



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학전문석사학위 연구보고서

고압직류송전(HVDC) 접속설비
건설에 대한 합리적인 비용분담
방안에 관한 연구

**A study of establishing the methodology of
Grid-connection cost allocating with HVDC.**

2018년 2월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과

김 경 태

고압직류송전(HVDC) 접속설비 건설에 대한 합리적인 비용분담 방안에 관한 연구

**A study of establishing the methodology of
Grid-connection cost allocating with HVDC.**

지도교수 정현교

이 리포트를 공학전문석사 학위 연구보고서로 제출함
2018년 2월

서울대학교 공학전문대학원
응용공학과
김 경 태

김경태의 공학전문석사 연구보고서를 인준함
2018년 2월

위 원 장 윤 용 태 (인)

부위원장 정 현 교 (인)

위 원 진 영 규 (인)

국문초록

우리나라의 전력시장은 구조개편을 통해서 2001년 4월 한국전력공사의 발전 자회사를 5개로 분할하고 전기위원회와 전력거래소를 설치하였다. 이후 한전은 송전망과 전력계통을 운영하는 회사로 남고 발전자회사는 화력, 원자력, 수력 등을 통해 전기를 생산하는 역할을 하게 되었다. 이와 같이 분할되어 하나의 회사가 아닌 이해관계자(stakeholder)의 관계로 자리 잡은 후 전력계통을 운영하는 과정에서 각 사의 사업영역이 겹치거나 모호한 영역이 존재하게 되었다.

그러던 중 지난 2011년 9월 15일 전력거래소에서 순차적으로 전력을 차단하는 지역별 순환 정전사태가 발생하였다. 전국 시내 곳곳에 신호등은 작동을 멈추고 차량과 보행자는 혼란에 휩싸였다. 이날 발생한 정전사태는 전국적으로 엄청난 피해를 가져왔다. 이후 전력계통 신뢰도의 중요성이 더욱 강조되어 전기설비(송·배전 선로, 발전소 등)의 설계 및 해석에 있어서 중요한 기준으로 자리 잡았다 [1].

이와 다른 전력산업의 큰 변화를 보자면 최근 전 세계적으로 HVDC(High Voltage Direct Current : 고압직류송전)라는 신송전 기술이 부상하고 있다. 이 기술은 송전선로의 지중화 등 여러 장점을 가지고 있으며, 현재 우리나라에도 운영 및 건설 중으로 제주-해남(1998년 준공), 제주-진도(2013년 준공) 등 국내에 이미 적용되어 운영 중이다.

이와 같이 급변하는 전력산업에 대해 우리나라는 아직 그 변화를 제도 및 규정에 민첩하게 적용하지 못하고 있다. 특히 HVDC 설비 건설에 있어서 해당 설비가 특정 고객을 위한 접속설비인지, 일반 다수의 고객이 공용하는 공용송

전망인지 판단할 수 있는 기준 등이 명확하게 정립되지 않았다. 그렇기 때문에 각각의 이해관계자가 된 발전사-계통운영사간 혹은 발전사-발전사간에 비용분담 문제가 발생할 개연성이 높다.

이에, 본 논문에서는 이러한 전력산업의 구조개편, 전력계통 신뢰도 향상, 신송전방식의 발전 등 현재 전력산업의 변화에서 비롯한 고압직류송전(HVDC) 건설의 비용분담 방안에 대해 두 분야로 나누어 내용을 다루고자 한다. 첫째, 계통운영사와 발전사간의 비용분담 방법에 대해 국내·외 사례 및 현황을 조사하여 우리나라에 적합한 방안을 모색한다. 둘째, 발전사와 발전사간 신규 송전선로의 추가에 따른 조류 해석에 대해 전력조류 민감도 분석[LODF : Line Outage Distribution Factor]과 모의계통에 대해 시뮬레이션(PSS/E)을 활용하여 비용분담 방안을 제시하고 타당성을 평가한다.

주요어 : HVDC 건설, 접속설비, 비용분담, 민감도 분석(LODF), PSS/E

학 번 : 2016-22199

목 차

국문 초록	i
목 차	ii
표목차	iv
그림목차	v
제 1 장 서 론	1
제 1 절 연구의 배경	1
제 2 절 논문의 구성 및 개요	4
제 2 장 계통운영사 - 발전사간 비용분담 방법	5
제 1 절 비용부담 방법 개요	5
제 2 절 해외 사례	8
제 3 절 국내 현황 및 사례	9
제 3 장 발전사 - 발전사간 비용분담 방법	12
제 1 절 비용부담 방법 개요	12
제 2 절 LODF 검토	12
제 3 절 LODF의 계산	13
제 4 장 사례 연구	18
제 1 절 사례 연구 시나리오	18
제 2 절 LODF를 통한 민감도 조사	20
제 3 절 PSS/E를 통한 조류 분석	25

제 5 장 결론	27
참고문헌	29
Abstract	31

표 목 차

[표 1-1] 국내 HVDC 현황 및 계획	3
[표 2-1] 유럽 각국 송전접속요금 상세 현황	8
[표 4-1] 시뮬레이션을 위한 변수 정의	18
[표 4-2] HVDC#1 단선시 LODF를 활용한 민감도 결과 ...	22
[표 4-3] HVDC#2 단선시 LODF를 활용한 민감도 결과 ...	23
[표 4-4] LODF 민감도를 활용한 비용분담 비율	24
[표 4-5] HVDC 선로 단선에 따른 조류변화(PSS/E)	26

그 림 목 차

[그림 2-1] 계통운영사 - 발전사간 비용부담 범위	5
[그림 2-2] 비용분담에 관한 해상풍력의 예(1,2,3)	6
[그림 2-3] 동해로부터 수도권으로의 계통연계(1,2)	10
[그림 3-1] 'k'선로 탈락시 'l'선로의 영향	14
[그림 4-1] 사례연구를 위한 모의 계통도	19

제 1 장 서 론

제 1 절 연구의 배경

세계의 많은 국가들은 안정적인 전력공급과 효율적인 전력생산을 위하여 전력산업의 발전부문에 경쟁을 도입하기 시작하였다. 우리나라도 이러한 큰 흐름 속에서 1999년에 전력산업 구조개편 기본계획이 확정되어 발표되고, 이 계획에 따라서 2001년에 한국전력 소속의 발전회사가 6개의 자회사로 분할되어 발전부문에 우선적으로 경쟁이 도입되었다 [2].

전력산업 구조개편 이후 현재 주요 이해관계자는 기존 수직통합 전력회사, 독립발전사업자, 전력시장 운영자, 거래중개인, 대수용가를 포함한 소비자, 규제담당자 등으로 나눌 수 있다. 이들은 각자의 이해관계에 따라 다양한 의견을 개진하고 있다. 특히 송·배전설비를 보유하지 않은 이들에게 중요한 것은 네트워크부문에 대해 자유롭고 비차별적인 접근을 확보하는 것이다 [3]. 그렇기 때문에 네트워크 부문에서 다양한 이해관계자간 논란이 끊임없이 지속되고 있다.

이와 같이 각각의 이해관계가 발생하고 그로 인해 각자의 사업영역의 원활한 진행을 위해 다른 이해관계자와의 마찰이 불가피하게 발생하는 경우가 생긴다. 수직통합구조의 단일 회사로 존재했을 때는 부서간 협력사안으로 해결을 했지만, 개별 조직으로 나누어진 후 각 조직의 이해관계에 근거한 해결해야할 ‘분쟁’ 혹은 ‘문제’로 다루게 되는 것이다.

