

DTS-based Temperature Monitoring and Analysis of Battery Cell Deterioration Characteristics by Temperature Condition

DTS 기반 온도 감시 및 온도 조건에서의 배터리 셀 열화 특성 분석

SoonJong Kwon, Soo-Yeon Kim, Jin Hwang, Sang-Kyun Woo, Bong-Suck Kim
 권순종, 김수연, 황진, 우상균, 김봉석

Abstract

As ESS safety issues increase recently, there is a need to more precisely monitor the temperature of the ESS. In this paper, DTS technology for temperature monitoring of ESS batteries is introduced and the temperature measurement principle is explained. The temperature of the battery module is measured using the DTS system, and the thermal deviation between battery cells inside the battery module is analyzed. In order to analyze how thermal imbalance affects the charging and discharging performance of the battery, an accelerated degradation test was conducted. Cycle life characteristics analysis, battery surface temperature change, and AC impedance characteristics were conducted to analyze how the performance of battery cells differs according to temperature conditions.

Keywords: Energy Storage System (ESS), Distributed Temperature Sensing(DTS), State of Health(SOH), State of Charge(SOC), Battery Deterioration Characteristics

I. 서 론

전력계통의 잉여에너지를 다양한 방식(기계적, 전기적, 화학적, 전기화학적 등) 저장하고 필요시 계통으로 방전하는 ESS(Energy Storage System)는 전력 이용의 효율을 높일수 있기에 계통운영자 또는 발전사업자에게 매우 중요한 자원이다. 이 중 에너지저장을 위해 이차전지를 사용하는 BESS(Battery Energy Storage System)는 상대적으로 위치적 제약을 덜 받고, 빠른 응동 특성을 지니고 있어 주목받는 시스템이다.

한전에서도 전력계통 주파수 조정 용도로 376MW를 설치('15년~'17년)하여 운영하고 있으며, 920MW 규모의 신규 ESS를 계통 안정화 용도로 설치할 계획('22년~)에 있다. 늘어나는 신재생(풍력, 태양광 등) 자원의 간헐적 발전으로 인한 계통 품질 저하를 해소하기 위하여 ESS는 매우 중요하지만, 2017년부터 발생하여 현재 까지도 진행 중인 ESS의 화재·폭발 이슈가 온전히 해결되지 않고 있으며, 급격히 성장하던 ESS 시장에 큰 제동이 걸린 상황이다. 그러므로 최근 ESS 안전성을 높이기 위한 다양한 노력이 활발히 이루어지고 있다.

ESS는 배터리 셀(Cell)-모듈(Module)-트레이(Tray)-랙(Rack)-시스템(System) 등으로 이루어져 있으며, 트레이, 랙에는 BMS(Battery Management System)가 있어 배터리 셀의 전압, 전류, 온도 등을 측정하고, 이러한 측정정보를 바탕으로 ESS 시스템의 다양한 상태(셀 불균형, 충전율, 수명 등) 진단·예측하고 있다. 전압·전류 정보의

경우 배터리 셀 단위로 계측하고 있지만, 온도 정보의 경우 하드웨어 복잡성, 비용 상승 등의 이유로 배터리 트레이 내 2~4개 부분만 계측(제작사마다 상이할 수 있음)하고 있는 상황이다. ESS의 안전 이슈가 있기 전에는 전압·전류 데이터를 중심으로 ESS를 모니터링하고 운영하는 것이 충분했지만, 현재로서는 배터리 트레이 내부에 국소적으로 측정해 오던 온도 데이터의 계측 범위를 확대할 필요성이 있다. 본 연구에서는 한 가닥의 광케이블로 광범위한 온도를 분산적으로 측정할 수 있는 분산온도감지(Distributed Temperature Sensing, DTS) 기술을 이용하여 배터리 셀 단위로 온도를 측정하고, 배터리 모듈 내 온도 불균형이 발생하였을 때, 배터리 셀에 미치는 영향을 분석하는 연구를 수행하였다.

II. ESS 용 배터리 온도측정을 위한 DTS 기술

A. DTS 시스템 기반 온도 모니터링

DTS 시스템은 선형 센서로 기능하는 광섬유 케이블을 사용하여 온도를 측정하는 시스템이다. 광케이블에 접촉하는 부분이 각각의 온도 센서로 작동하기 때문에 긴 거리, 넓은 지역의 온도를 하나의 케이블로 측정할 수 있다. 이러한 DTS 시스템은 주로 파이프라인, 전력선, 변전소, 터널 등 긴 구간의 온도측정이 필요한 산업현장에 사용되고 있다. 본 연구에서는 이러한 DTS 시스템을 ESS에 적용하여 배터리 모듈·Tray 내부에 제한적으로 측정해 오던 온도

Article Information

Manuscript Received August 16, 2022, Accepted September 16, 2022, Published online December 30, 2022

The authors are with KEPCO Research Institute, Korea Electric Power Corporation, 105 Munji-ro Yuseong-gu, Daejeon 34056, Republic of Korea.

Correspondence Author: Jintae Cho (jintae.cho@kepcoco.kr)



This paper is an open access article licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International Public License.

