

경쟁적 전력시장에서의 적정 설비공급력 확보에 관한 소고 - PJM 시장을 중심으로

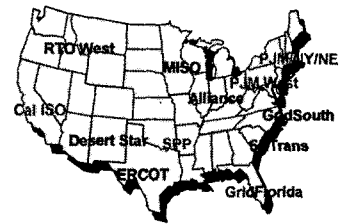
이근대  
한국전기연구원

A Study on Ensuring Sufficient Reserve Margin in Electricity Market - Focusing on PJM Market

Keun Dae Lee  
KERI

**Abstract** - 일반적으로, 전력시장은 가격기능을 통하여 공급과 수요의 균형을 이룬다. 경쟁적 전력시장은 가격신호를 통하여 공급측에는 투자 유인을 복돋우고 수요측에는 수요 감소 등의 반응을 유도한다. 이와 같은 전력시장의 특성상 본질적으로 가격 변동성과 신뢰도 유지 및 확보 문제가 수반된다. 본 연구에서는 에너지 단독시장에서의 가격신호를 보완해주는 효과를 지닌 용량의무 mechanism을 선택한 PJM 시장을 중심으로 분석함으로써 해외 전력시장에서의 적정 설비공급 메커니즘을 분석하고자 한다. 따라서, 본 연구의 결과는 향후 우리의 전력시장 설계 및 운영에 일조하리라 믿는다.

- ICAP or other capacity market
- Considering capacity market
- No ICAP market



1. 서론

전력시장이 필연적으로 부딪히는 문제는 전력공급의 신뢰도를 확보하는 것으로서 구조개편의 유무와 상관없이 전기사용자에게 전력을 안정적으로 공급해야 할 의무가 있다. 경쟁적 도매전력시장을 도입한 여러 국가에서의 경험에서 나타났듯이 전력의 안정적인 공급은 중요한 이슈이다. 전력공급에 있어 가장 중요한 개념은 신뢰도(reliability)이다. 신뢰도는 적정성(adequacy)과 안정도(security)로 구성되어 있다. 또한 적정성은 발전(generation) 적정성과 송전(transmission) 적정성으로 구분된다. 본 논문에서는 발전 적정성에 초점을 맞춰 적정 설비공급력 확보를 위한 방법들을 다루고자 한다.

2. 본론

2.1 적정 설비공급력 확보 방식

적정 설비공급력 확보를 위한 용량자원 확보 및 유지 방법으로는 시장(Market)에 의한 방식과 규제자 또는 지역송전사업자(RTO)에 의한 방식 그리고 전통적인 용량보상(Capacity Payment) 방식이 있다. 첫 번째 방식은 현물(spot)시장 가격신호에 의존한 발전소 폐지, 재가동, 신규 건설 등의 투자결정에 따라 적정 설비공급력을 확보하는 방식으로서 전력공급 비상사태이전의 미국 캘리포니아시장이 이 방식을 채택해 왔었다. 두 번째 방식은 전체 시스템의 신뢰성에 근거하여 규제당국이 공급사업자(LSE)에게 최소한의 계획예비력 요건(planning reserve requirement)을 부과하는 것으로서 미국 PJM, 뉴욕, 뉴잉글랜드 시장에서 이 방식을 채택하고 있다. 세 번째 방식은 NETA 체제이전의 영국의 전력시장과 스페인, 라틴아메리카 등에서 시행되고 있는 방식으로 발전사업자에게 투자 및 가용성에 대한 인센티브를 주기 위해 LOLP, VOLL, 가용성 및 기술에 기초하여 용량요금보상을 해주는 시스템을 의미한다.

2.1.1 용량의무 제도 필요성

설비예비력요건부과(ICAP) 주창론자들은 에너지시장만의 수입에 의한 수입만으로는 충분한 투자 신호가 되지 못하여 시간내에 필요한 설비를 공급하지 못할 수 있다고 주장한다. 이들은 에너지 단독시장 모델은 이론적으로 가능할 뿐이며 현실적으로 가능하지 않다고 믿는다. 에너지 단독시장모델이 제대로 작동하기 위해서는 몇 가지 중요한 가정들이 필요한데 첫 번째가 경쟁적 시장의 존재로서 여기에는 무수히 많은 공급자와 수요자의 존재, 지식을 갖춘 합리적인 수요자와 공급자, 탄력적 수요 존재, 진입장벽이 없는 탄력적 공급 존재 등이 포함되어 있다. 두 번째 및 세 번째 요소는 기능이 잘 정립된 시장설계(functional market design)와 시장지배력(market power) 부재 등이다. 현실적으로 이들 요건을 모두 충족한 시장은 많지가 않을 것이다. 따라서, 이를 보완하기 위하여 부가적인 메커니즘 도입이 필요한데 용량의무 부과도 이런 조치중의 하나이다.

