

발전경쟁 시장에서의 계통운영서비스 체계

배 주 천 한국전력거래소 계통기술처 운영기준팀장

황 봉 환 한국전력거래소 계통기술처 운영기준팀 과장

1. 머리말

우리 나라의 전력산업 구조개편 계획에 따라 발전, 송배전 및 판매 부문 등을 모두 운영하던 한국전력공사가 2001년 4월 2일부로 발전부문을 6개의 자회사로 분할하였고 전기사업법 제35조에 따라 전력시장 및 전력계통 운영을 담당하는 한국전력거래소가 설립되어 그 업무를 개시함으로써 전력산업의 새로운 장을 열었으며 전기도 하나의 상품으로서 전력시장에서 거래할 수 있게 되었다. 그러나 전기는 생산과 소비가 일치되어야 하고 계통전압 유지 등 물리적인 안전성(Security)과 주파수 등 품질유지를 위한 수단이 강구되어야 한다는 점에서 일반 상품과는 다소 차이가 있다.

즉 전기상품은 전기에너지상품과 전력계통의 물리적 안전성과 전기품질 유지에 필요한 보조상품 등으로 구분하게 되며 전력시장이 성숙되어 감에 따라 다양한 형태의 파생상품이 출현하게 된다. 그 중 전력계통의 안전성과 전기품질을 유지해 줌으로써 원활한 전력거래가 이루어질 수 있도록 하는 보조상품을 계통운영서비스(Ancillary Services)라고 한다. 구체적으로 예를 들면 주파수 조정, 무효전력 공급, 광역고장복구, 예비력 확보 등이 있으며 필요 정도는 전력계통을 구성하고 있는 발전

기 및 송전계통의 특성에 따라 달라지게 된다.

발전, 송배전 및 판매기능이 수직 통합되어 있던 종전의 한전 체제에서는 전력회사가 자체적으로 계통운영서비스에 해당하는 기능을 수행하였으나 전력산업 구조개편에 따라 발전 및 판매부문이 분리됨으로써 이러한 기능은 전력시장을 통하여 해결하여야 한다. 전력시장에서 계통운영서비스를 제공받는 방법은 시장의 형태에 따라 다양하다.

본고에서는 2001년 4월 2일부터 시작된 우리 나라의 원가반영 발전경쟁시장(Cost Based G-Pool)에서 적용하고 있는 계통운영서비스의 종류와 확보기준 및 운영방법 등을 간략히 소개하고자 한다. 한편, 전력산업 구조개편이 성공한 외국의 계통운영서비스 운영 사례를 조사·분석하여 우리 나라의 전력시장 발전단계별로 적용 가능한 계통운영서비스방안을 모색하는데 참조하고자 하였다.

2. 계통운영서비스의 필요성

전력이 일반상품처럼 시장에서 거래되려면 전력계통의 물리적 안전성이 확보되어 전력을 필요로 하는 곳에 전달할 수 있어야만 한다. 그러기 위하여 시장참여자의 노력이 매우 중요하지만 영리를 목적으로 하는 사업자에게 전

력계통의 안전성과 품질유지를 위한 자발적인 노력을 요구하는 것은 한계가 있다. 또한 전기에너지의 특성상 물리적 안전성을 유지하기 위하여 특정 발전기가 반드시 운전되고 또 적정수준의 계통운영서비스를 제공해야 하는 경우도 발생하게 된다. 이러한 서비스를 제공하려면 당해 발전기는 추가 비용이 소요되거나 에너지 시장에서 전력을 거래하는 것이 제약을 받을 수도 있다. 그러므로 계통운영서비스를 제공하는 발전기는 그에 상응하는 보상을 요구하게 되며, 반면에 전력계통이 안정되어 있어야 전력시장 참여자들은 그들의 시장전략에 따라 활발한 전력거래를 할 수 있다.

