

A social cost-benefit analysis: Comparison of coal and wind alternatives in the case of Soma-A power plant

Taylan Zafer Bali, Bahar elikkol Erbaş, Zafer Akın, and Glsm Akarsu

**Department of Economics
TOBB University of Economics and Technology**



Working Paper No: 11-05
TOBB University of Economics and Technology
Department of Economics

July 2011

TOBB University of Economics and Technology Department of Economics Working Papers are published without a formal refereeing process, with the sole purpose of generating discussion and feedback.

BİR SOSYAL FAYDA/MALİYET ANALİZİ: SOMA-A SANTRALİ ÖZELİNDE KÖMÜR ve RÜZGÂR ALTERNATİFLERİ^{1 2}

ÖZET

Dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi, Türkiye’de de karar vericiler, bir yandan enerjide darboğaz ve dışa bağımlılıktan kurtulmak için görece bol ve ucuz yerel fosil kaynakların kullanımı ile diğer yandan çevre dostu ve iklim değişikliği düşünüldüğünde görece salımsız olabilen yerli yenilenebilir kaynaklara yönelme gereği arasında ikilemde kalmaktadırlar. Bu ikilem refah iktisadının yöntemlerinden sosyal fayda maliyet analizi ile incelenenip çözümlenebilmektedir. Bu çalışmada amacımız, kömür ve rüzgâr kaynaklarından elektrik üretiminin sosyal fayda ve maliyetlerini belirlemek ve sosyal fayda maliyet analiz yöntemi kullanılarak iki senaryo incelemektir: (i) Soma Elektrik Santralini yerli linyitle çalışan A Ünitesi’nin (Soma-A) işletilmeye devam edilmesi; (ii) Soma-A’nın kaldırılıp yerine aynı bölgede yıllık aynı miktarda elektrik üretecek bir rüzgâr enerji santrali kurulması. Analiz, sosyal açıdan rüzgâr enerji santralini tercih edilmesine işaret etmektedir. Sonuç olarak, enerji alanında alternatif proje ve politikaların değerlendirilmesinde, sosyal fayda maliyet analiz yönteminin kullanılmasının büyük önem taşıdığı söylenebilir.

Anahtar Sözcükler: Sosyal Fayda Maliyet Analizi, Dışsallık, Enerji, Fosil Yakıtlar, Kömür, Rüzgâr, Yenilenebilir Enerji

JEL kod: D61, D62, Q42, Q51

A SOCIAL COST-BENEFIT ANALYSIS: COMPARISON OF COAL AND WIND ALTERNATIVES IN THE CASE OF SOMA-A POWER PLANT

¹ Çalışma TÜBİTAK KAMAG #106G133 projesi çerçevesinde desteklenmiştir. Yazarlar finansal destek için TÜBİTAK'a, ve çalışmanın çeşitli aşamalarında değerli uzman görüşlerini, fikirlerini, deneyimlerini ve desteklerini kendilerinden esirgemeyen (soyadı sırasıyla) Haluk Direskeneli, Ahmet Eltekin, Ali Erül, Tayfun Hız, Yüksel Malkoç, Barış Sanlı, Çağatay Dikmen, Nevzat Şahin, Nilay Sezer Uzol ve Oğuz Türkyılmaz’a teşekkür ederler. Çalışmanın önceki sürümü ODTÜ İşletme Bölümü 2010 Muhan Sosyal İşletme Konferansı’nda (Haziran16-19, 2010) sunulmuştur. Yazarlar konferans katılımcılarına katkıları ve yorumları için teşekkür ederler.

² Bu çalışmada, alternatif enerji kaynaklarından bir fosil yakıt temelli üretim tesisiyle bir yenilenebilir kaynaklı santralin, tamamen bilimsel amaçlarla, ulaşılabilen tüm veriler kullanılarak, sosyal fayda/maliyet analizleri yapılmaya çalışılmaktadır. Fosil yakıt olarak linyit, yenilenebilir kaynak olarak da rüzgâr ve bu kaynakların bol bulunduğu Soma bölgesi tamamen tarafsız olarak seçilmiştir. Bu

ABSTRACT

As in many countries, decision-makers in Turkey are facing a dilemma between the use of relatively rich and cheap domestic fossil resources to get rid of the energy bottleneck and external dependency and the use of domestic renewable resources to be environmental friendly and climate conscious. In this study, our aim is to determine social benefits and costs of producing electricity from coal and wind resources; and examine two scenarios using the social cost benefit analysis: (i) Continuing the operation of Soma-A Power Plant that utilizes domestic lignite; (ii) Replacing Soma-A Power Plant by a wind power plant that produces the same amount of electricity annually. The analysis shows that the wind plant is socially more desirable than the lignite power plant for Soma and the use of social cost benefit analysis is of great importance for the evaluation of alternative energy projects and policies.

Keywords: Social Cost-Benefit Analysis, Externality, Energy, Fossil Fuels, Coal, Wind, Renewable Energy

JEL Code: D61, D62, Q42, Q51

1. Giriş

Birçok ülkede olduğu gibi, Türkiye’de de enerji talebi çok hızlı bir şekilde artmaktadır. Artan enerji talebinin içinde önemli bir orana sahip olan elektrik enerjisi talebini karşılamak için çeşitli enerji kaynaklarından yararlanılmaktadır. Elektrik enerjisinin, Türkiye’de büyük oranda fosil yakıtlardan elde edildiği görülmektedir. Ülkemizde fosil yakıtlar içinde de doğalgazın 2009 yılı itibariyle % 49,3 ile en fazla paya sahip olduğu görülmektedir. Doğalgazı, yerli bir yakıt olan linyit % 20,1’lik pay ile takip etmektedir. Bunları hidrolik (% 18,5), taşkömürü (% 8,5), fuel oil (% 2,3), jeotermal ve rüzgârın (% 1), motorin ve yenilenebilir atığın (% 0,4) takip ettiği söylenebilir. (TEİAŞ, 2009).

Artan dışa bağımlılık ve bunun getirdiği arz güvenliği ile ilgili çekinceler, yüksek dış alım giderleri, iklim değişikliği, asit yağmurları, su ve toprak kirliliği, gürültü ve radyasyon gibi çevresel ve toplumsal sorunlar, fosil yakıtların sınırlı ve hızla tükenen rezervlere sahip olması ve özellikle 90’lı yıllarda çevre bilincinin artış göstermesi (Uğurlu, 2009, ss.183-209) gibi daha birçok nedenden dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımları dünyada gittikçe artmaktadır. 2006 yılında dünyada tüketilen toplam enerjinin % 18’i yenilenebilir kaynaklardan elde edilmiştir. Bu % 18’lik dilimin % 2,4’ü ise içerisinde rüzgâr enerjisini de içeren ‘Yeni yenilenebilir’ kaynaklardan sağlanmıştır. 2008 yılı sonunda rüzgâr enerjisinin kurulu kapasitesi ise 121,2 GW’a ulaşmıştır ki bu toplam dünya genelindeki elektrik kullanımının % 1,5’una denk gelmektedir. Özellikle Avrupa ülkelerinde kullanımı yaygın olan rüzgâr kaynakları, Danimarka’da toplam elektrik üretiminin % 19’unu, İspanya ve Portekiz’de % 13’ünü, Almanya’da ise % 7’sini karşılamaktadır. Mayıs 2009 itibarıyla ise 80 ülke rüzgâr gücünü ticari olarak kullanmaktadır.

Türkiye’ye bakıldığında, 1984’ten itibaren elektrik sektöründe yapısal ve örgütsel dönüşüm sürecinin 2001’de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun yürürlüğe girmesi ve 2004’te “Elektrik Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi”nin sunulmasıyla hızlandığı görülmektedir. Bu süreçler içinde, sürdürülebilir kalkınma açısından enerji politikaları oluşturulurken, çevre ve toplumsal boyutun da dikkate alındığını ve bu açıdan tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de yenilenebilir kaynaklara önem verildiği görülmektedir. Bunun en büyük kanıtı, toplam elektrik üretimi içinde 2001 yılında % 0,1 paya sahip olan jeotermal ve rüzgâr santrallerinin 2009’da payının yaklaşık % 1’e yükselmesidir. Ayrıca, 2005 yılında yürürlüğe giren ve 2009 yılında elden geçirilen 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” ile yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten tesislerin yaygınlaştırılması için çeşitli teşviklerin ve alım garantilerinin verildiği görülmektedir. Fakat burada şu önemli noktayı gözardı etmemek gerekir: “Temiz enerji kaynaklarının kirli enerjiler

kadar büyük boyutlu olmasa da özellikle büyük ölçekli olduklarında toplumsal maliyetleri vardır.” (Uğurlu, 2009, s.208). Bu açıdan, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten bir santralle fosil yakıtlardan elektrik enerjisi üreten bir santral karşılaştırılırken, her iki santralin getirdiği sosyal faydalar ve maliyetler göz önünde bulundurulmalıdır. Bu çalışmada bu hususlar dikkate alınmaya çalışılmıştır.

Çalışmada, Sosyal Fayda-Maliyet Analizi (SFMA) yöntemi kullanılarak, iki senaryo incelenmiştir: (i) Hali hazırda yerli linyit kömürüyle çalışan 44 MW’lık Soma-A elektrik santralının 25 yıl değişiklik yapılmadan işletilmesi; (ii) Soma-A’nın kapatılıp yerine, aynı bölgede yıllık aynı miktarda elektrik üretecek bir rüzgâr santralının kurulması ve 25 yıl işletilmesi. Bu analiz için, RETScreen paket programı kullanılmıştır. Baz Senaryo (birinci senaryo), var olan durum devam ettiğinde oluşacak sosyal fayda ve maliyetler değerlendirilmektedir. Alternatif Senaryoda ise (ikinci senaryo), çevresel negatif dışsallıkları görece daha fazla olan Soma-A santralının kapatılarak yerine yaklaşık eşit miktarda elektrik üretecek bir RES kurulmasının ve işletilmesinin sosyal maliyet ve faydaları analiz edilmektedir. Makale yedi bölümden oluşmaktadır. Yazın taraması ile bu konuda yapılan çalışmalar özetlenmiştir. Yöntem bölümünde SFMA’nın genel kuramı ve kullanılan yazılım anlatılmıştır. Yöntem bölümünü sırasıyla sosyal fayda ve maliyetlerin anlatıldığı dördüncü ve beşinci bölümler takip etmektedir. İncelenen sistemlere ilişkin varsayımlar, veriler, hesaplamalar analiz bölümünde sunulmaktadır. Sonuçlar, yedinci bölümde nitel olarak özetlenerek yorumlanmaktadır.

2. YAZIN TARAMASI

Fayda-maliyet analizi (FMA), kamu ve özel kesim yatırım projelerinin ekonomik açıdan değerlendirilmesinde kullanılan bir tekniktir (Ergen, 2008). “Fayda-Maliyet analizinin geçmişi, 1808’de ABD’nin su projelerinin faydalarını ve maliyetlerini belirlemesine kadar dayanmaktadır. Ancak, 1930’larda iktisadın modern aracı olarak yükselişe geçtiği görülmektedir” (<http://www.ridgway.co.nz/files/cba-energy.pdf>). “Fayda-Maliyet analizinin, ilk teorik temelleri ise, 1844’de Dupuit (1952) tarafından atılmış ve kamu yatırım projelerini net toplumsal (sosyal) fayda açısından değerlendirmiştir” (İşgüden, 1980). Sonraları, özellikle V. Pareto’nun ve 1940’larda N. Kaldor ve Sir John Hicks’in sosyal gelişme boyutunda katkıları olmuştur (Ergen, 2008). Marglin (1968) tarafından oluşturulan ve daha sonra birçok yazar (Little ve Mirlees, 1968 ve 1974; Dasgupta, Marglin ve Sen, 1972; Mason ve Merton, 1984) tarafından geliştirilen ayrıntılı Fayda Maliyet modelinin arkasındaki temel mantık şu şekildedir: Bütün faydalar ve maliyetler dikkate alınarak, kendilerini oluşturan parçalara ayrıştırılır. Diğerlerinden farklı sosyal öneme sahip olan parçalara farklı ağırlıklar uygulanır” (Brent, 2006 ve Anond ve Nalebuff, 1987).

FMA terimi başlangıçta kısıtlı olarak sadece doğal kaynak projeleri ile birlikte ifade edilirken, daha sonra başka alanlardaki fayda ve maliyetlerin parasallaştırılabildiği tüm kamu ve özel sektör yatırımları için kullanılır hale gelmiştir (Ergen, 2008). FMA enerji sektöründe³ arz güvenliği, enerji verimliliği, enerji tüketim vergilerindeki değişiklikler, deregülasyon, özelleştirme, hava kirliliği, küresel iklim değişikliği politikalarının; elektrik sektöründe dağıtım şebekesi üzerine uygulanacak yeni sistemlerin; farklı elektrik üretim santrali seçeneklerinin; üretim kapasitesi yatırımlarının; enerji verimliliği ile ilgili birçok projenin değerlendirilmesinde kullanılmıştır.

Türkiye’de ise proje değerlendirmesine yönelik ciddi çalışmalar, planlı ekonomiye geçişle birlikte 1960’dan sonra başlamıştır (İşgüden, 1980). Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) tarafından belirli kıstaslar çerçevesinde kamu yatırım programı oluşturulmaktadır. Türkiye’de Orta Vadeli Harcama Planlarının uygulamasını öngören 5018 sayılı Kamu Mali Kontrol Yasası’nın 01.01.2005 tarihinde yürürlüğe giren 13. Maddesi, “Bütçeler kalkınma planı ve programlarında yer alan politika, hedef ve önceliklere uygun şekilde, idarelerin stratejik planları ile performans ölçütlerine ve FMA'lerine göre hazırlanır, uygulanır ve kontrol edilir” şeklinde düzenlenmiştir (Ergen, 2008). Bu bağlamda, DPT, ulusal kalkınma planı çerçevesinde proje planlamasında, birçok sektörü içeren kamu yatırım programlarında Mali FMA ve Ekonomik FMA yöntemlerini kullanmaktadır.

İlgili yazında çalışma kapsamımıza paralel en güncel çalışma Türkiye’deki dört büyük linyit termik santralini Avrupa Birliği Büyük Yakma Tesisleri Direktifi’ne uyum çerçevesinde incelemektedir. (Güven, Kalkan, Afyonoğlu, Kuş ve Vural 2008). Çalışmada SFMA’dan farklı olarak maliyet etkinliği analizi gerçekleştirilerek, yatırım maliyetleri ve yatırım zamanı dikkate alınarak en etkin sonuç seçilmektedir. Yazında bu alanda yapılacak çalışmalara daha fazla ihtiyaç vardır.

