

Baca gazı desülfürizasyon proseslerinin ekonomik ve teknik analizi

Bülent D. ÇİFT*, Hasancan OKUTAN

İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Kimya Mühendisliği Programı, 34469, Ayazağa/İstanbul

Özet

Bu çalışmada, kömür kullanılan termik santrallerde oluşan baca gazı içerisindeki kükürt dioksit (SO_2) yayınının en aza indirilerek SO_2 'nin çevre ve insan sağlığına olumsuz etkilerini ortadan kaldıracak/azaltacak belli başlı baca gazı desülfürizasyon yöntemlerinin ekonomik ve teknik açıdan değerlendirilmesi amaçlanmıştır. Bu şekilde Türkiye'nin yerli kaynağı olan linyit, elektrik üretiminde daha etkin değerlendirilmiş olacaktır. Bu amaca yönelik olarak Türkiye'de mevcut linyit rezervlerinin durumu ve ortalama fiziksel ve kimyasal özellikleri verilerek Türkiye'de ve dünyada kullanılan yanma sonrası baca gazı arıtma prosesleri incelenmiş, bunlar arasından en yaygın kullanılan ıslak yöntem, yaygınlaşmakta olan püskürtmeli kurutma ve gelişmekte olan kuru enjeksiyon yöntemleri seçilerek irdelenmiştir. Yöntemlerde kullanılacak sorbent olarak kireçtaşı, kireç ve trona seçilmiştir. Proseslerin ekonomikliğini etkileyen en önemli parametrelerden olan sorbent maliyetini düşürmek ve SO_2 tutma verimini arttırmak amacıyla Beypazarı trona yataklarının değerlendirilmesi konusunda araştırma yapılmıştır. Desülfürizasyon yöntemleri arasında ekonomik mukayese yapmak amacıyla yatırım maliyetlerinin hesaplanmasında Gutrie yöntemi kullanılmıştır. Termik santral kapasitesi, kullanılacak kömürün ısı değeri ve toplam kükürt yüzdesi değişkenlerine bağlı olarak baca gazı arıtma tesislerinin seçilecek yöntem ve sorbente göre yatırım ve işletme maliyetini hesaplayabilen Turbo Pascal programlama dilinde bilgisayar programı yazılmıştır. Programda ıslak yöntem için iki (kireçtaşı ve trona), püskürtmeli kurutma yöntemi için iki (kireç ve trona) ve kuru enjeksiyon için üç (kireçtaşı, kireç ve trona) farklı sorbent için yatırım ve işletme maliyeti hesaplanabilmektedir. Proseslerin yatırım maliyetlerinin, kapasite ve kullanılan kömürün kükürt yüzdesine bağlı olarak üç boyutlu grafikte gösterimi yapılmış ve bu değişkenlerin bir fonksiyonu olarak maliyet modeli geliştirilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Desülfürizasyon, termik santraller, kükürt dioksit, absorpsiyon, trona.

*Yazışmaların yapılacağı yazar: Bülent D. ÇİFT. bulenteift@gmail.com; Tel: (542) 651 86 13.

Bu makale, birinci yazar tarafından İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Kimya Mühendisliği Programı'nda tamamlanmış olan "Linyit kullanılan Termik Santrallerde baca gazı desülfürizasyon proseslerinin ekonomik ve teknik analizi" adlı doktora tezinden hazırlanmıştır. Makale metni 24.12.2008 tarihinde dergiye ulaştırılmış, 25.03.2009 tarihinde basım kararı alınmıştır. Makale ile ilgili tartışmalar 30.11.2010 tarihine kadar dergiye gönderilmelidir.

Economic and technical evaluation of the desulphurization processes at power stations using lignite

Extended abstract

Due to industrial development and population growth Türkiye's energy demand is increasing every year. Although renewable energy sources are becoming widespread these sources are not sufficient enough to meet all of the energy demand of Turkey in the near future. Therefore fossil fuels are going to be used for a long time for domestic heating and electricity production. The disadvantage of using fossil fuels is sulfur dioxide (SO₂) emissions during the combustion according to the sulfur content of the fuel. Turkey's energy consumption depends heavily on fossil fuels. Therefore SO₂ emission level is going to be higher than the legal limits according to Industrial Based air Pollution Control Regulation (22 JULY 2006) since our lignite has a low calorific heating value and high sulfur content which are 1807 kcal/kg and 1.85 % respectively. Although there are disadvantages of using lignite for electricity production it's our native energy source and by applying appropriate desulphurization methods it is possible to reduce emission of SO₂ to lower levels. Removal of SO₂ is not only legal obligation but also an act for protection of the public health and environment. Because an important effect of SO₂ is it's contribution to acid rain. Acid aerosols cause chlorosis, the loss of chlorophyll and plasmolysis, tissue collapse of leaf cells in plants. And cause bronchoconstriction, above 1 ppm in air and throat; eye and nose irritation above 10 ppm concentration, on human beings.

In this study, most prevalent way to prevent SO₂ emission, desulphurization flue gas after combustion of fossil fuel especially lignite, is elaborated. In pre-combustion processes coal is crushed, grinded in coarse particles and treated with water by flotation in lavers. But this physical treatment decrease the pyritic sulfur in coal and can not remove the organic bonded sulfur. Overall decrease in sulfur content is 10-40% in this operation. In desulfurization during combustion dry sorbent is added to the combustion chamber or sorbent is pressed with the fine coal powder during briquetting operation. The disadvantage of this process is sintering of sorbent material such as limestone, lime or soda at higher temperatures up to 800-1000 °C.

Technical and economical evaluation of desulphurization methods is given. Conventional wet scrubbing, spray dry and dry sorbent injection methods are investigated. Types of sorbents used in desulphurization processes such as magnesium, calcium, sodium, potassium based and ammonia sorbents are illustrated and reactions of them with SO₂ is given. In order to determine the most economical method capital investment of three different desulphurization processes (wet, spray dry and dry injection) is calculated by using Gutrie's "equipment module cost technique". In calculation of capital investment of those three major desulphurization methods these steps are followed; preparation of detailed process sheet, material balances, list of equipment and list of utility consumption. This technique depends on multiplying the bare module cost of equipment at base conditions by the factors relating to pressure, material and equipment type. Base case in this study is carbon steel material and operations near ambient pressure. By using the base case, that is 100 MW thermal power station using heating value of 2000 kcal/kg, 2% sulfur content coal and using 40% excess air for dry injection method and 210 MW for wet method, computer programme is produced for calculating the total capital investment and total annual cost. An algorithm for computer program is prepared to calculate the capital investment and total annual cost for desulphurization methods which are investigated. Finally a computer program is written to determine the lowest capital investment among those three methods of desulphurization is found as dry sorbent injection. The disadvantage of this method is the limitation of SO₂ removal. Maximum SO₂ removal efficiency is 75% for limestone and 85% when lime is used. In order to overcome this problem using more active sorbent, evaluation of Beypazarı trona is investigated (90 % desulfurization rate for dry injection). Although it is more active than calcium based sorbents, it is much more expensive in the market. But if obtained by solution mining from Beypazarı it is going to be cheaper than both lime-stone and lime. Capital investment cost model for certain methods are developed as a function of plant capacity and sulfur content for certain sorbents. As an example for dry sorbent injection method in the case of trona, as a sorbent, capital cost model is as follows;

$$TCI = 230\,600 * (MW)^{0.61} * (S\%)^{0.3} \quad (\$)$$

Keywords: Desulphurization, power stations, sulfur dioxide, sorbent, absorption, trona.

