Check for updates

Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 37, No. 5, 2026, pp. 513~520
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2026.37.5.513

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

발전용 연료전지의 운영단계별 Trip 및 Thermal Cycle 특성 분석

김병준[1] · 정우택[2] · 김동은[2] · 이영덕[3†]

[1]한국폴리텍대학 석유화학공정과, [2]포스코인터내셔널 LNG터미널, [3]한국에너지공과대학교 에너지공학부

Analysis of Trip and Thermal Cycle Characteristics Across Operational Stages of Fuel Cell Power Plants

BYUNGJUN KIM[1], WOOTAIK JOUNG[2], DONGEUN KIM[2], YOUNG DUK LEE[3†]

[1]Department of Petrochemical Engineering, Korea Polytechnic, 4 Techno saneop-ro 81beon-gil, Nam-gu, Ulsan 44776, Korea
[2]LNG Terminal, POSCO International, 2148-581 Jecheol-ro, Gwangyang-si, Jeonnam-Gwangju, 57812, Korea
[3]School of Energy Engineering, Korea Institute of Energy Technology, 72 Ujeong-ro, Naju-si, Jeonnam-Gwangju, 58217, Korea

[†]Corresponding author : ydlee@kentech.ac.kr

Received 8 September, 2026
Revised 18 September, 2026
Accepted 18 September, 2026

© The Korean Hydrogen and New Energy Society

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution-Non-Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0, https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/), which permits non-commercial use, sharing, adaptation, distribution, and reproduction in any medium or format, provided the original work is properly cited.

Abstract >> Commercial fuel cell power plants require systematic commissioning for reliable long term operation. This study analyzed Trip and Thermal Cycle events using operating data from eight sites across six commercial projects from 2013 to 2019. The commissioning process was classified into three stages consisting of reliance on supplier manuals, introduction of commissioning based equipment management, and direct implementation of an established commissioning process. Following a Trip, the plant enters Hot Standby, while a temperature decrease of 300℃ or more for repair or inspection was classified as a Thermal Cycle. Annual Trip rates were 7.6, 6.9, and 2.8 events per year, and the corresponding Thermal Cycle rates were 2.20, 3.13, and 0.56. Thermal Cycle to Trip event ratios were 28.9%, 45.4%, and 20.0%, representing relative event rate ratios rather than individual event probabilities. An operating data recording framework was proposed to link Trip, Hot standby, Thermal cycle, and restart events with FMEA items. The proposed framework can support commissioning and early operational management of hydrogen energy systems.

Key words : Fuel Cell Power Plant(발전용연료전지), Trip(트립), Commissioning Process(시운전공정), Thermal Cycle(열순환), FMEA(고장모드 및 영향 분석)

1. 서 론

탄소중립과 분산에너지 확대에 따라 수소, 암모니아 및 바이오가스와 같은 저탄소 및 무탄소 연료의 활용이 증가하고 있다. 이러한 연료를 안정적으로 전력으로 전환하려면 발전설비의 효율뿐 아니라 장기 가동성, 출력 유지 및 유지보수성을 함께 확보해야 한다. 연료전지는 연료의 화학에너지를 전기화학적

