

무효전력 시장을 이용한 무효전력요금 산정 방법의 고찰

손형석*, 노경수
 동국대학교 전기공학과

A Method for Calculating Reactive Power Service Charges
 using Reactive Power Markets.

Hyoung-Suk. Sohn*, Kyoung-Soo. Ro
 Dept. of Electrical Engineering, Dongguk University

Abstract - With the restructuring of the electric power industry during the past decade, operation and control strategies have undergone a shift in paradigm. Certain activities that were earlier considered as part of the integrated electricity supply (such as voltage and frequency control) are now treated as separate services and often independently managed and accounted for. This paper examines the management of reactive power services in deregulated electricity markets around the world. From the review several diverse methods for handling reactive power within the deregulated market framework emerges. While in many of the markets, proper financial compensation mechanisms exist to compensate the providers for their service, some others continue to handle reactive power through regulatory frameworks and technical operation guidelines.

1. 서 론

전력 산업 구조 개편이 진행되는 동안, 일찍이 통합된 전력 공급의 한 부분으로 간주되어온 전압과 주파수 제어와 같은 서비스가 이제는 분리된 서비스(종 종 독립된 경영과 거래로 간주)로 간주되어 진다. 구조개편의 기본 구조 안에 발생할 수 있는 무효전력 운용에 대한 몇몇 여러 방안을 관찰해보면, 대다수의 전력 시장에서 무효전력 공급자를 위한 적절한 제정 보상 메커니즘이 있으며, 기술적인 경영 지침과 조정 구조를 통해 계속적으로 조절하고 있다. 본 논문은 구조개편이 된 외국 전력시장들 영국, 미국 특히 NewYork과 California의 무효전력 서비스에 대한 경영을 분석해 보고, 이를 토대로 무효전력 시장을 이용한 우리나라에 적절한 무효전력 산정 방법을 생각해 보기로 한다.

2. 해외사례

2.1 영국

무효전력 입찰 평가시 지역적 배분을 고려하여 지역 가중치(ZWF : Zonal Weighting Factor)를 적용을 한다. 50 MW를 넘는 용량의 발전소들을 발전소 운전지역률을 최소한 지상 0.85부터 전상 0.95 이내로 유지하여야 할 법적인 의무가 있다. England와 Wales의 전 발전기의 무효전력 용량은 약 25GVar이며 무효전력 서비스 보상 비용으로 매년 시장 계약을 통해 45*106£을 지불하고 Pool을 통해 매년 15*106£을 지불한다.[5]

2.1.1 요금구조

영국의 무효전력 보상 방안은 기본 보상 체계(Default

Payment Mechanism)와 입찰(Tenders)로 나뉜다.

입찰의 종류는 세 부분으로 나뉘어 진다.

첫 번째가 의무 무효전력 서비스로 Grid Code에 명기된 의무 무효전력 공급 용량에 대한 입찰을 한다. 기본 보상 체계와 다른 용량 비용과 사용 비용의 비율 입찰 가능하다는 것이 특징이다.

두 번째는 확대 무효전력 서비스로 Grid Code에 명기된 의무 무효전력 공급 용량 이상의 무효전력 공급 입찰을 한다. 의무 무효전력 서비스 입찰과 별도로 추가 입찰이 가능하다는 것이 특징이다.

세 번째는 상업 무효전력 서비스로 Grid Code의 의무 무효전력 공급 의무가 없는 발전소의 입찰이다.

2.1.2 무효전력 비용 보상구조

기본 보상 협정상의 보상비용은 기본 용량 비용과 기본 사용 비용으로 구성된다.

표 1은 기본 보상 협정에서 기본 용량 비용과 기본 사용 비용을 구하는 식을 나타내고 있다.

표 1. 기본 보상 협정상의 보상 구조

기본 용량 비용	기본 무효전력 발전 용량 * ZWF
기본 사용 비용	예측 무효전력량 * 추정 최종사용비용

현재에는 용량 요금은 사용하지 않고, 전적으로 사용요금만 사용하고 있다.

시장 협정 체결시, 보상 비용은 시장 협정 용량 비용과 시장 협정 사용 비용으로 구성된다.