2.2 PJM 설비공급력 확보방식

PJM의 시장참여자는 PJM과 '신뢰도보증협약'(RAA : Reliability Assurance Agreement)을 체결하고 준수하여야 한다. RAA는 적정설비용량과 신뢰도를 평가·확보하기 위한 요건을 규정하고 있다. RAA의 협약 개정에 관해서는 연방에너지규제위원회(FERC)가 승인권 보유하고 있으며 PJM 시장은 전력공급사업자(LSE : Load Serving Entity)에게 설비용량 확보의무를 부과함으로써 적정설비용량과 신뢰도를 유지하고 있다. 이하에서는 이에 대해 자세히 살펴보고자 한다.

2.2.1 용량의무 주요내용

PJM 신뢰도보증협정(Reliability Assurance Agreement : RAA)은 PJM 관할구역 내의 신뢰도를 유지하기 위해 PJM이 결정한 발전설비량 제공에 필요한 모든 LSE의 의무를 결정한다. 신뢰도보증협정은 적정 발전설비자원이 계획되고 PJM 관할구역의 부하에게 신뢰성 갖춘 서비스를 제공하는 것이 가능하도록 보증하기 위해 만들어졌다. PJM 신뢰도 위원회는 신뢰도보증협정의 부분으로서 요구되는 예상풀설비요건(Forecast Pool Requirement)과 PJM 시스템의 적정 예비력마진(Reserve Margin)을 결정한다.

- PJM내 모든 전력공급사업자(75개사 조인)에게 '신뢰도보장협약'에 의거하여 용량확보 의무가 부여됨
  - ※ 의무용량 규모는 판매부하에 적정예비율을 더하여 산정하며 적정예비율은 최근 3년간 약 18~19% 수준임
- 계획기간 시작 2년전에 신뢰도위원회가 계획기간의 설비에비력마진(IRM : Installed Reserve Margin)에 의해 관할구역내 필요한 설비용량을 규정
  - ※ PJM LSE 및 PJM 스텝 등이 참여한 신뢰도 위원회에서 결정
- 지역별 의무용량(Zonal Obligation)은 PJM 전체에 대한 피크부하 기여도와 지역별 부하분산에 따라 결정
- 전력공급사업자의 의무설비용량은 사업자의 고객 분포와 피크부하에 대한 기여도에 따라 매일 계산
  - ※ 연간첨두부하, 계절별 첨두부하, 월별 첨두부하 형태

### 2.2.2 용량의무 계산 - 사례

용량의무는 다음 아래의 절차에 따라 계산된다. 용량의무부과에 있어 첫 번째 단계에서는 시스템의 예상필요설비요건인 FPL(Forecast Pool Requirement)을 계산하는 것으로서 이것은  $(1+IRM)(1-FOR)$ 의 계산에 의해 구해진다. 여기에 있어 핵심적인 요소들로는 IRM, FPR, FORd, Unforced Capacity 등이 있다. IRM은 Installed Reserve Margin으로서 시스템의 신뢰도를 보증하기 위해 필요한 설비로서 피크수요에다 적정 예비력수준을 더한 값이 된다. 예를 들면 LOLP를 고려한 19% 등이 IRM의 값이다. 또한 FOR은 Forced Outage Rate로서 평균고장정지율을 의미한다. FOR이 0.0843%인 경우, FPL의 값은  $(1+.19)(1-.0843)$ 인 1.0897이 된다.

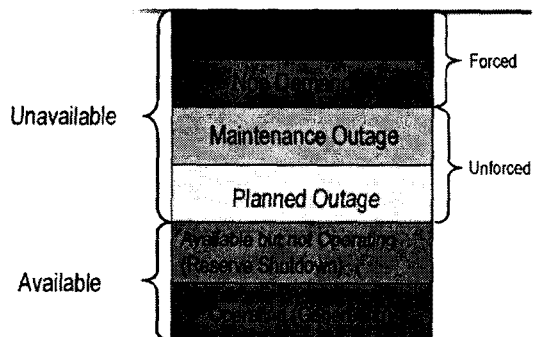
두 번째 단계에서는 PJM의 풀전체 무고장 설비의무를 계산하는 것으로서 이것은 계획기간의 예상피크에다 예상필요설비량(FPL)을 곱함으로써 구해진다. 예상피크 수요가 54,650MW인 경우, 풀전체 무고장 설비의무는  $54,680 \times 1.0897$ 로서 이는 59,552MW이다.

