

## 22.9 kV CV 전력케이블의 14주기 고온 열화에 대한 교류파괴특성

### AC Breakdown Characteristics for 22.9 kV CV Power Cable Before and After Cyclic Aging for 14days

윤대혁, 김위영\*, 박민호, 박태곤  
Dae-Hyuk Yun, We-Young Kim\*, Min-Ho Park, Tae-Gone Park

#### Abstract

22.9kV CV power cable is very important factor of underground distribution power line. Cyclic aging for 14days is performed to remove a large amount of the volatiles found in freshly manufactured cable. In this paper, we examined AC breakdown characteristics of CV power cable before and after cyclic aging for 14days. As the result, even if there were some exceptions, the AC breakdown voltage before aging was lower than that after aging, but most of the results were that the AC breakdown voltage after aging was lower than that before aging.

**Key Words** : CV cable, 14주기 열화, AC breakdown

#### 1. 서 론

국내에서 사용하고 있는 지중 배전용 전력케이블의 거의 대부분은 가교폴리에틸렌(XLPE)을 주절연체로 사용하는 CV 케이블로서, 그 구성은 도체, 도체 shield 및 절연체 shield를 위한 반도전층, 절연층, 염화비닐수지(PVC)등으로 된 외피로 이루어진다.

CV 케이블은 사용되는 용도에 따라서 케이블이 구성되는 형태도 달라지며, 그 대표적인 형태로서 한국전력공사의 구매시방서에 따른 차수형(CN/CV), 수밀형(CN/CV-W), 난연형(FR CNCO-W), 트리억제형(TR CNCV-W)로 구분할 수 있으나, 차수형(CN/CV)은 최근 한국전력공사 구매시방서에서 제외되었다.

한국전력공사 구매시방서의 14주기 노화시험은 케이블의 비상운전 한계온도 130℃에서 노화된다. 이

러한 비상운전 한계온도에서 노화된 절연체 재질의 변화에 따른 케이블의 전기적 특성변화를 AC 파괴 전압특성으로 비교하였다.

#### 2. 본 론

##### 2.1 14주기 열화시험

##### 2.1.1 목적

본 시험은 AEIC CS5-87을 인용하고 있는 한국전력공사 구매시방서에 따른 것으로서, 14주기 동안 규정된 온도를 주기적으로 인가하고 또 일정전압을 노화기간 동안 인가하여 케이블을 노화시키는 것이다.

14주기 열화시험의 목적은 케이블의 절연체 가교시에 첨가되는 산화방지제, 가교 촉매제 등으로 인한 가교 부산물의 일부분이 가교 시 외부로 배출되지 못하고 절연체 내부에 존재하게되며, 그 부산물은 메탄(CH<sub>4</sub>), 수소(H<sub>2</sub>), 아세틸렌(C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)이 대부분을 차지하는 휘발성 물질로서, 130℃의 온도를 주기적으로 인가하는 14주기 열화시험을 이용하여 케이블 제조공정 중 외부로 배출되지 않은 다량의 휘발성

창원대학교 전기공학과  
(경남 창원시 사림동 창원대학교,  
\*한국전기연구원 산업협력부  
Fax: 055-263-9956  
E-mail : paraman@dreamwiz.com)

물질을 제거하기 위해서 행하여진다. 또한 14주기 열화시험은 케이블의 열적 과부하상태에서 진행되는 데 그 부수적인 효과로 절연체 내부의 고온상태에서 고분자사슬이 서로 떨어져 움직임으로서 절연체 내에 잔존 할 수 있는 수분과 미세 보이드를 제거하게 된다. 또한 부 효과로 케이블의 온도가 상승하면서 각 재료의 열적 팽창계수의 차이로 인해 도체와 XLPE 절연체가 접한 부분에서 구조적 변화가 발생할 수 있으며, 130℃ 고온에서의 열적 노화에 따른 XLPE의 경화는 유전강도의 감소를 가져온다. 따라서 14주기 열화의 결과로 나타나는 휘발성 물질의 제거, 온도변화에 따른 케이블의 구조적 변화, 수분 및 미세보이드 제거, XLPE의 재결정화, XLPE의 경화에 따른 AC 파괴전압특성을 알고자 함이다.

