

**T.C.
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ**

**KARBON YAKALAMA VE DEPOLAMA
TEKNOLOJİLERİNİN TEMİZ KARBON
MEKANİZMALARI İÇERİSİNDEKİ ROLÜNÜN
İNCELENMESİ**

Yüksek Lisans Tezi

MEHMET DENİZ ÖZÇELİK

İSTANBUL, 2014

**T.C.
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ**

**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENERJİ VE ÇEVRE YÖNETİMİ**

**KARBON YAKALAMA VE DEPOLAMA
TEKNOLOJİLERİNİN TEMİZ KARBON
MEKANİZMALARI İÇERİSİNDEKİ ROLÜNÜN
İNCELENMESİ**

Yüksek Lisans Tezi

MEHMET DENİZ ÖZÇELİK

Tez Danışmanı: DOÇ. DR. YILDIZ ARIKAN

İSTANBUL, 2014

T.C.
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENERJİ VE ÇEVRE YÖNETİMİ YÜKSEK LİSANS PROGRAMI

Tezin Adı: Karbon Yakalama ve Depolama Teknolojilerinin Temiz Karbon
Mekanizmaları İçerisindeki Rolünün İncelenmesi

Öğrencinin Adı Soyadı: Mehmet Deniz Özçelik
Tez Savunma Tarihi: 16.04.2014

Bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak gerekli şartları yerine getirmiş olduğu Fen Bilimleri Enstitüsü tarafından onaylanmıştır.

Doç. Dr. Tunç BOZBURA
Enstitü Müdürü
İmza

Bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak gerekli şartları yerine getirmiş olduğunu onaylarım.

Doç. Dr. Göksel DEMİR
Program Koordinatörü
İmza

Bu Tez tarafımızca okunmuş, nitelik ve içerik açısından bir Yüksek Lisans tezi olarak yeterli görülmüş ve kabul edilmiştir.

_____ Jüri Üyeleri

_____ İmzalar

Tez Danışmanı:
Doç. Dr. Yıldız Arıkan

Üye:
Yrd. Doç. Dr. Fehmi Görkem Üçtuğ

Üye:
Yrd. Doç. Dr. Ethem Canakoğlu

TEŐEKKÜR

Bu çalışmada, tez konumun seçiminden tezimin tamamlanmasına kadar geçen tım süreçte bana değerli bilgilerini ve görüşlerini sabırla aktararak yönlendiren ve her türlü konuda yardımını ve hoőgörüsünü esirgemeyen danıőman hocam Doç. Dr. Yıldız Arıkan'a sonsuz teőekkürlerimi sunmak isterim.

Desteklerini yüksek lisansım süresince de sürdürmeye devam ettiren lisans hocalarım Dr. Gül Akar Ően'e ve Doç. Dr. Sezai Ően'e teőekkür ederim.

Ayrıca çalıőmalarım sırasında bana her türlü desteklerini esirgemeyen yurtiçi ve yurtdıőındaki tım FICHTNER çalıőanlarına ve baőarılı bir mühendis olma yolunda hazırladığım çalışmalarda eleőtirileriyle bana yol gösteren Sn. Yüksek Müh. Osman Sözeri'ye teőekkür ederim.

Çalıőmalarım boyunca bana sabır gösteren, mesleğime duydukları saygı ve bana olan inançları ile daima yanımda olan, sevgi ve ilgileriyle beni sınırsız destekleyen aileme sonsuz teőekkürlerimi borç bilirim.

ÖZET

KARBON YAKALAMA VE DEPOLAMA TEKNOLOJİLERİNİN TEMİZ KARBON MEKANİZMALARI İÇERİSİNDEKİ ROLÜNÜN İNCELENMESİ

Mehmet Deniz Özçelik

Enerji ve Çevre Yönetimi Yüksek Lisans Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Yıldız Arıkan

Nisan, 2014, 73 Sayfa

Enerji talebinin ve bu talebe cevap verebilmek adına fosil yakıt kullanımının giderek arttığı Dünya’da, Küresel Isınmanın etkilerini kontrol altında tutabilmek için fosil yakıt kullanan enerji santrallerinde emisyon kontrolü uygulamaları hayati önem arz etmektedir. Karbon Yakalama ve Depolama teknolojilerinin günümüzde bu kontrolü etkili bir şekilde sağlayabileceğine inanılmakla birlikte, 2012 yılı son çeyreğinde Doha’da düzenlenen Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi toplantısında alınan karar ile Karbon Yakalama ve Depolama teknolojileri jeolojik formasyonlardaki uygulamaları ile bir Temiz Kalkınma Mekanizma’sı olarak kabul edilmiştir. Bu tez çalışmasında, bu kapsamda kredilendirilen emisyonların satılabildiği öngörülerek hazırlanan 1500 MW kapasiteye sahip, Afşin-Elbistan bölgesinde kurulması planlanan termik santralin, kullanacağı teknolojinin işletme maliyetlerine ve yatırımın geri dönüşüne olan etkileri incelenmiştir ve ortaya çıkan sonuçlar paylaşılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Karbon Yakalama ve Depolama, Yakma Teknolojileri, Temiz Kalkınma Mekanizmaları

ABSTRACT

ROLES OF CARBON CAPTURE AND STORAGE TECHNOLOGIES IN THE CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM

Mehmet Deniz Özçelik

Energy and Environmental Management

Thesis Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Yıldız Arıkan

April, 2014, 73 Pages

Energy demand and fossil fuel utilization in this demand are dramatically growing in the World and in order to prevent possible effects of Global Warming, emission control technologies are getting a crucial role in the fossil fuel systems. As an emission control option, policymakers think that Carbon Capture and Storage (CCS) systems have a significant emission reduction potential, so CCS was accepted as Clean Development Mechanism at the UNFCCC meeting in Doha in the end of 2012. In this study, 1500 MW coal fired power plant is planned for different combustion technologies with/without CCS and for each projections, investment costs, operational and maintenance costs and financial payback periods are calculated and evaluated with possible Certified Emission Reductions (CER) sales in the carbon markets.

Keywords: Carbon Capture and Storage, Combustion Technologies, Clean Development Mechanism

İÇİNDEKİLER

TABLolar	vi
ŞEKİLLER.....	vii
KISALTMALAR	viii
1.GİRİŞ	1
2. LİTERATÜR TARAMASI.....	3
3. TÜRKİYE ENERJİ ÜRETİM PROJEKSİYONU.....	10
3.1 FAAL VE PLANLANAN KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLERİ.....	16
3.2 FAAL VE PLANLANAN DOĞAL GAZ YAKITLI TERMİK SANTRALLERİ ..	18
4. YAKMA SİSTEMLERİ VE CO2 KONTROL TEKNOLOJİLERİ.....	20
4.1 PULVARİZE YAKMA SİSTEMLERİ (PC).....	22
4.2 AKIŞKAN YATAKTA YAKMA SİSTEMLERİ	24
4.3 CO ₂ YAKALAMA VE DEPOLAMA (CCS).....	26
5. KYOTO PROTOKOLÜ VE TÜRKİYE.....	37
6. CCS UYGULAMALARININ CDM İÇERİSİNDEKİ ROLÜNÜN İNCELENMESİ....	39
7. VERİ VE YÖNTEM	43
8. SONUÇ VE TARTIŞMA	58
KAYNAKÇA.....	60

TABLULAR

Tablo 3.1: Tarihsel puant güç ve enerji talebi gelişimi.....	10
Tablo 3.2: Elektrik üretim projeksiyonu.....	15
Tablo 3.3: Kamu tarafından işletilen linyit yakıtlı santraller.....	17
Tablo 3.4: Özelleştirilen linyit sahaları/planlanan santral kapasiteleri.....	18
Tablo 3.5: Lisans başvurusunda bulunulmuş doğal gaz yakıtlı santraller.....	19
Tablo 4.1. Yeni sistemli enerji santral verimlilikleri.....	24
Tablo 4.2. Kömür yakma sistemleri verimleri ve yatırım maliyetleri.....	26
Tablo 4.3. CO ₂ yakalama ve depolama projeleri.....	31
Tablo 4.5. Başlıca sekestrasyon opsiyonları.....	33
Tablo 7.1: Linyit sahası özellikleri.....	44
Tablo 7.2: PC teknoloji tesis dizayn bilgileri.....	46
Tablo 7.3: CFB teknoloji tesis dizayn bilgileri.....	46
Tablo 7.4: PC teknoloji tesislerin kurulum maliyetleri.....	48
Tablo 7.5: CFB teknoloji tesislerin kurulum maliyetleri.....	48
Tablo 7.6: Tesislerin işletim maliyetleri: PC Teknoloji.....	49
Tablo 7.7: Tesislerin işletim maliyetleri: CFB Teknoloji.....	49
Tablo 7.8: PC teknolojili tesislerin finansal analizi.....	52
Tablo 7.9: CFB teknolojili tesislerin finansal analizi.....	53
Tablo 7.10: Farklı CER tarifeleri üzerinden hazırlanan senaryolar cfb teknolojili tesislerin finansal analizi.....	55
Tablo 7.11: Toplam yatırım tutarları ile geri ödeme süreleri arasındaki ilişki.....	56
Tablo 7.12: Elektrik fiyatları ile geri ödeme süreleri arasındaki ilişki.....	56

ŞEKİLLER

Şekil 3.1: Türkiye 2002-2011 puant güç talebi.....	11
Şekil 3.2: Türkiye 2002-2011 enerji talebi.....	11
Şekil 3.3: Gayri safi milli hasılı ve elektrik tüketimi yıllık bileşik büyüme oranı.....	12
Şekil 3.4: Gerçekleşen ve projeksiyon Türkiye elektrik tüketimi.....	13
Şekil 3.5: Konvansiyonel enerji kaynakları payının gelecek projeksiyonu.....	14
Şekil 3.6: Yenilenebilir enerji kaynakları payının gelecek projeksiyonu.....	15
Şekil 3.7: 2022 yılı Türkiye kurulu güç projeksiyonu.....	16
Şekil 4.1: Enerji tesislerinin tarihsel gelişimi.....	21
Şekil 4.2: Farklı tip yakma sistemlerinin CO ₂ emisyonları ve verimlilikleri arasındaki ilişki.....	21
Şekil 4.3: Farklı tip kömür yakıtlı enerji santrallerinin CO ₂ emisyon değerleri.....	22
Şekil 4.4: Farklı verimlilik değerlerine göre CO ₂ emisyonları.....	23
Şekil 4.5: Gazlaştırma sistemine sahip santrallerde karbon yakalama sistemi şematik görünümü.....	27
Şekil 4.6: Pulvarize yakma sistemine sahip santrallerde amine bazlı karbon yakalama sistemi şematik görünümü.....	27
Şekil 4.7: Pulvarize yakma sistemine sahip santrallerde oksijen yakıt kullanımlı karbon yakalama sistemi şematik görünümü.....	28
Şekil 4.8: CO ₂ taşımacılık maliyetleri (Kıyı ve Denizaşırı).....	33
Şekil 4.9: CO ₂ 'in denizaşırı taşınması ve depolanması.....	34
Şekil 4.10: CO ₂ yakalama ve depolama ile geliştirilmiş petrol üretimi.....	35
Şekil 5.1: Kyoto mekanizmaları.....	38
Şekil 6.1: Planlanan veya işletilen CCS bazlı projeler.....	41
Şekil 6.2: Hedeflenen CCS bazlı projeler.....	42
Şekil 7.1: Türkiye'deki termik santrallerin kapasite kullanım faktörleri.....	45
Şekil 7.2: 2010 Yılı Tedaş tarifeleri ve piyasa fiyatları arasındaki ilişki.....	54
Şekil 7.3: Geri ödeme sürelerinin CER tarifelerine göre değişimi.....	55

KISALTMALAR

AAU:	Belirlenmiş Miktar Birimi (Assigned Amount Unit)
CCG:	Kombine Çevrim Generator (Combine Cycle Generator)
CCGT:	Kombine Çevrim Gaz Türbini (Combine Cycle Gas Turbine)
CCS:	Karbon Yakalama ve Depolama (Carbon Capture and Storage)
CDM:	Temiz Kalkınma Mekanizması (Clean Development Mechanism)
CER:	Onaylanmış Emisyon İndirimleri (Certified Emission Reduction)
CFB:	Dolaşımli Akışkan Yatak (Circulating Fluidized Bed)
CHP:	Kojenerasyon Santrali (Cogeneration Heat Plant)
EIA:	Amerika Birleşik Devletleri Enerji İşleri Başkanlığı (Energy Information Administration)
ERU:	Emisyon İndirim Birimi (Emission Reduction Unit)
EUROCOAL:	Avrupa Kömür ve Linyit Birliği
IEA:	Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
IET:	Uluslar arası Emisyon Ticareti (International Emission Trading)
IGCC:	Entegre Kombine Kömür Gazlaştırma (Integrated Gasification Combine Cycle)
Jİ:	Ortak yürütme (Joint Implementation)
MTA:	Maden Tetkik Arama
OCGT:	Açık (Basit) Çevrim Gaz Türbini (Open Cycle Gas Turbine)
PC:	Pulvarize Yakma (Pulvarized Combustion)
TEİAŞ:	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TKİ:	Türkiye Kömür İşletmeleri
TÜBİTAK:	Türkiye Bilim Teknik Araştırma Kurumu
UNFCCC:	Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
WCI:	Dünya Kömür Enstitüsü

1.GİRİŞ

Küreselleşen fakat aynı zamanda da giderek kutuplaşan yenedünya düzeninde, sosyal, ekonomik ve teknolojik gelişmeler giderek dünya nüfusunda daha çok haneyi etkilemeye başlamıştır. Gelişen dünya düzeni ile ihtiyaçlar artmakta, kurulu düzenin bu ihtiyacı karşılayabilmesi için yeni atılımların önünün açılması gerekmektedir. Bu atılımların mevcut düzenin ihtiyaçlarını karşılayabilmesi için, kurulu enerji santrallerinin verimliliklerinin arttırılması, yeni enerji santrallerinin kurulması ve mevcut ve kurulması olası enerji platformlarının çevre ile uyumunun sağlanması gerekmektedir.

Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan girdilerin teminindeki tercihler ve bu tercihlerin çevresel etkileri gelecek kuşakların dünyasını belirleyecektir. Bu nedenle politika ve strateji üreten, karar mercii konumundaki kişi ya da organizasyonların mekanizmalarının gelecek dünyasını etkileyeceği muhakkak bir gerçektir.

Özellikle İkinci Dünya Savaşı ile birlikte artan sanayileşme, beraberinde ekonomik büyümeyi getirirken diğer bir taraftan da çevresel problemlerin baş göstermesine sebebiyet vermiştir. Kalabalıklaşan şehirler, ekonomideki büyümenin aynı hassasiyeti çevre üzerinde gösteremeyişi, daha sonraki dönemlerle birlikte yaşam kabiliyetinin sorgulanmaya başlanmasına neden olmuştur.

Çevresel kirliliğin önüne geçilememesi, hazırlanan projeksiyonlarda alınan sonuçların giderek iç karartıcı bir hal alması üzerine ülkeler, Stockholm sözleşmesi ile başlayıp takiben, Montreal Protokolü ve sonrasında Kyoto Protokolü ile birlikte emisyonların kontrol altına alınması ve emisyon değerlerinin 1990 yılında gerçekleşen emisyon seviyelerine çekilmesi planlanmıştır. Bu protokol ile ülkeler CO₂ ve sera gazı olarak tanımlanan diğer 5 gazın salımını azaltmaya veya bunu başaramıyorlar ise emisyon ticareti yoluyla salınım haklarını arttırmayı kabul etmişlerdir.

Kyoto Protokolü çerçevesinde sağlanan esneklik mekanizmaları sayesinde azaltılan emisyonların kredilendirilebilmesi sağlanmıştır. Kredilendirilen emisyonlar Kyoto Esneklik Mekanizmaları içerisindeki Zorunlu Karbon Piyasalarında ve Gönüllü Karbon Piyasalarında değerlendirilebilmektedir. Kyoto Protokolünde tanımlanan esneklik mekanizmaları 3 farklı model ile gerçekleştirilebilmektedir. Bu modeller; Salım Ticareti (ET), Ortak Uygulama (JI) ve Temiz Kalkınma Mekanizmaları (CDM)'dir.

Kyoto Protokolü'ne göre ET ve JI uygulamaları Ek-1 Ülkeleri arasında, CDM ise ANNEX-I ve ANNEX-I dışı ülkeler arasında yapılabilmektedir.

Karbon Yakalama ve Depolama (CCS) teknolojilerinin doğal gaz ve kömür yakıtlı termik santrallere entegre edilmeleri durumunda yüzde 90-95 oranlarında emisyon azaltımı sağlandığı için CDM içerisinde değerlendirilip değerlendirilemeyeceği uzun yıllardır Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi toplantılarında tartışılan bir konu olmuştur ve olmaya devam etmektedir. Fakat 2005 yılında başlayan değerlendirme ve kabul sürecinin sonunda yakalanan karbonun jeolojik formasyonlarda depo edilebildiği takdirde CDM olarak değerlendirilebileceği 2011 yılında Durban'da gerçekleştirilen COP toplantısında kabul edilmiştir.

Bu tezin Literatür Taraması bölümünde konu ile ilgili makalelere yer verilmiştir. Bölüm 3'de Türkiye Enerji Üretim Projeksiyonu, Bölüm 4'de Yakma Sistemleri ve CO₂ Kontrol Teknolojileri ve Bölüm 5'de Kyoto Protokolü ve Türkiye ele alınmıştır.

2. LİTERATÜR TARAMASI

Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesinin taraflarının katılımıyla gerçekleşen konferansların 2002 yılında düzenlenen 8. Konferansta CCS teknolojileri 2008-2018 strateji bildirgesinde ilk kez yer almasıyla birlikte, 2005 yılının son çeyreğinde düzenlenen 11. konferansta taraflar ilk kez CCS hakkındaki görüşlerini sunarak, uygulama çalışmasının gerekliliğini dile getirmişlerdir. Bununla birlikte 2006 yılının 2. çeyreğinde 2 adet uygulama çalışması pilot tesis projelendirmesini de içerisinde bulunduracak şekilde hazırlanmıştır. Uygulama çalışmaları ile birlikte taraflar, temel olarak sistemlerin meydana getirdiği 2 ana kaygıyı ortaya çıkarmışlardır. Bunun temelinde ise CCS sistemlerinin hali hazırdaki yasal düzenlemelere nasıl ayak uyduracağı ve kullanılan teknolojilerden kaynaklanan sorunların varlığı yer almaktadır. Bu yüzden CCS'in CDM'e kabul sürecindeki kaygıları ortadan kaldırmak ya da en aza indirmek için yıllar içerisinde düzenlenen COP'larda da ele alınmış, uygulama çalışmalarına devam edilmiş, raporlar hazırlanmış ve nihai karar ortaya çıkmıştır. Bu süreç 2012 yılının son çeyreğinde düzenlenen DURBAN'daki COP 17'de CCS'in CDM'e kabulü ile tamamlanmış ve CDM'de kabul göreceği yöntemleri ve prosedürleri hakkında taraflar karar almışlardır. COP 18 DOHA'daki toplantılarda uygulama çalışmalarına devam edilmiş ve COP 17'de karar kılınan sınır ötesi kaygıları ve global CER rezervleri hakkında bir sonraki COP'da değerlendirilmek üzere ortak kaygıların temel soruları ortaya konmuştur (UNFCC 2002, IPCC 2005, UNFCC 2006, UNFCC 2008, UNFCC 2009, UNFCC 2010, UNFCC 2011, UNFCC 2012).

Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından Orta Doğu Teknik Üniversitesi Petrol Araştırma Merkezi ve Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nın oluşturduğu ortak iştirak, Türkiye'de CO₂'in teknolojik ve ekonomik faktörleri göz önünde bulundurarak en verimli şekilde depo edilebilecek alanları belirlemeye çalışmışlardır. Bu çalışma ile birlikte halihazırda petrol üretimine devam etmekte olan Çaylarbaşı Petrol Sahası baz alınarak hazırlanan depolama projeksiyonunda ana CO₂ kaynağı olarak, sahaya 134 km uzaklıkta bulunan

bir çimento fabrikasının emisyonları baz alınmıştır. CO₂'in sahaya ulaştırılması için iki senaryo üzerinde durulmuş, boru hattı ile kaynağın sahaya ulaştırılması ekonomik açıdan değerlendirilebilir çıkmadığı için tankerler ile kaynağın sahaya ulaştırılması düşünülmüştür. Bölgede bulunan Batı Raman Projesinde hali hazırda işletilmekte olan DODAN petrol sahası da hazırlanan bu çalışmada CO₂ depolama açısından doğal bir yapı teşkil edebileceği için alternatif olabilecek şekilde önerilmiştir. Fakat halihazırda ülke bazında bu teknoloji üzerine teşviklerin bulunmaması ve ulusal bazda hukuki açıkların bulunması teknolojinin uygulamaya geçirilebilmesi açısından önemli engeller oluşturduğu gözardı edilmemesi gerektiği belirtilmiştir (Okandan ve diğ. 2011).

Dixon ve diğ.(2013), hazırladıkları çalışma ile birlikte CCS'in jeolojik formasyona uygulanabilirliğinin Cancun'da 2010 yılında alınan ve 2011 Durban'a kadar getirilen CDM'e kabul sürecinde, dikkate alınması gereken temel başlıkların bilimsel açıdan nasıl değerlendirildiğini irdelemeye çalışmışlardır. Cancun'da kararları alınan ve Durban'da irdelenmesi ve incelenmesi gereken başlıkların gözlemlenmesine devam edilmesi gerekliliği ortaya konmuştur.

Duan ve diğ.(2013) hazırladıkları çalışma ile birlikte gelenekselleşen ve iklim rejimlerinde hedef gösterilen 450 ppm emisyon salımını temel almak yerine Z650 adını verdikleri ve uzun dönemde 0 emisyon değerine ulaşılmasını hedefledikleri senaryo içerisinde CCS teknolojisini, CDM'deki işlevine bağlı kalarak projeksiyonu nasıl etkileyebileceği üzerine farklı modeller kurmaya çalışmışlardır. Enerji sektöründeki teknolojik gelişmeler üzerine, 2100 yılına kadar fotovoltaik sistemlerin ve daha sonrası için yakıt hücresi teknolojilerinin gelişmesinin gelecekte emisyon salımının büyük ölçüde azaltılacağı düşünülüp, orta dönemde salınımı kontrol altına alabilmek adına CCS sistemlerinin gerekliliğini hazırladıkları model ile ortaya koymuşlardır.

