

전력케이블 열화진단기법의 현장적용

Field Application of Power Cable Diagnosis System

김주용, 한재홍, 송일근, 김상준, 이재봉, 오재형

(Ju Yong Kim, Jae Hong Han, Il Keun Song, Sang Jun Kim, Jae Bong Lee, Jae Hyung Oh)

Abstract

In order to prevent the failures of underground distribution power cables we need to measure insulation condition in the field. Until now we used DC high voltage as a power source for the cable diagnosis but it was not proper method to the XLPE insulation cables because DC high voltage can affect sound insulation and can't diagnose exactly insulation degradation. For these reasons we imported isothermal relaxation current measurement system called by KDA-1 from germany but it's reliability did not proved in our URD cables. DC voltage decay measurement system was developed by domestic company but they don't have field experience. In this paper we tried to prove reliability of these two systems in the field. Through the field diagnosis and Ac breakdown test the two systems showed similar results.

Key Words : URD power cable, Aging, Diagnosis system, Isothermal relaxation current, DC voltage decay

1. 서론

최근 4년간의 데이터로부터 주로 고장을 일으키는 케이블은 '80년 후반과 '90년 초반에 제조된 케이블로서 사용년수 10~15년 사이에 고장발생이 많은 것으로 나타났다. 따라서 케이블 유지보수에 있어서 운전중인 케이블의 고장방지를 위해서는 이 시점에 해당하는 케이블을 중점관리 할 필요가 있는 것으로 보이며, 이러한 작업을 통해 조기열화 케이블을 선별한다면 대부분의 케이블은 장기운전이 가능할 것으로 판단된다.

이러한 열화케이블의 주요 고장원인은 수분침투에 의한 수트리 열화로 추정되고 있다. 그러므로 10년 경과하는 케이블 중에서 운전환경이 취약한 개소는 중점관리가 필요한 것으로 보인다. 한편 직

선접속재의 경우는 고장이 발생하여도 정확한 고장원인 분석이 곤란하기 때문에 고장 데이터만으로 수명이나 대책을 논하기는 어렵다. 하지만 고장데이터로 보면 '80년대 후반의 고장이 많은 것으로 보고되고 있어 케이블과 유사하게 10년~15년 정도에 점검할 필요가 있을 것으로 보인다.

현재 케이블과 접속재로 구성된 지중선로를 진단하기 위해서 독일로부터 KDA-1이라는 완화전류 측정장치가 도입되어 시사용 중에 있으며, 국내에서는 CMI로 불리는 직류전압감쇠 측정장치가 국내에서 개발되었다. 또한 접속재 활선진단장치가 개발되어 상용제품을 제작 중에 있다. 하지만 이들 장치는 국내에서 현장적용을 통한 신뢰성 검증이 제대로 이루어지지 않아서 현시점에서 실질적인 현장의 유지보수 방법은 없다고 할 수 있다. 그러므로 빠른 시일내에 이들에 대한 신뢰성 검증 및 유지보수 기준을 마련하여 지중선로 고장에 대응할 필요성이 있다. 국내에서 사용되는 케이블 진단장치는 모두 global test 진단장치이기 때문에 이로부터 진단한 결과가 불량일 경우 불량원인이 케이블

한전 전력연구원 송변전기술그룹

(대전시 유성구 문지동 103-16)

Fax: 042-865-5876

E-mail : jkchoi@kepri.re.kr

에 의해서인지 또는 접속재로 인한 것인지 구분할 수 없다. 그러므로 케이블 교체 이전에 접속부 및 단말의 상태를 파악하여 선로교체를 판단해야하는 문제가 있다. 그러므로 접속재 진단장치의 성능개선 및 신뢰성 검증도 병행하여 종합적인 선로 유지보수가 가능하도록 해야 한다.

본 연구에서는 국내에서 사용중인 이 두 진단장치의 평가를 위해 실선로에서 노후선로를 선정하고 진단결과와 절연과파괴강도 및 특성분석의 상관성을 분석함으로써 각 진단장치의 신뢰성 및 현장 적용성을 평가할 것이다.

2. 실험

진단장치의 성능평가를 위해 K지점 관내 K D/L을 시험선로로 선정하고 그림 1과 같이 구간을 구분하였다. K D/L의 케이블은 1989년 제조된 CNCV 케이블 (325 sq.)이다.

