

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로*

장일수**

요 약

이 논문에서는 국내 전력산업에서의 전력계통을 모형화하고 협조적 게임의 해인 Aumann-Shapley 밸류로 발전 측과 부하 측의 송전요금을 산정하여 현재 시행하고 있는 국내 송전이용요금체계와 비교·분석하였다. 또한 최근 이슈화되고 있는 송전선로 건설이 송전요금에 주는 영향을 관찰하기 위하여 밀양송전탑 및 관련된 기타 송전선로를 추가한 후 송전요금의 변화도 관찰하였다. 이로써 협조적 게임의 해인 Aumann-Shapley 밸류는 발전 및 부하 측 송전요금의 책정에서 경제적 신호를 잘 제공하고 있다는 것을 보여 주었다. 또한 협조적 게임을 사용하면 송전선로의 추가 건설이 각 지역의 송전요금에 어떠한 영향을 주는지에 대해서도 합리적인 설명이 가능하다는 것을 보여주었다.

주요 단어 : 송전요금, 협조적 게임, Aumann-Shapley 밸류
경제학문헌목록 주제분류 : L940, Q480

* 본 논문은 저자의 박사학위논문 「네트워크 구조가 있는 협조적 게임의 응용에 관한 연구(2015)」의 일부 내용을 발췌하여 수정·보완한 논문입니다.

** 서울대학교 경제학부. zrz108@gmail.com

I. 서 론

현재 대다수 국가 전력시장의 공통점은 발전 측의 시장을 개방하여 자유경쟁체제로 운영하고 있다는 것이다. 즉 투자자들은 자유롭게 발전회사를 설립할 수 있다. 그러나 송전방면에 있어서는 투자규모가 워낙 거대하여 많은 나라들에서는 송전업무를 공기업이 자연독점 형태로 운영하고 있다. 이러한 상황에서 송전망 건설에 투입된 비용을 이를 사용하는 발전 회사와 수요자들 간에 어떻게 적절히 배분하는 문제가 자연스럽게 제기되었다. 이와 관련하여 많은 연구들이 진행되어 왔었고 각 나라들마다 자신들의 상황을 고려하여 적절한 송전이용요금 방법을 제정하여 시행하고 있는 상황이다.

송전망을 사용하는 발전 측과 수요 측은 이미 경쟁시장체제가 확립되어 있는 만큼 송전회사는 적절한 송전요금을 책정하여 사용자들에게 합리적인 가격을 제시하여야 한다. 여기서 합리적이라 함은 두 가지 뜻을 내포하고 있는데, 첫째로 송전회사의 입장에서는 시행하고 있는 송전요금체계가 송전망을 건설하고 운영하는 비용 및 합리적인 이윤을 회수할 수 있어야 한다는 것이고, 둘째는 송전요금이 경쟁시장을 도입한 발전 측과 수요 측에 적절한 경제적 신호를 제공하여 그들의 의사결정이 왜곡되지 않도록 유도하여야 한다는 것이다.

현재까지 연구된 송전요금 산정방법은 크게 총괄비용법(embedded cost method)과 한계비용법(marginal cost method)으로 나눌 수 있다. 총괄비용법에서 흔히 사용하고 있는 산정방법으로는 우편요금법(postage stamp method), 경로계약법(contract path method), 경계조류법(boundary flow method), 용량거리법(MW-mile method) 등이 있다. 한계비용법에는 주로 단기한계비용법(SRMC, short run marginal cost)과 장기한계비용법(LRMC, long run marginal cost)이 있다.

이러한 요금산정방법들은 서로 장·단점을 갖고 있는 바 대다수 나라들에서는 한두 가지 방법들에 기초하여 자신들의 국내 사정에 알맞은 송전요금방법들을 책정하고 있다. 이러한 요금산정방법들은, 주로 송전망을 사용하는 시장 참여자들의 사용량 혹은 공헌도(marginal contribution)에 집중하는 것으로 요약된다. 총괄비용법에 의한 송전이용요금은 송전망 총비용을 회수하고 산정절차가 간편한 장점이 있으나 경제적 신호를 잘 반영하지 못하는 단점이 있다. 반대로 한계비용법에 의한 송전이용요금은 경제적 신호를 어느 정도 반영하지만 송전망 총비용을 너무 적게 커버하는 단점(총비용의 10~30%정도)이 있다. 따라서 이 두 가지 방법의 장점들을 최대한 발휘하는 송전이용요금의 산정방법을 제시하는 것이 본 논문의 주요 목적이다.

한편으로, 송전망은 규모의 경제 특성을 갖는 상품으로 시장참여자들(발전측과 부하 측)이 연합하여 공동으로 송전망 비용을 분담할 때 참여자들 개개인은 가장 낮은 비용을 분담하게 된다. 이러한 면에서 송전망을 사용하는 시장참여자들 간의 송전망 비용배분은 협조적 게임에서의 비용배분과 유사한 특성을 갖고 있다. 따라서 협조적 게임에서 사용하는 방법들을 송전망 비용배분문제에 적용하여 나아가 송전망 사용자들의 송전이용요금을 산정하는 문제를 생각할 수 있다. 협조적 게임에서는 송전망을 사용하는 모든 참여자들이 공동으로 총비용을 분담하기에 모든 비용을 회수할 수 있다는 장점이 있다. 또한 협조적 게임의 방법은 경제학 이론을 기반으로 하기에 경제적 신호를 잘 반영하는 장점이 있다.

우리가 흔히 사용하고 있는 협조적 게임의 해에는 샤플리 밸류(Shapley value)와 중핵(Nucleolus)을 들 수 있다. 이들은 협조적 게임의 대표적인 해로써 모두 좋은 특성들을 가지고 있어 일찍부터 송전요금의 산정방법으로 연구되어 왔다(Tan and Lie, 2002; Tsukmoto and Iyoda, 1996; Zolezzi and Hugh, 2002). 그러나 시장참여자들이 많은 경우(일반적으로 6인 이상)에는 계산이 불가능하다는 단점이 있다. 따라서 이 방법들을 사용한 기존연구에서는 경기 참여자들이 6인 이하인 간단한 모형들만 언급하고 있어 수많은 참여자들이 존재하는 실제 송전요금의 산정에서는 적용하지 못하고 있다.

샤플리 벨류와 중핵의 계산 복잡한 단점을 극복하고자 연구자들은 샤플리 벨류의 일종인 오만-샤플리 벨류(Aumann-Shapley value)에 기초한 송전요금 산정방법을 제시하고 있다. Aumann-Shapley 벨류는 Aumann and Shapley (1974)가 처음 제시한 샤플리 벨류의 확장된 해법이다. Aumann-Shapley 벨류는 비록 연속적인(continuous) 함수형태로 되었지만 적절한 변형과정을 거쳐 이산적(discrete)인 함수형태로 변형함으로써 선형계획법으로 풀이할 수 있다. 이 해법은 Aumann-Shapley 벨류의 특성을 이어 받아 경제적 신호를 잘 반영하고 있다는 장점이 있다. 또한 이 방법으로 산정한 송전요금은 한계비용법에 기초한 송전요금보다 총비용을 커버하지 못하는 부분을 최소화시킬 수 있다는 장점이 있다.¹⁾ 이러한 이유로 2000년대부터 Aumann-Shapley 벨류는 송전요금의 연구에서 다양하게 사용되어 왔다(Bakirtzis, 2001; Junqueira et al., 2007; Molina et al., 2013). 그 중 대표적인 연구로 Junqueira et al. (2007)에서 저자들은 브라질 전력시장을 사례로 Aumann-Shapley 벨류를 적용하여 브라질 전력시장에서 발전 측의 송전요금을 산정하고 브라질 국내에서 시행하고 있는 송전요금과 비교·연구하였다.

이 논문에서는 한국 전력시장을 사례로 전력계통모형에 Aumann-Shapley 벨류를 적용하여 발전 및 부하 측의 송전요금을 산정하고 현재 시행하고 있는 전력요금과 비교한다. 또한, 송전선로 건설이 송전요금에 주는 영향을 고려하여 신고리-북경남 초고압 송전선 및 기타 관련된 송전선들의 추가 건설을 사례로 추가된 송전선로가 송전요금에 어떠한 영향을 미치는지를 살펴본다.

먼저 결론적으로 말하자면 Aumann-Shapley 벨류를 사용한 송전요금체계는 현재 국내 송전망을 사용하고 있는 발전 및 부하 측의 송전요금에 적절한 경제적 신호를 잘 반영하고 있다는 것을 보여 주었다. 또한 송전선로의 추가 건설에 따른 송전망의 변화에서도 전력의 공급 및 수요 측의 송전요금에 적절히 반영하고 있다는 결론을 도출하였다. 즉 Aumann-Shapley 벨류에 기반한 송전요금 산정방법은 현재 송전망을 사용하고 있는 사용자들의 요금을 적

1) 한계비용법에 기초한 송전요금 산정방법은 일반적으로 총비용의 10~30%를 커버하지만 본 논문에서의 Aumann-Shapley 방법은 총비용의 40%를 커버한다.

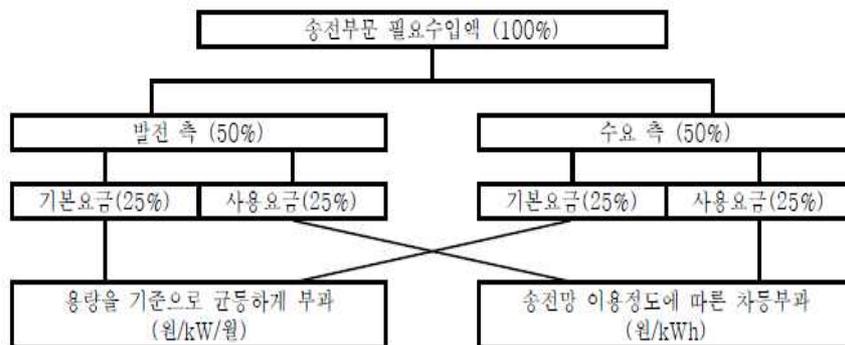
절하게 산정할 수 있을 뿐만 아니라 나아가서 송전선로를 추가로 건설할 때에도 적절한 경제적 신호를 주어 가장 필요한 송전선로를 우선적으로 선정할 수 있다.

이 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 현재 국내에서 사용하고 있는 송전요금방법을 소개한다. 3장에서는 먼저 Aumann-Shapley 벨류를 소개하고 이를 송전이용요금의 계산에 가능한 모형으로 변형한다. 4장에서는 국내송전망 시스템을 사례로 전력계통 모형을 구축하고 Aumann-Shapley 벨류를 적용하여 도출한 송전요금을 현재 시행하고 있는 송전요금과 비교·분석하며 5장에서는 간단한 결론으로 본 연구를 마친다.

II. 국내 송전요금의 산정방법

국내 송전요금의 산정절차와 방법을 보면 국내 송전요금체계는 장기한계비용에 기초한 2부제요금에 속한다. 즉 고정비(kW기준)와 사용량(kWh기준)이라는 두 개의 비용요소로 구성되었다. 이 또한 현재 세계에서 가장 널리 사용되고 있는 요금제도이다.

[그림 1] 현행 송전이용요금 구성



현재 사용하고 있는 송전요금은 지식경제부에서 제정한 「송전이용요금산정 기준(지식경제부 고시2012-67)」과 「송·배전용전기설비 이용규정(2014.8.8)」을 근거로 산정·부과되고 있다. 송전이용요금은 크게 기본요금과 사용요금으로 나뉜다. 기본요금은 kW를 단위로 매월 부과하며 발전 측 계약 발전설비용량(kW)과 수요 측 비동시최대부하(kW)를 기준으로 단가를 산정하고 있다. 사용요금은 발전 측과 수요 측에서 각각 송전전력량(kWh)과 수요전력량(kWh)을 기준으로 전력조류계산을 통한 발전 측 및 수요 측의 송전망 이용 정도에 따라 지역별로 차등하여 산정한다. [그림 1]은 현재 시행하고 있는 송전이용요금 산정절차를 직관적으로 나타낸 것이고 <표 1>과 <표 2>는 「송·배전용 전기설비 이용규정(2014.8.8)」에 따른 송전이용요금표이다.

