

# 지중 배전케이블의 최적 교체기준 수립을 위한 열화진단 및 특성분석

論 文

53C-5-5

## Aging Diagnosis and Characteristic Analysis of Distribution Power Cables to Prepare Optimal Replacement Criterion

金周勇\* · 宋一根\*\* · 鄭益重\*\*\* · 韓命寬\*\*\* · 沈有鍾<sup>§</sup> · 文在德<sup>§§</sup>

(Ju-Yong Kim · Il-Keun Song · Ik-Jung Jeong · Myung-Kwan Han · You-Jong Sim · Jae-Duk Moon)

**Abstract** - The purpose of this experiment is to modify diagnosis criterion of isothermal relaxation current(IRC) measurement equipment which is using for distribution cable diagnosis. We're using this system for several years in the field instead of DC leakage current measurement and lots of cables were replaced. But we have to investigate on the reliability of this equipment for our cables because we didn't carried out condition assessment of extracted cables after field diagnosis by this equipment. It is important thing for cable maintenance. If the replacement criterion is improper we can not prevent failures or will waste budget on account of replacement of the sound cables. In this paper we selected field installed cables and injected silicone fluid to the cables for insulation rehabilitation. In order to prove reliability of the diagnosis equipment we compared diagnosis results and AC breakdown strength according to operating time after silicone treatment. This is the results of the field test for 1 year.

**Key Words** : Aging, Water tree, Power Cables, Cable diagnosis, Silicone Injection, Isothermal Relaxation Current

### 1. 서 론

1997년부터 2000년 사이에 발생한 지중선로 고장에서 케이블 열화고장의 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 남아있던 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 국외의 연구기관에서 비교시험 결과를 제시하고는 있지만 각 진단장치마다 장단점을 보유하고 있어 특정 장치가 반드시 정확하다고 확신할 수는 없는 상태이다<sup>[1]</sup>. 그러므로 국외에서는 각 전력회사의 실정에 맞는 진단장치를 개발하고 있으며 기 개발된 진단장치 중 현재 운영중인 지중배전선로에 적합한 진단장치를 선정하기 위해 실선로 및 실험실 시험을 통해 성능비교를 실시하고 있는 상황이다<sup>[2]</sup>. 국내에서는 열화케이블의 주요 고장원인인

수분침투에 의한 수트리 열화를 검출하기 위해 완화전류 측정장치(Isothermal Relaxation Current measurement equipment)를 사용하고 있다. 하지만 국내에서 현장적용을 통한 신뢰성 검증이 이루어지지 않아 적절한 케이블 유지보수에 이루어지지 못하고 있다. 현재까지의 현장 운전경험을 보면 이 장치는 미소전류를 측정하기 때문에 주위노이즈에 매우 민감하고, 1개 상(phase) 측정에 1시간 정도의 시간이 소요됨에 따라 지중선로가 밀집된 도심지 등에서의 진단에 어려움이 많은 것으로 보고되고 있다. 또한 정확한 진단을 위해서는 시험전에 측정대상 케이블을 수 시간 전에 선로에서 분리하여 케이블을 충분히 방전시켜야하는 문제가 있다.

본 연구에서는 국내에서 사용중인 완화전류 측정장치의 신뢰성 평가를 위해 실선로에서 노후 케이블을 선정하여 진단결과와 절연파괴전압 및 특성분석 결과 사이의 상관성을 분석함으로써 최적 유지보수기준을 수립하고자 한다.

### 2. 시험장치 및 방법

#### 2.1 완화전류 측정장치(IRC measurement equipment)

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 움직임을 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<sup>[3][4]</sup>.

표 1과 그림 1은 전형적인 에너지 수준과 XLPE 케이블에서의 완화시간 계수가 서로 연관되어 짐을 나타내준다.

