creative commons
COMMONS DEED

저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:

저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.

변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 이용허락규약(Legal Code)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

Disclaimer

dCollection

공학석사 학위논문

발전실적에 의한 20kW 태양광시스템의 전과정평가 및 경제성분석

2012년 2월

부경대학교 산업대학원

건축공학과

류 화 영

공학석사 학위논문

발전실적에 의한 20kW 태양광시스템의 전과정평가 및 경제성분석

지도교수 정 근 주

이 논문을 공학석사 학위청구논문으로 제출함

2012년 1월

부경대학교 산업대학원

건축공학과

류 화 영

이 논문을 류화영의 공학석사 학위논문으로 인준함

2011년 12월

주 심 공학박사 임 영 빈 (인)

위 원 공학박사 이 수 용 (인)

위 원 공학박사 정 근 주 (인)

목 차

1. 서 론 ····· 1

1.1 연구의 배경 및 목적 ····· 1

1.2 연구의 방법 및 범위 ····· 2

1.3 연구동향 ····· 4

2. 이론 고찰 ····· 7

2.1 태양광발전시스템 ····· 7

2.1.1 태양광발전시스템 구성 및 원리 ····· 7

2.1.2 태양광발전시스템 보급현황 ····· 9

2.1.3 태양광발전시스템 지원정책 ····· 11

2.2 전과정평가 방법론 ····· 14

2.2.1 전과정평가 정의 및 진행과정 ····· 14

2.2.2 전과정평가 평가지표 ····· 18

2.3 경제성분석 방법론 ····· 19

2.3.1 경제성분석 정의 ····· 19

2.3.2 경제성분석 평가지표 ····· 19

3. 분석 및 결과 ····· 21

3.1 분석 대상 개요 ····· 21

3.1.1 대상 건물 ····· 21

3.1.2 대상 태양광시스템 개요 ····· 25

3.1.3 실적 발전량 ····· 29

3.2 전과정평가 분석 ····· 31

3.2.1 목적 및 범위 정의 ····· 31
3.2.2 전과정 목록 분석 ····· 33
3.2.3 전과정 영향 평가 ····· 35
3.2.4 전과정 결과 해석 ····· 35
3.3 경제성분석 ····· 36
3.3.1 목적 및 범위 정의 ····· 36
3.3.2 경제성분석 및 결과 ····· 38

4. 결 론 ····· 47

참고문헌 ····· 49

감사의 글 ····· 52

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY
부경대학교

표 목 차

표 1.1 태양광시스템의 전과정평가 및 경제성분석 관련 연구동향 비교 (국내 학술지) ····· 5

표 2.1 태양광시스템의 구성요소별 기대수명 ····· 8
표 2.2 발전 에너지원별 GHG emission ····· 10
표 2.3 일반보급사업에 의한 태양광발전시스템 지원내역 ····· 11
표 2.4 신재생에너지 추가 원별 상한설치단가 (단위 : 천원, VAT 포함) ····· 12
표 2.5 태양광 전원의 용량 및 적용기간별 기준가격(원/kWh) ····· 13
표 2.6 환경성능 평가지표 ····· 18
표 2.7 경제성 평가지표 ····· 20

표 3.1 대상 태양광시스템 예상 설치환경조건 ····· 24
표 3.2 태양광시스템 구성요소 및 사양 ····· 28
표 3.3 대상 태양광시스템 월별발전량 ····· 30
표 3.4 전과정평가 평가를 위한 대상 태양광시스템 설치 개요 ····· 32
표 3.5 태양광시스템의 투입에너지량 및 이산화탄소 배출량 ····· 33
표 3.6 대상 태양광시스템의 환경성능 ····· 34
표 3.7 정부 지원정책에 따른 분석 항목 분류 ····· 37
표 3.8 경제성분석 평가를 위한 대상 태양광시스템 설치 개요 ····· 38
표 3.9 정부의 지원정책에 따른 경제성 평가 결과 ····· 39

그 림 목 차

그림 1.1 연구 흐름도 ····· 3

그림 2.1 전세계 신재생에너지 보급 성장율 ····· 9
그림 2.2 전과정평가 진행과정 ····· 14

그림 3.1 대상 건물 현황사진 ····· 21
그림 3.2 일사량 및 전운량 분포도 ····· 22
그림 3.3 대상 태양광시스템 설치 현황 ····· 25
그림 3.4 태양광시스템 기초 옥상평면도 ····· 26
그림 3.5 대상 모듈 구성 ····· 27
그림 3.6 대상 태양광시스템 구성도(계통연계형) ····· 29
그림 3.7 태양광시스템의 전과정평가 범위 ····· 31
그림 3.8 발전차액지원금, 수익가능년도에 따른 IRR 평가 결과 ····· 41
그림 3.9 인자별 IRR 평가 결과 ····· 42
그림 3.10 발전차액지원금, 수익가능년도에 따른 NPV 평가 결과 ····· 43
그림 3.11 인자별 NPV 평가 결과 ····· 44
그림 3.12 발전차액지원금, 수익가능년도에 따른 PBP 평가 결과 ····· 45
그림 3.13 인자별 PBP 평가 결과 ····· 46

Life Cycle Assessment and Economic Feasibility Analysis on 20kW PV System by Actual Generated Data in Busan

by Ryu, Hwa Young

Department of Architectural Engineering, Graduate School of Industry
Pukyong National University, Busan, Korea

Abstract

The application of Photovoltaic(PV) systems has increased too slowly because the costs of electricity with PV systems are more expensive than the fossil fuel generations. However, in the Life Cycle Assessment(LCA) point of view, the environmental performance of PV systems is more excellent than the fossil fuel generation. Thus, the environmental authorities encourage the application of PV systems by adopting the incentive policy that provides the support fund for PV system. For these reasons, each research such as LCA, the economic evaluations, the reasonable ratio of support fund for PV systems has been conducted by each researcher about the systems in the worldwide. But the comparative researches of these parts were not sufficient. This research aims to contribute to increasing the application of PV systems by presenting the environmental performance and the economic feasibility with the variation of ratio of the support fund for a 20kW PV system in Busan. The results of this research show that Energy Payback Time(EPBT) of the system is 10.41(year) and Green House

Gases(GHG) emission of the system is 68.69(g-CO_2/kWh) which is 12.8% of fossil fuel GHG emission; 2,397(g-CO_2/kWh). In the economic analysis, the conditions are the life time is 30years, the performance decreasing is 20(%/30years). The result of the economic analysis shows that IRR is 8.38(%), NPV is 23,731,000(Won/30years), PBP is 14.6(year) In conclusion, to increase the application of PV systems, the ratio of supporting fund should be increased in Korea.

1. 서 론

1.1 연구의 배경 및 목적

1988년 1월 '대체에너지개발촉진법'의 시행 이후, 최근 2011년 6월 '신에너지및재생에너지개발이용보급촉진법'이 시행되기에 이르기까지 총 15차의 법률 개정이 수행될 정도로 신재생에너지에 대한 관심과 기술개발 수준은 놀라울 정도이다. 이는 국내에 국한된 것이 아니라 국제적인 경향으로써 최근 신재생에너지 관련 산업은 전체 발전 산업의 2.3%, 최종 에너지 사용량의 16%를 넘어서고 있다.[1] 하지만, 대부분의 신재생에너지 발전시스템은 초기투자비가 높은 취약점을 지니고 있기 때문에 주로 경제성의 측면에서 시스템 적용의 타당성이 논의되고 있는 실정이다. 이에 따라 환경보호 관련 당국자들은 인센티브제도 운영을 통하여 이 시스템의 확대를 유도하고 있다.

신재생에너지 중에서 태양광(PV; Photovoltaic)발전은 청정에너지로 지칭되듯 기존 화석연료나 원자력을 이용한 발전시스템보다 온실가스를 훨씬 덜 배출함으로써 환경성능이 우수한 발전방식으로 알려져 있고, 그러한 환경성능을 정량적으로 평가하고자 하는 전과정평가(LCA; Life Cycle Assessment) 연구가 진행되어 왔다.

다른 한편으로 태양광시스템의 발전원가가 화력 및 원자력 발전보다 훨씬 높은 것으로 알려져 있음에 따라 공적 영역의 지원금 없이는 이의 보급 확대가 어려우므로 태양광시스템 보급 확대를 위하여 공공부분으로부터의 지원금이 필요하다. 이에 따라 공적 사적 영역에서 적정 지원금과 관련된 경제성분석(Economic Feasibility Study)연구도 진행되어 왔다.

하지만 태양광시스템의 전과정평가 및 경제성분석을 함께 수행한 결과는 찾아보기 쉽지 않다. 그리고 이전의 태양광시스템 전과정평가 또는 경제성분석 연구가 시

1) REN21, "Renewables 2011: Global Status Report". http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/GSR2011_Master18.pdf., 2011

뮬레이션 결과에 바탕을 두었으므로 좀 더 실증적인 자료를 적용한 보완연구가 필요한 실정이다.

따라서 본 연구는 실제 태양광시스템의 발전실적을 적용하여 전과정평가와 함께 경제성분석을 함께 수행해봄으로써 이 시스템의 환경성능과 지원금의 적정성을 함께 제시해 보고자 한다. 본 연구는 태양광시스템의 환경성능평가, 경제성분석, 보급 확대 등에 기여하고자 한다.

1.2 연구의 방법 및 범위

본 연구는 발전실적이 1년 이상인 부산지역의 20kW급 태양광시스템을 대상으로 전과정평가 및 경제성분석을 수행한다.

첫째, 대상 태양광시스템의 전과정평가는 다음과 같이 진행한다.

1) 대상 태양광시스템의 설치단계에서 실제로 소모된 각종 재료의 양, 발전실적 자료를 확보한다.
2) 문헌고찰을 통하여 전과정평가 각종 재료의 내재에너지(Embodied energy) 및 내재에너지에 의한 이산화탄소배출량 인벤토리(Inventory) 자료, 태양광시스템의 수명 및 성능저하비율 등을 확보한다.
3) 전과정평가기법에 의하여 대상 태양광시스템의 수명기간 동안 내재에너지 및 이산화탄소 배출량을 구한다.
4) 대상 태양광시스템의 수명기간 동안 총 발전량과 이산화탄소배출량을 비교분석하여 발전량 기준 이산화탄소배출량 즉 이산화탄소배출 원단위를 구한다.
5) 국내 발전에 따른 이산화탄소배출 원단위와 대상 태양광시스템 원단위를 비교분석한다.

둘째, 대상 태양광시스템의 경제성분석은 다음과 같이 진행한다.

1) 대상 태양광시스템의 설치비용, 지원금비율, 발전실적, 발전에 의한 한전 지급금액 등의 자료를 확보한다.

2) 문헌고찰을 통하여 경제성분석에 필요한 할인율 등의 자료를 확보한다.

3) 경제성분석기법에 의하여 내부수익률, 순현가, 회수년을 구한다.

4) 지원금비율을 독립변수로 하여 각종 경제성 지표의 변화를 분석한다.

그림 1.1은 태양광시스템의 전과정평가와 경제성분석을 다룬 본 연구의 흐름을 나타낸 것이다.

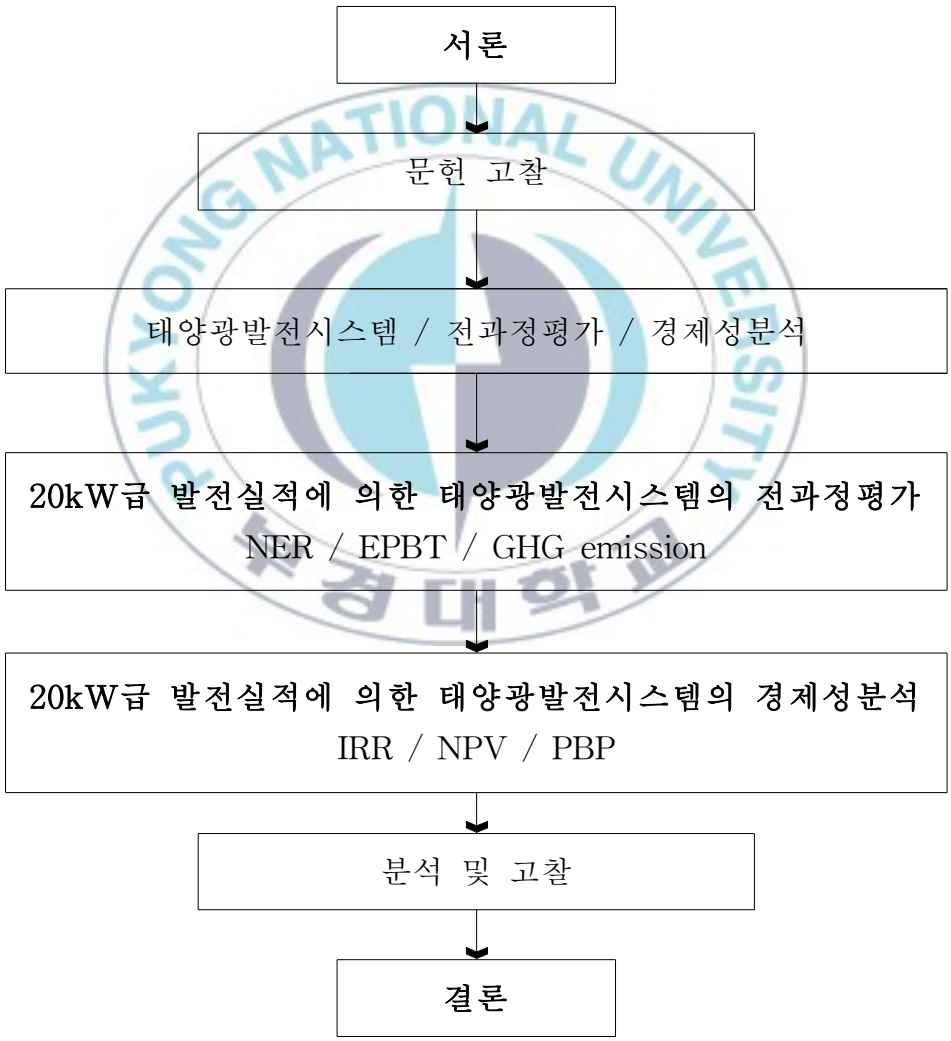


그림 1.1 연구 흐름도

1.3 연구동향

신재생에너지에 관한 관심이 증가됨에 따라 태양광시스템의 전과정평가 및 경제성분석에 관한 연구는 다수 진행되고 있다. 하지만 각 항목별로 따로 초점을 둔 연구들이 대부분이며, 이들을 동시에 수행하여 종합적으로 태양광시스템의 적용 타당성에 대하여 제시한 연구사례는 미미하며, 특히 국내에서는 매우 미흡한 실정이다. 표 1.1에 태양광시스템의 전과정평가와 경제성분석 관련 국내 학술지에 게재된 연구를 제시하였다.

