

Development of Equivalent Systems for the KEPCO Enhanced Power System Simulator

張吉洙* · 尹用範** · 金容鶴***
(Gilsoo Jang · Yong-Beum Yoon · Yong-Hak Kim)

Abstract - For the real-time power system analysis, there exists a limitation to the scale of the system to be simulated, hence it is necessary for the real-time simulation to develop reduced equivalent systems which preserve the desired property of the original system.

In this paper, a procedure for developing an equivalent system whose scale is reduced within the hardware capacity of a real-time simulator is proposed. Also, the proposed procedure is applied to a KEPCO's system. The comparison between the original system and equivalent systems illustrates the capabilities of the proposed procedure.

Key Words : Dynamic Equivalents, Real-time Simulation, Standard Equivalent System, DYNRED

1. 서 론

전력계통의 안정적이고 경제적인 운용을 위해 전력조류계산, 과도안정도 및 정태안정도 등의 해석이 수행되고 있으며, 전력계통과 같은 대규모 비선형 계통에 대한 상세한 해석은 많은 계산시간과 노력을 필요로 하고 있다. 컴퓨터 H/W 및 S/W의 비약적인 발전으로 해석 대상 계통의 규모에 대한 제한이 완화되고 연산 소요시간도 줄어가고 있지만, 대규모 계통의 계속적이고 포괄적인 연산은 여전히 소모적인 일이 아닐 수 없다. 또한, 전력계통에서의 다양한 현상에 대한 실시간 모의에 있어서 해석대상 계통의 규모가 디지털 형 실시간 시뮬레이터 개발에 의해 커지고 있지만 여전히 실시간 시뮬레이터의 H/W에 의해 제한되고 있다. 따라서, 전력계통의 주요 동적/정적 특성이 반영되는 등가계통의 구성이 효율적인 전력계통 해석을 가능하게 하고, 실제의 실시간 연산을 위해서는 필수적으로 요구된다.

등가계통의 구성은 'coherency'에 기초한 방법[1]의 개발을 기점으로 본격적인 논의가 시작되었으며, 그 후 해석적인 방법이 추가되어[2] 동적 등가계통 구성을 위한 체계가 정립되었고 계속된 연구[3]를 통해 보완되고 있다. EPRI의 지원에 의해 개발된 동적축약 프로그램 DYNRED (DYNAMIC REDuction)[4]는 현재 상용화되어 전력계통의 동적 등가계통 구성에 널리 사용되고 있다. 그러나, 한전계통에 대한

DYNRED를 이용한 동적 등가계통의 구성[5]은 한전계통의 특징을 제대로 반영하기 어렵고 특히 DYNRED의 least-squares frequency domain 알고리즘은 비선형 제어기의 통합에 한계가 있으므로[6] 이러한 통합에서의 오차를 줄이기 위한 추가적인 과정이 요구된다. 또한 시뮬레이션될 현상의 종류에 따라 새로운 등가계통의 구성이 필요하고 다양한 등가계통을 효율적으로 구성하기 위해 원 계통의 정적/동적 특성을 대부분 반영하는 축약된 기본 계통을 구성하는 것이 요구된다.

본 논문에서는 지역적으로 편중된 대단위 전원설비와 대규모 수요지, 고 밀도화된 송전설비 등의 특징을 가지고 있는 한전계통에 대한 발전기간의 'coherency'와 지리적 위치 그리고, 발전 유형 및 제어계 형태 등이 고려된 동적 축약계통의 구성을 위한 축약 절차를 제시하고자 한다. 각 발전기 모선에 대한 축약을 통해 발전기 수를 줄이는 동시에 복합 발전설비를 포함한 축약될 발전기 특성이 유지되도록 축약하여 원 계통의 동특성이 그대로 반영되는 축약된 기본계통을 구성한 후 상용 프로그램 DYNRED를 이용하여 각 발전기간의 coherency를 파악하고 파악된 coherency와 지리적 위치에 기초한 발전기 그룹핑, 제어계들의 특성을 고려한 발전기 그룹핑을 통해 시뮬레이션 목적에 맞는 축약계통 구성법이 제시된다. 제시된 방법은 한전에서 개발 중인 실시간 시뮬레이터에 의해 해석될 한전 2010년 계통에 적용하여 축약 기본계통을 구성하고, 추가적인 축약을 통해 실시간 시뮬레이션 가능 규모 등가 계통을 구성하였다. 구성된 등가계통들과 원 계통과의 time-domain 시뮬레이션 결과 비교를 통해 제시된 축약법의 유용성을 보였다.