〈표 1〉 발전지역별 송전이용요금 단가

발전지역		사용요금 [원/kWh]	기본요금 [원/kW/월]
수도권 북부지역	서울특별시 일부(강북구, 광진구, 노원구, 도봉구, 동대문구, 마포구, 서대문구, 성동구, 성북구, 용산구, 은평구, 종로구, 중구, 중랑구), 경기도 일부(의정부시, 구리시, 남양주시, 고양시, 동두천시, 파주시, 포천시, 양평군, 양주시, 가평군, 연천군)	0.80	902.10
수도권 남부지역	서울특별시 일부(강남구, 강동구, 송파구, 강서구, 관악구, 영등포구, 구로구, 금천구, 동작구, 서초구, 양천구), 인천광역시, 경기도 일부(과천시, 수원시, 안양시, 의왕시, 군포시, 성남시, 평택시, 광명시, 안산시, 안성시, 오산시, 용인시, 이천시, 하남시, 광주시, 여주군, 화성시, 부천시, 김포시, 시흥시)	1.64	
비수도권 지역	부산광역시, 대구광역시, 광주광역시, 대전광역시, 울산광역시, 강원도, 충청북도, 충청남도, 전라북도, 전라남도, 경상북도, 경상남도	1.97	
제주지역	제주특별자치도	0.75	

〈표 2〉 수요지역별 송전이용요금 단가

수요지역		사용요금 [원/kWh]	기본요금 [원/kW/월]
수도권지역	서울특별시, 인천광역시, 경기도	2.84	921.90
비수도권 지역	부산광역시, 대구광역시, 광주광역시, 대전광역시, 울산광역시, 강원도, 충청북도, 충청남도, 전라북도, 전라남도, 경상북도, 경상남도	1.70	
제주지역	제주특별자치도	8.42	

국내 송전요금의 산정방법에서 두 개의 50:50을 볼 수 있는데, 하나는 발전 측과 부하 측에서 50:50의 비율로 공동 부담하는 것이다. 이 부분은 이미 대다수 나라들의 송전요금 산정방법에서 반영된 것으로 널리 받아들여지고 있다. 즉 전력은 저장할 수 없다는 특성상 발전 측과 부하 측은 언제나 일정한 균형을 유지하여 운영되고 있기에 양측에서 50:50으로 부담하는 것이 적절하다는 것이다. 다른 하나는 기본요금과 사용요금을 50:50으로 나누어서 부담하는 것이다. 이 부분에 대해서는 정확한 이론적 근거가 없다. 따라서 송전망 이용정도에 따른 사용요율이 과소 또는 과대하게 반영될 수 있다. 기본요금의 산정방법은 우편요금제와 비슷하다.

총괄비용법 중 하나인 우편요금제는 가장 간단한 송전요금산정방법이다. 이 방법은 회수하고자 하는 연간 총비용을 송전망을 사용하는 모든 참여자들에게 각자의 연간 최대 용량에 비례하여 배분한다.

경기 참여자들의 집합을 $N = \{1, \dots, n\}$ 이라 하고 연간 총 비용을 FC^* 라 할 때, 참여자 i 의 송전요금 π_i 는,

$$\pi_i = \frac{FC^*}{\sum_{j \in N} g_j + \sum_{k \in N} l_k} \quad (1)$$

여기서 g_j 와 l_k 는 송전망에 접속된 각 발전소와 부하의 연간 최대 전력량이다.

우편요금법은 가장 흔히 사용되는 고정비용배분방식이다. 하지만 이 방법은 송전거리, 송전선로의 사용량 등 구체적인 상황을 반영하지 못하여 경제적 신호를 반영하지 못한다. 그럼에도 불구하고 산정방법이 용이하기에 작은 지역이나, 또는 다른 산정방법들의 보조적인 방법으로 흔히 사용하게 된다.

본 연구에서의 Aumann-Shapley 해법은 송전비용을 전부 포괄하지 못하기에 우편요금법을 보조적 요금제로 사용하여 포함되지 못한 부분의 비용을 산정한다.

4장에서 다루게 될 Aumann-Shapley 밸류에 관해서도 발전 측과 부하 측이 똑같이 비용을 분담하여야 한다는 것을 가정하고 있다. 즉 총 회수비용을 절반씩 나누어 발전 측과 부하 측에 똑같이 배분하고, Aumann-Shapley 밸류를 사용하여 발전 측과 부하 측의 요금을 각각 산정한 다음, 양측에서 협조적 게임의 방법으로 포괄하지 못하는 비용부분에 한해서 발전 측 혹은 부하 측의 참여자들이 우편요금법에 의하여 공동으로 분담하게 된다. 이로써 경제적 신호를 최대도로 반영한다는 취지이다. 이제 Aumann-Shapley 밸류의 산정과정을 살펴보자.

Ⅲ. 협조적 게임의 해: Aumann-Shapley 밸류

Aumann-Shapley 밸류는 샤플리 밸류의 일반화 형태로 이해할 수 있다. Aumann-Shapley 밸류에서는 경기참여자들을 무한히 작게 쪼개어(splitting) 작은 경기자들마다 하나의 참여자로 간주한다. 그런 다음 이들에게 샤플리 밸류를 적용하여 게임의 해를 구한다. 무한히 쪼갠 파라미터 값이 0으로부터 1로 커지면서 매번 증가한 부분에 해당하는 샤플리 밸류의 값들을 합한 것이 경기 참여자들의 Aumann-Shapley 해가 된다. 본 연구에서는 Junqueira et al. (2007)에서 사용한 방법을 사용하기로 한다. 앞서 Aumann-Shapley 밸류를 수식으로 표현하면,

$$\phi_j = b_j \int_0^1 \frac{\partial f(tb)}{\partial b_j} \quad (2)$$

여기서 t 는 적분 파라미터이고 b_j 는 송전망 사용자(즉 전력계통에서의 모선) j 의 자원(발전량 혹은 부하량)의 값이며 $f(\cdot)$ 는 주어진 t 에 대한 한계 송전요금이 된다.

Aumann-Shapley 벨류에서는 모든 발전기(혹은 부하)들이 동시에 경기에 참여하므로 다음과 같은 파라미터 선형계획법(parametric linear programming)으로 변환할 수 있다. 전력계통에서 선로의 집합을 $K = \{1, \dots, k\}$ 로 하고 모선(발전 및 부하)의 집합을 $N = \{1, \dots, n\}$ 로 할 때 Aumann-Shapley 벨류를 선형계획법으로 전환하면,

$$F(t) = \min \sum_{k=1}^K c_k \times \left| \sum_{i=1}^N \beta_{ki} (\delta_i - tg_i) \right| \quad (3)$$

subject to

$$\sum_{i=1}^N \delta_i = \sum_{i=1}^N tg_i \quad (4)$$

$$-\overline{P}_k \leq \sum_{i=1}^N \beta_{ki} (\delta_i - tg_i) \leq \overline{P}_k \quad (5)$$

$$\delta_i \leq l_i, \quad i = 1, \dots, N. \quad (6)$$

이다. 위의 식에서 c_k 는 선로 k 의 단위비용이고, β_{ki} 는 모선 i 에 접속되는 발전소(혹은 부하)가 선로 k 에 미치는 영향으로 민감도(sensitivity)를 나타내며, δ_i 는 발전기 i 로부터 전력을 공급받는 모선 i 의 부하량이다. $-\overline{P}_k$ 와 \overline{P}_k ²⁾는 선로 k 의 최대 허용전력이다. t 값은 0부터 1까지의 사이에서 연속으로 변화한다. 위의 목표함수에 절대치가 있으므로 조류 변수를 2개의 양(positive)

2) 선로에 흐르는 전류방향이 양방향으로 모두 가능하다는 의미이다.

의 변수로 대체한다. 또한, 전력계통에서의 키르히호프의 법칙(Kirchhoff's law)을 이용하여 제약식을 풀어 쓰면 위의 최적화 문제를 다음과 같이 고쳐 쓸 수 있다.

$$F(t) = \min \sum_{k=1}^K c_k \times (P_k^+ + P_k^-) \quad (7)$$

subject to

$$\sum_{k \in Y_i} (P_k^+ - P_k^-) + \delta_i = tg_i, \quad i = 1, \dots, N \quad (8)$$

$$P_k^+ - P_k^- - B_k(\theta_{sk} - \theta_{ek}) = 0, \quad k = 1, \dots, K \quad (9)$$

$$P_k^+ - P_k^- \leq \overline{P}_k, \quad k = 1, \dots, K \quad (10)$$

$$P_k^+ - P_k^- \geq \overline{P}_k, \quad k = 1, \dots, K \quad (11)$$

$$\delta_i \leq l_i, \quad i = 1, \dots, N. \quad (12)$$

여기서 Y_i 는 모선 i 와 연결되어 있는 선로들의 집합이고, B_k 는 선로 k 의 서셉턴스이며, θ_{sk} 와 θ_{ek} 는 각각 선로 k 의 시작점과 끝점에서의 전압의 위상이다. 제약식 (8)과 (9)는 키르히호프 제 1, 제 2법칙이고, 제약식 (10)과 (11)은 선로용량 제약식이다. 마지막 제약식은 각 모선에 제공되는 전력량은 그 모선의 총 부하량을 초과하지 말아야 한다는 조건이다.

위의 선형문제를 풀면 각 선로에서 흐르는 전력량을 구할 수 있으며 각 참여자들(즉 발전측과 부하측)의 요금은 이 선형문제의 쌍대선형문제(dual linear programming)로 풀 수 있다. 이는 쌍대문제의 해가 바로 각 참여자들이 특정된 선로에 대하여 지불하는 가격이기 때문이다.

위의 최적화 문제의 쌍대 문제의 목표함수는

$$F(t) = \sum_{i=1}^N tg_i \times \pi t_i + \sum_{k=1}^K \overline{P}_k \times (\pi P_k^+ + \pi P_k^-) + \sum_{i=1}^N \pi l_i \times l_i \quad (13)$$

가 된다. 여기서 $\pi t_i, \pi B_k, \pi P_k^+, \pi P_k^-$ 와 πl_i 는 각각 원(primal) 선형문제에서의 제약식 (8), (9), (10), (11)와 (12)에 해당되는 쌍대변수(dual variable)들이다.

원 선형문제와 쌍대 선형문제를 사용하여 발전 측과 부하 측의 Aumann-Shapley 밸류를 산정할 때 각각 계산한다. 여기서는 먼저 발전 측의 Aumann-Shapley 밸류를 계산하기로 한다. 위의 선형회귀법을 사용하여 매번 Δt 만큼 증가하면서 새로운 t 값에 대응되는 선형문제를 푼다. 따라서 매번 증가한 비용부분에 대해서는 각 참여자들이 공헌하는 발전비용의 합으로 나타낼 수 있다. 수식으로 표현하면,

$$\Delta F_m = F(t + \Delta t_m) - F(t) = \sum_{i=1}^N \Delta t_m g_i \times (\pi t_i)_m \quad (14)$$

여기서 $(\pi t_i)_m$ 는 m 단계에서의 승수(multiplier)이다. 그러므로 각 경기 참여자들의 요금(단가)은 각 단계에서 구한 ΔF_m 과 Δt_m 로 구할 수 있다. 만약 발전소를 총 M 개로 등분(equal division)하였을 경우 참여자 i 의 요금은

$$F_i = \sum_{m=1}^M \Delta t_m \times (\pi t_i)_m \quad (15)$$

로 산정할 수 있다.

Aumann-Shapley 밸류는 연속되는 적분 값이므로 실제로 계산을 할 때 Δt 값은 작으면 작을수록 진실된 값에 더욱 접근하게 된다. 따라서 선행연구들의 경험을 바탕으로 본 연구에서는 Δt 값을 0.0001(즉 $M=10,000$)로 정해서 값을 구한다.

IV. 사례분석: 국내 전력시장

이 절에서는 국내 전력계통을 사례로 Aumann-Shapley 밸류를 적용하여 송전요금을 산정하였다.

1. 국내 전력시장 개관

현재 국내 전력시장은 발전부문만 입찰에 참여하는 발전경쟁시장이다. 수요측과 송전망은 한국전력공사(이하 한전)에서 독점하고 있다. 2015년 3월말 기준으로 전력시장의 총 설비용량은 95,365MW이고 발전연료별로는 원자력 21.7%, 석탄 28.6%, LNG 33.4%을 차지한다. 최근 몇 년간 발전용량의 변화를 살펴보면 석탄과 LNG의 발전용량이 꾸준히 증가하는 추세고 원자력은 원상대로 유지하고 있다. 또한 최대전력수요는 75,375MW이고 평균전력은 60,635MW이다.³⁾

현재 국내 송전선로는 주로 765kV-345kV-154kV 3단계 전압계층을 사용하고 있다. 총 회선길이(c-km)에서 765kV가 2.6%, 345kV가 27.9%, 154kV가 68.1%를 차지하고 있다. 그러나 345kV와 765kV 시스템의 빠른 확장으로 154kV 시스템은 지역 내 배전 부하공급용으로 역할이 바뀌었다. 따라서 이 논문에서는 사례분석에 있어서 지역 간의 송전시스템을 345kV 송전선을 기준으로 설정하였고 개별적인 선로에 765kV와 154kV 송전선을 추가하였다.