To view a copy of this license, visit <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0>

This paper, color print of one or more figures in this paper, and/or supplementary information are available at <http://journal.kepcoco.kr>.

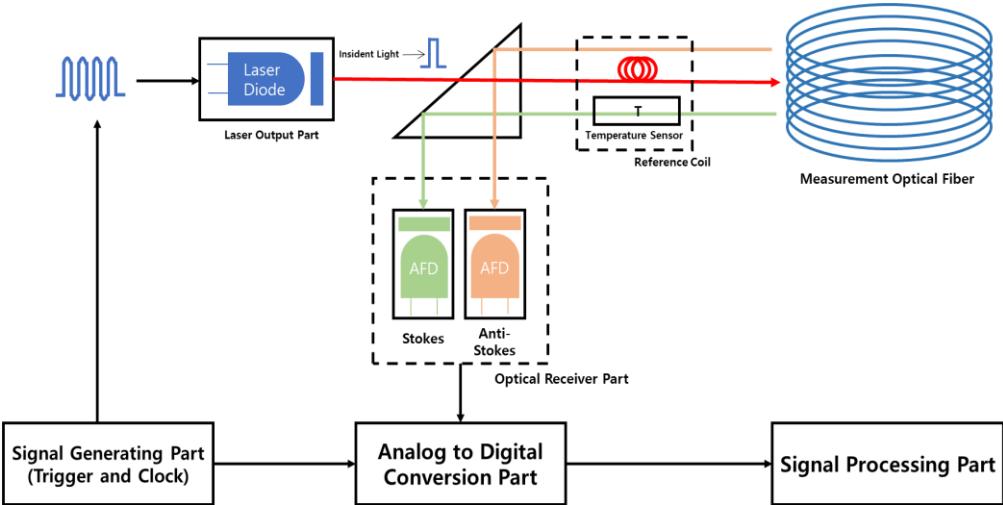


Fig. 1. DTS 시스템의 기본 설계

데이터를 배터리 셀 단위로 측정하고자 하였다.

1) DTS 시스템의 구성

DTS 시스템의 내부는 Fig. 1과 같이 구성되어 있으며, 레이저 출력부, 레이저 출력 후 역 산란광 중 라만대역의 광신호 검출하는 광 수신부, 절대온도 측정을 위한 기준 광케이블 부분, 레이저 트리거 및 클럭 주파수 발생을 위한 레이저트리거 신호 발생부, 역 산란광인 라만대역의 Stokes 파장과 Anti-stokes 파장의 광신호를 디지털 신호로 변환하여 RAM에 저장하는 A/D 컨버터, RAM에 저장된 광 데이터를 분석하여 위치 및 온도를 검출하는 신호 처리부로 크게 나뉜다.

2) DTS 시스템의 온도측정 원리

이러한 DTS 시스템에서 광케이블로 레이저광을 입사시키면 광케이블 내에서 작게나마 레이저광의 산란이 발생하게 되는데, 이 산란광의 일부는 입사단으로 돌아오며 후방 산란광을 형성한다. 이러한 후방 산란광은 대부분 입사광과 동일한 파장을 갖는 레일리 산란광(Rayleigh scattering light)이며, 미소하게 라만 산란에 의해 파장이 시프트(shift)된 라만산란광(Raman scattering light)도 포함되어 있다. 라만산란은 광섬유 내에 입사한 광이 광섬유의 재료인 실리카 분자와 충돌하여 발생하는 산란광이며, 실리카 분자는 온도에 따라 활동량이 달라지므로 온도에 의존한 산란 양의 변화가 나타난다. Fig. 2에서는 광케이블 내의 산란광 형태를 보여주며, 장파장 쪽으로 이동한 스토크 광(stokes light)과 단파장 쪽으로 시프트한 안티-스토크 광(anti-stokes light)의 비율을 통해 정확한 온도를 신호의 크기로 얻을 수 있다. 광케이블 내의 온도감지 위치를 측정하는 방법으로는 현재 Optical Time Domain Reflectometry(OTDR) 방식과 Optical Frequency Domain Reflectometry(OFDR) 방식으로 분류되며, 반사되는 시간을 측정하는 OTDR 방식이 주파수를 측정하는 OFDR 방식보다 보편화되어 가장 많이 사용되고 있다[1].

일반적으로 전공 중 빛의 전파속도 C 는 약 $3 \times 10^8 \text{ m/s}$ 로 300 MHz 의 응답속도로 나타낼 수 있다. 하지만, 광파이버 내 빛의 전파속도는 코어의 굴절률 등에 의해 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$v = c/n \quad (1)$$

