무효전력 기회비용을 반영한 전력시장 입찰전략 연구

論 文
53A-1-9

Bidding Strategies with the Opportunity Cost of Reactive Power in a Competitive Market

李 光 浩*
(Kwang-Ho Lee)

Abstract-This paper addresses the bidding strategies of generating firms in a competitive market where the firms are provided with payment for generating reactive power. Reactive support for voltage control is an integral and critical part of power system operations. Since reactive support is unbundled in a competitive market under open access transmission, it is treated as one of ancillary services. The operation costs and opportunity costs for reactive support are compensated by payment to the firms, hence their bidding strategies will be affected. The opportunity costs are evaluated from the foregone profits of a generator in making sales in real power market by providing reactive support instead of real power. Game theory approach is used to analysis the transaction strategies of real power by the bimatrix method in this paper. Through computing the Nash equilibrium in a sample system, an incentive of a generator for improving the reactive generating capacity is found to be effective and the variations of the profits are analyzed as the demand power factor changes.

Key Words : Reactive Power Generation, Opportunity cost, Social Welfare, Constrained Dispatch, Nash Equilibrium

1. 서 론

송전망 개방과 경쟁적 전력거래 시장 체재가 대두되기 이전에 무효전력은 직접적인 거래 대상이 아니고 원활한 유효전력 전송과 정상적인 모선전압 분포를 위한 보조기능의 요소로만 취급되었다. 따라서 무효전력에 대한 가격 설정은 의미가 없었으며 유효전력과 일체화된(bundled) 전력공급자의 의무적 공급 대상이었다[1].

하지만 전력산업 규제완화가 도입되면서 유효전력의 경쟁적 거래와 무효전력의 공급은 더 이상 일체형으로 고려될 수가 없게 된다. 유효전력 공급에 따른 이득이 발전기업의 주요 목적인 반면 무효전력은 기업의 이득과 직결되지 않는 이유로. 공급 기피의 대상이 될 수가 있다. 따라서 무효전력공급에 대한 동기 부여를 위해서 유효전력과는 분리(unbundled)시켜 별도의 비용으로 인정 할 필요가 있다[2]. 무효전력 공급의 가격 설정에 대해 최적화 기법에 근거한 이론적 연구는 이미 시도된 바 있으며[3][4] 경험적으로 무효전력의 가격은 유효전력의 1% 정도로 알려져 있다[2]. 미국의 연방에너지규제위원회에서도 이미 6종류의 보조(ancillary) 서비스에 무효전력 공급에 관한 규정을 포함시켜 공표 한 바 있다[5]. 하지만 실제의 전력시장에 무효전력의 비용을 도입하는 것은 간단한 문제가 아닙니다.

전력계통에서 무효전력이 갖는 두 가지의 큰 특징은 모선전압에 미치는 영향이 지역적이라는 것과 공급원이 다양하다는 것이다. 모선전압이 전기적으로 가까운 곳에서 공급되는 무효전력에 가장 크게 영향을 받기 때문에 무효전력의 비용을 인정하는 경우 지역적 특성에 의한 시장지배력(Market Power)이 발생 가능하다. 아직 이에 대해 심도 있는 연구가 발표된 바는 아직 없지만 무효전력을 장기(long term) 계약으로 공급함으로서 이러한 문제는 어느 정도 해소가 가능하다[6][7].

무효전력의 공급원으로는 동기발전기, 동기조상기, 무효전력보상기(static var compensator), 전력용 콘덴서, 리액터, FACTS 등 종류가 다양하기 때문에 일괄적으로 비용을 정의하는 것은 매우 어려운 문제이다[1][2]. 호주의 경우에 동기조상기에 대해서도 비용을 인정하고 있지만 미국 등 대부분의 국가에서는 현재 동기발전기만을 무효전력의 비용 인정 대상으로 정하고 있다[6].

동기발전기에서 공급되는 무효전력에 관해서도 용량에 대한 매몰(sunk)비용, 공급량에 대한 운전(operating) 비용, 공급제약에 따른 기회비용(opportunity cost), 송전손실에 관련된 손실비용 등으로 구분된다[7][8]. 이 중에서 매몰비용은 발전기업의 단기 공급전략과는 무관하고 손실비용은 무효전력 공급의 분포에 따라 크게 영향을 받지 않는다. 또한 운전비용에 대해서는 최적화 기법에 근거하여 연구된 바[2][9] 있지만 발전기의 무효전력 제약조건에 따른 기회비용이 운전비용에 비해 큰 값을 가지므로 발전기업의 유효/무효전력의 공급에 의한 이득과 거래전략은 주로 기회비용에 영향을 받는다[1].

동기발전기의 무효전력 공급제약과 기회비용에 대해서는 많은 연구가 발표되고 있지만[1][4][6][8] 무효전력의 기회비용이 발전기업의 유효전력 거래전략에 미치는 영향에 대해서는 발표된 바가 없다. 무효전력에 대한 비용과 가격을 합리적으로 설정하기 위해서는 발전기업의 거래전략에 대한 영향이 분석되어야 한다. 본 연구에서는 발전기업의 유효전력 거래를 공급함수에 의한 입찰방식으로 모형화하여 무효전력에 대한 운전비용, 손실비용, 기회비용이 포함된 유효전력 거래전략의 내쉬균형을 계산하고 이를 분석한다.