3) 전력통계속보 2015년 3월호(제437호), 한국전력공사.

2. 국내 송전망 시스템의 모형설정

사례분석에 있어서 최상의 선택은 실제 사용되고 있는 송·변전시스템을 모델로 결과를 도출하는 것이나, 송·변전 자세한 정보는 공공안전과 밀접한 관계가 있는 국가기간시설로 관련 법령에 의거하여 정보공개가 제한되고 있다. 이에 저자는 현재 공개되고 있는 데이터와 자료들을 분석·검토하여 부하 측은 시·도별로 16개 지역으로, 발전 측은 11개의 큰 지역으로, 총 27개의 모선으로 송전계통 네트워크를 구축하였다. <표 3>과 <표 4>는 모의(模擬)전력계통의 모선(bus)과 모선 사이의 송전선로와 관련된 자료들이고 <표 4>에 사용된 각 파라미터 값들의 산정방법은 부록의 <표 C.1>에 자세히 나와 있다. 여기서 한 가지 설명할 점은, 전남과 제주지역을 잇는 송전선은 180kV의 초고압 직류케이블 2회선⁴⁾을 사용하였으나 계산상에서는 교류나 직류를 구분하지 않고 일괄적으로 교류로 처리하였다. 또한 계산의 편의를 위하여 발전량과 부하량의 단위를 10MW로 설정하였다.

<표 3> 발전 측과 부하 측의 참여자 설정 및 용량

모선 id	지역	기능	발전량 (10MW)	부하량 (10MW)	비고
1	서울	부하		531.5	
2	부산	부하		232.5	
3	대구	부하		172.1	
4	인천	부하		258.8	
5	광주	부하		94.5	
6	대전	부하		105.3	
7	울산	부하		342.4	
8	경기	부하		1,167.0	
9	강원	부하		180.3	
10	충북	부하		247.3	
11	충남(세종포함)	부하		545.8	
12	전북	부하		247.8	
13	전남	부하		345.9	
14	경북	부하		518.8	

4) 해남-제주(300MW)와 진도-서제주(400MW)구간.

모선 id	지역	기능	발전량 (10MW)	부하량 (10MW)	비고
15	경남	부하		382.8	
16	제주	부하		46.7	
17	부산발전	발전	503.0		
18	인천발전	발전	903.3		
19	울산발전	발전	165.0		
20	경기발전	발전	293.1		서울, 충북 포함
21	강원발전	발전	132.5		
22	충남발전	발전	1,351.8		
23	전북발전	발전	71.6		
24	전남발전	발전	689.6		광주 포함
25	경북발전	발전	758.2		대구 포함
26	경남발전	발전	701.0		
27	제주발전	발전	33.3		
합계			5,602.41	5,419.47	

자료출처: 전력통계정보시스템(epsis.kpx.or.kr)에서 2013년도 데이터를 사용.

〈표 4〉 송전계통도 연결상황 및 선로 파라미터

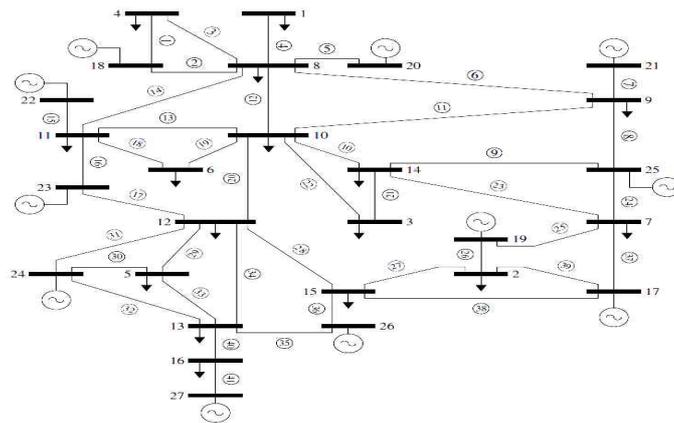
선로 id	시점	종점	시점 id	끝점 id	서셉턴스 (pu)	선로비용 (억원)	용량 (10MW)	단위비용 (억원/10MW)
1	인천발전	인천	18	4	0.0013	164.3	1,304	0.126
2	인천발전	경기	18	8	0.0022	287.5	869	0.331
3	인천	경기	4	8	0.0018	236.9	869	0.273
4	경기	서울	8	1	0.0054	696.3	3,042	0.229
5	경기발전	경기	20	8	0.0020	253.4	915	0.277
6	경기	강원	8	9	0.0244	3,152.7	1,458	2.162
7	강원발전	강원	21	9	0.0064	829.2	1,061	0.781
8	경북발전	강원	25	9	0.0047	602.5	869	0.693
9	경북발전	경북	25	14	0.0078	1,004.4	1,304	0.770
10	경북	충북	14	10	0.0028	358.7	435	0.825
11	충북	강원	10	9	0.0049	633.3	435	1.457
12	충북	경기	10	8	0.0046	594.9	869	0.684
13	충북	충남	10	11	0.0037	478.6	435	1.101
14	충남	경기	11	8	0.0152	1,966.0	1,893	1.039
15	충남발전	충남	22	11	0.0085	1,091.6	2,762	0.395
16	전북발전	충남	23	11	0.0028	362.9	435	0.835
17	전북발전	전북	23	12	0.0013	163.6	435	0.377
18	충남	대전	11	6	0.0024	309.5	435	0.712
19	대전	충북	6	10	0.0015	194.4	435	0.447
20	전북	충북	12	10	0.0054	697.6	435	1.605
21	대구	경북	3	14	0.0088	1,136.5	1,738	0.654
22	대구	충북	3	10	0.0056	722.3	435	1.662
23	울산	경북	7	14	0.0032	408.7	435	0.940

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로

선로 id	시점	종점	시점 id	끝점 id	서셉턴스 (pu)	선로비용 (억원)	용량 (10MW)	단위비용 (억원/10MW)
24	경북발전	울산	25	7	0.0026	335.5	869	0.386
25	울산발전	울산	19	7	0.0005	65.7	435	0.151
26	울산발전	부산	19	2	0.0026	337.5	435	0.777
27	부산	경남	2	15	0.0013	167.7	869	0.193
28	경남	전북	15	12	0.0042	546.3	435	1.257
29	광주	전북	5	12	0.0030	386.8	435	0.890
30	전남발전	광주	24	5	0.0025	327.9	435	0.755
31	전남발전	전북	24	12	0.0080	1,027.0	869	1.181
32	전남발전	전남	24	13	0.0024	313.6	1,738	0.180
33	전남	광주	13	5	0.0009	111.6	435	0.257
34	전남	전북	13	12	0.0032	410.8	435	0.945
35	경남발전	전남	26	13	0.0005	63.7	435	0.147
36	경남발전	경남	26	15	0.0130	1,685.6	2,173	0.776
37	부산발전	울산	17	7	0.0026	330.0	869	0.380
38	부산발전	경남	17	15	0.0012	158.8	435	0.365
39	부산발전	부산	17	2	0.0005	63.7	435	0.147
40	전남	제주	13	16	0.0648	8,373.8	70	119.625
41	제주발전	제주	27	16	0.0012	155.3	384	0.405

[그림 2]는 현재 국내 송전계통⁵⁾(주로 345kV와 765kV 송전계통)을 참조하여 발전지역과 부하지역 간의 송전계통을 그린 것이다.

[그림 2] 전력계통 모의도



5) 한국전력공사와 전력거래소 홈페이지의 2013년도 전력계통도를 참조하여 그렸다.

3. Aumann-Shapley 벨류에 의한 결과

<표 5>는 Aumann-Shapley 벨류에 의한 발전 측과 부하 측의 단가 및 총 이용요금을 산정한 결과이다. 또한 현행 한전의 요금과 비교하여 그 차액을 보여주었다. 여기서 추가요금은 송전망 총비용에서 Aumann-Shapley 해법으로 회수하지 못한 부분⁶⁾으로 우편요금제를 사용하여 추가로 산정한 요금단가이다. 추가요금의 산정절차는 <부록 B>에서 제시하고 있다. 최종요금은 Aumann-Shapley 요금과 추가요금을 합산한 요금이다.

<표 5> Aumann-Shapley 방법에 의한 발전 및 부하 요금

지역	AS단가 (억원/10MW)	추가요금 (억원/10MW)	최종요금 (억원/10MW)	AS요금 (원/kw.월)	한전 요금 (원/kw.월)	차액 (한전-AS)
서울	1.20	1.89	3.09	2,571	2,995	424
부산	0.26	1.89	2.14	1,785	2,163	377
대구	1.57	1.89	3.46	2,881	2,163	-718
인천	0.77	1.89	2.66	2,216	2,995	779
광주	0.41	1.89	2.30	1,916	2,163	247
대전	1.27	1.89	3.16	2,632	2,163	-469
울산	0.36	1.89	2.25	1,874	2,163	289
경기	0.97	1.89	2.86	2,380	2,995	615
강원	0.84	1.89	2.73	2,272	2,163	-109
충북	1.38	1.89	3.27	2,722	2,163	-559
충남	0.56	1.89	2.45	2,038	2,163	125
전북	0.90	1.89	2.79	2,323	2,163	-161
전남	0.16	1.89	2.04	1,702	2,163	461
경북	0.92	1.89	2.80	2,337	2,163	-174
경남	0.44	1.89	2.33	1,939	2,163	224
제주	37.57	1.89	39.46	32,883	7,069	-25,814
부산발전	1.00	1.63	2.63	2,193	2,340	147
인천발전	0.61	1.63	2.24	1,871	1,793	-78
울산발전	0.96	1.63	2.59	2,162	2,340	178

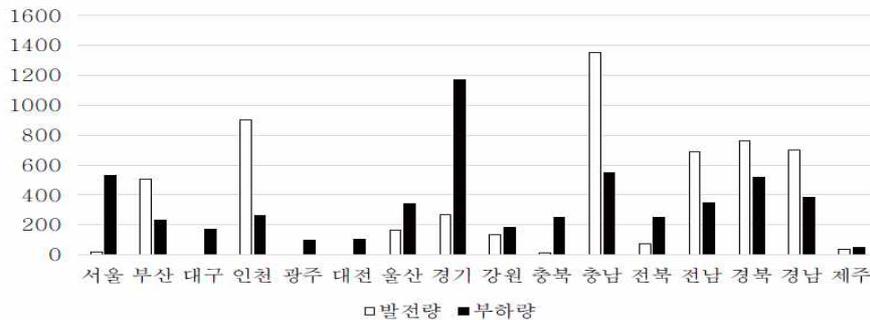
6) 앞서 언급하였듯이 Aumann-Shapley 벨류를 사용할 때, 송전선로에서 실제로 수송되는 전력량 부분에 대해서만 요금을 산정하기에 송전선의 최대용량보다 작으므로 총비용을 100%로 회수하지 못하게 된다.

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로

지역	AS단가 (억원/10MW)	추가요금 (억원/10MW)	최종요금 (억원/10MW)	AS요금 (원/kW.월)	한전 요금 (원/kW.월)	차액 (한전-AS)
경기발전	0.62	1.63	2.25	1,876	1,793	-84
강원발전	1.30	1.63	2.93	2,443	2,340	-103
충남발전	1.32	1.63	2.95	2,457	2,340	-117
전북발전	1.05	1.63	2.68	2,233	2,340	108
전남발전	1.46	1.63	3.09	2,576	2,340	-236
경북발전	1.09	1.63	2.73	2,271	2,340	69
경남발전	1.43	1.63	3.06	2,548	2,340	-207
제주발전	0.40	1.63	2.04	1,696	1,450	-247

<표 5>의 결과에서 보면 Aumann-Shapley 밸류로 구한 요금은 발전 측과 부하 측이 각각 부담해야 할 총비용⁷⁾의 40.7%와 37.3%밖에 포함하지 못한다. 이는 앞서 각 선로의 단위비용(억원/MW)을 구할 때, 각 선로의 실사용량이 아닌 정격용량(최대송전량)을 기준으로 단위비용을 산정하였기 때문이다. 이러한 이유는 송전선로를 건설할 때 일반적으로 장기발전을 고려하여 여유를 두고 선로용량을 설정하기에 실제 이용률은 선로용량보다 많이 작게 된다. 이렇게 초과한 부분은 그 선로를 사용하는 특정 사용자가 부담하는 것이 아니라 모든 참여자가 공동으로 부담하는 것이 바람직하다. 이는 전력계통이 통합된 하나의 상품이라는 점과 일맥상통하다.