여기서, v 는 광파이버 내 빛의 전파속도, c 는 전공 중 빛의 전파

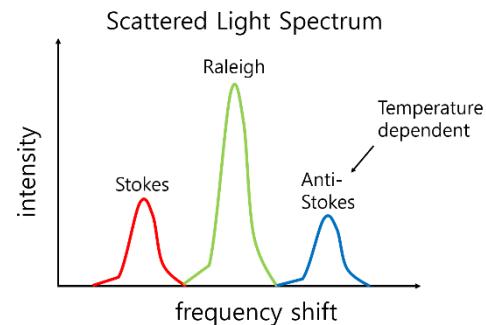


Fig. 2. 광케이블 내의 산란광 형태

속도, n 은 광파이버 내 코어의 굴절률 (약 1.5)을 의미한다. 이로 인해 광섬유 내 빛의 전파속도 v 는 $2 \times 10^8 \text{ m/s}$ 로, 광섬유 내의 빛의 전파속도는 1m 이동할 때 5ns, 1km 이동할 때 5μs의 시간이 걸리게 된다. 하지만, 광섬유 내의 온도측정 데이터 위치를 확인하기 위해서는 산란되어 돌아오는 역 산란광을 측정해야 하므로 왕복 거리로 계산돼야 하므로 식(2)를 이용하여 거리를 측정하여야 한다

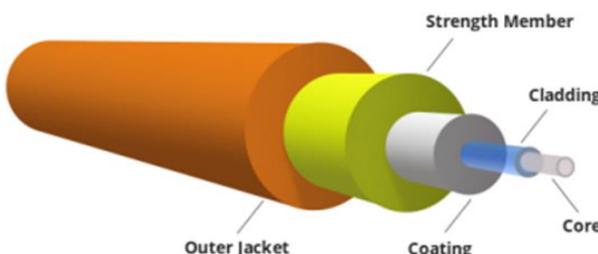
$$X = v \times t/2 \quad (2)$$

여기서, X 는 광 산란 위치, t 는 측정시간을 의미한다. 결과적으로 광섬유 내의 역 산란광을 광원 측에서 측정하면 1m 위치의 온도측정 데이터는 10ns 후에 측정된다.

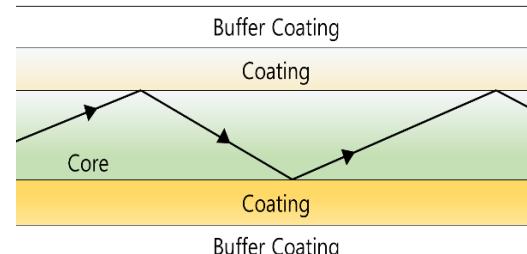
Fig. 3은 광케이블의 구조 및 케이블 내에서 산란되는 광을 보여주며, Fig. 4는 광케이블 내 위치측정 방법을 도식화한 것으로 m 단위의 위치정보를 측정하기 위해서는 10ns 간격으로 데이터를 취득하여야 한다. 즉, 1m 지점의 정보는 레이저펄스 입사 후 10ns 후에 1km 지점의 정보는 10us 후에 광원 측에서 측정되는 데이터를 분석하면 정확한 위치정보를 얻을 수 있게 된다.

신호처리 과정을 플로우차트로 나타낸 것이다. 레이저구동(Laser Driver; LD)부에서 광케이블 내로 레이저펄스를 입사하면 광원 측에서 라만대역의 역 산란광을 수신하게 된다. 이 경우, 샘플링 주파수는 100MHz의 주기로 하게 되는데 이는 최소한의 온도측정 간격을 1m 단위로 측정하기 위함이다. 데이터의 신뢰성을 높이기 위하여 평균화와 데이터 보정을 통하여 1m(10ns)단위 데이터를 측정하고 Stokes 신호의 크기와 anti-Stokes 신호 크기의 비를 산출하게 된다.

$$R = (A_s \times K_a) / (S \times K_s) \quad (3)$$



(a) 광케이블의 구조



(b) 광케이블 내의 빛의 산란

Fig. 3. 광케이블 및 빛의 산란

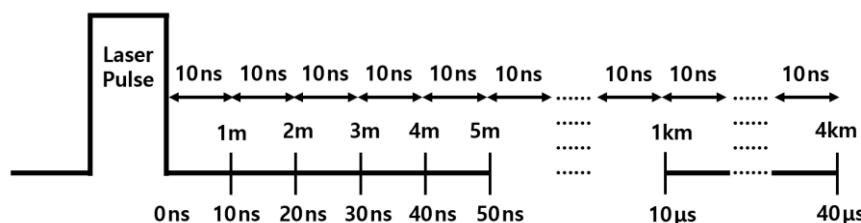


Fig. 4. 광케이블 내 위치측정

여기서, R은 비율, As는 anti-Stokes 데이터, S는 Stokes 데이터, Ka 및 Ks는 라만 산란계수를 나타낸다. 그 다음 광케이블에서 발생되는 광 손실률을 보정하고, 기준 광케이블(Reference Coil) 구간에 설치된 온도센서(서미스터)를 이용하여 절댓값으로 온도를 측정하고, 이를 기준온도로 하여 광케이블 전 구간의 온도를 계산하게 된다.

$$R(m, r) = R \times \text{Loss} \quad (4)$$

$$T = RT \times (Rm/Rr) \times K \quad (5)$$

여기서, m은 측정(Measurement) 광케이블, r은 기준 광케이블, Loss는 광 손실률, T는 광케이블 온도, RT는 기준온도, Rm은 측정 광케이블 구간의 R값, Rr은 기준 광케이블 구간의 R값, K는 볼츠만 상수를 나타낸다. Fig. 5는 앞서 설명한 DTS 시스템의 온도 측정원리를 이용한 데이터 처리 과정을 보여주고 있다.

