

미래 전력 계통의 불확실성을 고려한 송전혼잡비용 분석

An Analysis of Congestion Cost for Electric Power Transmission in Consideration of Uncertainty of Future Electric Power System

박성민* · 김성수†
(Sung Min Park · Sung Soo Kim)

Abstract - It is expected that there will be delay of scheduled transmission network reinforcement and huge investment of renewable energy resources in Korea. As transmission capacity expansion delayed, supplying power to Seoul metropolitan area will not be increased as scheduled. In addition, uncertain renewable energy out of Seoul metropolitan area can cause transmission congestion in the future power system. These two combining effects will make the difference in locational marginal prices(LMP) and congestion costs increase. In that sense, this paper will analyze how much the congestion costs for Korea power system are incurred in the future power system. Most of previous approaches to analyze the congestion costs for electric power system are based on the optimal power flow model which cannot deal with hourly variation of power system. However, this study attempted to perform the analysis using market simulation model(M-Core) which has the capability of analyzing the hourly power generation cost and power transmission capacity, and market prices by region. As a result, we can estimate the congestion costs of future power system considering the uncertainty of renewable energy and transmission capacity.

Key Words : Locational marginal price, Transmission congestion costs, Uncertainty

1. 서론

우리나라에서는 발전소가 대부분 비경인 지역에 편중되어 있고 전력수요는 수도권에 집중되어 있어 북상조류가 중요함에도 불구하고, 현재는 송전 혼잡이 없는 실정이다. 이는 최근 예비력 부족으로 인하여 수도권에 있는 비싼 발전기가 가동되어 북상조류가 감소하였기 때문이다. 만일, 예비력 확보가 적정했다면, 수도권 발전기의 출력이 감소하고 이에 따라 북상조류와 관련된 송전 혼잡을 유발할 가능성이 있다.

수도권의 환경규제와 연료 수송 문제, 발전회사의 수익 문제 등으로 발전 설비를 비경인 지역에 건설을 할 수밖에 없다. 이와 같이 발전설비의 입지를 수요지 인근이 아닌 비경인 지역에 건설하게 된다면, 전력계통의 위험요소인 송전 혼잡이 미래 전력계통에서 위험요소로 등장할 것으로 예상된다. 최근 밀양 송전망 건설 반대처럼 송전망 건설이 지연 된다면 불확실성은 더욱 증가하게 될 것으로 예상된다.

한편, 6차 전력수급계획에 따르면 변동성이 큰 풍력 및 태양광 발전설비의 용량이 크게 증가하는 것으로 되어 있는데, 이러한 설비를 역시 대부분 비경인 지역에 건설될 예정이다 [1]. 따라서 신재생 에너지의 생산량이 많은 시간에는 북상

조류와 관련된 송전혼잡이 심각해 질 수도 있다. 이에 송전망 건설의 지연이나 신재생 에너지의 출력 변동과 같은 불확실성을 고려했을 때 북상조류와 관련된 송전혼잡비용이 어떻게 달라지는지에 대하여 분석이 요구된다.

송전혼잡비용과 관련하여 국내 관련 연구로는 손현일 외 연구에서는 4차 전력수급기본계획의 2016년 한전 계통을 이용하여 시장 주체별 혼잡비용과 손실비용을 산정하였다[2]. 해외 관련 연구로는 João Tomé Saraiva (2012) 연구가 있다. 이 연구에서는 포르투갈 국가 송전망에 대한 송전혼잡비용을 2006년부터 2008년 데이터를 가지고 1998년부터 2008년까지의 미래 전력계통에 대해 추정하였다[9]. 그 외에도 유사한 송전 혼잡비용에 대한 연구를 나열할 수 있다[4~5][8][11][13~14]. 기존의 송전 혼잡비용을 해석하는 연구 방법들은 주로 특정 시점의 최적 조류 계산을 기초로 하는 것이므로 시간에 따라 다르게 나타나는 전력계통의 특성을 반영하지 못하는 단점이 있다[2][6][12][14~15].

예를 들어, 북상조류와 관련한 송전용량은 계절/요일/시간별로 다른 특성이 있는데 최적조류계산 방식에서는 이를 반영하기가 어렵다. 이 근대(2007) 연구에서는 이러한 시간별 특성을 반영하여 열병합 발전을 대상으로 수도권지역에 분산형 전원 도입에 따른 혼잡비용을 추정하였다[3].

본 논문에서는 발전기 정비계획, 수도권 열병합 발전소의 운전제약 등과 같은 시간별 제약 특성들을 반영하기 위하여 시간대별 발전비용 및 송전량 등을 산출할 수 있는 시뮬레이션 전산모형인 M-Core를 활용하여 송전혼잡비용을 분석한다[7]. 송전망 건설이나 신재생에너지 출력과 같은 미래계통의 불확실성에 따른 송전혼잡비용이 얼마나 발생되는지 또 연도별, 계절별, 또는 요일별로 어떻게 달라지는지 검토

* 정 회 원 : 한국산업기술대학교 지식기반기술·에너지 대학원 정책학과 박사 수료.

