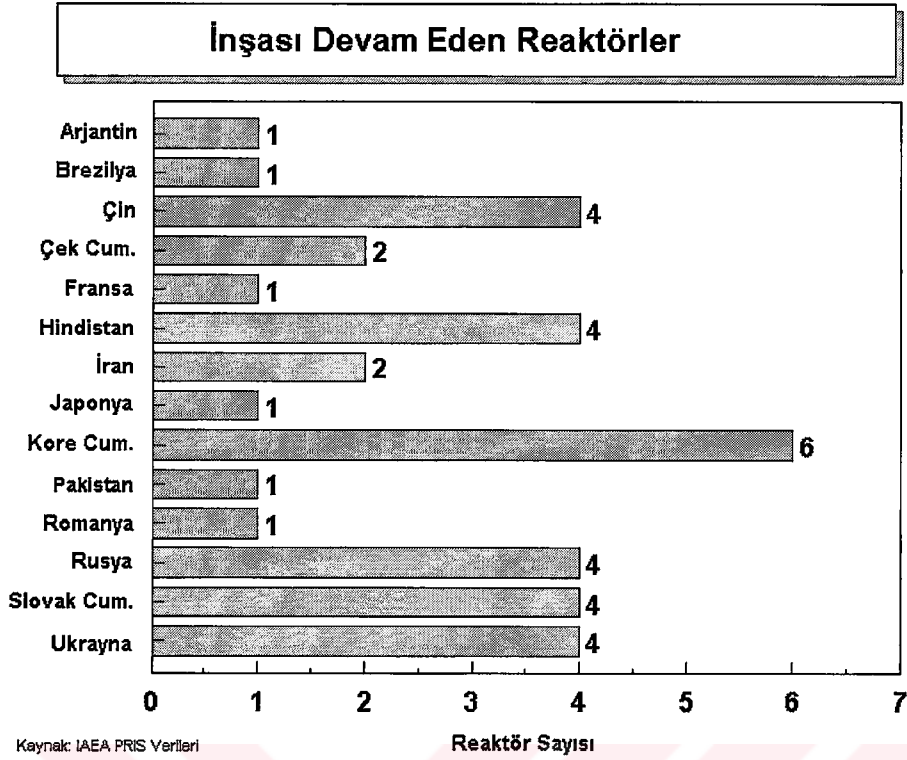
Jeotermal enerji bugün için ticari olarak üretilen temiz enerji kaynaklarından biridir. Bu enerji bina ısıtma, zirai ürünlerin kurutulması ve endüstride proses ısıtması gibi düşük sıcaklık uygulamaları için çok büyük bir kaynak sağlamaktadır. Jeotermal tesislerden atmosfere bırakılan gazlarda az ve zararlı olmadığı için çevresel açıdan çok büyük öneme sahiptir. Bunların yanında bu tür enerjinin dünyanın her yerinde elde edilememesi, elektrik enerjisi üretimi için yüksek enerji yoğunluğu gerektirmesinden dolayı her kaynağın elverişli olmaması gibi sakıncaları vardır. Ayrıca çıkartılan sıcak su veya buharın yer altındaki mineralleri de taşıyıp gelmesi dolayısıyla korozif olması gibi sorunlar da mevcuttur.

3. NÜKLEER ENERJİ

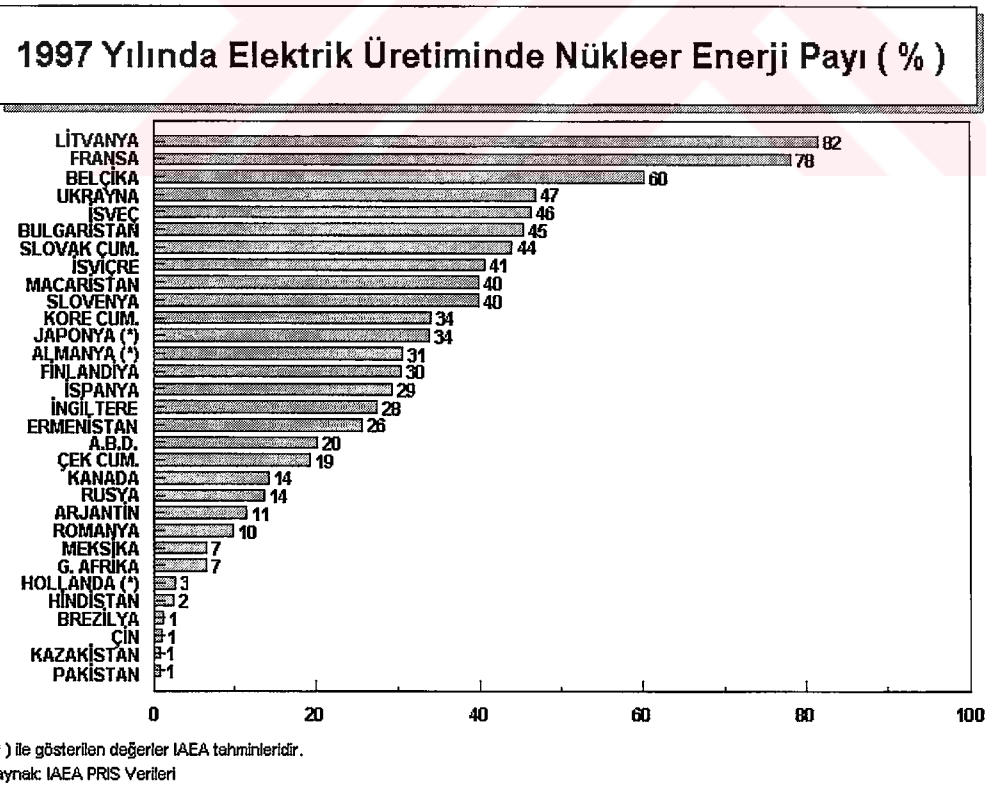
Nükleer çağ Otto Hahn ve Fritz Strassmann'ın fisyonu keşfi ve Enrico Fermi'nin ilk nükleer reaktörü inşa etmesi ile başlamıştır. Yapılan uygulamaların geliştirilmesi ile bilimadamları, atom çekirdeğinin fisyonunu daha güvenli bir biçimde kontrol edebilmiş ve maddenin dönüştürülebileceği en büyük miktarlarda açığa çıkarılmıştır. Nükleer enerjinin ilk kullanımı, ölümcül bir silah olarak 1945 yılında A.B.D'nin Japonya'da Hiroshima ve Nagasaki'yi bombalaması ile insanlık tarihinde yer almıştır. Atomların barışçıl amaçlarla kullanım çağı 1954'de Rusya'da elektrik üretimi için ilk atomik santralin açılması ve A.B.D'de ilk nükleer güçle çalışan denizaltı olan *Nautilus*'un denize indirilmesi ile başlamıştır. Bunu izleyen yıllarda da İngiltere Calder Hall'da ticari anlamda ilk enerji üretimi gerçekleştirilmiştir. Son 45 yıl içerisinde nükleer enerjinin barışçıl amaçlarla kullanımı başta elektrik enerjisi üretimi olmak üzere tıp ve diğer sivil yararlar için gerçekleşmiştir. 1980'li yıllara gelindiğinde dünya genelindeki, işletilen ve inşası süren nükleer reaktör sayısı yüzü aşmıştır. Dünya üzerinde günümüzde halen işletilen, inşası süren reaktörler ve bunların toplam enerji üretimindeki payları sırasıyla Şekil 3.1., Şekil 3.2. ve Şekil 3.3.'de gösterilmiştir.



Şekil 3.1. Dünya üzerinde çalışmakta olan reaktörler



Şekil 3.2. Dünya üzerinde inşası devam eden reaktörler



Şekil 3.3. Dünya üzerinde elektrik üretiminde nükleer enerji payları

Nükleer enerjinin bu hızlı ve yaygın büyümesi, bu enerjinin kullanımının muhtemel tehlikelere yol açmasından dolayı çoğu tartışmaların ve şiddetli protestolarında kaynağı olmuştur. Dünyanın büyük bölümündeki gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde hem ekonomik hemde stratejik sebeplerden dolayı nükleer enerjiye olan ihtiyacın uzun bir periyot boyunca süreceğide açıktır.

3.1. Nükleer Enerjinin Temelleri

1803 yılında kimyasal bileşimin yasalarını açıklamaya çalışan John Dalton, basit ama tamamlanmamış olan atomik hipotezini öne sürdü. John Dalton, her elementin maddenin en küçük bölünmez parçacığı olan atomlardan oluştuğunu kabul etmişti. Ayrıca atomlar farklı elementlerde farklı yapılardaydı ve kimyasal reaksiyonlarda özdeşliklerini muhafaza etmekteydi. 1811 yılında Amadeo Avagadro maddenin tanecikli yapısının sonlu sayıda atomlardan oluştuğunu söyleyen moleküllere dayalı molekül teorisini ileri sürdü. Bütün elementlerin atomları arasında ortak olarak, atomların kendilerinininde alt taneciklerden oluştuğu bilinmektedir.

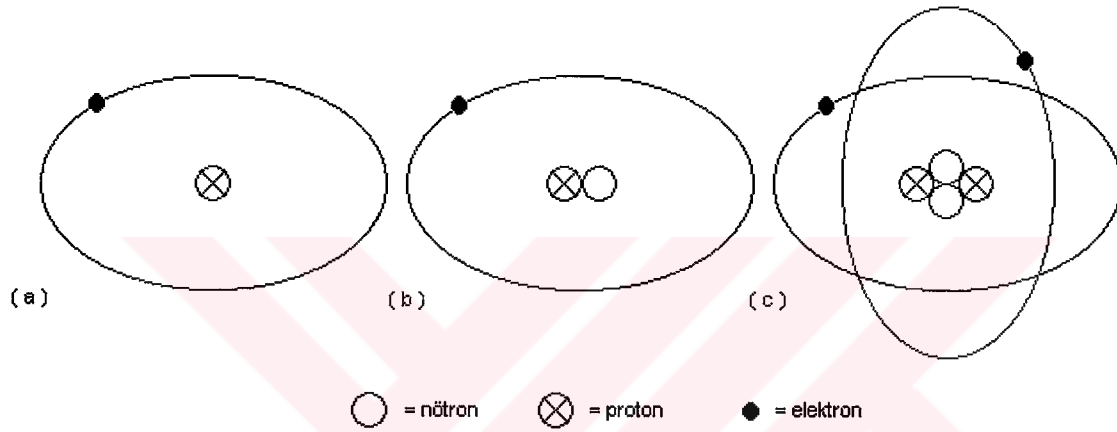
Bir atom nispeten ağır, pozitif yüklü çekirdek (*nucleus*) ve çekirdek etrafında çeşitli yönlerde dönmekte olan birkaç hafif ve negatif yüklü elektronlardan oluşur. Çekirdeğin kendisinde *nucleon* adı verilen alt parçacıklardan oluşmaktadır. Başlıca iki tip nucleon bulunmaktadır. Bu nucleonlar elektriksel olarak nötr olan nötronlar ve pozitif yüklü olan protonlardır. Protonlardaki elektrik yükü büyüklük olarak birbirine eşittir, ancak elektronlar ile ters işarete sahiptir. Genelde bakıldığında ise atom nötrdür. Bu durumda protonların sayısının çekirdeğin yörüngesindeki elektronların sayısına eşit olmasından kaynaklanmaktadır.

Bir atom, kendisini oluşturan parçacıklardan bazılarını kaybederek veya kazanarak bir başka atoma dönüştürülebilir. Bu tür bir reaksiyon kütleinin değişimi (Δm) ile sonuçlanır. Dolayısıyla Einstein'ın yasasına göre (3.1.1), değeri büyük miktarlara ulaşan bir enerjide (ΔE) ortaya çıkar. (c : Boşlukta ışık hızı, g_c : Dönüşüm faktörü)

$$\Delta E = \Delta m \cdot c^2 / g_c \quad (3.1.1)$$

Bu eşitlik enerjinin açığa çıktığı veya emildiği tüm fiziksel, kimyasal veya nükleer işlemlere uygulanmaktadır. Eğer atomik çekirdeklerdeki değişikliklerle bağlantılı olarak bir enerjiden söz ediliyorsa bu *nükleer* olarak adlandırılır.

Üç çeşit atomik parçacığın yapısı Şekil 3.1.1.'de görülmektedir. Hidrojen çekirdeğinde bir proton ve yörüngesinde bir elektron bulundurmaktadır. Döteryum ise çekirdeğinde bir proton, bir nötron ve çekirdek yörüngesinde bir elektron bulundurmaktadır. Helyum ise iki proton, iki nötron ve yörüngedeki iki elektrondan oluşmaktadır.



Şekil 3.1.1. Hafif atomların yapıları (a) Hidrojen (b) Döteryum veya Ağır Hidrojen (c) Helyum

Atomun kütlesinin büyük bir kısmını çekirdek oluşturmaktadır. Başlıca üç temel atomik parçacığın kütleleri aşağıdaki gibidir.

$$\text{Nötron kütlesi } m_n = 1.008665 \text{ amu}$$

$$\text{Proton kütlesi } m_p = 1.007277 \text{ amu}$$

$$\text{Elektron kütlesi } m_e = 1.0005486 \text{ amu}$$

Burada *amu* atomik kütle birimini (atomic mass unit) göstermektedir. Yaklaşık olarak $1 \text{ amu} = 1.66 \times 10^{-27} \text{ kg}$ 'dır. Bu üç parçacık atomun ana yapı taşlarıdır. Atomlar bu parçacıklardan değişik sayılarda içerdiklerinden kütlelerinde farklı olmaktadır.

Çekirdeklerinde aynı sayıda proton içeren atomlar benzer kimyasal ve fiziksel karakteristiklere sahiptirler. Ancak kütlelerinde farklılık gösterebilirler. Bu tür atomlar *izotop* olarak adlandırılırlar. Örneğin ağır hidrojen’de denilen döteryum hidrojenin bir izotopudur. Hidrojen ve döteryum, oksijen ile birleştirildiği zaman sırasıyla basit suyu ve ağır suyu meydana getirirler.

Diğer iki önemli parçacıkta *pozitron* (positron) ve *nötrino* (neutrino) dur. Pozitron, $+1e^0$, e^+ , β^+ sembolleri ile gösterilen pozitif yüklü elektronlardır. Nötrino ise deneysel olarak gözlenmesi zor olan çok küçük ve elektriksel olarak nötr parçacıklardır. Varlığına dair ilk kanıtlar teorik varsayımlara dayanmaktadır. Bir nükleer reaksiyonda β parçacığı yayıldığı veya yakalandığında, kütle kaybına bağlı olarak ortaya çıkan enerji, β parçacığının yayılmasının yol açtığı enerjinin tamamı değildir. Bu ilk olarak 1934 yılında Wolfgang Pauli tarafından öne sürülmüştür. Pauli’ye göre nötrino, reaksiyonlarda eş zamanlı olarak ortaya çıkmakta ve β parçacığınınkinden daha fazla bir enerji oranına sahip olmaktadır. Nötrinolar fisyon sırasında üretilen toplam enerjinin yaklaşık %5’ine sahip olmasından dolayı bir öneme sahiptirler. Bu enerji, nötrino tekrar tepkime yapmadığından ve pratik herhangi bir yapı malzemesi ile durdurulamadığından tamamen kayıp bir enerjidir.

Kimyasal reaksiyonlar, bütün atomların birleşmesine veya ayrışmasına neden olurlar. Bu kimyasal reaksiyonlar sonunda reaksiyon ürünleri olduğu gibi, birimi *elektron volt* (eV) olan bir kısım enerjide açığa çıkar. Bu birim nükleer mühendislikte yaygın olarak kullanılan bir enerji birimidir.

$$1 \text{ eV} = 1.6021 \times 10^{-19} \text{ joule (J)} = 1.519 \times 10^{-22} \text{ Btu.} = 4.44 \times 10^{-26} \text{ kWh.}$$

$$1 \text{ milyon elektron volt (1 MeV)} = 10^6 \text{ eV.}$$

Kimyasal ve nükleer reaksiyonlar, hem *egzotermik* (*exothermic*) hem de *endotermik* (*endothermic*) olarak gerçekleşebilirler, yani ya enerji alırlar yada enerji verirler. Kütle ve enerji birbirleri arasında dönüşümlü olduğundan enerji gerektiren reaksiyonlar, egzotermik reaksiyonlarda kütle kaybına, endotermik reaksiyonlarda kütle artışına sebep olurlar.

Bir nükleer reaksiyonda kütle değişikliğine bağlı olarak ortaya çıkan enerji Einstein'ın yasasına göre (3.1.1) hesaplanabilir. Buna göre;

$$\Delta E = \Delta m \cdot c^2 / g_c \quad (3.1.1)$$

Dönüşüm faktörü olan g_c metrik birim sisteminde $1.0 \text{ kg.m} / (\text{N.s}^2)$ olarak alınacaktır. Bu nedenle Δm kilogram ve c metre / saniye olarak alınırsa ΔE joule olarak elde edilecektir. $c=3 \times 10^8 \text{ m/s}$ olduğuna göre eşitlik aşağıdaki şeklini (3.1.2) alacaktır.

$$\Delta E (\text{J}) = 9 \times 10^{16} \Delta m (\text{kg}) \quad (3.1.2)$$

Çekirdeğin kütlesini atomik kütle birimi olarak ($1 \text{ amu} = 1.66 \times 10^{-27} \text{ kg}$) olarak ifade etmek daha uygun olacağından, enerjide joule ve MeV olarak aşağıdaki eşitliklerle (3.1.3), (3.1.4) ifade edilirler.

$$\Delta E (\text{J}) = 1.49 \times 10^{10} \Delta m (\text{amu}) \quad (3.1.3)$$

$$\Delta E (\text{MeV}) = 9 \times 10^{16} \Delta m (\text{amu}) \quad (3.1.4)$$

3.1.1. Nükleer fisyon reaksiyonu

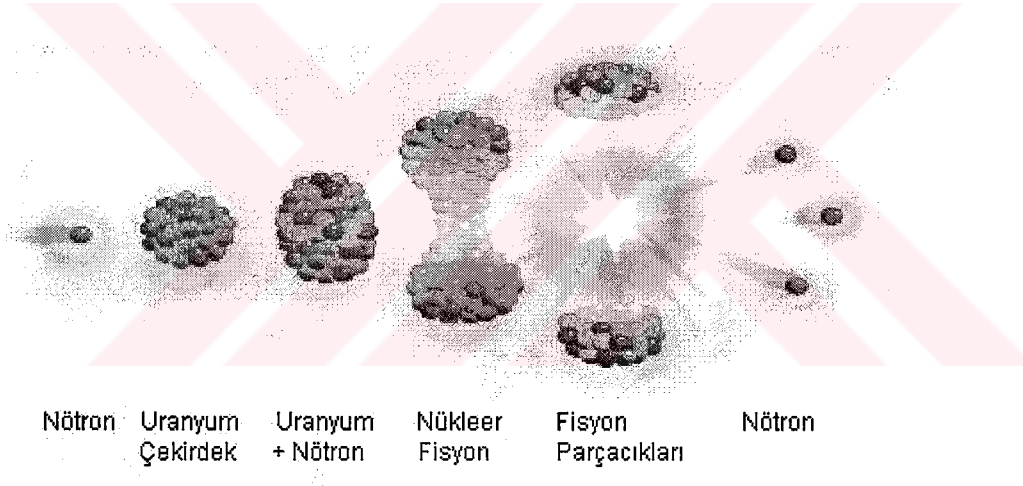
Nötronların elektrik yükü bulunmadığı için, durdurulmadan madde içinde uzun yollar kat edebilirler. Halbuki proton ve alfa gibi yüklü parçacıklar, ancak yüksek bir kinetik enerjiye sahip oldukları zaman çekirdeklere girebilirler. Yavaşlatılmış nötronlar, çekirdek içindeki elektriksel potansiyel perdesini kolaylıkla delip elementlerin içine girerek reaksiyon yapabilmektedir.

^{235}U 'in çekirdeğine bir nötron çarpınca daha küçük iki çekirdeğe ayrılmaktadır. Ayrılan bu parçalara, parçalanma ürünleri denir. Bunlarla beraber enerji radyasyonu, 2 veya 3 nötron açığa çıkmaktadır. Bu tip bir parçalanma için doğada uygun birkaç tip izotop bulunmaktadır. ^{235}U , ^{239}Pu ve ^{233}U bütün enerji seviyelerindeki nötronlar tarafından

parçalanabilirler. ^{238}U , ^{232}Th ve ^{240}Pu ise sadece yüksek enerjili nötronlar tarafından parçalanabilirler. Filyon reaksiyonu birçok şekilde (3.1.1.1.) gerekleŒebilir;



Burada 3nemli olan ^{235}U 'in parçalanması ile açığa çıkan enerji ile birlikte 2 veya 3 n3tron açığa çıkması ve bu n3tronların baŒka ^{235}U çekirdeklerine çarparak yeni parçalanmalara neden olmalarıdır. B3ylece s3rekli olarak atomların parçalanması sağlanır. Bu parçalanmalar kontrol altına alınabilirse, her parçalanmadan ortaya çıkan enerjiyi s3rekli olarak almak m3mk3n olmaktadır. Atomların bu Œekilde s3rekli olarak parçalanmasına zincirleme reaksiyon denir. Œematik olarak bu t3r bir reaksiyon aŒaėıda Œekil 3.1.1.1'de g3sterilmiŒtir.



Œekil 3.1.1.1. N3kleer filyon reaksiyonu

Parçalanma olayında, parçalanma 3r3nlerinin k3tlelerinin toplamı, parçalanmadan 3nceki ^{235}U ve parçalanmayı meydana getiren n3tronun k3tlesi toplamından daha azdır. Aradaki fark enerjiye d3n3Œen k3tle miktarına eŒdeėerdir.

Parçalanma reaksiyonu sonucunda meydana gelen n3tronların hızı çok y3ksektir. Bu n3tronların ^{238}U tarafından yutulmasını 3nlemek ve diğer ^{238}U atomlarına çarpma ihtimalini artırarak, m3mk3n olan maksimum enerjiyi elde etmek hızlarının belirli bir d3zeye d3Œ3r3lmesi gerekmektedir.

Değişik enerji değerlerinin elde edildiği birçok fisyon reaksiyonları vardır. Örneğin (3.1.1.2.),



reaksiyonu kütleler dengesine sahip olmalıdır. Buna göre;

$$235.0439 + 1.00867 \rightarrow 136.9061 + 96.9212 + 2 \times 1.00867$$

$$236.0526 \rightarrow 235.8446$$

$$\Delta m = 235.8446 - 236.0526 = -0.2080 \text{ amu}$$

Bu elde edilen değere bağlı olarak açığa çıkan enerji;

$$\Delta E = 931 \times (-0.2080) = -193.6 \text{ MeV} = -3.1 \times 10^{-11} \text{ J} = -2.937 \times 10^{-11} \text{ Btu.}'dur$$

Görüldüğü gibi ${}^{235}\text{U}$ 'in fisyonu ortalama olarak 193 MeV enerji sağlamaktadır. Bu değer ${}^{233}\text{U}$ ve ${}^{239}\text{Pu}$ içinde geçerli olmaktadır. Ortaya çıkan bu değer *ani* enerji değeridir. Yani fisyon anında ortaya çıkmaktadır. Dolayısıyla reaksiyonda daha fazla enerji üretilmektedir. Bu;

- 1) Fisyon parçacıklarının fisyon ürünlerine geç dönüşmesinden,
- 2) Fisyon göre çok az miktarlarda olmasına rağmen reaksiyonlarda enerji üreten fazla nötronların bölünme dışı yakalanmalarından kaynaklanmaktadır.

Fisyon reaksiyonu başına üretilen toplam enerji ani enerji değerinden büyük olmaktadır ve yaklaşık olarak 200 MeV mertebesindedir. 1g. ${}^{235}\text{U}$ çekirdeğinin komple fisyonundan üretilen enerji;

$$\frac{\text{Avagadro Sayısı}}{235\text{U izotop kütlesi}} \times 200 \text{ MeV} = \frac{0.60225 \times 10^{24}}{235.0439} \times 200$$

$$\begin{aligned}
&= 0.513 \times 10^{24} \text{ MeV} \\
&= 2.276 \times 10^4 \text{ kWh} \\
&= 8.190 \times 10^{10} \text{ J} \\
&= 0.948 \quad \text{MW-gün (MW}_g\text{)}
\end{aligned}$$

Görüldüğü gibi 1g bölünebilir maddenin yakılmasından yaklaşık olarak 1MW-gün'lük enerji elde edilmektedir. Bu durumda yakıt yanma oranı (Fuel Burn-up) ile de bağlantılıdır. Dolayısıyla teorik olarak maksimum yanma yaklaşık olarak bir milyon MW-gün / ton yakıt demek olacaktır. Ancak bu durum yakıtın tamamen bölünebilir çekirdeklerden oluşması ve tamamının fisyon yapması durumunda geçerlidir. Fakat reaktör yakıtları, uranyum, plutonyum ve toryum'un bölünmeye uygun olmayan izotoplarını da içerirler. Gerçek yakıt terimi başka alaşımlar, kimyasal bileşik ve karışımlar içermeyen bütün uranyum, plutonyum ve toryum izotopları için kullanılır. Yakıt malzemesi terimi ise gerçek yakıt ve ilave diğer maddeler için kullanılır.

Bölünmeye uygun izotoplar bile, nötronları yutan fisyon ürünlerinin birikmesinden dolayı tam olarak fisyonla uğrayamazlar. Bu sebepten ve yakıt malzemesinin yüksek sıcaklıklarda işletmek için yetersiz olması veya sınırlı bir süre dışında gaz halindeki fisyon ürünlerinin (Xe ve Kr gibi) kendi yapıları içinde muhafaza etme zorluğu gibi metalurjik sebeplere bağlı olarak yanma oranı (Burn-up) değerleri belirtilenlerden daha düşük seviyelerde gerçekleşmektedir. Fakat ^{238}U gibi zengin çekirdeklerden dönüştürülerek elde edilen ^{239}Pu gibi bölünebilir çekirdeklerin fisyonla uğratılması ile bu değer yükseltilebilir. Yakıt tipine ve zenginleştirmeye bağlı olarak, yanma 1000 ile 100000 MW-gün / ton veya daha yüksek değerler arasında değişebilir.

3.1.2. Nükleer füzyon reaksiyonu

Proton, nötron ve elektronlardan ibaret olan iki atom çekirdeği birleştirilmek istenirse, birleştirmeden önceki toplam kütle ile, birleştirmeden sonraki toplam kütle birbirine eşit olmayacaktır. Yani birleştirmeden sonraki kütle, birleştirmeden önceki kütleden daha az olacaktır. Kütlede meydana gelen bu fark, atomları birleştirme esnasında enerjiye dönüşen kütledir. Bu şekilde açığa çıkarılan enerjiye "füzyon enerjisi" denir.

Güneş ve yıldızlarda enerji sürekli olarak füzyon reaksiyonları vasıtası ile üretilir. Bu reaksiyon, bir helyum ve iki pozitronun ortaya çıkması ile sonuçlanan, ^3He , nitrojen, karbon ve diğer parçacıkların reaksiyon sırasında bir gözüküp bir kaybolduğu ve temel olarak dört eriyik hidrojen çekirdeğinin bir araya gelmesi ile gerçekleşir. Reaksiyona ait basit eşitlik (3.1.2.1.)'deki gibi gösterilebilir.



Bu reaksiyon sonucunda 25.7 MeV'luk enerjiye karşılık olarak kütlede 0.0276 amu'luk bir azalma meydana gelir. Reaksiyonlar sırasında üretilen ısı, çekirdeklerde birkaç milyon dereceler mertebesinde sıcaklıklar oluşturur. Bu ısı yeni reaksiyonların başlatılmasına ve takip eden reaksiyonlarında devamlılığını korumasına yardımcı olur.

Dünyada, fisyon destekli füzyon silahlarda ve elektrik üretimi için gerçekleştirilmekle beraber, reaksiyonun basit fonksiyonu ilk olarak 1920'lerde parçacık hızlandırıcılarda yapılan araştırmalar sırasında keşfedildi. Yapay füzyon, iki hafif atomun ergiyip daha büyük bir tane meydana getirmesi ile gerçekleştirilebilir. Dört hidrojenin reaksiyonunun tamamlanması için ortalama olarak milyarlarca yıl gerekirken, döteryum- döteryum reaksiyonu bir saniyenin çok küçük bir bölümünü gerektirir.

Füzyonu gerçekleştirmek için elektriksel itme kuvvetlerini yenmek gerektiğinden pozitif yüklü çekirdekleri yüksek kinetik enerjilere, sıcaklıklarını yüz milyonlarca dereceye yükselterek (plazma hali) hızlandırmak gerekmektedir. Bu durumda plazmanın bulunduğu ortamın çeperlerine teması önlenmeli ve minimum bir mesafede saniyeler mertebesinde bir süre için ortamda kapalı tutulmalıdır. Füzyon reaksiyonları

termonükleer olarak adlandırılırlar. Çünkü reaksiyonu başlatmak ve sürdürmek için çok yüksek sıcaklıklar gerekmektedir.

Yapay olarak gerçekleştirilecek bir füzyon reaktörü için birçok problemin önceden çözümlenmesi gerekmektedir. Bunlardan en önemlileri arasında plazmanın üretilmesi ve sürdürülmesindeki zorluklar, füzyon enerjisinin elektrik enerjisine dönüşümündeki zorluklar ve işletimsel açıdan diğer bir çok problem bulunmaktadır.



3.1.3. Radyoaktivite

İnsanlar, doğada her zaman mevcut olan radyoaktif bir dünyada yaşamaktadırlar. Radyasyon dünyanın oluşmasından itibaren varlığını korumaktadır. Bugün, çevremizdeki radyasyonun bir kısmı insan yapımıdır ancak yine de etkileşim daha çok doğal kaynaklardan gelmektedir. Radyoaktivite önemli bir enerji kaynağı olduğu gibi, araştırmalarda, endüstride, tıpta ve daha birçok geniş çaplı uygulamalarda kullanmak için önemli bir radyasyon kaynağıdır.

Doğal izotopların büyük bir kısmı kararlıdır. Kararlı olmayanlar yani radyoaktif olanlar ise talyum, kurşun, bizmut gibi ağır elementlerin izotopları ve polonyum ile başlayan tüm ağır elementlerin izotopların toplamından oluşmaktadır. Bunlara ek olarak hafif kütleli izotoplar ve sayısı binleri bulan yapay izotoplarda radyoaktifdirler. Doğal ve yapay radyoaktif izotoplar genellikle radyoizotop olarak adlandırılırlar.

Radyoaktivite, radyoaktif bir izotopun sürekli olarak kendiliğinden (dışarıdan müdahale olmaksızın) ayrılmaya uğraması yani ana çekirdeğin bir veya daha fazla parçacık yayarak bir başka çekirdeğe dönüşmesi demektir. Bu duruma ana çekirdeğin ikincil çekirdeğe *bozunması* da denir. İkincil çekirdek kararlı veya kararsız olabilir, bu durumda kararlı bir izotop oluşana kadar birkaç bozunma daha gerçekleşir. Radyoaktiviteye örnek olarak bir doğal oluşumlu radyoizotop olan ^{115}In 'in ana, ^{115}Sn 'in de kararlı çekirdeği oluşturduğu aşağıdaki (3.1.3.1.) örneği verilebilir.



Radyoaktivitede her zaman için kütlede azalma görülür ancak olay egzotermiktir. Serbest kalan enerji, yayılan parçacığın kinetik enerjisi olarak ve γ radyasyonu olarak ortaya çıkmaktadır. Doğal oluşumlu izotoplar, α , β , γ parçacıkları veya radyasyon yayarlar. Yapay izotoplar bunlara ek olarak pozitron, yörüngesel elektron yutma, nötron gibi parçacıkları yayarlar veya buna maruz kalırlar.

Alfa Bozunması :

Alfa parçacıkları her biri iki proton ve iki nötrondan oluşan helyum çekirdeklerden oluşmaktadır. Bu parçacıklar genellikle ağır radyoaktif çekirdekler tarafından saçılırlar. Bu bozunmaya örnek olarak ^{239}Pu 'un ^{235}U 'a dönüşümü (3.1.3.2.) gösterilebilir.



Beta Bozunması :

Aşağıdaki eşitlik (3.1.3.3.), β bozunması için örnek olarak gösterilebilir.



