

배전급 해저케이블의 절연열화진단

모종명, 이동영*, 송광웅
한국전력공사, 위덕대학교 전기공학과*

Insulation Aging Diagnostics of Submarine Medium Voltage Power Cables

Jong-Myung Mo, Dong-Young Yi*, Kwang-Yong Song
KEPCO, Dept. of Electrical Eng., Uiduk University*

Abstract - In this work, we have conducted insulation aging assessment and maintenance for submarine medium voltage power cable systems to discriminate and maintain bad cables economically. We have found that aging status of submarine cable systems are very poor and in progress. We have found that insulation status were improved with the replacement of cable terminations. We have confirmed, with the electrical and structural analysis of terminations, that the poor aging status of cables are mainly caused not by the cable insulations but by the aging of cable terminations. From the above results, we have also confirmed that the domestic diagnostic system is successful and convenient for the discrimination and maintenance of the damaged cables economically.

1. 서 론

도서지역에 다수 포설되어 있는 해저케이블의 경우 그 특성상 육상의 지중전력케이블에 비해 유지보수가 힘들고 사고의 파급효과나 사고복구에 큰 어려움이 따른다. 또한 정전작업이 수반되는 사선 열화진단의 경우 해저케이블의 현장 여건상 대부분 장시간 정진이 불가능하여 진단기법 및 장치의 적용에 제한이 따르는 어려움이 있다. 한편 불량으로 판정된 선로의 경우 그 교체비용이 막대하여 케이블의 열화상태 평가나 교체범위, 교체여부 결정에 신중을 기하지 않을 수 없다. 본 논문에서는 상기와 같은 해저케이블중 열화상태에 문제가 있는 현장선로를 대상으로 다양한 진단기법을 적용하여 진단설비의 현장적용성 및 성능을 검토하였다. 그리고 선로의 전반적 열화상태 평가 결과를 바탕으로 케이블 주절연층과 단말등을 비롯한 케이블시스템 중 열화상태가 심각한 부분만을 추출, 교체함으로써 가장 경제적이고 효율적인 케이블 유지보수 기법을 정립하기 위해 현장에서 채취한 케이블 시편을 대상으로 전기적특성시험 및 구조분석을 시행하였다. 본 논문에서는 상기의 결과를 바탕으로 시행된 케이블 유지보수 결과를 보고하고자 한다.

2. 본 론

2.1 개요 및 현황

효율적인 지중선로 관리 및 유지보수를 위한 진단설비들의 검증작업은 장치의 현장적용성과 신뢰성이라는 두 가지 측면을 공히 고려하여 진행되고 평가되어야 하며 최종적으로는 진단 및 설비교체등 전체 선로 유지보수라는 목표를 가장 경제적으로 달성할 수 있는 설비와 진단 및 유지보수 기법이 검증작업을 통해 확인되어야 할 것이다. 또한 전력케이블 절연진단은 최소한 사고를 초래할 위험이 농후한 선로를 선별해 낼 수 있어야 하며 그

신뢰도가 높아야 한다. 또한 진단소요시간이나 작업성, 외래잡음의 영향, 접지대책등 현장적용성이 우수해야 하며 케이블 시스템 중 최소한 단말부나 접속부의 국부적 열화가 평균열화추정에 반영되고 진단시험으로 인한 악영향이 없는 진단기법일수록 불량선로의 유지보수 및 관리에 유용한 진단기법이 될 것이다.

한국전력공사 전담지사에서는 전력공급의 안정성을 확보와 경제적이고 효율적인 선로 유지보수 계획의 일환으로 전력케이블 열화상태를 평가하고 열화상태가 심각한 선로를 색출하여 절연보강의 실시나 선로교체 여부를 판단하기 위해 지중설비에 대해 매년 지속적으로 열화추정을 시행하고 있다. 2000년도에는 10년 이상 사용설비에 대해 열화추정을 시행한 바 있으며 불량상태를 적출하여 지중설비를 관리해 오고 있다. 본 논문에서는 상기와 같은 작업의 일환으로 실시된 선로 유지보수 및 열화추정 결과 중 전남 완도군의 보길도-넙도간에 포설된 해저케이블을 대상으로 실시된 케이블 열화상태 평가 및 특성분석, 유지보수 결과를 보고하고자 한다.