3. YÖNTEM

Günümüzde, başarılı enerji ve ekonomi politikalarının oluşturulabilmesi geleneksel enerji kaynaklarının (fosil yakıtlar, hidroelektrik santraller) ve nükleer yakıtların alternatif enerji kaynaklarıyla (rüzgâr, güneş ve jeotermal gibi) çoklu kriterler kullanılarak karşılaştırılmalarını gerektirmektedir. Çoklu kriterlerin kullanımı ile karşılaştırma kamu sektöründe sosyal ve ekonomik amaçlara uygun olarak kaynakların, gelecek nesilleri de düşünerek, etkin ve adil

³ Davitian v.d. (1979), MacLean (1980), Galal v.d. (1994), Newbery and Pollitt (1997), Bowitz v.d. (2000), Matibe (2000), Preciado ve Tanaka (2002), Heck v.d. (2003), Mulder (2003), Lijesen (2004), Damsgaard and Green (2005),

dağılımını sağlayabilmek içindir. Karşılaştırmalarda kullanılan yöntemler maliyet-etkinliği, FMA ve etki analizi olarak sıralanabilir. Bu çalışmada sınırlı bir bölgede, belirli bir örnek üzerinden, rüzgâr ve linyit kaynaklarından elektrik üretiminin SFMA yapılmaktadır.

Boardman, Greenberg, Vining ve Weimer'e (2006) göre FMA'nin amacının toplumun kaynaklarının daha etkin dağılımını sağlayarak, sosyal kararların verilmesine yardımcı olmasıdır. FMA, veriler el verdiğince, bir proje, bir politika veya bir programın, toplumun bütün üyeleri üzerindeki etkilerinin tamamının parasal değerinin ölçülmeye çalışıldığı değerlendirme metodudur. Genel olarak FMA, politika, program, proje, düzenleme ve diğer devlet müdahalelerinin değerlendirilmesinde kullanılmaktadır (Boardman ve ark., 2006). Fayda-Maliyet analizcisi ve özel kesim yöneticisi bir proje değerlendirmesinde, her ikisi de projenin sonuçlarıyla ilgilenmelerine karşın, Fayda-Maliyet analizcisi projenin toplumsal fayda ve maliyetlerini karşılaştırırken, özel kesim yöneticisi sadece bireysel kârlılığı etkileyen parasal gelir ve maliyetlerle ilgilenir (İşgüden, 1980). Ayrıca, özel kesim yöneticisi analizinde yıllık kâr akımını iskonto etmek için, piyasa faiz oranını kullanırken, net fayda akımının iskonto edilmesi için FMA'nde sosyal iskonto oranının kullanılması ve özel kesim kararındaki başlıca kısıtın fon kısıtı olması, buna karşılık FMA'nde kısıtların ayrı olarak değil, direkt amaç fonksiyonu içine dâhil edilmesidir. SFMA'nın özel FMA'nden bir başka farkı salımlar, çevresel etkiler ve istihdam gibi toplumsal dışsallıklarının da yatırım ve işletme maliyetleri ile birlikte analize dâhil edilmesidir. Bu bağlamda, çalışmada parasallaştırılması güç olan nitel bazı etmenler, olabildiğince gerçekçi varsayımlar altında, finansal bir yaklaşım ve uzman görüşü kullanılarak telafi edilmeye çalışılmıştır. Sosyal Fayda-Maliyet Oranına (SFMO) ek olarak bu çalışmada, proje değerlendirmesinde kullanılan Net Şimdiki Değer (NPV) ölçütü de değerlendirilmiştir. Elektrik maliyetleri de bu iki ölçüte ek olarak senaryoların karşılaştırılması için hesaplanmıştır. Öte yandan, geri ödeme süresi ve iç getiri oranları ise özellikle özel proje analizlerinde kullanılan diğer kriterler olup, bu çalışmaya dâhil edilmemişlerdir. Bu kavramlardan kullanılanlar şu şekilde kısaca tanımlanabilir: Paranın zaman değerini ya da yatırım riski gibi diğer etmenleri yansıtmak için gelecek ödemelerin değerinin iskonto edilmesine şimdiki değer denilmektedir. NPV ise, nakit girişlerinin şimdiki değerinden nakit çıkışlarının şimdiki değerinin çıkarılması ile bulunur. Net şimdiki değer pozitif ve yüksek olması istenir (Khan, 1993). Fayda-Maliyet Oranı, bazı farklı tanımları olmakla birlikte parasal cinsten ifade edilen faydaların, yine parasal olarak ifade edilen maliyetlere oranıdır. Bütün fayda ve maliyetler şimdiki değerde ifade edilmelidir (Pogue, 2004).

Tishler v.d. (2006), Rutgers (2008), Olivier ve Bollen (2008); Ghajor ve Khalife (2003); ITC Ltd (2002), DSS Management Consultants Inc. (2005), Snyder ve Kaiser (2009); Limbu v.d. (2006)

Kullanılan Yazılım

Microsoft Excel üzerinden çalışan RETScreen (Renewable Energy Technologies Screening) programı, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği projelerinin fizibilite öncesi çalışmalarının maliyetini düşürecek bir karar verme aracı olarak tasarlanmıştır. RETScreen, çeşitli enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji teknolojilerinin üretim ve tasarruflarını, yaşam çevrim maliyetlerini, salım azaltımlarını, finansal uygulanabilirliklerini ve risklerini değerlendirmek üzere dünya çapında kullanılmaktadır. (<http://www.retscreen.net/tr/centre.php>)

4. SOSYAL FAYDALAR

Bu bölümde, rüzgâr ve linyit kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin sosyal faydalarına değinilmektedir. Sosyal faydalar çevresel faydalar ve sosyo-ekonomik faydalar alt başlıkları altında özetlenmektedir. Özel FMA'nde projenin sadece doğrudan faydaları dikkate alınırken, SFMA'nde dolaylı faydalar, doğrudan faydalara ek olarak, hesaplanmaktadır. Maddi ve ölçülebilen faydalar doğrudan, proje ile ortaya çıkan ve çoğunlukla gayri maddi olumlu dışsallıklar ise dolaylı faydaları oluşturmaktadır (Tokatoğlu, 2005). Faydaların hesaplanmaları güç olabilmektedir. Birincil etkiler zincirleme diğer etkileri ortaya çıkarabilmektedir, ikincil etkilerin hesaba katılması projenin veya problemin doğasına bağlı olarak değişmektedir. Gayri maddi faydaları parasallaştırmak mümkün olamayabilir. Bu zorluğun nedenleri gerekli verilerin olmaması, olan verilerin güvenilir olmaması veya veri ile değerin nasıl ölçüleceğinin açık olmamasından kaynaklanmaktadır (Tietenberg, 2006).

4.1 Çevresel Faydalar

Hava Sektörü

Kömür santralleri ile kıyaslandığında rüzgâr santrallerinin sera gazı salımları oldukça düşük düzeydedir ve küresel ısınmaya katkıları bulunmamaktadır. Aşağıdaki tabloda farklı yakıtlarla çalışan santrallerin 1 kWh elektrik üretmeleriyle ortaya çıkan CO₂ salım miktarları verilmektedir. Tablodan da görüldüğü gibi, fosil yakıtlarla çalışan santraller daha yüksek miktarlarda CO₂ salımına sahiptirler. Sera gazları salımındaki bu farklılık rüzgâr santralının çevresel bir faydası olarak görülmektedir. Karbon piyasaları bu faydanın parasallaştırılmasına yardımcı olabilmektedir.

Tablo 1. Santral Türüne Göre CO₂ Salımları

Santral Türü	CO ₂ Salımı	Santral Türü	CO ₂ Salımı
Kömür	975	Güneş	53
Fuel Oil	742	Rüzgâr	29
Doğal gaz	608	Nükleer	22
Kombine Isı ve Güç	518	Jeotermal	15
		Hidrolik	11

Kaynak: Küçükbahar (2008)

Geleneksel enerji kaynaklarını kullanan santrallerden sera gazlarının yanı sıra sulfürdioksit (SO₂) ve azotoksitler (NO_x) salınmaktadır. Bunlar nem ile birleştiklerinde asit oluşturarak yağmur ve kar ile yeryüzüne inmekte, ve hatta sınırlar ötesi asit depolanması problem oluşmaktadır. Asit yağmurları orman ve su ekosistemlerini olumsuz etkilemekteyken, tarihi, kültürel, artistik yapıların yanı sıra, kullanılan eşya ve yapıların yıpranmasına neden olmaktadır. Bunlara ek olarak partikül salımları görüntüye ve görüş mesafesi olumsuz etkilemektedir. Rüzgâr santrallerinde bu etkiler olmadığından, daha kaliteli hava ve çevre sunarak faydaların ortaya çıkmasını sağlamaktadır.

Su Sektörü ve Toprak Sektörü

Rüzgâr santralleri su kaynaklarından büyük ölçüde tasarruf yapılmasını sağlamaktadır: aynı miktarda elektrik üretimi için, nükleer santrallerde 600 ve kömür santrallerinde 500 kat daha fazla su kullanmaktadır (<http://www.windustry.org/>). Ek olarak, su kalitesi bu santrallerdeki (buhar kazanları, soğutma sistemleri) uygulamalardan etkilenmektedir.

Fosil yakıtlardan farklı olarak, yer altından çıkarılması ve kullanılacağı yere taşınması söz konusu olmadığından, rüzgâr enerjisi arazi tahribatına yol açmamaktadır. Rüzgâr santralleri konvansiyonel teknolojilere göre, doğal enerji kaynağının çıkarıldığı alan, elektrik enerjisinin üretildiği santral ve yakıtın taşındığı yollar hesaba katıldığında, görece daha az arazi kullanım alanı istemektedir (http://www.psew.pl/en/benefits_of_wind_energy.htm). Rüzgâr santralleri arazi kullanımını açısından diğer konvansiyonel tesislere göre daha fazla yer kaplamakla birlikte toplam alan rüzgâr türbinlerinin sayısına ve boyutlarına bağlıdır. Türbinlerin taban alanı ise yaklaşık olarak toplam alanın % 1-3'ü kadardır ve her iki türbinin arası da yandan kanat çapının en az 3 katı, önden ya da arkadan ise yaklaşık 7 katı olmalıdır. Arazinin yapısı bu rakamların artıp azalmasına neden olabilmektedir. Rüzgâr elektrik santralleri, tahsis edilen toplam arazinin sadece % 1 kadarının kullanmakta, geri kalan kısmının ise tarım, turizm ve hayvancılık gibi diğer ekonomik kullanımlara izin vermektedir (Türkiye Çevre Vakfı, 2006). Rüzgâr santrallerinin arazi kullanım yüzdesini, Durak ve Özer (2008), %4 - %5 olarak belirtmektedir.

4.2 Sosyo-Ekonomik Faydalar

Ulusal Güvenlik ve Enerji Bağımlılığı

Saldırıya açık stratejik ithal enerji kaynaklarının piyasa mekanizması içine girmeyen ekstra bir maliyeti bulunmaktadır. Bu kaynakların ithal miktarları ulusal güvenlik çıkarları ile örtüşerek ve koordine edilerek gerçekleştirilmelidir (Tietenberg, 2006). Rüzgâr enerjisi, yerli enerji kaynağı olarak, enerji portföyünü çeşitlendirerek, ithal edilen yabancı kaynaklara bağımlılığı azaltmaktadır. Bu faydanın boyutu diğer doğal kaynakların kullanımından tasarruf edilmesiyle daha da büyümektedir. Kısacası rüzgâr enerjisi diğer kaynak kullanımları için dışsallık yaratmamaktadır (<http://www.psew.pl/en/>). Tasarruf edilen diğer yerli kaynaklar, enerji üretimi için gelecekte kullanılabilirken, enerji bağımlılığı azalmakta ve ulusal güvenlik desteklenmektedir. Küresel düzeyde sürdürülebilir kaynak dağılımına da katkı sağlanmaktadır. Rüzgar enerjisinin, fiyat ve maliyet istikrarları sağlaması, ulusal ekonominin ithal kaynakların fiyat çalkantılarından etkilenmesini engellemektedir. Rüzgâr santralleri küçük ve orta ölçekli elektrik üretim tesisleri olarak farklı bölgelerde yer alabileceğinden, terörist saldırılara karşı korunma sağlamaktadır.

Kırsal Ekonomiler

Kırsal bölgelerde kurulan kömür ve rüzgâr santralleri bu bölgelerdeki ekonomik aktiviteleri çeşitlendirmektedir. Santrallerin teknolojilerindeki ilerlemeler, yeni imalat ve hizmet sektörlerinin yerel, ulusal ve uluslararası düzeyde oluşmasını sağlayarak, bölgesel ve ulusal ekonomiye katkı sağlamaktadır. Rüzgâr santrallerinin arazisinin kiralanabilmesi sonucunda oluşacak kira gelirlerinin vergilendirilmesinden vergi kazancı da oluşabilmektedir (www.windustry.org). Küçük işletmeler ve arazi sahipleri tarafından işletilen rüzgâr türbinleri yerel enerji üretimine katkı sağlayarak, enerji için harcanan paranın bölgede kalmasını sağlamaktadır.

İstihdam

Kömür santrallerinde elektrik, rüzgâr santrallerine göre, daha emek yoğun olarak üretilmekte ve daha fazla kişiye istihdam sağlanmaktadır. Öte yandan rüzgâr enerjisi kısa ve uzun dönemli yeni işler yaratmaktadır. Rüzgâr enerjisinin, üretilen bir birimlik enerji başına kömür ile çalışan santrale göre %30 ve nükleer santrale göre %66 daha fazla iş alanı yarattığı belirtilmektedir (<http://www.windustry.org>). Avrupa'da rüzgâr türbin (RT) üretiminin oluşturduğu doğrudan ve dolaylı istihdam sayıları Tabo 2'de özetlenmektedir (Türkiye Çevre Vakfı, 2006). Rüzgâr santralleri ile birlikte yeni iş alanlarındaki istihdamın artışı, öte yandan termik santrallerinin kapatılmasıyla bir istihdam kaybı söz konusudur. Uzun vadede, yerli teknolojinin üretilmesi istihdam kaybını azaltacaktır. İstihdamdaki net değişimlerin etkileri FMA'nde hesaba katılmalıdır.

Tablo 2: Avrupa da Rüzgâr Türbin Üretimine Yarattığı İstihdam (1998-2002)

Yıl	RT Üretimi	RT Tesisi	RT İşletme ve Bakım	Toplam İstihdam
1998	16.725	7400	950	25.075
2002	47.025	21.150	3500	72.275

Kaynak: Türkiye Çevre Vakfı, 2006

Son olarak, diğer önemli bir fayda kategorisi, rüzgâr enerjisi teknolojisi insan hayatını tehlikeye atan riskleri barındırmasından kaynaklanmaktadır: nükleer enerjide sızıntı ve kömürün çıkartılmasında grizu patlaması riski mevcuttur (http://www.psew.pl/en/benefits_of_wind_energy.htm).

5 SOSYAL MALİYETLER

Yenilenebilir enerji alternatifleri ilk ve gömülü maliyetler açısından bakıldığında başlangıçta oldukça yüklü yatırımlar gerekmektedir. Fakat rüzgâr yeraltından çıkartılıp taşınmadığından ve santrallerin işletim maliyetleri düşük olduğundan geleneksel yakıtlara göre uzun vadede maliyetlerini düşürmektedir. Rüzgâr enerjisi üreticiyi tüketiciye yakınlaştırarak iletimde kayıpların ve maliyetlerin azalmasına da yardımcı olabilmektedir.

