

동북아 전력계통 연계를 통한 용통전력 도입 시 가격상한 수준에 대한 분석

정 구 형 김 홍 군* 김 발 호
홍익대학교 *한국전력거래소

Analysis of Electricity Price Cap Transacted via Interstate Electric Power System in Northeast Asia

Chung, Koohyung Kim, Honggeun* Kim, Balho
Hongik Univ. *KPX

Abstract - Interstate electric power system, as an alternative for energy cooperation under regional economic bloc, has been hotly debated before progressing the restructure in electric power industry and rapidly expanded in many regions after 1990s. Especially, since northeast asia has strong supplementation in resource, load shape, fuel mix etc., electric power system interconnection in this region may bring considerable economic benefits.

Moreover, since Korean electric power system has a great difficulty in a geographical condition to interrupt electricity transaction with other countries, it has been expanded as an independent system to supply all demand domestically. As a result, Korean electric power system makes considerable payment for maintaining system security and reliability and expands costly facilities to supply a temporary summer peak demand. Under this inefficiency, if there are electricity transactions with Russia via the North Korea route then economic electric power system operation may be achieved using seasonal and hourly differences in electricity price and/or load pattern among these countries.

In this paper, we estimate price cap of transacted electricity via interstate electric power system in northeast asia. For this study, we perform quantitative economic analysis on various system interconnection scenarios.

1. 서 론

국가 간 계통연계는 지역 간 경제블록화에 따른 에너지 협력방안의 하나로써 전력산업 구조개편 이전부터 전 세계 지역별로 활발히 적용되고 있으며 1990년대 이후 급속한 증가추세를 나타내고 있다. 특히 동북아 지역은 자원보유, 부하곡선, 전원구성 등의 측면에서 상호 보완성이 높으며 세계 여타 지역보다 계통연계로 인한 경제적 유용성이 클 것으로 예상된다.

국내의 전력계통은 지리적, 정치적 여건상 해외로부터의 전력용통이 곤란하였기 때문에, 모든 수요를 자체적으로 공급하는 독립계통의 형태로 성장해 왔다. 이로 인해 전력공급 시 높은 신뢰도가 요구되고 있으며, 또한 하계에 일시적으로 급증하는 수요에 대해서도 차질 없이 전력을 공급하기 위해 고가의 설비를 확충해야 하는 등 매우 비경제적인 상태로 계통을 운영하고 있다. 이러한 상황 하에서 동북아 지역의 계통연계를 통한 전력용통이 가능해진다면, 계통 간 전력 공급가격의 차이 및 수요패턴 차이에 따른 잉여설비의 가용도 확대로 인해 보다 경제적으로 전력을 공급할 수 있다.

본 논문에서는 동북아 계통연계를 통한 전력용통이 가

능할 경우, 용통전력을 도입하는 시기 및 그 규모에 따라 경제성을 가질 수 있는 용통전력 도입 상한가격 수준에 대한 분석을 수행하였다. 전력계통의 경제성 분석은 일반적으로 현존하는 발전기의 규모와 기술적 특성, 미래의 전력수요 수준과 소비패턴, 신규 투입될 발전기의 규모와 특성, 향후 연료가격의 수준 및 전력계통 운영기준(급전기준) 등의 제반사항이 동시에 고려되어야 하기 때문에, 전산 프로그램에 의한 시뮬레이션 기법에 의존하는 것이 일반적이다. 이를 위해 본 논문에서는 국내외 전원계획 전산모형으로 적용되고 있는 WASP 모형을 이용하였다.

2. 분석 전제

본 논문에서는 2004년도에 수립된 제2차 전력수급 기본계획을 바탕으로, 다양한 전력용통 시나리오에 대한 경제적 효과를 분석하였다. 용통전력 도입에 따른 경제적 효과는 도입 시점에서부터 최소 10년 이상의 장기적인 관점에서의 분석이 필요하다. 따라서 본 논문에서는 2010년부터 2025년까지의 기간을 기준으로 경제성 분석을 수행하였다. 현재의 국내 전력수급계획은 2017년까지 계획되어 있기 때문에, 그 이후의 기간에 대해서는 WASP에 의한 비용최소화 계획을 별도로 도출하였다. 이를 바탕으로, 다양한 전력용통 시나리오에 대한 경제성 분석을 수행하여 그 결과를 비교하였다. 또한 용통전력의 이용률은 100%가 확보되도록 급전순위를 부여하여 분석을 수행하였다.

2.1 주요 입력자료

동북아 계통연계를 통한 용통전력 도입의 경제적 효과를 분석하기 위해, 2017년까지는 제2차 전력수급 기본계획에 반영되어 있는 전력수요와 설비계획을 그대로 반영하였으며, 2018~2025년까지의 전력수요는 연평균 증가율을 이용하여 확장하였고 설비계획은 WASP 모형에 의한 비용최소화 대안을 도출하여 적용하였다. 단, 최근 가격이 급변하는 연료에 대한 운전비용의 경우에는 2004년 말 데이터를 적용하였다.