* 正 會 員 : 韓 電 電 力 研 究 院 · 工 博

** 正 會 員 : 韓 電 電 力 研 究 院 · 工 博

*** 正 會 員 : 韓 電 電 力 研 究 院

接受日字 : 1999年 10月 9日

最終完了 : 1999年 10月 21日

2. 동적축약과정

2.1 축약 기본계통의 구성

축약 기본계통은 원 계통의 동적/정적 특성을 대부분 반영하는 축약계통으로서 시뮬레이션 목적에 따른 축약계통의 구성을 위한 기본계통으로 사용된다. 축약 기본계통의 구성 과정은 다음과 같다.

- ① 동일 모선에 연결된 발전기 중에서 동일 제어기를 가진 동일 용량의 발전기 파악
- ② 복합 발전소의 경우 가스 터빈 발전기와 증기 터빈 발전기 구분
- ③ 파악된 발전기 및 제어기 통합
 - 발전기 base의 조정에 의한 발전기 정수 산정
 - 동일 모델에 대한 제어기 정수가 다를 경우 평균값을 사용하며, 계산된 값이 정수 허용 범위 안에 있는 지 확인 필요
 - 통합 발전기 출력은 통합된 각 발전기 출력을 합하여 결정

축약 기본계통의 구성에서는 동일 모선 기기들이 대표 기기로 축약되고 네트워크의 인위적인 축약이 이뤄지지 않기 때문에 원 계통의 동적/정적 특성을 그대로 반영할 수 있다. 또한 축약 기본계통의 규모가 실시간 시뮬레이션 가능 규모보다 작을 경우 그 자체가 좋은 등가계통이 된다. 구성된 축약 기본계통을 이용함으로써 좀 더 편리하고 효과적으로 최종 등가계통을 구할 수 있다.

2.2 DYNRED에 의한 추가 축약

앞 절에서 구성된 기본계통을 바탕으로 해석 목적에 따라 추가적인 축약을 수행하기 위하여 각 발전기간의 coherency를 바탕으로한 그룹핑이 선행되어야 하며, 이러한 발전기 상호간의 coherency를 파악하기 위해 DYNRED 프로그램에서 제공되는 선형 시뮬레이션법[7], 약한 동적 링크법[8], two-time scale법[9] 등이 사용된다. 본 논문에서는 최종 등가 계통의 규모가 등가 계통을 이용할 실시간 시뮬레이터에 의해 정해지므로 사용자가 발전기 그룹 수를 지정하여 최종 등가 계통의 규모를 적절하게 할 수 있는 two-time scale법에 의한 발전기 그룹핑이 채택되었다. 이 방법은 서로 강하게 연결된 발전기 그룹과 약한 선로로 연결된 다른 발전기 그룹사이에 발생하는 발전기 상호간의 저주파 진동에 기초한다. Two-time scale법에 의해 정의된 그룹의 수는 사용자에게 의해 선택되는 저주파 모드의 수와 일치하며 이 방법은 계통상태행렬의 고유치와 고유벡터 계산을 필요로 하기 때문에 현재는 발전기 800기 규모로 제한되어 있다. 각 'coherent group'에 대한 기준 발전기로는 가장 독립적인 패턴의 고유벡터를 갖는 것이 선택되며 coherent group은 계산된 고유벡터 값으로 기준 발전기와 나머지 발전기들의 패턴을 비교함으로써 구성된다. 발전기 그룹핑은 필요한 경우 원 계통의 특성이 제대로 반영되도록 사용자에게 의한 수정이 가능하며, 최종 축약 계통은 이러한 발전기 그

룹핑을 바탕으로 각 그룹의 발전기를 등가 축약하고 발전기 모선의 축약으로 인한 추가적인 네트워크 축약을 수행함으로써 구성된다.