Anahtar teslim bir rüzgâr santralının en büyük maliyet kalemi türbin maliyeti, temel, elektrik tesisatı, iletim hattına bağlantı, yol yapımı gibi unsurları içeren ilk maliyetlerdir. Fosil yakıt kullanan, toplam maliyetlerinin ortalama % 40 ila % 70'ini yakıt ve işletim masraflarının oluşturduğu teknolojilere göre, rüzgâr türbinleri sermaye ağırlıklı ve yakıt maliyetlerinin sıfıra yakın olduğu teknolojilerdendir. Tablo 3 tipik bir rüzgâr türbininin maliyet dağılımını göstermektedir.

Tablo 3: Avrupa'da kurulan tipik bir 2 MW'lık rüzgâr türbininin maliyet dağılımı (€, 2006)^a

MALİYET KALEMİ	YATIRIM (€1,000/MW)	Toplam maliyetteki yüzdelik payı
Türbin	928	75.6
İletim Hattı Bağlantısı	109	8.9
Zemin ve Temel	80	6.5
Arazi kirası	48	3.9
Elektrik Tesisatı	18	1.5
Danışmanlık	15	1.2
Finansal Maliyetler	15	1.2
Yol Yapımı	11	0.9
Kontrol Sistemleri	4	0.3
TOPLAM	1,227	100

Kaynak: <http://www.renewable-energy-sources.com/2009/10/30/basic-cost-of-wind-energy/>

^a Tabloda verilen rakamlar türbin kalitesi ve büyüklüğüne, iletim hattına olan uzaklığa, hibe ve teşviklere, iklim ve arazi yapısına göre değişiklik arz edebilir. Yapılacak çalışmalardaki analizler bu faktörlerin hepsini göz önüne almalıdır.

5.1 İlk Maliyetler

Genel olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının ilk maliyetleri toplam maliyetler içindeki en büyük payı oluştururlar. Aşağıda ilk maliyetler alt kalemleriyle birlikte incelenmiştir.

Fizibilite etüdü, Geliştirme ve Mühendislik

Fizibilite etüdü tipik olarak saha incelemesi, kaynak değerlendirmesi, çevresel değerlendirme, ön proje tasarımı, ayrıntılı maliyet tahmini, proje hazırlama ve yönetimi gibi alt ayrıntıları içeren bir kalemdir. Bu çalışmalar önemlidir çünkü özellikle uzun vadede projeden elde edilecek elektrik miktarını ve dolayısıyla projenin sürdürülebilirliği ve kârlılığını doğrudan etkilemektedir. Önerilen projenin, fizibilite çalışmasıyla, hayata geçirilebileceğine karar verilirse, proje geliştirme çalışmaları başlatılır. Bazı projelerde fizibilite çalışmaları ve geliştirme işlemleri beraber yürütülebilir. Bu aşama ise kontrat görüşmeleri, izinler ve onaylar, arsa hakları, proje finansmanı, hukuk ve muhasebe işlemleri gibi alt kalemler içermektedir. Mühendislik kısmı ise önerilen proje yeri ve inşaatların tasarımı, mekanik-elektrik aksam tasarımı, ihale ve anlaşma ve inşaat yönetimi gibi kalemlerden oluşmaktadır. Maliyet oranları açısından da projenin bu kısmının toplam maliyetinin tüm maliyetlere oranı % 1 civarındadır.

Elektrik Sistemi

Elektrik sistemi, santralin hem donanımını hem de montajını içermektedir. Dolayısıyla bir rüzgâr santralindeki en büyük maliyet olan rüzgâr türbini bu kalemin içerisinde. Türbin maliyeti, türbinin büyüklüğü, özellikleri ve teknolojik kapasitesine bağlı olarak değişmekle birlikte toplam maliyetin yaklaşık % 75'lik kısmını oluşturmaktadır.

Elektrik sisteminin bir başka kalemi iletim hattına bağlantı kısmıdır. Rüzgâr türbinlerinden üretilen elektrik yerel amaçlarla kullanılabilir gibi, merkezi iletim hatlarına da bağlanabilmektedir. İkinci durumda bu maliyet kalemi merkezi hatlara uzaklığa göre değişkenlik arz etmekte ve iletimde kayıplara yol açmaktadır. Ayrıca bu maliyet kalemi bağlantı tipi ve voltajına ve santralin kurulu gücüne bağlı olarak da değişebilir. Havadan bağlantı yapılabildiği gibi şehirleşmiş bölgelerde, daha pahalı olarak, yeraltından da bağlantı yapılabilmektedir. Bu kalemin toplam maliyetler içindeki payı da % 4 ile %15 arasında değişiklik arz edebilmektedir.

Santralin konumuna ve ulaşım imkânlarına bağlı olarak değişkenlik arz eden bir diğer kalem ise yol yapım maliyetleridir. Bazı projeler için hiç yol inşaatı gerekmezken, bazıları için ise oldukça yüksek maliyetlerle karşılaşılabilir. Var olan yolların konumu santralin yer seçimi yapılırken göz önüne alınması gereken faktörlerden birisidir. Yol yapım maliyetleri kilometre başına 80.000 €'ya kadar çıkabilmekte, fakat bu rakam, deniz ve ırmak kıyılarındaki bazı özel projeler için 350.000 €'ya kadar yükselebilmektedir. Öte yandan, trafo merkezi de elektrik sisteminin önemli parçalarından biri olup temel olarak voltaj ve yapılacak santralin kurulu gücüne bağlı olarak maliyeti değişen bir kalemdir. Bu kalem de % 8-10 ortalama ile toplam maliyetlere dâhil olmaktadır.

Sistem Dengesi ve Diğer

Rüzgâr türbininin, donanım maliyetleri ve diğer elektrik maliyetleri haricinde kalan türbin temeli, nakliye, eğitim ve işe alım, kurulum ve çevre ile ilgili diğer maliyetler bu kalemin altında yer almaktadır. Bu kalemin toplam maliyetlere oranı da % 6-8 civarındadır.

5.2 Finansal Maliyetler

Uzun dönemli projelerin toplam fayda-maliyet analizleri yapılırken kullanılan ve zamana göre ayarlamaların yapılmasını sağlayan bazı faktörler mevcuttur. Bunlardan en önemlisi yakıt bazlı projelerde yakıt maliyeti eskalasyon oranı iken yenilenebilir enerji kaynaklarında, bu kalem önemsizdir. Diğer faktörler ise enflasyon oranı, iskonto oranı ve projenin beklenen ortalama ömrüdür. Genel maliyet ve fayda analizlerinde tüm bu unsurlar göz önüne alınmalıdır.

Öte yandan rüzgâr santralleri gibi uzun vadeli ve ilk maliyetlerin yüksek olduğu projelerde proje finansmanının yapısı ciddi bir maliyet kalemi olarak ortaya çıkabilmektedir. Burada toplam finansmanın öz varlıklara bağlı olarak ne kadarının borç ile karşılanacağı ve borcun hangi faizle ve ne vadeyle alındığı maliyetler açısından büyük farklılıklar oluşturabilmektedir. Projeden projeye değişmekle birlikte genel olarak borç vadesi 10 yıl ve borç oranı da % 80 civarında olmaktadır.

Bunun dışında yenilenebilir enerji yatırımlarına yönelik devlet desteği farklı teşvik ve hibelerle sağlanmaktadır. Farklı ülkelerin farklı teşvik sistemleri olmakla birlikte, alım garantisi, vergi avantajları, muafiyetleri ya da tatilleri, arazi destekleri gibi birçok destek söz konusu olabilmektedir.

5.3 Yıllık Maliyetler

Yıllık maliyetleri temel olarak işletme ve bakım maliyetleri oluşturmaktadır. Rüzgâr enerjisinin işletim maliyetleri konvansiyonel teknolojilere göre daha azdır. Bunun altında arazi ve/veya kaynak kiralama, mülkiyet vergileri, sigorta primleri, malzeme ve yedek parça, idari masraflar, dış bakım ve danışmanlık gibi alt kalemler bulunmaktadır. Yıllık maliyetler de toplam başlangıç maliyetlerine göre çok düşük olup yaklaşık ilk maliyetlerin % 1-2'si civarında gerçekleşmektedir.

5.4 Dönemsel Maliyetler

Bunlar, bir yılı aşan dönemlerde tekrarlanan maliyetlerdir. Bu kalemde rüzgâr türbinlerinin kanatlarının eskimesinden kaynaklanan kanat değişim maliyetinden bahsedilebilir. Periyodik bakım ve onarımları yapılmasına karşın türbin kanatlarının santralin ömrü boyunca bir ya da iki kez değişmesi gerekebilir. Bu değişimin ortalama 10 senede bir yapılacağı ve santralin ömrünün de ortalama 20-25 yıl olacağı dikkate alındığında en az bir kerelik bu değişim kaçınılmaz olmaktadır.

5.5 Çevresel Maliyetler

Rüzgâr teknolojisi, diğer teknolojilerin maliyetlerine nazaran daha hafif ve anlaşılır olmasına rağmen, bazı sıkıntılara neden olabilmektedir. Bunlardan bazıları aşağıda açıklanmaktadır.

Görsel etkiler, Gürültü, Gölge ve Yansıma ve Elektromanyetik engelleme

Rüzgâr türbinleri özellikle arazinin kıymetli olduğu yerlerde görüntü ve estetiği olumsuz etkilemektedir. Santraldeki depolar, trafo merkezi, iletim hatları ve yollar da görsel olarak çevredeki sakinlerin rahatsız olabileceği faktörlerden bazılarıdır. Görsel etkilere ek olarak, 1 MW ve üzerinde kapasiteye sahip türbinler, 200 metre uzaklıktan, yaklaşık olarak 45 dBA kadar ses çıkarmaktadır. Bu da bir özel ofisteki ortalama ses seviyesine yakın olup (gürültü açısından) sessiz sayılabilir. Rüzgâr türbinleri yerleşim ve yaşam mekânlarına makul bir uzaklıkta kurulduğu zaman bu sorun büyük olmayacaktır. Bunlara ek olarak, çok yakındaki yerleşim yerleri için sorun olabilecek gölge ve yansıma etkileri çok fazla önem arz etmemekle birlikte nadir de olsa kişisel bazı şikâyetlere neden olabilmektedir. Rüzgâr türbinleri elektromanyetik dalgaları kullanan iletişim sistemlerini, özellikle televizyon ve uçak navigasyonu ve iniş sistemlerini olumsuz etkileyebilmektedir. Televizyona olan etkileri kolayca engellenebilmektedir ve diğer etkileri de uçakların iniş alanlarına yakın olmadıkları sürece çok önemli değildir.

Ekosisteme etkileri

Rüzgâr santrallerinin ekosisteme etkisi en çok kuş ölümlerine yol açması ve göçmen kuşların göç yollarını olumsuz etkilemeleridir. Amerika'da yapılan bir araştırmada, senede türbin başına 2,19 tane kuşun öldüğü gösterilmiştir. Bu küçük bir rakam gibi gözükebilir ama nesli tehlikede olan türlerin bulunduğu bölgelerde bu önem arz etmektedir (Hohmeyer v.d., 2004).

5.6 Sosyo-Ekonomik Maliyetler

Bu maliyetler içinde termik santralin kapatılıp yerine rüzgâr santrali açılmasının istihdama, halk sağlığına ve işletmedeki çalışan sağlığına olan etkileri incelenebilir. İstihdama olası olumsuz etkileri, yukarıda olumlu etkileri ile birlikte işlendiğinden bu kısımda ayrıca değinilmeyecektir.

Halk ve İşletmedeki Çalışan Sağlığı

Rüzgâr santralleri zararlı gaz salınımlarını engelleyerek, hem çalışanların hem de çevre ve halk sağlığının korunmasını sağlamaktadır. Özellikle kömür ve yağ yakan santraller, civa, arsenik, berilyum, kadmiyum, nikel, dioksin, kurşun gibi ağır metallerin salımlarından en fazla sorumlu olanlardır. Amerika Birleşik Devletleri Çevre Koruma Kurumu, kömür santrallerinin tek başlarına havadaki civa salımının %33'ü gibi bir bölümünden sorumlu olduğunu belirtmektedir. Bunlara ek olarak sülfür dioksit (SO₂), nitrojen oksit (NO_x) ve küçük parçacıklar da kömür santrallerinin salımları arasında yer almaktadır. Tüm bu maddeler, kanser, prematüre ölümler, kalp, üst ve alt solunum yolları hastalıkları, astım atakları ile insan sağlığı üzerinde ciddi boyutlarda etkiler yaratmaktadır. Penny, Bell ve Balbus (2009) yaptıkları çalışmada Çin ve Hindistan'daki kömür santrallerinin salımları sonucu akciğer kanseri ve kalp hastalıklarından ölenlerin sayısının yılda 490 ile 900 arasında olduğunu tahmin etmektedirler. Bu ölümler ve hastalanmalardan dolayı ortaya çıkan ekonomik maliyetler, işgücü kaybı ve sağlık harcamalarındaki artış aracılığıyla hesaplanabilmektedir. Rüzgâr santrallerinin bu tür etkileri mevcut değildir. Bu etkilerin rüzgâr enerjisi kullanılması ile ortadan kalkması, ölçülebilen bir maliyet düşüşü oluşturmaktadır.

6 ANALİZLER

Bu bölümde yerli linyit kömürü ile elektrik üreten eski ve gerçek bir santral (Soma-A) ile onun işlevini devralmak üzere kurulması planlanan farazi bir rüzgâr santralinin özellikleri, bu santrallerin her birinin 25 yıl çalıştırılmalarının ana varsayımları ve ekonomik sonuçları ortaya koyulmaktadır. Bu analizlerin sonucunda baz ve alternatif senaryoların karşılaştırmalı SFMA yapılmaktadır.

6.1 Baz Durum Senaryosu: Soma-A Santralının 25 Yıl Daha İşletilmesi

Bu kısımda halen işletilen Soma-A Ünitesinin 25 yıl daha çalıştırılması senaryosunun varsayımları sunulmaktadır. Çalışmada Soma-A için Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ, 2009) raporlarından alınan, 2007 ve 2008 yıllarına ait gerçek verilerin yuvarlanmalarıyla elde edilen varsayımsal veriler kullanılmıştır. Çalışmanın amacı olabildiğince gerçekçi bir SFMA yapmak olduğundan, gerçeğe yakın varsayımsal verilerin kullanılması bir sakınca oluşturmamaktadır.

Teknoloji

44 MW'lık (2 x 22 MW) Soma-A Termik Santrali, 1954 yılında işletmeye alınmıştır. Santral, 3500 kcal/kg kalorili, %27 küllü ve %22 rutubetli kömürlere göre tasarlanmıştır. Bu santral, yanbaşındaki 990 MW kurulu güce sahip, daha yeni teknolojiye sahip 6 ünitelerden oluşan Soma-B santraliyle birlikte, EÜAŞ'a bağlı ortaklık biçiminde yapılmış olan Soma Termik Santral İşletmesini (SEAS) oluşturur. Santralin 2008 yılındaki brüt üretimi, 273,8 GWh'tir (TEİAŞ, 2009). Soma-A santrali, eski teknolojisine karşın oldukça sorunsuz ve düzenli çalışmakta, yılda 230.000 ton civarında, ortalama 3700 Kcal/Kg alt ısı değerine sahip yerel Soma linyit kömürü yakarak, tek başına, şebekeye yıllık net olarak yaklaşık 250.000.000 KWh elektrik sağlamaktadır. Santralin, ilk tutuşmayı sağlamak için toplam yakıt maliyetinin %2'sinden azını oluşturan yıllık 120 ton civarında bir motorin tüketimi de vardır. Motorin maliyeti bu çalışmada göz ardı edilmiştir.