2.2 열화상태 진단 및 평가 기법

전력케이블의 열화상태 평가기법중 직류시험법에는 절연저항법과 분극특성법이 있다. 절연저항법에는 누설전류법과 감쇠전압법이 있고 분극특성법에는 등온완화전류법과 회복전압법이 있다. 절연저항법중 누설전류법은 일본 등에서 많은 적용사례가 있으며 국내에서도 30kV의 직류전압을 인가하는 직류누설전류법이 채택되어 적용된 바 있다. 그러나 누설전류법은 고압으로 인한 위험성 등으로 인해 그 사용을 제한하고 있으며 원리상 고압의 가압상태에서 미소전류측정을 시행하므로 단말 도체부 코로나, 누설, 전원 노이즈 등의 영향을 받고 접지상태의 영향을 심하게 받게되어 측정상의 곤란함이 종종 그 신뢰도에 영향을 준다. 그리고 케이블 공장에 따른 영향이 지대하므로 그 해석이 힘들다는 단점이 있다.

한편 국내의 경우 주절연층의 주된 열화요인은 수트리 열화이다. 수트리열화가 아닌 보이드 등으로 인한 열화의 경우 PD발생과 급속한 전기트리로의 진전을 통한 파괴가 대표적이며 이는 직류시험법으로 검출이 불가능하다. 또한 수트리열화 초중기에 서지 등의 유입시 급속하게 전기트리로 진전될 수 있으며 이는 검출 가능한 절연저항의 저하를 동반하지 않으므로 절연저항법으로 검출이 힘들다. 수트리열화에 관한 수많은 연구보고들이 있으며 최근에는 수트리영역에서의 전도도와 유전율의 변화를 실측한 결과, 수트리영역의 전도도가 비수트리영역에 비해 10^{10} 배 이상 크고 유전율은 거의 변화가 없거나 미미한 증가를 보인다는 연구결과가 보고된 바 있다. [1]

그리고 수트리 특성중 사고를 초래하는 것은 주로 최대성장길이이며 밀도는 파괴기구와 상대적으로 관련성이 적으며 벤티드트리과 더욱 위험하다고 알려져 있다. 이러한 수트리열화의 결과 나타나는 물리적 변수는 계면분극특성과 전도도 또는 저항률의 변화이다. 일반적으로 분극특성측정법은 수트리 길이보다는 밀도에 의한 완화

전류의 양적 검출을 반영한다. 수트리열화의 초기와 성장기 그리고 성장길이가 중간정도 진전될 때까지는 분극 특성의 변화가 지배적이며 중기 이후에는 수트리가 절연층 전체에 걸쳐 관통(bridging)되기 전까지 전체등가저항의 저하가 저압상태에서도 상시적으로 존재하고 수트리 성장에 따라 저하 경향이 증가한다. 물론 분극특성의 변화 또한 동반된다. 그러나 관통이후에도 파괴로 진전되지 않는 경우 수트리선단의 계면분극은 급감하고 등가저항의 저하는 급증한다.

