

JEOTERMAL ENERJİDEN ELEKTRİK  
ÜRETİMİNİN İRDELENMESİ  
ÖRNEK ÇALIŞMA: KÜTAHYA – SİMAV  
JEOTERMAL SAHASI  
Utku TAMYERLİ  
Yüksek Lisans Tezi  
Makine Mühendisliği Anabilim Dalı  
Ağustos – 2007

JEOTERMAL ENERJİDEN ELEKTRİK  
ÜRETİMİNİN İRDELENMESİ  
ÖRNEK ÇALIŞMA: KÜTAHYA – SİMAV JEOTERMAL  
SAHASI

Utku TAMYERLİ

Dumlupınar Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Lisansüstü Yönetmeliği Uyarınca  
Makine Mühendisliği Anabilim Dalında  
YÜKSEK LİSANS TEZİ  
Olarak Hazırlanmıştır.

Danışman : Prof. Dr. Ramazan KÖSE

Ağustos – 2007

**KABUL VE ONAY SAYFASI**

Utku TAMYERLİ' nin YÜKSEK LİSANS tezi olarak hazırladığı JEOTERMAL ENERJİDEN ELEKTRİK ÜRETİMİNİN İRDELENMESİ ÖRNEK ÇALIŞMA: KÜTAHYA – SİMAV JEOTERMAL SAHASI başlıklı bu çalışma, jürimizce lisansüstü yönetmeliğin ilgili maddeleri uyarınca değerlendirilerek kabul edilmiştir.

...../...../.....

Üye : Prof. Dr. Ramazan KÖSE

Üye : Yrd. Doç. Dr. Abdullah KEÇECİLER

Üye : Yrd. Doç. Dr. Yılmaz ASLAN

Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun ...../...../..... gün ve ..... sayılı kararıyla onaylanmıştır.

Prof. Dr. M. Sabri ÖZYURT  
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

## JEOTERMAL ENERJİDEN ELEKTRİK ÜRETİMİNİN İRDELENMESİ ÖRNEK ÇALIŞMA: KÜTAHYA –SİMAV JEOTERMAL SAHASI

Utku TAMYERLİ

Makine Mühendisliği, Yüksek Lisans Tezi, 2007

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Ramazan KÖSE

### ÖZET

Ülkelerin enerji ihtiyacı, nüfus artışına ve teknolojik gelişmelere paralel olarak artmaktadır. Bu nedenle bir yandan fosil kökenli enerji kaynaklarından yararlanma yolları aranırken diğer yandan da yenilenebilir enerji kaynaklarından daha kapsamlı yararlanma yolları araştırılmaktadır. Ülkemiz için önemli bir potansiyel teşkil eden jeotermal enerji gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının artan ölçülerde kullanılması ülke ekonomisine önemli bir katkı sağlayabilir. Temiz bir enerji kaynağı olup uygun teknolojilerin kullanılması halinde çevre sorunu oluşturmayan jeotermal enerjinin, ısıtma ve seracılıkta kullanımının yanı sıra artan bir ölçüde elektrik enerjisi üretiminde de kullanılması enerji sorununun çözümünde önemli bir rol oynayabilir.

Bu çalışmada, Türkiye'nin en önemli 15 jeotermal sahasından biri olan Kütahya-Simav jeotermal sahasının elektrik üretim amaçlı kullanımına dikkat çekilmeye çalışılmıştır. Bu amaçla, Kütahya-Simav jeotermal sahasında literatürde var olan sıcaklık ve debi değerleri kullanılarak, Binary güç santrali dizaynları yapılmıştır. Santralin tasarımında kullanılacak hesaplamalar için Delphi programlama dili kullanılarak bir paket program hazırlanmıştır. Yapılan hesaplamalar sonucunda dizaynı yapılan santrallerin verimleri % 6,89-13,48 arasında bulunmuştur.

Bu çalışmada ayrıca, Dünya'da ve Türkiye'de jeotermal enerji uygulamaları, çevresel etkileri ve ekonomikliği konularına da değinilmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Binary Çevrimi, Jeotermal Enerji, Jeotermal Güç Santrali, Kütahya, Simav.

**THE RESEARCH OF ELECTRICITY PRODUCTION FROM  
GEOTHERMAL ENERGY CASE STUDY: KUTAHYA-SIMAV  
GEOTHERMAL FIELD**

Utku TAMYERLİ

Mechanical Engineering, M.Sc. Thesis, 2007

Supervisor: Prof. Dr. Ramazan KÖSE

**SUMMARY**

The energy need of countries increases coordinatively according to their increasing population and technological development. For this reason, on the one hand utilizing ways of energy sources that are fossil origin are searched, and on the other hand utilizing ways of renewable energy sources are searched more extensively. When renewable energy sources such as geothermal energy that is an important potential energy source for Turkey is used increasingly, it can provide huge contribution to the economy of the country. Geothermal energy is a clear energy source; therefore, doesn't cause any pollution. Beside it is used for space heating and greenhouse applications, it is used for of electricity generation. In this point of view, it can play an important role on the solution of the energy problem in Turkey.

In this study, it is aimed to attract notice of the use of geothermal energy in the electricity generation in Simav-Kutahya, which is the one of fifteen most important geothermal fields. In this way, Binary power plants have been designed using the flow rates and temperatures of Simav-Kutahya geothermal fields from the literature. For the calculation that will be used in power plants conception, software is prepared using Delphi programming language. Power plants efficiencies have existed between 6,89-13,48 % in the result of computation.

Also in this study, it is mentioned about the application of geothermal energy, its environmental effects and economical aspects in Turkey and in the World.

**Key words:** Binary Cycle, Geothermal Energy, Geothermal Power Plants, Kutahya, Simav.

## TEŞEKKÜR

Bu alıŐma boyunca yardımlarını esirgemeyen, tez alıŐmalarına baŐladıđım andan itibaren desteğini s¼rekli yanımda hissettiğim, kiŐiliđiyle kendime ¼rnek aldığım çok değerli hocam ve tez danıŐmanım Sayın Prof. Dr. Ramazan KÖSE'ye Ő¼kranlarımı sunarım.

Tez s¼resince her t¼rl¼ bilgi ve birikiminden yararlandığım değerli hocam ve arkadaŐım Sayın ArŐ. G¼r. Oğuz ARSLAN'a ayrıca teŐekk¼r ederim. Ayrıca tezin hazırlanması sırasında ve t¼m hayatım boyunca maddi ve manevi desteklerini hiçbir zaman eksik etmeyen değerli ailem; annem Meliha TAMYERLİ, merhum babam Mehmet TAMYERLİ, biricik anneannem G¼lten ADIG¼ZELLER ve niŐanlım Őule G¼LSEEN'e, bilgisayar programının yapım aŐamasında teknik bilgi ve desteğini esirgemeyen Sayın Yrd. Doç. Dr. Hasan TEMURTAŐ'a ve değerli arkadaŐım Bilg. M¼h. Sertan ADA'ya, bilgi ve deneyimleri ile çalıŐmalarına her zaman destek olan Sayın Yrd. Doç. Dr. Bayram ALAKUŞ ve Yrd. Doç. Dr. Abdullah KEÇECİLER'e canı g¼n¼lden teŐekk¼r ederim.

## İÇİNDEKİLER

|   | <u>Sayfa</u> |
|---|--------------|
| ÖZET .....  | iv           |
| SUMMARY .....   | v            |
| TEŞEKKÜR.....   | vi           |
| ŞEKİLLER DİZİNİ.....  | x            |
| ÇİZELGELER DİZİNİ .....   | xii          |
| KISALTMALAR DİZİNİ .....  | xiv          |
| 1.GİRİŞ .....   | 1            |
| 2. TÜRKİYE’NİN GENEL ENERJİ DURUMU.....   | 4            |
| 3. JEOTERMAL ENERJİ.....  | 10           |
| 3.1. Genel Bilgiler .....   | 10           |
| 3.2. Jeotermal Enerjinin Kullanımı .....  | 10           |
| 3.3. Jeotermal Enerji Uygulama Alanları.....                                      | 12           |
| 3.3.1. Dünya’da jeotermal enerji uygulama alanları.....                           | 12           |
| 3.3.2. Türkiye’de jeotermal enerji uygulama alanları.....                         | 16           |
| 3.4. Jeotermal Enerjinin Çevresel Etkileri .....                                  | 20           |
| 4. JEOTERMAL ENERJİ İLE ELEKTRİK ÜRETİMİ.....                                     | 24           |
| 4.1. Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretmek Amacıyla Kullanılan Güç Çevrimleri..... | 24           |
| 4.1.1. Kuru – buhar çevrimleri .....  | 24           |
| 4.1.2. Tek ve çift püskürtmeli çevrimler.....                                     | 26           |
| 4.1.3. Binary (ikincil) çevrim .....  | 30           |
| 4.1.4. Kombine tek püskürtmeli – binary (ikincil) çevrimi .....                   | 33           |
| 4.1.5. Bileşik püskürtmeli binary (ikincil) çevrim.....                           | 34           |
| 4.1.6. Kalina çevrimi .....   | 35           |
| 4.2. Çevrimlerin Verimi ve Geliştirilme Potansiyelleri .....                      | 38           |

## İÇİNDEKİLER (devam)

|   | <u>Sayfa</u> |
|---|--------------|
| 4.3. Jeotermal Enerji Uygulamalarının Ekonomiklik Verileri .....                  | 39           |
| 4.4. Dünya’da ve Türkiye’de Jeotermal Elektrik Santralleri.....                   | 39           |
| 5. KÜTAHYA İLİNDEKİ MEVCUT JEOTERMAL KAYNAKLARIN DURUMU .....                     | 43           |
| 5.1. Genel Bilgiler.....  | 43           |
| 5.2. Kütahya-Simav Çalışma Sahası .....   | 46           |
| 6. SİMAV JEOTERMAL SAHASINDA BİNARY ÇEVİRİMLİ ELEKTRİK SANTRALİ<br>TASARIMI ..... | 49           |
| 6.1. Binary Çevrim Jeotermal Elektrik Santralleri.....                            | 51           |
| 6.2. Binary Çevrim Sistemlerinde Kullanılan Ekipmanlar ve Özellikleri.....        | 51           |
| 6.2.1. Türbinler .....  | 51           |
| 6.2.2. Isı Değiştiricileri.....   | 52           |
| 6.2.3. Kondanserler.....  | 54           |
| 6.3. Materyal .....   | 54           |
| 6.4. Hesap Metodolojisi .....   | 56           |
| 6.5. Bilgisayar Yazılımı .....  | 60           |
| 7. SONUÇLAR .....   | 62           |
| 8. ÖNERİLER .....   | 84           |
| KAYNAKLAR .....   | 87           |

### EKLER

- Ek 1. Tasarımdaki hesaplamalar için Borland Delphi programlama dili ile hazırlanan bilgisayar programı.
- Ek 2. İkincil akışkan R-236fa kullanılan çevrimin P-h diyagramı.
- Ek 3. İkincil akışkan MP-39 kullanılan çevrimin P-h diyagramı.
- Ek 4. İkincil akışkan 407-C kullanılan çevrimin P-h diyagramı.
- Ek 5. İkincil akışkan Freon-22 kullanılan çevrimin P-h diyagramı.



## **İÇİNDEKİLER (devam)**

### **Sayfa**

- Ek 6. İkincil akışkan R-124 kullanılan çevrimin P-h diyagramı.  
Ek 7. İkincil akışkan R-134a kullanılan çevrimin P-h diyagramı.

## ŞEKİLLER DİZİNİ

| <b><u>Sekil</u></b>   | <b><u>Sayfa</u></b> |
|---|---------------------|
| 3.1. Jeotermal akışkanların sıcaklıklarına göre kullanım alanları (Lindal Diyagramı).....   | 11                  |
| 3.2. Dünyadaki jeotermal enerji uygulamaları .....  | 12                  |
| 3.3. Dünyada jeotermal enerjinin elektrik dışı uygulamaları .....                           | 13                  |
| 3.4. Türkiye’de bulunan jeotermal alanlar .....   | 16                  |
| 3.5. Jeotermal enerjinin Dünya ve Türkiye’de değerlendirilmesi ve karşılaştırılması .....   | 20                  |
| 3.6. Üretilen kWh başına sera gazı emisyon aralıkları .....                                 | 21                  |
| 3.7. Jeotermal akışkanın içerdiği kimyasal kirleticiler .....                               | 22                  |
| 4.1. Kondensersiz kuru buhar çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması .....           | 25                  |
| 4.2. Kondenserli kuru buhar çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması .....            | 25                  |
| 4.3. Püskürtme işleminde suyun basınç-entalpi değişim diyagramı. ....                       | 27                  |
| 4.4. Tek püskürtmeli çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması. ....                   | 28                  |
| 4.5. Çift püskürtmeli çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması .....                  | 29                  |
| 4.6. Binary ( ikincil ) çevrim elektrik santrali akış şeması.....                           | 30                  |
| 4.7. Kombine tek püskürtmeli – binary çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması .....  | 33                  |
| 4.8. Bileşik püskürtmeli - binary çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması.....       | 34                  |
| 4.9. Kalina çevrimli jeotermal güç santralinin akış şeması .....                            | 37                  |
| 5.1. Kütahya ilindeki mevcut jeotermal kaynaklar .....                                      | 43                  |
| 5.2. Kütahya-Simav jeotermal sahası.....  | 46                  |
| 5.3. Kütahya-Simav jeotermal sahasında açılan kuyular .....                                 | 47                  |
| 6.1. Kütahya-Simav binary güç santrali akış diyagramı .....                                 | 50                  |
| 6.2. Kütahya-Simav binary güç santrali tasarımına ait T-s diyagramı .....                   | 50                  |
| 6.3. 100 MW’lık bir türbin kesiti .....   | 52                  |
| 6.4. Binary güç santrali tasarımına ait P-h ve T-s diyagramları.....                        | 58                  |
| 6.5. Binary güç santrali tasarımında kullanılan eşanjörün şematik gösterimi .....           | 59                  |
| 6.6. Tasarlanan jeotermal elektrik santrali bilgisayar program sonuçları .....              | 61                  |
| 7.1. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi .....        | 63                  |
| 7.2. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi .....     | 63                  |
| 7.3. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi..... | 63                  |
| 7.4. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi .....          | 64                  |
| 7.5. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi .....       | 65                  |
| 7.6. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.....   | 65                  |

## ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

| <b><u>Sekil</u></b>   | <b><u>Sayfa</u></b> |
|---|---------------------|
| 7.7. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi .....                              | 66                  |
| 7.8. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi .....                           | 67                  |
| 7.9. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.....                       | 67                  |
| 7.10. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi.....                           | 68                  |
| 7.11. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi .....                       | 69                  |
| 7.12. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi ....                   | 69                  |
| 7.13. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi .....                             | 70                  |
| 7.14. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi .....                          | 71                  |
| 7.15. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.....                      | 71                  |
| 7.16. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi .....                            | 72                  |
| 7.17. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi.....                          | 73                  |
| 7.18. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.....                     | 73                  |
| 7.19. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim<br>değişimi ..... | 74                  |
| 7.20. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim<br>değişimi .....   | 74                  |
| 7.21. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim<br>değişimi.....    | 75                  |
| 7.22. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim<br>değişimi..... | 75                  |
| 7.23. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim<br>değişimi.....    | 76                  |
| 7.24. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim<br>değişimi.....   | 76                  |
| 7.25. Entegre jeotermal sistemler ve kaynak kullanımı .....   | 83                  |

## ÇİZELGELER DİZİNİ

| <u>Çizelge</u>  | <u>Sayfa</u> |
|---|--------------|
| 2.1. Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı .....   | 4            |
| 2.2. Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı .....                    | 5            |
| 2.3. Türkiye'de yıllara göre yerli ve ithal kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı.....                | 5            |
| 2.4. Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişimi.....  | 6            |
| 2.5. Kaynaklara göre Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonu.....  | 7            |
| 2.6. Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonunun kaynaklara göre dağılımı.....  | 7            |
| 3.1. Dünyada jeotermal enerji kurulu güç gelişimi .....   | 15           |
| 3.2. Ülkemizdeki jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri ve işletme bilgileri.....   | 17           |
| 3.3. Türkiye'deki jeotermal sera uygulamaları ve kapasiteleri.....  | 18           |
| 3.4. Türkiye'de elektrik üretimine uygun jeotermal sahalar .....  | 19           |
| 3.5. Güç santrallerinin karşılaştırılması .....   | 23           |
| 4.1. 1995-2005 yılları dünya jeotermal elektrik üretim kapasitesi.....  | 40           |
| 4.2. Dünyadaki jeotermal güç santrallerinde kullanılan çevrim tipleri .....   | 41           |
| 4.3. Binary güç çevrimi kullanılan santraller ve termal verimleri.....  | 41           |
| 5.1. Kütahya'da jeotermal kuyulara ait sıcaklık-debi değerleri ve uygulanabilirliği .....                                       | 45           |
| 5.2. Simav jeotermal sahasında yapılan sondajlar.....   | 48           |
| 6.1. Çevrimde kullanılan ikincil akışkanların fiziksel özellikleri.....   | 56           |
| 7.1. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-236fa ile jeotermal güç üretimi için tasarımıda kullanılan kabul değerleri ..... | 62           |
| 7.2. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan MP-39 ile jeotermal güç üretimi için tasarımıda kullanılan kabul değerleri.....    | 64           |
| 7.3. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan 407-C ile jeotermal güç üretimi için tasarımıda kullanılan kabul değerleri.....    | 66           |
| 7.4. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan Freon-22 ile jeotermal güç üretimi için tasarımıda kullanılan kabul değerleri..... | 68           |
| 7.5. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-124 ile jeotermal güç üretimi için tasarımıda kullanılan kabul değerleri.....    | 70           |

**ÇİZELGELER DİZİNİ (devam)**

| <b><u>Çizelge</u></b>  | <b><u>Sayfa</u></b> |
|--|---------------------|
| 7.6. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-134a ile jeotermal güç üretimi için tasarımda kullanılan kabul değerleri..... | 72                  |
| 7.7. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-236fa için jeotermal güç üretim teknik değerleri.....                         | 77                  |
| 7.8. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan MP-39 için jeotermal güç üretim teknik değerleri.....                           | 78                  |
| 7.9. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan 407-C için jeotermal güç üretim teknik değerleri.....                           | 79                  |
| 7.10. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan Freon-22 için jeotermal güç üretim teknik değerleri.....                       | 80                  |
| 7.11. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-124 için jeotermal güç üretim teknik değerleri.....                          | 81                  |
| 7.12. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-134a için jeotermal güç üretim teknik değerleri.....                         | 82                  |

## KISALTMALAR DİZİNİ

| <u>Kısaltmalar</u> | <u>Açıklama</u>  |
|--------------------|--|
| AB                 | Avrupa Birliği   |
| ABD                | Amerika Birleşik Devletleri  |
| BCV                | Kontrol valfi (Ball check valve)   |
| C                  | Kondanser (Condanser)  |
| CP                 | Kondanser pompası (Condansate pump)  |
| CS                 | Şiddetli buhar ayrıştırıcısı (Cyclone separator)   |
| CSV                | Kontrol ve durdurma valfleri (Control and stop valves)   |
| CT                 | Soğutma kulesi (Cooling tower)   |
| CW                 | Soğutma suyu (Cooling water)   |
| CWP                | Soğutma suyu pompası (Cooling water pump)  |
| E                  | Evaporatör   |
| F                  | Püskürtme kabı (Flash vessel)  |
| FF                 | Son filtre (Final filter)  |
| IEA                | Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)                                       |
| IP                 | Enjeksiyon pompası (Injection pump)  |
| IW                 | Enjekte kuyusu (Injection well)  |
| M                  | İlave su (Make-up water)   |
| MR                 | Nem alıcı (Moisture remover)   |
| MTA                | Maden Tetkik ve Arama  |
| OECD               | Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development) |
| ORC                | Organik Rankin Çevrimi (Organic Rankine Cycle)   |
| P                  | Pompa (Pump)   |
| PH                 | Sıcaklık değiştiricisi (Preheater)   |
| PW                 | Kuyu sondajı (Production well)   |
| S                  | Susturucu (Silencer)   |
| SBIS               | Simav Bölgesel Isıtma Sistemi  |
| SE/C               | Buhar enjektörü/kondanser (Steam ejector/condenser)  |
| SR                 | Kum çökeltici (Sand remover)   |
| T/G                | Türbin/jeneratör (Turbine/generator)   |

**KISALTMALAR DİZİNİ (devam)**

| <b><u>Kısaltmalar</u></b> | <b><u>Açıklama</u></b>            |
|---------------------------|-----------------------------------|
| TAEK                      | Türkiye Atom Enerjisi Kurumu      |
| TEİAŞ                     | Türkiye Elektrik İletim A.Ş.      |
| TV                        | Bağlantı valfi (Throttle valve)   |
| WP                        | Su boru hattı (Water piping)      |
| WV                        | Ana kaynak valfi (Wellhead valve) |

## 1. GİRİŞ

Enerji; ekonomi, globalleşme, dış politika ve güvenlik gibi pek çok alanın temel ve belirgin bir unsurudur. Bu yapısıyla enerji, dünya politikasındaki önemini, bugün olduğu kadar yarınlarda da arttırarak sürdürecektir. Bu nedenle; uluslararası platformlarda bir taraftan devletlerin stratejik işbirliği oluşumlarını etkileyen, diğer taraftan anlaşmazlıkların ve çatışmaların temel unsuru haline dönüşebilen enerjiyi, planlamalarda göz ardı etmek mümkün değildir.

Dünya enerji tüketimi; nüfus, sanayileşme ve teknolojiadaki hızlı artışa bağlı olarak baş döndürücü bir hızla artarken, enerji üretim ve tüketimi arasındaki fark ise açılmıştır. Enerji açığının artış hızını yavaşlatmak için; mevcut kaynakları daha akılcı bir şekilde kullanarak enerji tasarrufu sağlamak, mevcut üretim sahalarındaki üretimi arttırmak, ilave arama çalışmaları ile yeni sahalar keşfederek ekonomik görülen sahaları üretime açmak, alternatif ve temiz enerji kaynaklarının değerlendirilmesi gibi önlemler alınmalıdır. Dünya enerji ihtiyacının büyük bir oranını sağlayan fosil yakıtların yakın ve orta gelecekte tükenecek olması ve fosil kaynakların yol açtığı; sera etkisi, küresel ısınma, iklim değişikliği ve ozon tabakasının incilmesi gibi tüm dünyayı ilgilendiren sorunların oluşması, ülkeleri, enerji üretim ve tüketiminde çok ciddi yaptırımlara ve araştırmalara zorlamaktadır. Günümüzde maliyet unsuruna dayalı fosil yakıt ile yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki tercihin gelecekte yenilenebilir enerji kaynakları yönünde ağırlık kazanacağı kaçınılmaz bir gerçektir [1].

Türkiye’de yaşam biçimi her geçen gün artan enerji tüketimi yönünde gelişme göstermektedir. Ancak ülkemiz çok çeşitli enerji kaynağına sahip olmakla birlikte mevcut enerji kaynakları tüketimi karşılayamamakta, üretilenden fazlası tüketilmektedir. Eğer yerli enerji kaynaklarında kullanım çeşitlendirilmez ve enerji tüketimindeki artış bu hızla devam ederse, ihtiyacın karşılanmasında dışa bağımlılık giderek artacaktır. Bu bağlamda Türkiye; enerji kaynaklarını en ekonomik ve maksimum yararlanmayı sağlayacak biçimde değerlendirmek ve fosil kökenli kaynakların yanı sıra alternatif enerji kaynaklarını da kullanmak zorundadır. Kaldı ki ülkeler son zamanlarda yenilenebilen, uzun vadede ucuza mal edilebilen temiz enerji kaynaklarından yararlanmaya yönelmektedir. Türkiye’de hemen her türlü enerji kaynağı mevcut olmakla birlikte, linyit ve hidrolik enerji kaynağının dışındaki enerji kaynakları ihtiyaca cevap verebilecek düzeyde olmayıp enerji ihtiyacının yarısından fazlası ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Türkiye’de 2005 yılı sonu itibarıyla 161.504,8 GWh’lik elektrik enerjisi üretiminin % 69,09’unu fosil kökenli enerji kaynaklarından, % 0,06’sını jeotermal enerji,



%0,04'ünü rüzgar enerjisi ve % 30,77'sini hidrolik enerji gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamıştır. Elektrik enerjisi üretiminde, % 69,09'luk payla fosil kökenli yakıtların kullanımı Türkiye'deki hava kirliliği ve enerji kaynaklı ekonomik sıkıntıların sebebinin açıklamaktadır. Hidrolik enerji dışında, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin payı sadece % 0,1 civarındadır ve yenilenebilir enerji kaynakları konusundaki eksikliği açıkça ortaya koymaktadır. Talep tahmin senaryoları ele alındığında, 2020 yılında elektrik ihtiyacının % 155-200 oranında artacağı öngörülmektedir. Buna göre, problemlerin de katlanarak artacağı açıktır [2,3].

Dünya'da bilinen petrol rezervlerinin ömrü 40 yıl, doğalgazın 61 yıl ve kömürün ise 227 yıl olarak tahmin edilmektedir. Türkiye'nin bilinen fosil yakıt rezervlerinin ömürleri ise; petrol için 14 yıl, doğalgaz için 16 yıl ve kömür için 130 yıl olarak tahmin edilmektedir. Fosil yakıt rezervlerinin azalması, artan çevre kirliliği ve doğanın tahribi, alternatif enerji kaynaklarına yönelmeyi zorunlu kılmaktadır [4]. Alternatif enerji kaynaklarından olan jeotermal enerji, fosil kökenli enerji kaynakları ile yarışacak düzeyde potansiyele sahip olmamakla birlikte; yenilenebilir, kirlenici etkisi olmayan, çevre dostu, yerli ve sürdürülebilir özellikleri ile öne çıkan bir enerji kaynağıdır. Jeotermal sistemlerin oluşumunu sağlayan unsurların yaygın olmasından dolayı Türkiye, jeotermal enerji potansiyeli açısından dünyadaki zengin ülkeler arasında bulunmakta ve Avrupa'da ilk sırada yer almaktadır. Günümüze kadar çeşitli kuruluşlarca yapılan çalışma ve araştırmalar, ülkemizde 170 adet jeotermal sahanın varlığını ortaya koymuştur. Bir çok alanda üretilen jeotermal enerjiden, akışkan özelliğine bağlı olarak elektrik üretimi, ısıtma uygulaması, termal turizm gibi bir çok alanda yararlanılmaktadır [2].

Bu çalışmada, birinci bölümde konuya giriş yapıldıktan sonra, ikinci bölümde Türkiye'nin genel enerji durumu üzerinde durularak AB ve OECD ülkelerinin yenilenebilir enerji kaynaklarına bakış açıları irdelenmektedir. Bu irdemelerin ışığı altında üçüncü bölümde jeotermal enerji, jeotermal enerjinin kullanımı, Türkiye'de ve Dünya'da jeotermal enerji uygulama alanları açıklanmış ve çevresel etkileri üzerinde durulmuştur. Dördüncü bölümde, jeotermal enerjiden elektrik üretimi amacıyla kullanılan güç çevrimlerine değinilmiştir. Bu bilgiler ışığında, Dünya'da yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde en çevreci ve temiz enerji üretim şekli olan jeotermal elektrik santrallerinin mevcut durumu, kullanılan çevrimler ve binary çevrim santrallerinde elde edilen termal verim değerleri ile ülkemizdeki durumlarına da değinilmiştir. Beşinci bölümde ise, Türkiye'nin önemli 15 jeotermal sahasından biri olan Kütahya-Simav jeotermal sahasına ait genel bilgiler ve sondaj sonuçları irdelenip, bu veriler

yardımıyla altıncı bölümde mevcut sahada elektrik üretim amaçlı kullanıma dikkat çekilerek Binary çevrimli elektrik güç santrali tasarımı yapılmıştır. Yapılan bu tasarımda literatürde var olan sıcaklık ve debi değerleri kullanılmıştır. Ayrıca güç santrali tasarımında soğutucu akışkan olarak R-236fa, MP-39, R-407C, Freon-22, R-124 ve R-134a kullanılarak termal verimler programlama dili yardımıyla hesaplanmış, bulunan bu veriler ışığında ise Kütahya-Simav jeotermal sahası için elektrik üretimi ve direkt kullanım olasılıkları için öneriler sunulmuştur.

## 2. TÜRKİYE’NİN GENEL ENERJİ DURUMU

Türkiye, yaklaşık 71,8 milyon nüfusu ve % 1,7’lik büyüme oranı ile Avrupa ülkeleri arasında ilk sırada yer almaktadır [5]. Artan nüfus ve ekonomik hareketlilik gibi faktörler nedeniyle enerji talebi de yükselen Türkiye’nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı Tablo 2.1’de, bu kaynakların paylara göre dağılımları da Tablo 2.2’de verilmiştir [3]. Tablo 2.2 incelendiğinde, 1990’da toplam genel enerji arzı oranında % 6,16 paya sahip olan doğalgazın 2005 yılına gelindiğinde % 24,07 pay ile toplam arzın yaklaşık dörtte birini oluşturduğu görülmektedir. Buna karşın 1990-2005 yılları arasında; rüzgar, jeotermal ve hidrolik gibi yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimlerinde bu zaman dilimi içerisinde ciddi bir büyümenin olmadığı, aksine odun, hayvan ve bitki artıkları (biyokütle) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarında bir düşüş yaşandığı anlaşılmaktadır.

Tablo 2.1. Türkiye’nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı [3].

| Kaynaklar            | Birimi                | 1990   | 1995   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   |
|----------------------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Taşkömürü            | Bin ton               | 8191   | 8548   | 15.393 | 11.039 | 13.756 | 17.535 | 18.904 | 23.116 |
| Linyit               | Bin ton               | 45.891 | 52.405 | 64.384 | 61.010 | 52.039 | 46.051 | 44.823 | 60.941 |
| Asfaltit             | Bin ton               | 287    | 66     | 22     | 31     | 5      | 336    | 722    | 700    |
| Petrol               | Bin ton               | 22.700 | 27.918 | 31.072 | 29.661 | 29.776 | 30.669 | 31.729 | 33.595 |
| Doğalgaz             | Milyon m <sup>3</sup> | 3418   | 6937   | 15.086 | 16.339 | 17.694 | 21.374 | 22.446 | 24.714 |
| Hidrolik             | GWh                   | 23.148 | 35.541 | 30.879 | 24.010 | 33.684 | 35.330 | 46.084 | 41.889 |
| Jeotermal Elektrik   | GWh                   | 80     | 86     | 76     | 90     | 105    | 89     | 93     | 122    |
| Jeotermal Isı        | Bin Tep               | 364    | 437    | 648    | 687    | 730    | 784    | 811    | 976    |
| Rüzgar               | GWh                   | -      | -      | 33     | 62     | 48     | 61     | 58     | 56     |
| Güneş                | Bin Tep               | 28     | 143    | 262    | 287    | 318    | 350    | 375    | 409    |
| Odun                 | Bin ton               | 17.870 | 18.374 | 16.938 | 16.263 | 15.614 | 14.991 | 14.393 | 13.819 |
| Hayvan, Bitki Artığı | Bin ton               | 8030   | 6765   | 5981   | 5790   | 5609   | 5439   | 5278   | 5127   |

Tablo 2.2. Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı (%) [3].

| Kaynaklar                 | 1990  | 1995  | 2000  | 2001   | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  |
|---------------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| Taşkömürü                 | 10,11 | 8,66  | 12,37 | 9,79   | 11,40 | 13,51 | 13,93 | 15,42 |
| Linyit                    | 15,20 | 14,25 | 13,90 | 2,95   | 11,57 | 9,52  | 8,87  | 10,92 |
| Asfaltit                  | 0,26  | 0,05  | 0,01  | 0,01   | 0,00  | 0,19  | 0,38  | 0,34  |
| Petrol                    | 48,39 | 48,86 | 43,17 | 59,04  | 42,65 | 40,82 | 40,40 | 38,73 |
| Doğalgaz                  | 6,16  | 10,26 | 17,70 | 20,45  | 21,41 | 24,03 | 24,13 | 24,07 |
| Hidrolik                  | 4,12  | 5,19  | 3,58  | 3,70   | 4,03  | 3,93  | 4,90  | 4,03  |
| Jeotermal Elektrik        | 0,14  | 0,13  | 0,09  | 0,10   | 0,13  | 0,10  | 0,10  | 0,12  |
| Jeotermal Isı             | 0,75  | 0,62  | 0,49  | 0,65   | 0,51  | 0,47  | 0,45  | 0,41  |
| Rüzgar                    | -     | -     | 0,004 | 0,0004 | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,01  |
| Güneş                     | 0,06  | 0,05  | 0,04  | 0,05   | 0,04  | 0,04  | 0,03  | 0,03  |
| Odun                      | 11,10 | 9,37  | 6,85  | 2,73   | 6,51  | 5,81  | 5,34  | 4,64  |
| Hayvan ve Bitki Artıkları | 3,71  | 2,56  | 1,80  | 0,53   | 1,74  | 1,57  | 1,46  | 1,28  |
| Toplam (%)                | 100   | 100   | 100   | 100    | 100   | 100   | 100   | 100   |

Tablo 2.3'den görülebileceği gibi, 1990-2005 yılları arasında toplam yerli üretimin genel enerji arzındaki payı düşerken, ithal edilen enerji hızlı bir şekilde artmıştır. 1990 yılında genel enerji arzındaki yerli-ithal oranı yaklaşık % 50 olurken 2005 yılı sonuna gelindiğinde, enerji talebinin ancak % 28,82'si yerli kaynaklardan karşılanmıştır. Bir başka ifadeyle, ülkemiz yeni bir yıla tükettiği enerjinin yarısından fazlasını (% 71,18) ithal ederek girmektedir [3].

Tablo 2.3. Türkiye'de yıllara göre yerli ve ithal kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı [3].

| Kaynaklar                                      | 1990   | 1995   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Toplam Enerji Arzı (Bin Tep)                   | 52.987 | 63.679 | 81.251 | 75.952 | 78.711 | 83.970 | 87.819 | 93.302 |
| Yerli Üretimin Toplam Arzdaki Payı (%)         | 48,09  | 41,95  | 33,06  | 33,14  | 31,42  | 28,55  | 27,79  | 28,82  |
| İthal Edilen Enerjinin Toplam Arzdaki Payı (%) | 51,91  | 58,05  | 66,94  | 66,86  | 68,58  | 71,45  | 72,21  | 71,18  |

Genel enerji arzında büyük oranda dışa bağımlı olan Türkiye'nin, özellikle 1985 yılından sonra doğalgaz güç çevrim santrallerinin sisteme girmesi ile, elektrik üretiminde kullandığı kaynaklarda ithalat oranı her geçen gün artmaktadır. Ülkemizde 2005 yılı sonu itibarıyla toplam elektrik üretimi 161.504,8 GWh'e ulaşmış olup, Tablo 2.4'den görüleceği üzere, 2005 yılı sonuna gelindiğinde toplam 38.819,9 MW kurulu gücün % 66,6'sını termik, %33,2'sini hidrolik ve yaklaşık % 0,1'ini jeotermal ile rüzgar santralleri oluşturmaktadır [6-8].

Buradan da anlaşılacağı gibi ülkemizde, rüzgar, jeotermal ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları kendine özgü enerji dönüşüm sistemleri ve teknolojiler gerektirdiğinden yeterli ilgiyi görmemektedir.

Tablo 2.4. Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişimi [6,7].

| Yıllar | KURULU GÜÇ (MW) |          |                      |          | ÜRETİM (GWh) |          |                      |           |
|--------|-----------------|----------|----------------------|----------|--------------|----------|----------------------|-----------|
|        | Termik          | Hidrolik | Jeotermal+<br>Rüzgar | Toplam   | Termik       | Hidrolik | Jeotermal+<br>Rüzgar | Toplam    |
| 1970   | 1509,5          | 725,4    | -                    | 2234,9   | 5590,2       | 3032,8   | -                    | 8623,0    |
| 1975   | 2407,0          | 1779,6   | -                    | 4186,6   | 9719,2       | 5903,6   | -                    | 15.622,8  |
| 1980   | 2987,9          | 2130,8   | -                    | 5118,7   | 11.927,2     | 11.348,2 | -                    | 23.275,4  |
| 1984   | 4569,3          | 3874,8   | 20,4                 | 8464,5   | 17.165,1     | 13.426,3 | 22,1                 | 30.613,5  |
| 1985   | 5229,3          | 3874,8   | 20,4                 | 9124,5   | 22.168,0     | 12.044,9 | 6,0                  | 34.218,9  |
| 1990   | 9535,8          | 6764,3   | 20,4                 | 16.320,5 | 34.314,9     | 23.148,0 | 80,1                 | 57.543,0  |
| 1995   | 11.074,0        | 9862,8   | 20,4                 | 20.957,2 | 50.620,5     | 35.540,9 | 86,0                 | 86.247,4  |
| 2000   | 16.052,5        | 11.175,2 | 39,3                 | 27.267,0 | 93.934,2     | 30.878,5 | 108,9                | 124.921,6 |
| 2001   | 16.623,1        | 11.672,9 | 39,3                 | 28.335,3 | 98.562,8     | 24.009,9 | 152,0                | 122.724,7 |
| 2002   | 19.568,5        | 12.240,9 | 39,3                 | 31.848,7 | 95.563,1     | 33.683,8 | 152,6                | 129.399,5 |
| 2003   | 22.974,4        | 12.578,7 | 40,5                 | 35.593,6 | 105.101,0    | 35.329,5 | 150,0                | 140.580,5 |
| 2004   | 24.144,7        | 12.645,4 | 40,5                 | 36.830,6 | 103.518,6    | 46.034,8 | 148,1                | 149.608,3 |
| 2005   | 25.873,4        | 12.906,0 | 40,5                 | 38.819,9 | 121.787,5    | 39.572,0 | 145,3                | 161.504,8 |

Tablo 2.5 ve Tablo 2.6’da verilen Türkiye Elektrik İletim A.Ş.’nin (TEİAŞ), 2006-2020 yılları için hazırladığı elektrik enerjisi projeksiyonunda “yüksek senaryoya” göre, doğalgaz kullanımı, 2006 yılı için 79.355 GWh ile % 45’lik dilimle en büyük paya sahip olmasına karşın rüzgar güç santrallerinin elektrik enerjisi üretimindeki payı %1,36 olmaktadır. Elektrik enerjisi üretiminde yıllık % 8 büyümenin hedeflendiği senaryoda, 2020 yılında doğalgazın % 33,38, rüzgarın ise % 1,68 payının olacağı öngörülmektedir [8]. Yine aynı senaryoya göre, 2012 yılından itibaren enerji üretim çeşitleri içerisinde yer alması düşünülen nükleer enerji santrallerinin; 2012, 2014 ve 2015 yıllarında sırasıyla; 10.527 GWh, 21.012 GWh ve 31.579 GWh elektrik enerjisi üretimine katkı sağlaması beklenmektedir. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) tarafından nükleer enerji santrali kurulumu için belirlenen yedi bölge; Beyşehir-Seydişehir (Konya), Nallıhan-Beypazarı, Akçakoca-Ereğli, Sinop (Karadeniz kıyı çizgisi), Akkuyular (Mersin), İğneada (Kırklareli), Kırıkkale-Nevşehir (Kızılırmak hattı boyunca) olup incelemeler halen devam etmektedir [9].

