

배터리 모듈 노화에 따른 전기적 특성 및 열 거동 변화 특성 분석 연구

박성윤¹, 이평연¹, 김종훈^{1†}, 박성백², 김영미²
 충남대학교¹, 한국원자력안전기술연구원²

A study on the change of electrical and thermal characteristics for battery module by aging

Seongyun Park¹, Pyeongyeon Lee¹, Jonghoon Kim^{1†}, Sungbeak Park², Youngmi Kim²
 Chungnam National University, Korea Institute of Nuclear Safety

ABSTRACT

최근 다양한 어플리케이션에서 리튬 이온 배터리가 사용됨에 따라 이에 대한 연구가 활발히 이루어지고 있다. 전기 자동차(Electric Vehicles; EVs) 및 에너지저장장치(Energy Storage Systems; ESSs) 등의 개발로 대형 배터리 시스템이 요구되고 있으며, 이의 해석이 요구되고 있다. 본 논문에서는 18650 원통형 셀로 구성된 14S20P 배터리 모듈의 노화에 따른 전기적 특성 및 열 거동 변화를 분석하였다.

1. 서 론

리튬 이온 배터리의 개발 및 친환경 에너지의 수요가 높아지면서 전기 자동차(EVs), 에너지저장장치(ESSs) 및 전기철도(Electric locomotives) 등에 수요가 증가하고 있다. 고전력 어플리케이션의 요구를 수용하기 위해 리튬 이온 배터리 시스템은 다양한 직병렬 조합으로 구성하며, 이에 따라 전압 및 용량이 증가되고 있으며, 배터리 시스템의 해석이 요구되고 있다.

배터리 시스템을 안정적으로 사용하기 위해서는 배터리 시스템을 구성하는 셀의 전기적 특성이 유사한 셀을 이용하여 배터리 모듈 및 시스템을 제작하는 스크리닝 기법을 통해 배터리의 노화를 지연시키며, 과충전 및 과방전에 대한 영향을 사전에 줄일 수 있다.^[1] 하지만, 이를 천 개 이상의 셀이 필요로 하는 전기 자동차 및 에너지저장장치의 적용은 쉽지 않다. 그러므로 배터리 모듈 제작 시 각 셀의 전기적 특성이 유사하지 않을 수 있다.

배터리는 전기화학적 에너지 저장 장치이므로 온도에 따른 특성 변화가 나타난다. 전기-열 모델을 통해서 배터리의 발열은 가역 발열과 비가역 발열로 나타난다. 가역 발열은 엔트로피 변화에 따른 전류와 온도의 관계로 나타나며, 비가역 발열은 단자 전압과 개방 회로 전압(Open Circuit Voltage; OCV)의 차와 전류의 곱으로 계산된다. 즉, 내부 저항에 의해 셀의 발열량이 결정된다.^[2]

위의 두 관점에서 배터리 모듈의 내부저항의 관찰이 요구되고 있으며, 이를 통한 배터리의 동작 특성을 이해할 수 있다.

본 논문에서는 18650 원통형 셀의 14S20P로 구성된 배터리 모듈을 방전 용량, 내진, 저온 충/방전, DCIR(Direct Current Internal Resistance) 실험 등을 바탕으로 배터리 모듈의 노화에 따른 전기적 특성 변화 및 열적 거동 특성의 변화를 분석하였다.

2. 배터리 모듈의 전기적 특성 및 열적 거동 특성 변화

2.1 실험 셋업

표 1은 배터리 모듈의 전기적 특성 및 열적 거동 특성 변화를 확인하기 위해 LG화학의 18650 원통형셀 MH1로 제작된 14S20P 배터리 모듈의 사양을 나타냈다. 각 셀의 특성을 확인하기 위해 배터리 모듈의 배터리 관리 시스템(Battery Management System; BMS)는 제거하여 58.8 ~ 35 V의 영역으로 충/방전을 진행하였다. 그림 1은 실험 구성 세트를 나타냈다. 실험 구성은 온도를 일정하게 유지시키기 위한 항온 챔버와 배터리를 충/방전 할 수 있는 배터리 테스터(AN 8075)를 사용하였으며, 이를 제어하는 메인 컴퓨터로 구성하였다.

