

신 재생에너지 경제성분석

Economic Analysis of Renewable Energy

김진옥*
(Kim, Jin-Ock)

목 차

- I. 서론
- II. 풍력발전의 경제성 분석
- III. 태양광발전의 경제성 평가
- IV. 태양열 경제성 분석
- V. 바이오 에너지 경제성 분석
- VI. 결론

1. 서론

본 연구에서는 신 재생에너지에 대한 경제성 분석을 시도하고자 한다. 일반적으로 경제성 분석은 다양한 측면에서 다양한 시나리오를 가정하여 하여야 되지만 본 연구에서는 생산원가를 중점적으로 분석하고자 한다. 기존의 신 재생에너지 경제성 분석에 관한 프로젝트들은 신 재생에너지에 관한 실제 생산 데이터를 활용하지 않고 생산설비에 대한 기술적 특성 또는 요건만을 고려한 채 몇 가지 재무적 가정을 세우고 경제성 분석을 한 것이 대부분이다. 하지만 본 연구에서는 신 재생에너지 생산과 관련한 실제 데이터(actual data)를 활용하였다. 실제 데이터 확보가 어려운 경우에는 기존 프로젝트들의 연구 방법론을 따랐다.

신 재생에너지원은 무수히 많지만 본 연구에서는 제주특별자치도에서 관심을 갖고 있

* 제주대학교 경상대학 경제학과 교수

고 제주도에 적합한 신 재생에너지원을 대상으로 하였다. 본 연구에서 경제성 분석을 시도한 신 재생에너지원은 풍력, 태양광, 태양열, 바이오에너지(바이오에탄올, 바이오디젤)이다. 풍력과 태양광의 경우에는 제주도에 실제 생산되고 있는 데이터를 활용하였고 태양열의 경우에는 데이터의 확보가 어려워 기존의 연구결과를 요약하였다. 바이오에탄올의 경제성분석에서는 기존의 연구방법론을 따르면서 제주도에 생산되고 있는 비상품 감귤을 원료로 투입하는 것을 상정하였다. 바이오디젤의 경제성분석에서는 기존의 연구결과를 요약하였다.

이하 본 연구의 구성은 다음과 같다. 서론에 이어 제2장에서는 풍력발전의 경제성 분석을 하였다. 제3장에서는 태양광발전의 경제성분석을 하였다. 제4장에서는 태양열 발전의 경제성 분석을 하였고, 제5장에서는 바이오에너지(바이오에탄올, 바이오디젤)의 경제성분석을 하였다. 마지막으로 제6장에서는 본 연구의 내용을 요약하면서 신 재생에너지 관련 정책적 함의를 논하였다.

Ⅱ. 풍력발전의 경제성 분석

2.1. 평준화 발전원가 모형

풍력발전의 경제성을 분석하는 하나의 방법은 kWh당 생산원가를 계산하는 것이다. 이를 위해서 전력산업에서 널리 사용되고 있는 평준화 발전원가(levelized generation cost) 방식을 소개하고자 한다. 발전원가 산정공식이 (식 1)에 주어져 있다.

$$p^* = \sum_{t=1}^n \text{delta}(t) * C_t / Q_t \quad (\text{식 1})$$

여기서,

p^* : 평준화 발전원가(원/kWh)

$\text{delta}(t) = \left[\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+d)^t} \right]^{-1} \frac{1}{(1+d)^t}$; 가중된 할인율(weighted discount factor)

C_t : 해당년도 t 에 발생한 발전비용(원)

Q_i : 해당년도 t 의 발전량(kWh)

d : 현가할인율(%)

n : 경제수명기간(년)

delta(t)가 가중된 할인율이라는 사실은 summation(delta(t))가 1이라는 사실에서 알 수 있다. 또한 delta(t)의 구성 요소인 $[\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+d)^t}]^{-1}$ 은 자본회수 계수(capital recovery factor)를 의미한다.

해당년도 t 에 발생한 발전량, Q_t 는 (식 2)와 같이 표현될 수 있다.

$$Q_t = 8,760 \times CF \times PW \quad (\text{식 2})$$

여기서,

8,760 ; 년 중 총 시간 수(24 시간/일 x 365 일)

CF ; 풍력발전설비 이용률(%: capacity factor)

PW : 해당 풍력발전 설비용량(kW)

해당년도 t 에 소요된 발전비용, C_t 는 (식 3)과 같이 주어져 있다.

$$C_t = KS_t + KB_t + OM_t \quad (\text{식 3})$$

여기서,

KS_t : 해당년도 t 에서의 균등화 자기자본비용(원)

KB_t : 해당년도 t 에서의 균등화 타인자본비용(원)

OM_t : 해당년도 t 에서의 운전유지비용(원)

이 가운데 균등화 자본 비용(자기자본과 타인자본 비용)은 발전소의 준공시점을 기준으로 한 총 건설비가 발전기의 수명기간 동안에 매년 동일한 일정 금액으로 회수되는 것으로 가정하여 이를 평균화한 비용 개념이다. 이것은 주어진 초기투입비용에 자본회수계수를 곱하여 구해진다. 이를 보다 구체적으로 설명하고자 한다. 발전소의 준공시점을 기준으로 한 총 건설비가 C 이고 발전소 수명기간과 할인율을 각각 N 과 i 라고 하자.

발전기의 수명기간 동안 에 매년 일정금액(A:annuity)이 연금의 형태로 회수 된다고 가정하면 총건설비 C와 등가가 되는 연금 A는 (식 4)와 같이 구할 수 있다.

$$C(1+i)^N = A(1+i)^{N-1} + A(1+i)^{N-2} + \dots + A(1+i) + A \quad (\text{식 4})$$

위 식을 정리하면 $\frac{A}{C} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$. 여기서 오른쪽 항은 자본 회수계수를 나타낸다.

연금 A는 균등화된 자본비용을 나타낸다. 년도 별로 발생하는 운전 유지비용을 무시했을 경우 비용 C_t 는 A가 된다. 따라서 $C_t \cdot \delta(t)$ 는 t년도에 발생한 비용을 현재 가치로 할인한 비용이 된다. 운전유지비용, OM_t 에는 풍력발전설비 운전 및 유지에 드는 정규/비정규 정비비용, 임차료, 보험료, 제세공과금 등 모든 변동비용을 포함하며, 일반적으로 물가상승률이 감안된다.