2026 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

으로 변환하므로 높은 효율과 분산형 전원으로서의 장점이 있지만, 상용 발전사업에서는 계획되지 않은 정지와 성능저하가 수명 및 효율과 유지보수 비용에 직접 영향을 준다[1]. 발전용 연료전지의 경제성을 확보하기 위해서는 장기간 연속 운전이 필수적이지만 실제 현장에서는 시운전, 정상운전, 부하변동, 계획정비, Trip 및 재기동이 반복된다. Trip이 발생하면 전력생산은 중단되지만 고온상태의 설비를 즉시 냉각하지 않고 온도를 유지하는 Hot Standby로 전환된다. Hot Standby에서 이상원인이 해소되면 운전온도를 유지한 상태에서 재기동할 수 있으며, 수리나 장기점검이 필요한 경우에는 냉각과정을 거쳐 Thermal Cycle로 이어진다. 고온형 연료전지의 정지와 재기동에 관한 선행연구에서는 열순환 조건과 비정상 정지의 누적이 전압 및 성능저하에 영향을 줄 수 있음이 보고되었다[2,3]. PEMFC에서도 시동과 정지에 따른 국부 전압 및 촉매 열화가 확인되었으며[4], MCFC에서는 운전온도와 연료가스 상태가 전압 및 Anode 성능에 영향을 주는 것으로 보고되었다[5,6]. 이러한 결과는 모든 Trip이 동일한 영향을 주는 것이 아니라 Trip 이후의 냉각, 연료공급 및 재기동조건에 따라 운전부담이 달라질 수 있음을 보여준다. 최근 연구는 셀과 스택의 열화기전뿐 아니라 실제 시스템에서 활용 가능한 상태진단, 성능예측 및 유지보수 의사결정으로 범위를 확대하고 있다[7,8]. MCFC 발전소의 실제 온도 및 전기 데이터를 이용한 고장진단 연구에서도 설비 운전값을 결합하여 고장 가능성을 판별하는 방법이 제시되었다[9]. 이러한 연구는 상용설비의 운전사건, 발전성능 및 정비이력을 일관된 구조로 기록하는 것이 장기 운전관리와 상태진단의 기반이 됨을 보여준다. 수소생산 시스템의 FMEA 연구에서는 스택 전해질막 손상과 수소 정제공정의 수소 누출이 높은 위험우선순위를 갖는 고장형태로 평가되었고, 고장 검출의 어려움이 위험도 증가와 강한 관계를 보였다[10]. 수전해 시스템의 위험도 및 신뢰성 연구에서도 시스템 수준의 신뢰성 분석과 상세 운전자료 수집의 필요성이 제시되었다[11]. 이러한 위험요인은 이상압력, 유량저하, 가스조성 변화, 누출감지 또는 막 건전성 저하 신호를 발생시키며 보호기능에 의한 자동정지나 운전자의 수동정지로 이어질 수 있다. 따라서 FMEA의 고장형태는 Trip과 분리된 안전정보가 아니라 Trip 발생 이전에 관리해야 할 선행원인으로 활용할 수 있다. 상용 MW급 발전설비의 가동데이터는 운영 과정에서 발생한 운전사건, 발전성능, 정비활동 및 설비 관리이력을 포함한다. 이러한 실제 운영자료는 실험실 자료와 달리 발전시스템 전체의 운전결과와 관리과정을 함께 보여주므로 시운전 이후의 운영안정성과 현장 관리체계를 분석하는 데 활용할 수 있다.

본 연구는 시운전 프로세스가 없었던 초기단계부터 설비관리 조치를 시작한 단계와 직접 시운전 운영단계까지의 운영이력을 정리하고 각 단계에서 기록된 Trip 및 Thermal Cycle의 변화를 분석하는 데 있다. 아울러 Trip 원인과 Thermal Cycle의 물리적 강도를 구분하여 기록하고 FMEA와 연계할 수 있는 운영자료 구조를 제안한다. 이를 통해 발전용 연료전지의 시운전관리의 필요성과 수전해 등의 수소에너지 설비의 운영체계를 수립하기 위한 실무적 근거를 제시하고자 한다.

2. 연구방법

2.1 발전용 연료전지 운영자료 수집 및 구성

본 연구에 활용된 설비는 2013년부터 2019년까지 상업운전 이력이 확보된 6개 사업장의 발전용 연료전지이며, 설치 위치를 기준으로 총 8개 사이트로 구성된다. 개별 사업장 구분 없이 1세대, 2세대 및 3세대 사이트군으로 구분하였다. Table 1에 제시한 바와 같이 가동데이터는 설비별 운전시간, 이용률, 월평균 발전출력, Trip, Thermal Cycle, Cell Voltage 및 온도 관련 지표로 구성된다. 본 연구에서 운전시간은 각 설비의 상업운전 개시시점을 0년으로 설정하고 이후 경과한 시간을 연 단위로 나타낸 값이다. 월평균 발전출력에는 정지시간이 포함되어 있어 발전 중 출력 수준과 정지에 따른 가동손실이 함께 반영된다. Trip과 Thermal Cycle 자료는 1세대의 단일 사이트값, 2

