

가압중수로 증기발생기의 경년열화 관리를 위한 안전성 평가 시스템 개발

신소은¹⁾, 이정훈¹⁾, 박동규¹⁾, 정종엽²⁾

1) (주)미래와도전 2) 한국원자력연구원

Development of a Safety Assessment System on Aging Management in Existing CANDU Steam Generators

So Eun Shin,¹⁾ Jeong Hun Lee¹⁾, Tong Kyu Park¹⁾, and Jong Yeob Jung²⁾

1) FNC Technology Co., Ltd., Heungdeok IT Vally Bldg. 32F, 13, Heungdeok 1-ro, Giheung-gu,
Yongin-si, Gyeonggi-do, 446-908, Korea

2) KAERI, 1045, Daedeok-daero, Yuseong-gu, Daejeon, Korea, 305-353

Abstract : Since steam generator (SG) tubes are located in the boundary between the primary and secondary systems of nuclear power plant (NPP), the SG is one of the most important components in the aspects of the safety of NPP. The magnetite (Fe_3O_4) deposition, so-called fouling, is generally known as a major aging mechanism of CANDU SGs, and this aging mechanism makes the heat transfer efficiency between the primary and secondary systems of NPP reduced. Therefore, the development of SG safety assessment system which can evaluate the effect of the SG aging degradation mechanism should be needed for safety of NPP. In this study, through the suggestion of the guideline for SG safety assessment, it is possible to strengthen the basic of establishing the effective SG aging management technique. The SG safety assessment is carried out by CATHENA(Canadian Algorithm for THERmalhydraulic Network Analysis). It is possible to determine the integrity of SGs by identifying the main safety parameters which can be changed by the aging degradation of CANDU SGs.

Key Words : CANDU, Steam Generator, Aging Management, Safety Assessment System, Fouling, CATHENA

* corresponding author : So Eun Shin/FNC Technology Co., Ltd./shin0811@fnctech.com

* This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

1. 서론

원자력발전소(이하 원전)의 증기발생기(Steam Generator, SG) 전열관은 원전의 일차측 및 이차측 경계에 위치하고 있기 때문에 원전의 안전성 측면에서 살펴보아야 할 가장 중요한 기기요소 중 하나라 할 수 있다. 이로 인해, 전열관을 포함한 증기발생기 노후화에 따른 원전의 안전성 평가는 매우 중요하며, 지난 십 수 년간 많은 연구가 수행되어 왔다. 그러나 이와 관련된 연구는 국내 원전 중 대부분을 차지하는 가압중수로에 집중되어 왔다. 가압중수로는 그 수가 적을 뿐만 아니라 가압중수로에 비해 가동온도와 압력이 낮아 경년열화에 대한 저항성이 상대적으로 높다는 인식으로 인하여 관련 연구가 거의 없다.

이런 상황에서 국내에서는 고리1호기 다음으로 노후화된 원전인 월성1호기가 가압중수로의 선형 호기로서, 설계 수명 30년 동안 운전된 뒤, 2014년 6월 현재 계속운전 심사중에 있다. 비록, 설계 수명 동안 경년열화로 인한 증기발생기 전열관의 파단사고사례는 보고되지 않았으나, 증기발생기가 30년 운전 동안 교체된적이 없다는 점과, 증기발생기 전열관 검사 매 주기마다 슬러지 신호가 검출되고 있다는 점, 또한, 이로 인해 발생하는 파울링(Fouling)으로 인하여 원자로입구모관온도(Reactor Inlet Header Temperature, RIHT)가 증가한 사례가 있는 점 등을 고려하면 (KINS, 2010), 계속운전을 고려한 장기적인 측면에서 월성1호기 원전의 증기발생기 전열관에 대한 경년열화 평가와 그에 따른 적절한 안전성분석은 반드시 필요하다.

일반적으로 가압중수로 증기발생기의 주된 노후 메커니즘으로 알려져 있는 파울링은 출구 피더관에서 유동가속부식(Flow Accelerated Corrosion, FAC)에 의해 감속되어 발생한 마그네타이트(Fe_3O_4)가 용해도가 낮아지는 증기발생기 저온관 부위에 침적되어 유발되며, 이는 증기발생기 전열관 내경감소, 내부표면 조도 증가의 원인이 된다.