\* 正 會 員 : 韓電電力研究院 先任研究員  
 \*\* 正 會 員 : 韓電電力研究院 責任研究員  
 \*\*\* 正 會 員 : 韓國電力公社 배전처 지중배전팀 과장  
 § 正 會 員 : 韓國電力公社 배전처 지중배전팀 팀장  
 §§ 正 會 員 : 慶北大 電氣電子工學部 教授  
 接受日字 : 2003年 1月 29日  
 最終完了 : 2004年 3月 3日

표 1 대기온도에서 XLPE의 완화시간계수  
Table 1 Relaxation Time of XLPE at Room Temperature.

특성	완화시간 $\tau$ (s)	트랩수준 $w$ (eV)
절연체	3 ~ 6	0.66 ~ 0.68
절연체 접촉면	12 ~ 80	0.70 ~ 0.70
절연체 결합	150 ~ 250	0.77 ~ 0.80

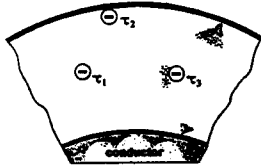


그림 1 절연체의 구조  
Fig. 1 Structure of cable Insulation

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. 그림 2는 완화전류와 시간의 전형적인 형태이다.

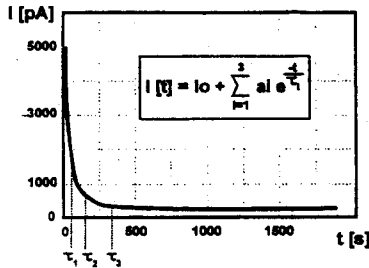


그림 2 시간에 따른 완화전류 변화  
Fig. 2 Change of relaxation current by discharging time

이 그래프로부터 열화분석에 필요한 시간계수를 구분해내기 위해 y축을 전류대신 전하로 나타내고 시간눈금을 로그 대수형으로 표시하면 그림 3과 같다.

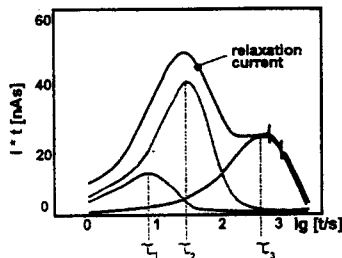


그림 3 전력케이블의 완화전류  
Fig. 3 Relaxation current of distribution power cable

이것은 시험대상 케이블의 완화전류 그래프로부터 파괴된 중합체에 의한 변화를 분리해내기 위해 방전 그래프를 세 개의 e-함수로 전개한 것이다.

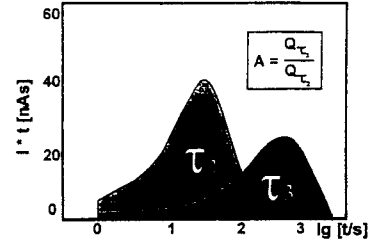


그림 4 Aging factor 정의  
Fig. 4 Definition of aging factor

이와 같은 방법으로 현장 경년케이블 및 가속열화된 케이블의 완화전류를 측정된 결과, 아래와 같은 경험식을 정의했으며 이로부터 절연체의 열화상태를 파악할 수 있다.

$$AF = \frac{Q(\tau_3)}{Q(\tau_2)}$$

이때 AF를 Aging Factor라 한다. 이 값과 절연파괴전압과의 상관성을 분석하여 아래와 같은 진단결과를 제시하고 있다.

표 2 완화전류 측정장치의 열화판정기준  
Table 2 Maintenance criterion of IRC measurement equipment

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

2.2 시험방법

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 실리콘액이 절연층으로 확산되면서 수트리와 반응하여 수트리내의 수분을 고분자물질로 변환시켜 케이블이 절연성능이 향상시키는 기술이다<sup>[5]</sup>.

