

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

128765

KOJENERASYON SİSTEMİNDE  
GÜÇ ORANLARININ ENERJİ  
MALİYETİNE ETKİSİ

Mak. Müh. R. Öndal DEMİRCİ

Makine Mühendisliği Anabilim Dalında  
Enerji Makinaları Programında  
Hazırlanan

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Prof. Ertuğrul KÜÇÜKKARAMIKLI

Prof. Dr. İsmail Teke

Prof. Dr. Bahri ŞAHİN

İSTANBUL, 2002

YÜKSEK ÖĞRETİM KURULU  
KOJENERASYON MERKEZİ

128765

# İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ .....	v
KISALTMA LİSTESİ .....	vii
ŞEKİL LİSTESİ .....	8
ÇİZELGE LİSTESİ .....	xiii
ÖNSÖZ .....	xiv
ÖZET .....	xv
ABSTRACT .....	xvi
1. KOJENERASYON KAVRAMI.....	1
1.1 Giriş .....	1
1.2 Kojenerasyonun Genel Prensipleri .....	3
1.3 Kişisel Elektrik Üretiminden Kojenerasyona .....	4
1.4 Kojenerasyon ve Çevre.....	6
2. GÜÇ ÜNİTELERİ .....	8
2.1 Temel tanımlar .....	8
2.2 Gaz Türbinleri.....	10
2.2.1 Gaz Türbinli Motor Kavramı .....	12
2.2.2 Gaz Türbinlerinin Çalışmaya Başlaması .....	13
2.2.3 Gaz Türbinleri Yakıt Yetenekleri .....	13
2.2.4 Gaz Türbinli Kurulumunda Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar .....	14
2.3 Buhar Türbinleri .....	15
2.3.1 Buhar türbininin çalışmaya başlayışı.....	17
2.3.2 Buhar türbinli yakıt yetenekleri .....	18
2.4 Pistonlu Motorlar .....	18
2.4.1 Pistonlu Motor Kavramı .....	18
2.4.2 Pistonlu Motorlarda Kapasite .....	20
2.4.3 Pistonlu Motorların Verimi .....	21
2.4.4 Pistonlu Motor Yakıt Yetenekleri.....	21
2.4.5 Pistonlu Motorların kurulumunda dikkat edilmesi gerekenler .....	24
3. KOJENERASYONDA TEKNİK SEÇENEKLER VE ATIK ISI KAZANIMI ...	25
3.1 Gaz Türbinli Kojenerasyon Tesisleri.....	25
3.2 Buhar Türbinli Kojenerasyon Tesisleri .....	26
3.3 Pistonlu Motorlu Kojenerasyon Tesisleri .....	27
3.4 Kombi Çevrimli Kojenerasyon Tesisleri .....	28
3.5 Isı Geri Kazanımı ve Kullanımı.....	30
3.5.1 Gaz Türbinli Atık Isı Geri Kazanımı.....	30

3.5.1.1	Egzost gazlarının direkt kullanımı.....	30
3.5.1.2	Ekzost gazlarının ek yanması .....	30
3.5.2	Pistonlu Motor Isı Geri Kazanımı .....	31
3.5.2.1	Ekzost gazı ısı geri kazanımı .....	31
3.5.2.2	Ceket ısısı geri kazanımı.....	32
3.5.2.3	Yağlama yağ/aftercooler ısı geri kazanımı .....	32
3.5.3	Isı geri kazanım buhar jeneratörleri.....	32
4.	ENERJİ MALİYETİNE ETKİ EDEN FAKTÖRLER.....	34
4.1	Sermaye Bütçesi .....	34
4.1.1	Tesisat Maliyeti ve Start-Up.....	35
4.1.2	Soft Maliyetler.....	35
4.2	İşletme Bütçesi .....	36
4.3	Enerji Maliyeti Hesaplamaları.....	37
4.3.1	Amortisman .....	37
4.3.2	Geri Ödeme Oranı Metodu.....	38
4.3.3	Yıllık Sermaye Masrafları .....	38
4.3.4	İşletme ve Bakım Masrafları .....	39
4.3.5	Yakıt Masrafları.....	39
4.3.6	Toplam Enerji Maliyeti .....	40
5.	UYGULAMADA KULLANILAN MALİYET ANALİZ YÖNTEMLERİ .....	41
5.1	Maliyet Analizi-1.....	41
5.2	Maliyet Analizi-2.....	45
5.3	Maliyet Analizi-3.....	48
5.4	Uygulamada Kullanılan Kabuller .....	50
6.	SONUÇLAR ve TARTIŞMA .....	57
6.1	Maliyet Analizi-1.....	57
6.1.1	Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri .....	57
6.1.2	Dizel Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri .....	64
6.1.3	Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi Analizleri .....	69
6.2	Maliyet analizi-2.....	75
6.2.1	Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri .....	75
6.2.2	Dizel Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizi .....	81
6.2.3	Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi Analizi.....	88
6.3	Maliyet Analizi-3.....	94
6.3.1	Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri .....	94
6.3.2	Dizel Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizi .....	100
6.3.3	Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi Analizi.....	106
6.4	Sistemlerin Karşılaştırması.....	112
6.4.1	Maliyet Analizi-1.....	112
6.4.2	Maliyet Analizi-3.....	115
	KAYNAKLAR.....	118
	ÖZGEÇMİŞ.....	120
7.	EKLER .....	121

7.1	Analiz 1' e göre gaz motorunun farklı verimlerdeki maliyeti .....	121
7.2	Analiz 2'ye göre dizel motorlarının farklı yakıtlardaki maliyeti.....	128
7.3	Analiz 3'e göre gaz türbinli sistemlerin yakıtı bağı maliyetleri .....	133



## SİMGE LİSTESİ

a	Amortisman faktörü
b <sub>e</sub>	Özgül yakıt sarfiyatı
C <sub>a</sub>	Sabit yıllık amortisman bedeli
C <sub>f</sub>	Yıllık yakıt masrafları
C <sub>E</sub>	Elektrik maliyeti
C <sub>K</sub>	Yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı
C <sub>KB</sub>	Konvansiyonel sistem yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı
C <sub>KC</sub>	Kojenerasyon sistemi yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı
C <sub>KE</sub>	Elektriksel güç ünitesi yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı
C <sub>KQ</sub>	Atık ısı ünitesi yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı
C <sub>M</sub>	Yıllık işletme ve bakım masrafları
C <sub>MB</sub>	Konvansiyonel sistem yıllık işletme ve bakım masrafları
C <sub>MC</sub>	Kojenerasyon sistemi yıllık işletme ve bakım maliyeti
C <sub>T</sub>	Yıllık masraflar toplamı
C <sub>UB</sub>	Konvansiyonel sistem birim maliyeti
C <sub>UMB</sub>	Konvansiyonel sistem birim işletme ve bakım masrafı
C <sub>UMC</sub>	Kojenerasyon sistemi birim işletme ve bakım maliyeti
C <sub>UC</sub>	Kojenerasyon sistemi birim maliyeti
C <sub>UQ</sub>	Atık ısı ünitesi tesis birim maliyeti
C <sub>YC</sub>	Kojenerasyon sistemi yıllık yakıt masrafı
C <sub>YE</sub>	Yıllık elektrik enerjisi yakıt payı
C <sub>YQ</sub>	Konvansiyonel sistemlere ait yıllık yakıt masrafı
F <sub>Y</sub>	Yakıt fiyatı
g <sub>E</sub>	Elektrik enerjisi toplam üretim maliyeti
g <sub>Q</sub>	Isı enerjisi toplam üretim maliyeti
H <sub>U</sub>	Kullanılan yakıtın alt ısı değeri
I <sub>KB</sub>	Konvansiyonel sistem yatırım maliyeti
I <sub>KC</sub>	Kojenerasyon sistemi sermaye veya yatırım masrafı
I <sub>KE</sub>	Elektriksel güç ünitesi sabit sermaye veya yatırım masrafı
I <sub>KQ</sub>	Atık ısı ünitesi sabit sermaye veya yatırım masrafı
i	Faiz oranı
L <sub>F</sub>	Yıllık ortalama yük faktörü
L <sub>FK</sub>	Konvansiyonel sisteme ait yıllık ortalama yük faktörü

$n$	Santralin ömrü
$M_Y$	Kojenerasyon sistemi yakıt ihtiyacı
$M_{YE}$	Elektrik enerji eldesi için gerekli yakıt miktarı
$M_{YQ}$	Isıl enerji eldesi için gerekli yakıt miktarı
$N_E$	Elektriksel güç
$N_Q$	Kojenerasyon sistemi ısı gücü
$N_{QB}$	Konvansiyonel sistemlere ait ısı güç değeri
$q$	Santralin özgül ısı sarfiyatı
$Q$	Isıl enerji
$Q_F$	Yakıt enerjisi
$Q_{IN}$	Birincil enerjinin yakılmasıyla girdi olarak kullanılan ısı
$Q_U$	Atık ısıdan elde edilen faydalı ısı
$r$	İskonto oranı
$W_{NET}$	Tesisten elde edilen elektriksel iş
$\eta_{COMB}$	Yanma verimi
$\eta_K$	Kazan verimi
$\eta_{th}$	Termik verim

## KISALTMA LİSTESİ

CDG	Cogeneration Design Guide
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers- Amerikan Isıtma, Soğutma ve Havalandırma Mühendisleri Birliği
CHE	Jacket Cooling Water Heat Exchanger- Ceket Soğutma Suyu Isı Eşanjörü
CHP	Combined Heat and Power-Bileşik Isı Güç Üretimi
EHE	Exhaust Gas Heat Exchanger-Egzost Gazı Isı Eşanjörü
EIO	Elektrik Isı Oranı
EUF	Energy Utilization Factor-Enerjiden Yararlanma Oranı
EYO	Enerjiden Yararlanma Oranı
HHV	Higher Heating Value-Üst Isıl Değer
HRSG	Heat Recovery Steam Generator-Atık Isı Geri Kazanım Kazanı
ISO	International Standarts Organization-Uluslararası Standartlar Organizasyonu
LHE	Lubricating Oil Heat Exchanger-Yağlama Yağı Isı Eşanjörü
LHV	Lower Heating Value-Alt Isıl Değer
PCS	Packaged Cogeneration Systems-Paket Kojenerasyon Sistemleri
WHB	Waste Heat Boiler-Atık Isı Kazanı
WHR	Waste Heat Recuperator-Atık Isı Reküperatörü

## ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1	Klasik ve kojenerasyon sistemlerine ait ısı akış diyagramları. ....	2
Şekil 1.2	1900'lü yıllardan bugüne Amerika'daki kojenerasyon eğilimi .....	3
Şekil 1.3	Kojenerasyon tesisinin genel prensibi.....	4
Şekil 2.1	Ek yanmalı atık ısı kazanlı gaz türbini bazlı kojenerasyon santrali .....	11
Şekil 2.2	Son yıllar içerisindeki lpg mix satış bedelleri .....	14
Şekil 2.3	Elektriksel güç, proses buharı üreten ve bölgesel ısıtmada kullanılan bir karşı basınçlı buhar türbin santralinin basitleştirilmiş diyagramı.....	16
Şekil 2.4	Elektriksel güç, proses buharı üreten ve bölgesel ısıtmada kullanılan bir ara buhar almalı buhar türbini santralinin basitleştirilmiş diyagramı .....	17
Şekil 2.5	Dizel motor bazlı bir güç ünitesine sahip olan Arçelik firması kojenerasyon tesisinden bir görüntü.....	19
Şekil 2.6	Son yıllar içerisindeki fuel oil no:6 satış bedelleri .....	22
Şekil 2.7	Son yıllar içerisindeki motorin satış bedelleri.....	23
Şekil 2.8	Son yıllar içerisindeki LPG propan satış bedelleri.....	23
Şekil 3.1	Üst konfigürasyonlu bir kombine çevrimli gaz türbinli kojenerasyon tesisinin diyagramında HRSG ve alt kısımda bulunan kondensasyonlu buhar türbini..	29
Şekil 3.2	Gaz/Dizel motorlu kojenerasyon tesisi şeması.....	31
Şekil 6.1	100kWe'den küçük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	58
Şekil 6.2	100-800kWe güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	59
Şekil 6.3	800-1500kWe güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	59
Şekil 6.4	1500kWe'den büyük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	60
Şekil 6.5	100kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	61
Şekil 6.6	100-800kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	62
Şekil 6.7	800-1500kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	62
Şekil 6.8	1500kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	63
Şekil 6.9	100kWe'den küçük güçteki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	64
Şekil 6.10	100-800kWe güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	65
Şekil 6.11	800-1500kWe güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	65
Şekil 6.12	1500kWe'den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	66
Şekil 6.13	100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	67
Şekil 6.14	100-800kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu	

	sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	68
Şekil 6.15	800-1500kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	68
Şekil 6.16	1500kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	69
Şekil 6.17	1000kWe'den küçük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	71
Şekil 6.18	1000-5000kWe güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	71
Şekil 6.19	5000-15000kWe güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	72
Şekil 6.20	15000kWe'den büyük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	72
Şekil 6.21	1000kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	73
Şekil 6.22	1000-5000kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	74
Şekil 6.23	5000-15000kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	74
Şekil 6.24	15000kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	75
Şekil 6.25	100kWe'den küçük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	76
Şekil 6.26	100-800kWe güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	76
Şekil 6.27	100-800kWe güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	77
Şekil 6.28	1500kWe'den büyük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	77
Şekil 6.29	100kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	79
Şekil 6.30	100-800kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	80
Şekil 6.31	800-1500kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	80
Şekil 6.32	1500kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri .....	81
Şekil 6.33	100kWe'den küçük güçteki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	82
Şekil 6.34	100-800kWe güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi .....	83

Şekil 6.35	800-1500kWe güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi....	83
Şekil 6.36	1500kWe'den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	84
Şekil 6.37	100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	85
Şekil 6.38	100-800kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	86
Şekil 6.39	800-1500kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	86
Şekil 6.40	1500kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	87
Şekil 6.41	1000kWe'den küçük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	89
Şekil 6.42	1000-5000kWe güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	89
Şekil 6.43	5000-15000kWe güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	90
Şekil 6.44	1500kWe'den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	90
Şekil 6.45	1000kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	92
Şekil 6.46	1000-5000kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	92
Şekil 6.47	5000-15000 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	93
Şekil 6.48	15000kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	93
Şekil 6.49	100kWe'den küçük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	95
Şekil 6.50	100-800kWe güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	95
Şekil 6.51	800-1500kWe güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	96
Şekil 6.52	1500kWe'den büyük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	96
Şekil 6.53	100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	98

Şekil 6.54	100-800kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	98
Şekil 6.55	800-1500kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	99
Şekil 6.56	1500kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	99
Şekil 6.57	100kWe'den küçük güçteki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	101
Şekil 6.58	100-800kWe güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	101
Şekil 6.59	800-1500 kWe güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	102
Şekil 6.60	1500kWe'den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	102
Şekil 6.61	100kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	104
Şekil 6.62	100-800kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	104
Şekil 6.63	800-1500kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	105
Şekil 6.64	1500kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	105
Şekil 6.65	1000kWe'den küçük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	106
Şekil 6.66	1000-5000kWe güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi...	106
Şekil 6.67	5000-15000kWe güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi ...	108
Şekil 6.68	1500kWe'den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi.....	108
Şekil 6.69	1000kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	110
Şekil 6.70	1000-5000kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	110
Şekil 6.71	5000-15000kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri	111

Şekil 6.72 15000kW <sub>e</sub> 'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri.....	111
Şekil 6.73 600kW <sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi .....	113
Şekil 6.74 1200kW <sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi .....	114
Şekil 6.75 6000kW <sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi .....	114
Şekil 6.76 600kW <sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim ısı enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi .....	116



## ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 2.1 Güç ekipmanı kapasitesine göre EIO karakteristiği(Cogeneration Design Guide). 9	
Çizelge 5.1 Ekipman tipine göre kabul edilen ortalama yük faktörleri.....	50
Çizelge 5.2 Kojenerasyon sistemlerinde ekipman tipine ve elektriksel kapasitesi değişimine göre EIO değerleri .....	51
Çizelge 5.3 Konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlerde ısı kapasitesine değişimine göre ortalama birim maliyet değerleri.....	52
Çizelge 5.4 Konvansiyonel sistemlerde ısı kapasitesine değişimine göre ortalama bakım maliyeti .....	52
Çizelge 5.5 Gaz motorlarında elektriksel kapasiteye göre ortalama birim tesis maliyetleri ....	53
Çizelge 5.6 Dizel motorlarında elektriksel kapasiteye göre ortalama birim tesis maliyetleri..	53
Çizelge 5.7 Gaz türbinlerinde elektriksel kapasiteye göre ortalama birim tesis maliyetleri ....	54
Çizelge 5.8 Kojenerasyon sistemlerinde ekipman tipine ve elektriksel kapasitesi değişimine göre ortalama birim bakım maliyetler.....	54
Çizelge 5.9 Kojenerasyon sistemlerinde ekipman tipine ve elektriksel kapasitesi değişimine göre termik verim değerleri .....	55
Çizelge 5.10 HRSG ekipmanlarında ısı kapasitesi değişimine göre ortalama birim sistem maliyetleri .....	56

## ÖNSÖZ

Kojenerasyon ; kullanılabilir iki tür enerjinin, tek bir enerji kaynağından termodinamiksel bir sıra izleyerek üretilmesidir. Kojenerasyonda; yakıt enerji girdisi, verimli bir biçimde elektrik enerjisine ve kullanılabilir ısıya çevrilir. Kojenerasyon tesislerinin önemli bir performans kriteri de, elektriksel ve termik gücün birbirine oranı ile ifade edilen, elektrik ısı oranıdır . Elektrik ısı oranı, tesiste kullanılan güç ünitesinin tipine göre farklı değer aralıklarında yer alır.

Bu çalışmada; kojenerasyon sisteminde, güç oranları değişiminin, enerji maliyetine etkisi incelenmiştir. Enerji maliyetinin hesabında, kojenerasyon sisteminden elde edilen elektrik ve ısı enerjisinin, \$/kWh cinsinden birim enerji üretim maliyet değerleri, ayrı ayrı göz önünde bulundurulmuş ve değerlendirilmiştir. Bu değerlendirme, üç ayrı yaklaşım doğrultusunda hazırlanan, maliyet analiz programlarıyla gerçekleştirilmiştir .

Çalışmam esnasında elimden geldiğince, enerji konulu fuar ve seminerlere iştirak etme gayreti gösterdim ve burada sayamayacağım kadar çok kişinin değerli bilgilerinden faydalandım. Öncelikle yardımlarını esirgemeyen herkese çok teşekkür ediyorum ve onların affına sığınarak, birkaç kişinin adını zikretmek istiyorum . Topkapı Endüstri Malları Tic. A.Ş. genel müdürü Sn.Alp Zor'a, İlteknö İleri Teknoloji Müh. A.Ş.'den Sn.Mete Baysal'a, Nordic Energy Technology firmasından Sn.Soren Kruse'ye, gösterdiği ilgi ve hoşgöründen dolayı Prof. Dr. Taner Derbentli'ye, Isısan'dan Sn.Toros Gül'e, Üniversal firmasından Sn.Muammer Akgün'e, Doğal Enerji firmasından Sn. Taner Doğan'a, Arçelik'ten sevgili Oğuz Elçi'ye, Sn.Yankı Uzhan'a, sevgili Hakan Albayrak'a, sevgili Metin Yılmaz'a, sevgili Çağatay Berkyürek'e, sevgili Emre Dereli'ye, sevgili Özkan Yörük'e, gösterdikleri sabır ve hoşgöründen dolayı Annem Aysen ve Babam Yahya Demirci'ye, Ablam Işıl ve Eniştem Hasan ile biricik Yeğenim Rana Özgönül'e ve sevgili Eşime, Özlem Demirci'ye ve son olarak da çok değerli yardımlarını gördüğüm Sn.Hasan Hüseyin Erdem ve değerli hocam, tez danışmanım Prof. Ertuğrul Küçükkaramıklı'ya teşekkürü bir borç bilirim.

11.08.2002

R. Öndal Demirci

## ÖZET

Endüstriyel ve ticari kuruluşlar, gittikçe artan rekabet baskılarından dolayı, üretim maliyetlerini indirmek için, enerjiyi çok daha etkin, kesintisiz ve sürekli bir biçimde kullanmanın yollarını ararlar. Bu tür kuruluşların, bunun için tercih ettikleri yöntemlerden biri de kojenerasyon sistemleridir. Bu sistemlerde, sadece ısı veya endüstriyel amaçla kullanılmak üzere belli bir basınç değerinin üzerinde üretilen buharla eş zamanlı olarak bir miktar elektrik üretilmesi suretiyle enerji masrafları indirgenmiş olmaktadır. Yaklaşık bir yüzyıldan beri kullanılan kojenerasyon sistemleri, geleneksel enerji üretim yöntemlerine kıyasla, sahip oldukları birtakım avantajlardan dolayı bu sistemlere alternatif bir şekilde gittikçe yaygınlaşmaktadır.

Bileşik ısı güç santrallerinde önemli parametrelerden biri de elektrik ısı oranıdır. Özellikle yeni kurulacak tesislerde, termik ve mekanik güç ihtiyaçları ve birbirleriyle oranları, sistem seçimi için zorunlu temel faktördür. EIO, üretilen işin(elektriğin), kullanılan ısıya oranı olarak tanımlanır. EIO, gaz türbinlerinde ve pistonlu motorlarda farklı değer aralıklarında yer alır. Pistonlu motorlarda, gaz türbinlerine nazaran daha yüksek değerlerdedir. EIO, kojenerasyon sistemlerinin bu temel ayırımından dolayı, tüketim bölgesinin özelliğine uygun bir ekipman seçiminde etken bir rol oynar.

Bu çalışmada; kojenerasyon sisteminde, güç oranları değişiminin, enerji maliyetine etkisi incelenmiştir. Enerji maliyetinin hesabında, kojenerasyon sisteminden elde edilen elektrik ve ısı enerjisinin, \$/kWh cinsinden birim enerji üretim maliyet değerleri, ayrı ayrı göz önünde bulundurulmuş ve değerlendirilmiştir. Bu değerlendirme, üç ayrı yaklaşım doğrultusunda hazırlanan, maliyet analiz programlarıyla gerçekleştirilmiştir .

**Anahtar Kelimeler:** Kojenerasyon, Elektrik Isı Oranı, Gaz Türbini, Pistonlu Motor, HRSG

## ABSTRACT

Facing the growing pressure of competition in the market, both the industrial and commercial organizations seek a more efficient and continuous way of using energy for reducing the cost of production. An alternative method of energy production taken by such organizations is cogeneration. The production of steam above a specific degree along with some level of electricity for heating or industrial usage helps cutting the cost of production. Today, cogeneration systems which have been used for almost a century, are implemented at more sites since it has some advantages over the traditional approaches for energy production.

One of the most important parameters in the combined heat power plant is power to heat ratio. Thermal and mechanical power needs and their ratio to each other is a very crucial factor for the new cogeneration systems which are planned to be implemented. EIO is defined as a ratio of the electricity produced to the ratio of heat used. EIO ratio may vary between the combustion turbines and reciprocating engines. In reciprocating engines, this ratio may be higher when it is compared to the ratio in combustion turbines. For this basic discrimination of cogeneration systems, EIO value is very critical when selecting the right equipment for the consumption site.

In this study, the changes in power ratio in cogeneration systems and its effects on cost of energy have been researched. When calculating the cost of energy, the electric and heating power derivated from cogeneration systems are considered and evaluated seperately. This evaluation is made with cost analysis software programs organized upon 3 different approaches.

**Key Words:** Cogeneration, Power to Heat Ratio, Combustion Turbine, Reciprocating Engines, HRSG

## 1. KOJENERASYON KAVRAMI

### 1.1 Giriş

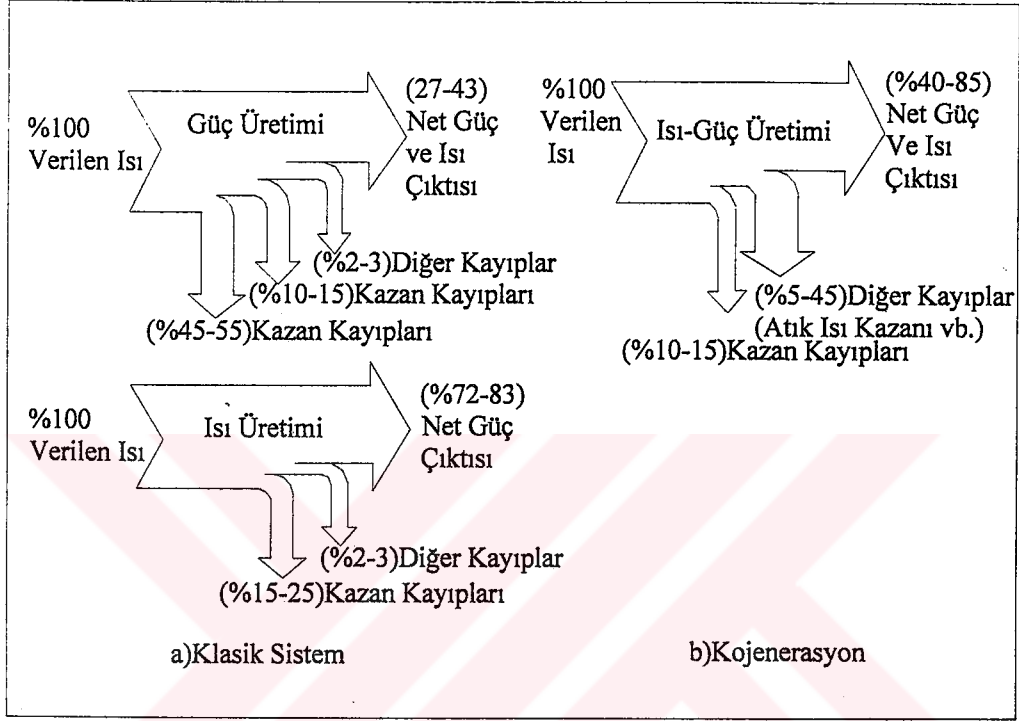
Dünya petrol rezervinin 2050, doğal gazının 2070 ve kömürünün de 2150 yılında tükenmiş olması beklenmektedir. Bu durum, alternatif enerji kaynaklarının üzerindeki araştırmaların ve projelerin artmasına sebep olmaktadır. Ayrıca, insanlığın enerji israfından vazgeçmesi ve enerjiyi en yüksek verimle kullanabilecek teknolojik yenilikleri de gerçekleştirmek için özel çaba sarf etmesi gereklidir. Hem sanayide, hem de konut ısıtmasında gerekli olan elektrik enerjisinin ve ısı enerjisinin aynı kaynaktan karşılanması ile yapılacak olan enerji tasarrufu, çevre kirliliğini ve birincil enerji kaynaklarının hızla tükenmesini de önleyecektir.(Hepbaşlı,2001)

Tüm dünyadaki endüstriyel tesis ve ticari amaçlı yapılar enerjinin başlıca kullanıcılarıdır. Gelişmekte olan ülkelerde, sanayi sektörü toplam enerji talebi içinde elektrik, yaklaşık %20'lik bir paya sahiptir. Talebin geri kalanının büyük bir kısmını ise termal enerji oluşturur. Aynı şekilde, sıcak iklim bölgelerindeki modern ve yüksek yapıların %60 gibi büyük kısmının talebiyse soğutma ve konfor amacıyla doğmuştur. Normalde, devlete ait enerji şirketleri elektriği sağlarken, bölgesel kazan ve soğutucular da kullanıcıların ısıtma ve soğutma ihtiyaçlarını karşılamaktadırlar.

Gelişmekte olan bir çok ülkede, elektrik üretimi için en önemli kaynak termik enerji santralleridir. Güç santraline sağlanan birincil gücün dörtte birinin kullanıcıya elektrik olarak sağlandığı düşünüldüğünde, güç üretimi ve müşteriye iletimin tipik ve klasik yöntemi masraflı bir yoldur. Güç üretimindeki kaybın en büyük kaynağı, güç ekipmanlarında kullanılan farklı termodinamik çevrimlerindeki zorunluluklara bağlı olarak ısının çevredeki suya veya havaya atılmasıdır. Ayrıca, kullanıcılar üretim yerinden uzakta olabilirler, bu da ek bir iletim ve şebekeye dağıtım masrafına yol açar. Kojenerasyon kavramının temelini, üretilen atık ısının önemli bir kısmıyla kullanıcıların ısıtma/soğutma talebinin karşılandığı bölgesel güç üretimini içeren termal kademelendirme prensibi oluşturur. Bu durumda tüm çevrim veriminde kayda değer bir artış meydana gelir.

Kojenerasyon; iş ve faydalı ısının tek bir kojenerasyon sistemince veya bileşik ısı ve güç tesisince (CHP), aynı anda üretimi anlamına gelir. Yakıt enerji girdisi, verimli bir biçimde elektrik enerjisine ve kullanılabilir ısıya çevrilir. En iyi koşullar altında, faydalı enerji çıktısı yakıt enerjisi girdisinin %85 - %90'lık kısmına denk gelir. Bunun yanında, düşük maliyetli

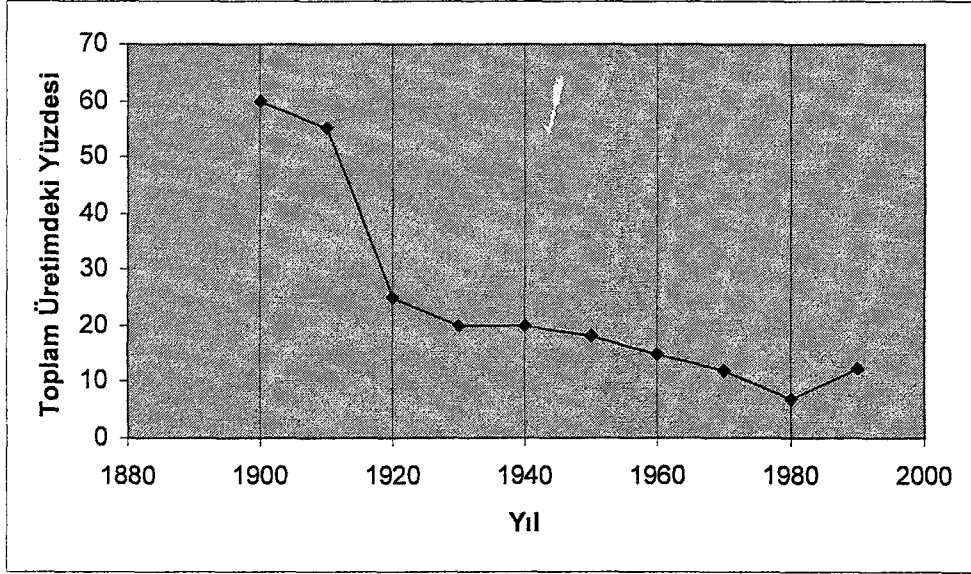
yatırımı, kısa kuruluş süresi, düşük yakıt tüketimi ve bunlarla birlikte çevre kirliliği ve giderek artan yakıt çeşitliliğine bağlı olarak dünya çapında tipik güç ve ısı üretim seçeneklerinin yerini alacak cazip bir alternatif olarak bilinmektedir. Kojenerasyon sistemleri ile özellikle yüksek teknoloji ürünü olan bilgisayar ve elektronik kumandalı sistemler kullanan tesislerde ihtiyaç duyulan kaliteli elektrik enerjisini sağlanmaktadır.



Şekil 1.1 Klasik ve kojenerasyon sistemlerine ait ısı akış diyagramları.

Kojenerasyon kavramı yüzyılı aşkın bir süredir bilinmesine rağmen, popüleritesini ve yükselen ilgiyi 70'lerin ikinci yarısı ve 80'lerin başlarında kazanmıştır. Bu duruma gelmesinin başlıca etkenleri, düşük masraflı ve klasik büyük çaplı elektrik üretim üniteleri ile rekabet edebilen verimli ve küçük çaplı kojenerasyon sistemlerinin doğmasına ve enerji fiyatlarındaki oynamalara yol açan iki petrol şokudur. Devlet düzeyindeki bir çok yetkili, kojenerasyonun gelişimini hızlandırmak için çeşitli önlemler almıştır.

Kojenerasyonun tekrar önem kazanmasının asıl nedenleri hızla artan elektrik talebi, devletin ek güç üretim kapasitesi finanse etmesindeki zorluklar ve enerji kullanımına bağlı olarak çevre emisyonları ve kirliliği sınırlandırma konusunda artan endişelerdir. Kojenerasyon günümüzde mevcut tesislerin genişletilmesi, yeni endüstriyel bölgelerin kurulması, zamanı dolmuş buhar üretim sistemlerinin değiştirilmesi gibi gelişmeler planlanıyorsa veya enerjinin maliyeti fazlaysa ve güç satımına olanak varsa tavsiye edilir.



Şekil1.2 1900'lü yıllardan bugüne Amerika'daki kojenerasyon eğilimi

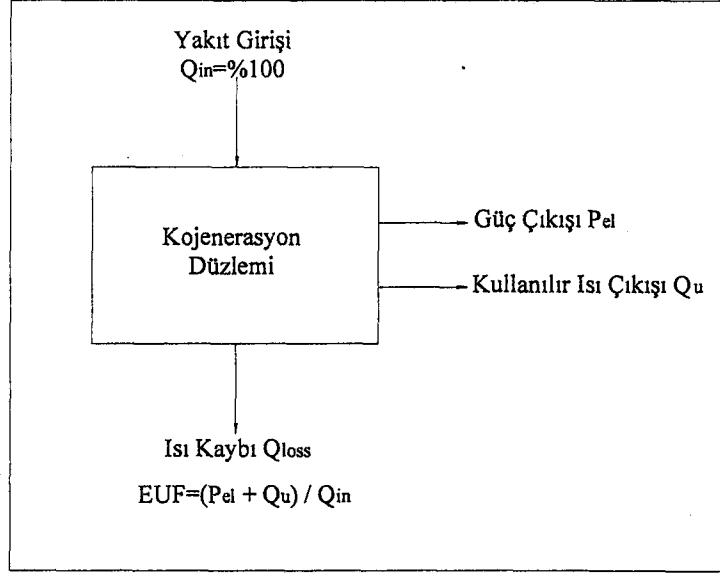
## 1.2 Kojenerasyonun Genel Prensibi

Kojenerasyonun tanımı, tek bir birincil enerji kaynağından, sırasıyla iki farklı kullanılabilir enerji , yani mekanik enerji ve termal enerji üretmektir. Mekanik enerji, alternatörün elektrik üretmesini sağlamak veya motor, kompresör, pompa ve fan gibi cihazları çalıştırmak için kullanılabilir. Termal enerji, direkt proses uygulamaları veya dolaylı olarak buhar, sıcak su, kurutma için sıcak hava veya soğutma işlemi için soğutulmuş su üretmek amacıyla değerlendirilir.(Derbentli,1998)

Kojenerasyon tesisleri, bölgesel ısıtma için kullanılabilir, ısıyı sıcak su ve/veya endüstriyel işletmeler için buhar olarak tedarik edebilir. Bir kojenerasyon tesisinde, birincil enerjinin yakılmasıyla girdi olarak kullanılan ısı ( $Q_{in}$ ), hem işin elde edilmesi ( $W_{net}$ ), hem de bölgesel ısıtma ve endüstriyel ısı tedariki için kullanılan faydalı ısının ( $Q_u$ ) üretilmesi için kullanılır. (Kartchenko,1998)

Yakıt enerjisinin daha verimli kullanılması açısından , kojenerasyon yararlı bir uygulamadır. Buna ek olarak, sırasıyla elektriğin farklı ürünleriyle, konvansiyel güç üretim tesisi ve kazan içerisindeki faydalı ısıyla karşılaştırıldığında kojenerasyon uygulamasının önemli miktarda yakıt enerjisi tasarrufu sağladığı da ortadadır. Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan konvansiyonel buhar güç tesisleri ve kullanılabilir ısının üretiminde kullanılan ısı tesisi veya kazanlar ile karşılaştırıldığında, kojenerasyon tesisi yakıt enerjisi kullanımında çok daha fazla

verimlilik sağlar.



Şekil 1.3 Kojenerasyon tesisinin genel prensibi

Kojenerasyon santralleri üst ve alt konfigürasyonlu olurlar. Üst konfigürasyonunda; yakıt enerjisi, elektrik üretimi için uygun; buhar, gaz türbini, gaz ve dizel motorlar gibi ısı makinalarında, yüksek entalpili buhar, gaz veya yanma ürünleri gibi iş elde edecek akışkanların üretiminde kullanılır. Akışkanın egzoz sıcaklığı atık ısı toplayıcısı (WHR) veya atık ısı kazanında (WHB) faydalı ısı elde etmek için kullanılırlar. Bu en yaygın kojenerasyon konfigürasyonudur. Üst konfigürasyonlu santraller, pompa ve kağıt, gıda işleme, tekstil endüstrileri, merkezi ısıtma, oteller, hastaneler ve üniversitelerde kullanılmaktadırlar. Yüksek sıcaklıktaki endüstriyel proseslerde kullanılan alt konfigürasyonunda, proses atık ısısından elektriksel güç elde edilir. Tipik uygulanma alanları, çimento, çelik, seramik, gaz ve petro kimya endüstrileridir.(Orlando,1999)

### 1.3 Kişisel Elektrik Üretiminden Kojenerasyona

Gelişmekte olan ülkelerde, sistemdeki teknik sorunlar nedeniyle veya tüketicinin belirli bir süreyle talep ettiği enerjinin, kurumun kapasitesini aşması nedeniyle şebekenin güç sağlamasında aksaklıklarla karşılaşmak olağanüstü bir durum değildir. Endüstriyel tesisler ve ticari yapılar bu dönemlerde kendilerine gerekli olan yükü garantiye almak için stand-by jeneratörler kullanırlar. Üretim kayıplarını azaltmak ve müşterilerin rahatım minimum düzeyde karşılamak için bazı temel faaliyetlerin devamını sağlamak gereklidir. Stand-by

jeneratörler yıl içinde sınırlı olarak kullanılırlar; ayrıca, bu cihazlar ilk yatırım, işletmeye alma ve bakım masrafları gerektirmekte ve tesisin toplam enerji masrafını azaltma konusunda da hiç bir katkısı olmamaktadır.

Bu jeneratörlerin esas amacı tesisin öncelikli yerlerine acil güç sağlamak olduğu için, bunların ekonomikliliği konusunda bir finansal analiz yapılmamaktadır. Ancak, bu jeneratörlerin kesintisiz güç üretimi sağlaması olasılığı olduğundan, tesisin aylık güç masrafı azaltılabilir. Bunun gibi faydalar, kesintisiz ve daha verimli çalışmak üzere oluşturulan güç üniteleri ile bağlantılı olarak daha yüksek yatırım ihtiyacını gayet iyi bir şekilde karşılayabilir.

Bir gaz türbininde veya motorunda, normalde kullanılan birincil yakıtın üçte biri güce dönüştürülürken, geri kalanı ise 300 ila 500°C arasında değişen göreceli olarak yüksek bir sıcaklıkta atılır. Bir şekilde termal enerjiye gereksinim olan tesislerde, bu atık ısı ihtiyaç bulunan ısının şartlarına ve düzeyine uymak amacıyla geri kazanılabilir. Örneğin, proses uygulamaları için düşük veya orta basınçta buhar gerekebilir. Güç ünitelerinin (türbin, dizel motor, vb.) atık gazlarından elde edilen ısı, buhar kazanı veya kurutucular gibi diğer bölgesel ısı geri kazanım sistemlerinde kullanılacak birincil enerji ihtiyacını karşılar.

Kojenerasyon kurulması için en ideal tesis aşağıdaki özellikleri taşır:

- Emniyetli bir güç gereksinimi;
- Nispeten sürekli elektrik ve termal enerji talebi;
- Elektrikten daha yüksek termal enerji talebi;
- Yıl içinde uzun işletme süresi;
- Şebekeye girememeye veya şebeke elektrik fiyatının yüksek olması

Tipik kojenerasyon uygulamaları üç temel alanda yapılabilir:

- Konutsal Kojenerasyon: Merkezi ısıtma ve/veya soğutma temin edenler. Kojenerasyon tesisi sanayi siteleri veya şehir merkezinde kurulabilir.
- Endüstriyel Kojenerasyon: Başlıca iki endüstriyel alanda uygulanabilir; yüksek derecede termal enerji gerektirenler (rafineriler, gübre, çelik, çimento, seramik ve cam endüstrilerinde) ve düşük derecede termal enerji gerektirenler (pompa ve kağıt fabrikaları, tekstil fabrikaları, yiyecek ve içecek

fabrikaları, vs)

- Ticari/Kurumsal Kojenerasyon: Özellikle oteller, hastaneler ve üniversite kampüsleri gibi gece gündüz işletilen yerlerde uygulanabilir.

#### 1.4 Kojenerasyon ve Çevre

Kojenerasyonun yüksek verimi ve yakıtın olumlu kullanımı, ortaya çıkan CO<sub>2</sub> oranında önemli bir düşüşü garanti eder. Ancak, kojenerasyon atmosfere CO, SO<sub>2</sub> ve NO<sub>x</sub> gibi gazların çıkışını sağlar. Bu kirletici gazların her birinin miktarı, büyük oranda kullanılan yakıt türüne ve işletmedeki kojenerasyon teknolojisinin özelliklerine bağlıdır.

CO, tamamlanmamış yanma sonucu ortaya çıkan zehirli bir gazdır ve hava-yakıt oranlarının kontrollerinin yeterli bir düzeye taşınması ile ihmal edilebilecek düzeye kadar azaltılabilir. SO<sub>2</sub> ise, kömür veya fuel oil gibi kükürt içeren yakıtların yanmasıyla ortaya çıkan asidik bir gazdır. Bu gaz doğada asit yağmuruna sebep olur. Gazdaki SO<sub>2</sub>, yoğunlaşma sıcaklığının altına düşürüldüğünde, kükürt içerikli atık gazlar atık ısı geri kazanım ekipmanlarındaki korozyonun ana sebebi haline gelir. NO<sub>x</sub>, yakıtın yanması sonucu ortaya çıkan azot oksitlerle havanın bir karışımıdır ve yapısı, hava yakıt oranı, yanma sıcaklığı ve yanma süresi ile tanımlanan yanma şartlarının bir fonksiyonudur. Bu gaz da asit yağmuruna sebep olur ve atmosferde bir kısım kimyasal reaksiyonlar geçirdikten sonra ozon ve sis ile sonuçlanabilir.

Süratli bir gelişim gösteren teknolojiler, temel yakıt olarak doğal gazı kullanan ateşlemeli ve sıkıştırımlı yanma motorları ile gaz türbinlerine dayalıdır. Pratik olarak doğalgaz, kükürt, azot içermediğinden ve toz partiküllerinden arınmış olduğundan, fosil yakıtlar arasında en temiz olanı olarak kabul edilir. Yine de NO<sub>x</sub> emisyonu, özellikle yüksek sıcaklıklarda çalışan ana güç üniteleri için daha yüksektir.

Yanma odalarının uygun tasarımı ve alev karakteristiğinin kontrolü, motor ve türbinlerde NO<sub>x</sub> oluşumunu azaltır. Motor tasarımı, tek başına NO<sub>x</sub> oluşumunu ortadan kaldıramaz, bunun yanında NO<sub>x</sub> emisyonunu azaltma çabaları, güç çıkışı ve verimi olumsuz etkilerken, CO emisyonunda da artışa sebep olabilir. Bu sebeple, katalitik indirgeme sistemlerine dayalı egzost NO<sub>x</sub> azaltma teknolojileri oldukça düşük bir emisyonu mümkün kılmalıdır.

Gaz motorlarında, emisyon azaltmaya yönelik teknik seçenekler arasında optimal yanma prosesi ve baca gazı temizleme gösterilebilir. Fakir yanma teknikleri, doğal gazı yakıt olarak kullanan kendinden yanmalı motorlar için kullanılır. Aşırı yük basıncı ve hava fazlalığında, (genellikle %35-60) NO<sub>x</sub> emisyonu, sanayileşmiş ülkelerin koyduğu standartların altına, 200

mg/m<sup>3</sup>'e çekilebilir. Baca gazı, üç yönlü bir katalist ile temizlenebilir; isminden de anlaşılacağı üzere NO<sub>x</sub>, CO ve hidrokarbon emisyonları azaltılır. Bunun verimli bir şekilde gerçekleşmesi için, hava yakıt oranı ve ateşlemenin uygun olarak kontrol altında tutulması yoluyla, sabit bir NO<sub>x</sub> - CO oranı yakalanmalıdır.

Gaz türbinlerinden NO<sub>x</sub> emisyonunu ortadan kaldırmanın en çok kullanılan 3 yolu; su veya buhar enjeksiyonu, kuru ve düşük NO<sub>x</sub>'li brülörlerin kullanımı ve seçici katalitik azaltımıdır.

Su veya buhar enjeksiyonu, türbindeki yüksek kütle akış oranına bağlı olarak güç çıkışını yükselten, yerleşmiş tekniklerdir. Bunlar aynı zamanda alev sıcaklığını ve oksijenin kısmi basıncını da düşürmede faydalı olurlar. Böylece NO<sub>x</sub> oluşumuna engel olunur. Bu metotla gaz türbininin performansına etki etmeden NO<sub>x</sub> oranının düşürülmesinin de bir üst sınırı vardır. Belirli bir su ve buhar enjeksiyonu oranının üzerine çıkıldığında, CO oluşumunu ve yanmamış hidrokarbon emisyonuna yol açan daha büyük alev dengesizliği söz konusudur,

Daha modern gaz türbinleri, su iyileştirme ve basınçlandırma veya yüksek kalitede buhar üretimi masraflarından kaçınmak için, kuru ve düşük NO<sub>x</sub> sistemlerini, su veya buhar enjeksiyonuna tercih ederler. Yakıt aleve püskürtülmeden önce, bir karışım odasında yanma havasıyla homojen bir karışım oluşturacak şekilde karıştırılır; ki bu da pik alev sıcaklığında düşüş sağlar ve daha az NO<sub>x</sub> oluşumuna olanak tanır. Bu tip sistemler, büyük yüklerle etkili olurlar ancak kısmi yüklerle pek iyi çalışmazlar. Kojenerasyon sisteminin geniş operasyon şartları aralığına sahip olduğu durumlarda, alevi düşük yüklerde sabit kılmak için küçük bir difüzyonlu pilot alevi bulunduran düşük NO<sub>x</sub>'li karma bir brülör tasarımı devreye girer.(UNESCAP,1998)

Katı çevre standartlarının uygulandığı yerlerde, seçici katalitik çeviriciler baca çıkışı tekniği olarak kullanılabilirler. Azaltıcı bir öge, ki bu çoğunlukla amonyaktır, bir katalistin olduğu durumlarda; ki bu da genellikle vanadyum oksittir; NO<sub>x</sub>'i azot veya suya dönüştürmek için kullanılır.

Buhar türbinli kojenerasyon sistemlerinde, kükürt ve azot oksit emisyonları, fuel oil yakan kazanlarda önemlidir; oysa partiküller ve azot oksitler, odun yakan kazanlarda göz önünde bulundurulmalıdırlar.

## 2. GÜÇ ÜNİTELERİ

### 2.1 Temel tanımlar

Güç ünitelerinin performanslarını anlamak, karşılaştırabilmek ve alternatif kojenerasyon kavramlarını değerlendirebilmek için bir kaç tanıma ihtiyacımız vardır . Bir kojenerasyon veya CHP santralinde , yakıt enerjisinin güce dönüşümü aşağıdaki enerji dönüşümü verim ifadesiyle tanımlanır :

$$\eta_{th} = \frac{W_{NET}}{Q_{in}} \quad (2.1)$$

Güç ve faydalı ısı üretiminde, yakıt enerjisinden faydalanılmasındaki verim ifadesi, enerjiden yararlanma oranı ile karakterize edilir. EYO, yararlanılan toplam enerjinin, sağlanan enerjiye oranıdır.

$$EYO = \frac{W_{NET} + Q_U}{Q_F} \quad (2.2)$$

$$Q_{in} = Q_F * \eta_{COMB} \quad (2.3)$$

$\eta_{COMB}$  , yanma verimidir.

Bir bileşik ısı güç santralinde önemli parametrelerden biri olan EIO, üretilen işin(elektriğin), kullanılan ısıya oranı olarak tanımlanır.

$$EIO = \frac{W_{NET}}{Q_U} \quad (2.4)$$

Özellikle yeni kurulacak tesislerde termik ve mekanik güç ihtiyaçları ve birbirleriyle oranları sistem seçimi için zorunlu temel faktördür. Aşağıdaki çizelgede çeşitli güç aralıklarındaki pistonlu motorlar ve gaz türbinlerine ait yaklaşık EIO değerleri verilmiştir. Tablodan da görüleceği gibi EIO, pistonlu motorlarda, gaz türbinlerine nazaran daha yüksek değerlerdedir. Dolayısıyla elde edilen elektriksel güç miktarı daha fazladır. EIO, kojenerasyon sistemlerinin bu temel ayırımından dolayı, tüketim bölgesinin özelliğine uygun bir ekipman seçiminde etken bir rol oynar.

Çizelge 2.1 Güç ekipmanı kapasitesine göre EIO karakteristiği(Cogeneration Design Guide)

Elektriksel Kapasite (kW)	Güç Ünitesi Tipi	EIO
<100	Motor	0,568-0,682
100-800	Motor	0,568-0,853
800-1500	Motor	0,682-1,137
>1500	Motor	0,974-1,364
<1000	Türbin	0,227-0,426
1000-1500	Türbin	0,426-0,682
5000-15000	Türbin	0,620-0,758
>15000	Türbin	0,682-0,853

Bir yakıtın enerji içeriğini ifade etmek için genel olarak iki ölçüm kullanılır. Bu ölçümlerden ilki üst ısıl değerdir(HHV). HHV yakıtın yanması ile ortaya çıkan toplam enerji değeridir. Yakıt enerjisi içeriğinin diğer ölçümü ise alt ısıl değeridir (LHV). Bu ölçüm ise bir iş elde etmek için gereken enerji miktarıdır. HHV ile LHV arasındaki fark, yanma esnasında oluşan suyun buharlaşması için gereken enerji miktarı ile tanımlanabilir.

Petrol veya doğal gaz gibi hidrokarbon bir yakıt yakıldığında, yanmanın elemanlarından birisi de su buharıdır. Yakıtın yanması sırasında ortaya çıkan kimyasal enerjinin bir bölümü, su buharının oluşturulması için kullanılmalıdır. Bu enerji , buharın içerisinde buharlaşma gizli ısısı olarak depolanır . Eğer su buharı , güç ünitesi egzoz gazlarıyla atılırsa, makineler iş elde etmek için buharlaşma ısısını kullanamazlar. Sadece egzoz gazındaki su buharının kondensasyonu ile buharlaşma gizli ısısı yakalanabilir ve egzoz gazının kondensasyonu ile, buharlaşma ısısı genelde mil gücünden ziyade ısı olarak yakalanır. Su buharı hemen tükendiği için, makina üreticileri çoğu zaman makina verimliliğini veya ısı oranını ön planda tutacak alt ısıl değeri (LHV) ifadesini kullanırlar. Bunun tam tersine, bir çok yakıt sağlayıcı şirket üst ısıl değerini(HHV) kullanırlar.

