

송전계통제약 비용 산정 모의

박철우, 광노홍, 송인준, 장병태, 최창열, 강대연*
한국전력공사 전력연구원, 한국전력공사 중앙연구원*

Simulation of transmission constraint cost

Park c.w, Kwak n.h, Song.i.jm Jang.b.t, Choi.c.y, Kang.d.y*
KEPRI, KEPCO Central Education Institute*

Abstract - 국내 계통을 운영함에 있어서 송전선로의 송전제약 때문에 수도권 지역의 고단가 발전기가 지방의 저단가 발전기를 대신하여 운영해야 하는 경우가 빈번하게 일어나고 있으며, 이에 따른 송전제약 비용의 발생이 크게 증가하고 있다. 본 논문에서는 송전계통제약 운전량 산정 기준 및 제약비용 부담주체 타당성 및 산정기법 개발 과제 진행 중 연구 검토한 송전제약 비용에 대하여 기술하고자 한다.

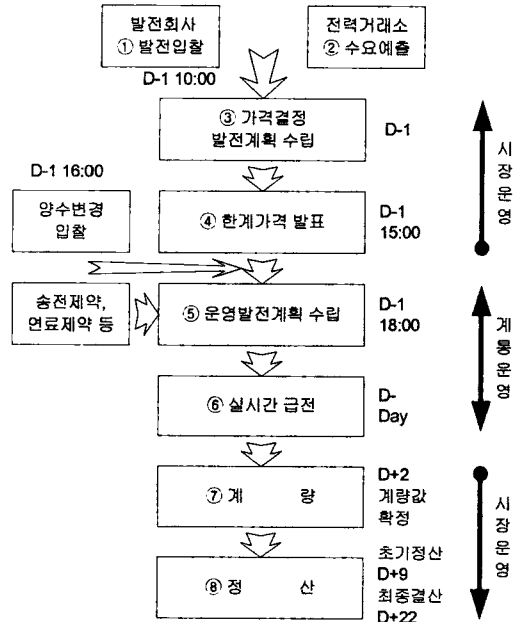
1. 서 론

국내 계통의 현재 특성상 부하밀집지역인 수도권으로 지방의 저단가 발전기들이 송전선로를 이용하여 전력을 공급하고 있다. 하지만 송전선로의 제약 때문에 그 공급 전력에는 한계가 있다. 즉, 송전선로의 제약으로 인한 송전계통제약 운전량이 발생한다. 이러한 송전계통제약 운전량 때문에 송전계통제약 비용(혼잡비용)이 발생하고 있다는 것은 이미 널리 알려진 문제이다. 또한, 이러한 송전계통제약 운전량/비용을 감소하기 위하여 많은 방법과 연구를 여러 방면에서 진행 중에 있다. 그렇지만 정작 현재 계통에서 발생되고 있는 송전계통제약 비용에 대한 정확한 발표 및 검토는 아직 보고되어 있지 않다. 본 논문에서는 '송전계통 제약 운전량 산정 기준 및 제약비용 부담주체 타당성 및 산정기법 개발' 과제 진행 중 송전계통제약 운전량/비용을 검토하는 과정에서 CBP 시장의 제약비용을 모의하였으며, 검토 조건은 2005년도 하계 피크(54,000 MW)를 기준으로 춘하추동 4계절을 모의하였으며, CBP시장의 정산규칙에 따라 제약비용을 산출하였다. 단, 계산량의 한계 때문에 일변화, 주변화에 따른 변동비용을 고려할 수 없어, 한 계절의 기준 부하 시간대를 산정하여 그 계절의 대표 부하로 사용하였다.