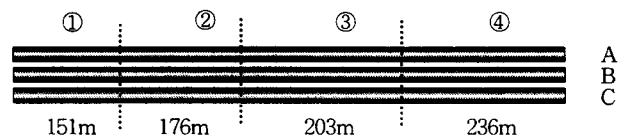


그림 5 시험선로 현황  
Fig. 5 Configuration of field installed test lines

시험선로는 그림 5와 같이 4구간으로 구분하였으며 각 구간은 10개 이상의 절연과피 시료를 확보하기 위해 충분한 길이 단위로 구분되었다. 이 가운데 ①구간은 실리콘 주입 이전에 각 상별 케이블의 초기상태 평가를 위해 현장진단 후 발취하여 교류절연과피시험 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 절연과피시험을 실시하고 1년 경과된 시점에서 3구간 시험을 시행하였다. 시험 후 철거된 구간에는 새 케이블을 설치하여 계속 운전하였다. 현재에는 4구간만이 현장에서 운전되고 있으며, 본 논문은 3구간까지의 결과를 정리한 것이다.

한편 절연과피시험에는 장시간이 소요되므로 시료내의 수분증발 등으로 인한 영향을 방지하기 위해 시험 전까지 시료는 수조에 보관하였다. 또 현장진단 후 절연과피시험 및 분석을 위해 철거한 구간에는 새 케이블을 포설하여 운전을 계속하였다.

3. 시험결과 및 고찰

3.1 케이블 초기상태 분석

시험대상 케이블의 초기상태를 평가하기 위해 ①구간 케이블에 대해 교류절연과피시험과 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 화학구조결합을 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 분석결과가 그림 7에 나와 있다. 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.

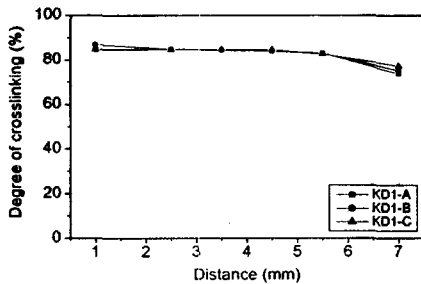


그림 6 ① 구간 케이블의 가교도 분포  
Fig. 6 Degree of crosslinkage of section ① cables

적외선 분광기(FIR)를 이용한 화학구조결합 분석에서는 그림 8과 같이 모든 상이 열화에 의해 ester 및 acid 성분이 크게 증가하였다. B상 케이블이 가장 큰 화학구조결합을 보여 열화가 가장 심함을 알 수 있으며, A상의 화학구조결합 농도가 가장 낮게 나타났다.

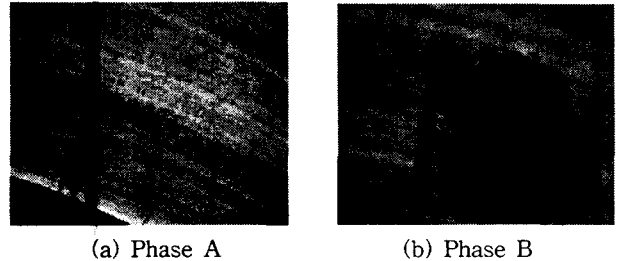


그림 7 수트리 분석결과  
Fig. 7 Results of Water tree analysis

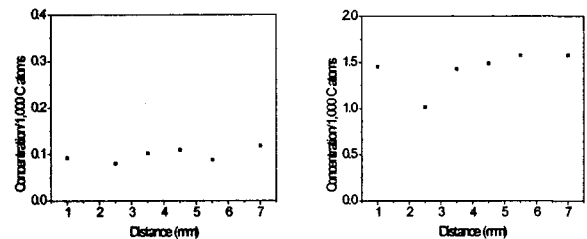
표 3 초기상태 절연과피전압

Table 3 AC Breakdown voltages(ACBD) of initial condition

	Phase A	Phase B	Phase C
ACBD (kV)	90	80	70
	100	90	130
	110	70	120
	90	70	100
	90	70	120

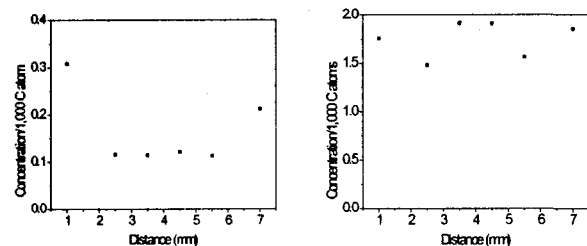
각 상별 절연과피전압은 표 3과 같이 100kV 내외의 낮은 값을 나타내 케이블이 열화된 상태임을 알 수 있다.