---

* 正 會 員 : 檀國大 電氣電子컴퓨터工學部 副敎授 · 工博
接受日字 : 2003年 8月 12日
最終完了 : 2003年 10月 6日

2. 무효전력 보조 서비스

2.1 무효전력과 발전전압

전력계통의 주된 기능은 부하에 대한 유효전력의 공급이다. 하지만 교류방식의 특성상 무효전력의 부하가 발생하기 때문에 무효전력의 공급도 필요하게 되고 이는 주로 동기발전기가 담당한다. 그러나 유효전력이 경제원리에 의해, 즉 발전비용의 최소화 혹은 사회적후생(social welfare)의 최대화에 의해 결정되어 능동적으로 공급되는 반면 무효전력은 부하의 역률과 송전망 특성, 발전전압 등에 의해 수동적으로 결정된다.

따라서 공급되는 무효전력이 동기발전기의 물리적 제약을 벗어나는 경우에는 이에 대한 조정이 필요한데 이러한 기능은 기본적으로 발전전압의 조정에 의해 이루어진다. 발전전압과 무효전력 발전량의 관계는 전력방정식으로 표현되는 비선형 특성을 보이는데 일반적으로 발전전압이 높은 발전기일수록 더 많은 무효발전량을 공급한다[1]. 무효전력과 관련된 동기발전기의 물리적 제약에 대해서는 2.2절에서 소개한다.

발전전압의 조정에 따라 무효전력 공급의 분포가 결정되는데 이 때에 발전기의 물리적 제약과 함께 경제성도 고려되어야 한다. 발전전압에 따라 송전손실이 달라지기 때문에 손실의 최소화를 추구해야 하고 발전기의 물리적 제약에 따른 기회비용의 발생이 최소화 되도록 해야 한다. 기회비용에 대해서는 3절에서 설명한다.

2.2 동기발전기의 운전범위

동기발전기에서는 계자회로의 특성에 따라 발전기 내부전압과 무효 발전력이 결정된다. 계자회로에서의 최대 허용전류는 최대 내부전압과 공급 가능한 무효 발전력의 범위를 결정한다. 이러한 관계를 나타내면 다음 식(1)과 같다[8][10].

$$P^2 + (Q + \frac{V_t^2}{X_s})^2 \le (\frac{V_t E_f}{X_s})^2 \qquad (1)$$

여기서 P, Q는 발전기가 공급하는 유효/무효전력이고 X_s는 동기리액턴스, V_t와 E_f는 각각 발전기 단자전압과 계자의 최대 전류에 따른 최대 내부전압이다. 식(1)로부터 유효/무효전력은 P/Q 공간에서 나타나는 원(circle)의 내부영역에서만 공급이 가능함을 알 수 있다.

동기발전기의 전기자 회로에서도 최대전류 이내에서만 전력공급이 가능하며 이를 나타내면 다음 식(2)와 같다.

$$P^2 + Q^2 \le (\sqrt{V_t I_a})^2 \qquad (2)$$

여기서 I_a는 전기자에서의 최대 허용전류이다. 이 또한 유효/무효전력의 발전은 P/Q 공간에서 나타나는 원의 내부영역에서만 가능함을 나타낸다.

이와 같은 물리적 제약을 공급가능영역으로 나타내면 그림1과 같다. 그림1에서 ①과 ②는 각각 계자와 전기자의 열적한계에 해당되며 식(1)과 (2)에서의 경계선을 나타낸다. 음의 무효전력 영역에서 경계선 ③은 진상무효전력 발전의 한계를 나타내며 세 가지 물리적 한계를 공통적으로 만족하는 운전가능범위는 회색으로 채워진 부분이다. 따라서 발전기가 지상 운전될 때 최대허용 무효전력은 일정한 값이 아니고 경계선 ① 혹은 ②와 같이 비선형 관계를 갖는다.

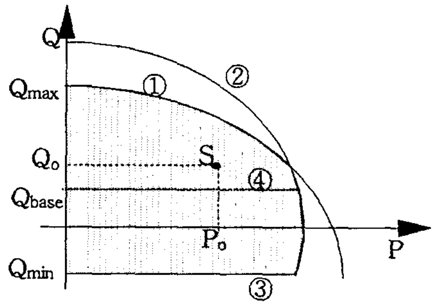

그림 1 유효/무효전력의 발전 가능 영역
Fig. 1 Feasible region of active and reactive power

2.3 무효전력 비용 요소

동기발전기는 유효전력 뿐 아니라 무효전력의 발전도 고려되기 때문에 뉴욕 전력시장 등에서는 무효 발전용량에 대한 매몰(sunk) 비용을 인정하고 있다[8]. 하지만 발전기에 대한 투자는 중장기적으로 이루어지므로 단기적 경제성을 근거로 이루어지는 발전기업의 입찰전략에는 영향을 주지 않는다.

