CIGRE PARIS SESSION 2026

CIGRE 2026 파리 세션 주요 기술 동향 보고서

HVDC, GFM, EMT, 대규모 부하, AI 및 AR/VR

CIGRE Paris Session 2026

AI·SW HVDC 통합 전력계통 혁신연구센터

2026

목차

제 1 장 개요 ····· 1

제 2 장 HVDC 및 전력전자 기술 동향 ····· 2
제 1 절 HVDC 보호 및 Multi-vendor 상호운용성 ····· 2
제 2 절 Full-bridge MTDC 시스템 ····· 30
제 3 절 GFM 기술 및 기술 동향 ····· 48

제 3 장 EMT 모델링 및 계통해석 기술 동향 ····· 67
제 1 절 계통 요구사항을 반영한 범용 EMT 모델링 ····· 67
제 2 절 광역 EMT 해석과 계통 상호작용 검증 ····· 88

제 4 장 대규모 부하 연계 및 유연성 활용 동향 ····· 100
제 1 절 대규모 인버터 기반 부하의 계통 연계, 운영, 계획 ····· 100
제 2 절 AI 데이터센터의 계통 영향성 및 유연성 자원으로 활용 ····· 114

제 5 장 전력설비 지식관리 기술 활용 동향 ····· 128
제 1 절 AI 및 AR/VR 기반 변전소 지식관리 ····· 128

제 6 장 결론 ····· 133

제 1 장 개요

CIGRE는 발전·송전·배전 등 전력계통 전반의 기술지식과 연구·운영 경험을 공유하는 국제 비영리 단체이다. 격년으로 개최되는 Paris Session에서는 기술 발표와 토론, 워크숍 등을 통해 전력산업의 주요 현안과 기술 개발·적용 사례를 논의한다. 이를 통해 각국의 계통운영자, 제조사 및 연구기관이 직면한 과제와 대응 방향을 살펴볼 수 있다.

본 보고서는 CIGRE 2026 파리 세션의 주요 발표와 워크숍을 바탕으로, HVDC 및 전력전자 기반 전력계통의 기술 동향을 종합적으로 파악하는 데 목적이 있다. HVDC 보호와 Multi-vendor 상호운용성, GFM 제어, EMT 모델링과 계통해석, AI 데이터센터의 계통 영향 및 유연성 자원으로의 활용을 주요 검토 대상으로 하며, 전력설비의 기술지식과 운전 경험을 활용하기 위한 AI 및 AR/VR 기반 지식관리 동향도 함께 살펴본다. 이를 통해 각 분야의 기술 개발·적용 사례와 주요 과제, 향후 검토 방향을 정리하고자 한다.

검토한 발표에서는 전력전자 기반 설비의 확대에 따라 개별 설비의 성능과 계통 전체의 응답을 함께 평가하는 문제가 중요하게 다루어졌다. HVDC 분야에서는 DC에서의 고장 분리와 송전 복구, Multi-vendor 공통 기능이 주요 논의 대상이었다. GFM 분야에서는 전압·주파수 지원과 관성·감쇠 응답을 제공하는 제어 기술과 함께, 전류, 출력, 저장에너지의 제약 및 실제 운전 조건에 따른 성능 차이가 제시되었다. 이러한 내용을 제2장에서 HVDC 및 전력전자 기반 계통 통합 기술 동향으로 정리하였다.

설비의 기능과 계통 상호작용을 분석하는 방법으로는 EMT 모델링과 해석이 다루어졌다. 공개 범용 모델은 요구 기능과 제어 원리를 이해하고 조건별 응답을 비교하는 기반으로, 광역 EMT 해석은 주변 계통과 다수 설비의 제어 및 보호 상호작용을 검토하는 수단으로 제시되었다. 해석 목적에 적합한 모델을 선택하고 시험·현장 기록을 통해 신뢰성을 확인하는 과정도 주요 과제로 논의되었다. 제3장에서는 범용 EMT 모델링과 광역 EMT 해석을 구분하여 각각의 활용 목적과 적용 사례, 남은 과제를 살펴본다.

수요 측에서는 AI 데이터센터의 빠른 부하 변동과 내부 전원 전환, 고장 후 부하 복귀가 계통에 미치는 영향이 논의되었다. 데이터센터의 계통 연계는 공급용량 확보와 함께 이러한 동적 특성을 고려해야 하며, 연산 작업, 냉각, 저장장치 등의 조절 능력을 유연성으로 활용하기 위한 기술, 운영, 계약 조건도 검토되고 있다. 제4장에서는 관련 부하 특성과 설비·검증 사례를 살펴보고, 유연성 자원으로 활용하기 위한 조건을 정리한다.

기술정보와 운전 경험을 축적 및 활용하는 방법으로는 AI 및 AR/VR 기반 지식관리가 제시되었다. 전문문서에 근거한 정보 검색과 업무 검토, 숙련자의 경험 전달 및 현장 이해를 지원하는 활용방안과 함께 자료의 품질, 출처 추적성, 전문가 검토의 필요성이 논의되었다. 제5장에서는 변전소 지식관리 사례를 중심으로 디지털 기술의 활용 방향을 살펴본다.

마지막으로 제6장에서는 각 분야의 주요 동향을 종합하고, 기술 적용 시 고려할 사항과 후속 검토 과제를 정리한다.

제 2 장 HVDC 및 전력전자 기술 동향

HVDC와 전력전자 기반 설비의 도입이 확대되면서 설비 간 제어 및 보호 협조와 계통 안정도에 대한 검토가 중요해지고 있다. 본 장에서는 HVDC 보호와 Multi-vendor HVDC의 상호운용성, Full-bridge MTDC의 구성 및 운전 특성을 살펴본다. 이어 GFM의 성능과 대규모 전력전자 부하가 계통에 미치는 영향 및 운영 시 고려사항을 정리한다.

제 1 절 HVDC 보호 및 Multi-vendor 상호운용성

다단자 HVDC(Multi-terminal HVDC, MTDC)에서 Multi-vendor 상호운용성은 서로 다른 제조사의 설비가 공통 기능사양에 따라 서로 협조하여 제어 및 보호 기능을 수행해 하나의 시스템으로 운전하는 능력을 뜻한다. Multi-vendor 구성은 단계적인 직류망 확장과 기술 선택의 유연성, 공급업체 간 조달 경쟁을 지원하기 위해 추진된다. 적용 시에는 고장 처리시간과 고장 중 설비가 견딜 수 있는 전압·전류의 범위 및 지속시간을 함께 고려하여, 사업별 계통 및 운전 조건에서 제어 및 보호 성능을 검증해야 한다.

1) MTDC로의 전환과 DC 보호의 필요성

독일의 송전계통 운영자(TSO)들은 해상풍력 전력을 육상 수요지로 효율적으로 수송하기 위해, 해상풍력 연계망과 육상 HVDC 송전망을 직류 측에서 연결하는 MTDC 허브 구축을 추진하고 있다.

이러한 연계를 안정적으로 확대하려면 DC 고장에 따른 설비 손상과 광범위한 송전 정지를 억제할 수 있는 보호구성이 필요하다. DC 고장 시에는 전류가 빠르게 증가하므로 변환기와 차단기 등 설비가 견딜 수 있는 범위 안에서 보호동작을 완료해야 한다. 또한 여러 송전 경로가 연결된 상태에서 넓은 범위의 송전이 중단되면 연계된 AC 계통에도 큰 전력 변동이 발생할 수 있다. 따라서 고장을 신속하게 해소하는 것과 함께 송전 정지 범위와 탈락량을 제한해야 한다.

독일 TSO들은 이러한 보호 요구에 대응하여 MTDC 구성과 보호방식을 단계적으로 발전시키는 개발 로드맵을 마련하였다. 제1단계는 직류 차단기(DC circuit breaker, DCCB)가 없는 단일 공급업체 기반 구성으로, 비선택 보호를 적용하면서 출력 제한이나 예방적인 직류 연계 분리 등을 통해 탈락량을 허용 범위 안에서 관리한다. 제2단계에서는 DCCB를 적용한 부분선택 보호를 통해 고장 시 함께 정지하는 설비 범위를 제한한다.

HeideHub는 독일 MTDC 개발 로드맵의 제2단계 적용사업으로, 2026년 계획에 따르면 DC 개폐소와 DCCB를 갖춘 단일 공급업체 기반의 ±525 kV 양극(Bipole) 시스템에 DMR을 적용하며, 각 변환소의 전체 정격은 2 GW이다.

그림 1은 HeideHub의 단일 극 DC 고장을 대상으로 보호방식별 송전 정지 범위와 DCCB 배치의 차이를 비교한 것이다. 비선택 보호(Non-selective protection)는 고장 시 넓은 범위의 송전을 정지시킨다. 부분선택 보호(Partially selective protection)는 여러 설비를 하나의 분리구간으로 묶고, 고장 발생 시 해당 구간을 분리한다. 완전선택 보호(Fully selective protection)는 보호구간을 개별 설비, 선로 단위로 세분하여 고장 구간만을 선택적으로 분리한다. 이러한 분리 범위는 보호구간의 설정과 DCCB 배치를 함께 고려하여 정해야 한다.

HeideHub의 단일 극 고장 예시에서는 DCCB가 없을 경우 고장 구간을 선택적으로 분리하기 어려워 여러 설비의 송전이 함께 정지하며, 이에 따른 탈락량이 허용 범위를 초과한다. 탈락전력을 허용 범위 안으로 제한하기 위해 초기 케이블 기반 사업에서는 DCCB로 고장이 포함된 구간을 분리하고 나머지 구간의 운전을 유지하는 부분선택 보호를 적용한다. 이 방식은 필요한 수준으로 탈락량을 제한하면서 DCCB 설치에 따른 비용 및 편익과 신기술 도입 위험을 함께 고려한 선택이다. 이를 구현하려면 고장 시 함께 분리할 설비를 고장 분리구간(Fault Separation Zone, FSZ)으로 구획하고, DCCB의 분리속도와 비고장 구간 변환기의 고장 운전 유지(Fault Ride-Through, FRT) 조건을 연계하여 검토해야 한다.

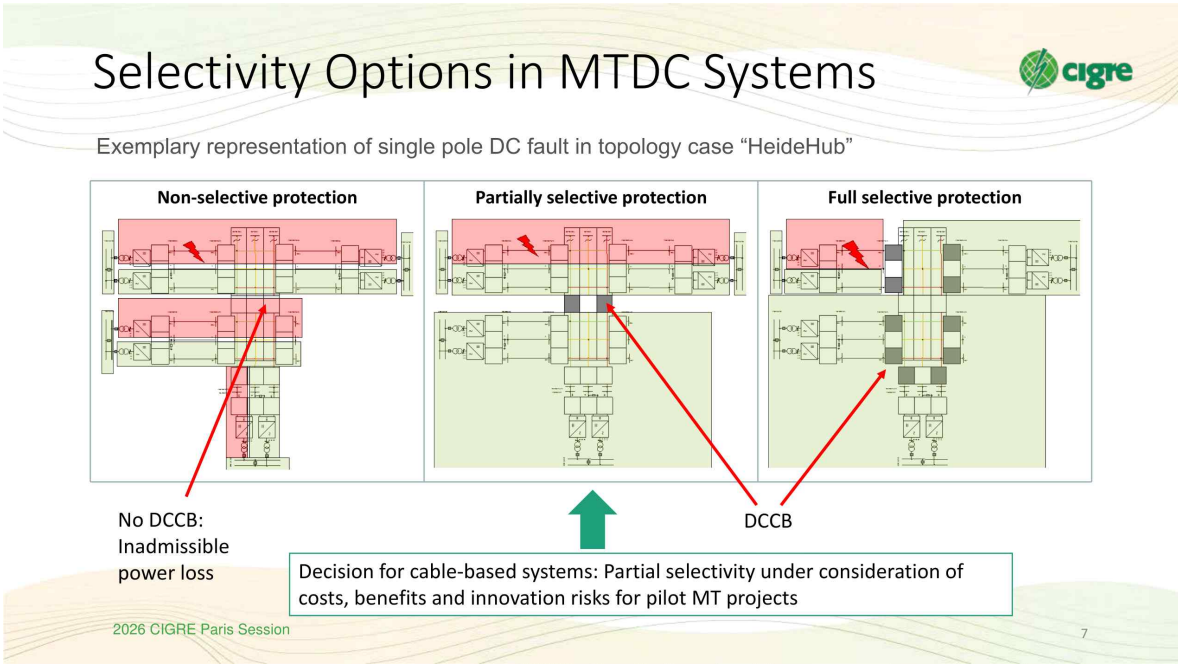


그림 1. Protection selectivity별 고장 영향 범위

FSZ 분리와 FRT 조건

앞서 선정한 부분선택 보호를 구현하려면 고장 위치를 판별하기 위한 검출구간과, 고장 시 함께 분리할 설비의 범위를 정하는 FSZ를 구분해야 한다. 검출구간은 교류 측의 개폐설비, 변환용 변압기, 변환기와 직류 측의 개폐설비, 선로, 모선을 대상으로 설정한다. 각 검출기능은 해당 구간의 내부 고장과 외부 고장을 식별하고, 저임피던스 및 고임피던스 고장에 대응해야 한다. 검출된 고장은 개별 검출구간과 별도로 설정한 극별 FSZ의 경계에서 분리한다.

그림 2는 극별 FSZ 구성과 고장 발생 후의 분리, 고장 제거, 복구 절차를 보여준다. 고장 발생 후에는 DCCB를 이용한 보호동작을 통해 μs~ms 범위에서 고장이 발생한 FSZ를 나머지 직류 망으로부터 분리하고, 이후 고장극 측의 AC 차단기를 통해 ms 범위에서 고장을 제거한다. 해당 단일 극 고장 구성에서는 반대 극의 운전을 유지하며, 고장 분리와 제거가 완료되면 s 범위에서 분리된 FSZ 내부의 비고장 부분을 다시 연결한다. 각 단계의 소요시간은 적용조건에 따라 이보다 짧아질 수 있다. 이 과정에서 비고장 FSZ는 운전을 유지하는 반면, 고장이 발생한 FSZ 내부의 비고장 부분은 일단 분리된 뒤 복구 대상이 된다.

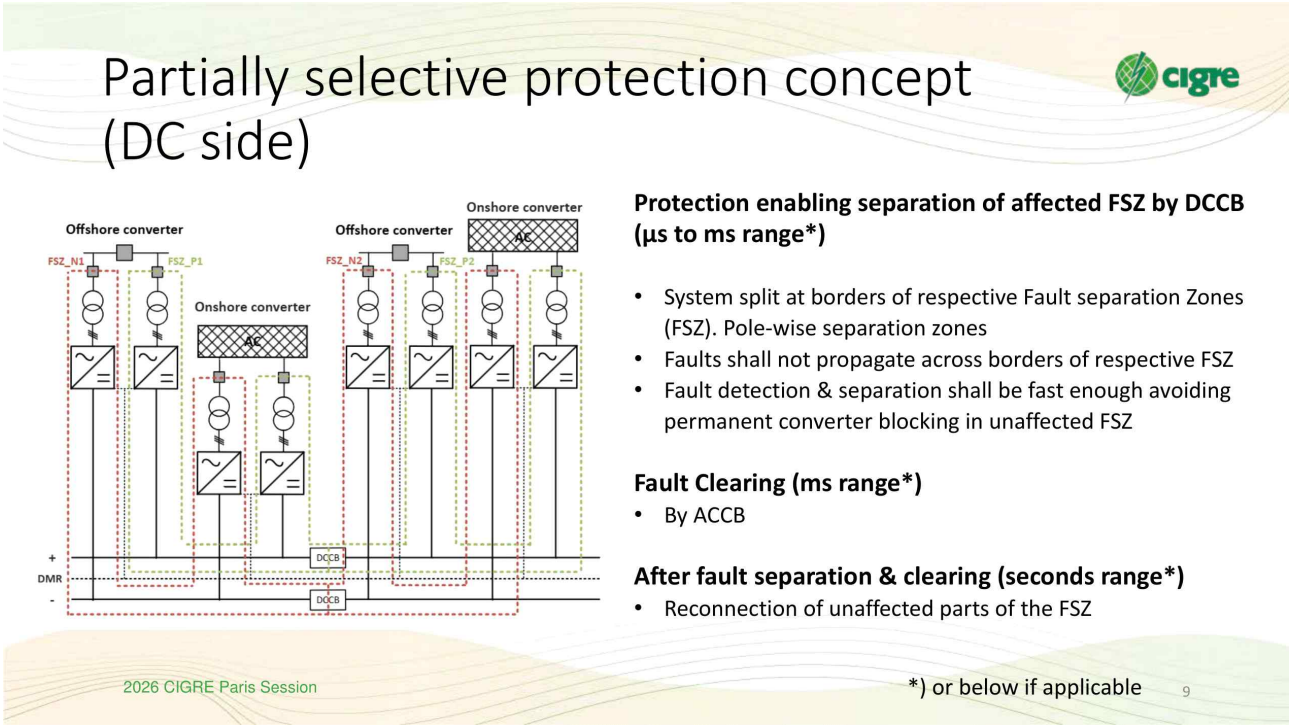


그림 2. 극별 FSZ 분리와 복구

이러한 분리 및 복구 절차가 성립하려면 FSZ 분리시간과 비고장 구간 변환기의 FRT 능력이 서로 부합해야 한다. 고장 검출부터 FSZ 분리 완료까지의 시간은 비고장 FSZ의 변환기가 영구적인 컨버터 차단(permanent converter blocking) 상태에 이르지 않는 범위로 제한되어야 한다. 이를 위해 검토 대상 고장을 ordinary fault, exceptional fault, out of range fault로 구분하고, 교류 측과 직류 측의 FRT 조건을 각각 정의하여 고장별 보호동작이 해당 조건을 충족하는지 검토한다.

제조사의 검토 범위에는 DCCB 내부 고장 시의 운전 유지도 포함된다. 이와 함께 무부하 상태에서의 고장 검출, 교류 측 전류 영점이 형성되지 않는 상황, DMR 고장 검출을 추가 검토항목으로 다룬다.

초기 파일럿의 부분선택 보호에서는 이러한 검출, 분리 및 운전 유지 요구를 충족하도록 주보호(Main protection)와 백업보호(Back-up protection)의 역할을 구분한다. 주보호는 보호장치 간 통신 없이 고장이 발생한 FSZ를 신속하게 분리하도록 구성하며, 해당 단일 극 고장 조건에서 반대 극의 운전을 유지해야 한다. 따라서 보호설계에서는 고장 검출성능과 FSZ 분리시간, 주보호 및 백업보호 간 협조, 비고장 구간의 FRT 조건을 함께 검토해야 한다.

2) DC 보호의 과거와 현재 및 향후 방향

앞서 설명한 FSZ 분리와 비고장 구간의 운전 유지를 구현하려면, DC 고장전류의 특성에 맞는 보호수단과 검증체계가 필요하다. 직류 고장전류는 교류처럼 주기적으로 자연 영점을 통과하지 않으며, 고장 발생 직후 빠르게 증가한다. 전류 상승률이 높을수록 변환기와 차단기의 허용 전류에 도달하기까지의 시간이 짧아지므로, 고장 검출과 차단을 신속하게 수행해야 한다.

그림 3은 DC 고장전류의 특성과 주요 보호수단의 동작 특성을 비교한다. 변환소의 AC 차단기

를 이용하는 방식은 개방에 40~60 ms가 소요되며, 고장 구간만을 선택적으로 분리하기 어렵다. 고장전류 차단형 변환기(fault-current blocking converter)는 수 ms 이내에 응답하여 고장전류를 억제할 수 있지만, 고장 구간을 분리하려면 별도의 개폐설비와 보호협조가 필요하다. 반면 DCCB는 2~10 ms 수준의 동작시간으로 고장 구간을 선택적으로 분리할 수 있으나, 적용 기술에 따라 손실과 동작속도 사이의 상충관계를 고려해야 한다. 따라서 보호방식을 선정할 때에는 고장전류 처리속도와 고장 구간의 분리방법, 이에 따른 송전 정지 범위를 함께 평가해야 한다.

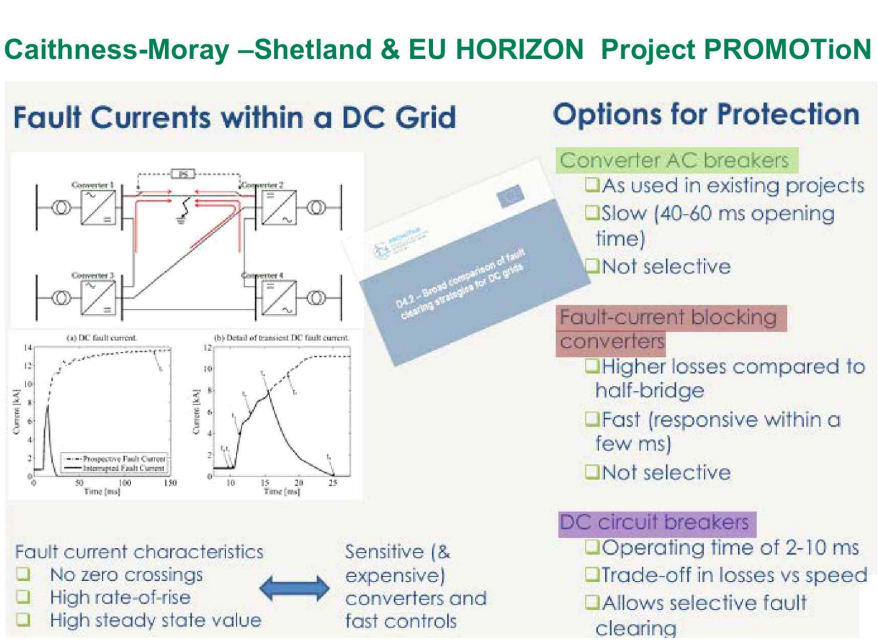


그림 3. DC 보호수단별 동작 특성

선정한 보호방식이 실제 장치에서도 의도한 대로 동작하는지 확인하려면, 보호장치와 계통의 상호작용을 검증해야 한다. 이러한 검증 사례로 EU 연구사업 PROMOTioN이 있으며, 2016~2020년에 해상 HVDC망의 보호방식과 장치에 대한 시험 및 실증을 수행하였다.

PROMOTioN의 IED 검증

PROMOTioN에서는 보호방식의 실현 가능성을 확인하기 위해 실제 보호용 IED(Intelligent Electronic Device)를 실시간 모의계통에 연결하여 시험하였다. 보호용 IED는 전압과 전류를 입력받아 고장을 판정하고 차단 명령을 내리는 전자식 장치이다. 이 시험에는 연구기관과 제조사가 개발한 IED 시제품을 활용하여, 보호 알고리즘이 실제 하드웨어에서 의도한 대로 동작하는지와 서로 다른 장치 간 보호협조가 성립하는지를 검증하였다.

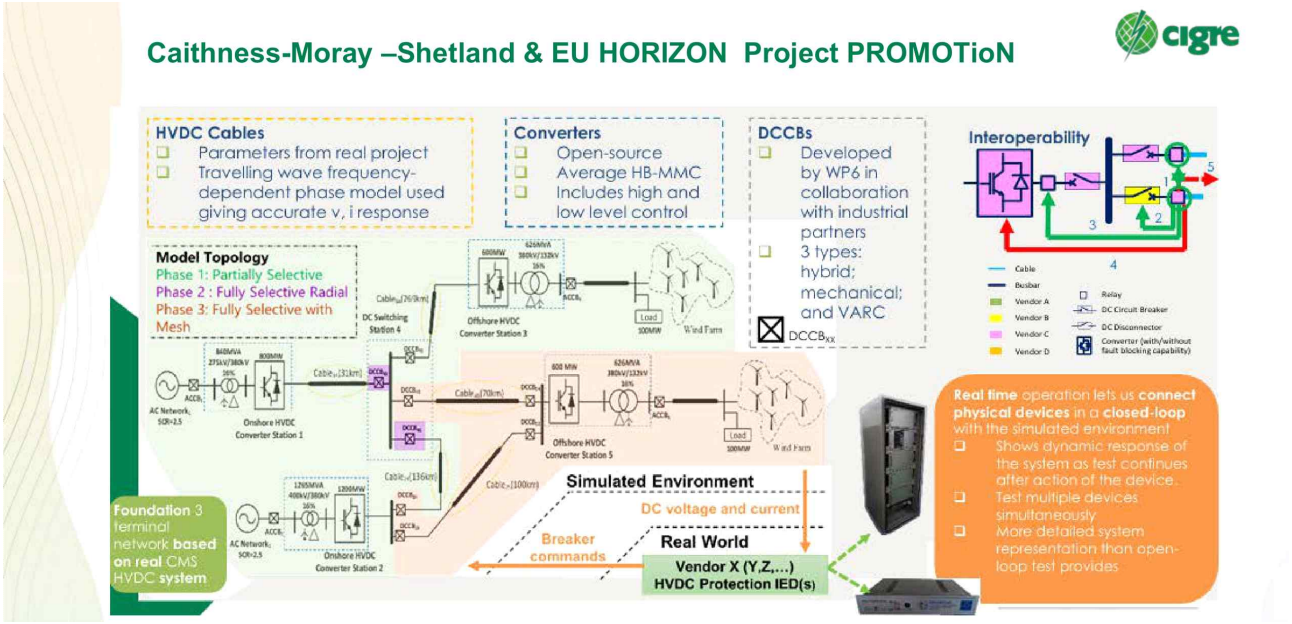


그림 4. CMS 기반 IED 검증 시험

그림 4는 Caithness - Moray - Shetland(CMS) 계통을 기반으로 구성한 모의망과 실제 IED를 연결한 폐루프(closed-loop) 시험 구성을 보여준다. 실시간 모의계통에서 계산한 전압과 전류를 IED에 입력하면, IED는 고장을 판정하여 차단 명령을 출력한다. 이 명령을 모의계통의 차단기 모델에 반영하고, 그에 따라 변화한 전압과 전류를 다시 IED에 입력한다. 이러한 순환 구조를 통해 고장 검출부터 차단 이후의 계통 응답까지 연속적으로 확인한다.

시험모델은 CMS의 3단자 구성을 기초로 하며, 부분선택 보호부터 완전선택 보호까지를 포괄하는 방사형 및 메시형 구성으로 검토 범위를 확장하였다. 케이블에는 주파수에 따른 고장 파동의 전파 특성을 반영하는 주파수 의존 진행파 모델을 적용한다. 변환기에는 상위 제어와 하위 제어를 포함한 하프브리지형 MMC의 평균값 모델을 사용하며, DCCB 모델에는 하이브리드형, 기계식, VARC를 포함한다. VARC는 진공차단부와 보조 공진회로를 이용하여 차단에 필요한 전류 영점을 형성하는 방식이다.

검증에서는 보호동작이 필요한 고장에서 확실하게 동작하는 성능인 dependability와, 동작하지 않아야 할 조건에서 불필요하게 동작하지 않는 성능인 security를 함께 평가하였다. 또한 DC 고장전류 차단 과정에서 DCCB 양단에 발생하는 과도 차단전압(Transient Interruption Voltage, TIV), 변환기의 차단 해제(deblocking) 이후 자체보호 동작도 검토하였다. 이러한 폐루프 시험은 실제 IED의 보호동작을 차단기 및 변환기 모델의 응답과 연계하여 평가함으로써, 개별 장치의 시험만으로는 확인하기 어려운 보호협조를 검증하는 데 의미가 있다. 따라서 MTDC 보호체계를 구축할 때에는 개별 장치의 성능시험과 함께, 실제 보호장치를 모의계통에 연결한 통합시험을 통해 고장 분리와 운전 회복 과정의 상호작용을 확인해야 한다.

3) Multi-vendor 상호운용성을 위한 DC 보호 기능 체계: InterOPERA

서로 다른 공급업체의 설비를 하나의 MTDC 시스템으로 통합하려면, 통합시험에 앞서 각 설비가 수행할 기능과 접속점에서의 동작조건을 공통 사양으로 정의해야 한다. 개별 설비가 요구성능을 만족하더라도 고장 검출과 분리, 비고장 구간의 운전 유지에 관한 조건이 서로 맞지 않

으면 전체 시스템의 보호협조를 확보하기 어렵기 때문이다. 또한 여러 공급업체가 경쟁적으로 입찰에 참여하려면, 특정 제조사의 구현방식에 종속되지 않으면서 필요한 성능을 명확하게 제시할 수 있어야 한다.

InterOPERA는 이러한 Multi-vendor HVDC 시스템의 상호운용성을 확보하기 위해 기능 요구사항과 설비 인터페이스, 공급업체 간 협력절차를 마련하는 EU 연구사업이다. 사업기간은 2023~2027년이며, 2025년에 완료된 제 1단계에서는 기능사양과 협력체계를 정립하였다. 제 2단계에서는 실제 제어 및 보호장치를 실시간 계통모델에 연결하여 상호운용성을 검증하고, 그 결과를 향후 사업의 입찰에 활용할 수 있는 사양과 조달체계로 구체화한다.

그림 5는 공통 기능체계(Functional Framework)와 시스템 목표를 하위시스템의 상세 사양으로 구체화하는 과정을 보여준다. 공통 기능체계는 직류망의 운전과 제어, 보호에 필요한 기본 요구사항을 정의한다. 여기에 대상 시스템의 구성과 운전목표를 적용하여 각 하위시스템이 담당할 기능과 갖추어야 할 능력을 배분한다. 이를 바탕으로 직류 접속점(DC-POC)의 전기적 사양과 접속 대상 직류망의 등가회로, 통신 인터페이스의 신호 목록을 정한다.

상세 사양에는 검토 시나리오와 시스템 설계 연구에서 도출한 전압과 전류의 범위, 운전 한계, 직류망 제어변수, 보호 설정값을 반영한다. 따라서 공통 기능체계를 모든 사업에 동일한 수치로 적용하는 것이 아니라, 대상 직류망의 조건에 맞추어 하위시스템별 요구사항을 정해야 한다. DC 보호에서는 특히 DCCB의 고장 처리시간과 변환기의 FRT 조건을 서로 부합하도록 정하는 것이 중요하며, 이는 실증용 시험망의 설계와 보호조건으로 구체화된다.

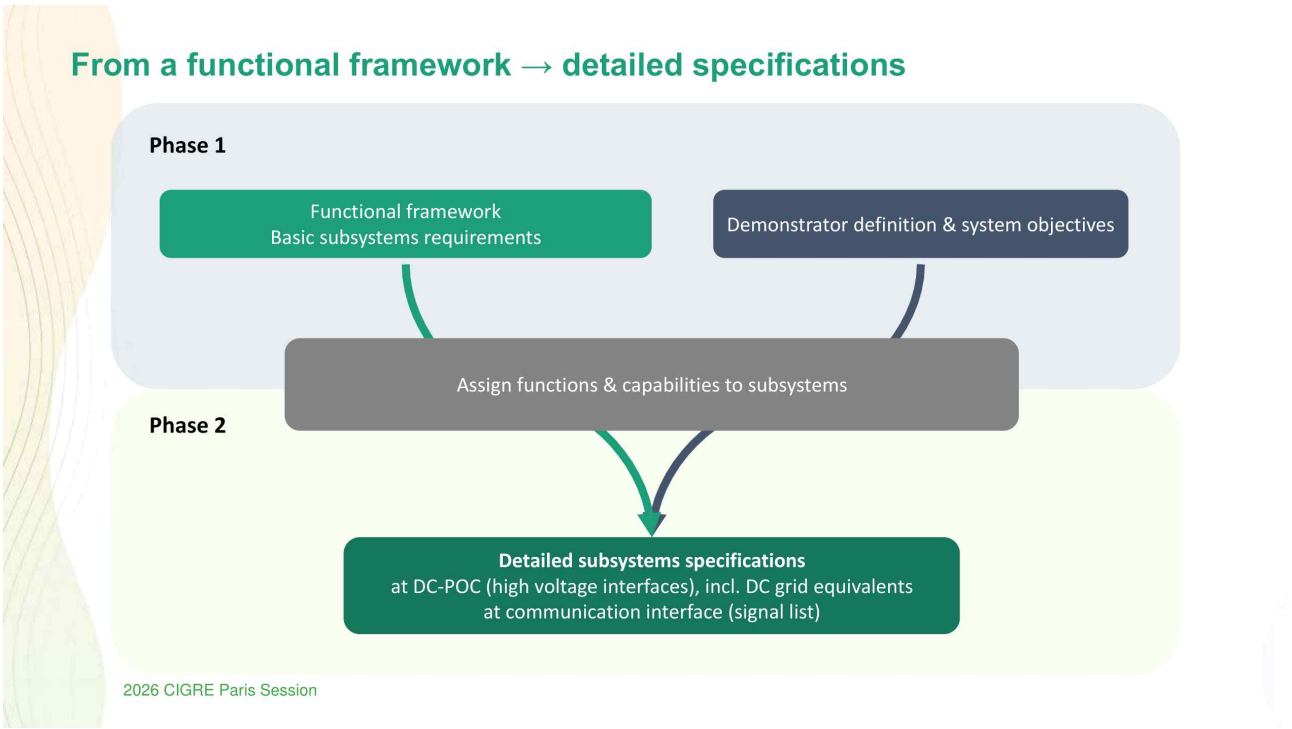


그림 5. Functional Framework와 상세 사양

이종 DCCB를 수용하는 시험망

InterOPERA에서는 공통 기능체계가 서로 다른 공급업체의 설비와 DCCB 기술에도 적용될 수 있는지 확인하기 위해 실증용 모의 DC망을 구성하였다. 시스템 설계 연구에서는 DC 조류와 상정사고, 동특성, 과도 응답을 검토하고, 그 결과를 하위시스템의 설계조건과 상세 사양에 반

영하였다.

그림 6은 북서부, 북동부, 남서부의 변환소를 중앙 DC 개폐소를 통해 연결한 시험망과 FSZ 구성을 보여준다. FSZ 경계에는 고장 분리 기능을 갖춘 DC 개폐장치를 배치하며, 최대 고장 해소시간(fault neutralization time)이 각각 2.5 ms와 8 ms인 두 기술을 함께 적용한다. 여기서 고장 해소시간은 보호계전기의 동작과 고장 분리장치 내부의 전류 전환에 걸리는 시간을 포함한다.

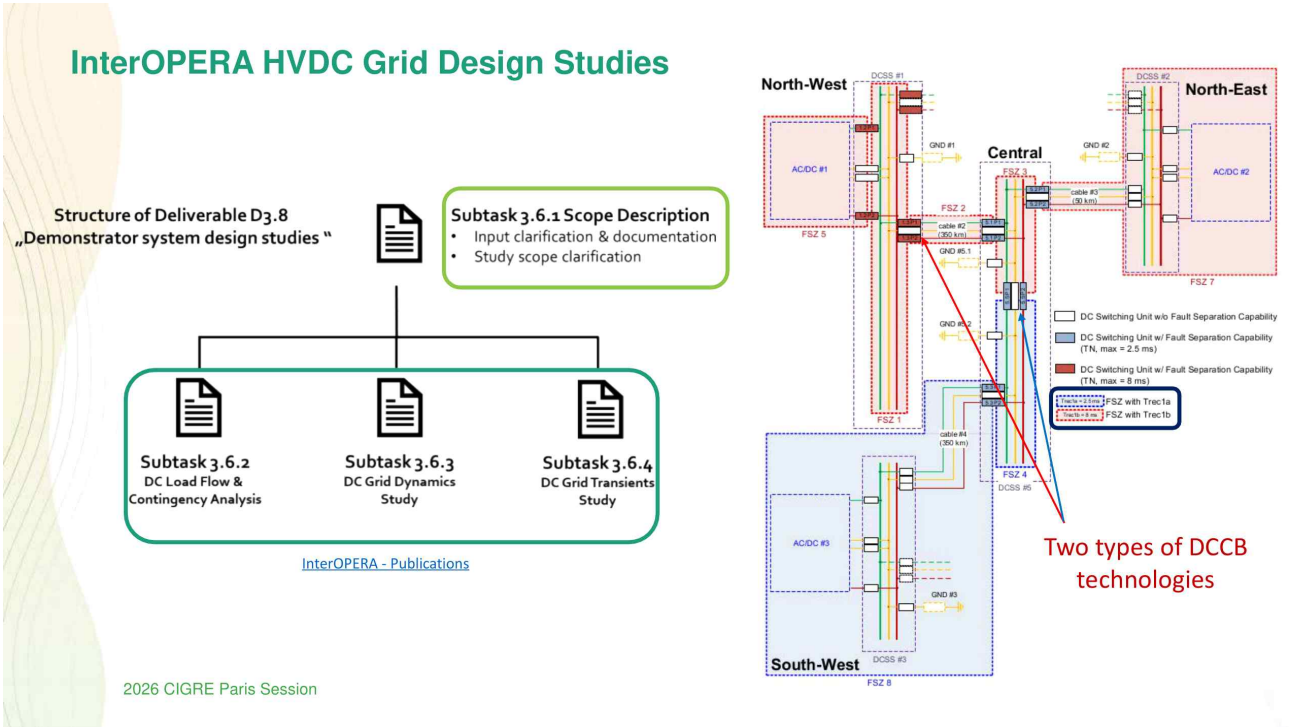


그림 6. 이종 DCCB와 하위망의 구성

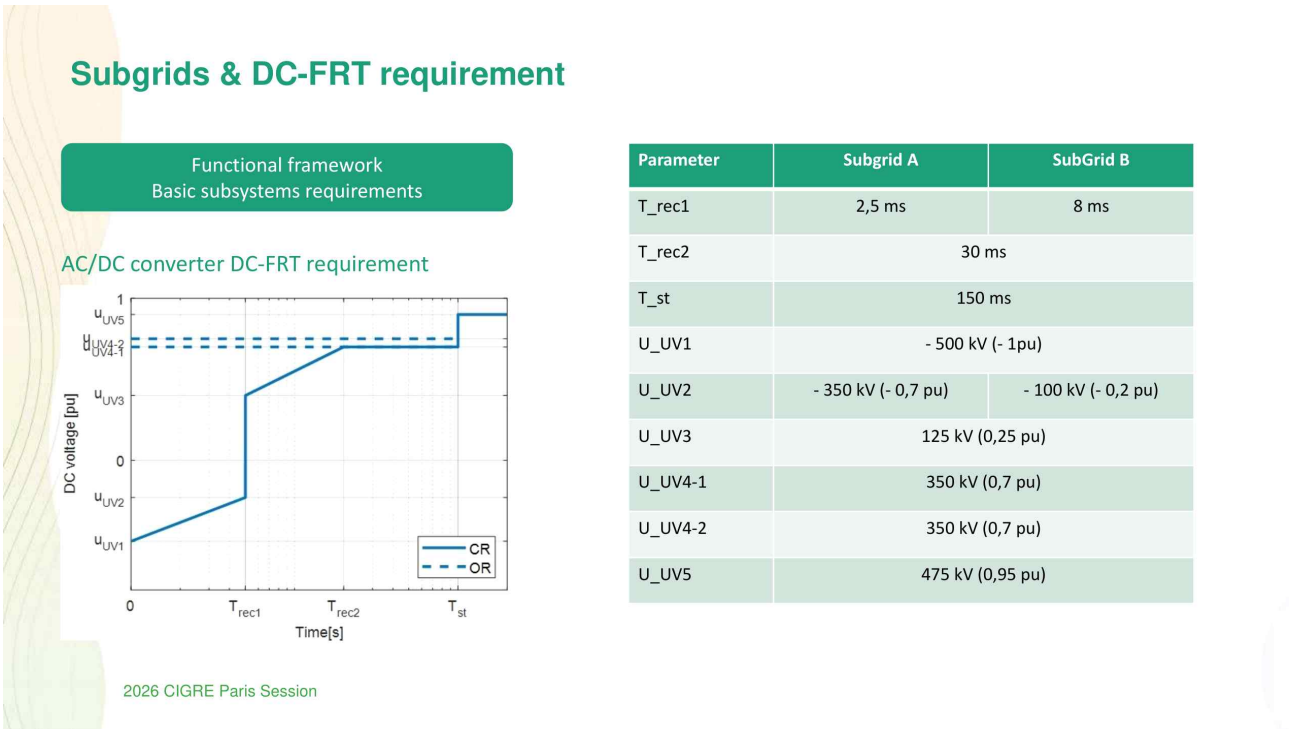
고장 해소시간이 다르면 비고장 구간 변환기가 경험하는 전압 저하의 지속시간도 달라진다. 이에 따라 시험망을 하위망 A와 B로 구분하고, 각 하위망의 최대 고장 해소시간에 맞추어 DC FRT 시간과 전압 조건을 정하였다. 즉, 모든 설비에 동일한 응답속도를 요구하는 대신, 고장이 해소될 때까지 비고장 구간의 변환기가 접속을 유지하도록 설계조건을 맞추었다. 이를 통해 서로 다른 DCCB 기술을 하나의 직류망에 적용하기 위한 보호협조 조건을 구체화하였으며, 실제 장치의 요구조건 충족 여부는 통합시험을 통해 검증해야 한다.

DC FRT의 연결 유지와 운전 회복

앞서 정한 하위망별 고장 해소시간은 변환기가 견뎌야 할 전압 저하의 지속시간과 연결된다. 다만 고장이 해소되더라도 전압과 전력전달이 즉시 회복되는 것은 아니므로, DC FRT 조건에는 고장 중 접속 유지뿐 아니라 전압 회복 후의 운전 재개 요구도 포함해야 한다.

InterOPERA에서는 이를 운전 요구조건(Operational Requirement, OR)과 접속 유지 요구조건(Connection Requirement, CR)으로 구분한다. OR은 정해진 전압 범위에서 안정적인 운전을 요구하며, CR은 그 범위를 벗어나는 전압 저하에서도 변환기가 계통에서 분리되지 않도록 요구한다. CR 범위에서는 일시적인 컨버터 블로킹(temporary blocking)을 허용하지만, 교류 또는

직류 측의 트립과 분리는 피해야 한다.
그림 7은 하위망 A와 B에 적용한 DC FRT 조건을 보여준다. 첫 번째 회복 기준시점은 각각 2.5 ms와 8 ms이며, 해당 시점 직전의 CR 경계 전압은 각각 −0.7 pu와 −0.2 pu이다. 두 하위망 모두 CR 경계는 초기 −1 pu에서 시작하여 첫 번째 회복 기준시점에 0.25 pu로 전환되며, 이후 30 ms에 0.7 pu, 150 ms에 0.95 pu로 설정된다. 이 전압은 DC 접속점의 극과 중성점 사이 전압이며, 기준전압은 500 kV이다. CR 곡선은 여러 고장조건을 포괄하는 요구 경계로, 실제 단일 고장의 전압 회복 궤적을 의미하지 않는다.



Parameter	Subgrid A	SubGrid B
T_rec1	2,5 ms	8 ms
T_rec2	30 ms	
T_st	150 ms	
U_UV1	- 500 kV (- 1pu)	
U_UV2	- 350 kV (- 0,7 pu)	- 100 kV (- 0,2 pu)
U_UV3	125 kV (0,25 pu)	
U_UV4-1	350 kV (0,7 pu)	
U_UV4-2	350 kV (0,7 pu)	
U_UV5	475 kV (0,95 pu)	

그림 7. 하위망별 DC FRT profile

일시적으로 블로킹한 변환기는 접속점 전압이 정해진 조건으로 회복되면 블로킹을 해제하고 안정적인 운전으로 복귀해야 한다. 해당 설계에서는 전압이 0.7 pu 이상으로 회복되는 조건과 150 ms의 안정화 기준을 연계하여 운전 재개 요구를 정한다. 다만 이 요구는 오프라인 시험에는 필수로, 실시간 HIL 시험에는 선택적으로 적용하며, HIL 시험에서 블로킹 해제를 구현하지 않은 경우에도 트립은 허용하지 않는다.
따라서 DC FRT 설계에서는 고장 해소까지 접속을 유지하는 능력과 고장 해소 후 안정적으로 운전을 재개하는 능력을 함께 평가해야 한다. 이를 위해 DCCB의 고장 해소시간, 변환기의 보호 설정값과 전압 회복 조건을 서로 부합하도록 정하고, 시험방식별 검증 범위를 구분해야 한다.

보호 설정값과 설비 허용 한계의 불일치 검증

앞서 정의한 DC FRT 조건을 실제 시스템에서 충족하려면, 고장 검출 기준과 동작시간 등 보호 설정값이 각 설비의 허용 한계와 부합해야 한다. 서로 다른 공급업체의 설비를 연결하는 경우에는 개별 설비의 요구 성능뿐 아니라, 설비 간 상호작용으로 예상하지 못한 보호동작이나

허용 한계 초과가 발생하는지도 검증해야 한다.
첫 번째 통합 위험은 보호 설정값의 불일치이다. 설비별 고장 검출 기준과 동작시간이 서로 맞지 않으면 불필요한 자체보호나 트립이 발생할 수 있으며, 필요한 보호동작이 지연되면 고장이 지속되어 설비가 손상될 수 있다. 이러한 위험은 개별 설비의 공장인수시험(FAT)을 통과하더라도 남을 수 있다. 따라서 실제 제어 및 보호반(C&P cubicle)을 실시간 모의망에 연결하는 HIL 시험에서 장치 간 상호작용을 확인하고, 그 결과에 따라 보호협조표와 보호 설정값, 상세 사양을 보완해야 한다.
두 번째 위험은 설비별 허용 한계와 보호조건의 불일치이다. 설비의 허용 한계는 고장 중 손상 없이 견딜 수 있는 전압과 전류의 크기뿐 아니라 지속시간도 포함한다. 변환기의 DC FRT와 AC FRT 조건, 동적 제동시스템(Dynamic Braking System)의 에너지 처리능력, 케이블 차폐층의 허용 한계가 보호조건과 부합하지 않으면 고장이 해소되기 전에 일부 설비가 한계에 도달할 수 있다. 보호 설정값 조정만으로 해결되지 않는 경우에는 하드웨어 변경과 운전 제한, 장기 정지가 필요할 수 있으므로 초기 설계에서 주요 정격과 보호조건을 함께 정해야 한다.
그림 8은 고장 해소시간, 변환기의 고장전류 허용 한계, DC 리액터 크기의 상호관계를 보여준다. 고장 해소시간을 짧게 요구하면 변환기의 고장전류 부담을 줄일 수 있지만, 적용 가능한 DCCB 기술이 제한될 수 있다. 반대로 긴 고장 해소시간을 허용하면 변환기가 견뎌야 할 전류 부담이 커질 수 있으며, 이를 제한하기 위한 DCR 조건도 함께 조정해야 한다. 따라서 입찰 전에는 이러한 상충관계를 반영하여 설계변수의 허용범위를 정하고, 공급업체 선정 후에는 상세 모델과 실제 보호 설정값을 이용하여 보호협조가 성립하는지 확인해야 한다.
이 과정의 목적은 개별 설비의 적합성을 확인하는 데서 나아가, 전체 시스템에서 고장을 해소하고 비고장 구간의 운전을 유지할 수 있는 조건을 확보하는 것이다. 공통 기능체계에 시스템 설계 연구의 수치조건을 반영하고, 통합시험에서 문제가 확인되면 보호 설정값과 사양을 보완하여 다시 검증해야 한다. 이를 위해 초기 설계부터 설비의 허용 한계를 충족하면서 보호 설정값을 조정할 수 있는 범위를 확보해야 한다.

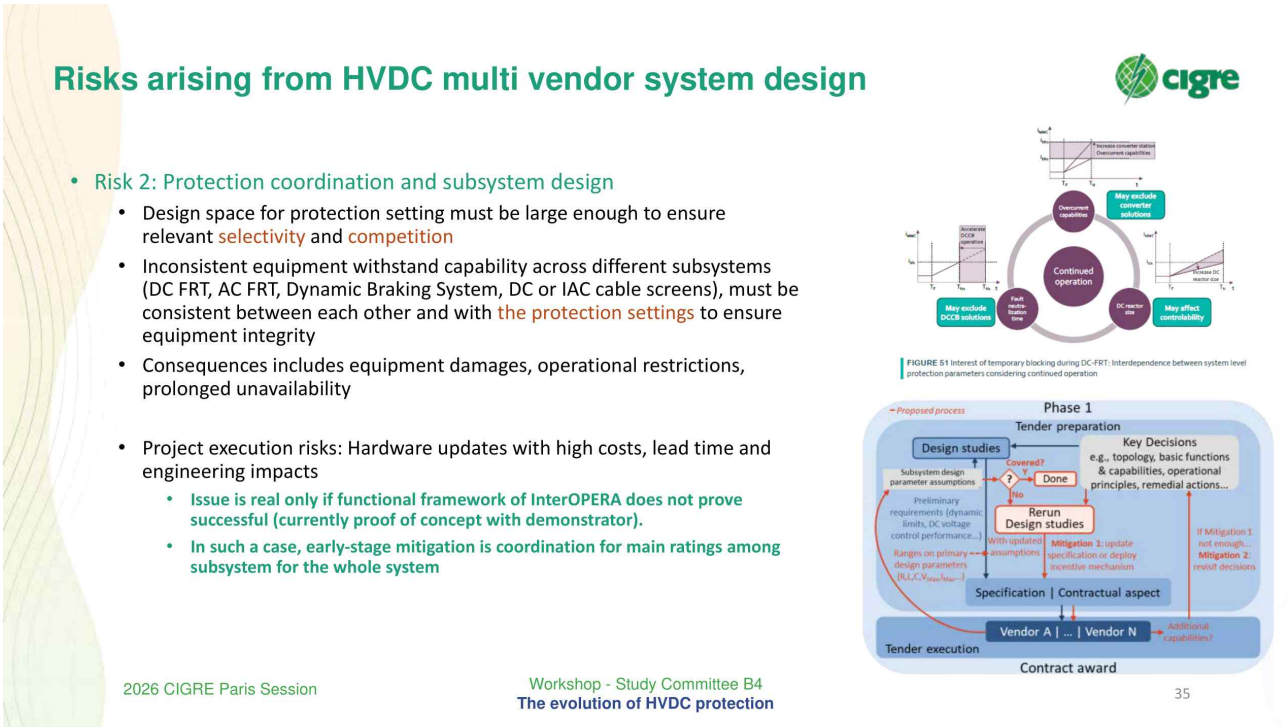


그림 8. 보호 설정값과 설비 허용 한계를 고려한 설계

4) 독일 다중 공급업체 프로젝트의 요구사항과 TSO 설계 책임

앞서 살펴본 보호 설정값과 설비 허용 한계의 협조를 실제 Multi-vendor 사업에 적용하려면, 전체 시스템의 요구사항을 정하고 설비 간 인터페이스를 조율할 주체가 필요하다. 독일의 TSO들은 직류망을 단계적으로 확장하면서 특정 제조사에 대한 의존을 줄이고, 사업 목적에 적합한 기술과 서비스를 선택하기 위해 Multi-vendor 구성을 추진하고 있다. 이를 실현하려면 서로 다른 공급업체의 설비가 하나의 시스템으로 운전할 수 있도록 공통 요구사항과 설계조건을 마련해야 한다.

그림 9는 TSO 관점에서 Multi-vendor 구성이 갖는 이점을 장기 계통계획, 기술 표준화, 조달 측면으로 구분하여 보여준다. 장기 계통계획에서는 향후 확장을 고려하여 변환소와 송전설비, 개폐소를 단계적으로 추가할 수 있다. 기술 표준화 측면에서는 하위시스템 간 상호운용성을 바탕으로 여러 공급업체의 기술과 서비스를 선택하여 조합할 수 있다. 조달 측면에서는 하위시스템별 공급시장을 형성하여 경쟁을 촉진하고, 특정 제조사에 대한 의존을 줄일 수 있다.

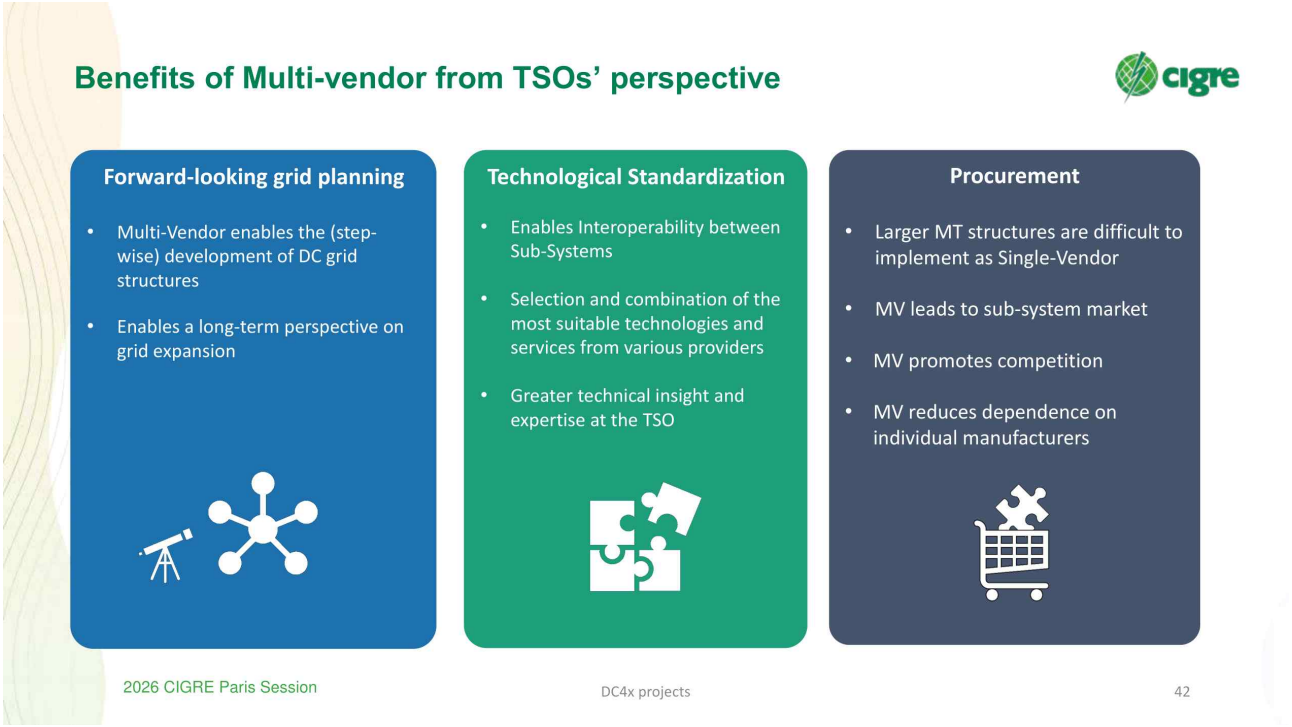


그림 9. 설비별 공급업체 선정의 이점

다만 공급업체별로 설비를 선정하는 것만으로 전체 시스템의 성능이 확보되는 것은 아니다. 개별 설비가 자체 요구사항을 충족하더라도 접속점의 전기적 조건과 제어방식, 보호동작이 서로 부합하지 않으면 통합 과정에서 문제가 발생할 수 있다. 따라서 TSO는 하위시스템의 특성과 인터페이스를 이해하고, 여러 설비의 조합이 전체 직류망의 운전 및 보호 요구를 충족하는지 판단할 기술역량을 갖추어야 한다.

이러한 구성에서 제조사는 담당 하위시스템을 설계하여 공급하며, TSO는 전체 시스템 관점에서 요구사항을 정하고 하위시스템 간 설계조건과 검증을 조율한다. 즉, Multi-vendor 조달을 통해 기술 선택과 경쟁을 확대하려면, TSO가 전체 시스템의 설계와 통합을 책임지는 체계가 함께 마련되어야 한다. 이를 위해 TSO는 시스템 설계 연구를 통해 전체 직류망의 운전과 보호에 필요한 조건을 도출하고, 각 제조사가 설계에 반영할 수 있도록 하위시스템별 사양으로 구체화해야 한다.

시스템 설계 연구와 하위시스템 사양

독일 TSO들은 전체 직류망에 필요한 운전과 보호조건을 시스템 설계 연구에서 도출하고, 이를 공급업체별 설계 입력이 되는 하위시스템 사양으로 구체화한다. DC4x의 2026년 사업계획은 DMR을 갖춘 ±525 kV 양극 구성과 변환소 정격 2 GW를 기준으로 하며, 2037년 이후 상업운전을 목표로 한다. 변환기와 송전설비, DC 개폐소와 DCCB, 계통제어기를 별도 공급 범위로 구분하므로, 각 설비의 요구사항과 접속조건을 전체 시스템 관점에서 정해야 한다.

이러한 Multi-vendor 구성은 독일 MTDC 개발 로드맵의 후속 단계에 해당한다. 로드맵은 DCCB가 없는 단일 공급업체의 비선택 보호 구성에서, DCCB를 적용한 단일 공급업체의 부분선택 보호 구성으로 발전하고, 이후 여러 공급업체가 참여하는 부분선택 또는 완전선택 보호 구성으로 확장하는 방향이다. 따라서 후속 사업의 사양은 개별 설비의 성능뿐 아니라 서로 다

른 공급업체의 설비가 연결되는 조건까지 포함해야 한다.

그림 10은 TSO의 시스템 설계 연구가 전체 시스템과 하위시스템 사양을 거쳐 제조사의 설계로 이어지는 관계를 보여준다. 입찰 전 연구에는 조류와 상정사고, 제어 동특성, DC 안정도, 고조파 검토가 포함된다. 전자기 과도현상을 다루는 EMT 해석에서는 DC FRT 능력과 DC 리액터의 인덕턴스, 고장 검출과 차단의 실현 가능성을 검토한다. 또한 고장 중 케이블과 개폐설비에 발생하는 과전압과 과전류를 평가하여, 각 설비가 충족해야 할 전기적 조건과 허용 한계를 사양에 반영한다.

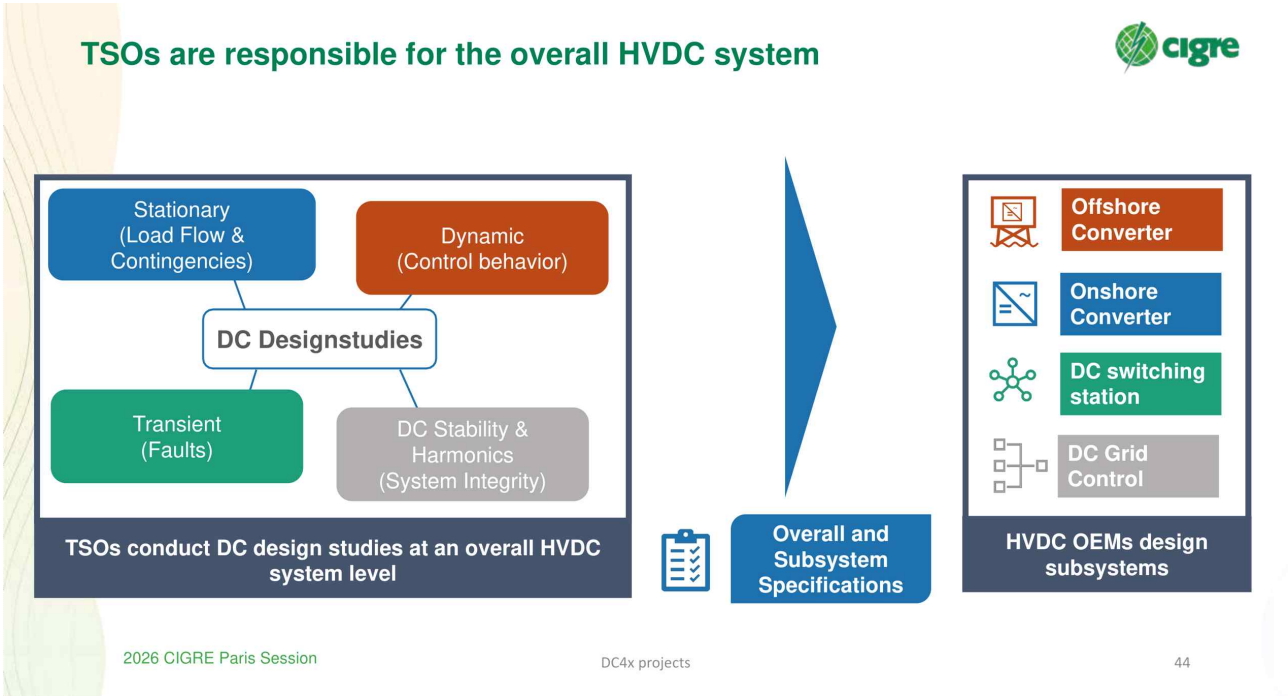


그림 10. TSO 설계 연구와 제조사 설계의 연결

그림 11은 DC 보호에 필요한 기능을 변환소와 DC 개폐소에 배분하는 방식을 보여준다. 변환소 사양에는 DC FRT 능력과 필요한 경우 추가할 DC 리액터의 조건을 정한다. DC 개폐소 사양에는 리액터의 인덕턴스와 최대 고장 해소시간을 정하며, 해당 시간에는 고장 검출시간과 차단기 개방시간을 함께 반영한다. 이는 변환소가 고장을 견디는 능력과 개폐소가 고장을 분리하는 성능을 각각의 공급사양으로 나누되, 두 조건이 서로 부합하도록 정하는 것이다.

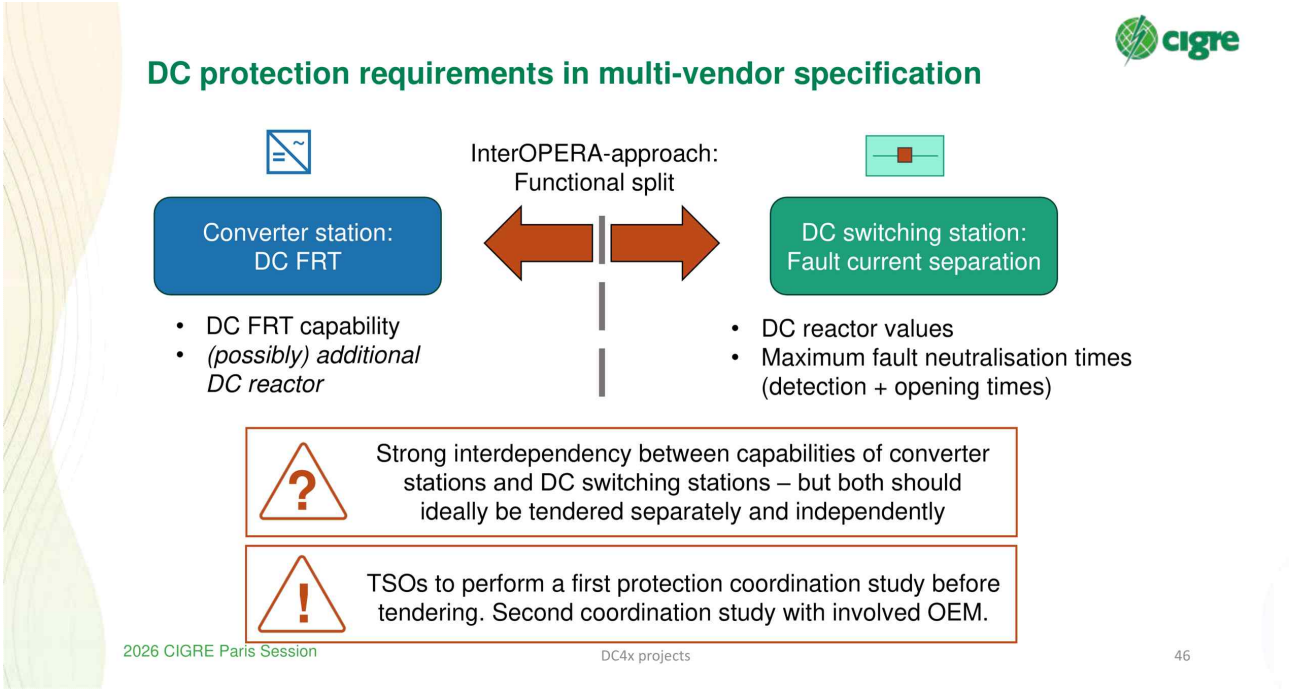


그림 11. 변환소와 DC 개폐소의 기능 배분

변환소의 고장 응답은 개폐소의 고장 해소시간과 리액터 인덕턴스에 영향을 받지만, 두 설비의 공급업체는 별도로 선정한다. 따라서 TSO는 입찰 전에 1차 보호협조 연구를 수행하여 하위시스템별 요구사항을 정하고, 공급업체 선정 후에는 제조사와 함께 실제 설비의 허용 한계와 차단능력, 보호 설정값을 반영한 2차 보호협조 연구를 수행해야 한다. 이 과정을 통해 입찰 단계에서 정한 설계조건이 실제 설비의 조합에서도 성립하는지 확인하고, 필요한 사양과 설정값을 보완한다.

변환기 능력의 검증과 시스템 적합성

앞서 정한 하위시스템 사양과 보호협조 조건의 적절성을 확인하려면, 개별 변환기가 요구 성능을 충족하는지와 여러 설비를 연결한 시스템이 안정적으로 동작하는지를 구분하여 검증해야 한다. 특히 여러 고장의 전압 저하와 지속시간을 하나의 공통 저전압 곡선으로 포괄하고, 그 전체 경계를 견디도록 요구하면 실제 고장조건보다 보수적인 기준이 되어 변환기를 과도하게 설계할 수 있다.

그림 12는 이러한 문제를 고려한 DC4x의 변환기 DC FRT 검증방식을 보여준다. 특정 공통 전압 곡선을 일률적으로 적용하는 대신, 변환기가 내부 과전류 한계에 도달하기 전까지 계통 접속을 유지하도록 요구하고, 해당 능력과 허용 한계를 단독시험으로 확인한다. 시험에서는 대상 변환기에 교류망과 직류망의 등가회로를 연결하고, 시스템 설계 연구에서 확인한 최악 고장조건과 동등한 영향을 주는 전압 파형을 적용한다. 이를 통해 여러 고장의 외측 경계를 그대로 시험조건으로 사용하는 대신, 해당 시스템에서 요구되는 고장 대응능력을 평가한다.

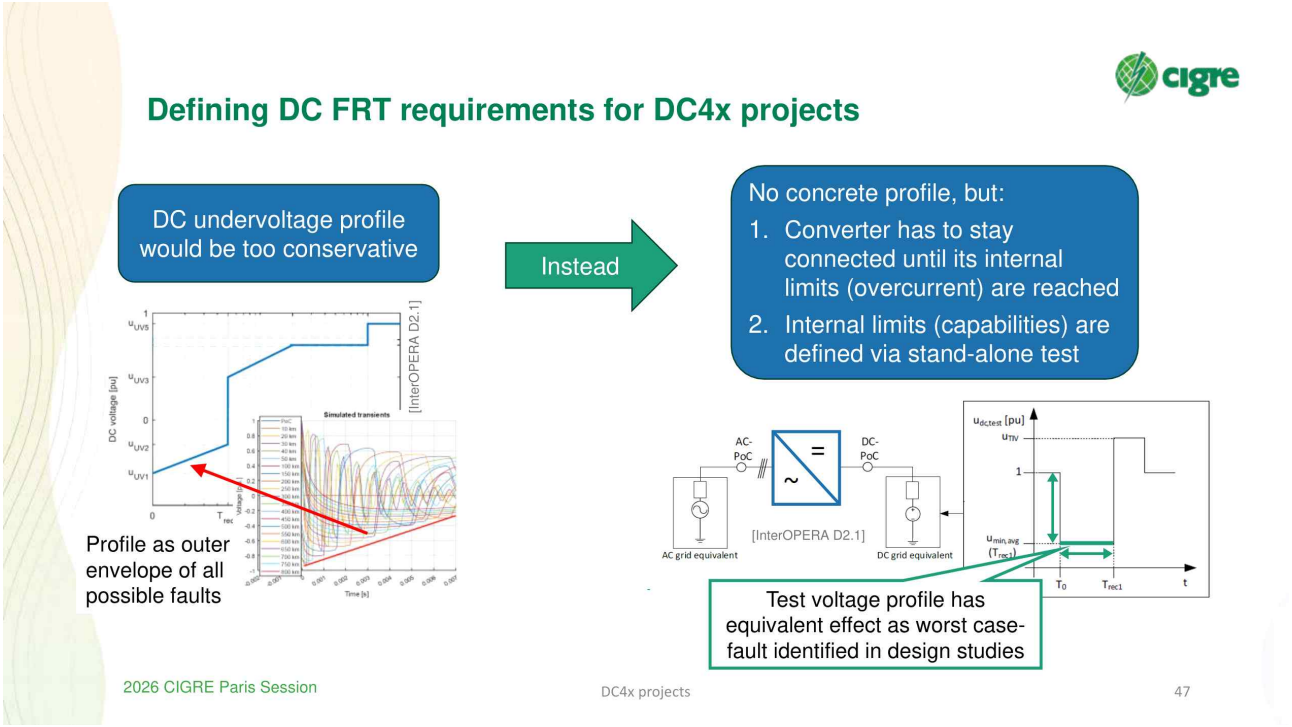


그림 12. DC4x의 변환기 DC-FRT 시험

공급업체 선정 후에는 DC 적합성 시험(DC compliance testing)을 통해 각 하위시스템이 정해진 사양을 충족하는지 확인한다. 이어 DC 통합 검토(DC integration studies)에서는 하위시스템을 연결했을 때 접속점의 동작과 제어 및 보호의 상호작용이 전체 시스템 요구에 부합하는지 검증한다. 개별 변환기가 단독시험을 통과하더라도 다른 설비와 연결된 상태의 보호협조까지 자동으로 확보되는 것은 아니므로, 두 검증의 결과를 연계하여 필요한 사양과 보호 설정값을 보완해야 한다.

따라서 TSO의 역할은 사양 작성과 개별 설비의 적합성 확인에서 끝나지 않는다. 전체 직류망의 통합 검증을 수행하고, 운전과 유지보수 과정에서도 설비 간 제어와 보호의 협조가 유지되도록 관리해야 한다. 변환기의 성능과 허용 한계를 확인하는 시험을 전체 시스템 검증으로 연결하는 것이 Multi-vendor 직류망의 안정적인 운전을 확보하는 핵심이다.

5) DC 망 복원력과 하이브리드 HVDC 차단기

앞서 설명한 시스템 적합성을 확보하려면, 변환기의 FRT 능력과 FSZ, 설비 정격, 보호장치의 성능을 함께 조정해야 한다. 특히 DC망의 복원력을 높이기 위해서는 고장 영향을 제한하면서 비고장 구간의 운전을 유지하고 필요한 송전 경로를 회복할 수 있어야 한다. 따라서 차단기는 설치 위치에 필요한 통전 및 차단능력을 갖추고, 전체 계통의 보호조건에 맞추어 동작하도록 설계해야 한다.

그림 13은 이러한 요구에 대응하는 하이브리드 HVDC 차단기(Hybrid HVDC Breaker, HHB)의 구성과 전류 경로를 보여준다. HHB는 정상 운전 시 전류가 흐르는 저손실 통전 경로(main branch)와 병렬 차단 경로(main breaker branch)를 결합한다. 통전 경로에는 부하 전류 전환 스위치(Load Commutation Switch, LCS)와 초고속 단로기(Ultrafast Disconnector, UFD)를 배

치한다. 고장 시에는 전류를 병렬 차단 경로로 전환하고, 반도체 차단부와 비선형 저항(Non-linear Resistor, NLR)을 이용하여 고장전류를 차단하고 에너지를 흡수한다. 이는 정상 운전의 손실을 낮추면서 고장 시 빠른 전류 처리를 수행하기 위한 구성이다.

2020년 PROMOTioN에서는 정격 직류전압 320 kV, 최대 차단전류 25 kA, 동작시간 3 ms의 HHB 성능을 실증하여 대규모 DC 고장전류의 고속 차단능력을 확인하였다. 2026년에는 정격 직류전압을 550 kV로 높인 단방향 및 양방향 차단 장치가 발표되었다. 이는 525 kV급 DC 개폐소의 적용 요구에 대응하여 전압 정격과 차단 방향의 선택 범위를 확대한 것으로, 고전압 MTDC망에 HHB를 적용하기 위한 기술적 기반을 확장한 성과이다.

