

전력시장체제에서 무효전력 요금산정 방법론 비교

박성진, 노경수
 동국대학교 전기공학과

A Comparison of Reactive Power Pricing Methods in Derugulated Markets

Sung-Jin, Park, Kyoung-Soo, Ro
 Dept. of Electrical Engineering, Dongguk University

Abstract - As the electric power industry has gone for a deregulated environment from a vertically integrated structure, operations and controls of systems invite new challenges. In the past certain activities, such as voltage and frequency control, were considered as a part of integrated power supply. But now, these become parts of ancillary services which are independent and detailed, and have situations non-disregardable for operation of systems. This paper examines a management of reactive power services adopted in deregulated foreign and domestic markets.

1. 서 론

전력산업이 수직 통합적 구조에서 비계약적인 환경으로 발전해 감에 따라 계통의 운영과 제어도 새로운 변화를 맞게 되었다. 기존의 구조에서 전압조정이나 주파수제어와 같은 통합된 전력공급의 일환으로 여겨지던 특정 업무들이 새로운 전력산업구조 하에서는 독립적이고 세분화된 보조서비스라는 분야로 분류되어 계통운영에 간과할 수 없는 입지를 갖게 되었다. 본 논문은 이러한 보조서비스들 중 계통의 전압조정에 필요한 무효전력서비스의 관하여 전력시장체제를 도입한 외국의 사례와 국내의 사례를 비교하고자 한다.

2. 국내외 사례조사

2.1 New York ISO

뉴욕 전력계통에서 뉴욕 ISO(New York ISO, NYISO)는 무효전력서비스 공급의 의무를 지니고, 서비스는 고정원가에 기반 된 요금(embedded cost-based price)을 제공받는다. 수용범위 이내에서 운전 중인 발전공급원들은 계통전압을 한계 이내로 유지하기 위한 무효전력의 생산과 흡수를 ISO에 의해 직접적으로 지시받는다.

2.1.1 무효전력서비스의 상환요금

무효전력서비스를 공급하는 발전기와 동기콘덴서의 상환요금은 다음의 사항으로 이루어진다.

- » 공급원의 주 투자비로 구성된 연례확정요금
- » 무효전력서비스의 공급을 배분받은 공급원들의 최근 주요투자비
- » 무효전력서비스를 위한 관리와 기술의 운영과 유지비용

위 고정원가 계산방법은 모든 무효전력공급원에게 지불할 상환요금을 계산하는데 사용되어지며, NYISO는 매달 요금을 계산하고 지불한다. 가설용량을 공급하는 발전원들은 연례 상환요금의 1/12를 받는다. 가설용량의 계약을 하지 않은 발전원들과 동기콘덴서는 발전원들과 동기콘덴서가 운전한 달의 운전 시간에 할당 되어진 요금의 1/12를 받는다.

2.1.2 기회비용 손실의 상환요금

발전 설비가 더 많은 무효전력의 생산이나 흡수를 위해 유효전력의 출력감소를 NYISO의 급전계획이나 또는 지시를 통하여 발전원에게 명하는 경우 발전원들은 기회비용의 손실(LOC)에 관하여 금전적인 보상을 받게 된다. 다음의 그림 1은 더 많은 무효전력서비스를 공급하기위해 유효전력의 출력을 감소한 발전기의 LOC의 산정을 보여준다.

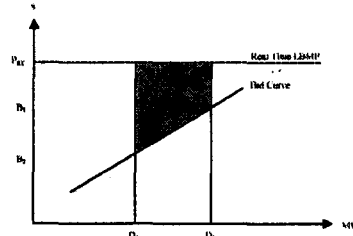


그림 1. NYISO의 LOC 계산방법

- P_{RT} : 실시간의 장기간 한계가격
- Bid : 무효전력서비스를 공급하는 발전기의 입찰곡선
- D₁ : 수정된 급전점
- D₂ : 초기 급전점
- B₁ : 초기 급전점에서의 입찰가격
- B₂ : 초기 수정된 급전점에서의 입찰가격

유효전력의 출력이 감소함에 따라 발전기의 수입은 감소하게 된다. 이때 NYISO는 다음과 같은 산정을 통하여 손실이 발생한 발전기에게 금전적인 보상을 하게 된다.

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

2.2 California ISO

캘리포니아 계통에서 캘리포니아 ISO(California ISO, CAISO)는 무효전력서비스를 장기간 계약의 신뢰하는 필수운전설비(reliable must-run unit, RMRU)로부터 조달한다. 단기간의 무효전력서비스의 요청은 유효전력시장이 결정되고, 에너지의 수요와 급전계획이 정해진 후 추가 무효전력용량이 필요한 날의 하루 전에 결정된다.

