에너지공학, 제27권 제2호(2018)
Journal of Energy Engineering, Vol. 27, No. 2, pp.1~13(2018)
https://doi.org/10.5855/ENERGY.2018.27.2.001

복합화력발전의 가스연료 공급계통에 대한 위험도 평가 기법 연구 (I) : API RBI 절차에 기반한 위험도 평가

송정수 · 유종민 · 한승연* · 최정우* · 윤기봉†**

중앙대학교 대학원, *㈜세이프티아 기술연구소, **중앙대학교 공과대학 기계공학부

(2018년 5월 28일 접수, 2018년 6월 4일 수정, 2018년 6월 7일 채택)

Risk Assessment Technique for Gas Fuel Supply System of Combined Cycle Power Plants (I) : Based on API RBI Procedures

Jung Soo Song · Jong Min Yu · Seung Youn Han* · Jeong Woo Choi* · Kee Bong Yoon†**

Graduate School, Chung-Ang University, *Technical Research Center, Safetia Co., Ltd.,
**School of Mechanical Engineering, Chung-Ang University

(Received 28 May 2018, Revised 4 June 2018, Accepted 7 June 2018)

요 약

미세먼지 저감 및 에너지원 변환에 대한 정책 추진에 따라 천연가스를 연료로 하는 발전의 비중이 확대되고 있다. 복합화력발전 플랜트, 열병합발전 플랜트 등에서 천연가스 연료공급계통이 가스가 가열된 상태에서 고압으로 운용되고 있으므로, 누출사고를 예방하여 화재 및 폭발에 의해 사고를 방지하여야 한다. 본 연구에서는 API RP 581 RBI 코드를 기반으로 복합화력발전 플랜트의 천연가스 연료공급계통을 대상으로 위험도 평가를 수행하였다. API RBI 코드의 적용을 위해 평가 대상 계통의 라인 및 세그먼트를 구분하였다. 파손확률과 파손피해 산출을 위해 운전 데이터 및 입력 정보를 분석하였다. 설치 초기 시점 및 운전시간 경과에 따른 위험도 평가 결과 추이를 분석하였다. 코드 기반 평가 시 가스연료 공급계통은 두께 감육, 외부 손상, 기계적 피로 손상기구의 영향이 주로 반영되었다. 운전 시간이 경과함에 따라 단열재 하부 부식(CUI, Corrosion Under Insulation) 등에 의한 외부 손상이 위험도를 상승시키는 원인으로 예상되었다.

주요어 : 위험도, 위험도기반 검사, 단열재 하부 부식, 천연가스, 복합화력발전 플랜트

Abstract - The proportion of natural gas-fueled power generation is expanding due to the change of domestic energy policy pursuing reduction of dust and increasing clean energy consumption. Natural gas fuels used for the combined-cycle power plants and the district-heating power plants are operated at high temperature and high pressure in the fuel supply system. Accidents due to leakage of the gas such as fire and explosion should be prevented by applying risk management techniques. In this study, risk assessment was performed on the natural gas fuel supply system of a combined power plant based on the API RP 581 RBI code. For the application of the API RBI code, lines and segments of the evaluation target system were identified. Operational data and input information were analyzed for the calculations of probability of failure and consequence of failure. The results of the risk assessment were analyzed over time from the initial installation time. In the code-based evaluation, the gas fuel supply system was mainly affected by thinning, external damage, and mechanical fatigue damage mechanisms. As the operating time passes, the risk is expected to increase due to the external damage caused by the CUI(Corrosion Under Insulation).

†To whom corresponding should be addressed.
Tel : +82-2-820-5328 E-mail: kbyoon@cau.ac.kr

Key words : Risk, RBI(Risk-Based Inspection), CUI(Corrosion Under Insulation), Natural gas, CCPP(Combined Cycle Power Plant)

1. 서 론

2015년도 발전설비현황에 따르면 국내에서 천연가스를 발전원으로 사용하고 있는 발전설비의 설비용량은 32,320 MW로 총 설비용량의 33.0 %를 차지하고 있으며, 또한 천연가스를 주 발전원으로 사용하고 있는 181개 복합화력발전 플랜트의 설비용량은 28,512 MW로 총 설비용량의 29.2 %를 차지하고 있다[1]. 2017년 12월에 공고된 제8차 전력수급기본계획(2017~2031)에 따르면 OECD 국가들의 발전원 구성의 추세에 맞추어, 원자력발전과 석탄발전을 단계적으로 감축되고 재생에너지 및 천연가스를 이용한 발전의 비중을 확대될 계획이다. 또한, 현재 전력시장제도와 2017년 발전용 연료비에 기반한 기준 시나리오와 온실가스 배출권 거래비용 등 환경비용을 감안한 목표 시나리오를 Table 1과 같이 전망하였다[2].

최근 국내 발전분야에서 국가의 친환경정책과 발전효율을 고려하여 복합화력발전 플랜트 및 가스터빈 열병합발전 플랜트의 운용 및 신규 건설이 확대되고 있다. 복합화력발전 플랜트의 경우 천연가스 등의 연료와 압축된 공기를 혼합하여 연소실에서 연소된 고온·고압의 연소가스를 이용하는 1차 발전(가스터빈발전)과 가스터빈에서 배출된 배기가스의 잔열을 이용하여 배열회수보일러에서 발생된 고온·고압 증기를 이용하는 2차 발전(증기터빈발전)으로 이루어져, 전기를 효율적으로 생산한다. 천연가스는 정압기지로부터 2~3 ㎫ 수준의 비교적 고압으로 공급되며, 발전소 내에서 압축기 및 열교환기를 통해 4~5 ㎫, 200 ℃ 상태까지 각각 승압과 승온이 이루어진 후 1차 발전에 사용된다[3]. 기존의 화력발전소에서는 보일러, 고온·고압의 증기배관 및 터빈 등 주기기 위주의 검사 및 계획예방정비가 이루어지고 있다. 따라서 누출사고 발생 시 화재 및 폭발에 의해 사고피해가 대형화 될 수 있는 가스터빈발전의 천연가스 연료공급계통에 대한 설비 안전운용방법이 기존의 화력발전소와는 차별적으로 필요하다[4].

