

한전 전력계통의 저주파 진동현상 요인분석 양수발전기 기동시

Analysis of the Factors Affecting Low-Frequency Oscillations in KEPCO Power System ; With Pumped-Storage Plant

宋 吉 永* · 權 世 燮* · 金 德 泳** · 盧 奎 旻** · 權 寧 俊*** · 宋 錫 夏***
(Kil-Yeong Song · Sae-Hyuk Kwon · Deok-Young Kim · Kyu-Min Ro · Young-Joon Kwon ·
Seok-Ha Song)

Abstract - In power system operation, the stability of synchronous machine has been recognized one of the most important things. AESOPS program developed by EPRI in U.S.A. is a frequency domain analysis program in power system stability and it computes the electro-mechanical oscillation mode. This paper presents how to analyze the power system small signal stability problem efficiently by using the AESOPS program and analyze the various factors affecting the damping characteristics of these oscillations in KEPCO power system of 1986 with pumped-storage plant. To reduce the computing time and efforts, selecting the poorly-damped oscillation mode and clustering technique have been used. The characteristics of load, the amount of power flow on the transmission line and the gain of exciter have a significant effects on the damping of the system while the governing system has only a minor one. With the Power System Stabilizers, the stability of the power system has been improved.

Key Words : Small Signal Stability(미소신호 안정도), Low-frequency Oscillation(저주파 진동)

*正 會 員 : 高麗大 工大 電氣工學科 教授·工博
 **正 會 員 : 高麗大 大學院 電氣工學科 博士課程
 ***正 會 員 : 韓國電力公社 계통운용처
 接受日字 : 1992年 4月 22日
 1次 修 正 : 1992年 6月 27日

1. 서 론

전력수요가 지속적으로 증가함에 따라 전력계통 또한 복잡화·대규모화 되어가고 있으며 전력공급

의 신뢰성과 고품질에 대한 사회적으로 또한 높아지고 있다. 우리나라 전력계통은 설비의 대용량화와 부하의 경인지역집중, 발전설비의 영남지역 집중화 등의 지역적 수요의 불균형 그리고 송전설비의 장거리 대전력수송 등으로 계통의 안정운용에 많은 어려움이 따르고 있다. 한전계통의 경우 86년에 영·호남지역을 연결하는 345KV 주요간선계통인 북부산-신마산 송전선이 운전정지된 상태에서 심야 양수발전기 기동시에 저주파 진동현상이 발생하였다. [3]

본 연구는 이때의 계통상태를 중심으로 AESOPS프로그램을 사용하여 저주파 진동현상의 원인인 전기기계적 진동과 관련된 고유치중에서 감쇠정수와 주파수가 작은 중요모드를 해석대상으로 하였다.

계통동요에 영향을 미치는 여러요인들을 분석하기 위해 부하특성의 변화, 여자기정수 조정, 조류량의 변화, 조속기의 유무등에 의한 진동모드의 변화를 관찰하였다. 또한 저주파 진동현상의 개선책으로 전력계통 안정기를 적정위치에 투입하여 진동모드의 개선효과를 관찰하였다.

1.1 AESOPS프로그램의 개요

AESOPS프로그램은 전력계통의 미소신호안정도 문제의 주파수영역해석 프로그램으로서, 발전기 회전자들 사이의 전기기계적 진동모드를 구하는 프로그램이다. 이 프로그램은 계통의 상태행렬을 구성하지 않고 반복법에 의해 고유치를 구하는 방법으로서, 최대 350대의 발전기와 2500개의 모선 그리고 3600개의 선로로 구성된 대규모계통의 해석이 가능하다.

AESOPS프로그램의 고유치계산 과정은 다음과 같다.

(1) 고유치의 초기값($\sigma + j\Omega$)을 사용하여 계통의 회로망 방정식과 발전기 방정식으로부터 발전기의 단자전압과 내부전압을 구한다.

(2) 발전기의 단자전압과 내부전압으로부터 외부도오크 T_X 를 계산한다.