이와 같이 계통운영보조서비스는 전력계통의 안전성과 전기품질 유지를 담당하며 전력시장에서 중요한 서비스 상품으로 취급되는 것이다. 그러나 계통운영서비스가 일반 상품처럼 거래될 수 있도록 하려면 기여 정도에 대한 정확한 계량과 그에 수반되는 제반 비용계산이 전제되어야 하는 등의 어려움이 있어 대부분의 외국에서도 전력시장 개설 초기에는 사업자의 의무사항 또는 공급 계약에 의한 제공방식을 채택하고 전력시장이 성숙됨에 따라 계통운영보조서비스 시장을 활성화시키는 방향으로 나가고 있다.

3. 외국의 계통운영서비스 현황

우리 나라의 전력시장 발전단계별로 적용할 계통운영서비스 방안을 마련하기 위하여 구조개편을 성공적으로 추진한 해외 전력시장의 계통운영서비스 운영사례를 조사·분석하였다.

가. 영국

1990년에 전력산업 구조개편을 시작한 영국은 발전경쟁시장을 거쳐 2001년 3월 27일부터 NETA(New

Electric Trading Agreement)라고 하는 새로운 시장체제를 구축하여 운영하고 있다. 구조개편 초기에는 계통운영서비스를 위한 일부 계량설비의 미비 등으로 인하여 실질적인 경쟁구조라고 보기는 어려운 형태였으나 이후 점진적인 보완으로 진보적인 운영방식을 갖추게 되었다.

주요 서비스로는 ① 주파수응답(Frequency Response) 서비스, ② 예비력(Reserve) 서비스, ③ 무효전력(Reactive Power)수급 서비스, ④ 자체기동(Black Start) 서비스가 있으며 요약하면 표 1과 같다.

영국의 계통운영서비스 종류별 주요특징은 주파수 응답의 경우 계통운영규칙인 Grid Code에 규정된 범위($50 \pm 0.5\text{Hz}$)를 유지하기 위하여 주파수 변동 시 응답속도와 지속 가능시간에 따라 1차 응답, 2차 응답 및 고주파 응답으로 구분하고 있으며 발전사업자와 계통운영자(NGC) 간의 계약에 의해 확보하고 운영실적에 따라 보상하는 형태로 되어 있다. 예비력의 경우 발전기의 기동특성 시간에 따라 상정고장대비 예비력과 운영 예비력으로 구분하여 확보하고 예비력 제공을 위해 소요되는 비용을 풀에서 보상한다.

한편 무효전력의 경우 Grid Code에 발전기는 역률 $-0.85 \sim +0.95$ 범위에서 운전할 수 있도록 규정하고 이 범위를 초과하는 특성의 발전기에 대하여 별도 계약에 의거 보상한다. 전 계통 정전시 복구 목적으로 확보하는 자체기동서비스(Black Start)는 계통운영자가 요구하는 자체기동능력을 보유한 발전기 중 자체기동설비 설치, 유

〈표 1〉 영국의 계통운영서비스 현황('98/'99년 기준)

구분	주파수응답	예비력	무효전력	자체기동
기능	주파수 유지	고장대비	전압유지 안전성확보	계통정전후 신속 복구
보상방법	계약	용량+사용량	용량+사용	용량+사용
공급원	병입되어 운전 중인 발전기 및 수조관리	대형 발전소 양수 발전소 G/T 발전소	대규모 발전소	자체기동 능력 보유 발전소

지보수, 운전원 복구훈련비용 및 시험비용 등을 고려하여 장기협약(12~15년 혹은 영구)에 의해 확보되고 있다.

나. 호주

호주의 전력시장은 1991년 구조개편 논의를 시작하여 1996년 NECA(호주의 전력시장규칙인 Code 변경 및 관리 기관) 및 NEMMCO(전력시장 및 계통 운영기관)를 설립하여 전력시장을 운영하고 있다. 호주에서의 계통 운영서비스 주요 항목은 크게 3가지로 구분할 수 있으며 세부내역은 다음과 같다.