캘리포니아 계통에 접속된 모든 발전원들은 지상0.90 ~ 전상0.9의 역률 범위 이내에서 무효전력을 공급할 의무를 지닌다. 이 의무용량을 초과하여 무효전력을 흡수하거나 생산하는 발전기는 재정적인 보상을 받게 되며, 무효전력서비스를 위해 유효전력출력이 감소한 발전기는 유효전력요금에 포함된 보상을 받게 된다.

2.2.1 단기간 무효전력서비스의 상환요금

무효전력용량이 부족한 지역에 단기간 무효전력서비스를 제공하기 위해 CAISO는 서비스 하루 전에 서비스공급자를 입찰하게 된다. CAISO는 유효전력의 출력을 줄

여 가장 적게 입찰가격을 갖는 발전기를 입찰하고, 입찰 가격은 기회비용의 산정에 사용된다.

단기간 무효전력서비스의 상환요금은 기회비용으로 구성된다. 기회비용은 유효전력의 시장가격과 발전기의 유효전력 입찰가격의 차를 무효전력서비스를 공급하기위해 감소시킨 유효전력의 양과 곱한 값으로 산정한다.

$$OC = (MP - Bid) \times MW \quad (2)$$

MP : 유효전력 시장가격
 단 시장가격 > 발전기의 한계가격
 Bid : 발전기의 입찰가격
 MW : 유효전력의 감소량

입찰 받은 발전기가 지시받은 무효전력서비스 용량을 제공하기위해 반드시 유효전력의 출력을 줄여야 한다. CAISO는 기회비용으로 구성된 보상금액을 지불한다.

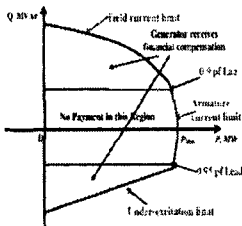


그림 2. 캘리포니아 계통에서의 의무 무효전력 요구와 재정적인 보상을 받는 보조서비스 성분

2.2.2 장기간 무효전력서비스의 상환요금

장기간 무효전력서비스의 상환요금은 신뢰하는 필수운전설비(RMRU)에게 지급된다. CAISO는 운영계획에 의해 RMRU와 장기간 무효전력서비스 계약을 한다. 계약이 체결 되면 RMRU는 협약된 역률범위 내에서 CAISO의 무효전력서비스의 지시에 따라 운전하며, 유효전력의 출력도 협약된 역률범위 내에서 줄일 수 있다. RMRU의 장기간 무효전력서비스의 상환요금은 연방에너지규제위원회(FERC)가 인가한 원가에 기반 된 요금으로 산정되며, 다음의 사항들로 구성된다.

- ▶ 공급원의 주 투자비로 구성된 연례확정요금
- ▶ 무효전력서비스의 공급을 배분받은 공급원들의 최근 주요투자비
- ▶ 무효전력서비스를 위한 관리와 기술의 운영과 유지비용

2.3 England & Wales

England/Wales의 송전 계통의 전압과 안정도를 유지의 의무를 NGC(the National Grid Company)가 담당하기 때문에 발전원의 무효전력 제어 능력을 NGC가 계통 운용을 위해 필요할 때 운용하도록 요구하는 것은 계통 전체의 안정적 운용을 위해 필수 불가결한 요소이다. 그러므로 England/Wales의 50 MW를 넘는 모든 발전원들은 역률을 최소한 지상 0.85부터 지상 0.95 이내로 유지하여야 할 법적인 의무가 있으며 이는 Grid Code에 명시되어 있다.

2.3.1 무효전력 상환제도

발전원들이 제공하는 무효전력서비스는 Default Payment Mechanism(DPM)과 Market Agreement를 통하여 금전적인 보상을 받게 된다.

처음 DPM이 도입되었을 당시 용량요금 80%와 사용요금 20%의 비율로 구성되었으나, 용량요금의 비중이 점차 줄어들어 현재에는 전액 사용요금만으로 이루어진다. Market Agreement는 NGC가 입찰(tender)방식을 도입한 새로운 제도이다. 이 제도에서는 발전원들이 제공하는 무효전력서비스의 가치를 반영한 금액을 입찰하여 서비스비용을 상환 받는다. 이러한 입찰시장에 참여하지 않

거나 입찰에 실패한 발전원들은 기존의 DPM에 따라 서비스비용을 상환 받는다.

Market agreement는 발전기의 무효전력 의무용량에 해당하는 ORPS(Obligatory Reactive Power service)와 의무용량을 초과하는 ERPS(Enhancement Reactive Power Service)로 이루어진다. 입찰은 용량요금 입찰과 사용요금 입찰로 구분되며, 용량요금 입찰에는 동기화 용량요금과 가용 용량요금 두 종류의 입찰로 구성된다. 다음의 그림 3과 4는 용량요금 입찰곡선과 사용요금 입찰곡선을 보여준다.