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



(a) A상의 acid 성분

(b) A상의 ester 성분



(c) B상의 acid 성분

(d) B상의 ester 성분

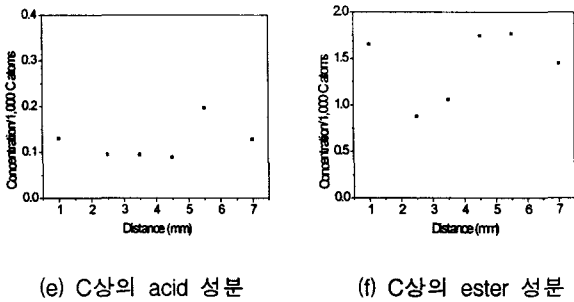


그림 8 화학구조결함 분석결과  
Fig. 8 Results of chemical defects analysis

3.2 현장 케이블 진단시험

표 4는 현재까지 현장 진단결과를 요약한 것이다. 먼저 전체공장에 대한 시험결과를 살펴보면 접지가 연결된 상태에서는 인접선로로부터 노이즈 영향이 크게 나타나 측정 불가능한 경우가 많이 나타났다. 이는 시험장치가 미소전류를 측정하기 때문에 피할 수 없는 문제인 것으로 생각된다. 이에 따라 현장 열화진단은 접지선을 분리한 후 실시하였다.

1차 시험후 케이블 실리콘 처리된 A, B 상은 6개월 후 실시한 2차 진단에서 성능이 향상된 것으로 측정되었으며, 그 후 다시 6개월 뒤에 실시된 3차 진단에서는 측정결과에 큰 변화가 나타나지 않았다. 한편 실리콘 처리를 시행하지 않은 C상은 최초상태와 유사한 측정결과를 보여줌으로서 진단장치가 케이블의 절연상태 변화를 어느정도 반영하는 것으로 나타났다. 하지만 앞서 언급한 바와 같이 인접선로와 공통접지된 선로의 진단을 위해 접지를 분리해야하므로 실제 진단에 소요되는 시간외에도 추가적인 시간이 요구되는 문제가 있으며, 진단 후 분리된 접지를 다시 접속해야하는 문제가 있다.

각 구간별 진단결과를 보면 표 4에서 2차 진단의 3구간 C상, 4구간 C상 그리고 3차 진단의 3구간 B상, 4구간 C상 측정결과가 케이블 상태를 잘 반영하지 못하는 경우가 있었다. 이 중 3차 진단의 3구간 측정의 경우에는 접속재를 절단하고 양단에 중단접속재를 설치한 후 측정한 결과로써, 접속재 시공상태에 의한 영향이 반영되었을 가능성이 있어 시험실에서 중단접속재를 절단하고 케이블 상태에서만 재진단을 실시하였다. 그 결과 현장측정과는 다른 결과를 나타냄으로서 현장적용에서 노이즈, 접지상태, 단말 등의 환경영향이 진단결과에 영향을 크게 미침을 알 수 있었다.

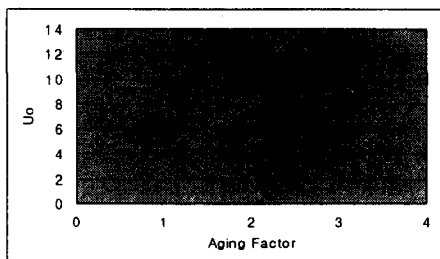


그림 9 Aging factor와 잔여파괴전압 제시치와의 관계  
Fig. 9 Relationship between AF and recommended ACBD

또 Aging Factor와 진단장치에서 제시하는 잔여전압과의 상관성을 파악하기 위해 현재까지 측정된 모든 데이터를 표시하면 그림 9와 같다. 전반적으로 반비례 관계가 있는 것으로 나타났으나 유사한 Aging Factor에서도 진단장치가 제시하는 잔여전압값이 큰 차이를 보이는 경우와 Aging Factor와 상반되는 잔여전압을 제시하는 경우가 있었다.

