

**TEMİZ KALKINMA MEKANİZMASI
PROJE DİZAYN DÖKÜMANI FORMU (CDM-SSC-PDD)
Uyarlama 03 – 22 aralık 2006 dan itibaren geçerli**

İÇİNDEKİLER

- A. Küçük ölçekli projenin genel tarifi
- B. Mevcut durum ve izleme metodlarının uygulanması
- C. Projenin süresi/kredilendirme periyodu
- D. Çevresel etkiler
- E. Paydaşların görüşleri

Ekler

- Ek 1: Küçük ölçekli projenin sahibinin irtibat bilgileri
- Ek 2: Kamu yardımı hakkında bilgi
- Ek 3: Mevcut durum bilgisi
- Ek 4: İzleme bilgisi
- Ek 5 Elektrik üretim lisansı
- Ek 6 CED gerekli değildir belgesi

CDM – Executive Board

Dökümanın revizyon geçmişi

Uyarlama numarası	Tarih	Revizyon sebebi ve açıklaması
01	21 Ocak 2003	İlk kabul
02	8 Temmuz 2005	<ul style="list-style-type: none">• Yönetimin uyarlama 1 den sonraki CDM SSC PDD ile ilgili yönetimin açıklama ve yol göstermelerinin yansıtılması• Böylece CDM SSC PDD yazılabilmesi için yol gösterme değişiklikleri uyarlama 2 de yapılmıştır Son uyarlama <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>. da görülebilir
03	22 aralık 2006	<ul style="list-style-type: none">• Yönetim CDM-PDD ve CDM-NM leri kale alarak CDM-SSC-PDD proje dizayn dökümanını revise etmiştir

CDM – Executive Board

BÖLÜM A. Küçük ölçekli projenin genel tanıtımı
A.1 Küçük ölçekli projenin adı:

>>

Adı: Suluköy Hidro elektrik santrali projesi.

Uyarılma: 01

Tarih: 07/05/2012

A.2. Küçük ölçekli projenin tanıtımı:

>>

Küçük ölçekli nehir tipi hidroelektrik olan Suluköy santrali Du elektrik üretim A.Ş. malıdır ve bu firma tarafından geliştirilmektedir. Proje Marmara bölgesinde Bursa iline bağlı İnegöl ilçesinde Ulupınar ve Acı su derelerinin üzerinde kurulacaktır. Proje sahibi her türlü müsadeyi¹ EPDK dan alınan lisans da dahil olmak üzere almıştır.²

Projenin amacı yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreterek Türkiye'nin sürekli artan elektrik ihtiyacını karşılamak üzere şebekeye elektrik satmaktır.

Proje su kaynağı olarak iki dereden faydalandığı için bir regülatör Acısu deresinde diğer regülatörde Ulupınar deresi üzerinde inşa edilecektir. Regülatörlerin yanı sıra, birisi Uludere de diğeri Acısu iletim kanalında olmak üzere iki adet çökeltme havuzu, iletim tüneli, yükleme havuzu ve cebri boru, santral binası ve İnegöl trafosuna bağlanacak 5 Km lik enerji nakil hattı olacaktır³. Her biri 3,569MW_m/3,462MW_e lık kurulu gücü ve yıllık 14,216 GW s lik üretim kapasitesi olan iki su türbünü kullanacak olan proje, EPDK dan 7,138MW_m/6,924MW_e kapasiteli lisans almıştır. Fakat proje sahibi daha verimli olacağı için Global Hydro GmbH ile her biri 3,529 MW olan toplam 7,058 MW lık türbin alış anlaşması imzalamıştır. ⁴.EPDK⁵ lisans sonrası gerçekleşen bu işleme müsadde etmesine rağmen kurulu güçler arasındaki bu farkı satın almayacaktır ve sadece 7.138 MW_m / 6.924 MW_e kurulu güç şebekeye varilecektir.

Suluköyün debisi 3 m³/s ve gros düşüsü 290,95 m dir⁶. Revize fizibiliteye göre proje iki sene de Projenin %50 birinci sene %50 si ikinci sene tamamlanacaktır⁷.

¹ DSSİ ve Du Elektrik Üretim A.Ş nin 23/09/2009 tarihli su kullanım anlaşması DOE ye istek üzerine verilebilir.

² EPDK dan 08/01/2009 tarihli elektrik üretim anlaşması.

³ Sulukoy HEPP Proje Tanıtım Dosyası (PTD) tarih: 09/12/2010, Aykan Sondaj, Madencilik, Mühendislik San. ve Tic. Ltd. Şti.

⁴ Global Hydro Energy GmbH ile yapılan anlaşmadaki türbin ve jeneratör özellikleri.

⁵ <http://www.epdk.gov.tr/web/elektrik-piyasasi-dairesi/19>

⁶ Suluköy revize fizibilite bölüm 1 sayfa 6 2010 şubat RN SU mühendislik

⁷ Suluköy HES Revize fizibilite raporu bölüm 8, Şekil 1, sayfa 223.

CDM – Executive Board

Proje güç olarak su kullanacağı için sera gazı salınımı yapmayacaktır. Üretilecek enerji Türkiyedeki şebekeye bağlı fosil yakıtlı santrallerin bir kısmının yerini alacağı için lisans taki değerlere göre yıllık emisyon azaltımı 9809 tCO₂ olacaktır.

Projenin sürdürülebilir kalkınmaya katkıları;

- Türk şebekesine güvenilir sıfır sera gazı salınımlı enerji vermesi
- Enerjide artışı sağlayarak çevredeki enerji sıkıntısı çeken köylerin halklarının enerji ihtiyaçlarını sağlayarak onların eğitim,sağlık,ve diğer imkanlarının geliştirilmesi.
- Yöresel iş imkanı sağlayarak gelirin artması.
- Yakın bölgelerdeki enerji verimliliğini artırma.

07/03/2010 tarihli Çevre ve orman bakanlığından alınan CED gerekli değildir raporundada belirtildiği üzere projenin gerek inşaat gerekse işletim safhalarında çevreye ters bir etkisi yönetmelik kurallarınada paralel olarak bulunmamaktadır.Bu kurallar;

- İnşaat ve atıklar hafredilmiş toprak kontrolü yönetmeliği
- Kanalizasyon olmayan yerlerde fosteptik yapılması yönetmeliği
- Su kirletilmesi kontrolü yönetmeliği
- Su ürünleri knunu#1380,
- Çevre kanunu #2872,
- Endüstriyel tesisler için hava kirliliği yönetmeliği,
- Çevresel gürültü değerlendirmesi ve yönetimi yönetmeliği,
- Katı atık kontrolü yönetmeliği,
- Toprak kirletilmesi kontrolü yönetmeliği,

Proje sahası çevresinde tabi koruma alanı,arkeolojik tarihi veya kültürel miras yoktur

Bu sosyal,ekonomik ve çevresel avantajlar bu projenin sürdürülebilirliğinin bölgeye ve ülkeye öneminin altını çizmektedir⁸.

⁸ Projenin ekonomik,sosyal ve çevre avanajları proje tanıtım dosyasındadır ve istenildiğinde temin edilebilir.

CDM – Executive Board

Projenin başlamasından önceki halihazır senaryosu

Projenin başlamasından önce milli ve yöresel elektrik ihtiyacı şebekeye termal kaynaklardan sağlanıyordu

Mevcut durum senaryosu;

Projenin mevcut durum senaryosu proje başlamadan önceki halihazır durum ile aynıdır.

A.3. Proje sahibi:

>>

Tablo 1. Proje sahiplerinin adı ve irtibat bilgileri.

İlgili tarafın adı(*) (evsahibi ülke) evsahibi tarafı belirler)	Özel ve /veya tüzel kuruluş Proje sahibi(*)	Evsahibi ülke projeye tarafını Evet/Hayır
Türkiye (ev sahibi)	Du Elektrik Üretim A.S	Hayır
CDM yöntem ve usullerine göre validasyon aşamasında CDM Proje dizayn dökümanı halka açık olacaktır Tarafların onayı alınmayacaktır. Kayıt zamanında tarafların onayı alınacaktır.		

Du Elektrik Üretim A.Ş Lisans sahibi,proje başlatıcı ve santralın işletmecisidir.Borga Karbon Danışmanlık Ltd. bu projenin geliştiricisi,karbon danışmanı, inceliyicisi ve mevcut durum ve izleme metodu geliştiricisidir. Ek 1de proje sahibinin detaylı irtibat bilgileri verilmiştir.

A.4. Küçük ölçekli projenin teknik tanımı:

A.4.1. küçük ölçekli projenin yarı:

>>

Proje Türkiyede Marmara bölgesinde Bursa ilinin İnegöl ilçesindedir.

A.4.1.1. Evsahibi taraf:

>>

Ev sahibi Türkiyedir. Türkiye Kyoto protokolünü imzalamıştır emisyon azaltım hedefi yoktur Bununla beraber bu proje VER e uygundur.

A.4.1.2. Bölge/Eyalet/Şehir vs.:

>>

Türkiyenin Marmara bölgesi Bursa ili.

A.4.1.3. Şehir/Kasaba/İlçe vs.:

>>

İnegöl.

CDM – Executive Board

A.4.1.4. Bu küçük ölçekli projenin tam kimliğinde de verecek şekilde fiziksel yerinin detayları :

>>

Suluköy hidroelektrik santrali Bursa ilinin İnegöl ilçesinde Ulupınar ve Acısu dereleri üzerindedir.. Projenin ana yapılarının koordinatları⁹

Regülatör 1 : 4433250 (K) / 703250 (D)

Regülatör 2 : 4433200 (K) / 704750 (D)

Santral binası : 44435250 (K) / 704600 (D)

Proje alanın iklimi Karadeniz ve Akdeniz iklimleri arasında değişir . Yazları Akdeniz iklimi gibi sıcak ve az yağışlıdır.Ama kışları genelde soğuk ve yağmurlu. Kar normal miktarda fakat don oldukça yaygındır Proje sahası bölgenin oldukça engebeli bir yerindedir.Proje sahasında oldukça az düzlemsel alan mevcuttur.Sahada yamaçlar çok olduğu için tarıma elverişli değildir.Tarımsal alanlar yerleşim bölgesi olarak kullanılmaktadır.Proje ormanlık alandadır..

Alan yüzölçümleri aşağıdaki tabloda verilen orman, özel arazi ve hazine arazileri üzerindedir

Tablo 2. Alan ölçümleri¹⁰

SULUKOY HES	Arazi özelliği	yüzölçümü (ha)
	Orman alanı	57.3
	Özel arazi	52.5
	Hazine arazisi	1.6
	Dere	0.7

Yukarıdaki tabloya istinaden Suluköy projesinin başlaması için Proje tanıtım dosyasında kamulaştırılma haritası bulunmaktadır. İtenmesi halinde DOE ye verilebilir

Proje ormanlık alandadır.Bursa orman bölge müdürlüğü ve İnegöl orman işletmeleri nin araştırma raporuna göre suluköy santralının yarısı ormanlık alan üzerindedir, ancak Bursa orman müdürlüğü Suluköy projesinin hayata geçirilmesinin orman alanına bir elverişsizlik vermeyeceğini teyid etmiştir.Ağaç türleri aşağıdaki 3 numaralı tabloda verilmiştir;

Tablo 3. Orman sınırları içindeki ağaç türlerinin bilgileri¹¹.

Ağaç tipi	Açıklama
KnMb3	3. kapallığında , b çağında kayın ve meşe karışık ormanı
MDyab2	2. kapallığında a ve b çağında meşe ve çeşitli yapraklı ağaç türlerinin oluşturduğu karışık orman
KnMbc2	2. kapallığında b ve c çağında kayın ve meşe karışık orman
MBt	Meşe baltalık orman
BMKn	Bozuk vasıflı meşe ve kayın ormanı

⁹ Sulukoy HES suluköy revize fizibilite sayfa 1.

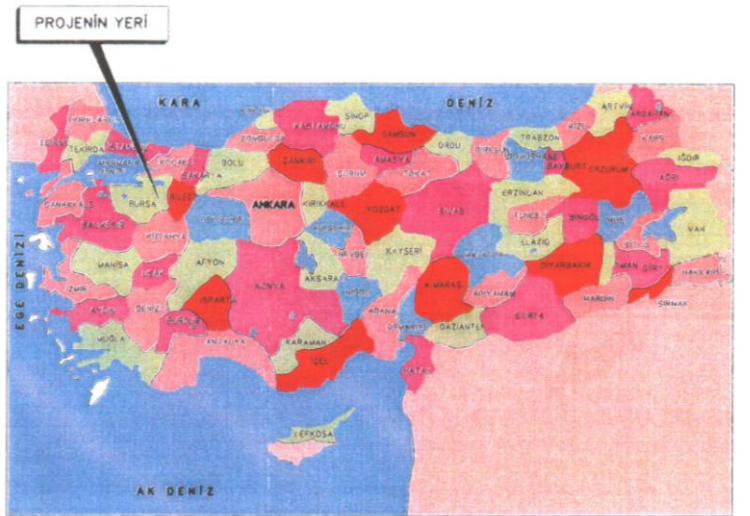
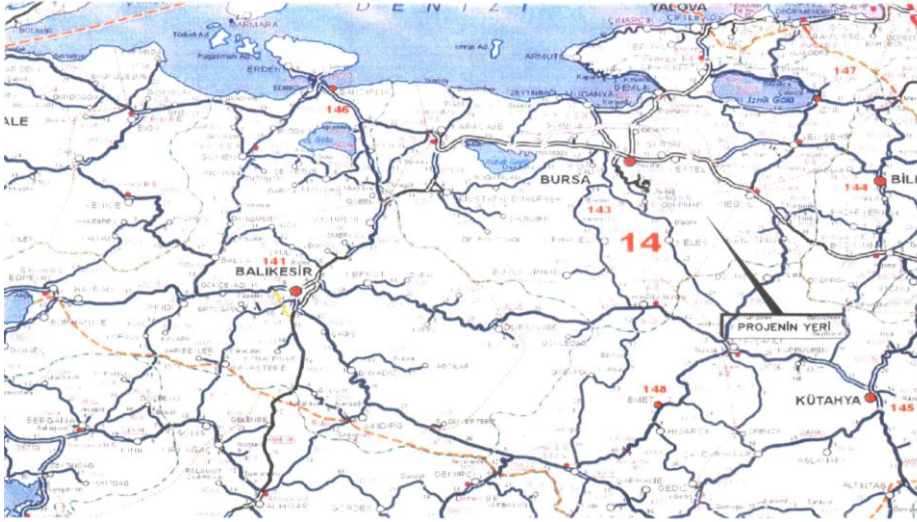
¹⁰ Sulukoy HES Proje tanıtım dosyası, 09/12/2010, bölüm 2, sayfa 72.

¹¹ Sulukoy HES Proje tanıtım dosyası, 09/12/2010.

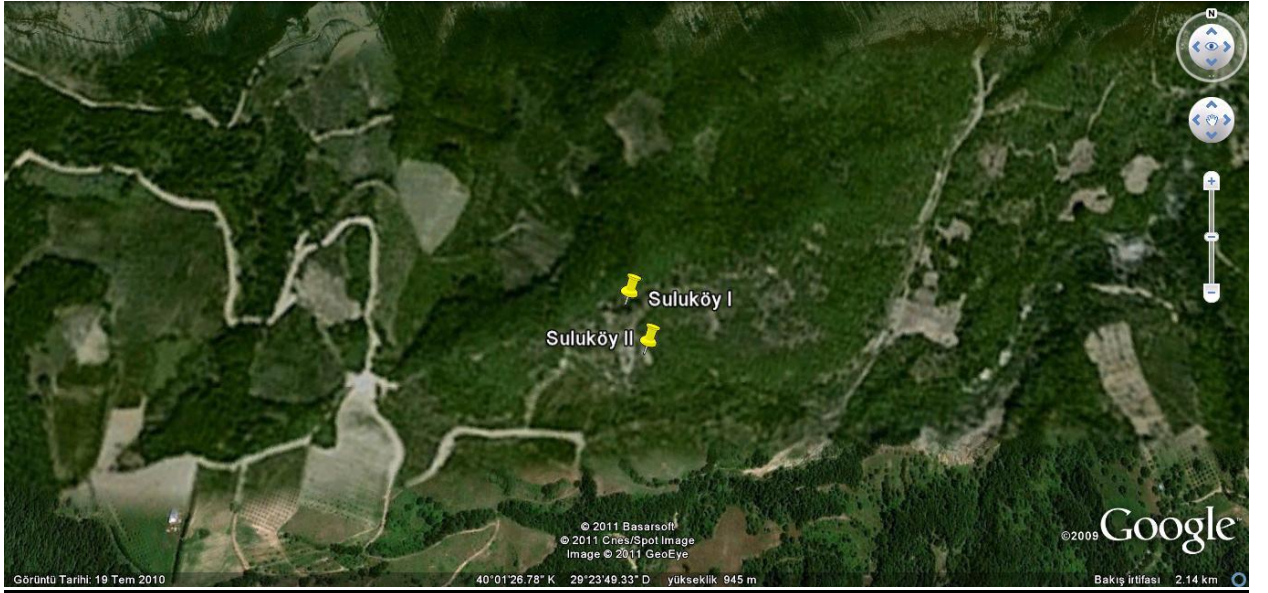
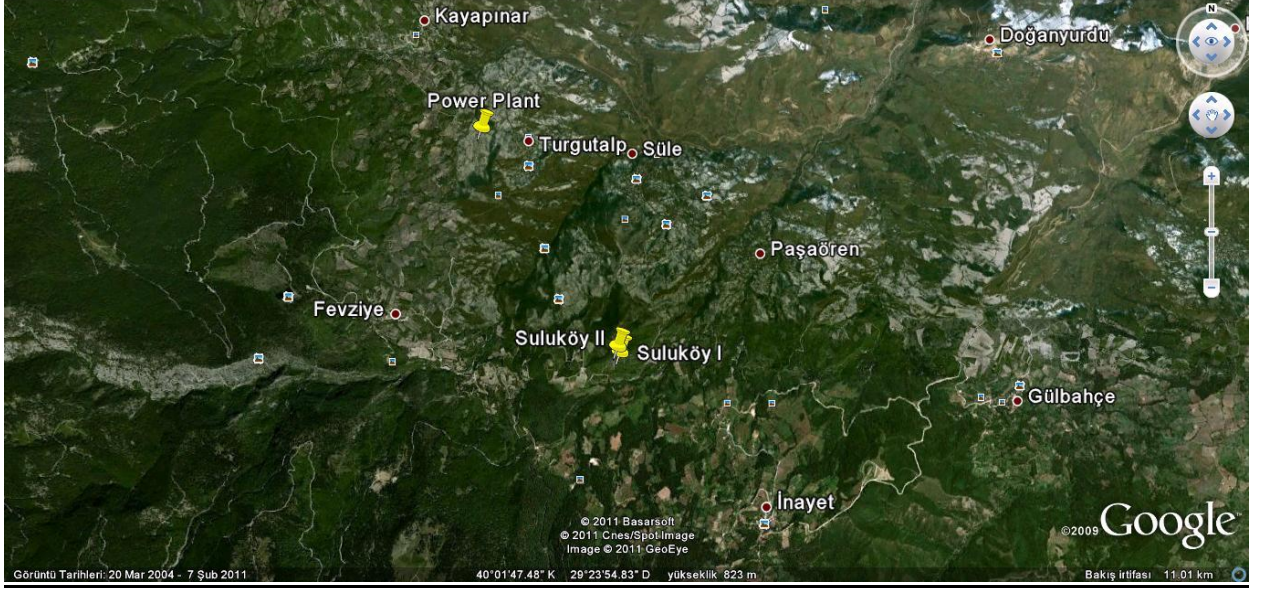
CDM – Executive Board

1/25000 lik Sulköy projesi yerleşimini gösterir harita istendiğinde DOE ye verilir..

Şekil 1.Suluköy HES in Türkiye haritasındaki fiziki konumu.



CDM – Executive Board

Sekil 2. Google haritasında Suluköy HES

CDM – Executive Board

A.4.2. Küçük ölçekli proje için tip/kategori ve teknoloji/ölçek:

 CDM – Executive Board

>> UNFCCC tarifine gore proje ;

Sektörel alan - 1: Enerji endüstrisi yenilenebilir /yenilenemez kaynaklar.

Ek B deki “Küçük ölçekli CDM projeleri için Basitleştirilmiş yöntem ve usüllere “ e göre ”¹² (Uyarlama 07) Bu projenin tipi ve kategorisi:

Tip 1: Yenilenebilir enerji projeleri

Ek B deki “Küçük ölçekli CDM projeleri için Basitleştirilmiş yöntem ve usüllere “ e göre,Proje kapasitesini 15 MW ın üzerine çıkaramaz. Suluköy HES peojesi EPDK dan aldığı lisans 7.138 MW_m / 6.924 MW_e MW olduğu için bu değerin üzerine çıkamaz ve daima altında kalacaktır.

Katagori: Şebeke için yenilenebilir elektrik üretimi.

Suluköy HES projesi;

- 2 adet regülatör.
- 1 adet ulupınar deresi üzerinde çökeltme havuzu.
- 1 adet Acısu deresi üzerinde çökeltme havuzu
- 3.245 m uzunluğunda iletim kanalı.
- 125 m uzunluğunda iletim tüneli.
- Yükleme havuzu.
- Cebri boru.
- Herbirinin 5 km lik enerji nakil hattı ile iki adet 3.529 MW kapasiteli Peltron tipi türbin.

Yukarıda bahsedilen ekipman ile Ulupınar ve Acısu dereleri üzerindeki 808.07 and 840 metrelerdeki regülatörler sayesinde su santrale yönlendirilecektir.Yönlendirilen su 3245 metrelik kanal ve 125 metrelik tünel ile yükleme havuzuna getirilecektir.Buradanda cebri boru ile turbine yollanacaktır.Santraldaki herbiri 3529 kW lık türbin 3900KVA lık iki jeneratörü çalıştıracaktır ¹³.50 KVA lık iç ihtiyaç trafosuna ilaveten 4082 KVA lık trafo olacaktır.Üretilen elektrik 5 km lik nakil hattı ile İnegöl bağlantısına gönderilecektir.Suluköy HES projesinin asıl amacı su gücü kullanarak yenilenebilir kaynaktan elektrik üretmektir.Projenin ömrü 49 yıldır.

