

영광5호기 원자로정지 및 소외전원 상실시
전력공급 유지시간 평가를 위한 터빈관성서행시험

**Turbine Coastdown Test to Evaluate the Availability of
Power Supply When Reactor Trip and LOOP occur at YGN 5**

김동수, 김신환, 손종주, 서중태
한국전력기술(주)
대전광역시 유성구 덕진동 150

최준혁
두산중공업(주)

이용배, 류병기, 김풍식, 이두영
한국수력원자력(주)

요 약

원자로정지신호 발생 후 제어봉이 낙하되는 동안의 원자로냉각재 펌프(RCP) 운전 여부는 핵연료 건전성 유지에 매우 중요한 요소이다. 영광5,6호기 안전해석에서는 원자로정지신호의 발생과 동시에 터빈정지신호가 발생하고, 3초 후에 소외전원상실이 일어나, 원자로정지신호 발생 이후 최소한 3초 동안은 원자로냉각재펌프로 전력공급이 가능한 것으로 가정하였다. 이 가정의 정당성을 입증하기 위한 방안의 하나로 영광5호기 출력 상승시험 기간 중에 터빈관성서행시험을 수행하였다. 이 시험은 15% 원자로출력에서 원자로/터빈 정지신호 뿐 아니라 소외전원상실까지 동시에 발생시킨 후 터빈 관성력에 의한 전력공급 유지시간을 측정하는 것이다. 또한, 본 시험 시 측정된 자료를 이용하여 검증한 전산 모델을 사용하여 출력별, 소내부하별로 터빈감속율을 분석하였다. 이를 통하여 원자로정지와 소외전원상실이 동시에 발생하더라도 운전출력 및 소내부하의 크기에 상관없이 3초 동안 RCP로의 전력공급은 유지되는 것으로 평가되어 전력공급 중단 3초 지연 가정에 대한 타당성이 입증되었다.

Abstract

The integrity of nuclear fuel is greatly dependent on whether the Reactor Coolant Pumps(RCP) can keep on running during the drop of control rods after a reactor trip signal is generated. It was assumed in the safety analysis for YoungGwang Nuclear Power Plant Unit 5 & 6 (YGN 5&6) that the RCPs are powered for 3 seconds since the loss of off-site power(LOOP) will not occur within 3 seconds after reactor and turbine trip simultaneously. A turbine coastdown test was performed at YGN 5 during the power ascension test period to justify the assumption. The purpose of the test was to measure how long the power is supplied to RCPs in virtue of the turbine inertia after a LOOP occurs simultaneously with reactor/turbine trips at 15% reactor power. Based on the data obtained from the test, a computational model was developed and verified. This model is used to simulate the turbine coastdown at various plant power levels including the full power with different magnitudes of houseload. The results of the test and simulation justified the assumption of the delayed interruption of power supply to RCPs.

1. 서론

원자로정지신호 발생 후 제어봉이 낙하되는 동안의 원자로냉각재 펌프(Reactor Coolant Pump: RCP) 운전 여부는 핵연료 건전성 유지에 매우 중요한 요소이다. 영광5,6호기 안전해석에서는 원자로정지신호의 발생과 동시에 터빈정지신호가 발생하고, 3초 후에 소외전원상실(Loss of Off-site Power: LOOP)이 일어나, 원자로정지신호 발생 이후 최소한 3초 동안은 원자로냉각재펌프의 전력공급이 가능한 것으로 가정하였다. 이러한 가정 하에서는 노심 열속이 충분히 낮은 수준으로 감소될 때까지 냉각재 유량이 지속되기 때문에 핵연료 건전성 유지에 문제가 없는 것으로 분석된다.

그러나 규제기관은 영광5,6호기 건설허가 검토단계에서 소외전원상실의 발생 시점을 터빈 정지와 동일하게 가정하여 안전해석을 수행할 것을 요구하였다. 그러나, 3초 지연시간 가정 없이는 상당한 운전여유도의 감소와 운전 제약을 초래할 수밖에 없는 것으로 평가되었다.

이에 따라 영광5,6호기에서는 3초 지연 가정의 정당성을 입증하기 위하여 전력망 안정성을 분석하여 터빈 정지 발생 후 3초 내에는 소외전원상실이 발생하지 않음을 보였고, 부가적으로 소외전원상실이 터빈정지와 동시에 발생하더라도 3초 동안은 전력공급 유지가 가능함을 보이기 위한 터빈관성서행시험을 수행하였다. 터빈관성서행시험의 목적은 출력운전 중 원자로/터빈 정지와 동시에 소외전원상실을 발생시킨 후 터빈 관성력에 의한 발전으로 소내부하에 적어도 3초 이상 전원 공급이 가능함을 보임으로써 안전해석상의 3초 지연 가정의 근거를 확보하여, 궁극적으로 운전여유도의 감소와 운전 제약을 피하기 위함이다.

본시험은 출력상승시험(PAT)시 수행되는 원자로출력 15%에서의 소외전원상실시험^[1]에 포함되어 2002년 3월 25일 13시 30분에 수행되었다. 아울러, 동 상황을 모사할 수 있는 전산 모델에 대한 확인 및 검증 작업을 시험 시 측정된 자료를 근거로 수행하고, 이 모델을 사용하여 출력별, 소내부하 크기별로 동 상황 발생시 RCP 전원공급 가능시간을 평가하였다.

