

'06년 하계피크시 전력계통 운영실적 분석

주준영 배주천  
한국전력거래소

Analysis of 2006 Summer Peak Network Operation

Joo, Joon-Young Bae, Joo-Chun  
KPX (Korea Power Exchange)

**Abstract** - '06년 하절기 최대부하시 EMS SE를 통한 최대부하 계통을 취득하여 PSS/E file로 변환하여 발전기 및 송변전설비 등 실제계통의 운전상황을 확보하였다. 이를 토대로 '06년도 하절기 실제계통 전력계통의 특성을 도출하고, 조류계산 및 안정도 검토 등을 통해 급전상반기에 수립된 하계운영방안의 적정성을 평가해 보았다. 이러한 분석을 통해 계획단계의 최적화된 방안도출을 도모하고 분석내용은 향후 전력계통 안정운명을 위한 자료로 활용할 수 있을 것이다.

1. 서 론

우리나라 계통은 지속적인 부하증가에 따라 매년 하절기 피크전력을 안정적으로 공급하기 위해 각종 전력설비를 건설하고 있다. 전력거래소는 이러한 상황에서의 최적화된 전력계통 운영방안을 수립 후 한전 및 발전회사와 협조하여 각종 설비운전 및 안정화 대책 장치를 운전토록 하고 있다. 이러한 사항은 매년 초에 하절기 계통을 예상하여 수립된 사항으로 예측한 계통검토용 자료가 실제통과 얼마나 일치하는가가 관건이다. 따라서 본 논문에서는 하절기 피크시현일(8월 16일 12시)에 EMS SE를 통한 실제계통 운전실적을 취득(snapshot)하여 PSS/E file로 변환 및 dynamic DB와의 일치작업 등 세부 튜닝 시행 후 하절기 계통특성을 살펴보고 off line 검토시 도출되지 않은 문제점을 찾아내어 계통의 불안정요소를 제거한 사례를 통해 각종 전력계통 운영방안의 적정성을 검증한다.

2. 본 론

2.1 계통특성 분석

2.1.1 하절기 전국 전력수급 실적

<표1> 하계피크시 공급능력 및 최대전력  
[단위 : 만kW, %]

구 분	'05년(a)	'06년(b)	증감(b-a)
공급능력	6,081.8	6,518.3	436.5
최대전력 (증가율)	5,463.1 (6.6)	5,899.4 (8.0)	436.3 (1.4)
예비전력 (예비율)	618.7 (11.3)	618.9 (10.5)	0.2 (-0.8)

최대전력은 '05년 5,463만kW보다 8% 증가한 5,899만kW를 8월 평균전력은 전년대비 10.1%증가(7월은 0.5%증가)함. 증가요인은 8월의 이상기온에 의한, 냉방수요는 1,300만kW로(총수요의 22%) 전력수요 증가율을 상회(14.4%)하였다. 최대전력 발생일 최고온도는 전년대비 0.4℃ 높은 32.9℃를 기록하였으며, 8월의 평균기온도 평년대비 2℃ 높은 32.9℃를 나타냄, 특히 30℃ 이상이 지속되는 고온누적일도 최근 10년간 가장 많은 17일을

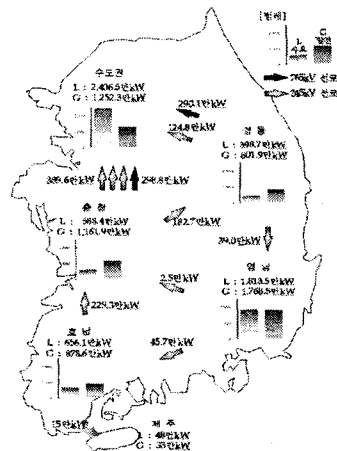
기록하였다. 공급능력은 당진화력 5, 6호기(100만kW), 양양양수#1~4 준공(100만kW)등으로 전년대비 437만kW 증가한 6,518만kW를 확보하여 10.5%의 적정 예비율을 유지(619만kW)하였다.

