

기회비용에 의한 운전예비력의 경제적 가치 평가

윤용범, 이재걸, 안남성
전력연구원

Economic value evaluation of operating reserve based on opportunity cost

Yong-beum Yoon, Jae-gul Lee, Nam-sung Ahn
KEPRI

Abstract - In this Paper, Economic value of reserve margin is presented by opportunity cost for Korean power system, and the level of compensation for spinning reserve that is necessary to operate power system stably is proposed. The generator that is giving up for opportunity to participate in energy market must take opportunity cost. it is relative to not only whole demand level but also marginal cost of each resource. In this paper, assume that all resource in Korea is equivalent to six generator for simulation. and we evaluate value of reserve in the time of high demand and low demand. Also we propose the way to improve a evaluation method by examine relationship between capacity payment and value of reserve.

1. 서 론

현재 우리나라의 전력시장 및 계통의 안정운동을 위한 보조서비스는 주파수조정 서비스, 예비력 서비스, 무효전력 수급 서비스, 자체기동 서비스로 구분하여 확보중이다. 특히 예비력 서비스와 관련해서는 대기예비력과 대체 예비력으로 나누고 있는데 대기예비력은 발전설비 불시 정지 및 수요예측 오차 등에 대비하여 단시간(10~20분) 이내 확보 가능한 예비력으로 운전상태와 정지상태로 구분되며, 운전상태 대기예비력은 계통에 병입되어 운전 중인 발전기의 출력 여유분(주파수조정 예비력 초과 발전력)의 10분 이내 이용가능 예비력으로 단기 수요예측오차를 고려하여 확보하고, 정지상태 대기 예비력은 상시 기동이 가능한 대기상태의 발전기(수력, 양수, 가스터빈 발전기 등)의 20분 이내 이용가능 예비력으로 발전기 단위가 최대 용량을 고려하여 확보토록 하고 있다. 대체예비력은 발전소 및 송전설비 고장정지 등에 대비하여 발전력 및 부하로부터 120분 이내 이용 가능한 예비력으로 대단위 전원단지용량, 송전설비 고장용량 등의 발생 가능한 고장 용량을 고려하여 확보토록 하고 있다. 현재 우리나라의 전력계통 운영에 있어 규정하고 있는 예비력 종류별 확보량은 주파수조정 예비력이 1,000MW이상, 대기예비력은 운전상태 500MW이상, 정지상태 1,000MW이상 그리고 대체 예비력은 1,500MW 이상으로 규정하고 있다. 보조서비스에 대한 보상체제는 중장기 전원자원 확보에 미치는 영향이 미약하기는 하지만 전력시장 및 계통안정운영에 필수적이다. 에너지시장 외에 보조서비스 시장을 별도개설, 운용하고 있는 외국[1]과는 달리, 우리나라의 경우, 보조 서비스(순동예비력, 운전예비력, 대기예비력 등)에 대한 보상을 하고 있기는 하나 보다 보상수준이나 방법에 있어서 적절한 시장 신호를 반영하고 있지 못하며 일정한 가격으로 보상되고 있다. 따라서 보다 효율적이고 안정적인 계통운동을 위해서는 시장접근적인 메커니즘 도입이 필요할 것으로 판단된다.

2. 기회비용에 의한 운전예비력 가격평가

그림1과 2는 예비력가용비용이 어떻게 발생하는지를 도식적으로 나타내고 있다. 그림1은 에너지 시장에서 일부 용량을 철회(withhold)하고 이를 예비력으로 제공하는 한계비용이 싼 발전기의 기회비용을 설명하고 있다. 그림1에서 발전기의 용량은 300MW이며 한계에너지 비용은 \$30이다. 에너지 시장가격이 65\$이라고 한다면 이 발전기가 에너지 시장에서 벌어들일 수 있는 수익은 MWh 당 35\$가 될 것이다. 반면에 이 발전기가 예비력을 공급하기 위해서는 300MW 이하로 에너지를 공급하여야 한다. 본 예에서는 270MW로 운전하고 있다가 예비력 필요시 주어진 짧은 시간에 30MW(증감율이 1%/분이라고 하면 10분 동안에 낼 수 있는 최대출력에 해당됨)를 공급하는 것이 가능하게 된다. 그러나 이 발전기는 30MW를 예비력으로 공급함으로써 인하여 에너지 시장에서는 MWh 당 35\$의 수익을 포기하여 결국에는 시간당 1,050\$ (=35\$/MWh * 30MW)의 수익을 포기한 셈이 된다. 이와 같이 포기한 비용이 30MW의 예비력을 공급한 것에 대한 기회비용이 된다.