† 교신저자, 정회원 : 한국산업기술대학교에너지·전기공학과 교수·공박

E-mail : sskim@kpu.ac.kr

접수일자 : 2014년 5월 26일

수정일자 : 2014년 7월 4일

최종완료 : 2014년 7월 10일

할 만한 가치가 있는 주제라고 생각된다.

본 연구는 다음과 같은 순서로 진행된다. 제Ⅱ장에서는 분석방법과 분석 모형의 설정하고, 제Ⅲ장에서는 본 연구에 사용될 분석 자료를 설명하고, 분석 결과를 제시한다. 마지막 제Ⅳ장에서는 결과를 요약하고 본 연구의 결론을 제시할 것이다.

2. 분석방법과 분석모형

1. 송전 혼잡 비용 분석 방법

송전 혼잡비용은 분석방식에 따라 크게 다를 수 있는데 본 논문에서는 미국 동부지역의 전력시장에서 적용하는 LMP(Locational Marginal Pricing) 방식과 발전비용의 증가 형태로 한정하여 도출할 것이다.

우선 발전비용 형태의 송전혼잡비용은 송전제약을 고려한 발전비용과 송전제약을 고려하지 않은 발전비용 차이로 계산할 수 있다. 먼저, 송전제약을 고려하지 않은 발전비용은 식(1)과 같이 나타낼 수 있다.

$$Cost_U = \sum C_i P_i^u \quad (1)$$

단, 식(1)에서 C_i 는 i 발전기의 변동비이고, P_i^u 는 송전제약을 고려하지 않았을 때 i 발전기의 발전량을 나타낸다. 송전제약을 고려한 발전비용은 식(2)로 나타낼 수 있다.

$$Cost_C = \sum C_i P_i^c \quad (2)$$

단, 식(2)에서 C_i 는 i 발전기의 변동비이고, P_i^c 는 송전제약을 고려했을 때 i 발전기의 발전량을 나타낸다. 따라서, 식(1)과 식(2)의 차이로 송전혼잡비용을 계산할 수 있다. 즉, 발전비용 형태의 송전혼잡비용은 식(3)과 같이 구할 수 있다.

$$Cost = \sum C_i (P_i^c - P_i^u) \quad (3)$$

한편, 미국 동부지역의 전력 시장에서는 선로조류 × (모선별 가격 차이)으로 송전혼잡비용을 식(4)와 같이 구할 수 있다.

$$CR = \sum_{ij \in \in} flow_{ij} (\pi_i - \pi_j) \quad (4)$$

단, 식(4)에서 $flow_{ij}$ 는 ij 두 모선 사이의 선로조류를 의미하고, π_i, π_j 는 각각 i, j 모선에서의 모선한계가격을 나타낸다.

단순한 2모선 전력계통의 예제를 가지고 두 가지의 발전비용과 송전혼잡비용을 산출하는 것을 설명하겠다.

그림 1에 표현된 2모선 계통도에서 썬 전원이 있는 왼쪽 지역(A)에서 오른쪽 지역(B)으로 선로조류를 나타낸 것이다.

그림 2는 송전제약을 고려하지 않은 경우를 나타내고 있다. 발전기 A에서 240MW를 발전하여 소비자 C에 120MW

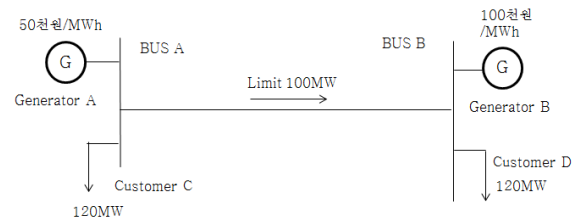


그림 1 2모선 전력 계통도

Fig. 1 Schematic diagram of 2-bus system

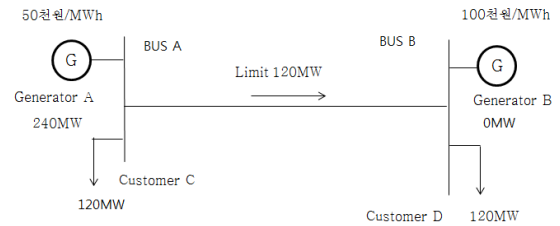


그림 2 송전 제약을 고려하지 않은 경우

Fig. 2 Generation schedule without considering transmission constraint

를 공급하고 나머지 120MW를 송전선로를 통해 소비자 D에 공급한다. 이때의 발전비용은 240MW×50천원/MWh로 12,000천원/h 이다.

