수력 발전기 고정자 권선의 절연수명 평가기준 설정에 관한 연구

황 돈 하*○ · 김 용 주* · 김 진 봉* · 박 명 수** · 김 희 곤** · 이 상 중**
* 한국전기연구소 전력기기연구부 ** 한전 전력연구원 수화력발전연구실

A Study on the Evaluation Criteria for the Remaining Life of Hydro-Generator Stator Insulation

D. H. Hwang*○ · Y. J. Kim* · J. B. Kim* · M. S. Park** · H. G. Kim** · S. J. Lee**
* KERI Power Apparatus Laboratory ** KEPRI Power Generation Research Laboratory

Abstract

The remaining life of generator stator winding has been the controversial issue amomg many experts in this area. The report from Japan claims that they can predict the remaining life of generator winding, while the North American has the negative opinion about it.

This study aimed at verifying the validity of both Japanese criteria and North American argument on evaluation of generator winding insulation. Non destructive and destructive tests were performed on two hydro-generators. The test results showed that the trend analysis of stator winding insulation was the better option.

1. 서 론

1980년대 부터 전력수요의 부족과 신규 발전소 건설을 위한 막대한 발전소 건설비용 및 부지 확보 문제, 그리고 환경문제로 인하여 발전소의 신규건설이 어려워짐에 따라 기존 발전소 설비의 수명을 연장하기 위한 프로그램이 세계적인 관심을 모으기 시작하였다. 발전기의 수명연장은 주로 고정자 권선을 정밀진단하여 잔존수명을 예측하고, 예방정비시 전기적, 열적, 기계적으로 약화된 부분을 보수하여 수명을 연장시키는 데 그 목적이 있고, 북미와 유럽, 그리고 일본 등에서 이 분야의 많은 전문가들이 발전기 고정자 권선의 잔존수명을 예측하기 위하여 새로운 측정기법과 잔존수명의 예측을 위한 신뢰성 높은 parameter의 발견을 위하여 많은 연구를 진행하여 왔다.

일본의 경우에는 고정자 권선의 실험실적 열화와 장기간에 걸쳐 전기적, 열적, 기계적 열화를 받은 발전기의 고정자 권선을 채취하여 파괴시험과 비파괴 시험의 비교 분석에 의하여 일본 고유의 잔존수명의 기준을 확립하였다[1]. 그러나 측정된 최대 부분방전값과 $\Delta \tan\delta$를 통계학적으로 처리하여 확립된 일본의 잔존 수명예측 기준에 북미와 유럽은 동의하지 않고 있다. 그 이유로는 고정자 권선을 slot에서 제거한 후에 실시된 어떠한 실험도 실제의 운전상황과는 다르며, 또한 분포회로로 구성된 고정자 권선의 inductance로 인하여 정확한 부분방전의 측정을 위한 calibration에 신뢰성을 부여하기 어렵다는 것이다[2].

따라서 북미와 유럽에서는 정지중(off-line)과 운전중(on-line)에 의한 측정시, 그 절대값을 기준으로 하지 않고 발전기 운전시간의 경과에 따라 변화되는 상대적인 측정값에 의하여 열화정도를 판정하고 있으며, 또한 고정자 권선의 잔존수명을 판정하는 것은 불가능하다고 주장하고 있다[3].

본 연구에서는 최근까지 진행되어온 발전기 고정자 권선의 절연열화 판정기준과 잔존 수명예측에 관한 연구결과를 비교·분석하여 기존 판정기법의 문제점을 제시하고, 실제의 수력 발전기 2대의 고정자 권선에 대하여 수행한 비파괴 시험과 파괴시험 결과로 부터 수명평가 기준 설정을 위한 향후의 연구방향과 적정 진단기법을 기술하였다.