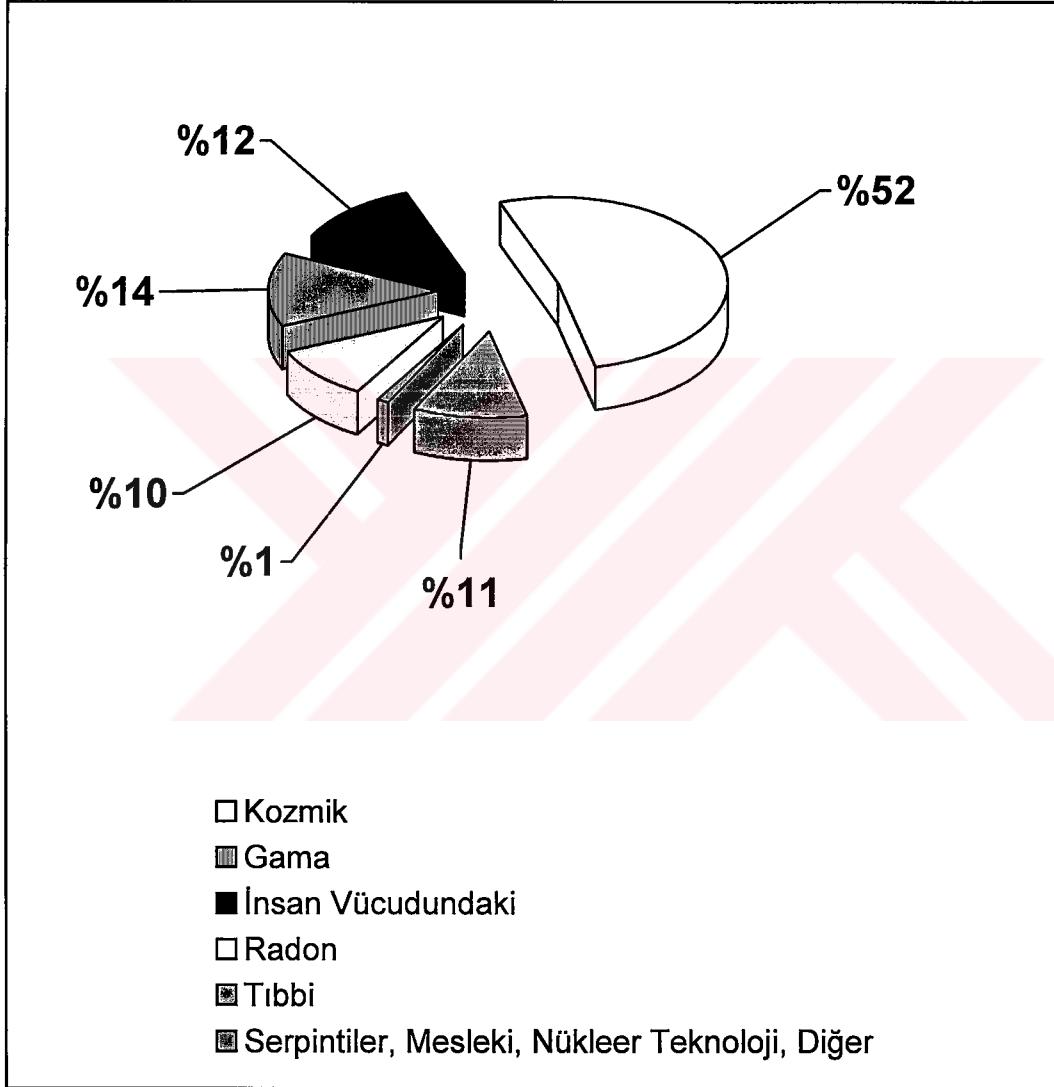
Burada ν nötrino'yu simgelemektedir ancak genellikle eşitliklerde ihmal edilebilir. β parçacıklarının maddeleri delip geçebilme enerjisi γ ışınları ile karşılaştırıldığında zaman küçüktür ancak α parçacığından da kuvvetlidir.

Gama Işınması :

Son derece kısa dalga boyuna ve çok frekansa dolayısıyla yüksek enerjiye sahip elektromagnetik bir ışımadır. γ ışınları ve x ışınları fiziksel olarak benzerdirler ancak kökenlerinde ve enerjilerinde farklılık vardır. γ ışınları çekirdekte, x ışınları ise yörüngelerini veya enerji seviyelerini değiştiren elektronlardan dolayı atomlardan yayılırlar. Gama bozunması sonucu atomik veya kütle numarasında değişiklik olmaz.

Radyasyon insan duyuları ile tespit edilemez. Ancak basit ölçü aletleri ile kolaylıkla ölçülebilir. Radyasyon yoğunluğunu tarif etmek için kullanılan terim doz'dur. Doz miktarını tarif etmek için kullanılan birim genel kullanımda *rad*, biyolojik uygulamalarda ise *rem* 'dir. Rad, herhangi bir maddenin 100 erg/g'lık soğurma yapmasına eşdeğerdir. Bu birimlerden daha yeni bir birim olarak *sievert (Sv)* veya *mikrosievert (mikroSv)* kullanılmaktadır. (1 sievert = 100 rem) Radyasyon günlük hayatımızın bir parçasıdır. Doğal oluşumlu radyoaktif maddeler yerkürede üzerindeki toprakta, kayalarda, suda ve bitkilerde yayılmış bir halde bulunmaktadır. Çevremizden saçılan radyasyon karasal radyasyon olarak adlandırılır. Dış uzaydan ve güneşten gelen

radasyon ise kozmik radasyon olarak adlandırılır ve büyük oranda atmosfer tarafından emilir, bu radasyonun bir kısmında yer seviyesine inerek toprağa geçer. Doğal radasyon miktarının yaklaşık 50 katını bir defada almak, sağlık yönünden olumsuz bir etki yaratmaz. Ancak bir yılda alınan ortalama doğal radasyon miktarının en az 2000 katını bir defada almak ölüme neden olur. İnsanların yaşamları boyunca maruz kaldıkları radasyon oranları Şekil 3.1.3.1’de açıkça görülmektedir.



Şekil 3.1.3.1. İnsan yaşamı boyunca maruz kaldığı radasyon oranları

Kaynak : Nuclear Electric Plc., Radiation Booklet

Görüldüğü gibi insan yaşamı boyunca doğal yollardan %88’lik bir oranda radasyondan etkilenirken, yapay yollardan ise %12’lik bir oranda radasyona maruz kalmaktadır.

3.2. Nükleer Santraller

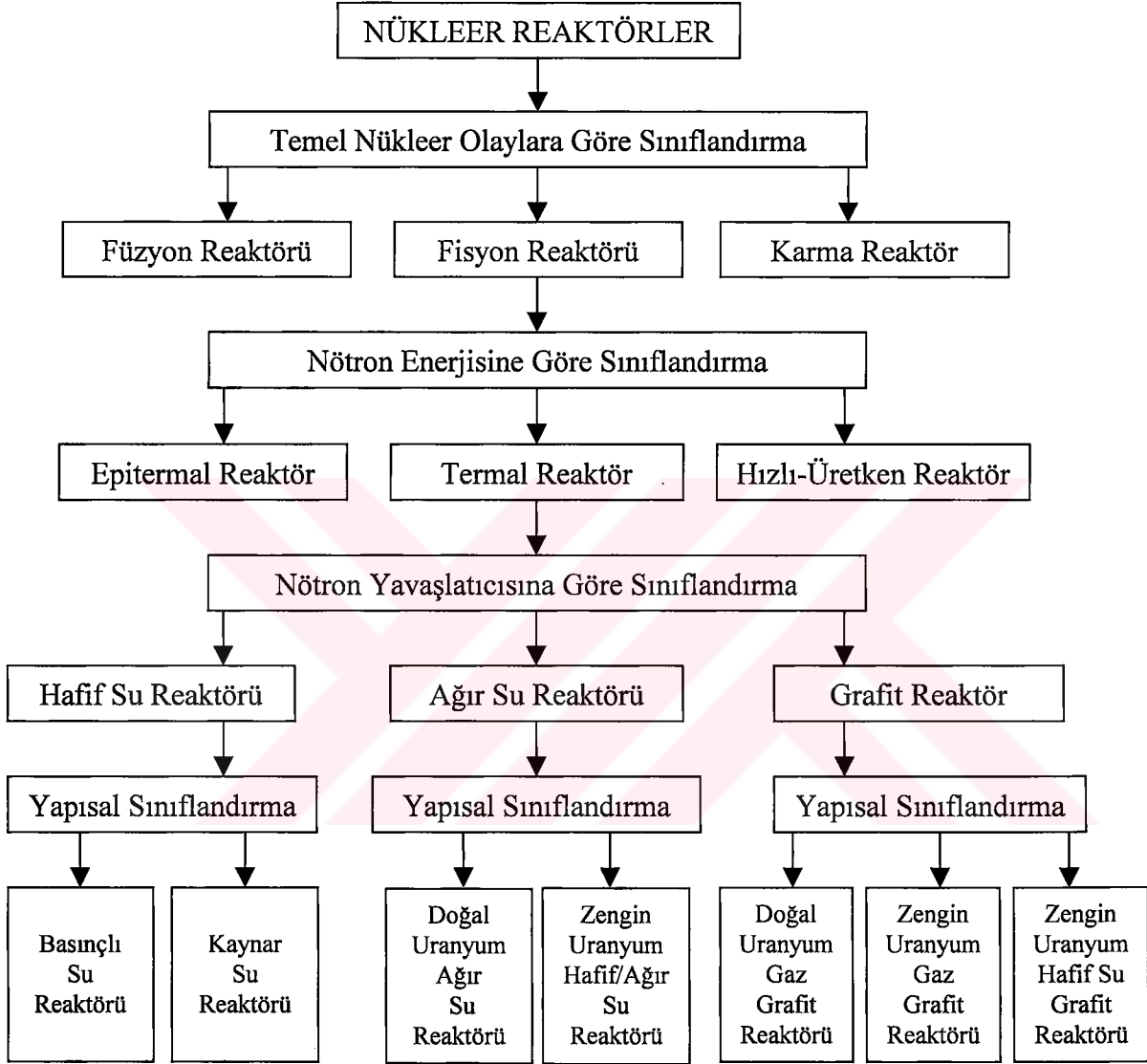
Bol ve güvenilir bir elektrik enerjisi için artan talebin karşılanması amacı ile nükleer fisyonun barışçıl amaçlarla kullanımında büyük aşamalar kaydedilmiştir. Diğer teknolojilerle karşılaştırıldığı zaman, nükleer enerjinin keşfi ve kullanımı arasındaki zaman aralığı son derece kısadır. Gelişme hızından dolayıda, toplumun bu tür enerjiyi kabullenmesinde problemler çıkmıştır ve günümüzde tartışmalar hala sürmektedir.

Tüm karmaşık teknolojilerde olduğu gibi ilk kuşak nükleer fisyon santrallerinin tasarım, inşaat ve işletilmesinde yenilikler yapılmasının gerekli olduğu ortaya çıkmıştır. Bugünkü mevcut çalışmalar, basınçlı-su, kaynar-su ve gaz soğutmalı termal reaktörler gibi denenmiş sistemlerin tasarımını, güvenliğini ve işletmesini geliştirmeye ayrıca hızlı-üretken reaktörlerin daha ileri örneklerini inşa edebilmek üzerine yoğunlaşmıştır.

Termal ve hızlı olmak üzere başlıca iki fisyon reaktörü vardır. Termal reaktörler, fisyonun esas olarak termal nötronlar tarafından gerçekleştirildiği reaktörlerdir. Dolayısıyla nötronları termalize etmek için bir moderatöre ve fisyon işlemi sırasında üretilen ısıyı ortamdaki uzaklaştırmak için bir soğutucuya ihtiyaç vardır. Moderatör ve soğutucu sistemi, hafif su ile ağır su gibi tek ve aynı veya grafit moderatör ile helyum / karbondioksit gibi gaz soğutmalı türden farklı olabilir. Nükleer reaktörler temel nükleer olaylar ve yapıları gibi çeşitli kriterlere göre sıralanmasıyla Çizelge 3.2.1.'de görüldüğü gibi bir sınıflandırma ortaya çıkar. Moderatör ve soğutucudan oluşan ikilinin kombinasyonları geliştirilerek birçok yeni tipte termal reaktörler elde edilmiştir.

Bugün dünyada üretim daha çok hafif su reaktörleri (LWR) grubuna dahil olan termal reaktörlerden Basınçlı Su Reaktörleri (PWR), Kaynar Su Reaktörleri (BWR), Gaz Soğutmalı Reaktörler (GCR) ve Ağır Su Reaktörleri (PHWR) tipi santrallerde yoğunlaşmış bulunmaktadır. Bunlarla beraber hızlı üretken reaktörlerinde dünya üzerindeki sayıları az da olsa Sıvı Metal Hızlı Üretken Reaktör (LMFBR) ve Gaz Soğutmalı Hızlı Reaktör (GCFR) tipinde örnekleri bulunmaktadır. Üretim, kontrol ve işletme gibi zorluklardan dolayı füzyon reaktörlerinin örnekleri bulunmamaktadır. Bu konudaki güçlüklerin aşılması için bilim adamları ve araştırmacılar çalışmalarını teorik ve laboratuvar koşullarında deneysel olarak sürdürmektedirler.

Çizelge 3.2.1. Nükleer reaktörlerin sınıflandırılması



3.2.1. Termal reaktörün yapısı ve işleyişi

Nükleer reaktörü oluşturan elemanların en önemlisi uranyum yakıttır. Uranyum, nükleer yakıt olarak kullanılmadan önce her türlü yabancı maddelerden arındırılır. Günümüzdeki reaktörlerin büyük çoğunluğu izotopik zenginleştirilmiş, daha açık bir ifade ile, ^{235}U oranı %3 dolayına yükseltilmiş uranyumu yakıt olarak tüketirler.

Yakıt olarak ^{235}U kullanan bir reaktörün kararlı halde çalışabilmesi için fisyon işlemi sırasında nötron kaybına uğramaması gerekir. Bu kayıplar iki şekilde gerçekleşebilir;

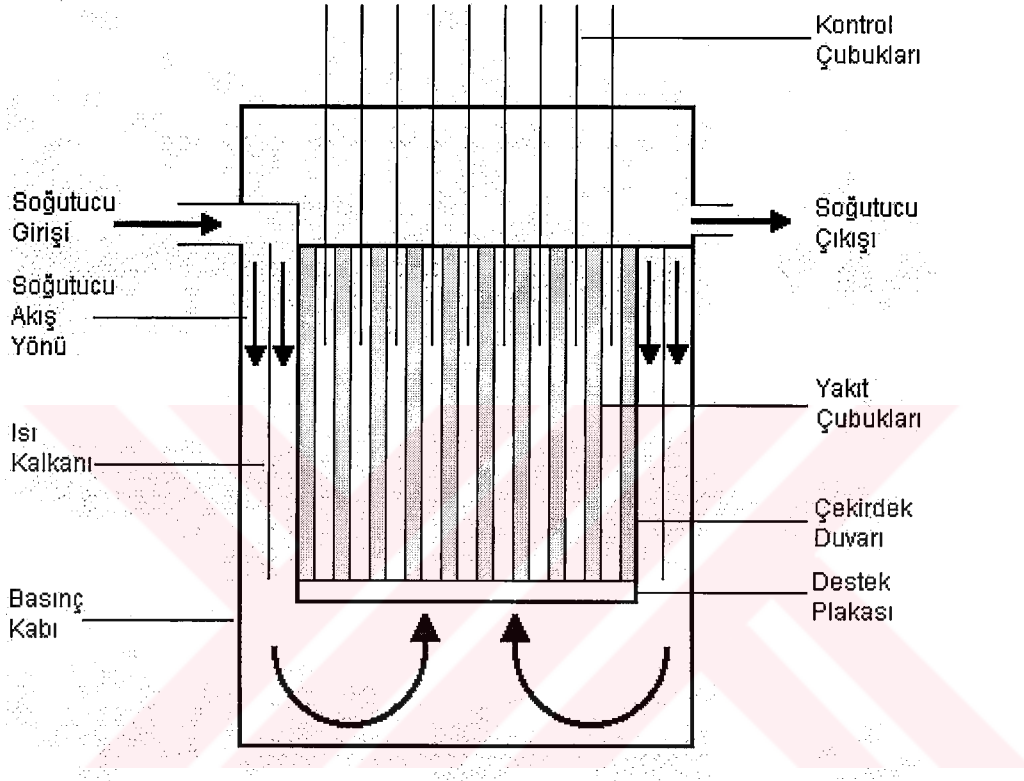
- 1) Yapısal malzemeler, soğutma kanalı çeperleri, yakıt tüpleri, soğutucu ve yakıtın kendisininde dahil olduğu reaktör çekirdeği malzemelerinde bölünme dışı soğurma.
- 2) Reaktör çekirdeği malzemelerinin ve boyutlarının bir fonksiyonu olan çekirdekten sızıntı.

Bu iki faktör reaktör tasarımını etkileyen baş etmenlerdir. Reaktörün yapımı homojen ve heterojen olmak üzere iki şekilde gerçekleştirilebilmektedir.

Homojen formdaki reaktörlerde yakıt ısı dönüştürücü cihazlar gibi dolaşımın bulunduğu ortamlarda moderatör ile karıştırılmış veya çözündürülmüş halde bulunur. Enerji üretimi amacıyla bu sistemlerin tasarım ve inşası ile ilgili sorunlar tam olarak çözümlenmemiştir.

Sürekli ve düzenli bir biçimde enerji elde etmek için üç yöntem mevcuttur. 1) heterojen reaktörler, 2) zenginleştirilmiş yakıt kullanmak, 3) her iki yöntemin birleşimi. Heterojen reaktörlerde çubuk, plaka, küre veya silindir şeklindeki yakıt bir yakıt zarfı ile kaplıdır. Yakıt zarfı malzemesi, soğutucunun yakıt ile temasını ve yakıt ile fisyon ürünlerinin soğutucu içersine dağılmasını engelleyecek şekilde bariyer vazifesi gören izole bir malzemedir yapılmıştır. Yakıt zarfının bu sebeplerden dolayı yüksek mukavemetli, korozyona dayanıklı ve iyi ısı iletim özelliklerine sahip olması gerekmektedir. Bunun için paslanmaz çelik, zircalloy adı verilen zirkonyum alaşımı, magnox adı verilen magnezyum alaşımı gibi malzemeler kullanılır. Şekil 3.2.1.1.'de heterojen tipten bir reaktörün şematik olarak yapısı gösterilmiştir.

Saf uranyum metal, elde olunması güç ve üstelik özellikleri yönünden zayıf bir malzeme olduğundan tercih edilmez. Günümüzün reaktör yakıtı UO_2 'dir. Uranyum dioksit toz halinde elde edildikten sonra, küçük silindirler şeklinde sıkıştırılır, sinterlenir ve sonra taşlanarak istenilen ölçütlere getirilir. Büyük bir reaktörde yakıt silindirciklerinin sayısı milyonun üzerindedir.



Şekil 3.2.1.1. Heterojen tip reaktörün şematik yapısı

Uranyum silindircikler kendileri ile aynı çapta yapılmış zar kadar ince cidarlı yakıt zarfları içine peş peşe dizilirler. Zarflar yakıt ile tamamen dolunca, iki ağzı sıkı bir şekilde sızdırma yapmayacak biçimde kapatılır. Böylece yakıt çubukları elde edilir. Yüksek güçlü bir reaktörde yakıt çubuklarının boyu 4 metre ve sayıları 50 bini bulmaktadır.

Uranyumun bir zarf borusu içerisine konmasının sebebi daha öncede belirtildiği gibi oluşacak radyoaktif fisyon ürünlerinin reaktörün içine rast gele dağılmasını önlemektir. Kullanılmış yakıt reaktörden çıkartıldığı zaman bütün fisyon ürünlerinin ve artıkların bir kerede çekirdekten uzaklaştırılması sağlanmış olur. Çıkartılan artıklar depolanmak üzere dinlendirme havuzlarına alınır.

Yaklaşık 300 kadar yakıt çubuğu birbirine bağlanarak yakıt demetleri veya yakıt elemanları oluşturulur. Böylece sayıları 50 bini bulan yakıt çubuklarının reaktöre yerleştirilmeleri kolaylaştırılmış olur. Her yakıt elemanı tek bir vinç hareketi ile reaktörden alınabilir ve gene tek bir hareketle yenisi yerine konabilir. Reaktör her yıl bir kez doldurulur ve yakıtın üçte biri yenilenir.

Reaktörü oluşturan ikinci temel eleman nötron yavaşlatıcıdır (moderatör). Nötron yavaşladıkça fisyon yapma yeteneği artar. Parçalanmış uranyum atomundan nötronlar ortalama 2 MeV kinetik enerji ile doğarlar. Bu enerjideki bir nötronun hızı 64 milyon km/saat'tir. Böylesine yüksek hızlarla uranyum atomlarına çarpan nötronların yeni fisyonlar yapma ihtimali oldukça düşüktür. Böylece nötronlar iyice yavaşlatılarak, fisyon yapma ihtimali 300 kat artırılır.

Hızlı nötronlar yavaşlatılabilir fakat hiç bir zaman durdurulamazlar. Kinetik enerjileri ancak, ortamı oluşturan atomların o sıcaklıkta sahip oldukları titreşim enerjisi düzeyine indirilebilir. Bu enerjiye kadar yavaşlatılmış olan nötron, çevresi ile termal dengeye gelmiş demektir. Termal dengeye inmiş nötronlara kısaca termal (ılık) nötronlar adı verilir. Bu en düşük sıcaklıkta dahi nötronların hızı 20 °C'de 8 bin km/saat'tir. Nötronların yavaşlaması bitmiş, fakat hareketi durmamıştır.

Nötronların yavaşlaması ortamdaki atomların çekirdeklerine çarpa çarpa olur. Bu durum bir bilardo topunun diğer toplara çarparak yavaşlamasına benzer. Burada çarpılan atomun kütlesi önemli rol oynar, nötron, yalnız uranyum çekirdeklerine çarparak yavaşlayacaksa, fisyonun doğan bir nötronun termal enerjiye inebilmesi için 2160 çarpma yapması gerekir fakat nötron, hidrojen atomunun çekirdeği ile alını alına yapacağı tek bir çarpışma ile de bütün enerjisini bitirebilir. Çünkü hidrojen atomunun çekirdeği tek bir protonun oluşur ve bu da nötronla pratik olarak aynı kütleye sahiptir. Uranyum atomunun çekirdeği nötrondan 238 kere daha ağır bir kütledir. Dolayısıyla uranyum atomunun çekirdeğine çarpan nötronlar belli bir zaman sonra yavaşlayacaklardır. Hidrojen ise, en hafif element olarak en etkin nötron yavaşlatıcı olabilir. Bu açıklamalardan nükleer reaktöre ikinci temel yapı elemanı olarak, hidrojenli bir maddenin katılması gerektiği anlaşılır. Bu madde hafif su reaktörlerinde artırılmış

basit sudur. Ayrıca nötron yavaşlatıcı olarak ağır su (D_2O) ve grafitte bu amaç için kullanılmaktadır.

Reaktörde uranyum yakıt, bir su havuzu içine daldırılmış uzun çubuklar şeklinde durur. Fisyondan büyük enerjilerle doğan nötronlar incecik yakıt çubuklarından ve onun zar kadar ince zarfindan geçerek dışarıya, su havuzu içersine dağılırlar. Su tarafından yavaşlatılan nötronlar, serbest dolanmaları sırasında, tekrar uranyum yakıt içine dalabilirler. Bu durumda nötronların çarptıkları uranyum atomlarını parçalama kabiliyetleri daha da artar. Çünkü nötron-uranyum karşılaşmalarının termal enerjilerde dahi sadece küçük bir bölümü fisyonla sonuçlanmaktadır.

Bu anlatılanlar nükleer fisyon olayının başlaması ve onun zincir reaksiyonu şeklinde sürmesi için gerekli koşullardır. Fisyon reaksiyonundan meydana gelen çok yüksek ısının, yakıtı kızıştırmasını hatta çekirdek erimesini önlemek için soğutucu bir akışkan tarafından dışarıya taşınması gerekmektedir. Reaktörün içi yavaşlatıcı olarak su ile dolu olduğundan bir pompa yardımı ile bu su bir ısı dönüşüm cihazı ile reaktör arasında devrettirilerek üretilen ısı dışarı kolaylıkla taşınabilir. Eğer ısı başka amaçla kullanılmayacaksa soğutma kulelerinden atmosfere verilir.

Reaktörde oluşan ısı elektrik üretiminde kullanılacaksa o zaman soğutma suyunun yüksek sıcaklıklara kadar ısıtılması veya buharlaştırılması gerekir. Reaktörün çalışma sıcaklığı bu amacı karşılayacak düzeye yükseltilir. Daha doğrusu reaktör yüksek sıcaklıklarda, örneğin 300-330 °C sıcaklıklarda çalışabilecek şekilde yapılabilir. Sıcak suyu dışarda bir buharlaştırıcıdan dolaştırarak orada ikinci devre suyunun buharlaşmasını sağlamak veya suyu doğrudan reaktör içinde kaynatıp buharlaştırmak seçenekleri vardır. Seçeneğe göre reaktörün tipi değişir.

Reaktörü oluşturan dördüncü temel eleman kontrol çubuklarıdır. Reaktör kontrol edilmezse, yükselen ısı ile kendi kendini tahrip eder. Reaktörün kontrolü içindeki nötronların kontrol edilmesi ile mümkün olur. Ortamdaki nötronlar çoğalıyorsa güç yükselir, azalıyorsa güç düşer. Ortamda nötron kalmazsa reaktör durur. Reaktör içine, nötronları yutma kabiliyetine sahip hafif malzemeler daldırılırsa, ortamdaki nötronları yutarak nötronları durdurur. Kontrol çubukları dışarı çekilirse reaktör tekrar çalışmaya

başlar. Böylece çubuklar istenen mesafeye çekilerek, reaktörün istenen güçte çalışması sağlanmış olur.

Kontrol çubukları çekme kuvveti gayet iyi hesaplanmış elektromıknatıslarla asılmışlardır. Reaktöre zarar verebilecek her türlü olay esnasında, kendiliklerinden çekirdek içine inerek reaktörü durdururlar. Böylece elektrik kesilmesi, yangın, deprem, reaktör üzerine uçak düşmesi gibi durumlarda reaktöre ayrıca bir kumanda vermeye gerek kalmadan durması sağlanır.

Buraya kadar anlatılanlar, bir reaktörü, daha doğrusu reaktör kalıbını oluşturan temel birimlerdir. 1GW_e gücünde büyük bir reaktörün kalbi yaklaşık değerlerle 3.5 metre çapında, 4 metre yüksekliğinde 40 m³ hacminde bir silindirden oluşmaktadır.

Reaktör tankı kalbi tamamen içine alan ve nükleer reaksiyonlarla dışarının ilişkisini kesen bir muhafazadır. 1 GW_e gücünde reaktörün kalbini çevreleyen basınç, kabı 25 cm kalınlıkta çelikten bir tanktır. İçerde normal işletme koşulları olan 350 °C sıcaklıkta ve 160atm. basınca dayanabilecek sağlamlıkta yapılmıştır. Basınç kalbi bütün sistemin güvenliği bakımından çok önemli bir organdır. Nükleer reaktörü oluşturan bir başka organda içerdeki yoğun radyasyon ortamından çevresini koruyan biyolojik zırhtır. Bu zırh genellikle çok kalın betonarme bir duvardır.

3.2.2. Epitermal reaktörün yapısı ve işleyişi

Yarı yavaşlatılmış (epitermal) nötronlarla çalışan reaktör tipidir. Temel olarak epitermal reaktörler termal reaktörler ile aynıdır. Aralarındaki farklar sadece yapısal bir takım ayrıntılardan oluşmaktadır. Epitermal reaktörler küçük ve hafif reaktör yapmak ihtiyacından doğmuştur. Bu sayede nükleer reaktörler gemi, denizaltı gibi dar hacimli alanlara sığdırılabilmektedir.

Küçük ve hafif reaktör yapabilmeyen ilk koşulu ^{238}U safrasından arındırılmış saf ^{235}U yakıt kullanmaktır. Nitekim nükleer tahrikli denizaltılar %90'ın üzerinde zenginleştirilmiş uranyum kullanırlar. Yakıtın son derece zengin olması durumunda zincirleme fisyon reaksiyonlarının sürmesi için nötronların yavaşlatılmasına gerek kalmamaktadır. Gemi vb. cihazların hareket ettirilebilmesi için nükleer yakıtın reaksiyonu ile oluşan ısının dışarı alınıp buhar halinde pervaneleri döndürmek üzere türbinlere verilmesi gerekir. Su etkin bir nötron yavaşlatıcı (Moderatör) olduğundan, reaktör kalbine soğutma amacıyla dahi olsa su girince önemli ölçüde nötron yavaşlaması kendiliğinden sağlanmış olur.

Reaktör kalbini küçültecek ikinci temel önlem suyun içinde buharlaşmasına izin vermemektir. Kaynama olayı ve yarattığı buhar baloncukları yakıttan suya ısı geçişini azalttığı için soğutma yüzeylerini büyütme zorunluluğu doğurur. Ayrıca oluşan buhar için kalbin üst kısmında yeterli bir hacim bırakmak gerekir. Reaktör kalbinin içinde buharlaşmayı önlemekle reaktör ölçüleri büyük oranlarda düşürülebilir. Buharlaşmayı önlemek için bir başka yöntemde basıncı yüksek tutmaktır. Bu yöntemler kullanılarak gemilerde basınçlı su tipinde reaktörler kullanılmaktadır.

3.2.3. Hızlı üretken reaktörün yapısı ve işleyişi

Dünyadaki elektrik enerjisi üretim endüstrisindeki nükleer enerjinin bugüne kadarki büyümesinde esas olarak su ve gaz soğutmalı termal nötronlu reaktörler baş rolü oynamışlardır. Bu reaktörler düşük dönüşüm oranları ile etkili birer yakıt tüketicisi durumundadırlar. Nükleer enerjinin kullanımındaki beklenen sürekli artış ve bunun sonucu olarak mevcut nükleer yakıtların tüketimi bu konudaki uzun dönemdeki hedeflerin yeniden değerlendirilmesini gerekli kılmıştır. Dolayısıyla uranyum rezervlerini koruma ve yakıt fiyatları yükselirken yakıt çevrimi fiyatlarını düşürme yöntemleri başlıca hedef olmuştur. Bu sebeplerden dolayı hızlı üretken reaktörler bu yöndeki ilk adımlardan birini oluşturmaktadır. Hızlı üretken reaktörlerin iki temel özelliği vardır. Hızlı sözcüğü reaktörün hızlı nötronlarla çalıştığını belirtir. Reaktör içinde nötronlar yavaşlatılmaz. Bu nedenle nötron yavaşlatıcı ortam kullanılmaz. Nötronlar fisyonun doğdukları enerjileri ile kullanılırlar. Bu enerjilerde nötronun fisyon verimi düşük olmaktadır. Fisyon zincir reaksiyonunun gene de sürdürülebilmesi için termal reaktörlerde olduğundan çok daha zengin yakıt kullanılması gerekir. Nitekim hızlı üretken reaktör ancak yüksek zenginlikte tipik bir değer olarak %25 oranında ^{235}U izotopu içeren uranyum (veya Pu) yakabilir. Üretkenlik, bu reaktörlere isim olan ikinci temel özelliktir. Tükettiklerinden daha fazla bölünebilir ürün ortaya çıkarırlar. Plutonyum kaliteli bir fisyon malzemesi olduğundan hızlı üretken reaktör için yakıt daha da zenginleşmiş olur. Hızlı reaktörü verimli bir plutonyum üreticisi yapan temel etken reaktör içinde nötronların yavaşlatılmamış olmasıdır. Yüksek nötron enerjilerinde plutonyum üretiminin fazla olmakla beraber yavaşlayan nötronlar oluşan plutonyumu yakıp tüketmektedir. Hızlı reaktörde nötronu yavaşlatmakla sağlanan kazanç oluşan plutonyumu yanmaktan büyük ölçüde alıyolar. Hızlı üretken bir reaktörde ^{235}U ile gerçekleşen hızlı nötron reaksiyonu aşağıdaki gibi gerçekleşir (3.2.3.1.).