그러던 중, 지난 2011년 9월 15일 15:11분, 전력거래소는 순차적으로

전력을 차단하는 지역별 순환 정전사태가 발생했다. 전국 시내 곳곳에 신호등은 작동을 멈추고 차량과 보행자는 혼란에 휩싸였으며 이날 엘리베이터에 갇힌 인원은 2,095명, 1,095건의 구조요청이 들어왔다고 한다. 9월 15일 발생한 정전사태는 전국적으로 엄청난 피해를 가져왔다 [1]. 이와 같은 사고에 대해 전력품질을 더욱 높이하고자 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준이 1회선 고장(N-1) 상정에서 2회선 고장(N-2) 상정으로 강화되면서 기존보다 더 엄격한 기준으로 사고를 대비하게 되었다.

또한 사회적인 측면에서는 ‘밀양 송전탑 사태’에서 보았듯이 송전선로와 송전탑의 건설에 있어서 주민들과의 마찰로 수행에 큰 차질이 생길 수 있다는 점을 배웠다. 이는 주민들의 수용성을 제고시키지 못하면 국가적인 사업이라고 하더라도 원활한 진행이 어렵다는 것을 다시 한 번 인지시켜주는 계기가 되었다.

이러한 문제를 해결할 수 있을 뿐만 아니라, 최근 전 세계적으로 각광을 받는 기술이 바로 HVDC(High Voltage Direct Current : 고압직류 송전) 기술이다. HVDC는 기존에 운영하던 AC 송전방식에 비해 지중화가 유리하다는 장점 이외에도 아래와 같은 장점을 가지고 있다.

- 1) 장거리 전력전송에 있어서는 AC 전송에 비하여 가격이 저렴하다.
- 2) AC 계통에 영향을 주지 않으며 대용량의 전력전송이 가능하다.
- 3) 주파수가 다른 계통과도 연계가 가능하다
(일본에서 50Hz와 60Hz 계통의 연계).
- 4) 전력의 예비율을 낮출 수 있기 때문에 기존에 설치된 발전용량을 줄인다.
- 5) 계절적인 영향을 받는 수력과 화력발전소의 최적설치를 용이하게 한다.

6) 개별적인 시스템의 일/월/년 부하 싸이클이 다르기 때문에 상호 연계시스템망의 최대 부하 값이 줄어든다.

7) 발전계획을 보다 크고 경제적으로 할 수 있다 [4].

이러한 장점 때문에 사회적으로 주민 수용성의 제고시킬 수 있을 뿐 아니라 기술적인 측면에서도 HVDC는 전 세계적으로 슈퍼그리드¹⁾를 구축하는데 중추적인 역할을 하고 있다.

국내에서 HVDC는 제주도와 육지를 잇는 전력송전용으로 활용되기 시작하여 북당진과 고덕 간에도 현재 건설 중이다. 또한 동해안의 전력을 수도권으로 송전하는 방식에도 HVDC가 채택되어 향후에도 기술 개발이 가속화될 것이다. 아래 [표 1-1]는 국내 HVDC 현황 및 계획을 정리한 것이다.

구 분	용 량	준공연도	비 고
제주#1 (해남-제주)	300MW (150MW × 2)	1998	
제주#2 (진도-제주)	300MW (150MW × 2)	2014	
북당진-고덕	3GW (1.5GW × 2)	2018, 2021	예정
서남해 해상풍력계통 연계용	2GW	2023	예정
제주#3 (육지-제주)	200MW	2025	예정
동해안-수도권	미정	미정	예정

[표 1-1] 국내 HVDC 현황 및 계획 [5]

1) 국가 간 전력망을 연결하여 복수의 국가가 생산한 전기에너지를 공유하는 전력망 [10]

HVDC 송전방식은 이와 같이 다양한 장점이 있는 반면 단점으로는 자본집약적인 설비로써 건설비용에 대한 부담이 매우 크고, 누가 그 부담을 지느냐에 대한 문제 등이 존재한다. 특히 이 건설비용과 관련된 문제에 대해서는 HVDC 자체를 어떤 설비로 정의하느냐에 따라 관련된 이해관계자가 달라지게 된다.

본 연구에서는 이와 같은 배경에 근거하여 향후 추가로 건설하게 될 HVDC 접속설비에 비용분담 방안에 대해 해외사례 조사, 모의 계통 시뮬레이션 등을 통해 건설 비용분담 방안에 대해 고찰해보고자 한다.

제 2 절 논문의 구성 및 개요

제 1장에서는 본 보고서의 연구 배경 및 목적 그리고 보고서의 구성 및 개요에 대해 살펴보았다.

제 2장에서는 계통운영사 - 발전사간에 전기설비 비용분담의 방법과 개념 그리고 국내·외 현황에 대해서 조사하였다.

제 3장에서는 발전사 - 발전사간 전기설비 비용분담에 대한 방법으로 LODF(Line Outage Distribution Factor : 계통민감도 지수)에 대해 소개하고 이를 적용하는 방안에 대해 제시할 것이다.

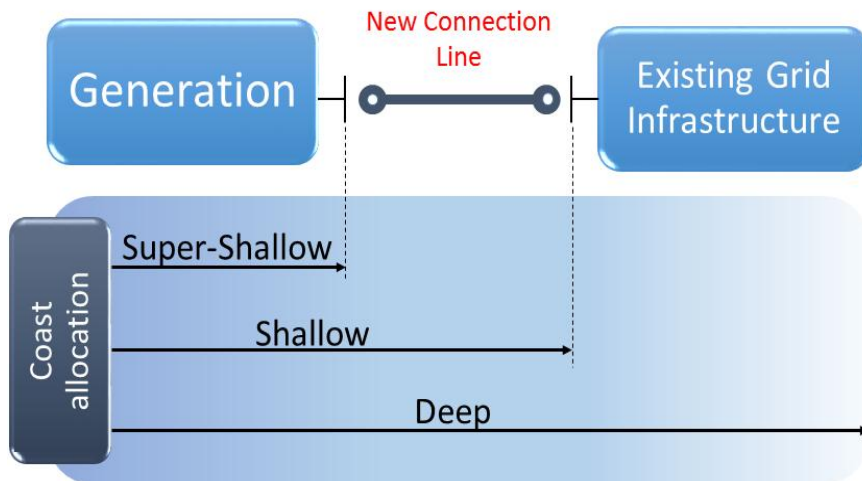
제 4장에서는 3장에서 이론을 토대로 모의 계통을 해석하고 추가로 PSS/E 프로그램을 이용하여 LODF의 조류변화의 민감도를 확인할 것이다.

제 5장에서는 상기 논의사항들을 정리하여, 추후 연구 사항들에 대해 언급할 것이다.