2. 외국의 절연열화 판정기준

2-1. 일본 Hitachi의 판정기준

1981년에 발표된 Kadotani에 의한 연구결과는 비파괴 시험치인 부분방전의 최대크기, 그리고 Δ와 고정자 권선의 AC 파괴전압의 비례식을 유도함으로써 고정자 권선의 열화정도를 규명하려고 한 시도이었다[4]. 이로 부터 도출된 아래의 관계식을 적용하였다.

$$Vr\ (\%) = 100 - 2(\Delta - 0.8) - 67\times\log(Qm/1.5\times10^{-9})$$

실험실에서 가속열화 시험결과에 의해 도출된 위의 식은 1986년에 수력 발전기에서 채취한 221개의 polyester 고정자 권선에 대하여 실험을 실시한 후 다음과 같은 식으로 수정되었다[5].

$$Vr\ (\%) = 100 - 1.8(\Delta - 0.8) - 37.5\times\log(Qm/1.5\times10^{-9})$$

또한, 1990년에 70여개의 epoxy 고정자 권선을 현장에서 채취하여 실험한 결과, 다음의 관계식이 도출되었다[6].

$$Vr\ (\%) = 100 - 1.8(\Delta - 0.8) - 27.4\times\log(Qm/1.5\times10^{-9})$$

그러나 실험실에서 고정자 권선을 강제열화시켜 도출된 관계식과 장기간 사용된 발전기의 고정자 권선을 채취하여 시험한 식과는 많은 차이가 있으며, polyester 권선과 epoxy 권선에 따른 시험식도 판정기준에서 차이를 나타내고 있다.

일반적으로 고정자 권선을 발전기의 slot에서 제거한 후 실험

실에서 시험하는 경우는 발전기의 slot에 삽입된 상태에서 시험하는 경우와 많은 차이점이 있어 고정자 권선의 열화정도를 정확히 판정할 수 없다고 알려져 있다[3].

또한, Δ는 정격전압 E에서 측정해야 하며, 발전기 절연물의 보호를 위하여 고정자 권선에 인가전압을 $E/\sqrt{3}$로 제한되는 경우에는 위에서 언급된 식의 적용이 곤란하다. 뿐만 아니라 표면방전의 영향을 고려하지 못하여 고정자 권선의 열화정도를 잘못 판정할 우려도 있다.

2-2. 일본 전기학회(IEEJ)의 판정기준

3.3 kV와 6.6 kV급의 저압 회전기에 대하여는 1984년 전기학회에 의하여 기술된 고정자 권선의 열화 판정기준[7]과, CRIEPI가 1967년도에 작성한 기준에서 인용하여 1988년 3월 발간된 전기학회 기술 보고서와 Toshiba사에 의해 발표된 11 kV급 권선에 대한 판정기준이 표 1에 기술되어 있다[8~10].

표 1. 고정자 권선의 절연열화 판정기준

정 격 전 압		3.3 kV	6.6 kV	11 kV
P.I.	DC 1 kV	1.5	1.5	1.5
$\Delta\tan\delta$ (%)	1.25 $E/\sqrt{3}$	-	0.9	2.5
	E	0.7	6.5	6.5
Pi (kV)	Pi2	4.58	8.55	13.86
ΔI (%)	1.25 $E/\sqrt{3}$	-	2.5	5.0
	E	4.0	8.5	12.0
Qm (pC)	$E/\sqrt{3}$	-	-	10,000
	4.5 kV	-	10,000	-
	E	(5,000)	-	-
Nq	$E/\sqrt{3}$~1.25$E/\sqrt{3}$	-	-	1.5

11 kV급에 대한 판정기준은 aspahlt compound 수력용 권선에 주로 적용하고 있다. 이 방법은 일본의 전력회사와 발전기 제작업체에서 가장 많이 사용되고 있는 판정법이며, 표면 부분방전의 발생에 의하여 고정자 권선의 열화정도를 잘못 판정하는 것을 방지하기 위하여 새로운 parameter인 Nq를 도입하였다. 또한, 고정자 권선과 발전기의 절연물을 보호하기 위하여 인가전압을 $1.25\times E/\sqrt{3}$와 E중에서 선택할 수 있도록 하였다.

그러나 Pi2의 측정시 정격전압 E를 초과하여 발전기에 전압을 인가하여야 하는 문제점이 있고, 발전기의 slot에서 고정자 권선을 제거한 후 측정된 각종 parameter와 발전기 slot에 삽입되어 있는 상태에서 측정된 parameter와는 상당한 차이가 있어 판정기준에 신뢰성을 부여하기 어렵다.

