

전력케이블의 열화측정을 위한 부하전류 및 온도측정 시스템

(Load current and Temperature measurement system for Measuring the Degradation of Power cable)

박용규* · 조영식 · 이관우 · 엄기홍 · 박대희**

(Yong-Kyu Park · Young-Seek Cho · Kwan-Woo Lee · Kee-Hong Um · Dae-Hee Park)

Abstract

Recently, there has been a surge in interest in equipment diagnosis and monitoring technology from the perspective of providing quality electricity in terms of reliability and safety. In order to meet the electrical demands of consumers, reliability of power supply needs to be maintained. For this purpose, a monitoring system for power cable is very important. Since real-time measuring equipment has many advantages, it is highly applicable. By measuring the load current and the surface temperature of power cables, we have monitored and identified the deterioration phenomena of power cables in operation. Since direct measurement of the cable conductor temperature is not easy, we have measured the surface temperature instead, and converted that temperature to obtain the conductor temperature of the cables. In addition, we have designed a system to detect the deterioration processes of the power cables in operation.

Key Words : Temperature Sensor, Monitoring, Current, Cable Degradation

1. 서 론

오늘날 전력사용이 급증하면서 부하가 대용량화되는 추세에 있으며, 이에 따라 전기설비의 규모는 점차 대규모화되고 있으며, 산업 사회는 점점 고도 정보화 사회로 발전하고 있다. 전기를 생산하는 발전설비에

서 사고가 발생할 경우 전기 생산이 중단되므로, 전기에 크게 의존하고 있는 고도 산업사회에 막대한 경제적 손실 및 장애를 가져다 줄 뿐만 아니라, 사고시 파손된 시설을 복구하기 위하여 많은 시간과 비용이 소요되므로 국가 산업 활동에 막대한 피해를 초래하게 된다[1].

절연저항과 부하전류는 상관관계 있으므로 부하 전류를 정밀 측정하여 적용할 경우, 큰 범위의 값을 갖는 절연저항을 유도할 수 있다. 상시 온도 감시 시스템은 자체의 발열을 하지 않는 상태에서 케이블의 부하 전류를 정밀하게 측정하기 위한 장치이다. 부하 전류를 이용하여 절연 저항값을 유도함으로써 장기적으로는

* Main author : Wonkwang University Information and Communication Engineering graduate school

** Corresponding author : Wonkwang University Information and Communication Engineering professor

Tel : 063-850-6349, Fax : 063-857-6890

E-mail : parkdh@wku.ac.kr

Received : 2014. 10. 30

Accepted : 2014. 12. 18

케이블 시스템의 수명을 예측할 수 있다

케이블의 상시온도를 측정하기 위해서는 부하전류가 흐르는 도체의 온도를 측정하는 것이 가장 적합한 방법이다. 케이블 도체의 온도를 측정하기 위하여, 전류가 흐르지 않는 광파이버를 도체 내부에 삽입하는 것이 가장 이상적이긴 하지만, 광파이버를 접속하거나, 광전력 복합케이블을 포설할 때, 또는 도체를 접속할 때 발생하는 기술적인 어려움뿐만 아니라, 고비용 문제 등이 난제로 남아있어서 상용화되지는 못하고 있는 실정이다.

따라서 본 연구에서는 케이블의 도체 온도를 직접 측정하는 대신, 표면온도를 측정한 값과 부하전류의 상관관계를 통해 케이블 운전상태 감시를 하였다.

2. 이론고찰

2.1 케이블 온도상승 원인

케이블 도체를 따라 전류가 흐르면 줄(joule)의 법칙에 의하여 열이 발생하여 온도가 상승하게 된다. 온도 상승은 케이블 시스템에서 발열과 방열이 평형을 이루는 정상상태에서는 케이블은 온도에 의한 오동작 없이 동작한다. 그러나 케이블에 과부하가 걸리는 등의 비정상적인 요인에 의하여 발생된 과전류로 인하여 한계를 초과하는 열이 발생할 경우 결국 사고로 이어진다.

부하 전류에 의한 발열은 줄열 공식에 의하여 나타낼 수 있다. 접촉 불량에 의한 이상 발열부위가 있다면 이 때 발생하는 열(W)의 크기는

$$P = I^2 \cdot R (W) \quad (1)$$

와 같다. 식 (1)에서

P : 발열[W], I : 부하전류[A], R : 접촉저항[Ω]를 각각 나타낸다.