본 논문에서는 다양한 시험법 중 현장적용성과 휴대성 면에서 우수한 직류시험법을 대상으로 상기의 열화검출이 가능한 절연저항법과 분극특성법을 기본 원리로 하는 장치중 상용화되어 있거나 국내에서 개발된 대표적인 장치를 선정하여 저중전로의 열화상태 평가 및 유지, 보수, 판리에 적용하였다. 분극특성법을 이용한 장비는 A사의 장비를 사용하였으며 절연저항법을 이용한 장비는 국내에서 개발된 B사의 장비를 적용하였다. 분극특성법은 열화시 발생하는 수트리등에 의한 계면분극의 변화를 이용하여 케이블의 열화상태를 평가하는 방법으로 케이블 열화중 대표적인 수트리 열화의 진전과정 및 성장과정의 검출이 가능하고 진단장치중 가장 낮은 시험전압(1kV)을 사용하는 장점이 있으며 수트리관통과 같은 열화나 열화와는 무관한 가교부산물등의 저분자량물질이나 부풀음태이프층의 수분 등이 존재할 때 판정의 오류를 일으킬 가능성이 있는 단점이 있다. (2) (3) 한편 절연저항법중 열화로 인한 등가저항저항의 변화를 케이블의 열화시정수 측정으로 검출하는 진단기법은 수트리열화의 중기이후 즉, 열화상태가 불량에 가까울수록 검출 성능이 높아지고 단말이나 접속부등의 계면열화에 의한 절연저항저하가 반영되는 장점이 있으나 수트리 초기 열화나 뚜렷한 절연저항의 저하를 동반하지 않는 열화의 경우 거의 검출이 불가능한 단점이 있다. 그리고 A사 장비는 진단소요시간이 상당 1시간이며 B사 장비는 약 15분 정도이다. 따라서 통상의 선로의 경우 A 장비는 3시간, B 장비는 45분이 소요되며 해저케이블과 같이 중성선이 별도의 선로로 구성되는 경우 각각 4시간, 1시간이 소요된다.

2.3 진단시험 및 결과

본 논문에서 진단시험 및 열화특성 분석을 시행하고 그 결과에 따라 단말 교체를 통해 선로 유지보수를 완료한 대상 선로의 현황은 전남 완도군의 섬지역에 설치된 해저케이블이며 케이블체원은 TAWA 60mm² * 4선 이고 2.784km의 공장으로 1983년에 매몰 시공된 선로이다. 상기 선로의 경우 포설이후 약 17년이 경과하여 열화진단을 통한 케이블 열화상태 평가를 통한 선로관리가 요망되는바 2000년 5월 9일 A 장비를 이용한 1차 진단시험을 수행하였다. 진단결과 A, B, C상 모두 불량으로 판정되었다. (Aging Factor 미표시) 그러나 당 선로의 경우 재 시공시 30억 이상의 예산이 소요되므로 단일장비에 의한 일회측정만으로 재시공 여부를 결정할 수는 없으므로 타 장비를 이용한 교차진단시험의 일환으로 동년 5월 30일 B 장비를 이용한 1차 진단시험을 재 수행하였다. 1차 시험결과 양사의 장비 공히 A, B, C상과 중성선 모두가 불량으로 판정되었으며 그 결과는 아래 표1.과 같다.

상기 시험 결과 두 장비에 의한 결과가 모두 불량으로 판정되어 동 선로에 대한 신속한 조치가 요망되나 B 장비에 의한 판정결과가 사고가 임박한 상태 즉, 열화지수(Aging Index)가 5 또는 6이상인 아니므로 1년후 재 측정을 실시하여 열화의 진행상태를 관찰하고 대책을 수립하기로 하였다. 이에 따라 2001년 3월 13일 B 장비를 이용하여 동 선로에 대한 2차 진단시험을 실시하였으며 그 결과 열화지수가 표 1.에서 보는바와 같이 전년도에 비해 약 0.3에서 0.4정도 증가하였으며 동 선로는 계속적으로 열화가 진행되고 있음이 확인되었다. 따

라서 동 선로는 신속한 조치를 취하지 않으면 향후 1년 또는 2년 이내에 사고 발생이 우려되므로 이에 대한 대책수립이 긴급하다고 판단되었다. 한편 동 선로의 열화상태에 대한 확실한 검증을 위해 A사의 장비를 이용한 진단시험도 동시에 수행하고자 하였으나 현장선로 및 부하의 특성상 2시간 이상의 정전이 불가능하여 B사 장비를 이용한 진단시험만이 수행되었다.