API(American Petroleum Institute)는 정유, 석유화학 등 에너지 및 중화학 산업설비를 대상으로 설비의 유지보전 상태와 경제성 및 안전성에 따라 검사방법과 검사시기를 효과적으로 제안할 수 있는 기법의 필요성을 인식하고, 1993년부터 위험도기반 검사(RBI, Risk Based Inspection)기법에 대한 기술적 검토를 시작하였다. 그 결과, 2000년 5월에 RBI 기본서인 API Publication 581(Risk-Based Inspection Base Resource Document)과 2002년 5월 RBI의 기본방향 및 지침으로써 API Recommended Practice 580(Risk-Based Inspection)을 각각 발행하고, 현재는 내용 보완과 개정을 거쳐 3판까지 진행되고 있다[5]. 따라서 가스터빈발전의 천연가스 연료공급계통에 대한 RBI 기법의 적용성 검토가 필요하다.

본 연구에서는 복합화력발전 플랜트의 가스연료 공급계통을 대상으로 API RBI 코드에 기반한 위험도 평가를 수행하였다. 코드 적용을 위해 설비 시스템과 평가대상인 세그먼트로 정의하였고, 적용되는 주요 손상기구를 분석하였다. 위험도 평가를 위해 입력 정보들을 분석하여 적용하였다. 평가 시점은 설치 초기 시점 및 운전 시간 경과에 따른 위험도 추이를 분석하였다.

Table 1. Scenarios of power generation forecast in the 8th Basic Plan for Electricity Supply and Demand

구분	주요 특징
기준 시나리오	신재생, 천연가스 비중은 23.1%(2017년) → 34.5%(2030년)로 증가 원전, 석탄비중은 75.7%(2017년) → 64.4%(2030년)로 축소
목표 시나리오	환경급전의 시행으로 일부 석탄의 발전비용이 천연가스보다 증가 기준 시나리오 대비, 석탄비중이 추가 감소하고 천연가스 비중은 확대 * 2030년 발전량 (기준 → 목표시나리오) : 석탄 (40.5% → 36.1%), 천연가스 (14.5% → 18.8%)

2. 위험도 평가 기법

2-1. API RBI 방법론

API RP 580 Risk-Based Inspection 및 API RP 581 Risk-Based Inspection Technology 코드 (이하 API RBI 코드)는 식 (1)과 같이 파손발생의 가능성(PoF, Probability of Failure)과 파손피해의 결과(CoF, Consequence of Failure)에 의해 평가되는 위험도(Risk)를 이용하여, 검사체계의 운영과 공정 또는 장치의 검사 우선순위를 결정하는 방법이다[6-9].

$$\text{위험도}(Risk) = \text{파손확률}(PoF) \times \text{파손피해}(CoF) \quad (1)$$

여기에서, 파손은 설비의 압력경계로부터의 봉입실패로 인해 내부 유체가 대기로 누출되거나 가압된 설비가가 파열되는 것으로 정의된다[10-11].

2-2. 파손확률 평가

가스터빈발전 가스연료 공급계통의 파손확률(Probability of Failure, $P_f(t)$)은 식 (2)로부터 계산된다.

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \quad (2)$$

여기서 파손확률은 기본 파손빈도(Generic Failure Frequency, gff)와 손상인자(Damage Factor, $D_f(t)$), 관리시스템 인자(Management Systems Factor, F_{MS})이다.

기본 파손빈도에 대한 보정은 설비의 손상기구(damage mechanism)와 발전소 간의 설비관리프로세스 간의 차이점을 이용한다. 손상인자는 설비가 영향을 받는 실제 손상기구에 대한 민감도 및 손상률을 기반으로 기본 파손빈도를 보정하고, 또한 검사기록과 과거에 실시된 또는 미래에 실시될 검사의 유효성(inspection effectiveness)을 고려한다. 검사 자체는 파손확률 또는 위험을 감소시키지 않지만, 불확실성을 감소시키므로 설비에 존재하는 손상을 보다 정확하게 정량화 할 수 있다.

손상인자로 두께 감육(thinning), 설비 라이닝 손상(lining damage), 응력부식균열(SCC, Stress Corrosion Cracking), 외부 손상(external damage), 고온 수소침투(HTHA, High Temperature Hydrogen Attack), 취성파괴(brittle fracture), 기계적 피로 (mechanical fatigue)의 손상기구를 고려하고 있다[11].

관리시스템 인자는 시설의 관리시스템이 설비의 기계적 건전성에 미치는 영향을 고려하여, 대상 시설 내의 모든 설비에 동일하게 0.1에서 10의 범위의 값이 적용된다. 가스터빈발전 가스연료 공급계통에는 평균 또는 중간의 1 값을 고려하여, 파손확률이 인자의 영향을 받지 않게 하였다.

2-3. 파손피해 평가

연료공급계통의 누출에 의한 주요 파손피해는 '가연성 및 폭발성 피해면적'과 '재정적 피해' 등 2 가지의 기법을 사용하여 평가한다. 가연성 및 폭발성 피해면적은 다양한 누출형태(예 : 풀 화재, 플래시 화재, 증기운 폭발 등)의 발생확률을 결정하기 위해 이벤트 트리(event tree)를 사용하여, 가연성 및 폭발성 피해면적이 계산된다. 피해면적은 열복사 및 폭발로 인한 심각한 사상 및 설비손상을 기준으로 결정된다. 재정적 피해는 1차적으로 누출의 영향을 직접적으로 받는 피해면적에 근거하여 기본적으로 결정되며, 2차적으로 가동중단으로 인한 손실 및 환경피해와 관련된 비용이 포함된다. 가동중단 피해는 가연성 및 폭발성 피해 영역의 함수로 평가된다. 환경피해는 배출 가능한 양 또는 누출속도로부터 직접 결정된다.

가스터빈발전 가스연료 공급계통의 내부유체 누출에 의한 파손피해(CoF, Consequence of Failure)는 API RBI에서 제시된 Fig. 1의 순서도를 따라 결정할 수 있다[11].

2-4. 위험도 평가

시간의 함수로서의 위험도는 파손확률과 파손피해의 곱으로 식 (3)과 같이 표현한다.

$$R(t) = P_f(t) \cdot C(t) \quad (3)$$

위험도 평가에서 파손피해 $C(t)$는 시간에 따라 변하지 않는다고 가정한다. 따라서 식 (3)은 위험도가 피해면적(CA)으로 표시되는지 또는 재정적 피해(FC)로 표시되는지에 따라 식 (4)와 식 (5)와 같이 다시 쓸 수 있다.