2. 본 론

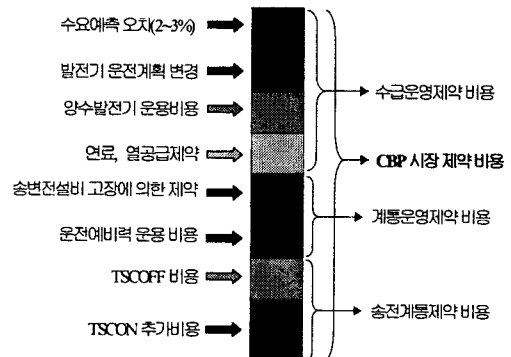
2.1 CBP 시장에서의 운영절차

현 CBP 전력시장에 대한 간략한 운영절차는 [그림 1]과 같다. 발전회사의 용량입찰과 거래소의 수요예측으로 가격결정계획이 수립되고, 한계가격을 발표하게 된다. 가격결정계획과 한계가격이 발표되면, 양수발전, 양수동력, 송전제약, 열, 연료 제약, 운전예비력 등이 반영된 운영발전계획을 수립하여 각각의 발전회사에 통보하게 된다. 실제 수급이 이뤄지는 D-day에서는 실시간 수급과정에서 운영발전계획과 달라지는 발전기 제약을 거래소에서 지시하여 전력수급에 영향이 없도록 하고 있다. CBP 전력시장의 운영규칙에 대한 자세한 서술은 이곳에서는 생략하도록 한다.



[그림 1] CBP 시장 운영 절차

2.2 제약비용 분석



[그림 2] 제약비용 분석

현 CBP시장에서는 송전계통제약에 대하여 따로 정의하지 않고 제약발전(CON(Constrained ON generation))과 제약비발전(COFF(Constrained OFF generation))만을 정의하여 이것을 송전계통제약으로 인해 발생하는 비용으로 규정하고 Uplift로 일괄 처리 하고 있다. 하지만

† 하계 피크 기준 [춘계, 추계 : 95% ~ 65%], [하계, 동계 100% ~ 65%], 각각 5% 단위로 계산함

CBP시장에서 발생하는 제약비용을 분석해 보면 [그림 2]와 같이 송전계통계약으로 인해 발생하는 제약비용 외에 다른 원인으로도 제약비용이 발생하고 있다. 즉, CBP의 제약비용에는 송전계통계약만이 아니라 계통운영계약, 수급운영계약에 의해서 발생하는 비용도 포함되어 있다. 송전계통계약 운전자량은 다른 계약을 제외한 송전계통계약 발전량(TSCON)과 송전계통계약 비발전량(TSCOFF)만이 된다. 각 계약에 따른 상호영향에 대한 평가는 현재 계속연구 검토 중에 있다.

2.3 모의 계통

계약비용을 모의 산출하기 위해 선정된 계통은 당해연도인 2005년도이다. 2005년도 하계 피크 기준으로 예상되는 수요는 54,000 MW이고, 아래의 [표 1-1]은 100%부터 5%씩 분할할 경우 한해에 예상되는 부하 점유율에 따른 적용시간이고, [표 1-2]는 각 계절별 적용 점유율에 따른 적용시간이다.

[표1-1] 2005년 예상 부하 총 점유율

	적용시간[H]	점유율[%]
100-95	104	1.20
95-90	779	8.92
90-85	1697	19.36
85-80	1877	21.44
80-75	1301	14.85
75-70	1262	14.41
70-65	982	11.18
65이하	758	8.65
계	8760	100.00

[표1-2] 2005년 예상 부하 계절별 점유율

수요 (%)	봄, 가을		여름		겨울	
	시간 (h)	점유율 (%)	시간 (h)	점유율 (%)	시간 (h)	점유율 (%)
100-95	0	0.0	22	1.0	82	3.8
95-90	74	3.4	61	2.8	570	26.1
90-85	411	18.8	385	17.4	490	22.4
85-80	506	23.2	440	19.9	425	19.5
80-75	363	16.6	289	13.1	286	13.1
75-70	397	18.2	277	12.5	191	8.7
70-65	230	10.5	428	19.4	94	4.3
65이하	203	9.3	306	13.9	46	2.1
계	2184	100	2208	100	2184	100

[그림 3] 계절별 일수요 변화 추세 예

계통은 위의 [그림 3]과 같은 일변화, 주간변화 및 계절별로 각각의 특징을 가지고 있다. 이러한 점을 감안하여 모의는 4계절, 각각 5% 단위의 부하수요를 구축하였

고, 2004년의 실측 자료를 기준으로 각각의 부하수요에 따른 전국대비 지역별 점유율, 역률, 기준 적용시간대를 도출하였다. 2004년의 부하변동을 검토한 결과 하계계 제외한 계절에서 하루 중 최대부하를 차지하는 시간은 보통 19, 23시로 검토되었다. 이에 따라 95%, 90% 계통에 대한 최대 부하는 19시와 23시를 기준으로 두 번 모의하였다.