Suluköyün rejimi 1978-1981, 1983-1988 ve 1991-2008 yıllarında DSİ tarafından Cerrah deresi 12-135 nolu ölçüm istasyonundan alınan veriler ışığında 3 m³/saniyedir.Proje sahası çevresinde çok sayıda zirai alan mevcut olup sulamalarını buradan yapmaktadırlar ayrıca İnegöl de içme suyunu Ulupınar deresinden temin etmektedir. İnegöl belediyesinden alınan bilgiye göre içme suyu ihtiyacı için Mayıs ve Eylül ayları arasında 0,120m³/saniye diğer aylarda 0,3 m³/saniye debiden faydalanılmaktadır.Elektrik üretimi debi ihtiyacı hesapları, derenin ekosistemi için 65lt/saniyelik suyun dereye bırakılması ve ayrıca geriye dönük 10 yıllık debi değerlerinin % 10 nun birkılması düşünülerek yapılmıştır.

¹² <http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=43>

¹³ Global Hydro Energy ile yapılan satınalma sözleşmesi ,Bölüm 1.1 ve 2.1

CDM – Executive Board

Çevre için emniyetli teknoloji:

CED gerekli değildir raporundada belirtildiği gibi¹⁴,proje çevreyi etkilememkte sadece az miktarda etki inşaat safhasında oluşmaktadır.Dolayısı ile proje çevre açısından emniyetlidir.

Elektrik üretimi işinde gayet iyi bilindiği ve Kabul gördüğü gibi proje su gücünü kullanacaktırTürbinler ve control ekipmanları ¹⁵ Avusturyalı Global Hydro Energy GmbH. Firmasından karşılanacak ancak diğer ekipmanlar yerli piyasadan temin edilecektir bunun için teknoloji transferi olmayacaktır. Baştan eğitim verilmeyecek ancak ekipman montajı safhasında elemanlara eğitim verilecektir. Projenin ana teknik parametreleri;

Tablo 4. Suluköy HES projesinin genel bilgileri.

Regülatör noktalarında debi.	0.77	m³/san.
Yıllık ortalama toplam debi	24.500	hm ³
Santral su çıkış noktası seviyesi	510.40	m
Cebri boru çapı	0.95	m
Cebri boru boyu	1.610	m
Türbin tipi	PELTON	---
Ünite adedi	2	---
Gerilim	34.5	kV
Enerji nakil hattı profili	30/0 AWG	---
Enerji nakil hattı uzunluğu	5	km
Gros düşü	290.95	m
Net düşü	289.5	m
Lisans kurulu güç	7.138 / 6.924	MW _m / MW _e
Firm güç	0.0	kW
Firm enerji	0.0	kWs
İkincil enerji	14.216	GWs
Toplam enerji	14.216	GWs

¹⁴ Ek 6.ya bakınız

¹⁵ İstek halinde türbin satın alma anlaşması verilebilir.

CDM – Executive Board

Tablo 5. Türbin teknik bilgisi.¹⁶

Su türbinleri	
Türbin tipi	Pelton
Kurulu güç	6855 kW _m
Elektrik gücü	6924 kW _e
Mekanik güç	7138 kW _m
Proje debisi	3.0 m ³ /san.
Ünite sayısı	2
Ünite gücü	3427 kW _m
Çıkış suyu seviyesi	510.40 m
Gros düşü	290.95 m
Devir sayısı	600 rpm.
Maksimum verim	95%
Jeneratör	
Tip	Yatay eksenli senkronize
Ünite sayısı	2
Güç faktörü	0,85
Toplam güç	4082 kVA
Gerilim	6.3 kV
Frekans	50 Hz
Devir sayısı	600 d/dk
Trafo	
Tip	Açık tip yağ soğutmalı
Ünite sayısı	1
Güç	4082 kVA
İşletme Gerilimi	6.3 / 31.5 kV
Frekans	50 Hz
Bağlantı gurubu	YNd11
Soğutma	ONAN
İç ihtiyaç trafosu	
Tip	Acık, yağ.
Ünite adedi	1
Güç	50 kVA
gerilim	31.5 / 04 kV
Frekans	50 Hz
Bağlantı gurubu	Dyn5
soğutma	ONAN

¹⁶ Suluköy HES Revize fizibilite,bölüm 1,sayfa 3-4.

CDM – Executive Board

A.4.3 Seçilen kredilendirme periyodunda tahmin edilen emisyon azaltımı:

>>

Tablo 6 Tahmini emisyon azaltım miktarı.

Yıl	Tahmini yıllık emisyon azaltımı CO _{2e} ton
01/07/2012	9809
01/07/2013	9809
01/07/2014	9809
01/07/2015	9809
01/07/2016	9809
01/07/2017	9809
01/07/2018	9809
Toplam tahmini azaltım (CO _{2e}) ton	68.663
Toplam kredilendirme süresi	7
Kredilendirme periyodu süresince yıllık ortalama azaltım (ton CO_{2e})	9809

A.4.4. Küçük ölçekli proje için kamu yardımı:

>>

Suluköy projesi için kamu yardımı yoktur ayrıca proje sahibi resmi kalkınma yardımı alınmadığına dair deklarasyon imzalamıştır Bu döküman Ek 2 dedir.

A.4.5. Küçük ölçekli projenin büyük ölçekli bir projenin ayrılmış parçasının olmadığıının ispatı :

>>

“Küçük ölçekli CDM projeleri için Basitleştirilmiş yöntem ve usüllere “ nin Ek C sine göre, başvuru aşamasındaki herhangi bir küçük ölçekli proje, başvurusu gerçekleştirilmiş ya da başvuru aşamasındaki bir başka büyük ölçekli projenin aşağıdaki kriterlere uyumluluğu halinde ayrılmış parçası Kabul edilir;

- Aynı proje sahipleri ile
- Aynı proje kategorisi ve teknolojisi ve,
- İki sene içerisinde kayıt olamsı ve,
- Küçük ölçekli projenin büyük ölçekli projenin sınırlarına en yakın yerde 1 km nin içinde olması.

EPDK ¹⁷ (enerji piyasası denetleme kurulu) göre, Suluköy projesi yakınlarında aynı firmaya ait üç adet lisans almış HES bulunmaktadır. Ancak firma sahiplerinin, Suluköy firması sahipleri ile ilgisi yoktur ;Bu santraller

- 0.2 MW Cerrah HES – İnegöl / Bursa – Kent Solar Elektrik Üretim San ve Tic Ltd. Şti.
- 0.24 MW Dereköy HES – İznik / Bursa – Kent Solar Elektrik Üretim San ve Tic Ltd. Şti.
- 0.4 MW Suuçtu HES – Mustafa Kemal Pasa / Bursa – Kent Solar Elektrik Üretim San ve Tic Ltd. Şti.

¹⁷ <http://epdk.gov.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/uygunuretim.asp>

CDM – Executive Board

Yukardaki listedende görüldüğü gibi Bu projelerin suluköy projesi sahipleri ile ilgisi yoktur ayrıca VCS¹⁸ ve Gold Standard¹⁹ proje verilerinin dikkatlice incelenmesi ve değerlendirmesi sonucunda bu projeler kredi başvursuda yapmamıştır. Böylece bu proje başka büyük bir projenin ayrılmış bir parçası değildir

BÖLÜM B. Mevcut durum ve izleme metodlarının uygulaması

B.1. Küçük ölçekli projelerde mevcut durum ve izleme metodlarının uygulanmasının başlığı ve referansı

>>

Mevcut durum ve izleme metodunun başlığı: "AMS I.D.: Şebekeye bağlı yenilenebilir enerji üretimi" uyarlamaon 17, 17 Haziran 2011 tarihinden itibaren geçerli

Emisyon faktörü hesaplama yöntemi başlığı: "Elektrik sistemleri için emisyon faktörü hesaplama yöntemi"²⁰ uyarlama 02.2.1 (EB 63), 29 Eylül 2011 tarihinden itibaren geçerli

Küçük ölçekli hidroelektrik santrali olması sebebi ile Suluköy HES projesinin katkısallığı Ek A'nın Ek B sinde verilen **küçük ölçekli CDM projelerinde basitleştirilmiş modeller ve prosedürler** deki gereksinimler kullanılarak gösterilmiştir

UNFCCC basitleştirilmiş modeli katkısallığı ek A bölüm B de belirtilen bariyerlere göre belirlenir .Bu bariyerlerden en azından bir tanesi yüzünden proje gerçekleştirilemezdir.Proje sahipleri tarafından en önemli bariyer (engel) yatırım bariyeridir²¹.

Dah fazla bilgi için lütfen aşağıdaki web sitesine bakınız;

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>

B.2 Proje kategorisinin seçilmesinin sebebi:

>>

Suluköy HES AMS I.D (uyarlama.17) metodolojisindeki tüm kriterlere uymaktadır:

- Proje yenilenebilir enerji santralidir ve EPDK tarafından lisanslıdır²²
- Proje, bulunduğu alanda planlanması veya başlatılmasından önce başka bir yenilenebilir enerji santrali olmadığı için münferit bir projedir .
- Projede yenilenebilir olmayan bir component olmayıp kapasitesi daima küçük ölçekli 15 MW tın altında kalacaktır
- Proje (ısı ve güç) ko- jenerasyon projesi değildir.

¹⁸ <http://vcsprojectdatabase.apx.com/myModule/rpt/myrpt.asp?r=111>

¹⁹ <http://goldstandard.apx.com/resources/AccessReports.asp>

²⁰ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v2.pdf>

²¹ https://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/ssc/methSSC_guid05.pdf

²² Üretim lisansı için Ek xxx ye bakınız

CDM – Executive Board

- Projenin gücü 15 MW tın altındadır (karar CMP2, paragraf 28 (a)) projenin kurulu gücü $7.138 \text{ MW}_m / 6.924 \text{ MW}_e$ dür
- Bu santral tarafından sağlanan elektrik, eğer olmasa idi, en az bir termik santral tarafından elektrik sağlanacaktı.
- Projenin fiziksel varlığı proje sahasını belirler.

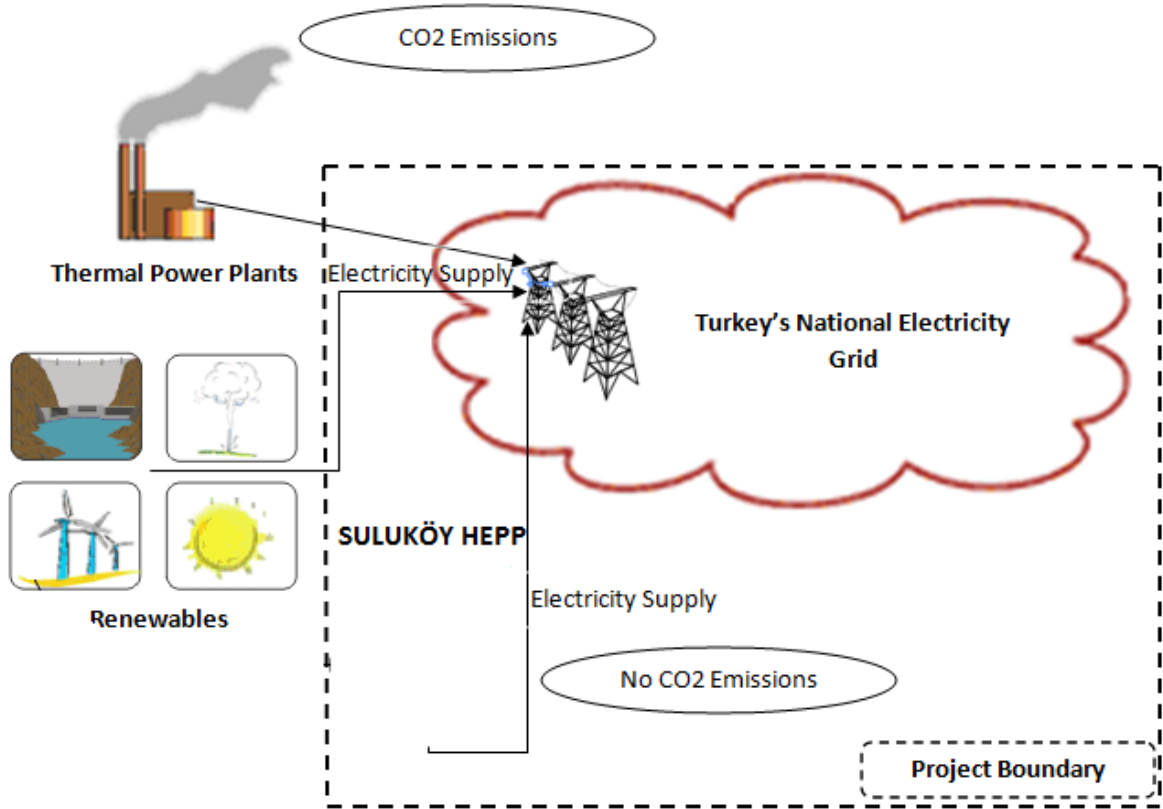
AMS ID kriterlerine uygunluk:

Uygunluk Kriteri	Uygunluk Kontrolü
Proje ulusal şebekeye elektrik vermektedir	Yenilenebilir enerji kanunu ve üretim lisansına bakarak anlayabilirizki üretilen elektrik ulusal şebekeye verilecek.

B.3. Proje sınırlarının tarifi:

AMS I.D. uyarlama 17 metodolijisi Teknoloji/ölçüm başlığı , madde 9, Projenin yenilenebilir enerji kaynağının fiziksel coğrafik alanı projenin sınırlarını belirler. Projenin coğrafik sınırı projenin fiziki proje ve şebekeye bağlı diğer tüm santralleri ihtiva eder Şekil 3 de şematik olarak gösterilen kadarı ile sınırlıdır ;

CDM – Executive Board

Figure 3. Proje Sınırı:

Proje sınırlarında kalan veya kalmayan sera gazlarını aşağıdaki tablo 7 de görebilirsiniz;

- **Tabl 7 – Proje sınırları içindeki dahil olan veya olmayan emisyon kaynakları**

	Kaynak	Gaz	dahilmi?	Gereçe/açıklama
Mevcut durum	Fosil yakıtı tesisler (Proje CO ₂ salınımı yapan fosil yakıtlı santrallerin yerini)	CO ₂	dahil	Sadece elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonlar değerlendirilecektir
		CH ₄	hariç	Çok küçük değer

CDM – Executive Board

	alacaktır)			metodoloji kale almıyor AMS I.D
		N ₂ O	hariç	AMS I.D ye göre
Proje	Suluköy HES santrali inşası ve işletimi safhalarında ki emisyonlar	CO ₂	hariç	AMS I.D ye göre
		CH ₄	hariç	AMS I.D ye göre
		N ₂ O	hariç	AMS I.D ye göre

Metodoloji proje sınırlarını belirlemek için bazı şartlar belirlemiştir, bunlar, elektrik sisteminin yani şebekenin tamamen birbirine bağlı olması ve bağımsız ayrı şebekeler olmaması,²³ ve iletim kısıtlamalarının olmaması²⁴. Bu şartlara uygunluk tam olduğundan, şebekedeki tüm santraller ele alınmıştır.

B.4. Mevcut durum senaryosunun belirlenmesinin açıklanması ve mevcut durum senaryosunun tarifi:

>>

Mevcut durum senaryosunun belirlenmesi

Metodolojide açıklandığına göre eğer proje şebekeye bağlı yenilenebilir enerji kaynağı ise mevcut durum aşağıdaki gibidir:

Proje TEİAŞ vasıtası ile mevcut kanun ve kurallara²⁵ uygun olarak şebekeye elektrik verecektir. CM hesaplamalarında “elektrik sistemleri için emisyon faktörü hesaplama aracı” gösterildiği gibi eğer bu proje olmasaydı sisteme elektrik başka kaynaklardan²⁶ veya başkaca yeni yapılacak tesislerden sağlanacaktı.

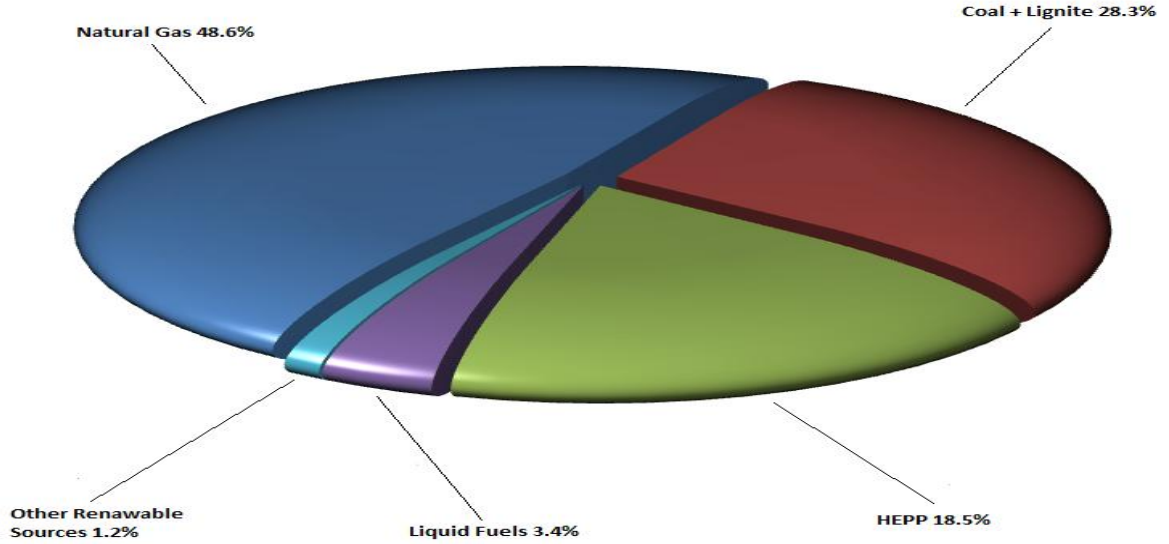
Mevcut durumu tarif edebilmek için (bu projenin olmaması halindeki durum) da Türkiye'nin uzun vadeli elektrik ihtiyacı ve elektrik beslemesi aşağıda açıklanmıştır.

²³ http://www.teias.gov.tr/Net%20Transfer%20Kapasiteleri%20-25.09.2010_MK.doc

²⁴ <http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/53.xls>

²⁵ TEİAŞ and Du Elektrik Üretim A.S. arasındaki iletim bağlantı anlaşması

²⁶ Türk elektrik üretimi için lütfen bölüm 6 ya bakınız

Figure 4: Turk Elektrik üretim dağılımı ²⁷:

Metodolojiye göre olağan durumda , şebekeye bağlı tüm santraller yer almaktadır . Türkiye’de sadece tek bir elektrik sistemi vardır ve B6 bölümünde açıklanmıştır. TEİAŞ²⁸ Türkiye şebekesini işleten şirkettir ve proje sınırları olarak belirlenmiştir.

2008 yılına kadar üretilen elektriğin yüzde 67.7 si fosil yakıtlardan gelmekteydi, ve yenilenebilir kaynaklar yüzde 32.3 pay sahibi idiler.²⁹ Kurulu güç itibarı ile fosil yakıtlı santraller yüzde 66, HES’ler ise yüzde 32.9 pay sahibiidiler. 9. Yıl planına göre nükleer santrallerin yanı sıra fosil yakıt santrallerinde gücüne odaklanılmıştır bu durumda ileride de fosil yakıtlı santrallerin elektriğin çoğunu üretmeye devam edeceğini düşünebiliriz.

Yasal gereklilikler şu kanunlarla verilmiştir;

- Elektrik piyasası kanunu # 4628,
- Yenilenebilir enerji kanunu # 5346.

Elektrik piyasası kanunun amacı (20/02/2001) finansal olarak güçlü ve şeffaf elektrik pazarı yaratmaktır. Bu şekilde müşteriler en verimli sürdürülebilir ve düşük maliyetli elektriği kullanabileceklerdir.

Kanunun içeriği, elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı, toptan satışı, ihracat ve ithalatı ve de tarafların hakları ile ilgilidir. EPDK’nın hakları da bu kanunda belirtilmiştir veda sorumlulukları da açıklanmıştır.³⁰

Yenilenebilir enerji kanunu (10/05/2005) ise yenilenebilir kaynakların elektrik üretimi amacındaki kullanımını, ülke ekonomisinde bu kaynakların verimli şekilde kullanılabilir hale getirilmesi, sera gazı

²⁷ <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=elektrik&bn=219&hn=219&nm=384&id=386>

²⁸ <http://www.tedas.gov.tr>

²⁹ <http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/7.xls>

³⁰ www.mevzuat.gov.tr/Metin.Aspx?MevzuatKod=1.5.4628.pdf, Elektrik pazarı kanunu # 4628. DOE ye kanun validasyonda ibraz rdilebilir.

CDM – Executive Board

salınımlarının azaltılması, atıkların bertarafı ve çevrenin korunması gibi temel amaçlar üzerine kurulmuştur.

Olağan durum senaryosu şu anki şebekeye bağlı santrallerin aynen işletimlerine devam etmesidir, dolayısı ile VER almayı talep eden projemiz eğer olmasa idi bu durum devam edecekti.

B.5. Sera gazı salınımlarının CDM kayıtlı küçük ölçekli projelerin olmaması halinde nasıl azaltılacağına tarifi:

Projenin planlanması ile sahibi olan Du Elektrik Üretim A.Ş, 60.68% öz sermaye ile ve 39.32% banka kredisi ile bu santrali inşaa edecekti.

Proje başka bir firmadan sonar satın alındığı için ve o tarihtir bir fizibilite çalışması yapılmış olduğu için ve buna göre su kullanım anlaşması yapıldığından proje sahibi tekrardan finansal bir analiz yapma gereği duymuştur. Dikkatli çalışmalar sonrasında, su akış rejimine göre 8.27 MW_m / 7.82 MW_e gücünde bir türbin konulmasındansa 5.233 MW_m / 5.171 MW_e güçlerinde iki türbin konulmasına karar verilmiştir. Fakat bu karardan sonar mühendislik firması tesisin kurulu gücünde düşüşe gitmenin verimli olmayacağı düşünüp 7.138 MW_m / 6.924 MW_e I kurulu gücünü kullanmanın uygun olacağına karar vermişlerdir.

Bunun yanında mühendisler yer araştırmaları yapmış ve heyelan arazisi içerisinde 500.00 metre kotu tehlikeli görmüş ve 515.metreye taşımıştır. Proje sahibi şirket DSİ ye başvurmuş ve bu değişikliklerin onaylanmasını istemiştir. Bütün bu maliyet arttıran çalışmalar sonrasında eni fizibilite öyle bir hal aldığı projenin yüzde ellisi öz sermaye yüzde ellisi banka kredisi ile yapılılmak zorunda kaldı. Bu ekstra masrafları karşılayabilmek için VER gelirlerine ihtiyaç duyulduğu kararlaştırıldı.