Ceri ve diğ.(2013), Güney Afrika Hükümetinin hazırladığı CCS yol haritasında potansiyel 7 jeolojik depolama alanını aynı model içerisinde irdelenmiş ve en uygun depolama alanı için test depolama projesi hazırlamışlardır. Fakat bu proje geliştirilirken CCS uygulamalarında yasal boşlukların bulunması ve depolama alanlarının uzun dönemlerde ne şekilde etkileneceği test projesinin tartışılmasına sebep olmuştur.

Page ve diğ.(2009) çalışmalarında günümüz antropojenik sera gazı emisyonları ile ilgili giderek artan endişelere dikkat çekmektedir. En dikkat çekici antropojenik sera gazı olan CO₂'in ana kaynağının kömür yakan santraller olduğunu ve bu santrallerden ortaya çıkan emisyonların 2004 yılında gerçekleşen küresel sera gazı emisyonlarının yüzde 22'sini yani yaklaşık 7.9 GtCO₂ oluşturduğunu belirtmişlerdir. Bu sebepten ötürü kömürle elektrik üretimi sektöründe CO₂ yakalama ve depolama teknolojilerinin uygulanması ile birlikte önemli ölçüde sera gazı indirim potansiyeli olduğu düşünülmektedir.

Cambridge Üniversitesinin (IPCC 2005) hazırladığı rapora göre kömürle elektrik üretiminde bugün mümkün teknolojiler uygulandığında CO₂ emisyon oranında yaklaşık yüzde 85-95 düşüşler görüleceği belirtilmiştir.

Günümüz teknolojileri incelendiğinde CO₂ termik santrallerden 3 farklı method ile uzaklaştırılmaktadır. Bunlar: yanma öncesi, yanma sonrası ve saflaştırılmış O₂ kullanılarak yanma işleminin gerçekleştirilmesidir. Hali hazırda günümüzde işletmede bulunan ve CCS teknolojisi kullanan santrallerin hemen hemen hepsi yanma sonrası teknolojisi ile CO₂ emisyonlarını yakalayıp depolamaktadırlar.

Singh ve diğ.(2003), çalışmaları ile birlikte CO₂ yakalama maliyetlerini pulvarize yakma teknolojisi kullanan kömür santrallerinde 2 farklı senaryo ile değerlendirmeye çalışmışlardır. İlk senaryoda yakalama teknolojisi için amine bazlı proses, ikinci senaryoda ise O₂/CO₂ geri dönüşümünün yakılması prosesi temel alınmıştır. Değerlendirilen senaryolar ile birlikte ortaya çıkan maliyetler için duyarlılık analizleri yapılmıştır. Çalışma ile O₂/CO₂ geri dönüşümünün yakılması prosesinin potansiyel getirilerinin daha yüksek olduğu saptanmıştır.

Rubin ve diğ.(2007) yaptıkları çalışma ile, fosil yakıtlı termik santrallere entegre edilecek CCS sistemi üzerindeki emisyon, verimlilik, kaynak ihtiyacı ve maliyet gibi etkenleri, Entegre Çevresel Kontrol Modeli (IECM) içerisinde karşılaştırarak ve değerlendirerek olası etkileri belirlemişlerdir. Çalışma ile birlikte Pulverize Yakma, Entegre gazlaştırma kombine ve doğal gaz santrallerinde olası CCS maliyetleri hesaplanmıştır.

Bakker ve diğ.(2008) hazırladıkları makale ile birlikte Afrika'da doğal gaz yakıtlı termik santrallerde kurulması planlanan ve CDM'e temel olabilecek metadojilerin belirlenmesi aşamasında uygun teknolojileri değerlendirilmiş ve CCS ile depolanan karbondioksit'in nasıl kredilendirilebileceğinin temel taşlarını belirtmiştir. Projeksiyonu hazırlanan santrallerin markete olumlu etkiler yapacağı, bundaki en önemli faktörün zengin doğal gaz ve petrol rezervlerinin beraberinde CO₂ depo edilebilir alanları da getireceği düşünülmüştür.

Koornneef ve diğ.(2008) çalışmalarında, bir kömür yakıtlı termik santralin CCS'in de dahil edildiği işletme sürecini değerlendirerek, süreçte gerçekleştirilecek CO₂ yakalama uygulamalarının direkt olarak santral emisyonlarına ve çevreye olası etkileri belirlenmeye çalışılmıştır. Bu çalışmada değerlendirilen 3 pulverize yakma dizaynına sahip termik santrali işletme süreci 3 farklı senaryo içerisinde değerlendirilirken öncelikle işletme sürecinin tüm envanteri çıkartılmaya çalışılmış, bunun üzerinden etki değerlendirmesi yapılmış ve en son olarak elde edilen tüm veriler yorumlanmıştır. Hazırlanan projeksiyonlar içerisinde değerlendirilen CCS teknolojili santralin küresel ısınma potansiteline diğer santrallere nazaran yüzde 76'lık ve deniz canlılarının yaşam alanlarındaki ekotoksistide yüzde 27'lik bir indirime neden olacağı hesaplanırken diğer değerlendirme kategorilerinde yüzde 27 ila 181'lik bir artışa neden olacağı görülmüştür.

Lohwasser ve Madlener (2010) hazırladıkları çalışmada, HECTOR Simülasyon verilerini kullanarak CCS teknolojilerinin elektrik üretim maliyetine olan etkilerini, yeni yapılacak santrallerin ilk yatırım maliyeti ve verimliliklerini nasıl etkileyebileceği yönünde analiz etmeye çalışmışlardır. Literatürdeki yatırım maliyetleri, verimlilik ve sabit giderleri, santral işletme ömürleri, karbondioksit yakalama verimliliği, değişken işletme giderleri ile birlikte tekrardan değerlendirilmiştir. Bu değerlendirme sonucu ile birlikte toplam elektrik üretim maliyeti hesaplamaya çalışılmıştır. Çalışma ile birlikte ayrıca CCS'in karbon piyasalarına yaratacağı olası etkiler belirlenmiştir.

Bakker ve diğ.(2011), hazırladıkları makale ile mevcut Karbon Yakalama ve Depolama (CCS) teknolojilerinin Temiz Gelişme Mekanizmaları (CDM)'na kabul edildikten sonra, gerçekleştirilecek potansiyel etkilerin belirlenmesi amaçlamıştır. Makalede ilk hedef olarak CCS'in gelişmekte olan ülkelerde majinal maliyetini azaltma eğrileri belirlenmeye çalışılmıştır. Çalıştırılan 4 farklı senaryo ile CCS'in CDM piyasası

üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir. Değerlendirilen sonuçlarla birlikte, 2020 yılında özellikle Asya ülkelerindeki doğal gaz yakıtlı termik santrallerde, karbon piyasa fiyatının yıllık 70-100 MtCO₂/yıl emisyon azaltım potansiyeli hacimlerinde 60-80 US\$ /tCO₂eq değerinin altında kalacağı hesaplanmıştır.

Kotowicz ve Bartela (2011) çalışmasında süperkritik kömür yakıtlı termik santrallerde bir CCS metodolojisi olan membran uygulaması yatırımının, karbondioksit emisyonunu azaltma ve elektrik üretim maliyeti üzerindeki etkilerini değerlendirilmeye çalışılmışlardır. Projeksiyonu hazırlanan süperkritik kömür yakıtlı santralin CO₂ yakalama maliyeti olarak yatırım maliyetlerine bağlı kalarak 31.23 ve 31.11 Euro/MgCO₂ değerleri hesaplanmıştır.

Anandarajah ve McGlade (2012), hazırladıkları çalışmada farklı senaryoları kendi içerilerinde değerlendirmiş; ilk senaryoda konvansiyonel yakıtlarda CCS teknolojilerinin uygulamaları, ikinci senaryo da sınırlı biomass kaynağının kullanılabilirliği değerlendirilmiş, üçüncü senaryoda ise emisyon duyarlılığı ana hedef olarak belirlenmiş ve TIAM-UCL modeli ile sonuca ulaşılmaya çalışılmıştır. Hazırlanan duyarlılık senaryoları çalıştırdıktan sonra düşük ve yüksek doğal gaz fiyatları göz önünde bulundurularak makale için farklı bakış açıları getirilmeye çalışılmıştır. 2050 için belirlenen hedef emisyon değerlerine ulaşılabilmesi için 5 farklı senaryo ile günün karbon fiyatının ne olması gerektiği hesaplanmıştır. Yapılan hesaplamalar doğrultusunda karbondioksit emisyon kredilerinin ticaret hacimleri hakkında da farklı senaryolar doğrultusunda model çalıştırılmıştır.

Dahowski ve diğ.(2012), yayınladıkları çalışmada, Çin'de bulunan temel CO₂ kaynakları ve depolanabilecek temel sahalar; 1600 kaynak ve 90 jeolojik saha, göz önünde bulundurularak, Carnegie-Mellon IECM model kullanarak CCS maliyetinin 70 US\$/tonCO₂'den az olabileceği belirlenmiştir.

Alberto Pettinau ve diğ.(2012), hazırladıkları çalışma ile ultrasüperkritik pulvarize kömür yakıtlı termik santral ile entegre kombine gazlaştırma çevrim termik santrali arasındaki tekno-ekonomik koşullarının karşılaştırması yapılmıştır. Sulcis kömür yatağı ve ithal kömür birlikte değerlendirileceği projeksiyon referans alınarak hazırlanan bu çalışmada, iç getiri oranları CCS dahil edilmeksizin ve dahil edilerek hesaplanmıştır.

CCS'e verilecek teşvikler ile birlikte yatırım geri dönüşlerinin 11 yıla kadar gerilediği görülmüştür.

Carlo Carraro ve Alice Favero (2011) hazırladıkları makale ile birlikte karbon fiyatlarına kısa ve uzun dönem için farklı bakış açıları sunarak karbon emisyonlarının karbon ticareti mekanizması içerisindeki ekonomik ve finansal açıdan belirleyici faktörlerini analiz etmeye çalışmıştır. Yakın dönem sonuçlarında hazırladıkları model çalıştırıldığında karbon emisyonunun Euro/tCO₂ eşdeğeri fiyatı yaklaşık 45 Euro civarlarında olduğu belirlenmiştir. Uzun dönem sonuçlarında 2050 için öngörülen 450 ve 550 ppm senaryoları göz önünde bulundurularak model çalıştırılmış ve 450 ppm hedefinde gerekli karbon emisyonu Euro/tCO₂ eşdeğeri fiyatı 2030 yılında 60 Euro, 2050 yılında ise yaklaşık olarak 250 Euro civarlarında olduğu belirlenmiştir. Yakın dönem ve uzak dönem senaryoları arasındaki bu fiyat farkının en önemli nedeni olarak da 2020 yılı ve sonrası piyasa ve ekonomi sistemindeki belirsizliklerin olduğu göz önünde bulundurulmuştur.

Global karbon piyasalarının geleceğini inceleyen ve irdeleyen raporlar hazırlayan Ernst & Young, Deloitte, World Bank, The Center of European Policy Studies gibi kuruluşlar hazırladıkları çalışmalar ve senaryoları 2020 yılına kadar ve 2020 yılından sonrası olarak değerlendirmektedirler.

Deutsche Bank yayınladığı raporda karbon piyasa fiyatının 2020 yılında 20-25 Euro/tCO₂ bandına ulaşabileceğini, Societe Generale ise bu dönemdeki ortalama karbon piyasa fiyatının 12,60 Euro/tCO₂ olacağını öngörmüştür. Bunun yanı sıra Büyük Britanya hükümeti hazırladığı projeksiyonlarda karbon piyasa fiyatını 2030 yılı için 40 Euro/tCO₂, 2050 yılı içinse 100 Euro/tCO₂ olarak kullanmaktadır (ERNST & YOUNG 2012).

Kömür ve doğaz gaz yakıtlı termik santraller ile elektrik üretiminde CCS teknolojilerinin büyük ölçüde emisyon indirim fırsatına sahip oldukları düşünülmektedir. Yakın gelecekte CO₂ sekestrasyonu ve diğer emisyonların azaltılması daha makul maliyetlerle üstesinden gelinebilir bir hal alacaktır. Aslında sera gazı emisyonlarının azaltılması için başlatılan cap and trade programlarının muhtemel

uygulamaları, bu alanda yapılan yatırımlar için yeterli motivasyon ve sermaye sağlayarak yeni teknolojilerin gelişmesini de teşvik edecektir.

Farklı senaryoların varlığı, piyasanın tek bir düzende toplanmasına engel teşkil etmekle birlikte, teknolojinin uygulanabilirliği açısından farklı görüşlerin de ortaya çıkmasına sebebiyet vermektedir. Cancun (COP 15) toplantısında değerlendirilen ve üzerinde durulan alternatif olmaya yakın senaryoların düzgün birer hedeflerinin olmayışı, pilot olarak yerel piyasalarda fonlama olarak kullanışı ve gönüllü ticaret için hazırlanmış olası bir ticari piyasa kullanılmasını zorlaştırmaktadır. Durban (COP 17) toplantısında CDM'e kabulünün gerçekleştirilmesi ile birlikte teknolojik olarak CCS sistemlerinin önünde her ne kadar uygulama açısından bir engel kalmasa da, hukuki açıdan yeni düzenlemelerin gerekliliği gözler önüne serilmiştir.

Piyasaların bu ortak düzenini arayışı, belirsizliklerin ortadan kaldırılamayışı, CCS teknolojilerinin CDM'de kabulü gerçekleştikten sonra artan pilot tesislerinin gelişimini olumsuz şekilde etkileyeceği muhakkaktır. Fakat karbon ticareti üzerindeki siyasal ve ekonomik istikrarın sağlanması ile birlikte 2050 için hedef olarak belirlenen +2°C (Kyoto Protokolü, COP)'nin tutturulabilmesi adına oluşturulan 450 ve 550 ppm senaryolarına bağlı kalınarak günümüz pilot tesislerinin ve yeni tesislerin işletilmesinin önü açılacaktır.

3. TÜRKİYE ENERJİ ÜRETİM PROJEKSİYONU

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi 2010 yılında yüzde 8,4 artarak 210 Milyar kWh, 2011 yılında yüzde 9 artarak 229,3 Milyar kWh, 2012 yılında ise yılın ilk 5 ayını değerlendirecek olursak yüzde 7,6 artarak 99,2 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir (TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013).

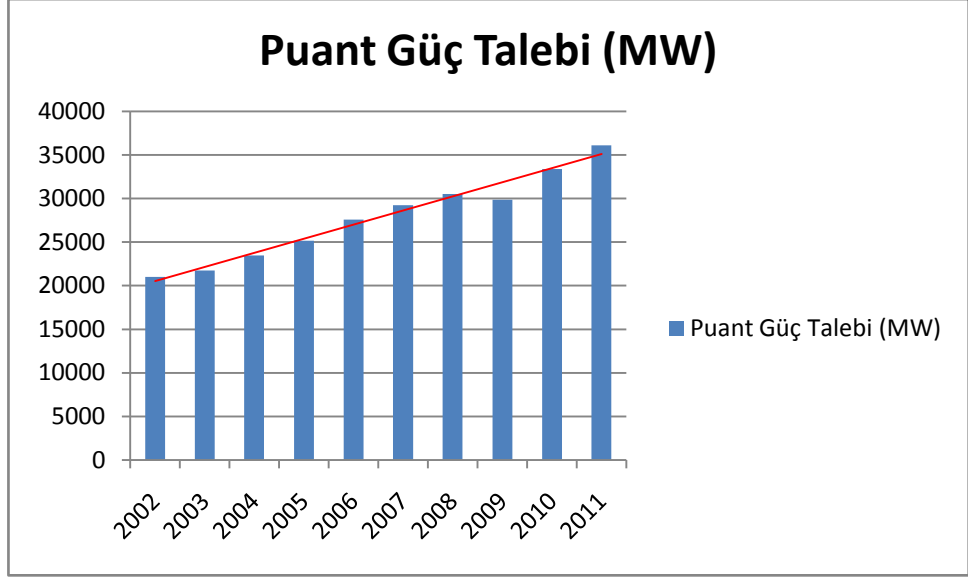
Tablo 3.1 2002-2011 yılları arasında gerçekleşen Puant Güç ve Enerji taleplerini ve bunların bir önceki yıllara göre artış oranlarını göstermektedir.

Tablo 3.1: Tarihsel puant güç ve enerji talebi gelişimi

	Puant Güç Talebi (MW)	Artış (%)	Enerji Talebi (GWh)	Artış (%)
2002	21006	7,1	132553	4,5
2003	21729	3,4	141151	6,5
2004	23485	8,1	150018	6,3
2005	25174	7,2	160794	7,2
2006	27594	9,6	174637	8,6
2007	29249	6,0	190000	8,8
2008	30517	4,3	198085	4,3
2009	29870	-2,1	194079	-2,0
2010	33392	11,8	210434	8,4
2011	36122	8,2	229319	9,0

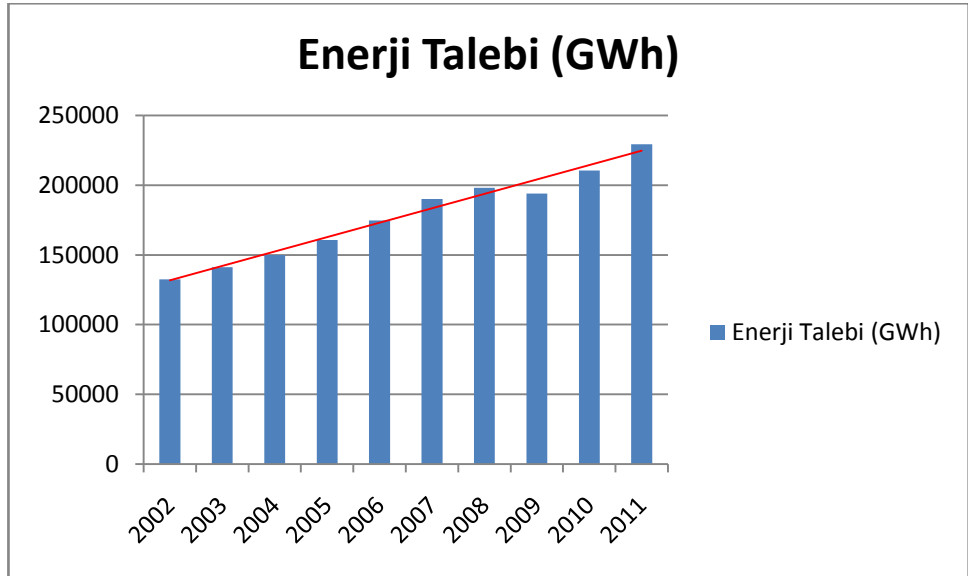
Kaynak: TEİAŞ 2010, TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013, TÜİK 2013

Şekil 3.1: Türkiye 2002-2011 puant güç talebi



Kaynak: TEİAŞ 2010, TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013, TÜİK 2013

Şekil 3.2: Türkiye 2002-2011 enerji talebi

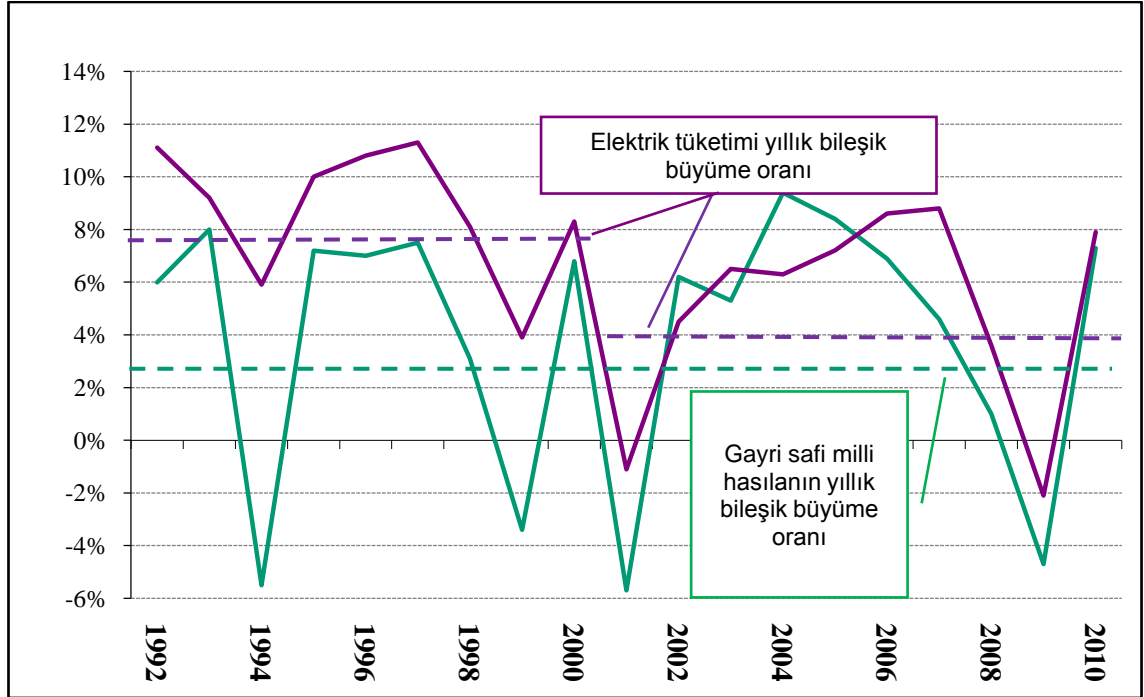


Kaynak: TEİAŞ 2010, TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013, TÜİK 2013

Şekil 3.1 ve Şekil 3.2’de, 2009 yılında yaşanan küresel çaptaki ekonomik krizi göz ardı edecek olursak enerji talebinin ve puant güç talebinin ekonomik, sosyal ve teknolojik gelişmelere bağlı kalarak arttığını görebiliriz. Şekil 3.3’de görüleceği üzere,

elektrik tüketimi yıllık bileşik büyüme oranı 1991 ve 2000 yılları arasında yüzde 8,5, 2001 ve 2010 yılları arasında yüzde 5 olarak bunun yanında Gayri Safi Milli Hasılanın yıllık bileşik büyüme oranı 1991 ve 2000 yılları ve 2001 ve 2010 yılları arasında yüzde 3,7 olarak gerçekleşmiştir (TÜİK 2013 ve TEİAŞ 2013).

Şekil 3.3: Gayri safi milli hasılı ve elektrik tüketimi yıllık bileşik büyüme oranı



Kaynak: TÜİK 2013, TEİAŞ 2013

Son on yıl süresince elektrik tüketim artış oranı, Nisan 2013 itibariyle 58042,5 MW'lık mevcut toplam üretim kapasitesi ile birlikte yüzde 7'den fazla olmuştur. Kurulu güçlerine göre Nisan 2013 itibariyle enerji üretiminde santrallerin payı: Hidroelektrik için yüzde 34,9, Doğal Gaz Yakıtlı Termik için yüzde 29,9, Kömür Yakıtlı Termik için yüzde 21,4, Diğer Termik için yüzde 9,7, Rüzgâr için yüzde 4,1'dir (TEİAŞ 2013).