즉 이상 발열 부위에서는 부하전류에 의한 영향이 나타나며, 부하 전류의 제곱에 비례하는 열이 발생함을 확인할 수 있다.

일반적으로 케이블의 주위온도와 허용전류와의

관계는

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{T_1}{T_2} \quad (2)$$

이다. 식 (2)에서 I_1 , I_2 는 주위 온도가 각각 T_1 , T_2 일 때의 허용전류를 나타낸다. 비닐절연 케이블의 경우는 200 ~ 300%의 과전류에서 피복이 변질, 변형되고 500 ~ 600% 정도에서는 붉게 열이 난 후 용융되는 것이 실험 결과에 의해서 입증되었다[2].

케이블 접속부의 경우 접속 상태가 불량하거나, 운전 중 느슨해져 접촉상태가 불완전하게 되면, 도체 자체의 저항률 보다 큰 값을 갖는 접촉저항이 발생하여 발열을 초래하게 되거나 이종 금속 간의 접촉에 의한 부식 또는 1개의 단자에서 여러 개의 케이블을 접촉하여 분기함에 따라 접촉 불량에 되는 경우에 발열되는 경우도 있다.

금속도체의 접촉저항은 통상 약 0.1Ω 이하이지만, 다른 부분보다 더 큰 저항이 나타나는 데, 그 원인은 다음 같은 것들이 있다. 전류가 흐르는 도체의 실제단면적이 겉보기 접촉 단면적보다 작을 경우(표면의 굴곡성에 의한), 접촉압력이 감소로 인하여 접촉 면적이 감소할 경우, 산화피막이 형성되어 전류의 흐름을 방해할 경우 등에 의해 접촉저항이 증가하게 된다.

접촉저항이 증가함에 따라 저항의 제곱에 비례하여 줄열도 커지며, 접속부의 국부적인 발열과 동시에 2차적인 산화피복이 형성되어 접속부의 온도는 더욱 높아지게 된다.

2.2 케이블 열적 열화

케이블의 외견상으로는 확인하기 어렵지만, 내부에서는 열화요인에 의하여 발생하는 절연과괴 현상이 점차 심각하게 진행되면 결국 사고를 초래한다.

열화의 원인으로서 시공불량 등에 의한 초기 고장과 케이블의 운용 후에 시간의 경과에 변하는, 경년 변화가 있다[3].

열화 요인은 크게 4가지로 나누어 볼 수 있다.

첫 번째로, 전기트리 열화이다. 전기트리 열화는

절연체 내의 이물질 등에 국소적 고전계가 가해질 때 발생한다.

두 번째는 기계적 열화로 절연체의 팽창, 수축으로 인하여 케이블이 반복적인 변형을 받음으로써 차폐층이나 시스가 손상하여 절연성능이 저하되기 때문에 발생하는 열화이다.

세 번째로는 수트리 열화로 내부, 절연체내의 이물질 등 국소적으로 전계가 집중하는 결함 및 수분 존재 하에서 장시간 전계가 걸리면 집중부에서 수 트리가 발생, 더욱 진전되며 경우에 따라서는 절연파괴에 이른다.

마지막 네 번째는 열적 열화이다. 고온 또는 산소에 노출됨으로써 절연체의 분자구조가 변하여 $\tan\delta$ 의 증가, 물리적 특성의 변화에 기인하며 부설환경이 나쁜 저압케이블에서 볼 수 있는 경우가 있다. 온도 상승, 열 신축 등에 의해서 열적으로 연화되어 버리거나, 기계적인 손상 및 변형을 일으켜서 전기적 요인과 복합 작용으로 열화가 발생하여 열에 의해서 재질 자체가 화학적으로 변화하기도 한다. 열화 형태로는 차폐층에서 과열 열 신축에 의한 금속피로로 인한 파괴 단선이 된다. 열적 열화의 프로세스로는 과열로 인하여 산화, 분해를 통해 반응생성물 이온으로 인해 절연 성능이 저하하게 된다. 그로 인해 차폐층저항 증가가 되고, 절연저항이 저하된다.

3. 시스템 설계

3.1 온도 측정시스템의 종류

광섬유를 이용하여 전력케이블의 온도분포를 측정하는 방식이 있다. 이 방식은 전력케이블의 내부나 외부에 광섬유를 연결하고, 광섬유의 Raman 산란 특성을 이용하여 광섬유 주위의 온도를 측정하는 것이다. 측정된 온도는 최고 전력 수요 시 허용 가능한 최대 전류를 계산하거나, 케이블의 온도변화를 추정하여 지락 사고 등의 발생하게 될 위치를 파악하는데 활용할 수도 있다.