Basitleştirilmiş modeller ve prosedürlerin ek B sinin ek A'sında yer alan teknik aşağıda uygulanmıştır.³¹;

Proje sahibi aşağıdaki yöntemlerden biri ile projenin kendi kendine gerçekleşmeyeceğini kanıtlanması gerekir;

- (a) **Yatırım Engeli:** Finansal olarak daha karlı bir alternatif daha fazla emisyonla sebebiyet verirdi.
- (b) **Teknolojik Engel:** Teknolojik olarak daha az gelişmiş bir alternative daha az risklidir ve performans belirsizliği içermez ve daha fazla emisyonlara sebep olur.
- (c) **Hiç Gerçekleşmemişlik Engeli:** Henüz gerçekleşmemiş ilk kez yaşanan engeller dolayısı ile alternatifler daha fazla emisyonlara sebep olurdu.
- (d) **Başka Engeller:** Yönetimsel, uluslararası veya prosedürel engeller.

Tablo 8. Suluköy HES projesi kronolojisi

Tarih	Olay
-------	------

³¹ http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/AppB_SSC_AttachmentA.pdf

CDM – Executive Board

Temmuz 2008	Suluköy HES ilk fizibilite raporu
19/11/2008	Suluköy HES su kullanım anlaşmasının Du Elektrik Üretim A.Ş ile (DSİ) arasında 1 turbin ve 8.27 MW _m / 7.82 MW _e gücünde.
08/01/2009	Elektrik üretim lisansının verilmesi
22/07/2009	Resmi gazetede projenin Du Elektrik Üretim A.Ş tarafından satın alındığının yayınlanması.
23/09/2009	Su kullanım anlaşmasında kullanılacak turbin sayısı ve kapasitelerinin değiştirilmesi, iki türbin olarak değişmiştir her biri 5.233 MW _m / 5.171 MW _e gücünde.
February 2010	Revize fizibilite hazırlanmıştır (EN-SU Mühendislik Müşavirlik Ltd. Şti.)
28/05/2010	Sistem bağışantı anlaşması yapılmıştır(Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş) ve Du Elektrik Üretim A.Ş arasında.
21/09/2010	Yatırım Kararı
03/11/2010	with Global Hydro Energy GmbH şirketinden turbin ve elektromekanik aletlerin alım anlaşması.
25/11/2010	Akbank T.A.Ş tarafından karbon kredisi tavsiye yazısı.
09/12/2010	by Aykan Sondaj Madencilik Mühendislik San. ve Tic. Ltd. Şti tarafından proje tanıtım dosyası hazırlanmış ve çevre bakanlığına sunulmuştur.
29/12/2010	İkinci revize yapılmıştır su kullanım anlaşmasında ve 5.233 MW _m / 5.171 MW _e kapasite, 7.138 MW _m / 6.924 MW _e olarak değişmiştir.
14/01/2011	ÇED gerekli değildir kararı çıkmıştır.
17/01/2011	BorgaCarbon ile karbon başvurusu anlaşması yapılmıştır.
03/02/2011	DSİ'ye projenin kotlarının değişmesi raporunun sunulması.
09/03/2011	Non-ODA deklarasyonunun imzalanması.
18/03/2011	Akbank ile 4.100.000 Amerikan Doları meblağında kredi anlaşmasının yapılması.
14/04/2011	Paydaşlar toplantısı yapılması.

(a) Yatırım Engeli Analizi:

Bu bölüm projenin daha karlı bir alternatifinin ancak daha fazla emisyonlu olduğunu kanıtlamak içindir. Basitleştirilmiş modeller ve prosedürler bunun için belirli bir yöntem belirtmediği için Yatırım analizi yöntemleri uyarlama 05 dökümanına göre yapılmıştır.

Yatırım analizinin amacı karbon kredi geliri olmaksızın diğer alternatiflerden ekonomik ve finansal olarak daha az cazip olup olmadığının anlaşılmasıdır.

CDM – Executive Board

“Yatırım analizi değerlendirmesi yöntemi”³², dökümanının 11. Paragrafında belirtildiği gibi yerel faiz oranlarının ortalaması veya WACC ler uygun Sınırlardır. Ve projenin iç verim oranı ile karşılaştırılabilir.

Kredi faizlerinin gelir vergisi üzerindeki etkisi düşünüldüğünde vergiler öncesi hesap yapılması uygun bulunmuştur.

Eğer projenin borç finansı belli değil ise borç değeri ülkedeki faiz değeri olarak belirlenir.

Projemiz sıfırdan yapıldığı için ve finansal anlaşmalar henüz bitmediğinden orta vade yatırım oranları kullanılacaktır. TKB'nin devlet planlama teşkilatına sunduğu değerler kullanılacaktır. 2009 yılı için veriler tablo VII.13 te verilmiştir.³³

Sınır olarakda , TKB'nin mayıs 2009 da yayınladığı yüzde 19 olarak kararlaştırılmıştır.

Borç finans durumu henüz belli olmadığı için EPDK'nın 3. Makalesinde 5 Nisan 2011 tarihinde açıkladığı üzere şirketin minimum yüzde elli öz sermaye çözümlü kullanılmıştır³⁴.

WACC formülü³⁵:

$$WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - Tc)$$

WACC Hesabı Verileri³⁶:

WACC :16.11%

E/V: Öz sermaye oranı as 50%

Sermaye değeri: 17.23%

D/V: Borç oranı 50%

Rd: Borç oranı 15%

Sermaye Değeri Formülü³⁷:

³² http://cdm.unfccc.int/EB/041/eb41_repan45.pdf

³³ ekutup.dpt.gov.tr/teg/2011/09/B-7/13-faiz_orani.xls

³⁴ <http://www.mevzuat.adalet.gov.tr/html/21123.html>

³⁵ <http://www.mtholyoke.edu/~aahirsch/howwacc.html>

³⁶ Excel çalışmaları

³⁷ <http://www.qfinance.com/asset-management-best-practice/measuring-company-exposure-to-country-risk?page=1>

CDM – Executive Board

$$\text{Cost of equity} = \text{Riskfree rate} + \text{Beta (Mature market premium)} + \text{Country risk premium}$$

$$\text{Country risk premium} = \text{Country default spread} \times \Sigma + \zeta_{\text{country bond}}$$

Sermaye Değeri Verileri³⁸:

Risksiz değer: 4,41%³⁹

Ülke Riski: 0.07875⁴⁰

Pazar Riski: 5,00%⁴¹

Yatırım Betası: 0,988

Borç/Öz Sermaye oranı: 50% - 50%

Öz Sermaye Değeri : RFR + MMP + CRP = 17.23%

Figür 5 – Bloomberg International Database Ekran Resimleri

³⁸ Excel çalışmaları

³⁹ <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=longtermrateYear&year=2009>

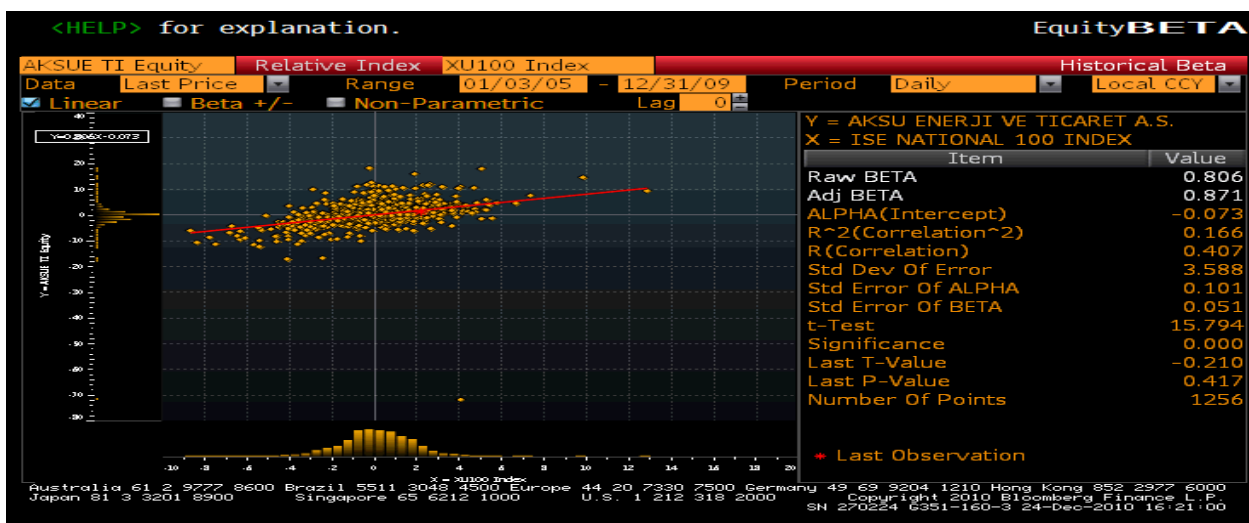
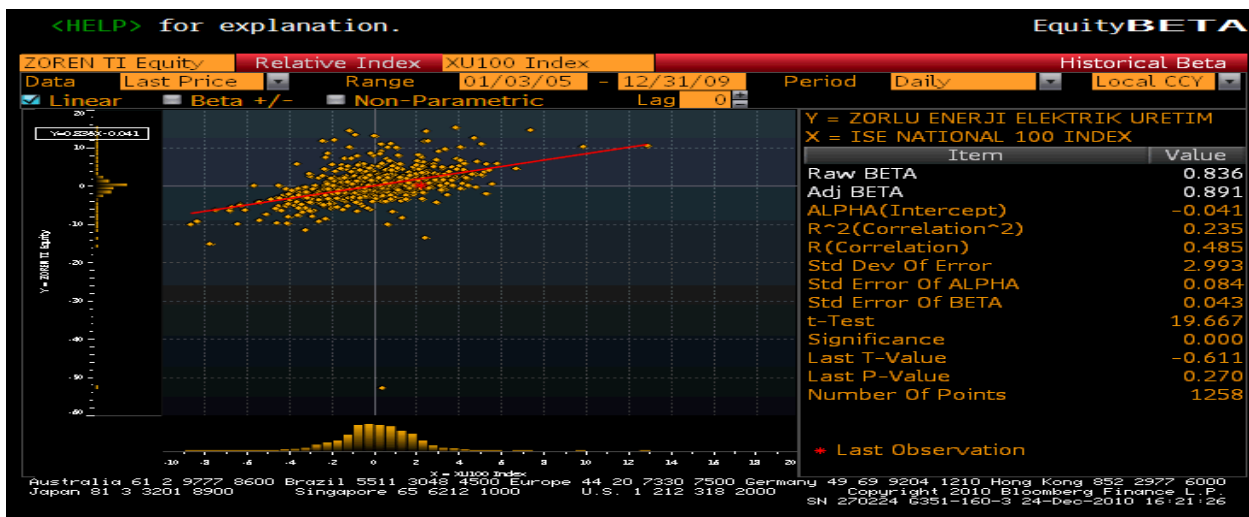
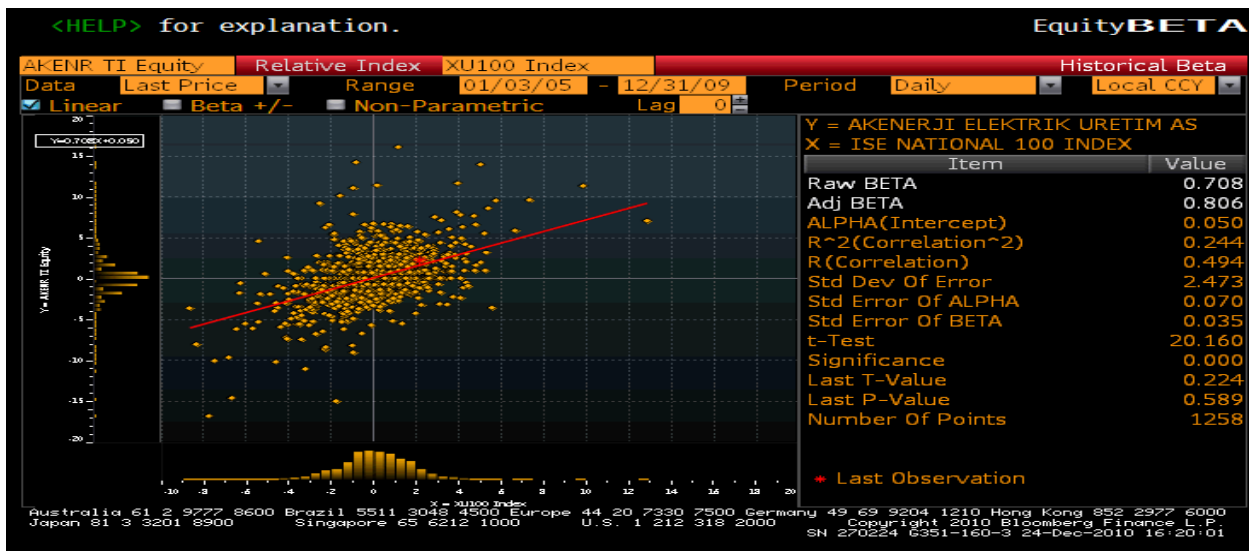
⁴⁰ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/>

file: ctryprem08

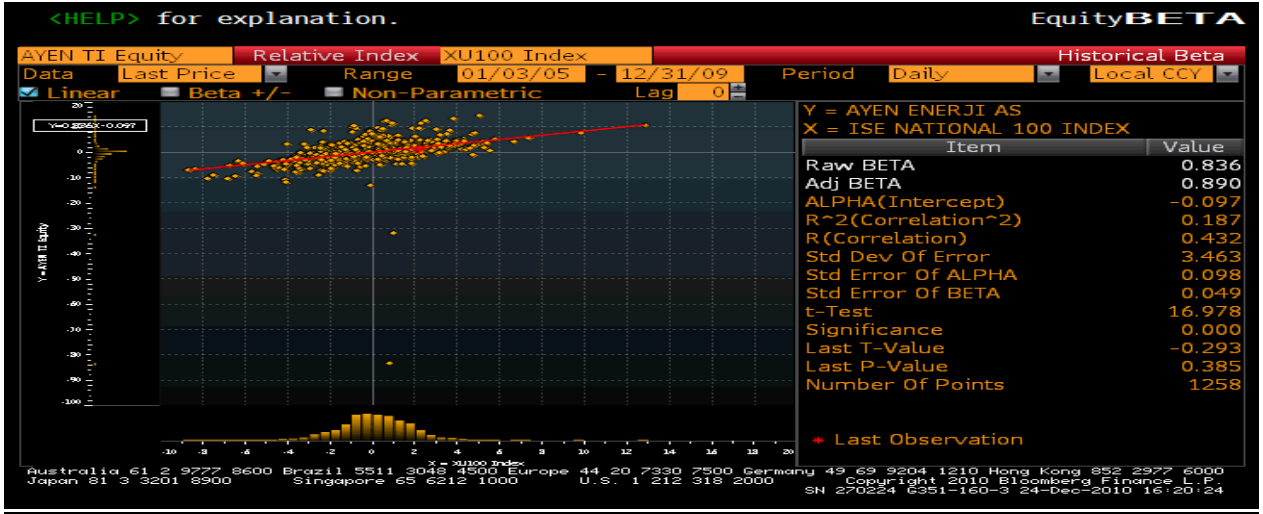
⁴¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/>

file: ctryprem08

CDM – Executive Board



CDM – Executive Board

**Değişkenlerin açıklaması:**

Risksiz oran vergi sonrası eri dönüşüme göredir. Bu miktar Pazar risklerinden arındırılmış yatırımların değerleridir örnek olarak gelişmiş ülkelerin tahvilleri düşünülebilir. US-T uzun vade tahviline göre bu oran %4.41 olarak belirlenmiştir 03/11/2010 tarihinde⁴².

Ülke risk faktörü ise açılım carpi tutarlılık katsayısı olarak hesaplanmıştır.^{43 44}

Beta ise şirketin değerinin pazarın tamamına oranla tepkisini ölçer. Hamada formula de bu değer in ayarlanması için kullanılır. Türkiye'deki verilen betalar sade betalardır ve bu förmülle ayarlanması gerekmektedir.^{45 46}, bu betalar daha sonar yükseltmiş ham betalar olarak adlandırılır.⁴⁷. Bu rakamları önce alçaaltmamız sonar ayarlamamız gerekmektedir.⁴⁸. Zaman aralığı olarak /01/2005 tarihi kullanılmıştır. Daha sonar betayı tekrar yukeltip ayarlamak için %50 olan öz sermaye oranı kullanılır.⁴⁹.

Bu değişkenleri yukarıdaki formüllere yerleştirdiğimizde öz sermaye değerinin %17.23 lduğunu görüyoruz. Bu şekilde projenin WACC'I da %16.11 oluyor.

Finansal değerlerin hesaplanması ve karşılaştırılması:

İç verim oranı için değerler aşağıda verilmiştir

⁴² <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=longtermrateYear&year=2009>

⁴³ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/> -excel sheet of ctryprem08, indicated by Moody's rating.

⁴⁴ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives-ctryprem_09

⁴⁵ "Ascertaining the divisional beta for project evaluation –the pure play method- a discussion", article by N. R. Parasuraman, The Chartered Accountant, November 2002 Publication. Available upon request.

⁴⁶ "Ascertaining the divisional beta for project evaluation –the pure play method- a discussion", article by N. R. Parasuraman, The Chartered Accountant, November 2002 Publication. Available upon request.

⁴⁷ Annex 7: Bloomberg Beta analysis screenshots between the range of 08/05/05 – 01/16/08.

⁴⁸ Annex 8: Debt/Equity ratios of the Energy Companies.

⁴⁹ Annex 9 : Adjusted Beta Formula of Bloomberg Database.

CDM – Executive Board

Tablo 9. Finansal Analizde Kullanılan Değerler

Parametre	Birim	Değer	Kaynak
Kurulu Güç	MW	7.138 MW _m / 6.924 MW _e	Fizibilite
Güç Oranı	%	23	Yıllık çalışma saati = Yıllık elektrik üretimi / Kurulu Güç Yıllık çalışma saati = 14.216 / 7.138 = 1991 saat GO = Yıllık çalışma saati / 8760 = 0.227 GO = 23 % ⁵⁰
Yıllık Elektrik	MWh/y	14.216	Fizibilite
Elektrik tarifesi	EURcent/kWh	0,073	YEK ⁵¹
Toplam Yatırım	USD	14.920.038	Fizibilite ⁵²
Kurumlar Vergisi	%	20	http://www.mevzuat.adalet.gov.tr/html/1040.html
Kredi	USD	5.284.000	Kredi anlaşması ⁵³
Yıllık giderler		270.850	Fizibilite
Lisans Süresi	Yıl	49	Lisans
Süre	Yıl	20	Yatırım analizi dökümanı ek 5
Kredi periyodu	Yıl	7	Gold Standard

- KDV değerlendirilmemiştir. Gelir Gider tablolarında bir farklılığa sebep olmadığından kolaylık açısından kullanılmamıştır. 30/12/2003 tarihli 25332 sayılı Resmi gazete de yayınlanan 1 ve 2 numaralı 5024 sayılı kanuna göre 2004 ve ileriki tarihlerde enflasyonun kullanması gerektiğini belirtmiştir. Ancak Türkiyede IFRS⁵⁴ nin başlatılması 2005 yılı itibarı ile olduğu için kanundaki geçerlilik Aralık 2005⁵⁵ itibarı ile yürürlükte değidi. Dolayısı ile finansal değerler enflasyona göre yapılmamaktadır dolayısı ile bu projede aynı kapsamdadır.
- TEİAŞ a satılan elektrikte ki KDV de kale alınmamıştır. Faturalandırmalarda %18 KDV yazılmasına rağmen aylık faturalandırmalarda proje sahibi KDV yi kendi ödeyeceğinden mahsup etmektedir bu yüzden iç karlılık hesaplamalarında KDV hesaba katılmamıştır

⁵⁰ Bilgiler fizibilite ve üretim lisansından alınmıştır

⁵¹ YEK Kanunu #5346

⁵² Revize Fizibilite, section 8, table 8/1.

⁵³ Akbank T.A.Ş ile kredi sözleşmesi

⁵⁴ www.tmsk.org.tr/.../TMSK-26102006XVIII1muhkongresikonusmatasING.doc

⁵⁵ <http://www.tcmb.gov.tr/yeni/mgm/denetim2005/THPING2005.pdf>

CDM – Executive Board

- İç karlılık hesaplamalarına göre⁵⁶, the VER kredili ve kredisiz Suluköy HES in öz sermaye iç karlılıkları aşağıdaki tablo 10 da verilmiştir .

Table 10. İç karlılık oranı

Parametre	Karbon Kredisiz İç Verim Oranı	Karbon Kredili İç Verim Oranı	Eşik
Project IRR	5,05%	5,30%	16.11%

Sınır Analizi

İç verim oranımız %5.05 olarak hesaplandı. Tarife 5.5 Eurocent /kWh dir ⁵⁷. Yıllık üretim 14,216,000 kWh olarak belirtilmiştir. , “Guidelines on the Assessment of Investment Analysis” v.05, dökümanına göre maksimum 20 yıllık analiz yapmak gerekir .

Sınırımız %16.11 iken iç verim oranımız bundan çok aşağıda kaldığından projemizin finansal olarak verimli olduğu söylenemez. Karbon kredileri ile bu oranın %5.3 e artması projeyi nispeten daha verimli yapmaktadır.

İç verim oranımız düşük olduğu için karbon kredilerinin banka kredisi alabilmekte yardımcı olduğunu net bir şekilde görüyoruz.

Projenin Katkısalılığı

Aşağıdaki parametreleride göz önüne alınca iç verim oranımız düşük olduğu için projenin katkısal olduğunu kesinleştirdik.

- Yıllık Elektrik Satışı
- Öz Sermaye
- Borç
- İşletim maliyetleri
-

İç karlılık oranı %16,11 olan eşik değerinin altında kalmaktadır.

Duyarlılık Analizi

⁵⁶ Excel worksheet for IRR calculations is available upon request.

⁵⁷ www.epdk.gov.tr/mevzuat/diger/yenilenebilir/yenilenebilir.doc

CDM – Executive Board

"guidance on the Assessment of Investment Analysis"⁵⁸, dökümanına göre toplam maliyetin yüzde yirmisini oluşturan öğeler duyarlılık analizine tabi tutulacaktır.

- ◆ Yatırım Maliyetleri
- ◆ İşletme Maliyetleri
- ◆ Elektrik Satışı
- ◆ Tarife

Artı eksi yüzde on oynamalar ile sonuçlar aşağıda verilmiştir.

