

### 확률적 부하감소법을 이용한 민자발전소의 회피비용 계산 방법론 연구

박종배\*, 원종률\*\*, 박영문\*

\* 안양대학교 전기전자공학과, \*\* 한국전력공사 전력연구원, § 서울대학교 전기공학부

## A Study on the Avoied Generation Costs of Independnt Power Producers Using Probabilistic Load Decrement Method

Jong-Bae Park\*, Jong-Ryul Won\*\*, Young-Moon Park\*

\* Anyang University, \*\* Korea Electric Power Corporation, § Seoul National University

**Abstract** - This paper presents a new analytic load decrement method for the evaluation of avoided generation costs of independent power producers (IPPs), named as probabilistic load decrement method. Unlike conventional load decrement methods, the proposed method exactly consider the random outage characteristic of a generating unit, economic dispatch order, and the resulting loss of load probability. Therefore, we can provide the exact generation avoided costs of an IPP by applying the developed method. In the case studies, we have shown the correctness and effectiveness of the method, and compared with conventional load decrement methods.

실정이다.

기존의 부하감소법에 기초한 회피발전비용의 계산 방법은 제2장에서 상세하게 주어져 있고, 이 방법론에서는 대상 회피자원의 운전특성을 정확하게 반영하지 못하여 회피비용에 왜곡을 가져올 수 있다는 것이다.

본 연구에서는 이러한 단점을 극복하고자 새로운 해석적인 확률적 부하감소법을 개발하여 정확한 회피비용을 제공할 수 있는 도구를 제시하는데 근본 목적이 있다. 개발된 확률적 부하감소법은 기존의 확률적 운전비 계산 알고리즘에서의 상승적분 개념의 반대 개념인 역상승적분에 이론적 근거를 두고 있다. 따라서, 제안하는 방법론을 적용하면, 기존의 방법론과는 달리 정확한 회피발전비용을 도출할 수 있는 장점이 있다.

### 1. 서 론

### 2. 민자발전소의 회피발전비용 계산 방법론

'90년대 이후, 국내의 전력사업의 주변 환경은 급변하고 있다. 이러한 주변 환경의 변화는 과거와는 달리 전력사업에 본질적으로 내재하고 있는 불확실성 요인의 증가, 환경규제의 강화, 장기 연료가격의 변동, 입지 및 발전소 건설 자본 획득의 어려움 증가, 전력산업의 규제 완화 및 구조 개편을 통한 독점체제에서 경쟁체제로 전환 등에 기인하고 있다.

일반적으로 민자발전소의 회피발전비용을 계산하는 방법론으로는 발전시스템 최적화 기법에 기초하는 방법과 그렇지 않은 방법으로 분류된다. 시스템 최적화 기법에 기초한 회피발전비용의 계산을 위하여서는 두가지 상황(Case)을 설정하여야 한다.

첫 번째의 기준 상황(Reference Case)은 전력회사가 외부의 민자발전소로부터 어떠한 전력구입도 없을 경우에서의 미래의 전력수요를 충족하는 경우를 기준으로 최적 전력수급계획을 도출하는 경우이다.

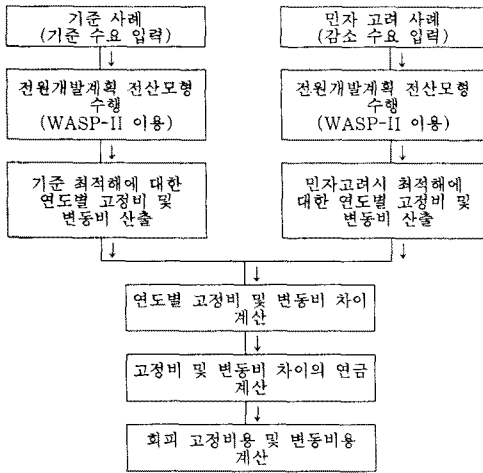
우리나라의 경우, 1990년대 초반까지는 규모의 경제에 기초한 수직통합형 전력산업 구조를 유지하여 왔으나, 1993년부터는 미래 발전설비 투자분 가운데 일정부분을 민간의 자본으로 건설 운영하는 민자발전을 도입하여 발전부분에 어느 정도의 경쟁을 도입하였다. 이러한 민자발전의 도입에 따라, 전력회사는 민자발전소의 생산 전력량을 구입하여야 하는데 이 때의 구입량 및 구입단가의 결정은 매우 어려운 문제이다.