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA \quad (4)$$

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC \quad (5)$$

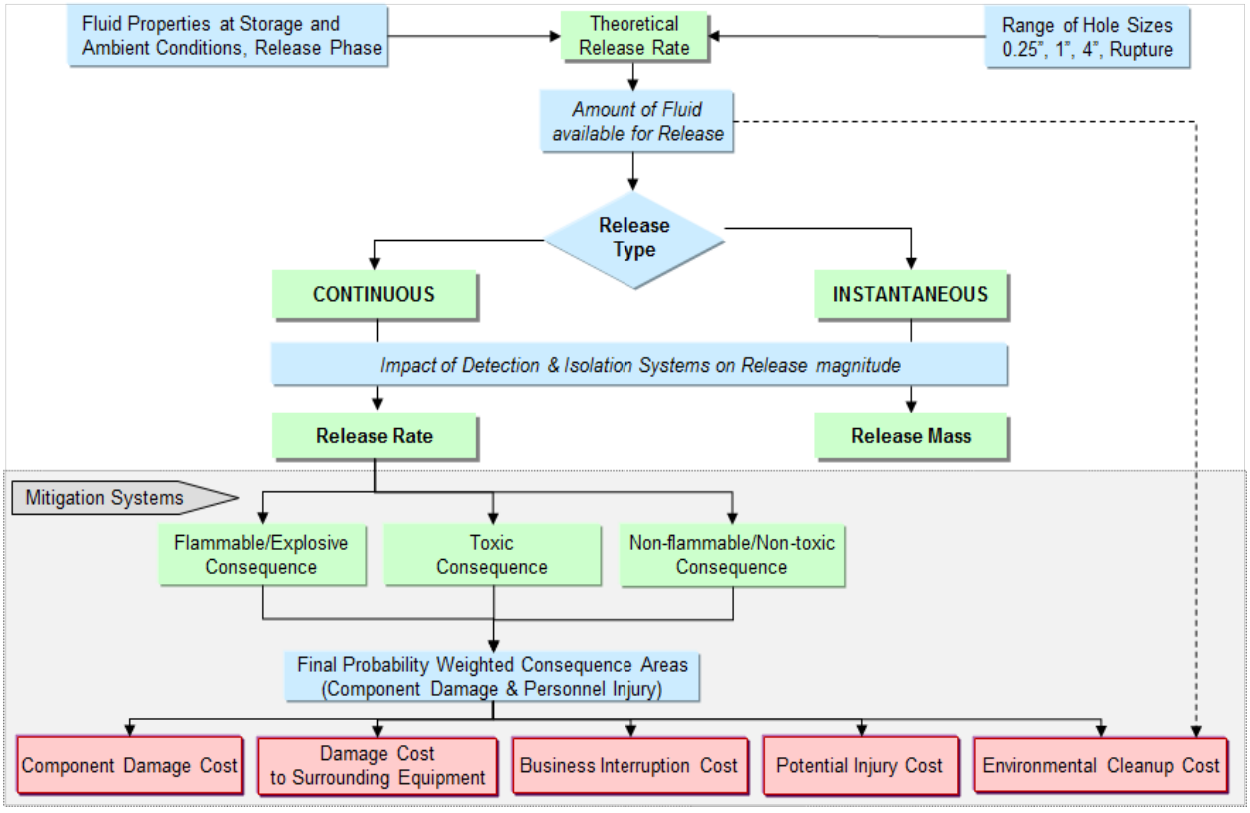


Fig. 1. Flowchart of CoF methodology of API RBI

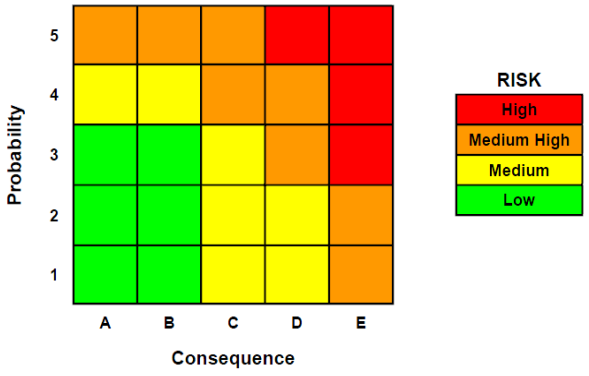


Fig. 2. Unbalanced risk matrix of API RBI[11]

파손확률과 파손피해는 API RBI에 따라 각각 1~5 등급 및 A~E급의 범주(category)로 특징지어진다. 위험도는 고 위험(High risk), 중/고 위험(Medium High risk), 중간 위험(Medium risk) 및 저 위험(Low risk)로 4 가지로 정성적 위험도로 분류하여, Fig. 2와 같이 위험도 행렬에 나타낼 수 있다.

3. RBI 평가용 데이터 입력

3-1. 평가 대상

본 연구에서는 가상의 한 복합화력발전 플랜트의 연료공급계통에 대해서 위험도 평가를 수행하였다. 평가 시점은 설치된 초기 시점을 기준으로 하였으며, 정비 점검 없이 사용 후 10년, 20년, 30년 운전 시간을 가정하여 평가하였다.

천연가스 연료공급계통에는 7개 영역의 연결배관들과 열교환기 4기(unit 1, 2 각 2기)가 포함되었다. 연료공급계통은 Fig. 3과 같이 연료 가스의 압축과 승온 과정을 구분하여 Fuel Gas Compress Line(이하, FGCL), Fuel Gas Supply Line #1(이하, FGSL #1) 및 Fuel Gas Supply Line #2(이하, FGSL #2)인 3개의 하위 계통으로 나누었다. 여기에서 비상 정지 밸브(emergency shut-off valve), 필터 및 스크러버(filter separator & scrubber), 연료가스 압축기(fuel gas compressor), 연료가스 유량계(fuel gas flowmeter), 연료가스 유닛(fuel gas unit)은 평가 대상에서 제외하였다.