건축물에 적용한 태양광발전시스템을 대상으로 한 대부분의 연구에서 태양광발전의 수명주기는 15~30년으로 설정하고, 실적발전량을 이용한 데이터보다는 계산식을 통한 발전량 산정에 평가식, 또는 프로그램을 활용한 평가가 대부분이었다. 최봉하(2007)[2]는 실제 티벳 지역에 설치된 100kW급 태양광발전시스템의 실적발전량을 이용하여 전과정평가를 수행하였으나, 이는 발전플랜트로서의 역할을 수행하는 경우이므로 건축물에 적용하는 태양광발전시스템과는 차별화 된다.

홍원화(2004)는 유일하게 PBP와 이산화탄소 감소량 지표를 이용하여 경제성과 환경성을 동시에 평가하였으나, 실적발전량이 아니라 대형 건축물(대구 컨벤션센터) 셀 위치 선정을 위한 전력부하계산식에 의한 연구였다.

그 외 윤종호(2008)[3]는 태양광시스템의 해석과 국내 실정이 반영될 수 있는 경제성 평가 모듈의 개발을 통해 건물응용 태양광발전 시스템의 통합적인 해석이 가능한 계통 연계형 태양광 성능해석 프로그램(Sim PV) 개발 연구를 수행하였으며, 일부 학회의 학술발표를 통해 몇몇 연구자들이 태양광발전시스템의 경제성, 환경성에 관한 연구가 발표되었으나, 연구의 방향만을 제시하는 경우가 대부분이었다.

---

2) 최봉하, 박수억, 이덕기, 전과정평가를 이용한 태양광발전의 환경영향분석, 한국신재생에너지학회학술지, 3, 2, pp. 11-16, 2007

3) 윤종호, 신우철, 박재완, 건물용 태양광발전 시스템 성능 및 경제성 평가 프로그램 개발 연구, 한국태양에너지학회논문집, 28, 1, pp.1-8, 2008

표 1.1 태양광시스템의 전과정평가 및 경제성분석 관련 연구동향 비교
(국내학술지)

구분	논문명	대표 저자 (년도)	평가내용
전과정 평가	온난화가스 저감을 위한 주거용 태양에너지 이용시스템의 전과정분석	서성원 (1999)[4]	- 일반 가정용 태양광발전시스템 시뮬레이션, 다결정실리콘, 수명주기 20년 - EPT(=EPBT), GHG
경제성 분석	건축물에 적용된 태양광발전시스템의 경제성 평가에 관한 연구	김주영 (2006)[5]	- 대구소재 태양광발전 적용시설 4곳, 수명주기 30년 - 비용편익분석(B/C)
	주거용 건물의 태양광 발전시스템 투자회수 기간 산정	김명철 (2007)[6]	- 계통연계형 주거용 건물 프로그램 시뮬레이션, 수명주기 25년 - IRR, NPV, PBP
	전력사용량에 따른 주거용 건물의 태양광발전시스템 경제성 평가에 관한 연구	주재욱 (2008)[7]	- 창원소재 주거용건물 프로그램 시뮬레이션, 수명주기 25년 - IRR
	주거용 건물의 태양과 발전시스템 경제성 평가에 관한 연구	최정민 (2009)[8]	- 표준형 주거용 건물 시뮬레이션, 수명주기 25년 - IRR, NPV, PBP
전과정 평가 & 경제성 분석	대형 건축물의 태양광 발전시설 도입에 따른 경제성 및 환경성 효과분석-대구 컨벤션 센터(EXCO)를 중심으로-	홍원화 (2004)[9]	- 대형 건축물(대구 컨벤션센터) 셀 위치 선정을 위한 전력부하계산을 통한 시뮬레이션, 수명주기 15년 - PBP, 이산화탄소 감소량

4) 서성원, 황용우, 탁성제, 온난화 저감을 위한 주거용 태양에너지 이용 시스템의 전과정분석, 대한토목학회논문집, 19, Ⅱ-2, pp. 215-224, 1999
5) 김주영, 홍원화, 이지희, 건축물에 적용된 태양광발전시스템의 경제성 평가에 관한 연구, 대한건축학회논문집, 22, 5, pp.295-302, 2006
6) 김명철, 주재욱, 서간호, 이경희, 최정민, 주거용 건물의 태양광 발전시스템 투자회수 기간 산정, 한국태양에너지학회논문집, 27, 2, pp.87-93, 2007
7) 주재욱, 김한수, 오세진, 하석용, 최정민, 전력사용량에 따른 주거용 건물의 태양광발전시스템 경제성 평가에 관한 연구, 한국건축친환경설비학회논문집, 2, 2, pp. 28-34, 2008
8) 최정민, 주재욱, 김동규, 주거용 건물의 태양광 발전시스템 경제성 평가에 관한 연구, 한국태양에너지학회논문집, 29, 6, pp. 14-21, 2009
9) 홍원화, 장민호, 전규엽, 대형 건축물의 태양광 발전시설 도입에 따른 경제성 및 환경성 효과분석-대

국제에너지기구(IEA; International Energy Agency)에서 수행하고 있는 태양광발전시스템의 전과정평가 평가방법에 관한 가이드라인의[10] 주요 연구자인 Utrecht University의 Alsema[11]도 유럽지역을 대상으로 태양광발전시스템의 환경성에 관해 다수의 연구[12][13]를 수행하고 있지만, 환경성과 경제성을 동시에 제시하고 있는 연구는 한 편[14] 정도로 제시되고 있다. 환경성과 경제성은 서로 직접 비교하는 것은 불가능하지만, 대상 태양광시스템의 타당성 제시를 위해 다양한 관점에서 대상을 바라볼 필요가 있으므로 동시 평가가 필요한 것이다.

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY
부경대학교

구 컨벤션 센터(EXCO)를 중심으로, 대한건축학회논문집, 20, 9, pp.273-280, 2004

10) IEA, Methodology guidelines on life cycle assessment of photovoltaic electricity, IEA PVPS Task 12, subtask 20, LCA, 2009

11) Copernicus Institute of Sustainable Development and Innovation, Utrecht University, The Netherlands

12) E. A. Alsema, Frankl, P., Kato, K., Energy pay-back time of photovoltaic energy systems: present status and future prospects, Paper presented to second World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, European Commission, pp. 2125-2130, 1998

13) E. A .Alsema, Patterson, M., Baumann, A., Hill, R., Health, safety and environmental issues in thin-"lm manufacturing. Paper presented to 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference Barcelona, pp. 1505-1508, 1997

14) Vasilis Fthenakis and Erik Alsema, Photovaltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs: 2004-early 2005 status, Progress in photovoltaics: Rearch and Applications, 14, pp. 275-280, 2006

2. 이론 고찰

2.1 태양광발전시스템

2.1.1 태양광발전시스템 구성 및 원리

태양광발전은 태양의 빛에너지를 이용하여 직류 전기에너지로 변환하고 이를 이용하는 것이다. 이 때 사용되는 광 변환소자가 바로 태양전지(Cell)이다. 태양전지는 전기적 성질이 다른 n형 반도체와 p형 반도체를 접합시킨 구조이며, 반도체의 금지대폭(Eg : Bandgap Energy)보다 큰 에너지를 가진 태양광이 입사되면 전자-정공쌍이 생성되는데, 이들 전자-정공이 pn 접합부에 형성된 전기장에 의해 전자는 n층으로, 정공은 p층으로 모이게 됨에 따라 pn간에 기전력(광기전력: Photovoltage)이 발생하게 된다. 이 때 양단의 전극에 부하를 연결하면 전류가 흐르게 되는 것이 동작원리이다.

Cell은 아무리 크다고 해도 전압이 0.5V 밖에 발생하지 않기 때문에 단일 사용하는 경우는 거의 없다. 또한 필요에 따라 직·병렬로 연결하여 장기간 자연환경 및 외부 충격에 견딜 수 있는 구조로 만들어 사용하게 된다. Cell을 여러 장 모아서 규격화시키고, 소정의 전압, 즉 출력을 얻을 수 있도록 직·병렬로 접속하여 유리 등의 패키지에 봉입하여 패널로 만들어진 것을 모듈(Module)이라고 한다. 이것이 바로 태양광발전시스템의 최소 구성단위인 태양전지 Module이다. 그러므로 태양광 제조업자들이 생산하는 기본 단위는 Module이며, 일반적으로 가로 4줄, 세로 9줄(36Cell/Module)로 이루어진다고 제시하지만,[15] 실제에서는 구성이 다를 수도 있다. 그리고 실제 사용부하에 맞추어 Module을 어레이(Array) 형태로 구성하여 설치하게 된다. 일반적으로 태양광발전시스템의 주요 구성을 태양전지 어레이(Array)와 축전지(Battery), 전력 변환장치인 인버터(Inverter), 발전된 전력을 제

15) 산업자원부, 건물통합형 태양광발전(BIPV)시스템의 최적화기법 개발(최종보고서), 2004

어하는 전력제어장치(Junction box, DC or AC Distribution Board) 등 주변 기기 등으로 제시하며, 기기 조합에 따라 여러 가지 형태로 구성할 수 있다. 구체적인 태양광발전시스템의 구성은 그림 9에 제시된 본 연구대상 시스템의 구성도를 참고하기 바란다.

태양광시스템은 발전과정에서 유지 및 관리비가 거의 들지 않는 것으로 알려져 있으나, IEA(2009)[16]는 시스템 구축비용의 0.5%를 유지 및 관리비로 제시하고 있다. 또한 동일 참고문헌에 의하면 태양광시스템의 기대수명은 약 30년으로 보며, cell의 발전효율은 30년 동안 20% 저감하는 것으로 제시되고 있다. 태양광시스템 구성요소별 기대수명은 표 2.1과 같다.

표 2.1 태양광시스템의 구성요소별 기대수명

Item	Life expectancy(yr)
Modules	30
Inverters	15 / small size plants 30 / large size plants (10% replacement / 10years)
Structure	30
Cabling	30
Manufacturing plants (capitalequipment)	30

16) 앞 글, IEA, 2009

2.1.2 태양광발전시스템 보급현황

세계시장이 활발하게 움직이고 있는 가운데, 신재생에너지의 보급 비율은 날로 증가하고 있으며, 그 중 태양을 에너지원으로 하는 태양광, 태양열 이용 시스템은 단연 압도적인 성장세를 보이고 있다. 특히 2010년 단일 년도 성장세는 직전 5개 년보다 높은 성장률을 보이며, 그 값은 70% 이상으로 나타난다. 이는 최근 국내·외 태양에너지 이용에 대한 관심의 정도를 파악하기에 충분하다. 그림 2.1은 국내·외 신재생에너지 보급 비율 성장세를 나타낸다.[17]

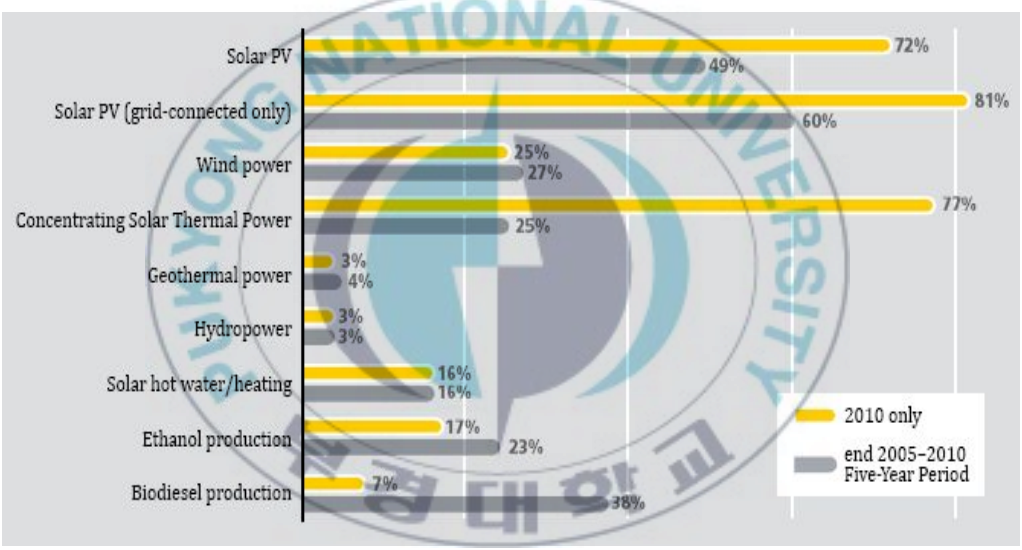


그림 2.1 전세계 신재생에너지 보급 성장율

국내에서는 1997년 제 1차 신·재생에너지 기술개발 및 이용· 보급계획이 발표된 이후 1차 에너지 대비 신·재생에너지의 총발전량은 1999년 118,902MWh에서 2008년 4,227,476MWh로 35.6배 증가하였다. 이 중 태양광 발전산업은 2005년 이후부터 비약적인 증가를 이루고 있다. 이런 비약적인 발전의 배경으로는 발전차액지원

17) Historical PV data from Paul Maycoc k, PV News, various editions, and from REN21, Renewables 2005 Global Status Report

제도와 태양광주택사업인 “그린홈100만호 보급사업”에 총 999억원의 막대한 재정적 투자가 이루어지는 등 태양광발전산업의 낮은 경제성을 보완해 줄 수 있는 재정적인 뒷받침이 큰 몫을 차지했다고 볼 수 있다. 국가적인 지원사업과 지자체의 정책적 추진에 의한 태양광 발전소는 양적으로 비대해지고 있다. 하지만 태양광발전사업은 효율 증대를 위해 어떤 근거를 가지고 태양광발전사업에 투자를 하는지, 또한 지자체의 정책적 추진에 의한 발전 산업 투자가 과연 실효성 있는 투자를 하고 있는지에 대한 객관적인 기준은 마련되어 있지 않다. 이에 따라 실적발전량을 바탕으로 한 객관적인 지원 기준의 마련이 시급하다.