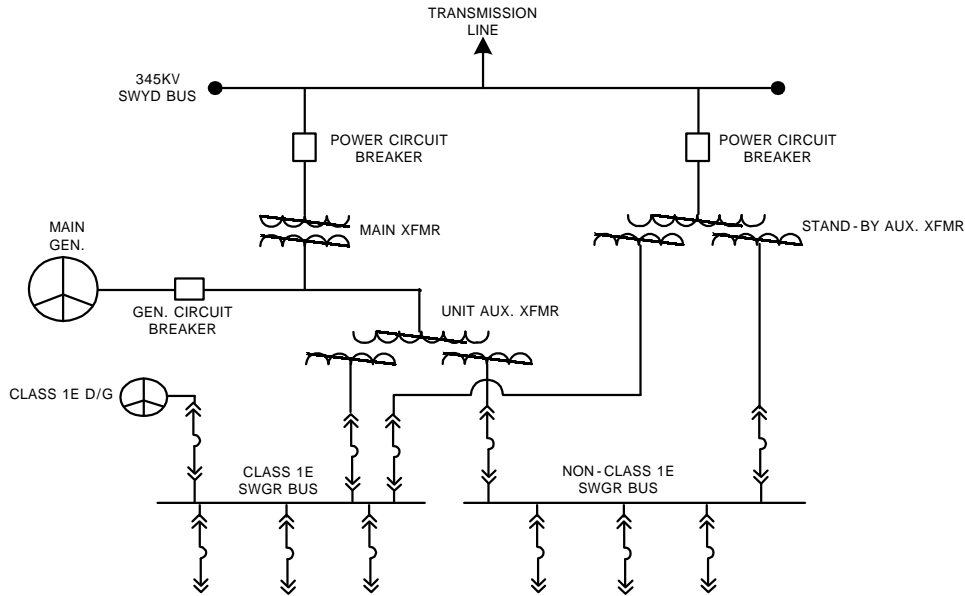
2. 시험 방법

영광5호기의 전력계통은 그림 1과 같다. 발전기에서 생산된 전기는 주변압기(Main Transformer)를 거쳐 345kV Switchyard 모선을 통하여 송전되며, 일부는 소내보조변압기(Unit Auxiliary Transformer: UAT)를 통하여 소내부하에 공급된다. 소내보조변압기를 통한 전력공급이 불가능해지면 자동으로 대기보조변압기(Standby Auxiliary Transformer: SAT) 쪽으로 절체되어 소내부하로의 전력공급이 계속된다. 대기보조변압기조차 사용 불능이 되면 비상디젤발전기가 동작하여 안전계통으로의 전력공급은 재개되나 비안전계통에는 전원이 상실된다.

원자로정지신호가 발생되면 자동으로 터빈정지신호로 이어지고, 발전기 손상을 막기 위해 역전력계전기(Reverse Power Relay) 동작 3초 후 발전기회로차단기(Generator Circuit Breaker: GCB)가 개방된다. 이 경우 주변압기와 소내보조변압기를 통하여 소외전력이 소내부하로 계속하여 공급된다. 원자로정지신호 발생 시 전력회로차단기(Power Circuit Breaker: PCB)가 모두 개방되면 (즉 LOOP 동시 발생), GCB는 터빈정지벨브가 완전히 닫힌 다음 3초 후에 개방되거나, 소내 전기기기 보호를 위해 언제라도 전기 주파수가 58.5 Hz 이하로 10분 이상, 58.1 Hz에서 60초 이상, 57.7 Hz에서 10초 이상 유지되거나, 57.3 Hz에 도달하면 즉시 개방되도록 설계되어 있다.

본 터빈관성서행시험의 목적을 달성하기 위하여 임시로 다음과 같이 설계 변경을 시행하였다.

- ① 원자로정지신호를 받아 주변압기에 연결된 Switchyard PCB를 자동으로 개방시키는 논리회로 추가
- ② 터빈정지 3초 후 GCB가 개방되는 것을 막기 위한 논리회로 변경
- ③ 발전기 주파수가 58.5 Hz에 도달하면 즉시 GCB가 개방되도록 논리회로 변경



1.

위 설계변경 ①항은 원자로정지와 소외전원상실을 동시에 발생시키기 위한 설계변경이다. 설계변경 ②와 ③항은 시험 목적 상 3초의 시간제한을 제거하고, 대신에 발전소 기기 보호를 위해 58.5 Hz 이하가 되면 즉시 GCB를 개방시키기 위함이다.

본 시험은 모든 소내 부하가 UAT에 연결된 상태에서 15% 출력운전 중 원자로를 수동으로 정지시키는 것으로 시작된다. 이 후 모든 상황은 자동으로 전개된다. 원자로정지 후 예상되는 전개 과정은 다음과 같다.

- ① CEDM(Control Element Drive Mechanism) 저전압신호 발생
- ② 주변압기에 연결된 Switchyard PCB 자동 개방
- ③ 터빈정지신호 발생
- ④ 터빈정지밸브 닫힘
- ⑤ 터빈 감속
- ⑥ 발전기 주파수 58.5 Hz 도달
- ⑦ GCB 개방
- ⑧ 발전소 전원 상실

시험 진행 과정은 시운전시험을 위하여 특별히 설치한 TDAS(Test Data Acquisition System)와 터빈 제어계통(Turbine Control System: TCS)인 Mark-V 및 발전소감시계통(Plant Monitoring System: PMS)을 사용하여 독립적으로 취득하였다.

3. 시험 결과 평가

3.1 RCP 전력공급 유지시간

본 시험의 주된 관심사는 원자로정지 및 터빈정지 신호와 소외전원상실이 동시에 발생하였을 경우 원자로 냉각재펌프에 이후 얼마동안 전력공급을 계속할 수 있는가를 측정하는 것이다. 이를 위하여 TDAS로 취득한 자료와 터빈제어계통인 Mark-V 자료 및 발전소감시계통의 SOE(Sequence of Events) 자료를 각각 평가, 비교하였다.

TDAS 자료

터빈관성서행시험 시 TDAS를 이용하여 총 146개의 주요 변수에 대한 자료를 취득하였으며, 이 중에는 주요 사건의 발생 시간을 측정하기 위하여 특별히 9개의 Contact 신호가 포함되어 있다. 이들 Contact 신호의 발생 시간을 순서대로 정리하면 표 1과 같으나 표에서 볼 수 있는 바와 같이 주변압기 Switchyard PCB의 개방신호는 TDAS 입력 신호가 불량하여 그 발생 시간의 파악이 어렵고, 저압터빈정지밸브(Turbine Intermediate Stop Valve)의 닫힘 시간은 가용치 않아 신호 발생 시간이 기입되지 않았다. 그러나 나머지 신호만으로도 RCP 전력공급 유지시간의 평가는 가능하다.