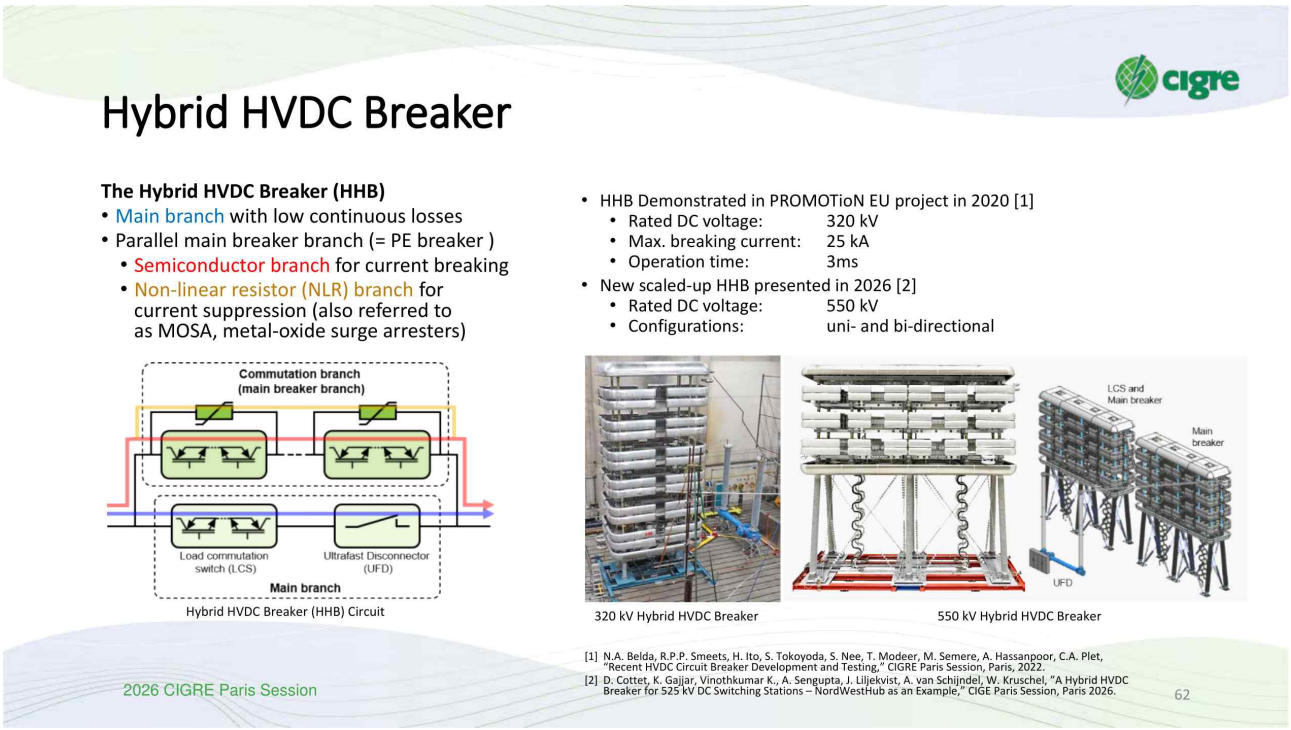


그림 13. HHB의 전류 경로와 장치

Proactive current limitation과 변환기 FRT

HHB의 선제적 전류 제한(proactive current limitation)은 고장전류가 설정한 문턱값에 도달하면 전류를 병렬 차단 경로로 미리 전환하여 최대값을 제한하는 기능이다. 이후 외부 개방 명령을 받거나 차단기의 열적 한계에 도달하면 최종 차단을 수행한다. 반면 다른 보호장치의 동작으로 고장이 해소되어 전류가 문턱값 아래로 감소하면 정상 통전으로 복귀할 수 있다. 따라서 전류 제한과 최종 차단을 구분하여, 필요한 보호동작을 수행하면서 불필요한 송전 중단을 줄일 수 있다.

그림 14는 동일한 DC망과 고장조건에서 전류 제한 기능의 적용 여부에 따른 응답을 비교한 PSCAD 해석 결과이다. 전류 제한 기능을 적용하지 않은 경우에는 최대 고장전류가 약 18 kA에 도달하였으며, 변환기 과전류로 인해 AC 차단기 개방 명령이 발생하였다. 반면 전류 제한 기능을 적용한 경우에는 최대 고장전류가 약 12 kA로 감소하였고, AC 차단기 개방 없이 운전을 지속하였다. 이는 전류 제한 기능이 차단기의 고장전류 부담을 줄이고, 변환기의 과전류에 따른 운전 중단을 방지하는 데 기여하였음을 보여준다.

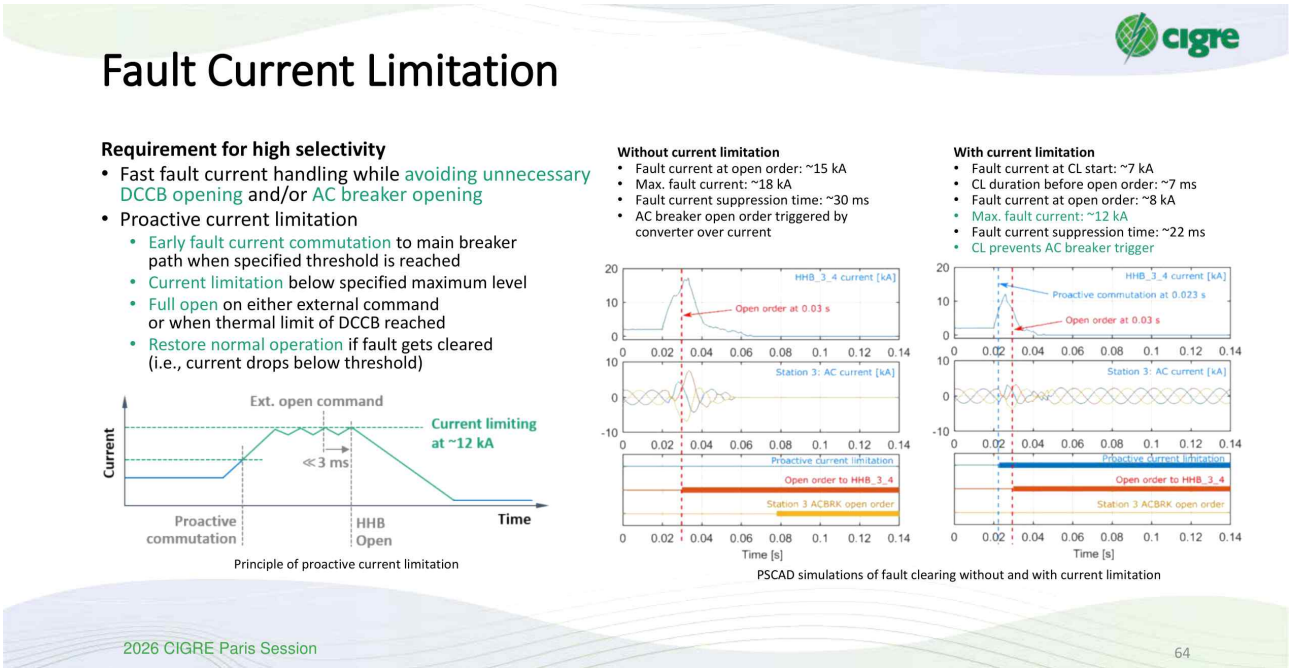


그림 14. Proactive current limitation의 PSCAD 응답

반복 재폐로와 차단기 자체고장 대응

가공선의 일시 고장에서는 고장전류를 차단한 뒤 재폐로를 시도하고, 고장의 지속 여부에 따라 최종 개방 또는 정상 통전 상태를 결정한다. 그림 15는 연속된 두 고장 사건에 대해 각각 세 차례의 자동 재폐로를 수행한 측정 사례이다. 통전 경로와 병렬 차단 경로의 전류, 전체 고장 전류의 파형을 통해 재폐로 후 다시 발생한 고장전류를 차단하는 동작을 확인하였다. 이러한 반복 동작을 수행하려면 빠른 개방과 투입 능력뿐 아니라 연속된 차단 과정에서 발생하는 에너지를 흡수할 수 있어야 한다.

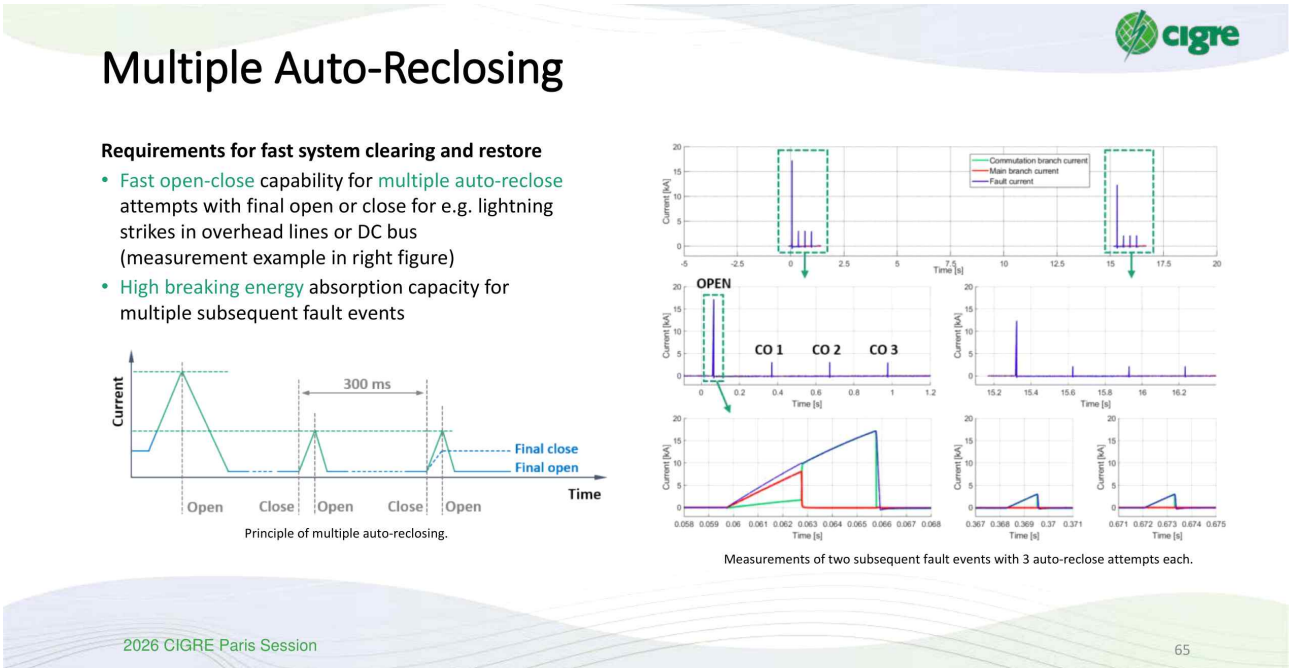


그림 15. HHB의 반복 재폐로 측정

차단기 자체의 가용성과 유지보수성도 계통 복원력에 영향을 준다. HHB는 반도체의 직렬 및 병렬 구성과 여유 소자, 단락 고장모드(Short-Circuit Failure Mode, SCFM)를 활용하여 일부 소자의 고장에 대응한다. NLR에는 병렬 반도체를 이용한 빠른 우회 경로를 마련하며, 보조전원에도 중복 구성을 적용한다. 또한 접지 전위측에서 보조전원을 연속 공급하여 고전압 주회로를 가압하지 않은 상태에서도 통신과 정비가 가능하도록 한다.
따라서 HHB의 적용 가능성은 차단속도나 단일 정격만으로 판단하기보다, 연속전류 통전능력과 전류 제한, 반복 재폐로, 자체고장 대응이 전체 계통의 운전 및 보호 요구에 부합하는지를 함께 평가해야 한다. 이러한 기능을 변환기 FRT와 FSZ, 설비 정격에 맞추어 설계할 때 HHB를 MTDC망의 복원력을 확보하는 보호수단으로 활용할 수 있다.

6) MTDC 시스템의 자율 DC 고장 분리

차단기의 고속 차단능력을 시스템 보호에 활용하려면, 고장에 가까운 주보호가 먼저 동작하고 주보호가 고장을 분리하지 못한 경우에만 백업보호가 동작하도록 협조해야 한다. GE Vernova가 개발 중인 자율 DC 고장 분리 개념은 계전기 간 통신 없이 각 위치에서 측정한 전류와 전류 상승률을 이용하여 이러한 선택성을 확보하는 방식이다.
그림 16은 3단자 방사형 양극망에서 주보호와 백업보호의 전류 협조를 보여준다. A, B, C, D는 DCCB의 설치 위치를 나타내며, F3 고장에서는 고장에 가까운 D측 DCCB가 주보호를, A측과 B측 DCCB가 백업보호를 담당한다. D측 리액터의 인덕턴스는 주보호 동작 시 전류가 D측 DCCB의 차단능력을 넘지 않도록 정한다. 또한 A측과 D측 리액터의 인덕턴스 합은 A측 DCCB가 백업보호로 동작할 때 고장전류를 차단할 수 있도록 정한다.
이러한 협조를 위해서는 백업보호 측의 전류 상승을 충분히 늦추어, 주보호가 고장을 분리할 때까지 백업보호 설비의 허용 한계를 넘지 않도록 해야 한다. 주보호가 실패한 경우에도 백업보호 DCCB의 차단능력 안에서 고장을 분리할 시간 여유가 필요하다. 비고장 FSZ의 변환기는 주보호가 동작하는 동안 FRT를 수행해야 하며, 일시적 블로킹(temporary blocking)을 FRT 수단으로 고려하지 않는 경우에는 변환기의 과전류 허용 한계도 넘지 않아야 한다. 따라서 리액터의 인덕턴스와 배치는 차단기의 성능뿐 아니라 변환기의 FRT 조건을 함께 고려하여 정해야 한다.

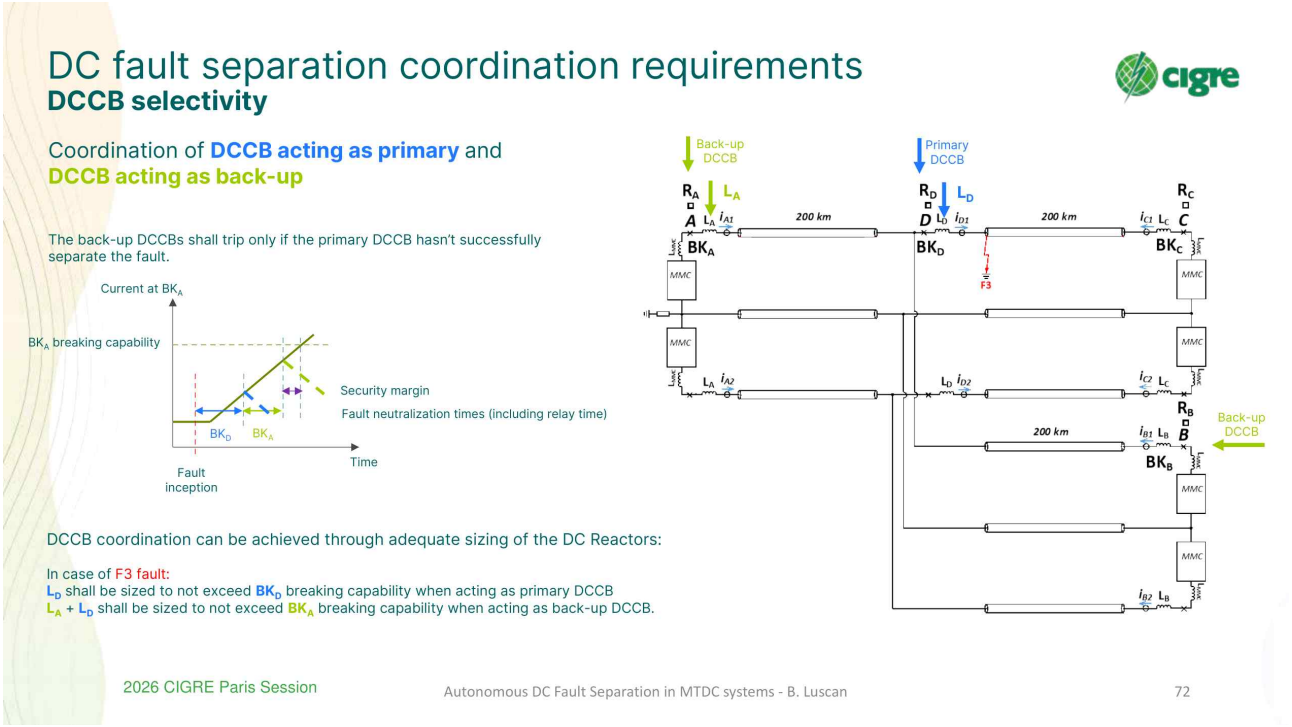


그림 16. Primary와 Back-up DCCB의 전류 협조

예상 전류를 이용한 고장 분리

그림 17은 예상 전류(prospective current)를 이용한 계전기의 동작 원리를 보여준다. 계전기는 현재 측정한 전류에 전류 상승률과 DCCB의 최대 동작시간을 곱한 값을 더하고, 그 절댓값을 예상 전류로 계산한다. 이는 차단기가 고장을 해소하는 시점에 흐를 전류를 예상한 값이며, 보호 설정값을 초과하면 차단 명령을 출력한다.

리액터를 적절히 배치하면 주보호 측에서는 전류가 빠르게 증가하고, 백업보호 측에서는 상대적으로 완만하게 증가하도록 할 수 있다. 이에 따라 주보호 계전기가 먼저 차단 명령을 출력하고, 백업보호 계전기가 동작하기 전에 주보호 DCCB가 고장전류를 억제하면 백업보호의 불필요한 동작을 피할 수 있다. 반대로 주보호가 고장을 분리하지 못하여 전류가 계속 증가하면 백업보호의 예상 전류가 설정값을 초과하여 차단 명령이 출력된다. 즉, 별도의 통신 신호 대신 실제 전류의 변화에 따라 백업보호의 동작 여부를 결정한다.

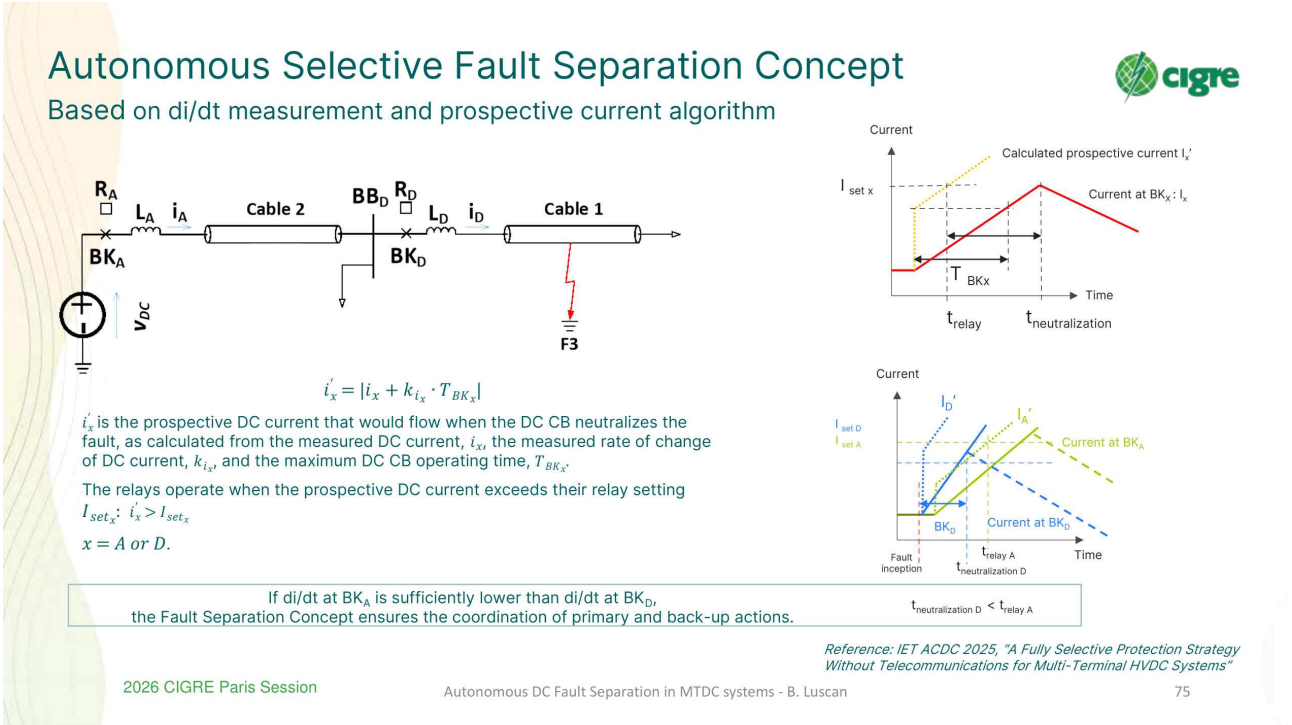


그림 17. 예상 전류 기반 고장 분리

주보호와 백업보호의 동작 검증

모의 검증에는 F3 고장과 DCCB 동작시간 2 ms를 적용하였다. 먼저 차단에 따른 전류 억제를 반영하지 않은 개방루프(open-loop) 결과에서 실제 전류, 예상 전류, 계전기의 차단 명령을 비교하였다. 이 예시에서 시간 보정된 D측 차단 명령과 A측 차단 명령 사이의 간격은 4.03 ms로 나타났다. 이는 두 계전기의 동작 시점 차이를 나타내며, DCCB 자체의 동작시간과는 다른 값이다.

그림 18과 그림 19는 차단 동작에 따른 전류 변화를 반영한 폐루프 검증 결과를 보여준다. 주보호가 정상적으로 고장을 분리한 경우에는 D측 DCCB의 동작으로 해당 분기의 고장전류가 감소하였으며, A측 계전기는 차단 명령을 출력하지 않았다. 반면 D측 계전기가 차단 명령을 출력했음에도 고장이 분리되지 않은 경우에는 전류가 계속 증가하여 A측 계전기가 후속 차단 명령을 출력하고 백업보호가 동작하였다.

이 결과는 검토한 조건에서 주보호의 실제 고장 분리 여부에 따라 백업보호의 동작을 구분할 수 있음을 보여준다. 다만 이러한 자율 협조는 리액터를 통해 위치별 전류 상승률을 조정하고, 보호 설정값과 DCCB의 최대 동작시간, 차단능력, 변환기의 허용 한계를 서로 맞춘 조건에서 성립한다. 서로 다른 공급업체의 장치를 적용할 때에도 이 관계를 공통 보호 사양에 반영하고, 통합된 시스템에서 선택성과 FRT 조건이 충족되는지 검증해야 한다.

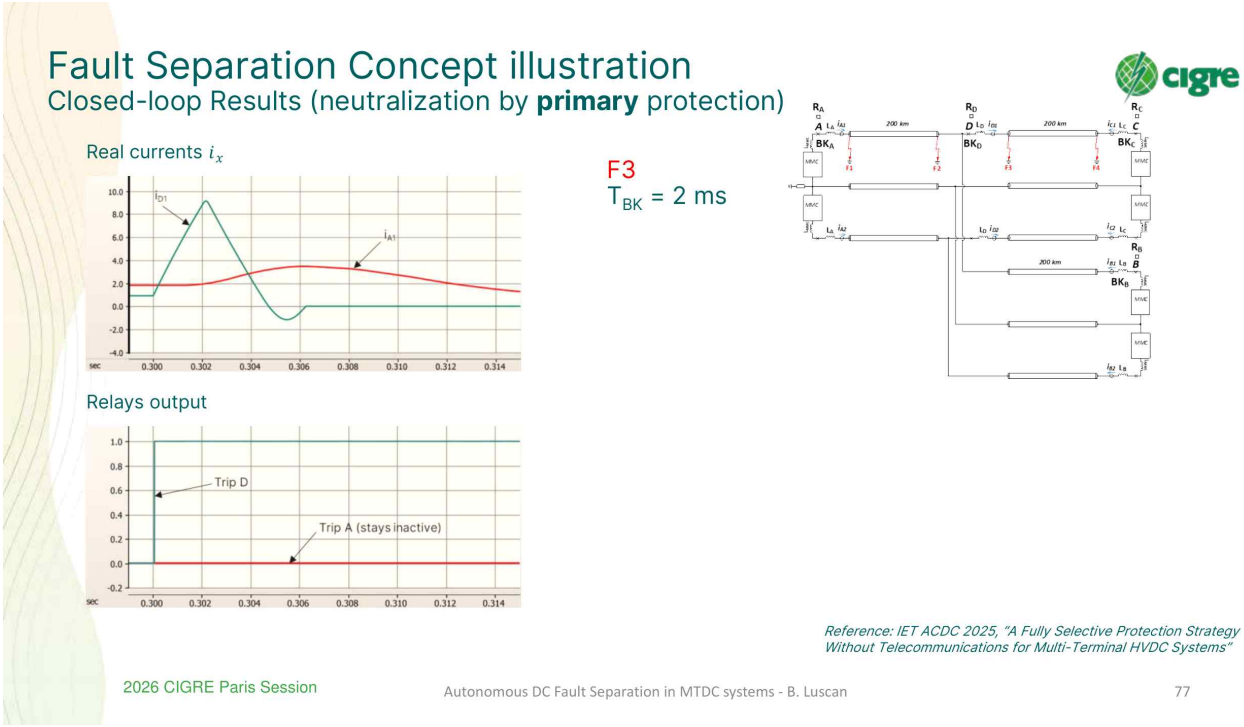


그림 18. 주보호 동작 시 응답

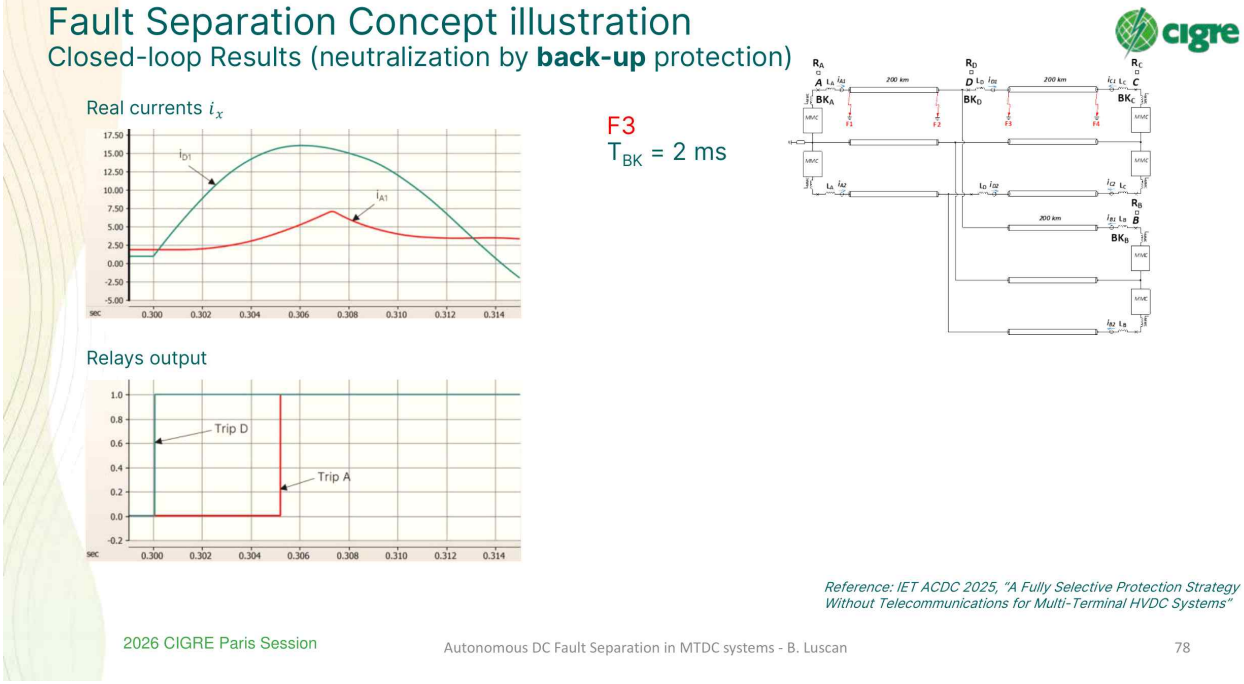


그림 19. 백업보호 동작 시 응답

7) Multi-Vendor MTDC 보호의 단계적 접근

앞서 살펴본 자율 DC 고장 분리는 주보호와 후비보호 사이의 협조를 구현하는 방식이다. 이러한 보호기능을 Multi-vendor MTDC망에 적용하려면, 서로 다른 공급업체가 담당하는 설비 사이에서도 고장 검출과 대응동작이 일관되게 수행되어야 한다. 또한 직류망을 확장할 때에는 추

가되는 설비와 기존 설비의 보호협조를 함께 확보해야 한다. Siemens Energy는 이를 위해 제조사별 공급 범위를 고려하여 보호기능을 나누고, 각 기능의 요구사항과 인터페이스를 공통으로 정의하는 접근을 제시하였다.

제조사는 자신이 공급하는 장치와 하위시스템의 기능적 성능을 책임지며, 망 계획자는 이를 특정 공급업체의 구현에 종속되지 않는 사양으로 정의한다. 이를 바탕으로 공급업체 간 경계와 망 확장 단계에 걸쳐 고장 검출과 처리 과정을 조율한다. 이는 개별 장치의 성능을 확보하는 것과 함께, 해당 장치가 어떤 정보를 받아 어떤 동작을 수행해야 하는지를 명확히 정하는 것이다.

그림 20은 이러한 보호체계에서 대응 동작을 수행하는 DCCB의 구성과 주요 사양을 보여준다. Siemens Energy의 DCCB는 반도체 기반 전류 억제장치(Current Suppression Device, CSD)와 잔류전류의 투입 및 차단을 담당하는 개폐장치(Residual Current Switch, RCS)를 결합한다. CSD의 주요 사양은 정격 직류전압 550 kV 이상, 정격 연속전류 3.15 kA, 정격 단락 차단전류 10 kA이며, 내부 전류 전환시간은 0.1 ms 이하이다. 이 시간은 장치 내부의 전류 전환에 해당하며, 고장 검출부터 고장 구간 분리까지의 전체 소요시간을 의미하지 않는다.

CSD는 전류 제한과 RCS를 동작시키지 않는 재폐로 기능을 제공하며, 부하전류를 억제할 때에는 고장전류 차단 시보다 낮은 TIV를 사용할 수 있다. 해당 장치는 다양한 대응동작과 확장 요구에 맞게 구성할 수 있도록 모듈형으로 설계되며, 고객과의 혁신 파트너십에 맞춘 사전 적격성 평가가 계획되어 있다.

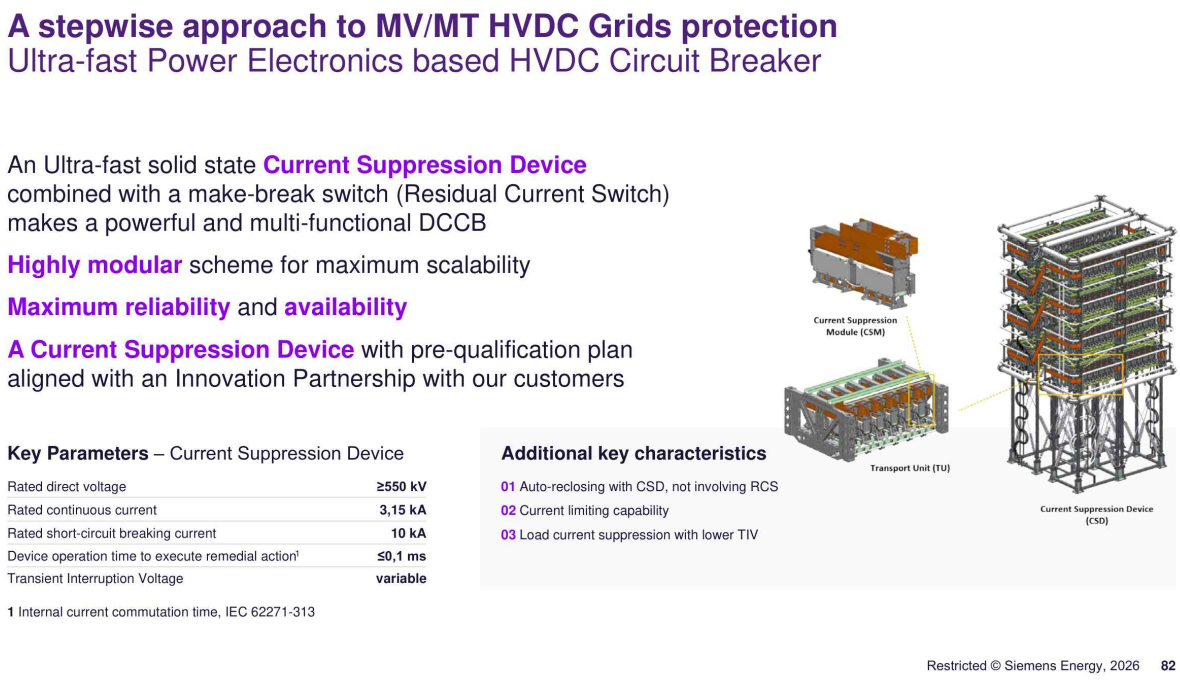


그림 20. CSD 구조와 정격

고장 검출에서 대응동작까지의 기능과 인터페이스

그림 21은 보호기능을 고장 검출(Detection), 판단 및 요청 전달(Routing & decision making), 대응동작(Remedial action)의 세 단계로 구분한 구조를 보여준다. 각 단계의 역할과 입출력을 분리하여 정의함으로써, 서로 다른 공급업체의 장치를 연결하고 계통 구성 변화에 맞추어 보호

동작을 조정하는 것을 목적으로 한다.

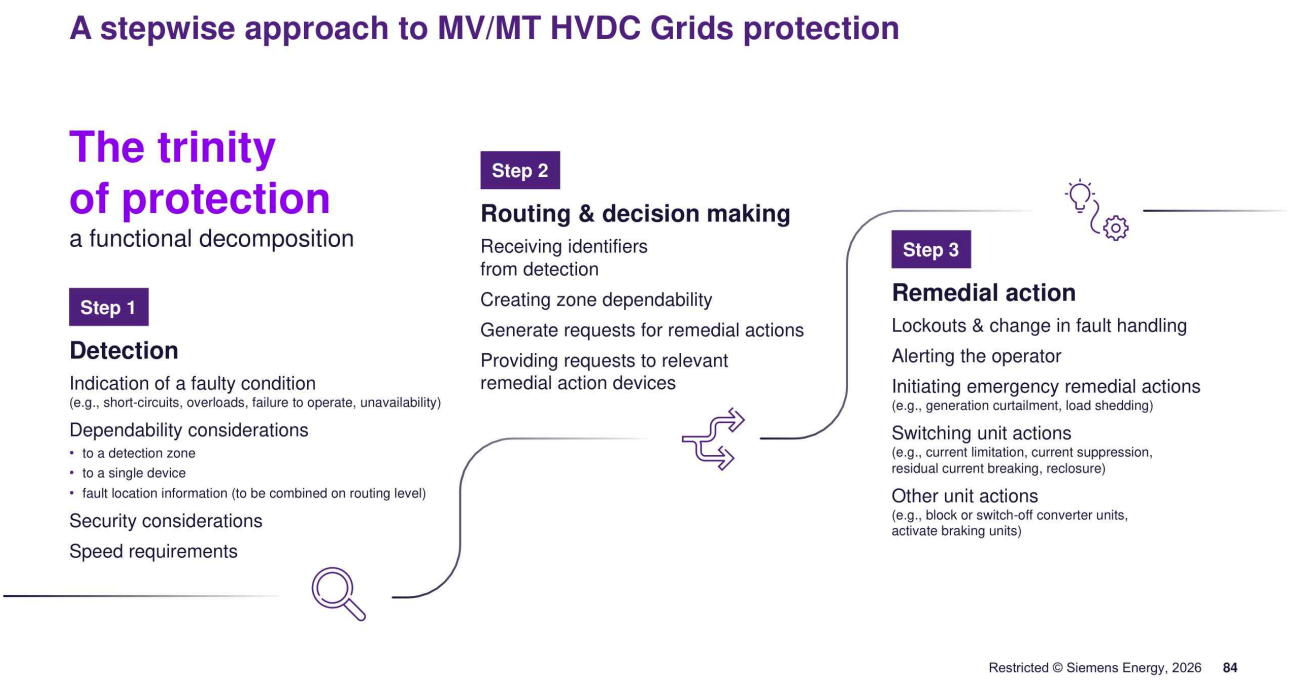


그림 21. Protection 기능과 인터페이스

고장 검출 단계에서는 단락, 과부하, 동작 실패, 장치 사용 불가 등의 상태를 판별하여 식별 신호로 전달한다. 검출기능에는 고장을 확실하게 검출하고 불필요한 동작을 방지하는 성능과 요구 동작속도를 정해야 한다.

판단 및 요청 전달 단계에서는 식별 신호와 실제 계통 구성, 장치의 가용상태를 바탕으로 필요한 대응동작을 결정하고, 해당 장치에 요청 신호를 전달한다. 대응동작 단계에서는 이 요청에 따라 전류 제한과 차단, 재폐로, 변환기 블로킹, 비상 발전감축 등의 조치를 수행한다.

서로 다른 공급업체의 장치를 연결하려면 각 단계에서 주고받는 신호의 형식과 기능적 의미를 공통으로 정의해야 한다. 각 기능을 담당하는 장치는 독립적으로 제작하고 단독시험을 수행할 수 있어야 하며, 장치 자체 판단에 따른 동작도 계통 수준의 요청과 협조해야 한다. 이러한 접근은 제조사별 구현의 차이를 허용하면서 기능 간 인터페이스를 일치시켜, 초기 구축과 후속 확장에 필요한 보호협조 조건을 마련하는 데 목적이 있다.

8) MTDC 망 보호를 위한 저항형 초전도 고장전류 제한기

앞서 설명한 보호협조에서는 각 장치의 기능과 동작조건을 명확히 정의해야 한다. 고장전류 제한과 차단을 서로 다른 장치가 담당하는 경우에도 두 기능이 연계되어야 한다. SuperGrid Institute는 저항형 초전도 고장전류 제한기(Resistive Superconductive Fault Current Limiter, RSFCL)가 먼저 고장전류를 제한하고, DCCB가 감소한 전류를 최종 차단하는 보호방식을 검토하였다. 이는 선행 한류를 통해 DCCB에 요구되는 차단전류와 에너지 처리 부담을 줄이는 접근이다.

RSFCL은 초전도 재료의 상태 변화를 이용한다. 온도, 전류밀도, 자계가 각각의 임계값보다 낮

으면 초전도층은 저항 없이 전류를 전달한다. 고장으로 전류가 증가하여 초전도 상태를 벗어나는 퀜치(quench)가 발생하면 저항이 형성되어, 별도의 외부 트립 신호 없이 전류를 제한한다. 장치는 액체질소로 냉각하는 YBCO 테이프를 코일로 구성하고, 요구 전압에 맞추어 조립한다. 그림 22는 RSFCL과 DCCB를 결합한 보호방식의 동작 순서를 보여준다. 제시된 파형에서는 RSFCL의 한류로 DCCB의 차단 명령 이전에 계통전압 회복이 시작되고, 이후 DCCB가 남은 전류를 차단한다. SuperGrid Institute는 초전도 테이프 두 개를 병렬로 연결한 RSFCL과 기계식 DCCB를 결합하여 50 kV DC 시험을 수행하였다. 시험에서는 예상 피크전류 43 kA를 5.5 kA로 제한하고, 이후 2.5 kA의 전류를 차단하는 동작을 검증하였다.

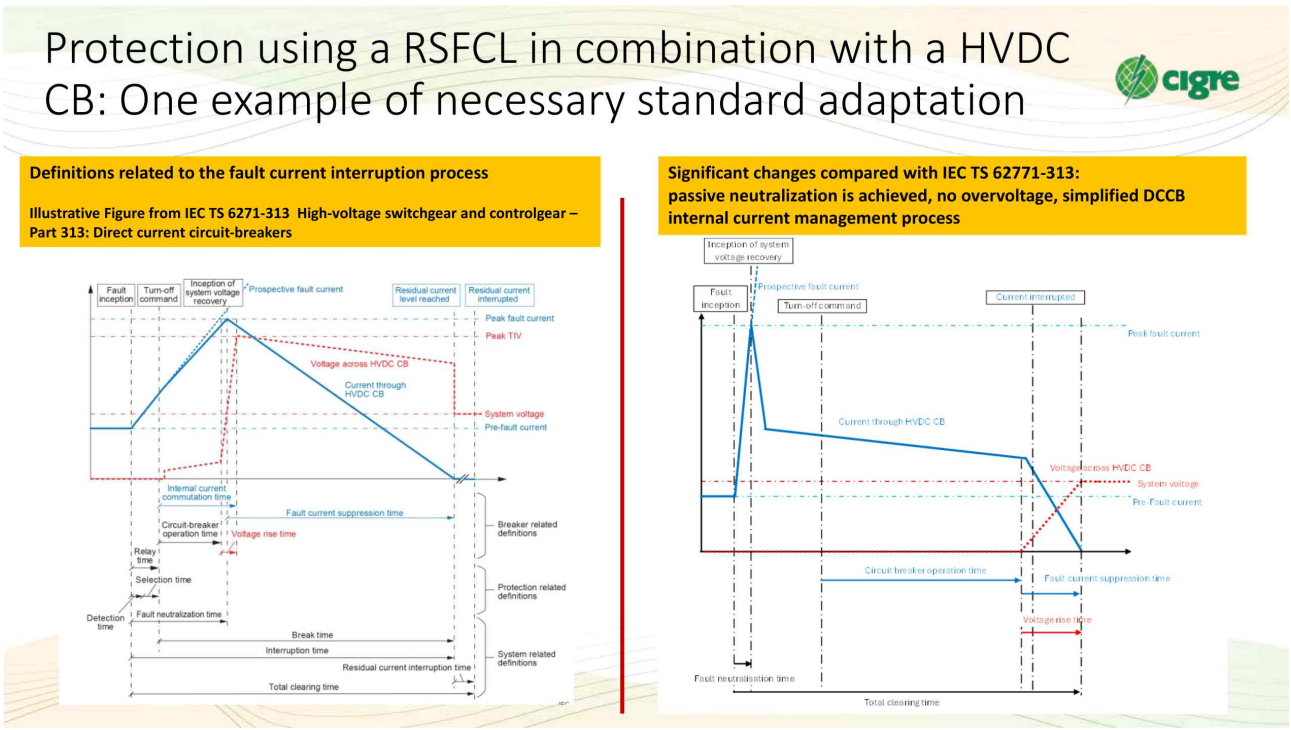


그림 22. RSFCL과 DCCB의 동작 순서

SPRINT의 배치와 EMT 응답

SPRINT는 대형 DC 리액터의 설치면적과 비용, 해상 플랫폼의 부담을 줄이기 위해 RSFCL을 적용하는 보호구성을 검토하였다. 검토 시나리오는 Network DC를 기반으로 한 4개 노드, 12단자의 525 kV급 양극 MTDC망이며, 극당 전력은 1 GW, 최대 허용 탈락전력은 1.8 GW이다. 링형 DC 개폐소에서 망을 네 개의 FSZ로 구분하고, 신뢰도 확보를 위해 DCCB를 이중 배치하였다.

그림 23은 RSFCL의 배치와 고장 분리 순서를 보여준다. DCR 비교안은 DCCB와 직렬로 연결되는 경로와 각 노드의 접속 경로에 리액터를 배치하는 반면, RSFCL 대안은 DCR 없이 링 내부의 인접 DCCB 사이에 한류기를 배치한다. 고장이 발생하면 해당 구간에 인접한 RSFCL이 선택적으로 퀜치하여 전류를 제한하고, 이후 해당 FSZ의 DCCB가 고장을 분리한다. 제시된 동작 순서는 고장 도달 후 1 ms 미만의 퀜치, 이후 약 20 ms의 차단기 개방 과정, 개방 후 1~2 ms 이내 누설전류 수준 도달로 구분된다. 보호구성은 고장 구간을 분리하면서 비고장 구간의 MMC가 블로킹되지 않도록 설계한다.

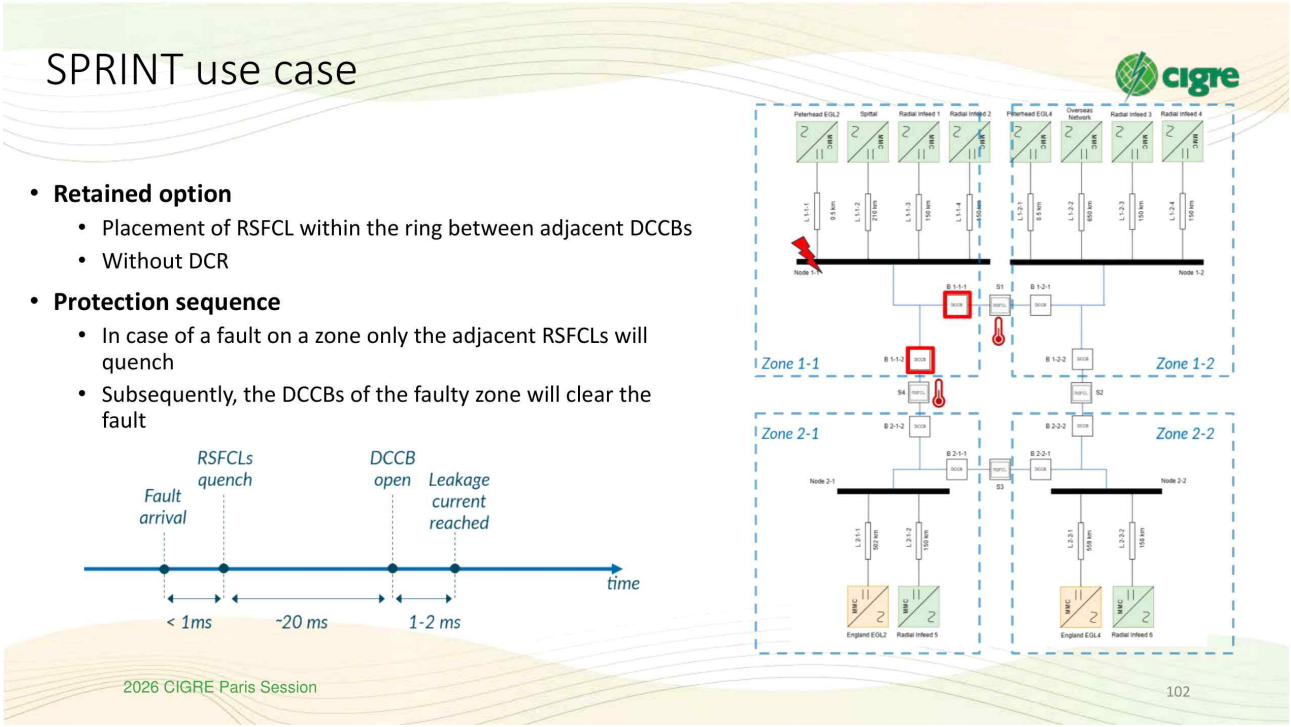


그림 23. SPRINT의 RSFCL 배치

그림 24는 두 보호방식의 EMT 해석 결과를 비교한다. RSFCL 구성은 DCR이 없어 케이블 방전에 따른 초기 전류 상승률이 크지만, 한류 동작 후 약 5 ms 이내에 전류가 빠르게 감소하였다. DCR 비교안은 MMC의 블로킹을 방지하기 위해 개당 250 mH의 리액터를 적용하여 초기 전류 상승률을 낮추었으나, 고장전류가 계속 증가하므로 2.5 ms의 DCCB 동작시간을 적용하였다. 반면 RSFCL 구성에서는 전류를 먼저 제한하여 20 ms의 DCCB 동작시간을 적용할 수 있었다. 이는 선행 한류가 차단기에 요구되는 동작속도를 완화할 수 있음을 보여주는 모의해석 결과이다.

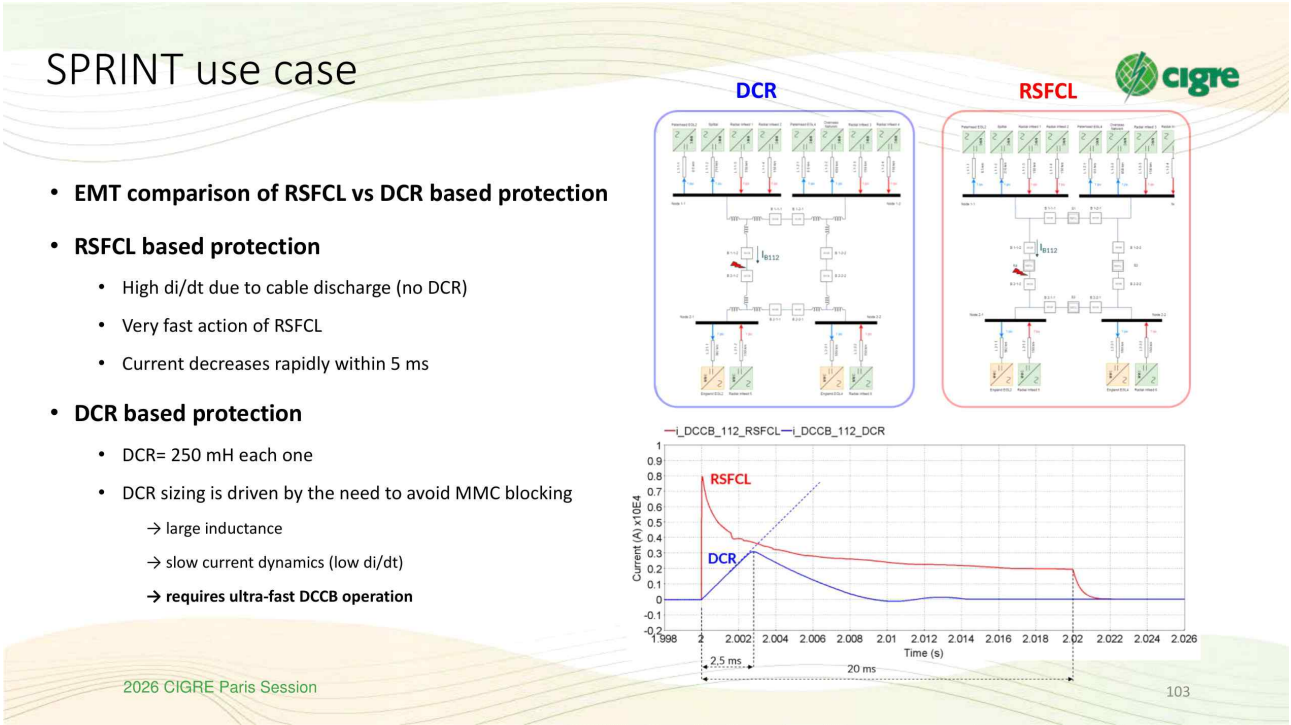


그림 24. RSFCL과 DCR의 EMT 응답

SPRINT 보호안의 장치 요구조건

그림 25는 두 보호안의 장치 요구조건을 비교한다. RSFCL 보호안의 DCCB 차단전류는 2~3 kA, 에너지 처리 요구량은 1 MJ 미만이며, DCR 보호안은 각각 약 10 kA와 37 MJ이다. RSFCL은 정격전류 2 kA, 50% 과부하 조건, 임계전류 3.6 kA를 적용한다. 한류설비는 극당 RSFCL 네 개 또는 DCR 열두 개를 사용하는 구성이다.

2 kA 조건에서 제시된 한류설비의 손실 비교값은 RSFCL 방식 16 kW, DCR 방식 3 MW이다. 이러한 비교는 차단기의 성능뿐 아니라 한류설비의 수량과 손실까지 포함하여 보호구성을 평가해야 함을 보여준다. RSFCL의 적용 의미는 한류기 자체의 특성에 더해, 차단전류와 에너지 요구를 낮추어 함께 사용하는 DCCB의 설계조건을 바꿀 수 있다는 데 있다.

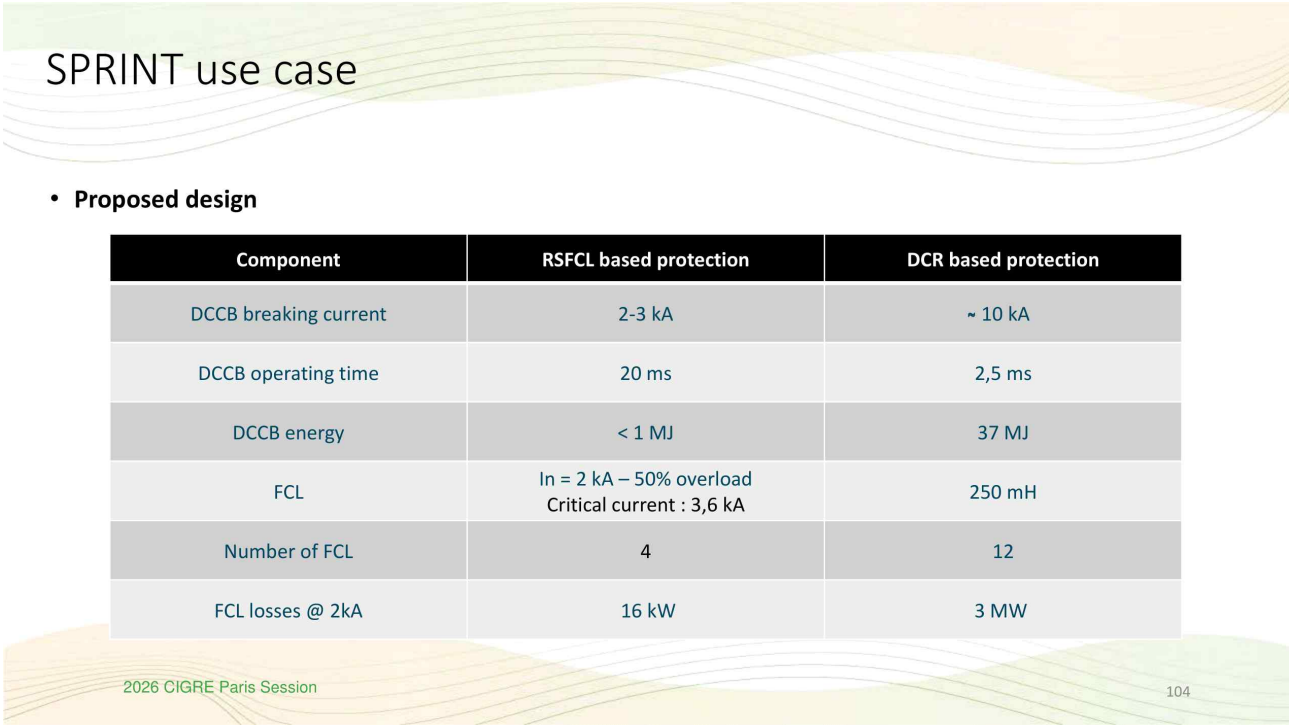


그림 25. SPRINT 보호안의 설계조건

SPRINT의 예비 경제성 평가

그림 26은 같은 검토 시나리오에서 RSFCL과 기계식 DCCB를 결합한 방식, DCR과 하이브리드 DCCB를 결합한 방식의 예비 투자비를 비교한다. 두 방식 모두 극당 DCCB 여덟 대를 사용하며, 한류설비는 각각 RSFCL 네 개와 DCR 열두 개이다. 비용모형에서 DCCB 단가는 각각 5 M£와 10.7 M£, RSFCL과 DCR의 단가는 각각 5~7.6 M£와 0.85 M£를 적용하였다.

제시된 극당 총투자비 추정치는 RSFCL 방식 60~70 M£, DCR 방식 110 M£로, 약 35~45%의 절감 가능성을 나타낸다. 이는 특정 구성과 비용모형에 따른 예비 추정이며, RSFCL의 단가뿐 아니라 한류설비 수량의 감소와 적용 가능한 차단기 기술의 차이가 함께 반영된 결과이다.

SPRINT의 모의해석은 RSFCL의 선행 한류를 통해 DCCB의 차단전류와 에너지 부담을 줄이고, 더 긴 동작시간의 기계식 차단기를 적용할 가능성을 보여주었다. 실제 적용을 위해서는 다양한 고장조건에서의 선택적 퀜치와 비고장 MMC의 블로킹 방지, RSFCL과 DCCB의 보호협조를 추가로 검증해야 한다. 또한 실제 제어장치를 연계한 HIL 검증과 신뢰도, 전력 흐름을 반영한 경제성 평가가 필요하다. 따라서 비교대상은 한류기 단독이 아니라, 해당 한류기에 맞추어 선정한 차단기와 전체 보호구성이다.

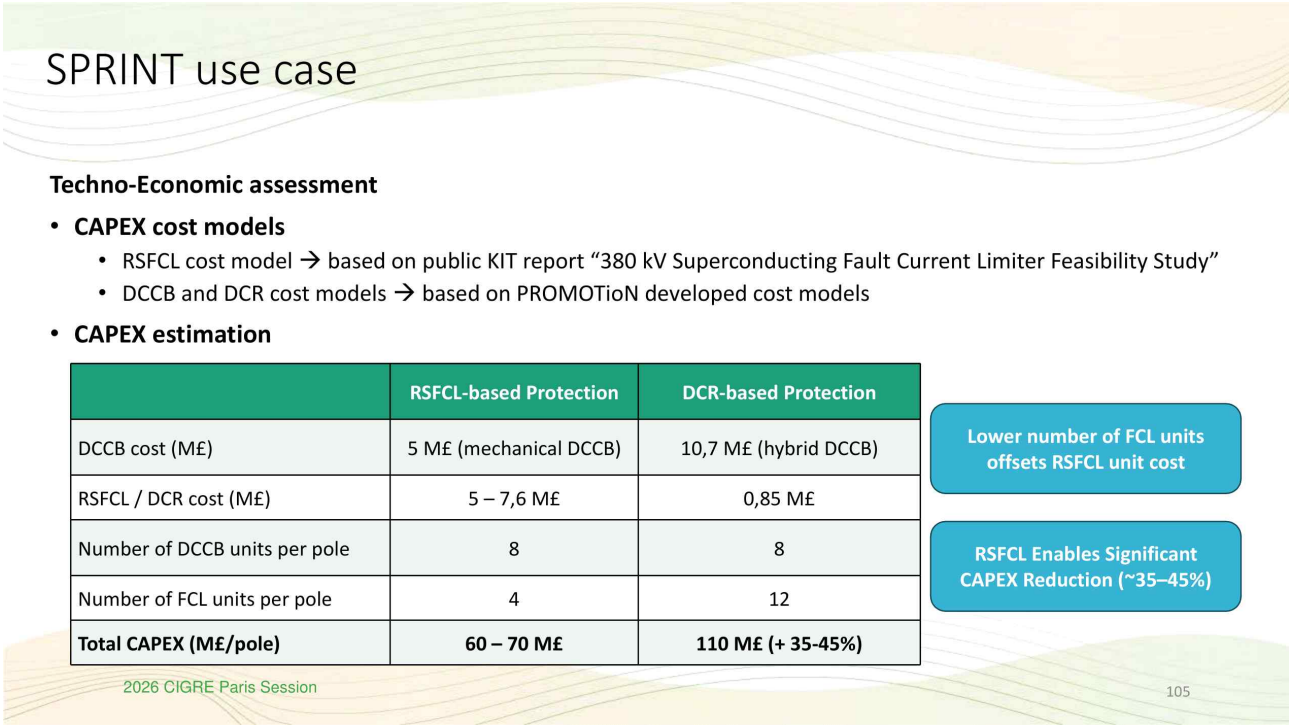


그림 26. SPRINT의 예비 CAPEX 비교

9) 결론 및 시사점

MTDC 보호는 고장전류를 신속하게 처리하는 동시에, 송전 정지 범위를 제한하고 비고장 구간의 운전과 고장 후 복구를 확보하도록 설계해야 한다. 이를 위해 허용 탈락전력과 FSZ, 변환기의 FRT 조건, 복구 절차를 먼저 정하고, 리액터와 차단기, 변환기의 성능을 함께 조정해야 한다. 주보호와 후비보호의 협조도 이러한 시스템 요구와 설비의 허용 한계 안에서 성립해야 한다.

Multi-vendor 구성에서는 개별 설비의 성능뿐 아니라 공급업체 간 기능 배분과 인터페이스의 일관성이 중요하다. TSO는 전체 시스템의 요구사항을 정하고 이를 하위시스템 사양으로 구체화하며, 제조사는 담당 설비의 기능과 성능을 구현한다. 이때 신호의 형식과 기능적 의미를 공통으로 정의하고, 설비별 보호 설정값과 동작시간을 협조해야 한다. 개별 설비의 사양 충족 여부와 함께, 연계된 상태에서 고장 분리와 운전 회복이 적절히 이루어지는지를 통합 검증해야 한다.

검토한 사례들은 고속 차단, 선행 한류, 자율 고장 분리, 기능별 인터페이스 정의 등 서로 다른 방식으로 이러한 요구에 대응한다. 다만 장치 실증과 계통 모의해석, 향후 시험계획은 입증 범위가 다르므로 구분하여 평가해야 한다. 경제성 역시 개별 장치의 가격보다 한류기와 차단기의 조합, 필요한 설비 수량, 손실과 신뢰도를 함께 고려해야 한다. 따라서 Multi-vendor MTDC의 적용에서는 공통 시스템 요구를 기준으로 보호구성을 선정하고, 단계적인 시험과 통합 검증을 통해 그 적합성을 확인하는 것이 중요하다.

표 2. 기술별 핵심과 적용조건

사례 및 접근	핵심 내용	적용조건과 검증 범위
독일 MTDC 허브	DCCB 기반 부분선택 보호와 극별 FSZ 분리	허용 탈락전력과 비고장 구간의 FRT를 고려하며, 계전기 간 통신 없는 주보호를 요구
PROMOTioN의 IED 검증	실제 IED와 실시간 모의계통을 연결한 폐루프 시험	고장 검출 성능과 장치 간 상호작용을 평가한 시험으로, 실제 송전계통의 고장시험과 구분
InterOPERA	공통 기능체계와 하위시스템 사양, 이종 DCCB에 맞춘 FRT 조건 배분	보호 설정값과 설비 허용 한계의 일관성을 검토하며, 필수시험 39건을 포함한 시험계획 제시
독일 Multi-vendor 사업과 TSO 역할	전체 시스템 요구사항을 하위시스템 사양으로 구체화	입찰 전후 보호협조 연구, 개별 설비의 사양 충족 확인, 시스템 통합 검증을 연계
Hitachi Energy의 HHB	고속 차단, 선행 한류, 반복 재폐로	차단 성능 실증과 재폐로 측정 사례를 제시하며, 한류에 따른 전류 감소와 AC 차단 명령 회피는 PSCAD 해석 결과
GE Vernova의 자율 고장 분리	예상 전류를 이용한 주보호와 후비보호의 자율 협조	리액터와 차단능력의 조정이 전제이며, F3 고장과 DCCB 동작시간 2 ms 조건의 모의 검증
Siemens Energy의 기능별 보호 접근	CSD 기반 대응동작과 검출, 판단 및 요청 전달, 대응동작 간 인터페이스 정의	0.1 ms 이하는 CSD 내부 전류 전환시간이며, 기능별 신호 정의와 장치 단독시험을 요구
SuperGrid Institute의 RSFCL	선행 한류와 DCCB의 최종 차단을 결합하여 차단 부담 완화	50 kV 장치 실증과 SPRINT의 계통 모의해석, 예비 경제성 평가를 구분

제 2 절 Full-bridge MTDC 시스템

1) MTDC 시스템 개요

MTDC의 고장 처리방식은 차단기와 보호장치뿐 아니라 변환기의 고장전류 제어능력에 따라서도 달라진다. Ultranet의 다단자 구성은 Full-bridge 변환기와 DC 개폐설비를 조합하여 DC 측에서 고장을 처리하도록 설계한 사례이다. 케이블과 가공선을 연결하는 만큼, 선로 구성에 따른 고장 특성과 AC/DC 계통 간 상호작용을 함께 고려해야 한다.

그림 27은 Petkum(Station C), Meerbusch(Station A), Philippsburg(Station B)를 연결하는 송전 경로와 AC/DC 혼용 가공선(Hybrid OHL)의 구성을 보여준다. 북부 Petkum - Meerbusch는 약 300 km의 A-Nord 케이블 구간이며, 남부 Meerbusch - Philippsburg는 약 340 km의 Ultranet 가공선 구간이다. 두 구간은 Meerbusch에서 직류 측으로 연결되어 세 변환소가 하나의 DC망을 공유한다. DC 측은 양전압 극과 음전압 극을 사용하는 양극 구성이다.

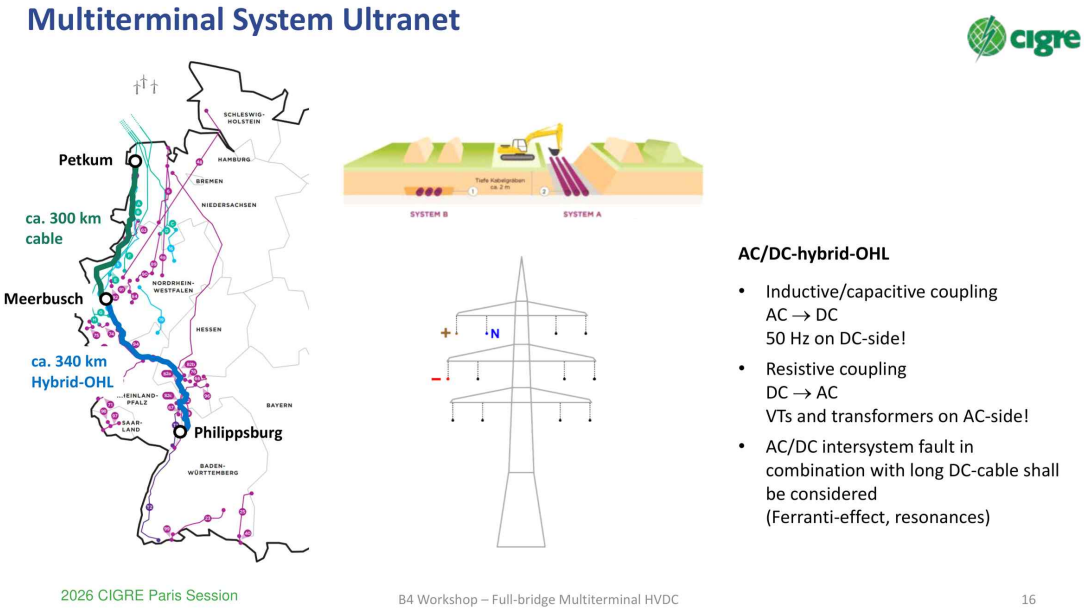


그림 27. Ultranet 송전 경로와 Hybrid OHL

Ultranet의 가공선 구간은 기존 철탑에 AC 도체와 DC 도체를 함께 배치한다. 이때 도체 사이의 유도성 결합과 용량성 결합으로 DC 측에 50 Hz 성분이 나타날 수 있으며, DC에서 AC로의 저항성 결합은 AC 측 변압기와 계기용 변압기에 영향을 줄 수 있다. 또한 AC 도체와 DC 도체가 접촉하는 고장(AC/DC intersystem fault)은 장거리 DC 케이블과의 연계를 고려하여 검토해야 하며, 페란티 효과(Ferranti effect)에 따른 전압 상승과 공진도 설계 검토대상에 포함된다.

이러한 조건에 대응하기 위해 Ultranet은 Full-bridge 변환기의 고장전류 억제능력과 DC 개폐설비를 연계하여 고장 구간을 선택적으로 분리하는 구성을 적용한다. 한편 HeideHub 등 다른 독일 MTDC 허브는 이미 계획된 해상 변환소의 Half-bridge 기술을 전제로 DCCB를 활용하는 보호구성을 추진한다. 이는 변환기 기술과 보호방식의 선택에 선로의 고장 특성뿐 아니라 연계 설비의 기술조건도 함께 작용함을 보여준다.

MMC의 기본 회로와 실제 병렬 구성

앞서 설명한 Full-bridge 변환기의 고장 대응 특성은 변환기 내부의 회로 구성에서 비롯된다. 전압형 변환기(Voltage-source Converter, VSC)는 반도체 스위칭을 통해 단자 전압을 합성하며, 모듈형 다레벨 변환기(Modular Multilevel Converter, MMC)는 여러 서브모듈(Submodule, SM)을 직렬로 연결하여 이를 구현한다. 서브모듈은 커패시터와 반도체 스위치로 구성되는 단위 회로이다. 각 상에는 서브모듈과 암 리액터를 포함하는 상부 암과 하부 암이 있으며, 하나의 3상 MMC는 총 여섯 개의 암(Arm)을 갖는다.

Ultranet은 높은 송전전류에 대응하기 위해 각 극에 두 대의 부분변환기를 병렬로 연결하는 구성을 적용한다. 서브모듈의 직렬 연결로 필요한 전압 합성 능력을 확보하고, 부분변환기의 병렬 연결로 전류를 분담하는 구조이다. 따라서 하나의 MMC를 나타내는 기본 회로와 극당 두 부분변환기를 사용하는 실제 구성을 구분해야 한다.

그림 28은 Half-bridge와 Full-bridge 서브모듈의 회로와 스위칭 상태를 비교한다. Half-bridge는 커패시터 전압을 삽입하는 상태와 커패시터를 우회하여 출력전압을 0으로 만드는 상태를 갖는다. Full-bridge는 여기에 커패시터 전압을 반대 극성으로 삽입하는 상태를 추가하여, 양극성과 음극성의 전압을 모두 합성할 수 있다. 이러한 역극성 전압의 삽입 능력이 DC 전압의 조절 범위를 넓히고, DC 고장전류를 억제하는 기반이 된다.

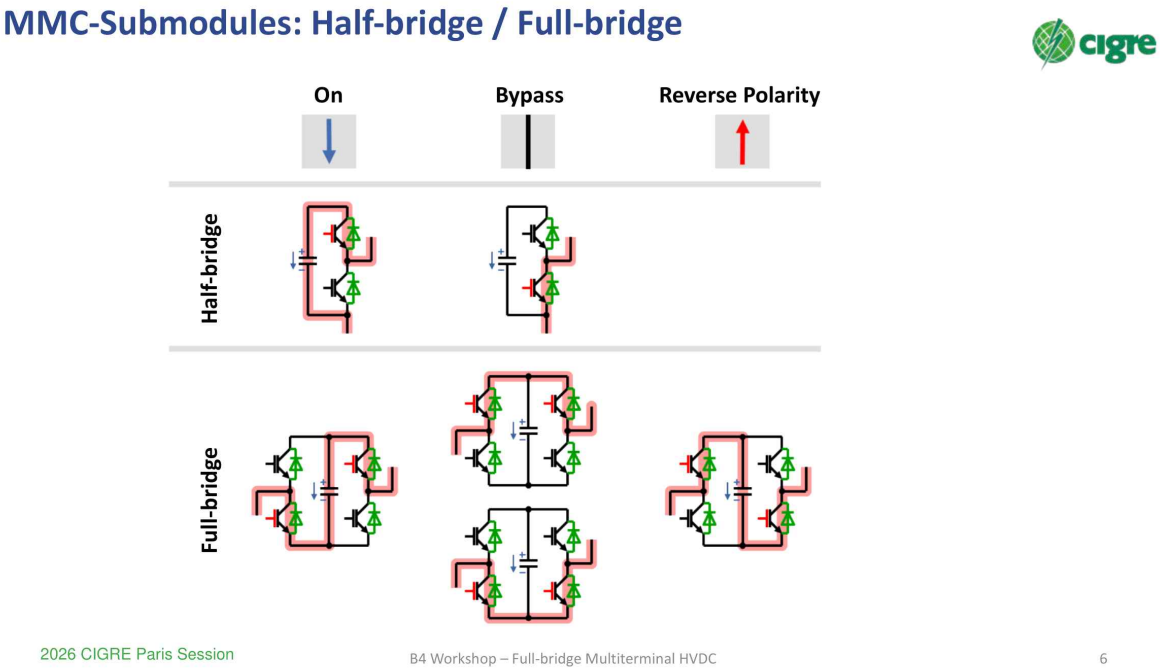


그림 28. Half-bridge와 Full-bridge의 SM 회로

DC 고장전류 억제와 AC 전압 지원

앞서 설명한 역극성 전압의 삽입 능력은 DC 고장 시 변환기의 동작에도 차이를 만든다. Half-bridge MMC는 IGBT를 블로킹하여 스위칭을 멈추더라도, 다이오드를 통해 AC 계통에서 DC 고장점으로 전류가 계속 공급될 수 있다. 따라서 별도의 DC 고장 차단수단이 없는 구성에서는 AC 차단기를 개방하여 이러한 전류 공급을 차단해야 한다. 반면 Full-bridge MMC는

IGBT 블로킹으로 고장전류를 억제하거나, 스위칭 제어를 유지하면서 DC 전류를 0으로 제어하는 방식으로 고장에 대응할 수 있다.