Table 1. Scope of the data and analytical variables

Item	Available information	Treatment in this study
Period	2013 to 2019	Original period retained
Operating time	Commercial operation date set to year zero	Elapsed time expressed in years
Utilization rate	Annual or whole period aggregate	Used as an operating performance indicator
Effective operating performance	Monthly average power including shutdown time	Interpreted as combined generating output
End of life (EOL)	10% decrease from rated power	Used as the EOL criterion
Trip	Equipment, grid and manual stops included	Used as total interruption events
Hot standby	Zero electric output while system temperature is maintained	Used as the intermediate state after Trip
Thermal cycle	Cooling by 300°C or more after Hot Standby	Used as the thermal cycling event
Cell voltage	Normalized values provided	Used as reference information

세대 3개 사이트의 산술평균값 및 3세대 4개 사이트의 사이트군 집계값으로 구성되어 있다. 따라서 세대별 자료의 집계방식에는 차이가 있으며, 본 연구에서는 이를 세대별 운전특성의 변화양상을 비교하기 위한 자료로 활용하였다. 또한 본 연구의 세대 구분은 시운전 프로세스의 변화만을 의미하는 것이 아니라, 설비 도입시기에 따라 축적된 설비설계, 제어기능, 정비역량 및 운영경험을 함께 반영하는 복합적인 운영단계로 정의하였다.

2.2 시운전 이력에 따른 운영단계 분류기준

현장 이력을 바탕으로 시운전 프로세스의 구축과 운영상태를 세 단계로 구분하여 Fig. 1에 제시하였다. 1세대는 시운전 프로세스가 마련되지 않은 상태에서 해외 공급자가 제시한 설치 및 시운전 매뉴얼에 따라 설비를 구축한 초기단계이다. 이 단계에서는 개별 설비의 설치요건을 따르는 데 중점을 두었으며 전 설비를 하나의 발전시스템으로 통합하여 확인하고 관리하는 절차가 충분히 마련되지 않았다. 2세대는 모든 설비와 인터페이스를 관리할 필요성을 인식하고 점검기준, 문제목록, 조치이력 및 인수인계 항목을 마련하기 시작한 전환단계이다. 이 단계는 개별 설비의 차이보다 관리조치가 시작된 하나의 세대로 정의하였다. 3세대는 시운전 프로세스가 구축되고 회사 인력이 이를 직접 운영한 단계이다. 설치확인, 단위설비 점검, 시스템 연계시험, 보호기능 확인, 문제조치 및 상업운전 인계가 하나의 관리흐름으로 운영되었으며 반복 적용과 현장 피드백이 후속 설비에 반영되었다. 이 분류는 Table 2와 같이 실제 설비의

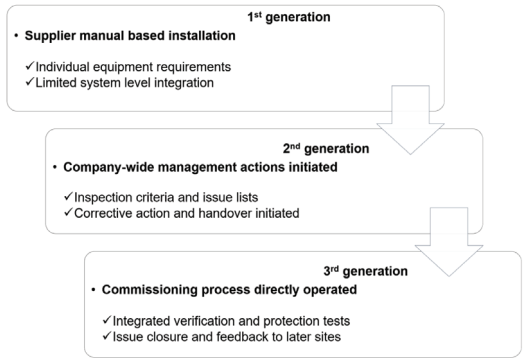


Fig. 1. Three-stage development of the commissioning process for commercial fuel cell sites

Table 2. Commissioning process stages and site groups

Generation	Process status	Site basis	Interpretation
1st	Overseas supplier manuals applied without a company level process	One site (n=1)	Initial installation stage
2nd	Company wide equipment management and corrective actions initiated	Mean of three sites (n=3)	Company management transition stage
3rd	Commissioning process established and directly operated by the company	Aggregate for four sites (n=4)	Direct operation stage

설치순서와 시운전 운영이력을 설명하는 단계구분으로 사용하였다.

2.3 운전사건의 정의 및 발생률 산정

이용률은 해당 기간의 발전량과 이론적으로 생산 가능한 발전량의 관계를 나타내는 가동데이터 제공값을 사용하였다. Trip과 Thermal Cycle의 5년 환산 사건수는 다음 식을 이용하여 연간 발생률로 변환하였다.