Salımlar

Soma-A santralının yıllık salımları Türkiye'deki tüm elektrik üretim tesislerinden oluşan temel şebekenin (ki yalnızca Soma-A'nın 25 yıl çalıştığı duruma ait tablolarda "Baz Durum" diye adlandırılan durumdur) toplam salım özellikleriyle karşılaştırmalı hesaplanmıştır⁴. Santral türlerinin çıktı başına ortalama salım katsayıları (emiyon faktörleri) ve diğer sera gazlarının CO₂ dönüşüm katsayıları IPCC (2007)'den RETScreen yazılımına aktarılmıştır. Türkiye elektrik üretim sisteminin salımlarının hesaplanmasında yakıt karışımında % 1 ve üstünde payı olan beş yakıt türü (doğal gaz, linyit, su, taşkömürü ve fuel-oil) dikkate alınmıştır; linyit ve taşkömürü 'kömür' olarak birleştirilmiş, diğer tüm fosil yakıtlar doğalgaza, tüm yenilenebilir kaynaklar da suya eklenerek oranların % 100'e tamamlanması sağlanmıştır. Yakıtların elektrik üretim verimliliği yüzdeleri RETScreen programının kendi uluslararası kabullerinden alınmıştır. Bunlar da A.B.D. Çevre Koruma Ajansının E_GRID veritabanına⁵ dayanmaktadır. İletim ve dağıtım kayıpları ise geleceğe dönük olarak sabit % 5 varsayılmıştır. Kaçaklar dikkate alınmamıştır. Ayrıca proje ufkunun 10.

⁴ Sera gazları salım hesaplamaları istenildiği takdirde yazarlardan temin edilebilir.

⁵ <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/egrid/index.html>

yılında yeni ve büyük bir hidroelektrik (ya da nükleer) santralin devreye girerek şebekenin verimini bir miktar yukarıya, toplam salımları ise % 10 mertebesinde aşağıya çekeceği varsayılmıştır.

Bu karşılaştırmanın sonucunda, Soma-A santralının yıllık 249.999 MWh varsayımsal üretiminin, aynı miktar elektriğin Türkiye şebekesine enerji sağlayan tesis bileşiminde üretilmesine göre, yıllık 187.871,1 ton (10. yıldan itibaren 201.420,2 ton) CO₂-eşdeğeri seragazı salımı artışına neden olacağı kestirilmiştir. Bu değer yıllık 436.909,5 varil petrol tüketimine eşdeğerdir. Bu salım, Londra'daki Avrupa İklim Borsası'nda (ECX) 2009 yılı boyunca oluşan karbon fiyatlarının üst sınırı 15€/tCO₂ üzerinden yıllık en az 2.818.067 € tutarında sosyal maliyete eşdeğerdir (<http://www.ecx.eu/media/pdf/ecx%20monthly%20report%20-%20january%202010.pdf>). Bu bedel her yıl % 1'lik varsayımsal bir eskalasyon oranıyla artacak, ayrıca 10.yılıda büyük bir hidroelektrik (ya da nükleer) santralin devreye girmesiyle bir kez daha yukarı kayacaktır. Tüm bu parasallaştırılmış seragazı salım maliyetleri aşağıdaki analizlerde hesaba katılmıştır.

Soma-A Santralinde yakılan linyitin kükürt oranı %1'in biraz altındadır; bu oran analizlerde %1 varsayılmıştır. Linyitin kül (en az %20) ve nem (en az %10) oranları ise oldukça yüksektir. Bunun oluşturduğu partikül (ör: 2006 yılı için 4950 ton toz) ve kükürt dioksit (SO₂ – ör: 2006 yılı için 2716 ton) salımları (EÜAŞ, 2009) haliyle seragazı salımlarında yer almamakta fakat halk sağlığına, fiziksel sermayeye ve tarımsal üretime olumsuz etkileri bulunmaktadır. Bu etkiler aşağıda dikkate alınmış ve zararlarını tazmin edecek genel bir sigorta yaklaşımıyla maliyetlere dâhil edilmişlerdir.

Maliyetler

Aşağıdaki tüm analizlerde yıllık Avro cinsinden enflasyon oranı % 2,17⁶, Avro cinsinden enerji projesi finansman faizi % 6,50⁷, toplumsal iskonto oranı % 4 (Avrupa Komisyonu, 2009), yakıt maliyeti eskalasyon oranı % 5⁸, şebekeye elektrik satış fiyatı 66,6 €/MWh⁹, elektrik satış geliri eskalasyon oranı % 5¹⁰, seragazı azaltım bedeli 15 €/tCO₂,¹¹ seragazı azaltım bedeli eskalasyon oranı % 1¹² varsayılmıştır.

İlk Maliyetler

⁶ EUROSTAT 2001-2010 aralığı için Avro Bölgesi TÜFE yıllık değişim oranlarının $\{[(1+r_t)]^{0,1} - 1\}$ formülüyle yıllık ortalama (http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database).

⁷ Uzman görüşü

⁸ Uzman görüşü

⁹ EPDK 10/12/2009 tarih ve 2339 no.lu kararında Türkiye'de elektrik enerjisinin satın alma referans fiyatı 13,32 Krş/kWh olarak belirlenmiştir. 1€ = 2 T.L. kuruyla bu fiyat 66,6 €/MWh etmektedir.

¹⁰ Uzman görüşü

¹¹ <http://www.ecx.eu/media/pdf/ecx%20monthly%20report%20-%20january%202010.pdf> kaynaklı tahmin

¹² Uzman görüşü

Soma-A Santralının 25 yıl daha çalıştırılmasından oluşan Baz Senaryonun maliyetleri Tablo E1’te sunulmuştur. Yeni projelerde gerekli olan ilk maliyet kalemlerinin Soma-A santralının 25 yıl daha hizmette kalmasından oluşan devam projesi için gerekmediği varsayılmıştır. Yalnız, işletmeye devam kararının alınmasıyla birlikte santralin sorunsuz çalışabilmesi için bir miktar idame yatırımı öngörülmüştür. Bu kalemin tahmininde uzman görüşü esas alınmış ve 1 MW kurulu güç için yeni santral ortalama maliyeti olan 1200 €’nun üçte biri olan 400 € tahmin edilmiştir.

Yıllık Maliyetler

Yıllık maliyetlerde, ayrıntılı veriye ulaşılamadığından, Genel İşletme ve Bakım Giderleri kalemi, Bağlı Ortaklıklar Brüt Enerji Maliyet Yüzdeleri Tablolarından (EÜAŞ, 2009) termik santraller için toplam maliyetlerin yaklaşık %20’si ve yakıt maliyetlerinin %25’i olarak saptanmış ve Soma-A’ya uygulanmıştır. Termik santrallerin toplam muhasebe maliyetleri içinde en büyük kalemi %80 ile yakıt maliyeti oluşturmaktadır. Bu kalem çalışmada yaklaşık 8.050.425 € tutmaktadır. Dolayısıyla santralin Genel İşletme ve Bakım Giderleri yıllık toplam yakıt maliyetinin %25’i olan 2.012.606 € yıllık maliyetlere katılmıştır. Ayrıca sera gazı izleme ve doğrulama etkinliği için de aylık tahmini 300 € (RETSscreen) ve 12 ay üzerinden, yıllık 3600 € tutarında bir maliyet kalemi tanımlanmıştır. Diğer bir yıllık maliyet kalemi, ilk maliyetlerin %20’si varsayılan öz kaynağın (3.520.000 €) fırsat maliyetidir. Bu kaynağın projede kullanılması, yıllık % 6,5 ortalama faiz oranıyla 228.800 € yıllık faiz gelirinین feda edilmesine neden olacağından bu tutar bir ekonomik maliyet olarak işlenmiştir.

En önemli yıllık toplumsal maliyet kalemi ise, tesisin salımlarından kaynaklanan halk sağlığı, fiziksel sermaye, tarımsal üretim ve küresel ısınmaya olan olumsuz etkileridir. Bu etkilerin sonucusu Emisyon Analizinde incelenmiş ve toplam seragazı salımı CO₂ eşdeğer ton başına 15 Avroluk tahmini bir değerle parasallaştırılmış ve Tablo E2’teki SFMA hesaplarına dahil edilmiştir. İlk üç etkinin gerçek maliyetleri veri eksikliğinden ötürü bu çalışmada kapsamlı olarak hesaba katılamamıştır; bunun yerine, bu etkilerin parasallaştırılması için deneyimli bir sigorta uzmanının görüşü alınarak, Soma-A santralının proje süresi boyunca (25 yıl) işletilmesi halinde oluşacak halk sağlığı, bina ve diğer maddi sermaye malları, tarım ve hayvancılık hasarlarının tümünü, tüm Soma nüfusu (yaklaşık 100.000 kişi) için kapsayan bir sigortanın yıllık prim tutarı tahmin edilmiş ve santralin yıllık maliyetlerine eklenmiştir. Soma-A’nın kapatılıp yerine RES kurulması ve 25 yıl işletilmesi senaryosunda her yıl bu prim maliyetinden tasarruf edilmektedir. Böyle bir yıllık primin, Soma-A ve Soma-B santralleri arasında kurulu güçleri oranında (44/990) bölüşüleceği varsayımıyla, Soma-A’ya düşen payı 1.700.000 € olarak tahmin edilmiştir. Tüm bu yıllık maliyetlere varsayımsal olarak %1 oranında Genel ve İdari Giderler, Genel İşletme Giderlerinin %1’i oranında Yıllık İdame Giderleri ve yine %1 oranında Öngörülmeyen Giderler kalemleri eklenmiştir.

Dönemsel ve Son Maliyetler

Soma-A Santralının devam projesinde bir yıldan daha uzun dönemlerde tekrarlanan herhangi bir maliyet kalemi varsayılmamıştır. Tesisin kapanmasıyla oluşacak başlıca maliyet kalemi ise işten çıkarılacak personelin kıdem tazminatlarıdır. EÜAŞ (2009) verilerine göre Soma A ve B santrallerinde toplam 1137 kişi çalışmaktadır. EÜAŞ (2009) raporunda Soma-A Ünitesinin emek dağılımı yayınlanmamıştır. Bu yüzden tesisi iyi bilen bir uzmanın görüşü uyarınca toplam sayılar üçe bölünerek tam sayıya yuvarlanmış ve böylece elde edilen personel sayıları analizde kullanılmıştır. Soma A ve B Ünitelerinin toplam gerçek ve Soma-A Santralının varsayımsal emek dağılımları Tablo 4’te gösterilmiştir. Bu sayılar, Soma-A’nın kapatılması durumunda işten çıkarılacak çalışanlara ödenecek kıdem tazminatlarının tahmininde kullanılmıştır. Kıdem tazminatlarının tahmininde tüm çalışanlar için eşit ortalama bir değer (20.000 €/çalışan) varsayılmış ve bunun yaratacağı toplam kıdem tazminatı yükü 7.540.000 € olarak tahmin edilmiştir. Bu tutar yıllık % 2,17 olarak tahmin edilen avro enflasyon oranıyla bileşik olarak 25 yıl sonrasına götürülmüş ve 12.896.034 € gibi bir gelecek değer bulunmuştur. Benzer şekilde, uzman görüşüyle bugün için 1.000.000 € tahmin edilen Soma-A santralının tekrar çalışmamak üzere hurda değeri aynı enflasyon oranıyla bileşik olarak 25 yıl sonrasına taşınmış ve 1.710.349 € olarak alacak kaydedilmiştir.

Tablo 4: Soma Termik Santralının ve Soma-A Ünitesinin İşlevsel Emek Dağılımları

İstihdam	Mühendis	İdari	İşçi	Savunma	Tekniker	Santral Toplam	Hizmet Alımı	Toplam
SOMA (A+B)	30	40	884	50	13	1.017	120	1.137
SOMA-A (Tahmin)	10	13	294	16	4	337	40	377

Kaynak: E.Ü.A.Ş. (2009) ve uzman görüşü

Faydalar

Santralin işletilmesinin sağladığı başlıca fayda elektrik üretimidir. Üretimin yıllık parasal değeri, ekteki Tablo E2’de 66,6 €/MWh gösterge satış fiyatıyla¹³ parasallaştırılmış ve yıllık 16.649.501 € elektrik satış geliri tahmin edilmiştir. Santrallerin ikincil gelir kalemi olarak düşünülen seragazi salımları Soma-A için sosyal açıdan bir maliyet kalemi haline gelmiştir. Bu kalem, yukarıda yıllık maliyetlerin içinde açıklanmıştır.

¹³ EPDK 10/12/2009 tarih ve 2339 no.lu kararında Türkiye’de elektrik enerjisinin satın alma referans fiyatı 13,32 Krş/kWh olarak belirlenmiştir. 1€ = 2 T.L. kuruyla bu fiyat 66,6 €/MWh etmektedir.

Vergiler ve iç borç faizleri aynı toplumun bireyleri ya da kurumları arasındaki transferler olduklarından gerçekte projelerin sosyal fayda ve maliyetlerini etkilememekte ancak vergi sonrası özel kârlılığını değiştirmektedirler. Öte yandan dış borç faizlerinin ve dış borç ödemelerinde kullanılan vergilerin, ekonominin dışına çıktıkları ve o topluma dönmedikleri için toplumsal maliyet sayılmaları gerekir. Bu çalışmada vergiler iç transfer kabul edilerek hesaba katılmamıştır. Projelerin ilk maliyetlerinin % 80 dış borç ve % 20 iç öz kaynakla finanse edildikleri varsayılmıştır. Dış borç ödemelerinin 10 yıl boyunca anapara artı yıllık % 6,5 Avro faiziyle eşit taksitlerle ödenecekleri varsayılmış ve bu ödemeler ülke dışına yapılacakları için transfer değil gerçek toplumsal maliyet olarak hesaba katılmışlardır. Ayrıca % 20 oranında iç öz kaynağın ilgili proje yerine uluslararası piyasalarda değerlendirilseydi benzer biçimde yıllık % 6,5 Avro faizi kazanacağı varsayılmış ve feda edilen faiz geliri öz kaynağın fırsat maliyeti olarak hesaba katılmıştır.