Tablo 11 – Suluköy projesi Duyarlılık analizi

Değişken	İç verim oranı	Birim	Fark		
			-10 %	0	+10 %
Yatırım Maliyeti	İVO	%	5.74	5.05	4.47
	Karbon Kredili İVO	%	6.03	5.30	4.69
İşletme Maliyeti	İVO	%	5.21	5.05	4.89
	Karbon Kredili İVO	%	5.47	5.30	5.14
Elektrik Satışı	İVO	%	4.24	5.05	5.83
	Karbon Kredili İVO	%	4.45	5.30	6.12
Tarife	İVO	%	4.24	5.05	5.83
	Karbon Kredili İVO	%	4.48	5.30	6.09

Sınırı erişmek için yatırım maliyetinin 11.06. artması gerekmektedir

Yıllık Üretim

Elektrik üretiminin artması için çalışma saatinin artması gerekmektedir buda mümkün değildir.

$$\frac{\text{multiple year average annual electricity production}}{\text{full installed capacity}} = \text{annual operating hours}$$

Güç Oranı

Proje yıllık 1991 saat çalışacaktır, su rejiminden dolayı sürekli tam kapasite çalışamayacağından bu rakam böyledir. Yılda 8760 saat olduğuna göre;

⁵⁸ http://cdm.unfccc.int/EB/039/eb39_repan35.pdf

CDM – Executive Board

Tablo 12. Güç Oranı

Kapasite	7.138 MW
Ekipman	2 iki adet türbin (2 x 3.569 MW _m)
Yıllık elektrik üretimi	14.216.000 kWh
Kurulu güç	7.138 MW _m
Yıllık çalışma saati	1991

Averaj yük= Üretim / Çalışma saati

Averaj Yük = 1.62 MW

Güç Oranı = 0.226

Bir sonuca varabilmek adına Bursa'daki digger santraller düşünülmüştür⁵⁹ EPDK dan alınan bilgilere göre digger santrallerin güç oranları şöyledir,

- 100 MW Uluabat Kuvvet Tüneli HEPP – Akenerji Elektrik Üretim A.Ş – 335.328.000 kWh/y – PLF=38 %
- 10.60 MW Boğazköy Dam and HEPP – Burgüç Bursa Güçbirliği Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş. – 20.040.000 kWh/y – PLF=21 %
- 130 MW Kızılkaya Dam and HEPP – Çalık Enerji Elektrik Üretim ve Madencilik A.Ş – 395.610.000 kWh/y – PLF=35 %
- 134.01 MW Aksu Dam and HEPP – Çalık enerji Elektrik Üretim ve Madencilik A.Ş – 363.278.000 kWh/y – PLF=31 %
- 20.54 MW Egemen HEPP – Enersis Elektrik Üretim Ltd. Şti – 71.830.000 kWh/y – PLF=40 %
- 1.94 MW Oylat I HEPP – Etken Elektrik Üretim Ltd. Şti – 7.730.000 kWh/y – PLF=45 %
- 0.24 MW Dereköy HEPP – Kent Solar Elektrik Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti – 1.500.000 kWh/y – PLF=71 %
- 0.47 MW Suuçtu HEPP – Kent Solar Elektrik Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti – 1.000.000 kWh/y – PLF= 24 %
- 0.27 MW Cerrah HEPP – Kent Solar Elektrik Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti – 800.000 kWh/y – PLF= 34 %
- 10.60 MW Devecikonağı HEPP – MCK Elektrik Üretim Ltd. Şti – 24.510.000 kWh/y – PLF= 26 %
- 7.16 MW Gündoğdu HEPP – MCK Elektrik Üretim Ltd. Şti – 19.879.000 kWh/y – PLF= 32 %
- 2.66 MW Gözede HEPP – Temsa Enerji İnşaat San. Ltd. Şti – 8.327.000 kWh/y – PLF=36 %

⁵⁹ <http://www2.epdk.org.tr/data/EPDSantral/bursa.pdf>

 CDM – Executive Board

- 5.40 MW Tüfekcikonağı HEPP – Tüfekcikonak Hidro Enerji Elektrik Üretim A.Ş – 14.693.000 kWh/y – PLF= 31 %

Yukarıda da görülebileceği gibi sadece Boğazköy HES ve 0.47 MW Suuçtu HES projemize benzerlik göstermektedir diğer tüm projelerin değerleri çok yüksektir buradanda turucu bir yaklaşım içinde olduğumuz görülebilir.

Akarsuyun rejimi düşünüldüğünde kurulu güç optimum şekilde kurulmuştur yılda ortalama 3.0 m³/s hızla akmaktadır ve bu bilgi 1978-1981, 1983-1988 ve 1991-2008⁶⁰, yılları arasında ölçülmüştür. Dolayısı ile çalışma saatlerini arttırmak mümkün olmayacaktır.

Tarife

Enerji bakanlığı 5.5 €cent/kWh⁶¹.fiyat ile elektrik alımı yapmayı garanti eder dolayısı ile bu rakamı kullanmak en mantıklısı olacaktır. Sınırı erişmek için tarifede ciddi bir artışın olması gerekmektedir fakat Yenilenebilir Enerji Kanunu böyle bir durumun mümkün olmadığını belirtmektedir T⁶².

Eşiğe yetişebilmek için elektrik üretimi sabit tutup EB EB 49 paragraf 48 EB% EK 32 de belirtildiği gibi yenilenebilir enerji kanunun müsaade ettiği en yükdek değer alınabilir⁶³.

Politika değişimleri:

2005 te yürürlüğe giren yenilenebilir enerji kanununa göre €5.5cent/kalım garantisi verilmiştir. Ancak yeni değişimler ile bu rakkam \$7.3 cent/kWs ile \$13.3 cent/kWs arası olarak diğer tiplerde uygulanırken hidrolarda bu deger 5.0 ile maksimum 5.5 euro arasında kalmıştır.

İşletme Maliyetleri

İşletme maliyetlerinin iç verim oranına etkisi çok azdır. Türkiye'nin maaş dengelerine bakınca 2008'in 3. Çeyreğinde işçi maaşları yüzde 9.9⁶⁴ oranında artmıştır buda iç verim oranını düşüren bir eğilim içerisinde.

Toplam maliyet

%16,11 eşik mukayese edildiğinde proje iç karlılığı %10 azaldığında %5,74 dür. VER gelirleri ile 6,03 olmaktadır. Proje KDV dahil 13.440.038 dolardır⁶⁵.Sınırı akılda tuttuğumuzda iç verim oranının çok aşağıda kaldığını görebiliriz.

⁶⁰ Akım verileri #12-135 operated by DSİ.

⁶¹ YEK #5346.

⁶² www.epdk.gov.tr/mevzuat/diger/yenilenebilir/yenilenebilir.doc

⁶³

⁶⁴ www.tuik.gov.tr/haberbulteni

⁶⁵ Fizibilite ve kredi sözleşmesi

CDM – Executive Board

En önemli engel finansal barierdir yani karbon kredisiz bu proje karlı değildir. Ek gelir ihtiyacı olduğu aşıkardır. Basitleştirilmiş modeller ve prosedürlerin ek A'sın Ek B'sine göre⁶⁶,

Projenin her halükarda gelişmeyeceğini göstermek gerekmektedir.

(a) Yatırım engeli;

Birim bazda yatırım maliyetleri EPDK verilerine göre şöyledir⁶⁷:

GÜÇ BİRİMİ	TOPLAM YATIRIM (TL) ÜNİTE BAŞINA (MW)
	1,250,000
Doğal gaz / LPG	1,000,000
Fuel Oil / Naphta	1,000,000
Hidro	1,600,000
Rüzgar	2,000,000
Jeotermal	2,100,000
Biomass	1,900,000
Solar	4,200,000
Nukleer	6,000,000
Diğer	1,400,000

Projenin maliyeti 14.920.038.Dolardır Alternatif olarak , doğal gaz veya Fuel oil ile yapılıydy yatırım maliyeti 7,138,000 TL olacaktı. Tablo 20 de görebileceğiniz üzere emisyonlar ise daha yüksek olacaktı⁶⁸.

B.6. Emisyon azaltımı:

B.6.1. Metodoloji seçeneklerinin açıklanması:

>>

Projenin yerine geçen fosil yakıtlı elektrik üretimlerinde sadece CO2 kale alınmıştır. Ek B sera gazı salınımı için özel bir formül belirtmemiştir. Metodoloji mevcut durum için halihazırdaki şebekeye bağlı santraller ve katılacaklar dahil edilmektedir.

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

⁶⁶ http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/AppB_SSC_AttachmentA.pdf

⁶⁷ <http://www2.epdk.org.tr/lisans/elektrik/kaynakbazinda/kaynakbazinda.htm>

⁶⁸ Sayfa 197 tablo x 3.1 http://www.cedgm.gov.tr/dosya/cevreatlasi/atlasin_metni.pdf

CDM – Executive Board

Oyleki;

BE_y = Olgan durum senaryolari (tCO_2/yr)

$EG_{PJ,y}$ = soz konusu projenin yillik uretimi net elektrik enerjisi miktari (MWh/yr)

$EF_{grid,CM,y}$ = birlesik marjin CO_2 emisyon faktoru (tCO_2/MWh)

$EG_{PJ,y}$ Hesaplamasi

$EG_{PJ,y}$ hesaplamasi (a) temiz enerji santrallarda , (b) tadilat ve değişiklik içerenlerde (c) kapasite asrtıranlarda farklıdır.

Bu proje kapasite artırımı veya tadilat artırım projesi değildir
Böylece şık b ve c kapsam dışıdır

Temiz enerji santrali bu proje yenilenebilir enerji santralidir ve daha öncesinde burada böyle bir santral yoktur

Böylece EG_{PJ} , aşağıdaki gibi hesaplanır;

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

$EG_{PJ,y}$ = soz konusu projenin yillik uretimi net elektrik enerjisi miktari (MWh/yr)

$EG_{tesis,y}$ = soz konusu tesisin urettigi ve sebekeye verdigi net elektrik enerjisi miktari (MWh/yıl)

$$EG_{PJ,y} = 12,794 \text{ MWh/year}^{69}$$

$EF_{şebeke,CM,y}$ hesaplamasi

“Tool to calculate the emission factor for an electricity system” Version 02.2.0 dokumanina gore, asagidaki prosedurler uygulanir;

Basamak 1. Elektrik sistemlerinin tanimlanmasi

Basamak 2. Otoproduktor tesisleri hesaba dahil edip etmeme seciminin yapilmasi

Basamak 3. Isletim marjinin hesaplanmasi icin metot secilmesi (OM).

Basamak 4. Isletim marjinin hesaplanmasi.

⁶⁹ Fizibilite

Basamak 5. İlerleme marjı hesabında kullanılacak tesislerin belirlenmesi (BM).

Basamak 6. İlerleme marjının hesaplanması

Basamak 7. Birleşik marjının hesaplanması (CM)

Basamak 1: Elektrik sistemlerinin tanımlanması:

”Elektrik sistemleri için emisyon hesaplaması”, (uyarlama02) dokümanına göre, elektrik sisteminin tanımı, iletim ve dağıtım hatlarına bağlı tüm tesislerdir ve bir iletim sıkıntısı olmadan kullanılabilmesi gerekmektedir.

Bağlı elektrik sistemi ise, elektrik sistemine iletim hatları ile bağlı olan diğer elektrik sistemleridir.

Türkiye’de henüz bir DNA olmadığından, belirlenmiş bir elektrik sistemi bilgisi ve bağlı elektrik sistemi bilgisi yayınlanmamıştır. Bu sebep ile elektrik sistemini, TEİAŞ’ın işletimindeki elektrik şebekesi olarak tanımlıyoruz.

Türkiye’de elektrik satışları tamamen anlık alım satım şeklinde gerçekleşmediğinden, iletim sıkıntıları olup olmadığını bu şekilde bulmamız mümkün değildir.

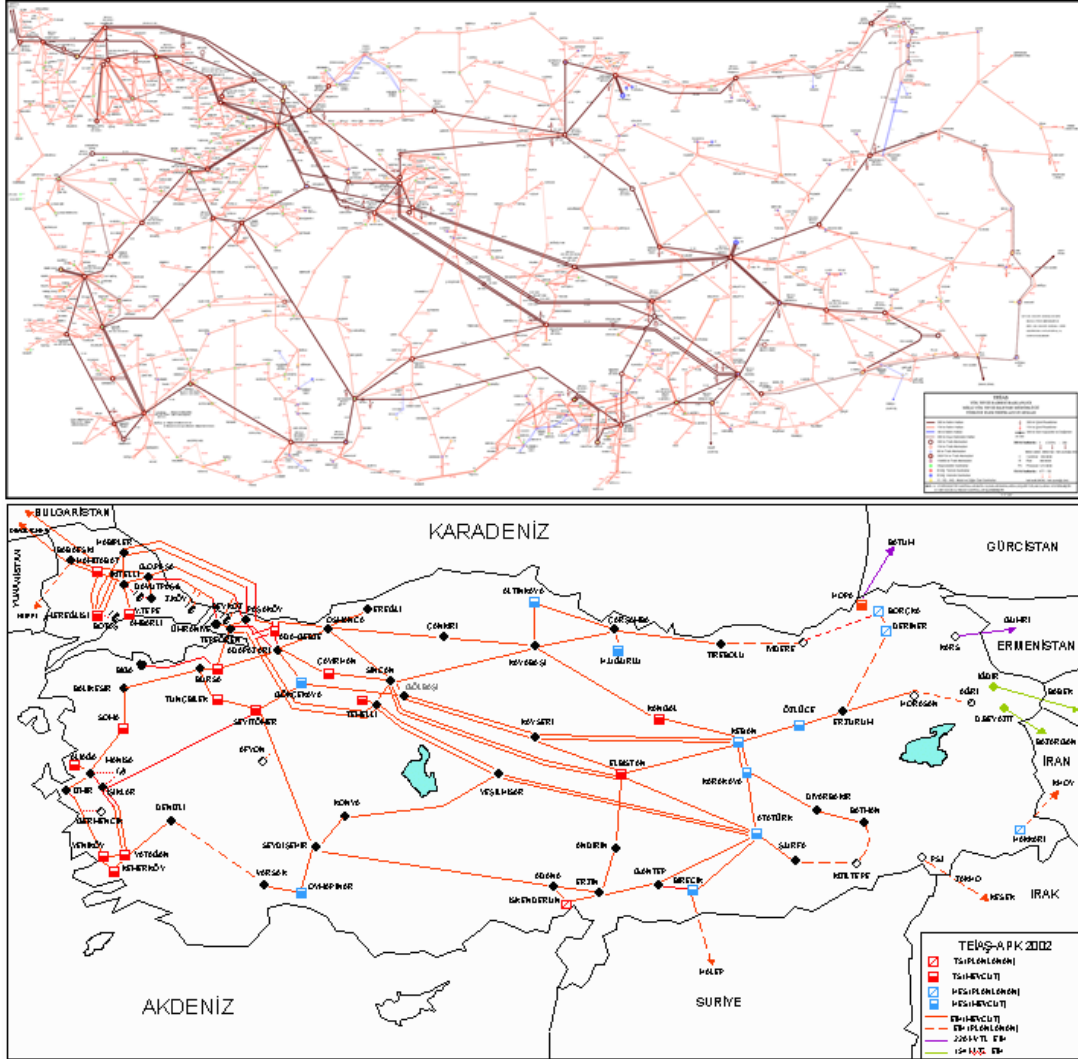
Görsel 12’de görüldüğü gibi, şebeke kapasitesinin %90’ından daha az seviyede çalıştığı görülebilir, bu sebep ile bir iletim sıkıntısı olmadığını göstermiş oluruz.

Türkiye, komşu ülkelerin şebekelerine de bağlı olduğundan, bu şebekeler bağlı elektrik sistemi olarak tanımlanır. Bu şebekeler ile Türkiye arasında ithalat, ihracat olmaktadır. “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” (version 02) dokümanına göre ithalati gerçekleşen elektrik miktarları için, İşletim marjı hesabında, emisyon faktörü sıfır olarak hesaplanır.

Sekil 6: Türk elektrik şebekesi⁷⁰

⁷⁰ http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/turkey/turkishnationalelectricitygrid.shtml

CDM – Executive Board

**Tablo 13: Türk dağıtım kapasitesi⁷¹**

Yıllar	2007	2008
Dağıtım kapasitesi (MVA)	82056.0	89476.0
Masimum yük (MW)	29215.0	30532.0

Basamak 2: otoproduktör tesislerin kullanilip kullanılmama durumu.

Proje sahipleri asagidaki secenklerden birisini secmekte ozgurdurler.

⁷¹ Source: Transmission Capacity: www.teias.gov.tr/istatistik2008/53.xls

Peak Load: [www.teias.gov.tr/istatistik2008/20\(2006-2008\).xls](http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/20(2006-2008).xls)

CDM – Executive Board

Secenek I: Sadece sebekeye bagli santrallerin hesaba katilmasi.

Secenek II: Hem sebekeye bagli hemde bagli olmayan otoproduktor tesislerinin hesaba katilmasi.

Secenek I secilmistir cunku Turkiye'de isletimde olan otoproduktor ntralleri ile ilgili gerekli bilgiler seffafca yayinlanmamistir.

Basamak 3. Isletme marji nin hesaplanmasi icin uygun metodun secilmesi. (OM):

Metodolojiye gore isletim marjinin hesaplanmasi icin asagidaki dort metod vardir.

- a) Basit OM,
- b) Basit ayarlanmis OM,
- c) Detayli veri analizi OM,
- d) Averaj OM

Detayli veri analizi ve basit Ayarlanmis OM icin yeterli halka acik bilgi olmadigindan, basit OM hesaplanacaktır ve bu asagidaki iki teknikten birisi kullanilarak yapılabilir.

- Ex-ante secenegi : uc yillik agirlikli ortalamalarin kullanildigi, en yakin zamanin verileri kullanilarak hesaplama. Bu teknik ile izleme sirasinda tekrar hesaplama gerekmemektedir.
- Ex-post secenegi: son yilin gerisi kullanilir ve her yil hesap yenilenir.

Ex-ante secenegi kullanilmistir ve bu hesaplama icin metodolojide gecen B secenegi kullanilmistir bunun sebebi asagida aciklanmistir.

- a) A Secenegi icin gerekli veri yoktur.
- b) Sadece yenilenebilir kaynaklar, dusuk maliyet/mutlaka calismali olarak tanimlanmistir.
- c) Otoproduktor tesisler hesaba katilmamistir.

Turkiye 'de nukleer enerji santrali yoktur, komur beya linyit tesislerinin dusuk maliyet/mutlaka calismali olmasina dair bir bilgi yoktur. Dusuk maliyet/ mutlaka calismali santraller, dusuk marjinal uretim maliyetlerine sahip olmalı ve ihtiyactan bagimsiz calisabilmelidirler, bu yuzden genellikle, HES, RES JES santralleri bu sinifa girmektedirler.

Turkiye icin dusunuldugunde, uretimin yuzde 28.3 'u komur santrallerinden gelmektedir ve bu santraller komur fiyatlarına tamamen bagimlidirler dolayisi ile, yenilenebilir enerji santralleri kiyasla cok daha dusuk maliyetle calismaktadirler, bu yuzden komur santralleri bu katagoriye giremezler.

Ulke genelinde, bir uretim fazlasi veya talep azalmasi oldugunda, komur ve linyit santrallerinin uretim icin ihtiyac duydugu ham madde goz onunde bulundurularak, calisma saatleri asagi cekilip, yenilenebilir enerjiden

CDM – Executive Board

faydalanma konusunda maksimum verim alabilmek için bu santrallerin üretimleri değerlendirir dolayısı ile, kömür ve linyit santralleri mutlaka çalışmalı olarak algılanamaz.

Basit OM emisyon faktorunu hesaplamak için ülke geneli üretimin yarısından daha az bir kısmının düşük maliyet/mutlaka çalışmalı tipi santrallerden gelmesi gerekmektedir, buda aşağıda gösterilmiştir.

TABLO14: Son 3 Yilin Elektrik Üretiminde Tesis Tipine Göre Dağılım⁷²

	2007	2008	2009
TERMAL (GWh)	155.196.2	164.164.8	156.923.4
DÜŞÜK MALİYET/MUTLAKA ÇALIŞMALI (GWh)	36.361.9	34.057.2	37.889.5
TOPLAM (GWh)	191.558.1	198.222.0	194.812.9
DÜŞÜK MALİYET/MUTLAKA ÇALIŞMALI ORANI (%)	19	17	19

Basamak 4. Seçilen metoda göre işletim marjının hesaplanması

ACM 0002 uyarılama 13.0.0 Metodolojisine göre, 2008-2010 yılları için basit OM, elektrik üretiminin ağırlıklı ortalamasını alarak hesaplanmıştır, düşük maliyet/mutlaka çalışmalı santraller dahil edilmemiştir.

$$EF_{\text{Şebeke, Basit OM}} = \sum FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} / \sum EG_y \quad (3)$$

Öyleki;

$EF_{\text{Şebeke Basit OM}}$ = Basit İşletim Marjı (tCO₂/MWh)

$FC_{i,y}$ = Kullanılan fosil yakıt miktarı (Kütle veya hacim birimi)

$NCV_{i,y}$ = Net karlorifik değer (GJ /kütle veya hacim birimi)

$EF_{CO_2,i,y}$ = yakıt tipinin emisyon faktörü (tCO₂/GJ)

$EG_{m,y}$ = şebekeye verilen net elektrik miktarı (MWh)

i = kullanılan tüm yakıt tipleri

y = ex- ante seçeneği için, verileri yayınlanmış olan en yakın 3 yıl.