국제원자력기구(IAEA, 2006)[18]에서 제공하는 자료에 의하면 전체 발전설비에서 발생되는 GHG emission은 평균 2,397 g-CO_2/kWh이며, 이 때 대체에너지(태양광)가 차지하는 비율은 2.3%로 제시되고 있다. 표 2.2는 발전 에너지원별 환경성능을 나타낸다.

표 2.2 발전 에너지원별 GHG emission

Resource	Ratio (%)	GHG emission (g-CO_2/kWh)	Unit emission
Nuclear	23.30	10.00	2.33
Coal	31.80	991.00	315.14
Oil	9.80	782.00	76.64
Natural Gas	25.50	549.00	140.00
Hydro	7.30	8.00	0.58
Alternative energy	2.30	57.00	1.31
Average	16.67	399.50	89.33
Total	100.00	2,397.00	535.99

18) International Energy Agency, World Energy Outlook 2006: Summary and Conclusions, OECD, p. 11, 2006

2.1.3 태양광발전시스템 지원정책

앞서 제시한 바와 같이 태양광발전산업의 낮은 경제성을 보완해 줄 수 있는 재정적인 뒷받침이 태양광발전 보급 확대에 큰 몫을 차지했다고 볼 수 있다. 이를 위해 정부에서는 청정 에너지원인 태양에너지 이용 활성화 및 시스템의 보급 확대를 위해 일반보급보조사업, 그린홈100만호보급사업, 국민임대주택태양광보급사업, 신재생에너지지방보급사업, 융자지원사업, 설치의무기관의 신재생에너지설비보급 등의 지원사업을 진행하고 있다.

대표적으로 일반보급보조사업의 지원내역은 표 2.3과 같으며, 설치비 지원비율은 지속적으로 저감하는 추세이며, 2010년에는 설치비의 50% 이내에서 지원가능하도록 하였다.[19] 그 외 2004년부터 2012년까지 태양광주택의 10만호 보급을 위한 태양광주택 10만호 보급사업의 경우는 3kW급 태양광발전설비 설치비의 60% 이내에서 보조를 시행하고 있으며, 국민임대주택의 경우에는 서민주거안정을 고려하여 100% 보조하고 있다.

표 2.3 일반보급사업에 의한 태양광발전시스템 지원내역

분 야	구 분	지원규모 (단위사업당)	예산액 (백만원)	설치단가 (천원)	지원한도 (천원)	비 고
태양광	고정식	50kW 이하	7,000	9,300/kW	5,580/kW	계통연계
	추적식			10,960/kW	6,576/kW	
	BIPV			13,270/kW	7,962/kW	

19) 본 연구의 대상 태양광시스템은 일반보급보조사업에 의해 지원받고, 수행되었다. “일반보급보조사업” 이라 함은 개발된 신재생에너지기술의 상용화를 위한 자가용 신재생에너지설비의 시범보급과 상용화된 자가용 신재생에너지설비의 보급에 소요되는 비용을 정부가 보조하는 사업을 말한다. 신재생에너지설비의 지원·설치·관리에 관한 기준, 산업자원부고시 제2008 - 3호

에너지관리공단에서는 앞서 제시한 지원사업[20]의 경우 신재생에너지 추가 원별 상한설치단가(2009)를 표 2.4에 다음과 같이 제시하고 있다.

표 2.4 신재생에너지 추가 원별 상한설치단가 (단위 : 천원, VAT 포함)

구 분			설 치 단 가****
태양광 (박막형)	일반건물**	고 정 식	9,240/kW
	태양광주택	고 정 식	7,210/kW
집광채광	프리즘형***		9,530/㎡

* '원별 상한설치단가'는 적용받은 사업에서 원별 설치단가의 최대 단가임
** 일반건물 : 건축법 시행령 제3조의 4 별표1에서 규정한 단독 및 공동주택 이외의 건축물
*** 집광채광(프리즘형) : 덕트길이 2m기준임
**** 천단위이하 절사

또한 정부는 설치한 태양광시스템의 발전량에 대해 발전차액지원제도 또한 수행하고 있으며, 자세한 내용은 다음과 같다.

발전차액 지원제도(FITs : Feed-In Tariffs)는 신재생에너지를 이용하여 전력을 생산한 경우 기준가격과 계통한계가격(System Marginal Price, SMP)과의 차액을 지원해주는 제도로서, 신재생에너지 발전에 의한 전력거래가격이 고시된 기준가격보다 낮은 경우 기준가격과의 차액(발전차액)을 지원하여 투자의 경제성을 보장해주는 방식이다[차액지원금 = (기준가격 - 계통한계가격) × 전력거래량]. 2009년 9월 4일 지식경제부에서 공표한 "신재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침"의 개정 고시에 따라 설비가격 변동요인 등에 따른 2010년 적용 기준가격이 2008년 대비 13.56% 인하되었다. 또한 환경훼손 유발을 최소화하기 위한 건물 활용(Roof top)하는 태양광 발전에 대한 할증요금제도가 도입되었다. 또한 발전차액 지원기

20) 지식경제부고시 제2008-232호(2008.12.24)에서 규정한 사업 : 일반보급보조사업, 그린홈100만호보급사업, 국민임대주택태양광보급사업, 신재생에너지지방보급사업, 융자지원사업, 설치의무기관의 신재생에너지설비보급

간 20년 조건을 현행과 같이 15년 또는 20년으로 유지한다. 태양광발전 시스템 용량 및 적용기간별 기준가격은 표 2.5와 같다.[21)]

표 2.5 태양광 전원의 용량 및 적용기간별 기준가격(원/kWh)

적용 시점	설치 장소*	적용 기간**	시설용량***				
			30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
'09년	-	15년	646.96	620.41	590.87	561.33	472.70
		20년	589.64	562.84	536.04	509.24	428.83
'10년	일반 부지	15년	566.95	541.42	510.77	485.23	408.62
		20년	514.34	491.17	463.37	440.20	370.70
	건축물 활용	15년	**606.64**	579.32	546.52	-	-
		20년	**550.34**	525.55	495.81	-	-

* 설치장소에서 '건축물 활용'이란 건축법 제2조 제1항 제2호에 의한 건축물의 상부 또는 외벽에 설치한 설비를 말하며, '일반부지'라 함은 '건축물 활용' 이외의 모든 장소를 의미함.

** 적용시점은 발전차액지원개시일 기준임.

*** 태양광발전의 시설용량은 모듈정격용량 기준임.
용량은 동일사업자가 인근지역(설치장소의 경계가 250미터이내의 지역을 의미한다)에서 설치한 용량의 합을 기준으로 적용함.
1MW를 초과한 건축물 활용 발전소는 일반부지 가격을 적용함.

21) 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급촉진법 제17조, 전기사업법 제49조의 규정에 의한 「신재생에너지이용 발전전력의 기준가격지침」(산업자원부 공고 제2002-108호, 2002.5.29, 2002.9.26 고시전환, 2003.10.9, 2004.10.19, 2006.8.30, 2008.5.14, 2009.4.29 개정), 지식경제부 고시 제2009-207호

2.2 전과정평가 방법론

2.2.1 전과정평가 정의 및 진행과정

전과정평가(LCA;Life Cycle Assessment)는 “요람에서 무덤까지”라는 개념에서 1960년대 포장재의 에너지 소비량을 비교하기 위한 연구로 시작되었다. 이는 목적 및 범위의 설정(Goal & Scope Definition), 목록분석(Inventory Analysis), 영향평가(Impact Assessment) 및 결과해석(Interpretation)의 4단계를 거치게 된다. 대상물에 투입된 원료의 획득에서부터 제조, 사용 및 처리에 이르기까지 대상물의 라이프사이클에 관련된 환경측면 및 잠재적 환경영향을 투입물과 산출물의 목록화 및 영향평가, 그 결과의 해석 등을 통하여 파악하는 일련의 과정인 것이다.

앞서 제시한 전과정평가의 진행 과정은 그림 2.2와 같다.[22)]

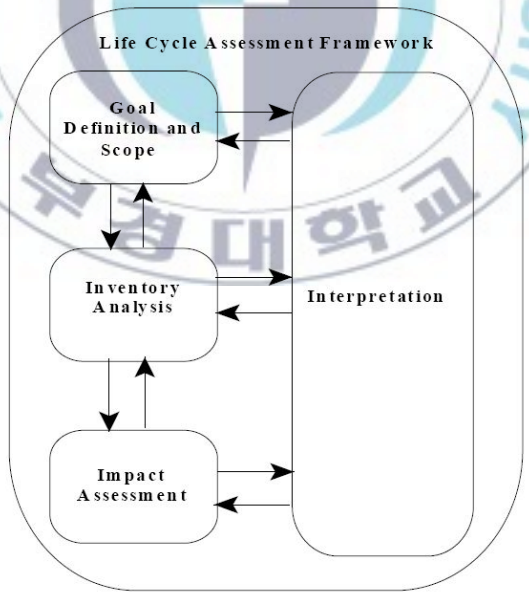


그림 2.2 전과정평가 진행과정

22) U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, http://www.epa.gov/nrmrl/lcaccess/pdfs/chapter1_frontmatter_lca101.pdf, 2011

먼저 목적 및 범위설정은 연구의 전체적인 방향을 설정하는 단계이며, 전과정평가가 시작되기 전에 평가의 실시이유, 보고대상자, 결과의 응용, 대상의 정의, 기능단위, 경계설정의 전제조건을 제시하게 된다. 이 단계에서의 설정에 따라 전체 연구결과에도 큰 차이를 가져올 수 있기 때문에 신중하게 수행해야 한다. 목록분석은 전과정평가의 가장 핵심적인 단계로 대상에 대한 투입과 산출물의 정의, 환경부하에 대한 입·출력의 목록표를 작성하게 된다. 목록분석 결과를 이용하여 환경영향분석 및 평가를 실시하게 되는데, 환경적 측면을 중심적으로 평가하게 된다. 예를 들어 자원·에너지 소비량, 지구온난화, 오존층 고갈, 산성비, 대기·수질 오염, 위해성폐기물, 해양오염, 산림파괴, 사막화, 야생생물의 감소, 인체건강, 토지의 이용 등에 관한 영향을 평가하게 된다. 마지막으로 목록분석, 영향평가의 결과를 해석하여 환경개선 계획시 이 결과를 기초로 하게 된다.

이러한 전과정평가는 최근 모든 산업분야에서 적용을 시도하고 있을 뿐 아니라 건축분야에서도 객관적인 환경성능평가를 수행하기 위해서 이를 적용하고 있는 실정이다. 특히, 신재생에너지 분야는 친환경적인 이점을 보다 강조되어야하기 때문에 전과정평가의 중요성이 높아지고 있다.

전과정평가의 방법론은 원료의 채굴, 생산, 운반, 저장, 소비 등의 모든 과정에서의 데이터베이스를 구축하는 작업인 목록분석의 방법에 따라 크게 세 가지로 구분하게 된다. 이 작업은 방대한 인력과 시간이 소요되는 범국가적 작업으로써 유럽 및 북미의 각국에서는 이러한 목록분석 데이터베이스의 구축이 실용화되어 이용되고 있는데 반해, 현재 국내에서는 실제로 이용할 수 있는 데이터베이스가 빈약한 실정이다.

제품의 에너지(Input)와 이산화탄소(Output)를 추정하는 목록분석의 방법론으로는 크게 세 가지로 나눌 수 있다. 생산 공정을 직접 추적 조사하는 방법인 개별적산법(Process Analysis)과 산업연관표(Input-Output Table)를 이용하여 간접적으로 분석하는 산업연관법(Input-Output Analysis), 이 두 가지를 절충하여 적용하는 혼합법(Hybrid method)으로 나눌 수 있다.