2-3. 일본 전력중앙연구소(CRIEPI)의 판정기준

1988년 전력중앙연구소의 보고서와 이를 인용하여 1993년에 Mitsubishi에 의하여 발표된 논문은 polyester 권선과 epoxy 권선에 대한 고정자 권선의 열화 판정기준을 기술하고 있다[1, 11]. 판정기준 설정에 사용된 발전기는 수력, 양수, 그리고 기력 발전기를 포함해서 총 9대로 각각의 발전기에서 3개~10개 정도의 고정자 권선을 발췌하여 시험하였고, 이에 대한 판정기준을 표 2에 나타내었다.

전력중앙연구소에서 제안된 판정절차는 고정자 권선의 국부적인 열화를 가장 잘 반영하는 Qm을 우선적으로 적용하며, $\Delta\tan\delta$는 전체 권선의 열화정도를 평균한 값을 나타내기 때문에 보조적으로만 사용하도록 하였다.

표 2. Polyester 및 Epoxy 권선의 열화 판정기준

시험항목	판 정 항 목	열화 판정기준		열화 판정
부분방전 (PD)	Qm ($E/\sqrt{3}$ kV)	I	10,000 pC 미만	양 호
		II	10,000 pC 이상	요주의
	Nq ($E/\sqrt{3}$ ~ $1.25\times E/\sqrt{3}$ kV)	III	30,000 pC 이상 2.0 미만	불 량
		IV	30,000 pC 이상 2.0 이상	표면방전
유전정접 ($\tan\delta$)	$\Delta\tan\delta$ (E kV)	I	2.0 % 미만	양 호
		II	2.0 % 이상	요주의
		III	6.5 % 이상	불 량

그러나 대상 발전기의 수가 적고 종류가 다양할 뿐만 아니라 3개의 발전기를 제외하고는 모두 발전기 slot에서 권선을 제거한 후 시험을 하였기 때문에 판정기준의 신뢰성이 부족하다. 그러므로 대상 발전기를 추가로 선정한 후 판정기준의 보완이 요구된다.

2-4. 북미의 절연열화 판정기준

1989년도에 EPRI에서 발간된 보고서에 수록된 판정기준은 epoxy 권선의 경우 대지간 정격전압을 인가하여 10,000 pC이 넘으면 권선에 대한 육안검사를 실시하도록 하고 있다[12]. 보고서에는 off-line 측정시 고압권선부터 중성점까지 인가전압이 가해지기 때문에 부분방전의 측정값이 정확한 권선의 열화상태를 나타내지 못하는 것을 지적하고 있다. 또한, 권선의 인덕턴스 성분으로 인하여 calibration이 어려운 것을 고려하여 발전기 운전시간의 경과에 따라 on-line 방식으로 측정된 부분방전값이 상대적으로 증가할 경우에 권선의 절연상태가 불량한 것으로 판정할 것을 권하고 있다. 통상적으로 부분방전의 측정값이 계속하여 6개월에 2배이상 증가할 경우에 off-line 측정 및 정밀 육안검사가 실시된다.

표 3. EPRI에서 제안된 고정자 권선의 열화 판정기준

측정방식	측정항목	불량 판정기준		불량 판정
Off-Line	P.I.	aspahlt	2 이하 (표면오손)	On-line 측정시의 Qm, NQN 기준을 모두 초과할 경우에만 off-line 진단을 실시함
		epoxy	1분후 저항 > 1,000 MΩ ⇒ 실시 안함	
			1분후 저항 < 1,000 MΩ ⇒ 1 이하	
	D.I.V.	$E/\sqrt{3}$ kV의 1/2 이하 (slot 방전)		
	Qm ($E/\sqrt{3}$ kV)	10,000 pC 이상		
	$\Delta\tan\delta$ ($E/\sqrt{3}$ kV)	1 % 이상		
On-Line	Qm NQN	Qm과 NQN이 연속적으로 6개월에 2배 이상 증가		

따라서 위에서 언급된 off-line 측정에 의한 평가기준은 발전기 운전시간의 경과에 따른 부분방전의 상대적인 값을 평가하는 on-line 측정과 육안 정밀검사에 의한 결과를 종합적으로 검토하여 표 3과 같이 최종 판정을 내리도록 하고 있다. 인가전압은 어떠한 경우라도 $E/\sqrt{3}$ kV를 초과하지 않도록 되어 있다.

