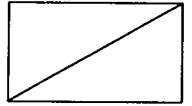


최종보고서

MONO 1199814336

621.4
7373 4
1998



발전기 On-Line 진단 시스템 개발

A study on the development of on-line diagnosis
system for turbine generator

연구기관
한국전기연구소

과학기술부

제 출 문

과 학 기 술 부 장 관 귀 하

본 보고서를 “발전설비 진단 및 정비기술 개발”과제의 세부과제 “발전기 On-Line 진단 시스템 개발”의 최종보고서로 제출합니다.

1998년 8월

주관연구기관명 : 한국전기연구소

총괄책임자 : 김 용 주

참여연구원 : 강 도 현

박 도 영

황 돈 하

전 정 우

참여기업명 : (주)선진전자

참여연구원 : 이 용 한

이 재 언

여 백

요 약 문

I. 제 목

발전기 On-Line 진단 시스템 개발

II. 연구개발의 목적 및 필요성

발전기는 빈번한 기동정지 및 장기운전에 의해 열적, 전기적, 기계적 스트레스를 받게 되며, 이로 인하여 각종 설비의 열화와 노후화가 진행된다. 그리고 국내 발전기의 경우 장기운전에 따른 보수 및 정비 기간의 증가로 발전용량의 감소 및 정비비용의 증가와 함께 설비의 효율적인 운용의 필요성이 점차 증대되고 있다. 이러한 문제점들을 사전에 예방하기 위하여 보수 및 정비 기간 동안 예방 진단을 실시할 필요가 있다. 발전 플랜트의 주요 설비에는 보일러/터빈 설비, 제어설비, 전기설비 등이 있으며, 특히 전기설비의 경우 운전에 따른 사고 발생률이 다른 설비에 비해 비교적 높게 나타나고 있다. 발전기 고정자 권선의 절연열화 진단에는 발전기 정지중에 실시하는 Off-Line 진단법과 운전중에 실시하는 On-Line 진단법으로 구분된다. Off-Line 법은 절연물에 대한 저항, 누설전류, 유전정접 및 부분방전 시험 등이 있는데, 이와 같은 시험을 실시하기 위해서는 발전기를 정지시켜야 하기 때문에 발전기 운전정지에 따른 경제적인 손실과 실제 운전상태에서 발생하는 이상상태를 감지할 수 없는 단점이 있다. 이와 같은 문제점들을 보완하기 위해 선진국에서 개발된 On-Line 진단법은 발전기의 실제 운전중에 발생하는 부분방전 신호를 측정하여 권선의 절연상태를 진단하는 기법이다. 본 연구는 발전기 고정자 권선절연에 대해 On-Line 진단 기술 및 시스템을 독자적으로 개발하여 발전기 운전중의 사고를 미연에 방지하고, 이에 따른 순수

진단비용 절감과 국내 전력수요에 따른 안정적인 전력공급 및 선진국의 기술종속 탈피에 의한 국제 경쟁력 강화 등의 목적을 위해 수행하였다.

Ⅲ. 연구개발의 내용 및 범위

본 연구에서는 발전 플랜트에서 핵심적인 전기설비 중에서 발전기의 On-Line 진단 기술 및 시스템의 개발을 위해 국내·외 발전기의 절연진단에 관한 연구 동향을 조사하였으며, 이미 선진 외국에서 개발하여 일부 상용화된 On-Line 진단 시스템과 국내에서 개발하여 신뢰성을 검증하고 있는 On-Line 진단 시스템의 성능 및 특징들을 각각 조사하였다. 그리고 국내에서 사용중인 수력, 화력, 복합 및 원자력 발전기의 사고 발생에 대한 유형별 실태조사를 실시하여, 전기설비 분야의 진단 기술 및 시스템의 필요 정도를 파악하였다. 그리고 실제 발전소 현장조건을 고려하고 비전문가의 효율적인 활용을 위해 발전기 고정자 권선의 부분방전 신호를 독립적으로 취득하여 절연상태를 지시할 수 있는 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템을 개발하여 실험실적 시험을 수행하였으며, 현장 적용을 위한 준비 작업을 추진 중에 있다. 또한 NI사의 LabVIEW를 이용한 수명관리 및 전산 시스템의 기본설계를 수행하였다. 이상의 연구개발 목표 및 내용에 대하여 표 1과 표 2에 요약 정리하였다.

표 1. 연구개발의 목표








연구개발 목표	
	발전기 고장 실태 분석
	발전기 진단 시스템 기본 설계

표 2. 연구개발의 내용 및 범위

연구개발 내용 및 범위	
	자료 수집 및 개념설계
	발전기 사고 유형별 실태 분석
	독립형 부분방전 측정기 설계 및 제작
	현장 적용 시험 및 보완
	수명 관리 및 전산 시스템 기본설계

IV. 연구개발 결과

국내 발전 플랜트를 대상으로 사고 발생 및 유형별 조사를 한 결과 장기간 사용에 따른 예방정비 및 보수의 필요성이 점차 증대되고 있으며, 또한 불시의 사고 발생률도 늘어나고 있는 추세이다. 그 중에서도 전기설비인 발전기 고장자 및 회전자 권선의 절연파괴에 의한 운전정지 사고는 심각한 문제점으로 나타나고 있는 실정이다. 이러한 문제점들에 대하여 이미 선진 외국에서는 권선의 절연열화 상태를 평가할 수 있는 연구들이 수행되어 왔으며, 연구결과의 일부를 이용한 On-Line 진단 시스템의 상용화를 수행하였다. 본 연구에서는 고정자 권선 절연의 On-Line 진단에 대한 기술종속을 탈피하고, 국내 발전 플랜트의 실정에 적합하도록 독립형 On-Line 진단 시스템을 개발하고, 실험실적 적용 시험을 실시하여 신뢰성 있는 검증을 수행하여 양호한 특성을 얻었으며, 진단 시스템의 현장적용을 위해 준비중에 있다. 또한 수명관리 및 전산 시스템 구축을 위해 NI사의 LabVIEW를 이용한 기본설계를 수행하였다.

V. 연구개발 결과의 활용계획

국내 발전 플랜트의 사고 발생 및 유형별 조사 자료를 이용하여 전기설비 분야의 고장 패턴에 따른 On-Line 측정 시스템의 성능향상 연구와 개발된 독립형 On-Line 진단 시스템을 확대 적용하여 예측 정비체제 구축 및 국내 발전기에 대한 종합 관리 시스템 구축, 적절한 정비보수에 의한 사용수명 연장, 그리고 국내·외 특허출원을 통한 기업화 및 관련기업에의 기술이전 등으로 활용할 계획이다. 또한 다음 단계에서 개발될 수명평가 및 전산시스템 구축을 위한 기초자료로도 활용할 계획이다.

SUMMARY

I. Title

A study on the development of on-line diagnosis system for turbine generator

II. Purpose and Importance of the R&D

An accident rate of stator windings is high because it is very difficult to predict remaining life of winding insulation which should provide long term operation. Therefore a preventive diagnosis, which can be performed during overhaul period or with on-line scheme, is needed.

There are two insulation diagnosis methods, such as off-line and on-line, based on an operating condition. An On-Line measurement diagnosis method has been performed in Canada and Japan by observing a trend of insulation condition.

Failure statistics of generators in Korea are surveyed. A laboratory study has been is performed for the development of the Continuous On-Line Measurement System that can continuously monitors partial discharges from stator windings. Henceforth, a system performance will be upgraded after a field test through the future study.

여 백

CONTENTS

Chapter 1. Introduction and Overview	19
Chapter 2. The present status of Generators Diagnosis Techniques	21
Section 1. The Diagnosis Techniques of a Insulation Condition in Generators Stator Winding	21
Section 2. The Partial Discharge Measurement Techniques of a Generators Stator Winding	22
1. The Off-Line Measurement Technique of Partial Discharge in Generators	22
2. The On-Line Measurement Technique of Partial Discharge in Generators	23
Chapter 3. Contents and Results	37
Section 1. Failure Statistics in Power Plants	37
1. Failure Statistics in Domestic Power Plants	37
2. Failure Statistics of Electric Facilities in Power Plant	40
3. Failure Statistics in Large Synchronous Generators	45
Section 2. On-Line Partial Discharge Measurement System	49
1. Overview of On-Line Partial Discharge Measurement System	49

2. On-Line Partial Discharge Characteristics of a Generators Stator Winding	49
3. On-Line Partial Discharge Measurement System	53
Section 3. On-Line Monitoring System	63
1. Data Communication of On-Line Monitoring System	63
2. Configuration of On-Line Monitoring System	68
Chapter 4. Achievements and Contributions	71
Section 1. Achievements	71
Section 2. Contributions	72
Chapter 5. Plan for the Industrial Application of Experimental result 	73
Section 1. Plan	73
Section 2. Necessity of Additional Research	73
Section 3. Application	74
Section 4. Plan for Commercialization	75
Chapter 6. References	77
Chapter 7. Appendix	81

목 차

제 1 장 서 론	19
제 2 장 국내·외 발전기 진단기술 현황	21
제 1 절 발전기 고정자 권선의 절연상태 진단기술	21
제 2 절 발전기 고정자 권선의 부분방전 측정기술	22
1. 발전기 정지중 부분방전 측정기술	22
2. 발전기 운전중 부분방전 측정기술	23
가. PDA를 이용한 운전중 부분방전 측정기술	24
나. TGA를 이용한 운전중 부분방전 측정기술	27
다. FSA를 이용한 운전중 부분방전 측정기술	33
라. PDM을 이용한 운전중 부분방전 측정기술	35
제 3 장 주요 연구내용	37
제 1 절 발전설비의 고장실태 분석	37
1. 국내 발전설비의 고장정지 현황	37
가. 국내 발전설비의 현황	37
나. 국내 발전설비의 고장정지 현황	38
다. 발전설비 고장정지의 영향	39
2. 전기설비의 고장실태 분석	40

가. 고장부품별 고장정지 실태 분석	41
나. 고장상태별 고장정지 실태 분석	42
다. 고장원인별 고장정지 실태 분석	42
라. 계획예방 정비후 고장발생 시기별 실태 분석	44
3. 대형 동기발전기의 고장유형 분석	45
가. 발전기 고정자의 고장유형 분석	46
나. 발전기 회전자 및 부대설비의 고장유형 분석	47
제 2 절 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템	49
1. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 개요	49
2. 발전기 고정자 권선의 On-Line 부분방전 특성	49
가. 수력발전기의 On-Line 부분방전 특성	50
나. 화력발전기의 On-Line 부분방전 특성	52
3. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템 구성	53
가. 부분방전 신호의 Band-Pass Filtering	54
나. 부분방전 신호의 Peak Detector	57
다. 시스템 제어기	59
라. 리모트 기기의 주파수 특성	61
제 3 절 On-Line 전산 시스템	63
1. On-Line 전산 시스템의 데이터 통신	63
2. On-Line 전산 시스템의 구성	68
제 4 장 연구목표 달성도 및 대외 기여도	71
제 1 절 목표 달성도	71

제 2 절 대외 기여도	72
제 5 장 연구개발 결과의 활용계획	73
제 1 절 활용계획	73
제 2 절 추가연구의 필요성	73
제 3 절 응용분야	74
제 4 절 기업화 추진방안	75
제 6 장 참고문헌	77
제 7 장 부 록	81

표 목 차

표 3-1. 발전설비의 연도별 고장정지 발생 현황	38
표 3-2. 발전설비별 고장정지 발생 현황 (최근 3년간 ; '95~'97. 2.)	39
표 3-3. 전기설비의 발생개소별 고장정지 현황	40
표 3-4. 부품별 고장정지 발생 현황	41
표 3-5. 고장상태별 발생 현황	42
표 3-6. 고장원인별 발생 현황	43
표 3-7. 계획예방 정비후 발생시기별 고장정지 발생 현황	44
표 3-8. 전기설비의 발생개소별 고장정지 발생 현황	45
표 3-9. 발전기 고정자의 고장 유형	46
표 3-10. 발전기 회전자의 고장 유형	48
표 3-11. 기타 발전기 부대설비의 고장 유형	48
표 3-12. FSA 측정결과 (팔당 수력 #4)	51
표 3-13. FSA에 의한 Slot PD의 측정결과 (서울 화력 #4)	51
표 3-14. FSA에 의한 Endwinding PD의 측정결과 (서울 화력 #4)	52
표 3-15. FSA에 의한 Slot PD의 측정결과 (군산 화력 G/T #4)	52
표 3-16. Spread Sheet 형식에	70
표 A-1. 한전 주발전기 주요사양	83
표 A-2. 한전 주발전기 전기설비분야 고장실태	90

그림 목 차

그림 2-1. 부분방전 측정회로	23
그림 2-2. Permanent Coupler의 구성	24
그림 2-3. PDA를 이용한 부분방전 측정결과의 예	25
그림 2-4. 커플러와 동축 케이블의 회로도 (잡음제거 방법)	26
그림 2-5. PDA를 이용한 부분방전 측정 시스템의 구성	27
그림 2-6. SSC의 개략도	28
그림 2-7. SSC를 설치한 고정자 권선의 단면도	29
그림 2-8. SSC의 설치 개략도	30
그림 2-9. FSA에서의 부분방전 측정원리	33
그림 2-10. FSA를 이용한 부분방전 측정과형의 예	34
그림 2-11. FSA를 이용한 부분방전 측정 시스템의 구성	35
그림 2-12. PDM(Partial Discharge Meter)의 전체적인 구성	36
그림 3-1. 국내 발전설비의 점유율	37
그림 3-2. 발전설비별 고장정지 점유율	39
그림 3-3. 전기설비별 고장정지 수	41
그림 3-4. 고장발생 상태별 고장정지 점유율	42
그림 3-5. 고장원인별 고장정지 점유율	43
그림 3-6. 계획예방 정비후 발생시기별 고장정지 점유율	45
그림 3-7. Permanent Coupler의 주파수 응답특성 (실험실)	50
그림 3-8. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 전체 구성	53
그림 3-9. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 기능별 구성도	54
그림 3-10. 7 ~ 10 MHz Band-Pass Filter 회로	55
그림 3-11. Op-Amp를 이용한 Narrow-Band-Pass Filter 회로	55