Tablo 2.5. Kaynaklara göre Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonu (GWh) [9].

| Yıl  | Linyit | Taş Kömür | Fuel Oil + Motorin | D.Gaz  | İthal Kömür | Rüzgar | Hidrolik | Nükleer | İthalat | Top.   |
|------|--------|-----------|--------------------|--------|-------------|--------|----------|---------|---------|--------|
| 2006 | 26157  | 1802      | 8873               | 79355  | 7937        | 2402   | 49874    | 0       | 0       | 176400 |
| 2007 | 49986  | 1042      | 260                | 72040  | 9954        | 3841   | 53579    | 0       | 0       | 190702 |
| 2008 | 51117  | 1627      | 2055               | 82654  | 9975        | 4192   | 54779    | 0       | 0       | 206399 |
| 2009 | 54171  | 1667      | 5741               | 92461  | 9978        | 4541   | 54941    | 0       | 0       | 223500 |
| 2010 | 54328  | 1691      | 6949               | 106789 | 9980        | 4890   | 57393    | 0       | 0       | 242020 |
| 2011 | 61056  | 1672      | 6610               | 116863 | 9981        | 5238   | 60580    | 0       | 0       | 262000 |
| 2012 | 64120  | 1634      | 6392               | 119227 | 9978        | 5587   | 66035    | 10527   | 0       | 283500 |
| 2013 | 70737  | 1609      | 6792               | 128364 | 9978        | 5938   | 72154    | 10527   | 0       | 306099 |
| 2014 | 76310  | 1591      | 6665               | 130446 | 9975        | 6287   | 77974    | 21052   | 0       | 330300 |
| 2015 | 82867  | 1613      | 6856               | 134200 | 9970        | 6636   | 82479    | 31579   | 0       | 356200 |
| 2016 | 89400  | 1555      | 5510               | 140778 | 9956        | 6985   | 87486    | 31579   | 9750    | 383001 |
| 2017 | 97010  | 1549      | 5882               | 145134 | 13.163      | 7334   | 92799    | 31579   | 16250   | 410700 |
| 2018 | 106932 | 1548      | 6015               | 151739 | 19.553      | 7684   | 98300    | 31579   | 16250   | 439600 |
| 2019 | 113555 | 2296      | 6172               | 161398 | 25.968      | 8033   | 104249   | 31579   | 16250   | 469500 |
| 2020 | 117980 | 3561      | 6317               | 166738 | 38.774      | 8382   | 109909   | 31579   | 16250   | 499490 |

Tablo 2.6. Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonunun kaynaklara göre payları (%) [9].

| Yıl  | Linyit | Taş Kömür | Fuel Oil + Motorin | D.Gaz | İthal Kömür | Rüzgar | Hidrolik | Nükleer | İthalat | Top. (%) |
|------|--------|-----------|--------------------|-------|-------------|--------|----------|---------|---------|----------|
| 2006 | 14,83  | 1,02      | 5,03               | 44,99 | 4,50        | 1,36   | 28,27    | 0       | 0       | 100      |
| 2007 | 26,20  | 0,55      | 0,14               | 37,78 | 5,22        | 2,01   | 28,10    | 0       | 0       | 100      |
| 2008 | 24,77  | 0,79      | 1,00               | 40,05 | 4,83        | 2,03   | 26,53    | 0       | 0       | 100      |
| 2009 | 24,24  | 0,75      | 2,57               | 41,37 | 4,46        | 2,03   | 24,58    | 0       | 0       | 100      |
| 2010 | 22,46  | 0,70      | 2,87               | 44,12 | 4,12        | 2,02   | 23,71    | 0       | 0       | 100      |
| 2011 | 23,30  | 0,64      | 2,52               | 44,60 | 3,81        | 2,00   | 23,13    | 0       | 0       | 100      |
| 2012 | 22,62  | 0,58      | 2,25               | 42,06 | 3,52        | 1,97   | 23,29    | 3,71    | 0       | 100      |
| 2013 | 23,10  | 0,53      | 2,22               | 41,94 | 3,26        | 1,94   | 23,57    | 3,44    | 0       | 100      |
| 2014 | 23,11  | 0,48      | 2,02               | 39,49 | 3,02        | 1,90   | 23,61    | 6,37    | 0       | 100      |
| 2015 | 23,26  | 0,45      | 1,92               | 37,68 | 2,80        | 1,86   | 23,16    | 8,87    | 0       | 100      |
| 2016 | 23,33  | 0,41      | 1,44               | 36,76 | 2,60        | 1,82   | 22,84    | 8,25    | 2,55    | 100      |
| 2017 | 23,61  | 0,38      | 1,43               | 35,33 | 3,21        | 1,79   | 22,60    | 7,69    | 3,96    | 100      |
| 2018 | 24,32  | 0,35      | 1,37               | 34,52 | 4,45        | 1,75   | 22,36    | 7,18    | 3,70    | 100      |
| 2019 | 24,19  | 0,49      | 1,31               | 34,38 | 5,53        | 1,71   | 22,20    | 6,73    | 3,46    | 100      |
| 2020 | 23,63  | 0,71      | 1,26               | 33,39 | 7,76        | 1,68   | 22,00    | 6,32    | 3,25    | 100      |

Ocak 2006'da yaşanan Türkiye ile Rusya arasındaki doğalgaz krizi ve ardından Türkiye'ye günde 20 milyon m<sup>3</sup> doğalgaz vermesi gereken İran'ın, teknik arıza gerekçesiyle, bu

miktarı 6 milyon m<sup>3</sup>'e düşürmesi, enerjide dışa bağımlı olan Türkiye'yi yeni bir durum değerlendirmesine itmiştir. Doğalgaz ithalinde yaklaşık % 90'lık bir pay ile Rusya ve İran'a bağımlı olan Türkiye, 2005 yılı sonu itibariyle ithal ettiği toplam 27.167 milyon m<sup>3</sup>'lük doğalgaz ve sıvılaştırılmış doğalgazın (LNG), 17.826 milyon m<sup>3</sup>'ünü yani % 65,6'sını Rusya'dan sağlamıştır. Alınan doğalgazın 15.435 milyon m<sup>3</sup>'ü elektrik sektöründe, 5843 milyon m<sup>3</sup>'ü konut sektöründe, 4993 milyon m<sup>3</sup>'ü sanayi sektöründe ve 594 milyon m<sup>3</sup>'ü gübre sektöründe kullanılmıştır [10]. Rakamlardan da görüleceği üzere muhtemel bir doğalgaz kesintisi, elektrik darboğazının yanı sıra, sanayi ve konutlarda da ciddi bir üretim ve ısınma sorununa neden olacaktır. Nitekim 21-26 Ocak 2006 tarihleri arasında bir sanayi şehri olan Kocaeli'de yaklaşık 25 büyük işletmenin doğalgaz akışı kesilmiştir. Bundan dolayı elektrik ihtiyacının ve genel enerji arzının karşılanmasında, orta ve uzun vadeli gelecek enerji projeksiyonları hazırlanırken, dışa bağımlılığı azaltacak ve kaynak çeşitliliği sağlayacak politikaların izlenmesi gerekmektedir. Yani enerji güvenilirliğinin, ulusal güvenlik kavramı ile ayrılmaz bir bütünsellik içinde değerlendirilmesi gereklidir. Bunun için, elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanmasında, öncelikle kömür ve su potansiyelinin iyi değerlendirilmesinin yanı sıra rüzgar, güneş ve ülkemizde potansiyeli yüksek olan jeotermal gibi yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı yaygınlaştırılmalıdır.

Türkiye'nin genel enerji durumu irdelendiği zaman, küresel ısınmanın etkilerinin ve enerji üretimimizdeki sorunları gidermek için yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımlarımızı arttırmamız gerekmektedir. Bugün, AB yenilenebilir enerji oranını 2010 yılında % 12'ye çıkarma hedefini koymuş bulunmaktadır. Hatta yenilenebilir enerjinin elektrik üretimine % 22 oranında katkı sağlaması planlanmaktadır. Yapılan bu planlamalar enerji üretimini yenilenebilir kaynaklardan sağlamaya yönelmek ve günümüzün en büyük sıkıntısı olan küresel ısınmayı azaltmaktır. AB'nin 2007 yılında yaptığı toplantıda, küresel ısınmayla mücadele konusunda sera gazı salınımının 2020 yılına kadar 1990 yılındaki seviyelerin % 20 altına çekme kararı alınmıştır. Ayrıca bu toplantıdaki görüşmeler ışığında diğer gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerin de adım atması durumunda bu oranın % 30'a çıkarılması amaçlanmaktadır. AB, her geçen gün artan enerji ihtiyacını karşılayabilmek ve küresel ısınmaya karşı mücadele edebilmek için 2020 yılı toplam yenilenebilir enerji üretimi oranını ise % 20 seviyesinde artırma hedefi koymuştur [11].

IEA, 2001-2030 dünya elektrik üretimi alt yapısına yapılacak yatırımın 10 trilyon US\$ olarak tahmin etmektedir. IEA'nın raporunda da belirttiği gibi bu alt yapı için yenilenebilir

kaynaklara yatırım, üye ülkelerin enerji politikalarına bağlı durumdadır. OECD kapsamında elektrik üretiminde yenilenebilir enerjinin payı 2005 yılında yaklaşık % 15 civarındadır. Ancak bunun büyük bir kısmını hidrolik enerjiden elektrik üretimi kapsamaktadır. Ancak OECD kapsamında yapılan planlamalar ve çalışmalar sonucunda 2030 yılında yenilenebilir kaynaklardan sağlanacak elektrik üretimi payının daha da arttırılması hedeflenmiştir [12].



### **3. JEOTERMAL ENERJİ**

#### **3.1. Genel Bilgiler**

Jeotermal enerji; yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, sıcaklıkları sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığın üzerinde olan ve çevresindeki normal yer altı ve yer üstü sularına göre daha fazla erimiş mineral, çeşitli tuzlar ve gazlar içerebilen sıcak su ve buharın yeryüzüne taşıdığı ısı enerjisi olarak tanımlanabilir. Bu enerjiyi yeryüzüne taşıyan akışkana jeotermal akışkan denir. Ayrıca herhangi bir akışkan içermemesine rağmen bazı teknik yöntemlerle ısısından yararlanılan, yerin derinliklerindeki sıcak kuru kayalarda jeotermal enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir.

Jeotermal akışkanı meydana getiren sular genellikle meteorik kökenli olduklarından yer altındaki rezervuarlar sürekli beslenmekte ve kaynaklar yenilenmektedir. Bu yüzden beslemenin üzerinde kullanım olmadıkça jeotermal kaynakların azalması söz konusu değildir [13].

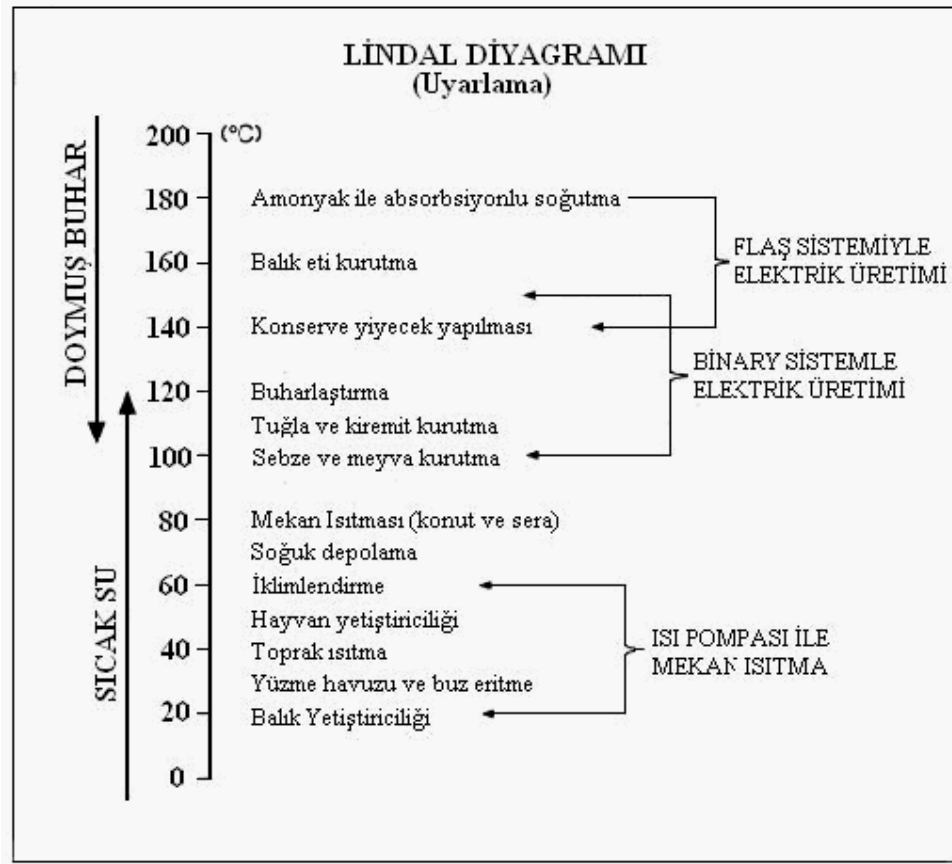
#### **3.2. Jeotermal Enerjinin Kullanımı**

Fosil kökenli enerji kaynaklarının sınırlı rezervi, çevreye olumsuz etkisi ve 1970'li yıllardaki petrol krizi; yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının araştırılmasına hız kazandırmış ve mevcut kullanılan sistemlerde enerji tasarrufuna yönelik çalışmalara önem kazandırmıştır. Bugün dünyada jeotermal enerji, güneş enerjisi, biyokütle enerjisi, rüzgar enerjisi, hidrojen enerjisi ve sanayi tesislerindeki atık enerji gibi ucuz ve ek bir kirlilik yaratmayan enerji kaynaklarının kullanılması yönünde araştırmalar hızlanmıştır. Bu nedenle tüm dünyada jeotermal enerji birden bire büyük önem kazanmıştır. Bugün bilindiği üzere bir çok ülkede jeotermal enerjiden direkt ve dolaylı yollardan faydalanılmaktadır [14].

Jeotermal sistemlerde entegrasyon, jeotermal akışkanların çeşitli sıcaklık kademelerine göre farklı alanlarda değerlendirilmesi, jeotermal yatırımları daha da ekonomik hale getirmektedir. Jeotermal enerjinin başlıca kullanım alanları; elektrik üretimi ile konut ve sera ısıtım alanıdır. Jeotermal enerji, ayrıca tropikal bitki ve balık yetiştirilmesinde, hayvan çiftlikleri ile cadde ve hava alanı pistlerinin ısıtılmasında, yüzme havuzu, termal tedavi merkezleri ve diğer turistik tesislerde kullanılmaktadır. Bunların yanı sıra yiyeceklerin kurutulması ve sterilizasyonunda, konservecilik, kerestecilik ve ağaç kaplama sanayinde, kağıt ve dokuma endüstrisinde, ağartma maddesi olarak derilerin kurutulması ve işlenmesinde, şeker,

ilaç ve pastörize süt fabrikalarında ve soğutma tesislerinde kullanılmaktadır. Ayrıca jeotermal akışkandan çeşitli kimyasal maddelerde elde edilmektedir. Jeotermal enerjiden maksimum düzeyde yararlanmak, söz konusu akışkanın enerjisini en verimli şekilde kullanmak için, dış hava sıcaklığının ve uygulama yerinin ortam sıcaklığının bilinmesi gerekir [14-16].

Jeotermal enerji sahaları rezervuar sıcaklık içeriğine göre; düşük sıcaklıklı sahalar (20-70°C), orta sıcaklıklı sahalar (70-150°C), yüksek sıcaklıklı sahalar (150°C' den yüksek) olmak üzere üç gruba ayrılabilir. Düşük ve orta sıcaklıklı sahalar, bugünkü teknolojik ve ekonomik koşullar altında başta ısıtma olmak üzere (sera, bina, zirai kullanımlar), endüstride (yiyecek kurutulması, kerestecilik, kağıt ve dokuma sanayisinde, dericilikte, soğutma tesislerinde), kimyasal madde üretiminde (borik asit, amonyum bikarbonat, ağır su, akışkandaki CO<sub>2</sub>'den kuru buz elde edilmesinde) kullanılmaktadır [17]. Jeotermal enerjinin akışkan sıcaklığına bağlı kullanım yerleri Şekil 3.1'de verilmiştir.



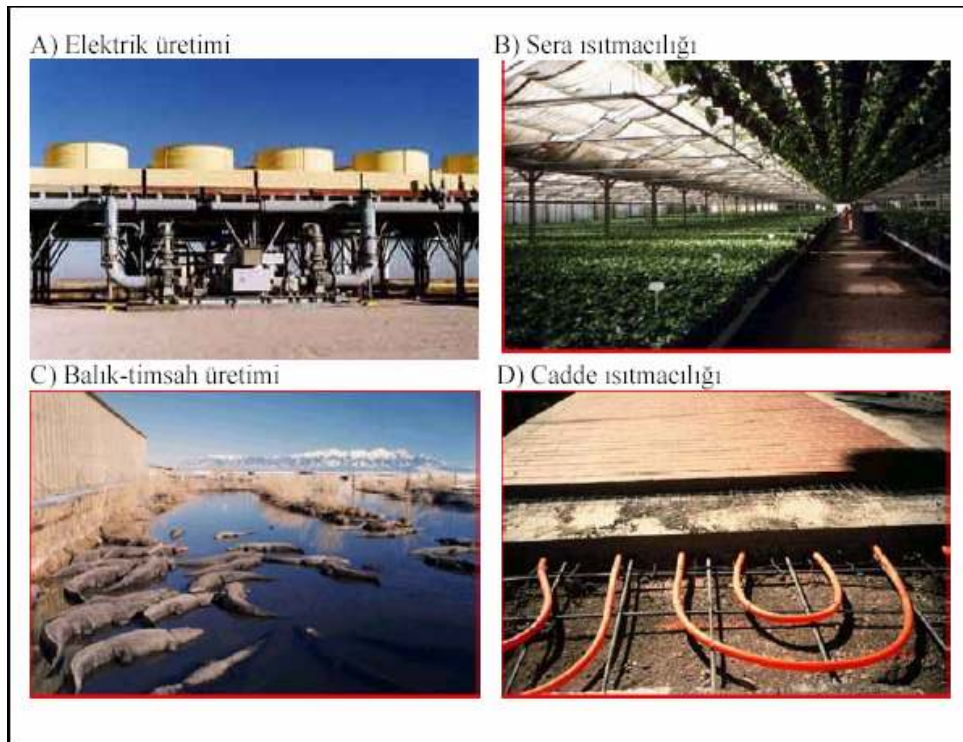
Şekil 3.1. Jeotermal akışkanların sıcaklıklarına göre kullanım alanları (Lindal Diyagramı) [18].

Bunun yanı sıra, orta entalpili sahalardaki akışkanlardan da elektrik üretimi için teknolojiler geliştirilmiş ve kullanıma sunulmuştur. Yüksek entalpili sahalardan elde edilen akışkan ise, elektrik üretiminin yanı sıra entegre olarak diğer alanlarda da kullanılmaktadır [16].

### 3.3. Jeotermal Enerji Uygulama Alanları

#### 3.3.1. Dünya’da jeotermal enerji uygulama alanları

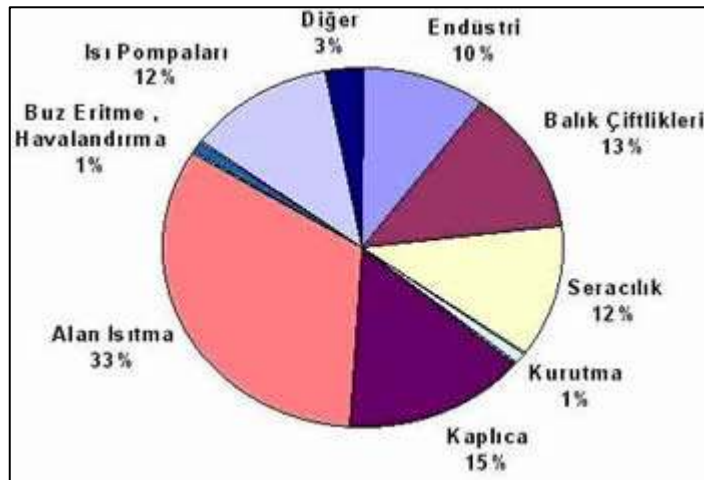
İlk çağlardan yakın geçmişe kadar sadece sağlık amacıyla kullanılan jeotermal kaynaklardan günümüzde, ya doğrudan ısıtmada ya da başka enerji türlerine dönüştürülerek yararlanılmaktadır. 20. yüzyılın başına kadar sağlık ve yiyecekleri pişirme amacı ile yararlanan jeotermal kaynakların kullanım alanları gelişen teknolojiye bağlı olarak günümüzde çok yaygınlaşmış ve çeşitlenmiştir. Şekil 3.2’de jeotermal enerjinin kullanım alanlarına örnekler verilmiştir.



Şekil 3.2. Dünyadaki jeotermal enerji uygulamaları [13].

Dünyadaki jeotermal enerji uygulamalarında düşük sıcaklıklı jeotermal akışkanlar doğrudan ısıtıcılıkta kullanılmaktadır. Ayrıca, ısı pompaları yardımıyla özellikle soğuk

ülkelerde suların sıcaklığı 5°C'ye düşünceye kadar akışkandan yararlanılabilmektedir. İzlanda, Fransa, Japonya, Yeni Zelanda, Türkiye, Rusya, Macaristan, Kanada gibi ülkelerde 40°C'den fazla sıcaklıktaki jeotermal akışkanlardan bina ve kentlerin merkezi ısıtma sisteminde kullanılmaktadır. Seraların ısıtılması ile turfanda sebzeçilik, meyvecilik, çiçekçilik yapılmakta olup dünyadaki jeotermal enerjinin doğrudan kullanımının önemli bir bölümünü sera ısıtma amaçlı kullanım oluşturmaktadır. Macaristan, İtalya, Türkiye, ABD, Japonya, Meksika, Doğu Avrupa Ülkeleri, Yeni Zelanda ve İzlanda'da 30 °C' den fazla sıcaklıktaki akışkan kullanılarak seralar ısıtılmakta ve dünyada yaklaşık 27.500 MW<sub>t</sub> karşılığı jeotermal enerji bu amaçla kullanılmaktadır. Japonya, Filipinler, Çin ve İzlanda'da tropikal bitki, balık ve timsah yetiştiriciliği yapılmaktadır. Japonya, ABD, Yeni Zelanda, Macaristan ve Rusya gibi ülkelerde tavuk ve hayvan çiftliklerinin ısıtılması jeotermal enerjiden sağlanmaktadır. Jeotermal kaynaklardan özellikle İzlanda ve Sibiryta bölgesinde toprak, cadde ve havaalanı pistlerinin ısıtılmasında yararlanılmaktadır. İtalya, Japonya, ABD, İzlanda ve Türkiye'de yüzme havuzu, termal tedavi ve diğer turistik tesislerde de jeotermal enerjiden faydalanılmaktadır [13]. Şekil 3.3'te dünyada jeotermal enerjinin elektrik dışı uygulamaları dağılımı gösterilmiştir.



Şekil 3.3. Dünyada jeotermal enerjinin elektrik dışı uygulamaları [19].

Dünyada jeotermal akışkanın endüstriyel uygulamaları olarak, Japonya, ABD, İzlanda, Tayland'da yiyeceklerin kurutulması, sterilize edilmesi ve konserveçilik alanında kullanılması verilebilir. Endüstriyel uygulamalardan bazıları, kerestecilik, ağaç kaplama sanayi, kağıt, dokuma, boyacılıkta, derilerin kurutulması ve işlenmesinde, bira ve benzeri endüstrilerde mayalama ve damıtmada, soğutma tesisleri ve beton blok kurutulması jeotermal enerjinin yaygın olarak kullanıldığı alanlara örnek olarak verilebilir. Jeotermal kaynaklardan kimyasal

madde üretimi de İtalya, ABD, Japonya, Filipinler ve Meksika'da yaygın olarak yapılmaktadır. 200°C ve daha yüksek sıcaklıktaki jeotermal kaynaklardan elektrik üretimi gerçekleştirilmektedir. Son yıllarda yapılan çalışmalar sonucunda daha düşük sıcaklıktaki jeotermal kaynaklardan da buharlaşma sıcaklığı düşük olan gazlar (freon, izobütan, vb.) kullanılarak, çeşitli çevrimler yardımıyla elektrik üretimi yapılmaktadır. Jeotermal enerjiden elektrik üretimi ilk olarak 1904 yılında İtalya'da gerçekleştirilmiştir [13]. Tablo 3.1.'de dünyada jeotermal enerji kurulu güç gelişimi gösterilmektedir.

Tablo 3.1. Dünyada jeotermal enerji kurulu güç gelişimi [20].

| Ülke           | Kurulu Kapasite<br>(MWe) | Yıllık Enerji Üretimi<br>(GWh/y) | Ulusal Kapasite<br>(%) |
|----------------|--------------------------|----------------------------------|------------------------|
| A.B.D.         | 2544,0                   | 17840,0                          | 0,3                    |
| Almanya        | 0,2                      | 1,5                              | *                      |
| Avustralya     | 0,2                      | 0,5                              | *                      |
| Avusturya      | 1,0                      | 3,2                              | *                      |
| Çin            | 28,0                     | 95,7                             | 30 - Tibet             |
| El Salvador    | 151,0                    | 967,0                            | 14                     |
| Endonezya      | 797,0                    | 6085,0                           | 2,2                    |
| Etiyopya       | 7,0                      | -                                | 1                      |
| Filipinler     | 1931,0                   | 9419,0                           | 12,7                   |
| Fransa         | 15,0                     | 102,0                            | 9 - Guadeloupe         |
| Guatemala      | 33,0                     | 212,0                            | 1,7                    |
| İtalya         | 790,0                    | 5340,0                           | 1                      |
| İzlanda        | 202,0                    | 1406,0                           | 13,7                   |
| Japonya        | 535,0                    | 3467,0                           | 0,2                    |
| Kenya          | 127,0                    | 1088,0                           | 11,2                   |
| Kosta Rika     | 163,0                    | 1145,0                           | 8,4                    |
| Meksika        | 953,0                    | 6.282                            | 2,2                    |
| Nikaragua      | 77,0                     | 270,7                            | 11,2                   |
| Papua Y. Gine  | 6,0                      | 17,0                             | 10,9 – Lihir adası     |
| Portekiz       | 16,0                     | 90,0                             | 25 – San Miguel        |
| Rusya          | 79,0                     | 85,0                             | *                      |
| Tayland        | 0,3                      | 1,8                              | *                      |
| <b>Türkiye</b> | <b>20,0</b>              | <b>105,0</b>                     | <b>*</b>               |
| Yeni Zelanda   | 435,0                    | 2774,0                           | 5,5                    |
| <b>Toplam</b>  | <b>8912,0</b>            | <b>56798,0</b>                   | <b>-</b>               |

\* İhmal edilebilir.

### 3.3.2. Türkiye’de jeotermal enerji uygulama alanları

Türkiye, jeotermal enerji potansiyeli açısından dünyada yedinci, jeotermal enerjinin elektrik dışı uygulamalarında ise beşinci sırada yer almaktadır [21]. Ülkemizde bulunan jeotermal alanlar Şekil 3.4’te gösterilmiştir.



Şekil 3.4. Türkiye’de bulunan jeotermal alanlar [19].

Türkiye’nin direkt uygulamalardaki muhtemel jeotermal enerji potansiyeli 31.500 MWt olup, bunun karşılığı 200 milyon m<sup>2</sup> sera veya 5 milyon konut ısıtmasıdır. Ülkemizdeki konutların % 30’unun ısıtılmasında kullanılabilecek olan bu potansiyelin ne yazık ki şu anda yaklaşık % 3’ü değerlendirilebilmektedir. Kasım 2006 itibariyle Türkiye’de halen şehir, konut, termal tesis ve seracılık için 117.000 konut eşdeğeri ısıtma yapılmakta olup, kurulu güç olarak 983 MWt’a ulaşmıştır. Ayrıca Türkiye’de 195 adet kaplıcada sağlık amaçlı kullanım ile jeotermal enerjinin doğrudan kullanım kapasitesi 1385 MWt değerine ulaşmıştır. Türkiye’de jeotermal enerjinin sera ve konut ısıtılmasında kullanımı hızla gelişmektedir. Tablo 3.2’de ülkemizdeki jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri ve bazı işletme bilgileri verilmiştir. Bu merkezlerimizin dışında Aliğa (İzmir) ve Çermik (Sivas) gibi bazı yerleşim merkezleri de yakın gelecekte jeotermal enerjiyle ısıtma imkana kavuşacaktır [21-23].

Tablo 3.2. Ülkemizdeki jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri ve işletme bilgileri [22,23].

| Şehir           | Jeotermal Isıtma Kapasitesi (eşdeğer konut sayısı) | Sisteme entegre olan kullanımlar | İşletmeye alınma yılı | Jeotermal akışkan sıcaklığı (°C) | Kullanıcıların ödediği aylık ücret (2003-2004 ısıtma sezonu) (US\$) |
|-----------------|--|----------------------------------|-----------------------|----------------------------------|---|
| Gönen           | 3400   | K,E.                             | 1987                  | 80                               | 27  |
| Simav           | 4000   | K,S.                             | 1991                  | 120                              | 26  |
| Kızılcahamam    | 2500   | K,S.                             | 1995                  | 80                               | 21  |
| Balçova         | 15000  | K.                               | 1996                  | 137                              | 19  |
| Afyon           | 4500   | S.                               | 1996                  | 95                               | 25  |
| Kozaklı         | 1200   | S.                               | 1996                  | 90                               | 28  |
| İzmir-Narlıdere | 1500   | -                                | 1998                  | 98                               | 19  |
| Diyadin         | 400  | K.                               | 1999                  | 70                               | Belirtilmemiştir.   |
| Sandıklı        | 3200/5000  | K.                               | 2000                  | 70                               | 14  |
| Salihli         | 3000/24000   | K.                               | 2002                  | 94                               | 15  |
| Sarayköy        | 1500/5000  | K.                               | 2002                  | 140                              | Belirtilmemiştir.   |
| Edremit         | 1300/7500  | K.                               | 2003                  | 60                               | Belirtilmemiştir.   |
| Bigadiç         | 500/3000   | K.                               | 2005                  | 96                               | Belirtilmemiştir.   |

K: Kaplıca, E: Endüstriyel amaçlı, S: Sera.

Türkiye’de jeotermal enerji ile ısıtma yapılabilecek potansiyel yerleşim birimleri toplamı 125.000 konut olarak hesaplanmıştır. Bu değer 10 yıl içinde 500.000 konutluk kısmının emniyetli bir varsayım ile gerçekleşebileceği düşünülmelidir [17]. Son yıllarda ülkemizde sağlık amaçlı kaplıca kullanımı (balneoloji) artış göstermektedir. Balneolojik amaçlı, yaklaşık 40°C sıcaklığa sahip debi potansiyelimiz 50.000 kg/s’dir. Bu debiyle günde 8 milyon kaplıca müşterisine hizmet verilebilir [13]. Termal tesis ve sera ısıtmasına yönelik potansiyel ise 250.000 konut eşdeğeri olarak tahmin edilmektedir. Tablo 3.3’te Türkiye’deki jeotermal sera uygulamaları ve kapasiteleri gösterilmektedir. Türkiye’nin sahip olduğu jeotermal enerji potansiyeli ile 2010 yılı hedefi olan 500.000 konutun ısıtılmasına bağlı olarak doğal gaz ikamesi yılda 1 milyar m<sup>3</sup>, 2020 yılı hedefi olan 1.250.000 konuta ulaşıldığında ise 2,5 milyar m<sup>3</sup> olacaktır [21-23].



Tablo 3.3. Türkiye’deki jeotermal sera uygulamaları ve kapasiteleri [24].

| <b>Yer</b> | <b>Alan (m<sup>2</sup>)</b> | <b>Kapasite (MWt)<sup>a</sup></b> | <b>Yer</b>     | <b>Alan (m<sup>2</sup>)</b> | <b>Kapasite (MWt)<sup>a</sup></b> |
|------------|-----------------------------|-----------------------------------|----------------|-----------------------------|-----------------------------------|
| Şanlıurfa  | 10.600                      | 24,5                              | Dikili         | 120.000                     | 24                                |
| Simav      | 200.000                     | 33                                | Gölemezli      | 1.000                       | 0,2                               |
| Sındırgı   | 2.000                       | 0,4                               | Seferihisar    | 6.000                       | 1,06                              |
| Afyon      | 5.500                       | 1,5                               | Bergama        | 2.000                       | 0,4                               |
| Kızıldere  | 10.750                      | 2,4                               | Germencik      | 500                         | 0,1                               |
| Balçova    | 100.000                     | 17,6                              | Edremit        | 49.620                      | 8,7                               |
| Kestanbol  | 2.000                       | 0,4                               | Ezine          | 1.500                       | 0,3                               |
| Sarayköy   | 2.000                       | 0,6                               | Niksar         | 500                         | 0,14                              |
| Tekkehamam | 8.000                       | 1,8                               | Kızılcahamam   | 5.000                       | 1,45                              |
| Yalova     | 600                         | 0,12                              | Gediz          | 8.500                       | 2,1                               |
| Kozaklı    | 4.000                       | 1,2                               | Tuzla (Ç.kale) | 50.000                      | 9                                 |

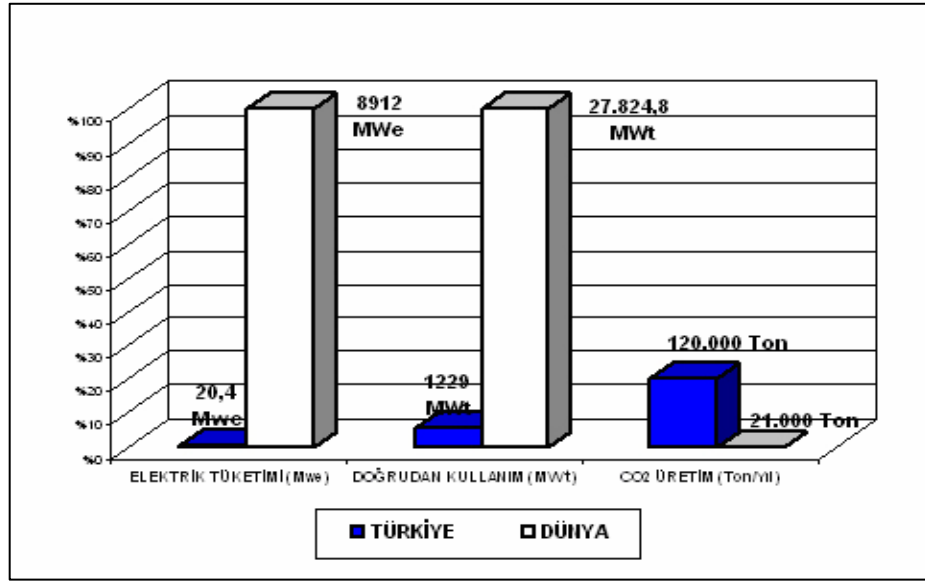
(<sup>a</sup>) Yük faktörü = 0,6.

Türkiye’de ilk jeotermal araştırmalar 1960’larda MTA tarafından başlatılmıştır. Bu araştırmalara göre % 95’ i düşük ve orta entalpiye sahip 170 adet jeotermal saha bulunmuştur. Bu sahalardan sadece 11 tanesi bugünün teknolojik ve ekonomik imkanlarına göre elektrik enerjisi üretimine uygundur. Bu sahalardan Tablo 3.5’te rezervuar sıcaklıklarıyla gösterilmiştir. Denizli - Kızıldere sahasındaki 20,4 MWe’lik santralden sonra Aydın – Salavatlı jeotermal sahasında 7,9 MWe’lik ikinci bir santral Mart 2006 itibariyle test üretimine başlamıştır. Jeotermal enerji potansiyelinin değerlendirilmesi amacıyla elektrik üretimine uygun sahalara kurulacak santraller sonucunda; 2010 yılında 500 MWe, 2020 yılında 1000 MWe jeotermal elektrik enerjisi üretimi hedeflenmiş olmasına rağmen uygulamalar bu hedeften çok uzaktır. Avrupa’nın en zengin jeotermal kaynaklara sahip ülkesi olmasına rağmen, Türkiye’de jeotermal enerjinin elektrik üretiminde kullanımı çok düşüktür. Ülkemizde mevcut kullanım ile jeotermal enerji potansiyelinin ancak % 3’üne yakın bir kısmı değerlendirilebilmektedir. Önümüzdeki yıllarda ise jeotermal enerji potansiyelinin gerektiği gibi kullanılması planlanmaktadır. Günümüz teknolojisiyle kuyu sıcaklığı 80°C’nin üzerindeki alanlarda bile elektrik üretimi mümkün olmakla birlikte, sıcaklığın düşmesi ile ekonomikliği sınırlanmaktadır [21-23].

Tablo 3.4. Türkiye’de elektrik üretimine uygun jeotermal sahalar [2,25].

| <b>Jeotermal Saha</b>     | <b>Rezervuar Sıcaklığı (°C)</b> |
|---------------------------|---------------------------------|
| Denizli-Kızıldere         | 242                             |
| Aydın-Germencik           | 232                             |
| Manisa-Salihli-Göbekli    | 182                             |
| Çanakkale-Tuzla           | 174                             |
| Aydın-Salavatlı           | 171                             |
| Kütahya-Simav             | 162                             |
| İzmir-Seferihisar         | 153                             |
| Manisa-Salihli-Caferbeyli | 150                             |
| Aydın-Yılmazköy           | 142                             |
| İzmir-Balçova             | 136                             |
| İzmir-Dikili              | 130                             |

Ülkemizde toplam 1000 dolayında sıcak su ile mineralli su kaynağı vardır. Bugüne kadar bulunan jeotermal alanların % 95’i ısı uygulamalara uygun sıcaklıkta olup, 30°C’nin üzerindeki toplam 170 jeotermal saha Türkiye sathına dağılmış olmakla birlikte, çoğu Batı, Kuzey-Batı ve Orta Anadolu’da toplanmıştır. Ülkemizde az sayıda da olsa yüksek entalpili jeotermal sahalarda keşfedilmiştir. Balneolojik amaçlı kullanımlar için sıcaklık alt sınırı 20°C olarak kabul edilmekte olup 600 kaynak grubuyla Türkiye, Avrupa’da jeotermal enerji potansiyeli bakımından ilk sırada yer almaktadır [21,22]. Şekil 3.5’te Türkiye’de ve Dünya’da jeotermal uygulamaların mukayesesi görülmektedir.



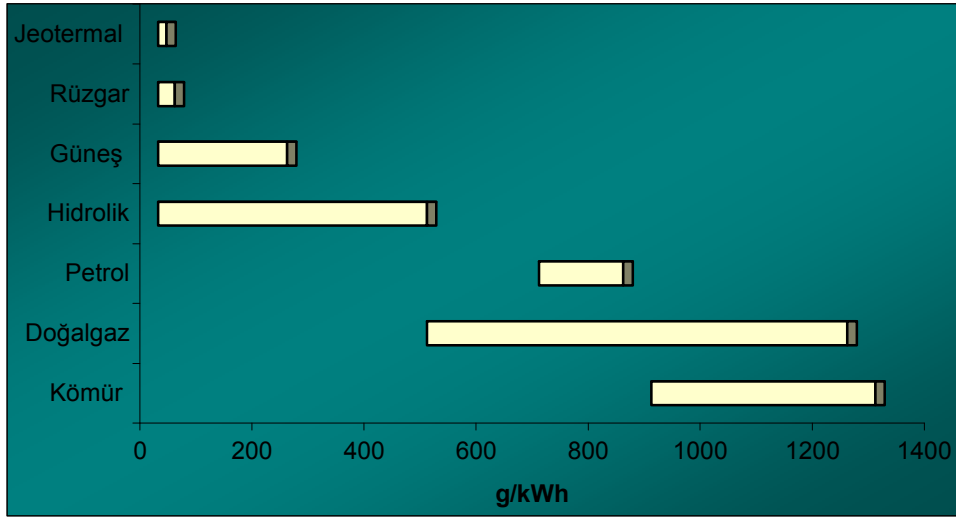
Şekil 3.5. Jeotermal enerjinin Dünya ve Türkiye’de değerlendirilmesi ve karşılaştırılması [19].

### 3.4. Jeotermal Enerjinin Çevresel Etkileri

Fosil kökenli yakıtların yanması sonucu oluşan ve atmosfere bırakılan kükürtoksit, azotoksit, karbonmonoksit, karbondioksit ve partikül maddeler önemli hava kirleticileridir. Bu kirleticilerden karbondioksit emisyonu atmosferde birikerek sera etki yaratmaktadır. Bu etki ile oluşan sera gazları dünyaya ulaşan kısa dalga boylu ışınları geçirmekte, yeryüzünden yayılan uzun dalga boylu ışınları ise geçirmemektedir. Bunun sonucu olarak yeryüzünün aşırı ısınmasına yani küresel ısınmaya yol açmaktadır.