2.3 등가축약 과정

지금까지 설명된 실시간 시뮬레이션을 위한 등가 계통 구성 과정은 다음과 같이 요약할 수 있다.

- ① 원 계통에 대한 PTI 형식, EPRI 형식, IEEE 형식의 다이나믹 데이터와 전력조류계산 데이터를 수집한다.
- ② 동일 모선에 있는 동일 모델 기기를 축약하여 축약 기본계통을 구성한다.
- ③ 시뮬레이션의 목적 및 study area 등을 반영하여 two-time scale법으로 발전기를 그룹핑한다.
- ④ 원 계통의 지역적 특성을 고려하기 위해 필요한 경우 그룹핑을 수정한다.
- ⑤ 발전기 및 제어기와 네트워크 축약을 통해 실시간 시뮬레이션에 사용될 등가계통을 구성한다.
- ⑥ 시뮬레이션 목적 및 study area 등이 변경될 경우 step 3 부터 수행하게 된다.

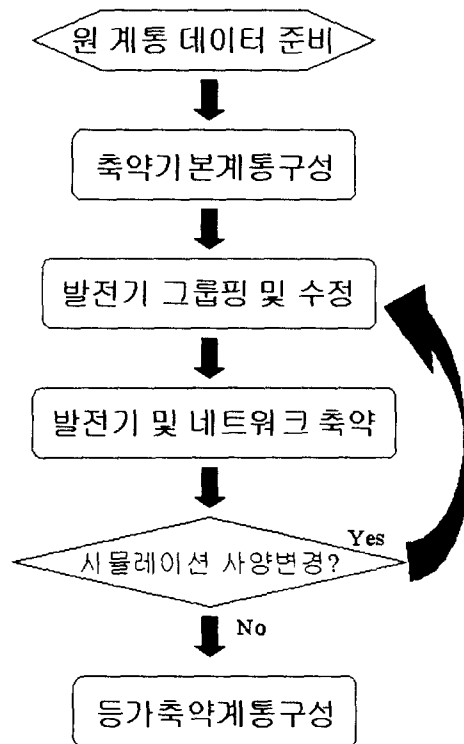


그림 1 등가 축약 과정

Fig. 1 Equivalencing procedure

이러한 등가 축약 과정을 그림 1에 도식적으로 표현하였다.

3. 축약 과정의 한전계통 적용

3.1 발전기 모선에서의 축약

본 논문에서는 2010년 한전계통에 대한 동적 축약계통의 구성을 다루고 있으며, 해석대상계통의 개요는 표 1과 같으며, 그림 2에 해석대상계통의 주요 부분을 나타내었다.

표 1 2010년 한전 계통
Table 1 KEPCO system in the year of 2010

발전기	부하	모선	선로	총발전량
272기	848개	1199개	2572개	64922MW

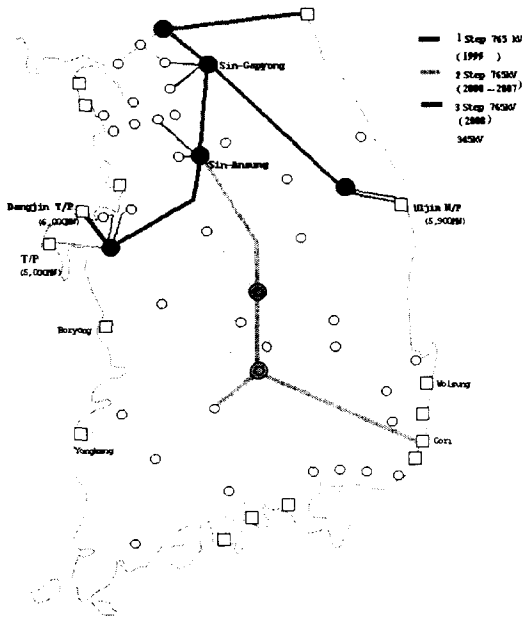


그림 2 2010년 한전계통
Fig. 2 KEPCO system in the year of 2010

해석 대상 계통을 구성하는 272개의 발전기에 대하여 발전기 제어계 형태를 고려한 그룹핑을 통해 각 발전소 모선에 대한 축약을 수행하여 17개 복합 발전소를 제외한 57기 규모로 축약하였다.