개별적산법은 한 제품이 생산시 투입되는 모든 물질의 종류, 양, 투입되는 물질

에 따라 배출되는 환경부하와 부산물 등을 일련의 공정도를 추정하여 목록분석을 행하는 방법으로써 미국의 환경독성화학회(SETAC : Society of Environmental Toxicology and Chemistry)에서 주로 이용되는 방식이므로 SETAC방식 이라고 불리기도 한다. 데이터수집 및 처리를 위한 시간과 비용, 인력의 소모가 많고, 수집된 데이터에 주관적인 요소가 내포한다는 단점이 있지만 프로세스별 환경부하의 산정이 가능하고, 개선방법의 검토가 용이하며, 전과정평가 대상 제품생산의 기술적인 특성의 효과적 반영이 가능하다.

산업연관법은 산업 간의 거래 기록표인 산업연관표를 이용하여 목록분석의 데이터 값을 추정하여 각 산업 또는 제품에 대해 투입산출분석을 행함으로써 에너지소비량 및 환경오염 발생량을 구하는 방식으로, 다양한 산업과 관련하여 발전해 온 건축부문의 특성을 활용하여 건축물의 부하를 찾아내는 간접적인 목록분석 기법이다. 이 기법은 기존에 작성되어 있는 산업연관표를 이용하기 때문에 산업연관표상에 나타나 있지 않은 신기술이나 재활용 등의 항목은 분석할 수 없고, 그렇기 때문에 산업구조와 생산 활동의 단순화, 평균화가 우려되지만, 제품의 직·간접적인 목록(inventory)을 이론적으로 산출할 수 있으며, 추계결과가 객관적이고, 분석시간을 단축시킬 수 있으므로 개별적산법의 결점을 보완할 수 있다. 우리나라에서는 1958년에 처음으로 한국은행에서 산업연관표를 조사·작성하였으며 5년 간격으로 작성하고, 그 사이에는 연장표를 작성하여 발표하고 있다.

앞에서 제시한 두 방법을 적절히 혼용하여 분석하는 방식인 혼합법은 개별적산법에 기초한 조합방법과 산업연관법에 기초한 조합방법이 있는데 주로 개별적산법에 기초한 조합방법을 사용한다. 전통적인 전과정평가 기법과 같이 각각 제품의 물질데이터를 모은 후, 환경 자료는 산업연관표의 자료를 이용하여 평가하는 방법으로 많은 선행 연구가 진행 되었다.

국내에서 진행되고 있는 전과정평가를 위한 목록분석에 관한연구는 대부분 내재에너지소모 및 온실가스배출의 원단위 추산에 관한 연구[23][24][25][26]로서 산업연관

23) 김종엽, 김성완, 손장열, 건축물 전과정평가를 위한 건설자재의 환경부하 원단위 산출 연구, 대한건축학회논문집, 20, 7, pp.211-218, 2004

24) 조균형, 최두성, 건축산업의 에너지 및 환경부하 산출방법론에 관한 비교연구, 대한건축학회논문집,

분석에 의한 연구결과가 대부분으로 제시되고 있다. 이를 외국의 보고사례와 비교해본 결과 차이가 많은 것으로 조사되었는데, 이는 외국의 자료가 직접추산방식인 개별적산법을 이용한 방식이기 때문에 결과 값에 차이가 나기도 하지만, 그보다는 금전적 환산 등의 문제점에 따른 것으로 보인다.

하지만 데이터 수집은 많은 비용과 시간이 요구되는 세밀한 작업으로써 직접 수행하는데 현실적인 한계를 지니므로 본 연구에서는 태양광발전시스템을 대상으로 유럽을 중심으로 직접추산 목록분석법에 기초하여 환경성능을 제시한 Alsema[27)28)]의 연구자료 바탕으로 수행하였다.

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY
부경대학교

19, 6, pp.155-162, 2003

25) 이강희, 채창우, 산업연관분석법을 이용한 공공건축물의 에너지 소비량과 이산화탄소 배출량 산출연구, 대한건축학회논문집, 18, 5, pp.99-107, 2002

26) 한국건설기술연구원, 건축물의 전과정평가를 위한 원단위 작성 및 프로그램개발연구, 2002

27) E. A. Alsema, Energy Pay-back Time and CO_2 emission of PV Systems, Progress in Phtovoltaics:Research and Applications, 8, pp. 17-25, 2000

28) E. A. Alsema and M. de Wild-Scholten, Environmental Impact of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production. in Material Research Society Fall Meeting, Symposium G: Life Cycle Analysis Tools for "Green" Materials and Process Selection. Boston, MA, 2005.

2.2.2 전과정평가 평가지표

환경성능 평가지표로는 주로 전과정평가 평가시 사용되는 GHG emission, EPBT, NER 지표를 이용하며, 각 평가지표에 대한 산정식은 표 2.6과 같다.

표 2.6 환경성능 평가지표

Environment performance index	Formula
이산화탄소배출량 GHG emission (Green House Gas Emission)	GHG = 태양광시스템 구축 전과정동안 배출된 이산화탄소 총량(gCO_2) / 수명기간동안 생산 발전량(kWh)
에너지회수년 EPBT (Energy Payback Time)	EPBT = 태양광시스템 구축 전과정동안 투입된 에너지(kWh) / 연간 발전량(kWh/년)
순에너지비 NER (Net Energy Ratio)	NER = 태양광시스템 전과정 발전량 / 태양광시스템 전과정투입에너지

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY 부경대학교

2.3 경제성분석 방법론

2.3.1 경제성분석 정의

‘건설기술관리법 시행령’ 제64조의 규정에 의한 설계의 경제성 등 검토 업무를 수행함에 있어 필요한 사항을 규정한 ‘설계의 경제성등 검토에 관한 시행지침’(국토해양부고시 제2011-518호, 2011.9.26, 일부개정)[29]에 의하면 “생애주기비용(LCC)"이란 시설물의 기대수명 동안 투입되는 총비용을 말한다. 여기에는 기획, 조사, 설계, 조달, 시공, 운영, 유지관리, 철거 등의 비용 및 잔존가치가 포함된다. 그리고 “LCC 분석”은 초기투자비와 유지관리비 등 시설물의 기대수명 동안 발생하는 생애주기비용의 일부 또는 전부를 산출하는 것을 말하는 것으로 제시하고 있다. 이에 따라 LCC 분석을 일반적으로 경제성분석이라고 인식하기도 한다.

2.3.2 경제성분석 평가지표

경제성 평가에는 일반적으로 경제성분석에 사용되는 IRR, NPV, PBP 평가지표를 이용하며, 각 평가지표에 대한 산정식은 표 2.7과 같이 제시하였다.

29) 설계의 경제성등 검토에 관한 시행지침 [시행 2011.10.1] [국토해양부고시 제2011-518호, 2011.9.26, 일부개정]

표 2.7 경제성 평가지표

Economic index	Formula*
내부수익율 IRR (Internal Rate of Returns)	$\sum_{t=1}^{T}\frac{CI}{(1+IRR)^t}=\sum_{t=1}^{T}\frac{CO}{(1+IRR)^t}$
순현가(순현재가치법) NPV (Net Present Value)	$NPV=\sum_{t=0}^{\infty}\{\frac{CI_t}{(1+r)^t}-\frac{CO_t}{(1+r)^t}\}$
회수년 PBP (Payback Period)	PBP= 투자액 / 평균 연간수입액

* CI는 현금유입, CO는 현금유출, r은 할인율.

내부수익율법은 어떤 투자안의 NPV가 0이 되게 하는 할인율(= 내부수익율)을 구해서 시장에서 평가된 회사의 자본비용보다 크면 투자안 채택, 그렇지 않으면 기각한다. 투자안 자체에 내포된 수익율이 자본 조달에 소요되는 금융비용보다 조금이라도 크면 투자하겠다는 의미이다. 그러므로 내부수익율법에서 투자안 채택과 기각의 판단기준으로 사용하는 할인율을 '자본비용' 또는 '기준수익율'이라고 한다.

IRR은 NPV=0인 할인율이므로 이렇게 계산한다. 현금 유입(Cash Inflow)의 현재가치 합과 현금 유출(Cash Outflow)의 현재가치의 합이 같게 되는 할인율, 즉, NPV=0이 되게 하는 할인율이 내부수익율이 된다.

미래의 모든 현금 유입의 현재가치에서 미래의 모든 현금 유출의 현재가치를 뺀 값이 바로 순현재가치(NPV)이고, 이때 판단 기준은 NPV가 0보다 크면 투자안 채택, 0보다 작으면 투자안 기각이다. NPV=0인 경우도 투자안 채택이다. 할인율만큼은 보상되면서 기업 활동을 통한 다른 가치 창조가 일어나기 때문이다. 투자 후 '얼마만에 투자액을 되찾게 되는가'를 생각하는 방법이며, 투자 금액을 되찾는 데 걸리는 기간으로 투자안의 가치를 평가하는 것이다.

3. 분석 및 결과

3.1 분석 대상 개요

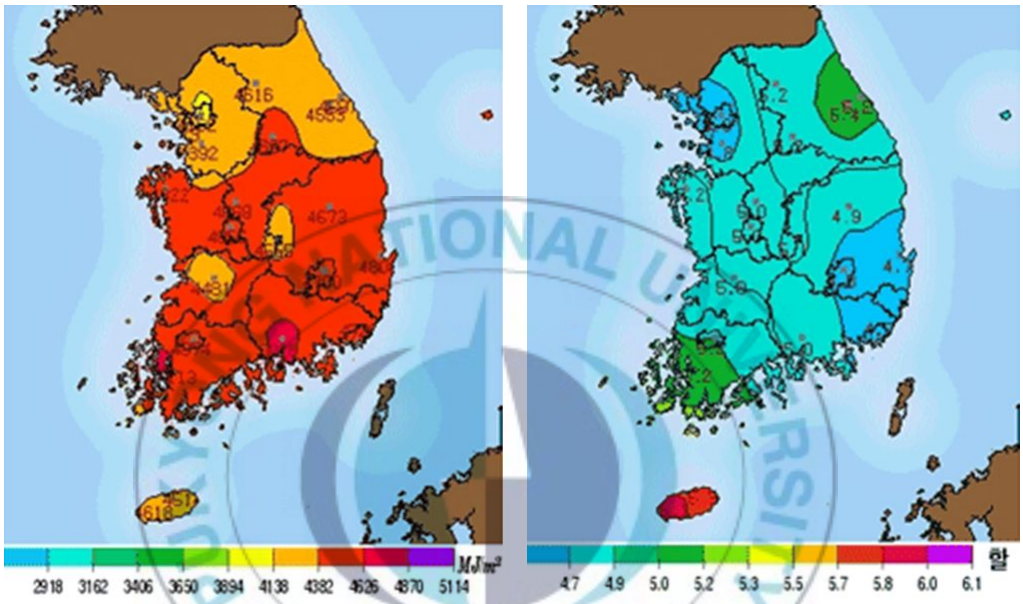
3.1.1 대상 건물

분석 대상 건물은 부산에 위치한 D 대학 건물로써 지상 6층 규모이며, 대상 건물 현황은 그림 3.1과 같다. 특히, 대상건물은 건축디자인을 전공하는 학생들이 주로 사용하므로 타 건물보다 야간작업이 수행되는 비율이 높은 건축물로써 전력사용량이 많은 건물이므로 태양광시스템의 도입은 타당한 것으로 사료된다.

그림 3.1 대상 건물 현황사진

기상청은 이산화탄소 배출을 줄이기에 기여할 수 있는 태양광발전 건설에 필요한 태양에너지 최적 활용을 위한 기상자원을 분석고자 태양기상자원지도를 작성하여 제공하고 있다. 기상청은 태양에너지 자원 분석을 위한 자료로 최근 20년간

(1990~2009년) ①일사량 ②일조시간 ③강수량 ④강수일수 ⑤강수지속시간 ⑥평균기온 ⑦평균 최고기온 ⑧평균 최저기온 ⑨운량 ⑩상대습도 ⑪안개일수 ⑫황사일수 ⑬연무일수 ⑭박무일수의 14가지를 제시하고 있다. 그 중 태양에너지 자원 분석의 가장 대표적인 자료인 일사량과 전운량 분포도는 그림 3.2와 같다.[30]



a. 일사량 분포도 b. 전운량 분포도

그림 3.2 일사량 및 전운량 분포도

위 그림 3.2를 통해 알 수 있듯이 대상 시스템이 설치된 부산지역은 대한민국의 타 지역에 비해 높은 일사량과 낮은 전운량을 보이므로 국내 태양광 자원 활용가능 지역으로 보인다. 기상청에서 제공하고 있는 일사량, 전운량을 포함한 일부 환경요인 조건은 표 3.1과 같고, 최저점과 최고점은 바탕을 어둡게 표현하였다. 일사량은 월평균 409.14 MJ/㎡이며, 12월에 266.56 MJ/㎡으로 최저값을 보이고, 5월에 564.12 MJ/㎡으로 2배 이상 높은 것으로 나타났다. 일조시간은 월평균 6.62 시간이며, 6월에 4.23시간으로 최저값을 보이고, 3월에 8.66 시간으로 2배 가량 높은

30) 기상청, http://www.kma.go.kr, 2011

것으로 나타났다. 운량은 월평균 46.02 %이며, 1월에 20.5 %로 최저값을 보이고, 6월에 73.0 %로 3배 이상 높은 것으로 나타났다. 온도는 월평균 14.69 ℃이며, 1월에 -0.74 ℃로 최저값을 보이고, 8월에 27.88 ℃로 높게 나타났다. 월교차가 27 ℃ 이상인 것으로 보인다. 마지막으로 상대습도는 월평균 60.67 %이며, 1월에 34.85 %로 최저값을 보이고, 8월에 80.55 %로 2배 이상 높은 것으로 나타났다. 이처럼 과거 자료 분석을 통해 환경요인 조건이 복잡하게 나타나므로 실제 발전량을 정확하게 예상하기는 쉽지 않으므로 실적자료를 바탕으로 한 연구 수행이 중요한 것으로 보인다.