- ① FCAS(Frequency Control Ancillary Services)
- ② NCAS(Network Control Ancillary Services)
- ③ SRAS(System Restart Ancillary Services)

각 서비스 항목별 운영방법 및 보상방법을 살펴보면, FCAS는 주파수유지를 위해 필요한 서비스로서 각 발전기가 준수해야 하는 기술적 특성(조속기 응답) 등이 NEC(National Electric Code)에 규정되어 있으며, 주파수 유지를 위한 필요량은 NECA의 신뢰도 전문위원회에서 결정된 주파수유지 기준치에 근거하여 NEMMCO에 의해 결정되고, 실제 운영은 결정된 필요량에 따라 발전사업자 입찰자료를 평가하여 발전사업자와 계약을 통하여 확보하며, 6초, 60초 응답특성을 가진 주파수추종 및 5분 응답특성을 가진 자동발전운전제어와 부하차단(Load shedding) 등으로 운영되고 있다.

NCAS란 전력계통의 안정운영 범위 내에서 전력계통의 효율성을 향상시키고, 계통의 전력수송능력을 유지하기 위해 필요한 관련 서비스로서, 전압제어, 안정도제어 및 전력계통 조류제어 등으로 구분된다. 특히 전압제어를 위한 발전기가 제공해야 하는 무효전력 수급능력은 일정 역률 범위(지상 0.9~진상 0.93) 이내에서는 의무적으로 제공토록 하고 있으며, 필요시 NEMMCO가 규정에 제시된 능력을 초과하여 급전지시를 내리는 경우 별도의 비

용을 보상하고 있다.

SRAS는 외부전원의 공급없이도 자체기동이 가능한 발전기를 확보하여 전계통정전시 계통을 복구하기 위한 서비스로서 영국시장과 유사한 방법을 채택하고 있다.

다. 캘리포니아

캘리포니아 전력시장에서 운영되고 있는 계통운영서비스는 다음과 같이 크게 4가지로 구분된다.

- ① 조정(Regulation)
- ② 예비력(운전, 대기, 대체 예비력으로 구분)
- ③ 계통전압유지(Voltage Support)
- ④ 자체기동(Black Start Capability)

조정서비스 대상발전기는 조속기 및 자동발전제어 설비가 구비되고 급전지시 후 10분 이내에 출력조정이 가능하여야 하며, 필요량은 ISO에 의해 결정된 양(일반적으로 수요의 1~5% 정도)에 따라 경쟁시장을 통해 확보한다. 예비력서비스는 최대출력에 도달되는 시간 및 지속 시간에 따라 구분되는데, ISO가 정한 필요량에 근거하여 입찰한 발전기를 대상으로 운영한다. 전압지원서비스는 일정 역률 범위(지상 0.9~진상 0.95) 내에서 무효전력 공급이 가능한 발전기를 대상으로 Must-run 계약을 통해 장기적으로 확보하며, 기타 발전기에 대한 무효전력공급 지시를 내린 경우에는 별도 보상한다. 자체기동서비스는 10분 이내에 기동하여 12시간 이상 출력을 지속할 수 있는 발전기를 대상으로 Must-run 계약을 맺어 확보, 운영하고 있다.

4. 우리나라의 계통운영서비스

중전의 발·송·배전 및 판매부문이 수직 통합된 한국 전력 체제에서는 전력공급 및 품질유지에 관한 모든 업무를 한전에서 수행하였으나 발·송·배전 및 판매부문이

수평분할된 시장체제에서는 전력이 갖는 공익적 측면과 시장원리에 따른 사업적 측면이 적절히 조화될 수 있도록 관련 규칙이 제정되고 그에 따라 운영되어야 한다. 전기사업자는 제공한 서비스에 대하여 응분의 보상을 요구할 것이고 전기사용자는 양질의 전기를 저렴한 가격에 중단 없이 공급받기를 원할 것이다. 이러한 욕구에 부응하여 전력시장 및 계통운동을 담당하는 전력거래소는 공정성과 투명성이 확보될 수 있도록 운영규칙과 절차서를 제정하고 그에 따라 전력시장 및 계통운동을 담당하고 있다.