(3) 외부도오크 T_X 와 고유치의 초기값($\sigma + j\Omega$)을 사용하여 새로운 고유치를 구한다.

$$\alpha = \sigma - \frac{T_{XR}\Omega + \sigma T_{XI}}{4\Omega\omega_R H}$$

$$\beta^2 = \Omega^2 - \frac{T_{XI}\Omega - \sigma T_{XR}}{2H\omega_R} - \left[\frac{\Omega T_{XR} + \sigma T_{XI}}{4H\omega_R\Omega} \right]^2$$

단, $T_X = T_{XR} + jT_{XI}$

H : 관성정수

(4) 위의 (1)~(3)의 계산을 반복하여 고유치의 변화분이 허용한계내에 수렴하면 계산을 종료한다.

2. 계통해석

86년 심야 양수발전기 기동시의 저주파 진동현상 발생 계통에 대해 AESOPS프로그램을 사용하여 안정도해석을 하였다. 위의 계통에서 양수발전기는 발전량이 (-)인 발전기로 취급하였으며, 이때의 계통의 발전기의 수, 모선수, 선로수, 그리고 부하의 크기는 표 2.1과 같다.

2.1 계산시간의 단축

일반적으로 AESOPS프로그램은 계통해석시에 발전기수의 3승에 비례하는 계산시간을 필요로 하며, 이는 계통의 규모가 커질수록 과다한 계산시간으로 인해 프로그램의 사용에 실제적인 제약조건으로 작용하게 된다. 본 연구에서는 이를 해결하기 위해 다음과 같은 방법을 사용하였다.

2.1.1 감쇠율이 불량한 진동모드의 선별계산

일반적으로 진동모드의 주파수가 낮을수록 감쇠율이 불량한 것으로 알려져 있으며 문헌조사 및 계통해석결과 주된 관심의 대상이되는 지역간 진동모드(Inter-area Mode)는 0.7~1.2Hz사이의 주파수를 가짐을 알게 되었다. 본 연구에서는 이 주파수 범위내에서 각 구동발전기(Driven Gen.)를 허수축상에서 ($\alpha=0$) 주파수를 0.12Hz씩 증가시키면서 안정도 해석을 하였다.

현재 사용되는 AESOPS프로그램의 선택사항은 다음과 같다.

Option 1: 원래의 AESOPS프로그램 기능

Option 2: 0.7Hz~1.2Hz사이에서 0.12Hz씩 주파수를 증가시켜가면서 고유치를 찾는 기능

Option 3: 초기치의 최소값과 최대값을 설정해 주면 그 범위내에서 Random Function에 의해 초기값들을 발생시켜서 고유치를 찾는 기능

표 2.1 86년 심야계통 구성제원

Table 2.1 Review of 86 KEPCO power system with pumped-storage plant.

발전기의 수	모선수	선로수	부하의 크기[MW]
43	290	480	6500

2.1.2 크러스터링(Clustering)기법 사용

지역적으로 근접되어 있거나 기계적 특성이 유사한 발전기모선들을 임피던스가 0인 선로로 연결하여 하나의 발전기모선과 같은 효과를 내도록 하였다. [2] 이 경우 발전기수는 전체 발전기수에서 크러스터링으로 묶은 발전기의 수만큼 작아지게 되어 고유치 해석작업에 소요되는 계산시간은 상당히 단축되게 된다. 표 2.2와 2.3에 86년 심야계통의 크러스터링 모선과 계산시간 그리고 계산결과를 비교하였다.

표 2.3에 의하면 크러스터링 기법을 사용한 경우의 고유치와 원래계통의 고유치가 큰 차이가 없음을 알 수 있으며, 크러스터링 기법으로 구한 고유치를 원래계통의 초기값으로 사용하여 계산한 결과 최대 3회 이내의 반복계산으로 수렴되는 것을 알 수 있다. 또한 계산시간은 동일한 조건에서 크러스터링 기법을 사용한 경우의 계산시간이 원래계통에 비해서 44%로 단축됨을 알 수 있으며, 계통의 규모가 커질수록 이러한 효과는 커지는 것으로 나타났다.

2.2 저주파 진동모드 해석

위에서 구한 진동모드의 고유치 계산결과는 표

표 2.2 86년 심야계통의 크러스터링 모선 목록과 계산시간

Table 2.2 List of clustering bus groups and computing time in 86 KEPCO power system.