### 2.1.2 시험방법

한전구매시방서의 장기 과동전시험방법에 따라 14주기노화시험을 실시하였다.

- 1) 지름 80mm의 플라스틱 파이프에 케이블을 넣어서 양끝을 봉하고, 교류 40kV 전압을 인가한 상태에서 매일 8시간씩 지속적으로 도체에 전류를 인가한다. 인가 전압은 14주기 노화가 끝날 때까지 연속적으로 인가한다. 인가전류는 130℃ 도체온도에서 매일 6시간 이상 가열해야 한다. 전류는 반복노화간 최소한 16시간 이상 휴지시켰다.
- 2) 케이블은 이러한 열화를 14주기 반복하였다.
- 3) 시험 전 케이블의 온도제어를 위하여 dummy 케이블을 설치하였으며, 시험용 케이블과 같은 방법으로 부하를 인가하고 도체에 열전쌍(thermocouple)을 설치하여 온도보정을 실시하였다.

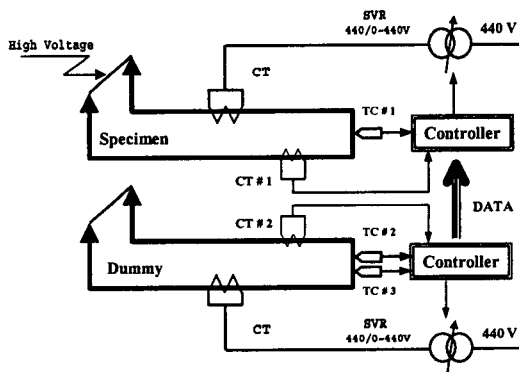


그림 1. 14주기 반복노화시험 회로도

## 2.2 AC 파괴시험 시험

### 2.2.1 목적

AC 파괴시험은 전력케이블의 절연강도를 모의하기 위한 시험으로서, 전력용 케이블의 절연체 내부에 존재하는 이물, 보이드, 반도체층 계면돌기, 14주기 열화시험에 따른 케이블의 구조변화 및 절연체의 열적 변형 등은 케이블의 절연내력에 영향을 미치는데 이와 같은 케이블의 변화에 대한 AC파괴특성을 평가하기 위한 것이다.

### 2.2.2 시험방법

시험을 위한 대상 시료로서 22.9kV CNCV-W 전력케이블을 사용하였으며, 시험절차 및 방법은 한국전력 구매시방서에 따라 다음과 같이 실시하였다.

- 1) 길이 6m이상의 3개의 시료에 대해 실시하였다.
- 2) 시험주파수는 59~61 Hz로 상온에서 시험하였다.
- 3) 전압을 인가하기 위해 수단말을 사용하여 30kV의 전압을 인가, 그 후 전압을 단계적으로 10kV씩 상승시켜 가면서 5분간 시험전압을 인가하면서 케이블이 절연파괴가 일어날 때까지 시험을 진행하였다.
- 4) 단말부에서 절연파괴 시 채단말 후 30kV인가 30초 유지 후 10kV 상승 30초 유지를 단말부 파괴시 전압까지 인가 후 10kV 상승 5분간 유지하여 케이블이 절연파괴가 일어날 때까지 시험을 진행하였다.

## 2.3 AC파괴시험 결과

그림 2와 같이 A사의 AC파괴전압은 노화 전보다 노화 후의 파괴전압이 약간 낮은 특징을 보이며 325sq의 파괴전압이 가장 높다. 또 200sq의 경우는 노화 후의 파괴전압이 노화 전보다 약간 높다는 것을 알 수 있다.