제 2 장 계통운영사 - 발전사간 비용분담 방법

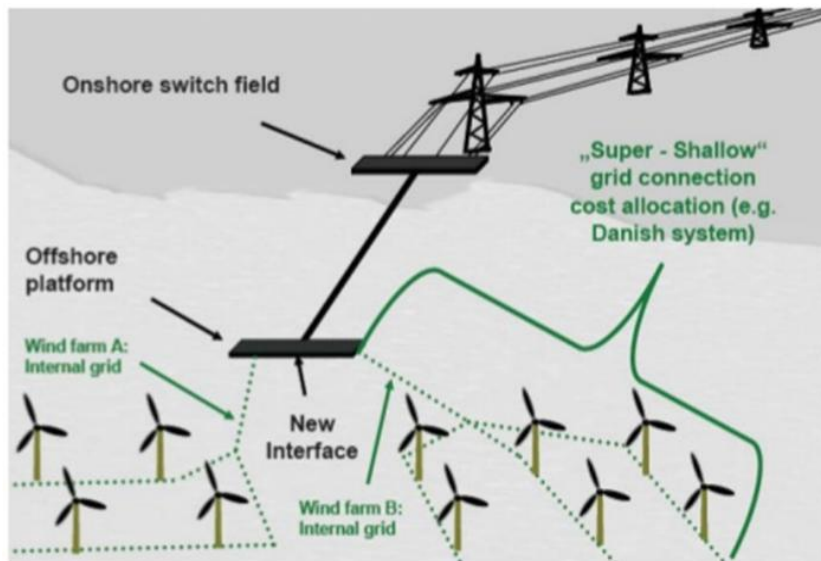
제 1 절 비용부담 방법 개요

[그림 2-1]에서 보는 바와 같이 송전선로 건설에 따른 발전사와 계통 운영사 간에 비용부담 방안에는 크게 3가지로 나눌 수 있다. 비용을 부담하는 발전사의 측면에서 첫째, 초경부담(Super shallow) 방법이 있다. 이는 송전접속고객이 비용을 지불하지 않으며 모든 비용은 사회화 하는 방식이다. 둘째, 경부담(Shallow)은 송전접속고객이 자신이 이용하는 접속설비 및 관련비용에 대해서만 지불하는 방식이다. 셋째, 중부담(Deep)은 경부담 + 송전접속에 필요한 모든 공용송전망의 보강/추가설비 비용 부담 방법이다.

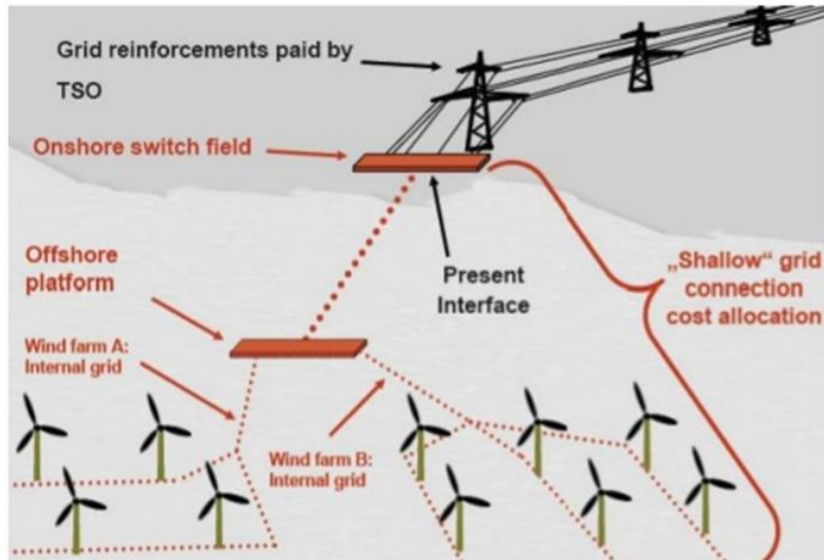


[그림 2-1] 계통운영사 - 발전사간 비용분담 범위 [6]

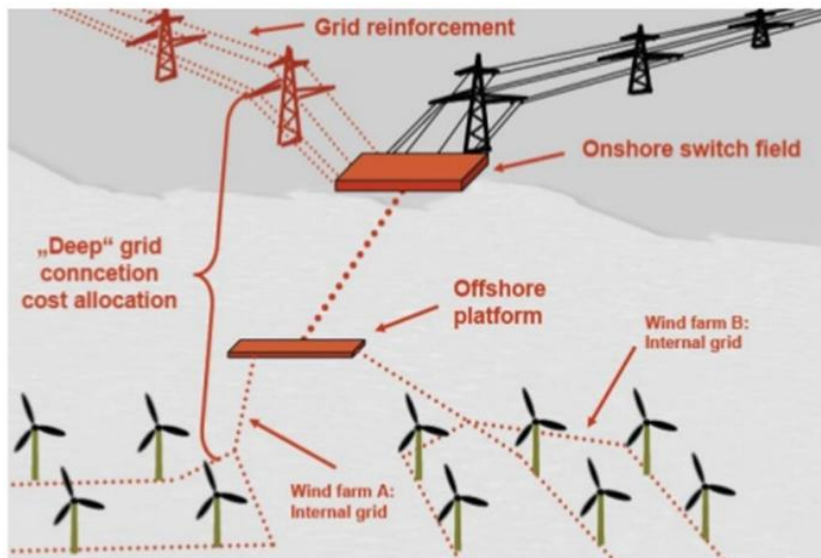
비용분담에 대해 신재생에너지원의 한 종류인 해상풍력의 사례를 살펴보면 초경부담(Super shallow)은 해상에 풍력발전기 설치비와 소내계통을 통해서 스위치야드까지 도달하는 선로비용까지만 발전사가 비용부담을 하고 나머지 공용선로까지는 계통운영사가 부담을 한다. 경부담(Shallow)의 경우는 해상에 풍력발전기 설치비와 소내계통을 포함하고 공용송전망에 접속을 하는 스위치야드까지 비용을 부담한다. 마지막 중부담(Deep)은 해상풍력발전기부터 송전선로까지 송전접속에 필요한 모든 공용송전망의 보강/추가설비 비용을 부담하는 것이다([그림2-2] 참조). 이러한 개념을 토대로 해외(유럽)의 현황과 우리나라의 현황에 대해 조사하였다.



[그림 2-2-1] 비용분담에 관한 해상풍력의 예(초경부담) [6]



[그림 2-2-2] 비용분담에 관한 해상풍력의 예(경부담) [6]



[그림 2-2-3] 비용분담에 관한 해상풍력의 예(중부담) [6]

제 2 절 해외 사례

유럽국가의 사례를 살펴보면 대다수의 국가들은 경부담(Shallow) 접속방식을 채택하고 있다. 유럽지역의 송전비용은 “ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe : Synthesis 2016”의 내용에 따르면 유럽의 35개국 중 26개국(약 74%)이 경부담 접속방식을 채택하고, 9개국(약26%)이 중부담 접속방식을 채택하고 있다([표 2-1]참조). 이는 신재생발전원에 대한 지원 및 투자 장려와도 연관이 있지만 비용분담의 측면에서 주목해야 할 부분이다.

구 분	국 가(유럽)
경부담 접속방식	오스트리아, 벨기에, 보스니아헤르체고비나, 불가리아, 키프로스(사이프러스), 체코공화국, 덴마크, 핀란드, 프랑스, 독일, 영국, 그리스, 아일랜드, 이탈리아, 룩셈부르크, 마케도니아, 몬테네그로, 네덜란드, 북아일랜드, 노르웨이, 폴란드, 포르투갈, 슬로바키아, 슬로베니아, 스페인, 스위스 등 26개국
중부담 접속방식	크로아티아, 에스토니아, 라트비아, 리투아니아, 루마니아, 스웨덴, 헝가리, 아이슬란드, 세르비아 등 9개국

[표 2-1] 유럽 각국 송전접속요금 상세 현황(2016년) [7]