그림 3-12. Op-Amp를 이용한 Narrow-Band-Pass Filter의 주파수 응답 특성	56
그림 3-13. OPA658의 closed loop(gain=1) 주파수 응답 특성	57
그림 3-14. Peak Detector & Holder 회로	58
그림 3-15. Op-Amp를 이용한 Peak Detector & Holder	58
그림 3-16. OPA671의 주파수 응답특성	59
그림 3-17. H8/538 Micro-controller 및 메모리 회로	60
그림 3-18. 리모트 유닛의 주파수 특성	62
그림 3-19. OSI(Open System Interconnection) 7 Layer Model	63
그림 3-20. Half-Duplex RS-485 Network	64
그림 3-21. frame 구성	65
그림 3-22. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 데이터 프레임과 패킷	66
그림 3-23. 종류별 Frame의 구성	66
그림 3-24. 통신 flow	67
그림 3-25. LabVIEW로 개발된 호스트 프로그램 Front Panel	68
그림 3-26. 데이터 통신 부분	69
그림 3-27. 데이터 베이스 구축 부분	69
그림 4-1. 발전기 고장 실태 조사 및 분석 연구	71
그림 4-2. 발전기 진단 시스템 기본 설계 연구	71
그림 4-3. 대외 기여도	72
그림 5-1. 특성시험 및 Sensor 개발 분야	73
그림 5-2. 회로설계 및 진단 시스템 개발 분야	74
그림 5-3. 전산 시스템 및 Network 구축분야	74
그림 5-4. 발전기 On-Line 부분방전 측정시스템의 응용분야	75
그림 5-5. On-Line 부분방전 측정시스템의 기업화 추진방안	76

사 진 목 차

사진 2-1. SSC의 형태	29
사진 2-2. SSC의 설치과정	30
사진 2-3. SSC의 재래식 설치방법	31
사진 2-4. SSC의 새로운 설치방법	31
사진 2-5. TGA 전면	32
사진 3-1. 리모트 기기의 내부구성	61
사진 3-2. 리모트 기기의 외형	61
사진 3-3. 리모트 기기의 실험실적 시험	62

여 백

제 1 장 서 론

발전 플랜트는 산업 발전의 필수요소인 에너지를 생산하는 기반산업으로서 각종 산업의 대형화 및 고기술화에 따라 대용량 및 고품질의 전기에너지를 생산하여 공급할 필요성이 대두되고 있다. 하지만 발전기는 빈번한 기동정지 및 장기운전에 의해 열적, 전기적, 기계적 스트레스를 받게 되며, 이로 인하여 각종 설비 등의 열화 및 노후화가 진행된다^{[1]~[4]}. 그리고 국내 발전 플랜트의 대부분이 장기 운전되고 있으며, 장기 운전에 따른 보수 및 정비 기간의 확대로 발전용량 및 보수·정비 비용에 대한 효율적인 운용이 어려워지고 있다. 이러한 문제점들을 사전에 예방하기 위하여 보수 및 정비 기간 동안 예방진단을 실시할 필요가 있으며, 기존의 발전 플랜트는 물론 신규 발전 플랜트에서도 아주 중요한 이슈로 대두되고 있다.

발전 플랜트 설비에는 보일러/터빈 설비, 제어설비, 전기설비 등이 있으며, 특히 전기설비의 경우 운전에 따른 사고 발생률이 다른 설비에 비해 비교적 높게 나타나고 있다. 전기설비중에서 고장정지에 의한 파급효과가 가장 큰 발전기의 경우에는 크게 고정자 권선과 회전자 권선으로 나누어진다. 발전기의 예방진단은 소음 및 진동 등을 측정하여 이상상태를 진단하는 기계적 진단방법과 권선의 전기적 절연특성을 진단하는 전기적 진단방법으로 나누어진다. 기계적 진단방법은 오랫동안 연구개발이 되어 폭넓게 진행되어 왔으나, 전기적 진단방법은 기초적인 단계이다. 전기적 진단방법은 다시 발전기 정지중에 실시하는 Off-Line 진단법과 운전중에 실시하는 On-Line 진단법으로 구분된다. Off-Line 법은 절연물에 대한 저항, 누설전류, 유전정접 및 부분방전 시험 등이 있는데, 이와 같은 시험을 수행하기 위해서는 발전기를 정지시켜야 하기 때문에 발전기의 운전정지에 따른 경제적인 손실과 실제 운전상태에서 발생하는 이상상태를 감지할 수 없는 단점이 있다. 이와 같은 문제점들을 보완하기 위해 선진국에서 개발된 On-Line 진단법은 발전기의 실제 운전중에 발생하는 부분방전 신호를 측정하여 권선의 절연상태를 진단하는 기법으로서 일부 상용화를 통한 현장적용 사례가 점차 증대되고 있다. 일본의 경우에는 발전기의 정지중 진단기법을 이용하여 고정자 권선의 절연 상태를 진단하는 연구를 계속적으로 수행하고 있으며, 최근에는 Mitsubishi 등 일부 발전기 제작업체에서 On-Line 진단기법에 관한 연구도 수행중에 있지만, 아직은 초보적인 단계이다. 북미의 경우 캐나다를 중심으로 발전기의 정지중 진단기법보다는 운전중에 부분 방전을 측정하여 변화추이를 분석하는 On-Line 기법을 중심으로 연구개발이 수행되어 왔으며, 일부 측정 시스템은 상용화되어 사용중에 있다. 이들 상용화된 On-Line 측정기기중에서 수력 발전기용인 PDA(Partial

Discharge Analyzer)와 화력용인 TGA(Turbine Generator Analyzer)는 현장에서 독립적으로 연속적인 측정을 할 수 없는 단점을 가지고 있다^{[5][6]}. 한편 캐나다의 IRIS사에서 제작하여 시판되고 있는 GenGuard는 현장에 독립적으로 부착되어 연속적인 측정을 할 수 있다. 국내의 경우 한국전기연구소에서 1989년부터 노후 발전기에 대한 정밀진단을 Off-Line 방식으로 실시하여 진단기술을 정립하고, 국내 유관기관에 기술을 전수하였으며, 현재는 Off-Line 진단 데이터베이스 구축 작업을 수행하고 있는 단계이다. 한편, On-Line 진단을 위해 FSA(Frequency Spectrum Analyzer)와 PDM(Partial Discharge Meter)을 개발하여 현장 적용을 통한 신뢰성 시험을 수행하고 있다^[7]. 그러나 FSA는 TGA, PDA와 마찬가지로 현장에서 독립적으로 연속적인 측정을 할 수 없는 단점이 있다. 한편 PDM은 현장에 독립적으로 부착되어 연속적인 측정을 할 수 있는 장점이 있지만, 대부분 아날로그 회로 방식으로 제작되었기 때문에 데이터베이스를 구축하는데 많은 어려움이 따르고 있다.

본 연구에서는 국내 발전기의 장기 운전에 따른 문제점을 파악하고 적절한 대체 방안을 모색하기 위해 연구 초기에는 발전기 고장 실태조사 및 분석 연구를 실시하였으며, 이미 선진국에서 일부 실용화되어 사용중에 있는 On-Line 진단기술 및 시스템을 독자적으로 개발하였다. 이에 따라 발전기 운전중의 사고를 미연에 방지하고, 이에 따른 순수 진단비용 절감과 국내 전력수요에 따른 안정적인 전력공급 및 선진국의 기술종속 탈피에 의한 국제 경쟁력 강화 등에 기여할 것으로 기대된다.

제 2 장 국내 · 외 발전기 진단기술 현황

제 1 절 발전기 고정자 권선의 절연 상태 진단 기술

장기간 사용된 발전기는 점차 그 설비들이 노후화 되면서 예상치 못한 사고를 미리 방지하기 위해 정기적인 점검이 요구된다. 여기서 정기적인 점검으로는 대상 설비에 따라 크게 보일러/터빈 점검, 발전기 고정자/회전자 점검, 그리고 발전기 제어 설비 점검으로, 점검특성에 따라 기계적인 점검과 전기적인 점검으로, 점검방식에 따라 정지중(Off-Line) 점검과 운전중(On-Line) 점검으로 각각 나눌 수 있다. 그 중에서도 발전기 고정자 권선의 열화에 따른 갑작스런 절연파괴 사고 유형은 그 발생빈도가 매우 크게 나타나고 있으며, 권선의 절연열화 정도를 진단할 수 있는 기술들이 여전히 미비하므로 15년 이상의 장기간 사용된 발전기에서는 고정자 권선의 절연파괴 사고를 미리 예측하는 것이 매우 어려워지게 된다. 발전기 고정자 권선의 절연 진단을 위한 파라미터로는 부분방전 크기(Qm), 교류전류 변화율(ΔI), 유전정접 증가율($\Delta \tan \delta$) 등이 있으며, 이러한 파라미터들을 이용한 발전기 고정자 열화 진단기술은 이미 캐나다, 미국 및 일본과 같은 선진 외국에서 그 중요성을 심각하게 인식하고 있으며, 지난 30년 이상 꾸준히 연구하여 왔다. 그중에서도 고정자 권선의 수명예측을 위해 일본에서는 정밀점검시의 측정 및 시험 결과와 발전기 운전상태의 데이터를 이용한 정지중 진단시험기법인 NY-Map법과 D-Map법을 개발하여 적용하고 있으며, 캐나다를 중심으로 한 북미 지역은 운전중 절연진단에 관한 연구를 수행하여, 수·화력 발전기에 적용 보급하고 있다. 또한 최근에는 전세계적으로 발전기 고정자 권선의 절연 진단 기술이 정지중 진단에서 운전중 진단으로 바뀌어 가고 있는 추세이다. 여기서 운전중 진단 기술이란 발전기 운전중 고정자 권선으로부터 발생하는 부분방전신호의 시간에 따른 크기의 변화추이(trend)를 분석하여 그 절연 상태를 진단하는 기술로서, 1980년대부터 캐나다의 FES International 에서는 운전중 진단 기술을 토대로 한 발전기 고정자 권선의 절연 상태의 이상유무를 판단할 수 있는 수력발전기용 진단기기인 PDA(Patral Discharge Analyzer) 시스템을 개발하였고, 또한 1991년부터 캐나다의 IRIS에서는 화력발전기용 부분방전신호를 측정할 수 있는 센서인 SSC(Stator Slot Coupler) 및 이를 이용한 측정기기인 TGA(Turbine Generator Analyzer)를 개발하여 일부

화력발전소에 설치 및 운용 중에 있다. 그리고 1997년부터 국내에서는 전력연구원(KEPRI)과 한국전기연구소(KERI)가 공동으로 개발한 FSA(Frequency Spectrum Analyzer) 및 PDM(Partial Discharge Meter)을 이용하여 수력 및 화력발전기의 진단기기로 활용하기 위해 그 신뢰성을 시험하고 있다.

제 2 절 발전기 고정자 권선의 부분방전 측정 기술

1. 발전기 정지중 부분방전 측정기술

최근의 전력기기는 대용량의 전력공급을 위해 초고압화되는 경향이 있고, 보다 높은 신뢰성을 요구하고 있다. 이에 따라 전력기기의 안전운전과 밀접한 관련이 있는 절연열화의 정도를 판정할 수 있는 방법에 대한 연구가 활발히 이루어져 왔고, 절연물이 열화 되었을 때 기기 내부에서 발생하는 부분방전을 측정하여 절연상태를 판단하는 방법이 널리 이용되고 있다. 대형 고전압 회전기 고정자 권선의 경우, 사용시간의 증가로 인해 권선이 열화되어 절연층에 미소공극(void), 균열(crack), 박리(delamination) 등이 생기면 이 결함부분에서 부분방전 펄스전류가 발생한다. 그리고 부분방전 펄스전류는 권선 절연물에 유해하게 작용하여 최종적으로 권선 간의 절연파괴를 일으키는 원인이 된다. 이 부분방전을 검출하여 전기적인 절연물의 열화상태 뿐만 아니라 과열이나 주기적 응력에 의한 권선단말(Endwinding)에서의 표면방전(Surface Discharge), 웨지(Wedge) 이완, 그리고 슬롯(Slot) 방전 등의 이상상태도 신뢰성 있게 판별할 수 있다고 알려져 있다. 이와 같이 부분방전 시험은 고전압 절연상태를 평가하기 위한 시험중 절연물에 손상을 일으키지 않고 수행하는 가장 정도가 높은 시험으로 알려져 있다. 그러나 부분방전은 수 ns이하의 상승시간(rising time)을 갖는 방전펄스가 발생하는 현상이기 때문에 방전펄스가 경유하는 매질, 절연시스템, 전력기기의 구조, 계측기 및 측정회로 특성, 주변잡음 등에 따라 방전펄스의 파형 변화가 발생되며, 이로 인해 주파수 대역에 따른 부분방전 크기 및 펄스 발생위치, 펄스 발생수 등이 복잡하게 나타난다. 절연물내의 국부적인 열화를 검출하는 수단으로서는 대체로 최대 부분방전 전하량(Qm)을 사용하고, 일반적으로 절연열화가 진행되면 방전전하가 커지고 또한 방전 발생 빈도수가 증가하여 Qm이 커지게 되며, 이때 절연 파괴전압이 저하되는 관계를 이용해서 절연열화의 정도를 판단한다. 부분방전 시험에서 부분방전 개시전압(Discharge Inception Voltage ; DIV)은 절연물 내에 존재하는 미소공극 등의 결함부분 중 가장 낮은 전압에서 방전하는 결함부의 방전 개시전압을 나타내는 것으로

서, 일반적으로 500 [pC] 또는 1,000 [pC] 크기의 방전량이 발생할 때의 전압을 기준으로 삼고 있으며, 슬롯 방전이 발생하는 것을 감지할 수 있다. 또한, 발전기의 정격 상전압($E/\sqrt{3}$)에서의 최대 부분방전의 크기인 Q_{m1} [pC]과 $1.25 \times E/\sqrt{3}$ [kV]에서 측정된 최대 부분방전의 크기 Q_{m2} [pC]의 비인 N_q (표면방전 발생지수)를 아래의 식에 의해 산출하여 그 크기가 2 이상이 되면 표면방전(Surface Discharge)이 발생되고 있다고 판정하고 있다.

$$N_q = 10 \times \log(Q_{m2}/Q_{m1})$$

다음으로 발전기 고정자 권선에 대한 부분방전 측정 회로도 는 그림 2-1과 같다.

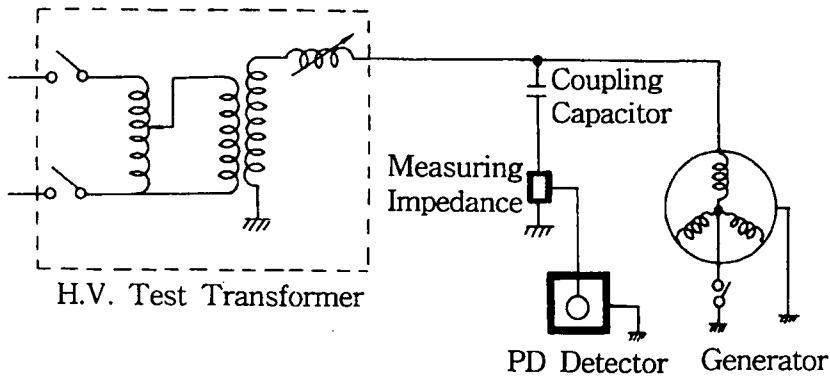


그림 2-1. 부분방전 측정회로

2. 발전기 운전중 부분방전 측정기술

부분방전 시험법은 고전압 발전기와 전동기 고정자 권선의 절연열화 상태를 평가하기 위한 가장 신뢰성 있는 진단기법으로 인정되어 널리 사용되고 있으나, 종래에는 대부분 발전기의 운전정지, 대용량의 외부전원, 복잡한 측정설비 등이 요구되는 정지중(Off-Line) 부분방전 측정법에 의존하여 왔다^[8~10]. 근래에 부분방전을 발전기 운전중(On-Line)에 주기적으로 측정함으로써 부분방전의 크기나 위상 분포 등의 특성이 발전기 운전시간에 따라 변화하는 경향을 분석하여 권선의 절연상태를 진단하는 새로운 기법이 도입되고 있다^[9~11].