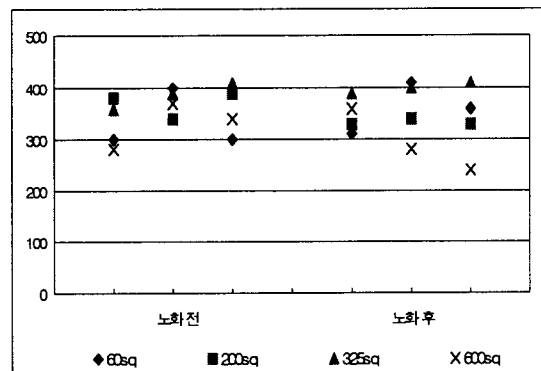


그림 2. A사의 노화 전과 후의 AC파괴전압 비교

그림 3과 같이 B사의 AC파괴전압은 노화 전보다 노화 후의 파괴전압이 약간 낮은 특징을 보이며 325sq의 파괴전압이 가장 높다. 또한 AC파괴전압이 각 규격별로 많은 차이를 보며 200sq의 경우는 노화 후의 파괴전압이 노화 전보다 약간 높다는 것을 알 수 있다.

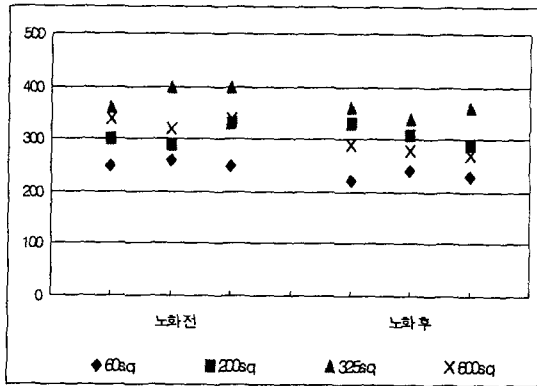


그림 3. B사의 노화 전과 후의 AC파괴전압 비교

그림 4와 같이 C사의 노화 전과 후의 AC파괴전압이 비슷하며 각 규격별 파괴전압의 차이가 근소함을 보인다. 또 325 sq의 경우는 노화 후의 파괴전압이 노화 전보다 약간 높다는 것을 알 수 있다.

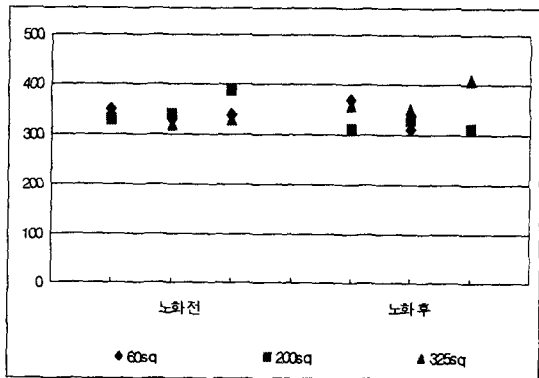


그림 4. C사의 노화 전과 후의 AC파괴전압 비교

그림 5와 같이 D사의 AC파괴전압은 노화 전과 후의 파괴전압값이 비슷하며 각 규격별 파괴전압의 차이가 근소함을 보인다.

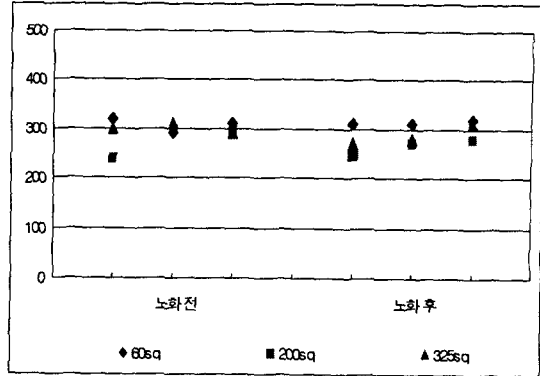


그림 5. D사의 노화 전과 후의 AC파괴전압 비교

#### 2.4 AC파괴시험 결과분석

각 시료의 AC파괴전압을 종합하여 각 제조사별의 평균값으로 특성을 비교해보면 그림 6과 같다.