2.2 분석 시나리오

경제성 분석을 수행하기 위해, 용통전력이 존재하지 않는 경우(시나리오0)와 각각 2GW(시나리오1), 3GW(시나리오2), 4GW(시나리오3)의 용통전력을 도입하는 경우 등 총 4개의 시나리오를 설정하였다.

본 논문에서 분석하고자 하는 내용은 각각 다른 용량의 용통전력을 도입하는 경우 용통전력을 도입하지 않는 경우에 비해 어느 정도의 경제적 이익을 얻을 수 있는가에 대한 것이다. 이를 위해서는 도입하고자 하는 용통전력의 용량(MW)뿐만 아니라 도입가격(원/kWh)이 결정되어야 한다. 그러나 아직까지 용통전력의 도입가격에 대한 정보가 전무한 상태이므로, 본 논문에서는 각각의

용통전력 도입 시나리오(S1,S2,S3)에서 도출된 최적대안의 총비용이 기준 시나리오(S0)에서 도출된 최적대안의 총비용과 같아지는 점에서 용통전력의 도입 상한가격을 try-and-error 방식에 의해 역으로 산정하였다. 그러므로 향후 용통전력의 도입가격이 결정될 경우, 본 논문에서 산정한 상한가격과 검토된 도입가격과의 차이가 결국 경제적 이익으로 작용할 것이다.

<표 1> 분석 시나리오

구분	내용	비고
시나리오0(S0)	용통전력 없음	기준안
시나리오1(S1)	용통전력 2GW	
시나리오2(S2)	용통전력 3GW	
시나리오3(S3)	용통전력 4GW	

3. 분석 결과

각각의 시나리오에 대한 비용최소화 대안을 도출한 결과는 <표 2>에서 보여주고 있다. 경제성 분석 모형의 목적함수는 최종연도까지 누적된 총비용이며, 중간연도(2010,2015,2017년)의 총비용은 참고로 제시하였다.

<표 2> 시나리오별 비용최소화 대안의 총비용 산정결과

구분	총비용(백만원)				비고 (용통전력 구입가격)
	2010	2015	2017	2025	
S0	16,220,636	75,667,920	94,434,816	154,326,064	용통전력 없음
S1	16,149,057	75,487,472	94,254,624	154,312,432	56원/kWh
	16,165,994	75,573,824	94,362,800	154,483,472	57원/kWh
	16,182,932	75,660,176	94,470,968	154,654,512	58원/kWh
	16,199,869	75,746,528	94,579,136	154,825,584	59원/kWh
	16,216,806	75,832,888	94,687,320	154,996,640	60원/kWh
	16,233,743	75,919,240	94,795,488	155,167,680	61원/kWh
S2	16,109,544	75,377,384	94,123,600	154,166,624	56원/kWh
	16,134,950	75,506,896	94,285,840	154,423,200	57원/kWh
	16,160,356	75,636,416	94,448,080	154,679,760	58원/kWh
	16,185,761	75,765,928	94,610,320	154,936,320	59원/kWh
	16,211,167	75,895,448	94,772,560	155,192,880	60원/kWh
	16,236,573	76,024,968	94,934,800	155,449,424	61원/kWh
S3	16,075,707	75,352,352	94,096,176	154,132,032	56원/kWh
	16,109,582	75,525,016	94,312,464	154,474,112	57원/kWh
	16,143,456	75,697,688	94,528,760	154,816,224	58원/kWh
	16,177,331	75,870,360	94,745,048	155,158,288	59원/kWh
	16,211,205	76,043,024	94,961,328	155,000,384	60원/kWh
	16,245,080	76,215,696	95,177,616	155,842,464	61원/kWh

<표 2>에서 보여주고 있는 바와 같이, 용통전력이 존재하지 않는 경우인 기준 시나리오(S0)에 대한 2025년까지 비용최소화 대안의 총비용은 152,326,064백만원으로 산정되었다. 단, 이는 할인율 7%를 적용하여 기준연도도 현금화한 값이다.

용통전력을 도입할 경우(S1,S2,S3)에는 56원/kWh 이하의 가격으로 구입하는 것이 용통전력을 도입하지 않는 경우(S0)에 비해 경제성을 확보하는 것으로 분석되었다. 즉, 위 <표 2>에서 확인할 수 있는 바와 같이, 용통전력을 각각 2GW, 3GW 및 4GW를 국내 계통에 도입할 경우 2025년 기준으로 경쟁력을 갖는 도입 상한가격은 모두 56원/kWh 수준인 것으로 분석되었다.

