

배전케이블 열화진단 장치의 현장적용성 평가

이재봉, 김동명, 송일근, 김주용, 김숙철*

한전전력연구원, 한국전력공사*

Field Applicability Assessment of Degradation Diagnosis System for Distribution Power Cables

Jae-Bong Lee, Dong-Myung Kim, Il-Keun Song, Ju-Yong Kim, Suk-Chul Kim*

KEPRI, KEPCO

Abstract

이 논문은 현재 국내에서 사용하고 있는 배전용 케이블 열화진단장치인 완화전류 측정장치의 진단기준 개선을 위한 것이다. 현재까지 사용되던 직류 고전압을 이용한 누설전류 측정법을 대체하기 위해 사용되는 완화전류 측정장치는 국내 배전선로에서 수년간 현장적용을 실시하여 많은 케이블을 교체하였다. 하지만 완화전류 측정을 통해 교체한 케이블의 상태에 대해서는 검증되지 않은 상태이므로 완화전류 측정을 통한 교체기준이 국내 케이블에 적절한지 확인할 필요가 있다.

이는 케이블 유지보수에 있어서 중요한 사항으로서 교체기준이 부적절할 경우 열화진단을 통한 고장방지 목적을 달성할 수 없거나 건전한 케이블을 교체하여 불필요한 예산을 낭비하는 원인이 된다.

본 논문에서는 현장운전중인 선로를 선택하고 열화된 케이블의 절연성능 향상을 위해 실리콘을 주입하였다. 그리고 실리콘 처리후 케이블의 운전시간에 따른 열화진단 결과와 케이블 절연파괴강도를 비교하여 진단장치의 신뢰성을 검증하고자 하였다. 이것은 1년 동안의 현장시험 결과를 정리한 것이다.

Key Words : diagnosis of degradation, cable, relaxation current, breakdown strength

1. 서 론

최근에 발생한 지중선로 고장에서 케이블 열화 고장의 경우만을 대상으로 살펴보면 '85년에 제조된 케이블의 고장빈도가 매우 높게 나타나는 것을 포함하여 '80년대 후반에 제조된 케이블의 고장빈도가 높다. 이는 '85년부터 국내에서 케이블 수요가 폭발적으로 증가하면서 저품질의 케이블이 상당수 납품되었으며, 이 당시 제조된 불량 케이블은 대부분 교체되었으나 그 중 일부 선로에 남아 있던 케이블이 고장을 일으킨 것으로 보인다. 또한 '90년대 초에 제조된 케이블이 최근에 고장빈도가 증가하는 것으로 나타나고 있으므로 이에 대한 대비가 필요한 것으로 보인다. 지중 배전케이블의 효과적인 유지보수를 위해서는 케이블의 현장진단이 무엇보다도 중요하다. 하지만 세계적으로 다수의 진단장치가 개발되고 있으나 한가지 진단장치로 케이블의 상태를 정확히 평가하는 것은 불가능하며, 현재까지 개발된 진단장치의 성능 또한 일부 국의 연구기관에서 비교시험 결과를 제시하고는

있지만 각 진단장치마다 장단점을 보유하고 있어 특정 장치가 반드시 정확하다고 확신할 수는 없는 상태이다[1]. 국내에서는 열화케이블의 주요 고장 원인인 수분침투에 의한 수트리 열화를 검출하기 위해 완화전류 측정장치(Isothermal Relaxation Current measurement equipment)를 사용하고 있다. 본 연구에서는 국내에서 사용중인 완화전류 측정장치의 신뢰성 평가를 위해 실선로에서 노후 케이블을 선정하여 진단결과와 절연파괴강도 및 특성분석 결과 사이의 상관성을 분석함으로써 최적 유지보수기준을 수립하고자 한다.

2. 실험

2.1 실험장치

완화전류 측정법은 절연체의 전체적인 상태를 측정하는 방법으로 절연체 상태에 따라 특정에너지 수준에서 전하의 흐름이 트랩된다는 사실에 기초한다. 이 효과는 직류전압으로 충전된 케이블이 방전될 때 관찰 할 수 있다. 저전압의 직류전압