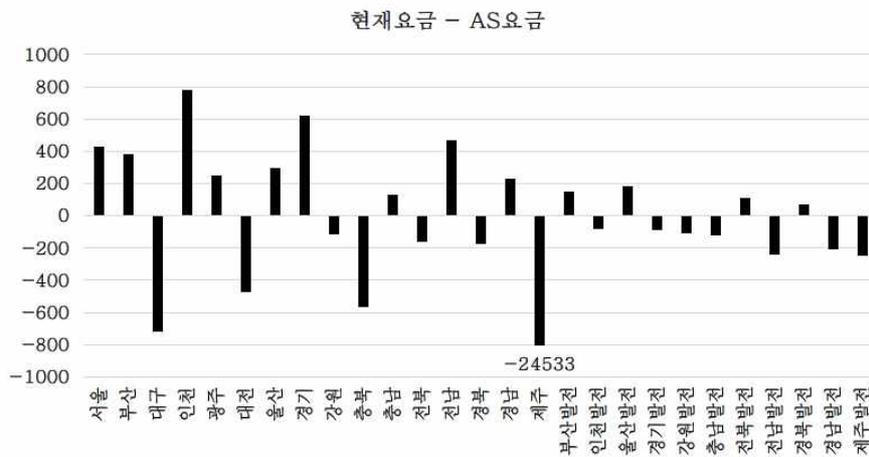
[그림 3] 시·도별 발전량과 부하량 비교(단위: 10MW)



7) 발전 측과 부하 측이 부담해야 할 비용은 각각 총비용(31,207억원)의 47.8%(14,911억원)과 52.2%(16,295억원)이다. 자세한 과정은 부록 <표 A.1>를 참조하라.

현재요금과 Aumann-Shapley 밸류의 비교에 앞서 먼저 시·도별 발전량과 부하량을 보면([그림 3]) 부하는 북부지역(서울, 경기, 충청권)에 집중되어 있고 발전소는 북부지역(인천, 충남)과 남부(경상지역, 전남) 2곳에 집중되어 있다. [그림 4]는 현재요금이 Aumann-Shapley 밸류에 의한 요금보다 얼마나 초과하는지를 보여준다. 양수를 나타내면 현재요금이 Aumann-Shapley 요금보다 높게 책정되었다는 것을 의미하고, 음수는 현재요금이 Aumann-Shapley 요금보다 낮게 책정되었다는 것을 보여준다.

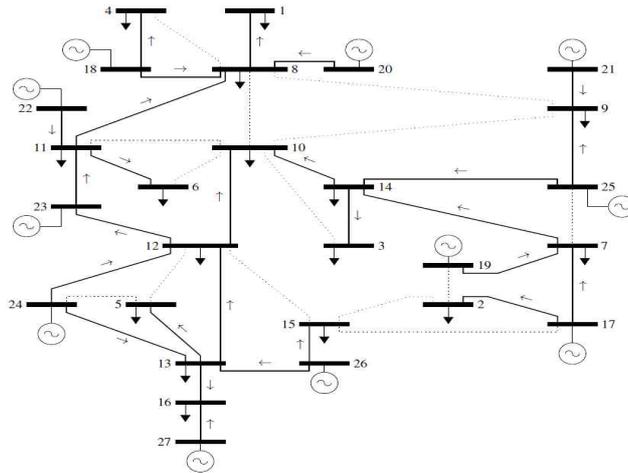
[그림 4] Aumann-Shapley 요금과 현재요금의 차이(단위: 원/kW.월)



경제적인 입장에서 발전측은 먼 곳보다 가까운 곳에 있는 부하를 선호하여 공급할 것이고, 부하측도 마찬가지로 가까운 곳에 있는 발전소를 선호할 것이다. 또한 경제적 신호를 반영하는 입장에서 부하가 밀집된 지역에서 멀리 떨어져 있는 발전소는 높은 요금을 지불해야 한다(부하는 반대로 고려한다). 먼저 발전측을 보면, 부산, 울산, 전북, 경북 등 지역의 요금은 현재요금이 Aumann-Shapley 방법보다 높게 책정되었다. 기타 지역은 Aumann-Shapley 요금에 비하여 현재 요금이 낮게 책정되었다는 결과다. 부산, 울산, 경북 지역

은 모두 남부지역의 발전소와 가깝지만 Aumann-Shapley 요금이 오히려 더 낮게 나왔다. 즉 현재 시행하고 있는 요금이 높다는 것이다. 얼핏 보기에 앞서 발전소가 집중된 지역의 요금이 높아야 한다는 이론과 모순되지만, 만약 이 지역의 발전량과 부하량을 종합적으로 고려할 때는 설명이 가능하다. 부산, 울산, 경북지역의 발전량은 각각 5,030MW, 1,650MW, 7,582MW인데 비해 부하량은 각각 2,325MW, 3,424MW, 5,188MW이다. 즉 울산지역의 발전량은 해당지역의 수요보다 적으며 이 차이는 부산지역에서 보충한다. 경북지역은 발전량이 많지만 부하량도 많고 또한 초과한 발전량은 강원도와 대구지역에 보낸다. 대구는 경북 내에 있으며 경북지역의 주된 2개의 발전원인 월성과 가깝다. 강원도 지역에 보내는 발전량은 대부분 한울원전에서 송전하기에 거리상 가까운 지역에 있다. 전북지역의 발전량(716MW)은 수요(2,478MW)에 많이 미치지 못하기에 가까운 지역에만 공급이 가능하다. 즉 이 네 지역은 모두 가까운 거리의 지역에만 전력을 공급하기에 낮은 송전요금을 지불해야 한다는 것이다. 이러한 상황은 아래 [그림 5]⁸⁾와 함께 보면 더욱 선명하다.

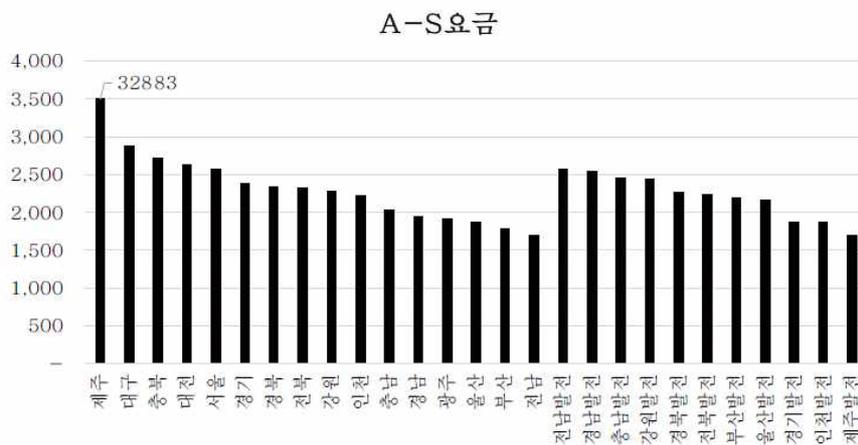
[그림 5] Aumann-Shapley 해법에 의한 조류흐름도



8) 각 선로의 조류 값과 부담률은 부록 <표 D.1>을 참조하라.

[그림 5]에서 점선부분은 앞서 모형에서 송전선로가 연결되어 있다고 설정했지만 Aumann-Shapley 해법을 적용하였을 경우 해당 선로에 조류가 없다는 것을 의미한다. 남은 실선에 표기된 화살표는 조류방향을 나타낸다. 관찰하면 오른쪽 부분에 있는 모선 17(부산발전), 19(울산발전), 25(경북발전), 21(강원발전)에 연결된 발전기는 최대 모선 10(충북)까지 닿는다.

[그림 6] 지역별 발전 측과 부하 측의 Aumann-Shapley 요금 비교(원/kW.월)



다음 부하 측을 보기로 하자. 부하 측에서는 서울, 부산, 인천, 광주, 울산, 경기, 전남, 경남 등 지역의 현재요금이 높게 책정되었다. 여기서 부산, 인천, 울산, 전남, 경남 등 지역은 발전지역과 가깝기에 Aumann-Shapley 해법에 의하면 낮은 요금을 부담해야 한다. 광주지역은 전남지역에 포함되어 있지만 Aumann-Shapley 해법에 의하면 경남발전으로부터 전력을 공급받고 있다. 서울의 경우에는 앞의 조류도에서 볼 수 있듯이 발전소에서 멀리 떨어져 있다. 인천지역의 발전량은 자기 지역의 수요를 충족하고 남은 부분은 경기지역으로 보낸다. 그러나 경기발전 송전량과 합산하여도 경기지역의 수요를 충족시키지 못한다. 따라서 서울의 전력은 충남, 전남, 경남 등 지역의 남은 부분에

서 조달된다. Aumann-Shapley 해법으로 구하는 과정에서도 서울은 가장 낮게 전력을 공급받는다.⁹⁾ 그럼에도 불구하고 Aumann-Shapley 요금이 현재요금보다 낮게 나오는 데에는 서울지역의 현재요금이 과도하게 높게 책정된 이유도 있다. 이는 [그림 6]에서 나오는 단순히 지역별 Aumann-Shapley 요금의 비교에서 알 수 있다.

[그림 6]에서 제주지역을 제외하고 대구, 충북, 대전, 서울 등 지역의 요금이 가장 높다. 이 지역들은 해당지역에 발전소가 없기에 다른 지역으로부터 수전해야 한다. 따라서 요금이 가장 높게 나온다. 현재 요금이 Aumann-Shapley 요금보다 높다는 것은 실제로 부하 측의 사용요금에 있어서 수도권 지역이 다른 지역에 비하여 과도하게 부과된다는 것이다. 실제로 [그림 6]만 고려하면 발전소와 멀리 떨어진 부하지역의 송전요금은 높게 나타나고 발전소가 집중된 지역의 발전 측 송전요금도 높게 나타난 것은 송전요금의 취지에 부합한다. 따라서 산정된 Aumann-Shapley 요금 자체는 이러한 경제적 입지를 적절히 반영하고 있다. 이러한 상황은 제주지역의 경우에서 가장 잘 반영되고 있는데, 제주지역은 부하의 수요에 필요한 전력을 해저케이블을 통하여 송전하기에 요금이 높게 반영된다. 반면에 제주발전은 제주지역에만 전력을 공급하므로 송전요금이 가장 저렴하게 나온다. 현재, 청정에너지(태양발전소, 풍력발전소 등)가 날이 갈수록 주목을 받으면서 풍력이 풍부한 제주지역에 풍력발전소를 건설하여 제주지역에 공급하고 남은 부분을 해저케이블을 통해 기타 지역에 공급하는 제안들이 주목을 받고 있다. 만약 그러할 경우 Aumann-Shapley 요금에 따르면 제주발전과 제주부하 간의 균형에서 발전 전력이 초과하는 순간 발전 측의 송전요금이 급상승하게 된다. 이 부분은 한전의 요금표에서도 반영되고 있다. 만약 발전 측과 수요 측에 모두 송전요금을 부과할 경우에는 균형을 잡는 것이 양측에 유리하지만, 현재 발전 측에 송전요금을 부과하지 않는¹⁰⁾ 상황에서는 발전소의 증가는 부하 측에 많이 유리하다.

9) 모든 수요를 충족시키는 지역별 순위로는 전남, 인천, 광주, 울산, 충남, 부산, 대전, 강원, 경남, 전북, 경북, 경기, 충북, 대구, 서울, 제주 순이다.

10) 현재 한전은 일부 구역 전기사업자들을 대상으로 수요 측 송전요금을 부과하고 있지만,

협조적 게임에서 참여자들은 자신에게 가장 유리한 지역에(혹은 발전소로부터) 송전(혹은 수전)하게 된다. 이는 최적조류법에 의한 공학적인 해법과 다르다는 점이다. 최적조류법에 의하면 연결되어 있는 송전선에는 모두 조류가 흐르고 있다. 물론 실제상황도 그렇지만, 우리가 시사하려는 점은 송전선로를 건설함에 있어서 이러한 경제적 입지도 고려하여야 한다는 것이다. 많은 선로를 사용하지 않는다는 것은 각 지역 간, 지역과 발전소간의 송전 단위비용(억원/MW)이 매우 불균형하게 분포되었다는 것을 의미한다. 앞서 <표 4>에서도 볼 수 있듯이 전남과 제주를 잇는 해저케이블을 제외하면, 가장 비싼 선로(경기-강원)의 단가는 2.16억원/10MW으로, 가장 싼 선로(인천발전-인천)의 단가 0.13억원/10MW의 16.6배에 이른다. 따라서 비싼 선로를 이용하거나 먼 곳으로부터 수전하게 되면 비싼 요금을 지불해야 한다는 것이다.