B. DTS 시스템 기반 배터리 모듈 온도 측정

DTS 시스템을 이용하여 ESS용 배터리 모듈 단위 온도측정을 위한 실험을 진행하였고, Fig. 6은 실험 구성도 및 광케이블이 적용된 배터리 모듈을 보여주고 있다. 배터리 모듈의 경우 2,500mAh의 용량을 가진 18650 원통형 전지를 사용하여 배터리 모듈을 제작하였고, 광케이블을 1m 간격에 원의 형태로 감아 배터리 4개 단위로 온도를 측정하였다. 배터리 모듈 내 12개의 위치에서 온도를 모니터링 하였으며, 모듈 내에서 배터리 셀 간 온도 불균형 정도를 분석하였다.

온도 측정은 배터리 모듈 왼쪽 상단부터 오른쪽으로 진행되며, 시계방향으로 온도를 측정하였다. Fig. 7은 DTS 시스템을 이용하여 배터리 모듈의 온도를 측정한 실험 결과를 보여주고 있다. 1C-rate의 전류로 1 사이클 진행하였고, 충전과 방전 사이에는 휴지기간을 주어 배터리 모듈을 안정화시켰다. 실험결과를 보았을 때에 충전시 최고 온도는 40.9°C였으며, 8번 위치의 배터리에서 계측되었으며 36.0°C였고, 충전동안 배터리 셀간 최대 온도편차는 4.9도를 보였다. 방전시 최고 온도는 43.8°C였고, 방전시 최저 온도는 39.1도에서 계측되었다. 방전시 최대 온도편차는 4.7°C였고, 충전과 동일하게 8번 위치

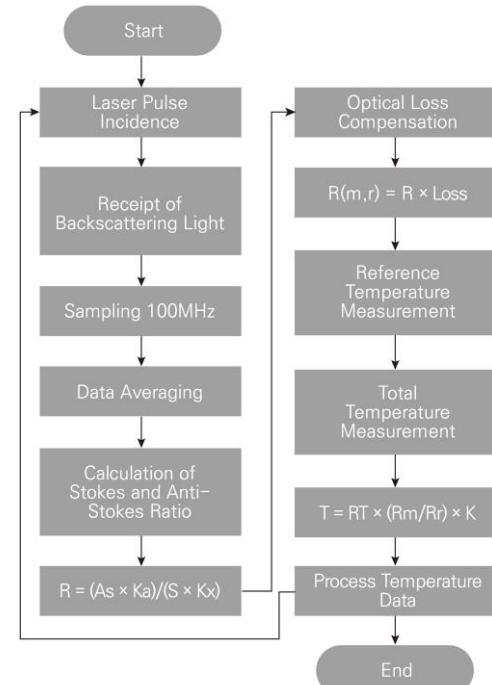


Fig. 5. DTS 시스템 데이터 처리 과정

의 배터리와 4번 위치의 배터리가 최대 온도편차를 보였다. 이번 연구에서는 배터리 모듈 단위로 공조를 시키며 실험을 진행하였지만, 배터리 Tray-Rack 등 상위단으로 올라갈수록 시스템 내부에서 외부로 열 배출이 어려워지므로, 이러한 열 편차가 더욱 커질 것으로 예상된다. 배터리 모듈 단위에서 온도측정 실험을 진행하였을 때 배터리 셀의 위치에 따라 열 편차가 발생하는 것을 알 수 있었다. 배터리가 운영되는 온도 조건은 충·방전 성능(수명·임피던스·효율 등)에 매우 큰 영향을 미치며, 이러한 편차를 해소하지 못한다면, 시스템 운전이 지속될수록 배터리 셀 간 불균형이 심화될 것이다. 배터리 셀 간의 불균형은 ESS의 안전성과 직결되므로, 운영자의 입장에서 온도 불균형 관리는 매우 중요할 수 있다.