Giriş

Sanayileşme ile birlikte ülkemizin enerji artan ihtiyacını karşılamak amacıyla enerji tasarrufuna, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelirken yerli enerji kaynağımız olan ve yaklaşık 8.3 milyar ton rezerve sahip olan linyit kömürünün elektrik santrallerinde değerlendirilmesi ihmal edilmiştir. Yerli linyitlerimizin düşük ısı değerli (%65'i 2000 kcal/kg'ın altında) ve yüksek kükürt içerikli (%1.4-4.65) olması hava-çevre kirliliği ve dolayısıyla insan sağlığı açısından dezavantajlıdır (Ekinci vd., 1994). Bu dezavantajın ortadan kaldırılmasına yönelik olarak yanma öncesi kömürden kükürt giderme, yanma sırasında boylerde kükürt dioksit giderme ve yanma sonrasında baca gazından kükürt dioksit giderme gibi yöntemler kullanılmaktadır. Yanma öncesi kömürden kükürt giderme kömürün konvansiyonel ve ileri fiziksel tekniklerle, kırma öğütme jigler, ağır ortam tankları, siklonlar ve köpük yüzdürme yöntemleri ile toplam kükürdün %10 ila %40 arasındaki bölümü giderilmiş olmakta organik kükürt giderme için kimyasal ve biyolojik yöntemlerin uygulanması gerekmektedir. Fiziksel yöntemle kömürden kükürt ayrımı kömürün tonu başına 1-5 \$'a mal olmakta ve temizlenme tesisinin kurulması 1-2 seneyi bulmaktadır (Özsoy vd., 1998). Böylece yanma sonrası baca gazında kükürt dioksit (SO₂) gidermenin daha ekonomik olacağı görülmektedir.

Tablo 1'de Türkiye'nin linyit kimliği görülmektedir. Tablo 2 ve 3'te sırasıyla Türkiye birincil enerji kaynakları üretimi ve tüketimi görülmektedir. 2000 yılına değin linyit üretim ve tüketimi hızla artmakta iken bu tarihten sonra azalma göstermiştir (EÜAŞ, 2007). Bu azalmadaki etkenlerden evsel ısınma da linyit kömürü ve kömürün yerini doğalgazın alması ki bu hava kirliliği açısından olumlu bir gelişmedir. Ancak 1995 yılında elektrik ihraç eder durumda iken 2000 yılında yıllık 3791 GWh elektrik ithal etmemiz ise dışa bağımlılık açısından olumsuz bir gelişme olmuştur. Tablo 4'te Türkiye'nin yıllara bağlı elektrik ithalatı görülmektedir. Doğalgazın temiz bir yakıt olarak evsel ısınmada kullanımı makul karşılanabilir olmakla birlikte linyite göre daha pahalı olmaktadır. Doğalgaz fiyatı 1319

cent/10⁶ kcal iken linyit ortalama 700 cent/10⁶ kcal'lık bir maliyete sahiptir (Önder, 1996). Bu durumda linyite dayalı merkezi ısıtma santralleri kurularak bölgesel olarak belli büyüklükteki yerleşim yerlerinin ısınma ihtiyacının sağlanabileceği değerlendirilmektedir. Tek engel olarak linyitin yüksek kükürt içeriğine sahip olması sebebiyle oluşacak kükürt dioksit (SO₂)'in çevre ve insan sağlığına vereceği zarar olacaktır. Ancak bunun için de ekonomik olarak uygun baca gazı arıtma (desülfürizasyon) yöntemleri kullanılabilir. Şekil 1'den de görüleceği gibi 2002-2006 yılları arasında EÜAŞ kurulu gücü büyüme hızından daha az artış göstermiş Türkiye'nin artan enerji ihtiyacı yurtdışı ithalatına bağımlı doğalgaz ile karşılanmaya çalışılmıştır. 2006 yılı verilerine göre ise Şekil 2'den de görüleceği üzere dünyadaki elektrik üretiminde kömür %39 ile yine ilk sırada, hidrolik %19 ile ikinci, nükleer %16 ile üçüncü, doğalgaz %15 ile dördüncü, petrol %10 ile beşinci sıradadır (Soylu, 2008). Türkiye'nin yıllık elektrik üretiminin %16'sı EÜAŞ'a bağlı linyitle çalışan termik santrallerden sağlanmaktadır. Linyitle çalışan EÜAŞ'a bağlı termik santrallerdeki elektrik üretimi toplam EÜAŞ termik elektrik üretiminin %53.7'sine tekabül etmektedir. Elektrik üretiminde ülkelere göre kömür kullanım payları; Polonya'da %94, Güney Afrika Cumhuriyeti'nde %92, Çin ve Avustralya'da %78, Kazakistan'da %71, Hindistan'da %70, Çek Cumhuriyeti'nde %67, Yunanistan'da %64, Almanya ve ABD'de ise %51'dir. Ülkemizde 2005 yılı sonu itibarıyla elektrik üretiminde kömür %25 oranında kullanılmış olup bu oranın sadece %19'u yerli kömürün, kalan %6.2'si ise ithal kömürün payıdır (Vatan, 2006). Kömür rezervleri bakımından şanslı ülkelerde doğalgaz kullanımı istisnadır.

Tablo 1. Türkiye'nin linyit kimliği
(Kural, 1991)

| | |
|------------------------|-----------------|
| Rezerv | 8.31 milyar ton |
| Görünür rezerv yüzdesi | %72 |
| Ortalama ısı değer | 1807 kcal/kg |
| Ortalama nem | %41.8 |
| Ortalama kül | %21.5 |
| Ortalama kükürt | %1.85 |

Tablo 2. Türkiye birincil enerji kaynakları üretimi (EÜAŞ, 2007)

| Yıllar | Taşkömürü (Bin ton) | Linyit (Bin ton) | Asfaltit (Bin ton) | Petrol (Bin ton) | Doğalgaz (10 ⁶ m ³) | Hidrolik (GWh) | Elektrik (GWh) | Jeotermal Isı (Bin ton) |
|--------|---------------------|------------------|--------------------|------------------|--|----------------|----------------|-------------------------|
| 1985 | 3605 | 35869 | 523 | 2110 | 63 | 12045 | 6 | 232 |
| 1990 | 2745 | 44407 | 276 | 3717 | 212 | 23148 | 80 | 364 |
| 1995 | 2248 | 52758 | 67 | 3516 | 182 | 35541 | 86 | 437 |
| 2000 | 2392 | 60854 | 22 | 2749 | 639 | 30879 | 76 | 648 |
| 2005 | 2170 | 55282 | 886 | 2281 | 980 | 39561 | 94 | 926 |