가. PDA를 이용한 운전중 부분방전 측정기술

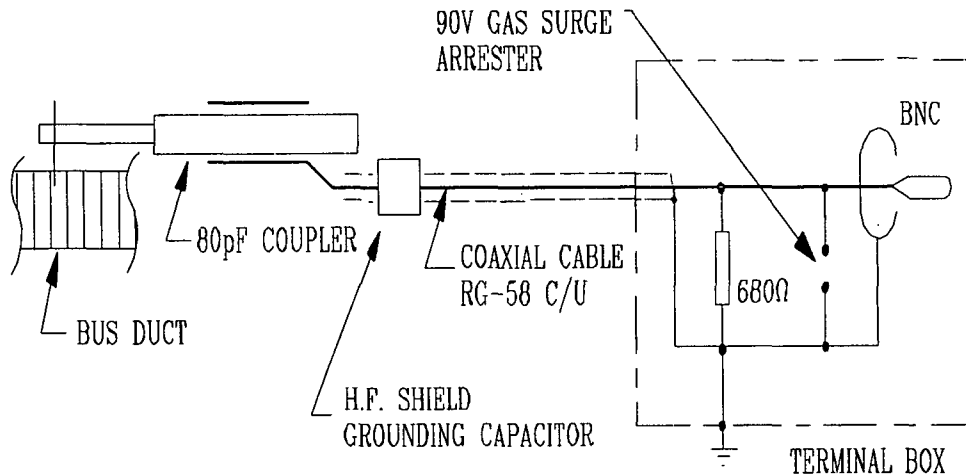


그림 2-2. Permanent Coupler의 구성

캐나다의 Ontario Hydro에서 개발되어 전세계적으로 많은 수력 발전기에 설치되어 운용되고 있는 부분방전 분석기(Partial Discharge Analyzer ; PDA)는 발전기의 운전중에 고정자 권선에서 발생하는 부분방전을 측정하여 권선의 절연상태를 진단할 수 있는 On-Line 부분방전 측정 및 진단시스템이다. 부분방전 측정을 위한 센서로서 그림 2-2와 같은 Permanent Coupler(Coupling Capacitor)를 발전기 고정자 권선내의 Ring Bus나 IPB(Isolated Phase Bus)에 설치하고, 커플러로부터 감지되는 부분방전 신호를 분석하여 고정자 권선의 절연상태를 진단할 수 있게 된다^[12~15]. 그림 2-2에 나타난 정격 80 pF, 25 kV인 커플러와 단자 저항이 680 Ω으로 이루어진 측정 회로는 약 3 MHz 이하의 차단(cut-off) 주파수를 가지는 High-Pass Filter(HPF)를 이루게 되므로 60 Hz 전압은 차단하고, 고주파인 부분방전 펄스만을 통과시키게 된다. 이러한 부분방전 펄스는 상용 컴퓨터(PC)를 이용하여 일정시간 동안 모니터링(Monitoring)되며, 고정자 권선에서 발생하는 부분방전 신호의 극성에 따른 크기와 발생수를 그림 2-3과 같이 나타내게 된다. 이와 같이 PDA 시스템을 이용하여 주기적인 측정을 함으로써 최대 부분방전 크기의 변화 추이(trend)를 분석할 수 있으며, 고정자 권선의 절연열화 정도를 진단할 수 있게 된다. 하지만 연속적인 측정을 할 수 없는 단점이 있다.

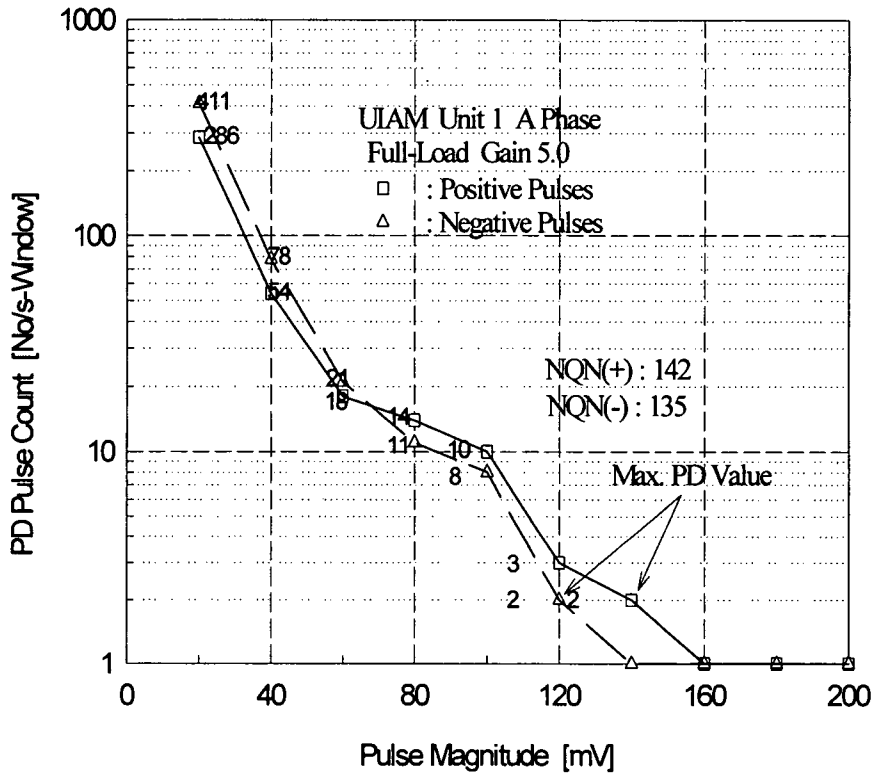


그림 2-3. PDA를 이용한 부분방전 측정결과에 예

발전기 운전중에는 고정자 권선 내부에서 발생하는 부분방전 신호외에도 여자기 (Exciter)에서의 Switching Surge, 출력 Bus에서의 Arcing, 변압기에서 발생하는 부분방전, 전력계통(Power System) 등으로부터의 전기적인 외부잡음이 상당히 많이 유입되므로 이를 제거하는 것이 무엇보다도 중요하다. 그러므로 발전기 내부의 출력 권선(Ring Bus)과 외부 인출단자(IPB 말단부)에 2개의 커플러를 각 상마다 설치하고, 차동 증폭기의 특성을 이용해서 신호전송 시간차 개념에 의한 Time-of-Flight 방식(Directional Type)으로 외부잡음을 제거하는 것이다. 이때 동축 케이블(coaxial cable)의 펄스 전송속도(0.2 m/ns)가 Ring Bus (또는 IPB : 0.3 m/ns)의 약 65 %인 점을 고려해서 신호측정 케이블의 길이를 그림 2-4와 같이 조정하고, 외부에서 발생한 잡음이 2개의 Bus로 각각 분리 전파되어 동시에 같은 신호가 PDA 시스템에 도달하도록 하여 제거하였다^[9].

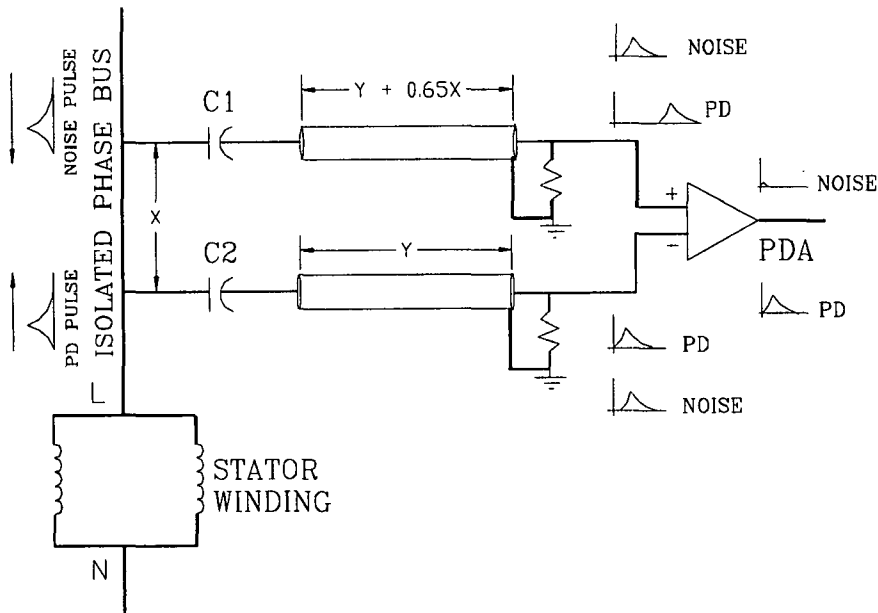


그림 2-4. 커플러와 동축 케이블의 회로도 (잡음제거 방법)

여기서 외부잡음은 광대역의 차동증폭기를 이용하여 크기는 같고 극성만 다른 신호로 만들어 서로 상쇄시킴으로써 제거되는 반면에, 고정자 권선에서 발생한 부분방전 펄스는 IPB를 통해 C1과 C2의 커플러로 분리 전파된다. C1으로 전파된 부분방전은 시간지연이 되어 신호크기가 차동증폭기에서 합성되면 그림과 같은 형태의 전압펄스가 되어 PDA 시스템에서 측정된다. 그림 2-5에 PDA를 이용한 부분방전 측정 시스템의 구성을 보였다. 발전기 내부의 출력 권선과 외부 인출단자에 Permanent Coupler를 한쌍씩 각상마다 설치하고, 커플러의 각쌍은 부분방전 신호가 C1 및 C2 커플러를 통해 PDA에 동시에 도달하여 중첩에 의한 신호왜곡을 방지할 수 있도록 최소 4 m 이상 분리시켰다. 동축 케이블은 커플러의 저전압측에 접속되고 단자함(terminal box)에 Conduit(선거)로 연결된다. 고주파 접지 커패시터(High Frequency Shield Grounding Capacitor)는 동축차폐와 커플러에 가까운 접지간에 연결된다. 이것은 인접한 동축 케이블간의 신호간섭을 감소시키고, 단자함에서 신호의 감도를 높이고 신호대잡음(S/N)비를 증가시킨다^[13]. 또한 동축 케이블의 길이는 계통에서 유입되는 외부잡음을 제거하기 위해 그림 2-4와 같이 조절한다.

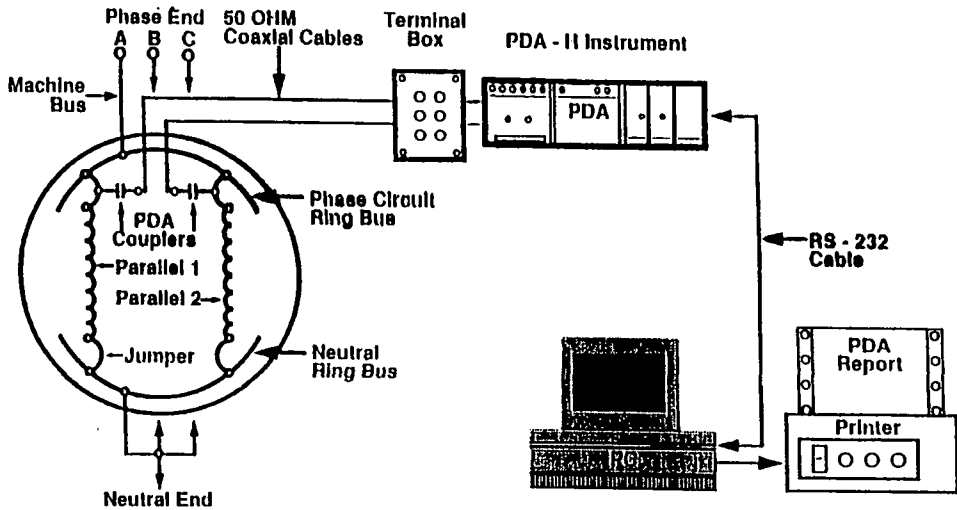


그림 2-5. PDA를 이용한 부분방전 측정 시스템의 구성

한편, 커플러의 저전압측에 접속된 신호(동축) 케이블은 그림 2-2에 나타난 바와 같이 680 Ω, 0.5 W 저항과 90 V 가스 서지 피뢰기(Gas Surge Arrester)를 병렬로 연결한 단자함에 결합시키고, 단자함은 신호감쇠 방지를 위해 커플러와 가깝고 측정이 편리하도록 발전기 외함에 영구적으로 설치한다. 그리고 발전기의 운전중에 단자함으로부터 동축케이블로 연결된 PDA에서의 모든 부분방전 측정은 그림 2-5와 같이 상용 컴퓨터(PC)와의 인터페이스에 의해 이루어진다.

나. TGA를 이용한 운전중 부분방전 측정기술

TGA(Turbine Generator Analyzer)는 가압 수소중에 있는 발전기의 고정자 권선에서 발생하는 부분방전을 Slot과 Wedge 사이에 삽입한 SSC(Stator Slot Coupler)에 의하여 발전기 운전중에 고정자 권선의 이상 유무를 진단하는 장치(On-line Generator Insulation Diagnosis System)이다. Canada의 IRIS Power Engineering 회사에서 1980년대 후반부터 미국 및 Canada 전력회사의 발전소에 설치하여 운영해 오고 있으며, 이 TGA를 이용한 사고예방의 효과 및 진단결과에 대한 신뢰성이 인정되어 점차 확대 적용되고 있는 추세이다. 그림 2-6은 SSC의 개략도를 나타내고 있으며, 부분방전에 의해 전자파(Electromagnetic Wave)가 발생되면 SSC는 안테나와 같은 역할을 하여 전자파의 진행에 따른 시간차(Time of Arrival)에 의해 발생된 두개의 신호를 양끝에서 두개의 RG-178 Cable을 통하여 단말권선 방전

(Endwinding Discharge)과 슬롯 방전(Slot Discharge)을 구별할 수 있는 기능이 있는 TGA 시스템으로 전송된다^{[16][17]}. SSC와 Cable은 열과 기계적 충격에 견딜 수 있도록 NEMA Fire Retardant G10-rated Epoxy Glass Laminate를 사용하였다.