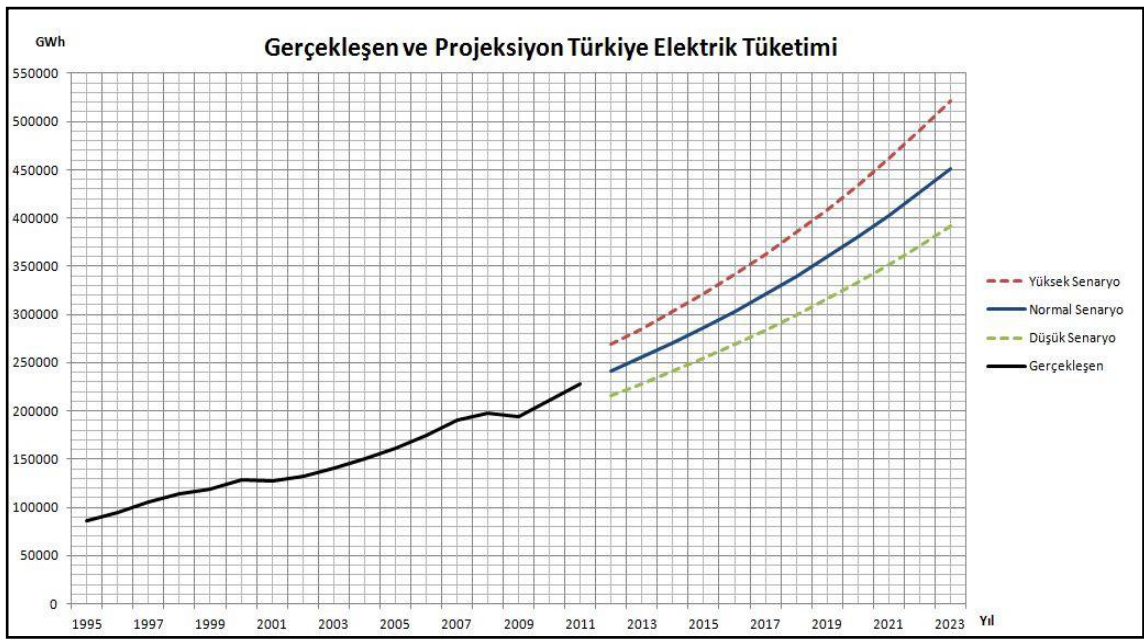
TEİAŞ tarafından hazırlanan 2012-2021 projeksiyon raporunda enerji talepleri ve bu enerji taleplerinin hangi kaynaklardan karşılanacağı çeşitli senaryolar dahilinde çözüme kavuşturulmaya çalışılmıştır (TEİAŞ 2012).

Bu projeksiyonlar dahilinde ülke elektrik arz talebinin karşılanabilmesi için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından çeşitli senaryolar ile cevaplar aranmaktadır. Bu senaryoların çözümü TEİAŞ'ın hazırlamış olduğu 2010-2022 projeksiyon raporu

dahilinde her bir senaryo için 2 farklı çözüm dahilinde çözüme ulaştırılması planlanmıştır (TEİAŞ 2012).

Ayrıca TEİAŞ kontrolü ve yönetiminde bu yıl TÜBİTAK MAM tarafından hazırlanan 2013-2022 Yılları Türkiye İletim Sistemi Bölgesel Talep Tahmin ve Şebeke Analiz Çalışması ile gelecekte gerçekleşebilecek yük tahminleri Türkiye geneli ve bölgeler bazında değerlendirilmiş ve sonuçlandırılmaya çalışılmıştır.

Şekil 3.4: Gerçekleşen ve projeksiyon Türkiye elektrik tüketimi



Kaynak: TÜBİTAK MAM 2013

Bu çalışmada gerçekleştirilen planlama odaklı güç sistemleri analizleri, analizlerde göz önünde bulundurulmuş planlama kriterleri Türkiye Elektrik İletim Sistemi 2011-2020 Yılları İletim Şebekesi Master Planlama Çalışmaları raporunda belirtilen varsayımlara dayandırılarak çözümlenmesi hedeflenmiştir.

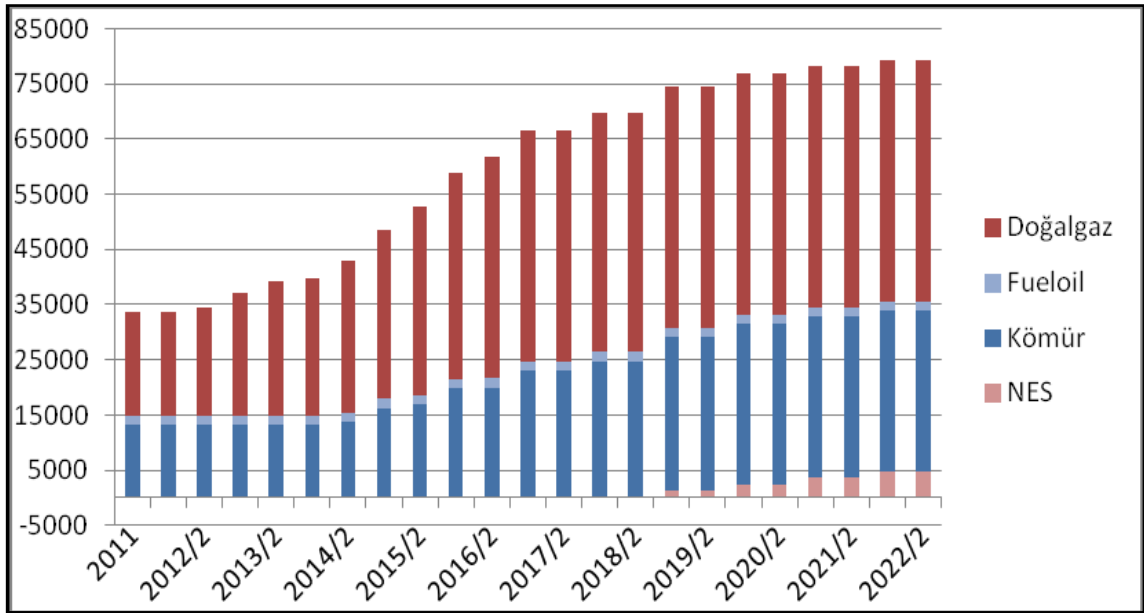
2013-2022 dönem aralığında, normal senaryoya bağlı kalındığında talep eğrisinin 450,000 GWh değerlerine ulaştığı görülmektedir.

TEİAŞ APK Dairesi ile koordineli yürütülen kapasite projeksiyonu, TEİAŞ 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporu, EPDK Üretim İlerleme Raporu verileri ve santrallerin sistem bağlantı ve kullanım anlaşmaları verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Elde edilen sonuçlara göre, termal elektrik santrallerinin kurulu gücünün 2013-2022 döneminde 80000 MW'a ulaşması öngörülmüştür. Konvansiyonel yakıtlardan temin edilecek bu enerjinin kaynaklarına göre dağılımı Şekil 3.5'deki gibi gerçekleşmesi beklenmektedir (TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013).

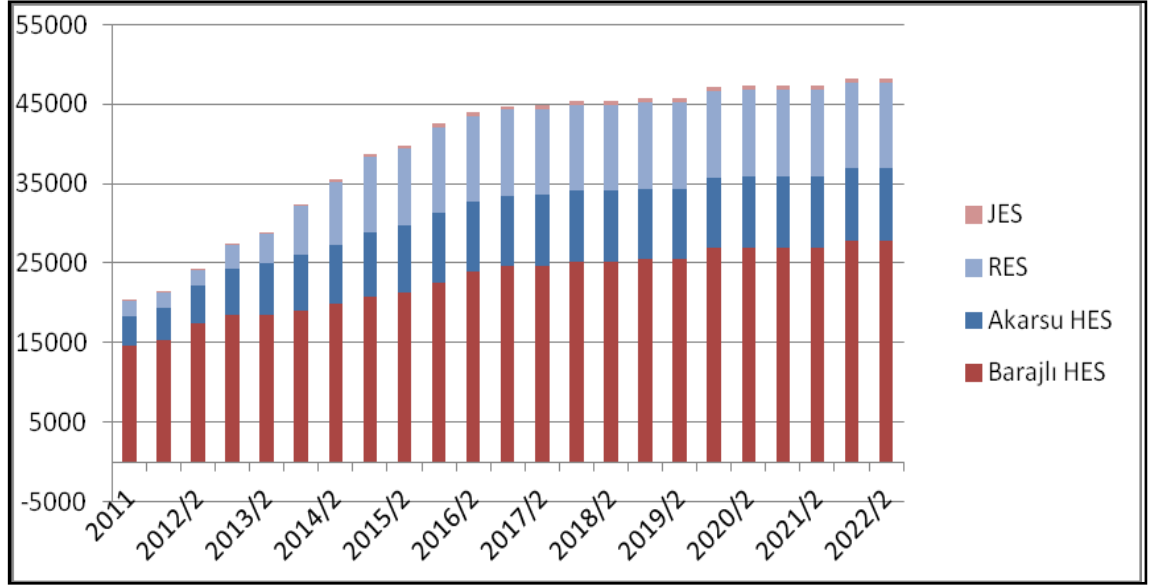
Yenilenebilir enerji kaynakların kurulu gücünün 2013-2022 döneminde 48000 MW'a (Şekil 3.6) aynı dönemde termik elektrik santrallerinin kurulu gücünün ise 80000 MW'a ulaşması beklenmektedir (Şekil 3.5). Toplamda Türkiye kurucu gücünün 128 GW'a ulaşacağı varsayılmıştır (TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013).

Şekil 3.5: Konvansiyonel enerji kaynakları payının gelecek projeksiyonu (MW)



Kaynak: TÜBİTAK MAM 2013

Şekil 3.6: Yenilenebilir enerji kaynakları payının gelecek projeksiyonu (MW)



Kaynak: TÜBİTAK MAM 2013

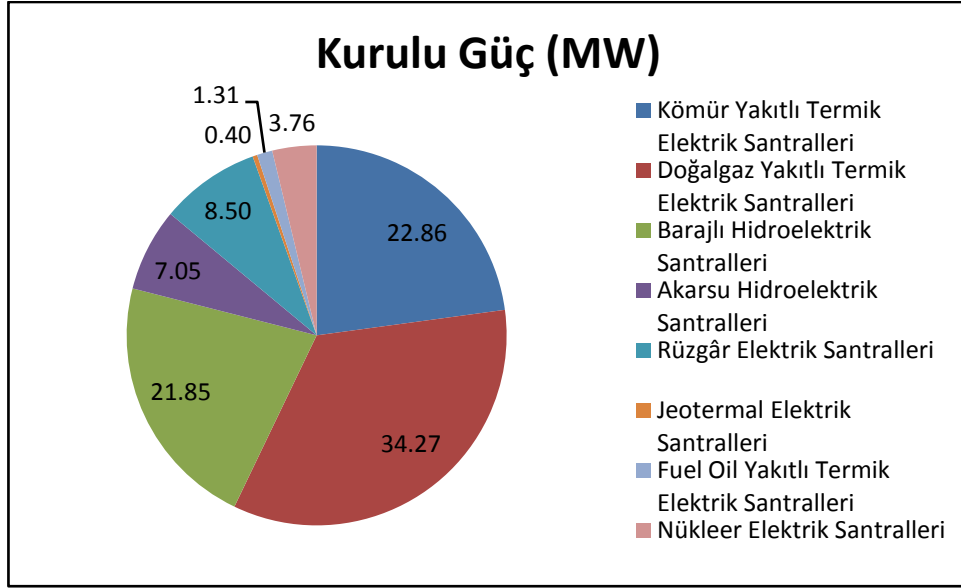
Tablo 3.2: 2022 yılına ait elektrik üretim projeksiyonu

Santral Tipi	Kurulu Güç (MW)	Kış Üretim (MW)	Bahar Üretim (MW)	Yaz Üretim (MW)
Kömür Yakıtlı Termik Elektrik Santralleri	29167	14580	8710	14580
Doğalgaz Yakıtlı Termik Elektrik Santralleri	43734	24650	0	25380
Barajlı Hidroelektrik Santralleri	27884	13520	4710	19840
Akarsu Hidroelektrik Santralleri	9000	2360	5990	2680
Rüzgâr Elektrik Santralleri	10852	2710	2170	4880
Jeotermal Elektrik Santralleri	509	430	430	430
Fuel Oil Yakıtlı Termik Elektrik Santralleri	1670	0	0	0
Nükleer Elektrik Santralleri	4800	4800	4800	4800

Kaynak: TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013

Bu sonuçlar doğrultusunda 2022 yılında konvansiyel enerji kaynaklarından karşılanacak enerji ülke kurulu gücünün yaklaşık yüzde 60'ına tekabül edeceği öngörülmektedir. Bu oranda Linyit-Taş Kömürü-Asfaltit kaynakları yüzde 23, Doğal gaz yüzde 34 ve Nükleer enerji yaklaşık yüzde 4'lük bir paya sahiptir.

Şekil 3.7: 2022 yılı Türkiye kurulu güç projeksiyonu



Kaynak: TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ 2013

Gelecek planlamasında konvansiyonel enerji miktarının bu denli yüksek olması, Türkiye'nin sorumlu olduğu Uluslararası antlaşmalar gereği yapmak zorunda bulunduğu emisyon azaltımı projeksiyonunda olumsuz bir faktör olacağı muhakkaktır.

3.1 FAAL VE PLANLANAN KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLERİ

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre Türkiye yaklaşık olarak 12,4 Milyar ton linyit rezervine sahiptir. Bu rezervin yüzde 40'ı EÜAŞ'a, yüzde 28'i MTA'ya, yüzde 20'si TKİ'ye ve yüzde 12'lik kısmı Özel Sektöre aittir. Türkiye linyitlerinin toplam rezervin yaklaşık yüzde 70'i düşük kalori (<2000 kcal/kg) değerine sahiptir (ISPAT 2013, TKI 2013, DELOITTE 2012).

Özelleştirme idaresinin yayınladığı son rapor ile kamuya ait olan kömür yakıtlı santrallerin 1300 MW'lık bir ek üretim kapasitesine sahip olduğu düşünülmektedir (ISPAT 2013).

EÜAŞ'ın haklarını elinde bulundurduğu ve Türkiye linyitlerinin yaklaşık yüzde 40'ını oluşturan Afşin-Elbistan linyit sahası için 2008 yılında yapılması planlanan ihale süreci sektöre uğramış, 2012 yılında bu sahaların (C,D, E ve G sahaları) rödovans karşılığı ihale edilmesi düşünülmüştür. Abu Dabi merkezli Birleşik Arap Emirlikleri'nin yarı kamu yarı özel şirketi TAQA ile C ve D sahalarının değerlendirilmesi adına 2013 yılı başında hükümetler arası iyi niyet anlaşması imzalanmış fakat TAQA'nın yatırım önceliklerini değiştirerek projenin 2014 yılı başında nihai karar aşamasına getirileceği belirtilmiştir.

Konya-Karapınar'da MTA tarafından 2007 yılında başlatılan çalışmalar 2012 yılı itibariyle nihayete kavuşturulmuş ve 1,8 milyar tonluk linyit rezervi keşfedilmiştir (MTA 2012, TKI 2013) . Bu sahada Afşin-Elbistan olduğu gibi hükümetler arası anlaşmalar ile birlikte değerlendirilmesi planlanmakta ve bu kapsamda iki Suudi şirket ile iyi niyet anlaşması imzalanmıştır.

Linyit ve kömür kaynaklarının enerji sistemine entegre edilmesine başlanmasıyla birlikte Türkiye'de kömür üretimi ve tüketimi 2011 yılında bir önceki yıla göre yüzde 5,1'lik bir artış göstermiştir (BP 2013). 2011 yılında Türkiye'de 79 milyon ton linyit ve 3,7 milyon ton taş kömürü üretilmiştir. Ayrıca Türkiye 2011 yılında 23,7 milyon ton taş kömürü ithal etmiştir (EUROCOAL 2012).

Kamu tarafından işletilen linyit yakıtlı termik santraller Tablo 3.3'de verilmektedir.

Tablo 3.3: Kamu tarafından işletilen linyit yakıtlı santraller

Santral Adı	Yakıt Tipi	Bulunduğu İl	Kapasite (MW)	2010 Yılı Üretim (GWh)
Soma	Linyit	Manisa	1034	3897
A.E. A	Linyit	K. Maraş	1355	2042
A.E. B	Linyit	K. Maraş	1440	7694
Çan	Linyit	Çanakkale	320	2141
Tunçbilek	Linyit	Kütahya	365	1659
Orhaneli	Linyit	Bursa	210	1174
Yatağan	Linyit	Muğla	630	2599

Kaynak: ISPAT 2013

Özel Sektör tarafından özelleştirme ihalesi ile satın alınan ve 2013 yılı itibariyle yapım aşamasındaki santraller aşağıdaki tabloda belirtilmektedir.

Tablo 3.4: Özelleştirilen linyit sahaları/planlanan santral kapasiteleri

Linyit Sahası	Rezerv (Mton)	Planlanan / Kullanılan Kapasite (MW)	Yatırımcı
Bolu-Göynük	39	270	Aksa Enerji
Adana-Tufanbeyli	214	600	TEYO Yatırım
Manisa-Deniş 2-Evciler	152	450	Kolin
Bursa-Keleş	66	270	Çelikler Holding
Kütahya-Seyitömer	152	600	Çelikler Holding
Sivas-Kangal	79	457	Konya Şeker-Siyah Kalem Ortak Girişim Grubu
Kütahya-Domaniç	114.5	300	Çelikler Holding

Kaynak: ÖİB 2013

Enerji Piyasası Denetleme Kuruluna göre Türkiye’de linyit ve kömür kaynaklı enerji santralleri projeleri için hali hazırda 22195 MW’lık bir kapasitede inceleme ve değerlendirme aşamasında bulunan proje bulunmaktadır (EPDK 2013).

Türkiye’deki yerli linyit kaynaklarının geliştirilmesine Türkiye Hükümeti öncelik vermektedir; çünkü bu gelişmenin, ülkenin ithal doğalgaza olan bağımlılığını azaltacağına inanılmaktadır.

3.2 FAAL VE PLANLANAN DOĞAL GAZ YAKITLI TERMİK SANTRALLERİ

Doğal gaz yakıtlı termik santral projeleri 2010-2012 yılları arasında rekor oranda başvuru alması, Türkiye Hükümetinin 2023 yılı strateji dokümanında yer alan enerji üretimindeki doğal gaz kaynaklı girdinin yüzde 30’un altına indirilmesi planını sektöre uğratacağından birçok başvuru kabul edilmemiştir. Bununla birlikte kış dönemlerinde

doğal gaz fiyatının olumsuz etkilenmesi ve dramatik bir şekilde yükseliş, enerji marketindeki avantajını kaybetmesine neden olmuştur.

Bununla birlikte aşığıdaki tabloda doğal gaz yakma teknolojisine göre 2012 yılı sonu itibariyle ulaşılan kapasite miktarı ve Ağustos 2013 itibariyle lisans alan ve başvurusunda bulunulan kapasite miktarları belirtilmektedir (EPDK 2013).

Tablo 3.5: Lisans başvurusunda bulunulmuş doğal gaz yakıtlı santraller

	CCGT CCG (MW)	OCGT (MW)	CHP (MW)	Toplam (MW)
Yıllık Bileşik Büyüme Oranı Kapasitesi 2005-2012	5%	12%	4%	5%
Kapasite – 2012 yılı sonu İtibariyle	17753	704	2046	20504
Lisans Durumu-Ağustos 2013 itibariyle	19661	214	918	20792
Başvuru Durumu –Ağustos 2013 itibariyle	27593	207	524	28324
Toplam	65007	1125	3487	69620

Kaynak: EPDK 2013

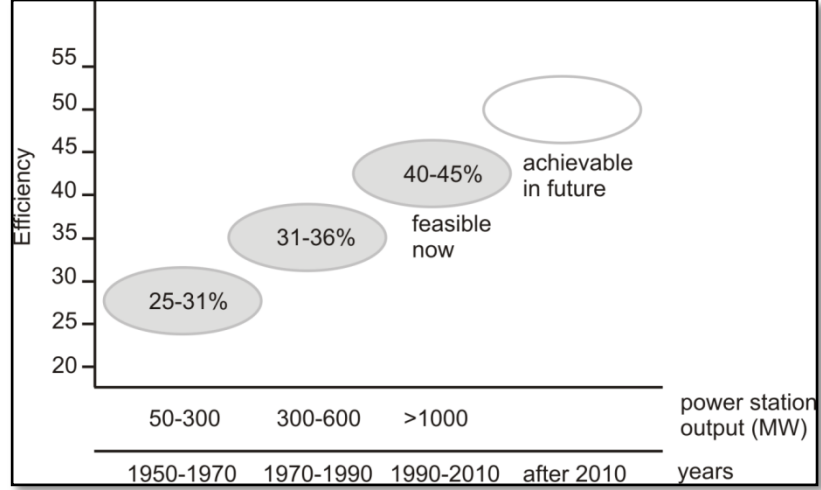
4. YAKMA SİSTEMLERİ VE CO₂ KONTROL TEKNOLOJİLERİ

Bugün dünyada pek çok ülke ve organizasyon kömür ve doğal gaz ile çalışan termik santrallerden kaynaklanan sorunların giderilmesine ve azaltılmasına yönelik çalışmalar yapmakta ve yeni süreçler geliştirme veya mevcut süreçlerin verimli hale getirilebilmesi için çalışmaktadır. Bu çalışmaların çoğunda hedef olarak; emisyonların azaltılması hatta sıfır emisyon değerlerine ulaşılması ve tesis kayıplarının en aza indirgenebilmesi planlanmaktadır.

Konvansiyonel enerji üretim verimliliğini arttırmak sadece CO₂ emisyonlarının azaltılması için pratik bir yol, ancak tüm emisyonların azaltılması için de önemli bir adımdır. Tesis teknolojisi, çalışma koşulları ve yakıtın özellikleri santral verimliliğini etkiler. Dünya çapındaki ortalama elektrik üretim verimliliği kömürle üretim yapan tesisler için yaklaşık yüzde 33 ile 45 arasında değişmektedir (IEA 2006). Bu oran doğal gaz ile elektrik üreten kombine çevrim santrallerinde yeni teknolojiler ile birlikte yüzde 60'ların üzerine çıkmaktadır. Şekil 4.1'de görüleceği üzere, kömür yakıtlı küçük ve eski teknoloji enerji tesisleri yerine modern enerji üretim tesislerinin verimliliklerinde büyük farklar vardır. Modern elektrik üretim tesisleri şimdilik yüzde 40-45 brüt verimlilik değerleri ile çalıştırılabilmektedir ve CO₂ emisyonlarında önemli indirimler sağlanabilmektedir (Eurocoal 2005, Beer 2007, Oliver 2008, Franco ve Diaz 2009).