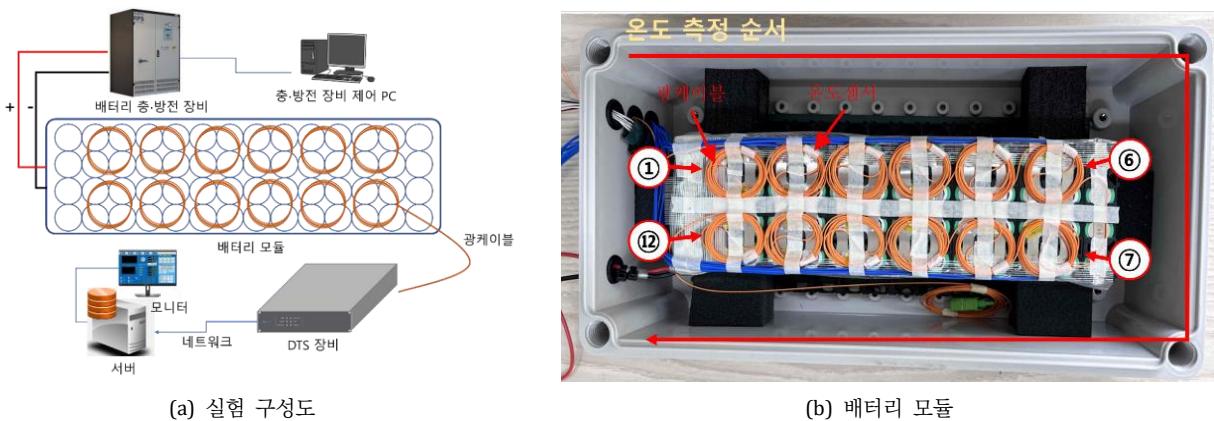


Fig. 6. DTS 기반 배터리 모듈 온도측정 실험

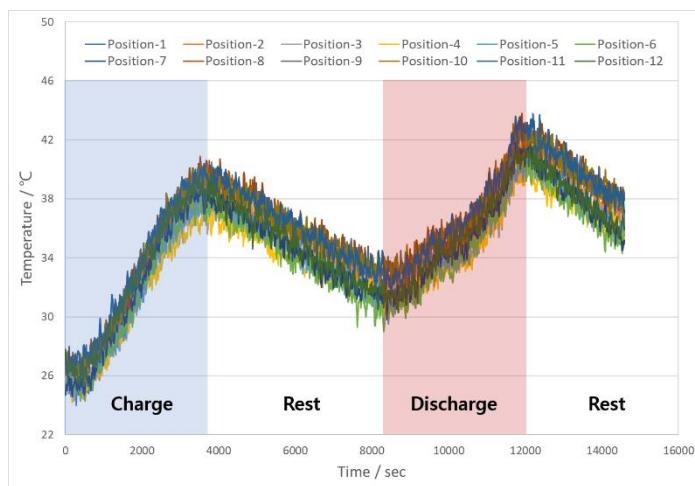


Fig. 7. DTS를 이용한 배터리 모듈 온도 측정 시험 결과

III. 온도 조건별 배터리 셀 열화 특성

이번 장에서는 배터리 모듈 내 열 편차가 발생하였을 때 온도 불균형이 배터리 성능에 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다. 실험에 사용된 배터리 셀 타입은 원통형 배터리이며(SAMSUNG, INR18650-25R), 정격용량은 2,500mAh이다. 1C-rate의 전류를 인가하여 열화시험을 진행하였고, 매 50싸이클마다 AC 임피던스를 측정하였다. 배터리 모듈 내 운영환경을 고려하여 실험온도 조건을 25°C, 30°C, 40°C, 50°C, 60°C로 다양화하였다. 열화시험을 통해 온도 조건별 배터리의 수명열화특성을 분석하였고, 싸이클별 완전 충전-완전 방전 중 변화하는 배터리 셀 표면 온도를 분석하였다. 마지막으로 SOC(State of Charge)별로 측정한 AC 임피던스 분석을 통해 사이클이 진행됨에 따라 배터리의 내부 임피던스는 어떠한 양상으로 변화하는지 분석하였다.

A. 수명 열화 특성

온도 조건별 배터리 셀의 SOH(State of Health) 변화를 Fig. 7에서 보여주고 있으며, SOH는 다음과 같이 계산할 수 있다. 표 1에서는 온도 조건별로 매 50싸이클마다 용량 감소율이 어떻게 진행되는지 확인할 수 있다.

$$SOH = \text{Currently Capacity}/\text{Initial Capacity} \times 100[\%] \quad (6)$$

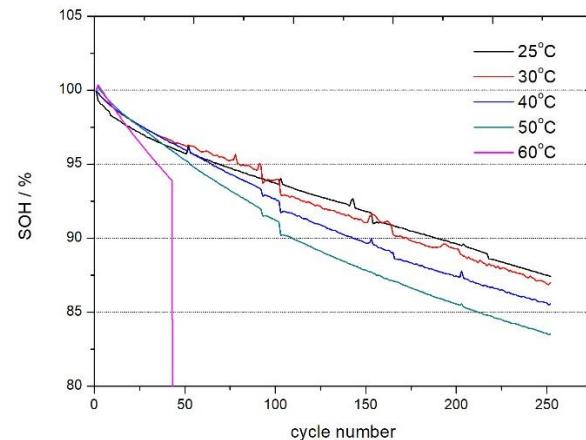


Fig. 8. 온도 조건별 배터리 셀 수명(SOH) 변화

TABLE 1
온도별 열화에 따른 배터리 셀 용량 감소율

	50cycle	100cycle	150cycle	200cycle	250cycle
25°C	4.32	6.32	8.22	10.42	12.54
30°C	3.80	6.01	8.95	10.74	13.14
40°C	4.10	7.45	10.34	12.62	14.52
50°C	4.81	8.84	12.22	14.50	16.51