Tablo 3. Türkiye birincil enerji tüketimi (EÜAŞ, 2007)

| Yıllar | Taşkömürü (Bin ton) | Linyit (Bin ton) | Asfaltit (Bin ton) | Petrol (Bin ton) | Doğalgaz (10 ⁶ m ³) | Hidrolik (GWh) | Elektrik (GWh) | Jeotermal Isı (Bin ton) |
|--------|---------------------|------------------|--------------------|------------------|--|----------------|----------------|-------------------------|
| 1985 | 6189 | 34767 | 523 | 17270 | 68 | 12045 | 6 | 232 |
| 1990 | 8191 | 45891 | 287 | 22700 | 3418 | 23148 | 80 | 364 |
| 2000 | 1552564384 | 22 | 310721508630879 | 76 | 648 | | | |
| 2005 | 1942156577 | 738 | 300162731439561 | 94 | 926 | | | |

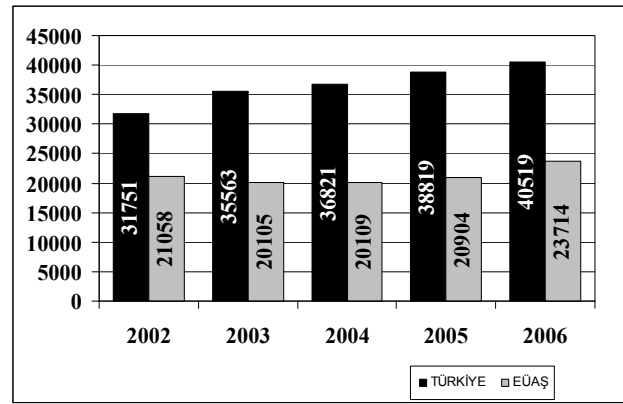
Tablo 4. Yıllara göre Türkiye elektrik ithalatı (EÜAŞ, 2007)

| Yıllar | Elektrik ithalatı (GWh) |
|--------|-------------------------|
| 1985 | 2142 |
| 1990 | 176 |
| 1995 | 0 |
| 2000 | 3791 |
| 2005 | 636 |

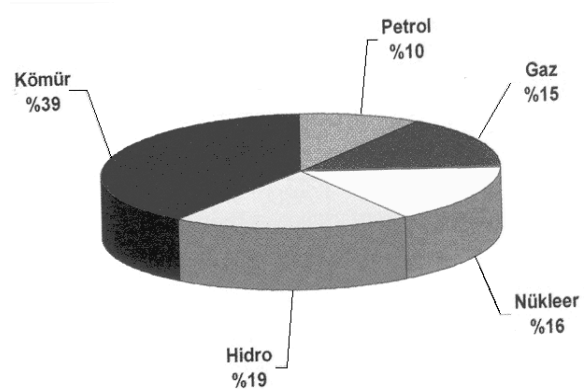
EÜAŞ kömür santralleri ve baca gazı emisyonları

EÜAŞ'a bağlı termik santrallerde ağırlık olarak linyit kömürü kullanılmakta olup 2 adet taşkömürü ve 3 adet de doğalgaz kullanan termik santral mevcuttur. Bunlardan temiz bir yakıt olarak adlandırılan doğalgaz kullananlarda baca

gazı desülfürizasyon sistemine gereksinim bulunmamaktadır. Linyit ve taşkömürü kullananların %47'sinde baca gazı arıtma sistemi bulunmaktadır (Köknel, 2008). Seyitömer, Soma, Kangal 1-2, Tunçbilek ve Afşin-Elbistan A santrallerinde baca gazı desülfürizasyon ünitesi bulunmamaktadır. Tablo 5'te EÜAŞ'a bağlı termik santrallerde kurulu güce ve kullanılan kömürün ısı değeri ve kükürt içeriğine göre hesaplanan baca gazı ve gerekli desülfürizasyon yüzdeleri verilmiştir. Hesaplamalar termik santralde %37 ısı verim ve kömürün kükürt içeriğinin %75'inin SO₂'ye dönüştüğü varsayımı ile yapılmıştır (EPA, 1985).



Şekil 1. Türkiye EÜAŞ kurulu güç gelişimi (MW) (EÜAŞ, 2007)



Şekil 2. Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (Soylu, 2008)

Baca gazı desülfürizasyon yöntemleri

1920'li yıllarda İngiltere'de büyük ölçekli enerji santrallerinin kurulması ile büyük miktarda SO₂ yayılımı halk sağlığını tehdit etmeye başlamış-

tır. İlk desülfürizasyon ünitesi 1931 yılında Londra enerji şirketi'ne bağlı Battersea Santrali'nde kuruldu. Bunu takiben ikinci SO₂ arıtma ünitesi 1935 yılında Swansea Santrali'nde, üçüncü ise 1938 yılında Fulham Elektrik Santrali'nde kuruldu. 1970'li yıllara kadar büyük ölçekte bir arıtma yapılmazken Japonya ve Amerika Birleşik Devletleri'nde gelişmeler yaşanmıştır. Haziran 1973 itibariyle 5 MW'tan 250 MW'a kadar değişen ölçeklerde mevcut 42 adet baca gazı arıtma ünitesinin 36 adeti Japonya'da 6 adeti ABD'de bulunmakta idi. 2000 yılına geldiğimizde 27 farklı ülkede toplam kurulu gücü 229 GW'a ulaşan 678 adet baca gazı arıtma ünitesi bulunan termik santral mevcuttu. Bunların %45'i ABD'de %24'ü Almanya'da,%11'i Japonya'da ve %20'si diğer ülkelerde idi. Bu arıtma ünitelerinin 199 GW'a tekabül eden %79'luk kısmı kireç veya kireçtaşı kullanan ıslak yöntem, 25 GW'a tekabül eden %18'lik kısmı da püskürtmeli kurutma veya sorbent enjeksiyonu yöntemi ile baca gazı arıtma yapmakta idi (wikipedia, 2007). 1990 yılında ABD'de CAAA (Clean Air Act Amendment) imzalanmış ve hava kalitesinin korunması amaçlanarak yanmadan kaynaklanan tüm emisyonların azaltılması amaçlanmıştır. 2000 yılına gelindiğinde ülkede enerji tüketimi 1970 yılının 2 katına çıkmış olmasına rağmen kirletici emisyon değerleri 1970 seviyesinin de altına düşürülmüştür. 2000 yılında Karbon monoksit emisyonunda 1990 yılı değerinden %31 azalma, kükürt dioksitte %27, partikül maddede %71 azalma ve kurşunda %98 azalma kaydedilmiştir (www.edf.org, 2007). 1963 yılında başlayan "temiz hava" hareketi aralıksız devam etmektedir.