Hızlı üretken reaktörün kalbi iki nedenle küçüktür. Önce külü az yakıt kullanıldığından aynı güç için reaktöre yüklenen uranyum azalmıştır. İkincisi nötron yavaşlatıcı malzeme

kullanılmadığından onu işgal edeceği hacimden tasarruf edilmiştir. Ölçülerin küçülmesi yatırım maliyetini azaltırken küçük bir hacimde çok büyük bir ısı üretmek teknik sorunları arttırır. Ergimiş sodyum metal, hızlı üretken reaktörde soğutucu akışkan olarak bulunabilmiş en uygun malzemedir. Sodyum fazla nötron yutmaz; 98 °C sıcaklıkta ergiyerek akışkan hale geçer, buharlaşma sıcaklığı ise 883 °C'dir. Ergime ve buharlaşma sıcaklıkları arasındaki büyük fark ona sıvı halde büyük miktarda ısı yüklenebileceğini gösterir. Sıvı halde kalması onunla basınçsız bir devre oluşturmaya olanak sağlar. Reaktör içinde basıncın olmaması sistemin güvenliğini arttıran çok önemli bir faktördür. İşletme sıcaklığı yükselince sistemin termodinamik verimi de artar. Hızlı üretken reaktörlerde de ısıl verim %40 dolayındadır. Nükleer teknoloji fosil yakıtla çalışan klasik santrallerin verim düzeyine hızlı üretken reaktörlerle ulaşabilmiştir. Hızlı üretken reaktörün şekillendirilmesinde onun bir özelliği en büyük rolü oynar. Reaktör düşünülebilecek hiçbir arıza ile soğutucusuz kalmamalıdır. Sodyum soğutucunun kaybolması halinde, sodyumun kısmi yavaşlatıcı etkisi ortadan kalkacak ve nötronlar daha yüksek enerjilerde kalacaktır. Reaktör hızlı nötronlarla çalışmak üzere dizayn edildiğinden bu durum reaktöre gücünün yükselmesi yönünde etki eder. Halbuki termal reaktörlerde benzer durumda güç azalmaya gider. Bu nedenle termal reaktörler daha güvenli yapılardır. Hızlı üretken reaktörler sıvı metal ile soğutulmalarına göre havuz ve döngü olmak üzere iki tipte yapılabilmektedir. Havuz tipinde hızlı üretken reaktörün kalbi ve nötron tutucu battaniyesi sıvı sodyum havuzunun dibine oturtulur. Bu birinci devre sodyum kütlesi reaktör kabının içinde kalır. Reaktör kabının dışarıya ile giriş ve çıkış bağlantısı yoktur. Bu kap ağzı kapalı ve içi belli bir seviyeye kadar doldurulmuş kazandan oluşmaktadır. Gene sodyum içine daldırılmış bir pompa kazan içersindeki akışkanı devrettirir. Reaktörde ısınan sodyum yine aynı kazan içersine daldırılmış bir ısı dönüştürücüden geçirilir. Burada ısınıyını ikinci devre sodyuma aktarır. İkinci devre sodyumuda buharlaştırıcıdan geçirilerek üçüncü devre suyunu türbine göndermek üzere buharlaştırır. Hızlı reaktör yaklaşık olarak %40 dolayında ısıl verimle çalıştığından 1 kWh elektrik enerjisi üretimine karşı dördüncü devreden doğaya atılan ısı 1.5 kWh dolayındadır. Fosil yakıtlı modern santrallerde de kullanılmayarak doğaya atılan ısı aynı orandadır. Hızlı üretken reaktörde yakıt her yıl yarısı değiştirilmek suretiyle ancak iki yıl içinde kalabilir. Bu süre basınçlı su reaktöründe üç yıl ve kaynar su reaktöründe dört yıldır. Üretilen plutonyumun kalitesi yakıtın içinde daha az kalması halinde yükselmektedir.

3.3. Nükleer Santral Çeşitleri

Bir nükleer reaktörün temel elemanları yakıt, yavaşlatıcı ve soğutucudur. Teorik olarak, bunların çeşitli bileşimleri kullanılarak çok sayıda reaktör sistemi tasarlamak mümkündür. Halen kullanılmakta olan reaktörlerin hemen hemen hepsi termal reaktörlerdir. Hızlı üretken reaktörlerin geliştirilmesinde uzun senelerden beri çalışılmaktadır. Bu türden prototip, deneysel veya göstermelik olarak bir çok örnek yapılmıştır. Çizelge 3.3.1.'de en yaygın fisyon enerjisi reaktörleri görülmektedir.

Çizelge 3.3.1. En yaygın fisyon reaktörleri

Nötron Enerjisi	Reaktör Tipi	Soğutucu	Nötron Yavaşlatıcı	Yakıt, Zenginleştirme
Termal	PWR	H ₂ O	H ₂ O	UO ₂ , düşük
	BWR	H ₂ O	H ₂ O	UO ₂ , düşük
	GCR	CO ₂ , He	Grafit	UC, düşük
	HWR	D ₂ O	D ₂ O	UO ₂ , doğal
Hızlı	LMFBR	Na	Yok	²³⁹ PuO ₂ + ²³⁸ UO ₂
	GCFR	He	Yok	²³⁹ PuO ₂ + ²³⁸ UO ₂

3.3.1. Hafif su reaktörleri (LWR)

3.3.1.1. Basınçlı su reaktörleri (PWR)

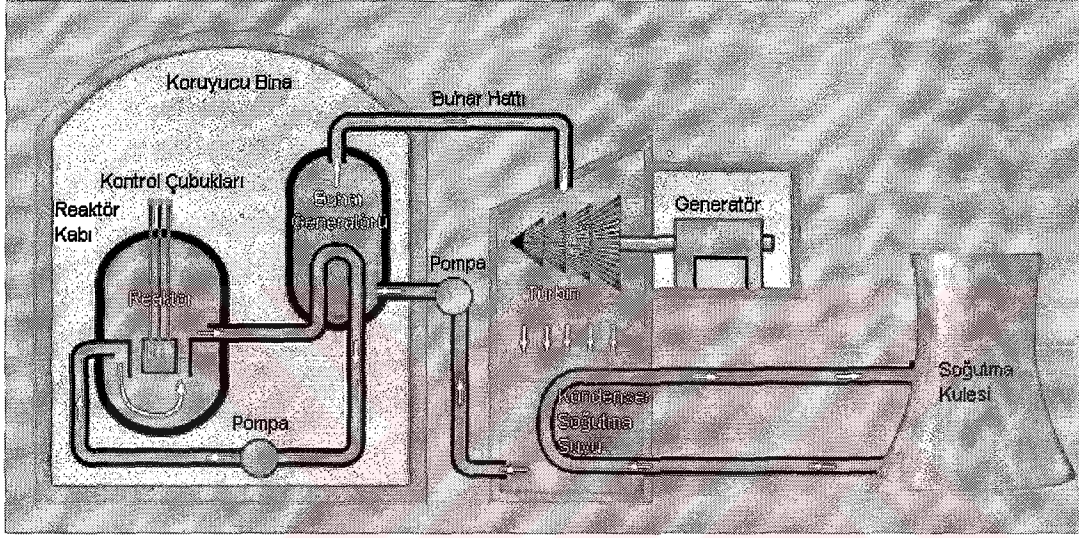
Hafif su, nükleer reaktörlerde yavaşlatıcı ve soğutucu olarak kullanılmaya uygundur. Nötron yavaşlatma ve ısı iletimi özellikleri iyidir, yüksek sıcaklıkta ve radyasyon etkisi altında dayanıklıdır. Ayrıca kolay bulunur ve ucuz bir malzemedir. Başlıca iki kusuru kaynama noktasının düşük olması ve nötron yutma etkin kesitinin büyük olmasıdır. Bu nedenlerle basınç altında tutulmak sureti ile, zengin uranyum reaktörlerinde kullanılmaktadır.

PWR tipi reaktörler %2 ile %3.5 zenginleştirilmiş UO₂'den yapılmış yakıt ile çalışmaktadır. Şekil 3.3.1.1.'de PWR basınçlı su reaktörü şematik olarak görülmektedir.

Basınçlı su reaktörü 3 ayrı soğutma sistemine sahiptir. Bunlardan sadece reaktör soğutucu sistemi radyoaktiviteye maruzdur.

Mahfaza binası içerisinde gözüken reaktör soğutucu sistemi, reaktöre bağlı 2, 3 veya 4 adet ve her biri reaktör soğutma pompası ile buhar generatörü içeren soğutma devrelerinden oluşmaktadır. Reaktör, yakıt elemanlarını yalayarak gereken suyu yaklaşık 530 °F'dan 590 °F'a ısıtılır. Bu sıcaklıklardan suyun kaynamasına müsaade edilmez. Bunun için su reaktör soğutucu sistemine bağlı basınçlandırıcı sistemi ile sürekli basınç altında tutulur. Böylece suyun kaynarak buhar baloncukları yapması ve ısı geçişi azaltması önlenmiş olur. Reaktörün 1. soğutma devresi kapalı bir devredir ve ısı değiştiriciden çıkan su 1. devre pompası yardımı ile tekrar reaktöre yollanır. (Aybers ve Bayülken, 1990)

Bu tip reaktörler orjinal olarak Westinghouse Bettis Atomik Güç Labortuarı tarafından askeri gemi uygulamaları için ve daha sonrada Westinghouse Nükleer Güç Bölümü tarafından ticari uygulamalar için geliştirilmiştir. A.B.D.'nde kurulan ilk nükleer santral bu teknolojiye dayanılarak 1957'de inşa edilmiş olan Pittsburgh, Pennsylvania'daki Shippingport santralıdır. Westinghouse Firmasının dışında, Asea Brown Boveri-Combustion Engineering (ABB-CE), Framatome, Kraftwerk Union, Siemens ve Mitsubishi Firmalarında bu tip reaktörün dünyadaki uygulamalarını yapanlar arasındadır.

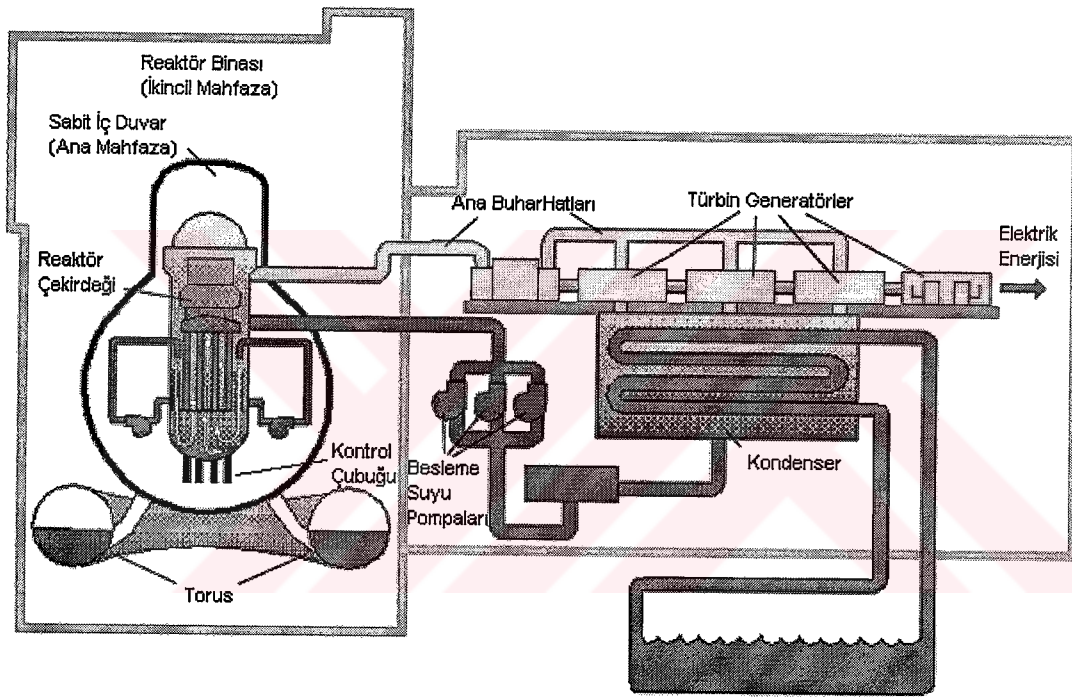


Şekil 3.3.1.1. Basınçlı su reaktörü (PWR)

3.3.1.2. Kaynar su reaktörü (BWR)

Kaynar su tipi (BWR) reaktörlerin iki önemli üstünlüğü vardır; ilk olarak reaktör basınç kabı PWR tipi reaktörlerden yarı yarıya daha az basınçta yapılabilmektedir. Bu nedenle basınçlı su reaktörlerinde olduğu gibi buhar üreticisine ve ikinci soğutma devresine gerek yoktur. Ayrıca buharlaşma esnasında gizli ısı olarak daha fazla ısı çekilebileceği için, BWR'de aynı güçteki bir PWR'ye göre, kalpten daha az su geçirilir.

Bunlara karşılık, BWR'lerin önemli bir sakıncası vardır. Türbinlere yollanan buhar hafifçe radyoaktiflik taşımaktadır. Bu nedenle türbin dairesine giriş kontrollüdür ve türbin, yoğuşturucu, su ısıtıcıları, pompalar ile buhar borularının radyasyon zırhı ile korunmaları gerekir. Ayrıca kaynar su reaktörlerinde gün yoğunluğu PWR'lere göre daha ufak olduğu için reaktör basınç kabının boyutları daha büyüktür. Kaynar su tipi reaktörlü nükleer santraller tek çevrimli yapılabildikleri gibi çift çevrimli de yapılabilmektedirler. Çift çevrimli sistemde esas buhar reaktör içinde üretilirken reaktöre dönen suyun entalpisini kullanan ikinci bir buhar üreticisinde daha alçak basınçlı buhar üretilerek türbinin ara kademelerine yollanır. Şekil 3.3.1.2.'de tek çevrimli kaynar su tipi nükleer santralin çalışma şeması görülmektedir. Burada yakıt elemanlarını yalayarak geçen su oluşan ısıyı toplayarak reaktör çekirdeği içinde dolaşım yapar. Su ile karışık buhar reaktörün üst kısmında bulunan buhar kurutuculardan geçirilip sudan ayrıştırılarak ana buhar hattına geçer. Burada da birbirine bağlı generatörler vasıtası ile enerji dönüşümü gerçekleştirilir. Kaynar su reaktörlerinde torus veya bastırma havuzu adı verilen yapılar bulunmaktadır. Reaktörden veya reaktör dolaşım sisteminden, bir olay durumunda büyük miktarlarda buhar bırakılması halinde, açığa çıkan ısıyı yok etmek için torus veya bastırma havuzları kullanılır. BWR tipi reaktörlerde PWR'lar gibi %2 ile %3 arası zenginleştirilmiş UO_2 'yi yakıt olarak kullanırlar. A.B.D.'de BWR tipi ilk reaktör 1969'da 640 MWe gücündeki Oyster Creek santrali ile gerçekleştirilmiştir. Bu tip reaktörler orjinal olarak ilk Allis-Chambers ve General Electric (GE) tarafından gerçekleştirilmiştir. Ayrıca ASEA-Atom, Kraftwerk Union ve Hitachi dünya üzerindeki diğer belli başlı BWR üreticileridir. Bu tip reaktörler daha çok Finlandiya, Almanya, Hindistan, Japonya, Meksika, Hollanda, İspanya, İsveç, İsviçre ve Taywan'da bulunmaktadır.



Şekil 3.3.1.2. Kaynar su reaktörü (BWR)

3.3.2. Gaz soğutmalı grafit (GCR) ve İleri gaz soğutmalı (AGR) reaktörler

Nükleer reaktörlerin gelişme sürecinde gazlar soğutucu eleman olarak kullanılmışlardır. En başta bazı araştırma reaktörleri ile Pu üretim reaktörlerinde hava kullanılmış ise de, güç reaktörlerine geçişte, güvenlik nedeni ile, CO₂ kullanılmaya başlanmıştır.

Gaz soğutmalı sistemin, gazların güvenli olması, nispeten eldesinin kolay olması, düşük makroskopik nötron kesitlerine sahip olması, bol ve ucuz olması ve yüksek basınçlandırma uygulamadan yüksek ısıl verimliliklerde yüksek sıcaklıklarda işletebilmeleri gibi avantajları bulunmaktadır. Başlıca dezavantajları arasında ise düşük ısı alış ve veriş karakteristiğine sahip olmaları bulunmaktadır. Buna bağlı olarak da reaktör içinde geniş temas yüzeyleri ve akış yolları gerektirmeleri ile sıvı akışı, basınç düşmesi v.b. problemlere dikkat gerektiren yüksek pompalama ihtiyacı (toplam tesis gücünün %8 ile %20'si) ortaya çıkmaktadır.

Gaz soğutucudan kaynaklanan dezavantajların kısmen üstesinden gelmek ve aynı zamanda iyi termodinamik verimlilik elde etmek için yakıt elemanlarını mümkün olduğu kadar yüksek sıcaklıklarda işletmek ve gaz basıncını azaltarak reaktörlerde yüksek gaz sıcaklık artışına izin vermek gerekmektedir. Gaz soğutmalı reaktörlerde yakıtın yüksek sıcaklıkta işletilmesinden dolayı, yakıt elemanlarının ve kaplama malzemesinin seçimi ile imalatında problemler oluşmaktadır. Bundan dolayı bu tür reaktörlerde oksit ve karpit yakıt elemanlarının kullanılması yönünde eğilimler bulunmaktadır. Ayrıca gaz soğutmalı reaktörler yapısal olarak geniş olduklarından özel olarak geniş kapasiteli santraller grubuna girmektedirler. Reaktörün kendisi, yapısal ve temel problemleri ile karşılaşmaktadır.

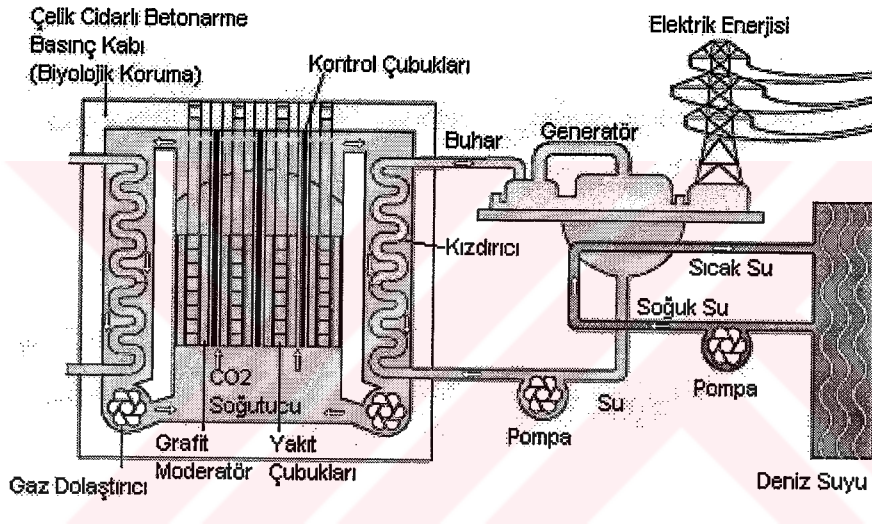
Doğal uranyum yakıtlı ve grafit yavaşlatıcılı güç reaktörlerinde, grafitin oksitlenmesi ve yanması tehlikesine karşı CO₂ çok iyi bir soğutucu olmuştur. 1956 Ekim'inde işletmeye alınan dünyanın ilk nükleer santrali Calder Hall'da soğutucu olarak CO₂ kullanılmıştır. Yakıt zarfı olarak %1 kadar Al ve Be katılmış Mg alaşımı (Magnox) kullanıldığı için bu tip reaktörlere MGCR tipi gaz soğutmalı reaktörlerde denmektedir.

MGCR tipi reaktörlerin büyük hacimli olmaları nedeni ile ilk yatırım masraflarının büyük olması, kanal sayısının çokluğu yüzünden 300 MW_e gücünden daha büyük güçlere çıkılamaması magnox zarf sıcaklığının 500 °C gibi bir sıcaklıkla sınırlı olması nedeni ile termik verimin düşük olması gibi sakıncaları vardır. Bütün bu nedenlerle MGCR tipi nükleer santrallerin yapımı önce Fransa'da sonra da İngiltere'de terk edilmiştir.

Bunun üzerine İngiltere'de 1962'de çalıştırılan Windscale prototip reaktörünün başarılı olması ile beraber, İleri Gaz Reaktörleri (AGR) yapımına başlanmıştır. Şekil 3.3.2.1.'de ileri gaz reaktörü çalışma şeması görülmektedir. Esas itibari ile ön gerilmeli beton basınç kabı, reaktör binası içinde yan taraflara yerleştirilmiş kazanları ile MGCR reaktörlerine benzeyen AGR tipi reaktörlerdeki en önemli fark yakıt elemanlarındadır. Kalpteki bölgelere göre %1.4 ile %2.6 zenginlikteki UO₂ lokumlarından yapılmış yakıt elemanları ve paslanmaz çelik zarf kullanımı bu tipi MGCR tipinden ayırmaktadır.

İngiltere'deki gelişmenin tersine, A.B.D.'de geliştirilen bir başka tip reaktörde Yüksek Sıcaklık Gaz Reaktörüdür. (HTGR) Bu reaktörün en önemli özelliği, çok zengin uranyum ile yapılmış (U,Th)C₂ yakıt kullanmasıdır. Yakıt, grafit içine serpilmiş pirokarbür zarfı çok küçük taneciklerden oluşur. Diğer bir özellikde, karbür yakıtın pirokarbür zarf, bor karbür kontrol çubuğu ve grafit yavaşlatıcı ile mekanik parçaları çok az olan homojen bir kütle oluşturmasıdır. Helyum gazı ile soğutulması da bir başka özelliğidir. Bu suretle reaktör çok yüksek sıcaklıkta çalışmaya uygun olup, yüksek özgül güce, yüksek yanma oranına sahip olan ve Toryum çevrimi ile çalışan ilginç bir gaz reaktörü olmaktadır. (Aybers ve Bayülken, 1990)

Gaz soğutmalı reaktörler özellikle İngiltere başta olmak üzere Fransa, Almanya, A.B.D., ve Rusya'da ilgi görmüştür. Soğutucu olarak CO₂ , nötron yavaşlatıcı olarak grafitin kullanıldığı hem doğal hem de zenginleştirilmiş yakıtlı reaktörler İngiltere'de, zenginleştirilmiş yakıtlı ve Helyum soğutmalı reaktörlerde A.B.D. ve Almanya'da kullanılmaktadır.

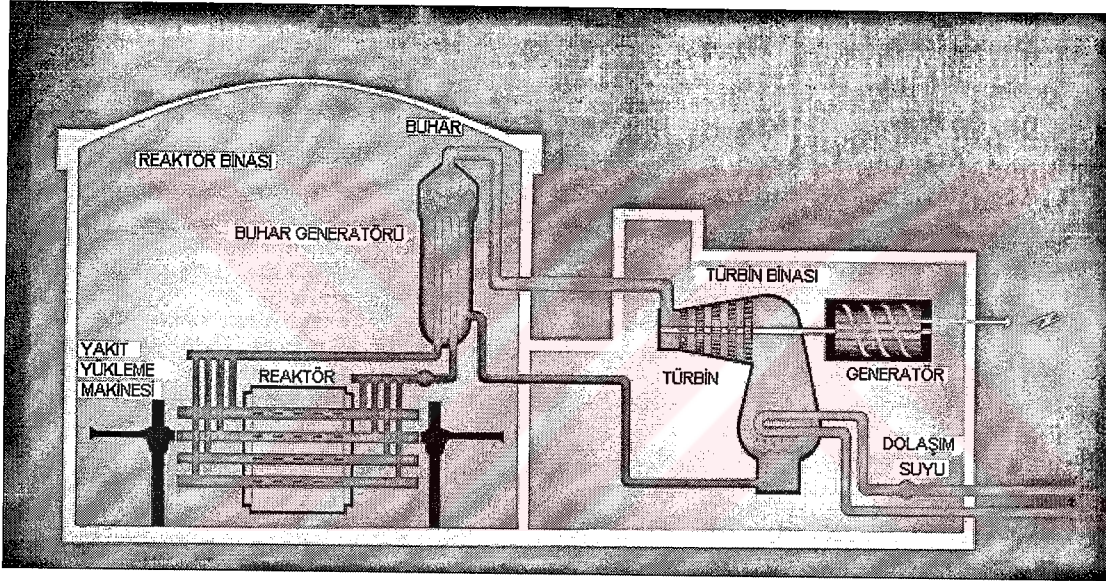


Şekil 3.3.2.1. İleri gaz reaktörü (AGR)

3.3.3. Ağır su reaktörleri (HWR)

Ağır su reaktörlerinin geliştirilmesine, Kanada başta olmak üzere bazı ülkelerce önem verilmiştir. Büyük uranyum rezervlerine sahip olan Kanada, bu zenginliğini doğal uranyum reaktörleri ile değerlendirmeyi tercih etmiştir. Böylelikle Kanada CANDU tipi ağır su nötron yavaşlatıcılı reaktörleri geliştirmiştir. Döteryum termal yutma etkin kesidi hidrojene göre çok daha ufak olduğu için, ağır su yavaşlatıcılı reaktörler doğal uranyum yakıtla çalışabilmektedirler. Ancak döteryum hidrojene oranla iki kat daha ağır olduğu için yavaşlatma ortalama serbest yolu daha uzun dolayısı ile reaktör kalbi boyutları daha büyük olur.

CANDU reaktörü, Atomic Energy Canada Limited (AECL) tarafından hafif zenginleştirilmiş uranyum (%2 - 5 ²³⁵U) kullanan reaktör tasarımlarına alternatif olarak geliştirilmiştir. CANDU diğer tiplerden farklı olarak imalatında ulusların kendi girdilerinde kullanılmasına uygun bir tasarıma sahiptir. CANDU'da yakıt olarak doğal uranyumdan yapılmış (%0.7 ²³⁵U) yakıt elemanları kullanılmaktadır. Bunun dolayısı, yakıtı ucuzdur ve teorik olarak daha uzun ömürlü olmaktadır. Şekil 3.3.3.1.'de CANDU tipi reaktörün çalışma şeması görülmektedir. Şekilden görülebileceği gibi soğutucu döteryum (D₂O) ayrı bir devre olarak tasarlanmıştır. Basınç tüpleri içindeki yakıt elemanları etrafından geçerken ısınan soğutucu D₂O kollektörlerde toplanır. Soğutucu burdan ısı değiştiricisine giderek türbinlere gerekli buharı üretir. Daha sonra basınçlı D₂O dolaşım pompaları yardımı ile reaktöre geri döner. Yavaşlatma için gerekli olan D₂O miktarı soğutma için gerekli olandan çok daha fazladır. Bu nedenle yavaşlatıcı olarak yüklenmiş olan D₂O fazlası *Calandria* adı verilen basınçsız bir tank içinde tutulur. Calandria içinde bulunan D₂O'nunda ayrı bir soğutma devresi ve bu devre üzerinde bir ısı değiştirici ile bir dolaşım pompası bulunur. Bu tip reaktörler ikincil sistem elemanlarında oldukça fazla yedekliliğe sahip olduğundan uzun işletim süreleri söz konusu olmaktadır. Bundan dolayı CANDU reaktörleri tipik olarak dünyanın en yüksek kapasite faktörlerine sahiptirler. Diğer taraftan CANDU reaktörlerinde yakıt yanma oranı metrik ton uranyum (MTU) başına 6500 ile 7500 MW_g'dür. Bu PWR ve BWR tipi reaktörlerde elde edilen 33000 ile 50000 MW_g/MTU'luk değerlere göre düşüktür. AECL'in inşa etmiş olduğu CANDU reaktörlerinin Kanada dışında Arjantin, Hindistan, Kore, Pakistan ve Romanya gibi ülkelerde örnekleri bulunmaktadır.



Şekil 3.3.3.1. CANDU tipi ağır su reaktörü

3.3.4. Hızlı üretken reaktörler (FBR)

Bilindiği gibi, doğal uranyum'un içinde yaklaşık olarak %0.7 kadar ^{235}U bulunur ve termal reaktörlerde fisyon ile enerji üreten bu çekirdektir. Doğal uranyum reaktörlerinde veya %3 dolaylarında zengin uranyum kullanan bugünün güç reaktörlerinde reaktör içinde bol miktarda bulunan ^{238}U 'in nötron yutması ile oluşan ^{239}Pu 'un bir kısmında fisyon yaparak enerji üretimine katkıda bulunur. Dolayısı ile bugünkü teknoloji, doğal uranyum'un içerdiği enerjinin sadece %1 kadarını kullandırabilmektedir.

Hızlı üretken reaktörlerin özelliği, hızlı nötronlarla fisyon yapmak üzere tasarlanmış olmaları ve dolayısı ile yavaşaltıcılarının olmamasıdır. Reaktör içinde yavaşlatıcı olmamasına rağmen diğer malzemelerle çarpışmak suretiyle nötron biraz yavaşlar. Yüksek nötron enerjilerinde uranyum ve plutonyumun fisyon etkin kesitleri ufak olduğu için bu tip reaktörlerde çok zengin uranyum kullanma zorunluluğu vardır. İçinde yavaşlatıcı bulunmadığı için hızlı reaktörlerin kalbi çok ufaktır ve ufak bir hacimden büyük bir enerjiyi dışarı çıkartmak zor olmaktadır. Bu nedenle, bu gibi reaktörlerde soğutucunun ısı iletimi özelliklerinin çok iyi olması istenir. Şimdiye kadar yapılan hızlı reaktörlerde bu sebepten dolayı soğutucu özellikleri iyi olan sıvı sodyum kullanılmıştır. Sodyumun tercih edilmesinin bir diğer nedeninde suya oranla yavaşlatma gücünün ve nötron yutma etkin kesidinin ufak olmasıdır.

Hızlı üretken reaktörlerin geliştirilmesine 1950'li yıllardan beri çalışılmaktadır. A.B.D.'de 1951 yılında kurulan deneysel üretken reaktör EBR-1 200 kW gücünde olup görevini tamamladığı için 1961 yılında kapatılmıştır. Hızlı üretken reaktörlerin geliştirilmesi ile ilgili olarak Japonya ve Almanya'da önemli çalışmalar vardır.

3.4. Nükleer Santrallerin Kuruluş Yerlerinin Seçimi

Nükleer santrallerin yer seçiminde, hidrolik ve linyit santrallerine kıyasla en önemli avantaj, göz önünde bulundurulması gereken çeşitli güvenlik koşulları nükleer santrallerin kurulmasına elverişli yerlerin seçiminin önemli ölçüde kısıtlamaktadır.

Normal işletme esnasında nükleer santrallerin çevreyi kirletmesi söz konusu değildir. Ancak herhangi bir kaza halinde çevrenin zararlı etkilerle karşılaşmasının önlenmesi gerekir. Bu nedenle, nükleer santraller için yer seçimi, kabul edilebilir risk için en ekonomik çözümü bulma esasına dayanır. Nükleer santrallerin yer seçiminde başlıca aşağıdaki konular incelenir.

3.4.1. Ekonomi

1. Soğutma suyu sistemleri :

Nükleer santrallerde, geleneksel termik santrallere oranla yaklaşık iki misli soğutma suyuna ihtiyaç vardır. Santral deniz kenarına kurulduğu takdirde soğutma suyunun miktarı bir problem olmayacaktır. Ancak bu halde kondenser ve soğutma suyu sirkülasyon sistemi, tuzlu su korozyonuna dayanıklı malzemedен yapılmış olması gerekmektedir. Bu durum maliyeti artırıcı bir unsur olmaktadır.

Eğer santralin kurulacağı arazi deniz seviyesinden yüksekte ise veya tsunami (denizde meydana gelen depremler sonucunda oluşan büyük dalgalar) gibi nedenlerle deniz suyu basmasına karşı zorunlu olarak yüksekte kuruluyorsa, suyun istenen yüksekliğe çıkarılması için ilave pompaj masrafları gerekecektir. Santral deniz kıyısından uzakta ise, nehir veya göl gibi su kaynakları da bulunmuyorsa, kullanılan suyu soğutmak için, soğutma kuleleri yapmak gerekecektir.

2. Ulaşım :

Nükleer santrallerin 500-600 tona varan yekpare parçalarının taşınması büyük problem olmaktadır. Kara ve demir yolu alt yapısı ve tesisleri yeterli olmayan ülkelerde santral yeri seçiminde ulaşım, kısıtlayıcı bir faktör olmaktadır.