무효전력의 분포에 따라 송전선에서의 전류와 송전손실이 달라지므로 최적조류계산에서는 송전손실 최소화를 목적으로 최적 발전전압을 계산한다[7]. 이 때의 비용을 손실비용이라 하는데 운전비용이나 기회비용에 비해 상당히 작기 때문에 발전기업의 입찰 전략에는 영향을 거의 주지 못한다.

그림1에서 점 S를 현재의 운전상태라 할 때 유효전력 P_o에 대해서는 시장원리에 의한 가격으로 지급된다. 하지만 무효전력 Q_o에 대해서는 전력산업의 구조가 수직통합형인 경우와 경쟁적 거래인 경우에 따라 다르다. 전자의 경우에는 P_o의 공급자가 의무적으로 Q_o를 공급하며 이에 대한 대가는 P_o의 가격에 포함이 된다. 따라서 공급자는 무효전력에 대한 충분한 공급용량 확보 동기를 갖는다. 그러나 후자의 경우에는 기업이 이득을 얻는 직접적인 대상이 유효전력이기 때문에 무효전력 공급에 대한 유인을 갖지 못한다. 따라서 무효전력에 대한 별도의 가격을 인정하여 지급하는 방식이 필요하다. 이와 같이 무효전력 발전량에 대해 지불되는 비용을 운전비용이라 한다.

운전비용은 규약으로 정해진 일정량을 초과할 때에만 무효전력량에 비례해서 지불되고 이러한 의무(mandatory) 공급량 이내로 공급될 때는 비용으로 인정하지 않는다[1][6]. 그림1에서는 Q_{base}의 선 ④가 의무공급량에 해당되며 운전점 S에서는 $Q_o > Q_{base}$ 이므로 Q_o에 비례한 운전비용이 지불된다. 무효전력 의무공급량을 일정한 값으로 두는 대신 일정한 역률[9]로 둘 수도 있는데 본 사례연구에서는 일정 역률로 정의한다.

운전비용에 대한 연구결과[7][9]를 보면 무효전력 가격은 유효전력의 1% 정도이다. 본 연구에서는 운전비용의 가격 설정에 대한 구체적 방법을 사용하는 대신에 유효전력의 1%로 정의하는데 그 이유는 운전비용이나 손실비용에 비해서 기회비용이 훨씬 크고 따라서 발전기업의 거래전략에 주로 영향을 주는 것이 기회비용이기 때문이다.

3. 무효전력 기회비용

3.1 기회비용의 발생

전력계통의 최적운용은 OPF를 통해 송전손실을 최소로 하

는 발전전압을 결정하고 발전비용을 최소로 하거나 사회적후생을 최대로 하는 발전력을 결정하는 것이다. 이 때에 송전선 조류와 발전전압은 물론 무효발전량의 제약조건이 고려되어야 한다. 무효전력에 대한 기회비용은 발전기의 무효발전력이 제약으로 인해 한정될 때 발생할 수 있다. 다음 그림2는 기회비용의 발생 예를 나타낸다.

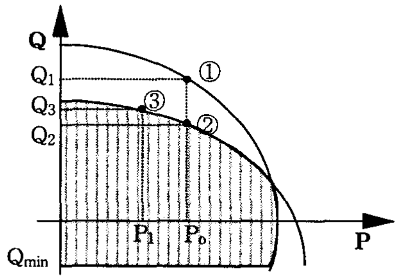

그림 2 무효전력 한계용량과 기회비용

Fig. 2 Opportunity cost and reactive generation limit

무효전력에 대한 비제약의 OPF를 계산할 때 발전기 G의 유효전력 운전점이 점 ①이라 하자. 이 때의 무효발전력(Q_1)은 P_o에 해당되는 최대발전력 Q_2를 초과할 수가 없으므로 제약조건이 포함된 OPF를 계산해야 한다. 발전전압의 조정으로 운전점 ②에 해당되는 해가 구해진다면 기회비용은 발생하지 않고 Q_2에 대한 운전비용만이 나타난다. 하지만 발전전압의 조정만으로는 (P_o, Q_2)의 해가 존재하지 않을 때에는 부득이 하게 P_o를 감소시켜 한계무효전력이 증가하도록 해야 한다. 이 때의 계산결과가 운전점 ③이라 하면 결과적으로 유효발전력은 P_o에서 P_1으로 감소하게 된다.

따라서 발전기 G는 유효전력 시장에서 P_o 만큼을 판매할 수 있음에도 불구하고 전체 계통에서의 전압/무효전력 특성으로 인해 P_o-P_1 만큼의 전력을 판매할 수 없게 된다. 이와 같이 계통에서 요구하는 무효전력의 보조 서비스를 제공하기 위해 유효전력 판매에 따른 이득의 감소를 보전하는 비용을 무효발전력에 대한 기회비용이라 한다. 기회비용을 인정함으로서 무효발전용량에 대한 동기부여의 효과를 얻기 위해서는 기회비용은 감소된 유효전력에 대해 시장가격으로 산정되어야 한다.