Jeotermal enerji, fosil yakıtların tüketimi ile ilgili olarak ortaya çıkan sera etkisi ve asit yağmuru gazlarının atımından doğan insan sağlığı ve çevre sorunlarının önlenmesi bakımından büyük önem taşımaktadır.

Şekil 3.6’daki ABD Enerji Bakanlığı’nın verilerine göre, sera etkisi yaratan karbondioksit emisyonunun jeotermal enerjide sifıra yakın olduğu, diğer fosil ve alternatif enerji kaynaklarında ise çok daha fazla olduğu açıkça görülmektedir. Örneğin; bu değer kömürde 900-1300 g/kWh, doğal gazda 500-1250 g/kWh, güneş enerjisinde 20-250 g/kWh, rüzgar enerjisinde 20-50 g/kWh seviyesindeyken jeotermal enerjide 20-35 g/kWh’dir [26].



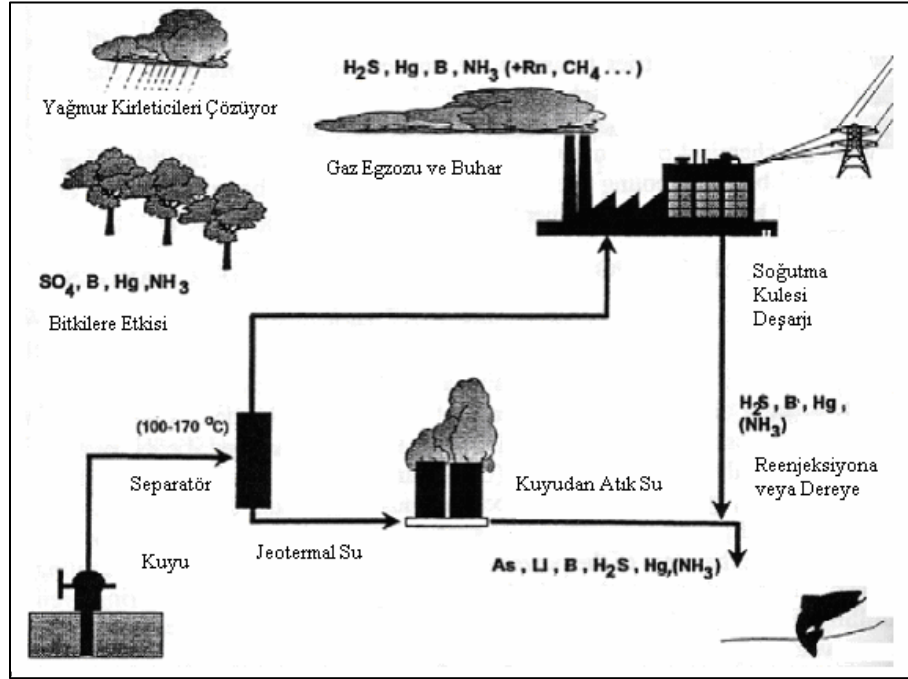
Şekil 3.6. Üretilen kWh başına sera gazı emisyon aralıkları [26].

Asit yağmurlarının oluşumuna sebep olduğu düşünülen  $H_2S$  yine fosil yakıtlı santrallerdeki salınımına nazaran oldukça düşüktür. Jeotermal santrallerde fosil yakıtlı santrallerin tersine  $NO_x$  salınımı yoktur. Bitki örtüsüne zarar veren B, Hg ve  $NH_3$  gibi bileşenler yağmurlar ile atmosferden temizlenirler. Jeotermal enerji kullanımında, yer çökmeleri ve gürültü gibi problemlerin olasılığında mevcuttur. Gürültü şiddetinin 120 dB'den sonra rahatsızlık verdiği düşünülürse, jeotermalin işletim esnasında 90-122 dB aralığında değişen ve susturucu kullanımıyla 75-90 dB seviyelerine düşen jeotermal kullanımı kaynaklı gürültü, insana rahatsızlık vermemektedir [25,27].

Jeotermal akışkanların önemli çevresel etkilerinden biri de hava ve nehir-göl yataklarında kirliliğe neden olmasıdır. Jeotermal akışkanlar, kimyasal içeriği olan akışkanlar olup içerikleri rezervuar kayaçlarına bağlı olarak bölgeden bölgeye farklılık gösterir. Jeotermal akışkanlar;  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $NH_3$ ,  $CH_4$ ,  $N_2$ ,  $H_2$  gibi yoğunlaşmayan gazlar ve Hg, B ve Rn gibi elementler içerirler.

İnsanlar tarafından üretilen veya başka bir forma dönüştürülen enerjinin çevresel etkilerinin olması kaçınılmazdır. Dolayısıyla elektrik üretimi veya diğer nedenlerle kullanılan derin jeotermal suların da çevreye geniş bir oranda etkisi vardır. Bu etkiler, yüzeyde oluşan çökmelerden (tasman) jeotermal akışkanın oluşturduğu doğal güzelliklerdeki (Pamukkale travertenleri vb.) tahribatlara kadar değişebilmektedir. Bunların yanında jeotermal sıvının içerdiği bor, civa, arsenik, kurşun, amonyak, antimuan, lityum, karbondioksit, hidrojen sülfür ve

tuz çevreyi olumsuz şekilde kirletmektedir. Şekil 3.7’de jeotermal santralden hava, su ve toprağa bırakılan kirletici maddeler gösterilmiştir [28].



Şekil 3.7. Jeotermal akışkanın içerdiği kimyasal kirleticiler [28].

Tablo 3.5’te güç santrallerinin çevresel etkilerinin karşılaştırılması verilmiştir. Bu tablodan da görüldüğü üzere, jeotermal enerji kaynaklarının diğer güç kaynaklarıyla karşılaştırılması neticesinde çevresel olarak çok temiz bir enerji kaynağı olduğu anlaşılmaktadır.

Tablo 3.5. Güç santrallerinin karşılaştırılması [25].

| Santral Tipi | Hava kirliliği | İklimsel Etki | Doğal Görünüme Etkisi | Dışa Bağımlılık | Kaynakların Sürekliliği | Kaynakların Tükenebilirliği | Teknolojik Risk |
|--------------|----------------|---------------|-----------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------|
| Nükleer      | x              | x             | x                     | x               | x                       | x                           | x               |
| Petrol       | x              | x             | x                     | x               | x                       | x                           | o               |
| Kömür        | x              | x             | x                     | o               | x                       | x                           | o               |
| Doğalgaz     | x              | x             | x                     | x               | x                       | x                           | o               |
| Hidrolik     | o              | x             | x                     | o               | x                       | o                           | o               |
| Rüzgar       | o              | o             | x                     | o               | o                       | o                           | o               |
| Güneş        | o              | o             | x                     | o               | o                       | o                           | o               |
| Jeotermal*   | o              | o             | x                     | o               | x                       | o                           | o               |

\*Re-enjeksiyon yapılması durumunda; x: var, o: yok.

Tablo 3.5'teki bilgileri bir ortak paydada toplarsak, genel olarak; jeotermal enerji, fosil kaynaklı yakıtların tüketiminde ve bunların kullanımından doğan sera etkisi ve asit yağmurları gibi çevre sorunlarının önlenmesi açısından büyük önem taşımaktadır. Bu durum öncelikle, jeotermal enerjinin çevre yönünden diğer enerji türlerine kıyasla sahip olduğu doğal üstünlüklerden kaynaklanmaktadır. Öte yandan, jeotermal enerjinin kullanımıyla ilgili olarak oluşabilecek çevre sorunlarının çözümü konusunda son zamanlarda önemli gelişmeler sağlamıştır. Bu durum, jeotermal enerjinin çevre açısından önemini daha da arttırmıştır [28].

## 4. JEOTERMAL ENERJİ İLE ELEKTRİK ÜRETİMİ

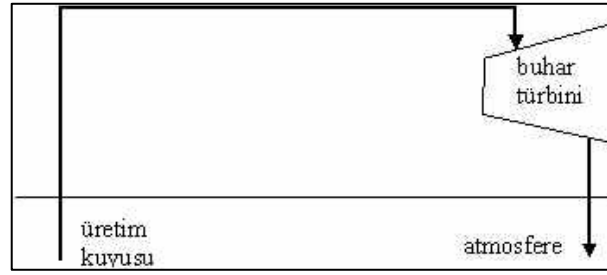
### 4.1. Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretmek Amacıyla Kullanılan Güç Çevrimleri

Jeotermal kaynaklar çok farklı termodinamik, kimyasal, çevresel ve fiziksel özelliklere sahiptir. Bu nedenle optimal kullanımın sağlanabileceği bir model hazırlanırken, tek tip bir çevrimin kullanılması mümkün değildir. Her kaynağın belirli özellikleri için en uygun güç çevrimi veya çevrim kombinasyonu belirlenmelidir. Literatürde, jeotermal enerjiden elektrik üretmeye yönelik çok sayıda çevrim önerilmiştir. Bu bölümde, önerilen çevrimlere ait kısa bilgilere yer verilerek, incelenen kaynak ve diğer kaynaklar için en uygun çevrimin belirlenmesine ışık tutulması hedeflenmiştir.

#### 4.1.1. Kuru – buhar çevrimleri

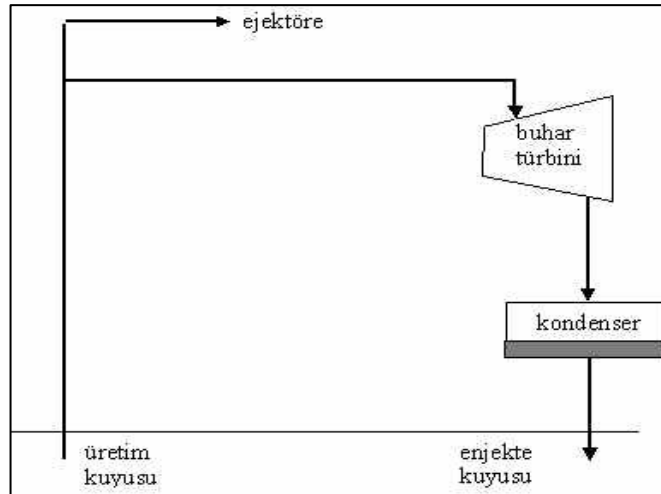
Tüm jeotermal santral türleri arasında en basit olanı kuru buhar santralleridir. Bu tür santraller temel olarak doymuş veya kızgın jeotermal buhar bulunan bölgelerde kullanılabilir. Dünyada doymuş veya kızgın jeotermal sıvı bulunan jeotermal alanlar oldukça sınırlıdır [18]. Jeotermal kaynaktan çıkan buhar, kuru buhar veya hafif kızgın buhar şartlarında ise doğrudan buhar türbini-jeneratör grubuna gönderilerek elektrik üretilebilir. Dünya’da bu özelliklere sahip kaynaklara örnek olarak, İtalya-Larderello’ da ki ve ABD-The Geysers’deki kaynaklar verilebilir [29].

En basit ve en ekonomik jeotermal çevrim kondensersiz kuru buhar çevrimidir. Bu çevrimde, jeotermal kuyudan çıkarılan buhar bir türbinden geçtikten sonra atmosfere atılır. Türbin çıkışı doğrudan atmosfere açık olduğundan buhar, türbini atmosfer basıncında terk eder. Bu çevrimin avantajı kondenser olmadığı için santralin yapım ve işletme masraflarının kondenserli santrallere göre daha az olmasıdır. Bu çevrimin istenmeyen bir sonucu ise jeotermal buharın doğrudan atmosfere atılmasının çevre kirliliğine yol açmasıdır [16]. Kondensersiz santrallerde üretilen güç, bulunulan yerin atmosferik şartlarından etkilenir. Örneğin yüksek rakımlı bölgelerde aynı buhar kalitesi için daha fazla güç üretilir. Buralarda atmosferik basınç düşük olduğundan, türbin çıkış basıncı da daha düşük olacaktır [22]. Şekil 4.1’de kondensersiz kuru buhar çevrim jeotermal elektrik santralinin basitleştirilmiş akış diyagramı görülmektedir.



Şekil 4.1. Kondensersiz kuru buhar çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması [16].

Kondenserli kuru buhar çevriminde, türbin çıkışında kondenser bulunur. Jeotermal buhar, türbinden geçtikten sonra bir kondensere girer. Kondenserde yoğuşturulan buhar, ideal olarak tekrar yeraltına enjekte edilir veya atık olarak bir ırmağa veya göle dökülür. Kondenser sayesinde türbin çıkışında atmosfer basıncının altında bir basınç yani vakum oluşturulur. Buhar, türbini daha düşük basınçta ve daha düşük sıcaklıkta dolayısıyla daha düşük bir entalpide terk eder. Böylece buharın ısıl enerjisinin daha büyük bir oranı güce çevrilmiş olur. Bu nedenle kondenserli kuru buhar çevrimleri kondensersiz olanlardan benzer şartlar altında daha çok elektrik üretirler [30]. Şekil 4.2’de kondenserli kuru buhar çevrim jeotermal elektrik santralinin basitleştirilmiş akış diyagramı görülmektedir.



Şekil 4.2. Kondenserli kuru buhar çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması [16].

Dünyada üretilen tüm jeotermal elektrik enerjisinin yaklaşık yarısı, altı adet buhar ağırlıklı sahadan üretilmektedir. Bu sahalara; Larderello (İtalya), Mt. Amiata (İtalya), The Geysers (ABD), Matsukawa (Japonya), Karnojang (Endonezya) ve Darajat (Endonezya)’dır. Bu tip sahalardan elde edilen buharın entalpisi genellikle 2800 kJ/kg (670 kcal/kg)



civarındadır[31]. Ancak yeryüzünde bu şekilde doğrudan buhar üretebilen kaynak sayısı çok değildir. Üretilen akışkanın durumu bakımından, mevcut jeotermal kaynakların yaklaşık % 10'u buhar ağırlıklı kaynak, % 60'ı su ağırlıklı kaynak ve % 30'u da sıcak su kaynağıdır.

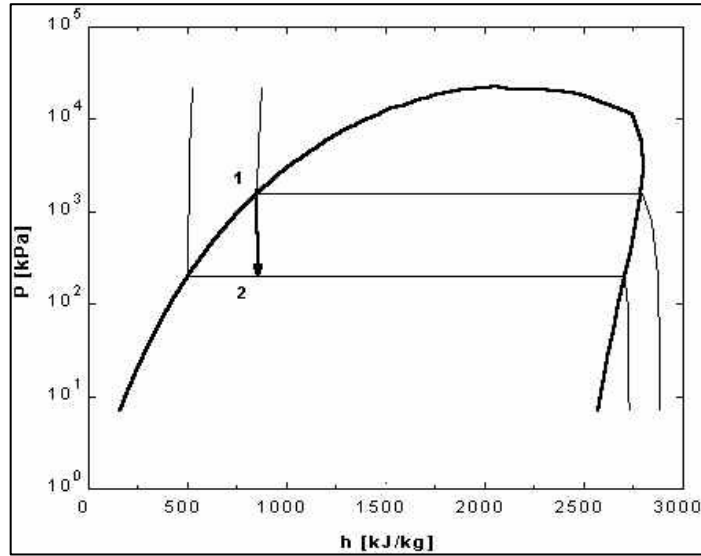
Kondensersiz doğrudan buhar çevrimli santralde 1 kWh elektrik enerjisi üretmek için gereken buhar 15-25 kg civarındadır. Bu teknolojiye sahip türbinin güç kapasitesi, 20 MWe ile 120 MWe arasındadır. Şu anda İtalya'da 20 MWe kapasiteli standart modüler üniteler de kullanılmaya başlanmıştır. Buhar içerisindeki yoğuşmayan gaz içeriği oldukça yüksek ise (%50'den fazla) kondensersiz sistem kullanılmalıdır. Çünkü kondenserde yoğuşmayan bu gazların sistemden uzaklaştırılması için büyük güçlere ihtiyaç duyulur. Eğer buhardaki yoğuşmayan gaz içeriği %15'den daha düşük ise, kondenserli santrallerde 1 kWh elektrik enerjisi üretmek için gereken buhar miktarı 6-10 kg arasındadır. Bu ünitelerin özgül buhar tüketimi türbin giriş basıncından oldukça etkilenir. Giriş basıncı azaldıkça buhar tüketimi artar. 15 bar ile 20 bar (1,5-2,0 MPa) arasındaki basınçlardaki özgül buhar tüketimi 6 kg/kWh'a yakın olur. 5 bar ile 15 bar arasında ise 7-9 kg/kWh buhar tüketilir. Daha düşük basınçlarda ise özgül buhar tüketimi daha da artar [31].

Doğrudan buhar santrallerinin sermaye maliyeti yaklaşık 2200 \$/kW'dır (saha geliştirme çalışmaları ve ekipmanlar dahildir). İtalya-Larderello'da bulunan Valle Secolo jeotermal güç santrali bir doğrudan buhar santralidir. Burada, 204°C sıcaklığındaki ve 111,1 kg/s debideki buhar kullanılarak 52,2 MWe güç üretilmektedir [22].

#### 4.1.2. Tek ve çift püskürtmeli çevrimler

Yer altından çıkarılan jeotermal akışkanın tamamen buhar fazında olması yaygın değildir. Çıkarılan jeotermal akışkan genellikle doymuş sıvı–buhar karışımıdır. Bu durumlarda buhar yüzdesi yeterince yüksekse buhar sıvıdan ayrıştırılır ve buhar türbine gönderilirken sıvı yer altına enjekte edilir. Buhar yüzdesinin düşük olduğu veya jeotermal akışkanın tamamen sıvı fazında olduğu durumlarda püskürtmeli buhar çevrimleri kullanılmaktadır. Püskürtme işlemi kısımla vanalarının çalışma prensibine göre püskürtme havuzu adı verilen bir yerde gerçekleştirilir. Jeotermal akışkanın püskürtme odasının çıkışında basıncın daha düşük fakat entalpinin girişteki akışkanla aynı olması dolayısıyla sıvının belli bir yüzdesi buharlaşır. Püskürtme işleminden sonra jeotermal akışkanın sıcaklığı düşer. Yeni sıcaklık, yeni basınçtaki doyma sıcaklığıdır [31]. Püskürtme prosesi bir sabit entalpi prosesidir. Proses sonucunda

genellikle kuruluk derecesi 0,10-0,50 arasında buhar elde edilir. Buharın kuruluk derecesini etkileyen faktörler; rezervuardaki akışkanın termofiziksel şartları, kuyunun boyutları ve kuyu başı basıncıdır [22]. Püskürtme işlemi Şekil 4.3’de suyun basınç–entalpi diyagramında gösterilmiştir. Su, (1) halinde doymuş sıvı, (2) halinde ise doymuş sıvı-buhar karışımı (ıslak-buhar) halindedir.

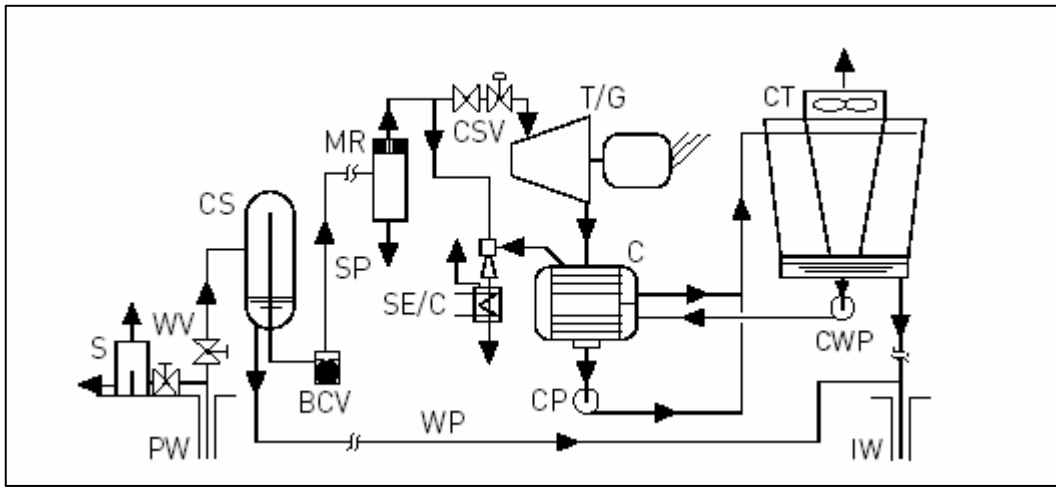


Şekil 4.3. Püskürtme işleminde suyun basınç–entalpi değişim diyagramı [31].

Bir kaynakta hangi tip püskürtmeli çevrimin kullanılacağını belirten parametreler; kaynak karakteristikleri, güç santralinin kapasitesi, termodinamik–ekonomik optimizasyon analizleri ve ekipman kullanılabilirliği verilebilir. Püskürtme çevrimi santrallerinin sermaye maliyetleri 1700–2100 \$/kW arasında değişir (saha geliştirme ve ekipmanlar dahil). Püskürtme çevrimli santraller genellikle yüksek basınçlı kaynaklar için uygun olmaktadır. Fakat son zamanlarda düşük basınçlı sahalarda da uygun olabilecek püskürtme tipi santraller üzerinde çalışılmaktadır [22].

Püskürtme işleminden sonra elde edilen çift fazlı akışkan bir ayırıştırıcıya (separator) gönderilir. Ayırıştırıcıda çeşitli yöntemler ile buhar ve sıvı birbirinden ayrılır. Siklon ayırıştırıcıları buhar ve sıvı arasındaki büyük yoğunluk farkını kullanarak, santrifüj hareketi sonucunda sıvı ile buharı ayırıştırır. Bu tip ayırıştırıcılar kuruluk derecesi % 99,9'a kadar olan buhar üretimini gerçekleştirebilmektedir. Ayırıştırıcıdan alınan buhar, bir buhar türbininden geçirilerek mekanik enerji elde edilir. Mekanik enerji, türbin shaftı vasıtasıyla bir jeneratörü döndürerek elektrik enerjisi üretilir [29]. Şekil 4.4’de görüldüğü gibi, buhar sıvıdan

ayrıştırıldıktan sonra türbine elektrik üretmek için gönderilirken kalan sıvı yer altına enjekte edilir. Türbinden çıkan ıslak buhar, bir soğutma kulesinde veya püskürtme havuzunda elde edilmiş soğutma suyu ile yoğuşturulur ve yer altına enjekte edilir. Jeotermal santralin bulunduğu yerde ırmak ve göl gibi bir soğuk su kaynağı varsa kondenserde bu su da kullanılabilir. Bütün kondenserli jeotermal buhar çevrimlerinde kondenserde vakum oluşturmak için buhar ejektörleri kullanılır.

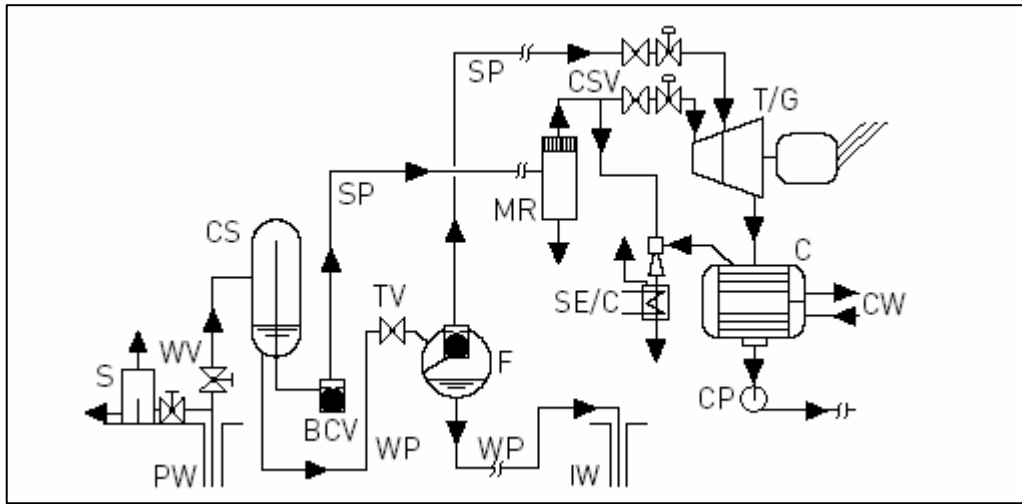


Şekil 4.4. Tek püskürtmeli çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması [32].

Bu tip santrallerde, doğrudan buhar santralleri ile kıyaslandığında temel farklılığın ürettikleri atık sıvı miktarında olduğu görülür. Örneğin 55 MWe'lik bir güç için, tek püskürtmeli bir santral 630 kg/s atık sıvı üretirken, doğrudan buhar santrali aynı miktar güç için 20 kg/s'lik atık üretir, yani oran 1/30 dolayındadır. Eğer tüm atık sıvının re-enjeksiyonu yapılırsa, tek püskürtmeli bir santralde üretilen kütlenin yaklaşık % 85'i kaynağa geri dönerken, direkt -buhar santrallerinde bu oran % 15'tir [29]. Bu veriler ışığında rezervuar korunması açısından tek püskürtmeli santral daha uygun olmaktadır.

Bu tür santrallere ülkemizde örnek olarak Kızıldere jeotermal santrali verilebilir. Bu sahada, 200°C sıcaklığındaki ve 264 kg/s debideki jeotermal akışkandan 8-12 MWe arasında net güç üretilmektedir. Yalnız bu santralde jeotermal sıvı rezervuara geri basılmamaktadır. Jeotermal sıvının rezervuara geri basılması jeotermal rezervuarın ömrünü uzatması bakımından önemlidir.

Yer altında çıkarılan jeotermal akışkanın sıcaklığının yüksek olduğu durumlarda püskürtme işlemi birden fazla tekrarlanabilir. İlk püskürtmeden sonra elde edilen buhar türbine gönderildikten sonra kalan sıvının basıncı veya sıcaklığı hala yüksek ise bu sıvı ikinci bir püskürtme havuzunda tekrar püskürtülür [31]. Şekil 4.5’de çift püskürtmeli çevrim jeotermal elektrik santralinin şeması gösterilmiştir.



Şekil 4.5. Çift püskürtmeli çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması [32].

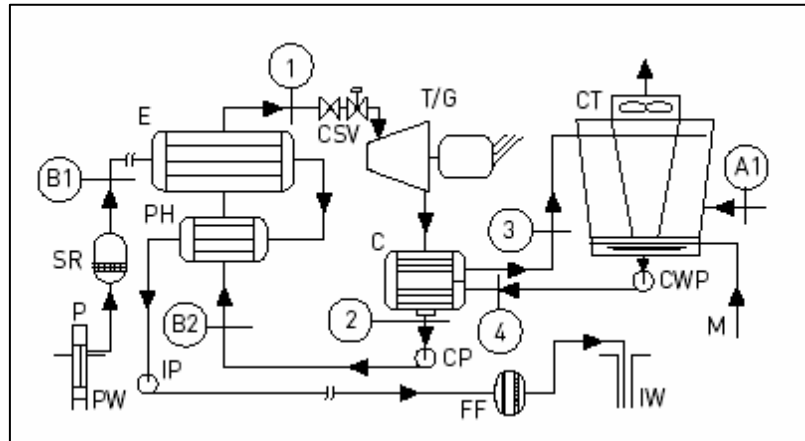
Sıvının belli bir yüzdesi buharlaşır ve bu buhar türbine gönderilir. İkinci püskürtmeden elde edilen buharın basıncı ilk püskürtmeden elde edilen buhar basıncından daha düşük olduğundan düşük basınçlı buharın, türbine daha düşük bir basınç kademesinde alınması sağlanır. Alternatif olarak santralde düşük basınçlı buhar için ikinci bir türbin kullanılabilir. Püskürtme sayısına göre jeotermal çevrim tek püskürtmeli ve çift püskürtmeli olarak adlandırılırlar [31]. Aynı jeotermal sıvı debisi için, güç çevriminden tek püskürtmeli çevrime göre % 20-25 oranında daha fazla güç üretilebilir [29].

Püskürtme ve kondensasyon basınçları, santral performansı ve ekonomisi üzerinde büyük etkilere sahiptir. Bu nedenle bu basınç değerlerinin ekonomik limitler ve santralin bulunduğu bölgenin çevresel şartlarının fonksiyonu olarak optimize edilmesi gereklidir [22]. İkinci püskürtme, çevrimden elde edilecek gücü arttırmakla birlikte beraberinde gelen ek yapım ve işletme masrafları dikkate alındığında ekonomik olmayabilir. Pratikte çift püskürtmeli jeotermal santrallere rastlanmakla beraber ikiden fazla püskürtme ekonomik olmadığı için uygulanmamaktadır [32].

Püskürtme teknolojisinde ticari türbin-jeneratör ünitelerinin kapasitesi 10-55 MWe arasındadır. 20 MWe'lik standart kapasitelerdeki üniteler de bulunmaktadır. ABD-Nevada'da bulunan Beowawe jeotermal güç santrali çift püskürtmeli bir santraldir ve 1985 yılında işletmeye alınmıştır. Santralde 16 MWe güç üretilmektedir. Jeotermal akışkanın kaynak sıcaklığı 215°C ve debisi ise 157,5 kg/s'dir [29]. ABD'deki uygulamalara bakıldığında, jeotermal akışkan sıcaklığı 260°C'den fazla ise tek püskürtmeli santral, sıcaklık 175-260°C arasında ise çift püskürtmeli santral uygulamaları yapılmaktadır [32].

#### 4.1.3. Binary (ikincil) çevrim

Düşük sıcaklıkta (genellikle 170°C'nin altı) ve sıvı ağırlıklı jeotermal kaynaklardan elektrik üretiminde ikincil çevrim diye adlandırılan bir çevrim kullanılır. Bu çevrimde türbinden geçen aracı akışkan jeotermal buhar değil, ikincil akışkan adı verilen ve kaynama sıcaklığı suyun kaynama sıcaklığından çok daha düşük olan bir akışkandır. Bu çevrimde jeotermal akışkan çevrimin ısı kaynağını oluşturur. İzobütan, izopentan, pentan ve R-114 jeotermal ikincil çevrim santrallerinde yaygın olarak kullanılan ikincil akışkanlardır. Şekil 4.6'da binary (ikincil) çevrim elektrik santralinin basitleştirilmiş akış diyagramı görülmektedir.



Şekil 4.6. Binary ( ikincil ) çevrim elektrik santralini akış şeması [32].

Jeotermal akışkan kuyu başındaki basıncın yeterince yüksek tutulmasıyla tercihen % 100 sıvı olarak yer altından çıkarılır. Bunun nedeni akışkan akışı için gerekli olan pompa gücünün sıvı fazında daha düşük olması ve pompaların genelde sadece sıvı fazı için tasarlanmış olmasıdır. Jeotermal akışkan bir ısı değiştiricisinden geçirilir ve jeotermal akışkanın ısıl enerjisi ısı değiştiricisine diğer uçtan giren ikincil akışkana transfer edilir. Jeotermal akışkan ısı

değiştiricisini düşük sıcaklıkta terk ederek yer altına enjekte edilir. İkincil akışkan ısı değiştiricisinde aldığı ısı ile tamamen buharlaşır ve ısı değiştiricisini doymuş buhar veya kızdırılmış buhar olarak terk eder. İkincil akışkan türbinden geçirilerek ısı enerjisi dönen mil vasıtasıyla mekanik enerjiye çevrilir. Türbinin mili jeneratörün milini çevirerek mekanik gücün elektriğe dönüşmesini sağlar. Türbini düşük sıcaklıkta ve basınçta terk eden ikincil akışkan kondenserde yoğuşturulur. Daha sonra bir pompa yardımıyla basıncı tekrar ısı değiştiricisi basıncına yükseltilerek ısı değiştiricisine yönlendirilir. Böylece ikincil akışkan termodinamik anlamıyla bir çevrimi tamamlamış olur. İkincil akışkanın tamamladığı bu çevrim aslında Rankine çevrimidir. Jeotermal akışkanın bu santraldeki fonksiyonu sadece Rankine çevrimine ısı kaynak oluşturmaktır. İkincil akışkanın termofiziksel ve kritik özellikleri ikincil jeotermal çevrimlerin performanslarını etkiler. Bu yüzden, belli bir jeotermal kaynaktan en fazla gücün üretilmesi için en uygun ikincil akışkanın seçilmesi gerekir. Kondenserde soğutucu ortam olarak genellikle hava kullanılır. Jeotermal santralin yer seçimi jeotermal kaynağın yeriyle sınırlandırıldığından bir ırmak veya göl suyu ile soğutma genelde mümkün olmaz. Havanın soğutucu akışkan olarak kullanılması çevrenin temiz tutulmasına katkı sağlar fakat çevrimin verimini özellikle yaz günlerinde olumsuz olarak etkiler [30].

Binary santrallerin güç kapasiteleri genellikle, 100-200 kWe'den 3 MWe'ye kadardır. 10-50 MWe'lik daha büyük sistemler için genellikle birkaç küçük modüler ünitenin bir araya getirilmesiyle sağlanabilir. Akışkan sıcaklıkları düşük olduğu için binary güç çevriminin termal verimleri % 10 ile % 17 arasındadır. Fakat yine de dünyanın hemen hemen her yerinde bulunan düşük sıcaklıklı jeotermal kaynaklardan, güvenilir ve uygun maliyetlerle elektrik üretmek için bu sistemi kullanmak oldukça avantajlıdır [34].

Binary santrallerin kuruluş maliyetleri daha pahalıdır. Yaklaşık olarak 2400 \$/kW'dır (saha geliştirme ve ekipmanlar dahil). Fakat işletme ve bakım masrafları daha düşüktür [30]. Binary sistemler, çevresel açıdan daha temiz enerji dönüşümü sistemleridir. Jeotermal akışkanın korozif etkilerinden ve kabuk oluşturma sorunlarından kurtulmak için binary sistemler tercih edilir. Bu sistemde jeotermal akışkan, santralin hareketli elemanlarıyla temas etmediğinden, özellikle türbin gibi elemanlar jeotermal akışkanın zararlı etkilerinden korunmuş olur [29].

Binary santrallerinde türbinden çıkan çürük buharı yoğuşturmak amacıyla gerekli olan kondensasyon, hem hava hem de su kullanılarak yapılabilir. Kondanserde su kullanılacaksa bağımsız bir kaynağın örneğin deniz, göl, ırmak gibi bulunması gerekir. Eğer dış soğutma suyu

bulunamaz ise çevresel hava da soğutmada kullanılabilir. Binary santraller, püskürtme çevrimli santrallere göre kuru tip soğutmaya daha uygundur. Çünkü hidrokarbonların buhar yoğunluğunun yüksek olması kuru tip soğutmayı kolaylaştırmaktadır. Ayrıca hidrokarbonlar donmadıklarından dolayı düşük kış sıcaklığına sahip bölgelerde daha iyi termodinamik performans gösterirler [34].

İkincil akışkan olarak bir karışım kullanılacaksa (örneğin izobütan–izopentan ile su - amonyak karışımları gibi) her bir akışkanın buharlaşma ve yoğuşma noktaları farklı sıcaklıklarda olacaktır. Bu durum, buharlaşma sırasında ikincil akışkan ile jeotermal akışkan arasında yoğuşma sırasında ise ikincil akışkan ile soğutma suyu arasında daha iyi bir uyuma sebep olur. Böylece daha yüksek bir ısı değiştiricisi verimi ve daha iyi bir santral genel verimi elde edilir. Türbinden çıkan akışkan hala yüksek enerji taşıyorsa ikincil akışkanın ön ısıtılmasında (reküperatör) kullanılabilir [29]. Bu özellikler ise Kalina çevriminin temellerini oluşturur.

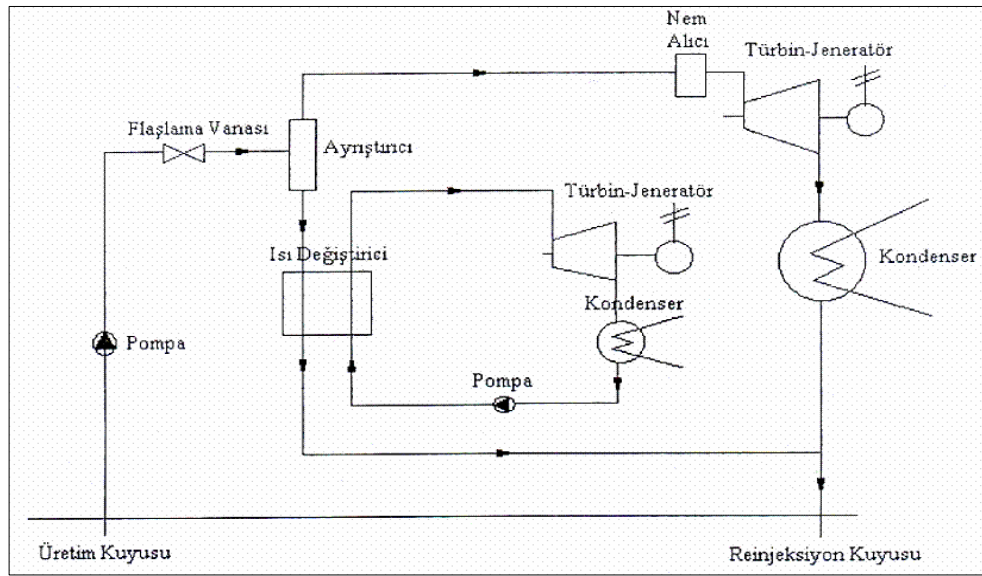
İzopentan ve izobütan ikincil akışkan olarak iyi bir seçim olabilir. Bu akışkanların doymuş buhar eğrileri pozitif eğime sahip olduğundan türbin çıkış şartlarında, buhar hala kızgın buhar olmaktadır. Bu nedenle türbin prosesi sırasında nem ile karşılaşmadığından dolayı türbin aşınmaları mümkün olduğunca önlenmiş olur. Bilindiği gibi türbinlerde sık sık karşılaşılan problemlerden biri de, türbinin son basamaklarında oluşan ıslak buhardaki sıvı parçacıkların, santrifüj kuvvetler etkisiyle özellikle türbin kanatlarında deformasyona sebep olmasıdır. İkincil akışkan olarak izopentan ve izobütanın seçilmesinin diğer önemli avantajları aşağıda verilmektedir [34];

- Nispeten düşük kaynama noktasına sahiptirler,
- Nispeten yüksek ısı kapasiteye sahiptirler,
- Güvenli akışkanlardır,
- Korozif ve zehirli değildirler.

ABD-Kaliforniya’da bulunan Amedee jeotermal güç santrali bir binary tipi jeotermal enerji santralidir. Burada, 103°C sıcaklığındaki ve 205 kg/s debideki jeotermal akışkan ile 1,6MWe güç üretilmektedir [29].

#### 4.1.4. Kombine tek püskürtmeli – binary (ikincil) çevrimi

Kombine tek püskürtmeli-binary çevriminde ayrıştırıcıdan çıkan jeotermal akışkan bir ısı değiştiricisinden geçirilerek aynen binary çevriminde olduğu gibi uygun bir çevrim akışkanını buharlaştırmak için kullanılır. Böylece jeotermal akışkanın enerjisinden daha çok yararlanılması söz konusudur. Bu çevrim, çift püskürtmeli çevrimin bir alternatifi olarak ortaya atılmıştır. Şekil 4.7’de kombine tek püskürtmeli-binary çevrimi için basitleştirilmiş akış diyagramı verilmiştir.



Şekil 4.7. Kombine tek püskürtmeli-binary çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması [22].