2.4 KPX

계약된 발전원의 무효전력은 계통의 전압을 허용범위 이내로 유지하고 충분한 무효전력의 예비력을 확보하기 위하여 KPX(Korea Power Exchange)에 의해 계획·급전된다. 그러므로 무효전력서비스의 규정은 실제 무효전력발전량보다 무효전력의 예비능력에 의해 결정되어진다.

2.4.1 무효전력서비스 상환요금

무효전력서비스를 제공하는 발전원에게 제공할 상환요금은 발전원이 계통에 유효전력을 공급하는 동안의 무효전력 예비능력에 기반 한다. 각 급전기간 동안의 무효전력서비스 상환요금은 계약된 발전원이 무효전력 생산이 가능할 때 다음과 같이 산정된다.

$$FC = MVARG \times (MTG - MMCG) / 12 \quad (3)$$

또는 계약된 발전원이 무효전력의 흡수가 가능한 경우는 다음과 같이 산정된다.

$$FC = MVARA \times (MTA - MMCA) / 12 \quad (4)$$

MVARG(MVARA) : 무효전력 생산(흡수)에 대한 MVar당 계약된 가용요금
 MTG(MTA) : 최대 무효전력 발전(흡수)용량
 MMCG(MMCA) : Grid Code에서 요구하는 최소 무효전력 발전(흡수)용량

2.5 제안하는 방법

다음의 그림 3에서와 같이 계약된 유효전력을 생산하는 모든 발전기는 기본 역률 범위(진상 0.95 ~ 지상 0.9)내의 무효전력에 대하여 공급의무를 져야하며 이에 대한 보상은 이루어지지 않는다. 의무용량을 초과하는 운전은 입찰을 통하여 SO의 지시에 따라 이루어지며 이러한 초과 무효전력운전을 무효전력서비스라 하고, SO의 지시에 따라 무효전력서비스를 제공하는 발전기는 발전량에 비례하여 초과 무효전력 생산비용을 지급받는다.

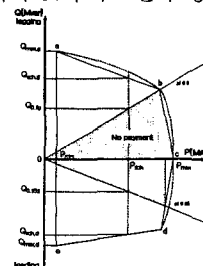


그림 3. 동기발전기의 무효전력 생산 가능영역

발전기의 유효전력 출력은 하루전시장에서 대부분 결정되기 때문에 무효전력 획득과정은 유효전력의 하루전시장에 끝난 직후에 이루어지게 된다. 이 과정에서 무효전력 생산을 위해 하루전시장에서의 유효전력 계획값을 감소하게 되면 이 기회비용 계산은 유효전력에 대한 실시간 가격과 입찰가격을 필요로 하며 이는 식 (1)과 같은 방법으로 산정된다.

위에서 제시한 무효전력 생산과 관련된 비용을 이용하

여 최적의 무효전력 생산을 이루기 위하여 최적조류계산(OPF) 프로그램을 이용한다. 위에서 언급한 무효전력 생산과 관련된 비용을 OPF 프로그램에 적용하기 위한 비용함수로 표현하면 그림 4와 같이 나타내어진다.

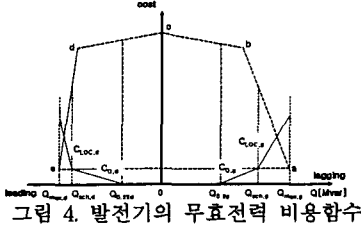


그림 4. 발전기의 무효전력 비용함수

2.5.1 사례연구

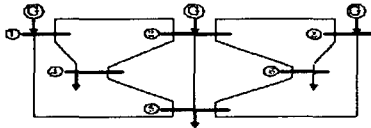


그림 5. 6모선 계통도

그림 5에서 모든 발전기가 무효전력서비스 입찰에 참여한다고 가정하였고, 각 발전기의 유효전력과 무효전력의 출력범위는 다음의 표 1과 같다.

표 1. 발전기의 출력범위

발전기	P(MW)		Q(MVAR)	
	min	max	min	max
Gen. 1	50	200	-100	150
Gen. 2	37.5	170	-100	150
Gen. 3	45	180	-100	150

하루전 에너지시장의 입찰결과를 모의하기 위해 본 연구에서는 유효전력 OPF의 시뮬레이션 결과를 이용하여 하만 다음 식으로 표시되는 각 발전기의 유효전력 비용함수의 계수값과 에너지시장의 입찰결과는 다음의 표 2, 표 3과 같다.