3.2 문제의 정식화

무효발전력 제약이 반영되는 전력거래를 최적화 문제로 표현하면 다음 식(3)과 같다.

$$\begin{aligned} & max_x \;\; W(x) \\ & s.t. \;\; G(x) = 0 \\ & \quad h_{\min} \leq H(x) \leq h_{\max} \end{aligned} \tag{3}$$

여기서 결정변수 x는 발전기의 단자전압 V_t와 발전기 유효발전력 P_g이며 등식조건 G(x)는 송전손실이 포함된 유효전력 수급조건을 나타낸다.

목적함수 W(x)는 사회적후생으로서 "소비자효용(benefit)-발전비용"으로 정의되며 전력시장의 해석모형은 공급함수 방식을 사용한다. 따라서 이 때의 발전비용은 발전기의 실제 비용함수로 계산되는 것이 아니고 발전사업자가 제시한 공급함수에 의해 계산된다[11]. 본 연구에서는 공급함수에서의 전략파라메터를 1차 함수의 절편으로 설정하기 때문에 식(3)의 최적화 문제는 발전사업자가 제시한 전략변수를 주어진 값으로 두고 계산된다.

부등식 조건인 H(x)는 그림1에 표시한 발전가능 영역 조건을 포함하여 발전전압과 송전선 제약 등이 포함된다. 이와 같이 제약조건이 반영되는 거래전략을 분석하기 위해서는 공급경쟁의 내쉬균형을 구해야 하는데 일반적으로 균형전략이 단순(pure)전략이 아닌 복합전략 형태로 나타난다[11]. 따라서 본 연구에서는 복합전략의 계산이 가능한 쌍행렬(bimatrix) 기법으로 내쉬균형점을 구하며 보수(payoff) 행렬의 각 원소의 값을 구하는데 식(3)의 계산이 수행된다.

3.3 기회비용의 지급

쌍행렬 기법을 사용하여 내쉬 균형을 구하기 위해서는 보수행렬을 구성해야 하는데 이를 위해서는 전력거래에서 기회비용이 발생하는 경우에 발전참여자에게 지급되는 보수가 정의되어야 한다. 즉 그림2에서 설명한 바와 같이 무효발전력의 제약조건으로 인해 유효발전력이 재조정되어 P_o에서 P_1으로 감소하는 경우 감소한 유효발전력에 대한 보상을 어떻게 할 것이며 반대로 발전력이 증가하는 발전기에 대해서는 가격설정을 어떻게 할 것인지를 정해야 한다.

제약으로 인해 발전력이 증가하는 경우를 제약증가(constrained-ON), 감소하는 경우를 제약감소(constrained-OFF)라고 하며 이 때에 발전공급자에 지급되는 금액은 다음 그림3과 같이 정의한다.

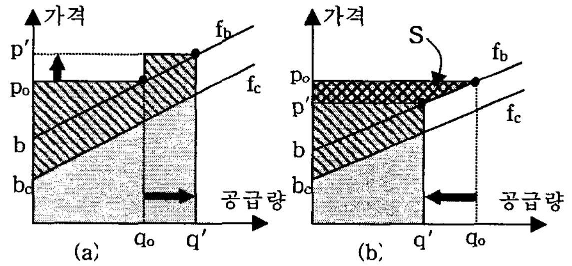

그림 3 발전력조정에 따른 지급액 정의

Fig. 3 Payment for an adjustment of active power

그림3에서 (a)는 제약증가, (b)는 제약감소의 상황을 나타낸다. 여기서 직선 f_c는 발전기의 한계비용함수를, 직선 f_b는 전략적 입찰함수를 나타낸다. 따라서 절편 b_c는 고정된 것이고 b는 입찰 파라메터이다. 점 (p_o, q_o)는 무효발전력 제약을 고려하지 않고 OPF를 계산한 결과이고 점 (p', q')은 무효발전력 제약을 고려한 경우의 OPF 결과이다.

제약증가의 경우에 기존 공급량(q_o)에 대해서는 비제약시의 가격(p_o)으로 지급되고 증가된 부분(q'-q_o)에 한해서는 증가된 가격(p')으로 지급이 된다. 반면 제약감소 경우에는 제약공급량(q')에 대해서 비제약시의 가격(p_o)으로 지급이 되고 감소된 부분(q_o-q')에 한해서 실제로 발전을 하지는 않지만 감소량에 대한 이득을 보전해 준다. 이 경우의 기회비용을 나타내면 그림3(b)에서 면적 S와 같으며 이 때의 기준은 제시한 입찰함수(f_b)를 기준으로 한다.