두 번째의 경우에서는 미래의 일정기간 동안 어떤 민자발전소로부터 전력을 구입할 경우를 대상으로 하는데, 이때에는 통상 민자발전소의 수명기간 동안의 발전기의 운전특성 등에 따라 (즉, 첨두부하발전기, 중간부하발전기, 기저부하발전기) 적절하게 부하를 감소시켜, 감소된 부하를 기준으로 최적 전력수급계획을 도출한다.

이러한 민자로부터의 전력 구입 및 구입전력단가의 결정은 통상 양자간의 계약에 기초하고 있고, 이때의 단가는 회피비용을 적용하는 것이 타당하다고 알려져 있다. 회피비용 개념은 미국의 공익사업규제정책법(PURPA)에 기원을 두고 있는데, 이에 의하면 전력회사는 인종설비(QF)로부터 전력을 구입할 의무가 있으며, 그 가격은 회피비용에 따르도록 지정하고 있다. 구체적으로 이 법에서는 회피비용을 "대체전력의 증분비용"이라 하고 있으며, 이는 어떤 전력회사가 인종설비로부터 전력구입이 없을 경우, 자체 발전비용 혹은 제 3자로부터 전력구입 비용을 의미한다.

따라서, 대상 민자발전소의 회피발전비용은 첫 번째 상황에서 도출된 비용과 두 번째 상황에서 도출된 비용의 차이로부터 구할 수 있다. 아래의 그림 1은 이러한 부하감소법에 기초한 회피비용 계산 방법론을 보여주는 것이며, 수식 1은 구체적인 계산 식을 보여주는 것이다. 통상, 이러한 방법론에서는 전원개발계획 최적화 모형을 이용하고 있는데 주로 WASP, EGEAS 등이 사용되고 있다.

회피발전비용을 계산하는 방법론으로는 대리발전기법, 계통최적화 기법을 이용하는 방법론 등이 있다. 그 정확성 측면에서 통상 후자의 방법론이 많이 사용되고 있다. 또한, 계통최적화 기법에서는 대상 회피자원의 운전 특성에 의거하여 수명 기간 동안 부하를 감소시키는 부하감소법을 대부분 적용하고 있는데, 여기에서 대상 자원의 특성에 따라 적당하게 감소시키고 있지만, 체계적이고 정확한 방법론은 아직까지 제시되지 않고 있는



(그림 1) 부하감소법에 기초한 회피발전비용 계산 절차

$$AC = \frac{\sum_{t=1}^T (C_t + O_t - S_t) - \sum_{t=1}^T (C'_t + O'_t - S'_t)}{\sum_{t=1}^T \frac{(kWh)_t}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

여기서,

- T : 전원개발계획기간
- i : 할인율
- (kWh)<sub>t</sub> : t 연도의 민자발전소 발전량(kWh)
- C<sub>t</sub> : t 연도의 민자발전소 비교려시 할인 건설비
- O<sub>t</sub> : t 연도의 민자발전소 비교려시 할인 운전비
- S<sub>t</sub> : t 연도의 민자발전소 비교려시 할인 잔존가치
- C'<sub>t</sub> : t 연도의 민자발전소 고려시 할인 건설비
- O'<sub>t</sub> : t 연도의 민자발전소 고려시 할인 운전비
- S'<sub>t</sub> : t 연도의 민자발전소 고려시 할인 잔존가치.

어떤 민자발전소는 수명기간 동안 경제적 투입순서에 의거하여 연도별로 상이한 발전량을 도출하게 된다. 따라서, 이를 완벽하게 고려한 부하감소법은 현재까지는 연구되어 있지 않고 통상 기저부하용, 중간부하용, 첨두부하용으로 구분하여 아래와 같은 방법론을 적용하여 부하감소를 실시하고 있다.