표 1. 사건발생 순서 (TDAS 자료 기준)

순서	사건 내용	TDAS 시간 (초) ⁽¹⁾	상대시간 (초) ⁽²⁾
1	원자로정지신호 (CEDM 저전압) 발생	126.10	-
2	주변압기 측 Switchyard PCB 개방	-	-
3	터빈정지신호 발생	125.54	0
4	터빈정지밸브 완전 닫힘	125.78	0.24
5	저압터빈정지밸브 완전 닫힘	-	-
6	발전기회로차단기(GCB) 개방	132.80	7.26
7	Switchgear 13.8 kV 모선 차단기 개방	132.80	7.26
8	13.8kV 저전압신호 발생	133.08	7.54

(1) 자료 취득을 시작한 이후의 누적시간.

(2) 3 번 사건 발생 시점을 기준으로 한 상대시간.

이 표에서 볼 수 있는 것처럼 원자로정지신호가 자료취득 시작 후 126.10초에 발생하여, 125.54초에 발생한 터빈정지신호보다 늦게 발생한 것으로 측정되었다. 이러한 현상은 원자로정지신호의 신호전달체널의 지연 시간에 의한 것으로 보이며 실제로는 터빈정지신호보다 먼저 발생되거나 거의 같은 시간에 발생되어야 한다. 이는 시험에 계획된 신호발생 순서와, TDAS상의 터빈정지밸브의 닫힘 시간 및 PMS SOE를 통하여 확인될 수 있다.

시험 결과에 따르면 터빈정지신호 발생 후 0.24초 후에 터빈정지밸브가 닫혔으며, 이후 터빈감속에 따라 발전기 주파수가 감소하여 7.02초 후에 GCB와 13.8 kV Switchgear 모선 (RCP 전력공급모선) 차단기가 개방되었고, 계속해서 0.28초 후에 13.8 kV Switchgear 모선의 저전압 (정격전압의 72.7% 이하) 신호가 발생하였다. 여기서, 13.8 kV Switchgear 모선 차단기 개방은 동 모선의 저전압 신호에 의하여 발생하거나, 또는 LOOP (즉, 주변압기 측 Switchyard PCB 개방) 상태에서 GCB가 개방되면 자동으로 발생된다. 그림 2-2 와 2-4에서 GCB 개방 시점인 132.80초부터 발전기의 전력과 전류가 감소하기 시작하였음을 볼 수 있다.

안전해석 관점에서는 보수적으로 원자로정지신호 발생과 동시에 터빈정지밸브가 순간적으로 닫혀서 증기 유량이 정지되고, 이 시점으로부터 RCP로의 전원 공급이 3 초간 지속된 후 중단된다고 가정한다. 그러나, 실제로는 CEDM 저전압신호 발생에서 터빈정지신호가 발생하기까지는 비록 짧은 시간이지만 약간의 시간이 소요되고, 터빈정지신호 발생 이후 약 7.26초 후에 13.8 kV Switchgear 모선 차단기가 개방된 것으로 측정되었다. 안전해석 관점에서 볼 때 RCP 전력공급 유지시간의 기산점은 CEDM 저전압 신호 발생 시점으로부터 하는 것이 타당할 것으로 판단되지만, 보수적인 관점에서 TDAS 자료 기준 RCP 전력공급 유지시간은 표 1 의 3번 항목인 터빈정지 신호 발생에서 7번 항목인 13.8 kV Switchgear 모선 차단기 개방 시점까지로 보고 7.26초로 평가하였다.

Mark-V 자료

Mark-V로부터 취득한 자료를 이용하여 사건 전개 순서를 정리하면 표 2 에 나타낸 바와 같다. 이 표의 2번 항목 터빈정지신호 발생에서 5번 항목 터빈정지밸브 완전 닫힘까지의 소요시간은 0.25 초로서 표 1의 TDAS 자료에 의한 동 소요시간인(3번 항목과 4번 항목 사이의 시간) 0.24 초와, 0.01초 정도의 시간 차이밖에 발생하지 않는다. 따라서, 이들 두 자료의 상호 연관성은 신뢰할 수 있을 만큼 충분하다고 판단된다. 그림 3-1에 나타낸 바와 같이 발전기 주파수가 58.5 Hz (0.975 p.u.)까지 감소한 시간은 84.687초(표 2의 7번 항목 사건)로, 그림 3-2와 3-4에서 보이듯이 다음 0.282초 후인 84.969초부터 발전기의 전력과 전류가 감소하기 시작한다. 그러므로, 이 시간이 GCB가 개방된 시점으로 생각할 수 있다. 따라서, Mark-V 자료 기준으로 RCP 전력공급 유지시간은 표 2의 2번 항목에서 8번 항목까지 소요시간인 7.626초로 평가할 수 있다.

표 2. 사건발생 순서 (Mark V 자료 기준)

순서	사건 내용	Mark-V 시간 (초)	상대 시간 (초)
1	터빈 정지 요구 신호 발생 -Customer Turbine Trip #1A/#1B	77.281	0
2	터빈 정지 신호 발생 -Master Turbine Trip Bus -Customer Turbine Trip	77.343	0.062
3	Turbine SV, CV, IV 닫힘 시작	77.437	0.156
4	Turbine Control Valve 완전 닫힘	77.468	0.187
5	Turbine Stop Valve 완전 닫힘	77.593	0.312
6	Turbine Intercept Valve 완전 닫힘	77.656	0.375
7	발전기 주파수 58.5Hz(0.975 pu)도달	84.687	7.406
8	발전기 전류, 전력량 감소 시작	84.969	7.688

PMS SOE 자료

표 3은 PMS SOE 자료의 내용 중 주요 사항만을 추려서 정리한 것이다. 이 표의 첫 번째 항목인 MPYS0001은 주변압기에 연결되는 Switchyard의 PCB가 모두 개방되었을 때 State가 Closed로 바뀌게 된다. 또한, TAYS1222와 TAYS1226은 터빈정지신호에 해당하는 신호이며, APYA0001과 APYA0002 (표 3의 11, 14번 항목)는 13.8 kV Switchgear 모션 차단기가 개방되는 시점을 의미한다.