3. İnşaat işleri :

Santralın inşaatı için gerekli inşaat malzemesinin (kum, çakıl, çimento, demir v.s) en ekonomik şekilde sağlanmasına dikkat edilir.

4. Elektriksel etütler ve enterkonnekte sistemin durumu :

Santralda üretilen enerjinin dağıtımı, santralın iç ihtiyacının karşılanması açısından nükleer santralın yeri önemli olmaktadır.

Sistem dengesi ve enerji kayıplarının en aza indirilmesi bakımından, santral yeri mümkün olduğu kadar yük merkezlerine yakın seçilmelidir. En kısa yoldan enterkonnekte sisteme bağlanabilmelidir. Santrala yol vermede veya santralda arıza halinde, iç ihtiyacı bağımsız bir sistemden güvenilir bir şekilde karşılayacak imkanlar olmalıdır.

Santral yerinin seçilmesinin yanı sıra, enterkonnekte sistem açısından santral yeri kadar ünite büyüklüğünde önemli olmaktadır. Özellikle elektrik sistem kapasitesi küçük olan gelişmekte olan ülkelerde büyük güçlü ünitelere gitmek bir çok sorunları beraberinde getirmektedir. Enterkonnekte sistem kapasiteleri ,

10.0 MW 'a kadar küçük kapasiteli sistemler,

10.000-20.000 MW arası orta kapasiteli sistemler,

20.0 MW'ın üstü büyük kapasiteli sistemler, olarak sınıflandırılmaktadır.

Küçük kapasiteli sistemlere büyük üniteler sokmak, sistem kararlılığı, kısa devre ve yük akışı yönlerinden çeşitli problemler meydana getirmektedir. Ünite büyüklüğünün tayininde sistemin yapısı da önemli bir faktör olmaktadır. Üretim kaynakları ile yük merkezleri arasında büyük mesafelerin olması, üretim-yük yoğunluğunun sistem içinde dağılışı, transmasyon kapasitesi, ünite büyüklüğü ile sıkı sıkıya ilişkili olmaktadır.

3.4.2. Mühendislik

Nükleer santral yerinin seçiminde, genel mühendislik açısından aşağıdaki hususlar göz önüne alınır.

1. Kullanma suyu :

Santralda soğutma suyunun dışında, kapalı sistemler için katma suya, yangın söndürmek için gerekli suya, sosyal ve yardımcı tesislerde personelin içmesi için içme suyuna ihtiyaç vardır. Kullanma suyu nehir, ırmak, göl ve yer altı kaynaklarından elde edilir. Bu kaynaklar santral yerine yakın ve yeterli kapasitede olmalıdır.

2. Hizmetler :

Mühendislik hizmetleri dışında, santral inşaatı için gerekli işçilik ve montaj hizmetleri, seçilen yöreden kolaylıkla sağlanabilmelidir.

3.4.3. Yerin doğal özellikleri

1. Topoğrafya :

Topoğrafik şartlar santral yerleşimini, soğutma suyunu alışverişini ve radyoaktivitenin dağılımını etkilemektedir. Arazinin topoğrafyasına göre santral baca yüksekliği değişmektedir. İnşaatla hafriyat ve dolgu işlerini minimuma indirmek için santral ve yardımcı tesislerinin yerleşeceği arazinin mümkün olduğu kadar düz olması gereklidir.

2. Jeoloji :

Jeolojik araştırmaların amacı, arazinin statik ve dinamik karakteristiklerini belirleyerek, santralin yerleştirilmesinde optimum durumu bulmak ve binalar için temel koşullarını belirlemektir. Ayrıca heyelan, yüzeysel faylanma, yüzeysel çökme ve kabarmalar, erezyon durumu incelenir. Öncelikle yer araştırmalarına başlanırken bölgesel jeolojik karakteristikler, yerin fiziksel özellikleri ayrıntılı olarak incelenmelidir. Bu incelemeler 320 km. yarı çaplı daire içinde yapılır. Santral yerinin yer altı su durumu da incelenir.

3. Sismoloji :

Nükleer santral yer seçiminde en önemli faktörlerden biri seçilen yerin depremselliğidir. Bu amaçla çok ayrıntılı sismolojik araştırmalar yapılır. Sismolojik etütlerin amacı, beklenen en kuvvetli depremlere karşı, santralin bulunduğu yerin titreşim hareketinin şiddetini tayin etmektedir. Ayrıca depremlerin ikincil etkisi olan, heyelan, sıvılaşma, yüzeysel faylanma, v.b. olaylar araştırılmalıdır.

4. Hidroloji ve taşkın koruma :

Santral yakınında bulunan nehirlerin taşması, araziye deniz suyunun basması veya yağışların meydana getirdiği sel sularının oluşturduğu taşkınlara karşı alınacak önlemlerin belirlenmesi için hidrolojik etütler yapılmalıdır.

Ayrıca sıvı radyoaktif artıkların yayılması veya radyoaktif artıkların santral civarında belli bir yerde depolanabilmesi açısından nükleer santral civarındaki toprağın geçirgenliğine ait hidrolojik dataların da bilinmesi gerekmektedir. Kaza halinde yayılması muhtemel olan artıkların yakındaki nehirlerle, sulama kanallarına ve yer altı sularına karışmasını önleyici önlemler alınmalıdır.

5. Meteoroloji :

Meteorolojik araştırmaların amacı, hava sıcaklıkları, nemlilik, yağış, rüzgar kuvveti, fırtınalar ve kasırga gibi meteorolojik olayları analiz ederek binaların ve yapıların dizaynında olduğu kadar, havalandırma ve ısıtma sistemlerinin esaslarını belirlemektir. Ayrıca yağışların neden olacağı sel ve çevredeki suların donma ihtimallerinin belirlenmesidir. Diğer çok önemli bir amacı ise kaza ve normal işletme durumlarında radyoaktif gazların atmosfere dağılım hesaplarının yapılmasında gerekli meteorolojik verilerin toplanmasıdır.

3.4.4. Nükleer güvenlik

Santral yeri seçiminde güvenlik kriterleri, izin verilen doz miktarları, yörenin doğal aktivitesi, radyasyon, termik kirlenme, gaz, sıvı ve katı radyoaktif artıkların yöntemi ve depolanması üzerinde dikkatle durulması ve ayrıntılı olarak incelenmesi gereken konulardır.

3.4.5. Çevre korunması

Kurulacak santralin çevrenin doğal yapısını bozmaması, bölgenin hava ve sularının kalitesini düşürmemesi, kara, hava, ve denizde yaşayan canlıları etkilemesi gerekmektedir.

3.4.6. Çevrenin sosyal yapısı

Santral yeri seçiminde bölgenin nüfus yoğunluğunun düşük olması gerekir. Çevre halkının nükleer santrallere karşı davranışları, eğitim düzeyi, sağlık ve eğitim hizmetleri etkili olabilir.



4. ENERJİ ÜRETİM MALİYETLERİ

4.1. Nükleer Santrallerde Enerji Üretim Maliyeti

Nükleer enerji santrallerinin değerlendirilmesi için gerekli koşulların, uzun döneme yayılı nükleer enerji programlarının bir parçası olarak ele alınması gerekmektedir. Örnek olarak ekonomik beklentiler ve finansman ihtiyacı, paranın yabancı kurlar karşısındaki değeri, nükleer enerji projelerinde yerel katkı, eğitim ve teknoloji transferi gibi ulusal hedefler bu değerlendirmenin bir parçası olabilirler. Bir nükleer enerji projesinin kapsamlı olarak ekonomik yönden değerlendirilmesi için bir çok yaklaşım bulunmaktadır. Özel bir ekonomik değerlendirme için seçilecek en iyi yöntem, ülkelerin içinde buldukları durumlara bağlıdır. Bu sebepten dolayı ekonomik değerlendirme yaparken, sadece mevcut ekonomik durumu değil, gelecek en az on sene içerisindeki duruma göz önünde bulundurmak gerekir. Nükleer enerji programları bir çok ülke için önemli bir yatırım gerektirmektedir. Bu tür programlar bir kaç nükleer enerji santrali, yakıt işleme tesisleri, kullanılmış yakıt ve radyoaktif atıkların ara depolaması ve tamamen yok edilmesi gibi faaliyetleri içerirler. Böyle bir nükleer program başlatılmadan önce bir çok makro ekonomik çalışmalar, enerji talep ve fizibilite çalışmaları yapılması gereklidir. Alternatif elektrik enerjisi üretim santrallerinin seçimi için yapılacak değerlendirmede ve karşılaştırmada, elektrik enerjisi maliyeti önemli bir kriterdir. Maliyetin tespitinde santral çeşidine göre değişik kriterler önemli rol oynarlar. Bir nükleer santral için aşağıda belirtilen kriterler göz önünde bulundurulabilir;

1. Sermaye yatırım masrafları
2. Nükleer yakıt çevrim masrafları
3. İşletme ve bakım masrafları
4. Santral tesis bedeli
5. Ticari anlaşma koşulları
6. Finansman teklifleri
7. Ekonomik parametreler
8. Yerel katkı ve teknoloji transferi
9. Yan gelirler
10. Politik ve sosyo ekonomik durum

Değerlendirmede daha genel olarak ele alındığında enerji üretim maliyetinin tespitinde yatırım masrafları (santral tesis bedeli), yakıt masrafları ile işletme ve bakım masrafları etkili olmaktadır. Yatırım masrafları ve işletme/bakım masraflarının hesabında geleneksel santrallerdede aynı yöntem izlenirken, yakıt masrafları hesabı nükleer santraller için daha karmaşık olmaktadır.

4.1.1. Sermaye yatırım masrafları

Bir nükleer santralin kuruluşu sırasında yapılan tüm masraflara “sermaye yatırım masrafları” denmektedir. Sermaye yatırım masrafları, santral tesis masrafları olarak da adlandırılmaktadır. Sermaye masrafları aşağıdaki gibi çeşitli şekillerde sınıflandırılabilirler.

1. Direkt masraflar : Alt yapıyı oluşturan tüm masrafları içermektedir. Bu masraflar aşağıdaki bölümlerden oluşmaktadır.
 - Yer araştırmaları ve santral yerinin (gayrimenkul) satın alma masrafları.
 - Sahanın hazırlanması, alt yapılar ve bina inşaatları için yapılan harcamalar. (Saha düzenlemesi, hafriyatlar, bağlantı yolları, yeni yapılan ulaşım yolları, çitler, taşkın koruma ve drenaj kanalları, reaktör binası, türbin binası, pompa binası, idari bina, su alma giriş ve çıkış ağız yapıları ve yardımcı binalar gibi inşaat işleri)
 - Nükleer buhar üretim sistemi ve yardımcı sistemler, yakıt değiştirme ve depolama sistemleri, buhar ve su sistemleri, ölçü kontrol ve koruma sistemleri gibi nükleer bölümle ilgili harcamalar.
 - Türbin-generatör ve yardımcı sistemleri, ölçü kontrol ve koruma sistemleri, türbin bölümü ile ilgili her türlü malzemeler ve harcamalar.
 - Ana ve yardımcı trafolarla dahil santral içindeki her türlü elektrik sistemlerine ait malzeme ve teçhizat harcamaları.
 - Servis sistemleri, vantilasyon, basınçlı gaz, bakım ekipmanları gibi harcamalar.
 - Soğutma suyu giriş çıkış sistemlerinin malzeme ve teçhizat harcamaları
2. Endirekt masraflar : Projenin gerçekleştirilmesi sırasında yürütülen şantiye çalışmaları ve mühendislik hizmetlerini içermektedir. Bu masraflar şu bölümlerden oluşur;

- Geçici şantiye binaları ve tesisleri, şantiye suyu ve enerji temini için yapılan harcamalar, santral, ticari işletmeye başlamadan önce kullanılan malzemeler, özel test aletleri vs. için yapılan harcamalar.
- Merkezde yürütülen mühendislik hizmetleri için yapılan harcamalar.
- Şantiyede yürütülen mühendislik ve proje idaresi hizmetleri için yapılan harcamalar.

Yatırımın gerçekleşmesinden doğan sermaye masrafları toplam elektrik üretim maliyetinin en büyük kısmını oluşturmaktadır. Bir nükleer santralin sermaye masrafının enerji üretim maliyetine etkisi, geleneksel elektrik santrallerine benzer şekilde hesaplanır. Bunun için maliyet hesabında kullanılacak bazı değerlerin belirtilmesi gereklidir. Bunlardan en önemlisi “santral birim tesis bedeli”dir. Santralin işletim ömrü dikkate alınarak çeşitli amortisman hesap yöntemleri (Sabit yıllık veya lineer azalan) ile bulunan ve değişik alternatif teklifler arasında karşılaştırmanın kolay yapılabilmesi amacı ile santralin belli bir baz yıla indirgenmiş toplam yatırım masraflarının (levelised cost), planlanan yıllık enerji üretim miktarına bölünmesi ile elde edilir.

Bir nükleer santralin toplam yatırım masraflarının bulunmasında, direkt inşaat bedelleri ve diğer harcamalar ile birlikte “eskalasyon yükü” ve “faiz yükü”de göz önünde bulundurulmalıdır. İnşaat periyodu boyunca kullanılan malzeme, teçhizat ve işçilik fiyatlarında zaman içinde meydana gelen artışlardan doğan “eskalasyon yükü” ve inşaat süresi boyunca yapılan yıllık harcama miktarlarının kredi olarak alındığı düşünülürse ilave olarak bir “faiz yükü”nün de geri ödenmesi gerekmektedir. Nükleer santralin gerçekleştirilmesi aşamasında proje için gerekli toplam finansman ihtiyacının belirlenmesi için fiatlardaki bu artışlar hesaba katılmalıdır. Bu artışların belirlenmesi için projenin ve santralin ekonomik ömrünün tahmin edilmesi gerekmektedir. Bir nükleer enerji santralinin ömrünü tahmin etmek için bu tür santrallerin işletilmekte olduğu ülkelere ait istatistikler baz olarak alınabilir. İngiltere ve A.B.D.’de nükleer enerji santrallerinin ömrü 20 ile 25 yıl olarak tahmin edilmektedir. Kanada’da ise reaktör ömrü 15 yıl olarak kabul edilmektedir. Çizelge 4.1.1.1’de 2000 yılında A.B.D.’de devreye girmesi öngörülen 1100 MW_e’lık bir PWR tipi santral için 1987 yılı tahmini yatırım masrafları görülmektedir. Santral inşaatı çok uzun bir zaman alan bir proje olduğundan, toplam fiatlar bir değere getirilerek ve inşaat sırasındaki fiat artışları dikkate alınarak verilmektedir.

Çizelge 4.1.1.1. Bir nükleer santral için yaklaşık yatırım masrafları

	Ortalama değer ^a	Referans değer ^b
Direkt Masraflar (Milyon \$)		
Saha masrafları	5	5
Yapı-bina masrafları	278	184
Reaktör –kazan masrafları	351	290
Türbin santral ekipmanları	251	213
Elektrik santral ekipmanları	110	76
Çeşitli santral ekipmanları	65	44
Ana ısı atma sistemi	53	46
Ara toplam (Direkt masraflar)	1112	858
Endirekt (Dolaylı) Masraflar (Milyon \$)		
İnşaat hizmetleri	371	205
Ofis mühendislik ve hizmetleri	483	211
Saha mühendislik ve hizmetleri	434	109
Mal sahibinin masrafları	240	138
Ara toplam (Endirekt masraflar)	1529	663
Toplam Masraflar (Milyon \$)		
Direk ve dolaylı masraflar	2641	1521
Olası (Bilinmeyen) Harcamalar	396	152
Toplam masraflar	3037	1673
Eskalasyon harcamaları	1413	935
Faiz harcamaları	3472	1403
İşletmeye başlama tarihindeki masraflar		
Genel toplam (Milyon \$)	7922	4012
kW _e başına \$ (1987)	3820	1935

a) 12 yıl tasarım ve inşaat rehberlik süresi

b) 8 yıl tasarım ve inşaat rehberlik süresi

Çizelge 4.1.1.2. ve Çizelge 4.1.1.3.'de OECD ülkelerindeki 2000 yılında işletmeye alınması düşünülen referans santrallerin 1.7.1991 tarihine indirgenmiş yatırım masrafları USD olarak görülmektedir. Değişik ülkelerdeki yatırım maliyetleri daha detaylı olarak incelenirse, ülkelerdeki anlık yatırım maliyetleri (inşaat sırasındaki faiz yükü hariç direk yatırım maliyeti) arasında çok büyük farklar görülür. Bu farklılıkların nedenlerinden bazıları saha, işçilik ve malzeme masraflarındaki, tasarım seçeneklerindeki, saha ve lisanslama gerekliliklerindeki farklılıklardır. Bununla birlikte, bir sahaya birden fazla ünite kurulması ile ekonomik bir maliyet mümkün olabilmektedir. Fransa ve Kanada bu stratejiyi uygulayarak daha ekonomik üretim maliyeti sağlayabilen ülkelere en iyi örnektir.

Çizelge 4.1.1.2. ve Çizelge 4.1.1.3.'deki veriler çok değişik ülkelerdeki farklı tip saha koşullarındaki farklı tip nükleer santraller için olduğundan güç ile birim tesis bedeli arasında bir formül bulmak zor olsa da güç arttıkça birim tesis bedelinin azaldığı görülmektedir.

Çizelge 4.1.1.2. Bazı OECD ülkelerinde 2000 yılı başlarında hizmete girecek nükleer santrallerin birim tesis bedelleri (r = %5)

İskonto oranı %5								
Ülkeler	Santral			Direk İnş. Bedeli	Faiz	Diğer	Kapatma	Toplam (\$/kWh)
	Tip	Güç	Verim					
Almanya	PWR	1258	%33	2400	415	201	0	3016
Belçika	PWR	1390	-	1746	278	0	29	2053
Kanada	PHWR	4x881	%31.8	1783	370	230	14	2397
"	PHWR	450	%31.2	2409	372	0	0	2781
A.B.D.	ALWR	1200	%33.5	1237	306	521	80	2145
"	ALWR	1200	%33.5	1307	323	535	80	2246
"	ALWR	1200	%33.5	1200	298	514	80	2093
Finlandiya	BWR	1000	%35	1509	268	116	30	1923
Fransa	PWR	4x1400	%34	1179	174	93	29	1475
Japonya	LWR	4x1350	%34	2154	296	0	34	2483
Hollanda	SBWR	600	%33.3	1911	254	0	65	2231
İngiltere	PWR	1245	%34.5	2512	452	0	49	3013
Çin	PWR	2x600	%33.3	1074	298	119	35	1526
Çek Cum.	PWR	1081	%34.4	960	236	0	42	1238
Macaristan	PWR	2x1002	%34	1576	279	0	62	1918
Hindistan	PHWR	2x194	%30	1249	331	63	12	1654
Kore	PWR	2x940	%32.2	1495	340	137	0	1972
"	PHWR	2x658	%29.3	1424	159	120	0	1703

Kaynak: Projected costs of generating electricity, IAEA.1992

Çizelge 4.1.1.3. Bazı OECD ülkelerinde 2000 yılı başlarında hizmete girecek nükleer santrallerin birim tesis bedelleri (r = %10)

İskonto oranı %10								
Ülkeler	Santral			Direk İnş. Bedeli	Faiz	Diğer	Kapatma	Toplam (\$/kWh)
	Tip	Güç	Verim					
Almanya	PWR	1258	%33	2400	795	222	0	3417
Belçika	PWR	1390	-	1746	609	0	5	2360
Kanada	PHWR	4x881	%31.8	1783	854	192	1	2830
"	PHWR	450	%31.2	2409	801	0	0	3210
A.B.D.	ALWR	1200	%33.5	1237	665	428	50	2380
"	ALWR	1200	%33.5	1307	702	442	50	2501
"	ALWR	1200	%33.5	1200	650	421	50	2321
Finlandiya	BWR	1000	%35	1509	576	116	6	2206
Fransa	PWR	4x1400	%34	1179	378	96	5	1658
Japonya	LWR	4x1350	%34	2154	779	0	6	2938
Hollanda	SBWR	600	%33.3	1911	533	0	15	2459
İngiltere	PWR	1245	%34.5	2512	1000	0	31	3540
Çin	PWR	2x600	%33.3	1074	665	119	11	1869
Çek Cum.	PWR	1081	%34.4	960	530	0	10	1500
Macaristan	PWR	2x1002	%34	1576	610	0	11	2198
Hindistan	PHWR	2x194	%30	1249	746	63	2	2059
Kore	PWR	2x940	%32.2	1495	746	137	0	2378
"	PHWR	2x658	%29.3	1424	334	120	0	1879

Kaynak: Projected costs of generating electricity, IAEA.1992

Nükleer santrallerde eskalasyon ve faiz yükünü hesaplayabilmek için inşaat süresince harcama dağılımının bilinmesi gerekir. Bunun için de her yıl yapılan işler ve bu işlerin maliyetlerinin bilinmesi gereklidir. Böylece her yıl yapılan harcama hesaplanarak bunun elektrik üretim maliyetine getirdiği faiz (i) ve eskalasyon (e) yükü de hesaplanabilir. Burada yapılacak hesaplamalar açısından, inşaat süresince yapılan harcama dağılımının bilinmesi yeterlidir. Bu harcama dağılımı bir kaç ülke için aşağıdaki Çizelge 4.1.1.4'de verilmiştir.

Çizelge 4.1.1.4. Bazı ülkelerde inşaat süresince harcama dağılımı oranları (%)

Ülke	Reak. Tipi	1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
Almanya	PWR	6	13	22	14	19	18	8
A.B.D.	PWR	8	11	20	20	24	10	7
Kanada	CANDU	8	19	24	17	17	15	-
İsveç	BWR	5	15	25	30	20	5	-

Kaynak: Projected costs of generating electricity, IAEA.1992

Bir enterkonekte enerji sistemine yeni bir üretim tesisi ilave edildiği zaman ilave edilen üretim tesisi ile sistemde mevcut üretim tesisleri arasında sistemin talep ettiği yükün ekonomik olarak dağılımını yapmak gerekir. Her bir üretim tesisinin karşılayacağı yüke göre kapasite faktörü (L_f) belirlenir. Yıllık kapasite faktörleri bu yolla bulunduktan sonra ortalama kapasite faktörü ile maliyet bulunabilir. Nükleer enerji santrallerinin kapasite faktörlerinin yüksek olması arzu edilen bir durumdur. Bu tür santrallerde ortalama yükleme faktörü santral tipine, gücüne ve çalışma şekline bağlı olarak %60 ile %80 arasında değişmektedir. Tüm bu faktörlerin bilinmesi veya tahmin edilmesi durumunda birim sermaye yatırım masrafları (g_k) kolaylıkla bulunabilir. Eskalasyon (e) ve faiz (i) yükü dahil inşaat bitiminde toplam yatırım bedeli I_k , (4.1.1.1) eşitliğinden bulunabilir.

$$I_k = \sum_{t=1}^L T(t) \quad [\text{M\$}] \quad (4.1.1.1)$$

Burada $T(t)$ yıllık harcama dağılımına göre geri ödenmesi gereken borç, L ise inşaat süresidir. Tesisin değerini kaybetmesine (depreciation) karşılık her yıl ayrılan miktar kullanılan hesap yöntemine göre değişir. En çok kullanılan metod ise “Sinking Fund” metodudur. Sinking fund metodunda her yıl ayrılan sabit miktarda bir paranın bankaya yatırıldığı ve yatırılan paralar üzerinden bileşik faiz uygulandığı kabul edilir. Tesisin kıymetinin sıfır olduğu senede, yani ekonomik ömrünün sonunda ayrılan paralar ve faizlerinin toplamları tesis bedeline eşit olur. Yıllık ödemelerle borç geri ödenirken kalan paranın faizinde geri ödenmesi gereklidir. Sabit masraflar adını taşıyan yıllık amortisman faktörü (4.1.1.2) eşitliği ile bulunur.

$$A = i + \frac{i}{(1+i)^n - 1} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.1.1.2)$$

Toplam yatırım bedelinin (I_k), amortisman faktörü (A) ile çarpımından sabit yıllık sermaye masrafları (4.1.1.3) eşitliği ile bulunabilir.

$$C_k = I_k \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad [\text{M\$/yıl}] \quad (4.1.1.3)$$

Birim enerji başına sermaye maliyeti ise yıllık sermaye masraflarının (4.1.1.3), santralin yük faktörüne bağlı olarak yıllık sabit enerji üretim miktarına (4.1.1.4) bölünmesi ile (4.1.1.5) elde edilir. Burada enerji üretiminin yıllara göre değişmediği, üretimin sürekli sabit olduğuna dikkat edilmelidir.

$$E_e = 8760 \cdot P_e \cdot L_f \quad [\text{kWh}] \quad (4.1.1.4)$$

E_e yıllık sabit enerji üretim miktarı, P_e kurulu güç ve L_f yük faktörüdür.

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} \quad [\text{mills/kWh}] \quad (4.1.1.5)$$

4.1.2. İşletme ve bakım masrafları

Bir santralin işletme ve bakım masrafları toplam üretim maliyetinin küçük bir bölümünü oluşturmaktadır. Bununla beraber, işletme ve bakım masraflarını sermaye ve yakıt masrafları gibi genel formüllerle ifade etmek mümkün değildir. Santral tipine ve gücüne, işletme şartlarına, santrali işleten kuruluşun yapısına, genel muhasebe sistemine bağlı olarak değişiklikler gösterir. Nükleer santrallerde işletme ve bakım masraflarını etkileyen faktörler aşağıdaki gibi sıralanabilir;

- Santral kurulu gücü ve ünite gücü : Ünite gücü ve aynı yerdeki ünite sayısı arttıkça kWh başına düşen işletme ve bakım masrafları azalır.
- Santralin devre dışı kalması : Santralin bakım ve onarım süresinin uzun olması, arıza hallerinde devre dışı kalma sürelerinin uzunluğu işletme ve bakım masraflarını artırıcı yönde etkiler.
- Eğitim ve lisanslama : Nükleer santrallerde personelin sürekli eğitim görmesi ve lisanslanması, ilave vardiya ekiplerinin bulundurulması zorunluluğu bu masrafları arttırmaktadır.
- Yedek parça : Nükleer santrallerde kullanılan yedek parça miktarı ve kalitesinin yüksek olması bu masrafları arttırmaktadır.
- Çevre sorunları : Çevre sorunlarının getirdiği kısıtlamalar, kullanılan malzeme, ekipman ve personel sayısını arttırmaktadır.
- Personel : Kalifiye ve yetişmiş eleman kullanımının fazla olması masrafları arttırmaktadır.

Çizelge 4.1.2.1'de 2000 yılı başlarında işletmeye alınacak olan değişik ülkelerdeki çeşitli tipte santrallerin 1.7.1991 tarihinde USD üzerinden işletme ve bakım masrafları ile 2030 yılına kadar tahmini fiatlar belirtilmiştir. Ülkeler arası işletme ve bakım masrafları ortalaması bulunacak olursa 55 \$/kWh-yıl olduğu görülecektir. Buna göre birim enerji başına yıllık işletme ve bakım masrafı (g_m), yıllık işletme ve bakım giderinin (C_m) sabit enerji üretim miktarına (E_e) bölünmesi ile (4.1.2.1) elde edilir.

$$g_m = \frac{C_m}{E_e} \quad [\text{mills/kWh}] \quad (4.1.2.1)$$

Çizelge 4.1.2.1. 2000 yılı başlarında işletmeye alınacak olan değişik tipte santraller için işletme ve bakım masrafları (\$/kW_eh-yıl)

Ülke	Tip	Güç	İşletme Bakım Masrafları	İşletme ve Bakım Masrafları Tahmini			
				2000	2010	2020	2030
Belçika	PWR	1x1390	48	B			
Kanada	PHWR	4x881	33.3	1	1	1	1
Finlandiya	BWR	1x1000	35.5	1	1	1	1
Fransa	PWR	4x1400	54.3	1	1.16	1.35	1.56
Almanya	PWR	1x1256	82.5	B			
Japonya	PWR	4x1350	70.8	1	1	1	1
İngiltere	PWR	1x1245	69.1	1	0.87	0.97	1.12
"	APWR	1x1400	64	1	B		
A.B.D.	ELWR	1x1200	36	1	1	1	1
"	ELWR	1x1200	36	1	1	1	1
"	ELWR	1x1200	36	1	1	1	1
Çin	PWR	2x600	39.5	1	1.03	1.07	1.12
Çekoslovakya	PWR	1x1081	47.5	1	1	1	1
Macaristan	PWR	2x1002	30.9	1	1	1	1
Hindistan	PHWR	2x194	76.6	1	1	1	1
Kore	PWR	2x940	47.4	1	1	1	1
"	PHWR	2x658	76	1	1	1	1
Kanada	CANDU	1x450	81.5	1	1	1	1
Hollanda	SBWR	1x600	89	1	1	1	1

B:Belirtilmemiş

Kaynak: Projected costs of generating electricity, IAEA.1992

4.1.3. Yakıt çevrim masrafları

Nükleer yakıt çevrim masrafları toplam elektrik üretim maliyetinin küçük fakat önemli bir kısmını oluşturur. Hafif sulu reaktörler için uranyum fiatı ve zenginleştirme fiatı reaktör öncesi yakıt çevrim masraflarının en büyüğünü oluştururlar. Bir nükleer enerji santralinin yakıt çevrimi başlıca üç bölüme ayrılabilir. (The Economics of the nuclear fuel cycle, NEA/OECD, 1994)

- a) Uranyum cevherinin çıkartılması ile başlayıp, işlenmiş yakıt elemanlarının reaktör sahasına sevk edilmesine kadar geçen ve çevrimin ön cephesini oluşturan süreç.
- b) Fisyon enerjisinin elektrik enerjisi üretimi için kullanıldığı reaktördeki yakıt tüketimi ve bu yakıtın reaktör sahasında geçici depolanması.
- c) Kullanılmış yakıtın reaktör depolama tesislerinden uzağa veya yeniden işleme (reproses) tesislerine nakliyatı ile başlayan ve yüksek seviyeli işlenmiş atıkların veya bir muhafaza içine konmuş kullanılmış yakıtın direk olarak son depolanması ile biten, çevrimin arka cephesini oluşturan süreç.

Çevrimde ikinci olarak bahsedilen süreç için geçerli masraflar esas olarak sermaye yatırım veya işletme/bakım masraflarının bir parçasıdır. Fisyon reaksiyonu sırasında açığa çıkan atıklardan geri kalan uranyumu ve plutonyumu ayırmak için reaktördeki kullanılmış yakıtın işlendiği yakıt çevrimi reproses seçenekli çevrim olarak tanımlanır. Direk yok etme olarak da bilinen ikinci seçenek ise, genellikle uzun süreli depolama süreci gibi bir periyottan sonra uygun bir iyileştirmeyi takiben kullanılmış yakıtın yok edilmesini içerir. Yakıt çevrimi, ön ve arka cephesi ile ara süreç sırasındaki işlemler yakıt çevrim masraflarını büyük ölçüde etkilemektedir. Bu işlemler aşağıdaki gibi sıralanmaktadır;

A) Yakıt çevrimi ön cephesi:

1. Uranyum çıkartılması ve öğütülmesi : Uranyum tüm mevcut santrallerde kullanılan yakıttır. Yeryüzünün kabuğunda ve okyanuslarda çok yaygın olarak bulunmaktadır. Ancak jeolojik süreçlerin konsantrasyonunu arttırdığı yerlerde ekonomik olarak temin etmek mümkün olabilmektedir. Çıkartılan maden cevherleri geleneksel veya

uygun kimyasal yöntemlerle öğütülüp işlendikten sonra uranyum konsantresi elde edilir. İşleme tesisinde üretilen uranyum konsantresi (U_3O_8) genellikle ağırlık olarak %60 ile 85 arasında değişen oranlarda uranyum içerir. Kalitesine bağlı olarak, bazen konsantreye bir dönüşüm tesisine metal mahfazalar içersinde nakil edilmeden önce, ayrı bir tesiste daha fazla saflaştırma işlemi uygulanır.