제 3 절 국내 현황 및 사례

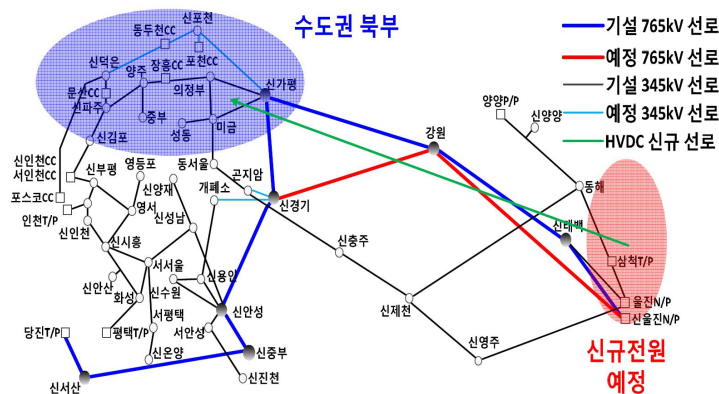
우리나라의 경우 앞서 언급한 비용부담 방식 중 경부담을 택하여 운영하고 있다. 이는 현재 운영중인 송전선로에 대해 한전의 '송·배전용전기설비 이용규정'의 제56조 [송전접속비용 부담의 원칙]에 따라 고객이 전용으로 이용하는 접속설비에 대한 송전접속비용은 해당 고객이 부담하게 되어있는 것으로 확인할 수 있다. 하지만 최근 적용되기 시작한 고압직류송전(HVDC) 방식에 대해서는 그 특성을 반영한 이용규정 및 비용분담에 대한 정확한 지침과 규정이 없다. 그렇기 때문에 이에 대해서는 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준이 1회선 고장(N-1) 상정에서 2회선 고장(N-2) 상정으로 강화된 점을 고려하여 비용부담에 대한 접근이 필요하다.

이러한 접근방식에 대해서는 국내의 당진화력9,10호기와 북당진변전소간 송전망 건설비 분담 사례를 확인할 필요가 있다. 신규선로의 공용송전망/접속설비 성격에 대해 발전사의 전용성과 더불어 전력계통의 안정에 기여하는 측면을 고려하여 그 비용을 양측(동서발전, 한전)이 동일하게 분담토록 했다는 점이다 [8]. 이 사례는 접속설비 건설시 해당 설비가 단순히 특정 고객만을 위한 설비가 아니라 전체 전력계통의 신뢰도에 미치는 영향이 있기 때문에 그 비용 또한 적절히 분담되어야 한다는 것을 시사하고 있다.

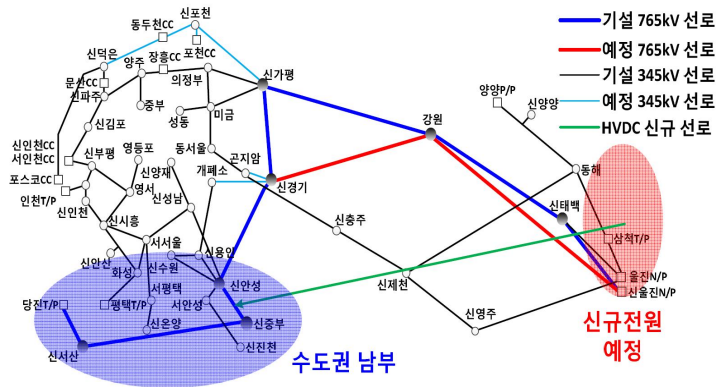
고압직류송전(HVDC) 건설비용 분담에 있어서도 마찬가지이다. 특히 HVDC의 경우 새롭게 적용하는 송전방식으로써, 그 특성을 더 면밀

히 파악하고 정립할 필요가 있다. 이에 대해서 HVDC 설비의 특징을 기준으로 그리고 설비 운영 및 활용의 측면에서 살펴보아야 한다.

첫째, HVDC 송전방식의 특징을 기준으로 살펴보면, 일반적인 접속 설비의 경우 발전소의 스위치야드 부터 공용송전망까지 일반적인 AC 방식으로 송전을 하는데 반해 HVDC는 장거리 송전에 유리하다는 점을 감안하여 공용송전망까지 거리가 대한민국 국토의 반 이상 거리를 송전하는 경우가 생길 수 있다. 이러한 경우 HVDC 설비가 ‘접속설비’의 범주에 들어가는 것인지도 명확하지가 않다. 용어 그대로 ‘송전용’ 설비인지, ‘접속용’ 설비인지 그 특성을 고려하여 구분하고 정의해야 한다. 특히 향후 건설예정인 동해안 - 수도권 HVDC의 경우 동해안 지역의 신규전원으로부터 연계지점까지의 대략적인 거리는 수도권 북부의 경우 240km, 남부의 경우는 210km로 예상된다 [9]. 이 거리는 HVDC 설비를 단순히 접속설비로 규정하기에는 현재의 규정이 최신기술의 특성을 적절하게 반영하지 못하는 한계를 보여준다.



[그림 2-3-1] 동해로부터 수도권 북부지역으로의 계통연계 [9]



[그림 2-3-2] 동해로부터 수도권 남부지역으로의 계통연계 [9]

둘째, HVDC 송전방식의 운영 및 활용면에서 살펴보면, 전기설비의 운영이 특정설비를 위한 것인지, 전력망의 신뢰도에 기여하는(공용설비) 비중이 높은지 살펴보아야 한다. ‘송·배전용전기설비 이용규정’에서 접속 설비에 대해서 ‘공용송전망 또는 공용배전설비로부터 특정고객의 전기설비에 이르기까지의 전선로와 이에 부속하는 개폐장치, 모선 및 기타 관련 설비’라고 정의되어 있다. 정의에 따르면 특정고객(설비)를 위한 선로를 접속설비로 규명하지만, 높아진 신뢰도 기준으로 분석을 했을 때, 해당선로가 특정고객이 아닌 다수의 신뢰도와 관련이 있고 선로의 활용이 공용의 성격을 띠지 않는지 확인을 해야 한다.

이와 같은 검토가 충분히 이루어지고 난 뒤에 향후 건설하게 되는 고압직류송전(HVDC) 접속설비 또한 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준에 따라 상정사고를 고려하고 비용분담에 대하여 공용망/접속설비에 대한 검토와 함께 계통운영사와 발전사간 적합한 해법이 필요할 것이다.

제 3 장 발전사-발전사간 비용분담 방법

제 1 절 비용부담 방법 개요

2장에서 제시한 계통운행사-발전사간에 전기설비 비용분담에 대해 국내·외 사례를 살펴보았다. 이와 다른 측면에서 발전사와 발전사간에 송전 접속비용 분담에 관하여 ‘송배전용 전기설비 이용규정’의 56조2항에서는 ‘2 이상의 고객이 동시 또는 서로 전후하여 이용신청이 있고, 접속설비의 일부 또는 전부를 공용할 경우에 한전은 그 공용하는 접속설비에 소요되는 송전접속비용(이하 “공동부담 송전접속비용”이라 합니다)을 고객의 계약전력 비례로 고객에게 배분합니다. 다만, 공동부담 송전접속비용의 배분에 대하여 고객 간에 별도 합의가 있을 경우에는 그에 따릅니다.’고 정의하고 있다. 이와 관련하여 전력조류에 대해 분석을 하여 합리적인 전기설비 건설 비용분담 방안을 모색한다.

제 2 절 LODF(Line Outage Distribution Factor) 검토

LODF(Line Outage Distribution Factor)는 민감도 지수(Sensitivity Factor)의 일부로 계통의 구성에 따라 정해지며 이를 이용하여 선로의 유효전력 데이터를 기반으로 하여 선로 탈락에 대한 조류예측이 가능하

다. 다시 말해 LODF는 선로 탈락에 대한 조류 재분배 후 다른 선로의 조류 변화 정도를 나타내는 지수이다 [10].

본 논문에서는 전력계통의 안정도와 선로 조류의 변화를 고려하기 위해 LODF를 활용한다. 또한 LODF로 나온 값들을 검증하기 위해 조사하고자 하는 전력조류에 대해 모델링 후 PSS/E 프로그램을 활용하여 증명한다. 이러한 분석을 통해 각각의 경우 어느 이해관계자가 편익을 갖게 되는지 추적하여 비용분담 방안에 접근하였다.