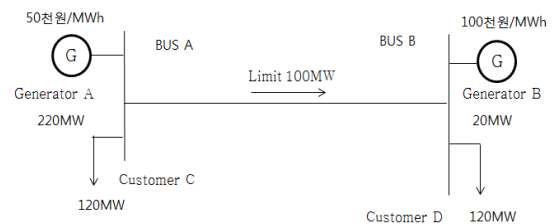


그림 3 송전제약을 고려한 경우

Fig. 3 Generation schedule considering transmission constraint

그림 3은 송전제약에 따른 계통도를 나타낸 것이다. 송전 제약으로 인하여 발전기 A에서 220MW를 발전하여 소비자 C에 120MW를 공급하고 나머지는 송전선로를 통해 소비자 D로 공급하게 되는데, 이때 소비자 D의 부족한 부하를 발전기 B로 공급해야 한다. 따라서, A, B 지역의 한계발전기는 각각 발전기 A, B가 된다.

이때의 발전비용은 220MW×50천원/MWh + 20MW×100천원/MWh 이므로, 13,000천원/h가 된다. 따라서 발전비용 형태의 송전혼잡비용은 13,000천원/h-12,000천원/h= 1,000천원/h 이 된다.

한편, 그림 3에서 왼쪽 지역(A)의 LMP는 50천원/MWh이고 오른쪽 지역(B)의 LMP는 100천원/MWh이므로 LMP 방식의 송전혼잡비용은 식(4)을 이용해서 구할 수 있다.

$$CR = 100 \text{ MW} \times (100 - 50) \text{ 원/MWh} = 5,000 \text{ 원/h}$$

위 예로부터 혼잡비용을 계산하는 방식에 따라 비용이 크

게 달라질 수 있음을 알 수 있다. 본 연구에서는 식(3)~(4)을 이용하여 미래 전력계통의 송전 혼잡비용 비용을 추정할 것이다.

2. 송전혼잡비용 분석 모델링

2.1 M-Core 시뮬레이션 모형 개요

전술한 바와 같이 M-Core 모형[7]을 이용하여 최적화된 발전계획을 산출할 수 있다. 이때 혼잡비용은 발전비용과 지역별 시장 가격 등을 이용해 분석할 것이다. 이러한 분석 모형에 개괄적인 시뮬레이션 분석 흐름을 그림 4에서 보여준다. M-Core 모형은 분석에 필요한 전력수요 및 정비계획 데이터 등을 UI를 이용해 DB에 저장된다. 이때 이용자는 DB를 생성하거나 기존 DB를 불러와 분석에 필요한 수행한 후 분석결과를 DB에 저장되는 것을 보여주고 있다.

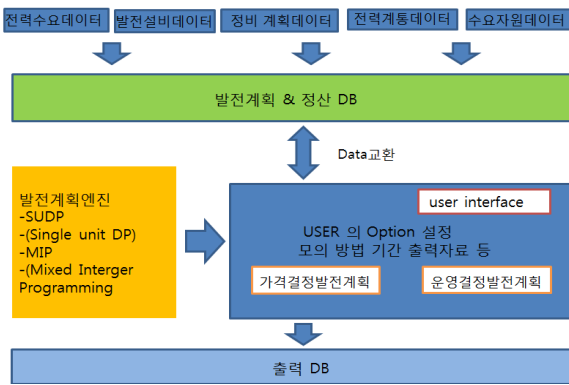


그림 4 M-Core 모형의 구성도[7]

Fig. 4 M-Core Model diagram

2.2 M-Core 시뮬레이션의 주요 특징

M-Core 시뮬레이션은 장기와 단기적인 시장의 시뮬레이션을 위한 프로그램으로 본 논문에서는 장기 시뮬레이션 기능을 사용한다. 장기 시뮬레이션은 SUDP (Single Unit Dynamic Programming)을 이용하여 발전기들의 기술특성을 고려한 최적화를 한다. SUDP 기법을 활용하여 시장 가격과 수익 예측 및 시장제도 변화 예측에 유용하게 산출할 수 있다[7].

기존 최적조류계산(OPF) 모형의 접근방법은 송전 혼잡비용 추정 시 계절/요일/시간별 특성을 반영하기 어렵지만 M-Core 모형은 발전기 기동정지(UC - Unit Commitment)를 포함하여 시간별 시뮬레이션을 하기 때문에 시간별 특성을 쉽게 반영할 수 있다. 특히, 계절/요일/시간별로 상이한 송전용량을 반영하여 송전혼잡 비용을 산출할 수가 있다.

그림 5는 2012년도의 봄 계절의 북상 조류량 한계를 시간별로 나타낸 것이다. 그림에 나타난 바와 같이 심야시간의 북상조류 용량은 낮 시간보다 작고 휴일에는 평일보다 작은 특성이 있다.