Canada의 Manitoba Hydro와 Ontario Hydro 전력회사에서는 수력 발전기의 경우, on-line 방식에 의한 부분방전의 측정으로 A급 정비의 주기를 4년에서 6년으로 연장할 수 있었다. 이로 인한 정비비용의 감소 및 발전기 이용율의 증가는 막대한 경제적 이득을 가져오기 때문에 on-line에 의한 절연열화 평가기법은 계속하여 확대 적용되고 있다.

한편, 1992년 미국 EPRI의 보고서와 카나다의 Ontario Hydro의 Research Review에 의하면 비파괴 시험에 의하여 고정자 권선의 잔존수명을 예측하는 것은 상당히 어려운 문제임을 지적하고 있다[3, 11]. 표 4는 13.8 kV, 80 MVA, epoxy-mica 권선을 사용한 수력 발전기에 대하여 고정자 권선을 slot에 삽입한 상태로 권선을 1개씩 절단하여 비파괴 시험을 실시하고 AC 및 DC 잔존 파괴전압과의 상관관계를 나타내고 있다.

이때 발전기는 slot내의 반도전층 상태가 불량하였고, 발전기 권선 전체를 일괄 시험한 부분방전의 최대치는 11,000 pC을 기록하였다. 또한, 개별 권선에 대한 부분방전 측정시 가장 큰 값은 19,000 pC 정도이며 잔존 파괴전압은 40 kV 정도로 (2E+1) kV 이상이었다. 그러나 부분방전의 크기가 1,000 pC인 권선의 잔존 파괴전압은 16 kV로 매우 낮아서 최대 부분방전 측정값과 잔존 파괴전압과의 상관관계가 낮다.

표 4. 비파괴 시험에 의한 측정값과 잔존 파괴전압과의 상관계수

비파괴 진단 시 험 항 목	AC 잔존 파괴전압	DC 잔존 파괴전압
$\Delta C/Co$	-0.43	-0.19
$\Delta \tan\delta$	-0.38	-0.13
Qm	-0.29	-0.05
D.I.V.	0.46	-0.22
절연저항	-0.02	0.27
P.I.	-0.05	0.57

이 실험에서 $\Delta C/Co$와 $\Delta \tan\delta$는 권선의 전체적인 절연상태를 나타내지만, 국부적인 열화상태를 나타내지 못하기 때문에 고정자 권선의 잔존수명을 예측하는 파라메타로서는 부적절하다. 따라서 잔존수명을 예측할 수 있는 AC 잔존 파괴전압과 상관관계가 많은 것은 DIV로서 46 %밖에 되지 않으며, Qm은 29 %로써 상관관계가 거의 없고, DC 잔존 파괴전압의 경우에는 DC 전압을 인가하여 시험하는 절연저항과 P.I.(성극지수)만이 상대적으로 상관관계가 높다고 주장하고 있다.

이상의 연구결과를 종합하면 고정자 권선의 잔존수명을 예측하는 것은 매우 힘들고, 다음과 같이 결론을 내릴 수 있다.

- 대상 발전기의 부분방전이 10,000~20,000 pC 정도만 발생하는 경우에는 열화가 조금밖에 진행되지 않은 상태이기 때문에 잔존수명을 예측하는 것은 어렵다.
- 그러나 열화가 더욱 심하게 진행된 발전기 고정자 권선에 대해서는 추가적인 시험을 행하면 잔존수명을 예측할 수 있을 것으로 판단된다.
- Off-line(정지중) 방식으로 부분방전 측정시에는 calibration이 어렵기 때문에 항상 동일한 주파수 대역 및 부분방전 측정기를 사용하여 발전기의 운전시간에 따른 상대적인 값을 비교·분석하여 권선의 열화상태를 판정하는 것이 바람직하다.
- Off-line에 의해 측정된 최대 부분방전의 절대값에 의한 절연상태 판정과 on-line(운전중) 측정치와의 비교를 통한 부분방전의 변화추이(trend)에 의해 절연열화를 판정하는 것이 보다 효과적이라고 판단된다.