실험 결과를 보았을 때 25°C에서부터 50°C까지 온도별로 차이는 있지만 선형적으로 수명이 저하되는 것을 확인할 수 있었다. 상온에 비하여 고온에서 배터리 내 이온 이동 및 전기화학반응이 활성화되고, 이로 인해 충·방전 성능이 향상될 수 있다. 따라서 30°C에서의 실험 결과를 보았을 때, 초기 100싸이클까지는 25°C에서 진행한 열화시험 대비하여 우수한 수명특성을 보이고 있다. 하지만 100c사이클 이후부터는 25°C와 비교하였을 때 용량 감소율이 크게 나타남을 알 수 있다. 40°C에서 진행한 열화시험 역시 50싸이클까지는 25°C 대비 우수한 수명 특성을 보이고 있지만 그 이후 용량 감소율이 커지는 것을 볼 수 있었다. 60°C의 경우 43싸이클까지는 정상적으로 열화시험이 진행된 이후 배터리가 에너지를 충전·방전하지 못 하였다. 배터리의 제조결함일 가능성도 있어, 또 다른 신규 배터리로 실험을 진행하였지만, 동일하게 50싸이클 이내에 성능 고장이 발생하는 것을 확인할 수 있었다. 60°C 정도의 고온에서는 일시적으로 정상 동작할 수 있지만, 장기적으로 운영하였을 때에는

순간적인 성능 고장이 발생할 수 있다는 것을 보여주고 있으며, 실제 현장에서 이러한 고장이 발생하였을 때에는 화재·폭발 사고로 이어질 수 있다고 생각된다. 이번 실험 결과를 보았을 때 고온에서 배터리의 성능이 향상될 수는 있지만, 온도가 높아질수록 25°C에서 진행한 열화시험 대비 우수한 충·방전 성능을 보이는 기간이 점점 짧아지고, 그 이후부터는 더욱 큰 용량감소율을 보이게 된다는 것을 확인할 수 있다.

B. 온도 열화 특성

온도 조건별 열화시험 중 변화하는 배터리 표면온도는 Fig. 9에서 확인할 수 있으며, 표 2는 0사이클(열화시험 전), 150사이클, 250사이클에서 충전·방전 중 배터리 표면 최고 온도변화를 보여주고 있다.

충전 중 최고 온도 변화를 보았을 때, 25°C에서 진행한 실험의

경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 0.72°C 상승하였으며, 30°C에서 진행한 실험의 경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 0.58°C 상승하였다. 40°C에서 진행한 실험의 경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 0.55°C 상승하였으며, 50°C에서 진행한 실험의 경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 0.37°C 상승하였다. 방전 중 최고 온도 변화를 보았을 때, 25°C에서 진행한 실험의 경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 2.57°C 상승하였으며, 30°C에서 진행한 실험의 경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 1.28°C 상승하였다. 40°C에서 진행한 실험의 경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 1.18°C 상승하였으며, 50°C에서 진행한 실험의 경우 0사이클에서 250사이클로 진행되었을 때 0.77°C 상승하였다.

위의 실험결과를 보았을 때 모든 온도 조건에서 충전보다는 방전할 때에 열화에 따른 표면온도 변화가 크게 나타났고, 이를 근거로 하였을 때 온도 데이터를 이용하여 배터리 열화진단을 하고자