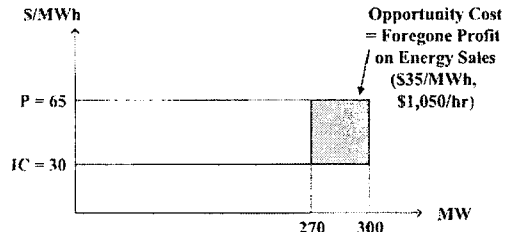


그림 1. 한계비용이 싼 발전기가 예비력을 공급하는 경우의 기회비용

그림2는 예비력공급만을 위하여 기동을 하여야 하는 한계비용이 비싼 발전기의 기회비용을 나타내고 있다. 본 예에서 발전기의 한계비용을 85\$/MWh, 최소운전 출력을 15MW 하면 발전기가 일단 가동되면 이 발전기는 에너지 시장에서 20\$/MWh의 손실, 즉 시간당 300\$ (=20*15MW)의 손실을 입게 된다. 따라서 이 발전기의 예비력 비용 중 가용성분은 300\$에 기동비용 중 일부를 합한 것이 된다. 본 연구에서의 예비력비용은 가용성분만을 의미하며 이는 예비력이 실질적으로 필요하여 예비력을 공급함으로써 인하여 받는 사용비용은 에너지 현물시장에서의 에너지 가격과 같다는 가정을 전제로 한 것이다.

3. 모의조건 및 적용결과

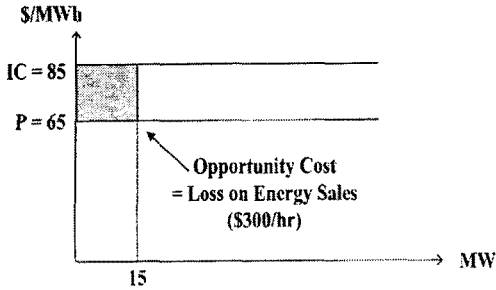


그림 2 한계비용이 비싼 발전기가 예비력을 공급하는 경우의 기회비용

발전기가 이미 계통에 연계되어 있고 에너지 가격과 예비력가격이 각각 Pe [\$/MWh], Pr [\$/MW/h]이라고 하면 이 발전기가 수익을 최대화하기 위하여 에너지 시장과 예비력시장에서 선택할 수 있는 전략들은 그림3과 같다. 예비력 가격이 영(zero)라고 하면 최적발전력 배분은 $Pr = 0$ 인 y 축상의 값에 따라 결정된다. 즉, 증분비용 C 가 에너지가격 Pe 보다 적으면 출력을 최대로 하고 그 반대이면 출력을 최소로 하면 된다. 예비력 시장이 있는 경우는 발전기가 에너지 시장과 예비력 시장에 어떻게 참여할 것인지는 복잡해지게 되는데 기본적으로 다음과 같이 세 가지 경우로 구분할 수 있다.

- i) 에너지 가격 Pe 가 증분비용보다 작으면 출력을 최소화하고 예비력 공급을 최대화 할 것이다. 이와 같은 경우는 그림3에서 수평선 C 의 아랫부분에 해당된다.
- ii) 에너지 가격이 증분비용보다 크다면 발전기는 에너지 시장에서는 $\$(Pe-C)/MWh$ 의 수익을 발생시킬 것이고 예비력 시장에서는 $\$Pr/MWh$ 의 수익이 발생할 것이다. 이때, 예비력 시장에서의 수익이 에너지 시장에서의 수익보다 높다면 이 발전기는 에너지 시장에서 공급할 수 있는 에너지의 양이 얼마인지 간에 우선적으로 예비력시장에서의 이익이 최대가 되도록 할 것이다. 이와 같은 경우는 그림3에서 45도 경사선의 하단부분에 해당된다.
- iii) 반대로 에너지 시장에서의 수익이 크다면 이 발전기는 예비력시장에는 참여하지 않고 에너지 시장에 모든 에너지를 공급하려고 할 것이며 이와 같은 경우는 그림3에서 45도 경사선의 상단부분에 해당된다.