SFMA Göstergeleri

Tablo E2’de bu varsayımlar altında yapılan SFMA sonuçları özetlenmektedir. Burada, kökeninde finans yazınından gelen kavramların, sosyal fayda ve maliyetlerin de analize katılmaları sonucu toplumsal bir anlam kazanarak genişlemiş olduklarına ve buna göre yorumlanmaları gereğine dikkat etmekte yarar vardır. Söz konusu olan yeni bir yatırım olmayıp devam projesi olduğundan, tabloda “Öz Varlık” olarak adlandırılan büyüklük ilk maliyetleri ifade etmektedir. Kullanılan ölçütlere

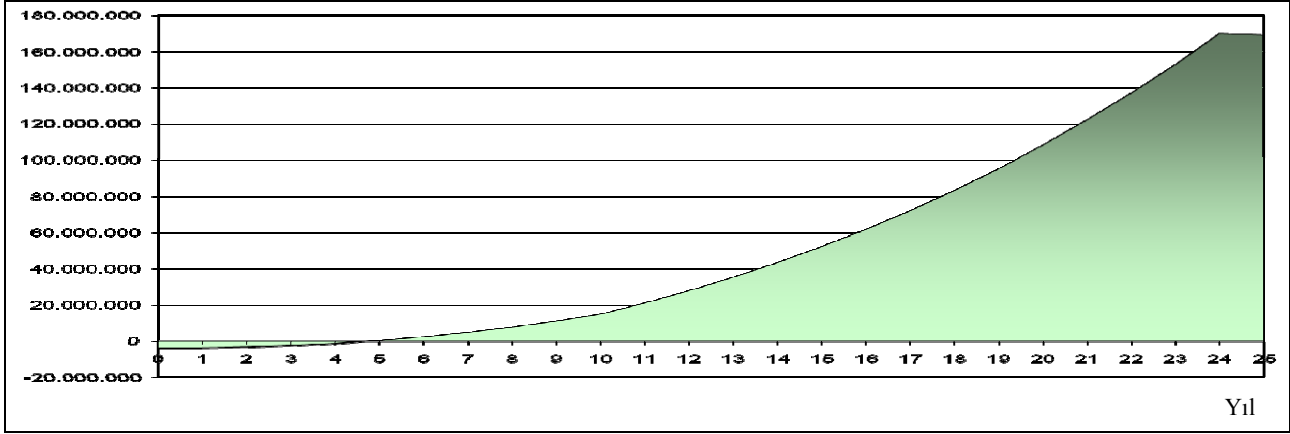
temel olan Net Bugünkü Değer (Net Present Value(NPV)) formülü $\sum_0^T \frac{NG_t}{(1+r_t)^t}$ ifade edilir. t

zaman periyodunu, NG dönem net faydalar (faydalar-maliyetler) toplamını, r_t , ise dönemlik sosyal iskonto oranı ifade etmektedir.

Buradaki toplumsal açıdan en anlamlı üç gösterge, senaryonun NPV’si, Fayda/Maliyet Oranı (F/M) ve bu santralde üretilen elektriğin (analize katılabilmiş olan içsel ve dışsal tüm fayda ve maliyetlerini dikkate alarak Net Fayda Akımını sıfırlayan) gerçek toplumsal maliyetini gösteren ‘Enerji Üretim Maliyeti’dir.

Soma-A 25 yıl işletim senaryosunun sürdürülebilirlik göstergelerinin oldukça yüksek pozitif değerlere sahip olmaları, bunun bir devam projesi olup başlangıç maliyetlerinin idame yatırımlarından ibaret olmasından kaynaklanmaktadır. Her durumda projenin toplumsal faydaları toplumsal maliyetlerinin üstündedir. Bu senaryonun NPV’sinin pozitif, fayda/maliyet oranının birden büyük ve enerjinin toplumsal üretim maliyetinin elektriğin varsayılan satış fiyatından düşük oluşu, projenin yalnızca finansal değil toplumsal olarak da yapılabilir ve sürdürülebilir olduğunu göstermektedir. Bu analizin sonucunda proje ömrü boyunca elde edilecek birikimli net sosyal fayda

akımı Şekil 1’de gösterilmiştir. Sürekli pozitif ve artan eğimli olan eğri, proje ufkunun sonunda kıdem tazminatı ödemelerinin etkisiyle eğim kaybetmiştir. Bunlara ek olarak, senaryo için risk ve duyarlılık analizleri gerçekleştirilmiştir. Risk analizi ile sonuçları en fazla etkileyen faktörler, önem sırasınca, elektrik ihracat fiyatı, yakıt maliyetleri, işletme ve bakım, sera gazı azaltma kredi oranı olarak tespit edilmiştir. Bu tespitler doğrultusunda, sonuçlar üzerinde en fazla etkiye sahip olan elektrik ihracat maliyeti ile yukarıda sıralanan diğer önemli faktörler \pm % 20 aralığında değiştirilerek NPV duyarlılık analizi yapılmıştır¹⁴.



Şekil 1: Soma-A 25 Yıllık Kümülatif Değer (Net Fayda) Akışları Grafiği (€-yıl)

6.2 Alternatif Senaryo: Soma-A'nın Kapatılıp RES'in 25 Yıl İşletimi

Bu bölümde yukarıda betimlenen Soma-A linyit santralının devre dışı bırakılarak yerine kurulacak RES rüzgâr santralının 25 yıl işletilmesi senaryosu incelenmektedir. Rüzgâr santrallerinin türbin ve kule üretim aşamalarındaki istihdam dikkate alındığında, bir RES, eşdeğer bir termik santralin yarattığı toplam istihdamdan daha fazla istihdam yaratmaktadır. Fakat Türkiye’de henüz ticari ölçekte rüzgâr türbini üretimi başlamadığından bu çalışmada türbinlerin ithal edilecekleri böylece de Türkiye’nin bunların üretiminin yaratacağı istihdamdan mahrum kalacağı varsayılmıştır. Kulelerin ve şalt sahasının inşaatının yaratacağı istihdam ise kısa süreli olduğundan ve tahmini karmaşık mühendislik hesapları gerektireceğinden göz ardı edilmiştir. Dolayısıyla bu çalışmada, yalnızca santrallerdeki işletme ve bakım için gerekli istihdam dikkate alınmakta, Soma bölgesi dışında ulusal ölçekteki istihdam değişimi değerlendirilmemektedir.

Teknoloji

Rüzgâr türbini olarak VESTAS V90-2,0 MW - 105M modeli kullanılmıştır. Rüzgâr santrali, şebekeye verdiği elektrik açısından Soma-A santraline denk olabilecek şekilde, her biri 2000 kW

¹⁴ Risk ve duyarlılık analiz sonuçları istenildiği takdirde yazarlardan temin edilebilir.

güç kapasitesinde 35 adet türbinden oluşmaktadır. Bu türbinlerde dizilim, kanat ve çeşitli kayıplar sırasıyla %3, %3 ve %5 olarak varsayılmış, kullanılabilirlikleri %95 olarak alınmıştır¹⁵. Kullanılan teknolojinin riskinin rüzgâr enerjisi üretiminde az olması sosyal bir fayda yaratmakta ve gözlemlenen davranışlar esas alınarak bu fayda ölçülebilmektedir. Linyitin çıkarılması sırasında oluşan riskler, bu madenin Soma-A kapatılsa da çıkarılıp diğer linyit santrallerinde yakıt olarak kullanılacağı varsayıldığından hesaba katılmamaktadır.

Salımlar

Baz senaryoda olduğu gibi, RETScreen programı ile bu senaryonun salımları hesaplanmıştır¹⁶. Bu senaryoda, Soma-A'nın kapanmasıyla birlikte projenin 25 yıllık ömrü boyunca, yukarıda tanımlanan sera gazı, SO₂ ve partikül salımlarının zararlı etkilerinden kurtulunmuş olacaktır. Seragazları dışındaki salımların getirdiği toplumsal maliyetler yukarıda açıklanan sigorta yaklaşımıyla analizlerde hesaba katılmıştır. RES'in eş zamanlı olarak işletmeye alınmasından sonra, kurulum aşamasında türbinlerin ve kulelerin üretiminde oluşan salımları gözardı ederek, aynı miktarda elektrik 25 yıl boyunca salımsız olarak üretilecektir. Bu senaryonun sağlayacağı net yıllık seragazı emisyonu azalması, önceki bölümdekiyle aynı varsayımlar altında, 326.594 ton CO₂ eşdeğeridir ve bu da 759.521 varil ham petrol tasarrufuna denktir. Salımlardaki bu azalmanın ekonomik değeri ise yine uluslararası karbon piyasalarında 15 € / tCO₂ fiyatı baz alınarak hesaplanmış ve satılarak (ya da buna eşdeğer bir çevre teşviği alınarak) parasal gelire dönüştürüleceği varsayılmıştır.

Maliyetler

Bu çalışmada uzman görüşü alınarak başlıca maliyet kalemlerinin tutarları tahmin edilmiştir. Maliyetlerin ayrıntılı dökümleri Tablo E3'de sunulmuştur. RES santralının işletilmesi, bakımı ve korunması için toplam 10 kişilik bir istihdam öngörülmüştür. Bu istihdam çok küçük olduğundan diğer toplumsal etkiler göz ardı edilmiştir. Ayrıca kulelerin ve şalt sahasının oturdukları taban arazisi, tarım, ormancılık ya da turizm gibi diğer ekonomik kullanımlardan alıkonmuş olmaktadır. Bu alternatif maliyet de yukarıda nitel olarak açıklanmış, fakat RES arazisi içinde şalt sahası ve kule tabanlarından arta kalacak, toplam arazinin % 90'ından fazlasını oluşturan boş alanda tarım ve hayvancılık etkinlikleri yapılabileceği varsayılarak, aşağıda parasal olarak hesaba katılmamıştır. Alternatif Senaryonun sosyal maliyetleri ise, Soma-A'nın kapatılmasından doğan sosyal maliyetlerle RES'in kurulum ve işletilmesinin getireceği sosyal maliyetlerin toplamından oluşmaktadır. Soma-A'dan tasarruf edilen sosyal maliyetler ise fayda olarak hesaba katılmıştır.

¹⁵ Teknik diğer veriler istenildiği takdirde yazarlardan temin edilebilir.

¹⁶ Sera gazları salım hesaplamaları istenildiği takdirde yazarlardan temin edilebilir.

İlk Maliyetler

Soma-RES santralının kuruluş aşamasında toplam geliştirme maliyetleri 359.000 Avro olarak hesaplanmıştır. Mühendislik için 350.000 €, en büyük kalemi oluşturan elektrik sistemi için de 80.800.000 € tutarında ilk maliyetler öngörülmüştür. Önceki kalemlerin ayrıntılarına girilmezken bu sonuncu kalem 35 adet rüzgâr türbininin ithal bedeli (67.200.000 €), elektriği şebekeye ulaştırmak için 20 km. yol ve iletim hattı yapımı ve trafo merkezinin kurulması biçiminde alt kalemlere ayrılmıştır. Bunların birim maliyetleri de uzman görüşü alınarak olabildiğince gerçeğe uygun olarak saptanmaya çalışılmıştır. Sistem dengesi ve diğer ilk maliyetler için yuvarlak 3.000.000 € öngörülmüş, buna tüm ilk maliyetlerin % 1'i oranında da öngörülmeleyen giderlerle 12 aylık tahmini inşaat süresince yıllık % 6,5 oranıyla inşaat dönemi faizi eklenerek ilk maliyetlerin % 7,5'u oranında 6.625.522 €'ya ulaşılmıştır. Böylece RES senaryosunun ilk maliyetlerinin toplamı 88.284.522 € olmuştur.

Bu senaryonun başlıca ilk sermaye etkileri, kapatılacak Soma-A santralının hurda değeri ve yeni yapılacak RES'in yatırım değeri üzerinden olacaktır. Başta linyit madenleri olmak üzere Soma-A'ya mal ve hizmet sağlayan işletmeler üzerinden ikincil bir etki de düşünülebilir fakat asıl büyük alıcı olan Soma-B çalışmaya devam edeceğinden bu etkiler göz ardı edilmiştir.

Yukarıda da belirtildiği gibi, Alternatif Senaryoda, Soma-A'nın kapatılmasıyla birlikte oluşacak ciddi bir ilk maliyet kalemi kıdem tazminatlarıdır. Bu senaryonun başında, yukarıda belirtilen yaklaşık 377 çalışan işsiz kalacaklardır. RES için yeni alınacak 9-10 personel bu kaybın yanında önemsiz kalacaktır. Bu işten çıkarma, iyimser bir tahminle ortalama kişi başı 20.000 € varsayımıyla toplam 7.540.000 € kıdem tazminatı ödemesine neden olacaktır. Öte yandan Soma-A'nın kapanmasıyla bu tesisin 25 yıl daha çalışması için yapılması gerektiği tahmin edilen idame yatırımlarından tasarruf edilecek ve tesis hurda değerinden satılarak ek gelir elde edilecektir.

Soma-A'nın kapatılmasıyla tasarruf edilecek idame yatırımların maliyeti (17.600.000 €), kıdem tazminatı yükü (7.540.000 €) ile santralin hurda değeri (1.000.000 €) burada hatırlatılmış fakat maliyet yapısını bozmamak için ilk maliyetlere katılmamıştır. Bunun yerine Soma-A idame yatırımı tasarrufu ve hurda değeri kazancı toplanarak ve bunlardan kıdem tazminatı maliyeti düşülerek elde edilen net ilk faydalar toplamı (11.060.000 €) Alternatif Senaryonun sosyal fayda-maliyet analizini özetleyen Tablo E4'da 'Teşvik ve Hibeler' kalemine işlenerek ilk sosyal faydalara katılmıştır.

Yıllık Maliyetler

Arazi ve kaynak kiralama bedeli, sigorta primleri, parçalar ve işgücü masrafları toplanarak elde edilen net yıllık maliyet tutarına % 1 oranında genel ve idari giderler, 400.000 € dış bakım ve süpervizyon, RES için gerekli yedek tutma maliyeti (4,5 € x yıllık üretim Mwh - TEİAŞ, 2005) ve yıllık toplamın % 1'i oranında öngörülmeven giderler kalemleri tahmin edilerek toplamda 3.021.345 € tutarında bir yıllık net işletme ve bakım maliyetine ulaşılmıştır (Tablo E3).

Net yıllık işletme maliyeti tutarına Tablo E4'da hesaplanan (anapara ve faiz ödemeleri toplamı) 9.514.371 € tutarındaki yıllık finansman maliyetini eklemek gerekmektedir. Bu kalem, 85.496.500 € tutarındaki toplam ilk maliyetlerin % 20'sinin öz kaynak % 80'inin ise 10 yıl vadeli, Avro cinsinden % 6,5 faizli krediyle karşılanacağı varsayımının sonucudur. Böylece ilk 10 yıl için 12.845.977 € tutarındaki toplam yıllık maliyetlere ulaşılmaktadır (Tablo E4). 11. yıldan itibaren borç ödemeleri biteceğinden toplam yıllık maliyetler işletme ve bakım maliyetlerinden ibaret olacaktır.