3. 실제 발전기의 (비)파괴 시험결과

3-1. 팔당 수력 발전기

수력 발전기 고정자 절연 시스템에 대한 잔존 수명예측과 절연열화의 판정기준을 연구하기 위해 장기간 사용되어 폐기되는 팔당수력 #4 발전기 고정자 권선에 대해 각상별 (비)파괴 시험과 권선을 1개씩 절단한 후 core slot에 삽입된 상태로 (비)파괴 시험을 수행한 결과를 제시한다. 팔당 수력 #4 발전기의 사양은 정격용량 22.6 MVA, 고정자 권선의 정격 전류 및 전압은 2,175 A, 6 kV이다.

가. 각상별 비파괴 시험 결과

절연저항은 각상 모두가 25 MΩ정도를 나타내었고, 직류전류 시험 결과는 P.I.가 1 정도를 기록하여 표면의 청결상태가 나쁜 것을 알 수 있었다. 고정자 권선의 각상별로 정격전압인 6 kV까지의 전압을 인가하여 측정한 교류전류의 증가율 ΔI는 10 ~ 12 %를 나타내었다. 따라서 ΔI가 10 %를 초과하고 있으므로 절연물내의 결함이 많고 흡습이나 오손 상태가 매우 불량하다고 판단된다. 또한, 모든 상의 $\Delta \tan\delta$의 값이 7 % 정도로 기준치인 2.5 %를 훨씬 초과하므로 역시 절연상태가 매우 불량하고 판정되었다.

Tettex사의 Normal PD Detector(주파수 대역 : 40~200 kHz)를 사용하여 1,000 pC을 기준으로 측정한 DIV는 약 3 kV로 매우 낮은 값을 나타내었고, 최대 부분방전 크기의 경우, DIV 전압에서 불과 1 kV 정도의 전압이 상승된 정격 대지간 전압인 3.6 kV에서는 20,000~30,000 pC, 정격 대지간 전압에서 정격 상전압의 1.25배인 4.8 kV에서는 70,000~90,000 pC을 기록하였다.

이러한 현상은 전압의 증가에 따라 부분방전의 크기가 민감하게 변화하는 전형적인 표면방전과 유사한 현상이지만, 측정시 슬롯방전과 표면방전이 일어나는 것을 발견하지는 못하였다. 순수한 내부방전으로 판단되며 뒤에 기술되는 절연 취약지점인 단말권선(endwinding)의 굴절부에서의 소선간 절연파괴에 의한 현상으로 밝혀졌다.

특이한 현상으로는 최대 부분방전의 측정시 전압인가 시간의 경과에 따라 부분방전의 크기가 변화하는 현상이 발견되었다. A, B, C상 모두가 부분방전의 안정화에 필요한 시간은 20분 정도가 소요되었으며, 전압인가 초기의 최대 부분방전 측정값에 비하여 1/2~1/5 수준으로 그 크기가 감소되었다. 이것은 100,000 pC 이상의 과도한 부분방전에 의해 gas가 발생되어 크기가 큰 공극을 gas로 채우면서 압력을 상승시키며 이러한 공극내 gas 압력의 상승현상이 부분방전의 발생을 억제하는 데 소요되는 시간으로 판단된다.

삼상을 동시에 인가전압 3.6 kV에서 0분 및 10분 후의 부분방전을 측정하였을 경우에는 230,000 pC(0분)에서 110,000 pC(10분 경과후)으로 변하였다.

나. 권선별 (비)파괴시험 결과

각상별로 파괴시험을 수행하기에는 전원용량이 부족했기 때문에 절단된 권선을 발전기 core의 slot에 삽입된 상태로 1개씩 측정하여 파괴시험을 실시하였다. 파괴전압과 비파괴 시험에 의한 측정값과의 관계식에 의하여 잔존수명을 판정하기 위하여 파괴시험을 실시하기 전에 비파괴 시험을 각 권선별로 실시하였다.