2.1.2 지역별 부하점유율

<표2> 지역별 부하점유율 시현실적

구 분	운영계획 (a)	06년		05년	
		실적(b)	차(b-a)	실적(c)	차(b-c)
수도권	40.9	41.0	0.1	40.8	0.2
영동	6.7	6.8	0.1	7.0	-0.2
충청	10.0	10.0	0	10.1	-0.1
호남	11.3	11.2	-0.1	11.2	0
영남	31.1	31.0	-0.1	30.9	0.1

수도권 부하는 2407만kW로 전체부하의 약 41%를 차지하였다. 실적 분석결과 지역별 부하 오차율이 0.1% 수준으로 운영계획시 계통검토 결과의 신뢰성이 확보되었음을 알 수 있다.



<그림1> 지역별 수요대 발전 및 조류흐름도

2.2 정상운전시 운영방안 검토결과 비교

2.2.1 계통역률

<표3> 지역 및 전압계급별 역률 현황

구 분	운영계획	운전실적			차이
		154kV	66,22.9kV	계	
전국평균	92.0%	95.2%	93.2%	93.6%	1.6%
수도권	91.5%	96.8%	92.7%	93.1%	1.6%
비수도권	92.5%	94.8%	93.7%	94.0%	1.5%

66, 22.9kV 부하는 M.Tr 1차측(154kV)으로 환산한 결과이며, 운전실적이 계획보다 1.5~1.6% 높게 나타나며

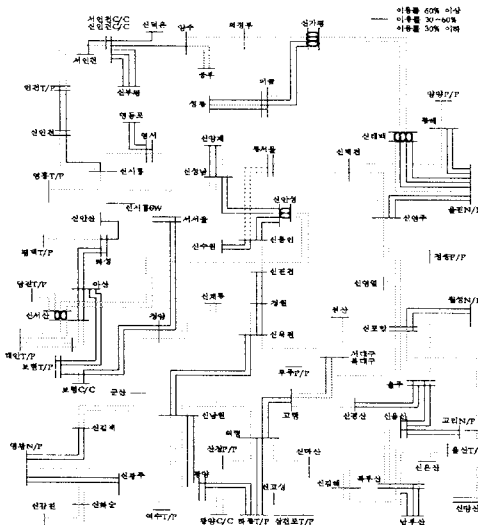
운영계획 검토용 계통역률은 '05년에 91%에서 92%로 조정하였으므로 향후 2~3년간의 운전실적을 종합하여 역률 적용조건 변경을 다양하게 변경할 필요성이 재검토되어야 하겠다.

**2.2.2 이용률 80% 이상 설비**

<표4> 이용률 80% 이상 예상설비 운전실적

설비명	운영계획	운전실적	주요원인
미급#1M.Tr	82%	65%	한강계 발전량 증가
역삼T/L	83%	70%	부하예측 편차
수서#3T/L	83%	76%	부하예측 편차
인주#1T/L	92%	89%	운전전압 실적이 상승

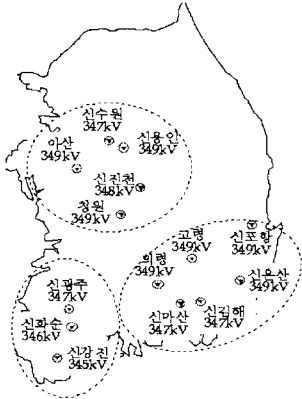
가장 높은 이용률은 인주T/L로 관련 운전대책은 수립되어 있으나 근본적으로 설비(345kV 신온양S/S)의 적기 준공이 뒤따라야 한다.



