

한국의 중장기 전력계통 운영 방안에 관한 고찰

김진이 · 이조련 · 강명장
한국전력거래소 계통기술처

Long-term Power System Operational Strategy in Korea :Experience And Perspectives during Electric Industry Restructuring Period

Kim, Jin-Yi · Lee, Jo-Lyeon · Kang, Myung-Jang
Korea Power Exchange

Abstract - In April of 2000, the Korea Power Exchange(KPX) was introduced into Korea electricity market. The purpose of this paper is to describe how the system operator indicates operational risks between the transmission planning and the supply and demand growth to make the market "work" and manage the power system in real time. This paper describes the experiences of kpx about the indication of operational risks including, for example, contingency analysis, voltage profile and fault capacity of three-phase short current.

1. 서 론

최근, 전력산업에 대한 규제완화로 인해 송전계획 및 발전계획이 독립적으로 수립되어 이를 위한 긴밀한 협조가 대두되었다. 이를 위하여, 계통운영자는 미래 계통에 대한 적정성 및 안전성을 확보하고 정상 및 상정사고시 계통 신뢰도를 유지하기 위하여 송·변전설비에 대한 미래 전력계통을 사전에 모의, 분석하여 전력계통 구성 및 운영상 위험요소를 도출하고, 그 문제점에 대한 해소방안을 제시한다. 또한 미래계통에 대한 분석 결과가 중장기 송·변전설비 계획에 반영되도록 함으로서 더욱 견고한 전력계통 구축을 도모하여 이를 통하여 원활한 전력시장에 기여할 수 있다. 본 논문은 전력거래소 계통운영자의 2004~2010년도 송·변전설비에 대한 미래계통분석 및 위험요소 해결방안을 경험적으로 기술하고자 한다.

2. 본 론

2.1 전력수급 계획

송변전설비 계획의 기술적 검토를 위하여 적용되는 전력수요는 각 년도별 최대전력을 기준[1]으로 상정하였으며, 심야 최저수요는 최대수요의 60%에 양수발전소 양수동력 100%를 추가하여 장래계통을 모의하였다. 계통모델링을 위한 발전기 운전은 발전기의 경제급전운전을 고려하였으며, 발전원별 출력은 원자력발전기는 연속 최대정격용량(MCR)을, 석탄발전기는 정격용량을, 기타 발전기는 정격용량의 90~95% 출력을 적용하였다.

표1. 중장기 전력수급 계획

구분	2002	2004	2005	
설비용량(천kW)	52,649	57,731	60,631	
최대수요(천kW)	45,742	50,193	51,859	
설비예비율(%)	15.1	15.0	16.9	
최저수용(천kW)	-	32,451	33,051	
2006	2007	2008	2009	2010
63,351	68,460	71,335	75,035	78,235
53,743	55,457	57,214	58,933	60,624
17.9	23.4	24.7	27.3	29.0
33,545	34,345	35,378	36,296	37,767

2.2 송변전설비 전망

발전력의 적정한 수송 및 전력수요에 대한 안정공급을 위하여 송변전설비는 지속적으로 증설될 전망이다(2)이며, 대전력 수송을 위한 765kV 송전설비는 '02년도에 신서산, 신안성S/S 및 송전선로 2회선이 최초 가압운전되는 것을 시작으로 '04년도에는 신태백 - 신가평S/S 송전선로 2회선, '05년도에는 신태백-울진원자력간 송전선로 2회선, '06년도에는 신안성-신가평S/S 간 송전선로 1회선, 그리고 '08년도에는 신고리N/P, 북경남S/S 간 송전선로 2회선이 건설 운전될 예정이고 전력유통의 중추적 역할을 담당하는 345kV 송변전설비는 매년 1~3개 변전소와 약 100km이상의 송전선로가 증설될 전망이다.

