

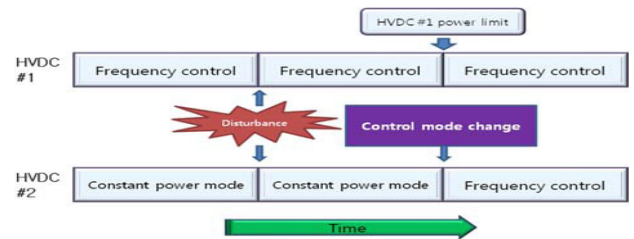
제주계통 60kv 80Mw HVDC의 과도안정도를 고려한 해석 연구

박경호*, 이육화*, 정용호*, 문형배**, 나현국**, 이덕진**, 윤민한***
 LS산전*, 한국전력공사**, 고려대학교***

Study the Analysis 60kv 80Mw HVDC on power system transient stability in Jeju-do

Kyoung-Ho Park*, Wook-Hwa Lee*, Yong-Ho Jung*, Hyung-Bae Moon**, Hyun-Kook Na**, Deok-Jin Lee**, Min-Han Yoon***
 LSIS*, KEPCO**, Korea University***

Abstract - 제주도는 내륙과 EJfdjwu 있는 섬으로 독특한 계통 특성을 가지고 있다. HVDC는 제주 계통을 내륙 계통과 연계시켜 안정적인 전력 공급과 주파수 유지를 담당하고 있다. 현 제주-해남 사이의 이외에 추가로 제주-진도 사이의 2단계 HVDC가 2011년 12월 완공을 목표로 건설되고 있다. 1단계 HVDC와 풍부한 바람 자원을 이용한 풍력 발전 단지가 운영 중이고, 해안 풍력 발전 단지 뿐만 아니라 해상 풍력 발전단지도 건설될 예정이다. 또한 스마트그리드 실증단지가 제주도에 건설될 예정이기 때문에 향후 풍력 발전량이 더욱 증가할 전망이다. 2013년 이후부터는 추가 건설될 2단계 HVDC와 현재 운영되고 있는 1단계 HVDC가 협조 운전을 하게 된다. 풍력 발전 단지의 증가와 추가 HVDC는 제주 계통의 전원 구성에 변화가 예상된다.



<그림 1> 대규모 외란에 대한 운영 전락

1. 서 론

제주도는 한국에서 가장 큰 섬이며 독특한 전력계통 특성을 가지고 있다. 제주는 HVDC를 이용하여 내륙과 전기적으로 연계되어 있으며, 제주에서 필요한 전력의 상당부분을 육지로부터 수전받고 있다. 현재 제주-해남간 설치된 HVDC는 제주지역의 주파수 유지를 담당하고 있으며, 증가하는 제주지역의 전력수요를 감당하기 위하여 2013년부터는 2단계 HVDC가 진도-서제주간에 건설되어 기존의 HVDC와 함께 전력의 전송을 담당하게 된다. 또한 제주에는 현재 다수의 풍력발전단지가 건설되어 있으며, 향후 풍력발전의 비율이 더욱 증가할 것으로 예상된다. 따라서 HVDC와 다수의 풍력발전단지가 같이 운영되는 독특한 형태의 제주계통은 기존의 계통 운영방식보다 개선된 운영방안이 필요하다. 본 논문에서는 2단계 HVDC와 풍력발전단지를 고려한 제주계통의 최적 운영 방법에 대하여 논의하여 본다.