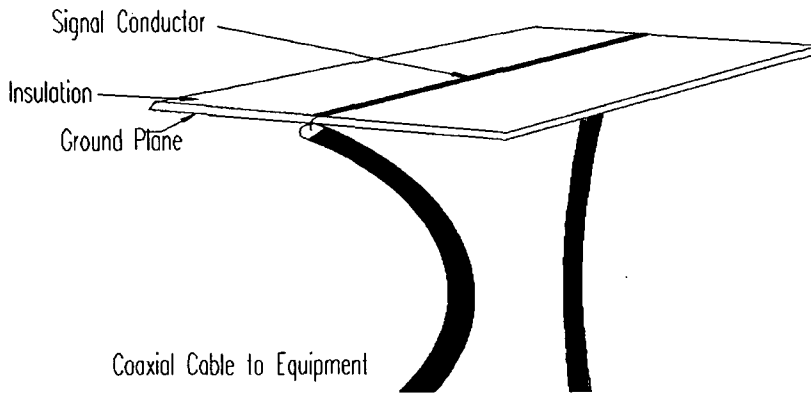


그림 2-6. SSC의 개략도

SSC는 4 [kV]이상의 발전기, 조상기 및 대형 전동기에 설치가 가능하며, 두께 2 [mm], 길이 52 [cm]이다. SSC의 차단 주파수(Cut-off Frequency)의 특성은 10 MHz에서 1 GHz까지이며, 특성 임피던스는 50 [Ω]이다. 재래식 부분방전 측정기로 측정된 100 [pC]에 해당되는 SSC의 출력은 약 10 [mV]가 된다. 현재는 Slot과 Wedge 사이에 SSC를 설치하는데, 이는 그림 2-7에서 보는 바와 같이 Ripple Spring과 Slot Packing 물질의 하부에, 그리고 전체 Slot에 걸쳐 삽입되어 있는 도전성 Packing Strip 상부에 설치한다. 그러나 이와 같이 상부 권선(Top Winding) 위에만 SSC를 설치할 경우에는 SSC가 권선과 접촉하는 부분만 도전성이어서 Slot 내에 있는 상부 권선만 진단하는 문제점이 있다. 따라서 IRIS에서는 현재 두개의 SSC를 일체형으로 하여 양쪽면이 상, 하 권선에 모두 도전성 접촉을 할 수 있도록 발전기 제작시부터 상, 하 권선 사이에 삽입하고 상부 및 하부 권선을 모두 진단할 수 있는 새로운 SSC를 연구 개발 중에 있다. 또한, 사진 2-1과 같이 SSC의 신호 인출선 부분을 Stator Core의 홈이 파진 부분에 고정시킬 수 있도록 돌출시켜 SSC가 움직이지 못하도록 하는 형태와 돌출 부분이 없는 형태의 2가지 종류가 있으므로 설치 대상 발전기의 구조를 검토한 후 SSC의 형태 및 폭을 결정해야 한다. 발전기에 통상 6개의 SSC를 설치하는 데 1상당 2개의 SSC를 발전기 출력단의 고

압권선에 설치하는 것이 진단의 효율을 극대화할 수 있으며, 고압권선 부분이 하부 권선(Bottom Winding)으로 되어 있는 경우에는 다음 Slot의 상부권선의 상부에 설치하여야 한다. 이를 위하여 발전기 권선방식을 사전에 검토하여 SSC를 설치할 Slot을 결정해야 한다.

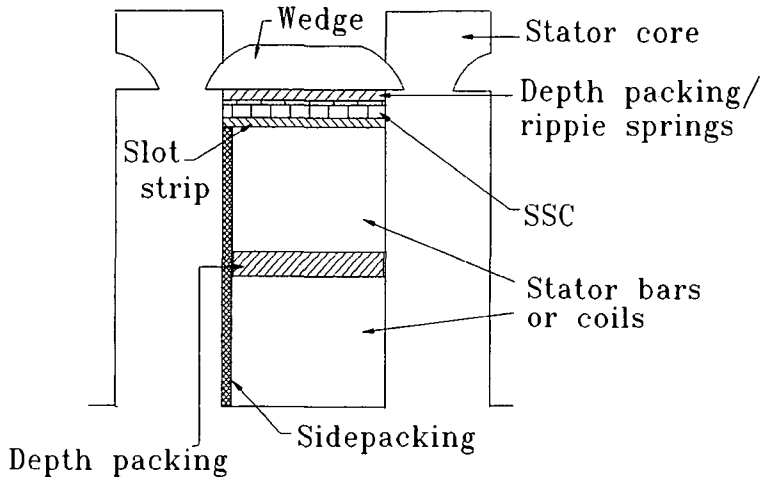


그림 2-7. SSC를 설치한 고정자 권선의 단면도

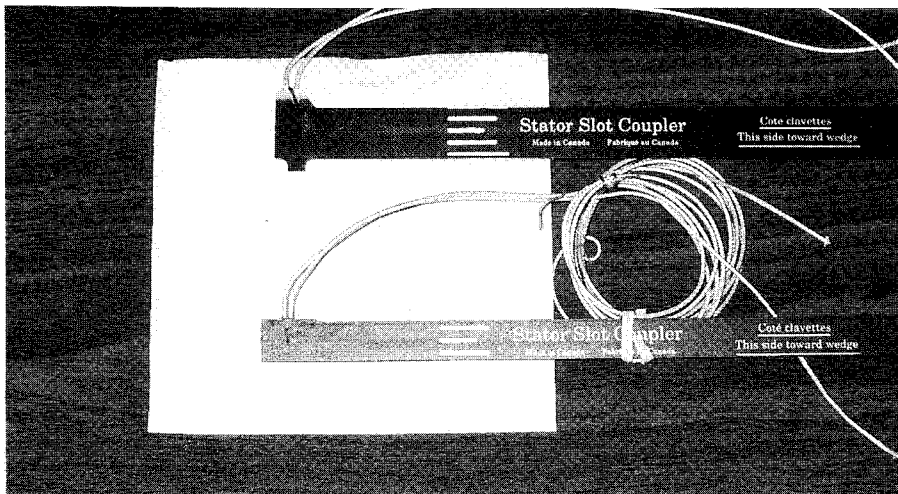


사진 2-1. SSC의 형태

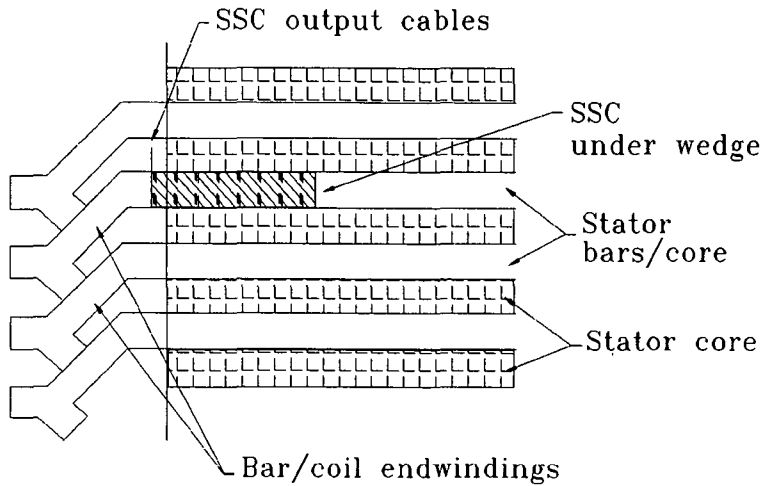


그림 2-8. SSC의 설치 개략도

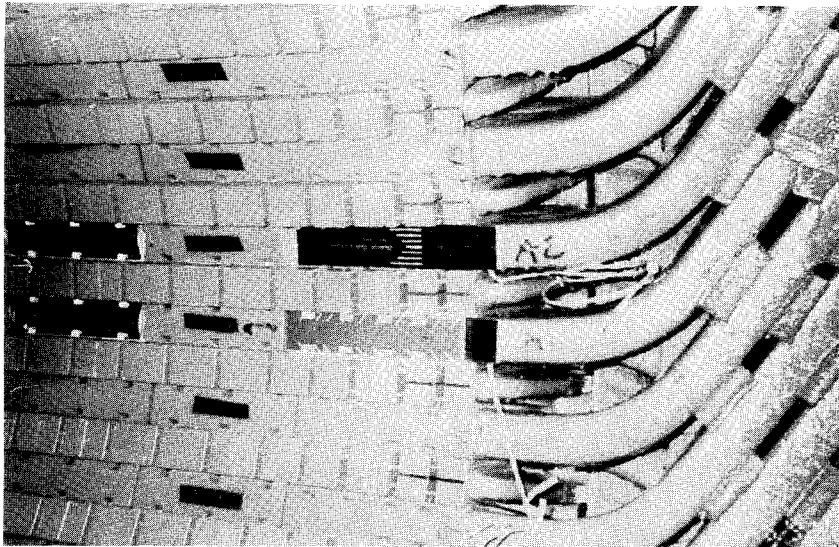


사진 2-2. SSC의 설치과정

그림 2-8에서와 같이 SSC를 설치할 경우에 Wedge를 제거, 재설치하는 방법과 SSC의 설치후 신호 인출선인 RG-178 Cable을 Stator Core 및 발전기 Frame에 에폭시 접착제로 고정하는 방법 및 인출 경로를 결정하기 전에 기계적 진동과 고압부의 절연거리 이격 등의 문제점들을 고려하여 세심한 사전 검토가 요구된다.

SSC의 설치 방법 및 절차는 참고문헌 [18]에 자세히 기록되어 있다. 사진 2-2는 SSC가 발전기의 Rotor를 제거한 후 설치되는 과정을 보여주고 있다. 가압 수소중에 설치된 SSC의 인출선인 RG-178 Cable을 외부로 인출하기 위해 SMA라는

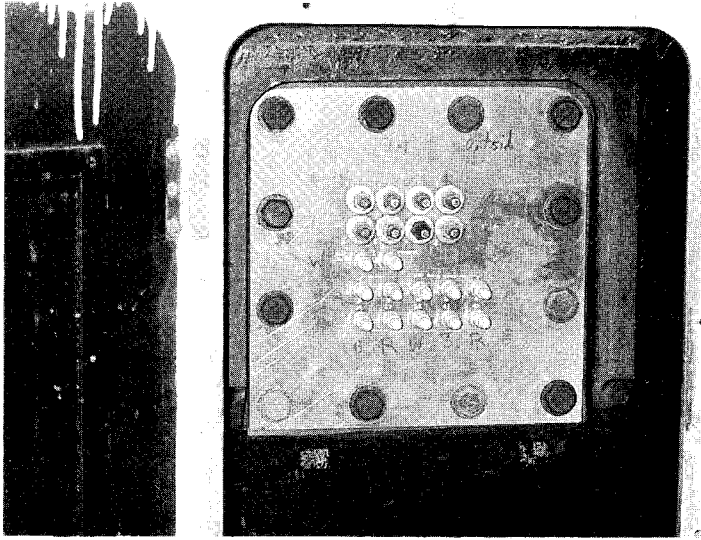


사진 2-3. SSC의 재래식 설치방법

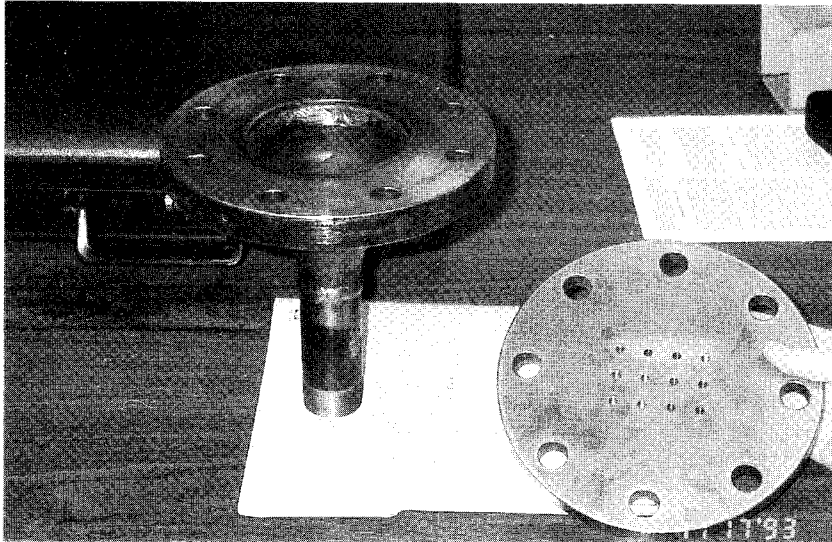


사진 2-4. SSC의 새로운 설치방법

Sealing Kit를 사용하며, 사진 2-3에서 보는 바와 같이 초기에는 RTD 온도 측정 단자의 인출용 Sealing Pad에 12개의 구멍을 뚫어 외부로 인출하는 단자를 만들었다. 하지만 최근에는 보다 설치가 간편하게 사진 2-4에서와 같이 큰 구멍 한개를 발전기 Sealing Pad에 뚫어 깔대기 모양의 Reducer를 용접하고, SSC로 부터 인출된 12개의 Cable을 12개의 SMA Units에 연결한 후 이미 SMA Units가 부착된 Plate를 Bolt 조임하여 Gasket Sealing 하도록 되어 있다. TGA(Turbine Generator Analyzer)는 사진 2-5와 같이 수력용 고정자 권선의 진단을 위하여 개발된 PDA-H의 성능을 보완하여 수력용 Permanent Coupler는 물론 화력용 SSC로부터 감지되는 부분방전 신호도 측정할 수 있도록 만들어졌다. TGA-SP 기종은 SSC와 Differential Permanent Coupler에서 감지된 신호를, TGA-SB 기종은 SSC와 Directional Permanent Coupler에서 감지된 신호를 각각 측정하는 것이고, 또한 측정장치와 Computer가 일체형으로 제작되어 기기의 운용이 간편하다. 부분방전의 크기와 위상분포를 3차원적으로 측정할 수 있으며, SSC의 방향성 신호감지 기능을 이용하여 Slot 방전과 Endwinding 방전을 구별하여 측정하는 기능이 있다. 외부잡음 제거는 부분방전의 Pulse 폭에 의하여 구분하며, 많은 현장 측정 및 실험의 결과로부터 SSC가 설치된 Slot 내에서 발생한 부분방전의 Pulse 폭이 8 nano-second 이하인 것으로 확인되었으며, 8 nano-second 이상의 Pulse는 외부잡음으로 처리된다^[12,19,20]. 발생한 부분방전 신호의 위상 구분 및 상별 측정을 위하여 60 Hz의 전원을 분압기(Potential Transformer)에서 인출하여 TGA에 인입시켜야만 한다.