2. Dönüşüm : Nükleer yakıt için gerekli yüksek saflık, uranyum konsantresini nitrik asit içersinde çözündürerek ve diğer kimyasallarla filtreleyip iyileştirerek gerçekleştirilebilir. Sonuçta elde edilen uranil nitrat %99.95 saflıktadır. Uranil nitrat tekrar uranyum okside dönüştürülür ve buradanda zenginleştirme işleminde kullanılan ve uçucu olan uranyum hegzafloşit'e (UF_6) çevrilir. Ağır su reaktörü yakıtı gibi zenginleştirmenin gerekli olmadığı durumlarda uranil nitrat'dan uranyum dioksit (UO_2) üretilir ve direk olarak yakıt işleme tesisine nakil edilir.
3. Zenginleştirme : Uranyum doğada kuvvetli bir nötron yutucu olarak davranan yüksek miktarlarda ^{238}U olarak bulunur. Daha hafif atom çekirdeğine sahip olan bölünebilir ^{235}U ise %0.71'e varan oranlarda doğal uranyumda bulunmaktadır. Grafit moderatörlü Magnox reaktörü ve hem ağır su soğutmalı hem de moderatörlü reaktör (CANDU) gibi reaktörler doğal oluşumlu oranlarda ^{235}U içeren yakıt ile çalışabilmektedir. Hafif su soğutmalı ve moderatörlü reaktörler (LWR) ile ileri gaz reaktörleri (AGR) yapılarında yüksek oranlarda nötron yutucu malzemeler içermektedir. Buda yakıtta ^{235}U izotopunun konsantrasyonunu %0.7'den %3-4'lere yükselterek kompanze edilebilir.
4. Yakıt imalatı : Zenginleştirilmiş uranyum hegzafloşit, kimyasal olarak saf uranyum dioksit tozuna dönüştürülür. Daha sonra sıkıştırılarak küçük silindircikler haline getirilir ve yüksek sıcaklıklı fırınlarda masif seramik yakıt elde edebilmek için sinterlenir.
5. Yakıt çevrimi ön cephesinden kaynaklanan atıklar : Uranyumun çıkarılması esnasında uranyum cevherinde daha az oranda cevher içeren kaya atıkları oluşur. Öğütme atıkları radyum ve diğer doğal radyoaktif maddeleri içerirler. Bu atıklar radon emisyonunu azaltmak için ve yeraltı sularını etkilemeyecek şekilde çevresi, altı ve üstü kapalı tasarlanmış jeolojik birimlerde yok edilirler. Dönüşüm tesislerindeki uranyum, asit ve bazı organik kimyasallar tekrar dönüşüme sokulurlar, dönüşmeyenler ise direk olarak yok edilirler.

B) Reaktördeki yakıt

Reaktör sahasına yeni getirilen yakıt, reaktörün işletilmesine yetecek ve kısa vadeli kaynak problemini çözümlenecek kadar yeterli stok kapasitesine sahip depolara yerleştirilir. Yakıt elemanları buralardan alınarak üç ile beş sene boyunca kullanılmak üzere çekirdeğe götürülür. Bu süre boyunca yakıt elemanları fisyon yaparlar ve enerji üretirler. Reaktörden çıkartılan ömrü dolmuş yakıt elemanları oldukça radyoaktifdir ve çıkartılan yakıt hala yüksek ısı üretmektedir. Bu sebepten yeni çıkartılmış yakıt radyoaktivitenin doğal olarak düşmesi ve soğuması için bir kaç yıllığına reaktör havuzlarında bekletilirler.

C) Yakıt çevrimi arka cephesi:

1. Nakliye: Reaktörden çıkartılmış radyoaktif ve hala ısı üreten kullanılmış yakıt, zırhlı taşıyıcılar içerisine yerleştirilirler ve ön depolama tesisine veya reproses tesisine nakil edilirler. İşçileri ve halkı radyasyondan koruyan zırhlı taşıyıcı, nakil kazaları ve yangın gibi büyük tehlikelere karşı son derece dayanıklı tasarlanmışlardır.
2. Ön depolama : Ön depolama, yakıtın reaktörden çıkarılmasını takiben, yok etme öncesi kullanılmış yakıt paketleme veya reproses işlemine kadar geçen minimum soğutma periyodu sonrası zaman aralığıdır. Kullanılmış yakıtın ön depolaması soğutma havuzlarında veya mahfaza kaplarında gerçekleştirilir. Bu durumda depolama masrafları santral işletme masraflarının bir parçası olmaktadır.
3. Reproses seçeneği:
 - 3.1. Reproses : Reproses kalıcı atık fisyon ürünlerinden ve aktinitlerden tekrar kullanılabilir plutonyum ve uranyum içeriğini ayrıştırmayı mümkün kılmak için kullanılmış yakıtı eritme işlemi kapsamaktadır.
 - 3.2. Atık yönetimi : Reproses işlemi sırasında üretilen atıkların düzenlenmesi, çeşitli ülkelerde yetkili uzmanlar tarafından dikkatli biçimde incelenmiş ve onaylanmış olan iyi kurulmuş bir işletmecilik gerektirmektedir. Reproses vasıtası ile plutonyum ve uranyumun çıkartılması yüksek seviyeli atıkların miktarını azaltmakta, ancak reproses ve teknolojik atıklar gibi düşük ve orta seviyeli atıkların ortaya çıkmasına neden olmaktadır.

4. Direk yok etme seçeneği :Yakıt elemanları 30 ile 50 yıl arası bir soğutma periyodundan sonra direk olarak mahfaza içine konabilir veya uzaktan taşıma yöntemleri ile parçalara ayrılabilir böylelikle mahfazaya konmadan önce daha bitişik olarak paketlenebilirler.
5. Son depolama : Reproses ve yok etme seçeneğindeki, yakıt çevrimi ön cephesinden kaynaklanan ve ön depolama atıklarının yok edilmesini kapsamaktadır.
6. Plutonyum ve uranyum çevrimleri : Reproses sonrası ürünlerin tekrar kullanılabilir hale dönüştürülebilmesini kapsamaktadır.

Nükleer yakıt çevriminin arka cephesindeki belirsizlikler devam etmekle beraber mevcut seçeneklerin getireceği mali yükler az çok bilinmektedir.

Nükleer yakıt masrafları reaktör ve işletme ile direk olarak ilgili bazı faktörlere bağlıdır. Bu faktörler yanma oranı (burn-up), özgül güç, termik verim, santralin kapasite faktörü, yakıtın zenginlik derecesi ve ortalama çevirme oranıdır.

1. Yanma oranı (Burn-up) : Reaktöre yüklenen uranyumun her tonunda üretilen MW_g cinsinden ısı miktarı yanma oranı olarak tarif edilir ve MW_g /MTU şeklinde gösterilir. Reaktöre yüklenen ve fisyonu uğrayabilen maddenin birim ağırlığı başına meydana getirdiği ısı çok önemlidir. Bu aynı zamanda çevrimde kullanılan yakıt miktarını belirler. Yanma oranının değeri arttırıldığı takdirde reaktörde harcanan yıllık yakıt miktarı azalacak ve dolayısı ile yıllık yakıt imalat masrafları, yakıt elemanlarının tekrar işleme tabi tutulma masrafları ve nakliye masrafları daha az olacaktır. Bununla beraber yanma oranının arttırılması yakıt elemanlarını fabrikasyon ve tekrar işleme tabi tutma masraflarının yükselmesine neden olur. Doğal uranyum ve hafifçe zenginleştirilmiş uranyum yakıtlı reaktörde yakıt fiyatları ortalama yanma oranına bağlı olarak değişir. Ortalama yanma oranı 3000 ile 15000 MW_g /MTU mertebesindedir.
2. Özgül güç : Nükleer yakıtın birim ağırlığı başına isabet eden enerji miktarı sabit ise reaktördeki yakıt envanteri belirlenebilir. Özgül gücün arttırılması çok verimli bir soğutucuya ihtiyaç gösterir. Diğer taraftan özgül gücün düşük tutulması nükleer yakıt envanteri masraflarını arttırır. Genellikle bu ikisi arasında optimum çözüm bulunması arzu edilir.
3. Termik verim: Birim enerji üretimi başına toplam nükleer yakıt masrafı net termik verimle ters orantılıdır. Termik verim arttırıldıkça yakıt masraflarında önemli miktarda azalma sağlanır. Yüksek santral verimi soğutucunun çıkış sıcaklığının daha

yüksek olmasını ve yakıt elemanlarının çalışma sıcaklığının fazla olmasını gerektirir.

4. Kapasite faktörü (Yüklenme faktörü) : Bir nükleer santralin yüklenme faktörü, yakıt çevriminin uzatılmasına tesir eder. Bu durum ise reaktöre yüklenen, rezerv olarak bekletilen ve soğumaya terk edilmiş bulunan nükleer yakıt miktarlarının değişmesine sebep olur. Sonuç olarak buda yakıt envanteri maliyetine tesir eder.
5. Yakıt zenginleştirilmesi : Zenginleştirilmiş uranyum kullanan reaktörlerin boyutları daha küçük, dolayısı ile birim tesis bedelleri daha az olmaktadır. Bu tip reaktörlerde yüksek yanma oranına erişmek mümkündür.
6. Ortalama çevirme oranı : Ortalama çevirme oranı, nükleer yakıtın reaktörde kaldığı süre içerisinde meydana gelen fisyon yapan atomların net sayısının başlangıçta fisyonla sebep olan atomlardan kaybolanlarının sayısına oranıdır. Ortalama çevirme oranı net yanma oranının değerini belirleyen en önemli faktördür. Net yanma oranı reaktörde yüklenen yakıtın yanma oranı ile reaktörden çıktıktan sonraki yanma oranı arasındaki farktır.

Çizelge 4.1.3.1.'de 1995-2000 yılları arasında işletmeye alınacak olan santraller için çeşitli OECD ülkelerinde öngörülen yakıt çevrimi masrafları görülmektedir. Bu tablodan ülkeler ortalamaları çıkartılacak olursa uranyum eldesi 85 \$/kgU, UF₆ çevirme 7 \$/kgU, zenginleştirme 170 \$/kgU ve yakıt imalatının 260 \$/kgU civarlarında olduğu görülmektedir.

Çizelge 4.1.3.1.Çeşitli OECD ülkelerinde yakıt çevrim masrafları

Ülkeler	Uranyum (\$/kgU)	Çevirme (\$/kgU)	Zenginleştirme (\$/kgU)	İmalat (\$/kgU)	Toplam Arka Masraflar (\$/kgU)
Almanya	78 ⁽⁶⁾	7	152	313	2137
Belçika ⁽¹⁾	77	7	128	235	1160 ⁽⁷⁾
Kanada ⁽²⁾					
Merkez	142	9 ⁽⁸⁾	-	30	64 ⁽⁴⁾
Doğu	63	9 ⁽⁸⁾	-	27	-
İspanya ⁽²⁾	98	7	193	249	552
A.B.D. ^(2,3)	78	9	80	260	584
Finlandiya ^(1,2)	85	7	90	300	710 ⁽⁵⁾
Fransa ⁽¹⁾	98	8	153	249	1038 ⁽⁷⁾
İtalya	78	5	164	350	1570 ⁽⁷⁾
Japonya	-	-	-	-	-
Hollanda	84	6	87	228	1551
Türkiye ⁽²⁾	65	5	110	185	465

1. Tahmini fiyatlar 1.1.1995 için geçerlidir.
2. Arka masraflar direk yok etme seçeneği, diğerleri reproses seçeneği içindir.
3. 1.7.2000 için tahmini fiyat.
4. Kullanılmış yakıtın geçici depolanması İ&B masrafları içindedir.
5. %5 iskonto oranına göre bugünkü değere getirilmiş masraflar.
6. 2005'e kadar %0.5 daha sonra da %1.0 artış öngörülmekte.
7. Kullanılmış yakıt içindeki bölünebilir madde kredisi dahil.
8. UO₂ çevirme masrafları .

Nükleer yakıt masraflarını hesaplamak için çeşitli metodlar bulunmaktadır. Yakıt çevrimi masraflarının hesaplanmasında, çevrimi etkileyen faktörlerin her birinin detaylarına inildiği zaman hesap çok karmaşık bir hal almaktadır. Ancak en kolay şekilde zenginleştirilmiş uranyum fiyatı (\$/kgU) ile yıllık yakıt tüketimi (kgU/yıl) bulunarak, yıllık yakıt masrafı (\$/yıl) hesaplanır. Yıllık yakıt masrafı yük talebine bağlı olarak bulunan yıllık enerji üretim miktarına (kW_eh/yıl) bölünerek birim enerji başına yakıt masrafı elde edilmiş olur.

Buna göre “F_u”uranyum konsantresi fiyatı (\$/kgU), “F_ç” UF₆ dönüşüm fiyatı (\$/kgU), “F_z” zenginleştirme fiyatı (\$/kgSWU), “F_i” yakıt imalat fiyatı (\$/kgU), “B/U” besleme faktörü (kgDU/kgZU) ve “A_{SWU}” 1 kg zenginleştirilmiş uranyum elde etmek için gerekli ayırma işi miktarı (kgSWU/kgZU) olmak üzere zenginleştirilmiş uranyum fiyatı (4.1.3.1) eşitliği ile bulunur.

$$F_{zu} = \frac{B}{U} \cdot (F_u + F_{\check{c}}) + A_{SWU} \cdot F_z + F_i \quad [$/kgU] \quad (4.1.3.1)$$

Bir zenginleştirme işleminde aşağıdaki koşulların (4.1.3.2) sağlandığı kabul edilerek besleme faktörü (B/U) için bir ifade elde edilebilir.

$$B = U + A \text{ (Besleme = Ürün + Atık)} \quad (4.1.3.2)$$

ε_b doğal uranyum (besleme) zenginliği (%), ε_u uranyum giriş (ürün) zenginliği (%) ve ε_a uranyum çıkış (atık) zenginliği (%0.2 veya %0.4) olmak üzere (4.1.3.2) ifadesi, (4.1.3.3) deki gibi de gösterilebilir.

$$\varepsilon_b B = \varepsilon_u U + \varepsilon_a A \quad (4.1.3.3)$$

Zenginleştirme işleminde birim zamanda giren madde miktarının elde edilen ürüne oranı (Besleme faktörü) ise (4.1.3.4) denklemi ile elde edilir.

$$\frac{B}{U} = \frac{\varepsilon_u - \varepsilon_a}{\varepsilon_b - \varepsilon_a} \quad [\text{kgDU/kgZU}] \quad (4.1.3.4)$$

1 kg zenginleştirilmiş uranyum elde etmek için gerekli ayırma işinin hesaplanmasında kullanılan ayırma potansiyeli (4.1.3.5) denkleminde bulunur.

$$V_x = (2\varepsilon_x - 1) \ln \frac{\varepsilon_x}{1 - \varepsilon_x} \quad (4.1.3.5)$$

Kullanılan zenginlikler için ayırma potansiyelleri bulunduktan sonra ayrılmış atık uranyum miktarı (4.1.3.6) formülü ile bulunur.

$$A_{SWU} = V_u + \left(\frac{B}{U} - 1\right) V_a - \frac{B}{U} V_b \quad [\text{kgSWU}] \quad (4.1.3.6)$$

Bir nükleer santralde reaktörün termik verimi (η_T), yanma oranı (B_u) (MW_g/MTU) ve özgül gücünün (P_s) (MW_T/MTU) bilinmesi durumunda ilk yakıt yükü (4.1.3.7) ile maliyeti (4.1.3.8) ve yıllık yakıt tüketimi (4.1.3.9) hesap edilebilir.

$$L_0 = \frac{1}{P_s} \cdot \frac{P_b}{\eta_T} \quad [\text{MTU-ZU}] \quad (4.1.3.7)$$

$$C_{f0} = L_0 \cdot F_{zu} \quad [\text{M\$}] \quad (4.1.3.8)$$

$$L_a = \frac{P_b \cdot L_f \cdot 365}{\eta_T \cdot B_u} \quad [\text{MTU/yıl}] \quad (4.1.3.9)$$

Tüm bu bulunanlardan yıllık yakıt maliyeti (C_f), (M\$/yıl) ise (4.1.3.10) denklemi ile elde edilir.

$$C_f = L_a \cdot F_{zu} \quad [\text{M$/yıl}] \quad (4.1.3.10)$$

En son olarak da birim enerji başına yakıt maliyeti hissesi (4.1.3.11) eşitliği ile bulunur.

$$g_f = \frac{C_f}{E_e} \quad [\text{mills/kWh}] \quad (4.1.3.11)$$

Burada elde edilen değer en basit hesapla yani nükleer yakıt çevriminin ön ve arka cephe masraflarına etkiyen, zaman içerisindeki ilerleme veya gecikme süreleri ile yakıt üretimi sırasındaki kayıp faktörleri ihmal edilerek bulunmaktadır. Yakıt çevrimini oluşturan her proses ayrı bir işçilik gerektirmektedir ve üretim maliyetleri zaman içerisinde değişikliğe uğramaktadır. Bu durumda diğer etmenlerde gözönünde bulundurulurken her proses için uygun eskalasyon oranları ile bu masraflar eskale edilmelidirler. Tüm bu masraflar ayrıca uygun bir iskonto oranı ile bugünkü değere getirilerek daha ayrıntılı hesaplar gerçekleştirilebilir.

4.1.4. Toplam birim enerji üretim maliyeti

Bir nükleer santralin toplam net enerji üretim maliyeti, yıllık sermaye yatırım masrafları (g_k), işletme ve bakım masrafları (g_m) ve yakıt masraflarının (g_f) toplamından (4.1.4.1) oluşmaktadır.

$$g_T = g_k + g_m + g_f \quad [\text{mills/kWh}] \quad (4.1.4.1)$$

4.1.5. Kapatma masrafları

Kapatma masrafları başlangıç yatırım masraflarının küçük bir kısmına (%10-20) karşılık gelmektedir ve toplam üretim maliyetine de az oranda bir yük getirmektedir.

4.1.6. Sayısal uygulama

Bir fikir vermesi açısından yukarıdaki tablolarda belirtilen veriler ve tipik değerler olarak bir nükleer santralin enerji üretim maliyetini bulabiliriz. Bunun dışında Alman-Fransız ortaklığı olan Nuclear Power International (NPI) firmasının Mersin Akkuyu santralinde PWR tipi hafif su reaktörlü sistem için belirttiği bazı parametreleri göz önünde bulunduracağız.

Teknik veriler :

Net çıkış gücü	P_e	1×1482	[MW _e]
Termik verim	η_T	32	[%]
Yük faktörü	L_f	75	[%]
Yanma oranı	B_u	33000	[MW _g /MTU]
Özgül güç	P_s	36	[MW _t /MTU]
Uranyum giriş zenginliği	ϵ_u	3.25	[%]
Uranyum çıkış zenginliği	ϵ_a	0.32	[%]
Doğal uranyum zenginliği	ϵ_b	0.71	[%]
Pu içeriği		6.50	[gr/kgU]

Ekonomik veriler :

Başlangıç tarihi		1.1.2000	
Tesis ekonomik ömrü	n	30	[Yıl]
İnşaat süresi	L	7	[Yıl]
Faiz oranı	i	6	[%]
Eskalasyon oranı	e	5	[%]
İskonto oranı	r	6	[%]
Birim tesis bedeli		1615	[\$/kW _e h]

Yakıt çevrim ön masrafları

Doğal uranyum fiatı	F_u	70	[\$/kgU]
UF ₆ çevirme fiatı	$F_ç$	8	[\$/kgU]
Zenginleştirme fiatı	F_z	110	[\$/kgSWU]
Yakıt imalat fiatı	F_i	275	[\$/kgU]

Yakıt çevrim arka masrafları :

Direk yok etme seçeneği

Taşıma/depolama fiatı	230	[\$/kgU]
Yüksek seviyeli atık gömme fiatı	400	[\$/kgU]

Reproses seçeneği :

Taşıma fiatı	50	[\$/kgU]
Yeniden işleme fiatı	720	[\$/kgU]
Yüksek seviyeli atık gömme fiatı	90	[\$/kgU]
Pu kredisi	15	[\$/grPu]

İnşaat süresince yatırım harcamaları dağılımı (%)

1.Yıl	2.Yıl	3.Yıl	4.Yıl	5.Yıl	6.Yıl	7.Yıl
6	13	22	14	19	18	8

Hesaplar:

1) Yakıt çevrim masrafları

Zenginleştirilmiş uranyumun maliyetini hesaplamak için besleme faktörü;

$$\frac{B}{U} = \frac{3.25 - 0.320}{0.71 - 0.320} = 7.51 \text{ kgDU/kgZU}$$

Ayırma potansiyelleri,

$$V_b = (2 \times 0.0071 - 1) \ln \left(\frac{0.0071}{1 - 0.0071} \right) = 4.87$$

$$V_u = (2 \times 0.0325 - 1) \ln \left(\frac{0.0325}{1 - 0.0325} \right) = 3.173$$

$$V_a = (2 \times 0.0032 - 1) \ln \left(\frac{0.0032}{1 - 0.0032} \right) = 5.7$$

Ayrık atık uranyum miktarı (ayırma işlemi ünitesi),

$$A_{SWU} = 3.173 + (7.51-1) \times 5.7 - 7.55 \times 4.87 = 3.70 \text{ kg SWU}$$

Elde edilen bu değerlere göre zenginleştirilmiş uranyum fiyatı ,

$$F_{ZU} = 7.55(70+8) + 3.74 \times 110 + 275 = 1267.78 \text{ \$/kgZU}$$

Bir termik santralin iç ihtiyacı yaklaşık olarak kurulu gücün %5'i kadardır. Bu durumda brüt elektrik gücü,

$$P_b = 1482 + 1482 \times 0.05 = 1556 \text{ MW}_e$$

İlk yakıt yükü ve maliyeti,

$$L_0 = \frac{1556}{(36 \times 0.32)} = 135.1 \text{ MTU}$$

$$C_{f0} = 135.1 \times 10^3 \times 1267.78 = 171.3 \text{ M\$}$$

Yıllık yakıt tüketimi ve maliyeti,

$$L_a = \frac{1556 \times 0.75 \times 365}{0.32 \times 33000} = 40.3 \text{ MTU/Yıl}$$

$$C_f = 40.3 \times 10^3 \times 1267.78 = 51.1 \text{ M\$/Yıl}$$

Sabit yıllık enerji üretimi,

$$E_e = 8760 \times 1482 \times 10^3 \times 0.75 = 9.74 \times 10^9 \text{ kW}_e\text{h/Yıl}$$

Birim enerji başına yakıt masrafı,

a) Direk yok etme seçeneği için,

Taşıma, depolama ve gömme toplam fiatı ve toplam masraflar,

$$F_a = 230 + 400 = 630 \text{ \$/kgU}$$

$$C_a = 630 \times 40.3 \times 10^3 = 25.4 \text{ M\$/Yıl}$$

$$C_f = 51.1 + 25.4 = 76.5 \text{ M\$/Yıl}$$

$$g_f = \frac{76.5 \times 10^6 \times 10^3}{9.74 \times 10^9} = 7.85 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

b) Reproses seçeneği için,

Taşıma, yeniden işleme ve yüksek seviyeli atıkları gömme toplam fiatı,

$$F_a = 50 + 720 + 90 = 860 \text{ \$/kgU}$$

$$C_a = 860 \times 40.3 \times 10^3 = 34.6 \text{ M\$/Yıl}$$

Yıllık toplam Pu kredisi,

$$A_{PU} = 6.5 \times 40.3 \times 10^3 = 262 \times 10^3 \text{ grPu/Yıl}$$

$$C_{PU} = 262 \times 10^3 \times 15 = 3.93 \text{ M\$/Yıl}$$

$$C_f = 51.1 + 34.6 - 3.93 = 81.8 \text{ M\$/Yıl}$$

$$g_f = \frac{81.8 \times 10^6 \times 10^3}{9.74 \times 10^9} = 8.4 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

2) Sermaye yatırım masrafları

İnşaat başlangıç tarihi 1.1.2000 ve işletmeye alınma tarihi ise 1.1.2006 yılıdır. NPI firmasının teklifte sunmuş olduğu birim tesis bedeli 1615 \\$/kW_eh'dır. Bu durumda direk tesis bedeli,

$$I_d = 1615 \times 1482 \times 10^3 = 2393.4 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükü dahil olmak üzere ödeme planına göre yapılan tüm harcamaların dağılımı aşağıdaki Çizelge 4.1.6.1'de görüldüğü gibidir.

Çizelge 4.1.6.1. İnşaat süresi boyunca eskalasyon ve faiz dağılımları

Yıl	Periyot T	Harcama Dağılımı %	Eskalasyonsuz Harcama M\$	Eskale Edilmiş Harcama M\$	Eskalasyon Yükü M\$	Faiz Yükü M\$	Eskale Edilmiş Harcama + Faiz M\$
2000	1	6	143.60	150.80	7.2	75.9	226.7
2001	2	13	311.10	343	31.9	143.6	486.6
2002	3	22	526.50	609.50	83	206.1	815.6
2003	4	14	335.10	407.30	72.2	106.9	514.2
2004	5	19	454.70	580.30	125.6	110.8	691.1
2005	6	18	430.80	577.30	146.5	71.4	648.7
2006	7	8	191.50	269.50	78	16.2	285.7
Toplam		100	2393.30	2937.7	544.4	730.9	3668.6

Tablodan da görüldüğü gibi eskalasyon ve faiz yükü dahil tesis bedeli 3668.6 M\$ olmaktadır. Santralin ekonomik ömrü sonunda kapatma masrafı olarak santral direk yatırım bedelinin %10'u gözönünde bulundurulabilir. Ayrıca ödeme ekonomik ömür bitiminde yapılacağından bu değer işletmeye başlama tarihine eskale edilmelidir.

$$F_{DC} = 0.10 \times I_d = 239.3 \text{ M\$}$$

$$F_{DC} = 239.3 \times (1+0.5)^{-30} = 55.4 \text{ M\$}$$

İlk yakıt yükü masrafı için ödemenin 2003 yılında yapılacağı gözönünde bulundurularak inşaat bitiş tarihidaki eskalasyon ve faiz yükü dahil ilk yakıt yükü masrafı.

$$F_{T0} = 171.3 \times (1.05)^3 \times (1.06)^3 = 236.2 \text{ M\$}$$

Toplam yatırım masrafı eskalasyon ve faiz yükü dahil yatırım masrafı, kapatma masrafı ilk yakıt yükünün toplamıdır.

$$C_T = 3668.6 + 55.4 + 236.2 = 3960.2 \text{ M\$}$$

Amortisman faktörü 0.0727 olarak bulunur, ara yenileme için 0.0033 ve sigorta masrafları için 0.0070 katsayıları alınacak olursa genel amortisman katsayısı 0.0830 olarak elde edilir. Bu durumda yıllık yatırım masrafı ve birim enerji başına yatırım maliyeti,

$$C_k = 3960.2 \times 0.0830 = 328.3 \text{ M\$/Yıl}$$

$$g_k = \frac{328.3 \times 10^6 \times 10^3}{9.74 \times 10^9} = 33.71 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

3) İşletme ve bakım masrafları

Tablo 4.1.2.1.'deki yıllık işletme ve bakım masrafları için santrallerin ülkeler ortalaması olan 55 \$/kW_eh-yıl değeri baz alınırsa birim enerji başına işletme ve bakım masrafları,

$$C_m = 55 \times 1482 \times 10^3 = 81.5 \text{ M\$/Yıl}$$

$$g_m = \frac{81.5 \times 10^6 \times 10^3}{9.74 \times 10^9} = 8.37 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

4) Toplam maliyet

Tüm bulunan birim masraflardan birim enerji başına toplam maliyet hesaplanacak olursa,

a. Direk yok etme seçeneği (Açık çevrim) tercih edilirse,

$$g_T = 33.71 + 7.85 + 8.37 = 49.93 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

b. Reproses seçeneği (Kapalı çevrim) tercih edilirse,

$$g_T = 33.71 + 8.4 + 8.37 = 50.48 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

olarak birim fiatlar elde edilir.

4.2. Geleneksel Santrallerde Enerji Üretim Maliyetleri

Geleneksel santrallerde üretilen enejinin kW_eh maliyeti üç ana bölüme oluşmaktadır. Bunlar,

1. Sabit masraflar
2. İşletme ve bakım masrafları
3. Yakıt masrafları (üretim masrafları) dır

Tüm bu masrafların toplamının yıllık üretilen enerjiye bölümü geleneksel santraller için toplam birim enerji üretim maliyetini vermektedir. Bu masrafları oluşturan faktörleri daha ayrıntılı inceleyecek olursak,

A) Sabit masraflar

Sabit masraflar güce bağlı olup, buna tesis masraflarında denebilir. Tesis masrafları, santral binasının yapılması makinaların vs. donanımın temini ve tesisi için konulan sermayenin faizinden, tesislerin hepsinin zamanla yıpranıp kıymetinden kaybetmesi göz önüne alınarak bunların yenilenmesi için ayrılan amortisman bedelinden, yabancı sermayenin temini için yapılan borçların faizinden oluşur. Bundan başka sigortalar, bazı vergiler vs. resimler gibi özel masraflarla birlikte idari masraflardan oluşan genel ticari masraflarda normal olarak sabit masraflar arasında ele alınır. Görevli mühendisler, ustalar, teknisyenler, kimyagerler ve laboratuvar personeli gibi elemanların maaşları ve diğer ücretler gibi işletmenin sevk ve idaresi, ayrıca bakım ve temizlik için güce bağlı olarak yapılan masraflarda sabit masraflardır.

1. Tesis masrafları :

Bir santralin kurulması sırasında, genellikle santralin kurulacağı arsalar, binalar, depolar, santralin tahrik kısmına ait her çeşit makinalar ve yardımcı tesisler, generatörler ve elektrik tesisleri, santrale ait yollar, hidrolik santrallerde ayrıca her çeşit su tesisleri, kanallar veya cebri borular, özet olarak santralin tipi ne olursa olsun, kusursuz bir şekilde işler işler bir hale gelebilmesi için yapılan bütün esas ve yardımcı tesisler bu masraflara aittir. Santralin tesisinden sonra buna yatırılan sermayenin gerektirdiği faiz ve amortisman bedellerinin ödenmesi ve zamanla tesisin yıpranan kısımlarının gerekli tamirinin yapılması masraflarının ve genel masraflarının karşılanması gerekir. Sabit

masraflar sermayenin belli bir yüzdesi olarak ele alındığından masraflara karşılık düşen bu pay yüzdesi ile sermayenin çarpımından sabit masraflar kolaylıkla bulunabilir.

2. Sermaye masrafları

Tesis masraflarının tamamen sabit olan kısmını teşkil eden sermaye masrafları faiz ve amortismandan oluşur. Tesislere yatırılan sermayenin faizinin de ödenmesi gerekmektedir. Faizin yüzde değeri esas itibari ile sermaye sahipleri tarafından ve bu konuda yatırımın yapılacağı ülkede geçerli ekonomik koşullar tarafından belirlenir. Faiz için ortalama olarak %4 ile %6 alınabilir. Enerji masraflarının düşük olmasında faiz masraflarının düşük olmasının büyük rolü vardır. Faiz oranı, hemen hemen sabit olduğundan, faiz masraflarını indirmek için tesis sermayesinin mümkün olduğu kadar küçük olmasına dikkat edilir. Bir tesise yatırım gerçekleştirildikten sonra bu tesise sermaye getirilmiş olur. Tesisin bu sermaye değerini sürekli olarak koruması istenen bir durumdur. Fakat diğer taraftan tesis sürekli olarak bir eskime ve yıpranmaya maruz kalarak değer kaybettiğinden, tesisin getirdiği kazançtan her sene belirli bir miktar ayrılır. Bu şekilde söz konusu tesis bölümlerinde teknik veya ekonomik bakımdan gerekli değişiklikler, ek yenilikler yapmak için gerekli miktar veya bu tesis tamamen iş yaramaz hale geldiği zaman bunun bedeli tam olarak biriktirilmiş olur. Bu sebeple ayrılan para miktarında amortisman denir. Amortisman genellikle sermayenin belirli bir yüzdesi şeklinde tespit edilir. Bunun değeri tesislerin ömrüne bağlıdır. Uzun ömürlü tesislerde veya tesis bölümlerine ait yenileme ve genişletme sermayesini toplamak için uzun zaman gerekli olduğundan, bunun için her yıl oldukça az bir miktarın ayrılması yeterlidir. Buna karşılık kısa ömürlü tesislerin veya tesis bölümlerinin yenilenmesi için gerekli miktar kısa zamanda elde edilmesi gerektiğinden, bu tür tesislerde amortisman bedeli oldukça yüksektir. Çeşitli işletmeler üzerinde yıllarca yapılan edinilen deneyimlere göre değişik tip santraller için aşağıdaki amortisman değerleri kabul edilir.