$$r_j = \frac{N_{j,5y}}{5}$$

여기서 r_j는 사건유형 j의 연간 발생률이며 단위는 연간 발생 건수이다. $N_{j,5y}$는 사이트별 기록기간이 서로 다른 사건수를 5년 기준으로 표준화하여 가동데이터에 제시한 값이다. 본 연구에서는 이 5년 환산값을 다시 5로 나누어 연 단위의 기술지표로 표시하였다. 따라서 r_j는 실제 누적 운전시간을 분모로 다시 산정한 신뢰도 지표가 아니라 가동데이터의 환산 사건수를 동일한 연 단위로 표현한 값이다. Trip은 설비이상, 외부계통 및 수동정지를 포함하여 발전출력이 중단된 운전사건으로 정의하였다. Hot Standby는 Trip 이후 발전출력이 0인 상태에서 설비온도를 유지하는 대기상태로 정의하였다. Thermal Cycle은 Hot Standby 이후 수리와 점검을 위해 300°C 이상 냉각된 사건 중 가동데이터에서 열순환으로 기록된 사건수를 사용하였다. 300°C는 해당 가동데이터의 운전사건 분류기준을 그대로 적용한 값이다. Cell Voltage 기준 도달시점, Anode Inlet Temperature 및 Cell Voltage 편차는 장기 가동상태를 설명하는 보조정보로 사용하였다. 운전특성 지표의 물리적 의미를 설명하기 위하여 대표 운전곡선을 Fig. 2에 제시하였다.

Fig. 2에서와 같이 왼쪽 곡선에서는 Cell Voltage 편차가 운전 중 불연속적으로 확대되었고, 오른쪽 곡선에서는 Anode Inlet Temperature의 장기 변화가 나타났다. 이 곡선은 장기 운영자료에 포함된 전기적 변화와 열적 변화의 대표적인 형태를 보여준다.

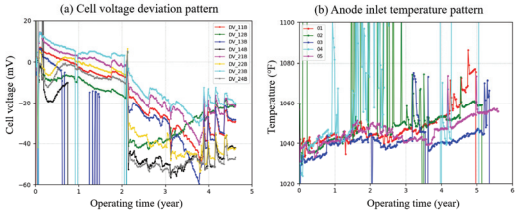


Fig. 2. Representative operating patterns. The left panel shows an abrupt change in Cell Voltage deviation and the right panel shows an Anode Inlet Temperature trend

2.4 운영단계별 비교기준 산정

설비별 자료는 상업운전 개시시점을 기준으로 운전시간 순서로 정렬하였다. 이용률과 발전출력은 가동상태의 변화양상을 확인하는 보조지표로 사용하였다. Trip과 Thermal Cycle은 세대 단위로 비교하였다. 분석은 세 단계의 시운전 운영이력에 따라 Trip과 Thermal Cycle을 배열한 후 기술통계와 비교표를 이용하여 수행하였다. 이용률, 실효 운영성과, 출력 및 Cell Voltage는 운전상태를 설명하는 참고정보로 사용하였다. 2세대 세대값은 세 사이트의 연간 발생률을 산술평균하여 산정하였고 3세대는 가동데이터에 제시된 네 사이트의 사이트군 집계값을 사용하였다. 두 값의 산정단위가 다르므로 통계적 가설검정은 수행하지 않고 세대 대표값의 변화만 비교하였다. 또한 세대별 사이트의 설비사양, 제어로직, 정비이력 및 운영인력의 경험수준을 동일한 조건으로 통제할 수 있는 자료는 확보되지 않았다. 따라서 본 연구의 세대별 비교는 동일조건의 설비를 대상으로 시운전 프로세스만을 독립변수로 비교한 것이 아니라, 각 시기에 형성된 기술적 그리고 운영적 조건을 포함하는 현장 운영자료의 비교라는 한계를 갖는다.

3. 결과 및 고찰

3.1 설비이용률 및 EOL 도달 기간

분석 결과 2세대와 3세대 사이트군의 집계 이용률은 2014년부터 2019년까지 81%, 93%, 88%, 91%,

83% 및 84%로 나타났으며, 1세대의 전체기간 평균 이용률은 82%였다. 이 값은 발전 중 출력수준과 정지에 따른 가동손실이 함께 반영된 실효 운영성과의 정보로 사용하였다. 가동데이터에 정의된 월평균 발전출력 EOL 도달기간은 1세대 3.3년과 2세대 대표 사이트 4.1년으로 확인되었고, 3세대에서는 분석기간 중 EOL 도달 설비가 없었다. Cell Voltage 0.72 V와 Cell Voltage 편차 7 mV도 장기 운전상태를 확인하는 보조지표로 정리하였다.

