J. Korean Inst. Electr. Electron. Mater. Eng.
Vol. 38, No. 4, pp. 411-417 July 2025
doi: https://doi.org/10.4313/JKEM.2025.38.4.9
ISSN 1226-7945(Print), 2288-3258(Online)

Regular Paper

# 해저 케이블의 기계적 및 전기적 절연 성능의 상관성 분석

**이승원, 김동은, 최진욱, 권익수, 임진석, 박병배, 윤성호, 김해종**

한국전기연구원 전력케이블연구센터

# Correlation Analysis of Mechanical and Electrical Insulation Performance of Submarine Cables

Seung-Won Lee, Dong-Eun Kim, Jin-Wook Choe, Ik-Su Kwon, Jin-Seok Lim, Byung-Bae Park, Sun-Ho Yoon, and Hae-Jong Kim

Power Cable Research Center, Korea Electrotechnology Research Institute, Changwon 51543, Korea

(Received March 13, 2025; Revised March 20, 2025; Accepted March 21, 2025)

**Abstract:** This study investigates the insulation performance of a 66 kV dry-type submarine cable used in offshore wind farms under mechanical aging. During installation and operation, submarine cables are subjected to various mechanical stresses, including tension, compression, and bending, which can lead to insulation deterioration. In this study, XLPE samples extracted from a submarine cable were prepared and subjected to controlled tensile strain below the yield strain to evaluate their mechanical and electrical performance. Changes in tensile strength, elongation, and tan δ (dielectric loss factor) were measured to assess the extent of aging. The results indicate that as the applied strain and exposure duration increased, tensile strength and elongation decreased, while tan δ values increased, signifying a decline in electrical insulation performance. A strong negative correlation (R = -0.809) was observed between tan δ and tensile strength, demonstrating that mechanical aging significantly affects electrical properties. These findings highlight the importance of minimizing excessive mechanical stress during the installation and operation of submarine cables. The results provide valuable insights for enhancing the reliability of submarine cables in offshore wind farms and emphasize the necessity of optimized design and maintenance strategies to mitigate the effects of mechanical aging.

**Keywords:** Offshore wind farm, Cable, Mechanical stress, Tanδ, Tensile strength

## 1. 서 론

해상 풍력 단지는 친환경 에너지원으로 각광받고 있으며, 이에 따라 해저 전력망의 안정성과 신뢰성 확보가 필수적이다 [1,2]. 해저케이블은 가혹한 해양 환경에서 장기간 운영되기 때문에 열, 전기 및 기계적 스트레스에 대한 내구성이 중요하다 [3]. 특히 해저케이블은 설치 및 운영 과정에서 반복적인 인장력, 압축력, 굽힘 등 다양한 기계적 스트레스를 받으며, 이는 절연체의 열화와 성능 저하를 초래할 수 있다 [4-6].

기존 연구들은 주로 전기적 스트레스와 열적 요인에 따른 절연체의 열화 메커니즘에 집중해왔으나, 기계적 스트레스가 절연체 성능에 미치는 영향에 대한 연구는 부족했다. 또한, 기계적 및 전기적 특성 간 상관성에 대한 연구는 미비하였다.

본 연구는 해상 풍력 단지에서 운용되는 66 kV dry type

✉ **Seung-Won Lee; 815lsw@keri.re.kr**

Copyright ©2025 KIEEME. All rights reserved.
This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

해저케이블의 절연체(XLPE)를 기계적 조건에서 열화시키고, 기계적 특성인 인장 강도 및 연신율과 전기적 특성인 tanδ를 측정하여 두 측정 기법 간의 상관성을 분석하였다. 이후 기계적 성능 저하가 전기적 성능에 미치는 영향을 정량적으로 제시하였다.

시험 방법으로 XLPE 절연체를 시트 형태의 샘플로 제작하고, 항복 스트레인 이하의 인장력과 유지시간을 다양한 조건에서 인가하여 열화시킨 후, 열화된 샘플에 대해 기계적 및 전기적 특성을 측정하였다. 상관계수를 사용하여 기계적 및 전기적 특성 간의 상관성을 분석하였다.