제 3 절 LODF의 계산

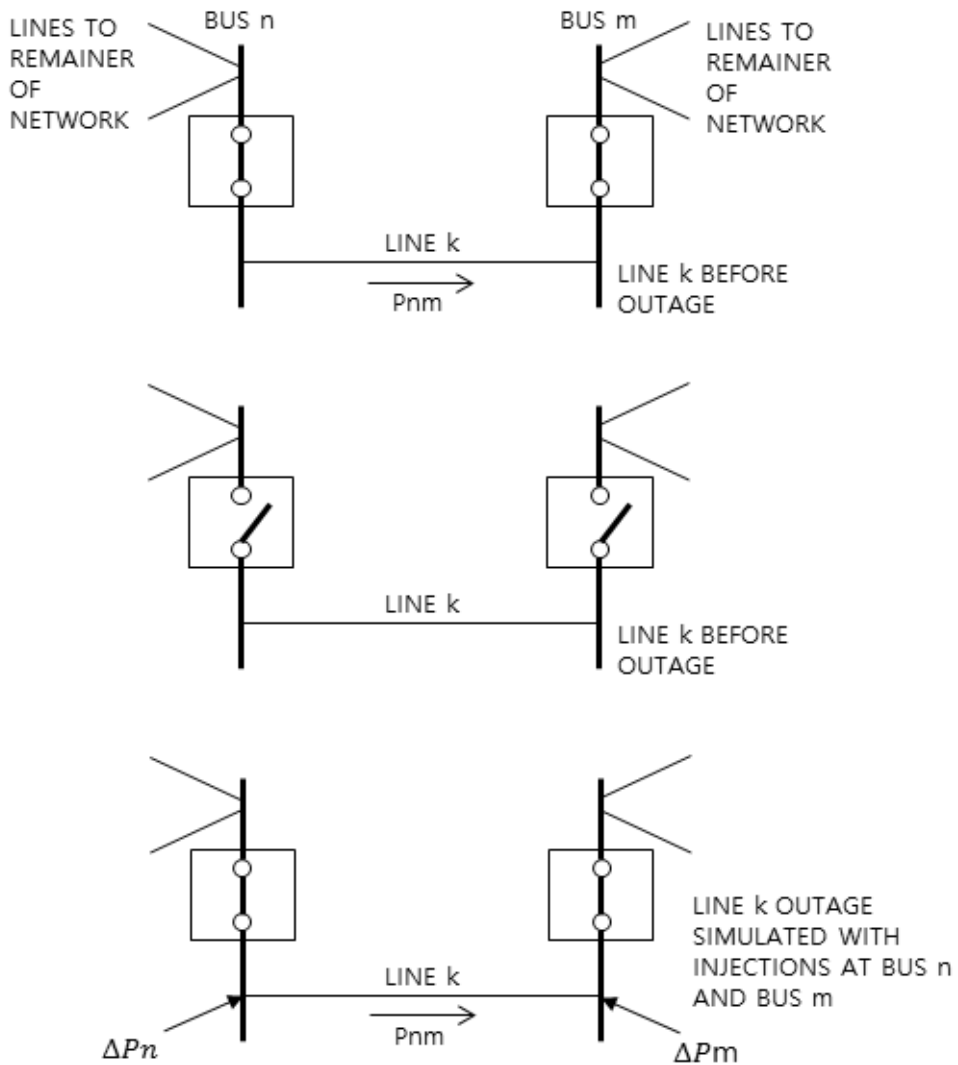
LODF의 정의는 다음과 같다

$$d_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad (1)$$

여기서, k 는 탈락된 선로 번호이며 l 은 탈락된 선로에 대해서 영향을 받는 선로 번호이고, f_k^0 은 탈락되기 전 k 선로에 흐르는 조류이며, Δf_l 은 탈락된 k 선로에 의한 선로 l 의 조류 변화량이다. 따라서 $d_{l,k}$ 는 선로 k 가 탈락 된 후 선로 l 의 민감도 계수를 나타낸다.

계통에서 LODF를 도출하는 과정은 탈락할 선로의 양 모선에 같은 양의 전력을 주입함으로써 계산할 수 있다. 이것은 실제로는 계통에 남아있지만 주입에 의해 탈락되는 효과를 나타 낼 수 있다. <그림2> 위 그림에서 모선 n 과 m 사이에 연결 되어있는 선로 k 가 차단기에 의해 개방 되었다고 가정하면 그 선로는 계통에서 완전하게 분리 된다. 여기서

<그림2>의 아래 그림처럼 ΔP_n , ΔP_m 을 각 모선에 주입하고 차단기를 닫았을 때 $\Delta P_n = \widetilde{P}_{nm}$, $\Delta P_m = \widetilde{P}_{nm}$ 이 된다면(\widetilde{P}_{nm} 은 선로 k에 흐르는 조류이다) 차단기에 닫아도 차단기에 흐르는 조류는 0이 되고 계통에서는 여전히 선로 k는 분리 상태가 된다.



[그림 3-1] 'k'선로 탈락시 'l'선로의 영향 [11]

상기 내용에서 n과 m모선 사이의 선로 k를 탈락시킨 뒤 DC Power Flow에서의 공식을 이용하면 $\Delta\theta$ 와 ΔP 사이의 관계식을 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$\Delta\theta = [X]\Delta P \quad (2)$$

여기에서 $\Delta\theta$ 는 내 모선에 대한 위상각 변화에 관한 행렬이고 $[X]$ 는 DC 조류 계산법을 근거로 저항 성분을 무시한 계통 리액턴스 모선 행렬이다. ΔP 는 계통 내 모선의 유효전력 변화에 관한 행렬이다. 선로 k를 탈락되는 상황을 만든다고 가정 했을 때 유효전력 변화는 n과 m모선을 제외한 나머지 부분은 0이고 식 (1)을 전개해서 정리하면 다음과 같다.

$$\Delta\theta = X_{nn}\Delta P_n + X_{nm}\Delta P_m \quad (3)$$

$$\Delta\theta = X_{mn}\Delta P_n + X_{mm}\Delta P_m$$

여기서 $\theta_n, \theta_m, P_{nm}$ 은 탈락 전에 해당 모선 위상각과 그 모선 사이를 흐르는 선로 k의 조류이고 $\tilde{\theta}_n, \tilde{\theta}_m, \tilde{P}_{nm}$ 은 탈락이 된 후 위상각과 조류라고 두고 상기 내용의 탈락 조건을 위한 가정($\tilde{P}_{nm} = \Delta P = -\Delta P_m$)을 적용하여 아래와 같이 정리하면 모선 n, m 사이의 선로 k를 탈락 시키기 위한 주입 전력은 식 (6)과 같이 표현할 수 있다.

$$\Delta\theta_n = (X_{nn} - X_{nm})\Delta P_n \quad (4)$$

$$\Delta\theta_n = (X_{nn} - X_{nm})\Delta P_n$$

$$\tilde{\theta}_n = \theta_n + \Delta\theta_n \quad (5)$$

$$\tilde{\theta}_m = \theta_m + \Delta\theta_m$$

$$\tilde{P}_{nm} = \frac{1}{x_k}(\tilde{\theta}_n - \tilde{\theta}_m) = \frac{1}{x_k}(\theta_n - \theta_m) + \frac{1}{x_k}(\theta_n - \theta_m) \quad (6)$$

$$\tilde{P}_{nm} = P_{nm} + \frac{1}{x_k}(X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})\Delta P_n$$

$$\Delta P_n = \left[\frac{1}{1 - \frac{1}{x_k}(X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})} \right] P_{nm}$$