Elektrik kullanımı, üretimi, yakıt tipine göre üretim bilgileri ve ithalat, ihracat verileri TEİAŞ⁷³'ın web sitesinde yayınladığı tablolardan elde edilmiştir. İşletim marjı ve ilerleme marjı hesapları için 2007 ila

⁷² www.teias.gov.tr/istatistik2007/31(40-07).xl

CDM – Executive Board

2009 arsası yılların verileri kullanılmıştır, kullanılan verilerin detayları bu dökümanın Ek 3’ünde bulunabilir. Gerekli verileri ve metodolojideki verileri kullanarak aşağıdaki tablolara ulaşıldı;

Tablo 15. Şebekeye bağlı yakıt üretim kaynakları (2008-2010)⁷⁴

	F _{C,i,y} units: tons for solid fuels 1000m ³ for gaseous fuels					
	2008		2009		2010	Total
Hard Coal + Imported Coal	6270008		6621177		7419703	20310888
Lignite	66374120		63620518		56689392	186684030
Fuel Oil	2173371		1594321		891782	4659474
Diesel Oil	131206		180857		20354	332417
LPG	0		111		0	111
Naphta	10606		8077		13140	31823
Natural Gas	21607635		20978040		21783414	64369089

Tablo 16.Fosil yakıtlarının emisyon faktörleri⁷⁵

	NCV ₁ (TJ/tons), for gaseous fuels; (TJ/1000m ³)			EF _{CO₂} (tCO ₂ /TJ)		
	2008		2009		2010	
Hard Coal + Imported Coal	0.02160		0.02160		0.02160	94.6
Lignite	0.00550		0.00550		0.00550	90.9
Fuel Oil	0.03980		0.03980		0.03980	75.5
Diesel Oil	0.04140		0.04140		0.04140	72.6
LPG	0.04480		0.04480		0.04480	61.6
Naphta	0.04180		0.04180		0.04180	69.3
Natural Gas	0.04650		0.04650		0.04650	54.3

Tablo 17. Net ve gros elektrik üretimindeki bağıntı⁷⁶

⁷³

⁷⁴ <http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/front%20page%202010-çiçek%20kitap/yakit46-49/47.xls>

⁷⁵ tablo 1.4 cilt 2 enerji 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory

⁷⁶ [http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/front%20page%202010-çiçek%20kitap/uretim%20tuketim\(22-45\)/33\(84-10\).xls](http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/front%20page%202010-çiçek%20kitap/uretim%20tuketim(22-45)/33(84-10).xls) and [http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/front%20page%202010-çiçek%20kitap/uretim%20tuketim\(22-45\)/35\(75-10\).xls](http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/front%20page%202010-çiçek%20kitap/uretim%20tuketim(22-45)/35(75-10).xls) ⁷⁶

CDM – Executive Board

	EG _y (GWh)						
	Gross Generation	Net Generation	Net/Gross	Gross Generated Thermal	Net Generated Thermal	Import	Total
2008	198418	189761.9	0.95637	164139.3	156978.6281	789.4	157768.0281
2009	194812.9	186619.3	0.95794	156923.4	150323.3875	812	151135.3875
2010	211207.7	203046.1	0.96136	155827.6	149806.0272	1143.8	150949.8272
Total Net Thermal Gen.					457108.0428	2745.2	459853.2428

Tablo 15 ve 17 verileri ile Denklem 3 de hesaplandığı gibi,

Final Calculation for Operating Margin					
Fuel Type	2008	2009	2010		
Hard Coal + Imported Coal	12811883.55	13529448.23	15161124.32		
Lignite	33183741.29	31807077.97	28341861.53		
Fuel Oil	6530762.518	4790775.173	2679715.732		
Diesel Oil	394358.0018	543591.0335	61176.79656		
LPG	0	306.32448	0		
Naphta	30722.82444	23396.96898	38063.1636		
Natural Gas	54558197.99	52968502.1	55002031.18		
Sum of i in year y	107509666.2	103663097.8	101283972.7		
Overall Sum				312456736.7	(tCO ₂)
EF _{grid,OMsimple,y}				0.679	(tCO ₂ /MWh)

$$EF_{\text{grid,OMsimple,y}} = 0,679 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

Basamak 5. İlerleme marjında kullanılacak tesislerin belirlenmesi:

Bu basamakta, üretim bazlı ağırlıklı ortalama olarak emisyon faktörü bulunur ve bu faktör, belirlenen bir tesis listesi üzerinden hesaplanır. Bu tesisler işleme en son girmiş tesisler olmalıdır, bu tesisleri seçerken aşağıdaki seçeneklerden biri kullanılmalıdır:

- Son inşa edilen 5 tesis
- Sırasıyla en son eklenenden başlayarak geri giderek seçilen ve toplam üretimin yüzde 20 sini karşılayan tüm santraller.

Hesaplar için yukarıdaki b seçeneği seçilmiştir. Sebebi ise daha büyük elektrik üretimine tekanbül ediyor olmasıdır. "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" dökümanı seçilen listenin, toplam üretimin en az yüzde 20'sini içinde barındırıyor olması gerekmektedir bu şart aşağıda gösterilmiştir;

Tablo 18. Son ilave üretim kapasiteleri⁷⁷

⁷⁷ Please see Emission Factor Calculation Workbook, Sheet 2.

CDM – Executive Board

Most Recent Capacity Additions Which Constitute 20% of Overall Generation					
	EG _{m,y} (MWh)				
Fuel Type	2006	2003	2004	2005	Total
Hard Coal	0	9315000	337500	1125000	10777500
Lignite	7020000	0	0	4420000	11440000
Fuel Oil	0	0	466200	99100	565300
Natural Gas	0	1467600	8834170	7117700	17419470
Diesel Oil	0	0	4100	0	4100
Total Renewable	0	840000	241760	1033200	2114960
Total					42,321,330.00

Geçmiş veriler için iki seçenek vardır;

Seçenek 1: İlk kredi periyodu için ilerleme marjı ex-ante olarak hesaplanır, ikinci kredi periyodunda tekrar hesaplanır üçüncü periyotta ise ikincideki hesaplar kullanılır. Bu seçenekte izleme yapmak mecburi değildir.

Seçenek 2: İlk kredi periyodu için ilerleme marjı hesabı her yıl yenilenerek yapılır. Eğer son yılın verisi yoksa en yakın yılın verileri kullanılır. İkinci kredi periyodu ve üçüncü kredi periyodu için seçenek 1 deki ex-ante yaklaşım kullanılır

Seçenek 1 seçilmiştir.

TEİAŞ her sene en son eklenen santralleri açıklamaktadır, seçim bu verilere göre yapılmıştır, 2004 ila 2008 yılları arasında işletime alınmış santraller yayınlanmıştır dolayısı ile bu yıllar arasındaki veriler kullanılmıştır. Bakım onarım, değiştirme, tamir veya sökölme ve eklenti yapılan santraller kullanılmamıştır. 2009 yılında işletmeye giren santraller verileri açıklanmadığı için kullanılmamıştır.

Bu sebeplerden ötürü seçilen santrallerin listesi EK 3 'te verilmiştir. Bu tablolardan görülebileceği gibi Iskenderun GR I-II santrali hesaba eklenmiştir. Bunun sebebi bu santralin üretiminin yüzde 20 limitini doldurmak için gerekiyor olması fakat aşıyor olmasına ramen metodolojiye göre bu santrali komple dahil etmemiz gerektiğindedir.

Basamak 6. İlerleme Marjının Hesaplanması:

Hesaplama aşağıdaki metod ile yapılır;

$$EF_{\text{şebeke BM}} = \frac{\sum EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (4)$$

Öyleki:

$EF_{\text{şebeke BM}}$ = İlerleme marjı emisyon faktörü (tCO₂/GWh)

$EG_{m,y}$ = m ünitesi tarafından sağlanan elektrik miktarı (GWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Emisyon faktörü

CDM – Executive Board

Her santral için emisyon faktörü basamak 3 a da verilen metod ile bulunur, Basit OM için A1 A2 ve A3 seçenekleri mevcuttur, en son verileri kullanarak A2 seçeneği seçilmiştir çünkü Türkiye’de santrallere özel bilgiler yayınlanmamaktadır

$EF_{EL, m, y}$ şu şekilde bulunur;

$$EF_{EL, m, y} = EF_{CO_2, m, i, y} \times 3.6 / \eta_{m, y} \quad (5)$$

$EF_{EL, m, y}$ = santralin emisyon faktörü (tCO₂/MWh)

$EF_{CO_2, m, i, y}$ = kullanılan yakıt tipinin ortalama emisyon faktörü (tCO₂/GJ)

$\eta_{m, y}$ = Net elektrik üretim verimi (%)

18 ve 19 numaralı tablolardaki verilere bakarak şu şekilde hesaplama yapabiliriz;

Tablo 19. m santrali tarafından üretilen net elektrik miktarları

Fuel Type	EG _{m,y} (MWh)				
	2006	2003	2004	2005	Total
Hard Coal	0	9315000	337500	1125000	10777500
Lignite	7020000	0	0	4420000	11440000
Fuel Oil	0	0	466200	99100	565300
Natural Gas	0	692300	8834170	7117700	16644170
Diesel Oil	0	0	4100	0	4100
Total Renewable	0	347800	241760	1033200	1622760
Total					41.053.830,00

Tablo 20. Emisyon faktörleri⁷⁸

2001	EF _{CO2} (tCO2/TJ)	η	EF _{EL} (tCO2/MWh)
Hard Coal	94.6	0.34	1.014
Lignite	90.9	0.33	0.998
Fuel oil	75.5	0.35	0.774
Natural Gas	54.3	0.46	0.425
Diesel Oil	72.6	0.28	0.950

⁷⁸ Page 197 Table x.3.1 of http://www.cedgm.gov.tr/dosya/cevreatlasi/atlasin_metni.pdf

CDM – Executive Board

Final Calculation for Build Margin					
Fuel Type	2006	2003	2004	2005	
Hard Coal	0	9441417.857	342080.3571	1140267.857	
Lignite	7003734.146	0	0	4409758.537	
Fuel Oil	0	0	361006.1538	76738.97436	
Natural Gas	0	623666.1913	3754138.156	3024713.035	
Diesel Oil	0	0	3896.64	0	
Sum of m in year y	7003734.146	10065084.05	4461121.307	8651478.403	
Overall Sum					30181417.9 (tCO ₂)
EF _{grid BM simple}					0.713 (tCO ₂ /MWh)

$$EF_{\text{Şebeke BM}} = 0.713 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

Basamak 7. Birleşik marjının hesaplanması

Birleşik marjin, işletme marjı ve ilerleme marjının ağırlıklı ortalaması ile bulunur formula aşağıdaki gibidir;

$$EF_{\text{şebeke,CM,y}} = W_{OM} \times EF + W_{BM} \times EF_{\text{şebeke,BM,y}} \quad (6)$$

Öyleki:

EF_{grid,BM,y} = ilerleme marjı (tCO₂/MWh)

EF_{grid,OM,y} = işletme marjı (tCO₂/GWh)

W_{OM} = işletme marjı ağırlığı (%)

W_{BM} = ilerleme marjı ağırlığı (%)

Metodolojide yer alan sabit ağırlıklar şöyledir;

6. formula kullanarak birleşik marjı hesaplayabiliriz

$$EF_{\text{şebekeCM,y}} = EF_{\text{şebeke OM,y}} \times W_{OM} + EF_{\text{şebeke,BM,y}} \times W_{BM} \quad (7)$$

$$EF_{\text{şebekeCM,y}} = (0.679 \times 0.5) + (0.731 \times 0.5)$$

$$EF_{\text{şebeke,CM,y}} = 0.69631 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

Tutucu olmak adına rakamlar aşağı yuvarlanmıştır; 0.69 (tCO₂/MWh).

3) Proje SızıntılarıFosil yakıtlardan ötürü sızıntı

CDM – Executive Board

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Öyleki:

$PE_{FC,j,y}$ = Yakıtların yakılmasından ötürü sızıntı emisyonları (tCO₂/yr);

$FC_{i,j,y}$ = yakılan yakıt miktarı

$COEF_{i,y}$ = yakıtın emisyon faktörü

Projede hiçbir fosil yakıt kullanılmadığı için bu değerler sıfırdır;

$PE_{FF,y} = 0$

Jeotermal faaliyetlerden ötürü sızıntılar

$PE_{GP,y}$;

$$PE_{GP,y} = (W_{buhar,CO_2,y} + W_{buhar,CH_4,y} * GWP_{CH_4}) * M_{buhar,y}$$

Öyleki;

$PE_{GP,y}$ = jeotermal faaliyetlerden ötürü sızıntı emisyonları (tCO₂e/yr)

$w_{buhar,CO_2,y}$ = ortalama buhar akış emisyonu (tCO₂/ton)

$w_{buhar,CH_4,y}$ = ortalama buhar akış metan emisyonu (tCH₄/ton)

GWP_{CH_4} = metan gazının atmosfer ısıtma kat sayısı (tCO₂e/tCH₄)

$M_{buhar,y}$ = üretilen buhar miktarı (t steam/yr)

Projede jeotermal faaliyetler yer almamaktadır dolayısı ile;

$PE_{GP,y} = 0$

4) *Özet*

Yukarıdaki hesaplamalara göre şebekenin emisyon faktörü 0.69 tCO₂/MWh dır ve şebekeye verilen elektrik miktarı 14,216 MWh dir. Buna göre olağan durum emisyonları aşağıda hesaplanmıştır:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Kaçak:

CDM – Executive Board

CDM ss M&P ye göre eğer enerji üretim ekipmanı başka bir yereden transfer edilmişse veya başka bir yere transfer edilmişse kaçak kaçınılmazdır.

Projenin ekipmanları yeni olarak satın alınacağı için kaçak söz konusu değildir.

B.6.2. Validasyonda hali hazırda bulunan değerler ve parametreler :

Veri / Parametre:	EF_{CO₂i,v}
Veri birimi	tCO ₂ /TJ
Tarifi:	CO ₂ i tipi fosil yakıtının y yılında kullanılması.
Verinin alındığı kaynak	Page 197 Tablo x.3.1 of http://www.cedgm.gov.tr/dosya/cevreatlasi/atlasin_metni.pdf
Kullanılan değer:	See Table 20.
Gerçekte kullanılan verşlerin tarifi ve seçilme sebebi:	OM ve BM hesaplamalarında kullanılan veriler
Açıklama:	

Veri / Parametre:	EG_v
Veri birimi :	GWh
Tarifi:	2007, 2008 ve 2009 yıllarında santrallerin ürettiği net elektrik.
Verinin alındığı kaynak :	http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/front%20page%202010-çiçek%20kitap/uretim%20tuketim(22-45)/33(84-10).xls and http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/front%20page%202010-çiçek%20kitap/uretim%20tuketim(22-45)/35(75-10).xls
Kullanılan değer:	Tablo 17.
Gerçekte kullanılan verşlerin tarifi ve seçilme sebebi::	Emisyon azaltım faktöründe kullanılan veri.
açıklama:	

Veri / Parametre:	FC_{i,v}
Veri birimi :	tCO ₂ /TJ
Tarifi:	Gazların m ³ ü veya ton u, fosil yakıt i ile y yılında elektrik üretmek için gereken yakıt miktarı
Verinin alındığı kaynak :	Teias websitesi.
Kullanılan değer:	Tablo 15.
Gerçekte kullanılan verşlerin tarifi ve seçilme sebebi::	OM hesabı verileri

CDM – Executive Board

açıklama:	
-----------	--

Veri / Parametre:	NCV
Veri birimi :	TJ/ton
Tarifi:	Yakıtın net kalorifik değeri
Verinin alındığı kaynak :	tablo 1.4 of bölüm 1 of cilt 2 “(Energy) of the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory “
Kullanılan değer:	Tablo 16.
Gerçekte kullanılan verşlerin tarifi ve seçilme sebebi::	OM ve BM hesaplarınd kullanılan veriler.
açıklama:	

Veri / Parametre:	η
Veri birimi :	-
Tarifi:	Y senesindeki i averaj m ünüttesinin güç verimi
Verinin alındığı kaynak :	Page 197 Table x.3.1 of http://www.cedgm.gov.tr/dosya/cevreatlasi/atlasin_metni.pdf
Kullanılan değer:	Tablo 20.
Gerçekte kullanılan verşlerin tarifi ve seçilme sebebi::	OM hesaplarındaki veriler
açıklama:	

Veri / Parametre:	$EF_{grid,CM,y}$
Veri birimi :	tCO ₂ /MWh
Tarifi:	Y yılında Birleşik marjin CO ₂ emisyon faktörü hesapları “emisy on faktörü hesaplama” yönteminin nın en son versiyonu kullanılarak yapılmıştır
Verinin alındığı kaynak :	Veri akışı “emisy on faktörü hesaplama” yöntemlerinde belirtildiği gibi TEİAŞ ve projenin değerleri istatistiki verilere dayandırılarak değerlendirilecektir.
Kullanılan değer:	0.69
Gerçekte kullanılan verşlerin tarifi ve seçilme sebebi::	“emisy on faktörü hesaplama” yöntemlerinde belirtildiği gibi
açıklama:	Veriler TEİAŞ ve IPCC 2006. Den alınmıştır

Veri / Parametre:	$EF_{OM,y}$
Veri birimi :	tCO ₂ /MWh
Tarifi:	Y yılında Birleşik marjin CO ₂ emisyon faktörü hesapları “emisy on faktörü hesaplama” yönteminin nın en son versiyonu kullanılarak yapılmıştır
Verinin alındığı kaynak ::	Veri akışı “emisy on faktörü hesaplama” yöntemlerinde belirtildiği gibi TEİAŞ ve projenin değerleri istatistiki verilere dayandırılarak değerlendirilecektir.
Kullanılan değer	0,679
Gerçekte kullanılan verşlerin tarifi ve seçilme sebebi:	“emisy on faktörü hesaplama” yöntemlerinde belirtildiği gibi

CDM – Executive Board

açıklama:	Veriler TEIAS ve IPCC 2006. Den alınmıştır
-----------	--

Veri / Parametre:	EF_{BM,y}
Veri birimi :	tCO ₂ /MWh
Tarifi:	Y yılında ilerleme marjın CO ₂ emisyon faktörü hesapları “emisyon faktörü hesaplama” yönteminin nın en son versiyonu kullanılarak yapılmıştır
Verinin alındığı kaynak :	Veri akışı “emisyon faktörü hesaplama” yöntemlerinde belirtildiği gibi TEİAŞ ve projenin değerleri istatistiki verilere dayandırılarak değerlendirilecektir.
Kullanılan değer	0.731
Gerçekte kullanılan verilerin tarifi ve seçilme sebebi::	“emisyon faktörü hesaplama” yöntemlerinde belirtildiği gibi
açıklama:	Veriler TEIAS ve IPCC 2006. Den alınmıştır

B.6.3 Ex-ante (önceden tahmin edilen) emisyon azaltımı hesabı:

>>

Her hangi bir yıl için emisyon azaltımları;

$$BE_y = EGBL_y, \quad EFCO_2 = 0.69 \text{ tCO}_2\text{e /MWh} \times 14,216 \text{ MWh} = 9809 \text{ tCO}_2 \text{ e /yıl}$$

Proje Emisyonları

B6.1 ya göre ., $PE_y = 0$

Sızıntı

B.6.1.ya göre , $LE_y = 0$

Emisyon Azaltımları

$$ER_y (\text{tCO}_2\text{e/yr}) = BE_y - PE_y - LE_y = 9809 - 0 - 0 = 9809 \text{ tCO}_2\text{e}$$

Netice olarak 14.216 MWs net elektrik sağlayan proje, 9809 tCO₂. Azaltım yapacaktır.

B.6.4 Emisyon azaltımlarının özet değerleri :

>>

Tablo 21 – Mevcut durum hesapları

Parametre	Tarifler	değer
EF _{grid,OM,y}	<u>Y senesinde işletim marjini emisyon faktörü</u>	0.679 (tCO₂/MWh)
EF _{grid,BM,y}	<u>Y senesinde ilerleme marjini emisyon faktörü</u>	0,731 (tCO₂/MWh)
EF _{grid,CM,y}	<u>Y senesinde bileşik marjini emisyon faktörü</u>	0,69 (tCO₂/MWh)
<u>EG_{SULUKÖY,y}</u>	Suluköy projesinin şebekeye verdiği elektrik	14.216 MWh
ER _y	Y yılında emisyon azaltımı	9809 tCO₂

Tablo 22 – Ex-ante (önceden tahmin edilen) emisyon azaltımı değerleri

CDM – Executive Board

Yıl	Emisyon azaltımı tahminleri (tCO ₂ e)	Mevcut durum emisyon azaltımı(tCO ₂ e)	Kaçakların tahmini (tCO ₂ e)	Emisyon azaltımı tahminleri (tCO ₂ e)
01/07/2012	0	9809	0	9809
01/07/2013	0	9809	0	9809
01/07/2014	0	9809	0	9809
01/07/2015	0	9809	0	9809
01/07/2016	0	9809	0	9809
01/07/2017	0	9809	0	9809
01/07/2018	0	9809	0	9809
Total	0	68.663	0	68.663

B.7 İzleme metodu uygulaması ve izleme planı nın tarifi:

B.7.1 İzlenecek veriler parametreler:

Veri / Parametre:	<i>EG_{facility,y}</i>
Veri birimi:	MWh/y
Tanım:	Projenin şebekeye y senesinde aktardığı net elektrik üretim miktarı
Kullanılacak verinin kaynağı:	Sürekli ölçüm
Öngörülen emisyon azaltımı için kullanılmış değer: Value of data	14.216 MWs lik şebekeye elektrik beslemesi
Kullanılacak ölçüm method ve uygulama tekniklerinin tanımı:	<p>Elektrik Sayaçları: Biri yedek diğeri esas olmak üzere iki sayaç kullanılacaktır. İki sayaç olması emisyon azaltım değerinin hesaplanmasında güvenilirliği sağlayacaktır. Bu verinin kalitesi emisyon azaltım izlemesinin ve elektrik satışı şeffaflığının çıkarınadır.</p> <p>Saatlik ölçüm ve aylık okuma: Her ayın son günü üretim envanteri her iki sayaçtan alınır. <i>TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından; sayaçlar, fatura döneminin sonunu takip eden ilk dört gün içerisinde ilgili piyasa katılımcısının yetkilisinin de iştirakiyle okunur, okuma tutanağı tarafların temsilcileri tarafından müştereken hazırlanır ve imza altına alınır. Okunan değerler ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi ve/veya TEİAŞ tarafından Piyasa İşletmecisine PYS veya kurumsal elektronik posta vasıtasıyla bildirilir.</i></p> <p><i>Piyasa katılımcıları adına kayıtlı olan uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonları içerisinde yer alan sayaçlardan Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine</i></p>

İlişkin Usul ve Esaslar uyarınca OSOS kapsamında yer alması gereken sayaçlar TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi tarafından OSOS vasıtasıyla okunur ve elektronik olarak PYS'ye aktarılır. OSOS kapsamında yer almayan sayaçlar için ise Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar uyarınca belirlenen tüketim değerleri dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından elektronik olarak PYS'ye aktarılır. TEİAŞ ve/veya ilgili dağıtım şirketi tarafından, OSOS vasıtasıyla okunan sayaç değerlerinde eksik olması halinde TEİAŞ ve/veya ilgili dağıtım şirketi tarafından belirlenen ve yayınlanan OSOS yerine koyma ve doğrulama prosedürleri dâhilinde tamamlanan değerler elektronik olarak PYS'ye aktarılır.

(2) PYS'ye veri aktarımında kullanılacak olan elektronik veri aktarım biçimi Piyasa İşletmecisi tarafından piyasa katılımcılarına duyurulur.

(3) Uzlaştırma kapsamında değerlerinin bildirilmesi gereken sayaçların listesi, yeni kayıtlar ve kayıtların güncellenmesine bağlı olarak, Piyasa İşletmecisi tarafından fatura dönemi bazında PYS aracılığı ile güncellenir.