Faiz ödemeleri de tıpkı vergiler gibi, toplumun içinde kaldıkları sürece bireyler ya da gruplar arası transferlerdir ve özel proje analizinden farklı olarak, sosyal faydaları ya da maliyetleri etkilemezler. Yalnız bu ödemeler o toplumun dışına yapılıyorsa toplumsal maliyet olur ve projenin net sosyal faydasını düşürürler. Bu örnekte öz kaynağın yurtiçinden, % 80 oranında yabancı kaynağın ise yurtdışından sağlandığı varsayılmıştır. Bu dış kaynağın tutarı, yaklaşık olarak, ithal edilecekleri varsayılan türbinlerin maliyetine karşılık gelmektedir. Dolayısıyla bu kredinin ödemeleri toplumsal olarak da maliyet sayılmıştır.

Dönemsel ve Son Maliyetler

Rüzgâr santrallerinde performansın düşmemesi için yaklaşık 10 yılda bir türbin kanatlarını değiştirmek gerekmektedir. Bu dönemsel maliyetin bugünkü tutarı 35 türbin için 17.000.000 € olarak öngörülmüş ve % 2,17 enflasyon oranıyla 13 yıl ileriye taşınarak 22.472.585 € tutara ulaşılmıştır. 25 yılın sonunda RES'in kapatılmasıyla oluşacak kıdem tazminatları pozitif, tesisin tahmini hurda değeri negatif birer maliyet (fayda) olarak, yıllık % 2,17 Avro enflasyon oranıyla bileşik biçimde geleceğe taşınarak hesaba katılmıştır. Ayrıca Soma-A'nın kapanmasıyla tasarruf edilen tüm yıllık maliyetler 'Yıllık Toplam Sosyal Faydalar' kaleminde işlenmiştir. Dış borç ödemeleri ve vergiler için yukarıda yapılan açıklamalar burada da aynen geçerlidir.

Faydalar

Bu senaryonun da birincil faydası yıllık net 250.057 MWh elektriğin üretilerek şebekeye verilmesidir. Yalnız bu senaryoda Soma-A'nın kapatılmasıyla kaybedilecek yıllık elektrik

üretimini RES tarafından üretileceği varsayıldığından toplumsal açıdan net bir enerji kazancı yoktur ve bu üretim transferden ibarettir. Dolayısıyla, iki santralin yıllık net üretimleri arasındaki çok küçük fark ihmal edilirse, bu senaryonun net elektrik geliri sıfırdır.

İkincil fayda ise Soma-A'nın kapanmasıyla tasarruf edilen ve RES'in salmadığı seragazlarının toplamından oluşan seragazi azaltımıdır. Bunun tüm proje ufku için yıllık miktarı 326.594 tCO₂ eşdeğeridir ve 759.521 varil tüketilmeyen petrole denktir. Bu salım tasarrufunun 15 €/ton CO₂ gösterge bedeliyle yıllık tutarı 4.898.908 Avrodur ve % 1'lik yıllık eskalasyon oranıyla geleceğe taşınmaktadır. Salımlara ilişkin diğer bir fayda da, Soma santrallerinin toz, kül, SO₂ gibi seragazi harici salımlarının insan sağlığına, fiziksel sermayeye (bina ve araçlara), tarım ve hayvancılığa verdiği zararlara karşı Soma halkının tamamını kapsayan varsayımsal sigortanın yıllık priminin Soma-A'ya düşen payının tasarrufudur. Bu da negatif bir yıllık maliyet (kazanç) olarak ek Tablo E4'da sondan bir önceki satırda Soma-A'dan tasarruf edilen yakıt ve işletme giderleri başta olmak üzere tüm yıllık maliyetleri ifade eden 'Yıllık Toplam Sosyal Faydalar' (12.095.053 €) kaleminin içinde muhasebeleşmiştir. Anaparaları baştan muhasebeleştiği ve yalnızca ilk on yılda yapılacakları için Soma-A'nın yapılmayan idame yatırımlarının yıllık faiz ödemeleri burada hesaba katılmamıştır.

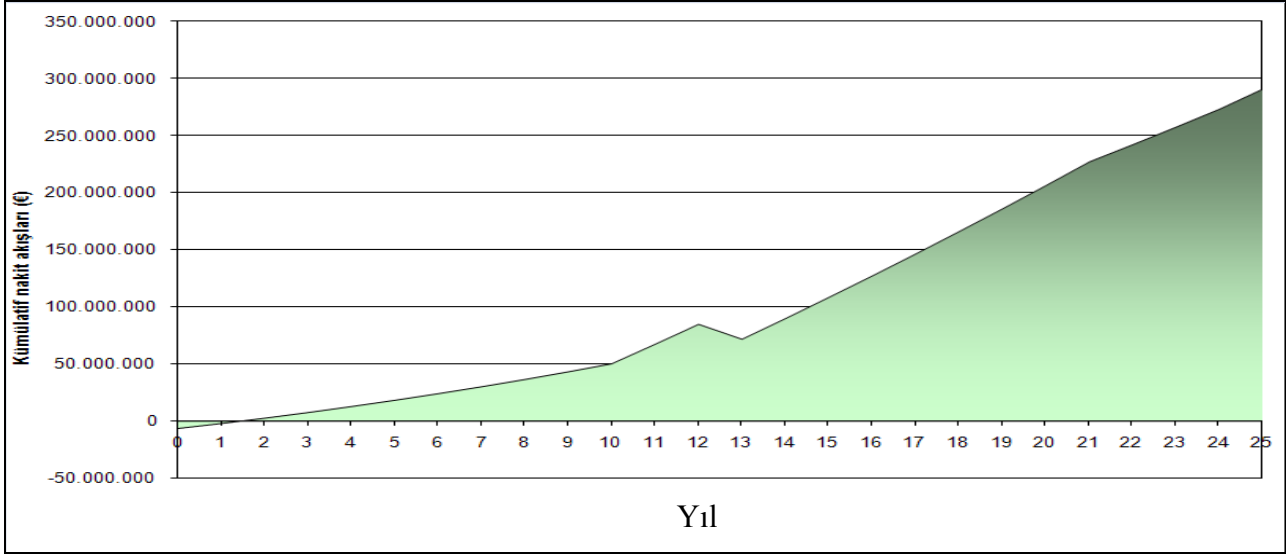
25 yıl sonra hurdaya çıkacak RES'in gelecekteki hurda değerinden proje sonunda işten çıkarılacak 10 işçinin kıdem tazminatlarının gelecekteki değeri düşülerek toplam net son fayda olarak hesaba katılmıştır.

Toplumsal Sürdürülebilirlik Göstergeleri

Tüm bu hesapların özetleri ile bunların sonucunda oluşan toplumsal sürdürülebilirlik göstergeleri Tablo E4'de sunulmuştur. Alternatif Senaryonun toplumsal NPV'si pozitif, sosyal fayda/maliyet oranı birden büyük ve enerjinin toplumsal üretim maliyeti de negatiftir. Bu sonuncu göstergenin negatif çıkması bir hata sonucu değildir ve Soma-A'nın kapanmasıyla elde edilen yüksek çevresel ve toplumsal maliyet tasarrufundan kaynaklanmaktadır. Önceki iki senaryoda olduğu gibi Alternatif Senaryonun da proje ufku boyunca birikimli net sosyal fayda akımı Şekil 2'de gösterilmiştir. Bu şekil, Soma-A'nın kapanmasıyla elde edilen net toplumsal kazançları da içermektedir. Göstergeler ve Net Fayda Akışları grafiği bu senaryonun da toplumsal bakımdan yapılabilir ve sürdürülebilir olduğunu göstermektedir.

Baz senaryoda olduğu gibi, bu senaryo için de risk ve duyarlılık analizleri gerçekleştirilmiştir. Sonuçları en fazla etkileyen faktörler önem sırasına göre, ilk maliyetler, sera gazı azaltma kredi

oranı, işletme ve bakım ve borç faiz oranı olarak tespit edilmiştir. Bu tespitler doğrultusunda, sonuçlar üzerinde en fazla etkiye sahip olan ilk maliyetler ile diğer önemli faktörler \pm % 20 aralığında değiştirilerek NPV duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir.¹⁷



Şekil 2: Alternatif Senaryo Kümülatif Değer (Net Fayda) Akışları (€)

7. SONUÇ

Dünyada ve Türkiye’de artan enerji talebini karşılamak için çeşitli enerji kaynaklarından yararlanılmaktadır. Elektrik enerjisinin, Türkiye’de büyük oranda fosil yakıtlardan elde edildiği görülmektedir. Öte yandan yenilenebilir enerji kaynakları, çevre dostu olmaları ve enerji portföyü çeşitliliği sağlamaları dolayısıyla gittikçe önem kazanmaktadır. Bu çalışma fosil yakıtlardan linyit ve yenilenebilir kaynaklardan rüzgârı toplum odaklı değerlendirerek hem ilgili yazına katkı sağlamak hem de politika yapıcılarının bu alandaki kararlarına destek vermeyi amaçlamaktadır.

Çalışmada, refah iktisadının yöntemlerinden biri olan SFMA, RETScreen programı kullanılarak, iki farklı senaryoya uygulanmıştır: (i) Yerli linyit kömürüyle halen çalışan Soma-A elektrik santralinin 25 yıl süresince işletilmesi; (ii) Soma-A’nın kapatılıp yerine, aynı bölgede yıllık aynı miktarda elektrik üretecek bir rüzgâr santrali (RES) kurulması.

Rüzgâr enerjisinin genelde geleneksel enerji kaynaklarına, özelde ise kömür yakarak elektrik üreten santrallere göre sosyal faydaları, çevresel ve sosyo-ekonomik faydalar olarak iki grupta incelenmektedir. Çevresel faydalar hava, su ve toprak sektörleri üzerinden değerlendirilirken,

¹⁷ Risk ve duyarlılık analiz sonuçları istenildiği takdirde yazarlardan temin edilebilir.

sosyo-ekonomik faydalar ise, fiyat ve maliyet istikrarı, ulusal güvenlik ve enerji bağımlılığı, kırsal ekonomiler, istihdam ve teknoloji riski olarak sıralanmaktadır.

Sosyal maliyetler açısından göze çarpan en önemli nokta hemen tüm yenilenebilir enerji kaynaklarında olduğu gibi rüzgârda da başlangıç maliyetlerinin yüksek olması ve buna karşın işletim maliyetlerinin oldukça düşük ve çevre maliyetleri açısından da çok avantajlı olmasıdır. Maliyetlerin en büyük kalemini oluşturan başlangıç maliyetleri ve daha sonra finansal, yıllık ve dönemsel maliyetlerin yanı sıra, parasallaştırılması görece daha zor olan, görsel etkiler, gürültü, arazi kullanımı, ekosisteme olan etkiler, elektromanyetik engelleme ve gölge-yansıma gibi çevresel maliyetlerden ve istihdam ve halk sağlığı gibi sosyo-ekonomik maliyetlerden de bahsedilmektedir.

Yapılan analizler sonucunda, her iki senaryonun da net faydalarının bugünkü değeri pozitif ve fayda/maliyet oranları birden büyük çıkmaktadır. Bu durumda her iki senaryo da toplumsal açıdan yapılabilirler. Senaryolar kendi aralarında karşılaştırıldıklarında, topluma toplam net faydaları açısından, Alternatif Senaryo daha yüksek, Baz Senaryo daha düşük net şimdiki değere sahiptir. Fayda/Maliyet Oranları bakımından sıralama değişmekte ve birinci senaryonun F/M oranı ikinci senaryonunkinden yüksek çıkmaktadır. F/M oranı, politika ve proje alternatiflerini sıralarken, ilk yatırım maliyetleri düşük olan alternatiflerde pozitif yönde yanlı bir sonuç üretmektedir. Dolayısıyla, RES senaryosunda yatırım maliyetlerinin yüksek olması nedeni ile baz senaryonun F/M oranı görece daha yüksek çıkmıştır. NPV’de ise bu söz konusu değildir. Öte yandan, enerji üretiminin MWh başına sosyal maliyetlerinde ise Baz Senaryo pozitif ve yüksek bir elektrik maliyeti vermekte, Alternatif Senaryo ise düşük ve negatif bir maliyet göstermektedir. Baz Senaryoda sabit yatırım maliyetleri çok düşük, diğer senaryoda ise yüksek olduğundan bu durum tutarsız değildir. İkinci senaryoda tüm sosyal fayda ve maliyetleri içeren enerjinin toplumsal maliyetinin negatif çıkması bir hata değildir; aksine Soma-A’nın kapatılmasıyla tasarruf edilen tüm finansal ve çevresel/toplumsal maliyetlerin bir sonucudur. Bu durumda toplumsal açıdan Alternatif Senaryonun (RES), Baz Senaryoya (Soma-A) göre tercih edilir olduğu söylenebilir.

Tablo 5: İki Senaryonun Toplumsal Sürdürülebilirlik Ölçütleri

	1.Senaryo (Soma-A)	2.Senaryo (Alternatif)
Net Şimdiki Değer (NPV) (€)	85.316.480 €	153.698.418 €
Fayda-Maliyet Oranı	25,24	9,70
Enerji üretim maliyeti (€/MWh)	54,57 €/MWh	-21,66 €/MWh

Bu çalışmada yapılan SFMA tamamen bir sosyal planlamacı bakış açısıyla yapılmış ve alternatifler toplumsal maliyetleri ve faydaları bakımından incelenmiştir. Öte yandan, bu alternatiflerin özel girişimcinin bakış açısıyla değerlendirilmeleri farklı sonuçlar ortaya çıkarabilir. Dolayısıyla, ileride bu çalışmanın genişletilerek, özel girişimci açısından da senaryoların yapılabilirliklerinin değerlendirilmesi ve elde edilecek sonuçların SFMA sonuçlarıyla karşılaştırılmaları planlanmaktadır.

KAYNAKÇA

Anand, S. ve Nalebuff, B., 1987, Issues in the Application of Cost-Benefit Analysis to Energy Projects in Developing Countries, Oxford Economic Papers, 39, 1: 190-222.

Avrupa İklim Borsası (European Climate Exchange), 2010, Aylık Rapor Ocak 2010, Londra (<http://www.ecx.eu/media/pdf/ecx%20monthly%20report%20-%20january%202010.pdf>)

Avrupa Komisyonu (European Commission), Ocak 2009, Etki Analizi Kılavuzu (Impact Assessment Guidelines), SEC(2009) 92.

Başol, K., Durman, M., ve Önder, H., 2007, Doğal Kaynaklar ve Çevrenin Ekonomik Analizi. Bursa. Alfa Aktüel.

Brent, R. J., 2006, Applied Cost-Benefit Analysis, USA: Edward Elgar Publishing, Inc.

Boardman, A. E., Greenberg, D., Vining A. ve Weimer, D., 2006, Cost-Benefit Analysis, Concepts and Practice, Pearson Prentice Hall.

CANMET (Canadian Resources), 2010, RETScreen Engineering Text Book (3rd ed.) , Varennes.

Cengiz, S., 2007, “Türkiye’nin Elektrik Enerjisi Piyasasında Yeniden Yapılanma”, Turkishweekly (<http://www.turkishweekly.net/turkce/makale.php?id=140>.)

Center for Energy, Economic and Environmental Policy (CEEPP) 2008, Cost-benefit Analysis of the New Jersey Clean Energy Program Energy Efficiency Programs, Rutgers Edward J. Bloustein School of Planning and Public Policy.