상기와 같은 현상으로 인하여 증기발생기 내 일차측과 이차측 사이의 열전달 면적은 감소하게 되고, 열성능 및 유동이 저하되어 원자로입구모관온도를 상승시키게 된다. 결과적으로 이는 원전의 출력을 저하시키므로 원전 효율을 떨어뜨리게 된다.(KINS, 2010). 국내 가압중수로 중 월성1호기 및 월성2호기에서는 파울링으로 인한 원전의 효율성 및 안전성 저하를 방지하기 위하여 전열관 일차측을 세정하기도 하였다(Georg Kraemer, Dr. Christoph Stiepani, 2012).

원전의 주요 부품에 대한 교체 및 설비개선은 경제성 및 안전성을 동시에 고려하여 수행되게 되는데, 월성1호기의 경우에는 2009년 압력관 및 피더관 교체가 수행된 바가 있다. 그러나 전술한 바대로 증기발생기의 경우 교체된 바 없고 2003년 세정한 것이 전부이기 때문에, 세정 이후 노후화가 진행된 현 증기발생기의 안전성 및 향후 더 노후화될 증기발생기의 안전성을 예측하고 평가할 필요성이 있다. 이에 본 연구에서는 월성1호기 증기발생기 사례를 바탕으로 가압중수로 노후 증기발생기 안전성 평가 시스템을 개발하고 이를 통해 증기발생기 세정 또는 교체시기 예측 등 효율적인 가압중수로 증기발생기 수명 관리 방안을 제시하고자 한다.

2. 가압중수로 증기발생기 안전성 평가 시스템

2.1 시스템 개관

노후화로 인한 가압중수로 증기발생기의 안전성 평가를 위해서는 노후화에 영향을 주는 원인을 먼저 파악해야 한다. 노후화의 원인이 확인되면 원인의 변화 및 시간에 따른 증기발생기의 노후화 정도를 정량적으로 분석할 수 있다. 이러한 노후화 현상은 전열관의 조도 및 내경의 변화로 나타나며, 구조의 취성, 전연성에도 영향을 미칠 수 있다.

가압중수로 증기발생기의 노후화가 지속되면 원자로입구모관온도를 상승시키고 출력을 저하시키

는 결과를 초래하므로 증기발생기 및 원전의 성능과 관련된 운전변수를 확인하여 증기발생기 노후화 정도에 따른 이들 변수의 변화를 규명해야 한다. 동관계가 규명되면, 원전 운전이력에 따라 증기발생기의 노후화 정도를 판단할 수 있는 주요 인자들에 대한 변화를 역으로도 예측 가능할 것이다. 즉, 노후화 된 증기발생기가 원전의 안전성에 어떠한 영향을 미치는지 평가하여 안전성 측면에서 증기발생기 관리를 효율적으로 수행할 수 있다.

노후화 된 증기발생기에 따른 원전의 안전성 평가를 위해서는 가압중수로 안전해석코드인 CATHENA(Canadian Algorithm for THERmal hydraulic Network Analysis)를 수행하게 되는데, 위에서 예측한 증기발생기 노후화 정도를 판단하는 주요 인자들을 활용하여 입력 자료를 구성한다.

안전해석코드의 계산 결과에서 유량 및 출력 변수 등 증기발생기의 열성능과 관련된 변수를 점검하여 안전성을 확인할 수 있다. 이를 통해 증기발생기 노후화에 따른 적절한 관리를 수행할 수 있다.

CATHENA를 통한 증기발생기 안전성 평가시스템을 활용하기 위한 조건은 다음과 같다.

- CATHENA 입력에서 노후화에 따라 변화하는 증기발생기 입력변수를 정확하게 예측하여야 함
- CATHENA 코드 내에서 가압중수로 증기발생기의 노후화를 판단하는 지표는 마그네타이트 침적으로 인한 전열관 내경 감소이므로, 설비개선으로 전열관 내부가 세정된 증기발생기는 노후화가 진행되지 않은 증기발생기로 판단함
- 노후 증기발생기가 주 평가 대상으로, 증기발생기 노후화의 원인과 결과로 변화할 수 있는 변수들을 함께 고려하여 평가에 반영해야함
- 평가시스템의 신뢰성을 제고하기 위해서는 장기간의 발전소 운전자료가 필요함

2.2 가압중수로 증기발생기 전열관 노후화 원인 규명

가압중수로 증기발생기 전열관이 노후화 되는

주요 원인을 규명하는 것은 향후 증기발생기 전열관의 노후화 특성 예측의 신뢰성을 제고하고 노후화 방지 방안을 수립하기 위해 반드시 필요하다.