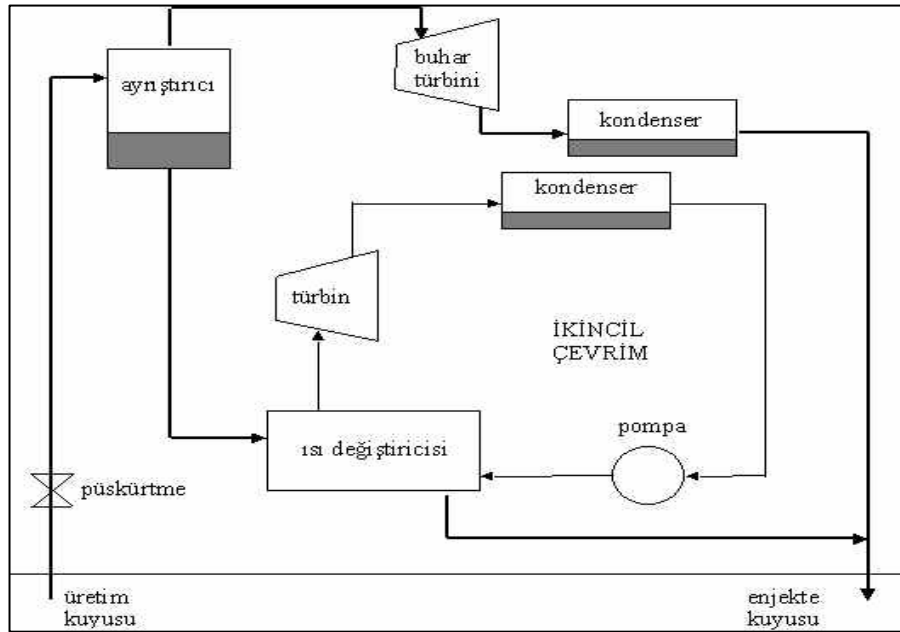
Ayrıştırıcıdan ayrılan jeotermal sıvının çözünmüş madde içeriği çok fazla ise, bu tip akışkanların daha düşük basınçlarda püskürtülmesi, beraberinde kabuklaşma problemini getireceğinden dolayı uygun olamamaktadır. Bu durumda tek püskürtmeli sisteme, ikinci püskürtme yerine binary sisteminin ilave edilmesi daha uygun olmaktadır. Ayrıca çift püskürtmeli sisteme göre, kombine sistemin yapım ve işletim masrafları daha düşüktür.

Literatürde, kombine tek püskürtmeli–binary jeotermal güç santrali olarak verilebilecek bir örneğe rastlanamamıştır [22].



#### 4.1.5. Bileşik püskürtmeli binary (ikincil) çevrim

Jeotermal elektrik üretiminde özellikle son 10 yılda popüler olmaya başlayan yeni bir çevrim birleşik püskürtmeli-ikincil çevrimdir. Bu çevrim hem püskürtmeli hem ikincil çevrimlerin avantajlarından aynı anda yararlanmayı amaçlar. Bu çevrim yüksek sıcaklıktaki jeotermal kaynaklar için uygundur ve bu özelliğiyle çift püskürtmeli çevrimlere bir alternatif oluşturur. Jeotermal akışkan püskürtme havuzunda püskürtüldükten sonra elde edilen buhar bir buhar türbininden geçer ve elektrik elde edilir. Kondenserde yoğunlaştırılan jeotermal akışkan tekrar yer altına enjekte edilir. Püskürtme havuzundan çıkan jeotermal sıvı ikincil çevrimin ısı değiştiricisinden geçerek ısıl enerjisini ikincil akışkana transfer eder ve yer altına enjekte edilir. İkincil akışkan ikincil çevrimin türbininden geçerek elektrik elde edilir ve ikincil çevrim tamamlanır.



Şekil 4.8. Bileşik püskürtmeli–binary çevrim jeotermal elektrik santrali akış şeması [32].

Şekil 4.8’de bileşik püskürtmeli–binary çevrim jeotermal elektrik santralinin akış şeması gösterilmektedir. Birleşik çevrimde jeotermal buharın ve ikincil akışkanın geçtiği iki ayrı türbin vardır. Benzer jeotermal kaynakları kullanan çift püskürtmeli ve birleşik püskürtmeli/ikincil çevrimler karşılaştırıldığında birleşik çevrimden daha fazla elektrik üretilebildiği; çift püskürtmeli çevrimin ise yapım ve işletme masraflarının daha düşük olduğu görülür. Ayrıca sistemde jeotermal akışkan proses boyunca sıvı fazda kalmakta ve böylece kabuklaşma

sorunları ortadan kalkmaktadır. Benzer bir karşılaştırma tek püskürtmeli ve ikincil çevrim için de geçerlidir. Belli bir jeotermal kaynaktan elektrik üretilmesi planlanıyorsa, en uygun çevrimin seçimi detaylı bir termodinamik ve ekonomik analiz sonucunda yapılabilir.

Stillwater-Kuzey Nevada (ABD)'da bu prosese göre çalışan bir çift kademeli binary jeotermal güç santrali bulunmaktadır. Bu santralde Şekil 4.8'de görülen ünitelerden 7 tane özdeş ünite vardır. Santral 12,4 MWe'lik net güç üretim kapasitesine sahiptir. Binary çevriminde jeotermal akışkan olarak izopentan kullanılmaktadır. Santralin kondenseri hava soğutmalı bir kondenserdir [30,35].

#### 4.1.6. Kalina çevrimi

Kalina çevrimi Dr. Alexander Kalina tarafından tasarlanmış bir çeşit binary çevrimdir. Bu çevrimin diğer binary çevrimlerinden farkı, jeotermal akışkan olarak amonyak-su karışımı kullanılmasıdır. Çevrimin amacı düşük ve orta entalpili jeotermal kaynaklardan daha verimli elektrik üretmektir. Çevrimin temel elemanları; buhar türbini, jeneratör, buharlaştırıcı, ayırıştırıcı, yoğuşturucu, reküperatör ve pompadır. Jeotermal akışkan olarak amonyak-su karışımı kullanılmaktadır. Çevrimin kazançları, buharlaştırıcıdaki ısı değişimi prosesinden ve yoğuşturucudaki ısı deşarjı prosesinden gelmektedir. Ayrıca reküperatörler sebebiyle ilave ısı kazancı da sağlanır. Bu avantajların hepsi, jeotermal akışkan olarak kullanılan amonyak-su karışımının değişken buharlaşma ve yoğuşma sıcaklığına sahip olmasından dolayı meydana gelmektedir [36,37].

Kalina çevriminde üretilen güç miktarları diğer güç çevrimlerindeki güç miktarlarından biraz fazladır. Bu verim artışının sebepleri Kalina çevrimindeki buharlaşma, yoğuşma ve reküperasyon prosesleri sebebiyledir.

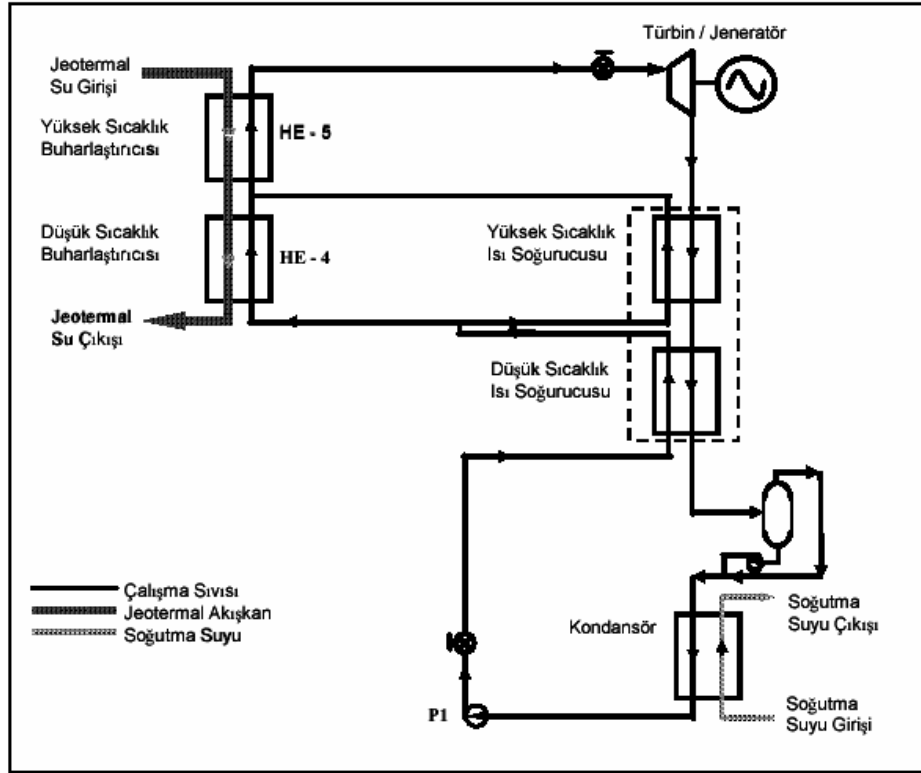
Jeotermal akışkanın enerjisi bir termik makinede doğrudan faydalı enerjiye dönüşemiyorsa yapılacak en uygun şey, jeotermal akışkanın ısı değişim eğrisine en çok uyan bir iş akışkanı seçmektir. Bu özelliğe uyan en iyi akışkan amonyak-su karışımıdır. Jeotermal akışkandan enerji alındığında, jeotermal akışkanın sıcaklığı lineer olarak azalır. Diğer bir ifade ile sıcaklık belirli bir aralıkta değişkendir. Bilindiği gibi saf su diğer tüm akışkanlar gibi sabit bir sıcaklıkta buharlaşır. Oysa amonyak-su karışımı değişken sıcaklıklarda buharlaşmaktadır.

Kalina çevriminde ikinci akışkan olarak amonyak–su karışımının seçilmesinin sebeplerinden birisi, bu karışımın buharlaşma sırasındaki sıcaklık değişim eğrisi ile jeotermal akışkanın ısı verme sırasındaki sıcaklık azalma eğrisinin birbiriyle çok yakın aralıkta olmasıdır. Bu yakınlık enerji dönüşümündeki verimliliğin temel sebeplerinden birisidir.

Ayrıca buharlaştırıcıda amonyak–su karışımının sadece % 75'inin buharlaştığı görülmektedir. Bu kısmi buharlaşma, iki akışkan eğrisi arasındaki alanın azalmasına da yardım eder ve santral verimini artırır [22].

Bu çevrimde, amonyak–su karışımının yoğuşma prosesi değişken bir sıcaklıkta olurken, saf ORC akışkanının yoğuşma prosesi sabit sıcaklıkta olmaktadır. Amonyak–su karışımı yoğuşma prosesinin değişken sıcaklıkta olması sebebiyle, ters akışlı bir yoğuşturucuda, bu karışımın çıkış sıcaklığı, soğutucu akışkanın çıkış sıcaklığından daha düşük olabilir. Bu durum, daha düşük türbin çıkış basıncına (kondensasyon basıncı) izin verir. Oysa saf bir ORC akışkanı sabit sıcaklıkta yoğuştuğundan, akışkanın kondenserden çıkış sıcaklığı soğutma suyunun çıkış sıcaklığından daha büyük olmaktadır. Bu tip çalışmada, Kalina çevrimine kıyasla daha büyük türbin çıkış basıncı olmakta ve daha büyük soğutucu akışkan pompalama gücü gerekmektedir. Bunlarda verimi düşüren etkenlerdir.

Diğer kapalı buhar güç çevrimlerinde olduğu gibi, Kalina çevriminde de türbinden çıkan çürük buhar yoğuşturulmaktadır. Fakat amonyak–su karışımı değişken sıcaklık aralığında yoğuştuğundan türbin çıkışında bu akışkanda olan enerjinin bir kısmı buharlaştırıcıya girecek ana akışkana transfer edilebilir. Amonyak–su karışımının değişken yoğuşma sıcaklığı, bir reküperatördeki ısı transferi için gereken sıcaklık farkını sağlar. Reküperatördeki bu ön ısıtma, güç dönüşüm veriminin yüksek olmasını ve bölgesel ısıtma için kullanılacak atık jeotermal akışkan sıcaklığının daha yüksek olmasını mümkün kılar. Bu avantajların kazanılması, ORC güç santrallerinde kullanılan ve sabit sıcaklıkta yoğuşan bir akışkanla mümkün değildir.



Şekil 4.9. Kalina çevrimli jeotermal güç santralinin akış şeması [37].

Kalina çevrimli bir santralin akış şeması Şekil 4.9'da gösterilmiştir. Su soğutmalı yoğuşturucu çıkışındaki iş akışkanı, doymuş sıvı şartlarındaki amonyak-su karışımıdır. Akışkanın basıncı bir pompa ile artırılır. Basıncı artan akışkan, bir düşük sıcaklık reküperatörü ve bir yüksek sıcaklık reküperatörüne uğrayarak buharlaştırıcıya girmeden önce ön ısıtılır. Buharlaştırıcıda, jeotermal akışkandan elde edilen etkili bir ısı transferi ile iş akışkanının % 75'i buharlaşır (ağırlıkça % 75 buhar, % 25 sıvı). Bu çift fazlı akışkan, buhar ile sıvı kısımlarının ayrıştırıldığı yer olan ayrıştırıcıya gönderilir. Ayrıştırma sonucunda sıvı akışkan amonyakça zayıf, buhar ise amonyakça zengindir. Ayrıştırıcıdan çıkan amonyakça zengin yüksek basınçlı buhar, türbinde genişlererek düşük basınç ve sıcaklıkta türbinden çıkar [36].

Ayrıştırıcıdan çıkan düşük amonyak konsantrasyonlu sıvı akışkan, sahip olduğu ısı enerjisini yüksek sıcaklık reküperatöründe, buharlaştırıcıya girecek olan ana akışkana vererek ön ısıtmada kullanılır. Yüksek sıcaklık reküperatöründen çıkan sıvı akışkan, daha sonra düşük sıcaklık reküperatörüne gönderilerek burada türbinden çıkan amonyakça zengin çürük buhar ile karıştırılır. Karışmayı sağlamak için sıvı akışkan buhar üzerine gönderilir. Böylece başlangıçtaki amonyak-su karışımı tekrar elde edilir.

İki fazlı durumda olan iş akışkanı, sahip olduğu gizli ve duyulur ısının bir kısmını burada ana akışkana transfer ederek bir miktar daha soğur. Bu soğuma ile türbinden çıkan buharın bir kısmı daha yoğuşur. Düşük sıcaklık reküperatöründen çıkan sıvı akışkan bir drenaj tankına pompalanırken, kalan buhar ise doğrudan kondensere gönderilir. Bu noktada buhar amonyakça zengin, sıvı ise amonyakça zayıftır fakat her ikisinin sıcaklıkları ise aynı değerdedir. Drenaj tankından gelen sıvı akışkan yoğuşturucuda buhar üzerine gönderilir. Amonyakça zengin buhar üzerine gönderilen bu amonyakça zayıf sıvı, absorpsiyon prosesi ile buharın tamamen yoğuşmasını sağlar. Böylece doymuş sıvı şartlarındaki amonyak–su karışımı tekrar elde edilerek çevrim tamamlanmış olur [22].

#### 4.2. Çevrimlerin Verimi ve Geliştirilme Potansiyelleri

Üretilen net gücün kaynaktaki veya kuyu başındaki jeotermal akışkanın enerjisine oranı olarak tanımlanan buhar çevrimlerinin ısı verimleri % 10 ile % 17 arasında değişir. Bu yüzdelerin düşük olmasının nedeni jeotermal kaynakların düşük sıcaklıkta olmasıdır. Aynı şekilde tanımlanan ikincil santrallerin ısı verimleri % 2,8 ile % 5,5 arasında değişir [34,38]. Bu yüzdelerin daha da düşük olmalarının nedeni ikincil santrallerin daha düşük sıcaklıkta jeotermal kaynakları kullanmalarıdır. Ayrıca ikincil santrallerin çoğu için soğutma ortamı olarak sadece hava mevcuttur ve bu nedenle kondenser sıcaklığı özellikle yaz aylarında yüksektir. Bu durum ısı veriminin düşük olmasına neden olur. Alternatif olarak ikincil santraller için üretilen net gücün ikincil akışkana transfer edilen ısıya oranı olarak bir dönüşüm verimi tanımlanabilir. Aslında tanımlanan Rankine çevriminin ısı verimidir. Dönüşüm verimi % 6 ile % 12 arasında değişir. Yani bir ikincil santral kullanılan jeotermal enerjinin sadece % 6 ile % 12'sini elektriğe dönüştürürken geriye kalan % 88 ile % 94'ünü atmosfere atık ısı olarak atar.

Dünyada olan jeotermal elektrik santrallerinin çoğu 1970 ve 1980'lerde özellikle 1973 petrol krizinden sonra yapılmıştır. Bu tarihten sonra yaşanan petrol krizinin de etkisiyle alternatif enerji kaynaklarından olan jeotermal enerjiden elektrik üretimi yaygınlaşmaya başladı. Birleşik Püskürtmeli-ikincil çevrimler ancak son on yılda pratiğe sunulabilmiştir. Yeni jeotermal elektrik santrallerinin tasarımı yeni ve ileri teknolojiler kullanılarak yapılmaktadır. Bununla beraber, eskiden yapılmış jeotermal elektrik santrallerinde bugünkü teknolojilerin kullanılmasıyla yapılacak değişiklikler, bu santrallerin performanslarını % 50'ye varan oranlarda arttırabilir. Bu değişiklikler arasında santral için farklı bir çevrimin seçilmesi,

çevrimin çalışma şartlarının optimizasyonu, ikincil çevrimlerde ikincil akışkanın değiştirilmesi ve kojenerasyon (birleşik ısı-elektrik üretimi) uygulanması sayılabilir [29,31,39,40].

### 4.3. Jeotermal Enerji Uygulamalarının Ekonomik Verileri

Jeotermal uygulamalar ilk yatırım maliyetlerinin yüksekliği, işletim ve bakım masraflarının azlığı ile bilinirler. Elektrik üretimi için olan toplam masrafların yaklaşık %50'sini jeotermal akışkanın yer altından çıkarılması ve tekrar yer altına enjekte edilmesi, %40'ını elektrik santralının yapılması ve kalan % 10'unu ise diğer masraflar oluşturur. Üretim ve enjekte kuyularının delme ve geliştirme masrafları üretilecek her kW elektrik için 500 dolarla 4000 dolar arasında değişirken elektrik santralının yapım masrafları üretilecek her kW elektrik için 1500 dolarla 1700 dolar arasında değişir. Dolayısıyla toplam masraflar her kW için 2000 dolarla 6000 dolar arasında değişmektedir. İşletim ve bakım masrafları toplam elektrik üretimi masraflarının % 10'u ile % 20'si arasındadır. Elektrik üretim masrafları üretilen her kWh elektrik için 0,03 dolarla 0,12 dolar arasında değişir. Petrol ve kömür yakıtlı ve nükleer elektrik santrallerinde her kWh elektriğin masrafı yaklaşık 0,06 dolarken hidroelektrik santrallerinde bu masraf 0,03 dolarla 0,09 dolar arasındadır [41,42]. Jeotermal elektrik santralleri hidroelektrik santrallerinden daha ekonomik olarak ve daha küçük boyutlarda yapılabilirler. Kondensersiz bir jeotermal elektrik santralının yapım masrafı üretilecek her kW elektrik için 1050 dolarla 1250 dolar arasındayken kondenserli bir santralin masrafı 1500 dolarla 1700 dolar arasında değişir. İkincil bir santralin masrafı ise yaklaşık kW başına 1900 dolardır [43]. Jeotermal enerjinin bölge ısıtması ve soğutmasında kullanılmasıyla karşılaştırıldığında, jeotermal elektrik santrallerinin yapım masraflarının daha düşük olduğu ve geri ödeme süresinin daha kısa olduğu görülmüştür[31].

### 4.4. Dünya'da ve Türkiye'de Jeotermal Elektrik Santralleri

Jeotermal enerjiden elektrik üretimi kurulu güç ve santraller olarak dünyada her geçen gün artmaktadır. 1995 yılında kurulu güç olarak 6833 MWe kurulu güç mevcutken, bu değer 2000 yılında 7972 MWe' e ve 2005 yılı itibari ile 8933 MWe kurulu güç değerine ulaşmıştır. Tablo 4.1'de ise 1995 ile 2005 yılları arasındaki dünya jeotermal elektrik üretimi kapasiteleri gösterilmiştir.

Tablo 4.1. 1995-2005 yılları dünya jeotermal elektrik üretim kapasitesi [44].

| Ülke            | 1995<br>(MWe) | 2000<br>(MWe) | 2005<br>(MWe) | 2000-2005<br>Artış (MWe) | %<br>Artış |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|--------------------------|------------|
| Avustralya      | 0,2           | 0,2           | 0,2           | 0,0                      | -          |
| Avusturya       | 0,0           | 0,0           | 1,2           | 1,2                      | Yeni Tesis |
| Çin             | 29,0          | 29,0          | 28,0          | -1,0                     | -          |
| Kosta Rika      | 55,0          | 143,0         | 163,0         | 20,0                     | 14         |
| El Salvador     | 105,0         | 161,0         | 151,0         | -10,0                    | -6         |
| Etiyopya        | 0,0           | 7,3           | 7,3           | 0,0                      | -          |
| Fransa          | 4,2           | 4,2           | 15,0          | 10,8                     | 250        |
| Almanya         | 0,0           | 0,0           | 0,2           | 0,2                      | Yeni Tesis |
| Guatemala       | 0,0           | 33,0          | 33,0          | 0,0                      | -          |
| İzlanda         | 50,0          | 170,0         | 202,0         | 32,0                     | 19         |
| Endonezya       | 310,0         | 589,0         | 797,0         | 208,0                    | 35         |
| İtalya          | 632,0         | 785,0         | 791,0         | 6,0                      | 1          |
| Japonya         | 414,0         | 547,0         | 535,0         | -12,0                    | -2         |
| Kenya           | 45,0          | 45,0          | 129,0         | 84,0                     | 186        |
| Meksika         | 753,0         | 755,0         | 953,0         | 198,0                    | 26         |
| Yeni Zelanda    | 286,0         | 437,0         | 435,0         | -2,0                     | -          |
| Nikaragua       | 70,0          | 70,0          | 77,0          | 7,0                      | 11         |
| Papua Yeni Gine | 0,0           | 0,0           | 6,0           | 6,0                      | Yeni Tesis |
| Filipinler      | 1227,0        | 1909,0        | 1930,0        | 21,0                     | 1          |
| Portekiz        | 5,0           | 16,0          | 16,0          | 0,0                      | -          |
| Rusya           | 11,0          | 23,0          | 79,0          | 56,0                     | 243        |
| Tayland         | 0,3,0         | 0,3           | 0,3           | 0,0                      | -          |
| <b>Türkiye</b>  | <b>20,0</b>   | <b>20,0</b>   | <b>20,0</b>   | <b>0,0</b>               | <b>-</b>   |
| A.B.D.          | 2817,0        | 2228,0        | 2564,0        | 336,0                    | 15         |
| <b>Toplam</b>   | <b>6833,0</b> | <b>7972,0</b> | <b>8933,0</b> | <b>961,0</b>             | <b>13</b>  |

Dünyada jeotermal enerjiden elektrik üretimi için kullanılan termodinamik çevrimler ve yüzde oranları Tablo 4.2’de gösterilmiştir.

Tablo 4.2. Dünyadaki jeotermal güç santrallerinde kullanılan çevrim tipleri [44].

| Çevrim Türü                  | Kurulu Kapasite (MWe) | Kurulu Kapasite (%) | Kurulu Kapasite (Ünite Sayısı) | Kurulu Kapasite (%) |
|------------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|
| Kuru buhar                   | 2545                  | 28                  | 58                             | 12                  |
| Tek püskürtme                | 3294                  | 37                  | 128                            | 26                  |
| Çift püskürtme               | 2293                  | 26                  | 67                             | 14                  |
| Binary/kombine çevrim/hibrid | 682                   | 8                   | 208                            | 42                  |
| Basınç dönüşlü               | 119                   | 1                   | 29                             | 6                   |
| <b>Toplam</b>                | <b>8933</b>           | <b>100</b>          | <b>490</b>                     | <b>100</b>          |

Bu bilgilerin ışığında jeotermal enerjiden elektrik üretmek için binary çevrim kullanılan santraller ve bu santrallerden elde edilen termal verim değerleri Tablo 4.3’de gösterilmiştir.

Tablo 4.3. Binary güç çevrimi kullanılan santraller ve termal verimleri [45].

| Santral                | Bölge          | Jeotermal Akışkan Giriş Sıcaklığı (°C) | Termal Verim (%) |
|------------------------|----------------|--|------------------|
| Amedee                 | ABD-California | 103                                    | 5,8              |
| Wabuska                | ABD-Nevada     | 105                                    | 8,0              |
| Brady                  | ABD-Nevada     | 109                                    | 7,0              |
| Husavik                | İzlanda        | 122                                    | 10,6             |
| Otake                  | Japonya        | 130                                    | 12,9             |
| Nigorikawa             | Japonya        | 140                                    | 9,8              |
| Steam boat SB-2 & SB-3 | ABD-Nevada     | 152                                    | 8,2              |
| Ormesa II              | ABD-California | 157                                    | 13,5             |
| Heber SIGC             | ABD-California | 165                                    | 13,2             |
| Miravalles Unit 5      | Kosta Rika     | 166                                    | 13,8             |

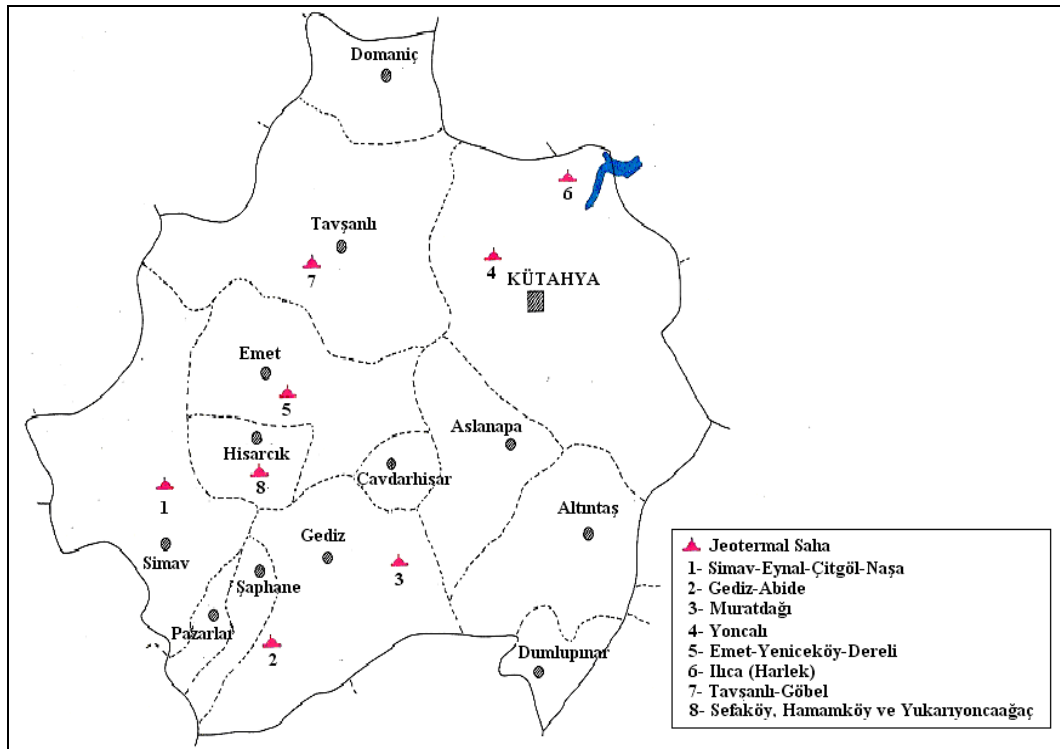


Ülkemizde jeotermal enerjiden elektrik üretimi için kullanılan jeotermal saha Kızıldere jeotermal sahasıdır. Bu sahada Denizli-Kızıldere jeotermal güç santrali mevcuttur. Denizli' nin 35 km batısında , Büyük Menderes nehrinin yanındadır. Denizli-Kızıldere jeotermal güç santrali tek flaşlı olup, kuyunun debisi 63 kg/s'dir ve buradan üretilen buhar 15,5 kg/s'dir. Bu güç santrali 1974 yılında 0,5 MWe güç ile test üretimine başlamış ve 1984 yılında kurulu kapasitesi 20,4 MWe' a çıkarılmış olup 12 MWe elektrik üretimi yapılmaktadır. Denizli-Kızıldere jeotermal güç santralinin yanı sıra Aydın-Salavatlı' da 7,9 MWe kurulu güçlü jeotermal elektrik üretim santrali kurulmuştur. Aydın-Salavatlı jeotermal güç santralinde Binary çevrimi kullanılmakta olup Mart 2006' da deneme üretimine başlamıştır [46-48].

## 5. KÜTAHYA İLİNDEKİ MEVCUT JEOTERMAL KAYNAKLARIN DURUMU

### 5.1. Genel Bilgiler

Kütahya, sahip olduğu 8 adet jeotermal saha ile Türkiye'nin en önemli bölgelerinden biridir. Şekil 5.1'de bu sahalar gösterilmektedir. Bu sahalardaki jeotermal akışkanların sıcaklıkları ve debileri sırasıyla, 32-162°C ve 0,1-80 kg/s arasında değişmekte olup, kaynaklar; hacim ısıtması, balneoloji, termal turizm amaçlı ve hatta elektrik üretiminde kullanım gibi pek çok alanda uygulanabilirliğe sahiptir.



Şekil 5.1. Kütahya ilindeki mevcut jeotermal kaynaklar [49].

Kütahya ili sahip olduğu termal kaynaklar ile ülke bazında tüm kaynakların % 3,6'sını oluşturmaktadır. Simav ilçesinde, debileri 0,25-80 kg/s ve sıcaklıkları 42-162°C arasında değişen jeotermal kaynaklar, konut ısıtması, seracılık ve termal turizm amaçlı kullanılmaktadır. Gediz ilçesinde, debileri 15-120 kg/s ve sıcaklıkları 7-97°C arasında değişen jeotermal kaynaklar, kaplıca ve seracılıkta kullanılmakta, konut ısıtmaya yönelik çalışmalar ise sürmektedir. Gediz-Muratdağı jeotermal alanı doğal güzellikleri nedeniyle önemli bir turizm potansiyeline sahiptir. Emet ilçesinde, debileri 2,5-17 kg/s ve sıcaklıkları 39-47°C arasında

değişen jeotermal kaynaklar kaplıca amaçlı kullanılmaktadır. Ilıca yöresinde mevcut olan jeotermal kaynak, kaplıca amaçlı kullanılmakta olup ulaşım kolaylığı ve doğal güzelliği nedeniyle önemli bir bölgesel turizm merkezi olabilir. Bölgedeki suyun sıcaklığı 41°C, debisi 46 kg/s'dir. Yoncalı yöresinde sıcak sular Çelik, Dübecik ve Yoncalı hamamları çevresinde yüzeylenir ve kaplıca amaçlı değerlendirilmektedir. Suların balneolojik özellikleri nedeniyle önem taşıyan bir alandır. Ancak bu bölgedeki çarpık konutlaşma, alt yapı ve tesis yetersizliği nedeniyle jeotermal kaynak yeterince değerlendirilememektedir.

Daha önce belirtildiği gibi; Simav, Gediz, Emet, Ilıca, Yoncalı ve Tavşanlı sahalarında, jeotermal kaynaklar genellikle balneolojik amaçlı uygulamalarda kullanılmaktadır. Bunlardan farklı olarak Simav ilçesinde jeotermal bölgesel ısıtma sistemi (SBIS) mevcuttur. 1991 yılının Ekim ayında işleme alınan SBIS, 2005 yılı sonu itibariyle 4000 konutun ve 200.000 m<sup>2</sup> seranın ısıtılmasında kullanılmaktadır. Simav sahasında 6500 konutun ısıtılması ve elektrik üretim amaçlı çalışmalar ile birlikte Gediz sahasındaki bölgesel ısıtma fizibilite çalışmaları ise halen devam etmektedir [49]. Tablo 5.1.'de Kütahya ili sınırları içindeki sahaların sıcaklık ve debi değerleri verilmiş olup, uygulanabilirlik durumları da gösterilmiştir.

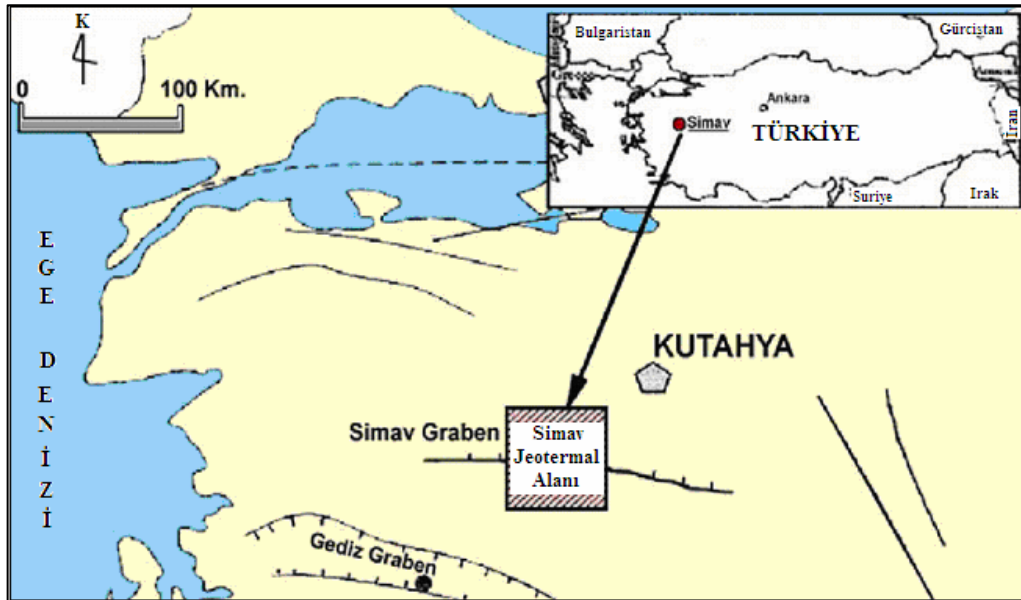
Tablo 5.1. Kütahya’da jeotermal kuyulara ait sıcaklık–debi değerleri ve uygulanabilirliği [2,49].

| Kuyu                | Derinlik (m) | Sıcaklık (°C) | Debi (kg/s) | Hacim Isıtması | Güç Üretimi |
|---------------------|--------------|---------------|-------------|----------------|-------------|
| Simav E-1           | 65,80        | 142,5         | 14          | x              | *           |
| Simav E-2           | 149,50       | 158           | 55          | x              | *           |
| Simav E-3           | 150          | 149           | 50          | x              | *           |
| Simav E-4           | 220          | 98            | 1           | *x             | o           |
| Simav E-5           | 300          | 97            | 6           | *x             | *B          |
| Simav E-6           | 169,60       | -             | ~ 50        | -              | -           |
| Simav EJ-1          | 725,20       | 162,4         | 72          | x              | B           |
| Simav EJ-2          | 958          | 157,47        | 1           | *x             | o           |
| Simav Ç-1           | 101          | 97            | 32          | x              | B           |
| Simav N-1           | 200          | 42            | 2           | *H             | o           |
| Simav E-7           | 475          | 52            | 0,25        | *H             | o           |
| Simav E-8           | 205          | 92            | 80          | x              | B           |
| Simav EJ-3          | 424          | 93            | 50          | x              | B           |
| Simav TRGM-1        | 246          | 52            | 3           | *H             | o           |
| Simav E-9           | 208          | 98            | 60          | *x             | B           |
| Gediz GI-1          | 6            | Terk          | Edilmiştir. | -              | -           |
| Gediz GI-1A         | 301          | 78            | 30          | x              | o           |
| Gediz GI-2          | 542          | 97            | 67          | x              | B           |
| Gediz GI-3          | 752          | 78            | 15          | x              | o           |
| Gediz GS-1          | 1100,00      | Olumsuz.      | -           | -              | -           |
| Yoncalı YON-1       | 301,50       | 43            | 8           | *H             | o           |
| Yoncalı YON-2       | 377          | 41,5          | 60          | *H             | o           |
| Yoncalı YON-3       | 300          | 41            | 25          | *H             | o           |
| Yoncalı YON-5       | 450          | 40            | 18          | *H             | o           |
| Yoncalı YON-6       | 380          | 41            | 7,5         | *H             | o           |
| Emet E-1            | 62,9         | Terk          | Edilmiştir. | -              | -           |
| Emet E-2            | 185,00       | 47            | 15          | *H             | o           |
| Emet E-3            | 325          | 49            | 2,5         | *H             | o           |
| Emet E-4            | 149,80       | 39            | 4,8         | *H             | o           |
| Ilıca (Harlek) HR-1 | 750          | -             | -           | -              | -           |
| Ilıca (Harlek) HR-2 | 190          | 37            | 45          | *H             | o           |
| Şaphane KŞ-1        | 728,30       | 46            | 3           | *H             | o           |
| Şaphane KŞ-2        | 229          | 29            | 20          | *H             | o           |

x : olumlu, o : olumsuz, \* : diğer kaynaklarla birlikte kullanılabilir, B : Binary çevrimi ile, H : ısı pompası ile.

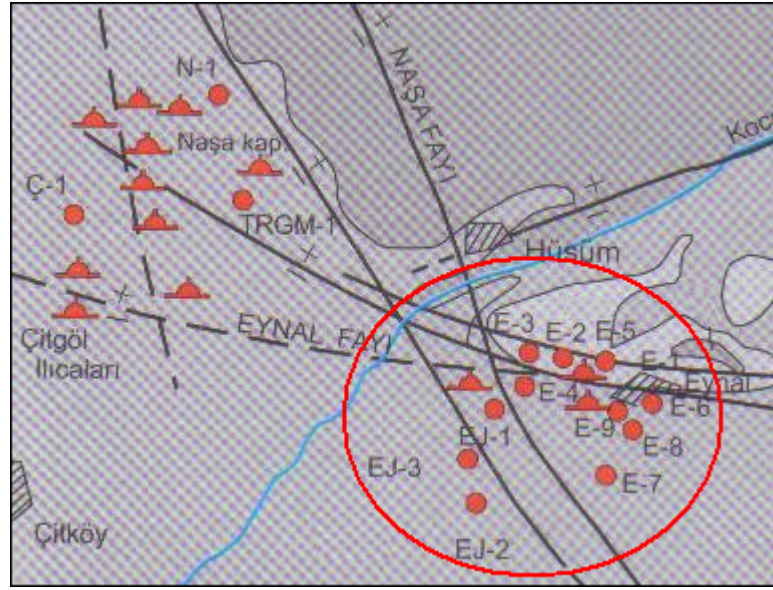
## 5.2. Kütahya – Simav Çalışma Sahası

Türkiye'nin batısında yer alan Simav 1687 km<sup>2</sup>'lik bir yüzölçümüne ve 47 kişi/ km<sup>2</sup>'lik bir nüfus yoğunluğuna sahiptir. Eynal, Naşa ve Çitgöl bölgelerinden oluşan Simav jeotermal alanı Simav grabeninin güneyinde yer almaktadır. Şekil 5.2'de Kütahya-Simav jeotermal sahası gösterilmektedir. Simav jeotermal alanındaki mevcut kaynaklardan kaplıca turizminin yanında, merkezi ısıtma ve sera tarımı da yapılmaktadır. Simav-Eynal jeotermal sahasında bulunan bu kaynakların sıcaklığı ve debisi, Simav'da önemli bir jeotermal kompleks kurmaya elverişlidir.



Şekil 5.2. Kütahya – Simav jeotermal sahası [49].

Şekil 5.3'de ise Kütahya-Simav jeotermal sahasında açılan kuyular ve bu bölgede yapılan sondaj alanları gösterilmektedir.



Şekil 5.3. Kütahya – Simav jeotermal sahasında açılan kuyular [2].

MTA'nın Simav jeotermal sahasında açmış olduğu 65-958 m derinliklerde ki kuyulara ait özellikler Tablo 5.2'de verilmektedir. Tablo 5.2'den de görüldüğü üzere kuyu dibi sıcaklıkları 42-162,4°C arasında değişirken, debi değerleri 0,25-80 kg/s arasında değişmektedir.