여기서, 탈락되기 전에 흐르던 선로 k의 조류와 탈락이 된 후 해당 모선의 위상각 변화의 비를 민감도 계수 δ 라고 정의한다. 즉 그것은 식 (7)로 표현되고 모선 i가 기준모선이 아니라면 $\delta_{i,nm}$ 은 식(8)의 형태로 표현할 수 있다.

$$\Delta \delta_{i,nm} = \frac{\Delta \theta_i}{P_{nm}} \quad (7)$$

$$\Delta \theta_i = X_{in}\Delta P_n + X_{in}\Delta P \quad (8)$$

$$\delta_{i,nm} = \frac{(X_{in} - X_{im})x_k}{x_k - (X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})}$$

여기서 모선 i가 기준모선이라면 그 위상각은 항상 상수(보통은 0으로 가정)이기 때문에 $\delta_{i,nm}$ 은 0이 된다. 최종적으로 식 (1)에서 민감도 계수 δ 와의 관계를 정리하면 계통의 LODF를 구할 수 있다. 만약 모선 n, m 사이의 선로 k가 탈락 했을 때 모선 i, j사이의 선로 l에 관한 LODF를 구한다고 가정하면 다음과 같다 [10].

$$\begin{aligned} d_{l,k} &= \frac{\Delta f_l}{f_k^0} = \frac{\frac{1}{x_k}(\Delta \theta_i - \Delta \theta_j)}{f_k^0} \\ &= \frac{1}{x_l} \left(\frac{\Delta \theta_i}{P_{nm}} - \frac{\Delta \theta_j}{P_{nm}} \right) \\ &= \frac{1}{x_l} (\delta_{i,nm} - \delta_{j,nm}) \end{aligned} \quad (9)$$

이와 같이 LODF를 활용하여 탈락하는 모선에 대한 민감도를 구하고 관련 전력조류에 대해 모델링 후 PSS/E를 통하여 확인할 것이다. 이 같

은 방법으로 민감도에 대한 값을 구하게 되면 그 값을 전제로 HVDC
건설비용 분담에 적용하는 방안을 모색하고자 한다. 이 방법에 대해서는
다음 장에서 사례 연구를 통해서 더 구체적으로 설명하고자 한다.

제 4 장 사례 연구

제 1 절 사례 연구 시나리오

앞장에서 제시한 이론을 바탕으로 한전에서 운영하는 실계통의 정보를 반영하여, 특정 지역의 HVDC 건설이 완료되었을 경우 주변 발전소의 전력계통에 미치는 영향을 LODF와 PSS/E를 통하여 확인하고자 한다. 우선 특정계통을 단순화하여 살펴보고자하는 바를 아래와 같이 정의한다. 실험에 사용되는 계통은 2024년에 HVDC 선로를 준공하였다고 가정하고 만든 한전의 모의계통이다. 이는 '7차 전력수급기본계획'을 바탕으로 제작되었으며, 변수에 대해서는 아래와 같이 정의한다.

(※ 본 모의계통은 향후 전력수급기본계획과는 무관함을 밝힌다.)

구 분	해당 변수	비고
발전소 (발전사)	X, Y, Z	
변전소	가, 나, 다, 라, 마	
점검선로*	A**, B, C, D, F, G, H, I, J***	
단선선로	HVDC #1, #2	

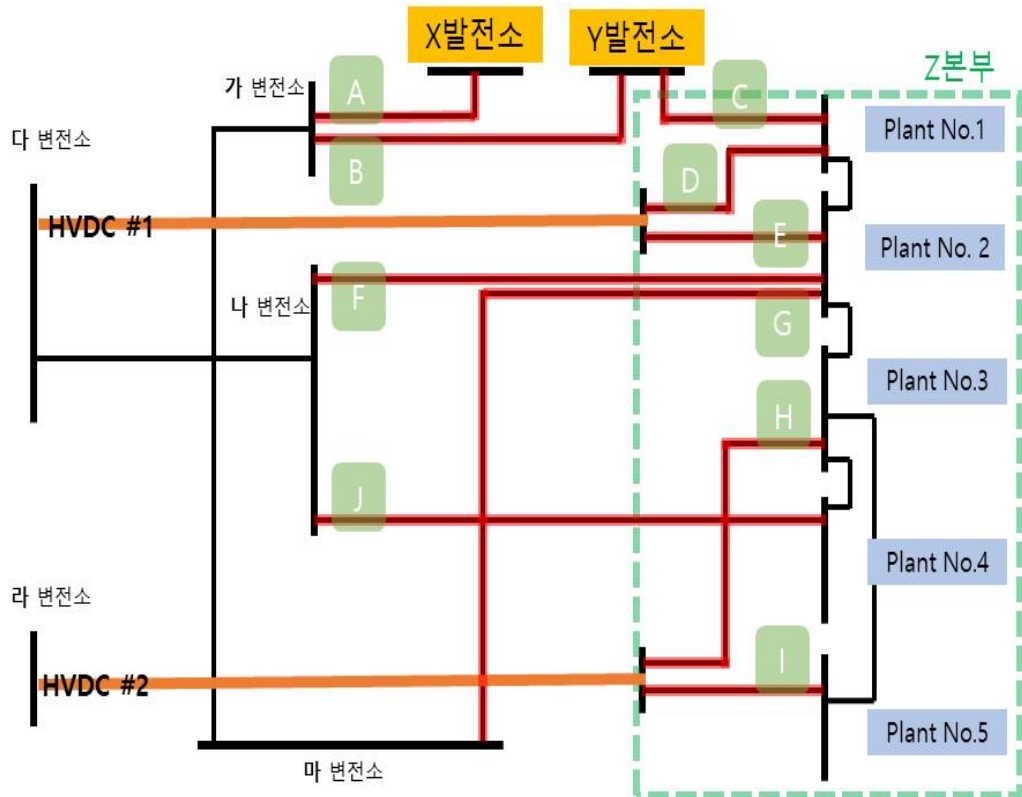
* 점검선로의 경우 일부를 제외하고 345kV 2회선으로 가정하였다.

** A선로의 경우 345kV 3회선으로 설정하였다.

*** J선로의 경우 765kV 2회선으로 설정하였다.

[표 4-1] 시뮬레이션을 위한 변수 정의

위의 정의를 바탕으로 [그림4-1]과 같이 실계통의 모의 계통을 단순화 하였다.



[그림 4-1] 사례연구를 위한 모의 계통도

제 2 절 LODF를 통한 민감도 조사

앞서 언급한 정의를 바탕으로 [그림4-1]과 같이 실제통의 모의 계통을 단순화 하였다. X, Y, Z는 각각의 발전소로 서로 인근에 위치해있으며 특히 Y, Z발전소의 경우 서로 발전된 전기에너지를 C선로를 통하여 발전량, 송전선로의 상태 등에 따라 송수전한다. Z의 경우 한 본부 내에 다수의 발전기를 가지고 있으며 각 발전소별 모선은 이어져 있기도 하고, 개별적으로 송전하는 선로를 가지고 있다. HVDC를 송전선로로 가정하고 Z발전소에서 공용망까지 연결하도록 설정하였다.

이와 같은 구성에서 HVDC의 영향을 확인하기 위해 선로 각각이 끊어졌을 때의 상황을 가정하여 LODF를 확인하였다. 그 결과는 [표4-2], [표4-2]와 같이 확인 할 수 있다.