그림3에서 회색으로 표시된 부분은 각 발전기에 지급되는 금액을 나타내고 빗금 친 부분은 발전사업자의 이득을 나타낸

다. 이 외에도 무효발전력에 대한 운전비용이 공급자에게 지급되므로 발전참여자의 보수(payoff)는 유효전력에 대한 이득, 무효전력 기회비용, 그리고 운전비용의 합으로 계산된다.

4. 사례연구

4.1 대상 계통

사례연구 대상계통은 다음 그림4와 같이 발전사업자 G1과 G2가 모선 1과 2에, 집중부하가 모선3에 연결된 3모선 3선로 계통이다. 선로 임피던스는 z_{12}=0.03+j0.3 pu, z_{23}=0.02+j0.2 pu, z_{13}=0.01+j0.1 pu 이고, 모선별 발전기와 한계비용함수, 부하의 수요함수 데이터는 다음 표1과 같다. 송전선로 제약은 고려하지 않는다.

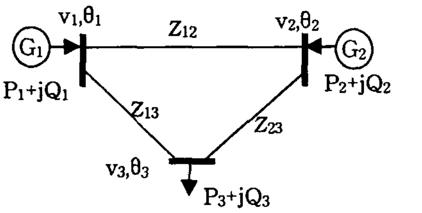

그림 4 사례연구 대상 계통

Fig. 4 Diagram of a sample system for case studies

표1에서 발전전력(q)과 수요전력(Q)의 단위는 [MW] 이고 기준은 100MVA이다. 각 모선 전압의 상한 값은 1.02 pu, 하한 값은 0.95 pu 이고 발전무효전력의 허용 범위는 발전기의 최대내부전압과 동기 리액턴스로 계산되는 식(1)과 (2)의 내부영역으로 정의된다. 무효발전력에 대한 운전비용은 역률이 0.85 이하일 때에만 지급하며 가격은 유효전력 가격의 1%로 설정한다.

표 1 모선별 발전기 및 부하 데이터

Table 1 Generation and demand data at each bus

모선	발전기			부하	
	최대 내부전압	동기 리액턴스	한계비용함수	수요함수	역률
1	2.50 pu	1.50 pu	p_1=10+0.25*q_1	x	x
2	1.78 pu	1.75 pu	p_2=5+0.45*q_2	x	x
3	x	x	x	p=100-0.6*Q	0.861 (가변)

부하의 수요함수에서 수요전력(Q)은 총 발전력에서 송전손실을 뺀 값이고 부하의 역률은 cosθ=0.861 (tanθ=0.59) 일 때를 분석한 후 부하 역률이 무효전력 공급량에 큰 영향을 주므로 0.85~0.91 로 변화시키면서 균형전략의 변화를 살펴본다.

4.2 균형전략의 계산 과정

부하의 역률이 0.861 인 경우에 대해서 기회비용을 고려하여 보수행렬이 계산되는 과정을 살펴보면 다음과 같다. 두 발전참여자가 전략적인 공급함수를 제시하면 시장운영자(market operator) 측에서 이러한 함수와 구매 입찰함수 혹은 수요함수를 대상으로 우선 사회적 효용이 극대화 되는 비제약의 최적 발전량과 시장가격을 결정한다. 이러한 비제약급전 결과를 바탕으로 계통운영자(system operator)는 계통의 제약조건을 고려하고 송전손실도 포함되는 발전력, 발전전압 등을 계산한다. 송전손실로 인해 추가되는 발전력은 별도의 전력시장을 통해 확보되지만 본 연구에서는 G1 사업자가 담당하는 것으로 가정한다. 송전손실의 양이 크지 않으므로 발전전략에 미치는 영향은 극히 작다.

두 발전참여자가 제시하는 입찰함수의 입찰 파라메터는 각각 [18~28], [12~22] 구간의 정수로 정의한다. 따라서 전체 121(=11×11) 가지의 경우가 발생하며 각각의 경우에 대해 보수를 계산하여 보수행렬로 나타내면 그림5와 같다.

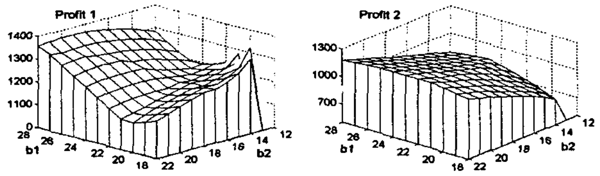

그림 5 기회비용이 포함된 보수행렬의 분포

Fig. 5 Payoff matrices including opportunity costs

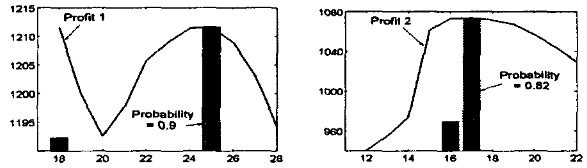

그림 6 내쉬균형 복합전략과 기대이득 분포

Fig. 6 Expected payoffs and equilibrium strategies

보수행렬이 구해지면 참여자의 균형전략을 구하기 위해 두 개의 행렬에 대해 Lemke 알고리즘을 사용하여 균형점을 계산한다. 이러한 과정으로 균형전략을 구한 결과, 참여자 G1은 [25,18]을 확률 [0.9, 0.1]로 선택하고 참여자 G2는 [17,16]을 [0.82, 0.18]의 확률로 선택하는 복합전략이 계산된다. 다음 그림6은 이러한 복합전략이 내쉬 균형임을 보인다.