우리 나라에서 현재 운영중인 발전경쟁시장은 시장발전단계에서 과도기적 성격이 강하므로 초기에는 계통운영서비스 확보 기준 및 방법을 전력시장운영규칙에 정하고 전기사업자가 의무적으로 준수하도록 하였으며 시장이 성숙되어감에 따라 보상방안을 마련하는 등 시장원리를 도입할 예정이다.

가. 계통운영서비스의 종류

우리 나라의 발전경쟁 단계에서 적용할 계통운영서비스는 지금까지의 전력계통운영 경험과 외국의 사례 등을 참조하여 다음과 같이 크게 4가지로 구분하여 정하였다.

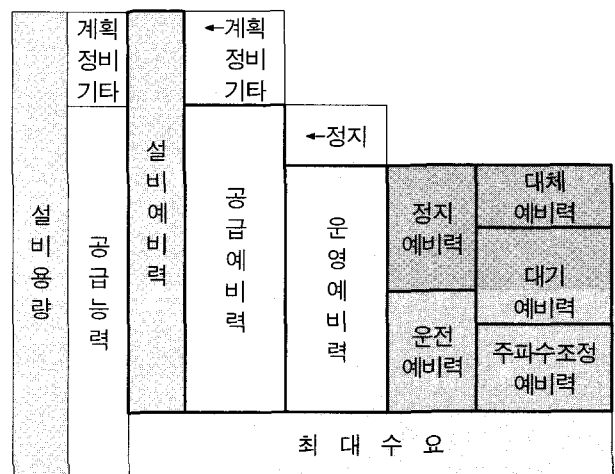
- ① 주파수조정 서비스
- ② 예비력 서비스
- ③ 전압조정(무효전력수급) 서비스
- ④ 자체기동 서비스

나. 확보기준 및 운영방법

현재 운영중인 계통운영서비스 확보기준을 정리하면 다음과 같다. 주파수조정서비스의 경우 계통에 병입되어 운전중인 발전기 중 조속기에 의한 주파수 추종운전 및 자동발전제어(Automatic Generation Control) 운전이 가능한 발전기를 대상으로 실시간 수요변화에 대응하여 순시에 자동으로 응답할 수 있도록 1,000MW를 확보

하고 있다. 예비력서비스는 운전상태 대기예비력, 정지상태 대기예비력 및 대체예비력으로 구분하고 있다. 운전상태 대기예비력은 계통에 병입되어 있는 발전기들이 공급할 수 있는 여유출력과 양수발전기가 양수중일 때의 차단 가능 부하로 단기 수요예측오차에 대응할 수 있도록 10분 이내 이용 가능한 출력 500MW를 확보하도록 하였다. 정지상태 대기예비력은 정지되어 있는 발전기 중 기동시간이 빠른 수력, 양수발전기 및 가스터빈 발전기 중 20분 이내에 기동할 수 있는 발전력 1,000MW를 확보하여 원자력 등 대용량 발전기 고장정지 시 우선 대응할 수 있도록 정하여 운영하고 있다. 대체예비력은 발전기의 중대고장 등으로 재 기동이 어려운 경우를 대비하여 운영하고 있는 예비 전력으로서 기동지시 후 2시간 이내에 계통에 병입될 수 있는 발전기로 1,500MW를 확보하고 있다. 이상에 설명한 주파수 조정요량 및 예비력을 요약하면 그림 1과 같다.