그림 29는 Full-bridge의 역극성 전압 삽입을 활용하여, 동일한 AC 단자 전압을 유지하면서 DC 전압을 정상값, 절반값, 0으로 조절하는 원리를 보여준다. 스위칭 제어를 유지하는 경우에는 DC 전압이 0인 상태에서도 AC 전압을 합성할 수 있으므로, 무효전력을 공급하거나 흡수하여 AC 계통의 전압을 지원하는 STATCOM(Static Synchronous Compensator) 운전이 가능하다. 이는 DC 고장으로 유효전력 송전이 중단되는 동안에도 AC 전압 지원을 지속할 수 있음을 의미한다.

가공선의 일시 고장이 해소된 뒤에는 DC 전압을 점진적으로 높이는 램프 제어를 이용하여 재폐로하고 송전을 재개할 수 있다. 따라서 제어를 유지하는 Full-bridge의 고장 대응방식은 고장전류 억제와 함께 AC 전압 지원을 지속하고, 이후 DC 전압 회복과 송전 재개로 연결하는 데 의미가 있다.

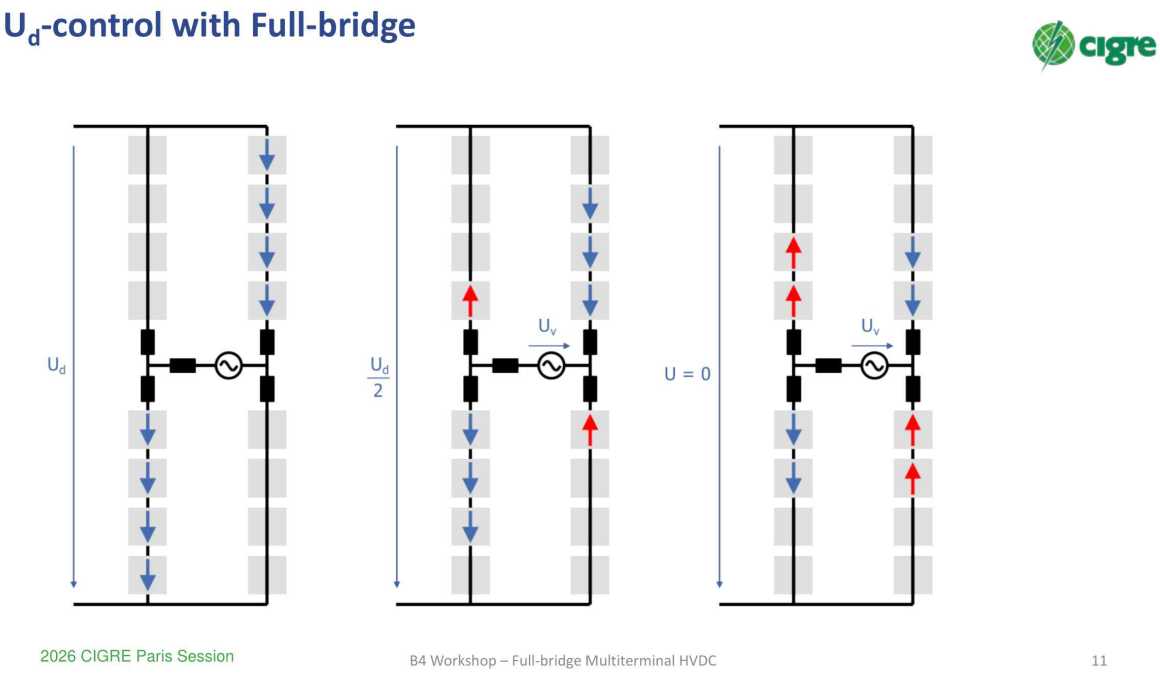


그림 29. Full-bridge의 DC 전압 조절

Bipole 운전모드와 귀로 전환

Full-bridge 변환기의 고장전류 억제능력과 함께, 고장이나 정비로 한쪽 극을 사용할 수 없을 때 송전을 이어가기 위한 귀로 구성도 필요하다. 양극 운전에서 한쪽 극만 송전하는 단극(Monopole) 운전으로 전환하면, 해당 극의 DC 전류가 돌아오는 경로를 확보해야 한다. 별도의 금속 도체를 사용하는 전용 금속 귀로(Dedicated Metallic Return, DMR)와, 송전에 사용하지 않는 반대 극의 건전한 도체를 귀로로 사용하는 Pole return이 이에 해당한다. Rigid bipole은 별도의 전용 귀로 없이 두 극으로 송전회로를 구성한다.

그림 30은 가용도를 높이기 위한 양극 시스템의 다섯 운전 상태를 보여준다. 양극 운전과 Rigid bipole 외에, 단극 운전에서는 DMR만 사용하는 상태, DMR과 반대 극 도체를 병렬 귀로로 사용하는 상태, 반대 극 도체만 사용하는 상태를 구성할 수 있다. 귀로를 전환할 때에는 두

경로를 병렬로 연결하는 중간 상태를 활용하여 송전 중인 극의 전류 경로를 유지한다. 다만 Pole return은 해당 극 도체가 건전하고 사용 가능한 경우에 적용할 수 있다.
이러한 전환에는 회로를 분리하는 단로기(Disconnector)와 고속 단로기(Fast disconnector), 전류 경로를 바꾸는 전류 전환 스위치(Commutation switch)를 조합한다. 또한 중성점 이중 모선을 이용하여 운전 경로와 정비 구역을 분리할 수 있도록 구성한다. 이는 사용 가능한 극과 귀로를 조합하여 고장이나 정비에 따른 송전 중단 범위를 줄이기 위한 설계이다.

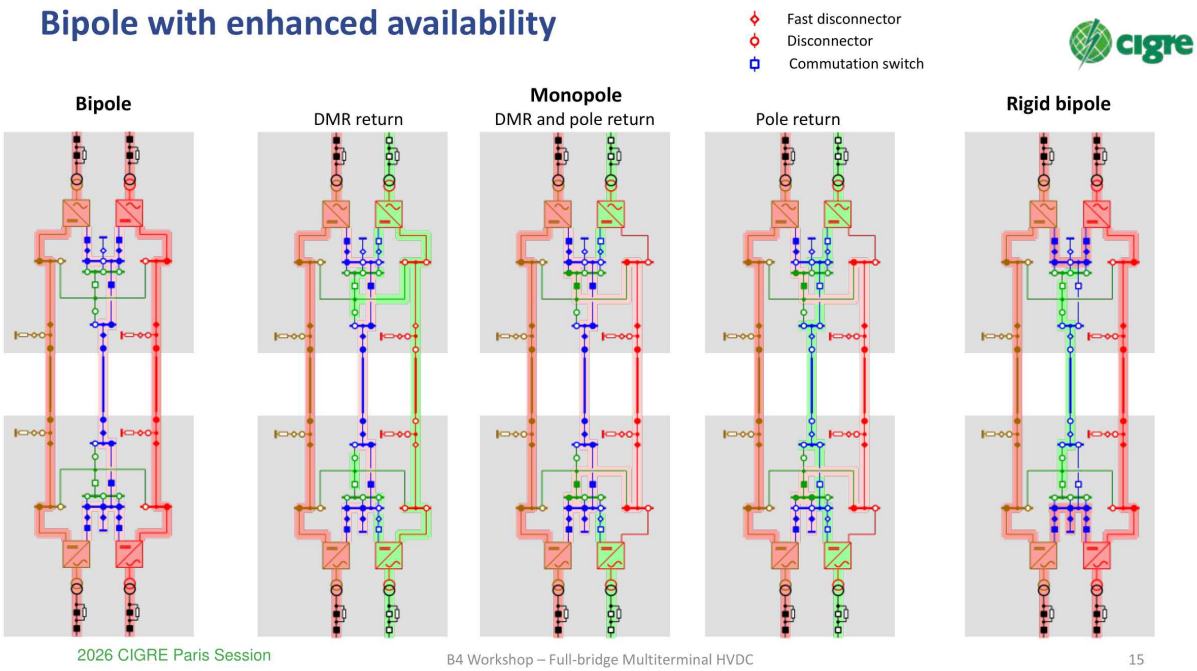


그림 30. Bipole의 다섯 운전 상태

MTDC 개폐소와 구간 분리

앞서 설명한 운전모드와 귀로 전환을 구현하려면, 각 선로와 변환소의 접속 경로를 선택하고 고장이나 정비 대상을 분리할 수 있는 개폐설비가 필요하다. 다단자 DC 개폐소는 이러한 기능을 수행하는 모선과 개폐설비를 갖춘 접속 구역(Multiterminal yard, MT yard)이다. Ultranet은 Meerbusch에서 Petkum 측의 케이블, Philippsburg 측의 가공선, Meerbusch 변환소를 극별 공통 DC 모선에 연결하는 성형(Star) 구성을 이룬다.
그림 31은 Ultranet의 다단자 DC 개폐 회로를 보여준다. DC 고장이 발생하면 Full-bridge 변환기가 고장전류를 0으로 제어하고, 이후 고속 단로기 등의 개폐설비가 고장 구간을 분리한다. 즉, 변환기가 고장전류를 억제하고 개폐설비가 해당 구간을 전기적으로 분리하도록 역할을 나눈다. 단일 극 고장에서는 해당 극의 유효전력 송전이 일시적으로 중단되지만, 반대 극의 운전은 유지하도록 구성한다.
각 변환소의 정격 2,000 MW는 양극 전체에 대한 값이며, 변환소와 가공선은 온도조건에 따른 연속 과부하 능력을 고려한다. 개폐소에는 중성점 이중 모선과 선로별 접속구획(Bay)을 구성하고, 모선과 접속구획 사이에 정비 작업거리를 확보한다. 이를 통해 정비 대상을 운전 구역에서 분리하면서 사용 가능한 송전 경로를 유지할 수 있도록 한다.
이러한 구성은 Full-bridge의 고장전류 제어, 개폐설비의 선택적 구간 분리, 귀로 전환을 연계

한 것이다. Ultranet의 가용도는 이 기능들을 함께 활용하여 고장이나 정비의 영향을 제한하고, 남은 설비로 송전 경로를 확보하는 데 기반한다.

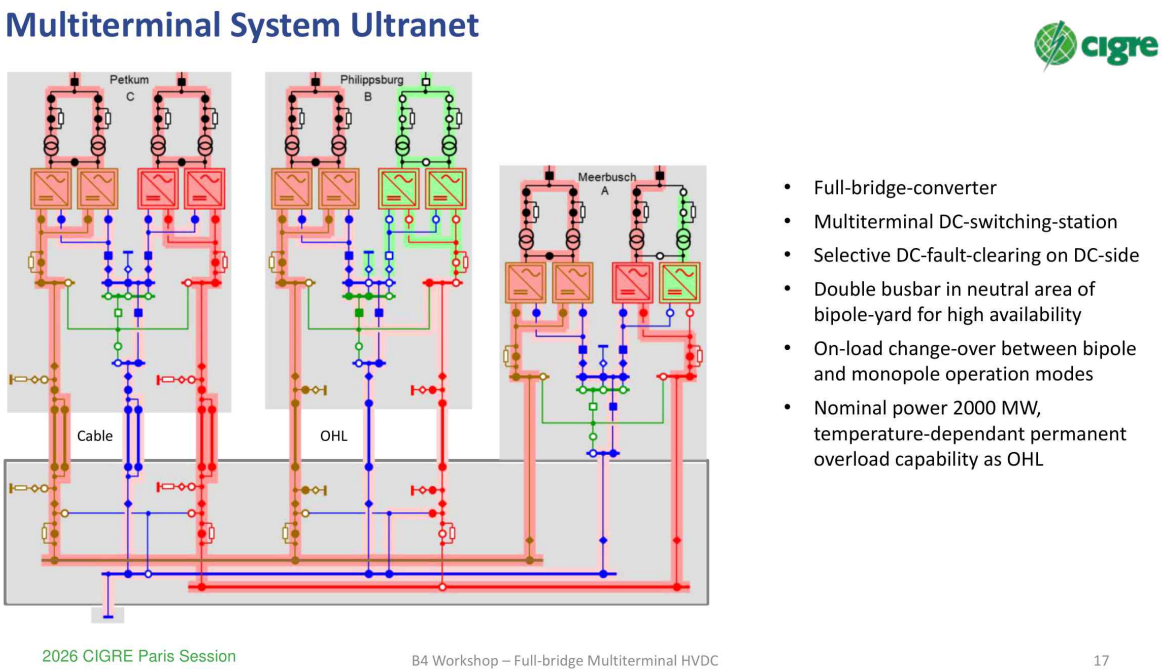


그림 31. Ultranet 다단자 DC 개폐 회로

2) Ultranet의 시스템 요구사항 및 성능

앞서 설명한 회로와 개폐소 구성을 활용하여 안정적인 송전을 확보하려면, 정상 운전뿐 아니라 고장과 계통 분리 상황에 대응하는 제어기능이 필요하다. Ultranet은 정격전압 ±380 kV의 양극 다단자 시스템으로, GFM과 GFL을 조합하여 변환소를 제어하도록 설계된다. 특히 북부 Petkum에는 지역 AC 계통의 전압과 주파수 기준을 형성하는 GFM을 적용하여, 외부 AC 계통과의 연결을 상실한 경우에도 단독운전에 대응하도록 한다.

기본 요구사항은 유효전력과 무효전력 지령 추종, FRT, 정상분과 역상분에 대한 동적 전압 지원이다. 계통 분리 시에는 자동 주파수 제어(Automatic Frequency Control, AFC)를 통해 전력 수지 변화에 대응해야 한다. 또한 무효전력을 조절하여 전력진동을 감쇠하는 POD-Q, 비상 전력제어(Emergency Power Control, EPC), 정전된 AC 계통을 기동하는 Black start 기능도 요구된다.

다단자 운전에서는 변환소 간 명시적인 통신에 의존하지 않고도 안정적으로 운전할 수 있어야 한다. 이와 함께 변환기의 제어능력을 유지하면서 DC 측 고장에 대응하고, AC/DC 도체 접촉 고장에는 별도의 보호전략을 적용해야 한다. 이는 앞서 설명한 Full-bridge의 전류 제어능력을 실제 고장 대응과 운전 회복에 활용하기 위한 요구사항이다.

여러 전력전자설비가 연결되는 계통의 상호작용을 고려하여 수동성(Passivity)과 고조파 안정도도 설계요건에 포함된다. 따라서 Ultranet의 성능은 정상상태의 송전능력뿐 아니라, 고장 중 전압 지원과 제어 유지, 고장 후 복구, 계통 분리 시 안정 운전을 함께 고려하여 평가해야 한

다.

Full-bridge 손실 비교의 설계 전제

앞서 설명한 시스템 요구사항을 만족하는 변환기를 선정하려면, 고장 대응능력과 함께 손실과 설비 규모를 평가해야 한다. Full-bridge는 Half-bridge보다 서브모듈당 반도체 소자 수가 많지만, 실제 변환기의 손실은 소자 수뿐 아니라 AC 전압과 전류, 서브모듈 구성에 따라서도 달라진다.

그림 32는 Full-bridge의 전압 합성 능력을 활용하여 전류 관련 손실과 설비 규모를 조정하는 설계 원리를 보여주는 개념도이다. Full-bridge의 역극성 전압 삽입은 변조 범위를 넓혀 변환기 측 AC 전압을 높이는 설계를 가능하게 한다. 동일한 송전전력에서 변압기 2차측 AC 전압을 높이면 전류가 감소하여 전류 관련 모듈 손실을 줄일 수 있다. 반면 이를 위해 암의 전압 합성 능력을 높이면 필요한 서브모듈 수와 하드웨어 부담이 증가할 수 있으므로, 두 요소를 함께 고려하여 설계점을 정해야 한다.

이러한 최적화를 반영한 장거리 대전력 가공선 적용에서는 Full-bridge의 손실이 Half-bridge와 유사하거나 더 낮을 수 있다. 이는 AC 전압과 전류, 서브모듈 구성을 조정한 설계조건에 따른 비교이므로, 회로 형식만으로 손실의 우위를 판단해서는 안 된다. 또한 서브모듈의 중량과 구성 차이는 두 형식에 공통으로 적용할 수 있는 표준 타워의 외형 및 설치면적과 구분하여 평가해야 한다.

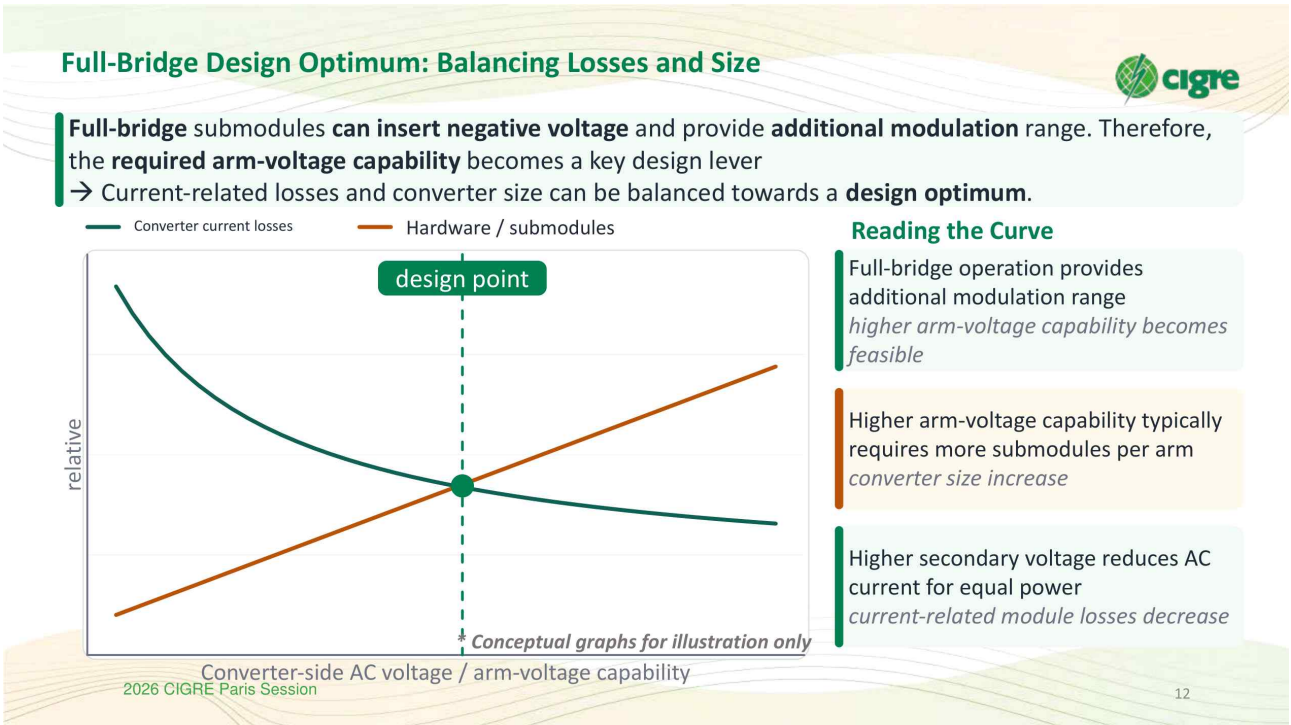


그림 32. Full-bridge의 손실과 설비 규모

DC 고장 검출과 복구 시퀀스

Full-bridge의 고장 대응능력을 실제 운전에 활용하려면, 고장 종류를 판별하고 전류 억제 이후의 복구 절차를 정해야 한다. Ultranet은 DC 전압과 전류의 크기, 변화율, DC 신호에 포함된 50 Hz 성분을 이용하여 고장을 검출한다. Hybrid OHL에서는 정상 운전이나 AC 측 고장에 따

른 결합으로도 AC 성분이 나타나므로, 이를 실제 DC 고장이나 AC/DC 도체 접촉 고장과 구분해야 한다. 복구 가능한 DC 선로 고장에는 전류 영점 제어와 자동 복구를 적용하며, AC/DC 접촉 고장이 검출되면 변환기를 블로킹하고 DC 선로의 자동 복구 절차를 종료한다.

그림 33은 DC 고장 후 자동 복구 시퀀스를 보여준다. 선로 고장을 검출하면 DC 전류를 0으로 낮추고, 아크로 이온화된 경로의 절연이 회복되도록 탈이온화(Deionisation) 시간을 둔다. 이후 DC 전압을 점진적으로 높이면서 전압과 전류를 감시한다. 고장이 지속되는 것으로 판정되면 전류를 다시 억제하고 탈이온화 단계로 돌아가며, 고장 지속 조건이 검출되지 않으면 전압에 이어 송전전력을 회복한다. 최대 재시도 횟수를 초과하면 자동 복구를 종료하고 분리 상태로 전환한다.

다단자 복구에서는 전압을 형성하고 동기화하는 변환소와 고장 구간을 분리하는 변환소의 역할을 구분한다. 원격측의 구간 분리와 전압 동기화를 확인한 뒤 송전전력의 증가를 허용하며, DC Grid Controller는 복구 이후 전체 망의 조류를 조정한다. 가공선과 케이블, 일시 고장과 영구 고장의 특성에 따라 전압과 전류의 판정값, 탈이온화 시간, 필요한 경우의 블로킹 해제시간, 최대 재시도 횟수와 전체 시퀀스 시간을 정해야 한다.

따라서 고장 후 송전 회복은 전류를 0으로 만드는 동작만으로 완료되지 않는다. 고장의 지속 여부와 재인가 가능성을 판단하고, 각 변환소의 구간 분리와 전압 회복, 전력 증가를 협조하여 복구 과정에서 고장이 다시 확대되지 않도록 해야 한다.

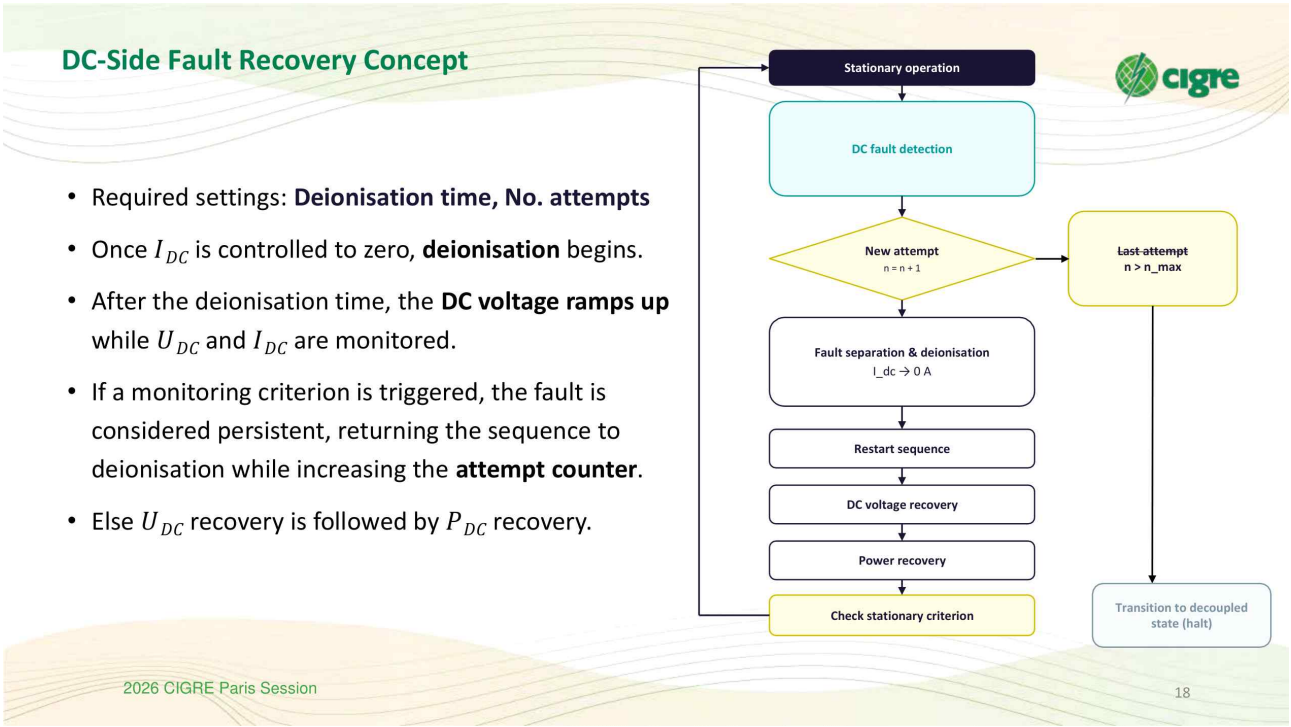


그림 33. DC 고장 후 자동 복구 시퀀스

기본 고장 사례의 회복

그림 34는 앞서 설명한 복구 시퀀스를 적용한 단일 극 DC 고장의 모의 응답을 보여준다. 파형의 A1, B1, C1은 각각 Meerbusch, Philippsburg, Petkum 변환소의 Pole 1 응답을 나타낸다. 고장이 발생하면 Pole 1의 DC 전압이 저하되고, 변환기의 전류 제어에 따라 DC 전류와 송전전력이 0 부근으로 감소한다.

파형에서는 약 150 ms의 탈이온화 구간을 거친 뒤 DC 전압을 점진적으로 높이는 과정이 나타난다. 이후 DC 전류와 송전전력이 회복되어 정상 운전상태로 돌아간다. 이는 전류 억제 이후 절연 회복을 위한 시간을 확보하고, 전압 재형성에 이어 송전전력을 회복하는 순서로 복구가 진행됨을 보여준다.

Pole 1의 유효전력 송전이 중단되는 동안에도 변환기는 무효전력 제어를 통해 AC 전압 지원을 지속한다. 반대 극인 Pole 2에서는 고장 직후 과도 변동이 나타나지만 송전은 유지된다. 따라서 이 사례는 검토한 고장조건에서 Full-bridge의 전류 제어와 복구 시퀀스를 연계하여, AC 전압 지원과 반대 극의 송전을 유지하면서 고장극의 송전을 회복할 수 있음을 보여준다.

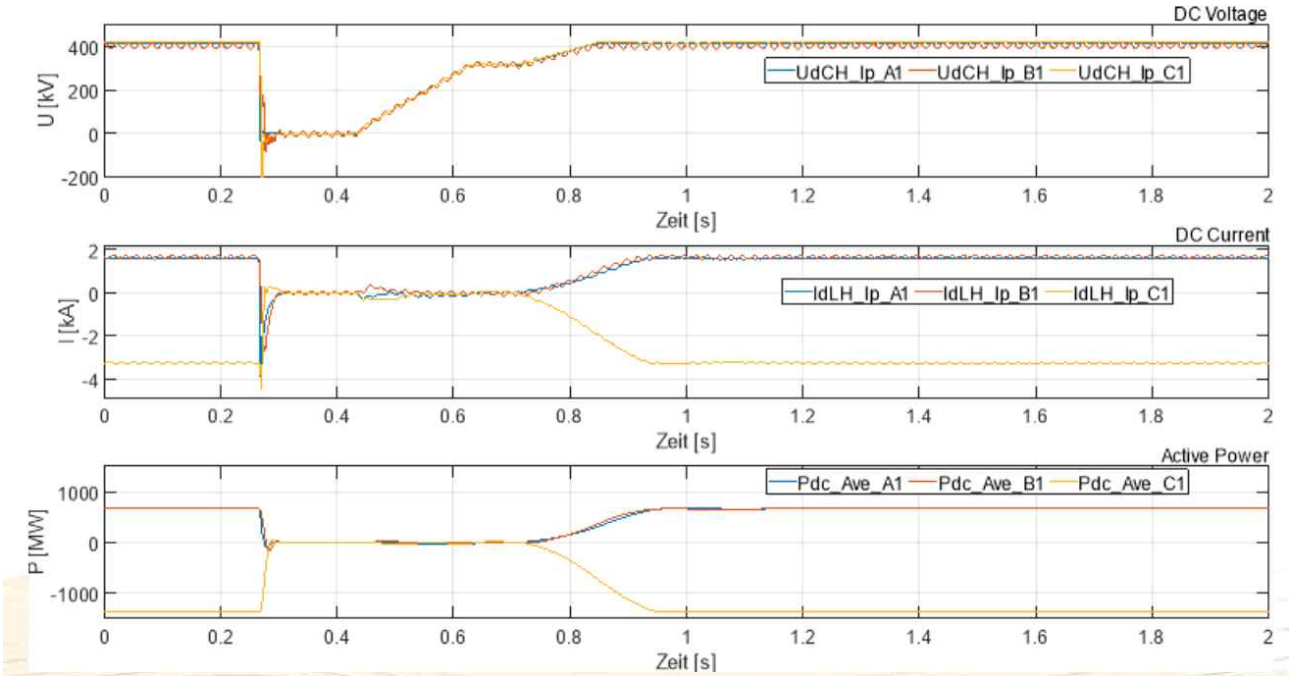


그림 34. Pole 1의 DC 전압과 전류 및 송전전력

아크 재발과 복구 재시도

앞의 기본 사례와 달리, 전압을 다시 인가하는 과정에서도 고장이 지속되면 복구 시도를 중단하고 전류를 다시 억제해야 한다. 그림 35는 첫 복구 시도에서 고장 지속 조건이 검출되어 탈이온화 단계로 돌아간 뒤, 재시도를 통해 송전을 회복하는 모의 사례를 보여준다.

재기동 중 고장 지속 조건이 검출되면 제어는 DC 전류를 다시 0으로 낮추고, 추가 탈이온화 시간을 확보한 후 전압 상승을 재개한다. 이후 고장 지속 조건이 검출되지 않으면 DC 전압과 송전전력을 순차적으로 회복한다. 이는 고장전류를 한 차례 억제했더라도 절연 회복이 충분하지 않거나 고장이 남아 있으면 재인가가 실패할 수 있으므로, 복구 과정에서도 전압과 전류를 계속 감시해야 함을 보여준다.

복구 시도 횟수와 탈이온화 시간, 전압 상승속도는 사업별 조건에 맞추어 정한다. 제시된 설정 범위는 복구 시도 횟수 1~7회, 정격 DC 전압까지의 상승시간 0.1~1 s이며, 필요에 따라 블로킹을 적용하는 방식도 고려한다. 따라서 복구 설계에서는 신속한 송전 재개와 함께, 고장 지속 시의 전류 재억제와 재시도, 최대 시도 횟수 초과 시의 종료조건을 확보해야 한다.

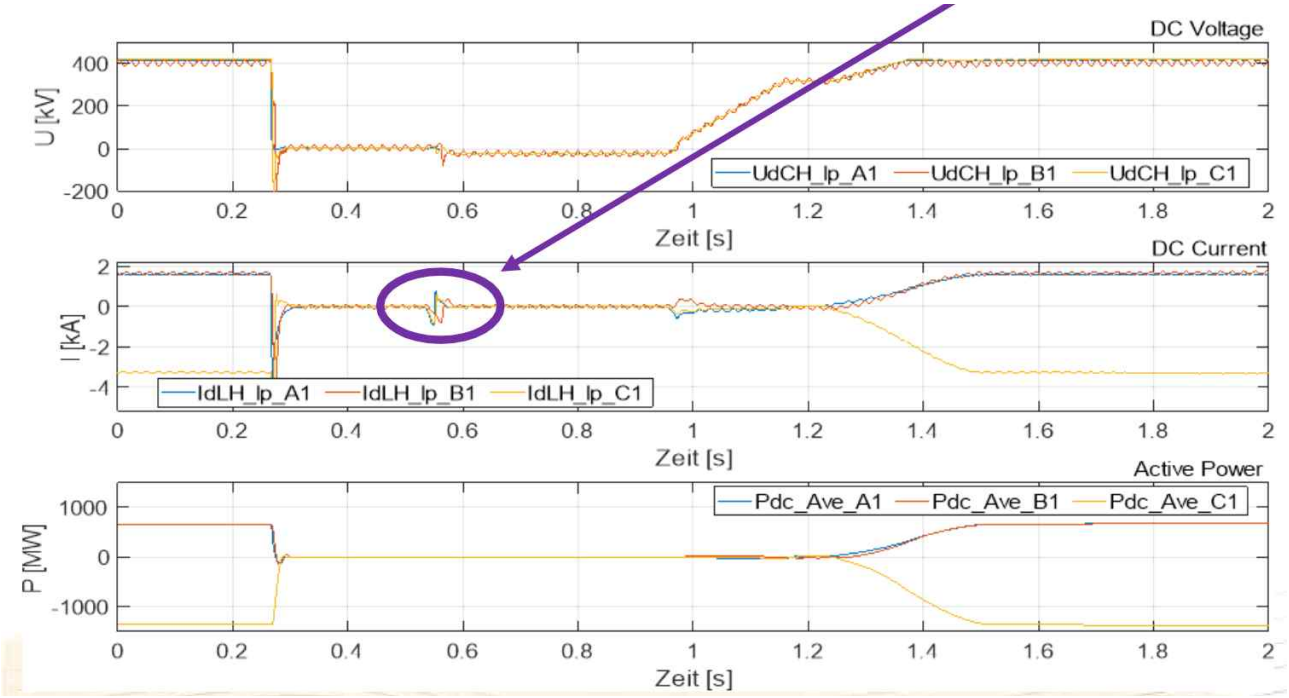


그림 35. 첫 복구 시도 실패와 재시도

AC/DC intersystem fault와 잔여 검출 위험

앞서 설명한 DC 선로의 자동 복구와 달리, AC/DC 도체 접촉 고장은 AC 계통과 DC 계통의 보호를 함께 고려해야 한다. 그림 36은 AC 도체가 DC 극 도체 또는 DMR과 접촉하는 고장(AC/DC intersystem fault)을 보여준다. Ultranet은 110 kV, 220 kV, 380 kV AC 계통과의 접촉을 고려하며, 해당 고장이 검출되면 변환기를 블로킹하고 DC 선로의 자동 복구 절차를 종료한다.

접촉 고장을 식별할 때에는 정상 운전과 AC 측 고장에 따른 유도전압을 구분해야 한다. Hybrid OHL에서는 정상 운전 중에도 DC 측에 50 Hz 성분이 나타나며, AC 고장 시에는 과도 결합에 따른 전압이 발생할 수 있다. 따라서 DC 측에 나타나는 AC 성분만으로 접촉 고장을 판정하면 불필요한 보호동작이 발생할 수 있으므로, 고장 종류별 검출조건과 보호협조를 정해야 한다.

AC 측에서는 거리보호(Distance protection)만으로 신뢰성 있는 접촉 고장 검출을 확보하기 어려워, 차동보호(Differential protection, ANSI 87)를 활용하고 방향성 지락보호(Directional earth-fault protection, ANSI 67N)를 추가 보호기능으로 적용한다. 이러한 보호구성의 적합성을 평가하려면 AC 보호와 DC 보호의 검출조건과 동작 순서를 함께 검토해야 한다. 핵심은 정상적인 결합 현상에 의한 불필요한 동작을 방지하면서, 실제 접촉 고장을 검출하여 변환기 블로킹과 자동 복구 종료로 연결하는 것이다.

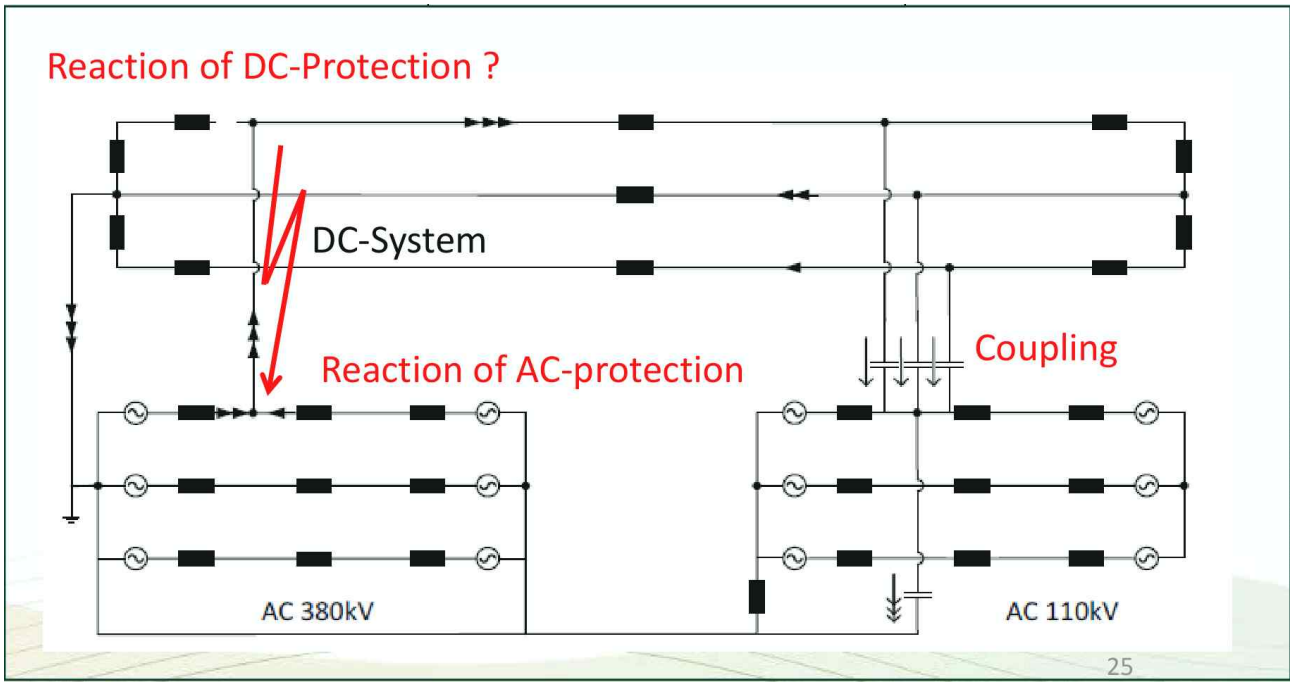


그림 36. Hybrid OHL의 AC/DC 접촉 고장

Petkum 지역 AC 계통의 구성

Ultranet은 고장 검출과 설비 보호뿐 아니라, 외부 AC 계통과의 연결을 상실했을 때 지역 계통의 운전을 유지하는 방안도 검토한다. Petkum에서는 외부 연계 상실이 지역 모선의 정전과 풍력 유입 중단으로 이어지는 것을 방지하기 위해, Station C의 GFM 제어를 이용한 단독운전을 고려한다.

그림 37은 Petkum 지역 AC 모선과 Ultranet의 연결관계를 보여준다. 이 모선에는 세 풍력 연계 HVDC의 변환소와 A-Nord의 Station C가 접속한다. 여기서 네 HVDC 변환소는 지역 AC 모선을 기준으로 센 것으로, Ultranet 직류망을 구성하는 Petkum, Meerbusch, Philippsburg의 세 단자와는 구분된다. 모의계통에는 같은 지역 모선에 연결되는 회전기설비인 RPS도 포함된다.

그림 38은 외부 AC 계통의 연계 상실에 따른 단독운전 전환을 모의한 결과이다. 초기조건은 풍력 유입전력 2,470 MW와 Station C 송전전력 2,000 MW이며, 모의시각 0 s에 380 kV AC 계통 고장을 인가하였다. 고장 제거 과정에서 외부 연계가 분리된 뒤에도 지역 모선에 연결된 네 HVDC 변환소와 RPS의 접속을 유지하고, Station C의 GFM 제어로 지역 계통의 전압과 주파수 응답을 제어하였다.

검토한 조건에서 송전전력은 풍력설비의 응답 특성에 따라 약 100 ms 이내에 정상 수준으로 복귀하였으며, AFC를 통해 2 s 미만 내에 정상상태 전력수지가 회복되었다. 모선 전압도 기준값으로 제어되었다. 다만 정상상태 주파수는 50 Hz와 다를 수 있으므로, 전력수지 회복과 정격 주파수 복귀는 구분해야 한다. 이 결과는 외부 AC 계통과 분리된 상황에서도 GFM과 AFC를 연계하여 지역 계통의 전압과 전력수지를 제어하고, 풍력 연계와 DC 송전을 유지할 수 있음을 보여준다.

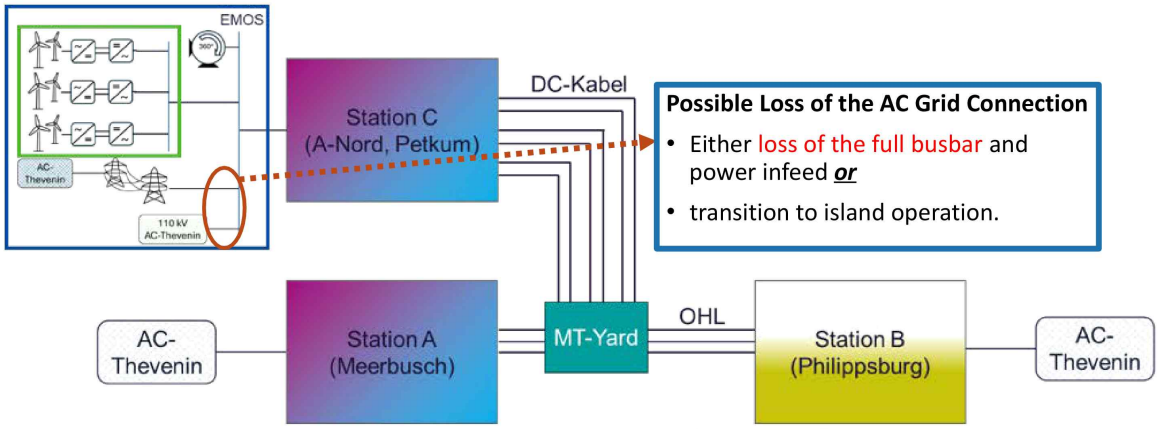


그림 37. Petkum 지역 AC 모선과 Ultranet 연결

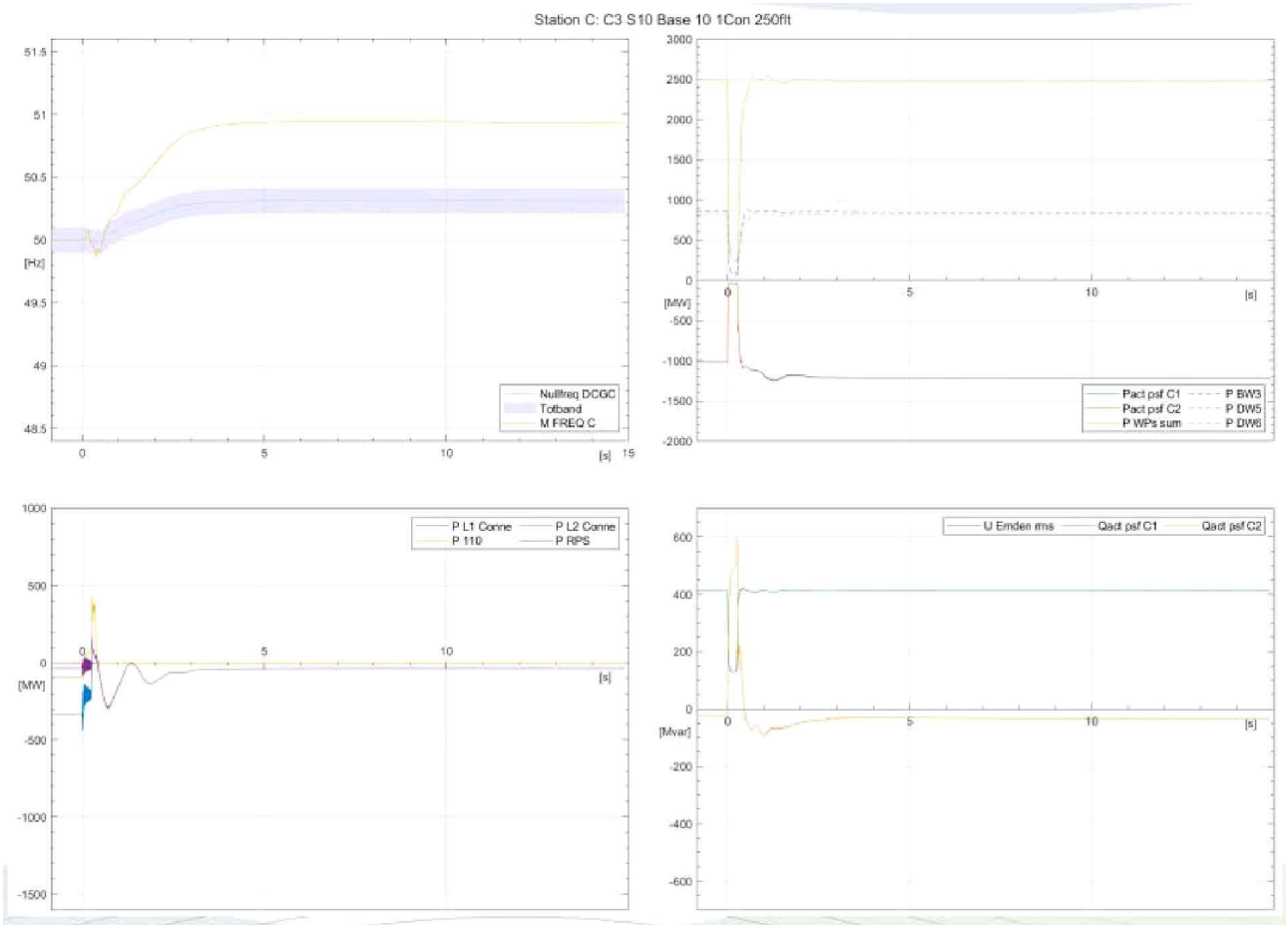


그림 38. Petkum의 GFM 단독운전 해석

3) STATCOM 모드의 실제 운전 경험

앞의 Petkum 사례에서는 GFM을 이용한 단독운전 성능을 모의해석으로 검토하였다. Philippsburg에서는 Full-bridge 변환기를 STATCOM 모드로 운전하며, 실제 계통에 연계된 상태에서 무효전력을 조절하여 전압을 지원한 경험을 살펴볼 수 있다.

Philippsburg는 측정전압 U에 따라 무효전력 Q를 조절하는 Q(U) 제어를 Multilink 모드로 적용하였다. 이 모드에서는 Pole 1의 측정전압을 공통 기준으로 사용하고, 전압과 무효전력의 특성곡선에 따라 산정한 요구 무효전력을 두 극에 대칭적으로 배분한다.
목표 전압은 412 kV로 설정하되, 계통운영자가 필요에 따라 조정하도록 하였다. Q(U) 제어 기울기는 Multilink 전체 기준 100 MVAr/kV, 극별 기준 50 MVAr/kV이다. 이는 전압 편차에 따른 무효전력 응답을 두 극이 분담하는 구성이다. 해당 운전모드는 2024년 12월 6일에 설정되어 2026년 1월까지 운전되었다.

무효전력의 시간대별 운전 패턴

앞서 설명한 Q(U) 제어에 따른 무효전력 응답은 실제 운전자료에서도 확인할 수 있다. 그림 39는 Philippsburg 접속점의 무효전력(Q-POC)을 시간대별로 평균한 결과이다. 그림의 부호 기준에서 양수는 전압을 높이는 방향, 음수는 전압을 낮추는 방향의 운전을 나타낸다.
시간대별 평균은 모두 음수로, 전압을 낮추기 위한 무효전력 흡수가 평균적으로 우세하였다. 흡수 크기는 6~8시에 작아졌다가 15~16시에 커지고, 20~21시에 다시 작아지는 경향을 보였다. 월별 집계에서도 차이가 나타나, 2025년 4~5월과 8~9월에는 흡수 크기가 컸으며 11~12월에는 상대적으로 작았다. 다만 개별 측정값에는 양수도 포함되므로, 전체 기간에 걸쳐 흡수 운전만 수행한 것은 아니다.
이러한 운전자료는 Philippsburg의 STATCOM이 전압을 낮추는 방향으로 주로 활용되었으며, 필요한 무효전력의 크기는 시간대와 월별로 달라졌음을 보여준다. 이는 Q(U) 제어를 통해 계통의 전압조건에 따라 무효전력을 조절하는 실제 운전 특성이다.

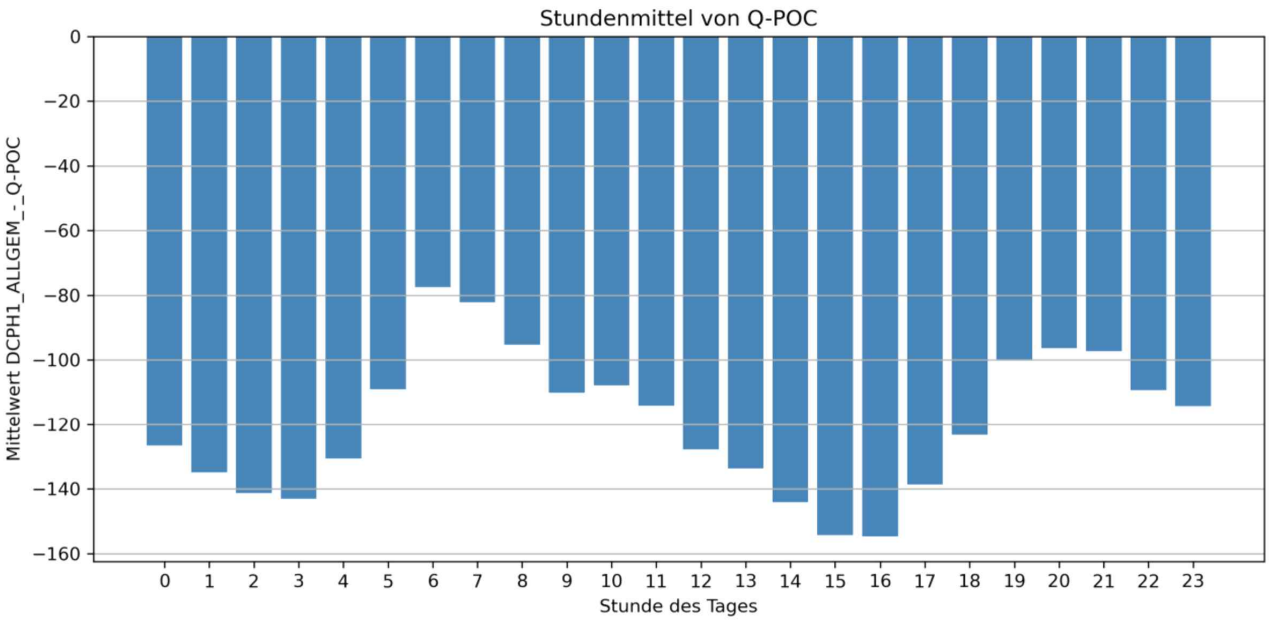


그림 39. Philippsburg의 시간대별 무효전력

정상 운전의 전압과 손실

앞서 살펴본 무효전력 운전과 함께, 접속점의 전압 변화와 STATCOM 운전에 필요한 유효전력 소비를 평가할 필요가 있다. 그림 40은 Philippsburg의 2023년, 2024년, 2025년 시간대별 전압을 비교한다. STATCOM이 운전된 2025년에는 이전 두 해보다 전압 수준이 전반적으로 낮

고, 시간대별 전압의 변동 폭도 작게 나타났다. 다만 이 비교는 각 연도의 발전량과 부하, 계통 구성 등의 차이도 반영된 운전 통계이다.

STATCOM 운전에서는 손실을 보충하기 위한 유효전력이 소비된다. 외기온도와 무효전력, 유효전력 소비를 함께 나타낸 산점도에서는 무효전력 흡수 크기가 커질수록 유효전력 소비도 증가하는 경향이 나타났다. 제시된 운전자료에서는 이러한 관계가 외기온도에 따른 차이보다 두드러졌다.

따라서 STATCOM의 정상 운전 특성은 전압 조절과 함께, 무효전력 운전점에 따른 손실을 고려하여 평가해야 한다. Philippsburg의 자료는 전압을 낮추는 방향의 무효전력 운전과 연도별 전압 변화, 해당 운전에서 발생하는 유효전력 소비를 함께 보여주는 사례이다.

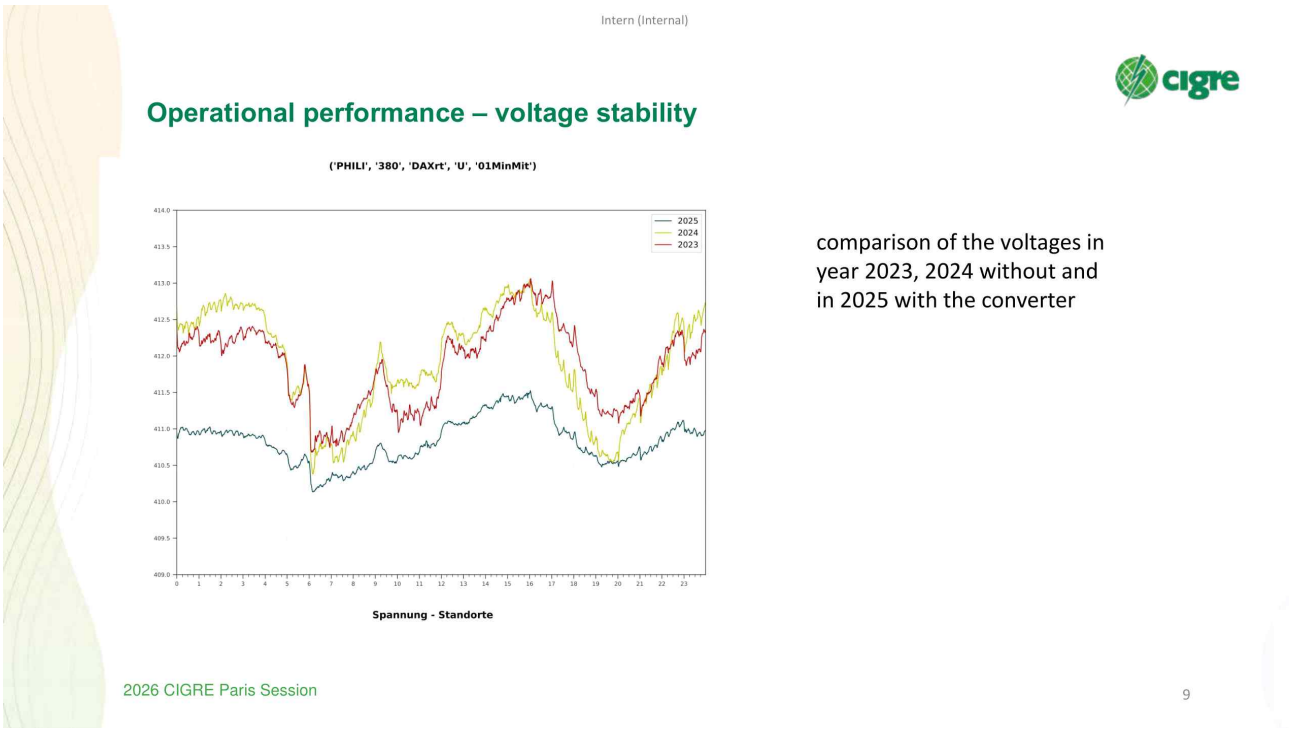


그림 40. Philippsburg의 연도별 전압 비교

단상 지락에서의 현장 응답

정상 운전의 무효전력 조절과 함께, 실제 고장 중 전압 지원 응답도 확인할 수 있다. 2024년 8월 13일 Philippsburg 인근 가공선에서 단상 지락이 발생했을 당시, Pole 1의 부분변환기 TU2 한 대가 STATCOM 모드로 운전 중이었다. 이 사건의 측정자료를 통해 불평형 전압에 대한 변환기의 동적 응답을 평가하였다.

그림 41과 42는 단상 지락 시 변환용 변압기 1차측의 측정 파형과 정상분과 역상분 전류 지원을 보여준다. 고장상인 L3의 전압은 10 kV 미만으로 저하되었고, 건전상의 전압은 최대 36 kV 상승하였다. 정상분 전압은 300 kV 미만으로 낮아진 반면 역상분 전압은 최대 100 kV까지 증가하였다. 주파수 편차는 35 mHz 미만이었으며, 운전 중인 TU2의 상전류는 최대 1.3 kA로 나타났다.

변환기는 용량성 정상분 무효전류를 공급하여 전압 저하를 완화하고, 역상분 무효전류를 통해 역상분 전압 상승을 억제하였다. 이러한 전압 지원은 고장 제거 이후와 자동 재폐로 과정, 전압 저하 구간에서도 지속되었다. 측정 전류에는 변압기 포화에 따른 감쇠 DC 성분이 포함되었

으나, 해당 사건에서 전류 지원 동작은 유지되었다.
이 사례는 STATCOM으로 운전하는 Full-bridge 변환기가 정상 운전의 전압 조절뿐 아니라, 불평형 고장 중에도 정상분과 역상분 전류를 조절하여 동적 전압 지원을 수행했음을 보여준다.

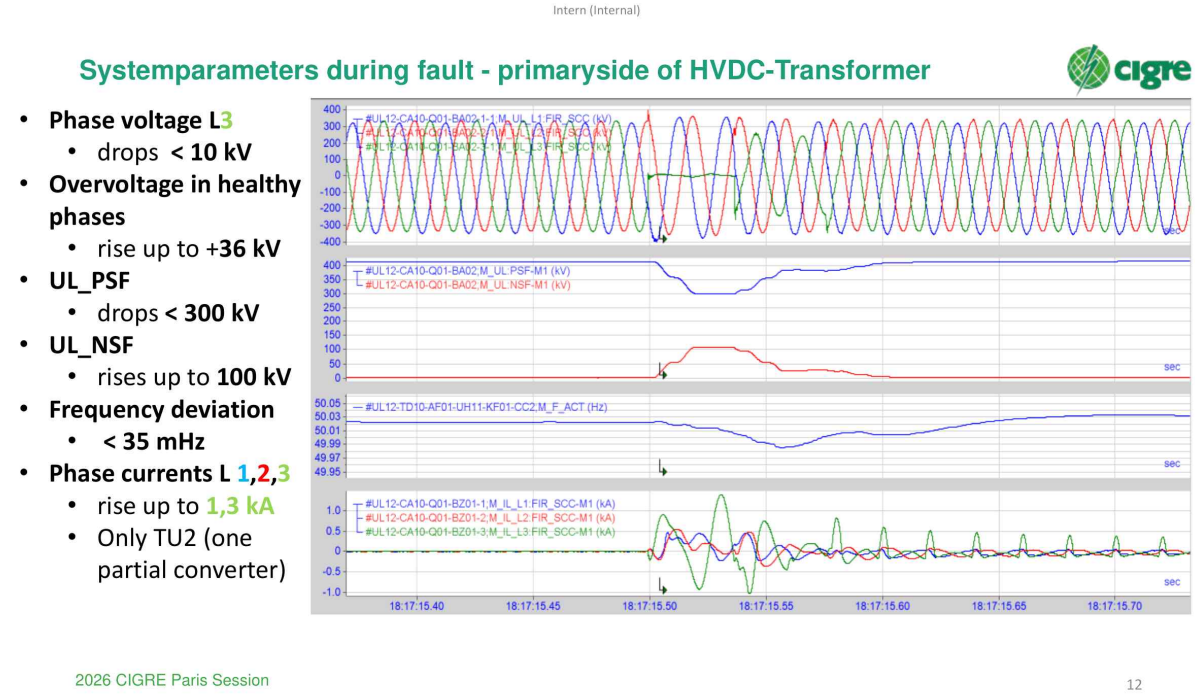


그림 41. 단상 지락 시 변압기 1차측 측정 파형

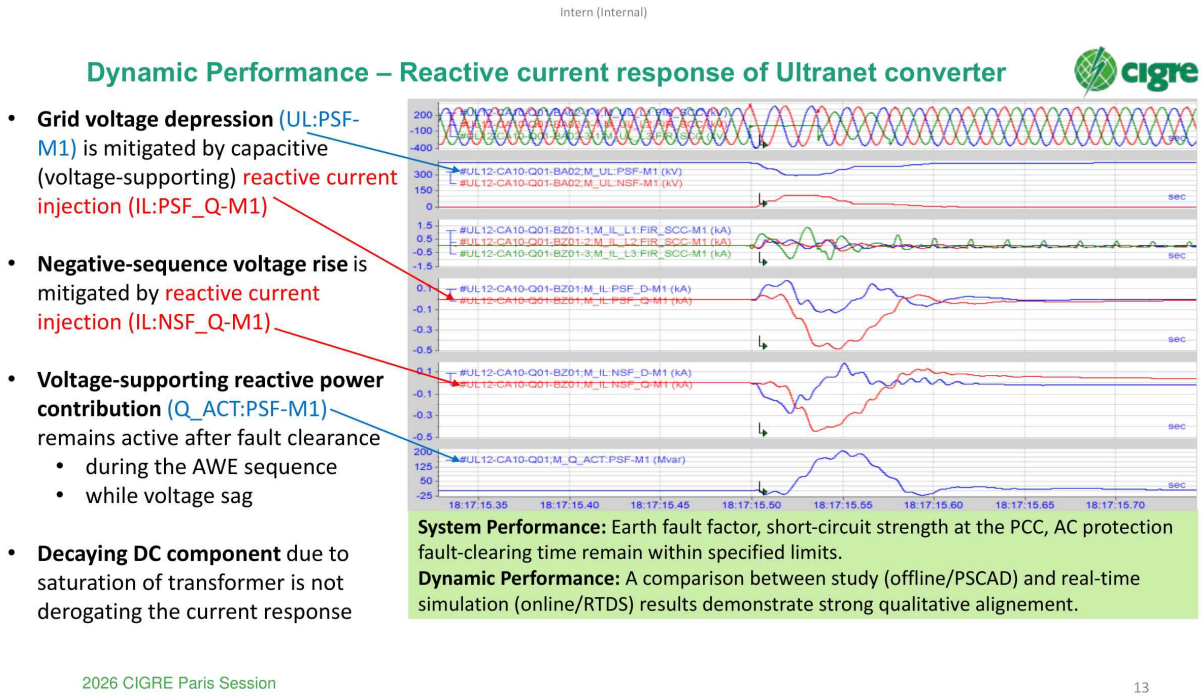


그림 42. 단상 지락 시 정상분과 역상분 전류 지원

TransnetBW 현장 사건의 EMT 재현

앞서 확인한 현장 응답을 계통해석에 활용하려면, EMT 모델이 실제 고장 중 계통과 변환기의 동작을 적절히 재현하는지 확인해야 한다. TransnetBW는 해당 단상 지락 사건을 대규모 EMT 계통모델로 재현하고, 측정된 전압과 전류를 모의 결과와 비교하였다.

고장조건은 측정된 전압 저하를 바탕으로 고장 위치와 임피던스를 추정하고, 건전상의 전압 상승에 맞추어 지락계수(Earth-fault factor)를 반영하였다. 고장 제거와 자동 재폐로 시점은 실제 보호동작에 맞추었으며, 차단기 개방 과정의 잔류전압을 재현하기 위해 아크 임피던스를 고려하였다. 변환기의 제어 및 보호(C&P) 설정은 실제 운전값과 동일하게 적용하고, 변압기 2차측 전류의 감쇠 DC 성분을 재현하도록 포화 특성을 반영하였다.

그림 43은 현장 측정과 EMT 해석의 전압을 비교한다. 상전압과 정상분, 역상분 전압의 시간적 변화는 대체로 일치하였으며, AC 보호동작도 재현되었다. 다만 잔류전압과 자동 재폐로 과정의 상전압, 고장 후 전압 회복에는 차이가 남았다. 이러한 차이는 고장 위치의 불확실성, 동기발전기의 단락전류 기여에 따른 계통강도, 조류조건, 변압기와 동기발전기의 잔류자속 및 과여자 모델링과 관련된다.

그림 44는 정상분과 역상분의 d축, q축 전류를 비교한다. 정상분 q축 전류는 전압 지원을 위한 무효전류 응답을, 역상분 q축 전류는 역상분 전압을 억제하는 응답을 나타낸다. 전압 파형의 차이에 따른 일부 편차는 있었지만, 해당 사건에서 변환기의 전류 응답은 측정 결과와 정성적, 정량적으로 대체로 일치하였다. 따라서 이 비교는 계통전압의 재현 정도와 그 전압에 대한 변환기의 제어 응답을 구분하여 모델의 적합성을 평가하는 근거가 된다.

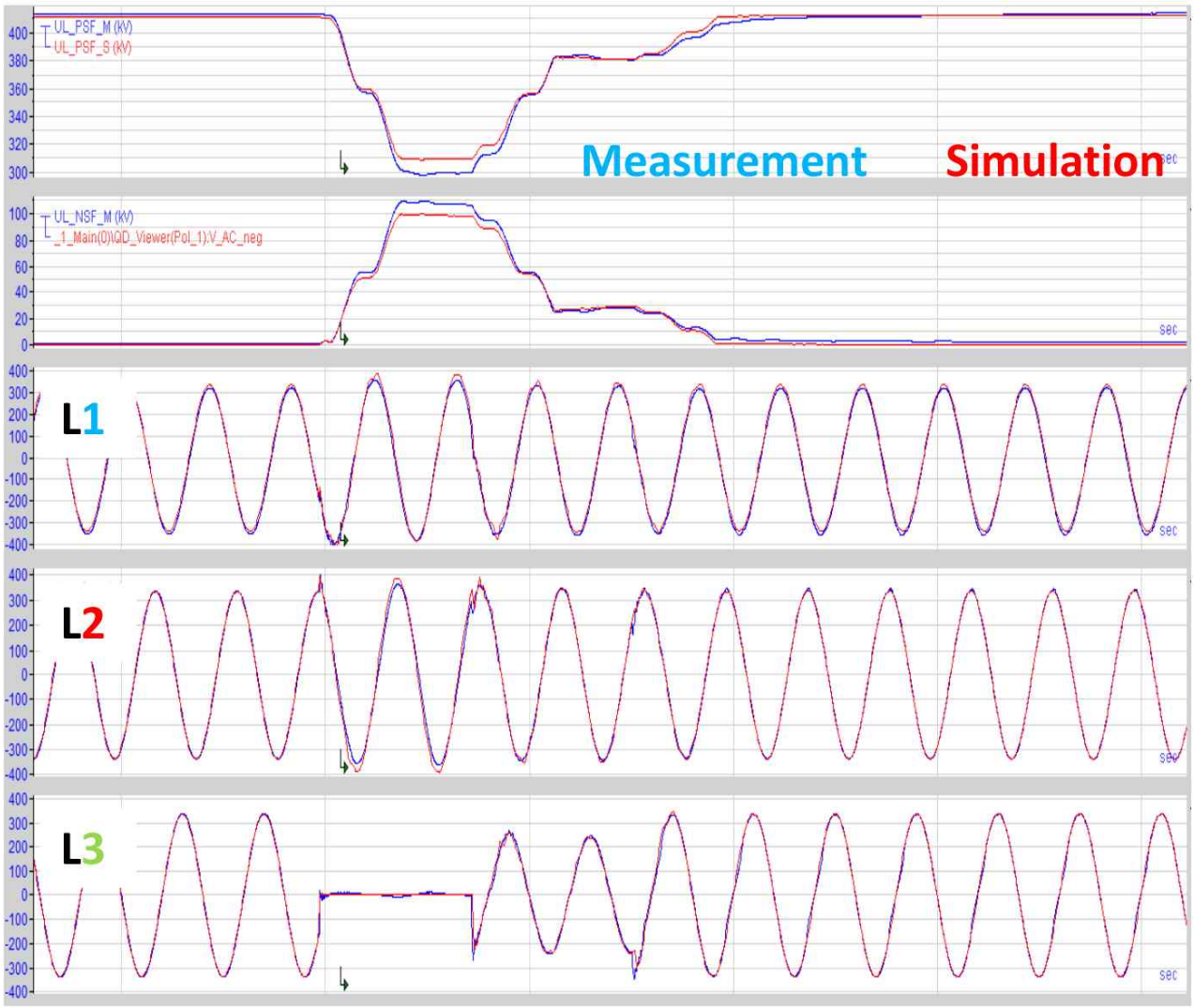


그림 43. 현장 측정과 EMT 결과의 전압 비교

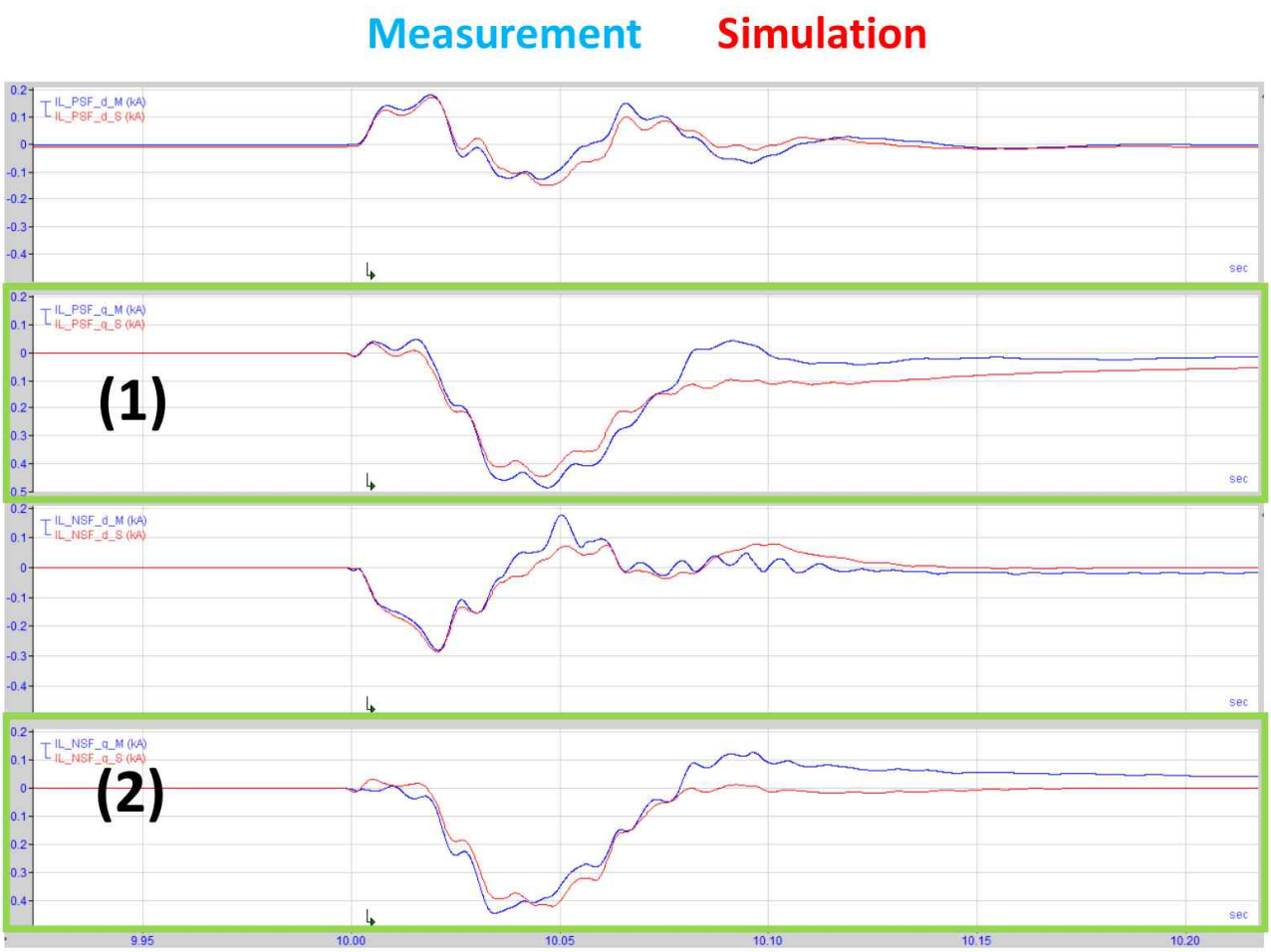


그림 44. 현장 측정과 EMT 결과의 대칭분 전류 비교

제조사 검증 절차와 운영 도구

고장을 재현하거나 설계단계에서 설비의 동특성을 검토할 때에는, 해석 목적에 맞추어 계통모델링의 수준과 범위를 정해야 한다. 외부 AC 계통의 상세한 동특성을 고려할 필요가 없는 경우에는, 이를 전압원과 임피던스로 구성한 Thevenin 등가로 표현할 수 있다. 반면 주변 설비의 제어와 보호동작이 해석 대상의 응답에 영향을 미치는 경우에는, 해당 설비와 계통조건을 포함한 상세 모델을 사용해야 한다. 검증 결과는 적용한 계통모델의 범위, 고장조건, 제어 및 보호설정을 바탕으로 평가해야 한다.