전략 파라메터(b_1,b_2) 값이 작다는 것은 보다 많은 전력을 공급하겠다는 의미이며 발전전력이 증가할수록 전압 등의 제약조건에 위배될 가능성이 높아진다. 그림 5의 보수행렬을 보면 전략 파라메터가 (b_1, b_2)= (19,12), (18,14), (18,13), (18,12)로 작아질 때 급격히 작아짐을 알 수 있다. 이는 비제약급전에서 결정된 발전력에 대해 제약조건을 만족하는 조류계산결과가 존재하지 않는 경우이다. 실제로 계통운영자는 제약조건을 만족하는 발전력으로 조정하겠지만 이는 전력거래량이 감소된 상태이고 그렇다면 발전참여자는 전략 파라메터를 굳이 낮춰서 입찰할 필요가 없어진다. 이와 같이 조류계산 결과가 존재하지 않는 경우는 참여자가 선택하지 않기 때문에 본 연구에서는 선택 대상에서 제외하며 보수행렬에서는 영의 값을 할당한다.

4.3 균형전략과 이득의 구성 성분

계산된 내쉬균형에 의하면 두 참여자가 각각 2개씩의 전략을 확률적으로 선택하게 되므로 결국 4(=2×2) 가지 경우의 거

략만이 확률적으로 나타난다. 이러한 4가지 경우에 대해 두 참여자의 이득을 분석하면 다음 표2와 같다.

표 2 균형전략에 대한 부분 보수행렬

Table 2 Payoff sub-matrices for the NE

보수	u_1		u_2	
b_2 \ b_1	16	17	16	17
18	1231.8 (=1219.6+0+12.22)	1207.1 (=1195.3+0+11.74)	728.71 (=518.5+13.99+196.29)	767.24 (=631.7+13.74+121.83
25	1185.8 (=1152.7+15.6+17.56)	1217.3 (=1184.9+15.23+16.94)	1110.5 (=1098.4+12.13+ 0)	1106.3 (=1093.8+12.56+ 0

표2에서 회색으로 표시된 부분은 상대방 선택에 따른 최적대응(best response) 전략을 나타내며 보수행렬 u_1과 u_2에서 교점이 생기지 않아 단순전략이 아닌 복합전략이 나타남을 알 수 있다. 계산된 이득은 3개의 성분으로 구성되는데 합으로 표시된 구성성분은 순서대로 유효전력 공급에 따른 이득, 무효발전에 대한 운전비용, 그리고 기회비용(혹은 손실비용)이다. 손실은 G1이 담당하는 것으로 가정하였고 무효발전용량이 작은 G2에서 기회비용이 발생한다. 따라서 세 번째 성분은 G1에서는 손실비용, G2에서는 기회비용에 해당된다.

참여자 G1이 18을 선택할 때는 자신의 운전비용이 영인 반면 G2의 무효전력 용량제약을 유발시켜 기회비용이 발생하고 G1이 25를 선택할 때는 용량제약을 유발시키지 않으면서 자신의 운전비용으로 이득을 취하는 것으로 해석된다.

전력입찰시장 운영자(MO)에 의해 결정되는 비제약급전 단계와 제약조건을 고려하여 계통운영자(SO)가 결정하는 제약급전 단계에서의 값을 분석하면 다음 표3과 같다. 여기서는 4가지 경우 중 (18,16)과 (25,17) 2가지만을 나타낸다.

표 3 각 단계에서의 발전력 및 비용계산

Table 3 Results of generations and costs at each stage

경우 \ 단계	구분	비제약(MO) 발전 [MW]	비제약(MO) 가격	제약급전(SO) 발전(손실) [MW]	발전 [MVar]	전압 [pu]	가격	운전비용	손실(기회)비용
경우1 (25,17)	G1	54.37	38.59	55.50 (1.13)	39.17	1.02	38.88	15.23	16.94
	G2	47.98		47.98	32.54	0.9960	38.59	12.56	0
경우2 (18,16)	G1	67.04	34.76	80.79 (1.49)	38.77	1.02	38.20	0	12.22
	G2	41.69		29.24	40.23	0.9985	29.24	13.99	196.29

표3에서 경우1의 제약급전 결과를 보면, MO에서의 결과에 송전손실(1.13MW)만이 추가된 상태이고 무효발전력 제약에 구속되지 않아 기회비용은 나타나지 않지만 운전비용은 G1과 G2 모두에게 지급이 됨을 알 수 있다. 반면 경우2에서는 G2의 무효발전력 제약에 구속되어 G2에게 운전비용과 기회비용이 지급이 되고 G1의 무효발전력은 의무공급조건에 미달되어 운전비용이 지급되지 않는다.