## 2. 이론적 배경

### 2.1 해상 풍력 해저 케이블의 구조

본 연구에서 사용된 케이블은 해상 풍력용으로 개발된 66 kV 급 dry type의 해저 케이블이며, 그림 1과 같다. 해당 케이블은 구리 재료 기반의 도체, PE 기반 내부 및 외부 반도전층, XLPE 절연체, 시스, 필러, 아머, 외피, 광유니트 등으로 구성된다 [7].

본 연구에서는 66 kV급 dry type 해저 케이블 절연체에 기계적 스트레스를 인가하고 기계적 및 전기적 특성을 비교 분석하였다.

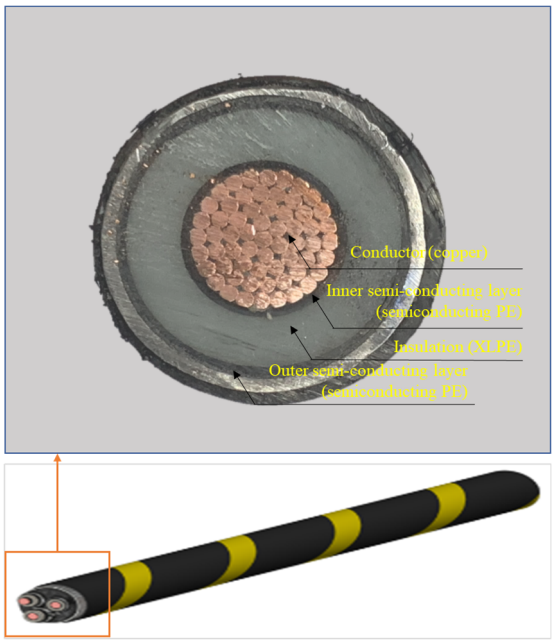


**Fig. 1.** 66 kV dry type submarine cable for offshore wind farms.

### 2.2 기계적 스트레스의 영향

해상 풍력 단지용 해저케이블은 해상 환경에서 바람, 조류, 진동, 바이오파울링, 세굴, 지진, 해일 등 다양한 요인으로 인해 지속적으로 기계적 스트레스에 노출된다. 이러한 환경은 케이블 설계, 제작 및 포설 시 기계적 특성을 매우 중요하게 만든다. 따라서 케이블에는 인장력, 굽힘, 압축 등 여러 종류의 기계적 하중이 가해지며, 이로 인해 절연체에 기계적 결함이나 균열이 발생할 수 있다. 결국, 이러한 열화는 케이블의 신뢰성뿐만 아니라 해상 풍력 단지 전체에도 영향을 미치게 된다 [8]. 그림 2는 해상 풍력 단지 해저케이블에 영향을 미치는 기계적 스트레스를 나타낸다.

### 2.3 기존 연구의 한계

기존 연구에서는 기계적 스트레스가 절연체의 특성 저하를 초래한다는 사실이 밝혀졌다. 특히, 기계적 열화로 인해 케이블 절연체의 기계적 성능인 인장 강도와 연신율이 감소하는 현상이 관찰되었다 [6]. 그러나 기계적 특성의 저하가 전기적 특성과 얼마나 밀접하게 연관되어 있는지에 대한 연구는 부족했다. 케이블의 열화 평가 및 진단의 관점에서는 전기적 특성이 더 주요하게 여겨진다. 따라서 기계적 성능 저하만으로는 케이블의 전반적인 신뢰성을 평가하는 데 한계가 있다.

본 논문에서는 해상풍력용 해저케이블에서 발생하는 주요 기계적 스트레스를 고려하여 절연체를 열화시키고, 인장 강도 및 연신율을 측정한 후, 비파괴적 방법인 tanδ를 이용해 전기적 특성과의 상관성을 분석하였다.