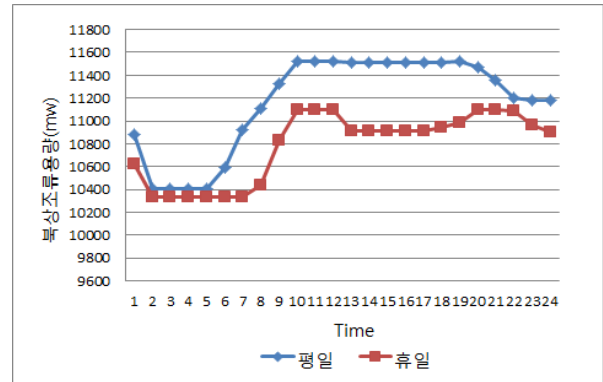


그림 5 시간대별 북상 조류량 한계

Fig. 5 Hourly northward power flow Limit

3. 분석 결과

3.1 분석을 위한 전제조건 및 입력자료

본 연구의 분석은 6차 전력수급기본계획을 최대한 활용하여 2014년-2027년 기간의 미래 전력계통을 분석하고자 하였다. 특히, M-Core 전산 모형의 기본 입력 자료는 집단에너지 설비계획과 신재생 에너지 설비계획, 발전설비 건설계획표, 발전설비 폐지 계획표 지식경제부의 6차 전력수급기본계획에 있는 자료를 사용하여 분석하고자 하였다[1]. 분석을 함에 있어 시나리오 구성은 3 종류로 구성하였다.

3.1.1 기본 시나리오

기본 시나리오는 6차 전력수급기본계획에 나타나 있는 미래계통을 기준으로 산정하였다. 수요는 수급계획에 있는 연도별 피크전력과 최근 전력수요의 시간별 패턴을 반영하여 산정하였고, 발전기는 수급계획대로 건설된다고 가정하였다. 신재생에너지의 발전량은 매년 수급계획의 실효용량이 시간별 차이 없이 균등하게 나타난다고 가정하여 수요에서 차감하는 방식으로 고려하였다.

북상조류의 한계는 6차 수급계획의 수도권 용통전력을 기준으로 시간별 계절/요일/시간별 특성을 반영하였다. 이때 과거 수급계획의 용통전력 용량과 실제 운영기준의 차이도 반영하였다. 2027년의 최대 북상조류 한계는 약 20GW로 모의 하였다.

3.1.2 신재생 변동 시나리오

신재생 변동 시나리오는 변동성이 큰 풍력발전기의 출력변동을 고려하기 위한 것이다. 대규모 풍력의 시간별 변동패턴은 미국 BPA 전력회사[10]의 2013년 1년치 패턴을 기준으로 수급계획에 나타난 연도별 풍력발전 설비용량에 맞추어 조정하였다. 그림 6은 2027년의 신재생에너지 발전량을 일별로 최대와 최소값을 나타낸 것이다.

6차 전력수급기본계획에 있는 수도권 신재생 에너지 비율은 전국 기준으로 2014년에는 13%, 2027년 9%로 미미한 실정이다. 따라서 지역별로 신재생에너지의 발전량을 차감한

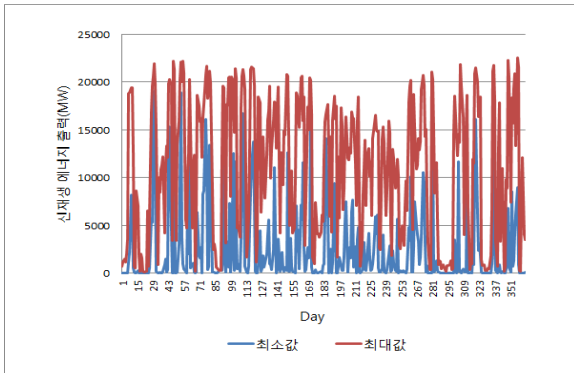


그림 6 2027년의 일별 신재생에너지 발전량
Fig. 6 Daily generation profile of renewable energy in 2027

수요를 기준으로 살펴보면 신재생에너지의 발전량이 많은 시간에는 수도권 수요의 비중이 상대적으로 크게 증가하여 송전혼잡을 유발하게 될 것이다.

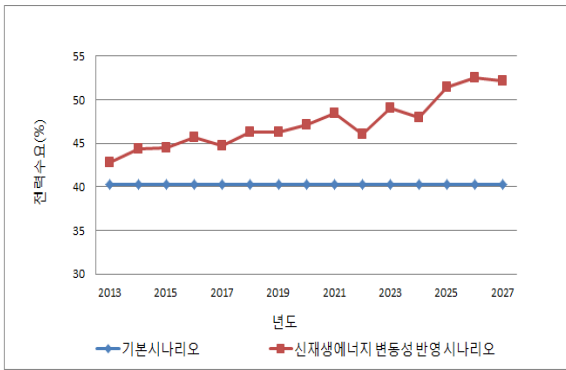


그림 7 수도권 수요의 비중
Fig. 7 Portion of net demand of Seoul metropolitan area

3.1.3 송전망 건설 지연 시나리오

송전망 건설 지연 시나리오에는 송전망 건설 반대 등으로 송전망 건설이 지연 및 차질을 빚을 경우를 예상하여 가정하였다. 구체적으로는 신재생 변동 시나리오 예들 기준으로 매년 증가되는 용통전력량의 50%만 반영하는 방식으로 송전망 건설 지연을 모의하였다. 그 결과 2027년 용통전력의 최대값은 약 16GW를 적용하였다.