가압중수로 증기발생기 전열관에서 가장 발생 가능성이 큰 노후 메커니즘은 전술한 바대로 파울링이며, 이것이 노후화의 주요 원인이 된다. 출구 피더관의 감육에 의해 생성된 마그네타이트가 증기발생기 전열관에 침전되면서 파울링이 발생한다.

가압중수로의 피더관은 파울링에 취약한 탄소강 재질이며, 피더관 표면에 형성된 보호성 산화물 막인 마그네타이트 막이 고온, 고속의 환원성 냉각수에 점차 용해되게 되고, 마그네타이트 막이 용해됨에 따라, 이미 용해된 막 사이로 냉각수가 빠르게 확산되면서 부식률이 증가하게 된다. 이러한 현상을 소위 유동가속부식(FAC)이라 부르며 통상 내부 유체, 즉 냉각재의 유속, 수화학, 산성도 및 온도 등이 부식 정도에 영향을 미친다.

출구 피더관의 유동가속부식에 의해 용해된 마그네타이트는 용해도가 낮아지는 증기발생기 저온관에 슬러지 형태로 침적되어 파울링을 발생시키게 된다(D.H. Lister et al., 1997).

국내 가압중수로의 피더관에서 유동가속부식에 의해 발생가능한 감육의 속도 및 현상을 예측하는 연구는 여러 연구자에 의해 수행되어 왔다. 특히 Han-sub Chung (2010)이 수행한 연구에서는, 월성1호기의 설비개선이 이루어지기 전인 1998년부터 2007년까지 출구 피더관 두께 측정자료를 분석하여 동 값이 유효전출력운전년수(이하 EFPY)에 따라 선형적으로 감소하는 경향이 있음을 확인한 바 있다. 동 연구에서는 출구 피더관 두께와 유효전출력운전년수의 관계를 0.8이상의 상관계수(r)를 가진 선형일차방정식으로 설명하였다. 또한, 전술한 바대로 출구 피더관에서 감육되어 생성되는 마그네타이트는 증기발생기에 유입되어 슬러지 형태로 침전 된다고 설명하고 있어, 피더관 감육이 증기발생기 전열관 파울링 현상의 직접적인 원인임을 알 수 있다. Georg Kraemer, Dr. Christoph Stiepani (2012) 및 D.H. Lister (1997)연구 또

한, 감육된 피더관에서 나온 마그네타이트가 증기 발생기에 침전되어 증기발생기의 열적 효율을 저하시키게 된다고 설명하고 있어 이를 뒷받침 한다. 즉, 피더관 감육으로 인한 피더관의 두께 및 조도 변화는 증기발생기 전열관의 마그네타이트 침전으로 인한 내경 및 조도, 파울링 정도를 나타내는 파울링 계수의 변화와 밀접한 관계가 있을 것이다.

2.3 가압중수로 증기발생기 전열관 주요 노후 인자 예측

2.2절에서는 선행 연구 결과를 바탕으로, 피더관 감육이 증기발생기 파울링의 직접적인 원인이며, 그 두께가 EFPY에 따라 선형적으로 감소하였음을 확인하였다. 따라서, 증기발생기 노후화 인자들 또한 EFPY에 따라 선형적으로 변화할 가능성이 있다.

2.2절에서 기술한 바대로, 가압중수로 증기발생기 전열관에서 가장 발생가능성이 높은 노후 메커니즘은 출구 피더관 감육에 의해 나온 마그네타이트 침적으로 인한 파울링이다. 따라서, 파울링이 발생함으로써 변하는 인자들인 전열관 내경, 내부표면 조도, 파울링 계수 등이 전열관 노후화 영향을 판단하는 주요 노후 인자들이라 할 수 있다. 중수로 안전여유도 저감 경년열화 유인인자 도출 및 DB구축(KINS, 2006)보고서에서는, 월성1호기 증기발생기의 경년열화로 인한 열수력학적 효과를 나타낼 수 있는 인자들로 전열관 내경 및 내부표면 조도(표면계수)를 선정하였으며, 노후화된 중수로 원전에 대한 CATHENA코드 계산 시 이들 인자를 변화시켜 노후화 영향을 계산한 바 있다.