표 4 현장 열화진단 결과

Table 4 Field diagnosis results

선로구분	결과	Aging Factor(잔여전압 제시치)		
		1차진단 (초기상태)	2차진단 (6개월경과)	3차진단 (1년경과)
전체구간 (접지분리)	A상		1.90(10U <sub>0</sub> )	1.756(11U <sub>0</sub> )
	B상		1.73(11U <sub>0</sub> )	1.825(10U <sub>0</sub> )
	C상		2.37(7U <sub>0</sub> )	* <sup>1)</sup>
전체구간 (접지연결)	A상	* <sup>1)</sup>	- <sup>1)</sup>	
	B상	* <sup>1)</sup>	1.80(9U <sub>0</sub> )	
	C상	* <sup>1)</sup>	- <sup>1)</sup>	
①구간	A상	2.77		
	B상	2.49		
	C상	3.94		
②구간	A상	3.35	2.19(10U <sub>0</sub> )	
	B상	3.061	2.35(9U <sub>0</sub> )	
	C상	3.009	3.07(6U <sub>0</sub> )	
③구간	A상	2.98	2.10(11U <sub>0</sub> )	1.051(10U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup> , 1.002(4U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup> , 1.888 (11U <sub>0</sub> ) <sup>3)</sup>
	B상	2.87	1.72(13U <sub>0</sub> )	4.086(5U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup> error 1.968 (12U <sub>0</sub> ) <sup>3)</sup>
	C상	2.72	1.83(12U <sub>0</sub> )	3.948(5U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup> , 2.351 (9U <sub>0</sub> ) <sup>3)</sup>
④구간	A상	2.912	1.81(12U <sub>0</sub> )	1.321(6U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup> , 1.848(11U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup>
	B상	2.584	1.50(13U <sub>0</sub> )	1.708(10U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup> , 1.973(10U <sub>0</sub> ) <sup>2)</sup>
	C상	2.607	2.01(11U <sub>0</sub> )	1.936(11U <sub>0</sub> )

- 1) \*: 노이즈로 인해 aging factor 측정 불가, -: 노이즈로 인해 aging factor 측정 및 판정 불가
- 2) 현장 재측정
- 3) 철거 후 시험실에서 재측정

완화전류측정장치는 진단 후 Aging Factor와 함께 케이블의 잔여 파괴전압을 함께 제시한다. 그러므로 진단장치에서 제시하는 파괴전압과 실제 케이블의 절연파괴전압을 직접 비교하여 적합성 여부를 검토할 필요가 있다. 또한 Aging Factor가 실제 케이블 상태와 잘 일치하는가를 확인하였다. 이 진단장치는 케이블의 전체적인 상태를 측정하는 장치이므로 진단결과와 케이블의 절연파괴전압을 직접 비교하기는 어렵다. 하지만 케이블에 국부적으로 심각한 결함이 없는 경우라면 Aging Factor와 절연파괴전압은 반비례하여야 할 것이다. 표 5는 실리콘 주입후 1년 경과시까지 현장 열화진단결과와 절연파괴전압을 나타낸 것이다. 초기 절연파괴전압인 ①구간 결과는 5-6개의 시료의 파괴전압으로부터 얻은 것이며, 나머지는 10개의 시료로부터 얻은 값을 평균한 것이다. 절연파괴전압으로 보면 케이블은 실리콘 주입에 의해 초기상태에서 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.