표 2는 시장 협정 체결시 시장 협정 용량 비용과 시장 협정 사용 비용을 구하는 식을 나타내고 있다.

표 2. 시장 협정 체결시 보상 구조

시장 협정 용량 비용	입찰 가격 * 입찰 용량
시장 협정 사용 비용	입찰 가격 * 예측 무효전력량

입찰은 용량 요금 입찰과 사용 요금 입찰로 구분되는 데 각 입찰 요금은 지상, 전상 각각 고, 중, 저 세 부하로 나누고 있으며 용량 요금 입찰에는 가능시간과 동기화 시간으로 구분지어 입찰을 하는 특징이 있다.

그림 1은 용량요금에 대한 입찰가 곡선을 나타낸다. 동기화 비용이 가능비용보다 높다는 것을 알 수 있다.

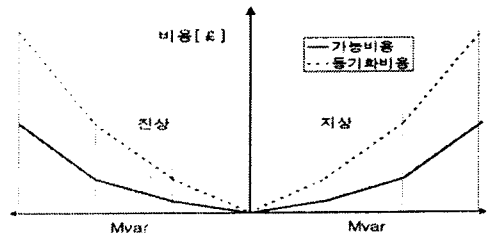


그림 1. 용량 요금 입찰 곡선

그림 2는 사용요금에 대한 입찰가 곡선을 나타내고 있다. 마찬가지로 부하를 세 영역으로 나누어 입찰하는 것을 알 수 있다.

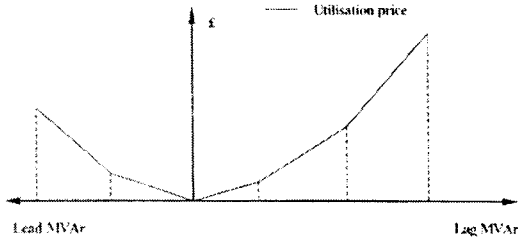


그림 2. 사용 요금에 따른 입찰 곡선

2.1.3 무효전력 지불 비용

England와 Wales에서 무효전력에 대한 비용은 다른 모든 보조 서비스와 마찬가지로 NGC로부터 발전 회사나 다른 보조 서비스 공급자에게 보상된다. 기본적으로 모든 비용은 소비자에 의한 Pool 비용 보상에 의해 '가산금(Uplift)'의 형태로 회복되는 구조이다. 무효전력 구매 비용을 포함한, 송전 선로와 관련된 가산금은 소비자들이 부담하는 송전선 사용 요금으로 NGC에 지불된다.[5]

2.2. NewYork

NYISO는 검증받은 무효전력용량 한계내에서 발전원이 동작하도록 지시한다. 서비스비용을 받기 위해 전압지원서비스를 제공하는 공급원은 반드시 AVR을 지나야하며 ISO의 진행절차와 유력한 공급규격에 따른 무효전력용량 검증은 성공적으로 수행해야 한다. ISO는 공급원에게 그들의 설비를 이 검증된 무효전력용량한계 안에서 동작하게 지시한다. 전압지원서비스에는 설비의 검증되어진 무효전력량 안에서 무효전력을 생산하고 흡수하는 능력이 포함된다. 또한 검증된 무효전력용량의 한계 내에서 정상상태와 차후 돌발적인 동작상태 하에서도 설비가 특정 전압레벨을 유지하는 능력이 포함된다.[1]

2.2.1. 서비스 책무

NYISO는 검증받은 무효전력용량 한계 내에서 발전원이 동작하도록 지시한다. 전압지원서비스의 공급계획은 NYISO와 송전사업자의 책무이다. [1]

NYISO는 NYCA을 통하여 NYS의 전력계통전압을 조정한다. [1]

송전사업자는 그들의 송전망에 접속되어있는 무효전력 공급원의 지역적인 조정을 위한 책무가 있다. [1]

서비스비용을 받기위해 전압지원서비스를 제공하는 공급원은 반드시 AVR을 지나야하며 ISO의 진행절차와 유력한 공급규격에 따른 무효전력용량 검증을 성공적으로 수행해야한다. [1]

ISO는 공급원에게 그들의 설비를 이 검증된 무효전력용량 한계 안에서 동작하게 지시한다. 전압지원서비스에는 설비의 검증되어진 무효전력량 안에서 무효전력을 생산하고 흡수하는 능력이 포함된다. 또한 검증된 무효전력용량의 한계 내에서 정상상태와 차후 돌발적인 동작상태 하에서도 설비가 특정 전압레벨을 유지하는 능력이 포함된다. [1]

2.2.2 요금구조

무효전력 요금은 각 요소를 더한 embedded cost로 계산되어지며 전압지원서비스에 적합한 발전기와 동기콘덴서의 지불비용은 다음의 정보에 따른다.[2]

첫번째가 설비의 주 투자비에 관한 연례확정비용이다.