세 번째 단계에서는 이것을 각 지역의 전력공급사업자(Load Serving Entity)에게 할당한다. 예를 들어 어느 판매사업자의 피크부하 기여도가 500MW인 경우, 이 판매사업자가 충족해야 할 설비의무는 500MW에다 FPL인 1.0897을 곱한 값인 545MW인 것이다. 그런데 만일 이 판매사업자가 유효부하관리(Active Load Management)을 하였을 경우 이를 감안하여 설비의무가 결정된다. 유효부하관리는 PJM 피크시기에 부하를 감소시키는 수요관리를 의미한다. 여기에는 고객설비에 사이클링 콘트롤을 설치하는 직접부하제어(Direct Load Control)도 포함된다. 따라서, 유효부하관리가 20MW인 경우의 판매사업자가 이행해야 할 최종적인 설비의무는  $(500-20) \times 1.0897$ 로서 즉 523MW 수준이 된다.

	Unit	Calculated Methods
Peak Load	MW	Input
ALMCredits	MW	Input
ALMFactor	FU	0.966 PJM Input
Diversified ALMCredits	MW	ALM Credits * ALM Factor
Adjusted Peak Load	MW	Peak Load - Div. ALM Credits
Installed Reserve Margin (IRM)	%	19 PJM Input
Pool WIde 5 - Year Avg. EFORd	%	8.43 PJM Input
Forecast Pool Requirement (FPR)	FU	1.0897 $\{ (1 + \frac{IRM}{100}) \} \{ (1 - \frac{Avg EFORd}{100}) \}$
Unforced Capacity Obligation	MW	Adj Peak Load * FPR

### 2.2.3 용량의무 설비대상

PJM의 설비의무이행을 위해 판매사업자가 확보해야 할 발전설비는 무고장 발전설비이어야 한다. 무고장 발전설비는 아래 그림에서 볼 수 있는 바와 같이 가용설비에다 비가용설비중 무고장설비를 더한 설비가 해당된다. 가용설비는 운전중인(operating) 발전설비와 가용하나 운전중이지 않은 발전설비를 의미한다. 무고장 설비는 계획예방정지된 발전설비와 유지보수로 인해 고장정지된 비가용설비를 의미한다.

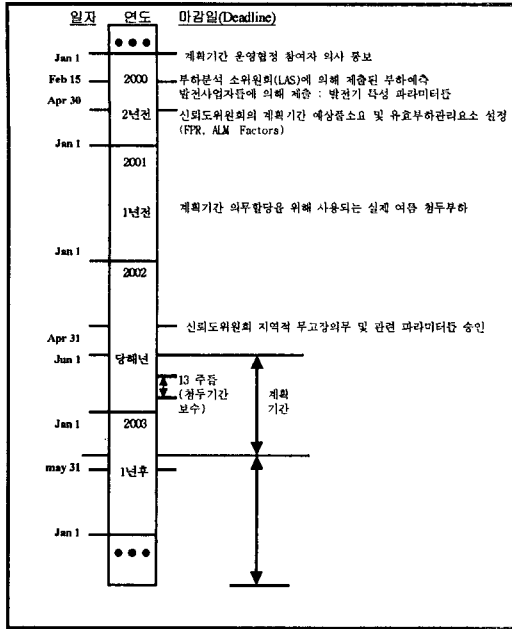


### 2.2.4 PJM 발전용량 계획절차

발전용량 계획절차는 적용 계획기간보다 훨씬 이전에 시작되는데 그 이유는 입지준비, 연료공급구매, 및 건설 등을 위한 시간허용이 필요하기 때문이다. 다음 이하에서는 구체적인 사례를 들어 설명하기로 하자.

- 2000년 2월 15일 : 계획기간에 대한 배전사업자의 부하예측 제출 및 자원보유자의 자원계획(예상 발전기정전) 제출
- 2000년 4월 30일 : RAA-신뢰도위원회 발전예비력마진 설정
  - ※ 예비력마진은 PJM 사무국(OI)에 의한 분석과 계획위원회와 3개 분과위원회인 부하분석소위(LAS), 부하·용량소위(L&CS), 발전비가용소위(GUS)에 의한 기술적 검토에 근거하여 결정
- 2002년 6월 1일 : 계획기간에 대한 용량의무(capacity obligation) 효과발생 및 일일 회계 시작

아래 그림은 2002/2003 계획기간의 조치 순서들이다.