전압조정서비스의 경우에는 계통전압이 전력시장운영 규칙에 명시된 기준치대로 유지될 수 있도록 조상설비를 신, 증설하거나 발전기 단자전압의 적정유지(정격전압의 $\pm 5\%$), 변압기 Tap 조정, 조상설비 투입 및 동기조상기



〈그림 1〉 예비력 분류

(제주지역) 운영 등을 통하여 확보하고 있다. 자체기동서비스는 현재 전국계통을 7개 지역으로 구분하여 지역별로 1~2개의 자체기동발전기를 선정·운영중인데 대상 발전기는 자체기동 후 계통복구 단계에서의 주파수 및 전압유지를 위한 설비를 구비하고 계통복구지역에 대비하여 적정수준의 연료확보 및 계통운영자와의 연락을 위한 통신설비를 구비하여야 한다. 현재 지정되어 운영중인 자체기동 발전기는 표 2와 같다.

시장개설 초기단계에서는 계통운영서비스를 전기사업자가 의무적으로 제공하도록 하고 있어, 전기품질 유지에 일부 어려움이 예상되기도 하였으나 사업자들의 적극적인 협조로 문제점 없이 전력계통 및 시장이 운영되고 있다. 현재의 계통운영서비스 운영방법을 간략히 살펴보면 주파수조정서비스는 주파수추종운전(Governor Free) 및 자동발전제어운전(AGC) 서비스로 구분하고, 주파수추종운전은 원자력발전기를 제외한 모든 중앙급전발전기가 전력시장운영규칙에 명시된 조속기 응답특성을 만족하고, 의무적으로 주파수조정서비스에 참여하도록 되어 있다.

전력거래소는 입찰신고된 이들 발전기를 대상으로 주

파수조정용량 확보를 위해 가격결정발전계획에 반영된 발전기용량에서 발전기별로 일정비율의 여유용량(약 5% 정도)을 감발하여 운영발전계획을 수립하여 실제통 운전하고 있다. 이와 같이 가격결정발전계획에 포함되었으나 운영발전계획에는 포함되지 않는 감발용량은 시장에서 기회비용(Constrained-off 비용)으로 보상하고 있다.

자동발전제어 운전의 경우에도 원자력을 제외한 대부분의 발전기가 그 기능을 구비하고 있으며 실시간 운전은 전력계통 상황에 따라 전력거래소의 운영자가 필요대상 발전기를 실시간으로 지정 운영하고 있다. 예비력서비스의 경우에는 발전사업자에 의해 입찰신고된 발전력 중 운영발전계획에 포함되지 않은 발전기에 대하여 전력거래소의 계통운영자가 대기 및 대체예비력을 사전 지정하고 이 결과를 해당 발전사업자에게 통보하며, 예비력으로 지정된 발전기는 급전지시가 있는 경우 지체없이 정해진 시간 내에 발전기를 기동할 수 있도록 준비하고 있어야만 한다. 발전력 탈락 등으로 인해 필요시 급전지시가 있어 실제로 계통에 병입된 경우의 비용은 에너지시장에서 보상된다. 예비력 필요량은 전력시장운영규칙에 명시된 확보기준에 따라 확보된다.

전압조정(무효전력수급) 서비스의 경우, 발전사업자는 역률범위(지상 0.9~진상 0.95) 내에서 발전기 단자전압 유지기준을 의무적으로 준수하여야 하며, 송전사업자는 Tap 조정, 조상설비 및 동기조상기 운전을 통한 계통전압유지에 협조하도록 되어 있다.

자체기동서비스의 경우에는 전력거래소에서 지역별로 1~2개의 자체기동발전기를 사전 지정하고, 지정된 발전기는 외부 보조발전기 시험 등 정해진 기준 및 절차에 따라 자체기동 발전력을 제공하게 되며, 전계통 정전시 급전지시에 따라 지체없이 기동하여 송전망을 가압하여야 한다. 계통가압 및 발전력을 제공하는 경우의 비용은 에너지시장에서 보상받게 된다.