시료 #1은 bottom bar를 slot의 하부에 삽입한 상태로 측정하였고, 시료 #2~#5는 bottom bar를 slot의 상부(top bar 위치)에 삽입하여 측정하였다. 또한, 시료 #6~#10는 top bar를 절단한 후 권선의 직선 부분만을 slot의 상부에 삽입시킨 후 실험을 실시하였다.

각 권선별 비파괴 시험치는 각 상별로 측정된 값과 큰 차이가 없으며, P.I.는 개별 권선 모두가 1 정도, 교류전류(ΔI) 시험치는 최소치(#8)가 7 %, 최대치(#10)가 14 % 정도를 나타내었다. 유전정접($\Delta \tan\delta$)의 측정값은 최소치(#2)가 5.18 %, 최대값(#10)은 7.98 %를 나타내었다. 개별 권선은 모두 불량하다고 판단되며, 상별 측정값인 6.9 %에 비하여 1.5~1.7 %의 편차가 있다.

표 5와 표 6은 절단된 권선별로 대지간 정격전압에서 측정한 부분방전 시험과 파괴시험 실시 결과를 나타내는 것으로서, 최대 부분방전값이 가장 큰 권선은 교류전류 및 유전정접의 측정값도 최대인 시료 #10 (50,000 pC)이었다. 또한, 최대 부분방전이 가장 작은 권선은 유전정접의 측정값이 최소인 시료 #2 (1,000 pC)이었다. DIV는 시료 전체가 3~3.5 kV 사이의 값을 나타내었고, 시료 #1, #3, #4는 상별 최대 부분방전 측정값과 유사한 25,000~50,000 pC을 나타내었다.

표 5. 부분방전 및 절연파괴 시험결과 (bottom sample)

Paldang H/P #4 Generator Stator Winding (Bottom Bar) - Partial Discharge & Breakdown Test Result -						
Parameter \ Sample		# 1	# 2	# 3	# 4	# 5
부분방전 개시전압 (DIV) [kV] (at 1,000 [pC])		3.5	3.3	3.3	3.3	3.0
최대 부분 방전량 [pC]	0분(초기치)	5,000	3,000	25,000	20,000	10,000
	1분 경과후	12,000	-	-	35,000	-
	5분 경과후	-	1,000	25,000	25,000	-
	8분 경과후	-	-	-	30,000	-
	10분 경과후	6,500	-	-	-	5,000
연면파괴전압 (V_{BD}) [kV]		22.2	20	17.5	23.5	26

표 6. 부분방전 및 절연파괴 시험결과 (top sample)

Paldang H/P #4 Generator Stator Winding (Top Bar) - Partial Discharge & Breakdown Test Result -						
Parameter \ Sample		# 6	# 7	# 8	# 9	# 10
부분방전 개시전압 (DIV) [kV] (at 1,000 [pC])		3.1	3.23	3.28	3.03	3.18
최대 부분 방전량 [pC]	0분(초기치)	18,000	8,000	10,000	8,000	75,000
	1분 경과후	-	10,000	-	-	-
	10분 경과후	12,000	8,000	8,000	4,000	50,000
연면파괴전압 (V_{BD}) [kV]		1차 : 29 2차 : 32	33	27.5	33	29.5

이후 실시된 파괴시험에서는 모든 권선이 슬롯과 권선간의 연면방전만 발생되었고, 내부 절연파괴는 발생되지 않았다. 표 5와 표 6에 표시된 절연파괴 전압은 연면방전 발생전압을 나타내고 있으며, 최대 부분방전의 값이 50,000 pC 이상임에도 불구하고 절연파괴 전압이 30 kV 이상인 것은 발전기의 정상운전에 지장이 없을 정도로 절연상태가 양호하다는 것을 나타낸다.