Türkiye'nin en önemli 15 jeotermal sahasından biridir ve Simav-Eynal jeotermal sahasında sıcaklık ve kapasite olarak jeotermal kompleks kurmak için uygundur. Simav jeotermal alanında açılmış bulunan kuyulardan; EJ-1'de 437 m derinlikte 162°C, E-2'de 457 m derinlikte 157°C, E-3 sondaj kuyusunda ise 92 m derinlikte 149°C, sıcak su ve buhar karışımı akışkana ulaşılmıştır. Debi değerleri ise EJ-1'de 72 kg/s, E-2'de 45-55 kg/s ve E-3'de ise 40-50 kg/s düzeyindedir. Bölgedeki kuyu başından 147°C'de alınan jeotermal kaynaklar termal kış turizmi, bölgesel ısıtma, tarım alanları ve seralarda da kullanılmaktadır. Simav bölgesinde ısıtma sistemi olarak bölge kapasitesi 66 MW<sub>t</sub>'dir. Bölgede ısıtma için kullanılmaya Aralık 1992 yılında 3500 hanede başlanmıştır. Yapılan çalışmalarda şu an itibariyle yaklaşık 6500 hanelik elektrik enerjisi üretimi potansiyeli olduğu belirlenmiştir. Bölgede MTA'nın çalışmaları 65-958 m aralığında devam etmektedir [50-52].

Tablo 5.2. Simav jeotermal sahalarında yapılan sondajlar [2].

| <b>Kuyu No</b> | <b>Tarih</b> | <b>Derinlik (m)</b> | <b>Sıcaklık (°C)</b> | <b>Debi (kg / s)</b> | <b>Üretim Şekli</b> |
|----------------|--------------|---------------------|----------------------|----------------------|---------------------|
| E – 1          | 1985         | 65,80               | 142,5 (KD)           | 14                   | A                   |
| E – 2          | 1985         | 149,50              | 158 (KD)             | 55                   | A                   |
| E – 3          | 1985         | 150                 | 149 (KD)             | 50                   | A                   |
| E – 4          | 1994         | 220                 | 98                   | 1                    | A                   |
| E – 5          | 1995         | 300                 | 97                   | 6                    | A                   |
| E – 6          | 1994         | 169,60              | -                    | ~ 50                 | -                   |
| EJ – 1         | 1990         | 725,20              | 162,4 (KD)           | 72                   | A                   |
| EJ – 2         | 1990         | 958                 | 157,47 (KD)          | 1                    | A                   |
| Ç – 1          | 1985         | 101                 | 97                   | 32                   | A                   |
| N – 1          | 1986         | 200                 | 42                   | 2                    | A                   |
| E – 7          | 1997         | 475                 | 52                   | 0,25                 | A                   |
| E – 8          | 1997         | 205                 | 92                   | 80                   | A                   |
| EJ – 3         | 1997         | 424                 | 93                   | 50                   | A                   |
| TRGM-1         | 1997         | 246                 | 52                   | 3                    | K                   |
| E – 9          | 2004         | 208                 | 98                   | 60                   | A                   |

A : Artezyen, KD : Kuyu dibi sıcaklığı, K : Kompresör.

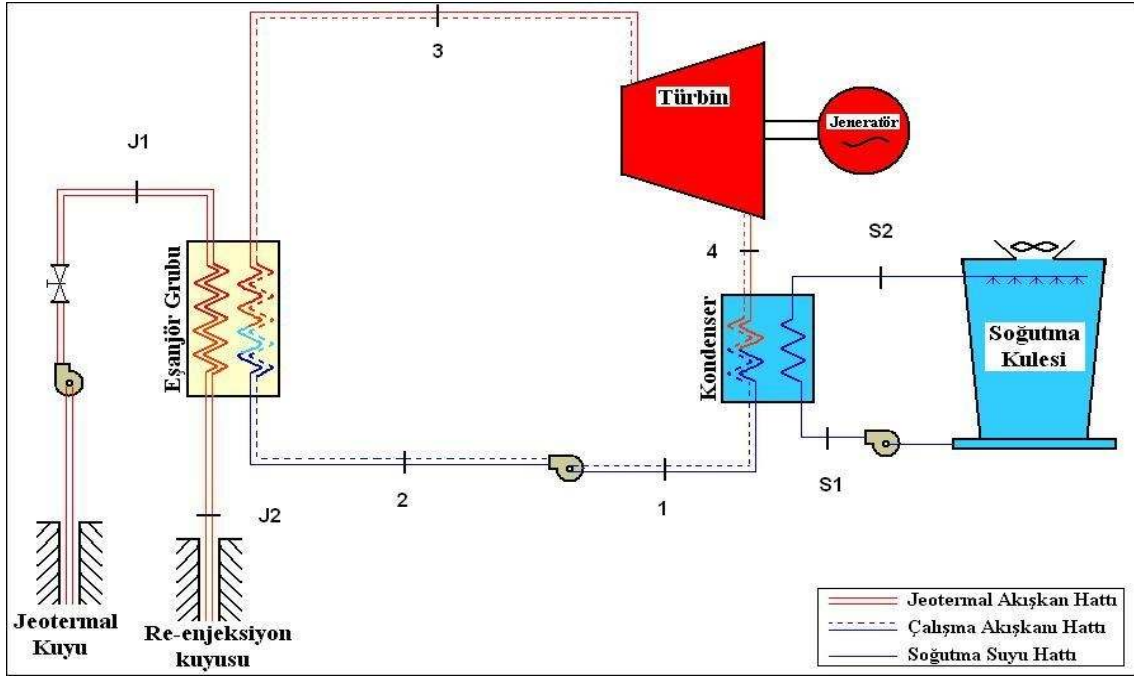
## 6. SİMAV JEOTERMAL SAHASINDA BİNARY ÇEVİRİMLİ ELEKTRİK SANTRALİ TASARIMI

Sadece bölgesel ısıtma için oldukça yüksek bir sıcaklık değerine sahip Kütahya - Simav sahası için elektrik üretim potansiyelinin belirlenmesi gerek bölge gerekse ülke ekonomisi açısından tartışmasız faydalı olacaktır.

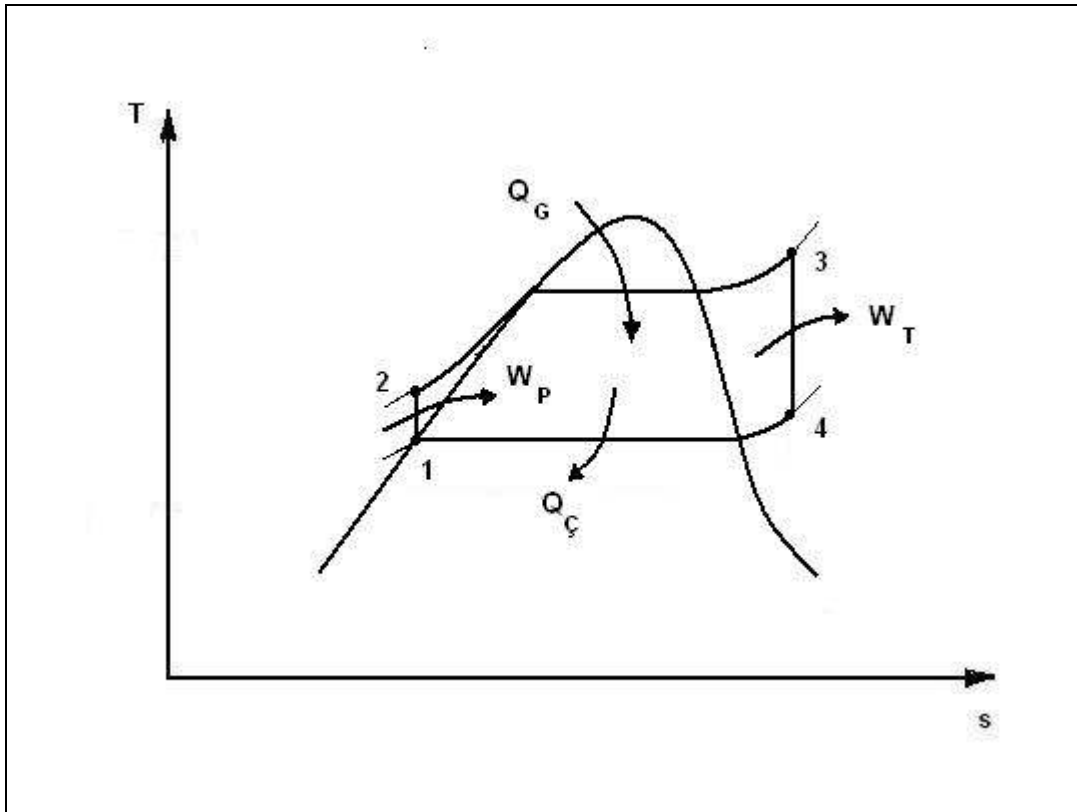
Geçtiğimiz yıllarda, 150°C'nin altındaki jeotermal kaynaklardan elektrik üretimi mümkün değilken, günümüz teknolojisinde bu kaynakların güç üretiminde kullanımı artık mümkün kılınmıştır [31,38,53]. Ülkemizdeki jeotermal sahaların yaklaşık olarak % 95'inin düşük ve orta entalpili olması, düşük sıcaklıktaki jeotermal akışkanlardan elektrik üretimine imkan sağlayan yeni teknolojilerin kullanımını üzerinde durulmasını gerektirmektedir. Bu teknolojilerde, kapalı Rankine çevrimi ile birlikte ikinci bir akışkan kullanılmakta olup Organik Rankine (ORC) ve Kalina çevrimleri bu sistemlerin en güzel örneklerindedir.

Binary çevrimler iki farklı kısımdan oluşur, birinci kısımdaki jeotermal akışkan ısı eşanjörleri vasıtasıyla ısını diğer kısımdaki ikincil akışkana vererek bu akışkanı buharlaştırır. Buharlaşan bu akışkan buhar türbinine gönderilir, daha sonra soğutulup yoğuşturulan akışkan ısı eşanjörlerine gönderilerek çevrim tekrar başlar. İkincil akışkanın doğru seçilmesiyle 85-170°C sıcaklık aralıklarındaki jeotermal rezervlerinden faydalanılabilecek binary sistemler dizayn edilebilir. Bu çalışmada, Kütahya - Simav sahasında kurulabilecek bir Binary güç santrali tasarlanmıştır. Tasarlanan güç santralinin şematik görünümü Şekil 6.1'de, tasarımın T-s diyagramı ise Şekil 6.2'de verilmektedir. Elektrik üretim potansiyelini belirlenmesi amacıyla Kütahya-Simav jeotermal sahasında bulunan kuyuların sıcaklık ve debileri değerleri kullanılmıştır. Tasarlanan santral için altı adet soğutucu akışkan seçilmiştir. Bu soğutucu akışkanlar, çevresel nedenleri, düşük sıcaklık uygulamalarındaki performansları, kimyasal kararlılıklarından dolayı R-236fa, MP-39, R-407C, Freon-22, R-124 ve R-134a seçilmiştir.





Şekil 6.1. Kütahya-Simav binary güç santrali akış diyagramı.



Şekil 6.2. Kütahya-Simav binary güç santrali tasarımına ait T-s diyagramı.

## 6.1. Binary Çevrim Jeotermal Elektrik Santralleri

Binary çevrim sistemleri ile ilgili geniş bilgi bölüm 4.1.3'de verilmiştir. Binary çevrim jeotermal elektrik santrallerinin kullanılabilirlik verimleri, diğer tip santrallere göre oldukça yüksektir. Binary çevrim jeotermal santrallerinin avantaj ve dezavantajları şöyle sıralanabilir;

Avantajları;

- Düşük sıcaklıklı jeotermal kaynakların kullanımına uygun olmaları,
- Türbin boyutlarının küçüklüğü ve daha ucuz olması,
- Yüksek basınçlarda verimli çalışabilme,
- Hava sızması gibi problemlerin yaşanmaması,
- Çalışma sıvısının korozif olmaması,
- İzoentropik türbin verimlerinin daha yüksek olması,
- Daha düşük kondenser basınçları ve daha yüksek sistem verimleri,
- Sistemden atmosfere sera etkisi yaratacak gazların çıkmaması,
- Bilgisayar destekli otomasyon ve uzaktan kontrol ünitelerinin bulunması.

Dezavantajları;

- İkincil sıvı maliyetinin yüksekliği,
- Isı değiştiricilerinin pahalı olması,
- Toplam jeotermal akışkan akış oranının yüksek olma gereksinimi,
- İkincil akışkan hidrokarbon olursa, hidrokarbonun yanıcı olma riski taşıması,
- İkincil akışkan olarak freon kullanıldığında ozon tabakasına zarar vermeyecek, sıvıların seçilme zorunluluğunun olması [54].

## 6.2. Binary Çevrim Sistemlerinde Kullanılan Ekipmanlar ve Özellikleri

### 6.2.1. Türbinler

Termal enerjinin mekanik enerjiye dönüştüğü yer türbinlerdir. Genel olarak yüksek hızlı, çok kademeli, radyal veya karışık akışlı üniteler yüksek türbin verimliliği sağlarlar. Bu üniteler jeneratör hızını karşılamak için yüksek hızlı redüksiyon dişlisine ihtiyaç duyarlar. Düşük hızlı tek kademeli impuls türbinler jeneratörleri direkt olarak döndürürler ve % 65'e varan verimlilik sağlarlar. Bu türbinler aynı zamanda rulman ve conta dizaynını da kolaylaştırırlar.

Akışkan stator ve rotor kasnağı üzerine yerleştirilmiş uygun kanallar boyunca hareket eder, kanallar akışkanın hareketini naklederler ve bu sırada da akışkanın genişmesini sağlayarak akışkanın hızını ve yönünü belirler [55]. Şekil 6.3'te 100 MW'lık bir türbin kesiti verilmiştir.



Şekil 6.3. 100 MW'lık bir türbin kesiti [56].

### 6.2.2. Isı Değiştiricileri

Isı değiştiricileri (eşanjörler), farklı sıcaklıkta ve birbirlerinden katı bir cidar ile ayrılan iki akışkan arasındaki ısı geçişini sağlamak için kullanılan cihazlardır. Bir ısı değiştiricisinin tasarımının ve performansının belirlenebilmesi, ısı değiştiricisi türünden bağımsız olarak sıcak ve soğuk akışkanlar arasındaki ortalama logaritmik sıcaklık farkına, yüzey alanına ve ısı geçiş katsayısına bağlıdır [56]. Isı değiştiriciler genelde akış şekillerine ve konstrüksiyon tiplerine göre sınıflandırılırlar. Borulu tip ısı değiştiricileri uygulamada çok yaygın olarak kullanılan ısı değiştiricisi tipidir. Bunların boyutları çok büyüktür ve tasarımın maliyetinde önemli bir yer tutar. Levhalı tip ısı değiştiriciler; kolaylıkla sökülüp temizlenebilir olması, ısı değiştiricisi içersinde sıcak ve soğuk bölgelerin oluşmaması, yüksek ısı transfer alanlarının olması ve yüksek verimle kullanılmalari sebebiyle tercih edilen bir başka ısı değiştiricisi tipidir.

Isı değiştiricilerin performansını etkileyen önemli bir faktör kabuklaşmadır. Oluşan kabuk ısı iletimini olumsuz yönde etkiler ve bakım maliyetini artırır. Kabuklaşmaya karşı geliştirilen teknolojiler ile bu problem günümüzde çok aza indirgenmiştir. Yine ısı

değiştircilerinin yapımında kullanılan malzemeler kabuklaşmayı önleyici türden seçilmektedir[54].

Jeotermal uygulamalarda kullanılacak ısı değiştircilerinin seçiminde en büyük faktör, sistemde kullanılacak akışkanın kimyasal yapısı ve sıcaklığıdır. Jeotermal uygulamalarda en yaygın olarak tercih edilen ısı değiştircileri sahip oldukları kompakt yapı ve temizlenebilir özellikleri sebebi ile contalı-plakalı tiplerdir. İkinci sırada tercih edilen eşanjör tipi ise, benzer özellikler sebebiyle gövde-borulu eşanjörlerdir.

Jeotermal uygulamalarda contalı-plakalı ısı değiştircilerinin yaygın olarak kullanılmasını sağlayan özellikler şunlardır;

- Yüksek ısı performans gösterirler,
- Üretim teknikleri açısından, korozyona dayanıklı malzemeler ile üretilebilirler,
- Montaj ve yerleşim kolayca yapılabilir, özel bilgi ve teknik eleman gerektirmez,
- Değişen kapasitelere göre aynı gövde içinde ve gerektiği kadar büyütülebilir,
- Kapasitelerine göre en az yeri işgal ederek avantaj sağlarlar.

Contalı-plakalı ısı değiştircileri, gövde-boru tipi ısı değiştircileri ile karşılaştırıldığında contalı-plakalı ısı değiştircilerinin nispeten daha düşük çalışma sıcaklığına ve basınca sahip oldukları görülür. Bir çok üretici firma standart ürünleri için tercih ettiği üst çalışma limitleri, 200°C sıcaklık ve 2 MPa çalışma basıncıdır. Bu sınır yaygın kullanılan plaka ve conta malzemelerinin sorunsuz çalışma dayanımı açısından özellikle tanımlanmıştır.

Plakalı ısı değiştircilerinin sahip oldukları küçük fiziksel yapıları, gösterdikleri üstün verimlilikleri, gövde-borulu ısı değiştircilerine oranla % 40'a varan oranlarda daha ucuza tesis edilebilmelerine rağmen ısı verimliliklerini arttıran plaka yüzeylerinin aynı zamanda bir basınç tuzağı olduğu malumdur. Contalı-plakalı ısı değiştircilerinin seçiminde verimlilik ve basınç kaybı dengesi gözardı edilmemeli ve doğru kullanılmalıdır. Yüksek verimlilik aranırken yaratılan basınç kayıplarının gözardı edilmesi, ısı değiştircisinin seçiminde yapılmış bir hata olarak kalmayıp, tüm sistemin çökmesine sebep olabilir [58].

Gövde-borulu ısı değiştircisi, uygulamada çok yaygın olarak kullanılan bir diğer düzenleme şeklidir. Plakalı ısı değiştircilerinin yukarıda bahsedilen üst sınır değerlerinden ve

basınç kayıplarından dolayı jeotermal enerjiden, elektrik üretim sistemlerinde yüksek sıcaklık ve basınç değerlerinin kullanım zorunlulukları sebebiyle gövde-borulu ısı değiştiricilerinin uygulanması daha doğrudur. Sistemde ısı miktarını aktarmaya yarayan ön ısıtıcı, ısıtıcı ve kızdırıcının boyutlandırılmasında gövde-borulu ısı değiştiricisi kullanılabilir [54].

### 6.2.3. Kondanserler

Genel olarak üç tip kondanser mevcuttur. Bunlar su soğutmalı, hava soğutmalı ve hava-su soğutmalı kondanserlerdir. Uygulamalarda hangisinin kullanılacağı daha ziyade ekonomik yönden yapılacak bir analiz ile tespit edilir. Su soğutmalı sistemlerde, su tüketimini azaltmak için soğutma kulelerinin kullanılması gerekli olabilir. Su soğutmalı kondanserlerin dizayn ve hesaplamalarında; boru malzemesinin ısıl geçirgenliği, kullanılan suyun kirlenme katsayısı, kanatlı boru kullanıldığında kanat verimi, su devresindeki basınç kaybı gibi özelliklerin dikkate alınması gerekir. Hava soğutmalı kondanserler, kış ve yaz mevsimleri arasındaki sıcaklık farklarından dolayı çok farklı güç çıktısı sağlarlar. Çok soğuk bölgelerde kış mevsiminde elde edilen güç, su soğutmalı bir kondansere göre daha fazla olur. Tropik bölgelerde bu fark önemli değildir. Ancak farklı mevsimlerde farklı güç çıktısı elde etmek çeşitli sorunlara yol açabilmektedir [58]. Bu sorunlara kısaca değinirsek; hava soğutmalı gruplarda her 1°C'lik dış hava sıcaklığındaki artış için kapasite yaklaşık % 1 düşmektedir. Aynı anda kompresörün çektiği güç ise yaklaşık % 1 artmaktadır. Su soğutmalı grupların kompresörleri, hava soğutmalı grupların kompresörlerinden yaklaşık % 17-37 oranında daha az güç çekmektedir. Bunun yanı sıra su soğutmalı grupların ağırlıkları hava soğutmalı gruplara göre ortalama % 22-35 daha azdır. Grup kapasiteleri büyüdükçe, su soğutma grupları hem işletme hem de ilk yatırım maliyetleri yönünden çok daha ekonomik olmaktadır [60].

Su soğutmalı kondanser tasarımında dikkat edilecek husus soğutma suyunun giriş ve çıkış sıcaklıklarına göre soğutma suyu debisinin ne olacağıdır. Bu bağlamda, soğutma suyu pompasının daha az güç çekmesi sağlanmalıdır. Bu da debiyi küçük değerlerde tutmakla sağlanır [57].

### 6.3. Materyal

Kütahya-Simav jeotermal çalışma alanı için hazırlanan santral tasarımında en önemli unsur ikincil akışkanın seçilmesi ve kullanılmasıdır. Yapılan tasarımda altı değişik türde ve

özelliğinde soğutucu akışkan kullanılmıştır. Bu akışkanlar, MP-39, R-236fa, 407-C, Freon-22, R-124 ve R-134a'dır. Bu akışkanların özelliklerini incelenirse; MP-39 soğutucu akışkanının literatürdeki adının R-401A ve R-12 soğutucu akışkanının yerine kullanıldığı görülür. MP-39 soğutucu akışkanının yapısında  $\text{CHClF}_2$ ,  $\text{CH}_3\text{CHF}_2$  ve  $\text{CHClFCF}_3$  sırasıyla % 53, % 13 ve % 34 moleküler ağırlık oranda birleşmesiyle oluşmuştur. Bu akışkanın, 1atm basınçta kaynama noktası  $-32,97^\circ\text{C}$  ve kritik basıncı 4603,8 kPa değerlerinde olduğu için orta ve düşük sıcaklıklı sistemler için kullanılması uygundur. Ayrıca Ashrae güvenlik sınıflandırılmasında  $A_1$  güvenlik derecesindedir. R-236fa soğutucu akışkanı literatürde aynı ismiyle bulunmaktadır ve R-114 soğutucu akışkanının yerine kullanılmaktadır. R-236fa soğutucu akışkanının yapısında  $\text{CF}_3\text{CH}_2\text{CF}_3$  bulunmaktadır. Bu akışkanın ise, 1atm basınçta kaynama noktası  $-1,4^\circ\text{C}$  ve kritik basıncı 3200,0 kPa değerlerinde olup ve genellikle düşük basınçlı sistemlerde kullanılması uygundur. Ashrae güvenlik sınıflandırılmasına göre  $A_1$  güvenlik derecesindedir. R-407C soğutucu akışkanı literatürde aynı ismiyle bulunmaktadır ve R-22 soğutucu akışkanının yerine kullanılmaktadır. R-407C soğutucu akışkanının yapısında  $\text{CH}_2\text{F}_2$ ,  $\text{CHF}_2\text{CF}_3$  ve  $\text{CH}_2\text{FCF}_3$  sırasıyla % 23, % 25 ve % 52 moleküler ağırlık oranında birleşmesiyle oluşmuştur. Bu akışkanın, 1atm basınçta kaynama noktası  $-43,56^\circ\text{C}$  ve kritik basıncı 4619,10 kPa değerlerinde olduğu için yeni ve mevcut durumdaki soğutma sistemlerinde ve ısı pompalarında, orta sıcaklıktaki sistemlerde kullanılması uygundur. Ashrae güvenlik sınıflandırılmasına göre  $A_1$  güvenlik derecesindedir. Freon-22 soğutucu akışkanı literatürde R-22 adıyla bulunmaktadır. Freon-22 soğutucu akışkanının yapısı  $\text{CHClF}_3$ ' den oluşmaktadır. Atmosfer basıncında kaynama noktası  $-40,81^\circ\text{C}$  ve kritik basıncı 4990,0 kPa değerlerinde olup gıda servislerinde, süpermarket soğutma sistemlerinde, taşımacılık ve buz makineleri gibi orta ve düşük sıcaklık gerektiren sistemlerde kullanılmaktadır. Ashrae güvenlik sınıflandırılmasına göre  $A_1$  güvenlik derecesindedir. R-124 soğutucu akışkanı literatürde aynı ismiyle bulunmaktadır ve R-114 soğutucu akışkanının yerine kullanılmaktadır. R-124 soğutucu akışkanının yapısı  $\text{CHClFCF}_3$ ' den oluşmaktadır. Atmosfer basıncında kaynama noktası  $-12,09^\circ\text{C}$  ve kritik basıncı 3634,0 kPa değerlerinde olup R-114 soğutucu akışkanının kullanıldığı tüm düşük basınçlı sistemlerde kullanılmaktadır. Ashrae güvenlik sınıflandırılmasına göre  $A_1$  güvenlik derecesindedir. R-134a soğutucu akışkanı literatürde aynı ismiyle bulunmaktadır ve R-12 soğutucu akışkanının yerine kullanılmaktadır. R-134a soğutucu akışkanının yapısı  $\text{CH}_2\text{FCF}_3$ ' den oluşmaktadır. Atmosfer basıncında kaynama noktası  $-26,06^\circ\text{C}$  ve kritik basıncı 4060,3 kPa değerlerinde olup orta ve yüksek sıcaklık değerlerinde olan sistemlerde kullanılmaktadır. Ashrae güvenlik sınıflandırılmasına göre  $A_1$  güvenlik derecesindedir [61]. Tablo 6.1.' de ikincil akışkan olarak seçilen altı akışkanın fiziksel özellikleri verilmektedir.

Tablo 6.1. Çevrimde kullanılan ikincil akışkanların fiziksel özellikleri [61].

| Özellik                       | Birim               | R-236fa   | MP-39  | R-407C   | Freon-22           | R-124                | R-134a                           |
|-------------------------------|---------------------|---|--|--|--------------------|----------------------|----------------------------------|
| <b>Kimyasal Formülü</b>       | -                   | CF <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CF <sub>3</sub> | CHClF <sub>2</sub> /<br>CH <sub>3</sub> CHF <sub>2</sub> /<br>CHClFCF <sub>3</sub> | CH <sub>2</sub> F <sub>2</sub> /<br>CHF <sub>2</sub> CF <sub>3</sub> /<br>CH <sub>2</sub> FCF <sub>3</sub> | CHClF <sub>2</sub> | CHClFCH <sub>3</sub> | CH <sub>2</sub> FCF <sub>3</sub> |
| <b>Kaynama Noktası (1atm)</b> | °C                  | - 1,4   | - 32,97  | - 43,56  | - 40,81            | - 12,09              | -26,06                           |
| <b>Molekül Ağırlığı</b>       | kg /<br>kmol        | 152,04  | 94,44  | 86,20  | 86,47              | 136,48               | 102,03                           |
| <b>Kritik Sıcaklık</b>        | °C                  | 124,9   | 108,01   | 86,74  | 96,15              | 122,47               | 101,08                           |
| <b>Kritik Basınç</b>          | kPa                 | 3200,00   | 4603,8   | 4619,10  | 4990,0             | 3634,0               | 4060,3                           |
| <b>Kritik Hacim</b>           | m <sup>3</sup> / kg | 0,00180   | 0,00196  | 0,00190  | 0,0019             | 0,00181              | 0,00194                          |
| <b>Kritik Yoğunluk</b>        | kg/m <sup>3</sup>   | 555,3   | 510,6  | 527,30   | 523,8              | 553,8                | 515,3                            |

#### 6.4. Hesap Metodolojisi

Kütahya-Simav jeotermal çalışma sahasında tasarlanan jeotermal elektrik santrali sistemi ideal Rankine çevrimine göre çalışmakta, türbin ve pompa izentropik olduğu kabul edilmektedir. Eşanjör ve yoğuşturucuda basıncın sabit olduğu, buharın yoğuşturucudan; yoğuşturucu basıncında doymuş sıvı halinde çıktığı ve pompaya girdiği kabul edilmektedir.

Termodinamiğin birinci yasası açık bir sisteme uygulandığı zaman; sisteme giren akışkan kütlelerinin getirdiği enerji ile sistem çeperlerinden iletilen ısının toplamının, sistemden çıkan akışkanın enerjisi, çevreye karşı yapılan iş ve sistemin enerjisindeki değişimin toplamına eşit olduğunu yazmak gerekir.

Uygulamada karşılaşılan açık sistemlerin çoğunda sistemin özellikleri zamandan bağımsızdır. Buharlı güç santralleri pompa, türbin, ısı değiştiricisi ve kondanser gibi

makinalardan ibaret olup sınırları sabittir. Sürekli rejimde çalışan bu tür makinalarda sistemin sınırından birim zamanda iletilen ısı, iş ve kütle miktarları sabittir. Zamandan bağımsız olan böyle bir sisteme sürekli akışlı, sürekli açık sistemler denir. Rankine çevrimi de sürekli akışlı açık sistemlerden oluşan bir çevrim olarak incelenebilir.

Sürekli akışlı sürekli açık sistemler için enerjinin korunumu denklemi;

$$Q_{k,h} - W_{k,h} + \sum [h_i + (V_i^2 / 2) + gz_i]m_i - \sum [h_j + (V_j^2 / 2) + gz_j]m_j = 0 \quad (6.1)$$

şeklini alır. Giren ve çıkan kütlelerin işareti göz önüne alınarak aynı eşitlik;

$$Q_{k,h} - W_{k,h} = \sum [h_j + (V_j^2 / 2) + gz_j]m_j - \sum [h_i + (V_i^2 / 2) + gz_i]m_i \quad (6.2)$$

şeklinde sürekli akışlı açık sistemler için birinci yasanın genel ifadesi olarak yazılabilir. Tek akışlı açık sistemler için kütle debisinin değişmediği göz önüne alınarak, bir girişli ve bir çıkışlı sürekli akışlı açık sistemler için enerjinin korunumu denklemi;

$$Q - W = m[h_2 - h_1 + [(V_2^2 - V_1^2) / 2] + g(z_2 - z_1)] \quad (6.3)$$

veya

$$Q - W = m(\Delta h + \Delta ke + \Delta pe) \quad (6.4)$$

şeklinde yazılabilir. Bu denklemler kütle debisi (m) ile bölünürse, birinci yasa birim kütle için ifade edilmiş olur.

$$q - w = h_2 - h_1 + [(V_2^2 - V_1^2) / 2] + g(z_2 - z_1) \quad (6.5)$$

veya

$$q - w = \Delta h + \Delta ke + \Delta pe \quad (6.6)$$



Burada (q) birim kütle için ısı geçişini, (w) birim kütle için işi ifade etmektedir. Akışkan kontrol hacminden geçerken, kinetik ve potansiyel enerjilerinden çok az bir değişim olursa başka bir deyişle  $\Delta ke = 0$  ve  $\Delta pe = 0$  kabul edilirse (6.6) nolu denklem aşağıdaki gibi yazılır.

$$q - w = \Delta h \quad (6.7)$$

Isı değiştiricisi ve kondanserde iş etkileşimi yoktur ( $w = 0$ ), ayrıca pompa ve türbindeki hal değişimleri izentropik kabul edilir. Bu durumda her sistem için enerjinin korunumu denklemini aşağıdaki gibi olur;

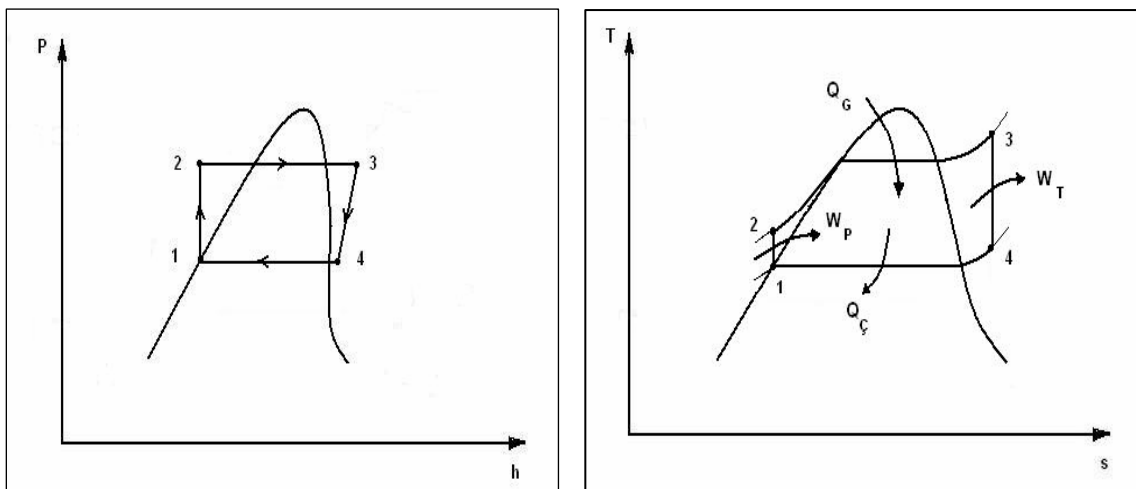
$$\text{Pompa (q = 0)} ; \quad w_{\text{pompa,g}} = h_2 - h_1 \quad (6.8)$$

veya (6.7) nolu denkleme bağlı olarak giriş ve çıkış halleri arasında integral alınırsa;

$$w_{p,g} = - \int v dP - \Delta ke - \Delta pe \quad (6.9)$$

elde edilir. Akışkanın sıkıştırılmaz olduğu kabulü ile özgül hacim (v) hal değişimi sırasında sabit kalır ve integral dışına alınabilir. Bu durum kinetik ve potansiyel enerjideki değişimleri de ihmal edilerek, (6.9) nolu denklem aşağıdaki şekli alır;

$$w_{p,g} = v(P_2 - P_1) \quad (6.10)$$



şekil 6.4. Binary güç santrali tasarımına ait P-h ve T-s diyagramları.

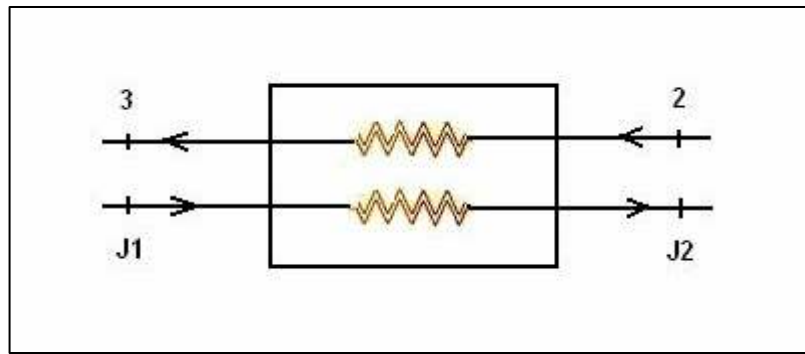
Benzer şekilde, Şekil 6.4'teki P-h ve T-s diyagramlarını baz alarak;

$$\text{Türbin (} q = 0 \text{)} ; \quad w_{\text{türbin, } \dot{q}} = h_3 - h_4 \quad (6.11)$$

$$\text{Isı değiştiricisi (} w = 0 \text{)} ; \quad q_g = h_3 - h_2 \quad (6.12)$$

$$\text{Kondanser (} w = 0 \text{)} ; \quad q_c = h_4 - h_1 \quad (6.13)$$

Bu kabuller ve hesaplamalar yardımıyla tasarlanan ve Şekil 6.1'de gösterilen jeotermal elektrik santralinin debi, güç ve termal verim hesaplamaları aşağıdaki bağıntılar kullanılarak yapılmıştır.



Şekil 6.5. Binary güç santrali tasarımında kullanılan eşanjörün Şematik gösterimi.

Binary güç santrali tasarımında kullanılan eşanjörün Şematik gösterimi Şekil 6.5'te verilmiştir. Bu Şekil baz alınarak eşanjör için enerji denkliği;

$$m_{su} \cdot (h_{j1} - h_{j2}) = m_{sa} \cdot (h_3 - h_2) \quad (6.14)$$

Jeotermal santralde kullanılan enerji için;

$$E_{\text{ver}} = m_{su} \cdot (h_{j1} - h_{j2}) \quad (6.15)$$

Soğutucu akışkanın debisi için ( ısı değiştiricisi verimi % 95 kabulüyle );

$$m_{sa} = [ 0,95 \cdot m_{su} \cdot (h_{j1} - h_{j2}) ] / (h_3 - h_2) \quad (6.16)$$

Türbinde üretilen güç ( türbin verimi % 85 kabuluyla );

$$W_{\text{türbin}} = 0,85 \cdot m_{\text{sa}} \cdot ( h_3 - h_4 ) \quad (6.17)$$

Kondanserde kullanılan soğutma suyu miktarı ( kondanser verimi % 95 kabuluyla );

$$m_{\text{ss}} = [ 0,95 \cdot m_{\text{sa}} \cdot ( h_4 - h_1 ) ] / ( h_{s1} - h_{s2} ) \quad (6.18)$$

Pompada harcanan güç ( pompa verimi % 90 kabuluyla );

$$Q_{\text{pompa}} = [ \zeta \cdot ( P_1 - P_2 ) ] / \eta_{\text{pom}} \quad (6.19)$$

$$W_{\text{pompa}} = Q_{\text{pompa}} \cdot m_{\text{sa}} \quad (6.20)$$

Jeneratörde üretilen güç;

$$W_{\text{net}} = W_{\text{türbin}} - W_{\text{pompa}} \quad (6.21)$$

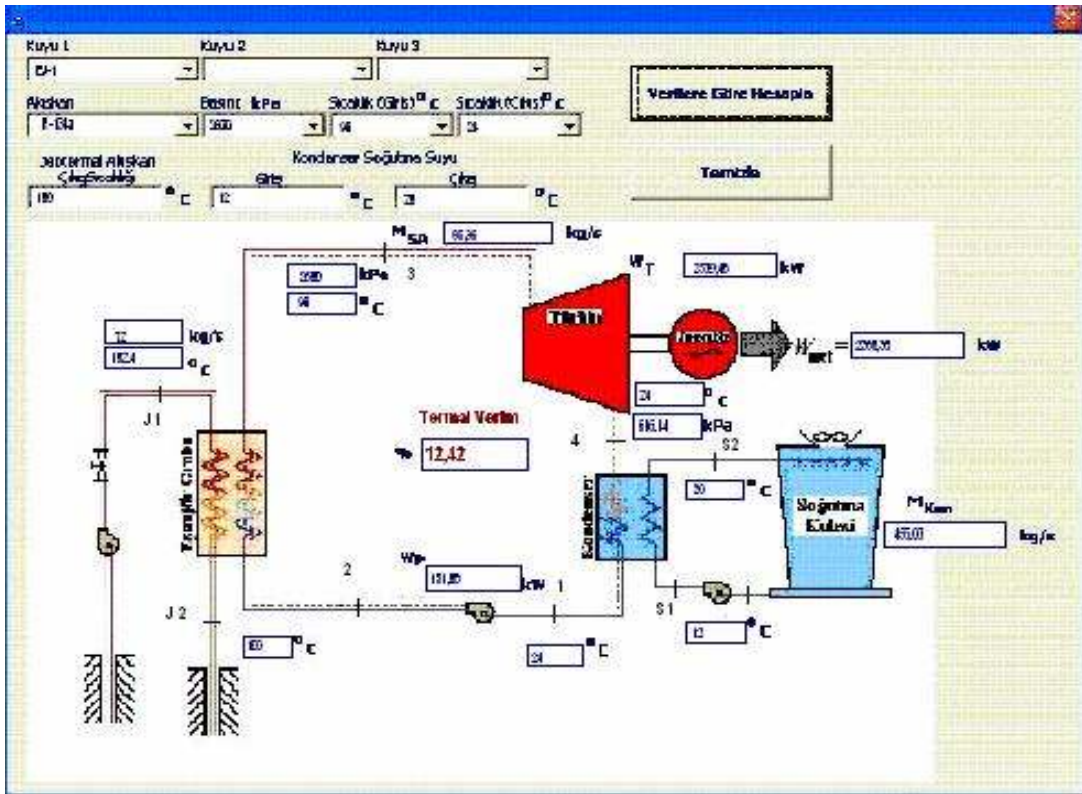
Santralin genel verimi;

$$\eta_{\text{santral}} = W_{\text{net}} / E_{\text{ver}} \quad (6.22)$$

## 6.5. Bilgisayar Yazılımı

Kütahya – Simav jeotermal çalışma alanı için tasarlanan bir jeotermal elektrik santrali için Borland Delphi 7 programlama dili kullanılarak bir paket program hazırlanarak hesaplamaların daha kısa sürede yapılması sağlanmıştır. Hazırlanan paket programda; sistemdeki belli noktaların sıcaklıklarının bulunması ile eşanjör grubuna aktarılacak ısı miktarının yanı sıra türbinde elde edilecek güç, yoğuşturucuda kullanılacak soğutma suyu debisi, pompada harcanan güç, santralden elde edilen net güç değeri ve termal verim hesaplanmaktadır. Jeotermal akışkanın eşanjör grubuna giriş ve çıkışında herhangi bir faz değişikliği olmadığı kabul edilmiştir. Programa girdi olarak tek kuyu değerlerinin yanı sıra istenirse ikili yada üçlü kombine sistem için database dosyalarında bulunan birden fazla kuyu değerleri girilebilmektedir. Kuyu değerleri girildikten sonra programda bulunan altı adet ikincil

akışkandan sistem için en uygun olanı seçilmektedir. Daha sonra buhar türbinine girecek soğutucu akışkanın basınç ve sıcaklık değerleri ve çıkan akışkanın sıcaklık değerleri girilebilmektedir. Soğutucu akışkanın belli seviyede sıcaklığını düşürmek için kondensere soğutma suyunun giriş ve çıkış değerleri girilmekte ve sonra jeotermal akışkanın re-enjeksiyon ve entegre sistemlerde kullanılması için gerekli sıcaklıktaki akışkan değeri girilmektedir. Veri girişi sonrasında tasarlanan sistemle ilgili bütün hesaplamalar ekranda görülmektedir. Şekil 6.6'da Borland Delphi 7 programlama dili kullanılarak yapılan sistem tasarımının ekran şekli gösterilmektedir. Borland Delphi 7 programlama dili ile yapılan programın kodları Ek 1'de verilmiştir.