2.3 전력설비 송전능력

정상운전 조건하에서 전력설비의 과부하를 검토한 결과 과부하(정격대비 100% 초과)개소가 없어 장기적으로 설비변경 등으로 과부하가 해소 되는 것으로 나타나 정상계통에서는 큰 문제점은 없는 것으로 분석되었다. 그러나 345kV 이상 송변전설비의 상정고장(상정고장은 송전선로의 1회선 단일 또는 이중(1회선 2회선)고장 및 변압기의 단일(1Bank) 고장을 적용하였음(3))시 154kV 이상 송전선로의 과부하를 검토한 결과 표2와 같이 과부하 개소가 다수 발견되었으며 그 개소도 점차 증가되는 것으로 나타났다. 이들 과부하를 해소하기 위한 송전능력 증대방안으로 송변전설비의 확충 및 보강이 고려되어야 하며, 송변전설비 보강이전에는 계통의 사전 분리 또는 고장시 발전소의 출력을 자동적으로 제한하는 고장파급 방지시스템을 적용하여야 한다. 또한 154kV 계통의 과도한 과부하를 억제하기 위한 방법으로 345kV/S 단위 권역별로 154kV 계통을 구분하여 운영하는 방법도 고려될 전망이다. 그림1은 2004년도 지역별 전력수급 및 조류전망치를 나타내고 있다.

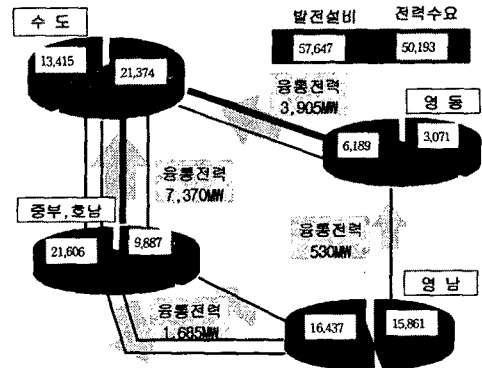


그림 1. 2004년도 지역별 전력수급 및 용통전력

표2. 정상상태 및 상정고장시(150%초과) 송변전설비(154kV이상) 과부하발생

(개소)

구분	2004	2005	2006
정상시	없음	없음	없음
상정고장시	5	5	6
2007	2008	2009	2010
없음	없음	없음	없음
4	3	2	5

2.4 전력계통 고장용량

2.4.1 고장용량 현황

전력계통의 고장용량은 발전기의 운전대수, 송변전설비의 운전조건 등에 따라 차이가 있으며, 본 논문에서 계통 해석시 전제조건으로 ① 발전기는 전부 병입운전을 고려하였고, ② 계통의 분리는 2004년도는 2002년도 계통분리 상태를, 2005년도 이후는 직전 년도의 계통분리 상태를 적용하였다. 고장용량검토 방법으로 3상모선 단락고장을 조건으로 고장용량을 계산하였으며 매년도 고장용량의 초과개소는 모선분리의 방법으로 고장용량을 해소하였다. 그 결과 송·변전설비와 발전설비가 밀집되어 있는 경인지역 및 부산지역의 고장용량이 대체적으로 증대하였으며, 2007년부터 대부분의 345kV 발변전소 고장용량이 초과되어 모선분리를 시행하게 되었으며, 2007년도 이후는 점차 경인지역 이외의 지역에도 고장용량초과 개소가 발생되었다. 차단기교체 등 설비보강을 고려하지 않은 상태에서 고장용량을 해소하기 위해서 계통(모선)분리를 시행할 경우 345kV 발변전소 및 154kV 계통의 분리개소 증가는 필연적이며 그 만큼 전력계통은 불안정 요인을 내포하게 된다.

표3. 345kV 연도별 고장용량 초과 모선 추이

(개소)

구분	2004	2005	2006
40.0kA초과	18	20	20
50.0kA초과	7	7	7
63.0kA초과	-	-	1
합계	25	27	28
2007	2008	2009	2010
27	27	25	25
8	6	9	11
1	1	1	1
36	34	35	37

표4. 154kV 연도별 고장용량 초과 모선 추이

(개소)

구분	2004	2005	2006
31.5kA초과	24	26	23
50.0kA초과	9	13	16
합계	33	39	39
2007	2008	2009	2010
27	29	30	30
17	20	17	22
44	49	47	52

2.4.2 고장용량 해소방안

전력계통의 고장용량에 대한 대책에는 고용량 차단기 교체, 345kV변전소 모선구성변경, 직렬리액터 설치, 모선(계통)분리 등 여러가지 방법이 있다. 이중 차단기교