3.2 시운전 프로세스 구축 단계와 Trip 변화

연간 발생률로 변환한 결과 회사 차원의 시운전 프로세스가 없었던 1세대의 Trip은 연평균 7.6건이었다. 전 설비 관리 필요성을 인식하고 회사의 조치를 시작한 2세대의 Trip은 연평균 6.9건으로 나타났다. 회사가 시운전 프로세스를 구축하고 직접 운영한 3세대 사이트군의 Trip은 연평균 2.8건으로 기록되었다. Thermal Cycle은 1세대 연평균 2.20건, 2세대 연평균 3.13건 및 3세대 연평균 0.56건으로 나타났다. 2세대의 Trip은 1세대보다 소폭 낮았으나 Thermal Cycle은 높았다. 시운전 프로세스를 직접 운영한 3세대에서는 두 사건지표가 모두 가장 낮게 기록되었다. Trip 규모에 대한 Thermal Cycle의 상대적 기록수준을 보조적으로 비교하기 위하여 Thermal Cycle-to-Trip event ratio를 다음과 같이 계산하였다.

$$R_{TC/Trip} = \frac{r_{TC}}{r_{Trip}} \times 100$$

여기서 $R_{TC/Trip}$은 세대별 연간 Thermal Cycle 발생률을 연간 Trip 발생률로 나눈 사건비이다. 계산결과 1세대는 28.9%, 2세대는 45.4%, 3세대는 20.0%로 나타났다. 이 값은 개별 Trip 사건과 Thermal Cycle 사건이 연결된 자료에서 계산한 조건부확률이 아니라 집계 발생률 사이의 상대적 비율이다. 따라서 2세대에서 Trip 규모에 비해 Thermal Cycle 기록이 상대적으로 많았던 운전양상을 설명하는 보조지표로 사용하였다. 운영단계별 Trip, Thermal Cycle 및 사건비의 산정결과는 Table 3에 제시하였다.

Table 3. Annual operating event rates and TC-to-Trip event ratios by site group

Generation	Site data type	Trip per year	Thermal Cycle per year	TC-to-Trip event ratio
1st	One site	7.6	2.20	28.9%
2nd	Mean of three sites	6.9	3.13	45.4%
3rd	Aggregate for four sites	2.8	0.56	20.0%

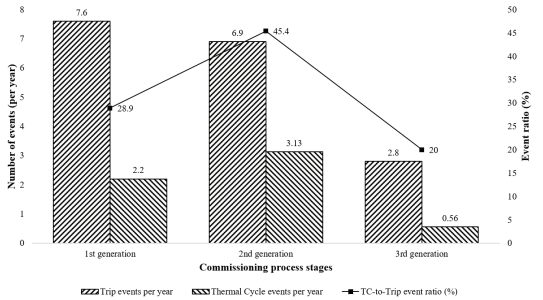


Fig. 3. Annual Trip and Thermal Cycle rates and the TC-to-Trip event ratio according to commissioning process stage

Table 3의 비교결과를 시각적으로 확인할 수 있도록 연간 Trip, Thermal Cycle 및 사건비를 Fig. 3에 나타내었다. Fig. 3에서와 같이 3세대는 Trip과 Thermal Cycle이 모두 가장 낮았으며, 2세대는 Trip에 대한 Thermal Cycle의 상대적 기록 수준이 가장 높았다.

3.3 운영 단계별 운전사건 변화

세대별 운전사건을 비교한 결과 2세대는 설비관리 조치가 본격적으로 시작되면서 1세대보다 Trip이 소폭 감소하였다. 3세대에서는 시운전 프로세스의 직접 운영, 문제조치 및 피드백이 적용된 것과 동시에 Trip이 더 낮게 기록되었다. 이 변화는 시운전 운영뿐 아니라 후속 설비에 반영된 설계, 제어, 정비 및 운영경험을 함께 포함한 결과로 해석하였다. 다만 세대별 Trip 및 Thermal Cycle 발생률의 차이를 시운