TAZS904H, TAZS911H 및 TAZS919H는 각각 터빈정지밸브, 저압터빈정지밸브, 그리고 Intercept Valve의 Valve Limit Switch 중 Open Contact Switch의 State의 변화를 나타내며, 이 신호가 NOT FOPN으로 바뀌는 시간이 Valve가 닫히기 시작하는 시점임을 의미한다. 또한, TAZS924L, TAZS901L 및 TAZS909L은 각 해당 밸브의 Close Contact Switch의 State의 변화를 보여주며, 이 신호가 NOT FCLS에서 CLOSED로 바뀌는 시간이 밸브가 완전히 닫힌 시점임을 의미한다. 표 3 에는 여러 개의 밸브 중 제일 먼저 닫히기 시작하는 밸브의 시간과 가장 늦게 완전히 닫히는 밸브의 시간만 기술하였다. 이 표에 나타난 바와 같이 터빈정지신호 발생으로부터 터빈정지밸브가 완전히 닫히는데 걸리는 시간은 0.215초로서 TDAS 및 Mark-V자료와 큰 차이가 없어 PMS SOE 자료도 충분한 신뢰성을 갖는 것으로 판단된다.

다만, 표 3에서 13.8 kV Switchgear 모션 차단기(APYA0001, 11번 항)가 개방되는 시점이 Generator Exciter Trip(MPYA0018, 12번 항)과 GCB 개방 신호(MPYA0003, 13번 항)보다 앞서는 것은 신호 전달과정에서의 지연 시간에 기인한 것으로 판단되며, 전체적인 사건 전개 과정은 TDAS나 Mark-V 자료와 대동

소이하다. 따라서, PMS SOE 자료를 기준으로 RCP 전력공급 유지시간은 표 3의 TAYS1222(터빈정지신호 발생, 2번 항목)에서 APYA0001(13.8 kV Switchgear 모션 차단기 개방, 11번 항목)의 State가 바뀌는 시간까지의 7.213초로 평가할 수 있다.

표 3. 사건발생 순서 (PMS SOE 자료 기준)

순서	PMS Point	Description	State	시간 (초)	상대시간 (초)
1	MPYS0001	GENERATOR CONNECTED TO 345KV SYS	CLOSED	0.174	0.000
2	TAYS1222	TURBINE MASTER TRIP NOT TRIP	TRIP	0.258	0.084
3	TAYS1226	TURBINE CUSTOMER TRIP	TRIP	0.262	0.088
4	TAZS904H	TBN STOP VALVE OPEN	NOT FOPN	0.303	0.129
5	TAZS919H	TBN INTERCEPT VALVE OPEN	NOT FOPN	0.329	0.155
6	TAZS911H	TBN INTERMEDIATE STOP VALVE OPEN	NOT FOPN	0.337	0.163
7	TAZS924L	TBN INTERCEPT VALVE CLOSE	CLOSED	0.465	0.291
8	TAZS901L	TBN STOP VALVE CLOSE	CLOSED	0.477	0.303
9	TAZS909L	TBN INTERMEDIATE STOP VALVE CLOSE	CLOSED	0.522	0.348
10	MPYA0005	UNIT PROTECTION LOCKED OUT 386T2	TRBL/LOC	7.383	7.209
11	APYA0001	13.8KV SW01M UAT FEED INOPERABLE	TROUBLE	7.471	7.297
12	MPYA0018	GENERATOR EXCITER TRIP	TROUBLE	7.497	7.323
13	MPYA0003	MAIN GENERATOR LOCKED OUT 386G1,G2	TRBL/LOC	7.502	7.328
14	APYA0002	13.8KV SW01N UAT FEED INOPERABLE	TROUBLE	7.507	7.333
15	APEA0015	13.8KV SWGR SW01N UNDERVOLTAGE	UV	7.749	7.575
16	APEA0013	13.8KV SWGR SW01M UNDERVOLTAGE	UV	7.753	7.579
17	RCYS02BL	REACTOR COOLANT PUMP STOP	CLOSED	7.755	7.581
18	CWYS0001	CIRCULATING WATER PUMP STOP	STOP	8.274	8.100

종합 평가

각 기준 자료 별로 산출된 RCP 전원 공급 유지 시간을 정리하면 아래와 같다. 각 측정 자료 별 RCP 전력 공급 유지시간은 0.5초 이내의 차이만 보이고 있으며, 약 5%의 오차 범위 내에서 유사한 결과를 얻었다. TDAS와 PMS자료를 기준으로 평가한 결과는 거의 차이가 없으나, Mark-V 자료를 기준으로 평가한 값이 크게 나타났다. 이는 현장 신호들이 Mark-V내에서 일차적으로 Noise 제거 등의 처리과정을 거치면서 시간 지연이 발생하기 때문인 것으로 판단된다. 본 시험에서는 이들중에서 보수적으로 가장 짧은 시간에 해당되는 PMS SOE 자료에 근거한 7.2초를 RCP 전력공급 유지시간으로 선택하였다.

기준 자료	TDAS	Mark-V	PMS SOE
RCP 전원 공급 유지 시간 (초)	7.26	7.626	7.213

3.2 소내 부하

발전소의 소내부하 크기는 터빈/발전기의 감속에 상당한 영향을 주므로 RCP 전력공급 유지시간의 분석 시 중요한 자료 중 하나이다. 그림 2-2는 TDAS로 측정된 발전기 전력량의 변화를 보여준다. 이 그림에서, 원자로정지 전 발전기 전력량은 75~78 MW 정도였다가 Switchyard PCB가 개방된 후에 약 45 MW까지

급격히 감소한 후 GCB가 개방될 때까지 서서히 감소함을 볼 수 있다. 이는 출력운전 중 발전기 전력이 모든 소내부하를 담당하고 나머지를 외부로 공급하고 있다가 소외부하가 상실되면서 소내부하만을 담당하게 되었음을 의미한다. 이 기간 중의 소내부하량은 약 38MW 정도로 판단된다. 그림 3-2는 Mark-V 자료에 나타난 발전기 생산 전력량으로서, TDAS 자료와 마찬가지로 Switchyard PCB가 개방된 다음 0.0708 p.u.에서 0.0574 p.u.까지 급격히 감소한 후 GCB가 개방될 때까지 서서히 감소하는 것을 볼 수 있다. 그림 2-5는 소내보조변압기를 통하여 소내부하로 공급된 전력을 나타낸 것으로, Switchyard PCB 개방 이전에 UAT 01M을 통하여 약 25 MW, UAT 01N을 통하여는 약 79 MW가 공급되는 것으로 나타났으나 PMS 자료와 비교 결과 TDAS로 제공되는 UAT 01N을 통한 전력공급량이 실제보다 과다 측정된 것으로 밝혀졌다. 따라서 이를 사용하여 소내부하량을 평가하기는 어렵다.