오프라인 EMT 해석과 실시간 모의시험은 이러한 검증을 위한 수단이다. 오프라인 해석에서는 다양한 계통조건과 고장에 대한 응답을 검토하고, 실제 제어 및 보호장치를 연계한 실시간 모의시험에서는 구현된 기능과 동작을 평가한다. 현장 측정자료는 모델의 응답을 실제 설비의 응답과 대조하여, 모델이 재현할 수 있는 범위를 확인하는 근거가 된다.

운영단계에서는 레플리카 제어기를 활용하여 제어기능을 시험하고 운영자를 교육한다. TransnetBW는 Bruchsal 기술센터에 Siemens Energy의 제어반을 사용하여 ULTRANET의 제어 및 감시시스템을 재현한 레플리카 제어기를 구축하였다. 이 설비는 새로운 기술의 시험과 운영자의 조작 및 운전절차 교육에 활용되며, 실제 송전설비와 별도의 환경에서 기능과 운전절차를 확인할 수 있도록 한다.

이처럼 설계 해석, 실시간 모의시험, 현장 측정과 레플리카 제어기를 활용한 시험은 확인 목적과 범위가 서로 다르다. 각 단계의 결과를 연계하면 초기 성능을 검증하고, 운영 중 제어기능이나 설정이 변경될 때에도 그 영향을 검토할 수 있다.

4) 결론 및 시사점

Full-bridge 기반 MTDC 시스템은 고장전류를 억제하는 방향의 전압을 합성하여 DC 고장전류를 신속하게 감소시킬 수 있다. Ultranet과 같은 구성에서는 이를 활용하여 별도의 DCCB 없이 DC 고장에 대응하며, 고장 중에도 변환기의 스위칭 제어를 유지하여 STATCOM 운전으로 AC 계통 전압을 지원할 수 있다.

이러한 기능을 실제 계통에서 활용하려면 고장전류 억제 이후의 구간 분리와 송전 복구까지 고려해야 한다. Ultranet 사례는 다단자 DC 개폐소의 구간 분리와 귀로 전환 설비, 가공선의 고장 특성을 반영한 자동 복구 절차, Hybrid OHL의 AC/DC 접촉 고장 보호대책을 함께 설계해야 함을 보여준다. 즉, Full-bridge 변환기의 고장 대응 능력을 관련 개폐설비와 제어 및 보호 절차에 연계해야 고장 영향을 제한하고 송전을 회복할 수 있다.

또한 GFM 단독운전 해석, STATCOM 현장 실증, 현장 사건의 EMT 재현 사례는 서로 다른 조건에서 변환기의 기능과 계통 응답을 확인하는 검증의 역할을 보여준다. 설계 단계의 모델링과 실시간 시험, 현장 운전자료를 이용한 모델 검증, 레플리카 제어기를 목적에 맞게 연계하면 초기 성능 확인부터 운전 중 기능 변경까지 검토할 수 있다. 따라서 Full-bridge 기반 MTDC 시스템의 안정적인 도입과 운영을 위해서는 변환기의 성능뿐 아니라 고장 분리와 복구 절차, 계통과의 상호작용을 함께 검증하는 체계가 중요하다.

표 3. Full-bridge 양극 MTDC의 주요 기능

항목	핵심 내용	적용조건과 검증 범위
Full-bridge 변환기	역극성 전압을 이용한 DC 고장전류 억제와 AC 전압 지원	DC 영전압에서도 스위칭 제어를 유지하는 경우 STATCOM 운전 가능
운전모드와 귀로 전환	Bipole, Monopole, Rigid bipole 구성에 따른 운전	DMR과 반대 극 도체의 건전성, 사용 가능 여부에 따라 귀로와 운전모드 결정
다단자 DC 개폐소	고장 구간 분리와 운전 경로 전환	변환기로 고장전류를 영점으로 제어한 뒤 구간 분리, 중성점 이중 모선과 정비 구획 고려
DC 고장 복구	전류 영점 형성, 소호 대기 이후 DC 전압과 송전전력 회복	가공선 일시고장 모의사례를 대상으로 복구와 재시도 조건 확인
AC/DC 계통 간 고장	변환기 블로킹과 AC, DC 보호협조	AC 선로와 DC 도체의 접촉 고장을 고려하고 DC 선로 자동복구 중단
GFM 단독운전	Petkum 지역 AC 모선의 전압 형성과 전력수지 제어	해상풍력 연계 3개와 Station C가 접속한 지역 AC망의 모의해석 결과
STATCOM 실제 운전	Q(U) 제어와 불평형 고장 시 전류를 통한 전압 지원	Philippsburg의 실제 운전 통계와 특정 단상 지락 사건에서 응답 확인
현장 사건의 EMT 재현	측정 전압과 전류를 EMT 해석 결과와 비교	해당 사건의 전류 응답은 대체로 일치하나, 잔류전압과 재폐로 과정의 전압에는 차이가 남음

제 3 절 GFM 기술 및 기술 동향

1) 송전계통에서의 GFM 확대 및 기술 과제

GFM(Grid-Forming) 제어는 임피던스 뒤의 내부 전압원으로 동작해 계통의 전압과 주파수 형성에 기여한다. 계통 전압에 외란이 발생하면 내부 전압의 급격한 변화를 억제하며, 내부 전압과 계통 전압의 차이에 따라 전류가 빠르게 변한다. 따라서 내부 전압의 변화가 상대적으로 느리더라도 초기 전류 응답은 빠르게 나타날 수 있다. 반면 GFL(Grid-Following) 제어는 전류 지령을 추종하도록 내부 전압을 조정한다. 이러한 제어방식의 차이를 바탕으로 외란 초기의 응답을 비교하고, 전류제한이 동작한 이후의 성능과 계통지원을 지속할 수 있는 범위를 함께 평가해야 한다.

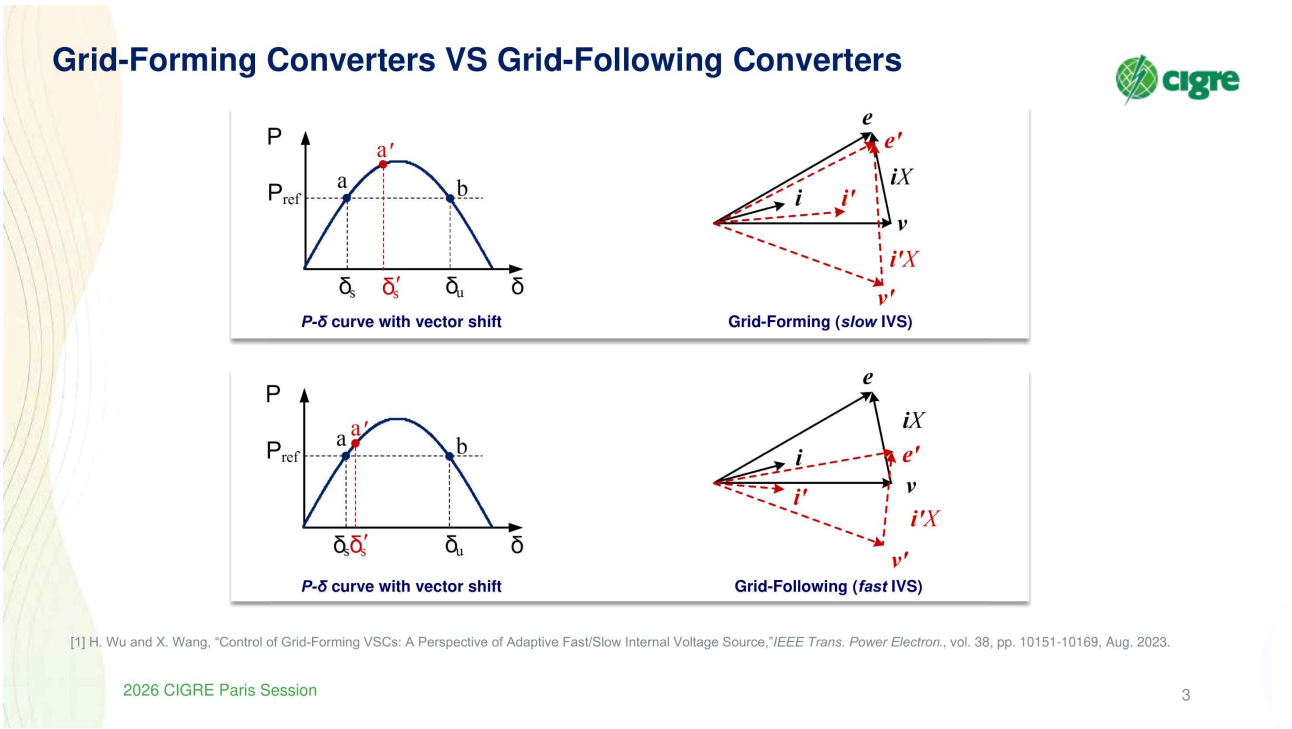


그림 45 GFM·GFL의 내부 전압 조정과 초기 전류 응답

그림 45는 계통 전압의 위상 변화에 따른 두 제어방식의 응답을 비교한다. GFM에서는 내부 전압 벡터를 유지하는 동안 전류 벡터가 변하고, GFL에서는 전류를 유지하도록 내부 전압 벡터가 변한다. GFL은 PLL(Phase-locked Loop)이 추정한 계통 위상을 추종하며, GFM은 자체 내부 전압의 위상을 형성하고 계통과의 전력 교환에 따라 동기화한다.

전류제한이 동작하기 전에는 계통 전압의 크기나 위상 변화에 따른 내부 전압과의 전압차가 전류의 과도응답을 결정한다. 이 전류 응답은 고장 검출 후 무효전류 지령을 변경하는 제어와 달리, 무효전류 지령이 갱신되기 전에도 나타난다. 고장 제거 후 전압 회복 시에도 내부 전압과 계통 전압의 차이에 따른 전류 응답이 발생한다. 전류 한계에 도달하면 제한기가 동작하므로, 고장 중 전류 공급과 고장 제거 후 전압 회복은 제한기의 진입 및 해제 동작을 포함하여 평가해야 한다.

감쇠 성능 평가의 중요성 및 관성 평가의 한계

GFM의 계통지원 성능을 평가할 때에는 외란 직후의 빠른 전류 응답뿐 아니라, 고장 후 발생하는 전압 진동을 감쇠시키는 성능도 함께 검토해야 한다. 그림 46은 전류형 HVDC(Line-commutated Converter HVDC, LCC-HVDC)가 연계된 계통에서 동기조상기와 GFM 방식의 E-STATCOM을 적용했을 때의 고장 후 전압 응답을 비교한다. 270 Mvar 동기조상기를 적용한 경우에는 모의시각 16.75 s에 고장을 제거한 뒤에도 약 2.5 Hz의 진동이 지속되었으며, 두 관측 지점의 전압 파형인 그림 46(a)와 (c)에서 반복적인 전압강하가 나타났다. 반면 동기조상기를 200 Mvar E-STATCOM으로 대체한 경우에는 그림 46(b)와 (d)에서 고장 후 전압 진동이 감쇠되어 안정되는 응답을 보였다. 이 비교는 해당 계통조건에서 무효전력 정격이 더 작은 E-STATCOM을 적용하더라도 진동을 억제할 수 있음을 보여준다. 따라서 계통지원 설비의 감쇠 성능은 무효전력 정격만으로 판단하기보다 제어 특성과 주변 계통의 상호작용을 함께 고려하여 평가해야 한다.

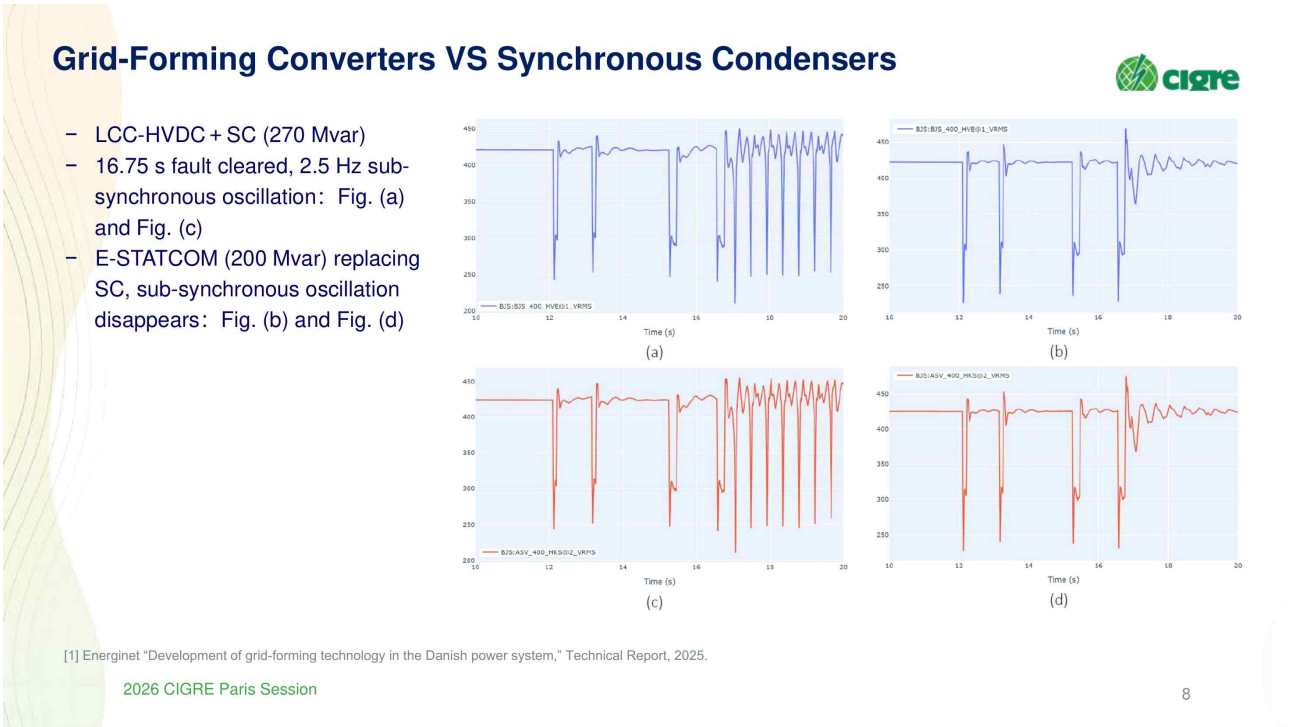


그림 46 동기조상기와 E-STATCOM의 2.5 Hz 진동 감쇠 비교

GFM의 관성 응답을 평가할 때에는 측정된 유효전력 변화에 포함된 여러 제어 응답을 구분해야 한다. RoCoF 기반 시험에서는 관성, 감쇠, 드룹과 위상 변화에 따른 전력 응답이 함께 나타나므로, 전체 유효전력 변화를 관성 응답으로 간주하면 평가 결과가 달라질 수 있다. 그림 47의 사례에서도 추정 관성값은 일정한 기준값과 차이를 보이며 시간에 따라 변동하였다. 따라서 관성 성능을 판단할 때에는 추정값뿐 아니라 시험조건, 평가방법과 다른 제어 응답의 영향을 함께 확인해야 한다.

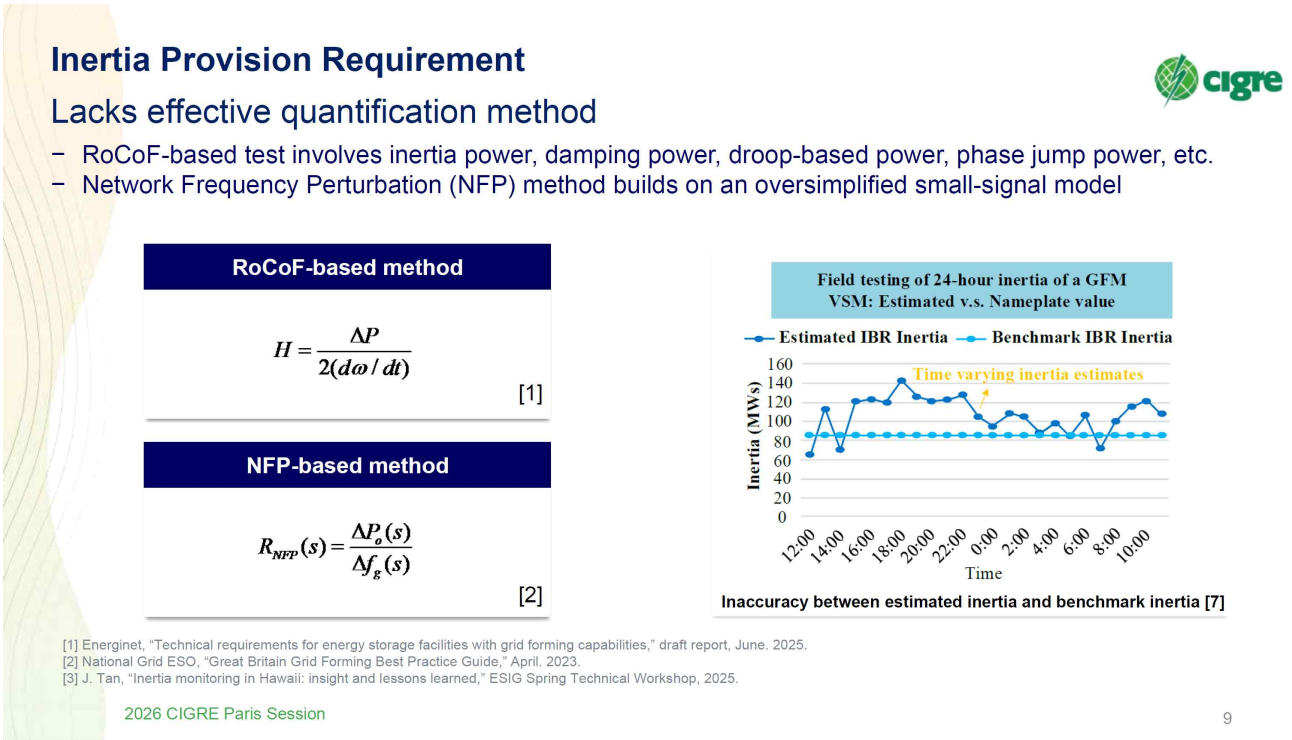


그림 47 관성 응답의 평가와 해석상 주의점

2) 슈퍼커패시터를 결합한 E-STATCOM의 설계와 실계통 성능

초기 전압원 응답에 필요한 유효전력을 지속하려면 에너지 공급수단이 필요하다. E-STATCOM은 정지형 동기보상기(Static Synchronous Compensator, STATCOM)에 단시간 저장장치를 결합하여 전압 지원과 유효전력 응답을 함께 제공한다. 독일 Mehrum 설비는 400 kV, 50 Hz 계통에 연결된 300 MVA 장치로, 무효전력 정격은 ±300 Mvar, 최대 유효전력은 ±200 MW이다. 200 MW 출력의 지속시간은 방전 1.0 s, 충전 0.6 s이다. 외란 초기의 전력 공급과 흡수가 목적이므로 장시간 공급용 배터리 에너지저장시스템(Battery Energy Storage System, BESS)과 구분해야 한다.

제어기가 모의하는 운동에너지는 6,000 MWs이고 300 MVA 기준 가속시간상수는 40 s이다. 50 Hz 계통에서 RoCoF가 2 Hz/s이면 이상적인 관성전력의 크기는 $2\times6000\times2/50=480$ *MW*로 계산되어 실제 출력 한계 200 MW를 초과한다. RoCoF가 0.2 Hz/s이면 같은 계산에서 48 MW이다. 그림 48의 주파수 상승 해석에서는 흡수전력이 출력 한계에 먼저 도달하고 추가로 흡수할 수 있는 에너지 여유가 소진되면 감소한다. 따라서 모의 운동에너지와 물리적으로 제공 가능한 출력 및 에너지를 함께 제시해야 한다.

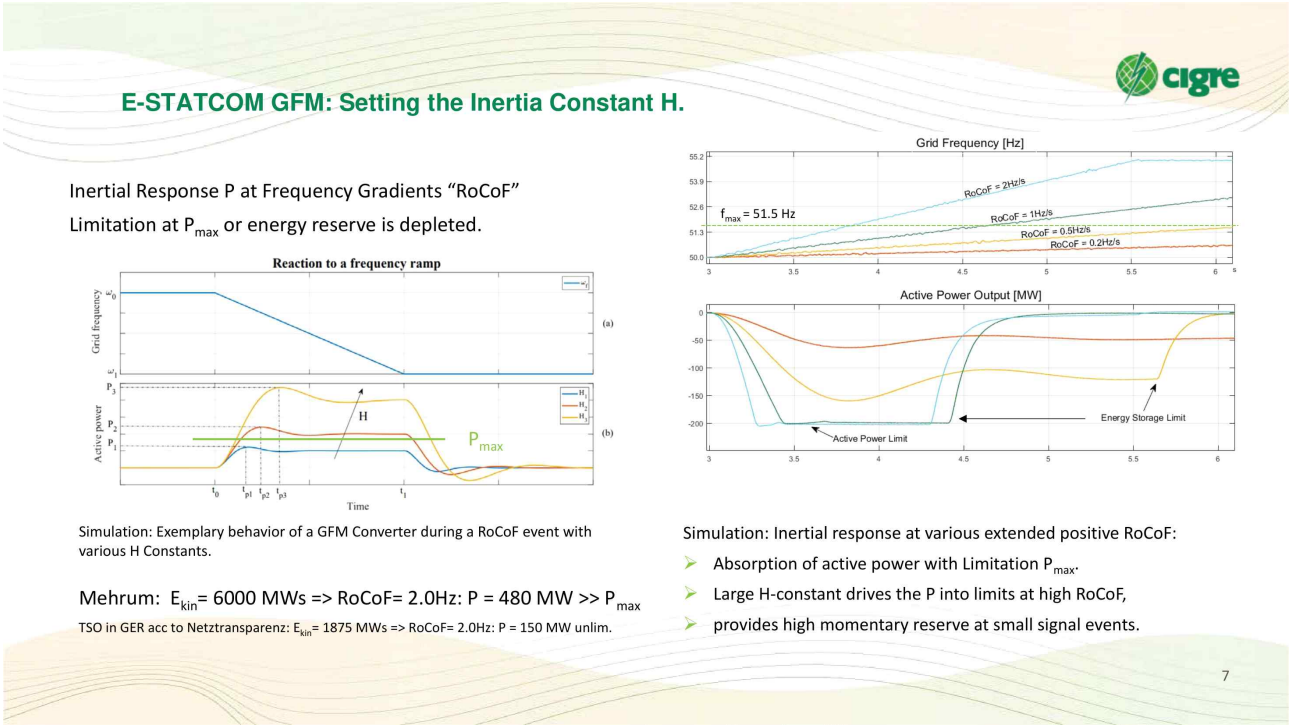


그림 48. E-STATCOM의 RoCoF 응답과 출력, 에너지 한계

저장장치 설계에는 RoCoF가 큰 사건에서 요구되는 최대 출력과 에너지, 작은 외란에 따른 반복 충방전을 모두 반영한다. 작은 위상 변화와 주파수 변동도 누적되면 저장장치 수명에 영향을 준다. 저장장치를 분리한 GFM STATCOM에서도 초기 전류 응답은 나타나지만, 지속적인 관성전력을 공급할 수 있는 에너지는 제한된다. 수명 말기의 슈퍼커패시터는 초기와 유사한 출력에 도달하더라도 가용에너지 감소로 출력 지속시간이 짧아진다.

지락 사건과 HVDC 출력 변경에서 확인된 응답

Mehrum E-STATCOM은 2025년 12월 상용운전을 시작하였다. 같은 달 28일 Mecklar - Vieselbach 400 kV 선로에서 L2 지락이 발생하고 자동재폐로가 실패하였으며, 설비는 고장 전 약 415 kV에서 유도성 무효전력 220 Mvar를 흡수하고 있었다. 고장 직후 유도성 무효전력은 약 30 Mvar 감소하였고, 위상 변화에 따른 유효전력은 약 −7.5 MW까지 변하였다. 이 기록은 소비를 양으로 표시하므로 음의 유효전력은 계통으로의 주입을 뜻한다. 정상상태 소비전력 약 2.5 MW에는 변전소 손실이 포함된다.

같은 지락 사건에서 인근 Würgassen의 플라이휠 결합 동기조상기도 유사한 초기 유효전력과 무효전력 응답을 보였다. E-STATCOM의 모의 운동에너지는 6 GWs, 동기조상기의 운동에너지는 4 GWs이며 두 설비의 접속 위치도 다르다. 따라서 이 기록은 서로 다른 접속점에서 관측한 사건 응답의 비교이며, 장치만 교체한 동일 조건 시험이나 고장 후 진동 차이의 원인을 분리한 검증으로 해석해서는 안 된다.

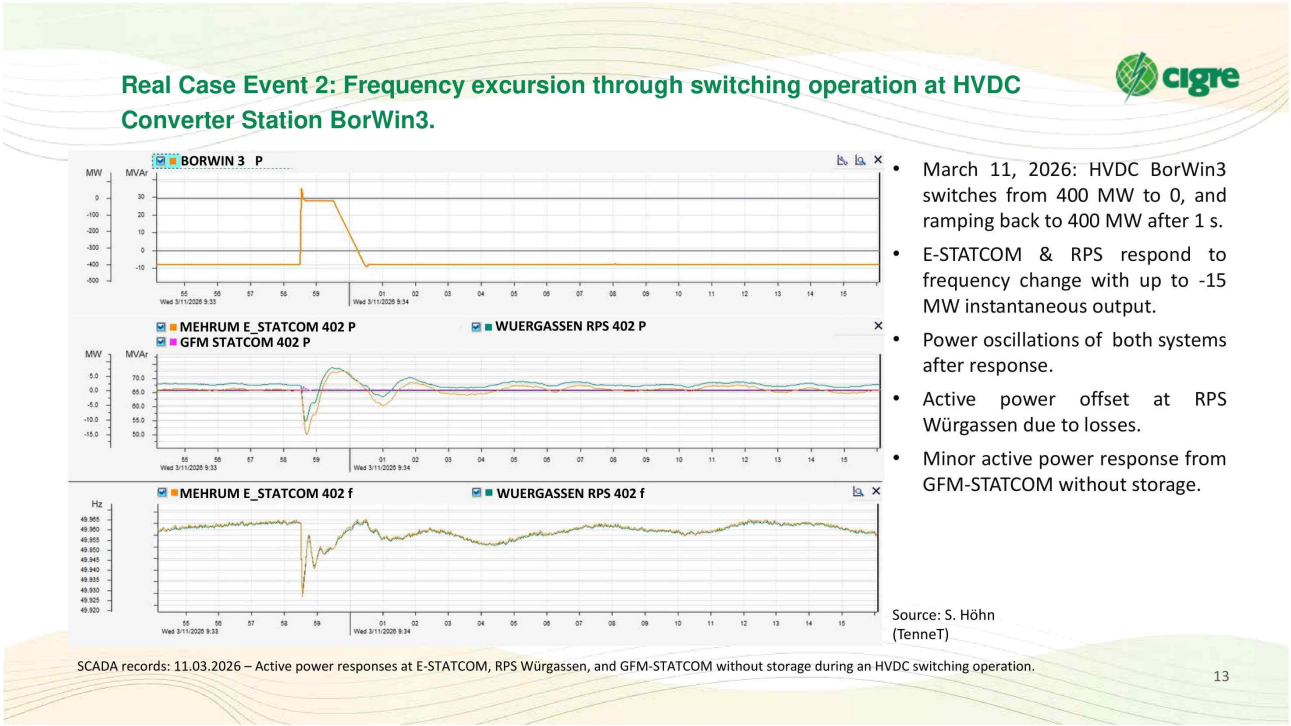


그림 49. BorWin3 출력 변경에 대한 현장 유효전력 응답

2026년 3월 11일 BorWin3 시험에서는 송전전력을 400 MW에서 0으로 낮추고 1 s 후 400 MW를 목표로 출력 회복 Ramp를 시작하였다. 그림 49에서 E-STATCOM과 동기조상기는 주파수 변화 직후 최대 약 −15 MW의 유효전력 응답을 보였고, 저장장치 없는 GFM STATCOM의 응답은 작았다. 이 현장 결과는 단시간 저장에너지가 관성전력 공급에 기여함을 보여준다. 해당 사건을 이용한 제어·모델 검증과 최대 RoCoF 설계조건의 성능 검증은 적용 범위가 다르다.

3) 2단자 HVDC의 SGFM 및 C-SGFM과 주회로 설계

2단자 HVDC의 GFM 응답에는 DC 링크의 저장에너지와 상대 AC 계통의 전력 공급이 함께 관여한다. 유효전력 제어단이 AC 계통에 추가 전력을 공급하면 DC 측 에너지가 감소한다. DC 전압 제어단은 이 전압 변화를 보상하기 위해 상대 AC 계통으로부터 DC 측으로 전력을 공급받는다. 따라서 한 단자의 관성 응답을 평가하려면 DC 전압 제어기의 응답속도, 링크의 저장에너지 및 상대 AC 계통의 동적 전력 공급능력을 함께 고려해야 한다.

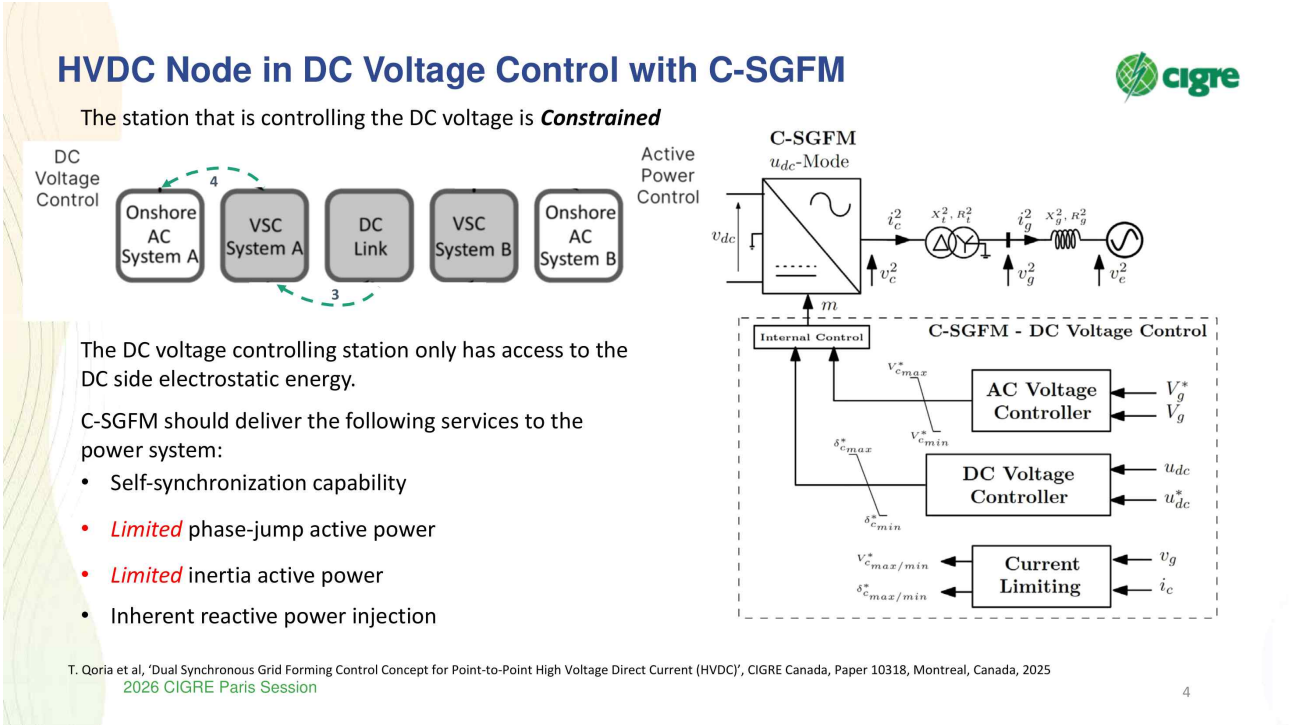


그림 50. DC 전압 제어단의 C-SGFM 구조

유효전력 제어단의 동기형 GFM 제어(Synchronous Grid-forming, SGFM)는 자기동기화, 위상 변화에 따른 유효전력, 관성전력과 전압 변화에 따른 무효전력 응답을 제공한다. DC 전압 제어단은 계통지원과 동시에 DC 전압을 유지해야 한다. 그림 50의 제약형 SGFM(Constrained SGFM, C-SGFM)은 자기동기화와 고유 무효전력 응답을 유지하되, 위상 변화와 관성에 따른 유효전력 응답을 가용 DC 저장에너지와 DC 전압 유지 조건 안에서 제공한다.

DC 전압 제어단이 접속된 AC 계통에 추가 전력을 공급하면 DC 에너지가 감소하므로, DC 전압 복구와 추가 출력 유지가 상충한다. 양단 전력 지령을 협조하면 상대단의 공급전력을 조정하여 DC 전압 제어단의 추가 유효전력 공급 여유를 늘릴 수 있다. 이와 같이 단자별 제어기능과 에너지 공급경로에 따른 제약이 있으므로 두 단자에 동일한 관성 응답을 요구하기 어렵다. HVDC의 GFM 요구사항에는 양단의 주 제어기능과 에너지 공급경로를 명시해야 한다.

사건 응답과 DC 전압 운전범위

단락비(Short-circuit Ratio, SCR) 16의 위상 변화 해석에서 SGFM 단자는 외란 직후 유효전력을 공급하고, DC 전압 저하에 응답하여 상대단이 DC 측에 전력을 추가로 공급한다. C-SGFM 단자에 외란을 인가하면 초기 유효전력 응답이 나타나지만 DC 전압 유지 동작에 의해 곧 제한된다. SCR 1.9의 3상 고장 해석에서는 두 방식 모두 고장 후 출력을 회복하였다. 이 회복과정에는 컨버터의 빠른 제어가 개입하므로 동기기의 Swing equation만으로 출력 회복과정 전체를 설명하기 어렵다.

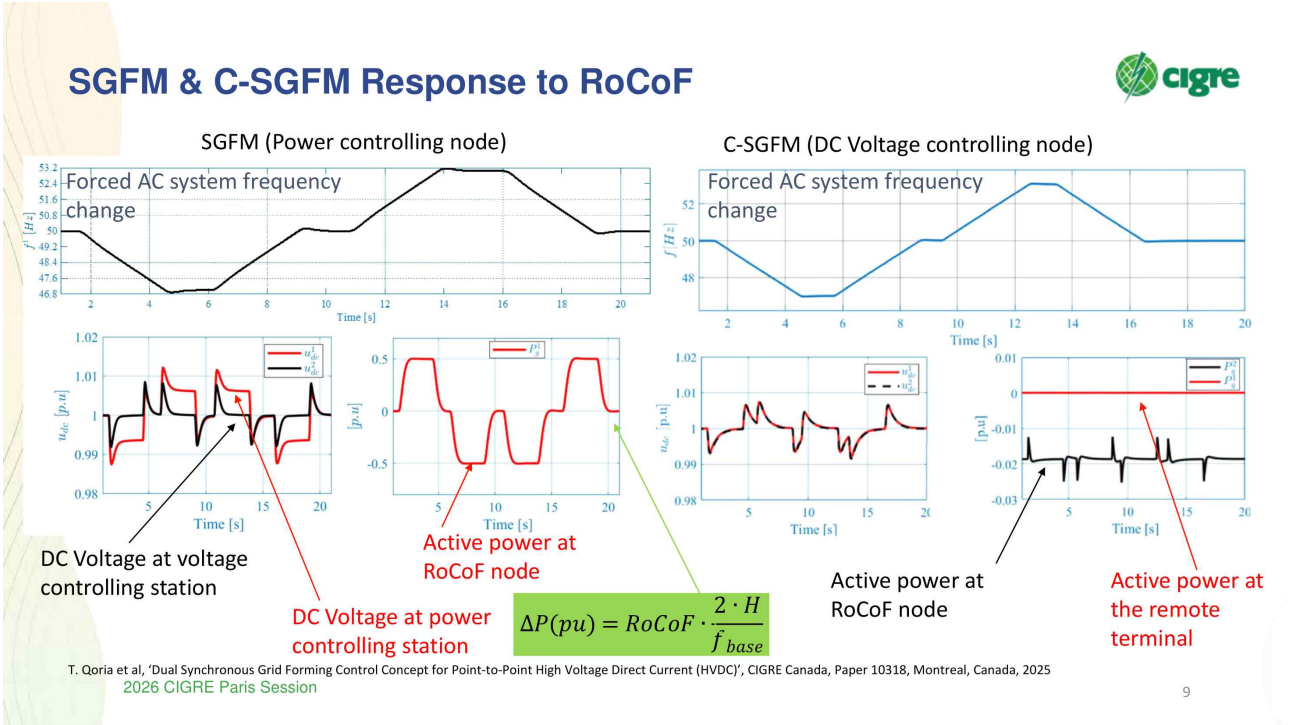


그림 51. SGFM과 C-SGFM 단자의 RoCoF 응답 비교

그림 51의 RoCoF 해석에서 SGFM 단자는 주파수 Ramp 동안 추가 출력을 유지하는 반면, C-SGFM 단자의 출력 변화는 작고 과도적이다. 측정 출력에는 관성 응답 외에 감쇠 응답도 포함될 수 있으므로, 관성상수 H와 함께 외란 인가 단자, 주파수 파형, 양단 출력 및 DC 전압을 제시해야 한다. 좌우 그래프의 전력 축 범위가 다르므로 응답 크기는 각 축에 표시된 값으로 비교해야 한다.

DC 링크에서 더 많은 에너지를 추출하려면 더 큰 DC 전압 저하를 허용해야 한다. 높은 송전출력에서는 DC 전압이 낮아질수록 같은 전력을 전달하는 데 필요한 밸브 전류가 증가하여 전류한계에 도달한다. 송전출력이 낮은 조건에서는 AC 전압과 DC 전압의 관계를 나타내는 Voltage factor가 운전범위를 제한한다. 따라서 GFM 응답 확대는 DC 전압 허용범위뿐 아니라 컨버터와 변압기의 정격과 보호 여유의 재검토로 이어질 수 있다.

4) 기존 GFM HVDC 운영 경험과 계통 요구사항의 조정

이러한 단자별 제약은 실제 HVDC의 요구사항에도 반영되어야 한다. GFM HVDC는 약계통 접속과 독립계통 운전에 상용 적용되어 왔다. Zambezi Link는 300 MW, 350 kV 설비로 정상운전 시 SCR이 0.8 미만인 조건과 선로사고 후 양단 독립운전을 고려하였다. Mackinac, Maritime과 Kriegers Flak도 약한 AC 계통을 대상으로 GFM을 적용하였다. 이들 사례의 성능 요건은 접속점의 전압과 주파수 유지 성능을 중심으로 정해졌다.

모듈형 다레벨 컨버터(Modular Multilevel Converter, MMC) 기반 HVDC는 내부 저장에너지가 제한되므로, 큰 외란에서는 서브모듈 전압과 내부 에너지 균형이 AC 측 응답에 영향을 준다. DC 측을 이상적인 전압원으로 단순화하고 AC 전류 한계만 평가하면 내부 에너지 제약을 반영하지 못할 수 있다. 또한 관성을 크게 설정하여 내부 전압 위상의 변화를 늦추면 전력 지령 추종과 고장 후 출력 회복도 느려질 수 있다. 관성 요구는 고장 시 운전 유지(Fault

Ride-through, FRT), 출력 회복시간과 비상 전력제어(Emergency Power Control, EPC)에 맞추어 조정해야 한다.

표 4. HVDC 요구사항 간 조정 항목

요구사항	요구사항이 상충할 수 있는 조건	설계 시 확인할 사항
관성, 고장 후 출력 회복, EPC	관성 증대에 따른 위상 응답 지연이 전력 지령 추종 및 출력 회복 요구와 상충	관성 설정, 출력 회복시간, EPC 우선순위 간 조정
DC 전압 제어, 독립계통 운전	GFL 자원만 있는 독립계통에는 별도 전압, 주파수 기준 필요	HVDC, BESS 등 자원별 V-f와 DC 전압 제어의 역할 배분
양단에 동일한 관성·위상 변화 응답 요구	DC 전압 유지와 AC 측 추가 유효전력 공급의 상충	상대 AC 계통의 공급 여유와 양단 전력 지령 협조
P/Q 비결합	전압원 기반 제어의 유효전력과 무효전력의 결합	허용 결합 범위와 실제 계통지원 성능

발전원이 100% 인버터 기반 자원(Inverter-based Resource, IBR)으로 구성된 독립계통에서는 HVDC 또는 다른 GFM 자원이 전압과 주파수 기준을 제공해야 한다. BESS와 역할을 분담할 수 있지만 풍력과 태양광에 예비력을 요구하면 최대전력점 추종(Maximum Power Point Tracking, MPPT) 운전 제한에 따른 경제적 영향이 발생할 수 있다. P-Vdc Droop과 양측 포트의 GFM 제어도 대안이나, 적용 시 전력 지령 추종과 에너지 균형을 함께 검증해야 한다. 요구사항의 우선순위는 제작사(Original Equipment Manufacturer, OEM)와 송전계통 운영자(Transmission System Operator, TSO)가 계통의 필요 성능과 설비의 물리적 한계를 바탕으로 정해야 한다.

5) 서해안 에너지고속도로 ±525 kV 2 GW GFM HVDC

국내 서해안 에너지고속도로용 HVDC는 재생에너지 밀집지역의 전력을 수도권으로 송전하고 혼잡과 사고 후 과부하를 완화하기 위한 설비이다. 수도권의 높은 단락전류와 서해안의 낮은 계통강도를 함께 고려한다. 양주 ±120 kV, 200 MW 백투백(Back-to-back, BTB) HVDC는 2025년 상용운전을 시작했으며, 단락전류 수준을 50 kA 미만으로 낮추고 전력조류와 동적 무효전력을 제어한 사례이다. 후속 ±525 kV, 2 GW 설비는 2027년 개발완료와 2030년 첫 사업 시운전을 목표로 한다. 이하의 성능은 전자기 과도현상(Electromagnetic Transients, EMT) 해석 결과이며 실제 2 GW 설비의 운전 실적과 구분해야 한다.

2 GW 양극 해석모델에서는 Station 1이 DC 전압을 제어하고 Station 2가 가상 동기기(Virtual Synchronous Machine, VSM)와 P-f 및 Q-V Droop으로 GFM 기능을 구현하였다. 평가체계는 InterOPERA의 필수기능, 선택기능과 외란 견딤 능력(Withstand capability) 등 12개 항목을 기준으로 하였다. 이 가운데 위상 변화, RoCoF, SCR 변화, 감쇠, Black start와 전압불평형 응답이 제시되었으며, 이 결과를 12개 항목 전체의 검증 완료로 확대해서는 안 된다.

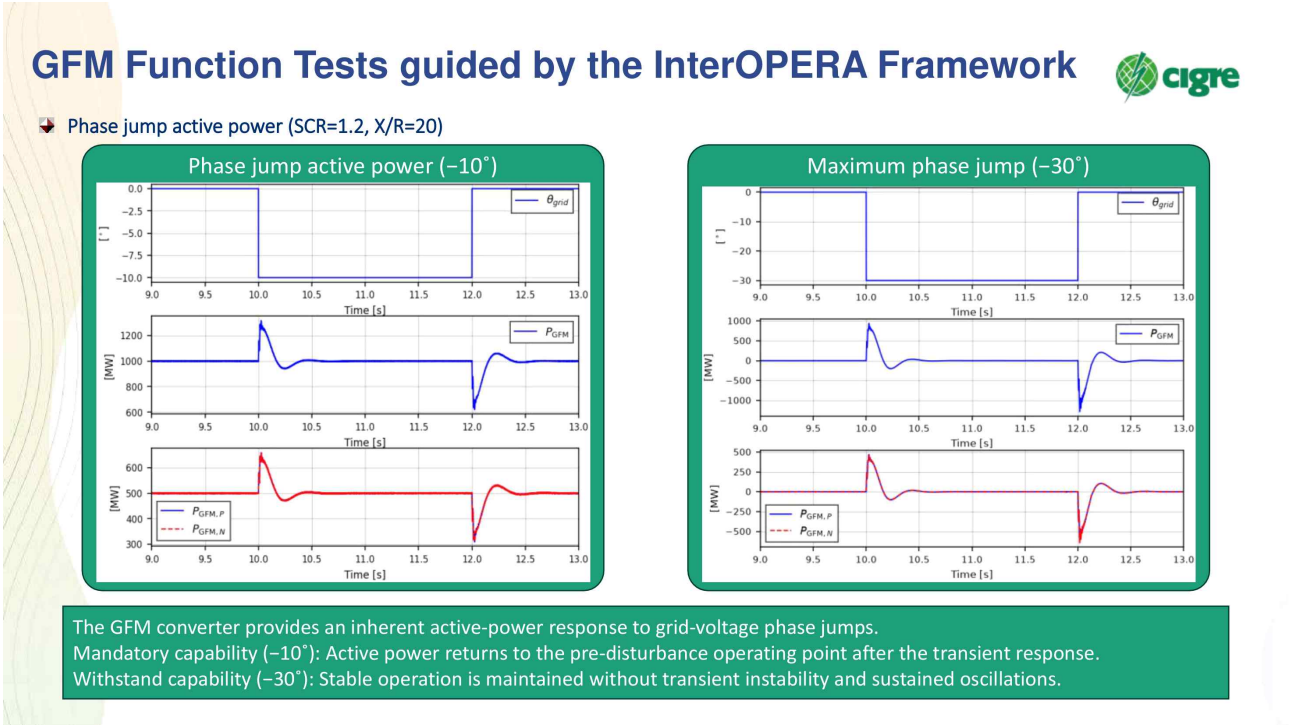


그림 52. SCR 1.2에서 −10°, −30° 위상 변화에 대한 응답

SCR 1.2, X/R 20에서 −10° 위상 변화 후 출력은 초기 운전점으로 복귀하였고, −30° 시험에서도 지속 진동 없이 안정된 응답을 보였다. 그림 52의 초기 총출력은 각각 1,000 MW와 0 MW로 서로 다르다. RoCoF 기본시험은 −1 Hz/s를 1 s 인가하며, Withstand 시험은 −5 Hz/s를 0.25 s, −2.5 Hz/s를 0.5 s, −1.25 Hz/s를 2 s 동안 각각 인가한다. 출력에는 주파수 편차에 따른 Droop 성분과 RoCoF에 따른 관성 성분이 함께 나타나며, 기본시험과 Withstand 시험의 초기출력도 다르다.

계통강도와 운전점에 따른 안정도 및 복구 성능

SCR을 5에서 4, 3, 2, 1.2로 단계적으로 낮춘 EMT 해석에서 유효전력과 단자 전압은 안정적으로 제어되었다. 계통강도가 낮아질수록 과도 변동과 무효전력 요구가 증가하였지만 응답은 발산하지 않았다. 별도의 감쇠 평가는 컨버터 임피던스 행렬의 Hermitian 부분에 대한 최소 고유값을 Passivity index로 사용하였다. 그림 53에서 P = 0 pu와 P = 1 pu 모두 주로 5~45 Hz에서 양의 지표를 보였고, 기본주파수 부근에는 비수동성 구간이 나타났다.

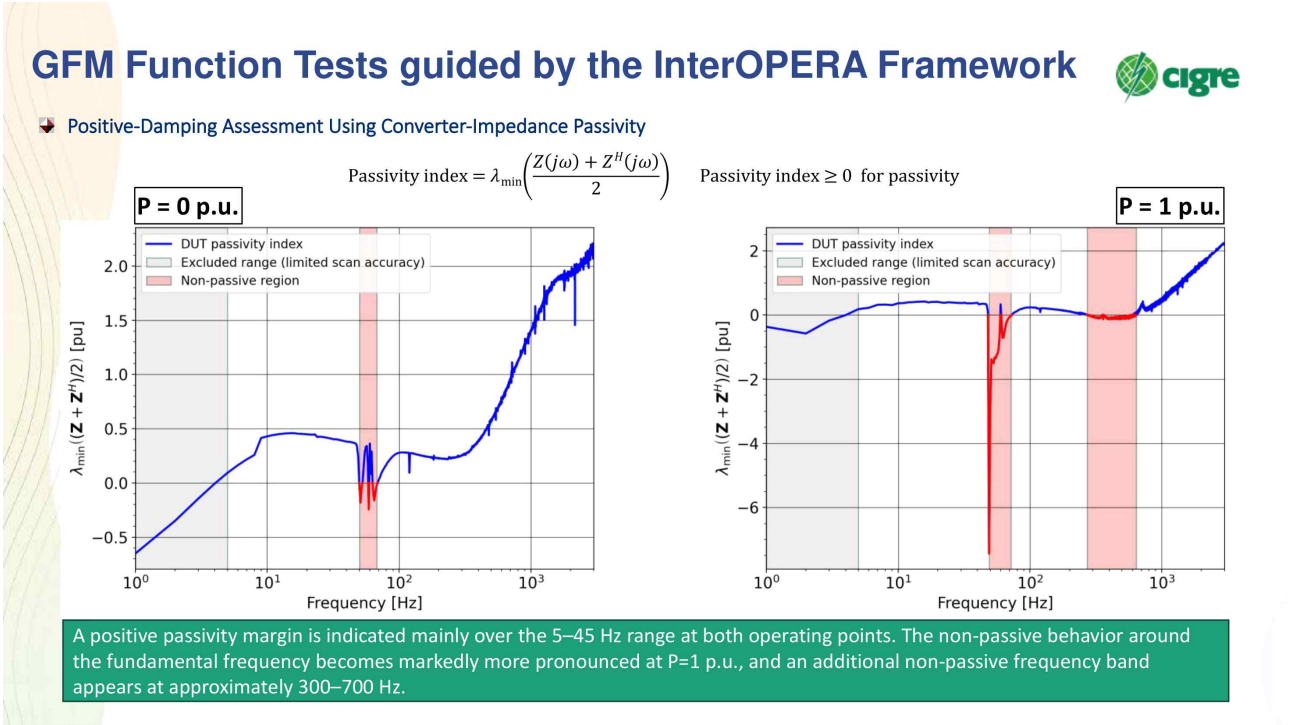


그림 53. 출력 운전점에 따른 컨버터 임피던스의 Passivity index

P = 1 pu에서는 기본주파수 부근의 Passivity index의 음의 값이 절댓값 기준으로 더 커졌고, 약 300~700 Hz에 추가 비수동성 대역이 형성되었다. 회색 영역은 주파수 스캔의 정확도 한계로 평가에서 제외되었다. 이 결과는 감쇠 특성이 운전점과 주파수에 의존함을 보여준다. 비수동성 대역의 실제 안정도 영향은 연결 계통의 임피던스와 함께 평가해야 하며, SCR 변화 시험에서의 안정 응답만으로 전 주파수 대역의 안정성을 판정할 수 없다.

Black start 해석은 SCR 1.2, X/R 20 조건을 사용하고 3 s에 1,750 MW, 500 Mvar 부하를 투입하였다. 전압은 1 pu로 회복되었으며, 주파수는 P - f Droop에 따라 약 57.5 Hz에 정착하였다. 이 시험에서는 부하 공급과 전압 형성이 나타났으나, 60 Hz로의 복귀까지 평가하지는 않았다. 전압불평형 시험은 SCR 3, X/R 20에서 A상 전압을 0.5 pu로 0.1 s 낮춘 조건이며, 전압강하 중 GFM의 전압불평형률이 GFL보다 다소 낮았다. 후속 검증은 실제 2 GW 양극 제어기를 사용하는 하드웨어 연계시험(Hardware-in-the-loop, HIL)으로 계획되었다.

6) GFM BESS의 시험 방법과 Ejina 적용 사례

모의해석에서 확인한 GFM 기능이 실제 설비에서도 구현되는지 확인하려면 검증수단별 범위를 구분해야 한다. GFM BESS의 검증은 단위장치 설계와 형식시험, 모델 검증, 발전소 통합해석, 시운전, 운전 중 감시와 주기시험으로 구성된다. 실제 제어기를 모의계통에 연결하는 HIL은 제어 동작을 검증하지만 주회로의 전력 공급능력과 실제 계측 및 지연 특성까지 모두 확인하지는 못한다. 시험전원과 이동형 시험차량에도 계통조건과 장치 간 상호작용 재현의 제약이 있다. 실제 계통 시험은 현장 응답을 확인하는 대신 계통 위험과 운전점, 준비기간의 제한을 받는다.

전력 하드웨어 연계시험(Power Hardware-in-the-loop, PHIL)은 고출력 시험전원, 시험대상 전력변환장치(Power Conversion System, PCS), 배터리 모의장치와 실시간 디지털 시뮬레이터

(Real Time Digital Simulator, RTDS)를 결합한다. 모의계통의 전압을 실제 PCS 단자에 인가하고 측정 응답을 계통모델에 되돌려 전력장치와 계통의 상호작용을 폐루프로 시험한다. 평가 대상에는 단위장치의 위상 변화와 Black start뿐 아니라 발전소 수준의 독립운전 전환 및 고장 응답도 포함된다.

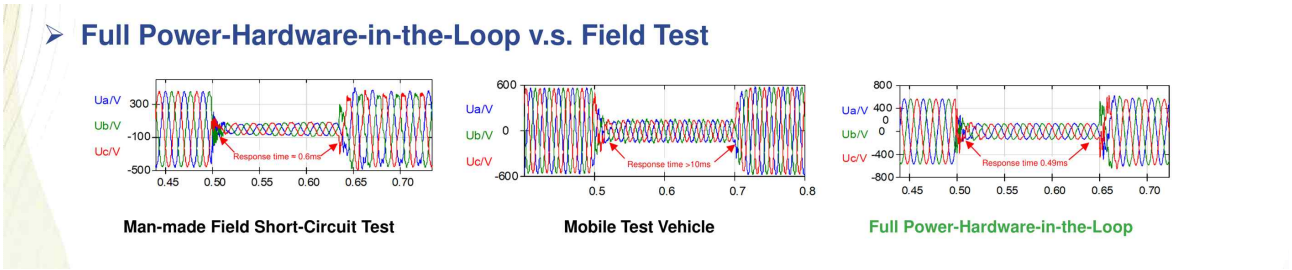


그림 54. 실계통 단락, 이동형 시험차량, PHIL의 고장 전압 재현 비교

그림 54의 고장 전압 파형에는 인위적 실계통 단락 약 0.6 ms, 이동형 시험차량 10 ms 초과, PHIL 0.49 ms의 Response time이 표기되어 있다. 이 비교에서 PHIL이 재현한 전압변화는 실계통 단락에 가까웠다. 다만 세 시험의 전압 축과 시험환경이 다르고 응답시간 판정법도 상세히 제시되지 않아, 이 수치를 PCS 자체의 고유 응답속도로 사용할 수는 없다. PHIL은 현장에서 구현하기 어려운 시험조건을 사전에 재현하는 데 사용된다.

Ejina의 독립운전과 계층제어

Ejina 지역계통은 외부망과 약 442 km 단회선 가공송전선으로 연결되며, 지역 발전은 모두 GFL 방식의 재생에너지이다. 연계선 탈락 시 지역에 전압, 주파수 기준을 제공할 전원이 없어 정전이 반복되었다. 이를 해결하기 위해 25 MW/25 MWh GFM BESS와 지역 제어체계를 도입하였다. 그림 55의 BESS는 연계선 개방 후 지역망의 전압, 주파수를 형성하여 기존 GFL 풍력, 태양광의 독립운전 기반을 제공한다.

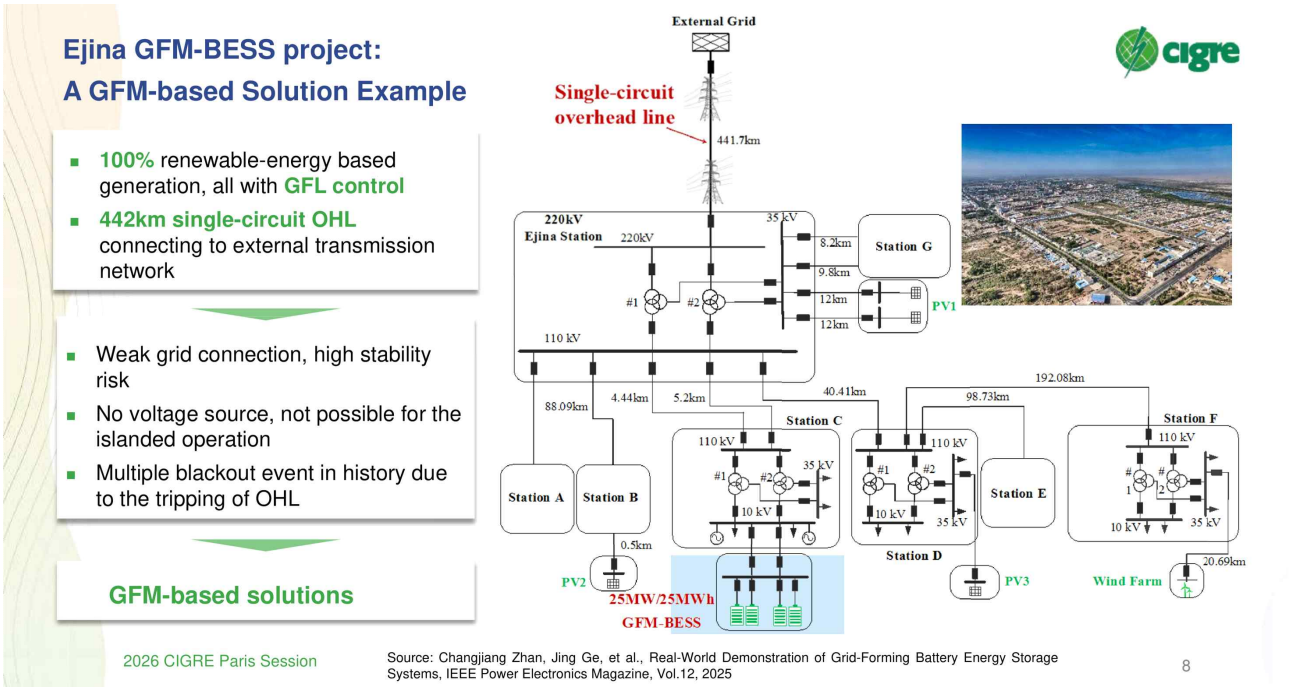


그림 55. Ejina 지역계통과 GFM BESS의 접속 위치

Ejina에서는 빠른 전압 형성과 지역망의 전력 및 에너지 관리를 계층별로 분담하였다. 로컬 GFM 제어는 정상 운전과 고장 중 전압원 응답을 구현하고, 고속 협조제어는 2차 주파수 및 전압 제어, Black start와 운전모드 전환을 담당한다. 고속 안정도제어는 비상 전압 및 주파수 제어, 고주파수 발전기 차단, 저주파수 부하차단과 능동적 계통 분리를 수행한다. 에너지관리시스템(Energy Management System, EMS)은 배터리 충전상태(State of Charge, SOC), 재생에너지 이용률과 경제운전을 관리한다.

Ejina의 시험은 관성 응답, 위상 변화, 단락, 일시 과전압, 진동 감쇠, 모드 전환과 Black start를 대상으로 하였다. Black start에서는 BESS를 무전압 계통의 기동전원으로 사용하여 220 kV, 110 kV, 35 kV와 10 kV 지역망을 복구하고 외부망 복구 후 재동기화하는 기능을 평가하였다. 이 사례는 GFM의 전압 형성과 계층별 협조제어를 결합한 계통 복구을 보여준다. 다만 개별 시험 파형을 모든 운전점의 복구 성능이나 계통 전체 복구시간으로 일반화할 수는 없다.

7) 기존 GFL 설비의 계통지원 능력 활용

신규 GFM 설비의 도입과 함께 기존 IBR의 계통지원 기능도 검토할 수 있다. 전압형 컨버터(Voltage-source Converter, VSC)는 DC 커패시터와 스위칭 회로에 따른 하드웨어 분류에 해당하며, GFM과 GFL은 제어 응답에 따른 분류이다. 같은 VSC라도 외란 직후 유효전력과 무효전력을 유지하는 제어와 내부 전압을 유지하면서 전류 변화를 허용하는 제어의 동특성은 다르다. 따라서 제품 명칭보다 실제 기능, 제어 대역폭과 전압 및 주파수 제어가 구현된 계층을 확인해야 한다.

전압과 주파수 제어가 발전소 제어기(Power Plant Controller, PPC)에만 있으면 개별 인버터는 측정, 통신과 지령 갱신이 끝날 때까지 일정 유효전력 및 무효전력을 유지한다. 일부 구성에서는 이 지연이 약 1 s에 이를 수 있다. 검토 사례에서는 빠른 지원기능을 개별 인버터에 구현하고 PLL 및 유효전력 제어 대역폭과 주파수 불감대를 조정하였다. 이는 기존 하드웨어의 초기 응답을 개선하는 방법이며, 같은 설정의 일괄 적용을 뜻하지 않는다.

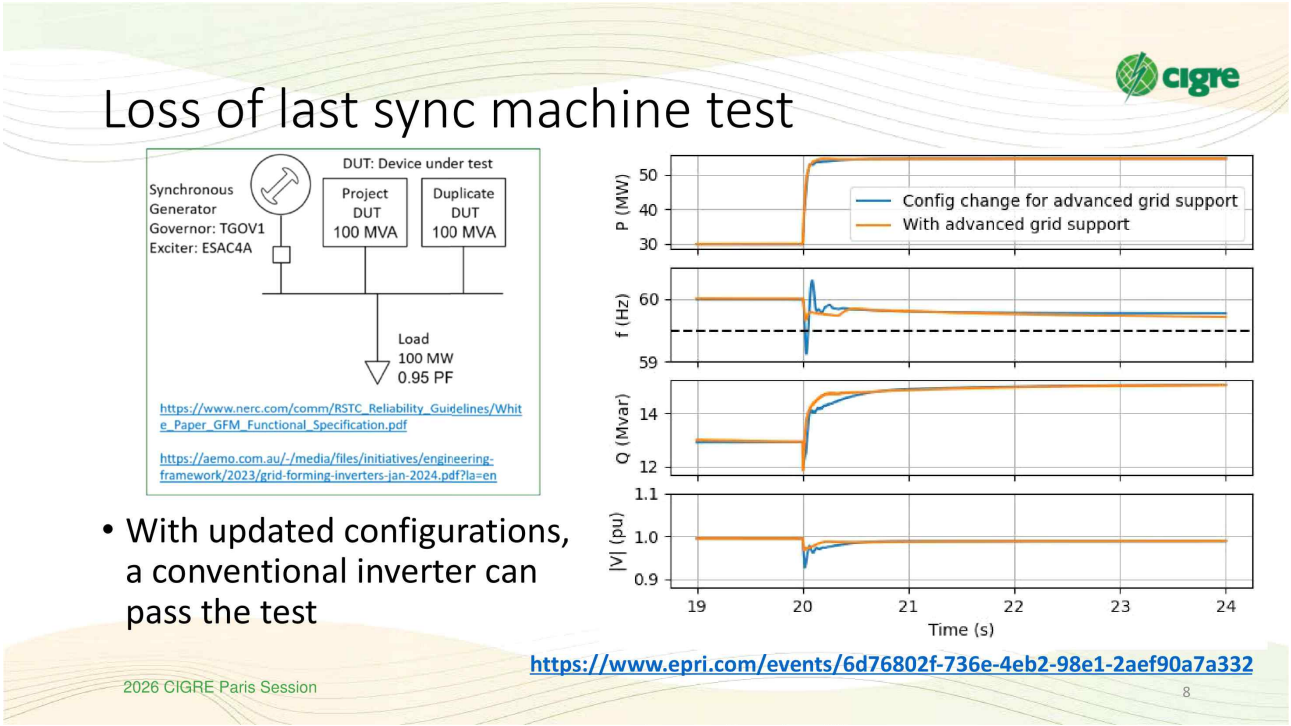


그림 56. 제어 설정 변경 후 기존 인버터의 마지막 동기기 탈락 시험

그림 56의 마지막 동기기 탈락 시험에서 설정을 변경한 기존 인버터와 OEM의 Advanced grid support(AGS) 제품은 모두 전압, 주파수를 유지하였다. 이 결과는 기존 제품의 계통지원 기능을 제어 설정을 통해 활용할 수 있음을 보여준다. 다만 시험은 특정 모델과 계통에서 수행되었으므로, 실제 적용에는 대상 제품의 전력, 에너지 한계와 계통 내 제어 상호작용을 추가로 평가해야 한다.

기존·신규 IBR을 함께 활용하는 계통 수준 검토

계통 수준 해석에서는 기존 IBR 두 대를 OEM의 Black-box 모델로 구성하고 세 차례 연속 선로개방으로 계통강도를 낮췄다. 전력 전달능력과 정상상태 무효전력 확보를 위해 신규 IBR 두 대도 추가하였다. 기존 두 대에 Configured AGS를 적용하고 신규 두 대에 AGS/GFM을 적용한 사례는 신규 설비만 계통지원을 제공한 사례보다 응답이 개선되었다. 이 비교에서는 설비 증설 효과와 기존 설비의 제어 설정 효과를 구분한다.

표 5. 계통 수준 AGS 구성의 비교

사례	기존 IBR 1, 2	신규 IBR 3, 4	비교 목적 또는 결과
1	AGS 미적용	미접속	기준 구성
2	Configured AGS	미접속	기존 설비 제어만 변경한 구성
3	AGS 미적용	AGS/GFM	신규 설비의 계통지원 추가
4	Configured AGS	AGS/GFM	사례 3보다 동특성 개선
5	Configured AGS	Configured AGS	사례 4와 유사한 응답

네 설비 모두에 Configured AGS를 적용한 사례 5도 기존 설비에 Configured AGS를, 신규 설비에 AGS/GFM을 적용한 사례 4와 유사한 응답을 보였다. 안정·불안정 판정은 수행한 제한된 시뮬레이션을 기준으로 하며, 실제 계통 적용 시에는 상정사고와 운전범위를 확대하여 확인해야 한다.

기존 IBR의 추가 지원기능에는 빠른 주파수 응답(Fast Frequency Response, FFR)과 전력진동 감쇠(Power Oscillation Damping, POD)가 있다. POD는 유효전력 또는 무효전력 변조로 구현할 수 있으나 에너지원과 출력 한계를 반영해야 한다. 기존 설비의 기능을 활용하려면 제어 설정뿐 아니라 연계계약의 성능요건, 적합성 재검증과 설비 갱신 시 적용요건도 함께 정비해야 한다.

8) ENTSO-E의 Power Park Module GFM 성능 지침

개별 설비에서 확보할 기능을 공통 접속요건으로 구체화하는 사례가 ENTSO-E의 이행지침(Implementation Guidance Document, IGD) 초안이다. 워크숍에서 다룬 초안은 유효전력과 무효전력 불균형의 즉각적인 보상, 충분히 감쇠된 전압 및 주파수 응답을 목표로 하였다. 성능은 발전단지 전체인 Power Park Module(PPM)과 구성단위인 Power Generating Unit(PGU)을 구분하여 정하며, GFM 기능은 각 PGU에 구현하도록 제시하였다. 이 내용은 초안의 요구방향이며 모든 회원국에서 시행된 동일 접속규정으로 해석해서는 안 된다.

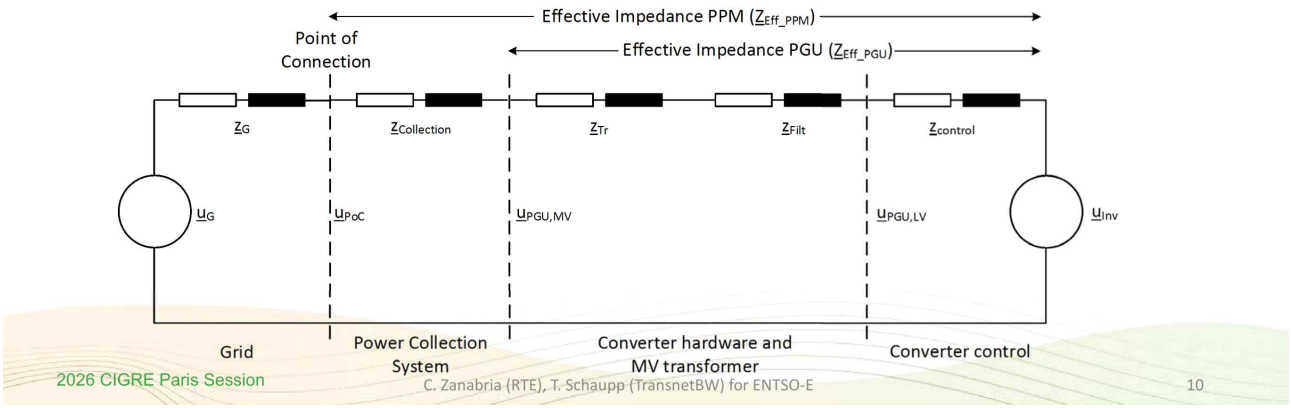


그림 57. PGU와 PPM의 경계와 유효 임피던스 구성

그림 57은 내부 전압원과 계통 사이의 유효 임피던스를 PGU, PPM의 경계별로 구분한다. PGU 측에는 필터와 제어 임피던스 등이, PPM 접속점까지는 변압기와 집전망 등이 포함된다. 초안은 저항이 리액턴스보다 작다는 가정 아래 정상상태 전압, 전류 관계로 외부에서 관측할 응답을 규정한다. 외란 후 내부 전압의 크기, 위상이 변하는 속도와 감쇠는 별도 동특성 요건으로 정한다.

초안의 유효 임피던스 상한은 PGU 단자에서 저압 0.27 pu, 중압 0.35 pu, 고압 0.45 pu이며 PPM 접속점에서는 중압 0.35 pu, 고압과 초고압 0.50 pu이다. 초고압 PPM에는 기술적 사유가 입증되면 TSO가 더 큰 값을 정할 수 있는 예외가 있다. 가상 임피던스의 사용 자체를 의무화하지 않고 단자 성능을 평가한다. 관성 기여는 기동시간상수 $T_M = 2H$로 나타내며, 50 Hz에서 1 Hz/s에 대해 출력이 0.2 pu 변하는 예시는 $T_M = 10\ s$에 해당한다.