①구간	②구간	③구간	④구간
(151 m)	(176 m)	(203 m)	(236 m)

그림 1. 시험선로 현황

시험을 통해 전체선로 (①+②+③+④)를 진단 결과와 각 구간별 진단결과와의 상관성을 평가하기 위해 전체선로에 대한 진단을 마친 후 각 구간별 진단을 실시하였다.

진단시험에서는 진단장치의 특성을 고려하여 완화전류 측정후 직류감쇠전압 측정을 실시하였다. 이것은 직류가압으로 인해 생기는 절연체내의 공간전하에 의한 영향을 배제하기 위한 것으로 완화전류 측정의 경우 미소전류 측정시에 영향을 받을 가능성이 높은 반면, 직류전압감쇠 측정의 경우 큰 문제가 없기 때문이다.

진단시험을 종료한 ①구간을 절단하지 않고 발취하였으며, 나머지 교류절연과파괴시험을 실시하였다. 절연과파괴시험에는 장시간이 소요되므로 시료내의 수분증발 등의 문제를 방지하기 위해 시료는 시험 전까지 수조에 보관하였다. 또한 절연과파괴된 시료를 특성분석하여 진단결과와의 상관성을 확인하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 진단장치 평가결과

진단장치의 신뢰성 평가를 위해 현장시험한 결과가 표 1에 나와 있다. 표에서 전체구간에 대한 시험결과를 보면 완화전류 측정의 경우는 측정당시 매우 심한 노이즈로 인해 Aging Factor가 계산되지 않았다. 하지만 내부 연산에 의해 불량판정을 하였다. 이처럼 노이즈가 매우 심한 상태에서 측정된 신호로부터의 양부판정에 대한 신뢰도는 향후 검증이 필요한 것으로 보인다. 그 이유는 건전한 케이블에서도 이러한 노이즈가 발생할 수 있기 때문이며, 그때의 측정결과 또한 불량으로 판정될 가능성을 배제할 수 없기 때문이다.

한편 직류전압감쇠 측정에서는 수회의 시험에서 전체구간은 모든 상의 케이블이 양호한 것으로 판정되었다. 진단시험시 가압 및 측정과정에서 전압값이 심하게 흔들리는 현상이 있었고, 초기에 약인가전압의 2배까지 전압이 상승하는 현상이 있어 두 차례 시험을 실시했으나 모두 판정결과가 양호로 나타났다. 양호의 판정결과는 측정시의 과전압과 심한 전압 흔들림 현상으로부터 장치 오동작으로 인한 측정오류로 추정된다. 전체구간에 대한 시험종료 후 자가진단시험에서 가압 및 측정 전압치가 흔들림 없이 양호한 결과를 보임에 따라 동일 장비로 각 구간별 시험을 실시하였다.

표 1. 시험선로 진단결과

선로 구분	장치	완화전류		직류전압감쇠	
		Aging Factor	판정 결과	Aging Index	판정 결과
전체 구간	A상	-	critical	1.28	양호
	B상	-	critical	0.37	양호
	C상	-	critical	0.37	양호
1구간	A상	2.77	critical	4.21	불량
	B상	2.49	critical	4.94	불량
	C상	3.94	critical	4.32	불량
2구간	A상	3.35	critical	4.24	불량
	B상	3.061	critical	4.34	불량
	C상	3.009	critical	4.97	불량
3구간	A상	2.98	critical	4.43	불량
	B상	2.87	critical	4.49	불량
	C상	2.72	critical	4.29	불량
4구간	A상	2.912	critical	2.58	요주의
	B상	2.584	critical	2.76	요주의
	C상	2.607	critical	4.23	불량

4개 구간으로 나누어 실시된 구간별 진단시험에서는 완화전류 측정의 경우 전체구간 시험시와 같은 측정상의 노이즈나 Aging Factor 산출불가 등의 문제가 없었으며, 모든 선로가 불량으로 판정되었다. 그러나 직류전압감쇠 측정의 경우 전달 시험 결과와는 상이하게 거의 모든 선로가 불량한 것으로 판정되었다.

구간별 진단결과를 살펴보면 양·불량 판정에 있어서는 유사한 판정결과를 보이고 있으나, 상별로 불량영역내에서의 열화지수 또는 Aging Factor는 두 장치가 약간 다른 결과를 보였다. 또한 ④구간의 경우 완화전류 측정장치는 3상 모두 불량으로 판정하였으나, 직류전압감쇠 측정장치는 A상과 B상이 요주의 상태인 것으로 진단하여 양·불량 판정에 다소간 차이를 보였다.