'산업 자원부 보고서'에서 발전원가를 계산하기 위해서 채택한 구체적인 기준지표가 <표 1>에 나타나 있다. 여기서 채택한 현가할인을 7.0%는 일반적인 전력설비에 대한 경제성평가에 적용하는 값이다. 경제수명기간을 15년으로 잡았지만 실제 풍력발전설비의 설계수명기간이 20년임을 감안하면 이 기간은 재고할 필요가 있다.

운전·유지(O&M)비율이란 풍력발전설비를 운영하는 데 매년 들어가는 운영비용을 초기 투자비용으로 나눈 값이다. 풍력발전의 경우 다른 재생에너지와 마찬가지로 연료비가 들지 않아 유지운영비용 즉 운전 유지비용은 낮을 수밖에 없다. 물론 이 비용은 물가상승률이 적용되어야 한다.

풍력발전설비의 경제성평가에서 가장 중요한 지표는 설비이용률이다. 설비이용률은 풍력발전단지의 입지적 조건에 전적으로 달려 있지만 설치이후 발생하는 설비의 고장을 최소화하기 위해서는 고도의 운전 유지 기술이 필요하다. 설비이용률을 극대화하기 위해서는 고도의 운전 유지 기술이 필요하다. 국내 풍력발전원가 산정을 위한 기준 지표가 <표 1>에 나타나 있다.

<표 1> 국내 풍력발전원가 산정 기준지표

구분	지표	비고
현가할인율(%)	7.0	일반전력산업 적용
투자보수율(%)	7.0	가중평균 자본비용
제세비율(%)	27.5	법인세: 25% + 주민세: 법인세의 10%
타인자본비중(%)	70.0	일반 국내실적 적용
자기자본수익률(%)	12.0	설정(실제 9.0 적용)
차입이자율(%)	5.0	에너지합리화자금 및 시중금리 가중평균
초기 설치비(만원/kW)	170.0	평균 국내실적 적용
운전유지(O&M)비율(%)	2.5	국내실적 적용(실제 2.0 적용)
O&M비용 상승률(%)	2.0	추정
설비이용률(%)	23.0	평균 국내실적 적용
경제수명기간(년)	15.0	설정(기술적 설계수명 20.0)

2.2. 사례분석

발전원가를 계산하기 위해서 제주도에서 가동되고 있는 풍력발전 단지별 운영 현황 데이터를 활용하였다. 풍력발전 단지별 운영 현황 데이터는 <표 2>에 나타나 있다. 이 데이터는 특별제주도청 미래 전략산업과에서 제출한 자료를 정리한 것이다.

<표 2> 풍력발전 단지별 운영현황

발전소	시설용량	총사업비	연간 발전량	연간 전력판매액	연간 유지보수비용지출액	향후 연간 유지보수비용 예상액 ¹⁾	비고 (적용기간)
행원	9,795kW	203억원	19.5GWh	12.3억(년)	1.8억원	3억원	3년 평균
한경 1단계	6,000kW	150억원	17.4GWh	18.8억원	1.5억원	-	3년 평균
한경 2단계	15,000kW	359억원	17.9GWh	18.9억원 (6개월)	-	-	'08.01-06월

주 1) 유지보수 비용 지출액은 직제 상 종사하고 있는 담당요원의 인건비를 제외하고 기간 중 유지보수에 실제로 지출된 금액을 기재.

풍력발전원가 계산 방정식에 사용된 실제 데이터는 다음과 같다. 연간 발전량은 <표 2>에 나타난 데이터를 활용하였다. 풍력발전기의 수명은 20년을 상정하였고 현가할인율은 7%를 적용하였다. 경상운영비를 제외하고 총 투자비(총 사업비)만을 상정한 상태에서 발전원가를 계산하였고 데이터가 <표 3>에 나타나 있다.

<표 3> 총 투자비 대비 발전원가

발전소	시설용량	총 사업비	연간 발전량	발전원가
행원	9,795kW	203억원	19.GWh	98.2728원
한경 1단계	6,000kW	150억원	17.4GWh	81.3793원
한경 2단계	15,000kW	359억원	35.8GWh	94.66원

위 표에 의하면 총 투자비를 계상한 상태에서 행원 발전소의 경우 발전원가는 kWh당 98.2728원이고 한경 1단계는 81.3793원이며 한경 2단계는 94.66원이다.

경상운영비에서 발생한 발전원가는 <표 4>에 나타나 있다.

<표 4> 총 경상운영비 대비 발전원가

발전소	시설용량	총 사업비	연간 발전량	발전원가
행원	9,795kW	203억원	19.5GWh	17.9469원
한경 1단계	6,000kW	150억원	17.4GWh	17.8782원
한경 2단계	15,000kW	359억원	35.8GWh	9.7756원

위 표에 의하면 경상운영비만을 계상한 상태에서 행원 발전소의 경우 kWh당 17.9469원이고 한경 1단계는 kWh당 17.8782원이며 한경 2단계는 9.7756원이다. 준공 후 매년 발생하는 경상운영비에는 연간 유지보수 비용과 인건비가 포함되어 있다. 행원 발전소와 한경1단계, 한경 2단계 발전소에서 발생하는 인건비는 연간 3명이 고용되는 것으로 계산하여 명당 30000000원 씩 총 90000000만원이 발생하는 것으로 계상하였다. 인건비와 연간 보수비용이 매년 3% 상승하는 것으로 계상하였다. 이는 한국은행의 연간 인플레이션 목표치가 3-3.5% 인 것을 감안하였다.

총 투자비와 총 경상운영비 모두를 고려한 총 비용대비 발전원가가 <표 5>에 나타나 있다.