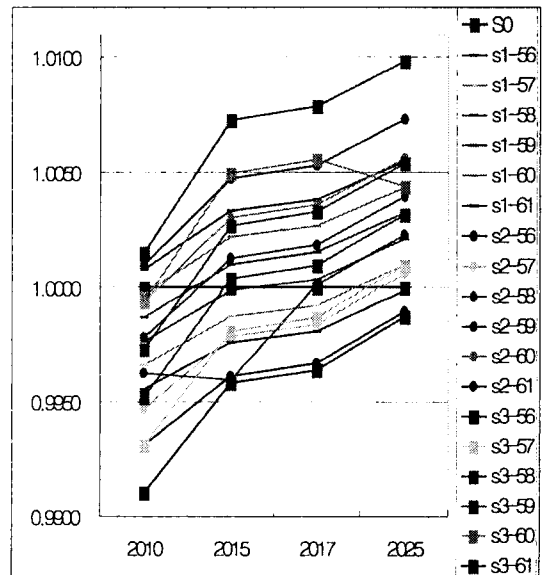
그러나 도출된 결과를 보다 자세히 살펴보면, 용통전

력이 경쟁력을 갖는 도입 상한가격은 분석기간 및 도입 규모별로 달라지는 것을 확인할 수 있다. <표 2>에서 보여주고 있는 바와 같이, 2010년 기준으로는 S1, S2, S3 모두 60원/kWh 수준으로 도입하여도 경쟁력을 갖는 반면, 2015년 기준으로는 S1, S2는 58원/kWh, S3는 57원/kWh 수준에서 경쟁력을 갖는 것으로 산정되었다. 2017년 기준으로는 S1, S2, S3 모두 57원/kWh 수준에서 경쟁력을 갖는 것으로 산정되었다.

이와 같은 결과를 바탕으로, 분석기간이 짧을수록(도입시기가 단기간일수록) 높은 가격으로 도입하여도 경쟁력이 존재하지만, 분석기간이 길수록(도입시기가 장기간일수록) 보다 낮은 가격으로 도입해야만 경쟁력을 확보하는 것으로 평가할 수 있다. 이는 분석기간을 보다 장기간으로 설정할 경우, 비용최소화 대안으로 도출되는 신규 설비가 증가함으로 인해 신규 설비와 용통전력이 경쟁을 하는 환경이 형성되기 때문으로 판단된다. 신규 설비는 대부분 원자력 1400MW 또는 석탄 800MW로 구성되며 이러한 신규 설비의 발전원가는 30~40원 수준을 유지하기 때문에, 이들과 경쟁을 해야 하는 용통전력의 구입가격도 40원대 수준까지 낮아져야만 경쟁력을 갖게 될 것으로 예상된다.

계획 기간뿐만 아니라 도입 규모 역시 도입 가격대별로 경쟁력 수준에 다소의 차이가 있는 것으로 산정되었다. 용통전력 도입 상한가격의 개념을 떠나서 시나리오별로 분석된 모든 가격대의 총비용 순위를 살펴보면 다음과 같다.

- 도입가격이 56원/kWh일 경우 : S3-S2-S1-S0
- 도입가격이 57원/kWh일 경우 : S0-S2-S3-S1
- 도입가격이 58원/kWh일 경우 : S0-S1-S2-S3
- 도입가격이 59원/kWh일 경우 : S0-S1-S2-S3
- 도입가격이 60원/kWh일 경우 : S0-S1-S2-S3



<그림 1> 시나리오 별 총비용의 상대적 순위 (기준안을 1.0으로 할 경우)

위 순위에서 확인할 수 있는 바와 같이, 56원/kWh 이하의 도입가격에서는 4GW를 용통하는 S3 대안이 가장 유리한 것으로 나타났지만, S0 시나리오를 제외하면 도입가격이 57원/kWh인 경우에는 3GW를 용통하는 S2 대안이 가장 유리하며, 도입가격이 58원/kWh 이상이 되면 2GW를 용통하는 S1 대안이 가장 유리한 것으로 나타났다. 결과적으로, 도입가격이 56원/kWh 이하에서 결정될 경우에는 4GW를 용통하는 것이 가장 경제적이며, 도입

가격이 56원/kWh을 초과할 경우에는 용통전력을 도입하지 않는 것이 가장 경제적이지만 의무적으로 도입한다고 가정하면 가능한 작은 규모(2GW)로 용통하는 것이 바람직한 것으로 평가된다.

4. 분석결과의 시사점

용통전력의 도입 상한가격을 도출한 결과, 2025년 기준으로 약 56원/kWh 수준에서 경쟁력이 존재하는 것으로 확인하였다. 한편, 이와 같이 도출된 도입 상한가격이 과연 현실적으로 타당한지 여부를 검토해야 할 필요가 있다. 본 논문에서는 현재 운영 중인 CBP 시장의 운영통계를 기준으로 각 전원별 거대가격과 용통전력의 도입 상한가격을 비교하였다.