(4) OSOS kapsamına dahil olan uzlaştırma kapsamındaki sayaç üzerinden, ilgili fatura döneminin her bir uzlaştırma dönemine ait:

- a) kWh olarak sistemden çekilen aktif elektrik enerjisi,*
 - b) kWh olarak sisteme verilen aktif elektrik enerjisi,*
- değerleri okunur.*

Ölçülen enerji değerlerinin bulunduğu aylık sayaç okuma protoklü santral müdürü ve dağıtım şirketi (Uludağ Elektrik dağıtım A.Ş. UEDAŞ)⁷⁹. görevlisi tarafından imzalanıp tasdiklenir.

Bu protocol PMUM'a (Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi) PYS aracılığıyla ya da elektronik posta ile gönderilir. Bu değerler faturalamaya esas olan nihai değerlerdir. Eksik bilgi ya da ulaşmayan protocol neticesinde faturalandırma önceki ayın değerleri üzerinden yapılır.

- PMUM uzlaşma değerleri için protokolün doğruluğunu ve tarafların beyanlarını ayın ilk on günü içerisinde kontrol eder ve değerlendirir.
- Elektriğin şebekeye verilmesi ve kullanılacak elektriğin tekrar şebekeden çekilmesi dolayısıyla verilen güçten kullanılmak üzere çekilen elektrik çıkartılarak emisyon azaltımına esas teşkil eden net elektrik üretim miktarı

⁷⁹ <http://www.uedas.com.tr>

CDM – Executive Board

	bulunur. Yukarıda anlatılan prosedür Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinin 81. Maddesine göre işler ⁸⁰ .
Uygulanacak Kalite Kontrol ve Kalite Güvenlik Prosedürleri :	Suluköy santrali 34,5 KV luk bbbbara ile şebekeye bağlanacaktır. Elektrik Piyasasında Kullanılacak Sayaçlar Hakkındaki Tebliğ, 4. Geçici Maddesine göre; <i>İletim sistemine ait trafo merkezlerine yüksek gerilim (36 kV veya Daha az) hatlarıyla bağlı olan üretim tesislerine ait ölçüm noktaları, üretim tesislerinin grup yükseltici trafoların çıkış taraflarında yer alır. Bunun yanı sıra yüksek gerilim barasına startup trafosunun bağlı olduğu durumlarda, ölçüm sistemine start-up trafosunun giriş tarafındaki ölçüm noktası da dahil edilir.</i> Tebliğin 2. Maddesine göre; <i>Elektrik piyasasında; Türk Standardları Enstitüsü veya IEC standartlarına uygun, T.C. Sanayi ve Ticaret Bakanlığı Tip ve Sistem Onay belgesine sahip sayaçlar kullanılır⁸¹.</i> Ulusal kanunlar çerçevesinde sayaçların ilk kalibrasyon sonrası 10 yılda bir kalibrasyonu zorunludur ⁸² .
Açıklama :	

B.7.2 İzleme Planının Açıklaması

>>

Amaç emisyon azaltımlarının şeffaf verileri temin edilmesini sağlamaktır. İzlenecek parametreler

1. Projenin şebekeye besleyeceği elektrik miktarı ($EG_{facility,y}$)

İzleme planının detayları aşağıdadır.

İzleme planının operasyonel ve idari yapısı

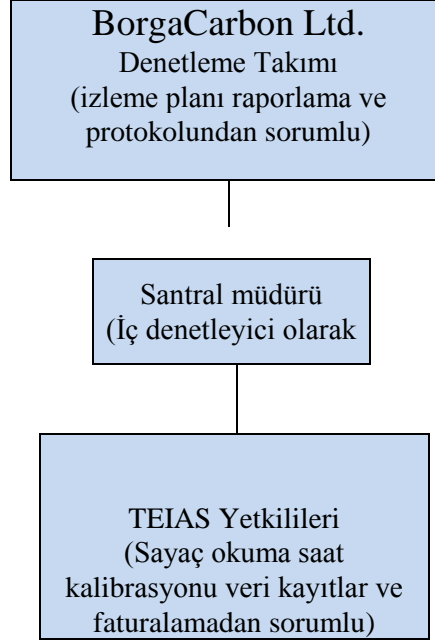
İzleme planının verimli ve doğru işelmesi için proje sahibi Şekil 7 deki yapıyı oluşturacaktır

Şekil 7. İzleme ekibi

⁸⁰ www.epdk.org.tr/web/elektrik-piyasasi-dairesi/26

⁸¹ www.teias.gov.tr/yonetmelikler/meters.doc

⁸² <http://osgm.sanayi.gov.tr/Files/Mevzuat/olcu-ve-olcu-aletleri-mua-22042010183044.pdf>



Görev ve sorumluluklar

Borga Karbonun Ltd nin izleme takımı PDD geliştiricisinin kontrolü altındadır. Bu ekip izlemeden dosyalamadan, raporlamadan ve verilerin doğruluğundan sorumludur

Santral müdürü santralin günlük işletiminden ve izleme ile ilgili verileri toplamaktan sorumludur.

Sayaç okuma, faturalandırma ve kalibrasyondan TEİAŞ sorumludur

İzleme ekipmanları ve montajı

Elektrik saatleri (EMRA)⁸³ nın tavsiye edilen saatlerden seçilecektir. Proje sahibi sayaçların kayıt altına alınması kontrol edilmesi ve kalibre edilebilmesi için dağıtım kurumuna müracaat edecektir. Ana sayaçlar ve yedek saatler olmak üzere iki grup saat kullanılacaktır. Saatlerin montajı ve kontrolü elektrik dağıtım kurumunun dağıtım anlaşmasındaki şartlara göre yapılacaktır. Proje sahibi bağlantı için Uludağ elektrik dağıtım A. Ş. ye başvuracaktır. Sayaçların bakımı ve kalibrasyonu Sistem bağlantı anlaşmasının⁸⁴. Ek 4 ne tamamen uyularak yapılacaktır.

⁸³ EMRA'a declaration of recommended meters to be used in electricity markets, dated 22/03/2003.

⁸⁴ Suluköy HEPP system connection agreement with Uludağ Elektrik dağıtım A.Ş is available upon request.

CDM – Executive Board

Veri izlemesi

Projenin emisyon azaltımı hesaplamasında doğru veriler kullanılacaktır. İzleme aşağıdaki gibi olacaktır:

(1) Her ay TEİAŞ tarafından atanan bir yetkili şebekeye verilen elektrik miktarını kayıt edecektir. TEİAŞ a verilen değerler Borga karbon izleme ekibine günlük olarak değerlendirme saklanma ve raporlanması için verilecektir

(2) Satış fişleri proje sahibinden alınarak saklanacaktır.

Ekipmanın kalite garantisi

Sayaçların kalibrasyonu: Sayaçlar, 07/24/1994 tarihli 22000 sayılı resmi gazetede⁸⁵ ölçüm ve sayaç kalibrasyonu prosedürleri genelgesine tabidir ve Endüstri ve ticaret bakanlığının kontrolü altındadır

Genelgenin 5 ci maddesine göre ithal sayaçların ilk kalibrasyonu ve kontrolü gümrük sahasında yapılır. Özellikle büyük taşıma zorluğu olanlar ise monte edildikleri sahalarda yapılır. Madde 9 da elektrik sayaç kalibrasyonunun her 10 yılda bir yapılması şartı getirilmiştir. Bu periyodun başlangıcı sayaçın ilk kalibrasyonu ve mühürlenmesi işlemi yapıldığı tarihte başlar.

Madde 6 kalibrasyon işlemi anlatır. . Bakanlık, periyodik muayene müracaatlarının her yıl Ocak ayı başından şubat ayının son gününe kadar, ölçü ve ölçü aletlerinin cins ve özelliklerine göre hangi mercilere yapılacağını, Türkiye Radyo Televizyon Kurumu kanalıyla radyo ve televizyondan hükümet bildirisi olarak belli aralıklarla ilan eder. Dağıtım şirketi bu kalibrasyonu uygulamak ve denetlemekle yükümlüdür.

Yönetmeliğin sekizinci maddesine göre Periyodik muayeneler, Bakanlık Ölçüler ve Ayar Teşkilatı ile Grup Merkezi Belediye Ölçüler ve Ayar Memurluklarınca yapılır

Ekipmanın bakımı: Ekipmanın bakımı üreticinin belirlediği yöntemler ve dağıtım kurumunun periyodik kontrolü ile olacaktır. Sayaçlar henüz satın alınmadığı için burada üretici prosedürü anlatılmıyor ancak dağıtım kurumu Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.⁸⁶; kontrolü aşağıdaki gibi

- Bağlantı ve kabloların kontrolü,
- Koordine Üniwersal saate göre sayaç/unite ayarının doğrulanması,
- Sayaçlardaki faz ve yüksek gerilim bağlantı kontrolü,
- Sayaç ilk endeks hazırlanması ve kayıdı protokolü Controlling of cables and connections,
- Alarm ve çalışmaların kontrolü

Veri Yönetimi

Tüm denetim verileri ve kayıtları son kredilendirme sürecinin sonucundan itibaren en az 2 yıl süreyle elektronik olarak arşivlenecektir

⁸⁵ <http://osgm.sanayi.gov.tr/Files/Mevzuat/olcu-ve-olcu-aletleri-mua-22042010183044.pdf>

⁸⁶ Section 3.2 Site Tests of the system connection agreement between Du Elektrik Üretim A.Ş and Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş

CDM – Executive Board

B.8 Mevcut durum senaryo ve metodoloji denetimi tamamlanma tarihi ve sorumlu kişilerin ve kurumun bilgileri :

>>

Mevcut durum çalışması ve metodoloji denetimi 01/04/2012 tarihinde

Gözde Özveren Kader

BorgaKarbon Danışmanlık Ltd.
Ortaklar Caddesi. Kemal Bey Apartmanı. No:24 Daire:4
Mecidiyekoy, İSTANBUL – TURKEY

<http://www.borgacarbon.com>

Project Geliştirici: Gözde Özveren

Tel: +90 212 356 96 76

Fax: +90 212 356 96 36

Email: gozde@borgacarbon.com

Tarafından hazırlanmıştır

BorgaKarbon Danışmanlık Ltd. Proje sahibi değildir.

BÖLÜM C. Projenin süresi/kredilendirme periyodu

C.1 Projenin süresi:

C.1.1. Proje başlama tarihi:

>>

Global Hydro Energy ile 03/11/2010 de yapılan satınalma sözleşmesi tarihi, projenin başlama tarihi olarak kabul edilmiştir.

C.1.2. Projenin tahmin edilen işletme ömrü:

>>

EPDK lisansına göre 49 yıldır⁸⁷.

C.2 Kredi periyodu seçilmesi ve ilgili açıklama:

C.2.1. Yenilenebilir kredilendirme periyodu

C.2.1.1. İlk kredi periyodu başlama tarihi:

>>

16/03/2012 tesis işletim tarihi olarak belirlenmiştir test ve deneme üretimi bu tarihte olacaktır ve aynı tarihte üretim devam edecektir dolayısıyla ile bu tarih kredilendirme periyodu başlangıcıdır.

⁸⁷ 08/01/2009.tarihli EPDK lisansında belirtildiği gibi

CDM – Executive Board

C.2.1.2. İlk kredilendirme periyodu süresi:

>>
7 yıl.

C.2.2. fiks kredilendirme süresi:

C.2.2.1. Başlama tarihi:

>>
Uygun değil.

C.2.2.2. Süre:

>>
Uygun değil.

BÖLÜM D. Çevresel etkiler

>>

Nehir tipi küçük ölçekli hidroelektrik santralleri çevreye ya çokaz yada hiç zarar vermeyen santraller olarak bilinirler. Ama buna rağmen çevre orman bakanlığı CED muafiyet raporu çıkartılıken projenin bu konudaki etkilerini proje tanıtım dosyası içeriğindeki bilgileri değerlendirip buna göre kara vermektedir. Proje tanıtım dosyasındaki çevre etkilerinin değerlendirilmesi ⁸⁸ Bölüm D.1. özetlenmiştir

D.1. Ev sahibi ülke tarafından gerektiğinde projenin çevresel etkilerinin analiz dökümanı:

>>

Proje tanıtım dosyası Aykan Sondaj Madencilik Mühendislik San ve Tic Ltd. Şti. tarafından 09/12/2010 tarihinde hazırlanmış ve çevre ve orman bakanlığına sunulmuştur

Bakanlığın değerlendirmesinden sonra , 6.85 MWlık Suluköy HES projesi 17/03/2010 tarihi itibarı ile CED gerekli ddeğildir raporu almıştır Rapor Ek 6 dadır.

Proje ile alakalı çevrede ki yerleşim merkezlerinin göç etmesi, yerdeğiştirmesini gerektirecek proje sınırlı dahilinde bu tip olayların olması sözkonusu değildir. Dolayısı ile sosyal ve çevresel etkiler kısa sürede ve çabuk eski haline gelebilecektir. Proje tanıtım dosyasında belirtilen kısa süreli muhtemel etkiler aşağıdaki iki alt başlıkta toplanmıştır;

- Tabii kaynakların kullanımı (arazi ve su kullanımı),
- Atıklar (sıvı katı ve gaz).

Tabii kaynakların kullanımı

1. Suluköy projesi çoğunlukla orman arazisinde olmasına rağmen bir miktar şahıs arazisinde kapsamaktadır. Kamulaştırmalar karşılıklı anlaşmayla olacaktır ancak anlaşma olmadığında resmi rayiç uygulanacaktır
2. Regülatör çevresinde erozyonu önlemek için ağaçlandırma yapılacaktır. Bu işlemde kuvvetli köklere sahip ağaç cinsi kullanılacaktır.

⁸⁸ Suluköy HES Proje tanıtım dosyası hazırlayan: Aykan Sondaj Madencilik Mühendislik San ve Tic Ltd. Şti. 09/12/2010.

CDM – Executive Board

3. Yükleme havuzu içine birikecek çamur makina ve insan gücü ile toplanarak saha düzenleme işlerinde kullanılacaktır.
4. Suluköy projesinin hafriyat toprağı işlemlerine uygun yer arama için 15.09.2010 tarihinde seçilen alan ile ilgili olarak Süle köyü muhtarlığı ile protokol düzenlenmiştir.
5. Toprağın %85 i regülatör,yükleme havuzu,tünel,çökeltim havuzu ve çıkış kanalı inşaatında kullanılacak kalan %15 ise çevre düzenlemesinde kullanılacaktır
6. Tüm hafriyat işleri uygun yönetmeliğe göre yapılacaktır⁸⁹.
7. Suluköy projesinin membağ tarafında başka bir elektrik üretim tesisi yoktur.Mansabında ise 499 metre de Akdere regülatörü ile ve 1952 den beri Belediye tarafından işletilen Cerrah deresi üzerindeki Cerrah santrali mevcuttur . Suluköy projesinin bu tesislere bir etkisi yoktur.
8. Arazinin engebeli olması sebebi ile çevrede tarıma elverişli alan bulunmamaktadır.
9. Proje sahibi DSİ ye regulator bölgelerindeki debi değerlerinin teyidi için baş vurmuş ve olumlu cevap almıştır⁹⁰.
10. Çevre ve orman bakanlığı milli parklar ve doğal hayatı koruma müdürlüğü regülatörden çıkan suyun doğal yaşamı koruyabilmesi için gerekli olan su miktarını tespit etme sorumluluğu vardır.Proje işletme safhasında bu değere tamamen ile uyaktır.
11. İşletme safhasında yaşam akışı balık geçiti ile sağlanacaktır.

Atıklar

1. Katı atıklar

- ***İnşaat safhasında:***İnşaat safhasında yaklaşık 40 eleman çalıştırılacaktır. Kişisel atıklar TSİ şahıs başı atık verilerine göre hesaplanacaktır
Birim atık: 1.34 kg /adam gün.
Personel sayısı: 40
Atık miktarı: 40 x 1.34 = 53.6 kg/gün.
- ***İşletim safhası:*** İşletim safhasında 9 eleman bulunacaktır .

Birim atık miktarı: 1.34 kg/adam gün.
Personel sayısı: 9
Atık miktarı: 9 x 1.34 = 12.06 kg/gün

Atıklar 14/03/1991 tarihli atık yönetmeliğine uygun olarak bertaraf edilecek proje sahası yakınındaki araziye denize deryeye göle atılmayacaktır.

2. Sıvı atıklar

- ***İnşaat safhası:***

Kişi başı günlük su ihtiyacı: 150 lt. /gün
Personel sayısı: 40
Günlük su atımı: 40 x 150 = 6000 lt./gün = 6 m³/ gün.
Yol sulama: 5 m³

⁸⁹ 18.03.2010 tarihli hafriyat toprağı inşaat atığı kontrol yönetmeliği

⁹⁰ DSİ nin debi teyid ve kabul belgesi proje tanıtımsosyası Ek 11 dedir istenmesi halinde DOE ye verilir .

CDM – Executive Board

Toplam miktar: 11 m³ / gün.

3. Bitkisel yağ atıkları

İnşaat ve işletim safhalarında yemekhanede toplama konteyneri bulunacaktır . Proje 19.04.2005 tarihli bitkisel yağ atık yönetmeliğine tamamen uyacaktır.

4. Paketlenmiş atıklar

Projenin tüm süresi boyunca 24.06.2007 tarihli paketlenmiş atıklar yönetmeliğine uyacaktır Diğer tip atıklardan ayrı olarak toplanarak stoklanacaktır.

5. Pil ve akümülatörler

Projede pil ve akümülatör atığı olmayacaktır ancak olması halinde 31.08.2004 tarihli pil ve akümülatör atılması yönetmeliğine uyacaktır

Eski lastikler

Araçların eski lastikleri , 25.11.2006 tarihli eski lastik yönetimine göte atılacaktır.

D.2. Eğer proje shibi veya ilgili ülke çevresel etkilerin önemli olduğunu düşünüyorsa ilgili ülkenin çevresel etki değerlendirmesini destekleyen referansları ve sonuçları ev sahibi ülkenin yönetmelerine uygun olacak şekilde temin edin :

>>

Proje sahibi yukarıda bahsedilen konular ile Çevre ve orman bakanlığına müracaat etmiş ve yapılan değerlendirme sonucunda proje CED gerekli değildir yazısı almıştır. Bu müracaat ile proje nin çevreye vereceği pozitif ve negative etkiler değerlendirilmiş ve proje nin çevreye sürekli olarak negative veya pozitif bir kalıcı etkisi olmadığı saptanmıştır

Bu uygulama ile ilgili olarak yöresel otoritelerinde fikri alınmıştır. Değerlendirmeleri aşağıdadır;

İnegöl belediyesi su işleri müdürlüğü; "Suluköy HES projesinin inşaat ve işletim safhalarında sulama projelerine bir etkisinin olmadığı anlaşılmıştır ayrıca tesis periyodik olarak gerekli bakımdan geçirelecektir."

Bursa köy işleri il özel idaresi müdürlüğü; ".....Suluköy projesi sahibi Du elektrik Üretim A. Ş. İl özel idaresi tarafından yaptırılan ve paşaören ve süle köylerine devredilen sulama kanallarını kendi yapacağı iletim kanalı ile değiştirecek ve bu kanalı hemtarım için sulama hemde enerji üretimi için kullanacaktır kanal inşaatının yapılmasının yanısıra bu kanalın bakım ve onarımında bu firma tarafından yapılacaktır."

DSİ 1. Bölge müdürlüğü; ".....Suluköy projesi nehirler ekosistemleri korunması için gerekli su ve can suyu bırakılması şartı ile Kabul edilmiştir"

İnegöl Cerrah belediyesi; ".....suluköy projesi doğal yaşamın devamlılığı ve çevredeki sulara gerekli ilgiyi gösterdiği takdirde onaylanır

Bursa bölgesi orman müdürlüğü; ".....Du Elektrik üretim A. Ş. Ya ait Suluköy projesi Bölgesel orman ormanlık alanlarda yapılaşma müdürlüğün iznine tabidir ."

CDM – Executive Board

Bursa il tarım müdürlüğü;".....Proje tanıtım dosyası ve fiziki yapısı incelenmesi sonucunda Suluköy projesi Kabul edilmiştir."

BÖLÜM E. Paydaşların görüşleri

>>

E.1. Paydaşların görüşlerinin alınması ve derlenmesinin kısa açıklaması :

>>

Türkiyede bu tip projeler için bir zorunluluk olmamasına rağmen Du Elektrik Üretim A.Ş. firması ve Borga Karbon Danışmanlık Ltd tarafından Cerrah köyünde şantiye sahasında 14 Nisan 2011 tarihinde saat 14 30 itibarı ile paydaşlar toplantısı tertip edilmiştir.Toplantı tarihinden 15 gün öncesinde toplantı yeri ve tarihi şahsi davet,posta,telefon email ile local resmi gayri resmi kuruluşlara bildirilmiştir.Yöresel halk köy muhtarlarına gönderilen afişler asılarak ve 13 Nisan 2011 tarihli yöresel Haber yorum gazetesinde ilan verilerek davet edilmiştir.

E.2. Alınan görüşlerin özeti:

>>

Toplantıya 25 kişi katılmıştır.Hepsi erkektir.Bölgenin kültürel yapısından ötürü özel çaba gösterilmesine rağmen kadın katılımcı olmamıştır.

Proje sahibi ve Borga Karbon tarafından davet edilmelerine rağmen yöresel yetkililer ve sivil toplum örgütleri toplantıya katılmamıştır.

Katılımcılar projenin çevreye faydasını dile getirmişlerdir. Bağzıları ise inşaat safhasındaki çevresel zararları konu etmişlerdir. Bunların ise hidroelektrik santrali hakkında yeterli bilgiye sahip olmadığından kaynaklandığı tarafımızdan anlaşılmıştır.Proje sahibi ve geliştircisi Borga Karbon, inşaat safhasındaki muhtemel çevresel etkilerin sınırlı olacağını ve bunların inşaat tamamlanmasından sonra yapılacak çevre düzenlemesi ile giderileceği kendilerine anlatılmıştır.Paydaşlardan gelen ,diğer bir çevresel konu ise su miktarı ve bunun nehir ekosistemine yapacağı etki olmuştur.Proje geliştirici tarım ve sulama ihtiyacı için bırakılması gerekli su miktarını DSİ nin belirlediğini ve ancak bunun dışında kalan suyun elektrik üretiminde kullanılacağını belirtmiştir.

Katılımcılar kanal yerine tünel yapılmasını takdir ile karşılamışlardır.Fakat bir katılımcı patlayıcı kullanılmasından tedirginlik duyduğunu belirtmiştir.Firma sahibi Sn Ömer Sitar patlayıcı kullanımının askeri kontrol altında olduğunu belirtmiş ve patlayıcı miktarı ve patlatılma zamanını onların belirlediğini açıklamıştır. Ayrıca inşaatlarda kullanılan patlayıcıların özel kanun ve yönetmelikleri nin olduğunu belirtmiştir.

