

부하관리 효과를 고려한 최적 전원개발계획 수립에 관한 연구

박종진[○] 정도영 김준현
한양대학교 한국전력공사 한양대학교

Optimal Generation Expansion Planning with Load Management Effect

Jong-Jin Park Do-Young Chung Joon-Hyun Kim
Hanyang Univ. KEPCO Hanyang Univ.

Abstract

Recently, electric energy consumption pattern shows very high peak load with low load factor. This Load pattern have made electric utilities be interested in Load Management, many studies are reported.

But most of these studies are concerned with Rate - Load shape relation, a few of these are concerned with generating cost reduction.

In this study, the effect of Load Management is incorporated to establish optimal Generation Expansion Planning. Using avoided cost, optimal generation expansion planning is achieved to make maximum avoided cost of Electric utility.

Dynamic programming technique is used to solve this algorithm.

있다[1].

- 직접 부하관리
- 간접 부하관리
- 공급자관리(SSM : Supply Side Management)
- 수요자관리(DSM : Demand Side Management)
- 최대부하억제
- 심야부하충출
- 최대부하이동
- 전략적 소비절약
- 전략적 부하증대
- 가변부하증대

3. 부하관리와 전원개발계획

전원개발계획의 수립은 주어진 부하에 대하여 가장 경제적인 전력공급이 이루어 질 수 있는 전원설비의 구성을 구하는 문제로 설명할 수 있다.

전원개발계획에 있어서 부하는 가장 중요한 인자로서 첨두부하에 따라 전원설비의 총용량이 결정되고, 부하의 형태에 따라 전원설비 구성이 달라지게 된다. 종래의 전원개발계획에 있어서는 부하를 고정시키고 이에 맞는 전원설비구성을 구하였으나 부하관리를 통하여 부하가 변화하게 되면 부하 자체도 변수로 취급하지 않을 수 없다.

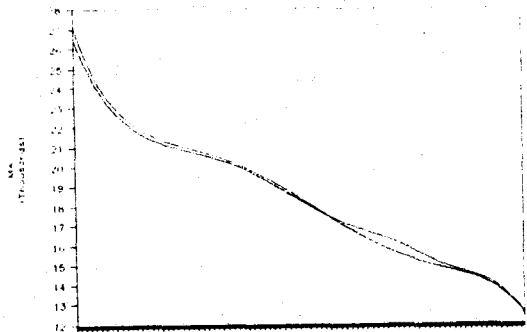


그림 1. 부하관리에 따른 부하지속곡선의 변화

4. 문제의 구성

부하관리를 통하여 얻어지는 경제적인 이득은 부하관리를 하지 않았을 때의 총 발전비용(건설비 포함)에서 부하관리를 했을 때의 총 비용을 공제한 것으로, 이를 회피비용이라고 한다. 그런데, 부하관리를 하기 위해서는 수요자에게 어떠한 형태로는 이익을 보상해 주어

1. 서론

생활수준의 향상과 사회의 발전에 따라 전력수요는 비약적으로 증가하고 있으나, 부하율은 계속 나빠지는 경향을 보이고 있다. 이는 발전설비의 추가 건설을 필요로 하게 하지만 발전설비의 이용률을 저하시켜 투자의 낭비를 초래하고 있다.

최근의 연간 첨두부하는 냉방부하의 급증에 따라 여름에 발생하고 있는 추세이고 여름의 첨두와 비첨두부하의 격차가 커지는 추세이다('89년 약400만 Kw). 이러한 부하특성을 양수발전소 등을 이용하여 대처하고 있으나 전원 축의 대응 만으로는 불충분하여 수요자의 특성을 변화시켜 보려는 부하관리 시도가 국내외적으로 활발히 진행되어 계시별 요금제도, 부하차단요금제도, 심야전력을 이용한 에너지 저장장치의 보급 등이 시행되고 있다[1].

이러한 부하관리는 전력회사의 추가비용 또는 수익 감소를 초래하기 때문에 일반적으로 부하관리의 평가는 소요비용과 이에 의해 얻어지는 회피비용(Avoided cost)과의 손익분석을 통하여 이루어진다.