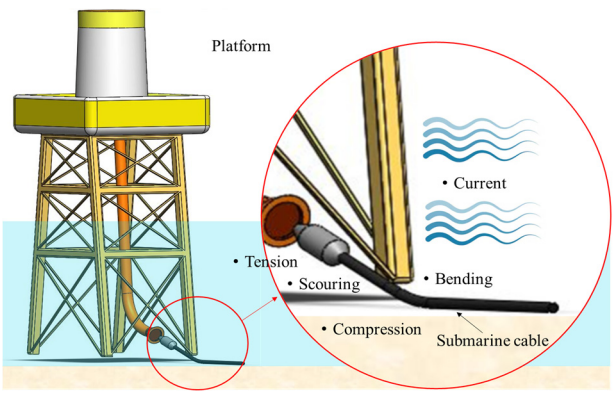


**Fig. 2.** Mechanical stresses affecting submarine cables in offshore wind farms.

## 3. 연구 방법

### 3.1 시험 샘플

그림 1의 해저케이블에서 XLPE 절연체를 채취하여 얇은 시트 형태의 시험 샘플을 제작하였다. 이후, 기계적 스트레스를 인가하기 위해 샘플의 가로 및 세로 크기를 100 mm 및 50 mm로 설정하여 열화 시험을 수행하였다. 기계적 특성 평가를 위해, 인장 강도 및 연신율을 측정할 목적으로 IEC 60811-501을 준수하여 가로 75 mm, 세로 12.5 mm 크기의 덤벨 형태의 시험샘플을 제작하여 시험을 진행하였다 [9]. 또한, tanδ 측정을 위해 가로 및 세로 각각 50 mm 크기의 정사각형 형태의 열화된 시험샘플을 사용하였다. 표 1은 기계적 열화시험, tanδ 측정, 인장 강도 및 연신율 측정을 위한 시험샘플의 크기를 나타낸다.

### 3.2 기계적 열화 조건

케이블 절연체의 기계적 열화 조건은 XLPE의 항복 스트레인을 기준으로 설정하였다. XLPE 절연체의 항복 스트레인은 22.8%로 확인되었으며, 이를 기준으로 5%, 10%, 20%로 각각 설정하였다. 또한, 각 스트레인 값에 대해 열화 시간을 0.5시간, 1시간, 3시간으로 다르게 설정하여 기계적 열화시험을 수행하였다. 표 2는 기계적 열화시험을 위한 XLPE 절연체의 시험 조건을 나타낸다.

**Table 1.** Specifications for test samples.

| Classification | Size | Note |
|---|---|---|
| Aging test | 100 mm * 50 mm | Square |
| Tan δ | 50 mm * 50 mm | |
| Tensile strength | 75 mm * 12.5 mm | Dumbbell |
| Elongation | | |

**Table 2.** Conditions of mechanical aging test.

| Strain (%) | Holding time (hour) | Note |
|---|---|---|
| 5 | 0.5, 1, 3 | Yield strain: 22.8% |
| 10 | 0.5, 1, 3 | |
| 20 | 0.5, 1, 3 | |

### 3.3 절연 특성 측정

기계적으로 열화된 XLPE 절연체의 절연특성을 평가하기 위해 인장 강도, 연신율 및 tanδ를 측정하였다. 인장시험은 분리속도 25 mm/min으로 상온 조건에서 수행되었다. 또한, tanδ는 상온에서 100 V에서 500 V까지 100 V 간격으로 승압하여 측정하였다 [10,11]. 표 3은 절연특성 평가를 위한 측정 조건을 나타내며, 그림 3은 XLPE 절연체의 기계적 열화시험 및 인장 강도, 연신율 측정 과정을 보여준다. 또한, 그림 4는 tanδ 측정 시스템을 나타낸다.