표 5 구간별 케이블 절연파괴전압

Table 5 ACBD of each cables

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

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

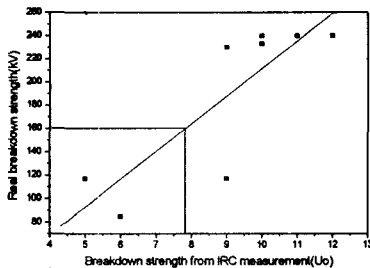


그림 10 실제 절연파괴전압과 잔여파괴전압 추정치와의 관계  
Fig. 10 Relationship between real ACBD and recommended ACBD

즉, 현재 진단장치가 제시하는 판정기준으로 케이블을 유지보수할 경우 건전한 케이블을 교체하는 결과를 초래할 수 있으므로 교체기준을 실제 케이블의 절연파괴전압을 근거로 수정함으로써 건전케이블의 교체를 방지할 필요가 있다. 현재까지의 시험중 진단장치로부터 Aging Factor와 잔여파괴전압을 구한 데이터는 6개이다. 이 결과 중 실제 케이블 상

태와 상반되는 결과를 나타낸 3차 측정시의 3구간 B상 케이블에 대한 결과를 제외한 후 진단장치에서 제시한 잔여전압과 실제 케이블의 잔여전압의 상관관계를 보면 그림 10과 같다. 이 그래프를 이용하여 불량판정기준을 정하기 위해서는 먼저 교체를 고려할 적정 절연파괴전압을 선정해야 한다. 현재까지의 국내외의 연구결과 및 고장원인분석 경험을 토대로 보면 10년간 사용된 케이블의 평균 절연파괴전압이 160 kV 정도로 나타난다. 그러므로 160 kV를 불량 기준으로 설정할 경우 충분한 시간을 가지고 교체계획을 수립할 수 있을 것으로 판단된다.

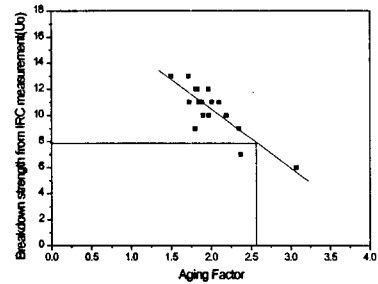


그림 11 Aging factor와 잔여전압 추정치와의 관계  
Fig. 11 Relationship between aging factor and recommended ACBD

실제로는 이보다 더 낮은 절연파괴전압을 불량기준으로 정해도 문제가 없을 것으로 생각되지만 현재까지 확보된 데이터가 제한적이므로 불량기준을 과도하게 낮게 산정하는 것은 불시정전의 가능성을 높이는 결과를 초래할 수 있어 우선 160 kV를 불량기준으로 정하였다. 이 기준은 향후 많은 현장 데이터가 확보되는 대로 보완될 것이다. 그림 10과 같이 실제 160 kV (약 12U<sub>0</sub>)의 절연파괴전압을 가지는 케이블에 대한 잔여전압 추정치를 보면 대략 7.8U<sub>0</sub> 정도가 된다. 그리고 현재까지 진단장치에서 제시한 Aging Factor와 잔여파괴전압 사이의 그래프인 그림 11에서 잔여전압 7.8U<sub>0</sub>에 해당하는 Aging Factor를 찾으면 약 2.6 정도가 된다. 이 결과로부터 현재 사용중인 불량판정기준을 변경한다면 Aging Factor로는 2.6 정도가 적합하고 잔여파괴전압으로는 약 8U<sub>0</sub> 정도가 합당할 것으로 생각된다. 그러므로 현장에서 케이블을 진단할 때 Aging Factor와 절연파괴전압이 동시에 제시되는데 이 두 값을 동시에 만족하는 경우에만 교체를 고려하는 것이 합당할 것이다. 그러나 현재까지 확보된 절연파괴시험 결과가 많지 않기 때문에 향후 더 많은 시험결과를 축적하여 이를 수정 보완할 필요가 있다.