#### 기저부하용 민자발전소의 경우.

기저부하용 민자발전소의 경우는, 대상 부하지속곡선(1년이라 가정)에 대하여 8760시간 동안 운전을 한다고 가정하여 통상 다음의 두 가지 방법론이 적용되고 있다. 즉 모든 시간동안에 민자발전소의 용량(C<sub>1</sub>)만큼 일정하게 부하를 감소시키거나,

$$f'(x) = f(x - C_1) \quad \text{when } \sum_{k=1}^i C_k \leq L_{base} \quad (2)$$

여기서,

- f(x) : 기준 부하지속곡선
- f'(x) : 부하감소된 부하지속곡선
- i, C<sub>i</sub> : i 번째 투입 발전기 및 설비용량
- L<sub>base</sub> : 대상 부하지속곡선의 최저부하

고장정지율을 고려하여 p<sub>1</sub>\*C<sub>1</sub> 만큼의 부하를 감소시키고 있다.

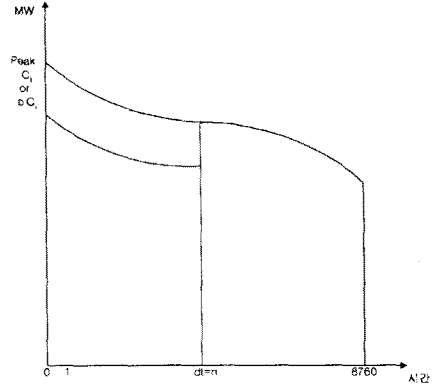
$$f'(x) = f(x - p_1 C_1) \quad \text{when } \sum_{k=1}^i C_k \leq L_{base} \quad (3)$$

여기서,

- p<sub>1</sub> : i 번째 투입 발전기의 가용률 (1 - q<sub>1</sub>)

#### 중간부하용 및 첨두부하용 민자발전소의 경우.

기저부하용 민자발전소의 부하감소와는 달리 중간부하용 및 첨두부하용 민자발전소에 대한 부하감소는 통상 아래의 그림과 같이 첫째, 대상 발전소의 운전 기간을 대략적으로 산출하고, 둘째, 이 기간 동안의 부하를 설비용량 만큼 혹은 가용율에 설비용량을 곱한 만큼의 부하를 감소시키는 방법을 사용하고 있다.



(그림 2) 중간/첨두부하용 민자발전소의 부하감소 예

#### 2.1 확률적 부하감소법

지금까지 언급한 부하감소법은 그 편의상 현재 대부분 회피비용 계산시에 활용되고 있지만 다음과 같은 단점을 가지고 있다.

- 대상 민자발전소의 투입순서가 주어졌을 경우에도 이를 적절하게 반영하여 부하감소를 실시하지 못한다.
- 통상 대상발전기의 확률적 고장정지를 정밀하게 반영하지 못하므로 계산된 회피비용이 과대 혹은 과소 평가 될 수 있다.
- 부하감소 전후의 발전계통은 신뢰도인 LOLP 값에 왜곡이 발생하여 최적해 도출에 많은 왜곡을 발생시켜 궁극적으로 회피비용이 정확하게 도출되지 못한다.

따라서 본 연구에서는 이러한 단점을 보강하고자 다음과 같은 새로운 알고리즘인 확률적 부하감소법을 제안한다.

대상 민자발전소의 투입순서가 주어졌을 경우, 대상 민자발전소는 아래의 두 가지 경우를 가질 것이다. 첫째, 대상 민자발전소가 운전중이라면, 이때의 확률 값은 p<sub>i</sub>가 될 것이며, 이 민자발전소가 운전하는 부분만 부하지속곡선에서 제외하면 된다. 즉, 대상 민자발전소가 운전 중일 때의 변형된 부하지속곡선은,

$$f_{C_i-on}(x) = \begin{cases} f(x) & \text{when } 0 \leq x \leq \sum_{k=1}^i C_k \\ f(x + C_i) & \text{when } x \geq \sum_{k=1}^i C_k \end{cases} \quad (4)$$

만약, 대상 민자발전소가 확률 q<sub>i</sub>의 값으로 가동을 하지 못하면, 이 민자발전소는 대상 부하지속곡선에서 부하감소를 담당하지 못하므로 그 때의 부하지속곡선은 아래와 같이 될 것이다.

$$f_{C_i-off}(x) = f(x) \quad (5)$$

따라서, 대상 민자발전소의 확률적 운전 상황을 고려한 감소된 부하지속곡선은 아래와 같이 정의될 수 있다.

$$f_{PROB}(x) = p_i \cdot f_{C_i-on}(x) + q_i \cdot f_{C_i-off}(x) \quad (6)$$

제안된 확률적 부하감소법은 기저부하용뿐만 아니라, 중간부하용 및 첨두부하용 발전기에 대하여 일률적으로 적용할 수 있으므로 매우 편리하며, 대상 민자발전소를 제외한 전력회사의 모든 다른 발전기들의 기대발전량 및 계통의 신뢰도 값이 LOLP 값이 동일해 지므로 회피비용을 계산하는데 왜곡을 막을 수 있다.