Katılımcılardan, herhangi bir sorun ile karşılaşmaları halinde veya yönetmeliklere uyulmasının ihlali halinde Borga Karbon Ltd ile irtibata geçmeleri istenmiş ayrıca köy muhtarlığına bırakılan formları doldurarak şikayetlerini yine Borga Karbon a yollayarak bilgilendirmeleri istenmiştir .

E.3. Görüşlere karşı verilen cevaplar :

>>

Paydaşlar toplantısı Gold standartın kaidelerine göre yapılmıştır.Paydaşlar çevresel ve sürdürülebilirlik ile ilgili göstergeler hakkında bilgilendirilmiş ve değerlendirmeleri istenmiştir.

Toplantıda bütün göstergeler detaylı olarak tartışılmıştır. Paydaşların göstergeler ile ilgili soruları detaylı olarak cevaplandırılmıştır.Paydaşlar toplantı öncesinde hidroelektrik santralinin çalışma prensiplerini

CDM – Executive Board

bilmedikleri için santralin çevreye verebileceği zararlar olabilir düşüncesi taşımaktaydılar .Fakat çevresel konular izah edildiğinde proje ile ilgili tüm tereddütleri ortadan kalkmış ve çevreye zarar vermeyeceği için memnuniyetlerini dile getirmişlerdir.İş bulma konusu açıldığında katılımcılar gerek inşaat gerekse işletim safhalarında proje sayesinde iş imkanına sahip olacaklarından köydeki işsizliğe belli bir ölçüde katkı sağlayacağını belirtmiş ve bu konuda hemfikir olmuşlardır. .

Ek 1

PROJE SHİBİNİN İRTİBAT BİLGİLERİ

Organizasyon:	Du Elektrik Üretim A.Ş
Sokak/Posta kutusu:	20. Cadde
Bina:	23. bina
Şehir:	İstanbul
Semt:	Kocatepe
Postfix/ZIP:	
Ülke:	Turkey
Telefon:	+90 212 640 52 85
FAX:	+90 212 640 47 76
E-Mail:	
URL:	
Yetkili:	Yönetim kurulu üyeleri
Ünvan:	
Bay/Bayan:	Bay.
Soy adı:	Sitar
Ön ad:	
Adı:	Ömer
Bölüm:	
Cep tel:	+49 171 54 89 775
Direk FAX:	
Diret tel:	
Şahsil E-Mail:	

CDM – Executive Board

Ek 2
KAMU YARDIMI BİLGİSİ

A.4.4

**OFFICIAL DEVELOPMENT ASSISTANCE (ODA) DECLARATION**

SULUKÖY HYDRO POWER PLANT PROJECT

Date: 09/03/2011

To: Gold Standard Foundation

Declaration of Non-Use of Official Development Assistance by Project Proponent.

Legal Owner/ Project Proponent: Selim SİTAR

As legal Owner ("Project Proponent") of the above- referenced Project, acting on behalf of all project participants, I now make the following representations:

Authorised Representative:

I hereby declare that I am duly and fully authorised by the legal owner ("Project Proponent") of the above- referenced Project, acting on behalf of all project participants to make the following representations on Project Proponent's behalf:

I. Gold Standard Documentation

I am familiar with the provisions of Gold Standard Documentation relevant to Official Development Assistance (ODA). I understand that the above- referenced Project is not eligible for Gold Standard registration if the project receives or benefits from Official Development Assistance under the condition that some or all credits coming out of the project are transferred to the ODA donor country. I now expressly declare that no financing provided in connection with the above-referenced project has come from or will come from ODA that has been or will be provided under the condition, whether express or implied, that any or all of the credits [CERs, ERU sor VERs] issued as a result of the project's operation will be transferred directly or indirectly to the country of origin of the ODA.

CDM – Executive Board

II. Financier Declarations

I hereby declare that I have submitted [#] declarations of Non-Use of ODA, representing declarations from all project financiers. If additional financiers are added to the project, I will promptly notify the Gold Standard Foundation and ensure that additional declarations are promptly submitted.

III. Financing Plan

I agree to complete and submit a sufficiently clear and transparent financing plan for the project so that during validation the Validator can assess compliance with the Non-Use of ODA requirement.

IV. Duty To Notify Upon Discovery

If I learn or if I am given any reason to believe at any stage of project design or implementation that ODA has been used to support the development or implementation of the project, or that an entity providing ODA to the host country may at some point in the future benefit directly or indirectly from the credits generated from the Project as a condition of investment, I will make this known to the Gold Standard immediately.

V. Sanctions

I am fully aware that under Gold Standard Terms and Conditions sanctions and damages may be incurred for the provision of false information related to Projects and/or Gold Standard credits.

Signed:



Name: Selim SITAR

Title: Member of Board

On behalf of: Du Elektrik Üretim A.Ş

DU ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.
Kocatepe Mah.20. Sk.No:23
Bayrampaşa / İSTANBUL
Tel:0212 640 52 85
Tuna V.D.313 044 7216

EK 3

MEVCUT DURUM BİLGİSİ

TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ										
ANNUAL DEVELOPMENT OF TURKEY'S INSTALLED CAPACITY										
(1913 - 2009)										
Birim(Unit) : MW										
YIL	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	ARTIŞ	YIL	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER.+RÜZ.	TOPLAM	ARTIŞ
YEAR	THERMAL	HYDRO	TOTAL	INCREASE	YEAR	THERMAL	HYDRO	GEOTHERM.WIND	TOTAL	INCREASE
				%						%
1913	17.2	0.1	17.3	-	1966	1028.0	616.3		1644.3	10.3
1923	32.7	0.1	32.8	89.6	1967	1257.4	701.7		1959.1	19.1
1924	32.8	0.1	32.9	0.3	1968	1243.4	723.2		1966.6	0.4
1925	33.3	0.1	33.4	1.5	1969	1243.4	723.8		1967.2	0.03
1926	48.4	0.2	48.6	45.5	1970	1509.5	725.4		2234.9	13.6
1927	51.5	0.4	51.9	6.8	1971	1706.3	871.6		2577.9	15.3
1928	64.4	1.5	65.9	27.0	1972	1818.7	892.6		2711.3	5.2
1929	68.9	3.2	72.1	9.4	1973	2207.1	985.4		3192.5	17.7
1930	74.8	3.2	78.0	8.2	1974	2282.9	1449.2		3732.1	16.9
1931	98.7	3.2	101.9	30.6	1975	2407.0	1779.6		4186.6	12.2
1932	99.8	3.5	103.3	1.4	1976	2491.6	1872.6		4364.2	4.2
1933	104.3	3.5	107.8	4.4	1977	2854.6	1872.6		4727.2	8.3
1934	112.9	4.5	117.4	8.9	1978	2987.9	1880.8		4868.7	3.0
1935	121.2	5.0	126.2	7.5	1979	2987.9	2130.8		5118.7	5.1
1936	133.3	5.2	138.5	9.7	1980	2987.9	2130.8		5118.7	0.0
1937	161.7	5.4	167.1	20.6	1981	3181.3	2356.3		5537.6	8.2
1938	173.1	5.4	178.5	6.8	1982	3556.3	3082.3		6638.6	19.9
1939	210.1	5.5	215.6	20.8	1983	3695.8	3239.3		6935.1	4.5
1940	209.2	7.8	217.0	0.6	1984	4569.3	3874.8	17.5	8461.6	22.0
1941	213.8	8.2	222.0	2.3	1985	5229.3	3874.8	17.5	9121.6	7.8
1942	218.5	8.2	226.7	2.1	1986	6220.2	3877.5	17.5	10115.2	10.9
1943	228.2	8.2	236.4	4.3	1987	7474.3	5003.3	17.5	12495.1	23.5
1944	233.7	8.2	241.9	2.3	1988	8284.8	6218.3	17.5	14520.6	16.2
1945	237.7	8.2	245.9	1.7	1989	9193.4	6597.3	17.5	15808.2	8.9
1946	238.5	9.0	247.5	0.7	1990	9535.8	6764.3	17.5	16317.6	3.2
1947	242.3	9.1	251.4	1.6	1991	10077.8	7113.8	17.5	17209.1	5.5
1948	296.2	9.3	305.5	21.5	1992	10319.9	8378.7	17.5	18716.1	8.8
1949	371.8	10.0	381.8	25.0	1993	10638.4	9681.7	17.5	20337.6	8.7
1950	389.9	17.9	407.8	6.8	1994	10977.7	9864.6	17.5	20859.8	2.6
1951	399.2	24.0	423.2	3.8	1995	11074.0	9862.8	17.5	20954.3	0.5
1952	412.0	25.8	437.8	3.4	1996	11297.1	9934.8	17.5	21249.4	1.4
1953	470.1	29.4	499.5	14.1	1997	11771.8	10102.6	17.5	21891.9	3.0
1954	480.2	36.7	516.9	3.5	1998	13021.3	10306.5	26.2	23354.0	6.7
1955	573.5	38.1	611.6	18.3	1999	15555.9	10537.2	26.2	26119.3	11.8
1956	731.9	154.2	886.1	44.9	2000	16052.5	11175.2	36.4	27264.1	4.4
1957	777.6	161.8	939.4	6.0	2001	16623.1	11672.9	36.4	28332.4	3.9
1958	809.1	220.9	1030.0	9.6	2002	19568.5	12240.9	36.4	31845.8	12.4
1959	843.4	317.6	1161.0	12.7	2003	22974.4	12578.7	33.9	35587.0	11.7
1960	860.5	411.9	1272.4	9.6	2004	24144.7	12645.4	33.9	36824.0	3.5
1961	878.6	445.3	1323.9	4.0	2005	25902.3	12906.1	35.1	38843.5	5.5
1962	901.2	469.6	1370.8	3.5	2006	27420.2	13062.7	81.9	40564.8	4.4
1963	902.6	478.5	1381.1	0.8	2007	27271.6	13394.9	169.2	40835.7	0.7
1964	921.1	497.2	1418.3	2.7	2008	27595.0	13828.7	393.5	41817.2	2.4
1965	985.4	505.1	1490.5	5.1	2009	29339.1	14553.3	868.8	44761.2	7.0

Not:Jeotermal santralının kurulu gücü 2003 yılında EÜAŞ tarafından revize edilerek 15 MW'a düşürülmüştür.

Note: Installed capacity of Geothermal P.P. Is revised and decreased to 15 MW in 2003 by EÜAŞ. reflected to all installed capacity table as well.

CDM – Executive Board

**TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNİN BİRİNCİL ENERJİ KAYNAKLARINA GÖRE
YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ (1975-2009)**
ANNUAL DEVELOPMENT OF TURKEY'S ELECTRICITY GENERATION BY PRIMARY ENERGY RESOURCES

Birim(Unit) : GWh

YILLAR YEARS	TAŞKÖMÜRÜ +İTHAL KÖMÜR +ASFALTİT HARD COAL		TOPLAM TOTAL	FUEL-ÖİL FUEL-OIL	MOTORİN DIESEL OIL	LPG	NAFTA NAPHTHA	TOPLAM TOTAL	DOĞAL GAZ NATURAL GAS	YENİLENEBİLİR			JEOTERMAL +RÜZGAR		GENEL TOPLAM
	+IMPORTED COAL +ASPHALTITE	LİNİYİT LIGNITE								+ATIK RENEW AND WASTES	TERMİK THERMAL	HİDROLİK HYDRO	GEOTERMAL +WIND	GENEL GENERAL	
1975	1427.4	2685.9	4113.3	4700.0	685.9			5385.9		220.0	9719.2	5903.6			15622.8
1976	1345.8	2981.5	4327.3	4672.9	746.6			5419.5		161.2	9908.0	8374.8			18282.8
1977	1266.2	3625.8	4892.0	5538.5	1343.5			6882.0		218.3	11992.3	8572.3			20564.6
1978	1207.0	4362.2	5569.2	5690.9	994.0			6684.9		137.2	12391.3	9334.8			21726.1
1979	1066.7	5371.3	6438.0	5118.4	532.1			5650.5		144.5	12233.0	10288.9			22521.9
1980	911.7	5048.6	5960.3	5222.8	608.4			5831.2		135.7	11927.2	11348.2			23275.4
1981	892.3	5244.1	6136.4	5195.5	614.8			5810.3		110.0	12056.7	12616.1			24672.8
1982	912.8	5528.4	6441.2	5305.8	637.8			5943.6			12384.8	14166.7			26551.5
1983	787.2	7789.8	8577.0	6348.4	1078.7			7427.1			16004.1	11342.7			27346.8
1984	705.6	9412.7	10118.3	6710.6	336.2			7046.8			17165.1	13426.3	22.1		30613.5
1985	710.3	14317.5	15027.8	7028.6	53.4			7082.0	58.2		22168.0	12044.9	6.0		34218.9
1986	772.8	18664.5	19437.3	6941.3	59.3			7000.6	1340.7		27778.6	11872.6	43.6		39694.8
1987	627.8	17025.7	17653.5	5418.1	77.5			5495.6	2528.1		25677.2	18617.8	57.9		44352.9
1988	345.3	12141.3	12486.6	3248.7	56.0			3304.7	3239.5		19030.8	28949.6	68.4		48048.8
1989	317.0	19952.5	20269.5	4209.2	38.3			4247.5	9524.0		34041.0	17939.6	62.6		52043.2
1990	620.8	19560.5	20181.3	3920.9	20.8			3941.7	10192.3		34315.3	23147.6	80.1		57543.0
1991	998.4	20563.1	21561.5	3291.0	2.2			3293.2	12588.6	38.4	37481.7	22683.3	81.3		60246.3
1992	1814.6	22756.2	24570.8	5271.3	1.7			5273.0	10813.7	47.1	40704.6	26568.0	69.6		67342.2
1993	1796.1	21963.8	23759.9	5171.4	3.1			5174.5	10788.2	56.4	39779.0	33950.9	77.6		73807.5
1994	1977.6	26257.1	28234.7	5546.8	2.0			5548.8	13822.3	50.9	47656.7	30585.9	79.1		78321.7
1995	2232.1	25814.8	28046.9	5498.2	273.8			5772.0	16579.3	222.3	50620.5	35540.9	86.0		86247.4
1996	2574.1	27839.5	30413.6	6174.4	365.2			6539.6	17174.2	175.4	54302.8	40475.2	83.7		94861.7
1997	3272.8	30587.2	33860.0	6520.7	531.4	105.2	0.0	7157.3	22085.6	294.0	63396.9	39816.1	82.8		103295.8
1998	2980.9	32706.6	35687.5	7275.6	308.6	222.2	116.9	7923.3	24837.5	254.6	68702.9	42229.0	90.5		111022.4
1999	3122.8	33908.1	37030.9	6472.4	747.7	277.5	581.9	8079.5	36345.9	204.7	81661.0	34677.5	101.4		116439.9
2000	3819.0	34367.3	38186.3	7459.1	980.6	324.0	547.1	9310.8	46216.9	220.2	93934.2	30878.5	108.9		122921.6
2001	4046.0	34371.5	38417.5	8816.6	904.0	162.1	483.5	10366.2	49549.2	229.9	98562.8	24009.9	152.0		140580.5
2002	4093.1	28056.0	32149.1	9505.0	270.9	34.8	933.1	10743.8	52496.5	173.7	95563.1	33683.8	152.6		129399.5
2003	8663.0	23689.9	32252.9	8152.7	4.4	2.9	1036.2	9196.2	63536.0	115.9	105101.0	35329.5	150.0		140580.5
2004	11998.1	22449.5	34447.6	6689.9	7.3	33.4	939.7	7670.3	62241.8	104.0	104463.7	46083.7	150.9		150698.3
2005	13246.2	29946.3	43192.5	5120.7	2.5	33.7	325.6	5482.5	73444.9	122.4	122242.3	39560.5	153.4		161956.2
2006	14216.6	32432.9	46649.5	4232.4	57.7	0.1	50.2	4340.4	80691.2	154.0	131835.1	44244.2	220.5		176299.8
2007	15136.2	38294.7	53430.9	6469.6	13.3	0.0	43.9	6526.8	95024.8	213.7	155196.2	35850.8	511.1		191558.1
2008	15857.5	41858.1	57715.6	7208.6	266.3	0.0	43.6	7518.5	98685.3	219.9	164139.3	33269.8	1008.9		198418.0
2009	16595.6	39089.5	55685.1	4439.8	345.8	0.4	17.6	4803.5	96094.7	340.1	156923.4	35958.4	1931.1		194812.9

CDM – Executive Board

2003YILINDA İŞLETMEYE GİREN ÜRETİM TESİSLERİ								
GENERATION UNITS PUT INTO OPERATION IN 2003								
SANTRALIN ADI POWER PLANTS	KURULU GÜCÜ INSTALLED CAPACITY (MW)	KURULUŞ ADI ELECTRICITY UTILITIES	YAKIT CİNSİ FUEL TYPE		ÜRETİM KAPASİTESİ (GW) GENERATION CAPACITY (GW)		GİRİŞ TARİHİ COMMISSIONARY DATE	
			Ortalama Average	Güvenilir Firm				
EÜAŞ DÜZELTME (TERMİK)-REVİZE	-64,0	EÜAŞ	EÜAŞ			-416,0	-416,0	21.04.2003
EÜAŞ BAĞ.ORT.DÜZELTME-REVİZE	-80,0	EÜAŞ	EÜAŞ			-520,0	-520,0	21.04.2003
SAMSUN-1 GRUP I-II-III-IV-V-VI-VII	131,3	MOBİL	MOBILE	FUEL-OİL	FUEL-OIL	876,0	876,0	03.03.2003
SAMSUN-2 GRUP I-II-III-IV-V-VI-VII	131,3	MOBİL	MOBILE	FUEL-OİL	FUEL-OIL	876,0	876,0	03.03.2003
MOBİL DÜZELTME-REVİZE	-6,8	MOBİL	MOBILE			-50,6	-50,6	21.04.2003
ÖZAKIM	7,0	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ	N.GAS	52,5	52,5	19.06.2003
BAYDEMİRLER GRUP II-III	2,1	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ	N.GAS	15,5	15,5	11.07.2003
TÜBAŞ	1,4	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ	N.GAS	10,2	10,2	11.07.2003
SÖNMEZ FLAMENT GR-I	4,1	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ	N.GAS	30,9	30,9	30.10.2003
PAKMAYA(KÖSEKÖY) GR II-III	2,1	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+LPG	N.GAS+LPG	15,5	15,5	02.07.2003
PAKMAYA(DÜZCE) GR II-III	2,1	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+LPG	N.GAS+LPG	15,5	15,5	02.07.2003
YURTBAŞ GR I-II	7,8	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+LPG	N.GAS+LPG	58,4	58,4	16.05.2003
HAYAT KİMYA GRUP-I	5,2	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+MO	N.GAS+D.O	39,0	39,0	11.03.2003
ZORLU ENERJİ(SİNCAN)GR-I	39,7	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+MO	N.GAS+D.O	297,8	297,8	31.05.2003
ZORLU ENERJİ(SİNCAN)GR-II BT	10,6	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+MO	N.GAS+D.O	79,5	79,5	18.07.2003
AK-EN(BATI ÇİM) GRUP I	5,1	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+NAF	N.GAS+NAF	38,1	38,1	27.01.2003
AK-EN(BATI ÇİM) GRUP II-III-IV-V	25,4	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+NAF	N.GAS+NAF	190,5	190,5	13.03.2003
ENERJİ-SA(ÇANAKKALE) GR-BT	21,6	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+NAF	N.GAS+NAF	161,8	161,8	00.11.2003
ENERJİ-SA(Mersin) GR GT	41,7	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+NAF	N.GAS+NAF	312,0	312,0	05.10.2003
ENERJİ-SA(Mersin) GR BT	21,6	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+NAF	N.GAS+NAF	161,8	161,8	22.11.2003
AK-EN(BATI ÇİM) GRUP BT	14,5	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+NAF	N.GAS+NAF	108,8	108,8	26.10.2003
KAREN GRUP I-II	24,3	OTOPROD	OPRODUCE	FUEL-OİL	FUEL-OIL	182,6	182,6	14.06.2003
ANADOLU EFES BİRA GR-I	3,8	OTOPROD	OPRODUCE	FUEL-OİL	FUEL-OIL	28,8	28,8	05.09.2003
AKBAŞLAR(İZOLE)	4,0	OTOPROD	OPRODUCE	FUEL-OİL	FUEL-OIL	29,7	29,7	13.09.2003
ALKİM ALKALİ KİM. GR I-II(Dazkırı)	3,4	OTOPROD	OPRODUCE	KATI+SIVI	SOLID+LIQ	25,39	25,4	03.05.2003
KİRŞEHİR ŞEKER(İZOLE)	6,0	OTOPROD	OPRODUCE	LİNYİT+F.O	LIGNITE+F.	45,0	45,0	2000
ETİ BOR(Borik Asit) GR I-II(*)	10,4	OTOPROD	OPRODUCE	LPG	LPG	78,0	78,0	29.08.2003
AK-EN(UŞAK) GRUP III	5,1	OTOPROD	OPRODUCE	NAFTA	NAPHTA	38,1	38,1	26.10.2003
İzole Santraller Düzeltme-REVİZE	-2,5	OTOPROD	OPRODUCE	D.GAZ+SIV	N.GAS+LIQ	-18,8	-18,8	29.07.2003
KAREGE GR I-II-III(ARGES)	34,0	SERBEST	IPP	D.GAZ+FUEL	N.GAS+F.O	255,2	255,2	30.07.2003
İZMİR GR I-II-III-IV-V-VI	1590,7	Yİ	BOO	DOĞALGAZ	N.GAS	12946,0	12946,0	28.03.2003
İSKENDERUN(İSKEN)GR I-II	1320,0	Yİ	BOO	İTHAL KÖM	IMPORTED	9315,0	9315,0	23.11.2003
Yİ DÜZELTME-REVİZE	83,1	Yİ	BOO	D.GAZ	N.GAS	692,3	692,3	31.12.2003
TERMİK TOPLAM THERMAL TOTAL	3406,0					25970,2	25970,2	
EÜAŞ DÜZELTME-REVİZE	-2,5	EÜAŞ	EÜAŞ	JEOTERMAL	GEO THERM	-15,0	-15,0	
JEOTERMAL TOPLAM GEO THERMAL TOTAL	-2,5					-15,0	-15,0	
EÜAŞ DÜZELTME	-1,0	EÜAŞ	EÜAŞ			-3,2		
BATMAN GRUP I-III	128,0	EÜAŞ	EÜAŞ	BARAJLI	DAM	312,2	127,0	14.11.2003
BATMAN GR II-IV	70,0	EÜAŞ	EÜAŞ	BARAJLI	DAM	170,8	69,0	09.12.2003
MERCAN GR I-II-III	19,1	EÜAŞ	EÜAŞ	AKARSU	RUN OF RIV	78,0	48,0	25.12.2003
KÜRTÜN GR-I	42,5	EÜAŞ	EÜAŞ	BARAJLI	DAM	99,0	47,5	26.09.2003
KÜRTÜN GR-II	42,5	EÜAŞ	EÜAŞ	BARAJLI	DAM	99,0	47,5	18.12.2003
HACILAR GRUP I-II	13,3	SERBEST	IPP	AKARSU	RUN OF RIV	84,0	0,0	14.06.2003
PAMUK HES GR I-II-III	23,3	SERBEST	IPP	AKARSU	RUN OF RIV	81,0	23,0	20.10.2003
HİDROLİK TOPLAM HYDRO TOTAL	337,8					920,8	362,0	
GENEL TOPLAM GENERAL TOTAL	3741,3					26876,0	26317,2	