표 1. 열화진단 결과

상	1차시험		2차시험		3차시험	
	A장비	B장비	A장비	B장비	A장비	B장비
AΦ	불량 (산출불가)	불량 (4.3)	-	불량 (4.65)	-	요주의 (2.37)
BΦ	불량 (산출불가)	불량 (3.7)	-	불량 (4.03)	-	요주의 (2.83)
CΦ	불량 (산출불가)	불량 (4.5)	-	불량 (4.72)	-	요주의 (2.35)
NΦ	-	-	-	불량 (5.42)	-	요주의 (1.92)

일반적으로 케이블시스템은 크게 케이블, 접속부, 단말부로 구성된다. 부분방전 측정법을 제외한 대개의 진단장비 즉, Global Test(포괄진단) 장비는 열화지점의 검출이 불가능하고 케이블시스템 전체의 평균적인 열화만을 검출한다. 케이블 주절연층의 경우 열화진전은 대상구간 중 상당부분이 동시에 열화가 진행되는 경우가 대부분이나 접속부나 단말부의 열화는 특정개소에 열화가 집중된다. 따라서 케이블 주절연층의 심각한 열화가 없고 접속부나 단말부의 열화가 심각한 경우 진단기법에 따라 열화검출성능에 상당한 차이를 보인다. 즉 국부적인 열화가 평균열화에 반영되는 정도에 따라 열화진단의 신뢰성에 큰 차이를 보이게된다. 본 고찰에서 적용한 B사 장비의 경우 원리상 절연저항법 및 열화시정수법을 채택하고 있어 측정상의 문제가 없다면 접속부나 단말부의 표면 또는 계면의 절연저항의 저하가 심각한 경우 이는 평균열화검출에 직접적으로 반영된다. 따라서 선로의 전면적인 재시공이전에 접속부나 단말부 열화정도의 분리확인이 가능할 것으로 판단된다. 즉 기존 단말부를 철거하고 재시공한 후 열화측정을 실시하여 열화상태가 개선된다면 그 정도에 따라 케이블 주절연층보다는 단말부의 열화가 심각하다고 볼 수 있으며 단말부의 교체만으로도 케이블시스템의 수명을 연장하고 그 안정적 운영을 확보할 수 있는 것이다.

이에 따라 케이블 단말부 보수계획을 수립하고 열화상태가 심각하다고 예상되는 케이블 입상주 2개소 헤드 8개를 절단 철거후 엘라스토크를 설치하고 B 장비를 이용한 진단시험을 다시 수행하였다.

케이블헤드 교체작업 완료후 B 장비를 이용한 3차 진단시험 결과 A, B, C상과 중성선 모두 열화지수가 각각 2.37, 2.83, 2.35, 1.92로 3.3이하의 요주의 상태로 열화상태가 크게 개선되었음을 확인하였다. 3차 진단시험 역시 정전시간등의 제한으로 B 장비만으로 진단시험이 실시되었다. 따라서 보길도-넙도간 선로의 케이블시스템은 케이블 주절연층보다는 단말부의 열화가 전체 시스템의 진단결과에 영향을 주었다고 볼 수 있으며 케이블 헤드의 교체만으로 전체선로의 재시공에 따른 막대한 소요예산을 절감하고 선로의 수명을 연장할 수 있음을 확인하였다. 한편 철거된 단말의 열화상태를 확인하여 그 열화정도 및 원인을 파악하고 열화여부를 명백히 하기 위해 철거된 케이블 및 헤드부를 해체하여 전기적, 화학적 특성분석을 실시하였다.