(1kV)을 사용해서 충전하는 동안 절연체내에는 서로 다른 트랩들이 상존하게 된다. 이 케이블이 방전되면 트랩된 전하의 움직임에 저항을 통해 관찰할 수 있다. 이때 트랩의 에너지 수준에 따라 방전 중에 다른 시간계수를 나타내게 되며, 특히 기능이 저하된 절연체는 특별한 에너지 수준을 가지게 된다. 따라서 정상적인 절연체와는 구별될 수 있다 [3][4]. 측정의 시작단계에서 케이블은 1 kV의 전압으로 충전된다. 이 과정을 “형성” 과정이라 하며 약 30분간 지속된다. 이 시간이 필요한 것은 의도한 대로 확실한 트랩이 생성되도록 하기 위한 것이다. 그 후에는 수 초 동안 케이블을 방전시킨다. 케이블의 용량성분에 따른 방전전류는 케이블 진단에 관련된 사항이 아니므로 제외하기 위한 것이다. 이와 같은 방법으로 현장 경년케이블 및 가속열화된 케이블의 완화전류를 측정하여 산출한 경험식으로부터 절연체의 열화상태를 파악하여 Aging Factor를 구하게 된다. 현재 진단장치에서 제시하는 기준은 표 1과 같다.

표 1. 진단장치의 판정기준.

판정	AF
New	1.6 미만
Middle	1.6 ~ 1.85 미만
Old	1.85 ~ 2.3 미만
Critical	2.3 이상

2.2 실험방법

본 논문에서는 진단장치 성능평가를 위해 현장에서 수트리 열화된 케이블 선로를 선정하고 케이블의 절연성능 회복을 위해 실리콘 주입기술을 적용한 후 운전시간에 따른 케이블의 성능변화를 완화전류 측정장치를 통해 확인하기로 하였다.

실리콘 주입기술은 수트리 열화된 케이블의 절연성능 회복을 위해 사용되는 방법으로서 실리콘 액이 절연층으로 확산되면서 수트리와 반응하여 수트리내의 수분을 고분자물질로 변환시켜 케이블이 절연성능이 향상시키는 기술이다[5][6][7]. 시험에 사용된 선로는 1989년 제조된 CNCV 케이블(325 mm²)이고 관로에 매설된 상태이다.

시험선로는 그림 1과 같이 4구간으로 구분하였으며 각 구간은 10개 이상의 절연파괴 시료를 확보하기 위해 충분한 길이 단위로 구분되었다. 이 가운데 ①구간은 실리콘 주입 이전에 각 상별 케이블

의 초기상태 평가를 위해 현장진단 후 발취하여 교류절연파괴시험 및 절연체 분석을 실시하였다. 각 상별 케이블의 초기상태를 평가한 후 나머지 구간(②+③+④)중 A상과 B상은 실리콘 주입을 시행하였고 C상은 초기상태 그대로 운전을 재개하였다. 실리콘 주입후 6개월 경과한 시점에서 2구간에 대한 현장진단 및 절연파괴시험을 실시하고 1년 경과된 시점에서 3구간 시험을 시행하였다. 시험 후 절거된 구간에는 새 케이블을 설치하여 계속 운전하였다. 현재에는 4구간만이 현장에서 운전되고 있으며, 본 논문은 3구간까지의 결과를 정리한 것이다.

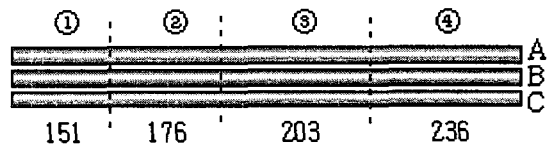


그림 1. 시험선로 현황.

3. 결과 및 고찰

3.1 케이블 초기상태 분석

시험대상 케이블의 초기상태를 평가하기 위해 ①구간 케이블에 대해 교류절연파괴시험과 절연체 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 6의 가교도 분석결과처럼 외부반도전층 근처에서 가교도가 다소 감소하지만 문제는 없는 것으로 나타났다. 상기의 결과로부터 ①구간 케이블에는 제조결함은 존재하지 않는 것으로 생각된다. 한편 열화정도의 확인을 위해 실시한 수트리 분석결과 내부반도전층 부근에서 다수의 벤티드 트리가 발견되었으나, 길이는 1 mm 이하로 짧게 나타났다. B상의 길이가 1mm 정도로 가장 길었고, A상과 C상은 0.4 mm 정도의 수트리만 발견되었다. 적외선 분광기 (FTIR)를 이용한 화학구조결함 분석에서는 모든

상이 열화에 의해 ester 및 acid 성분이 크게 증가하였다.

표 2. 초기상태 절연파괴강도.