3.2 교류절연파괴시험과의 상관성

파괴시험을 위한 ①구간 시료발취는 현장여건상 ①구간 전체 151 m 중에서 98 m만을 발취하였고, 교류절연파괴시험 전까지 수조에 보관하였다. 표 2는 ①구간 케이블에 대한 교류절연파괴시험 결과이다.

파괴강도를 보면 모든 케이블이 130 kV 이하의 낮은 절연파괴강도를 나타내어 매우 불량한 케이블임이 확인되었으며, 두 진단장치의 진단결과와 잘 일치했다. 한편 절연파괴강도로부터 각 상별 케이블의 상태를 구분하면 $C < A < B$ 의 순서로 열화가 심한 것으로 보인다.

절연파괴강도의 값과 진단결과를 비교하면 완화전류 측정장치의 경우에는 $B < A < C$ 순으로 불량하게 나타나 파괴강도와 상관성 도출이 어려웠으며, 직류전압감쇠 측정장치 진단결과는 $A < C < B$ 순으로 불량하게 판정하여 다소 차이는 있지만 가장 열화된 케이블에 대해서는 잘 판정하였다.

이상의 두 장치가 global test 장치임을 감안하면 진단결과와 절연파괴강도와 상관성을 직접 비교하는 것은 어려운 일이지만 특별히 국부적 결함이 존재하지 않는 케이블의 경우에는 global test 결과가 절연파괴시험결과와 어느 정도 일치해야 할 것이다.

① 구간의 절연파괴 시험결과로 보면 각 상별로 비슷한 절연파괴강도를 가지는 것으로 나타나 케이블에 국부적 결함은 없는 것으로 보이기 때문에 진단결과와 절연파괴 강도와 상관성 비교에는 문제가 없을 것으로 보인다. 또한 ①구간의 파괴시험에

사용된 시료가 진단 당시의 ①구간 전체를 대상으로 하지는 않았지만 절연파괴강도가 상별로 유사한 경향을 보임에 따라 파괴시험에 사용되지 않은 부분에 의한 영향은 크지 않을 것으로 판단된다. 한편, 전체 케이블시스템의 진단시 측정구간내에 포함되는 케이블 접속재 또는 기타 배전설비 등의 영향에 대한 확인 및 검증작업이 필요할 것으로 사료된다. 가능한 한 측정구간내에 변압기 등의 배전설비가 포함되지 않도록 측정구간을 선정해야 함은 물론이다. 하지만 포함이 불가피한 케이블 접속재의 경우 진단결과에의 영향여부 또는 케이블과의 구분만이라도 가능하다면 이는 진단 후 그 결과에 따라 교체 등의 후속조치 결정시 그 범위 선정이나 시행여부 등을 결정하는 기준이 될 수 있으며, 경제적인 케이블 관리에 있어 매우 중요한 요소이다.

표 2. ①구간 진단결과 및 절연파괴강도의 비교표

장치 선로	완화전류		전압감쇠		교류절연파괴강도				
	AF	결과	AI	결과	시료	파괴강도(kV)	파괴시간		
1 구 간	A 상	2.77	critical	4.21	불량	#1	90	3' 10	
						#2	100	1' 40	
						#3	110	57	
						#4	90	2' 28	
						#5	90	3' 42	
	B 상	2.49	critical	4.94	불량	#1	80	2' 51	
						#2	90	32	
						#3	70	1' 49	
						#4	70	4' 49	
						#5	70	1' 19	
	C 상	3.94	critical	4.32	불량	#1	70	44	
						#2	120	1' 27	
							(단말)		
							130	1' 35	
						#3	130	3' 27	
(단말)									
#4	100	2' 48							
	120	2' 30							
#5	100	1' 40							
					120	18			

3.3 케이블 특성평가 결과

①구간 케이블에 대한 진단결과 및 파괴강도시험

결과와의 비교를 위하여 파괴시험이 완료된 케이블에 대하여 특성분석을 실시하였다. 우선 도체 및 중성선의 부식 정도를 관찰하였으며, 제조결함 유무의 확인을 위해 계면불규칙 관찰 및 hot oil test, 가교도 분석을 실시하였다. 또한 수트리 및 화학구조결함을 분석하여 열화정도를 파악하였다.