2.4 케이블시스템 열화특성 분석

2.4.1 단말부 열화특성 분석

단말부 열화상태 분석을 위해 표면 오손상태 평가를 위한 EDSS 측정과 붓싱의 전기적특성 평가를 위한 $Tan\delta$ 와 부분방전 시험을 실시하였다. 부분방전시험 및 $Tan\delta$ 측정에 사용된 설비는 각각 Hipotronics DDX-7000 PD detector와 Tettex사의 capacitance and dissipation factor test set이다. 애관표면의 오손상태를 평가하기 위해 EDSS를 측정한 결과 대략 $0.016mg/cm^2$ 로 A등급($0.063mg/cm^2$ 이하) 수준으로 나타나 표면 오손은 심하지 않은 것으로 나타났다. 물론 철거 및 운반과정에서 표면의 오염물질이 제거되고 표면상태가 변화되었을 것으로 예상되나 근본적인 표면오손은 발생되지 않은 것으로 사료된다. 붓싱의 전기적특성을 평가하기 위해 실시된 $Tan\delta$ 와 부분방전시험 결과 그 상태가 상당히 불량한 것으로 판단된다. 그림 2와 그림 3은 각각 $Tan\delta$ 와 부분방전 시험결과를 도시한 것이다. 시험 결과 $Tan\delta$ 는 7% 내외로 매우 높게 나타났으며 이는 일반적으로 XLPE 케이블의 $Tan\delta$ 값이 0.03% 정도임을 감안하면 매우 불량한 상태인 것으로 판단된다. 한편 부분방전시험에서도 4.5kV 정도에서 부분방전이 개시되었고 전압의 증가와 함께 방전량이 급격히 증가하는 것으로 나타났다. 일반적으로 붓싱에서는 20pC 이하가 정상인 점을 감안하면 매우 큰 부분방전이 있음을 알 수 있다. 그리고 시료별 특성도 $Tan\delta$ 시험결과와 같이 B시료가 A시료 보다 더 불량한 것으로 나타났다. 따라서 단말부 열화상태는 애관표면의 손상 및 열화로 인한 표면누설의 증가나 표면절연저항의 저하보다는 붓싱의 전기적특성의 열화에 기인하는 계면절연특성의 열화가 주원인이라 판단된다.

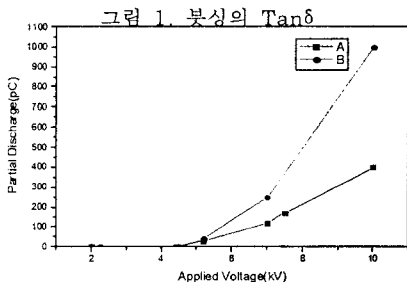
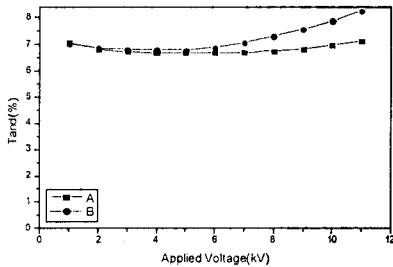


그림 2. 붓싱의 부분방전 시험 결과

2.4.2 케이블 절연체 분석

상기의 단말부 열화특성 분석과 함께 단말부에서 철거된 케이블 부분을 대상으로 케이블 절연체의 열화상태를 확인하기 위해 계면불규칙, 보이드, 화학구조결합, 산화유도시간등에 대한 분석을 실시하였다. 철거된 시료의

경우 해저에 포설된 시료가 아니라 단말 철거시 함께 철거된 시료이므로 전체 케이블 절연층의 상태를 대표한다고 볼 수는 없으나 해저케이블의 강심으로 강화된 외관과 염수에 잠겨있는 일반적인 상황이나 구조로 미루어 볼 때 케이블 절연체의 열화 정도의 한 지표는 될 수 있리라 사료된다.

계면불규칙 분석은 선반을 이용하여 케이블 단면을 절단한 후 광학현미경으로 관찰하였으며 그 결과 절연층과 반도전층의 계면에서 불규칙 현상(돌기 또는 골극 등)이 발견되지 않았으며 수트리 또한 발견되지 않았다. 따라서 돌기 등의 제조결함은 없는 것으로 판단되며 수트리의 경우 대상 시료가 옥외에 노출된 시료이므로 해저부분의 케이블의 경우와는 상이하리라 생각된다. 그림 3. (a)는 수트리 및 계면불규칙 분석결과와 광학현미경 사진이다.



(a)수트리, 계면불규칙 (b)보이드 검사
그림 3. 수트리 및 보이드 검사

다음은 보이드 분석 결과이며 그림 3.(b)는 보이드 검사 결과를 찍은 사진이다. 시험은 끓는 실리콘 용액 중에서 절연층 내부에 존재하는 보이드등의 결함을 육안으로 관찰하는 방법으로 진행되었으며 시험 결과 절연층 내부에서 보이드는 발견되지 않았다. 이상과 같은 계면불규칙 및 보이드 분석 결과 등 해저케이블의 제조결함으로 추정되는 열화현상은 없는 것으로 판정되었다.