86년 심야계통(발전기 수 : 43 → 32)	
계산시간	NAS AS/XL V50 컴퓨터기종 418.71 CPU TIME → 186.12 CPU TIME[sec]
크러스터링 모선 그룹	(인천 1, 2호기), (팔당 1, 2호기), (화천 1, 2호기), (춘천 1, 2호기), (의암 1, 2호기) (충주 1, 2호기), (영월 1, 2호기), (소양 1, 2호기), (보령 1, 2호기), (서천 1, 2호기) (삼천포 1, 2호기)

표 2.4 86년 심야계통의 고유치 계산결과

Table 2.4 Results of eigenvalue calculation in 86 KEPCO power system.

모드	고유치	[Hz]	SPR	영향을 크게 받는 발전기
1	-0.1188 + j5.0347	0.801	0.862	고리 2, 3, 4, 월성 1, 영남 1, 울산 5, 삼천포 1, 2, 인천 1, 2, 서천 1, 2, 군산 1, 보령 1, 2, 호남 1, 평택 1, 영광 1, 서울 5, 팔당 1, 2, 영월 1, 2, 영동 1, 2, 청평양수 1, 의암 1, 2, 화천 1, 2, 3, 4, 춘천 1, 2, 청평 1, 2, 충주 1, 2, 소양 1, 2
2	-0.5856 + j6.5471	1.042	0.570	소양 1, 2, 충주 1, 2
3	-0.5834 + j7.2441	1.153	0.603	고리 2, 3, 4, 월성 1
4	-0.7262 + j7.2673	1.157	0.534	청평 1, 2, 춘천 1, 2, 청평양수 1, 소양 1, 2, 화천 1, 2, 3, 4, 충주 1, 2

표 2.3 크러스터링 기법을 사용한 경우와 원래계통의 진동모드 비교

Table 2.3 Comparison of oscillation mode with and without clustering technique.

	크러스터링 사용	원래 계통	반복회수
	32 Gen.	43 Gen.	
86년	- .1188 + j5.0346	- .1187 + j5.0347	1
	- .5878 + j6.5478	- .5871 + j6.5486	2
심야계통	- .5777 + j7.2384	- .5830 + j7.2443	3
	- .7143 + j7.2528	- .7262 + j7.2673	3

2.4와 같다.

표 2.4에서 영향을 크게 받는 발전기는 발전기 각속도 편차의 상대크기가 0.2보다 큰 발전기들을 의미한다. 진동모드 1은 감쇠율(Successive Peak Ratio; SPR)이 0.862이며, 고리 2, 3, 4호기와 소양 1, 2호기의 상차각이 가장 크게 벌어져 있음을 알 수 있다. 발전기 회전자의 각속도 편차와 관련된 고유치의 최소한의 불량 감쇠율은 SPR로 0.829가 된다. [7] 즉 진동모드 1은 감쇠가 불량한 진동모드이며, 거의 모든 지역의 발전기들이 참여하는 전국모드(National Mode)인 것을 알 수 있