4. 결 론

현재까지의 결과를 종합하면 진단장치는 일부 판정요구가 있으나 케이블의 절연상태를 어느정도 반영하는 것으로 평가되었다. 이 장치를 현장적용 할 경우 고려해야할 사항은 측정시의 노이즈로 인한 영향을 어떻게 줄이느냐 하는 것과 국내에 적합하도록 판정기준을 정립하는 것이다. 또 현재상태에서 정확한 측정을 위해서는 접지선을 분리해야하지만 현장 여건상 불가능한 경우가 많으므로 이에 대한 개선방안이 마련되어야 한다. 그리고 현재까지의 측정결과 중 낮은

Aging Factor에서 낮은 잔여전압을 제시하는 경우가 있었다. 이는 Aging Factor와 잔여전압이 반드시 비례관계를 나타내지 않는 것을 의미하므로 진단시에 이 두 결과를 적절히 종합하여 판정할 필요가 있을 것으로 보인다.

그리고 교체기준을 2.3으로 현재까지 운용한 결과 불량률이 과다한 것으로 보고되고 있으며, 본 연구에서도 Aging Factor 2.3을 가지는 케이블의 실제 절연파괴전압은 200 kV 이상을 나타내고 있어 조정을 필요한 것으로 판단된다.

이를 위해 본 연구에서 측정된 데이터만으로 분석한 결과 잔여파괴전압 추정치로는 약 8Uo, Aging Factor로는 2.6 정도가 불량판정기준으로 적합한 것으로 나타났다. 이것은 160 kV 이하의 절연파괴전압을 가지는 케이블을 불량으로 간주하여 산정한 값이다. 케이블의 불량판정기준을 어떻게 결정하느냐는 경제성과 관련된 문제이다. 고장을 방지하는 측면에서는 더 높은 절연파괴전압을 기준으로 해야 하지만 교체에 따른 비용절감 측면에서는 최소한으로 낮은 절연파괴전압을 기준으로 정하는 것이 바람직하므로 이 두 가지를 고려하여 진단기준을 정해야 할 것이다.

### 참 고 문 헌

- [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

### 저 자 소 개



#### 김 주 용 (金 周 勇)

1969년 9월 27일생. 경북대 공대 전기공학과 졸. 1994년 동 대학원 전기공학과 졸(석사). 1994년 한국전력공사 입사. 현재 전력연구원 정책개발그룹 선임연구원  
Tel : 042-865-5116  
Fax : 042-865-5116  
E-mail : kimjy@kepri.re.kr



#### 송 일 근 (宋 一 根)

1961년 3월 3일생. 1984년 송실대 공대 전기공학과 졸. 1986년 동 대학원 전기공학과 졸(석사). 1997년 동 대학원 전기공학과 졸(박사). 현재 전력연구원 배전기술그룹 Project Leader/책임연구원.  
Tel : 042-865-5920  
Fax : 042-865-5804  
E-mail : iksong@kepri.re.kr



#### 정 익 중 (鄭 益 重)

1959년 4월 18일생. 1983년 성균관대 전기공학과 졸업. 1986년 한국전력사 입사. 현재 한국전력공사 배전처 지중배전팀 과장  
Tel : 02-3456-4652  
Fax : 02-3456-4699  
E-mail : jing@kepeco.co.kr



#### 한 명 관 (韓 命 寬)

1959년 7월 24일생. 1986년 건국대 전기공학과 졸업. 1987년 한국전력공사 입사. 현재 한국전력공사 배전처 지중배전팀과장  
Tel : 02-3456-4696  
Fax : 02-3456-4699  
E-mail : hanco@kepeco.co.kr



#### 심 유 중 (沈 有 鍾)

1958년 7월 5일생. 1981년 단국대 전기공학과 졸업. 1981년 한국전력공사 입사. 현재 한국전력공사 배전처 지중배전팀 팀장  
Tel : 02-3456-4650  
Fax : 02-3456-4699  
E-mail : simyoujo@kepeco.co.kr



#### 문 재 덕 (文 在 德)

1946년 7월 25일생. 1970년 경북대 물리학과 졸업. 1975년 동 대학원 전자공학과 졸업(석사). 1982년 일본 동경대 대학원 전기공학과(공학박). 현재 경북대 공대 전자전기공학부 교수  
Tel : 053-950-5601  
Fax : 053-950-5505  
E-mail : jdmoon@bh.kyungpook.ac.kr