### 2.2.4 용량의무 이행

PJM 시장에서 전력공급사업자(LSE)는 자체소유(Self-generation), 쌍방계약(Bilateral Contract) 또는 용량권시장(Capacity Credit Market)을 통해 용량의무 이행을 위한 용량자원을 확보한다. 만일 용량의무 미이행시에는 '용량부족위약금(capacity deficient rate)'을 지불해야 하는데 2002년 현재 CDR 수준은 \$174.73/MW/일이다.

### 2.2.5 용량권시장(Capacity Credit Market)

PJM은 시장참여자가 용량을 거래할 수 있도록 용량권시장을 개설하여 운영하고 있다. 하지만, 이 시장은 모든 시장참여자가 의무적으로 참여해야 하는 시장은 아니며 용량권시장은 일일시장, 월간시장, 다월간 시장으로 구성되어 있다.

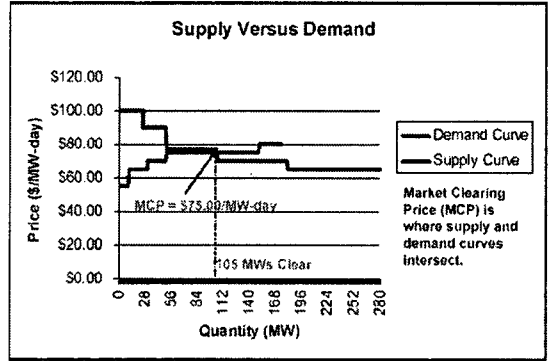
- 운영협약(Operating Agreement)에 의거 용량시장 사용자그룹이 사업규칙과 시장규칙 개발
- 월간시장(Monthly Market)은 월단위 용량권시장을 통해 LSE는 변동하는 의무설비용량을 확보하고 자원 소유자는 가용 설비용량을 판매할 수 있음
  - ※ 1998년 10월 개장되었으며 1999년 6월 e-Capacity시스템과의 통합으로 절차가 자동화됨
- 일단위 용량권 시장은 공급사업자(LSE)가 일일전 의무설비용량을 확보할 수 있고 자원 소유자가 가용 용량을 판매할 수 있는 시장임
  - ※ 일일시장(Daily Market)은 초기에 익일시장만 운영되었으나, 1999년 2월부터 다일(多日)시장으로 시행

### Buy Bids

Price (\$/MW-day)	Amount (MW)
\$100	25
\$90	30
\$77	50
\$70	75
\$65	100

### Sell Offers

Price (\$/MW-day)	Amount (MW)
\$55	10
\$65	20
\$70	20
\$75	100
\$80	25



### 2.2.6 용량의무 문제점

PJM의 용량의무 제도에 대해 지적할 수 있는 문제점으로는 첫째, 용량의무 부과제도가 반드시 신규 발전설비의 공급과 연계되지 않는다는 것이며, 둘째, 설비용량 가격은 전력을 생산하는 가치를 반영하지 못한다는 것이다. 셋째, ICAP에 대한 단기적 공급 및 수요 탄력성은 비탄력적 특성을 보이므로 설비과잉시는 영의 가격 혹은 설비부족시는 무한대의 가격이라는 극단적인 가격대를 형성할 수 있다.

## 3. 결 론

공급적정성을 어떻게 유지해야 할 것인가에 대한 방법은 상기에서 논한바와 같이 다양하다. 하지만, 타 시장으로부터의 전력수입이 불가능한 우리의 전력시스템은 향후 수급 상황이 충분한 공급설비를 확보한다는 보장이 없기에 전력공급을 원활하게 촉진시켜줄 수 있는 부가장치 가 필요할 수도 있다. PJM 시장에서와 같은 용량의무제도가 대표적이라고 할 수 있다. 하지만, 용량의무 이외에도 공급적정성을 확보하기 위한 방안이 있는데 LSE에게 의무적인 에너지 call option 확보의무를 부과하는 것도 대안이 될 수 있다. 또한, 신뢰도 문제를 논함에 있어 공급측도 중요하지만 수요측도 중요함에 유의해야 한다. 수요측에서의 신뢰도 유지를 위한 방안으로는 최근 활발하게 논의되고 있는 수요반응(demand response) 프로그램의 개발 및 활용이 있다. 따라서, 용량의무를 비롯한 신뢰도 유지를 위한 다양한 방법들에 관해 심도있는 논의가 향후 전력시장에서의 신뢰도 유지를 위하여 필수적으로 요청된다고 하겠다.

### (참 고 문 헌)

[1] PJM, "Operating Agreement", 2001  
 [2] Shmuel Oren, "Capacity Payments and Supply Adequacy in a Competitive Electricity Market", SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 2000.