전 프로세스 개선에 의한 효과로 독립적으로 구분하기는 어렵다. 후속 세대에서는 시운전 절차의 체계화와 함께 설비설계의 개선, 제어 및 보호기능의 보완, 정비기술의 축적 및 운영경험의 증가가 동시에 이루어졌기 때문이다. 따라서 본 연구에서 관찰된 사건 발생률의 변화는 특정 요인의 인과적 효과라기보다 이러한 기술적·운영적 요인이 복합적으로 반영된 운영단계별 변화로 해석하였다. 반면 Thermal Cycle은 2세대에서 증가한 후 3세대에서 가장 낮게 나타났다. 이 현상에 대해서는 다음과 같은 현장 운영상의 가능성을 고려할 수 있다. 2세대는 점검기준과 문제관리 절차가 처음 적용된 단계이므로 이상신호 확인과 예방정지가 증가하고 보호기능이 보다 보수적으로 운영되었을 가능성을 고려할 수 있다. Trip 이후 Hot Standby에서 원인을 해소하고 직접 재기동하면 Thermal Cycle은 발생하지 않지만, 수리와 점검을 위해 300°C 이상 냉각하면 Thermal Cycle로 기록된다. 따라서 2세대의 Thermal Cycle 증가는 초기 관리조치 과정에서 냉각을 수반한 점검이 상대적으로 증가한 운전특성과 관련되었을 가능성이 있다. 고온형 연료전지는 정지 후 냉각과 재기동 과정에서 온도구배와 열팽창 차이를 관리해야 한다. Hot Standby는 발전손실이 발생하더라도 온도를 유지하여 냉각과 재가열에 따른 열적 부담을 줄이는 운전경로이다. 문제조치의 종결기준과 운영 피드백까지 적용된 3세대에서는 Trip과 Thermal Cycle이 함께 낮게 기록되었다. 정지와 순환운전 조건이 연료전지의 성능과 내구성에 영향을 주는 것은 많은 선행연구에서도 확인할 수 있다. MCFC 연구에서는 운전온도와 연료가스 상태가 전압저하 및 Anode 성능에 영향을 주는 것으로 보고되었다[5,6]. SOFC 연구에서는 가열 및 냉각 속도에 따른 열순환 열화와 비정상 정지 누적에 따른 성능저하가 분석되었다[2,3]. 따라서 본 연구에서는 Trip과 Thermal Cycle을 특정 열화원인으로 단정하지 않고 장기 Cell Voltage와 출력성능에 영향을 줄 수 있는 성능영향인자로 해석하였다. 연료공급 상태, 냉각깊이, 온도변화율 및 재기동조건은 이 영향도를 구분하기 위해 Table 4에 제시하였다.

Table 4. Proposed operating event classification and FMEA linked data structure

Event	Required operating fields	FMEA linked fields	Intended use
Equipment Trip (ET)	Stack voltage, voltage deviation, gas pressure, flow, gas composition, temperature, alarm code, load, duration and recovery action	Failure mode, precursor cause, effect, severity, occurrence and detection	Protection Trip prevention and recurring failure control
Grid Trip (GT)	Grid alarm, disconnection time, plant response and restart time	External cause, plant effect and protection response	Separation of external interruption effects
Manual Trip (MT)	Operator action, decision basis, preceding alarm and approval record	Human action cause, consequence and prevention measure	Procedure and training improvement
Hot Standby (HS)	Entry temperature, zero-output time, temperature holding condition, duration and exit route	Standby cause, protection state, operator action and detection	Separation of direct restart and cooling pathways
Thermal Cycle (TC)	Initial temperature, minimum temperature, temperature drop, cooling time and reheating rate	Thermal stress mode, affected component and severity	Comparison of thermal transient burden
Load Cycle (LC)	Initial load, final load, load change, ramp rate and duration	Electrical stress mode, affected component and occurrence	Load following strategy assessment
Restart (RS)	Standstill time, purge condition, heating time and stabilization time	Restart failure mode, effect and detection	Restart procedure improvement