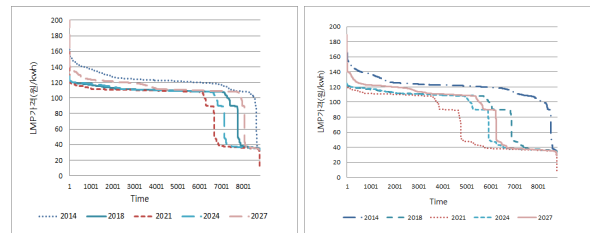
위에 언급한 것 이외에도 M-Core 전산 모형을 활용하여 미래계통을 모의하기 위해서는 많은 데이터가 요구된다. 예를 들어, 온라인 발전기가 제공하는 예비력의 요구량은 현재 3,000MW를 반영하고 있는데 미래 계통에서 출력변동이 큰 신재생 에너지의 비중이 증가하기 때문에 이에 대비하여 예비력 요구량이 점차 증가하여 2027년에는 약 6,000MW를 확보하도록 하였다. 수도권 발전기의 가동여부에 따라 북상조류와 관련된 송전혼잡이 달라지기 때문에 겨울철 열병합 발전소의 열공급과 관련된 열 계약을 현재와 유사한 발전패턴을 가정하여 모의하였다.

M-Core 모형에서 송전혼잡 비용을 추정하는데 사용된 자료는 발전비용, 송전량, 지역별 전력가격, 북상조류 송전량 등을 바탕으로 분석한다.

3.2 추정 결과

3.2.1 지역별 시장가격(LMP)

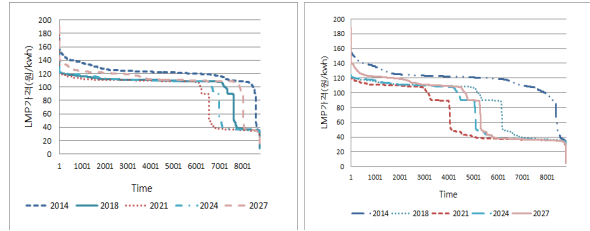
기본 시나리오에서의 경인지역과 비경인 지역의 지역별 시장가격(LMP)을 크기 순서대로 정렬하여 나타내면 그림 8과 같다. 기본 시나리오에서 경인지역의 가격은 대략 6400시간 정도동안 100원/kwh 이상의 시장가격을 지속한다는 것을 확인 할 수 있다. 하지만 2021년의 경우 비경인 지역에서는 시장가격이 100원/kwh 이상으로 유지되는 시간이 대략 4000시간정도밖에 지속 안 된다는 것을 확인 할 수 있다.



(a) Seoul-metropolitan area (b) Non-Seoul area

그림 8 기본 시나리오의 LMP 가격의 분포
Fig. 8 Distribution of LMP in basic scenario

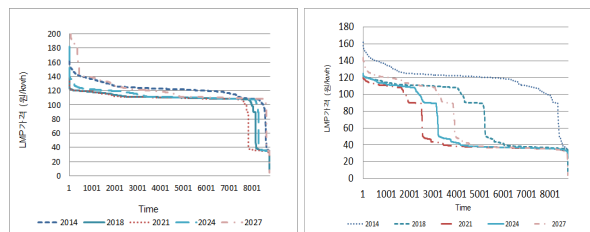
신재생 변동 시나리오에서는 비경인 지역의 LMP 가격이 기본 시나리오에 비해 더욱 감소하는 패턴을 나타내고 있다.



(a) Seoul-metropolitan area (b) Non-Seoul area

그림 9 신재생 변동 시나리오의 LMP 분포
Fig. 9 Distribution of LMP in renewable energy scenario

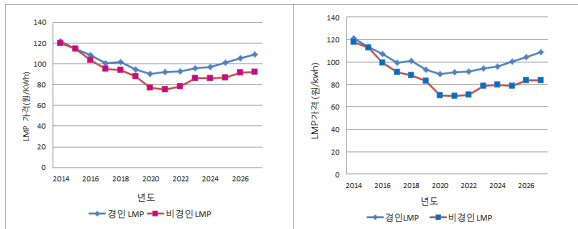
송전망 건설 지연 시나리오에서는 비경인 지역의 LMP 가격이 매우 크게 감소하는 것을 알 수 있다.