**Table 3.** Conditions for evaluating insulation.

| Classification | Conditions | Note |
|---|---|---|
| Tan δ | Measurement voltage: 100 V to 500 V | IEC 62631 |
| Tensile strength | Separation rate: 25 mm/min | IEC 60811 |
| Elongation | | |

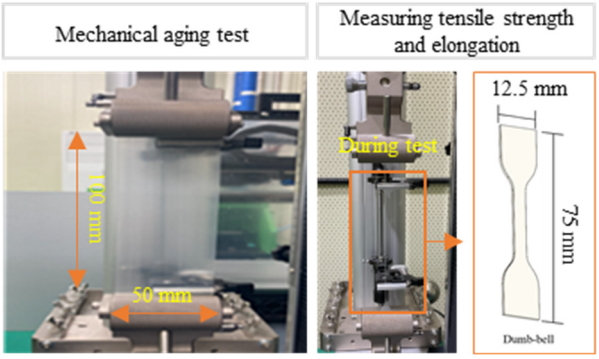


**Fig. 3.** Mechanical aging test and measuring tensile strength and elongation.

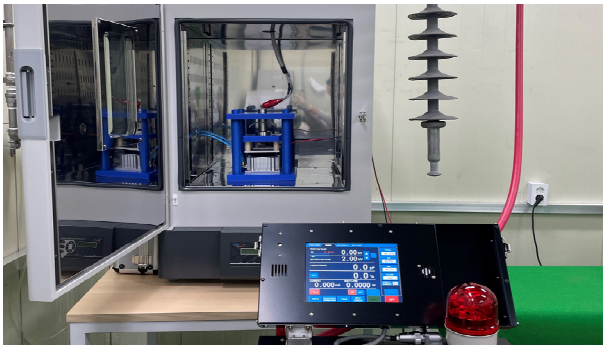

**Fig. 4.** System for tanδ measurement of XLPE.

## 4. 실험 결과

### 4.1 인장 강도 및 연신율 측정 결과

열화된 XLPE 절연체의 기계적 특성을 평가하기 위해 인장 강도와 연신율을 측정하였으며, 관련 데이터는 표 4와 5에 제시하였다. 열화 전 인장 강도와 연신율은 각각 21.6 MPa 및 996%였으며, 열화 후 평균 19.7 MPa 및 914%로 각각 9%로 감소하였다. 인장 강도 측정 결과, 1시간 이하 유지시간에서는 스트레인 증가에 따른 변화가 크지 않았다. 평균 인장 강도는 19.3 MPa이었으며, 스트레인 5%, 10%, 20%에서 각각 19.3 MPa, 19.2 MPa, 19.6 MPa로 유사한 값을 나타냈다. 그러나 열화 전 대비 감소 경향이 명확하였다.

연신율의 경우, 스트레인이 증가할수록 성능 저하가 확인되었으며, 특히 3시간 유지 시 스트레인 5%에서 990%, 20%에서 758%로 24% 감소가 두드러졌다. 또한, 인장 강도와 연신율 모두 3시간 유지 조건에서부터 스트레인 증가에 따른 성능 저하가 명확하게 나타났다.

### 4.2 tanδ 측정 결과

열화된 XLPE 절연체의 기계적 특성을 평가하기 위해 tanδ를 측정하였으며, 관련 데이터는 표 6과 7에 제시하였다. 측정은 100 V와 500 V에서 수행되었으며, 일반적으로 열화된 샘플에서는 높은 전압에서 손실 특성이 더 명확히 구분된다. 따라서 100 V에서 측정된 tanδ 값은 참고용으로만 활용하였다.