두 번째가 전압지원서비스위한 설비의 최근 주요투자자로 발전기는 검증받은 역률에 기반한다. FERC FORM 1, ACCOUNT #314,323,333 or 344는 발전기의 터빈은 발전장비의 최근 주요투자자이고, FERC FORM 1, ACCOUNT #315,324,334 or 345는 발전기의 부속 전기장비의 최근 주요투자자이고, FERC FORM 1, ACCOUNT #310 ~ 346는 생산 장비의 최근 총투자비용이다. 동기콘덴서는 FERC 발전 account의 동기콘덴서로 최근주요투자된 장비가 포함된다.

세 번째가 전압지원서비스를 위한 관리와 engineering의 운영과 유지지출로 발전기의 30%증가한(1-역률) O&M 지출(FERC FORM 1, ACCOUNT #500과 510, 517, 528, 535, 541, 또는 546과 551)과 동기콘덴서의 O&M 지출(FERC FROM 1 ACCOUNT)이다.

2.2.3 무료전력 지불 비용.

NYISO는 전압지원서비스를 제공하는 전력구매 계약을 체결한 비공공발전기의 계약 소유자에게 비용을 지불한다.[2]

비공공발전기가 계약하 용량을 제공하는 경우 NYISO는 ①전압지원서비스에 대한 NYISO의 평균 연례 지출비용 \$/MVar의 12분의 1과 ②비공공발전기의 검증되어진 무효전력 생산용량(MVar) 또는 계약 MVar 용량중의 작은 것과의 곱을 지불한다.[2]

비공공발전기가 미계약하 용량을 제공하는 경우 NYISO는 ①과 비공공발전기가 전압지원서비스를 제공한 달의 시간을 곱하고 그 달의 총 시간을 나눈 ②의 곱으로 구해진다.[2]

간단한 예로 2003년 NYISO가 책정한 MVar당 연례지불비용은 \$3919이므로

$$100\text{MVar를 계약한 공급원의 경우 - } \frac{\$3919 \times 100}{12} = \$32658.33$$

즉 매달 전압지원서비스 제공비용으로 \$32658.33을 받게 된다.

100MVar을 검증 받은 공급원이 600시간 서비스를 제공한 달(30일)의 경우 -

$$\frac{\$3919 \times 100 \times 600}{720 \times 12} = \$27215.28\text{을 받게 된다.}$$

\$3919는 뉴욕주의 추정무효전력비용(\$61백만)을 총 무효전력용량(15570Mvar)으로 나눈 것이다.[2]

NYISO는 매달 비용을 계산하고 지불한다.[2]

전압유지서비스를 제공하는 공급자는 초과된 무효전력(MVar)의 생산 또는 흡수를 하기위해 발전기의 유효전력용량의 감소를 NYISO가 지시내릴 경우 손실된 기회비용을 받게된다.[2]

그림 3은 초과된 무효전력의 생산과 흡수를 위해 MW출력을 줄인 발전기의 LOC의 계산을 도해적으로 표현한 것이다.[2]

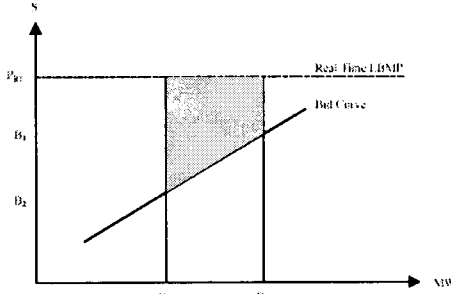


그림 3. LOC 계산 산정 방법

$$LOC = P_{RT}(D_2 - D_1) - \int_{D_1}^{D_2} Bid \quad (1)$$

여기에서 P_{RT} 는 실시간 LBMP이고, D_1 은 새로운 급전 범위이고, D_2 는 원래 급전점, D_3 는 공급 입찰 곡선이다.