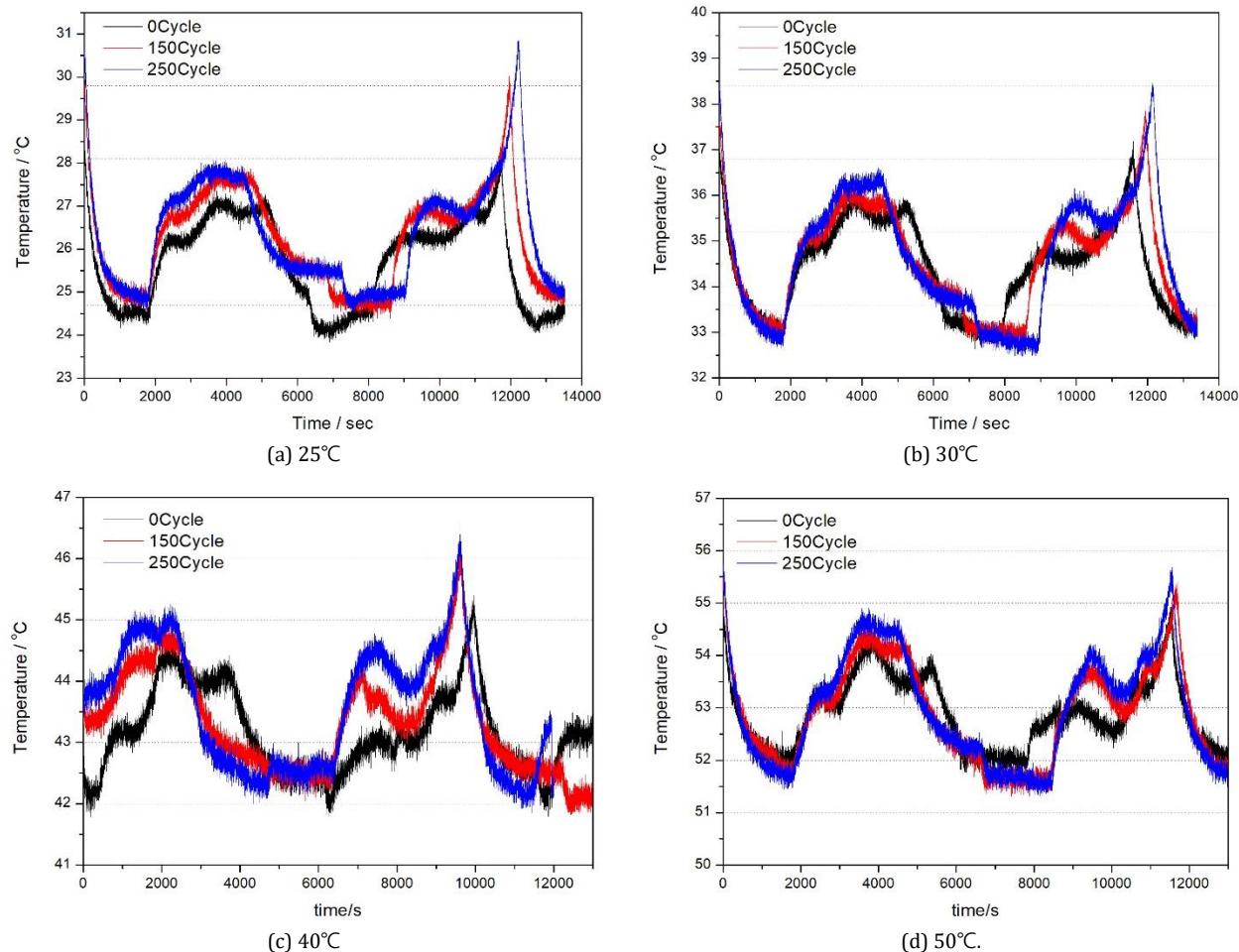


Fig. 9. 온도조건별 열화에 따른 배터리 표면온도 변화

TABLE 2
사이클별 충전·방전 중 배터리 표면 최고 온도

	25°C		30°C		40°C		50°C	
	Charge	Discharge	Charge	Discharge	Charge	Discharge	Charge	Discharge
0cycle	27.35	28.28	36.08	37.18	44.70	45.40	54.53	54.92
150cycle	27.98	30.03	36.28	37.97	45.02	46.25	54.62	55.39
250cycle	28.07	30.85	36.66	38.46	45.25	46.58	54.90	55.69