<표 5> 총 비용 대비 발전원가

발전소	시설용량	총 사업비	연간 발전량	발전원가
행원	9,795kW	203억원	19.5GWh	116.2197원
한경1단계	6,000kW	150억원	17.4GWh	99.2575원
한경 2단계	15,000kW	359억원	35.8GWh	104.4356원

위 표에서 알 수 있듯이 행원 발전소의 경우 kWh당 발전 원가는 116.2197이고 한경 1단계는 99.2575원이며 한경 2단계의 경우에는 104.4356원으로 나타나 있다. 풍력발전원의 현재 기준가격은 Kwh당 107.29원이다. 이 기준가격을 적용했을 경우 한경 1단계

와 환경 2단계는 경제적 타당성이 있지만 행원의 경우에는 경제적 타당성이 없다. 향후 풍력발전의 기준원가가 하락하는 것을 감안하면 풍력발전의 경제적 타당성을 확보하는 것은 지난한 과제가 될 수밖에 없다. 이를 타개하기 위해서 풍력발전의 설비의 고 효율화가 시급하다고 할 수 있다.

III. 태양광발전의 경제성 평가

3.1. 태양광 발전원가 모형

태양광을 비롯한 신·재생에너지원의 에너지공급에 대한 경제성을 평가하는 방법은 시스템 자체에 대한 투자비용과 에너지 산출량을 산정하여 분석하는 비용편익 분석(cost benefit analysis), 투자수익률 분석(internal rate of return analysis), 투자회수기간 분석(pay back period analysis) 등 여러 가지가 있을 수 있지만 여기서는 풍력발전의 경우와 마찬가지로 비용편익 분석의 일환인 발전원가를 산정하고자 한다. 풍력발전의 경우와 같이 발전원가를 계산할 수도 있지만 여기서는 태양광발전원가의 계산에 사용되는 다른 발전원가모형을 사용하고자 한다.

발전원가를 도출하기 위한 산출 공식이 (식 5)에 나타나 있다.

$$\begin{aligned}
 & Q_0 \cdot P_0 + \frac{Q_1 \cdot P_1}{(1+y)} + \frac{Q_2 \cdot P_2}{(1+y)^2} + \frac{Q_3 \cdot P_3}{(1+y)^3} \dots + \frac{Q_n \cdot P_n}{(1+y)^n} \\
 & = C_0 + \frac{C_1}{(1+y)} + \frac{C_2}{(1+y)^2} + \frac{C_3}{(1+y)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+y)^n} \quad (\text{식 5})
 \end{aligned}$$

여기서,

n = 사업기간(년)

Qn = n년도의 발전된 전력량 (kWh)

Pn = n년도의 발전된 전력량의 단위당 가격(원/kWh)

Cn = n년도의 투입된 총투자비용 (시스템투자비, 감가상각비, 교체비용, 유지보수, 이자율 등)

Y = 할인율(%)

위 방정식의 오른쪽 항은 태양광 발전설비가 설비의 수명기간 n 기간 동안 가져오는 수익의 흐름을 현재가치화 하여 합한 값이고 왼쪽 항은 태양광 설비의 수명기간 n 기간 동안 발생한 비용의 흐름을 현재가치화 하여 합한 것이다. 즉 수익의 현재가치와 비용의 현재 가치를 같게 하는 가격을 구하는 것이다. 위 방정식에서는 가격이외의 모든 변수 또는 모수가 주어져 있다고 하더라도 $(n+1)$ 개의 가격을 구하는 문제에 직면하게 되고 각각의 가격에 대하여 값이 여러 개 또는 무한대로 존재하는 문제(indeterminacy problem)가 발생한다. 이러한 문제를 회피하기 위해서 (식 5)에서 사업기간동안 다른 요인이 변화하지 않는 한 발전단가가 동일하다고 가정하고 이를 산정하여 (식 6)과 같이 나타내었다.

$$P = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+y)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Q_t}{(1+y)^t}} \quad (\text{식 6})$$

위 식에 의하면 연간 발생하는 비용 C_t 가 낮을수록 연간 발전량 Q_t 가 낮을수록 발전 단가는 낮아진다. 연간 발전량 Q_t 와 연간 발생비용 C_t 가 고정된 상수일 경우에는 할인율은 상쇄되어 발전원가에 영향을 미치지 못한다. 연간 발생하는 비용 C_t 는 초기투자비용에서 발생하는 비용과 유지보수 비용으로 구성된다. 초기 투자비용에서 발생하는 비용을 n 기간 동안 연금의 형태로 발생하는 것으로 간주하여 계산하였다. 이는 풍력발전 단가결정모형에서 설명되었다.

3.2. 사례분석

태양광 발전원가를 실제로 계산하기 위하여 제주도 도청 미래 전략산업과에서 제출한 자료를 사용하였다. 이 자료는 <표 6>과 <표 7>에 나타나 있다.

<표 6> 태양광 주택 그린빌리지

사업명	사업자	위치	규모	사업기간	사업비(억원)
지방보급	제주특별자치도	동광, 고산	143KW	'04~'05	22.5

위 표에 의하면 동광과 고산에 태양광 주택 그린빌리지를 조성하면서 태양광 발전설비를 143kw급으로 설립하면서 22.5억원이 소요된 것으로 나타나 있다.

<표 7> 태양광 그린 빌리지 생산량

단위:kWh

연도	동광(1)	고산(2)	(1)+(2)
2005	132,450	34,454	166,904
2006	126,376	35,238	161,614
2007	125,230	39,092	164,322

위 표에 의하면 제주특별자치도 동광과 고산에서 2005-2007년간 3년에 걸쳐 연간 생산된 발전량은 16만 kWh를 약간 상회하고 있다. (식 6)을 사용하여 발전원가를 계산하기 위해서는 할인율과 연간 생산량 그리고 연간 비용에 관한 데이터가 필요하다. 본 연구의 사례분석에 사용된 할인율은 국내의 전력요금산정이나 가스요금 산정할 때에 적용되고 있는 7%를 사용하였다. 이 할인율은 풍력발전의 단가를 산정할 때도 사용되었다.

태양광 발전기의 수명이 20년에서 30년 정도 인 것을 감안하여 수명기간은 25년으로 산정하였다. 태양광 발전설비를 설치한 후에 발생하는 전력량데이터에 대한 추정치는 2005-2007년에 걸쳐 동광과 고산에서 생산된 연간 발전량의 평균치를 사용하였다. 운영 보수비의 경우에는 실제데이터의 확보가 어려워 총 설치비의 1%가 발전이 시작되는 시점에서 발생하고 연간 3%의 속도로 운영보수비가 증가하는 것으로 가정하였다. 이것은 한국은행의 인플레이션 목표 달성치 3%를 고려한 것이다.