4. 제 언

4.1 FMEA 연계 운영자료 기록체계 구축

본 연구의 실제 운전사건에 FMEA를 적용하여 검증한 것은 아니나, 향후 Trip 원인과 운전경로를 일관되게 기록하기 위한 FMEA 연계 운영자료 체계를 제안하였다. 시운전 프로세스와 운전결과의 관계를 평가하려면 사이트별 자료단위를 일관되게 유지하고 개별 사건의 원인, 물리적 강도 및 성능영향을 연결해야 한다. Trip은 내부 설비이상, 외부계통 문제 및 수동정지로 구분하고 각 사건에 Hot Standby 진입온도, 유지시간, 온도유지조건, 냉각 여부, 최저온도, 재기동시간 및 발전손실을 연결한다. Thermal Cycle도 사건별 냉각 깊이와 재가열조건을 기록해야 고온설비에 미친 부담을 비교할 수 있다. Cell Voltage는 운전전류, 온도, 연료이용률 및 가스조성의 영향을 받으므로 기준부하와 보정조건을 함께 기록해야 한다[5,7,8]. MCFC 발전소의 고장진단 연구에서도 전기적 지표와 온도분포를 결합한 데이터 구성이 설비상태 판별에 활용되었다[9]. 설비 운전시간과 스택 운전시간을 분리하고 스택 및 모듈 교체이력을 연결하면 장기 성능변화를 보다 명확하게 해석할 수 있다. 운전사건의 원인과 영향은 FMEA를 활용하여 구조화할 수 있다. 수소생산 시스템의 FMEA 연구에서 높은 위험우선순위를 보인 스택 부품손상과 수소 누출은 안전계통의 차단, 보호기능 작동 및 수동정지를 유발할 수 있는 대표적인 Trip 선행원인이다[10]. 또한 수전해 위험도 및 신뢰성 연구는 상세 설계정보와 고장자료의 체계적 수집을 강조하였다[11]. 압력, 유량, 수소농도, 산소농도, 가스순도 및 누출감지 신호를 Trip 직전 운전값과 연결하고 발생가능성, 심각도 및 검출가능성을 함께 분류하면, 하나의 Trip 지표에 혼재된 사건을 설비, 가스공정, 계통 및 운전조치별 관리대상으로 구분할 수 있다. 실무 적용순서는 네 단계로 구성된다. 첫째, FMEA에서 식별된 부품 손상, 수소 누출, 가스조성 이상, 압력 및 유량 이상과 같은 선행원인 코드를 부여한다. 둘째, 해당 원인이 설비

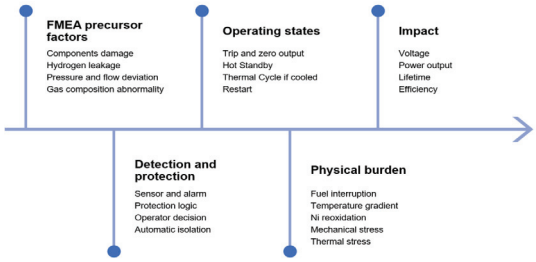


Fig. 4. FMEA based pathway from precursor risk factors to Trip, Hot Standby, and operating impact

Trip, 계통 Trip 또는 수동 Trip 중 어떤 사건을 발생시켰는지 확인하고 Hot Standby 진입 후 직접 재기동하였는지 또는 냉각과 Thermal Cycle을 거쳐 재기동하였는지 연결한다. 셋째, 사건 전후의 부하, 온도, 압력, 유량, 가스농도, 지속시간 및 발전손실과 함께 FMEA의 영향, 심각도, 발생빈도 및 검출도를 기록한다. 넷째, 반복사건과 고위험 항목을 다음 시운전의 점검기준, 알람 설정값 및 보호기능 검토항목으로 환류한다. 이 구조를 사용하면 위험요인, Trip 발생경로 및 운전영향을 하나의 기록체계로 관리할 수 있다. 이러한 선행 위험요인부터 운전이력 및 성능영향까지의 흐름을 Fig. 4에 나타내었다.

4.2 수소에너지 시스템 적용

시운전 프로세스가 구축된 3세대에서 Trip과 Thermal Cycle이 가장 낮게 나타난 결과를 고려하면, 고온용 연료전지시스템 및 고온 수전해 시스템의 상업운전 이후의 정비뿐 아니라 시운전 단계에서부터 위험요인과 운전사건을 연계하여 관리할 필요가 있음을 시사하며, 본 연구에서 제안한 Fig. 4의 FMEA 기반의 시운전 기록체계를 설계 운영 시 참고할 수 있다.

5. 결 론

본 연구에서는 발전용 용융탄산염 연료전지의 운영자료를 이용하여 해외 공급자 매뉴얼 의존단계, 관리조치 시작 단계 및 직접 운영단계별 운전특성 변화를 분석하여 다음과 같은 결론을 도출하였다.