2. 본 론

2.1 제주와 내륙간의 연계

현재 제주는 내륙으로부터 전력수요의 약 40%에 해당하는 전력을 HVDC #1을 통하여 육지로부터 공급받고 있다. HVDC #2는 2013년부터 HVDC #1과 함께 운영될 예정이며, HVDC #1과 마찬가지로 전류형 HVDC로 건설될 예정이다. HVDC #1은 현재 150 [MW] 가량의 전력을 육지에서 제주로 전송하고 있으며, 사고시 최대 전송량은 300[MW] 이다. HVDC #2는 사고시 최대전송량이 400[MW]에 달한다. HVDC #2는 진도와 서제주 변환소 사이에 건설될 예정이다. 제주지역의 풍력건설수요가 증가하면서, 제주계통에 건설 가능한 풍력발전량의 산출에 관한 많은 연구가 있었다. 제주계통에 건설되는 풍력발전단지의 크기가 증가할수록 풍력발전 출력의 간헐성을 감당하기 위한 예비력의 크기가 증가하기 때문에 이에 관한 충분한 검토가 필요하다. HVDC #2의 건설은 곧 추가적인 예비력을 확보할 수 있는 방안이기 때문에, 기존에 풍력발전단지의 건설에 관한 제약을 일정부분 완화시켜 줄 것으로 생각된다.

3.1 제주전력계통 구성요소

본 논문에서는 HVDC #2의 기동이 시작되는 2013년을 대상으로 하여 분석을 진행하였다. 2013년에 제주전력계통에 공급되는 유효전력의 마진은 총 3가지 요소로 구성되어 있다. 우선 제주전력계통에 전력을 공급하는 HVDC의 유효전력 마진이 있다. 2개의 HVDC 중에서 정전력 모드로 동작하는 HVDC의 유효전력 예비력은 긴 시간에 걸쳐 서서히 변하는 예비력이다. 주파수 제어모드로 동작하는 HVDC의 유효전력 예비력은 단기간에 계통의 외란에 반응하여 변동할 수 있는 예비력이다. 또한 제주계통의 발전기도 유효전력을 공급할 수 있는 예비력이다. 현재까지 건설되어 상용운전을 하는 풍력발전단지의 경우 FRT(Fault Ride through)가 적용되지 않았기 때문에 실제로 유효전력의 예비력으로 포함할 수 없다. 그러나 향후 건설될 풍력발전단지는 FRT를 적용받을 가능성이 있어 유효전력의 예비력에 기여할 수 있을 것으로 예상된다.

3.2 2단계 HVDC를 고려한 운영방안

제주계통의 안정적인 운영을 위하여 그림 2와 같은 방안을 제안하였다. 계통에 외란이 발생하여 주파수가 저하할 경우에, 주파수 제어를 담당하고 있는 HVDC가 유효전력 전송량을 높인다. 만일 계통의 외란이 주파수 제어를 담당하는 HVDC의 전송량이 한계에 도달하면 정전력 모드로 동작하던 HVDC의 운전모드를 주파수 제어모드로 변경하여 주파수 제어에 이용할 수 있다. 이러한 방법으로 제주계통의 안정적인 운영을 도모할 수 있다. 다른 운영방안으로 2개의 연계선을 모두 주파수 제어에 사용하는 방안이 있다.[1] 이 경우에는 HVDC 상호간의 간섭으로 발생할 수 있는 주파수 변동을 제어할 수 있어야 한다.

<표 1> 2013년 하계 피크 부하시 발전력

유효전력원	유효전력[MW]
HVDC #1	100
HVDC #2	200
풍력(서부)	50
풍력(동부)	42.5
풍력(중부)	7.5
제주 TP2	60
제주 DP1	38
제주 DP2	38
남제주 TP3	85
남제주 TP4	85

표 1의 기준계통에 대하여 시뮬레이션을 수행하였다. F-V분석에 사용된 제주지역 발전기 감발 순서는 풍력발전 - 제주 DP1,2 - 제주 TP2 - 남제주 TP4의 순서로 하였다. 시뮬레이션은 HVDC #1, #2 가 각각 증가하는 경우에 대하여 모두 분석을 수행하였다. 만약 HVDC #1을 증가하는 경우로 분석을 진행하는 중에 HVDC #1의 전송량이 한계치인 300 [MW]에 달하면 HVDC #1의 전송량을 고정시킨다. 마찬가지로 HVDC #2의 전송량을 증가시키는 경우에는 400 [MW]를 한계량으로 지정한다. F-V분석의 결과가 표 2, 그림 5, 그림 6에 나타나있다.[2]