3.3 발전기 주파수

그림 2-1에는 TDAS로 측정된 발전기 주파수의 변화를 나타내었다. 이 그림에 나타난 바와 같이 발전기 주파수는 59.98 Hz를 유지하다가 터빈정지 후 약간 증가하였다가 서서히 감소되어 6.04초 후 58.5 Hz까지 감소함을 알 수 있다. 그러나, 그림 3-1에 나타난 Mark-V에서 취득한 발전기 주파수는 0.9999 p.u. (59.994 Hz)를 유지하다가 터빈정지신호 이후 서서히 감소되어 7.344초 후 0.975 p.u.(58.5 Hz)까지 감소함을 알 수 있다. 즉, TDAS와 Mark-V의 자료간 시험 초기 발전기 주파수의 차이는 약 0.014 Hz로 미세한 반면에 58.5 Hz에 도달하는 시간이 서로 1.304초 만큼 크게 차이가 난다. 또한, 그림 2-5에 나타난 Mark-V에서 취득한 터빈 회전수가 발전기 주파수 58.5 Hz에 해당하는 1755 rpm까지 감소하는데 걸린 시간은 터빈 정지신호 이후 6.063초이다. 이 또한 Mark-V의 발전기 주파수 감소 시간과 비교할 때 1.281초 만큼이나 차이가 있다. 즉, TDAS의 발전기 주파수 감소율은 Mark-V의 발전기 주파수 보다는 오히려 터빈 회전수의 감소율과 가깝다. 터빈정지신호 발생부터 주파수가 97.5%까지 감소하기까지 소요되는 시간을 자료별로 정리하면 다음과 같다.

TDAS 발전기 주파수	Mark-V 터빈 회전수	Mark-V 발전기 주파수
6.04 초	6.063 초	7.344 초

이렇게 Mark-V 발전기 주파수의 감소율이 TDAS의 발전기 주파수 및 Mark-V의 터빈 회전수의 감소율과 상이한 양상을 보이는 것은 터빈제어시스템에서 측정하는 기계적인 주파수(회전수)와 여자시스템에서 측정하는 전기적인 주파수 측정에 서로 다른 저역통과필터(Low Pass Filter)를 사용하는 것에서 기인한다. 일반적으로 센서로부터 전달되는 모든 입력신호에는 Noise가 포함되어 있으며 이러한 Noise를 제거하기 위하여 저역통과필터를 사용한다. 이러한 필터는 제거하고자하는 Noise의 대역에 따라 다르게 설계되는데 기계적인 주파수와 전기적인 주파수 측정에 전달되는 Noise는 서로 특성이 달라 결국 필터의 설계가 달라져 두 변수의 측정값 및 변화율에는 약간의 차이가 발생하는 것으로 조사되었다.^[2]

Mark-V 자료를 이용하여 그린 그림 3-2 와 3-4에서 나타나듯이, Mark-V의 발전기 주파수 신호가 58.5 Hz에 도달한 후 0.282초가 경과한 다음부터 발전기 전력과 전류가 감소하기 시작한 것을 알 수 있다. GCB는 Mark-V의 발전기 주파수 신호에 따라서 개방된 것임을 알 수 있다. 이로 인하여 3.1절에서 전력공급 유지시간으로 평가된 7.2초 동안, TDAS 발전기 주파수 또는 터빈속도를 기준으로 보면 시험 의도와는 달리 공급된 전기의 실제 주파수는 97.5% 이하로 더 떨어졌을 수도 있다. 그러나 적어도 터빈정지신호 발생부터 6.04초까지는 97.5% 이상의 주파수로 전력이 공급되었음을 인정할 수 있다.

3.4 RCP 회전 속도

그림 2-7에는 TDAS로 취득한 RCP 회전 속도를 나타내었으며, 그림 2-8은 RCP에 공급된 전력량을 보

여주고 있다. 여기서 RCP 회전 속도는 터빈 정지 이후 전기 주파수의 감소에 따라 서서히 감소하다가, GCB와 13.8 kV Switchgear 모션 차단기가 개방되면서 급격하게 감소되는 것을 볼 수 있다. 또한, RCP에 공급된 전력량은 GCB 및 13.8 kV Switchgear 모션 차단기 개방 후 급격히 감소하여, 이후 더 이상의 전력이 공급되지 않음을 알 수 있다. 따라서, 터빈정지신호 발생 후 7초 이상 계속해서 RCP로 전원이 공급된 것을 알 수 있다.

4. 전산모사 결과^[3]

영광5호기 터빈/발전기 공급자인 두산중공업(주)에서 본 시험을 모사하기 위하여 전산 모델을 개발하였으며, 시험 시 측정된 자료를 이용하여 이 모델의 적정성을 검증하였다. 이 전산 모델을 사용하여 소내부하 3.5%와 7% 각각에 대하여 발전기출력을 기준으로 7.1%, 15%, 30%, 50%, 80% 및 100%에서 터빈감속을 분석한 결과를 요약하면 표 4와 같다. 이 표에서 본 시험 조건에 해당하는 소내부하 3.5%, 발전기출력 7.1%의 경우 터빈속도가 정격속도의 97.5%까지 떨어지는 시간이 6.05초임을 볼 수 있다. 3.3절에서 언급한 TDAS의 발전기 주파수를 기준으로 6.04초, Mark-V의 터빈 회전수를 기준으로 하면 6.063초인 시험 결과와 일치한다.

표에서 최대 소내부하인 7%를 가정하였을 경우 터빈속도가 정격속도의 97.5%까지 감소하는데 걸리는 시간은 3.5%일 경우에 비하여 60% 정도로 크게 감소하는 것을 알 수 있다. 또한, 발전기출력이 높을수록 터빈속도가 정격속도의 97.5%까지 감소되는 시간은 증가함을 볼 수 있다. 이는 터빈내의 운전증기압력이 출력에 따라 증가하기 때문인 것으로 판단된다. 터빈정지밸브가 닫히기 전에 유입된 증기의 높은 압력은 소외부하상실로 부하가 감소된 터빈을 과속시키는 데 표에서 알 수 있듯이 출력이 높을수록 과속의 정도가 커진다.