표 1 14S20P 배터리 모듈 사양
 Table 1 Per unit values of the system parameters

Operating Voltage	57 ~ 42 V
Weight	about 20 kg
Capacity	56 Ah
Nominal Voltage	51.1 V

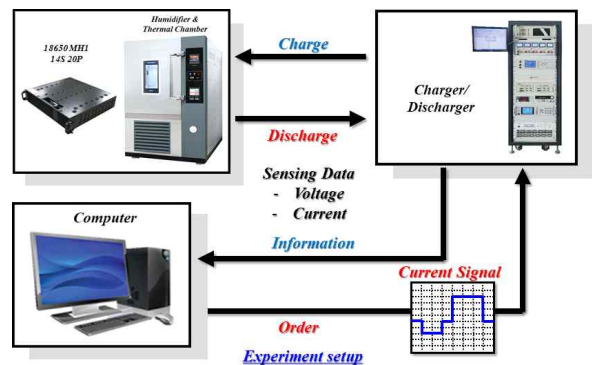


그림 1 실험 장비 구성
 Fig. 1 Experiment setup

2.1 실험 결과

본 논문에서는 배터리 모듈 인수 후 초기 방전 용량, DCIR

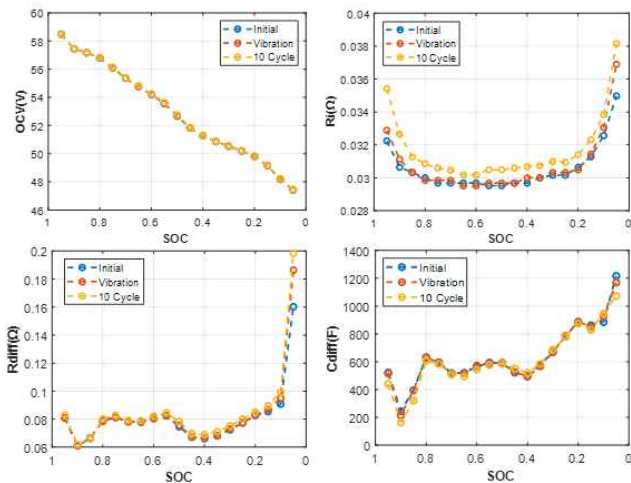


그림 2 배터리 모듈의 내부 파라미터 변화
Fig. 2 The variation of internal parameters for battery module

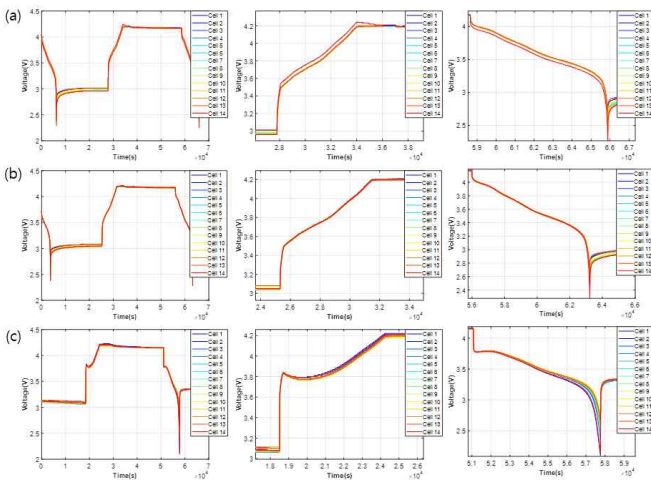


그림 3 충/방전 동작에 따른 배터리 전압 곡선
(a) 초기, (b) 내진 시험 후, (c) 저온(-10°C)
Fig. 3 Battery voltage curve
(a) Initial, (b) After seismic test and (c) Low Temp.(-10°C)