2.2.4 무료전력 청구 비용.

$$Rate_{VSS} = \frac{\sum_{All} NYISO_{VSSPayment} + PYAVSS}{Energy_{NYISO}} \quad (2)$$

여기에서 $Rate_{VSS}$ 는 전압지원 서비스비용이고, $Energy_{NYISO}$ 는 NYCA에서 부하로 보내지는 ISO에 의해 계획되어진 연례예상전송용량이다. $\sum_{All} NYISO_{VSSPayment}$ 는

ISO Service Tariff 의 Rate Schedule 2 Section 2.0(a),(b),(c)에 기반된 전압지원서비스를 제공한 발전설비에 대해 ISO가 지불할 계획된 비용의 총액이고, $PYAVSS$ 는 ISO Service Tariff에서 명시된 것처럼 모든 penalty 비용을 포함하여 지난해 전압유지서비스로 송전사용자와 배전사업자로부터 ISO가 받은 지불비용보다 적은 전압유지서비스를 한 발전설비에 대해 전년도에 지불한 비용의 총액이다.

2.3. California

2.3.1. 특징

캘리포니아 계통에서 무효전력을 공급하는 발전기에 대한 ISO의 총지불비용은 단기간 조달비용과 장기간 계약하의 지불비용의 총합에 기반한다. 단기간 조달비용은 기회비용에 기반한다. 매 10분간의 급전기간마다 기회비용은 real energy에 대한 발전기의 한계비용을 초과하는 real energy의 시장가격의 총액과 무효전력을 공급하기 위해 감소시킨 유효전력출력의 곱으로써 계산되어진다.

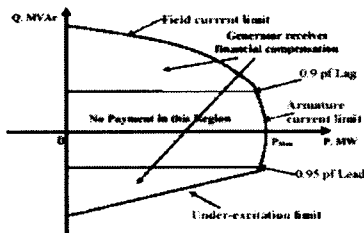


그림 4. 캘리포니아 계통에서의 mandatory 무효전력 요구와 재정적인 보상을 받는 보조서비스 성분

그림 4는 캘리포니아 무효전력 시장에서 무효전력의 재정적 보상 범위에 대해 설명하는 그림으로 발전기는 0.90지상과 0.95진상의 역률범위 안에서 무효전력을 공급하도록 위임을 받게 되며 이 제한범위를 넘어서 흡수되거나 생산되어진 무효전력으로 인해 발전기의 유효전력 출력을 감소할 것을 요구 받은 발전사업자는 지불비용을 포함하는 재정적인 보상을 받게 된다. 추가무효전력이란 발전기가 0.90지상 ~ 0.95진상의 역률 범위를 초과하여 제공하는 무효전력이다. 지역적 요구에 위임하기 위해 ISO는 MW 출력을 줄여 가장 적게 추가에너지 입찰가격을 갖는 발전기를 입찰하고 그러한 입찰가격은 기회비용 결정시 한계비용을 대신해서 쓰인다. 만약 발전기가 지지 받은 MVar 출력의 달성을 위해 MW출력을 반드시 줄여야한다면 ISO는 추가무효전력의 보상을 지불한다

2.3.2. 무효전력 요금

지역 x에서 정산기간 t 동안의 단기간 시장 전압지원 사용자 요금은 다음과 같이 계산된다.[3]

$$VSSTRate_{xt} = \frac{\sum_{ij} VSST_{ijt}}{\sum_j QCharge_{VS_{jt}}} \quad (3)$$

여기에서 $VSST_{ijt}$ 는 정산기간 t로 적용 가능한 단기간 시장에서 지역 x에서의 발전설비 i에 관하여 급전계획조정자 j에게 지불하는 전압지원지불금액이고, $QCharge_{VS_{jt}}$ 는 정산기간 t동안에 급전계획조정자 j에 의해 지역 x에서 측정된 수요의 총량(인근 조정지역으로 수출량은 포함하고 MSS안에서 측정된 수요는 포함하지 않는다)과 같은 지역 x에서 정산기간 t 동안 급전계획조정자 j의 전압지원서비스의 총합량이다.[3]