우선 HVDC #1 선로가 탈락하였을 경우 Z발전소의 D, E 선로의 민감도가 가장 크게 변화하는 것을 볼 수 있었다 [표4-2]. 이는 HVDC 선로가 직접적으로 연결된 선로이기 때문에 가장 큰 반응이 있는 것이다. 그 외에도 C, F, G 선로는 해당 발전기 모선에 영향이 컸기 때문에 반응한 것을 민감도의 값을 통해 확인 할 수 있다. J선로의 경우 설정시 765kV선로로 Z발전소에서 HVDC 선로를 제외하고 가장 큰 용량의 송전선로로서 HVDC 탈락시 영향을 받는 것을 확인할 수 있었다.

다음 HVDC #2 선로가 탈락하였을 경우를 가정하였다 [표4-3]. 결과는 앞서 HVDC #1 선로 탈락과 약간의 차이를 보였다. 가장 큰 민감도가 나타난 선로는 직접적으로 연결되어 있는 H, I선로 보다 J선로였다.

그 뒤를 이어 H, I선로의 민감도가 높게 나타났다. 이는 소내에서 HVDC 선로의 탈락으로 송전되던 전기를 감당할 수 있는 큰 용량의 선로가 가장 크게 영향을 받는다는 사실을 확인할 수 있는 연구였다.

선로번호 파라미터		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
θ_i [deg]	정상 운전	14.55	16.76	16.76	14.56	14.54	14.54	14.54	18.63	18.67	18.68
	선로 탈락	15.80	20.45	20.45	21.67	21.59	21.59	21.59	21.28	21.32	19.42
$\Delta\theta_i$ [deg]		-1.25	-3.69	-3.69	-7.11	-7.05	-7.05	-7.05	-2.65	-2.65	-0.74
θ_j [deg]	정상 운전	14.37	14.37	14.56	14.39	14.39	18.16	0.98	18.49	18.49	16.80
	선로 탈락	15.62	15.62	21.67	21.62	21.62	20.54	1.59	21.14	21.14	16.98
$\Delta\theta_j$ [deg]		-1.25	-1.25	-7.11	-7.23	-7.23	-2.38	-0.61	-2.65	-2.65	-0.18
P_{nm} [MW]		2,036									
δ	$\delta_{inn}=\Delta\theta_i/P_{nm}$	-6.1	-18.1	-18.1	-34.9	-34.6	-34.6	-34.6	-13.0	-13.0	-3.6
	$\delta_{jnm}=\Delta\theta_j/P_{nm}$	-6.14	-6.14	-34.9	-35.5	-35.5	-11.7	-3.0	-13.0	-13.0	-0.9
$\mathcal{X}[\mu]$		9.0	120.7	-155.6	2.9	2.9	128.9	234.8	2.9	2.9	25.4
$d\delta=(\delta_{inn}-\delta_{jnm})/\mathcal{X}$		-	-992.8	1079.4	2011.6	3017.4	-1779.5	-1347.2	-	-	-1081.6

[표 4-2] HVDC #1 단선시 LODF를 활용한 민감도 결과

※ 이해를 쉽게 하고자 δ , \mathcal{X} , $d\delta$ 값에 10^4 을 곱한 후

소수점 2째 자리에서 반올림함.

선로번호 파라미터		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
θ_i [deg]	정상 운전	14.55	16.76	16.76	14.56	14.54	14.54	14.54	18.63	18.67	18.68
	선로 탈락	18.24	21.86	21.86	21.74	21.75	21.75	21.75	33.67	33.82	27.40
$\Delta\theta_i$ [deg]		-3.69	-5.10	-5.10	-7.18	-7.21	-7.21	-7.21	-15.04	-15.15	-8.72
θ_j [deg]	정상 운전	14.37	14.37	14.56	14.39	14.39	18.16	0.98	18.49	18.49	16.80
	선로 탈락	18.06	18.06	21.74	21.59	21.59	25.17	2.90	33.74	33.74	23.63
$\Delta\theta_j$ [deg]		-3.69	-3.69	-7.18	-7.20	-7.20	-7.01	-1.92	-15.25	-15.25	-6.83
P_{nm} [MW]		2,036									
δ	$\delta_{inm}=\Delta\theta_i/P_{nm}$	-18.1	-25.1	-25.1	-35.3	-35.4	-35.4	-35.4	-73.9	-74.4	-42.8
	$\delta_{jnm}=\Delta\theta_j/P_{nm}$	-18.1	-18.1	-35.3	-35.4	-35.4	-34.4	-9.4	-74.9	-74.9	-33.6
$\mathcal{X}_l[\mu\Omega]$		9.0	120.7	155.6	2.9	2.9	128.9	234.8	2.9	2.9	25.4
$d\theta_k=(\delta_{inm}-\delta_{jnm})/\mathcal{X}_l$		-	-573.7	656.5	335.3	-167.6	-76.2	-1106.6	3520.3	1676.3	-3650.4

[표 4-3] HVDC #2 단선시 LODF를 활용한 민감도 결과

※ 이해를 쉽게 하고자 δ , \mathcal{X}_l , $d\theta_k$ 값에 10^4 을 곱한 후

소수점 2째 자리에서 반올림함.

이 결과는 조류의 흐름을 놓고 볼 때 당연한 결과일 수 있으나, 민감도를 활용한 비용분담의 방법으로 접근하였다는 것에 의미를 둘 수 있다. LODF를 통해 나온 값은 해당선로가 단선시킨 HVDC 선로에 대해 얼마나 영향을 받는지에 대한 계수이다. 이 민감도계수들을 비용분담의 비율로 활용하는 방안을 제시하고자 한다.

우선 민감도(d_{ik})가 0.1이하의 선로들은 제외를 하고 소수점 5자리에 서 반올림하여 합계를 바탕으로 비용분담 비율을 구하였다 [표4-4].

선로명 구 분	C	D	E	F	G	J	계
LODF값	1,079	2,012	3,017	1,780	1,347	1,082	10,317
비용분담 비율	10.5	19.5	29.2	17.3	13.1	10.5	100

[표 4-4] LODF 민감도를 활용한 비용분담 비율

이와 같이 분담비율을 정하였을 때, 각 발전소별 선로의 영향을 기준으로 하였으므로 합리적인 분담방안으로 제시할 수 있다.

제 3 절 PSS/E를 통한 조류 분석

앞서 LODF를 통해서 HVDC 선로가 각 선로에 대해 얼마나 영향을 미치고 있는지 조사하였다. 이와 다른 방법으로 시뮬레이션 프로그램에서 HVDC 선로를 단선하고 그 영향으로 해당 선로들의 조류 변화를 확인하였다.

[표 4-4]의 결과에서 확인하는 바와 같이 LODF의 민감도를 통해 확인한 결과와 아주 유사한 결과를 볼 수 있었다. 특히 HVDC 단선으로 발생하는 조류의 변화 중 가장 크게 영향을 받는 선로들은 동일하였다. 그러므로 앞서 제시한 민감도를 토대로 비율로서 HVDC 선로의 건설비용에 대해 분담하는 방안이 타당하고 유의미함을 확인하였다.