위에 열거된 가정에 근거하여 총 투자비 대비 태양광 발전원가가 <표 8>에 나타나 있다.

<표 8> 총 투자비 대비 발전원가

위치	시설용량	총 투자비	연간 평균발전량 ¹	발전원가
동광, 고산	143kw	22,5억원	162280kw	1175.1원

주1) 3년간(2005-2007) 평균발전량이다.

총투자비만을 고려할 때 발전원가는 kwh당 1175.1원인 것으로 알 수 있다. 총 경상유

지비 대비 발전원가가 <표 9>에 나타나 있다.

<표 9> 총 경상유지비 대비 발전원가

위치	시설용량	총 투자비	연간 평균발전량 ¹	발전원가
동광, 고산	143kw	22.5억원	162280kw	185.8791원

주1) 3년간(2005-2007) 평균 발전량이다.

총 경상유지비만을 고려할 때 발전원가는 kwh당 185.8791원이다. 총 비용대비 발전원가가 <표 10>에 나타나 있다.

<표 10> 총 비용대비 발전원가

위치	시설용량	총사업비	연간평균발전량 ¹	발전단가
동광, 고산	143kw	22.5억원	162,280kwh	1360.9791원

주1) 3년간(2005-2007) 평균발전량이다.

태양광 발전원가는 풍력에 비하여 약 13배 이상인 것으로 나타나 있다. 우리나라에 국한할 때 제주도는 육지에 비하여 풍력에서는 절대 우위를 갖고 있고 태양광의 경우에는 절대열위에 있다. 특히 풍력의 경우에는 육지에 비하여 절대적인 비교우위(Absolute Comparative Advantage)를 갖고 있다. 따라서 신 재생에너지 관련 투자재원이 한정된 상태에서는 태양광 보다는 풍력발전에 우선순위를 두고 향후 괄목할만한 기술 진보가 태양광 발전에서 이루어질 경우 이때 가서 고려하는 것이 타당하다고 사료된다.

IV. 태양열 경제성 분석

서두에서 밝힌 바와 같이 태양열 경제성 분석에서 제주특별자치도내에서 생산되고 있는 실제데이터를 활용하고자 했지만 자료의 확보가 어려워 재정경제부가 2008년 3월에 발행한 용역보고서 “신 재생에너지 경제성분석”의 내용을 소개하고자 한다.

4.1. 태양열 발전원가 모형

태양열 발전 분야의 경제성 평가를 위해서 풍력발전의 경우와 마찬가지로 균등화 발전원가(LEC, Levelized Electricity Cost) 기법을 사용하여 수행하고자 한다.

균등화 발전원가 산정식이 (식 6)에 나타나 있다. 균등화 발전원가는 (식 7)과 같이 발전소의 발전장치에 대한 고정비(초기투자비)와 운전 보수유지비를 포함한 모든 비용을 장비 혹은 장치의 수명기간 이내에 이용률을 감안한 순(net)발전량으로 나누어 계산하는 방법이다. 즉, 발전소 혹은 발전장치의 수명기간 동안에 생산된 모든 전력이 균등화 발전 가격으로 판매된다고 가정하였을 경우 판매 수입은 모든 비용의 합과 일치하게 된다.

$$LEC = \frac{aC_{inv} + C_{O\&M}}{E_{net}} \quad (\text{식 7})$$

$$a = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} : \text{자본회수 계수}$$

r : 이자율

n : 장치 수명

C_{inv} : 고정비 (초기 투자 비용)

CO&M : 연간 유지, 보수 비용

E_{net} : 연간 순발전량

태양열 발전시스템은 집광을 통하여 얻어진 고온의 열에너지를 이용하여 발전을 행하는 장치이다. 집광방식 및 적용되는 요소기술에 따라 매우 다양한 시스템의 구성이 가능하고, 현재 시스템이 초기 발전단계에 있어 향후 기술개발의 향방에 따라 어떤 종류의 시스템이 태양열 발전시스템을 주도할 지는 예측이 어려운 실정에 있다. 또한 풍력과 태양광의 발전의 경우에는 실제 투자비와 유지보수 운영비와 같은 데이터가 있어서 사례 분석에 응용할 수 있었지만 제주도처의 미래전략산업과에서 제출한 자료는 이러한 데이터가 없어서 풍력과 태양광 발전의 경우와 같이 사례분석을 할 수 없다. 따라서 본 분석에서는 “신 재생에너지 경제성 분석 보고서”에 나타난 결과를 소개하고자 한다. 이 보고서에서는 현재 상용화 단계에 있는 대표적인 4종의 발전시스템을 분석을 위한 기준시스템으로 삼고 이들의 설계 인자 및 성능 특성을 분석을 위한 자료로 사용하였다.

4.2. 발전량

분석대상 발전시스템별 연간 순 발전량은 시스템별 집광면적과 연간 직달일사량 및 <표 11>에 나타난 각각의 평균 발전효율(집광면적으로 일사되는 태양에너지가 전기로 전환된 효율)을 모두 곱하여 계산할 수 있으며 계산된 결과는 <표 11>과 같다.

<표 11> 발전 시스템별 연간 순발전량

발전 시스템	PTC ¹⁾	Tower (MoltenSalts) ²⁾	Tower (Sat. Steam) ³⁾	Dish ⁴⁾
집광면적, m ²	442,000	458,000	465,000	350,000
연간 직달일사량, kWh/m ²	2,000			
평균 발전효율, %	14.0	16.0	13.6	16.7
연간 순발전량, GWh	123.7	146.6	126.5	116.9

주1) Parabolic Trough형 발전시스템 / 이하 PTC

태양의 고도만을 추적하는 1축 제어 집광시스템을 사용, 태양빛을 Trough형 반사경 전단에 선형으로 집광하여 얻어진 열에너지를 이용하는 발전시스템으로 현재 가장 널리 상용화 되어 있는 대규모 태양열 발전시스템이다. 단위 발전시스템의 규모는 10~80MW 수준이다.