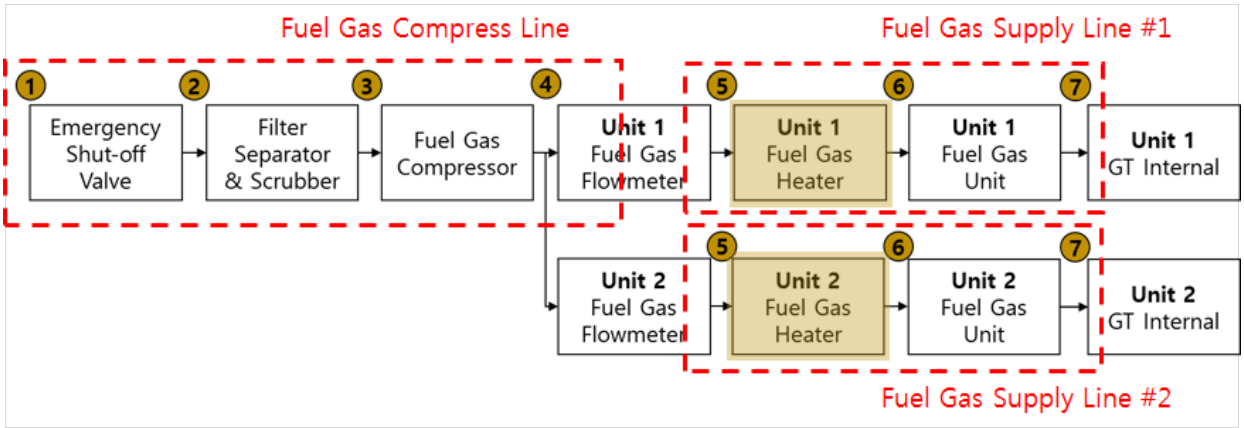


Fig. 3. Classification of sub-system of fuel supply system for RBI

Table 2. Taxonomy hierarchy for combined cycle power plant

Hierarchy	Name	amount
Plant	Combined Cycle Power Plant Combined Heat & Power Plant	-
Gas Turbine Unit	Unit #1, Unit #2	-
System	Fuel Supply System	-
Sub system	Fuel Gas Compress Line Fuel Gas Supply Line #1 Fuel Gas Supply Line #2	3
Line	M1, M2, L12, etc.	66
Segment	Seg. 1, Seg. 2, Seg. 3, etc.	452
Component	Pipe, Elbow, Tee, etc.	731
Inventory Group	Inv. 1, Inv. 2, Inv. 3, etc.	85

RBI의 평가와 연구결과의 이해를 용이하기 위해, 천연가스 연료공급계통의 하위계통인 FGCL, FGSL #1 및 FGSL #2를 Fig. 4와 같이 시각적으로 모델링하였다.

3-2. 연료공급계통의 설비분류체계 구성

설비자산관리와 RBI 평가 관점에서 Table 2와 같이 플랜트 단계에서 설비 요소(component)단계까지 분류체계를 구성하였고. 파손피해 평가를 위해 이 설비분류체계와 별도로 인벤토리 그룹(inventory group)을 생성하였다. 본 연구에서는 연료공급계통의 하위 계통에서 동일한 재질과 동일한 운전조건 하의 배관 설비 그룹 또는 개별 장치를 라인(line)이라 정의하였다. 각 하위 계통은 메인(main)과 레터럴(lateral)로 구분하였다. FGCL에 총 24개의 라인(main 7, lateral 17), FGSL #1와 FGSL #2는 각각 총 21개의 라인(main 3, lateral 18)으로 정의되었다.

설비의 최소 단위는 설비 요소이지만, 본 연구에서는 연료의 유로 분기 및 기계적 관점으로 세그먼트(segment)를 위험도 평가의 최소 단위로 설정하였으며, Fig. 5에 예시를 보였다. Table 2의 설비 요소 중에서 곡관부(elbow), 티(tee), 열교환기 쉘(heater shell), 열교환기 튜브(heater tube), 리듀서(reducer), 유량계(flow element) 등은 하나의 세그먼트로 정의하고, 용접으로 이어지는 직관의 경우 직관 조합을 하나의 세그먼트로 정의하였다. 따라서, FGCL에는 총 87개의