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY
부경대학교

표 3.1 대상 태양광시스템 예상 설치환경조건

Date	Radiation (MJ/㎡)*	Duration of Sunshine (hr/day)**	Amount of clouds (%)**	Temperature (℃)**	Relative humidity (%)**
2010.08	487.10	6.86	55.2	27.88	80.55
2010.09	402.88	6.41	53.4	24.14	71.43
2010.10	387.41	6.24	49.7	18.25	62.89
2010.11	293.69	7.61	22.3	11.28	46.15
2010.12	266.56	6.56	26.9	5.18	47.42
2011.01	280.22	7.98	20.5	-0.74	34.85
2011.02	327.01	5.86	50.2	6.11	56.24
2011.03	419.10	8.66	29.5	7.44	42.48
2011.04	509.03	7.81	42.5	13.08	58.45
2011.05	564.12	5.55	64.9	17.29	70.03
2011.06	503.30	4.23	73.0	21.34	78.43
2011.07	469.24	5.65	64.1	25.08	79.10
Monthly average	409.14	6.62	46.02	14.69	60.67
Annual total	4909.66 1,363.79 (kWh/㎡)	-	-	-	-

* 기상청제공 20년 평균(1990~2009년) 월별 일사량 데이터임.
** 기상청제공 발전 당해 월별 부산지역 일조시간 데이터임.

3.1.2 대상 태양광시스템 개요

분석 대상 태양광시스템[31]은 20kW급 단결정 계통연계형 시스템으로 대상 건물의 옥상부에 남향으로 설치되었으며, 앞서 제시한 바와 같이 이는 2010년 신재생에너지 일반보급보조사업에 따라 수행된 정부지원 프로젝트이다.

대상 건물에 설치된 태양광시스템의 현황은 그림 3.3과 같으며, 옥상부의 태양광시스템 설치를 위한 기초 평면도는 그림 3.4와 같다. 그림 3.3, 3.4에서 확인되는 바와 같이, 주변에 대상건물보다 높은 건물이 없고, 대상 건물의 옥상부에는 별도의 시설물이 설치되어 있지 않기 때문에 발전과정에 방해물은 없는 것으로 보인다. 즉, 일사량, 전운량 등의 환경 조건 등이 갖추어진다면 거의 일률적인 발전량을 얻을 수 있는 것이다.

그림 3.3 대상 태양광시스템 설치 현황

31) 공급업체 사이트, Solar PV module. Junction boxes, http://www.solar-tech.co.kr/, Inverter, http://www.dasstech.com/pub/prod/prod01010218.html, 2011

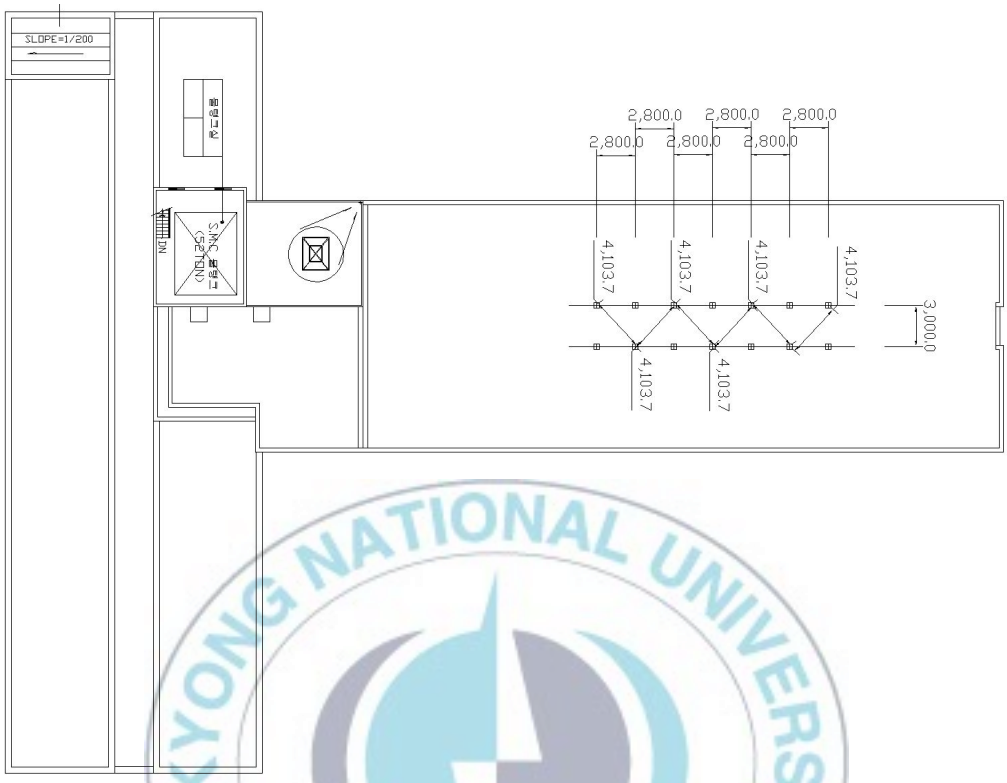


그림 3.4 태양광시스템 기초 옥상평면도

태양광시스템의 주요 구성요소는 Module, Inverter, Junction boxes, Monitering system으로 제시되며, 이 중 Module의 효율 증대에 관한 기술이 태양광발전의 핵심 기술 분야라 해도 과언이 아니다. 최근 Module 효율을 19% 이상 증대시킬 수 있는 기술이 개발되었다고 하지만 상용화되지 않은 상태이다.[32] 또한 Module 부는 비용 및 에너지측면에서 전체 시스템 구성요소 중 가장 높은 비중을 차지하는 것으로 제시되고 있다.

본 연구에서 적용한 Module의 효율은 14%이며, 총 72장의 단결정 Cell로 구성되며, 총 117장의 Module로 구성된다. 발전량에 가장 높은 영향을 끼치며, 비용 및 에너지 측면에서도 가장 영향력이 높은 부분이라고 할 수 있다. 그림 3.5

32) 'STX솔라, 고효율 태양전지 기술 개발', http://www.dt.co.kr/contents.html?article_no=2011111102011032713002, 2011

는 대상 Module의 구성을 나타내며, 보이는 바와 같이 Module을 구성하기 위한 Cell을 접합시키기 위해 알루미늄 재료가 다량 투입되며, Module과 Module을 조합시키기 Array 제작 과정에 다량의 알루미늄 등의 접합재료들이 사용되고 있다.

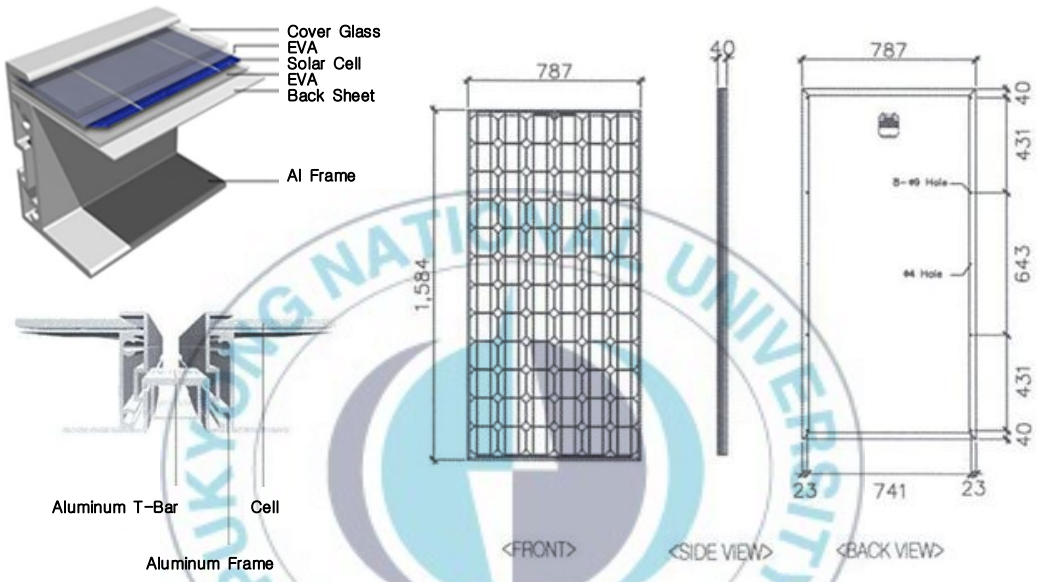


그림 3.5 대상 모듈 구성

대상 태양광시스템의 구성요소 및 사양은 표 3.2와 같으며, 계통연계형 대상 태양광시스템의 구성도는 그림 3.6에 제시하였다.

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY 부경대학교

표 3.2 태양광시스템 구성요소 및 사양

Item		Information	Notes
Module	제조국/제조사/생산년도	대한민국/쏠라테크(주)/2010	
	module size(W×L×T) (mm)	1584×787×40	
	Cell 종류/개수(장)	단결정/72	117module/array
	정격출력 (Wp)	170	
Inverter	제조국/제조사	대한민국/다쓰테크(주)	
	외형치수(W×H×D) (mm)	650×1300×700	
	정격출력용량 (kW)	20	
	상수	3상 4선식 (무변압기형)	
	효율 (%)	94	
Junction boxes	제조국/제조사	대한민국/(주)KPE	
	용량	20kW	
PC Monitering system	구성	모니터, 컴퓨터, 프로그램 포함	

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY 부경대학교

그림 3.6 대상 태양광시스템 구성도(계통연계형)

3.1.3 실적 발전량

대상 태양광시스템의 실적발전량 데이터는 표 3.3과 같다. 월평균 2,238.67 kWh의 전력량을 생산하며, 대상기간(2010.08~2011.07) 동안 총 26,863.00 kWh의 전력을 생산하는 것으로 나타났다. 2010년 12월에 최저 발전량인 1,732 kWh를 보이고, 2011년 3월에 최고 발전량인 3,015 kWh를 보이는 것으로 나타났으며, 표 3.3에 바탕을 어둡게 표현한 부분이다. 대상 태양광시스템의 발전량은 태양일사가 높은 여름철에 높게 나타날 것으로 예상하였으나, 앞서 제시한 표 3.1의 환경요소 조건과 비교해 볼 때, 일사량, 일조시간, 운량에 복합적인 영향을 받는 것을 알 수 있다.

표 3.3 대상 태양광시스템 월별발전량

Date(yyyy.mm)	Generated energy(kWh)
2010.08	2,327
2010.09	2,246
2010.10	2,234
2010.11	2,031
2010.12	1,732
2011.01	2,194
2011.02	1,790
2011.03	3,015
2011.04	2,745
2011.05	2,254
2011.06	1,980
2011.07	2,316
Average generated energy/month	2,238.67
Annual generated energy	26,863.00

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY 부경대학교

3.2 전과정평가 분석

3.2.1 목적 및 범위 정의

본 연구에서 수행되는 전과정평가의 목적은 신재생에너지 기술 중 가장 유망한 기술로 인정받고 있는 태양광발전시스템의 환경영향을 정량적으로 분석하고자 하는 것이며, 이를 통해 경제성 분석만으로 드러나지 않는 태양광발전시스템의 장점을 부각시키고자 하는데 있다.

본 연구의 분석대상은 부산지역의 D대학교 건물 옥상에 적용된 20kW급 태양광발전시스템이다. 분석 범위는 시스템 기본 구성 재료인 태양광 module(frames 포함)을 비롯해 Inverter, Supporting structures, 그리고 Accessories를 포함하고, 이들의 제조, 운반, 건설, 발전, 폐기까지의 생애 전과정을 분석 범위로 한다. 그림 3.7은 대상 태양광시스템의 전과정평가 분석 범위를 나타낸 것이다. 각 과정에 투입된 에너지량(MJ) 산출을 통해 배출물인 이산화탄소량($g-CO_2$)을 결정하였다.

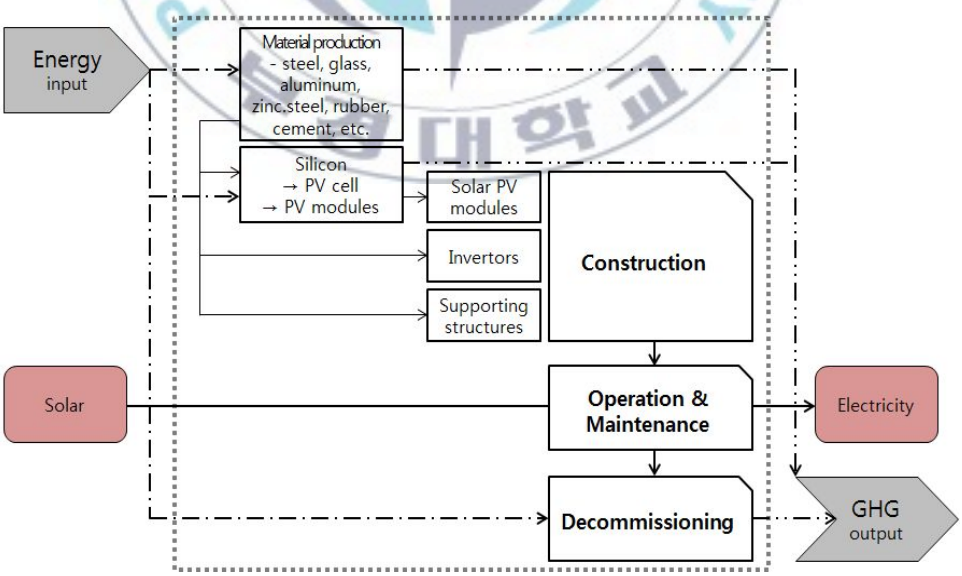


그림 3.7 태양광시스템의 전과정평가 범위

표 3.4는 분석대상 태양광시스템의 설치 개요를 정리한 것이다.