본 연구의 모형에서 지역 사이의 송전단가(억원/10MW)를 산정할 때, 지역 사이의 거리와 송전용량을 동시에 고려하였다. 따라서 지역사이의 송전선로의 용량과 선로의 변화에 따라서 Aumann-Shapley 요금은 민감하게 변화할 것이다. 다음 절에서는 실제 사례인 밀양송전탑(신고리-북경남 사이의 765kV 초고압 송전선로)과 경남-대구(북경남-대구 345kV), 경남-충북(북경남-신옥천 345kV)사이의 송전선로의 변화가 Aumann-Shapley 요금에 주는 변화를 살펴보기로 한다.

4. 송전선로의 변화에 따른 Aumann-Shapley 요금의 변화: 밀양송전선로를 추가한 결과

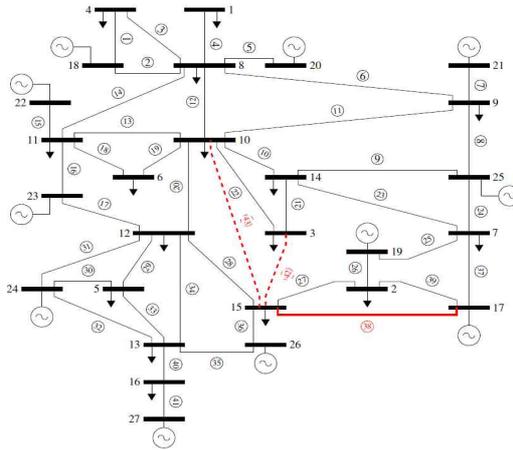
앞서 전력계통의 모의도는 2013년 전력계통도를 참조하였다. 2015년 현재의 전력계통도를 보면 부산발전과 경남 사이에 신고리와 북경남 변전소를 잇는

발전사업자에 대한 송전요금 부과는 유예하고 있다. 한국전기연구원, 「전력계통의 효율적 운영을 위한 합리적 가격신호 제공방안 연구」, 2014년 6 월.

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로

765kV의 송전선로가 완공되었고 북경남-대구와 북경남-신옥천(충북) 등 2개의 345kV의 송전선로가 추가되었다([그림 7]). 이 그림을 바탕으로 Aumann-Shapley 요금을 구하여 아래와 같은 <표 6>을 얻었다.

[그림 7] 송전선로를 추가한 전력계통 모의도



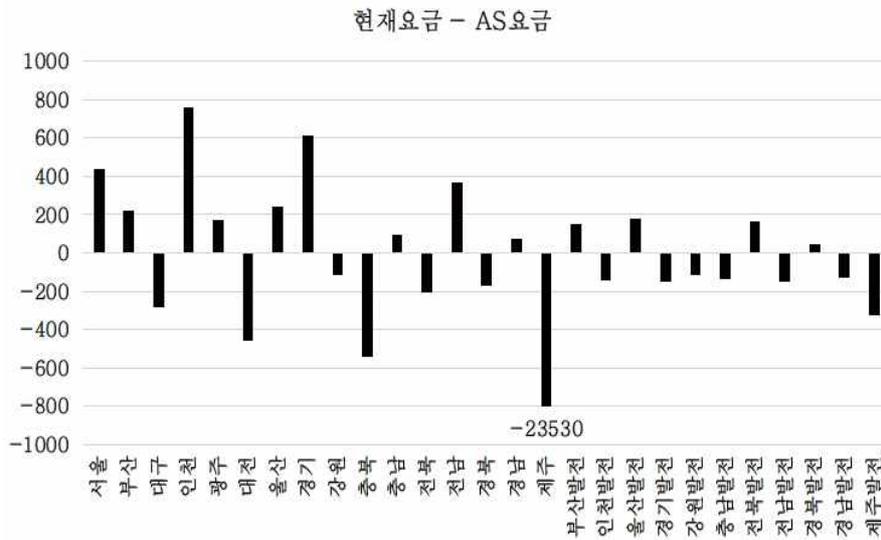
<표 6> Aumann-Shapley 방법에 의한 발전 및 부하 요금

지역	AS단가 (억원/10MW)	추가요금 (억원/10MW)	최종요금 (억원/10MW)	AS요금 (원/kW,월)	한전 요금 (원/kW,월)	차액 (한전-AS)
서울	1.07	2.01	3.08	2,564	2,995	431
부산	0.32	2.01	2.33	1,943	2,163	219
대구	0.92	2.01	2.93	2,441	2,163	-279
인천	0.67	2.01	2.69	2,238	2,995	757
광주	0.38	2.01	2.39	1,993	2,163	170
대전	1.13	2.01	3.14	2,620	2,163	-457
울산	0.30	2.01	2.31	1,924	2,163	239
경기	0.85	2.01	2.87	2,388	2,995	608
강원	0.72	2.01	2.73	2,273	2,163	-110
충북	1.23	2.01	3.24	2,701	2,163	-538
충남	0.48	2.01	2.49	2,072	2,163	91
전북	0.83	2.01	2.84	2,369	2,163	-206
전남	0.14	2.01	2.15	1,795	2,163	368
경북	0.79	2.01	2.80	2,332	2,163	-169
경남	0.50	2.01	2.51	2,091	2,163	72
제주	34.71	2.01	36.72	30,598	7,069	-23,529

지역	AS단가 (억원/10MW)	추가요금 (억원/10MW)	최종요금 (억원/10MW)	AS요금 (원/kw.월)	한전 요금 (원/kw.월)	차액 (한전-AS)
부산발전	0.88	1.76	2.63	2,192	2,340	148
인천발전	0.56	1.76	2.32	1,933	1,793	-140
울산발전	0.84	1.76	2.60	2,164	2,340	176
경기발전	0.57	1.76	2.33	1,938	1,793	-146
강원발전	1.19	1.76	2.95	2,454	2,340	-114
충남발전	1.21	1.76	2.97	2,475	2,340	-135
전북발전	0.86	1.76	2.62	2,181	2,340	159
전남발전	1.23	1.76	2.99	2,491	2,340	-151
경북발전	1.00	1.76	2.76	2,296	2,340	44
경남발전	1.20	1.76	2.96	2,465	2,340	-124
제주발전	0.37	1.76	2.13	1,774	1,450	-325

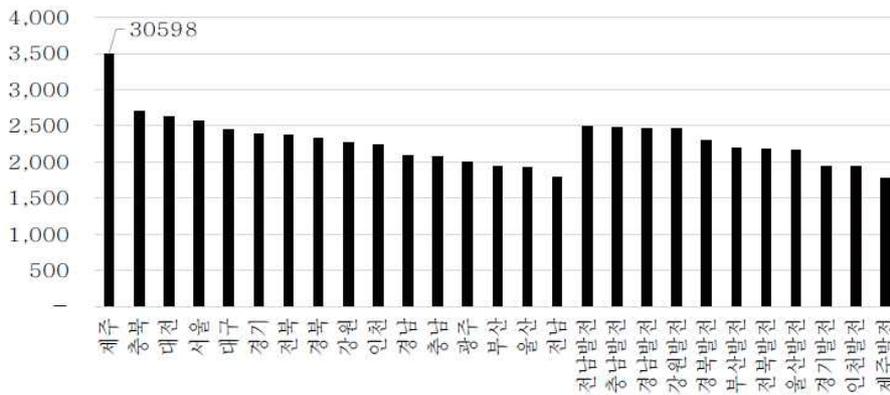
[그림 8]은 변화된 Aumann-Shapley 요금과 현행 요금 사이의 차이를 보여 주고 [그림 9]는 변화된 모형에서의 각 지역의 Aumann-Shapley 요금을 보여 준다. 이 두 그림의 패턴을 보면 밀양선과 2개의 345kV 송전선로를 추가하기 전과 비슷하다.

[그림 8] 송전선로를 추가한 Aumann-Shapley 요금과 현재 요금의 차이(원/kw.월)



<표 7>은 두 상황에서의 요금차이를 변화율의 내림차순으로 보여준다. 부하지역의 요금변화를 보면 송전선로를 추가한 후 대구(-15.27%)와 제주지역(-6.95%)의 Aumann-Shapley 요금이 가장 많이 저하되었다. 부산(8.85%), 경남(7.85%), 전남(5.49%), 광주(4.02%) 지역의 Aumann-Shapley 요금은 반면에 많이 향상되었다. 발전 측면에서는 전남발전(-3.30%), 경남발전(-3.26%), 전북발전(-2.30%)의 요금이 내려갔고 제주발전(4.60%), 인천발전(3.33%), 경기발전(3.29%)의 요금은 향상되었다. 좀 더 직관적으로 원인을 분석하기 위하여 [그림 10]과 같이 밀양선과 기타 2개 선로를 추가한 조류흐름도를 그려보았다.

[그림 9] 송전선로를 추가한 지역별 발전 측과 부하 측의 Aumann-Shapley 요금 비교(원/kW.월)
밀양선 추가한 A-S요금

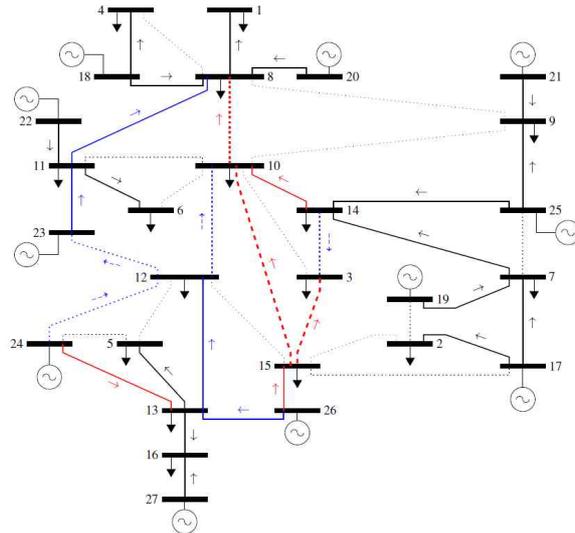


<표 7> 송전선로 추가 전·후 AS요금 차이

지역	송전선로 추가 전 (원/kW.월)	송전선로 추가 후 (원/kW.월)	요금차이	변화율
부산	1,785	1,943	158	8.85%
경남	1,939	2,091	152	7.85%
전남	1,702	1,795	93	5.49%
광주	1,916	1,993	77	4.02%
울산	1,874	1,924	50	2.66%
전북	2,323	2,369	45	1.95%

지역	송전선로 추가 전 (원/kW.월)	송전선로 추가 후 (원/kW.월)	요금차이	변화율
충남	2,038	2,072	33	1.63%
인천	2,216	2,238	22	0.98%
경기	2,380	2,388	7	0.30%
강원	2,272	2,273	0	0.02%
경북	2,337	2,332	-4	-0.18%
서울	2,571	2,564	-7	-0.29%
대전	2,632	2,620	-12	-0.45%
충북	2,722	2,701	-21	-0.78%
제주	32,883	30,598	-2285	-6.95%
대구	2,881	2,441	-440	-15.27%
제주발전	1,696	1,774	78	4.60%
인천발전	1,871	1,933	62	3.33%
경기발전	1,876	1,938	62	3.29%
경북발전	2,271	2,296	25	1.08%
충남발전	2,457	2,475	18	0.71%
강원발전	2,443	2,454	12	0.47%
울산발전	2,162	2,164	1	0.07%
부산발전	2,193	2,192	-1	-0.04%
전북발전	2,233	2,181	-51	-2.30%
경남발전	2,548	2,465	-83	-3.26%
전남발전	2,576	2,491	-85	-3.30%

[그림 10] 송전선로 추가 후 A-S방법에 의한 조류 모의도



[그림 10]에서 송전선로의 추가에 따른 각 선로의 조류변화량을 직관적으로 관찰하기 위하여 [그림 5]와 비교하여 변화된 부분을 서로 다른 색상으로 표기하였다. 빨간 실선은 선로의 조류량이 증가한 것을 나타내고 파란 실선은 선로의 조류량이 줄어들었음을 의미한다. 파란 점선은 원래 조류가 흐르던 선로에 조류가 흐르지 않음을 나타내고 빨간 점선은 원래 조류가 흐르지 않은 선로에 조류가 흐르는 것을 나타낸다. 검은색 선로(실선과 점선 모두)는 조류량이 변화지 않음을 나타낸다. 일단, 밀양송전선(신고리-북경남)의 추가는 모선 17과 15사이의 송전용량을 증가하였다. 그러나 Aumann-Shapley 요금에 따른 조류흐름을 보면 이 선로에는 여전히 조류의 흐름이 없다. 반면에 새로 추가한 북경남-대구, 북경남-신옥천(충북)의 송전선로에는 북으로 향하는 조류가 형성되었고 원래의 계통에서 조류가 없었던 충북(모선10)-경기(모선8) 사이에도 새로운 조류가 형성됨으로 충남(모선11)과 경기 사이의 송전량을 적당히 분담하였다.