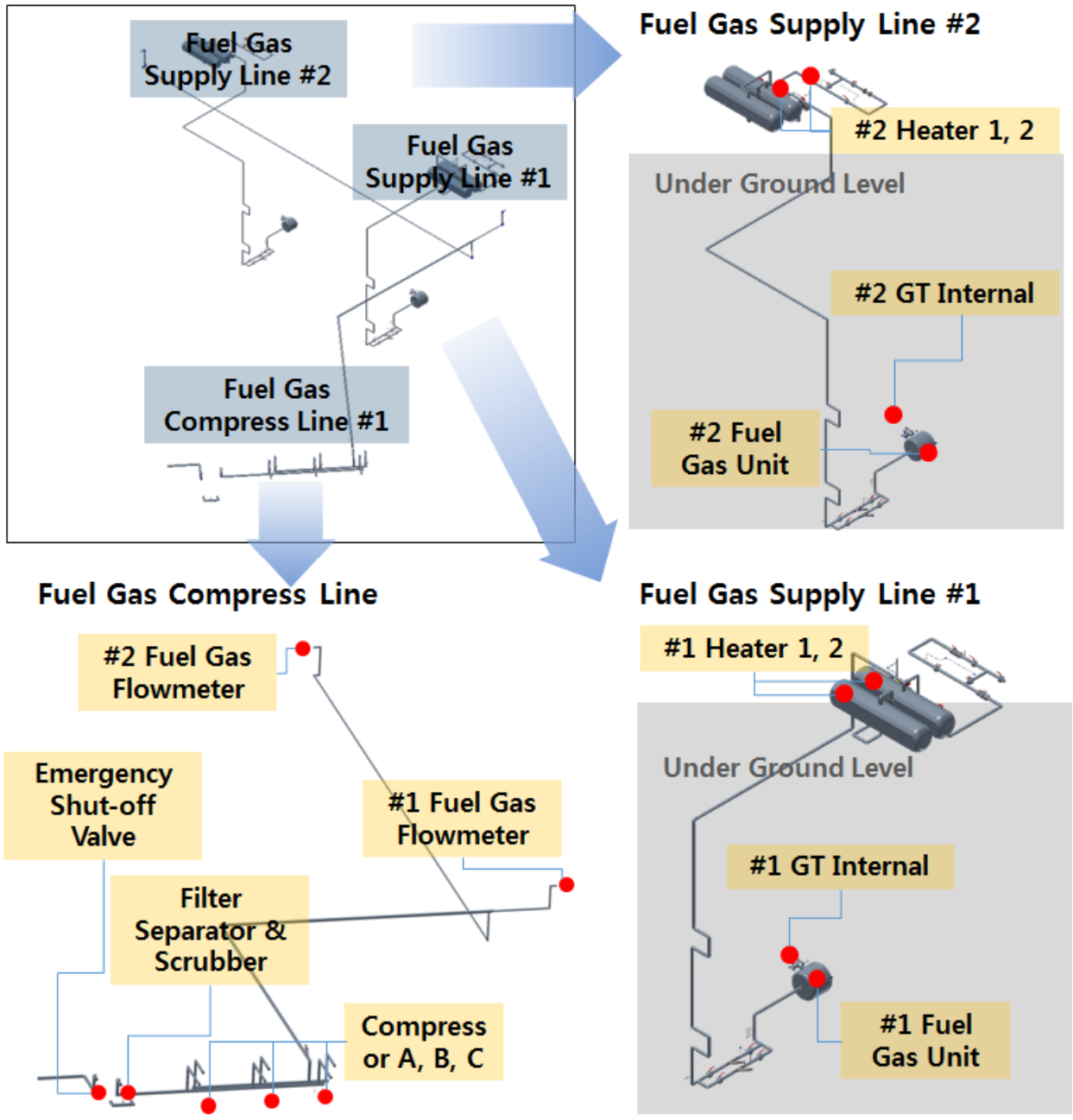


Fig. 4. Modeling of fuel supply system

세그먼트, FGSL #1은 총 182개의 세그먼트, 그리고 FGSL #2는 총 183개의 세그먼트로 정의되었다.

API RBI에서는 누출이 발생한 설비에 이론적으로 계속해서 유체를 공급해 줄 수 있는 설비그룹 개념으로 인벤토리 그룹을 사용된다. 이 인벤토리 그룹은 계통 상의 밸브 위치를 이용하여 설정할 수 있다. RBI의 CoF 평가에서 인벤토리 그룹에 포함된 설비 유체의 총 질량을 누출 지속시간 결정의 중요한 인자가 된다. 여기에서 열교환기 쉘와 열교환기 튜브는 개별 인벤토리 그룹으로 설정하였다. FGCL은 총 19개의 인벤토리 그룹, FGSL #1와 FGSL #2는 각각 총 33개의 인벤토리 그룹으로 정의되었다.

3-3. 설비 데이터 및 운전 데이터 적용

FGCL의 경우, Fig. 6과 같이 운전온도는 압축기 전후단을 구분하여 운전온도와 압력이 적용되었다. FGSL

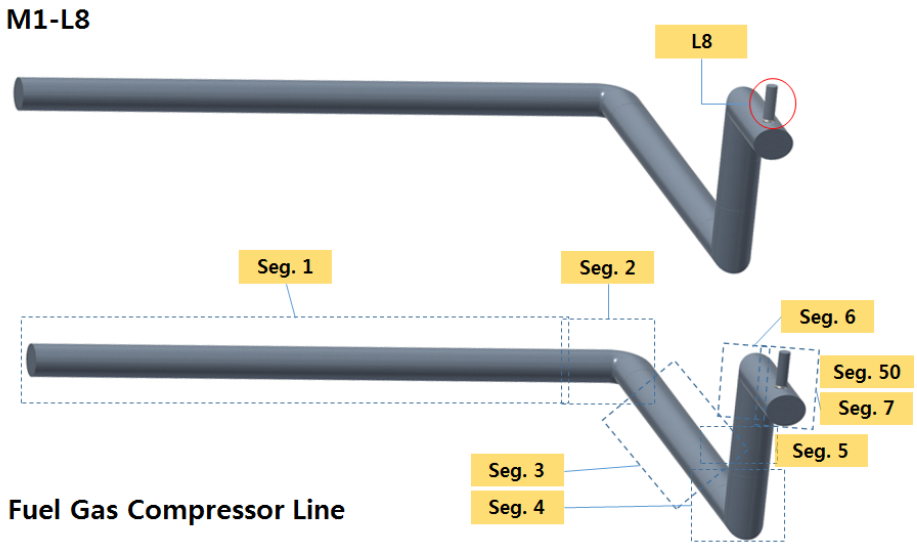


Fig. 5. Examples of segment selection for RBI

Table 3. Equipment data and design data of heaters

Criteria	Heater #1		Heater #2	
	Shell Side	Tube Side	Shell Side	Tube Side
Fluid	Fuel Gas	Feed Water	Fuel Gas	Feed Water
Operating Pressure(㎫)	4.7	6.4	4.7	6.4
Operating Temperature(℃)	60/95.98	115.93/67.58	95.98/200	254.07/115.93
P.W.H.T	N/A	N/A	N/A	N/A
Insulation	E-Glass fiber	E-Glass fiber	E-Glass fiber	E-Glass fiber
Material	SA516-70N	SA210-A1	SA516-70N	SA210-A1

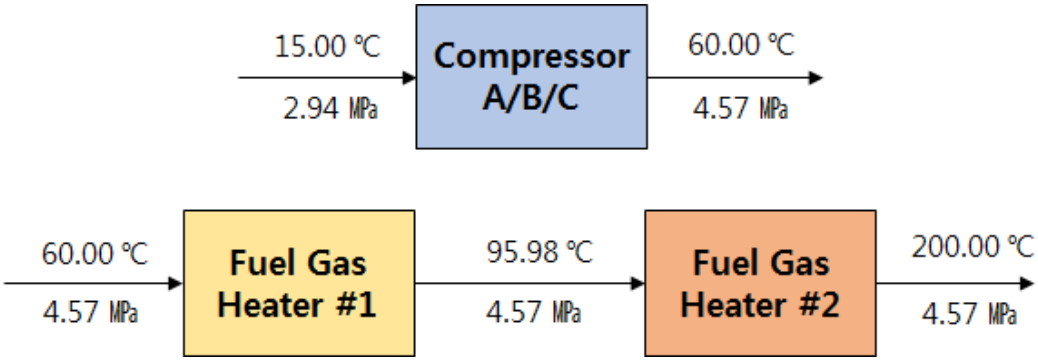


Fig. 6. Operating conditions of Fuel Supply System

#1과 #2의 경우, 열교환기 2기의 전후단을 구분하여 운전온도와 압력이 적용되었다. 배관 재질은 대부분 A106-B 강재이며, 가스터빈에 인입 전에 일부구간에서는 A312-TP304 강재가 적용되었다. 단열재(insulation)는 압축기 후단의 배관부터 가스터빈 인입 전까지 'pearlite(펄라이트)'를 적용하였다. 열교환기의 설비 정보는 Table 3과 같다.