증기발생기 노후화를 판단할 수 있는 인자들 중 하나인 전열관 내경은 경년열화가 진행될수록 마그네타이트 침전에 의해 줄어들 것이며, 이는 마그네타이트의 발생원인인 피더관의 두께 감소와 직접적인 연관이 있을 것이다. 2.1절에서 언급했듯이 월성1호기의 피더관 두께는 약 10년 동안 시간에 따라 선형적으로 감소하였으므로 증기발생기 전열관 내경 또한 선형적으로 감소한다고 볼 수 있다.

다만, 마그네타이트 용해도와 관련된 온도 및 산성도 등의 인자들이 피더관에서의 마그네타이트 용해와 증기발생기 전열관에서의 마그네타이트 침전에 영향을 주기 때문에(Han-sub Chung, 2010), 이들 인자를 고려하여 전열관 내경 예측을 보완할 수 있다.

전열관 내부표면 조도 또한 전열관 내경의 경우와 마찬가지로 시간에 따라 선형적으로 변화할 것으로 예측된다. 원전 냉각성능 종합평가실험 및 차세대 안전해석기술 개발 VI권: 중수로 안전성 최적평가 기반기술 개발 보고서(KAERI, 2009)에 따르면 설비개선 후 5 EFPY, 10 EFPY, 15 EFPY에서의 피더관의 조도 계수를 선형내삽법(Linear Interpolation)을 사용하여 생성한 것을 알 수 있다. 이에 따라 피더관 열화와 밀접한 관련이 있는 증기발생기 전열관 열화에서도 전열관의 조도 계수를 동일한 방법으로 생성할 수 있다.

파울링 정도를 나타내는 파울링 계수 (R_f)는 기존 연구에서 수행된 결과를 바탕으로 예측 가능하다. 월성1호기 PSR 보고서 (2003)에서 인용한 표 1은 월성1호기 파울링 속도가 1 EFPY 당 $2.05 \times 10^{-6} \text{m}^2\text{K/W}$ 로 일정하며, 타 가압중수로와 동일하다는 것을 보여준다.

<Table 1> The fouling rates of SG U-tubes in CANDU 6 NPPs (quoted from PSR report)

	Wolsong -1	Gentilly -2	PLGS	Embalse
파울링 속도 ($\text{m}^2\text{K/W}/$ EFPY)	2.05 $\times 10^{-6}$	2.05 $\times 10^{-6}$	2.05 $\times 10^{-6}$	2.05 $\times 10^{-6}$

파울링 계수는 단위면적당, 단위온도차당 전달될 수 있는 열량을 나타내는 열전달계수의 역수로서 열전달을 방해하는 정도를 의미한다. 파울링 속도는 이 파울링 계수를 EFPY로 나눈 값이다. 즉, 파울링 계수가 커질수록 열전달 효율이 낮아진다고 볼 수 있으며, 표 1을 통해 월성1호기의 경우, 파

울링 속도가 일정하므로 EFPY가 증가할수록 파울링 계수가 일정하게 증가한다는 것을 확인 할 수 있다.

파울링 계수 뿐 아니라 이들 노후화 인자의 영향으로 변할 수 있는 원자로입구모관온도 또한 약 20년간의 장기간 추이를 분석한 결과, EFPY에 따라 일정하게 상승하는 추세를 보였다. 즉, EFPY에 따라 파울링 계수 및 원자로입구모관온도가 각각 일정하게 증가하므로, 원자로입구모관온도 증가율과 파울링 계수와의 관계식을 일차방정식으로 나타낼 수 있다. PSR보고서 (2003)에서 제시한 원자로입구모관온도 증가율과 전열관 파울링 계수와의 관계식은 다음과 같다.