주2) Molten Salts 이용 Power Tower형 발전시스템 / 이하 Tower(Molten Salts)

수백~수천개에 이르는 2축 제어 반사경을 이용, 태양빛을 Tower의 상단에 집광하여 얻어진 열에너지를 이용하는 발전시스템으로 단위 발전시스템의 규모는 1~20MW 수준이다. Tower의 상단에는 집광된 에너지를 열이송 매체로 전달하는 흡수기가 장착되어 있으며, 열이송매체로 용융염 혼합물인 Molten Salts를 사용한다.

주3) Saturated Steam 이용 Power Tower형 발전시스템 / 이하 Tower (Sat. Steam)

시스템의 구성은 2)의 경우와 동일하나 흡수기에서 전달된 열을 이용하여 물을 증발시키고 얻어진 포화수증기(Sat. Steam)를 열이송매체로 사용한다.

주4) Parabolic Dish형 발전시스템 / 이하 Dish

2축 제어 방식으로 태양을 추적하는 Dish형 반사경을 이용하여 집광을 행하고 집광장치 전단에 Stirling엔진 등을 장착하여 고효율의 발전을 행하는 태양열 발전시스템이다. 단위 발전시스템

규모는 10~25kW 수준이다.

4.3. 연간 가동률

태양열 발전시스템의 연간 가동률은 사용된 발전장치가 최대 용량으로 365일 24시간 가동되었을 경우의 발전량 대비, 연간 순 발전량을 나타낸 수치이다. 이는 발전시스템의 효율적 운전여부와 경제성을 결정하는 매우 중요한 수치로 요소 장치의 성능, 열저장 시스템 용량 등과 밀접한 관련이 있다. 발전 시스템별 연간 가동률이 <표 12>에 나타나 있다.

<표 12> 발전시스템별 연간 가동률

발전 시스템	PTC	Tower (Molten Salts)	Tower (Sat. Steam)	Dish
발전장치 총 용량, MW	50	51	55	50
연간 최대 발전량, GWh	14.0	16.0	13.6	16.7
연간 가동율, %	28	33	26	27

4.4. 균등화 발전원가 (LEC)

분석에 상용된 각 기준시스템 별 비용 및 발전량을 이용하여 수식 6을 통한 균등화 발전원가(LEC)를 계산한 결과가 <표 13>에 나탄 있다.

<표 13> 기준시스템별 균등화 발전원가

	PTC	Tower (Molten Salts)	Tower (Sat. Steam)	Dish
년 이자율, %	7			
장치수명, 년	20			
초기투자 비용, 억원	2315.9	2290.9	2214.5	5423.4
연간 유지보수 비용, 억원	54.0	54.0	54.0	87.3
연간 순발전량, GWh	123.7	146.6	126.5	116.9
균등화 발전원가, 원/kWh	220	184	208	513

위 표에 의하면 TOWER(Molten Salts) 발전 시스템이 kWh당 184원으로 가장 낮고 Dish 발전 시스템이 kWh당 513원으로 가장 높다.

V. 바이오 에너지 경제성 분석

바이오 연료는 바이오매스(Biomass)로부터 얻어지는 연료로 살아있는 유기체뿐만 아니라 동물의 배설물 등 대사활동에 의한 부산물을 모두 포함한다. 지금 제주특별자치도는 바이오 연료로 바이오 에탄올과 바이오 디젤에 관심을 갖고 있다. 왜냐하면 제주도에 생산되고 있는 감귤 중 비상품감귤과 감귤찌꺼기를 활용하여 바이오에탄올 생산이 가능하고 또한 제주도에 주로 생산되고 있는 유채를 이용하여 바이오 디젤의 생산이 가능하기 때문이다. 따라서 본고에서는 제주도가 관심을 갖고 있는 바이오 에탄올과 바이오디젤의 경제성분석을 하고자 한다.

바이오연료의 생산원가는 1) 원료비 2) 연료로 가공을 위한 공정비용 및 3) 바이오연료 생산시 얻어지는 부산물의 활용에 따라 결정된다.

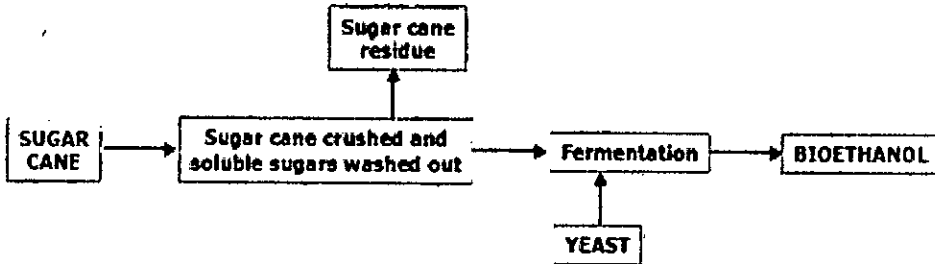
5.1. 바이오 에탄올 경제성분석

현재 바이오에탄올에 사용되는 원료로 사탕수수와 사탕무, 옥수수, 밀, 카사바 등이 있다. 이들 원료들을 이용한 바이오 에탄올의 생산원가를 각 국가별로 얻는 것은 어렵지 않지만 감귤류를 이용한 생산은 전 세계적으로 초기 단계에 있기 때문에 실제 생산원가 자료를 확보하는 것은 어렵다. 따라서 본 연구에서는 바이오 에탄올 생산과 관련한 몇 가지 가정을 세우고 생산원가를 산정하고자 한다.

5.1.1. 당질계 바이오매스를 이용한 생산공정

바이오 에탄올의 생산 공정은 생산원료별로 다르다. 즉 사탕수수, 사탕무 등 당질계 바이오 매스를 사용하는 경우와 옥수수 밀 등 전분질계 바이오 매스를 사용하는 경우 그 생산 공정이 확연하게 다르다. 감귤은 당질계에 속하기 때문에 당질계 생산 공정을

소개하고자 한다. 생산 공정이 <그림 1>에 나타나 있다.



