

<표 1> 부하대별 대표시간

분류	100%	90%	80%	70%	60%
2009년	65	831	2,922	3,003	1,939
2008년	111	1,567	3,281	2,713	1,088
2007년	50	910	3,202	2,667	1,931
평균	75	1,103	3,135	2,794	1,653

<표 2>와 <표 3>은 각각 년도별 PSS/E 계통데이터를 바탕으로 동서울과 서서울에 500MW급 BTB가 설치되었을 때 부하별 용통전력의 증대효과를 살펴본 것이다.

<표 2> 동서울 부하 수준별 용통전력 증가분 [MW]

동서울	100%	90%	80%	70%	60%
2015년	178.1	25.7	21.3	23.2	306.3
2016년	245.6	82.6	-36.4	20.4	-22.9
2017년	417.6	3.2	18.1	2.3	2.6

<표 3> 서서울 부하 수준별 용통전력 증가분 [MW]

서서울	100%	90%	80%	70%	60%
2015년	422	239.5	108.7	32.4	105.5
2016년	575.1	243.1	100.2	84.5	36.7
2017년	682.9	282.6	118.6	49.4	27.5

위의 표에서 알 수 있듯이 동서울과 서서울에 각각 전압형 BTB HVDC를 설치하면 대부분의 부하수준에서, 전압형 BTB HVDC가 무효전력을 보상하면서 용통전력이 증가함을 알 수 있다. 그러나 특이하게 동서울의 2016년의 경우에는 부하수준이 80%일 때와 60%일 때 오히려 용통전력이 감소하고 있다. 이는 전압형 BTB HVDC의 제어 전략에 따라 무효전력을 흡수하여 용통전력이 오히려 감소한 것으로 생각된다. 또한 두 가지 경우 모두 최대부하일 때 용통전력이 가장 큰 것을 확인할 수 있는데 이를 통해서 최대부하일 때 전압형 BTB HVDC의 효과가 가장 잘 나타나는 것으로 생각할 수 있다.

구해진 수도권 용통전력은 수도권으로 유입될 수 있는 한계 전력량을 의미하며 이보다 큰 복사 조류가 흐르는 경우에는 수도권 전력 계통은 전압 붕괴로 인하여 계통이 무너지게 된다[5].

2.3 탄소세를 고려한 혼합 비용 절감

각 년도별로 전압형 BTB HVDC가 설치되기 전과 후를 비교하였을 때 동서울은 약 280.4MW, 서서울은 약 560MW 정도의 용통전력 증가가 있음을 볼 수 있다. 용통전력이 증가했다는 것은 그만큼 비수도권에서 수도권으로 보내는 전력이 증가했음을 의미한다. 따라서 상대적으로 발전 비용이 비싼 수도권 발전기들은 적게 운전하고 발전 비용이 싼 비수도권 발전기들의 운전을 증가시킴으로써 발전 비용을 줄일 수 있다. 또한 설치된 위치에 따라 용통전력의 증가분이 달라지는 것을 확인할 수 있는데 이는 무효전력 보상은 국지적이기 때문에 무효전력 보상 효과가 설치 위치에 따라 달라지기 때문이다.

탄소세를 고려한 혼합 비용 절감 효과를 계산하기 위해서는 먼저 전압형 BTB HVDC가 설치되기 전의 각 발전기별 발전 비용과 발전기별 이산화탄소 배출량을 계산해야 한다.

발전기별 발전 비용을 계산하기 위해 한전에서 받은 수도권, 비수도권 발전기들의 년도별 발전량 정보와 발전기들의 1차, 2차 증분 상수와 비용 상수를 이용한다. 이 때 발전기별 발전 비용은 다음과 같다.

$$C = aP^2 + bP + c \quad (1)$$

여기서 a, b, c는 발전기들의 1차, 2차 증분 상수와 비용 상수이고 P는 발전기별 발전량을 의미한다.

다음으로 발전기별 이산화탄소 배출량을 계산하기 위해 발전기별 TOE를 구한다. TOE는 국제에너지기구(IEA)에서 만든 단위로 석유 환산톤을 의미한다. TOE를 구하기 위해 한전에서 제공한 발전기별 탄소 상수와 탄소배출계수를 이용하였다. 이 때 TOE는 다음과 같이 구할 수 있다.

$$TOE = \alpha P^2 + \beta P + \gamma \quad (2)$$

여기서 α, β, γ 는 1차, 2차 발전기별 탄소 증분 상수와 탄소 상수이고 P는 발전기별 발전량을 의미한다.

이렇게 구한 TOE를 통해서 발전기별 탄소 및 이산화탄소 배출량은 다음과 같이 구할 수 있다.

$$TC = \text{해당연료의 TOE} * \text{탄소배출계수}$$

$$TCO_2 = TC * (\text{CO}_2 \text{ 분자량} / C \text{ 원자량}) = TC * (44 / 12)$$

이 때 TC는 발전기별 탄소 배출량이고 TCO₂는 발전기별 이산화탄소 배출량을 의미한다.