지역 x에서 정산기간 t동안의 월례 장기간 전압지원계약 사용자요금은 다음과 같이 계산된다.[3]

$$VSLTRate_{xm} = \frac{\sum_{ijm} VSLT_{xijm}}{\sum_{jm} QCharge_{VS_{jt}}} \quad (4)$$

여기에서 $VSLT_{xijm}$ 는 지역 x에서 m달동안 급전계획조정자 j에게 지불한 장기간 전압지원계약 지불비용이다.[3]

급전계획조정자 j에 의하여 지불가능한 정산기간 t동안의 단기간 시장 전압지원 청구금액은 다음과 같이 계산된다.[3]

$$VSSTCharge_{jt} = VSSTRate_t * QCharge_{VS_{jt}} \quad (5)$$

여기에서 $VSSTCharge_{jt}$ 는 정산기간 t동안 단기간 시장 전압지원을 위해 급전계획조정자 j에 의해 지불가능한 총액이고, $VSSTRate_t$ 는 정산기간 t 동안의 단기간 시장 전압지원사용자요금이다.[3]

급전계획조정자 j에 의해 청구가능한 m달 동안의 월례 장기간 전압지원 계약 청구비용은 다음과 같이 계산된다.[3]

$$VSLTCharge_m = VSLTRate_m * \sum_m QCharge_{VS_{jt}} \quad (6)$$

여기에서 $VSLTCharge_m$ 는 m달 동안 장기간 전압지원을 위해 급전계획조정자 j가 지불가능한 총액이고, $VSLTRate_m$ 은 ISO에 의해 급전계획조정자에게 청구되

여지는 m달에 대한 월례 장기간 전압지원계약 사용자요금이다.[3]

2.3.3. 무효전력 요금

발전설비로 보조서비스로서의 전압지원서비스를 제공하길 희망하는 발전사업자는 전압지원서비스를 제공하기 위한 ISO로부터의 검증을 받기 위해 다음의 요구사항에 충족해야 한다.[4]

① 발전설비의 평가용량은 반드시 10MW보다 커야한다.[4]

② 발전설비는 발전설비가 안전하게 운전할 수 있는 파라미터 안에서 0.90보다 적은 지상역률에서는 반드시 VARs를 생산해야하고 0.95보다 큰 진상역률에서는 VARs를 흡수할 수 있어야 한다.[4]

③ 발전설비는 전압지원서비스를 제공할 때 발전기가 생산하기를 요구하는 유효출력의 범위를 초과하는 0.90lag ~ 0.95lead의 대역폭 밖에서는 VARs를 생산하거나 흡수할 수 있어야 한다.[4]

④ 발전설비는 발전설비가 안전하게 운전할 수 있는 파라미터 안에서 추가적인 VARs를 흡수하거나 생산하여 유효전력의 출력을 줄여서 발전설비의 용량곡선의 한계에서 VARs를 생산하거나 흡수할 수 있어야 한다.[4]

⑤ 전압지원서비스를 제공하는 발전설비로부터 유효 그리고 무효전력데이터를 ISO 조정센터로 제공하는 metering과 SCADA장비가 반드시 있어야 한다.[4]

3. 해외 무효전력 시장 비교

영국은 AVR을 갖춘 50MW급 이상의 발전기는 누구나 기본 보상 혹은 입찰을 통하여 보상을 받을 수 있으므로 무효전력 확보가 여유가 있으며 계통의 안정적인 운영이 가능하다. 따라서 돌발 상황시 무효전력 공급을 위해 유효전력의 생산을 줄이는 상실 기회 비용(Lost Opportunity Cost)을 고려할 필요가 없다. 그러나 비용의 효율성이 떨어지는 단점이 있다.

미국의 California는 장단기의 입찰시장을 통해 전력을 수급하고 있으며, 허용 역률 범위에서는 무효전력 생산에 따르는 보상을 하지 않고 있다. 따라서 무효전력 생산의 인센티브를 유도할 수 없다.

