

과괴수명에측을 통한 지중배전용 전력케이블의 열화 진단

Aging Diagnosis of Underground Distribution Power Cables Using Breakdown Lifetime Prediction

김충배* 전남대학교 전기공학과,
 이정빈* 전남대학교 전기공학과,
 임장섭** 목포해양대학교 해양전자·통신공학과,
 장영학*** 목포대학교 전기제어공학부,
 이진*** 목포대학교 전기제어공학부,
 김태성* 전남대학교 전기공학과.

Abstract

Degradation diagnosis of XLPE insulated URD cables was accomplished through out new method, which was to be analyzed by non-electrical experiments and synthesized by degradation points. To supplement this method, it was also carried out using several electrical analyses.

Breakdown voltages were measured and breakdown lifetimes were predicted applying for Weibull distribution function. As a result, breakdown lifetime in failure cables was shorter up to 1/2 times than that in general cables.

It was very available to estimate cable degradation using above method, but it needs further study on XLPE insulated URD cables in order to improve reliability.

I. 서론

케이블의 열화진단을 위해 절연층, 반도전층 등 케이블의 열화나 사고의 원인이 될 수 있는 모든 부분에 대하여 물리·화학적 및 미세구조적 특성분석을 수행하고 적절한 열화인자에 열화가중치(Degradation point)를 부여하는 방법이 개발되어 활용 중에 있다¹⁾. 최근에 국내에서도 배전케이블의 성능을 종합적으로 분석하고 평가하려는 연구가 이루어지고 있으나, 아직까지 효율적이고 신뢰성 있는 케이블의 성능평가방법을 개발하지 못하고 있는 실정이다¹⁾²⁾.

본 연구에서는 우선적으로 열화가중치를 이용한 평가방법이 국내의 XLPE 절연 지중배전케이블에 효율적으로 적용될 수 있는지를 알아보기 위해서 케이블의 성능에 영향을 줄 수 있는 항목들에 대하여 여러 가지 특성분석을 실시하였다. 그리고, 일정 조건 하에서 파괴실험을 수행하여 과괴수명을 추정하고 이를 특성분석 결과와 비교하였다. 이러한 과정을 통하여 최종적으로는 XLPE 지중배전케이블의 성능평가에 적용할 수 있는 적절한 “열화가중치(Degradation point)”와 “절연과괴강도” 및 “과

괴수명” 등을 제시하였다.

II. 시료제작 및 실험방법

2. 1. 시료의 제작

시료로 사용된 지중배전케이블은 국내에서 생산된 22.9[kV]급 CN/CV 케이블로서 절연체는 XLPE이고, 외피는 PVC이며, 내부·외부 반도전층으로 구성되어 있다. 케이블은 상호 비교를 위해서 사고경력이 없는 케이블(S1~S5)과 사고경력이 있는 케이블(F1~F7) 12종을 선택하였다(Table 1). 각각의 케이블은 특성분석을 위해서 Fig. 1의 (a), (b)와 같이 ribbon type과 coil type으로 가공하였다.

또한, 본 실험에서는 12종류의 케이블을 Fig. 1의 (c)와 같이 길이 10[mm], 폭 1[mm], 깊이 1~6[mm]로 가공하였으며, Sand paper(SS-2000Cw)로 연마하였다. 시료의 연면방전을 방지하기 위해서 전선을 입힌 후, 흠 부분과 도체 부분을 실리콘으로 볼드한 다음 각각의 전기적 시험을 수행하였다.

케이블의 두께방향으로의 분포특성을 고찰하기

위해서 ribbon type 시료를 절연층 두께분포에 따라 나누었다.

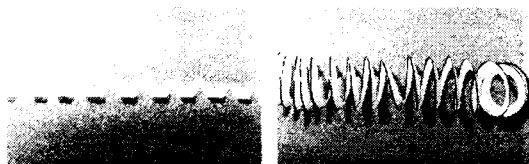
Table 1. Index of cables as specimen

Specimen	제작회사	설치장소	제작년도	사용기간	설치
S1	—	—	a	—	—
S2	—	—	b	—	—
S3	A	—	1984	9년	덕트
S4	A	익산	1987	8년 6개월	덕트
S5	A	광주	1985	11년	덕트
F1	c				
F2	B	서부	1990	5년 11개월	덕트
F3	A	성남	1993	2년 2개월	맨홀
F4	C	원남	1985	10년 8개월	직매
F5	A	충주	1984	12년 8개월	덕트
F6	A	북포	1985	11년 2개월	직매
F7	D	강남	1990	7년	덕트