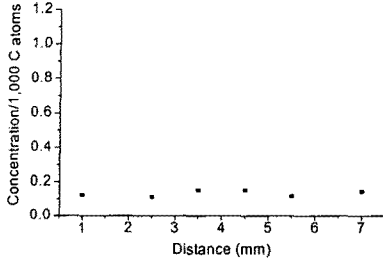
다음으로 화학구조결합 및 산화유도시간 분석을 통해 장기사용시 자연열화에 따른 케이블 절연체의 화학적 특성의 변화를 검토해 보았다.[4] 검사항목은 일반적으로 열화 정도를 반영하는 terminal vinyl, ester, acid등이며 시험은 적외선 분광기를 사용하여 절연층 두께에 따른 화학구조의 분포를 측정하였다.[5] 그림 4는 terminal vinyl, ester, acid의 화학구조결합 분포도이다. 그림의 가로축에서 "1"은 내부반도전층 부근의 절연층을 "7"은 외부반도전층 부근의 절연층을 의미한다. 일반적으로 ester 성분은 열화시 발생하는 carbonyl group과 밀접한 관련이 있기 때문에 분석에서 매우 중요하며 신폴 케이블의 경우에는 1000개 탄소당 0.3개 정도의 ester가 발견된다. 화학구조결합 분석 결과 장시간 사용에 따른 열화로 인해 ester와 acid가 다소 증가하였으며 특히 내부반도전층에 가까운 절연층에서는 다른 부분보다 화학구조결합이 크게 나타났다. 따라서 열화가 국부적으로 진전되고 있다고 판단되나 화학구조결합의 측면에서 본 케이블 절연층의 열화상태는 비교적 양호한 것으로 보인다.

표 2. 산화유도시간 측정결과

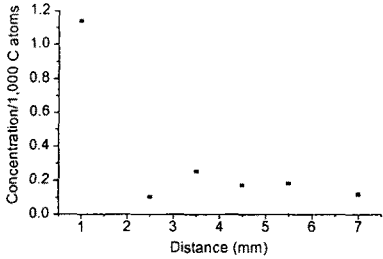
시료명		OIT (분)
해남 케이블	내도측 절연층	14.05분
	외도측 절연층	30분 이상

산화유도시간(OIT)은 고온에서 산소를 투입하여 강제로 산화반응(oxidation)이 일어나게 하는 것으로, 산화방지 능력이 우수한 재료는 산화유도시간이 길게 나

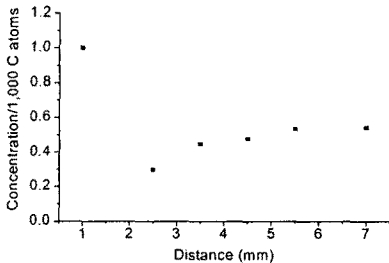
타나고 열화가 많이 진행된 재료는 매우 짧게 산화유도 시간이 나타난다. [6] 산화유도시간 분석은 시차주사열량계를 이용하여 절연층의 산화방지능력을 측정하는 방법으로 진행하였으며 절연층 2개부위(외부반도전층 부근, 내부반도전층 부근)를 측정하였다. 일반적으로 산화유도 시간의 경우 시간이 0~5분 이내에 나타나는 경우에만 문제가 되는 것으로 알려져 있고 분석결과 내부 및 외부 절연층 모두 10분 이상의 산화유도시간을 나타내어 산화에 대한 저항성이 양호한 것으로 나타났다.



(a) terminal vinyl



(b) acid



(c) ester

그림 4. 케이블 화학구조결합 분포도

철거된 단말부와 케이블 절연층의 열화특성 분석 결과 케이블 절연층의 열화상태는 장기간 사용에 따른 경년열화 현상이외에는 큰 문제가 없는 것으로 나타났으며 단말의 경우 표면열화보다는 내부절연물의 열화상태가 심각하며 단말 표면절연특성층의 열화가 주된 열화 요인인 것으로 보인다. 물론 단말부와 함께 철거된 케이블 시료가 전체 케이블 절연층을 대표한다고 볼 수는 없으나 전환한바 같이 단말교체후의 진단결과가 요주의로 판정된 것으로 볼 때 적어도 케이블 절연층의 열화가 심각한 상태는 아닌 것으로 판단된다.