이렇게 구한 발전기별 이산화탄소 배출량에 탄소세를 곱하고 발전기별 발전비용에 더하여 경제급전을 해야 한다. 현재 프랑스에서 시행 중인 탄소세를 적용한다면 이산화탄소 1ton당 17유로(2011년 5월 기준 환율 26,400원)의 탄소세가 더 부과된다. 따라서 이산화탄소 배출에 따른 탄소세를 적용한 발전기별 발전 비용은 아래와 같다.

$$C = (aP^2 + bP + c) + 26,400 * TCO_2 \quad (3)$$

같은 방법으로 전압형 BTB HVDC가 설치된 후 발전기별 운영비용은 먼저, 용통전력 증가분을 고려하여 수도권 발전량은 용통전력 증가분만큼 빼주고 비수도권 발전량은 용통전력 증가분만큼 더한다. 그리고 다시 각 이산화탄소 배출량을 구하여 탄소세를 곱한 후 각 발전기별 발전 비용에 더하여 경제 급전을 통해 발전기별 발전 비용을 계산한다.

<표 4>는 500MW급 전압형 BTB HVDC가 동서울과 서서울에 설치되기 전과 후의 탄소세를 적용한 년도별 발전 비용 절감을 나타낸 것이다.

<표 4> 탄소세 적용한 년도별 발전 비용 절감

	2015년	2016년	2017년
동서울 [억원]	6.4	3.3	7.9
서서울 [억원]	45.9	51.2	70.5

전압형 BTB HVDC가 동서울과 서서울에 설치되었을 때 각각 평균 5.8억원, 55.8억원의 발전 비용이 절감되는 것을 확인할 수 있다. 동서울에 전압형 BTB HVDC를 설치한 경우보다 서서울에 설치한 경우에 발전 비용이 훨씬 더 절감되는 것을 확인할 수 있는데 이는 전압형 BTB HVDC설치로 인한 용통전력 증가분이 동서울에 설치했을 때 보다 서서울에 설치했을 때 훨씬 더 크기 때문이다. 즉 서서울에 전압형 BTB HVDC를 설치했을 때가 동서울에 설치했을 때보다 발전 단가가 비싼 수도권의 발전기가 더 많이 꺼지고 발전 단가가 싼 비수도권의 발전기들이 더 많이 운전했음을 알 수 있다.

3. 결 론

국내 전력 계통 중 수도권 전력 계통은 타 지역에 비해서 계통이 취약하기 때문에 이를 해결하기 위한 다양한 방안이 연구되고 있다. 본 논문에서는 수도권 전력 계통 문제점을 해결하기 위한 방안으로 전압형 BTB HVDC의 계통 투입에 관한 연구를 수행하였다. PSS/E 모의 결과를 통해 수도권에 전압형 BTB HVDC가 설치되었을 때 수도권 용통전력이 증가하는 것을 확인하였고 증가한 용통전력으로 인해 수도권의 발전기는 꺼지고 비수도권의 발전기들이 더 동작함으로써 발전 비용 절감 효과가 있음을 확인하였다. 그리고 각 발전기별 발전비용을 계산하는 과정에서 프랑스에서 시행중인 탄소세를 적용하여 탄소세를 적용한 발전 비용 절감 효과를 확인하였다. 실제 계통에서는 설치 위치에 따라 효과가 크게 차이가 나므로 실제로 수도권 전력망에 설치할 경우에는 설치 위치 선정에 대한 연구가 수행되어야 하며 이러한 위치 선정을 위해서는 고장 전류 저감 등의 여러 사항에 대한 고려가 필요하다.

본 연구는 지식경제부 및 정보통신산업진흥원의 “대학 IT연구센터 육성·지원사업”의 연구결과로 수행되었음
(NIPA-2011-C1090-1001-0004)

[참 고 문 헌]

[1] 한국전기연구원, “전력계통 신뢰도 제고를 위한 중장기 발전방향 수립”, 산업자원부, pp.95-97, 2006.3.
 [2] Flourentzou N, Agelidis VG, Demetriades GD, “VSC-Based HVDC Power Transmission System : An Overview”, IEEE Transaction on Power Electronics, Vol.24, Issue.3-4, pp.592-602, 2009.
 [3] 문승일, “중대형 CHP 전력계통영향분석 및 전력판매수의 예측에 관한 연구”, 한국지역난방공사, 2005.1.
 [4] 지식경제부, “제4차 전력수급기본계획”, 제2008-377호, p.41, 2008.12.
 [5] P.Kundur, “Power System Stability and Control”, MxGraw-Hill, pp.959-1022, 1994.1.