Termik santrallerde	~ % 6 – 7
Hidrolik santrallerde	~ % 2 – 4
Dizel santrallerinde	~ % 8 – 10
Bağlama ve trafo istasyonlarında	~ % 3 – 4
Hava hattı şebekelerinde	~ % 2 – 4

Bu değerlerden grldği gibi hidrolik santrallerin ömürleri en uzundur ve amortisman bedelleri en küçüktür. Bu karşılık dizel santrallerde tam aksi olarak amortisman bedelleri oldukça yüksektir.çünkü ömürleri oldukça kısa olmaktadır. Çeşitli geleneksel santraller için sabit masrafları etkileyen faktörler ve oranları aşağıdaki gibidir.

1. Termik santraller :

Termik santrallerde sermayenin yatırıldığı bölümler başta arsalar olmak üzere her türlü binalar, temeller vs. gibi inşa işleri ile ilgili kısımlarla, kömür nakil tesislerinden, kazan dairesindeki besleme ve soğutma suyu tesisleri, buhar kazanları, ocaklar, bacalar, kanallar, borular, yakıt sevkiyatı, kl nakli, kondenzasyon tesisleri, çıkış ısısından faydalanma tesisleri gibi ısı tesisleri ile türbinler, generatörler, bütün pompalar, yardımcı servisler vb. gibi makine tesislerinden ve son olarak transformatörler, bara ve bağlama istasyonlarını da içine alan elektrik tesislerinden meydana gelir. Aşağıda bir buhar santralına ait tesis bölümleri ve bunların toplam tesis masraflarının yüzde cinsinden değerleri verilmiştir.

Santralın kurulacağı arsanın temini : %7.5

Kömür temin tesisleri : %7

Kömür nakil tesisleri, doldurma ve boşaltma tesisleri, kömür depoları, kömür sevk tesisleri

Soğutma suyu tesisleri : %3.4

Soğutma suyu temini, Soğutma suyu filtre ve pompa tesisleri, Soğutma suyu atma ve yeniden soğutma tesisleri

Kazan dairesi : %36

Binalar, ocaklar, buhar kazanları, kömür sevk düzenleri, hava sevk düzenleri, besleme suyu tesisleri, vinç tesisleri, boru tesisleri, izolasyon, baca, kanallar, baca filtrasyon ve kl nakil tesisleri

Makine dairesi : %25.4

Binalar, her türlü pompalar, kondenzasyon tesisleri, borular ve izolasyon, makine temelleri, türbinler, generatörler, havalandırma, soğutma ve ısıtma tesisleri, vinç tesisleri, i ihtiyaç tesisleri

Kontrol, l ve kumanda : %4

Binalar, besleme suyunun ve kondesatın ölçümü, kömür ölçümü, kazan için ölçümler, buhar türbini için ölçümler, elektriki ölçümler, tablolar, ölçü aletleri, generatör için kumanda ve ayar düzenleri, generatör için koruma tesisleri

İç ihtiyaç tesisleri : %2.2

Transformatörler, dağıtım tesisleri, pompalar vb.

Transformatör dairesi : %7

Arsalar ve bununla birlikte transformatörler ve donanımları

Bara ve dağıtım dairesi : %6

Arsalar ve bununla birlikte ayırıcılar, kesiciler, baralar, ölçü trafoları vb.

Aydınlatma, ısıtma, planlama, kontrol : %1.5

Buhar santrallerinde yatırılan toplam sermaye, yukarıda belirtilen çeşitli tesis bölümlerinin cinslerine göre aşağıdaki oranlara bölünür.

Bina, temeller, bacalar	~ % 20
Kazan tesisleri	~ % 30
Türbin ve generatörler	~ % 20
Transformatörler ve bağlama tesisleri	~ % 10
Soğutma suyu, kömür nakli ve kül nakli tesisleri	~ % 10
Boru donanımı, hazneler, ısıtıcılar ve pompalar	~ % 10

2. Hidrolik santraller

Su tesislerine ait inşaat bölümleri, her santrale özgü doğal yapıya uydurulmak zorunluluğundadır. Bu santrallerin toplam maliyet fiyatının büyük bir bölümünü (%70) inşaat ile ilgili tesisler meydana getirir. Su santrallerinin inşaat masrafları, aynı güçteki termik buhar santrallerinin inşaat masraflarından iki veya üç kat daha fazladır. Su santrallerinin kısımları ve bunların toplam tesis fiyatının % olarak yaklaşık oranları aşağıda verilmiştir.

Su giriş tesisleri : %63

Arazi istimlakı, su hakkı, barajlar, bunlara ait kapaklar, savaklar, tahrik tesisleri, tali kanallar, bunlara ait kapaklar ve ızgaralar, basınçlı isale kanalları, dengeleme haznesi, otomatik vanalar ve vana daireleri, cebri borular

Santral tesisleri : %20

Arsa ve binalar, su dağıtım boruları ve kanallar, makine temelleri, türbinler, regülatörler, volanlar, generatörler, havalandırma, soğutma ve ısıtma tesisleri, vinç tesisleri, iç ihtiyaç tesisleri

Su çıkış tesisleri : %2

Çıkış kanalları vs.

Kontrol, ölçü ve kumanda dairesi : %3

Binalar, su ölçümü, su türbinine ait ölçümler, tablolar, ölçü aletleri

Transformatör tesisleri : %6

Arsalar ve binalar, Transformatörler ve donanımı

Bara, bağlama ve dağıtım tesisleri : %5

Arsalar ve binalar, ayırıcılar, kesiciler, baralar, ölçü trafoları vs.

Aydınlatma, ısıtma, planlama, kontrol : %1

3. Dizel santraller

Dizel santrallerinde yatırılan sermaye çeşitli tesis bölümlerine aşağıdaki oranlarda ayrılmıştır.

Bina ve temeller	~ % 12
Makine tesisleri	~ % 60
Transformatörler ve dağıtım tesisleri	~ % 20
Soğutma suyu tesisleri	~ % 8

B) İşletme ve bakım masrafları

Bu tür masraflar sabit olmayıp üretilen enerjinin miktarı ile orantılıdır. Bu masraflar, ham enerji maddesinin (yakıtın ve suyun) ve yardımcı işletme maddelerinin (kazan besleme ve soğutma suyunun) temini için yapılan masraflarla gündelikler, yedek kısımların yağlama, temizleme vs. işletme maddelerinin temini gibi tesislerin çalışmasını sürdürecektir işletmeye bağlı masraflardır. Sosyal yardımlar cinsinden yapılan masraflarda işletme masraflarına girer. Kısaca işletme masrafları tamir ve bakım masrafları ile idari masraflardan oluşur. Tamir ve bakım masrafları, tesis bölümlerinin cinsine göre değişir ve maliyet fiyatının yüzdesi olarak hesaba katılır. Tamir ve bakım masrafları için çeşitli tip santrallerde aşağıdaki değerler alınır.

Termik santral için	~ % 1 - 1.5
Hidrolik santral için	~ % 0.5 - 1
Dizel santral için	~ % 2 - 3

Çeşitli santraller tipleri için sermayenin yüzdesi cinsinden, yaklaşık olarak aşağıdaki idari masraflar kabul edilebilir.

Termik santral için	~ % 1 - 1.5
Hidrolik santral için	~ % 0.3 - 0.5
Dizel santral için	~ % 0.5 - 1

C) Yakıt (Üretim) masrafları

Santralde üretilen enerjinin maliyet fiyatının üçüncü kısmını bu enerjini üretimi için yapılan masraflar teşkil eder. Bu tür masraflar sabit olmayıp üretilen enerjinin miktarına bağlıdır. Üretim masraflarından en önemlisi ham enerjiye karşılık gelen yakıt masrafları ile ikinci derecede soğutma ve besleme suyunun temini için yapılan masraflardır. Elektrik üretiminde politikalar ağırlıklı olarak öz primer kaynaklara yöneltilmiş olmakla beraber Türkiye enerji ithal eden bir ülke konumundadır. Türkiye’de primer enerji kaynakları arasında ilk sırayı alan kömür rezervleri düşük kalorili linyitlerden oluşmaktadır. 1997 yılı itibari ile kurulu güç primer kaynak kullanımını %32 kömür, %38 hidrolik olarak gerçekleştirmiştir. Üretilen enerjinin %30’unun kaynağı ise ithal kömür, fuel oil ve doğal gaz’dır.

Geleneksel santrallerin ve nükleer santrallerin dünya üzerindeki elektrik üretim maliyetlerine göz atılacak olursa değişik yıllık çalışma sürelerinde elde edilen kW_eh başına elektrik enerjisi üretim maliyetlerinde Çizelge 4.2.1.’de görüldüğü gibi çalışma süresinin artmasına paralel düşme görülmektedir. Ayrıca nükleer üretim maliyetinin termikten ucuz olduğu ve hidrolikten ise pahalı olduğu ortaya çıkmaktadır. Aynı şekilde yatırım sırasında iskonto oranı %5 olarak alınırsa nükleer santral üretim maliyetleri, diğer yakıt türleri ile gerçekleştirilecek üretim maliyetlerinden daha düşük olmaktadır. İskonto oranının %10 olarak alınması halinde ise nükleer santral üretim maliyetleri düşük yakıt fiyatları söz konusu olduğu zaman kömür ve gaz santrallerinden daha pahalı,

yüksek yakıt fiyatları söz konusu olduğu zaman kömür ve gaz santrallerinin üretim maliyetlerine yakın bir fiata üretim yapabilmektedir. Maliyetlerin iskonto oranı ve yük faktörü ile değişimi Çizelge 4.2.2. ve Çizelge 4.2.3.'de açıkça görülmektedir.

Çizelge 4.2.1. Yıllık çalışma sürelerine göre üretim maliyetleri (mills/kWh)

Çalışma Süresi (Saat)	Hidroelektrik		Termik		Nükleer
	Mills/kWh		mills/kWh		mills/kWh
3000	12.5	40	83	92.3	70
5000	8	30	63	72	50
7000	6	22	57	65	38

Çizelge 4.2.2. Bir değere indirgenmiş üretim maliyetleri (mills/kWh) (r=%5)
(1.7.1991\$)

Ömür(Yıl)	Nükleer			Kömür			Gaz	
	25	30		25	30		Ömür	Fiat
Yük F. (%)	75	75	80	75	75	80	Yük F.	
Ülke								
Belçika	B	35.9	B	B	39.4	B	20/75	40.8
Kanada	31.8	29.8	28.1	35	34	33.4	30/75	52.2
Finlandiya	32	30.1	29	36	35	34.6	25/80	35.3
Fransa	34.7	32.8	31.5	54	50.6	49.4	20/83	54.8
Almanya	55.8	53.1	50.9	81.7	80.1	79	-	-
Japonya	55.8	53.7	51.8	64.1	63	61.5	30/75	77.3
İngiltere	51.6	48.4	46.8	53.2	46.8	45.2	30/90	45.2
A.B.D.	44	42.7	40.6	46.2	44.7	43.4	30/75	47.7
"	B	43.7	B	B	51.3	B	30/75	51.1
"	B	42.1	B	B	35.3	B	30/75	49.1
Çin	32.3	30.7	29.7	36.1	35.7	35	-	-
Kore	33.8	32	30.6	43.5	42.5	41.5	-	-
Hindistan	37.7	36.1	34.7	43.3	42.1	41.2	-	-

B : Belirtilmemiş

Kaynak: Projected costs of generating electricity, IAEA.1992

Çizelge 4.2.3. Bir değere indirgenmiş üretim maliyetleri (mills/kWh) ($r=10\%$)
(1.7.1991\$)

Ömür(Yıl)	Nükleer			Kömür			Gaz	
	25	30		25	30		Ömür	Fiat
Yük F. (%)	75	75	80	75	75	80	Yük F.	
Ülke								
Belçika	B	53.2	B	B	48.9	B	20/75	46.7
Kanada	51.1	49.5	46.5	43.7	43	42	30/75	56
Finlandiya	48.1	46.7	44.9	44.6	43.9	43	25/80	40.2
Fransa	46.5	45.2	43.4	60.7	58.9	57.4	20/83	57.9
Almanya	79.5	77.4	74.1	98.5	93.6	90.2	-	-
Japonya	76.3	74.6	71.8	80.6	79.6	77.4	30/75	81.3
İngiltere	79	77.4	72.6	59.7	58.1	56.4	30/90	46.8
A.B.D.	61.1	59.6	53.2	61.4	60.1	53.8	30/75	50.1
"	B	61.5	B	B	66.3	B	30/75	53.5
"	B	58.6	B	B	50	B	30/75	51.5
Çin	47.5	46.2	44.4	44.3	43.8	42.7	-	-
Kore	52.6	51.1	48.8	51.9	51.1	49.7	-	-
Hindistan	54.2	52.9	50.7	54	53.1	51.8	-	-

B : Belirtilmemiş

Kaynak: Projected costs of generating electricity, IAEA.1992

5. ÇEVRESEL ETKİLER

5.1. Termik Santrallerin Çevresel Etkileri

Çevre sorunları ve çevre sağlığı yönünden en önemli konu, santral atıklarının devamlı olarak ölçülebilmesi ve kontrol altında tutulabilmesidir. Santral atıklarının başlıcalarını bacadan çıkan uçucu küller ve baca gazları ile nehir, göl ve benzeri kaynaklardan alınarak kondensede soğutma suyu olarak kullanılan ve daha sonra sıcaklığı yükseltilmiş olarak tekrar nehir göl v.b. kaynaklara geri gönderilen sular meydana getirir. Kullanılmak üzere santrale alınan ve kondenserden geçtikten sonra tekrar geri verilen soğutma suyunun giriş ve çıkış sıcaklıkları arasındaki fark çok yüksek ise suyun alındığı kaynak termik olarak yüklenecek, bu ise sudaki canlılara zarar verecektir.

Kömürün yanma işlemi sırasında meydana gelen kükürtdioksit, azot oksitleri ve hidro karbonlar içeren yanma gazları ve gazlarla birlikte bacaya sürüklenen uçucu küller, termik santrallerin miktar ve içerik olarak en önemli atıklarını oluşturur. Kükürtdioksit (SO_2) ve azotoksit (NO) gazları belirli derişimlerin üzerinde insan sağlığı ve bitki örtüsüne zararlı, hatta yüksek derişimlerde öldürücü etkilere sahiptir. Örneğin arpa, buğday, pamuk, yonca, elma bitkileri 0.3 ppm (yaklaşık 800 mg/m^3) SO_2 'ye 8 saat süre ile maruz kaldıklarında dokusal bozulmalara uğramaktadırlar .

Uçucu küllerin çevre sağlığına zarar vermesi bu gün artık söz konusu olmaktan çıkmıştır. Çünkü zamanımızın tekniğe paralel olarak geliştirilmiş olan elektro filtreler uçucu küllerin tamamını bacaya gitmeden tutabilmekte ve bu küllerin bacadan atılarak çevreye yayılmalarına engel olmaktadır. Ancak, böylesine modern elektrofiltrelerin kullanılması inşaat hacmi yönünden daha büyük bir yatırımı gerektirmekte, kuruluş ve işletme giderlerini artırmaktadır.

Yılda onbinlerce ton kömür yakan termik santrallerde, yakılan kömür genellikle %1-5 oranında kükürt ve %20-30 oranında küle sahiptir. Yanma sonrası, SO_2 nin tümü ile külünde elektro filitrelerin olmaması ya da devre dışında kalması halinde %80-90 oranında bacadan atılabileceği düşünülebilir. Dolayısı ile, ülkemizde sayısı ve ölçeği gittikçe artan termik santrallerin, önlem alınmazsa neden olacağı kirlenmenin

boyutlarının büyüklüğü ortaya çıkabilir. Termik santrallerin gaz ve partikül artıklarına göre daha az önem taşıyan atıklarının büyük kısmını, kazan altına düşünür ve külün soğutulduğu çürük teknesinden taşan ağır metaller ile süspansiyon halinde kül içeren sular oluşturmaktadır. Ayrıca santral için gerekli çevrim suyunun arıtılması aşamasında ortaya çıkan yüksek pH'a sahip ve katı madde içeren flokülütör atıkları ve demineralize sistemdeki reçinelerin yenilenmesi işleminden kaynaklanan asidik yada bazik nitelikli yenileme atıkları da meydana gelmektedir.

5.2. Hidrolik Santrallerin Çevresel Etkileri

Su kaynaklarından enerji üretiminde yararlanabilen ülkelerde, güç ve enerji talebinin zaman içindeki farklılıklarına en iyi biçimde cevap verebilen su kuvveti tesisleri baraj hazneli santrallerdir. Ayrıca, akımların mevsimden mevsime büyük değişiklikler göstermesi halinde su kuvveti potansiyelinin etkili bir şekilde değerlendirilebilmesi ancak baraj hazneli santrallerle olmaktadır. Enerji üretimi ve diğer sebeplerden dolayı oluşturulmuş bu haznelerin çevre üzerindeki olumsuz etkilerini aşağıdaki şekilde gruplandırmak mümkündür.

- Fiziksel çevreye olan etkileri
- Biyolojik çevreye olan etkileri
- Sosyal çevreye olan etkileri

a) Fiziksel çevreye olan etkileri :

Haznelerin, genelde su geliştirme projelerinin tümü tabiatta bir değişikliğe neden olmaktadır. Bu değişikliklerin başlıcaları akar su düzeninin değişmesi baraj haznelerinin büyük alanları su altında bırakması ve yeraltı suyu seviyesinin yükselmesi olarak sayılabilirler. Bu etkenlerden başka zararlı sonuçları sonradan ortaya çıkmış bazı örnekleri vardır. Mısır'da kurulmuş olan Asuan barajı bunlardan bir tanesidir. Mısır, nil nehri üzerinde kurulmuş olan Asuan Barajı sayesinde geleneksel yıllık sellerden kurtulmuşsa da, buna karşılık suların Akdenize kadar her yıl taşıdığı 100 milyon ton bereketli çamur ortadan kalktığından Asuan'dan denize kadar uzanan bölgelerde toprağın verimi azalmıştır. Nil nehrinin sürüklediği bütün bu çamur Asuan barajının

dibinde birikmektedir. Dolayısı ile toprağın verimini belirli bir düzeyde tutabilmek için yılda 200 milyon dolar masraf edilerek büyük miktarlarda gübre kullanılması gerekmektedir.

b) Biyolojik çevreye etkileri :

Sulama amacını da içeren geliştirme projelerinin en önemli sonucu, su orijinli bulaşıcı hastalıkların yaygınlaşmasıdır. Sulama sistemleri parazitler ve humma, ciğer terematodu, sıtma gibi hastalıkları yapan canlılar için uygun bir ortam oluşturmakta, milyonlarca insan ve hayvan hastalıklara maruz kalmaktadır. Günümüzdeki sulama şebekelerinin geliştirilmesinden önce, tarım mevsimsel yağışlara bağlı olduğundan, sümüklü böcek, sitosom paraziti ve insan arasında belirli bir doğal denge bulunmakta ve hastalığa yakalanma oranı düşük olmaktadır. Sümüklü böcekler kuru ortamda bir enfeksiyona sebep olmamaktadır. Ancak yıllık sulama projelerinin gerçekleşmesinden sonra sümüklü böcek için yaşam ortamı son derece uygun hale geldiğinden sayılarında büyük artışlar olmaktadır. Bazı durumlarda sulama amacını içeren su geliştirme projeleri toplam besin maddesi üretimini azaltacak sorunlar ortaya çıkarmaktadır. Bu sorunlar tuzluluk ve alkalinite yüzünden toprak veriminin azalması, sonunda da iyi nitelikli arazinin kaybı olmaktadır. Bu tür sorunlar Pakistan , Peru, Afganistan, Hindistan, Meksika, Suriye ve Irak'ta gözlenmiştir. Nil nehrinin çamurlu suları, sürükledikleri besi maddeleri ile, özellikle nehrin Akdeniz'e aktığı Delta bölgesinde, bol miktarlarda, balığın üremesine imkan vermektedir. Asuan barajının yapılması ile halk yılda ortalama 20 bin ton sardalya balığından mahrum kalmıştır. Ayrıca, sulama için kullanılan büyük miktarlarda suyun akımı iyi sağlanamadığından, yeraltı suları yükselmiş ve toprağın bileşimindeki mineral tuzlar oranı artmıştır. Bunun önlenmesi için Delta bölgesinde 200 milyon dolar masraf ile 1.5 milyon dönüm arazinin direnaji gerekmiştir.

c) Sosyal çevreye etkileri :

Su geliştirme projelerinin (dev barajların) sosyal etkileri doğrudan ya da fiziksel ve biyolojik etkiler sonucu dolaylı olabilir. Bu etkilerin bir kısmı olumlu bir kısmı olumsuzdur. Bazı dev barajlar yeşillendirmeye gerçekten yardımcı olmuşsa da diğer bir takım yerlerde su altında kalan alanların değerlendiren alanlara nazaran daha geniş daha

bereketli olması nedeni ile aynı sonuç elde edilememiştir. Aslında, su altında kalan topraklar, ormanlar, bitkiler, tarihi eserler, köyler ve hatta kentlerin değerini ölçmek imkanı yoktur. Nasır gölü yüzlerce kilometre boyunca bu tür varlıkları ve bu arada Sudan'da Vadi Holfo kentini sulara gömmüş, 1964'de Gana'da yapılan volta barajı bu ülkenin en bereketli topraklarını yok etmiş, bundan bir kaç yıl önce Fildişi sahilinde hizmete alınmış olan Kossov barajı zengin kakao ve kahve alanlarını sular altında bırakmıştır.

Baraj göllerinin oluşturduğu yerlerde meskenlerini terk etmek zorunda kalan insanların sayısı kesin olarak bilinmemekle beraber bunların mesela, Mısır ve Sudan da 100 bin, Gana'da 90 bin, Fildişi sahilinde 80 bin kadar olduğu sanılmaktadır. Benzer şekilde, Nijerya'da Kainjo barajı 42 bin, Türkiye'de Keban barajı 30 bin kişinin yer değiştirmesine sebep olmuştur. Bereketli topraklardan çıkarılan bu kişilere yeni verilen topraklar genellikle fakir ve çorak olmakta, bu durum çözülmesi zor sosyal problemler meydana getirmektedir. Yerleşim yerlerindeki bu değişiklik farklı örf, adet, dil, din, ve sosyal değerleri ve kültürleri olan bu insanları olumsuz yönde etkileyerek sosyal sorunların artmasına sebep olmuştur.

5.3. Nükleer Santrallerin Çevresel Etkileri

5.3.1. Radyoaktif artık ve çevre sorunları

Nükleer santralleri diğer santrallerden ayıran en büyük özellik, enerji üretim sırasında radyoaktif maddelerin meydana gelmesidir. Bu radyoaktif maddeler bazı sebeplerle çevreye yayılmakta ve çevreyi kirletmektedir. Radyoaktivitenin belirli sınırların üstünde çevrede bulunması veya bireylerin belirli dozların üstünde radyoaktivite almaları sağlığı olumsuz yönde etkilemektedir. Bu etkileme, ışınlanan vücut organlarına, maruz kalınan doz miktarına, doz şiddetine ve radyasyonun cinsine bağlıdır. Nükleer artık sahip olduğu radyoaktivitesi ile tehlikelidir. Radyoaktivitesini yüzyıllar boyu kaybetmemesi tehlikenin boyutlarını daha da artırmaktadır. Bu yüzden nükleer santralin projelendirilmesinde daima beklenebilen en büyük kaza anında çevre sağlığına normal üstü bir zarar verilmemesi esas alınır. Nükleer santrallerden oluşabilecek artıkların ve bunların çevre ve insan üzerindeki başlıca etkileri aşağıdaki gibidir.

1. Uranyum madeni işleme artıkları :

Uranyum madenciliğinde işlenen çok fakir bir cevherdir. Öyleki kazanılan uranyumun yaklaşık 525 katı artık olarak elde kalır. 1 GW_e gücünde büyük ölçekli bir nükleer santral yaklaşık 30 yıllık ekonomik ömrü boyunca yakıtını sağladığı ülkede 6.6 milyon ton cevher kalıntısı bırakır. Bu rakam, nükleer yakıtın reaktörde yalnız bir kez kullanıldığı çalışma rejimi içindir. Fakat ileride tasarlandığı gibi reaktörden çıkan yakıt işlenip tekrar tekrar kullanılırsa cevher artığı %40 azalmaktadır. Hızlı üretken reaktör modeline geçildiği zaman aynı miktar elektriğe karşı, bu artık maddenin oranı %1'e inmektedir.

2. Nükleer yakıt hazırlama sanayinin diğer aşamalarında oluşan artıklar :

Nükleer yakıt için kurulan cevher arıtma tesisi, cevher içindeki uranyum oranını % 0.2'den %60'a yükseltir. Artık yarıdan fazlası uranyum olan bu mamul üçüncü biri tesiste dahada saflaştırılır. Bu saflaştırma esnasında uranyumun %0.4'ü kaybolmaktadır. Reaktörlerin çoğu izotopik zenginleştirilmiş yakıtla çalışmaktadırlar. İzotop zenginleştirme için uranyumun önce gaz haline (uranyum hegzaförür UF₆) dönüştürülmesi gerekir. Bu kimyasal işlem sırasında uranyumun % 0.5 kadarı kalsiyum flörüre karışarak kaybolmaktadır. İzotop zenginleştirme tesisine verilen doğal uranyum difüzyonla ikiye ayrılır. Verilen miktarın 1/5 kadarı ²³⁵U yönünden %3 oranında zenginleşirken, 4/5 kadarında aynı izotopun oranı %0.2'ye iner. Bu oranla hesap edildiği zaman 35 ton zengin uranyuma karşı elde 130 ton fakir uranyum kalır.

Nihayet yakıt elemanı imali sırasında işlenen uranyumun gene %0.5 kadarı tesisin çeşitli yerlerine bulaşarak kaybolur. 35 ton zengin uranyumun yakıt elemanı haline dönüştürülmesinde verilen orandaki kayıp 160 kg. uranyum etmektedir.

3. Nükleer reaktör artıkları :

Nükleer yakıt çevriminin reaktöre kadar olan safhasında karşılaşılan radyoaktif artıklar hep uranyumun doğal radyoaktivitesinden kaynaklanır. Reaktör içinde nötron ışınlanmasının sebep olduğu fisyon ve dönüşüm reaksiyonları ile radyoaktivite

milyonlarca kat artar. Dolayısı ile nükleer yakıt çevriminin bundan sonraki aşamasında radyoaktif artık sorunu çok büyük boyutlar kazanmaktadır.

Nükleer reaktör içinde doğan radyoaktivitenin çok büyük bölümü yakıt içinde oluşan fisyon ürünlerinden kaynaklanır. Yakıt reaktöre ince metalden yapılmış sızdırmaz bir kılıf içinde bulunduğu için bütün fisyon ürünleri normal olarak içeride kalır ve reaktör bünyesine dağılmaz. Konan yakıt bir süre sonra çıkarılıp alındığında bütün fisyon ürünleri de beraberinde gider. Her ne kadar nükleer yakıt sızdırmaz bir zarf içine alınmış ise de gerek imalat hataları ve gerekse işletme sürecinde korozyon vb. nedenlerle yıpranma dolayısı ile zarf delinip, çatlayabilir ve fisyon ürünleri buradan dışarı sızabilir. Böylece reaktör suyuna karışan fisyon artıkları filtrelerde ve iyon değiştiricilerde tutulurlar. Zaman zaman değiştirilen bu filtreler ve iyon değiştirici reçineler nükleer reaktör işletmesinin radyoaktivite ile bulaşmış artıklardan bir bölümünü oluştururlar.

Nükleer reaktörde şiddetli nötron ışınlaması altında kalın bir çok malzeme değişik ölçülerde radyoaktiflik kazanır. Reaktörün iskeletini oluşturan yapı malzemesi de aynı şekilde radyoaktif hale gelir. Yapı malzemesinden korozyon ve erezyonla ufalanıp ayrılan ve reaktör suyuna karışan radyoaktif parçalar filtrelerde ve iyon değiştiricilerinde toplanır. Bakım ve tamir sırasında değiştirilen radyoaktif parçalar ve bu sırada kullanılan her türlü tüketim malzemesi reaktör işletmesinin diğer bir artık sınıfını oluştururlar. Bunlar arasında en önemlileri etkinliğini yitirdiği için değiştirilen kontrol çubukları ile, reaktöre taze yakıt yüklenmesi sırasında ilave bir güvenlik olarak kullanılan nötron yutucu malzemelerdir. 1 GW-yıl elektrik üretimine karşılık bir nükleer reaktörün radyoaktif artıkları her biri, 200 litrelik 2300 varili doldurur. Bunun 2000 varili işletme artıkları 275 varili bakım artıkları ve 3 varili ise kontrol çubukları ile yakıt yüklemesi sırasında kullanılan nötron yutucu çubuklardır.

4. Yakıt tekrar işlenmesi artıkları :

Nükleer yakıt çevriminin radyoaktif artık ve çevre kirliliği yönünde en büyük sorunlar oluşturan aşaması kullanılmış yakıtların tekrar işlenmesidir. Reaktörden çıkan yakıt tekrar işlenip değerlendirmek üzere asit içinde çözüldüğünde içindeki bütün fisyon

ürünleri serbest kalırlar. Bir taraftan aşırı radyoaktif fisyon ürünleri, diğer taraftan işlemler sırasında onların bulaştığı çeşitli malzemeler büyük bir radyoaktif sorunu ortaya koyarlar.

Tekrar işleme kapalı bir sistem içinde yapılır. Böylece radyoaktif gazların rast gele atmosfere dağılmaları önlenir. Bunlar filtrelerden geçirilerek tutulurlar. Gazların beraberlerinde sis halinde sürükledikleri radyoaktif sıvılarda filtrelerde, elektrostatik tutucularda veya soğutucularda yakalanıp alınırlar. Normal olarak bacadan kaçan sadece filtre sızıntıları olabilir.

Radyoaktif sıvılar yakıt tekrar işleminin bıraktığı bir diğer bir diğer artık grubudur. İçinden uranyumu ve plutonyumu alınmış, fakat fisyon ürünlerinin %99'unu taşıyan işletme ana akıntısı en yüksek şiddette radyoaktif artığı oluşturur. Bu sıvılar aşırı radyoaktif olduklarından, çok uzun süreyle ve büyük bir özenle saklamaları gerekir.

Yakıt tekrar işleme tesisinde orta derecede radyoaktif akıntılarda çıkar. Bunlar işletmenin yardımcı akıntılarıdır. Örneğin, tesisin aşırı radyoaktif bölümlerinin ve plutonyum içeren kesimlerinin yıkama suları, işletme ana akıntısının buharlaşan bölümünün yoğunlaştırulmasından oluşan sıvı, çözücülerin bozulmalarından doğan maddeleri taşıyan akıntı, v.b. sayılabilir. Bunların bir bölümü uygun noktalardan tekrar işletme ana akıntısına katılırlar. Elde kalan, dolayısı ile saklanması gereken bölümün derişikliği yükseltmek sureti ile hacmi küçültülür. Bu artıklar doğaya verilmeyip saklanırlar.

Yakıt tekrar işleme fabrikasından düşük aktiviteli sıvılarda çıkar. Örneğin bunlar, yakıt dinlenme havuz sızıntısı, fabrika zemini yıkama suyu, yüksek ve orta aktiviteli sıvı artıkların derişikliğini artırma işlemi sırasında buharlaşan kısımların tekrar yoğunlaştırulmasından elde edilen sıvılar v.b. sayılabilirler. Bunları saklanmaları gerekmez. Kontrollü biçimde doğaya verilirler. Yakıt tekrar işleminde katı artıklarda çıkmaktadır. Bunların en aktif olanı nitrik asitte çözülmeyip çökelen fisyon ürünleridir. Bu grup miktar itibari ile azdır. Fakat fisyon ürünleri ile bulaşmış ve bir daha kullanılmayacak olan kaplar ile tesisin bakımı ve tamiri sırasında sökülen parçalar, cihazlar ve takımlar aşırı aktif katı artıkların büyük çoğunluğunu oluştururlar.