$$\Delta RIHT = 150 \cdot R_f [m^2K/KW] \quad (1)$$

결론적으로, 증기발생기 전열관 주요 노후 인자들인 전열관 내경, 내부표면 조도는 앞에서 언급한대로 EFPY에 따라 선형적으로 변한다고 가정하면, 다음과 같은 식으로 예측할 수 있다.

$$P_0 + CR_{(EFPY)} \times t_{(EFPY)} = P_t \quad (2)$$

P_0 = 설비개선 후 OEFPY의 SG 노후 인자 값

$CR_{(EFPY)}$ = EFPY당 SG 노후 인자 변화율

$t_{(EFPY)}$ = EFPY (Effective Full Power Years)

P_t = 설비개선 후 t EFPY의 SG 노후 인자 값

상기 수식을 통해 EFPY당 증기발생기 노후 인자 변화율은 측정시점이 다른 두 측정값을 안다면 계산 가능하게 된다.

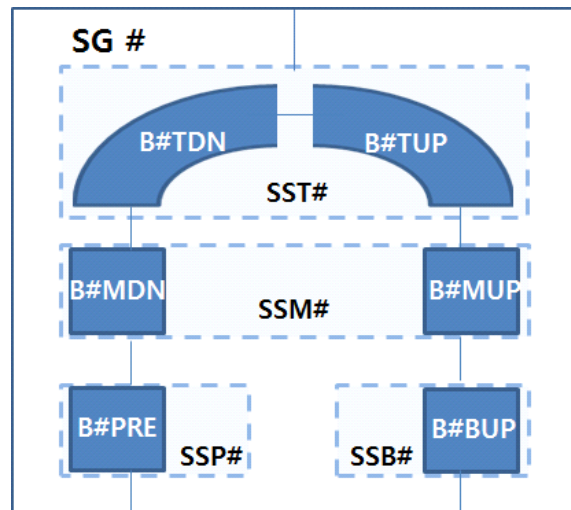
2.4 가압중수로 안전해석 코드를 이용한 증기발생기 안전성 검증

증기발생기 노후화가 노심 안전성에 미치는 영향을 평가하기 위하여 캐나다 가압중수로 안전해석코드인 CATHENA를 이용하여 안전해석을 수행한다. 노후노심에 대한 CATHENA 계산시, 노후화가 진행되기 전인 초기노심 대비 변경되는 증기발생기

입력부분은 주로 증기발생기의 저온관부 영역이다.

노후화가 진행될수록, 증기발생기 전열관 일차측 저온관부의 내경 및 면적이 감소하고 조도가 증가한다. 또한, 증기발생기 전열관 이차측 전 영역에서 파울링 계수를 반영하는 교정인자(correction factor)가 감소한다. 이러한 입력변수의 변화는 앞서 기술한 증기발생기 저온관부의 파울링 현상을 반영한 것이다.

그림 1은 CATHENA 코드의 노드 구성에서 증기발생기 부분을 나타낸 것으로, 통상 CATHENA 계산을 통한 정상상태(Steady State) 안전해석시 4개의 SG #(#: 1,2,3,4)는 대칭되는 노드별로 모두 같은 값을 갖게 된다. B#TDN (Top Downward), B#MDN(Middle Downward), B#PRE (Preheater)(#: 1,2,3,4) 노드는 증기발생기 일차측 저온관부에 해당하며, 이 노드들에서 파울링의 영향으로 내경 및 면적 변수가 감소하고 조도 변수가 증가하게 된다. SST#, SSM#, SSP#, SSB# 노드는 증기발생기 이차측에 해당하는 노드들로서, 파울링 발생시 동 노드들에서 교정인자가 감소하게 된다.