내재 능력, 추가 저장·출력 여유 및 한계 도달 후 동작

초안은 관성 기여를 내재 능력 범위와 추가 저장, 출력 여유를 확보한 범위로 구분한다. 내재 능력의 응답은 기존 저장에너지, 가용 1차 에너지 및 제어 동특성 안에서 제공하며, 한계 도달 시 기여를 제한할 수 있다. 반면 국가 규제당국이 추가 저장능력을 요구하면 모든 연속운전점에서 지정된 출력을 제공할 에너지와 Headroom을 확보해야 한다. 이때 TSO는 최대 2 Hz/s 범위에서 RoCoF를 정하고, 같은 Headroom을 위상, 전압 크기 변화에 대한 응답에도 요구한다.

전류 한계에 도달해도 제한 전 전압원 응답의 방향을 유지하고 크기만 줄이는 것이 초안의 원칙이다. 유효·무효전류 또는 정상분·역상분 전류 중 특정 성분에 우선권을 주지 않으며, 고장 제거로 외부 임피던스가 증가하면 전압이 즉시 회복되는 특성을 유지하도록 한다. 이 원칙은 장치의 전류 용량, 가용전력, 저장에너지와 1차 에너지원의 제어 한계 내에서 적용된다.

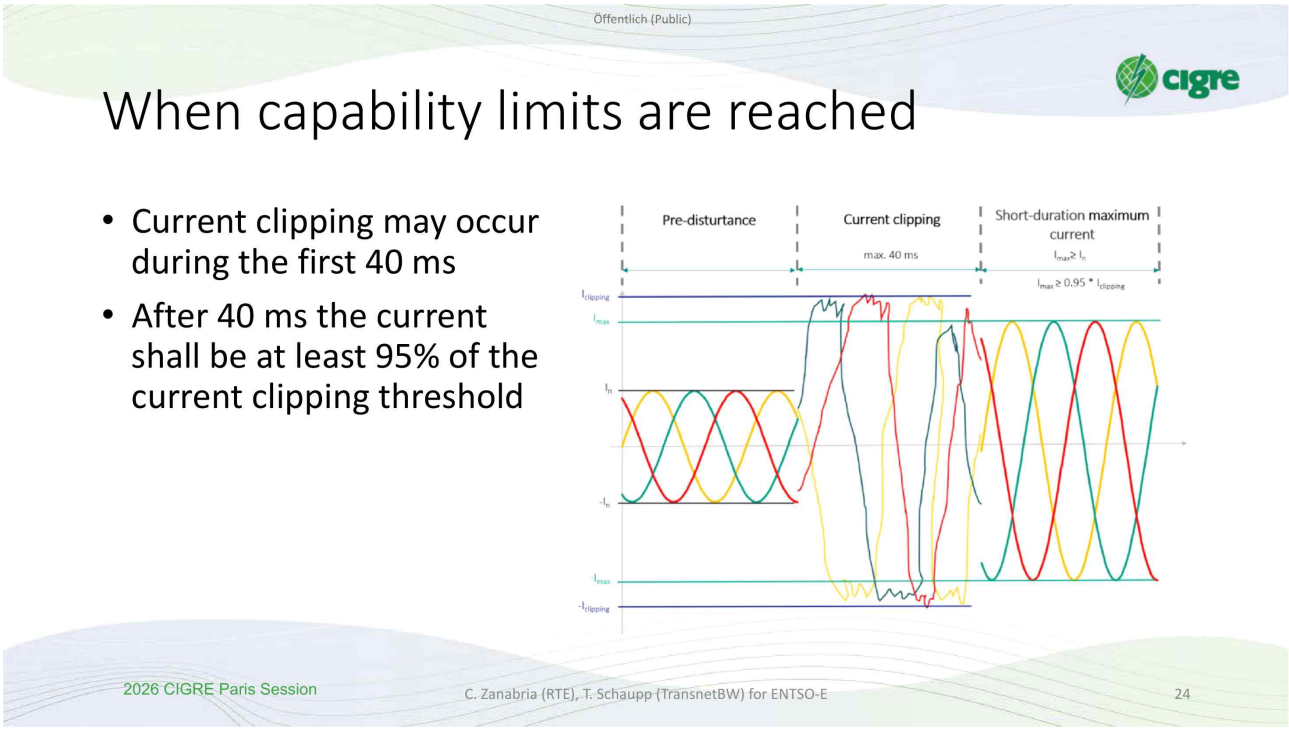


그림 58. Current clipping 허용시간과 이후 전류 크기 요구

그림 58에 제시된 초안은 초기 40 ms 동안 전류 클리핑을 허용하고 이후 전류 진폭이 클리핑 임계값의 95% 이상이 되도록 요구한다. 기준량은 정격전류가 아니라 클리핑 임계값이므로 서로 바꾸어 해석해서는 안 된다. 정상분과 역상분 임피던스의 관계, 100 Hz 초과 대역의 수동성과 단시간 전류 공급능력도 설계 및 검증조건에 포함된다. 관성 기여를 평가할 때에는 주파수 Ramp에 대한 장치 응답과 계통 및 부하를 포함한 폐루프 응답을 구분해야 한다.

9) 영국의 GFM 기술 요구사항과 시장 및 운영 경험

영국은 재생에너지 확대, HVDC 확충 및 대규모 전력전자 부하 증가에 대응하여 GFM 성능요건과 시험방법을 개발하고 Stability Pathfinder로 안정도 자원을 조달하였다. 장기 계약으로 신규 설비의 투자비 회수가 가능한 여건을 제공하고, 필요한 위치, 시점, 성능에 대해 기술 적합성과 비용을 평가하는 방식이다. 2, 3단계 입찰은 기술중립적으로 설계되었으며, 실제 선정된 설비 구성은 단계별로 달랐다.

표 6. Stability Pathfinder의 단계별 계약물량과 가동 일정

단계와 지역	선정 설비 구성	계약물량	워크숍 기준 계약과 가동 정보
1단계, 영국 전역	동기조상기	관성 12.5 GWs	계약 최대 6년, 대부분 운전 중
2단계, 스코틀랜드	GFM BESS 5기 및 동기조상기 5기	관성 6 GWs, SCL 8.4 GVA	2024년 4월부터 가동 개시 일정
3단계, 잉글랜드 및 웨일스	동기조상기 29기	관성 15 GWs, SCL 7.5 GVA	2025년부터 가동 목표

표 6의 관성 계약물량 합계는 33.5 GWs이고 단락용량(Short-circuit Level, SCL)이 제시된 2단계와 3단계의 합계는 15.9 GVA이다. 이는 단계별 계약물량의 합계이며 특정 시점의 동시 가용량이 아니다. 관성량 GWs, 단락용량 GVA와 BESS 출력 MW는 서로 다른 성능지표이다. 3단계 입찰에는 GFM 컨버터도 참여할 수 있었으나 선정 결과는 동기조상기 29기였다.
후속 시장 설계안은 신규 투자를 위한 장기 조달, 장기 물량을 보정하는 1년 전 중기 조달과 잔여 필요량을 확보하는 전일 단기 조달을 연결하였다. 단기 서비스에는 4 h 구간과 100% 가용성 조건을 제시하였다. 추가 하드웨어로 확보하는 지원능력의 투자 보상은 기존 설계 범위에서 제공하는 기본 성능과 구분한다. 이 설계안의 조건을 당시 시행 중인 모든 조달제도의 공통 의무로 해석해서는 안 된다.

Blackhillock의 사건 응답과 검증 체계

영국의 적합성 평가는 기존 전압, 주파수 제어와 FRT 시험에 GFM의 RoCoF, 위상 변화 및 감쇠전력 시험을 추가한다. 실효값 기반(Root Mean Square, RMS) 해석과 EMT 해석, 공장인수시험(Factory Acceptance Test, FAT), HIL 및 현장 시운전을 조합하여 인버터의 구현 성능을 확인한다. 현장에서는 큰 위상 변화와 RoCoF를 임의로 발생시키기 어려우므로, 운전 중 동특성 계측으로 실제 사건 응답을 기록하고 모델, 기대 성능과 대조한다.

Publi
c

Operation Experience

From one frequency event data in March 2025, NESO has done comparison studies between the actual GFM BESS site performance, the Electromagnetic Transient (EMT) model of the plant and an idealised swing equation representing the plant's inertia.

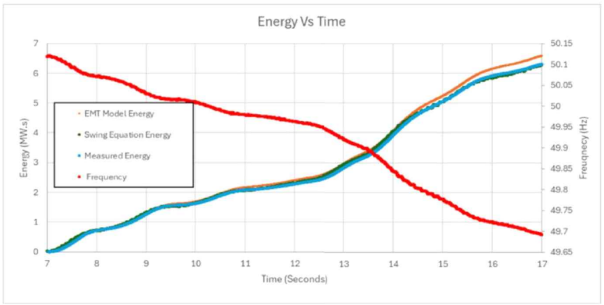


Figure 1 Energy vs Time

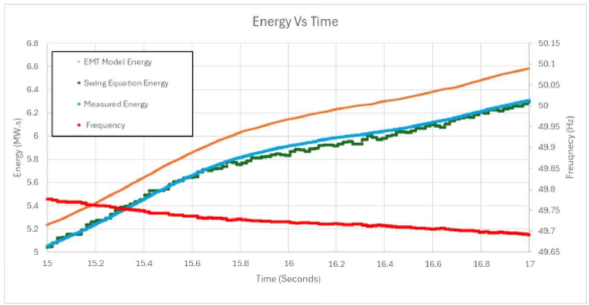


Figure 2 Energy vs Time (Zoomed)

2026 CIGRE Paris Session

NESO National Energy System Operator

그림 59. Blackhillock의 실측·EMT 모델·이상적인 관성 모델의 에너지 응답 비교

Blackhillock은 200 MW/400 MWh GFM BESS로 2025년 3월 운전을 시작하였다. 같은 해 3월 14일 영국 계통에서는 약 15 s 이내 연속 탈락으로 약 1,876 MW의 유입이 상실되었다. 당시 계통 전체의 동적 응답 서비스 계약량은 1,683 MW였고 주파수는 약 49.667 Hz까지 하락한 뒤 회복하였다. 이 사건에서는 계통 전체의 주파수 변화와 개별 BESS의 관성 응답을 구분하여 분석하였다.

그림 59는 해당 사건에서 Blackhillock의 실측 에너지 응답, EMT 모델의 에너지 응답 및 이상적인 Swing equation에 따른 에너지 응답을 비교한다. 초기 RoCoF가 약 0.1 Hz/s인 구간에서 전체 추세는 유사하였고, 확대도에서는 EMT 모델의 에너지 응답이 실측보다 다소 컸다. 비교 결과는 해당 운전점에서의 관성 응답과 모델 재현성을 확인하는 근거이다. 전류제한이나 더 큰 위상 변화에 대한 성능은 별도 시험으로 평가해야 한다.

10) 세계 GFM 도입 방식과 요구사항의 구현 과제

세계의 GFM 도입방식은 경쟁조달, 의무 접속요건, 실증과 이를 결합한 형태로 구분할 수 있다. 경쟁조달은 필요한 위치와 서비스에 보상하고, 의무요건은 신규 설비의 기본 지원능력을 확보하며, 실증은 시험방법과 운전경험을 축적한다. 각 방식에는 안정도 가치, 비용 배분과 성능감시의 기준이 필요하다. 2026년 7월 ESIG 자료의 국가별 운영 사업 수를 합하면 70개이나, 이는 해당 자료에 수집된 사례이며 세계 전체 사업을 빠짐없이 집계한 수치는 아니다.

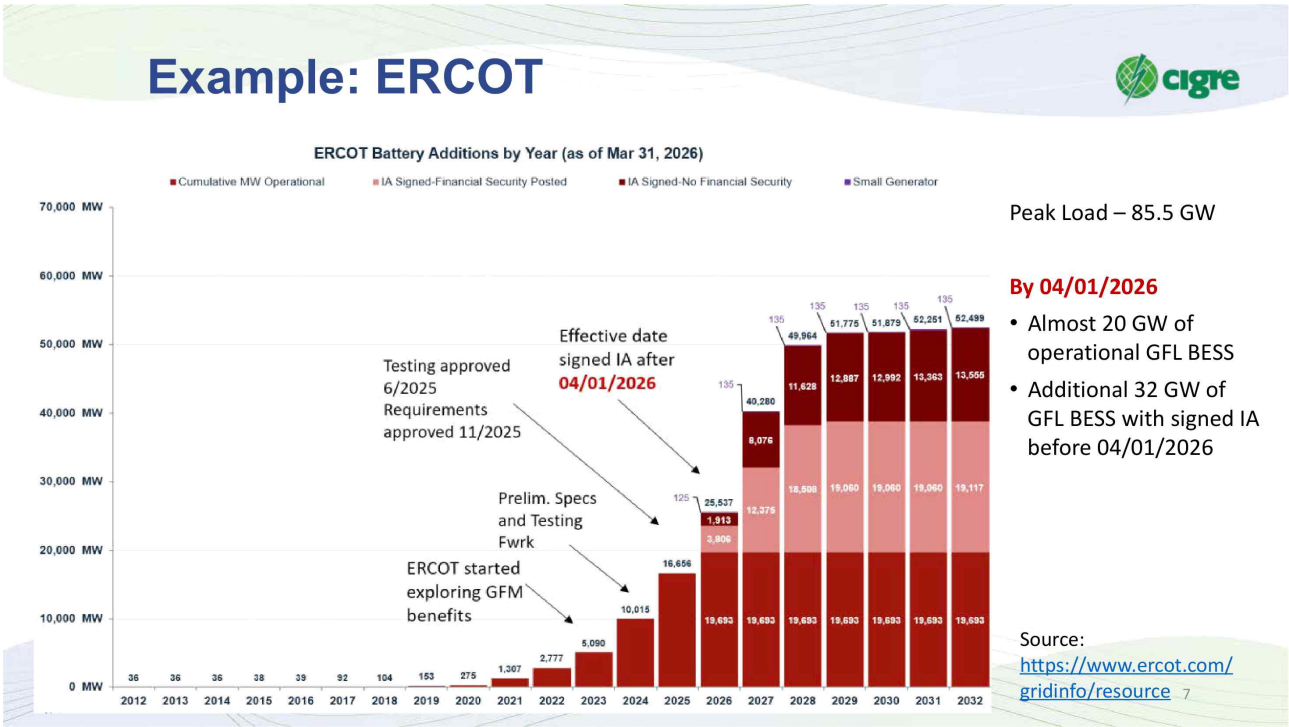


그림 60. ERCOT의 운영 중·연결계약 BESS 용량과 GFM 요구 적용 시점

그림 60의 ERCOT 사례에서는 2026년 4월 1일 기준 약 20 GW의 GFL BESS가 운영 중이고, 같은 기준일 이전 연결계약을 체결한 추가 물량이 약 32 GW였다. 합계 약 52 GW에는 미준공 계약물량이 포함된다. 제시된 GFM 요구는 기준일 이후 연결계약을 체결하는 사업에 적용되므로, 이미 운영 중이거나 연결계약을 체결한 설비의 계통지원 성능을 개선하려면 별도의 설비 갱신 방안과 성능 개선 유인책이 필요하다.

국가별 GFM 시험은 위상 변화, RoCoF, SCR 변화 및 마지막 동기기 탈락 등 공통 항목을 포함하지만, 전류 크기, 지속시간, 감쇠 대역과 평가단위가 다르다. 구현 단계의 쟁점은 PCS의 Droop 제어와 PPC의 Deadband 간 협조, 독립운전 시험과 Anti-islanding 보호 간 협조, PCS 수준 기능의 시운전 검증 및 운전 중 성능평가이다. 따라서 기능 명세뿐 아니라 시험 인가점, 판정량과 운전 의무까지 함께 정해야 적합성 판정에 대한 해석 차이를 줄일 수 있다.

11) 결론

GFM은 임피던스 뒤의 내부 전압원을 형성하여 외란 초기의 전류 응답을 제공한다. 지속적인 유효전력 지원 범위는 E-STATCOM의 단시간 저장에너지, BESS의 출력과 SOC, HVDC의 DC 저장에너지와 상대 AC 계통의 전력 공급능력에 따라 달라진다. 따라서 관성상수만 비교하기보다 가용출력, 지속시간, 운전점과 전류제한 중 응답을 함께 제시해야 한다.

검증은 단위장치 기능시험, 계통 상호작용 해석, HIL과 PHIL, 시운전 및 실제 사건 계측을 연결하되 각 단계에서 확인한 범위를 구분해야 한다. E-STATCOM과 Blackhillock의 현장 기록, 국내 2 GW HVDC의 EMT 해석, Ejina의 기능시험은 서로 다른 검증 단계의 결과이다. 도입 제도에서도 기존 IBR의 기능 개선과 신규 GFM 조달을 함께 검토하고, 기존 설계의 내재 능력과 추가 저장 및 출력 여유가 필요한 서비스를 구분해야 한다.

표 7. GFM 세션의 핵심 기술과 적용 조건

발표 및 핵심 기술	주요 결과 및 제안	적용 조건
Wang, 전압원 응답과 감쇠	GFM/GFL 내부 전압 응답 및 E-STATCOM 진동 감쇠 비교	관성 추정의 응답 성분 분리와 제한기 영향
Kuhn, E-STATCOM	400 kV 현장의 지락, HVDC 출력변경 응답	±200 MW 출력 및 단시간 저장에너지
Barker, SGFM/C-SGFM	HVDC 양단의 관성, 위상 변화 응답 차이	DC 전압 제어와 상대 AC 계통의 전력 공급
Abdalrahman, HVDC 요구사항	상용 사례와 관성, 출력회복, 독립운전 요구의 상충	MMC 내부 에너지와 자원별 제어 역할
Lee, 2 GW GFM HVDC	약계통 EMT 기능시험과 운전점별 Passivity 평가	선정 기능의 EMT 검증, 실제 제어기 HIL 시험은 계획 단계
Zhan, PHIL 및 Ejina	전력장치 페루프 시험과 지역망 독립운전, 복구	시험환경 재현 특성과 계층별 협조제어
Ramasubramanian, 기존 IBR	기존 제어 조정과 신규 AGS/GFM의 조합 비교	제시된 모델, 계통, 상정사고 범위
Zanabria, Schaupp, IGD	PGU/PPM 성능과 내재 능력과 추가 여유에 따른 관성 기여 구분	개발 중 초안, 하드웨어 능력 내 제한 허용
Zhou, 조달과 실측 검증	안정도 자원 조달 및 Blackhillock 모델, 실측 비교	서비스별 지표 구분과 사건 발생 당시 운전점에서의 검증
Matevosyan, 세계 도입제도	도입 방식과 국가별 시험, 이행 쟁점 비교	기능, 시험 인가점, 판정량, 운전 의무 간 일관성

제 3 장 EMT 모델링 및 계통해석 기술 동향

전력전자 기반 설비의 제어 및 보호 동작과 설비 간 상호작용을 분석하기 위해 EMT 해석이 활용되고 있다. 해석 목적에 따라 모델의 상세도와 대상 계통의 범위를 정하고, 모델이 실제 설비의 응답을 어느 범위까지 재현하는지 확인하는 것이 중요하다. 본 장에서는 계통 요구사항을 반영한 범용 EMT 모델의 구성과 활용을 살펴보고, 이어 광역 EMT 해석을 통한 계통 상호작용 분석 사례와 모델 검증 및 계산 성능에 관한 주요 과제를 정리한다.

제 1 절 계통 요구사항을 반영한 범용 EMT 모델링

1) WG C4.60의 모델 개발 목적과 활용 범위

인버터 기반 자원(Inverter-based Resource, IBR)의 비중이 높아지면 장기 계통계획에서도 빠른 제어와 불평형 및 비선형 응답을 평가할 수 있는 모델이 필요하다. 2026년 8월 26일 CIGRE Paris Session C4 워크숍은 이러한 목적의 범용 전자기 과도현상(Electromagnetic Transients, EMT) 모델을 다루었다. IEEE 2800의 요구를 바탕으로 태양광(Photovoltaic, PV), Type III 및 Type IV 풍력과 GFM(Grid-forming)의 기능 구현 및 시험 응답을 검토하였다.
범용 모델은 회로와 제어 논리, 파라미터를 공개하는 화이트박스 모델이다. 3상 순간값과 불평형, 빠른 제어 및 비선형 현상을 표현하고 제어 설정에 따른 응답 차이를 추적한다. 이를 통해 IBR에 의해 생기는 다양한 동특성과 기본 주파수 대역 외에서의 현상을 관찰할 수 있다. 전형적인 EMT 계산 시간간격은 1 - 50 μs이며, 스위칭 표현과 평균값 모델 등 상세도에 따라 선택한다.

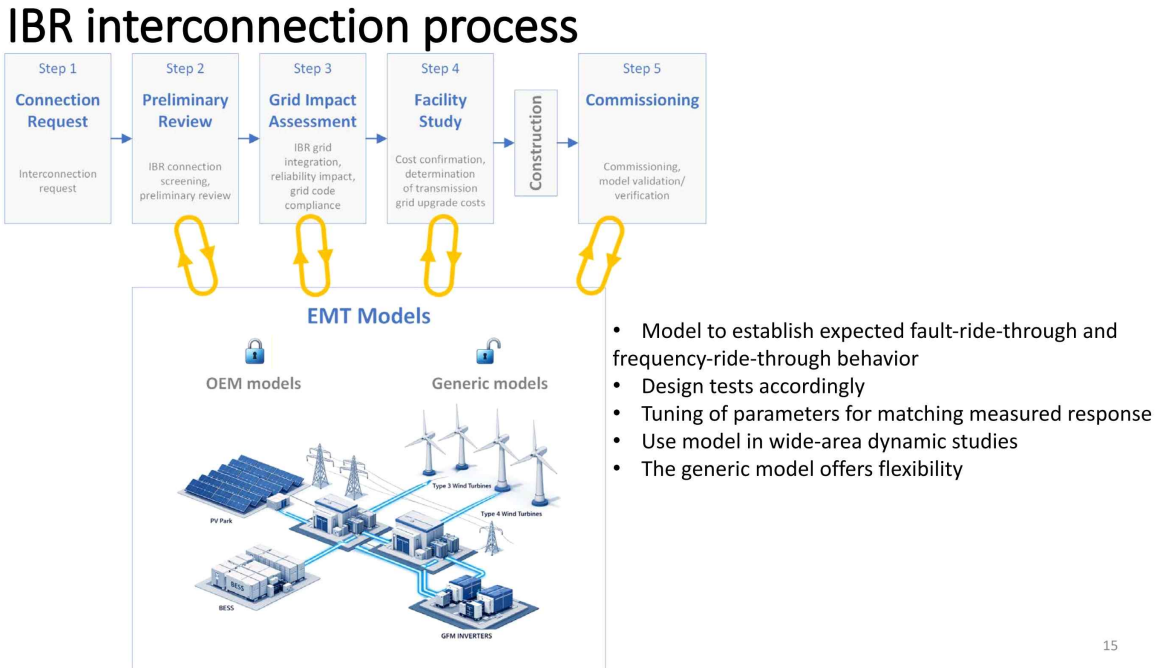


그림 61. IBR 접속 절차와 범용 모델의 활용

범용 모델은 요구 응답의 설정, 시험 설계, 측정값에 따른 파라미터 조정과 광역 해석에 공통 기반을 제공한다. 그림 61과 같이 설계 단계부터 시공 전후의 평가와 운영 시나리오 검토를 연결할 수 있다. 개발 범위는 태양광, 배터리 에너지저장시스템(Battery Energy Storage System, BESS), GFM, Type IV와 Type III 풍력이다. 다만 공개 모델의 기능 구현, 제작사(Original Equipment Manufacturer, OEM) 응답의 재현과 특정 설비의 표준 적합 판정은 구분해야 한다.

2) IEEE Std 2800-2022의 적용 범위와 성능 요구

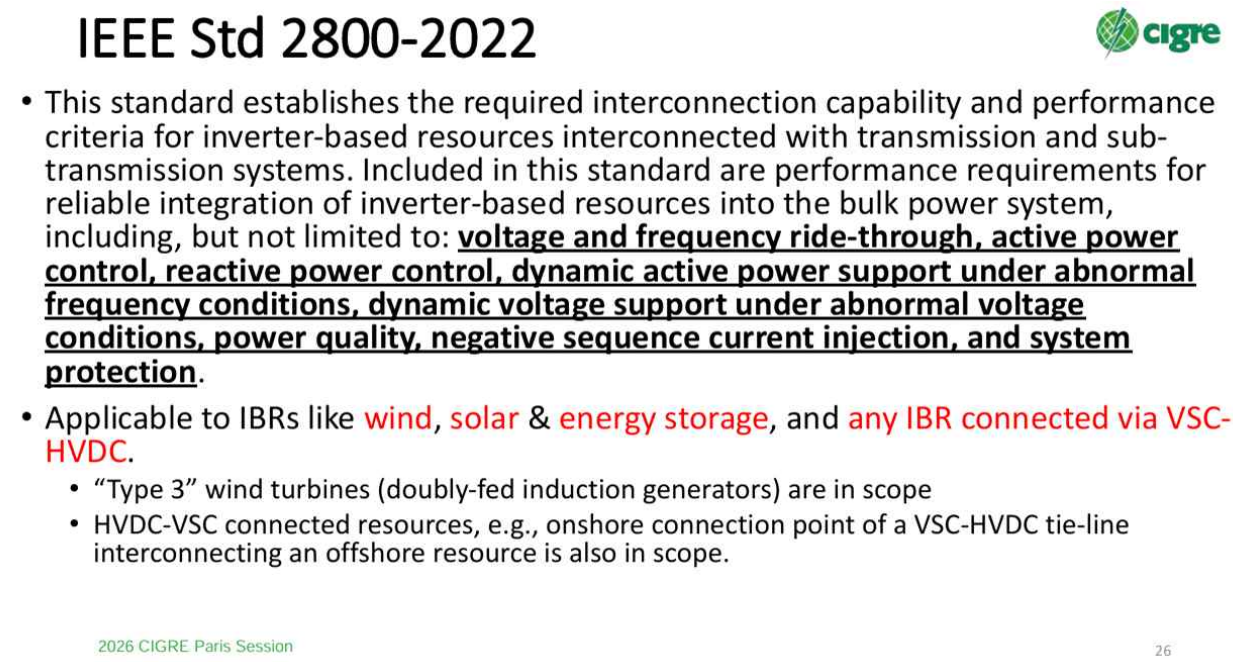


그림 62. IEEE 기준 항목 및 적용 모델

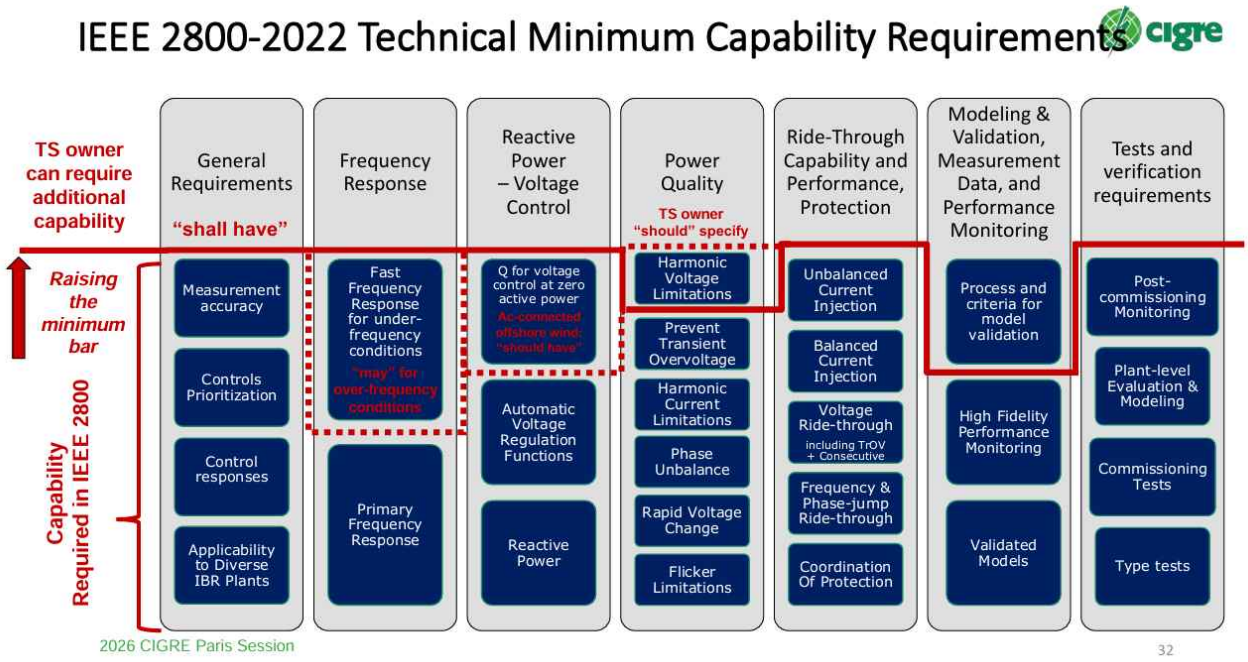


그림 63. IEEE 2800 요구 기능 세부 분류

공통 기능을 구현하려면 먼저 표준의 적용 범위와 요구량을 정해야 한다. IEEE Std 2800-2022의 대상은 송전 및 준송전 계통에 연계하는 태양광, 풍력과 저장설비이며 Type III 풍력과 전압형 HVDC를 통해 접속하는 자원도 포함한다. 이를 배전 연계 자원 전체에 그대로 적용해서는 안 된다. 그림 62와 그림 63은 측정, 주파수 응답, 무효전력 및 전압 제어, 전력품질, 외란 중 운전 유지, 보호와 모델 평가 및 감시 요구를 정리한다.

모델의 기능 보유 능력과 실제 서비스 제공을 구분해야 한다. 기능, 설정 가능 범위와 최소 성능을 갖추었더라도 활성화 여부, 실제 설정값과 출력 여유에 따라 제공 성능은 달라진다. 범용 모델은 표준의 shall 및 should 요구와 일부 may 기능을 반영하되 사용 설정을 함께 확인해야 한다. IEEE 2800은 시험 종류와 발전단지 수준 평가 및 검증의 틀을 제시하며, 상세 시험절차는 IEEE Std 2800.2-2026과 연결된다. 표준 기반 모델이라는 이유만으로 특정 파라미터나 설치설비의 적합성을 일괄 인정할 수는 없다. 배전 연계의 IEEE 1547과는 대상 계통 및 적용범위를 구분해야 한다.

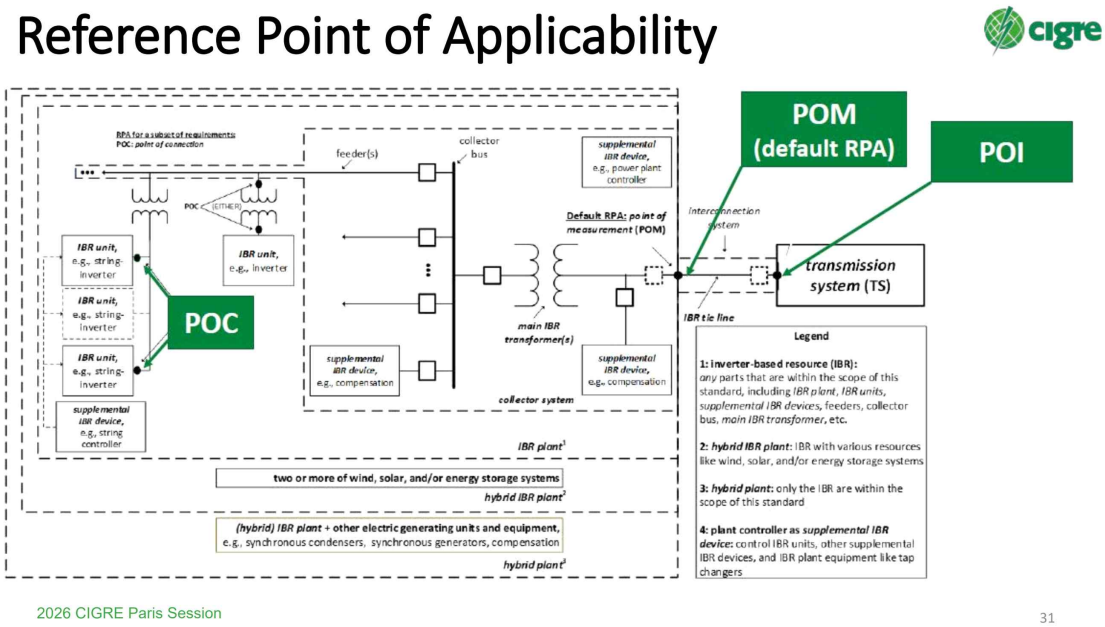


그림 64. 성능 요구의 적용 지점

그림 64의 요구 적용점(Reference Point of Applicability, RPA)은 성능항목에 따라 다르다. 기본 적용점은 측정점(Point of Measurement, POM)이지만 단위장치의 고장전류 주입 등 일부 요구는 접속점(Point of Connection, POC)을 대상으로 한다. 변압기와 집전망 사이의 두 지점은 전압과 응답이 다를 수 있으므로 인버터 단자 성능과 발전단지 전체 성능을 나누어 평가해야 한다. 각 시험에서는 요구량과 판정 기준이 적용되는 측정점을 먼저 확인해야 한다.

전압 ride-through와 정상분, 역상분 전류의 우선순위

대표적인 시험 항목 및 요구 기능으로 전압 ride-through의 이상전압 동안 접속을 유지하는 능력과 그 상태에서 전류를 교환하는 성능을 함께 요구한다. 적용전압이 0.90 pu 미만 또는 1.05 pu 초과인 이상상태에서 전압 - 시간 곡선은 접속 유지 범위를 정의한다. 보조설비의 제한 유무와 공칭전압 조건에 따라 적용 곡선이 달라지므로 풍력과 PV, 저장장치의 곡선을 혼용하면 안된다.

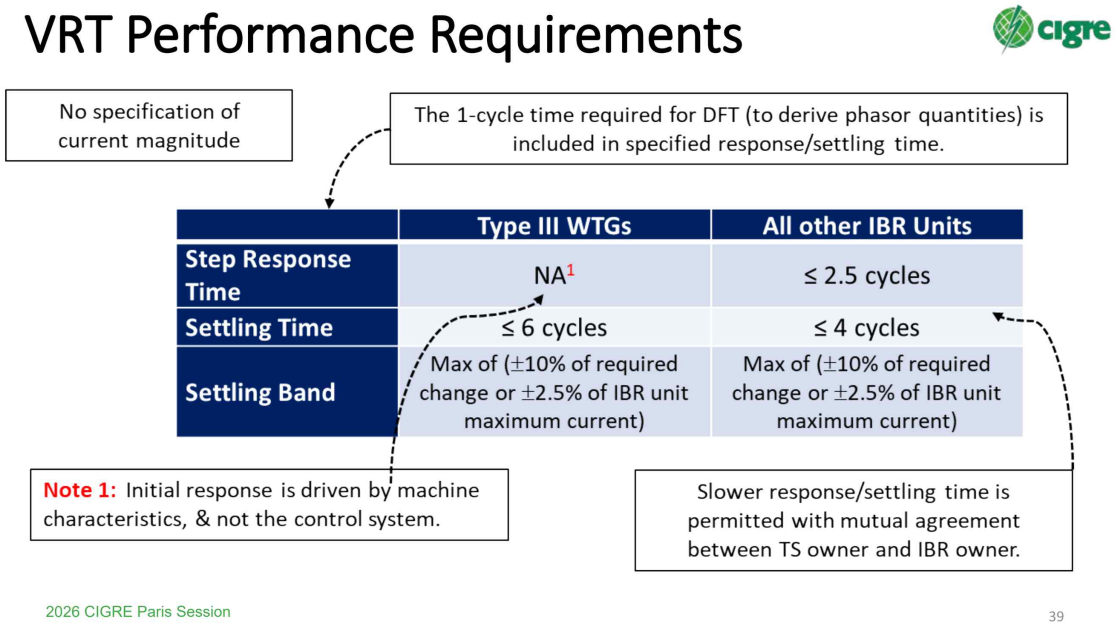


그림 65. IBR 종류별 VRT 응답, 정착시간 요구

평형 고장에서는 단자전압 변화에 따른 무효전류를 주입하며, 기본 설정은 무효전류 우선이다. 불평형 고장에서는 정상분 무효전류 증가분과 함께 역상분 전압에 의존하는 역상분 전류를 주입한다. 전류 위상 선행 범위는 전용량 컨버터 IBR에서 90 - 100°, Type III 풍력에서 90 - 150°이다. 서로 다른 장치 종류에 같은 허용각을 적용해서는 안 된다.

총 전류 한계에 도달하면 두 증분 무효전류를 줄일 수 있으며, 제한 후 정상분 증분 무효전류의 크기를 역상분 증분 무효전류의 크기 이상으로 유지한다. Type III 풍력은 기계 파라미터와 제어 동특성이 전류를 함께 결정하므로 동일한 방식으로 독립 제어하기 어려울 수 있다. 이 차이는 뒤의 이중여자 유도발전기(Doubly-fed Induction Generator, DFIG) 제어 비교를 해석하는 기준이다.

그림 65에서 Type III 이외 IBR의 고장전류 계단응답 시간은 2.5주기 이내, 정착시간은 4주기 이내이다. Type III의 정착시간은 6주기 이내이며 계단응답 시간은 별도로 지정하지 않는다. 시간에는 1주기의 이산 푸리에 변환(Discrete Fourier Transform, DFT) 처리가 포함된다. 초기 회로 과도와 제어가 정착한 전류를 구분하고, 상호 합의로 느린 응답을 허용하는 조건도 확인해야 한다.

3) PV 모델의 요구 기능과 계층형 제어 구현

PV 모델의 핵심 요구는 평상시 발전단지의 전압, 무효전력 및 주파수 응답, 고장 중 접속 유지와 정상분, 역상분 전류 지원, 고장 후 유효전력 회복이다. 집약 모델은 3상 2레벨 전압형 컨버터(voltage-source converter, VSC), 필터, 승압변압기, 집전망과 상위 제어를 결합해 이 기능을 구현한다. 스위칭, 평균값 표현은 분석 현상에 맞춰 선택한다.

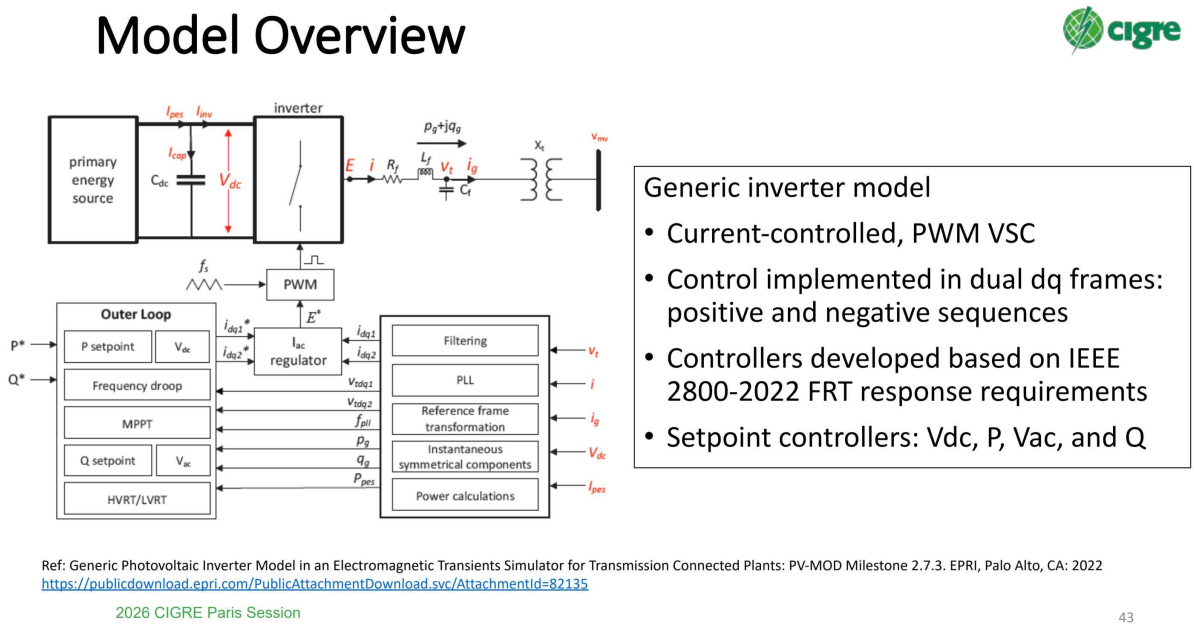


그림 66. PV 발전단지의 전력회로와 계층형 제어

DC 입력은 강한 정전압원, 일정 DC 전류원, PV 어레이의 I-V 특성 중에서 선택한다. 정전압원은 DC측 전력, 전압 동특성을 제외하므로 에너지 불균형이 중요한 연구에는 한계가 있다. I-V 특성 모델에서는 원하는 유효출력에 맞춰 일사량을 정한다. DC 전압 제어와 유효전력 제어는 이 입력 표현에 맞춰 선택해야 한다.

제어는 발전단지 제어기, 인버터 외부루프 및 내부 전류루프로 구성된다. 무효전류 기준은 단자전압 폐루프, 무효전력 폐루프, 무효전력 지령을 전압으로 나누는 개루프 중에서 만든다. 같은 Q 지령이라도 전압 변화와 측정 필터에 대한 동특성이 다르다. 내부 비례적분(Proportional-integral, PI) 전류제어는 dq축 결합과 계통전압 영향을 보상하며, 목표 반응시간과 필터 파라미터로 이득을 정한다.

그림 66의 위상동기루프(Phase-locked Loop, PLL)와 대칭성분 분리는 불평형 제어의 기반이다. 단일 동기좌표계 PLL만으로는 이중주파수 성분이 제어에 유입될 수 있어 이 모델은 이중 2차 일반화 적분기(Dual Second-order Generalized Integrator, DSOGI)와 이중 동기좌표계 처리를 사용한다. 내부 전류루프, 외부 전압 및 전력루프, 지연을 포함하는 단지 제어의 시간척도를 구분해야 각 계층의 영향을 해석할 수 있다.

PV 고장 대응의 검출과 전류 지령 생성

고장 시 운전 유지(Fault Ride-through, FRT)는 이상전압 검출에 따라 정상 운전의 전압 및 전력 제어에서 고장 대응 전류 기준으로 전환하고, 고장 해소 후 정상 제어로 복귀하는 기능이다. PV 모델은 그림 67과 같이 유효전류 요구, 정상분 무효전류 증가분, 역상분 전류 생성과 전류 제한을 연계한다.

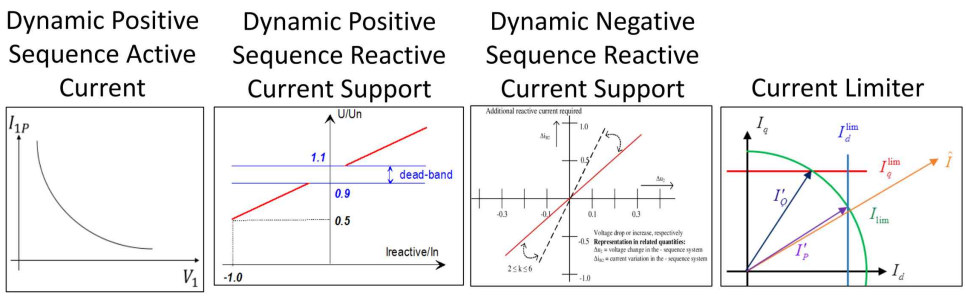


그림 67. FRT의 유효전류, 정상분 및 역상분 무효전류, 제한 기능

그림 67의 첫 기능은 사고 전 유효전력 유지를 위한 전류 요구이다. 정상분 전압을 V_1, 사고 전 전력을 P_{pre}라 하면 $I_1 = \frac{P_{pre}}{V_1}$이므로 전압이 낮아질수록 요구 전류가 커진다. 실제 출력은 전류 한계와 무효전류 우선순위에 의해 제한된다.

정상분 무효전류 증가분은 $\Delta I_1 R = -K_{pos} \Delta V$로 계산한다. 본 구현은 정격전압과 정상분 전압의 편차를 사용하며 데드밴드와 제한을 적용한다. 고장 전 전압을 기준으로 한 편차와는 다른 설정이다. 역상분은 $|I_2| = K_{neg} |V_2|$, $\angle I_2 = \angle V_2 + 90^\circ$로 생성하므로 크기뿐 아니라 전압에 대한 위상 관계가 필요하다. FRT 상황에서 달라진 전류 출력은 전류 우선순위와 전류 제한기에 따라서 조정된 뒤 실제 출력으로 연결된다.

이 부가 전류 주입은 FRT 검출 신호가 활성화될 때 동작한다. 고장 전 무효전류의 유지 여부와 불감대 밖에서의 계단형 또는 연속형 증분도 선택할 수 있다. 따라서 계수뿐 아니라 검출 문턱값과 상태전환, 전류 성분의 배분을 함께 설정해야 실제 상전류가 허용 범위에 머물도록 모델링할 수 있다.

PV 전류 제한의 구현과 요구 충족 판단

FRT 제어는 DC 링크 전압을 관리하면서 정상분, 역상분 무효전류로 전압을 지원한다. 고장 전 유효전력을 유지하려 하면 전압 저하에 따라 유효전류 요구가 증가한다. 예제에서 유효전력 1 pu와 정상분 전압 0.5 pu는 유효전류 2 pu를 요구하지만, 인버터의 1.1 pu 전류 한계를 초과한다.

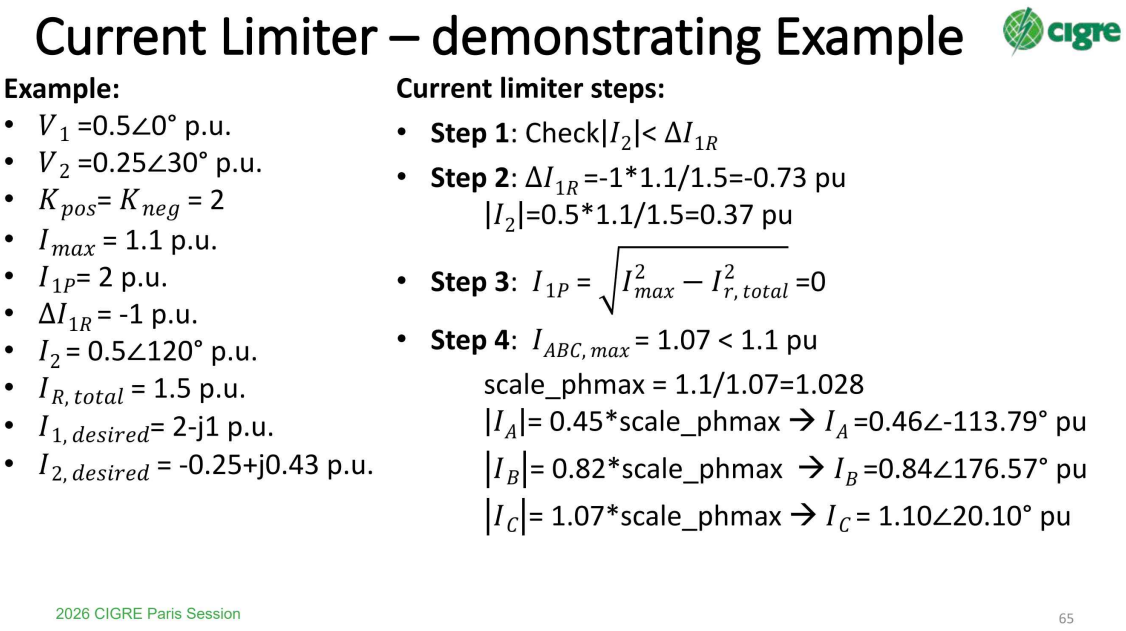


그림 68. 정상분, 역상분 무효전류의 제한 예제

그림 68은 정상분 전압 0.5 pu, 역상분 전압 0.25 pu 및 두 k 계수 2를 사용한다. 제한 전 정상분 무효전류 증가분의 크기는 1 pu, 역상분 무효전류는 0.5 pu이다. 무효전류 우선 조건에서 두 성분에 같은 배율 1.1/1.5를 적용하면 각각 약 0.733 pu와 0.367 pu가 된다. 제시된 dq 부호 규약에서는 정상분 무효전류 성분이 음수로 나타난다.

상전류를 재구성하면 보수적으로 배분한 결과의 최대값은 약 1.07 pu이다. 선택 기능은 이를 1.1/1.07 ≈ 1.028배로 조정하여 최대 상전류를 1.1 pu에 맞춘다. 정상분과 역상분 크기의 합을 최종 상전류로 간주하는 대신 위상까지 합성하여 확인하는 절차이다. 수치는 반올림에 따른 근사이다. K_{pos}의 설정범위는 2~10, K_{neg}는 2~6이고 기본값은 모두 2이다. 무효전류 지원을 늘리면 유효전류 여유는 감소하므로 지원기능의 균형을 계통조건에 맞추어 정해야 한다.

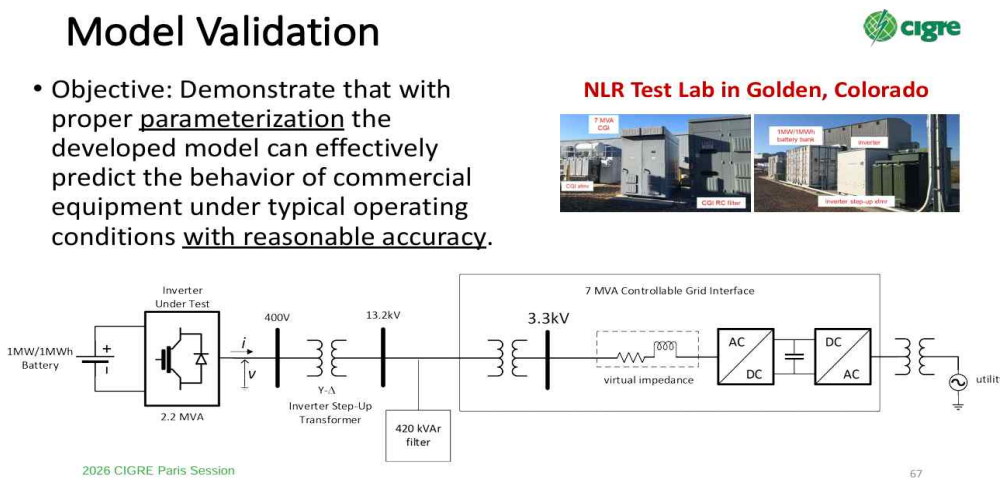


그림 69. Model validation 사용 모델 및 구성

PV 실험, OEM 비교가 확인하는 범위

기능 구현의 재현성은 실제 장치의 응답과 대조하여 평가하였다. 그림 69의 시험구성에서 상용 PV와 BESS 인버터의 전압 및 전류를 승압변압기 400 V 측 POC에서 50 kHz로 취득한 뒤 5 kHz로 다운 샘플링하였다. 8개 모의고장 시나리오의 3상 파형과 대칭성분을 비교하여 범용 모델을 조정하였다.

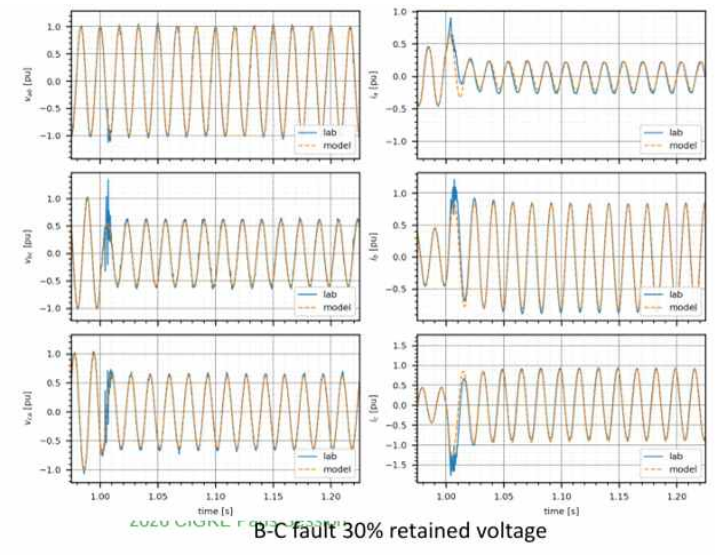


그림 70. B - C 고장의 잔류전압 30%, 50% 순간파형 비교

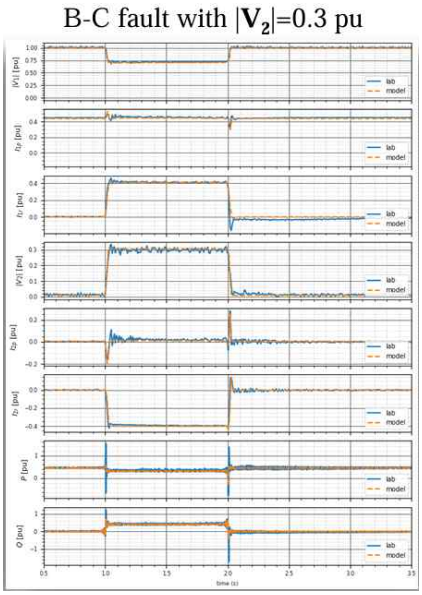


그림 71. B - C 고장, 역상분 전압 $|V_2|$=0.3 pu의 모델 및 실험 비교

그림 71은 B - C 고장 시 역상분 전압 $|V_2|$=0.3 pu 조건에서의 대칭분 전압 및 전류와 유효전력 및 무효전력 비교이다. 이 조건은 그림 70의 잔류전압 30% 표기와 서로 다른 전압량이다.
그림 70은 B - C 고장의 잔류전압 30%, 50% 조건에서 고장 초기의 순간 선간전압과 전류를 비교한다. model은 계산, lab은 장치시험 결과이다. 범용 모델의 용량 기준은 2.2 MVA로 설정되었으며, 시험장치에는 승압변압기 정격에 따른 1 MVA 연속출력 제한 설정이 적용되었다. 주요 파형은 합리적으로 일치했지만 초기 전류 피크와 진동에는 차이가 남았다. 따라서 전체 용량 기준, 실제 운전 설정과 초기 과도 재현성을 구분해야 한다.
OEM 모델과의 비교에서는 전류 축소 방식과 역상분 증분 상한이 응답 차이로 나타났다. OEM의 역상분 증가분이 정상분 증가분을 넘는 조건에서도 범용 모델은 표준 기반 우선순위에 따라 제한하였다. 따라서 차이의 원인이 기능 요구와 구현 차이인지 먼저 판단해야 한다. 실측과의 주요 파형 일치는 해당 조건의 동작 재현성을 뒷받침하지만 제작사 고유의 초기 과도 및 제한기까지 모두 재현했다는 뜻은 아니다.

PV 참조시험의 요구와 응답 판정 (RPA Q 제어 응답)

범용 모델은 요구에 맞는 설정과 맞지 않는 설정의 참조파형을 생성한다. 전압 제어, 1차 주파수 응답, 고장 후 유효전력 회복, 순간 과전압 및 불평형 전류 주입을 각각 시험하여 어느 응답이 기준을 벗어나는지 구분한다. 이 시뮬레이션은 앞의 상용 장치시험과 목적이 다르다.

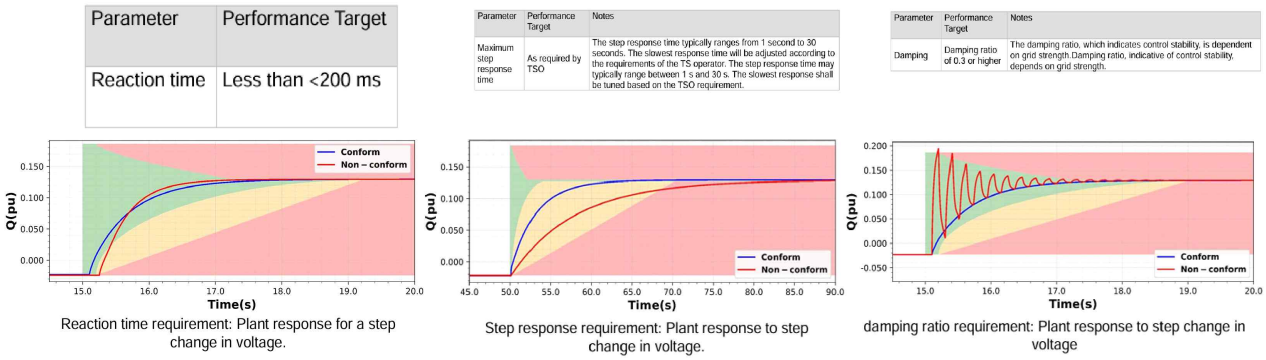


그림 72. 발전단지 전압 제어의 반응시간 비교

그림 72의 판정량은 전압 계단 인가부터 반응 시작까지의 시간이며 요구값은 200 ms 미만이다. 최종값이 맞아도 시작이 늦으면 이 항목은 만족하지 못한다. 전체 계단응답 시간은 통상 1~30 s 범위에서 운영자가 정하고 감쇠비는 0.3 이상을 요구하므로, 반응 시작과 전체 응답 및 감쇠를 나누어 평가해야 한다.

표 8. PV 요구 기능과 구현, 시험의 대응

요구 기능	구현, 시험에서 확인할 응답	판정 근거
전압 제어	발전단지 제어의 반응 시작, 정착	반응 <200 ms, 감쇠비 ≥0.3
1차 주파수 응답	주파수 계단에 대한 유효전력 제어	기본 반응/상승/정착 0.5/4/10 s
고장 후 출력 회복	전류 제한 해제 후 유효전력 증가	사고 전 출력 회복, 기본 1.0 s
불평형 전류 지원	정상, 역상 전류 지령과 제한	POC 위상, 증분 우선순위 확인

고장 후 유효전력은 정상전압 복귀 후 사고 전 출력의 100%를 회복하는 능력을 요구하며 기본 회복시간은 1.0 s이다. 고정 기울기의 ramp와 빠른 초기 상승 후 느린 정착은 평균 회복률 관점에서 구분한다. 주파수 응답의 기본 시간값은 운영자가 조정할 수 있으며 실제 출력 여유와 ramp 한계도 함께 확인한다.

참조시험은 무효전력 및 전압 제어, 유효전력 및 주파수 응답, 평형 3상 고장 후 회복, 순간 과전압과 불평형 전류 주입의 다섯 범주를 다루었다. 같은 모델에서 적합 및 부적합 설정을 비교함으로써 최종값뿐 아니라 시간, 감쇠와 전류 우선순위가 판정에 미치는 영향을 확인하였다.

PV 모델의 성과는 IEEE Std 2800-2022의 요구에 대응하는 FRT, 전류 제한과 단지 제어를 구현하고, 장치시험 및 참조파형으로 평가할 수 있는 공통 기반을 마련한 데 있다. 평형 및 불평형 시험에서의 합리적인 일치와 항목별 적합 및 부적합 비교는 이 활용을 뒷받침한다.

4) Wind Type III의 요구 기능과 협조 제어

PV의 전용량 변환기와 달리 Type III 풍력에서는 발전기와 회전자 및 계통측 변환기의 상호작용을 함께 고려해야 한다. 모델은 DFIG, 회전자측 변환기(Rotor-side Converter, RSC), 계통측 변환기(Grid-side Converter, GSC), DC 링크와 공력, 피치 및 2질량 축을 결합한다. 단지 제어는 무효전력, 전압, 역률과 Q - V 곡선 모드를 제공하며, 불평형 고장에서는 전압 지원과 회전자전압 및 상전류 한계, 토크진동을 함께 관리한다.

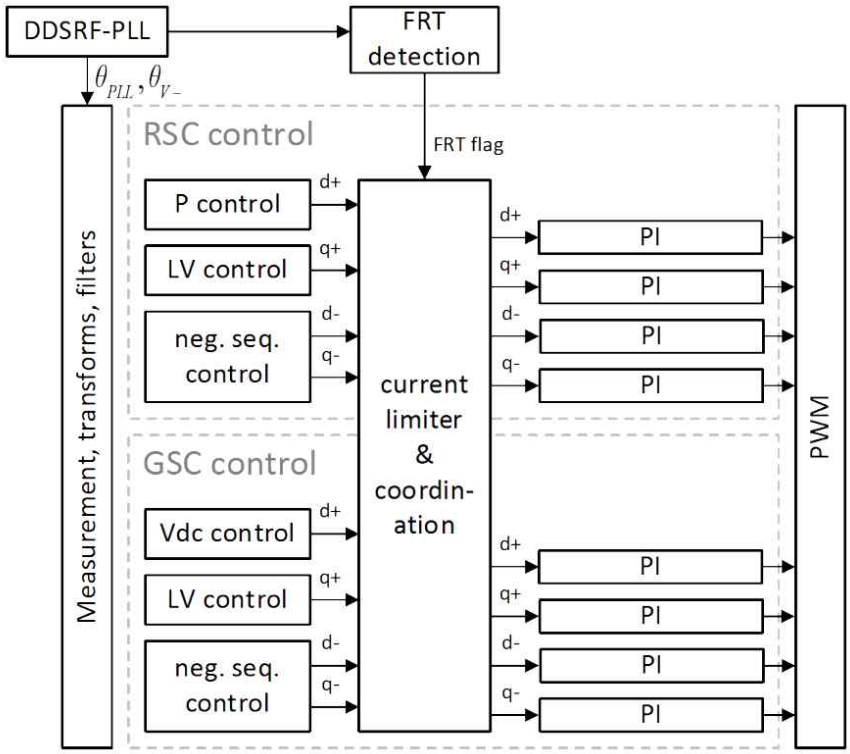


그림 73. Type III PNSC-FRCC의 RSC, GSC 협조 전류 제한 구조

평형 정상분 제어(Balanced Positive-sequence Control, BPSC)는 RSC와 GSC의 전류를 각각 제한한다. 역상분 전류를 직접 제어하지 않으므로 역상 응답은 계통과 기기 동특성에 따라 결정된다. 정상분 및 역상분 제어(Positive and Negative Sequence Control, PNSC)에 토크진동 억제(Torque Oscillation Suppression, TOS)를 결합한 PNSC-TOS는 RSC의 역상분 제어로 토크진동을 줄인다.

그림 73의 PNSC-FRCC는 유연 무효전류 제어(Flexible Reactive Current Control, FRCC)를 결합하여 RSC와 GSC의 전류 제한을 협조한다. 두 변환기 모두 정상분 무효전류, 역상분 무효전류, 정상분 유효전류 순으로 용량을 배분한다. 다만 마지막 유효전류의 목적은 RSC의 출력 제어와 GSC의 DC 전압 제어로 다르므로, 우선순위와 에너지 조절 역할을 함께 확인해야 한다.

고정자와 계통이 연결된 DFIG는 기계, 회로 동특성도 고장전류를 결정한다. 따라서 전류 지령뿐 아니라 회전자전압과 토크를 함께 비교해야 한다. 다음 시험은 초퍼와 크로바(crowbar)를 비활성화해 제어 차이를 드러낸 조건이다. 한계를 넘는 파형을 보호 동작 후 실제 지속운전으로 해석하지 않는다.

Type III 시험 응답과 계통규정 대응 판단

비교계통은 120 kV, 60 Hz EPRI 벤치마크로, 모의시각 2s에 2상 지락고장을 인가하였다. 그림 74는 같은 고장에 대한 BPSC, PNSC-TOS와 PNSC-FRCC의 토크, 회전자전압 및 상전류를 왼쪽부터 비교한다. 가로축 단위는 s이다. 토크진동을 최소화하더라도 다른 장치 한계를 넘을 수 있으므로 세 평가량을 함께 비교해야 한다.

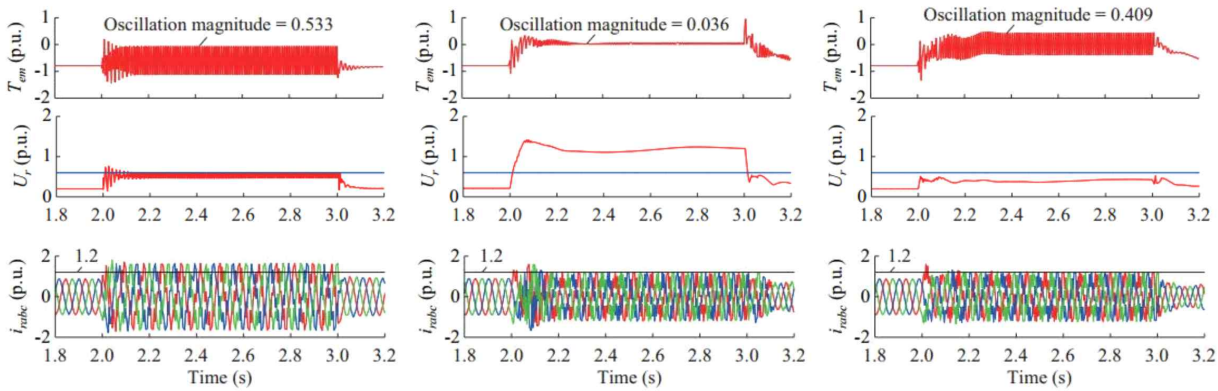


그림 74. BPSC, PNSC-TOS, PNSC-FRCC의 토크, 회전자전압, 상전류

표 9. 동일 고장조건의 제어별 비교값

지표 (pu)	BPSC	PNSC-TOS	PNSC-FRCC
정상분 전압	0.704	0.670	0.727
역상분 전압	0.217	0.304	0.207
토크진동 크기	0.533	0.036	0.409

BPSC는 토크진동과 1.2 pu 상전류 한계 초과를 보인다. TOS는 토크진동을 0.036 pu까지 줄이지만 회전자전압 한계 초과와 긴 고장 후 과도가 남는다. FRCC는 토크진동 최소화보다 전압, 전류 한계와 역상 무효전류 지원의 균형을 확보한다. 표 9의 정상분 전압 상승, 역상분 전압 저하도 이를 뒷받침한다. 이는 같은 고장의 제어 비교이며 모든 운전점의 성능은 아니다.

이 비교는 FRCC의 전압 지원과 장치 한계 관리가 계통규정 대응에 유리할 수 있음을 보여주지만 IEEE 2800 전체 항목의 통과를 입증하지는 않는다. 현장 계전기 기록과 비교한 것은 230 kV 계통에 맞추어 조정한 BPSC이며 전류 오차가 남았다. 따라서 FRCC의 모의 성능과 BPSC의 실측 비교를 합쳐 FRCC의 현장 검증 완료로 표현해서는 안 된다.

5) Wind Type IV의 요구 기능과 제어 구현

Type IV 풍력은 기계측 변환기(Machine-side Converter, MSC)와 GSC가 DC 링크를 사이에 두고 연결된 전용량 변환기 구조를 사용한다. 모델은 이 회로에 공력, 피치와 2질량 축을 결합하여 전압 및 전류 지원, 고장 후 회복과 약계통 안정성을 평가한다. 같은 단지에서 GFL(Grid-following)과 GFM을 비교하므로 회로 차이와 제어 차이를 분리하여 해석할 수 있다.

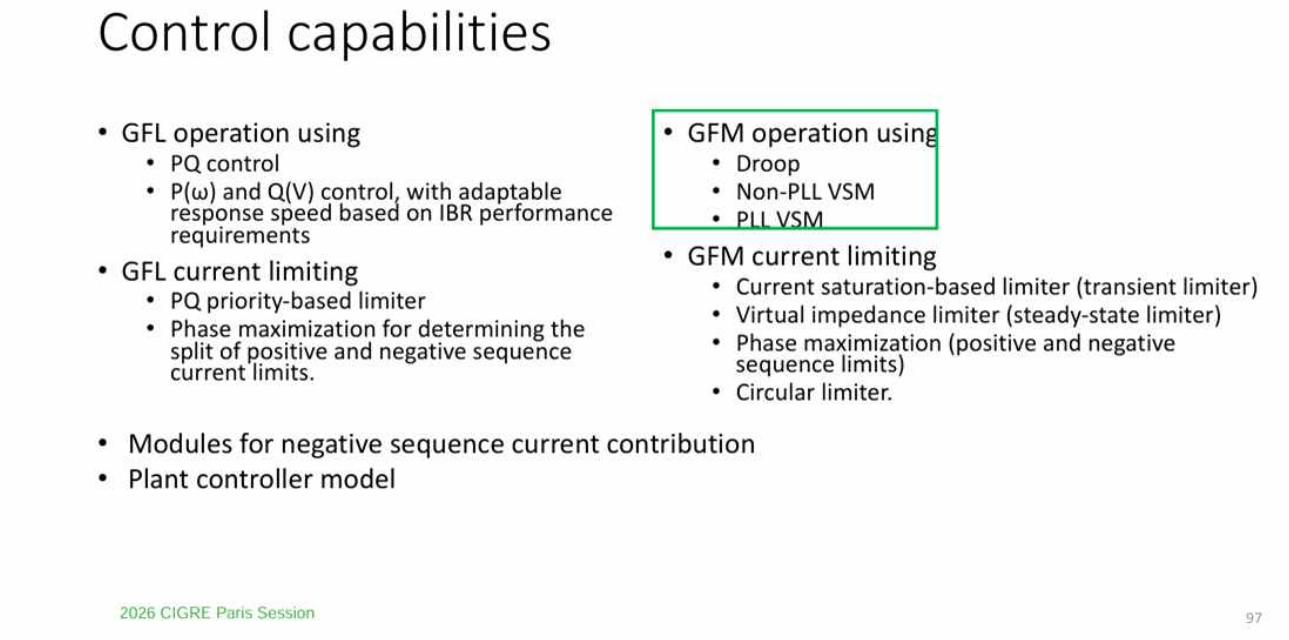


그림 75. Type 4 WTG의 제어 전략 및 기능

그림 75는 Type IV 풍력발전기(Wind Turbine Generator, WTG)의 제어를 비교한다. GFM 모드는 드룹, PLL을 사용하지 않는 가상 동기기(Virtual Synchronous Machine, VSM)와 PLL 기반 VSM이며 GFL 모드는 PQ 제어와 주파수 및 전압 드룹을 추가한 PQ 제어이다. GFM의 전류 제한은 과도 포화 제한, 정상상태 가상 임피던스와 정상분 및 역상분 비율 조정에 따라 달라진다. GFL에도 PQ 우선순위와 상전류 활용 방식이 적용된다. 따라서 제어 모드의 명칭만으로 안정성을 판단하지 않고 각 제한기와 계통조건을 조합하여 시험해야 한다.

시험계통은 2회선 단일기 무한모선 구성으로, 120 MW 풍력단지의 공통접속점(Point of Common Coupling, PCC) 전력을 기준으로 단락비(Short-circuit Ratio, SCR)를 설정하였다. 기본 고장시험에서는 PCC에 100 ms 고장을 인가한 뒤 고장 회선을 차단하므로 고장 제거와 계통강도 변화가 함께 발생한다. 이 조건에서 드룹, PLL VSM, non-PLL VSM과 GFL의 응답을 비교하였다.

Type IV GFM 제어 전략의 성능과 적용 조건

Type IV의 droop, non-PLL VSM, PLL VSM은 같은 외란에서도 서로 다른 응답을 보인다. 0.1 Hz 주파수 계단에서는 non-PLL VSM과 droop의 추세가 비슷하고, PLL VSM은 발전기 회전속도를 더 일정하게 유지하지만 전력, 전류의 초기 진동이 크다. 여기서 속도 편차는 기계측 관측량이며 계통 주파수 최저점의 개선을 뜻하지 않는다.