<그림2> 765, 345kV T/L 이용률 현황

**2.2.3 345kV 계통전압 운전실적**

수도권과 영동지역은 운전 목표전압 353kV 범위내에서 운전되었으나 영호남 지역과 A480B 규격의 345kV T/L 계통의 부하증가로 중부 일부지역의 345kV 목표전압이 낮게 운전되어 전력설비의 보강이 시급하다.



<그림3> 모선전압 350kV 미만 운전개소

최저 운전전압 발생개소는 345kV 신강진S/S로 계획시는 348kV였으나 운전실적은 345kV로서 나타났으며, 모선전압이 350kV 이하인 지역 주변의 발전기 단자전압은 1.0pu 수준으로 무효전력 출력제한중인 영광N/P 일부 발전기를 제외하고는 양호하게 운전중이므로 무효전력

보상설비를 보강하거나 345kV 신온양S/S나 345kV 신강진-광양T/L 등의 적기보강이 필요하다 하겠다.

**2.2.4 조상설비 운전**

154kV 평균점압이 계획과 유사하게 운전되었음에도 조상설비 운전량은 계획보다 적게 운전되었다.

<표5> 지역별 SC 운전실적

	설치량	운영계획(a)	운전실적(b)	차이(b-a)
수도권	668.5	585.5	516.5	-69.0
충청	164.0	162.0	142.0	-20.0
영동	227.5	189.0	145.0	-44.0
영남	428.0	423.0	334.0	-89.0
호남	229.0	210.8	182.0	-28.8
계	1,717	1,570.3	1,319.5	-250.8

운영계획 보다 SC 운전량이 적은 이유는 영동지역은 동계피크에 대비하여 설치하였고, 실제 계통운전 역률이 계획단계 보다 높으며, 경부하운전 적거래수용가 선로로부터 유입되는 무효전력 등 다양한 원인이 있었다. 그러나 미운전중인 SC는 상정고장시를 대비한 무효전력 공급예비력으로 활용가능하므로 운전여유의 증가효과를 기대할 수 있다.

**2.3 상정고장 분석**

**2.3.1 조류계산**

하절기 상정고장 발생시 120% 이상의 과부하 발생개소 총 36개소에 대하여 세부 복구방안을 수립하여 운전중이다. 154kV 지도T/L 2회선 정지시 신덕은-수색T/L 과부하율이 계획시 126%였으며, 운전실적 분석결과 106% 등 전체적으로 조치방안 적정성 검토결과는 양호하였다. 이외에도 예상치 못한 추가적인 과부하 발생 내역을 검토한 결과 154kV 신서산-남동T/L 2회선 정지시 오봉-동춘T/L 과부하율이 계획시 117%였으나, 운전실적 분석결과 123%로 경미한 증가를 보여 추가 대책방안(고장발생시 부하이전)을 수립 필요한 개소는 1개소에 그쳤다. 사전에 예견된 시나리오에 따라 전력거래소 중앙급전소 및 한전 지역급전소 급전원들의 충분한 훈련으로 하절기 송변전설비의 상정고장시 대책방안은 충분히 조치 가능한 수준으로 운전되었음을 알 수 있다.

**2.3.2 전압안정도**

**2.3.2.1 수도권용통선로 제약운전**

수도권 용통전력 담당선로 1루트 정지시 수도권 불안정 예방을 위한 수도권 용통선로 고장대비 송전선로 조류제약은 계획 1,240만kW 운전실적 1,103만kW 수준으로 1루트 정지시에도 수도권이 안정적으로 운전될 수 있었다. 용통전력 한계 결정선로는 765kV 신태백T/L이며 신태백T/L 2회선 정지시 전압이 가장 낮은 개소는 345kV 신제천S/S와 154kV 이천S/S로 나타났다.