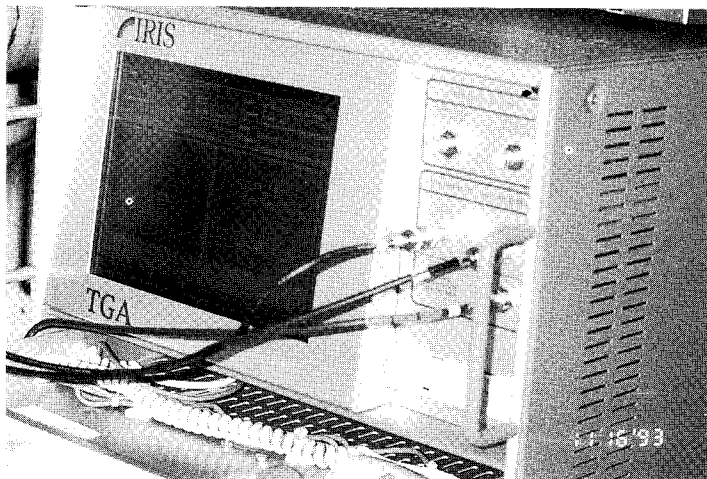


사진 2-5. TGA 전면

다. FSA를 이용한 운전중 부분방전 측정기술

시스템 개발의 절실한 요구에 따라 1993년부터 전력연구원과 한국전기연구소에서 상용 주파수 스펙트럼 분석기(Frequency Spectrum Analyzer ; FSA)를 이용한 절연진단을 수행할 수 있는 새로운 부분방전 측정 시스템을 개발하였다. 개발된 시스템은 발전기의 정지중(Off-Line) 뿐만 아니라 운전중(On-Line)인 상태에서도 부분방전의 측정이 가능하고, 부분방전의 크기, 위상과 갯수를 측정하여 펄스 크기 분석(Pulse Height Analysis)과 위상 분석(Pulse Phase Analysis) 등의 장점이 있다. 발전기 고정자 권선의 절연물에서 발생하는 부분방전 펄스 신호는 일반적인 부분방전 측정기나 Oscilloscope를 이용함으로써 시간영역에서 펄스의 크기와 형상을 관찰할 수는 있지만, 펄스의 갯수와 위상은 고가의 전용 부분방전 측정기에서만 가능하고, 측정 주파수 대역이 300 kHz 이하의 저주파에 고정돼 있기 때문에 주파수 특성의 분석과 Permanent Coupler(Coupling Capacitor)에서 전송되는 5 MHz 이상의 고주파 부분방전 신호의 측정은 불가능하다. 그러나 일정 주파수 영역에서 span을 0 Hz로 하여 관찰되는 상용 주파수 스펙트럼 분석기(FSA)는 수평축을 시간으로 하고, 수직축을 크기로 하여 순차적으로 다른 주파수 범위로 변경시키면서 위상에 따른 부분방전 신호의 크기와 갯수의 측정이 가능하다.

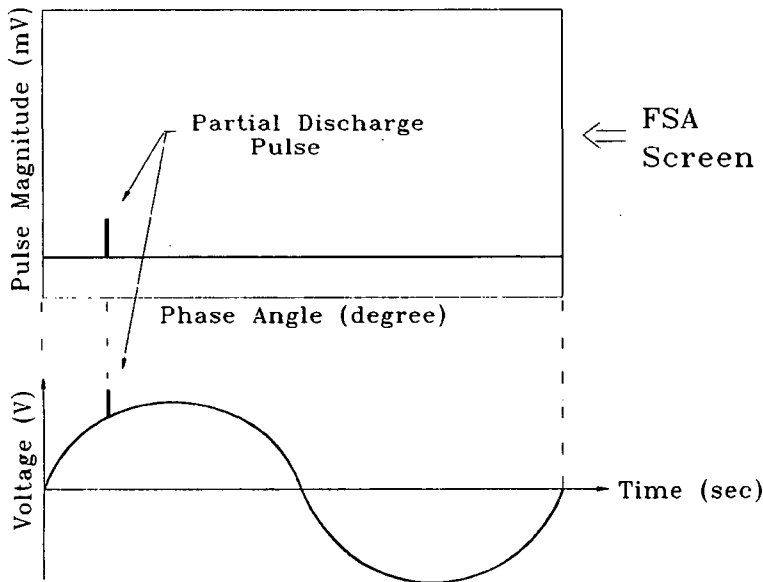


그림 2-9. FSA에서의 부분방전 측정원리

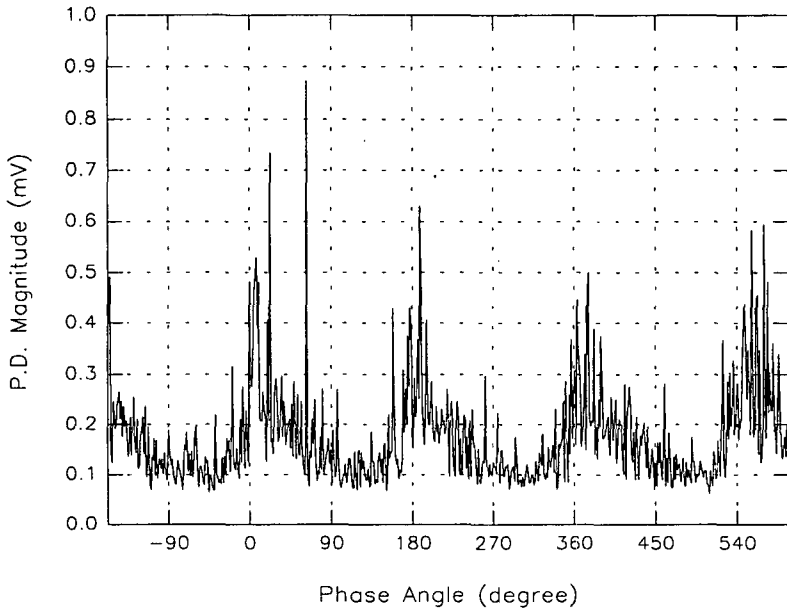


그림 2-10. FSA를 이용한 부분방전 측정파형의 예

본 측정방식의 기본개념을 설명하기 위해 그림 2-9와 같이 FSA의 1회 Sweep Time이 전원전압의 1주기와 같고, 1개의 부분방전 파형만이 발생하며, Sweep 신호는 전원전압의 Zero Phase에 동기되어 트리거된다면, 부분방전 펄스가 그림과 같이 화면상에 나타나게 된다. 이는 발생하는 부분방전 신호의 전원전압 위상에서 임의의 주파수에서의 전압관계를 표시해 주는 것으로, 실제 상황에서는 그림 2-10과 같이 연속된 부분방전이 Pulse Train 형태로 나타나게 되어 전원위상에 대한 부분방전 펄스의 분포를 쉽게 확인할 수 있다. FSA의 이와 같은 사용법은 주파수 스펙트럼 분석을 위한 일반적인 용도와는 다른 방법으로 시간 및 주파수 영역을 동시에 측정함으로써 고주파 성분의 부분방전 펄스를 빠른 속도로 측정하여 위상분포의 분석이 가능하고, 측정 주파수를 변경시켜 부분방전 신호의 주파수 특성을 분석할 수 있다. 실제 운전중인 발전기 고정자 권선에서 FSA를 이용해서 부분방전 신호를 검출하기 위한 측정 시스템은 그림 2-11과 같이 구성하여 각상별로 Permanent Coupler (Coupling Capacitor)에서 감지된 부분방전 신호는 동축 케이블(Coaxial Cable)을 통해 FSA에서 측정되도록 하였다. FSA에서의 모든 측정은 이동 및 설치가 간편하고, Data 처리속도가 빠른 소형 경량의 486급 Notebook Computer와의 인터페이스(Interface)를 통해서 컴퓨터로 수행되도록 함으로써 측정 Data의 분석과 측정시간의 단축 및 장비의 간소화를 도모하였다. 이때 컴퓨터와

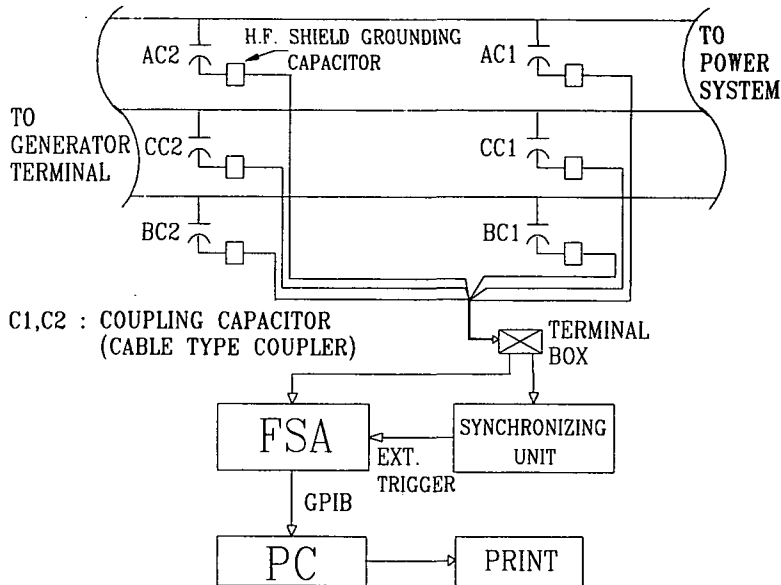


그림 2-11. FSA를 이용한 부분방전 측정 시스템의 구성

FSA와의 인터페이스는 컴퓨터의 병렬포트(print port)와 계측기(FSA)의 GPIB Port를 변환시켜 통신을 가능하게 하는 Brain Technology사의 BT-488A를 이용한다. 또한, 측정된 부분방전 신호를 발전기의 전원 주파수와 동기시켜 분석하기 위해 60 Hz 전원전압의 Zero Cross 지점(수력)이나 Peak 시점(화력)에서 TTL Level의 신호를 FSA의 외부 Trigger Input에 공급하는 디지털 방식 동기신호 발생장치를 제작하여 이용한다.

라. PDM을 이용한 운전중 부분방전 측정기술

발전기 고정자 권선에서 발생하는 부분방전의 크기를 발전소 현장에서 항상 감시할 수 있는 방법이 절실히 요구될 뿐만 아니라 전문적인 지식이 없어도 부분방전 신호와 절연상태에 대한 분석이 용이한 시스템이 필요하다. 이와같은 문제점을 해결하기 위하여 전력연구원과 한국전기연구소가 공동으로 발전소 현장에 쉽게 설치할 수 있고 가격이 저렴한 부분방전 지시계(Partial Discharge Meter ; PDM)를 개발하였다. PDM은 부분방전 신호의 측정 및 분석이 항상 가능한 고정자 권선 절연상태의 상시 감시 시스템으로서, 1996년 12월 춘천 수력 #2 발전기 및 1997년 10월 청평 양수 #1 발전기에 각각 설치하여 운용중에 있으며, 신규로 건설된 월성 원자력 #3 발전기는 1997년 7월에 설치하였고, 1998년 8월 중에 운용할 예정이다.

PDM의 전체적인 구성은 그림 2-12와 같이 차동 증폭부, 감쇄부, 증폭부, 필터부, 최고치 검출 및 유지부, 그리고 지시부로 되어 있다. 발전기 고정자 권선의 내부 출력단에 영구적으로 설치되어 있는 Permanent Coupler의 2개의 출력값을 차동 증폭부로 입력하여 외부잡음의 크기는 같고 극성이 다른 신호로 만들어 서로 상쇄시켜 제거하고, 뒷단의 회로에 사용하기 적합하도록 감쇄 및 증폭을 한다. 이렇게 증폭된 신호중에는 부분방전 신호중 10 MHz 성분의 진폭이 가장 크기 때문에 수명평가용 부분방전 신호로서 적합하다고 판단되는 9 ~ 10 MHz 대역만 통과하도록 능동필터가 설계되어 있다. 그러나 매우 빠른 고주파 대역의 부분방전 최고치를 지시하기엔 지시기의 응답속도가 매우 느리므로 필터를 통과한 신호중 최고치만을 검출하여 지시기가 정확히 동작할 수 있도록 일정시간 동안 유지시켜 주기 위해 최고치 검출 및 유지부가 사용되어진다.

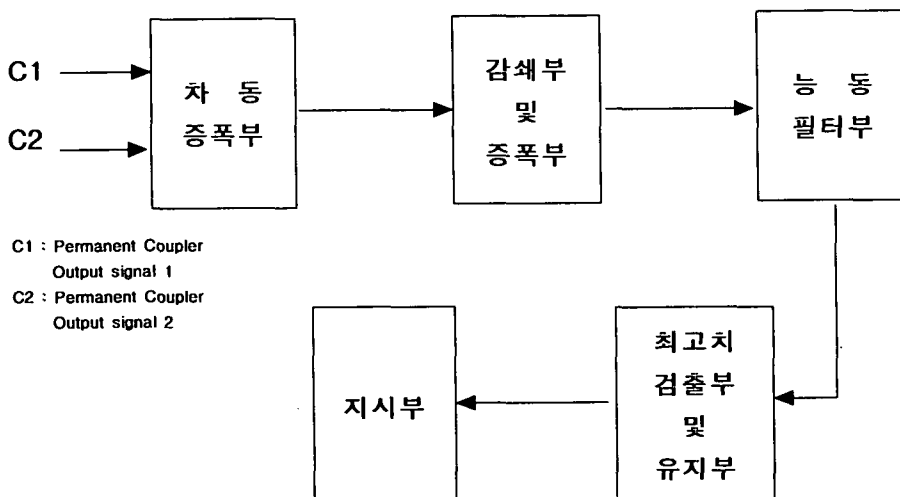


그림 2-12. PDM(Partial Discharge Meter)의 전체적인 구성

제 3 장 주요 연구내용

제 1 절 발전설비의 고장실태 분석

1. 국내 발전설비의 고장정지 현황^[21]

가. 국내 발전설비의 현황

1997년 12월 현재 국내 총 발전설비 용량은 39,290 MW에 달하고 있으며, 이 중에서 한국전력공사의 수력, 양수, 화력 및 원자력 발전설비의 용량이 33,500 MW로서, 그림 3-1에서와 같이 전체 발전설비 용량의 85.3%를 차지하고 있다. 따라서 한전의 발전설비가 국내 전력수급 안정에 많은 영향을 미치고 있음을 알 수 있고, 무엇보다도 발전설비의 신뢰도 확보가 중요하다.

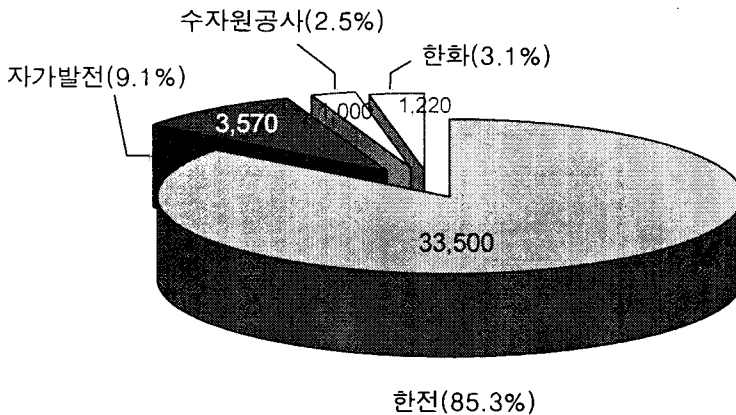


그림 3-1. 국내 발전설비의 점유율

급격한 경제성장과 함께 국민 생활수준의 향상에 따라 전력수요가 기하급수적으로 증가하여 신규 발전소의 건설이 촉진되었고, 기존 발전설비의 효율적인 운영과 성능개선 공사가 병행되어 현재에 이르고 있다. 부록의 표 A-1에서는 한전에서 운영 또는 건설중인 발전기에 대한 주요사양, 제작사, 준공년도, Surge Absorber, 고정자 냉각수, 여자기 계통 등을 체계적으로 정리하였다.