[표 2] 각 계절에 적용된 열, 연료계약 발전기 및 용량

구분	발전기	수요	계절 및							
			순, 추계 수요대별 발전량 (수요/점유율)							
			100	95	90	85	80	75	70	65
			-95	-90	-85	-80	-75	-70	-65	이하
열	초기	용량	0.0	3.4	18.8	23.2	16.6	18.2	10.5	9.3
	분당C/C1	600								
내	분당C/C2	300		290	290	290	290	290	290	290
	일산C/G1	600		440	440			220	440	440
	일산C/C2	300								
	안양C/C	450		190	190	190	190	0	190	190
	부천C/C	450		220	220	220	220	0	220	220
	서울화력#5	250								
내	영동T/P#1	125		110	85	85	85	85	85	85
	영동T/P#2	200		190	135	135	135	135	135	135
	동해T/P#1	200		180	150	150	150	150	150	150
	동해T/P#2	200		180	150	150	150	150	150	150

구분	발전기	수요	하계 수요대별 발전량 (수요/점유율)							
			초기							
			1.0	2.8	17.4	19.9	13.1	12.5	19.4	13.9
열	분당C/C1	600	195	195	195	195	195			195
	분당C/C2	300								
	일산C/C1	600							220	220
	일산C/C2	300								
	안양C/C	450				270	270			
	부천C/C	450								
내	서울화력#5	250								
	영동T/P#1	125	110	85	85	85	85	85	85	85
	영동T/P#2	200	190	135	135	135	135	135	135	135
	동해T/P#1	200	180	150	150	150	150	150	150	150
내	동해T/P#2	200	180	150	150	150	150	150	150	150

구분	발전기	수요	동계 수요대별 발전량 (수요/점유율)							
			초기							
			3.8	26.1	22.4	19.5	13.1	8.7	4.3	2.1
열	분당C/C1	600	540	540	540	540	540	540	540	540
	분당C/C2	300	210	210	210	210	210	210	210	210
	일산C/G1	600	440	440	440	440	440	440	440	440
	일산C/C2	300	220	220	220	0	0	220	220	220
	안양C/C	450	435	435	435	0	0	435	435	435
	부천C/C	450	385	385	385	0	0	385	385	385
내	서울화력#5	250	152	152	152	152	152	152	152	152
	영동T/P#1	125	110	85	85	85	85	85	85	85
	영동T/P#2	200	190	135	135	135	135	135	135	135
	동해T/P#1	200	180	150	150	150	150	150	150	150
내	동해T/P#2	200	180	150	150	150	150	150	150	150

위의 [표 2]는 모의에 사용된 계통에 적용된 열, 연료 계약을 정리한 표이다. 계통을 모의하는 과정에서 실제 운영되는 계통에 더욱 가까운 형태로 모의하기 위하여 계통에 적용되는 열, 연료 계약, 각 계절별 기동정지 발전계획, 최저 기동시간, 운전예비력(Governor Free 500 MW 이상, Automatic Generator Control 500 MW 이상) 등을 적용하고, 송전계약 상정사고 선로로는 읍동전력 선로인 765kV 1회선, 서서울-청양, 청원-신진천, 신진천-동서울, 아산-화성 단일 2회선 1루트 상정사고와 수도권지역에서 신시흥-신인천, 양주-서인천, 의정부-양주 단일 2회선 1루트 상정사고를 추가로 검토하였다.

2.4 모의 결과

[표 3] 모의 결과 계산된 제약비용 및 정산비용²

수요 (%)	제약비용정산 (CON + COFF) [단위: 백만원]			
	총계	하계	추계	동계
100-95		1,642		1,719
95-90	6,921	2,736	4,954	28,060
90-85	50,393	17,089	16,719	14,817
85-80	19,392	33,317	20,966	31,778
80-75	12,189	17,189	13,988	9,830
75-70	40,697	11,790	15,356	5,431
70-65	58,357	20,582	8,121	2,174
65이하	9,629	23,758	6,360	898
계	197,578	128,102	86,464	94,706

수요 (%)	총 정산비 (BLMP + SMP + CON + COFF + 양수, 수력) [단위: 백만원]			
	총계	하계	추계	동계
100-95		56,826		214,837
95-90	164,234	131,188	180,978	1,228,526
90-85	823,329	760,826	835,408	946,954
85-80	877,554	783,453	941,107	765,620
80-75	567,063	460,353	591,506	454,851
75-70	589,287	392,129	581,181	272,350
70-65	340,712	545,157	300,922	120,192
65이하	230,584	355,355	236,152	52,308
계	3,592,762	3,485,287	3,667,254	4,055,638