<표6> 수도권 용통선로 조류

[단위 : 만kW+j만kVAr]

	운영계획	운전실적	편차
신태백T/L	297.8+j15.9	290.1+j4.3	-7.7-j11.6
신제천T/L	126.1-j4.3	124.8-j10.8	-1.3+j6.5
신용인T/L	6.7-j0	16.6-j2.4	9.9+j2.4
서청T/L	154.1-j15.5	152.8-j9.5	-1.3-j6.0
아산T/L	219.4-j41.1	220.2-j42.0	0.8+j0.9
신서산T/L	300.9+j32.4	298.8+j17.1	-2.1-j15.3
합계	1,105.0-j12.5	1,103.2-j43.3	-1.8+j30.8

**2.3.2.2 수도권북부지역 용통선로 제약운전**

수도권 북부지역 전압불안정을 방지하기 위해 우선 조류제약운전을 시행하고 조류한계를 초과할 경우 일부부하를 차단토록 하는 SPS를 운전중이다.

<표7> 수도권 북부지역 송전선로 조류

발전기 운전	송전선 조류		
	C/C-신덕은,양주	양주#1,2	합계
서울화력(37.6) 일산복합(78.1)	182.6-j3.6	37.8-j14.8	220.4-j18.4

서울T/P 및 일산C/C을 운전해도 송전전력 한계를 초과하였다. 이에 따라 345kV 서인천신덕은T/L, 신인천양주T/L 고장 시 전압불안정 발생하고 20만kW 부하차단 시 안정을 확인할 수 있었다. 실계통 자료에 의한 전압안정도 한계를 재계산 한 결과 선로조류 합계가 205만kW일 경우가 한계점으로 나타나 운전여유도 5%를 적용한 195만kW를 조류제약치로 재설정 운전토록 하였다.

### 2.3.2.3 분당지역 제약운전

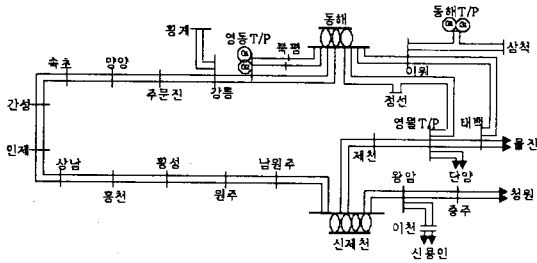
154kV 신용T/L의 조류를 55만kW 이하로 제약운전하여 분당지역의 안정화를 기하고 있다. 하계 실계통운전 결과 47만kW 수준으로 상정고장시에도 안정하였다.

### 2.3.2.4 아산·탕정지역 SPS운전

154kV 인주T/L 정지시 154kV 서천안T/L의 과도한 과부하를 방지하기 위해 관련계통 부하를 약 34만kW를 차단하여야 한다. 실계통운전 결과 34만kW 차단 후 서천안T/L의 과부하율은 130% 수준으로 과도한 과부하를 방지할 수 있었으며 기타 후속조치(서천안S/S 모선분리 등)로 과부하를 막을 수 있었으나 근본적으로 부하차단이 최소화 되도록 설비보강이 조속히 이루어져야 한다.

### 2.3.2.5 강릉지역 SPS운전

154kV 강릉, 주문진, 양양T/L 2회선 정지시 부하차단을 통한 전압불안정을 위해 SPS를 운전중이다. 강릉T/L 조류는 35.1만kW로서 만약 강릉T/L 2회선 차단시 강릉S/S 모선 전압이 0.95pu 이하로 부하차단이 진행될 수 있었다. 그러나 주문진, 양양T/L은 2회선이 정지되어도 양양S/S 전압이 0.95pu 이상을 유지할 수 있어 부하차단 없이 안정하나 2회선 정지 후 송전선로 양단간의 위상차가 최대 37°에 달해 재폐로계전기 정정치를 훨씬 초과하므로 설비보강(154kV 신양양-인제T/L)이 시급한 현안으로 판단된다.