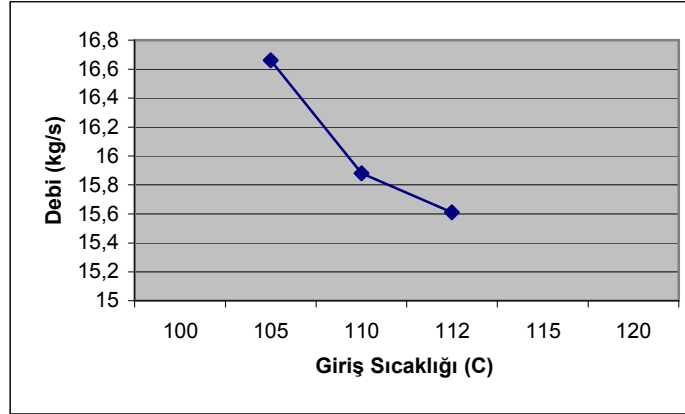
Şekil 6.6. Tasarlanan jeotermal elektrik santrali bilgisayar program sonuçları.

## 7. SONUÇLAR

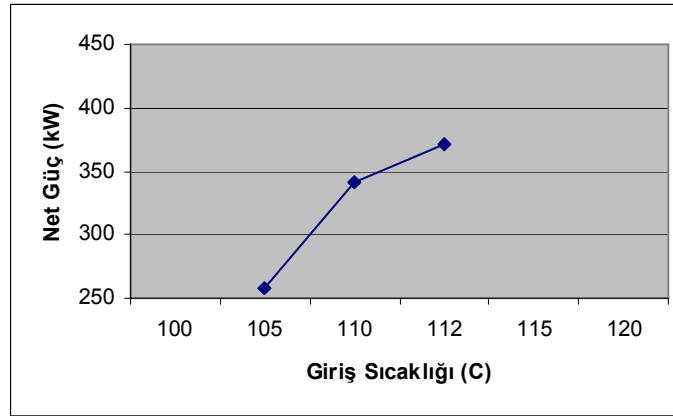
Santral tasarımı için hazırlanan bilgisayar programı yardımıyla altı adet ikincil akışkan için, debi, sıcaklık ve termal verim değişimleri hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar için, E-1 kuyu değerleri ve parametreleri baz alınmıştır. İkincil akışkan R-236fa için türbin giriş basıncı 2 MPa, türbin çıkış sıcaklığı 62°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 15°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 22°C olarak kabul edilmiş olup programda kullanılan tüm veriler Tablo 7.1’de gösterilmiştir. Bu kabuller ışığında türbin giriş sıcaklığının 105-112°C değerleri arasında elde edilen debi, net güç ve termal verim değişimi değerleri Şekil 7.1, Şekil 7.2 ve Şekil 7.3’te grafikler halinde verilmiştir.

Tablo 7.1. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-236fa ile jeotermal güç üretimi için tasarımda kullanılan kabul değerleri.

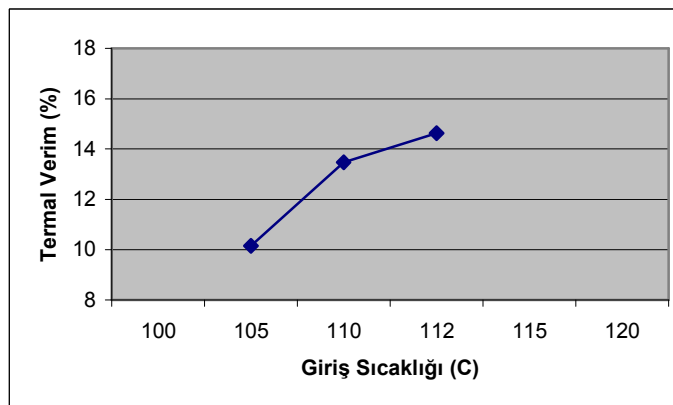
| Parametre                      | Birim | R-236fa        |
|--------------------------------|-------|----------------|
| Jeotermal güç çevrimi          | -     | Binary Çevrimi |
| Jeotermal sıvı debisi          | kg/s  | 14             |
| Jeotermal sıvı basıncı         | kPa   | Sabit          |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı       | °C    | 142,5          |
| Jeotermal sıvı çıkış sıcaklığı | °C    | 100            |
| Türbin giriş basıncı           | MPa   | 2,0            |
| Isı değiştiricisi verimi       | %     | 95             |
| Türbin verimi                  | %     | 85             |
| Pompa verimi                   | %     | 90             |
| Türbin çıkış sıcaklığı         | °C    | 62             |
| Kon. soğ. suyu giriş sıcaklığı | °C    | 15             |
| Kon. soğ. suyu çıkış sıcaklığı | °C    | 22             |



Şekil 7.1. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi.



Şekil 7.2. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi.

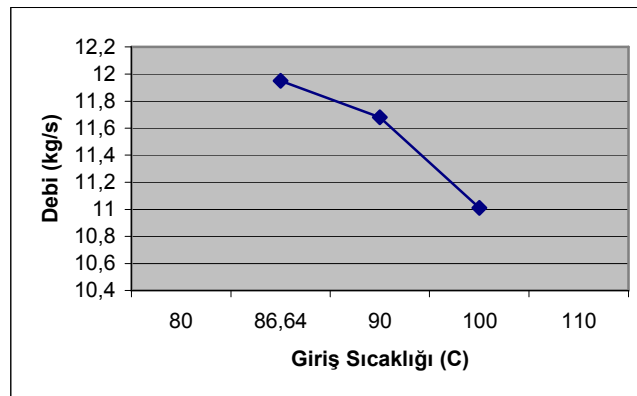


Şekil 7.3. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.

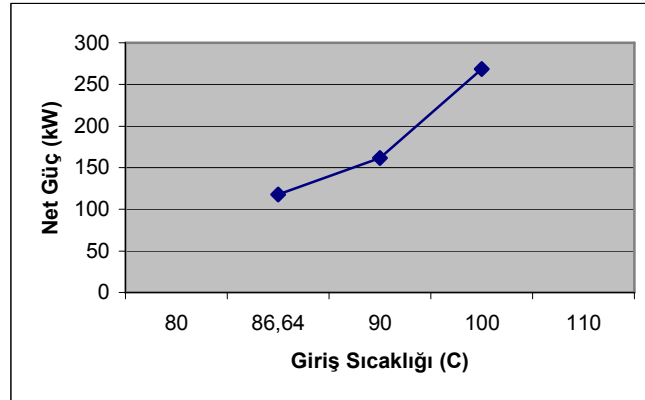
Diğer bir ikincil akışkan MP-39 için; giriş basıncı 3 MPa, çıkış sıcaklığı 26°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 15°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 22°C olarak kabul edilmiş olup program değerleri Tablo 7.2’de gösterilmiştir. Bu kabuller ışığında türbin giriş sıcaklığının 86,64-100°C değerleri arasında elde edilen debi, net güç ve termal verim değişimi değerleri Şekil 7.4, Şekil 7.5 ve Şekil 7.6’da grafikler halinde verilmiştir.

Tablo 7.2. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan MP-39 ile jeotermal güç üretimi için tasarımda kullanılan kabul değerleri.

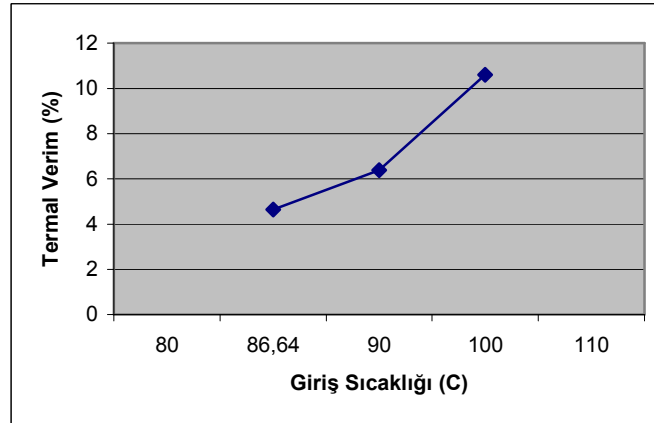
| Parametre                      | Birim | MP-39          |
|--------------------------------|-------|----------------|
| Jeotermal güç çevrimi          | -     | Binary Çevrimi |
| Jeotermal sıvı debisi          | kg/s  | 14             |
| Jeotermal sıvı basıncı         | kPa   | Sabit          |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı       | °C    | 142,5          |
| Jeotermal sıvı çıkış sıcaklığı | °C    | 100            |
| Türbin giriş basıncı           | MPa   | 3,0            |
| Isı değiştiricisi verimi       | %     | 95             |
| Türbin verimi                  | %     | 85             |
| Pompa verimi                   | %     | 90             |
| Türbin çıkış sıcaklığı         | °C    | 26             |
| Kon. soğ. suyu giriş sıcaklığı | °C    | 15             |
| Kon. soğ. suyu çıkış sıcaklığı | °C    | 22             |



Şekil 7.4. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi.



Şekil 7.5. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi.



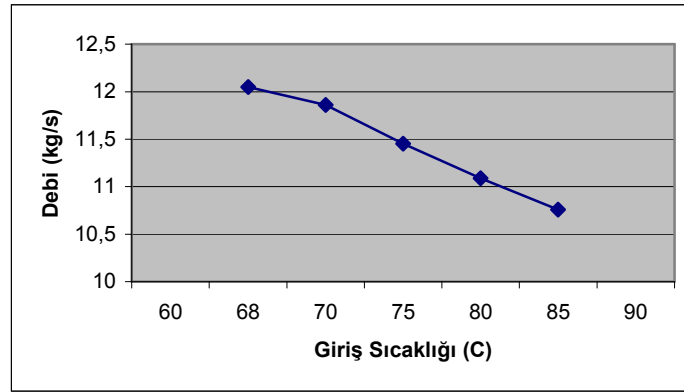
Şekil 7.6. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.

Programdaki diğer ikincil akışkan 407-C için; giriş basıncı 3 MPa, çıkış sıcaklığı 22°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 15°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 22°C olarak kabul edilmiş olup programda kullanılan tüm veriler Tablo 7.3'te gösterilmiştir. Bu kabuller ışığında türbin giriş sıcaklığının 68-85°C değerleri arasında elde edilen debi, net güç ve termal verim değişimi değerleri Şekil 7.7, Şekil 7.8 ve Şekil 7.9'da grafikler halinde verilmiştir.

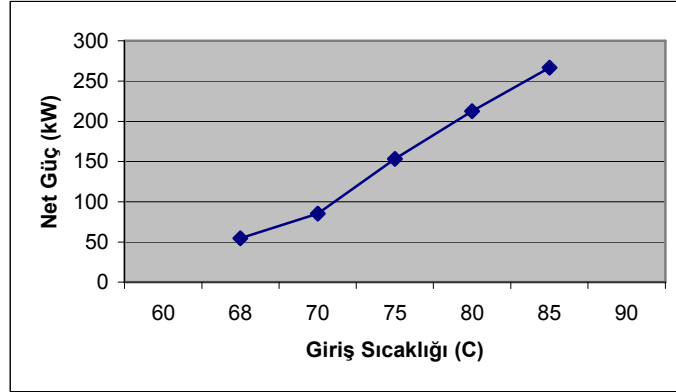


Tablo 7.3. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan 407-C ile jeotermal güç üretimi için tasarımda kullanılan kabul değerleri.

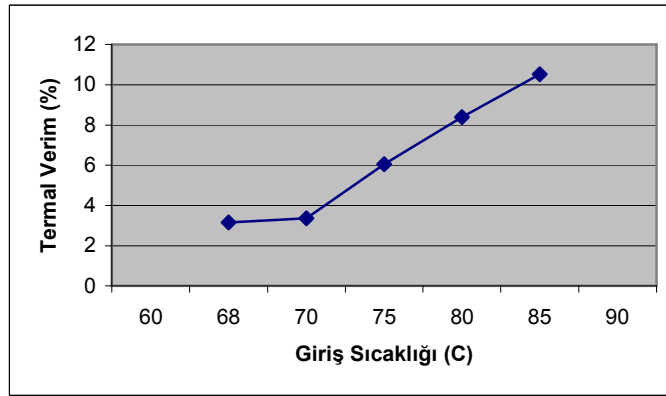
| Parametre                      | Birim | 407-C          |
|--------------------------------|-------|----------------|
| Jeotermal güç çevrimi          | -     | Binary Çevrimi |
| Jeotermal sıvı debisi          | kg/s  | 14             |
| Jeotermal sıvı basıncı         | kPa   | Sabit          |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı       | °C    | 142,5          |
| Jeotermal sıvı çıkış sıcaklığı | °C    | 100            |
| Türbin giriş basıncı           | MPa   | 3,0            |
| Isı değiştiricisi verimi       | %     | 95             |
| Türbin verimi                  | %     | 85             |
| Pompa verimi                   | %     | 90             |
| Türbin çıkış sıcaklığı         | °C    | 22             |
| Kon. soğ. suyu giriş sıcaklığı | °C    | 15             |
| Kon. soğ. suyu çıkış sıcaklığı | °C    | 22             |



Şekil 7.7. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi.



Şekil 7.8. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi.

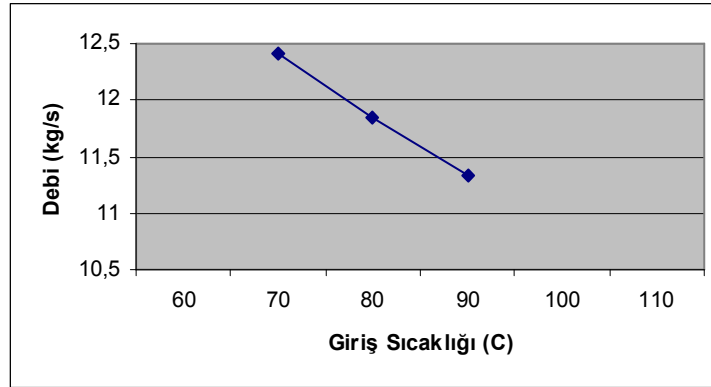


Şekil 7.9. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.

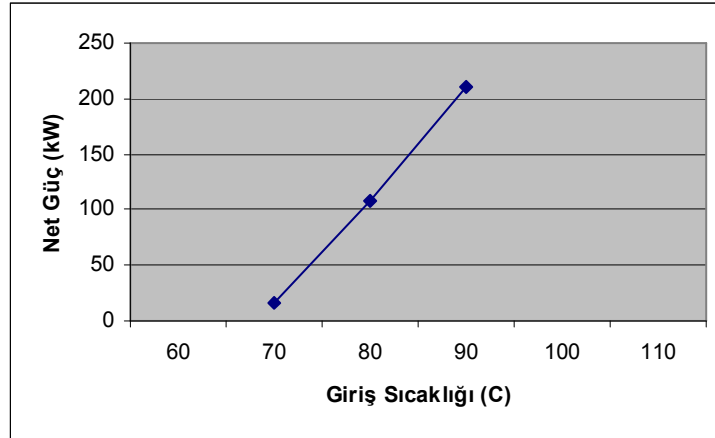
İkincil akışkan Freon-22 için ise; giriş basıncı 2 MPa, çıkış sıcaklığı 35°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondenser soğutma suyu giriş sıcaklığı 15°C, kondenser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 22°C olarak kabul edilmiş olup program değerleri Tablo 7.4'te gösterilmiştir. Bu kabuller ışığında türbin giriş sıcaklığının 70-90°C değerleri arasında elde edilen debi, net güç ve termal verim değişimi değerleri Şekil 7.10, Şekil 7.11 ve Şekil 7.12'de grafikler halinde verilmiştir.

Tablo 7.4. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan Freon-22 ile jeotermal güç üretimi için tasarımda kullanılan kabul değerleri.

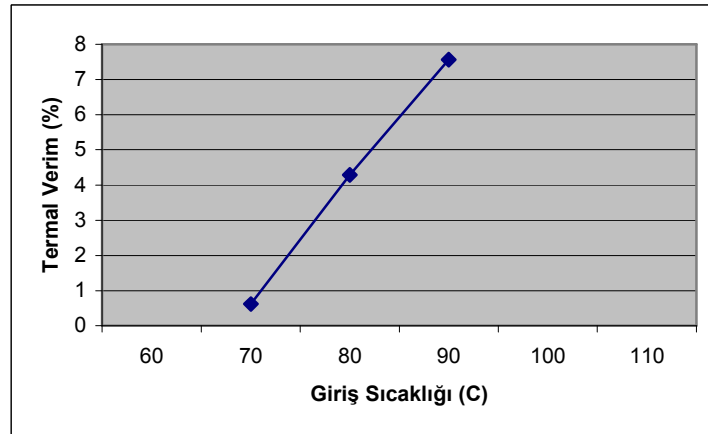
| Parametre                      | Birim | Freon-22       |
|--------------------------------|-------|----------------|
| Jeotermal güç çevrimi          | -     | Binary Çevrimi |
| Jeotermal sıvı debisi          | kg/s  | 14             |
| Jeotermal sıvı basıncı         | kPa   | Sabit          |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı       | °C    | 142,5          |
| Jeotermal sıvı çıkış sıcaklığı | °C    | 100            |
| Türbin giriş basıncı           | MPa   | 2,0            |
| Isı değiştiricisi verimi       | %     | 95             |
| Türbin verimi                  | %     | 85             |
| Pompa verimi                   | %     | 90             |
| Türbin çıkış sıcaklığı         | °C    | 35             |
| Kon. soğ. suyu giriş sıcaklığı | °C    | 15             |
| Kon. soğ. suyu çıkış sıcaklığı | °C    | 22             |



Şekil 7.10. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi.



Şekil 7.11. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi.

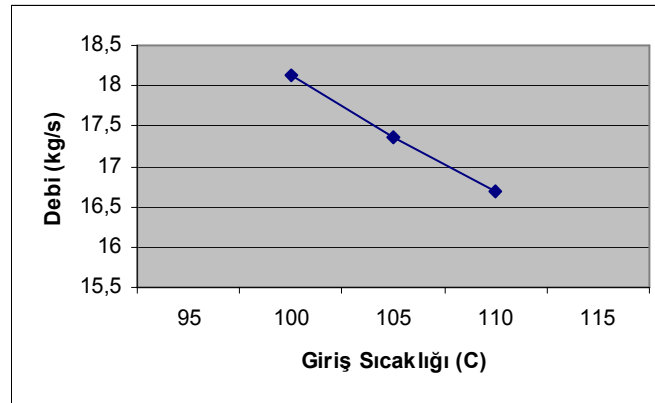


Şekil 7.12. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.

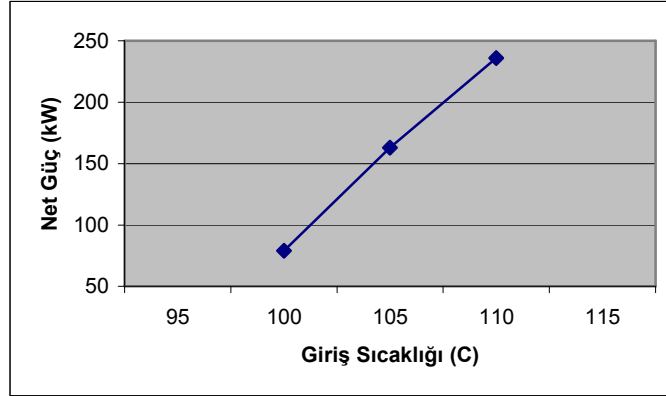
İkincil akışkan R-124 için ise; türbin giriş basıncı 2 MPa, çıkış sıcaklığı 70°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondenser soğutma suyu giriş sıcaklığı 15°C, kondenser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 22°C olarak kabul edilmiş olup program değerleri Tablo 7.5'te verilmiştir. Bu kabuller ışığında türbin giriş sıcaklığının 100-110°C değerleri arasında elde edilen debi, net güç ve termal verim değişimi değerleri Şekil 7.13, Şekil 7.14 ve Şekil 7.15'te grafikler halinde verilmiştir.

Tablo 7.5. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-124 ile jeotermal güç üretimi için tasarımda kullanılan kabul değerleri.

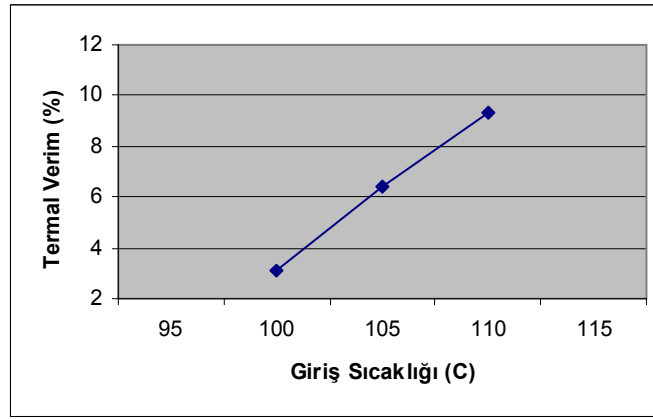
| Parametre                      | Birim | R-124          |
|--------------------------------|-------|----------------|
| Jeotermal güç çevrimi          | -     | Binary Çevrimi |
| Jeotermal sıvı debisi          | kg/s  | 14             |
| Jeotermal sıvı basıncı         | kPa   | Sabit          |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı       | °C    | 142,5          |
| Jeotermal sıvı çıkış sıcaklığı | °C    | 100            |
| Türbin giriş basıncı           | MPa   | 2,0            |
| Isı değiştiricisi verimi       | %     | 95             |
| Türbin verimi                  | %     | 85             |
| Pompa verimi                   | %     | 90             |
| Türbin çıkış sıcaklığı         | °C    | 70             |
| Kon. soğ. suyu giriş sıcaklığı | °C    | 15             |
| Kon. soğ. suyu çıkış sıcaklığı | °C    | 22             |



Şekil 7.13. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi.



Şekil 7.14. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi.

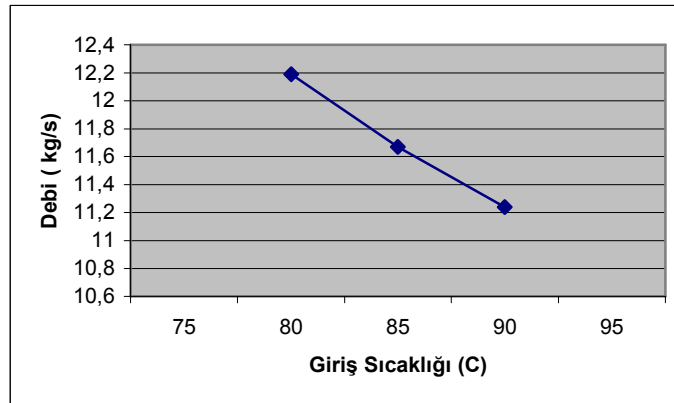


Şekil 7.15. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.

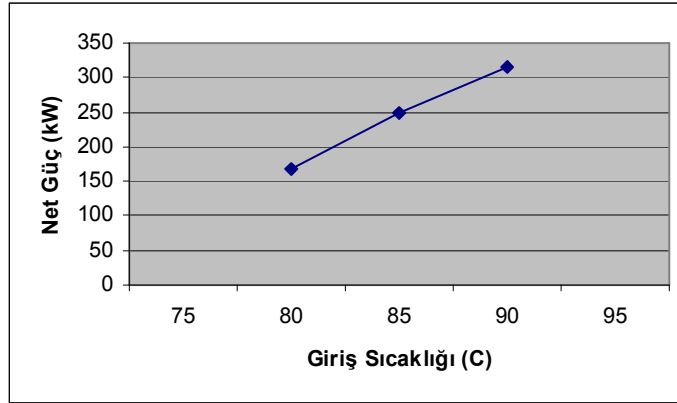
Programda kullanılan son ikincil akışkan R-134a için; türbin giriş basıncı 2,6 MPa, çıkış sıcaklığı 24°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondenser soğutma suyu giriş sıcaklığı 15°C, kondenser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 22°C olarak kabul edilmiş olup program değerleri Tablo 7.6'da gösterilmiştir. Bu kabuller ışığında türbin giriş sıcaklığının 80-90°C değerleri arasında elde edilen debi, net güç ve termal verim değişimi değerleri Şekil 7.16, Şekil 7.17 ve Şekil 7.18'de grafikler halinde verilmiştir.

Tablo 7.6. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-134a ile jeotermal güç üretimi için tasarımda kullanılan kabul değerleri.

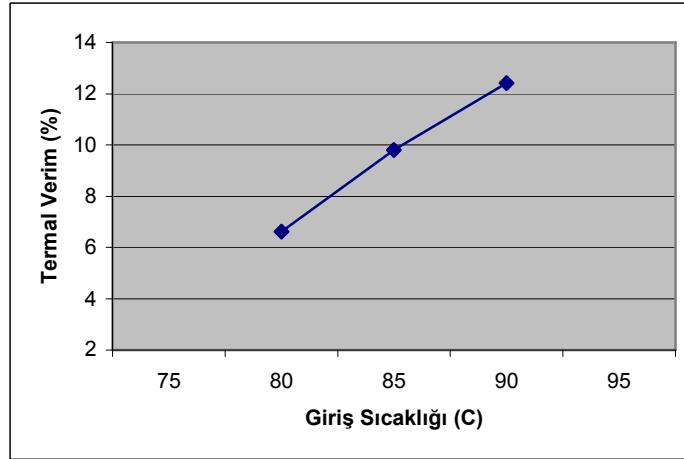
| Parametre                      | Birim | R-134a         |
|--------------------------------|-------|----------------|
| Jeotermal güç çevrimi          | -     | Binary Çevrimi |
| Jeotermal sıvı debisi          | kg/s  | 14             |
| Jeotermal sıvı basıncı         | kPa   | Sabit          |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı       | °C    | 142,5          |
| Jeotermal sıvı çıkış sıcaklığı | °C    | 100            |
| Türbin giriş basıncı           | MPa   | 2,6            |
| Isı değiştiricisi verimi       | %     | 95             |
| Türbin verimi                  | %     | 85             |
| Pompa verimi                   | %     | 90             |
| Türbin çıkış sıcaklığı         | °C    | 24             |
| Kon. soğ. suyu giriş sıcaklığı | °C    | 15             |
| Kon. soğ. suyu çıkış sıcaklığı | °C    | 22             |



Şekil 7.16. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi değişimi.



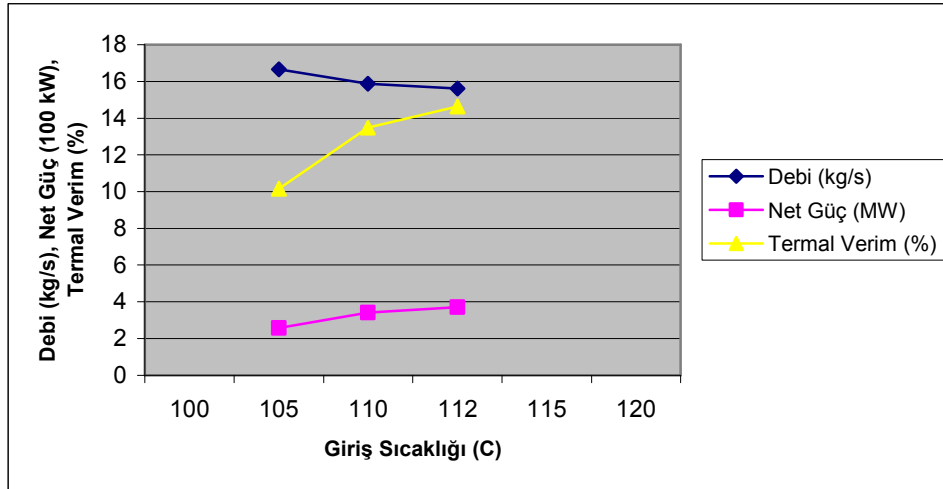
Şekil 7.17. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak net güç değişimi.



Şekil 7.18. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak termal verim değişimi.

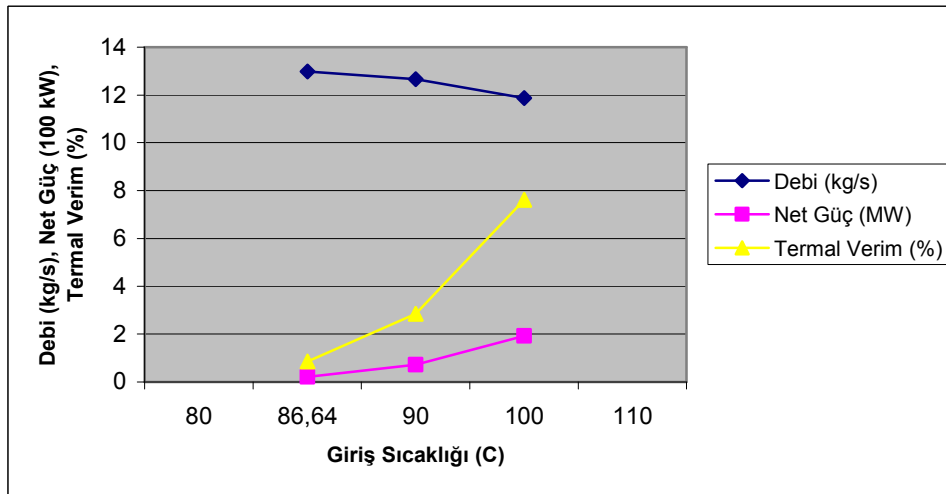
Yapılan hesaplamalarda Kütahya-Simav jeotermal sahasında tasarlanan binary çevrim elektrik güç santrali için kullanılan altı adet ikincil akışkan için elde edilen sonuçlar her bir akışkan için tek grafik altında gösterilmiştir. Çevrimde ikincil akışkan olarak R-236fa kullanıldığında ve gerekli kabuller yapıldığında giriş sıcaklığı değişimi ile debi, net güç ve termal verim değişimleri; Şekil 7.19'da gösterilmektedir.





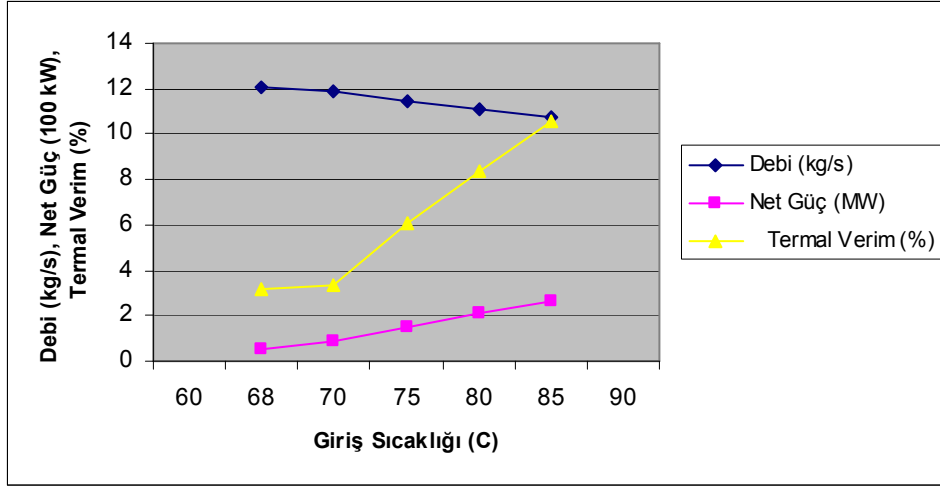
Şekil 7.19. İkincil akışkan R-236fa için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim değişimi.

İkincil akışkan olarak MP-39 kullanıldığında ve gerekli kabuller yapıldığında giriş sıcaklığı değişimi ile debi, net güç ve termal verim değişimleri; Şekil 7.20’de gösterilmektedir.



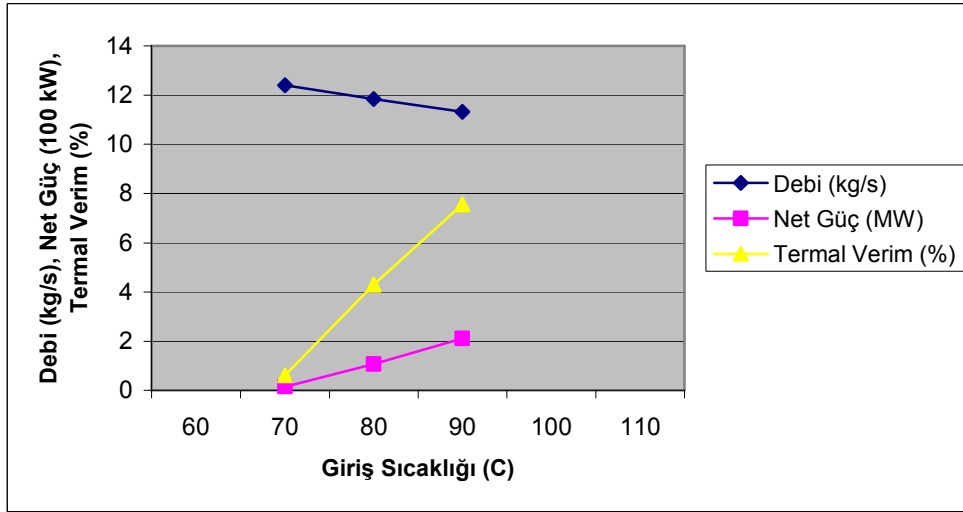
Şekil 7.20. İkincil akışkan MP-39 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim değişimi.

İkincil akışkan olarak 407-C kullanıldığında ve gerekli kabuller yapıldığında giriş sıcaklığı değişimi ile debi, net güç ve termal verim değişimleri; Şekil 7.21’de gösterilmektedir.



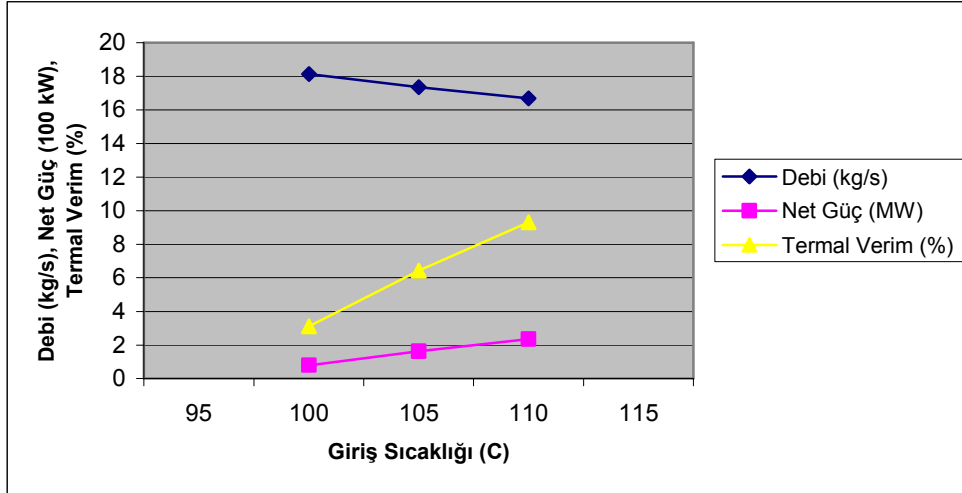
Şekil 7.21. İkincil akışkan 407-C için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim değişimi.

İkincil akışkan olarak Freon-22 kullanıldığında ve gerekli kabuller yapıldığında giriş sıcaklığı ile debi, net güç, termal verim değişimleri; Şekil 7.22’de gösterilmektedir.



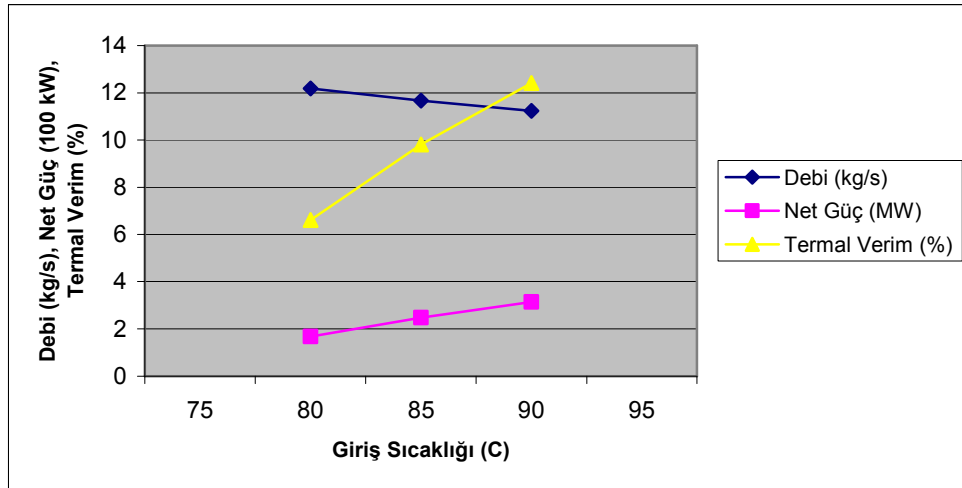
Şekil 7.22. İkincil akışkan Freon-22 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim değişimi.

İkincil akışkan R-124 kullanıldığında ve gerekli kabuller yapıldığında giriş sıcaklığı ile debi, net güç, termal verim değişimleri; Şekil 7.23’te gösterilmektedir.



Şekil 7.23. İkincil akışkan R-124 için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim değişimi.

İkincil akışkan olarak R-134a kullanıldığında ve gerekli kabuller yapıldığında giriş sıcaklığı ile debi, net güç ve termal verim değişimleri; Şekil 7.24'te gösterilmektedir.



Şekil 7.24. İkincil akışkan R-134a için giriş sıcaklığına bağlı olarak debi, net güç, termal verim değişimi.

Kütahya-Simav jeotermal sahasında tasarlanan binary çevrim elektrik güç santralinde gerekli değerleri hesaplamak için hazırlanan bilgisayar programında; tek kuyu kullanımı, çiftli kombine kuyu kullanımı ve üçlü kombine kuyu kullanımı seçenekleri bulunmaktadır. Yapılan hesaplamalar için tekli sistemde EJ-1, çiftli kombine sistemde EJ-1 ile EJ-3, üçlü kombine sistemde ise EJ-1, EJ-2 ve EJ-3 kuyularının değer ve parametreleri baz alınmıştır. Her bir sistem

için ayrı ayrı ikincil akışkanlar kullanılarak çevrimin termal verimleri bulunmuştur. Buna göre sistemde kullanılan ikincil akışkan R-236fa için sisteme giriş sıcaklığı sabit basınçta 62°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 12°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 20°C olarak kabul edilerek hesaplar yapılmıştır. Bu kabuller ışığında Kütahya-Simav jeotermal sahasında R-236fa ikincil akışkanı için elde edilen jeotermal güç üretim teknik değerleri Tablo 7.7’de verilmektedir.