3. 결 론

본 논문에서는 육상의 지중전력케이블에 비해 유지보수가 힘들고 사고의 파급효과나 사고복구에 큰 어려움이 따르는 해저케이블을 대상으로 케이블 주절연층과 단말등을 비롯한 케이블시스템 중 열화상태가 심각한 부분만을 추출, 교체함으로써 가장 경제적이고 효율적인 케이블 유지보수 기법을 정립하기 위해 현장에서 채취한 케이블 및 단말 시료를 대상으로 전기적특성시험 및 구조 분석을 시행하였다.

1차 열화측정시험은 분극특성법을 이용하는 A사의 장비와 열화시정수법을 이용하는 B사의 장비를 이용하였으며 2차 및 단말교체후 3차시험은 정전시간등의 제한으로 진단소요시간이 짧은 B사의 장비만을 이용하였다. 1차 및 2차 시험 공히 3상 모두 불량으로 판정되었으며 2차 시험에서는 열화상태가 진전된 것으로 판정되었다. 이에 따라 재시공등 선로의 유지보수 계획 수립을 위해 불량개소 분리판정을 위한 단말부 교체작업과 단말 열화특성분석 시험을 수행하고 단말 교체공사후 3차 진단시험을 수행하였다. 시험결과 전체 케이블시스템의 진단결과가 불량으로 판정된 주된 이유는 단말부의 열화가 진단장치의 평균적인 열화측정결과에 반영되었기 때문으로 사료되며 케이블시스템의 평균적인 열화만을 검출하는 Global Test장비라 하더라도 접속부나 단말부의 열화와 같은 국부적인 열화가 반영될 수 있는 장비라면 본 논문에서 시행된 진단 및 유지보수 기법으로 특정 열화개소의 분리검출이 가능함을 확인하였다. 그리고 3차 진단시험에서 케이블시스템의 열화상태가 요주의로 호전되어 단말부의 교체만으로도 선로의 수명연장이 가능함을 확인하였고 재시공시 소요되는 30억 이상의 예산을 절감하는 경제적 효과를 얻을 수 있었다.

결론적으로 국부열화가 반영되는 진단장치를 이용하여 진단시험을 수행하고 판정결과가 불량일 경우 부하중요도나 현장여건에 따라 일정기간후 재시험을 수행하여 열화가 진행되고 있음이 확인되면 선로 재시공 등의 조치 이전에 재시공이 용이하고 시공비가 저렴한 단말부등을 교체 시공한 후 단말의 열화여부와 선로에 대한 재진단을 수행한 결과를 근거로 선로의 재시공 여부 및 유지보수계획을 수립하는 것이 가장 효율적이고 경제적인 케이블 유지보수 기법이 될 수 있음을 알았다.

[참 고 문 헌]

- [1] T. Toyoda et al., "Estimation of Conductivity and Permittivity of Water Trees in PE from Space Charge Distribution Measurements". IEEE Trans. Dielectrics EI, Vol.8, pp.111-116, 2001.
- [2] M. Beigert, "Destruction Free Ageing Diagnosis of Power Cable Insulation Using the Isothermal Relaxation Current Analysis". IEEE 1994 ISEI, Pittsburgh, June 1994.
- [3] S. Hvidsten, F. Faremo, J. Benjaminsen and E. Ildstads, "Condition Assessment of Water Treed Service Aged XLPE Cables by Dielectric Response Measurements". 21-201, Session 2000, CIGRE.
- [4] EPRI Reports: EL-5387(RP 1782-1), EL-6207(RP 7897-2), EL-7076s(RP 7897-1)
- [5] F.M. Rugg et al., "Infrared Spectrophotometric Studies on Polyethylene. II. Oxidation". J. Polym. Sci., pp.535-547, 1954.
- [6] A. Rudin et al., "Measurements of Polyethylene Oxidation". Industrial and Engineering Chemistry, Vol. 53, pp.137-140, 1961.