나. 국내 발전설비의 고장정지 현황

한전 수·화력 발전설비는 1997년 2월 현재 국내 발전설비의 66.7 %를 점유하고 있으므로 설비운영면에서 신뢰성있는 예방보전과 예측 점검정비에 의한 고장정지의 최소화, 특히 불시정지를 방지하기 위한 대책수립이 필요하고, 이를 위해서 발전설비의 고장정지 현황분석이 요구된다.

1992년 이후 1997년 2월까지 한전 수·화력 발전설비에서 발생한 고장정지 현황을 나타낸 표 3-1을 보면, 총 고장정지 건수는 265건으로 이 가운데 기력설비가 218건 (82 %), 복합설비가 47건 (18 %) 발생하였으나, 1995년 대비 1996년의 해당 고장건수가 약 20 % 감소하여 그동안의 발전설비 증가를 고려하면 설비운영 기술과 능력이 많이 향상되었음을 알 수 있다.

표 3-1. 발전설비의 연도별 고장정지 발생 현황

구 분		년 도						합 계
		1992	1993	1994	1995	1996	'97.1~2	
기 력	총 발생건수	36	46	43	45	38	10	218
	전기설비건수	12	5	16	14	13	5	65
	점유율 (%)	33.3	10.9	37.2	31.1	34.2	50.0	29.8
복 합	총 발생건수	-	-	17	13	15	2	47
	전기설비건수	-	-	2	4	7	1	14
	점유율 (%)	-	-	11.8	30.8	46.7	50.0	29.8
합 계	총 발생건수	36	46	60	58	53	12	265
	전기설비건수	12	5	18	18	20	6	79
	점유율 (%)	33.3	10.9	30.0	31.0	37.7	50.0	29.8

그러나, 전체 고장정지 건수중에서 전기설비에 의한 것이 30 % 정도를 점유하고 있고 점차 증가하고 있음을 볼 수 있다. 또한, 표 3-2와 그림 3-2에 나타낸 최근 3년간('95년~'97년 2월) 발전설비별 고장정지 발생추이를 보면, 전기설비가 약 36 % 발생하여 고장정지 예방의 중점추진 우선순위가 전기설비에 있음을 알 수 있다.

특히 1997년도 1월과 2월에 발생한 고장정지 12건중 약 50 %인 6건이 전기설비에서 발생하였고, 이는 정비원의 과실과 예방점검 미흡 등이 주요 원인이다. 전기설비의 고장정지 특징은 대부분 단기간에 고장복구가 되지만, 원인규명에 장시간이 소요되거나 구체적이고 정확한 원인규명보다는 추상적인 원인규명에 그치는 경우가 있어 사고 재발 가능성이 매우 높다.

그러므로 전기설비 부품 하나하나에 대한 신뢰성이 다음 점검정비시까지 보장되지 않으면 그것이 불시정지의 원인이 되므로 예방정비 및 교체시에는 차기 예방정비시까지 신뢰성이 유지될 것인가를 정확히 평가하여 불시정지 방지를 위한 대책이 필요한 실정이다.

표 3-2. 발전설비별 고장정지 발생 현황 (최근 3년간 ; '95~'97. 2.)

구 분	보일러설비	터빈설비	전기설비	제어설비	부속설비	합 계	
기 력	24	16	32	21	-	93	
복 합	-	7	12	7	4	30	
합	건 수	24	23	44	28	4	123
계	점유율[%]	19.5	18.7	35.8	22.8	3.2	100

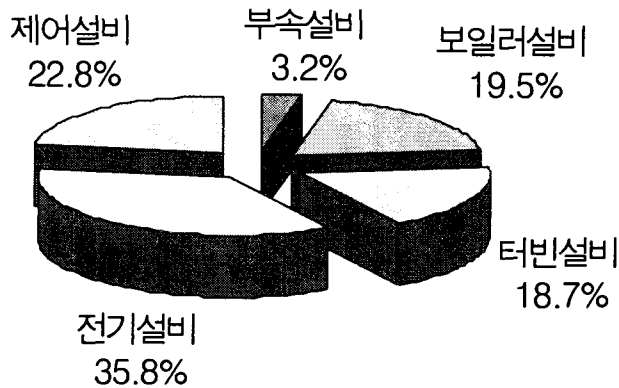


그림 3-2. 발전설비별 고장정지 점유율

다. 발전설비 고장정지의 영향

발전소에서 운영중인 발전설비의 고장정지가 미치는 영향은 여러 가지 있으나 대표적으로 다음과 같은 영향을 들 수 있다.

- ▷ 급전요구에 순응하지 못하기 때문에 경제적인 급전 및 발전에 지장을 준다.
- ▷ 대용량 발전기의 불시정지는 순간적인 전력수급 불안정에 의한 계통전압과 주파수 저하로 전기품질의 불량을 초래하게 된다.

- ▷ 다수의 발전기가 정지되어 장기간 전력 공급력이 부족하게 되면 공급제한을 초래한다.
- ▷ 가동되는 설비의 신뢰성 저하로 고장 정지율이 높아지게 되면 장기 전원개발 계획수립시 높은 고장 정지율을 반영하게 되어 설비 예비율을 높게 산정하여 전원개발 투자비의 비경제성을 초래한다.
- ▷ 고장정지 발생으로 인한 원인조사와 복구 등에 필요한 추가적인 인적 및 물적 비용이 소요된다.

그러므로 전력수급의 안정과 효율적인 예방정비 계획 수립을 위해서 불시정지가 발생하지 않도록 예방 및 예측정비, 정확한 진단, 계획적인 설비교체 등의 체계적인 대책이 필수적이다.

2. 전기설비의 고장실태 분석

1995년 이후 1997년 2월까지 발생한 총 고장정지건수 123건중에서 전기설비와 관련되어서 발생한 고장정지가 44건으로 전체의 36 %에 달하고 있다. 전기설비중 발생개소별로 분류하면 표 3-3과 그림 3-3에서 보는 바와 같이 발전기 설비인 전기자 권선 및 수소 밀봉장치에서 4건(9%)과 여자기 및 AVR 4건(9%)이 발생하였으며, 기타 전기설비중 전원/회로설비에서 12건(27%), 차단기 및 CT/PT에서 각 5건(11%), 계기/계전기류 4건(9%), 회전기기 3건(7%) 순으로 발생되어 취약부위가 전원장치 및 회로설비임을 볼 수 있고, 발전기 설비, 여자장치, 회전기기의 경우에는 고장에 의한 파급효과가 상당히 크기 때문에 집중관리해야 한다.

표 3-3. 전기설비의 발생개소별 고장정지 현황

구분	발전기	여자장치	변압기	차단기	변성기류	회전기기	단로기	계기 / 계전기	전원 / 전원설비	합계	
가 력	3	3	2	4	3	2	3	2	10	32	
복 합	1	1	2	1	2	1	0	2	2	12	
합계	건 수	4	4	4	5	5	3	3	4	12	44
	점유율	9.1	9.1	9.1	11.4	11.4	6.8	6.8	9.1	27.2	100

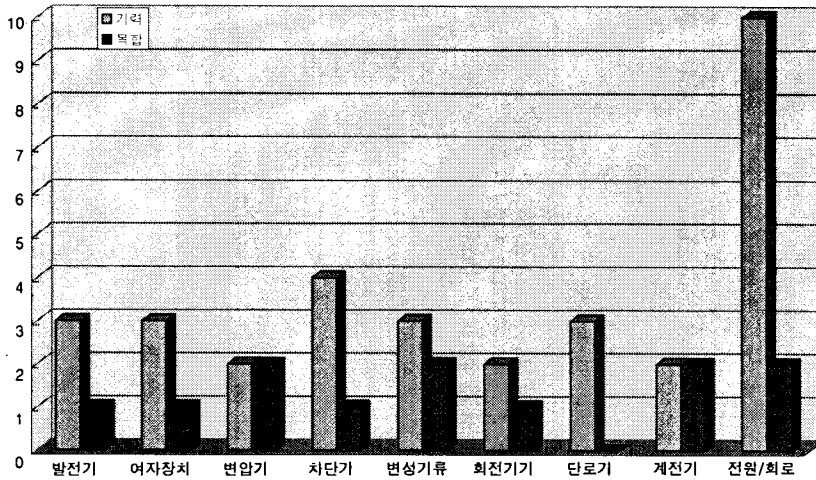


그림 3-3. 전기설비별 고장정지 수

가. 고장부품별 고장정지 실태 분석

총 고장정지의 1/3을 점유하고 있는 전기설비의 고장개소 부품별 발생부위는 표 3-4에서와 같이 전원장치 및 회로에서 단락/단선, 접촉불량 등이 11건(25%), 접점/단자류의 접촉불량 등이 6건(14%), 케이블 및 회전기기 5건(11%), 스위치/휴즈의 동작불량 3건(7%), 계전기 3건(7%), 변성기류 3건(7%) 순으로 발생하였다.

또한 발전기, 변압기의 권선 절연저하 및 변압기 권선 온도계기의 오동작, 송변전 설비의 염진해 등에 의한 여자류 및 단로기 손상 3건(7%)이 발생하고 있어, 앞으로 염해 및 환경오염으로 유사한 고장이 증가될 것으로 예상되어 해안가에 위치한 옥외 철구형 송변전 설비를 GIS로 교체 또는 특별 설비관리 대책을 수립해야 할 필요가 있다.

표 3-4. 부품별 고장정지 발생 현황

구분	전원/회로	회전기기	접점/단자	변성기	계전기	스위치/휴즈	차단기	단로기	여자	변압기권선	발전기권선	수소밀봉기	케이블류	모들	기타	합계
건수	11	3	6	3	3	3	1	1	2	1	3	1	2	2	2	44
점유율	25.0	6.8	13.6	6.8	6.8	6.8	2.3	2.3	4.5	2.3	6.8	2.3	4.5	4.5	4.5	100

나. 고장상태별 고장정지 실태 분석

고장이 발생하고 있는 상태별로는 표 3-5와 그림 3-4에서와 같이 단락/단선이 8건(18%), 접지 8건(18%), 오동작 7건(16%), 접촉불량 5건(11%), 오동작 4건(9.1%), 열화 3건(7%) 순으로 발생하고 있다.

표 3-5. 고장상태별 발생 현황

구분	단선	단락	접촉불량	접지	열화소손	오조작	오동작	정비불량	섬락	유증개스	기타	합계
건수	5	3	5	8	3	7	4	3	3	1	2	44
점유율	11.4	6.8	11.4	18.2	6.8	15.9	9.1	6.8	6.8	2.3	4.5	100

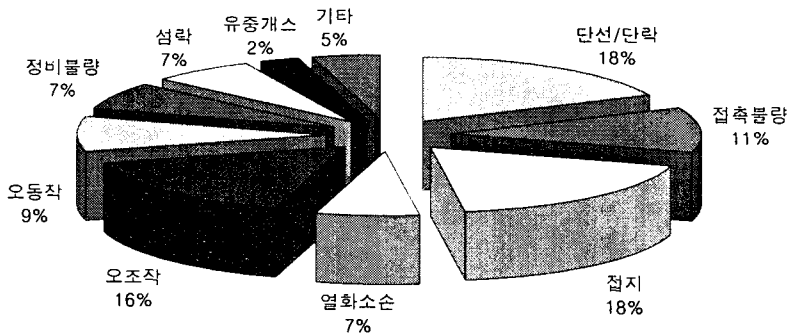


그림 3-4. 고장발생 상태별 고장정지 점유율

다. 고장원인별 고장정지 실태 분석

전기설비에서 발생한 총 고장정지 44건중 발생 원인별로 분류하면 기기나 설비의 이상결함으로 발생하는 “기기고장에 의한 정지”, 운전원 및 정비원의 실수에 의한 “인적실수에 의한 정지”로 분류할 수 있다.

“기기고장에 의한 정지”중 장기사용 및 노후화에 따른 경년열화가 총 고장발생 건중 14건(32%), 제작불량이 9건(21%), 시공불량 6건(14%), 정비불량 및 자연현상(염진해) 순으로 발생하였으며, 인적실수에 의한 고장정지도 7건(16%) 발생하였다.

표 3-6과 그림 3-5에서 고장원인별 고장정지 발생 현황 및 점유율을 자세히 나타내었다.

표 3-6. 고장원인별 발생 현황

구분	제작불량	시공불량	정비불량	자연열화	자연현상	인적실수	오동작	합계
기력	4	5	3	10	3	7	-	32
복합	5	1	-	4	-	-	2	12
합계	건수	9	6	3	14	3	7	44
	점유율	20.5	13.6	6.8	31.8	6.8	15.9	4.6

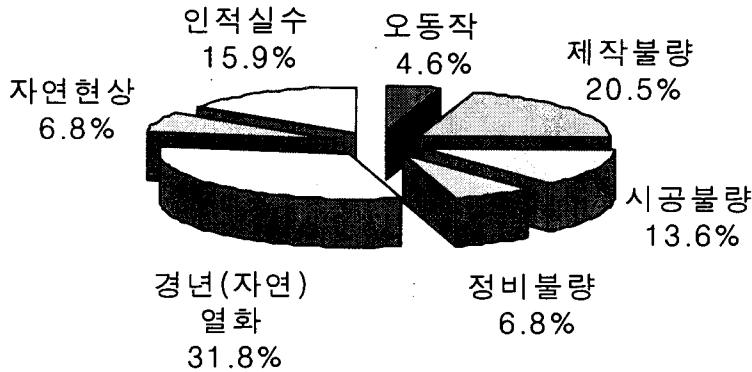


그림 3-5. 고장원인별 고장정지 점유율

자연열화에 의한 고장은 주로 장기간 사용에 의해서 전원장치/회로설비, 접점/단자류 및 회전기기 절연재의 열화, 계전기의 소자 등에서 발생하고 있어 계획적이고 주기적인 예방 점검정비로 충분히 고장을 사전에 예방이 가능하므로 신뢰도가 저하되는 설비에 대해 교체주기를 재설정하여 과감한 교체와 블록정비가 요구된다.

제작불량 및 시공불량에 의한 고장은 모듈, 케이블, 권선류, 변성기 등에서 주로 발생하고 있으며, 이는 신규설비의 교체 및 설치에 따라 발생하는 설계, 제작 및 시공결함에 의한 고장으로 제작, 설치부터 품질관리 및 공정관리에 철저를 기할 필요가 있다.

정비불량에 의한 고장은 발전기 수소 밀봉장치, 스위치류, Link류에서 발생되므로 경상정비 및 계획 예방정비시 관리감독과 정비 품질향상으로 고장정지를 감소시킬 수 있을 것이다.

발전소 운전중에 운전원 및 정비원에 의한 인적실수는 1995년 이후 인적실수로 발생한 총 고장건수 15건중 전기설비의 인적실수가 47 %인 7건(15%)으로 운전원

1건, 설비 담당부서 2건, 한전기공 3건, 외부인 1건으로 발생하였다.