이 방법론은 기존의 확률적 운전비 계산 알고리즘과 매우 유사하며, 확률적 운전비 계산 알고리즘을 역으로 적용한 것이므로 이론적으로도 타당하다고 할 수 있다. 이 방법론을 적용하면, 앞에서 언급된 기존의 부하감소법으로부터 발생하는 제반 단점을 극복할 수 있고 대상 민자발전소의 회피발전비용을 정확하게 제시하므로 구입 전력의 결정시에 왜곡을 막을 수 있다는 장점이 있다.

### 3. 사례 연구

본 연구에서는 1년 8760시간을 대상으로 하는 부하 지속곡선에 대하여 기존의 부하감소법과 제안하는 확률적 부하감소법을 적용하여 사례연구를 시행하였다. 주요한 입력자료는 다음과 같다.

- 대상 전도된 부하지속곡선(정규화된 부하지속곡선) :

$$f(x) = \begin{cases} 1 & \text{when } 0 \leq x \leq 500 \\ -\frac{1}{500}x + 2 & \text{when } 500 \leq x \leq 1000 \end{cases}$$

- 부하지속곡선의 기간 : 8760시간

- 첨두부하 : 1000MW

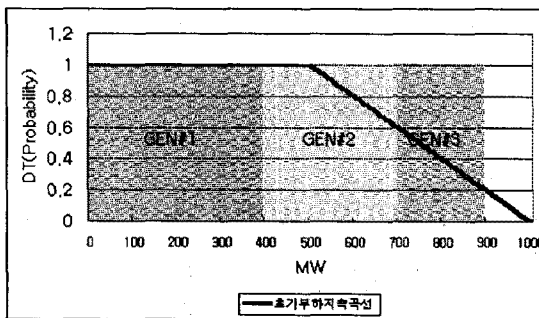
- 기저부하 : 500MW

- 발전기 경제적 투입순서

Gen#1 : 400MW, FOR = 0.05

Gen#1 : 300MW, FOR = 0.05

Gen#3 : 200MW, FOR = 0.10



(그림 3) 초기부하지속곡선 및 발전기 투입 상황

#### 3.1 Gen#1, Gen#2, Gen#3를 동시에 고려시의 각 발전기 기대발전량 및 LOLP

모든 발전기의 영향을 고려하였을 때의 각 발전기의 기대발전량 및 계통신뢰도는 다음과 같은 상승적분식으로부터 쉽게 계산할 수 있다.

$$f^{(i)}(x) = p_i f^{(i-1)}(x) + q_i f^{(i-1)}(x - C_i) \quad (7)$$

여기서,

$p_i, q_i, C_i$  :  $i$  발전기의 가용률, 고장정지율, 설비용량

$f^{(i)}(x)$  :  $i$  발전기의 고장정지가 고려된 등가 부하지속곡선

따라서, 각 발전기의 기대발전량 및 발전계통 신뢰도인 LOLP(발전기의 갯수는  $N$ )는 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$P_{GEN,i} = p_i \int_{\sum_{k=1}^{i-1} C_k}^{\sum_{k=1}^i C_k} f^{(i-1)}(x) dx \quad (8)$$

$$LOLP = f^{(N)}\left(\sum_{k=1}^N C_k\right) \quad (9)$$

대상 샘플 시스템을 기준으로 각 발전기의 기대발전량 및 LOLP를 계산한 결과는 다음과 같다.