체, 모선구성변경, 직렬리액터 설치를 통한 해결 방안은 계통계획성격에서 추진되어야 하며, 모선(계통)분리의 방법은 적절한 투자가 이루어지지 않았을 때 부득이 운영방법상 취할 수 있는 방법이다. 전자의 계통보강대책은 투자비 소요 및 건설기간이 필요하지만 전력계통의 안정적 운전에는 효과적이며, 후자의 모선(계통)분리의 방법은 투자비가 제대로 투입되지 못했을 때 취해지는 임시방편으로 계통안정도를 악화시킬 수 있다. 따라서 장기계통을 고려하여 취약한 개소부터 적절한 계통보강(차단기 교체) 기준을 마련하여야 할 것이다. 또한 154kV 계통은 차단기교체의 345kV/S 권역별로 분리 운전하여 계통의 고장용량을 억제시키는 방안도 고려하여야 한다.

○ 계통보강 방안(345kV)

- 고장용량 63.0kA 이상개소
: 계통분리(모선구분 및 인출변경 등)시행
- 고장용량 50.0~63.0kA 미만개소
: 차단기 정격 63.0kA 설치
- 고장용량 40.0~50.0kA 미만개소
: 차단기 정격 50.0kA 설치

2.5 계통전압

2.5.1 계통전압 추이

'01~'02년도 조상설비(S.C 10,445.6MVar, Sh.R 7,690.0MVar)를 기준으로 연도별 계통전압을 모의한 결과 최대수요에서 매년 점차적으로 계통전압은 저하추세를 보이며 특히, 표7.에서 보듯이 중부호남지역의 전압이 가장 심각하게 저하되는 것으로 검토되었다. 또한 심야 경부하시에는 수도권지역 전력설비 지중화에 따른 전압 상승이 대두되는 것으로 전망된다. 표5.는 Peak시 353.0kV 미만 개소중 지역별 최저전압을, 표6.은 Off-Peak시 362.0kV이상 개소중 최고전압치를 나타낸다.

표5. 지역별 최저전압 추이(Peak 기준)

(kV)

구분	2004	2005	2006
수도권	화성(349.1)	신수원(343.6)	화성(338.4)
영동권	청원(338.1)	청원(332.8)	청원(329.8)
중부, 호남권	군산(334.9)	군산(327.6)	군산(327.6)
영남권	선산(344.4)	선산(341.0)	선산(341.0)
2007	2008	2009	2010
화성(339.5)	화성(340.1)	신수원(338.4)	신수원(339.4)
청원(332.6)	청원(335.3)	청원(332.0)	신진천(337.0)
군산(329.7)	신계룡(334.7)	신계룡(332.1)	신계룡(335.4)
선산(340.9)	신마산(344.8)	신마산(342.1)	신김해(342.0)

표6. 지역별 최대전압 추이(Off-Peak시 기준)

(kV)

구분	2004	2005	2006
수도권	신부평(383.6)	신부평(385.0)	신부평(392.1)
영동권	-	-	-
중부, 호남권	-	-	-
영남권	-	-	-
2007	2008	2009	2010
신부평(399.1)	신부평(398.8)	신부평(403.6)	신부평(404.9)
-	-	-	신진천(363.2)
-	-	-	아산(365.6)
-	-	-	-

2.5.2 전압대책

계통전압의 적정유지 대책으로 조상설비 설치가 지속

적으로 추진되어야 하며 345kV 변전소 모선전압 유지 기준을 고려하면 S.C(Static Condenser)는 표7.과 같은 양이 연도별로 확보되어야 하며, 지역별 계통전압유지 대책 수립시 중부호남지역에 우선설치가 필요하고, 765kV 송전선로 및 345kV 지중송전선로 건설에 따른 심야 경부하시 전압상승을 억제하기 위한 적정용량의 Sh.R 설치대책이 필요하다

- 전압유지기준(345kV 변전소 모선전압)
 - Peak시 : 353.0kV(1.023pu) 이상
 - Off-Peak 시 : 360.0kV(1.043pu) 이하

표 7. 연도별 조상설비 소요량

[MVar]

구분	2002	2004	2005	2006
S.C.	10,455.6	12,800.6	13,180.6	13,360.6
Sh.R	7,690.0	8,710.0	8,850.0	9,590.0
구분	2007	2008	2009	2010
S.C.	13,590.6	13,940.6	14,500.6	14,960.6
Sh.R	9,950.0	9,980.0	10,360.0	10,580.0