Genel olarak desülfürizasyon yöntemleri kullanılan sorbent şekline bağlı olarak ıslak ve kuru desülfürizasyon yöntemleri olarak ikiye ayrılma ile beraber desülfürizasyon sonuç ürününe bağlı olarak geri kazanımlı (rejeneratif) ve geri kazanımsız (throwaway) sistemler olarak da sınıflandırılmaktadır (Çelik, 1994). Rejeneratif sistemlere örnek olarak Wellman-Lord ve magnezyum oksit prosesleri verilebilir. Wellman-Lord prensibinde arıtıcı madde olarak sodyum hidroksit veya sodyum karbonat kullanılmaktadır. Arıtıcı madde proseste rejenerasyon sonucu

tekrar kullanılabilen ve sadece azaldığı ölçüde ilave edilmektedir. SO₂ giderme %97'ye kadar çıkmaktadır. Baca gazı desülfürizasyon sistemlerinin genel sınıflandırılması şu şekildedir (Yüzer vd., 1994);

A. Islak sistemler

1. Kalsiyum bileşikleri kullanan sistemler (kireç, kireçtaşı)
2. Magnezyum bileşikleri kullanan sistemler (magnezyum oksit, magnezyum karbonat)
3. Sodyum bileşikleri kullanan sistemler (sodyum hidroksit, karbonat, sitrat, vb.)
4. Amonyak bileşikleri kullanan sistemler (amonyum hidroksit, sülfat vb.)
5. Potasyum bileşikleri kullanan sistemler (potasyum karbonat, format, vb.)
6. İkili alkalili sistemler (sodyum karbonat-kireç, amonyak-kireç)
7. Organik maddeleri kullanan sistemler

Tablo 5. EÜAŞ'a bağlı kömür kullanılan termik santrallerde baca gazı emisyonu ve gerekli desülfürizasyon yüzdesi

| Termik Santral Adı | Kurulu Güç (MW) | Kullanılan Kömür Isıl Değeri (kcal/kg) | Kükürt % | Kullanılan Kömür Miktarı (ton/h) Ünite | Oluşacak Baca Gazı Debisi (Nm ³ /h)/ünite | Gerekli Minimum Desülfürizasyon (%) |
|--------------------------|-----------------|--|----------|--|--|-------------------------------------|
| Afşin-Elbistan B | 3x340+ 1x335 | 2530 | 2.2 | 312 | 1657000 | 93 |
| 2.Yeniköy | 2x210 | 1765 | 2.5 | 277 | 1026700 | 90.3 |
| 3.Kangal | 2x150 | 2473 | 3.17 | 141 | 732200 | 89.3 |
| 4.Orhaneli | 1x210 | 2700 | 2.1 | 181 | 1026200 | 83 |
| 5.Çayırhan | 2x150 | 2550 | 3.5 | 137 | 733600 | 90 |
| 6.Soma B 1-2 | 2x165 | 3720 | 1.06 | 97 | 757700 | 53 |
| 7.Kemerköy | 3x210 | 2080 | 3.3 | 235 | 1026000 | 91.4 |
| 8.Tunçbilek 3 | 2x65 | 3040 | 1.54 | 50 | 320000 | 65 |
| 9.Yatağan | 3x210 | 2870 | 2.2 | 170 | 1025000 | 82.1 |
| 10.Kangal | 3x150 | 2470 | 3.17 | 141 | 732000 | 89.3 |
| 11.Seyitömer 1-2-3 | 3x150 | 2600 | 1.31 | 134 | 732000 | 73 |
| 12.Çatalağzı (Taşkömürü) | 2x150 | 3870 | 0.7 | 90 | 732 000 | 25 |

B. Kuru sistemler

1. Püskürtmeli kurutma prosesi (kireç/kireçtaşı ve soda çözeltisi kullanan sistemler) (yarı-kuru ya da yarı ıslak yöntem olarak ta adlandırılabilir)

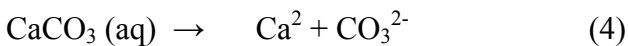
2. Alkali enjeksiyon sistemleri (Kireç/kireçtaşı ve soda enjeksiyonu)
3. Aktif kömür, metal oksitleri ve diğer adsorbanların kullanıldığı adsorbsiyon sistemleri
4. Katalitik oksidasyon sistemleri
5. Kükürt dioksit indirgeme sistemleri

Bu çalışmada ıslak kireçtaşı, püskürtmeli kurutma ve kuru enjeksiyon yöntemleri ekonomi ve teknik açıdan incelenmiştir. Islak kireç ve kireçtaşı baca gazı desülfürizasyon prosesleri pek çok yönden benzerdir. Kireçtaşı prosesinde absorblayıcı madde olarak kireçtaşı çamuru, kireç prosesinde ise kireç çamuru kullanılır. Ancak kireçtaşının kullanımı kireç çamurlarını hazırlamada kullanılan farklı besleme hazırlık teçhizatı ve diğer farklılıkları gerektirir. Örneğin; kireçtaşı prosesi, absorblayıcı maddesi kireçten daha az reaktif olduğundan daha yüksek bir sıvı/gaz (L/G) oranı gerektirir. Püskürtmeli kurutma prosesi, sorbent hazırlama (çamur) ve besleme kademeleri açısından ıslak yöntem, sonuç ürün olarak da kuru yöntemle benzerdir. İç elektrik tüketiminin daha az bakım-onarım masraflarının düşük, korozyon ve kabuklaşma sorunlarının çok daha az olması ve kuru atık elde edilmesi ıslak yöntemle göre bu prosesin başlıca avantajlarıdır. Islak yöntem proses kimyasında kireç ve kireçtaşı prosesleri başlangıç kademeleri hariç diğer kademeleri aynıdır (Yüzer vd.,1994);

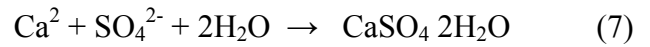
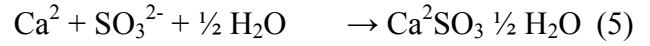
Islak kireç prosesinde



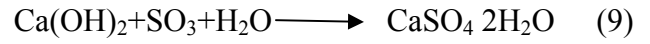
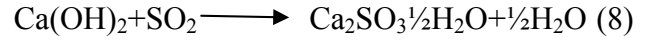
Islak kireçtaşı prosesinde ise



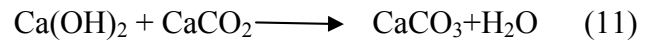
sonraki kademeler aynı şekilde yürür; Ca^{2+} iyonları daha önce oluşan sülfid iyonu ile yarı sulu çözünmez CaSO_3 ürünü vermek üzere birleşir;



Püskürtmeli kurutmada ise

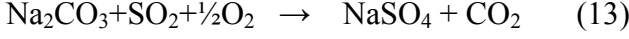
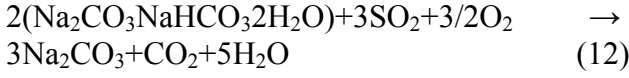


bu reaksiyonlara ilave olarak aşağıdaki ikincil reaksiyonlar meydana gelmektedir;



Kuru enjeksiyon yöntemi, sodyum ya da kalsiyum bazik alkali bir sorbentin baca gazına kuru olarak pnömatik bir atomizör ile beslenmesi ve bunu takiben elektrostatik veya torba filtre ile tutulan tanecikler ve reaksiyon ürünlerinin bertarafını içerir. Islak yöntem ya da püskürtmeli kurutmadaki gibi sorbent çamuru hazırlama ve pompalama üniteleri devasa adsorbsiyon kolonları ve jips depolama tanklarını ihtiva etmediğinden kurulması daha kolay ve ekonomik bir yöntemdir. Yöntemin dezavantajı ise sulu bir çözelti kullanılmadığından SO_2 giderme oranı, ıslak yöntem ya da püskürtmeli kurutmadaki kadar yüksek düzeye ulaşılamamasıdır. Ancak Ca/S stokimetric oranının artırılması ve geri besleme kullanılmış sorbentin tekrar kullanılması ile giderme verimi artırılabilir. Bu durumda sorbent maliyeti, dolayısıyla da yıllık işletme maliyeti artmaktadır. Daha aktif olan kireç kullanılması ve baca gazının rutubetlendirilmesi durumunda dahi SO_2 giderme oranı maksimum %85'e çıkmaktadır (Soud, 1994). %90'luk giderme verimi sodyumlu bileşikler kullanıldığında gerçekleşmekte ancak sorbent maliyeti çok artarak sistemin ekonomikliğini etkilemektedir. Bu amaçla Beypazarı Trona yataklarından elde edilecek doğal sodanın sorbent olarak kullanılması araştırılmıştır.