(a) Seoul-metropolitan area (b) Non-Seoul area

그림 10 송전망 건설 지연 시나리오의 LMP 차이의 분포
Fig. 10 Distribution of LMP in reduced transmission capacity scenario

기본 시나리오에서는 그림 11(a)와 같이 2016년에는 경인 지역과 비경인 지역의 시장가격이 연 평균 4.8원/kwh 격차를 보이다가 2021년에는 두 시장의 가격차이가 16원/kwh까지 증가한다. 그림 11(b)에 나타난 바와 같이 신재생 에너지 변동 시나리오에서는 2021년에 시장가격의 차이가 연평균 21.53원/kwh으로 계산된다.



(a) Basic scenario (b) Renewable energy scenario

그림 11 기본 및 신재생 변동 시나리오의 평균 LMP

Fig. 11 Average LMP of basic and renewable energy change scenarios

송전망 건설 지연 시나리오에서의 LMP 지역별 시장가격 평균값은 경인과 비경인 차이가 2027년에 67.82원/kwh로 분석되었다. 이때의 비경인 지역별 LMP 최저 가격은 2022년에 56.47원/kwh로 나타났다. 또한 송전망 건설 지연 시나리오에서의 경인지역에 대한 지역별 시장가격 평균값은 110.51원/kwh 이고, 비경인 지역의 지역별 시장가격을 연평균하면 75.43원/kwh 로 35.08원/kwh 차이가 발생하는 것으로 그림 12에서 확인할 수 있다.

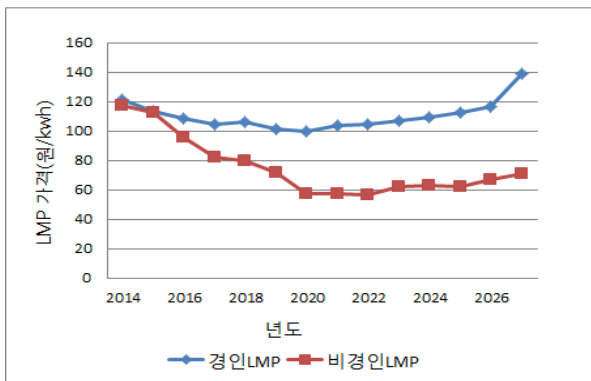


그림 12 송전망 건설 지연 시나리오의 평균 LMP

Fig. 12 Average LMP of power transmission constraint reduction scenario

3.2.2 송전혼잡 비용

기본 시나리오에서 송전혼잡비용을 발전비용으로 계산하였을 때, 2016년 199억원으로 분석되었지만, 이를 LMP 방식으로 계산하면 5,721억원 수준으로 크게 증가하는 것으로 나타났다. 또한 2020년에는 발전비용 방식의 혼잡비용이 1,697억원 수준으로 분석되었지만, LMP방식에서는 18,512억원으로 상승하게 된다. 위의 내용을 정리하면 표 1로 표시할 수 있다.

표 1 기본 시나리오의 송전혼잡비용

Table 1 Transmission congestion costs of basic scenario

연도	LMP방식(억원)	발전비용 방식(억원)
2014	1,995	198
2015	204	119
2016	5,721	199
2017	6,693	187
2018	10,248	881
2019	8,542	724
2020	18,512	1,697
2021	24,636	3,424
2022	22,383	2,158
2023	14,487	1,116
2024	17,180	1,437
2025	22,818	1,098
2026	21,407	1,974
2027	26,554	2,927

우리나라의 CBP 전력시장은 송전혼잡비용을 Uplift 형태로 송전 혼잡비용을 처리하고 있다. 따라서 우리나라의 전력 시장에서는 발전비용에 의한 혼잡비용이 보다 쉽게 이해될 수 있을 것이다[4]. 미국 동부지역의 전력시장(PJM, NYISO, NE)과 같이 송전 혼잡을 LMP방식으로 처리하면 송전혼잡 비용이 크게 증가하는데, 이러한 비용은 송전혼잡 해소에 대한 가격신호로 작용할 수 있다.

LMP 방식으로 계산하면 전력 부하가 몰려있는 경인 지역은 시장 가격이 상승하여 발전사업자의 수익은 개선된다. 반대로 전력을 공급하는 비경인 지역은 송전선로에 공급능력 한계로 인해 전력가격이 하락하게 됨에 따라 그에 따른 발전사업자는 수익이 악화하게 된다.