〈표 2〉 자체기동발전기 현황

구 분	자체기동발전기			우선공급 발전소
	발전기명	호 기	용량(MW)	
경인북부지역	청평수력	#1,2,3	80	서인천복합
	부천복합(GT)	#1	100	
경인남부지역	청평양수	#1	200	평택화력(복합)
	분당복합(GT)	#1	75	
충부지역	무주양수	#1	300	보령복합
	대청수력	#1,2	90	
영동지역	강릉수력	#1,2	82	울진원자력
	충주수력	#1	100	
호남지역	섬진강수력	#1,2	32	여수화력
영남지역	삼랑진양수	#1	300	울산복합
제주지역	제주화력(GT)	#3	55	한림복합
	제주화력(D/P)	#1~8	40	

5. 계통운영서비스 보상방안

전력계통의 안전성과 전기품질을 유지하기 위하여 적정수준의 전력설비가 확보되고 이를 효율적으로 운영하며 사업자에게는 투자에 대한 적정수준의 보상이 이루어지도록 하여야 한다.

계통운영서비스에 대한 보상방법으로는 계통운영자와 전기사업자간의 계약에 의하거나 전력시장에서 입찰에 의하여 가격을 결정하는 방안이 있으며, 전력시장구조 및 전력계통 운영상황에 따라 정해져야 한다. 계통운영서비스는 그 소요비용 산출에 어려움이 있어 시장초기에는 사업자의 의무사항으로 출발하였으나 많은 연구와 논의를 거쳐 표 3과 같이 3개 종류에 대하여 연간 387억원 수준의 비용을 보상하는 것으로 정책방향을 결정하고 세부 조정작업을 진행하고 있다. 이 보상규모는 외국의 사례와 비교할 때 매우 미미한 정도이나 앞으로 시장발전방향에

따라 사업자들이 보다 정확한 소요 비용산출 결과에 따라 크게 달라질 것으로 전망된다.

6. 맺음말

전력이 일반상품처럼 거래될 수 있으려면 전력계통의 물리적 안전성이 확보되어야 하며, 우리 나라의 초기 발전경쟁시장에서의 안정적 계통운영 및 전기품질 유지를 위하여 필요한 계통운영서비스 기준을 정하여 전력거래를 시작하였다. 그러나 전력상품의 특수성으로 인해 서비스에 대한 적정 보상수준을 결정하기가 쉽지 않아 초기에는 전기사업자가 의무적으로 제공토록 하였으나 최근 보상방안을 마련하여 시행을 위한 마무리 조정작업을 진행하고 있다.

그리고 2003년부터 시행예정인 도매경쟁 시장에 대비하여 사업자는 보유 설비에 대한 정확한 특성과 제반비용을 파악하여 계통운영서비스 입찰 및 계약에 대비하여야 할 것이며, 전력시장을 설계하는 입장에서는 에너지 시장과 계통운영서비스를 최적화 함으로써 전력시장 전체의 효율성을 향상시키고 전력의 안정공급과 품질유지를 도모할 수 있도록 지속적인 연구 노력이 경주되어야 할 것으로 예상된다. ■

〈표 3〉 계통운영서비스 보상금액

구분	서비스	주파수조정	예비력	자체기동
연간보상금액		241억원	128억원	18억원
예상단가		161.8 (원/MW-h)	대기:3300 대체:2200 (원/MW-h)	130,000 (원/MW-월)

(참 고 문 헌)

- (1) 배주천, 황봉환, "우리 나라 발전경쟁시장(Cost Based Pool)에서의 계통운영서비스(Ancillary Services) 체계" 대한전기학회 2001년도 춘계 학술대회
- (2) 한국전력거래소, "전력시장운영규칙", 2001. 4
- (3) 한국전력거래소, "전력시장운영규칙 세부운영기준", 2001. 4
- (4) 한국전력, "CBP시장단계 계통운용보조서비스 시행방안(안)", 2000.12
- (5) 한국전력, "풀/탁송 모형에서의 Ancillary 서비스 확보 및 송전선 혼잡시 전력계통 운용방안에 관한 연구", 2000. 2
- (6) NEMMCO, "Ancillary Service Review", 1999.10
- (7) NGC, "The Grid Code", 1998. 3
- (8) California ISO, "Ancillary Services Requirement Protocol", 1997.12