3.2 복합 발전소의 등가 축약

현재 한전 전체 발전설비의 30%에 해당하는 복합 발전소는 기력에 비해 작은 용량을 가진 다수의 가스터빈과 가스터빈에 의해 발전되고 남은 열량의 일부에 의해 구동되는 증기터빈으로 구성된다. 이러한 가스터빈과 증기터빈은 각각 다른 형태의 제어기를 사용하여 발전기의 등가 축약을 어렵게 하고 있다. 2010년 한전계통에서 운전되는 서울, 일산, 서인천 등 17개 복합 발전소에 대하여 본 논문에서는 다음 원칙을 바탕으로 등가 축약을 수행하였다.

- ① 가스터빈(들)과 증기터빈으로 구성된 복합 발전기에

대해서는 등가 가스터빈과 기존 증기터빈으로 구성된 2기 형태로 등가화한다.

- ② 가스터빈(들)과 증기터빈이 같은 형태의 발전기 데이터를 갖고, 동일 제어계를 갖는 경우 1기의 등가 발전기로 축약한다.
- ③ 다축형인 경우 1번으로 구성된 각 축에서의 등가 모델이 다른 축과 동일한 경우 추가적인 축약을 수행한다.
- ④ 상세한 모델링이 필요없는 경우 가스터빈의 특성만이 고려된 1기 모델로 축약한다.

이상의 알고리즘을 바탕으로 17개 복합 발전소에 대한 축약이 수행되었고, 그 축약 과정은 표 2에 나타내었으며 발전소를 구성하는 각 행은 가스터빈(GT) 한 대와 증기터빈(ST) 한 대로 등가화되고 3번째 열은 축약을 통한 발전기 개수의 변화를 나타내고 있다.

표 2 복합 발전소의 등가축약 결과
Table 2 Results of combined cycle plants equivalents

발전소	발전기 구성	발전기수 변화
서울	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
일산	GT 4기 + ST 1기	8 => 4
	GT 2기 + ST 1기	
서인천	GT 4기 + ST 2기	28 => 6
	GT 4기 + ST 2기	
	GT 8기 + ST 8기	
경인	GT 12기 + ST 4기	16 => 2
부천	GT 3기 + ST 1기	4 => 2
평택	GT 4기 + ST 1기	5 => 2
분당	GT 5기 + ST 1기	10 => 4
	GT 3기 + ST 1기	
안양	GT 4기 + ST 1기	5 => 2
보령	GT 4기 + ST 2기	12 => 4
	GT 4기 + ST 2기	
민자1	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
민자2	GT 2기 + ST 1기	6 => 4
	GT 2기 + ST 1기	
현대	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
민자3	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
민자4	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
대구민	GT 4기 + ST 2기	6 => 2
울산	GT 2기 + ST 1기	9 => 4
	GT 4기 + ST 2기	
부산	GT 8기 + ST 4기	12 => 2

3.3 105기 한전 등가계통의 구성

발전기 모선에서의 축약을 통해 272기의 2010년 한전계통은 105기 규모의 계통으로 축약되며, 축약계통에 대한 개요는 표 3에 나타나있다. 구성된 계통은 원 계통의 40% 규모로 발전기 및 제어계 다이내믹 데이터가 축약된 동특성이

보존되는 축약계통으로서 한전계통의 정적/동적 시뮬레이션에 소요되는 시간과 노력을 줄일 수 있으며, 전력계통 현상의 각 해석 목적에 따른 실시간 모의를 위해 추가적으로 필요한 등가 축약을 수행하기 위한 기초계통으로서의 역할을 하게 된다.