표 2는 신재생 에너지의 변동 시나리오에서 송전혼잡비용

표 2 신재생 변동 시나리오의 송전혼잡비용

Table 2 Congestion costs for electric power transmission of renewable energy change scenario

연도	LMP 방식 (억원)	발전비용 방식 (억원)
2014	3,584	329
2015	481	24
2016	9,017	798
2017	10,760	988
2018	16,543	1,570
2019	14,139	1,267
2020	26,913	2,985
2021	31,916	3,927
2022	31,388	3,639
2023	24,875	2,342
2024	26,607	2,751
2025	34,589	4,056
2026	33,091	4,492
2027	39,173	6,082

을 발전비용 방식으로 계산했을 경우 2027년에 6,082억원 수준이었으나, LMP방식으로 계산하면 39,173억원으로 상승하는 것으로 분석되었다. 신재생 에너지 변동 시나리오에서의 발전비용방식으로 연평균하면 2,517억으로 추정된다. 또한 LMP 방식으로 계산하면 평균 2조1,648억원으로 분석되었다.

기본 시나리오에서 LMP 방식으로 송전혼잡비용을 계산하면, 2027년 2조6,554억원을 보였으나, 송전망 건설 지연 시나리오에서 8조 9,853억원으로 증가하여 3.3 배 증가 하는 것으로 보이고 있다. 또한 기본 시나리오의 발전비용 방식에서는 2027년 2,927억원 보였으나, 송전망 건설 지연 시나리오에서는 15,290억원으로 5.2 배 증가하는 것으로 보이고 있다.

표 3 송전망 건설 지연 시나리오의 송전혼잡비용

Table 3 Transmission congestion costs of transmission capacity reduction scenario

Year	LMP 방식(억원)	발전비용방식(억원)
2014	3,775	357
2015	695	43
2016	14,372	1,699
2017	24,730	2,863
2018	30,113	4,219
2019	35,515	4,793
2020	52,472	9,092
2021	57,837	11,515
2022	61,669	12,022
2023	58,277	10,491
2024	61,035	11,706
2025	66,070	14,286
2026	64,124	13,945
2027	89,853	15,290

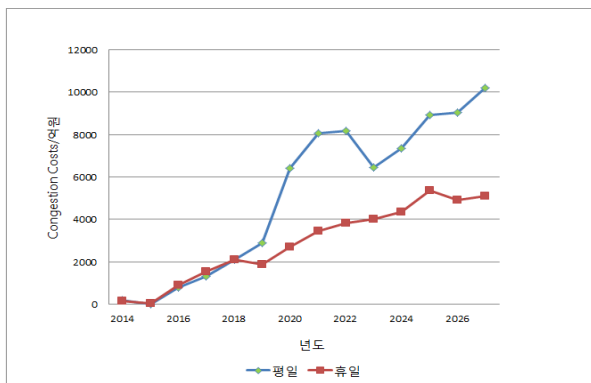


그림 13 송전망 건설 지연 시나리오의 요일별 송전혼잡비용
Fig. 13 Daily congestion costs for transmission capacity reduction scenario

그림 13은 송전망 건설 지연 시나리오에서 송전혼잡비용을 발전비용 방식으로 2014년부터 2027년까지 미래전력계통에 대해 계절별로 분석해보면 평일에 혼잡 비용을 많이 유발하는 것을 알 수 있다.

그림 14는 송전망 건설 지연 시나리오에서의 송전혼잡비용을 발전비용 방식으로 2014년부터 2027년까지 미래전력계통에 대해 요일별로 분석해 보면 여름철에 더 송전 혼잡을 유발하는 것으로 보이고 있다.

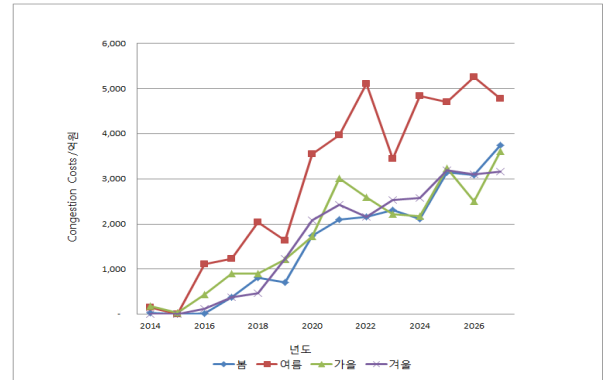


그림 14 송전망 건설 지연 시나리오의 계절별 송전혼잡비용
Fig. 14 Seasonal congestion costs of transmission capacity reduction scenario

4. 결 론

본 논문에서는 미래 전력 계통의 불확실성을 고려한 송전 혼잡비용을 분석해 보았다. 분석결과 신재생 에너지 변동이 증가하고, 송전망 건설이 지연되면 송전혼잡비용이 증가함을 알 수 있었다. 다음은 중요한 분석 결과를 정리한 것이다. 첫째, 기본 시나리오에서는 경인지역과 비경인 지역의 시장 가격의 차이가 2021년 연평균 16원/kwh로 나타나지만 신재생 에너지 변동 시나리오에서는 약 21원/kwh, 송전망 건설 지연 시나리오에서는 약 46원/kwh으로 증가한다.