5. İşletmeden çıkarılan nükleer tesislerden kalan artıklar :

Ekonomik ömrünü tamamladığı için işletmeden çıkarılan veya büyük bir kaza sonucu tahrip olan nükleer tesislerden geriye radyoaktif artıklar kalır. Tamamen durdurulan tesisin etrafı sıkı bir şekilde kapatılır. Ömrü, yapının dış etkenlere dayanabileceği süreden daha uzun olan radyoaktiviteler tesis kapatılmadan önce sökülüp alınır. Devreden çıkarılan 1 GW_e gücünde bir nükleer reaktöre uygulanacak böyle bir işlemde 125 varil dolusu artık çıkacaktır.

5.3.2. Atık ısı (termal kirlenme)

Nükleer santrallarda soğutma suyu ile çevreye düşük dozda radyoaktivite yayılmaktadır. Bunun ötesinde bu yolla verilen ısı nehir, göl ve denizlerdeki canlılara etkilemekte, biyolojik dengenin bozularak, su kirliliğinin artmasına sebep olmaktadır. Aynı problem geleneksel termik santrallerde de mevcut olmasına rağmen, özellikle hafif ve ağır su ile soğutulan santrallerde alçak basınçlı doymuş buhar sistemlerinin termik verimleri düşük olduğundan çevreye %30 ila %40 oranında daha fazla ısı verilmektedir.

Kondanserden ısınarak çıkan soğutma suyu, karıştığı nehir, göl ve deniz suyunda bir sıcaklık artışı meydana getirir. Suyu verilen ısı, radyasyonun suyun yüzeyden buharlaşması veya ısı iletimi ve taşınması yolu ile atmosfere geçmesine yol açar. Sıcaklık, suya verilen ısı havaya geçen ısıya eşit olana kadar artar. Isının etkilediği alan,

- Deniz ve nehirlerdeki akıntılara,
- Denizlerdeki gel-git ve dalga hareketlerine,
- Suyun sıcaklığı ve derinliğe göre sıcaklığın değişmesine bağlıdır.

Su sıcaklığındaki artış, balık ve diğer canlılar arasındaki dengeyi bozmakta, bazıları ölmekte veya azalmakta, diğerleri daha fazla üremektedir. Bu sebepten dolayı birçok ülkelerde suyun sıcaklık yükselmesinin 2-3 °C'ı geçmemesi şart koşulmaktadır. Sularda yaşayan canlıların ve erimiş oksijen dengesinin bozulması suyun kendi kendini

temizlemesini önlemekte ve bazı zararlı bakteri ve kültürlerinin artmasına, balıkların ölmesine ve suyun kullanılmayacak şekilde kirlenmesine yol açmaktadır.

Soğutma suyunun göl ve deniz gibi durgun sulardan alınması halinde, suyu alma ve verme derinlikleri ve kanal ağzlarının bir birinden uzaklığı, ısınan suyun tekrar emilmesi ve kolaylıkla ısınıp kaybetmesi açısından önemlidir. Buna göre su sıcaklığı en düşük olan derinlikten alınır. Kondenserdeki ısınma 7-10 °C olacağından dışarıya verilen su, ortama karıştığında alınan su sıcaklığından ancak 1-2 °C daha yüksek sıcaklıkta olmaktadır. Akıntılar ve dalga hareketleri sayesinde kondenserdan dışarı verilen su süratle büyük su kütleleri ile karışacak ve ısının bir kısmında süratle havaya geçecektir.

5.3.3. Radyoaktif artıkların kaynakları

Katı, sıvı ve gaz halinde çeşitli fiziksel ve kimyasal şekillerde ve değişik aktivite düzeylerinde bulunan radyoaktif artıklar, “parçalanma ürünleri” ve “aktivasyon ürünleri” olmak üzere başlıca iki temel grupta toplanırlar.

Parçalanma ürünlerini zarflanma hatası olan yakıtla çalışan reaktörlerde ve yakıt zarfının üstünde az miktarda bulunabilecek uranyum taneciklerinin nötron yakalanması sonucunda oluşacak soğutucuya karışabilirler. Meydana gelebilecek parçalanma ürünlerinin miktarı,

- Kurulacak reaktörün ortalama gücüne,
- Yakıtın reaktör kalbindeki kalış süresine,
- Yakıtın radyoaktif bozulma için geçen zamanına bağlıdır.

Aktivasyon ürünleri, reaktörde konstrüksiyon malzemesi veya soğutucu olarak kullanılan maddelere nötron akısı etkisi ile oluşurlar.

Nükleer santralde meydana gelen radyoaktif artıklar aynı olmasına rağmen, santralden dışarıya bırakılan zararsız artıklarda başka özelliklere rastlanmaktadır. Bu durum çalışan



reaktörün soğutucusu ve buhar çevresine bağlı olarak değişmektedir. Buna göre bir nükleer santralde meydana gelen radyoaktif artıkların miktarı

- Reaktör tipine,
- Reaktör tasarımına,
- Reaktörün çalışma süresine,
- Reaktör inşaatında kullanılan malzemeye

bağlıdır.



6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında yapılan araştırmalar, hesaplar ve röportajlardan aşağıdaki sonuçlara varılmaktadır.

Gelişmekte olan ülkeler için sürdürülebilir kalkınma ancak çevre ile uyumlu, kaliteli ve ucuz enerjinin zamanında temini ile mümkün olmaktadır. Ülkemiz bugün için gerek ekonomik sebeplerden, gerekse politik sebeplerden dolayı gereken yatırımların gerçekleştirilememesi ve yapılanlarında çok yavaş devam etmesi ile kaçınılmaz olarak bir enerji dar boğazı içersinde bulunmaktadır. Gelişmişliğin en önde gelen göstergelerinden biri olan kişi başına enerji tüketimi, henüz ülkemizde dünya standartlarının altındadır. Ülkemizdeki enerji açığıda her geçen gün artmakta, yeni üretim merkezlerinin bir an önce devreye girmesi zorunluluğu da ortaya çıkmaktadır. Üretimde yerli primer enerji kaynaklarını kullanabilmemize ve değerlendirilmemiş büyük potansiyellere sahip olmamıza rağmen, enerji ithal eden bir ülke konumunda bulunmaktayız. 2000’li yıllarda daha da artacak bu açığı sınırlandırabilmek için üretim merkezlerimizi çeşitlendirerek arttırmamız gerekmektedir. Üretim için bugün bir çok alternatifler bulunmaktadır. Ancak bütün enerji üretim şekilleri kendilerine özel bir takım avantaj ve dezavantajlar taşımaktadırlar. Bunlar genel olarak aşağıdaki gibi sıralanabilir.

Kaynak	Avantaj	Dezavantaj
Kömür	Tesis bedeli ucuz Eldesi kolay	Pahalı kirlilik kontrol sistemleri Global ısınma ve asit yağmurlarına belirgin katkı Pahalı nakil sistemleri
Hidroelektrik	İşletme masrafları düşük Üretim ucuz	Verimleri arazileri yok etmekte Sosyal sorunlar
Gaz / Fuel-Oil	Eldesi kolay Baz yük santraline uygun Atık oranı az	Global ısınma ve asit yağmurlarına belirgin katkı Üretim pahalı Arz/talebe göre fiyat dalgalanması Kış aylarında temin zorluğu

Nükleer (Fisyon)	Yakıt ucuz Sera etkisi ve asit yağmurlarına katkısı yok Üretim miktarı yüksek Atıklar daha kompakt Yakıt enerji yoğunluğu yüksek	Güvenlik, radyoaktif atık ve depolama için çok büyük sermaye Çözümlememiş uzun vadeli yüksek seviyeli atık depolama sorunları Temizlenemeyecek boyutta çevresel sorunlar, radyoaktivite
Rüzgar	Kaynak kullanımı bedava Temiz üretim Ucuz	Tesis edilebilecek yerlerin sınırlılığı Bölge/İklim bağımlı çalışma Düşük üretim miktarı
Güneş	Kaynak kullanımı bedava Temiz üretim Ucuz	Tesis edilebilecek yerlerin sınırlılığı Bölge/İklim bağımlı çalışma Düşük üretim miktarı

Hidrolik santrallerin üretim maliyetleri, nükleer ve fosil yakıtlı santrallere göre daha ucuz olmakla beraber, bu santrallerin yük merkezlerinden çok uzakta bulunan akarsular üzerinde kurulmaları zorunluluğu bunların ürettikleri enerjiyi yük merkezlerine taşımak için büyük yatırımlarla iletim tesislerinin kurulmasını gerektirmekte ve bu iletim esnasında yolda yüksek enerji kayıpları meydana gelmektedir. Ancak bununla birlikte lokal çözümler sağlayabilecek küçük tip hidroelektrik santrallerinin yapımı daha az iletim kayıpları ve ucuz üretim ile yerel enerji taleplerinin karşılanmasında etkili olabilirler.

Fosil yakıtlı santrallerin özellikle gaz türbinli olanların en belirgin özellikleri, kW_eh başına üretimin daha ucuz olması ve nükleer santrallerden daha kısa sürede inşa edilebilmeleridir. İnşa sürelerinin kısa olmaları sebebi ile, inşa sırasındaki faiz oranı da nükleer santrallere göre düşük olmaktadır. Nükleer santrallerin kapatılmasında büyük problemlere yol açan radyoaktivite gibi problemlerin bulunmaması sebebi ile kapatma masraflarında oldukça düşük olmaktadır. Bununla beraber ülkemizde doğal gaz kaynaklarının yok denecek kadar az olması bu yönde yapılacak yatırımların daha dikkatle etüt edilmesini gerektirmektedir. Yüksek verime ve temiz üretim tekniğine sahip olan kombine doğal gaz santrallerinin yapımı uzun vadeli çözümler için ülkemiz enerji politikası içerisinde yer almaktadır. İlk yatırım masrafları ucuza mal olabilen bu

santrallere kaynak sağlanması henüz gerek politik ve gerekse ekonomik istikrarlılık gösteremeyen ülkeler vasıtası ile gerçekleştirilmektedir. Bu sebepten kaynak sorunlarının iyi incelenmesi ve temininin sürekliliğinin sağlanması gerekmektedir.

Kullandıkları en son teknolojilerle ve modern güvenlik önlemleri ile nükleer santraller temiz olarak değerlendirilmektedir. Nükleer santralleri geleneksel santrallerden ayıran en büyük özellik enerji üretimi sırasında radyoaktif maddelerin meydana gelmesidir. Bu sebepten nükleer santrallerin projelendirilmesinde her zaman olabilecek en büyük kaza durumunda çevre ve insan sağlığına aşırı zarar verilmemesi esas alınır. Bu durum nükleer santrallerin güvenliklerini üstün kılmakla beraber ilk yatırım masraflarını oldukça arttırmaktadır. Nükleer santrallerden çıkarılan radyoaktif atıkların dikkatli ve uygun şekilde yok edilmeleri gerekmektedir. Yakıt çevrimi çevrimi arka masrafları hesabında görüleceği gibi yakıtın açık çevrim içerisinde yok edilmesi kapalı çevrim içerisinde yok edilmesinden ucuza mal olmaktadır. Ancak her iki metod içinde yüksek seviyeli atıkların yok edilmesi konusunda batılı ülkelere tam olarak bir çözüm elde edilememiştir. Atık yakıtın yer altının derinlerinde tuz tabakaları içine gömülmesi önerilen bir çözüm olsada bu sonuçta üretim maliyetine etkiyecek pahalı bir çözümdür.

Yapılan hesaplarda Türkiye koşullarındaki bilgiler tam yerleşmemiş olduğu için yabancı kaynaklı verilerden faydalanılmıştır. Türkiye koşullarına göre seçilmeye çalışılan muhtemel bilgiler doğrultusunda yapılan hesaplarda üretim maliyeti dünya ortalamaları ile hemen hemen aynı seviyelerde kalmış, çok büyük aşırılık göstermemiştir. Santralin yapımı ile ülkeye çok büyük bir teknoloji transferi yapılacağı açıktır. Bu transfer sırasında yerli sanayinde üretim içine sokulabilmesi ilk yatırım maliyetlerini oldukça azaltacak ve üretim maliyetini etkileyebilecek önemli bir etken olacaktır. Geleneksel santraller ile de karşılaştırıldığında iskonto oranının %5 olması halinde nükleer santrallerin üretimleri termik santrallerden ucuz, hidroelektrikten ise pahalı olmaktadır. Ancak %10 olması halinde ise üretim maliyetinde belirgin bir artış göze çarpmaktadır. Aynı şekilde yük faktörüne bağlı olarak, düşük yük faktörlerinde üretim maliyetleri çok artmaktadır. Yüksek yük faktörlerinde ekonomik olmalarından dolayı da şebekede baz yük santrali olarak kullanılması açısından elverişlidirler.

Sonuç olarak nükleer santrallerin yapım kararı ilk önce politik bir karardır. Bir nükleer programın, ulusal enerji hedefleri içersinde yer alması için bu yöndeki kararlılığın tam olarak ortaya konması gerekmektedir. Kararda ikinci olarak etkili olabilecek etmen çevre ve toplum bilincidir. Bu konuda çevreye ve doğadaki canlılara verilebilecek zarar maddi olarak ölçülememektedir. Programın kesintisiz olarak sürdürülebilmesi için nükleer teknolojiye yabancı olan toplumun konuyla ilgili olarak iyi derecede bilinçlendirilmesi gerekmektedir. Üçüncü etmen ise maliyettir. Geri dönüşü olmayan hatalara yol açılmaması için etütlerin bugün için olduğu kadar en az on yıl sonraki ekonomik durumunda göz önünde bulundurulması gerekmektedir.

Bu teknolojinin transferi ile ülkeye büyük bir bilimsel katkı ile iş gücü katkısının olacağı açıktır. Bu konuda uzman ve kalifiye bir ekibin bulunmaması santralin işletim güvenliği ve ömrü açısından önemli bir faktördür. Üretim kaynaklarının çeşitlendirilmesi, bilimsel katkı gibi sebeplerden ülkemiz için nükleer santral kurulmasının getireceği faydalar büyük olacaktır.

KAYNAKLAR

Aybers N., Kakaç, S., Bayülken, A., Gençay, Ş., (1974), The Economic Comparison of Nuclear Reactors of 350 and 500 MW_e for Developing Countries, İ.T.Ü., 12, İstanbul.

Aybers, N., Şahin, B., (1995), Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayını, 299, İstanbul.

Aybers, N., Bayülken, A., (1990), Nükleer Reaktör Mühendisliği -1 (Temel Bilgiler), İ.T.Ü., İstanbul.

Bayülken, A., (1976), Türkiye'nin Uzun Vadeli Nükleer Güç Politikasının Tespitinde Çok Kriterli Seçim Metodlarının Kullanılması, İ.T.Ü./N.E.E., 29, İstanbul.

DİE., (1995), Elektrik, Gaz ve Su İstatistikleri, T.C. Başbakanlık Devlet İstatistikleri Enstitüsü, Ankara

DİE., (1997), Türkiye İstatistik Yıllığı, T.C. Başbakanlık Devlet İstatistikleri Enstitüsü, Ankara.

El Wakil, M. M., (1984), Power Plant Technology (International Edition), Mc Graw – Hill Book Co, Tokyo.

EMO, (1997), Elektrik Mühendisliği Dergisi / Türkiye'de Nükleer Enerji, Elektrik Mühendisleri Odası, 401 (Özel Sayı), Ankara

Güney, İ., (1993), Elektrik Tesisleri 1 (Üretim Merkezleri), Marmara Üniversitesi Yayını, 520, İstanbul.

IAEA, (1992), "Projected Costs of Generating Electricity – From Power Plants for Commissioning Around The Turn of The Century (Final Draft)", IAEA, Vienna.

IAEA, (1986), Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants (1986 Edition), IAEA, Vienna.

Lindo, L., (1984), The Open Book of Power & Energy, Hodder and Stoughton, London.

MPM, (1988), Türkiye'de Elektrik Enerjisi ve Verimlilik, Milli Produktivite Merkezi Yayınları, 367, Ankara

NEA, (1994), The Economics of The Nuclear Fuel Cycle, NEA/OECD.

N.G. Society, (1981), Energy (Facing Up The Problem, Getting Down To Solutions) (Special Report), National Geographic, Washington D.C.

Özden, N., (1983), Nükleer Çağın İlk 40 Yılı (Cilt 1), İ.T.Ü., İstanbul.

Özden, N., (1983), Nükleer Çağın İlk 40 Yılı (Cilt 2), İ.T.Ü., İstanbul.

Özgür, C., Baysal, K., (1969), Hidroelektrik Tesisler (Ders Notları), İ.T.Ü., İstanbul.
Pender, H., A Delmar, W., (1969), Electrical Engineers' Handbook – Electric Power, Wiley & Sons, New York

Sancaktar, S., (1988), Nuclear Engineering Computer Modules for Fuel Management and Thermohydraulics (A Computer Module for Thermal and Fast Reactor Economics), B.U., İstanbul

Stephenson, R., (1960), Introduction to Nuclear Engineering, Mc Graw – Hill Book Co.

Tuncer, K., (1996), “Rüzgar Santralleri”, 3e Dergisi, 10:40-44.

Ültanır, M. Ö., (1996), “Şimdi Rüzgar Çiftliği Zamanı”, Enerji Dergisi, 5:48-57.

Üner, S., (1966), Tabii Uranyum Grafit Gaz Kuvvet Reaktörlerinde Enerji Üretim Maliyetinin Tayin Edilmesi, İ.T.Ü./N.E.E., 12, İstanbul



EK

Çalışmada gösterilen hesapların pratik olarak yapılabilmesi amacı ile bilgisayar destekli olarak hesap yapabilen bir hesap tablosu modeli geliştirilmiştir. Nükleer Üretim Maliyeti Hesap Tablosu (NUMTab) adlı bu model tablo ile indirgenmiş maliyet metodu kullanılarak LWR veya HWR tipinde bir nükleer santralin birim enerji üretim maliyeti hesaplanabilmekte ve değişen parametreler ile maliyetdeki değişimler grafiksel olarak karşılaştırılabilmektedir. Ekte Nükleer Üretim Maliyeti Hesap Tablosu (NUMTab) ile gerçekleştirilmiş olan örnek bir hesap ve sonuçları bulunmaktadır.



NUMTab v1.0 : NÜKLEER ÜRETİM MALİYETİ HESAP TABLOSU

Açıklamalar :

Bu hesap tablosu Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Ana Bilim Dalında 1997/98 öğretim yılında Elektrik Müh. Emre URASOĞLU tarafından hazırlanmış olan " Nükleer Santraller ile Geleneksel Santrallerin Güvenlik ve Ekonomik Yönlerden Karşılaştırılması " adlı yüksek lisans tezinde gerçekleştirilen hesapların pratik olarak hesaplanabilmesi amacı ile hazırlanmıştır. Hesapların gerçekleştirilmesinde İndirgenmiş Maliyet Yöntemi (Levelised Cost Method) kullanılmaktadır.

Kullanım :

Hesaplarda kullanılacak veriler ekonomik ve teknik olmak üzere iki bölüme ayrılmıştır. Bu bölümdeki tüm bilgilerin eksiksiz olarak doldurulmasına ve açıklamalarında belirtilen veri aralıklarının ve birimlerinin kullanılmasına dikkat edilmelidir. Detaylı veri açıklamaları mouse imleci ilgili veri giriş hücresi üzerine getirilerek görüntülenebilir. Yüzdelik bilgilerin direk olarak kullanılması gerekmektedir. Veriler bölümündeki tüm bilgiler tamamlandıktan sonra, "Sonuçlar" bölümünde hesap özetleri ve karşılaştırmalı şemalar görüntülenebilir. (Teknik ve ekonomik bilgiler için tez içerisinde gösterilen çizelgelerden ve açıklamalardan faydalanınız.)

Not :

Ekonomik veriler bölümü birim fiyatlar kısmında " * " sembolü, Ağır Su Reaktörlerinin seçilmesi durumunda geçerli olan verileri göstermektedir.

Hata Kodları :

- 01 : Veri değer aralığı dışı (Küçük)
- 02 : Veri değer aralığı dışı (Büyük)
- 03 : Hatalı veri girişi

Santral / Reaktör Teknik Verileri :

Açıklama	Birim	Değer
Üretim teknolojisi		L
Net çıkış gücü	[MWe]	1482
Net termik verim	[%]	32
Yüklenme faktörü	[%]	75
Yüklenme faktörü Alt #1	[%]	55
Yüklenme faktörü Alt #2	[%]	80
Yüklenme faktörü Alt #3	[%]	90
Yanma oranı	[MWd/MTU]	33000
Özgül güç	[MWt/MTU]	36
İç tüketim oranı	[%]	5
Uranyum giriş zenginliği	[%]	3,250
Uranyum çıkış zenginliği	[%]	0,320
Doğal uranyum zenginliği	[%]	0,710
Pu içeriği	[gr/kgU]	6,50

Ekonomik Veriler :

Tesis ekonomik ömrü	[yıl]	30
Tesis ek. ömrü Alt #1	[yıl]	25
Tesis ek. ömrü Alt #2	[yıl]	35
Tesis ek. ömrü Alt #3	[yıl]	40
İnşaat süresi	[yıl]	7
Referans başlangıç tarihi		2000
İYY ödeme tarihi		2003
Faiz oranı	[%]	6
Faiz oranı Alt #1	[%]	8
Faiz oranı Alt #2	[%]	12
Eskalasyon oranı	[%]	5
Eskalasyon oranı Alt #1	[%]	7,5
Eskalasyon oranı Alt #2	[%]	10
İskonto oranı	[%]	6
Kapatma masrafı oranı	[%]	10
Ara yenileme oranı	[%]	0,33
Sigorta oranı	[%]	0,70
Birim tesis bedeli	[\$/kWh]	1615
Birim tesis bedeli Alt #1	[\$/kWh]	1750
Birim tesis bedeli Alt #2	[\$/kWh]	2250
Birim tesis bedeli Alt #3	[\$/kWh]	3000

Yıllık ort. İ&B masrafı	[\$/kWe-yıl]	:	55
Doğal uranyum fiyatı*	[\$/kgU]	:	70
D.U. fiyatı Alt #1	[\$/kgU]	:	50
D.U. fiyatı Alt #2	[\$/kgU]	:	80
D.U. fiyatı Alt #3	[\$/kgU]	:	90
UF ₆ çevirme fiyatı	[\$/kgU]	:	8
UF ₆ çevirme f. Alt #1	[\$/kgU]	:	6
UF ₆ çevirme f. Alt #2	[\$/kgU]	:	10
UF ₆ çevirme f. Alt #3	[\$/kgU]	:	12
UO ₂ çevirme fiyatı*	[\$/kgU]	:	
UO ₂ çevirme f. Alt #1	[\$/kgU]	:	
UO ₂ çevirme f. Alt #2	[\$/kgU]	:	
UO ₂ çevirme f. Alt #3	[\$/kgU]	:	
Zenginleştirme fiyatı	[\$/kgSWU]	:	110
Zenginleştirme f. Alt #1	[\$/kgSWU]	:	80
Zenginleştirme f. Alt #2	[\$/kgSWU]	:	130
Zenginleştirme f. Alt #3	[\$/kgSWU]	:	150
Yakıt imalat fiyatı*	[\$/kgU]	:	275
Yakıt imalat f. Alt #1	[\$/kgU]	:	200
Yakıt imalat f. Alt #2	[\$/kgU]	:	300
Yakıt imalat f. Alt #3	[\$/kgU]	:	350

Yakıt çevrimi direk yok etme seçeneği

Taşıma/depolama fiyatı*	[\$/kgU]	:	230
YSA gömme fiyatı*	[\$/kgU]	:	400

Yakıt çevrimi reproses seçeneği

Taşıma fiyatı	[\$/kgU]	:	50
Yeniden işleme fiyatı	[\$/kgU]	:	720
YSA gömme fiyatı	[\$/kgU]	:	90
Pu kredisi	[\$/grPu]	:	15

Harcama dağılım oranları

Dikkat ! Tabloya verileri girmeden önce "Temizle" butonuna veya Ctrl+T tuşlarına basınız.

1 . yıl	[%]	:	6
2 . yıl	[%]	:	13
3 . yıl	[%]	:	22
4 . yıl	[%]	:	14
5 . yıl	[%]	:	19
6 . yıl	[%]	:	18
7 . yıl	[%]	:	8

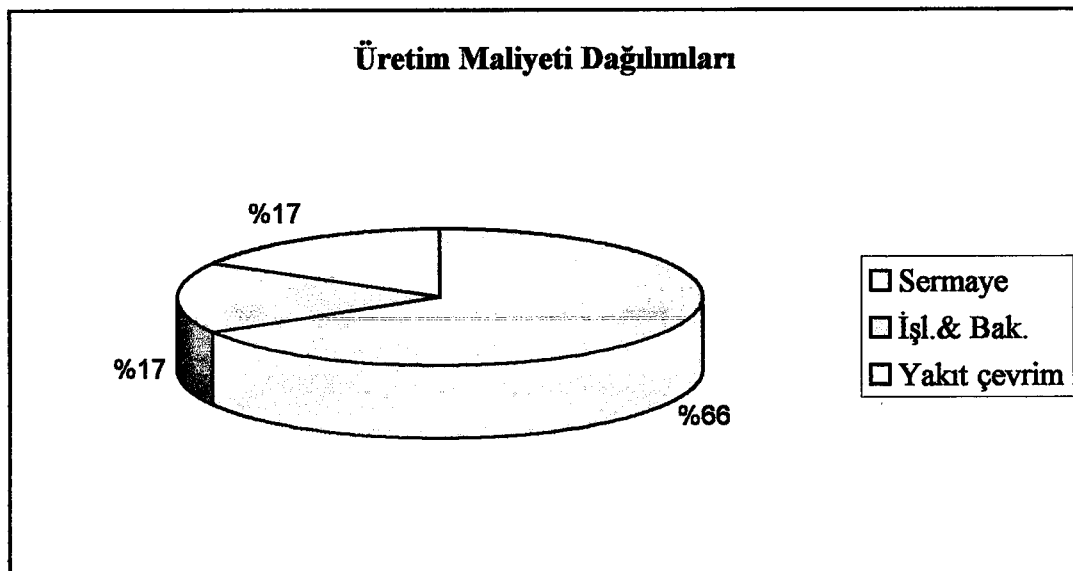
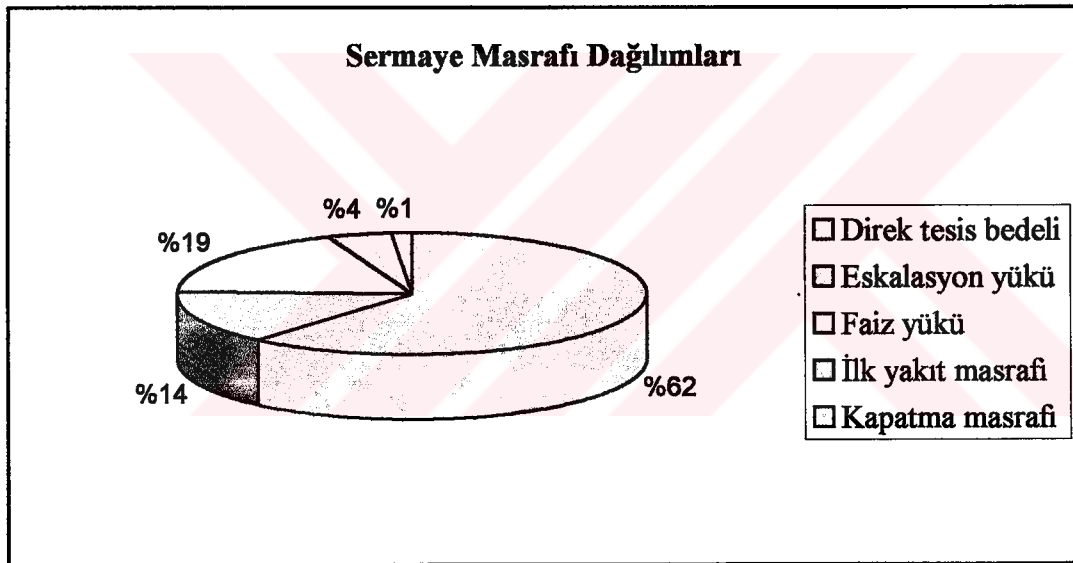
Toplam [%] : 100

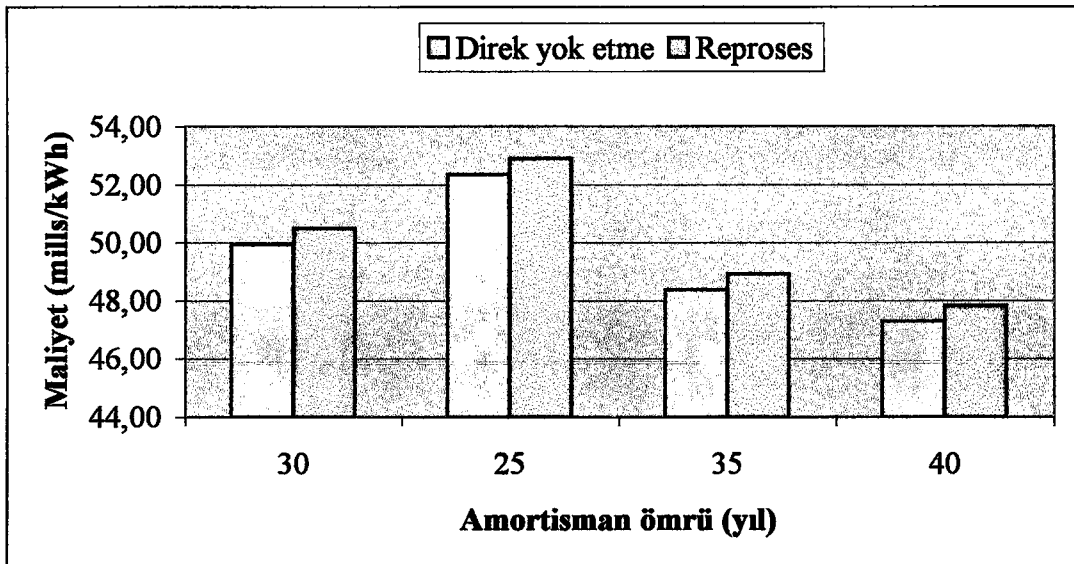
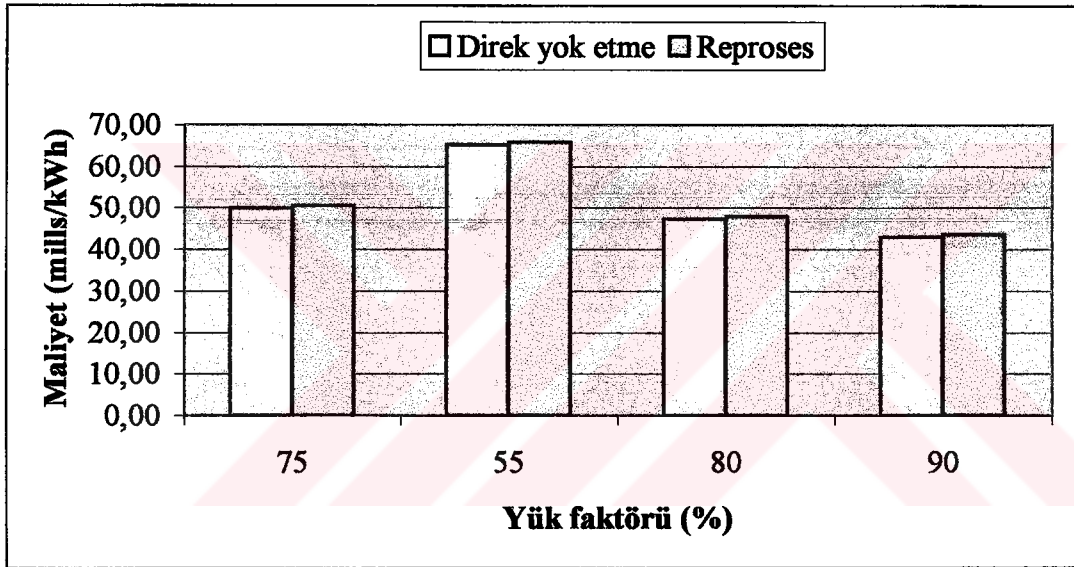
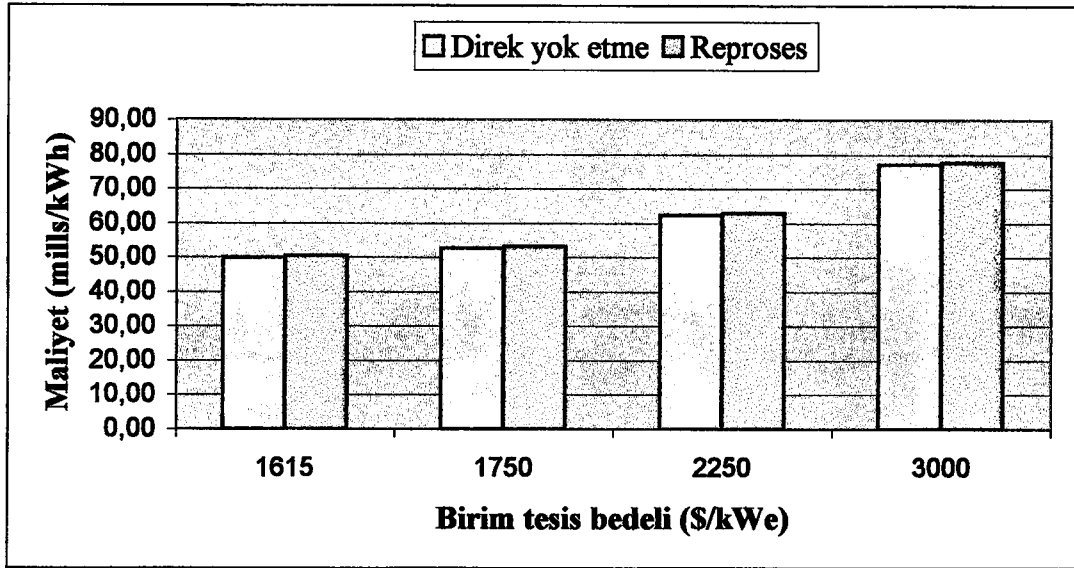