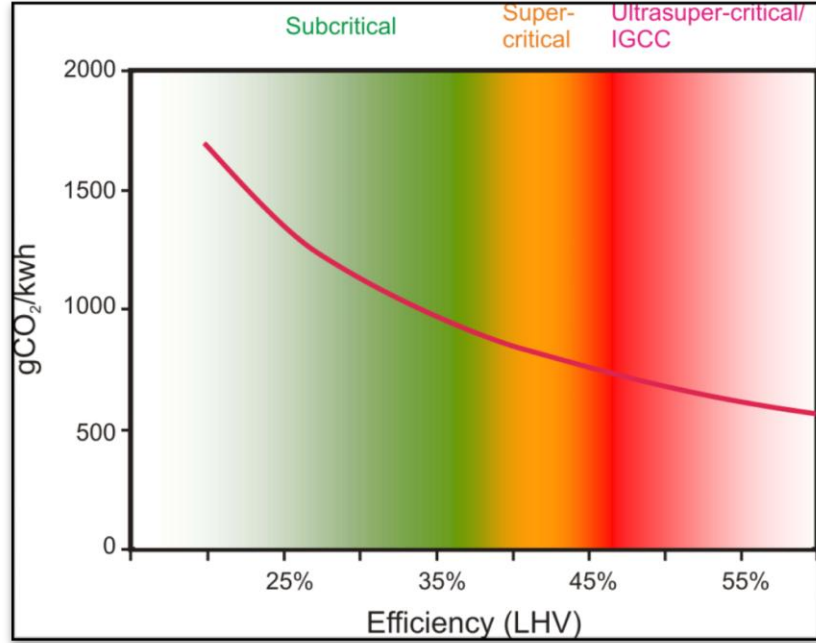
Kömür yakıtlı farklı verim değerleriyle çalışan farklı enerji tesislerinin ve farklı yanma teknolojileri kullanan tesislerin CO₂ oranları Şekil 4.2 ve Şekil 4.3'te sırasıyla verilmiştir.

Şekil 4.1: Enerji tesislerinde verimliliğin tarihsel gelişimi



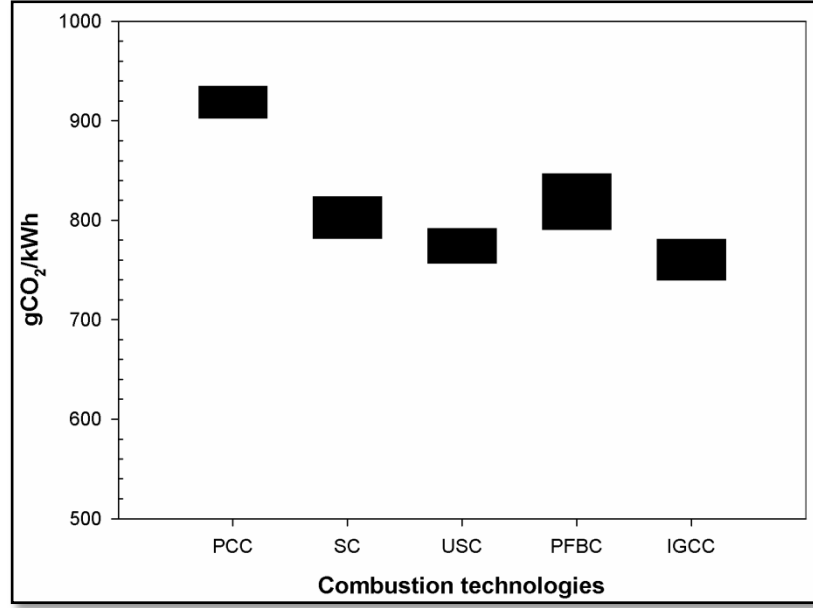
Kaynak: Eurocoal 2005

Şekil 4.2: Farklı tip yakma sistemlerinin CO2 emisyonları ve verimlilikleri arasındaki ilişki



Kaynak: IEA 2006

Şekil 4.3: Farklı tip kömür yakıtlı enerji santrallerinin CO2 emisyon değerleri



Kaynak: Franco ve Diaz 2009

Türkiye’de bulunan faal kömür yakıtlı santrallerin hemen hemen hepsi Pulvarize Yakma Sistemi’ne göre dizayn edilmiştir. EÜAŞ’a ait Çan 18 Mart Termik Santrali ve bazı özel şirketlerin gelecek yıllarda üretime dahil etmeyi planladıkları santrallerin bir çoğu Akışkan Yataklı Yakma Sistemi’ne göre dizayn edilmekte/edilmiştir.

4.1 PULVARİZE YAKMA SİSTEMLERİ (PC)

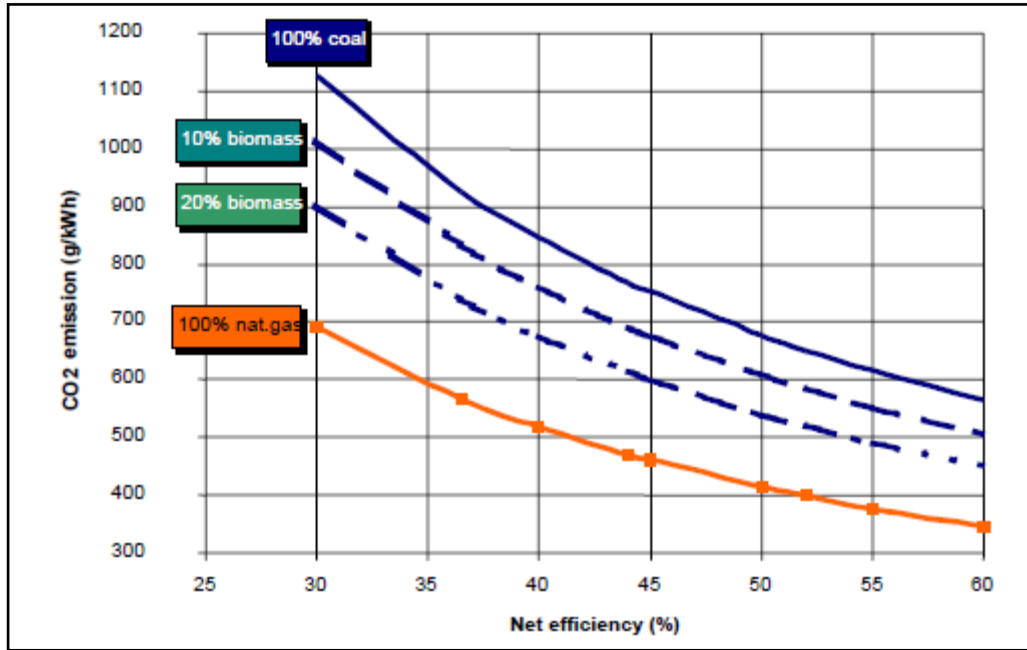
Pulvarize Kömür Yakma tesisleri bugün dünya elektrik üretim pazarına hükmetmektedir. Kömür 70 µm (d₇₀) altındadır ve bu santrallerde kazanların içinden yakıcılara enjekte edilir. PC tesislerindeki hava kirliliği kontrol ekipmanlarının kullanımı SO_x, NO_x ve partikül madde gibi kirletici emisyonları ortadan kaldırmak için gereklidir.

Mevcut subkritik PC enerji tesisleri çoğu 100-300 MW_{el} kapasiteye sahip ve genellikle yüzde 35-40 net verimlilikle çalışmaktadırlar. Modern PC enerji tesisleri geliştirilmiş buhar koşulları ile birlikte çalışarak bu tesislerin verimliliğinin artacağı ve ilave yakıt kullanımı ve CO₂ emisyonunun yüzde 22’ye kadar azaltılabileceği öngörülmektedir (Breeze 2005, Balat 2008b, IEA 2006). Kazanların yapımında kullanılan malzeme teknolojisinin gün geçtikçe gelişimi; PC/SC(süper kritik) ve PC/USC(ultra süper kritik)

enerji santrallerinin yüksek sıcaklık ve yüksek basınçtaki buharla çalışma yeteneğinin kazandırılmasını ve enerji üretiminde daha yüksek verimlilikli çalışma koşullarının oluşmasını sağlamıştır. PC/SC enerji santrallerinin verimliliğini yüzde 45 arttırılabilme potansiyeli bulunmaktadır, bu oran PC/USC enerji santrallerinde yüzde 50'lere kadar ulaşabilmektedir (Beer 2007).

Kazanların yapımında genellikle Avrupa Birliğinin de desteklediği bir proje olan AD700 projesi öncüdür. Bu nikel tabanlı süper alaşım uygulaması ile canlı buhar sıcaklığını 700°C'nin üzerine çıkarmak, verim artışında yüzde 47'lik bir neticeye ulaşmak, state-of-art tesislerde yaklaşık yüzde 55'i hedeflemek, yakıt tüketimi ve CO₂ emisyonlarında yüzde 15'lik bir indirim sağlamak mümkün olacaktır. Tesisin elverişli olabilmesi için yararlı üretim ölçeği derecesinde 400-1000 MW aralığında bir çıkışı olacaktır (Bugge 2004).

Şekil 4.4: Farklı verimlilik değerlerine göre CO₂ emisyonları



Kaynak: Bugge 2004

Düşük ısı verimli subkritik teknolojisine sahip ve kömür tüketimleri çok fazla olan, büyük miktarlarda çevresel kirliliklere yol açan bu santraller günümüzde yerini süperkritik (S/C) ve ultra süperkritik (USC) buhar basınçlı türbinlerin kullanıldığı pulverize kömür yakma sistemlerine bırakmaya başlamıştır.

Amerika ve İngiltere’de 1950’li ve 1960’lı yıllarda yüksek buhar basınç türbinlerinin kullanıldığı pulverize kömür yakan termik santraller kurulmuştur. Kurulum maliyetleri yüksek olan bu tesislerin avantaj ve dezavantajları 1995-1999’lı yıllarda OECD ülkelerinde tartışılmaya başlanmıştır. Yatırım maliyetleri 1500-1800 US\$/kW ve verimlilikleri yüzde 45-52 arasında değişen bu yeni sistemler; yüzde 99 SO₂, yüzde 80-90 NO_x ve yüzde 10-20 CO₂ emisyonları azaltılabilmekte ancak yüksek kül içerikli kömürlerin yakıt olarak kullanıldığı durumlarda bazı problemler çıkarabilmektedirler. Sistemlerin ısı verimleri buldukları coğrafi bölgenin yapısına bağlı olarak yüzde 43-45 arasında değişmektedir (WCI 2005). Bitümlü kömürlerde ileri teknoloji materyallerin kullanılması ile dizayn edilen süper kritik buhar basınç türbinli sistemlerde yüzde 45-47 net verimlere ulaşılmıştır (IEA 2005, IPCC 2005).

Tablo 4.1. Yeni sistemli enerji santral verimlilikleri

Santral Dizaynı	Kurulum Yüzdesi (%)	Verimlilik (%)
Sub-critical	85	33-39
Süper kritik (S/C)	11	42-45
Ultra Süper kritik (USC)	2	44-45
Hiper Süper kritik (HSC)	0 (2020 yılı için)	50-55 (2020)

Kaynak: IPCC 2005, WCI 2005, Graus and Worrel 2009

Yeni nesil SC ve USC santraller yüksek sıcaklık verimleri ile daha fazla elektrik üretim kapasitesine sahiptirler. Günümüzde, giderek artan enerji ihtiyacının getirdiği kaçınılmaz verimlilik artırma çalışmaları sonucunda mevcut konvansiyonel subkritik santrallerin yapılan revizyon çalışmaları ile bu yeni teknolojilere adaptasyonu sağlanmaktadır. Hızla gelişen ileri teknoloji ve malzemelerin kullanımı ile USC termik santrallerin kurulum maliyetleri gün geçtikçe azalmaktadır, bu ve benzeri sistemler üzerinde yapılan çalışmalar halen devam etmektedir.

4.2 AKIŞKAN YATAKTA YAKMA SİSTEMLERİ

Akışkan yataklı yakma kömür parçacıklarından oluşan yatağın gaz akışına tabi tutularak geliştirilmiştir. Akışkan yatağın yaklaşık yüzde 95’i kömür külü veya kum gibi durağan

malzemeden, yüzde 5'i kömür parçacıklarından oluşmaktadır. Bubbling ve dolaşimli olmak üzere 2 ana akışkan yatak teknoloji çeşidi vardır. İki proste atmosferik ya da basınçlı koşullar altında çalışabilirler (Babcook 2005, Breeze 2005, Suarez-Ruiz ve Ward 2008, Franco and Diaz 2009). Akışkan yatak sıcaklığı 760-930 °C civarındadır, bu sıcaklık önemli ölçüde PC enerji tesislerinden daha düşüktür. Genellikle akışkan yataklı yakma sistemlerinde kazanlar küçük kapasiteler için uygundur ve yüksek küllü kömürler kullanılır, bu şunun içindir; CFB düşük kaliteli kömürün verimli kullanımında uygundur ve çevre dostudur. Tipik CFB santralleri bugün yaklaşık yüzde 40 verimlilikle işletilmektedir, fakat yüzde 44'e kadar bir potansiyele sahiptir (IEA 2006, Balat 2008a, Suarez-Ruiz ve Ward 2008, Franco ve Diaz 2009).

Farklı kirletici kontrol yöntemleri de CFB santrallerinde uygulanabilir. SO₂ giderimi akışkan yataklı kömür yakma kazanlarında yakma işlemi boyunca yapılabilir. Yaklaşık yüzde 90 civarında kömürden serbest kalan sülfür, akışkan yatağa kömür parçacıklarıyla birlikte eklenen uygun sorbentle (örn. Kireçtaşı) yakalanır. Sülfür sonra sıvı bir bileşik ile külden ayrılır. Öte yandan NO_x emisyon oluşumu kömürün düşük sıcaklıklardaki kontrollü yanmasını azaltır, yanma sonrası kontrol ekipmanlarında genellikle yüzde 3, O₂'de NO_x değeri 36-145 ppm arasındadır. CFB ile seçici olmayan katalitik indirgeme sistemlerinin kullanımı baca gazındaki NO_x değerinde yaklaşık yüzde 50-90 bir ek indirim sağlamıştır. Ancak kazanlardaki düşük yanma sıcaklığından dolayı N₂O emisyonu yüksek değerlere ulaşması beklenebilir (Beer 2007).

Tablo 4.2. Kömür yakma sistemleri verimleri ve yatırım maliyetleri

Teknoloji	Verim (%)	Yatırım Maliyeti (US\$/kWe)
Toz kömür teknolojisi	38-47	1300-1500
Atmosferik akışkan yatak teknolojisi	34-37	1450-1700
Dolaşımli akışkan yatak teknolojisi	37-39	1450-1700
Basınçlı akışkan yatak teknolojisi	42-45	1450-1700
Entegre gazlaştırma kombine çevrim tek.	45-48	1450-1700
İleri kömür gazlaştırma ve yakıt hücreleri tek.	40-60	1700-1900

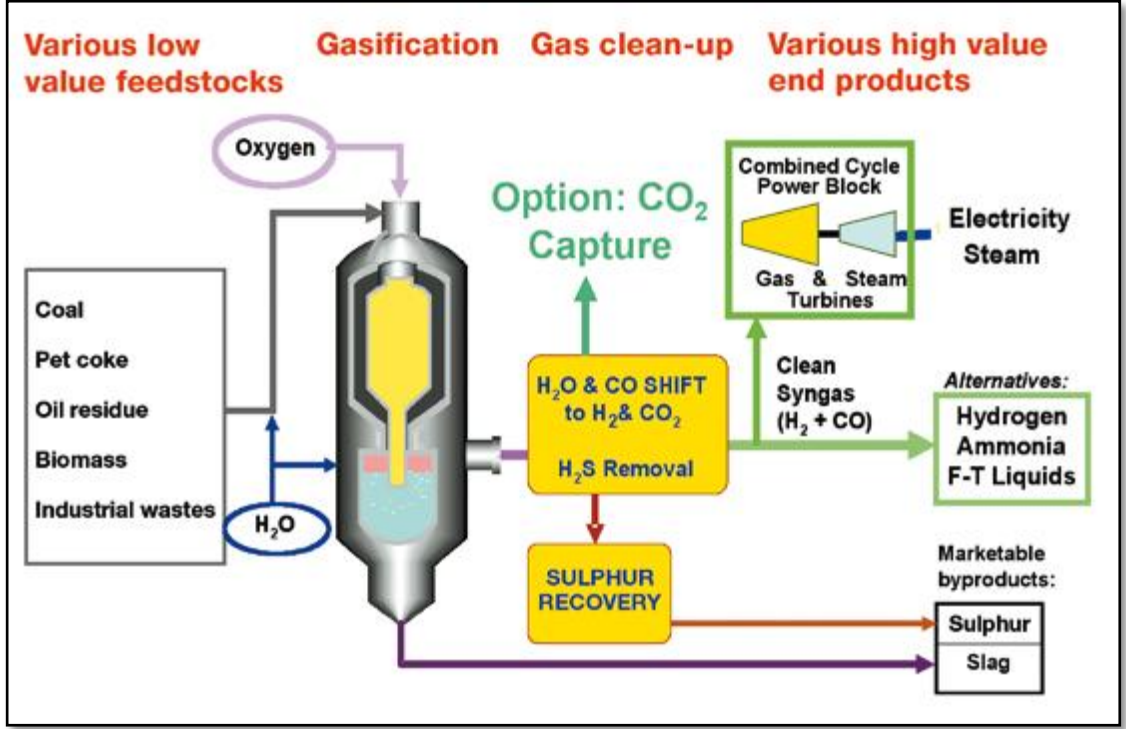
Kaynak: IPCC 2005, Graus and Worrel 2009

4.3 CO₂ YAKALAMA VE DEPOLAMA (CCS)

Günümüzde antropojenik sera gazı emisyonları ile ilgili giderek artan bir endişe söz konusudur. En dikkat çekici antropojenik sera gazı olan CO₂, özellikle kömür yakan termik santrallerden yayılır. Bu sebeple kömürle elektrik üretimi sektöründe CO₂ yakalama ve depolama teknolojilerinin uygulanması ile önemli sera gazı indirimi potansiyeli olduğuna inanılmaktadır.

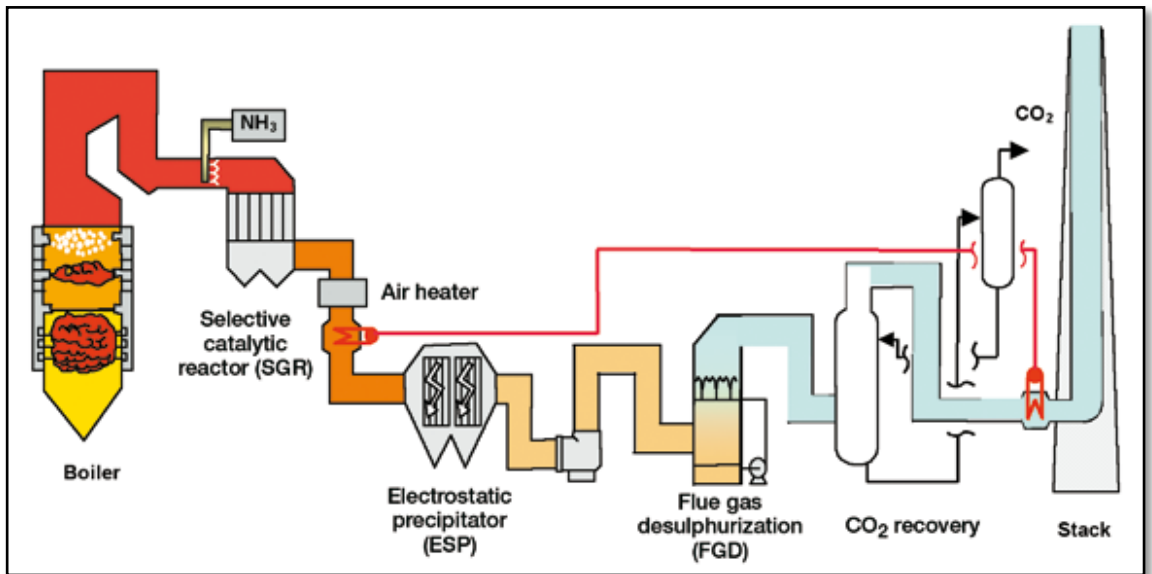
Kömür yakıtlı enerji üretiminde CO₂ yakalamak için tanınan 3 teknoloji vardır. Şekil 4.5, Şekil 4.6 ve Şekil 4.7 bu farklı CO₂ yakalama teknolojilerini temsil etmektedir.