2.6 전력계통의 안정성

2.6.1 전력계통 안정성 추이

일반적으로 전력계통의 안정성에는 전압불안정, 발전기 과도안정도 탈조, 미소동요에 따른 발전기 탈조 등이 고려되고 있다. 전력계통은 전력을 생산하는 설비(발전설비)와 소비설비(전력부하) 및 이들 설비간의 전력유통을 담당하는 송변전설비로 구성되는데 전력소비의 증가와 더불어 전력을 생산하는 발전설비가 증가함에 따라 발전설비 입지조건상 증설되는 발전설비가 기존의 발전소부지에 추가로 건설되어 발전소 사이트가 점차 대용량화되고 있다. 이에 따라 발전소 연계 송전선로의 수송전력이 점차 증가할 뿐 아니라, 대용량의 전력을 수송하기 위하여 '02년도부터는 765kV 신서산-신안성T/L이 최초로 가압 운전되고, '04년도에는 765kV 신대백-신가평 T/L이 운전될 예정이다. 그러나 이들 765kV 송전선로 또는 345kV 주요선로에 고장차단이 발생할 경우 전력계통의 전압불안정(예: 상정고장시 조류계산 발산), 발전소 과도안정도 불안정 및 전력계통 미소동요에 따른 발전기 저주파수 동요 불안정 등이 발생할 우려가 있으며 그 영향이 전력계통이 커질수록 점차 증가하고 있다.

표8. 상정고장시(2회선 고장) 조류계산 불안정

[개소]

구분	2004	2005	2006
765kV송전선로	2	2	2
345kV송전선로	2	2	1
2007	2008	2009	2010
2	2	2	2
1	-	-	-

표9. 과도안정도 불안정 발전소

구분	2004	2005	2006
발전소명	영광N/P	영광N/P	당진T/P
	울진N/P	울진N/P	영광N/P
	울진N/P	울진N/P	울진N/P
2007	2008	2009	2010
당진T/P	당진T/P	당진T/P	당진T/P
영광N/P	영광N/P	영광N/P	영광N/P
울진N/P	울진N/P	울진N/P	울진N/P

표10. 저주파 동요 불안정(ζ<0.05)

[개소]

구분	2004	2005	2006
Peak시	5	7	7
Off-Peak시	3	2	2
2007	2008	2009	2010
7	9	9	10
2	3	4	5

2.6.2 대책

전력계통의 안정성을 확보하기 위한 해결책 제시는 단기 운영상 대책과 장기 설비계획 측면 대책으로 나눌 수 있다. 단기 운영상, 765kV 송전선로 2회선 고장정지를 대비하여 고장파급방지시스템(부하차단)을 설치 운전하여야 하며, 765kV 송전선로의 차단 및 투입 상황을 고려하여 345kV 모선에 설치된 조상설비의 연동 조작장치를 구비하여야 하고, 발전소 인출 송전선로(1루트 2회선) 고장정지 대비용 고장파급 방지시스템을 설치 운영하여야 하며, 전력거래소와 사전 협의하여 PSS 미운전 발전기들에 대한 PSS Tuning 운전을 실시하여야 한다. 장기 설비계획상 해결책으로는 당진화력, 울진원자력, 영광원자력발전소의 인출 및 연계 송전선로를 보강하여야 하며, 경인지역에 속용전압 보상장치(SVC, STATCOM 등)를 설치하고 송전선로에 유연 송전시스템(FACTS) 도입이 필요하다고 전망된다.

3. 결 론

이상과 같이 전력수급 전망과 설비계획을 토대로 송전용량, 고장용량, 계통전압유지, 계통 안정성 측면에서 중장기 계통운영방안을 검토한 결과 전력소비 증가에 따른 발전설비가 부하집중 소비지역과 떨어져 있으며 환경문제등 여러 변수들에 의해 새로운 입지 선정 어려움으로 인해 기존 발전 사이트에 추가 증설되어 발전용량 대형화 및 송전용량 증대화에 따른 문제점이 발생하였으며 이를 해소하기 위한 실무적인 대책방안 제시 경험을 기술하였다.

[참 고 문 헌]

- (1) 전력수급계획처, "제1차 전력수급기본계획", 2002년 8월
- (2) 한전계통계획실, "2001년 장기송변전 설비계획"
- (3) 시장운영규칙 계통운영기준