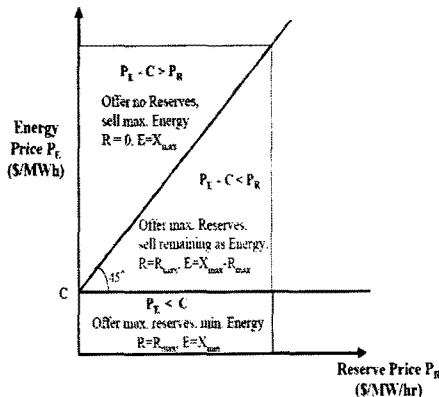


그림 3 기동비용이 없는 경우의 에너지 및 예비력 가격에 따른 최적발전력 배분

3.1 입력조건

1) 발전기 가용성

수력은 설비용량의 30%가 이용 가능한 것으로, 양수는 설비용량의 10%가 사용가능한 것으로 가정하였다. 이외의 타 전원은 설비용량의 95%가 사용가능한 것으로 가정하였다.

2) 발전비용

모든 발전기들은 계통에 이미 연계, 운전되고 있는 것으로 하였으며 변동비는 2001년 발전원별 한계비용을 기준으로 하였다.

3) 발전기 출력특성

모든 발전기의 최소운전출력은 영(zero)로 하였으며 최대 조정예비력은 원자력을 제외한 모든 전원들이 공급 가능할 것으로 하였으며 크기는 설비용량의 5%로 가정하였다. 또한, 20분운전대기 예비력은 원자력, 유/무연탄, LNG 기력 발전기를 제외한 전원설비들이 공급하는 것으로 가정하였으며 크기는 설비용량의 10%로 가정하였다.

4) 확보예비력

주파수 조정예비력은 1,000MW, 20분 운전상태 대기예비력은 1,500MW로 가정하였다.

3.2 설비용량 및 발전원별 가용용량

상기와 같은 조건들을 반영한 발전원별 용량 및 가용용량, 예비력공급량은 표1과 같다. 여기서 조정예비력은 최대조정예비력을 의미하며 대기예비력은 최대20분 운전 대기예비력을 나타낸다.

표1 설비용량 및 발전원별 가용용량 [단위:MW]

	설비용량	가용용량	변동비	조정예비력	대기예비력
수력	3,986	1,196	0	60	120
양수	2,300	230	20.06	12	23
원자력	23,116	21,960	4.82	0	0
유연탄	21,840	20,748	14.46	1,037	0
무연탄	1,325	1,259	50.97	63	0
유류	4,510	4,285	52.92	214	428
복합	15,749	14,962	74.87	748	1,496
계	74,671	66,393	-	2,222	2,096

3.3 적용결과

1) 부하수준에 따른 예비력 가격

2010년 침두부하 예측치인 60,624MW를 기준으로 부하 변동 시 에너지가격 및 기회비용에 근거한 예비력 가격은 그림4와 같다. 에너지 가격은 침두부하 및 침두부하의 90%수준까지는 74.87원/kwh수준이었으며 침두부하의 80%수준에서는 52.92원/kwh, 그리고 그 미만의 부하 수준에서는 14.46원/kwh 가격대로 산정되었다.