CDM – Executive Board

2004 YILINDA İŞLETMEYE GİREN ÜRETİM TESİSLERİ								
GENERATION UNITS PUT INTO OPERATION IN 2004								
SANTRALİN ADI POWER PLANTS	KURULU GÜÇ INSTALLED CAPACITY (MW)	KURULUŞ ADI ELECTRICITY UTILITIES		YAKIT CİNSİ FUEL TYPE		ÜRETİM KAPASİTESİ (GWh)		GİRİŞ TARİHİ COMMISSIONARY DATE
						Ortalama Average	Güvenilir Firm	
TÜPRAŞ BATMAN GR V	1.5	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	MOTORİN	D.OIL	4.1	4.1	2003
ECZACIBAŞI BAXTER HAS.ÜRÜN.	1.0	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	5.8	5.8	13/01/2001
ÇIRAĞAN SARAYI İŞL.	1.4	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	11.0	11.0	01/11/2002
BAHARİYE MENSUCAT (İzole)	1.0	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	7.0	7.0	01/01/2004
ANKARA D.G.(BAYMINA) GR-I-II-III	798.0	YAP-İŞLET	BOO	D.GAZ	N.GAS	6500.0	6500.0	08/01/2004
ENTEK GR-IV	31.1	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	D.GAZ+NAFTA	N.GAS+NAPHTA	255.7	255.7	12/02/2004
ATATEKS 2 GM	5.6	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	45.0	45.0	20/02/2004
TANRIVERDİ 4 GM	4.7	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	38.7	38.7	24/03/2004
VAN SANT (SÖKÜLDÜ)	-26.0	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	FUEL-ÖİL	FUEL-OIL	-195.0	-195.0	06/04/2004
ÇOLAKOĞLU(KAPASİTE ARTIRIMI)	45.0	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	İTHAL KÖMÜR	IMPORTED COAL	337.5	337.5	05/05/2004
TEKBOY TEKSTİL 1 GM	2.2	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	16.0	16.0	18/05/2004
GÜL ENERJİ GR-II	12.5	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	FUEL-ÖİL	FUEL-OIL	96.5	96.5	03/06/2004
KOMBASSAN KAĞIT GIDA VE TEKS	5.5	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	38.1	38.1	09/06/2004
AYEN ÖSTİM ENERJİ ÜRETİM	31.1	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	D.GAZ	N.GAS	264.1	264.1	11/06/2004
BİS ENERJİ 2 GT	73.0	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	D.GAZ	N.GAS	602.7	602.7	16/06/2004
ENERJİ-SA ADANA 1 BT	49.8	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	NAFTA	NAPHTA	322.9	322.9	23/06/2004
ŞAHİNLER ENERJİ 1 GM	3.2	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	22.2	22.2	29/06/2004
BESLER GR-2, BT (5,2+7,5)	12.7	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	97.7	97.7	07/07/2004
KAREGE (Düzeltilme)	-7.7	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	D.GAZ	N.GAS	-57.9	-57.9	08/07/2004
ÇELİK ENERJİ ÜR.ŞTİ. 2 GM	2.4	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	D.GAZ	N.GAS	18.6	18.6	09/07/2004
ÇINKUR (SÖKÜLDÜ)	-30.0	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	FUEL-ÖİL	FUEL-OIL	-150.0	-150.0	20/07/2004
OTOPRODÜKTÖR(DÜZELTME)	6.4	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS			43.2	43.2	20/07/2004
KOMBASSAN KAĞ. MATBAA GIDA	5.5	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	35.7	35.7	24/09/2004
AYEN ÖSTİM ENERJİ ÜRETİM(BT)	9.9	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	D.GAZ	N.GAS	84.0	84.0	01/10/2004
HABAŞ ALIĞA GRUP I-II	89.2	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	713.9	713.9	08/10/2004
STANDART PROFİL 3 GM	6.7	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	49.2	49.2	22/10/2004
KARKEY-II 3+3 DGM	54.3	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	FUEL-ÖİL	FUEL-OIL	369.7	369.7	12/11/2004
HAKKARI-1	-15.3	MOBİL	MOBILE	MOTORİN	D.OIL	-114.8	-114.8	30/11/2004
EÜAŞ DÜZELTME(ADALAR)	-8.2	EÜAŞ	EÜAŞ	MOTORİN	D.OIL	0.0	0.0	09/12/2004
ALTIMARKA GIDA GR I-II-III	3.6	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	D.GAZ	N.GAS	28.8	28.8	17/12/2004
TERMİK TOPLAM	1,170.2					9,490.4	9,490.4	
ERE(BİR KAPILI HES) GRUP-I	48.5	SERBEST ÜRETİM ŞTİ.	IPP	AKARSU	RUN OF RIVER	170.6	17.0	11/03/2004
ELTA ELK(DODURGA) GR-I-II-III-IV	4.1	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	AKARSU	RUN OF RIVER	12.3	0.0	26/04/2004
İSKUR TEKSTİL(SÜLEYMANLI) GR I-II	4.6	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	AKARSU	RUN OF RIVER	17.86	4.0	28/04/2004
BEREKET EN.(Feslek Hes) Gr-1-2	9.5	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCERS	AKARSU	RUN OF RIVER	41	25.0	05/08/2004
HİDROLİK TOPLAM	66.7					241.8	46.0	
GENEL TOPLAM	1,236.9					9,732.2	9,536.4	

CDM – Executive Board

2005 YILINDA İŞLETMEYE GİREN ÜRETİM TESİSLERİ GENERATION UNITS PUT INTO OPERATION IN 2005									
SANTRALİN ADI POWER PLANTS	BULUNDUĞU İL LOCATION	KURULU GÜÇ INSTALLED CAPACITY (MW)	KURULUŞ ADI ELECTRICITY UTILITIES	YAKIT CİNSİ FUEL TYPE	ÜRETİM KAPASİTESİ (GWh) GENERATION CAPACITY (GWh)		GİRİŞ TARİHİ COMMISSIONARY DATE		
					Ortalama Average	Güvenilir Firm			
ÇAN GR I	ÇANAKKALE	160.000	EÜAŞ	LİNYİT	LIGNITE	1,040.0	1,040.0	15/02/2005	
ÇAN GR II	ÇANAKKALE	160.000	EÜAŞ	LİNYİT	LIGNITE	1,040.0	1,040.0	15/03/2005	
ELBİSTAN-B GR I	K. MARAŞ	360.000	EÜAŞ	LİNYİT	LIGNITE	2,340.0	2,340.0	15/02/2005	
AKBAŞLAR GR-II(ZOLE)	BURSA	8.830	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	73.0	73.0	24/06/2005
AKÇA ENERJİ GR-II	DEĞİRLİ	8.730	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ+SIVI	N.GAS+NAPHTHA	65.4	65.4	14/12/2005
AYKA TEKSTİL GR-I	TEKİRDAĞ	5.500	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	40.0	40.0	24/09/2005
BAYDEMİRLER GR IV-V-VI	İSTANBUL	6.210	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	51.4	51.4	04/02/2005
BOSEN GR-III	BURSA	50.000	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	350.0	350.0	30/12/2005
BOSEN (DÜZELTME)	BURSA	-6.500	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	-45.5	-45.5	30/12/2005
ÇUMRA ŞEKER	KONYA	16.000	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	D.GAZ+LİNYİT	N.GAS+LIGNITE	40.0	40.0	01/01/2005
ETİ MAD.(BAN ASİT)(SÖKÜLDÜ)	BALIKESİR	-3.800	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	YENİLENEBİLİR+ATIK	RENEW.+WASTES	-28.5	-28.5	15/07/2005
ETİ MAD.(BAN ASİT)GR-I	BALIKESİR	11.500	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	YENİLENEBİLİR+ATIK	RENEW.+WASTES	85.0	85.0	15/07/2005
EYVAP GR I-II	İSTANBUL	5.120	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	30.0	30.0	27/08/2005
GRANİSER GRANİT GR-I	MANİSA	5.500	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	42.0	42.0	14/11/2005
HABAŞ ALIĞA GR III	İZMİR	47.694	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	381.6	381.6	02/06/2005
HABAŞ ALIĞA GR IV	İZMİR	47.694	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	381.6	381.6	21/09/2005
HABAŞ ALIĞA GR-V	İZMİR	24.600	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	196.8	196.8	24/11/2005
HABAŞ ALIĞA (DÜZELTME)	İZMİR	6.158	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	49.3	49.3	24/11/2005
HAYAT KAĞIT GR-I	ÇORUM	7.531	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	56.0	56.0	27/05/2005
İÇDAŞ ÇELİK GR-I	ÇANAKKALE	135.000	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	İTHAL KÖMÜR	IMPORTED COAL	1,080.0	1,080.0	30/11/2005
KAHRAMANMARAŞ KAĞIT GR-I	K. MARAŞ	6.000	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	İTHAL KÖMÜR	IMPORTED COAL	45.0	45.0	08/12/2005
KORUMA KLOR GR I-II-III	KOCAELİ	9.600	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	77.0	77.0	03/12/2005
KÜÇÜKÇALIK TEKSTİL GR I-II-III-IV	BURSA	8.000	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	64.0	64.0	27/11/2005
MERCEDES BENZ TURK GR I-II-III-IV	İSTANBUL	8.280	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	68.0	68.0	04/02/2005
MODERN ENERJİ GR-II	TEKİRDAĞ	8.380	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	62.9	62.9	14/06/2005
MODERN ENERJİ (DÜZELTME)	TEKİRDAĞ	-10.000	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	-75.0	-75.0	14/06/2005
MODERN ENERJİ GR-II	TEKİRDAĞ	6.720	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS+LPG	50.4	50.4	14/06/2005
MOSB GR I-II-III(SÖKÜLDÜ)	MANİSA	-54.300	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	FUEL-OİL	F.OIL	-407.3	-407.3	01/05/2005
MOSB GR I-II-III-IV-V-VI-VII	MANİSA	84.834	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	434.0	434.0	01.03 - 01.08.2005
ORS RULMAN	ANKARA	12.420	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	99.4	99.4	25/08/2005
PAK GIDA(Kemalpaşa) GR-I	İZMİR	5.670	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	45.0	45.0	07/12/2005
TEZCAN GALVANİZ GR I-II	KOCAELİ	3.664	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	29.0	29.0	27/05/2005
YONGAPAN(KAST ENTG) GR-II	KOCAELİ	5.200	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	32.7	32.7	25/05/2005
ZEYNEP GİYİM SAN. GR-I	İSTANBUL	1.165	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	9.0	9.0	07/07/2005
OTOP DÜZELTME		0.024	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	YENİLENEBİLİR+ATIK	RENEW.+WASTES	0.0	0.0	
OTOP DÜZELTME		-0.187	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	DOĞALGAZ	N.GAS	0.0	0.0	
OTOP DÜZELTME		-7.202	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	D.GAZ+SIVI	N.GAS+LIQUID	-55.2	-55.2	
OTOP DÜZELTME		-1.016	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	FUEL-OİL	F.OIL	-6.0	-6.0	
OTOP DÜZELTME		2.109	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	KATI+SIVI	SOLID+LIQUID	5.2	5.2	
OTOP DÜZELTME		0.060	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	LİNYİT	LIGNITE	0.0	0.0	
OTOP DÜZELTME		-0.300	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	NAFTA	NAPHTHA	0.0	0.0	
OTOP DÜZELTME		0.612	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	MOTORİN	D.OIL	1.8	1.8	
AK ENERJİ(K.paşa) GR- III	İZMİR	40.000	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ+SIVI	N.GAS	256.9	256.9	09/11/2005
AK ENERJİ(K.paşa) GR I-II	İZMİR	87.200	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ+SIVI	N.GAS	560.1	560.1	30/04/2005
ALTEK ALARKO GR I-II	KIRKLARELİ	60.100	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	420.0	420.0	14/10/2005
BİS ENERJİ GR VII	BURSA	43.700	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	360.8	360.8	18/03/2005
CAN ENERJİ GR-I	TEKİRDAĞ	3.900	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	28.0	28.0	25/08/2005
ÇEBİ ENERJİ BT	TEKİRDAĞ	21.000	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	164.9	164.9	27/08/2005
ÇEBİ ENERJİ GT	TEKİRDAĞ	43.366	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	340.1	340.1	23/08/2005
ENTEK ELK A.Ş.KOÇ ÜNİ GR I-II	İSTANBUL	2.332	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	19.0	19.0	07/02/2005
KAREGE GR IV-V	İZMİR	18.060	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	141.9	141.9	07/04/2005
KARKEY(SILOPI-4) GR-IV	ŞİRNAK	6.150	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	FUEL-OİL	F.OIL	47.2	47.2	30/06/2005
KARKEY(SILOPI-4) GR-V	ŞİRNAK	6.750	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	FUEL-OİL	F.OIL	51.9	51.9	23/12/2005
METEM ENERJİ(Hacıgıramat) GR I-II	TEKİRDAĞ	7.832	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	58.0	58.0	29/01/2005
METEM ENERJİ(Peliklik) GR I-II-III	TEKİRDAĞ	11.748	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	89.0	89.0	29/01/2005
NOREN ENERJİ GR-I	NİĞDE	8.730	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	70.0	70.0	24/08/2005
NUH ENERJİ-2 GR I	KOCAELİ	46.950	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	319.7	319.7	24/05/2005
ZORLU ENERJİ KAYSERİ GR-I-II-III	KAYSERİ	149.871	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	1,144.1	1,144.1	22/07/2005
ZORLU ENERJİ KAYSERİ GR-IV	KAYSERİ	38.630	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	294.9	294.9	26/10/2005
ZORLU ENERJİ YALOVA GR I-II	YALOVA	15.930	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	DOĞALGAZ	N.GAS	122.0	122.0	26/11/2005
TERMİK TOPLAM	THERMAL TOTL	1,757.749				12,236.3	12,236.3		
TEKTUĞ(Kargılık) GR I-II	GAZİANTEP	23.900	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	AKARSU	RUN OF RIVER	83.0	19.0	25/04/2005
İÇTAŞ ENERJİ(Yukan Mercan) GR I-II	ERZİNCAN	14.190	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	AKARSU	RUN OF RIVER	44.0	20.0	22/05/2005
MURATLI GR I-II	ARTVİN	115.000	EÜAŞ		BARAJLI	DAM	444.0	400.0	03/06/2005
BEREKET EN.(DALAMAN) GR XIII-XIV-XV	MUĞLA	7.500	SERBEST ÜR.ŞTİ.	İPP	AKARSU	RUN OF RIVER	35.8	0.0	16/07/2005
YAMULA GRUP I-II	KAYSERİ	100.000	YİD	BOT	BARAJLI	DAM	422.0	345.0	31/07/2005
HİDROLİK TOPLAM	HYDRO TOTAL	260.590				1,028.8	784.0		
SUNJÜT(RES) GR I-II	İSTANBUL	1.200	OTOPRODÜKTÖR	AUTOPRODUCER	RES	WIND	2.4	2.0	23/04/2005
RÜZGAR TOPLAM	WIND TOTAL	1.200				2.4	2.0		
GENEL TOPLAM	GENERAL TOTL	2,019.539				13,267.5	13,022.3		

CDM – Executive Board

EÜAŞ TERMİK SANTRALLARI (2006)												
THERMAL POWER PLANTS OF EÜAŞ (2006)												
SIRA NO	SANTRALIN ADI	YAKIT CİNSİ	BULUNDUĞU İL	İŞLEMİYE GİRİŞ TARİHİ	ÜNİTE TİPİ	ÜNİTE ADET VE GÜÇLERİ		TOPLAM KURULU GÜÇ	BRÜT ÜRETİM	PROJE ÜRETİMİ		
ORDER NO	NAME OF POWER PLANT	FUEL TYPE	LOCATION	COMMISSIONING DATE	TYPE OF UNIT	NUMBER AND CAPACITY	OF UNITS	TOTAL INSTALLED CAP.	GROSS GENERATION	PROJECT GENERATION		
								(MW)	(GWh)	(GWh)		
1	Çatalağzı	Taşkömürü Hard Coal	Zonguldak	07/89,02/91	BUHAR-STEAM	2 X		150,0	300,0	1.909,4	1950,0	
TAŞKÖMÜRÜ TOPLAMI					1	SANTRAL	2 ÜNİTE		300,0	1.909,4	1950,0	
HARD COAL TOTAL						POWER PLANT	UNITS					
2	Afjin-Elbistan A	Linyit	K.Maraş	07/84,05/84,01/86,11/87	BUHAR-STEAM	3 X	340,0 +	1 X	335,0	1355,0	2.761,3	8807,5
3	Afjin-Elbistan B	"	K.Maraş	02/05,06/06,09/06,11/06	"	4 X		360,0	1440,0	4.888,3	9360,0	
4	Çan	"	Çanakkale	02/05,03/05	"	2 X		160,0	320,0	1.260,8	2080,0	
5	Kangal	"	Sivas	12/89,12/90,06/00	"	2 X	150,0 +	1 X	157,0	457,0	2.535,4	2970,5
6	Ortaneli	"	Bursa	01/92	"	1 X		210,0	210,0	1.084,5	1365,0	
7	Seyitomer	"	Kütahya	07/73,03/73 11/77,02/89	"	4 X		150,0	600,0	2.985,9	3900,0	
8	Tunçbilek A	"	Kütahya	08/56	"	1 X		65,0	65,0	1.148,1	424,0	
9	Tunçbilek B	"	Kütahya	08/77,10/78	"	2 X		150,0	300,0		1950,0	
LİNYİT TOPLAMI					9	SANTRAL	21 ÜNİTE		4747,0	16.664,3	30857,0	
LIGNITE TOTAL						POWER PLANTS	UNITS					
10	Ambarlı	Fuel-Oil	İstanbul	01/67,03/67,08/70	BUHAR-STEAM	3 X	110,0 +	2 X	150,0	630,0	1.035,9	4100,0
11	Hopa	"	Artvin	01/73,03/73	"	2 X		25,0	50,0	0,0	200,0	
FUEL-OİL TOPLAMI					2	SANTRAL	7 ÜNİTE		680,0	1.035,9	4300,0	
FUEL-OIL TOTAL						POWER PLANTS	UNITS					
12	Aliağa GT-KÇ (CC)	Motorin	İzmir	09/75,09/75,09/76,09/76	KÇ-CC	4 X	30,0 +	2 X	30,0	180,0	21,3	540,0
13	Engil GT	Dizel oil	Van	07/84,12/84	GT-GT	1 x		15,0	15,0	0,0	90,0	
14	Çöğürca	"	Hakkari	1967	İÇTEN YANMALI INTERNAL COMBUSTION	1 X		1,00	1,00	0,3		
MOTORİN TOPLAMI					3	SANTRAL	8 ÜNİTE		196,00	21,6	630,0	
DIESEL OIL TOTAL						POWER PLANTS	UNITS					
(*) 15	Ambarlı KÇ (CC)	Doğal Gaz Natural Gas	İstanbul	08/88,08/88,09/88,11/88,06/89,01/91,02/91	KÇ-CC	6 X	138,8 +	3 X	172,7	1.350,9	7.669,0	8.780,0
16	Bursa KÇ (CC)	Doğal Gaz Natural Gas	Bursa	12/98,02/99 02/99,06/99,06/99,06/99	KÇ-CC	2 X	238,0 +	4 X	239,0	1.432,0	5.008,7	10.024,0
DOĞAL GAZ TOPLAMI					2	SANTRAL	15 ÜNİTE		2.782,9	12.677,7	18.804,0	
NATURAL GAS TOTAL						POWER PLANTS	UNITS					
TERMİK TOPLAMI					16	SANTRAL	53 ÜNİTE		8.705,9	32.308,9	56.541,0	
THERMAL TOTAL						POWER PLANTS	UNITS					
17	Denizli	Tabii Buhar Natural Steam	Denizli	02/84		1 X		15,0	15,0	94,0	90,0	
JEOTERMAL TOPLAMI					1	SANTRAL	1 ÜNİTE		15,0	94,0	90,0	
GEO THERMAL TOTAL						POWER PLANT	UNIT					

CDM – Executive Board

EK 4**İZLEME BİLGİSİ**

	İzlenecek veriler
	<i>Elektrik üretimi (EGfacility, y)</i>
Sorumlu kişi	Tesis müdürü ve atanmış eleman.
Kayıt tarzı	Elektronik
Veri yönetimi	Takip edilen veriler aylık olarak firma sahibine ve Borga Karbon Danışmanlık Ltd. ye aylık olarak yollanacaktır. Sorumluluk kalibrasyon ve bakım tesis müdürü sorumluluğunda olacaktır. Verifikasyon için Borga Karbon tarafından takip edilecek değerlendirilecek ve saklanacaktır.

Ek 5

Elektrik üretim lisansı


**T.C.
ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME
KURUMU**

ÜRETİM LİSANSI

*Bu Lisans kapsamındaki üretim tesisi
Yenilenebilir Enerji Kaynağı kullanmaktadır.*

Lisans No : EÜ/1930-1/1370
Tarih : 08/01/2009

Bu Lisans, Du Elektrik Üretim Anonim Şirketi'ne, Bursa ili'nde kurulacak olan Suluköy Hidroelektrik Santrali üretim tesisinde 08/01/2009 tarihinden itibaren 49 yıl süreyle, üretim faaliyeti göstermek üzere 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve ilgili mevzuat uyarınca Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun 08/01/2009 tarihli ve 1930-1 sayılı Kararı ile verilmiştir.


Hasan KÖKTAŞ
Başkan

Bu lisans, genel ve özel hükümleri ile ayrılmaz bir bütündür.