Davitian H. v.d., 1979, A strategic cost-benefit analysis of energy policies: Detailed projections, Upton, New York: Economic Analysis Division, National Center for Analysis of Energy Systems, Department of Energy and Environment, Brookhaven National Laboratory, Associated Universities, Inc.

DSS Management Consultanys Inc. and RWDI Air Inc., 2005, “Cost-Benefit Analysis: Replacing Ontario’s Coal-Fired Electricity Generation”, April 2005.

Durak M. ve Özer S., 2008, Rüzgâr Enerjisi: Teori ve Uygulama. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği. Ankara. Impress.

Ergen, Z., 2008, Kamu Kesimi Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesinde Fayda-Maliyet Analizi Tekniği Ve Türkiye’de Uygulanabilirliği, Çukurova Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi, 17, 2: 115–132.

E.Ü.A.Ş., 2009, Termik Santraller ve Maden Sahaları Daire Başkanlığı Raporu, Ankara.

Ghajar, R. F. ve Khalife, J., 2003, Cost/benefit analysis of an AMR system to reduce electricity theft and maximize revenues for Électricité du Liban, Applied Energy, 76, 1-3: 25-37.

Güven, S., Kalkan, S., Afyonoğlu, B., Kuş, S. ve Vural, B., 2008, Pilot Etki Analizi Çalışması Termik Santrallerde AB Büyük Yakma Tesisleri Direktifi’ne Uyum, Ankara: TEPAV, 8 Nisan 2008

Hohmeyer O., Wetzig F. and Mora D., 2004, Wind Energy - The Facts - Environment, The University of Flensburg, Germany (http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_4.pdf)

Intermediate Technology Consultants (ITC) Ltd., 2002, Powering the Island through Renewable Energy: Cost Benefit Analysis For A Renewable Energy Strategy for the Isle of Wight to 2010, UK.

IPCC, 2007, Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing

Islas, J., Manzini, F., Martinez, M., 2003, Cost-benefit analysis of energy scenarios for the Mexican power sector, Energy 28: 979–992.

İskender, S., 2005, Türkiye’de ve Dünyada Enerji ve Nükleer Enerji Gerçeği, Ankara: Tütev Yayınları.

İşgüden, T., 1980, Kamu Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesinde Fayda-Maliyet Analizi, İstanbul: Sermet Matbaası

- Khan, M.Y., 1993, *Theory & Problems in Financial Management*, Boston: McGraw Hill Higher Education.
- Küçükbahar, D., 2008, *Modeling Monthly Electricity Demand in Turkey For 1990-2006*, Master Thesis, Industrial Engineering Department, Middle East Technical University.
- Lijesen, M., 2004, *Increasing the reliability of electricity production A cost benefit analysis*, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis Document, 52.
- Limbu, T. R., Saha, T. K. Ve McDonald, J. D. F., 2006, *Probabilistic Cost Benefit Analysis of Generation Investment in a Deregulated Electricity Market*, IEEE.
- Mac Lean, D., 1980, *Benefit-cost Analysis, Future Generations & Energy Policy: A Survey of the Moral Issues*, *Science, Technology and Human Values*, 5, 31: 3-10.
- MacGeorge, R., *The Conceptual Foundations of Benefit-Cost Analysis and the Usefulness of this Technique in The Area Of Energy Economics*, (<http://www.ridgway.co.nz/files/cba-energy.pdf>)
- Mulder, M., 2003, *Securing the supply of energy: A cost-benefit analysis*, CPB Report, 2003/4.
- Nas, T. F., 1996, *Cost-Benefit Analysis Theory and Application*, California: Sage Publications, Inc.
- Olivier, G. J.J. ve Bollen, J. C., 2008, *Energy Security policies in an integrated Cost-Benefit Analysis with Local Air Pollution and Global Climate Change policies, Relation between Energy Security and Air Pollution and Climate policies*, 34th TFIAM meeting, Madrid, 8-9 May 2008.
- Penny S., Bell, J. And Balbus, J., 2009, *Estimating the Health Impacts of Coal-Fired Power Plants Receiving International Financing*. Environmental Defense Fund.
- Pogue, M., 2004, *Investment Appraisal: A New Approach*, *Managerial Auditing Journal* 19, 4:565-570
- Preciado, L. C. ve Tanaka, T., 2002, *Preliminary Cost Benefit Analysis The Privatization of the Electric Sector in Mexico*, Dr. Lomax The Monterey Institute of International Studies.

Snyder, B. Ve Kaiser M. J., 2009, Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy, Renewable Energy 34:1567–1578.

TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı, 2005 (Mart), Yenilenebilir Kaynaklardan Değişken Üretim Yapan Santrallerin Elektrik Üretim-İletim Sistemine Teknik Ve Ekonomik Etkileri Ve AB Uygulamaları, Ankara

Tietenberg, T., 2006, Environmental and Natural Resource Economics. USA. Pearson Education.

Tishler A., Newman J., Spekterman I., Woo C. K., 2006, Cost-benefit analysis of reforming Israel's electricity industry, Energy policy , 34, 16: 2442-2454.

Tokatlıoğlu, M. Y., 2005, Fayda Maliyet Analizi. Bursa. Aktüel (Alfa Akademi).

Türkiye Çevre Vakfı, 2006, Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Kaynakları. Ankara. Türkiye Çevre Vakfı Yayın no: 175.

Uğurlu, Ö., 2009, Çevresel Güvenlik Ve Türkiye'de Enerji Politikaları, Örgün Yayınevi.

Winkler, H. v.d. 2000, Cost Benefit Analysis Of Energy Efficiency in Low-Cost Housing, EDRC Report No: Edrc/00/R9 Energy & Development Research Centre, University Of Cape Town.

http://www.psew.pl/en/benefits_of_wind_energy.htm (18 Ocak 2010)

http://www.ren21.net/pdf/RE2007_Global_Status_Report.pdf Global Status Report 2007 (22 Ocak 2010)

<http://www.retscreen.net/tr/centre.php> (13 Haziran 2011)

<http://www.windustry.org/wind-basics/learn-about-wind-energy/wind-basics-why-wind-energy/why-wind-energy> (18 Ocak 2010)

http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf (22 Ocak 2010)

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_4.pdf (24 Ocak 2010)

EXTENSIVE SUMMARY

A SOCIAL COST-BENEFIT ANALYSIS: COMPARISON OF COAL AND WIND ALTERNATIVES IN THE CASE OF SOMA-A POWER PLANT

Taylan Zafer BÂLÎ^a, Bahar Çelikkol ERBAŞ^{b,*}, Zafer AKIN^{b,*}, Gülsüm AKARSU^c,

^a Ankara University, ^b TOBB University of Economics and Technology, ^c Ondokuz Mayıs University

INTRODUCTION

As in many countries, energy demand in Turkey is increasing very rapidly. In order to meet the electricity demand that has a significant proportion in the increasing demand for energy, various energy sources are used. In Turkey, electrical energy is generated largely from fossil fuels. On the other hand, use of renewable energy sources is increasing worldwide due to environmental, social, political and economical reasons such as reservations about security of supply due to increased dependence on foreign resources, high import costs, climate change, acid rains, water pollution, soil pollution, noise and radiation, and quickly exhausted limited reserves of fossil fuels, and especially increase in environmental awareness in 1990s (Uğurlu, 2009, pp.183, 209).

In Turkey, the structural and organizational transformation process in the electricity sector started in 1984 has accelerated by the enactment of Electricity Market Law No. 4628 in 2001 and introduction of Electricity Sector Reform and Privatization Strategy Paper published in 2004. In these processes, while establishing energy policies in the context of sustainable development, environmental and social dimension is taken into account and in this respect, as in all over the world also in Turkey renewable resources become important. The biggest proof of this is the increase in the share of geothermal and wind power plants in total electricity production from 0.1% in 2001 to about 1% in 2009. Also, by "Law on Utilization of Renewable Energy Sources for the Purpose of Generating Electrical Energy, No. 5346" which was enacted in 2005 and revised in

2009, various incentives and purchase guarantees are given to promote the plants generating electricity from renewable energy sources. But we should not ignore this important point: "Clean energy sources have also social costs, especially when they are in large scale" (Uğurlu, 2009, p.208). In this regard, while comparing a power plant producing electricity from renewable energy sources with one producing from fossil fuels, both the social and environmental benefits and costs of each plant should be considered. In this study, these issues are investigated.

We use Social Cost-Benefit Analysis (SCBA) to examine two scenarios: (i) Base Scenario: Without any revision, continuing the operation of Soma-A Power Plant for 25 years that utilizes domestic lignite; (ii) Alternative Scenario: Replacing Soma-A Power Plant by a wind power plant that produces the same amount of electricity annually and operating wind power plant for 25 years. For this analysis, we use RETScreen software package.

METHOD

We use SCBA to examine the scenarios above. "Main purpose of Social Cost-Benefit Analysis is to help social decision-making. In other words, its aim is to provide the distribution of public resources more effectively. In this respect, Social Cost-Benefit Analysis is a project evaluation method in which monetary values attached to impacts of a project, program, or policy on all members of society is attempted to be measured" (Boardman et al, 2006:2). "History of Cost-Benefit Analysis dates back to 1808 and it is first performed to identify the costs and benefits of water projects in the United States. However, in the 1930s, it becomes a modern tool of economics" (<http://www.ridgway.co.nz/files/cba-energy.pdf>). "Dupuit (1952) presented first theoretical principles of Cost-Benefit Analysis in 1844" (İşgüden, 1980, pp.8-9). In general, Cost-Benefit Analysis is used in the evaluation of policies, programs, projects, regulations and other government interventions (Boardman et al, 2006, p.2).

* **Address for Correspondance:** TOBB University of Economics and Technology, Dept. of Economics, Söğütözü Cad. No:43, 06560, Ankara, Turkey.
Email for Zafer Akin: zafer.akin@etu.edu.tr; E-mail for Bahar C. Erbas: bcelikkol@etu.edu.tr

In Turkey, serious works for the evaluation of the projects started after 1960 with the transition to a planned economy (İşgüden, 1980, p.11). State Planning Organization utilizes Financial and Economical Cost-Benefit Analysis in project planning within the framework of the national development plan and to evaluate public investment programs related to Agriculture, Mining, Manufacturing, Energy, Transportation, Communication, Tourism, Housing, Education, Health, and other public sectors.

In energy sector, the CBA is used in various fields for the evaluation of energy policies. The following fields are some of them: security of supply, energy efficiency, changes in energy consumption taxes, deregulation, privatization, air pollution, global climate change, alternative electricity production plant, production capacity investments, projects relating to energy efficiency.

In this study, Social Cost-Benefit Analysis of electricity generation from wind and lignite resources is performed through a specific example. First, social costs and benefits of each scenario are determined. The social benefits of wind energy compared to traditional energy sources can be classified into two groups as environmental and socio-economic benefits. Environmental benefits can be evaluated through air, water and soil sectors and socio-economic benefits can be listed as price and cost stability, national security and energy dependence, rural economies, employment and technology risk. The important point in the terms of social costs is that as in almost all renewable energy sources, initial costs of the wind power plant is high, however low operating and environmental costs compared to thermal power plants makes wind power plant advantageous. We consider initial costs that constitute the largest part and then financial, annual and periodic costs, as well as the environmental and socio-economic costs such as visual effects, noise, land use, ecosystem effects, electromagnetic blocking, shadow-reflection, employment, and public health. In addition to Social Benefit-Cost Ratio, we evaluate also Net Present Value (NPV) criterion. Electricity costs were calculated for comparison of scenarios besides these two criteria.

RESULTS

As a result of the analysis, we find that for each scenario, the present value of net benefits is positive and benefit / cost ratio is greater than one. Thus, both scenarios are socially feasible. When we compare the scenarios, in terms of total net benefits to society, net present value of Alternative Scenario is higher than that of Base Scenario. With respect to Benefit/Cost Ratio, base scenario has higher ratio as wind power plant has high initial investment costs. Benefit/Cost ratio in evaluating policy and project alternatives produces a biased result in favor of the alternatives with lower initial investment costs. There is no such a bias in the Net Present Value criterion. On the other hand, the social cost per Megawatt/hour energy production in the Base Scenario is positive and high; whereas, alternative scenario gives creates social benefits. For the second scenario negative signed social cost of energy that includes all the social benefits and costs is not erroneous; contrary, this is the result of accounting all the financial and washed out negative externalities occurred by replacing the Soma-A power plant. Therefore, we can conclude that Alternative Scenario is socially preferable compared to the Base Scenario.

Table: Social Sustainability Criteria

	Base Scenario	Alternative Scenario
Net Present Value (€)	85.316.480 €	153.698.418 €
Benefit-Cost Ratio	25,24	9,70
Energy production cost (€/MWh)	54,57 €/MWh	-21,66 €/MWh

CONCLUSION

This study aims to contribute to both the literature and policy desing in the field of energy by evaluating social impacts the wind and lignite energy resources. In the study, we apply Social Cost-Benefit analysis to two different scenarios by using RETScreen program from the perspective of a social planner and alternatives are examined in terms of social costs and benefits. Subject to the constraints on monetarizing costs and benefits, the results indicate that the wind energy is socially more desirable than the lignite power plant. On the other hand, evaluation of these alternatives from the private entrepreneurs' point of view would lead to different results. Therefore, we plan to

expand this study further by evaluating the feasibility of scenarios in terms of private entrepreneurs and comparing results with that of Social Cost-Benefit Analysis.

EK TABLOLAR

Tablo E1: Soma-A'nın 25 Yıl İşletilmesi Senaryosunun Maliyetleri

	Birim	Miktar	Birim maliyet	Tutar	Notlar
İlk maliyetler^a					Devam projesi için gerekmediği varsayılıyor.
Yıllık maliyetler	Birim	Miktar	Birim maliyet	Tutar	Notlar
Sistem dengesi ve diğer^b					Devam projesi için gerekmediği varsayılıyor.
Öngörülmeyen giderler	%		17.600.000	-	Devam projesi için gerekmediği varsayılıyor.
Ara Toplam:				17.600.000	
Toplam ilk maliyetler				17.600.000	
Yıllık maliyetler	Birim	Miktar	Birim maliyet	Tutar	Notlar
İşletme ve bakım					
Arazi kiralama ve kaynak kiralama	Proje	3.520.000	0,065	228.800	Yatırım için kullanılan iç kaynağın (öz varlığın) fırsat maliyeti
Mülkiyet vergileri	Proje			-	Devam projesi için gerekmediği varsayılıyor.
Sigorta primi	Proje	100.000	17	1.700.000	Parçacık ve SO2 salımlarının halk sağlığı, tarım, bina ve araç zararları için tüm Soma nüfusu için yıllık sigorta priminin Soma-A payı
Parçalar ve işgücü	Proje	0	8.050.425	2.012.606	Genel işletme giderleri (Yakıt maliyeti x 1/4)
Sera gazı izleme ve doğrulama	Proje	12	300	3.600	Yapılıyor fakat tutarı tahmin (RETSscreen)
Kamu faydaları	Proje			-	Devam projesi için gerekmediği varsayılıyor.
Genel ve idari	Proje	% 1	3.945.006	39.450	Ayrıntılı veri yok (Varsayım)
Yıllık İdame Giderleri	Proje	% 1	2.012.606	20.126	Soma-A yıllık idame giderleri (genel işletme giderlerinin %1'i kadar ek gider varsayılıyor)
Öngörülmeyen giderler	%	% 1	4.004.582	40.046	Ayrıntılı veri yok (Varsayım)
Ara Toplam:				4.044.628	
Yakıt maliyeti - önerilen durum					
Kullanıcı tanımlı yakıt	T	230.012	35	8.050.425	Soma-A yıllık kömür gideri
Ara Toplam:				8.050.425	
Dönemsel maliyetler	Birim	Yıl	Birim maliyet	Tutar	Notlar
Diğer Toplumsal Kazançlar	Alacak			-	
Diğer Toplumsal Maliyetler	Proje	25	12.896.034	12.896.034	25 yıl sonra tesisin kapatılmasının doğuracağı kıdem tazminatları (377 x 20.000 x (1+enflasyon)^25)
Proje ömrünün sonu	Alacak		1.710.349	1.710.349	1.000 x (1+enflasyon)^25)

Not: ^a İlk maliyetler arasında, fizibilize etüdü, geliştirme, mühendislik ve elektrik sistemi maliyelerinin devam projesi için gerekmediği varsayılmaktadır.