시 료	A상	B상	C상
절연파괴강도 (kV)	90	80	70
	100	90	130
	110	70	120
	90	70	100
	90	70	120

각 상별 절연파괴강도는 표 3과 같이 100kV 내외의 낮은 값을 나타내 케이블이 열화된 상태임을 알 수 있다.

이상의 결과를 요약해보면 시험에 사용된 케이블은 장기간 사용에 의해 열화가 진행되고 있는 것으로 나타났으며, 특히 B상이 수트리 길이, 화학구조결합 농도 및 절연파괴강도 면에서 가장 열화된 것으로 케이블인 것으로 판단된다.

표 3. 구간별 절연파괴강도.

선로		항목	실제 ACBD(kV)
			IRC system (AF/잔여강도)
A상	초기 (①구간)	2.77 / -	90(7U ₀)
	6개월 경과 (②구간)	2.19 / 10U ₀	230(17U ₀)
	1년 경과 (③구간)	1.051 / 10U ₀ 1.002 / 4U ₀ ²⁾ 1.888 / 11U ₀ ³⁾	240(18U ₀)이상
B상	초기 (①구간)	2.49 / -	80(6U ₀)
	6개월 경과 (②구간)	2.35 / 9U ₀	230(17U ₀)
	1년 경과 (③구간)	4.086 / 5U ₀ error ²⁾ 1.968 / 12U ₀ ³⁾	240(18U ₀)이상
C상	초기 (①구간)	3.94 / -	100(8U ₀)
	6개월 경과 (②구간)	3.07 / 6U ₀	90(7U ₀)
	1년 경과 (③구간)	3.948 / 5U ₀ 2.351 / 9U ₀ ³⁾	120(9U ₀)

3.2 현장케이블 열화진단

완화전류측정장치는 진단후 Aging Factor와 함께 케이블의 잔여 파괴강도를 함께 제시한다. 그러

므로 진단장치에서 제시하는 파괴강도와 실제 케이블의 절연파괴강도를 직접 비교하여 적합성 여부를 검토할 필요가 있다. 또한 Aging Factor가 실제 케이블 상태와 잘 일치하는가를 확인하였다.

표 3은 실리콘 주입 후 1년 경과 시까지 현장 열화진단결과와 절연파괴강도 값을 나타낸 것이다. 초기 절연파괴강도 값인 ①구간 결과는 5-6개의 시료의 파괴강도로부터 얻은 것이며, 나머지는 10개의 시료로부터 얻은 값을 평균한 것이다. 절연파괴강도로 보면 케이블은 실리콘 주입에 의해 초기 상태에서 2배 이상 절연성능이 향상된 것으로 나타나고 있으며, 일부 오진단한 경우가 있지만 열화진단 결과도 케이블의 상태를 반영하고 있는 것으로 나타났다. 시험용 변압기의 용량 문제로 인해 1년 경과한 A, B 상 케이블은 240kV 이상 전압을 인가하지 못하였으며 대부분의 케이블이 파괴되지 않았다.

열화진단 결과를 살펴보면 실험실 측정값은 실제 케이블의 상태를 잘 반영하고 현장 측정에서는 주위환경에 따라 민감하게 반응하여 오진단하거나 재현성이 떨어지는 경우가 있는 것으로 나타났다.

이상의 현장진단시험과 절연파괴강도를 살펴보면 진단장치는 케이블의 상태를 어느 정도 반영하고 있는 것으로 보이나 진단장치에서 제시하는 절연파괴강도가 실제의 파괴강도와 차이가 분명히 있고, Aging Factor와 실제 케이블의 절연파괴강도를 종합적으로 고려하면 판정기준이 가혹하게 선정되었음을 알 수 있으며 이의 조정이 필요한 것으로 나타났다.

즉, 현재 진단장치가 제시하는 판정기준으로 케이블을 유지보수할 경우 건전한 케이블을 교체하는 결과를 초래할 수 있으므로 교체기준을 실제 케이블의 절연파괴강도를 근거로 수정함으로써 건전케이블의 교체를 방지할 필요가 있다.

현재까지의 시험 중 진단장치로부터 AF와 잔여 파괴강도를 구한 데이터는 6개이다. 이 결과 중 실제 케이블 상태와 상반되는 결과를 나타낸 3차 측정시의 3구간 B상 케이블에 대한 결과를 제외한 후 진단장치에서 제시한 잔여강도와 실제 케이블의 잔여강도의 상관관계를 보면 그림 2와 같다.