3-4. 연료공급계통의 손상기구

가스터빈발전의 연료공급계통의 경우 각 손상기구의 심사기준(screening criteria) 모듈을 이용하여 평가한 결과, 사용자 입력 부식율에 대응하는 두께 감육, 주변 습도와 운전온도에 의한 외부 손상, 압축기 주변 배관의 기계적 피로의 손상기구가 적용되었다.

API RBI에서 천연가스 내부물질에 대한 부식율을 제공하고 있지 않아, 심사기준 모듈을 통해서는 두께 감육 손상기구에 대한 평가가 어렵다. 본 연구에서는 보수적인 평가를 위해 부식율로 A106-B 강재의 경우 0.0125 mmpy, A312-TP304 강재의 경우 0.0025 mmpy를 적용하였다. 감육 유형은 전면부식(uniform or general corrosion)을 적용하였다.

외부 부식(external corrosion), 단열재 하부 부식(CUI), 외부염화물에 의한 응력부식균열(External CLSCC, External Chloride Stress Corrosion Cracking) 및 단열재 하부 외부염화물에 의한 응력부식균열(External CUI CLSCC, External Chloride Stress Corrosion Cracking Under Insulation) 등 외부 손상을 평가하기 위하여, FGCL 및 FGSL #1/#2 공통으로 외부 손상의 구동인자(driver)로 'temperate(온화)'를 적용하였다. 외부 부식율은 API RBI에서 페라이트계(ferritic) 재질 여부, 단열재 적용여부, 운전온도 및 구동 인자 별로 제공하는 정보를 적용하였다. 단열재 종류/적용상태, 코팅 종류/적용날짜 등을 포함한 API RBI의 외부 손상 평가에 적용한 입력 값은 Table 5에 정리하였다.

Table 5. Input data for external damage mechanism

Criteria	Input	Options
External damage driver	Temperate	1. Marine / Cooling Tower Drift Area 2. Temperate 3. Arid 4. Severe
Coating date	March 17, 2018	Same as installation date
Coating quality	Medium	1. None (No coating or primer only) 2. Medium (Single coat epoxy) 3. High (Multi coat epoxy or filled epoxy)
Corrosion rate	Based on API	Corrosion rate for external corrosion or external CUI corrosion based on operating temperature and driver, or user input.
Insulation type	None or Pearlite	None, Foamglass, Perlite, Fiberglass, Mineral Wool, Calcium Silicate, Asbestos
Insulation condition	Above Average	1. Below Average 2. Average (Good jacketing with small damaged areas) 3. Above Average (No signs of damage)
Insulation complexity	Average	1. Below Average (Penetrations in the insulation system do not exist) 2. Average (Some penetrations in the insulation systems) 3. Above Average (Many penetrations in the insulation systems)
Piping support penalty	Optional	Yes or No
Soil/water interface penalty	No	Yes or No

Table 6. Input data for mechanical fatigue mechanism

Criteria	Input		Options
	FGCL	FGSL #1 / #2	
Vibration source with 15.24 m (50 ft)	Optional	No	Yes or No
Type of cyclic loading connected within 15.24 m (50 ft)	Reciprocating Machinery	-	1. Reciprocating Machinery 2. PRV Chatter 3. Valve with high pressure drop 4. None
Corrective action taken	No modifications	-	1. Modification based on complete engineering analysis 2. Modification based on experience 3. No modifications
Piping complexity	Optional	-	1. 0 to 5 total pipe fittings 2. 6 to 10 total pipe fittings 3. Greater than 10 total pipe fittings
Condition of pipe	Good condition	-	Missing or damaged supports, improper support Broken gussets, gussets welded directly to the pipe Good condition
Joint/branch design	Optional	-	1. Threaded, socketweld, saddle on 2. Saddle in fittings 3. Piping tee, Weldolets 4. Sweepolets
Branch diameter	Optional	-	1. All branches less than or equal to 2 NPS 2. Any branch greater than 2 NPS

가스터빈에 인입 전에 일부 구간에서는 A312-TP304 강재가 적용되어 오스테나이트계 스테인리스강 설비의 손상기구인 단열재 하부 외부염화물에 의한 응력부식균열이 발생할 수 있지만, 설비의 운전온도가 200 ℃여서 손상에 노출되지 않음으로 평가되었다.

API RBI에서는 15.24 m (50 ft) 반경 안에 진동원(source of cyclic vibration)이 있는 경우, 기계적 피로 손상을 고려하게 되어 있다. 연료공급계통의 FGCL에는 압축기 3개의 15.24 m 반경 안에 있거나 또는 걸쳐 있는 세그먼트는 기계적 피로 손상을 고려하여 평가하였다. 압축기 유형, 배관의 복잡성(piping complexity) 등 API RBI의 평가에 적용한 입력 값은 Table 6에 정리하였다.

3-5. 연료공급계통의 파손피해 평가

모든 배관과 열교환기의 쉘 측(shell side)에 API RBI에서 제공하는 대표물질 C_1 - C_2를 적용하였으며, 튜브 측(tube side)에는 물을 적용하였다. 설비의 인벤토리 값에는 각 세그먼트가 속한 인벤토리 그룹의 값을 적용하였다. 피해평가에 필요한 대표물질, 물질의 상(액상 또는 기상) 및 독성유무 및 감지/차단/완화 시스템에 대한 데이터는 Table 7과 같이 적용하였다.

4. 결과 및 고찰

4-1. 현재 시점에서의 위험도 평가 결과

FGCL, FGSL #1/#2 및 연료공급계통 전체의 평가 결과는 Table 8과 같다. 평가시점이 설치날짜로부터 2개월 밖에 경과하지 않아, 부식율을 기반으로 하는 두께 감육과 외부 손상은 영향은 크지 않다. FGCL의 압축기 근접 세그먼트에서 피로 손상에 노출되어 PoF 등급이 2 이상인 7개 세그먼트가 확인되었다. 또한 CoF A등급은 주로 1인치 배관으로 이루어진 분기관들이고, C/D등급은 인벤토리 양이 큰 8인치 이상 배관

Table 7. CoF input data for API RBI System

Criteria	Input		Options
	FGCL	FGSL #1 / #2	
Representative material	C_1 - C_2	C_1 - C_2 Water (Heater TS)	C1 - C2 : methane, ethane, ethylene, LNG, fuel gas
Initial fluid state	Gas	Gas or Liquid	Gas or Liquid
Toxic fluid	None	None	-
Detection rating	A	A	A. Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions(i.e., loss of pressure or flow) in the system. B. Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope. C. Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.
Isolation rating	B	B	A. Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention B. Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak C. Isolation dependent on manually-operated valves
Mitigation systems	3	3	1. None 2. Inventory blowdown, coupled with isolation system classification B or higher 3. Fire water deluge system and monitors 4. Fire water monitors only 5. Foam spray system
Gas density(kg/m^3)	0.66	0.66 (C_1 - C_2) 0.08 (Steam)	-
Equipment inventory mass (kg)	User input	User input	-