4.4 무효발전 용량의 증가 유인

무효전력에 대한 운전비용과 기회비용이 지급될 때 발전사업자의 공급전략을 분석하는 목적은 운전비용과 기회비용을 지급함으로서 발전사업자에게 무효발전력 공급에 대한 동기부여 효과를 분석하기 위함이다. 이를 위하여 운전 및 기회비용이 지급되지 않는 상황과 지급되는 상황에서 무효발전 용량을 증가시킬 때 나타나는 현상을 살펴본다.

만약 발전사업자 G2가 추가 투자를 통해서 무효발전 용량을 증가시킨다면 이에 대한 보상이 입찰시장을 통해 자연스럽게 이뤄져야 한다. 여기서는 G2 발전기의 동기 리액턴스를 5% 감소시키고 계자회로의 한계전류를 5% 증가시켜 무효발전 용량이 증가된 것으로 모형화 한다. 다음 표4는 초기 용량과 증가된 용량에서의 결과를 비교한 것이다.

표 4 무효발전 용량이 증가된 결과

Table 4 Results of improved capacity for reactive generations

무효전력비용	무효발전용량 증가 이후 *(A)*						
		전략	확률	이득	발전력	가격	SW
지급안함 *(N)*	G1	[24]	1.0	1108.0	54.06	37.24	5412.7
	G2	[14]	1.0	1064.9	51.64		
지급함 *(Y)*	G1	[26]	1.0	1146.1	51.12	38.54	5378.9
	G2	[15]	1.0	1153.6	52.30		
무효전력비용	**무효발전용량 증가 이전 *(B)***						
		전략	확률	이득	발전력	가격	SW
지급안함 *(N)*	G1	[25,18]	[0.94,0.06]	1205.7	56.87	38.41	5394.2
	G2	[17,18]	[0.89,0.11]	1066.4	46.92		
지급함 *(Y)*	G1	[25,18]	[0.9, 0.1]	1211.6	57.49	38.19	5394.0
	G2	[17,16]	[0.82,0.18]	1073.1	46.68		

표4의 항목 중 발전력, 가격, 사회적후생(SW)은 기대값으로 계산한 것이고 발전력의 단위는 MW이다. 편의상 비용지급에 대한 구분을 N/Y로, 용량 증가에 대한 구분을 B/A로 표시한다.

구분 N에서는 B 보다 A의 경우에 공급량이 증가하고 가격이 감소하여 사회적후생이 증가한 반면 구분 Y에서는 공급량이 감소하고 가격이 증가하여 사회적후생이 감소함을 알 수 있다. 사회적후생 측면만을 보면 (N,A)의 경우가 최대값을 나타낸다. 하지만 무효전력용량 증가에 투자한 G2의 입장에서 보면 (N,B)의 이득 보다 (N,A)의 오히려 이득이 감소하여 용량증가에 대한 유인이 나타나지 않는다. 반면 (Y,B)의 이득 보다 (Y,A)의 이득이 7.5% 가량 증가하여 Y의 경우에 무효전력에 대한 투자 유인이 나타난다. 따라서 N의 경우에 G2 스스로는 설비투자를 하지 않을 것이고 Y의 경우에 투자비용과 이득의 증가량을 비교하여 설비투자를 결정할 것이다.

4.5 부하역률 변화에 따른 균형전략

지금까지의 사례분석은 부하의 역률을 0.861로 고정시켜 계산한 것이다. 여기서는 부하의 역률을 0.91 ~ 0.85($\tan\theta$=0.45 ~ 0.62)의 18단계로 변화시켜 무효전력의 요구량이 변할 때의 균형전략 변화를 살펴본다. 다음 그림7은 표4의 (Y,B) 경우에 대한 균형전략 계산 결과이다.

그림7에서 가로축은 무효전력 요구량이 단계적으로 증가함을 나타내며 G1과 G2의 이득이 변화는 구간을 4개의 구간으로 구분하였다. 역률이 높은 구간(I)에서는 G2만이 운전비용을 지급받으며 균형전략은 (b1,b2)=(24,15)의 단순전략으로 변화가 없는 상태이다. 구간(II)에서는 G1도 운전비용을 지급받으며 균형전략은 복합전략으로 나타나고 구간(III)에서는 역시

G1과 G2가 운전비용을 받지만 균형전략은 단순전략으로 나타난다. 특히 9, 10번째(tanθ=0.53, 0.54)에서는 복수개의 단순전략이 나타나는데 여기서는 파레토(Parreto)[12] 최적 전략을 선택하였다.