Şekil 4.5: Gazlaştırma sistemine sahip santrallerde karbon yakalama sistemi şematik görünümü



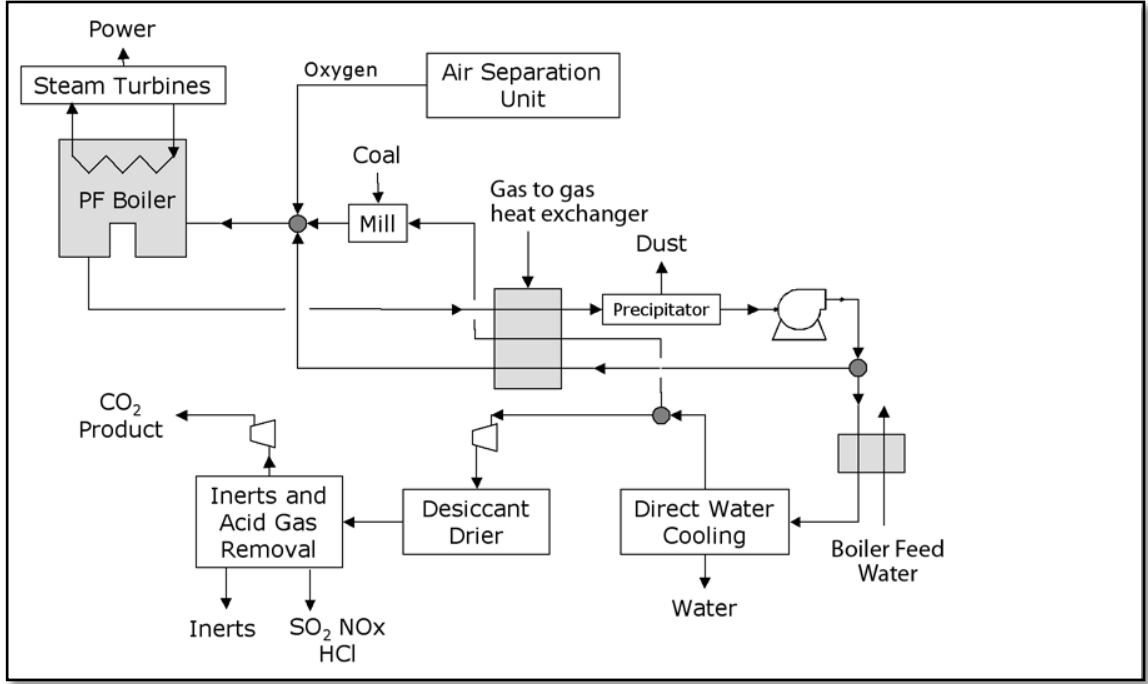
Kaynak: IPCC 2005

Şekil 4.6: Pulvarize yakma sistemine sahip santrallerde amine bazlı karbon yakalama sistemi şematik görünümü



Kaynak: IPCC 2005

Şekil 4.7: Pulvarize yakma sistemine sahip santrallerde oksijen yakıt kullanımlı karbon yakalama sistemi şematik görünümü



Kaynak: IPCC 2005

İlk CO₂ yakalama uygulaması ön yanmada yakalama olarak bilinir ve entegre gazlaştırma çevriminde CO₂ yakalamayı içerir. Kömür özellikle bu süreçte CO ve H₂ içeren bir yakıt üretmek için kaynaktır. CO, CO₂'e değişim reaktörü içinde bir su-gaz değişim reaksiyonu sayesinde dönüştürülür. Üretilen CO₂ sonra sentez gazından ayrılır ve H₂ bir gaz türbini içinde yakılır. IGCC çoklu yakıt olarak kullanılabilir ve hidrojenden elektrik üretimine birden fazla ürün üretebilir. CO₂ yanma havası ve yüksek basınçta seyreltme öncesi yakalanır, bu nedenle yakalama maliyeti azalır ve proses süreci önemli ölçüde daha az enerji tüketir. IGCC-CCS prosesleri PC prosesinden daha verimli ayırma yöntemlerinden yararlanabilmektedir. Fiziksel çözücü olarak basınç-dalga-emme ve metanol veya polietilen glikol (nectisol ve selexol) bu süreçte kullanılabilirler. Ancak bu yakalama teknolojileri tipik enerji üretimi ölçeğinde henüz işletilmemiştir, buna bazı teknik ve ekonomik sorunlar eklenebilir (Wall 2007, Mondol 2007, Kanniche 2009).

Yakma sonrası yakalama PC veya CFB enerji santrallerinin baca gazından CO₂ yakalamayı içerir. Bu teknolojinin maliyet ve iç tüketime olan etkisi önemli ölçüde

yüksektir. Ancak mevcut PC/CFB santrallerinin güçlendirme için uygunluğu yakın dönemde uygulanabilirliği değerlendirildiğinde sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik en umut verici seçenektir. Amin bazlı temizleme sistemleri bugün için state-of-the-art teknolojilerdir fakat karbonat tabanlı sistemler, sıvı amonyak, membranlar, CO₂ yakalama sorbentleri, metal organik sistemler, enzim tabanlı sistemler ve iyonik sıvılar gibi çoğu sayıdaki yeni teknoloji geliştirme aşamasındadır (Figueroa 2008, Lackner 2010).

Amin bazlı temizleme olgun bir teknolojidir ki doğal gaz ve hidrojenden CO₂'i ayırmak için 1930'dan beri kullanılmaktadır (Rochelle 2009). MEA CO₂ yakalamak için en yaygın kullanılan amine çözücüdür. Amine temizleme sistemlerini içeren uygun dizaynlar kullanılarak baca gazından CO₂'i yakalama oranı yaklaşık yüzde 75 ila 90'dır. MEA sorbentini kullanılarak yüzde 99 saflıkta CO₂ üretimi mümkündür (Rubin ve Rao 2002). Diğer kirleticilerin varlığı (SO_x, NO_x ve partiküler madde) bozulmaya neden olarak sorbent performansını etkiler. Yakma sonrası CO₂ yakalamak için yeni geliştirilen KS-1, piperazin, etil diethanol amin, DC-103, DC-103b gibi amine bazlı sistemlerin araştırma etüdüleri hala devam etmektedir (Rameshni, Anderson 2004, Kathandaraman 2009).

Oksi-yakıt yanma kömürden daha temiz enerji üretimi için gelecek vaad eden bir diğer teknolojidir. Oksi-yakıt proseslerinde saf oksijen (yüzde 95'den iyileştirilmiş) yakma sisteminde hava yerine kullanılır; kömürün yanması saf oksijen ve geri dönüşümlü baca gazından oluşan bir ortamda gerçekleşir.(yaklaşık kazanın 2/3'ü baca gazı) Konstrüksiyon malzemelerinin dayanabilme limitleri içinde baca gazı devir daiminde zorunlu olarak yanma sıcaklık kontrolü uygulanır. Baca gazı içindeki CO₂ konsantrasyonu oksi-yakıtlı teknolojiye yaklaşık yüzde 70 artar. Prosesteki CO₂ yakalamada CO₂'in geri dönüşümü ve arındırılması yoğunlaştırılmaz gazların elenmesinin akışına dayanmaktadır. Oksi-yakıt yakalamanın başlıca avantajları, CO₂'in çok daha kolay ayrılması, çözücü ihtiyacının olmaması, daha küçük ayak izleri ve mevcut tesislerin üzerinde güçlendirme potansiyeline sahip olmasıdır. Oksi-yakıt yanma için, kazanda kullanılmış gelişmiş materyallere ve baca gazı baca inşasına ihtiyaç vardır. SO₂ ve NO_x konsantrasyonu sebebiyle tortu oluşumları ve korozyon problemleri ve havalı ayırma ünitelerinin (ASU)/sıkıştırma ekipmanları yüksek enerji kayıpları,

oksi-yakıt prosesinin en önemli dezavantajlarıdır (Buhre 2005, IPCC 2005, Figueroa 2008).

Yanma sonrası yakalama ve oksiyakıt sistemleri PC ve FB sistemlerine adapte olabilirken, yanma öncesi yakalama metodu günümüzde sadece IGCC sistemlerinde uygulanabilmektedir.

CO₂ yakalama ve depolama teknolojisi ile planlanan enerji üretim projelerinin listesi yakalama prosesi ve depolama yerini de içerisinde bulunduracak şekilde Tablo 4.3'de verilmiştir.

Tablo 4.3. CO₂ yakalama ve depolama projeleri

Proje Adı	Konum	Yakıt	Kurulu Güç (MW)	Proses	Depolama Yeri	Durum
Kemper County	A.B.D	K	582	Pre	EOR	İnşaat
FutureGen	A.B.D	K	200	Oxy	Akifer	Plan
TCEP	A.B.D	K	400	Pre	EOR	Plan
Boundary Dam	Kanada	K	110	Post	EOR	İnşaat
Bow City	Kanada	K	1000	Post	EOR	Plan
Porto Tolle	İtalya	K	250	Post	Akifer	Plan
ROAD	Hollanda	K	250	Post	EOR	Plan
Magnum	Hollanda	D	1200	Pre	EOR	Plan
Getica	Romanya	K	330	Post	Akifer	Plan
Compostilla	İspanya	K	323	Oxy	Salin	Plan
Peterhead	Britanya	G	385	Post	EOR	Plan
Captain	Britanya	K	570	Post	Akifer	Plan
White Rose	Britanya	K	426	Oxy	Akifer	Plan
Killingholme	Britanya	K	470	Pre	Akifer	Plan
Longyearbyen	Norveç	K	N/A	Post	Akifer	Plan
Daqing	Çin	K	350	Oxy	EOR	Plan
Dongguan	Çin	K	800	Pre	EOR	Plan
Shengli	Çin	K	101-250	Post	EOR	Plan
GreenGen	Çin	K	250/400	Pre	EOR	Plan
Lianyungang	Çin	K	1200	Pre	Akifer	Plan
Korea CCS	G.Kore	K	300/500	Oxy	Akifer	Plan
Taweelah	B.A.E	G	2 Mt/yr	Post	EOR	Plan

K:Kömür, G:Doğal Gaz, PK: Petkok

Kaynak: MIT 2013

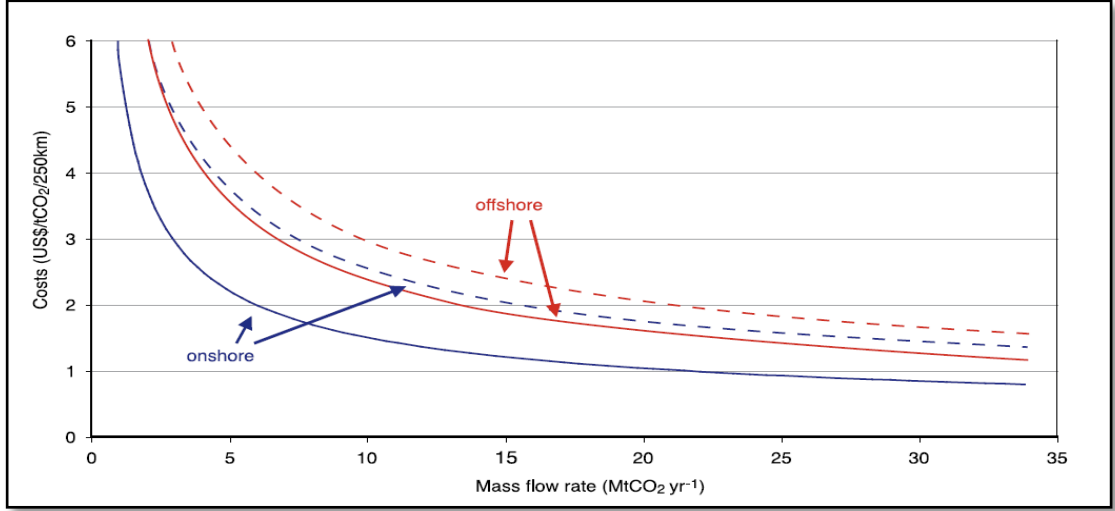
Enerji kayıpları, CCS teknolojisinin kömür yakıtlı termik santrallerde uygulanmasında veya uyarlanmasında geçerli olan önemli bir faktördür. Enerji üretim maliyetleri enerji kayıpları ile CO₂ yakalama için uygulanan teknolojiye bağlı olarak artabilir. Her üç

teknolojide CO₂ sıkıştırmak için ek enerji gerekmektedir. Ancak IGCC ve oksijen-yakıt O₂ üretimi için ekstra enerji, PC/CFB ve IGCC CO₂'i yakalamak için ek enerji kullanmaktadır. Yakalama prosesleri tarafından ek enerji, enerji santral teknolojisine göre toplam çıkış enerjisinin yüzde 10'u ila yüzde 40'ı arasında değişebilmektedir. Enerji kaybı var olan enerji santrallerindeki tadilat için çok yüksektir (yaklaşık tesis çıkışının 1/3'ü) fakat yüksek verimlilikte çalışan enerji santralleri için kayıp düşüktür ve yeni PC/CFB santraller için daha olumludur (IPCC 2005, Nordstrand 2008, Chen 2009, Graus 2009).

Karbon yakalama maliyetleri kullanılacak sisteme göre değişiklik göstermekle birlikte Doğal gaz yakıtlı santrallerde 37-74 US\$/tCO₂, PC teknoloji kömür yakıtlı santrallerde 29-51 US\$/tCO₂, entegre kombine kömür gazlaştırma santrallerinde ise bu değer 13-37 US\$/tCO₂ değerlerindedir (IPCC 2005, Davison 2007).

CCS teknolojilerinin ikinci adımı CO₂'in sıkıştırılması ve bir depolama yerine ulaştırılmasını içerir. CO₂ taşıyan gelişmiş bir teknoloji olan boru hattı taşımacılığı, bu amaç için en uygun seçenektir. Bazı durumlarda CO₂ akışı N₂, O₂, H₂S ve/veya SO₃ gibi sıvı içinde yoğunlaşmayı önlemek için yüksek operasyonel basınçlarda çalışma gerekliliği gerektiren yabancı maddeler (empüriteler) içerebilir (Bachu 2008). Bu yüzden CO₂'in nakliyesi özel koşullarda taşımacılık için uygundur. Bugün için diğer taşıma yöntemleri uygulanabilir görünmemekle birlikte hazırlanan bazı projeksiyonlarda özellikle yakın mesafeye ulaşımında tanker taşımacılığı ön plana çıkarılmaktadır. Şimdiye kadar CO₂'in sekestrasyonu için farklı teknolojiler önerilmiştir. Ancak, güvenli ve ucuz teknoloji olarak, uzun vadeli ve büyük depolama kapasitesine sahip olması gibi gerekli şartları sağlayan sadece âna alternatifler Tablo 4.4'de verilmektedir (IPCC 2005, Sheps 2009).

Şekil 4.8: CO₂ taşımacılık maliyetleri (Kıyı ve Denizaşırı)



Kaynak: IPCC 2005

Tablo 4.4. Başlıca sekestrasyon opsiyonları

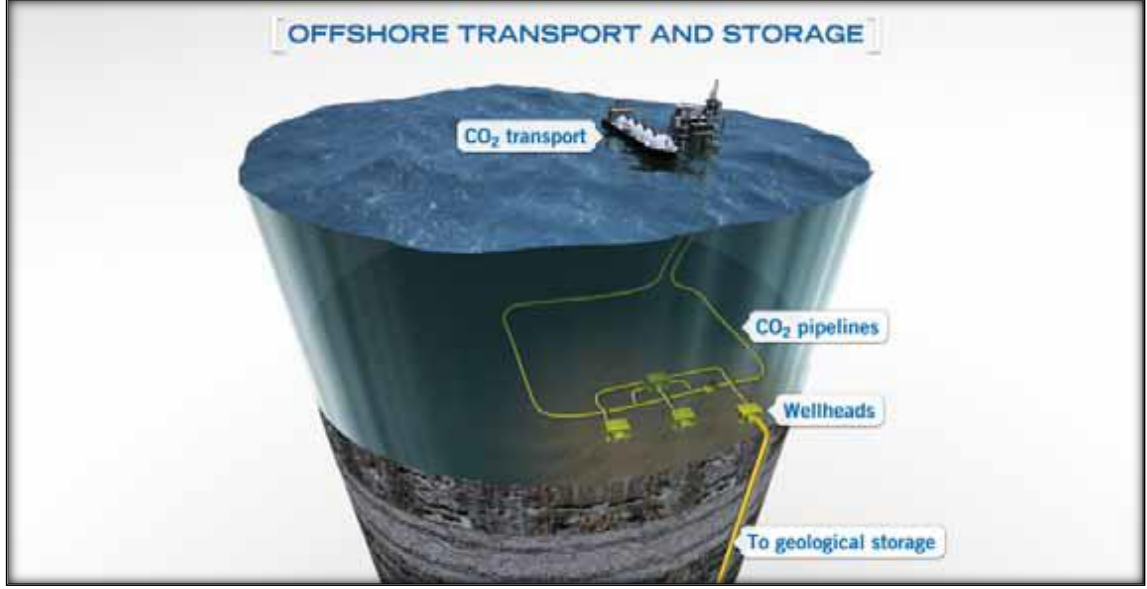
Teknoloji	Uygunluk	Kapasite	Süreç	Maliyet Tahmini (US\$/tCO ₂ net depo edilen)
Okyanusa Depolama	Orta	Büyük	30-500 yıl	6-31
Jeolojik Depolama	Değişken	Bilinmiyor	Bilinmiyor	0,5-8
İzleme				0,1-0,3
Mineral Karbonizasyonu	Yüksek	Büyük	Belirsiz	50-100

Kaynak: IPCC 2005, Sheps 2009, Davison 2007

Okyanus sekestrasyonu seçeneği umut verici teknolojilerden biridir ve okyanuslarda CO₂'in depolanmasını içerir. Okyanuslar CO₂ için doğal absorbe edicilerdir ve önemli miktarda CO₂ okyanus-atmosfer gaz değişimi ile kendiliğinden atmosferden kaldırılır. Okyanus sekestrasyonu teknolojisinin arkasında yatan fikir bu doğal süreci basitçe hızlandırmaktır. Mümkün fosil kaynakların 5000-10000 Gt CO₂ rezervi olduğu bununda

çok ötesinde okyanusların depolama kapasitesinin 100000 Gt C'un üzerinde olduğu tahmin edilmektedir (Ametistova 2002, Hirai 2005).

Şekil 4.9: CO₂'in deniz dışı taşınması ve depolanması



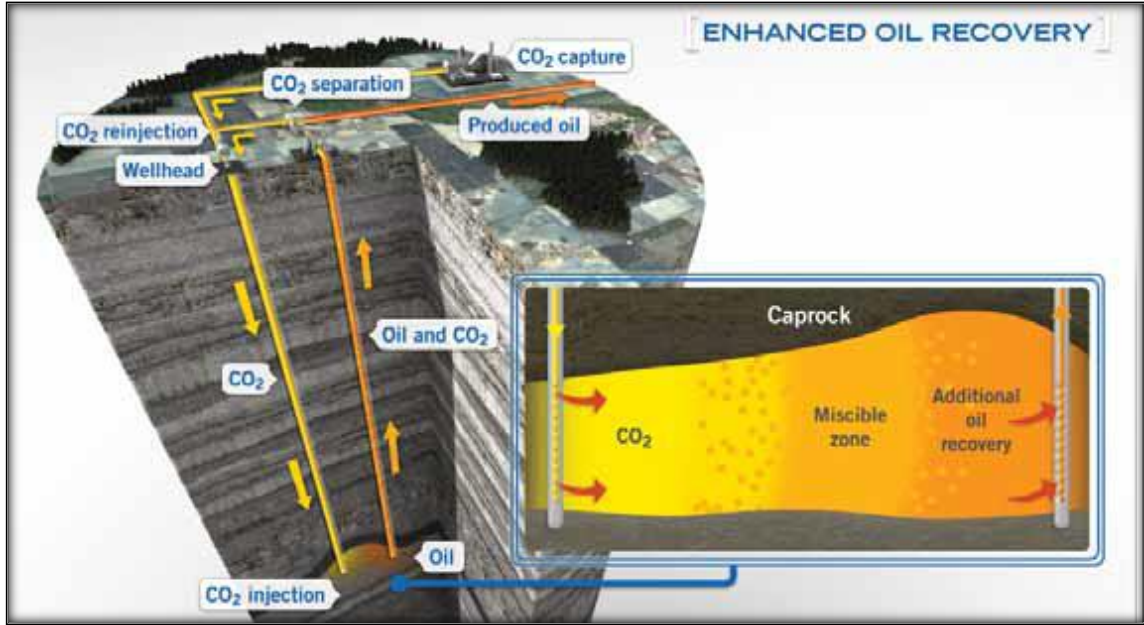
Kaynak: Global CCS Institute, 2013

Okyanus sekestrasyonu sürecinin olası çevresel etkileri hala tartışılmaktadır. Okyanuslardaki pH değerinin düşmesi inanılan en önemli etki olarak ilişkilendirilmektedir. Özellikle sabit boru hattından okyanusa CO₂'in direkt enjeksiyonu çıkış bölgesindeki CO₂'in yüksek konsantrasyonlarından dolayı önemli asitleşmelere neden olabileceği varsayılmaktadır. Gemi hareketli bir çekil borudan CO₂ salınımının CO₂ seyreltmede yardımcı olabileceği ve deniz yaşamı üzerindeki biyolojik etkilerini azaltabileceği düşünülmektedir. Bazı laboratuvar ölçekli deneyler yapılmış olmasına rağmen okyanusa doğrudan CO₂ enjeksiyonunun ekosistem sonuçları henüz büyük okyanus alanları üzerinde ve uzun süreler için çalışılmış değildir.

CO₂ jeolojik depolama karbon azaltma için umut verici seçeneklerden biri olarak ortaya çıkmaktadır. Jeolojik ortamdaki petrol rezervleri, gaz alanları, işletilemez kömür damarları, yüksek organik içeriği ve tuzlu akiferlerin şeyl oluşumları karbon depolamak için önerilmektedir.

Petrol ve gaz rezervleri ve derin tuzlu akiferlerdeki CO₂ sekestrasyonu kanıtlanmış bir teknolojidir ve Kuzey Amerika ve Avrupa da ticari olarak uygulanmaktadır. Derin tuzlu akiferler en az 1000 Gt CO₂ kapasitesi ile dünya çapında en büyük CO₂ depolama alanına sahip jeolojik alan olarak öneriliş olmasına rağmen, akiferlerdeki CO₂ depolamanın olası çevresel etkileri hala anlaşılmamaktadır ve dolayısıyla uzun vadede daha iyi bir seçenek temsil edebilir. Derin tuzlu akifer depolama seçeneği var olmayan yeni gelişmeler için altyapı kurmaya ihtiyacı vardır; Oysa yüzey ve yeraltı altyapıları tüketilmiş gaz ve petrol rezervlerinde depolamak için uygundur. Arama boyunca var olan bilgileri ve deneyimi edinmek petrol ve gaz rezervuar depolama işlemleri için çok yardımcı olacaktır.

Şekil 4.10: CO₂ yakalama ve depolama ile geliştirilmiş petrol üretimi



Kaynak: Global CCS Institute 2013

Tüketilmiş petrol ve doğal gaz rezervuarlarının depolama kapasitesinin yaklaşık 675-900 GtCO₂ olduğu tahmin edilmektedir. Sınırlı kapasitesi olmasına rağmen, EOR işlemlerinin ekonomik getirisi kalan petrolü çıkarmak için tüketilmiş petrol alanlarına CO₂'in enjeksiyonu ile karbon sekestrasyonunda ek avantaj sağlayabilmeyi içermektedir. Depolama kapasitesi, işlem parametreleri ve güvenlik koşulları, kömür yatakları ve şeyl gibi diğer jeolojik depolama seçeneklerinde hala belirsiz ve ispat niteliğinde kanıtlanmış olması gerekmektedir. Bu teknoloji jeolojik depolama

sekestrasyonunda jeolojik zaman ölçeğinde kendiliğinden yerini alır ve silikat ayrışma sürecinin bir türü olarak tanımlanabilir ki o reaksiyonun süreci karbondioksit ile bir metal oksitin çözünemeyen karbonat oluşturmaya dayanmaktadır. Toprak alkali (kalsiyum ve magnezyum gibi) içeren doğal malzemeler bu süreçte kullanılabilirler. Alkali metaller (sodyum-potasyum gibi) karbonatların yüksek çözünürlük özelliklerinden dolayı tercih edilmemektedir. Olivin (Mg_2SiO_4), Serpentin ($Mg_3Si_2O_5(OH)_4$), Vollastonit ($CaSiO_3$) gibi birkaç doğal silikatlar bu süreçte kullanılmak için çok uygundur. Endüstriyel atıklar, madeni artıklar ve hatta uçucu kül alkali kaynağı olarak kullanılmak üzere potansiyele sahiptir. Kullanılan reaktanta bağlı olarak serbest ısı ve ürün tipinin miktarı değişir. Karbonatlaşma reaksiyonunun yüksek maliyeti, yüksek enerji ihtiyacı ve düşük çözünme kinetiği bu depolama yönteminde büyük ölçekli uygulamalardan önce çözülmesi gereken ana sorunlardır.

