

<기술보고>

적정 운영예비력 확보기준 및 확보량 산정에 관한 연구

김광원 · 황갑주
전기전자정보시스템공학부

A Study on Operation Standards for Optimal Operating Reserve in Electricity Market

Gwang-Won Kim · Kab-Ju Hwang
School of Electrical Engineering

1. 과 제 명 : 적정 운영예비력 확보기준 및 확보량 산정에 관한 연구
2. 연구기간 : 2001. 10. 30 ~ 2002. 10. 29(12개월)
3. 연 구 자 : 전기전자정보시스템연구소 김광원, 황갑주
4. 의뢰기관 : 대화기술단 / 한국전력거래소
5. 연 구 비 : ₩57,000,000
6. 연구목적 : 우리나라의 전력시장환경에 적합한 운영예비력 기준의 설정

1. 서 론

1990년대에 들어 세계적으로 전력산업의 규제완화와 구조개편이 이루어지기 시작했으며, 우리나라도 1999년 1월에 시장원리가 도입된 구조개편의 기본계획이 확정되어 현재 개편 작업이 추진되고 있다.[1-3] 이러한 전력산업 구조개편의 목적은 규제완화와 경쟁도입을 통하여 전력공급의 효율성을 높이고, 장기적으로는 값이 싼 전력을 안정적으로 공급하며, 소비자의 선택권 확대를 통해 편익을 도모하는데 있다. 전력산업의 구조가 어떻게 개편되든 물리적인 전력시스템은 합리적으로 계획되고, 안정적으로 운영되어야 하는 것이 무엇보다 요청된다. 이런 점에서 전력시스템의 예비력 문제는 전력 시스템의 주파수를 제어하고 시스템을 안정적으로 운전하기 위한 기본적인 요소가 되고 있다.[4-6]

문제는 이러한 예비력, 즉 운영예비력을 얼마만큼 보유하고 있어야 하는가? 에 있다. 그동안 전력시스템 실무에서의 운영예비력 확보방안을 살펴보면, 과거의 운용실적에 의해 설정된

예비력 확보기준에 의해 전력시스템을 운영해 오고 있으며, 급전단계의 예비력은 발전기의 공급능력과 현재출력의 차이로만 계산하거나 급전원의 판단에 의존하는 측면이 많았다.

전력산업의 구조개편에 따라 발전사업과 판매사업이 민영화되면 운영예비력의 확보기준이 전력사업자의 이해와 직결되며, 나아가 전기요금과 전력의 품질에 영향을 주므로 새로운 예비력의 기준설정이나 확보방법 등을 체계적으로 정립하여 시장환경에 대비할 필요가 있다. 이 때 투명한 의사결정과 체계적인 산정기준이 전제되어야 하는데, 이는 보다 공정하고 합리적인 근거를 기반으로 예비력을 산정해야 함을 의미한다.

이러한 배경으로부터 본 연구에서는 개편되는 우리나라의 전력시장(CBP-TWBP) 환경에 적합한 운영예비력의 기준을 연구하여 제안하였다. 그 접근방법으로는 현재 운영중인 국·내외 전력회사의 운영기준을 검토하고, 실적들을 분석하여 예비력 기준의 근거를 도출하였으며, 제안한 예비력 기준의 타당성을 검증하기 위하여 널리 알려진 상용 소프트웨어(PSAF 및 DSA)로 전력시스템의 안정성과 주파수 특성 등을 시뮬레이션하였다.

2. 연구 내용

2.1 국외의 운영예비력 검토

전력시장환경이 구축된 국외기관(미국 7곳, 캐나다 2곳, 영국 1곳)의 운영예비력 기준을 조사·분석하였다.[3] 국외의 경우, 대부분의 기관에서 상정사고(Contingency)를 기준으로 예비력을 결정하며, 운영예비력에서 대체예비력을 제외한 예비력을 고장대비예비력(Contingency Reserve)이라고 표기하고, 고장대비예비력의 50[%]이상을 동기예비력으로 할당하고 있다. 주파수조정예비력은 모든 조사 기관에서 공히 정상적인 부하변동에 대응할 수 있는 적정량을 확보하는 것을 원칙으로 하고 있다. 캐나다 Ontario IMO[7]와 영국 NGC[9]의 경우에는 주파수 변동 허용범위를 각각 59.5~60.5, 49.5~50.5 로 규정하고 있으며, 미국의 기관들은 NERC와 FERC의 기준을 충족해야 한다고 규정하고 있다. 특히, 미국 ERCOT에서는 과거부하데이터를 분석하여 주파수조정예비력의 양을 산정하고 있다.[12]

2.2 국내의 운영예비력 검토

표 1은 현재 적용중인 CBP 단계의 예비력 운영기준을 나타낸 것이다. 현재 적용중인 운영예비력 기준을 살펴보면, 운영예비력을 주파수조정예비력(1,000MW), 대기예비력(1,500MW) 및 대체예비력(1,500MW)으로 분류하며, 이중 대기예비력(1,500MW)은 발전설비의 불시정지나 수요예측오차 등에 대비하여 10~20분 이내에 확보가능한 예비력으로 운전상태(500MW)와 정지상태(1,000MW) 예비력으로 구분하고 있다.