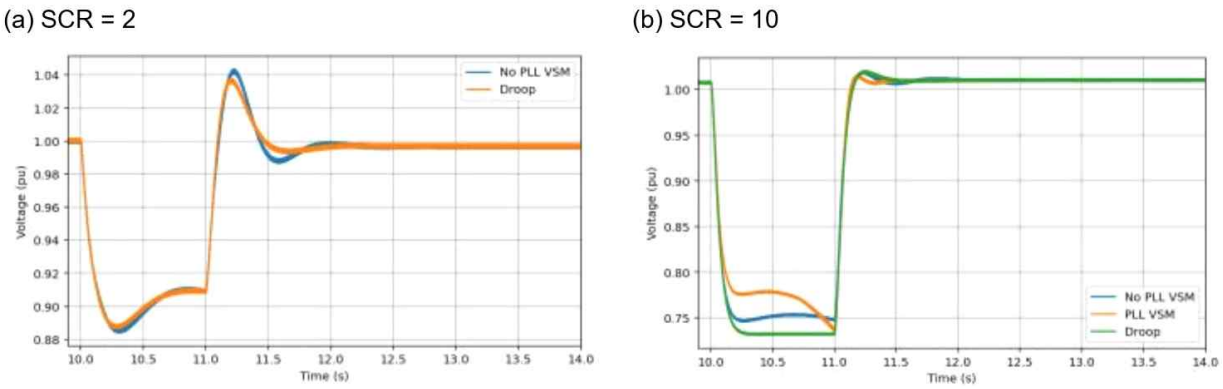


그림 76. Type IV 저전압 응답 비교 — 왼쪽 SCR 2, 오른쪽 SCR 10

그림 76은 10 - 11 s에 0.7 pu 전압 저하를 인가한 시험의 단자전압이다. SCR 2, 5에서는 PLL VSM이 불안정하여 원문 파형에서 제외되지만, SCR 10에서는 세 방식 모두 회복한다. 따라서 PLL VSM의 기계속도 유지 장점이 약계통의 지속 저전압 안정성까지 보장하지 않는다. 왼쪽의 주황색은 droop, 오른쪽의 주황색은 PLL VSM이므로 각 범례를 구분해야 한다.

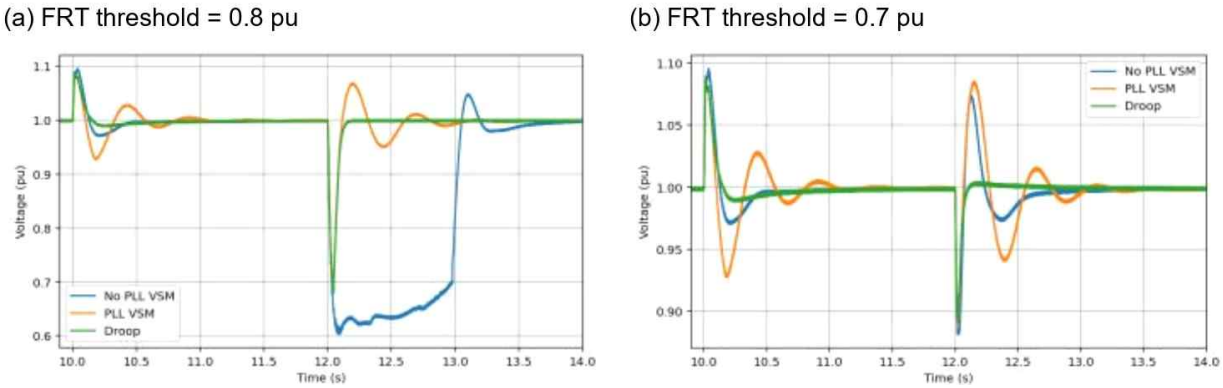


그림 77. SCR 2 위상 급변의 전압 응답 — FRT 문턱 0.8 pu(왼쪽), 0.7 pu(오른쪽)

그림 77의 +25° 위상 계단은 10 s에 인가되고 12 s에 반전된다. 기존 설정의 non-PLL VSM은 반전 후 전압이 크게 낮아져 회복이 지연되지만, FRT 문턱을 0.8→0.7 pu로 바꾼 비교에서는 이 지연이 완화된다. 제어 모드와 함께 FRT 전환 설정도 성능을 결정한다. SCR 10의 별도 위상 시험에서는 non-PLL VSM의 감쇠계수를 50으로 높여야 안정한 결과를 얻었고 느린 회복은 남았다.

GFL의 대표 응답과 Type IV 모델의 종합 결론

GFL에서도 적절한 계통 조건에서는 양호한 ride-through가 가능하다. 그림 78은 SCR 10에서 0.7 pu 전압 저하를 1 s 동안 가한 결과이다. 고장 중 전류는 증가하고 유효전력은 감소하지만 연계를 유지하며, 전압 복귀 뒤 유효전력이 사고 전 수준인 약 0.8 pu로 돌아온다. 전기적 응답의 진동이 빠르게 줄어드는 강계통 사례이다.

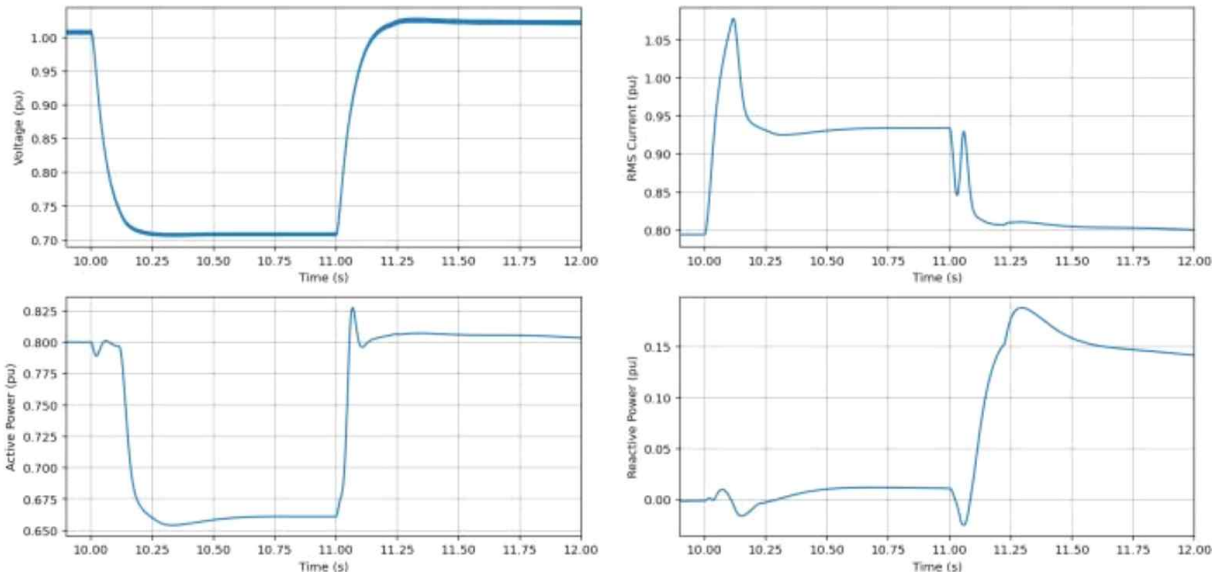


그림 78. Type IV GFL의 SCR 10 저전압 시험 – 전압, 전류, 유효 및 무효전력

GFL은 외부 계통을 추종하는 제어이므로 이 결과를 독립적인 전압, 주파수 형성 능력으로 해석하지 않는다. 또한 강계통에서의 감쇠가 약계통에서도 유지된다고 가정할 수 없다. 이 예제는 GFM/GFL이라는 명칭만으로 성능 순위를 정하기보다, 사건과 계통강도에 맞는 제어를 선택해야 함을 보여준다.

표 10. Type IV 제어 전략의 핵심 결과와 적용 조건

전략	**핵심 결과**	**설계, 적용 시 확인사항**
Droop	대다수 고장 조건에서 FRT 가능	전압제어 비례이득, droop 설정에 민감
non-PLL VSM	여러 사고에서 견고한 응답	위상 반전의 회복, FRT 문턱, 감쇠 조정
PLL VSM	기계속도, 비틀림 감쇠 측면의 장점	낮은 SCR, 지속 저전압에서 불안정 가능
GFL	높은 SCR에서 감쇠가 양호한 FRT	강계통 결과의 약계통 일반화는 불가

Type IV 모델은 3상, 2상과 단상 고장, 회선 차단 및 전압과 주파수 및 위상 계단을 공통 기반에서 비교하여 제어별 장점과 실패 조건을 드러냈다. FRT와 기계축 감쇠, 전압 회복을 함께 평가해야 하며 제어기와 제한기의 설정도 결과의 일부이다. 이 모의 비교를 OEM 또는 현장 검증 완료로 확대하거나 상용 풍력의 예비력 확보까지 확인한 것으로 해석해서는 안 된다.

6) GFM 인버터의 범용 모델링

앞의 풍력 비교에서 나타난 차이는 하드웨어와 제어 목적을 구분해야 해석할 수 있다. 전압형 변환기(VSC)와 전류형 변환기(Current-source Converter, CSC)는 물리적 회로의 분류이며 GFM 및 GFL과 같은 제어 분류가 아니다. 그림 79는 DC 링크와 스위칭 출력 및 필터 후 출력을 비교한다.

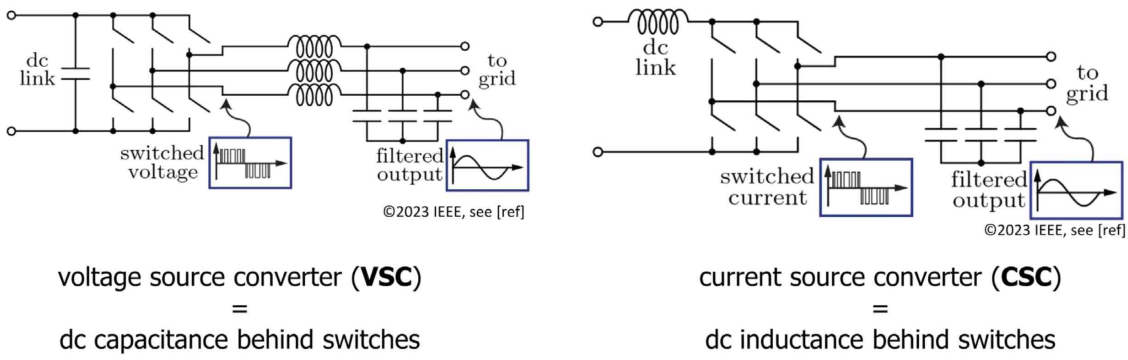


그림 79. VSC와 CSC의 DC 링크 및 출력 구조

VSC의 DC 링크는 커패시터, CSC의 DC 링크는 인덕터를 구조적 특징으로 갖는다. VSC에서는 스위칭 전압을, CSC에서는 스위칭 전류를 필터링하여 출력한다. 따라서 회로 명칭의 전압원 및 전류원과 계통 외란에서 유지하려는 제어량을 구분해야 한다.
같은 VSC에서도 제어가 유지하려는 양과 대역폭에 따라 외란 응답은 달라진다. 이를 구분하면 전압형 회로라는 이유만으로 GFM 성능을 갖는다고 판단하는 오류를 피할 수 있다.
그림 80은 전력 교환을 유지하기 위한 전압 조정과 전압 크기 및 주파수를 형성하는 제어를 비교한다. 회로 구조의 분류와 달리 외란 후 무엇을 유지하고 어떤 속도로 조정하는지를 대상으로 한다.

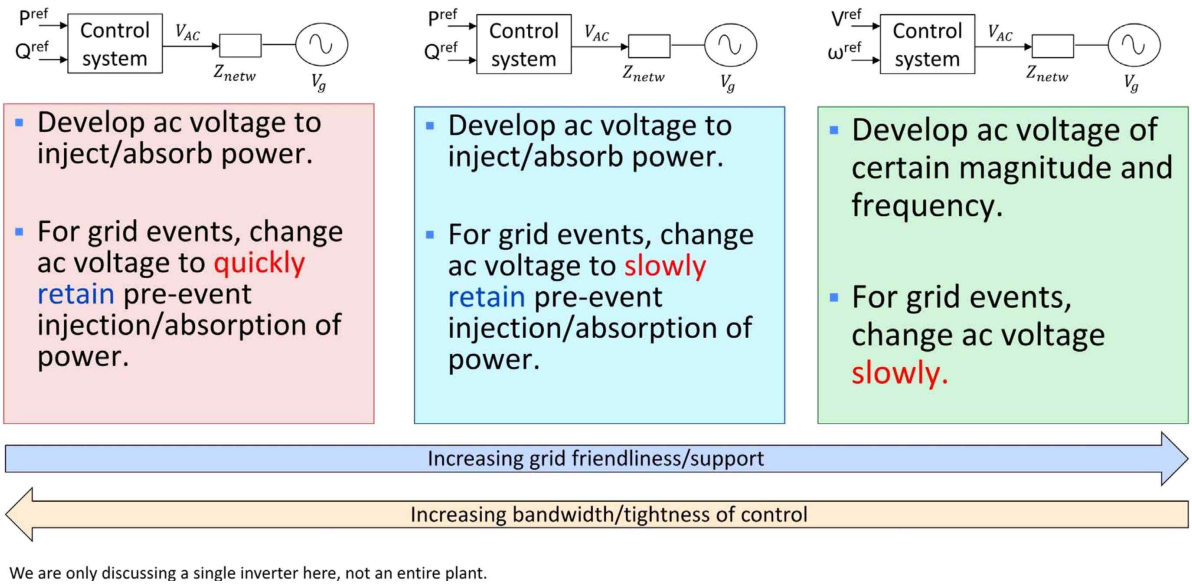


그림 80. 인버터 제어 목적의 세 가지 개념 비교

앞의 두 개념은 유효전력 및 무효전력 지령 P_ref와 Q_ref를 입력받고, 오른쪽 개념은 전압 크기 및 각주파수 지령 V_ref와 ω_ref를 입력받는다. 모두 교류전압 V_AC를 형성하여 계통 임피던스를 통해 연결되지만 전압 조정의 목적과 속도가 다르다.
전력 교환을 유지하는 두 제어 중 하나는 사건 이전의 전력을 빠르게 회복하도록 교류전압을 바꾸고 다른 하나는 더 느리게 조정한다. 따라서 같은 P 및 Q 지령을 사용하더라도 과도 응답은 같지 않다.

전압 및 주파수 형성 목적의 제어는 지정된 크기와 주파수의 교류전압을 만들고 사건에 대해 내부 전압을 천천히 조정한다. 초기 전류가 계통 전압 변화에 응답할 여지를 남긴다는 점에서 빠른 전력 유지 제어와 구분된다.
이 개념 비교는 오른쪽으로 갈수록 초기 계통지원 특성이, 왼쪽으로 갈수록 전력 추종의 대역폭과 강도가 커지는 관계를 나타낸다. 비교 단위는 발전단지 전체가 아닌 단일 인버터이므로 이를 그대로 단지 접속점 성능으로 대체해서는 안 된다.

Time scale	Non-Grid Forming (non-GFM)	Grid Forming (GFM)
Sub-transient	Prioritizes current to meet fixed P/Q	Prioritizes current to meet fixed V/f control
Transient	Prioritizes P/Q control	Prioritizes V/f control
Steady – State	May have droop characteristics for controlled V/f response	

Performance of an IBR's configuration would dictate its behavior as GFM or not

Further, a resource could be termed as GFM only if the representative behavior within the sub-transient, transient, and steady state time frame is provided

그림 81. 시간대별 non-GFM과 GFM의 제어 우선순위

그림 81은 초기 과도, 과도와 정상상태의 세 시간척도에서 non-GFM과 GFM의 제어 우선순위를 비교한다. GFM 여부는 제어 이름이 아니라 실제 장치가 이 시간척도에서 보이는 대표적인 응답으로 평가해야 한다.
초기 과도에서 non-GFM은 정해진 유효전력과 무효전력을 만족시키는 전류를, GFM은 전압과 주파수 제어에 필요한 전류를 우선한다. 과도 구간에서도 각각 전력 제어와 전압 및 주파수 제어의 우선순위가 유지된다. 정상상태 드룹은 두 유형 모두에 구현할 수 있으므로 드룹의 존재만으로 GFM을 판정할 수는 없다.
따라서 GFM의 평가에는 초기 전압원 응답과 과도 제어, 정상상태 특성을 함께 확인해야 한다. 한 운전점의 전력 및 전압 관계나 단일 계단시험만으로 전체 기능을 대표하지 않도록 모델과 시험범위를 정하는 것이 중요하다.

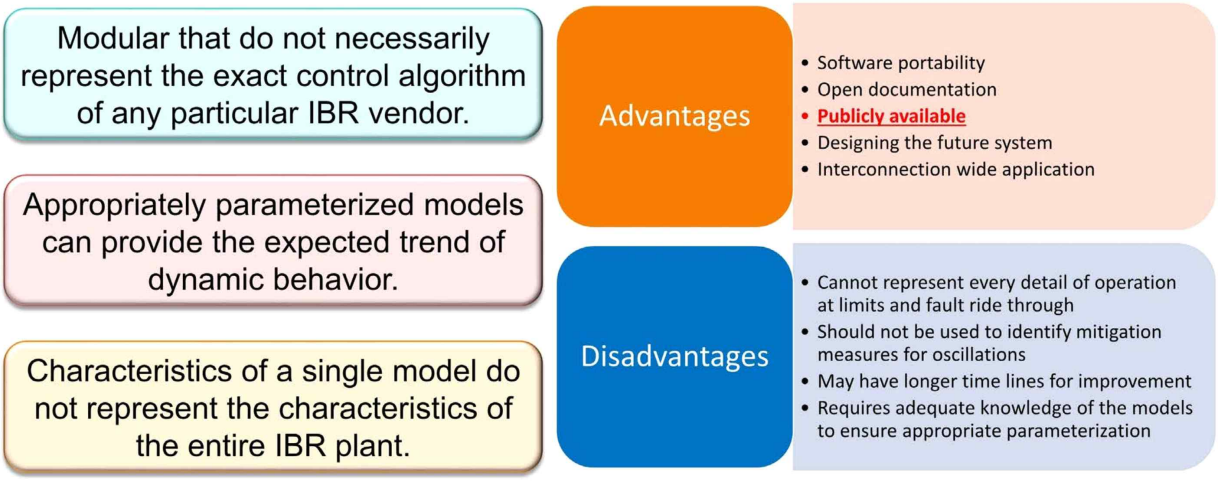


그림 82. 범용 IBR 모델의 정의와 장단점

그림 82의 범용 IBR 모델은 공통 제어기능을 모듈화한 표현이다. 특정 제작사의 정확한 내부 알고리즘과 같을 필요는 없지만 적절한 파라미터를 사용해야 기대되는 동적 응답의 추세를 나타낼 수 있다. 단일 인버터 모델의 특성이 발전단지 전체의 특성을 대표하는 것도 아니다.
공개 문서와 파라미터, 소프트웨어 간 이식성은 미래 계통의 구성 및 제어 전략 비교를 가능하게 한다. 다만 공개성과 적용 편의성이 특정 OEM의 모든 보호 및 제한기 동작을 정확히 재현한다는 뜻은 아니다. 범용모델은 허용 한계에서의 운전과 FRT의 모든 세부사항을 재현하지 못한다. 특히 제작사 고유의 진동을 줄이기 위한 상세 대책을 이 모델만으로 확정해서는 안 된다.
따라서 활용 여부는 공개 모델이라는 형식보다 평가 현상과 모델의 재현 범위가 맞는지에 따라 결정해야 한다. 계획 단계의 대안 비교에는 범용모델을 사용하되 실제 장치의 제한 동작과 고유 제어 상호작용이 중요하면 검증된 OEM 모델 또는 실측으로 보완해야 한다.

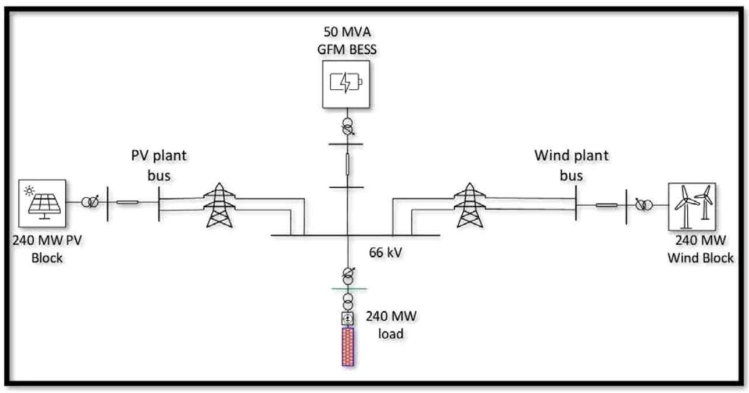


그림 83. 전해조 공급 시설의 검토 구성

그림 83은 태양광, 풍력과 BESS로 전해조 부하를 공급하는 시설의 모의 검토 구성이다. 고객의 계통 연계 제한을 조건으로 240 MW 태양광 블록, 240 MW 풍력 블록, 240 MW 부하와 50 MVA GFM BESS를 배치하였다. 발전 조합과 운전방식 및 외란을 바꾸어 안정성을 평가하는 설계 사례이며 실제 운전 실증과 구분해야 한다.
이 사례에서 용량을 줄이는 시험은 BESS에 사고 대응을 기대하지 않고 계통 형성만을 맡기는 조건이다. 그림 84는 필요한 최소 용량을 찾기 위해 10, 20, 50 MVA를 비교한다. 따라서 앞의

50 MVA 구성도와 아래의 용량 민감도 결과는 같은 목적, 조건의 정격 주장으로 혼합해서는 안 된다.

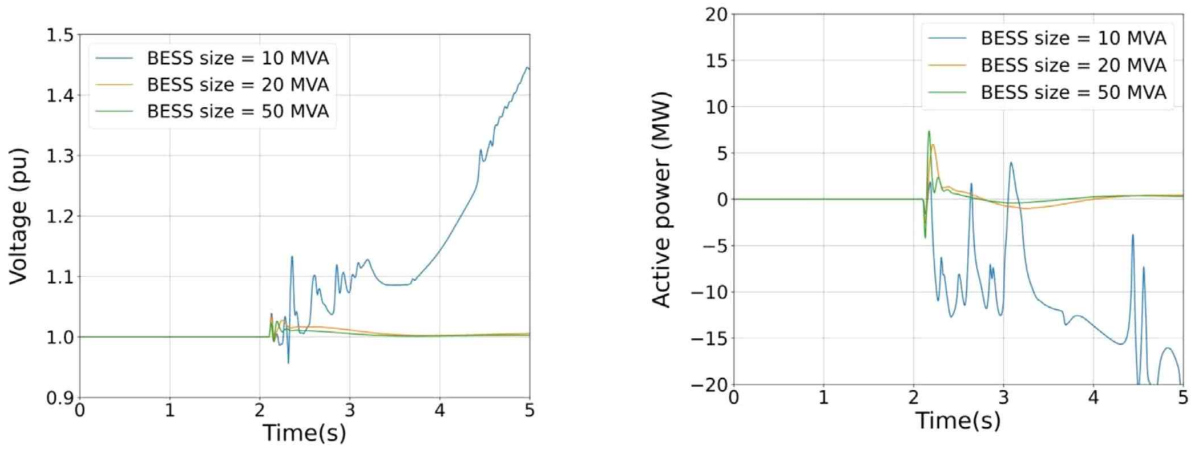


그림 84. BESS 10, 20, 50 MVA의 전압 및 유효전력 응답

그림 84에서 10 MVA는 전압이 상승하고 유효전력도 크게 흔들렸지만 20 MVA와 50 MVA는 전압이 약 1 pu로 돌아오며 변동이 감쇠되었다. 이는 사고 대응을 맡기지 않고 정상적인 작은 외란에서 계통 형성을 수행하는 조건에서는 20 MVA와 같은 작은 용량으로도 안정 운전이 가능했음을 보여준다. 모든 고장과 수급 불균형을 포함한 최적 BESS 정격을 정한 결과는 아니다.

용량과 제어를 선택한 뒤에는 모델이 대상 진동을 충분히 표현하는지도 검증해야 한다. 전압, 주파수와 위상 계단은 모든 진동모드를 포함하지 않을 수 있으므로 시간영역 응답의 일치만으로 모델의 유효 대역을 정하기 어렵다. 주파수 영역에서는 그림 85의 전달함수 G(f)=output(f)/input(f)를 이용하여 입력 변화에 대한 출력의 크기와 위상을 평가한다.

- General form of each transfer function (G)
  - G(f) = output(f)/input(f)
  - At an oscillation of frequency f, G(f) provides visibility into how the output signal would change, for a given change in input signal

- Five transfer functions are made use of:
  - Y(f) = I(f)/V(f)
  - P(f)/ω(f), Q(f)/ω(f)
  - P(f)/V(f), Q(f)/V(f)

그림 85. 주파수영역 분석에 사용하는 전달함수

여기서 f는 신호의 진동 주파수이다. 비교에는 어드미턴스 Y(f)=I(f)/V(f), 각주파수 입력에 대한 P(f)/ω(f)와 Q(f)/ω(f), 전압 입력에 대한 P(f)/V(f)와 Q(f)/V(f)의 다섯 전달함수를 사용한다. 전압 또는 각주파수의 진동에 대한 전류 및 전력 응답을 나누어 확인하는 방법이다.

정상분 및 페이저 모델의 검토 대역은 이 사례에서 약 10 Hz까지이나 모든 모델이 그 대역을 같은 정확도로 재현하지는 않는다. 높은 주파수에는 더 작은 수치 적분 간격이 필요할 수 있다. 따라서 모델의 구조, 설정과 계산 시간 간격을 함께 확인하고 요구 대역에서 크기 및 위상 응답을 검증해야 한다.

그림 86과 그림 87은 단일 인버터와 저압 및 중압 변압기로 구성한 대상에서 EMT 모델과 두 정상분 모델을 비교한다. 0.01 pu 전압 계단의 시간응답에서는 Model-2가 더 적합해 보이지만 어드미턴스 주파수응답에서는 Model-1이 EMT 특성을 더 잘 재현하였다. 또한 전압 및 각주파수에 대한 유효전력과 무효전력 전달함수에서도 모델 간 차이가 나타났다. 따라서 한 종류의 계단시험만으로 모델을 선택하지 않고 해석 대상의 주파수 대역과 입출력 관계를 함께 평가해야 한다.

이 비교의 성과는 어느 모델이 항상 우수한지를 정한 것이 아니라, 같은 모델의 적합성도 시험 입력과 평가 대역에 따라 다르게 보일 수 있음을 확인한 데 있다. 시간영역 및 주파수영역 검증을 연결하면 계획에 사용할 모델의 적용 범위를 더 명확히 정할 수 있다.

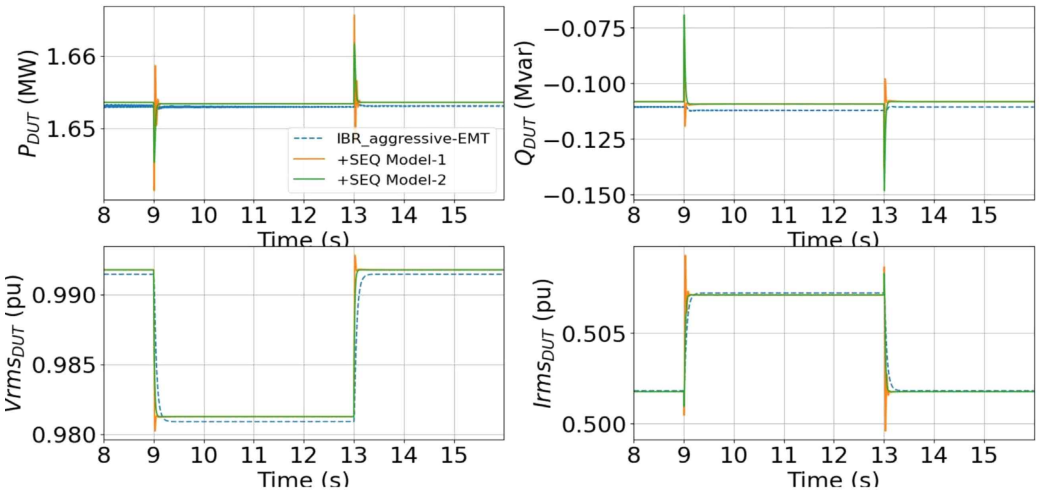


그림 86. 0.01 pu 전압 계단에 대한 두 정상분 모델과 EMT 비교

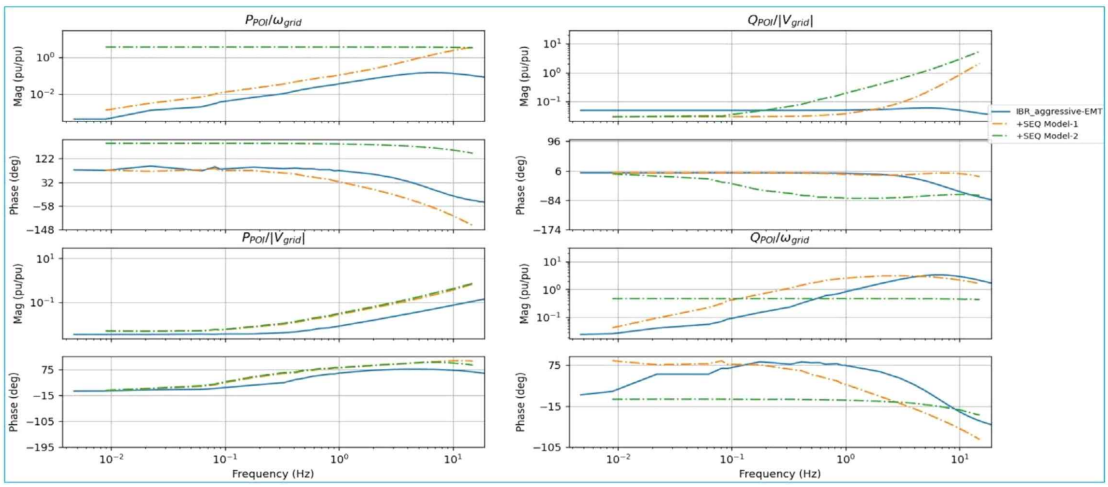


그림 87. 전압, 각주파수 진동에 대한 전력 응답의 크기와 위상

7) 결론

표 11. 주요 범용 EMT 모델의 기능, 결과, 활용 비교

모델	핵심 기능과 확인된 결과	활용 의미와 적용조건
PV	정상분 및 역상분 FRT 전류 지원, 상전류 제한, 장치 응답 비교와 참조파형	검출전압, 제한기 및 단지 지연의 실제 설정 확인
WTG Type III	RSC와 GSC의 협조 제한, FRCC의 전압 지원과 장치 한계 관리	실측 비교는 BPSC이며 FRCC의 모의 성능과 구분
WTG Type IV	GFM과 GFL 및 드룹과 VSM의 계통조건별 비교	SCR과 사건 및 제어 설정에 종속, OEM 및 현장 검증과 구분
GFM BESS	시간척도별 제어 우선순위와 10, 20, 50 MVA 용량 민감도	20 MVA는 사고 대응을 제외한 계통 형성 조건의 결과
공통 검증	시간응답과 주파수 전달함수 비교	모델 유효 대역과 파라미터를 확인하며 표준 적합 판정과 구분

표 11의 공통 성과는 장치별 기능요구와 제어 구현, 검증 결과를 공개 범용모델 안에서 연결한 데 있다. PV에서는 FRT 전류와 단지 제어의 요구를, Type III에서는 전압 지원과 기계 및 전기 한계를, Type IV에서는 계통강도와 제어 및 제한기 설정의 영향을 비교하였다. GFM 사례는 시간척도별 전압원 응답과 용량 선정의 조건을 드러냈다.

이러한 모델은 장기 계통계획에서 후보 설비와 제어 전략을 비교하고 향후 접속조건을 구체화하는 데 활용할 수 있다. 공개 문서와 이식 가능한 구조는 계획 초기의 정보 부족을 보완하지만 실제 제작사 설비의 내부 구현을 대신하지는 않는다.

적용 시에는 요구사항 구현, 실제 장치 응답의 재현과 표준 적합 판정을 구분해야 한다. 제한기, FRT와 고유 진동의 상세 검토는 OEM 및 실측 근거로 보완하고, 시간영역과 주파수영역에서 모델의 유효 대역을 확인해야 한다. 범용모델의 활용 가치는 모든 응답을 하나의 모델로 대신하는 데 있지 않고 목적에 맞는 설정과 검증을 통해 계획 판단의 근거를 마련하는 데 있다.

제 2 절 광역 EMT 해석과 계통 상호작용 검증

1) 광역 EMT의 목적과 해석 범위

인버터 기반 자원(Inverter-based Resource, IBR)이 확대되면 개별 설비뿐 아니라 주변 설비의 제어와 보호를 함께 표현해야 안정도 한계를 판단할 수 있다. 2026년 8월 27일 CIGRE C4 워크숍은 여러 상세 플랜트와 주변 계통을 전자기 과도현상(Electromagnetic Transients, EMT) 영역에서 모의하는 광역 해석을 다루었다. 그림 88에서 페이저 영역 과도해석(Phasor-domain Transient, PDT) 또는 RMS 해석은 전체 계통을 대상으로 한 시나리오 선별과 초기 계획 수립에, 국지 EMT는 단일 플랜트의 제어 및 접속 검토에, 광역 EMT는 비국지적 상호작용과 보호 및 제어가 결합되는 사례에 적용한다. 11개 발표는 계통운영자 5곳, 제작사(Original Equipment Manufacturer, OEM) 및 개발사 2곳과 도구 개발자 4곳의 관점을 연결하였다. 검토의 초점은 넓은 모델이 어떤 현상을 추가로 드러내고 그 결과가 한계, 설정과 조치를 어떻게 바꾸었는지에 있다.

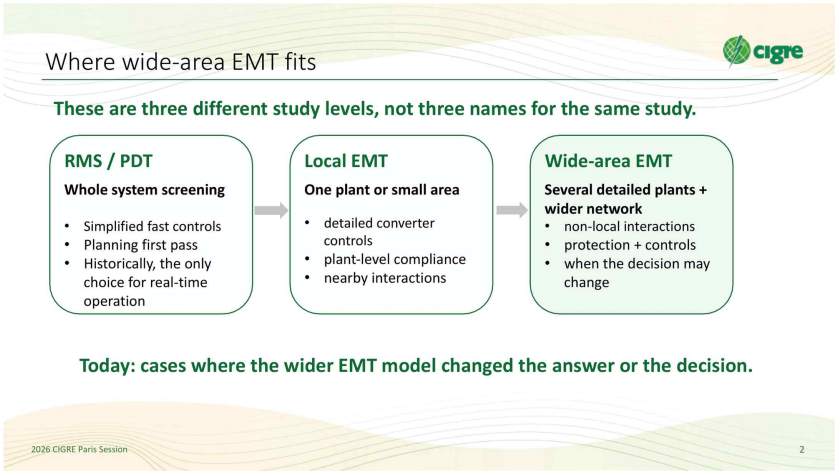


그림 88. 계통 해석의 세 수준과 광역 EMT의 위치

2) 덴마크 전력계통의 광역 EMT 시뮬레이션: 안정도 해석, 완화 대책과 남은 과제

덴마크 Energinet은 기존 페이저 영역 모델만으로 충분히 재현하지 못하는 사건을 분석하기 위해 반복 가능한 광역 EMT 연구 절차를 구축하였다. 감시제어 및 데이터수집(Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA)과 PDT 스냅샷으로 기준 조류 상태를 설정하고, 모델 축약 또는 데이터 변환을 수행한 뒤 제작사 모델을 결합하여 일관되게 초기화한다. 마지막으로 정적 및 동적 모의와 후처리를 통해 실제 사건과 비교할 근거를 확보한다.

그림 89는 2020년 이후의 계통 분리, 주파수변화율, 전압 진동과 약계통 접속 사건을 재구성한 사례이다. 이 절차는 선택된 계측 사건과의 비교를 바탕으로 모델과 데이터 및 토폴로지의 영향을 구분하고 필요한 완화수단을 검토하는 데 사용되었다. 활용범위는 계통 요구 식별과 블랙스타트, Bornholm Energy Island를 포함한 고압직류송전(High-voltage Direct Current, HVDC) 및 대규모 해상풍력 통합 검토로 확대되고 있다.

향후 확대에는 인접국 모델의 축약, 제작사 및 집합 모델의 품질, 노후 설비와 배전자원 표현

이 필요하다. 조류 초기화와 시나리오 작성의 자동화, 재사용 모델과 데이터 품질 규칙, 전문 인력 및 계산자원도 함께 확보해야 한다. 따라서 광역 모델의 크기를 늘리는 것과 함께 실제 운전 설정을 반영하는 검증 및 유지관리 절차를 갖추는 것이 중요하다.

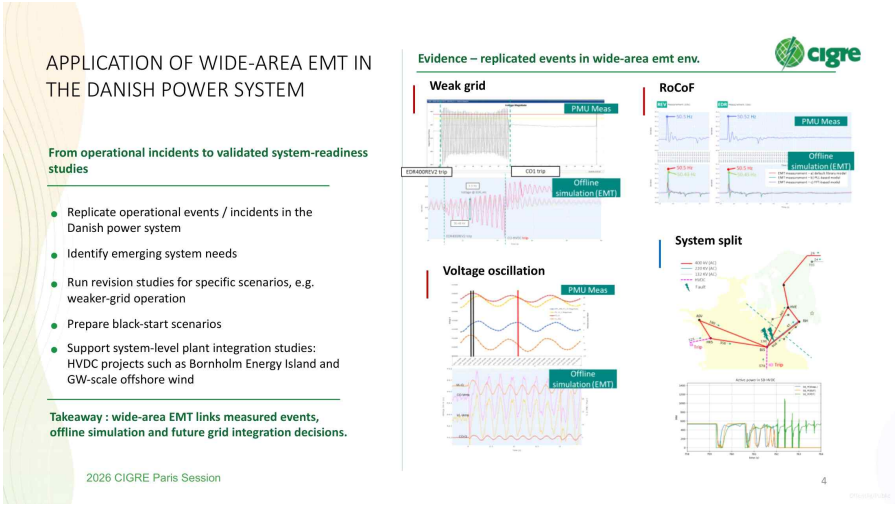


그림 89. 덴마크 계통의 실제 사건 재현 결과와 광역 EMT 적용 분야

3) EMT 기반 제어기 조정과 모델 검증: 신뢰성 있는 인버터 성능을 위한 OEM의 관점

실제 운전 설정을 모델과 연결하는 방법으로 SMA Solar Technology는 배치된 펌웨어와 같은 제어 구현을 사용하는 실제 제어 코드 기반(real-code) EMT 모델을 활용한다. 같은 제어 구현에서 제품 펌웨어, 오프라인 및 실시간 모델과 필요한 경우 페이저 영역 모델을 생성하면 갱신에 따른 차이를 줄일 수 있다. 다만 갱신된 모델이 현장 펌웨어 및 파라미터와 일치하는지는 버전과 배포 절차로 관리해야 한다. 지식재산 보호를 위한 비밀유지계약(NDA), 블랙박스 배포와 파라미터 공개 범위도 함께 정한다.

제어 포화, 샘플링 지연, 계측 필터와 운전모드 전환 및 보호는 모델 상세도에 따라 재현 범위가 달라진다. 순시값 기반 전류 제한에서는 수 ms의 차이가 고장 후 회복에 영향을 줄 수 있다. 실험실 시험, 하드웨어 연계시험(Hardware-in-the-loop, HIL)과 현장시험으로 단위 모델의 적용 범위를 확인하고 이를 프로젝트별 조정의 기반으로 사용해야 한다. 검증은 모델이 모든 조건에서 완벽함을 보이는 절차가 아니라 의도한 현상과 조건에 적합함을 확인하는 과정이다.

호주 West Murray Zone(WMZ) 사례에서는 낮은 계통강도와 여러 IBR의 상호작용을 광역 EMT로 검토하고, 단일기 무한모선(Single Machine Infinite Bus, SMIB) 수준의 조정과 광역 검증을 연계하였다. 그림 90은 일사량 감소 조건에서 조정 전후의 전압 응답을 비교한다. 이 접근은 모든 제작사 모델을 각 OEM에 공개하기 어려운 상황에서도 개별 제어 조정안을 계통 수준에서 평가하는 방법이다. 효과를 현장에 연결하려면 조정된 펌웨어와 모델 및 파라미터가 일치하는지 확인해야 한다.

Figure 1: The Contributing IBR response to reduction in solar irradiance using WMZ model

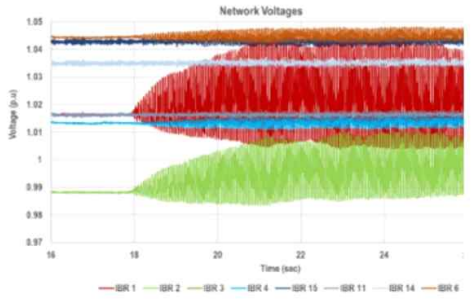


Figure 2: The Contributing IBR response to reduction in solar irradiance using WMZ model after retuning the inverter as per OME instruction

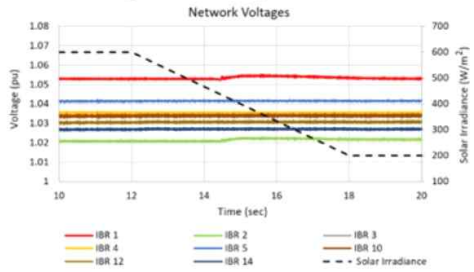


그림 90. WMZ 광역 모델의 일사량 감소 시 계통 전압 (위: 재조정 전, 아래: 후)

4) 호주 국가전력시장(NEM)의 광역 EMT 모델링 경험

AEMO의 계통모델은 호주 국가전력시장(National Electricity Market, NEM)의 접속 성능기준, 급전 엔진(NEM Dispatch Engine, NEMDE)의 제약과 계통 안전도 및 한계손실계수 평가에 사용된다. WMZ에서는 약한 계통과 다수 IBR이 결합된 진동을 상세히 표현할 필요가 있었다. 그림 91은 2024년 3월 Red Cliffs 220 kV 모선에서 측정한 16~17 Hz 전압 진동이다. 이 사례는 계통 및 장치 모델을 사건 기록과 대조하는 광역 EMT의 필요성을 보여준다.

실제 운영상태에는 계획정지가 포함되므로 정상 계통에서의 단일사고뿐 아니라 정지 상태에서의 후속사고도 평가해야 한다. 제어 설정의 이력 역시 중요하다. 2022년 6월 23일 남호주 사례에서는 발전단지 제어기가 통신 안전동작 시험 후 피드포워드 설정에 남아 무효전력 진동이 발생하였다. 따라서 설비 모델을 검증한 이후에도 시험과 운전모드 및 파라미터 변경을 모델에 반영해야 한다.

AEMO의 스냅샷 도구는 에너지관리시스템(Energy Management System, EMS)의 상태추정과 조류정보를 RMS 및 EMT 모델로 변환하고 모델 결합, 등가화와 비교를 지원한다. 모델의 적용 범위는 대상 현상과 필요한 계산시간에 따라 정한다. 전체 계통을 일률적으로 상세화하기보다 페이저 영역으로 시나리오를 선별하고 관심 구역과 인접 능동 설비를 EMT에 포함한 뒤, 축약 결과가 원래 응답을 유지하는지 확인해야 한다.

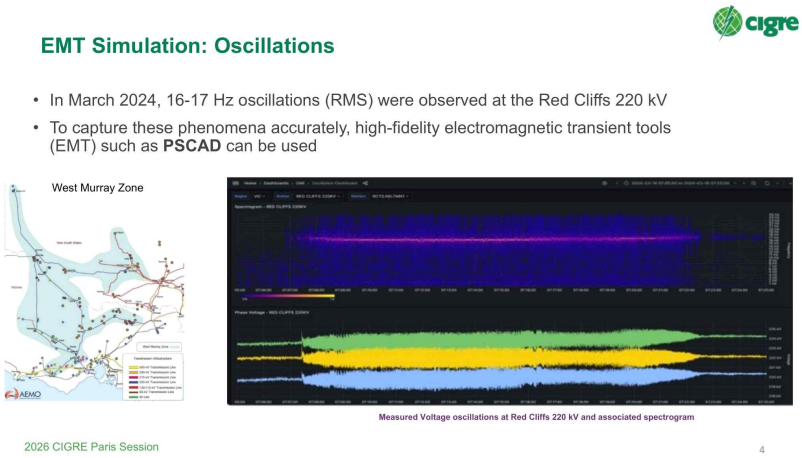


그림 91. Red Cliffs 220 kV 전압 진동 계측 (2024년 3월)

5) 광역 EMT 모델링과 시뮬레이션: 프랑스 TSO의 관점

프랑스 송전계통 운영자(Transmission System Operator, TSO) RTE는 전력전자 설비 간 상호작용과 HVDC 사업의 위험을 줄이기 위해 광역 EMT의 계산방법과 데이터 이식성을 개선하였다. 단일 코어에서는 희소행렬 해법 MKLU와 부분 재인수분해, 제어블록의 순차 풀이 및 캐시 최적화(SeqCTRLOpt), 광대역 케이블 모델 최적화를 적용하였다. 다중 코어에서는 선로 전파지연을 이용한 공동모의와 다중 시간 간격을 사용하여 작은 간격이 필요한 제작사 모델을 분리하였다. 연구영역은 단위 상호작용계수(Unit Interaction Factor, UIF)와 가중 다중 인피드 상호작용계수(Multi-infeed Interaction Factor, MIIF)로 선별하고, 계획 도구의 공통정보모델(Common Information Model, CIM) 및 공통 계통모델 교환규격(Common Grid Model Exchange Specification, CGMES) 데이터를 EMT로 변환하였다.

InterOPERA 3단자 모듈형 다레벨 변환기(Modular Multilevel Converter, MMC) 기반 HVDC 사례에서는 제어계 풀이, 계통 방정식 풀이 및 광대역 케이블 계산의 속도가 각각 12.18배, 1.87배 및 1.79배 높아졌으며 총 CPU 시간은 303.84 s에서 89.03 s로 줄어 3.41배 가속되었다. 그림 92는 같은 단일 코어 사례의 구성요소별 개선을 보여준다. Celtic 상호작용 사례에서는 6,070노드 모델을 10개 인스턴스로 나누고 HVDC에 10 μs, 나머지 영역에 20 μs를 적용하였다. 실행시간은 13,265 s(약 3시간 41분)에서 1,240 s(약 21분)로 감소하여 10.70배 가속되었다. 약 5 μs를 요구하는 제작사 모델을 포함하는 것은 후속 과제이다.

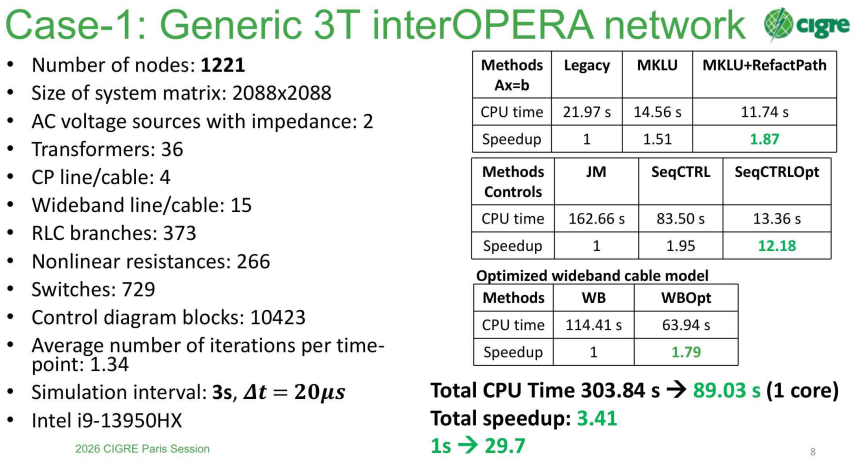


그림 92. InterOPERA 3단자 HVDC 모델의 단일 코어 계산 시간 개선

6) EMT 모드의 광역 모델링과 시뮬레이션 기술 발전

계산을 빠르게 하더라도 입력 데이터가 물리적으로 일관되지 않으면 광역 EMT의 신뢰도를 확보하기 어렵다. Polytechnique Montréal의 공동연구는 페이저 영역 데이터에서 누락된 선로 영상분과 길이, X_d″ > X_d′와 같은 기계 파라미터의 모순, 초기화가 어려운 자동전압조정기(AVR) 설정과 라이브러리 인터페이스 문제를 다루었다. 자동 보정과 비교, 조류 기반 초기화 및 CIM 변환을 연결하는 방법이다. RTE의 400~63 kV 사례에서는 CIM 토폴로지 노드 8,739개가 EMT 노드 36,370개, 주요 방정식 243,146개로 변환되었다. 데이터 형식의 변환만으로 제어 및 보호의 상세 정보가 자동 확보되는 것은 아니다.

그림 93의 Gaspésie 사례는 EMT 노드 5,290개, 제작사 동적 연결 라이브러리(Dynamic-link Library, DLL) 52개와 풍력 3,200 MW를 포함한다. Windows 노트북에서 10 µs 간격으로 2 s를 모의할 때 5코어 분할은 순차 계산보다 5.63배 빨랐고 모의 1 s당 약 266 s가 걸렸다. Linux 구현의 별도 비교에서는 3~5배 가속과 코어당 최대 약 1,500노드의 실시간 옵션이 제시되었으며 제작사 라이브러리의 호환 구현이 필요하다. NYISO의 34,531노드, 발전기 322대와 IBR 54기 사례에서는 50 µs 간격으로 10 s를 모의하는 데 걸린 시간이 Windows 순차 계산에서 4,928 s였으나, CPU 289개를 사용한 Linux 병렬 계산에서는 43 s로 줄어 계산 속도가 114.6배 높아졌다. 마지막 값에는 병렬화와 실행환경 변경이 함께 포함되므로 병렬화만의 효과로 해석해서는 안 된다.

Performance with 5 cores

Simple laptop: Intel® Core™ i7-13850HX Processor, Windows

- Windows EMT version, splitting with transmission lines only
- 2s of simulation with $\Delta t = 10\mu s$
- Automatic initialization from load-flow solution
- Balanced loading of CPUs, 5 CPUs are faster than 6
- Gain: 5.63 times

	Serial version	Main 315kV	GaspEst	HVDC_HQ_NB	Matapedia	Rimouski
CPU (s)	2997.55	533.08	535.19	535.41	534.7	534.95

1s → 266s on i7-13850HX
1s → 88s on AMD Ryzen Threadripper PRO 7995WX

12

그림 93. Gaspésie 계통의 5코어 병렬 계산 성능 (노트북 기준)

7) 해상풍력단지 안정도 해석을 위한 광역 EMT 모델링의 실제 적용

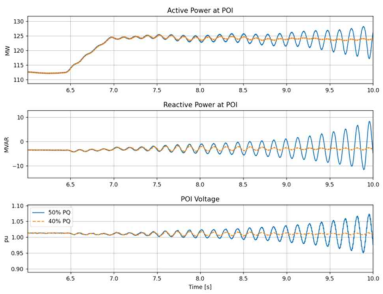
해상풍력의 긴 케이블과 HVDC 접속은 주변 계통의 감쇠와 보호 응답에 영향을 줄 수 있다. Ørsted는 SMIB나 단일 테브난 등가에 포함되지 않은 인접 능동 설비와 상정사고 및 연동차단을 광역 EMT로 표현하였다. 상세 해석 전에 단락비(Short-circuit Ratio, SCR), MIIF와 임피던스 기반 여유로 임계 시나리오를 선별하면 계산과 데이터 부담을 줄일 수 있다. 정지 조합에 따라 접속점 고장용량이 1,000 MVA에서 589~915 MVA로 변하는 사례처럼 등가계통은 운전구성에 따라 달라져야 한다.

그림 94는 부하 구성 가정이 적합성 판단에 미치는 영향을 보여준다. 계통 첨두부하의 15 % 수준인 경부하 조건에서 풍력 출력을 90 %에서 100 %로 높이는 예비해석은 불안정 가능성을 보였지만, 운영자와 실제 구성을 확인하여 전동기 비중 20 %를 적용하자 안정 응답을 얻었다. 해당 사례에서 안정과 불안정이 갈리는 전동기 부하 비중은 40~50 % 사이였다. 이는 어떤 부하 비중을 항상 적용해야 한다는 뜻이 아니라 현장에 맞는 가정이 필요하다는 결과이다. 능동설비 모델 확보와 데이터 및 설정의 반복 갱신, 3개월 이상 걸릴 수 있는 모델 구축도 사업 일정에 반영해야 한다.

Public

Practical experience on OWF stability study

- **Load modeling**
  - Preliminary studies indicated that the offshore wind farm may lose stability when ramping power from 90% to 100% of full output under light load condition.
  - Further investigation performed together with ISO/TSO
  - This includes assessing the mix of loads in the actual grid and not only relying on the percentages provided by standards (which are sometimes conservative).
  - Stability was confirmed under more realistic assumptions, specifically 20% of motor load content.
  - Marginal motor load content for losing stability is between 40% and 50%.
  - The system remains stable during off-light load conditions due to a greater number of online generators in the grid.
  - This improvement in load modelling has direct impact on project's compliance and time to market



	Peak Load	Light Load
% of System Peak	100%	15%
Motor Load Content:	70%	20%

2026 CIGRE Paris Session

8

그림 94. 출력 램프 응답(전동기 부하 40 %, 50 %)과 부하 구성 가정

8) 대신호 및 소신호 안정도 해석에서 광역 EMT 모델의 적용

NESO는 2021년 북스코틀랜드의 8 Hz 동기주파수 이하 진동 이후, 다입력 다출력(Multiple Input Multiple Output, MIMO) 주파수 스캔과 일반화 나이퀴스트 판별을 통해 IBR의 상호작용을 평가하였다. 그림 95에서는 같은 단락용량에서도 수동 SMIB의 계통 임피던스를 사용할 때 이득 여유가 3.88, 주변 IBR 동특성을 포함하면 1.49였다. 이는 접속점 단락용량만으로 제어 상호작용을 대표하기 어렵다는 뜻이다. 결과는 한 운전점의 비교이므로 개루프 특성과 필요한 시나리오를 고려하여 판별하고 모든 운전점의 안정성으로 확대하지 않아야 한다.

대신호 사례에서는 전류형(LCC) 및 전압형(VSC) HVDC, 풍력과 정지형 동기보상기(Static Synchronous Compensator, STATCOM)가 밀집한 구역의 전압 안정도를 비교하였다. 약계통에서 RMS 모델의 고장 제거 직후 무효전력 주입은 큰 과도 과전압(Transient Overvoltage, ToV)을 만들었으나 EMT는 다른 응답을 보였다. 그림 96의 별도 사례에서는 RMS가 ToV 한계 초과를 나타낸 반면 EMT는 한계 이하의 ToV와 LCC의 전류전환 실패(commutation failure)에 따른 반복 전압강하를 포착하였다. 따라서 이 사례의 운영 제약은 최대 전압만이 아니라 전류전환 실패 및 후속 전압 응답을 근거로 정해야 한다. 광역 EMT는 검증된 단위 모델을 결합한 뒤에도 계통 수준 응답을 확인해야 하는 이유를 보여준다.

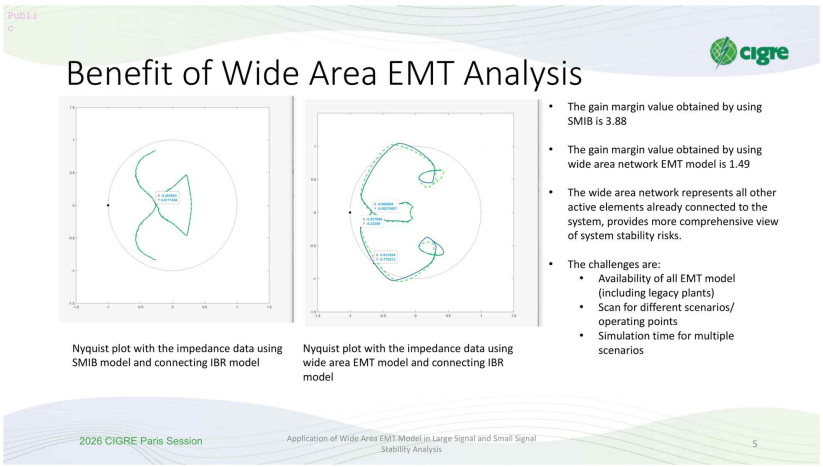


그림 95. SMIB와 광역 EMT 모델의 나이퀴스트 선도 비교

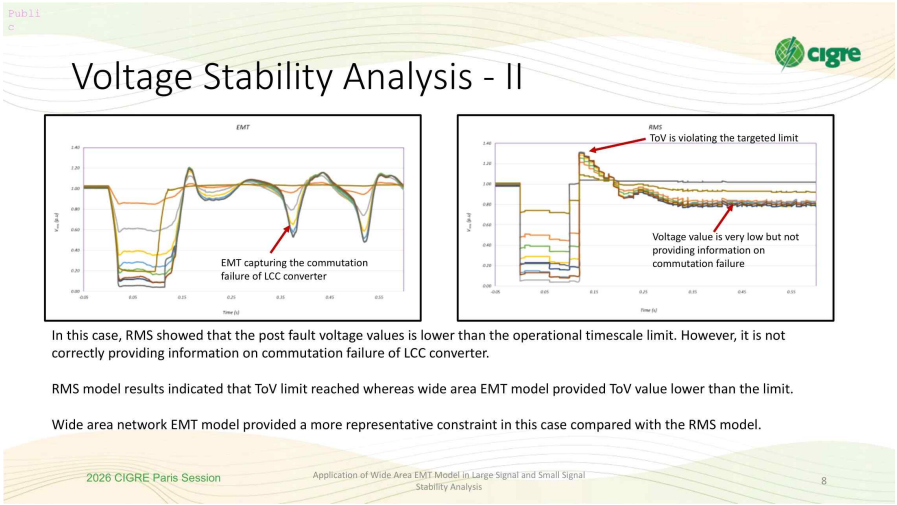


그림 96. 사례 II: EMT가 포착한 LCC 전류전환 실패와 RMS의 ToV 위반

9) EMT 광역 모델링 사례 연구: 계통이 결정하는 것과 SMIB 모델이 가정해야 하는 것

Manitoba Hydro International(MHI)의 두 사례는 SMIB가 입력으로 가정하는 고장 후 전압과 임피던스, 보호 시간과 인접 설비 응답을 광역계통이 어떻게 결정하는지 보여준다. 고장과 비정격 주파수 및 약한 전원이 동시에 작용하면 단독시험에서 드러나지 않은 문턱값 기반 논리의 문제가 발생할 수 있다. 두 사례는 가압 전 설계 검토에서 발견하여 수정한 결과로, 실제 운전 중 사고와 구분해야 한다.

그림 97의 GFM(Grid-forming) 배터리 에너지저장시스템(Battery Energy Storage System, BESS)은 근단 100 ms, 원단 250 ms에 제거되는 2상 지락 고장 중에는 운전을 유지했지만, 고장 후 유효전력이 약 100 MW에서 200 MW로 증가하고 무효전력이 약 −130 MVAr로 역전된 상태가 약 2.5 s 지속된 뒤 과전류로 트립하였다. 일시적 위상각 보상의 종료조건은 단자전압 0.95 pu 초과였으나 계통 전압은 약 0.94 pu에 머물렀다. 0.01 pu의 전압 차이 때문에 보상이 해제되지 않은 것이 문제였다. 종료조건을 5 ms 타이머로 바꾸자 지령값으로 복귀하고 트립을 피했다. 이는 해당 제어의 수정 결과이며 모든 GFM에 같은 타이머를 적용하라는 권고가 아니다.

그림 98의 풍력단지는 제거시간 0.42 s인 2상 지락에서 약 30 Hz 진동을 보인 뒤, 단 한 번의 고장에도 다중 고장 운전 유지(Multiple Fault Ride-through, MFRT) 보호로 분리되었다. 인근 STATCOM과 풍력의 고장 대응 제어가 상호작용하여 접속점 전압이 문턱값을 반복 통과하자 제어기는 이를 새 고장으로 계수하였다. STATCOM을 제외한 비교와 제어 재조정으로 원인을 평가하고 문제를 해소하였다. 광역 응답을 재생하는 축약모델은 후속 반복 검토에 유용하지만, 처음부터 어떤 전압 궤적을 인가해야 하는지 정하려면 주변 계통과 제어를 포함해야 한다.

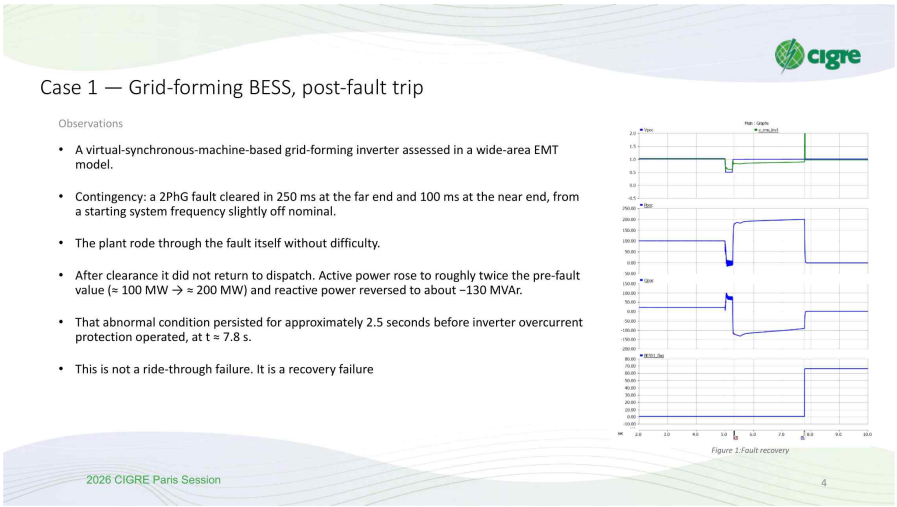


그림 97. 사례 1: GFM BESS의 회복 실패와 과전류 트립

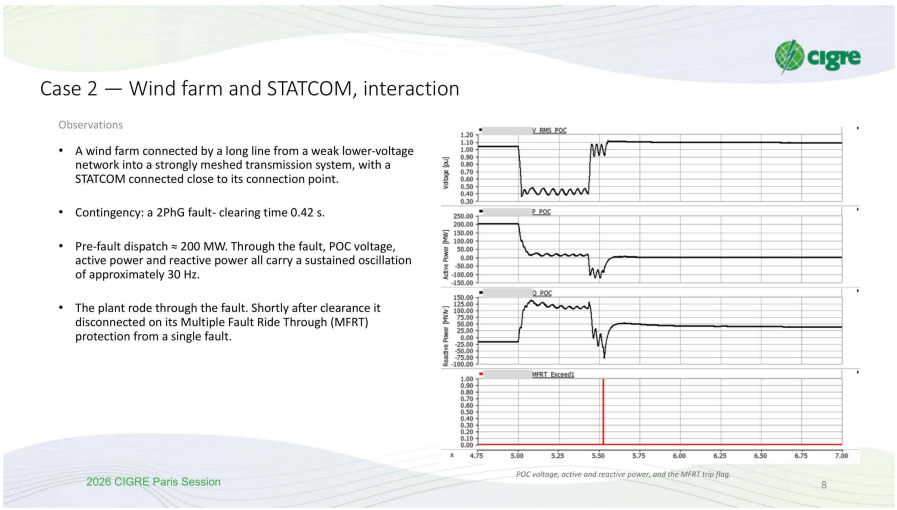


그림 98. 사례 2: 풍력단지와 STATCOM의 상호작용과 MFRT 트립

10) ERCOT의 경험: 광역 EMT 시뮬레이션, 정책 변화와 의사결정 영향

ERCOT는 동기주파수 이하 진동(Subsynchronous Oscillation, SSO), 낮은 가중 단락비(Weighted Short-circuit Ratio, WSCR), IBR과 대형 부하의 집중 및 보호와 제어가 관련된 사건을 EMT의 주요 적용대상으로 삼았다. 워크숍 자료의 설비용량은 풍력 40,737 MW(2026년 6월), 태양광 39,794 MW와 저장설비 21,158 MW(2026년 7월)이다. WSCR 1.5 미만 등 위험조건에 따라 상세 검토를 수행하며 2015년부터 신규 IBR에 EMT 모델을 요구하고 2020~2021년에는 품질시험과 하드웨어 벤치마크를 추가하였다. 대형 부하의 모델 요구인 PGRR144는 자료 기준 2026년 2월부터 이해관계자 검토 단계였다.

Panhandle 연구는 46개 IBR 모델을 마스터 1개와 슬레이브 42개, 총 43개 EMT 사례로 나누어 계산하였다. 30 s 모의에는 약 2.5시간이 걸렸으며 동기조상기 설치 필요성의 근거를 제공하였다. 다만 43개 사례를 43개 설비로 혼동해서는 안 된다. 직렬보상 구역의 후속 대책으로는 N-1에서 발전설비가 직렬 콘덴서에 방사상 연결되는 구성을 제한하는 PGRR120이 제시되었다. WSCR 1.0 미만의 별도 지역에서는 EMT가 페이저 영역에 표현되지 않은 제어 상호작용과 더 엄격한 운영 한계를 확인했으며 계통 보강이 수행되었다. 이 사례는 해석을 확대하는 것

과 함께 실제 계통 및 지원설비를 개선하는 대응을 보여준다.

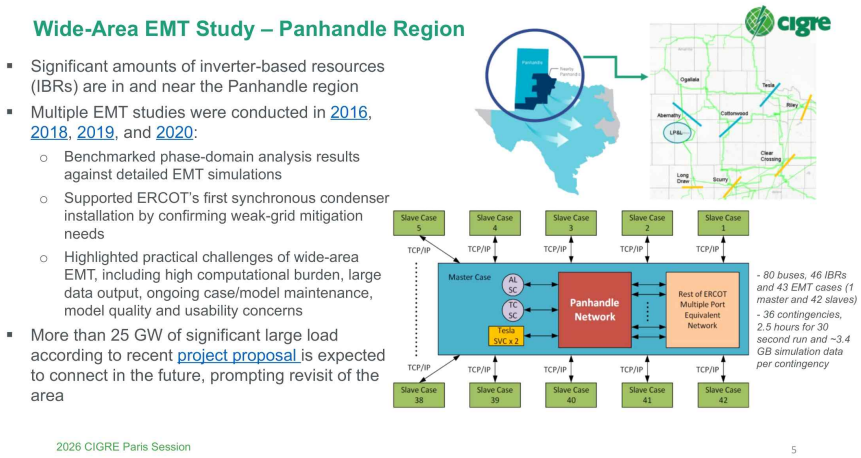


그림 99. Panhandle 지역 광역 EMT 연구의 병렬 모의 구성

11) IBR 지배 계통의 안정도 평가를 위한 실시간 및 준실시간 EMT 시뮬레이션

RTDS Technologies는 실시간 모의 플랫폼의 병렬 구조를 광역 EMT의 고속 계산에도 활용하였다. 강하게 결합된 영역 안의 계산을 분산하고 선로 및 케이블의 진행파 전파시간을 이용해 하위계통을 분할하는 방식이다. 분할에는 시간 간격과 통신 및 모델의 일관성을 확인해야 한다. 제시된 활용 규모는 12,000모선과 16개 HVDC 제어기 복제본이며 기존 플랫폼의 확장 목표는 약 35,000모선이다. 실시간 제약을 제거하는 소프트웨어 연계시험(Software-in-the-loop, SIL)은 계산 시간이 기존의 4~5배로 늘어나는 대신, 모의 가능한 계통 규모를 약 10배인 100,000모선 이상으로 확장하는 방안으로 제시되었다. 규모의 확장 가능성과 특정 모델의 실시간 실행 달성은 구분해야 한다.

12) 실시간과 오프라인 시뮬레이션 기술의 수렴과 광역 EMT TSA를 위한 모델 상호운용성

OPAL-RT는 실시간 동기화와 계산 병렬화 기술을 오프라인 해석에도 사용하는 접근을 제시하였다. 동기화 대기를 없앤 사례에서는 실시간보다 약 20 % 빠른 실행이 가능했지만 성능은 모델과 계산환경에 따라 달라진다. 중국 500 kV 이상 계통 사례는 3상 노드 8,500개와 HVDC 10개를 600코어 및 70대 이상의 현장 프로그래머블 게이트 어레이(Field-programmable Gate Array, FPGA) 기반 시스템에 연결하여 인접 LCC의 연쇄 전류전환 실패를 평가하였다. WECC 10,000모선 데모에서는 9,000모선 페이저 영역과 555모선 EMT를 결합하였다. 이는 서로 다른 모델 범위 및 실행조건의 사례이다.

대규모 계산에서도 암호화된 OEM 제어모델의 통합과 실행속도가 병목이 될 수 있다. 표준 인터페이스를 사용한 Windows DLL의 도구 간 이식은 통합 및 디버깅과 시험을 포함하여 약 1~2주, 표준이 없으면 약 2~6주가 소요된 사례가 제시되었다. 그림 100의 300개 DLL 및 4,000모선 모델은 약 500코어 클러스터에서도 실시간보다 3배 느렸으며 DLL 실행이 속도를 제한하

였다. 따라서 코어 수뿐 아니라 모델 인터페이스, 실행 성능과 버전을 관리해야 한다. 표준 래퍼와 성능 기준의 도입은 기술적 제안이며 모든 제작사에 이미 의무화된 규정으로 해석해서는 안 된다.

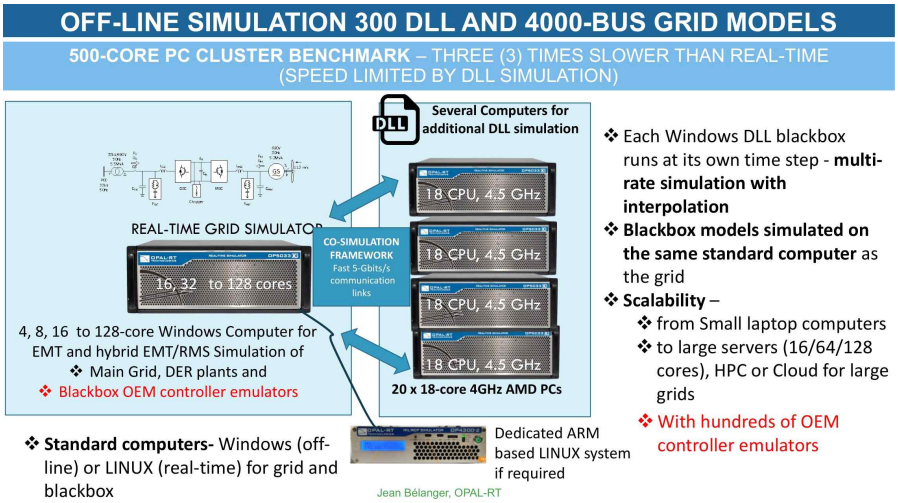


그림 100. 300개 OEM DLL과 4,000 모선 모델의 클러스터 모의 구성

13) 요약

광역 EMT의 성과는 주변 설비와 보호 및 제어를 함께 표현하여 기존 해석의 가정을 검증하고 대응을 바꾸었다는 데 있다. MHI는 전압 회복 궤적에 따른 보상 미해제와 인접 STATCOM에 의한 MFRT 동작을 설계 단계에서 찾아 수정하였다. NESO는 계통 임피던스에 인접 IBR을 포함할 때 안정도 여유가 달라지고, LCC 전류전환 실패가 운영 한계의 근거가 될 수 있음을 보였다. WMZ의 제어 조정, 해상풍력의 부하 가정 검증과 ERCOT의 계통 보강 사례도 같은 관점에서 연결된다.

적용 범위는 기존 해석으로 답하지 못하는 질문, 광역 모델이 추가로 드러내는 현상과 결과에 따른 설계 및 운영 판단을 기준으로 정해야 한다. 모델 접근과 교환, 실제 설정 및 버전, 검증과 계산시간은 규모 확대와 함께 해결할 과제이다. 시간과 비용이 큰 만큼 위험에 비례하여 시나리오를 선별하고 단위 모델 및 계통모델을 검증해야 한다. 데이터센터와 GFM의 저계통강도 상호작용은 이번 세션에서 충분히 다루지 못한 후속 주제이다. 표 12는 기관별 확인 결과와 적용조건을 정리한다.