열화 전 tanδ는 $1.2\times10^{-3}$이었으며, 열화 후 평균 $1.9\times10^{-3}$ 약 50% 증가하여 절연 성능 저하가 확인되었다. 1시간 이하 유지시간에서는 스트레인 5%, 10%, 20% 조건에서 평균 tanδ는 $1.3\times10^{-3}$으로 나타났으며, 각각 $0.9\times10^{-3}$, $1.5\times10^{-3}$ 및 $1.5\times10^{-3}$로 큰 차이는 없었다. 그러나 열화 전 대비 증가하는 경향을 보였다. 스트레인 20% 이상에서는 유지시간 증가에 따라 tanδ가 상승하는 경향이 확인되었으며, 유지시간별 스트레인 5%, 10%, 20%에서 측정된 tanδ는 각각 $2.3\times10^{-3}$, $1.3\times10^{-3}$ 및 $2.2\times10^{-3}$로 모두 열화 전보다 증가하였다. 이를 통해 열화가 진행됨에 따라 절연 성능이 저하됨을 알 수 있었다.

**Table 4.** Tensile strength of XLPE after aging test.

(Unit: MPa)

| Aging conditions | | Strain (%) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | - | 5 | 10 | 20 | Avg. |
| Holding time (hour) | - | 21.6 | - | - | - | 21.6 |
| | 0.5 | - | 20.6 | 20.1 | 20.4 | 20.3 |
| | 1 | - | 19.3 | 19.2 | 19.6 | 19.3 |
| | 3 | - | 19.8 | 20.2 | 16 | 18.6 |
| Avg. | | 21.6 | 20.7 | 19.7 | 18.9 | 19.7 |

**Table 5.** Elongation of XLPE after aging test.

(Unit: %)

| Aging conditions | | Elongation (%) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | - | 5 | 10 | 20 | Avg. |
| Holding time (hour) | - | 996 | - | - | - | 996 |
| | 0.5 | - | 945 | 875 | 894 | 904 |
| | 1 | - | 945 | 879 | 896 | 906 |
| | 3 | - | 990 | 894 | 758 | 880 |
| Avg. | | 996 | 977 | 914 | 852 | 914 |

**Table 6.** Tanδ of XLPE after aging test (at 100 V).

(Unit: $10^{-3}$)

| Aging conditions | | Strain (%) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | - | 5 | 10 | 20 | Avg. |
| Holding time (hour) | - | 0.8 | - | - | - | 0.8 |
| | 0.5 | - | 1.7 | 1.6 | 1.7 | 1.6 |
| | 1 | - | 0.8 | 1.0 | 1.0 | 0.9 |
| | 3 | - | 1.4 | 1.3 | 1.8 | 1.5 |
| Avg. | | 0.8 | 1.3 | 1.3 | 1.5 | 1.3 |

**Table 7.** Tanδ of XLPE after aging test (at 500 V).

(Unit: $10^{-3}$)

| Aging conditions | | Strain (%) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | - | 5 | 10 | 20 | Avg. |
| Holding time (hour) | - | 1.2 | - | - | - | 1.2 |
| | 0.5 | - | 2.8 | 1.5 | 2.8 | 2.3 |
| | 1 | - | 0.9 | 1.5 | 1.5 | 1.3 |
| | 3 | - | 1.9 | 1.6 | 3.1 | 2.2 |
| Avg. | | 1.2 | 1.8 | 1.5 | 2.4 | 1.9 |