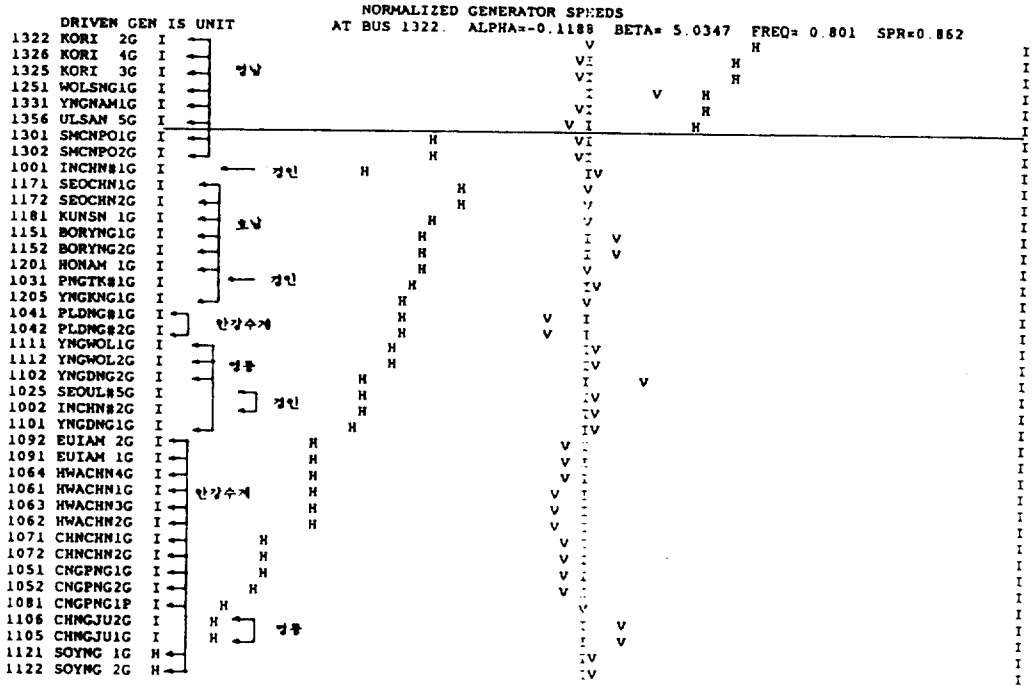


그림 2.1 진동모드 1의 발전기 속도편차 그래프 (AESOPS프로그램 출력)
Fig 2.1 Graph of generator speed deviation in oscillation mode 1.

다. 같은 방법으로 진동모드 2와 4는 북부지역의 발전기들이 참여하는 북부모드이고, 진동모드 3은 남부지역의 발전기들이 참여하는 남부모드인 것을 알 수 있다. [4]

그림 2.1에 진동모드 1의 발전기 속도편차의 그래프를 보였다.

그림 2.1에서 진동모드 1은 영남지역의 고리 2, 3, 4호기, 월성 1호기, 영남 1호기, 울산 5호기와 나머지 발전기들 사이의 진동모드임을 알 수 있다.

2.3 PSS/E 과도안정도 해석프로그램과의 비교

86년 심야계통의 진동모드 중에서 전체계통의 안정도에 미치는 영향이 큰 진동모드 1에 대한 PSS/E 과도안정도해석 프로그램의 결과는 그림 2.2와 같다.

그림 2.2에서 월성 1호기, 울산 5호기, 고리 3호기의 진동주파수는 0.808Hz이며, 이는 AESOPS프로그램의 해석결과인 0.801Hz의 진동주파수와 매우 근접한 결과이다.

3. 계통동요 요인 분석

계통동요에 영향을 미치는 요인들을 분석하기 위해 부하특성 및 여자기정수, 송전선의 조류량, 조속기 등을 변화시켜 가면서 진동모드의 변화를 분석하였다.

3.1 부하특성

일반적으로 부하는 다음식과 같이 전압의 함수로 나타낼 수 있다.

$$P = P_0(A + BV + CV^2)$$

$$Q = Q_0(D + EV + FV^2)$$

위의 식에서 P_0 와 Q_0 는 각각 정격전압에서의 유효·무효 부하전력을 나타내며, 6개의 변수 A, B, C, D, E, F 는 부하의 특성을 나타내는 계수이다.

계통의 전체부하를 다음과 같은 특정부하로하고 진동모드의 변화를 관찰하였다.

케이스 1: 일정 임피던스부하($C=F=1.0$)

케이스 2: 일정 전류부하($B=E=1.0$)

케이스 3: 일정 MVA부하($A=D=1.0$)