표 1 현재(CBP 단계)의 예비력 운영기준

예비력 분류			설정량		응답시간	
대분류	소분류	세부항목	요구량 [MW]	요구량 [MW]	응동시간 [분 이내]	지속시간 [분]
운영예비력	주과수조정예비력	GFC	500	1,000	즉시	
		AGC	500		0.5	
	대기예비력	운전상태	500	1,500	10	
		정지상태	1,000		20	
	대체예비력		1,500	1,500	120	

2.3 새로운 운영예비력 기준의 제안

본 연구를 통하여 제안하는 TWBP 이후의 시장환경에 대응하는 운영예비력 기준을 정리하면 표 2와 같다. 이하에 현재의 기준과 제안하는 기준을 항목별로 비교하도록 한다.

표 2 제안하는 예비력 운영기준

예비력 분류			설정량		응답시간	
대분류	소분류	세부항목	요구량 MW(%)	요구량 MW(%)	응동시간 [분 이내]	지속시간 [분]
주과수조정예비력		GFC	500 (1.0%)	1,000 (2.0%)	즉시	
		AGC	500 (1.0%)		5	
운영예비력	고장대비예비력	운전상태	500 (1.0%)	1,500 (3.0%)	10	120
		정지상태	500 (1.0%)		10	
		정지상태	500 (1.0%)		30	
	대체예비력		1,500 (3.0%)	1,500 (3.0%)	120	

(1) 용어의 정의

항목	규정	비고
현재	대기예비력 (Supplemental Reserve)	• 용어의 의미가 불명확
제안	고장대비예비력 (Contingency Reserve)	• 용어의 의미가 명확 • 대부분 전력회사에서 규정

(2) 예비력의 분류

항목	규정		비고
현재	주파수조정 예비력을 운영예비력에	포함	• 기존의 급전운영체제에 적합
제안		제외	• 운영 예비력의 정의에 부합 • 전력시장 환경에 적합

(4) 주파수조정예비력의 응동시간

항목	규정	비고
현재	• GFC : 즉시 • AGC : 30초	• 500[MW/30초] 실현의 어려움
제안	• GFC : 즉시 • AGC : 5분	• AGC 최대 제어주기 : 5분 • 국제기준에 부합

(3) 고장대비예비력의 분류

항목	규정	비고
현재	• 운전상태(10분) : 500MW • 정지상태(20분) : 1,000MW	• 규정의 단순성
제안	• 운전상태(10분) : 500MW • 정지상태(10분) : 500MW • 정지상태(30분) : 500MW	• 공급신뢰도 향상 • 기동시간 최대치: 30분 • 전력시장 환경에 적합: 참여주기가 30[분]
비고	○ 최대 발전기 1기(1,000MW) Trip시 해당용량의 50[%] 이상을 10 분이내에 협조되도록 규정함으로써 원활한 계통운동을 기대.	

(5) 고장대비예비력의 지속시간

항목	규정		비고
현재	고장대비 예비력의 지속시간을	미설정	
제안		설정 (120분)	• 전력시장 참여발전기의 규정을 명확히 함 (예, 복합화력, 양수발전)

(6) 설정 예비력의 값

항목	규정	비고
현재	• 상수값으로만 설정	• 규정의 단순성
제안	• 상수값 및 백분율 값으로 설정	• 수요변동에 따른 융통성 • 수요예측 오차율의 반영

2.4 주파수조정예비력의 검토

본 연구에서는 주파수조정예비력(Frequency Regulation Reserve; FRR)을 운영예비력에

포함하지 않도록 하였는데, 그 이유는 FRR이 평상시 전력의 품질을 가늠하는 척도인 주파수와 관련한 순시응동 예비력이기 때문이다. 즉, FRR은 시장의 논리로 거래할 대상이 아니므로 반드시 확보하도록 하고 이에 상당하는 비용으로 보상하는 것이 합리적이다.