미국의 NewYork은 ISO의 지령으로 계약* 비계약 하에 무효전력 서비스를 운용하는데 그 보상금의 차이에 따라 그 효율성이 좌우된다. 예를 들어 비계약 보상금이 높으면 비계약으로 발전사업자들이 선호하여 무효전력의 고정적인 공급에 대한 계약을 기피하는 현상이 발생하고, 비계약 보상 금액이 너무 낮으면 계약을 선호하는 현상이 발생될 것이다.

4. 제안하는 무효전력 산정 방안

제안하는 시장 구조는 서비스비용을 받기 위해 전압지원서비스를 제공하는 공급원은 반드시 AVR을 지녀야하고, 장기간 계약으로 일정 수준의 무효전력을 확보하고 추가의 무효전력은 비계약하의 발전기에서 SO의 요구로 공급받도록 하여야 한다고 주장한다. 물론 무효전력이 지역적인 특성을 지니고 있고, 또한 일정 수준의 무효전력량의 기준을 전년도 무효전력량의 최소로 잡을 것인지 평균으로 잡을 것인지는 계약하의 보상금과 비계약하의 보상금의 정도에 따라 그 기준이 변하므로 지역적인 다양한 사례연구가 필요하다고 판단된다.

장기간의 입찰은 영국의 경우처럼 고,중,저 부하로 나누어서 입찰하는 방안보다는 일정 역률(진상 0.9~지상 0.95)안에서는 기본 보상(p0)만 하고 그 외각의 역률에서 입찰을 통해 무효전력을 수급하는 방안을 주장한다.

그림 5는 이와 관련된 그림이다.

여기에서 p0는 기본 보상이고, ma라고도 표현한다.

mg는 지상 0.9 이상의 역률시 입찰 단가이고, md는 진상 0.95 이상의 역률시 입찰 단가이다.

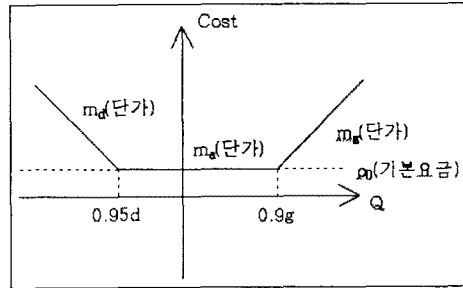


그림 5. 제안하는 무효전력 시장의 보상 곡선.

무효전력 비용은 품질유지 서비스 비용의 하나로 NewYork의 경우처럼 부과하는 것이 바람직하다고 판단된다.

5. 결 론

몇 몇 해의 무효전력 시장에 대해 알아보았고, 이들의 장점들을 분석하여 무효전력 요금 산정 방안을 제안해 보았다.

무효전력 시장은 유효전력 시장에 비해 그 규모나 비용이 매우 작다. 하지만 양질의 전력공급을 위해선 반드시 필수불가결한 요소이다. 무효전력 가산금은 결국 소비자가 부담하는 전력요금에 포함되기 때문에 ISO가 전력 시스템을 효율적으로 운영하여 무효전력 필요량을 감소시키면 무효전력 요금을 부담하는 소비자에게 이익이 된다. 반면에 ISO측의 입장에서 보면 무효전력의 요구량을 최대한 줄여 송전망을 운영하기보다는 충분한 무효전력 여유 용량을 유지하는 것을 원하게 된다. ISO의 이러한 송전망 운영 경향은 소비자의 이익과 배치되기 때문에 입찰이 필요하게 되고, 경쟁을 시키는 요인이 된다.

[참 고 문 헌]

- [1] New York Independent System Operator, Ancillary Services Manual 7, 15, 1999
- [2] New York Independent System Operator, Accounting & Billing Manual 9, 3, 1999
- [3] California Independent System Operator, FERC Electric Tariff, First Replacement Volume No. 1, Section 2.5 10, 13, 2000
- [4] California Independent System Operator, FERC Electric Tariff, First Replacement Volume No. 2, ASRP 7 10, 13, 2000
- [5] 풀/탁송 모형에서의 Ancillary 서비스 확보 및 송전선 혼잡시 전력계통 운용 방안에 관한 연구. 한국전력공사 계통운용처. p.p.45-68