Table 8. Risk assessment results at initial installation time

Sub system	Fuel Gas Compress Line (87 segments)	Fuel Gas Supply Line #1 (182 segments)	Fuel Gas Supply Line #2 (183 segments)	Total (452 segments)
Risk results	5: 0 0 0 0 0 4: 0 0 0 0 0 3: 3 1 0 0 0 2: 0 2 1 0 0 1: 6 18 20 36 0 A B C D E	5: 0 0 0 0 0 4: 0 0 0 0 0 3: 0 0 0 0 0 2: 0 0 0 0 0 1: 39 85 58 0 0 A B C D E	5: 0 0 0 0 0 4: 0 0 0 0 0 3: 0 0 0 0 0 2: 0 0 0 0 0 1: 39 88 56 0 0 A B C D E	5: 0 0 0 0 0 4: 0 0 0 0 0 3: 3 1 0 0 0 2: 0 2 1 0 0 1: 84 191 134 36 0 A B C D E

으로 확인되었다. 전체적으로 설치 초기 시점에서 가스연료 공급계통의 위험도는 낮게 평가되었다.

4-2. 가동시간에 따른 위험도 변화 추이

평가시점을 기준으로 현재 시점, 가동시간 10년, 20년 및 30년 경과로 구분하여 가동시간에 따른 위험도 결과를 Table 9에 보였다. 시간 경과에 따라서 파손확

Table 9. Trend of change of risk according to operation time for the fuel gas supply system

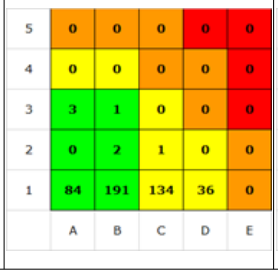
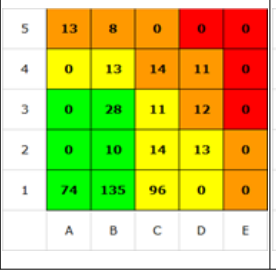
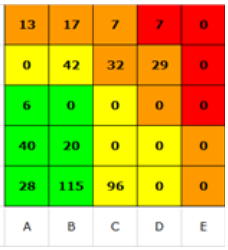
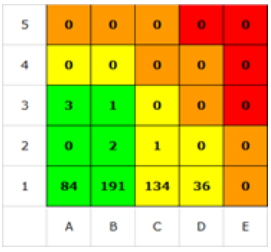
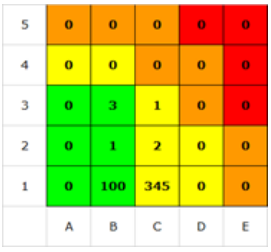
Assessment date	Initial assessment date	10 years later	20 years later	30 years later
Total (452 segments)				

Table 10. Comparison of area-based risk matrix and financial-based risk for fuel supply system

Risk criteria	Risk matrix (Area-based risk)	Risk matrix (Financial-based risk)
Total (452 segments)		

률만 변하게 되므로, 위험도 행렬에서 파손확률 축으로 일부 세그먼트들이 증가하는 추이를 확인할 수 있다.

손상인자 중 기계적 피로는 시간 경과에 따른 영향을 받지 않는다. 두께 감육과 외부 손상은 시간에 따라 파손확률 상승 요인으로 작용한다. 특히 전체 결과에서는 외부 부식과 단열재 하부 부식(CUI) 등 외부 손상의 영향이 가장 크다.

가동시간 30년 경과 시, 위험도가 High 및 Medium High 등급인 세그먼트는 피로 손상과 두께 감육에 계속 노출되어 있긴 하나, 공통적으로 단열재 하부 부식 손상에 크게 노출이 되었다. 특히, 위험도가 High 등급인 7개 세그먼트는 단열재 하부 부식 손상평가에서 모두 배관 지지대 영향(piping support penalty)을 받아 기본 부식율의 2배의 부식율이 적용되었다. 위험도가 Medium High인 5A, 5B 등급의 세그먼트는 작은 인벤토리를 갖는 1인치 배관들이지만, 마찬가지로 단열재 하부 부식 손상에 크게 노출되어 높은 파손확률 등급이 평가되었다.

해당 평가 결과는 설비 손상의 불확실성을 가정하여 설비의 운전 기간 중 검사 및 정비가 수행되지 않았음을 전제로 평가되었다. 실제 운전에서는 시간 경과에 따라 위험도가 상승되는 세그먼트들에 대한 관리 및 우선 검사를 수행하여, 위험도를 낮추어 관리하여야 한다.

4-3. Area-based risk와 financial-based risk의 비교

API RBI에서 위험도는 area-based risk(㎡)와 financial-based risk($) 등 2 가지로 표현할 수 있다. Financial-based risk는 1차적으로 누출의 영향을 직접적으로 받는 피해면적에 근거하여 기본적으로 결정되며, 2차적으로 가동중단으로 인한 손실 및 환경피해와 관련된 비용이 포함된다. 본 연구에서는 최근 신문기사 및 기존 연구용역을 참고하여, financial-based risk의 평가에 필요한 단위면적당 설비비용(equipment cost per area)은 563 $/㎡, 1일당 발전손실 비용(production loss cost)은 119,487 $/day, 사고 시 발전손실 비율(production loss ratio)은 100 %, 인구밀도(population density)는 0.0008 personnel/㎡ 및 1인당 부상/사망 보상비용(injuries/fatality cost) 300,000 $/personnel을

적용하였으며, 천연가스 누출에 의한 환경정화 비용(environmental clean-up cost)은 없다고 적용하였다. 기타, 파손설비의 기본 손상비용(damage cost), 재질별 비용인자(material cost factor) 비용 및 파손설비에 의한 가동정지 일수(estimated equipment outage) 등은 API RBI에서 제공하는 기본 정보를 적용하였다.