표 3 105기 규모 축약계통 개요

Table 3 Description of 105-generator system

발전기	부하	모선	선로	총발전량
105기	718개	1033개	2572개	64888MW

축약 기본 계통의 정적/동적 특성 검토를 위해 전력조류계산과 동적 시뮬레이션을 수행하여 원 계통에서의 결과와 비교하였다. 두 계통에 대한 전력조류계산 결과는 표 4에서 몇 개의 대표 모선에서의 전압 크기 및 위상각으로 비교하였다. 이처럼 조류계산 결과는 거의 유사하며 축약 기본계통의 정적특성이 원 계통과 유사함을 알 수 있다. 동적 특성의 검토를 위해 모선 1400번(양주)에서의 1.0 초 시점에 발생하여 1.1 초에 해소된 삼상사고를 상정하여 두 계통에서 동적 시뮬레이션을 수행하였다.

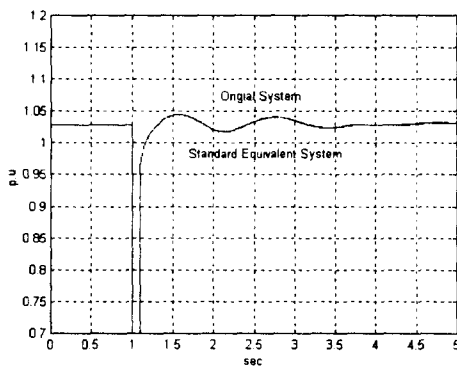


그림 3 모선 1400번(양주) 전압 크기
Fig. 3 Voltage magnitude at bus #1400

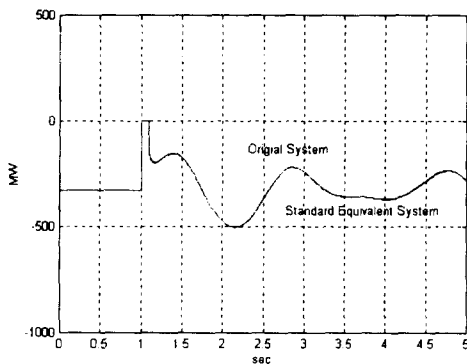


그림 4 모선 1400번(양주)과 1500번(의정부) 선로 유효전력
Fig. 4 Active power at the line between buses #1400 and #1500

그림 3 과 4 는 각각 5 초간 모선 1400 번에서의 전압 변화 및 모선 1400 번과 1500 번 사이 선로의 유효전력을 나타내었다. 그림으로부터 축약 기본계통이 원 계통과 구분하기 힘들 정도로 거의 똑 같은 형태로 변화하고 있음을 알 수 있으며, 이것은 축약기본계통이 원 계통의 특성을 대부분 반영하고 있음을 증명한다.

표 4 전력조류계산 결과 (전압)

Table 4 Power-flow calculation results

모선 번호	전압 (pu / degree)	
	원 계통	105기 축약 계통
1400	1.029 ∠ -31.31	1.029 ∠ -30.80
1500	1.025 ∠ -29.84	1.026 ∠ -29.30
2400	1.023 ∠ -29.37	1.024 ∠ -28.80
2500	0.980 ∠ -26.26	0.982 ∠ -25.80
7020	1.046 ∠ -6.93	1.047 ∠ -6.50

3.4 Two-time scale 법에 의한 추가 축약

Two-time scale 법에 근거하여 실시간 시뮬레이터에 의한 2010년 한전계통의 area 1과 2에 대한 정적/동적 현상의 해석을 위한 등가 축약계통을 구하기 위해 40 개의 발전기 그룹을 구성하였으며 발전기의 지역적 특성이 반영되도록 그룹핑을 수정한 후 발전기와 제어기의 축약을 수행하고, area 1과 2를 제외한 지역에 대해서는 네트워크 축약도 수행하였다.

제어기를 가진 발전기는 상세 모델과 고전 모델 두 가지 형태로 축약이 가능하며, 관심지역에 큰 영향을 주는 대규모 발전기에 대해서는 상세 모델로 축약하며, 비교적 관심 지역과 멀리 떨어진 소규모 발전기는 제어기가 생략된 고전 모델로 축약하여 다이나믹 데이터를 간소화 시켰다. 관심 지역에 대한 영향을 고려하여 축약계통의 발전기 수는 정해졌으며 표 5에 나타난 2010년 한전계통의 52 기 등가계통이 구성되었다.