1) 연간 Trip은 1세대 7.6회, 회사 차원의 관리조치가 시작된 2세대 평균 6.9회 및 시운전 프로세스를 직접 운영한 3세대 2.8회로 기록되었다. 후속 운영단계에서 낮은 Trip 값이 함께 관찰되었으며, 세대 구분은 시운전뿐 아니라 설계, 제어, 정비 및 운영경험이 축적된 복합적인 운영단계를 의미한다.
2) Trip 이후에는 Hot Standby에서 직접 재기동하는 경로와 300°C 이상 냉각되어 Thermal Cycle을 거친 후 재기동하는 경로가 존재한다. Thermal Cycle-to-Trip event ratio는 1세대 28.9%, 2세대 45.4% 및 3세대 20.0%로 계산되었다. 이는 전이확률이 아니라 세대 대표값의 사건비이며, 2세대에서 Trip 규모에 비해 Thermal Cycle이 상대적으로 많이 기록된 운전양상을 보여준다.
3) Trip 원인, Hot Standby 운전상태, Thermal Cycle의 온도변화 및 재기동조건을 FMEA 항목과 연결하는 사건기록 체계를 제안하였다. 이 체계는 원인, Trip, Hot Standby, Thermal Cycle 및 재기동을 일관되게 기록하기 위한 운영관리 구조이다.

후 기

본 연구는 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구이다(과제번호: RS-2025-02220932).

References

1. Y. D. Lee, J. Y. Kim, D. J. Yoo, H. Ju, and H. Kim, “Review of research trend in fuel cell: analysis on fuel-cell-related technologies in electrode, electrolyte, separator plate, stack, system, balance of plant, and diagnosis areas”, Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 31, No. 6, 2020, pp. 530-545, doi: https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.6.530.
2. J. S. Shin, M. Saqib, M. Jo, K. Park, K. M. Park, J. S. Ahn, H. T. Lim, and J. Y. Park, “Degradation mechanisms of solid oxide fuel cells under various thermal cycling conditions”, ACS Applied Materials & Interfaces, Vol. 13, No. 42, 2021, pp. 49868-49878, doi: https://doi.org/10.1021/acsami.1c13779.
3. X. L. Wu, Y. Li, S. Cai, Y. Xu, L. Hu, B. Chi, J. Peng, and X. Li, “Data-driven approaches for predicting performance degradation of solid oxide fuel cells system considering prolonged operation and shutdown accumulation effect”, Journal of Power Sources, Vol. 598, 2024, pp. 234186, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.234186.
4. Y. Hou, J. Schall, S. Dietze, T. Kurz, and D. Gerteisen, “An experimental and numerical study of spatial and temporal catalyst degradation during start-up and shut-down of PEM fuel cells”, Journal of Power Sources, Vol. 591, 2024, pp. 233780, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2023.233780.
5. S. Koomson and C. G. Lee, “Lifetime expectancy of molten carbonate fuel cells: part I. Effect of temperature on the voltage and electrolyte reduction rates”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, No. 28, 2021, pp. 15046-15051, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.218.
6. O. Dybiński, J. Milewski, A. Szczęśniak, A. Martsinchyk, and Ł. Szabłowski, “Experimental investigation of porous anode degradation of a molten carbonate fuel cell fed with direct fermentation product composed of bioethanol”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 52, 2024, pp. 889-901, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.065.
7. J. Zuo, N. Y. Steiner, Z. Li, and D. Hissel, “Health management review for fuel cells: focus on action phase”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 201, 2024, pp. 114613, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114613.
8. G. Gibey, E. Pahon, N. Zerhouni, and D. Hissel, “Diagnostic and prognostic for prescriptive maintenance and control of PEMFC systems in an industrial framework”, Journal of Power Sources, Vol. 613, 2024, pp. 234864, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.234864.
9. B. Kim, Y. D. Lee, and T. Morosuk, “Thermal-statistical approach for diagnosis of bus bar degradation in MCFC power plant”, Case Studies in Thermal Engineering, Vol. 70, 2025, pp. 106158, doi: https://doi.org/10.1016/j.csite.2025.106158.
10. B. Kim, C. Cha, K. C. Kho, and Y. D. Lee, “FMEA-based risk factor analysis of green hydrogen supply systems for agricultural applications”, Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 4, 2025, pp. 431-439, doi: https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.4.431.
11. A. Al-Douri and K. M. Groth, “Hydrogen production via electrolysis: state-of-the-art and research needs in risk and reliability analysis”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 63, 2024, pp. 775-785, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.03.188.