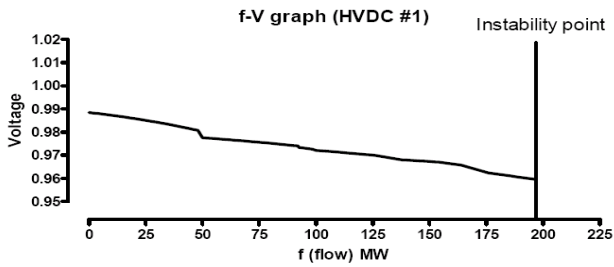
<표 2> F-V 분석 결과

사례	Interface flow margin(MW)
HVDC #1 증가	196
HVDC #2 증가	196

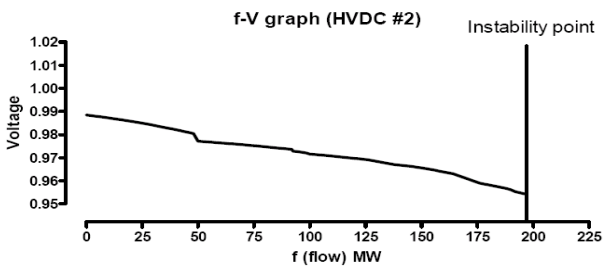
3. 결 론

정상상태 분석을 통하여 구한 값을 검증하기 위하여 동특성 모의를 수행하였다. 2가지 경우를 모의하였으며, 첫 번째 사례는 앞서 소개한

표 1의 계통구성처럼 HVDC의 전송량을 300 [MW] (HVDC #1: 100 [MW], HVDC #2: 200 [MW]) 로 하여 시뮬레이션을 수행하였다. 그리고 앞서 구한 HVDC의 최적 전송량일 경우(HVDC #1: 173.58[MW], HVDC #2: 286.67 [MW])에 관하여 모의를 수행하였다. 시뮬레이션은 PSS/E를 사용하였으며, 안덕-신서귀 154kV 선로 사고와 풍력발전단지 탈락을 모의하였다. 선로사고의 결과는 그림 9, 10과 같다.



<그림 2> F-V 분석 (HVDC #1)



<그림 3> F-V 분석 (HVDC #2)

제주계통은 필요전력의 일정부분을 HVDC 연계선을 통하여 육지에서 수전받는다. 2013년부터는 2단계 HVDC가 건설되어 2개의 HVDC가 전력전송에 이용될 예정이다. 또한 제주도는 풍자원이 풍부하여 향후 많은 풍력발전단지가 건설될 것으로 예상된다. 본 논문에서는 경제성과 안정성을 고려한 제주계통 운영방안을 제안하였으며, 이는 2개의 HVDC 운영에 관한 내용을 포함하고 있다. F-V 분석을 통하여 HVDC 전송량을 정하는 방법을 제안하였고, 설정된 값을 이용하여 동특성을 분석하였다. 본 논문에서 제안된 방법은 향후 2단계 HVDC가 완공되어 제주계통의 최적 운영방안을 수립하는데 기여를 할 수 있을 것으로 생각된다.[3]

[참 고 문 헌]

[1] H. Farhangi, "The path of the smart grid," Power and Energy Magazine, IEEE , vol.8, no.1, pp.18-28, January-February 2010
 [2] Sung-Yong Son, Beom-Jin Chung, "A Korean Smart Grid architecture design for a field test based on power IT," Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009, vol., no., pp.1-4, 26-30 Oct. 2009
 [3] B. Lee, H. Song, S. Kwon, G. Jang, J. Kim and V. Ajjarapu, "A study on determination of interface flow limits in the KEPCO system using modified continuation power flow (MCPF)," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 17, no 3, pp. 557-564, Aug. 2002.