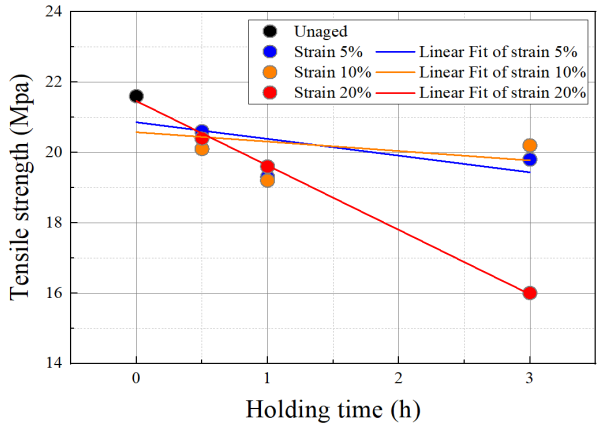


**Fig. 5.** Tensile strength of aged XLPE according to holding time and strain.

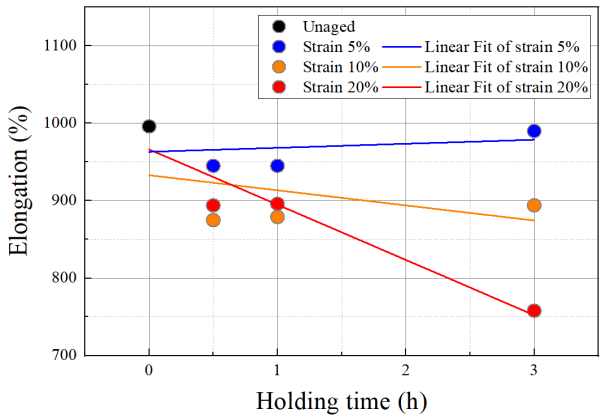


**Fig. 6.** Elongation of aged XLPE according to holding time and strain.

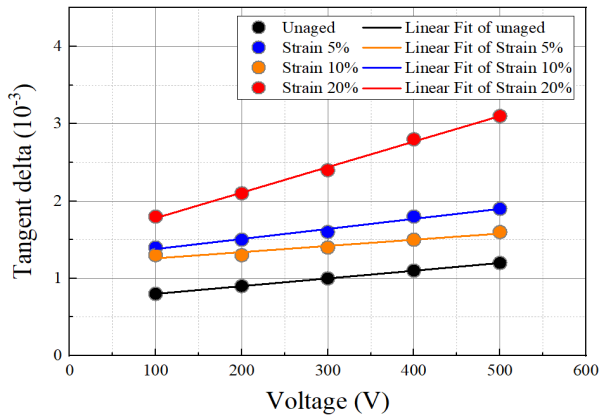


**Fig. 7.** Tanδ of aged XLPE at various voltages according to strain (holding time: 3 hours).

### 4.3 기계적 및 전기적 특성 분석

그림 5, 6 및 7은 다양한 스트레인과 유지시간에 따른 열화된 XLPE의 인장 강도, 연신율 및 tanδ를 나타낸다.

유지시간 3시간에서 인장 강도와 연신율의 저하가 뚜렷하게 관찰되었으며, 특히 스트레인 20%에서 기울기가 가장 커 인장 강도의 성능 저하가 더욱 두드러졌다.

Tanδ의 경우, 측정 전압이 증가할수록 측정값도 상승하는 경향을 보였다. 특히 500 V에서 측정한 결과, 열화 전 샘플과 스트레인 20%에서 열화된 샘플 간 손실 특성의 차이가 크게 나타났다. 또한, 스트레인이 증가할수록 tanδ 값이 증가하여 절연 성능이 저하됨을 확인할 수 있었다.

### 4.4 기계적 및 전기적 특성 상관성 분석

일반적으로 tanδ는 절연체의 손실 특성을 나타내는 지표로, 열화가 진행될수록 증가하는 경향을 보인다. 반면, 인장 강도와 연신율은 열화가 진행됨에 따라 감소한다.

표 8 및 그림 8과 9는 스트레인별 유지시간(0.5시간, 1시간, 3시간)의 평균에 따른 인장 강도, 연신율, tanδ 간의 상관관계를 도시화한 것이다. 그림 8과 9에서는 스트레인 증가에 따른 XLPE 절연체의 열화가 인장 강도, 연신율, tanδ 값에 미치는 영향을 보여준다. 스트레인이 증가함에 따라 인장 강도와 연신율은 감소하고, tanδ 값은 증가하는 경향을 보였다. Tanδ는 인장 강도 및 연신율과 각각 음의 상관관계를 가지며, 회귀분석에 의한 상관계수(R)는 -0.809, -0.798로 나타났다. 또한, 결정계수($R^2$)는 각각 0.654, 0.636으로 인장 강도와 연신율의 변화가 tanδ 값에 상당한 영향을 미치는 것으로 분석되었다. 따라서, 해상 풍력용 해저 케이블이 기계적 스트레스로 인해 절연체의 기계적 성능이 저하되면 전기적 특성도 최대 80%까지 영향을 받을 것으로 추론된다.