Alt ısı değeri (LHV), yakıtın üst ısı değeri (HHV) ile su buharının içinde tüketilen buharlaşma ısısının farkı olarak formüle edilebilir. LHV'nin HHV'ye oranı yakıtların kimyasal oluşumlarına göre, daha da spesifik olmak gerekirse, suya dönüşüm için gereken hidrojen miktarına göre, bir yakıttan bir diğerine değişir. Doğal gazlarda LHV'nin HHV'ye oranı 0.90; hafif veya damıtılmış yağlar da yaklaşık 0.93 iken, bu oran ağır yakıtlarda (No.6) 0.96 seviyesindedir. Gaz satıcısının sağladığı veriler ve özellikler; ısı oranının ve yakıtın HHV veya LHV baz alınarak ölçülen verimlilik oranlarının belirlenmesi için dikkatlice gözden geçirilmelidir.

## 2.2 Gaz Türbinleri

İster tek başına basit bir çevrimde kullanılsın, isterse bir buhar türbini ile birleşik çevrimde kullanılsın, gaz türbinleri günümüz kojenerasyon pazarında büyük bir paya sahiptir. Tipik bir gaz türbini bazlı uygulama birkaç yüz kW'dan başlar ve 1000 MW'a kadar da çıkar. Gaz türbinleri ticari olarak da kullanılabilir. Ticari gaz türbini paketleri 200 kW ile 150 000 kW arasında yer alırlar. Bu paketler ister az yoğun uygulamalar için, isterse çok yoğun uygulamalar için kullanılabilirler ve nispeten küçük kapasitesi, yüksek dereceli geri kazanılabilir ısı sağlaması, yüksek güvenilirlik ve kullanılabilirlik ile nispeten düşük bakım masrafları gibi faydalar sağlarlar.

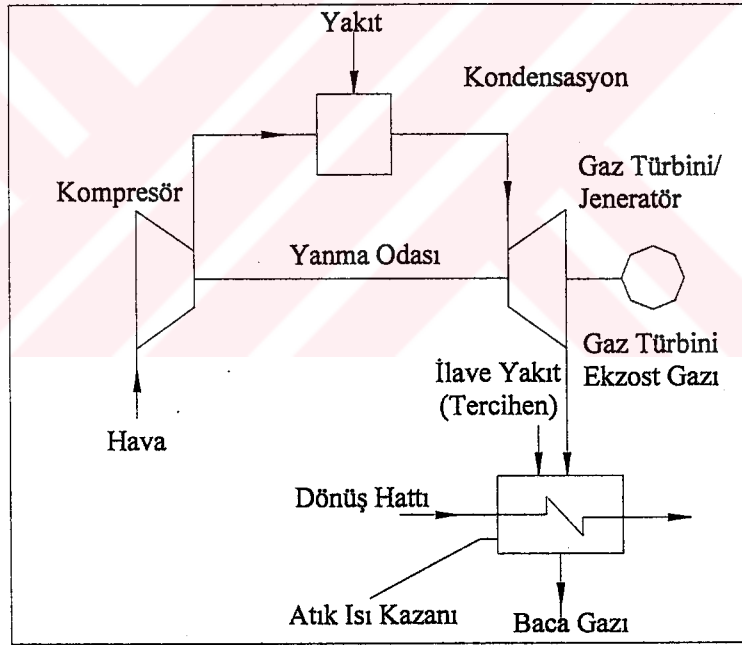
Gaz türbinleri ya ağır hizmet sanayilerinde kullanılmak üzere endüstriyel ve sabit güç uygulamaları için ya da hafif, küçük ve daha verimli bir şekilde uçak motorları için geliştirilmişlerdir. Sabit uygulamalar için modifiye edilmiş, hava türevli türbinler genel olarak daha hızlı devreye girerler ve değişen iş yüküne daha çabuk adapte olabilirler. Her iki türbin dizaynı da kojenerasyon uygulamalarında başarılı olarak kullanılırlar. Bu türbinlerin kojenerasyon endüstrisinde başarılı olması, düşük başlangıç maliyetlerinin, yüksek kullanılabilirlik seviyesinin, mükemmel ve düşük bakım masraflarının, yakıt değişim olanaklarının, yeniden elde edilebilir yüksek kalite ısının, ve yüksek verimliliğin sonuçlarıdır.

Hava türevli gaz türbini, isminden de anlaşılacağı gibi, az çok bir uçak motorundan türetilmiştir. Hava türevli gaz türbinlerinin temel özellikleri, düşük özgül ağırlık, az yakıt tüketimi, dayanıklılıktır. Bu tip gaz türbinlerinin getirdiği belli başlı avantajlar yüksek verim düzeyleri ve bakım olanakları tanıyan küçük ve modüler bir tasarımıdır. Ancak, uzman servis elemanlarına gerek duyulduğundan, bu tip gaz türbinler bakım gerektiğinde, çoğu zaman tesislerin dışına çıkarılırlar. Hava türevli gaz türbinleri nispeten yüksek bir yatırım maliyeti (\$/kWe) ile kaliteli yakıt gereksinim duyarlar ve uzun süreli kullanımların ardından

verimlilik ve çıkış oranları düşebilir.

Ağır yük gaz türbini olarak da adlandırılan Endüstriyel Gaz Türbini; sabit ve sürekli çalışma için oluşturulmuş sağlam bir ünedir. Verimliliği hava türevli tipe oranla daha düşüktür ama genellikle performansını daha uzun bir çalışma periyodunda korur. Bakımı, bulunduğu yerde kolaylıkla yapılabilir ve bakım masrafları da düşüktür. Endüstriyel gaz türbini, hava türevli tipe karşılaştırıldığında, genellikle daha düşük bir yatırım maliyeti taşır. Bunların yanında, düşük kalitedeki yakıtla çalışma özelliği de vardır.

Bir gaz türbininin performansı, çevredeki havanın basınç ve sıcaklığına bağlıdır. Bu şartlar günden güne ve mekana göre değişiklik gösterebildiğinden, karşılaştırma amaçlı olarak bir kısım şartları standart almak doğru olur. Gaz türbin endüstrisinde kullanılan standart şartlar  $15^{\circ}\text{C}$ , 1,013 Bar ve %60 bağıl nemdir. Bunları Uluslararası Standartlar Organizasyonu belirlemiştir. Gaz türbinlerinin performansı da ISO şartlarına göre ifade edilir.



Şekil 2.1 Ek yanmalı atık ısı kazanı gaz türbini bazlı kojenerasyon santrali

Atık ısı kazanı (HRSG), gaz türbini kojenerasyon sisteminin ana öğelerinden biridir, Atmosfere atılan atık gazın enerji içeriği, önemli şekilde yüksek olduğu için, HRSG'ler atık gaz içerisindeki enerjinin büyük bir kısmını geri kazanarak proses buharı üretmek üzere (ya da sıcak su) tasarlanmışlardır.  $500-550^{\circ}\text{C}$ 'deki atık gaz HRSG'de faydalı ısı alınıp  $150^{\circ}\text{C}$  civarına kadar çekilir,  $150^{\circ}\text{C}$ 'lik bir sıcaklık, HRSG'nin çıkışında önerilen değerdir; böylece atık gazların yoğunlaşması önlenmiş olacaktır. Düşük sıcaklık düzeylerinde,  $\text{SO}_x$  ve  $\text{NO}_x$  gibi gazlar, yoğunlaşma ile

birlikte asit oluşturacak ve HRSG'nin malzemesini yıpratacaklardır.

Rekuperatörler, ısı talebi düşük olduğunda, gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinin güç çıkışını yükseltmek üzere kullanılabilir. Rekuperatör aslında yalnızca kompresörü terk eden havayı ısıtmak üzere kullanılan bir ısı eşanjörüdür. Türbinden çıkan buhar, HRSG'ye gitmeden önce, rekuperatörden geçer ve böylece türbinden çıkan atık gaz içerisinde bulunan enerjinin bir kısmı rekuperatörde kullanılır. Rekuperatör bulduran gaz türbinli kojenerasyon sistemi kimi zaman ısı değişim devresi olarak da bilinir.

### 2.2.1 Gaz Türbini Motor Kavramı

Gaz türbini kavramı diğer teknolojilerle karşılaştırılabilecek kadar basit ve anlaşılırdır. En basit açık çevrimli sistem üç bileşenden oluşur ve Brayton çevrimi ile çalışır.

Birinci ve en önemli bileşen kompresördür. Kompresör, atmosfer basıncındaki havayı alır ve basıncını yanma odası ve gaz türbinini için istenen seviyeye yükseltir. Sıkıştırma sırasında ısı ilave edilmezken, sıkıştırma işi sıcaklık derecesini arttırır. Eski ve daha küçük türbinler genel olarak 2.067 kPa hava basıncında çalışırlar.(15:1 basınç oranı) Yeni ve daha büyük türbinler ise 4.137 kPa hava basıncında çalışırlar. (30:1 basınç oranı)

Sıkıştırılmış sıcak hava bir difüzör ile yakıtın enjekte edilip yakıldığı ve sonrasında türbin gazlarının ısının yükseltildiği sabit basınçlı yanma odasına yollanılır. Difüzör, havanın hızını brülör tarafından kabul edilebilir bir değere indirir. Uygulamada, yanma odası basınç düşüşü %1 ile %2 aralığındadır. Yanma, türbin egzoz gazlarını azaltan ve sıcaklığını düşüren bol miktardaki hava ile gerçekleşir.

Yanma odasındaki yüksek sıcaklıktaki atık gazlar daha sonra buradan türbine geçirilir. Türbinde, atık gaz enerjisi, kinetik enerjiye ve daha sonra da mekanik işe dönüştürülür. Türbinin kendisi; kompresörü çalıştırmak için gereken gaz jeneratörü ve dış ekipmanların çalışmasını sağlamak için gerekli güç türbininden oluşur. Türbinde açığa çıkan işin, kimi zaman üçte ikisi mertebesine erişebilen büyük bir miktarına, gaz jeneratörü tarafından ihtiyaç duyulur. Türbin egzoz gazları, 850°F (454°C) ile 1100°F (593°C) arasında değişen sıcaklık değerlerine sahiptirler .

Bazı durumlarda, kompresör ve türbin aynı mil üzerine yerleştirilmişlerdir ve tüm güç dizisi aynı hızda çalışır. Bu tip türbinler genel olarak sabit hızdaki operasyonlarda kullanılır. Daha küçük makineler daha yüksek hızda dönerler, bu yüzden yük ile güç türbinleri arasındaki bağlantıyı sağlayacak ve özellikle türbinin jeneratörü çalıştırdığı durumlar için bir dişli kutusu

küçük makineler daha yüksek hızda dönerler, bu yüzden yük ile güç türbinleri arasındaki bağlantıyı sağlayacak ve özellikle türbinin jeneratörü çalıştırdığı durumlar için bir dişli kutusu gerekmektedir. 15 MW ve daha fazlası büyük türbinler 3,000rpm ile 3,600rpm arasında çalışırlar.

### 2.2.2 Gaz Türbinlerinin Çalışmaya Başlaması

Gaz türbinlerini çalıştırmak için harici bir hidrolik veya küçük pistonlu makineler olan elektrik motoru veya sıkıştırılmış hava gerekmektedir. Saha ve dizayn gereksinimlerine göre, gaz türbinlerinin başlatılması black start denilen ve harici güç kaynağı gerektirmeyen bir biçimde yapılabilir veya bir takım donanımların tedarik edilmesiyle de gaz türbinleri başlatılabilir. Gaz türbinleri iş yükünü kolayca taşıyabilirler. Ancak hızlı başlatılmaya göre dizayn edilmiş durumlar hariç, gaz türbinleri iş yükünü pistonlu motorlar kadar hızlı taşıyamazlar.

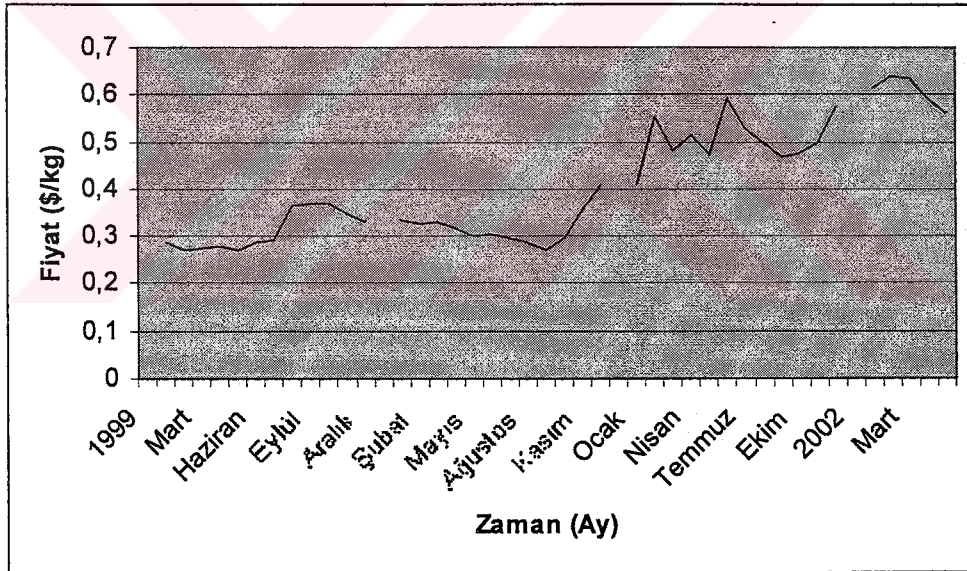
### 2.2.3 Gaz Türbinleri Yakıt Yetenekleri

Kimi gaz türbinlerinin artık ve ham yakıtlarla çalışma becerisine sahip olmasına karşın, bir çok gaz türbini hafif, gazlı veya fuel oil gibi damıtılmış yakıtlarla çalışırlar. Ağır yakıtların kullanılması, yakıt filtreleri, atomizör ve artık temizleme çözümleri gerektirir ki, bunların yapılmaması gaz türbinlerinin sık sık bozulmasına ve tamir görmesine neden olur.

Yanma olayı, güç türbininin dışında yanma odasında gerçekleşen bir olaydır. Yanmanın güç türbininin dışında gerçekleşmesinden dolayı türbini kapatmaksızın ve türbinin mekanik çıkışına etki yapmaksızın, gaz yakıttan likit yakıtı geçiş yapmak mümkündür. Düşük maliyetli ve bir doğal gazdan bir diğerine istenildiği zaman geçilebilme özelliğinden dolayı gaz türbinleri pazarda çok cazip bir ürün olarak yerini almaktadır. Kirli veya ağır yakıtların kullanıldığı durumlarda brülör yerine ısı değiştiricisi kullanılmalıdır.

Türbinler değişken basınç seviyelerinde çalışırlar. Yakıt basıncının türbin çalışma basıncından biraz daha fazla olmasına özen gösterilmelidir. Eğer kojenerasyon merkezinin yakınlarında bir doğal gaz boru hattı veya yüksek basınçlı dağıtım merkezi olması durumunda, gaz tedarikçisi yüksek basınçlı doğal gaz sağlayabilir. Tedarikçiden sağlanan doğal gazın istenilen basınç seviyesinde olmaması bugün sık sık karşılaşılan bir durumdur. Eğer tedarikçinin sağladığı gaz düşük basınçlı ise kojenerasyon sisteminin içerisine gaz kompresörleri ilave edilmelidir. Bu gaz kompresörlerini çalıştıracak enerji, kojenerasyon sistemi için fazladan iş yükü anlamına

gaz kompresörlerini çalıştıracak enerji, kojenerasyon sistemi için fazladan iş yükü anlamına gelir. Yalnızca düşük basınçlı gazlar mevcut ise kompresörün yükü toplam türbin çıktısının sadece %4 - %5 oranındadır. Bazı durumlarda, gaz basıncı mevsimsel değişiklikler gösterir. Mahalli yetkililer düzenlemeler yaparak gaz basıncını sabit bir oranda kontrol altında tutarlar. Mevsimlik basınç değişiklikleri ve gaz kompresörlerinin parazitli yükte çalışması, değişken basınçlı gazların kullanılması ile maliyetlerin düşmesine olanak sağlaması bakımından önemlidir. Mahalli gaz dağıtım sistemi yüksek basınçlı gaz tedarik ettiği ve bu gazın girdi olarak kullanıldığı zamanlarda üretilen çıktı daha kaliteli olur. Değişken basınçlı gazların kullanılabilmesi için, kompresörlerin değişken emme basıncı kabul edilebilmesi gerekir. Son olarak unutulmamalıdır ki, yakıt kompresörleri zamansız kesintilerin sık sık yaşanabileceği yüksek bakım masrafları gerektiren makinelerdir. Yüksek kullanılabilirlik ve güvenilirlik gerektiren büyük sistemler ve uygulamalar, herbiri toplam iş yükünün %50'sini üretebilecek üç kompresörlü olarak dizayn edilirler. Böylece kompresörlerden birisine bir şey olsa bile diğer kompresörlerle sistem çalışmaya devam eder.



Şekil 2.3 Son yıllar içerisindeki lpg mix satış bedelleri

#### 2.2.4 Gaz Türbini Kurulumunda Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar

Kapasitesi 50 MW'ye kadar olan gaz türbinleri; türbin, dişli kutusu, jeneratör, türbin ve jeneratör kontrolleri, yangın söndürme sistemi ve veri tanıma sistemini içine alan paketler halinde piyasada satılmaktadır. Bu paketler genel olarak ses yalıtımı duvarı ile çevrilidirler. İlave olarak eklenen akustik düzeltme çalışmalarıyla bir gaz türbini tamamen gürültüyü yok eder. Diğer güç üniteleriyle karşılaştırıldığında gaz türbinleri hem daha hafif hem de daha

küçüktür. Buna ek olarak kurulumları da daha az maliyetlidir. Kurulum için gereken alt yapı çalışmaları, aynı elektriksel kapasitedeki pistonlu motorların kurulumu için gereken alt yapı çalışmalarıyla karşılaştırıldığında, daha az zahmetlidir ve gaz türbinlerinde titreşim ve şok izolasyonu gereksinimi yoktur.

Giriş havası filtresi dikkatle yerleştirilmelidir. Yerleştirme esnasında, HRSG ve yağlama yağı soğutucusu gibi diğer kaynakların tükettiği sıcak havanın türbinin içine karışmamasına özen göstermek gerekir. Çünkü sıcak hava, üretim randımanını olumsuz yönde etkiler. Girişi kuzeye doğru yönlendirmek, giriş hava sıcaklığını bir parça düşürür. Giriş yüzeyi ses kirliliği ve basınç kaybını azaltmak için yeterince büyük olmalıdır. Hem giriş hem de atık hava boruları birbirinden ayrı ve esnek bağlantılarla türbin sistemine bağlanmalıdır. Giriş borularında havayı boğacak kapakçık kullanımından kaçınılmalıdır. Bu noktanın es geçilmesi, giriş hava sisteminin çökmesine yol açar, ki bu da türbin kompresörünün feci bir şekilde arızalanmasına ve türbin kompresörünün bir daha kullanılamamasına neden olur. Giriş hava filtreleri, ön soğutma işlemi için gerekli soğutma bobinleri ve gerekliyse buz çözücü buhar bobinleriyle birlikte, giriş borularının hemen başında yer alır. Türbin duvarları soğutulan havaya ihtiyaç duyar. Türbin duvarlarının basınca maruz kaldığı durumlarda türbin duvarına basınç yapan sıcak hava soğutulmalıdır.

Eğer yakıt kompresörleri gerekiyorsa, mahalli kanun ve düzenlemelere uyarak kurulma işlemleri yürütülmelidir. Kompresörlerin kesintisiz çalışmasına imkan vermek için her biri toplam gereksinimin %50'sini karşılayacak üç adet kompresör kurulmalıdır. Atık parçacıkların temizlenmesi için, yakıt filtreleri de bu paketin içerisinde olmalıdır. Filtreleri değiştirmek ve gerektiğinde bakımı için geçitlerin de düşünülmesi gerekir. Bazı durumlarda, türbine girdi olarak kullanılan gaz yakıtın sıcaklığı, kararlı ve aynı derecede yanma sağlamak için düzen altına alınır. Yakıt kompresöründen gelen sıcak hava, türbin giriş borusundan uzaklaştırılır.

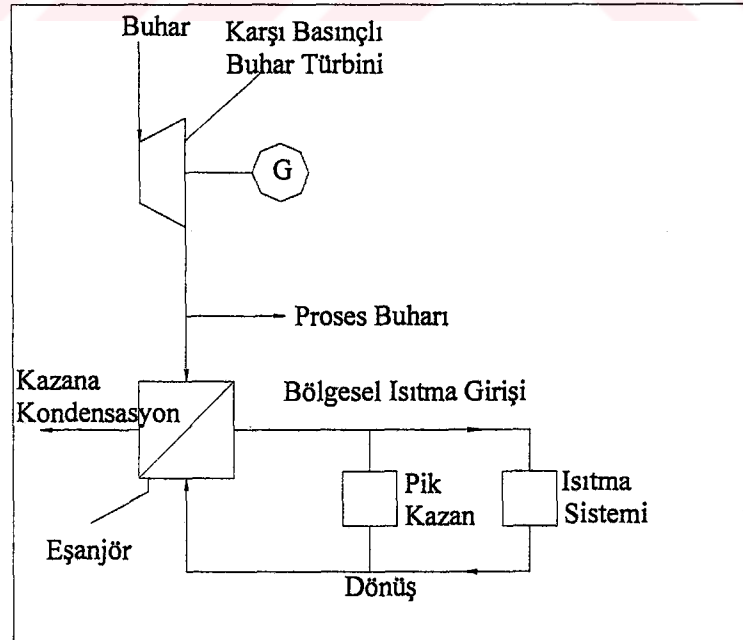
### **2.3 Buhar Türbinleri**

Buhar türbinlerinin, birkaç yüz kW'dan 1000 MW'ın üzerine kadar üretim yapabilen modelleri mevcuttur. Sistem büyüklüğünü arttırmak üzerine odaklanılan çalışmalarla geçen uzun yıllardan sonra, türbin endüstrisi nihayet sistem verimlilik ve kullanılabilirliğini hedef olarak seçmiştir. Enerji özelliklerinden ve çevrimin buhar gücünün de kullanılması gereğinden dolayı, buhar türbini bazlı sistemler hafif uygulamalarda ağırlıklı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Öte yandan eski sistemler daha orta boy uygulamalara

çevrimdeki termik yeteneklerinin iş yükü ile uyumunu kolaylaştırmıştır.

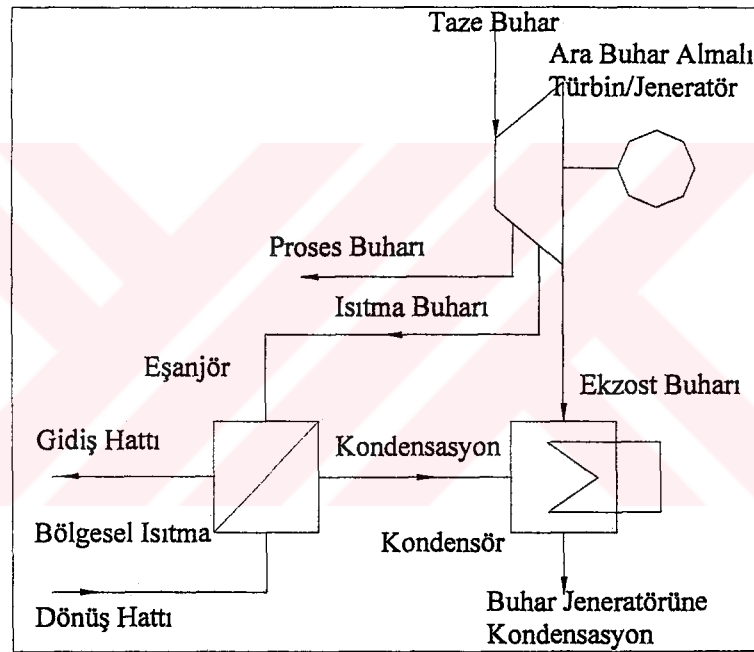
Karşı basınçlı veya yoğuşturucu türbin; buharı, atmosfer basıncında veya daha üstünde tüketen, en basit türbin çeşididir. Bu türbinler daha çok yüksek basınçlı buhar için ısı veya endüstriyel proses ihtiyacı olduğunda kullanılırlar . Buharlaştırmanın gizli ısısı da dahil , buhar ısısının büyük bir kısmının atılması ve sonrasında proseste kullanılması dolayısıyla, karşı basınçlı kojenerasyon sistemi proses verimliliği veya toplam enerji verimliliği çok yüksek olabilir. Bunların yanında, karşı basınç türbinli kojenerasyon sistemleri, yoğuşturucu sistemlerine oranla daha az yardımcı ekipmana ihtiyaç duyar, bu da yatırım maliyetini düşürür.

Diğer tip türbinlerle karşılaştırıldığında, kojenerasyon uygulamalarında karşı basınç türbinlerinin kullanılması bir takım dezavantajlar doğurabilir. Proses yükü, buhar için gerekli ısı havuzu olduğundan, türbinden geçen buhar miktarı tesisin ısı yüküne bağlıdır. Böylece, karşı basınç türbinini elektrik çıktısı ile elektriksel gereksinimleri eşleştirmede çok fazla esneklik payı bırakmaz. Elektrik çıktısı termik yük tarafından kontrol edilir. Tesis buhar gereksinimleri ile elektrik çıktısının direkt bağlantısı , elektrik şebekesi atıl servisi veya ilave servis için elektrik masraflarıyla sonuçlanır. Alternatif olarak; atık buhar, direkt olarak atmosfere bırakılabilir. Ancak bu da çok verimsiz bir alternatiftir ve kazanın suyunun ziyan edilmesi anlamına gelir ki bu da maliyetleri olumsuz yönde etkiler.



Şekil 2.4 Elektriksel güç, proses buharı üreten ve bölgesel ısıtmada kullanılan bir karşı basınçlı buhar türbin santralının basitleştirilmiş diyagramı

Bir ikinci tip türbin ise buharı atmosfer basıncından daha düşük değerde tüketen türbin olarak da tanımlanan yoğuşmalı türbindir. Aynı giriş koşullarının olduğu durumlarda, yoğuşmalı türbin karşı basınçlı türbin ile kıyaslandığında yüksek kapasiteyle çalışır. Buna ek olarak, düşük sıcaklık değerlerindeki atık buhar koşulları, yüksek türbin verimliliği ile beraber giriş ve çıkışta yüksek sıcaklık farklılıklarına yol açar. Güç üretim çevrimi, egzoz sıcaklığı ve basıncı düşürülerek optimize edilebilir. Bu güç çevrimi optimizasyonu, proseste kullanılmak üzere tekrar kazanılır ısıyı ve ısının miktarını düşürmekle sağlanır. Türbinin mekanik verimliliği yüksek olabileceği gibi aynı zamanda çevrimin toplam enerji verimliliği düşük olabilir. Bu gibi hallerde, düzgün bir biçimde çalışan yoğuşmalı türbinin kullanılması maliyet açısından pek de verimli olmayabilir.



Şekil 2.5 Elektriksel güç, proses buharı üreten ve bölgesel ısıtmada kullanılan bir ara buhar almalı buhar türbini santralinin basitleştirilmiş diyagramı

### 2.3.1 Buhar türbininin çalışmaya başlayışı

Gaz türbinlerinin tersine, buhar türbini bazlı kojenerasyon sistemlerinin başlatılmaları, kazanların ısınmaları için gereken süre de göz önüne alındığında, daha uzun sürer. Başlatma işlemi bazen bir kaç saat sürebilir. Hızlı başlatmanın önemli olduğu durumlarda, başlatma süresini azaltmak için kazanı sıcak tutmak, maliyetler açısından daha verimli olabilir.

### 2.3.2 Buhar türbini yakıt yetenekleri

Buhar türbini çevrimi maksimum yakıt esnekliği sağlar. Rankine çevrimi sistemleri çeşitli gaz, sıvı, yeniden elde edilebilir atıkları ve endüstri yan ürünlerini de içeren katı yakıtlar ve jeotermal kaynaklar ile çalıştırılabilirler. Sonuçta, unutulmamalıdır ki ısı kaynağı, gaz türbini veya pistonlu motor gibi başka bir güç ünitesinin egzozundan veya kurutma fırını gibi bir endüstriyel prosesten oluşabilir. Buharın türbine dışarıdan gelmesi dolayısıyla, yakıt dönüşümünün türbin üzerinde direkt bir etkisi bulunmamaktadır.

## 2.4 Pistonlu Motorlar

Pistonlu motorlar çoğunlukla düşük veya orta güçteki kojenerasyon ünitelerinde kullanılmaktadır. Pistonlu motorlar, değişik bir çok yakıt ile çalışabilme özelliğine de sahiptirler ve mükemmel kesintisiz servis verme özellikleri ile bilinirler. Motor boyutlarının alt ve üst limitleri çoğunlukla kullanılan yakıtın bir fonksiyonudur. Bu değerler, doğal gaz için 50 kW ile 50 MW ve mazot için 2.5 MW ile 50 MW arasında değişmektedir. Bu motorların en önemli avantajlarından birisi, diğer güç üniteleriyle karşılaştırıldığında ortaya koydukları yüksek elektrik verimidir.

### 2.4.1 Pistonlu Motor Kavramı

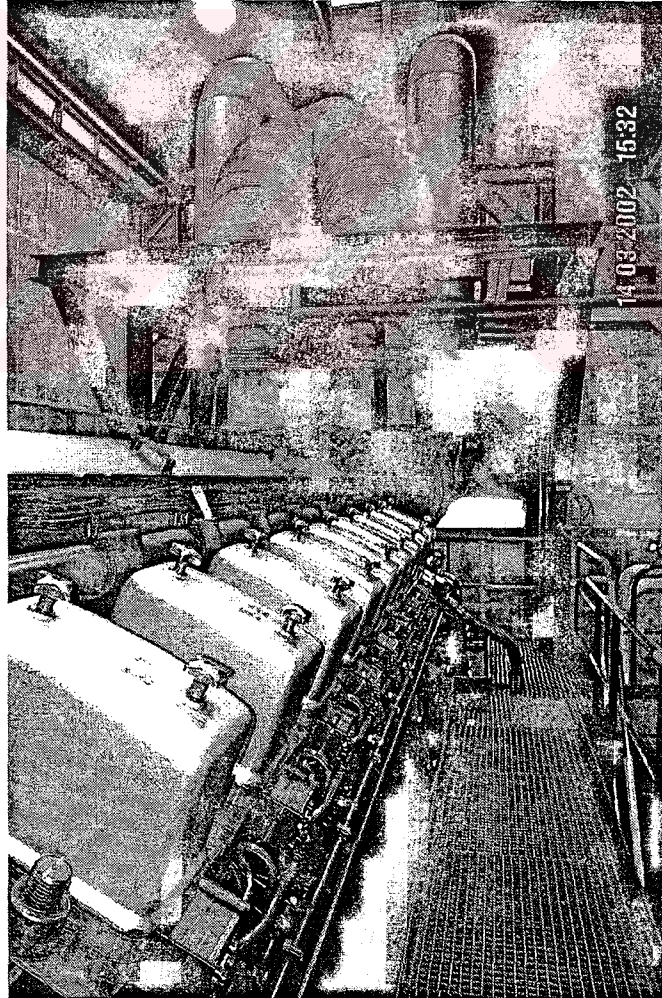
Pistonlu motorlar, farklı termodinamik ve işletim çevrimlerinde çalışırlar. Ancak, motora karakteristik özelliğini veren basit üç işlem vardır. İlk olarak, yakıtın bir silindir içerisinde önce tutuşturulması ve daha sonra yanmasıdır ki bu yanma neticesinde oluşan gaz genleşir. İkinci işlem, genleşerek hareket eden bir pistonu sıkıştıran bu gazın içerisindeki enerjinin mil gücüne dönüşmesidir. Üçüncü işlem ise, piston ile mil arasında bir bağlantı kullanarak pistonun doğrusal hareketinin mil kolunu çevirmesi hareketine dönüştürülmesidir.

Çok sık görülen bir pistonlu motor termodinamik deviri, yakıtın kıvılcım ile tutuşması prensibine dayanır ki bu Otto çevrimi olarak da bilinir. Otto çevrimini, her bir motor silindirinde bulunan sıkıştırılmış hava ve yakıt karışımının, dışarıdan sağlanan kıvılcım ile tutuşturulması uygulaması olarak da açıklayabiliriz. Kranka bağlanmış piston, hava ve yakıt karışımının basınca maruz kalmasına neden olur. Yanan yakıt genleşir ve pistonu güç uygulayarak, pistonu harekete geçirir böylece iş icra edilir. Otto çevriminin tersine, Dizel çevrimi yakıtı ateşlemek için dışarıdan sağlanan kıvılcımı kullanmaz. Bunun yerine, enjekte edilen yakıt kendiliğinden tutuşur. Bu spontane yanma olayı için gereken ısı, ani basınç hareketi ile ortaya çıkar. Çünkü basınç silindir gazının sıcaklığını artırır. Otto çevriminde,

hava ve yakıt karışımı silindirin içine enjekte edilip, sıkıştırılırken , dizel çevriminde, sadece çevreyi saran hava sıkıştırılır. Çevrimin bu noktasında, sıkıştırılan hava sıcaklığı, yakıtın tutuşma anındaki sıcaklığından fazla olduğu için, yakıt silindirin içine enjekte edilmesiyle, tutuşturma işlemi gerçekleşir.

Otto çevrimli bir motor; doğal gaz, benzin, propan, işletme yağ gazları, metan gazı gibi değişik bir çok yakıt kullanabilir. Yüksek basınç ve sıcaklıklarda çalışan dizel çevrimli bir motor ise sadece No.2 damıtılmış fuel oil, No.4 fuel oil , No.6 artık fuel oil gibi daha ağır yakıtlarla çalışabilir.

Gaz motorları için güç değerleri, 20 kW ile 1.5 MW arasında değişmektedir. Dizel motorlardan çevrilmiş olan ateşlemeli motorlar ise, doğal gazla çalıştıklarında, 5 kW ile 4MW arasındaki kapasitelerde bulunurlar. Otto motorlarının çalışma süratleri, 750-3000 d/dak arasındadır ve elektrik verimleri de %25-35'tir.



Şekil 2.6 Dizel motor bazlı bir güç ünitesine sahip olan Arçelik firması kojenerasyon tesisinden bir görüntü

Dizel motorlar; genel olarak, 2 stroklu ve 4 stroklu motorlar olmak üzere 2 ana bölüme ayrılırlar. 2 stroklu motorlar aynı zamanda düşük hızlı motor olarak da bilinir ve her devirde meydana gelen tek ateşleme özelliği ile belirgindir. 200 d/dak'nın altında çalışan ve %45-53'lük yüksek elektrik kapasitesi ile 1 -50 MW'lık çıkış sağlaması da bir diğer özelliğidir. 4 stroklu motorda ise, ateşleme birer devir aralıkla meydana gelir ve bu motor iki kategoriye ayrılır. Orta süratteki motorlar 400 ve 1000 d/dak arasında çalışır ve %35-48'lik elektrik verimiyle 0.2-20 MW çıkış aralığındaki değerler için tasarlanabilirler. Yüksek süratteki motorlar ise 1000-2000 d/dak arası hızlarda çalışır ve %35-40 arası elektrik verimiyle birkaç kW ile 2 MW arası çıkış değerlerinde görev yaparlar.(Lindberg,1999)

#### 2.4.2 Pistonlu Motorlarda Kapasite

Pistonlu motor kapasitesi, motorun hızı, emişi, çalışma çevrimi gibi hususlar motor dizayn safhasında şekillenirler bunun yanında makine kapasitesini etkileyen rakım, sıcaklık gibi diğer çevresel faktörleri de unutmamak gerekir. Kıvılcım ateşlemeli Otto çevrimli motorlar , havalandırılma tarzına göre de kategorilendirilebilirler. Doğal havalandırılmalı motorlar havayı veya hava/yakıt karışımını silindire atmosfer basıncında tedarik ederler. Superşarjlı veya turboşarjlı motorlar ise yüksek basınçlı hava veya hava/yakıt karışımını silindire tedarik ederler. Turboşarj, sıradan bir mil yardımı ile santrifüj kompresöre bağlanmış ufak bir türbinin çalıştırılması için makinenin atık gazlarının kullanılması olayıdır. Kompresör içeri alınan havanın basıncını yükseltir. Turboşarj , motor silindirlerine daha çok hava götürür. Böylece silindirlere daha fazla oksijen sağlanmış olur ki, bu da daha fazla yakıtın yanmasına olanak sağlar. Turboşarj , motor blokunun mekanik verimliliğini %30 ile %40 arasında artırır. Doğal havalandırılmalı motorlara göre de maliyetler açısından daha verimlidir. Turboşarj aynı zamanda yanma ve motor verimliliğini artırarak yakıt/hava karışımını da artırır. Aynı zamanda, motorların çalışma saati başına bakım masraflarını da artırır.

Turboşarj ile ilgili iki yaklaşım vardır. En rağbet gören yaklaşım, hava ile yakıtı turboşarj'dan sonra karıştırmaktır. Bu işlem yüksek basınçlı doğal gazlara ihtiyaç duyar. Geçtiğimiz yıllarda ortaya atılan diğer yaklaşım ise gaz ile havayı turboşarj'dan önce karıştırmak ve turboşarjı hava/yakıt karışımının basıncını yükseltmek için kullanmaktır.

Motor kapasitesi, motor hızının direkt bir fonksiyonudur. Motor hızları; 300 rpm değerinden küçük olanlar düşük hızlı , 300-900 rpm arası orta hızlı ve 900 rpm değerinden büyük olanlar ise yüksek hızlı olarak kategorilendirilir. Yüksek hızlı motorlar, kW başına ilk maliyetleri

ise yüksek hızlı olarak kategorilendirilir. Yüksek hızlı motorlar, kW başına ilk maliyetleri azaltsa da, daha düşük mekanik verim, sık arızalanma ve yüksek bakım masrafları söz konusudur.

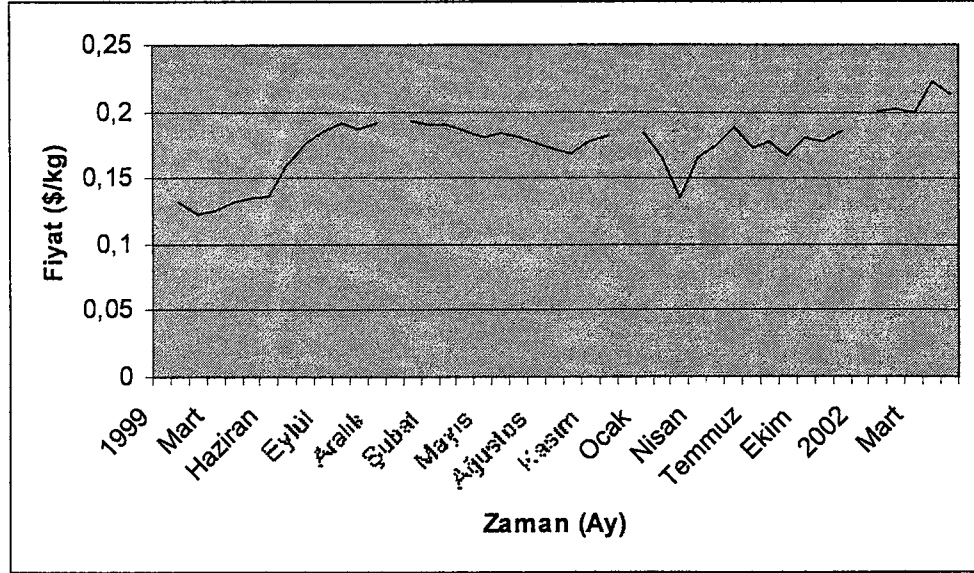
2 stroklu motorlar, 4 stroklu motorlara nazaran hafif bir maliyet avantajına sahiptir. Bununla birlikte 2 stroklu motorlarda verim daha az ve atık ısı miktarı daha fazladır bu da daha büyük ve dolayısıyla daha pahalı bir atık ısı sistemini gerektirir. Sonuç olarak; 2 stroklu motorlar, 4 stroklu motorlarla kıyaslandıklarında daha yüksek bakım masraflarına ve daha düşük kullanılabilirliğe sahiptir.

#### **2.4.3 Pistonlu Motorların Verimi**

Pistonlu motorların verimliliği; sıkıştırılmamış silindir gazlarının hacminin asgari silindir hacmine oranı olarak da tanımlanan sıkıştırma oranını da içeren, bir çok faktöre bağlıdır. Yüksek sıkıştırma dereceleri, pistonun bir defalık hareketi sırasında daha çok yakıtın yanmasına olanak sağlar ki, bu da motor kapasitesini artırır. Hava ile yakıt karışımının sıcaklığının, yakıtın tutuşma anındaki sıcaklığından daha düşük olması gereği Otto çevriminde sıkıştırma oranına sınırlama getirir. Otto çevriminde, yakıt ve hava karışımının, piston optimum pozisyona gelmeden kendiliğinden tutuşmasına ateşleme avansı denir. Ateşleme avansı motor verimliliğinde ve kapasitesinde azalma yaşanmasına neden olur ve şayet devam edecek olursa, aşırı bakım masraflarına ve yetersiz kullanılabilirliğe yol açar. Kıvılcım tutuşturmalı doğal gaz kullanan motorlar 9:1 ile 12:1 oranları arası değişen sıkıştırma oranlarında çalışırlar. Dizel yakıtla çalışan makineler de ise bu oran biraz daha yüksek olup, genellikle 13:1 oranından biraz daha fazladır.

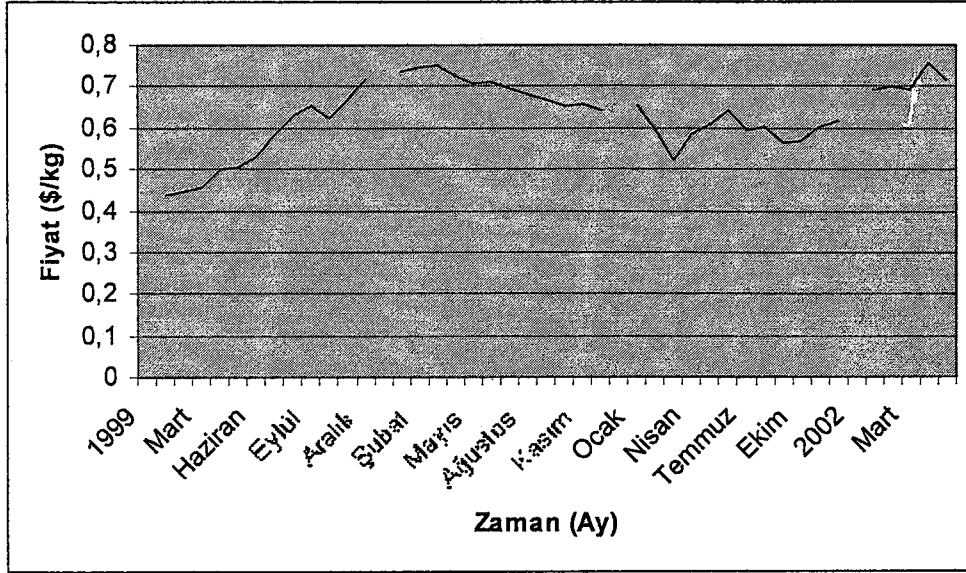
#### **2.4.4 Pistonlu Motor Yakıt Yetenekleri**

Pistonlu motorlar değişik birçok yakıt türünü ateşleme yeteneğine sahiptirler. Gazlı yakıt motorları; doğal gaz, metan, propan, bütan ve havadan oluşan propan karışımları, mamul gazı gibi gazları yakabilir.



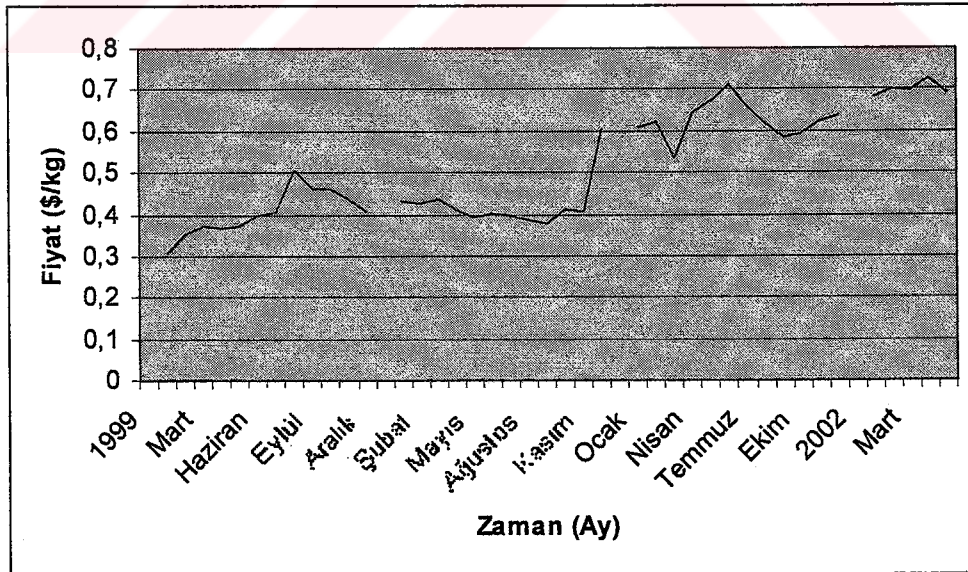
Şekil 2.7 Son yıllar içerisindeki fuel oil no:6 satış bedelleri

Mamul gazları gibi bazı gazlar kübik foot başına (Btu / ft<sup>3</sup>), (7460 kJ / m<sup>3</sup>) LHV bazında, düşük kalorifik değere sahiptirler. Propan ve bütan gibi diğer gazlar da ise LHV bazında 149 000 kJ/m<sup>3</sup> gibi değerler söz konusudur. Mamul gazları gibi konvansiyonel olmayan gaz kaynakları katışık maddelerin, su buharının, aşındırıcı maddelerin, paslandırıcı maddelerin filtreleme yoluyla ayrıştırılması için işlenmeye gereksinim duyarlar. H<sub>2</sub>S gibi; yataklara, taşıyıcılara, karbüratörlere, regülatörlere, valflere, ateşleme bujilerine zarar vererek, bozulmalarına yol açan sülfür bileşenlerinin temizlenmesine özel önem verilmelidir. Buna alternatif olarak, yatak ve taşıyıcıların, sülfür ve sülfürik asit tarafından kolayca zarar görebilecek maddelerden yapılması maliyetleri olumsuz yönde etkiler. Daha kirli yakıtlar, yağlama yağının daha sık aralıklarla değiştirilmesine ihtiyaç duyarlar. Son olarak, kükürt ile karışarak asitleri oluşturacak su miktarını düşürmek için motoru yüksek sıcaklıkta çalıştırmak ihtiyatlı bir davranış olur.



Şekil 2.8 Son yıllar içerisindeki motorin satış bedelleri

Sıvı yakıtlı motorlar, damıtılmış yağ, orta ve ağır artık yakıtlarla çalışırlar. Bazı motorlar kömür/su karışımı ile başarıyla çalışabilmektedir. Ağır yakıtlar, hafif yakıtlara göre daha ucuzdurlar. Buna karşılık, ağır yakıtların bakım masrafları hafif yakıtların bakım masraflarına göre daha fazladır ve ağır yakıtların bakımları daha teferruatlıdır. Buna ek olarak, ağır yakıtlarda zehirli ve kalıntı maddelerin atılması ve buhar takibi önemli idari sorundur.



Şekil 2.9 Son yıllar içerisindeki LPG propan satış bedelleri

Çift yakıtlı pistonlu motorlar, hem gaz, hem de sıvı yakıtlarla çalışma yetisine sahiptirler. Bu makineler %100 fuel oil kullanarak sıvı yakıtla çalışabilirler, ancak %100 gazlı yakıtlarla

çalışamazlar. Gaz yakıtlı modda çalışırken, 5% ila 10% arasında fuel oil veya benzeri bir sıvı yakıtı ihtiyaç duyarlar. Düşük NO<sub>x</sub>'li , fakir karışumlu motorlar, %1 ile %2 arası yardımcı yakıtla çalışabilirler. Sıvı yakıtı, doğal gazı yakmak için kıvılcım görevi gören yardımcı yakıt olarak görebiliriz.

#### 2.4.5 Pistonlu Motorların kurulumunda dikkat edilmesi gerekenler

Gaz türbinleri gibi pistonlu motor jeneratör setleri de genel olarak tedarikçiler tarafından birleştirilmiş paket halinde ve bazı kontrol basamaklarını içerecek şekilde satılmaktadır. Paket kojenerasyon sistemleri (PCS) daha küçük ebatlı sistemler olup, birkaç yüz kilowatt veya daha az bir güçte göreceli olarak daha fazla entegre bileşenden oluşurlar. Paketleme bir tedarikçiden bir diğerine farklılıklar göstermekle beraber, PCSler ısı geri kazanımı sistemleri, elektrik röleleri, bağlantı aygıtları, eksiksiz veri tanıma sistemleri, monitör sistemleri, hem elektrik hem de termal sayaçlar ve emme veya kurutma soğutucularından oluşurlar. Genel olarak, gaz ateşlemeli veya sıvı ateşlemeli sistemler olan bu makinelerde kurulum çalışmalarını minimize edilmiştir.

PCS kurulum maliyetleri, seçilen jeneratör tipine, elektrik bağlantılarına, yakıt seçimine, ısı geri kazanım sistemleri seçimine bağlıdır. Günlük kullanımlar için gereken sıcak suyun tedariki için kullanılan senkronize jeneratörler ve karmaşık bağlantılar birkaç yüz kilowatt'lık sistemlerde ortalama \$200 /kW ile \$300 /kW'lık maliyetlerle kurulabilir.

Dış hava, yanma için kullanıldığında, hava ısını düzenlemek gerekebilir, böylece makineye sabit ısı kaynaklı hava sağlanabilir. Değişen hava ısısı hava/yakıt karışımında makinenin performansını etkileyerek varyasyona neden olabilir. Yanmış hava için kabul edilebilir bir ısı elde etmek aynı zamanda filtrelerin buzlanmasını kurtarır.

### 3. KOJENERASYONDA TEKNİK SEÇENEKLER VE ATIK ISI KAZANIMI

Bileşik ısı-güç üretimi; aynı makinadan elektrik enerjisi ve ısı enerjisi üretmek anlamını taşır. Bileşik ısı güç santralleri; türbinler ve motorlar olarak iki farklı sistemden oluşmaktadır. Bu sistemler ısı ihtiyacı olan tesislerde kullanıldıklarından toplam çevrim verimi %80-90 mertebelerine çıkabilmektedir. Bileşik ısı güç santralleri toplam çevrim verimliliğinin yüksek olması özelliği ile ürettikleri ısı enerjisini kullanmayıp atmosfer ya da deniz gibi doğaya atan santrallerin %30-40'lık verimlerine göre büyük enerji tasarrufu sağlarlar ve ekolojik değerleri korurlar.

Sistemin elektrik şebekesi ile paralel bağlı çalışabilme özelliği bileşik ısı-güç santral sisteminin devre dışı kalması halinde veya santralın kurulu gücünden fazla elektrik enerjisi ihtiyacı doğduğunda şebekeden elektrik enerjisi alınabilir. Tüketim fazlası elektrik enerjisi üretildiğinde ise şebekeye fazlası satılabilir. Özellikle elektrik ile beraber üretilen ısı enerjisinin kullanıldığı göz önünde bulundurulursa şebekeye satılan elektrik enerjisi yakıt maliyetini karşılayabilir. Böylece kullanılan ısı enerjisinin birim fiyatı ucuzlar.