각 제조사들의 공통점으로서 노화 후 AC파괴전압이 노화 전 AC파괴전압보다 낮았으며, 그 차이는 근소하였다.

A사와 C사의 경우는 노화 전과 노화 후의 파괴전압이 거의 같으며, B사와 D사의 경우는 20kV와 15kV의 차이가 난다. 그러나 각 시료별 AC파괴전압은 A, B사의 200sq와 C사의 325sq가 노화 전 AC파괴전압보다 노화 후 AC파괴전압이 높아지는 특성을 볼 수 있었다.

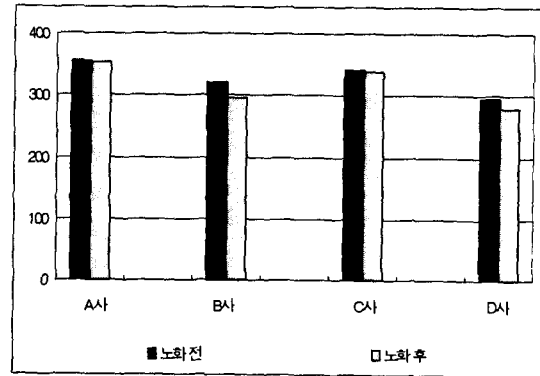


그림 6. 제조사별 평균값에 의한 AC파괴전압 비교

### 3. 결론

본 논문에서는 CV 전력케이블의 14주기열화에 따른 절연체의 AC파괴전압특성을 알아보았다. 실험결

과 모든 제조사가 노화 후 AC파괴전압이 노화 전 AC파괴전압보다 낮았다. 이러한 결과는 노화 시 인가되는 전압에 의한 절연체의 전기적 스트레스 증가, 비상운전 한계온도인 130℃에서의 노화에 기인한 절연체의 경화로 발생되는 유전강도의 감소, 노화 후 절연체 안쪽과 바깥쪽 표면에 발생한 굴곡에 의한 것으로 추정된다. 그러나 각 시료별 AC파괴전압은 A, B사의 200sq와 C사의 325sq가 노화 전 AC파괴전압보다 노화 후 AC파괴전압이 높다는 것을 알 수 있다. 이러한 이유는 14주기 열적노화에 의한 절연체의 전기적 특성이 전압감소효과보다 전압상승효과가 크게 작용한 것으로 추정되며, 각 제조사의 설계특성에 기인한 것으로 사료된다.

### 참고 문헌

- [1] AEIC CS5-87, "Specification for Thermoplastic and cross Linked Polyethylene Insulated Shielded Power Cables Rated 5 through 35kV (9th Edition)", 1987.
- [2] AEIC CS5-94, "Specification for and cross-Linked Polyethylene Insulated Shielded Power Cables Rated 5 through 46kV (10th Edition)", 1994.
- [3] 한국전력공사 구매시방서, "22.9kV 트리억제형 전력케이블", 1999.
- [4] 한국전력공사 구매시방서, "22.9kV 동심중성선 전력 케이블", 2000.
- [5] 홍진웅 외 2명, "Effect of Treatment on Polyethylene Film for Power Cable Insulation", 1997 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp1566-1568.
- [6] 이상진 외 3명, "XLPE 절연체에서의 열이력 추정 연구" 1999 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp 1575-1577.
- [7] 김영호 외 4명, "XLPE의 열처리에 의한 결정화도, 가교부산물의 확산에 따른 교류파괴전압 특성", 2000 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp1608-1610.
- [8] 김규식 외 3명, "전력 Cable용 XLPE의 제조과정 중 가교제와 가교조제의 함량이 미치는 전기적 특성", 2000 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp2077-2080.