둘째, 발전비용 방식으로 추정된 송전혼잡 비용은 기본 시나리오에서는 2027년 약 3천억원 수준이었으나, 신재생 변동 시나리오에서는 약 6천억원으로 2배정도 증가하고, 송전망 건설 지연 시나리오에서는 약 1조5천억원으로 5배 증가하는 것으로 분석되었다.

셋째, LMP 방식의 혼잡비용은 기본 시나리오에서는 2027년 약 2조6천억원 수준이었으나 송전망 건설 지연 시나리오에서는 약 9조원으로 3배 이상 증가하는 것으로 나타났다. 또한 전반적으로 LMP 방식의 혼잡비용이 발전비용 방식에 비하여 크게 나타났다.

넷째, 송전망 건설 지연 시나리오에서 송전혼잡비용을 분석해 보면 평일과 여름철에 혼잡비용을 많이 유발하는 것으로 추정되었다. 이러한 특징은 기존 연구의 OPF 전산 모형이 고려하지 못한 특성과 기능을 M-Core 전산 모형을 이용해 시간대별 발전비용과 지역별 시장가격 및 송전량 등을 이용해 송전혼잡비용을 추정하였다는 점에서 의의가 있다.

References

[1] Ministry of Knowledge Economy, "The 6th Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand (2013-2027)", pp.1-84, 2013

- [2] Hyun-Il Son, In-Su Bae, Jin-O Kim, "Congestion and Loss Cost for the Market Participants", transactions of the Korea institute of electrical engineers, Vol. 60, No. 11, 2012~2027, 2011
- [3] Kun-Dae Lee, "The policy and the role of distributed generation by taking account of congestion Costs in metropolitan area", Basic Research Report, Korea Energy Economics Institute, pp. 1-71, 2007
- [4] Sung-Soo Kim, "The effects of transmission congestion costs on electricity prices and methods for dealing with them", Research Report, The Ministry of Commerce, Industry and Energy, pp. 1-238, 2005
- [5] Kyung-Bin Song, Kyu-Hyung Lim, and Young-Sik Baek, "A Case Study of the Congestion Management for the Power System of the Korea Electric Power Cooperation", The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 50A, No. 12, pp.549-555, 2000
- [6] Kwang-Ho Lee, and Jae-Ok Jung, "A Study on the Congestion Management by OPF in the Electricity Power Market with the Bidding Function", The Transactions of Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 49A, No. 8, pp.374-379, 2000
- [7] Master's Space, "M-Core Instruction Manual", pp. 1-61, 2011
- [8] Paul L. Joskow, "Transmission Policy in the United States", Utilities Policy 13, ELSEVIER, pp. 95~115, 2005
- [9] João Tomé Saraiva, "Estimation of the congestion cost of the Portuguese National Transmission Network - Evolution from 1998 to 2008", European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the, IEEE, pp. 1~7, 2012
- [10] <http://www.Bpa.gov>
- [11] U.S. Department of Energy, "National Electric Transmission Congestion Study", pp. 1~146, 2009
- [12] Harry Singh, Shangyou Hao, Alex Papalexopoulos, "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets", Power Systems, IEEE Transactions on Vol.13, No. 2, pp. 672~680, 1998
- [13] Santosh Raikar and Marija Ilic, "Assessment of transmission congestion for major electricity markets in the US", Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2. IEEE, pp. 1152-1156, 2001
- [14] Chan S. Park, Jorge Valenzuela, Mark Halpin, Sevin Sozer, and Kaymaz, "Pricing Transmission Congestion in Electric Power Network", auburn university, pp. 1~8, 2004
- [15] Judite, Ferreira, Zita Vale, and Ricardo Puga, "Nodal price simulation in competitive electricity markets", Energy Market, EEM 2009, 6th International Conference on the European, IEEE, pp. 1~6, 2009

저 자 소 개



박 성 민 (朴 成 珉)

1976년 1월 15일생. 2000년 국립 강릉원주대학교 전기공학과 졸업. 2003년 한국방송통신대 방송정보학과 졸업. 2006년 국립서울과학기술대학교 대학원 매체공학과 졸업(공석). 2008~2010년 한국산업기술대학교 지식기반기술·에너지대학원 정책학과 박사과정 수료. 2000~2003년 한국교육방송공사(EBS) 역임. 2003년~현재 국회사무처 주무관.
E-mail : psm7601@hanmail.net



김 성 수 (金 成 洙)

1964년 10월26일생. 1987년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1989년 서울대학교 대학원 전기공학과 졸업. 1999년 서울대학교 대학원 전기공학과 졸업(공박). 1989년~1994년 한국전기연구원 선임 연구원. 2001년~2003년 한국 전력거래소 설계실 팀장. 2003년~현재 한국산업기술대학교 에너지·전기공학과 교수.
E-mail : sskim@kpu.ac.kr