a, b : 12년 정도 c : 2~3년 정도

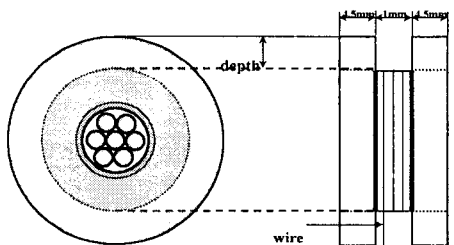
2. 2. 실험 방법

Table 2는 각각의 실험 항목을 정리한 것이다. 각각의 실험들은 열화가증치를 적용하기 위한 물리·화학적 실험 및 미세구조분석과 빗잡힌 부분으로 표시된 전기적 특성 시험으로 분류된다. 물리·화학적 특성시험은 주로 ASTM의 고무 및 고분자의 분석을 기준으로 하였으며, 각각의 실험방법은 97년 10월 전력연구원 보고서 '배전케이블 수명예측 기준 결정 및 열화진단 시스템 구축'에 나온 방법을 참고로 하였다.¹⁾



(a) Ribbon type

(b) Coil type



(c) Specimen for breakdown tests

Fig. 1. Three types of specimens.

Table 2. Categories of experiments

항목	목적	비고
시각적 관찰	절연층 표면 관찰	—
X-ray	불순물이나 내부 결합 관찰	—
	보이드, 불순물 관찰	실리콘 오일
핫오일테스트	수트리	메틸렌 블루우
가교도	가교된 정도 측정	자일렌
수축율	수축율 측정	—
체적고유저항	반도전층의 체적고유저항 측정	—
	μ-FITR	화학적 결합 분석
ICP-AES	불순물 함유량 측정	—
DSC	열분석	RT~200[°C]
절연파괴시험	파괴수명 측정	웨이블 분포함수

III. 실험결과 및 고찰

3. 1. 열화가증치에 의한 케이블의 열화진단

최근에 전력연구원과 고려대에서 지중배전케이블의 성능평가를 위해 제안한 열화가증치를 기준으로 해서 본 실험에서 사용된 12종류의 배전케이블의 열화가증치를 예상하여 보았다³⁾. 제안된 열화가증치는 배전케이블의 사고나 열화를 일으킬 수 있는 여러 가지 인자들에 대하여 적당한 수치를 부여하고 이들을 종합하여 최종적으로 케이블의 열화와 수명을 판단할 수 있는 방법이다.

실험과 분석을 통하여 열화인자인 수트리와 보이드, 절연층과 반도전층의 불순물 여부, 수축율, 가교도, 반도전층의 체적고유저항, 산화유도시간, 화학구조 결합 등을 측정하고 일정한 기준을 넘어서는 항목에 대해서 각각 가중치를 부여함으로써 최종적으로는 이를 종합하여 케이블의 열화정도를 판단하였다.

실험 결과, Fig. 2처럼 사고케이블의 열화가증치가 건전케이블보다는 높게 나타났으며, 수트리에 의한 파괴가 주원인이었던 F1, F4, F6 시료의 경우는 가장 높은 수치를 나타냈다. 주목할 만한 사실은 S1과 S4의 경우는 비록 건전케이블이지만 열화가증치가 비교적 높게 나타났다는 것이다. 이는 오랜 사용기간 동안 경년열화의 정도가 심했던 것으로 생각된다. 본 실험에서 사용한 12종의 케이블에 대하여 열화가증치가 높은 순서대로 열거하면 다음과 같다.

$$S5, S3, S2 \leq F7, F2, S1 \leq F3, S4, F5 \leq F1, F6, F4$$

주의할 점은 열화가증치를 적용하기 위해 필요한

사고빈도 및 다른 몇 가지 Factor는 제외되었다는 것이다. 이런 점을 감안한다면 국내에 적용될 수 있는 열화가중치는 본 실험에서 예측된 결과보다는 더 높아질 것이다.

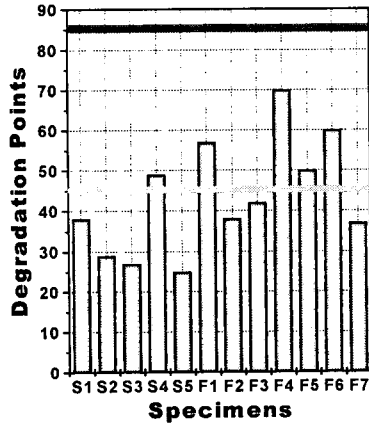


Fig. 2. Degradation points of each cable.

또한, 국내 케이블에 대하여 연구를 해본 결과, 외국에서는 중요시되지 않았던 반도전층의 성능에 관한 부분이나 제조시에 발생하는 결함, 그리고 불순물에 관한 항목들은 국내 케이블의 경우에는 비교적 차지하는 비중이 크기 때문에 앞으로 이에 대한 연구와 자료의 축적을 통해서 국내 케이블에 맞는 열화가중치를 새로이 적용하는 것도 생각해 보아야 할 것이다.