Sanayi kuruluşlarının kendi ihtiyaçları olan elektrik enerjisini kendileri üretmeleri neticesinde ulusal şebekeye olan bağımlılıkları azalacaktır. Sanayiciler şebeke satış fiyatından düşük fiyatlara mal ettikleri elektrik enerjisi ile ürünlerini daha ucuza üretebileceklerdir böylece rekabet güçleri artacaktır. Enerjinin kullanılacağı ünitenin tipine bağlı olarak çeşitli kojenerasyon teknikleri kullanılmaktadır. Bu bölümde bu sistemlerin karakteristik bazı özelliklerinden söz edilecektir.

#### 3.1 Gaz Türbinli Kojenerasyon Tesisleri

Gaz türbinli kojenerasyon santralleri tesisteki enerji ihtiyacının bir bölümü veya hepsini karşılayabilir ve ekzost bacasından çıkan yüksek dereceli enerji çeşitli ısıtma ve soğutma uygulamaları için geri kazanılabilir. Doğal gaz yaygın olarak kullanılmasına rağmen, benzin veya dizel gibi yakıtlar da kullanılabilir. Gaz türbinleri genelde 1 MW ile 100 MW civarı arasında değişim göstermektedir.

Gaz türbininin ekzost çıkış sıcaklığı ise 450°C-530°C civarındadır. Burada uygulanacak atık ısı geri kazanma tesisinin verimi, atmosfere bırakılan gaz miktarı ve sıcaklığı ile ilgilidir. Gaz miktarı gaz türbininin gücüne bağlı olduğundan verimi yükseltmek için geriye atık gazların sıcaklığını düşürmek kalmaktadır. 450°C-530°C sıcaklığındaki gazlar bir atık ısı kazanından geçirilerek 100-150°C seviyesine düşürülerek ilave ısı enerjisi geri kazanılır. Bu şekilde çevrim

verimi %30' lardan %45-75 ler mertebesine yükseltilmiş olur.

Gaz türbinli kojenerasyon sistemleri, son yıllarda doğal gazın büyük çapta kullanılabilir olması, teknolojiadaki hızlı gelişme, tesis kurma maliyetinin önemli derecede azalması ve daha fazla çevre dostu formunda çalışmaya bağlı olarak büyük bir gelişme kaydetmiştir. Ayrıca, bir projenin geliştirilmesi için geçen süre daha aza inmiş ve donanım da modüler yolla gönderilebilir hale gelmiştir. Gaz türbininin çalışmaya başlangıç süresi kısadır ve kesintili işletme için esneklik sağlar. Düşük bir ısı geri kazanım verimine sahip olmasına rağmen, daha yüksek derecelerde daha fazla ısı elde edilebilmektedir. Isı çıkışı kullanıcının ihtiyacından fazla ise, ek yakıtı oksijen yönünden zengin ekzost gazıyla karıştırarak termal çıkışı daha verimli hale getirecek ek doğal gaz ateşlemesi yapmak mümkündür.

### 3.2 Buhar Türbinli Kojenerasyon Tesisleri

Buhar türbinli kojenerasyon tesisleri kurulumunda iki yol vardır. Proses gereksinimlerine bağlı olarak, proses buharı, besleme suyu ısıtması için çıkarılan buhara benzer biçimde, ya buhar türbininden orta aşamalarda çıkarılır ya da türbin ekzozunda çıkarılır ki, buna karşı basınçlı türbin de denir. Proses buhar basınç gereksinimleri ortalama 0.5 ile 40 bar arasında değişir. Bu tip buhar türbinleri kondensasyonlu buhar türbinini tipinden ekzost buhar basınç oranı bazında farklılık gösterir. Ortalama 0.04 bar basıncındaki buharı , kondensatöründen atan kondensasyonlu türbinin tersine, karşı basınçlı buhar türbininin çıkış basıncı 1 bardan fazladır. Bu egzoz buharının direkt olarak bazı endüstriyel süreçlerde kullanılmasına veya bölgesel ısıtmada suyu ısıtmak için bir ısı değiştiricisi kullanmak suretiyle endirekt olarak da kullanılmasına olanak tanır.

Karşı basınç seviyesi direkt olarak, buhar türbinindeki entalpi düşüşünü etkiler. Karşı basınç arttıkça daha az elektrik üretilir. Eğer bu basınç çok yüksek seviyelere ulaşırsa, basınç farkı çok düşeceğinden buhar türbininin kullanılması soru işaretlerine yol açar. Bu gibi bir durum, buhar oluşumunun lüzumsuz ısının yakılması işlemine dönüşmesine sebep olur. (Kartchenko,1998)

Karşı basınçlı buhar türbinli kojenerasyon tesislerinin kullanımı elektrik talebinin ısı talebine göre daha az olduğu durumlarda daha uygundur. Bu, endüstriyel kojenerasyon tesislerinde sıkça kullanılan uygulamadır. Kondensasyonlu türbinli kojenerasyon tesisleri bir çok yararlı ısı/güç uygulamalarında tercih edilir.

Geçmişte endüstriyel kojenerasyon sistemlerinin çoğunda buhar türbinleri kullanılırken günümüzde buhar türbinleri pazar payının önemli bir kısmını kaybetmiş bulunmaktadır. Bunun nedeni buhar türbinlerinin gaz türbinleri ile karşılaştırıldığında bazı dezavantajlarının bulunmasıdır.

- Buhar türbinleri daha pahalıdır.
- Buhar türbinlerinin elektrik verimleri daha düşüktür.
- Devreye giriş süreleri daha uzundur.
- Buhar türbini sistemleri daha fazla hacim kaplar.
- Kazanlar ve bunlara ait pek çok yardımcı ekipmana ihtiyaç duyarlar.

### 3.3 Pistonlu Motorlu Kojenerasyon Tesisleri

Kapasitesi düşük olan kojenerasyon tesislerinde gaz türbini, az veya orta derecede güç üreten dahili bir gaz motoru ile değiştirilmelidir. Gaz motorları, dizel motorları ve çift yakıtlı gaz/dizel motorları temel olarak güç ünitelerinde kullanılmaktadır. Gaz motorlarının termodinamik temeli Otto çevrimidir. Dizel motorların ise temeli Dizel çevrimidir. Gaz motorlarının, dizel motorlarının ve gaz/dizel motorlarının çalışmasında ki temel farklılık yakıt-hava karışımının nasıl oluştuğu ve nasıl ateşlendiğidir. Zayıf yanan Otto gaz motorlarının çalışmasının başarısı harici karışım oluşumu, sıkıştırma, kıvılcımlı ateşleme, yanma, gaz genişmesi ve ekzost gazlarının atılması ile ölçülür.

Güç ünitesinin atık ısısı buhar veya sıcak su üretmede kullanılır. Gaz/dizel motorlar genel olarak %95-%97 doğal gaz ile ve %3 – 5% ağır fuel oil ile çalışırlar. Gaz/dizel motorlarının bazı önemli avantajları vardır. Bunlar; yakıt seçiminde esneklik, yüksek maliyet verimliliği ile birlikte oluşan tesis modülerliği ve operasyonel esneklik olarak sıralanabilir. Normal koşullar altında, bu motorlar doğal gazın yanında sabit yanma için çok az miktarda fuel oil ile çalışırlar. Gaz/dizel güç tesislerinin modüler olmasının anlamı bu tesislerin talep olması durumunda ilave parçalarla kolayca daha fazla üretim sağlayan büyük tesislere dönüştürülebilme becerisidir. Operasyonel esneklik çok sayıdaki motor modülü ile sağlanır.

Kojenerasyon uygulamalarında kullanılan dizel motorların gaz türbinlerinden farkı şunlardır: Seri akış oranı, ekzost gazlarının sıcaklığı ve kısmen egzoz gazlarının oksijen konsantrasyonu. Ağır yapılı gaz türbinlerinde ekzost gazlarının sıcaklığı 600C'ye kadar ulaşır. Bu değer dizel ekzost gazlarında ancak 360 C'ye kadar çıkar. Gaz türbinlerinin güç çıktısının kW başına 2.5-10 kg/s arası seri akış oranı mevcuttur. Gaz türbini ekzost gazları 14.5% ile 15.5 arası oksijen içerir. Bu oran gaz/dizel motorların ekzost gazlarında 13%'e kadar çıkar ki, bu da motoru güç çıktısının kW başına 7 – 7.5 kg/s arasında olmasına neden olur.

Bu motorların atık ısısı üç ayrı derecede geri kazanılabilir. Düşük ısı derecesi yağlama yağı soğutucu sisteminin sıcaklığıdır. Bu sistemde yaklaşık olarak 80 °C sıcaklığında su temin edilir . Ceket soğutma suyu ise , yaklaşık 90 °C sıcaklıktaki su sağlar . Egzoz/dizel motor egzoz gazları en yüksek sıcaklık değerine sahiptir (yaklaşık 360 °C). 3 ısı değiştiricisi , yağlama yağı ısı değiştiricisi (LHE), soğutma suyu ısı değiştiricisi (CHE) ve egzost gazı ısı değiştiricisi (EHE) , atık ısıyı geri kazanmak için kullanılmalıdır. LHE ve CHE'den çıkan düşük sıcaklıklı atık ısı, düşük basınçlı besleme suyu ısıtıcıları içindeki buharın kısmen değiştirilmesi için uygundur. EHE'den çıkan egzoz gaz ısısı ,besleme suyunun , kazan ekonomizeri içinde ısıtılması için kullanılabilir.

### 3.4 Kombine Çevrimli Kojenerasyon Tesisleri

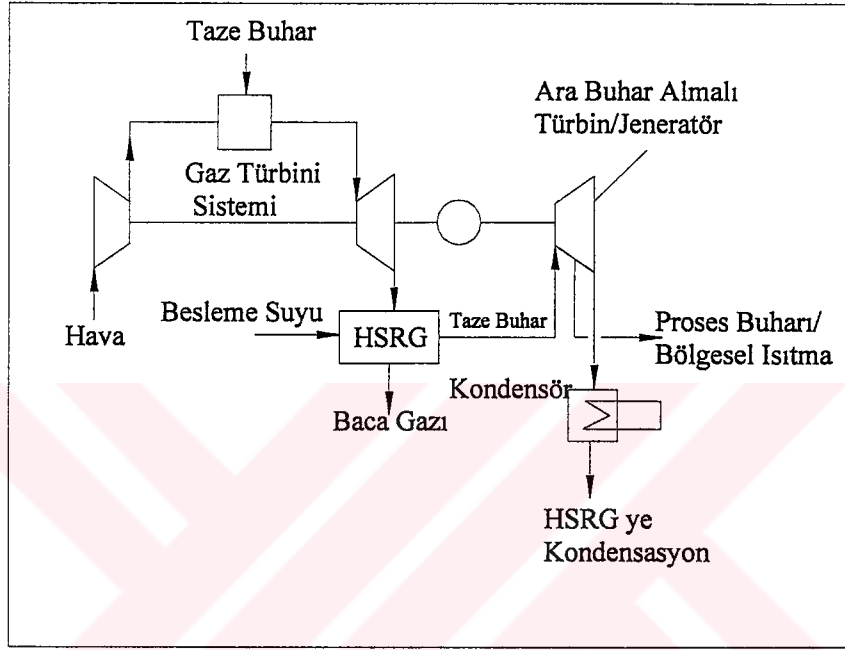
Güç üretiminde kullanılan kombine çevrimler, termodinamik olarak hem basit gaz türbinleri çevrimlerinden, hem de buhar türbini çevrimlerinden daha üstündür. Kombine çevrimli kojenerasyon tesislerinin, hem daha yüksek ortalama ısı toplam sıcaklık değerine sahip olması, hem de daha düşük ısı reddetme ortalama sıcaklığına sahip olması, bu tip bileşik kojenerasyon tesislerinin basit çevrimli güç tesislerine oranla, elektriksel verimliliğinin daha fazla olması sonucunu ortaya çıkarır. Bileşik çevrimler, bir de ısı ve güç üretmek için kojenerasyon tesislerinde kullanıldığında bu üstünlük daha da belirgin bir hal alır. Bileşik çevrimli kojenerasyon tesislerinde, toplam enerji kullanım faktörü çoğunlukla %90'a yaklaşıp. Bileşik devirli kojenerasyon tesisleri genel olarak şu bileşenlerden oluşur:

- Bir gaz türbini
- Bir HRSG
- Kondensasyonlu ara buhar almalı veya karşı basınçlı buhar türbini

Kombine çevrimli tesislerin kurulumunda esneklik vardır. Örneğin, ek yanmalı olmayan bir HRSG dizaynı seçilebilir. Bölgesel ısıtma suyu, kondensasyonlu buhar türbininden akan buhar tarafından gerekli tedarik sıcaklığına gelene kadar ısıtılır. Hem proses buharının basınç seviyesi hem de elektrik ısı oranı dizayn safhasının önemli parametreleridir. Çünkü proses buharının basıncı direkt olarak buhar türbinine düşen entalpi düşüşünü etkiler. Basınç arttıkça, üretilen elektrik miktarı düşer. Eğer proses buhar basıncı çok yüksek olursa, entalpi farkı çok az olacağından, buhar türbininin kullanılması sorgulanır hale gelir.

Bölgesel ısıtmada kullanılan kojenerasyon tesisinin ürettiği ısı , çevredeki hava sıcaklığının fonksiyonu olarak kontrol edilir. Bölgesel ısıtmada kullanılan bileşik çevrimli kojenerasyon tesislerinde, çevredeki hava sıcaklığının, gaz türbini tarafından üretilen güç üzerindeki güçlü

etkisi , toplamda olumlu sonuçlara neden olabilir. Çünkü azami ısı talebi, çevredeki en düşük hava sıcaklığına karşılık gelir. Bölgesel ısıtma için gereken tedarik suyun sıcaklığı düşünüldüğünde , bu suyun sıcaklığının , mümkün olduğunca düşük seçilmesi gerekir. Ancak, dizayn aşamasında karar verilen su sıcaklığı seçimi, düşük su tedarik sıcaklığı ile yüksek güç ve yüksek tedarik sıcaklığındaki su ile bölgesel ısıtma taşımalarının düşük maliyeti arasında yapılır. (Horlock,1997)



Şekil 3.1 Üst konfigürasyonlu bir kombine çevrimli gaz türbinli kojenerasyon tesisinin diyagramında HRSG ve alt kısımda bulunan kondensasyonlu buhar türbini.

Bileşik devirli kojenerasyon tesisleri düşük elektrik ısı oranı seviyesi ile özdeşleşen, baskın elektrik gücü durumlarında sık sık kullanılırlar. Kondensasyonlu ara buhar almalı buhar türbini , üretilen gücün artmasını ve karşı basınçlı türbinle karşılaştırıldığında daha fazla dizayn ve çalışma esnekliği sağlar.

Kombine çevrimli kojenerasyon tesisleri için dizayn edilmiş ek yanmasız HRSG'ler ise tek basınçlı ve çift basınçlı kombine çevrimli güç tesislerinde kullanılanlara benzer özelliktedirler. Ancak, tek basınçlı olarak kurulanlarda buhar basıncı yeterince yüksek olmalıdır ki, buhar ve proses buharı basınç seviyesi arasında ki buhar genişlemesi sonucu ortaya çıkan entalpi farkı kabul edilebilir derecede yüksek olsun . Eğer göreceli olarak yüksek proses buhar basıncı seviyesi gerekiyorsa, EUF göreceli olarak düşük olacaktır. Çift basınçlı kombine çevrimli kojenerasyon tesisleri uygulaması EUF değerini artırır. Bu durumda,

HRSG'nin düşük basınçlı bölümü yalnızca proses buharını üretmek için kullanılır.

### 3.5 Isı Geri Kazanımı ve Kullanımı

Bir kojenerasyon üst çevrimi, ekonomik kullanım amacı ile güç üretme sürecinden atılan ısının kullanımını baz alır. Bu atık ısının kullanımı, yakıcılarda kullanılacak yakıt miktarında azalmaya neden olur. Elektrik üretiminin her ünitesinden geri kazanılabilen kullanılabilir ısı miktarı; güç ünitelerinin, makinanın ayrıntılı konfigürasyonunun ve makinanın hakiki operasyonlarının fonksiyonu olarak değişebilir. Isı geri kazanımının yeniden gözden geçirilmesi; genelde site ihtiyaçlarını tatmin eden esnekliği sağlayan türbinler ve ardından da en az esnekliği sağlayan pistonlu motorlar gibi güç üniteleri tarafından organize edilir.

#### 3.5.1 Gaz Türbinleri Atık Isı Geri Kazanımı

Gaz türbinleri; 2000 kW'lık küçük türbinlerde bu oranın %20'sine denk gelecek kadar düşük oranlarda veya 40 MW'lık büyük türbinlerde yine bu oranın %40'ına denk gelecek verimlilik oranlarında çalışırlar. Mekanik enerjiye dönüştürülmeyen enerjinin hemen hemen tamamı egzost gazları olarak türbinden atılırlar. Az miktarda ısı da, havalandırma çıkışı ve yağlama yağı sistemi vasıtasıyla farklı radyatörlerden olmak üzere türbinden atılırlar. 800°F (427°C) ile 1,000°F (538°C)'den fazla değerler arasında ki egzost gazlarının içerisinde ki ısının büyük kısmı geri kazanımlıdır. Yüksek sıcaklık değerine sahip egzoz gazları , kaliteli veya sıcaklık ve basınç değeri yüksek , önemli miktarda buharın ve/veya sıcak suyun yeniden kazanımına olanak sağlar.

##### 3.5.1.1 Egzost gazlarının direkt kullanımı

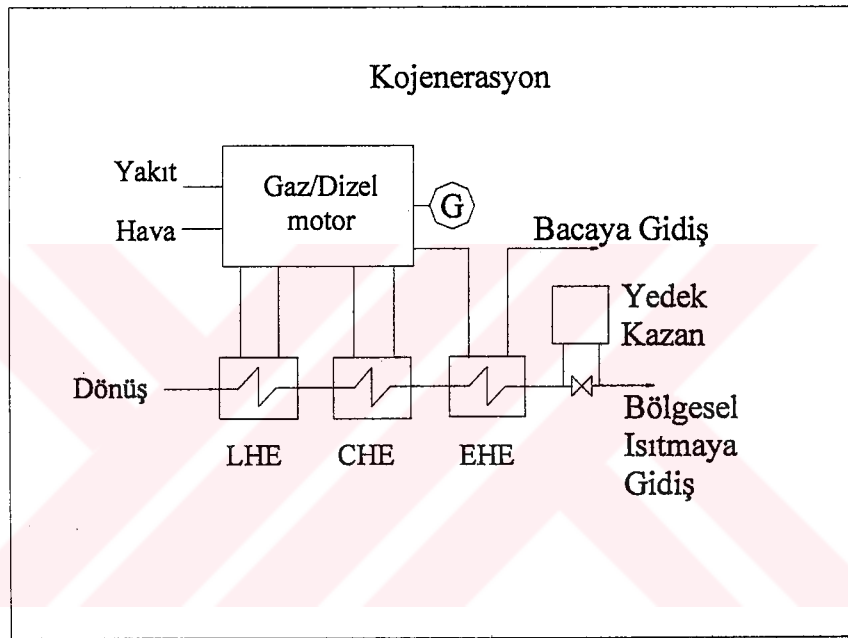
Gaz türbinleri, doğal gaz veya başka katıksız bir yakıtla ateşlendiğinde, egzost gazları da göreceli olarak temiz ve çeşitli endüstriyel kurutma uygulamalarında kullanılmaya uygun duruma gelir. Klasik bir türbinde, egzost gazı ana bileşenlerini yaklaşık olarak; %1 oranındaki soygazlar, %2-%4 oranındaki CO<sub>2</sub>, %6 -%8 oranındaki su buharı, %14 -%16 oranındaki oksijen ve geri kalan miktardaki azot elementleri oluşturur .

##### 3.5.1.2 Ekzost gazlarının ek yanması

Gaz türbinleri önemli bir miktardaki kullanılmayan fazla hava ile çalışır ve egzost gazları bol miktarda oksijen içerir . Egzodt gazının %16 veya daha fazla oksijen içerdiği durumlarda, bu

gazlar ek yanma imkanı sağlarlar. Egzost gazı buharına direkt olarak ilave brülörler yerleştirmek mümkündür . Egzost gazlarının yüksek sıcaklığı , yakıt verimliliğinin artmasına neden olur ve ek yanma verimliliği de %90'ı geçer. Borulardaki yanma genel olarak doğal gaz ve hafif sıvı yakıtlarla kısıtlıdır.

Boru brülörleri , proses için gereken gazların sıcaklığının artırılması için direkt kurulama uygulamalarında kullanılmaya elverişlidir. Bu koşul türbinden aktarılan sıcaklığın komple bir kurulama uygulaması için yetersiz kaldığı durumlarda oluşur. İlave bir boru brülörü, HRSG ile beraber kullanıldığında çeşitli yararlar sağlar.



Şekil 3.2 Gaz/Dizel motorlu kojenerasyon tesisi şeması

### 3.5.2 Pistonlu Motor Isı Geri Kazanımı

Gaz türbinlerinin tersine, pistonlu motorlar; ceket soğutma suyu ve egzost gazları gibi iki ana ısı çıkış mekanizması ile çalışırlar. Isı geri kazanımının en önemli görevi aşırı ısınmayı önlemek için motordan ısının atılmasıdır. Tüm ısı geri kazanım sistem dizayn kararları motor setinin emniyetli bir şekilde çalışması amacıyla yapılmalıdır.

#### 3.5.2.1 Ekzost gazı ısı geri kazanımı

Pistonlu motor egzost gazları 700°F (371°C) ile 1,000°F (538°C) arasında değişen sıcaklık değerlerine sahiptirler ve bu gazlar sıcak su veya düşük/yüksek basınçlı buhar üretmek için geri kazanılabilir. Ekzost gaz sıcaklığı, motor tipine ve yüklemeye bağlı olarak farklılık

gösterir. İki zamanlı motorlar, dört zamanlı motorlarla kıyaslandığında daha düşük sıcaklıkta yoğun ekzost gazı üretirler. Kısmi yük operasyonu, düşük sıcaklıktaki ekzost gazlarıyla sonuçlanır. Ekzost manifoldunun su soğutması da egzoz sıcaklığını düşürür.

Kojenerasyon sistemlerinde kullanılan pistonlu motorlar daha küçüktürler, bu yüzden ekzost gazı ısı değiştiricileri de küçüktür. Ekzost boruları , makina dairesinin gereğinden fazla ısıya maruz kalmaması için ve çalışanların korunması için izole edilmelidir. Ekzost sistemlerinde sert dönemeçlerden sakınılmalıdır. Çünkü sert dönemeçler gereğinden fazla art basınca neden olurlar.

### 3.5.2.2 Ceket ısısı geri kazanımı

Bir pistonlu motora giren enerjinin yaklaşık üçte biri ceket soğutma döngüleri tarafından atılırlar. Bu ısının hemen hemen tamamı geri kazanılabilir niteliktedir. Termal enerji saha gereksinimleri ve dizayn tercihlerine bağlı olarak ya 260°F (127°C)'ye varan sıcak su olarak ya da azami 103 kPa'lık düşük basınçlı buhar olarak geri kazanılabilir.

### 3.5.2.3 Yağlama yağ/aftercooler ısı geri kazanımı

Pistonlu motora giren enerjinin %10'a kadar olan kısmı yağlama yağı içinde atılır. Yüksek kaliteli yağlama yağları genel olarak 160°F ile 200°F (71.1°C ile 93.3°C) arasında kayba uğramadan çalışır. Çalışma ısısı düştükçe, yağın ömrü uzar. Ancak geri kazanılabilir ısı kullanılabilirliğini kaybeder. Buna ek olarak, yağ sıcaklığının çok düşük olması halinde su yoğunlaşabilir. Yüksek sıcaklıktaki yağlama yağları , yağın ömrünü düşürür, ancak geri kazanılabilir ısının miktarını ve kalitesini artırır. Yağ sıcaklığı aynı zamanda bazı parçaların ve yüzey sıcaklığını belirleyen ceket soğutucusunun sıcaklığından da etkilenir.

### 3.5.3 Isı geri kazanım buhar jeneratörleri

Isı geri kazanım buhar jeneratörleri (HRSG) , proses veya bina gereksinimleri için gerekli buharı elde etmek için türbin egzoz gazlarını kullanan ateşlemesiz kazanlardır. Türbin çıkışının ısısı , genel olarak brülörlü kazanların ısısından daha az olduğu için, HRSG'ler daha geniş olmaya meyillidir ve ısı değişim yüzeyi de aynı kapasitedeki brülörlü kazanınkinden daha fazladır. HRSGler daha fazla buhar üretebilmek için ekonomizerlerle, kızdırıcılarla, tekrar ısıtıcılarla ve boru brülörleriyle donatılabilirler. Bunun yanında, türbin kapasite kayıplarını azaltmak için ekzost borusu/HRSG sistemlerinin basıncı minimize edilmelidir.

HRSGde üretilen buhar miktarı, HRSG'nin gaz-buhar ısı profiline göre belirlenir. Isı geri kazanım limitleri HRSG çıkış bacasının sıcaklık kapasitesiyle sınırlıdır ki bu genelde 300°F (149°C) veya daha fazlası bir değere karşılık gelir. Buna rağmen, bazı uygulama ve yakıtlarda 250°F (121°C)'lik bir sıcaklık da yeterli olmaktadır. Baca çıkış ısısı yoğunlaşmayı ve bacada oluşması muhtemel asitleşmeyi engelleyecek şekilde belirlenir. Gaz türbini kısmi yük operasyonu, düşük türbin çıkış ısısıyla ve HRSG'den atılan düşük sıcaklıktaki ekzost gazlarıyla sonuçlanır..

Eğer HRSG bir ekonomizer muhteva etmiyorsa, baca ısısı, buharın doyma sıcaklığı ile sınırlı olur. Ancak, bir ekonomizerin kullanılması durumunda bile, yüksek sıcaklık ve basınçlı buhar çıkış koşulları 400°F (204°C) veya daha yüksek baca çıkış sıcaklık derecesiyle neticelenebilir. Böylece kullanılan geri kazanılabilir ısı miktarı düşer. Bu durumda, çok basınçlı kazanlar ekonomik olabilir. Çünkü bu kazanlar baca sıcaklığının 300°F (149°C)'a düşmesine yardımcı olur ve bununla sonucunda ısı geri kazanımı artar.

HRSG tarafından üretilen buhar, kazan besleme suyunun ön ısıtması için kullanılabilir ve burada kullanılan buhar, üretimde kullanılacak toplam buhar miktarının belirlenmesi için HRSG çıktısından çıkarılmalıdır. Kojenerasyon ekonomilerini değerlendirirken, konvansiyonel sistemin ürettiği buhar ile kojenerasyon sisteminin ürettiği buhar ölçüleri arasında tutarlılık göstermek önemlidir.(Orlando,1999)

#### 4. ENERJİ MALİYETİNE ETKİ EDEN FAKTÖRLER

Enerji üretim maliyeti; yatırım veya sermaye, yakıt, işletme ve bakım maliyetleri olmak üzere üç ana kısımda toplanabilir. Belirli bir süre içinde yapılan bu masrafların tamamı aynı sürede üretilen elektrik enerjisi miktarına bölünerek, birim enerji başına üretim maliyeti hesaplanabilir. Bu bölümde, sermaye, işletme ve bakım maliyetlerini oluşturan faktörler genel hatlarıyla ele alınmış ve tez çalışmasında kullanılan ‘Bir Değere Getirilmiş Masraflar Metodu’ tanımlanmıştır.

##### 4.1 Sermaye Bütçesi

Bir kojenerasyon sisteminin herhangi bir analizinde, bir üretim sisteminin geliştirilmesinde farklı maliyetlerin ekonomik olarak doğruluğu kanıtlanıyor mu ?, sorusu yöneltilmelidir . Bu sorunun başlangıç noktası, projenin sermaye bütçesidir. Bir kojenerasyon sisteminin gerçek maliyeti, sistemin ticari servise girmesiyle belirlenebilir. O zaman bile bu maliyet tahmini, proje sahibinin hesap sisteminin doğruluğuna bağlıdır. Kojenerasyon sisteminin geliştirilmesine devam edilip edilmeyeceğine karar verebilmek için bütçe tahminleri gereklidir ve bu tahminlerin doğruluğu, temelleri olan mühendisliğin ve analizin yoğunluğuna bağlıdır.

Kojenerasyon sistemlerinin teçhizat maliyet tahminleri üç ana öge tarafından şekillenir. Bunlar; güç ünitesi/jeneratör (makinanın bir gaz ve/ya da buhar türbini ya da pistonlu motor olmasına göre), ısı dönüşüm sistemi ve elektrik bağlantısıdır. Tesis dengesine dahil olan birçok başka bileşenler ve maliyetlerini etkileyecek faktörler aşağıda sıralanmıştır:

- Motor jeneratör seti
- Isı dönüşüm sistemi
- Ek ekzost gazı yakıcıları
- Yakıt temini
- Doğal gaz kompresörleri
- Kontroller
- Elektrik kuruluşu bağlantısı
- Site elektriksel bağlantısı
- Mekanik sistem bağlantısı
- Su temini ve muamelesi
- Atık su bağlantısı
- Mimari/Yapı
- Ventilasyon ve yanma havası sistemleri
- Nakliye fiyatları
- Yer kazancı ve kullanım hakları
- Yedek parçalar ve özel aletler

- Emisyon izinleri

#### 4.1.1 Tesisat Maliyeti ve Start-Up

Tesisat maliyeti, sermaye bütçesine dahil edilebilir ya da ayrıca ayrıntılı olarak yazılır. Genel ticari maliyetler ve genel şartlar, tipik tesisat maliyetleri olarak görülür. Satıcıların bir konstrüksiyon sözleşmesine dahil ettiği diğer maliyetler:

- Sigorta
- Bina izinleri
- Tüm yakıtların başlangıç dolumları
- Performans testi
- Start-up, yakıt ve harcamaların test edilmesi.
- Eğitim
- Dökümantasyon ve tamamlanmış tesis çizimleri

#### 4.1.2 Soft Maliyetler

Bir kojenerasyon sisteminin analizine, planlamasına ve geliştirilmesine dahil edilen dizayn ve profesyonel servis faturaları, soft maliyetler olarak sözedilir. Dış danışmanlara ve son kullanıcıya ödenen faturalar ile girişimcinin yönetim ve planlama için gerekli dahili maliyetleri içerirler. Bu faturalar gereç ve konstrüksiyon paket maliyetinin, %15-%18 arasından başlayarak, %30 ya da daha fazlasına kadar varır. Daha bariz profesyonel faturaların ve başka maliyetlerin listesi aşağıda verilmiştir

- Mimari / mühendislik dizayn faturaları
- Konstrüksiyon yönetim faturaları
- Çevresel araştırmalar ve izin maliyetleri
- Özel danışmanlar (akustik, arazi, su işleme, su akışı, konstrüksiyon kontrolü ve muayenesi)
- İşletme öncesi proje yönetimi
- Yasal faturalar (sözleşme teftişi)
- Emniyet depozitoları (güç temin anlaşmaları, yakıt temin anlaşmaları, bakım fonu)
- Kredi mektupları

Çoğu bütçe, önceden belirlenemeyen maliyetler ve ihtiyaçlar için bir olasılık veya ödenek içerirler. Dizayn işleminin başlangıcında, bu olasılık değeri, ekipman maliyetinin %15 ile %20 arasında olabilir. Dizayn belirsizliği azaldıkça, olasılık da aynı oranda azalır. Dizaynın tamamlanışındaki 5%'lik bir olasılık anormal değildir.

Sonuçta, küçük çaplı projeler için, öncelikli kojenerasyon analizi, çevresel modelleme ve izin alımı ve yasal servisler gibi maliyetler, proje büyüklüğünden bağımsızdırlar ve sabit işlem

giderleri olarak ele alınmalıdır.

## 4.2 İşletme Bütçesi

Kojenerasyon sisteminin işletilmesinden elde edilecek tasarrufların ölçülebilmesi için, etraflı bir işletme ve bakım maliyeti modeli oluşturmak gerekir. Yakıt maliyetleri, kojenerasyon sistemi toplam işletme masraflarında yaklaşık %80 gibi çok önemli bir orana sahiptir. Kullanılacak yakıtın cinsine göre, yakıt maliyetinin yanında yakıt temizlemesi gibi yakıt muameleleri de önemlidir. Bakım maliyetini etkileyen faktörler, yakıtın türü, görev çevrimi ve çalışma çevresidir. Olağan görev çevriminin neden olduğu termik gerilmeler, artan bakım maliyetlerine neden olur. Daha ağır ya da kirli yakıtların kullanımı ve kirli bir çevrede işletim de bakım maliyetlerini artırır.

Bir kojeneratörün, daha rutin işlemler için sorumluluk üstlenebilme kapsamı da bakım maliyetlerini etkileyecektir. Örneğin, bakım personeli onarımlar hariç, tüm pistonlu motor bakımı için eğitilebilir. Çok sayıda makinanın olduğu veya iyi yetiştirilmiş personelin var olduğu bazı durumlarda, onarımlar da dahili personel tarafından uygulanabilir. Bakım dahili olduğunda, satıcı spesifikasyonlarına uyan yedek parçaların kullanımı ve varolan garantilerin korunabilmesi için, tavsiye edilen bakım dönemlerinin kapsamlı olarak takip edilmesi gereklidir. Makina performansı ve yedek olarak kullanılan parçaların durumu kontrol edilerek, performans veya güvenilirlik kaybı olmadan işlemler arasındaki ara uzatılabilir. Ekonomik olarak en verimli bakım programı, daha rutin işlemler ve küçük onarımlar için dahili personelden ve büyük onarımlar ile önemli eksikler için dahili personel ile birlikte çalışan satıcı personelinden oluşan bir kombinasyondur.

10 MW ya da daha az kapasiteli küçük kojenerasyon sistemleri yaygın olarak başıboş işletilebilir. 10 MW – 30 MW büyüklüğündeki orta çaplı sistemler, genelde görevli işletim gerektirir ama personel, vardiya saatleri dışında ve haftasonlarında tek bir bireyden oluşabilir. Daha büyük sistemler günde 24 saat, haftada yedi gün gerekli olan iki yada daha fazla kişiyle işletilir. Kojenerasyon sistemine HRSG dahil olduğu yerlerde, küçük çaplı sistemler için bile lokal kurallar ve kazan güvenlik düzenlemeleri hazır bulunarak işletim gerektirebilir. Bu durumlarda, artan personel ihtiyacı sıfırdır çünkü, kojenerasyon değil de, sadece bir kazanının olması durumunda bile aynı sayıda operatör gerekli olacaktır. Çoğu durumda bir kojenerasyon uygulamasının ekonomik uygulanabilirliği, personel sayısını arttırmadan işletme kabiliyetine dayanmaktadır. Kojenerasyon sistemi, eskiden kömür gibi katı bir yakıtın kullanımının yapıldığı bir tesise geçerse, yakıt ve kül kullanımını iptalinden dolayı bir personel indirimi

sözkonusu olabilir. Bu durumda, personel ödemesi bir işletim maliyet kredisiyle sonuçlanabilir.

Çeşitli işletme ve bakım maliyeti bileşenleri aşağıda belirtilmiştir:

- Güç satın alımı
- Güç satışı gelirleri
- Yakıt Maliyetleri
- Termik Enerji Gelirleri
- Personel
- Bakım masrafları
- Su ve kirli su ücretleri
- Sigorta
- Emisyon izinleri
- İdari ve yönetim ücretleri
- Borç servisi
- Vergiler

#### **4.3 Enerji Maliyeti Hesaplamaları**

Bu çalışmada, daha sonraki bölümde de görüleceği gibi, gaz türbinli ve pistonlu motorlu kojenerasyon sistemlerine ait elektrik ve ısı üretim maliyet değerleri, çeşitli yaklaşımlar doğrultusunda yapılan analizler neticesinde incelenmiştir. Enerji maliyetinin daha doğru olarak hesaplanması amacıyla, santralin çalışma ömrü boyunca yapılan tüm masrafların referans bir tarihe getirilmiş toplamlarını, santral ömrü boyunca üretilmiş ve aynı tarihe getirilmiş toplam enerjiye bölünmesi suretiyle yapılmıştır. Bu hesaplama metoduna, "Bir Değere Getirilmiş Masraflar Metodu" adı verilir ve alternatif tesislerin enerji üretim maliyetlerini ulusal ve uluslararası düzeyde mukayese etmek için en yaygın kullanılan metottur. Bu metotla paranın zaman değeri dikkate alınarak eşdeğer bir enerji üretim maliyeti elde edildiği için , üretilen tesisin ömrü boyunca bu maliyet değerinde satılırsa, gelirlerin şimdiki değeri, üretim için yapılan tüm masrafların şimdiki değerine eşit olacaktır.

##### **4.3.1 Amortisman**

Bir tesisin kuruluşunda yapılan toplam yatırım masraflarının, kredi alınmışsa kredinin faizi de dahil olmak üzere, belirli bir sürede geri ödenmesi amacıyla, toplam yatırım değerinin önceden belirlenmiş bir kısmının, sermaye maliyeti olarak her yıl işletme gelirlerinden ayrılması ve vergi dışı bırakılması işlemine "Amortisman" adı verilir. Yıllık gelirden ayrılacak amortisman payının belirlenmesinde bir çok yöntem vardır. Ancak enerji

maliyeti hesabında, amortisman payını veya yıllık sermaye maliyetini belirlemede yaygın olarak iki yöntem kullanılmaktadır. Bunlar, ‘Sabit Yıllık Amortisman (Sabit Yıllık Sermaye Maliyeti)’ ve ‘Lineer Azalan Amortisman (Lineer Azalan Yıllık Sermaye Maliyeti)’ yöntemleridir. Çalışmada sabit yıllık amortisman kullanılmıştır. Şimdiki değeri  $P$  olan bir yatırımın sabit yıllık amortisman bedeli veya sabit yıllık sermaye maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$C_A = P(a/p, i, n) = P * \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.1)$$

$i$  faiz değerini,  $n$  ise planlanan ödeme süresini ifade eder.

#### 4.3.2 Geri Ödeme Oranı Metodu

Ger ödeme oranı, net karın şimdiki değerini istenilen bir sürede sıfır yapan faiz oranı olarak tanımlanabilir. Geri ödeme oranı  $r$  ile gösterilirse;

$$\sum_{t=0}^n [B(t) - C(t)] * (1+r)^{-t} = 0 \quad (4.2)$$

yazılabilir. (4.2) denklemini yardımıyla, yatırımın geri ödeme oranını belirleyen bu metod, alternatif yatırımların değerlendirilmesi ve mukayesesinde "Geri Ödeme Oranı Metodu" olarak yaygın bir şekilde kullanılmaktadır.

Kabul edilebilen bir geri ödeme oranı ile  $n$  yıllık bir süre içinde hesaplanan net karın şimdiki değeri sıfır oluyor ise,  $n$  yıllık süre içinde elde edilen gelirler amortisman bedeli de dahil olmak üzere tüm masrafları karşılamış ve yatırım amorti edilmiş olur. Alternatif projelerden, aynı amortisman süresi için hesaplanmış geri ödeme oranı hangisinde büyük ise o alternatif avantajlıdır. (Aybers, 1995)

#### 4.3.3 Yıllık Sermaye Masrafları

Çalışmada yıllık sermaye masraflarının hesabında ‘Sabit Yıllık Sermaye Masrafı’ metodu kullanılmıştır. Çalışmada kullanılan kojenerasyon sistemlerinin paket sistemler oldukları varsayımıyla inşaat masrafları ve eskalasyonlar ihmal edilmiştir.

Amortisman katsayısı  $(a/p)$  kullanılarak sabit bir yıllık sermaye masrafı bulunabilir. Toplam yatırımın üretime başlama tarihindeki değeri  $I_K$  ile gösterilirse, santralin  $n$  yıllık ömrü boyunca sabit yıllık sermaye maliyeti,

$$C_K = I_K(a/p, i, n) = I_K * \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.3)$$

olmaktadır.

#### 4.3.4 İşletme ve Bakım Masrafları

Referans tarih olarak tesisin üretime başlangıç tarihi seçildiğinde, Levelised Cost metodu kullanılarak, ömür boyunca bir değere getirilmiş birim enerji başına işletme ve bakım masrafları,

$$g_m = \frac{\sum_{t=1}^n C_M(t) * (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E(t) * (1+r)^{-t}} \quad (4.4)$$

ifadesi ile elde edilir.

#### 4.3.5 Yakıt Masrafları

Kömür, Fuel Oil, Linyit ve Doğal Gaz gibi fosil yakıtlarla çalışan klasik tesislerde üretilen birim enerji başına yakıt maliyeti aşağıdaki gibi bulunur.

$$c_f = \frac{F * q}{H_U} \quad (4.5)$$

Burada;  $F$ , yakıt fiyatını,  $q$ , tesisin özgül ısı sarfiyatını,  $H_U$  ise kullanılan yakıtın alt ısı değerini göstermektedir.

Tesisin termik verimi  $\eta_T$  ise özgül ısı sarfiyatı,

$$q = \frac{3600}{\eta_{th}} \text{ (kJ/kWh)} \quad (4.6)$$

ifadesi ile hesaplanır.

(4.5) denklemi ile hesaplanacak birim enerji başına yakıt maliyeti, kullanılan yakıt fiyatının ait olduğu yıl için geçerlidir. Ancak diğer maliyet kısımlarında olduğu gibi bir değere getirilmiş maliyet ( Levelised Cost ) metodu ile yakıt fiyatlarındaki değişiminde göz önüne alınması gerekir. İşletme ömrü boyunca değişken yıllık yakıt maliyeti  $C_f(t)$  ise, bir değere getirilmiş birim enerji başına yakıt maliyeti,

$$g_f = \frac{\sum_{t=1}^n C_f(t) * (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E(t) * (1+r)^{-t}} \quad (4.7)$$

ifadesi ile hesaplamalıdır.

#### 4.3.6 Toplam Enerji Maliyeti

Sermaye, yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin toplam değeri , birim enerji başına toplam elektrik üretim maliyet değerini verir.Çalışmada yıllık enerji üretiminin zamanın bir fonksiyonu olduğu varsamıyla enerji maliyeti üretimin değerinin bulunmasında aşağıda belirtilen maliyet formülü kullanılmıştır.(Şahin,1994)

$$g = \frac{\sum_{t=1}^n [C_k(t) + C_f(t) + C_m(t)] * (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E(t) * (1+r)^{-t}} \quad (4.8)$$

## 5. UYGULAMADA KULLANILAN MALİYET ANALİZ YÖNTEMLERİ

Bu çalışmada; kojenerasyon sisteminde, güç oranları değişiminin, enerji maliyetine etkisi incelenmiştir. Enerji maliyetinin hesabında, kojenerasyon sisteminden elde edilen elektrik ve ısı enerjisinin, \$/kWh cinsinden birim enerji üretim maliyeti değerleri, ayrı ayrı göz önünde bulundurulmuş ve değerlendirilmiştir. Uygulamada kullanılan kojenerasyon sistem örnekleri bünyesindeki güç ünitelerinin her birinin, çalışma şartlarına uygun değer aralıkları boyunca yapılan EIO değişimi ile elde edilen farklı elektrik ve ısı enerjisi maliyet değerlerinin bulunmasında, 3 ayrı maliyet analizi kullanılmıştır. Yapılan analizler; çalışmada kullanılan kojenerasyon sistemlerinden elde edilen maliyet değerlerinin, gerek her bir sistemin güç aralıkları boyunca kendi içinde, gerekse birbirlerinin denk elektriksel güçlerinde ve hatta elektrik ihtiyacının şebekeden temin edildiği, endüstriyel buhar veya sıcak suyun eldesi için konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı, aynı ısıl güçteki kazanlı konvansiyonel sistem verileri ile mukayesesine olanak sağlar. Bu çalışmada; kojenerasyon, yani birleşik ısı-güç üretimi kavramını daha iyi irdeleyebilmek için, yüksek elektriksel güç değerleri elde etmek amacıyla kurulan ve ülkemizin içinde bulunduğu şartlar dolayısıyla, mevcut otoprodüktör santrallerinde büyük bir paya sahip kombine çevrimli sistemler ve gaz türbini teknolojisindeki gelişmeler neticesinde yerini gittikçe, bu güç ünitelerine bırakan buhar türbinli kojenerasyon sistemleri kullanılmamıştır. Çalışmada; gaz türbinli, gaz ve dizel motorlu kojenerasyon sistemleri kullanılmıştır. Enerji maliyetinin daha doğru olarak hesaplanması amacıyla, santralin çalışma ömrü boyunca yapılan tüm masrafların referans bir tarihe getirilmiş toplamlarını, santral ömrü boyunca üretilmiş ve aynı tarihe getirilmiş toplam enerjiye bölünmesi suretiyle yapılmıştır. Bu hesaplama metoduna, “Bir Değere Getirilmiş Masraflar Metodu” adı verilir.

### 5.1 Maliyet Analizi-1

Yapılan ilk analiz yönteminde; kojenerasyon sisteminden elde edilen ısı enerjisine ait toplam üretim maliyeti değerinin, bir yıl içerisinde aynı miktardaki ısı enerjisinin üretildiği, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı bir sistemin toplam ısı üretim maliyet değerine eşit olduğu varsayımıyla hesaplamalar yapılır. Bu analiz için yapılan varsayım doğrultusunda, elektrik enerjisi üretim maliyeti hesabında kullanılan yakıt miktarı olarak; kojenerasyon sistemi yakıt girdisi ve sistemden elde edilen ısı enerjisi çıktısını kazanlı bir sistemde elde edebilmek için gerekli olan yakıt miktarının farkı alınmıştır.

$N_E$  gücündeki bir güç ünitesinin bir yılda üreteceği elektrik enerjisi, ( $E$ ), miktarı ;

$$E = 8760 * N_E * L_F, (\text{kW}_e \text{ h/yıl}) \quad (3.1)$$

denklemleri ile hesaplanır.  $L_F$  ifadesi, santral ömrü boyunca ortalama şebeke yük faktörünü belirtmektedir. Sistemden bir yıl içerisinde elde edilen ısı enerjisi miktarı, ( $Q$ ),  $EIO$  değeri vasıtasıyla aşağıdaki belirtilen ifade ile elde edilebilir.

$$Q = \frac{E}{EIO}, (\text{kW}_q \text{ h/yıl}) \quad (3.2)$$

Bu maliyet analizinde,  $EIO$  değeri vasıtasıyla hesaplanan  $Q$  miktarının bir yılda elde edilebildiği, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı bir sistemden temin edilebilmesi için gerekli yakıt miktarı;

$$M_{YQ} = \frac{Q}{H_U * \eta_k}, (\text{m}^3/\text{yıl}, \text{kg/yıl}) \quad (3.3)$$

eşitliğinden bulunabilir.  $H_U$ , yakıt alt ısı değerini ifade etmektedir. Kullanılan yakıt çeşidine göre birimi  $\text{kcal/m}^3$  veya  $\text{kcal/kg}$  olabilir.  $\eta_k$  değeri ise kazan verimini ifade etmektedir. Elde edilen ısı enerjisi değeri, ( $Q$ ), için gerekli olan yakıt miktarının ( $M_{YQ}$ ),  $\$/\text{m}^3$  veya  $\$/\text{kg}$  cinsinden mevcut yakıt fiyatı, ( $F_Y$ ), ile çarpımı vasıtasıyla  $Q$  değeri için yıllık yakıt masraf değeri aşağıda belirtilen eşitlikle hesaplanabilir.

$$C_{YQ} = M_{YQ} * F_Y, (\$/\text{yıl}) \quad (3.4)$$

$Q$  ısı çıktısına sahip bir kazanlı konvansiyonel sistemin ısı gücü ;

$$N_{QB} = \frac{Q}{8760 * L_{FK}}, (\text{kW}_q) \quad (3.5)$$

denklemleri ile elde edilir.  $L_{FK}$  değeri, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı,  $N_{QB}$ , gücündeki bir sistemin şebeke yük faktörünü ifade etmektedir.

$$I_{KB} = N_{QB} * C_{UB}, (\$) \quad (3.6)$$

eşitliği ile bulunabilir.  $C_{UB}$  değeri, konvansiyonel sistemin,  $\$/\text{kW}_q$  cinsinden, birim tesis maliyet değeridir. Tesisin yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı, ( $C_{KB}$ ), amortisman faktörü, ( $a$ ), yardımıyla aşağıda belirtilen yolla bulunur.  $i$ , faiz oranını,  $n$  ise ödeme süresini belirtmektedir.

$$a = \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (3.7)$$

$$C_{KB} = I_{KB} * \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], (\$/yıl) \quad (3.8)$$

Konvansiyonel sistemin,  $\$/kW_q h$  cinsinden ifade edilen, yıllık işletme ve bakım maliyeti birim değerinin,  $(C_{UMB})$ ,  $Q$  ifadesi ile çarpımı, yıllık işletme ve bakım değerini,  $(C_{MB})$ , verir.

$$C_{MB} = Q * C_{UMB}, (\$/yıl) \quad (3.9)$$

Sistem ömrü boyunca sabit sermaye veya yatırım masrafları, işletme ve bakım masrafları ve yakıt masrafları toplamının ve ısı enerjisi değerinin bir değere getirilmiş maliyet metodu uygulanarak oranlanması ile ısı enerjisi toplam üretim maliyet değeri  $(g_Q)$  elde edilir.

$$g_Q = \frac{\sum_{t=0}^n [C_{KB}(t) + C_{MB}(t) + C_{YQ}(t)] * (1+r)^{-t}}{Q * \sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}}, (\$/kW_q h) \quad (3.10)$$

Bu eşitlik, sistemden her yıl yaklaşık aynı miktarda ısı enerjisi temin edildiği kabulüyle oluşturulmuştur.

Elektrik enerjisi toplam üretim maliyet değeri hesabında da tıpkı ısı enerji maliyetinde olduğu gibi bir değere getirilmiş maliyet metodu uygulanır. Hesaplamalar için, analiz yönteminin başında hesaplanan yıllık elektrik enerjisi üretimi miktarından başka, kojenerasyon sisteminin yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafları, yıllık işletme ve bakım masrafları ile yıllık yakıt masrafları değerleri gerekmektedir.

Kojenerasyon sisteminin yatırım masrafları,  $(I_{KC})$ ,  $\$/kW$  cinsinden ifade edilen kojenerasyon sistemi birim maliyet değeri  $(C_{UC})$  ile sistemin elektrikselleşme gücünü belirten  $N_E$  değerinin çarpımından elde edilir.

$$I_{KC} = N_E * C_{UC}, (\$) \quad (3.11)$$

Yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı  $(C_{KC})$  değeri; sistem yatırım maliyet değerinin  $(I_{KC})$ , amortisman faktörü,  $(a)$ , ile çarpımı vasıtasıyla elde edilir.

$$C_{KC} = I_{KC} * \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], (\$/yıl) \quad (3.12)$$

Kojenerasyon sisteminin yıllık işletme ve bakım masrafları ( $C_{MC}$ ); bir yılda üretilen elektrik enerjisi üretimi, ( $E$ ), değerinin,  $\$/kW_e h$  cinsinden kojenerasyon sistemine ait birim işletme ve bakım maliyeti ( $C_{UMC}$ ) ile çarpımından elde edilir.

$$C_{MC} = E * C_{UMC}, (\$/yıl) \quad (3.13)$$

Kojenerasyon sisteminin yıllık yakıt masrafını, ( $C_{YC}$ ), belirleyebilmek için öncelikle uygulanan analiz yöntemi neticesinde elektrik enerjisi üretimine düşen yakıt payının ( $M_{YE}$ ) hesabı gereklidir.