Kuru enjeksiyon yönteminde sorbent olarak trona kullanılması durumunda;



iki kademeli reaksiyon gerçekleşmektedir.

Yatırım ve işletme maliyeti hesaplamaları ve bilgisayar programı

Bir tesis için yatırım maliyeti hesaplamasının ana kademeleri şöyledir (Ulrich, 1984);

- Detaylı proses akım şemasının hazırlanması
- Kütle dengelerinin yapılması
- Ekipman listesinin çıkartılması
- Elektrik, su, yakıt gibi proses sarfiyatlarının çıkartılması

Akım şeması, kütle dengesi ve ekipman listesine bağlı olarak ekipmanların kapasiteleri belirlenerek satınalma fiyatları tespit edilir. Bu çalışmada satınalma fiyatının tespitinde Gutrie tarafından geliştirilen Modül Maliyet Yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntem genel olarak ön maliyet tahmini yapılabilmesine olanak sağlayan en iyi yöntem olarak kabul görmüştür. Bu maliyetlendirme yöntemi bazı temel durumlar için ekipman satınalma fiyatlarına dayanmaktadır. Temel durumdan sapmalar satınalma fiyatı için temel durum satınalma fiyatı ekipman tipi, sistem basıncı ve konstrüksiyon malzemesine bağlı katsayı çarpanları ile çarpılması sonucu bulunmaktadır. Aşağıdaki formül her bir ekipman için yalın modül maliyetini vermektedir (Turton vd., 2003);

$$C_{BM} = C_p^0 * F_{BM} \quad (14)$$

C_{BM} = Yalın modül ekipman maliyeti

F_{BM} = Yalın modül maliyet faktörü

C_p^0 = Temel durum fiyatı. Genellikle karbonlu çelik malzemeden imal edilmiş ve normal şartlardaki basınç için geçerli fiyat.

Ekipman fiyatlarının toplamının bir fonksiyonu olarak direk (kontrol sistemi, elektrik tesisatı,

satış vergisi, boru donanımı, nakliye, temel ve destek üniteleri, enstrüman, çevre düzenleme, gaz kanalları izolasyonu, binalar, hava besleme, boya) ve indirek (mühendislik, müteahhitlik vergileri, kurma ve arazi, işletmeye alma, performans testi, beklenmedik giderler) maliyetler de hesaplanarak ilk yatırım maliyeti hesaplanır. Belli bir kapasite için hesaplanan fiyatın başka bir ekipman kapasitesi için fiyat, fiyat endeksi ve ekipman üs faktörünün bir fonksiyonudur.

$$C_{vr} = C_{ur} * \left(\frac{v}{u} \right)^a \quad (15)$$

C_{vr} : "r" yılında kapasitesi v olan cihazın satınalma fiyatı

C_{ur} : r yılında kapasitesi u olan cihazın satınalma fiyatı

a: cihaz tipine göre değişen üssel bir sabit

$$C_{vs} = C_{vr} * \left(\frac{I_s}{I_r} \right) \quad (16)$$

C_{vs} : s yılında kapasitesi v olan cihazın satınalma fiyatı

C_{vr} : r yılında kapasitesi v olan cihazın satınalma fiyatı

I_s ve I_r : s ve r yıllarına ait indekslerdir.

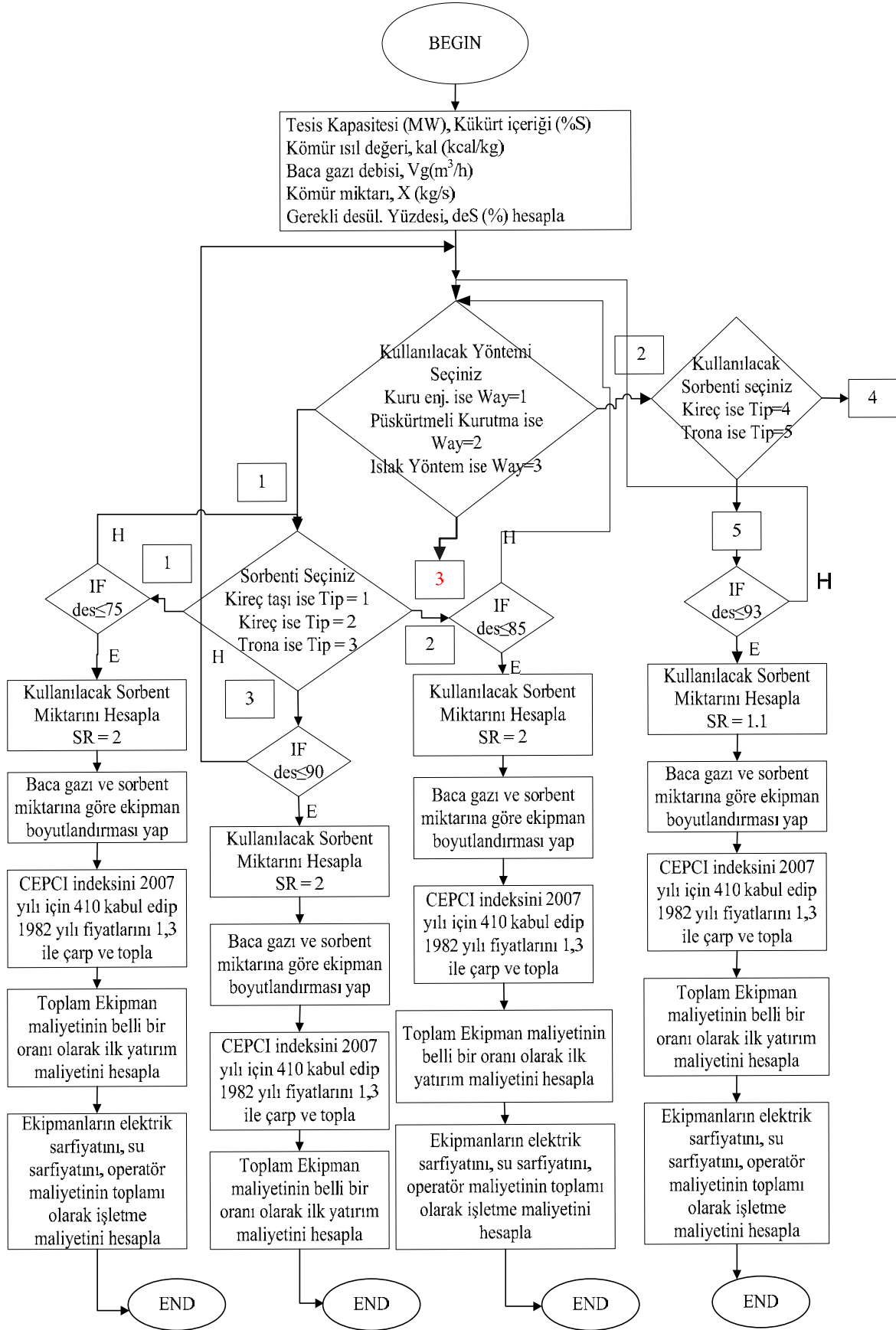
Formül (16) ve (17)' de toplam modül maliyeti ve kök maliyeti formülleri görülmektedir.