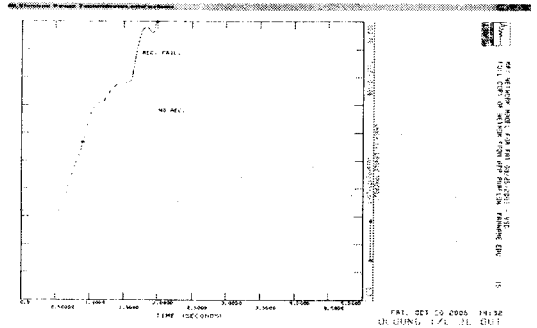


<그림4> 강릉지역 계통도

또한 상기 지역은 동계피크 우세지역으로 동절기 안정 운영을 위해 심도있는 검토가 추가로 필요한 개소이다.

### 2.3.3 과도안정도

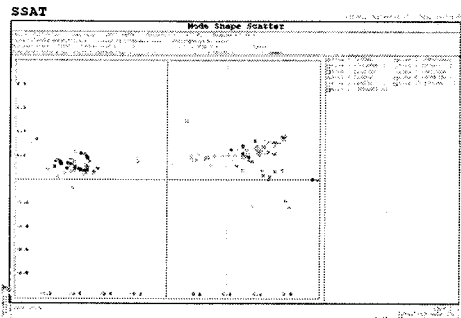
영광N/P 등 총 7개 발전단지에 대하여 과도안정도 불안정 대책으로 SPS를 운전중이다. 실계통 운전자료에 의한 분석결과 대부분 SPS 동작에 의해 안정할 수 있는 지 적정성이 확인되었으나, 345kV 울동T/L은 2회선 정지시 발전기 1대를 차단하여도 과도안정도가 불안정한 사항으로 나타났다. 이에 따라 울진원자력 발전기 차단대수의 최소화를 위해 울동T/L 3#재폐로 운전을 중지시키고 1#재폐로만을 운전토록 조치하였다. SPS가 설치되지 않은 기타 발전단지의 과도안정도 검토결과 모두 안정한 것으로 나타나 관련계통 운영방안의 적정성을 재확인 하였다.



<그림5> 울동T/L 2회선 정지시 과도안정도 결과

### 2.3.4 미소신호안정도

동요주파수가 0.2-2.0Hz 범위이고 제동비가 5% 이하인 지배적 진동모드 발생여부를 확인하였다. 정상 및 상정고장시 제동비 5% 이하의 발전기는 나타나지 않아 미소신호안정도는 안정한 것으로 나타났다. 제동비가 가장 낮은 발전기는 울진N/P 4호기이며 제동비 5.99%,  $\lambda = -0.244 + j4.067$ , 0.65Hz이다. 모드현상 및 분포를 보면 강원지역과 영호남 지역간의 진동(inter-area mode)으로 나타났다.



<그림6> 정상시 mode shape scatter

## 3. 결 론

하계피크시 전력수요가 6,000만kW에 육박하고 수도권 부하는 전체 부하의 41%를 차지하는 등 계통규모는 날로 성장하고 있다. 전력계통 운영의 신뢰성 향상을 위해서는 사전에 계통의 취약점을 분석하여 적절한 계통구성 및 대책을 수립하였다. 나아가 계획의 적정성과 실계통의 특성을 분석하고자 하절기 피크시현일의 PSS/E file을 확보하고 이에 대한 재검토를 통해 각종 운영방안의 적정성을 확인할 수 있었고 일부 개소에 대해서는 추가적인 운전대책을 강구할 수 있었다. 이와 같은 Feedback 과정을 통해 한국계통의 특성을 누적시켜 연구의 기초자료를 확보하고 off line 검토시 도출되지 않은 문제점을 찾아내어 계통운영 신뢰성 향상을 도모할 수 있었다.

### [참 고 문 헌]

- [1] 전력거래소, "06년 하절기 계통운영 방안", 2006
- [2] P.Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc., 1994
- [3] 한전 송변전본부, 장기 송변전 설비계획, 2005
- [4] Powertech Labs Inc. "SSAT User Manual",