Kojenerasyon sisteminin özgül yakıt sarfiyatı;

$$b_E = \frac{860}{H_U * \eta_{th}}, (m^3 / kW_e h, kg / kW_e h) \quad (3.14)$$

eşitliğiyle elde edilir.  $\eta_{th}$  değeri kojenerasyon sistemine ait termik verim değeridir. Özgül yakıt sarfiyatının, yıllık elektrik enerjisi üretim miktarı, ( $E$ ), ile çarpılması ile kojenerasyon sisteminin yıllık yakıt girdisi ihtiyacı, ( $M_Y$ ), elde edilir.

$$M_Y = b_E * E, (m^3 / yıl, kg / yıl) \quad (3.15)$$

Analizde yapılan yaklaşım neticesinde, elektrik enerjisi üretimine düşen yakıt payı ( $M_{YE}$ ), kojenerasyon sistemin yakıt ihtiyacından, ( $M_Y$ ), ısı enerjisi yakıt payının, ( $M_{YQ}$ ), çıkarılmasıyla aşağıdaki eşitlikten elde edilir.

$$M_{YE} = M_Y - M_{YQ}, (m^3 / yıl, kg / yıl) \quad (3.16)$$

Elektrik enerjisi eldesi için gerekli yıllık yakıt masraf değeri, ( $C_{YE}$ ); hesaplanan  $M_{YE}$  değerinin, sistemde kullanılan yakıtın  $\$/m^3$  veya  $\$/kg$  cinsinden, mevcut fiyat değeri ile çarpımı vasıtasıyla aşağıdaki eşitlikle elde edilir.

$$C_{YE} = M_{YE} * F_Y, (\$/yıl) \quad (3.17)$$

Elektrik enerjisi toplam üretim maliyeti,  $C_{KC}$ ,  $C_{MC}$ ,  $C_{YC}$  ve  $E$  değerlerinin, santral ömrü boyunca ortaya çıkan miktarları toplamının, bir değere getirilmiş maliyet metodu ile ,

$$g_E = \frac{\sum_{t=0}^n [C_{KC}(t) + C_{MC}(t) + C_{YE}(t)] * (1+r)^{-t}}{E * \sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}}, (\$/kW_e h) \quad (3.18)$$

eşitliğinden elde edilir. Sistemde, her yıl yaklaşık aynı miktarda elektrik enerjisi üretiminin gerçekleştirildiği kabulü yapılmıştır .

Çeşitli güç aralıklarında elde edilen  $g_E$  değerleri, farklı kojenerasyon sistemlerinin gerek kendi güç aralıkları boyunca gerekse her birinin eşit güç miktarlarının yanısıra şebeke birim elektrik fiyatı ile de mukayese edilebilir.

## 5.2 Maliyet Analizi-2

Bu analiz yönteminde, kojenerasyon sistemi bünyesindeki güç ve ısı ünitelerinin, birbirlerinden bağımsız iki sistem oldukları varsayımıyla, elektrik ve ısı enerjisi toplam üretim maliyetleri hesabı ayrı ayrı yapılmıştır.

$N_E$  gücündeki bir güç ünitesinin bir yılda üreteceği elektrik enerjisi, ( $E$ ), miktarı , (3.1) ifadesinde de belirtildiği gibi;

$$E = 8760 * N_E * L_F, (kW_e h/yıl)$$

şeklinde ifade edilir.  $L_F$  ifadesi, santral ömrü boyunca ortalama şebeke yük faktörünü belirtmektedir. Sistemden elde edilen ısı enerjisi ( $Q$ ) miktarı (3.2) ifadesinde belirtildiği gibidir ;

$$Q = \frac{E}{EIO}, (kW_q h/yıl)$$

Birim elektrik ve ısı maliyeti değerlerine ulaşmak için gerek güç ünitesi gerek ısı ünitesi için, yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafları, yıllık işletme ve bakım masrafları, yıllık yakıt masrafları ve yıllık enerji üretimleri belirlenmelidir. Fakat HRSG ekipmanında herhangi bir yakıt tüketimi söz konusu olmadığından, kojenerasyon tesisi yakıt tüketimi, elektrik enerjisi üretim maliyeti hesabında göz önünde bulundurulmuştur. Bununla birlikte, yapılan yaklaşım doğrultusunda tesiste ayrı ayrı değerlendirilen iki üniteden biri olan ısı ünitesinin kalbi niteliğindeki HRSG ekipmanına ait işletme ve bakım maliyetleri, kojenerasyon sistemine ait

işletme ve bakım maliyetleri yanında, kabuller bölümünde de daha ayrıntılı bir şekilde ifade edildiği gibi, ihmal edilmiştir. Bu açıklamalar doğrultusunda, aşağıda belirtilmiş olan işlem dizinleri neticesinde elektrik ve ısı enerjisi üretim maliyet değerleri elde edilir.

Gaz türbinleri veya pistonlu motorlar gibi güç ünitelerinde üretilen ısıнын güç değeri;

$$N_Q = \frac{Q}{8760 * L_F}, (\text{kW}_q) \quad (3.19)$$

şeklinde ifade edilir.

Isı ünitesi yatırım bedeli, ( $I_{KQ}$ ),  $N_Q$  güç değeri ile  $\$/\text{kW}_q$  cinsinden birim ısı ünitesi maliyeti, ( $C_{UQ}$ ), değerinin çarpımına eşittir.

$$I_{KQ} = N_Q * C_{UQ}, (\$) \quad (3.20)$$

Yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı, ( $C_{KQ}$ ); ısı ünitesi yatırım bedeli değerinin, ( $I_{KQ}$ ), amortisman faktörü ( $a$ ) ile çarpımından elde edilir. Amortisman faktörü ( $a$ ) eşitliğindeki  $i$  ifadesi, geçerli faiz oranını,  $n$  değeri ise santral ömrü ve santral ömrüne yayıldığı varsayılan ödeme adedini ifade etmektedir. Böylece ısı ünitesinin yıllık sermaye ve yatırım masrafların değeri aşağıda belirtilen eşitlikler neticesinde elde edilir.

$$a = \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$C_{KQ} = I_{KQ} * \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], (\$/\text{yıl}) \quad (3.21)$$

Isı ünitesi için gerçekleştirilen hesapları, yapılan analiz çerçevesinde elektrik ünitesi için de uygulayacak olursak; güç ünitesinin yatırım bedeli ( $I_{KE}$ ), kojenerasyon sistemi yatırım bedeli, ( $I_{KC}$ ), ile ısı ünitesi yatırım bedeli, ( $I_{KQ}$ ) farkına eşittir.  $I_{KC}$  değeri, bir önceki analizde belirtildiği gibi,  $\$/\text{kW}$  cinsinden ifade edilen kojenerasyon sistemi birim maliyet değeri, ( $C_{UC}$ ), ile sistemin elektriksel gücü olan  $N_E$  değerinin çarpımından elde edilir.

$$I_{KC} = N_E * C_{UC}, (\$)$$

$$I_{KE} = I_{KC} - I_{KQ}, (\$) \quad (3.22)$$

Yapılan yaklaşım neticesinde, güç ünitesi payına düşen yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı ( $C_{KE}$ );

$$C_{KE} = I_{KE} * \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], (\$/yıl) \quad (3.23)$$

şeklinde ifade edilir.

Kojenerasyon sisteminin yıllık işletme ve bakım masrafları ( $C_{MC}$ ); bir yılda üretilen elektrik enerjisi üretimi, ( $E$ ), değerinin,  $\$/kW_e h$  cinsinden kojenerasyon sistemine ait birim işletme ve bakım maliyeti ( $C_{UMC}$ ) ile çarpımından elde edilir.

$$C_{MC} = E * C_{UMC}, (\$/yıl)$$

Kojenerasyon sisteminin özgül yakıt sarfiyatı;

$$b_E = \frac{860}{H_U * \eta_{th}}, (m^3 / kW_e h, kg / kW_e h)$$

yoluyla hesaplanır . Kojenerasyon sisteminin yıllık yakıt girdisi ihtiyacı ( $M_Y$ );

$$M_Y = b_E * E, (m^3 / yıl, kg / yıl)$$

ifadesinden elde edilir.

Tesisin yıllık yakıt masrafları ( $C_{YC}$ ) ise; kojenerasyon tesisine ait yıllık yakıt girdisi, ( $M_Y$ ), ifadesinin, kullanılmakta olan yakıtın mevcut fiyat değeri ile çarpımına eşittir.

$$C_{YC} = M_Y * F_Y, (\$/yıl) \quad (3.24)$$

Elektrik ve ısı enerjisi toplam üretim maliyetleri, tek bir santralin enerji maliyeti hesabında çok uygun bir metot olan bir değere getirilmiş maliyetler metodu ile hesaplanmıştır. Bu metotta, santralin ömrü boyunca her yıl yapılan sermaye, işletme-bakım ve yakıt masraflarının referans bir tarihe getirilmiş toplamlarını, işletme ömrü boyunca her yıl üretilen enerjinin aynı tarihe getirilmiş toplamına bölmekle, enerji üretim maliyetleri bulunur. Elde edilen enerji miktarlarının her yıl eşit miktarda oldukları kabulü yapılmıştır.  $r$  değeri, iskonto oranı ifadesidir.

$$g_Q = \frac{\sum_{t=0}^n C_{KQ}(t) * (1+r)^{-t}}{Q * \sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}}, (\$/kW_q h) \quad (3.25)$$

$$g_E = \frac{\sum_{t=0}^n [C_{KE}(t) + C_{MC}(t) + C_{YC}(t)] * (1+r)^{-t}}{E * \sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}}, (\$/kW_e h) \quad (3.26)$$

Gaz türbinli, gaz motorlu ve dizel motorlu kojenerasyon sistemlerinin her birinde hem kendi güç aralıkları boyunca hem de birbirlerinin eşit güç miktarlarında yapılan uygulamalar neticesinde elde edilen elektrik ve ısı enerjisi toplam üretim maliyet değerli birbirleriyle mukayese edilir. Yapılan başka bir mukayese yöntemi de her bir kojenerasyon sisteminden elde edilen elektrik ve ısı enerjisi toplam üretim maliyetlerinin, denk ısı gücündeki konvansiyonel bir sistemin şebekeden aldığı elektrik enerjisi maliyeti ve ısı enerjisi toplam üretim maliyeti değerleriyle karşılaştırılmasıdır.

### 5.3 Maliyet Analizi-3

Bu maliyet analizinde ilk analiz yönteminin tersine, kojenerasyon sisteminin birim elektrik üretim maliyet değerinin; elektrik ihtiyacının şebekeden karşılandığı, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı bir sistemin elektrik üretim maliyet değerine, dolayısıyla elektrik dağıtım şebekesi tarafından uygulanan birim elektrik fiyat değerine eşit olduğu varsayımından yola çıkarak aşağıdaki işlem dizinleri gerçekleştirilmiştir .

Kojenerasyon sisteminin yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafları, yıllık işletme ve bakım masrafları, yıllık yakıt masraflarının toplamı ( $C_T$ ) belirlenir. Kojenerasyon sisteminin yatırım masrafı değeri, ( $I_{KC}$ );

$$I_{KC} = N_E * C_{UC}, (\$)$$

eşitliğinden elde edilir.

Yıllık sabit sermaye veya yatırım masrafı ( $C_{KC}$ ) değeri ;

$$a = \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$C_{KC} = I_{KC} * \left[ \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], (\$/yıl)$$

formülü vasıtasıyla hesaplanır.

Kojenerasyon sisteminin yıllık işletme ve bakım masrafları ( $C_{MC}$ );

$$E = 8760 * N_E * L_F, (\text{kW}_e \text{ h/yıl})$$

$$C_{MC} = E * C_{UMC}, (\$/yıl)$$

eşitliğiyle elde edilir.

Sistem yıllık yakıt masrafları, ( $C_{YC}$ ), ise sistem için gerekli yakıt miktarı olan, ( $M_Y$ ), ifadesinin kullanılmakta olan mevcut yakıt fiyat değeri ile çarpımına eşittir.  $C_{YC}$  değeri aşağıda belirtilen işlem dizininden elde edilir .

$$b_E = \frac{860}{H_U * \eta_{th}}, (\text{m}^3 / \text{kW}_e \text{ h}, \text{kg} / \text{kW}_e \text{ h})$$

$$M_Y = b_E * E, (\text{m}^3 / \text{yıl}, \text{kg} / \text{yıl})$$

$$C_{YC} = M_Y * F_Y, (\$/yıl)$$

Yıllık toplam masraflar;

$$C_T = C_{KC} + C_{MC} + C_{YC}, (\$/yıl) \quad (3.27)$$

ifadesi ile gösterilir.

Kojenerasyon sisteminden elde edilen elektrik enerjisi toplam üretim maliyet değerinin, analiz başında da ifade edildiği gibi, dağıtım şebekesi tarafından belirlenen elektrik enerjisi maliyetine, ( $F_E$ ), eşit olduğu kabulüyle, kendi elektriksel ihtiyaçlarını karşılayan ve dışarıdan elektrik almadığı varsayılan kojenerasyon sisteminin güç üretiminden elde edeceği yıllık kazancı;

$$C_E = E * F_E, (\$/yıl) \quad (3.28)$$

şeklinde ifade edilir.  $C_E$  değerini , yıllık toplam masraflar değerinden, ( $C_T$ ), çıkartığımızda kojenerasyon sistemi yıllık ısı enerjisi çıktısına denk gelen maliyet değeri bulunur.

$$C_Q = C_T - C_E \text{ ,} (\$/\text{yıl}) \quad (3.29)$$

Sistemde üretilen ısı enerjisi miktarı,  $EIO$  değeri vasıtasıyla bulunabilir:

$$Q = \frac{E}{EIO} \text{ ,} (\text{kW}_q \text{ h/yıl})$$

Hesaplanan  $C_Q$  ve  $Q$  değerlerinin santral ömrü boyunca tüm masrafları toplamalarının oranı;

$$g_Q = \frac{\sum_{t=0}^n C_Q(t) * (1+r)^{-t}}{Q * \sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}} \text{ ,} (\$/\text{kW}_q \text{ h}) \quad (3.30)$$

ifadesi kullanılarak hesaplanır. Burada sistemden her yıl aynı miktarda ısı enerjisi, ( $Q$ ), elde edildiği kabul edilmiştir.

Hesaplanan ısı enerjisi üretim maliyet değeri, ( $g_Q$ ), gerek konvansiyonel sistem ısı enerjisi, gerekse farklı kojenerasyon sistemlerinden elde edilen değerler ile karşılaştırılabilir .

#### 5.4 Uygulamada Kullanılan Kabuller

Bu bölüm, bir önceki bölümde anlatılan analizler boyunca yapılan kabuller ve bu kabullerin ışığında elde edilen sonuçların değerlendirmesini içermektedir. Bu çalışmada kullanılan maliyet analizlerinin her biri için, elektrik ve ısı toplam üretim maliyeti hesaplamalarında aşağıda belirtilen kabuller yapılmıştır:

Yük faktörü değeri, ( $L_F$ ), güç ünitelerinin aylık çalışma saati değeri üzerinden hesaplanmıştır. Aylık çalışma saati değeri, gaz türbini ,gaz ve dizel motorları için sırasıyla 700 h/m, 683 h/m, 667h/m olarak kabul edilerek aşağıdaki tabloda belirtilen  $L_F$  değerleri elde edilmiştir.

Çizelge 5.1 Ekipman tipine göre kabul edilen ortalama yük faktörleri(CDG)

Güç Ünitesi	Saatler (Saat/Ay)	Yük Faktörü ( $L_f$ )
----------------	----------------------	--------------------------

Dizel Motor	667	0,914
Gaz Motoru	683	0,936
Gaz Türbini	700	0,958

Çalışmada kullanılan elektrik ısı oranı, (*EIO*), değerleri, ısı geri kazanım faktörü vasıtasıyla bulunmuştur. Isı geri kazanım faktörü için spesifik motor veya türbin verilerinin kullanılması mümkün olmakla beraber bu çalışmada yapıldığı gibi genel veriler de kullanılabilir. Bu genel veriler doğrultusunda gaz ve dizel motoru ısı geri kazanım faktörleri eşdeğer alınmıştır. Aşağıdaki tabloda, motor ve türbinlerin çeşitli güç aralıklarındaki *EIO* değer aralıkları gösterilmiştir.

Çizelge 5.2 Kojenerasyon sistemlerinde ekipman tipine ve elektriksel kapasitesi değişimine göre *EIO* değerleri(CDG)

Güç Ünitesi Büyüklüğü (kW)	Güç Ünitesi Tipi	Isı Geri Kazanım	
		Faktörü (Btu/kWh)	<i>EIO</i> (*)
<100	Motor	5000-6000	0,568-0,682
100-800	Motor	4000-6000	0,568-0,853
800-1500	Motor	3000-5000	0,682-1,137
>1500	Motor	2500-3500	0,974-1,364
<1000	Türbin	8000-15000	0,227-0,426
1000-5000	Türbin	5000-8000	0,426-0,682
5000-15000	Türbin	4500-5500	0,620-0,758
>15000	Türbin	4000-5000	0,682-0,853

\*  $EIO = 3412 / \text{Isı Geri Kazanım Faktörü}$

Çalışmadaki konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlerin; kazan, üflemlerli brülör, ısıtma sistemi otomasyonu, boylerler, pis su boruları, kapalı genleşme depoları, pompa ekipmanlarından oluştuğu kabulüyle; elde edilen sistem maliyet değerlerine, güce bağlı

olarak, %10-20 oranında tesisat işçiliği ve montaj malzemesi maliyeti ilave edilmiştir. Toplam yatırım değerine ,ortaya çıkabilecek her tür öngörülmemiş harcamaların toplamı da ilave edilerek, konvansiyonel sistem maliyetinin beklenmedik durumlar sebebiyle yaklaşık %10 mertebesinde artış göstereceği öngörülmüştür. Isısan firmasından alınan, Euro cinsinden olan maliyet değerleri, Mart 2002 çarpraz kuru vasıtasıyla \$ bazında hesaba katılarak, aşağıdaki birim tesis maliyet grafiği elde edilmiştir.

Çizelge 5.3 Konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlerde ısı kapasitesine değişimine göre ortalama birim maliyet değerleri

Isı Kapasitesi (kW)	Sistem Maliyeti (\$/kW)
<1000	110
1000-3200	55
3200-10000	65
>10000	75

Konvansiyonel sistemlerin işletme ve bakım maliyetleri; elektrik, yakıt, bakım, yönetim ve genel maliyetleri kapsar. Çalışmada uygulanan 3 analizde de yakıt maliyetleri ayrıca göz önünde bulundurulmuştur. Universal firmasından alınan bilgiler doğrultusunda, kazanlı konvansiyonel sistemlerde iç tüketim maliyetlerinin, değişen güç aralıkları boyunca ulaşabileceği max. değer, tesis yatırım bedellerinin % 5 'idir. Elektrik maliyeti hesabı, Isısan firmasından elde edilen veriler doğrultusunda, sistemin yılda 2000 saat çalıştığı kabulüyle; pompa, kazan ve brülör ekipmanlarının şebekeden karşıladıkları enerji ihtiyacı üzerinden hesaplanmıştır. 10 MW gücündeki kazanlı bir konvansiyonel sistemde pompalar 400-600kW, kazan ve brülör ise 10-20kW kadar güç çekerler. Yönetim ve genel maliyet değerlerinin de tesis yatırım maliyetinin % 1 oranında olduğu kabul edilmiştir. Stand-by maliyeti ve Isısan firmasından alınan bakım maliyetlerinin de ilavesiyle konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemler için yıllık işletme ve bakım birim maliyet verileri aşağıdaki şekilde elde edilmiştir.

Çizelge 5.4 Konvansiyonel sistemlerde ısı kapasitesine değişimine göre ortalama bakım maliyeti

Isı Kapasitesi (kW)	Bakım Maliyeti (\$/kWh)
<1000	0,0085
1000-3200	0,0074
3200-10000	0,0073
>10000	0,0074

Çalışmada kullanılan kojenerasyon sistemlerinin; anahtar teslimatlı paket sistemler olduğu kabulü ile yatırım maliyeti hesabında eskalasyonlar göz önünde bulundurulmamıştır. Sistemlerin; tahrik unsuru, jeneratör, komple kontrol sistemi, ana çevre ekipmanları, sıvı yakıt kullanılması ihtimaline karşı pompa istasyonu ve tanklar ile atık ısı sistemlerinden oluştuğu kabul edilmiştir. Yatırım birim maliyet değerleri, ülkemizde faaliyet gösteren çeşitli firmalardan alınan veriler vasıtasıyla oluşturulmuştur. Beklenmedik durumlar sebebi ile oluşabilecek ek masrafların, yatırım maliyetinin %10 miktarına eşit olduğu kabul edilmiştir.

Çizelge 5.5 Gaz motorlarında elektriksel kapasiteye göre ortalama birim tesis maliyetleri

Elektrik Kapasitesi (kW)	Min.Sistem Maliyeti (\$/kW)	Max.Sistem Maliyeti (\$/kW)
<1000	700	750
1000-15000	450	550

Çizelge 5.6 Dizel motorlarında elektriksel kapasiteye göre ortalama birim tesis maliyetleri

Elektrik Kapasitesi (kW)	Min.Sistem Maliyeti (\$/kW)	Max.Sistem Maliyeti (\$/kW)
<5000	600	650
5000-20000	550	650

Çizelge 5.7 Gaz türbinlerinde elektriksel kapasiteye göre ortalama birim tesis maliyetleri

Elektrik Kapasitesi (kW)	Min.Sistem Maliyeti (\$/kW)	Max.Sistem Maliyeti (\$/kW)
<5000	600	650
5000-20000	550	650

Kojenerasyon sistemi işletme ve bakım maliyetleri değerlerinde gaz ve dizel motor bakım maliyetleri, motor maliyetleri adı altında ele alınmıştır. Yağ giderleri, bakım ve onarım masrafları, \$/kWh cinsinden aşağıdaki tabloda belirtildiği gibi hesaba katılmıştır . Bu rakamlara ilaveten, yönetim giderlerinin kojenerasyon ekipmanı maliyetinin %1'i oranında olduğu varsayılmıştır. Stand-by ücreti de son iki ayın ortalaması alınarak, 3.6 \$/kW olarak kabul edilmiş işletme ve bakım maliyetlerine eklenmiştir .

Çizelge 5.8 Kojenerasyon sistemlerinde ekipman tipine ve elektriksel kapasitesi değişimine göre ortalama birim bakım maliyetler(CDG)

Güç Ünitesi Büyüklüğü (kW)	Güç Ünitesi Tipi	Bakım Maliyetleri (\$/kWh)
<100	Motor	0,015
100-800	Motor	0,01
800-1500	Motor	0,01
>1500	Motor	0,008
<1000	Türbin	0,006
1000-5000	Türbin	0,005
5000-15000	Türbin	0,005
>15000	Türbin	0,0045

Konvansiyonel sistemlerde kazan verimi %93 mertebesinde alınmıştır.

Çalışmada kullanılan kojenerasyon sistemlerinde, termik verim ifadesi,  $\eta_{th}$ , ısı oranı değerleri vasıtasıyla elde edilmiştir. Çeşitli güç aralıklarındaki motor ve türbinlere ait ısı oranlarından yola çıkarak  $\eta_{th}$  değerine ulaşmıştır.

Çizelge 5.9 Kojenerasyon sistemlerinde ekipman tipine ve elektriksel kapasitesi değişimine göre termik verim değerleri(CDG)

Güç Ünitesi		Isı	
Büyüklüğü	Güç Ünitesi	Oranı	$\eta_{th}$
(kW)	Tipi	(Btu/kWh)	(*)
<100	Motor	12500-14000	0,243-0,272
100-800	Motor	12000-13000	0,262-0,284
800-1500	Motor	10000-12500	0,272-0,341
>1500	Motor	9000-11000	0,310-0,379
<1000	Türbin	16000-25000	0,136-0,213
1000-5000	Türbin	12000-16000	0,213-0,284
5000-15000	Türbin	10000-12000	0,284-0,341
>15000	Türbin	9000-11000	0,310-0,379

Atık ısı sisteminin diğer bir deyişle ısı ünitesinin kalbi olan HRSG ekipmanının yatırım maliyet değeri ekipman tipine göre büyük değişimler gösterir. Çalışmada 8 bar basınç şartlarında çalışan ve 1 kg. buhardan yaklaşık 2100 kJ/kg ısı enerji elde eden HRSG ekipmanları kullanılmıştır. HRSG ekipmanının alev borulu, duman borulu veya çift basınçlı olması maliyet değerlerinde büyük farklılıklar yaratır. Kullanılan yakıtın cinsi de HRSG ekipmanı performansını dolayısıyla maliyet değerini etkiler. Aşağıda belirtilen tablo hazırlanırken, ısı gücü 1MW değerinin altındaki HRSG ekipmanlarında duman borulu, daha üst güç değerlerinde ise alev borulu tipteki ekipmanların kullanıldığı göz önünde bulundurulmuştur. Yapılan maliyet değerlendirmelerinde montaj ve işçilik payı ve de ortaya çıkacak olası masraflar nedeniyle %15 oranında ek maliyet değeri öngörülmüştür ve aşağıdaki ortalama rakamlar ulaşılmıştır.

Çizelge 5.10 HRSG ekipmanlarında ısı kapasitesi değişimine göre ortalama birim sistem maliyetleri

Isı Kapasitesi (kW)	Sistem Maliyeti (\$/kW)
≤1000	145
1000-10000	75
>10000	80

Atık ısı sistemleri işletme ve bakım maliyetleri, kojenerasyon sistemine ait işletme bakım maliyetleri yanında ihmal edilebilir. HRSG ekipmanı üzerinde hiçbir oynar parça yoktur, bununla birlikte gaz türbinli sistemlerde kullanılan HRSG ekipmanları için yağlama, periyodik parça yenileme gibi herhangi bir muayene işlemi de söz konusu değildir. Elbette uygun bir Besleme Suyu Muamelesine ihtiyaç duyulur. Örneğin su şartlarını korumak için, tortulaşmayı ve korozyonu önleyen kimyasallar satın alınarak su/buhar sistemine katılmalıdır. Bu kimyasallar pahalı olmayıp gaz türbini işletme ve bakım masrafları ile mukayese edildiğinde tamamıyla önemsizdir. Her ne kadar, sıcaklık veya basınç veri kolektörü, stand-by ünitesine bağlı iseniz pompalar veya yerinden çıkabilecek az miktardaki contalı yedek parçalar gibi ekipmanların bazen yenilenmesi gerekse de az önce belirtildiği gibi bu rakamlar türbin işletme ve bakım masrafları yanında çok küçüktür. Aynı yaklaşım rahatlıkla dizel motorlu sistemlerde kullanılan HRSG ekipmanları için de yapılabilir. Türbinli sistemlerde kullanılan HRSG ile aradaki tek fark, ağır yakıt egzoz gazlarının kirleteceği ısıtma yüzeylerine yapılması gereken periyodik temizlik işlemidir. Bu temizlik işlemi maliyeti temizlik işlemi esnasında üretilebilecek olan buhar kaybıdır ki temizliğin motorun periyodik bakımı esnasında yapılmasıyla bu kayıp da ortadan kalkar.

Hesaplamalarda;  $i$ , faiz değeri %6.5 ve  $r$ , iskonto oranı %5 olarak kabul edilmiştir.

## 6. SONUÇLAR ve TARTIŞMA

Bu çalışmada birincil enerji kaynaklarını verimli bir biçimde kullanan kojenerasyon sistemlerinde; güç oranlarının, enerji maliyetine etkisi, yapılan üç ayrı yaklaşım doğrultusunda, Matlab6.0 programı yardımıyla incelenmiştir. Çalışmada; gaz türbinli, gaz ve dizel motorlu kojenerasyon sistemleri kullanılmıştır.

### 6.1 Maliyet Analizi-1

Bu maliyet analizinde; güç oranları değişiminin, birim elektrik enerjisi üretim maliyeti üzerindeki etkisi incelenmiştir. Bu doğrultuda, kojenerasyon sisteminden bir yılda elde edilecek ısı enerjisi miktarının; aynı süre içerisinde, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı bir sistemde üretilmesi halinde ortaya çıkacak, konvansiyonel sisteme ait yakıt ihtiyacı, kojenerasyon sistemi yakıt ihtiyacı içerisinde, ısı enerjisi için gerekli yakıt miktarı olarak pay edilmiştir. Bu durumda, elektrik enerjisi üretimi için gerekli yakıt miktarı da, kojenerasyon sistemi yakıt girdisi ve sistemden elde edilen ısı enerjisi çıktısını kazandı bir sistemde elde edebilmek için gerekli olan yakıt miktarının farkı olarak alınmıştır. Bu maliyet analizinin gaz türbinli ve pistonlu motorlarda uygulanması ile aşağıda belirtilen sonuçlar elde edilmiştir.

#### 6.1.1 Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri

Gaz motorlu sistemlerin analizinde; ilk olarak, kabuller bölümünde de belirtilmiş olan belirli güç aralıkları boyunca, elektrik ısı oranı değişiminin, birim elektrik üretim maliyetine etkisi; çeşitli termik verim değerlerinde çalışan gaz motorlu sistemler üzerinde incelenmiştir.

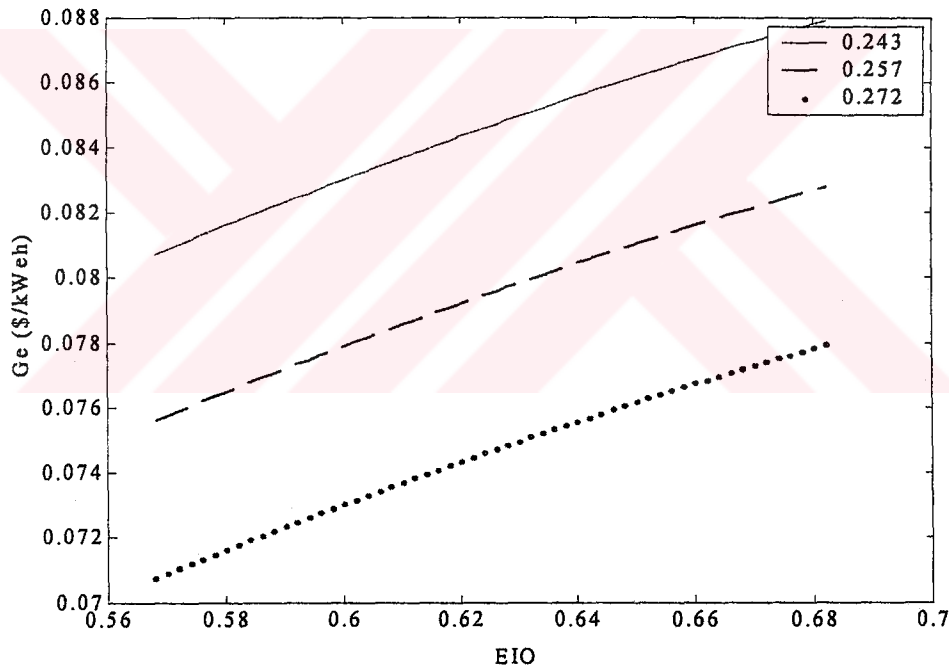
Her güç aralığı boyunca, çalışmada kullanılan verim değerleri, kabuller bölümündeki verim değerleri aralıklarından seçilmiştir. Uygulamada, verim aralığının en düşük, en yüksek ve ortalama değerleri kullanılarak, güç oranları değişiminin enerji maliyetine etkisi araştırılmıştır. Yakıt olarak doğalgaz kullanılmıştır. Doğalgazın fiyatı BOTAŞ'ın elektrik üretimi proses kesintisiz fiyat değerinin 2002 yılı ilk beş ayı ortalaması olan  $0.218 \$/m^3$  olarak alınmıştır. Dolar kurunun hesabında her ayın başından, ortasından ve sonundan alınan değerler ortalaması alınarak yaklaşık bir kur değeri elde edilmiştir.

100 kW<sub>e</sub>'den küçük güç değerlerindeki gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranının 0.568-0682 arasındaki değerleri, 0.002 aralığında incelenmiş ve 58 adet birim elektrik üretim

maliyeti elde edilmiştir. Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti değişimi,  $\eta_{th}$  ifadesinin 0.243 , 0.257, 0.272 değerlerinde incelenmiştir. (Şekil 6.1)

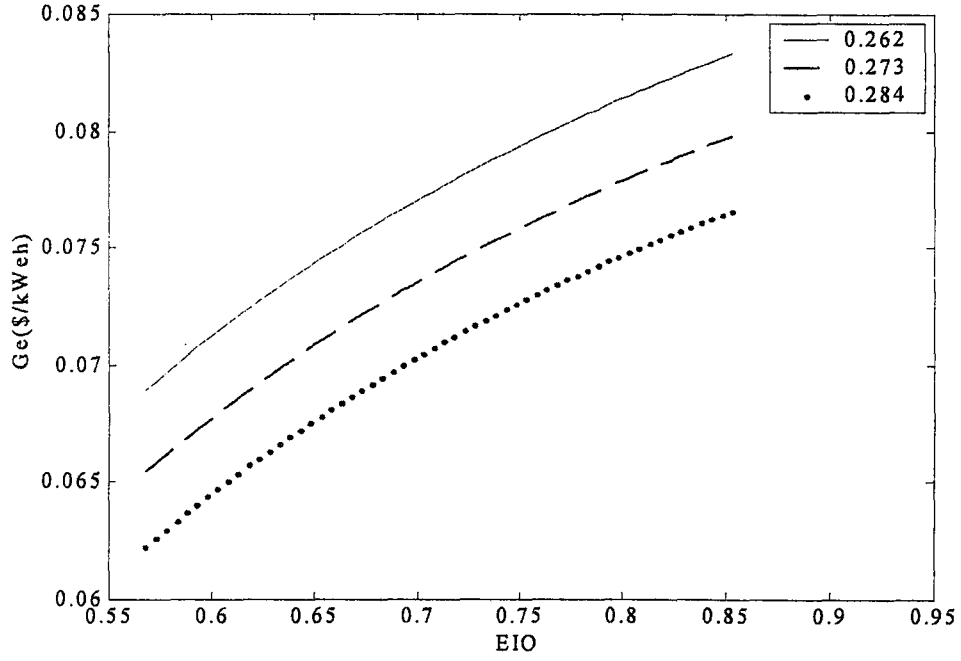
100-800  $kW_e$  güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranının 0.568-0.853 arasındaki değerleri, 0.005 aralığında incelenmiş ve de 58 adet birim elektrik üretim maliyeti elde edilmiştir. Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti değişimi,  $\eta_{th}$  ifadesinin 0.262 , 0.273, 0.284 değerlerinde incelenmiştir. (Şekil 6.2)

800-1500  $kW_e$  güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranının 0.682-1.137 arasındaki değerleri, 0.005 aralığında incelenmiş ve 92 adet birim elektrik üretim maliyeti elde edilmiştir. Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti değişimi,  $\eta_{th}$  ifadesinin 0.272 , 0.306, 0.341 değerlerinde incelenmiştir. (Şekil 6.3)

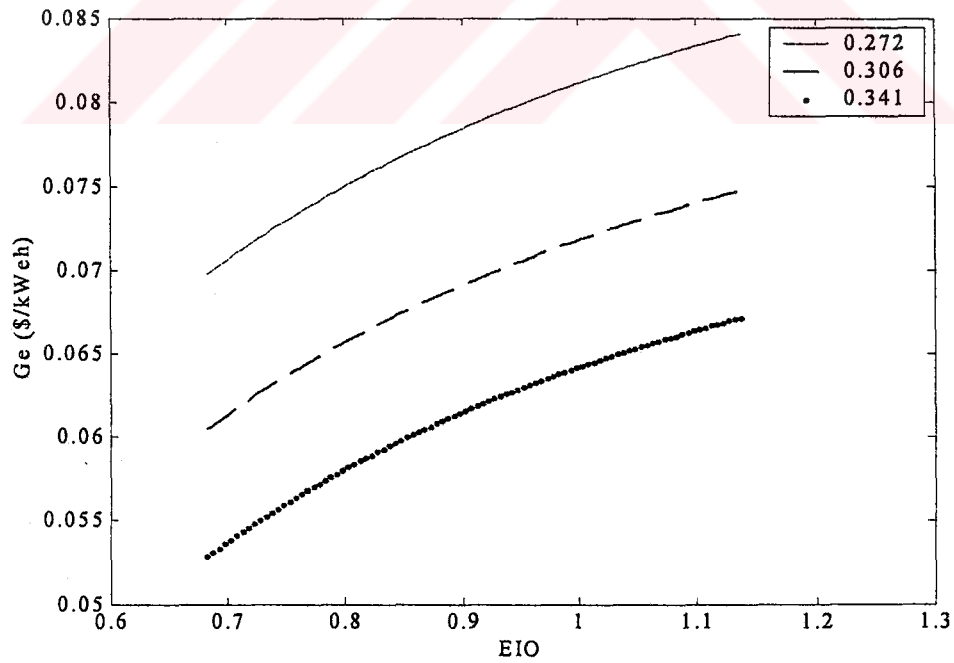


Şekil 6.1 100  $kW_e$  'den küçük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

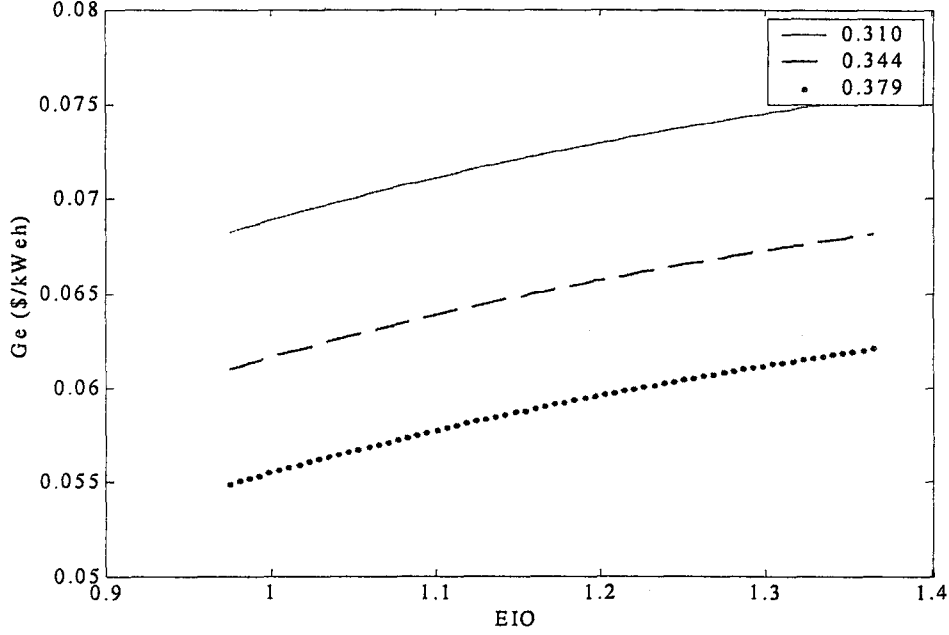
1500  $kW_e$  'den büyük güç değerlerindeki gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranının 0.974-1.364 arasındaki değerleri, 0.006 aralığında incelenmiş ve 66 adet birim elektrik üretim maliyeti elde edilmiştir. Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti değişimi,  $\eta_{th}$  ifadesinin 0.310 , 0.344, 0.379 değerlerinde incelenmiştir. (Şekil 6.4)



Şekil 6.2 100-800  $kW_e$  güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.3 800-1500  $kW_e$  güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

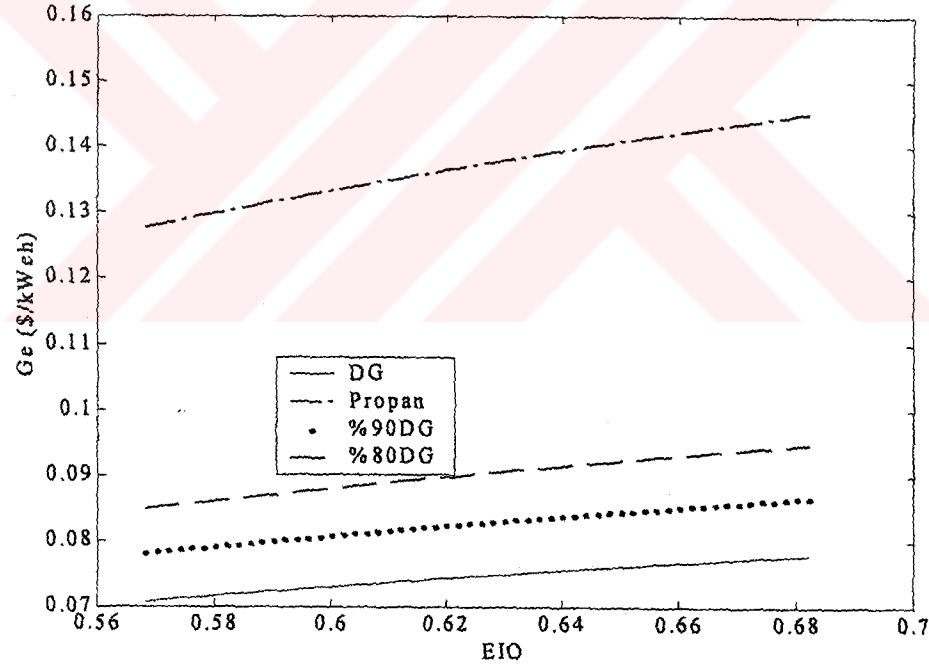


Şekil 6.4 1500 kW<sub>e</sub> 'den büyük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

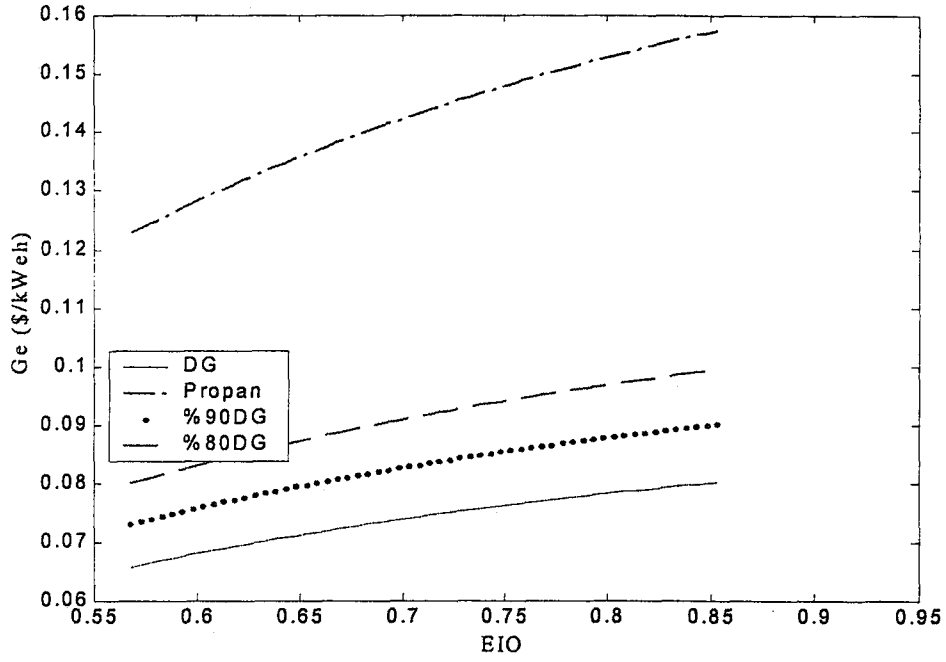
Ele alınan her bir güç aralığında ve değişik verim değerleri boyunca, elektrik ısı oranının artışı, sistemden elde edilecek ısı enerjisinin azalmasına neden olmuştur. Bu durum, analizde yapılan yaklaşım doğrultusunda, elektrik enerjisi üretimi için gerekli yakıt payının artmasına neden olmuş ve birim elektrik enerjisi üretim maliyet değerinin artışı sonucunu doğurmuştur., Değerinin artmasıyla, elektrik enerjisi yakıt payını azalttığından dolayı, herhangi bir aralık için seçilen en büyük verim değeri ile en düşük elektrik üretim maliyeti değerlerine ulaşılmıştır. Her güç aralığından en yüksek verim ifadeleriyle elde edilen elektrik üretim maliyet değerleri,  $N_E < 100 \text{ kW}_e$  güç aralığından itibaren sırasıyla, 0.0707-0.0779 \$/kW<sub>e</sub>h, 0.0750-0.0821 \$/kW<sub>e</sub>h, 0.0528-0.0672 \$/kW<sub>e</sub>h, 0.0549-0.0621 \$/kW<sub>e</sub>h şeklindedir. Her ne kadar elektrik ısı oranı değer aralıkları eşit olmasa da, elektrik ısı oranının artması ile birim elektrik enerjisi üretim maliyetinde görülen artışın; 100-800 kW<sub>e</sub>, 800-1500 kW<sub>e</sub> ve  $N_E > 1500 \text{ kW}_e$  değer aralıklarında, bir üst güç grubuna geçildikçe, azalma gösterdiği söylenebilir. Elektriksel gücün artmasıyla birlikte; her ne kadar, 800-1500 kW<sub>e</sub> ve  $N_E > 1500 \text{ kW}_e$  güç aralıklarındaki min. ve max. maliyet değerleri gibi istisnalar olsa da, birim elektrik üretim maliyeti değerinin azaldığı söylenebilir. Ayrıca yaklaşım doğrultusunda,

kojenerasyon sistemlerinden elde edilen elektrik üretim maliyet değerlerinin mevcut ortalama elektrik fiyatı olan  $0.087 \$/kW_e h$  değerinden düşük olduğu görülmüştür. Bu durumda, gaz motorlu kojenerasyon sistemlerinin, ısı üretim fiyatlarını eşit tuttuğumuz konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlere nazaran daha avantajlı bir konumda olduğu söylenebilir.

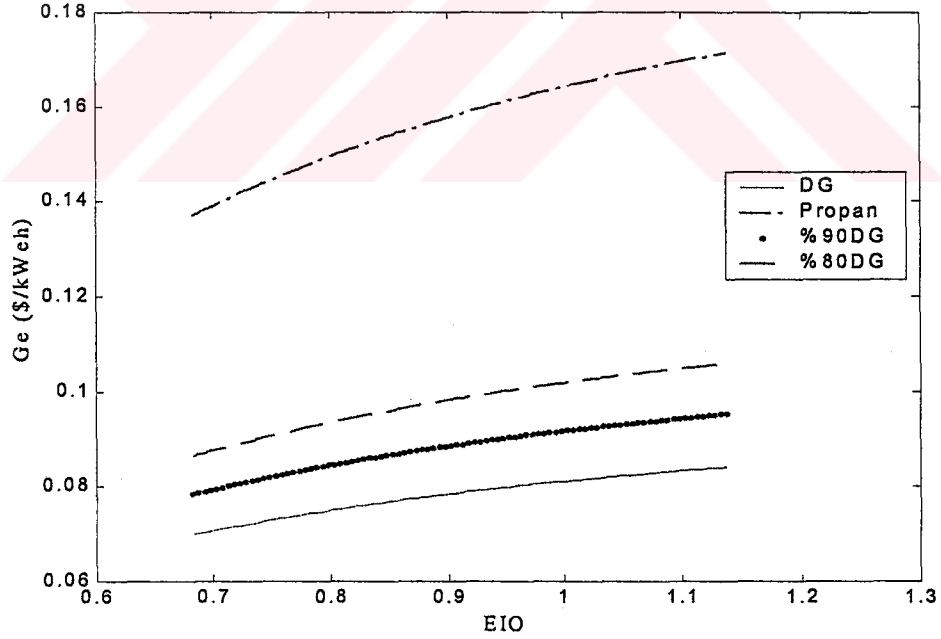
Yapılan başka bir araştırma da, gaz motorlarındaki elektrik ısı oranı değişiminin, birim elektrik üretim maliyetine etkisinin, farklı yakıtlar kullanılarak değerlendirilmesidir. Uygulamada, yakıt olarak doğalgaz ve propan kullanılmıştır. Tamamen doğalgaz veya propan kullanılması hali ile, %80 ve %90 oranında doğalgaz kullanımının olduğu haller göz önünde bulundurulmuştur. Doğalgaz ve propanın  $H_U$  değerleri sırasıyla  $8250 \text{ kcal}/m^3$  ve  $11000 \text{ kcal}/kg$  olarak alınmıştır. Ayrıca yakıt fiyatları da 2002 yılının ilk beş ayı ortalaması olarak  $0.218 \$/m^3$  ve  $0.7 \$/kg$  olarak kabul edilmiştir.



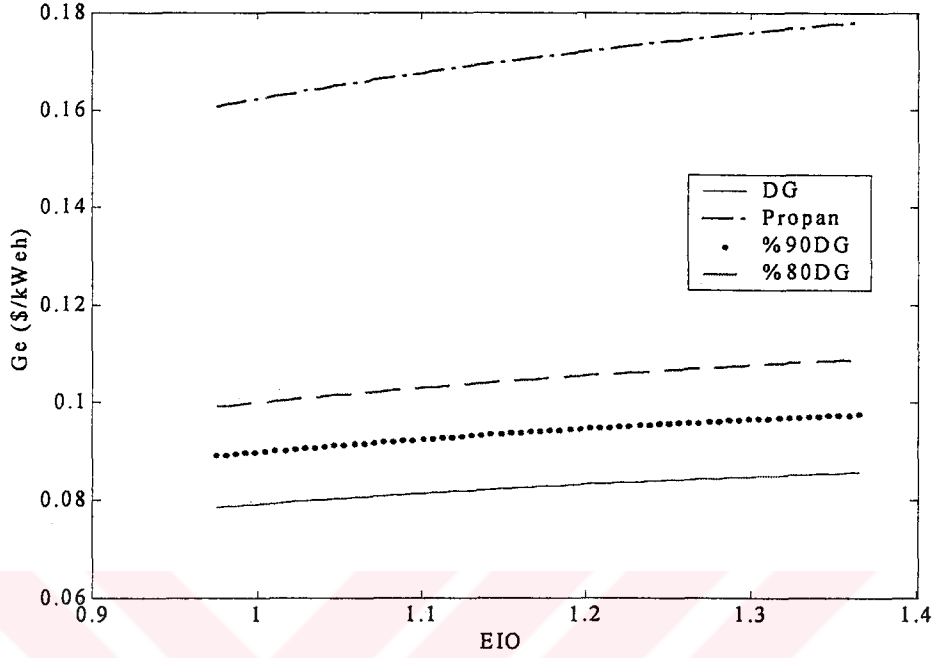
Şekil 6.5 100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.6 100-800 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.7 800-1500 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.8 1500 kW'e'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

$N_E < 100 kW_e$  güçteki sistemlerde LPG propan kullanılmasıyla elektrik maliyeti ortalama  $0.135 \$/kW_e h$  civarındadır ki bu değer için ekonomik diyebilmek pek de doğru olmaz. Toplam yakıtın kullanımının %80'inini doğalgazın oluşturması halinde, birim elektrik üretim maliyeti  $0.0850-0.0947 \$/kW_e h$ , %90 mertebesinde kullanılması halinde ise  $0.0781-0.0866 \$/kW_e h$  değerlerini almaktadır.(Şekil 6.5)

$100-800 kW_e$  güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde doğalgazın % 80 ve %90 kullanımıyla elde edilen değerler sırasıyla  $0.0752-0.0947 \$/kW_e h$  ile  $0.0689-0.0859 \$/kW_e h$  değer aralıklarındadır. (Şekil 6.6)

$800-1500 kW_e$  güç aralığı için aynı oranlardaki yakıt kullanım değer aralıkları  $0.0637-0.0831 \$/kW_e h$  ile  $0.0584-0.0754 \$/kW_e h$  şeklindedir. (Şekil 6.7)

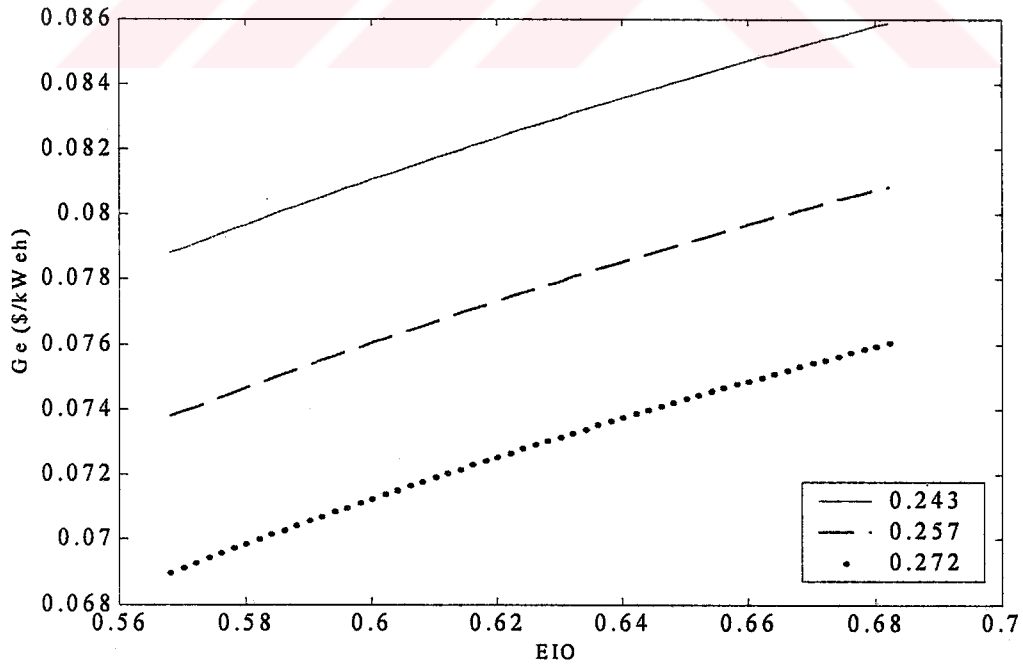
$N_E > 1500 kW_e$  güç alanına giren sistemlere ait birim elektrik enerjisi üretim maliyetleri sırasıyla  $0.0672-0.0769 \$/kW_e h$  ve  $0.0612-0.0697 \$/kW_e h$  değer aralıklarındadır.(Şekil 6.8)

Kullanılan yakıt oranı içerisinde kullanılan doğalgaz miktarının artmasıyla elektrik maliyeti düşmektedir. Elde edilen sonuçlara bakarak, bir üst büyüklükteki güç aralığına çıkıldıkça, elektrik ısı oranının artışıyla birim elektrik maliyetinin artışında azalma olduğu söylenebilir.%90 oranında doğalgaz kullanılması ile her güç aralığında uygun maliyet değerleri elde edilmiştir. Güç miktarının artışıyla, doğalgazın %80 oranında kullanımının da karlı olabileceği görülmüştür.