FRR은 GFC(조속기추종제어)와 AGC(자동발전제어) 예비력으로 분류할 수 있으며, GFC의 적정 예비력인 500[MW] 또는 부하수준의 1[%]에 대한 근거는 주파수 유지(60±0.2Hz)를 위한 조속기추종력의 실적을 근거로 하였다. 반면 AGC의 적정 예비력은 ERCOT의 접근방법처럼 과거 평상시 5분간 부하변동특성을 검토하여 도출하였다.[12]

2.5 고장대비예비력의 검토

제안하는 운전상태 고장대비예비력은 수요예측오차의 보정 및 고장에 대한 1차 대응으로 10[분] 이내에 규정 발전력에 이르러야 하며 그 크기는 단기수요예측 오차율 실적인 1.5[%]를 고려하여 500[MW] 또는 최대부하수준의 1[%]이상으로 설정하였다. 분석결과,는,

- ① 고장대비예비력은 대상일의 특성(평상일, 특수일, 계절, 요일 등)에 따라 적절한 값을 설정하도록 한다.
- ② 대상일의 최대수요와 예측오차를 추정할 수 있다면,

$$\text{운전상태 고장대비예비력[MW]} = \text{대상일의 예측최대수요[MW]} \times (\text{수요예측오차} [\%]/100.0)$$
 로 산정하여 확보한다.

2.6 대체예비력의 검토

대체예비력은 발전 및 송전설비의 장기간 고장정지 등에 대비하여 보유하는 예비력으로, 그 크기는 전력시스템에서 동일모선 최대발전력의 탈락을 상정하여 설정하였다. 현재 우리나라 대전원단지의 동일모선 최대발전력의 합이 4,000[MW]이므로 주파수조정예비력(1,000MW)과 고장대비예비력(1,500MW)을 제한 1,500[MW] 또는 최대부하수준의 3[%]이상으로 설정하였다. 예상되는 문제로는 운용상 빈도가 적을 것으로 예상되는 대체예비력을 시장환경에서 어떻게 받아드릴 것인가? 하는 점이다. 전력시장의 측면에서는 그 필요성을 느끼지 못할 수가 있으나 공급신뢰도를 중시하는 시스템(또는 정부)의 입장이나, 중장기적인 면에서는 그 규정이 필요하다. 이러한 문제를 전력시장에서 해결하기 위해서는 보다 면밀한 검토가 필요하다.

2.7 전력시스템 고장의 시뮬레이션

제안한 운영예비력 기준을 검증하기 위하여 과거의 고장사례들을 통하여 예비력-주파수 특성을 분석하였으며, 상용 소프트웨어(Cyme사의 PSAF 와 PowerTech사의 DSA)를 사용하여 미래의 고장들을 상정하여 시뮬레이션하였다.[3] 미래에 일어날 수 있는 핵심한 사고의 경우로, 가장 큰 발전력을 지닌 지역에서 345[kV]모선에 1선지락 접지사고가 발생하여 10cycle 후에 보호계전기에 의해 고장이 제거되고 여러 대의 발전기를 차례대로 탈락되는 시뮬레이션의 결과를 표 3에 나타냈다. 그 결과, 최저부하수준에서는 발전기 3대(발전력 10%)이상 탈락시 저주파수계전기(UFR)가 동작하는 것으로 나타났다. 그림 1은 2004년도

최저부하수준에서 발전기 4대 탈락(발전력 14.78%)시의 주파수 변동특성을 보인 것이다.

표 3 발전기 탈락시의 수급불균형 및 주파수

발전기 탈락		최대부하 (50,755MW)		최저부하 (30,290MW)	
탈락 대수	탈락 MW	불균형[%]	주파수[Hz]	불균형[%]	주파수[Hz]
1	950	1.90	59.75	3.24	59.6
2	1,900	3.89	59.60	6.69	59.1
3	2,900	6.06	59.55	10.59	58.8/UFR1단계
4	3,900	8.32	59.40	14.78	58.7/UFR1단계
5	4,900	10.69	59.20	19.30	58.6/UFR2단계
6	5,900	13.15	59.05	24.19	58.4/UFR3단계