케이스 4: 86년 한전계통 부하특성

$$(A=0.52, B=0.13, C=0.35, D=0.36, E=0.08, F=0.56)$$

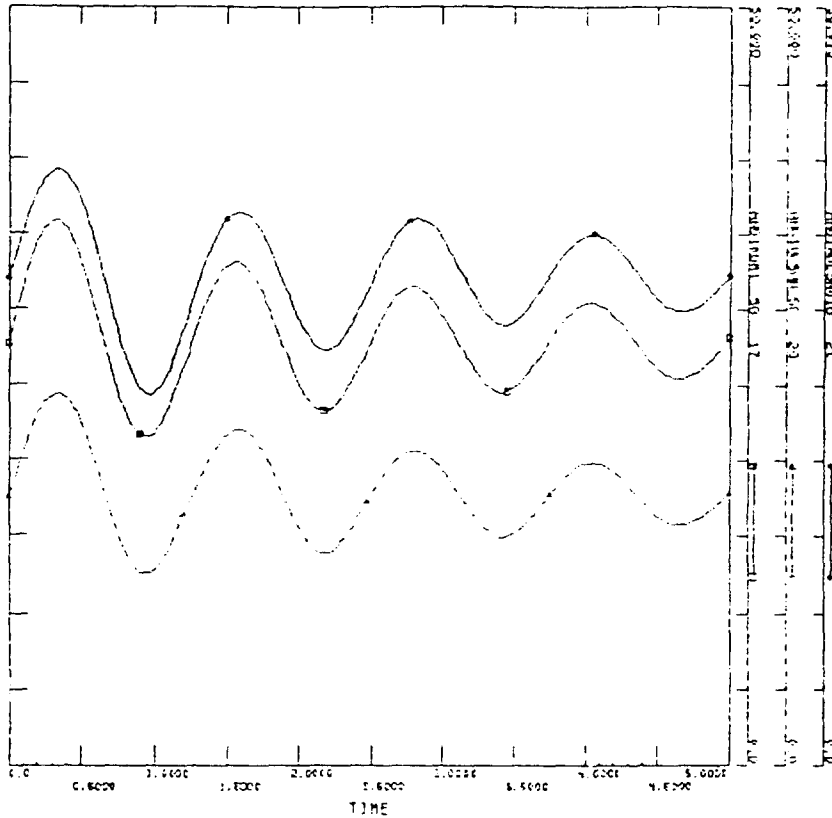


그림 2.2 진동모드 1의 PSS/E 과도안정도 해석결과
 Fig 2.2 Graph of PSS/E transient stability analysis in oscillation mode 1.

표 3.1 부하특성에 의한 진동모드의 변화

Table 3.1 Variation of oscillation modes by the change of load characteristic

일정임피던스 부하	일정전류 부하	일정 MVA부하	한전계통 부하특성
$-0.1472 + j5.2419$	$-0.1201 + j5.0748$	$-0.0125 + j4.5254$	$-0.1188 + j5.0347$
$-0.6054 + j6.5617$	$-0.5899 + j6.5465$	$-0.5573 + j6.5092$	$-0.5856 + j6.5471$
$-0.5815 + j7.2417$	$-0.5828 + j7.2442$	$-0.5844 + j7.2463$	$-0.5834 + j7.2441$
$-0.7494 + j7.3662$	$-0.7308 + j7.2784$	$-0.7292 + j7.0956$	$-0.7262 + j7.2673$

각 케이스 별 중요 진동모드에 관련된 고유치는 표 3.1과 같다.

표 3.1에서 부하특성이 진동모드에 미치는 영향이 매우 크며, 부하를 일정 MVA부하로 모델링한 경우가 진동모드의 감쇠가 가장 불량하고, 일정임피던스로 모델링한 경우가 진동모드의 감쇠가 가장 양호한 것을 알 수 있다.

펴보기 위해 출력이 큰 원자력 발전기의 여자기정수 K_A 값을 변화시켜 가면서 안정도 해석을 하였다. 이 계통에서 원자력 발전기에 설치되어 있는 여자기는 두 종류이며, 이때의 발전기출력과 여자기정수는 그림 3.1 및 표 3.2와 같다.

여자기 K_A 값의 변화에 의한 진동모드의 변화를 관찰하기 위해 K_A 값을 다음과 같이 조정하였다.

3.2 여자기 정수 조정

여자기 정수가 계통안정도에 미치는 영향을 산

케이스 1 : $K_A=400$ (영광 1호기), 1000(월성 1호기, 고리 2, 3, 4호기)

표 3.4 부하량과 발전량의 조절에 의한 송전선 조류값의 변화

Table 3.4 Variation of load flow in transmission lines by the change of generation and load amount.