$$C_{TM} = \sum_{i=1}^N C_{TM,i} = 1.18 \sum_{i=1}^N C_{BM,i} \quad (17)$$

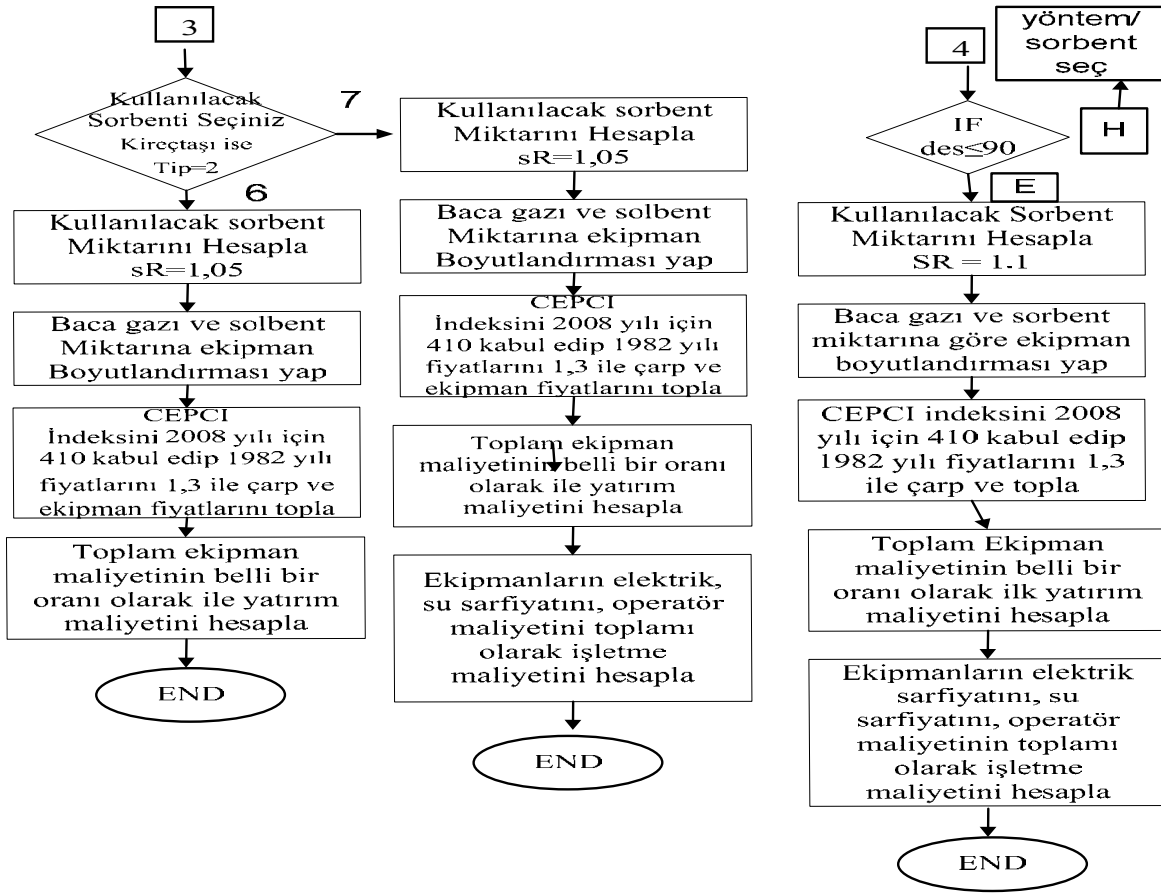
$$C_{GR} = C_{TM} + 0.50 \sum_{i=1}^N C_{BM,i}^0 \quad (18)$$

Kuru enjeksiyon, püskürtmeli kurutma ve ıslak yöntemle desülfürizasyon prosesleri için ilk yatırım ve işletme maliyeti hesaplama bilgisayar programına ait algoritma Şekil 3'te verilmiştir.

Püskürtmeli kurutma yönteminde 200 MW'lık tesis temel alınmıştır (2000 kcal/kg ısıl değer ve %2 toplam kükürt içerikli kömür için). Kuru enjeksiyonda temel durum olarak 100 MW'lık tesiste 2000 kcal/kg ısıl değerli, %2 kükürt içerikli kömür yakan %40 hava fazlası alınmıştır.



Şekil 3. İlk yatırım maliyeti ve işletme maliyeti hesaplama yöntemine ait algoritma



Şekil 3. İlk yatırım maliyeti ve işletme maliyeti hesaplama yöntemine ait algoritma (devamı)

Islak yöntemde ise 210 MW'lık termik santralde 2000 kcal/kg ısı değerli, %2 kükürt içerikli kömür yakılan %40 hava fazlası temel alınmıştır. Yukarıda anlatılan prosedüre uygun olarak akım şemaları, kütle dengesi, ekipman listesi ve işletme harcamaları hesaplanarak ilk yatırım ve işletme maliyetleri hesaplanmıştır.

Sonuç ve öneriler

Kuru enjeksiyonla desülfürizasyon prosesinde kireç kullanılması durumunda 100 MW'lık bir tesiste %2 kükürt içeriği için 6.3 milyon dolarlık bir ilk yatırım maliyeti gerekirken püskürtmeli kurutma için 13 milyon dolarlık bir yatırım söz konusudur. Görüldüğü gibi kuru sistemler kükürt dioksit giderme oranlarının yeterli olduğu (kireç %85'e, kireçtaşı %75'e kadar) durumlarda ilk yatırım maliyetleri ıslak yöntemle göre 3 kat daha düşük olmaktadır. Kuru enjeksiyon yönteminde kireçtaşı kullanılması durumunda ise 5.5 milyon dolarlık bir ilk yatırım söz konusudur. Beypazarı tronasının kuru enjeksiyon

yönteminde kullanılması durumunda kükürt dioksit giderme verimi %90'nın üzerine çıkacak ve sorbent maliyeti kireçtaşı fiyatı ile aynı seviyeye ineceğinden (20 \$/ton) yıllık işletme maliyeti de oldukça azalmış olacaktır. Şekil 4'ten de görüleceği gibi kuru enjeksiyon yöntemi yatırım maliyet modeli kurulacak ya da var olan termik santralin kapasitesinin bir fonksiyonu olarak bulunmuştur.