표 3.4 전과정평가 평가를 위한 대상 태양광시스템 설치 개요

Item	Value	Notes
PV installation capacity(kW)	20	
PV system unit cost(1,000₩/kW)	6,422	*
Government aid ratio(%)	50	**
PV module area(㎡/module)	1.25	
Cell(sheet/module)	72	
Life expectancy(yr)	30	
Module efficiency(%)	14	***

* 태양광/일반건물/고정식 상한설치단가(에너지관리공단) : 9,240(천원/kW)

** 정부지원비율(에너지관리공단) : 50% 이하

*** 연간유지보수비 : 설치비용의 0.5%

3.2.2 전과정 목록 분석

환경성능 평가지표로는 GHG emission, EPBT, NER 지표를 이용하였으며, 태양광 Module의 수명으로 제시되고 있는 30년을 기준으로 전과정평가 분석을 수행하였다. 환경성능 평가지표에 관한 자세한 내용은 2장의 표 2.6을 참고하길 바란다.

1) 데이터 수집

표 3.5 태양광시스템의 투입에너지량 및 이산화탄소 배출량

Item		Energy input (MJ/㎡)	CO_2 output (kg-CO_2/MJ)
PV Module	Mg silicon production	450	0.055*
	Silicon purification	1,800	
	Crystallization & contouring	2,300	
	Wafering	250	
	Cellprocessing	550	
	Module assembly	350	
Module frames(Al)		500	
Balance of system(BOS)	Array support-roof	700	
	Inverter(3kW) (MJ/kW)	1	
Total		6,901	0.055

* WesternEurope(UCPTEregion)을 대상으로 함.
(발전연료 혼합비 : Nuclear anc Hydro-electric plants 50%, Coal- 20%, Oil- 10%, Gas fired- 10%)

태양광시스템 구성요소의 제조, 운반단계에서부터 시스템의 건설, 발전, 폐기단계에 이르기까지 투입된 에너지양과 이산화탄소 배출량 산출을 위한 데이터를 수집해야 한다. 하지만 데이터 수집은 많은 비용과 시간이 요구되는 세밀한 작업으로써 직접 수행하는데 현실적인 한계를 지니므로 본 연구에서는 유럽을 중심으로 Alsema가 직접추산 목록분석법에 기초하여 제시한 자료를 바탕으로 연구를 수행하였다. 다소 국내 실정과 상이할 수 있음을 제시하는 바이다. 표 3.5에 태양광시스템의 에너지투입량 및 이산화탄소 배출량을 정리하였다.

2) NER, EPBT, GHG emmission

위 표 3.5를 바탕으로 대상 태양광시스템 구축 전과정에 투입된 에너지량과 이산화탄소 배출량을 계산하였다. 투입에너지량과 발전실적량을 비교하여 NER, EPBT를 산출하였으며, 이산화탄소 배출량과 발전실적량을 비교하여 GHG emission을 산출하였다. 그 결과는 표 3.6과 같다.

표 3.6 대상 태양광시스템의 환경성능

Item		Primary energy demand
PV Module(MJ)		904,289
Balance of system(BOS)	Array support-roof(MJ)	102,097
	Inverter(3kW)(MJ/kW)	20
Total(MJ)		1,006,407
Total(kWh)(A)		279,557
Generated energy(kWh/yr)(B)		26,863
EPBT(yr)(A/B)		10.41
GHG emission(g-CO_2/kWh)		68.69
NER		2.88

대상 태양광시스템의 구축과정에 투입된 에너지량은 총 279,557 kWh이며, 연간 발전실적량은 26,863 kWh이다. 이를 바탕으로 태양광시스템 환경성능을 산출한 결과, NER 2.88, EPBT 10yr, GHG emission 68.69 g-CO_2/kWh으로 나타났다.

3.2.3 전과정 영향 평가

앞서 제시한 바와 같이 자료수집의 한계로 인해 직접적인 영향평가의 현실적 어려움을 따른다. 추후 국내 실정을 바탕으로 충분한 데이터를 수집하여 연구가 수행되어야 할 것으로 보인다.

3.2.4 전과정 결과 해석

1) NER

4.3절에서 제시한 바와 같이 대상 태양광시스템의 NER은 2.88로 나타났다. 이를 통해 대상 태양광시스템의 전 수명동안 투입된 에너지량은 전 생애기간동안 3배 정도의 가치를 이루어내는 것으로 보인다.

2) EPBT

대상 태양광시스템의 EPBT는 약 10.41 yr으로써, 이는 대상 시스템이 발전효율을 지속적으로 유지하면서 발전할 경우, 약 10년 만에 투입된 에너지량을 상쇄시킬 수 있는 것으로 파악된다. 태양광시스템의 수명이 30년임을 감안할 때 충분히 적용가치가 있는 것으로 보인다.

3) GHG emission

대상 태양광시스템의 GHG emission은 약 68.69 g-CO_2/kWh으로 산출되었다. 이는 2장에서 제시한 전체 발전시설에서 배출되는 GHG emission 535.99 g-CO_2/kWh 대비 12.8%로써 기존 화석에너지원에 의한 발전시스템에 비해 보다 환경성능이 뛰어난 것으로 보인다.

3.3 경제성분석

3.3.1 목적 및 범위 정의

태양광발전시스템은 신재생에너지 기술 중 가장 유망한 기술로 인정받고 있지만 높은 초기투자비로 인해 실제 적용에 난항을 겪고 있다. 이러한 상황에 따라 정부지원을 받아 태양광발전시스템을 구축하는 경우가 대부분이다. 하지만, 정부지원 비율 및 금액이 지속적으로 변동됨에 따라 경제성 평가 결과가 달라지므로 태양광발전시스템의 실적데이터를 바탕으로 경제성을 정량적으로 분석할 필요가 있다. 이를 통해 정부지원정책의 지원 비율 및 발전차액지원금 책정과정에 적용 가능한 기초자료를 제공하는데 경제성분석의 목적이 있다.

본 연구의 분석대상은 부산지역의 D대학교 건물 옥상에 적용된 20kW급 태양광발전시스템으로써, 분석범위는 capital, operation and maintenance(O&M), decommissioning 부문의 비용을 기준으로 한다. 경제성분석 평가지표로는 IRR, NPV, PBP를 이용하였으며, 태양광모듈의 수명으로 제시되고 있는 30년을 기준으로 이자율 6%를 적용하여 발전사업자의 입장에서 경제성분석을 수행하였다.

경제성분석 항목은 정부의 태양광시스템 지원제도를 바탕으로 정부보조금비율과 발전차액지원금을 대상으로 분류하였다. 현 제도상 정부보조금을 지원받을 경우 발전차액지원금을 받을 수 없으며, 발전사업자의 입장에서 발전차액지원을 받고자 하면 정부보조금 지원을 받을 수 없다. 본 연구의 대상 태양광시스템은 정부보조금을 지원받아서 설치한 것으로 태양광 발전량은 전량 대상 시설 내에서 사용되고 있다. 하지만 본 연구 경제성분석에서는 발전사업자 측면에서 정부로부터의 추가적인 설치지원금 필요성 등을 알아보기 위하여 발전차액지원을 받는 형태로 분석하였다.

이러한 배경을 바탕으로 경제성분석은 현 정책(2010년)을 기준으로 Case 1은 발전차액지원금 550.34 ₩/kWh을 발전기간 20년 동안 지원 받고자 할 경우, Case 2는 발전차액지원금 550.34 ₩/kWh을 15년 동안 지원받고자 할 경우, Case 3은

발전차액지원금 550.34 ₩/kWh을 전체 태양광시스템의 수명기간인 30년 동안 지원받을 경우로 하여 정부보조금 비율을 0~60%까지 증가시키면서 수행하였다. 이중 현 발전사업자의 입장을 가장 잘 반영한 정부지원비율 0%, 발전차액을 20년 동안 550.34₩ 지원 받는 경우를 기준으로 선정하였다.

표 3.7은 정부 지원정책에 따라 분류된 분석 항목을 정리한 것이다.

표 3.7 정부 지원정책에 따른 분석 항목 분류

분류	Case 1	Case 2	Case 3
	550.34₩ / 30yr	550.34₩ / 20yr	606.64₩ / 15yr
Government aid ratio (%)	0	**0(기준, 현정책)**	**0(현정책)**
	10	10	10
	20	20	20
	30	30	30
	40	40	40
	50	50	50
	60	60	60

분석 대상 태양광시스템의 설치 개요는 표 3.8에 제시하였으며, 이는 2010년 설치당시 적용된 정부 지원정책 하에서 책정된 실질 투입비용 자료이다. 실제로는 1년간의 발전기간 동안 유지보수비가 전혀 들지 않았지만, 일반적인 태양광시스템의 연간유지보수비율을 적용하여 분석하였다.

표 3.8 경제성분석 평가를 위한 대상 태양광시스템 설치 개요

Item	Value	note
PV installation capacity(kW)	20	
PV system unit cost(1,000₩/kW)	6,422	*
Government aid ratio(%)	50	**
20 kW installation cost(1,000₩)	128,448	
Government aid cost(1,000₩)	64,224	
Annual maintenance cost (1,000₩)	642	***
Life expectancy(yr)	30	
Rate of interest(%)	6	

* 태양광/일반건물/고정식 상한설치단가(에너지관리공단) : 9,240(천원/kW)

** 정부지원비율(에너지관리공단) : 50% 이하

*** 연간유지보수비 : 설치비용의 0.5%

3.3.2 경제성분석 및 결과

태양광발전시스템의 경제성에 대해 정부지원제도를 변수로 구분하여 경제성분석 평가를 수행한 결과는 표 3.9와 같다. 기준 모델의 경우 연간 실적발전량 26,863 (kWh/yr), 시스템 초기투자비 128,448천원을 바탕으로 IRR 8.38%, NPV 23,731천원, PBP 14.6년인 것으로 나타났다.

태양광시스템의 경제성에 대해 발전차액지원금을 기준으로 Case를 구분하여 분석한 결과, Case 1(발전차액지원 550.34 ₩ / 30 yr)의 경우는 정부의 설치지원금 0%에서 IRR 9.73 %, NPV 49,221 천원, PBP 10.1 년으로 나타났으며, 설치지원금 비율이 10% 단위로 60%까지 증가하면 IRR 26.79 %(2.75 배), NPV 121,928 천원 (2.47 배), PBP 4.0 년(0.40 배)까지 변화하는 것으로 나타났다. Case 2(발전차액지

원 550.34 ₩ / 20 yr)의 경우는 정부의 설치지원금 0%에서 IRR 8.38 %, NPV 23,731 천원, PBP 14.6 년으로 나타났으며, 설치지원금 비율이 10% 단위로 60%까지 증가하면 IRR 26.60 %(3.17 배), NPV 96,437 천원(4.06 배), PBP 5.8 년(0.40 배)까지 변화하는 것으로 나타났다. Case 3(발전차액지원 606.64 ₩ / 15 yr)의 경우는 정부의 설치지원금 0%에서 IRR 8.04 %, NPV 16,351 천원, PBP 17.2 년으로 나타났으며, 설치지원금 비율이 10% 단위로 60%까지 증가하면 IRR 29.17 %(3.63 배), NPV 89,057 천원(5.45 배), PBP 6.9 년(0.40 배)까지 변화하는 것으로 나타났다.

표 3.9 정부의 지원정책에 따른 경제성 평가 결과

구분	Case 1			Case 2			Case 3		
	550.34₩ / 30yr			550.34₩ / 20yr			606.64₩ / 15yr		
Government aid ratio (%)	IRR (%)	NPV (1,000 ₩)	PBP (year)	IRR (%)	NPV (1,000 ₩)	PBP (year)	IRR (%)	NPV (1,000 ₩)	PBP (year)
0	9.73	49,221	10.1	8.38	23,731	14.6	8.04	16,351	17.2
10	11.08	61,339	9.1	9.91	35,849	13.1	9.86	28,469	15.5
20	12.73	73,457	8.1	11.75	47,966	11.7	12.03	40,586	13.8
30	14.70	85,574	7.1	14.02	60,084	10.2	14.70	52,704	12.1
40	17.51	97,692	6.1	16.94	72,202	8.8	18.10	64,822	10.3
50	21.24	109,810	5.1	20.87	84,320	7.3	22.64	76,939	8.6
60	26.79	121,928	4.0	26.60	96,437	5.8	29.17	89,057	6.9

발전차액지원금 Case별로 정부지원금비율 증가에 따른 IRR, NPV, PBP 변화는 그림 3.8, 3.10, 3.12에 제시하였으며, 그림 3.9, 3.11, 3.13는 각 경제성 평가지표를

인자별로 정리한 것이다. 그림 3.9, 3.11, 3.13에 빗금친 부분이 기본 모델이며, 어둡게 표현한 부분은 최저, 최고값을 나타내는 모델을 제시한 것이다.

IRR의 경우 이자율 6%에 비해 모든 분석모델에서 높은 값을 보이며, 지원비율의 증가에 따라 점차 증가하는 것으로 나타났다. Case별로 정부지원금 비율 증가에 따른 Case 3의 증가기울기가 가장 급한 것으로 나타나며, Case 1의 증가기울기가 가장 완만한 것으로 나타났다. Case 3은 정부지원비율이 30%를 넘을 경우에 타 분석모델 Case에 비해 높은 IRR을 보이는 것으로 나타났다.