^b Spesifik proje maliyetleri, idame yatırım giderleri, bina ve bahçe yapımı, yedek parçalar, nakliye, eğitim ve işletmeye alma, inşaat dönemi faizi alt giderlerin devam projesi için gerekmediği varsayılmaktadır. Tüm parasal değerler € cinsindedir. 1 € = 2 T.L. varsayılmıştır. Eksi sayılar parantez içinde gösterilmiştir. Kaynak: EÜAŞ, RETScreen, uzman görüşleri ve yazarların kendi hesapları

Tablo E2. Soma-A 25 Yıl İşletim Senaryosunun Sosyal Fayda/Maliyet Analizi

Finansal parametreler			Proje maliyetleri ve tasarruf/gelir özeti			
Genel			İlk maliyetler			
Yakıt maliyeti eskalasyon oranı	%	% 5,0	Fizibilite etüdü	% 0.0	€	0
Enflasyon oranı	%	% 2,17	Geliştirme	% 0.0	€	0
İskonto oranı	%	% 4,0	Mühendislik	% 0.0	€	0
Proje ömrü	Yıl	25	Elektrik sistemi	% 0.0	€	0
			Isıtma sistemi	% 0.0	€	0
			Soğutma sistemi	% 0.0	% 0	0
Finansman			Kullanıcı tanımlı	% 0.0	€	0
Teşvikler ve hibeler	€		Enerji verimliliği önlemleri	% 0.0	€	0
Borç oranı	%	% 80,0	Sistem dengesi ve diğer	% 100	€	17.600.000
Borç	€	14.080.000	Toplam ilk maliyetler	% 100	€	17.600.000
Öz varlık	€	3.520.000				
Borç faiz oranı	%	% 6,50				
Borç vadesi	Yıl	10	Yıllık maliyetler ve borç ödemeleri			
Borç ödemeleri	€/yıl	1.958.594	İşletme ve bakım	€		4.044.628
			Yakıt maliyeti - önerilen durum	€		8.050.425
			Borç ödemeleri - 10 yıl	€		1.958.594
Gelir vergisi analizi			Toplam yıllık maliyetler	€		14.053.647
Yıllık gelir			Dönemsel maliyetler (krediler)			
Elektrik ihracat geliri			Diğer Toplumsal Maliyetler - 25 yıl	€		12.896.034
Şebekeye verilen elektrik	MWh	249.993	Proje ömrünün sonu – alacak	€		-1.710.349
Elektrik ihracat fiyatı	€/MWh	66.60				
Elektrik ihracat geliri	€	16.649.501	Yıllık tasarruflar ve gelir			
Elektrik ihracatı eskalasyon oranı	%	% 5.0	Yakıt maliyeti - baz durum	€		0
			Elektrik ihracat geliri	€		16.649.501
			Seragazı azaltma geliri - 25 yıl	€		-2.818.067
			Müşteri primi geliri (indirim)	€		0
Seragazı azaltma geliri			Diğer gelirler (maliyet) - 25 yıl	€		0
Net seragazı azaltımı - yıl 1'den9	tCO2/yr	-187.871	TE üretim geliri - 20 yıl	€		0
Net seragazı azaltımı - yıl10 + sonrası	tCO2/yr	-201.420	Toplam yıllık tasarruflar ve gelir	€		13.831.434
Net seragazı azaltımı - 25 yıl	tCO2	-4.913.564				
Seragazı azaltma kredi oranı	€/tCO2	15,00	Finansal sürdürülebilirlik			
Seragazı azaltma geliri	€	-2.818.067	Vergi öncesi İGO – özsermaye	%		% 36,0
Seragazı azaltma kredi süresi	Yıl	25	Vergi öncesi İGO – varlıklar	%		% 16,2
Net seragazı azaltımı - 25 yıl	tCO2	-4.913.564	Vergi sonrası İGO – özsermaye	%		% 36,0
Seragazı azaltma kredi eskalasyon oranı	%	1,0%	Vergi sonrası İGO – varlıklar	%		% 16,2
			Basit geri ödeme	yıl		10,1
			Özsermaye geri ödeme	yıl		4,7
			Net Şimdiki Değer (NPV)	€		85.316.480
			Yıllık yaşam döngüsü tasarrufları	€/yıl		5.461.275
			Fayda-Maliyet Oranı			25.24
			Borç çevrilebilirliği			1.05
			Enerji üretim maliyeti	€/MWh		54.57
			Seragazı azaltma maliyeti	€/tCO2		Azalma yok

Not: Tüm parasal değerler € cinsindedir. 1 € = 2 T.L. varsayılmıştır. Eksi sayılar parantez içinde gösterilmiştir. Kaynak: RETScreen, uzman görüşleri ve yazarların kendi hesapları

Tablo E3: Alternatif Senaryonun Maliyetleri

İlk maliyetler/krediler (Birim)	Miktar	Birim maliyet	Tutar	Notlar
Fizibilite etüdü				
RES fizibilite (Proje)	1	150.000	150.000	RES ayrıntı yok.
Sosyal ilk maliyetler toplamı (Proje)	377	20.000	-	Soma-A tahmini kıdem tazminat gideri (377 kişi x 20.000 €) (SFMA tablosunun "teşvik ve hibeler" hüccresinde işlenmiştir.)
Ara toplam:			150.000	(Oran %0,2)
Geliştirme				
Toplam (Proje)	1	350.000	350.000	RES ayrıntı yok.
Teminat mektubu gideri	0	3.000.000	9.000	RES 1 yıllık teminat mektubu gideri (% 0,3 x 1000000 € x (0,6 + (KG MW-10) x 0,04)
Ara toplam:			359.000	(Oran %0,4)
Mühendislik				
Ara Toplam (Proje)	1	350.000	350.000	(Oran %0,4)
Elektrik sistemi				
Rüzgar türbini (kW)	70.000	960	67.200.000	RES
Yol yapımı (km)	20	80.000	1.600.000	RES (varsayım: 20 km yol)
İletim hattı (km)	20	250.000	5.000.000	RES (varsayım: 20 km hat)
Trafo merkezi (Proje)	1	7.000.000	7.000.000	RES
Soma-A'dan tasarruf edilen idame yatırımı maliyeti (alacak)	44.000	400	-	Soma-A için yapılmayan idame yatırımı giderleri (KG kw x 1200 € / 3) (hatırlatma: SFMA tablosunun "teşvik ve hibeler" hüccresinde işlenmiştir.)
Soma-A tesisinin devre dışı hurda değeri (alacak)	1	1.000.000	-	Soma-A tesisinin enerji üretmemek üzere hurda değeri (uzman tahmini) (SFMA tablosunun "teşvik ve hibeler" hüccresinde işlenmiştir)
Ara toplam:			80.800.000	(Oran %91,5)
Sistem dengesi ve diğer				
Rüzgar türbini temeli ve Kurulumu	35		-	RES ayrıntı yok.
Bina ve bahçe yapımı (m ²)	50		-	RES ayrıntı yok.
Yedek parçalar (%)	%5,0		-	RES ayrıntı yok.
Nakliye, Eğitim, İşletmeye alma (Proje)	1		-	RES ayrıntı yok.
Toplam	1	3.000.000	3.000.000	RES ayrıntı yok.
Öngörülmeven giderler (%)	1.0%	84.659.000	846.590	RES (varsayım)
İnşaat dönemi faizi (%6,50)	12 ay	85.505.590	2.778.932	RES (varsayım)
Ara toplam:			6.625.522	(Oran %7,5)
Toplam ilk maliyetler			88.284.522	(Oran %100)
Yıllık maliyetler (Birim)	Miktar	Birim maliyet	Tutar	Notlar
İşletme ve bakım				
Arazi kiralama ve kaynak kiralama (Proje)	17,7 ^a	%6,5	1.147.699	Yatırım için kullanılan iç kaynağın (öz varlık) fırsat maliyeti (yatırım maliyeti x 0,2 x % 6,5 ödenen/vazgeçilen yıllık faiz)
Mülkiyet vergileri (Proje)			-	RES için olmadığı varsayılıyor
Sigorta primi (Proje)	1	150.000	150.000	RES yıllık sigorta primi (uzman tahmini)
Parçalar ve işgücü (Proje)	10	15.000	150.000	RES yıllık işletme giderleri (10 kişi + malzeme ve yedek parçalar) (uzman tahmini)
Sera gazı izleme ve doğrulama (Proje)	1	400.000	400.000	RES yıllık dış bakım ve süpervizyon gideri (uzman tahmini)
Kamu faydaları (Proje)			-	
Genel ve idari (%)	1.0%	1.847.699	18.477	RES varsayım
RES yıllık yedek tutma maliyeti (Proje)	250.057	4,5	1.125.255	RES için gerekli yedek tutma maliyeti (4,5€x yıllık üretim Mwh) (TEİAŞ, 2005)
Öngörülmeven giderler (%)	1.0%	2.991.430	29.914	RES varsayım
Ara toplam:			3.021.345	
Dönemsel maliyetler (Birim)	Yıl	Birim maliyet	Tutar	Notlar
RES kanat değişim maliyeti (Proje)	13	22.472.585	22.472.585	13. Yılda yapılacak varsayılan kanat değişim maliyeti
Yıllık toplam sosyal faydalar (alacak)	1	12.095.053	(12.095.053)	Soma-A'dan Tasarruf Edilen Yıllık Maliyetler
Proje ömrünün sonu (alacak)		807.285	(807.285)	RES hurda değeri – 10 işçinin kıdem tazminatları

Not: Tüm parasal değerler € cinsindedir. 1 € = 2 T.L. varsayılmıştır. Eksi sayılar parantez içinde gösterilmiştir. Kaynak: RETScreen, uzman görüşleri ve yazarların kendi hesapları. ^a Tam rakam 17,656,906 dir.

Tablo E4: Alternatif Senaryo SFMA

Finansal parametreler			Proje maliyetleri ve tasarruf/gelir özeti		
Genel			İlk maliyetler		
Yakıt maliyeti eskalasyon oranı	%	5.0%	Fizibilite etüdü	0.2%	€ 150.000
Enflasyon oranı	%	2.17%	Geliştirme	0.4%	€ 359.000
İskonto oranı	%	4.0%	Mühendislik	0.4%	€ 350.000
Proje ömrü	Yıl	25	Elektrik sistemi	91.5%	€ 80.800.000
			Isıtma sistemi	0.0%	€ 0
			Soğutma sistemi	0.0%	€ 0
Finansman					
Teşvikler ve hibeler (Soma-A'nın kapatılmasından doğan net kazançlar)	€	11.060.000	Kullanıcı tanımlı	0.0%	€ 0
Borç oranı	%	80.0%	Enerji verimliliği önlemleri	0.0%	€ 0
Borç	€	70.627.617	Sistem dengesi ve diğer	7.5%	€ 6.625.522
Öz varlık	€	17.656.904	Toplam ilk maliyetler	100%	€ 88.284.522
Borç faiz oranı	%	%6.50			
Borç vadesi	Yıl	10	Teşvikler ve hibeler		€ 11.060.000
Borç ödemeleri	€/yıl	9.824.633			
			Yıllık maliyetler ve borç ödemeleri		
			İşletme ve bakım		€ 3.021.345
Gelir vergisi analizi		Kapalı	Yakıt maliyeti - önerilen durum		€ 0
			Borç ödemeleri - 10 yıl		€ 9.824.633
Yıllık gelir			Toplam yıllık maliyetler		€ 12.845.977
Elektrik ihracat geliri					
Şebekeye verilen elektrik	MWh	250.057	Dönemsel maliyetler		
Elektrik ihracat fiyatı	€/MWh	0.00	RES Kanat değişim maliyeti - 13 yıl		€ 22.472.585
Elektrik ihracat geliri	€	0	Yıllık sosyal faydalar toplamı		€ -12.095.053
Elektrik ihracatı eskalasyon oranı	%	%5.0	Proje ömrünün sonu – alacak		€ -807.285
Seragazı azaltma geliri			Yıllık tasarruflar ve gelir		
Net seragazı azaltımı	tCO2/yr	326.594	Yakıt maliyeti - baz durum		€ 0
Net seragazı azaltımı - 25 yıl	tCO2	8.164.847	Elektrik ihracat geliri		€ 0
Seragazı azaltma kredi oranı	€/tCO2	15	Seragazı azaltma geliri - 21 yıl		€ 4.898.908
Seragazı azaltma geliri	€	4.898.908	Müşteri primi geliri (indirim)		€ 0
Seragazı azaltma kredi süresi	Yıl	21	Diğer gelirler (maliyet) - yıl		€ 0
Net seragazı azaltımı - 21 yıl	tCO2	6 858 472	TE üretim geliri - 25 yıl		€ 0
Seragazı azaltma kredi eskalasyon oranı	%	%1.0	Toplam yıllık tasarruflar ve gelir		€ 4.898. 908
			Toplumsal sürdürülebilirlik		
			Vergi öncesi İGO - özsermaye	%	72.4%
			Vergi öncesi İGO – varlıklar	%	9.9%
			Vergi sonrası İGO - özsermaye	%	72.4%
			Vergi sonrası İGO – varlıklar	%	9.9%
			Basit geri ödeme	yıl	41.1
			Özsermaye geri ödeme	Yıl	1.5
			Net Şimdiki Değer (NPV)	€	153.698.418
			Yıllık yaşam döngüsü tasarrufları	€/yıl	9.838.537
			Fayda-Maliyet Oranı		9.70
			Borç çevrilebilirliği		1.45
			Enerji üretim maliyeti	€/MWh	-21.66
			Seragazı azaltma maliyeti	€/tCO2	(30)

Not: Tüm parasal değerler € cinsindedir. 1 € = 2 T.L. varsayılmıştır. Eksi sayılar parantez içinde gösterilmiştir. Kaynak: RETScreen, uzman görüşleri ve yazarların kendi hesapları