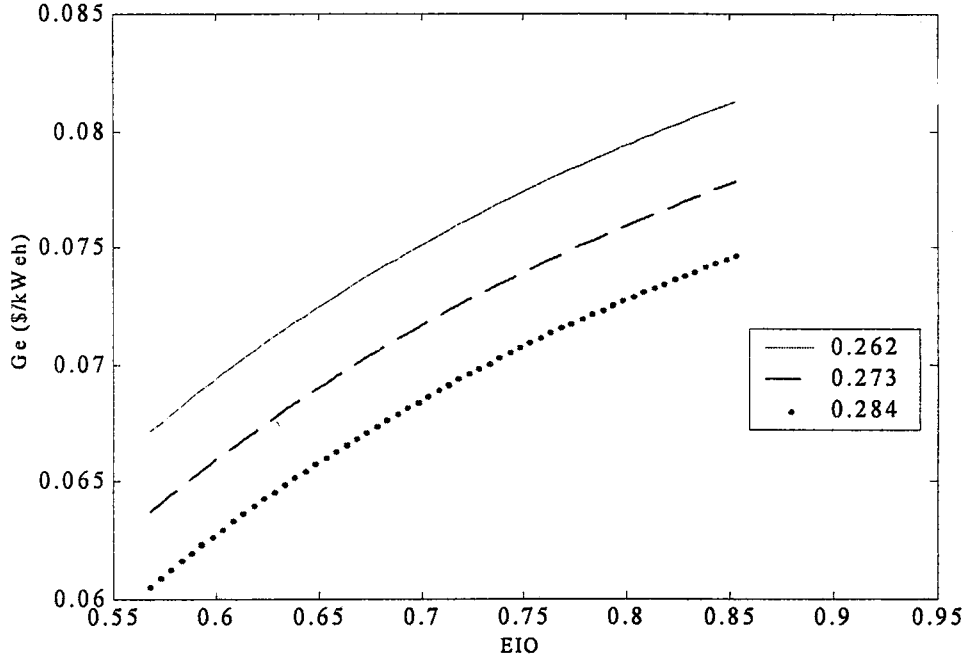
### 6.1.2 Dizel Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri

Kabuller bölümünde bahsedildiği gibi gaz ve dizel motorlu sistemler pistonlu motorlar adı altında bir tutulmuştur. Dolayısıyla dizel motorlu sistemlerde de tıpkı gaz motorlu sistemlerde olduğu gibi,  $N_E < 100 kW_e$  bölgesinde 58 , 100-800  $kW_e$  bölgesinde 58, 800-1500  $kW_e$  bölgesinde 92 ve  $N_E > 1500 kW_e$  bölgesinde 66 adet elektrik ısı oranı değeri kullanılmıştır.

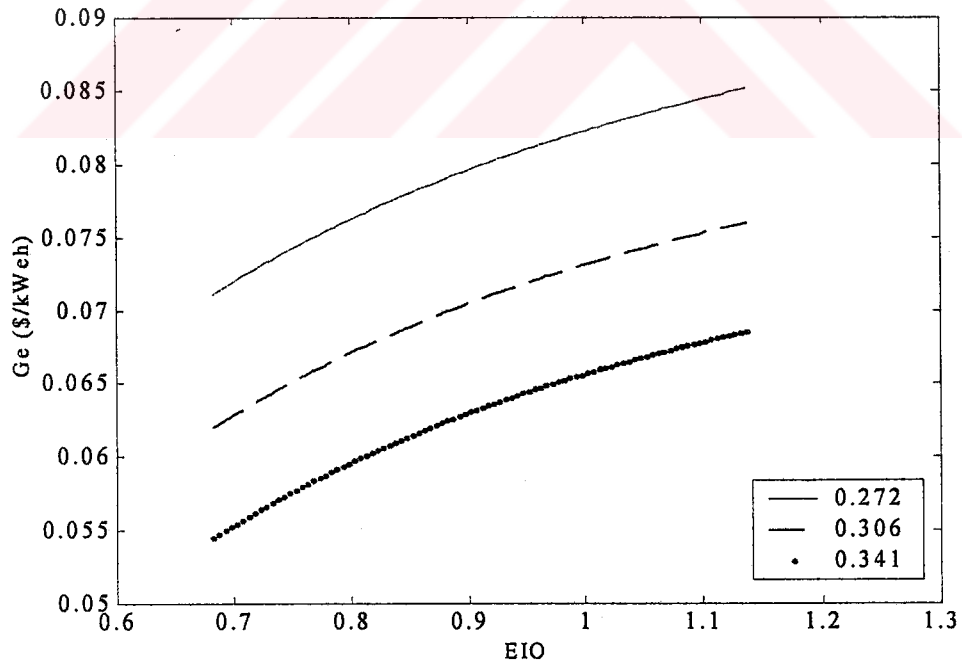
Çeşitli verim değerlerinde çalışan dizel motorlu sistemlerinin, elektrik ısı oranına bağlı olarak değişen maliyetlerinin hesabında dizel motorlarının çift yakıt teknolojisine sahip olduğu kabulü yapılarak, fuel oil no:6 ve doğalgaz yakıtları kullanılmıştır. Toplam yakıt miktarının %90'ını doğalgazın oluşturduğu kabul edilmiştir. Kullanılan verim değerleri de gaz motorlarındaki sistemlerle aynıdır.



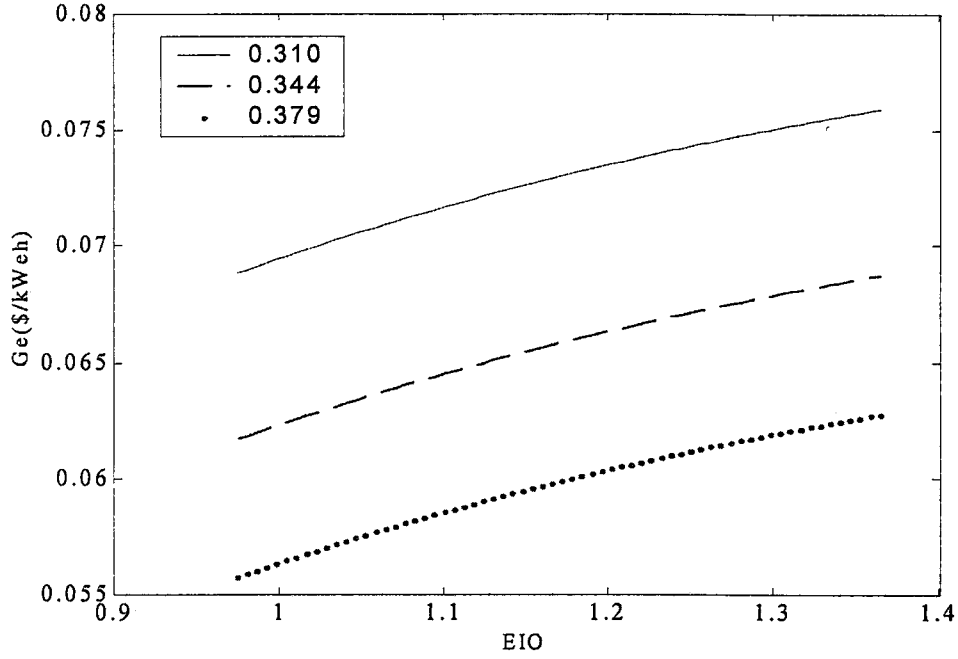
Şekil 6.9 100  $kW_e$ 'den küçük güçteki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.10 100-800  $kW_e$  güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.11 800-1500  $kW_e$  güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.12 1500  $kW_e$  den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

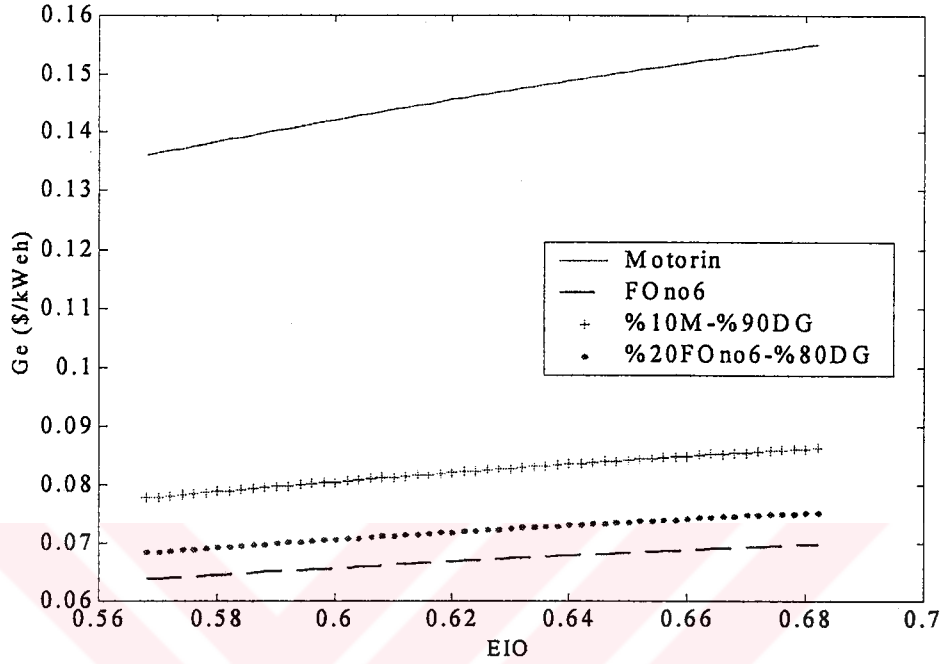
Dizel motorlu sistemlerde her bir güç aralığındaki en büyük verim değerlerinin uygulanmasıyla, elektrik ısı oranına bağlı olarak, elektrik maliyetlerinin değişimi, hesaplamaların yapıldığı en küçük güç bölgesinden itibaren 0.0690-0.0761  $$/kW_e h$ , 0.0605-0.0747  $$/kW_e h$ , 0.0597-0.0685  $$/kW_e h$ , 0.0557-0.0628  $$/kW_e h$  şeklindedir. Yapılan analizde dizel motorlu sistemlerden elde edilen elektrik üretim maliyetlerinin, ekonomi açısından uygun olduğu görülmüştür.

Farklı yakıt şartlarında çalışan dizel motorlu sistemlerdeki, güç oranı değişimine göre yapılan elektrik maliyeti hesaplarında yakıt olarak, fuel oil no:6, doğalgaz ve motorin yakıtları kullanılmıştır.

$N_E < 100 kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak 0.0772-0.0858  $$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti 0.0683-0.0753  $$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.13)

$N_E 100-800 kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim

elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak  $0.0680-0.00851\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti  $0.0599-0.0738\$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.14)



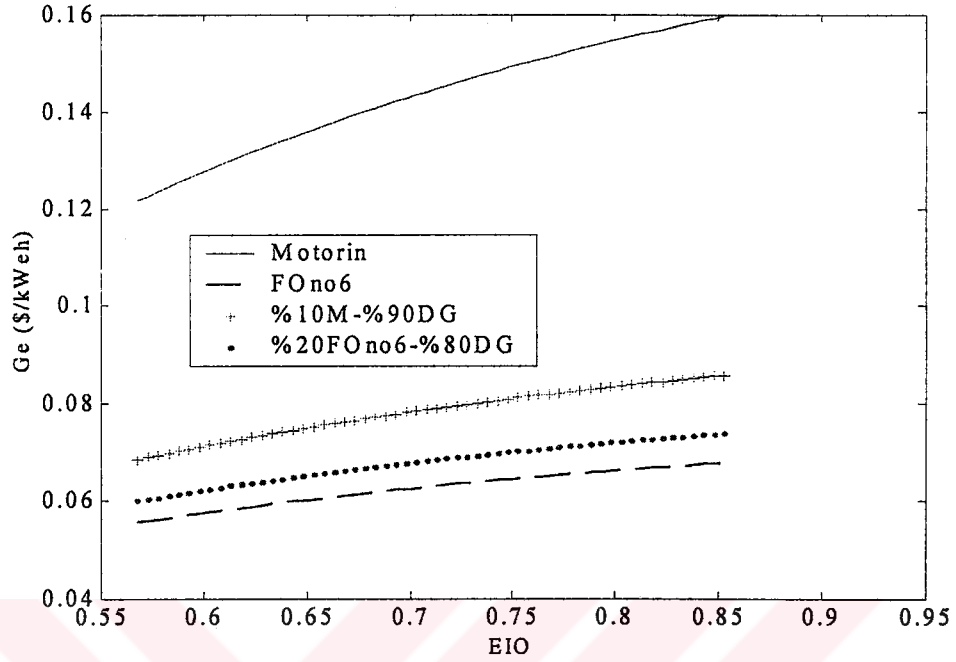
Şekil 6.13 100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

800-1500  $kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak  $0.0607-0.0777\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti  $0.0539-0.0678\$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.15)

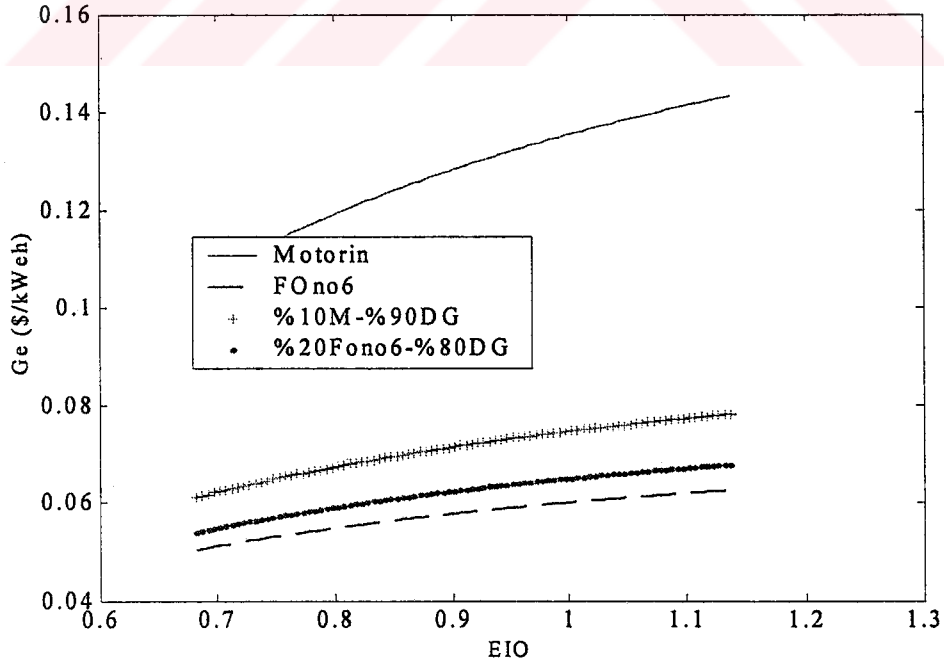
$N_E > 1500 kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak  $0.0628-0.713\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti  $0.0551-0.0621\$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.16)

Burada elde edilen değerlere bakarak, büyük güç değer aralıklarında çalışma yapıldıkça, elektrik ısı oranının artışı ile birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin artış miktarında azalma görüldüğü bir kez daha söylenebilir. Hesaplama kullanılan gerek fuel oil no:6- doğalgaz

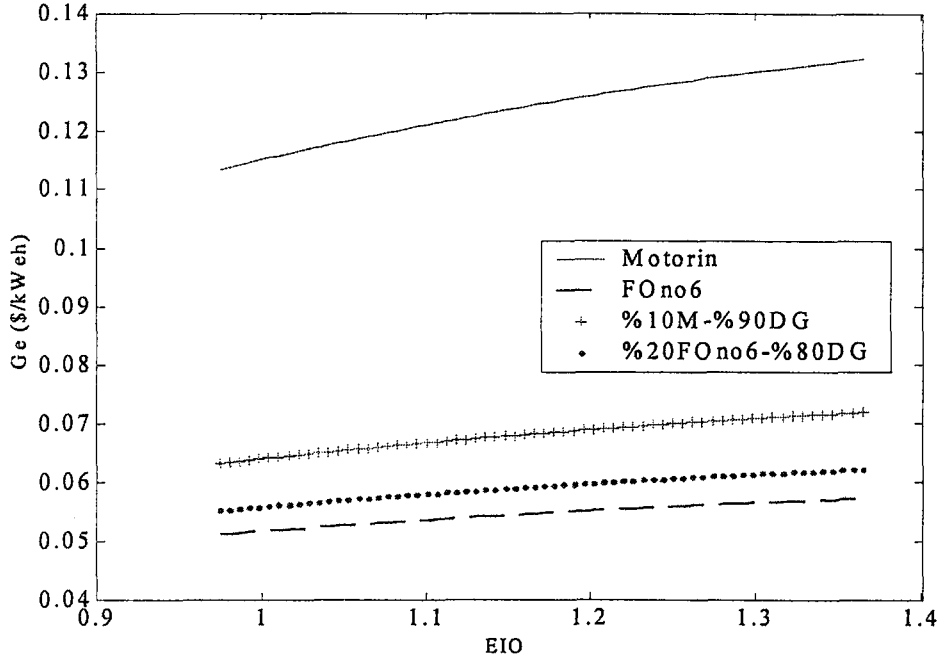
karışımı gerekse de motorin-doğalgaz karışımında elde edilen elektrik maliyet değerlerinin ekonomi açısından uygun değer aralıklarında olduğu söylenebilir.



Şekil 6.14 100-800 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.15 800-1500 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.16 1500 kW'e'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

### 6.1.3 Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi Analizleri

Gaz türbinli sistemlerde elektrik ısı oranının birim elektrik enerjisi üretim maliyetine etkisi dört ayrı güç grubunda incelenmiştir.  $N_E < 1000 kW_e$  güç bölgesinde 0.227-0.426 değerleri arasında değişen elektrik ısı oranı 0.003 aralığında incelenerek 67 ayrı sonuç elde edilmiştir. 1000-5000  $kW_e$  güç aralığında 0.426-0.682 değerleri arasında değişen elektrik ısı oranı 0.004 aralığında incelenerek 65 ayrı sonuç elde edilmiştir. Aynı şekilde 5000-15000  $kW_e$  güç aralığında 0.003 hassasiyetle 47 ayrı sonuç elde edilmiştir. Son olarak da  $N_E > 15000 kW_e$  güç bölgesinde 0.003 hassasiyetle 58 ayrı sonuç elde edilmiştir.

Her güç aralığı boyunca, çalışmada kullanılan verim değerleri, kabuller bölümündeki verim değerleri aralıklarından seçilmiştir. Uygulamada, verim aralığının en düşük, en yüksek ve ortalama değerleri kullanılarak, güç oranları değişiminin enerji maliyetine etkisi araştırılmıştır. Yakıt olarak doğalgaz kullanılmıştır.

$N_E < 1000 kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.136, 0.174, 0.213 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.213 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0212-0.0704 değer aralığında yer alır. (Şekil 6.17)

1000-5000  $kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.213, 0.248, 0.284 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.284 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0401-0.0616 değer aralığında yer alır.(Şekil 6.18)

5000-15000  $kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.284, 0.312, 0.341 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.341 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0436-0.0508 değer aralığında yer alır.(Şekil 6.19)

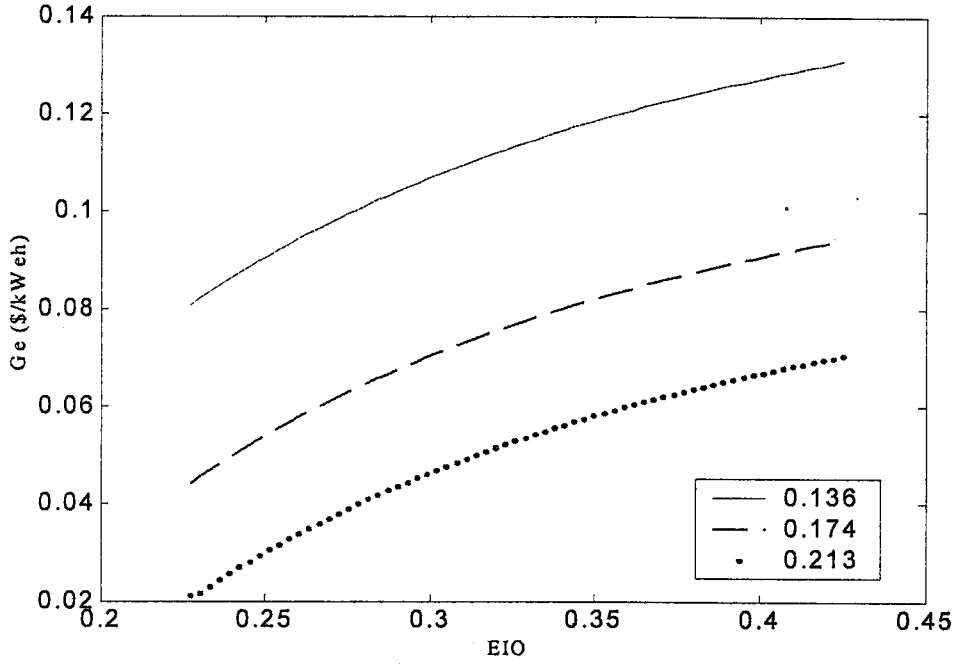
$N_E > 15000 kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.310, 0.344, 0.379 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.379 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.04-0.0472 değer aralığında yer alır.(Şekil 6.20)

Elde edilen değerlerle, elektrik ısı oranı artışının birim elektrik maliyetini arttırdığı ve bu artış miktarının büyük güç bölgelerine geçtikçe daha küçük oranlarda gerçekleştiği söylenebilir. Gaz türbinlerinin düşük verimde kullanılması halinde ekonomik açıdan uygun olmadıkları, hatta şebeke fiyatından daha yüksek değerlere ulaştıkları görülmüştür. 1000  $kW_e$  değerinin altında hem en yüksek hem de en düşük elektrik maliyet değerleri bulunmaktadır. En dengeli ve düşük değerlere ise 15000  $kW_e$  güç değerinin üstündeki bölgede ulaşılmıştır.

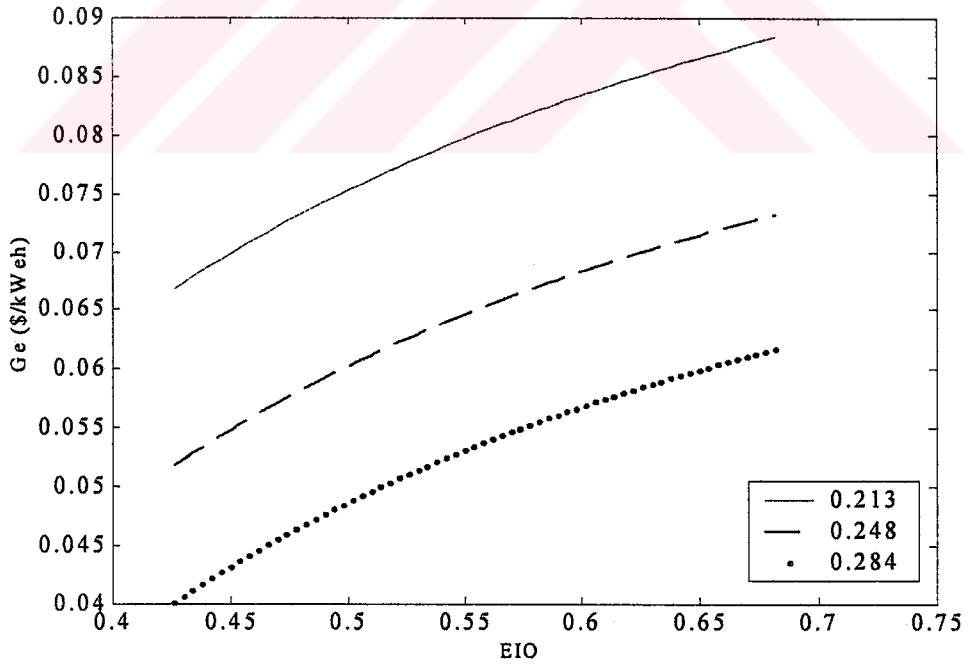
Değişik yakıtlar kullanan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranının birim elektrik maliyetine etkisinin analizinde, doğalgaz , LPG ve motorin yakıtları kullanılmıştır. LPG yakıtının alt ısıl değeri 11000  $kcal / kg$  ve fiyatı 0.609  $\$/kg$  alınmıştır. Motorinin alt ısıl değeri 10200  $kcal / kg$  ve fiyatı 0.711  $\$/kg$  alınmıştır.

$N_E < 1000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri 0.0212-0.0744  $\$/kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler 0.0212-0.0801  $\$/kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.21)

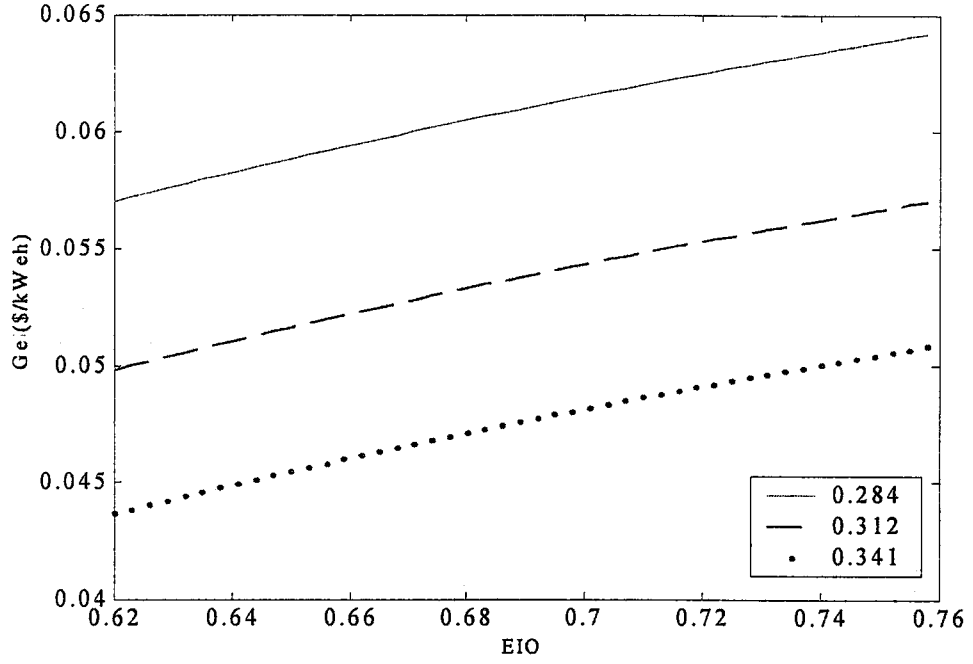
1000-5000  $kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri 0.0433-0.0679  $\$/kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler 0.0446-0.0704  $\$/kW_e h$



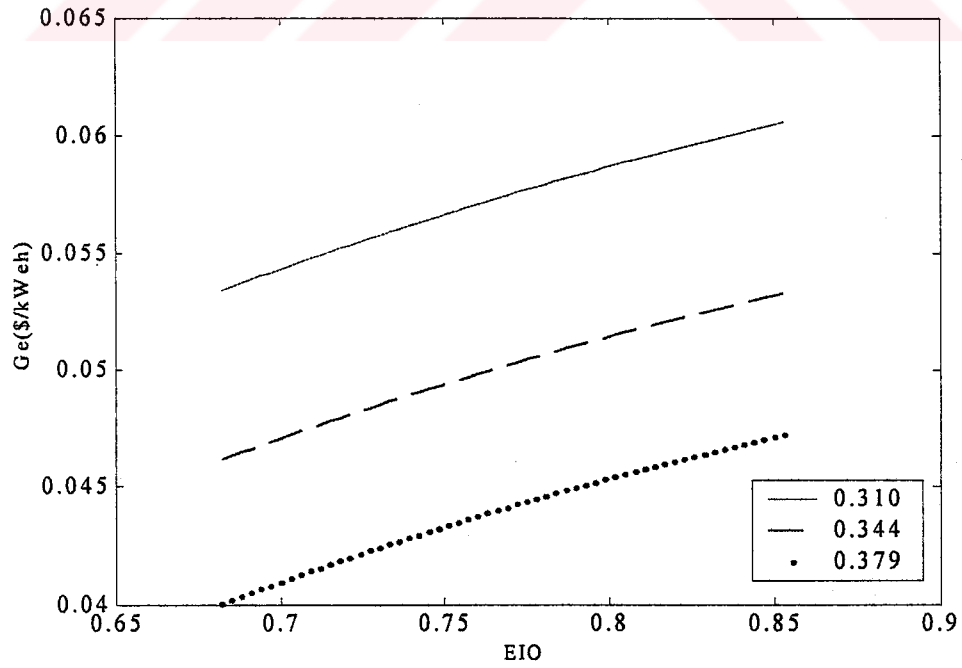
Şekil 6.17 1000  $kW_e$ 'den küçük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.18 1000-5000  $kW_e$  güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.19 5000-15000  $kW_e$  güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

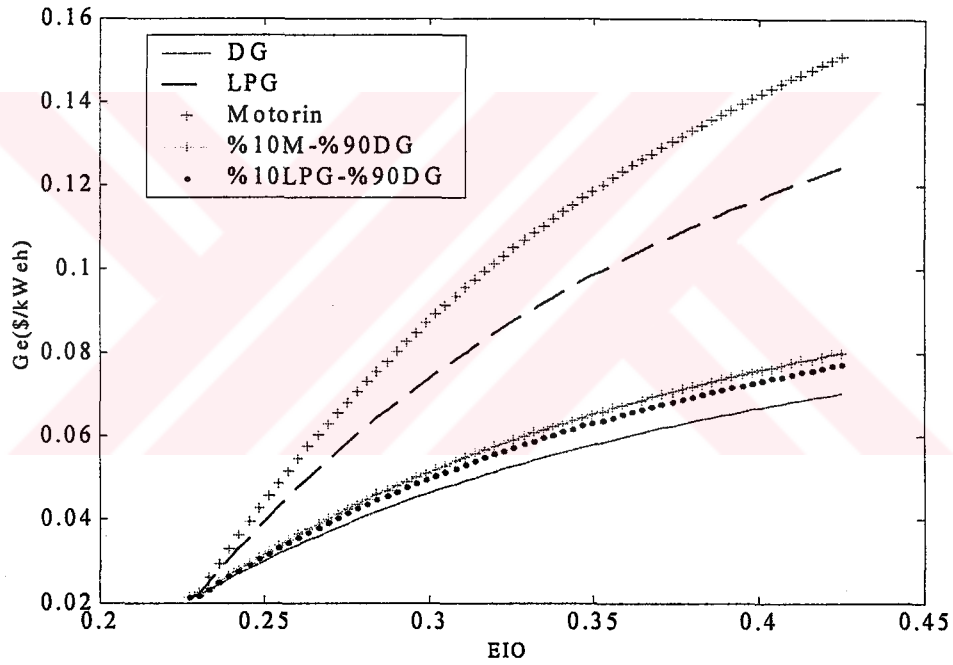


Şekil 6.20 15000  $kW_e$ 'den büyük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

arasında değişmektedir. (Şekil 6.22)

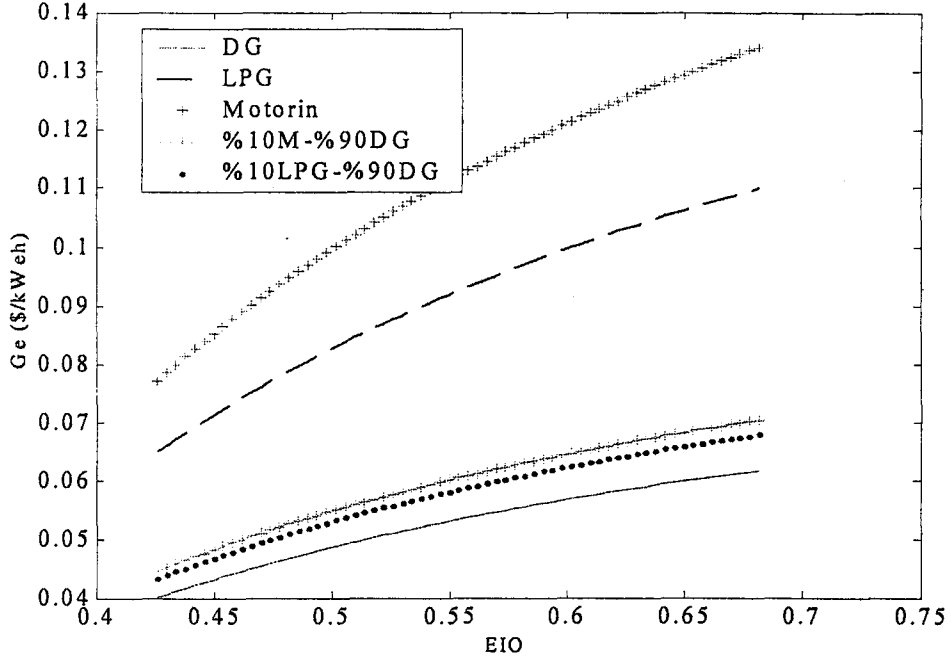
5000-15000  $kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri 0.0475-0.0557\$/ $kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler 0.0490-0.0576\$/ $kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.23)

$N_E > 15000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri 0.0434-0.0516\$/ $kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler 0.0448-0.0534\$/ $kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.24)

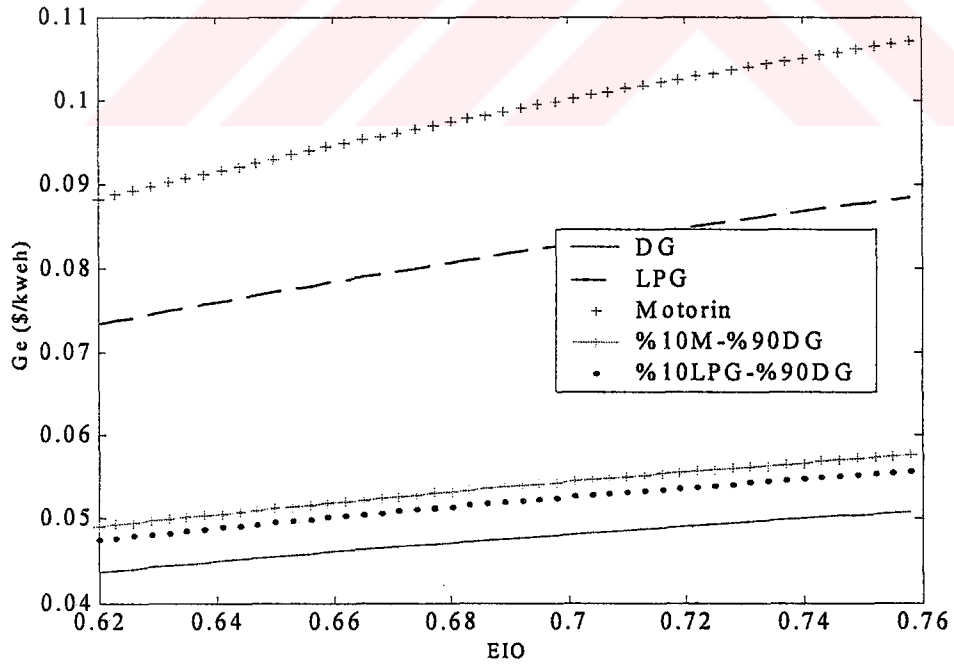


Şekil 6.21 1000  $kW_e$ 'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

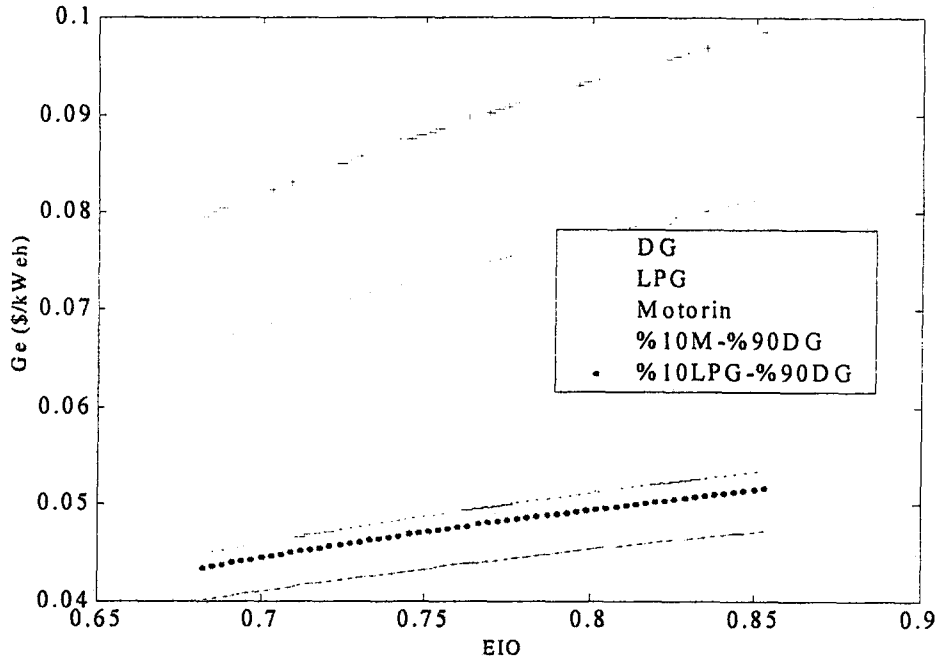
Gaz türbinli sistemlerde 1000  $kW_e$  değerinin altındaki bölgede elektrik ısı oranının artışıyla maliyet değerleri büyük oranda artmaktadır. En yüksek ve en düşük maliyetler bu güç değer aralığındadır. Güç değerinin artışıyla maliyet değerleri daha istikrarlı bir hal almıştır. Doğalgaz- LPG ve doğalgaz-motorin yakıtlı sistemlerin her güç aralığında ekonomik olarak uygun maliyet değerlerinde oldukları görülmüştür.



Şekil 6.22 1000-5000 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.23 5000-15000 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



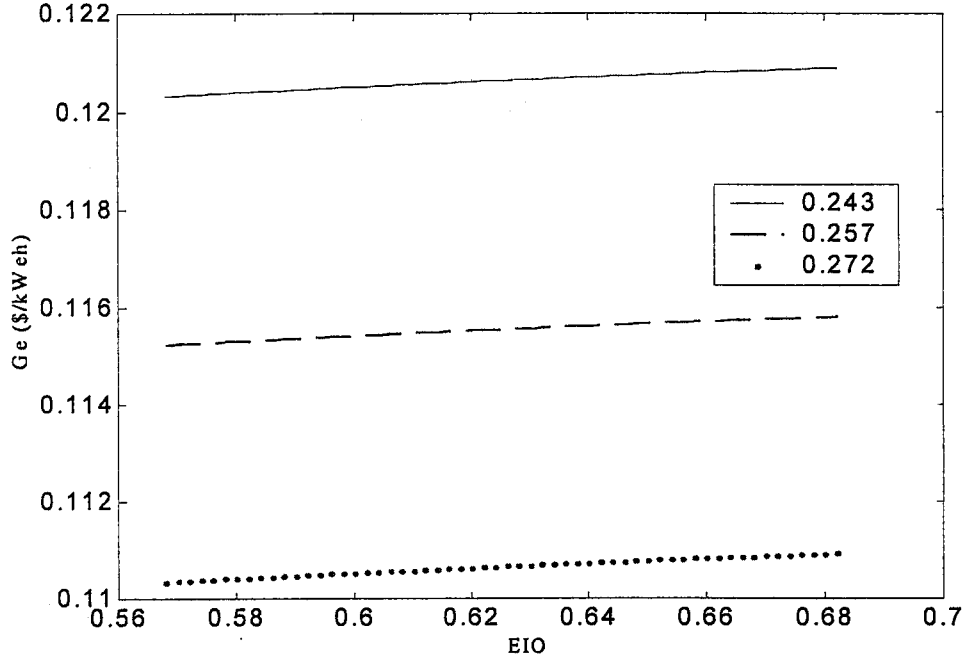
Şekil 6.24 15000 kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

## 6.2 Maliyet analizi-2

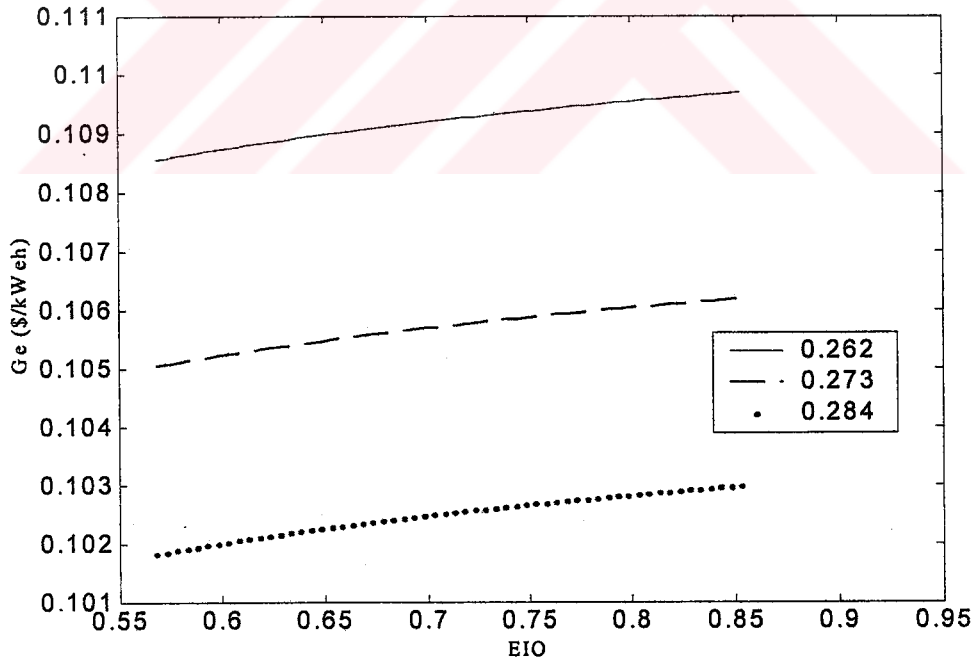
Bu maliyet analizinde kojenerasyon sistemi bünyesindeki güç ve ısı ünitelerinin, birbirlerinden bağımsız iki sistem oldukları varsayımıyla, elektrik ısı oranı değişimi ile ısı ve elektrik üretimi maliyeti analizleri yapılmıştır. Isı üretim maliyetinin hesabında atık ısı ünitesinin maliyet değeri hesaba katılmıştır. Atık ısı sistemine ait işletme ve bakım masrafları, toplam tesis masrafları yanında ihmal edilmiştir. Tüm yakıt masrafları da elektrik üretim maliyeti hesabına dahil edilmiştir. Elektrik üretim maliyetinde tesis maliyeti olarak, kojenerasyon tesisinin maliyeti ile atık ısı sisteminin maliyeti farkı alınmıştır. Bu yaklaşım sonucunda gaz ve dizel motorlu ve gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinde yapılan analiz sonuçları aşağıda belirtilmiştir.

### 6.2.1 Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri

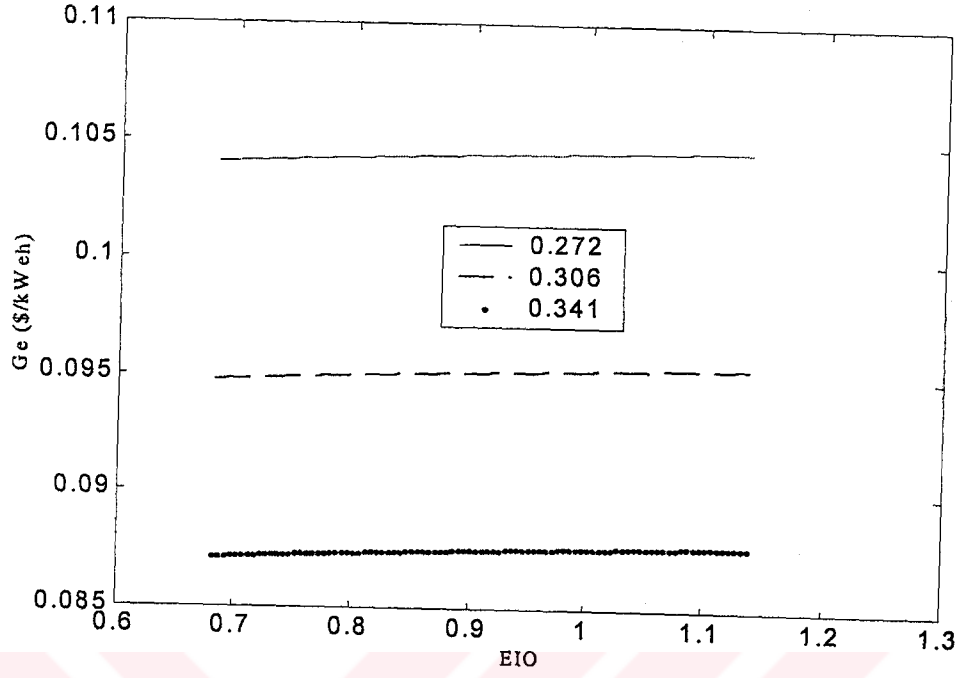
Gaz motorlu kojenerasyon sisteminin analizleri ilk maliyet analizinde olduğu gibi, öncelikle çeşitli verim değerlerinde çalışan tesislerdeki, elektrik ısı oranının değişimini birim enerji maliyetlerine etkisine bakılmıştır.



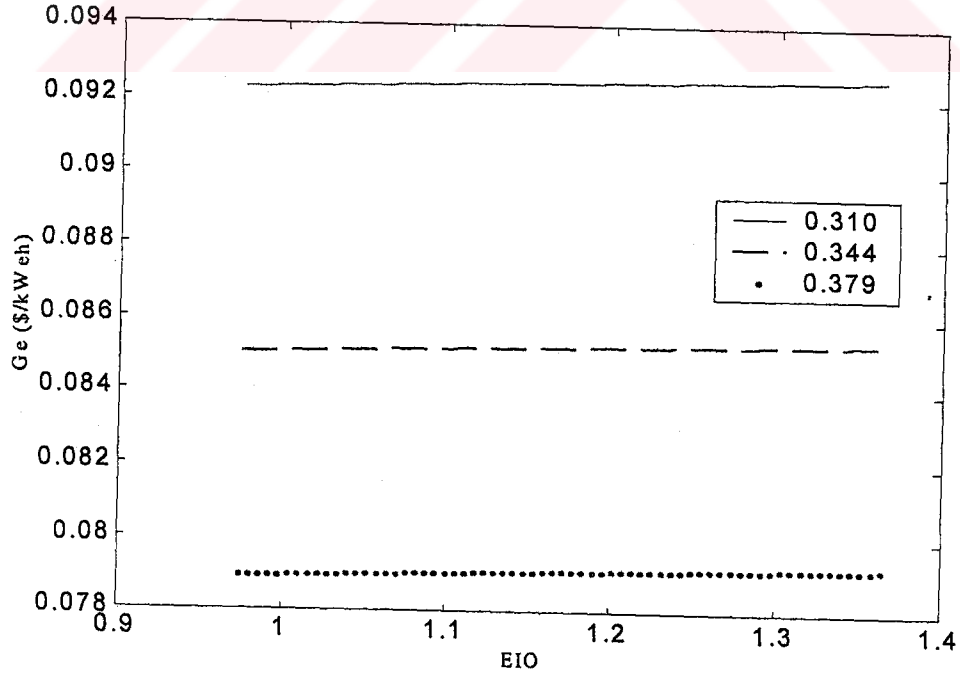
Şekil 6.25  $100 kW_e$ 'den küçük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.26  $100-800 kW_e$  güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.27 100-800  $kW_e$  güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.28 1500  $kW_e$ 'den büyük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

Çalışmada tıpkı ilk analizdeki gaz motorlu sistemlerde olduğu gibi,  $N_E < 100 kW_e$  bölgesinde 58,  $100-800 kW_e$  bölgesinde 58,  $800-1500 kW_e$  bölgesinde 92 ve  $N_E > 1500 kW_e$  bölgesinde 66 adet elektrik ısı oranı değeri kullanılmıştır. Her bir elektrik ısı oranından elde edilen ısı güçlerinin ortalaması baz alınarak ısı maliyetleri hesabı yapılmıştır.