	계통상태	전체발전량 [MW]	전체부하량 [MW]	송전선 조류량	조류량 합계
1	정상상태 계통	6645.5 +j805.6	6486.8 -j1862.2	동서울T/L : 887.2-j119.6 서서울T/L : 1286.4+j50.8	2173.6 -j68.8
2	경인부하증가 영남발전증가	6977.5 +j1439.2	6783.2 +j1960.6	동서울T/L : 1069.8-j27.0 서서울T/L : 1595.8+j259.4	2665.6 +j286.4
3	경인부하증가 호남발전증가	6944.5 +j1237.4	6766.0 +j1954.9	동서울T/L : 973.0-j77.8 서서울T/L : 1456.8+j118.4	2429.8 +j40.6
4	경인부하감소 영남발전감소	6325.2 +j378.7	6186.8 +j1762.6	동서울T/L : 776.0-j158.0 서서울T/L : 1126.6-j8.6	1902.6 -j166.6
5	경인부하감소 호남발전감소	6496.9 +j620.7	6348.6 +j1816.3	동서울T/L : 835.2-j139.2 서서울T/L : 1222.8+j22.0	2058.0 -j117.2

표 3.5 조류량의 조절에 의한 진동모드의 변화

Table 3.5 Variation of oscillation modes by the change of load flow.

케이스 1	케이스 2	케이스 3	케이스 4	케이스 5
- .1188 + j5.0347	- .0889 + j4.9181	- .1145 + j5.0229	- .1244 + j5.0396	- .1222 + j5.0607
- .5856 + j6.5471	- .5640 + j6.4714	- .5705 + j6.5058	- .6146 + j6.5879	- .5960 + j6.5543
- .5834 + j7.2441	- .5945 + j7.2394	- .5879 + j7.2426	- .5782 + j7.2471	- .5808 + j7.2458
- .7262 + j7.2673	- .7190 + j7.2150	- .7110 + j7.2565	- .7647 + j7.2659	- .7398 + j7.2568

표 3.6 조속기에 의한 진동모드의 변화

Table 3.6 Variation of oscillation modes with and without Gov.

조속기가 있는 경우	조속기가 없는 경우
-0.1188 + j5.0347	-0.1221 + j5.0325
-0.5856 + j6.5471	-0.5947 + j6.5903
-0.5834 + j7.2441	-0.5821 + j7.2369
-0.7262 + j7.2673	-0.7382 + j7.3490

우선 PSS의 위치선정은 AESOPS의 출력 결과에서 하나의 진동모드에 대하여 정규화한 발전기 속도편차로부터 속도편차가 가장 큰 발전기와 가장 작은 발전기(-부호)에 PSS를 설치하는 것이 적합한 위치가 되며 이는 고유벡터를 사용하여 PSS의 위치를 선정하는 것과 유사한 방법이다. [6]

또 하나의 문제인 정수선정은 발전기의 종류 및 출력등을 고려하여 참고문헌에 나와있는 데이터

중에서 어느정도 적절하다고 생각되는 정수들을 선정하였다. [1]

86년 심야계통의 고유치해석 결과중 감쇠가 불량한 진동모드와 이때의 발전기 속도편차중에서 가장 큰 상차각을 갖는 발전기는 다음과 같다.

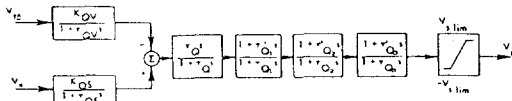
-0.1188 + j5.0347 : 소양 1, 2호기~고리 2, 3, 4호기

즉 PSS의 최적설치 위치로는 소양 1, 2호기와 고리 2, 3, 4호기가 적절하며, 여기에 추가로 출력이 큰 원자력 발전기인 영광 1호기와 월성 1호기에 PSS를 설치하는 경우에 대해서도 조사하였다. 그림 4.1에 일반적인 PSS블록 선도와 정수를 보였다. 이때 PSS의 입력신호로는 발전기 회전자의 속도편차 (Δw)를 사용하였다.

PSS 설치위치는 다음과 같다.

케이스 1 : PSS설치(보령 1, 2호기)

케이스 2 : PSS설치(케이스1 + 소양 1, 2호기,



수력기 : $K_{QV}=0.0$ $K_{QS}=1.0$ $\tau_Q=30.0$ $\tau'_{Q1}=0.5$ $\tau_{Q1}=0.03$ $\tau'_{Q2}=0.5$ $\tau_{Q2}=0.03$
 $\tau'_{Q3}=0.0$ $\tau_{Q3}=0.0$ $V_{s,lim}=0.1$
 원자력기 : $K_{QV}=0.0$ $K_{QS}=10.0$ $\tau_Q=10.0$ $\tau'_{Q1}=0.08$ $\tau_{Q1}=0.02$ $\tau'_{Q2}=0.08$ $\tau_{Q2}=0.02$
 $\tau'_{Q3}=0.0$ $\tau_{Q3}=0.0$ $V_{s,lim}=0.1$

그림 4.1 PSS블록선도와 정수
 Fig 4.1 Block diagram and parameter values of Power system stabilizer

표 4.1 PSS설치에 의한 진동모드의 변화
 Table 4.1 Variation of oscillation modes with PSS.