전력 케이블을 감시하기 위하여 현재 연구되고 있는 대부분의 방식들은 광케이블이나 PLC(power line

communication)와 같은 유선망을 이용하여 데이터를 전송하게 된다. 이러한 경우에는 통신망을 구축하기 위하여 많은 비용이 소요된다는 문제점을 갖게 된다. 이런 문제점을 해결하기 위하여, 유선망 대신 무선 통신을 이용하여 전력케이블을 감시 할 수 있도록 연구가 이루어지고 있다[4-6].

3.2 부하전류 및 온도시스템

일차적으로 발전소에서 적용 가능성을 확인하기 위하여, 전류 센서의 동작특성을 활선상태에서 측정하였다. 통상의 전류 센서는 이차 측이 개방되면 위험하지만, 이번에 사용되는 전류 측정 센서는 홀 방식의 전류 측정 방식을 사용하기 때문에 개방되어도 문제가 없는 방식을 채택하였다.

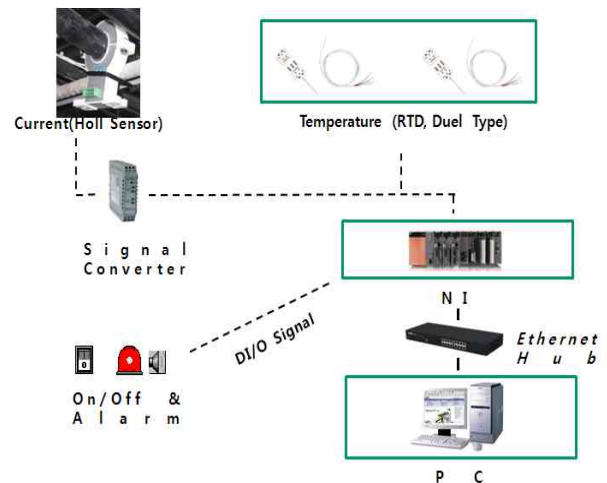


그림 1. 부하전류 및 온도시스템 구성도

Fig. 1. Load current and temperature system configuration

케이블 단말로부터 5미터 정도의 위치에 전류센서를 설치함으로써 단말부 접속부와의 불완전한 접촉에 의한 발열의 영향을 받지 않도록 하였다.

전류 센서의 입력단에 DC 24V의 전원 전압을 가하면, 신호전류가 4~20mA가 나타난다. 이를 신호 변환 장치를 통하여, 전류 신호를 수치로 변환한다.

온도에 따르는 저항의 변화를 측정하기 위한 “온도 센서 PT100”을 사용하여, 신호전류를 4~20mA로

전력케이블의 열화측정을 위한 부하전류 및 온도측정 시스템

변화하고, 이 값들을 매트랩을 사용하여 정리한 데이터를 컴퓨터 모니터에 표시하였다.



(a) 전류 센서 (b) 온도 센서
(a) Current sensor (b) Temperature sensor

그림 2. 전류 및 온도 센서의 설치
Fig. 2. Installation of the Current and Temperature sensor

현장에 설치한 (a) 전류센서 및 (b) 온도센서를 그림 2에 나타내었다. 온도 센서는 테이프를 사용하여 외적인 영향을 받지 않도록 보호하였다. 온도 센서의 길이가 길게 되면 신호처리의 어려움이 있으므로, 단자 박스를 통하여 온도 센서에서 나온 신호를 연결 처리하였다.



그림 3. 케이블의 (a) 부하전류 및 (b) 표면온도 측정 장치
Fig. 3. Load current and surface temperature measuring device of the cable

케이블의 (a)부하 전류와 (b) 표면 온도를 측정하기 위한 장치는 그림 3과 같다. 측정된 표면온도는 화면

에 표시되도록 하였다. 온도 센서는 케이블 도체에 설치하는 것이 이상적이겠지만, 실제 케이블 도체에 설치하는 쉬운 일이 아니다. 따라서 케이블 표면 온도를 얻고, 이 값들을 환산하여 도체의 온도를 얻는 간접적인 방법을 택하였다. 그러나 환산 과정에서 오차가 발생하는데, 이 값을 보정해야 한다. 따라서 표면온도와 도체온도의 상관관계를 확인하기 위하여, 부하전류가 흐를 때 도체온도와 표면온도와의 상관관계를 파악하는 측정 장치를 설계하였다.