이 그래프를 이용하여 불량판정기준을 정하기 위해서는 먼저 교체를 고려할 적정 절연파괴강도를 선정해야 한다. 현재까지의 국내외의 연구결과 및 고장원인분석 경험을 토대로 보면 10년간 사용된 케이블의 평균 절연파괴강도가 160 kV 정도로 나타난다. 그러므로 160 kV를 불량 기준으로 설정

한 경우 충분한 시간을 가지고 교체계획을 수립할 수 있을 것으로 판단된다.

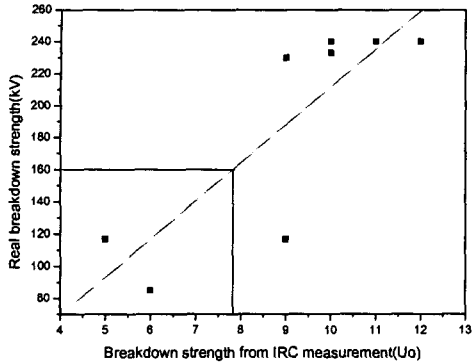


그림 2. 실제 절연파괴강도와 잔여강도 추정치의 상관관계

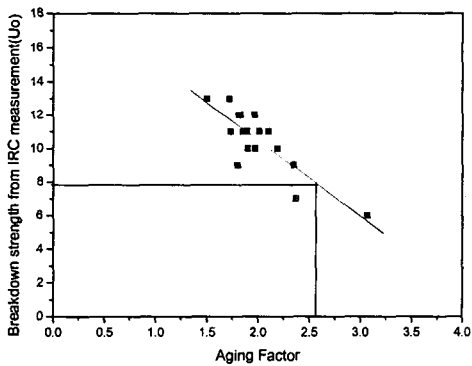


그림 3. AF와 잔여강도 추정치 관계

그림 2와 같이 실제 160 kV (약 12Uo)의 절연파괴강도를 가지는 케이블에 대한 잔여강도 추정치를 보면 대략 7.8Uo 정도가 된다. 그리고 현재까지 진단장치에서 제시한 Aging Factor와 잔여파괴강도 사이의 그래프인 그림 3에서 잔여강도 7.8Uo에 해당하는 Aging Factor를 찾으면 약 2.6 정도가 된다. 이 결과로부터 현재 사용중인 불량판정기준을 변경한다면 Aging Factor로는 2.6 정도가 적합하고 잔여파괴강도로는 약 8Uo 정도가 합당할 것으로 생각된다.

4. 결론

현재까지의 결과를 종합하면 진단장치는 일부 판정오류가 있으나 케이블의 절연상태를 어느정도 반영하는 것으로 평가되었다. 이 장치를 현장적용할 경우 고려해야할 사항은 측정시의 노이즈로 인한 영향을 어떻게 줄이는가 하는 것과 국내에 적합하도록 판정기준을 정립하는 것이다. 또 현재 상태에서 정확한 측정을 위해서는 접지선을 분리해야하지만 현장 여건상 불가능한 경우가 많으므로 이에 대한 개선방안이 마련되어야 한다. 그리고 경제적인 케이블 유지보수를 위해 잔여파괴강도 추정치로는 약 8Uo, Aging Factor로는 2.6 정도가 불량판정기준을 조정하는 것이 타당한 것으로 나타났다.

참고 문헌

- [1] Brincourt T et, al. "Evaluation of different diagnostic methods for the french underground MV network", JICABLE '99, pp 451-456
- [2] S. hvidstein, "Condition Assessment of Water Treed Service Aged XLPE Cables by Dielectric Response Measurement", CIGRE 2000, 21-201. 2000
- [3] M. Beigert et, al. "Predictive maintenance and proof tests on laid MV-cables", seba-dynatronics
- [4] M.Beigert, "Isothermal relaxation current measurement, a destruction free tracing of pre-damage at synthetic compounds", ISH, pp.59-62, 1991. 8
- [5] G.J.Gertini, "Dielectric Enhancement Technology", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 10 No.2, pp.17-22, 1994.3
- [6] Hallvard Faremo, "Rehabilitation of WaterTree Aged XLPE CableInsulation", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp.188-192, 1994.6
- [7] P.R.Nannery, "Extending the service life of 15kV polyethylene URD cable using silicone liquid", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4 No. 4, pp.1991-1996, 1989.10