Tablo 7.7. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-236fa için jeotermal güç üretim teknik değerleri.

| Parametre                 | Birim | Tek Kaynak Kullanımı | İkili Kaynak Kullanımı | Üçlü Kaynak Kullanımı |
|---------------------------|-------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jeotermal güç çevrimi     | -     | Binary Çevrimi       | Binary Çevrimi         | Binary Çevrimi        |
| Jeotermal sıvı debisi     | kg/s  | 72                   | 122                    | 123                   |
| Jeotermal sıvı basıncı    | kPa   | Sabit                | Sabit                  | Sabit                 |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı  | °C    | 162,4                | 133,9                  | 134,1                 |
| İkincil akışkan           | -     | R-236fa              | R-236fa                | R-236fa               |
| Jeotermal sıvı çıkış sic. | °C    | 100                  | 100                    | 100                   |
| İkincil akışkan debisi    | kg/s  | 120,6                | 111,4                  | 112,9                 |
| Türbin giriş basıncı      | MPa   | 2,0                  | 2,0                    | 2,0                   |
| Türbin giriş sıcaklığı    | °C    | 110                  | 110                    | 110                   |
| Isı değiştiricisi verimi  | %     | 95                   | 95                     | 95                    |
| Türbin verimi             | %     | 85                   | 85                     | 85                    |
| Pompa verimi              | %     | 90                   | 90                     | 90                    |
| Türbin çıkış sıcaklığı    | °C    | 62                   | 62                     | 62                    |
| Kon. soğ. suyu giriş sic. | °C    | 12                   | 12                     | 12                    |
| Kon. soğ. suyu çıkış sic. | °C    | 20                   | 20                     | 20                    |
| Kondanser su kapasitesi   | kg/s  | 449,8                | 415,8                  | 421,0                 |
| Türbin güç değeri         | kWe   | 2741,1               | 2530,9                 | 2565,6                |
| Jeneratör güç değeri      | kWe   | 2591,6               | 2392,8                 | 2425,7                |
| Termal verim              | %     | 13,48                | 13,48                  | 13,48                 |

İkincil akışkan MP-39 için sisteme giriş sıcaklığı sabit basınçta 22°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 12°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 20°C olarak kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında Kütahya-Simav jeotermal sahasında MP-39 ikincil akışkanı için jeotermal güç üretim teknik değerleri Tablo 7.8’de gösterilmiştir.

Tablo 7.8. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan MP-39 için jeotermal güç üretim teknik değerleri.

| Parametre                 | Birim | Tek Kaynak Kullanımı | İkili Kaynak Kullanımı | Üçlü Kaynak Kullanımı |
|---------------------------|-------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jeotermal güç çevrimi     | -     | Binary Çevrimi       | Binary Çevrimi         | Binary Çevrimi        |
| Jeotermal sıvı debisi     | kg/s  | 72                   | 122                    | 123                   |
| Jeotermal sıvı basıncı    | kPa   | Sabit                | Sabit                  | Sabit                 |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı  | °C    | 162,4                | 133,9                  | 134,1                 |
| İkincil akışkan           | -     | MP-39                | MP-39                  | MP-39                 |
| Jeotermal sıvı çıkış sic. | °C    | 100                  | 100                    | 100                   |
| İkincil akışkan debisi    | kg/s  | 81,6                 | 75,4                   | 76,4                  |
| Türbin giriş basıncı      | MPa   | 3,0                  | 3,0                    | 3,0                   |
| Türbin giriş sıcaklığı    | °C    | 100                  | 100                    | 100                   |
| Isı değiştiricisi verimi  | %     | 95                   | 95                     | 95                    |
| Türbin verimi             | %     | 85                   | 85                     | 85                    |
| Pompa verimi              | %     | 90                   | 90                     | 90                    |
| Türbin çıkış sıcaklığı    | °C    | 22                   | 22                     | 22                    |
| Kon. soğ. suyu giriş sic. | °C    | 12                   | 12                     | 12                    |
| Kon. soğ. suyu çıkış sic. | °C    | 20                   | 20                     | 20                    |
| Kondanser su kapasitesi   | kg/s  | 463,8                | 428,6                  | 434,5                 |
| Türbin güç değeri         | kWe   | 2275,8               | 2102,9                 | 2131,6                |
| Jeneratör güç değeri      | kWe   | 2102,0               | 1942,3                 | 1968,8                |
| Termal verim              | %     | 10,93                | 10,94                  | 10,94                 |

İkincil akışkan 407-C için sisteme giriş sıcaklığı sabit basınçta 22°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 12°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 20°C olarak kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında Kütahya-Simav jeotermal sahasında 407-C ikincil akışkanı için jeotermal güç üretim teknik değerleri Tablo 7.9'da gösterilmiştir.

Tablo7.9. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkanı 407-C için jeotermal güç üretim teknik değerleri.

| Parametre                 | Birim | Tek Kaynak Kullanımı | İkili Kaynak Kullanımı | Üçlü Kaynak Kullanımı |
|---------------------------|-------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jeotermal güç çevrimi     | -     | Binary Çevrimi       | Binary Çevrimi         | Binary Çevrimi        |
| Jeotermal sıvı debisi     | kg/s  | 72                   | 122                    | 123                   |
| Jeotermal sıvı basıncı    | kPa   | Sabit                | Sabit                  | Sabit                 |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı  | °C    | 162,4                | 133,9                  | 134,1                 |
| İkincil akışkan           | -     | R-407C               | R-407C                 | R-407C                |
| Jeotermal sıvı çıkış sic. | °C    | 100                  | 100                    | 100                   |
| İkincil akışkan debisi    | kg/s  | 85,8                 | 79,2                   | 80,3                  |
| Türbin giriş basıncı      | MPa   | 3,2                  | 3,2                    | 3,2                   |
| Türbin giriş sıcaklığı    | °C    | 80                   | 80                     | 80                    |
| Isı değıştiricisi verimi  | %     | 95                   | 95                     | 95                    |
| Türbin verimi             | %     | 85                   | 85                     | 85                    |
| Pompa verimi              | %     | 90                   | 90                     | 90                    |
| Türbin çıkış sıcaklığı    | °C    | 22                   | 22                     | 22                    |
| Kon. soğ. suyu giriş sic. | °C    | 12                   | 12                     | 12                    |
| Kon. soğ. suyu çıkış sic. | °C    | 20                   | 20                     | 20                    |
| Kondanser su kapasitesi   | kg/s  | 490,4                | 452,8                  | 459,0                 |
| Türbin güç değeri         | kWe   | 1530,8               | 1413,4                 | 1432,8                |
| Jeneratör güç değeri      | kWe   | 1325,0               | 1223,3                 | 1240,2                |
| Termal verim              | %     | 6,89                 | 6,89                   | 6,89                  |

İkincil akışkan Freon-22 için sisteme giriş sıcaklığı sabit basınçta 35°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 12°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 20°C olarak kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında Kütahya-Simav jeotermal sahasında Freon-22 ikincil akışkanı için jeotermal güç üretim teknik değerleri Tablo 7.10'da gösterilmiştir.

Tablo7.10. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan Freon-22 için jeotermal güç üretim teknik değerleri.

| Parametre                 | Birim | Tek Kaynak Kullanımı | İkili Kaynak Kullanımı | Üçlü Kaynak Kullanımı |
|---------------------------|-------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jeotermal güç çevrimi     | -     | Binary Çevrimi       | Binary Çevrimi         | Binary Çevrimi        |
| Jeotermal sıvı debisi     | kg/s  | 72                   | 122                    | 123                   |
| Jeotermal sıvı basıncı    | kPa   | Sabit                | Sabit                  | Sabit                 |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı  | °C    | 162,4                | 133,9                  | 134,1                 |
| İkincil akışkan           | -     | Freon-22             | Freon-22               | Freon-22              |
| Jeotermal sıvı çıkış sic. | °C    | 100                  | 100                    | 100                   |
| İkincil akışkan debisi    | kg/s  | 86,1                 | 79,5                   | 80,6                  |
| Türbin giriş basıncı      | MPa   | 2,0                  | 2,0                    | 2,0                   |
| Türbin giriş sıcaklığı    | °C    | 90                   | 90                     | 90                    |
| Isı değıştircisi verimi   | %     | 95                   | 95                     | 95                    |
| Türbin verimi             | %     | 85                   | 85                     | 85                    |
| Pompa verimi              | %     | 90                   | 90                     | 90                    |
| Türbin çıkış sıcaklığı    | °C    | 35                   | 35                     | 35                    |
| Kon. soğ. suyu giriş sic. | °C    | 12                   | 12                     | 12                    |
| Kon. soğ. suyu çıkış sic. | °C    | 20                   | 20                     | 20                    |
| Kondanser su kapasitesi   | kg/s  | 487,9                | 450,4                  | 456,6                 |
| Türbin güç değeri         | kWe   | 1602,6               | 1479,5                 | 1499,8                |
| Jeneratör güç değeri      | kWe   | 1456,2               | 1344,4                 | 1362,8                |
| Termal verim              | %     | 7,57                 | 7,57                   | 7,57                  |

İkincil akışkan R-124 için sisteme giriş sıcaklığı sabit basınçta 70°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 12°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 20°C olarak kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında Kütahya-Simav jeotermal sahasında R-124 ikincil akışkanı için jeotermal güç üretim teknik değerleri Tablo 7.11'de gösterilmiştir.

Tablo 7.11. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-124 için jeotermal güç üretim teknik değerleri.

| Parametre                 | Birim | Tek Kaynak Kullanımı | İkili Kaynak Kullanımı | Üçlü Kaynak Kullanımı |
|---------------------------|-------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jeotermal güç çevrimi     | -     | Binary Çevrimi       | Binary Çevrimi         | Binary Çevrimi        |
| Jeotermal sıvı debisi     | kg/s  | 72                   | 122                    | 123                   |
| Jeotermal sıvı basıncı    | kPa   | Sabit                | Sabit                  | Sabit                 |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı  | °C    | 162,4                | 133,9                  | 134,1                 |
| İkincil akışkan           | -     | R-124                | R-124                  | R-124                 |
| Jeotermal sıvı çıkış sic. | °C    | 100                  | 100                    | 100                   |
| İkincil akışkan debisi    | kg/s  | 126,7                | 117,0                  | 118,6                 |
| Türbin giriş basıncı      | MPa   | 2,0                  | 2,0                    | 2,0                   |
| Türbin giriş sıcaklığı    | °C    | 110                  | 110                    | 110                   |
| Isı değiştiricisi verimi  | %     | 95                   | 95                     | 95                    |
| Türbin verimi             | %     | 85                   | 85                     | 85                    |
| Pompa verimi              | %     | 90                   | 90                     | 90                    |
| Türbin çıkış sıcaklığı    | °C    | 70                   | 70                     | 70                    |
| Kon. soğ. suyu giriş sic. | °C    | 12                   | 12                     | 12                    |
| Kon. soğ. suyu çıkış sic. | °C    | 20                   | 20                     | 20                    |
| Kondanser su kapasitesi   | kg/s  | 475,7                | 439,2                  | 445,3                 |
| Türbin güç değeri         | kWe   | 1949,4               | 1799,9                 | 1824,7                |
| Jeneratör güç değeri      | kWe   | 1792,3               | 1654,8                 | 1677,6                |
| Termal verim              | %     | 9,32                 | 9,32                   | 9,32                  |

İkincil akışkan R-134a için sisteme giriş sıcaklığı sabit basınçta 24°C, jeotermal akışkan çıkış sıcaklığı 100°C, kondanser soğutma suyu giriş sıcaklığı 12°C, kondanser soğutma suyu çıkış sıcaklığı 20°C olarak kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında Kütahya-Simav jeotermal sahasında R-134a ikincil akışkanı için jeotermal güç üretim teknik değerleri Tablo 7.12’de gösterilmiştir.

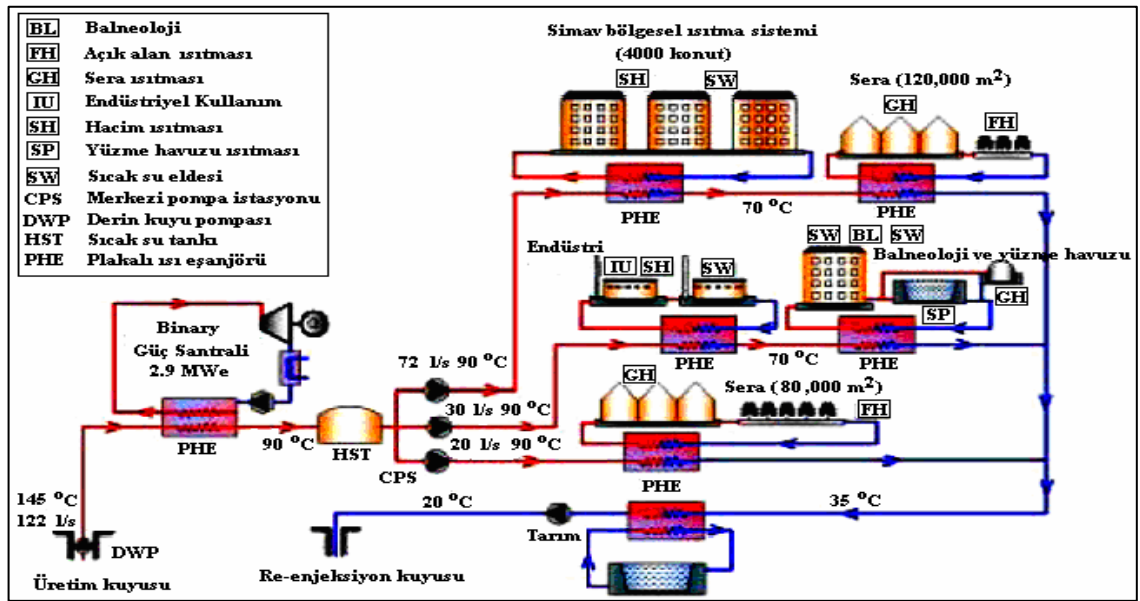


Tablo 7.12. Kütahya-Simav sahasında ikincil akışkan R-134a için jeotermal güç üretim teknik değerleri.

| Parametre                 | Birim | Tek Kaynak Kullanımı | İkili Kaynak Kullanımı | Üçlü Kaynak Kullanımı |
|---------------------------|-------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jeotermal güç çevrimi     | -     | Binary Çevrimi       | Binary Çevrimi         | Binary Çevrimi        |
| Jeotermal sıvı debisi     | kg/s  | 72                   | 122                    | 123                   |
| Jeotermal sıvı basıncı    | kPa   | Sabit                | Sabit                  | Sabit                 |
| Jeotermal sıvı sıcaklığı  | °C    | 162,4                | 133,9                  | 134,1                 |
| İkincil akışkan           | -     | R-134a               | R-134a                 | R-134a                |
| Jeotermal sıvı çıkış sic. | °C    | 100                  | 100                    | 100                   |
| İkincil akışkan debisi    | kg/s  | 85,4                 | 78,8                   | 79,9                  |
| Türbin giriş basıncı      | MPa   | 2,6                  | 2,6                    | 2,6                   |
| Türbin giriş sıcaklığı    | °C    | 90                   | 90                     | 90                    |
| Isı değiştiricisi verimi  | %     | 95                   | 95                     | 95                    |
| Türbin verimi             | %     | 85                   | 85                     | 85                    |
| Pompa verimi              | %     | 90                   | 90                     | 90                    |
| Türbin çıkış sıcaklığı    | °C    | 24                   | 24                     | 24                    |
| Kon. soğ. suyu giriş sic. | °C    | 12                   | 12                     | 12                    |
| Kon. soğ. suyu çıkış sic. | °C    | 20                   | 20                     | 20                    |
| Kondenser su kapasitesi   | kg/s  | 455,0                | 420,0                  | 425,9                 |
| Türbin güç değeri         | kWe   | 2539,5               | 2344,3                 | 2377,0                |
| Jeneratör güç değeri      | kWe   | 2388,4               | 2204,8                 | 2235,6                |
| Termal verim              | %     | 12,42                | 12,42                  | 12,42                 |

Kullanılan ikincil akışkanlar ile yapılan hesaplamalar, yukarıda gösterilen grafikler ve tablolar ışığında tüm ikincil akışkanlar için belli bir giriş basıncı ve diğer kabul edilen değerler kullanılarak giriş sıcaklığının artırılması ile net güç ve termal verim doğru orantılı olarak artmakta, ancak ikincil akışkanın debi değeri ters orantılı şekilde azalmaktadır. Tek kaynak kullanımı, çift kaynak kullanımı ve üçlü kaynak kullanımlı sistemlerde ise termal verim değerleri az miktarda artmaktadır. Seçilen ikincil akışkanlarda en iyi verimi elde etmek için sıcaklık ve basınç değerleri ile yapılan hesaplamalarda, Simav jeotermal sahasında kurulması tasarlanan Binary santrali için verimler; R-236fa, MP-39, 407-C, Freon-22,R-124 ve R-134a ikincil akışkanları için akışkan sırasıyla; % 13,48, % 10,94, % 6,89, % 7,57, % 9,32 ve % 12,42 olarak hesaplanmıştır. Buna göre jeotermal enerjini % 86,52 - 93,11'lik kısmı atmosfere atık ısı olarak bırakılmaktadır. Çevrimin çalışma şartlarının optimize edilmesi, ikincil akışkanların

değiştirilmesi, yeni teknolojilerin kullanılması, kurulması önerilen santralin performansını arttırabilir yada azaltabilir. Çevrimlere ait P-h diyagramları Ek 2, Ek 3, Ek 4, Ek 5, Ek 6 ve Ek 7 de gösterilmiştir. Simav-Eynal sahasında entegre bir tesisin kurulması ile elektrik üretiminin yanında % 86,52 - 93,11'lik atık ısı ile Simav ilçesinin ısıtılması, endüstriyel kullanım, sera ısıtılması ve termal tesislerin ısıtılması yapılabilir. Şekil 7.25'te Simav jeotermal sahası için jeotermal enerjinin çok amaçlı kullanımı görülmektedir.



Şekil 7.25. Jeotermal enerjinin çok amaçlı kullanımı [49].

## 8. ÖNERİLER

İçinde bulunduğumuz yüzyılda ülkelerin gelişmişlik düzeyleri harcanan enerji miktarı ile doğru orantılıdır. Bundan dolayı ülkeler enerji üretimlerini geleceğe yönelik olarak planlamak zorundadırlar. Ülkemiz gelişmekte olan ülkeler arasında yer almakta ve gün geçtikçe enerji ihtiyacı da artmaktadır. Artan ihtiyaca cevap verebilmek amacı ile sınırlı olan enerji kaynaklarını en iyi şekilde değerlendirmek zorundadır. Bugün dünyada kullanılabilen enerji kaynakları; başta fosil kökenli kaynaklar, hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak bilinen rüzgar, güneş, biomas, dalga ve jeotermal enerjidir. Fosil kökenli kaynakların giderek azalması ve yarattıkları çevre sorunları, alternatif enerji kaynaklarının devreye alınmasını zorunlu hale getirmektedir.

Ülkemizde özellikle 1950'lerden sonra sanayileşme, şehirleşme, gelir seviyesinin yükselmesi ve hızlı nüfus artışına paralel olarak artan enerji tüketimi, yerli kaynak üretimi ile karşılanamayacak boyutlara ulaşmıştır. Her geçen yıl toplam enerji tüketimi ile yerli üretim arasındaki fark gittikçe artmaktadır. Ülkemiz enerji açığını frenlemek zorundadır, aksi halde dışa bağımlılık oranı diğer yandan kaynak ithalatı için verilmesi gereken döviz miktarları hızla artmaya devam edecektir. Bu koşullar altında acilen elimizde bulunan kaynakları akılcı bir şekilde kullanarak enerji tasarrufu sağlamak, mevcut üretim sahalarındaki üretimi artırma çalışmaları yapmak, ilave arama çalışmaları ile yeni sahalar keşfederek ekonomik görülen sahaları üretime açmak ve sürdürülebilir ve çevre açısından da temiz enerji kaynaklarının kullanımına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu açıdan ülkemiz için önemli bir potansiyel teşkil eden jeotermal enerji gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının artan ölçülerde kullanılması ülke ekonomisine önemli bir katkı sağlayabilir.

Ülkemizin, enerji gündeminde ilk sırayı alan elektrik enerjisi sıkıntısını gidermek amacıyla yeni enerji tesisleri yatırımlarına özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarına ait teknolojilere yönelinmelidir. Jeotermal enerji kaynakları açısından zengin olan Türkiye'de jeotermal enerjinin elektrik üretiminde kullanılması, ısıtma amaçlı kullanımına göre geri planda kalmıştır. Türkiye'de özellikle Ege Bölgesinin yüksek entalpili zengin jeotermal kaynaklara sahip olduğu bilinmesine rağmen bu bölgede sadece bir tane buharlaştırılmalı jeotermal elektrik santrali kurulmuş, bu da termal kirlilik ve kireçlenme problemleri nedeniyle sık sık devre dışı kalmakta, dolayısıyla verimsiz çalışmaktadır. Denizli-Kızıldere'de bulunan bu santralin haricinde Aydın-Salavatlı'da kurulan jeotermal elektrik santrali elektrik üretimine test

mahiyetinde başlamıştır. Bu kurulan santralinde bir an önce tam kapasite ile çalışması sağlanmalıdır. Bu santrallerin yanı sıra Aydın-Germencik, Çanakkale-Tuzla, Kütahya-Simav jeotermal sahalarının da devreye sokulması ile 2010 yılında 500 MWe jeotermal elektrik üretimi hedeflenmiş olmasına rağmen uygulamalar bu hedeften çok uzaktır [19].

Petrol fiyatlarındaki dalgalanmalar, kömür kullanımı sonucu oluşan hava kirliliği gibi etkenler yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını zorunlu hale getirmiştir. Kömür rezervleri açısından oldukça zengin bir ülke olan Türkiye’de hava kirliliği problemi oldukça had safhadadır. Teknolojinin gelişmesiyle birlikte, jeotermal enerjinin rolü artmıştır. Daha önceki bölümlerde de bahsedilen çevre kirliliği problemleri, binary çevrim gibi farklı iki akışkanın kullanıldığı kapalı çevrimler ile aşılmış ve jeotermal enerji global sorunların çözülmesindeki yerini almaya hazır hale gelmiştir [25].

Simav jeotermal sahasında kurulması tasarlanan Binary santralinde; ikincil akışkan olarak atmosfer basıncında kaynama noktası, kimyasal kararlılığı, alevlenme ve yanma özelliklerinin uygunluğu ve ozon tabakasına zarar vermemesi nedeniyle R-236fa, MP-39, 407-C Freon-22, R-124 ve R-134a akışkanları tercih edilmiştir. Bu ikincil akışkanlar ile yapılan hesaplamalar sonucunda binary santralin verimleri; R-236fa, MP-39, 407-C, Freon-22, R-124 ve R-134a ikincil akışkanları için sırasıyla % 13,48, % 10,94, % 6,89, % 7,57, % 9,32 , % 12,42 olarak hesaplanmıştır. Buna göre jeotermal enerjinin % 86,52 - 93,11’lik kısmı atmosfere atık ısı olarak bırakılmaktadır. Jeotermal akışkanın enerjisinden tam olarak yararlanılamayan bu yörede, entegre bir tesisin kurulması düşünülebilir. Bu tesis sayesinde, elektrik üretiminin yanı sıra atık ısı ile Simav ilçesinin ısıtılması, endüstriyel kullanım, sera ve termal tesislerin ısıtılması yapılabilir. Bu amaçla, ilçede entegre üretim sistemleri ile, endüstriyel uygulamalar ve geliri daha fazla olan sera ürün yetiştiriciliği özendirilmelidir (çiçekçilik, kültür balıkçılığı, karides yetiştiriciliği vs. gibi). Ancak bu doğrultuda yapılacak bir çalışmada ekonomiklik faktörü de göz önünde bulundurularak, jeotermal ile birlikte kullanılacak sera alanınının 10-15 dönümden az olmaması gerekmektedir.

Jeotermal enerji gelecekte Türkiye’nin enerji ihtiyacının karşılanması açısından önemli bir potansiyele sahiptir. Türkiye jeotermal enerji potansiyeli açısından Avrupa’da iki, Dünyada beşinci sırada yer almasına rağmen, jeotermal kaynaklardan elektrik üretimi oldukça düşüktür. Bugün dünyada yaygın olarak kullanılmaya başlanılan bu teknolojiler ülkemiz santrallerinde mutlaka uygulanmalı ve geliştirilmesi amacıyla Ar-Ge çalışmaları artırılmalıdır. Bunun yanı

sıra, jeotermal santraller; az alan kaplamakta ve görüntüyü bozmamaktadır. Jeotermal enerjiye dayalı modern santrallerde CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> atımı çok düşük seviyelere indirilmiştir. Özellikle merkezi ısıtma sistemlerinde söz konusu gazlarla ilgili sorun tümüyle çözümlenmiş durumdadır. Bu sebepten dolayı elektrik üretimi için gerekli olan şartların sağlanması durumunda jeotermal enerji kaynağı gerek ucuzluğu gerekse çevre dostu olması nedeniyle tercih edilmektedir.

Türkiye’de, jeotermal endüstrisinin hızla gelişmesine rağmen, uzmanlar ve finansörler doğal gaz gibi düşük fiyatlı yakıtlara bel bağlamışlardır. Maliyeti, yeni bir jeotermal santralin maliyetinin yarısına denk olan doğal gaz santralleri başlangıçta karlı bir yatırım gibi görünse de, ekonomik olarak dışa bağımlılığın artması ve sonraki yıllarda ki değişimlerin belirsizliği gibi nedenlerden dolayı yanlış bir izlenimdir.

Bu bağlamda, mevcut doğal ve temiz enerji kaynaklarımız ayrıntılı şekilde irdelenmeli ve yasal düzenlemeler yapılmalı ve sürdürülebilir bir gelecek politikası benimsenmelidir. Bu tür çalışmalar ile enerji probleminin ciddi boyutlara ulaştığı bugünlerde ülkemizin enerji açısından dışarıya olan bağımlılığını azda olsa azaltacaktır.

## KAYNAKLAR DİZİNİ

- [1] Köse, R., Editör, 2004, Önsöz ve sonuç bildirgesi, II. Ulusal Ege enerji sempozyumu ve sergisi bildiri kitabı, Dumlupınar Üniversitesi , Kütahya, s: 625.
- [2] Akkuş, İ., Akıllı, H., Ceyhan, S., Dilemre, A., Tekin, Z., 2005, Türkiye jeotermal kaynakları envanteri, Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Ankara, s: 729.
- [3] ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), 2006b, Türkiye’de yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı, Erişim adresi: [www.enerji.gov.tr/enerjituketimi.htm](http://www.enerji.gov.tr/enerjituketimi.htm)
- [4] TMMOB Yayın Kurulu, 2003, Önsöz bildirgesi, Güneş enerjisi sistemleri sempozyumu ve sergisi bildiri kitabı, Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, TMMOB Yayın No: E/2003/321, 20-21 Haziran 2003, Mersin.
- [5] DPT (T.C.Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı), 2005, Binyıl kalkınma hedefleri raporu, Türkiye 2005, Erişim adresi: <http://ekutup.dpt.gov.tr/kalkinma/binyil05>.
- [6] EİEİ (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), 2006a, Yenilenebilir enerji kaynakları, Güneş Enerjisi, Güneş Enerji Çalışmaları, Erişim adresi: <http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/eiegunes.html>
- [7] TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi), 2006a, Türkiye’de kurulu gücün yıllar itibariyle gelişimi, Erişim adresi: <http://www.teias.gov.tr/istat2004/1.xls>.
- [8] RESSİAD (Rüzgar Enerjisi ve Su Santralleri İşadamları Derneği), 2006, Türkiye kurulu güç gelişimi, Erişim adresi: <http://www.ressiad.org.tr/dhie.php?t=istatistikler&ID=1>
- [9] TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi), 2006b, Türkiye Enerji Projeksiyonu, Erişim adresi: [www.teias.gov.tr/yayinlar-raporlar/turkiyeelektrikuretimplani.htm](http://www.teias.gov.tr/yayinlar-raporlar/turkiyeelektrikuretimplani.htm).
- [10] BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi), 2006, Doğalgaz Taşımacılığı, Tesisleri ve Ticareti, Erişim adresi: [www.botas.gov.tr/dogalgaz.asp](http://www.botas.gov.tr/dogalgaz.asp).
- [11] Ültanır, M.Ö., 2006, Economic indicators for investing in renewable resources, Yenilenebilir Enerji Sempozyumu Bildiri Kitabı, 1-2 Haziran 2006, Ankara, Erişim adresi: <http://www.ressiad.org.tr/dhie.php?t=etkinlikler&ID=20>.
- [12] Heinrich Böll Stiftung Derneği, 2006, Önsöz ve program bildirgesi, Akıllı Enerji: Türkiye-AB Uluslararası Konferansı Bildiri Kitabı, 28-29 Ekim 2006, Ankara, Erişim adresi: [http://www.boell-tr.org/tr/event\\_details\\_tr.aspx?evid=57](http://www.boell-tr.org/tr/event_details_tr.aspx?evid=57).
- [13] JENARUM (Jeotermal Araştırma ve Uygulama Merkezi), 2004, Jeotermal enerjini tüketim alanları, Erişim adresi: <http://www.eng.deu.edu.tr/jenarum/turkish/gnblbg.htm>.
- [14] Tuğcu, A., 2002, Simav yöresindeki mevcut jeotermal enerji kaynaklarından elektrik üretiminin irdelenmesi, DPÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, Kütahya.
- [15] Özbek, T., 2000, Jeotermal akışkanın entegre olarak sağlık ve termal turizmde değerlendirilmesi, Yerel Yöntemlerde Jeotermal Enerji ve Jeoteknik Uygulamalar Sempozyumu Bildiriler Kitabı, Ankara, s: 241-264.

### KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- [16] DPT, 1996, Yedinci beş yıllık kalkınma planı özel ihtisas komisyonu raporu, Jeotermal Enerji, Ankara, s: 81.
- [17] Dağdaş, A., 2004, Jeotermal enerjiden yararlanmada Türkiye'nin dünyadaki konumu ve potansiyeli, Tesisat Mühendisliği Dergisi Mart-Nisan 2004, İstanbul, s: 38-49.
- [18] Lund, W.J., Freeston, H.D., 2001, World-wide direct uses of geothermal energy 2000, Geothermic, Vol.30, p: 29-68.
- [19] EİEİ (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), 2007, Dünya – Türkiye’de jeotermal enerji uygulamaları, Erişim adresi: [http://www.eie.gov.tr/turkce/jeoloji/jeotermal/12dunyada\\_jeotermal.html](http://www.eie.gov.tr/turkce/jeoloji/jeotermal/12dunyada_jeotermal.html).
- [20] Bertani, R., 2005, World geothermal generation 2001-2005: State of Art, Proceedings of World Geothermal Congress 2005, Antalya.
- [21] Köse, R., Tuğcu, A., Yamık, A., 2004, Kütahya’da jeotermal enerji kullanımının irdelenmesi, II. Ulusal Ege Enerji Sempozyumu ve Sergisi Bildirisi Kitabı, Kütahya, s: 278-283.
- [22] Dağdaş, A., 2004, Jeotermal enerji kaynaklarının optimal kullanım modelinin geliştirilmesi ve yöresel uygulaması, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Doktora Tezi, İstanbul, s: 150.
- [23] TJD (Türkiye Jeotermal Derneği), 2006, Türkiye’de jeotermal enerji, Erişim adresi: <http://www.jeotermaldernegi.org.tr/>.
- [24] Mertoğlu, O., Bakır, N., Kaya, T., 2003, Geothermal applications in Turkey, Geothermics 32, Ankara, p: 419-428.
- [25] Arslan, O., Köse, R., Acaroğlu, M., Özgür, M.A., Yıldızay, H.D., 2005, Jeotermal enerjinin elektrik üretiminde çevreye olan olumlu etkisi ve diğer kaynaklar ile mukayesesi, 4th International Advanced Technologies Symposium, Konya, s: 512-516.
- [26] Hunt, T.M., 2000, Five lectures on environmental effects of geothermal utilization, Report1, United Nations University, Geothermal Training Programme 2000.
- [27] Pasqualetti, M., J., 1980, Geothermal energy and the environment: the global experience, Energy;5, 1-65.
- [28] Badruk, M., 2003, Jeotermal enerji uygulamalarında çevre sorunları, Jeotermal Enerji Doğrudan Isıtma Sistemleri: Temelleri ve Tasarımı Seminer Kitabı, TESKOM 2003, MMO Yayın No: MMO/2003/328-4, s: 345-358.
- [29] Di Pippo, R., 1999, Small geothermal power plants – design, performance and economics, GHC Bulletin.

### KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- [30] Kanoğlu, M., Çengel, Y.A., 1999, Improving the efficiency of on existing binary geothermal power plant, A Case Study, Transection of the ASME, Journal of Energy Resources Technology, Vol : 121, No: 3.
- [31] Kanoğlu, M., 2005, Jeotermal elektrik üretim sistemleri ve kojenerasyon, Jeotermal Enerji Seminer Kitabı, TESKOM 2005 VII. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi ve Sergisi, MMO Yayın No: E/2005/393-2, 23-26 Kasım 2005, s: 289-299.
- [32] Di Pippo, R., 2005, Geothermal power plants: Principles, applications and case studies, Elsevier Advanced Technology, Oxford, England.
- [33] Braun, G., Mc Cluer, H.K., 1993, Geothermal power generation in United States, Proceedings of The IEEE, p: 434-448.
- [34] Barbier, E., 2002, Geothermal energy technology and current status: An overview renewable and sustainable energy reviews, Pergamon, p: 3-65.
- [35] Kanoğlu, M., 2002, Exergy analysis of a dual – level binary geothermal power plant, Geothermics, p: 709-724.
- [36] Henry, A., Mlcak, P., 2001, Desing and start-up of the 2 MW Kalina Cycle Orkuveita Husavikur Geotermal Power Plant in Iceland, European Geothermal Energy Council 2th Business Seminar, Altheim – Austria, p: 1-8.
- [37] Serpen, U., 2003, Jeotermal enerji teknolojisinde yeni gelişmeler, Jeotermal Enerji Doğrudan Isıtma Sistemleri: Temelleri ve Tasarımı Seminer Kitabı, TESKOM 2003, MMO Yayın No: MMO/2003/328-4, 511-519.
- [38] Barbier, E., 1997, Nature and technology of geothermal energy: a review, Renewable & Sustainable Energy Reviews-An International Journal, Vol.1, Number 1/2, pp: 1-69.
- [39] Kanoğlu, M., Çengel, Y.A., Turner, R.H., 1998, Incorporating a district heating/cooling system to an existing geothermal power plant, Transactions of the ASME, Journal of Energy Resources Technology, Vol.120, No.2, pp:179-184, June 1998.
- [40] Kanoğlu, M., Çengel, Y.A., 1999, Economic evaluation of geothermal power generation, heating and cooling, Energy-The International Journal, Volume 24, Issue 6, pp: 501-509.
- [41] Allegrini, G., Barbier, E., 1993, The geothermoelectric generation in Italy: planning strategies, Experience Gained During Operation, and Cost Analysis, VDI Berichte 1024, VDI Verlag, Munich, Germany, pp:123-139.
- [42] Gould, W.R., 1993, Edison's QF experience, proc., geothermal energy-the environmentally responsible energy technology for the nineties, Geothermal Program Review XI, U.S. Dept. of Energy, CONF/930484.
- [43] Hudson, R.B., 1995, Geothermal energy, John Wiley & Sons, Chichester.



### KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- [44] Bertani, R., 2005, World geothermal power generation 2001-2005, International Geothermal Development, The International Journal of Geothermal Research and its Applications (Elsevier), Vol. 34, No.6, p: 651-690.
- [45] An assessment by an MIT-led interdisciplinary panel, 2006, The future of geothermal energy, Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century, Massachusetts Institute of Technology, Erişim adresi: [http://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs\\_technology.html](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs_technology.html).
- [46] Serpen, U., 2000, Kızıldere jeotermal rezervuarının teknik ve ekonomik değerlendirilmesi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Doktora Tezi, İstanbul.
- [47] EİEİ (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), 2007, Jeotermal çalışmalar ve Türkiye’de jeotermal enerji, Erişim adresi: [http://www.eie.gov.tr/turkce/jeoloji/jeotermal/1turkiyede\\_jeotermal](http://www.eie.gov.tr/turkce/jeoloji/jeotermal/1turkiyede_jeotermal).
- [48] Satman, A., Serpen, U., Korkmaz Basel, E.D., 2007, An update on geothermal energy potential of Turkey, Proceedings, Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, January 22-24 2007, Stanford, California, USA.
- [49] Köse, R., Arslan, O., Özgür, M.A., Yıldızay, H.D., 2006, Kütahya ili jeotermal kaynakların kullanım olanakları ve karşılaşılan problemler, III. Ulusal Ege Enerji Sempozyumu, Muğla.
- [50] Arslan, O., Köse, R., Alakuş, B., Özgür, M.A., 2006, Simav jeotermal sahasının güç üretim potansiyelinin irdelenmesi, Dumlupınar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi, Kütahya, s: 57-65.
- [51] Köse, R., 2004, Research on the generation of electricity from the geothermal resources in Simav region, Turkey, Renewable Energy 30, p: 67-79.
- [52] Köse, R., 2007, Geothermal energy potential for power generation in Turkey: A case study in Simav, Kutahya, Renewable and Sustainable Energy Reviews, p: 497-511.
- [53] Dickson, M.H., Fanelli, M., 2004, What is geothermal energy?, IGA website, Erişim adresi: [http://iga.igg.cnr.it/documenti\\_igaenergia/geothermal%20energy.pdf](http://iga.igg.cnr.it/documenti_igaenergia/geothermal%20energy.pdf).
- [54] Lund, W.J., 1999, Small geothermal power project examples, GHC Bulletin, June 1999.
- [55] Alsaç, İ., 1995, Kütahya yöresindeki mevcut jeotermal enerji kaynaklarından yararlanma olanaklarının araştırılması, DPÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, Kütahya.
- [56] Geothermal Education Office (GEO), 2007, Introduction to geothermal energy slide show, Erişim adresi: <http://www.geothermal.marin.org/GEOpresentation/sld039.htm>.
- [57] Incropera, F.P., De Witt, D.P., 1990, Introduction to heat and mass transfer, John Wiley & Sons, Singapore.

**KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)**

- [58] Şahan, A.M., 2001, Jeotermal doğrudan ısıtma sistemlerinde plakalı ısı değiştiricileri, Jeotermal Enerji Doğrudan Isıtma Sistemleri, Temelleri ve Tasarım Seminer Kitabı, TMMOB Yayın No: 2001/270, s: 185-200.
- [59] Özkol, N., 1999, Uygulamalı soğutma tekniği, TMMOB Yayınları, Yayın No: 115, İstanbul.
- [60] Demirel, Ö., 2001, Su soğutma grupları optimum seçimi, Alarko-Carrier San. ve Tic. A.Ş., Erişim adresi: [http://www.alarko-carrier.com.tr/Yayin/Makaleler/Makale\\_ODemirel2.pdf](http://www.alarko-carrier.com.tr/Yayin/Makaleler/Makale_ODemirel2.pdf).
- [61] Dupont Refrigerants, 2006, Dupont-Suva thermodynamics table and physical properties, Erişim adresi: [http://www.refrigerants.dupont.com/Suva/en\\_US/products/index.html](http://www.refrigerants.dupont.com/Suva/en_US/products/index.html).