본 연구에서는 여러가지 부하관리 방법 중, 전원설비의 영향이 가장 큰 하계 냉방부하에 대한 부하관리로서 빙, 냉축 설비 보급을 전원개발계획 수립에 반영하는 방법을 제시하였다[4].

이는 부하관리에 의한 회피비용을 전력회사의 비용의 합수로 취급하여 손익분석의 이익 극대화 문제를 비용 최소화 문제로 바꾸어 생각하는 방법이다.

2. 부하관리의 개요

부하관리란 전력의 수요와 공급을 균형있게 연속적으로 조정, 관리하여 부하율의 향상을 위한 전력회사의 경영방법을 말한다. 부하관리는 다음과 같이 구분할 수

야 하기 때문에 이는 전력회사의 입장에서는 비용의 성격을 갖는다.

따라서, 부하관리를 어떻게 할 것인가 하는 결정은 각 대안의 손익분석을 통하여 이익이 최대가 되는 안을 결정하게 된다. 즉, 대안의 결정은

$$\text{Max (회피비용 - 부하관리소요비용)} \quad (1)$$

으로 표시할 수 있다. 그런데, 회피비용은 부하관리를 하지 않았을 때의 비용에서 부하관리를 했을 때의 비용을 공제한 것이기 때문에 식(1)은

$$\text{Max ((부하관리 전의 비용 - 부하관리 후의 비용) - 부하관리소요비용)} \quad (2)$$

으로 되고, 부하관리 전의 비용은 주어진 부하에 대하여 일정한 것이 되므로 식(2)은

$$\text{Min (부하관리시의 발전비용 + 부하관리소요비용)} \quad (3)$$

으로 된다. 즉 이익이 극대화되는 것은 부하관리를 했을 때의 소요되는 발전소 건설비, 운전비에 부하관리에 필요한 비용으로써 부하관리기기 보급을 위한 고정비와 이에 따른 손실 즉, 전기요금 수입 감소분 더한 것이 최소가 되는 것과 등가가 된다. 본 모형의 기본적인 개념은 부하관리를 수행하기 위하여 소요되는 비용을 고정비와 변동비로 분류하고, 부하관리를 하나의 전원으로 취급하여 전력회사에서 지불하여야 하는 전체 비용을 최소화하는 발전설비의 신, 증설 용량과 부하관리개발용량을 산출하는 것이다. 이것을 식으로 나타내면, 다음과 같은 Optimal Control 문제의 형태로 표시할 수 있다.

$$\text{Min } \sum_{i=1}^n F_i(X_i, U_i) \quad (4)$$

$$\text{Subject to } X_{i+1} = f_i(X_i + U_i) \quad (5)$$

$$\text{LOLP}(i) < k \quad (6)$$

(4)식은 매 연도의 전력회사에서 지출되는 비용을 나타낸 것으로 건설비, 운전비 그리고 전기요금의 수입 감소분으로 구성된다. 식(4)를 다시 설명하면,

$$\text{MIN } \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^K \{CC_{ij} + OP_{ij}\} + \text{INCOME}_i + LM_i \quad (7)$$

- CC_{ij} : 평가화된 i연도의 j전원의 건설비
- OP_{ij} : 평가화된 i연도의 j전원의 운전비
- INCOME_i : 평가화된 i연도의 전기요금 수입 감소
- LM_i : 평가화된 i연도의 부하관리 기기 지원금

과 같이 설명된다. 이와같은 논리를 흐름도로 나타내면 그림 2와 같다.