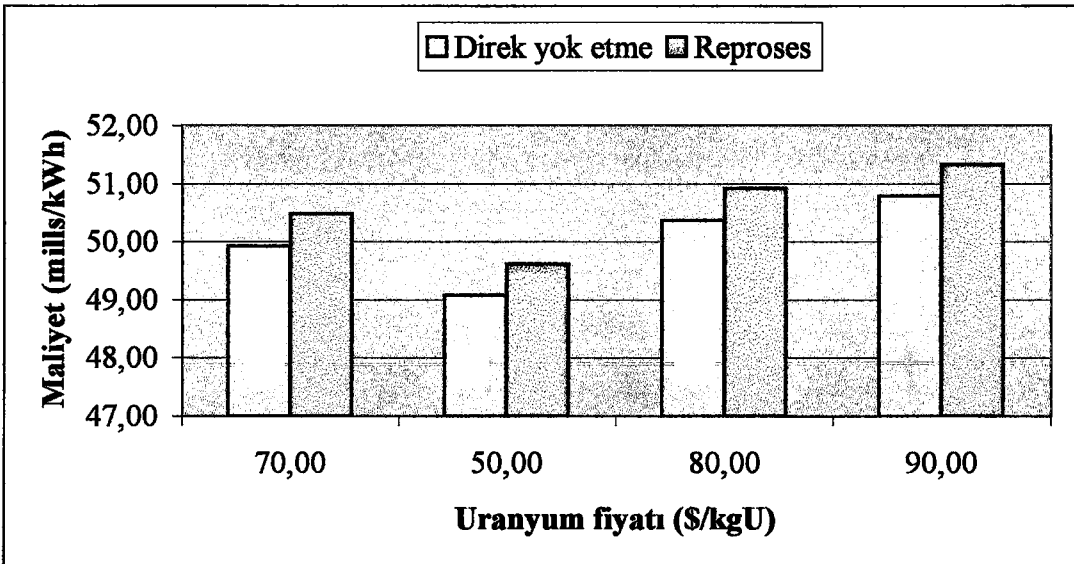
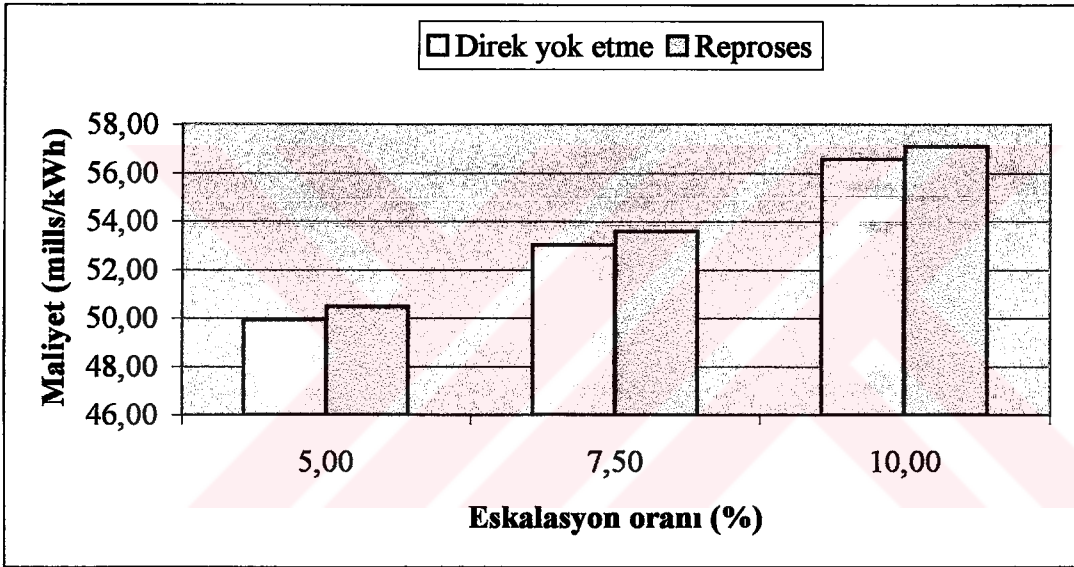
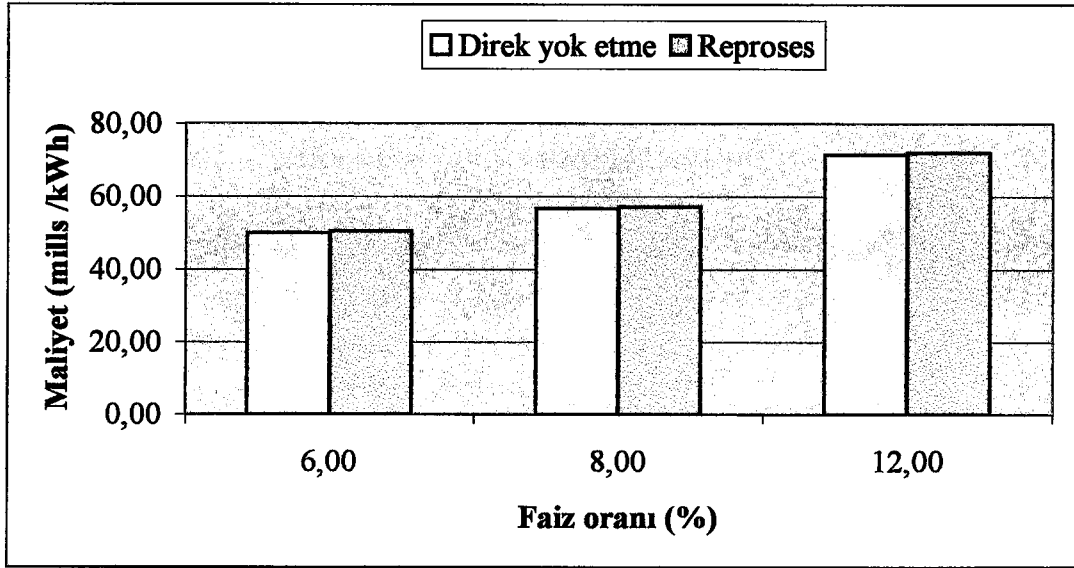
Sonuçlar :

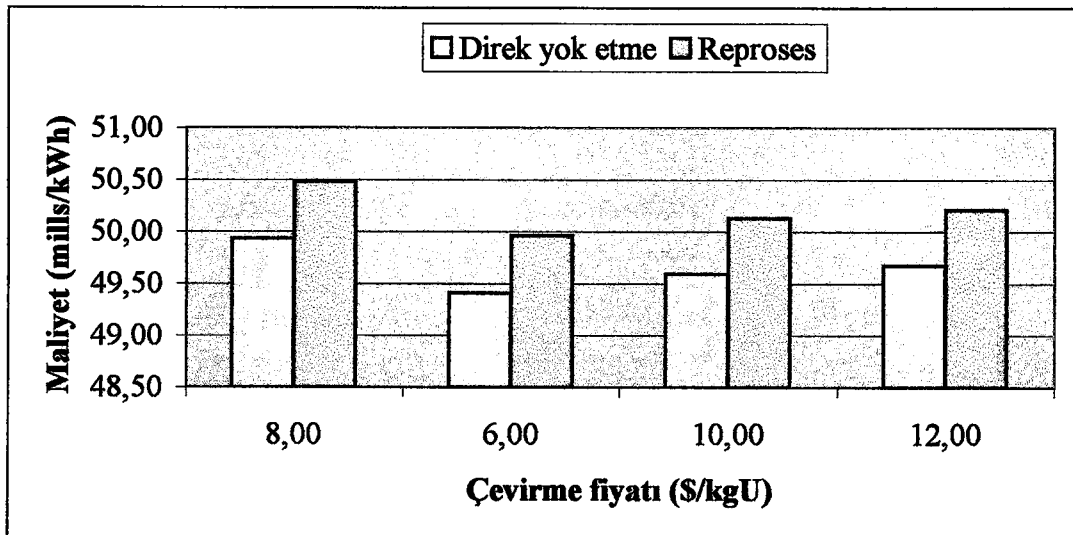
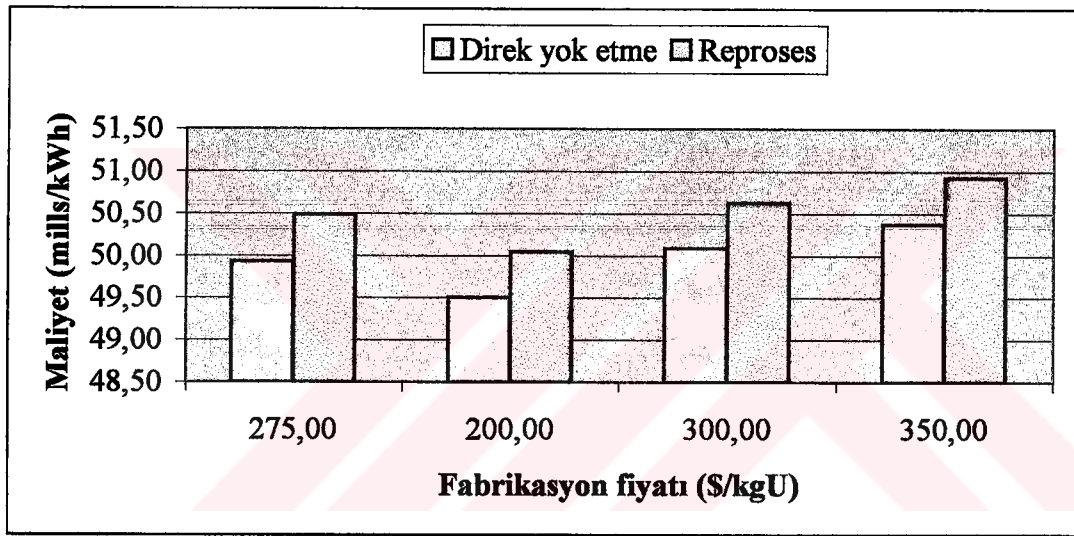
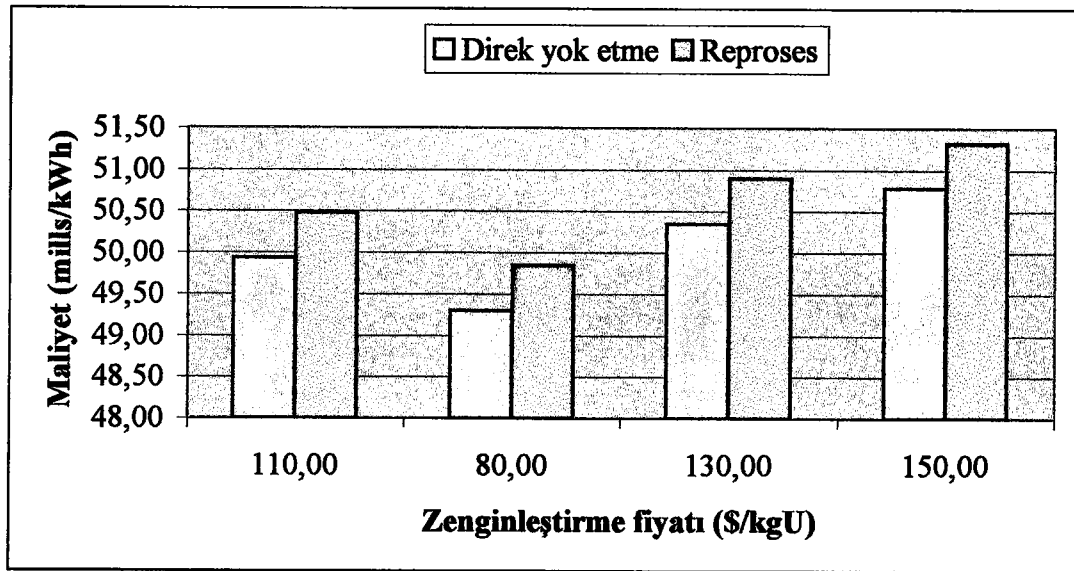
Üretim teknolojisi	:	Hafif Sulu (LWR)
Net çıkış gücü	[MWe] :	1482
Birim tesis bedeli	[\$/kWh] :	1615
Yüklenme faktörü	[%] :	75
İnşaat süresi	[yıl] :	7
Amortisman ömrü	[yıl] :	30
Faiz oranı	[%] :	6
Eskalasyon oranı	[%] :	5
Yıllık üretim maliyeti (Levelised)	:	
Direk yok etme seçeneği ile	[mills/kWeh] :	49,93
Reproses seçeneği ile	[mills/kWeh] :	50,48

Karşılaştırmalı sonuç değerler :









ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	20.10.1974	
Doğum yeri	İstanbul	
Lise	1988 - 1991	Pertevniyal Lisesi
Lisans	1991 - 1995	Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	1995 – 1996	Yıldız Teknik Üniversitesi Yabancı Diller Okulu İngilizce hazırlık programı
	1996 – 1998	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Ana Bilim Dalı
Çalıştığı Kurumlar		
	1996 – 1997	Verikon Elektronik Ltd. Şti Güç Elektroniği Lab. Ar-Ge Mühendisi
	1997 – Devam ediyor	Enmar Müh. Ltd. Şti İstanbul Atatürk Havalimanı Yeni Uluslararası Dış Hatlar Terminali Projesinde proje mühendisi

Yıldız Teknik Üniversitesi
Elektrik Elektronik Fakültesi
Mühendislik Bölümü
Mühendislik

NUMTab v1.0 : NÜKLEER ÜRETİM MALİYETİ HESAP TABLOSU

Açıklamalar :

Bu hesap tablosu Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Ana Bilim Dalında 1997/98 öğretim yılında Elektrik Müh. Emre URASOĞLU tarafından hazırlanmış olan " Nükleer Santraller ile Geleneksel Santrallerin Güvenlik ve Ekonomik Yönlerden Karşılaştırılması " adlı yüksek lisans tezinde gerçekleştirilen hesapların pratik olarak hesaplanabilmesi amacı ile hazırlanmıştır. Hesapların gerçekleştirilmesinde İndirgenmiş Maliyet Yöntemi (Levelised Cost Method) kullanılmaktadır.

Kullanım :

Hesaplarda kullanılacak veriler ekonomik ve teknik olmak üzere iki bölüme ayrılmıştır. Bu bölümdeki tüm bilgilerin eksiksiz olarak doldurulmasına ve açıklamalarında belirtilen veri aralıklarının ve birimlerinin kullanılmasına dikkat edilmelidir. Detaylı veri açıklamaları mouse imleci ilgili veri giriş hücresi üzerine getirilerek görüntülenebilir. Yüzdelik bilgilerin direk olarak kullanılması gerekmektedir. Veriler bölümündeki tüm bilgiler tamamlandıktan sonra, "Sonuçlar" bölümünde hesap özetleri ve karşılaştırmalı şemalar görüntülenebilir. (Teknik ve ekonomik bilgiler için tez içerisinde gösterilen çizelgelerden ve açıklamalardan faydalanınız.)

Not :

Ekonomik veriler bölümü birim fiyatlar kısmında " * " sembolü, Ağır Su Reaktörlerinin seçilmesi durumunda geçerli olan verileri göstermektedir.

Hata Kodları :

- 01 : Veri değer aralığı dışı (Küçük)
- 02 : Veri değer aralığı dışı (Büyük)
- 03 : Hatalı veri girişi

Santral / Reaktör Teknik Verileri :

Açıklama	Birim	Değer
Üretim teknolojisi	:	L
Net çıkış gücü	[MWe]	: 1482
Net termik verim	[%]	: 32
Yüklenme faktörü	[%]	: 75
Yüklenme faktörü Alt #1	[%]	: 55
Yüklenme faktörü Alt #2	[%]	: 80
Yüklenme faktörü Alt #3	[%]	: 90
Yanma oranı	[MWd/MTU]	: 33000
Özgül güç	[MWt/MTU]	: 36
İç tüketim oranı	[%]	: 5
Uranyum giriş zenginliği	[%]	: 3,250
Uranyum çıkış zenginliği	[%]	: 0,320
Doğal uranyum zenginliği	[%]	: 0,710
Pu içeriği	[gr/kgU]	: 6,50

Ekonomik Veriler :

Tesis ekonomik ömrü	[yıl]	: 30
Tesis ek. ömrü Alt #1	[yıl]	: 25
Tesis ek. ömrü Alt #2	[yıl]	: 35
Tesis ek. ömrü Alt #3	[yıl]	: 40
İnşaat süresi	[yıl]	: 7
Referans başlangıç tarihi	:	2000
İYY ödeme tarihi	:	2003
Faiz oranı	[%]	: 6
Faiz oranı Alt #1	[%]	: 8
Faiz oranı Alt #2	[%]	: 12
Eskalasyon oranı	[%]	: 5
Eskalasyon oranı Alt #1	[%]	: 7,5
Eskalasyon oranı Alt #2	[%]	: 10
İskonto oranı	[%]	: 6
Kapatma masrafı oranı	[%]	: 10
Ara yenileme oranı	[%]	: 0,33
Sigorta oranı	[%]	: 0,70
Birim tesis bedeli	[\$/kWh]	: 1615
Birim tesis bedeli Alt #1	[\$/kWh]	: 1750
Birim tesis bedeli Alt #2	[\$/kWh]	: 2250
Birim tesis bedeli Alt #3	[\$/kWh]	: 3000

Yıllık ort. İ&B masrafı	[\$/kWe-yıl]	:	55
Doğal uranyum fiyatı*	[\$/kgU]	:	70
D.U. fiyatı Alt #1	[\$/kgU]	:	50
D.U. fiyatı Alt #2	[\$/kgU]	:	80
D.U. fiyatı Alt #3	[\$/kgU]	:	90
UF6 çevirme fiyatı	[\$/kgU]	:	8
UF6 çevirme f. Alt #1	[\$/kgU]	:	6
UF6 çevirme f. Alt #2	[\$/kgU]	:	10
UF6 çevirme f. Alt #3	[\$/kgU]	:	12
UO ₂ çevirme fiyatı*	[\$/kgU]	:	
UO ₂ çevirme f. Alt #1	[\$/kgU]	:	
UO ₂ çevirme f. Alt #2	[\$/kgU]	:	
UO ₂ çevirme f. Alt #3	[\$/kgU]	:	
Zenginleştirme fiyatı	[\$/kgSWU]	:	110
Zenginleştirme f. Alt #1	[\$/kgSWU]	:	80
Zenginleştirme f. Alt #2	[\$/kgSWU]	:	130
Zenginleştirme f. Alt #3	[\$/kgSWU]	:	150
Yakıt imalat fiyatı*	[\$/kgU]	:	275
Yakıt imalat f. Alt #1	[\$/kgU]	:	200
Yakıt imalat f. Alt #2	[\$/kgU]	:	300
Yakıt imalat f. Alt #3	[\$/kgU]	:	350

Yakıt çevrimi direk yok etme seçeneği

Taşıma/depolama fiyatı*	[\$/kgU]	:	230
YSA gömme fiyatı*	[\$/kgU]	:	400

Yakıt çevrimi reproses seçeneği

Taşıma fiyatı	[\$/kgU]	:	50
Yeniden işleme fiyatı	[\$/kgU]	:	720
YSA gömme fiyatı	[\$/kgU]	:	90
Pu kredisi	[\$/grPu]	:	15

Harcama dağılım oranları

Dikkat ! Tabloya verileri girmeden önce "Temizle" butonuna veya Ctrl+T tuşlarına basınız.

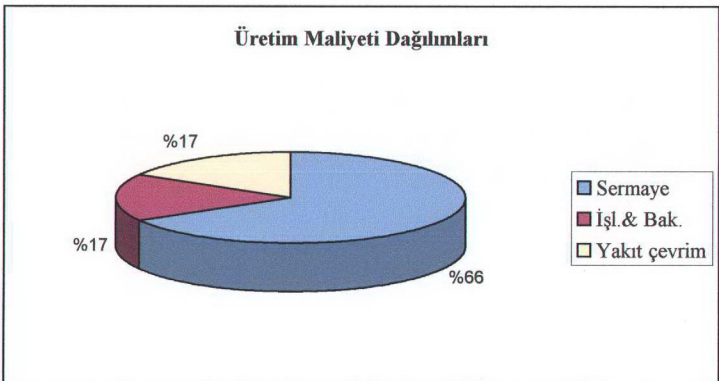
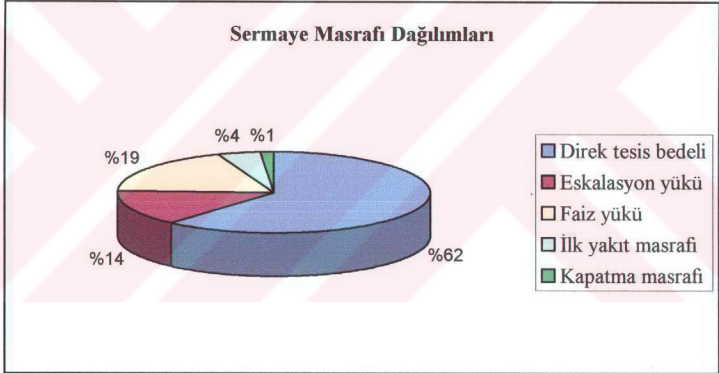
1 . yıl	[%]	:	6
2 . yıl	[%]	:	13
3 . yıl	[%]	:	22
4 . yıl	[%]	:	14
5 . yıl	[%]	:	19
6 . yıl	[%]	:	18
7 . yıl	[%]	:	8

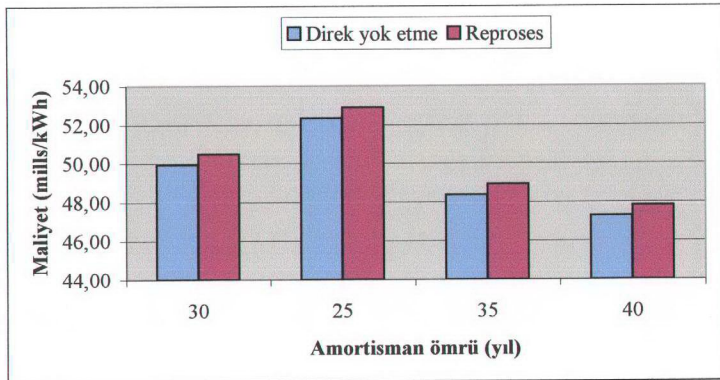
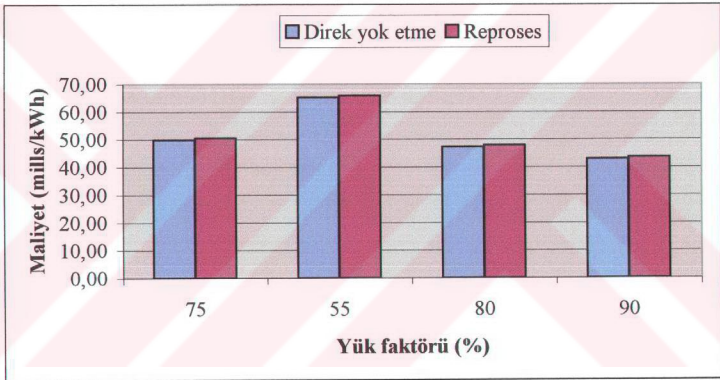
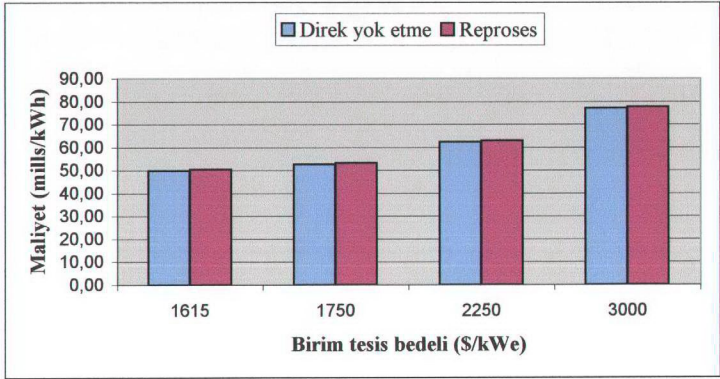
Toplam [%] : 100

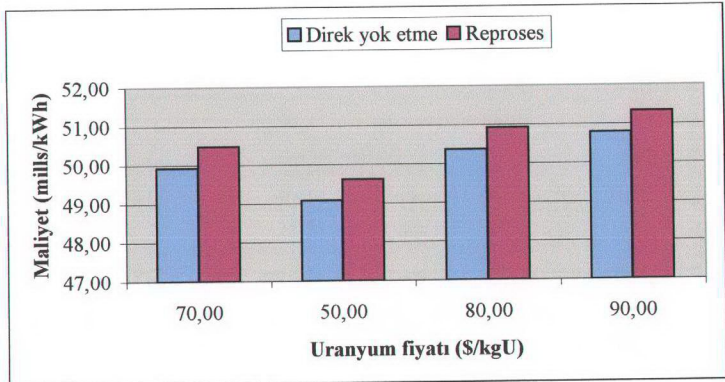
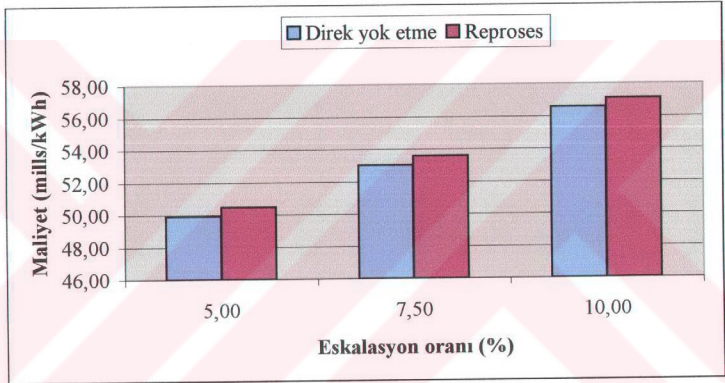
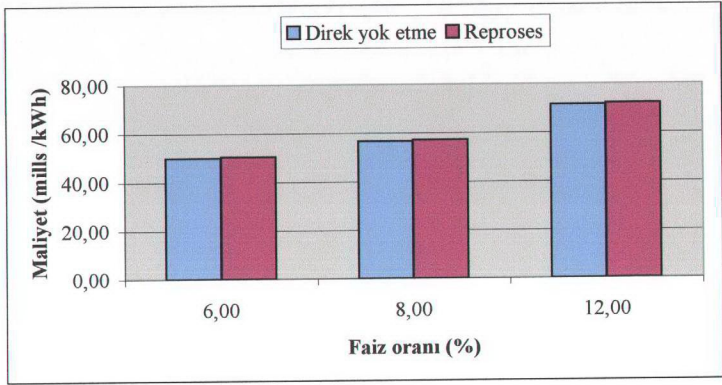
Sonuçlar :

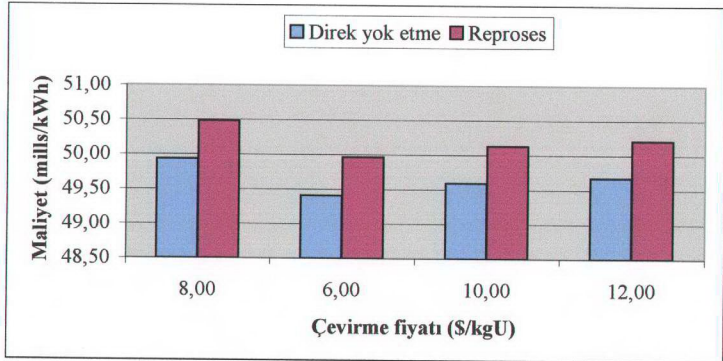
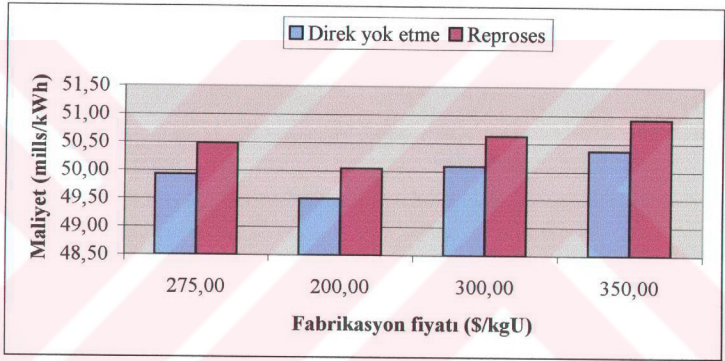
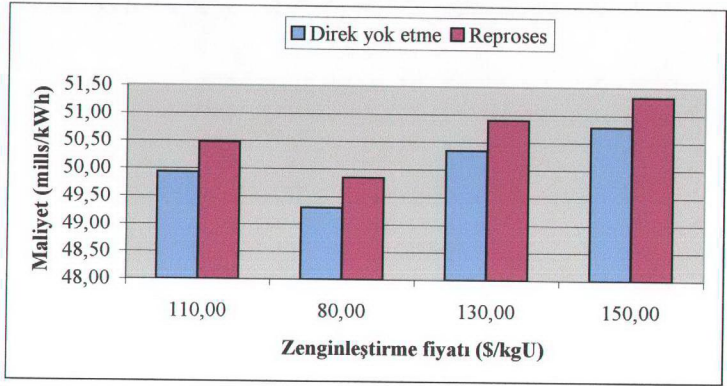
Üretim teknolojisi	:	Hafif Sulu (LWR)
Net çıkış gücü	[MWe] :	1482
Birim tesis bedeli	[\$/kWh] :	1615
Yüklenme faktörü	[%] :	75
İnşaat süresi	[yıl] :	7
Amortisman ömrü	[yıl] :	30
Faiz oranı	[%] :	6
Eskalasyon oranı	[%] :	5
Yıllık üretim maliyeti (Levelised)	:	
Direk yok etme seçeneği ile	[mills/kWh] :	49,93
Reproses seçeneği ile	[mills/kWh] :	50,48

Karşılaştırmalı sonuç değerler :









ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	20.10.1974	
Doğum yeri	İstanbul	
Lise	1988 - 1991	Pertevniyal Lisesi
Lisans	1991 - 1995	Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	1995 - 1996	Yıldız Teknik Üniversitesi Yabancı Diller Okulu İngilizce hazırlık programı
Çalıştığı Kurumlar	1996 - 1998	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Ana Bilim Dalı
	1996 - 1997	Verikon Elektronik Ltd. Şti Güç Elektroniği Lab. Ar-Ge Mühendisi
	1997 - Devam ediyor	Enmar Müh. Ltd. Şti İstanbul Atatürk Havalimanı Yeni Uluslararası Dış Hatlar Terminali Projesinde proje mühendisi