**Table 8.** Correlation coefficient of tanδ, tensile strength, and elongation according to strain.

| Strain (%) | Tanδ ($10^{-3}$) | Tensile strength (Mpa) | Elongation (%) | Tanδ vs Tensile strength | Tanδ vs Elongation |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | R | R |
| 0 | 1.2 | 21.6 | 996 | -0.809 | -0.798 |
| 5 | 1.8 | 20.7 | 977 | | |
| 10 | 1.5 | 19.7 | 914 | | |
| 20 | 2.4 | 18.9 | 852 | | |

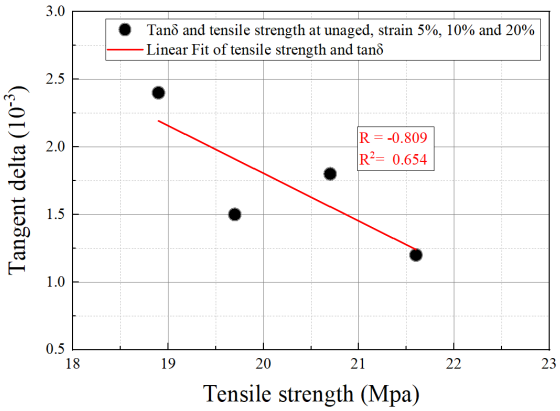


**Fig. 8.** Correlation analysis between tensile strength and tanδ of aged XLPE according to strain.

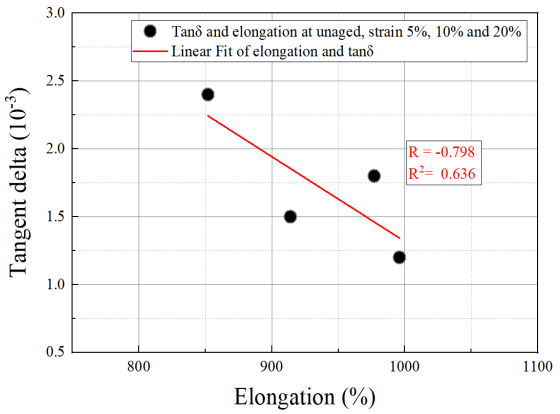


**Fig. 9.** Correlation analysis between elongation and tanδ of aged XLPE according to strain.

결론적으로, 해상 풍력 단지의 해저 케이블이 지속적인 기계적 스트레스에 노출될 경우, 기계적 성능 저하뿐만 아니라 전기적 특성 또한 저하될 수 있다. 따라서, 장기적인 운전 신뢰성을 확보하기 위해 이러한 변화를 고려한 유지보수 및 모니터링이 필요하다.

## 5. 논 의

본 연구에서는 해상 풍력 단지용 66 kV dry type 해저 케이블의 XLPE 절연체에서 기계적 열화가 전기적 특성에 미치는 영향을 분석하였다. 연구 결과, 인장 강도 및 연신율이 감소할수록 tanδ 값이 증가하며, 이는 절연 성능 저하를 의미한다. 특히, 스트레인 10% 이상 및 3시간 유지 시간에서 인장 강도와 연신율 감소가 두드러졌으며, tanδ 값 또한 크게 증가하였다. 기계적 스트레스가 일정 수준을 초과하면 절연체 내부 균열이 발생하고 전기적 손실이 증가함을 시사한다. 기계적 특성과 전기적 특성 간의 상관관계 분석 결과, 인장 강도와 tanδ는 -0.809, 연신율과 tanδ는 -0.798의 상관계수를 보였으며, $R^2$ 값도 각각 0.654 및 0.636으로 높은 상관성을 나타냈다. 이를 통해 절연체의 기계적 성능 저하가 전기적 성능에 영향을 미친다는 것을 확인할 수 있었다. 해저 케이블은 지속적인 기계적 스트레스에 노출되므로, 이를 고려한 설계 및 유지보수 전략이 필요하며, tanδ 측정이 기계적 열화의 진행 정도 평가에 효과적임을 확인하였다.