<그림 1> 당질계를 이용한 바이오 에탄올 생산 공정

위 그림에 의하면, 당질계 바이오매스로부터 에탄올을 생산할 경우 액을 추출한 후에 효소를 이용하여 직접 발효하는 것으로 되어 있다. 이 과정에서 찌꺼기가 발생하며 이들은 공정의 운전에 필요한 에너지를 생산하는데 사용된다. 이러한 부산물의 활용으로 공정에 투입되는 에너지 비용을 절감할 수 있다.

5.1.2. 제주산 비상품감귤을 이용한 생산원가 분석

위에서 언급한 바와 같이 감귤 또는 오렌지를 이용한 바이오에탄올 생산공정이 상용화 되지 않았기 때문에 감귤을 이용한 바이오에탄올 생산에 관련한 자료를 확보하는 것은 어렵다. 따라서 당질계 에탄올 생산과 관련한 개략적인 데이터를 가지고 어렵פות이나 생산비용을 산정하고자 한다. 지금 제주특별자치도에서는 가공되거나 폐기처리된 비상품감귤을 20만톤으로 상정하고 있다. 따라서 비상품감귤 20만 톤을 원료로 투입하는 것을 가정하고자 한다. 비상품감귤을 원료로 투입하여 에탄올을 생산할 때 수율은 30%로 상정하였다. 이 경우 에탄올의 생산량은 6만톤(8만 4천kl)이 된다. 에탄올 생산원가를 계산하기 위하여 다음과 같이 여러 가지 경우를 상정하였다.

CASE 1) 비상품감귤 20만톤을 바이오 에탄올을 생산하기 위한 플랜트 설치 비용을 50억으로 상정했을 경우 생산원가는 아래의 <표 14>에 나타나 있다.

<표 14> 플랜트 설치비용이 50억원일 경우

원료비용	2000000000kg*80원=160억원 ¹⁾
운영비용	160억원*0.25=40억원 ²⁾
자본비용	50억원*10%=5억원 ³⁾
총비용	205억원 ⁴⁾
생산원가	205억원/600000000kg=341.6667원(kg당) ⁵⁾

- 주1) 바이오에탄올 제조용 감귤의 구매가격은 2007년산 가공용 감귤 구매가격(kg당 80원)을 적용하였다.
- 주2) 운영비용(operation cost)은 통상적으로 외국에서 원료비의 25%가 운영비용으로 나타나고 있는 것을 적용하였다.
- 주3) 자본비용은 이자율과 감각삼각률(capital depreciation rate)을 감안하여 플랜트 설치비용의 10%가 발생하는 것으로 상정하였다.
- 주4) 총비용은 원료비용, 운영비용, 그리고 자본비용을 합한 것이다.
- 주5) 바이오 에탄올 생산원가는 총비용을 생산량 60000톤을 나눈 것이다.

위 표에 의하면 바이오에탄올의 생산원가는 약 341원으로 나타나 있다.

CASE2) 비상품감귤 20만톤을 바이오 에탄올을 생산하기 위한 플랜트 설치 비용을 100억으로 상정했을 경우 생산원가는 아래의 <표 15>에 나타나 있다

<표 15> 플랜트 설치비용이 100억원일 경우

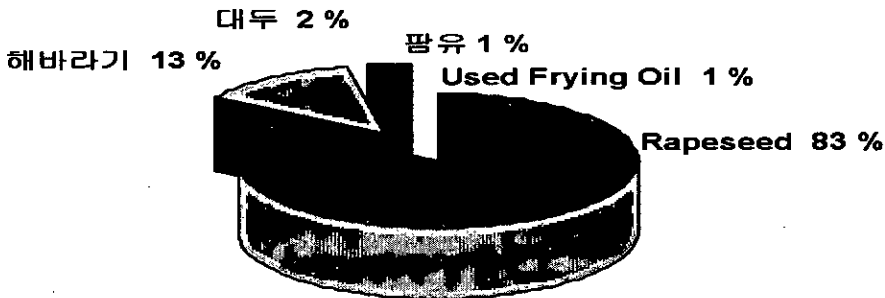
원료비용	2000000000kg*80원=160억원
운영비용	160억원*0.25=40억원
자본비용	100억*10%=10억원
총비용	210억원
생산원가	21000000000/600000000kg=350원(kg당)

위 표에 의하면 바이오에탄올의 생산원가는 350원으로 나타나 있다.

위 두 CASE에서 살펴본 바와 같이 플랜트의 설치비용이 과다하지 않을 경우 플랜트의 설치비용의 증대는 생산원가에 크게 영향을 미치지 못한다. 위의 두 경우에서 생산원가에서 원료비용이 차지하는 비율은 76%에서 78%에 이른다. 따라서 원료비와 운영비가 바이오 에탄올의 생산비용을 결정하는 중요한 변수가 된다.

5.2. 바이오디젤 경제성 분석

바이오에탄올의 경우와 마찬가지로 바이오디젤의 생산원료도 다양한 식물유와 폐유지가 사용되고 있다. 바이오디젤이 집중적으로 보급되고 있는 유럽연합(EUROPEAN UNION)의 경우 역내에서 생산되는 유채로부터 추출한 유채유를 주원료로 사용하고 있다. 미국은 자국의 주 생산 작물인 대두유를 바이오디젤 원료로 사용하고 있다. 또한 말레이시아 등 동남아시아에서는 자국의 주 유지 작물인 팜으로부터 추출한 팜유를 원료로 사용하는 방안을 추진하고 있다. 오스트리아에서는 식물성 기름에 대한 의존도와 바이오디젤 생산 비용을 낮추기 위해 폐식용유와 동물성 우지 등을 원료로 하는 바이오디젤 생산 공정도 개발하여 사용하고 있다. 이러한 바이오디젤 생산용 원료의 활용현황은 <그림 2>에 나타냈다.