그림 4. 도체 온도, 표면온도 변화 장치
Fig. 4. Surface temperature of the conductor temperature conversion device

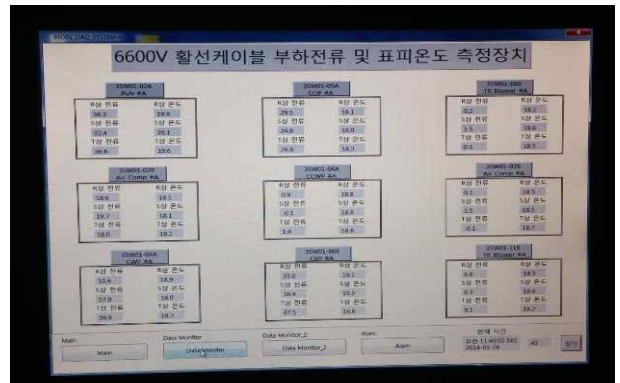


그림 5. 전류 및 표면온도 모니터링
Fig. 5. Current and surface temperature monitoring

그림 4는 표면온도를 도체 온도로 변화하는 장치이다. 전류에 의하여 열이 발생하는 도체에서는 열 저장 때문에 도체온도와 표면온도가 차이를 나타낸다. 부

하전류 만큼의 전류를 측정 장치에서 발생시켜 도체에 흐르게 하면, 케이블 루프를 따라 도체단자를 통하여 전류순환루프를 형성하고 도체 내에 전류가 흐른다. 이 때 도체온도와 표면 온도를 측정하게 되면, 도체온도와 표면온도의 상관관계를 알 수 있다.

그림 5는 케이블 전류와 케이블 표면에서 측정된 온도 데이터를 도체의 온도로 변환하여 확인할 수 있게 한 모니터를 보여 준다.

4. 결 과

케이블 열화 감시를 위한 전류 측정 장치과 표면온도 측정 장비를 시험하기 위해 발전소내의 6.6kV 케이블에서 시험을 하였다. 케이블의 각 상(R, S, T) 마다 전류 및 온도센서를 설치하고 각각 측정하였다. 케이블의 표면온도를 측정하여 도체 온도로 환산하기 위해서는 많은 시간이 필요하고 데이터의 정확성이 필요하기 때문에 각 설치 장소마다의 표면온도와 부하전류를 측정을 하였다.

전류 센서는 TFC30P80A-CL420 홀 센서를 사용하였으며, 측정 범위는 0~500A이다. 온도 센서는 PT100의 RTD 온도센서를 사용하였다. 온도 센서의 측정 범위는 -50℃~300℃ 측정 가능하며, 오차 범위는 ± 0.3℃의 오차 범위를 갖는다.

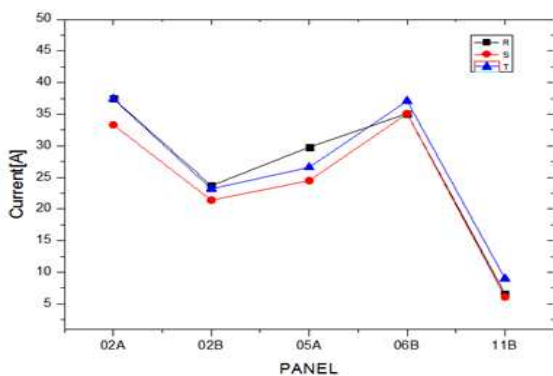


그림 6. 전류 측정
Fig. 6. Current Measurement

그림 6은 케이블의 각 상마다 전류를 측정된 그래프이다. 그래프에서 보면 T상의 전류의 값이 다른 상들

보다 조금 높은 것을 확인할 수 있다. 02A에서 모든 상에서 높은 전류의 값이 측정되었고, 11B에서는 전류의 값이 작게 측정이 되었다.