Türkiye Geliştirilmiş Petrol Kazanımı uygulaması ile CO_2 depolamasını Kuzey Amerika'dan sonra uygulayan ilk ülkedir. Batı Raman sahasına ilk CO_2 enjeksiyonu 1986 yılında başlamıştır. Bunun yanında Batı Kozluca sahasına CO_2 enjeksiyonu Mayıs 2003'de 6 kuyu ile başlamıştır. CO_2 'in daha etkili bir şekilde kullanılması için 11 ek kuyu daha sahada açılmıştır.

5. KYOTO PROTOKOLÜ VE TÜRKİYE

Günümüzde toplumların kalkınma sürecinin meydana çıkardığı en büyük çevresel sorunlardan biri İklim Değişikliği olarak görülmektedir. Bu faktörler içindeki en önemli payı, insan kaynaklı seragazları (GHG) almaktadır. Atmosfer içindeki seragazlarının, özellikle sanayi devrimiyle birlikte giderek artması ve bu artışın ekolojik denge üzerinde önemli tehditler oluşturmaya başlaması sonucunda gerek yerel gerekse de uluslararası alanda önemli adımlar atılmasına yol açmıştır. 1992 yılında Rio'da toplanan Birleşmiş Milletler Çevre ve Kalkınma Konferansı, uluslararası alandaki ilk adım olarak görülmektedir. Bu konferansta, seragazları salımının azaltımı konusunda gelişmiş ülkelerin ciddi önlemler alması konusu gündeme gelmiştir.

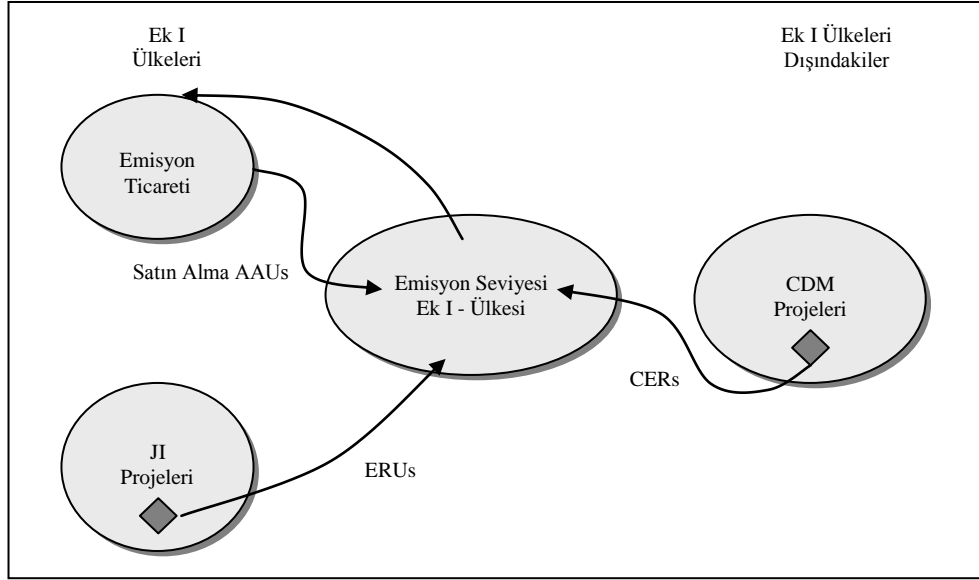
Kyoto Protokolü, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi kapsamında hazırlanmış ve 1997 yılında imzaya açılmıştır. UNFCCC'yi temel alan protokol sayısal hedefler ve önemli yaptırımlar getirmektedir. Protokolün ilk uygulama dönemi 2008-2012 yıllarını kapsamaktadır. Kyoto Protokolü de, UNFCCC'de olduğu gibi, ülkelerin gelişmişlik düzeylerine göre farklı yükümlülükler getirmektedir. Bu kapsamda, sözleşmede gelişmiş ülkelerin yer aldığı EK-I listesinde bulunan ülkeler Kyoto Protokolü'nde Ek-B'de yer almaktadır. Ek-B ülkelerinin en önemli yükümlülüğü ise küresel ısınmaya neden olan sera gazlarının ilk uygulama döneminde, 1990 yılı seviyelerinin en az yüzde 5 altına indirilmesidir.

AB, hem birlik olarak hem de tek tek üye ülkeler açısından yüzde 8'lik bir azaltma yükümlülüğü almıştır. Bazı Taraflar, bu yükümlülük döneminde sera gazı salımlarını arttırma ayrıcalığı alırken (örneğin, Avustralya yüzde 8, İzlanda yüzde 10 ve Norveç yüzde 1 düzeyinde arttırabilecekler), Yeni Zelanda, Rusya Federasyonu ve Ukrayna'nın sera gazı salımlarında 1990 düzeylerine göre herhangi bir değişiklik olmayacaktır.

Ülkeler emisyon hedeflerine ulaşmak için ulusal azaltma yöntemleri yada Kyoto Protokolü Mekanizmalarını kullanabileceklerdir. Bu esneklik mekanizmaları ülkelerin emisyon azaltım projeleri yapmalarına yada diğer ülkelerden emisyon izini satın

almalarına imkan tanımaktadır. Mekanizmalar, önlemlerin zamanlaması, yeri ve yükümlülükler uyumun sağlanması yönünden uluslararası iş birliklerinin yapılması anlamına gelmektedir.

Şekil 5.1: Kyoto mekanizmaları



Kaynak: Ertem 2008

Türkiye'nin 2010 yılında toplam seragazi emisyonu 401.9 milyon ton CO₂ eşdeğerine yükselmiştir. CO₂ eşdeğeri olarak 2010 yılı toplam seragazi emisyonu 1990 yılına göre yüzde 115 artış göstermiştir. 2010 yılında kişi başı CO₂ eşdeğer emisyonu 5,51 ton/kişi olarak hesaplanmış olup bu oran 1990 yılında 3,39 ton/kişi olarak kayıtlara geçmiştir (TÜİK 2012).

Türkiye, Kyoto Protokolü'ne taraf olmasına rağmen 2008-2012 I. Uygulama Döneminde herhangi bir hedef olarak dahil olmamıştır. Ancak 2012 sonrası Kyoto sonrası yapılan düzenlemede oluşacak koşulları ve sorumluluklarını müzakere etmek üzere taraflar toplantısında yer almıştır.

Bu sebepten ötürü Türkiye'nin hedef salınım değerlerine erişebilmesi için enerji üretim sisteminde CCS uygulamalarının değerlendirilmesi ve tutulan her bir CO₂'in CER olarak değerlendirilebilmesinin önünde herhangi bir uluslararası yaptırım bulunmamaktadır.

6. CCS UYGULAMALARININ CDM İÇERİSİNDEKİ ROLÜNÜN İNCELENMESİ

Marakeş’de 2001 yılında düzenlenen ilk UNFCCC yürütme kurulu toplantısında (COP 17) CDM yöntemlerinin ve bu yöntemlerin nasıl uygulanacağına dair prosedürlerin KYOTO Protokolüne entegre edilmesi kararı alınmıştır. 2005 yılı Kasım ayında düzenlenen 22. Yürütme kurulu toplantısında ilk kez CCS metodolojilerinin CDM projesi olarak değerlendirilip değerlendirilmeyeceği gündeme getirilmiştir. (UNFCCC, 2005). Yürütme Kurulu CCS’in CDM’e kabul anlaşmasını onaylamadan önce teknoloji ve uygulamanın temel sorunlarını ve bu sorunların gelecek de doğuracağı potansiyel problemleri belirleyerek, ileriki dönemlerde düzenlenecek toplantılarda bu başlıkların değerlendirilmesi yönünde görüş bildirmişlerdir.

Bunu takiben 2006 yılı Eylül ayında Bonn’da düzenlenen Yürütme Kurulu toplantısında, jeolojik formasyonlarda ve okyanuslarda CO₂’in depolanmasına yönelik uygulamalar CDM için değerlendirilmiştir (UNFCCC 2006). Bu toplantının en çarpıcı sonucu olarak, CCS teknolojilerinin uygulanmasında ve özellikle depolama alanı seçilmesi ve bu alanın takip edilmesinde büyük mühendislik boşluklarının olduğu ortaya konmuştur. Bu yüzden tartışılan uygulamaların diğer CDM aktivelileriyle kıyaslanabilir olamadığı ortaya konmuştur. Yeni uygulamaların ve bu uygulamalar için gerekli olan prosedürlerin oluşturulması amacıyla düzenlenecek atölye çalışmaları ile gelecek yıllarda düzenlenecek COP/CMP toplantılarında tekrardan değerlendirilebilir bir metodoloji olarak çıkarılması planlanmıştır.

5 yıl süren müzakereler, düzenlenen teknik atölye çalışmaları, kurulan pilot tesisler içerisinde yapılan değerlendirmeler ve bu çalışmalarla birlikte hazırlanan raporlar, bunu takip eden süreçte 2010 yılında Cancun’da düzenlenen UNFCCC toplantısında (COP 16), CDM’in CCS’i içerisinde barındırabileceği ve emisyon indirimlerinin değerlendirilebileceği bir iş programı, genel endişeleri de içerisinde bulundurabilecek şekilde hazırlanmıştır (UNFCCC 2010). Bu iş programı temel olarak aşağıdaki başlıklardan oluşmaktadır (UNFCCC 2011).

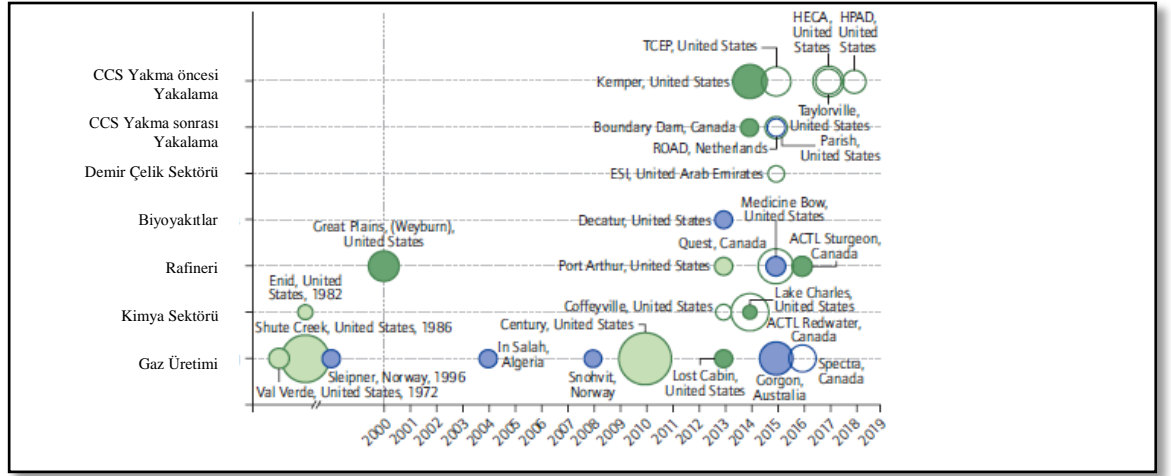
- a) Depolama sahası seçimi kriterlerinin belirlenmesi






- b) Gözleme Planları
- c) Modelin Sürdürülebilirliği
- d) Risk Değerlendirmesi
- e) Proje Sınırları
- f) Yükümlülükler
- g) Zararların Karşılığı.

Durban'da düzenlenen UNFCCC COP 17 toplantısıyla, 30 Kasım'dan 9 Aralık'a kadar yürütölen tartışmalarla birlikte CCS'in CDM'e kabulü; Teknik Tanımlamaları, Saha Seçimi ve Karakterizasyonunu, Risk ve Güvenlik Değerlendirmesi, Projenin Gözlemlenmesi, Yükümlülükleri, Emisyon Kredilerinin Onaylanması ve Sertifikasyonu, Çevresel ve Sosyal Değerlendirmesi, Sorumlulukları ve CDM Projesi Olarak Değerlendirilebilir Süresi tanımlanmaya çalışılmıştır (UNFCCC 2012).

CCS CDM aktivitesi olarak sadece ANNEX-I dışındaki (örneğin Gelişmekte olan Ülkeler, Az Gelişmiş Ülkeler) tarafından eğer yetki sınırları açıkça kanunlarla ve yönetmeliklerle belirtilmesi durumunda uygulanabilmektedir. Fakat CCS uygulamalarının 2011 yılı CDM'e kabul edilmesi ile birlikte Amerika, Kanada ve Avustralya gibi Gelişmiş Ülkeler sınıfında bulunan ölkelerde, planlanan CCS teknolojisini içeren projelerdeki artış Şekil 6.1'de görölmektedir.

Şekil 6.1: Planlanan veya işletilen CCS bazlı projeler

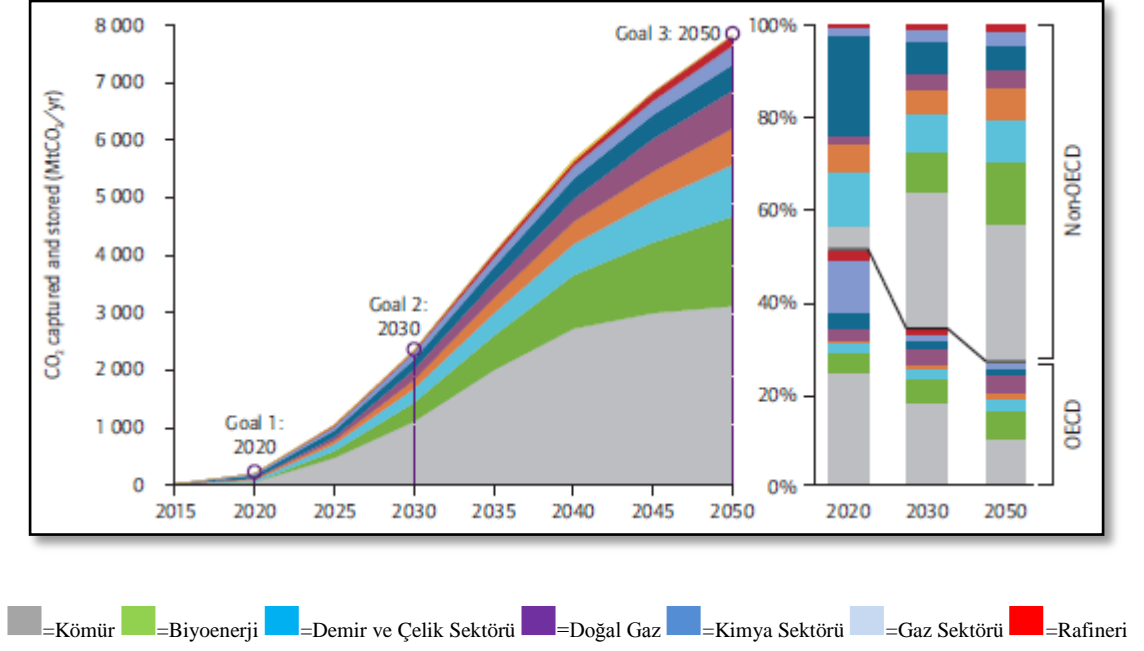


-  = Depolama Teknolojisi EOR olmayan İşletmedeki ya da inşaat halindeki santraller
-  = Depolama Teknoloji EOR olan İşletmedeki ya da inşaat halindeki santraller
-  = Depolama Teknolojisi EOR olmayan planlanan santraller
-  = Depolama Teknoloji EOR olan planlanan santraller
-  = CO₂ depolama teknolojisi planlanmayan santraller

Kaynak: IEA 2013

ETP 2012 2DS modelinin kullanılmasıyla birlikte, Dünya'nın hedeflenen emisyon salınımları indirimini gerçekleştirebilmesi için planlanan CCS sistemlerinin uygulamalarının 3 hedef doğrultusunda gerçekleştirecekleri potansiyel indirimler şekilde gösterilmektedir. Belirlenen hedefler doğrultusundaki salınımların gerçekçi bir biçimde uygulamaya konulabilmesi için, OECD dışındaki özellikle gelişmekte olan ülkelerin CCS uygulamalarını 2020 yılına kadar tamamlamış olmaları büyük önem teşkil etmektedir. Özellikle bu aşamada kurulacak yeni enerji santrallerinin gelecekte sağlanması planlanan emisyon indiriminin yüzde 40'ını oluşturmaktadır (IEA 2013).

Şekil 6.2: Hedeflenen CCS bazlı projeler



Kaynak: IEA 2013

7. VERİ VE YÖNTEM

Türkiyenin, sanayii ve ekonomik gelişimini sürdürebilmesi ve bu gelişimi sağlıklı bir şekilde devam ettirebilmesi için enerji arzındaki dışarıya bağımlı girdi payını en minimum değere indirmesi gerekmektedir. Bu yüzden temel enerji kaynağı olarak, ülke sınırları içerisinde bulunan linyit ve kömür kaynaklarına öncelik vereceği hazırlanan projeksiyonlarda görülmektedir (TEİAŞ 2010, TEİAŞ 2012, TÜBİTAK MAM 2013).

ANNEX I ve ANNEX II ülkesi olarak değerlendirilen Türkiyenin, özellikle linyit kaynaklarını birincil enerji arzında ekonomiye kazandırmak için yürüttüğü çalışmalar, 2023 strateji belgesi ile de resmiyete dökülmüştür.

Bu çalışmada, Türkiye’de önümüzdeki yıllarda ekonomiye kazandırılacak linyit yakıtlı termik santrallerde CCS teknolojilerinin CDM’e uygun bir şekilde değerlendirilmesi halinde, elektrik üretim maliyetlerinin nasıl etkileneceği, depolanan CO₂ ile kazanılan CER’lerin yatırımların finansal geri dönüşlerini ne yönde değiştireceği hakkında fikir sahibi olunması planlanmıştır.

Bu kapsamda değerlendirilecek santral için, Türkiye linyit rezervlerinin yaklaşık yüzde 40’lık bölümünü oluşturan Afşin-Elbistan bölgesi düşünülmüş, PC teknolojisi süperkritik ve ultrasüperkritik ve CFB teknoloji subkritik ve süperkritik olmak üzere ayrı ayrı 1500 MW kapasiteli santraller için değerlendirilmiştir. Projelendirilen linyit sahasının kömür analiz değerleri aşağıdaki tablodaki gibidir.

Tablo 7.1: Linyit Sahası Karakteristikleri

Özellik	Birim	Değer
Alt Isıl Değer	Mj/kg	4,65
Nem	%	53,1
Kül	%	19,1
Karbon	%	16,8
Hidrojen	%	1,3
Sülfür	%	1,6
Azot	%	0,4
Oksijen	%	8,4
Klor	%	0,0011
Toplam	%	100

Kaynak: MTA, 2012

Santralin üreteceği yıllık spesifik CO₂ miktarı kömürün içerisinde bulunan C değerini kullanarak aşağıdaki formül ile hesaplanmıştır. Burada Karbonun spesifik ağırlık değeri (M_C) 12 g/mol, CO₂'in spesifik ağırlık değeri (M_{CO₂}) 44 g/mol olarak alınmıştır.

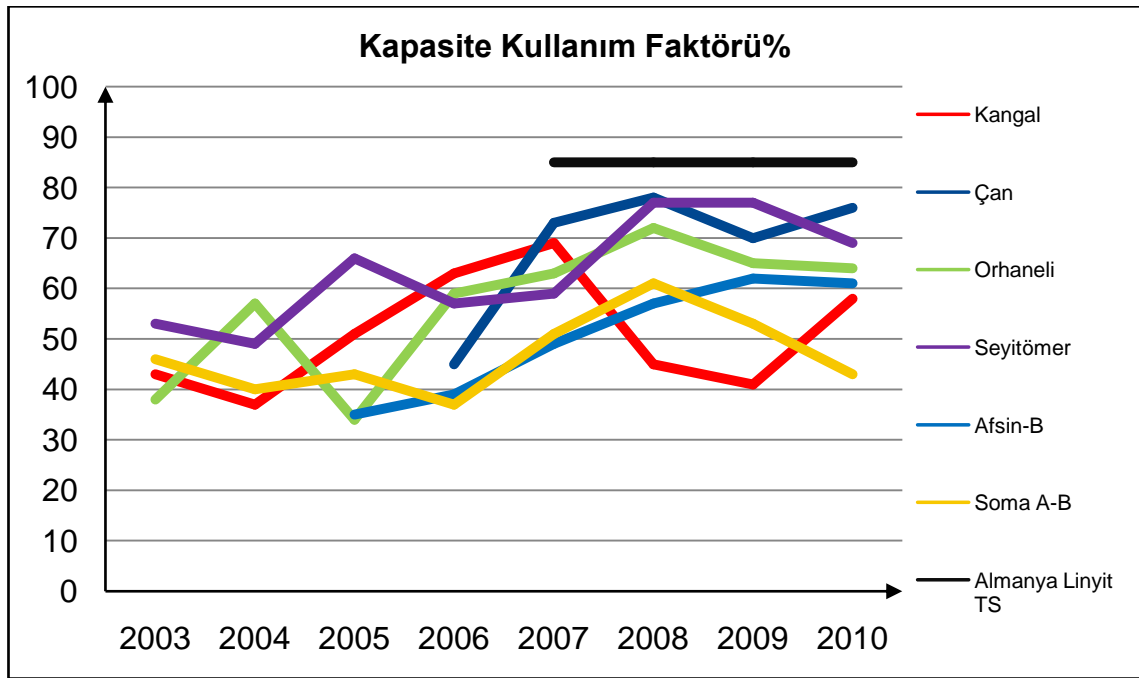
$$\text{Spesifik CO}_2 \text{ miktarı} \left(\frac{kg}{kg \text{ yakıt}} \right) = \frac{(CO_2 \text{ Spesifik})}{(C_{\text{spesifik}})} \times \frac{C_{\text{yakıt}}}{100} = \frac{44}{12} \times \frac{16,8}{100} = 0,62 \quad (1.1)$$

Seyhan, S.'nin hazırlamış olduğu Anahatlarıyla Afşin-Elbistan (Seyhan, S.1976) adlı makalesinde, halihazırda işletilen Afşin-Elbistan A (Kışlaköy) sahasından linyit üretim maliyetinin 29 TL/ton olduğu, Koçak, Ç.'ni hazırlamış olduğu Afşin-Elbistan Kömür Havzasının Elektrik Üretimi Bakımından Değerini Biliyor Muyuz? (Koçak, Ç. ve diğ., 2010) adlı makalede ise linyit üretim maliyeti 6 US\$/ton olarak baz alınmıştır.