도체 및 중성선의 부식관찰에서는 도체에 미약한 부식이 있었으나, 중성선에는 부식현상이 나타나지 않았다. 또한 계면불규칙 관찰에서 내부반도전층에 약간의 굴곡이 존재하였으나 기준치 이하인 것으로 나타났으며, hot oil test에서 보이드와 같은 결함은 발견되지 않았다. 또한 그림 9의 가교도 분석결과처럼 외부반도전층 근처에서 가교도가 다소 감소하지만 문제는 없는 것으로 나타났다. 상기의 결과로부터 ①구간 케이블에는 제조결함이 없는 것으로 판단된다.

한편 열화정도의 확인을 위해 실시한 수트리 분석결과가 그림 3에 나와 있다. 내부반도전층 부근에서 다수의 수트리가 발견되었으나, 길이는 1 mm 이하로 짧게 나타났다. 그림은 대표적인 것만 나타낸 것으로 B상의 길이가 가장 길었고, A상과 C상은 0.4 mm 정도의 수트리만 발견되었다.

적외선 분광기를 이용한 화학구조결함 분석에서는 모든 상이 열화에 의해 ester 및 acid 성분이 크게 증가하였다. B상 케이블이 가장 큰 화학구조결함을 보여 열화가 가장 심함을 알 수 있으며, A상의 화학구조결함 농도가 가장 낮게 나타났다. 따라서 열화정도를 굳이 표현하자면 $A < C < B$ 순으로 열화정도가 크게 나타났다.

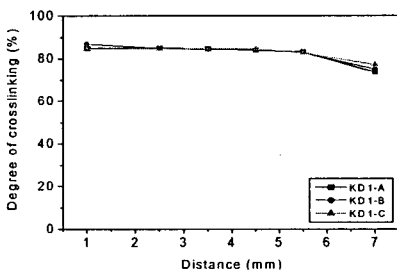
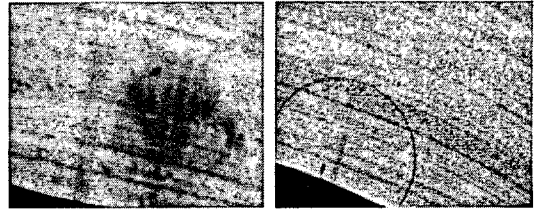


그림 2. ①구간 케이블의 가교도 분포

이상의 결과를 요약해보면 장기간 사용에 의해 열화가 많이 진행된 것으로 나타났으며, 특히 B상이 수트리 길이 및 화학구조결함 농도 면에서 가장 열화된 케이블인 것으로 판단된다. 또한 모든 상의 케이블이 낮은 교류절연파괴강도를 보이는 이유는 수

트리 성장과 화학적 열화에 기인하는 것으로 나타났으며, 특성분석 결과가 절연파괴강도와 상관성이 다소 있는 것으로 판단된다.



(a) B상 (b) A상

그림 3. 수트리 분석결과

4. 결론

본 연구에서는 직류전압감쇠 측정장치와 완화된 류 측정장치를 이용하여 현장 운전중인 케이블의 열화진단을 실시하였다. 시험결과 두 장치간의 진단결과가 상이하게 나타나는 경우가 있었으나 대체적으로 비슷한 진단결과를 보였으며, 철거후 파괴시험 결과와 상관성이 있는 것으로 나타났다.

하지만 진단장치의 신뢰성 평가를 위해 더 많은 케이블에 대한 진단 및 파괴시험이 필요하며 아울러 케이블의 국부결함 검출을 위한 부분방전 측정기법을 도입할 필요가 있는 것으로 보인다.

[참고문헌]

- [1] 김주용 외 "지중배전케이블 수명예측 기준결정 및 열화진단 시스템 구축", 전력연구원 최종보고서, 1997.
- [2] T. Brincourt et. al., "Evaluation of Different Diagnostic Methods for the French Underground MV Network", Proc. of JiCable '99, pp. 451-456, 1999.
- [3] K. Ohata et. al., "Characteristics of Long Term Deterioration of XLPE Cable and Its Diagnostic Techniques in Japan", Proc. of JiCable '99, pp. 457-462, 1999.
- [4] M. De Nigris et. al., "Condition Assessment of Medium Voltage Power Cables in Industrial Environments by means of VLF Techniques", Proc. of JiCable '99, pp. 921-926, 1999.
- [5] S. hvidstein, "Condition Assessment of Water Treed Service Aged XLPE Cables by Dielectric Response Measurement", CIGRE 2000, 2000.