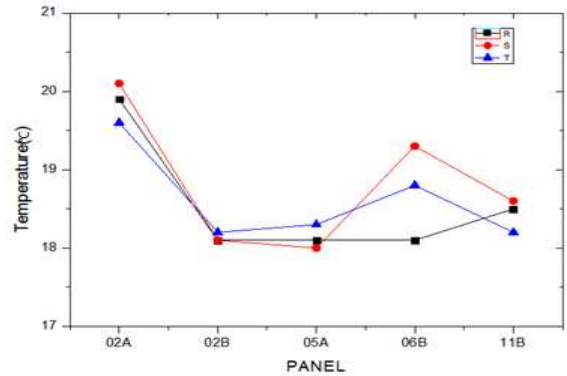


그림 7. 케이블 표면 온도 측정
Fig. 7. Cable surface temperature measurement

그림 7은 온도를 측정된 데이터를 그래프로 나타낸 것이다. 케이블의 온도는 평균적으로 약 19℃로 측정되었다. 위치 06B에서 각 상들의 온도의 편차가 심하게 보여지는데 이것은 온도 센서의 오차범위(±0.3) 내의 측정값으로 판단된다.

두 그래프를 보는 것과 같이 위치에 따라 그 값이 미세하게 다르지만 전류와 온도 그래프를 보면 부하전류가 높음에 따라 온도가 높음을 알 수 있다.

이 결과를 토대로 케이블의 표면온도와 부하전류를 가지고 케이블 도체 온도로 환산하여 케이블의 열화 감시를 실시간으로 할 수 있을 것으로 판단되어진다.

5. 결 론

운전 중인 케이블 시스템의 동작 상태를 진단하기 위한 장치를 설계하였다. 케이블의 도체 온도를 직접 측정하기가 어렵기 때문에 케이블의 표면 온도를 측정하여 도체온도로 환산하는 하는 장비를 설치하였고 또, 실시간으로 케이블의 열화 감시가 이루어질 수 있는 시스템을 설계하였다.

고절연 상태에서 절연저항은 습도, 부하전류, 온도에 영향을 크게 받는 바, 이러한 값들을 연계하여 분석함으로써, 보다 운전 중인 케이블의 상태를 감시 할 수

있음을 확인하였다.

설치된 진단 장치에 의하여 기타 모든 장치들은 아무런 영향을 받지 않고 정상적으로 동작하고 있음을 확인하였다.

References

- [1] Jung-Tae Kim, Ja-Yun Koo, "Recent trends in the diagnosis of partial discharge power cable systems", KIEE, vol.52, number 12, pp.42-48, 2003.
- [2] Jea-Hun Yun, Seong-Ho Lim, "Effect of conductor temperature rise generated by load current on the cable life", Summer Conference KIEE, 2003.
- [3] Bo-Kyung Kim et al., "Insulation diagnostics and maintenance of high and extra high-voltage power cable management solution", KEEA, 2004.
- [4] Jianwen Wang, Zhengfeng Wang and Peng Li, "The Research of On-line Monitoring system of power cable joint temperature", I.J. Wireless and Microwave Technologies, pp.9-15, 2012. 3.
- [5] O.Postolache, M. Pereira, and P. Girao, "Smart sensor network for air quality monitoring application", IMTC 2005, Ottawa, Canada, pp. 537-542, 2005.
- [6] Hag-Su Han, Kyung-Yun Min, Ki-Son Ryu, "A Study on Monitoring Means of Insulation deterioration of Electric Power", Summer Conference The Korean society for Railway, 2007.

◇ 저자소개 ◇



박용규 (朴龍圭)

2013년 원광대학교 전기공학과 졸업. 현재 원광대학교 정보통신공학과 대학원 석사과정.



조영식 (趙英植)

1996년 한양대학교 전자통신공학과 졸업. 1998년 한양대학교 전자통신공학과 졸업(석사). 2010년 Ph. D. in electrical engineering University of Minnesota, USA. 2011년 Post Doctoral Associate, Purdue University, USA. 현재 원광대학교 공과대학 연구교수.



이관우 (李瑄雨)

한양대학교 전기공학과 졸업. 원광대학교 전자재료공학과 대학원 졸업(석사·박사). 현재 (주)오성메가파워 연구소장.



엄기홍 (嚴起洪)

한양대학교 전기공학과 졸업. 뉴욕대학교(NYU) 폴리테크닉 공과대학 전기 및 컴퓨터 공학과 졸업(석사). 뉴저지 주립공과대학(NJIT) 전기 및 컴퓨터 공학과 졸업(박사). 현재 한세대학교 IT학부 교수.



박대희 (朴大熙)

1979년 한양대학교 전기공학 졸업. 1983년 한양대학교 전기공학 대학원 졸업(석사). 1989년 일본 국립 오사카대학교 전기전자재료학과 대학원 졸업(박사). 현재 원광대학교 정보통신공학과 교수.