- Gen#1 기대발전량 : 3,328.8 GWh

- Gen#2 기대발전량 : 2,180.4 GWh

- Gen#3 기대발전량 : 719.2 GWh

- LOLP : 0.28579

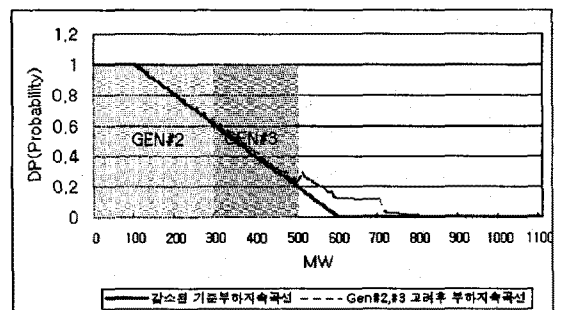
#### 3.2 Gen#1이 민자발전소일 경우의 기존의 부하감소 및 기타 발전기의 발전량 및 LOLP 계산

Gen#1은 기저부하용 발전기이므로 1년 8760시간 동안 운전한다. 따라서 이러한 기저부하용 민자발전소의 영향을 고려하기 위한 기존의 부하감소법은 통상 다음의 두 가지 방법론이 적용되고 있다. 즉 모든 시간동안에 민자발전소의 용량( $C_1$ )만큼 일정하게 부하를 감소시키거나 ( $f_{DRT1}(x) = f(x - C_1)$ ), 고장정지율을 고려하여  $p_1 * C_1$  만큼의 부하를 감소시키고 있다 ( $f_{DRT2}(x) = f(x - p_1 C_1)$ ). 이럴 경우, 감소된 부하지속곡선은 자기 다음 식과 같이 된다.

$$f_{DRT1}(x) = \begin{cases} 1 & \text{when } 0 \leq x \leq 100 \\ -\frac{1}{500}x + 2 & \text{when } 100 \leq x \leq 600 \end{cases} \quad (10)$$

$$f_{DRT2}(x) = \begin{cases} 1 & \text{when } 0 \leq x \leq 120 \\ -\frac{1}{500}x + 2 & \text{when } 120 \leq x \leq 620 \end{cases} \quad (11)$$

$f_{DRT1}(x)$  및  $f_{DRT2}(x)$ 를 민자발전기의 영향을 고려한 감소된 부하지속곡선이라면, 각 곡선을 시작점으로 하여 확률적 운전비계산 절차를 거쳐가면 전력회사의 발전기인 Gen#2, Gen#3의 확률적 발전량 및 계통신뢰도인 LOLP를 계산할 수 있다. 아래의 그림 및 결과는  $f_{DRT1}(x)$ 를 기준으로 계산된 결과를 보여준 것이다.



(그림 4) 기존의 부하감소법에 기초한 등가 부하지속곡선의 생성

- Gen#2 기대발전량 : 2,163.7 GWh

- Gen#3 기대발전량 : 674.1 GWh

- LOLP : 0.2491

이 계산 결과와 3.1의 계산 결과를 비교해 보면 Gen#2, Gen#3의 기대발전량 및 LOLP 값에 많은 차이가 있음을 알 수 있다. 즉, 3.2에서의 부하감소는 민자발전소의 효과를 실제 상황과 비교하였을 때, 기대 이상으로 계통에 공헌하는 것으로 취급되었음을 알 수 있다. 이러한 방법론에 기초한 회피비용의 계산 결과는 민자발전소의 회피비용을 과대 계상하여 지불하는 결과를

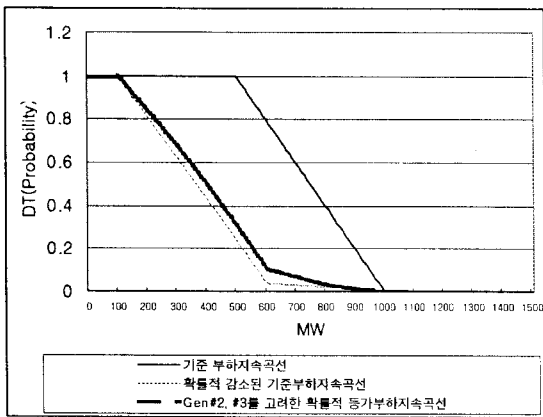
도출하게 된다.

### 3.3 Gen#1이 민자발전소일 경우의 확률적 부하감소 및 기타 발전기의 발전량 및 LOLP 계산

Gen#1이 기저부하용 발전기이며, 이 민자발전소의 영향을 확률적으로 고려한 부하감소를 하기 위해서는 앞에서의 식 (6)을 적용하면 된다. 즉,

$$f_{PROB}'(x) = p_1f(x+C_1) + q_1f(x) \quad (12)$$

$f_{PROB}'(x)$ , 즉 민자발전기의 확률적 운전 영향을 고려한 감소된 부하지속곡선을 기준으로 3.1에서의 확률적 운전비계산 절차를 거쳐가면 전력회사의 발전기인 Gen#2, Gen#3의 확률적 발전량 및 계통신뢰도인 LOLP를 계산할 수 있다. 아래의 그림 및 결과는  $f_{DRT-PROB}$ 를 기준으로 계산된 결과를 보여준 것이다.