따라서, 최대 소외부하와 최소 운전출력의 가장 불리한 경우에도 터빈속도가 97.5%까지 감소되는 시간은 3.55초로서, 안전해석이 수행된 전출력운전을 포함한 어떠한 경우에도 주파수 58.5 Hz 이상의 전력을 3초 이상 공급 가능한 것으로 분석되었다.

표 4. 출력별 전산모사 결과

발전기 출력	38MW(3.5% 소내부하)		76.8MW(7% 소내부하)	
	터빈속도 97.5% 도달시간 [sec]	Turbine Overspeed	터빈속도 97.5% 도달시간 [sec]	Turbine Overspeed
7.1%	6.05	0.15%	3.55	0
15%	7.23	0.56%	4.25	0.34%
30%	9.51	1.5%	5.65	1.17%
50%	12.60	2.84%	7.55	2.4%
80%	17.15	4.9%	10.45	4.41%
100%	20초 이상	6%	11.85	5.5%

5. 결 론

한국표준원전의 안전해석에 사용된 전원상실 3초 지연 가정의 타당성을 입증하기 위하여 터빈관성서행시험이 수행되었다. 시험에서 측정된 자료와 전산분석 결과를 바탕으로 다음과 같은 결론을 얻을 수 있다.

원자로/터빈 정지신호 발생과 동시에 소외전원상실이 발생하더라도 실제 설계대로 터빈정지밸브 완전 닫힘 3초 후 GCB가 개방될 때까지 터빈관성력만으로 전기 주파수를 58.5 Hz 이상으로 유지하면서 소내부하에 전력을 공급할 수 있다. 또한, 전력공급 유지시간은 초기 출력이 높을수록 증가하여 안전해석이 수행된 전출

력 운전에서는 충분한 여유도를 갖고 3초를 만족하는 것으로 평가되어 3초 지연 가정에 대한 타당성이 입증되었다.

또한, Turbine Coastdown과 관련된 시험 및 분석이 영광5호기를 대상으로 수행되었으나, 터빈감속의 특성이 터빈의 관성에 의한 물리적인 현상이며, 이에 영향을 주는 것은 소내부하 크기 외에는 별다른 인자가 없으므로 발전소 설계가 유사한 모든 한국표준원전 및 APR1400에 본 평가 결과를 적용할 수 있을 것으로 판단된다.

감사의 글

터빈관성서행시험은 시험관련 유관 설계기관들의 적극적 협조와 발전소 운영 및 시험 요원들의 헌신적인 노력과 협조의 결과로 성공적으로 수행될 수 있었습니다. 본 시험 수행을 위해 애써주신 한국수력원자력(주) 영광3발전소 김정구, 이효수, 김순영, 김동주, 정삼용님과 본사 임훈택님에게 심심한 감사의 뜻을 표합니다. 특히 본 시험 계획단계부터 적극적으로 힘써주신 영광5,6호기 사업책임자 이심교부처장님과 영광3발전소 김수웅소장님, 김태현부소장님, 김현수시운전반장님께 감사드립니다.

참고 문헌

- [1] 한국전력기술(주), “Power Ascention Test Guideline for Loss of Offsite Power for YGN 5&6”, Rev.01, 2001. 11.
- [2] 두산중공업(주), “터빈 제어 시스템의 속도 계측 방법”
- [3] 두산중공업(주), “영광5호기 Turbine Coastdown 시험결과 및 100% 출력에서의 모의시험 타당성 평가 보고서”, 2002. 4.

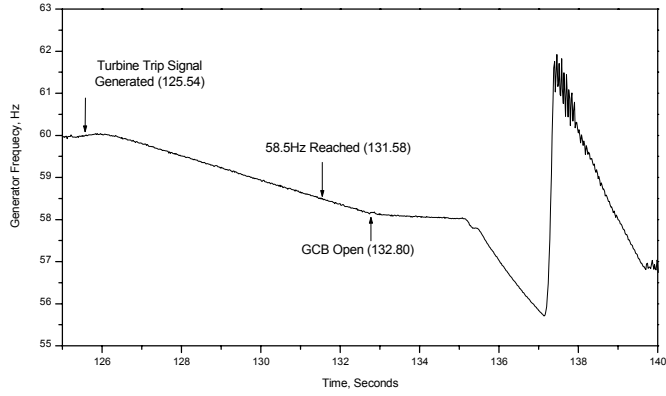


그림 2-1. Generator Frequency (TDAS)

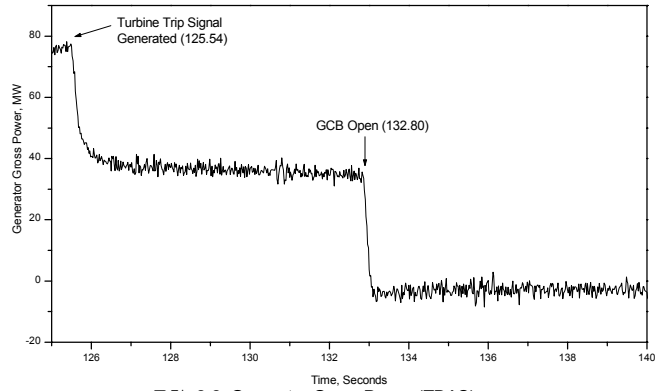


그림 2-2. Generator Gross Power (TDAS)

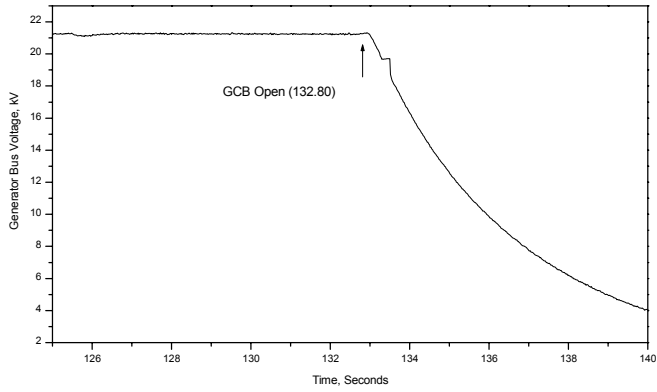


그림 2-3. Generator Bus Voltage (TDAS)