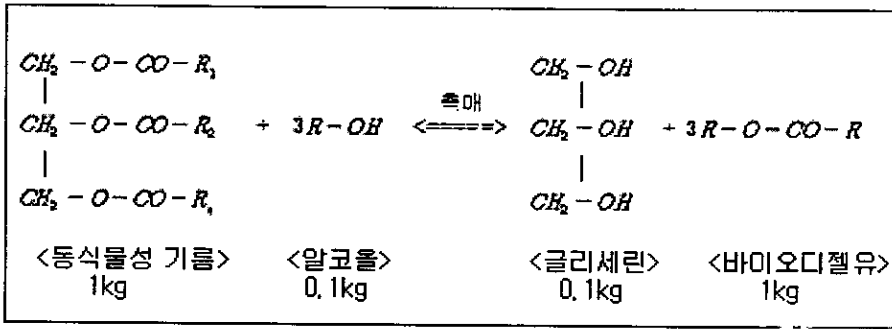


<그림 2> 전 세계 바이오 지젤 원료사용현황

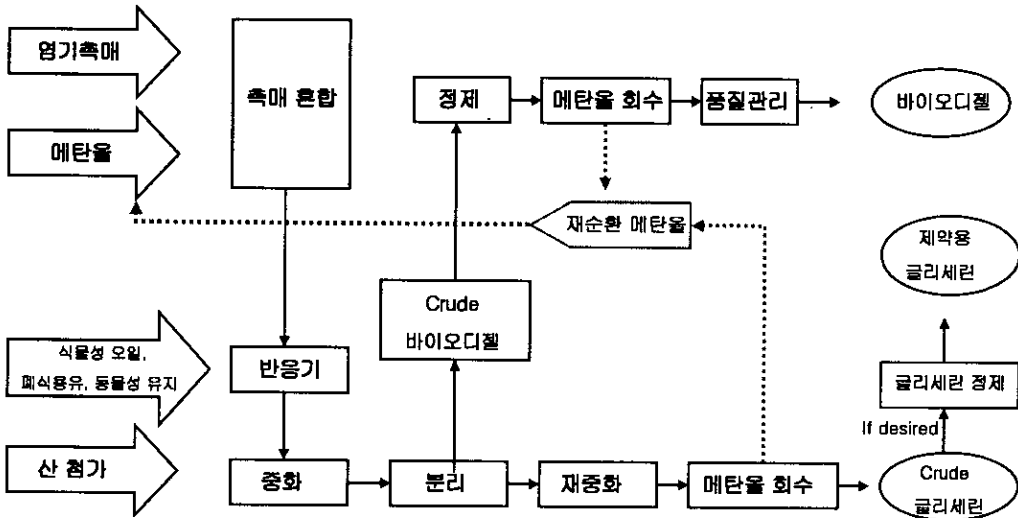
4-2-1 바이오디젤 제조공정기술

바이오디젤유는 <그림 3>과 같이 식용유에 알코올과 촉매를 첨가한 후에 반응시켜 제조한다. 제조공정은 <그림 4>와 같이 반응기, 생산물이 분리를 위한 침강조, 정제 및 증발 단계 등으로 구성된다. 여기서 부산물로 글리세린이 생산되며 글리세린은 침강조에서 비중 차이에 의해 분리된다. 반응속도를 높이기 위하여 알코올이 첨가되고 반응 후에 잔여 알코올은 회수하여 다시 사용한다. 침강조에서 분리된 글리세린은 정제과정을 거친 후에 화학 산업의 원료로 사용된다. 촉매는 산과 염기촉매 등 모두 사용이 가능하지만 염기촉매 방법이 보다 경제적이어서 대부분 이를 사용한다. 알코올은 생산비용을 낮추기 위하여 저렴한 메탄올이 주로 사용된다. 바이오디젤의 제조공정은 크게 나누어

회분식과 연속식으로 나뉜다. 회분식공정은 반응조에 식물유, 메탄올 및 염기촉매를 동시에 첨가하여 반응시킨 후 글리세린의 분리공정을 거친 다음 알코올을 제거하고 물로 세정 탈수하여 제조한다.



<그림 3> 바이오디젤유의 반응 메카니즘



<그림 4> 바이오디젤유 생산 공정

4-2-2 바이오 디젤의 생산비용

바이오 디젤의 국내 생산원가를 추정하기 위해서 생산관련 데이터를 확보해야 한다. 하지만 데이터를 확보하는데 어려움이 있어 외국의 사례를 소개하고자 한다. 여기서 소개된 사례는 한국 환경정책 평가연구원에서 2007년 1월에 발표한 용역보고서에 기초하

였다. 바이오디젤의 생산비는 바이오에탄올의 가격보다 더 공급원료의 가격에 의존한다. IEA의 Bioenergy Implementing Agreement는 유럽의 6개 바이오디젤공장에서 생산된 바이오디젤의 생산비 등을 추정하였다. <표 16>은 유럽의 바이오디젤 생산지 규모와 원료가격에 따른 시나리오별 바이오디젤의 생산비용을 보여주고 있다.

<표 16> 유럽의 바이오디젤 생산비용 추정

(단위:US\$/l)

시나리오	Rapeseed oil 가격	전환(conversion)	최종가격
소규모, 고가원료	0.60	0.20	0.80
소규모, 저가원료	0.30	0.20	0.50
대규모, 고가원료	0.60	0.05	0.65
대규모, 저가원료	0.30	0.05	0.35

자료: IEA(200d)

바이오디젤의 생산은 부수적으로 글리세린이 생산되기 때문에 위의 표는 부수적인 생산물인 글리세린의 판매가격을 포함하여 추정한 값이다. 미국은 바이오디젤의 원료로 rapeseed oil보다 가격이 상대적으로 저렴한 Soy(대두유)를 사용하고 있다. 따라서 바이오디젤의 생산비 면에서 볼 때 유럽보다는 약간 싸게 생산할 수 있다. 제주특별자치도는 도내에서 생산되고 있는 유채를 이용하여 바이오디젤의 생산을 고려하고 있다. 이에 대하여 여러 가지 비판적 사고가 있을 수 있다. 앞에서 지적한 바와 같이 바이오디젤의 생산에서 원료비가 차지하는 비중은 아주 크다. 고가원료를 사용하여 소규모로 생산할 경우 원료비가 차지하는 비중은 77%에 이른다. 따라서 바이오디젤의 생산에서 유의할 사항은 원료를 어떻게 하면 값싸게 공급받을 것인가 이다. 지금 세계경제가 통합되고 농산물의 교역이 자유로운 상태에서 제주특별자치도내에서 또는 국내에서 유채를 생산할 때 생산비면에서 국제적으로 비교우위에 있는지를 심각하게 고려해야 된다. 또한 전 지구적인 시각에서 볼 때 바이오에너지를 생산하기 위해서 식량생산을 포기하는 것이 바람직한지도 생각해 보아야 한다.