표 5 원 계통과 등가 계통의 구성 비교

Table 5 Comparison of original and equivalent systems

구분	모선 수	선로 수	발전기 수
원 계통	1199	2572	272
52기 축약 계통	164	952	52

구성된 축약계통의 특성을 검증하기 위하여 축약계통과 원 계통에 대한 다양한 동작점에서의 전력조류계산을 통한 정적 특성의 검증과 관심지역에서의 상정 사고에 대한 계통의 동특성 시뮬레이션을 이용한 동적 특성 검증이 수행되었다.

3.5 축약계통의 정적 특성 비교 및 검증

축약계통의 정적 특성을 검증하기 위하여 축약계통에 대해 전력조류계산을 수행하여 원 계통 결과와 비교하였으며, 모선 1400번(양주), 1500번(의정부), 2400번(영서), 2500번(동서울), 7020번(신김천)에 대한 모선 전압의 크기와 위상

각을 비교하여 표 6에 나타내었다. 축약 계통에서의 계산 결과가 원 계통에서의 전력조류계산 결과와 유사함을 확인할 수 있다.

전력계통에 선로의 제거와 같은 변화를 주어 동작점을 변화시킨 후 각 등가 축약 계통과 원 계통의 정적인 특성을 비교하였다. 조류량이 큰 모선 7020 (신김천) 과 모선 9010 (고리) 사이의 765 kV 선로를 제거할 경우 초기 동작점은 변화게 되며 새로 찾은 동작점에서 전력조류계산을 수행하여 그 결과를 다음의 표 7에 나타내었고 원 계통과의 오차를 살펴보면 0.07% 정도로 원 계통과 거의 유사하며 원 계통의 정적 특성을 축약계통이 잘 반영하고 있음을 알 수 있다.

표 6 전력조류계산 결과 (전압)

Table 6 Power-flow calculation results (Voltage)

모선 번호	전압 (pu / degree)	
	원 계통	52기 축약 계통
1400	1.029 ∠ -31.31	1.030 ∠ -30.70
1500	1.025 ∠ -29.84	1.026 ∠ -29.30
2400	1.023 ∠ -29.37	1.024 ∠ -28.80
2500	0.980 ∠ -26.26	0.982 ∠ -25.70
7020	1.046 ∠ -6.93	1.047 ∠ -6.50

표 7 전력조류계산결과 (전력)

Table 7 Power-flow calculation results (Line flow)

선로	유효 전력(MW)/무효전력(MVAR)	
	원 계통	52기 축약계통
1400-1800	255 / -133	254 / -132
1500-1900	189 / 19	189 / 19
2400-3600	-621 / 53	-620 / 58
2400-3800	177 / -431	176 / -431
2500-4700	-284 / 94	-284 / 94
4010-1020	764 / -301	763 / -311

3.6 축약계통의 동적 특성 비교 및 검증

축약 계통의 동적 특성을 비교 검증하기 위해서 3.2에서 사용되었던 상정 사고에 대한 축약 계통의 응답을 시뮬레이션하였다. 그림 5는 모선 1400번에서의 전압의 크기를 5초 동안 시뮬레이션 한 것으로서 외란이 제거된 직후 원 계통과 비교적 큰 차이를 보이며, 그 후는 원 계통의 전압 스윙을 잘 추종하는 형태를 보인다. 등가 축약 계통이 외란 직후 전압의 스윙을 제대로 나타내지 못하는 원 계통에 비해 강인한 계통으로 등가되었다는 것을 확인할 수 있으며, 이러한 점은 제어기의 적절한 모델링을 통해 개선될 수 있다. 그림 6을 통해 원 계통의 유효전력을 각 등가 계통이 고장 제거 직후에는 잘 추종하지 못하며, 그 후에는 비교적 유사하게 추종하고 있음을 알 수 있다. 초기과도시점(sub-transient period)에서의 원 계통 특성을 반영하기 위해서는 더욱 정교한 제어계 모델링을 필요로 하며 각 축약 기준모선과 원 모선의 특성(전압, 전류 등) 차이를 축약 모선에 연결된 제어계의 튜닝을 통한 개선이 필요하다.