4.1 부하관리시의 발전비용의 계산

건설비는 각 전원의 연도별 증설용량에 건설단가를 곱한 것이고, 이 건설비는 매 년도 초에 발생하는 것으로 한다. 이 관계를 식으로 표시하면 다음과 같다[6].

$$CC_i = \sum_{j=1}^N UP_j \cdot CA_{ij} \quad (8)$$

- CC_i : i 년도의 건설비
- UP_j : j 전원의 건설단가
- CA_{ij} : i년도 j전원의 증설용량
- N : 고려기간
- i : 연도
- j : 전원 형태

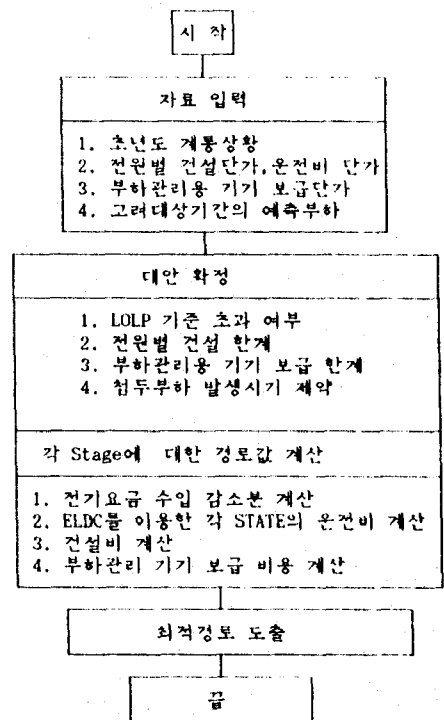


그림 2. 부하관리효과를 감안한 최적 전원개발계획 수립 절차 흐름도

운전비는 등가부하지속국선상의 각 발전기의 기대 발전량에 발전단가를 곱하여 구한다.

4.2 부하관리소요비용의 계산

낮은 전력요금의 적용으로 시간적으로 이동되는 전력량에 요금의 차를 곱한 것을 전력회사에서 지출하는 변동비로 취급하였다. 이를 식으로 나타내면 다음과 같다.

$$\text{INCOME}_i = \sum_{i=1}^N \text{ENGY}_i \cdot \text{RATE} \quad (9)$$

- INCOME_i : 연간 전력요금 수입 감소분
- ENGY_i : 시간적으로 이동된 연간 전력사용량
- RATE : 단위 전력당 전력요금 인하분
- N : 고려기간
- i : 연도

부하관리의 고정비용은 일반적으로 수용가 소유 부하관리용 기기의 용량에 비례하는 것으로 보는 것이 좋으며 이를 식으로 표시하면 다음과 같다.

$$LM_i = \sum_{i=1}^N UP \cdot LC_i \quad (10)$$

- LM_i : i 연도의 부하관리 지원금
- UP : 단위용량당 부하관리기기에 대한 지원금
- LC_i : 부하관리 기기 보급용량
- N : 고려기간
- i : 연도

4.3 부하관리 효과 모형

부하관리의 효과는 일부하국선에서 냉방기기 사용 시간대의 전력소모가 감소하고 심야 시간대의 부하가 증가하여 부하율이 좋아짐에 따라 발생한다. 본 연구에서는 냉방부하에 대한 부하관리만을 대상으로 검토하였으므로 심야 전력요급 적용시간대를 23시에서 다음 날 6시 까지로 하고, 이 요급이 적용되는 기간은 5월 16일부터 9월 30일 까지로 하여 매일 매일의 전력 이동을 결정할 후 이를 부하지속곡선으로 바꾸어 운전비 및 신뢰도 계산에 사용하였다.