Ⅵ. 결 론

본 연구에서는 신 재생에너지에 대한 경제성분석을 하였다. 본 보고서에서 경제성 분석을 시도한 신 재생에너지로는 풍력, 태양광, 태양열, 바이오에탄올, 그리고 바이오 디젤이다. 경제성분석은 다양한 측면에서 다양한 시나리오를 가지고 할 수 있지만 본 보고서 영역(scope)의 한계로 생산원가 분석을 주로 하였다.

풍력발전의 경우 현재 제주특별자치도에서 생산되고 있는 실제 데이터를 가지고 kWh 당 발전원가를 계산하였다. 이를 구체적으로 보면, 행원 발전소의 경우 kWh당 발전 원가는 116.2197이고 한경 1단계는 99.2575원이며 한경 2단계의 경우에는 104.4356원으로 나타나 있다. 현재 풍력발전원가의 기준가격은 Kwh당 107.29원이다. 이 기준가격을 적용했을 경우 한경 1단계와 한경 2단계는 경제적 타당성이 있지만 행원의 경우에는 경제적 타당성이 약하다고 할 수 있다. 향후 풍력발전의 기준원가가 하락하는 것을 감안하면 풍력발전의 경제적 타당성을 확보하는 것은 지난한 과제가 될 수밖에 없다. 이를 타개하기 위해서 풍력발전설비의 고 효율화가 시급하다고 할 수 있다.

태양광발전의 경우에도 마찬가지로 도내에서 생산되고 있는 실제 데이터를 활용하였다. 동광과 고산의 태양광 주택 그린빌리지에서 생산된 전력의 생산원가는 1360원에 이른다. 이 발전원가는 풍력에 비하여 약 13배 이상인 것으로 나타나 있다. 우리나라에 국한할 때 제주도는 육지에 비하여 풍력에서는 절대적 비교우위(Absolute Comparative Advantage)를 갖고 있고 태양광의 경우에는 절대적 비교열위(Absolute comparative disadvantage)에 있다. 따라서 신 재생에너지 관련 투자재원이 한정된 상태에서는 태양광 보다는 풍력발전에 우선순위를 두고 향후 괄목할만한 기술 진보가 태양광 발전에서 이루어질 경우 이때 가서 고려하는 것이 타당하다고 사료된다.

태양열 발전의 경제성 분석의 경우에는 실제 생산데이터의 확보가 어려워 2008년 3월 재정경제부에서 발행한 한 용역보고서 “신 재생에너지 경제성 분석”을 참고하였다. 발전 시스템별로 차이가 있지만 TOWER(Molten Salts) 발전 시스템이 kWh당 184원으로 가장 낮고 Dish 발전 시스템이 kWh당 513원으로 가장 높다. 이 데이터에 의하면 태양광 주택관련 발전원가보다는 태양열 발전원가가 더 저렴하다라는 것을 알 수 있다. 물론 풍력의 발전원가가 태양열 발전원가가 훨씬 저렴하다. 신 재생에너지원을 이용하여 전력을 확보하고자 할 경우 풍력발전에 최우선순위를 두고 태양광 주택 그린빌리지 보다는 태

양열 발전에 우선순위를 두어야 한다.

바이오 에너지 경제성 분석은 바이오에탄올과 바이오디젤로 나누어 생산원가 분석을 시도하였다. 바이오 에탄올의 경우, 도내에서 비상품감귤을 원료로 사용하면 kg당 80원이라고 하는 낮은 비용이 소요되어 생산원가가 낮게 나타나 있다. 바이오에탄올의 생산원가는 생산설비를 소규모(설비비용:50억원)했을 경우 kg당 341원으로 나타나고 생산설비를 2배로 증가시킬 경우(설치비용:100억원) kg당 350원으로 나타나 있다. 이것은 플랜트의 설치비용이 과다하지 않을 경우 플랜트의 설치비용의 증대는 생산원가에 크게 영향을 미치지 못한다. 위의 두 경우에서 생산원가에서 원료비용이 차지하는 비율은 76%에서 78%에 이른다. 따라서 원료비와 운영비가 바이오에탄올의 생산비용을 결정하는 중요한 변수가 된다.

바이오 디젤의 경우 제주특별자치도는 도내에서 생산되고 있는 유채를 원료로한 생산장려를 고려하고 있다. 바이오디젤의 생산원가는 공정별로 또는 고가의 원료가 투입되는지 저가의 원료가 투입되는지에 따라 \$0.35에서 \$0.8의 생산비가 들어가는 것으로 나타나 있다. 바이오 디젤의 생산에서 원료비가 차지하는 비중은 아주 큰데 고가원료를 사용하여 소규모로 생산할 경우 원료비가 차지하는 비중은 77%에 이른다. 따라서 바이오디젤의 생산에서 유의할 사항은 원료를 어떻게 하면 값싸게 공급받을 것인가 하는 것이다.

지금 세계경제가 통합되고 농산물의 교역이 자유로운 상태에서 제주특별자치도내에서 또는 국내에서 유채를 생산할 때 생산비면에서 국제적으로 비교우위에 있는지를 심각하게 고려해야 된다. 또한 전 지구적인 시각에서 볼 때도 바이오에너지를 생산하기 위해서 식량생산을 포기하는 것이 바람직한지도 생각해 보아야 한다. 신 재생에너지 관련 투자재원이 한정된 상태에서 유채를 활용한 바이오디젤의 생산보다는 비상품감귤을 활용한 바이오에탄올의 생산에 투자의 우선순위를 두는 것이 바람직하다고 사료된다.

참 고 문 헌

- 이창희, 이경호, 최장은. 1999. 발전원가와 전원개발계획. 월간 전기기술(한국전력 공사 전력경제처 경제조사부): 80-83.
- 한국에너지 연구원. 2008. 신재생에너지 경제성분석. 재정경제부.
- 한국환경정책 평가연구원. 2007. 바이오연료의 환경경제성 분석 및 보급 확대방안. 환경부.
<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>