IRR은 Case 3 중에서 정부지원금을 60% 받을 경우 29.17%(기준 대비 약 3.48배) 로 가장 높게 나타나며, 정부지원금을 받지 않을 때 8.04%(기준 대비 약 0.96배)로 가장 낮게 나타났다.

주거 건물 기본모델을 대상으로 최정민(2009)은 IRR 17.7%, 김명철(2007)은 IRR 4.6%로 제시하고 있으며, 주재욱(2008)은 발전량대비(351. 400, 500 kWh) IRR 4.6, 5.5, 8.8%로 제시하고 있다. 실적발전량에 의한 본 연구의 결과가 더 높게 나타나고 있다.

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY 부경대학교

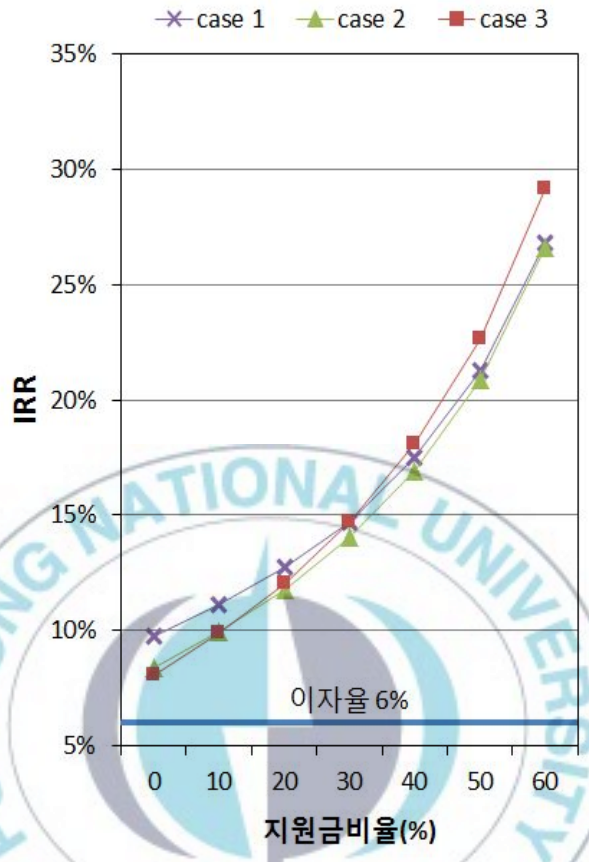


그림 3.8 발전차액지원금, 수익가능년도에 따른 IRR 평가 결과

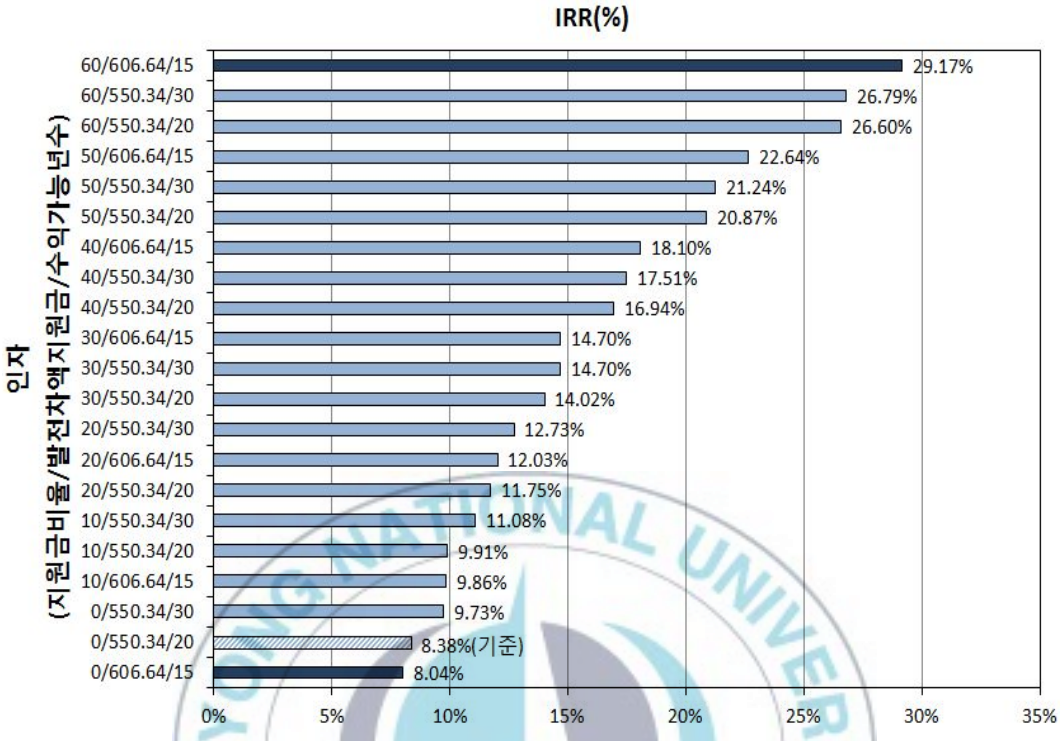


그림 3.9 인자별 IRR 평가 결과

NPV의 경우 모든 분석모델에서 지원비율의 증가에 따라 증가 양상을 보이며, Case별로 정부지원금 비율 증가에 따른 증가기울기가 유사한 것으로 나타났다. Case 1 중에서 정부지원금을 60% 받을 경우 121,928천원(기준 대비 약 5.14배)으로 NPV가 가장 높게 나타나며, Case 3 중에서 정부지원금을 받지 않을 경우 16,351천원(기준 대비 약 0.69배)으로 NPV가 가장 낮게 나타났다.

주거 건물 기본모델을 대상으로 최정민(2009)은 NPV 7,956 천원으로 제시하고 있으며, 실적발전량에 의한 본 연구의 결과가 더 높은 것으로 나타났다.

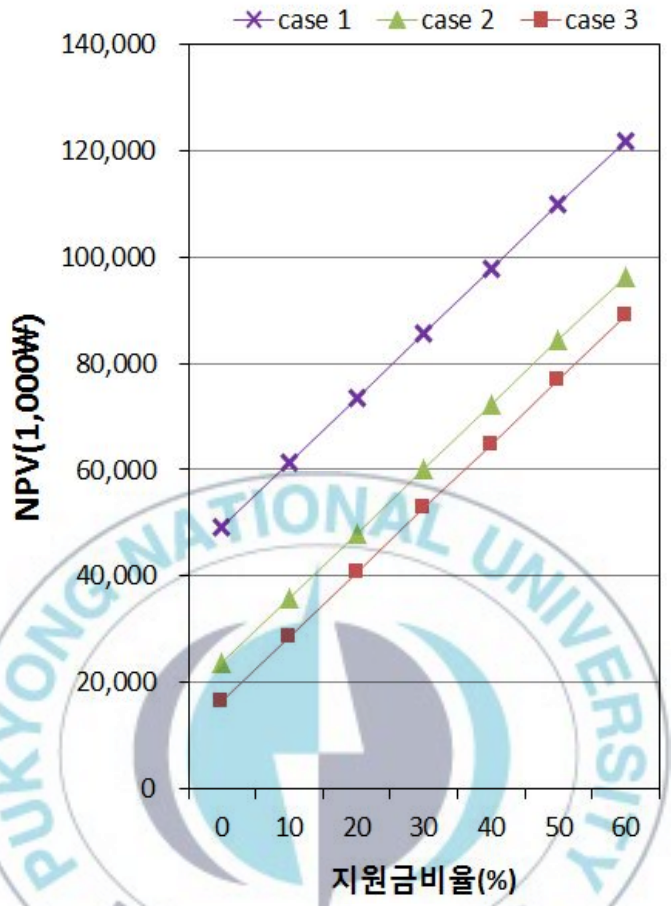


그림 3.10 발전차액지원금, 수익가능년도에 따른 NPV 평가 결과

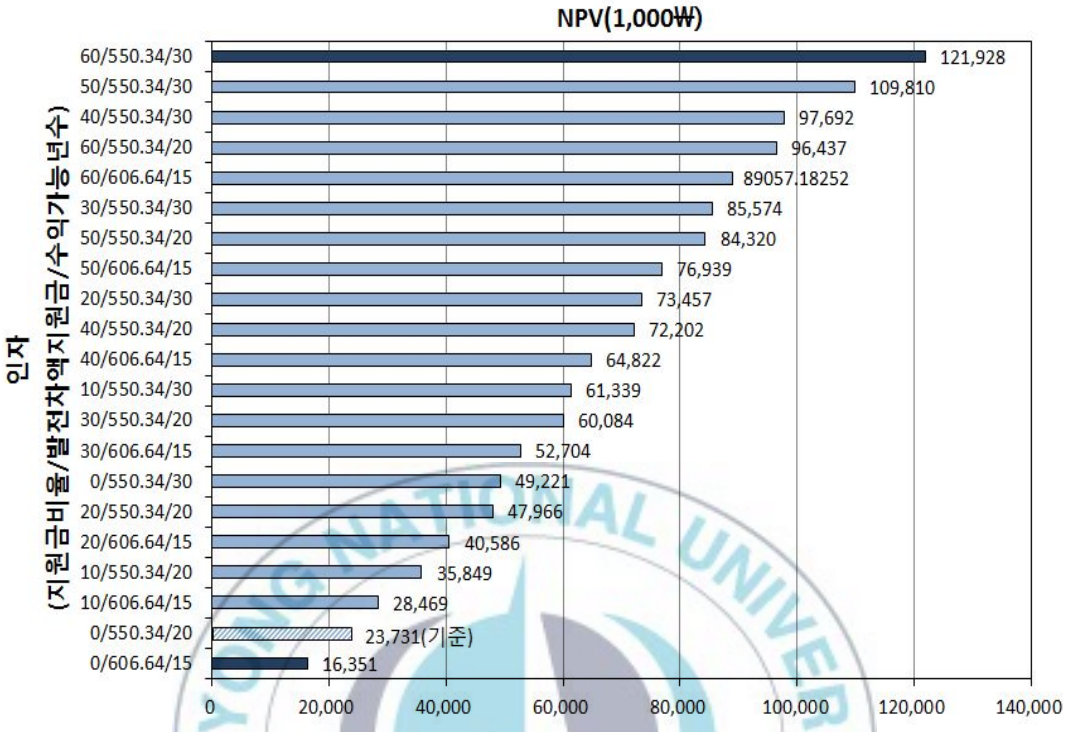


그림 3.11 인자별 NPV 평가 결과

PBP의 경우 모든 분석모델에서 지원비율의 증가에 따라 감소패턴을 보이며, Case별로 정부지원금 비율 증가에 따른 Case 3의 감소기울기가 가장 급한 것으로 나타나며, Case 1의 증가기울기가 가장 완만한 것으로 나타났다. PBP는 Case 3 중에서 정부지원금을 받지 않을 경우 17.2년(기준 대비 1.18배)으로 가장 높게 나타나며, Case 1 중에서 정부지원금 60%를 받는 경우 4.0년(기준 대비 0.27배)으로 가장 낮게 나타났다.

주거 건물 기본모델을 대상으로 최정민(2009)은 PBP 5.6년, 김명철(2007)은 PBP 16.1년으로 제시하고 있으며, 주재욱(2008) 발전량대비(351. 400, 500 kWh) PBT 18.3, 16.6, 12.4년으로 제시하고 있다. 실적발전량에 의한 본 연구의 결과와 기존 연구 결과는 유사한 것으로 나타나고 있다.