<표 3> 2003년도 전원별 정산 단가

구분	원자력	유연탄	석유	가스	계통평균
CP 정산단가 (A) (원/kWh)	21.65	23.27	16.16	17.80	21.64
에너지정산단가 (B) (원/kWh)	18.10	18.89	58.89	63.72	27.02
총 정산단가 (A+B) (원/kWh)	39.75	42.16	75.05	81.52	48.66
총 발전량 비중 (%)	41.5	36.9	6.4	10.8	-

용통전력은 일반적으로 급전순위 상 하위에 있는 고가의 첨두설비를 우선적으로 대체하게 되며, 본 논문의 경제성 분석 시에도 전산모형 내부에서 이와 같이 되도록 급전순위를 부여하였다. 따라서 용통전력이 국내 계통에 투입될 경우, 고가의 석유, 가스 설비 등을 우선적으로 대체하게 될 것이다.

<표 3>에서 볼 수 있는 바와 같이, 석유와 가스 설비의 변동비 부분 정산가격이 58~63원/kWh 수준에서 결정되고 있기 때문에 용통전력이 이를 대체하면서 경쟁력을 확보하기 위해서는 대략 kWh 당 50원 후반에서부터 60원 초반에서 도입가격이 형성되어야 함을 확인할 수 있다. 따라서 WASP 전산모형에서 도출된 용통전력 상한가격 60원/kWh(단기 관점)~56원/kWh(장기 관점)은 상당히 현실적인 수준임을 알 수 있다. 단, <표 3>의 정산가격은 2003년도 실적치이며, 본 논문의 경제성 분석에서 적용한 연료가격은 2004년 말 기준치이므로 2003년도에 비해 연료가격이 상승하였음에 주의해야 한다. 또한 장기적으로 갈수록 도입 상한가격이 낮아진다는 것은 향후 에너지 정산가격이 점차 낮아질 것을 시사한다. 이는 향후연도에 기존의 노후 설비 대신 고효율의 신규 설비가 보다 많은 비중을 차지하면서 전반적으로 정산가격이 낮아지는 것을 의미한다. 실제로 본 논문의 분석결과에서도 2025년으로 갈수록 신규 설비의 투입이 증가하기 때문에 계통 전체의 생산가격이 낮아지는 것은 쉽게 추론할 수 있다.

5. 결 론

동북아 전력계통 연계에 대비하여 다양한 용통전력 시나리오에 대해 시험적으로 경제성 분석을 시행한 결과, 경제성 평가에 매우 민감하게 영향을 미치는 요소는 분석기간 및 연료가격인 것으로 확인되었다. 분석기간이 짧을수록 용통전력의 도입가격이 높아져도 경쟁력을 확보할 수 있지만, 분석기간이 길수록 도입가격이 낮아져야 경쟁력을 갖는 것으로 분석되었다. 이는 분석기간이 길어질수록 미래연도에 고효율의 신규 설비 투입이 증가하기 때문에 국내 전력계통의 전력 생산가격이 전체적인

로 낮아지게 되며, 이러한 여건 하에서 용통전력이 경쟁력을 확보하기 위해서는 도입가격이 상대적으로 낮아져야 하기 때문인 것으로 판단된다. 연료가격의 경우에는, 용통전력이 대체하는 국내 발전설비의 생산가격이 연료비와 직결되기 때문이다.

따라서 용통전력의 경제성 분석 시, 분석기간 및 연료가격 등에 대한 추가적인 고려가 있어야 할 것으로 예상된다. 단지 2017년까지 제2차 전력수급 기본계획에 반영된 설비가 계획대로 시현되고 2025년까지 연료가격 등이 현 수준으로 유지된다고 전제할 때, 2025년 기준으로 용통전력이 국내 계통에서 경쟁력을 가질 수 있는 도입 상한가격은 약 56원/kWh 수준인 것으로 판단된다. 이는 분석기간에 대한 변동요인, 연료가격의 변동요인, 기타 공급대안(제2차 전력수급 기본계획대로 시현될 것인가의 문제)의 변동요인 및 신재생에너지 보급 목표량 등 다양한 변동요소가 함께 고려되어야 할 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] 산업자원부, 제2차 전력수급기본계획, 2004.
- [2] 김광인, 김발호, 김영창, 김홍근, 노재형, 백광현, 신중린, 전력경제-전력설비 투자이론, 한국전력거래소, 2003.
- [3] X.Wang, J.R.McDonald, Modern Power System Planning, McGraw-Hill, U.K., 1994.

본 연구는 산업자원부 전력산업연구개발사업(과제번호 : R-2002-1-319-0-00)의 연구비 지원에 의해 수행되었습니다.