[Figure 1] Nodes for SG in CATHENA code

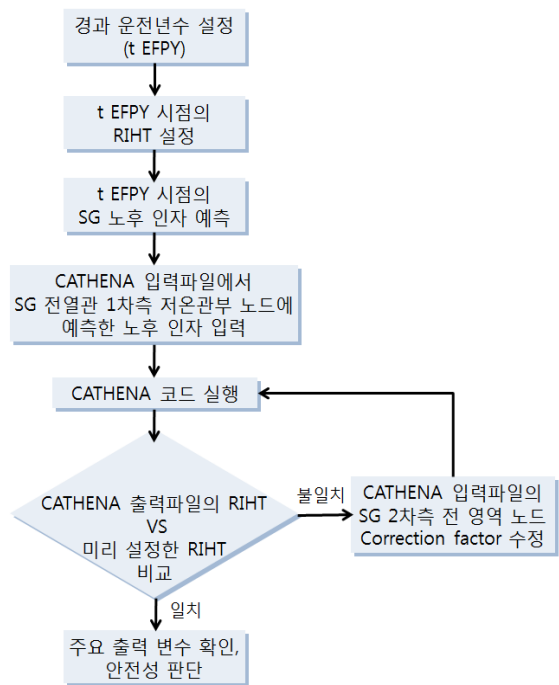
한편, 파울링의 결과로 원자로입구모관온도는 높아지게 되는데, 동 값은 CATHENA 계산을 통해

인하는 것이 아니며, CATHENA 계산 수행 전 설정하여야 한다. 따라서, 증기발생기 전열관 이차측의 교정인자를 조절하여 CATHENA 계산 후 변화되는 원자로입구모관온도가 사전에 설정한 원자로입구모관온도값이 될 때까지 계산을 반복 수행하여야 한다. 이 교정인자는 파울링의 영향을 받는 열전달계수를 보정하는 역할을 수행한다(CATHENA manual, 2005). 다시 말해, 전열관 파울링이 발생할 경우, 열전달능력이 감소할 것이므로 교정인자를 조절하여 열전달계수를 적절한 값으로 낮추어야 한다. 전술한대로 열전달계수는 파울링 계수의 역수이므로 이는 파울링 계수를 반영하는 값으로도 이해할 수 있다. 결론적으로, 교정인자는 열전달능력에 대한 통합적인 변수로 작용하여 원자로입구모관온도값을 보정하도록 한다.

CATHENA 계산 결과 원자로입구모관온도가 사전에 설정한 원자로입구모관온도값이 되면 계산이 완료된 것으로, 계산 결과에서 유량 및 출력 변수 등의 변수들을 점검하여 안전성을 판단하게 된다. 시간경과에 따라 증기발생기 노후화에 대한 안전해석을 수행하기 위해서는 앞서 2.2절에서 기술한 증기발생기 전열관 노후 인자 예측 방법으로 예측되는 입력변수를 이용하여 EFPY에 따른 CATHENA 계산을 통해 향후 노후화될 증기발생기에 대한 안전성을 판단할 수 있다. 따라서, 이를 통해 시간 경과에 따른 증기발생기의 노후화가 원전의 안전성에 미치는 영향을 평가할 수 있어, 노후화 완화를 위한 개선 조치 수행 시점을 예측할 수 있다(그림 2).

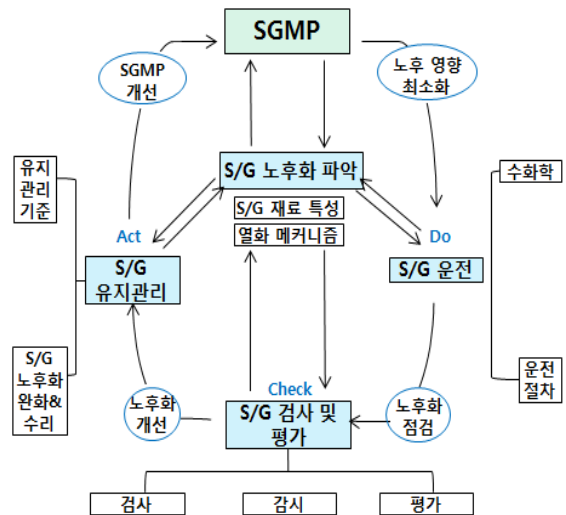
2.5 가압중수로 노후 증기발생기 안전성 평가 시스템 개발을 통한 증기발생기 경년열화 관리 방안 수립

PSR 보고서 (2003)에 따르면, 가압중수로 발전용사업자는 증기발생기 관리 프로그램(Steam Generator Management Program, SGMP)을 마련하여 증기발생기 전열관의 건전성을 확보하여야 한다. SGMP에는 전열관의 건전성을 판단하기 위한 성능기준과 감시 및 보수지침이 포함되어 있다.