실험을 진행하였으며, 저온 및 내진 시험 후 배터리 모듈의 전기적 특성을 확인하기 위한 실험을 진행하였다. 그림 2는 각 조건에 따른 배터리 모듈의 내부 파라미터의 변화를 나타냈다. 그림 2에 나타난 것과 같이 배터리의 개방회로 전압은 노화에 따라 변화하지 않음을 확인할 수 있다. 배터리 모듈 노화에 따라 직렬 저항의 크기가 커지는 것으로 나타났다. 이는 리튬 이온의 반응 저항, 이동 저항 및 환원 저항인 이온화 전도도가 감소하는 것으로 해석할 수 있다.^[2] 그림 3은 배터리의 충/방전 곡선을 나타냈다. 배터리 모듈의 초기 충/방전 시에 셀 14번이 다른 셀에 비해 충전 시 전압이 높게 나타나며, 방전 시에는 낮게 나타나 셀 14번의 내부 저항이 상대적으로 높음을 알 수 있다. 내진 시험 진행 후, 이는 안정화되어 전류가 인가됐을 때, 전압 특성이 안정화되는 것을 확인할 수 있다. 저온(-10°C) 충/방전 진행 시 직렬 저항에 의해 나타나는 전압 상승/강하 이후 전압의 기울기가 바뀌는 추세가 나타난다. 상온에서 일정했던 전압의 특성은 저온에서 셀의 특성에 따라 달라진다. 이는 각 셀의 리튬 이온 전도도의 차이로 인한 확산 저항에 의해 나타난다. 그림 4와 그림 5는 충방전 동작에 따른 배터리 모듈

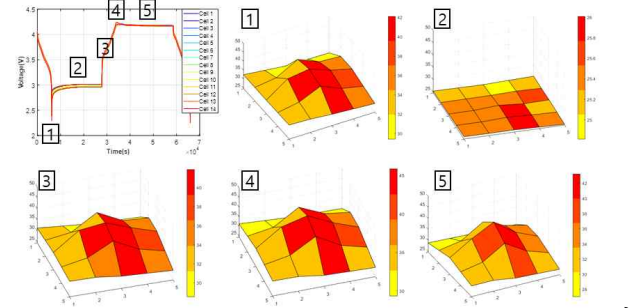


그림 4 충전 동작에 따른 온도 분포 (초기)
Fig. 4 The temperature distribution during charge(Initial)

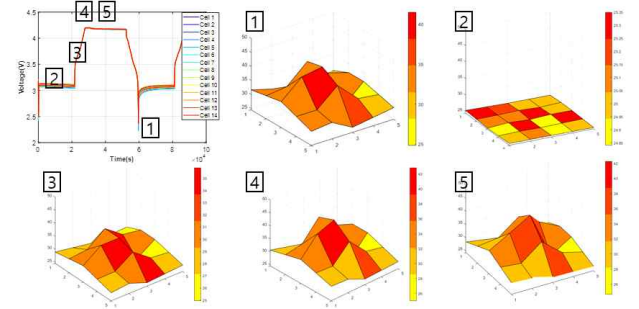


그림 5 충전 동작에 따른 온도 분포 (10 사이클 노화)
Fig. 5 The temperature distribution during charge(10 cycle aging)
열 분포를 나타냈다. (1) 만방, (2) 만방 후 1시간 휴지, (3) 50% 충전, (4) 정전류(0.5 C) 충전 종료, (5) CV 종료 후 30분의 열 분포를 확인하였으며, 정전류 충전 종료 시점인 (4)에서 가장 높은 온도 분포를 나타낸다. 초기 조건에 비해 10 사이클 노화 후에는 모듈 만방 시 셀 5번의 전압이 2.3 V 로 나타났다.

3. 결론

본 논문에서는 배터리 모듈의 노화에 따른 전기적 특성 및 열적 거동 특성 변화를 분석하였다. 배터리의 자체적인 특성을 확인하기 위하여 배터리 관리 시스템을 제거하였으며, 항온 챔버 이외의 냉각 시스템은 구성하지 않았다. 배터리 모듈의 노화에 따라 적절한 냉각 시스템이 구비되지 않은 경우, 중심부의 셀이 열에 노출되면서 노화를 일으킬 수 있다. 모듈의 BMS 설계 시 전기적 특성뿐만 아니라 열적 특성을 관리하고 제어할 수 있는 시스템이 요구된다.

본 연구는 원자력안전위원회의 재원으로 한국원자력안전재단의 지원을 받아 수행한 원자력안전연구사업의 연구결과입니다. (No. 1805006)

참고 문헌

[1] JH. Kim, JW. Shin, CY, Jeon, BH, Cho, Screening Process of Li-ion Series Battery Pack for Improved Voltage/SOC Balancing, International Power Electronics Conference, 2010.
[2] KS. Yoo, JH. Kim, Thermal behavior of full-scale battery pack based on comprehensive heat-generation model, Journal of Power Source, Vol. 433, June, 2019.