또한 축약계통의 미소신호안정도 특성 비교를 위해 원 계

통과 축약 계통에 대해 고유치 계산을 수행하였으며, 기계진동 모드에 해당하는 1-2 Hz 범위의 주파수를 가진 4개의 고유치를 표 8에 나타내었다. 한 개의 모드는 축약 계통에서 발견되지 않았고 나머지 세 개의 모드는 범퍼값이 조금씩 차이를 가지지만 주파수가 유사하고 참여하는 발전기가 같은 모드로 축약계통에서 발견할 수 있다.

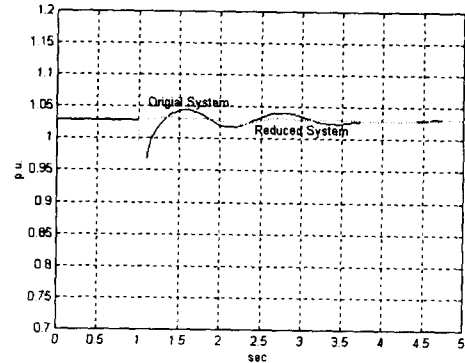


그림 5 모선 1400번 전압 크기

Fig. 5 Voltage magnitude at bus #1400

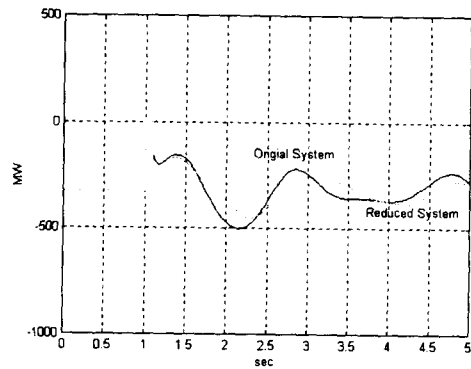


그림 6 선로 1400번과 1500번 사이 선로 유효전력

Fig. 6 Active power of the line between buses #1400 and #1500

표 8 고유치 비교

Table 8 Comparison of eigenvalues

참여 발전기	원 계통 고유치	축약계통 고유치
월성	-0.1495 ± j6.339	-0.25 ± j6.451
태안	-0.3201 ± j6.332	*
화천	-0.6948 ± j9.818	-0.2499 ± j8.592
태안	-0.7238 ± j9.897	-0.2500 ± j9.576

* 축약계통에서는 발견되지 않음

3.7 제안된 축약과정의 유용성 검증

상용 등가화 프로그램인 DYNRED에 의해 현대 전력계통에서 일반적인 비선형 제어기 축약을 수행할 경우 프로그램의 통합 알고리즘에서의 한계로 인해 각 제어기의 특성과는 아주 다른 형태의 통합 제어기가 구성될 수 있으며, 같은 형태를 가진 비선형 모델의 제어기 통합에 있어서도 이러한

현상이 발생할 수 있다. 본 논문에서 제시된 축약 과정은 동일 제어기 모델에 대해서는 별도의 축약을 수행함으로써 이러한 제어기 통합에서 발생할 수 있는 문제를 제거할 수 있으며, 그 유용성은 그림 7로부터 알 수 있다. 그림 7은 본 논문에서 제시한 축약 과정을 따르지 않고 DYNRED 프로그램만으로 2010년 한전계통에 대한 52기 축약계통을 구성한 것으로, 외란이 가해지기 전부터 불안정한 제어기 튜닝에 의해 진동 현상이 발생하고 있으며 외란 후에도 원 계통과 크게 다른 동특성을 보이고 있다.