먼저 발전 측이 변화된 원인을 분석하자. [그림 10]에서 오른쪽 부분의 대다수 선로의 조류량은 변화되지 않았다. 단, 경북(모선14)에서 충북(10)으로 흐르는 조류량이 증가하였고 이 조류는 북상하여 수도권 지역으로 흘러든다. 따라서 이는 경북지역의 일부 조류와 울산의 소량의 조류가 원래는 지역권(경북, 울산, 부산, 강원) 내에서만 흘렀으나 경남(모선15)과 대구(모선5) 사이의 송전선로의 추가로 여유가 생겨서 더 북상하는 조류로 형성되었다는 것이다. 이에 따라 경북발전(1.08%)과 울산발전(0.07%)의 요금은 소폭 향상되었다. 경남발전은 경남과 대구, 충북을 잇는 2개의 송전선로가 추가됨에 따라 더 가까운 지역에 송전하면서 요금이 크게 하향되었다. 앞서 모형에서는 경남발전의 조류량이 전북-충남-경기 경로를 따라 북상하므로 많이 우회해야 하는 상황이었다. 전북발전과 전남발전의 경우에 있어서, 전북발전의 경우에는 주로 군산에 위치한 발전소로 가까운 지역인 충남지역에 공급함으로써 북상하는 조류를 형성하고 원래 전북지역으로의 조류는 더 이상 형성하지 않는다. 전남발전의 경우에도 더 이상 북상하는 경로가 차단되어 주로 가까운 지역인 전

남, 전북, 제주지역에 전력을 공급하기에 요금이 많이 하향되었다. 반대로 제주발전, 인천발전, 경기발전 등의 경우에는 추가로 생성된 북상 선로로 인하여 지역 내에서의 공급경쟁이 심화되어 요금이 상향된 것으로 나타났다.

다음 부하 축의 상황을 살펴보자. 일단 새로운 북경남-대구 송전선로의 추가 건설로 대구지역(모선3)의 요금은 크게 하향되었다. 제주지역(모선16)은 전남발전의 북상경로 제약으로 가격협상의 유리측면에서 요금이 하향되었다. 충북지역(모선10)은 비록 북경남-신옥천 선로의 추가로 수혜지역으로 되었지만 사실상 이는 남부지역의 전력을 북으로 더욱 효율적으로 송전하는 입지에서 건설된 것으로 충북지역에는 많은 혜택이 없다. 실제로 앞서 모형에서도 충북의 전력은 주로 경남발전에서 조달된 것으로 나타났다. 따라서 충북지역은 원래의 우회(경남발전-전남-전북-충북)선로로부터 단축(경남발전-경남-충북)되었다는 의미에서 요금이 약간 하향되었다. 전북(모선12)의 경우 원래 전남발전과 경남발전에서 전력을 공급받았지만 선로의 추가로 경남지역에서만 받게 된다. 따라서 요금은 소폭 상향되었다. 부산, 경남, 울산 등 지역의 요금이 상향된 것은 선로의 추가로 충북-경기 선로에 조류가 형성되면서 더 많은 전력이 북상하면서 수요 간 경쟁이 원래보다 높아져서 요금이 상향된 걸로 해석된다. 전남(모선13), 광주(모선5) 등 지역의 요금이 상향된 것도 비슷한 맥락이다. 즉 경남(모선15)의 전력이 빠져나가면서 수요 간 경쟁 상승으로 요금이 상승된다. 기타 지역의 요금도 소폭으로 상승 혹은 하향되었지만 큰 영향은 없다.

부록 <표 D.1>에는 선로 추가 전과 후의 각 선로의 조류량 및 선로부담율을 보여 주고 있다. 표를 보면 선로부담율의 변화가 가장 큰 선로는 전남-전북(-43%)과 경남발전-전남(-60%), 전북-충북(-43%), 전북발전-충남(-17%), 전북발전-전북(-17%)이다. 따라서 원래 모형에서는 크게 동과 서 두 부분으로 나뉘어 조류가 흘렀지만 새로운 송전선로의 건설로 중부에 새로운 경로가 생겼으며 왼쪽은 상과 하 두 부분으로 나뉘어 졌다. 즉 새로운 선로의 건설은 발전부분이 더욱 가까운 곳에 송전하게 되었고 발전소 간의 송전요금 차이의

격차를 줄여주었다(즉 높은 발전지역의 요금을 낮추고 낮은 지역의 요금을 높이는). 부하 측도 비슷한 결과를 가져온다. 이는 협조적 게임의 해인 Aumann-Shapley 요금제도하에서 지역 간에 적절한 경제적 신호를 제공하며 새로 건설된 송전선로의 영향에서 입증되었음을 보여준다.

V. 결 론

이 논문에서는 국내 송전계통 모형에 Aumann-Shapley 해를 적용하여 발전 측과 부하 측의 송전요금을 비교하여 보았다. 또한 실제로 경남지역에 추가된 송전선로에 대해서도 Aumann-Shapley 해에 의한 요금의 변화를 살펴 보면서 Aumann-Shapley 해의 적절한 경제적 신호의 타당성을 살펴보았다.

결론적으로 Aumann-Shapley 해는 이러한 지역 간의 발전-부하의 불균형을 적절하게 반영하였고, 새로 추가되는 송전선로의 영향도 경제학적으로 적절한 설명이 가능하다는 것을 보여주었다. 즉 이 방법은 발전 측과 수요 측에 모두 적절한 경제적 신호를 보내준다.

현재 한전에서 사용하는 요금제도는 최적조류법에 기초한 산정방법이다. 이 방법은 전력계통의 물리적 특성들을 잘 반영하였다는 것이 장점이다. 또한 최적조류법에 의하면 전력계통 내의 모든 송전선에 적당한 전류가 흐르게 된다. 이는 현실과 부합되는 면이다. 그러나 Aumann-Shapley 해에 의한 조류를 보면 일부 송전선로에는 조류가 없다. 이는 협조적 게임의 해의 특성상 경기 참여자들이 협조할 때 연합(coalition)비용을 최소화(혹은 효용 극대화)하는 점이 연합을 가장 안정되게 하기에 전반적으로 비용을 극소화하는 방향으로 송전선로를 사용한다는 것이다. 이러한 관점에서 협조적 게임의 해법은 충분한 경제적 신호를 반영하며 이 또한 최적조류법에 기초한 기타 산정방법과의 가장 다른 부분이자 장점이다. 본문에서의 분석에도 나와 있듯이, 협조적 게임의

해에 의한 방법은 송전선로의 건설에 있어서도 충분한 경제적 신호를 주게 된다. 즉 어느 구간을 강화하고 어느 구간을 약화하는 등 신규건설에 민감하게 반응한다. 이는 발전소의 입지 선정에 보다 현실적으로 더 유용하게 사용될 수 있다. 앞의 예에서, 북경남-대구, 북경남-신옥천 두 갈래의 송전선로는 전반적인 송전요금체제의 적극적인 영향을 준다. 즉 지역 간의 요금 격차를 줄여준다. 반면에 신고리-북경남의 765kV 송전선은 추가되었지만 조류흐름이 여전히 존재하지 않는다. 이는 협조적 게임의 관점에서는 이 구간의 송전선 추가건설이 전반 구간에 영향을 주지 않는다는 것을 의미한다. 경제적 입장에서 고압송전선의 거액 투자에 송전단가의 증가로 더욱 사용하지 않는다는 것을 의미한다. 만약 345kV의 송전선을 추가하였을 경우에는 오히려 송전단가의 하락으로 전력을 이 구간으로 유도할 수 있다. 실제로 전력계통도를 보아도 분포특징이 북부지역과 동남지역에 밀집되어 있고 중부지역이 상대적으로 드물다. 물론 송전선 손실과 장기발전 등 요인들을 종합적으로 고려하였을 때 765kV 송전선이 더욱 효과가 클 수 있다. 이 또한 Aumann-Shapley 해법의 단점이겠다. 즉 물리적 특성들을 반영하는데 있어서는 한계가 있다. 그럼에도 불구하고 Aumann-Shapley 해법은 지역 간의 전력분포 불균형 정도를 요금체계를 통하여 적절히 잘 반영하고 있다.

앞에서도 말했듯이 송전요금의 산정방법에 있어서 어떤 방법이라도 모두 장점과 단점이 공존한다. 그러나 현재의 요금제도는 지역 간의 차이에 불합리한 측면이 많다. 즉 경제적 입지 신호를 잘 반영하지 못한다. 따라서 앞으로의 요금제도의 개선에서 적당히 게임해법을 추가하는 것이 좋은 방향이다. 이러한 전제에서 Aumann-Shapley 해법은 하나의 좋은 제안으로 될 수 있다. 만약 전력계통의 물리적 특성도 반영할 수 있도록 개선된다면 가장 합당한 선택으로도 될 수 있으며 이 또한 앞으로의 연구과제이기도 하다.

접수일(2015년 8월 31일), 게재확정일(2015년 11월 20일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

- 이종범 외3인. 2007. 「최신 전력전송공학」. 서울: 청문각.
- 지식경제부. 2012. 4. 1. 「송전이용요금산정기준」.
- 한국전기연구원. 2014. 「전력계통의 효율적 운영을 위한 합리적 가격신호 제공방안 연구」.
산업통상자원부.
- 한국전력공사. 2014. 8. 8. 「송·배전용전기설비 이용규정」.
- Aumann, R. J., & Shapley, L. S. 1974. Values of non-atomic games (Vol.189):
Princeton University Press, Princeton.
- Bakirtzis, Anastasios G. 2001. Aumann-Shapley Transmission Congestion Pricing.
IEEE Power Engineering Review, 21(3): 67-69.
- Junqueira, M., Da Costa, L., Barroso, L. A., Oliveira, G. C., Thom'e, L. M., &
Pereira, M. V. 2007. An Aumann-Shapley approach to allocate transmission
service cost among network users in electricity markets. Power Systems, IEEE
Transactions on, 22(4), pp1532-1546.
- Molina, Y. P., Saavedra, O. R., & Amar'is, H. 2013. Transmission Network Cost
Allocation Based on Circuit Theory and the Aumann-Shapley Method. Power
Systems, IEEE Transactions on, 28(4), pp4568-4577.
- Tan, X., & Lie, T. 2002. Application of the Shapley value on transmission cost
allocation in the competitive power market environment. IEE
Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 149(1), pp15-20.
- Tsukamoto, Y., & Iyoda, I. 1996. Allocation of fixed transmission cost to
wheeling transactions by cooperative game theory. Power Systems, IEEE
Transactions on, 11(2), pp620-629.
- Zolezzi, Juan M, and Hugh Rudnick. 2002. Transmission Cost Allocation by
Cooperative Games and Coalition Formation. Power Systems, IEEE Transactions
on, 17(4), pp1008-1015.

부록 A. 한전요금에 의한 총 회수비용의 산정절차

부록 <표 A.1>은 한전 요금에 의한 총 회수비용과 전력량(kW)에 의한 송전요금 산정과정을 보여주고 있다.