## 6. 결 론

본 연구에서는 해상 풍력 단지에서 운용되는 해저케이블의 절연체에서 기계적 열화가 기계적 및 전기적 성능에 미치는 영향을 평가하였다.

- 기계적 열화가 진행될수록 인장 강도와 연신율은 감소하고, tanδ 값은 증가하는 경향을 보였다. 특히 스트레인 10% 이상 및 유지시간 3시간에서 성능 저하가 두드러졌다.
- 인장 강도와 tanδ는 상관계수 -0.809, 연신율과 tanδ는 상관계수 -0.798로 음의 상관관계를 보였으며, 결정계수는 각각 0.654 및 0.636으로 높은 상관성을 나타냈다.

이 연구는 해상 풍력 단지 해저 케이블 설계 및 유지 보수 전략 수립에 중요한 참고자료가 될 수 있으며, 기계적 열화가 절연체의 장기 신뢰성에 미치는 영향을 평가하기 위한 추가 연구가 필요하다.

ORCID

Seung-Won Lee https://orcid.org/0000-0002-7711-1732

## 감사의 글

이 논문은 2025년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구임 (20213000000020, 해상 풍력 단지 해저 전력망 구축을 위한 핵심기자재 및 평가 기술 개발).

## REFERENCES


[1] B. S. Kim, *Green Energy Technol. Insight*, **12**, 10 (2021).

[2] R. Chippendale, P. Cangy, and J. Pilgrim, *Proc. Jicable'15* (Jicable, Versailles, France, 2015) p. 4.

[3] IEC, *IEC 63026: Submarine Power Cables with Extruded Insulation and Their Accessories for Rated Voltages from 6 kV (Um = 7.2 kV) up to 60 kV (Um = 72.5 kV) – Test Methods and Requirements* (IEC, 2019).

[4] DNV, *Recommended Practice DNV-RP-J301: Subsea Power Cables in Shallow Water Renewable Energy Applications* (DNV, Feb. 2014).

[5] DNV GL, *Recommended Practice DNVGL-RP-0360: Subsea Power Cables in Shallow Water*, Edition. Mar. 2016 (DNV GL, 2016).

[6] S. W. Lee, J. W. Choe, I. S. Kwon, D. E. Kim, and H. J. Kim, *J. Korean Inst. Electr. Electron. Mater. Eng.*, **37**, 286 (2024). doi: https://doi.org/10.4313/JKEM.2024.37.3.7

[7] L. Resner and S. Paszkiewicz, *Energies*, **14**, 2761 (2021). doi: https://doi.org/10.3390/en14102761

[8] J. Su, L. Wei, J. Zheng, J. Liu, P. Zhang, X. Pang, and Y. Xing, *Polymers*, **14**, 2927 (2022). doi: https://doi.org/10.3390/polym14142927

[9] IEC, *IEC 60811-501:2012: Mechanical Tests – Tests for Determining the Mechanical Properties of Insulating and Sheathing Compounds* (IEC, 2012).

[10] IEC, *IEC 62631-2-1:2018: Dielectric and Resistive Properties of Solid Insulating Materials – Part 2-1: Relative Permittivity and Dissipation Factor – Technical Frequencies (0.1 Hz–10 MHz) – AC Methods* (IEC, 2018).

[11] S. W. Lee, J. W. Choe, and H. J. Kim, *J. Korean Inst. Electr. Electron. Mater. Eng.*, **36**, 570 (2023). doi: https://doi.org/10.4313/JKEM.2023.36.6.5