한편 주파수 조정예비력은 침두부하의 90%수준까지는 24원/kwh, 80% 수준에서는 22원/kwh, 그리고 그 이하의 부하수준에서는 거의 영(zero) 수준을 보이고 있다. 이는 기회비용을 반영한 것으로 표1에 나타낸 바와 같이 최대가용 주파수조정예비력은 2,222MW, 20분 운전상태 대기예비력은 2,096MW로 가정하였기 때문에 부하수준이 상대적으로 높은 경우에는 예비력에 대한 기회비용도 상대적으로 높아지는 경향을 보이고 있으나 부하수준이 낮은 경우에는 예비력에 대한 기회비용이 낮은 거의 영(zero)에 가까워지는 것을 알 수 있다.

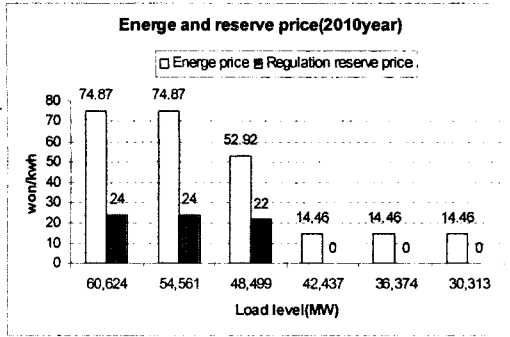


그림4 에너지 및 예비력 가격

아래의 표2는 침두부하시의 발전원별 최적발전력배분 결과를 나타내고 있다. 에너지비용은 발전단가 순으로 발전력이 배분되고 있으며 주파수 조정예비력과 20분 운전상태 대기예비력은 기회비용에 의하여 배분되고 있음을 알 수 있다. 그리고 가치가 거의 영인 20분 운전상태 대기예비력은 발전단가가 높은 복합발전기가 담당하고 있다.

표2 전력수요가 60,624MW일 때의 최적출력배분 [단위:MW]

	에너지	조정예비력	대기예비력	계
수력	1,196	0	0	1,996
양수	230	0	0	230
원자력	21,960	0	0	21,960
유연탄	20,748	0	0	20,748
무연탄	1,221	38	0	1,259
유유	4,070	214	0	4,285
복합	11,199	748	1,496	13,443
계	60,624	1,000	1,500	63,124

2) 예비력가격과 용량요금과의 상관관계

예비력 비용을 19원/kwh, 22원/kwh, 24원/kwh 중 어느 하나로 일정하게 보상한다고 가정했을 때 침두 발전기인 복합발전기의 투자비회수를 위한 용량요금수준을 고찰하였으며 그림5는 그 결과를 나타내고 있다.

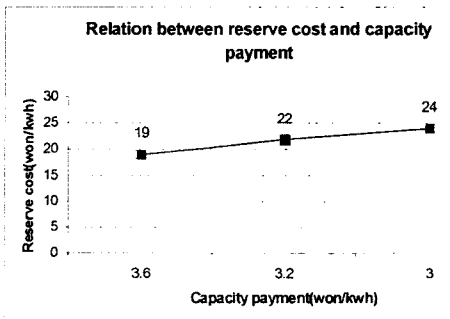


그림5. 예비력비용과 용량요금과의 관계

4. 결 론

에너지시장 외에 보조서비스 시장을 별도개설, 운용하고 있는 외국과는 달리, 우리나라의 경우, 보조서비스(순통예비력, 운전예비력, 대기예비력 등)에 대한 보상[2]을 하고 있기는 하나 보다 효율적이고 안정적인 계통운용을 위해서는 시장접근적인 메커니즘 도입이 필요하다.

수요수준이 높을수록 확보예비력수준이 높을수록 기회비용은 증가하였으며 이는 곧 예비력을 제공하는 발전기의 수익

증가로 이어졌다. 따라서 투자비 회수를 통한 설비투자 유도라는 측면에서 살펴볼 때 용량요금 수준은 이와 같은 예비력제공에 따른 수익과 연계되어야 한다.

참고문헌

- [1] EPRI, "Economics of Operating Reserve Markets", Final report, Nov. 2003
- [2] KPX, "2003 Operation Statistics of Electric Market", March, 2004. Korea Power Exchange
- [3] The 1st Basic Plan of Long-Term Electricity Supply & Demand 2002-2015", 2002, MOCIE