$N_E < 100 kW_e$  güç bölgesinde 0.243, 0.257 ve 0.272 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.272 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri  $0.1104-0.1109 \$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise  $0.019 \$/kW_e h$  dir. ( Şekil 6.25)

$100-800 kW_e$  güç aralığında, 0.262, 0.273 ve 0.284 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.284 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri  $0.1018-0.1030 \$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise  $0.019 \$/kW_e h$  dir. ( Şekil 6.26)

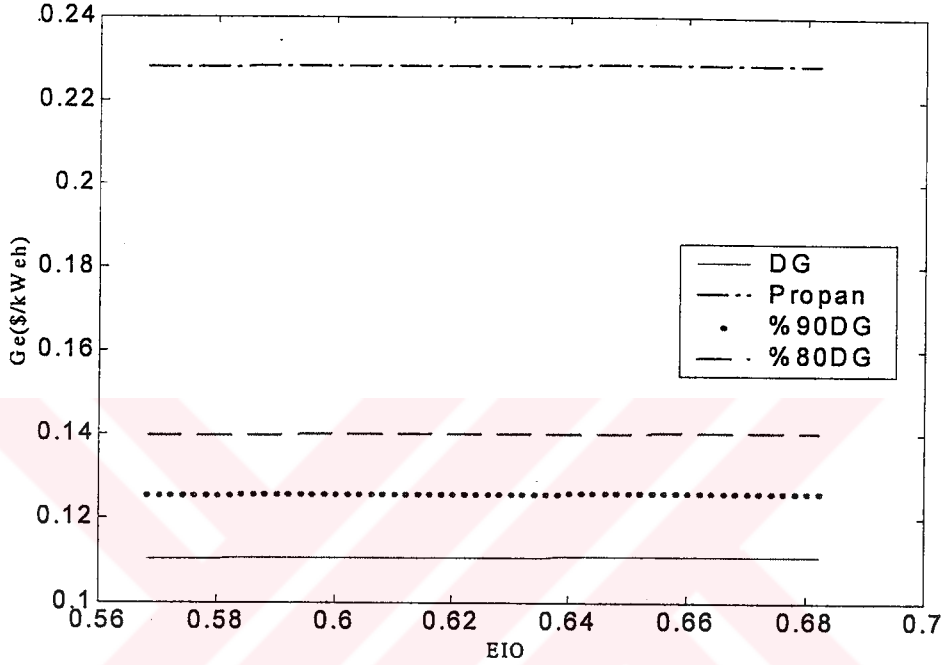
$800-1500 kW_e$  güç aralığında, 0.272, 0.306 ve 0.341 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.341 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri  $0.0872-0.0878 \$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise  $0.010 \$/kW_e h$  dir. ( Şekil 6.27)

$N_E > 1500 kW_e$  güç aralığında, 0.310, 0.344 ve 0.379 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.379 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri  $0.0789-0.0792 \$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise  $0.010 \$/kW_e h$  dir. ( Şekil 6.27)

Grafiklerden de görüleceği üzere bu maliyet analizinde elektrik ısı üretim maliyetleri değişiminde, her güç bölgesinde küçük bir artış olduğu görülmektedir. Bu da değişken olan atık ısı tesis maliyetlerinin, ki elektrik ısı oranının artmasıyla azalır, toplam kojenerasyon maliyetleri ile kıyaslandığında küçük kalmasındandır. Grafiklere bakıldığında yüksek verimde çalışmanın uygun olduğu görülebilir Fakat unutulmamalıdır ki ısı maliyetleri de 0.0348-

0.0388\$/kW<sub>q</sub>h değerinde olan konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlere nazaran çok daha küçük değerlerdedir.

Yapılan diğer bir analiz de çeşitli yakıtlar kullanan gaz motorlu sistemlerde elektrik ısı oranı değişimi ile enerji maliyetlerinin analizidir. Sistemlerde yakıt olarak doğalgaz ve propan kullanılmıştır.

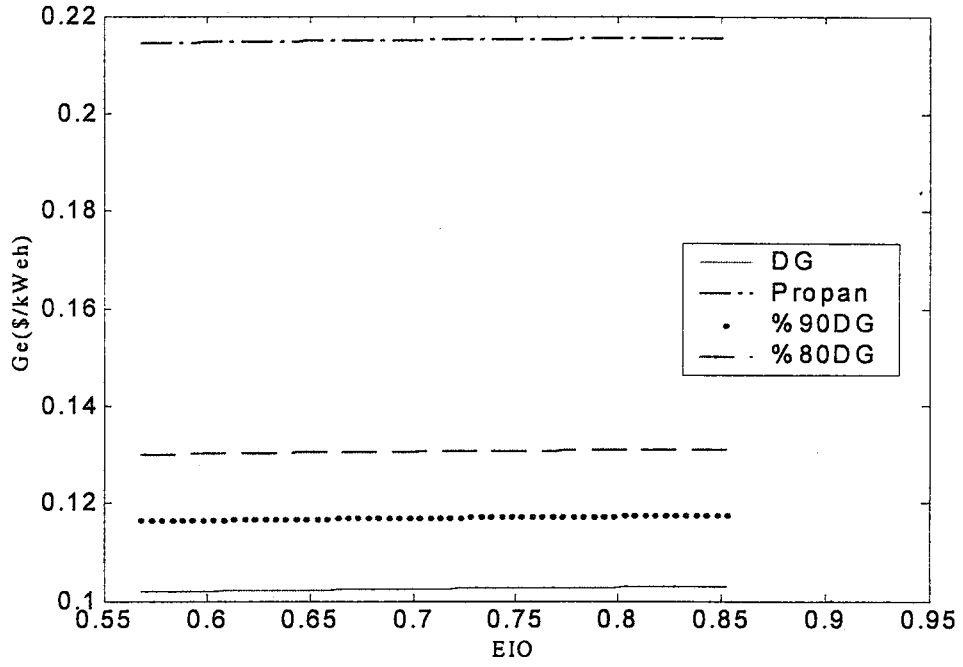


Şekil 6.29 100 kW'e den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

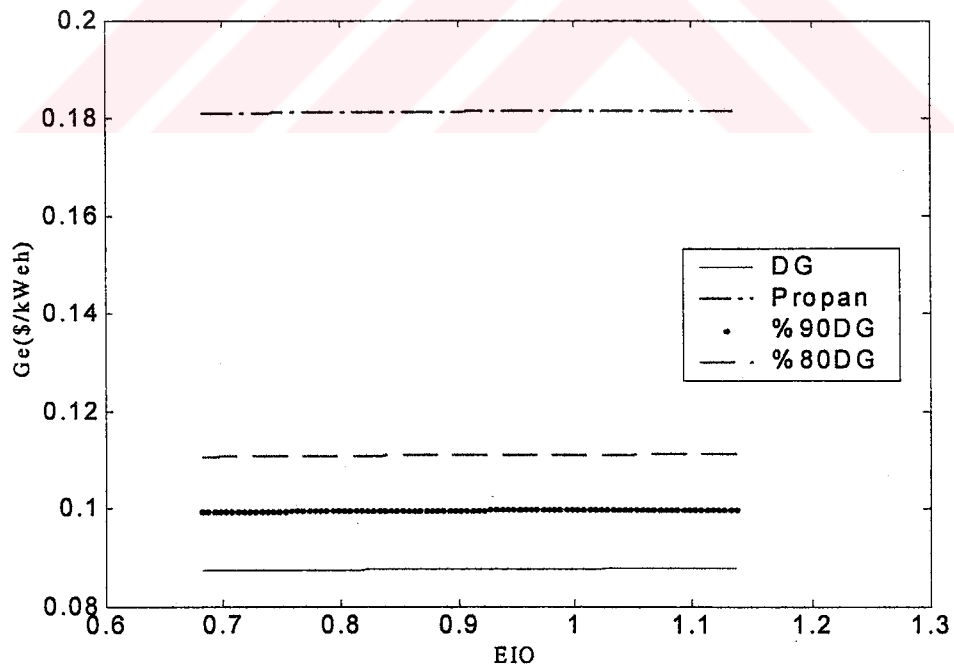
$N_E < 100 kW_e$  güç bölgesinde, toplam yakıt miktarının %90 ve %80 oranında doğalgaz olması ile sırasıyla, 0.1255-0.1261\$/kW<sub>q</sub>h ve 0.1398-0.1403\$/kW<sub>q</sub>h değer aralıkları elde edilmiştir. Isı üretim maliyeti de 0.019\$/kW<sub>q</sub>h dir.(Şekil 6.29)

100-800 kW<sub>e</sub> güç aralığında, toplam yakıt miktarının %90 ve %80 oranında doğalgaz olması ile sırasıyla, 0.1164-0.1175\$/kW<sub>q</sub>h ve 0.13-0.1311\$/kW<sub>q</sub>h değer aralıkları elde edilmiştir. Isı üretim maliyeti de 0.019\$/kW<sub>q</sub>h dir.(Şekil 6.30)

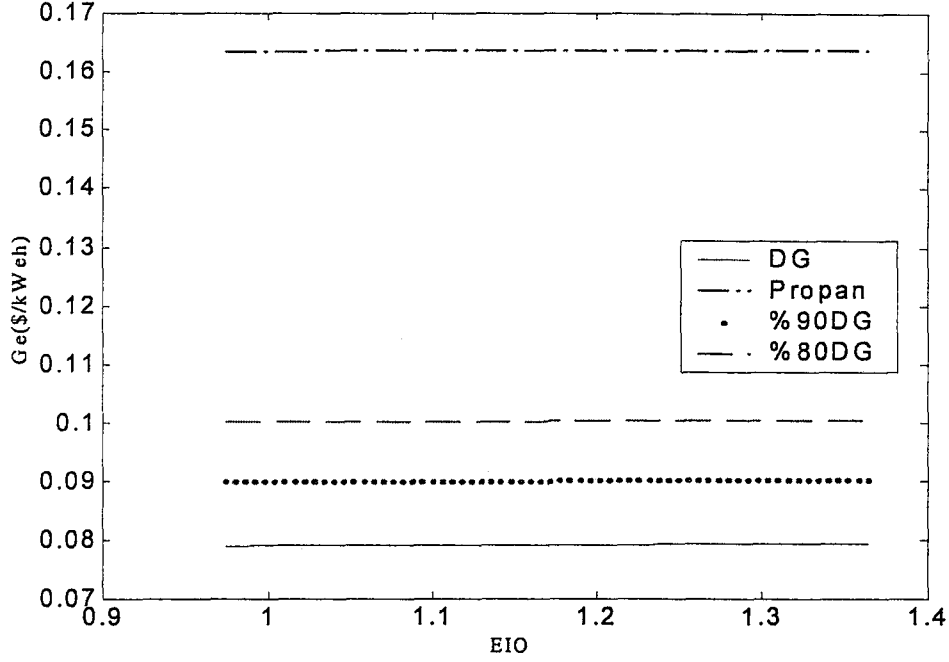
800-1500 kW<sub>e</sub> güç aralığında toplam yakıt miktarının %90 ve %80 oranında doğalgaz olması



Şekil 6.30 100-800 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.31 800-1500 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.32 1500 kW'e'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

ile sırasıyla, 0.0993-0.0999 \$/kW<sub>q</sub>h ve 0.1106-0.112 \$/kW<sub>q</sub>h değer aralıkları elde edilmiştir. ısı üretim maliyeti de 0.010 \$/kW<sub>q</sub>h dir.(Şekil 6.31)

$N_E > 1500$  kW<sub>e</sub> güç aralığında, toplam yakıt miktarının %90 ve %80 oranında doğalgaz olması ile sırasıyla, 0.0898-0.0901 \$/kW<sub>q</sub>h ve 0.1-0.1003 \$/kW<sub>q</sub>h değer aralıkları elde edilmiştir. Isı üretim maliyeti de 0.010 \$/kW<sub>q</sub>h dir.(Şekil 6.32)

Sonuçlardan görüleceği gibi, elektrik ısı oranının artışı ile elektrik üretim maliyetinde meydana gelen artış miktarı çok küçüktür. Güç değer aralığının artmasıyla elde edilen maliyet değerleri düşmektedir. İlk bakışta ortaya çıkan maliyetlerin şebeke elektrik maliyetlerinden fazla olması dolayısıyla gaz motorlu sistem dezavantajlı gözükse de unutulmamalıdır ki ısı üretim maliyetleri, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlere ait maliyetlere nazaran yaklaşık 0.025 \$/kW<sub>q</sub>h kadar daha düşüktür.

## 6.2.2 Dizel Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizi

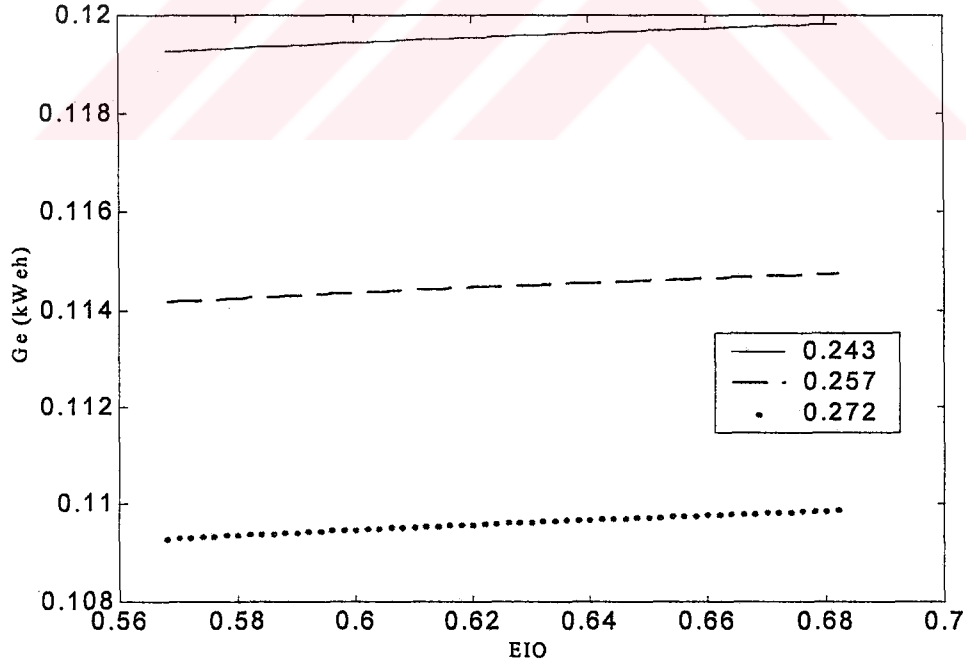
Dizel motorlarındaki maliyet analizi şartları elektrik ısı oranı ve güç değerleri bakımından ilk

analizle aynıdır. . Her bir elektrik ısı oranından elde edilen ısı güçlerinin ortalaması baz alınarak atık ısı tesisi seçilmiş ve maliyetleri hesaplanmıştır.

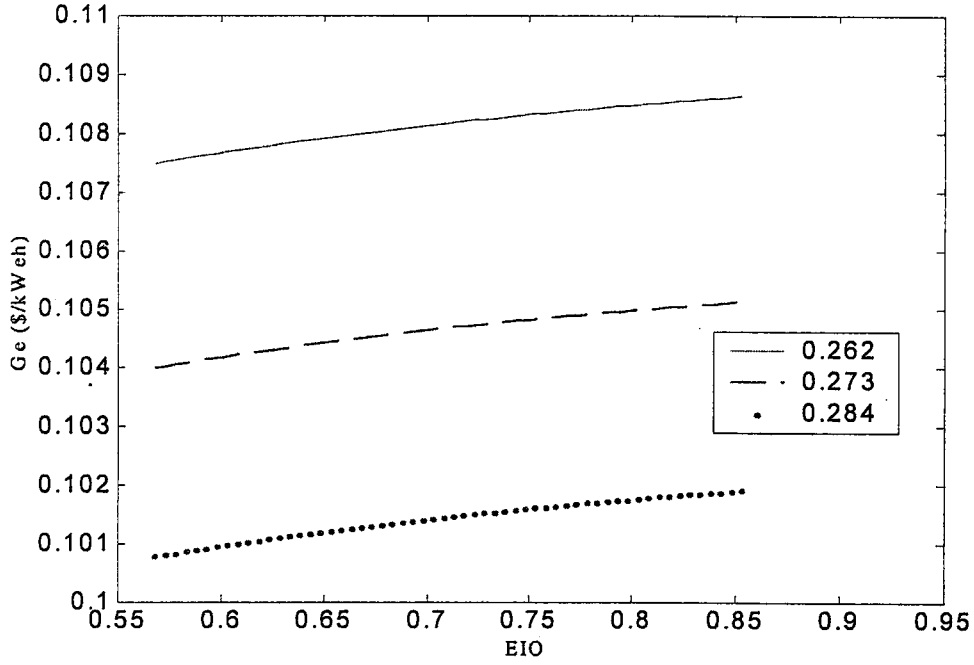
Öncelikle dizel motorlu sistemlerin farklı termik verimlerdeki, elektrik ısı oranı değişimiyle elde edilen birim elektrik üretim maliyetleri göz önünde bulundurulmuştur.

$N_E < 100 kW_e$  güç bölgesinde 0.243, 0.257 ve 0.272 verim değerlerindeki dizel motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımda en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.272 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri 0.01093-0.1099\$/ $kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise 0.019\$/ $kW_e h$  dir. ( Şekil 6.)

100-800  $kW_e$  güç aralığında, 0.262, 0.273 ve 0.284 verim değerlerindeki dizel motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımda en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.284 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri 0.1008-0.1019\$/ $kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise 0.019\$/ $kW_e h$  dir. ( Şekil 6.)



Şekil 6.33 100  $kW_e$  'den küçük güçteki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

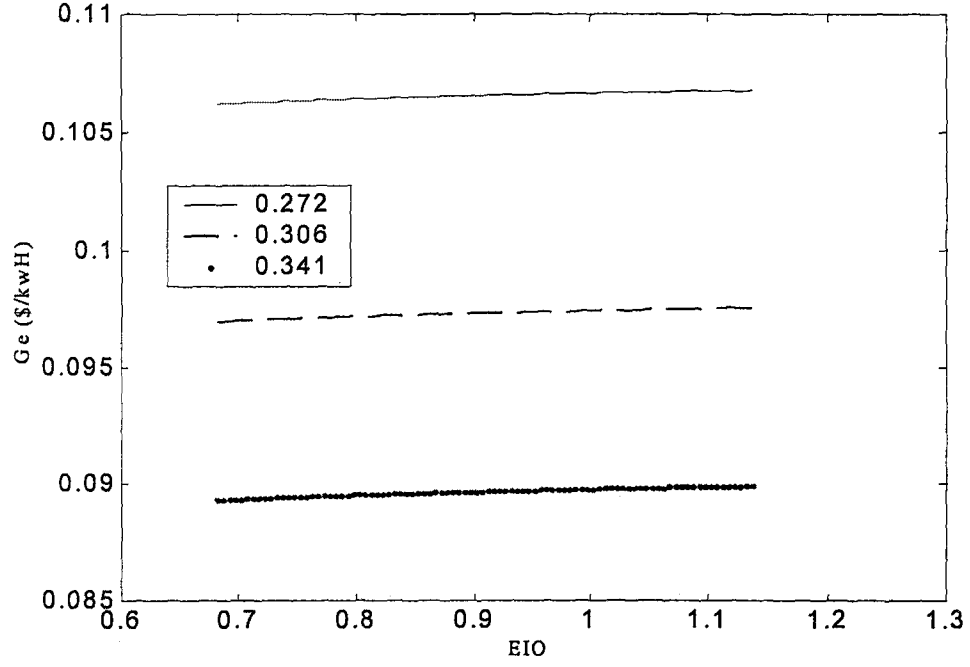


Şekil 6.34 100-800  $kW_e$  güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

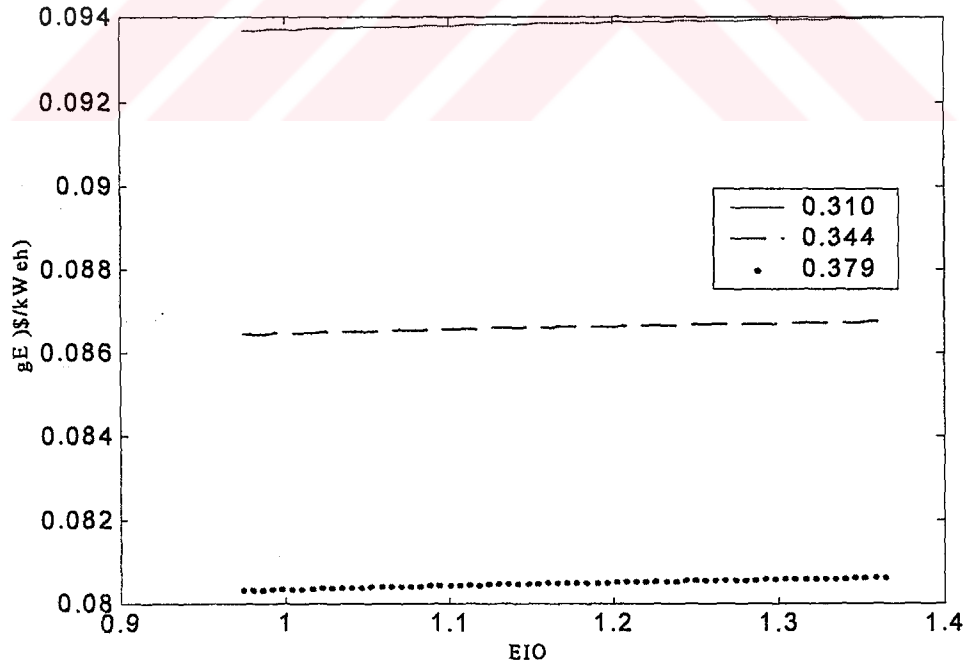
800-1500  $kW_e$  güç aralığında, 0.272, 0.306 ve 0.341 verim değerlerindeki dizel motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.341 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri 0.0893-0.0899  $\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise  $9.9623 \cdot 10^{-4} \$/kW_e h$  dir. ( Şekil 6.27)

$N_E > 1500 kW_e$  güç aralığında, 0.310, 0.344 ve 0.379 verim değerlerindeki dizel motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.379 verim değerinde elektrik üretim maliyet değerleri 0.0803-0.0806  $\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. Isı üretim maliyeti ise  $9.9623 \cdot 10^{-4} \$/kW_e h$  dir. ( Şekil 6.27)

Yaklaşım sonucu elde edilen diğer maliyetle gibi, elektrik ısı oranı artışı ile elektrik üretim maliyet değerinde çok az bir miktarda oynama gerçekleşmiştir. 800-1500  $kW_e$  güç aralığında yüksek verim değerlerinde şebeke maliyetinden biraz fazla miktarlar elde edilse de, aynı güç aralığındaki dizel motorlu sistemlere ait ısı üretim maliyet değerlerinin, konvansiyonel



Şekil 6.35 800-1500  $kW_e$  güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



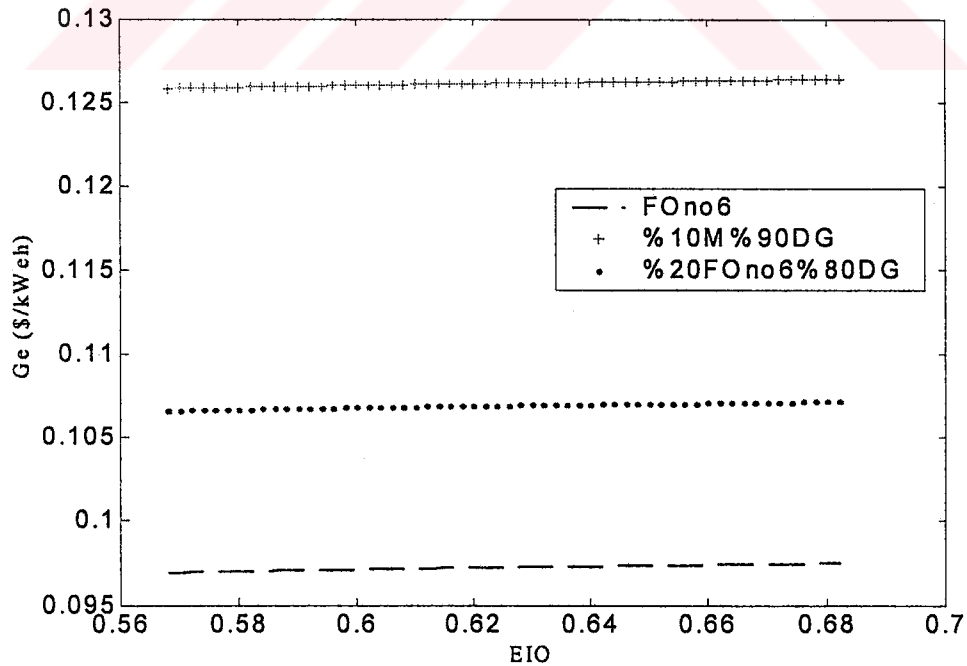
Şekil 6.36 1500  $kW_e$  den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

sistemlere nazaran  $0.03 \$/kW_e h$  kadar daha düşük olduğu görülmüştür. Bu durum bir üst güç değeri bölgesinde dizel motorlu kojenerasyon sistemleri için ekonomik bakımdan daha avantajlı bir şekilde olmaktadır.

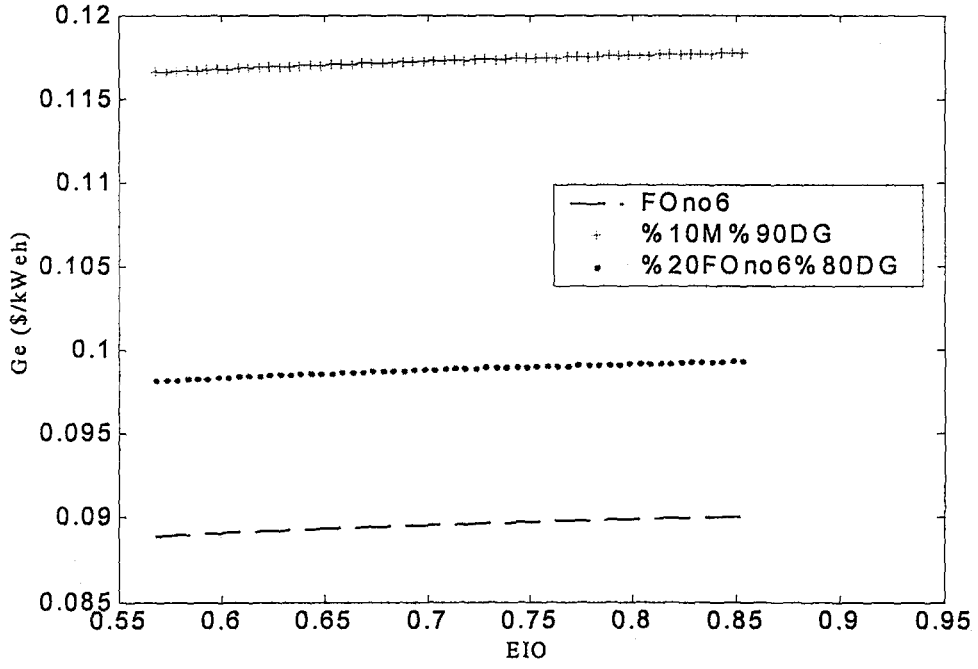
Farklı yakıt şartlarında çalışan dizel motorlu sistemlerdeki, güç oranı değişimine göre yapılan elektrik maliyeti hesaplarında yakıt olarak, fuel oil no:6, doğalgaz ve motorin yakıtları kullanılmıştır. Fuel oil no:6 yakıtının alt ısıl değeri  $9200 \text{ kcal/kg}$  ve fiyatı da 2002 yılı ilk beş ay ortalaması olarak  $0.207 \$/kg$  olarak alınmıştır.

$N_E < 100 kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak  $0.1258-0.1264 \$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti  $0.1066-0.1072 \$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.37)

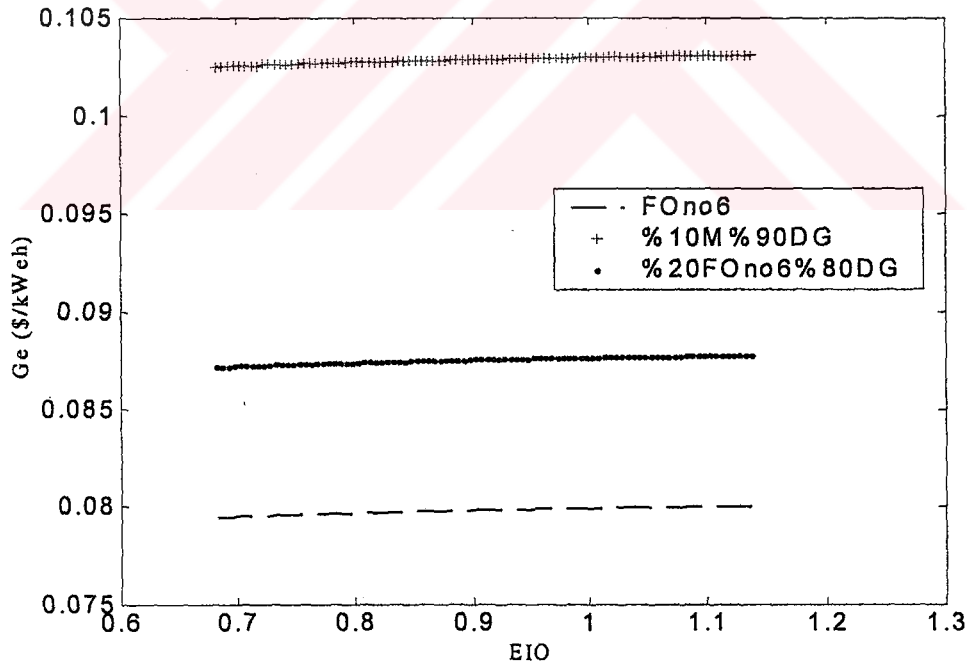
$N_E 100-800 kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak  $0.116-0.1177 \$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti  $0.0982-0.0993 \$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.38)



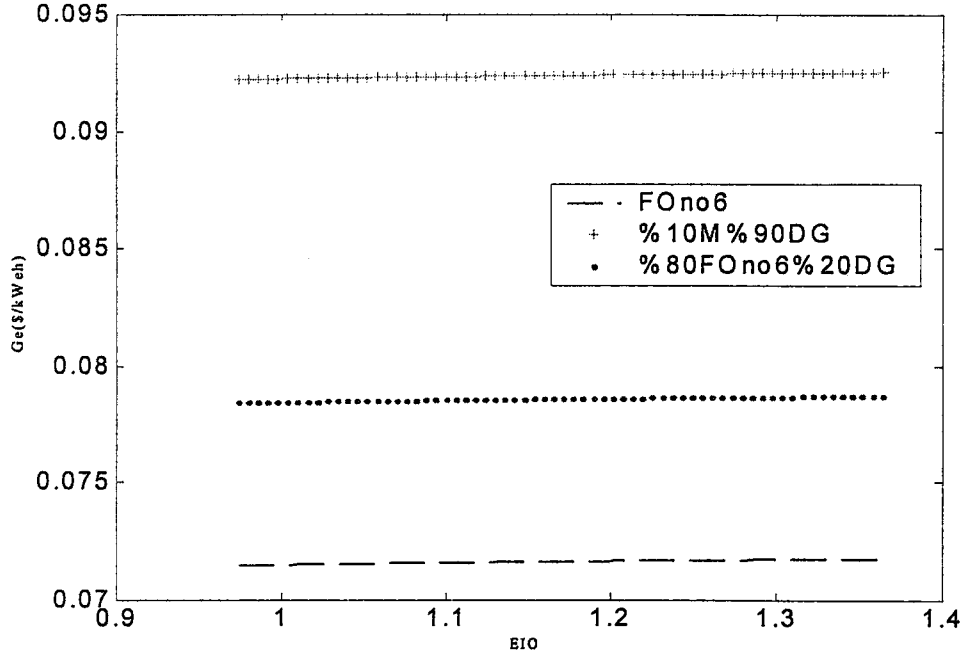
Şekil 6.37 100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.38 100-800 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.39 800-1500 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.40 1500 kW'e'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

800-1500 kW<sub>e</sub> güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak 0.1025-0.1031 \$/kW<sub>e</sub>h değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti 0.0872-0.0787 \$/kW<sub>e</sub>h değer aralığındadır. (Şekil 6.39)

$N_E > 1500$  kW<sub>e</sub> güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak 0.0922-0.0925 \$/kW<sub>e</sub>h değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti 0.0784-0.0787 \$/kW<sub>e</sub>h değer aralığındadır. (Şekil 6.40)

Elektrik ısı oranı ile birim sistem maliyetleri çok az olmaktadır. Bu değişme miktarı yaklaşık olarak 0.001 \$/kW<sub>e</sub>h mertebesindedir. Fuel oil no:6 yakıtlarının birlikte kullanılmasıyla 800 kW<sub>e</sub> güç değerlerinden itibaren uygun elektrik üretim maliyetleri elde edilmektedir. Bu analizde elde edilen ısı üretim maliyetleri, bir önceki analizle aynı olup konvansiyonel sistem birim ısı üretim maliyet değerlerinden yaklaşık 0.03 \$/kW<sub>e</sub>h kadar daha ucuzdur.

### 6.2.3 Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi Analizi

Gaz türbinli sistemlerde elektrik ısı oranının birim elektrik enerjisi üretim maliyetine etkisi ilk maliyet analizinde olduğu gibi dört ayrı güç grubunda incelenmiştir.  $N_E < 1000 kW_e$  güç bölgesinde 0.227-0.426 değerleri arasında değişen elektrik ısı oranı 0.003 aralığında incelenerek 67 ayrı sonuç elde edilmiştir. 1000-5000  $kW_e$  güç aralığında 0.426-0.682 değerleri arasında değişen elektrik ısı oranı 0.004 aralığında incelenerek 65 ayrı sonuç elde edilmiştir. Aynı şekilde 5000-15000  $kW_e$  güç aralığında 0.003 hassasiyetle 47 ayrı sonuç elde edilmiştir. Son olarak da  $N_E > 15000 kW_e$  güç bölgesinde 0.003 hassasiyetle 58 ayrı sonuç elde edilmiştir.

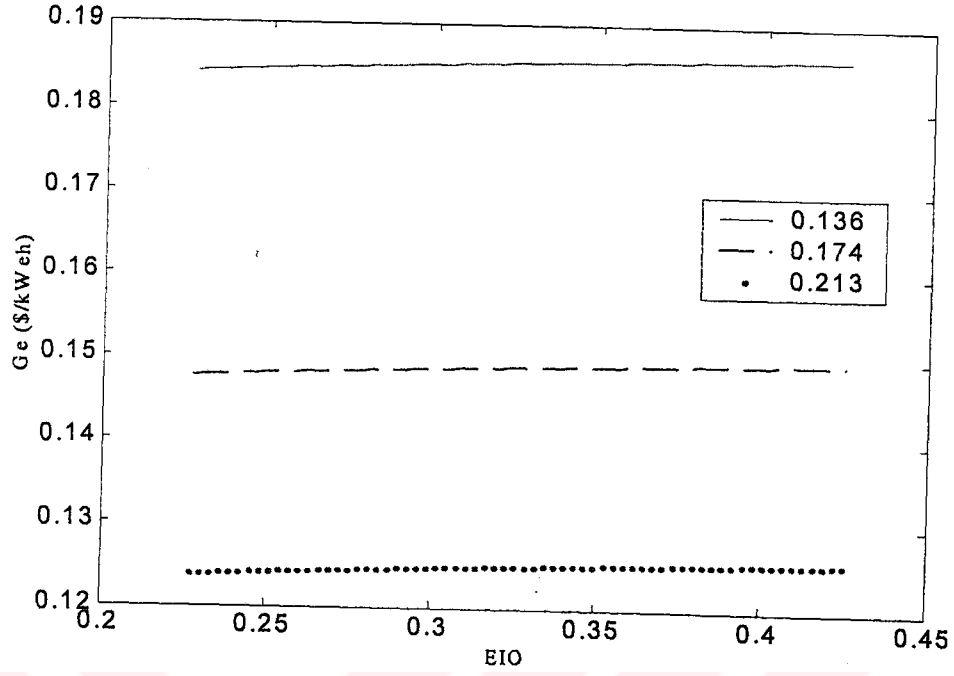
Her güç aralığı boyunca, çalışmada kullanılan verim değerleri, kabuller bölümündeki verim değerleri aralıklarından seçilmiştir. Uygulamada, verim aralığının en düşük, en yüksek ve ortalama değerleri kullanılarak, güç oranları değişiminin enerji maliyetine etkisi araştırılmıştır. Yakıt olarak doğalgaz kullanılmıştır

$N_E < 1000 kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.136, 0.174, 0.213 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.213 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.1237-0.1257  $\$/kW_e h$  değer aralığında yer alır. Isı üretim maliyeti ise  $9.5047 \cdot 10^{-4} \$/kW_q h$  dir. (Şekil 6.41)

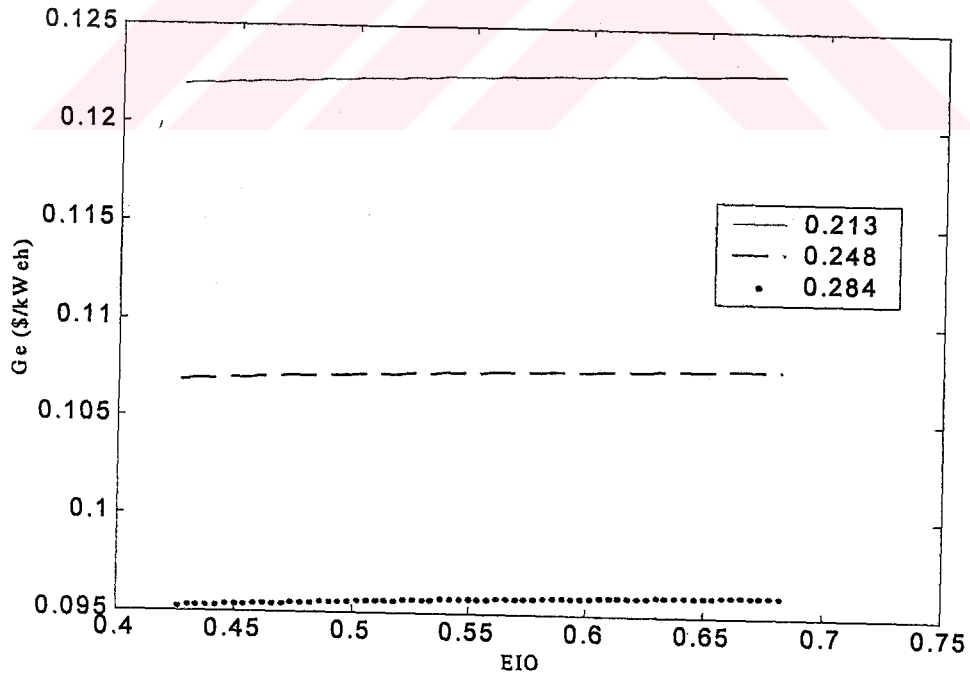
1000-5000  $kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.213, 0.248, 0.284 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.284 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0952-0.0961  $\$/kW_e h$  değer aralığında yer alır. Isı üretim maliyeti ise  $9.5047 \cdot 10^{-4} \$/kW_q h$  dir. (Şekil 6.42)

5000-15000  $kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.284, 0.312, 0.341 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.341 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0814-0.0817  $\$/kW_e h$  değer aralığında yer alır. Isı üretim maliyeti ise 0.001  $\$/kW_q h$  dir. (Şekil 6.43)

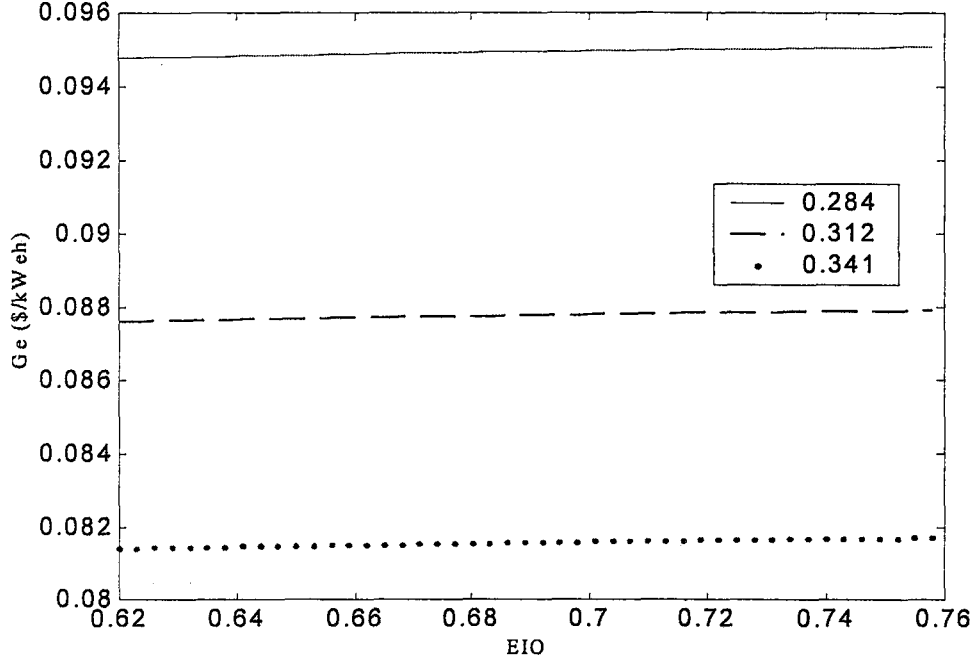
$N_E > 15000 kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.310, 0.344, 0.379 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.379 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0744-0.0747  $\$/kW_e h$  değer aralığında yer alır. Isı üretim maliyeti ise 0.001  $\$/kW_q h$  dir. (Şekil 6.44)



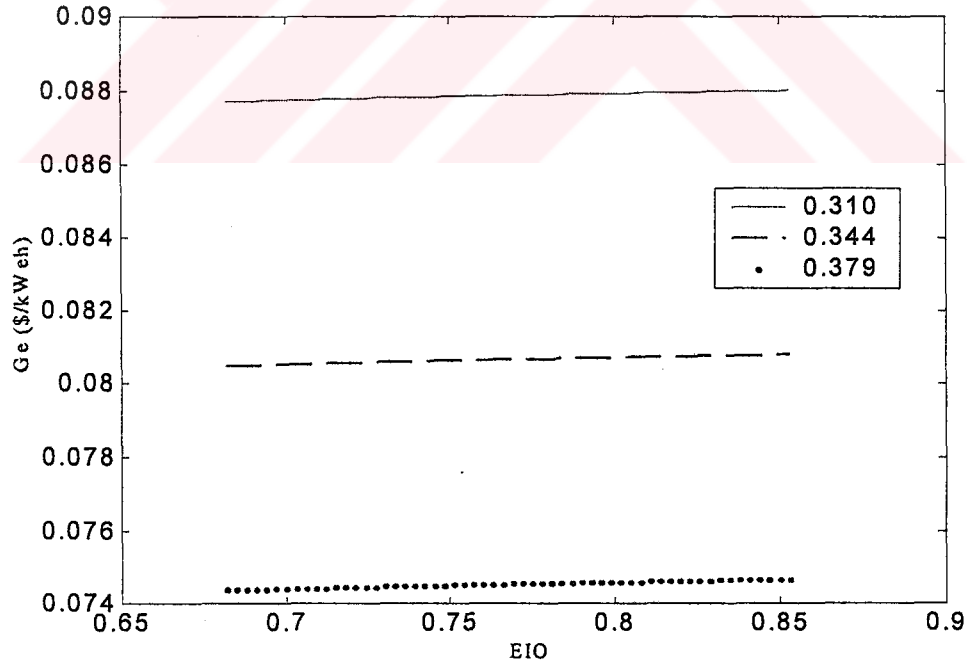
Şekil 6.41 1000  $kW_e$ 'den küçük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.42 1000-5000  $kW_e$  güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.43 5000-15000 kW<sub>e</sub> güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.44 1500 kW<sub>e</sub> den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

Bu analizde,  $1000 kW_e$  değerinin altındaki güç aralığında, elektrik ısı oranının artışı ile birim elektrik maliyetinde hemen hemen herhangi bir değişiklik olmaması ve elde edilen rakamsal değerlerin yüksek olmasından dolayı, gaz türbinli sistemlerin  $1000 kW_e$  miktarının altında kullanımının pek yararlı olmayacağı söylenebilir. Öte yandan elektriksel kapasitenin artışı ve yüksek verim değerleriyle birlikte, uygun elektrik üretim maliyetleri ve de düşük ısı maliyetlerine sahip olması dolayısıyla gaz türbinli sistemlerin yüksek güçlerde daha verimli çalışabileceği de belirtilebilir.

Değişik yakıtlar kullanan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranının birim elektrik maliyetine etkisinin analizinde, doğalgaz , LPG ve motorin yakıtları kullanılarak, elektrik ısı oranı değişimiyle, maliyet değerlerindeki değişimler gözlenmiştir.

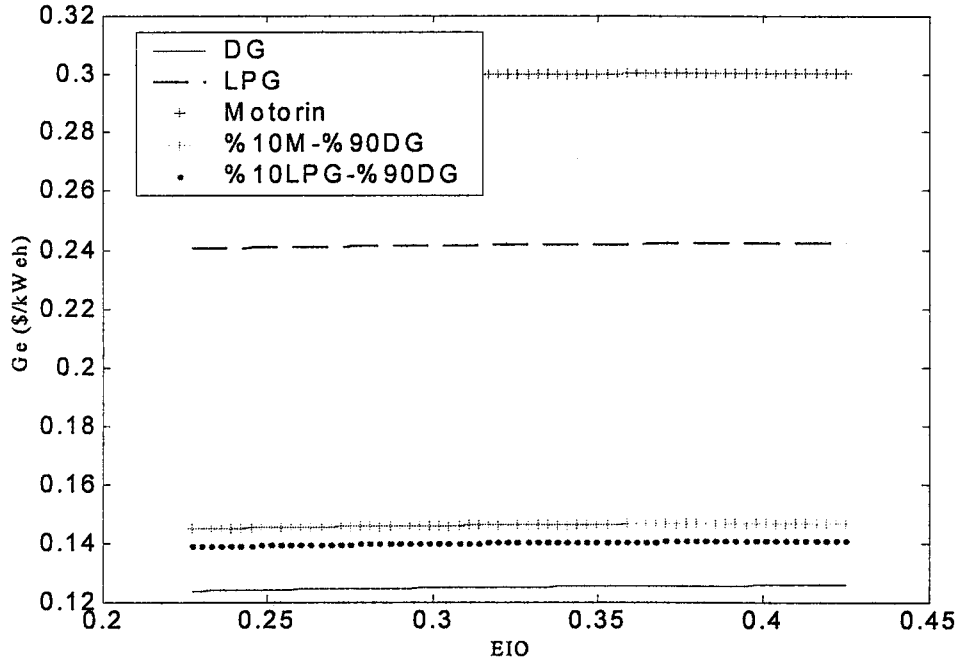
$N_E < 1000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri  $0.1388-0.1408 \$/kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler  $0.1448-0.1468 \$/kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.45)

$1000-5000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri  $0.1065-0.1074 \$/kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler  $0.1111-0.1119 \$/kW_e h$  arasında değişmektedir.(Şekil 6.46)

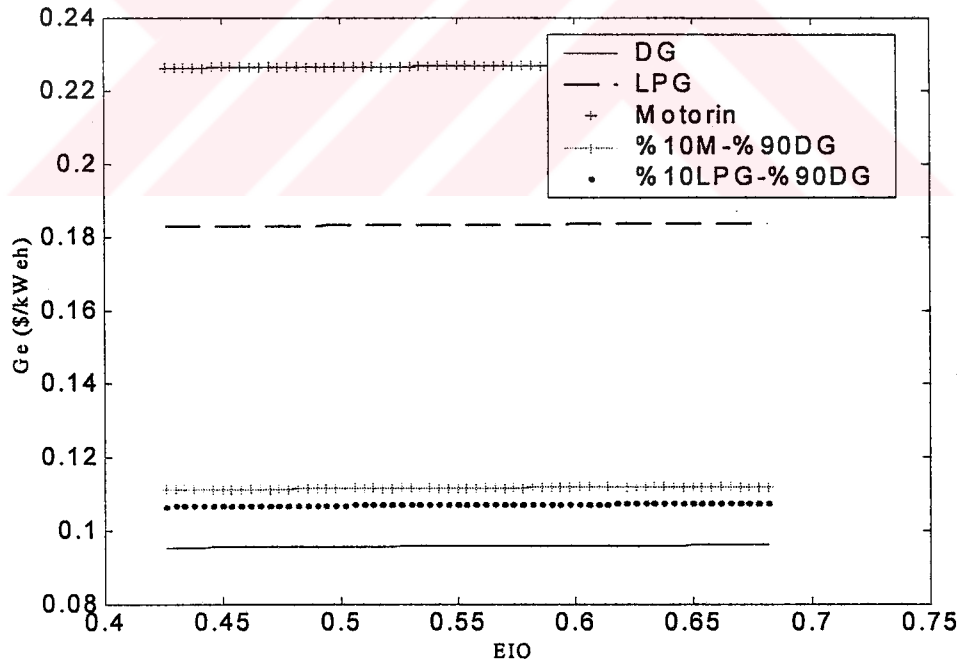
$5000-15000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri  $0.0908-0.0911 \$/kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler  $0.0946-0.0949 \$/kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.47)

$N_E > 15000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri  $0.0829-0.0832 \$/kW_e h$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler  $0.0862-0.0865 \$/kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.48)

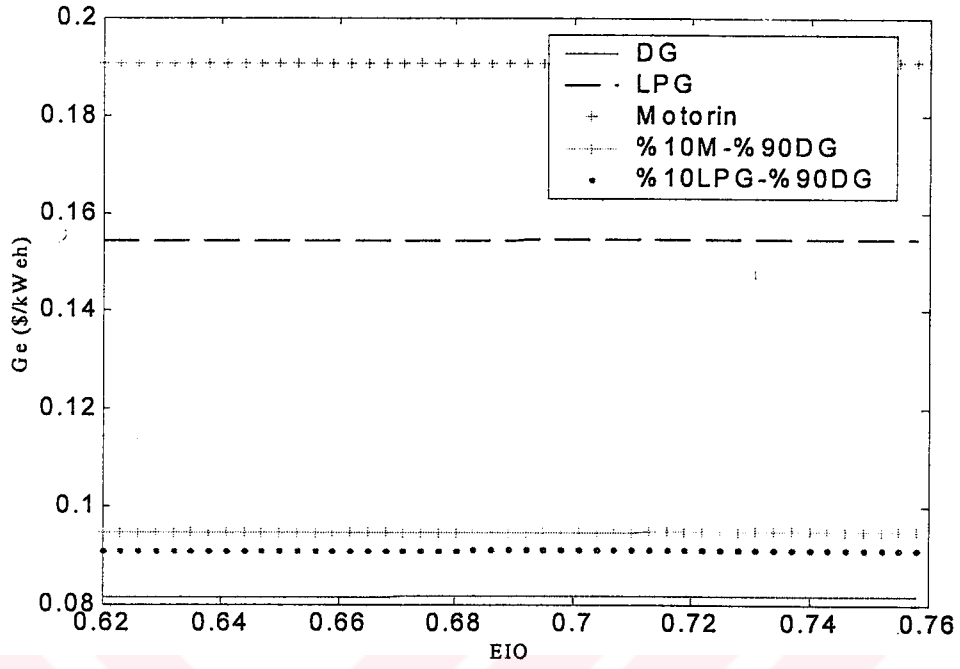
Bu analizden elde edilen sonuçlara göre türbinlerin yüksek elektriksel güç değerlerinde daha ekonomik oldukları görülebilir. Her ne kadar elektrik ısı oranı aralıkları eşit olmasa da, türbin



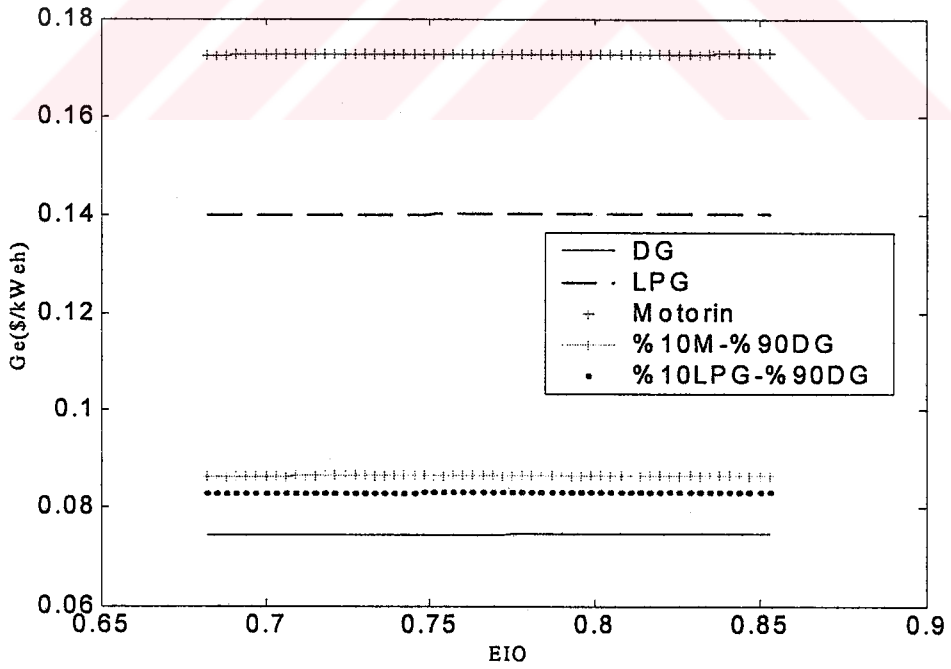
Şekil 6.45 1000  $kW_e$ 'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.46 1000-5000  $kW_e$  güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.47 5000-15000 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.48 15000 kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

gücünün artmasıyla, elektrik ısı oranının artışına bağlı olarak, birim elektrik üretim maliyeti artışında bir azalma görülebilir. Doğalgazın gerek LPG ile gerekse motorinle birlikte kullanılmasından elde edilen değerler ,şebeke elektrik fiyatından biraz olsa da unutmamak gerekir türbinlere ait ısı üretim maliyetleri, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlere nazaran çok daha ekonomiktir.