3. 2. 절연파괴강도 및 파괴수명 고찰

(1) 절연파괴강도 및 파괴수명 실험 결과

절연파괴 방전 channel은 전계 및 열에너지에 의한 전자들간의 상호작용과 전자와 물질 격자(Lattice) 및 결합들과의 상호작용의 증가로 인한 carrier 수의 급증 때문에 형성된다. XLPE의 절연파괴 방전 channel은 주로 spherulite들 사이에 위치한다고 알려져 있으며⁴⁾, 절연파괴강도는 30~40[kV/mm] 정도로 알려져 있으나, 실제 실험환경이나 시편의 형태, 전극의 구조 등에 의해서 많은 영향을 받기 때문에 정확한 값을 결정하기는 힘들다.

본 실험에 사용된 케이블은 새롭게 모델링한 경우로서 일정속도로 전압을 인가하면서 오일 내에서 파괴실험을 수행하였다. Fig. 3은 각 시료의 절연층을 Fig. 1의 (c)와 같이 1[mm]로 절단한 다음, 10회의 절연파괴시험을 수행한 뒤의 평균 절연파괴전압을 측정된 것이다. 모든 시료의 경우에 약 20[kV/mm] 정도의 절연파괴강도를 나타내고 있는데, 이는 실험에 사용된 시료가 모두 경년열화에 의해 절연파괴강도가 약화되었기 때문으로 생각된다. 실험결과, 파괴전압이 높은 차례대로 나열하면 다음과 같다.

$$S4, S5 \geq S2, F7 \geq F5, F3 \geq F6 \geq F4$$

각 시료의 파괴수명을 추정하기 위해서 우선 흙의 깊이가 1[mm]인 시료에 20[kV]의 전압을 인가하여 파괴시간을 측정하였다. 이러한 결과를 아래의 Weibull 분포함수식에 적용하기 위해서 각각의 척도파라미터 α 와 형상파라미터 β 를 Weibull 누적확률분포함수와 최소자승법(The least square method)⁵⁾을 이용하여 구하였다⁶⁾.

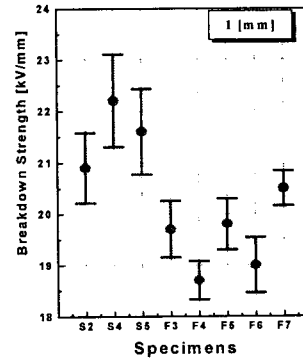
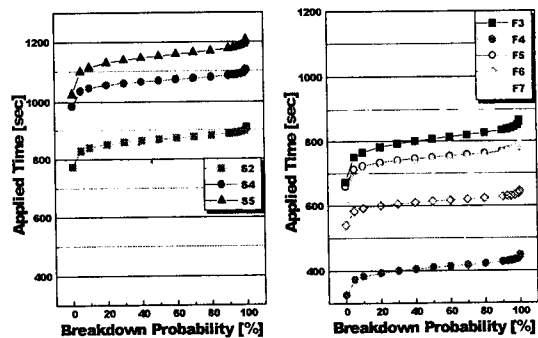


Fig. 3. Dielectric breakdown strength (average X and standard deviation σ).

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right], t \geq 0, \alpha > 0, \beta \geq 1$$

이러한 과정을 거쳐서 허용파괴확률이 0.1~99.99[%]일 때의 파괴수명을 예측하고 그 결과를 Fig. 4에 나타내었다. 파괴확률에 상관없이 건전케이블의 파괴수명은 사고케이블보다 월등히 높았으며, 파괴수명이 긴 케이블은 S5이었고, 가장 짧은 것은 F4였다. Fig. 4에서 주목할만한 것은 열화가중치에 의한 결과치와 비교해 보았을 때, S2와 S4의 경우를 제외하고는 거의 모든 결과가 일치하고 있다는 것이다. 열화가중치의 결과에서는 S4 케이블이 건전상임에도 불구하고 거의 위험한 수준으로 판정.



(a) S2, S4, S5 (b) F3, F4, F5, F6, F7

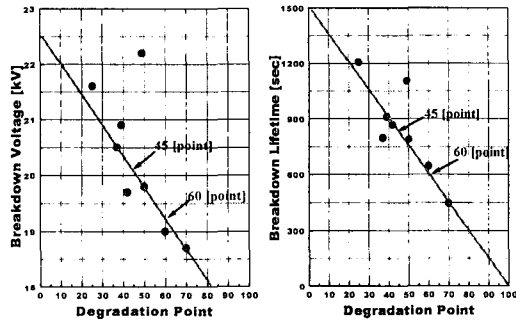
Fig. 4. Breakdown lifetime prediction according to the breakdown probability.