표 12. C4 워크숍 발표별 핵심 기술, 주요 결과, 적용 조건

발표 (기관)	핵심 기술	주요 결과	적용 조건 및 한계
1. Energinet (덴마크 TSO)	SCADA 및 PDT 스냅샷, 모델 축약과 변환, 벤더 모델 결합, 모의의 4단계 절차	선택된 계통 분리, 주파수 및 전압 진동 사건의 광역 재구성	인접국 축약, 벤더 및 집합 모델 품질, 노후 설비와 배전 자원 표현, 인력과 하드웨어
2. SMA (OEM)	펌웨어와 같은 제어 코드로 만든 실제 제어 코드 기반 EMT 모델; 실험실, HIL, 현장의 연속 검증	검증된 단위 모델과 SMIB 조정 및 WMZ 광역 검증을 연계	NDA, 블랙박스, 펌웨어 버전 관리 필요; 해당 WMZ 사례의 광역 모델은 OEM에 공유되지 않음

발표 (기관)	핵심 기술	주요 결과	적용 조건 및 한계
3. AEMO (호주)	EMS 스냅샷의 RMS 및 EMT 변환과 등가화, 사건 기록 대조	Red Cliffs 16~17 Hz 진동 계측과 제어 설정 이력의 중요성	실제 펌웨어 및 설정과 모델의 일치, 모델 품질과 계산범위 관리
4. RTE (프랑스 TSO)	MKLU와 부분 재인수분해, 제어계 캐시 최적화, 공동모의와 다중 시간 간격; CIM/CGMES 데이터 가져오기 및 변환	InterOPERA: 단일 코어 303.84 → 89.03 s(3.41배); Celtic 6,070노드: 10개 인스턴스로 3시간 41분 → 21분(10.70배)	벤더 모델의 작은 시간 간격(10 µs, 향후 5 µs)이 속도를 제한
5. Polytechnique Montréal / PGSTech	RMS 데이터 결함 보정과 CIM-EMT 변환; 자동 초기화와 병렬화, Linux 가속	Gaspésie 5,290노드, 노트북 5코어의 5.63배 가속; NYISO 34,531노드, Windows 순차 계산 대비 CPU 289개를 사용한 Linux 병렬 계산의 114.6배 가속	CIM에 EMT 표준 부재; 제조사 DLL의 Linux 버전과 규격 준수 필요
6. Ørsted (해상풍력 개발사)	단락비, MIIF, 임피던스 기반 선별 후 광역 EMT; 부지별 OEM 모델과 검증된 등가 계통	전동기 부하 20 % 적용으로 경부하 출력 상승 시 안정 확인(전동기 부하 비중 한계 40~50 %)	능동 설비 모델 확보 곤란, 범용 모델 사용 시 결과의 정확도를 과신할 우려, 구축에 3개월 이상
7. NESO (영국)	MIMO 임피던스 스캔과 일반화 나이퀴스트 판별; 광역 EMT와 RMS의 대신호 비교	이득 여유 3.88에서 1.49로 감소; ToV 및 LCC 전류전환 실패를 구분하여 평가	해당 운전점 및 모델의 비교이며 전체 운전점 안정성과 구분
8. MHI	광역 모델이 생성하는 고장 후 임피던스, 보호 동작 시간, 전압 회복 궤적, 인접 설비 응답	사례 1: GFM BESS 보상 미해제(0.94 pu, 문턱 0.95 pu)로 과전류 트립, 5 ms 타이머로 해결; 사례 2: STATCOM 상호작용 30 Hz 진동으로 MFRT 트립, STATCOM 재조정	축약 재생 모델은 재현과 반복에 유용하나 발견 수단으로는 부족
9. ERCOT (미국)	SSO, WSCR 1.5 미만, IBR 및 대형 부하 밀집, 사건 해석의 4개 적용 기준; 2015년 이후 신규 IBR EMT 모델 요구	Panhandle 연구의 동기조상기 필요성 확인, WSCR 1.0 미만 지역의 운영 한계와 송전 보강, PGRR120 채택	계산 부담, 데이터, 모델 유지; 장기적으로는 송전 보강으로 계통 강화
10. RTDS	결합 영역 내 병렬화와 진행파 모델 기반 서브시스템 분할, 캐시 기반 실행	12,000 모선, 16 HVDC 복제본 실시간 모의(China Southern Grid); SIL로 100,000 모선 이상	RMS를 대체하지 않고 보완; EMT 전환 판단 기준은 미정
11. OPAL-RT	실시간 시뮬레이터의 오프라인 가속, CIGRE/IEEE DLL 표준 래퍼	DLL 통합 1~2주(표준) 대 2~6주; 500코어 클러스터는 DLL 속도로 실시간의 3배 느림	표준 래퍼와 성능 기준은 도입 제안; 하이브리드 분할과 상호운용성 검증 필요

제 4 장 대규모 부하 연계 및 유연성 활용 동향

AI 데이터센터와 같은 대규모 부하의 계통연계에서는 공급용량 확보와 함께 부하 변동, 고장 시 내부 전원으로의 전환 및 계통 복귀가 전압, 주파수에 미치는 영향을 검토해야 한다. 또한 연산 작업과 냉각설비, 저장장치 등의 조절 능력을 계통운영에 활용하는 방안도 논의되고 있다. 본 장에서는 AI 데이터센터의 부하 특성과 사고 응답을 살펴보고, 유연성 자원으로 활용하기 위한 기술적 조건과 접속, 운영 및 보상 방안을 정리한다.

제 1 절 대규모 인버터 기반 부하의 계통 연계, 운영, 계획

1) 대규모 전력전자 부하의 정의와 공동연구 범위

대규모 전력전자 부하(Power-electronic-interfaced load, PEIL)는 전력전자 장치를 통해 계통에 접속하며 개별적으로 또는 집합적으로 수요예측, 계통연계, 계획, 운영에 중대한 영향을 미칠 수 있는 수요시설이다. 동일 용량에서도 계통 규모와 강도, 부하 집중도에 따라 영향이 달라지므로, CIGRE 제안 정의는 일률적인 MW 용량이나 접속전압 기준 대신 계통영향을 기준으로 한다.

주요 대상은 데이터센터, 수소생산, 배터리 및 반도체 제조, 액화천연가스(LNG) 설비 전기화 및 대형 충전시설이다. 기존 대형 부하와 비교하여 빠른 보급, 지역적 집중 및 높은 전력전자 비중이 특징이다. 시설의 제어와 내부 전원전환이 접속점의 전력을 빠르게 변화시키며, 여러 시설이 동일 외란에 반응하면 개별 설비의 전환이 대규모 수요변동으로 확대된다.



그림 101. 기존 대형 부하와 신규 전력전자 부하의 특성 비교

그림 101에 제시된 전력 조절기능을 계통운영에 활용하려면 고객계약, 시설 내부 신뢰도 및 시

장 참여조건을 확인해야 한다. 기술적 조절범위와 실제 제공 가능한 유연성은 다르다. 계통해석에는 정상상태 부하와 함께 PEIL의 제어, 보호, 전원전환을 반영해야 한다.
CIGRE C1, C2와 C4의 공동작업은 계획, 운영과 동특성 평가에 필요한 데이터, 모델 및 성능요건을 연계하여 검토한다. 시설 내부의 전원 신뢰도와 접속점에서 계통이 요구하는 성능을 함께 검토하고, 기존 모델과 접속기준이 충분히 다루지 못한 동작을 후속 연구 대상으로 정하였다.

2) 전력전자 부하가 계통연계 설계에 미치는 영향

대규모 PEIL의 접속설계는 Fault ride-through, 고조파 및 제어 상호작용을 함께 다룬다. 발전, 저장설비를 병설하여 기본주파수의 순전력 교환을 줄여도 개별 컨버터의 고조파 전류와 제어 상호작용은 남는다. 따라서 접속점의 순부하만으로 설계를 평가하지 않고, 컨버터, 케이블, 변압기와 외부계통을 포함한 전기적 구성을 해석해야 한다.
외란 중 운전 유지 성능은 규정된 전압과 주파수 범위에서 요구되는 접속점 동작을 지속하는 능력이다. 저전압 운전 유지(LVRT), 과전압 운전 유지(HVRT)와 주파수 외란을 포함하며, 적용 곡선은 해당 계통의 고장양상과 제거시간에 맞추어 정한다. 무정전전원장치(Uninterruptible Power Supply, UPS)가 내부전원으로 전환하면 정보기술(Information Technology, IT) 부하에 대한 전력 공급은 유지되더라도 계통 수요는 급감할 수 있다. 따라서 시설 무정전 공급과 계통 수전 유지 요구를 구분하여 전환 및 보호 로직을 설계해야 한다.

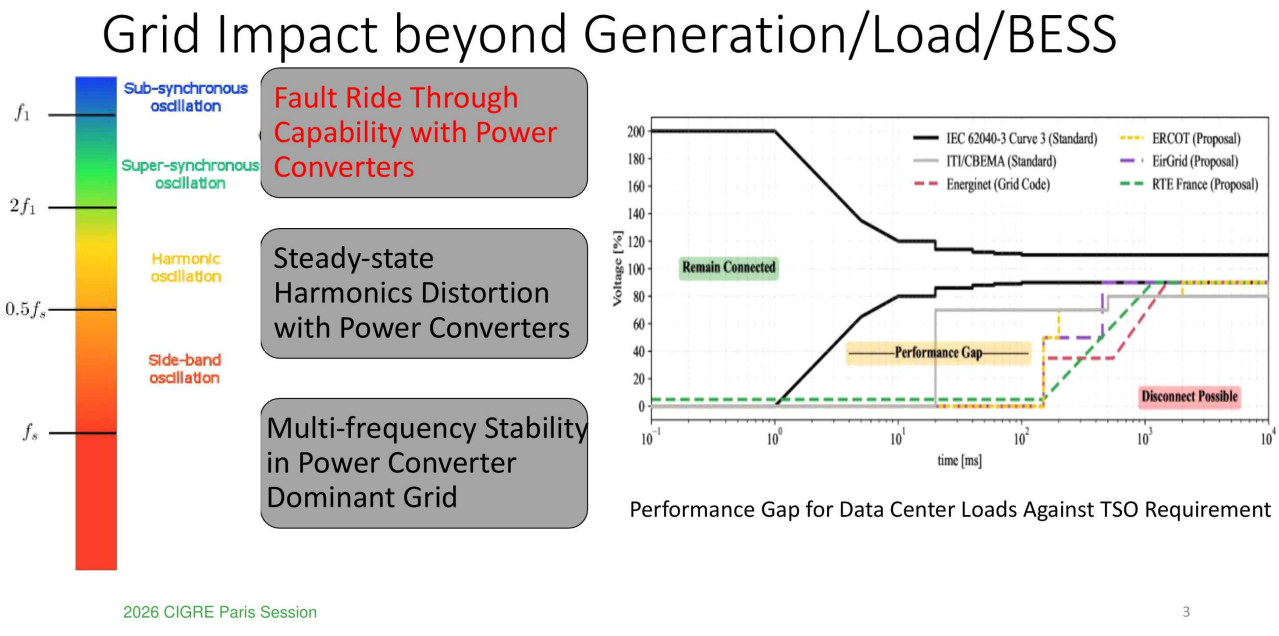


그림 102. 설비 전압 내성곡선과 계통 Ride-through 요구의 차이

그림 102는 설비의 전압 내성 범위와 계통운영자가 요구하는 Ride-through 범위의 차이를 비교한다. 기존 기준과 제안 단계의 곡선이 함께 포함되어 있다. 접속 검토에서는 적용요건을 먼저 확정한 뒤, 그 범위에서 전압저하 깊이, 지속시간에 따른 보호 동작과 내부전원 전환조건이 접속점 응답에 미치는 영향을 평가해야 한다.

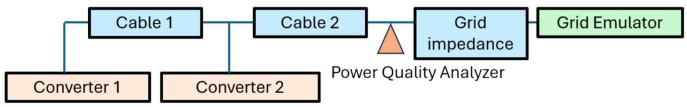
고조파 해석에는 컨버터의 고조파 방출 특성뿐 아니라 장치, 접속설비, 계통의 주파수별 임피던스가 필요하다. 단위시험에서 식별한 모델을 실제 연결구성의 측정결과와 대조한 뒤 필터와 접속설비를 선정해야 한다. 방출모델이나 계통 임피던스의 오차는 필터 정격의 과대 산정 또는 공진주파수의 오판으로 이어질 수 있다.

단위시험과 계통모델의 고조파 검증

고조파 모델은 단위장치의 특성을 실제 접속구성에 적용할 수 있어야 한다. 제시된 Thévenin 모델은 고조파 전압원과 주파수별 임피던스를 함께 식별하여 외부계통 조건의 영향을 반영하였다. 시험에서는 유효전력 P, 무효전력 Q와 접속점 기본파 전압 V가 같을 때 계통 임피던스가 달라져도 기본파에 대한 고조파의 상대 위상 특성이 유지되었다. 따라서 모델에는 식별에 사용한 P, Q와 V 조건을 함께 제시해야 한다.

검증시험은 두 컨버터, 연결 케이블, 계통 임피던스 및 계통 모의장치로 구성되었다. 단위시험에서 얻은 특성으로 두 컨버터가 연결된 계통의 고조파를 계산하고 실제 측정과 비교하였다. 이 절차는 개별 장치의 시험파형뿐 아니라 장치 간 결합과 외부 임피던스를 포함한 모델의 재현성을 평가한다.

Validation Results



Thevenin Equivalent model

Case	Actual (%)	Model estimates (%)	Error (%)
1	0.42	0.46	10
2	0.90	0.86	4
3	1.24	1.27	2.4
4	1.07	1.06	0.9

Norton Equivalent model

Case	Actual (%)	Model estimates (%)	Error (%)
1	0.42	0.27	36
2	0.90	0.64	29
3	1.24	1.46	18
4	1.07	0.57	47

Reference: "Harmonic modelling and analysis for co-located renewable hydrogen system", master thesis Kenneth Yeo, 2025.07.15, Eindhoven University of Technology

2026 CIGRE Paris Session

10

그림 103. 두 컨버터 시험의 고조파 측정값과 등가모델 추정값

그림 103의 네 시험에서 Thévenin 모델의 상대오차는 10%, 4%, 2.4%, 0.9%이고 Norton 모델은 36%, 29%, 18%, 47%이다. 그림에 포함된 표의 실측값과 추정값으로 재계산한 값은 각각 약 9.52%, 4.44%, 2.42%, 0.93%와 35.71%, 28.89%, 17.74%, 46.73%로 반올림에 따른 차이 범위에서 일치한다. 제시된 모델 식별·적용 절차에서는 Thévenin 모델이 연결계통의 측정결과를 더 근접하게 재현하였다.

이 비교는 해당 시험에서 정의한 백분율 지표의 재현 오차를 평가한 것이다. 따라서 결과는 제시된 식별 및 연결 조건에 한정해야 하며, 이를 모든 고조파 지표나 Thévenin 및 Norton 등가회로의 일반적인 우열로 확대해서는 안 된다. 설계에 적용할 때에는 대상 지표, 모델 식별조건

과 연결계통에서의 검증 범위를 일치시켜야 한다.

빠른 부하변동과 다중 주파수 안정도

인공지능(Artificial Intelligence, AI) 계산작업의 전력변동은 서버 전원공급장치와 UPS를 거쳐 접속점 수요에 나타난다. 발표의 AI 학습 예시에서는 0.1 - 5 Hz의 변동대역이 제시되었다. 변동을 평활화하려면 저장장치가 해당 변동에 대응할 출력과 에너지, 제어 대역폭을 갖추어야 한다. 계통해석에서는 작업 부하의 주기성, UPS의 완충효과 및 컨버터 제어모드가 중첩되는 주파수 대역을 확인해야 한다.

GFM의 안정도도 계통 임피던스와 제어 설계에 영향을 받는다. 그림 104의 모의사례에서는 2 s에 계통 인덕턴스를 낮춰 SCR을 3에서 10으로 높였을 때 약 0.25 s 주기, 즉 4 Hz의 전력, 전류 진동이 증가하였다. 이는 특정 GFM 제어를 강계통에 연계한 조건에서의 제어 상호작용 해석 결과이며, 데이터센터 현장사고를 재현한 파형은 아니다.

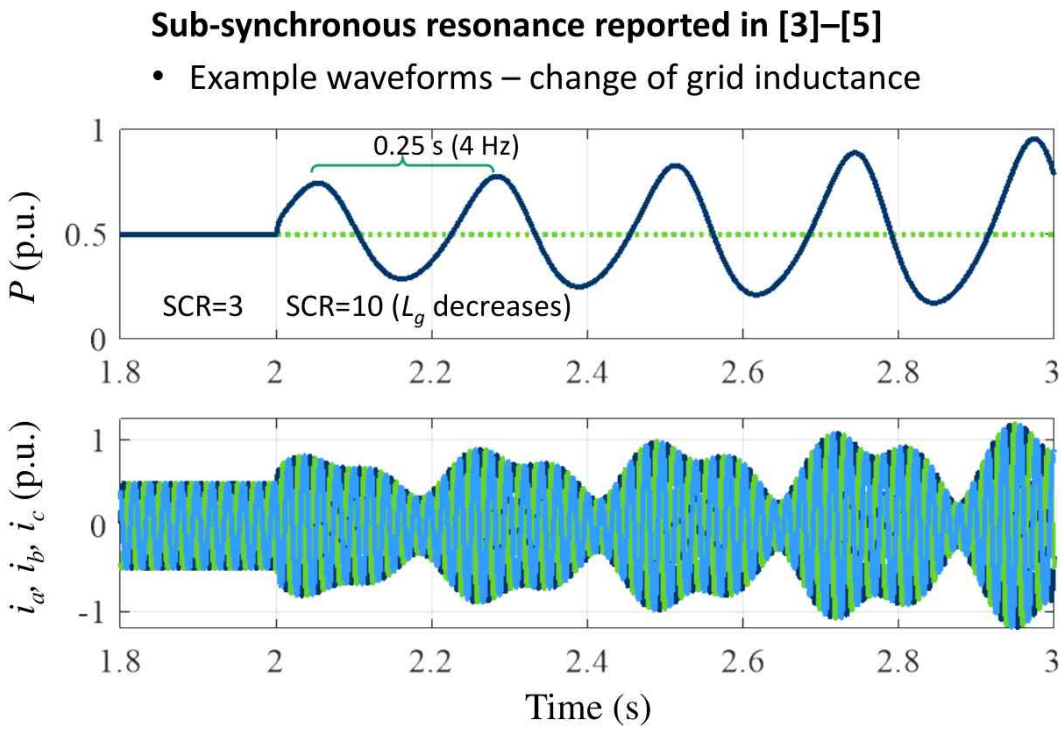


그림 104. SCR 3→10 변화 후 특정 GFM 제어의 4 Hz 진동

다중 주파수 안정도는 계통 및 장치 임피던스와 제어모드의 결합으로 평가해야 한다. 큰 외란에서는 반도체 전류 한계와 계통의 전력 전달 한계가 추가되므로 정상 운전점의 선형 해석만으로 회복 여부를 판정하기 어렵다. 선형 및 비선형 부분을 구분하는 주파수영역 접근을 시간영역 응답과 연계할 필요가 있다. 외부 GFM을 통한 전압 지원과 UPS 내부 전원전환 로직의 개선은 서로 다른 대응수단이므로 각각의 영향을 평가해야 한다.

3) 데이터센터의 동특성과 목적별 모델링

데이터센터의 계통응답은 IT 부하, UPS, 냉각·보조설비로 나누어 모델링한다. IT 부하는 계산작업에 따른 정상 수요와 변동을 결정하고, UPS는 외란 중 계통으로부터의 전력 수전 유지,

내부전원 전환 및 복귀를 결정한다. 냉각용 펌프, 압축기는 구동방식에 따라 고장 중 정지하거나 재기동이 지연되어 수요복구에 영향을 준다. 모델에 포함할 냉각설비의 범위는 시설 구성과 입지별 부하 비중을 기준으로 정한다.

이중변환 UPS는 AC/DC 정류기와 DC/AC 인버터 사이의 DC 링크를 통해 IT 부하에 전력을 공급한다. 배터리는 DC/DC 컨버터를 통해 DC 링크에 연결될 수 있다. 그림 105의 대표 구성은 220 - 500 kV 송전망에서 11 - 33 kV와 400 V AC를 거쳐 UPS, 서버 전원공급장치로 이어지고, 48 - 50 V Rack bus에서 약 1 V의 프로세서 전원으로 변환된다. 도식의 배터리 연결과 일부 변환단은 토폴로지에 따라 선택된다.

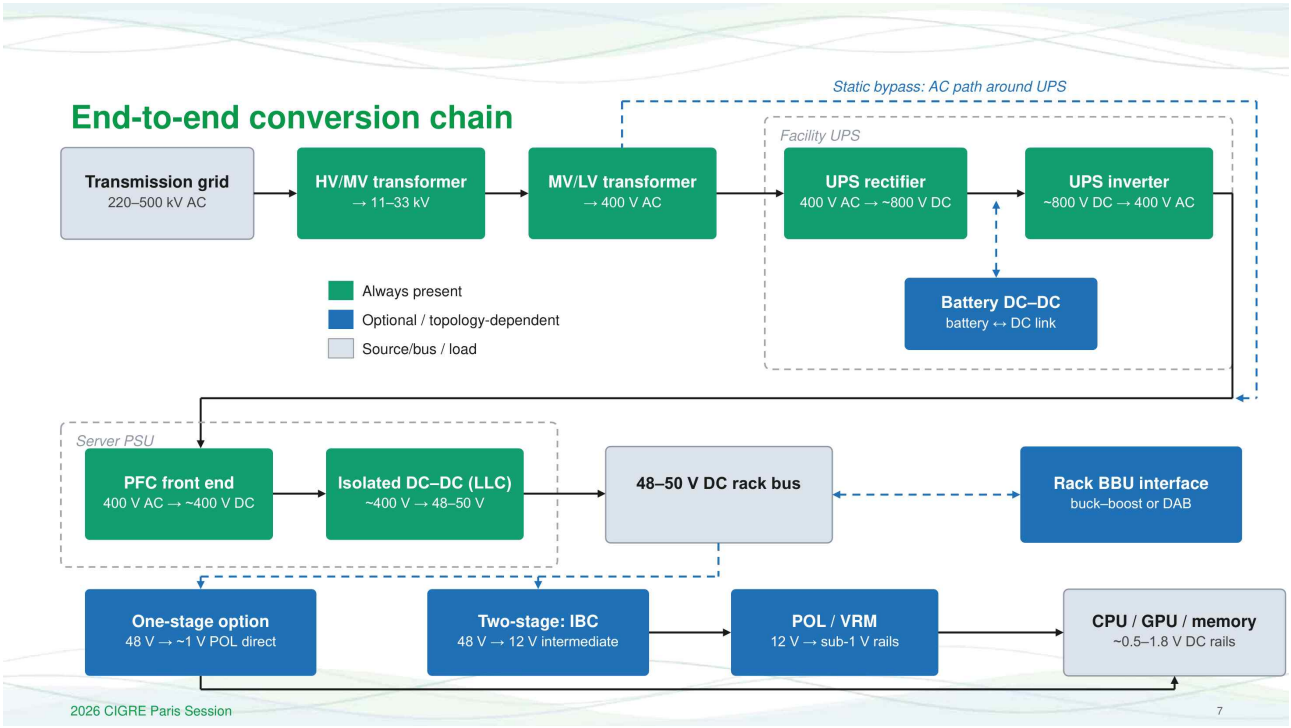


그림 105. 송전망에서 IT 부하까지의 전력변환 경로

연계해석에서는 접속점 응답에 영향이 큰 계통측 정류기, UPS 제어를 우선 모델링하고, 대상 현상에 따라 IT, 냉각설비의 상세도를 정한다. 빠른 제어 상호작용과 장시간 수요복구는 지배적인 구성요소와 시간척도가 다르다. AI 작업에 따른 빠른 수요변동을 검토할 때는 IT 부하를 느린 일정전력 요소로만 모델링하지 않고 변동 입력과 UPS의 완충효과를 반영해야 한다.

중앙집중형 및 분산형 UPS, 저압 직류배전(LVDC)과 반도체 변압기(Solid-state Transformer, SST)는 전원전환 경로와 보호구성이 다르다. 발전용 IBR과 유사한 전력전자 인터페이스를 사용하더라도 시설의 제어, 보호와 이중화 구성에 따라 접속점 동작은 달라진다. 따라서 실제 설치 토폴로지를 모델 선정의 기준으로 삼고, 상용 구성과 개발 단계 또는 장기 대안의 성능을 혼용하지 않아야 한다.

전원전환과 고장 후 유효전력 회복

UPS의 내부전원 전환은 IT 서비스의 연속성을 확보하는 동시에 계통에는 수요손실로 나타날 수 있다. 데이터센터 관련 사례에는 약 74 MW부터 3 GW 초과까지의 부하감소 및 전환 사건과 14.7 Hz, 23 Hz 진동이 포함되었다. 사건별 원인은 같다고 볼 수 없으므로, 모델은 각 시설

의 전환 임계값과 지연, 동시 응답 규모, 접속점의 유효전력 및 무효전력 감소와 단계적 복귀를 구분하여 표현해야 한다.

그림 107은 특정 상용 이중변환 UPS의 상세 EMT 결과이다. 얕은 전압저하에서는 접속점 유효전력이 거의 유지되었다. 깊은 전압저하에서는 내부전원 전환으로 계통에서 수전하는 유효전력이 크게 감소하고, 전압 회복 후에는 일정 기울기로 증가하였다. 복귀 중 무효전력도 변하므로, UPS의 고장응답은 차단·재접속 시간만으로 나타내기보다 전원 상태에 따른 P/Q 궤적으로 표현해야 한다.

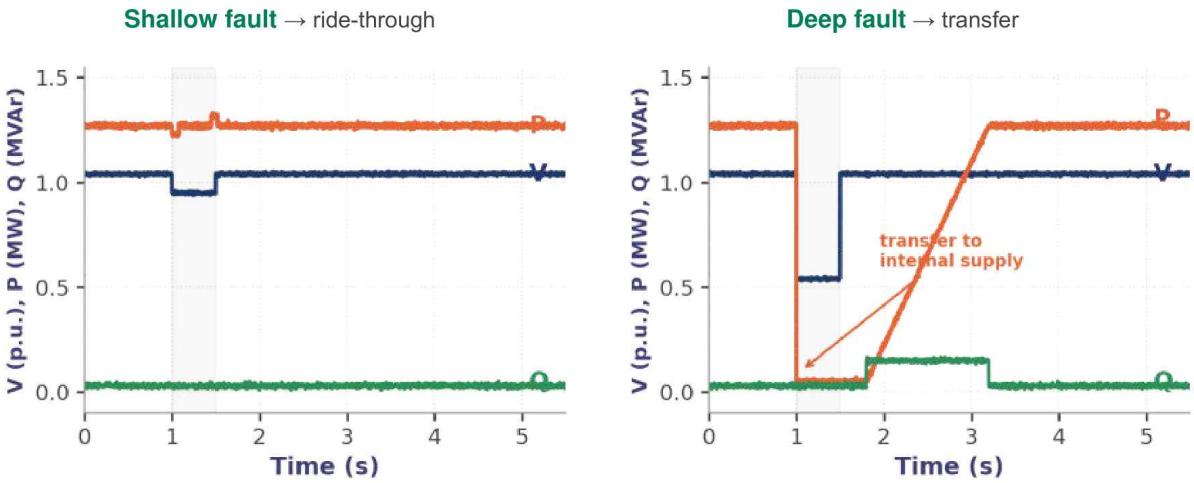


그림 106. 상용 UPS의 전압저하 깊이별 접속점 EMT 응답

같은 UPS의 별도 ±60° 위상 변화 해석에서는 유효전력이 거의 유지되었다. 깊은 전압저하에서의 전환과 큰 위상 변화에서의 접속 유지가 한 장치의 EMT 모델에서 함께 나타난 것이다. 이는 전원전환이 컨버터의 제어 가능 범위뿐 아니라 내부 신뢰도 목표, 설정값과 전원관리 로직에도 좌우됨을 보여준다. 해당 파형은 특정 상용 UPS의 구현 가능 성능을 설명하는 모의결과이며 현장 고장 시험으로 취급하지 않는다.

고장 후 유효전력 회복(Post-fault active-power recovery, PFAPR)은 전압 회복 이후에도 지속되는 시설 수준의 동특성이다. 모델에는 고장, 전원전환, 수요감소, 재동기화 및 수요복구의 순서와 시간을 표현해야 하며, 냉각설비 재기동과 배터리 재충전에 따른 후속 전력수요도 포함된다. FRT 평가와 별도로 복귀 지연, 증가율, 단계별 복구량을 모델링해야 전압 회복 후의 수급 영향을 계산할 수 있다.

DC 링크를 중심으로 한 제어와 보호의 표현

UPS의 DC 링크 전압은 계통측 입력전력, IT 소비전력 및 배터리 충방전 전력 사이의 순간적인 불균형에 따라 변한다. 그림 107의 계통측 정류기는 PLL, AC 전류, DC 버스 전압 제어를 사용하고, 배터리 측 DC/DC 컨버터는 DC 전류 제어와 전력 분담 기능을 사용한다. 부하측 인버터는 IT 부하의 AC 전압, 전류를 제어하며 SOC 관리가 배터리 운전을 제약한다. 계통 외란과 내부 에너지 상태는 이 제어구조를 통해 접속점 응답에 영향을 미친다.

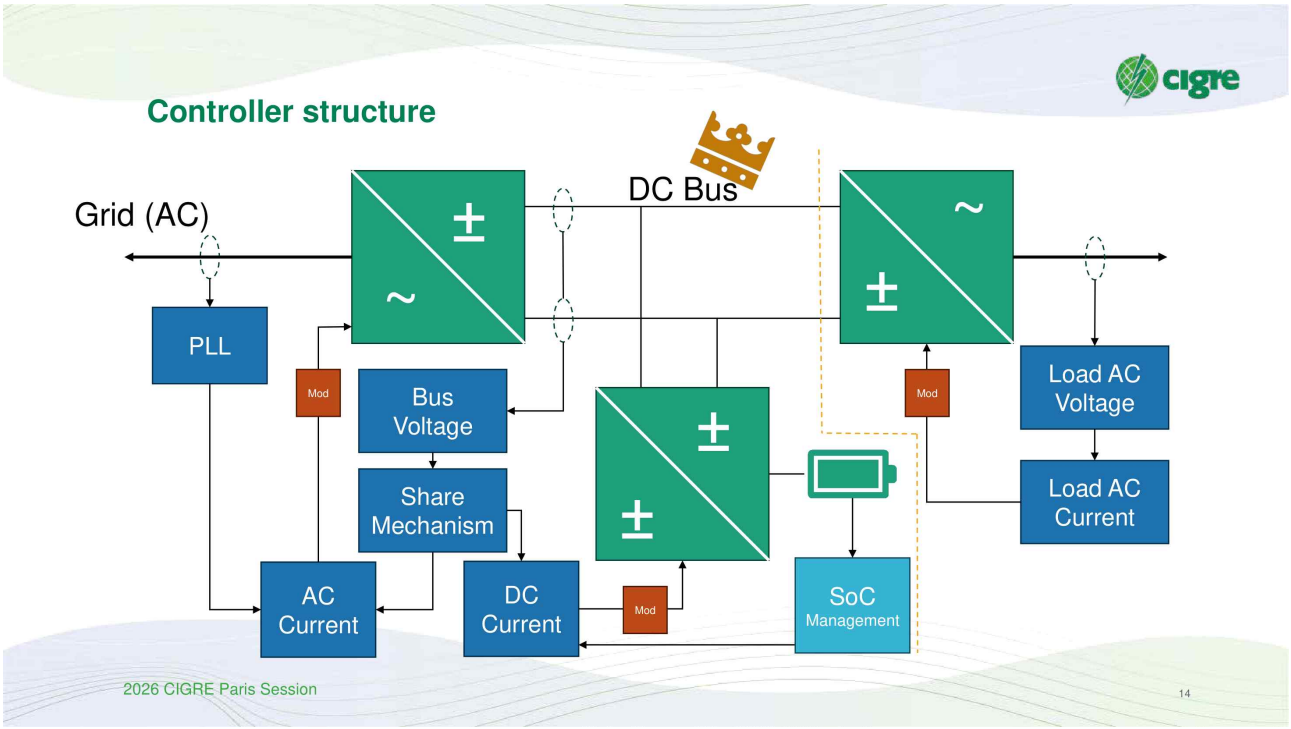


그림 107. UPS의 DC 링크, 정류기, 인버터, 배터리 제어구조

전압저하 중 일정전력을 유지하려면 입력전류가 증가하므로 전류한계 도달 시 제어 상태가 전환된다. 모델은 DC 링크 전압, 전류 제한, 보호 상태, 내부전원 전환의 임계값, 시간 및 계통복귀 조건을 포함해야 한다. 일정 임피던스, 일정 전류와 일정 전력의 혼합부하(ZIP) 특성이나 전동기 중심 복합부하모델만으로는 이 상태전환과 이력에 따른 복구 차이를 충분히 표현하기 어렵다.

모델의 상세도는 구성요소별 지배 현상에 따라 정한다. 정류기, 인버터에는 FRT, 불평형, AC/DC 전압, 전류 한계와 위상 변화 민감도를 반영한다. 냉각설비는 직입기동(Direct-on-line, DOL) 전동기의 재기동, 무효전력과 가변주파수 구동장치(Variable-frequency Drive, VFD)의 보호, 제어 상호작용을 구분한다. DC/DC 컨버터가 공진 및 계통강도와 관련된 상호작용에 미치는 영향은 사례별로 평가하여, 접속점 응답에 영향을 주는 부분을 상세모델에 포함한다.

UPS 모델의 검증에서는 스위칭을 포함한 범용 EMT 표현과 OEM 모델의 접속점 응답을 대조하고, 실제 제품의 전환 및 복귀 로직과 일치하는지 확인해야 한다. 배터리와 정류기의 전력분담은 내부 DC 링크의 에너지 상태와 보호조건에 따라 달라지므로, 기능의 유무만으로 전압저하가 깊고 지속시간이 긴 조건에서의 공급능력을 판단해서는 안 된다.

EMT 검증과 계통해석용 모델 도출

데이터센터 모델의 해석영역은 평가할 현상에 따라 선택한다. 불평형 고장, DC 전압, 전류 안정도 및 빠른 제어 상호작용에는 OEM의 제어, 보호를 반영한 EMT 모델이 필요하다. 장기 전압, 주파수 응답과 집약 수요변동에는 Phasor-domain transient(PDT) 모델을 사용할 수 있다. 같은 시설에서도 정류기, 냉각설비 및 수요 입력에 서로 다른 상세도를 적용한다.

표 13. 데이터센터의 평가 현상별 권장 모델과 적용조건

평가 현상	권장 모델	반영 및 검증 항목
불평형 고장, DC 안정도, 제어 상호작용	OEM 상세 EMT	관련 컨버터와 영향이 큰 냉각 구동기
FRT, 위상 변화, 고장 후 복구	EMT 검증 후 PDT 적용	전류제한, 전원전환, 보호와 복구 P/Q의 재현
장기 전압, 주파수, 작업 부하변동	PDT, 집약 수요모델	수요 변동범위, 증가율과 UPS의 완충효과

권고 절차에서는 평가할 FRT, PFAPR, RoCoF, 위상 변화 및 수요변동을 먼저 정의하고, OEM 제어, 한계, 보호, DC 링크를 포함한 EMT 모델을 구성한다. 실제 설정과 운전한계를 대조한 후, 확보 가능한 사건기록 또는 HIL로 구현 동작을 검증한다. 이어서 대상 해석 대역에서 검증된 EMT 응답을 재현하는 PDT 모델을 도출한다. 시설, 계통 수준으로 집약한 이후에도 설계나 펌웨어가 변경되면 재검증한다.

시설 집약모델에는 다수 UPS의 전환 임계값, 장치별 지연과 복구순서의 분포를 반영해야 한다. 단계별 증설로 서로 다른 제품이 혼재하면 단일 UPS 모델에 용량만 곱한 표현과 실제 집합 응답이 달라질 수 있다. 범용모델을 사용할 때도 대상 시설의 전환, 복귀 응답을 시험이나 계측으로 확인하고, 미확정 설정값과 검증된 값을 구분해야 한다.

설비와 계산작업이 빠르게 바뀌는 시설에서는 모델의 상세도뿐 아니라 유지관리 범위도 중요하다. 변경 때마다 모든 회로를 재구축하기보다 접속점의 핵심 응답을 계측 및 시험으로 추적하고, 그 응답을 바꾸는 제어, 보호와 설비 변경을 모델 갱신 대상으로 관리해야 한다. 변경 영향과 재검증 범위를 정하면 모델의 정확도와 유지비용을 함께 관리할 수 있다.

4) 연계 절차와 계통 검토의 재구성

수백 MW에서 GW급 PEIL은 전압, 고조파 및 안정도에 영향을 미치므로 발전설비 연계와 유사한 수준의 사전 기술 검토가 필요하다. 검토항목은 부하의 내부 전원전환과 단계별 증설을 반영하여 정한다. 접속점 성능요건, 단계별 제출 데이터, 승인 및 재검토 시점을 명시하는 것이 기존 부하 접속절차와의 주요 차이이다.

데이터센터는 랙, 부하군, 건물과 캠퍼스 단위로 증설되므로 초기 신청 때 최종 하드웨어가 확정되지 않을 수 있다. 500 MW 시설의 예시는 최종 수요에 이르는 데 5~10년이 걸리는 증설 경로를 설명한다. 후속 UPS와 제어가 초기 장치와 달라질 수 있으므로 최종 신청용량, 특정 시점의 실제 수요와 모델 구성을 구분하여 검토해야 한다.

초기 검토에는 예상용량, 입지, 단계별 증가율, 일정, 사업 성숙도, 수요프로파일 및 신뢰도 요구를 제공한다. 계통운영자는 집약정보와 잠정 가정으로 초기 적합성을 검토하고 장치 선정 후 상세모델로 갱신한다. 각 단계에서 가정값의 책임 주체, 확정 시점 및 검증항목을 정해야 후속 설계변경에 따른 재해석 범위를 관리할 수 있다.

접속용량, 계통강도, 고장전류 여유에 관한 정보가 부족하면 개발자는 동일 사업에 복수의 접속신청을 제출한다. 이로 인해 운영자의 검토 역량이 중복 신청이나 실현되지 않을 사업에 소모되고, 대기기간 증가가 다시 접속 가능성을 확인하기 위한 추가 신청으로 이어진다. 가용용

량 공개, 중복신청 식별 및 사업 성숙도에 따른 대기열 관리는 이러한 중복 검토를 줄이기 위한 방안이다. 준비된 사업을 우선하려면 토지, 허가, 설계, 자금조달 등 평가기준을 공개해야 한다.

전기적으로 인접한 PEIL과 발전용 컨버터는 동일한 전압, 임피던스 조건을 공유하므로 Cluster study로 상호영향을 평가한다. 개별 사업의 접속 가능성만 순차적으로 계산하면 다른 사업의 증설이나 철회에 따른 제어 상호작용을 반영하지 못할 수 있다. 분석 대상군과 기준 시나리오를 정하고, 신청 변경 시 재해석 조건을 접속절차에 포함해야 한다.

OEM 모델은 운영자가 EMT, PDT 해석에서 검토하려는 현상과 실제 시설 구성을 반영해야 한다. 지역별 성능기준과 전환기간을 명확히 하면 제품, 모델의 반복 설계를 줄일 수 있다. 발전, 저장설비를 병설한 시설은 개별 설비에 적용되는 요건과 접속점의 합성 성능을 구분한다. 계량점 전후의 배치와 시설 분류에 따라 적용절차가 달라지므로 연계 검토의 전기적, 제도적 경계를 먼저 정해야 한다.

FRT 개선은 요구조건의 합의, OEM의 제어 및 보호 설계, 시험과 계통해석용 모델 반영을 연계하여 진행해야 한다. 모델에 기능을 추가하는 것과 실제 시설에서 그 기능이 구현되는 것을 구분하고, FRT 검증 결과를 고조파 등 다른 성능항목의 검증 완료로 확대하지 않아야 한다.

5) 대규모 부하를 포함한 실시간 계통운영

아일랜드는 영국과 HVDC로 전력을 교환하며 외부망과 AC로 연결되지 않은 동기계통이다. 전압외란 후 여러 데이터센터가 내부전원으로 전환하면 수요가 급감하여 발전 초과와 주파수 상승이 발생할 수 있다. 큰 RoCoF와 후속 설비 탈락을 예방하려면 현재 수요뿐 아니라 상정사고 후 예상 수요손실을 실시간 운영평가에 포함해야 한다.

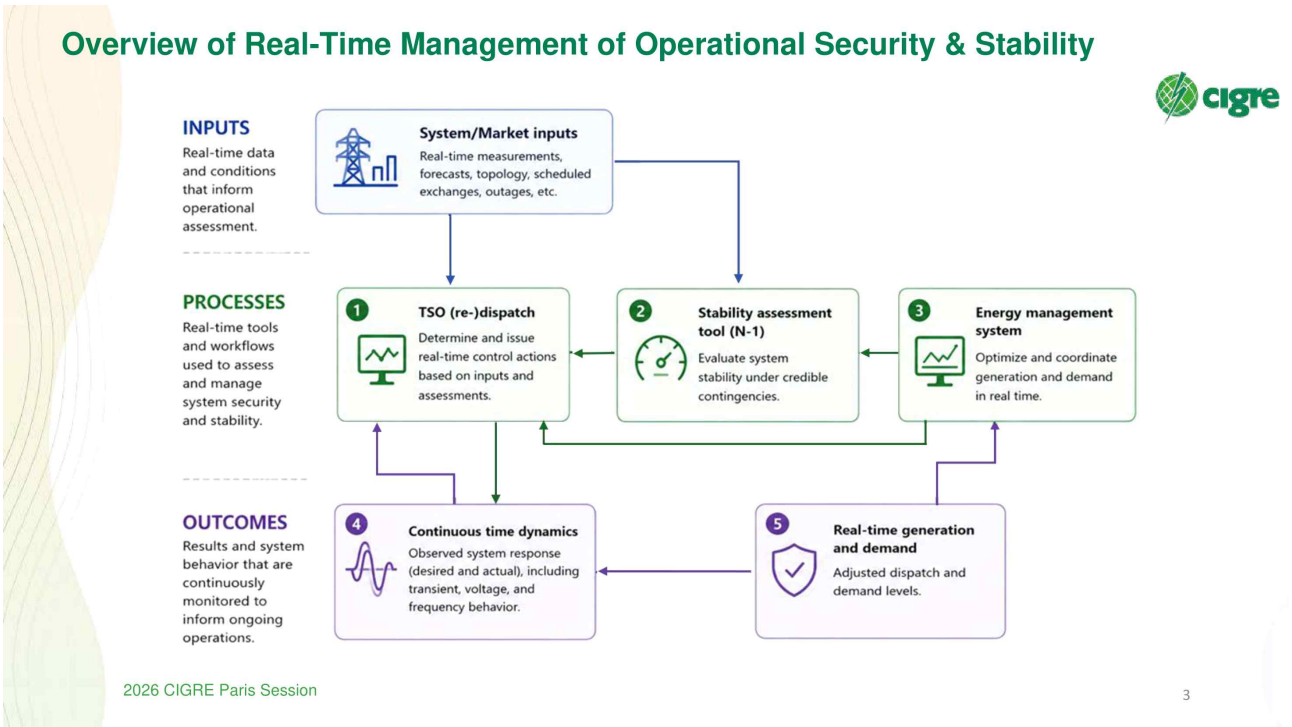


그림 108. 상태추정, 보안도평가, 재급전을 연계한 실시간 운영체계

그림 108의 운영체계는 EMS의 계측, 예측과 상태추정 결과를 정적, 동적 보안도평가에 전달한

다. 조류계산 기반 상정사고 해석은 사고 후 정상상태의 전압, 설비부하 한계를 평가하고, Dynamic security assessment(DSA)는 사고에서 회복까지의 주파수, 전압, 회전자각 응답을 계산한다. 관제원은 두 결과를 근거로 발전 재급전과 예방조치를 결정한다.

아일랜드의 온라인 동적 보안도평가는 EMS 상태추정 결과를 입력받는 실시간 평가와 발전계획, 수요예측 및 설비정지계획을 사용하는 선행평가를 연계한다. 이 운영해석은 Phasor-domain 모델을 사용하며 빠른 제어 및 불평형 현상을 다루는 상세 EMT 해석과 역할을 구분한다.

수요손실 위험에 대한 운영대책에는 관성 확보와 하향 예비력 증대가 있다. 관성은 사고 직후 RoCoF를 낮추고, 하향 예비력은 발전출력을 줄여 수요감소에 따른 불균형을 해소한다. 동기기 추가 운전을 위해 재생에너지를 제약하거나 HVDC 조류를 제한하면 운영비용이 증가한다. 따라서 PEIL의 Ride-through 개선 비용과 이를 보완하는 계통운영 비용을 함께 평가해야 한다.

예비력 산정과 가용 유연성

발표에 따르면 당시 아일랜드 데이터센터 수요는 전일 단계에서 비교적 예측 가능했으나, 외기온도에 따른 냉각수요 변동이 관측되었다. AI 학습에 따른 단시간의 큰 전력변동은 기존 운영예측에 추가로 반영해야 할 요소이다. 계약용량과 실제 작업, 기상에 따른 수요를 구분하고, 수요예측, 선행 DSA, 예비력 산정에 일관된 수요 시나리오를 사용해야 한다.

아일랜드 TSO의 기준사건(Reference Incident, RI) 산정 제안은 최대 단일 유입 및 유출 손실에 후속손실을 더한다. 상향 예비력의 기준은 $RI^{+} = LSI + C_{loss,gen}$이며, LSI는 최대 단일 유입손실, $C_{loss,gen}$은 수반되는 발전손실이다. 하향 예비력의 기준은 $RI^{-} = LSO + C_{loss,demand}$이며, LSO는 최대 단일 유출손실, $C_{loss,demand}$는 수반되는 수요손실이다. 이 제안은 단일사고로 여러 PEIL이 함께 내부전원으로 전환하는 효과를 예비력 산정에 반영한다.

이 산정법의 후속 수요손실은 연결된 부하 정격의 합계가 아니라 해당 운전상태와 사고에서 예상되는 감소량이다. 동일한 고장에 반응하는 PEIL이 증가하면 하향 예비력 요구도 커질 수 있다. 이를 계산하려면 실제 전원전환 설정과 복구 로직을 반영한 시설 모델이 필요하다. 발표는 RI 산정법을 최근 제안으로 소개하였으며, 시행이 완료된 공통 시장규칙으로 제시하지 않았다.

PEIL 유연성의 운영 활용방안으로 수요계획·예측 제출, 가격 반응형 수요입찰, 에너지·보조서비스·용량시장 참여 및 급전지시 이행이 제시되었다. 예비력으로 인정하려면 조절 가능 용량뿐 아니라 요구 시점의 가용성, 응답시간, 지속시간과 실제 이행 성능을 확인해야 한다. 시장별 성능의무와 운전 중 감시체계를 함께 마련하는 것이 전제이다.

계측 해상도와 비상 부하제어

위상측정장치(Phasor Measurement Unit, PMU)는 접속점 인근의 시간동기화된 전압과 전류 및 사건 변화를 관측한다. 예시의 20 ms는 보고간격이며 고장기록장치의 kHz급 파형 샘플링과 다르다. 계통의 주파수와 전압 응답은 PMU로 추적하고, 빠른 제어 상호작용과 EMT 모델 검증에는 더 높은 시간해상도의 파형을 확보해야 한다. 관측 현상에 맞추어 신호, 보고간격과 파형 저장조건을 정하는 것이 중요하다.

공급부족 시 PEIL의 비상 수요감축은 정의된 비상조건에서 사용하는 최후 수단으로 제시되었

다. 운영자의 지시를 전달할 통신체계, 자동감축 경로 및 소유자와의 계약이 필요하다. 발동조건, 의무, 자발 참여 범위, 성능 확인, 정산과 보상은 후속 정립 항목이다. 가격, 급전에 따른 통상 수요반응과 비상차단은 발동 목적과 절차를 구분해야 한다.

6) 대규모 부하를 반영한 계통·자원계획

PEIL의 빠른 수요 증가와 다년간의 계통 확충기간 간 차이는 계획 불확실성을 확대한다. 중복, 투기적 신청을 실제 수요로 반영하면 과잉투자 위험이 있으며, 확정된 사업만을 기준으로 계획하면 접속 지연이 발생한다. 수요, 발전, 망 확충 시나리오에는 사업 실현 가능성, 단계별 수요 증가 및 유연성을 함께 반영해야 한다.

용량배분 방안은 지역, 시점별 신청을 묶어 평가하고 사업 성숙도를 확인하는 방식이다. 제시된 수단은 재정보증, 보증금, 토지, 허가, 설계, 자금조달의 이행기준, 사업 철회에 대한 벌칙, 미사용 용량 회수 및 계통가치 평가이다. 자금 규모에 따른 편향이나 자의적 우선순위를 줄이려면 TSO, 규제기관이 감사 가능한 기준과 비례적인 벌칙을 정해야 한다.

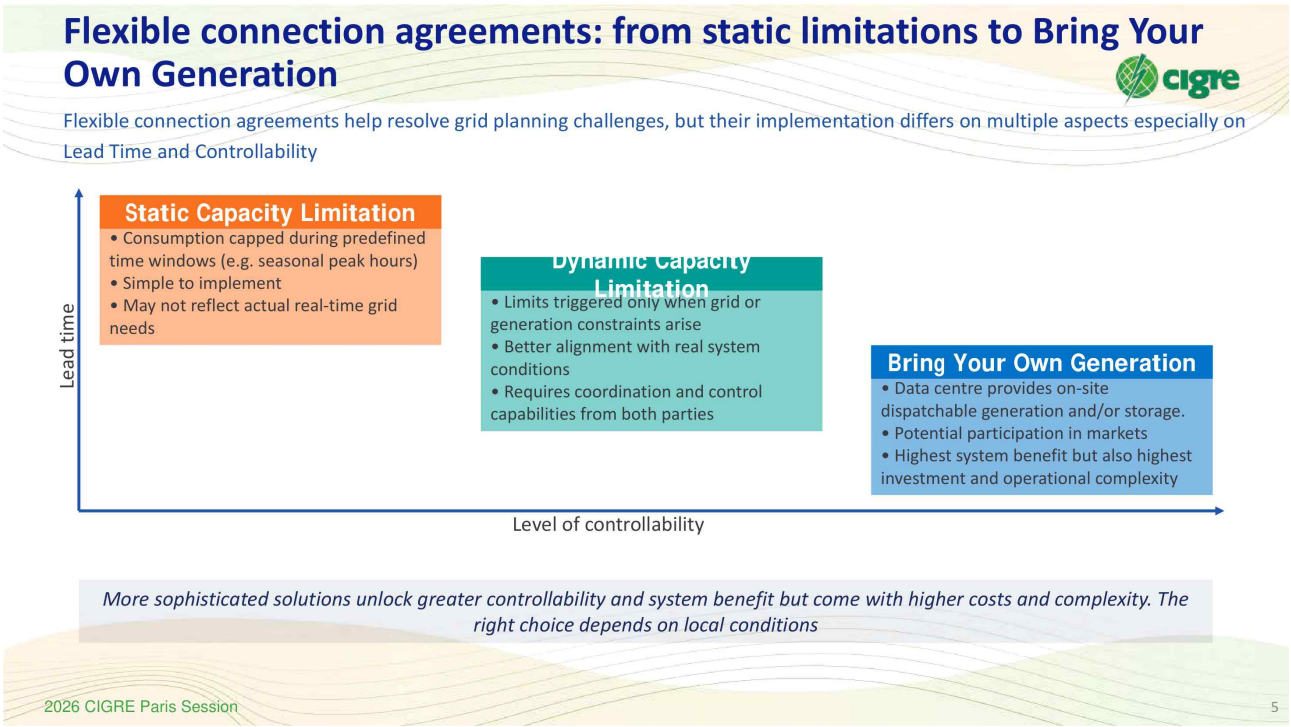


그림 109. 유연한 접속의 정적, 동적 용량제한과 자체전원 비교

그림 109의 정적 용량제한은 사전에 정한 시간대에 수요한도를 적용하여 구현이 단순하다. 동적 용량제한은 실제 계통, 발전 제약에 따라 한도를 조정하므로 감시, 통신, 제어와 양측 협조가 필요하다. 자체 발전·저장설비는 계통 의존도를 낮추고 유연성을 확대할 수 있지만 투자비, 운영 복잡도와 사업자의 책임이 증가한다. 접속방식은 이러한 비용과 운전제약을 비교하여 선택한다.

망 확충의 대안 또는 보완수단으로 수요반응, 저장을 통한 에너지 사용시점 이동 및 유연한 접속계약을 평가한다. 자체전원 병설 여부도 이 비교에 포함하되, 접속솔루션 제공 의무와 지역 규제에 따라 비용, 운전제약, 책임을 배분해야 한다. 특정 접속방식을 모든 PEIL에 일률적으로

적용하는 접근과는 구분된다.

수요의 성장경로, 입지, 자원적정성

수요예측에는 최종 계약용량뿐 아니라 단계별 증설과 가동률을 나타내는 Load trajectory가 필요하다. 시간, 요일, 계절별 프로파일에서는 계산작업, 냉각, 기타 공정의 기여를 구분한다. 그림 110는 냉각수요의 계절성과 IT 업무별 유연성을 비교한다. AI 학습, 일괄처리는 수행 시간, 장소를 조정할 여지가 있지만, 지연시간에 민감한 서비스와 실시간 업무에서는 동일한 조절범위를 기대하기 어렵다.

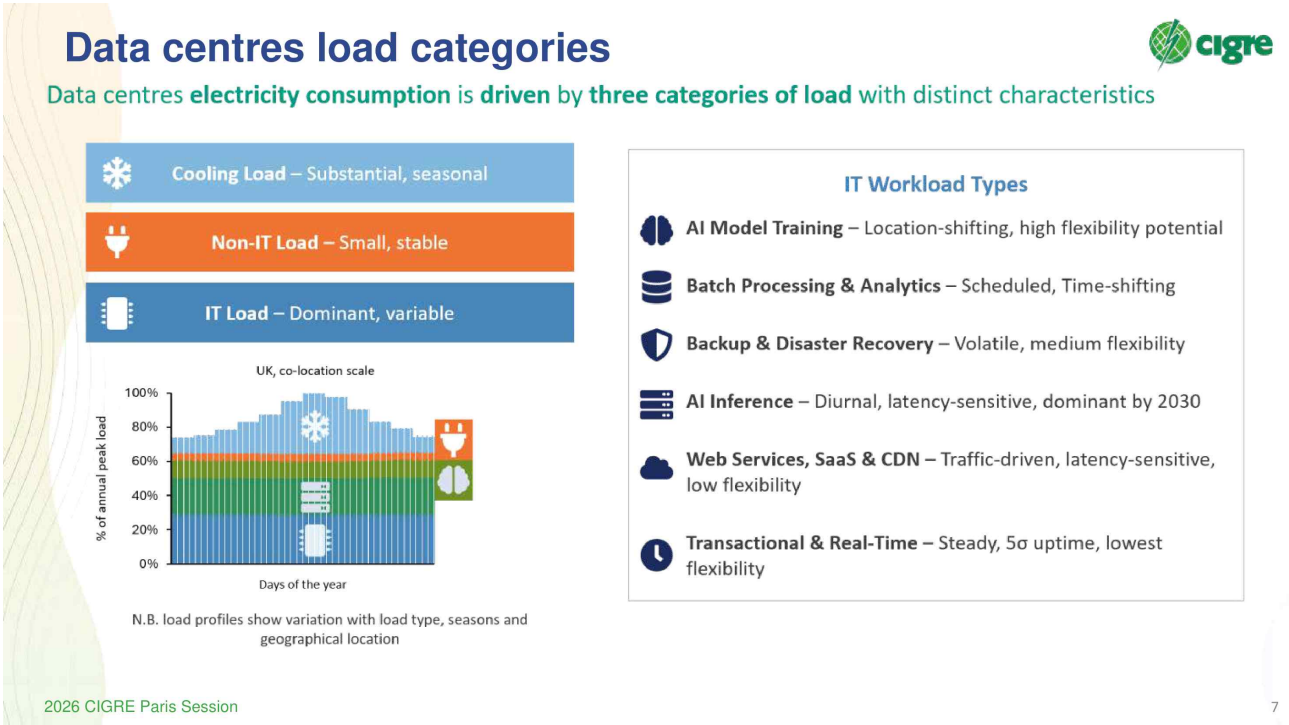


그림 110. 데이터센터 부하구성과 IT 업무별 수요 유연성

효율 개선으로 확보한 전력을 계산능력 확대에 사용하면 시설의 총수요가 줄지 않을 수 있으므로, 효율 전망과 서비스 확대계획을 함께 반영해야 한다. 자원적정성 평가는 피크수요와 발전용량뿐 아니라 수요와 재생에너지 출력 간 시간적 상관관계, 보완 확정용량, 저장 및 송전제약을 포함한다. 재생에너지 전력구매계약(Power Purchase Agreement, PPA)과 자체발전의 기여도 연간 에너지량보다 전력이 필요한 시간대의 공급 가능성을 기준으로 평가한다.

데이터센터 입지는 고객, 통신망 접근성, 물, 토지 조건에 더해 전력 공급 가능성의 제약을 크게 받는다. Hosting capacity 정보는 현재 접속 여유용량과 예정된 망 확충, Firm 용량과 유연한 접속용량을 구분해 다년간 전망으로 제공해야 한다. 개발자는 이를 근거로 접속 시점과 운전제약을 비교하고 입지를 선택할 수 있다.

유연성의 활용 범위는 전력구매비 절감에서 시장 참여수익 확보와 계통지원으로 확대될 수 있으나, 실제 가용량은 고객계약, 시장규칙과 참여비용에 따라 달라진다. 활용 단계는 계통 안정성을 저해하지 않는 운전(Grid-safe), 배터리 등을 통한 계통지원(Grid-supporting), 발전·저장·부하를 협조 제어하는 계통자원화(Grid resource)로 구분한다. 가상발전소(Virtual Power Plant, VPP) 구성은 계통자원화의 한 예이며, 각 단계에 필요한 제어와 계약, 편익을 평가해야 한다.

7) 계통 통합의 공통 과제와 후속 연구

PEIL의 성능과 모델 관리는 최초 연계승인 이후에도 지속되어야 한다. Ride-through와 PFAPR 성능을 설치 시점에 검증하고, 운전 중 설정, 하드웨어 변경이 접속점 응답에 미치는 영향을 추적한다. 소유자와 OEM은 모델정보를 갱신하고 계통운영자는 사건 계측을 계획, 운영해석에 반영한다. 고조파, 공진, 수요변동 및 예비력, 자원적정성 검토가 동일한 시설정보를 사용하도록 관리하는 것이 공통 과제이다.

후속 연구범위에는 다수 PEIL의 동시손실, 모델 집약, 검증, 고조파, 제어, 축계 상호작용, 급격한 수요 Ramp 및 비상감축이 포함되었다. 백업발전의 계통 기여는 설치용량뿐 아니라 배출제한, 입지, 운전허가에 따라 달라진다. AEMO는 호주 국가전력시장(National Electricity Market, NEM)의 데이터센터 확대에 대비하여 제도 담당기관, 정부, 사업자와 함께 성능요건과 위험평가 방법을 개발하는 단계라고 설명하였다.

공통 작업 변화에 따른 여러 시설의 동시 수요감소는 개별 시설의 전원 이중화와 별도로 평가할 위험요인이다. 발생 규모와 조건은 시설의 작업 상관성 및 제어에 따라 달라지므로 검증된 정량 결과 없이 상정 탈락량을 확정해서는 안 된다. 제철과 제련 등 다른 산업부하는 정지비용과 허용정지시간도 다르다. 따라서 시설별 특성과 집합적 계통영향을 함께 반영하여 요구사항을 정해야 한다.

8) 신규 WG C4.81의 연구 범위

신규 WG C4.81은 대규모 인버터 기반 부하(Inverter-based Load, IBL)의 내부 동작과 계통에서 관측되는 성능 간의 관계를 모델, 해석, 실측 근거에 따라 검토하는 작업을 시작하였다. 제안 범위는 기술과 토폴로지, 현상·위험·성능기대치, 데이터와 모델, 해석체계, 검증 생애주기, 완화 및 관리방안이다. 데이터와 해석의 상세도는 계통영향, 복잡도 및 불확실성에 비례하여 정하는 방향이다.

WG C4.81의 제안 구조는 필요한 시설정보를 수집하고 적합한 모델과 해석을 선정한 뒤, 계산된 접속점 응답을 실제 설비에서 검증하는 절차를 다룬다. 일곱 장으로 구성된 기술보고서 초안은 내부 논의용 연구구조이며 완료된 공통 기술기준이 아니다. 후속 연구에서는 전원전환과 부하복구의 특성을 실제 계통에서 확인할 수 있는 근거를 확보하는 것이 중요하다.

9) 결론

대규모 PEIL의 계통영향은 접속용량과 함께 UPS 전원전환, 고장 후 수요복구 및 작업 부하변동으로 결정된다. 여러 시설이 같은 외란에 반응하면 수요손실과 예비력 요구가 확대된다. 접속해석에는 IT, UPS, 냉각의 지배 동특성을 반영하고, OEM EMT 검증을 바탕으로 계통해석용 PDT, 집약모델을 도출해야 한다.

계통운영에서는 상정사고별 수요손실과 복구를 동적 보안도평가, 예비력 산정과 계측계획에 반영하고, 계획에서는 단계별 수요 증가, 사업 성숙도와 입지 및 실제 가용 유연성을 반영해야 한다. 접속요건은 시설 전원 신뢰도와 계통 성능을 함께 고려하여 정하고 설비 변경에 따른 모델 갱신과 재검증을 수행해야 한다. 표 14는 이 과정에서 확인된 결과와 제안의 적용조건을 정리한다.

표 14. 대규모 인버터 기반 부하 세션의 핵심 결과와 적용조건

발표 및 핵심 기술	**주요 결과 및 제안**	**적용 조건**
공동연구 배경, PEIL 정의	개별, 집합적 계통영향을 공통 기준으로 한 계획, 운영, 연계 검토	CIGRE 제안 정의, 일률적 MW 용량·접속전압 기준 없음
계통영향, 고조파, 안정도	두 컨버터 시험의 Thévenin 오차 0.9 - 10%, Norton 18 - 47%	해당 모델 식별, 시험조건의 비교, 지표 상세정의 미제시
동적모델, UPS, PFAPR	상용 UPS의 EMT에서 전압저하 깊이에 따른 접속유지, 전원전환 확인	전환 로직, P/Q 복구를 EMT 검증 후 PDT, 집약모델에 반영
연계절차, 데이터, Cluster study	초기 집약정보에서 장치별 상세모델로 갱신하는 절차 제안	단계별 증설, 인접설비, 병설자원의 검토 경계 명시
운영, DSA, 예비력, 계측	실시간 및 선행 보안도평가와 후속손실을 반영한 RI 산정 제안	Phasor-domain 운영해석, 후속손실을 포함한 RI 산정은 제안 단계
계획, 접속용량, 유연성	성숙도 기반 배분과 정적, 동적 한도, 자체전원 비교	수요 증가경로, 사업 실현 가능성, 가용 유연성 반영
결론, 성능, 모델 관리	모델 갱신, 동시손실, 진동, 비상감축의 후속 과제 정리	설비 변경 재검증과 백업발전 운전허가, 환경제약
WG C4.81, 검증 절차	시설 동작, 계통 성능, 검증 근거를 연계한 연구구조 제안	계통영향, 복잡도, 불확실성에 따른 평가범위 설정

제 2 절 AI 데이터센터의 계통 영향성 및 유연성 자원으로 활용

1) 검토 목적과 구성

인공지능(Artificial Intelligence, AI) 데이터센터의 빠른 수요 증가와 전력변동에 대응하려면 발전과 송전설비 확충에 더해 데이터센터의 전력 수요를 어느 범위까지 조절할 수 있는지 검토해야 한다. C5 워크숍은 실제 부하와 사고 응답, 전력설비의 모델 및 시험을 바탕으로 유연성을 접속조건과 계통 서비스에 활용하는 방안을 다루었다. 데이터센터의 조절 능력을 계통 서비스에 활용하려면 설비의 신뢰도를 확인하고 운영 방식과 계약조건을 정해야 한다.

2) AI 데이터센터의 부하 특성과 계통 영향 - Sameer, Damir Novosel, Drazena Brocilo

데이터센터가 통신망이 잘 갖추어져 있고 도시 접근성이 좋은 지역에 집중되면 해당 지역의 송전 혼잡이 커질 수 있다. AI 학습과 미세조정, 추론은 전력 소비 패턴이 서로 다르다. 장시간 계속되는 학습 작업에서도 개별 그래픽처리장치(Graphics Processing Unit, GPU)와 랙에는 빠른 변동이 발생할 수 있다. 계통 검토에는 최대 수요와 연간 사용량에 더해 전력이 언제, 얼마나 빠르게 변하는지를 나타내는 부하 프로파일이 필요하다.

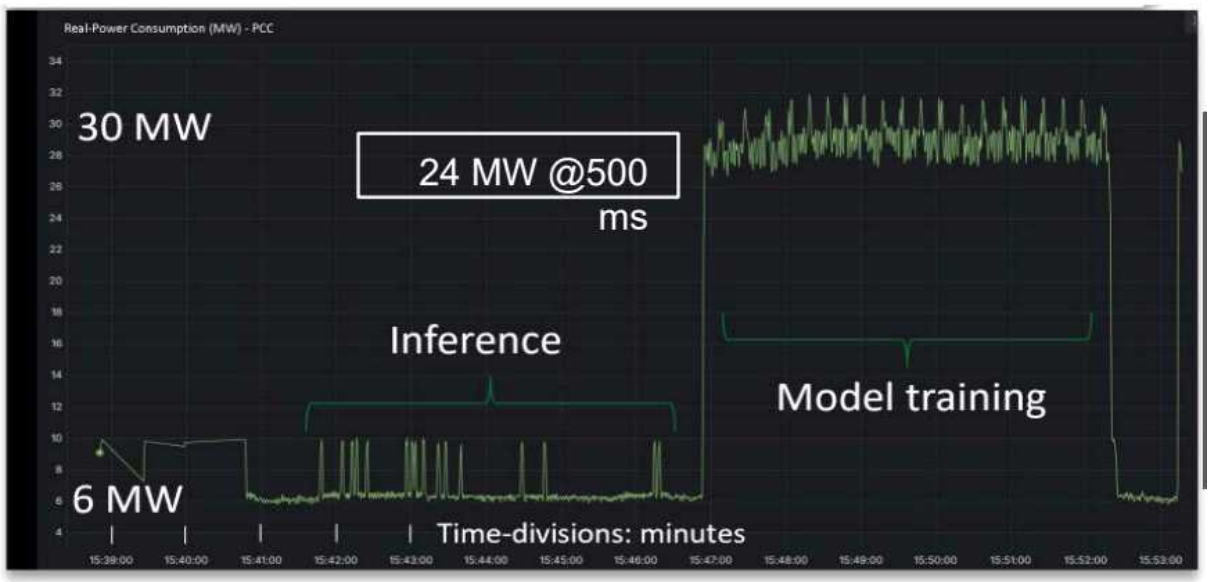


그림 111. AI 부하의 접속점 유효전력 변화 예시

그림 111은 접속점 전력이 약 6 MW에서 30 MW로 증가한 예시로, 이때 24 MW 증가에 걸린 시간은 그림에 500 ms로 표시되어 있다. 그림 전체의 가로축은 분 단위이다. 이 사례는 최대 수요와 별도로 변화율에 따른 전압 및 발전기 응답을 검토해야 함을 보여주며, 동일한 변동을 다른 시설에 적용하려면 측정 위치와 운전조건을 맞추어야 한다.

랙과 계통 접속점에서 관측되는 부하의 차이

GW급 캠퍼스의 부하를 모델링할 때에는 관측 위치와 집계 범위를 먼저 정해야 한다. 개별 서버 랙, 여러 랙을 포함하는 데이터홀과 건물 전체는 장비 수뿐 아니라 작업의 동시성이 다르다. 따라서 랙의 전력파형을 그대로 중전압(Medium Voltage, MV) 또는 고전압(High Voltage, HV) 접속점으로 확대하면 보상설비와 계통 보강 규모를 잘못 산정할 수 있다. 분석 대상 접속점의 부하 프로파일을 사용하고, AI 모델이나 작업 방식이 바뀌면 해당 프로파일을 갱신해야 한다.

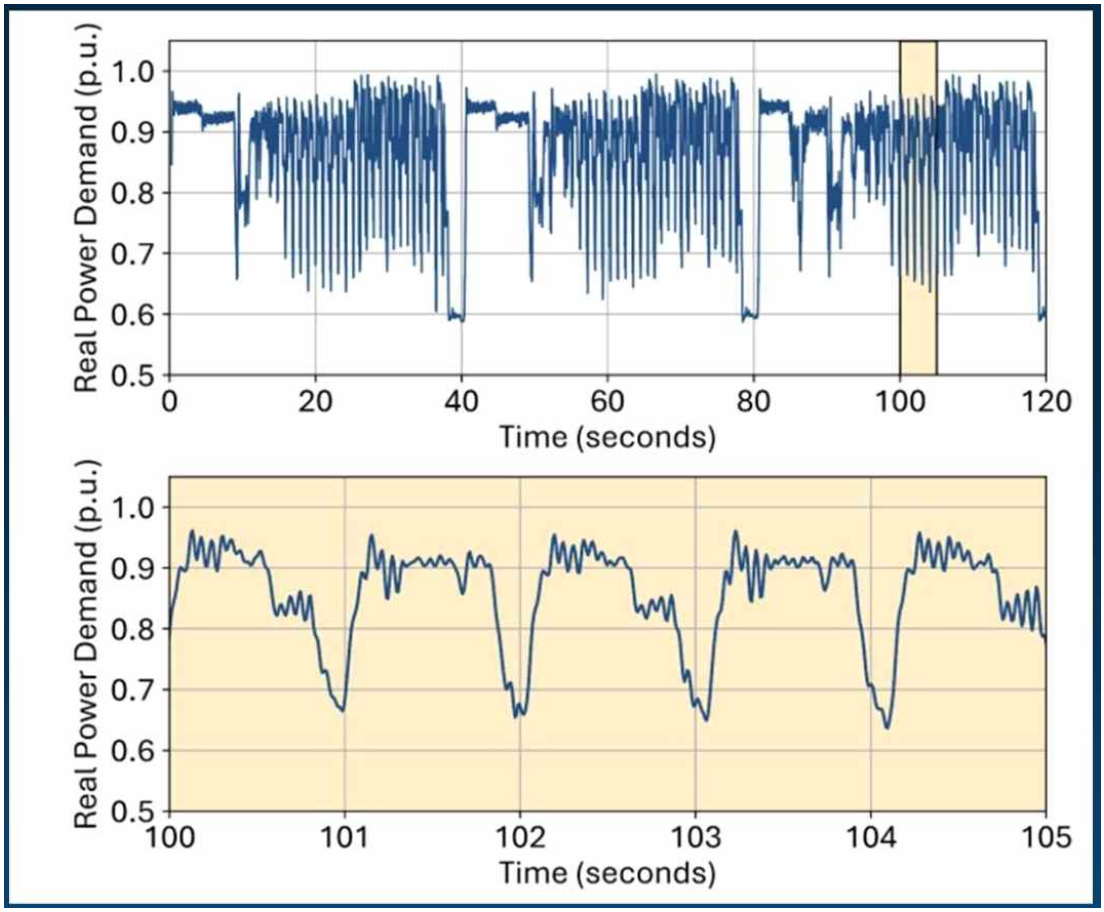


그림 112. 집계된 AI 학습 부하와 100~105 s 구간 확대

그림 112의 위 파형은 0~120 s의 수요, 아래 파형은 100~105 s의 확대 구간이다. 각 기준값을 1로 정규화한 랙 수준의 0.2~1.4 pu 변동은 집계된 MV 수준에서 0.6~1.0 pu로 나타났다. 부하 변동이 줄어드는 정도는 작업 구성과 집계 조건에 따라 달라질 수 있다.