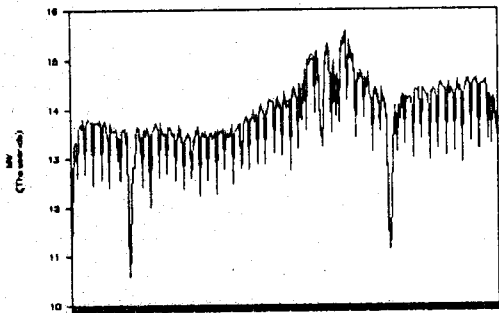


그림 3. 부하관리에 따른 일부하국선 변화

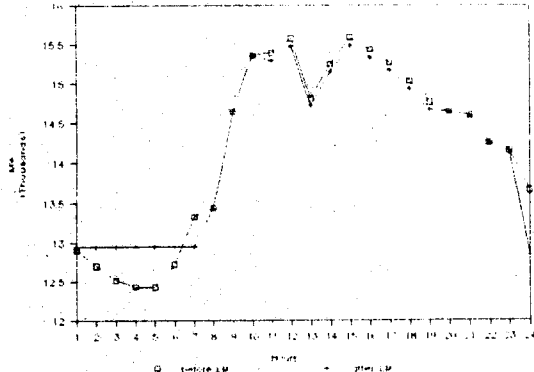


그림 4. 부하관리에 따른 일부하국선 변화

5. 사례연구

검증을 위하여 다음과 같은 모델 계통을 이용하였다. 전원은 원자력, 유연탄, 무연탄, L.N.G, 중유, 가스-터빈의 6가지를 사용하였고 수력과 양수는 고려하지 않았다. 계산기간은 1990년부터 1999년 까지의 10년 동안으로 하였다.

5.1 입력자료

부하국선의 형태는 1985년도의 부하형태를 이용하였으며, 1990년부터 1999년까지의 부하는 표 1과 같다.

표 1. 부하자료 단위(Mw, %)

연도	최대부하	최소부하	부하율
1990	15598	7417	70.2
1991	16856	7984	70.0
1992	18114	8414	69.7
1993	19341	8922	69.3
1994	20536	9502	69.1
1995	21871	10135	68.8
1996	23249	10781	68.5
1997	24489	11355	68.4
1998	25775	11945	68.3
1999	27122	12578	68.1

표 2. 연도별 발전기 및 부하관리 한계 단위(대, Mw)

연도	원자력 1500	유연탄 900	무연탄 500	LNG 600	중유 400	가스 100	부하관리
1990	0	0	0	0	0	0	100
1991	0	0	0	1	1	1	100
1992	0	0	0	1	2	2	100
1993	0	0	0	1	1	1	100
1994	0	0	0	1	1	1	100
1995	0	0	1	1	1	1	100
1996	0	0	1	1	1	1	100
1997	0	0	1	1	1	1	100
1998	0	1	1	1	1	1	100
1999	0	1	1	1	1	1	100

표 3. 기타 자료 단위(원/kWh, 백만원/Mw)

	원자력 1500	유연탄 900	무연탄 500	LNG 600	중유 400	가스 100	부하관리
FR	5	6	8	9	10	11	
초기	3	6	3	4	6	10	0
발전비	24	25	34	43	33	136	13
건설비	1648.5	647.1	829.0	453.0	715.0	383.3	7

5.2 결과분석

표 4. 부하관리가 없는 경우의 전원계획 단위(대, 백만원)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	중유	가스	부하관리	비용							
1990	0	3	0	6	0	3	0	4	0	6	0	10	0	0	136758
1991	0	3	0	6	0	3	1	5	1	7	0	10	0	0	819466
1992	0	3	0	6	0	3	1	6	2	9	2	11	0	0	1981198
1993	0	3	0	6	0	3	1	7	1	10	1	12	0	0	2945750
1994	0	3	0	6	0	3	1	8	1	11	1	13	0	0	3700459
1995	0	3	0	6	0	3	1	9	0	12	1	14	0	0	4546737
1996	0	3	0	6	0	3	1	10	0	13	1	15	0	0	5384738
1997	0	3	0	6	0	3	1	11	0	14	1	16	0	0	6215559
1998	0	3	1	7	0	3	1	12	0	14	1	17	0	0	7236394
1999	0	3	0	7	0	3	1	13	0	14	1	18	0	0	7869519

표 5. 부하관리가 있는 경우의 전원계획 단위(대, 백만원)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	중유	가스	부하관리	비용							
1990	0	3	0	6	0	3	0	4	0	6	0	10	0	0	136758
1991	0	3	0	6	0	3	1	5	1	7	0	10	0	0	819466
1992	0	3	0	6	0	3	1	6	2	9	2	12	0	0	2181307
1993	0	3	0	6	0	3	1	7	1	10	1	13	100	100	3007529
1994	0	3	0	6	0	3	1	8	1	11	1	14	100	300	3900668
1995	0	3	0	6	0	3	1	9	0	11	1	15	100	300	4472594
1996	0	3	0	6	0	3	1	10	0	11	1	16	100	400	4822807
1997	0	3	0	6	0	3	1	11	0	11	1	17	100	500	5371695
1998	0	3	1	7	0	3	1	12	0	11	1	18	100	600	6496769
1999	0	3	0	7	0	3	1	13	0	11	1	19	100	700	7034035