이러한 현상이 발생되는 것은 부분방전의 크기는 크지만 절연파괴 전압이 높은 단말권선 부분의 소선간 절연파괴 현상이 원인이다. 팔당 수력 발전기의 단말권선의 소선 절연파괴 현상은 발전소의 정상 운전온도가 과열을 나타내는 110 ℃에 이르렀다는 현장 운전기록으로 확인되었으며, 현장에서 단말권선에서 절연이 취약한 곡선부분을 절단해 본 결과, 소선간 단락으로 탄화되어 있는 것을 발견함으로써 입증되었다. 이러한 소선간 단락은 고정자 권선에서의 순환전류에 의하여 권선온도를 상승시키며 열적 열화를 촉진시킨다. 부분방전이 단말권선의 소선 절연파괴에 의하여 발생된 것이면 고정자 권선의 잔존 수명예측에는 별도의 판정기준이 요구된다.

3-2. 삼랑진 양수 발전-전동기

본 연구에서 비파괴 및 파괴 시험을 수행한 삼랑진 양수 #1 발전-전동기는 정격용량 336 MVA급으로서, 정격전압이 18 kV, Epoxy B종 절연의 고정자 권선을 사용하고 있으며, 측정결과는 표 7과 같다. 절연저항은 각상이 모두 2,000 MΩ 이상, ΔI 값은 각상이 모두 2 % 이하, 그리고 각상의 $\Delta \tan\delta$가 $E/\sqrt{3}$ kV에서 모두 1 % 이하이었다.

일반적으로 고정자 권선에 대한 부분방전 시험에서의 절연열화 판정기준은 $E/\sqrt{3}$ kV에서의 최대 부분방전 전하량(Qm)이 10,000 pC 이상일 경우에 불량하다고 판정하고 있으며, 북미에서는 부분방전 개시전압(DIV)이 $E/\sqrt{3}$ kV의 1/2 이하일 때에도 불량이라고 판정하고 있다. 본 발전기의 경우에는 상전압인 10.4 kV에서 모든 상의 최대 부분방전 전하량(Qm)이 40,000 pC 이상인 것으로 측정되어 고정자 권선의 국부적인 열화와 슬롯방전이 상당히 많이 진전되었으므로 부분방전 크기로만 판정할 경우에는 절연상태가 아주 불량하다고 판단되었다.

이를 확인하기 위해 IEEE 규격에 따라 시험전압을 18×1.25×1.7=38.25 kV를 인가하여 삼상을 동시에 DC 파괴시험(내전압시험)를 실시하였다[13].

표 7. 고정자 권선의 절연진단 시험결과 (삼랑진 #1)

측정 항목	측정 전압	불량 판정기준	A1상	A2상	B1상	B2상	C1상	C2상	판정 결과
Megger [MΩ]	DC 1 [kV]	2,000 [MΩ] 미만	2,000 이상		2,000 이상		2,000 이상		양호
ΔI [%]	$E/\sqrt{3}$ [kV]	5 [%] 이상	1.940	2.220	0.611	0.793	0.710	1.136	양호
$\Delta \tan\delta$ [%]	$E/\sqrt{3}$ [kV]	1 [%] 이상	0.75	0.71	0.64	0.67	0.70	0.63	양호
Qm [pC]	$E/\sqrt{3}$ [kV]	10,000 [pC] 이상	52,000	60,000	51,000	50,000	61,000	55,000	불량
내전압 시험	DC 38.25 [kV]	1분 내에 절연파괴	삼상 일괄로 1분 동안 절연파괴 되지 않았음						양호

이때 부분방전의 크기가 불량 판정기준에 비해서 매우 크게 측정되어 권선 말단 및 내부의 국부적인 열화가 상당히 진전되었다고 판단하여 DC 파괴시험에 의해 절연파괴될 것을 예상하였으나, 고정자 권선은 1분 동안 가한 DC 38.25 kV에서 파괴되지 않아 심각한 절연이상은 없는 것으로 나타났다. 따라서 부분방전 크기의 절대값에 의해 고정자 권선의 절연열화 상태를 판정하는 것은 어렵다는 것을 알 수 있다.

4. 결 론

본 논문에서는 북미와 일본에서 확립된 발전기 고정자 권선의 절연열화 판정기법 및 잔존수명 예측에 대한 판정기준의 문제점을 제시하고 국내에서 운전중인 발전기 고정자 권선의 절연열화 판정 시험시 이들 판정기법을 적용하여 측정해 본 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

(1) 발전기 고정자 권선의 수명예측은 절대값보다는 시간의 경과에 따른 측정치의 상대적인 변화추이에 의해 판정하는 것이 바람직하다.