(그림 5) 확률적 부하감소법에 기초한 등가 부하지속곡선의 생성

- Gen#2 기대발전량 : 2,180.4 GWh
- Gen#3 기대발전량 : 719.2 GWh
- LOLP : 0.28579

확률적 부하감소법을 적용하였을 때의 Gen#2, Gen#3의 기대발전량 및 LOLP의 계산 결과가 3.1에서의 계산 결과와 정확하게 일치함을 알 수 있다. 따라서, 어떤 민자발전소의 영향을 제거하기 위한 행위인 부하감소를 실시할 때에는(특히 회피비용을 계산할 때에는), 이 논문에서 제시하는 확률적 부하감소법을 적용하면 정확한 결과를 도출할 수 있으므로 회피발전비용의 왜곡을 막을 수 있다.

본 연구에서는 기저부하용 민자발전소에 국한하여 사례 연구를 실시하였지만 중간부하용 및 첨두부하용 발전기에 대해서도 동일한 결과를 도출할 수 있다.

## 4. 결 론

본 연구에서는 민자발전소의 회피발전비용을 계산하기 위한 새로운 부하감소법인 확률적인 부하감소법을 제안하였다. 제안하는 방법론은 기존의 부하감소법과는 달리 발전기의 확률적 운전 상황을 정확하게 반영하여 부하를 감소시킬 수 있으며, 또한 부하감소에 따른 발전계통의 신뢰도 값인 LOLP의 왜곡을 막을 수 있다는 장점을 가지고 있다.

이와 더불어, 기존의 부하감소법이 기저부하용, 중간부하용, 첨두부하용에 대하여 각기 다른 방법론을 적용하는 것과는 달리 제안하는 방법론은 동일하게 취급할 수 있다.

이러한 확률적 부하감소법에 기초하여 어떤 민자발전소의 회피발전비용을 계산하면, 기존의 방법론에서 발생하는 회피발전비용의 왜곡을 막을 수 있으므로, 민자발전소의 구입전력을 보다 정확하게 산정할 수 있다.

본 연구는 기초전력공학공동연구소의 "입찰 및 회피비용에 기초한 민자발전소의 구입가격 결정 방법론 연구"에 따른 연구비로 수행되었습니다.

## (참 고 문 헌)

- [1] 한국전력공사 기술연구원, WASP 모형 개선에 관한 연구, 1985. 6.
- [2] 김광인, 박종배, 박영문, 권영환, 이광호, "전원개발계획 최적화 모형에 기초한 DSM 자원의 회피발전비용 계산", 한국에너지공학회지, 제 7권 제 1호, 1998.
- [3] 김종욱, 박종배, 김광인, 이상철, "장기 회피발전비용 계산에 관한 연구", '96 대한전기학회 하계학술대회 논문집, 1996. 7.
- [4] 한국전력공사, 구입전력의 적정 수준과 요율에 관한 연구, 1993.
- [5] Tellus Institute, Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utility, Boston, Massachusetts, 1995. 9.
- [6] MSB Energy Associations, Inc., Avoided Costs for Electric Utilities: A Theoretical and Practical Handbook, 1993. 11
- [7] A. J. M. vanWijk and W. C. Turkenburg, "Costs avoided by the use of wind energy in the Netherlands", Electric Power System Research, Vol. 23, 1992.
- [8] Thomas A. Foreman, "Avoided cost adjustments for nongenerating utilities", IEEE Trans. on Power Systems, Nov. 1987.
- [9] S. Rahman, et. al., "An effective load model for analyzing demand side management impacts", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993.
- [10] A. K. David, et. al., "Private investment in power and deviations from the least cost expansion plan", IEE Proceedings Part C, Vol. 142, No. 3, May, 1995
- [11] Theresa Flaim, "Avoided costs for solar facilities", Energy Policy, pp. 267-282, 1983. 6.