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (\$/hr) \quad (5)$$

표 2. 발전기 비용함수의 계수값

발전기	α_i	β_i	γ_i
Gen.1	1065.5	58.345	0.02665
Gen.2	1000	51.665	0.04445
Gen.3	1200	54.165	0.03705

표 3. 발전기의 유효전력 계획값(에너지시장의결과)

발전기	$P_{sch}(MW)$	지역한계가격 (\$/MW-hr)
Gen.1	109.14	64.162
Gen.2	144.15	64.480
Gen.3	141.50	64.650

앞의 그림 4에서 살펴본 바와 같이 각 발전기의 무효전력 생산능력을 직선으로 표시한 그래프의 좌표값을 나타낸 것이 표 4이다.

표 4. 발전기 무효전력 생산능력의 좌표값

발전기	$Q_{max,d}$	$Q_{sch,d}$	$Q_{0.95,d}$	$Q_{0.9,g}$	$Q_{sch,g}$	$Q_{max,g}$
Gen.1	-100	-94.17	-35.87	52.86	121.42	150
Gen.2	-100	-76.09	-47.38	69.82	79.92	150
Gen.3	-100	-82.23	-46.51	68.53	90.99	150

그러면 앞의 그림 4에 해당하는 각 발전기가 입찰하는 무효전력 비용함수는 앞의 표 3과 표 4의 값을 이용하여 구성할 수 있다. 의무 무효전력을 초과하는 무효전력 생

산에 대한 비용으로 발전기 1, 2 및 3에 2.4, 2.1 및 2.2\$/Mvar 값이 각각 적용되었다. 그림 4의 C_{Loc} 기울기를 계산하기 위해 발전기 1, 2 및 3에 대한 유효전력 입찰가로 60, 63 및 64\$/MW 값이 이용되었다.

무효전력 OPF 프로그램의 수행결과에 따라 각 발전기의 무효전력 계획값과 서비스 비용을 산정하면 표 5와 같다. 이 표는 각 발전기의 의무적인 무효전력 용량과 실제 발전량의 비교에 따른 무효전력서비스 비용의 결과를 나타내고 있으며 이 계산에서는 2.2\$/Mvar의 무효전력 용량가격이 입찰시장의 결과로서 보상발전기의 보상비용 계산에 반영되었다.

표 5. 발전기의 무효전력 계획값과 서비스 비용

발전기	$Q_{sch}(Mvar)$	서비스 비용 (\$/h)	시장가격 (\$/Mvar-h)
1	52.86		2.2
2	71.45	3.56	2.2
3	77.36	19.43	2.2
합계	201.67	22.99	-

1번 발전기는 의무용량 안에서 무효전력을 생산하므로 보상을 받지 못하나, 나머지 2번, 3번 발전기는 각각에 맞는 보상을 받게 된다. 보상을 받는 각 발전기는 발전용량에 무효전력의 단위가격을 곱하여 금액을 받는다.

다음으로 무효전력서비스로 발전기에 지불하는 비용을 수용가로부터 회수하는 요금을 산정하기로 한다. 총 무효전력서비스 비용이 22.99\$/h 이며 총 무효전력 수요는 201.67Mvar이므로 수용가로부터 회수하는 무효전력 요금은 0.11\$/Mvar-h이다.

3. 결 론

이상의 전력시장체제를 도입한 외국과 국내의 몇몇 사례를 통하여 전력시장체제에서 무효전력서비스의 제도와의 적합한 요금체제를 마련하기는 쉽지 않은 일이라는 것을 알 수 있다. 이러한 까닭에 아직도 많은 비계약 전력산업 구조에서 많은 발전원들이 무보수로 무효전력을 공급하고 있다. 시장체제의 기본 구조에서 무효전력 서비스의 공급자를 위한 적절한 보상체제가 이루어져야 하며, 이는 공급자와 소비자가 모두 만족 할 수 있는 공평하고 합리적인 방법이어야 한다.

[참 고 문 헌]

- [1] New York Independent System Operator Ancillary Services Manual, 1999.
- [2] California Independent System Operator Corporation, Ancillary services requirement protocol, FERC Electricity Tariff, First Replacement Volume No. II, October 2000.
- [3] The National Grid Company plc., An introduction to reactive power: Ancillary Services- Reactive Contracts, June 1998.
- [4] The National Grid Company plc., "NGC reactive market report: Fourth Tender Round for Obligatory and Enhanced Reactive Power Services", November 1999.
- [5] The National Grid Company plc., "NGC reactive market report: Fifth Tender Round for Obligatory and Enhanced Reactive Power Services", May 2000.
- [6] Korea Power Exchange, Ancillary Services Agreement - Technical Schedules, September 2002.