3) 대규모 부하 이탈과 복귀 사례 - Damir Novosel, Drazena Brocilo

전압 이상을 감지한 데이터센터가 무정전전원장치(uninterruptible power supply, UPS)나 자체 전원으로 전환하면 서버의 서비스는 유지되지만 계통 수요는 줄어든다. 계통운영자가 사전에 파악하지 못한 부하 이탈은 발전량과 수요의 균형 및 예비력 운용에 영향을 준다.

그림 113은 2026년 7월 22일 230 kV 선로고장 이후 약 3.8 GW의 부하가 백업 전원으로 전환한 사건이다. 송전보호는 고장을 정상 제거했으며 계전기 오동작이나 차단기 고착은 보고되지 않았다. 그럼에도 수요는 99,984 MW에서 96,205 MW로 3,779 MW 감소하고 주파수는 최대

60.092 Hz까지 상승하였다. 정상적인 고장 제거와 고객측 접속 유지가 별개의 성능임을 보여주는 사례이다.

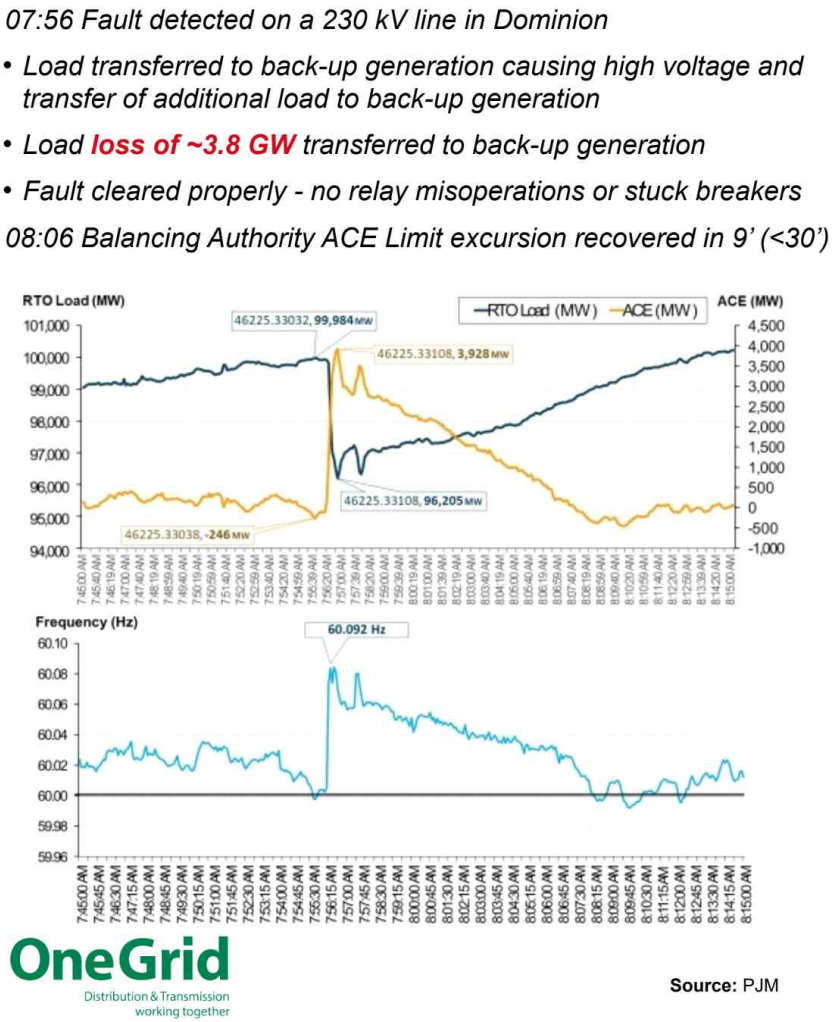


그림 113. 230 kV 고장 후 약 3.8 GW 부하전환과 계통 응답

복귀 지연과 재접속 제어

그림 113의 지역제어오차(Area Control Error, ACE)는 제어지역의 전력 수급 불균형과 관련된 지표이다. 사건 후 ACE가 회복되었다고 데이터센터가 모두 재접속했다고 판단할 수는 없다. 계통운영 지표, 시설의 내부전원 상태와 실제 부하 복귀를 각각 확인해야 한다.

별도의 1.5 GW 사건은 2024년 7월 10일 동부연계계통의 230 kV 피뢰기 고장으로 발생하였다. 세 차례의 자동재폐로 시도에 따라 82 s 동안 여섯 번의 고장이 발생했고 지역 전압은 0.25~0.40 pu까지 낮아졌다. 고객측 제어와 보호에 따라 데이터센터 부하가 백업 전원으로 전환했으며 즉시 복귀하지 않았다. 송전보호의 고장 제거와 부하 복구가 같은 절차가 아니므로 반복 교란과 후속 전압 변동도 함께 평가해야 한다.

인버터 기반 부하(inverter-based load, IBL)의 사고 응답 검토에는 인버터 기반 전원(inverter-based resource, IBR)의 탈락 경험도 참고할 수 있다. 장치가 전압, 주파수 변화를 판

별하는 방식과 보호 설정에 따라 고장 중 동작이 달라지기 때문이다. 데이터센터의 사고 응답에는 UPS의 전원 전환 조건과 계통 복귀 제어도 영향을 준다. 따라서 접속점의 전압 회복뿐 아니라 그 이후 부하가 얼마나 유지되고 어떤 속도로 돌아오는지까지 모델과 시험에 포함해야 한다.

외란 중 운전 유지란 규정된 전압과 주파수 외란이 발생했을 때 계통 연결을 유지하는 능력을 말한다. 검토에는 송전보호의 정상 동작뿐 아니라 UPS 전환 문턱값, 보호 설정과 복귀 로직을 포함해야 한다. 정상 전압으로 돌아온 이후에도 부하가 어떤 지연과 증가율로 복구되는지 확인해야 후속 수급 영향을 계산할 수 있다.

전압 회복 후 여러 시설이 동시에 재접속하면 수요가 급증할 수 있다. 재접속 시점과 전력 증가율을 정해 계통의 수급 복원을 계획해야 한다. 사고로 인한 자동 전원 전환과 계약에 따른 수요 감축은 목적과 동작 조건이 다르다. 전자는 설비 보호와 서비스 유지에, 후자는 합의된 요청에 따른 계통 수요 조절에 해당한다. 수요 감축 참여 시설도 사고 시 접속 유지와 복귀 조건을 함께 검토해야 한다.

4) 전력설비 구성과 모델, 시험 검증 - Drazena Brocilo

고장 응답을 모델에 반영하려면 전원이 부하에 이르는 실제 경로를 먼저 확인해야 한다. 그림 114는 500 kV 외부전원을 500/230 kV 중간계통과 230/34.5 kV 부하변전소를 거쳐 데이터홀에 공급하는 설계 예시이다. 캠퍼스당 건물 5~10개, 건물당 100~400 MVA, 부하변전소당 200~300 MVA를 고려하였다. MVA는 피상전력 정격이므로 이를 실제 MW 수요로 바꾸려면 역률과 운전조건이 필요하다.

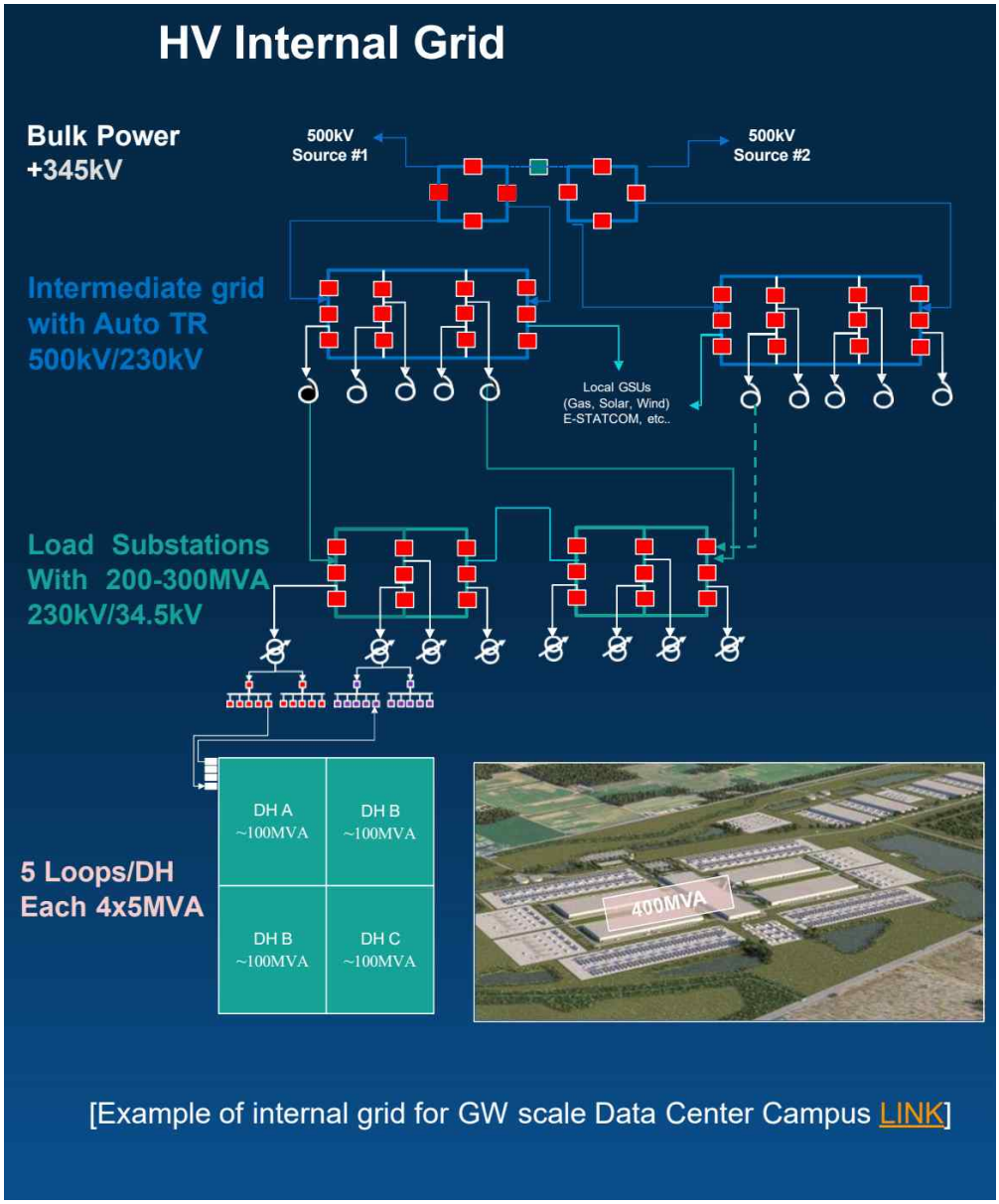


그림 114. GW급 캠퍼스의 500/230/34.5 kV 내부 계통 예시

부하변전소는 필요한 공급 경로를 이중으로 갖추는 2N 구성이지만, 사고 시 전원 독립성은 차단기와 연계부의 상태에도 영향을 받는다. 두 링 회로가 연결된 상태에서는 한쪽의 고장에 따른 전압 저하가 다른 쪽 회로에도 영향을 줄 수 있다. 해당 설계에서는 230 kV 계통고장 시 GPU가 배터리 백업 장치(battery backup unit, BBU)로 전환하는 경로를 설명한다. 공급 경로의 중복성을 확보하는 설계와 고장 중 서버 전원장치의 동작 검증이 함께 필요한 이유이다.

고장 구간의 자동 분리와 정상 구간의 공급 복구

중전압 개방루프에서는 평상시 링의 일부를 개방해 운전하며, 고장이 발생하면 고장 구간을 분리하고 정상 구간에는 다른 경로로 전력을 공급한다. 고장위치 식별과 분리 및 공급복구(Fault Location, Isolation and Service Restoration, FLISR)의 자동화는 정전 범위를 줄이는 방법이다. 그림 115의 분산형 D-FLISR은 링 배전용 개폐장치(Ring Main Unit, RMU) 8개가 이웃

정보를 교환하여 고장 위치와 필요한 개폐동작을 결정하는 구성을 보여준다.

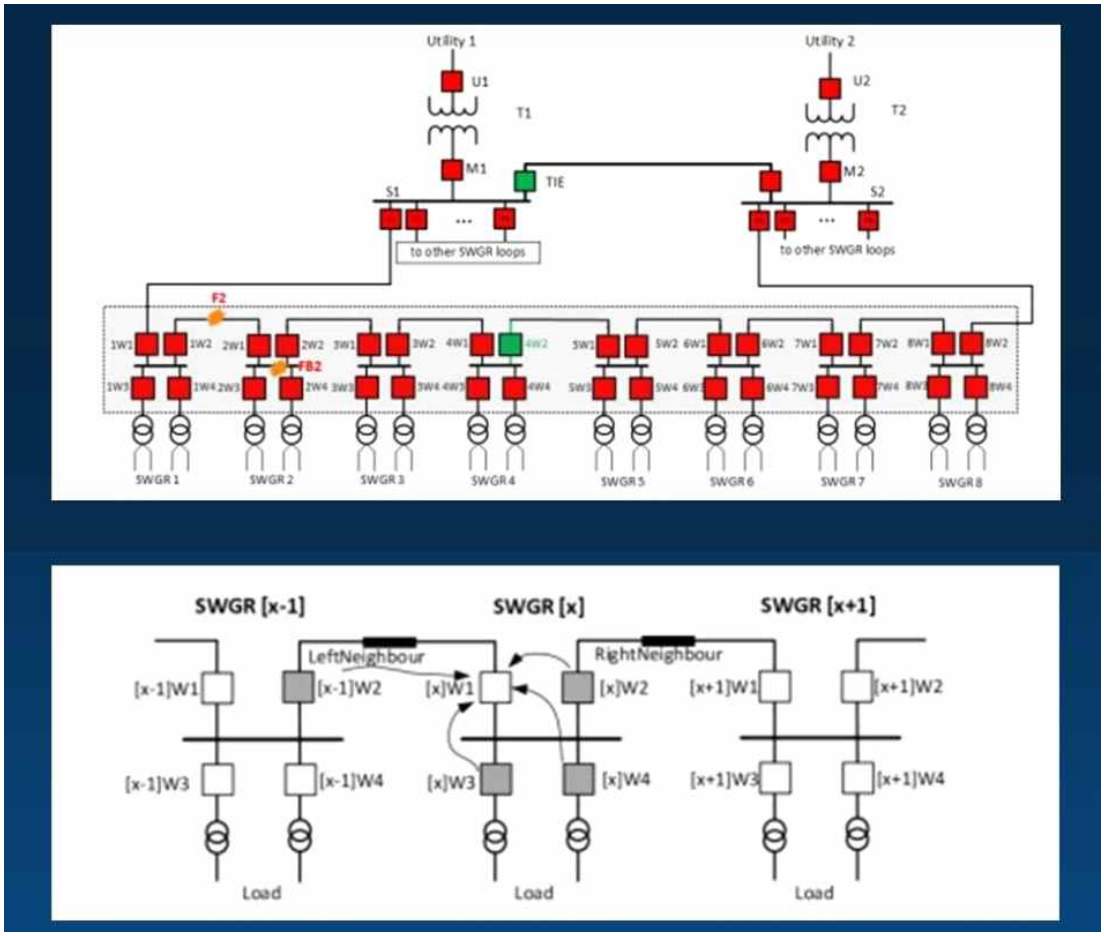


그림 115. 8 RMU 개방루프와 분산 FLISR의 이웃 정보교환

분산 방식은 이웃 장치 선택 로직을 이용해 장치 설정을 간소화하고 통신량을 줄인다. 또한 비방향성 고장 검출을 이용하므로 모든 구간에 전압 계측기를 설치할 필요도 줄어든다. 고속 통신을 전제로 하며 실시간 디지털 모의장치(Real-time Digital Simulator, RTDS)와 실제 제어 하드웨어를 연결한 HIL(Hardware-in-the-loop) 시험에서 여러 제조사의 장치를 대상으로 다양한 운전조건에서 동작을 확인하였다. 이 결과는 보호와 통신 및 개폐 논리의 검증이며 특정 공급복구시간이 보장된다는 뜻은 아니다.

앞의 그림 114에는 데이터홀당 5개 루프, 루프당 4×5 MVA가 표시되어 있다. 합계 100 MVA는 그림의 데이터홀 정격과 일치한다. 실제 공급 가능한 용량을 정할 때는 운전 예비와 2N 구성의 사용 조건을 반영해야 한다. 여러 전원에서 변전소를 나누어 공급하는 경우에는 가공 송전선의 비대칭 부하도 검토 대상이다.

부하 모델의 적용 범위와 하드웨어 시험

전원공급장치(power supply unit, PSU)는 계통에서 받은 전력을 서버에 필요한 전원으로 변환한다. 그림 116은 BBU를 제외한 PSU의 평균모델과 제조사 해석 모델을 비교한 것이다. 두 모델의 전압, 전류, 유효전력 응답이 유사해도, 배터리로의 전환과 계통 복귀까지 검증된 것은 아

니다. 전체 데이터센터의 사고 응답을 평가하려면 모델에 포함된 장치와 전환 동작의 범위를 먼저 확인해야 한다.

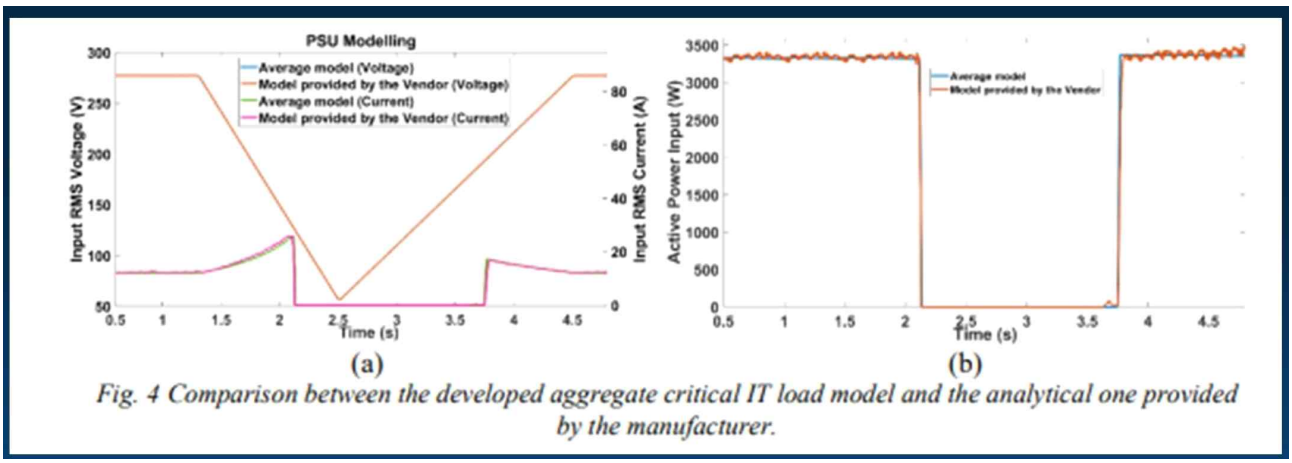


Fig. 4 Comparison between the developed aggregate critical IT load model and the analytical one provided by the manufacturer.

그림 116. BBU를 제외한 PSU 평균모델과 제조사 모델 비교

그림 116의 입력전압이 낮아질 때 전류는 증가하다가 0으로 감소하고 전압 회복 중 다시 흐르며, 유효전력도 중단 후 복귀한다. 이 비교는 BBU가 없는 PSU의 전기적 응답에 해당한다. 서버가 배터리로부터 전력을 공급받는 동안의 계통 전력과 이후 계통 복귀 과정은 별도로 모델링해야 한다. PSU 응답과 전원전환을 연결하지 않으면 시설 전체의 계통 영향을 잘못 추정할 수 있다.

모델 비교와 HIL 시험은 확인 대상이 다르다. 그림 116은 모델끼리의 응답 비교이고, 그림 115의 D-FLISR 검증은 실제 제어 하드웨어를 모의 계통에 연결해 보호, 통신, 개폐 동작을 확인한 것이다. 모델의 전기적 특성과 제어장치의 동작을 각각 검토한 뒤 실제 전원 구성과 설정이 시험 조건에 맞는지 확인해야 한다.

제어 하드웨어 연계시험(Controller Hardware-in-the-loop, CHIL)은 실제 제어기와 보호 및 통신 논리를 평가하고, 전력 하드웨어 연계시험(Power Hardware-in-the-loop, PHIL)은 전력증폭기 등을 통해 실제 전력장치의 응답을 포함한다. 두 방법은 모델만으로 표현하기 어려운 상호작용을 확인하는 수단이지만 시험에 포함한 하드웨어와 계통 범위를 명시해야 한다.

동특성 검토에 사용하는 모델에는 대표 운전점과 보호 설정, 백업 전원 전환, 계통 복귀 제어 논리를 포함해야 한다. 시설의 하드웨어나 소프트웨어가 바뀌면 해당 조건도 갱신한다. 모델 버전과 적용 범위를 공유하면 부하 변화가 보상설비 선정에 미치는 영향을 추적할 수 있고, 실제 시설과 다른 모델에 근거해 계통 보강을 결정하는 위험을 줄일 수 있다.

반복 부하 변화가 발전기와 계통 진동에 미치는 영향

모델의 상태전환과 함께 반복 부하가 발전기에 미치는 영향도 평가해야 한다. 그림 117은 펄스형 정보기술(Information Technology, IT) 부하에 대한 전압, 발전기 주파수, 유효전력과 기계 및 전기 토크의 모의결과이다. 원동기의 기계토크와 발전기의 전기토크가 서로 다른 속도로 변하면 축계의 비틀림 부담이 반복될 수 있다. 실제 축피로와 손상 수준을 평가하려면 발전기와 엔진의 동특성, 가진 주파수, 반복 운전조건과 운영 및 유지보수(Operation and Maintenance, O&M) 자료를 함께 검토해야 한다.

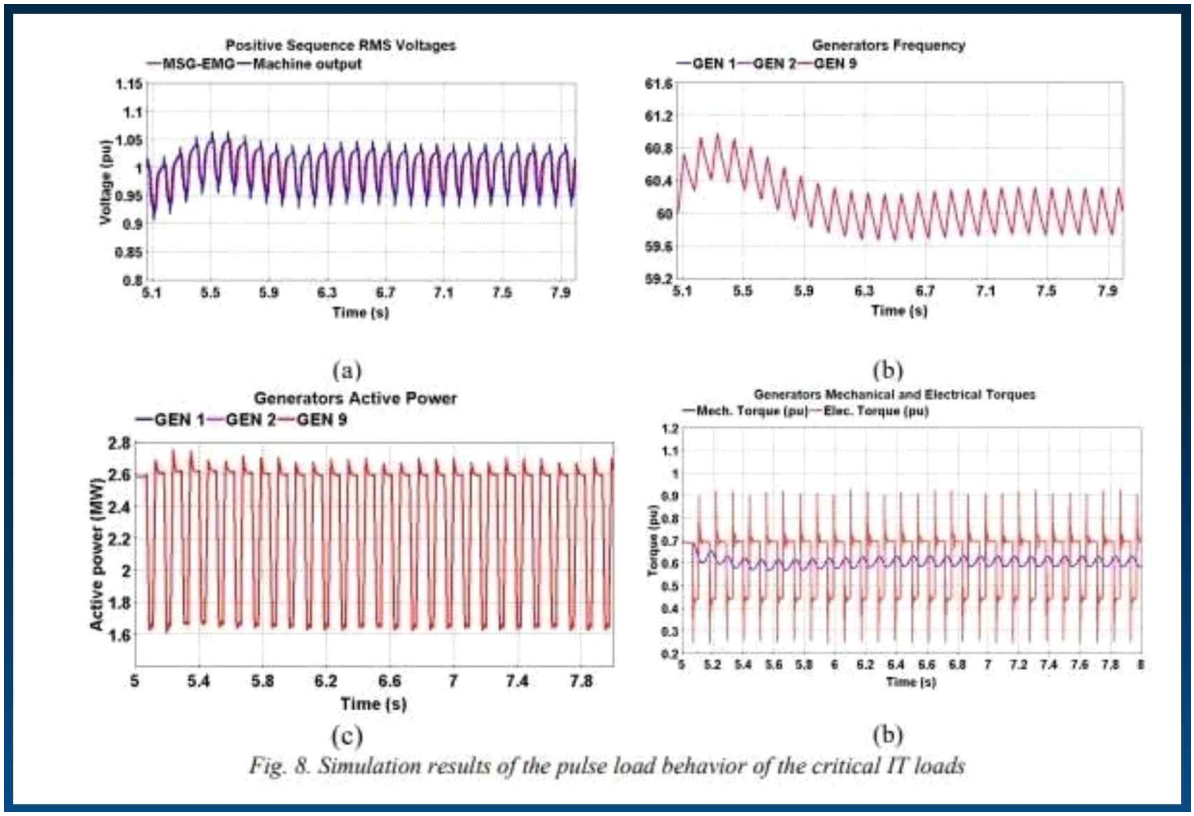


그림 117. 펄스 IT 부하에 대한 발전기 전기, 기계 응답 시뮬레이션

그림 117에서는 펄스 유효전력에 따른 전기토크 변화가 크고 기계토크는 상대적으로 완만하여 토크 차이가 반복되었다. 위험을 평가하려면 발전기와 엔진의 동특성, 가진 주파수와 운전 반복조건을 반영하고 운영 및 유지보수(Operation and Maintenance, O&M) 자료로 보완해야 한다. 모의 응답과 실제 수명 영향의 검증을 구분하는 것이 중요하다.

반복 변동은 계통을 통해 다른 위치로 전달될 수도 있다. WECC 240모선 모델에서는 0.1~10 Hz의 가진 주파수를 바꾸며 강제진동의 전파를 검토하였다. 부하 변동의 주파수가 계통 고유진동모드의 주파수에 가까워지면 특정 위치에서 응답이 증폭되는 모델 결과가 제시된다. 이는 접속점 인근의 전원만 살피는 데 그치지 않고, 망 구조와 주변 발전기의 동특성을 함께 고려해 공진 가능성을 평가할 필요가 있음을 보여준다.

이러한 해석은 보상설비의 기능과 제어 조건을 정하는 근거가 된다. 빠른 부하 변동에 따른 전압 응답, 발전기 축계에 반복적으로 작용하는 비틀림, 계통 진동의 전파는 구분해 검토해야 한다. 단일 장치의 정격이나 한 운전점의 계산 결과만으로 전체 시설의 안정도를 판단하기 어렵다. 대표 운전 조건과 주변 계통을 포함하고 실제 운전 정보로 해석을 보완해야 한다.

기기 제작, 시험 제약과 설비 간 요구조건 조율

GW급 설비에서는 정격과 함께 제작, 운송, 시험 조건을 확인해야 한다. 변압기의 크기와 탭절환 부담을 줄이기 위해 YNynd 결선과 고압측 부하시 탭절환기(On-load Tap Changer, OLTC)를 적용하는 방안이 제시되었다. 결선과 전압 조정 방식으로 대형 기기의 제작 제약에 대응한 사례이다.

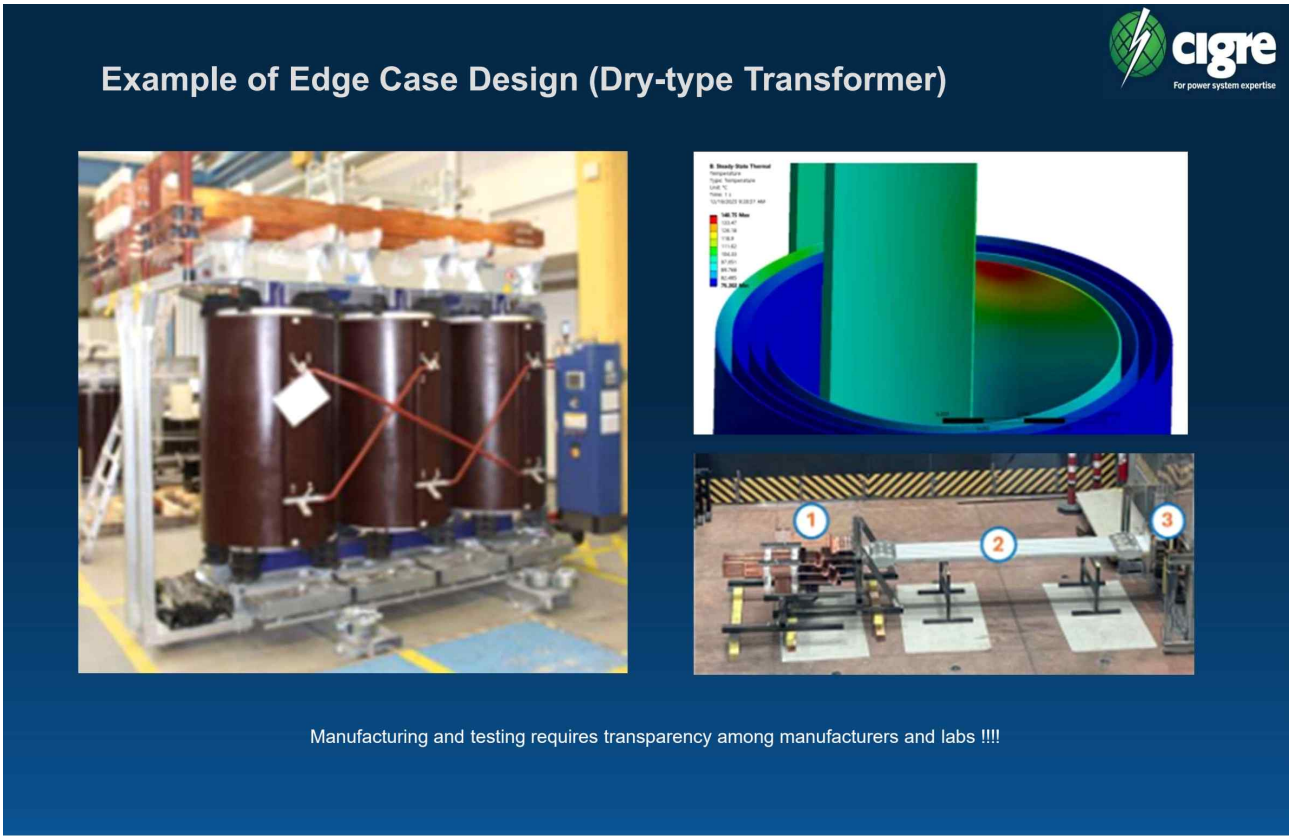


그림 118. 건식변압기와 열해석, 시험배치 예시

그림 118은 건식변압기의 열해석과 시험배치를 통해 부하의 열적 부담을 제작 및 시험조건과 연결하는 사례이다. 변압기 임피던스, 차단기 정격과 허용 한계는 개별 기기만의 문제가 아니라 함께 연결된 설비의 전압강하 및 단락전류와 관련된다. 따라서 제작사와 시험기관이 실제 부하 및 요구조건을 공유하고 제작, 운송과 시험의 가능성을 함께 확인해야 한다.

개별 기기의 요구조건을 정할 때는 함께 연결되는 설비의 제작과 시험 가능성을 확인해야 한다. 대형 변압기의 공급망과 운송 조건, 다권선 구성의 전류 분담과 운전 조건은 시설 설계에 영향을 준다. 다수의 소형 변압기에는 대형 기기와 다른 비용 수준의 상태감시가 필요하다. 기기시험과 현장 관측으로 실제 부하에 맞는 설계를 보완해야 한다.

5) 유연성 구현 방법과 실증 - Eamonn Lannoye, Drazena Brocilo

이와 같은 신뢰도 및 설비 검증을 바탕으로 데이터센터의 조절능력을 접속 확대에 활용할 수 있다. EPRI의 DCFlex는 연산과 보조설비 및 현장전원을 조절하는 유연한 설계와 운영을 연구 및 실증한다. 데이터센터 구축 약 2년과 계통 확충 약 7년의 시간 차이를 보여주는 개념 예시는 단기 유연성이 망 확충 이전의 수요 수용을 보완할 수 있는 이유를 설명한다. 두 기간을 모든 사업의 확정 일정으로 적용해서는 안 된다.

그림 119는 유연성 실증에서 확인할 내용을 보여준다. 연산 작업, 냉각, UPS와 같은 보조설비, 현장 전원을 조절 수단으로 검토하고, 각각의 운전 범위를 계통 서비스와 접속조건에 연결한

다. 전력품질과 사고 시 접속 유지 성능, 조절 전의 기준 부하 프로파일도 함께 평가한다. 시설 설계와 전력회사 프로그램, 접속 절차와 계통 계획을 연결하는 연구이다.

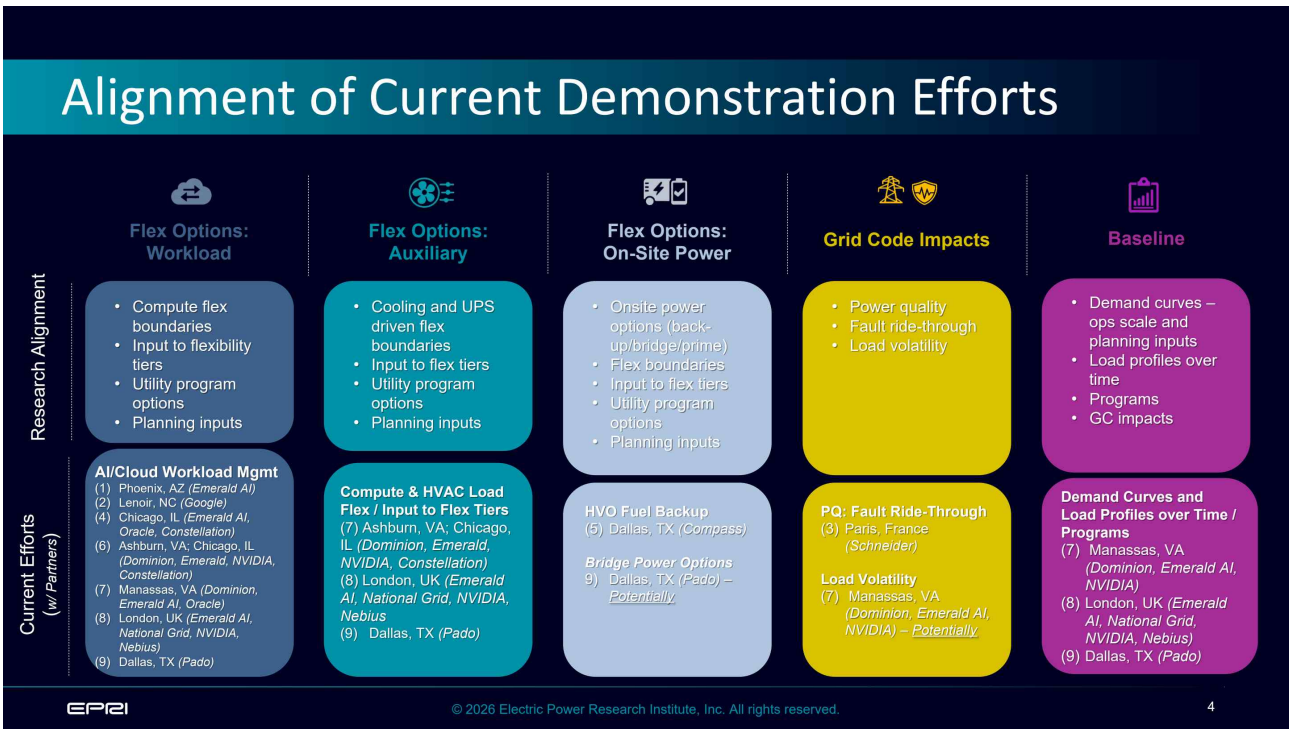


그림 119. DCFlex 실증 활동과 기술, 평가 영역

연산 유연성은 작업의 처리량과 시작시점을 조정하고 필요하면 다른 지역에 배분하는 방식이다. 냉각설비는 열관성을 이용하여 전력 사용시점을 조정할 수 있다. 일부 실증은 이러한 기능을 평가하였지만 허용 범위는 작업 종류와 서비스 지연, 온도와 신뢰도 조건에 따라 달라진다. 짧은 저장장치 응답과 장시간의 작업 및 냉각 조절은 필요한 출력 및 에너지가 다르므로 서비스를 구분하여 정해야 한다.

현장 전원과 저장장치의 활용 조건

현장 또는 인근 전원은 서버 공급을 유지하면서 계통 수전을 줄이는 수단이다. 정전 대비 백업, 계통 접속 전의 임시 공급과 상시 전원은 서로 다른 목적과 운전조건을 갖는다. 발전설비와 분산자원을 데이터센터와 같은 계통 접속점에 연계하는 방안도 검토할 수 있다. 실증에 참여했다는 사실을 모든 기능의 검증 완료로 해석해서는 안 되며, 그림 119의 Potentially 표기처럼 가능성 검토 단계와 실제 수행 활동을 구분해야 한다.

현장 발전에는 가동시간, 배출, 소음과 부지 제약이 있다. 배터리와 백업 발전기를 계통 서비스에 사용하려면 정전 대비에 필요한 여유와 서비스 제공 후의 복구 조건을 확보해야 한다. 냉각과 연산 작업의 조절 범위도 서버 운전과 서비스 계약이 허용하는 수준에 따라 달라진다. 각 자원을 따로 평가한 명목 능력보다 접속점에서 실제로 제공할 수 있는 응답을 확인해야 한다.

빠른 변동의 완화에는 랙 또는 열 수준의 슈퍼커패시터, 배터리 에너지저장시스템(Battery Energy Storage System, BESS)과 에너지저장 결합 정지형 동기보상기(Static Synchronous Compensator, STATCOM) 등이 검토되었다. 어느 지점의 부하 변동을 줄일 것인지와 그 변동

속도를 기준으로 보상장치를 선정해야 한다. 순간적인 전력 평활화와 장시간 수요 조절은 필요한 에너지와 제어조건이 다르다. 서비스별 제공 가능 용량을 산정할 때는 동일한 용량이 중복 계산되지 않는지 확인해야 한다.

반도체 변압기(Solid-state Transformer, SST) 등 부하 인근의 전력변환 설비도 변동 완화 대안이나 중주파 변압기와 커패시터 및 반도체가 받는 펄스전류 부담을 함께 평가해야 한다. 보상설비의 위치와 용량은 접속점에서 완화할 변동과 실제 시험조건을 기준으로 정해야 한다. 특정 캐비닛 구성이나 부품 수만으로 모든 AI 작업의 변동을 처리할 수 있다고 일반화해서는 안 된다.

STATCOM, BESS와 동기조상기 등은 접속점 조건과 필요한 전압 지원, 유효전력 조절 기능에 따라 비교한다. BESS에는 변하는 부하에 맞는 용량 산정과 폐루프 제어의 복잡성이 검토 과제로 제기되었다. 부하 프로파일이 바뀌면 필요한 보상량도 달라지므로 동기위상 계측, 전력품질 계측과 광역 감시로 실제 응답을 확인하고 모델을 갱신해야 한다.

6) 유연성 분류와 접속, 시장, 계약 조건 - Sameer, Damir Novosel, Eamonn Lannoye

전력회사가 유연성을 활용하려면 얼마나 미리 요청해야 하는지, 한 번 요청하면 얼마나 오래 조절할 수 있는지, 연중 얼마나 활용할 수 있는지를 알아야 한다. DCFlex의 Class A~E 분류는 이 세 지표를 공통으로 제시한다. 사업자는 이를 기준으로 시설과 계약을 설계하고, 운영자는 필요한 계통 서비스와 시설의 능력을 비교할 수 있다. 표 15는 이 분류안의 지표를 정리한 것이다.

표 15. DCFlex 공통 유연성 분류의 세 지표

분류, 용도	**사전 통지시간**	**조절 지속시간**	**연간 활용비율**
A / 드문 피크 대응	하루 전	5시간 미만	약 1%
B / 잦은 피크 대응	하루 전	5시간 미만	약 5% 이상
C / 장시간 대응	하루 전	24시간 이상	10% 미만
D / 빠른 대응	5분 초과	2시간 미만	8% 초과
E / 폭넓은 계통 대응	5분 초과	24시간 이상	30% 초과

연간 활용비율은 감축 출력의 비율이 아니라 한 해 동안 유연성을 호출하거나 활용하는 시간과 관련된 지표이다. Class A의 약 1%를 소비전력 1% 감축으로 해석해서는 안 된다. 실제 계약에는 연간 호출시간의 집계방법과 상한, 개별 호출의 지속시간을 별도로 명시해야 한다.

Class A와 B는 하루 전에 요청하는 짧은 피크 대응이며, B는 더 잦은 활용을 전제로 한다. Class C는 24시간 이상의 장시간 대응, D는 짧은 사전 통지에 따른 빠른 대응을 다룬다. E는

장시간이면서 연간 활용도도 높은 계통 대응이다. 분류안에서 D와 E의 사전 통지시간은 5분 초과이다. 사전 통지시간은 요청부터 조절 시작까지의 여유이고, 지속시간은 조절 상태를 유지하는 시간이므로 구별해야 한다.

이 분류는 공통 설계 기준을 마련하기 위한 안이다. 등급명만으로 계약상 성능을 정하지 않고, 통지시간, 지속시간, 연간 활용비율을 각각 명시해야 한다. 지역별 접속계약의 의무와 수치 경계는 별도로 정할 항목이다.

실무에서는 필요한 유연성에 맞추어 연산 작업, 냉각, UPS와 현장 전원의 조합을 선택한다. 짧은 피크 대응과 장시간의 수요 부족 대응에는 필요한 운전 여유가 다르다. 해당 지역의 접속 제약을 확인한 뒤 그 제약을 해소할 성능을 정하면, 사업자는 필요한 설비를 준비하고 전력회사는 그 능력을 접속 검토에 반영할 수 있다.

유연성을 반영한 추가 접속 가능량 평가

계통 수용여력(headroom)은 기존 발전, 송전설비로 추가 수용할 수 있는 부하를 뜻한다. 데이터센터가 계통 운영에 제약이 발생하는 시간대에 수요를 줄일 수 있다면 계통 수용여력이 늘어날 수 있다. 계통 수용여력은 데이터센터의 수요 조절 능력, 발전 공급능력, 송전 한계, 수요 감축 조건과 시간대별 전력 수급에 따라 달라진다. 그림 120은 공급능력 평가에서 단시간 운전 조건과 위치별 송전 제약까지 반영하는 과정을 보여준다.

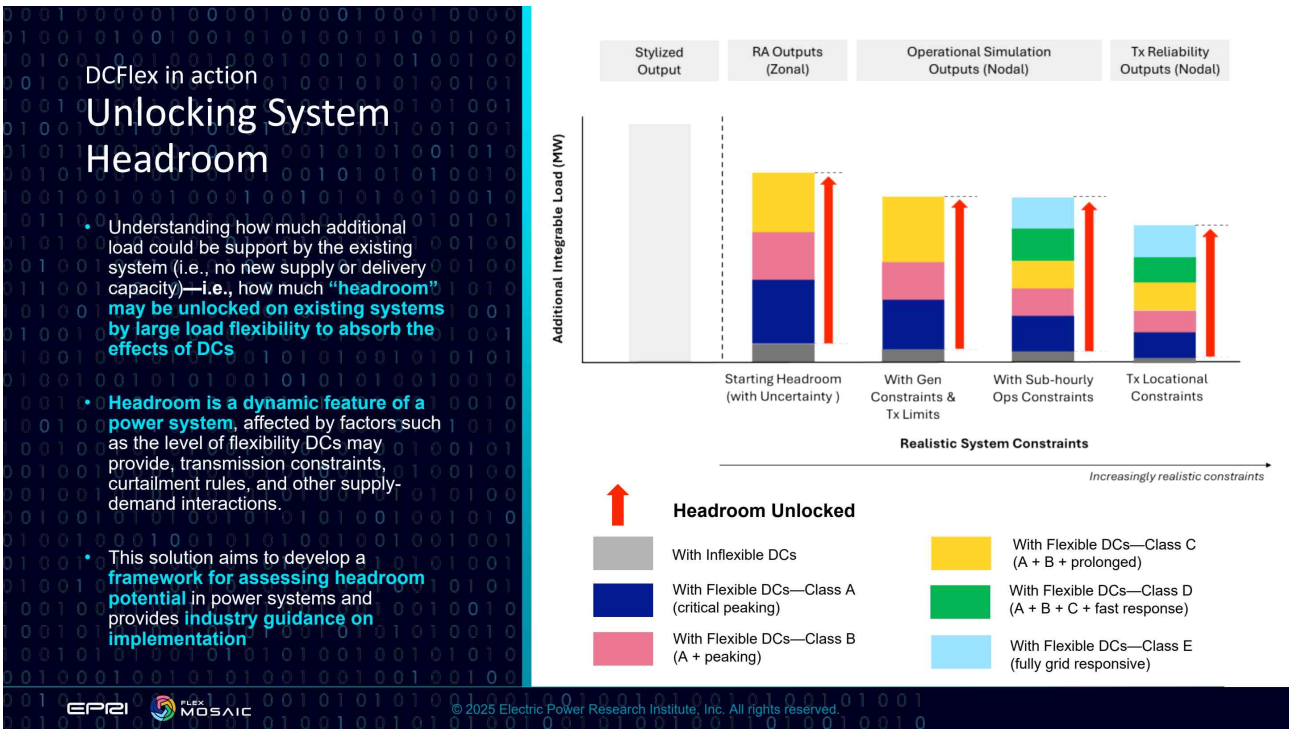


그림 120. 유연성과 현실적인 계통 제약을 반영한 수용여력 개념

그림 120의 회색 부분은 유연성이 없는 경우, 색깔 부분은 유연성으로 추가 확보할 수 있는 수용여력이다. 발전 및 송전 한계, 단시간 운영 제약과 위치별 송전 신뢰도를 반영하면 처음 추정한 접속량은 달라진다. 수치 눈금이 없는 개념도이므로 색깔 막대의 높이를 실제 GW 효과로 환산하지 않고 지역별 계통해석으로 추가 접속량을 산정해야 한다.

접속 검토에서는 발전설비가 전력을 공급할 수 있는지, 송전망이 해당 지점까지 전달할 수 있는지, 급격한 부하 변화나 사고 이후에도 계통이 안정적으로 운영될 수 있는지를 함께 확인한다. 발전용량이 충분해도 송전 한계가 접속을 막을 수 있고, 정상상태 조류가 허용 범위에 있어도 전원 전환은 동특성 문제를 만들 수 있다. 유연성의 기여도 이와 같은 계통 조건과 실제 운전 가능한 범위에서 평가해야 한다.

접속조건과 보상 서비스를 연결하는 계약

데이터센터와 송전설비의 구축기간 차이를 줄이려면 초기부터 접속용량, 가동 시점과 단계별 수요 증가를 공유해야 한다. 접속 준비가 된 사업을 우선 검토하고 단계별 진행 상황을 확인하면, 실현 가능성이 낮은 신청을 확정 수요로 반영할 위험을 줄일 수 있다. 적용 시에는 사업 성숙도의 기준과 비용 및 책임을 명확히 해야 한다.

계통 연계의 기본 기능에는 ride-through, 예측 가능한 부하 변화율, 제어된 재접속, 무효전력 지원과 전력품질 준수, 동적 모델 제공이 포함된다. 이러한 신뢰도 기능을 기본 의무로 정하고 추가 수요 조절은 별도 보상 서비스로 구성하는 방향이 제안되었다. 같은 500 MW 접속 신청이라도 항상 전량을 공급받아야 하는 시설과 일부 수요를 정해진 조건에서 줄일 수 있는 시설에는 다른 접속조건을 검토할 수 있다.

서비스 성능은 사전 통지시간, 조절량, 회당 지속시간과 연간 활용시간을 명시해야 한다. 실제 조절량은 계통 접속점에서 측정해 확인해야 한다. 운영자는 필요할 때 응답을 확실하게 받을 수 있는지 확인하고, 사업자는 해당 성능을 충족하는 데 필요한 설비 규모와 비용을 산정한다. 접속 검토에서 확인한 성능과 실제 계약의 호출 조건을 맞추어야 유연성을 운영계획과 시장에 반영할 수 있다.

유연성을 계약으로 활용할 때에는 감축 의무의 불확실성을 줄여야 한다. 임대형 사업자는 임차인에게 일정한 공급능력을 약속하므로 감축 빈도와 지속시간의 상한이 없으면 필요한 백업 설비와 비용을 산정하기 어렵다. 이는 금융조달 가능성과 보험 및 서비스 계약에도 영향을 준다.

유연성을 제공하는 데 드는 비용은 부지 여건과 배출, 소음 관련 제약에 따라 달라진다. 전력회사와 데이터센터는 모델과 영향평가를 공유하고 설비 선정, 최초 가압 전 시험과 비용 부담을 조율해야 한다.

7) 종합 요약

AI 데이터센터의 계통 통합은 접속점에서 관측되는 부하와 고장 후 상태전환을 확인하는 데서 시작한다. 랙의 빠른 변동과 캠퍼스의 집계 응답을 구분하고 백업 전환 및 복귀를 포함한 모델을 사용해야 한다. 별도의 3.8 GW와 1.5 GW 사건은 IT 서비스의 연속성을 확보하더라도 계통 수요는 크게 달라질 수 있음을 보여준다. 이러한 응답을 검증한 뒤에 유연성의 서비스 범위를 정해야 한다.

표 16. 주제별 핵심 기술, 결과와 적용 조건

검토 주제	핵심 기술, 접근	주요 결과, 제안	적용 조건, 남은 과제
부하 특성	관측점별 부하 프로파일과 변화율 평가	예시 랙 0.2~1.4 → MV 0.6~1.0 p.u.; 접속점 24 MW / 500 ms 변화 예시	집계 조건과 기준값 확인. 파형별 취득 조건 구분
부하 이탈, 복귀	백업 전환, ride-through와 재접속 제어	별도의 3.8 GW, 1.5 GW 사례. 3.8 GW 사건의 최대 주파수 60.092 Hz	고장 제거와 부하 유지, 복귀를 각각 검증
설비, 검증	내부 계통, D-FLISR, PSU 모델과 HIL	8 RMU 분산 제어의 HIL 검증; 발전기 전기, 기계 응답 시뮬레이션	고속 통신과 실제 설정, 모델 범위, O&M 자료 확인
유연성 구현	연산, 냉각, UPS, 현장 전원 조합	DCFlex의 실증과 시설별 운전 범위 검토	서비스 요구, 비상 공급 여유와 입지 제약 반영
접속, 시장, 계약	A~E 분류, 수용여력 평가와 호출 조건	통지시간, 지속시간, 연간 활용비율의 분류안. 지역별 수용여력 연구 진행	계측 가능한 조절량과 의무의 상한, 비용 부담 조율

설비 검증은 내부 공급 경로와 보호 및 통신, 발전기의 전기 및 기계 응답을 연결해야 한다. PSU 모델 비교, 제어 HIL과 실제 장치시험은 확인 범위가 서로 다르다. 설비의 신뢰도를 유지하면서 연산 작업, 보조설비와 현장전원을 조절해 유연성을 제공할 수 있다. 서비스 성능은 접속점의 실제 조절량, 사전 통지시간, 지속시간과 연간 활용시간을 기준으로 평가한다.

추가 접속량은 발전과 송전 한계, 단시간 운영 및 연결 위치에 따라 달라지므로 분류 등급만으로 정할 수 없다. 지역별 계통해석과 시설의 실제 운전범위를 같은 조건으로 연결하고 그 결과를 접속 및 보상 계약과 비용 부담에 반영해야 한다. 이 과정이 갖추어져야 데이터센터의 기술적 조절능력을 신뢰할 수 있는 계통 유연성으로 사용할 수 있다.

제 5 장 전력설비 지식관리 기술 활용 동향

전력설비의 설계, 시공, 운영, 유지보수 과정에서 축적된 기술지식과 숙련자의 경험을 체계적으로 관리하고 전달하기 위한 디지털 기술 활용이 논의되고 있다. AI는 기술문서 검색과 업무 검토를 지원하고, AR/VR은 설비와 현장 작업에 대한 이해를 돕는 수단으로 검토되고 있다. 본 장에서는 변전소 지식관리 사례를 중심으로 AI 및 AR/VR의 활용 방향을 살펴보고, 자료의 신뢰성과 출처 확인, 전문가 검토 등 도입 시 고려사항을 정리한다.

제 1 절 AI 및 AR/VR 기반 변전소 지식관리

1) 워크숍의 목적과 활용 구조

숙련 엔지니어의 은퇴와 방대한 내부 문서의 분산은 변전소의 경험 및 기술지식을 다음 세대에 전달하기 어렵게 만든다. 인공지능(Artificial Intelligence, AI), 증강현실(Augmented Reality, AR)과 가상현실(Virtual Reality, VR)은 이러한 지식의 검색과 정리 및 현장 활용을 지원하는 수단이다. WG B3.70 워크숍은 The Assistant, The Partner와 The Trusted Steward의 세 단계로 활용 방식과 인간의 역할을 구분하고, 변전소 생애주기별 적용 과제를 검토하였다.

2) 워크숍 배경과 AI 활용 수요

변전소의 설계, 시공, 운영과 유지보수 노하우는 문서에 명시된 지식뿐 아니라 숙련자의 경험에도 의존한다. CIGRE 기술보고서(Technical Brochure, TB) 898은 이러한 엔지니어링 지식 및 경험의 전달을 다루었으며, Akira Okada가 이끄는 WG B3.70은 AI와 AR/VR을 활용한 후속 지식관리 방법을 검토하고 있다. 워크숍의 연구 일정은 2027년 3분기의 기술보고서 초안 및 최종본 완성, 4분기의 튜토리얼과 웨비나를 목표로 하였다.

그림 121의 설문은 전력회사 14개, 엔지니어링 회사 5개, 제조사 5개, 설계와 조달 및 시공(Engineering, Procurement and Construction, EPC) 업체와 계약업체 2개와 생산시설 1개 등 총 27개 응답으로 구성되었다. 지식 전달 문제의 심각도는 평균 3.6점(5점 만점)이었으며, 해당 문항에 응답한 26명 중 15명이 4점 또는 5점으로 평가하였다. 이러한 결과는 지식 전달 문제가 응답자들 사이에서 주요 우려 사항으로 인식되고 있음을 시사한다.

응답자 27명 모두 첨단기술 활용에 긍정적이었고 23명은 AI 또는 검색증강생성(Retrieval-Augmented Generation, RAG)을 통한 디지털 데이터 활용에 관심을 보였다. 반면 데이터 품질과 가용성, 기존 시스템 통합과 사이버 보안 및 개인정보 보호가 주요 장애로 제시되었다.

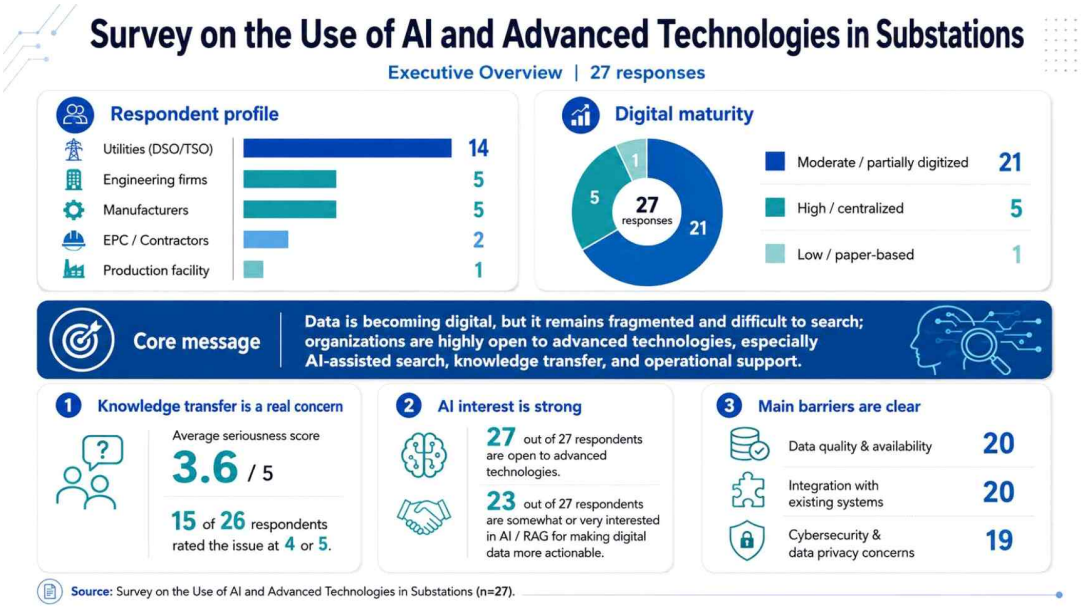


그림 121. 변전소 분야 AI, 첨단기술 활용 설문 결과(CIGRE WG B3.70)

3) 일반 생성형 AI를 활용한 초기 업무 지원 - Akira Okada

첫 단계인 The Assistant는 일반 생성형 AI를 정보 추출과 요약 및 업무 준비에 사용하는 방식이다. 그림 122의 시연은 과거 사례, 내부 매뉴얼과 고장보고서에서 필요한 정보를 찾고 질문을 구성하는 초기 업무 지원을 다루었다. 경력 초기 엔지니어가 검토를 시작하는 데 도움을 줄 수 있지만, 일반적인 답변이 개별 설비의 정비 판단을 대신하지는 않는다.

초기 지원을 실제 업무로 연결하려면 AI가 제안한 점검 항목을 대상 설비의 매뉴얼, 운전 이력과 현장 상태에 대조해야 한다. 문서 검색과 질문 준비의 편의성은 기술적 조치의 적합성과 구분해야 하며, 구체적인 분해 정비나 교체 여부는 해당 설비의 근거와 전문가 검토를 바탕으로 판단해야 한다. 이 과정에서 일반 AI의 정보 제공을 전문지식 기반 검토로 확장할 필요가 생긴다.

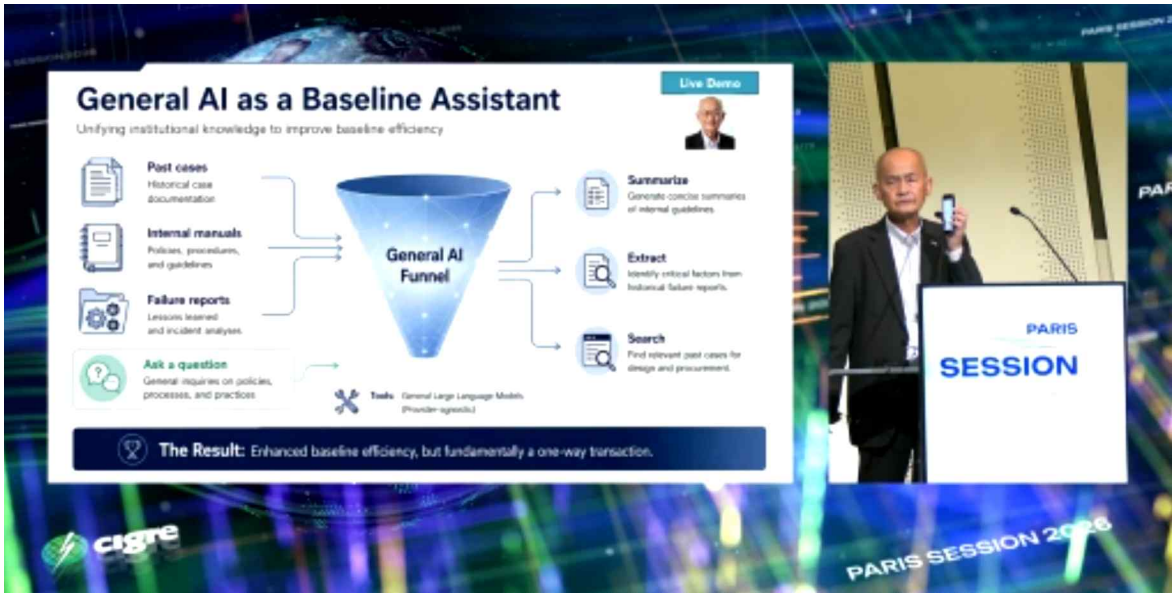


그림 122. 일반 생성형 AI를 활용한 변전소 유지 보수 지원 시연(CIGRE 2026 Paris Session, WG B3.70 Workshop 영상)

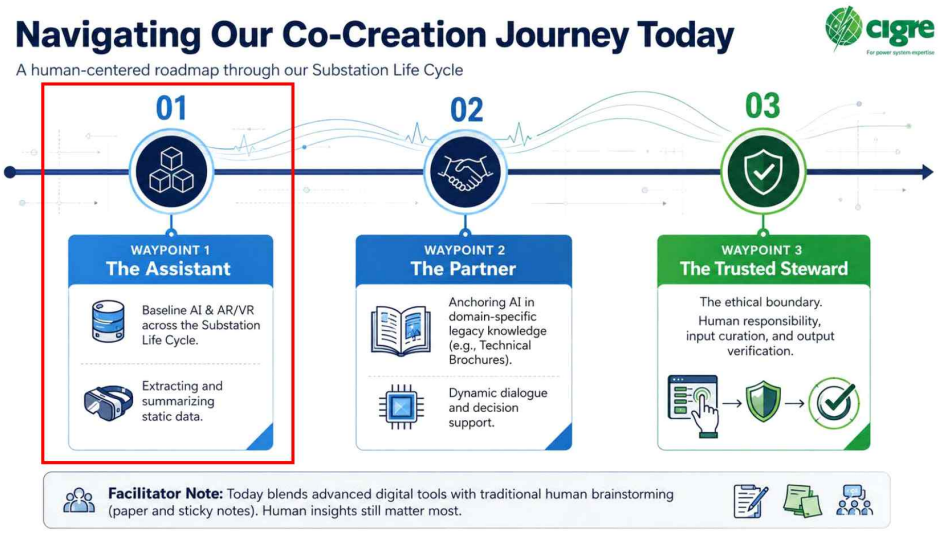


그림 123. 일반 AI에서 전문지식 기반 AI 및 인간 책임 체계로의 활용단계

4) 전문지식 기반 AI와의 대화형 협업 - Crina Costan

두 번째 단계인 The Partner는 기술보고서, 매뉴얼과 지침 등 신뢰할 수 있는 자료에 응답의 근거를 두는 전문지식 기반 AI(Knowledge-grounded AI)를 활용한다. 분야별 용어와 문맥을 반영하고 원자료를 인용하며, 후속 질문으로 검토 범위를 구체화하는 방식이다. 그림 123의 세 단계 중 전문지식 기반 협업은 자료를 찾는 데서 나아가 초안의 정합성 검토와 비교 및 학습을 지원하는 역할을 갖는다.

시연에 활용된 CIGRE TB 660(2016)은 공기절연 변전소의 최적 유지보수와 자산관리 비용을 다루는 자료로, 다른 절연 방식이나 운전조건에 적용할 때에는 대상 설비의 특성을 함께 검토

해야 한다. 시연에서 AI는 참고자료에 직접 제시된 내용과 이를 확장한 제안을 구분하여 설명하였다. 예를 들어 TB 660이 설비 조달 지연이나 구체적인 RAM 계산 방법을 직접 다루지는 않는다고 밝히면서도, 보고서의 정비 전략을 바탕으로 수명 연장과 정비 대안 비교를 위한 후속 분석 방향을 제안하였다. 이는 전문지식 기반 AI가 참고자료의 범위와 한계를 설명하고, 사용자와의 대화를 통해 검토 과제를 구체화하는 과정을 보여준다.

5) 인간 - AI 협업의 관리와 책임- Shinki Noguchi

세 번째 단계인 The Trusted Steward는 자동화된 처리와 인간 및 AI의 협업을 구분하고 책임을 정하는 단계이다. 자동화가 반복 가능한 입력과 처리 및 출력에 초점을 둔다면 협업은 사람이 AI의 제안을 검토하고 추가 질문과 수정으로 판단을 발전시키는 과정이다.

AI의 적용 범위가 넓어져도 최종 의사결정의 책임이 자동으로 시스템에 이전되는 것은 아니다. 인간의 역할은 신뢰할 입력자료의 선별, AI 출력의 사실 및 논리와 실제 맥락에 대한 검토, 최종 의사결정으로 이어진다. 설계와 운영에 사용하는 답변은 원본 문서와 기술적 판단 근거를 추적할 수 있어야 한다. 따라서 문서의 존재나 인용 형식만 확인하는 데 그치지 않고 대상 설비와 조건에 맞는 답변인지 전문가가 평가해야 한다.

워크숍은 설계 및 엔지니어링, 기술 검토, 운영 및 자산관리, 시공과 생애주기 관리의 다섯 그룹으로 나누어 적용과 장애 및 인간의 책임을 토론하도록 구성하였다. 표 17은 확인된 그룹별 검토 분야와 토론 범위를 정리한다.

표 17. 그룹별 검토 분야와 공통 논의 범위

그룹	담당 분야	검토 범위
1	설계 및 엔지니어링 업무	설계 단계에서의 AI 활용, 도입 장애와 전문가 판단
2	설계 및 기술 검토와 AI 지원 점검	문서 기반 검토 지원과 근거 확인, 책임 배분
3	운영과 유지보수 및 자산관리	운영정보 활용, 도입 장애와 현장 판단
4	시공	시공 업무의 AI 및 디지털 기술 활용과 검증
5	생애주기 관리	단계 간 지식 전달과 도입 제약, 인간의 책임

6) 종합 시사점 및 추가 검토 과제

변전소 지식관리에서 AI의 활용은 정보 추출 및 요약, 전문자료에 근거한 대화와 검토, 인간의 최종 책임이라는 흐름으로 정리할 수 있다. 설문은 데이터 활용에 대한 관심과 함께 품질, 통합 및 보안의 제약을 보여주었고 세 단계의 시연 및 개념은 기술정보를 업무에 연결하는 방식

을 제시하였다. AR/VR은 설계 검토, 교육과 현장 지원의 활용방향으로 다루어졌으며 구체적인 현장 성능이 입증된 결과와 구분해야 한다.

실제 도입에는 신뢰할 문서를 선별하고 출처와 적용 조건을 추적하며 AI의 응답을 전문가가 검증하는 절차가 필요하다. 또한 자료의 접근권한과 기존 시스템의 연계를 관리하고 적용 가치가 있는 업무부터 평가해야 한다. AI와 AR/VR의 효과는 전문성을 대체하는 자동 판단이 아니라 경험과 문서의 활용을 돕고 지식 전달을 지원하는 범위에서 검증해야 한다.

제 6 장 결론

본 보고서에서 검토한 전력계통 관련 CIGRE 발표와 워크숍에서는 전력전자 기반 설비의 확대에 따라 개별 설비의 기능과 계통 전체의 성능을 연계하여 평가하는 방향이 나타났다. HVDC와 GFM의 제어 및 보호 성능, 대규모 부하의 사고 응답은 주변 계통과 다른 설비의 동작에 따라 달라진다. 따라서 기술의 적용 가능성을 판단하려면 설비의 정격과 기능뿐 아니라 실제 운전조건, 설비의 허용 한계, 계통 내 상호작용을 함께 검토해야 한다. AI와 AR/VR 기반 지식관리에서는 이러한 기술 업무에 필요한 지식과 판단 근거를 축적하고 활용하는 방법이 논의되었다.

HVDC 분야에서는 다단자 직류망의 확장과 Multi-vendor 상호운용성을 확보하기 위한 공통 기능 사양, 인터페이스 정의, 통합 검증이 주요 과제로 제시되었다. DC 보호는 고장 분리범위와 차단시간, 변환기의 허용 한계, 리액터 구성을 함께 조정하는 시스템 설계 문제로 다루어졌다. Full-bridge 기반 사례에서는 변환기의 고장전류 억제 능력을 AC 계통지원, 운전모드 전환, 송전 복구와 연계하는 접근을 확인하였다. 이는 전체 시스템에서 각 설비의 역할과 보호협조 조건을 구체화해야 다단자 직류망의 운전 성능을 확보할 수 있음을 보여준다.

GFM 분야에서는 전압과 주파수 지원, 관성과 감쇠 응답의 구현과 함께 실제 제공 가능한 성능의 범위와 평가방법이 논의되었다. GFM의 응답은 제어 설정과 운전점에 따라 달라지며, 전류와 출력, 저장에너지의 한계에도 영향을 받는다. HVDC에 적용할 때에는 양단의 제어 역할과 상대 AC 계통의 전력 공급능력도 고려해야 한다. 따라서 GFM의 적용 효과는 명칭이나 단일 성능지표로 판단하기보다, 제한기 동작과 고장 후 회복을 포함하여 운전조건별로 검증해야 한다.

해석 분야에서는 범용 EMT 모델의 개발과 검증, 주변 계통을 포함하는 광역 EMT 해석의 확대가 상호 보완적인 방향으로 제시되었다. 범용 모델은 요구 기능과 제어 원리를 이해하고 조건별 응답을 비교하는 기반이 되며, 광역 EMT 해석은 주변 설비와 계통을 포함하여 단위 설비 시험만으로 확인하기 어려운 상호작용을 분석한다. 적용 시에는 범용 모델과 제작사 모델의 재현 범위 및 검증 수준을 확인하고, 해석 목적에 맞추어 조합해야 한다.

대규모 데이터센터의 계통 통합에서는 최대 수요와 공급용량뿐 아니라 빠른 부하 변동, 내부 전원 전환, 고장 후 수요 회복 특성이 중요한 검토 대상으로 제시되었다. 내부 전원으로 전환하여 시설의 서비스가 유지되더라도 계통에서는 대규모 수요가 급격히 감소할 수 있으므로, 전원 전환과 수요 회복 논리를 모델과 운영평가에 반영해야 한다. 한편 연산 작업, 냉각설비, 저장장치의 조절능력을 계통 유연성으로 활용하는 방안도 논의되었다. 이를 실제 자원으로 활용하려면 접속점에서 제공 가능한 조절량, 응답시간과 지속시간, 가용성을 확인하고, 기본 접속요건과 추가 서비스의 제공 및 보상 조건을 구분하여 정해야 한다.

AI와 AR/VR 기반 지식관리 분야에서는 기술문서 검색, 업무 검토, 숙련자의 경험 전달과 현

장 이해를 지원하는 활용방안이 제시되었다. 전문지식 기반 AI를 활용하려면 신뢰할 수 있는 자료를 확보하고, 응답의 출처와 적용조건을 추적하며, 전문가가 결과를 검토하는 절차가 필요하다. AR/VR의 적용 효과 역시 활용 목적과 구현 수준에 따라 평가해야 한다. 따라서 도구의 도입과 함께 기술지식과 판단 근거를 축적하고 갱신하는 관리체계를 마련하는 것이 중요하다.

이러한 논의를 종합하면, 향후 기술 적용에서는 요구사항과 적용조건을 명확히 하고, 판단에 사용하는 근거의 신뢰성과 추적성을 확보하는 것이 중요하다. 전력계통 기술은 모델과 시험 및 현장 기록을 연계하여 성능과 적용범위를 확인하고, 설계와 운영 중 변경사항을 검증에 반영해야 한다. AI와 AR/VR 기반 지식관리는 신뢰할 수 있는 기술자료와 전문가 검토를 통해 이러한 판단을 지원해야 한다. 또한 설계 해석, 장치시험, 현장 적용, 연구 제안은 확인한 범위가 서로 다르므로, 각 사례의 성과와 남은 검증 과제를 구분하여 활용할 필요가 있다.