## Ek 1. Tasarım için Hazırlanan Bilgisayar Programı

unit UTermo;

interface

uses Windows, Messages, SysUtils, Classes, Graphics, Controls, Forms, Dialogs,  
StdCtrls, Buttons, Db, DBTables, DBCtrls, jpeg, ExtCtrls, Math, Mask;

type

```
TfrmTermo = class(TForm)
  BitBtn1: TBitBtn;
  BitBtn2: TBitBtn;
  dscKuyu1: TDataSource;
  cmbKuyu1: TDBLookupComboBox;
  dscKuyu2: TDataSource;
  qryKuyu2: TQuery;
  cmbKuyu2: TDBLookupComboBox;
  dscKuyu3: TDataSource;
  qryKuyu3: TQuery;
  cmbKuyu3: TDBLookupComboBox;
  dscAkiskan: TDataSource;
  qryAkiskan: TQuery;
  cmbAkiskan: TDBLookupComboBox;
  dscBasinc: TDataSource;
  qryBasinc: TQuery;
  cmbBasinc: TDBLookupComboBox;
  dscAksSicGir: TDataSource;
  qryAksSicGir: TQuery;
  cmbAksSicGir: TDBLookupComboBox;
  dscAksSicCik: TDataSource;
  qryAksSicCik: TQuery;
  cmbAksSicCik: TDBLookupComboBox;
  dscSicSu: TDataSource;
```

qrySicSu: TQuery;  
dscKonSuGir: TDataSource;  
qryKonSuGir: TQuery;  
dscKonSuCik: TDataSource;  
qryKonSuCik: TQuery;  
Image1: TImage;  
edtMSA: TEdit;  
edtWT: TEdit;  
edtMSU: TEdit;  
edtWP: TEdit;  
edtTV: TEdit;  
edtWNET: TEdit;  
edtT: TEdit;  
edtBasinc: TEdit;  
edtAksSicGir: TEdit;  
edtAksSicCik: TEdit;  
edtP1: TEdit;  
edtKonSuGir: TEdit;  
edtKonSuCik: TEdit;  
edtAksSicCik2: TEdit;  
edtSicSu: TEdit;  
edtD: TEdit;  
Label4: TLabel;  
Label6: TLabel;  
Label9: TLabel;  
Label10: TLabel;  
Label11: TLabel;  
Label13: TLabel;  
Label14: TLabel;  
Label15: TLabel;  
Label7: TLabel;  
Label16: TLabel;  
Label1: TLabel;  
Label2: TLabel;

Label29: TLabel;  
Label30: TLabel;  
Label31: TLabel;  
Label32: TLabel;  
Label33: TLabel;  
Label34: TLabel;  
Label35: TLabel;  
Label36: TLabel;  
Label37: TLabel;  
Label38: TLabel;  
Label39: TLabel;  
Label40: TLabel;  
Label41: TLabel;  
Label42: TLabel;  
Label8: TLabel;  
Label12: TLabel;  
Label3: TLabel;  
Label5: TLabel;  
Label17: TLabel;  
Label18: TLabel;  
Label19: TLabel;  
SicSu: TEdit;  
KonSuGir: TEdit;  
KonSuCik: TEdit;  
Label20: TLabel;  
Label27: TLabel;  
Label28: TLabel;  
Label43: TLabel;  
Label44: TLabel;  
Label45: TLabel;  
Label46: TLabel;  
Label47: TLabel;  
Label48: TLabel;  
Label49: TLabel;

```

Label50: TLabel;
Label51: TLabel;
Label52: TLabel;
Label53: TLabel;
Label54: TLabel;
procedure FormCreate(Sender: TObject);
procedure FormClose(Sender: TObject; var Action: TCloseAction);
procedure FormKeyPress(Sender: TObject; var Key: Char);
procedure BitBtn2Click(Sender: TObject);
procedure cmbBasincEnter(Sender: TObject);
procedure cmbAksSicGirEnter(Sender: TObject);
procedure cmbAksSicCikEnter(Sender: TObject);
procedure cmbAkiskanExit(Sender: TObject);
procedure cmbBasincExit(Sender: TObject);
procedure BitBtn1Click(Sender: TObject);
procedure SuKeyPress(Sender: TObject; var Key: Char);
private { Private declarations }
public { Public declarations }
    function RoundD(x: Extended; d: Integer): Extended;
end;

```

```
var frmTermo: TfrmTermo;
```

```
implementation
```

```
{SR *.DFM}
```

```
function TfrmTermo.RoundD(x: Extended; d: Integer): Extended;
var n: Extended;
begin
    n := Power(10, d);
    x := x * n;
    Result := (Int(x) + Int(Frac(x) * 2)) / n;
end;
```

```
procedure TfrmTermo.FormCreate(Sender: TObject);
```

```
begin
```

```
  qryKuyu1.Open;
```

```
  qryKuyu2.Open;
```

```
  qryKuyu3.Open;
```

```
  qryAkiskan.Open;
```

```
  qrySicSu.Open;
```

```
  qryKonSuGir.Open;
```

```
  qryKonSuCik.Open;
```

```
end;
```

```
procedure TfrmTermo.FormClose(Sender: TObject; var Action: TCloseAction);
```

```
begin
```

```
  qryKuyu1.Close;
```

```
  qryKuyu2.Close;
```

```
  qryKuyu3.Close;
```

```
  qryAkiskan.Close;
```

```
  qrySicSu.Close;
```

```
  qryKonSuGir.Close;
```

```
  qryKonSuCik.Close;
```

```
end;
```

```
procedure TfrmTermo.FormKeyPress(Sender: TObject; var Key: Char);
```

```
begin
```

```
  if Key = #13 then begin
```

```
    Key := #0;
```

```
    Perform(WM_NEXTDLGCTL, 0, 0);
```

```
  end;
```

```
end;
```

```
procedure TfrmTermo.BitBtn2Click(Sender: TObject);
```

```
begin
```

```
  edtT.Clear;
```

```
edtAksSicGir.Clear;
edtBasinc.Clear;
edtMSA.Clear;
edtWT.Clear;
edtWNET.Clear;
edtAksSicCik.Clear;
edtP1.Clear;
edtKonSuGir.Clear;
edtMSU.Clear;
edtKonSuCik.Clear;
edtAksSicCik2.Clear;
edtWP.Clear;
edtSicSu.Clear;
edtTV.Clear;
end;
```

```
procedure TfrmTermo.cmbBasincEnter(Sender: TObject);
begin
  if cmbAkiskan.Text = " then begin
    MessageDlg('Akışkan seçmeden basıncı seçemezsiniz !', mtError, [mbOK], 0);
    cmbAkiskan.SetFocus;
    Exit;
  end;
  qryBasinc.Close;
  qryBasinc.ParamByName('AKISKAN_NO').AsInteger :=
  qryAkiskan.FieldByName('AKISKAN_NO').AsInteger;
  qryBasinc.Open;
end;
```

```
procedure TfrmTermo.cmbAksSicGirEnter(Sender: TObject);
begin
  if cmbBasinc.Text = " then begin
    MessageDlg('Basıncı seçmeden sıcaklık seçemezsiniz !', mtError, [mbOK], 0);
    cmbBasinc.SetFocus;
```



```
    Exit;
end;
qryAksSicGir.Close;
qryAksSicGir.ParamByName('AKISKAN_NO').AsInteger :=
qryAkiskan.FieldByName('AKISKAN_NO').AsInteger;
qryAksSicGir.ParamByName('PRE').AsInteger := qryBasinc.FieldByName('PRE').AsInteger;
qryAksSicGir.Open;
end;
```

```
procedure TfrmTermo.cmbAksSicCikEnter(Sender: TObject);
begin
    if cmbAkiskan.Text = " then begin
        MessageDlg('Akışkan seçmeden basıncı seçemezsiniz !', mtError, [mbOK], 0);
        cmbAkiskan.SetFocus;
        Exit;
    end;
    qryAksSicCik.Close;
    qryAksSicCik.ParamByName('AKISKAN_NO').AsInteger :=
    qryAkiskan.FieldByName('AKISKAN_NO').AsInteger;
    qryAksSicCik.Open;
end;
```

```
procedure TfrmTermo.cmbAkiskanExit(Sender: TObject);
begin
    qryBasinc.Close;
    qryAksSicGir.Close;
    qryAksSicCik.Close;
end;
```

```
procedure TfrmTermo.cmbBasincExit(Sender: TObject);
begin
    qryAksSicGir.Close;
end;
```

```
procedure TfrmTermo.BitBtn1Click(Sender: TObject);
var D, T, E, D_gec, Ee, EA2, EA1, ET1, ET2, EK1, EK2, ESS1, ESS2,
    V, P1, P2, EP, Q, MSA, WT, MSU, WP, WNET, TV, Ei, Ef, Ti, Tf, gec : Double ;
begin
    if cmbKuyu1.Text = " then begin
        MessageDlg('Lütfen İlgili Kuyu1 Seçiniz !', mtError, [mbOK], 0);
        cmbKuyu1.SetFocus;
        Exit;
    end;
    if cmbAkiskan.Text = " then begin
        MessageDlg('Lütfen İlgili Akışkan Seçiniz !', mtError, [mbOK], 0);
        cmbAkiskan.SetFocus;
        Exit;
    end;
    if cmbBasinc.Text = " then begin
        MessageDlg('Lütfen İlgili Basınç Seçiniz !', mtError, [mbOK], 0);
        cmbBasinc.SetFocus;
        Exit;
    end;
    if cmbAksSicGir.Text = " then begin
        MessageDlg('Lütfen İlgili Sıcaklık (Giriş) Seçiniz !', mtError, [mbOK], 0);
        cmbAksSicGir.SetFocus;
        Exit;
    end;
    if cmbAksSicCik.Text = " then begin
        MessageDlg('Lütfen İlgili Sıcaklık (Çıkış) Seçiniz !', mtError, [mbOK], 0);
        cmbAksSicCik.SetFocus;
        Exit;
    end;
    if SicSu.Text = " then begin
        MessageDlg('Lütfen İlgili Sıcaklık (Su) Giriniz !', mtError, [mbOK], 0);
        SicSu.SetFocus;
        Exit;
    end;
end;
```

```
if KonSuGir.Text = " then begin
    MessageDlg('Lütfen İlgili Kondanser Soğutma Suyu Giriş Giriniz !', mtError, [mbOK], 0);
    KonSuGir.SetFocus;
    Exit;
end;
if KonSuCik.Text = " then begin
    MessageDlg('Lütfen İlgili Kondanser Soğutma Suyu Çıkış Giriniz !', mtError, [mbOK], 0);
    KonSuCik.SetFocus;
    Exit;
end;

gec := StrToFloat(SicSu.Text);
qrySicSu.First;
while qrySicSu.FieldName('TEMP').AsFloat < gec do
begin
    if qrySicSu.Eof then
    begin
        MessageDlg('Sıcaklık (Su) Dosyadakilerden Büyük !', mtError, [mbOK], 0);
        SicSu.Text := "";
        SicSu.SetFocus;
        Exit;
    end;
    qrySicSu.Next;
end;
if qrySicSu.FieldName('TEMP').AsFloat = gec then
    Ee := qrySicSu.FieldName('ENT').AsFloat else
begin
    if qrySicSu.Bof then
    begin
        MessageDlg('Sıcaklık (Su) Dosyadakilerden Küçük !', mtError, [mbOK], 0);
        SicSu.Text := "";
        SicSu.SetFocus;
        Exit;
    end;
end;
```

```

Ti := qrySicSu.FieldByName('TEMP').AsFloat;
Ei := qrySicSu.FieldByName('ENT').AsFloat;
qrySicSu.Prior;
Tf:= qrySicSu.FieldByName('TEMP').AsFloat;
Ef:= qrySicSu.FieldByName('ENT').AsFloat;
Ee := Ei + (gec-Ti)*((Ef-Ei)/(Tf-Ti));
end;

gec := StrToFloat(KonSuGir.Text);
qryKonSuGir.First;
while qryKonSuGir.FieldByName('TEMP').AsFloat < gec do
begin
if qryKonSuGir.Eof then
begin
MessageDlg('Kondanser Soğutma Suyu Giriş Dosyadakilerden Büyük !', mtError, [mbOK],
0);
KonSuGir.Text := '';
KonSuGir.SetFocus;
Exit;
end;
qryKonSuGir.Next;
end;
if qryKonSuGir.FieldByName('TEMP').AsFloat = gec then
ESS1 := qryKonSuGir.FieldByName('ENT').AsFloat else
begin
if qryKonSuGir.Bof then
begin
MessageDlg('Kondanser Soğutma Suyu Giriş Dosyadakilerden Küçük !', mtError, [mbOK],
0);
KonSuGir.Text := '';
KonSuGir.SetFocus;
Exit;
end;
Ti := qryKonSuGir.FieldByName('TEMP').AsFloat;

```

```

Ei := qryKonSuGir.FieldByName('ENT').AsFloat;
qryKonSuGir.Prior;
Tf:= qryKonSuGir.FieldByName('TEMP').AsFloat;
Ef:= qryKonSuGir.FieldByName('ENT').AsFloat;
ESS1 := Ei + (gec-Ti)*((Ef-Ei)/(Tf-Ti));
end;

gec := StrToFloat(KonSuCik.Text);
qryKonSuCik.First;
while qryKonSuCik.FieldByName('TEMP').AsFloat < gec do
begin
if qryKonSuCik.Eof then
begin
MessageDlg('Kondanser Soğutma Suyu Çıkış Dosyadakilerden Büyük !', mtError, [mbOK],
0);
KonSuCik.Text := "";
KonSuCik.SetFocus;
Exit;
end;
qryKonSuCik.Next;
end;
if qryKonSuCik.FieldByName('TEMP').AsFloat = gec then
ESS2 := qryKonSuCik.FieldByName('ENT').AsFloat else
begin
if qryKonSuCik.Bof then
begin
MessageDlg('Kondanser Soğutma Suyu Çıkış Dosyadakilerden Küçük !', mtError, [mbOK],
0);
KonSuCik.Text := "";
KonSuCik.SetFocus;
Exit;
end;
Ti := qryKonSuCik.FieldByName('TEMP').AsFloat;
Ei := qryKonSuCik.FieldByName('ENT').AsFloat;

```

```
qryKonSuCik.Prior;  
Tf:= qryKonSuCik.FieldByName('TEMP').AsFloat;  
Ef:= qryKonSuCik.FieldByName('ENT').AsFloat;  
ESS2 := Ei + (gec-Ti)*((Ef-Ei)/(Tf-Ti));  
end;
```

```
D := qryKuyu1.FieldByName('DEBI').AsFloat;  
E := D*qryKuyu1.FieldByName('ENT').AsFloat;  
T := D*qryKuyu1.FieldByName('TEMP').AsFloat;
```

```
if cmbKuyu2.Text <> " then begin  
  D_gec := qryKuyu2.FieldByName('DEBI').AsFloat;  
  D := D + D_gec;  
  E := E + D_gec*qryKuyu2.FieldByName('ENT').AsFloat;  
  T := T + D_gec*qryKuyu2.FieldByName('TEMP').AsFloat;  
end;
```

```
if cmbKuyu3.Text <> " then begin  
  D_gec := qryKuyu3.FieldByName('DEBI').AsFloat;  
  D := D + D_gec;  
  E := E + D_gec*qryKuyu3.FieldByName('ENT').AsFloat;  
  T := T + D_gec*qryKuyu3.FieldByName('TEMP').AsFloat;  
end;
```

```
D := D;  
E := RoundD( E/D, 1 );  
T := RoundD( T/D, 1 );
```

```
EA2 := qryAksSicGir.FieldByName('H').AsFloat;  
EA1 := qryAksSicCik.FieldByName('ENT_LI').AsFloat;
```

```
ET1 := EA2 ;  
ET2 := qryAksSicCik.FieldByName('ENT_V').AsFloat;
```

EK1 := ET2 ;

EK2 := EA1 ;

V := qryAksSicCik.FieldByName('VOL\_L').AsFloat;

P1 := qryAksSicCik.FieldByName('PRE\_V').AsFloat;

P2 := qryBasinc.FieldByName('PRE').AsFloat;

EP := V \* (P2 - P1) / 0.90 ;

Q := RoundD (D \* (E - Ee), 2 );

MSA := RoundD (0.95 \* Q / (EA2 - EA1), 2 );

WT := RoundD (MSA \* 0.85 \* (ET1 - ET2), 2 );

MSU := RoundD (0.95\*MSA \* (EK1 - EK2) / (ESS2 - ESS1), 2 );

WP := RoundD (MSA \* EP, 2 );

WNET := WT - WP;

TV := RoundD (100\*WNET / Q, 2 );

edtT.Text := FloatToStr(T);

edtD.Text := FloatToStr(D);

edtAksSicGir.Text := cmbAksSicGir.Text;

edtBasinc.Text := cmbBasinc.Text;

edtMSA.Text := FloatToStr(MSA);

edtWT.Text := FloatToStr(WT);

edtWNET.Text := FloatToStr(WNET);

edtAksSicCik.Text := cmbAksSicCik.Text;

edtP1.Text := FloatToStr(P1);

edtKonSuGir.Text := KonSuGir.Text;

edtMSU.Text := FloatToStr(MSU);

edtKonSuCik.Text := KonSuCik.TExt;

edtAksSicCik2.Text := cmbAksSicCik.Text;

edtWP.Text := FloatToStr(WP);

edtSicSu.TExt := SicSu.Text;

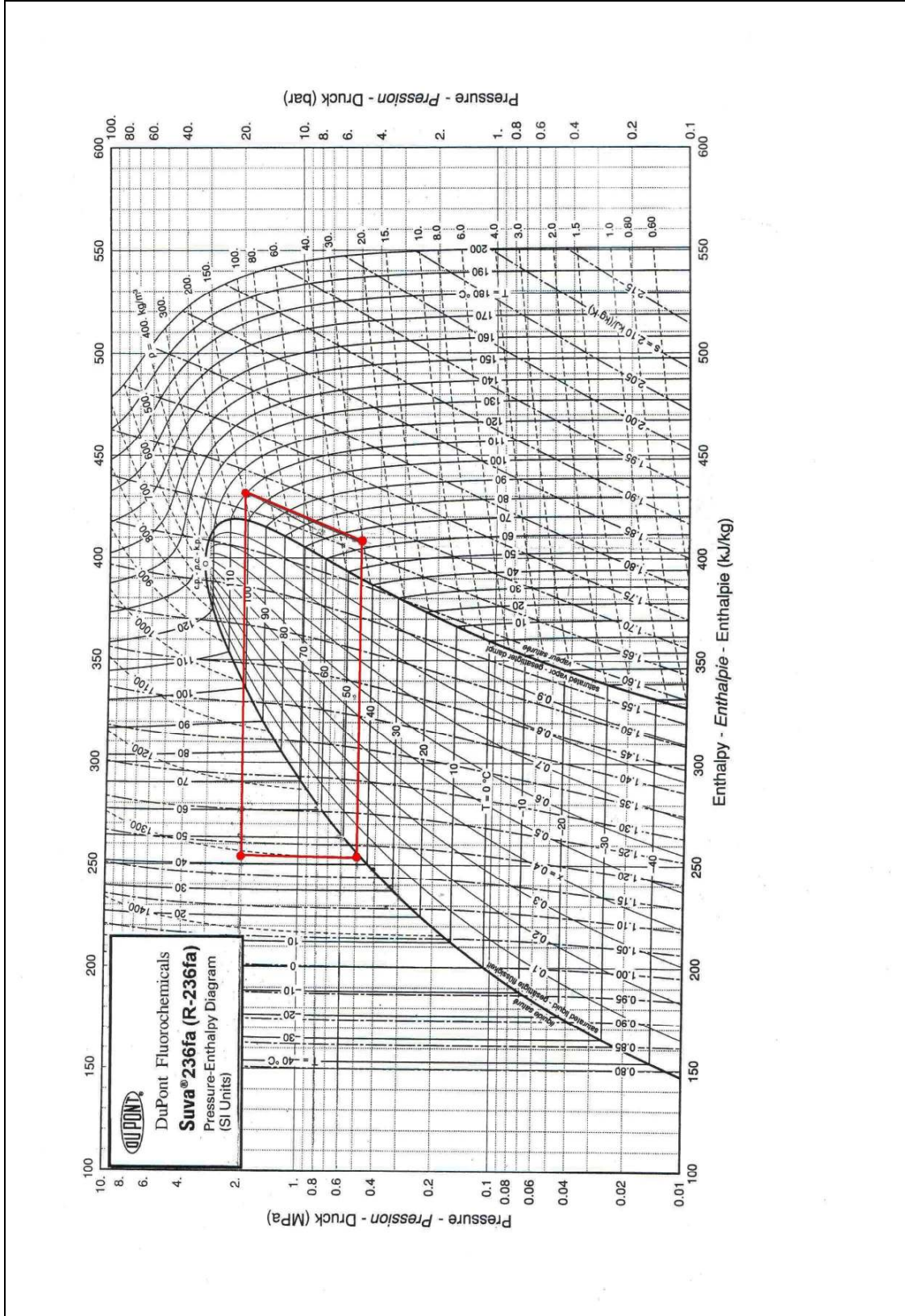
edtTV.Text := FloatToStr(TV);

end;

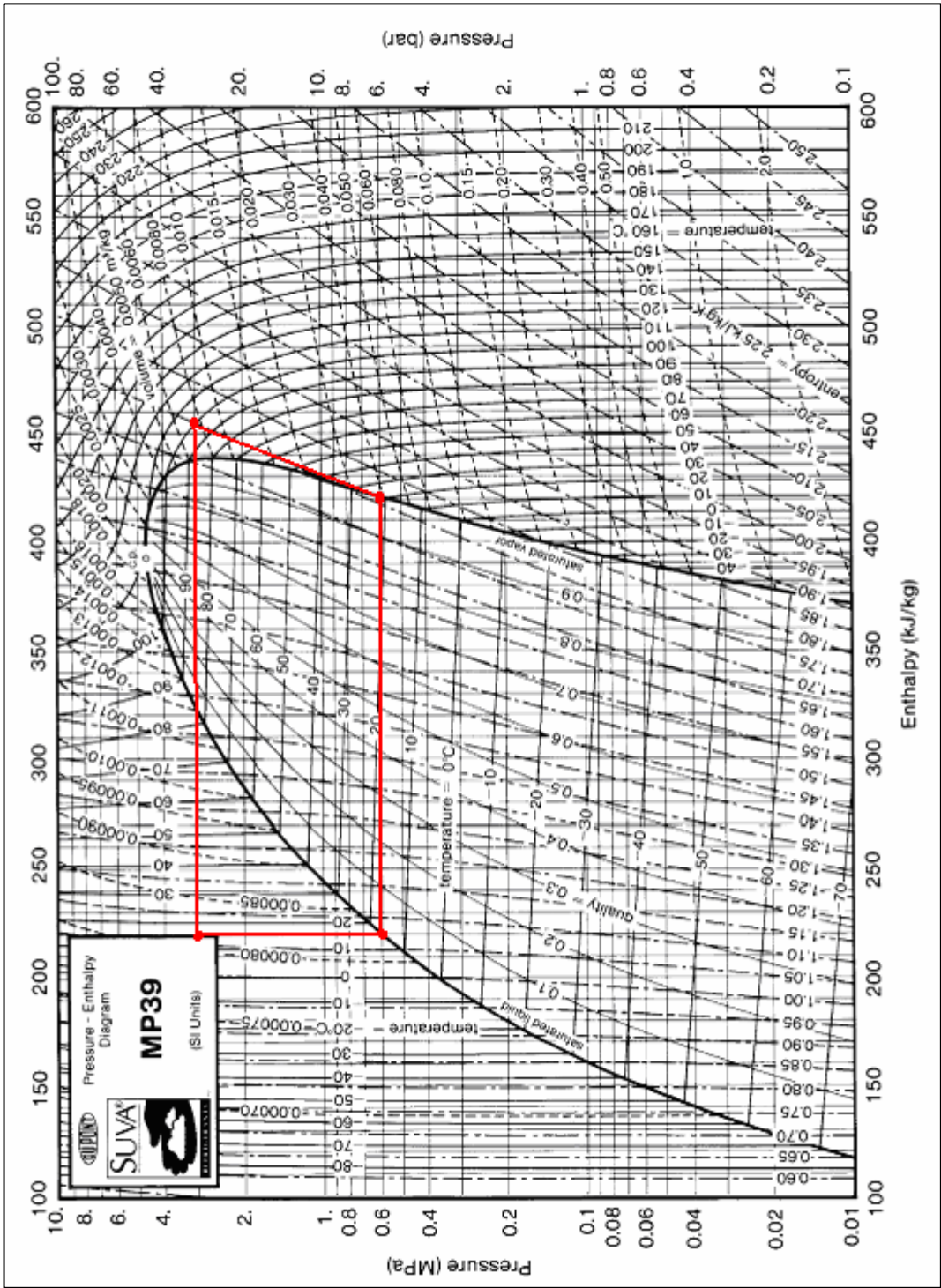
```
procedure TfrmTermo.SuKeyPress(Sender: TObject; var Key: Char);
begin
  if not(Key in [#8,'0'..'9','-','+',',']) then Key := #0 else
  if((Key='-')or(Key='+'))and(TEdit(Sender).SelStart<>0) then Key:=#0 else
  if((Key='-')or(Key='+')or(Key=','))and(Pos(Key,TEdit(Sender).Text)>0) then
    Key:=#0;
  if Key = #0 then Beep
end;

end.
```



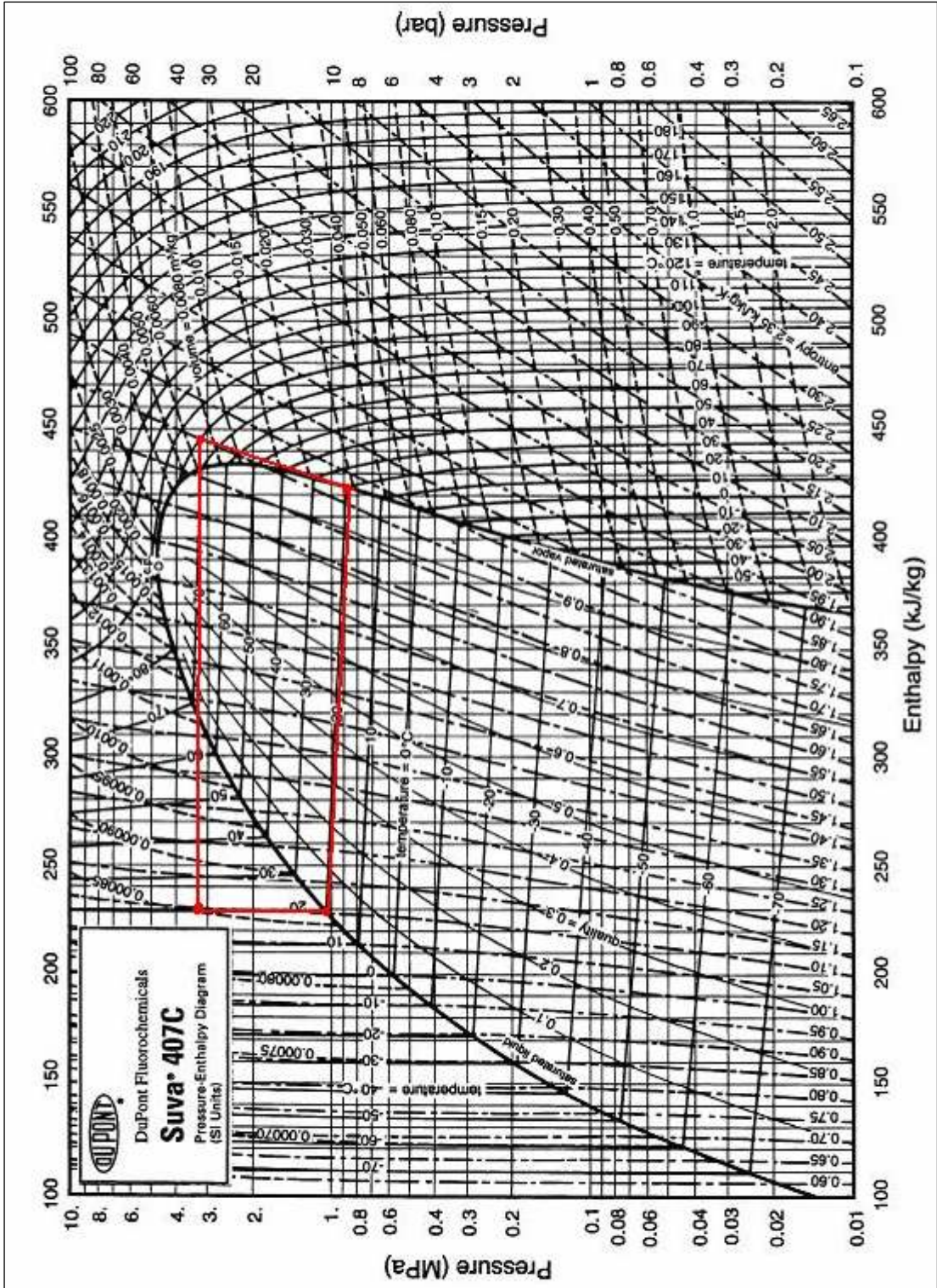


Ek 2. Soğutucu akışkan R-236fa kullanılan çevrimin P-h diyagramı.

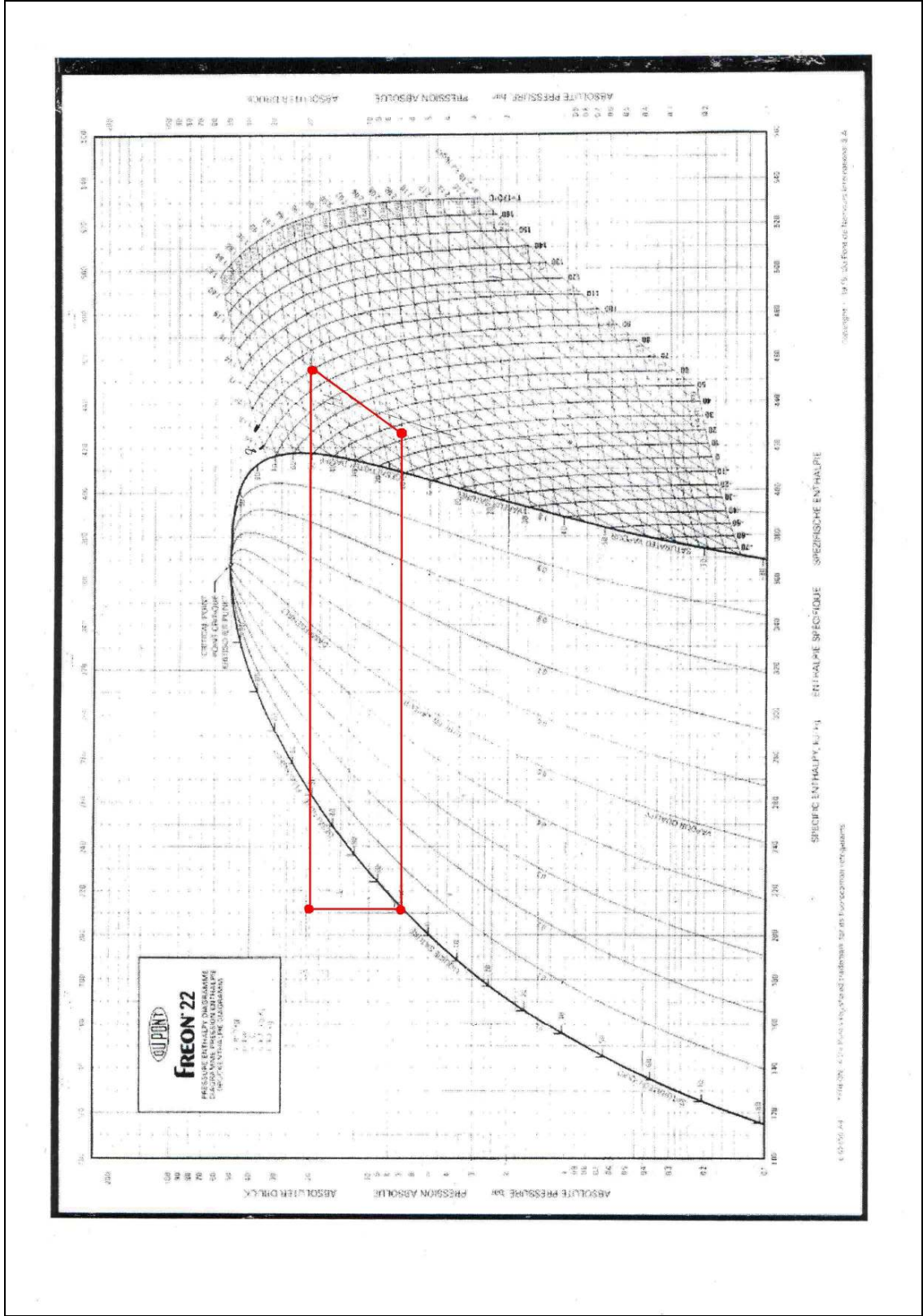


Ek 3. Soğutucu akışkan MP-39 kullanılan çevrimin P-h diyagramı.



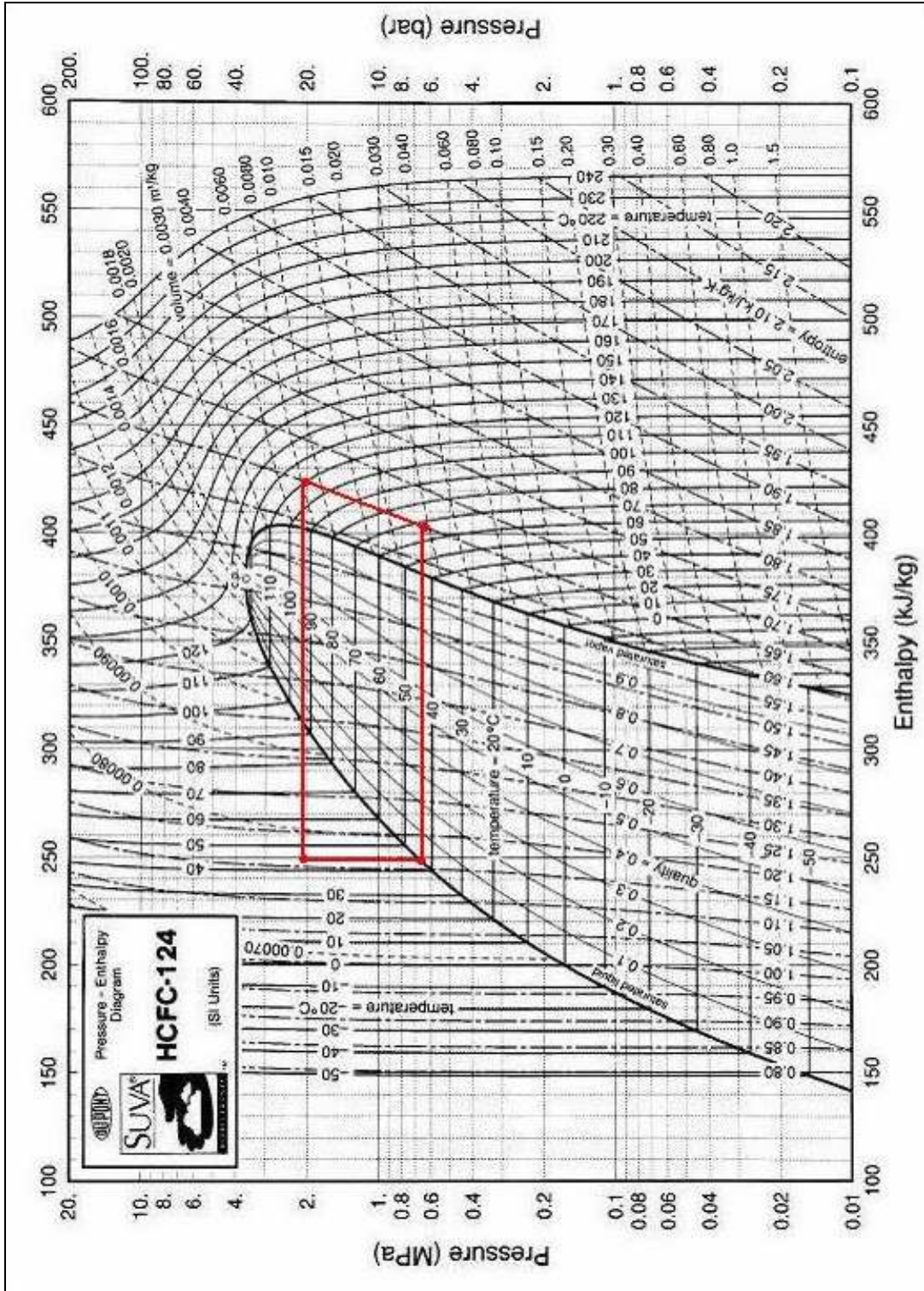


Ek 4. Soğutucu akışkan 407-C kullanılan çevrimin P-h diyagramı.

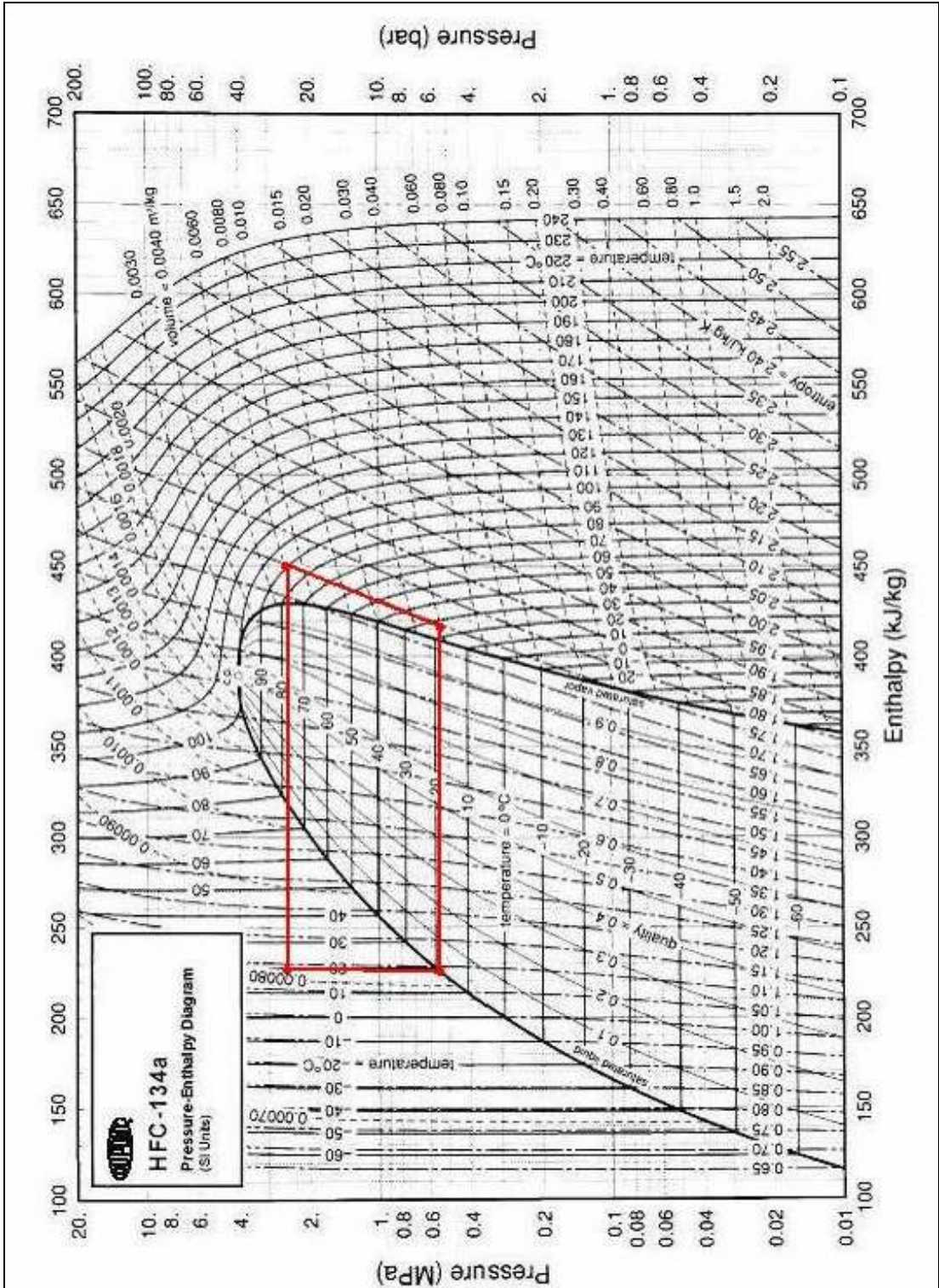


Ek 5. Soğutucu akışkan Freon-22 kullanılan çevrimin P-h diyagramı.





Ek 6. Soğutucu akışkan R-124 kullanılan çevrimin P-h diyagramı.



Ek 7. Soğutucu akışkan R-134a kullanılan çevrimin P-h diyagramı.