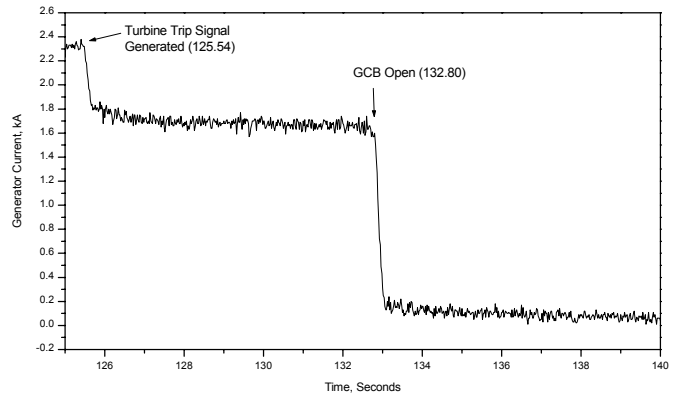


그림 2-4. Generator Current (TDAS)

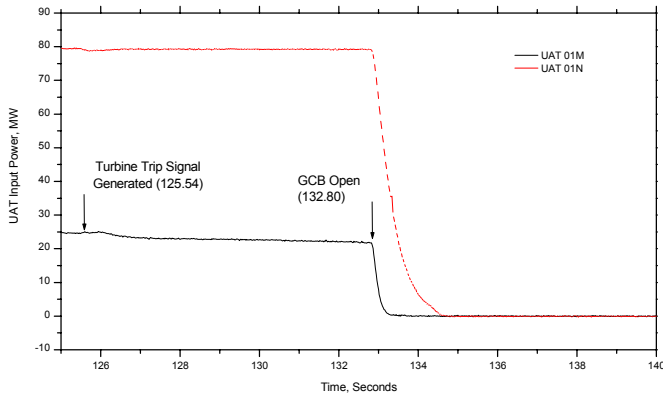


그림 2-5. UAT Input Power (TDAS)

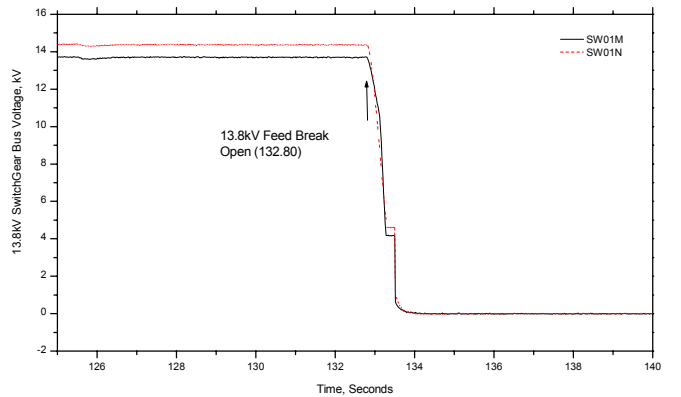


그림 2-6. 13.8 kV Switchgear Bus Voltage (TDAS)

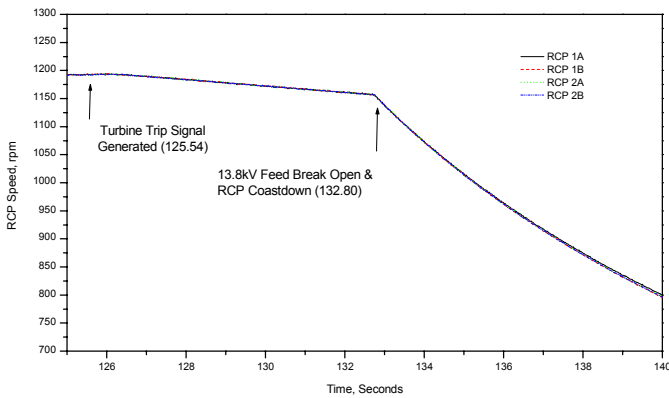


그림 2-7. RCP Speed (TDAS)

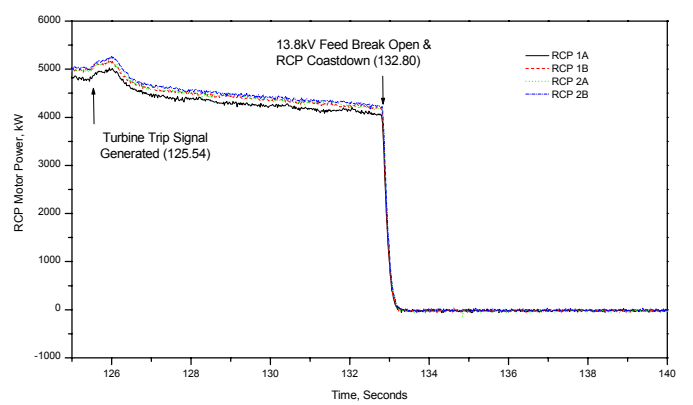


그림 2-8. RCP Motor Power (TDAS)

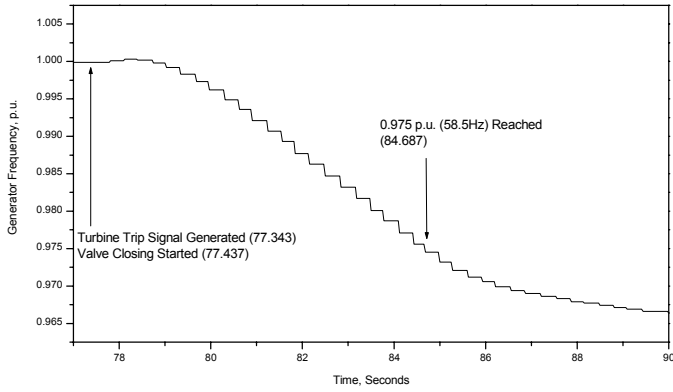


그림 3-1. Generator Frequency (Mark-V)

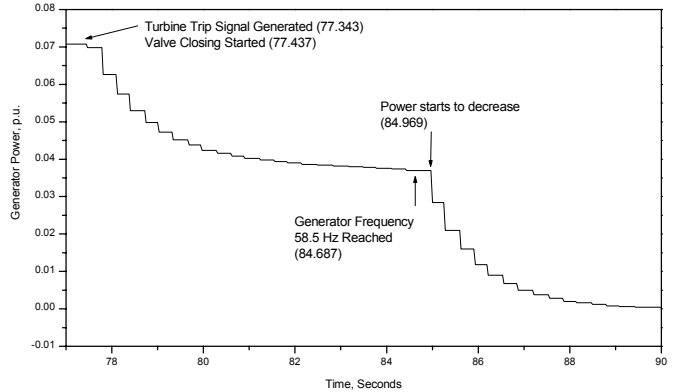


그림 3-2. Generator Power (Mark-V)