인적실수 발생을 사례별로 보면 운전원에 의한 고장은 무정전 전원장치의 By-Pass 운전중 소내 전원계통을 확실히 파악하지 않은 상태에서 급수펌프 기동에 따른 소내 전압저하에 의한 고장과 설비 담당부서의 2건은 송변전 설비담당인 기기과장이 모선연결 차단기 Trip 회로 정비과정에서 단자간 혼촉과 소내 보조변압기 Tap 조작에 따른 인적실수로서, 이는 정비작업시 작업방법 부주의 및 자기과신에 의한 단독작업으로 고장이 발생한 사례이며, 한전기공(주)의 3건은 전원 표시등 램프 교체중 전원 혼촉, 모선보호반 회로 단락 및 소내 6.9 kV 충전부 절연저항 측정중 단락으로 발생하였다. 한전기공(주)에 의한 인적실수 방지를 위해서는 정상정비시 설비담당 부서의 관리감독, 정비원에 대한 교육/자질향상, 그리고 절차서 준수 등을 통해 고장을 예방해야 될 것이다.

또한, 최근에는 송변전 설비의 애자세정중 지락에 의한 섬락고장이 빈번히 발생하고 있으며, 특히 송변전 설비의 고장은 발전기 정지 뿐만 아니라 광역정전을 유발시킬 수 있으므로 특별한 주의가 요구된다.

라. 계획예방 정비후 고장발생 시기별 실태 분석

계획예방 정비후 고장발생 시기별로는 표 3-7과 그림 3-6에서 보는 바와 같이 전기설비의 전체 고장건수 44건중 4~10개월 사이에 26건(60%)이 발생하여 이 기간동안 발생비율이 매우 높으며, 12개월 이상이 7건(16%), 2~3개월 및 11~12개월 사이에 각 5건(11%) 발생하고 있다.

계획예방 정비후 4~10개월 시기에 발생하는 26건중 고장개소별로는 표 3-8에서와 같이 전원 및 회로설비, 계전기, 변성기류, 발전기, 변압기 등 전반적인 전기설비에서 고루 발생하고 있다. 계획예방 정비완료후 3개월 이내의 발생도 6건(14%)이나 점유하고 있으며, 원인별로 분류하면 경년열화 및 인적실수에 의한 정지가 50%로 계획예방 정비 착공전에 설비별로 정비개소, 범위 및 방법 등 정비에 대한 철저한 계획수립이 이루어져야 할 것이다.

표 3-7. 계획예방 정비후 발생시기별 고장정지 발생 현황

구 분	1개월 이 내	2~3 개월	4~6 개월	7~10 개월	11~12 개월	12개월 이상	합계
발생건수	1	5	13	13	5	7	44
점 유 율	2.3	11.4	29.5	29.5	11.4	15.9	100

표 3-8. 전기설비의 발생개소별 고장정지 발생 현황

구분	발전기	여자장치	변압기	차단기	변성기류	회전기기	단로기	계기 / 계전기	전원 / 회로설비	합계	
1개월 이내				1						1	
2~3 개월		1			1		1		2	5	
4~6 개월	1	1	1	1	4			1	4	13	
7~10 개월	2	1	2	1		1	1	2	3	13	
11~12 개월		1	1	1			1		1	5	
12개월 이상	1			1		2		1	2	7	
합계	건 수	4	4	4	5	5	3	3	4	12	44
	점유율	9.1	9.1	9.1	11.4	11.4	6.8	6.8	9.1	27.2	100

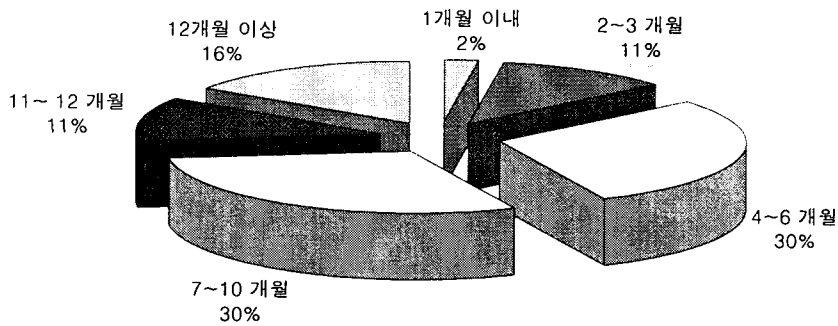


그림 3-6. 계획예방 정비후 발생시기별 고장정지 점유율

3. 대형 동기발전기의 고장유형 분석

국내에서 운전중인 주요 발전기에 대한 고장유형을 각각의 발전기별로 고장 발생년월, 고장설비, 고장상태, 고장원인 등을 부록의 표 A-2에 수록하였고, 여기서는 대형 동기발전기에서 주로 발생하는 고장의 유형을 분석한다.

가. 발전기 고정자의 고장유형 분석

수·화력 및 원자력 발전소에 주로 채용되는 대형 발전기와 복합화력에 채용되는 공냉식 가스터빈(G/T) 발전기 고정자의 중요 고장유형을 표 3-9에 나타내었다. 여러 가지의 고장원인 중에서 고정자 권선의 절연파괴에 의한 고장정지 사고는 복구시간이 2~3개월로 정지기간이 길어지고, 전력수급에 직접 영향을 미치기 때문에 파급효과가 가장 크다고 할 수 있다.

표 3-9. 발전기 고정자의 고장 유형

고 장 유 형		고 장 발 생 발 전 기	비 고
고정자 권선의 절연파괴	경년열화(노후)	화천수력 #3, 수력 일부, 인천화력 #1, #2	
	수냉각 권선의 누수	호남화력 #1, 인천화력 #3	
	자성체 이물질	고리원자력 #2, #3, #4	
	End Coil의 진동 발생	울진원자력 #1, 호남화력 #1, #2, 인천화력 #3, #4	
고정자 권선의 온도상승		분당복합 S/T	
고정자 냉각수의 유량 감소		고리원자력 #3, #4, 보령화력 #5	
고정자 End Coil의 Binding 절단		영광원자력 #1, 여수화력 #2	
고정자 권선 Wedge의 이완		대부분의 발전기에서 발생함	
철심의 단락		인천화력 #4 (Motoring 발생)	
철심(End 부위)의 온도상승		필리핀 말라야발전소	
철심에서의 이음 발생		여수화력 #1, 평택화력 G/T #1~#4, 고리원자력 #1, 서천화력 #1, #2, 서인천화력 G/T 3, 4단계	

수냉각 고정자 권선에 있어서는 용접부위의 부식 및 틈새에 의해서 누수가 발생하여 절연파괴로 진전되고, End Coil에 자성체의 이물질이 존재하면 회전자계에 의해 회전하여 고정자 권선을 절연파괴에 이르게 한다. 고정자 End Coil에 있어서 전자력에 의한 120 Hz 진동력이 발전기의 공진주파수에 근접하게 되면 과도한 진동이 발생하여 절연파괴의 원인이 된다. 운전시 및 기동, 정지에 따른 진동과 열팽창에 의해 대부분의 발전기에서 웨지가 이완되는 현상이 나타나고, 진동에 기

인한 철심에서의 이음이 발생하고, End Coil 지지용 Binding이 절단되는 사고가 발생된다. 한편, 고정자 권선의 온도상승 요인은 대부분 냉각설계가 미흡한 것이 원인이고, 수냉각 방식의 경우에는 구리와 산소의 화학반응에 의해 슬러지의 발생이 점차 증대되면 수냉각 통로가 차단되어 냉각수의 유량이 감소하게 되어 과도한 온도상승의 원인이 된다. 또한, 회전자가 정지한 상태에서 전류를 투입했을 때 회전자계에 의한 Motoring이 발생하게 되면 회전자가 파괴되는 치명적인 사고로 진전되고 고정자 또한 심각한 피해를 입게 된다.

나. 발전기 회전자 및 부대설비의 고장유형 분석

대형 동기발전기 회전자에 대한 사고는 공냉식 가스터빈 발전기에서 많이 발생하고, 표 3-10에서 보는 바와 같이 회전자 권선의 접지가 사고의 대부분을 차지한다. 회전자 권선 접지사고는 발전기의 용량이 커지고, 주말기동정지(WSS) 및 일일기동정지(DSS)가 빈번하기 때문에 발생하고, 보수에 2~3개월이 소요되어 큰 손실을 초래한다. 회전자 권선의 통풍구가 막히게 되면 온도분포가 달라져 열적 불평형이 초래되어 진동이 발생하고, DSS 운전이 원인이 되어 회전자의 원심력에 의해 회전자 권선이 움직이게 되면 동분이 발생하고, 이에 따라 접지사고로 진전된다. 발전기의 출력이 과다하게 변동하게 되면 힘이 모두 Shaft와 Coupling에 집중되므로서 비틀림 토오크가 크게 발생한다. 발전기 회전자 Retaining Ring의 재질이 18Mn-5Cr인 경우에는 강도와 내습성 측면에서 부적합하여 균열(Crack)이 발생하는 사고가 빈번히 발생하게 되면, 18Mn-18Cr의 재질인 Retaining Ring으로 교체해야 한다.

표 3-11에는 발전기 부대설비에 대한 주요 고장유형을 나타내었고, 수소냉각 발전기의 경우에는 수소가스 밀봉장치의 불량에 주의해야 하고, 수소가스가 수분을 함유하게 되면 발전기 내부가 부식하는 현상이 나타난다. 기타 발전기 고·저압 붓싱 손상사고가 부주의로 인해서 일부 발생하였고, 냉각방식이 개방통풍형인 경우에는 Air Filter의 불량으로 발전기 내부가 부식하는 사고도 다수 발생하였다.

표 3-10. 발전기 회전자의 고장 유형

고 장 유 형	고장 발생 발전기	비고
회전자 권선의 접지	울산 G/T #2, 일산 G/T #1, #4, 군산 G/T #1, #4, 평택 G/T #1, #4, 부평 G/T #2, 한화 G/T #1, #6, 인천화력 #4, 삼천포화력 #4, 부산화력 #1, 고리원자력 #1 #4 등	
회전자 Coil의 층간단락	서울화력 #4, 서인천 G/T #4, 평택 G/T #1 등	
회전자 Coil의 단선	서인천복합 3대, 영월 G/T #2	
회전자 Coil의 통풍구 막힘에 의한 진동	울진원자력 #3, #4	
Motoring 발생에 의한 손상	고리원자력 #1, 호남화력 #2, 인천화력 #4, 울산 G/T #2 등	
회전자 Coil의 동분 발생	평택화력 #1~#4	
축전압에 의한 베어링 손상	고리원자력 #1, 삼랑진양수 #1, #2, 그외 다수의 발전기	
비틀림 토크의 과다 발생	군산기력	
Wedge의 Crack	울산화력 #1~#3, 영남화력 #1, 부산화력 #3, #4 등	
Retaining Ring의 Crack	영광원자력 #1	

표 3-11. 기타 발전기 부대설비의 고장 유형

고 장 유 형	고장 발생 발전기	비고
발전기 고·저압 붓심의 손상	삼천포화력 #1, #3, #4, 보령화력 #2, #4	
수소가스의 수분 과다함유에 따른 발전기 내부의 부식	서인천 1, 2단계 발전기 6대	
냉각방식(개방통풍형) 불량에 따른 발전기 내부의 오손 과다	군산 G/T #2, 영월 G/T #2, 일산 G/T #1 #4, 부천 G/T 등	
수소가스 밀봉장치의 불량	수소냉각 방식의 대부분 발전기	
발전기 진동의 과대	다수의 발전기	

제 2 절 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템

1. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 개요

발전기 운전중 진단기술을 이용한 PDA, TGA, FSA 시스템 등은 현장에서 운전 정지 없이 바로 측정 및 분석이 가능하다. 그러나 상기의 시스템들은 엄밀한 의미에서 On-Line 방식이 아닌 On-Site 방식으로 3~4개월 간격으로 발전소 현장을 방문하여 측정하여야 하기 때문에 측정하지 않을 때 발생하는 절연의 이상상태를 파악하는 것이 어려워진다. 또한 운전중 진단기술에 의한 절연상태의 변화추이 분석과 정밀한 진단을 위해 빈번한 측정 및 분석을 수행할 필요가 있으며, 전국 각지에 위치하고 있는 수력 및 화력 발전소에 상기의 시스템을 설치 및 운용을 하기 위해서는 숙련된 전문가들이 항상 상주하여 감시 및 진단을 수행할 필요성이 요구됨에 따라 시간 및 비용의 측면에서 경제적으로 많은 부담이 되고 있는 실정이다. 따라서 발전소 현장에 설치가 용이하며, 현장에 있는 비전문적인 작업자들의 활용이 가능하며, 경제적으로 발전기 고정자 권선의 운전중 절연상태를 상시 원격 감시 및 진단할 수 있는 시스템이 필요하다. 이와 같은 필요에 따라 전력연구원과 한국전기연구소의 공동연구를 통해 PDM(Partial Discharge Meter) 시스템을 개발하여, 고정자 권선의 절연상태를 운전중에 상시 감시할 수 있도록 하였다. 하지만 PDM은 아날로그 방식으로 개발되었기 때문에 현장 작업자들이 수시로 데이터 값을 측정하여 기록하여야만 하는 단점과 작업자마다 큰 측정오차를 가질 수밖에 없는 단점 등이 나타났다. 본 연구에서는 상기의 단점들을 보완하기 위해 디지털 방식을 채택하고, 현장에서 멀리 떨어진 원거리에서도 해당 발전기의 고정자 권선 절연상태를 상시 감시할 수 있도록 원격 네트워크 기술을 도입한 발전기 고정자 권선의 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템에 관하여 중점적으로 연구하였다.

2. 발전기 고정자 권선의 On-Line 부분방전 특성¹⁷⁾

현재 국내에서 운전되고 있는 발전기 고정자 권선은 Asphalt, Polyester, 그리고 Epoxy의 3가지 절연물이 주종을 이루고 있으며, 용량에 따라 절연설계가 다르게 되어 있으므로 부분방전이 발생하는 주파수 대역이 각 발전기마다 상이하게 나타난다. 그러므로 넓은 주파수 대역에서 나타나는 부분방전 신호를 모두 감시하는 것이 바람직하지만, 기기의 가격상승은 물론 외부잡음이 유입될 가능성이 많아진다. 본 연구에서는 부분방전의 변화를 예측하기가 비교적 용이하도록 주파수에 따른 부분방전 특성을 분석하여 가장 큰 응답특성을 나타내는 주파수 대역을 선정함

으로서 소형 및 저가의 모니터링 시스템을 제작 가능하도록 하였다.