2024 년 모의 전력계통 (단위 : MW)		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Case. 1	정상 가동	379.6	366.7	262.5	1,082.7	953.6	-518.1	1,067.5	893.0	1,143.0	1,384.0
	HVDC #1 단락	379.6	743.2	-154.0	265.3	-265.2	168.1	1,603.8	893.0	1,143.0	1,781.2
Case. 2	정상 가동	379.6	366.7	262.5	1,082.7	953.6	-518.1	1,067.5	893.0	1,143.0	1,384.0
	HVDC #2 단락	379.6	577.1	14.8	1,000.1	1,036.2	-475.9	1,488.2	-464.7	464.7	2,710.9
Case. 3	정상 가동	379.6	366.7	262.5	1,082.7	953.6	-518.1	1,067.5	893.0	1,143.0	1,384.0
	HVDC #1,2 단락	379.6	969.5	-422.6	175.7	-175.6	190.2	2,050.6	-464.7	464.7	3,082.8
Case. 4	정상 가동	379.6	366.7	262.5	1,082.7	953.6	-518.1	1,067.5	893.0	1,143.0	1,384.0
	Z 본부 765kV 선로 단락	379.6	600	11.9	999.2	1037.	343.2	1,339.2	892.8	1143.2	-

[포 4-5] HVDC선로 단선에 따른 조류변화(PSS/E)

제 5 장 결 론

본 논문에서는 고압직류송전(HVDC) 접속설비 건설비용 부담방안에 대해 사례를 조사하여 문제점을 제시하고 합리적인 접근 방안을 제시하였다. 첫 번째로 계통운영사와 발전사간에 해외 및 국내사례를 통해 비용분담시 검토해야할 사안에 대해 조사하였다. 그 결과 해외의 경우 국가별로 운영 방식이 상이했다. 하지만 전체적인 추세는 경부담 방식을 채택하여 접속설비를 최소화하는 방법으로 계통의 접근이 용이하도록 하였다. 또한 기존에 운영하는 규정을 HVDC 설비에 동일하게 적용하기에는 한계가 있다는 점을 확인 하고, 반영해야 할 특성을 고려하여 문제제기를 하였다. 향후에는 전력의 생산자와 소비자가 부담을 최소화하여 변화하는 계통에 유연하게 대처할 수 있을 뿐 아니라 ‘전력망의 진화’를 이루어 낼 수 있도록 계통운영사가 적절하게 계통의 특성을 고려하는 망보강 투자를 확대 할 수 있는 제도적 개선이 필요하다. 두 번째로 발전사와 발전사간에 송전선로의 조류를 통해 비용을 분담하는 방안을 제시하였다. 이는 발전사와 발전사간에 조류해석 방식 중 LODF를 통해 합리적인 부담비율을 결정할 수 있는 방법이었다. 이러한 과정은 현재의 접속설비 건설에 따른 비용 부담 규정에 대해 반문을 제시하여 향후에 더욱 활발하게 개발 될 HVDC 송전방식의 비용분담에 대해 보다 합리적인 규정이 정착할 수 있도록 하고자 함이었다.

이와 같이 조사한 방식은 다양한 측면에서 사회적으로 논쟁이 될 수 있는 부분을 다루었지만 본 연구에서는 학술적인 측면에서 접근하여 실

무와 다를 수 있다는 한계를 가지고 있다. 이 한계는 HVDC와 같이 특정 설비가 새롭게 적용되는 시점에서 필연적으로 생길 수 있는 점이고 학술적인 연구를 토대로 현실에서 적절히 반영해야 할 뿐만 아니라 이해관계자간 충분한 합의과정을 거쳐 적합한 해법을 찾아야 한다. 특히 현실적으로 설비의 도입이 주는 영향과 이점이 누구에게 더 많을지에 대해 정량적인 분석을 통해 합리적으로 해결해야 할 것이다. 더 나아가 국가적인 차원에서 계통계획 수립시 충분한 공용망 확보를 통해 신재생에너지원을 포함한 여러 발전사들이 과도한 접속설비 비용을 부담하지 않고 발전의 참여와 투자가 원활하게 이루어 질 수 있도록 현실을 반영 및 조정하여야 할 것이다.

참 고 문 헌

- [1] 이주희, “전력계통 신뢰도 기준 개발 현황”, 『전기저널』, 474호, 2016.06, page 52~55

- [2] 김대욱, 조창현, 조현승, “우리나라 전력산업의 특징과 구조개편의 효율성 분석”, 산업연구원 연구보고서 제519호, 2006.12

- [3] 임원혁, “전력산업구조개편 : 주요 쟁점과 대안”, 한국개발연구원 연구보고서 2004-11, 2004.12

- [4] 김찬기, “HVDC 전력연계 및 현황”, 대한전기학회, 전기의 세계, 58호, 2009.04, page20~26

- [5] 임영성, “국내 HVDC 현황과 미래계통의 BTB HVDC 적용”, 『전기저널』, 474호, 2016.06, page 44~48

- [6] Dr.-Ing, Derk J. Swider, “RES-E Case Study Analyses and Synthesis of Results”, Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy(IER) Universität Stuttgart, Germany, P12

- [7] ENTSO-E, "ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe : Synthesis 2016" 2016
- [8] 김병욱, "당진 345kV 신설 송전선로 건설비용 분담 결정(기사)", 투데이에너지, 2014
- [9] 한수영, 권도훈, 정일엽, 임재봉, "HVDC 송전을 이용한 동해안 신규 전원의 수도권 계통 연계방안에 대한 연구", 전기학회연구지 62권 12호, 2013.12
- [10] 이근대, 박명덕, 김민경, 민해경, "송전용 접속비용 산정 및 투자비용 회수방안 연구", 에너지경제연구원, 2017
- [11] Wood, Allen J., "Power Generation, Operation and Control(Third Edition)", WILEY, 2013

Abstract

**A study of establishing the
methodology of Grid-connection
cost allocating with HVDC.**

Kyoung Tae Kim

Graduate School of Engineering Practice

Seoul National University

Korea Electric Power Market divided the Korea Electric Power Corporation's power generation subsidiaries into five by restructuring and established The Electricity Regulatory Commission(KOREC) and Korea Power Exchange(KPX) in April 2001. KEPCO remained as the operator of the grid and power system, while the subsidiaries of electricity generation were forced to produce electricity by thermoelectric, nuclear and hydro power plant. After these divisions and established as a

stakeholder, rather than as a company, areas of business from each company were overlapping or blurred as they operated their systems.

In the situation, Korea Power Exchange(KPX) shut down gradually on September 15, 2011, resulting in a regional power cycle blackout. Traffic lights have stopped working throughout the city, and vehicles and pedestrians are in chaos. The power outage caused quite a bit of damage throughout the nation. As the reliability of the power system was emphasized more, it became an important criterion for the design and analysis of electrical equipment (transmission line, power plant, etc.) [1]

As a result of this and other major changes in the power industry, recently, a new technology called High Voltage Direct current(HVDC) has emerged worldwide. This technology has many advantages such as the ground-grounding of transmission lines and is currently being operated and constructed in Korea. It was already applied to Jeju – Haenam (completed in 1998) and Jeju – Jindo (completed in 2013).

In response to this rapidly changing power industry, the nation has yet to apply the change to its institutions and regulations at once. In particular, in the construction of the HVDC facility, it is not clear whether the facility is a access facility for specific

customers or a common grid to be used by many customers. Therefore, it is highly probable that the problem of cost sharing occurs between the TSO – GENCO, or GENCO – GENCO, that has become the respective stakeholders.

Therefore, in this paper, the two plans for sharing the costs of the HVDC construction, including those of the power industry, improving reliability of the power system, and developing the power industry. First, domestic and external cases and situations are investigated concerning the method of sharing costs between TSO and GENCO to explore measures suitable for Korea. Second, the power flow sensitivity analysis [LODF : Line Outage Distribution Factor] and the simulation method are proposed for sharing the cost for the simulated system(PSS/E) as a result of adding new power lines between the GENCO and GENCO.

**keywords : HVDC Construction, Grid–Connection, Cost Allocation,
Sensitivity Analysis(LODF), PSS/E**

Student Number : 2016–22199