$$TCI=375\ 900*(MW)^{0.6146} \quad (\$) \quad (19)$$

Kireçtaşının sorbent olarak kullanılması durumunda ise yatırım maliyeti

$$TCI=230\ 600*(MW)^{0.6969} \quad (\$) \quad (20)$$

olarak bulunmaktadır. Şekil 4'te trona sorbenti için kuru, ıslak ve püskürtmeli kurutma yöntemleri için bilgisayar programı ile hesaplanan yatırım maliyetleri arasındaki mukayese grafiği görülmektedir. Tüm kurulu güçler için kuru enjek-

siyon yöntemi en düşük yatırım maliyetine sahiptir ve yatırım maliyeti kurulu gücün 0.61 üs faktörü ile değişmektedir (2000 kcal/kg ve %2 toplam kükürt için). Kuru enjeksiyon yöntemi, püskürtmeli kurutma ve ıslak yöntem yatırım maliyetleri arasında sırasıyla yaklaşık olarak 1:2:3 oranı bulunmaktadır. Püskürtmeli kurutma yöntemi için ise yatırım maliyeti MW olarak kapasitenin 0.64 üs faktörü ile değişirken, ıslak yöntemde 0.63 ile değişmektedir. 100 MW küçük kurulu güçlerde kuru enjeksiyonda trona sorbenti için kullanılacak kömürün toplam kükürt değeri için sınır %5 iken (2000 kcal/kg için) 1500 kcal/kg kömürde bu değer %4.6'ya düşmektedir. 100-300 MW aralığında ise 2000 kcal/kg için %4'e 1500 kcal/kg için ise %3.3'e düşmektedir. 300 MW ve üzerindeki kurulu güçlerde trona sorbenti için kuru enjeksiyon yönteminin kullanılabilmesi için 2000 kcal/kg ısıl değere sahip kömürde toplam kükürt içeriği %2.8 ve altında, 1500 kcal/kg için ise %2.5 ve altında olmalıdır. Şekil 5'te sorbent olarak trona kullanılması durumunda kuru enjeksiyon, püskürtmeli kurutma ve ıslak yöntem prosesleri arasındaki işletme maliyeti mukayese grafiği gösterilmektedir. Şekil 6'da gösterilen trona kullanılan kuru enjeksiyon yöntemi için yatırım maliyet modeli Auto 2 Fit 3.0 programında Kuazi-Newton yönteminde 78 data seti kullanılarak şu şekilde bulunmuştur (2000 kcal/kg kömür için);

$$TCI = 321917 * (MW)^{0.61} * (\%S)^{0.3} \quad (\$) \quad (21)$$

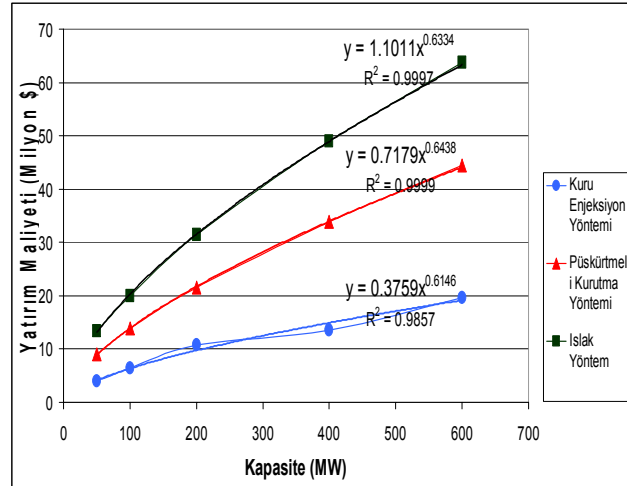
$$(R^2 = 0.977)$$

Şekil 7'de trona kullanılan püskürtmeli kurutma yöntemi yatırım maliyetinin kapasite ve kükürt yüzdesi ile değişimini gösteren üç boyutlu grafik görülmektedir. Şekil 7'den de görülebileceği gibi bilgisayar programından elde edilen değerlere göre kapasite arttıkça yatırım maliyeti artmaktadır. Püskürtmeli kurutma yönteminde kuru enjeksiyona göre 2 kat daha fazla yatırım maliyeti gerektiği görülmektedir. Toplam kükürt yüzdesi arttıkça yatırım maliyeti, kapasite artışı ile olan artış oranından daha az oranda, artmaktadır. Şekil 7'de trona kullanılan püskürtmeli kurutma yöntemi yatırım maliyetinin kapasite ve kükürt yüzdesi ile değişimini gösteren üç boyutlu grafik görülmektedir. Trona kullanılan

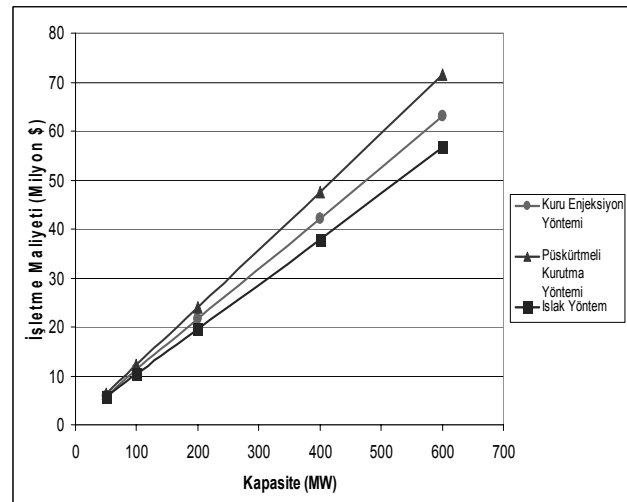
Püskürtmeli kurutma yönteminde %93 oranında SO₂ giderme elde edilebildiğinden %4 kükürt değerlerinde dahi 2000 kcal/kg ısıl değerli kömür kullanılabilir. Trona kullanılan püskürtmeli kurutma yönteminde 87 data seti (MW,%S,TCI) kullanılarak bulunan yatırım maliyet modeli şu şekildedir;

$$TCI = 631513 * (MW)^{0.64} * (\%S)^{0.197} \quad (\$) \quad (22)$$

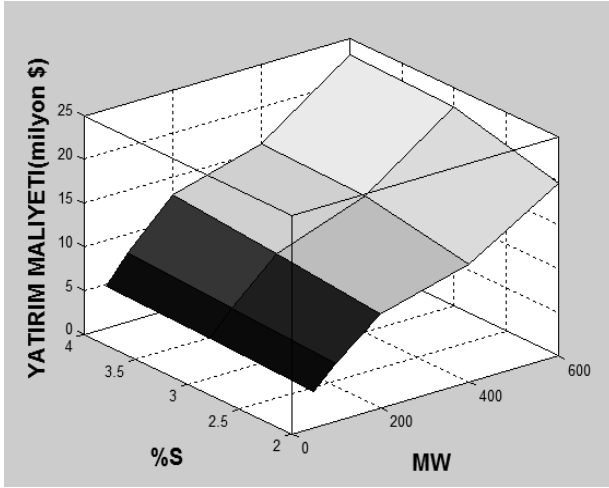
$$(R^2 = 0.9996)$$



Şekil 4. Sorbent olarak trona kullanılması durumunda kuru enjeksiyon, püskürtmeli kurutma ve ıslak yöntem prosesleri arasındaki yatırım maliyeti mukayese grafiği