[Figure 2] Safety analysis procedure for CANDU SGs by CATHENA code

SGMP는 미국, 캐나다 등 국외 증기발생기 가동지침 및 증기발생기 관리 프로그램을 토대로 작성되는데 일반적으로 그림 3의 구성을 따른다.



[Figure 3] Key elements of SGMP and their interfaces

SGMP는 증기발생기 관리에 대한 모든 기준과 절차를 설정하고 준수하는 것이 주된 내용으로, 이를

통해 증기발생기의 수명 관리가 가능해진다.

SGMP의 범위는 크게 발생 가능한 열화 메커니즘 평가, 열화 메커니즘의 완화를 위한 적절한 예방 조치, 열화 메커니즘을 감지하기 위한 전열관 검사, 검사 결과에 따른 적절한 유지·보수 관리를 포함한다. 이들은 그림3과 같이 서로 유기적인 관계를 가지며, 이들 요소 중에서도 무엇보다 증기발생기 수명과 건전성에 영향을 줄 수 있는 발생 가능한 노후 메커니즘을 규명하는 것이 중요하다.

이는 증기발생기 운전 조건과 밀접한 관련이 있으며, 유지·보수 방식을 채택하는데 결정적인 작용을 한다. 또한, 효율적으로 증기발생기를 감시하고 평가할 수 있게 된다(KINS, 2010; 2002). 앞 절에서 주로 기술한 증기발생기 전열관의 노후화 영향을 예측하고 그에 따른 안전성을 검증하는 것이 효과적인 SGMP를 위한 필수 조건임을 알 수 있다.

또한, 그림 3의 SGMP에서 증기발생기 안전성 검사 및 평가단계는 증기발생기 노후화를 완화시키는 등 유지관리 측면에서 중요하다고 할 수 있는데, 이는 주로 주기적인 전열관 검사를 통해 이루어지며, 허용기준을 만족하지 못하는 전열관에 대해서 관막음 및 세정 등의 개선 조치를 취한다.

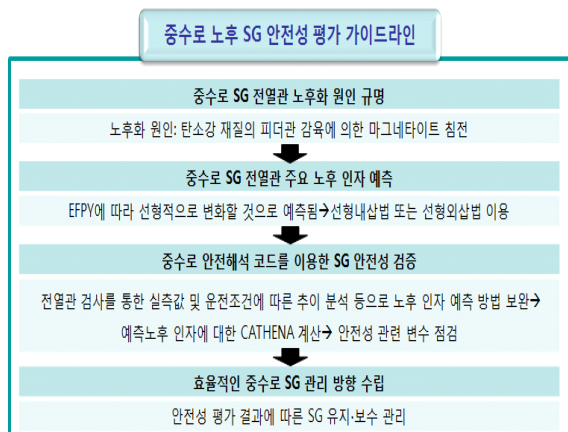
본 연구에서 제시하는 노후 증기발생기 안전성 평가 시스템을 통해 증기발생기 노후화를 예측하고 안전성을 미리 평가한다면, 적절한 검사 주기를 설정하고 개선 조치 수행 시점을 예측 할 수 있어 효율적으로 노후 증기발생기를 관리할 수 있다. 그림 4는 앞서 기술한 모든 내용을 함축하는 증기발생기 안전성 평가 수행 절차로서, 그림 3의 증기발생기 안전성 검사 및 평가를 보완할 수 있어 SGMP 수행의 효율성을 제고할 수 있다.

R.L. Tapping 등(2000)이 발표한 논문인 “가압중수로의 SG 수명 관리 전략”에 따르면, 대부분 가압중수로의 증기발생기는 부식열화를 경험하지 않았으나, Gentilly-2와 Point Lepreau NGS 등의 가압중수로에서 원자로입구모관온도의 상승으로 개선조치가 이루어지는 등 파울링 현상에 의한 열성능 저하가 중수로의 주요 노후 메커니즘으로 밝혀

졌다. 이러한 파울링 현상이 장기간 지속되면 부식열화를 초래하기 때문에 이들 발전소에서는 정비를 수반한 집중 세정 프로그램을 사용하여 증기발생기의 열성능을 회복하였다.