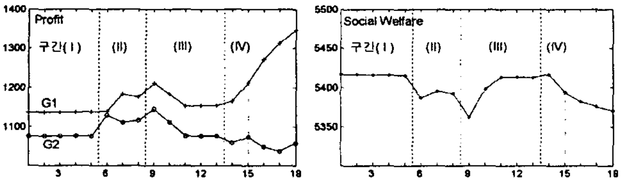

그림 7 부하역률 감소에 따른 기대이득의 변화
Fig. 7 Profits according to the demand power factors

구간(IV)에서는 G2의 무효발전용량 제약에 구속되기 시작하여 기회비용이 발생하며 이중 15번째는 앞의 4.2절과 4.3절의 결과에 해당된다. 운전비용은 G1, G2에서 발생하며 이 때의 균형전략은 모두 복합전략으로 나타나는데 각각의 복합전략에는 기회비용이 발생하는 경우와 그렇지 않는 경우가 포함되어 있다. 부하의 역률이 낮아져 무효전력 요구량이 늘어날수록 대체로 G1의 이득은 증가, G2의 이득은 감소하며 사회적후생도 감소함을 알 수 있다. 하지만 표5에서 검토하였듯이 무효발전용량에 설비투자가 이뤄지면 G1의 전략적 이득증가와 이에 따른 G2의 이득감소는 억제될 것이다.

5. 결 론

경쟁형 전력거래 방식의 도입으로 전력가격 인하에는 긍정적인 기대를 할 수가 있지만 안정적인 무효전력공급과 계통전압의 유지에는 경쟁 원리만으로는 부족한 면이 있다. 이를 해결하기 위해서 무효전력 발전에 대한 인센티브를 지원하는 방식이 일부 사용되고 있으나 이러한 인센티브와 유효전력에 대한 발전사업자의 거래 전략과의 관계를 분석할 필요가 있다.

본 연구에서는 무효전력발전과 관련된 운전비용과 기회비용이 발전사업자에게 지급될 때 이것이 유효전력의 거래전략에 미치는 영향을 분석하였다. 제시한 분석기법으로는 무효전력용량과 유효전력과의 비선형 관계식을 제약조건으로 반영, 운전비용과 기회비용을 포함한 보수행렬 계산, 쌍행렬 기법에 의한 단순전략과 복합전략 내쉬균형 계산 등이 사용되었다.

사례연구를 통한 분석 결과, 운전비용과 기회비용을 지급함으로서 무효발전 용량 증가에 대한 유인이 발생함, 부하의 무효전력 요구량이 증가할수록 상대적으로 무효발전용량에 여유가 있는 기업이 전략적 입찰을 통해 이득을 증가시킴, 하지만 무효전력 설비 투자를 통해 이를 억제할 수 있음, 무효전력의 운전비용과 기회비용을 지급하는 경우에 부하역률이 악화될수록 사회적후생이 감소함 등을 확인하였다.

참 고 문 헌

[1] G. Gross, S. Tao, E. Bompard, and G. Chicco, "Unbundled Reactive Support Service: Key Characteristics and Dominant Cost Component," IEEE Trans. on Power Systems, Vol.17, No.2, pp. 283-289, May 2002.

[2] S. Hao and A. Papalexopoulos, "Reactive Power Pricing and Management," IEEE Trans. on Power Systems, Vol.17, No.2, pp. 283-289, May 2002.

[3] M.L. Baughman and R. Siddiqi, "Real Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results," IEEE Trans. on Power Systems, Vol.6, No.1, pp.23-29, February, 1991.

[4] J.W. Lamont and J. Fu, "Cost Analysis of Reactive Power Support," IEEE Trans. on Power Systems, Vol.14, No.3, pp.890-896, August 1999.

[5] FERC, "Promoting Wholesale Competition through Open Access Nondiscriminatory Transmission Services by Public Utilities," FERC, Docket No.RM95-8-00, Order No.888, April, 1996.

[6] J. Zhong and K. Bhattacharya, "Toward a Competitive Market for Reactive Power," IEEE Trans. on Power Systems, Vol.17, No.4, pp.1206-1215, November 2002.

[7] J.B. Gil, T. Gomez, S. Roman, J. Jose, A. Rios, and P.S. Martin, "Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures," IEEE Trans. on Power Systems, Vol.15, No.2, pp.483-489, May 2001.

[8] K. Bhattacharya, M.H. Bollen, and J.E. Daalder, Operation of Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2001.

[9] 이승렬, 이병준, 송태용, 정민화, 문영환, "전력산업 구조개편 환경하에서의 무효전력 보조서비스 운용을 위한 최적 조류계산법 개발," 전기학회논문지, 51A권 1호, pp.37-44, 2002. 1.

[10] J.J. Grainger and W.D. Stevenson, Power System Analysis, McGraw-Hill, 1994.

[11] K.H. Lee, and R. Baldick, "Tuning of Discretization in Bimatrix Game Approach to Power System Market Analysis," IEEE Trans. on Power Systems, May 2003.

[12] D. Fudenberg and J. Tirole, Game Theory, The MIT Press, 1991.

저 자 소 개

이 광 호(李 光 浩)

1965년 12월 22일 생. 1988년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1995년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 1995년 전력연구원 위촉연구원. 2001년 미국 Univ. of Texas (Austin) 방문교수. 1996~현재 단국대 공대 전기공학과 부교수.

Tel : 02-709-2868

E-Mail : khlee@dku.edu