**<표 A.1> 한전요금에 의한 총 회수비용의 산정절차 및 송전량에 의한
단가**

지역 id	지역	전력량 (10MW)	기본요금 (원/kW.월)	사용요금 (원/kWh)	기본요금수입 (억원/년)	사용요금 수입 (억원/년)	합계	송전요금 (원/kW.월)
1	서울	531.5	921.9	2.84	587.93	1,322.16	1,910.10	2,995
2	부산	232.5	921.9	1.7	257.18	346.20	603.38	2,163
3	대구	172.1	921.9	1.7	190.44	256.36	446.80	2,163
4	인천	258.8	921.9	2.84	286.34	643.93	930.26	2,995
5	광주	94.5	921.9	1.7	104.49	140.66	245.15	2,163
6	대전	105.3	921.9	1.7	116.50	156.83	273.33	2,163
7	울산	342.4	921.9	1.7	378.77	509.88	888.65	2,163
8	경기	1167.0	921.9	2.84	1,291.00	2,903.25	4,194.25	2,995
9	강원	180.3	921.9	1.7	199.47	268.51	467.98	2,163
10	충북	247.3	921.9	1.7	273.60	368.31	641.91	2,163
11	충남	545.8	921.9	1.7	603.81	812.81	1,416.62	2,163
12	전북	247.8	921.9	1.7	274.15	369.05	643.20	2,163
13	전남	345.9	921.9	1.7	382.68	515.14	897.81	2,163
14	경북	518.8	921.9	1.7	573.90	772.55	1,346.46	2,163
15	경남	382.8	921.9	1.7	423.45	570.02	993.47	2,163
16	제주	46.7	921.9	8.42	51.71	344.79	396.50	7,069
부하지역 합산		5,419.5			5,995.45	10,300.44	16,295.89	
17	부산발전	503.0	902.1	1.97	544.49	868.01	1,412.51	2,340
18	인천발전	903.3	902.1	1.22	977.89	965.42	1,943.32	1,793
19	울산발전	165.0	902.1	1.97	178.64	284.78	463.42	2,340
20	경기발전	293.1	902.1	1.22	317.31	313.27	630.58	1,793
21	강원발전	132.5	902.1	1.97	143.42	228.63	372.05	2,340
22	충남발전	1351.8	902.1	1.97	1,463.37	2,332.86	3,796.22	2,340
23	전북발전	71.6	902.1	1.97	77.51	123.56	201.07	2,340
24	전남발전	689.6	902.1	1.97	746.46	1,189.99	1,936.45	2,340
25	경북발전	758.2	902.1	1.97	820.79	1,308.47	2,129.26	2,340
26	경남발전	701.0	902.1	1.97	758.82	1,209.68	1,968.50	2,340
27	제주발전	33.3	902.1	0.75	36.03	21.87	57.90	1,450
발전지역 합산		5,602.4			6,064.72	8,846.54	14,911.26	
총 합산					12,060.17	19,146.98	31,207.14	

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로

부하 및 발전 측의 전력량은 전력통계정보시스템(EPSS)의 2013년도 연간 자료에서 “시도별 판매전력량”과 “발전상세실적”을 참조하였다. 단, “발전상세 실적”에서 기력, 내연, 수력, 복합, 원자력만 포함하고 대체에너지, 상용자가 및 집단에너지는 제외하였다.

단위환산에 있어서는,

$$\text{전력량(10MW)} = \text{통계자료(kWh)} \div 8,760(\text{h}) \div 10,000$$

부록 <표 A.1>에서 산정한 송전요금 회수 총액은 31,207억원이다. 이는 실제 한전에서 산정한 총괄원가와 다르다. 아래 <표 A.2>는 한국전기원의 연구 보고서¹¹⁾에서 산정한 송전총괄원가를 보여준다.

<표 A.2> 한전 2013년도 총괄원가 산정결과

구분	송전부문 (억원)	비고
총괄원가	28,482	
적정원가(①+②+③+④)	20,598	
-- 영업비용 ①	21,222	법인세율 24.2%
-- 법인세비용 ②	2,517	
-- 일부영업외손익 ③	-681	
-- 재평가감가상각비 ④	-2,460	
적정투자보수(⑤*⑥)	7,884	
-- 적정투자보수율 ⑥	4.80%	
-- 요금기저(⑤+⑥+⑦) ⑤	164,257	전기요금과 동일
순가동설비자산 ⑤	162,829	
운전자금(2개월) ⑥	1,428	
건설중인 자산 ⑦	-	

여기서 산정한 총괄원가는 28,482억원이다. 그러나 이 논문에서는 부록 <표 A.1>에서 계산한 31,207억원을 총괄원가로 산정한다. 왜냐하면 28,482억원에 해당한 발전량과 판매전력량 상세데이터가 없기 때문이다. 한전에서 송전요금 이용규정을 처음으로 제정한 2006년부터 산정하여 추이한 결과 해마다 거의

11) 한국전기연구원, 「전력계통의 효율적 운영을 위한 합리적 가격신호 제공방안 연구」, 2014년 6월.

비슷한 수준이다. 즉 적정원가와 적정투자보수액으로 산정한 연간 송전총괄원가는 크게 변하지 않는다는 점이다. 이러한 맥락에서 송전총괄원가가 일정하다면, 송전계통모형에서 선로의 변화에는 크게 2가지로 나눌 수 있다.

(1) 두 지역 간에 새로운 송전선로를 건설. 뒤에서 나오는 부록 <표 D.1>에서도 볼 수 있겠지만, 두 지역(모선) 간의 비용을 산정함에 있어서는 거리만 고려하였다. 총괄원가를 각 모선 간의 거리에 비례하여 배분하였기에 만약 두 모선 간에 새로운 연결이 생겼을 경우 기타 선로의 비용을 일괄적으로 낮추는 영향을 주며 따라서 이는 해당선로의 송전단가(억원/10MW)의 하향으로 이어진다.

(2) 두 지역 간의 송전선로 용량을 확대. 이는 다른 송전선로의 송전단가에는 영향을 주지 않고 해당 선로의 송전단가에만 영향을 준다.

앞서 밀양송전선로와 북경남-대구, 북경남-신옥천 등 송전선로의 추가모형에서 이 부분을 고려하여야 한다.

부록 B. Aumann-Shapley 해법에서 추가요금 산정절차

여기에서는 원 모형(신설 송전선로 추가 전)에서의 추가요금 산정과정을 소개한다. 두 번째 모형도 같은 방법으로 계산한다.

총괄원가: 31,710.80억 원

그 중,

발전 측 분담해야 할 원가 총액: 14,911.26억 원 (부록 표 A.1을 참조)

부하 측 분담해야 할 원가 총액: 16,295.89억 원

Aumann-Shapley 요금에 의한 발전 측 분담 원가 총액: 6072.26억 원

Aumann-Shapley 요금에 의한 부하 측 분담 원가 총액: 6073.15억 원

발전 측 미 부담 금액: 8,839.00억 원

부하 측 미 부담 금액: 10,222.74억 원

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로

발전 측 추가요금: $8,839 \div 5419.47 = 1.63$ (억 원/10MW)

부하 측 추가요금: $10,222.74 \div 5419.47 = 1.89$ (억 원/10MW)

추가설명: 발전 측 추가요금을 산정할 때 발전량을 56,024.1MW를 사용하지 않고 54,194.7MW를 사용한 이유는 Aumann-Shapley 요금을 산정하는 선형 문제에서 제약조건(모선에서의 전력유입량과 유출량이 같아야 한다)에 의하여 발전량과 수요량이 같아야 한다는 제약에서 Aumann-Shapley 방법으로 산정할 때 각 발전지역의 발전량에 비례하게 총 발전량을 54,194.7MW로 낮추었다. 따라서 그만큼 전력을 보냈기에 이 값을 사용한다.

부록 C. 모형에서의 각 지역 간의 송전선로의 선택 및 지역 간 선로의 송전비용 단가 및 기타 파라 미터 설정

아래는 각 지역(모선)간 선로의 산정과정에서 저자가 처리한 과정이다.

(1) 모선과 모선 사이의 연결 선로는 345kV 송전선을 위주로 하였다. 만약 해당지역 간에 345kV 송전선이 없을 경우에는 154kV 송전선을 가정하였다.

(2) 송전전압의 정격용량은 참고문헌들에서 추출하여 154kV선은 480MW으로, 345kV선은 2173MVA으로 765kV 선은 7290MVA 으로 정격용량을 정하였다. 154kV 선의 정격용량이 기타 2개 선과 단위가 다른 이유는 서로 다른 문헌에서 추출하였지만, 여러 문헌과 비교하였을 경우 154kV 선의 용량이 480MVA일 가능성이 크다. 단지 참고한 자료이므로 단위를 원래 단위로 둔다.

(3) 송전선의 용량을 구할 때는 각 선로의 정격용량에 2를 곱하였다. 이는 일반적으로 송전선의 건설에서 2회선을 사용한다는 점에서 일괄로 2를 곱하였다.

(4) 보정거리. 모선 간에 송전전압이 다른 선로를 사용하기에 이에 따른 건설비용도 따라서 다르게 된다. 참고자료에 따르면 154kV, 345kV, 765kV와

180kV직류케이블의 킬로미터 당 건설비용은 4.3억, 7.5억, 23억과 46억원 (300MW 선은 42억)이다. 따라서 345kV송전선을 기준으로 비용에 비례하여 보정계수를 각각 0.57, 1, 3.07, 6.13(혹은 5.6)으로 정해서 원래 모선 간의 거리에 곱하였다.

(5) 지역 간에 여러 개의 송전선로가 있을 경우, 각 선로의 비용을 합산하고 용량을 합계하여 선로의 단가를 구하였다.

(6) 서셉턴스(B): 자료를 참조하여 5.3×10^{-5} pu/km로 설정하여 거리에 따라 계산하였고 합산할 때, 각 선로를 병렬로 간주하여 산술합을 취하였다.

아래 <표 C.1>는 자세한 산정과정이다.

<표 C.1> 지역(모선) 간 송전선로 선택 및 파라미터 계산

선로 id	시작 지역	종착 지역	모선시점	모선끝점	거리 (km)	송전압	정격 용량	용량 (10M W, 10MV A)	보정 거리 (km)	선로 비용	선로 단가	선로 합산비율	선로 합산용량	선로 합산단가	B(pu)	선로 B값 합산
1	인천 발전	인천	신서인천C/C	신부평	10	345kV	2173MVA	434.6	10.0	63.2	0.146	152	1304	0.116	0.0005	0.0013
			포스코C/C	서인천	7	345kV	2173MVA	434.6	7.0	44.3	0.102				0.0004	
			인천C/C	신인천	7	345kV	2173MVA	434.6	7.0	44.3	0.102				0.0004	
2	인천 발전	경기	신서인천C/C	신김포	11.3	345kV	2173MVA	434.6	11.3	71.5	0.164	266	869	0.306	0.0006	0.0022
			영흥	신시흥	30.7	345kV	2173MVA	434.6	30.7	194.2	0.447				0.0016	
3	인천 발전	경기	신가좌	신시흥	15.6	345kV	2173MVA	434.6	15.6	98.7	0.227	219	869	0.252	0.0008	0.0018
			신인천	신시흥	19	345kV	2173MVA	434.6	19.0	120.2	0.276				0.0010	
4	경기 발전	서울	신시흥	영서	18.5	345kV	2173MVA	434.6	18.5	117.0	0.269	643	3042	0.211	0.0010	0.0054
			서서울	영서	7	345kV	2173MVA	434.6	7.0	44.3	0.102				0.0004	
			신성남	신양재	9.8	345kV	2173MVA	434.6	9.8	62.0	0.143				0.0005	
			신성남	동서울	13.8	345kV	2173MVA	434.6	13.8	87.3	0.201				0.0007	
			곤지암	동서울	21.7	345kV	2173MVA	434.6	21.7	137.2	0.316				0.0012	
			미금	성동	17.8	345kV	2173MVA	434.6	17.8	112.6	0.259				0.0009	
5	경기 발전	경기	평택TPC/C	화성	22	345kV	2173MVA	434.6	22.0	139.1	0.320	234	915	0.256	0.0012	0.0020
			분당C/C	(해당지역)	6.3	154kV	480MW	96	3.6	22.8	0.238				0.0002	
			일산C/C	(해당지역)	3.2	154kV	480MW	96	1.8	11.6	0.121				0.0001	
			GS안양	(해당지역)	1	154kV	480MW	96	0.6	3.6	0.038				0.0000	
			GS부천	(해당지역)	3.6	154kV	480MW	96	2.1	13.0	0.136				0.0001	
오성복합	(해당지역)	12.1	154kV	480MW	96	6.9	43.8	0.457	0.0004							
6	경기 발전	강원	신가평	신태백	150	765kV	7230MVA	1458	460.5	2912.3	1.997	2912	1458	1.997	0.0244	0.0244
			영동	(해당지역)	27	154kV	480MW	96	15.5	97.8	1.019				0.0008	
			동해	(해당지역)	5.2	345kV	2173MVA	434.6	5.2	32.9	0.076				0.0003	
			영월C/C	(해당지역)	45.1	154kV	480MW	96	25.8	163.4	1.702				0.0014	
7	강원 발전	강원	양양양수계	신양양	74.6	345kV	2173MVA	434.6	74.6	471.8	1.086	766	1061	0.722	0.0040	0.0064
			한울N/P	동해	52.8	345kV	2173MVA	434.6	52.8	333.9	0.768				0.0028	
8	경북 발전	강원	한울N/P	신태백	35.2	345kV	2173MVA	434.6	35.2	222.6	0.512	557	869	0.640	0.0019	0.0047
			한울N/P	신영주	74.3	345kV	2173MVA	434.6	74.3	469.9	1.081				0.0039	
9	경북 발전	경북	한울N/P	신영주	74.3	345kV	2173MVA	434.6	74.3	469.9	1.081	928	1304	0.712	0.0039	0.0078