(2) 팔당 수력 발전기의 경우에는 부분방전 측정시 전압 인가시간의 경과에 따라 그 값이 감소하는 현상이 발생하였으며, 이것은 소선단락에 의해 나타나는 현상으로 판정되었고, 이러한 경우에는 별도의 판정기준이 요구된다.

(3) 소선단락에 의해 부분방전의 크기는 불량판정 기준치 이상으로 나타나지만, 고정자 권선의 절연내력에는 문제가 없고, 발전기 운전시에 고정자 권선의 온도가 상승하는 현상이 나타난다.

(4) 최대 부분방전의 크기가 50,000 pC 이상이 되어도 DC 절연내력 시험에서 고정자 권선은 파괴되지 않았다. 따라서 절대값에 의한 고정자 권선의 절연상태 판정보다는 측정치의 상대적인 변화추이에 의해 고정자 권선의 절연상태를 판정하는 것이 바람직하다고 판단된다.

또한, 향후의 과제로는 새로운 잔존 수명예측 파라메타의 개발, 장기간 사용된 권선에 대한 각종 (비)파괴 시험을 통한 절연열화 판정기준의 확립, 발전기 정지중 및 운전중인 상태의 상호비교·분석, 다양한 절연물의 종류에 따른 적정 진단기법 등에 대한 체계적인 연구가 요구된다.

참 고 문 헌

1. Y. Ikeda and H. Fukagawa, "합성 레진 절연 발전기 권선의 절연열화 판정법", 전력중앙연구소 연구보고 : W88046, 1988.
2. I.J. Kemp, B.K. Gupta and G.C. Stone, "Calibration Difficulties Associated with Partial Discharge Detectors in Rotating Machine Applications", Proceedings of the 18th Electrical and Electronics Insulation Conference, No. CH2452-1, Chicago, Illinois, pp. 92~97, October 1987.
3. Ontario Hydro Research Division, "Motor and Generator Insulation Life Estimation", EPRI TR-100185, Vol. 1, Research Project 2577-1, Final Report, January 1992.
4. K. Kadotani, T. Hakamada, S. Yamatake, "An Approach for Insulation Diagnosis of Mica-Resin Coils", IEEE Trans. on PAS, Vol. 100, No. 9, pp. 4136~4141, Sepember 1981.
5. K. Matsunobu 外 1人, "Preventive Maintenance and Diagnosis of Generator - Motors", EPRI Hydro O&M Workshop/Seminar - Pumped Storage Major Unit Overhauls, October 1986.
6. Y. Takikawa 外 5人, "Technology for Preventive Maintenance of Turbine Generators", Hitachi Review, Vol. 72, No. 8, pp. 35~42, 1990. 8.
7. 일본전기학회, "절연열화 진단 시험방법", 전기학회기술보고, 2부, 제182호, 昭和59年 12月.
8. 일본전기학회, "특별고압 회전기·케이블의 절연열화 진단기술", 전기학회 기술보고, 2부, 제267호, 昭和63年 3月.
9. Committee of Winding Deterioration, "The Deterioration Judgement Standard for Generator Winding", CRIEPI, Technical Report, No. 67001, 1967. 4.
10. H. Yoshida and K. Umemoto, "Insulation Diagnosis for Rotating Machine Insulation", IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-21, No. 6, pp. 1021~1025, Dec. 1986.
11. B.K. Gupta, G.C. Stone, H.G. Sedding and G.J. Anders, "Tecniques for Assessing the Condition of Stator Insulation", Ontario Hydro Research Review, No. 6, pp. 10~17, 1992. 6.
12. I.M. Culbert, H. Dhirani and G.C. Stone, "Handbook to Assess the Insulation Condition of Large Rotating Machines", EPRI EL-5036, Vol. 16, Project 2577-1, 1989.
13. IEEE, Inc., "IEEE Recommended Practice for Insulation Testing of Large AC Rotating Machinery with High Direct Voltage", ANSI/IEEE Std. 95-1977, November 28, 1977.