평과결과를 Area-based risk의 결과와 비교를 위하여 Table 10과 같이 정리하였다. 파손확률은 접근방법과 상관없이 동일 값을 갖지만, 파손피해에서는 2가지 접근방법에서 약간의 차이를 보였다. 이것은 파손설비의 손상비용과 파손으로 발생된 설비별 예상 가동정지 일수의 차이가 원인이 되었다. 설비관계자의 정확한 현장 값을 이용하여 평가한다면, 보다 신뢰도 높은 위험도를 산출할 수 있다.

5. 결 론

미세먼지 저감 및 에너지원 변환에 대한 정책 추진에 따라, 석탄 대신 천연가스를 연료로 하는 발전의 비중이 확대되고 있다. 복합화력발전 플랜트, 열병합발전 플랜트 등에서 가스를 연료로 사용하는 천연가스 연료공급계통이 가열된 상태에서 고압으로 운용되고 있으므로, 누출사고를 예방하여 화재 및 폭발에 의해 사고를 방지하여야 한다. 본 연구에서는 복합화력발전 플랜트의 가스연료 공급계통을 대상으로 API RBI 코드 절차에 기반한 위험도 평가를 수행하였다. 코드 적용을 위해 설비 시스템과 평가 대상인 세그먼트를 정의하였고, 주요 손상기구를 적용하여 분석하였다. 평가 시점은 발전소 운영 초기시점 및 운전시간 경과에 따른 시점을 대상으로 하였으며, 가동 시간에 따른 위험도 변화 추이를 분석하였다.

(1) 최초 평가시점은 가동시작 날짜로부터 2달 경과한 시점으로 가동 초기이므로 부식율을 기반으로 하는 두께 감육과 외부 손상의 영향은 크지 않았다. FGCL의 압축기 근접 세그먼트가 피로 손상에 노출되어 PoF 등급이 2 이상인 7개 세그먼트가 확인되었다. 가동시간 30년 경과 시에 위험도가 High 및 Medium High 등급인 세그먼트를 보여주었으며, 위험도가 상승한 이유는 피로 손상과 두께 감육 외에 공통적으로 단열재 하부 부식(CUI) 손상 가능성이 상당히 증가하였기 때문이다. 특히, 위험도가 High 등급인 7개 세그먼트는 단열재 하부 부식 손상평가에서 모두 배관 지지대 영향(piping support penalty)을 받아 위험도가 증가하였다.

(2) API RBI에서는 천연가스에 의한 재질별 부식률 정보를 제공하고 있지 않다. 이는 천연가스에 의한 부식이 낮기 때문이다. 하지만, 천연가스 내의 불순물 또는 다른 가스와 혼합된 경우에는 설비 재질 별로 정확한 부식율 정보가 확보되어야 한다. 가스터빈 인입 전에 일부구간에서는 A312-TP304 강재가 사용되어 오스테나이트계 스테인리스강 설비의 손상기구인 단열재 하부 외부염화물에 의한 응력부식균열(External CUI CLSCC)이 발생할 수 있지만, 설비의 운전온도가 200 ℃ 여서 손상에 노출되지 않음으로 평가되었다. 다만, 발전설비의 가동정지 기간에는 해당 설비의 온도가 상온까지 내려가므로 이러한 경우를 고려하려면 상온에서 단열재 하부 외부염화물에 의한 응력부식균열 손상을 반영하여야 한다. API RBI에서는 손상인자 중 기계적 피로는 시간 경과에 따른 영향을 고려하고 있지 않다. 가스터빈발전의 특성상 잦은 기동정지가 있으므로 이에 대한 기계적 피로 손상기구를 반영하여야 할 것이며, 이를 위해 배관 시스템응력에 근거한 위험도 평가가 필요하다.

(3) 본 연구에서는 복합화력발전 플랜트의 연료공급계통에 대한 위험도 평가를 위해 API RBI의 적용성을 검토하고 추가로 고려가 필요한 손상기구를 파악하기 위해 수행된 내용이며, 특정 대상 플랜트의 위험도를 평가하기 위해 수행된 것은 아니다. 각각의 플랜트에 본 연구에서 제시한 RBI 절차를 적용할 때에는 설비의 운전 기간 중 검사 및 정비가 수행된 결과를 반영하여 위험도를 평가하여야 한다. 발전소 운영 중 일정 기간 사용 후 정확한 설비 데이터와 현장 조건을 확인하여, RBI 평가를 수행할 필요가 있다. 실제 운전에서는 시간 경과에 따라 위험도가 상승되는 세그먼트들에 대한 관리 및 우선 검사를 수행하여, 위험도를 낮추어 관리하여야 한다.

감사의 글

본 연구는 2014년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행된 결과입니다 (No. 2014 1010 101850)

References

1. Power Planning Department, 2016, Status of power generation facilities in 2015, Korea Power Exchange, pp. 68
2. Ministry of Trade, Industry and Energy, 2017, 8th Basic Plan for Domestic Electricity Supply and Demand, Korea Government, pp. 33-45
3. Bang, H. J., et al., 2017, Integrated Safety Management of Combined Power Plant, Proceeding of the Conference of KIGAS, pp. 180-180
4. Kim, M. W., et al., 2017, A Study on the Risk Assessment Method for Safety Management of the Combined Cycle Power Plant, Proceeding of the Conference of KOSEE, No. 4 pp. 31-31
5. Choi, J. W., 2009, A Study on Risk Based Management Procedure for Fossil Power Plant, Chung-Ang University, Ph. D. Dissertation (in Korean), pp. 5-6
6. Song, J. S., et al., 2003, A Study on Implementation of Risk Based Inspection Procedures to a Petrochemical Plant, Transaction of KSME(A), Vol. 27, No. 3, pp. 416-423
7. Shim, S. H., et al., 2002, Development of a RBI Procedure and Implementation of a Software Based on API Code (I) - Qualitative Approach", KOSOS, Vol. 17, No. 3, pp. 66-72, 2002
8. Song, J. S., et al., 2002, Development of RBI Procedures and Implementation of a Software Based on API Code (II) - Semi-Quantitative Approach", KOSOS, Vol. 17, No. 4, pp. 110-118
9. Song, J. S., et al., 2003, Development of RBI Procedures and Implementation of a Software Based on API Code (III) - Quantitative Approach", KOSOS, Vol. 18, No. 1, pp. 56-63
10. API (American Petroleum Institute), 2009, Risk-Based Inspection, second ed. API Recommended Practice 580
11. API (American Petroleum Institute), 2008, Risk-Based Inspection Technology, second ed. API Recommended Practice 581