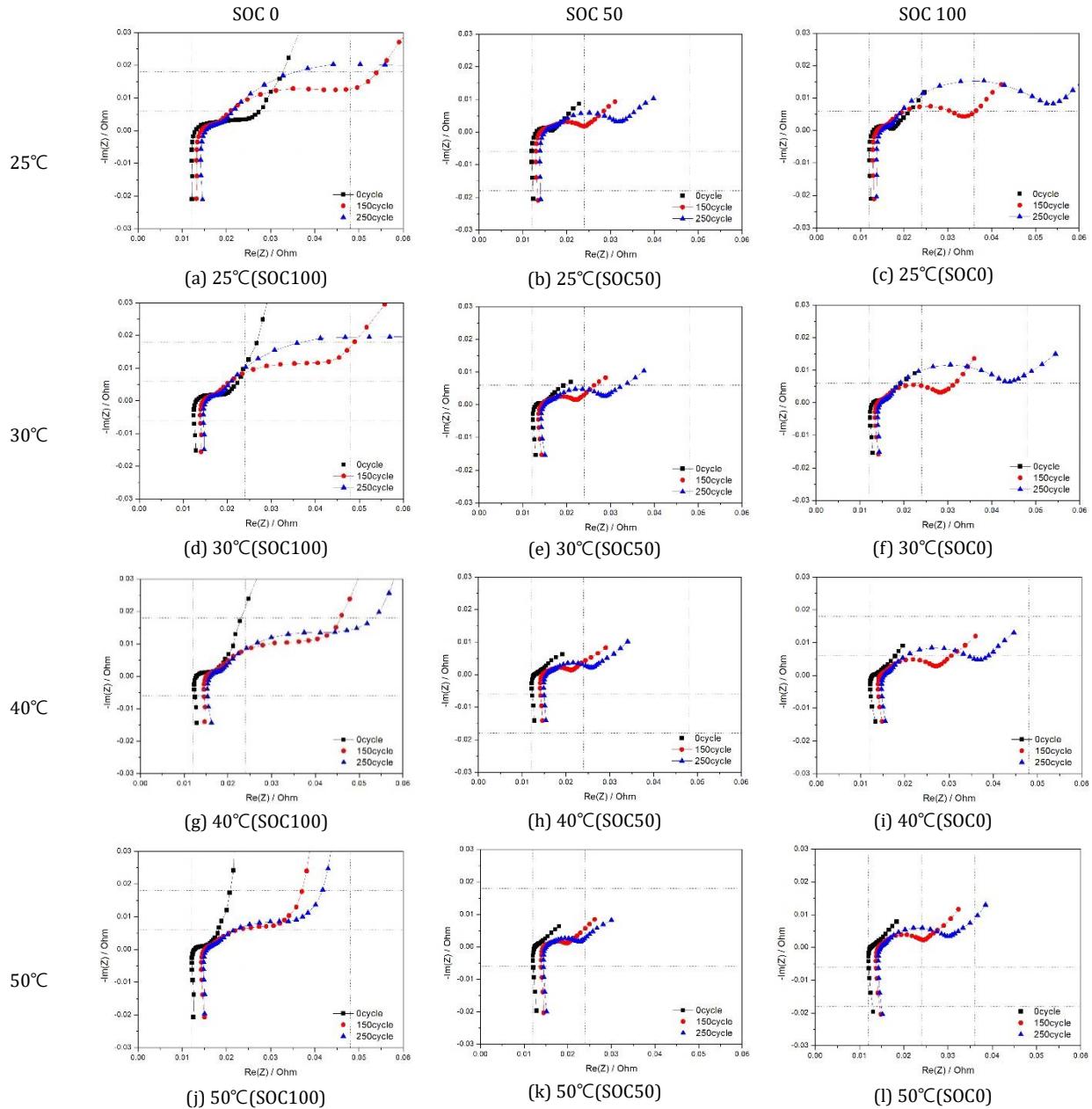


Fig. 10. 온도별/SOC별 AC 임피던스 특성 분석

할 때에는 충전보다 방전할 때의 데이터를 활용하는 것이 적절할 것으로 생각된다. 또한 고온으로 올라갈 수록 열화에 따른 표면온도 변화가 적게 일어나는 것은 참고할 부분이다.

C. 임피던스 열화 특성

Electrochemical Impedance Spectroscopy(EIS) 시험은 주파수가 다른 미소의 교류전압 또는 교류전류 신호를 배터리에 인가하고, 배터리를 통해 나오는 전압 또는 전류 반응으로 임피던스를 계측하는 방법이며, 배터리를 분해하지 않는 비분해 방식으로 배터리 내부의 전해질 저항, 전극 계면에서의 저항, 이온 확산에 의한 저항 등을 유추할 수 있는 시험 기법이다[2]. X축상에서 오른쪽으로 이동하는 것은 전해질에서 이온이 이동하며 발생하는 저항으로 볼 수 있고, 반원의 크기가 증가하는 것은 전극 계면에서 일어나는 전기화학 반응에 의해 일어나는 저항으로 볼 수 있다. 모든 온도 조건

에서 SOC0과 SOC100에서 열화에 따른 임피던스 변화가 크게 나타나고, SOC 50에서는 상대적으로 임피던스 변화가 작게 나타나고 있다. 이는 임피던스 열화가 높은 SOC와 낮은 SOC에서 크게 진행된다는 것을 보여주고, 이 영역에서 배터리를 사용하는 것이 안전성 저하를 발생시킨다는 것을 의미한다. X축상의 이동은 25°C보다 50°C로 온도가 높아질수록 상대적으로 크게 보이는데, 이는 고온 조건에서 장기간 사용하는 것이 상온에서 사용하는 것보다 전해질 저항을 높이는 원인이 될 수 있다는 것을 보여준다. 상온에 가까워질수록 열화에 따른 반원 크기의 변화가 크게 나타나는데, 고온으로 갈수록 전극 계면에서의 저항 상승이 낮게 나타난다는 것을 의미한다. 배터리마다 소재(양극재, 음극재 등)가 상이하고 수명에 영향을 미치는 요소가 다양하기 때문에 이러한 AC 임피던스 분석을 통하여 어떠한 요인에 의해 배터리 열화가 주로 이루어 지는지 분석하는 것이 중요하다.

IV. 결 론

본 논문에서는 배터리 셀 단위로 ESS 온도 모니터링을 가능하게 할 수 있는 DTS 기술을 소개하였고, 그 구성 및 동작 원리에 대해서도 설명하였다. DTS시스템을 이용하여 배터리 모듈 내 온도 모니터링을 할 수 있도록 실험을 구성하였고, DTS 기반 온도 측정 실험을 하였을 때 배터리 모듈 내 발생하는 배터리 간의 열 편차에 대해서 분석하였다. 배터리 간 온도 불균형이 발생하였을 때 미치는 영향을 분석하기 위해 원통형 배터리를 사용하여 1C-rate의 전류로 열화시험을 진행하였고, 실험 온도를 다양화(25°C, 30°C, 40°C, 50°C, 60°C)하여 온도 조건에 따른 수명 특성, 배터리 표면 온도 특성, AC 임피던스 변화 등을 분석하였다. 수명 특성은 SOH를 계산하여 온도 조건별로 비교 검토하였고, 싸이클별 용량 감소율이 온도에 따라 어떻게 상이한지 분석하였다. 그리고 배터리가 충전할 때와 방전할 때의 최고 표면온도 변화가 열화가 진행됨에 따라 어떠한 특징을 보이는지 분석하였다. 마지막으로 온도별·SOC별 AC 임

피던스의 열화특성이 어떠한지 분석하여, 배터리의 충·방전 성능 열화 원인을 분석하였다.

ACKNOWLEDGEMENT

This research was supported by Korea Electric Power Corporation under Grant R21TA03

References

- [1] Abhisek Ukil, Hubert Braendle, Peter Krippner, "Distributed Temperature Sensing: Review of Technology and Applications", IEEE Sensors Journal, Volume 12, 885-892, May 2012 <https://doi.org/10.1109/JSEN.2011.2162060>
- [2] Byoung-Yong Chang, Su-Moon Park, "Electrochemical Impedance Spectroscopy", Annual Review of Analytical Chemistry 2010.3:207-229, <https://doi.org/10.1146/annurev.anchem.012809.102211>