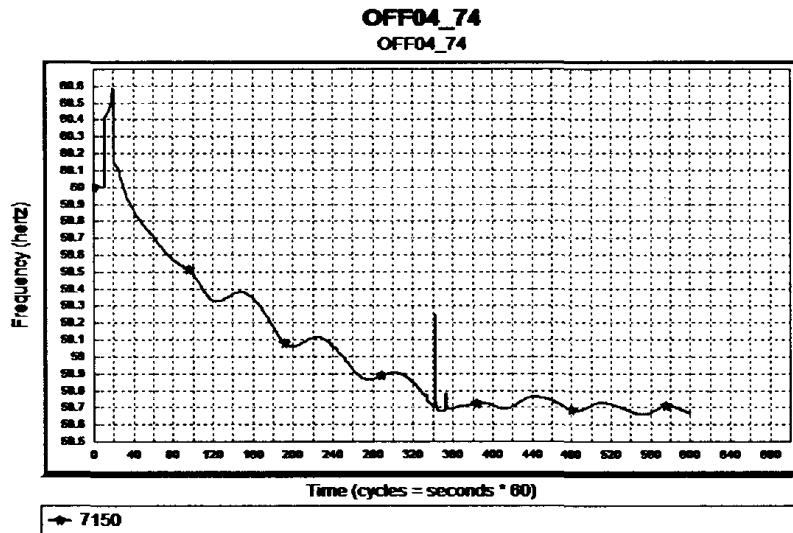


그림 1 2004년 최소부하에서 발전기 4대 탈락(14.78%)시 주파수 특성

3. 결 론

본 연구를 통하여 우리나라의 전력시장 환경에 적합한 운영예비력의 기준을 연구하고 제량들을 제시하였다. 접근방법으로는 현재 운영중인 국·내외 전력회사의 운영기준을 검토하고, 실적들을 분석하여 예비력 기준의 근거를 도출하였으며, 제안한 예비력 기준의 타당성을 검증하기 위하여 전력시스템 측면의 동특성도 시뮬레이션하였다. 그 주요 내용과 결과를 요약하면,

- (1) 운영 예비력과 관련한 용어들을 정의하고 역할에 따라 분류하였다. 이때, 일상적인 부하변동에 대응하는 주파수조정예비력은 운영예비력에서 제외하도록 하였다.
- (2) 주파수 조정예비력을 조속기추종제어(GFC)에 의한 예비력과 자동발전제어(AGC)에 의한 예비력으로 구분하고 그 적정량을 제안하였다.

- (3) 기존의 대기예비력(Supplimental Reserve)이란 용어를 고장대비예비력(Contingency Reserve)으로 표기하고, 적용시간을 운전상태인 10분예비력과 정지상태인 30분예비력으로 구분하여 설정하였다.
- (4) 주파수조정예비력은 수초주기의 부하 실적자료를 이용하여 5분 평균부하값과 상·하향 조정량을 산정하여 설정하였다.
- (5) 연중 수요예측오차를 분석하여 해당시점의 특성(계절, 요일, 특수일 등)을 고려한 운전상태 고장대비예비력의 설정을 제안하였다.
- (7) 제안한 예비력 요구량의 타당성을 전력시스템의 안정성 측면에서 검증하기 위하여 상정사고를 모의하였다.
- (9) 우리나라 전력수요의 증가세가 큰 점을 고려하여 현재 상수값으로만 설정하고 있는 운영예비력 확보량을 백분율로도 설정하여 그 편의성을 높였다.

본 연구의 결과는, 전력산업 구조개편에 따른 시장설계 및 운영에서의 예비력 확보방안 및 운영방안의 기준자료로 활용할 수 있어 전력시스템의 안정운영에 기여하게 될 것으로 기대된다.

참고문헌

1. “도매경쟁시장 기본설계안 설명회-시장참여자 이해관련 Rule”, 한국전력거래소, pp.1-95, 2001. 10.
2. 최종보고서, “CBP단계 보조서비스 비용지불 및 차기경쟁시장(PBP 및 TWBP)대비 보조서비스 준비에 대한 연구”, 한국전기연구원, pp.1-235, 2001. 6.
3. 최종보고서, “적정 운영예비력 확보기준 및 확보량 산정에 관한 연구”, 대화기술단, pp. 1-136, 2002. 12
4. Sreven Stoft, “Power System Economics”, IEEE Press, 2002
5. K. Bhattacharya, et al, “Operation Of Restructured Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, 2001
6. M. Shahidehpour, “Market Operations in Electric Power Systems”, IEEE Press, 2002
7. “Market Rules for the Ontario Electricity Market”, 600pages, IMO, May, 2001
8. “NYISO Ancillary Services Manual”, NYISO, pp. 1-146, 1999. 7.
9. “NGC Incentive Schemes from April 2000 : An Initial Consultation”, Office of Electricity Regulation, Aug. 1999
10. “Adendum to: NYISO Ancillary Services Manual”, NYISO, pp. 1-20, March 2001
11. “Ancillary Services Requirements Protocol”, California ISO, Oct. 2000
12. “ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements”, ERCOT, April 2001
13. “Ancillary Services in a Two-Settlement System”, NE Pool, May 1999
14. “Report for The Federal Energy Regulatory Commission Ancillary services Markets”, PJM Interconnection, April, 2000