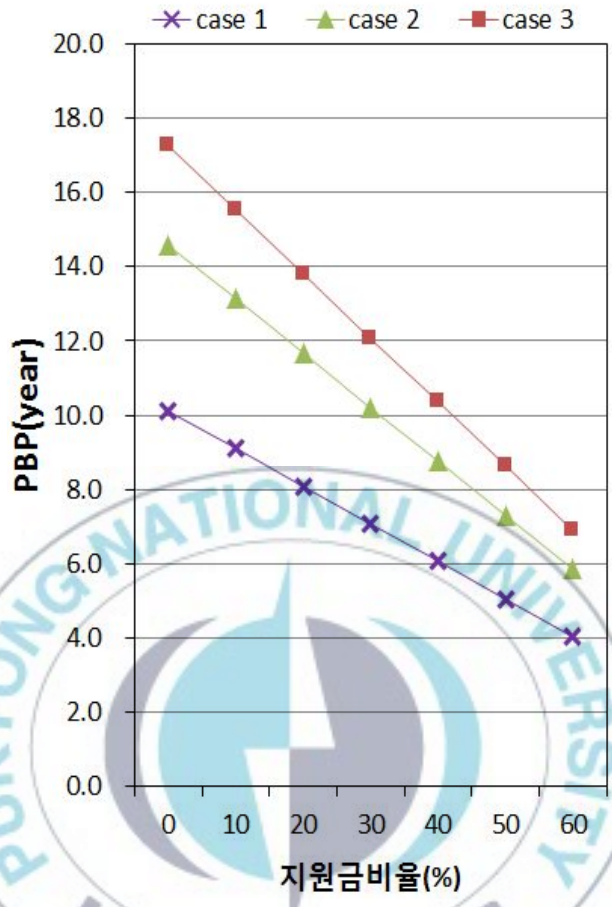


그림 3.12 발전차액지원금, 수익가능년도에 따른 PBP 평가 결과

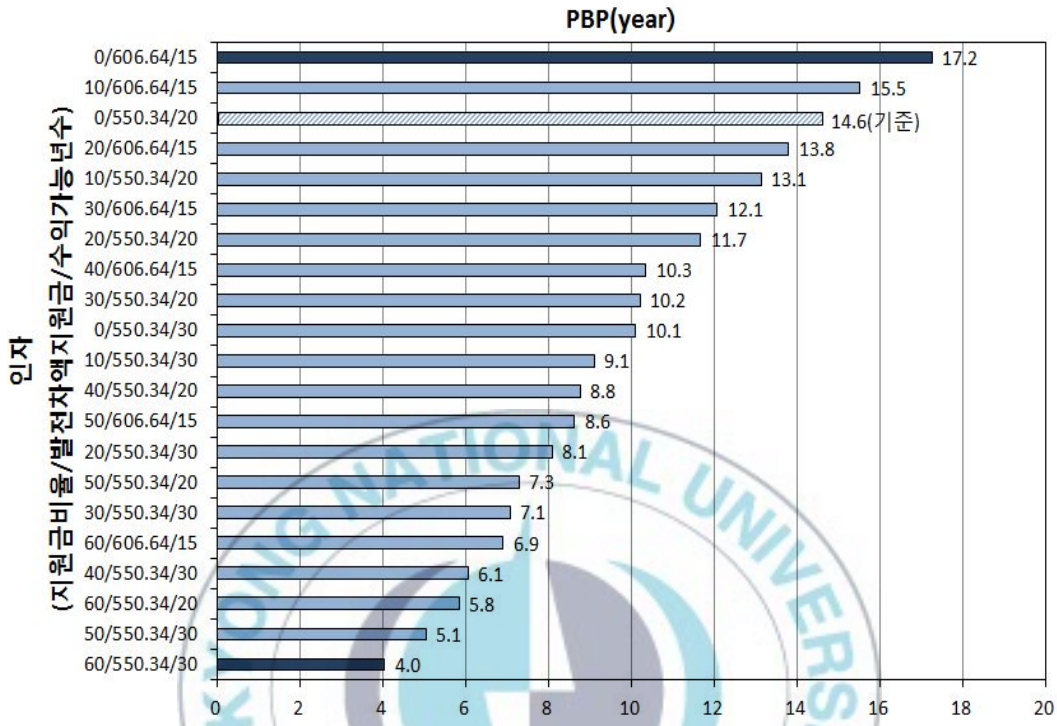


그림 3.13 인자별 PBP 평가 결과

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY 부경대학교

4. 결　　론

부산지역 D대학건물에 설치된 20kW 태양광시스템의 발전실적을 바탕으로 이 시스템의 전과정평가와 경제성분석을 수행한 본 연구의 결과는 다음과 같다.

1) 전과정평가

대상 태양광시스템의 구축 과정에서 투입된 총에너지량은 1,006,407 MJ, 1년간 발전실적은 26,863 kWh으로 나타났다. 이를 바탕으로 대상 태양광시스템의 환경성능 지표를 산출한 결과 NER는 2.88, EPBT는 10.41년, GHG emission 원단위는 68.69 g-CO_2/kWh로 나타났다. 국내 전력생산 시의 온실가스배출 원단위 535.99 g-CO_2/kWh를 기준으로 볼 때, 본 연구의 대상 태양광시스템은 12.8% 수준의 이산화탄소를 배출하는 것으로 나타났으므로, 태양광시스템이 보다 친환경적인 발전시스템인 것을 알 수 있다.

2) 경제성분석

대상 태양광시스템의 구축 과정에서 투입된 시스템 초기투자비 128,448천원, 1년간 발전실적은 26,863 kWh으로 나타났다. 이를 바탕으로 한 기준 모델의 경제성분석 지표는 IRR 8.38%, NPV 23,731천원, PBP 14.6년인 것으로 나타났다. 실적 발전량에 의한 본 연구의 결과는 주거 건물 기본모델을 대상으로 수행한 기존 연구 결과에 비해 IRR과 NPV는 더 높게, PBP는 유사하게 나타났다.

태양광시스템의 경제성에 대해 발전차액지원금을 기준으로 Case를 구분하여 분석한 결과, Case 1(발전차액지원 550.34 ₩ / 30 yr)의 경우는 정부의 설치지원금 0%에서 IRR 9.73 %, NPV 49,221 천원, PBP 10.1 년으로 나타났으며, 설치지원금 비율이 10% 단위로 60%까지 증가하면 IRR 26.79 %(2.75 배), NPV 121,928 천원(2.47 배), PBP 4.0 년(0.40 배)까지 변화하는 것으로 나타났다. Case 2(발전차액지원 550.34 ₩ / 20 yr)의 경우는 정부의 설치지원금 0%에서 IRR 8.38 %, NPV

23,731 천원, PBP 14.6 년으로 나타났으며, 설치지원금 비율이 10% 단위로 60%까지 증가하면 IRR 26.60 %(3.17 배), NPV 96,437 천원(4.06 배), PBP 5.8 년(0.40 배)까지 변화하는 것으로 나타났다. Case 3(발전차액지원 606.64 ₩ / 15 yr)의 경우는 정부의 설치지원금 0%에서 IRR 8.04 %, NPV 16,351 천원, PBP 17.2 년으로 나타났으며, 설치지원금 비율이 10% 단위로 60%까지 증가하면 IRR 29.17 %(3.63 배), NPV 89,057 천원(5.45 배), PBP 6.9 년(0.40 배)까지 변화하는 것으로 나타났다. 현행 지원제도에 초기투자비를 점진적으로 증대시켰을 때, 발전사업자의 수익이 상당히 증대 되는 것으로 나타났으므로, 향후 발전사업자에 대한 20~30%의 초기투자지원도 검토해야 할 것으로 생각된다.

본 연구는 대상 수가 적고, 1 년간의 발전실적에 의한 평가라는 한계성이 있다. 그리고 전과정평가 수행을 위해 적용한 데이터는 유럽지역을 중심으로 작성된 것으로 발전원별 비율 및 운송거리 등에 차이가 있으므로 결과 값의 정확성이 떨어질 수 있다. 따라서 국내 태양광발전시스템의 인벤토리 작성에 관한 연구가 더 있어야 할 것이며, 다양한 태양광시스템 적용건물을 대상으로 발전실적 누적데이터를 통한 보다 정밀한 전과정평가 및 경제성분석 연구가 지속적으로 수행되어야 할 것으로 생각된다.

PUKYONG NATIONAL UNIVERSITY 부경대학교

참고문헌

1. 김명철, 주재욱, 서간호, 이경희, 최정민, 주거용 건물의 태양광 발전시스템 투자회수 기간 산정, 한국태양에너지학회논문집, 27, 2, pp.87-93, 2007
2. 김종엽, 김성완, 손장열, 건축물 전과정평가를 위한 건설자재의 환경부하 원단위 산출 연구, 대한건축학회논문집, 20, 7, pp.211-218, 2004
3. 김주영, 홍원화, 이지희, 건축물에 적용된 태양광발전시스템의 경제성 평가에 관한 연구, 대한건축학회논문집, 22, 5, pp.295-302, 2006
4. 산업자원부, 건물통합형 태양광발전(BIPV)시스템의 최적화기법 개발(최종보고서), 2004
5. 서성원, 황용우, 탁성제, 온난화 저감을 위한 주거용 태양에너지 이용 시스템의 전과정분석, 대한토목학회논문집, 19, Ⅱ-2, pp. 215-224, 1999
6. 소재억, 김주영, 홍원화, 대구광역시 건축물 적용 태양광발전시스템의 경제성 및 환경성 평가에 관한 연구, 대한설비공학회하계학술발표대회논문집, pp. 1234-1237, 2006
7. 윤종호, 신우철, 박재완, 건물용 태양광발전 시스템 성능 및 경제성 평가 프로그램 개발 연구, 한국태양에너지학회논문집, 28, 1, pp.1-8, 2008
8. 이강희, 채창우, 산업연관분석법을 이용한 공공건축물의 에너지 소비량과 이산화탄소 배출량 산출연구, 대한건축학회논문집, 18, 5, pp.99-107, 2002
9. 조균형, 최두성, 건축산업의 에너지 및 환경부하 산출방법론에 관한 비교연구, 대한건축학회논문집, 19, 6, pp.155-162, 2003
10. 주재욱, 김한수, 오세진, 하석용, 최정민, 전력사용량에 따른 주거용 건물의 태양광발전시스템 경제성 평가에 관한 연구, 한국건축친환경설비학회논문집, 2, 2, pp. 28-34, 2008
11. 최봉하, 박수억, 이덕기, 전과정평가를 이용한 태양광발전의 환경영향분석, 한국신재생에너지학회 춘계학술대회, 3, 2, pp. 11-16, 2007
12. 최정민, 주재욱, 김동규, 주거용 건물의 태양광 발전시스템 경제성 평가에 관

한 연구, 한국태양에너지학회논문집, 제 29권 제 6호, pp. 14-21, 2009
13. 한국건설기술연구원, 건축물의 전과정평가를 위한 원단위 작성 및 프로그램개발연구, 2002
14. 홍원화, 장민호, 전규엽, 대형 건축물의 태양광 발전시설 도입에 따른 경제성 및 환경성 효과분석-대구 컨벤션 센터(EXCO)를 중심으로, 대한건축학회논문집, 20, 9, pp.273-280, 2004
15. B. Zwaan, A. Rabl, The learning potential of photovaltaics: implications for energy policy, Energy Policy, 32, pp. 1545-1554, 2004
16. E. A. Alsema, Patterson, M., Baumann, A., Hill, R., Health, safety and environmental issues in thin-"lm manufacturing. Paper presented to 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference Barcelona, pp. 1505-1508, 1997
17. E. A. Alsema, Frankl, P., Kato, K., Energy pay-back time of photovoltaic energy systems: present status and future prospects, Paper presented to second World Conference on Photovoltaic, 1998
18. E. A. Alsema, Energy Pay-back Time and CO_2 emission of PV Systems, Progress in Phtovoltaics:Research and Applications, 8, pp. 17-25, 2000
19. E. A. Alsema and M. de Wild-Scholten, Environmental Impact of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production. in Material Research Society Fall Meeting, Symposium G: Life Cycle Analysis Tools for "Green" Materials and Process Selection. Boston, MA, 2005
20. International Energy Agency, World Energy Outlook 2006: Summary and Conclusions, OECD, 2006
21. IEA, Methodology Guidelines on Life Cycle Assessments of Photovoltaic Electricity, PVPS Task 12, Subtask 20, LCA Report IEA-PVPS T12-1, 2009
22. IEA, Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic

Systems, PVPS Task 12, Subtask 20, LCA Report IEA-PVPS T12-02, 2011

23. M. Oliver, T. Jackson, The evolution of economic and environmental cost for crystalline silicon photovoltaics, Energy Policy, 28, pp. 1011-1021, 1992
24. REN21 (2011). "Renewables 2011: Global Status Report". http:// www.ren21.net/Portals/ 97/documents/GSR/GSR2011_Master18.pdf.
25. R. Kannan, K. C. Leong, R. Osman, H. K. Ho, C. P. Tso, Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7kWp distributed solar PV system in Singapore, Solar Energy, 80, pp. 555-563, 2006
26. Solar Energy Conversion, Vienna, European Commission, pp. 2125-2130, 1998
27. S. Pacca, D. Sivaraman and G. A. Keoleian, Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems, Energy Policy, 35, pp. 3316-3326, 2007
28. V. Fthenakis and E. Alsema, Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs: 2004-early 2005 Status. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 14, 3, pp. 275-280, 2006

감사의 글

지난 2년간의 대학원 생활을 돌이켜보면 학위과정은 학문의 길이라기보다 자신을 되돌아보는 길이라는 생각이 듭니다. 참스승으로 모실 수 있는 교수님들과 사회 여러 분야에서 활동하고 계시는 선, 후배님들과의 만남... 학위과정을 마무리하고, 감사의 글 남기려하니 이제까지 제가 부족하여 베풀지 못하고 많은 분들의 도움을 받기만 하였다는 생각에 자신을 반성하게 됩니다.

오늘의 결실을 맺을 수 있도록 변함없는 사랑과 격려로 보살피고, 지도해주신 임영빈 교수님, 정근주 교수님께 진심으로 감사드리며, 논문이 완성되기까지 부족한 점을 지적해 주시고, 지도 심사하여 주신 이수용 교수님, 박천석 교수님, 김영찬 교수님, 이재용 교수님께도 감사드립니다.

본 논문을 완성할 수 있도록 마지막 부분까지 많은 도움을 주신 건축환경·설비 연구실의 오근숙 박사님, 동문수학한 박사과정 김한지, 김삼석, 서민호 선배님, 석사과정 이봉두, 강 일 선배님, 위은재, 김진호 후배님께도 지면을 빌어 감사드립니다.

또한 직장에서 물심양면으로 지원해주신 동명대학교 김주곤 총무처장님과 교직원 여러분, 직장과 사회에서 저의 부족함을 이끌어 주시고 격려하여 주시는 고마운 주변 분들께도 감사드리며, 앞으로 세상에 보탬이 되고 봉사할 수 있는 사람이 되도록 끊임없이 노력하고 정진해 나가겠습니다.

마지막으로, 학문에 정진할 수 있도록 변함없는 믿음과 성원을 보내준 아버님과 가족들, 친구들, 사랑스런 아내, 믿음직한 두 아들 동훈, 동우와 함께 오늘의 이 기쁨을 함께 나누고자 합니다.

다시 한번 저를 격려해주신 많은 고마운 분들께 진심으로 감사드립니다.

2011년 12월

류 화 영