수요 (%)	CON 추가비용 [단위: 천원]			
	총계	하계	추계	동계
100%	-	413,714	-	17,610
95%-23H	49,540	120,697	947,766	17,610
95%-19H	51,630	0	1,002,364	794,783
90%-23H	344,145	681,490	66,253	0
90%-19H	0	0	131,863	0
85%	0	1,595,458	455,983	311,949
80%	120,185	453,806	185,551	708,303
75%	540,167	445,707	773,932	366,340
70%	446,059	859,317	306,509	66,563
65%	247,118	1,035,389	864,848	48,767
계	1,798,843	5,605,578	4,735,069	2,331,925

* CON추가비용 = 제약발전량 × (변동비 - SMP)

[표 3]에서는 본 과제에서 모의한 2005년 제약 비용 및 총 정산비용을 계절별, 부하별로 모의 하여 결과를 정리한 표이다. [표 3]에서 2005년도에 발생하는 제약비용은 약 5,068억으로 모의되었다. 그러나 제약발전비용 산정에 있어서 제약발전량 만큼은 제약비발전의 경우에도 SMP로 정산해 주어야 하기 때문에 제약비용 전부가 제약에 의해서 발생하는 비용이라 할 수 없다. 제약에 의해서 추가비용이 더 발생할 뿐이다. 따라서 본 과제에서는 제약발전(CON) 추가비용을 산정하였으며, 약 144억정도 발생하였다. 그리고 제약비발전비용과 합해서 약 2,312억 정도의 제약비용이 발생하는 것으로 모의되었다. 2005년 예상 정산비용은 약 14조정도로 계산되었다.

여기서 발생한 제약비용은 양의 [그림 2]와 같이 여러 2 단, 일변화, 구간변화, 월변화 및 특정요일, 증/감발을 등 시간과 관련된 요인에 대한 모의는 포함되어 있지 않기 때문에 실제 정산되는 비용과는 다소 차이가 발생할 수 있음.

가지 제약성분을 포함하고 있기 때문에 순수한 송전계약 비용 TSCON, TSCOFF가 아니다. 또한, 다른 계약을 무시하고 모의할 경우 반듯이 TSCON + TSCOFF 가 CON + COFF 보다 적게 나타나지만은 않았다. 특히 열, 연료제약의 경우 이것을 운영발전계획에 포함시키지 않는다면 발생하는 CON, COFF 비용이 열, 연료제약을 포함할 경우보다 "항상 적다", 또는 "항상 크다"라는 상대적 관점을 도출할 수 없었다. 이는 여러 가지 제약이 상호 작용하여 서로에게 밀접한 관계가 있기 때문으로 추정된다.

3. 결 론

본 논문에서는 2005년도를 대상으로 계통에 적용되는 여러 가지 기준과 계약을 반영하여 실제로 발생하는 제약비용의 근사치와 정산비용의 근사치를 계산하였다. CBP의 정산규칙으로 계산된 제약비용으로는 약 5,145억 정도, 제약발전(CON)추가비용으로 계산한 제약비용은 약 2,312억 정도, 그리고 약 15조원 정도의 총 정산비용이 도출되었다. 정산된 비용에는 계통의 여러 가지 제약이 포함되어 있기 때문에 주 관심사인 순수 송전계통계약 비용을 따로 분류할 수가 없었다. 본 논문에서는 산출될 수 있는 제약비용과 정산비용을 미리 계산하여 2005년도에 발생할 수 있는 비용의 근사치를 미리 검토함으로써 계통 운영과 검토에 도움이 될 수 있는 기반을 제공하고자 한다.

향후 각각의 제약이 서로에 미치는 영향과 순수 송전계통계약 비용만을 도출하여 송전계통계약 비용의 분담과 발생 원인을 연구하여 제약비용을 분담시키는 방안과 감소시킬 수 있는 방안을 검토하고자 한다.

[참 고 문 헌]

- [1] 전력시장 운영규칙 세부운영기준
- [2] "송전계통 제약 운전량 산정 기준 및 제약비용 부담 주체 타당성 및 산정기법 개발 과제 최종보고서, 전력연구원, 2005, 05