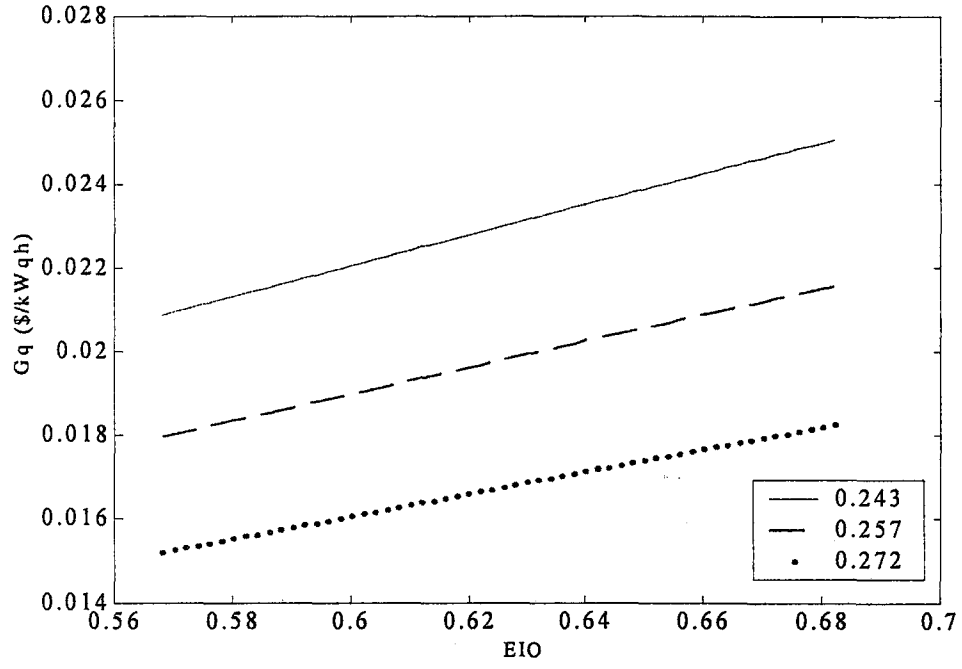
### 6.3 Maliyet Analizi-3

Bu maliyet analizinde, kojenerasyon sisteminin birim elektrik üretim maliyet değerinin; elektrik ihtiyacının şebekeden karşılandığı, dolayısıyla elektrik dağıtım şebekesi tarafından uygulanan birim elektrik fiyat değerine eşit olduğu kabulüyle, elektrik ısı oranı değişimi ile birim ısı enerjisi üretim maliyetinin analizi yapılmıştır. Kojenerasyon sistemlerinden bir yıl içerisinde elde edilen elektrik enerjisi miktarının, elektrik şebekesinden temin edilmesi halinde getireceği maddi yük değeri sistemin yıllık masraflarına pay edilmiştir. Dolayısıyla birim ısı üretim maliyeti hesabında yıllık masraflar olarak, tesisin toplam maliyetleri ile elektrik enerjisi maliyetinin farkı alınır. Elde edilen değer, tesiste kullanılan güç ünitesi tipi ve güç aralıklarına göre  $10^{-3}$  hassasiyetindeki elektrik ısı oranı değerine göre değer alan, ısı enerjisi miktarına,  $Q$ , bölünür. Analizde elektrik üretim maliyet değeri  $0.087\$/kW_e h$  alınmıştır. Aşağıda bu analizin gaz ve dizel motorlu ve gaz türbinli kojenerasyon sistemlerindeki sonuçları mevcuttur.

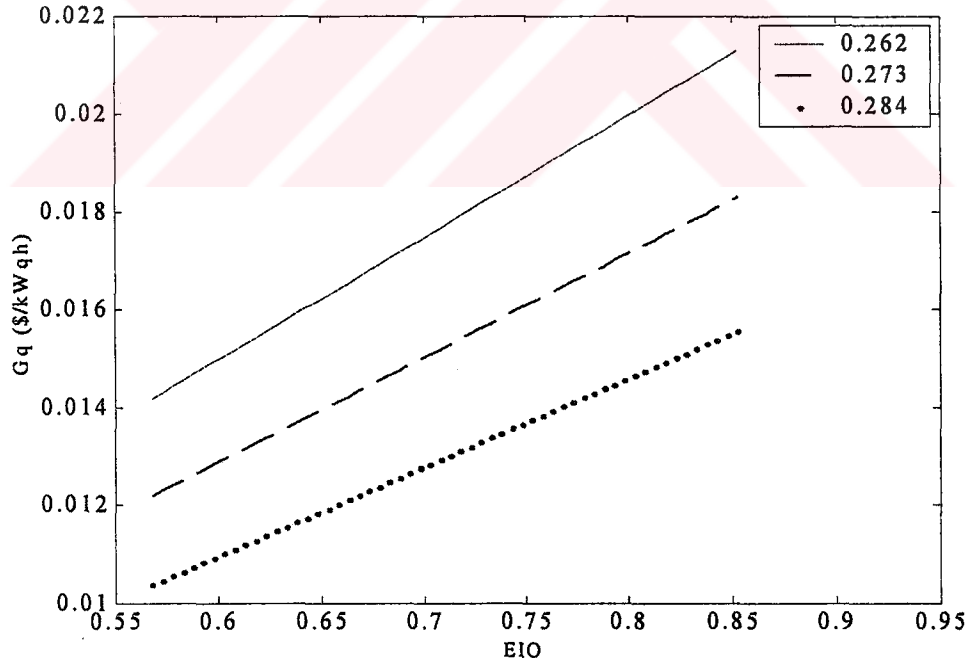
#### 6.3.1 Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizleri

Gaz motorlu sistemlerde öncelikle değişik verim değerlerine sahip kojenerasyon sistemlerindeki, elektrik ısı oranına bağlı olarak birim ısı üretim maliyetleri değişimleri incelenmiştir.

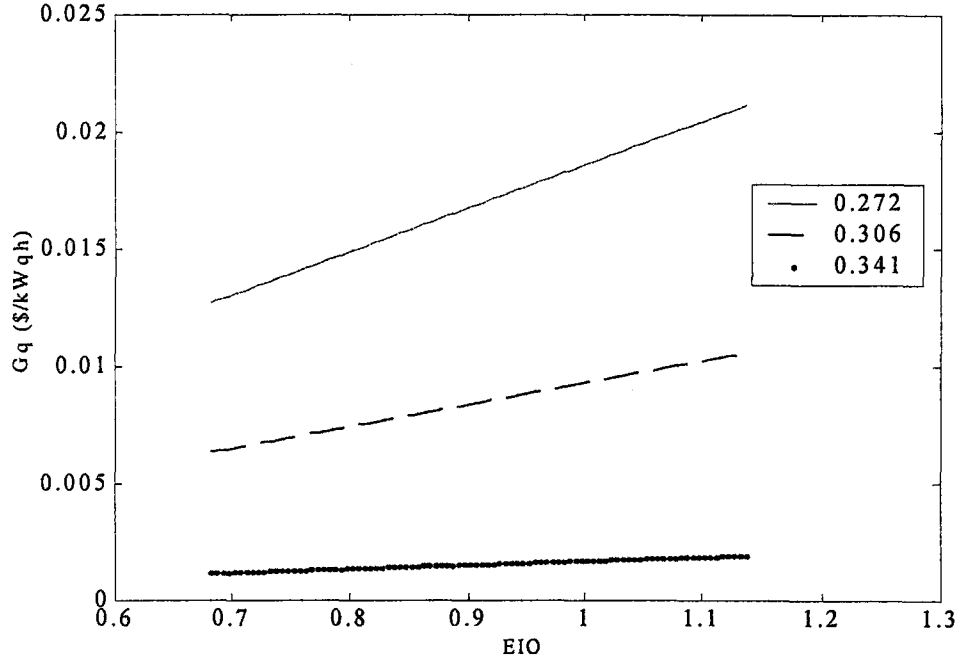
$N_E < 100 kW_e$  güç bölgesinde 0.243, 0.257 ve 0.272 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.272 verim değerinde, ısı üretim maliyet değerleri  $0.0152-0.0183\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. (Şekil 6.49)



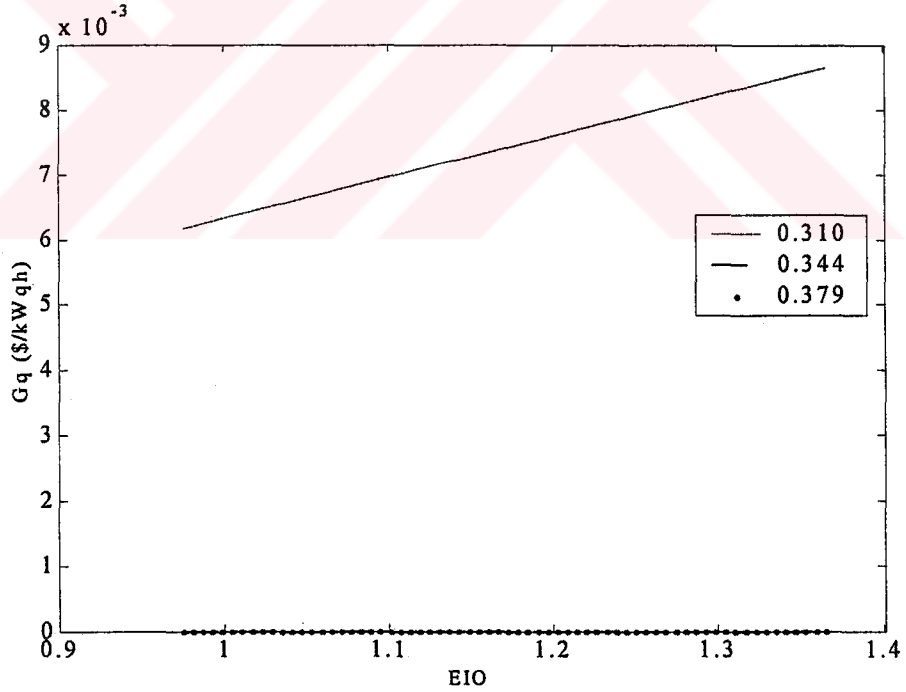
Şekil 6.49 100 kW<sub>e</sub>'den küçük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.50 100-800 kW<sub>e</sub> güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.51 800-1500 kW<sub>e</sub> güç aralığındaki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.52 1500 kW<sub>e</sub>'den büyük güçteki gaz motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

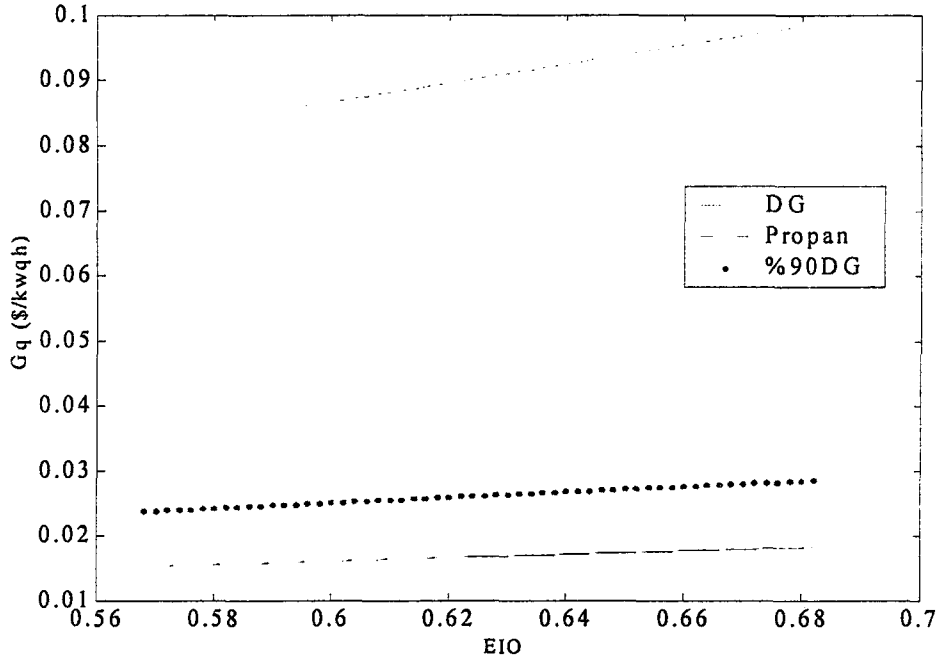
100-800  $kW_e$  güç aralığında, 0.262, 0.273 ve 0.284 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.284 verim değerinde, elektrik üretim maliyet değerleri 0.0104-0.0156  $\$/kW_qh$  değerleri arasında değişmektedir. ( Şekil 6.50)

800-1500  $kW_e$  güç aralığında, 0.272, 0.306 ve 0.341 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.341 verim değerinde, elektrik üretim maliyet değerleri 0.0011-0.0019  $\$/kW_qh$  değerleri arasında değişmektedir. ( Şekil 6.51)

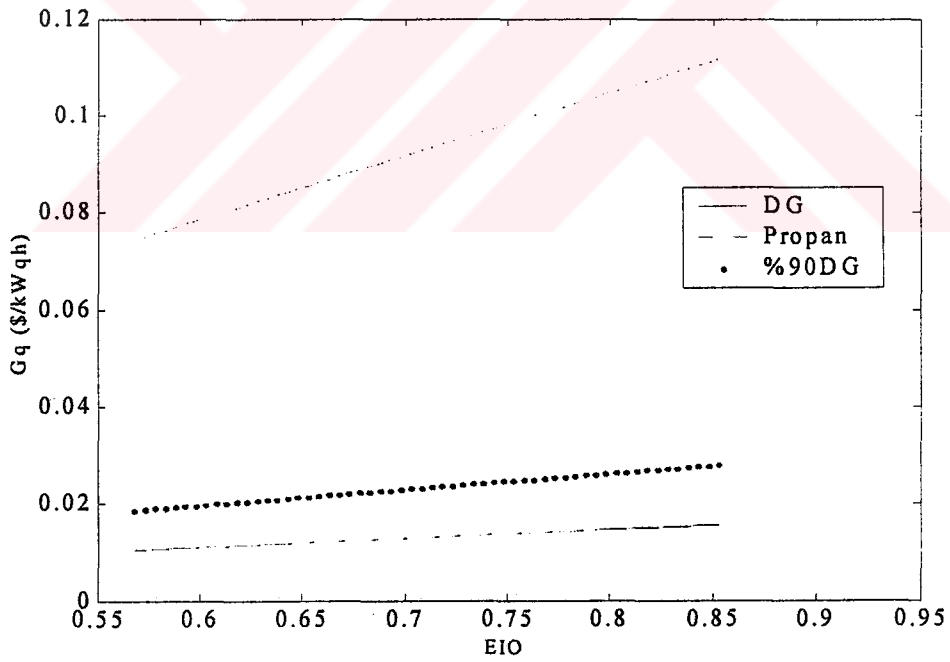
$N_E > 1500 kW_e$  güç aralığında, 0.310, 0.344 ve 0.379 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında sadece en düşük verim değeri olan 0.310 ifadesinde 0.0062-0.0086  $\$/kW_qh$  değerine ulaşılmıştır.

Konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlerde birim ısı üretim maliyeti değerlerinin 0.0348-0.0388  $\$/kW_qh$  değerleri civarında olduğu düşünüldüğünde, gaz motorlu kojenerasyon sistemlerinden elde edilen birim ısı üretimi maliyetinin her güç aralığında uygun sonuçlar verdiği söylenebilir. Elektrik ısı oranının artmasıyla birim ısı üretiminin artmıştır. Bu artış daha çok 100-800  $kW_e$  aralığındaki güç değerlerinde görülmüştür.  $N_E > 1500 kW_e$  güç aralığında elde edilen 0  $\$/kW_qh$  değeri ile elektrik üretiminden elde edilen gelirin tesis yıllık giderlerinden daha yüksek olduğunun göstergesidir. Bu yaklaşım doğrultusunda gaz motorlu sistemlerin her güç koşulunda ekonomik kazançlar getireceği söylenebilir.

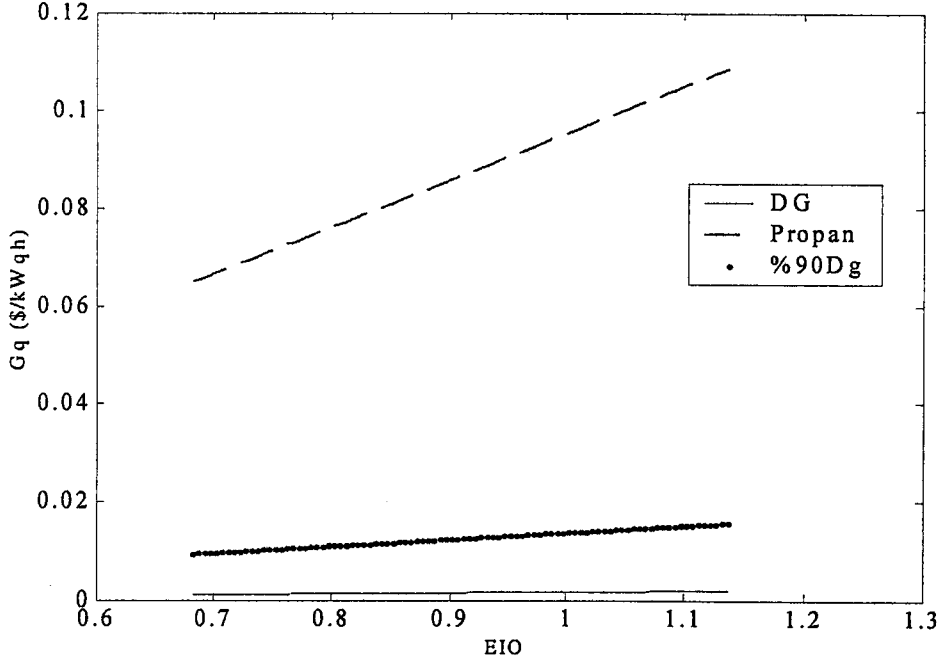
Gaz motorlu kojenerasyon sistemlerinde çeşitli yakıtlar kullanılması ile, elektrik ısı oranının birim ısı üretim maliyetine etkisinin incelenmesi doğrultusunda yapılan analizler aşağıda belirtilmiştir. Yakıt olarak propan ve doğalgaz kullanılmıştır. Verilen değerler, yakıt miktarının %90'ının doğalgaz kullanılmasına ait sonuçlardır.



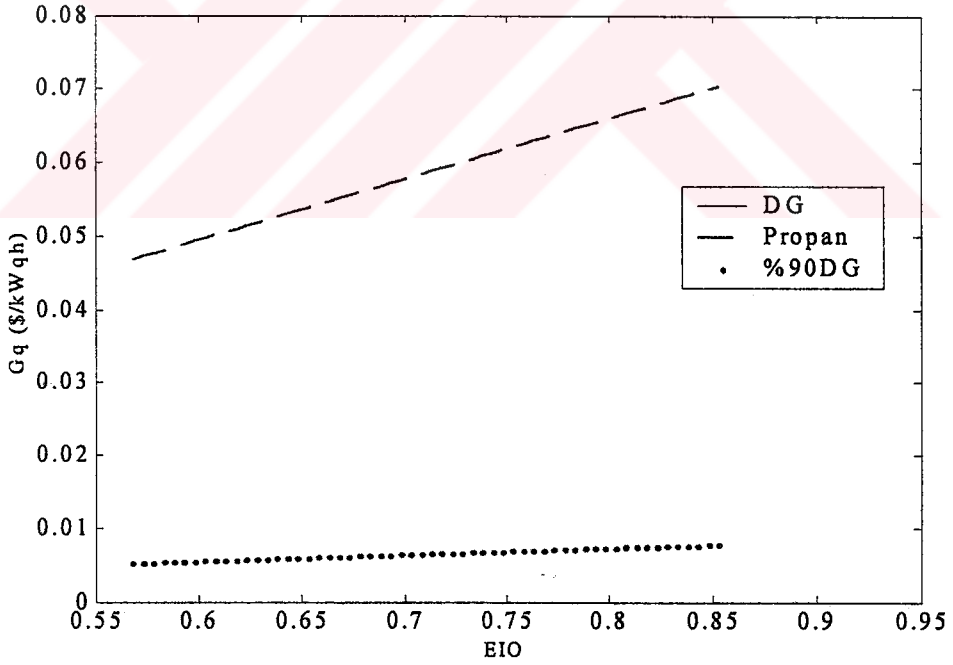
Şekil 6.53 100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.54 100-800 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.55 800-1500 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.56 1500 kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

$N_E < 100 kW_e$  güç bölgesinde elde edilen birim ısı enerjisi üretim maliyeti 0.0238-0.0286 \$/kW<sub>q</sub>h değerleri arasında elektrik ısı oranı ile artacak şekilde değişmektedir. (Şekil 6.53)

100-800 kW<sub>e</sub> güç aralığında, maliyet değerleri, 0.0186-0.0280 \$/kW<sub>q</sub>h değerleri arasında değişmektedir. (Şekil 6.54)

800-1500 kW<sub>e</sub> güç aralığında, maliyet değerleri, 0.0094-0.0157 \$/kW<sub>q</sub>h değerleri arasında, değerleri arasında elektrik ısı oranı ile artacak şekilde, değişmektedir. (Şekil 6.55)

$N_E > 1500 kW_e$  güç aralığında, birim ısı enerjisi üretimi değeri, 0.0038-0.0053 \$/kW<sub>q</sub>h değerleri arasında değişmektedir. (Şekil 6.56)

Analiz sonuçları incelendiğinde, motorin kullanılması halinde oluşan ısı üretim maliyeti değeri eğrisinin, kullanılan diğer yakıtlara ait maliyet eğrisine göre farklı bir karakterde olduğu görülmüştür. Bunun nedeni, motorine ait yıllık yakıt masraflarının, yaklaşım gereği, elektrik üretiminden elde edildiği düşünülen yıllık elektrik tutarından büyük olmasıdır. Her güç aralığında ve her türlü yakıt kullanımı ile elde edilen ısı üretim maliyetlerinin, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlere nazaran çok daha düşük olduğu görülmüştür.

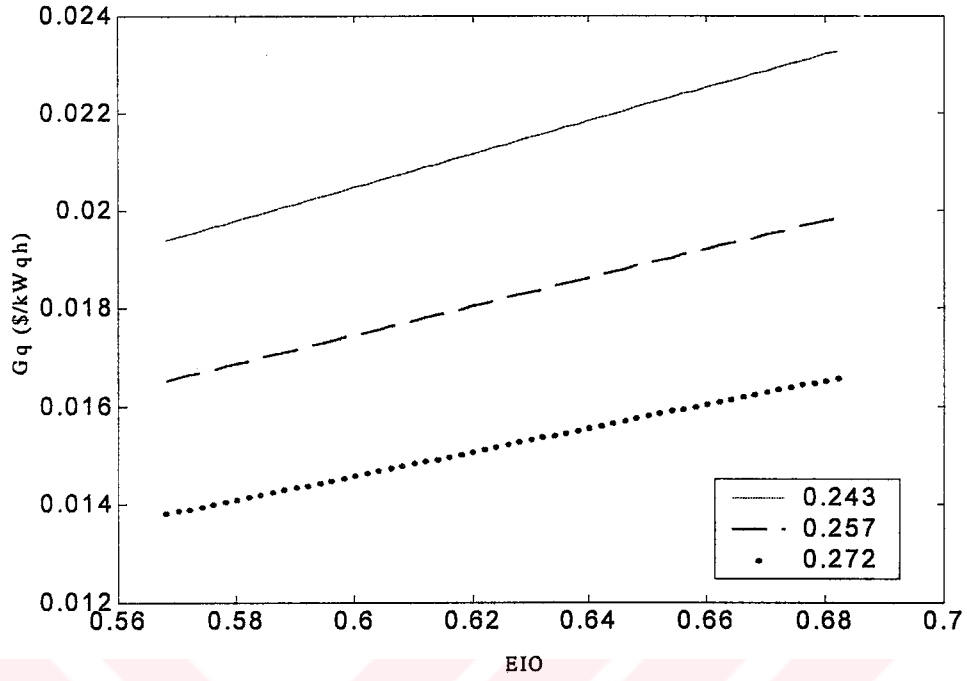
### 6.3.2 Dizel Motorlu Kojenerasyon Sistemi Analizi

Analizde, ilk olarak değişik verim değerlerine sahip dizel motorlu kojenerasyon tesislerinde, elektrik ısı oranı değişiminin, ısı üretimi maliyetine etkisi araştırılmıştır. Yakıt olarak diğer analizlerde olduğu gibi %90 doğalgaz-%10 fuel oil karışımı kullanılmıştır.

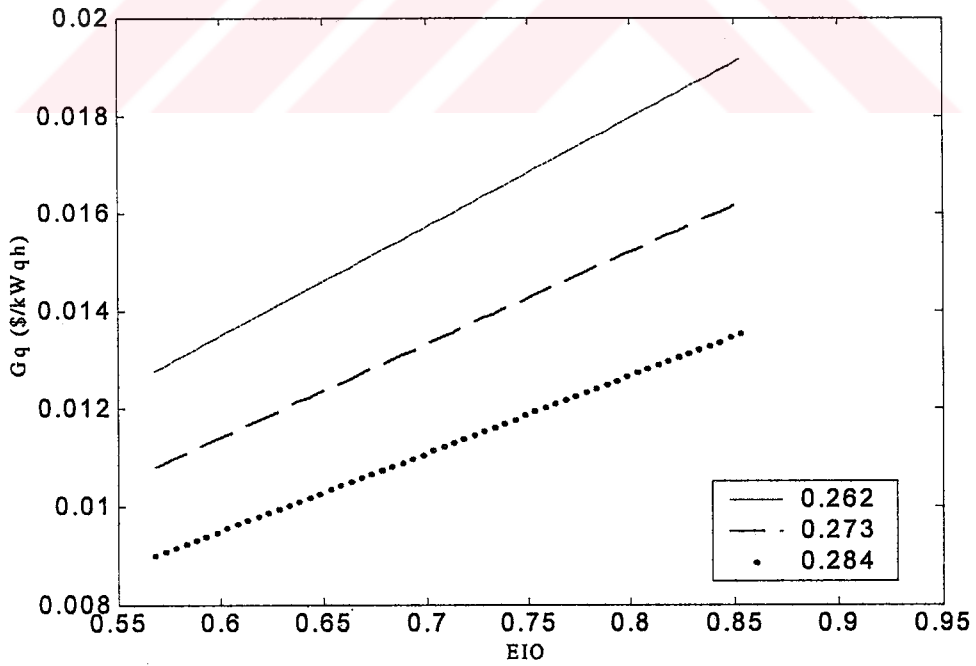
$N_E < 100 kW_e$  güç bölgesinde 0.243, 0.257 ve 0.272 verim değerlerindeki dizel motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen, maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.272 verim değerinde, ısı üretim maliyet değerleri 0.0138-0.0166 \$/kW<sub>q</sub>h değerleri arasında değişmektedir. (Şekil 6.57)

100-800 kW<sub>e</sub> güç aralığında, 0.262, 0.273 ve 0.284 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen, maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.284 verim değerinde, elektrik üretim maliyet değerleri 0.0090-0.0135 \$/kW<sub>q</sub>h değerleri arasında değişmektedir. (Şekil 6.58)

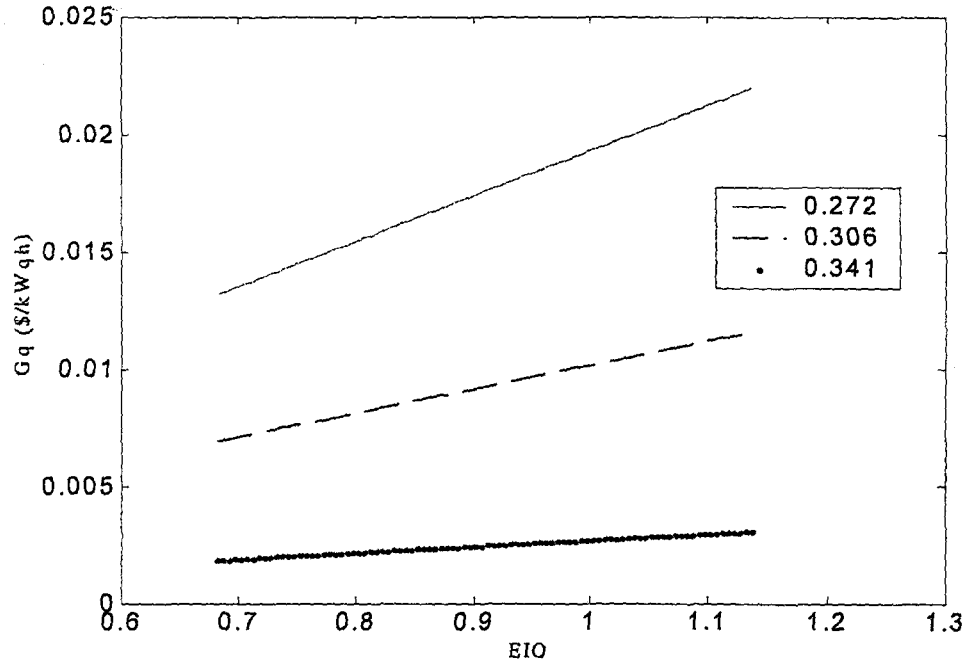
800-1500  $kW_e$  güç aralığında, 0.272, 0.306 ve 0.341 verim değerlerindeki gaz motorlu



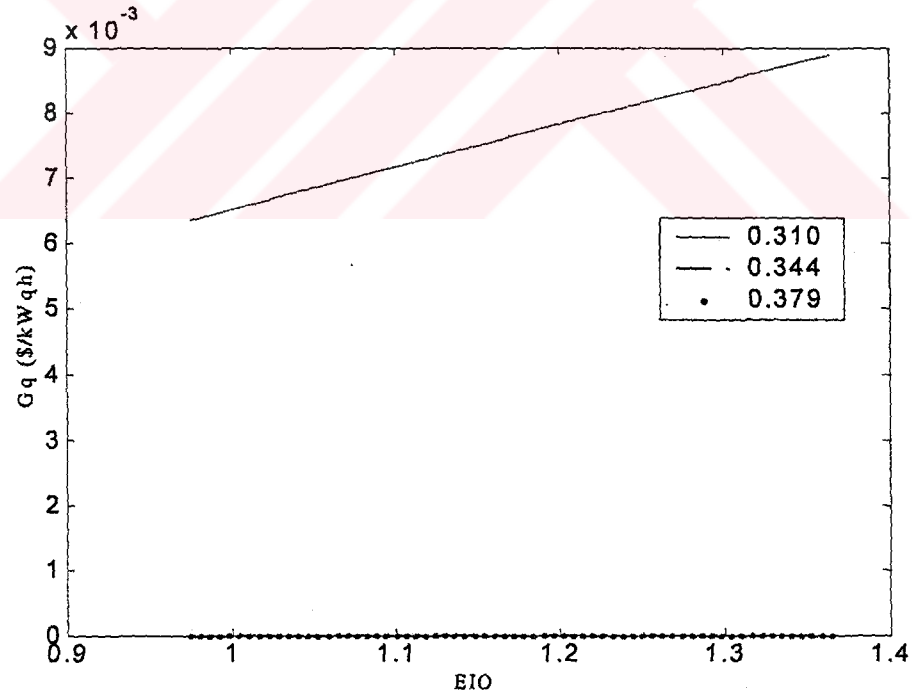
Şekil 6.57 100  $kW_e$ 'den küçük güçteki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.58 100-800  $kW_e$  güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.59 800-1500  $kW_e$  güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.60 1500  $kW_e$  den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

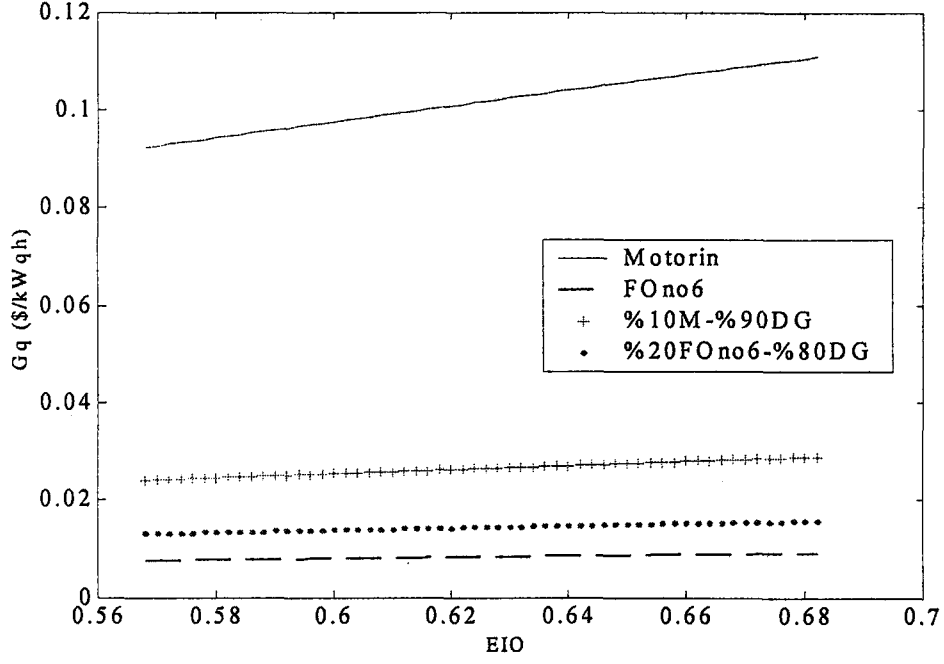
tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen maliyet analizi yapılmıştır. Yaklaşımında en düşük değer aralıklarının elde edildiği 0.341 verim değerinde, elektrik üretim maliyet değerleri 0.0018-0.0031  $\$/kW_qh$  değerleri arasında değişmektedir. (Şekil 6.59)

$N_E > 1500 kW_e$  güç aralığında, 0.310, 0.344 ve 0.379 verim değerlerindeki gaz motorlu tesislerin, elektrik ısı oranı değişimi ile gerçekleştirilen, maliyet analizi yapılmıştır. Elde edilen tek verim değeri 0.310'dur. Bu verimdeki, tesis birim ısı üretim maliyet değeri 0.0064-0.0089  $\$/kW_qh$ 'dır.

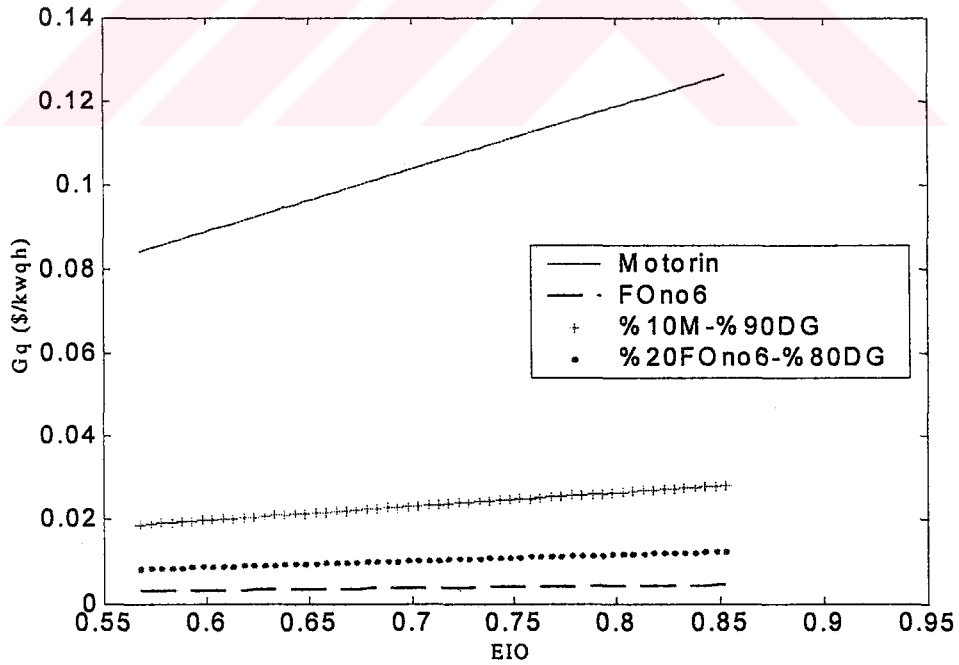
Elektrik ısı oranının artışı ile birim ısı maliyetindeki en büyük değişim 100-800  $kW_e$  elektriksel güç aralığında gerçekleşmiştir.  $N_E > 1500 kW_e$  güç aralığında, ortalama ve üst verim değerlerindeki birim ısı üretim maliyeti, 0  $\$/kW_qh$ 'dır. Konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlerde birim ısı üretim maliyeti değerlerinin 0.0348-0.0388  $\$/kW_qh$  değerleri civarında olduğu düşünüldüğünde, dizel motorlu kojenerasyon sistemlerinden elde edilen birim ısı üretimi maliyetinin her güç aralığında uygun sonuçlar verdiği ve bu yaklaşım doğrultusunda, dizel motorlu sistemlerin her güç koşulunda ekonomik kazançlar getireceği söylenebilir.

Dizel motorlu kojenerasyon sistemlerinde çeşitli yakıtlar kullanılması ile, elektrik ısı oranının birim ısı üretim maliyetine etkisinin incelenmesi doğrultusunda yapılan analizler aşağıda belirtilmiştir. Yakıt olarak motorin, fuel oil no:6 ve doğalgaz kullanılmıştır.

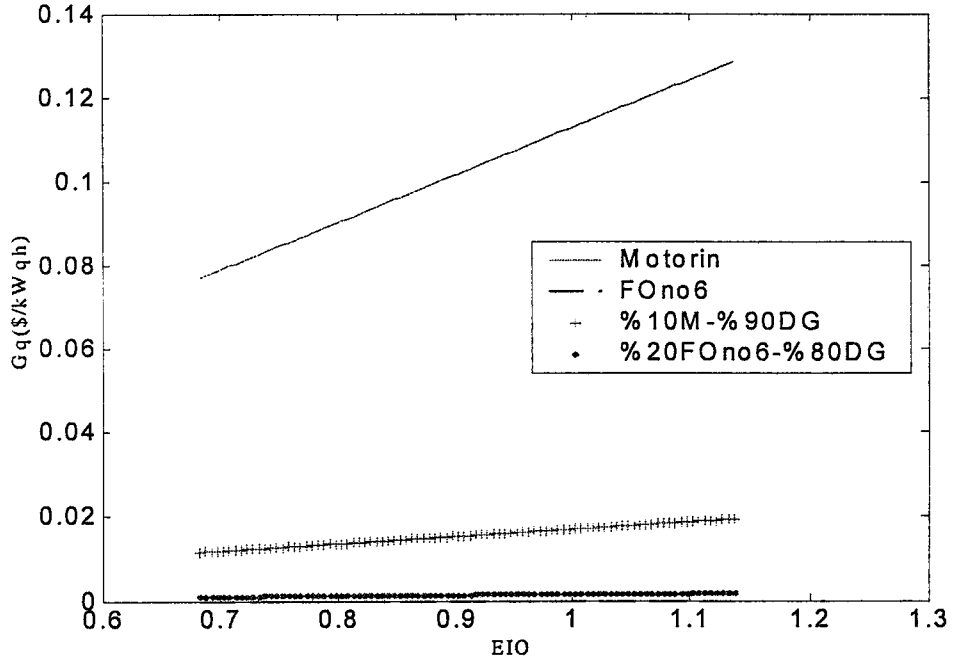
$N_E < 100 kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim ısı üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak 0.0240-0.0288  $\$/kW_qh$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti 0.0131-0.0157  $\$/kW_qh$  değer aralığındadır. (Şekil 6.61)



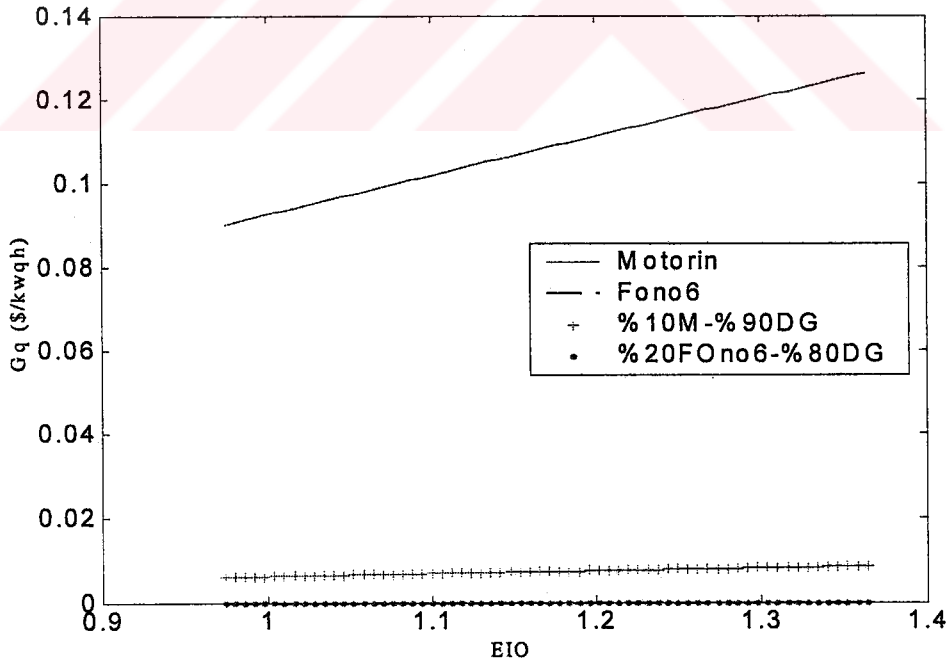
Şekil 6.61 100 kWe'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.62 100-800 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.63 800-1500 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.64 1500 kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan dizel motorlu sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

$N_E$  100-800  $kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak 0.0187-0.0281  $\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti 0.0083-0.0124  $\$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.62)

800-1500  $kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak 0.0116-0.0193  $\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti 0.0011-0.0018  $\$/kW_e h$  değer aralığındadır. (Şekil 6.63)

$N_E > 1500 kW_e$  güçteki sistemlerde %10 motorin %90 doğalgazın kullanılması halinde birim elektrik üretim fiyatı, elektrik ısı oranına bağlı olarak 0.0061-0.085  $\$/kW_e h$  değerleri arasında değişmektedir. %20 fuel oil no:6 ile %80 doğalgaz kullanılması halinde birim elektrik maliyeti 0  $\$/kW_e h$ 'dir. (Şekil 6.64)

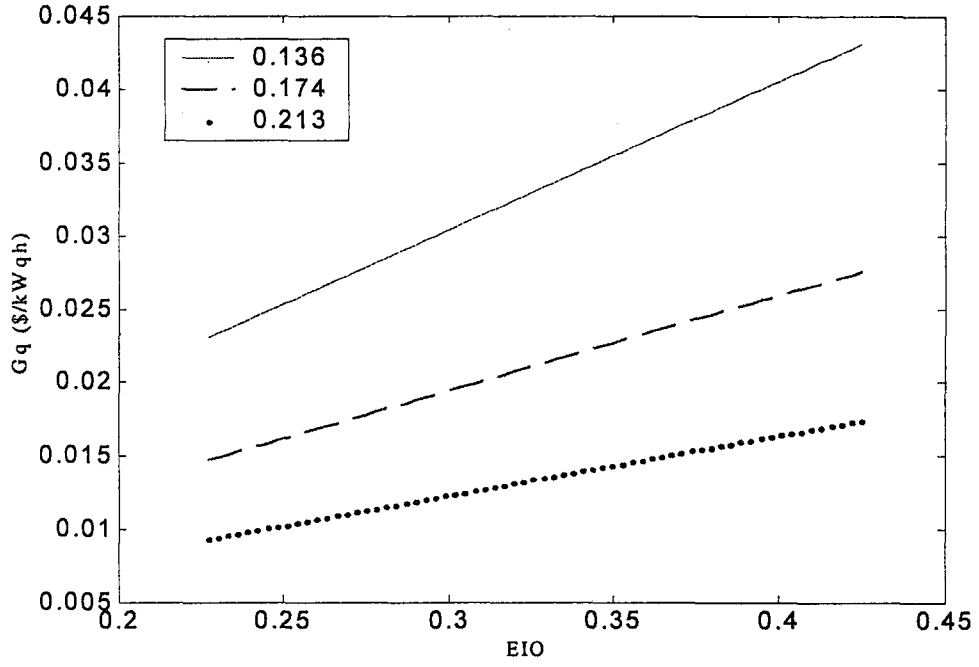
Yakıt olarak motorinin kullanıldığı sistemlerde, her güç aralığı boyunca birim ısı üretim maliyeti, elektrik ısı oranının artışıyla diğer yakıt kullanım türlerine nazaran daha fazla artmaktadır. Buna rağmen, yakıt olarak motorinin kullanımı da ekonomik bakımdan kullanılabilirliğe sahiptir.

### 6.3.3 Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi Analizi

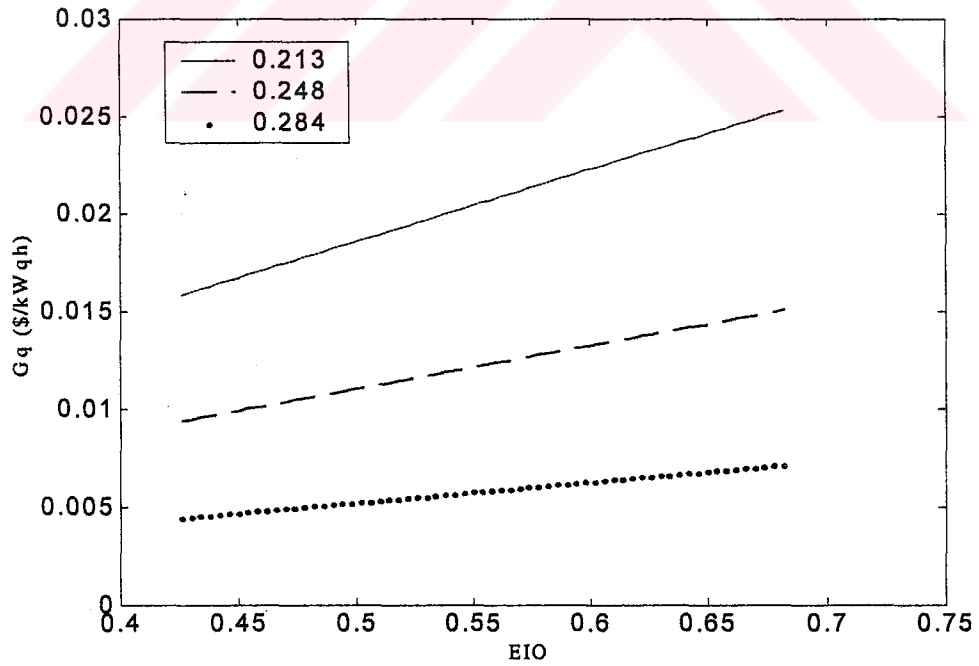
Bu analizde, gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinin, değişik termik verim değerlerinde çalışmalarında, elektrik ısı oranı değişiminin, birim ısı elektrik enerjisi üretim maliyetine etkisi incelenmiştir.