계산결과와 같이 부하관리를 통하여 발전소를 대체할 수 있음을 알 수 있다. 이 계산결과에서는 부하관리로서 중유발전소와 가스 터빈 발전기를 대체할 수 있음을 보이고 있다. 즉, 부하관리는 주로 병입 순위가 높은 침투부하용 발전기들의 건설을 대체하는 효과를 나타낸다.

그러나, 본 보고에는 나타나지 않았으나 수용가에 돌아오는 보상 - 비침투부하 시간대의 전기요금 인하 - 이 될 경우에는 부하관리의 이점이 없어 부하관리가 나타나지 않는다. 이러한 결과로서 침투부하 시간대와 비침투부하 시간대의 전력요급의 차이를 결정하는 것은 그 효과를 충분히 분석하여 결정하여야 할 것이다. 또한, 부하관리의 효과는 그 요금의 차이에 크게 영향을 받으므로 요금차이에 의한 부하관리효과를 반영할 필요가 있음이 입증되었다.

6. 결론

참고문헌

부하관리는 부하의 형태를 변화시켜 발전비용의 절감을 도모하는 것이지만, 전원개발계획의 측면에서 보면 한 가지 형태의 전원으로 취급될 수 있다는 결론을 얻을 수 있다. 즉, 부하관리의 효과를 이끌어 내기 위한 수단으로서 사용되는 요금정책은 전력회사의 입장에서는 발전기의 발전비용과 같이 변동비로 취급할 수 있고, 수용가에게 보상해 주는 기기설치 보조금은 건설비와 같은 고정투자비로 취급할 수 있다는 것이다. 이러한 개념을 적용함으로써 부하관리정책의 평가와 계획수립이 전력회사의 다른 투자계획과 연계되어 종합적인 경영정책 수립을 도모할 수 있다고 생각된다.

본 연구에서는 이러한 개념을 동적계획법을 이용하여 수리적으로 푸는 과정에서 계산시간과 계산기의 기억용량 제약 등으로 충분한 대안을 검토하지 못하였고, 비첨두 부하 시간대의 요금 인하와 기기설치 지원에 의해 수용가의 손익계산에 따라 결정되는 부하관리효과를 일정하게 취급하는 데 그쳤다. 앞으로 실제 부하관리의 효과들 이들 수용가에게 돌아가는 이익의 함수로 취급하는 방법과 충분한 대안을 검토할 수 있도록 계산 알고리즘의 개선 등에 관한 연구를 지속적으로 수행하도록 할 것이다.

- 1) 'Load Management', Sarosh Talukdar, Clark W. Gellings, IEEE Press, 1986
- 2) 'Load Management Strategy Testing Model', EPRI Research Project 1485 EA - 2396 S.M.Barrage, C.E.Clark, Jr, R.B.Fancher, D.N.Stengel, May 1982
- 3) 'ロードマネジメントとその費用便益分析', 電力經濟研究 No19, 1985.7, ISSN - 0367 - 0782 淺野浩志
- 4) 'Electric Power System Planning Under Time of Use Rates', IEEE Transaction Power Systems 1989.8 ISSN 0885 - 0950, Y.Kaya and H.Asano
- 5) 'Optimal Demand-Side Response to Electricity Spot Prices for Storage Type Customer', IEEE Transaction Power Systems, 1989.8, ISSN 0885 - 0950, B.Daryanian, R.E Bohn and R.D Tabors
- 6) 'Probabilistic Simulation of Multiple Energy Storage device for Production Cost Calculations', EPRI Special Study Project TSA 78-804, Brian Manhire and The Department of Electrical Engineering, Ohio University 222-B Clippinger Laboratories, May 1980
- 7) 'Electric Energy Generation - Economics, Reliability and Rates', The MIT Press, Joseph Vardi and Benjamin Avi - Itzhak, 1981