Halihazırda Türkiye’de gerçekleştirilen kömür maden projeleri baz alındığında ise ton başına üretim maliyetlerinin 10 ila 30 US\$ civarında, maden sahasında uygulanan üretim yöntemine bağlı olarak değiştiği gözlenmektedir. Bu yüzden, yayınlanan makaleler ve değerlendirilen çeşitli projeler doğrultusunda madencilik üretim maliyeti olarak 15 US\$/ton kullanılmıştır.

Planlanacak santralin kapasitesinin bölgede halen faal olan Afşin-Elbistan A ve B santralleri baz alınarak 1500 MW olacağı kabul edilmiştir. Santralin emreamadeliği devlet iştiraki santrallerden farklı olarak yüzde 85 olarak kabul edilmiştir. Aşağıdaki şekilde Türkiyede devlet tarafından işletilen santrallerin kapasite kullanım faktörlerinin yıllar içerisindeki gelişimi verilmiştir.

Şekil 7.1: Türkiyede termik santrallerin kapasite kullanım faktörleri



Kaynak: Deloitte 2011

1500 MW’lık kapasite projeksiyonunda PC ve CFB teknolojileri kullanarak planlanacak olan santrallerin tesis dizayn bilgileri Tablo 7.2 ve Tablo 7.3’deki gibidir.

Tablo 7.2: PC teknolojili tesis dizayn bilgileri

Bilgiler	Birim	PC			
		SC	SC-CCS	USC	USC-CCS
Toplam Kurulu Güç	MW _{el}	1500	1500	1500	1500
Brüt Isıl Değer	kJ/kWh	8372	8372	7912	7912
Brüt Verim	%	0.43	0.43	0.46	0.46
Termik Çıkış Değeri	MW _{th}	3488	3488	3297	3297
Toplam İç Tüketim	MW _{el}	180	226	150	196
• Santral İç Tüketim	MW _{el}	180	180	150	150
• CCS Enerji Tüketimi	MW _{el}		46		46
Net Güç	MW _{el}	1320	1274	1350	1304
İşletme Saatleri	h	7500	7500	7500	7500
Net Elektrik Üretimi	MWh	9900000	9557250	10125000	9782250
Net Verim	%	0.38	0.37	0.41	0.40
Net Isıl Değer	kJ/kWh	9514	9855	8791	9099

Tablo 7.3: CFB teknolojili tesis dizayn bilgileri

Bilgiler	Birim	CFB			
		SC	SC-CCS	Subkritik	Subkritik-CCS
Toplam Kurulu Güç	MW _{el}	1500	1500	1500	1500
Brüt Isıl Değer	kJ/kWh	8431	8431	8889	8889
Brüt Verim	%	0.43	0.43	0.41	0.41
Termik Çıkış Değeri	MW _{th}	3513	3513	3704	3704
Toplam İç Tüketim	MW _{el}	195	241	210	256
• Santral İç Tüketim	MW _{el}	195	195	210	210
• CCS Enerji Tüketimi	MW _{el}		46		46
Net Güç	MW _{el}	1305	1259	1290	1244
İşletme Saatleri	h	7500	7500	7500	7500
Net Elektrik Üretimi	MWh	9787500	9444750	9675000	9332250
Net Verim	%	0.37	0.36	0.35	0.34
Net Isıl Değer	kJ/kWh	9691	10042	10336	10716

Projeksiyonu hazırlanan farklı teknolojiye sahip santrallerin 1 kWh elektrik elde edebilmek için kazanlara vermesi gereken ısı miktarı PC/SC için 9514 kJ iken CCS'in ile birlikte bu değerin 9855 kJ olacağı; PC/USC teknoloji de ise 8791 kJ iken CCS'in sisteme entegrasyonu ile birlikte 9099 kJ olarak gerçekleşeceği görülmektedir. CFB teknolojisinde ise bu değerlerin CFB/SC için 9691 kJ, CCS sisteme entegre edildiğinde 10042 kJ mertebelere erişeceği görülmektedir. CFB/Subkritik santrallerin verimliliklerinin hali hazırda değerlendirilen diğer teknolojilere nazaran daha düşük olması, kWh başına gerekli enerji miktarını da o denli yüksek tutmaktadır. CFB/Subkritik için 10336 kJ enerjiye ihtiyaç var var iken, sisteme CCS'in entegre edilmesiyle ihtiyacın 10716 kJ'e ulaşacağı görülmektedir.

IEA, 2013 kömür santrallerinde yüksek verimlilik ve düşük emisyon değerleri için hazırladığı projeksiyon çalışmasında günümüz kömür yakıtlı termik santrallere CCS entegrasyonunun getireceği ek yükü toplam kapasitenin yüzde 5 ile 10 mertebelerinde olacağını varsaymaktadır. IPCC'nin hazırlamış olduğu raporda belirtilen iç tüketim değerleri, subkritik, süperkritik ve ultrasüperkritik kazanlar ve PC ve CFB teknolojileri için farklı değerler üzerinden yorumlanmaya çalışılmıştır. Bu parametreler, farklı fakat aynı kapasitelerdeki bir CCS projesi entegreli kömür yakıtlı santral için hazırlanan ve hesaplanan sistemin enerji tüketimi ile birlikte, iç tüketime getireceği ek yük aynı olarak kabul edilmiş (46 MW) ve kullanılmıştır. Ek yük CCS sisteminin karbon yakalama evresinden depolama evresinin tamamlanmasına kadar geçen evrede ekipmanların harcayacağı enerji üzerinden hesaplanmıştır.

Dizayn verilerine bağlı olarak yapılan hesaplamalarda, günümüz piyasasında Türkiye'de kurulması planlanan termik santrallere verilen teklifler ışığında, yatırım ve işletme maliyetleri aşağıdaki tabloda verilmiştir. Bu tablolar oluşturulurken Avrupa ve Asya'da bulunan üreticilerinin piyasadaki anahtar teslim fiyatları, uluslararası enerji ajansının ve Amerikan Enerji Kurumu'nun öngördüğü yatırım maliyetleri, CCS teknolojisinin termik santrallere olası maliyet etkilerinin araştırıldığı akademik çalışmalar ışığında ortaya konulan maliyetler birlikte değerlendirilmiştir.

Tablo 7.4: PC teknolojili tesislerin kurulum maliyetleri

Bilgiler	Birim	PC			
		SC	SC-CCS	USC	USC-CCS
Toplam Kurulu Güç	MW _{el}	1500	1500	1500	1500
Yatırım Tutarları					
Spesifik Yatırım Maliyeti (Gayrinakdi Kredi ve Yükümlülükler hariç)	US\$/kW _{kurulu}	1700	2000	1800	2150
Gayrinakdi Kredi ve Yükümlülükler (Toplam Kontrat tutarının yüzde 15'i)	M US\$	395	450	415	468
Toplam Yatırım Tutarı	M US\$	2945	3450	3115	3618

Kaynak: IPCC 2005 ve diğ.

Tablo 7.5: CFB teknolojili tesislerin kurulum maliyetleri

Bilgiler	Birim	CFB			
		SC	SC-CCS	Subkritic	Subkritic-CCS
Toplam Kurulu Güç	MW _{el}	1500	1500	1500	1500
Yatırım Tutarları					
Spesifik Yatırım Maliyeti (gayrinakdi kredi ve yükümlülükler hariç)	US\$/kW _{kurulu}	1550	1850	1500	1.800
Gayrinakdi Kredi ve Yükümlülükler (Kontrat tutarının yüzde 15'i)	M US\$	368	423	358	413
Toplam Yatırım Tutarı	M US\$	2695	3198	2608	3113

Kaynak: IPCC 2005 ve diğ.

Yapılan birim üretim maliyeti hesabında Dahowski ve diğ.(2012), kurdukları model doğrultusunda değerlendirmeye aldıkları Çin'de bulunan santrallerin büyük çoğunluğunun CCS işletim maliyetinin 50 ila 75 US\$/tCO₂ olacağını belirtirken, olası 70 US\$/tCO₂ değerinde yaşanılacak potansiyel karbon yakalama ve depolama maliyetlerindeki indirimlerin sisteme etkilerinin olumlu yönde olacağı görüşü üzerine,

70 US\$/ton sınır değer olarak görüldüğünden, hazırlanan bu çalışmada karbon yakalama, depolama ve gözlemlene maliyeti olarak kabul edilmiştir. Bu maliyetler benzer çalışmalarda, Pettinau ve diğ.(2012)'de yıllık 61.7 Milyon Euro ile başlayıp 91,01 Milyon Euro'luk maliyetlere ulaştığı, Bakker ve diğ.(2011)'de ise bu rakamın 30 US\$/ton CO₂ olacağını, Rubin, 2007 ise hazırladığı çalışmada ton başına CO₂ yakalama ve depolama işletim maliyetini 60,9 US\$ olarak hesaplamıştır. IPCC (2005), PC teknolojikli santraller için sadece yakalama maliyetini 41 US\$/tCO₂ olarak vermektedir.

Hazırlanan projeksiyonlarda yakalanacak CO₂'lerin depo edileceği alanlar olarak tuzlu akifer sistemlerin kullanılacağı planlanmıştır.

Tablo 7.6: Tesislerin işletim maliyetleri: PC Teknolojikli

Bilgiler	Birim	PC			
		SC	SC-CCS	USC	USC-CCS
Toplam Kurulu Güç	MW _{el}	1500	1500	1500	1500
İşletme Tutarları					
Toplam Sabit Giderler	US\$/MWh _{net}	7,8	8,4	8,6	9,2
Toplam Değişken Giderler	US\$/MWh _{net}	33	118,4	30,3	109,1
- Karbon Yakalama, Depolama ve İzleme Maliyeti	US\$/MWh _{net}		84,05		77,61
Toplam İşletme Gideri Tutarı	US\$/MWh _{net}	40,8	126,8	38,9	118,3

Tablo 7.7: Tesislerin işletim maliyetleri: CFB Teknolojikli

Bilgiler	Birim	CFB			
		SC	SC-CCS	Subkritik	Subkritik-CCS
Toplam Kurulu Güç	MW _{el}	1500	1500	1500	1500
İşletme Tutarları					
Toplam Sabit Giderler	US\$/MWh _{net}	7,5	8,0	7,4	7,9
Toplam Değişken Giderler	US\$/MWh _{net}	33	120	35,1	127,9
- Karbon Yakalama, Depolama ve İzleme Maliyeti	US\$/MWh _{net}		85,65		91,40
Toplam İşletme Gideri Tutarı	US\$/MWh _{net}	40,5	128	42,5	135,8

Kurulan teknik model ve içerisine entegre edilen yukarıdaki veriler ışığında, CCS ile birlikte termik santrallerin ilk yatırım maliyetlerinin yaklaşık yüzde 20 seviyelerinde arttıracığı öngörülmektedir. Fakat yapılan hesaplamalardaki en büyük endişe, CCS entegrasi gerçekleştirilmiş sistemlerin toplam işletme maliyetlerini yüzde 100'ün üzerinde artacağı tablolarda da görüleceği gibi gerçekleşmektedir. İç tüketimin artması ve bununla birlikte toplam işletme maliyetlerinin trajik bir biçimde yükselişi sistemin en büyük handikapları olarak göze çarpmaktadır.

Hazırlanan ekonomik analiz çalışmasında, projeksiyonu hazırlanan santrallerin CCS teknolojileri kullanıldığında yatırım geri dönüşünün ne şekilde etkilenebileceği görülmeye çalışılmıştır. Bu kapsam dahilinde projeksiyondaki temel gelirleri elektrik ve kredilendirilen emisyonlar, giderleri de elektrik üretim maliyeti temsil etmektedir.

Ekonomik analizde kredilendirilen emisyonların serbest piyasalarda satış fiyatı 10 US\$/tCO₂ olarak değerlendirilmiştir. Günümüz piyasa koşullarında kredilendirilen karbonun fiyatının belirleneceği herhangi bir ortak mekanizmanın bulunmaması, satışı gerçekleştirilmesi planlanan emisyonların piyasada 10 US\$/tCO₂ ve altında işlem görmesine sebebiyet vermektedir. Fakat Carraro ve diğ.(2011) 2020 yılı ile birlikte 450 ppm senaryosunun gerçekleştirilebilmesi için karbon piyasalarında kredilendirilen emisyonların ortalama 50 US\$/tCO₂ fiyatı ile satışının gerçekleşmesi gerektiğini belirtirken, Bakker ve diğ.(2011) Uluslararası Enerji Ajansının aynı senaryonun gerçekleştirilebilmesi için belirlediği sınır değer olan enerji santralleri için 60-80 US\$/tCO₂ değerini baz alarak değerlendirmesini yapmıştır. Anandarajah ve diğ.(2012) ise önceki iki çalışma haricinde karbon piyasalarındaki gelişmelerin global enerji senaryoları içerisinde değerlendirilmiş, bu değerlendirme sonucunda oluşturulan senaryolar dahilinde 2020 yılı sonrası hedef emisyon senaryosunun gerçekleştirilebilmesi için enerji sektöründeki gelişmeleri de içerisine alarak piyasadaki karbon piyasasının 100 US\$/tCO₂ üzerinde seyredeceği öngörülmektedir.

Bu öngörü ile birlikte, projeksiyonu hazırlanan santrallerin 2020 yılı itibariyle elektrik üretimine ve karbon depolamaya başlaması ve bu sürecin 21 yıl (max. CDM süresi) devam edeceği planlanmıştır.

21 yıl ve sonrası için depo sahasının izlenmesi ve takip edilmesi, bu sürecin eksiksiz raporlanması taahhüt altına alınmış olması gerekmektedir.

Planlanacak depolama sisteminin Avrupa Birliği'nin belirtmiş olduğu 2009/31/EG sayılı direktifine uyumlu halde plan olarak yapılacağı düşünülmüştür. Bu yönetmelik

- a) Depolama Sahasının İzinlerini
- b) Depolama sahasının İşletme, işletmeye son verme ve sonrasında izleme sürecini
- c) Üçüncü kuruluşların kullanılabilirliğini,

tanımlamaktadır.

Bununla birlikte projenin Avrupa Birliği direktiflerine ve regülasyonlarına uyumlu olması gerekmektedir. Bu direktif ve regülasyonlar:

- a) 85/337/EEC1 (Çevresel Etki Değerlendirmesi Direktifi)
- b) 2000/60/EC2 (Su Kaynaklarına dair Direktif)
- c) 2001/80/EC (Büyük Kapasiteli Yakma Tesislerine dair Yönetmelik)
- d) 2008/1/EC (Kirliliğin Önlenmesine ve Kontrolüne dair Yönetmelik)
- e) 2001/80/EC ve 2004/35/EC3 (Çevresel Yükümlülüğün Paylaştırılmasına ve Çevresel Hasarın Rehabilitasyonuna dair Yönetmelik)
- f) 2006/12/EC4 (Atık Yönetimine dair Yönetmelik)
- g) 1013/2006 (Atıkların Taşınmasına dair Yönetmelik)
- h) 2010/75/EU (Endüstriyel Emisyonların Kontrolüne dair Yönetmelik)

olarak belirlenmiştir.

Yukarıda açıklanan veriler kullanılarak her bir yakma teknolojisi için finansal analizler yapılmış ve sonuçları Tablo 7.8 ve Tablo 7.9'da sunulmuştur.

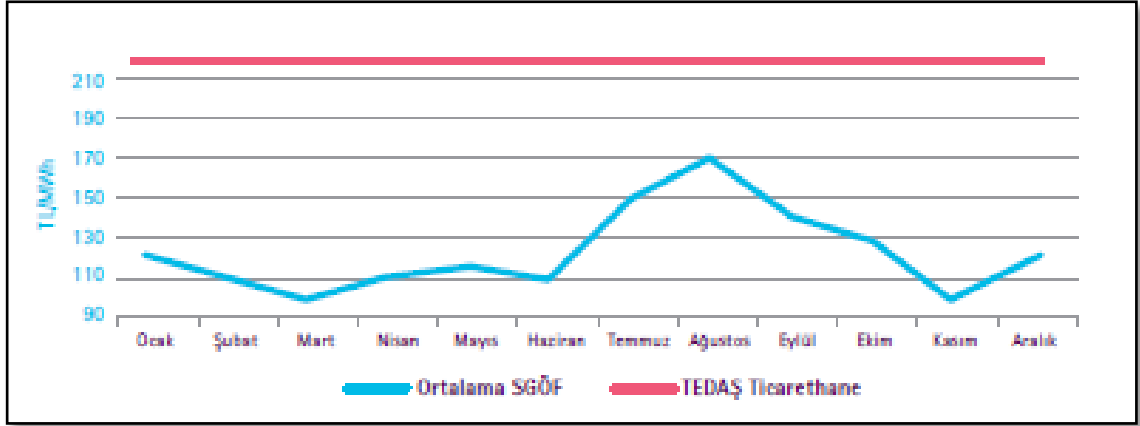
Tablo 7.8: PC teknolojili tesislerin finansal analizi

Bilgi	Birimler	PC			
		SC	SC- CCS	USC	USC- CCS
Parametreler					
Toplam Yatırım	Milyon US\$	2945	3450	3115	3618
Yıllık Toplam Maliyet	Milyon US\$/y	404	1211	395	1158
Gerçekleşen Elektrik Üretimi	GWh/y	9900	9557	10125	9782
Planlanan Gelirler	Milyon US\$/y	940	1011	962	1027
CER Satışı	Milyon US\$/y		103		98
CER Tarifesi	US\$/tCO ₂	10	10	10	10
Kredilendirilen Emisyonlar	Milyon tCO ₂ /y		10.3		9.7
Elektrik Tarifesi	US\$/MWh	95	95	95	95
Yıllık Planlanan Elektrik Satışı	Milyon US\$/y	941	908	962	930
Planlanan Kar	Milyon US\$/y	537	-200	568	-130
Geri Ödeme Süresi	y	5,5	-	5,5	-

Tablo 7.9: CFB teknolojili tesislerin finansal analizi

Bilgi	Birimler	CFB			
		SC	SC-CCS	Sub-kritik	Sub-kritik-CCS
Parametreler					
Toplam Yatırım	Milyon US\$	2695	3198	2608	3113
Toplam Yıllık Maliyet	Milyon US\$/y	395	1001	919	996
Gerçekleşen Elektrik Üretimi	GWh/y	9788	9445	9675	9332
Planlanan Gelirler	Milyon US\$/y	930	1001	919	996
CER Satışı	Milyon US\$/y		104		110
CER Tarifesi	US\$/tCO ₂	10	10	10	10
Kredilendirilen Emisyonlar	Milyon tCO ₂ /y		10.4		11
Elektrik Tarifesi	US\$/MWh	95	95	95	95
Yıllık Planlanan Elektrik Satışı	Milyon US\$	1028	992	1016	980
Planlanan Kar	Milyon US\$/y	535	-206	508	-271
Geri Ödeme Süresi	y	5,0	-	5,1	-

Şekil 7.2 2010 yılı:TEDAŞ tarifeleri ve piyasa fiyatları arasındaki ilişki



Kaynak: Accentura 2013

Accentura, 2013 yılında hazırlamış olduğu Türkiye Enerji Piyasası raporuna göre TEDAŞ'ın ve Piyasa fiyatları arasındaki ilişkiyi Şekil 7.2'de verildiği şekilde özetlemiştir. Bu şekil çalışmanın elektrik satış maliyetinin temelini oluşturması ile birlikte, farklı şirketler tarafından hazırlanan fakat paylaşımına izin verilmeyen raporlar ile ortaya konan gelecek yıllara ait projeksiyonlar, şuan ki TEDAŞ baz fiyatında çok ekstrem değişimler yaşanmayacağını belirtmektedir.

CCS entegrasyonunun gerçekleştirildiği projeksiyonlarda, depolanan her bir CO₂'in kredilendirileceği ve piyasada bu kredilerin satılacağı varsayılmaktadır. Hazırlanan basit finansal analizde CCS teknolojiler ile birlikte değerlendirilen santral projeksiyonlarda gelir kısmına emisyon kredilerinden yıllık olarak kazanılacak miktar da dahil edilmiş ve elektrik satışından gelecek gelir ile birlikte değerlendirilmiştir.

Lakin, yapılan finansal analiz sonucunda CCS'siz hazırlanan projeksiyonların yatırımlarının geri dönüşlerinin 4 ila 6 yıl arasında olduğu, CCS bazlı projelerde ise yatırımın geri dönüşünün günümüz termik santrallerinde uygulanan teknolojiler ile mümkün olmayacağı görülmüştür.