되었으나, 전기적 특성분석과 절연파괴 및 파괴수명 예측 결과에서는 S4보다는 오히려 S2 케이블이 더 나쁜 특성을 보이고 있다. 실험결과, 파괴수명이 높은 순서대로 열거하면 다음과 같다.

$$S5, S4 \geq S2, F3, F5, F7 \geq F6 \geq F4$$

(2) 열화가중치와 파괴수명과의 관계 고찰

지금까지의 결과를 바탕으로 열화가중치와 파괴전압, 파괴수명과의 관계를 Fig. 5에 나타내었다. (a)는 열화가중치와 파괴전압과의 관계를 나타내고 있고, (b)는 열화가중치와 파괴수명과의 관계를 보여주고 있다. (a)와 (b) 모두 가중치가 높아질수록 파괴전압과 파괴수명은 감소하는 경향을 나타낸다. 만일, 최근에 국내에서 제안한 것처럼 케이블의 “주의해야 할 [point]” 를 45[point]로 규정한다면, 1[mm] 절연층의 파괴전압은 최소 20[kV], 파괴수명의 경우는 최소 800[sec] 이상이 되어야 한다는 것을 알 수 있다[1]. 그러나, 열화가중치에서 제외된 사고빈도나 다른 몇 가지 열화인자를 고려하고, 외국케이블에서는 나타나지 않는 국내케이블의 특성들까지 고려한다면 열화가중치는 더 높아야 한다. 실험에 사용한 케이블 중에 비전기적 특성뿐만 아니라, 전기적 특성까지 비교적 일정하게 나쁜 결과를 나타낸 F1, F4, F6의 경우를 기준으로 삼는다면 최소 열화가중치는 “60 [point]” 정도가 될 것이며, 이를 기준으로 했을 때 케이블 1[mm] 절연층의 파괴전압은 19[kV] 정도, 파괴수명은 600[sec] 정도가 된다.



(a) Degradation points vs. breakdown voltage
 (b) Degradation points vs. breakdown lifetime
 Fig. 5. Comparison of relationships between degradation points, breakdown voltage and breakdown lifetime.

IV. 결 론

본 실험에서는 특성분석을 통한 배전케이블의 성능을 평가해 보고 새롭게 제작한 시료를 사용하여 몇 가지 전기적인 특성 시험을 수행하였다.

1. 열화가중치를 이용한 케이블의 성능평가 결과,

건전케이블의 20[%]와 사고케이블의 70[%]가 열화가중치의 기준인 45[point]를 넘었다. 이러한 결과는 열화가 심각하거나 성능이 약화된 사고케이블의 열화가중치가 건전케이블에 비해 높게 나타남으로서 국내 배전케이블의 절연성능평가에 열화가중치를 이용한 방법이 어느 정도 효과적으로 적용될 수 있다는 것을 확인시켜 주었다.

실험 결과, 열화가 심각하게 진행되었던 F1, F6, F4 케이블과 건전케이블일지라도 오랜 사용 기간에 의해 경년열화된 S1, S4 케이블의 경우 대부분 열화가중치가 높게 나타났다.

2. 절연파괴강도와 파괴수명시험의 결과로부터 국내 케이블의 기준 열화가중치를 60 [point]로 지정한다면, 절연파괴전압은 1[mm]에서 약 19[kV] 정도, 파괴수명은 600[sec]로 추정된다. 여기서 주목할 만한 사실은 절연파괴강도와 파괴수명시험 결과는 대체적으로 열화가중치에 의한 성능평가와 일치하고 있으나, 열화가중치가 낮게 나타났던 건전케이블 S2의 경우는 나쁜 전기적 특성을 보여주고 있다는 것이다. 이는 열화가중치에 의한 성능평가방법이 물리·화학적 및 미세구조적인 분석같은 비전기적 분석에만 치중해 있기 때문에 나타나는 현상으로서 신뢰성을 높이기 위해서는 반드시 전기적인 특성을 함께 고려해야만 한다는 것을 의미한다.

[참 고 문 헌]

- 1) “배전케이블 수명예측 기준결정 및 열화진단 시스템 구축”, 전력연구원, TR.95 YJ 16. L.199787, 1997. 10.
- 2) S. K. Aggarwal, “Literature Review of Environmental Qualification of Safety Related Electric Cables”, Division of Engineering Technology Office of Nuclear Regulatory Research, NUREG/CR-6384, BNL-NUREG-52480, Vol. 1.
- 3) 서광석, “지중 배전 전력케이블용 절연재료의 개발동향”, 전기학회지, Vol. 46 No. 4, pp.34~39, 1997. 4.
- 4) J. Phillips, “Morphology-Electrical Property Relations in Polymers”, IEEE Trans. Insulation, Vol. 13, pp.69~81, 1978. 4.
- 5) Daniel C. Harris, “Quantitative Chemical Analysis -Third Edition-”, W. H. Freeman. 1993., pp.65~70.
- 6) 윤상운, “가속화 신뢰도 분석”, 자유 아카데미, pp.39-58, 1994.