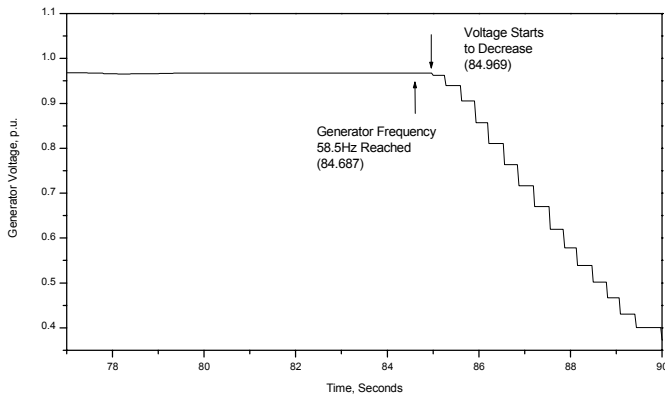


그림 3-3. Generator Voltage (Mark-V)

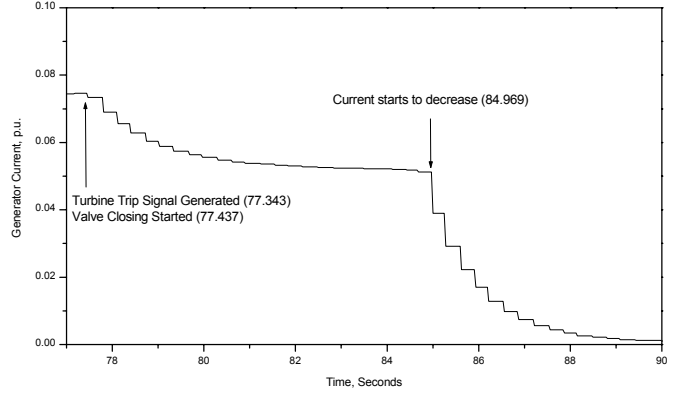


그림 3-4. Generator Current (Mark-V)

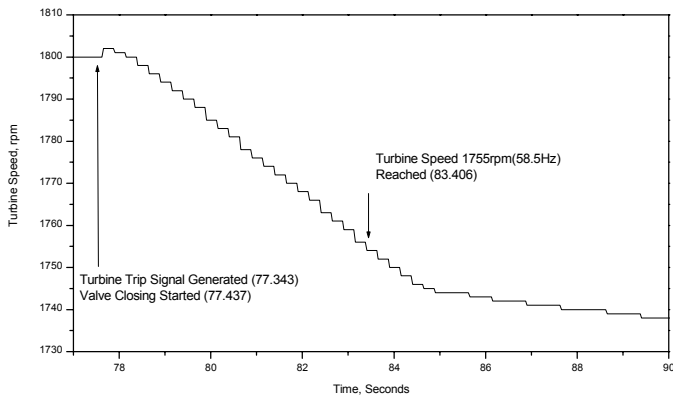


그림 3-5. Turbine Speed (Mark-V)

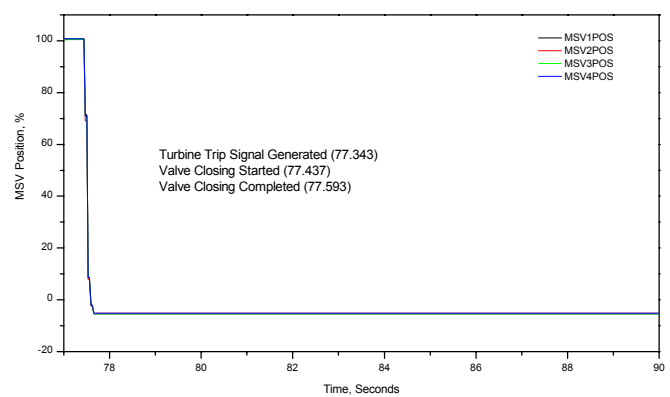


그림 3-6. TBN Stop Valve Position (Mark-V)

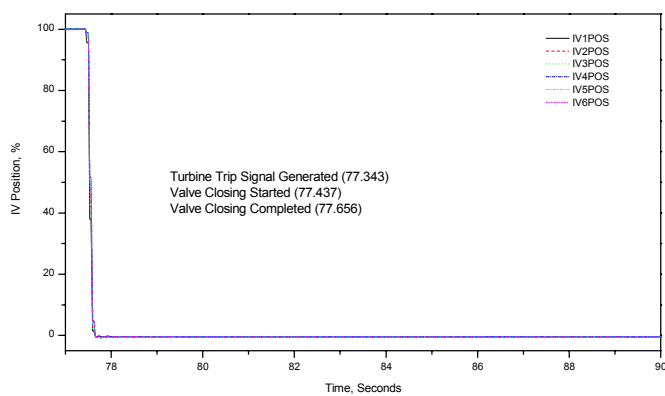


그림 3-7. TBN Intercept Valve Position (Mark-V)

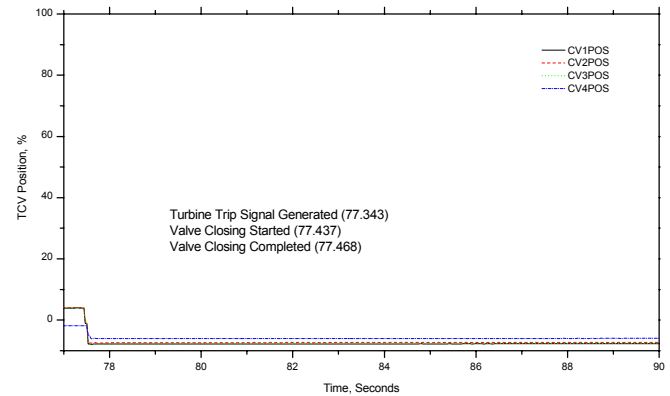


그림 3-8. TBN Control Valve Position (Mark-V)