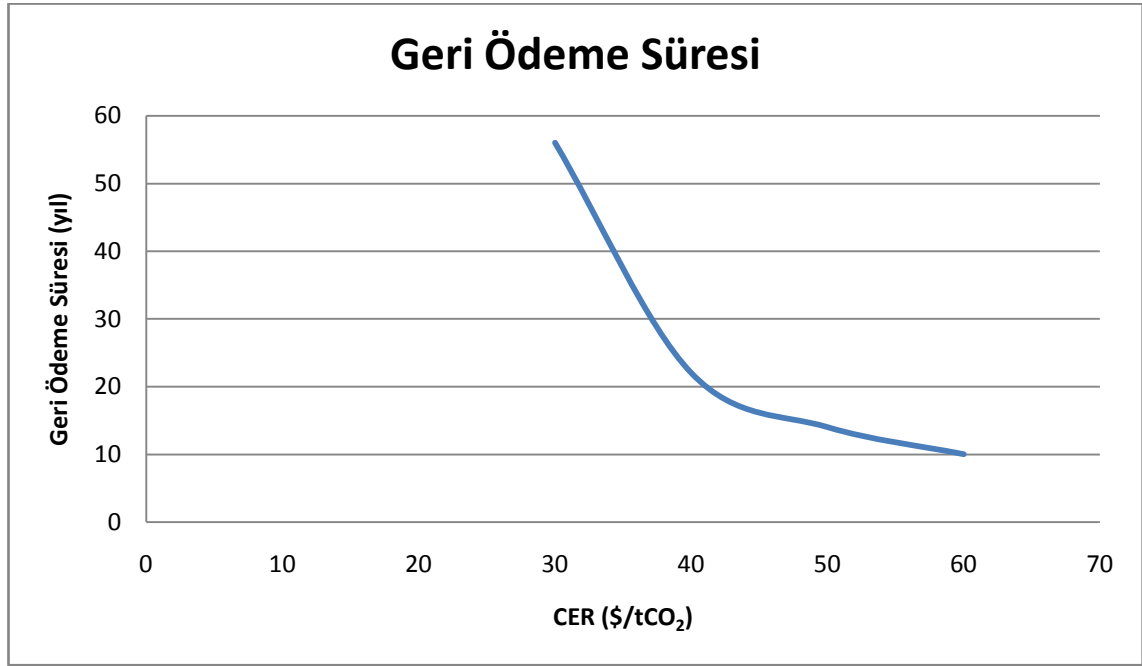
Geri dönüş süreleri ve yatırım ve işletme maliyetleri için hazırlanan modeller farklı fiyat değerleri için tekrardan çalıştırıldığında, Karbon fiyatlarının diğer değişkenler sabit tutulduğunda 30 US\$/tCO₂ ve üzerine çıktığında, elektrik fiyatlarının diğer değişkenler sabit tutulduğunda 130 US\$/MWh ve üzerine çıktığında CCS teknolojisi entegre

edilmiş santral yatırımlarının ekonomik bir değer kazandığı ortaya çıkmaktadır. Aynı toplam yatırım bedelleri ve yıllık toplam işletme giderleri ile farklı CER tarifeleri üzerinden hesaplanan yatırım geri dönüş sürelerinin bulunduğu ve değerlendirildiği tablolar aşağıda verilmiştir.

Tablo 7.10: Farklı CER tarifeleri üzerinden hazırlanan senaryolar

CER Tarifesi (2020 yılı ve sonrası için)	US\$/tCO ₂	10	20	30	40	50	60
Geri Ödeme Süresi	y	-	-	56	22	14	10

Şekil 7.3: Geri ödeme sürelerinin CER tarifelerine göre değişimi



CER piyasa fiyatının 10 US\$/tCO₂ olarak çalıştırılan model de yatırımın geri dönüşü pozitif dönmezken, 30 US\$/tCO₂ üzerinden çalıştırılan modelde yatırımın geri dönüş süresinin 10 yıl ve aşağısına kadar düştüğü görülmektedir.

Toplam yatırım tutarlarında yaşanılacak yüzde 20'lik artışın ya da indirimin, yatırımın geri dönüş sürelerini nasıl etkilediği Tablo 7.11'de görülmektedir.

Tablo 7.11: Toplam yatırım tutarları ile geri ödeme süreleri arasındaki ilişki

Yatırım Tutarı	M US\$	2895 (yüzde 20 azaltılmış fiyat)	3618 (Temel Fiyat)	4342 (yüzde 20 arttırılmış fiyat)
Geri Ödeme Süresi	y	25,4	-	-
CER Tarifesi	US\$/tCO ₂	10	10	10

Tablo 7.11’de de belirtildiği üzere, toplam yatırım tutarlarında gerçekleştirilecek indirimlerin, yatırımların geri dönüşünü negatif görünümünden pozitif görünüme değiştireceği görülmektedir. Fakat toplam yatırım tutarlarında gerçekleştirilebilecek indirimlerin, günümüz piyasa koşulları altında dramatik düşüslere sahne olması beklenmemektedir. CCS teknolojilerinin günümüzde planlanan/işletilmekte olan pilot tesislerinden elde edilecek know-how ile, yakın gelecekte işletme maliyetleri düşüreceği muhakkaktır.

USC-PC santrallerde toplam yatırım ve işletim tutarlarının ve karbon fiyatlarının sabit kaldığı projeksiyonda, elektrik fiyatlarındaki değişimlerin olası yatırımın geri dönüşü edeceği etki aşağıdaki grafikte gösterilmektedir.

Tablo 7.12: Elektrik fiyatları ile geri ödeme süreleri arasındaki ilişki

Elektrik Fiyatları	US\$/MWh	95	100	110	120	130
Geri Ödeme Süresi	y	-	-	-	32	17

Tablo 7.12’den de görüleceği üzere elektrik fiyatlarında olabilecek artışların yatırımın geri dönüşü üzerine etkisi olumlu olabilmektedir. Bunun en önemli nedeni elektrik satışından elde edilecek kazancın, santral yatırımının birincil gelir kaynağı olmasından kaynaklanmaktadır.

Ayrıca emisyon salımının cezai yaptırımlarının ve buna istinaden planlanan projelere uygulanacak teşviklerin yatırımın geri dönüşüne yapacağı olumlu etki gözardı edilmemelidir.

8. SONUÇ VE TARTIŞMA

Global enerji altyapısının durumu göz önüne alındığında, elektrik üretiminde fosil yakıt kullanımının gelecekte de hakim olacağı açıktır. Ancak ekolojik konularla ilgili olarak fosil yakıtlı güç üretimi hakkında ciddi önlemler alınmalıdır. Geçtiğimiz on yılda, kömürün yakılması sürecinde ortaya çıkan çevresel etkileri en aza indirmek için emisyon kontrol teknolojilerinin gelişiminde daha etkili sonuçlar elde edilmiştir.

Bu gelişmiş teknolojilerin uygulanması ile konvansiyonel yakıtlı elektrik santrallerinden yayılan kirliliğin azaltılması büyük ölçüde mümkün olabilecektir. Yeni geliştirilen teknolojiler bugünün emisyon oranlarının ve maliyetlerinin daha da düşürülmesini hedeflemektedir. Günümüz konjektörünün ve siyaset mekanizmalarının hedef salınım değerlerine ulaşabilmeleri için, planlanan ve halihazırdaki santrallerin emisyon salınımlarını kontrol altına alabilmeleri gerekmektedir.

Ekonomisi gelişmekte olan ve dünyadaki genel duragan büyümeye karşın büyüme hızı fazla azalmayan Türkiye'nin, yapacağı atılımların ekonomik fizibilitesi yanı sıra çevreye vereceği etkiyi de planlaması gerekmektedir.

İklimin korunması ve çevresel sürecin devamlılığında enerji üretimi kaynaklı emisyonlarının öncelikle kontrol altına alınması ve uygun teknolojiler ile birlikte en aza indirgenmesi önemli bir rol teşkil etmektedir.

Gelişmekte olan ülkelerin enerji talebini karşılamak için oluşturdukları sistemlerde konvansiyonel yakıtlardan vazgeçmeyeceği muhakkaktır. +2'lik yükselişi stabil hale getirmek adına yapılan projeksiyonların hayata geçirilememesi, günümüz projeksiyonu ile birleştirilen çalışmalarda bu rakamın +4 °C'ye ulaşacağı gerçeğini değiştirmemektedir. KYOTO Protokolünün istenilen bir şekilde uygulamaya koyulamaması, yaptırım mekanizmalarının gerçekçil işleyemeyişi, karar merci mekanizmaların 2015 yılında Paris'de düzenlenecek COP toplantısını bir dönüm noktası olarak görmesine sebebiyet vermiştir.

Bu gelişmelere istinaden emisyon optimizasyonun ve +2 °C'lik atmosfer sıcaklık değişiminin kontrol altına alınabilmesi için, CO2 Yakalama ve Depolama teknolojilerinin günün ve gelecekte kurulması planlanan konvansiyonel enerji santrallerine uygulanması iklim değişikliğinin azaltılmasında kritik bir rol oynayacağı muhakkaktır.

Hazırlanan bu çalışma ile birlikte günümüz koşullarında CCS entegreli tesis yatırımlarının finansal geri dönüşlerinin bugünkü ekonomik koşullar göz önüne alındığında mümkün olmadığı görülmüştür.

Yakın gelecekte CO2 sekestrasyonu ve diğer emisyonların azaltılması daha makul maliyetlerle ve karbon piyasasının gelişimiyle üstesinden gelinebilir bir hal alacağı tahmin edilebilmektedir. Aslında sera gazı emisyonlarının azaltılması için başlatılan CO₂ yakalama ve ticaret programlarının muhtemel uygulamaları, bu alanda yapılan yatırımlar için yeterli motivasyon ve sermaye sağlayarak yeni teknolojilerin gelişmesini de teşvik edecektir. Bunun anlamı, bu teknolojilerin geliştirilmesi ve uygulaması, gelecekte daha ekonomik ve çevre dostu bir tutum ile enerji arz problemlerini çözmekte insanlığa yararlı olacaktır.

KAYNAKÇA

Kitaplar

IPCC, 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, New York.

The Babcock & Wilcox Company, 2005, STEAM, *It's generation and use, Edition 41*, USA

Süreli Yayınlar

- Ametistova, L., Twidell, J., Briden, J. 2002. The Sequestration Switch: Removing Industrial CO₂ by Direct Ocean Absorption. *The Science of the Total Environment*. 289: 213-223.
- Anandarajah, G., McGlade, C., 2012, Modelling carbon price impacts of global energy scenarios,
- Anderson, S., Newell, R. 2004. Prospects for Carbon Capture and Storage Technologies. *Annual Review of Environment and Resources*. 29:109-42.
- Bachu, S. 2008. CO₂ Storage in Geological Media: Role, Means, Status and Barriers to Deployment. *Progress in Energy and Combustion Science*. 34: 254-273.
- Bakker, S., Connick, H., Groenenberg, H., 2008, Progress on including CCS project in the CDM: Insights on increased awareness, market potential and baseline methodologies, *Energy Procedia*, 000-000
- Bakker, S., Mikunda, T., Tinoco, R.R., 2011, Potential Impacts of CCS on the CDM, ss 1-35
- Balat, M. 2008a. The Future of Clean Coal-Chapter 2; Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet (Editor: Letcher, T. M.). *Elsevier*, Amsterdam.
- Balat, M. 2008b. Coal-fired Power Generation: Proven Technologies and Pollution Control Systems. *Energy Sources*, Part A. 30:132–140.
- Beer, J. M. 2007. High Efficiency Electric Power Generation: The Environmental Role. *Progress in Energy and Combustion Science*. 33: 107–134.
- Breeze, P. 2005. Power Generation Technologies. *Elsevier*, Oxford.
- Bugge, J., Kjaer, S., Blum, R., 2004, High-Efficiency Coal-Fired Power Plants Development and Perspectives
- Buhre, B. J. P., Elliott, L. K., Sheng, C. D., Gupta, R. P., Wall, T. F. 2005. Oxy-fuel Combustion Technology for Coal-fired Power Generation. *Progress in Energy and Combustion Science*. 31: 283-307.
- Carraro, C., Favero, A., 2011, The Economic and Financial Determinants of Carbon Prices, ss. 396-409
- Chen, C., Rubin, E. S. 2009. CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost. *Energy Policy*. 37: 915–924.

- D. Singh, E. Croiset, P.L. Douglas, M.A. Douglas, 2003, Economics of CO₂ Capture from a Coal-Fired Power Plant-A Sensitivity Analysis, ss. 1735-1738
- Dahowski, R.T., Davidson, C.L., Li, X.C., Wei, N., 2012, A 70\$/tCO₂ Greenhouse gas mitigation backstop for China's industrial and electric power sectors: Insights from a comprehensive CCS cost curve, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 11, ss. 73-85
- Davison, D. 2007. Performance and Costs of Power Plants with Capture and Storage of CO₂ Energy. 32: 1163–1176.
- Dixon T., Romanak K., Neades S. Chadwick A., 2013, Getting Science and Technology into International Climate Policy; Carbon Dioxide Capture and Storage in the UNFCCC, *Energy Procedia*, ss. 7590-7595
- Duan, Yuhara, T., Ujita, H., Tsuziki, K., Shindou, T., 2013, Role of CCS in a New International Climate Regime, *Energy Procedia*, ss. 7502-7511
- Ertem M.E., Kes K., Özmen A., Haziran 2008, Kyoto Protokolü ve Demir Çelik Sektörü
- Figuroa, J. D., Fout, T., Plasynski S., McIlvried, H., Srivastava R., 2008 D. Advances in CO₂ capture Technology-The U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program. *International journal of greenhouse gas control*. 2: 9-20.
- Franco, A., Diaz, A. R. 2009. The Future Challenges for "Clean Coal Technologies": Joining Efficiency Increase and Pollutant Emission Control. *Energy*. 34: 348–354.
- Global CCS Institute, 2013, Global Status CCS,
- Graus, W., Worrell, E. 2009. Trend in efficiency and capacity of fossil power generation in the EU. *Energy Policy*. 37: 2147–2160.
- Herzog, H. J., Caldeira, K., Adams, E. 2001. Carbon Sequestration via Direct Injection. *Encyclopedia of Ocean Sciences*. Academic Press. New York.
- Hirai, S., Tsushima S., Muraoka, R., Sanda, H., Ozaki, M. 2005. Advanced CO₂ Dilution Technology in Intermediate Depth of Ocean-Greenhouse Gas Control Technologies, Volume II (Eds. Wilson, M. Morris, T., Gale, J., Thambimuthu, K.). *Elsevier*, London.

- Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., Amann, J., Bouallou C. 2009. Pre-Combustion, Post-Combustion and Oxy-Combustion in Thermal Power Plant for CO₂ Capture. *Applied Thermal Engineering*.
- Koçak, Ç., Tamzok, N., Yılmaz, S., 2010, Afşin- Elbistan Kömür Havzasının Elektrik Üretimi Bakımından Değerini Biliyor Muyuz?, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası
- Koornneef, J., Keulen, T., Faaij, A., Turkenburg, W., 2008, Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2, ss. 448-467
- Kothandaraman, A., Nord, L., Bolland, O., Herzog, H. J., McRae, G. J. 2009. Comparison of Solvents for Post-Combustion Capture of CO₂ by Chemical Absorption. *Energy Procedia*. 1: 1373–1380.
- Kotowicz, J., Bartela, L., 2011, Optimisation of the connection of membrane CCS installation with a supercritical coal-fired power plant, *Energy*, ss. 118-127
- Lackner, K. S., Park, A.-H. A., Miller, B.G. Eliminating CO₂ Emissions from Coal-fired Power Plants (Chapter 6)-Electricity Generation in a Carbon Constrained World (Eds.: Sioshansi, F.P). *Elsevier*, London.
- Lohwasser, R., Madlener, R., 2010, Economics of CCS for coal plants: Impact of investment costs and efficiency on market diffusion in Europe, *Energy Economics*, 850-863
- Miller, B. G. 2005. Coal Energy Systems. *Elsevier*, London.
- Mondol, J.D., McIlveen-Wright, D., Rezvani, S., Huang, Y., Hewitt, N. 2009. Techno-Economic Evaluation of Advanced IGCC Lignite Coal Fuelled Power Plants with CO₂ Capture. *Fuel*. 88: 2495-2506.
- Nordstrand, D., Duong D. N. B., Miller, B. G. 2008. Combustion Engineering Issues for Solid Fuel Systems-Chapter 9 Post-combustion Emissions Control (edits: Miller, B. G. Tillman, D.). *Elsevier*, London.
- Okandan, E., Karakece, Y., Çetin, H., Topkaya, İ., Parlaktuna, M., Akın, S., Bulbul, S., Dalha, C., Anbar, S., Cetinkaya, C., Ermis, İ., Yılmaz, M., Üstun, V., Yapan, K., Erten, A.T., Demiralın, Y., Akalan, E., 2011, Assessment of CO₂ Storage Potential in Turkey, Modeling and a Prefeasibility Study for Injection into an Oil Field, *Energy Procedia*, ss. 4849–4856

- Oliver, T. 2008. Clean fossil-fuelled power generation. *Energy Policy*. 36: 4310–4316.
- Page, S.C., Williamson, A. G., Mason, I. G. 2009. Carbon Capture and Storage: Fundamental Thermodynamics and Current Technology. *Energy Policy*. 37: 3314-3324.
- Page, S.C., Williamson, A. G., Mason, I. G. 2009. Carbon Capture and Storage: Fundamental Thermodynamics and Current Technology. *Energy Policy*. 37: 3314-3324.
- Pettinau, A., Ferrara, F., Amorino, C., 2012, Combustion vs. Gasification for a demonstration CCC project in Italy: A Techno-economic Analysis, *Energy*, ss. 160-169
- Rameshni, M., PE, Carbon Capture Overview, WorleyParsons
- Rochelle, G. T. 2009. Amine Scrubbing for CO₂ Capture. *Science*. 325: 1652-1654
- Rubin, E. S., Chen, C., Rao, A.B., 2007, Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage, *Energy Policy*, ss. 4444-4454
- Rubin, E., Rao, A.B., 2002, A Technical, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO₂ Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control, Seyhan, S.1976, Anahatlarıyla Afşin-Elbistan Projesi, TKİ
- Sheps, K.M., Max, M.D., Osegovic, J.P., Tatro, S.R., Brazel, L.A. 2009. A Case for Deep-Ocean CO₂ Sequestration. *Energy Procedia*. 1: 4961-4968.
- Suarez-Ruiz, I., Ward, C. R. 2008. Applied Coal Petrology: The Role of Petrology in Coal Utilization-Chapter 4: Coal Combustion (edits: Suarez-Ruiz I. and Ward, J. C.). *Elsevier*, London.
- Vincent, C.J., Hicks, N., Arenstein G., Tippmann R., Spuy, D., Viljoen J., Davids, S., Roos, M., Cloete, M., Beck, B., Nell, L., Arts, R., Holloway S., Surridge, T., Pearce, J., 2013, The Proposed CO₂ Test Injection Project in South Africa, *Energy Procedia*, ss. 6489-6501
- Wall, T. F. 2007. Combustion Processes for Carbon Capture. *Proceedings of the Combustion Institute*. 31: 31-47.

Diğer Yayınlar

BP, 2013, Statical Review 2012.

DELOITTE, 2012, Contributing lignite coal fields to the economy

DTI-UK 2000. Cleaner Coal Technology Program, Technology Status Report 012.

Department of Trade and Industry, London.

EIA, U.S. Energy Information Administration, 2014, < <http://www.eia.gov/> >

EIA, International Energy Outlook 2009, Washington, DC.

Elektrik Üretim A.Ş. Faaliyet Raporları, 2009

EPDK, 2013, Database. Available from:<<http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml?lisansDurumu=9>> accessed 16/12/2013.

ERNST & YOUNG, 2012, The Future of Global Carbon Markets, The prospect of an international agreement and its impact on business,

EUROCOAL 2005. Clean Coal-A Strategy in Review. EURACOAL, Brussels.

EUROCOAL, 2013, EUROCOAL Annual Report 2012

IEA 2003. Control and Minimization of Coal-fired Power Plant Emissions. IEA, Paris.

IEA 2006. Focus on Clean Coal. IEA, Paris.

IEA 2008a. IEA Key World Energy Statistics-2008 Edition. IEA, Paris.

IEA 2008b. IEA World Energy Outlook-2008 edition. IEA, Paris.

IEA 2008c. Clean Coal Technologies-Accelerating Commercial and Policy Drivers for Deployment. OECD/IEA, Paris.

IEA 2012. Technology Road Map, High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation, IEA, Paris.

IEA, 2013, Technology Road Map Carbon Capture and Storage

MIT (Massachusetts Institute of Technology), 2013, Carbon Dioxide Capture and Storage Project Database. Available from:

< <http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index.html> > accessed 16/12/2013

MTA, 2011, AFŞİN-ELBİSTAN Havzasi Rezerv Belirleme ve Geliştirme Projesi

REPUBLIC OF TURKEY PRIME MINISTRY Investment Support and Promotion Agency of Turkey ISPAT, 2013, Turkish Energy Market Investment Opportunities and Incentives

- T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı ÇED ve Planlama Genel Müdürlüğü Çevre Envanteri Dairesi Başkanlığı, 2004
- TC. Başbakanlık Özelleştirme İdaresi Başkanlığı, 2013, < <http://www.oib.gov.tr/> >
- TÜBİTAK MAM ve TEİAŞ, 2013, 2013-2022 Yılları Türkiye İletim Sistemi Bölgesel Talep Tahminve Şebeke Analiz Çalışması
- TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM ANONİM ŞİRKETİ, 2010, 2011-2015 Dönemi Stratejik Planı
- TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM ANONİM ŞİRKETİ, 2012, Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012 – 2021)
- TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM ANONİM ŞİRKETİ, 2013, Türkiye Elektrik Üretim Sistemlerinin Kaynaklara göre Dağılımı
- TÜRKİYE İSTATİSTİK KURUMU, 2012, Seragazi Emisyon Envanteri, 1990-2010
- TÜRKİYE İSTATİSTİK KURUMU, 2013, < <http://www.tuik.gov.tr/> >
- TÜRKİYE KÖMÜR İŞLETMELERİ KURUMU, 2013, 2012 Kömür Sektör Raporu (LİNYİT)
- UNFCC, CDM Executive Board, 2009, Implications of the Inclusion of Geological Carbon Dioxide Capture and Storage as CDM Project Activities
- UNFCC, World Coal Institute, 2008, CCS & the Clean Development Mechanism A Submission About Carbon Dioxide Capture and Storage in Geological Formations as Clean Development Mechanism Project Activities
- UNFCCC. Annex 13, Recommendation on CO2 capture and storage as CDM project activities based on the review of cases NM0167, NM0168 and SSC_038. Executive Board of the Clean Development Mechanism twenty sixth meeting report, Bonn, 26-29 September, 2006, Retrieved September 2012
- UNFCCC. Decision 10/CMP.7, Modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities. Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its seventh session, held in Durban from 28 November to 11 December 2011, Addendum, Part Two: Action taken by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol at its seventh session. FCCC/KP/CMP/2011/10/Add.2; 15 March 2012

- UNFCCC. Decision 7/CMP.6 Carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities. Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its sixth session, held in Cancun from 29 November to 10 December 2010, Addendum Part Two: Action taken by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol at its sixth session. FCCC/KP/CMP/2010/12/Add.2; 15 March 2011: 27-29
- UNFCCC. Paragraph 23, 23-25 November 2005. Retrieved September 2012 Executive Board of the Clean Development Mechanism twenty second meeting report, Montreal
- UNFCCC. Views on carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities. FCCC/SBSTA/2011/MISC;10; 26 July 2011, UNFCCC. Synthesis of views on modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities, Note by the secretariat. FCCC/SBSTA/2011/INF.7; 4 August 2011
- WCI 2005. The Coal Resource-A Comprehensive Overview of Coal. WCI, London.