월성1호기의 경우, 1983년 상업운전 착수 이후 증기발생기 전열관 정비 이력을 살펴보면 2001년 약 30 kg의 슬러지를 랜싱으로 제거한 적이 있으며, 전술한 바대로 2003년에는 증기발생기 일차측 표면에 쌓인 마그네타이트를 기계적 세정 방법으로 제거한 바 있다(KINS, 2010). 세정 시기는 주기적으로 정해져 있지 않고, 가동중 전열관 검사를 통해 나온 파울링의 정도에 따라 세정 여부가 결정된다.

만약 운전년수에 따른 증기발생기 전열관의 파울링 정도를 예측할 수 있다면, 증기발생기 전열관 검사 범위 및 빈도, 세정 주기를 적절하게 설정하여 비용 및 안전성 측면에서 효율적으로 증기발생기를 관리할 수 있을 것이다. 즉, 그림 4의 중수로 노후 증기발생기 안전성 평가 가이드라인에 따라 증기발생기 파울링 정도를 판단할 수 있는 지표인 파울링 계수와 전열관 내경 및 조도를 시간경과에 따라 예측하고, 이를 주기적인 전열관 검사를 통해 나온 실측값과 운전조건에 따른 변화 양상을 가지고 지속적으로 보완해 나간다면, 안전해석코드를 통해 시간에 따른 건전성을 평가할 수 있어 증기발생기 노후화에 시기적절하게 대응할 수 있다.



[Figure 4] Safety assessment system for CANDU SG aging management

3. 결 론

본 논문에서는 월성1호기를 기준으로 하여 가압 중수로 증기발생기 전열관의 파울링 계수 등 노후 인자를 예측하고 그에 따른 안전성을 평가할 수 있는 체계를 수립하였다. 본 논문을 통해 제시된 증기 발생기 안전성 평가 시스템에서는 노후 인자에 대한 예측을 기존 문헌을 바탕으로 수행하였으나, 향후 노후화 원인이 되는 인자와의 상관성을 좀더 명확히 규명하여 예측 방법을 보완·개선한다면 동 시스템이 효율적인 경년열화 완화 및 증기발생기 관리 기술 개발을 도출하는데 기여할 것으로 예상된다. 또한, 장기적인 측면에서 경년열화를 방지하기 위한 사전 유지보수에 소요되는 비용은 심각한 경년열화 발생에 따른 증기발생기 복원에 소요되는 비용에 비해 상당히 낮을 것이므로 열화 현상 및 추이를 파악하여 효율적으로 검사 및 정비계획을 수립한다면 경제적인 효과를 기대할 수도 있을 것이다.

참 고 문 헌

1. KINS(Korea Institute of Nuclear Safety), Study on assessment of the integrity of steam generator in Wolsong 1, in KINS/RR-766, 2010 (in Korean).
2. Georg Kraemer, Dr. Christoph Stiepani, Steam generator cleanliness management- Inner diameter SG tube cleaning with the SIVABLAST process, 4th international CANDU in-service-inspection workshop NDT in CANADA 2012 conference, 2012.
3. D.H. Lister, J. Slade, and N. Arbeau, The accelerated corrosion of CANDU outlet feeders - observations, possible mechanisms and potential remedies, CNS proceedings of the 1997 CNA/CNS annual conference on powering Canada's future, 1997.
4. Han-sub Chung, A review of CANDU feeder wall thinning, Nuclear Engineering and Technology Vol.42 No.5, 2010.
5. KINS, Investigation of aging elements effected on safety margin and DB system for CANDU reactors, KINS/RR-386, 2006 (in Korean).
6. KAERI (Korea Atomic Energy Research Institute), Development of realistic safety analysis technology for CANDU reactors, 2009 (in Korean).
7. PSR (Periodic Safety Review) of the Wolsong unit 1, 2003 (in Korean).
8. CATHENA MOD-3.5d/Rev 2 GENHT P Input Reference, 153-112020-UM-002, 2005.
9. KINS, Development of periodic safety review guidelines, KINS/RR-139, 2002 (in Korean).
10. R.L. Tappin, J. Nickerson, P. Spekkens C., Maruska, CANDU steam generator life management, Nuclear Engineering and Design, 197 (2000) 213-223, 2000.