케이스 1	케이스 2	케이스 3
-0.1394 + j5.0067	-0.1699 + j5.0560	-0.1849 + j5.0863
-0.7059 + j7.1131	-0.7089 + j7.1436	-0.7413 + j7.1476
-0.8808 + j7.1539	-0.9670 + j7.4336	-1.0037 + j7.4437
-0.9098 + j7.4729	-0.9219 + j7.4603	-0.8975 + j7.4853

고리 2, 3, 4호기)
 케이스 3 : PSS설치(케이스2 + 영광 1호기, 월성 1호기)

각 케이스별 진동모드의 변화를 표 4.1에 나타내었다.

표 4.1에서 PSS설치에 따라 진동모드가 안정화되는 것을 알 수 있다. 그러나 진동모드가 큰 폭으로 개선되지는 않았으며, 이는 PSS정수들이 최적의 정수가 아닌 일반적인 정수들을 사용했기 때문으로 생각된다.

5. 결론

본 연구는 86년 심야 양수발전기 기동시의 저주파진동현상 발생제동에 대해서 AESOPS프로그램을 사용하여 전기기계적 진동모드에 관련된 고유치를 구하고, 이를 지역적으로 구분해석하여 각 진동모드가 어떠한 의미가 있는가를 규명하였다. 또한 고유치해석 결과를 PSS/E과도안정도 해석프로그램의 결과와 비교하여 타당성을 검토하였다.

계통동요에 영향을 미치는 여러요소들에 의한 진동모드의 영향을 분석하였으며, 그 결과 부하특

성과 송전선 조류량의 변화가 계통동요에 큰 영향을 미치는 것을 알게 되었다. 여자기 정수조정은 출력이 큰 원자력 발전기의 여자기 정수를 조정하였기 때문에 계통에 미치는 영향이 크며, 조속기는 계통동요에 미치는 영향이 작음을 알게 되었다.

계통의 안정도를 증진시키기 위하여 전력계통 안정기를 계통에 투입하였다. 이때 PSS의 위치선정 문제는 AESOPS프로그램의 해석결과에 기초하여 상차각 차가 가장 큰 발전기들에 설치하였으며, 이때의 PSS데이터는 일반적인 데이터를 사용하였다. 그 결과 계통의 안정도가 향상되는 것을 관찰할 수 있었다.

본 연구는 한국전력공사 계통운용처의 지원으로 연구된 것입니다.

참고 문헌

- [1] P.M. Anderson and A.A. Foud, "Power System Control and Stability", Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1977
- [2] R.T. Byerly, D.E. Sherman, and B.J. Bennon, "Phase II : Frequency Domain Analysis of Low Frequency Oscillations in Large Electric Power Systems", Vol. 1, 2, 3, 4 and 5, Research Project 744-1, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, April, 1982
- [3] 한국전력공사 보고서, "계통 동요현상 분석", 한국전력공사 발전처, 1987. 5
- [4] 한국전력공사·고려대학교 생산기술 연구소, "전력계통의 저주파 계통동요 해석과 안정화 대책에 관한 연구", 89M-J05, 한국전력공사 계통운용처, 1991. 6
- [5] Y.Y. Hsu, S.W. Shyue, and C.C. Su, "Low Frequency Oscillations in Longitudinal Power System", IEEE PWRS Vol. 2, No. 1, pp. 92~100, February 1987
- [6] F.P. deMELLO, P.J. Nolan, T.F. Laskowski, and J.M. Undrill, "Coordinated Application of Stabilizers in Multimachine Power Systems", IEEE Pas-99, No. 3, pp. 892~901, May/June 1980
- [7] Nelson Martin, "Eigenvalue Analysis of Multimachine Power System", Ph. D. Thesis, The Victoria University of Manchester, September, 1978