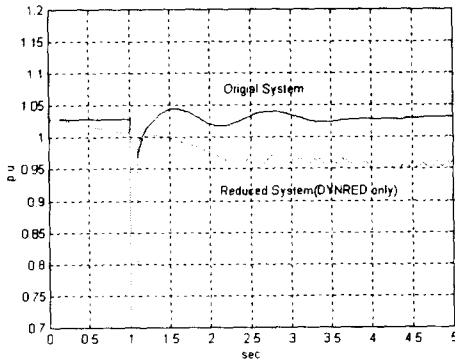


그림 7 모선 1400번 (양주) 전압 크기 (DYNRED에 의한 축약계통)

Fig. 7 Voltage magnitude at bus #1400 (Equivalent system by DYNRED only)

4. 결 론

본 논문에서는 실시간 시뮬레이터를 이용한 해석에 필수적인 동적 축약계통을 보다 정확하고 효율적으로 구성할 수 있는 방법을 제시하였으며 제시된 방법을 적용하여 272기 규모의 2010년 한전계통에 대한 105기 규모의 축약 기본계통과 실시간 시뮬레이션이 가능한 52기 규모의 축약계통을 구성하였다. 동일 모선에 연결된 발전기들의 축약에 의해 구성된 105기 축약 기본계통은 원 계통과 거의 유사한 정적/동적 특성을 가지고 있음을 원 계통과의 시간 영역 시뮬레이션을 통하여 보였으며, 축약 기본계통에 대한 추가적인 축약으로 실시간 시뮬레이션 가능 규모의 축약계통을 구성함으로써 불필요한 제어기 축약에 의한 오차를 줄여 보다 정확한 축약계통을 구성할 수 있음을 보였다.

보다 다양한 계통 현상이 정확하게 반영되는 동적 축약계통의 구성은 각 발전기 모선에서 얼마나 정확하게 모선에 연결된 발전기들의 특성이 반영되도록 축약하는지에 달려 있으며 이를 위하여 최종 구성된 축약계통 각 모선에서 등가로 표현되는 발p전기 및 제어계 정수의 튜닝을 이용한 등가계통의 정제를 위한 연구가 요구된다.

참 고 문 헌

[1] A. J. Germond and R. Podmore, "Dynamic Aggregation

of Generating Unit Models," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 4, pp. 1060-1069, July/August 1978.

[2] J. Zaborsky, K. W. Whang, G. M. Huang, L. J. Chiang, and S. Y. Lin, "A Clustered Dynamical Model for a Class of Linear Autonomous Systems Using Simple Enumerative Sorting," IEEE Trans. on Circuits and Systems, Vol. CAS-29, No. 11, pp. 747-757, November 1982.

[3] A.J. Germond and R. Podmore, "Dynamic Aggregation of Generating Unit Models", IEEE Trans. Vol. PAS-97, pp. 1060-1069, July/August, 1978.

[4] Dynamic Reduction: User's Manual, EPRI, May, 1994.

[5] 한전 전력연구원, "2010년 한전계통의 동적축약에 의한 시뮬레이터 규모 확정", TM.96EJ25.P1999.63, 1999년 2월.

[6] R. Galarza, J.H. Chow, W.W. Price, A.W. Hargrave, and P.M. Hirsch, "Aggregation of Exciter Models for Constructing Power System Dynamic Equivalents", IEEE Trans., Vol. 13, No. 3, August 1998.

[7] R. Podmore, "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents", IEEE Trans., Vol. PAS-97, pp. 1344-1354, July/August, 1978.

[8] R. Nath, S.S. Lamba, K.S. Prakasa Rao, "Coherency Based System Decomposition into Study and External Areas Using Weak Coupling", IEEE Trans., Vol. PAS-104, pp. 1443-1449, June, 1985.

[9] J.R. Winkelman, J. Chow, B.C. Bowler, B. Avramovic, and P.V. Kokotovic, "An Analysis of Interarea Dynamics of Multi-Machine Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-100, pp. 754-763, February, 1981.

[10] W.W. Price, A.W. Hargrave, B.J. Hurysz, J.H. Chow, P.M. Hirsch, "Large-scale System Testing of a Power System Dynamic Equivalencing Program", IEEE Trans., Vol. 13, No. 3, pp. 768-774, August 1998.

저 자 소 개



장길수(張吉洙)

1967년 10월 26일생. 1991년 고려대 전기공학과 졸업. 1994년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1997년 Iowa 주립대 전기공학과 졸업(공학박). 1997년-1998년 Iowa 주립대 근무(Scientist). 현재 한전 전력연구원 선임연구원.

Tel : (042) 865-5853, Fax : (042) 865-5844,

E-mail: gjang@kepri.re.kr