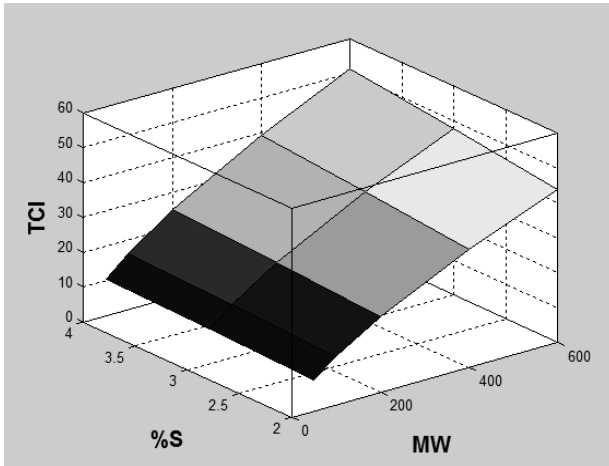


Şekil 5. Sorbent olarak trona kullanılması durumunda Kuru enjeksiyon, püskürtmeli kurutma ve ıslak yöntem prosesleri arasındaki işletme maliyeti mukayese grafiği



%S: Kullanılan kömürün toplam kükürt yüzdesi
MW: Termik santral kapasitesi

Şekil 6. Trona kullanılan kuru enjeksiyon yöntemi yatırım maliyeti değişimini gösteren üç boyutlu grafik



TCI: Yatırım Maliyeti (milyon dolar)
%S: Kullanılan kömürün toplam kükürt yüzdesi
MW: Termik santral kapasitesi

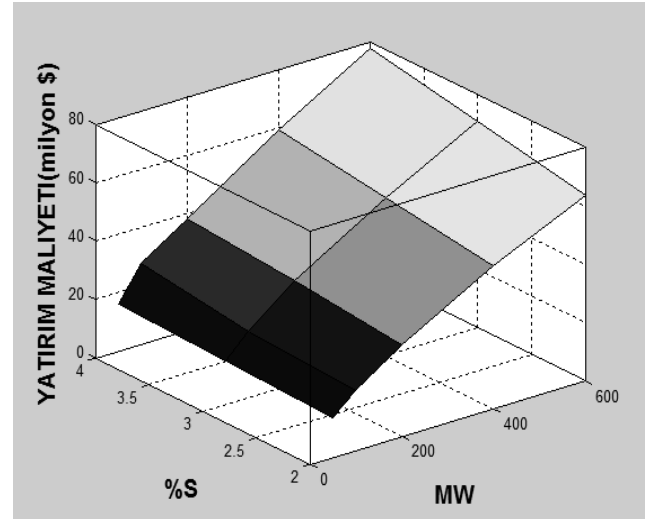
Şekil 7. Trona kullanılan püskürtmeli kurutma yöntemi yatırım maliyeti değişimini gösteren üç boyutlu grafik

Şekil 8'de trona kullanılan ıslak yöntem yatırım maliyetinin kapasite ve kükürt yüzdesi ile değişimini gösteren üç boyutlu grafik görülmektedir. Islak yöntemde SO₂ giderme yüzdesi %97'lere çıktığından toplam kükürt değeri % 8'lerde bile 2000 kcal/kg kömür kullanmak mümkün olmaktadır. Yatırım maliyet modeli için Auto 2 Fit 3.0 programında Quasi-Newton metodu kullanılarak bulunan model denklemleri aşağıda gösterilmiştir. Kullanılan paket programda 2000

iterasyona kadar işlem yapılabilir. Trona kullanılan ıslak yöntem için tesis kapasitesi ve kükürt yüzdesine göre yatırım maliyetini veren model şu şekilde bulunmuştur (79 data seti kullanılarak) (2000 kcal/kg kömür için);

$$TCI=909759*(MW)^{0.63}*(\%S)^{0.26} \quad (\$) \quad (23)$$

$$(R^2=0.9992)$$



%S: Kullanılan kömürün toplam kükürt yüzdesi
MW: Termik santral kapasitesi

Şekil 8. Trona kullanılan ıslak yöntem yatırım maliyeti değişimini gösteren üç boyutlu grafik

Kaynaklar

- Çelik, M.S., Önal, G., (1994). Kömürün kükürtten arındırılmasında yanma öncesi ve sonrası uygulanan yöntemler, *Gökova Körfezi Çevre Sorunları ve Çevre Yöntemi Sempozyumu*, 28-30 Haziran.
- Ekinci, E., Tırıs, M., Okutan, H., (1994). Termik santraller ve emisyon kontrolü, *Gökova Körfezi Çevre Sorunları ve Çevre Yöntemi Sempozyumu*, 28-30 Haziran.
- EÜAŞ, (2007). 2006 Yılı Faaliyet Raporu, Ankara.
- EPA, (1985). Flue gas desulfurization inspection and performance evaluation manual, PEI Associates. Inc., Ohio, USA.
- Köknal, A.R., (2008). Baca gazı kükürt arıtma tesisleri, *Turkish-American Clean Energy Conference*, January 29-30, İstanbul.
- Kural, O., (1991). Kömür, İstanbul.
- Önder, F., (1996). Türkiye'de var olan ve tasarlanan termik santraller ile bunlara ait hava kirletici emisyonlar ve önlem alma projeksiyonları, *Yüksek Lisans Tezi*, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

- Özsoy, H., Köksal, S., Öztürk, A., Tütünlü, F., (1998). Enerji Üretiminde Verimliliği Arttırmaya ve Çevreyi Korumaya Yönelik İleri Teknolojiler, Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu, Tübitak-TTGV Bilim Teknoloji-Sanayi Tartışmaları Platformu. Ankara.
- Soud, H.N., (1994). FGD Installations on Coal-Fired Plants, IEA Coal Research IEACR/71, June, London.
- Soylu, H., (2008). Türkiye’ de Elektrik Enerjisi ve Türkiye’ nin Nükleer Enerji İhtiyacı, *Silahlı Kuvvetler Dergisi*, **396**, 72-93, Ankara.
- Turton, R., Bailie, R.C., Whiting, W.B., Shaewitz, J.A., (2003). *Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes*, Prentice Hall International Series, New Jersey.
- Ulrich, G.D., (1984). *A Guide To Chemical Engineering Process Design and Economics*, John Wiley&Sons, New York.
- Vatan, B., (2006). Enerji Sektöründe Yeniden Yapılanma Uygulamalarının Değerlendirilmesi, *Türkiye 10. Enerji Kongresi*, 311-315.
- Yüzer, H., Okutan, H., Ekinci, E., Goncaloğlu, B.İ., (1994). Püskürtmeli Kurutucuda Trona ile Yanma Gazlarındaki Kirleticilerin Giderilmesi, TÜBİTAK Teknik Rapor N: T4-11, Gebze-Kocaeli.
-
- http://en.wikipedia.org/wiki/Flue_gas_desulfurization, Şubat 2007.
- www.edf.org/documents/2695, Mart 2007.