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로

선로 id	시작 지역	종착 지역	모선시점	모선끝점	거리 (km)	송전전압	정격용량	용량 (10M W, 10MV A)	보정거리 (km)	선로비용	선로단가	선로합산비용	선로합산용량	선로합산단가	B(pu)	선로B값합산
발전			월성N/P	신포항	36.2	345kV	2173MVA	434.6	36.2	228.9	0.527				0.0019	
			신월성N/P	신포항	36.2	345kV	2173MVA	434.6	36.2	228.9	0.527					0.0019
10	경북	충북	신영주	신제천	52.4	345kV	2173MVA	434.6	52.4	331.4	0.763	331	435	0.763	0.0028	0.0028
11	충북	강원	신제천	동해	92.5	345kV	2173MVA	434.6	92.5	585.0	1.346	585	435	1.346	0.0049	0.0049
12	충북	경기	신충주	곤지암	65.1	345kV	2173MVA	434.6	65.1	411.7	0.947	550	869	0.632	0.0035	0.0046
			신진천	서안성	21.8	345kV	2173MVA	434.6	21.8	137.9	0.317				0.0012	
13	충북	충남	신옥천	청양	69.9	345kV	2173MVA	434.6	69.9	442.1	1.017	442	435	1.017	0.0037	0.0037
14	충남	경기	신서산	신안성	77.9	765kV	7290MVA	1458	239.2	1512.5	1.037	1816	1893	0.960	0.0127	0.0152
			아산	화성	48	345kV	2173MVA	434.6	48.0	303.6	0.698				0.0025	
15	충남	발전	보령	청양	28.3	345kV	2173MVA	434.6	28.3	179.0	0.412	1008	2762	0.365	0.0015	0.0085
			태안	신당진	36.2	345kV	2173MVA	434.6	36.2	228.9	0.527				0.0019	
			당진	신서산	26.3	765kV	7290MVA	1458	80.7	510.6	0.350				0.0043	
			GSEPS부곡	신당진	14.2	345kV	2173MVA	434.6	14.2	89.8	0.207				0.0008	
16	전북	충남	군산C/C	청양	53	345kV	2173MVA	434.6	53.0	335.2	0.771	335	435	0.771	0.0028	0.0028
17	전북	전북	군산C/C	신김제	23.9	345kV	2173MVA	434.6	23.9	151.1	0.348	151	435	0.348	0.0013	0.0013
18	충남	대전	청양	신계룡	45.2	345kV	2173MVA	434.6	45.2	285.9	0.658	286	435	0.658	0.0024	0.0024
19	대전	충북	신계룡	신옥천	28.4	345kV	2173MVA	434.6	28.4	179.6	0.413	180	435	0.413	0.0015	0.0015
20	전북	충북	신남원	신옥천	101.9	345kV	2173MVA	434.6	101.9	644.4	1.483	644	435	1.483	0.0054	0.0054
21	대구	경북	북대구	신포항	68.8	345kV	2173MVA	434.6	68.8	435.1	1.001	1050	1738	0.604	0.0036	0.0088
			서대구	선산	49.7	345kV	2173MVA	434.6	49.7	314.3	0.723				0.0026	
			서대구	고령	34.4	345kV	2173MVA	434.6	34.4	217.6	0.501				0.0018	
			대구	신경산	13.1	345kV	2173MVA	434.6	13.1	82.8	0.191				0.0007	
22	대구	충북	서대구	신옥천	105.5	345kV	2173MVA	434.6	105.5	667.2	1.535	667	435	1.535	0.0056	0.0056
23	울산	경북	울주	신경산	59.7	345kV	2173MVA	434.6	59.7	377.6	0.869	378	435	0.869	0.0032	0.0032
24	울산	발전	월성N/P	울주	25.4	345kV	2173MVA	434.6	25.4	160.6	0.370	310	869	0.357	0.0013	0.0026
			월성N/P	동울산	23.6	345kV	2173MVA	434.6	23.6	149.3	0.343				0.0013	
25	울산	울산	울산 T/P/C/C	(해당지역)	9.6	345kV	2173MVA	434.6	9.6	60.7	0.140	61	435	0.140	0.0005	0.0005
26	울산	부산	울산 T/P/C/C	북부산	49.3	345kV	2173MVA	434.6	49.3	311.8	0.717	312	435	0.717	0.0026	0.0026
27	부산	경남	신독산	신김해	12.8	345kV	2173MVA	434.6	12.8	81.0	0.186	155	869	0.178	0.0007	0.0013
			북부산	신김해	11.7	345kV	2173MVA	434.6	11.7	74.0	0.170				0.0006	
28	경남	전북	의령	신남원	79.8	345kV	2173MVA	434.6	79.8	504.7	1.161	505	435	1.161	0.0042	0.0042
29	광주	전북	신광주	신남원	56.5	345kV	2173MVA	434.6	56.5	357.3	0.822	357	435	0.822	0.0030	0.0030
30	전남	광주	한빛	신광주	47.9	345kV	2173MVA	434.6	47.9	302.9	0.697	303	435	0.697	0.0025	0.0025
31	전남	전북	한빛	신김제	61.3	345kV	2173MVA	434.6	61.3	387.7	0.892	949	869	1.091	0.0032	0.0080
			한빛	신남원	88.7	345kV	2173MVA	434.6	88.7	561.0	1.291				0.0047	
32	전남	전남	호남	광양	10.3	345kV	2173MVA	434.6	10.3	65.1	0.150	290	1738	0.167	0.0005	0.0024
			여수	광양	12.1	345kV	2173MVA	434.6	12.1	76.5	0.176				0.0006	
			울촌C/C	광양	14.8	345kV	2173MVA	434.6	14.8	93.6	0.215				0.0008	
			광양C/C	광양	8.6	345kV	2173MVA	434.6	8.6	54.4	0.125				0.0005	
33	전남	광주	신화순	신광주	16.3	345kV	2173MVA	434.6	16.3	103.1	0.237	103	435	0.237	0.0009	0.0009
34	전남	전북	광양	신남원	60	345kV	2173MVA	434.6	60.0	379.5	0.873	379	435	0.873	0.0032	0.0032
35	경남	전남	하동T/P	광양	9.3	345kV	2173MVA	434.6	9.3	58.8	0.135	59	435	0.135	0.0005	0.0005
36	경남	발전	하동T/P	의령	58	345kV	2173MVA	434.6	58.0	366.8	0.844	1557	2173	0.717	0.0031	0.0130
			삼천포	신마산	52.1	345kV	2173MVA	434.6	52.1	329.5	0.758				0.0028	
			삼천포	신김해	78.3	345kV	2173MVA	434.6	78.3	495.2	1.139				0.0041	

선로 id	시작 지역	종착 지역	모선시점	모선끝점	거리 (km)	송전전압	정격용량	용량 (10MW, 10MVA)	보정거리 (km)	선로비용	선로단가	선로합산비용	선로합산용량	선로합산단가	B(pu)	선로B값합산
37	부산발전	울산	삼천포	신고성	19.3	345kV	2173MVA	434.6	19.3	122.1	0.281				0.0010	
			산청P/P	의령	38.5	345kV	2173MVA	434.6	38.5	243.5	0.560					0.0020
38	부산발전	경남	고리/신고리	울주	23.9	345kV	2173MVA	434.6	23.9	151.1	0.348	305	869	0.351	0.0013	0.0026
			고리/신고리	신울산	24.3	345kV	2173MVA	434.6	24.3	153.7	0.354				0.0013	
39	부산발전	부산	고리/신고리	신양산	23.2	345kV	2173MVA	434.6	23.2	146.7	0.338	1595	1893	0.843	0.0012	0.0134
			신고리	북경남	74.6	765kV	7290MVA	1458	229.0	1448.4	0.993				0.0121	
40	전남	제주	부산C/C	북부산	9.3	345kV	2173MVA	434.6	9.3	58.8	0.135	59	435	0.135	0.0005	0.0005
41	제주발전	제주	진도	서제주	110	180kV	400MW	40	674.3	4264.4	106.611	7735	70	110.5	0.0357	0.0648
			해남	제주	98	180kV	300MW	30	548.8	3470.7	115.691				0.0291	
42	경남	대구	남제주	(해당지역)	13.2	154kV	480MW	96	7.6	47.8	0.498				0.0004	
			제주	제주시	5.7	154kV	480MW	96	3.3	20.7	0.215				0.0002	
			한림C/C	(해당지역)	15	154kV	480MW	96	8.6	54.4	0.566	144	384	0.374	0.0005	0.0012
			제주내연	제주시	5.7	154kV	480MW	96	3.3	20.7	0.215				0.0002	
43	경남	충북	북경남	대구	28.9	345kV	2173MVA	434.6	28.9	182.8	0.421	183	435	0.421	0.0015	0.0015
44	경남	충북	북경남	신옥천	118.4	345kV	2173MVA	434.6	118.4	748.8	1.723	749	435	1.723	0.0063	0.0063

부록 D. 모형에서의 선로 별 조류량

아래 <표 D.1>에서는 앞의 모형에서 Aumann-Shapley value를 사용하였을 때의 각 모선 간의 조류량과 선로부담율을 보여 준다.

<표 D.1> Aumann-Shapley 요금에 따른 각 선로의 송전전력량 및 선로 혼잡율

선로 id	시점	종점	2013년전력계통모형			밀양선추가모형		
			선로용량 (10MW /10MVA)	조류량 (10MW)	부담율 (%)	선로용량 (10MW /10MVA)	조류량 (10MW)	부담율 (%)
1	인천발전	인천	1,304	259	20	1,304	259	20
2	인천발전	경기	869	615	71	869	615	71
3	인천	경기	869	-	-	869	-	-
4	경기	서울	3,042	531	17	3,042	531	17
5	경기발전	경기	915	284	31	915	284	31
6	경기	강원	1,458	-	-	1,458	-	-
7	강원발전	강원	1,061	128	12	1,061	128	12
8	경북발전	강원	869	52	6	869	52	6
9	경북발전	경북	1,304	681	52	1,304	681	52

협조적 게임에 의한 송전요금체계: 국내 전력시장을 사례로

선로 id	시점	종점	2013년전력계통모형			밀양선추가모형		
			선로용량 (10MW /10MVA)	조류량 (10MW)	부담율 (%)	선로용량 (10MW /10MVA)	조류량 (10MW)	부담율 (%)
10	경북	충북	435	62	14	435	234	54
11	충북	강원	435	-	-	435	-	-
12	충북	경기	869	-	-	869	74	9
13	충북	충남	435	-	-	435	-	-
14	충남	경기	1,893	800	42	1,893	726	38
15	충남발전	충남	2,762	1,308	47	2,762	1,308	47
16	전북발전	충남	435	143	33	435	69	16
17	전북발전	전북	435	74	17	435	-	-
18	충남	대전	435	105	24	435	105	24
19	대전	충북	435	-	-	435	-	-
20	전북	충북	435	186	43	435	-	-
21	대구	경북	1,738	172	10	1,738	-	-
22	대구	충북	435	-	-	435	-	-
23	울산	경북	435	71	16	435	71	16
24	경북발전	울산	869	-	-	869	-	-
25	울산발전	울산	435	160	37	435	160	37
26	울산발전	부산	435	-	-	435	-	-
27	부산	경남	869	-	-	869	-	-
28	경남	전북	435	-	-	435	-	-
29	광주	전북	435	-	-	435	-	-
30	전남발전	광주	435	-	-	435	-	-
31	전남발전	전북	869	73	8	869	-	-
32	전남발전	전남	1,738	594	34	1,738	667	38
33	전남	광주	435	94	22	435	94	22
34	전남	전북	435	435	100	435	248	57
35	경남발전	전남	435	295	68	435	35	8
36	경남발전	경남	2,173	383	18	2,173	643	30
37	부산발전	울산	869	254	29	869	254	29
38	부산발전	경남	435	-	-	1,893	-	-
39	부산발전	부산	435	232	53	435	232	53
40	전남	제주	70	14	20	70	14	20
41	제주발전	제주	384	32	8	384	32	8
42	경남	대구				435	172	40
43	경남	충북				435	88	20
평균			866	196	21	879	181	18

ABSTRACT The Application of the Cooperative Game Theory
in the Transmission Service Cost: The Case Study
of Korean Electric Power System

Rizhu Zhang*

This article models Korean power transmission system, and calculates transmission fees by using Aumann-Shapley method and compares them with the current transmission fee. To analyze the effect of a new transmission line on the whole transmission fees, Miryang high-voltage transmission line and other two related lines are added in the model. The results show that the Aumann-Shapley method does well in providing rational economic signals in making transmission fee policies, and also provides good explanations of the impact of added transmission lines on the transmission fees.

Key Words : Transmission cost, Cooperative game, Aumann-Shapley value

* Doctoral Candidate, Department of Economics, Seoul National University.
zrz108@gmail.com