$N_E < 1000 kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.136, 0.174, 0.213 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.213 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0093-0.0174  $\$/kW_e h$  değer aralığında yer alır. (Şekil 6.65)

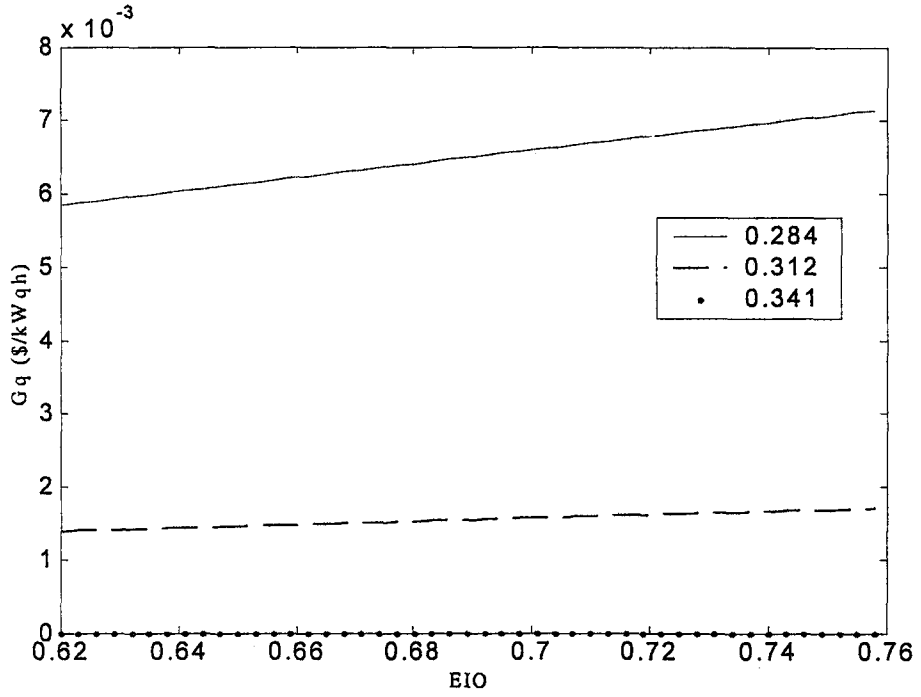
1000-5000  $kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$ 'in 0.213, 0.248, 0.284 değerlerinde çalışılmıştır. En düşük elektrik üretim maliyet değerlerinin elde edildiği, termik verimin 0.284 olduğu şartlarda, elektrik ısı oranının değişimiyle, birim elektrik üretim maliyeti 0.0045-0.071  $\$/kW_e h$  değer aralığında yer alır. (Şekil 6.66)



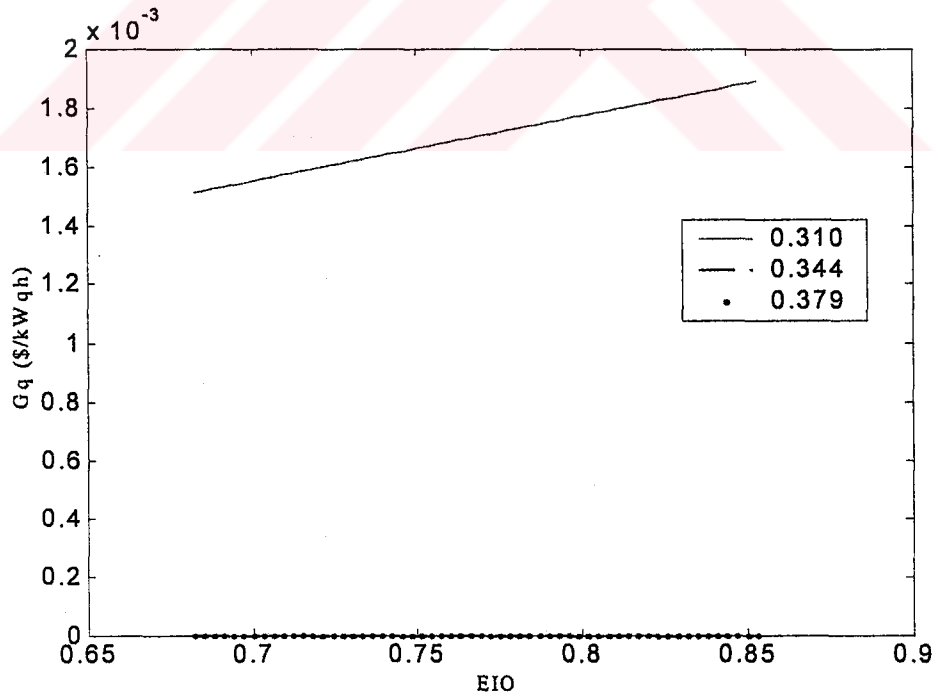
Şekil 6.65  $1000 kW_e$ 'den küçük güçteki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.66  $1000-5000 kW_e$  güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.67 5000-15000 kW<sub>e</sub> güç aralığındaki gaz türbinli sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi



Şekil 6.68 1500 kW<sub>e</sub> den büyük güç aralığındaki dizel motorlu sistemlerde, farklı verim değerleri için, elektrik ısı oranı değişiminin birim elektrik üretim maliyetine etkisi

5000-15000  $kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$  'in 0.284, 0.312, 0.341 değerlerinde çalışılmıştır. Termik verimin 0.284 değeri için birim ısı üretim maliyeti 0.0058-0.0071  $\$/kW_qh$  değerleri arasındadır. (Şekil 6.67)

$N_E > 15000 kW_e$  bölgesinde,  $\eta_{th}$  'in 0.310, 0.344, 0.379 değerlerinde çalışılmıştır. Termik verimin 0.310 değeri için birim ısı üretim maliyeti 0.0015-0.0019  $\$/kW_qh$  değerleri arasındadır. (Şekil 6.68)

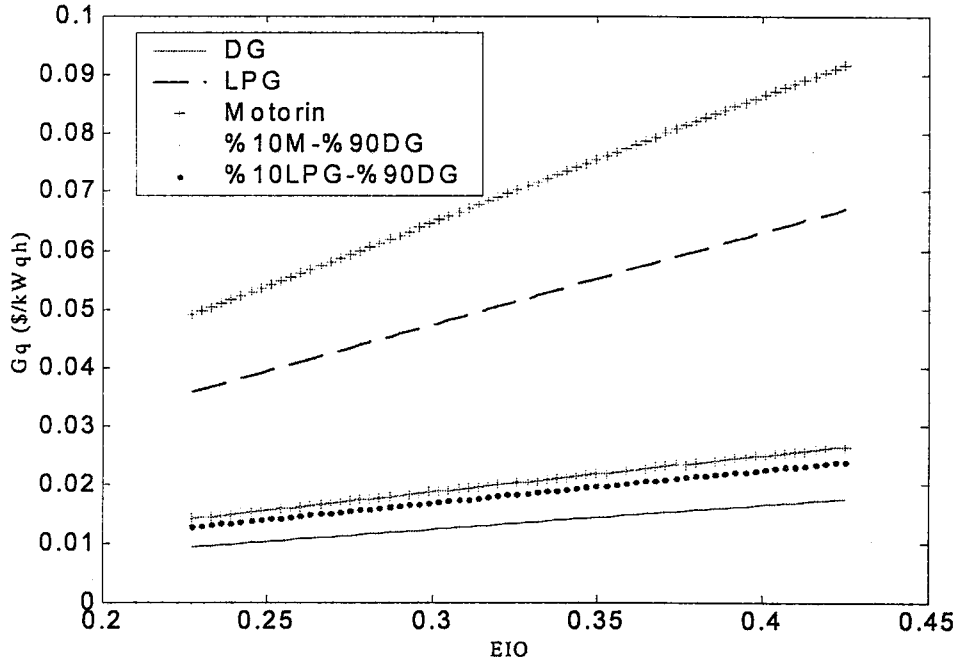
Elde edilen sonuçlara göre her bir güç aralığının kendi içerisindeki farklı çalışma verimi değerlerinde, elektrik ısı oranının artışıyla, en büyük artış miktarının en küçük çalışma veriminde elde edildiği görülmüştür. Her bir üst güç değer aralığında ısı maliyeti değerleri azalmaktadır. Termik verimi yüksek gaz türbinli sistemlerde, 5MW güç değerinden itibaren ısı üretim maliyeti 0  $\$/kW_qh$  dır. 1000  $kW_e$  değerinin altındaki türbini sistemlerde, düşük termik verim şartlarında, ısı maliyetinin, elektrik ısı oranının artışıyla birlikte, konvansiyonel olarak kazanların kullanıldığı sistemlere ait ısı maliyetlerinden daha yüksek değerler ulaştığı görülmüştür. 1000  $kW_e$  değerinden itibaren gaz türbinli sistemlerin, konvansiyonel sistemlere göre, birim ısı üretim maliyetleri bakımından daha avantajlı oldukları söylenebilir.

Değişik yakıtlar kullanan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranının birim elektrik maliyetine etkisinin analizinde, doğalgaz, LPG ve motorin yakıtları kullanılarak, elektrik ısı oranı değişimiyle, maliyet değerlerindeki değişimler gözlenmiştir.

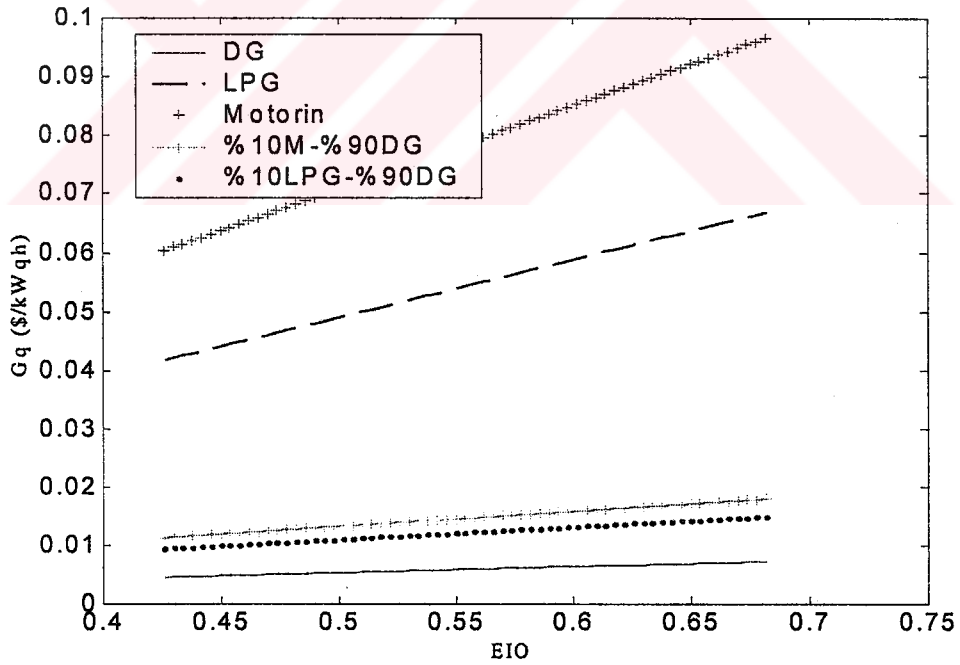
$N_E < 1000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri 0.0127-0.0238  $\$/kW_qh$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler 0.0141-0.0264  $\$/kW_qh$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.69)

1000-5000  $kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri 0.0093-0.0149  $\$/kW_qh$  değerleri arasındadır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler 0.0112-0.0179  $\$/kW_qh$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.70)

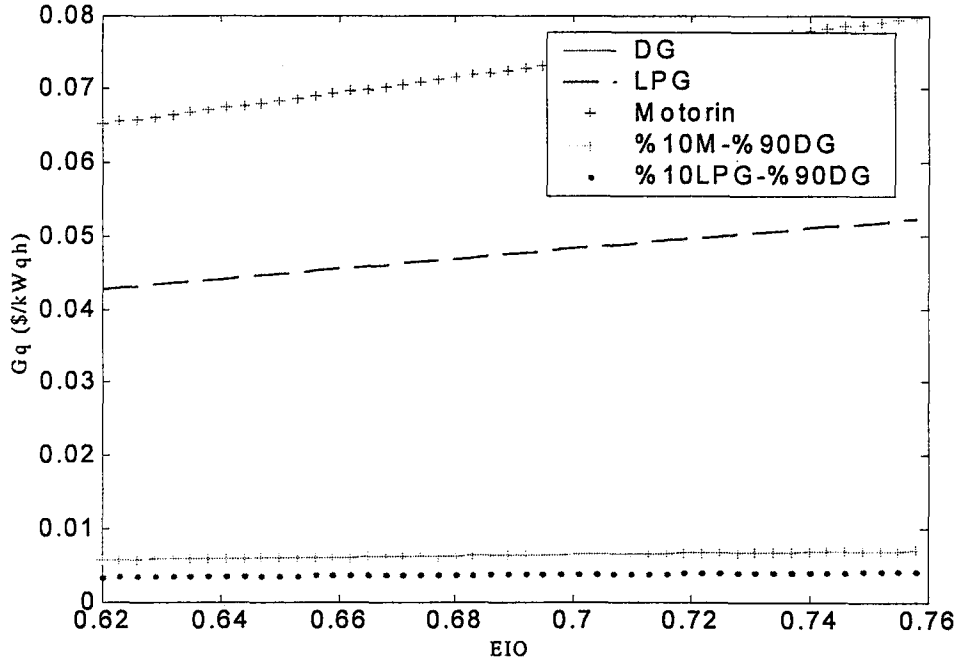
5000-15000  $kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değerleri 0.0034-0.0041  $\$/kW_qh$  değerleri arasındadır.



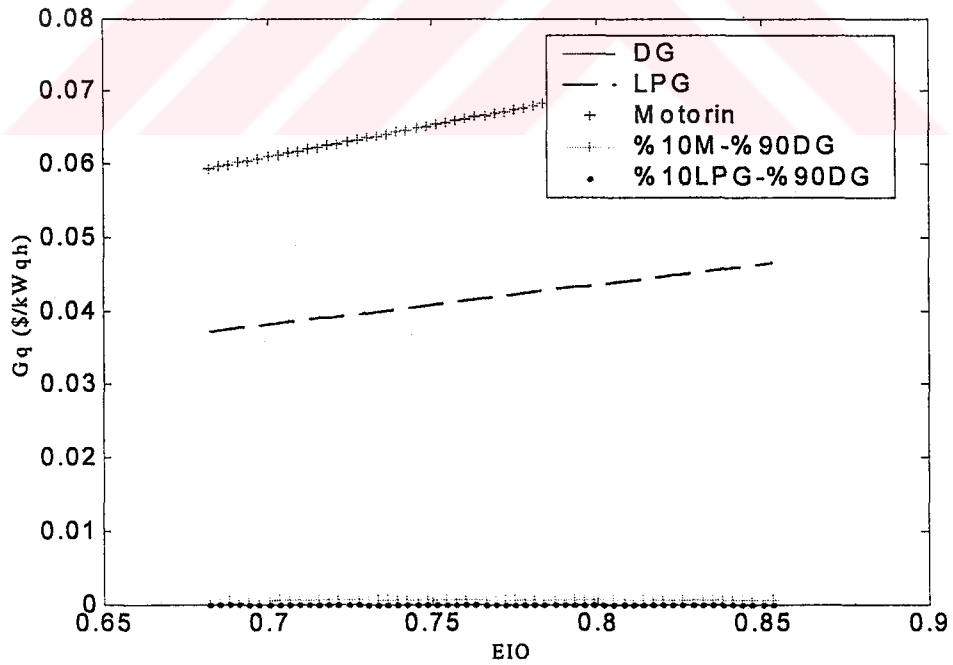
Şekil 6.69 1000  $kW_e$ 'den küçük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.70 1000-5000  $kW_e$  güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.71 5000-15000 kWe güç aralığındaki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri



Şekil 6.72 15000 kWe'den büyük güçteki, farklı yakıt oranlarında çalışan gaz türbinli sistemlerde, elektrik ısı oranı değişimine göre birim elektrik üretim maliyetleri

%10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler 0.0057-0.0070  $\$/kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.71)

$N_E > 15000 kW_e$  bölgesinde, toplam yakıtın %10'u oranında LPG ve %90 doğalgaz kullanılması ile elde edilen maliyet değeri 0  $\$/kW_e h$ 'dır. %10 motorin %90 doğalgaz kullanılması halinde elde edilen değerler  $0.4973 \cdot 10^{-3}$ - $0.6220 \cdot 10^{-3}$   $\$/kW_e h$  arasında değişmektedir. (Şekil 6.72)

Elektrik ısı oranının artışıyla, birim ısı üretimi maliyet değeri artış miktarı en fazla motorin, en az ise doğalgaz yakıtlı sistemlerde görülür. LPG ve motorin yakıtlı sistemlerin ekonomik bakımdan karlı olmadıkları görülmüştür. Gerek LPG-doğalgaz, gerekse de motorin-doğalgaz gibi çift yakıt kullanımı, ekonomik karakteristiği bakımından her güç aralığı bölgesinde kullanılabilir.

#### 6.4 Sistemlerin Karşılaştırması

Bu bölümde, çalışmada kullanılan 1 ve 3 nolu maliyet analizlerinin sadece elektrik veya ısı maliyet değişimlerini gözönünde bulundurması esas alınarak, pistonlu motorlu ve de gaz türbinli sistemlerin elektrik ve ısı üretim maliyet değerlerinin mukayesesi yapılmıştır.

##### 6.4.1 Maliyet Analizi-1

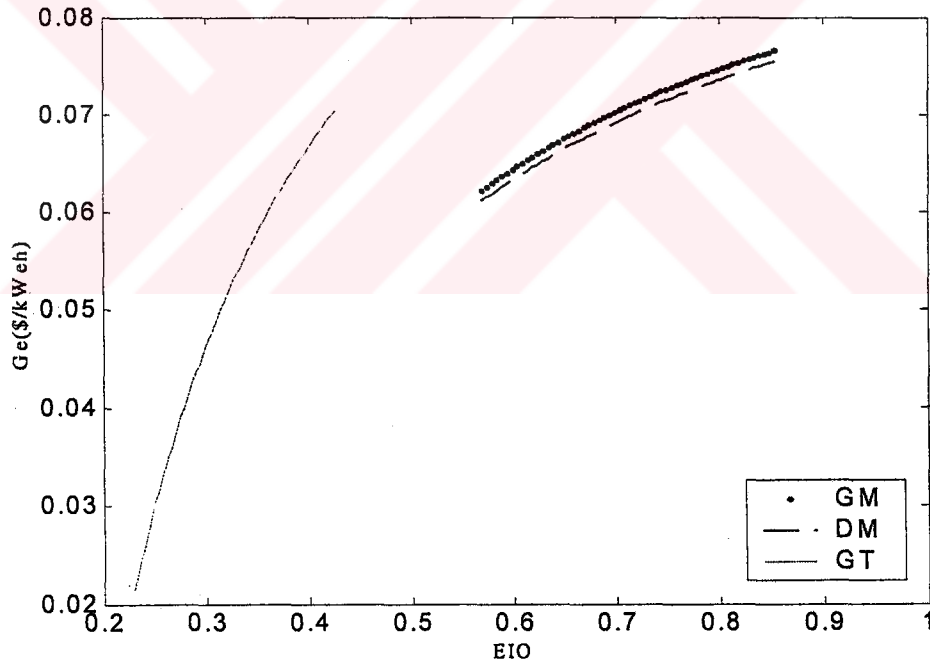
Bu bölümde, elektrik ısı oranı değişiminin, gaz ve dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerde, birim elektrik enerjisi üretim maliyetine etkisi incelenmiştir. Her sistem için, güç değerine uygun en yüksek verim değerleri alınmıştır. Yakıt olarak her sistemde kullanılabilen doğalgaz kullanılmıştır.

600  $kW_e$  gücünde gaz,dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerin ısı üretim maliyetlerinin, elektrik ısı oranına bağlı olarak incelenmesinde, ele alınan elektrik ısı oranı değer aralıkları, gaz ve dizel motorlarında 0.568-0.853 değerleri arasında 0.005 hassasiyetle 58 değer üzerinden, gaz türbinlerinde ise 0.227-0.426 değerleri arasında 0.003 hassasiyetle 67 değer üzerinden hesaplanmıştır. Gaz, dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerde sırasıyla, 0.0622-0.0766  $\$/kW_e h$ , 0.0611-0.0755  $\$/kW_e h$  ve 0.0212-0.0704  $\$/kW_e h$  değer aralıklarındaki sonuçlar elde edilmiştir.

1200  $kW_e$  gücünde gaz,dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerin ısı üretim maliyetlerinin,

elektrik ısı oranına bağlı olarak incelenmesinde, ele alınan elektrik ısı oranı değer aralıkları, gaz ve dizel motorlarında 0.682-1.137 değerleri arasında 0.005 hassasiyetle 92 değer üzerinden, gaz türbinlerinde ise 0.426-0.682 değerleri arasında 0.004 hassasiyetle 65 değer üzerinden hesaplanmıştır. Gaz, dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerde sırasıyla, 0.0528-0.0672  $\$/kW_e h$ , 0.0549-0.0693  $\$/kW_e h$  ve 0.0401-0.0616  $\$/kW_e h$  değer aralıklarındaki sonuçlar elde edilmiştir.

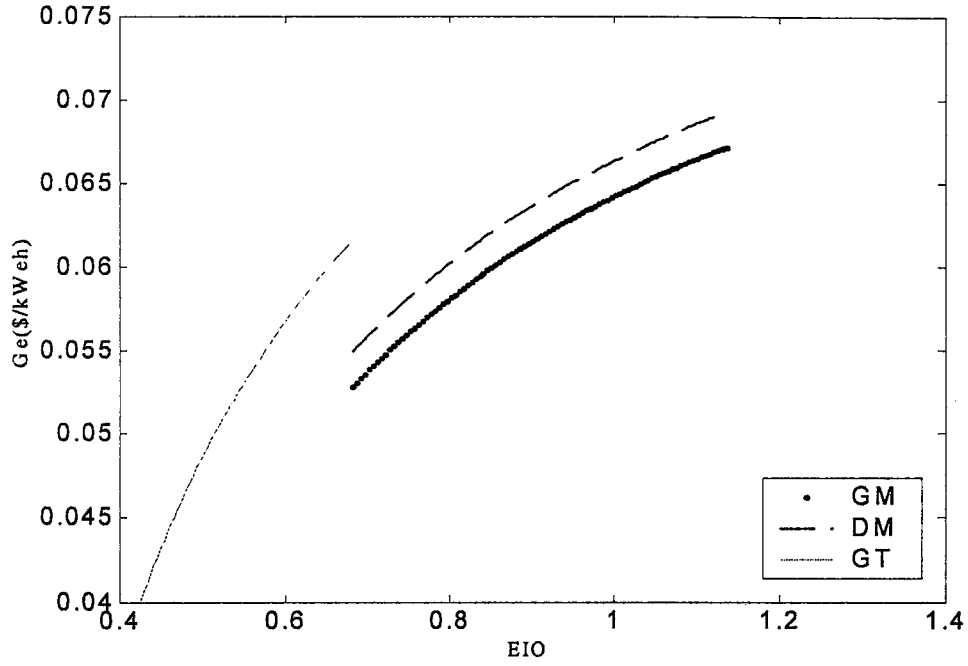
6000  $kW_e$  gücünde gaz,dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerin ısı üretim maliyetlerinin, elektrik ısı oranına bağlı olarak incelenmesinde, ele alınan elektrik ısı oranı değer aralıkları, gaz ve dizel motorlarında 0.974-1.364 değerleri arasında 0.006 hassasiyetle 66 değer üzerinden, gaz türbinlerinde ise 0.620-0.758 değerleri arasında 0.003 hassasiyetle 47 değer üzerinden hesaplanmıştır. Gaz, dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerde sırasıyla, 0.0549-0.0621  $\$/kW_e h$ , 0.0563-0.0634  $\$/kW_e h$  ve 0.0436-0.0508  $\$/kW_e h$  değer aralıklarındaki sonuçlar elde edilmiştir.



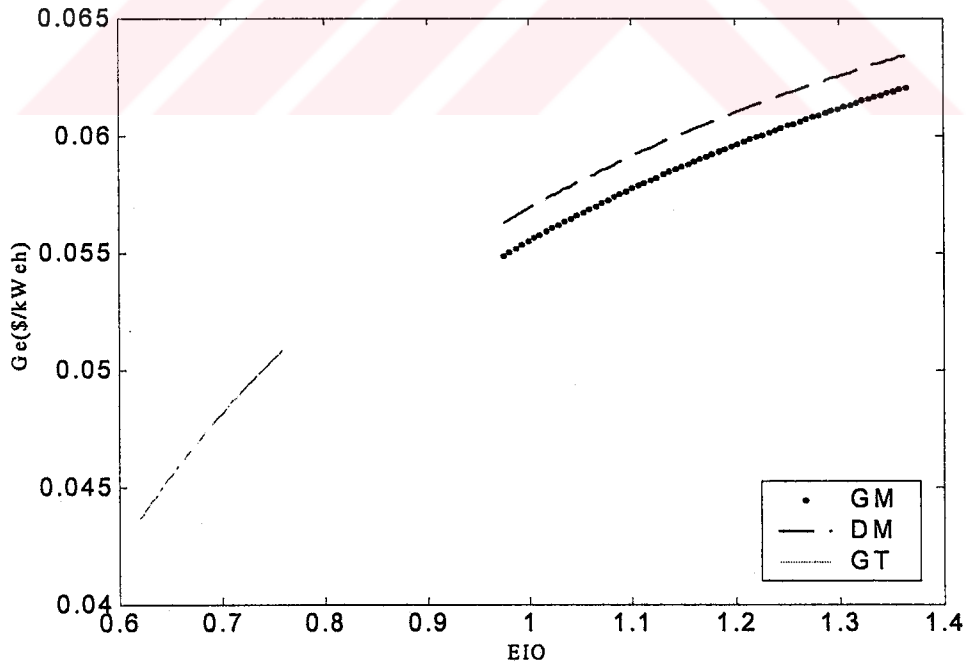
Şekil 6.73 600 $kW_e$  gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi

Sistemleri elektrik ısı oranına göre değerlendirmek gerekirse özellikle 600  $kW_e$  gücünde, ki bu değer motorların 100-800  $kW_e$  ve türbinin  $N_E < 1000 kW_e$  güç aralık bölgelerini temsil etmektedir, elektrik ısı oranının artışı ile türbin elektrik maliyetinin artışı diğerlerine nazaran

daha fazladır. Bu da türbinin ısıl kabiliyetinin pistonlu motorlara nazaran daha fazla



Şekil 6.74 1200kW<sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi



Şekil 6.75 6000kW<sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi

olduğunu göstermektedir. 100-800  $kW_e$  güç aralığında dizel motorların ısıl kabiliyetinin gaz motorlarına nazaran daha fazla olduğu söylenebilir. Elektrik ısı oranları ve verim değerleri aynı olan pistonlu motorların, birim elektrik üretim maliyetindeki fark gaz motorlu sistem maliyetlerinin bu güç aralığında daha fazla olmasından kaynaklanmaktadır. Daha üst güç gruplarında bu durum tam ters hale gelerek gaz motorlarında daha yüksek bir ısıl kabiliyeti görüntüsü ortaya çıkmıştır.

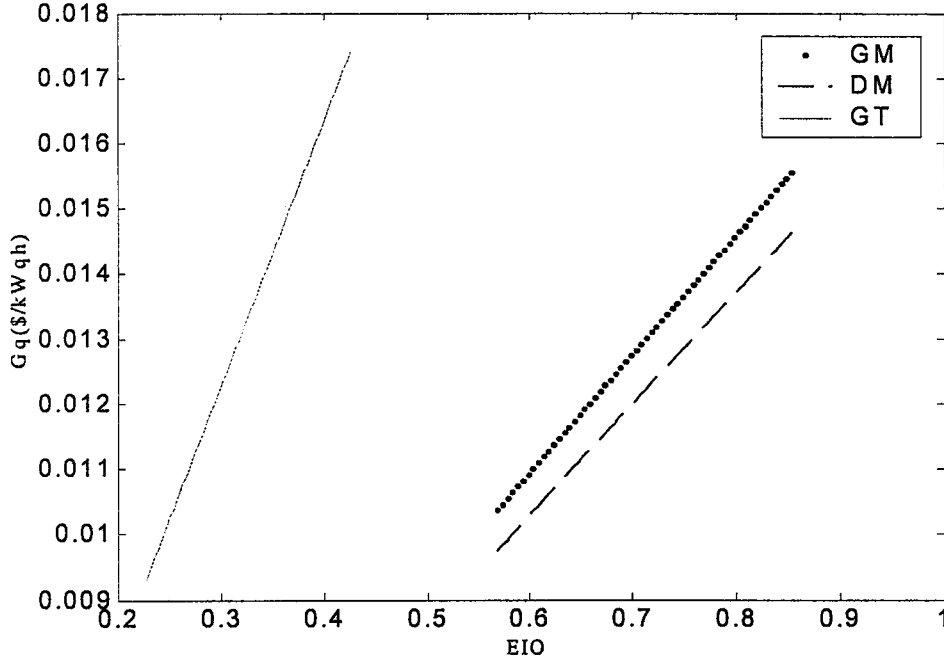
Gaz türbinlerinin 600  $kW_e$ , 1200  $kW_e$ , 6000  $kW_e$  değerlerindeki elektrik üretim maliyetine bakarak, güç miktarının artmasıyla daha dengeli bir elektrik-ısı kabiliyeti ortaya çıktığı görülmektedir. Pistonlu motorlarda ise düşük güç değerlerinde elektriksel kabiliyetlerin daha fazla olduğu görülmüştür.

### 6.4.2 Maliyet Analizi-3

Bu bölümde, elektrik ısı oranı değişiminin, gaz ve dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerde, birim ısı enerjisi üretim maliyetine etkisi incelenmiştir. Her sistem için, güç değerine uygun en yüksek verim değerleri alınmıştır. Yakıt olarak her sistemde kullanılabilen doğalgaz kullanılmıştır.

600  $kW_e$  gücünde gaz,dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerin ısı üretim maliyetlerinin, elektrik ısı oranına bağlı olarak incelenmesinde, ele alınan elektrik ısı oranı değer aralıkları, gaz ve dizel motorlarında 0.568-0.853 değerleri arasında 0.005 hassasiyetle 58 değer üzerinden, gaz türbinlerinde ise 0.227-0.426 değerleri arasında 0.003 hassasiyetle 67 değer üzerinden hesaplanmıştır. Gaz, dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerde sırasıyla, 0.0104-0.0156  $\$/kW_qh$ , 0.0097-0.0146  $\$/kW_qh$  ve 0.0093-0.0174  $\$/kW_qh$  değer aralıklarındaki sonuçlar elde edilmiştir.

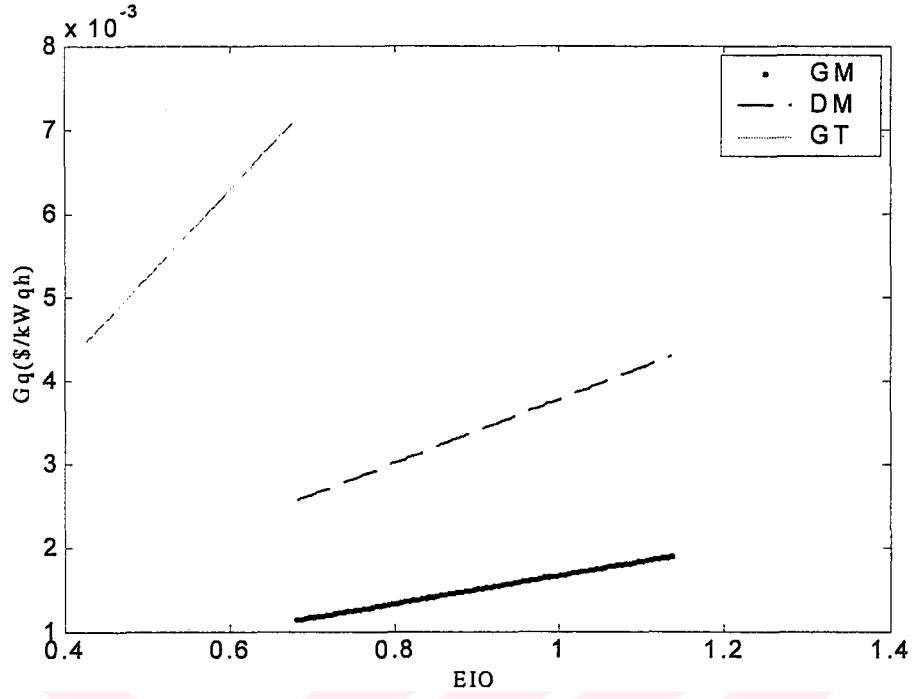
1200  $kW_e$  gücünde gaz,dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerin ısı üretim maliyetlerinin, elektrik ısı oranına bağlı olarak incelenmesinde, ele alınan elektrik ısı oranı değer aralıkları, gaz ve dizel motorlarında 0.682-1.137 değerleri arasında 0.005 hassasiyetle 92 değer üzerinden, gaz türbinlerinde ise 0.426-0.682 değerleri arasında 0.004 hassasiyetle 65 değer üzerinden hesaplanmıştır. Gaz, dizel motorlu ve gaz türbinli sistemlerde sırasıyla, 0.0011-0.0019  $\$/kW_qh$ , 0.0026-0.0043  $\$/kW_qh$  ve 0.0045-0.0071  $\$/kW_qh$  değer aralıklarındaki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 6.76 600kW<sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim ısı enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi

Daha yüksek güç aralıklarında ısı üretim maliyetleri 0 \$/kW<sub>q</sub>h değerini almışlardır.

Sistemleri elektrik ısı oranına göre değerlendirmek gerekirse özellikle 600 kW<sub>e</sub> gücünde, ki bu değer motorların 100-800 kW<sub>e</sub> ve türbinin  $N_E < 1000$  kW<sub>e</sub> güç aralık bölgelerini temsil etmektedir, elektrik ısı oranının artışı ile türbin ısı maliyetinin artışı diğerlerine nazaran daha fazladır. Bu da türbinin ısı kapasitesinin pistonlu motorlara nazaran daha fazla olmasından kaynaklanmaktadır. 800-1500 kW<sub>e</sub> güç aralığında gaz motoru ısı üretim maliyeti, dizel motor maliyetine nazaran daha fazladır. Buradan, bu güç aralığı içerisinde dizel motorlarının elektriksel kabiliyetlerinin daha fazla olduğu gibi bir tablo ortaya çıkmaktadır. Aslında bu artış, gaz motoru yıllık toplam maliyeti ile elektrik üretim maliyeti arasındaki farkın dizel motoruna ait maliyet farkına nazaran daha fazla olmasından kaynaklanmaktadır. Aradaki farkın fazlalığı, bu güç aralığındaki gaz motorlu tesis maliyetlerinin daha yüksek olmasından kaynaklanmaktadır. Bu durum, 1200 kW<sub>e</sub> gücünde dolayısıyla, 800-1500 kW<sub>e</sub> güç aralığında tam tersi bir hal almıştır. Grafikte motorların eğimi farklı olması, şeklin  $10^{-3}$  hassasiyetinde olmasından kaynaklanmaktadır.



Şekil 6.77 1200kW<sub>e</sub> gücündeki gaz ve dizel motorlu ile gaz türbinli sistemlerde birim ısı enerjisi üretim maliyetinin elektrik ısı oranına göre değişimi

**KAYNAKLAR**

- Aybers, N. ve Şahin, B., (1995), “Enerji Maliyeti”, Yıldız Üniversitesi Yayınları, 299, İstanbul.
- Derbentli, T., (1996), “Bileşik ısı Güç Üretimi, Enerji Dergisi”, 36-38, Sayı:6, Haziran, İstanbul.
- Derbentli, T., (1998), “Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyonun Ekonomik Olurluğu, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı Bildiriler Kitabı”, 59-69, TMMOB, İstanbul.
- Dilip, R.L., (1985) “Planning Cogeneration Systems”, Fairmont Press, Atlanta.
- Hepbaşlı, A., (2001), “Performance Evaluation Criteria For Cogeneration Systems and Industrial Energy Efficiency Regulations in Turkey ”, 141-151, ICCI 2001 Bildiriler Kitabı, İstanbul.
- Horlock, J.H., (1997), “Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP): thermodynamics and economics”, Krieger Pub, Malabar.
- ISISAN Isıtma ve Klima San. A.Ş., (1999 Ocak –2002 Mayıs), “Sanayideki Kullanım İçin Yakıt Fiyatlarının Karşılaştırma Tablosu”, Enerji Teknolojileri ve Mekanik Tesisat Dergisi, İstanbul.
- Kartchenko, N.V., (1998), “Advanced Energy Systems”, Taylor&Francis, Washington.
- Koçak, T. ve Gülşen, O., (1998), “Kojenerasyon Nedir?Kojenerasyon Teknikleri ve Sistem Seçimi, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı Bildiriler Kitabı”, 34-58, TMMOB, İstanbul.
- Lindberg, A., (1999), “Latest Development in Reciprocating Engine Driven Cogeneration Plants”, 95-102, ICCI 1999 Bildiriler Kitabı, İstanbul.
- Orlando, A.J., (1999), “Cogeneration Design Guide”, ASHRAE, Atlanta, Georgia, USA.
- Şahin, B., Bekdemir, Ş., (1994), “Kombine Çevrim Güç Tesislerinin Mukayeseli ekonomik Etüdü ve Ekonomik Çalışma Bölgelerinin Belirlenmesi”, Elektrik Santralleri-enerji ve Çevre,Enerji Kongresi,Ankara
- UNESCAP, (1998), “Promotion of Cogeneration Technology as a Means of Pollution Control and Increase in Energy Efficiency in Industrial and Commercial Sectors”, United Nations Publications

UNESCAP, (2000), "Cogeneration as a Means of Pollution Control and Energy Efficiency in Asia", United Nations Publications

Waukesha Power Systems Inc., (1996), "Waukesha Cogeneration Handbook", 4<sup>th</sup> Edition



**ÖZGEÇMİŞ**

Doğum tarihi 07.10.1975

Doğum yeri Adapazarı

Lise 1986-1993 Sakarya Anadolu Lisesi

Lisans 1994-1999 Yıldız Üniversitesi Mühendislik Fak.  
Makine Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 2000-2002 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü  
Makine Müh. Anabilim Dalı, Enerji Programı

**Çalıştığı kurum**

2000-2001 EFE Endüstri San. ve Tic. A.Ş

## 7. EKLER

Bu bölümde çalışmada kullanılan programlarda örnekler bulunmaktadır.

### 7.1 Analiz 1' e göre gaz motorunun farklı verimlerdeki maliyeti

```
function []=NGE1(Ne,Hu,Fy,i,r,ntha,nthb,nthe)
```

```
Lf=0.936;
```

```
E=8760*Ne*Lf
```

```
if Ne<100
```

```
    for n=1:58;
```

```
        eio(n)=0.566+0.002*n;
```

```
        Q(n)=E/eio(n);
```

```
    end
```

```
    eio
```

```
    Q
```

```
elseif 100<=Ne
```

```
    if Ne<800
```

```
        for n=1:58;
```

```
            eio(n)=0.563+0.005*n;
```

```
            Q(n)=E/eio(n);
```

```
        end
```

```
        eio
```

```
        Q
```

```
    end
```

```
end
```

```
if 800<=Ne
```

```
    if Ne<1500
```

```
        for n=1:92;
```

```
            eio(n)=0.677+0.005*n;
```

```
            Q(n)=E/eio(n);
```

```
        end
```

```
        eio
```

```
        Q
```

```
    end
```

```

end
if 1500<=Ne
    for n=1:66;
        eio(n)=0.968+0.006*n;
        Q(n)=E/eio(n);
    end
    eio
    Q
end
Z=size(Q)
Ncq=(Q/(8760*Lf))
Myq=(Q/(Hu*0.93))
Cyq=Myq*Fy
Nq=Q/2000
if Nq(Z(2)/2)<=1000
    Cub=110;
end
if 1000<Nq(Z(2)/2)
    if Nq(Z(2)/2)<=3200
        Cub=55;
    end
end
end
if 3200<Nq(Z(2)/2)
    if Nq(Z(2)/2)<=10000
        Cub=65;
    end
end
end
if 10000<Nq(Z(2)/2)
    Cub=75;
end
end
Nq(Z(2)/2)
Cub
lkb=Nq*Cub
a=i*(1+i)^15/((1+i)^15-1)

```

```

Ckb=Ikb*a
if Nq(Z(2)/2)<=1000
    Cumb=0.0085;
end
if 1000<Nq(Z(2)/2)
    if Nq(Z(2)/2)<=3200
        Cumb=0.0074;
    end
end
if 3200<Nq(Z(2)/2)
    if Nq(Z(2)/2)<=10000
        Cumb=0.0073;
    end
end
if 10000<Nq(Z(2)/2)
    Cumb=0.0074;
end
Nq(Z(2)/2)
Cumb
Cmb=Q*Cumb
Ctq=Ckb+Cmb+Cyq
for n=1:Z(2);
    M(n)=0;
for t=1:15;
    S(t)=(1+r)^(-t);
    M(n)=M(n)+Ctq(n)*S(t);
end
end
M
for n=1:Z(2);
    P(n)=0;
for t=1:15;
    S(t)=(1+r)^(-t);
    P(n)=P(n)+ Q(n)*S(t);

```

```

end
end
P
Gq=M/P
if Ne<1000
    Cuc=700;
end
if 1000<=Ne
    Cuc=475;
end
Cuc
Ikc=Ne*Cuc
Ckc=Ikc*a
if Ne<100
    Cumc=0.015;
end
if 100<=Ne
    if Ne<800
        Cumc=0.01;
    end
end
if 800<=Ne
    if Ne<1500
        Cumc=0.01;
    end
end
if 1500<=Ne
    Cumc=0.008;
end
Cumc
Cums=3.6*Ne*12
Cumo=0.01*Ikc
Cmc=(E*Cumc)+Cums+Cumo
bea=1/(Hu*ntha)

```

```

Mya=bea*E
for n=1:Z(2);
    Myea(n)=Mya-Myq(n);
    if Myea(n)<0
        Myea(n)=0;
    end
end
Myc
Cyc=Ckc+Cmc+Myc
for n=1:Z(2);
    Ka(n)=0;
end
for t=1:15
    S(t)=(1+r)^(-t);
    Ka(n)=Ka(n)+Cyc(n)*S(t);
end
end
Ka
N=0;
for t=1:15;
    S(t)=(1+r)^(-t);
    N=N+E*S(t);
end
E*S
N
Gea=Ka/N
beb=1/(Hu*nthb)

```

```

Myb=beb*E
for n=1:Z(2);
    Myeb(n)=Myb-Myq(n);
    if Myeb(n)<0
        Myeb(n)=0;
    end
end
end
Myeb
Cyeb=Myeb*Fy
Cteb=Ckc+Cmc+Cyeb
for n=1:Z(2);
    Kb(n)=0;
    for t=1:15
        S(t)=(1+r)^(-t);
        Kb(n)=Kb(n)+Cteb(n)*S(t);
    end
end
end
Kb
N=0;
for t=1:15;
    S(t)=(1+r)^(-t);
    N=N+E*S(t);
end
E*S

```

N

Geb=Kb/N

bee=1/(Hu\*nthe)

Mye=bee\*E

for n=1:Z(2);

    Myee(n)=Mye-Myq(n);

    if Myee(n)<0

        Myee(n)=0;

    end

end

Myee

Cyee=Myee\*Fy

Ctee=Ckc+Cmc+Cyee

for n=1:Z(2);

    Ke(n)=0;

for t=1:15

    S(t)=(1+r)^(-t);

    Ke(n)=Ke(n)+Ctee(n)\*S(t);

end

end

Ke

N=0;

for t=1:15;

    S(t)=(1+r)^(-t);

```

N=N+E*S(t);

end

E*S

N

Gee=Ke/N

Gq

plot(eio,Gea,'-',eio,Geb,'--',eio,Gee,'.')

```

## 7.2 Analiz 2'ye göre dizel motorlarının farklı yakıtlardaki maliyeti

```

function []= KYDE2(Ne,Hum,i,nth,Fym,r,Hug,Fyg,Huf,Fyf)
Lf=0.914;
E=8760*Ne*Lf
if Ne<100
    for n=1:58;
        eio(n)=0.566+0.002*n;
        Q(n)=E/eio(n);
    end
    eio;
    Q;
elseif 100<=Ne
    if Ne<800
        for n=1:58;
            eio(n)=0.563+0.005*n;
            Q(n)=E/eio(n);
        end
        eio;
        Q;
    end
end
if 800<=Ne
    if Ne<1500

```

```

for n=1:92;
    eio(n)=0.677+0.005*n;
    Q(n)=E/eio(n);
end
eio;
Q;
end
end
if 1500<=Ne
    for n=1:66;
        eio(n)=0.968+0.006*n;
        Q(n)=E/eio(n);
    end
    eio;
    Q;
end
Z=size(Q);
Nq=(Q/(8760*Lf));
if Nq(Z(2)/2)<=1000
    Cuq=145;
end
if 1000<Nq(Z(2)/2)
    if Nq(Z(2)/2)<=10000
        Cuq=75;
    end
end
if 10000<Nq(Z(2)/2)
    Cuq=80;
end
Nq(Z(2)/2);
Cuq;
Ikq=Nq*Cdq;
a=i*(1+i)^15/((1+i)^15-1);
Ckq=Ikq*a;

```

```
if Ne<5000
    Cuc=600;
end
if 5000<=Ne
    Cuc=550;
end
Cuc;
Ikc=Ne*Cuc;
Ike=Ikc-Ikq;
Cke=Ike*a;
if Ne<100
    Cumc=0.015;
end
if 100<=Ne
    if Ne<800
        Cumc=0.01;
    end
end
if 800<=Ne
    if Ne<1500
        Cumc=0.01;
    end
end
end
if 1500<=Ne
    Cumc=0.008;
end
Cumc;
Cums=3.6*Ne*12;
Cumo=0.01*Ikc;
Cmc=(E*Cumc)+Cums+Cumo;
bem=1/(Hum*nth);
Mym=bem*E;
Cycm=Mym*Fym;
for n=1:Z(2);
```

```

M(n)=0;
for t=1:15;
    S(t)=(1+r)^(-t);
    M(n)=M(n)+Ckq(n)*S(t);
end
end
M;
Ctem=Cke+Cmc+Cycm
for n=1:Z(2);
    Km(n)=0;
    for t=1:15
        S(t)=(1+r)^(-t);
        Km(n)=Km(n)+Ctem(n)*S(t);
    end
end
Km;
for n=1:Z(2);
    P(n)=0;
    for t=1:15;
        S(t)=(1+r)^(-t);
        P(n)=P(n)+ Q(n)*S(t);
    end
end
P;
N=0;
for t=1:15;
    S(t)=(1+r)^(-t);
    N=N+E*S(t);
end
E*S;
N;
Gq=M/P;
Gem=Km/N;
bef=1/(Huf* nth);

```

```

Myf=bef*E;
Cycf=Myf*Fyf;
Ctef=Cke+Cmc+Cycf;
for n=1:Z(2);
    Kf(n)=0;
for t=1:15
    S(t)=(1+r)^(-t);
    Kf(n)=Kf(n)+Ctef(n)*S(t);
end
end
Kf;
Gef=Kf/N;
bemk=(1/((Hum+(9*Hug))*nth));
Mymk=bemk*E;
Mygk=Mymk*9;
Cycmk=Mymk*Fym;
Cycgk=Mygk*Fyg;
Cycgmk=Cycgk+Cycmk;
CtegmK=Cke+Cmc+Cycgmk;
for n=1:Z(2);
    KgmK(n)=0;
for t=1:15
    S(t)=(1+r)^(-t);
    KgmK(n)=KgmK(n)+CtegmK(n)*S(t);
end
end
KgmK;
GegmK=KgmK/N
befk=(1/((Huf+(4*Hug))*nth));
Myfk=befk*E;

Mygk=Myfk*4;

Cycfk=Myfk*Fyf;

Cycgk=Mygk*Fyg;

```

```

Cycgfk=Cycgk+Cycfk;
Ctegfk=Cke+Cmc+Cycgfk;
for n=1:Z(2);
    Kgfk(n)=0;
for t=1:15
    S(t)=(1+r)^(-t);
    Kgfk(n)=Kgfk(n)+Ctegfk(n)*S(t);
end
end
Kgfk;
Gegfk=Kgfk/N
Gq
plot(eio,Gef,'--',eio,Gegmk,'+',eio,Gegfk,')

```

### 7.3 Analiz 3'e göre gaz türbinli sistemlerin yakıtı bağlı maliyetleri

```

function []= KYC3(Ne,i,Hug,nth,Fyg,Fe,r,Hum,Fym,Hul,Fyl)
if Ne<1000
    Cuc=725;
end
if 1000<=Ne
    if Ne<5000
        Cuc=525;
    end
end
if 5000<=Ne

```

```
Cuc=450;

end

Cuc

Ikc=Ne*Cuc

a=i*(1+i)^15/((1+i)^15-1)

Ckc=Ikc*a

if Ne<1000

    Cumc=0.006;

end

if 1000<=Ne

    if Ne<5000

        Cumc=0.005;

    end

end

if 5000<=Ne

    if Ne<15000

        Cumc=0.005;

    end

end

if 15000<=Ne

    Cumc=0.0045;

end

Cumc

Cums=3.6*Ne*12
```

```

Cumo=0.01*Ikc
Lf=0.958;
E=8760*Ne*Lf
Cmc=(E*Cumc)+Cums+Cumo
beg=1/(Hug*nth)
Myg=beg*E
Cycg=Myg*Fyg
Ctg=Ckc+Cmc+Cycg
Ce=E*Fe
Cqg=Ctg-Ce;
if Cqg<0
    Cqg=0;
end
Cqg
if Ne<1000
    for n=1:67;
        eio(n)=0.224+0.003*n;
        Q(n)=E/eio(n);
    end
    eio
    Q
elseif 1000<=Ne
    if Ne<5000
        for n=1:65;

```

```
eio(n)=0.422+0.004*n;  
Q(n)=E/eio(n);  
end  
eio  
Q  
end  
end  
if 5000<=Ne  
    if Ne<15000  
        for n=1:47;  
            eio(n)=0.617+0.003*n;  
            Q(n)=E/eio(n);  
        end  
        eio  
        Q  
    end  
end  
if 15000<=Ne  
    for n=1:58;  
        eio(n)=0.679+0.003*n;  
        Q(n)=E/eio(n);  
    end  
    eio  
    Q
```

end

Z=size(Q)

Ng=0;

for t=1:15;

    S(t)=(1+r)^(-t);

    Ng=Ng+Cqg\*S(t);

end

Ng

for n=1:Z(2);

    P(n)=0;

for t=1:15;

    S(t)=(1+r)^(-t);

    P(n)=P(n)+ Q(n)\*S(t);

end

end

P

for n=1:Z(2);

    Gqg(n)=Ng/P(n);

end

Gqg

bel=1/(Hul\*nlth)

Myl=bel\*E

Cycl=Myl\*Fyl

Ctl=Ckc+Cmc+Cycl

```

Ce=E*Fe
Cql=Ctl-Ce;
if Cql<0
    Cql=0;
end
Cql
NI=0;
for t=1:15;
    S(t)=(1+r)^(-t);
    NI=NI+Cql*S(t);
end
NI
for n=1:Z(2);
    Gql(n)=NI/P(n);
end
Gql
bem=1/(Hum*nth)
Mym=bem*E
Cycm=Mym*Fym
Ctm=Ckc+Cmc+Cycm
Ce=E*Fe
Cqm=Ctm-Ce;
if Cqm<0
    Cqm=0;

```

```

end

Cqm

Nm=0;

for t=1:15;

    S(t)=(1+r)^(-t);

    Nm=Nm+Cqm*S(t);

end

Nm

for n=1:Z(2);

    Gqm(n)=Nm/P(n);

end

Gqm

bemk=(1/((Hum+(9*Hug))*nth))

Mymk=bemk*E

Mygk=Mymk*9

Cycmk=Mymk*Fym

Cycgk=Mygk*Fyg

CycgmK=Cycgk+Cycmk

CtgmK=Ckc+Cmc+CycgmK

Ce=E*Fe

CqgmK=CtgmK-Ce

if CqgmK<0

    CqgmK=0;

end

```

```

Cqgmk

Ngmk=0;

for t=1:15;

    S(t)=(1+r)^(-t);

    Ngmk=Ngmk+Cqgmk*S(t);

end

Ngmk

for n=1:Z(2);

    Gqgmk(n)=Ngmk/P(n);

end

Gqgmk

belk=(1/((Hul+(9*Hug))*nth))

Mylk=belk*E

Mygk=Mylk*9

Cyclk=Mylk*Fyl

Cycgk=Mygk*Fyg

Cycglk=Cycgk+Cyclk

Ctglk=Ckc+Cmc+Cycglk

Ce=E*Fe

Cqglk=Ctglk-Ce

if Cqglk<0

    Cqglk=0;

end

Cqglk

```

**TC. YÖNERGELERİN KULLANILMASI  
BÜYÜK MANTARLIK BİRİMİ**

```
Nglk=0;

for t=1:15;

    S(t)=(1+r)^(-t);

    Nglk=Nglk+Cqglk*S(t);

end

Nglk

for n=1:Z(2);

    Gqglk(n)=Nglk/P(n);

end

Gqglk

plot(eio,Gqg,'-',eio,Gql,'--',eio,Gqm,'+',eio,Gqgm,'-+',eio,Gqglk,':')
```

**ÖZGEÇMİŞ**

Doğum tarihi 07.10.1975

Doğum yeri Adapazarı

Lise 1986-1993 Sakarya Anadolu Lisesi

Lisans 1994-1999 Yıldız Üniversitesi Mühendislik Fak.  
Makine Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 2000-2002 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü  
Makine Müh. Anabilim Dalı, Enerji Programı

**Çalıştığı kurum**

2000-2001 EFE Endüstri San. ve Tic. A.Ş