가. 수력발전기의 On-Line 부분방전 특성

수력발전기의 경우 부분방전 신호측정 센서로 Permanent Coupler를 주로 사용한다. 고정자 권선에서의 신호 전파특성을 측정하기 위하여 먼저 Permanent Coupler의 주파수 응답특성 시험을 실험실에서 실시하였다. 파고치 1 V인 정현파 신호의 주파수를 1 MHz에서 13 MHz로 가변시키면서 Permanent Coupler의 단자에 직접 주입하여 그 출력파형을 Terminal Box의 단자에서 Oscilloscope로 측정하여 그림 3-7과 같은 결과를 얻었다. 그림에서 응답전압(response voltage)의 크기는 파고치 전압이다. 그림 3-7에서 보는 바와 같이 10 MHz에서 신호 응답특성이 가장 높았으며, 1 MHz에서 가장 낮았다. 주파수 응답특성은 10 MHz/1 MHz의 비율이 30정도 되었다. 또한 주파수별 분석이 가능한 FSA를 이용하여 실제 팔당 수력 #4의 On-Line 부분방전 특성시험 결과를 표 3-12에 나타내었다. 그러므로 Permanent Coupler를 이용한 수력발전기의 On-Line 부분방전 측정의 경우 중심주파수를 10 MHz로 선정하였다.

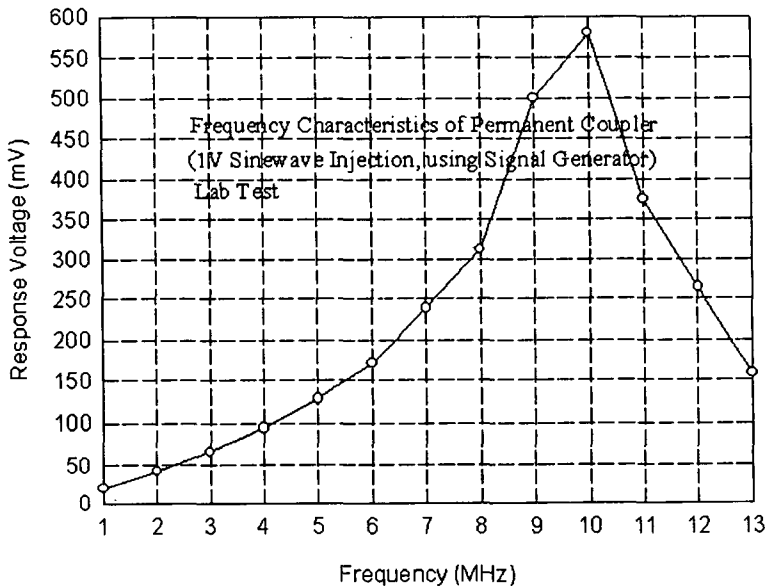


그림 3-7. Permanent Coupler의 주파수 응답특성 (실험실)

표 3-12. FSA 측정결과 (팔당 수력 #4)

PalDang H/P #4 Generator Stator Winding [Permanent Coupler/FSA Test : Max. PD = QM (mV)]						
Phase \ CF	5 MHz		10 MHz		15 MHz	
	+	-	+	-	+	-
A 상	45	45	67	64	25	24
B 상	46	49	78	70	41	37
C 상	50	50	66	60	29.5	29
3상 일괄	22.5	20.5	58.5	58.5	43	40

표 3-13. FSA에 의한 Slot PD의 측정결과 (서울 화력 #4)

SEOUL T/P #4 Generator Stator Winding (FSA Test : Slot PD)														
FSA (Slot PD) Max. PD =QM [mV]		Phase (극성) CF [MHz]	A				B				C			
			A1		A2		B1		B2		C1		C2	
			+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-
공기중 (off-line)	(95.10.02.)	10	23.5	20	16	16.2	5.4	10	5.2	9.4	12.9	16.2	6.8	7.1
	(95.11.08.)	10	14.7	20.1	6.4	13.4	52	71	9.4	11.6	23.5	29	15.6	22.5
15		5.1	5.5	3.8	7.9	40	63	3.4	4.1	19	23.5	13.8	19.8	
20		8.8	10.6	4.2	5.5	63	109.5	6.4	9.4	21.5	32.5	18.3	24.9	
수소중 (on-line)	(96.04.25.)	10	15.9	21.9	5	6.2	31	45	12.2	12	15.9	20.7	8.2	9.6
		15	4.6	6.5	2.4	3.45	26.5	37.5	4.2	4.0	14.1	18.6	7.0	6.8
	(96.09.05.)	20	8.0	12.6	3.5	3.9	40	56	6.6	8.6	19.8	21.6	8.2	7.4
		10	17	25.5	5.6	6.8	9.3	19.8	10.8	12.4	12.3	17.4	6.6	7.6
	(97.02.20.)	30	2.7	3.5	0.95	0.95	5.4	10.2	1.45	1.85	9.2	11.4	2.5	3.5
		100	1.25	1.05	0.5	0.29	1.15	1.8	0.76	0.64	3.35	3.00	1.65	1.95
10		13.5	21.5	12	14.4	71	74	13.2	11.8	19.5	25.2	23.7	23.4	
(97.06.25.)	30	5.4	7.2	3.9	5.1	48	51	4.6	5.9	17.7	18.9	19.5	16.8	
	100	1.25	1.1	0.48	0.27	12.2	14.6	0.68	0.56	8.0	7.8	7.3	5.0	
	10	16	22.5	8	7.8	50	54	15.4	14	12	17.7	9	10.2	
(97.06.25.)	30	2.6	3.3	1.9	2.1	29	31	2.2	2.2	8.7	12.6	4.2	4.5	
	100	1.15	1.15	0.56	0.31	5.6	5.8	0.68	0.7	2.8	3.2	1.2	1.3	

표 3-14. FSA에 의한 Endwinding PD의 측정결과 (서울 화력 #4)

SEOUL T/P #4 Generator Stator Winding (FSA Test : Endwinding PD)														
FSA (E/W PD) Max.PD=QM[mV]	Phase (극성) CF [MHz]	A				B				C				
		A1		A2		B1		B2		C1		C2		
		+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	
공기중 (off-line)	(95.10.02.)	10	22	22.5	11.2	10.6	5.4	9.4	5.4	7.2	8.1	11.7	7.4	7.3
수소중 (on-line)	(96.04.25.)	10	14.7	20.4	4.8	6.4	34	49	9.6	12.2	17.1	19.5	9	10.6
		15	4.4	6.3	2.3	2.95	23.5	36	2.6	2.5	13.5	16.8	6.4	6.9
		20	8.4	9.8	3.1	3.6	34	50	6.6	8	18.9	23.1	7	9.1

나. 화력발전기의 On-Line 부분방전 특성

FSA 시스템을 이용하여 서울 화력 #4 발전기 고정자 권선에서 발생된 부분방전 신호를 검출한 결과를 표 3-13(Slot PD)와 표 3-14(Endwinding PD)에 각각 보였다. 이때 부분방전 신호를 검출하기 위해 차단 주파수(Cut-off Frequency)의 특성이 10 MHz에서 1 GHz까지인 SSC가 사용되었다. 실제로 측정 중심주파수가 10 MHz일 때 검출되는 부분방전 신호가 가장 크게 나타나고 있다. 1996년 11월에 SSC가 설치된 군산 화력 G/T #4 발전기의 부분방전 신호의 주파수 특성을 파악하기 위해 FSA 시스템으로 측정한 Slot PD 결과를 표 3-15에 나타내었다. 역시 측정 중심주파수가 10 MHz일 때 검출되는 부분방전 신호가 가장 크게 나타나고

표 3-15. FSA에 의한 Slot PD의 측정결과 (군산 화력 G/T #4)

Kunsan G/T #4 Generator Stator Winding (FSA Test : Slot PD)														
FSA (Slot PD) Max. PD =QM [mV]	Phase (극성) CF [MHz]	A				B				C				
		A1		A2		B1		B2		C1		C2		
		+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	
운전중 (on-line)	(97.02.26.)	10	21.9	14.4	25.2	23.1	11.8	9.8	1.7	3.5	10.8	18.6	3.3	2.85
		30	5.5	6.1	8.8	8.1	3.3	2.9	0.92	0.84	1.8	4.0	1.12	1.0
		60	5.0	4.6	5.1	4.6	4.5	3.3	0.8	1.3	3.7	3.5	0.66	0.6
		100	2.25	3.45	2.8	2.5	1.5	1.1	0.2	0.18	2.1	2.4	0.37	0.46
	(97.06.24.)	10	12	11.1	18.6	17.1	5.4	5.4	1.75	2.15	0.6	0.6	2	2.5
		30	3.3	3.5	6.2	6	1.1	1.15	0.58	0.58	미측정	미측정	1.02	1.04
		60	3.8	3.9	3.6	2.8	1.3	1.25	0.44	0.46	-	-	0.7	0.52
		100	2.05	2.8	1.7	1.8	0.4	0.55	0.19	0.23	-	-	0.34	0.33

있음이 확인되었다. 본 연구에서 수행중인 독립형 On-Line 부분방전 측정시스템을 이용한 진단기법에서 측정하고 있는 10 MHz의 중심 주파수(CF ; Center Frequency) 선정이 타당함을 알 수 있다. 실제 가동중인 2개의 화력발전기에 On-Line 측정용 센서인 SSC를 설치하여, 주파수 분석기를 통해 측정된 부분방전 특성이 대부분 10 [MHz] 대역에서 가장 크게 나타남을 확인하여 본 연구에서는 측정 주파수 대역을 10 [MHz] 영역으로 설정하였다.

3. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템 구성

본 연구에서 개발한 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 전체 구성을 그림 3-8에 나타내었다. 본 시스템의 구성은 크게 2개의 부분으로 구분되며, 설정된 시간마다 고정자 권선에서 발생하는 부분방전 신호를 검출, 저장 및 표시를 담당하는 Remote Unit과 각각의 Remote Unit로부터 데이터를 수신하여 데이터 베이스를 구축하며, 부분방전의 변화추이를 분석해 주는 Host Unit으로 나뉘어진다. 발전기 출력이 3상이므로 1기당 적어도 3개 이상의 측정센서가 발전기 고정자 권선에 설치되며, 2병렬회로일 경우에는 6개, 3병렬회로일 경우에는 9개가 설치된다. 측정센서에 의해 검출된 부분방전 신호를 Remote Unit으로 입력하여 데이터 저장, 표시 및 상위계층(Host Unit) 전송 등의 기능을 수행한다. Remote Unit은 비전문적인 현장 작업자들도 쉽게 발전기 고정자 권선의 절연상태를 파악할 수 있도록 발전기

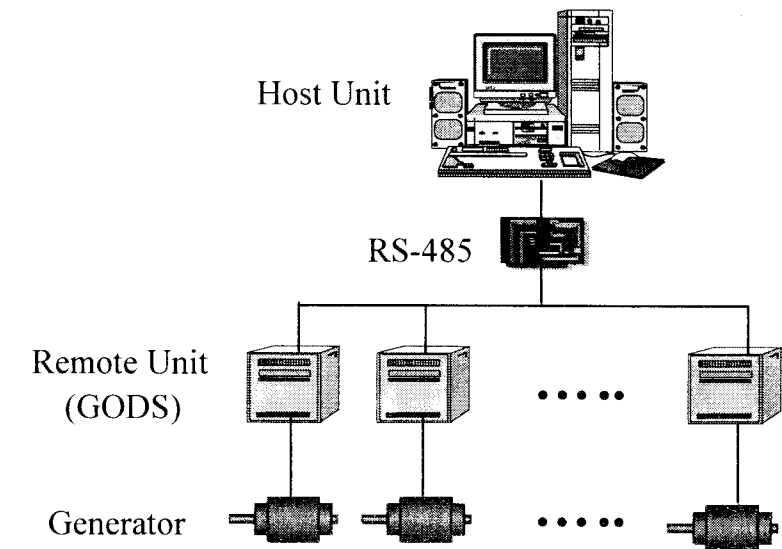


그림 3-8. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 전체 구성도

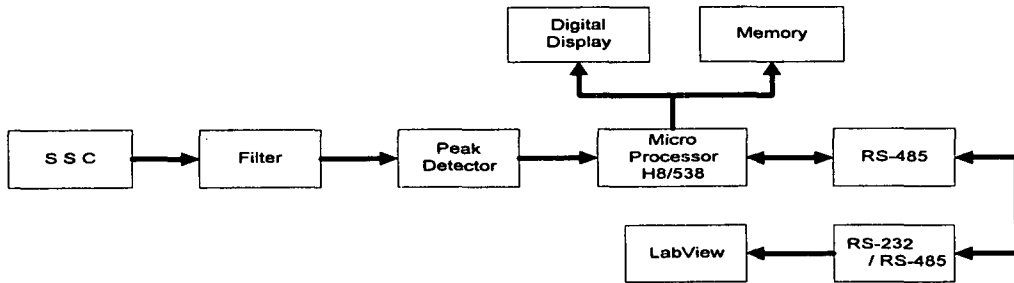


그림 3-9. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 기능별 구성도

에 직접 설치되어 측정된 부분방전 신호의 크기를 표시하며, Host Unit과 연계하거나 또는 독립적으로 운용되어질 수 있다. Host Unit은 발전기 운전실에 설치되어 하위계층인 Remote Unit에서 송신된 부분방전 신호를 이용하여 데이터 저장을 통한 데이터베이스 구축 및 표시, 그리고 전문가를 위한 고정자 권선의 절연상태 분석 등의 기능을 수행한다. 또한 Host Unit과 Remote Unit사이에 RS-485 통신 방식을 적용하고 있으므로 1개의 Host Unit으로 최대 32개의 Remote Unit을 관리하는 것이 가능하도록 제작되었다. 그림 3-9는 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 기능별 구성도를 보여주고 있다.

가. 부분방전 신호의 Band-Pass Filtering^{[22]~[29]}

발전소 현장에는 발전기 외에 발전기를 운전하기 위해 사용되는 다른 많은 기기들이 있으며, 이것들로부터 많은 전자계 신호들이 방사되고 있다. 이러한 신호들은 부분방전 신호에 대하여 상대적으로 잡음 요소에 해당되며, 정확한 부분방전 신호를 찾는데 부정적인 영향을 끼치게 된다. 부분방전 신호는 수십 kHz ~ 수백 MHz 사이에 넓게 분포하고 있으므로 넓은 대역에 걸쳐서 부분방전 신호를 취득하고 분석하는 것이 바람직하다고 할 수 있다. 하지만 기존의 On-Line 부분방전 측정기로 측정된 결과 발전기마다 부분방전 신호가 크게 나타나는 주파수 대역이 존재하기 때문에 이 대역에서의 신호 변화를 감시하는 것으로 고정자 권선 부분방전 신호의 변화 추이를 분석하는 것이 가장 합리적인 방법이며, 대체로 국내 발전기 고정자 권선에서 발생하는 부분방전 신호 중 7 ~ 10 MHz 대역에서 가장 크게 나타나고 있으므로 이 대역만을 통과할 수 있는 Band-Pass 필터의 설계가 요구된다. 그림 3-10은 7 ~ 10 MHz Band-Pass 필터 회로를 보여준다. 필터회로는 크게 저항, 코일, 그리고 콘덴서 등과 같은 수동소자를 이용한 수동필터와 트랜지스터

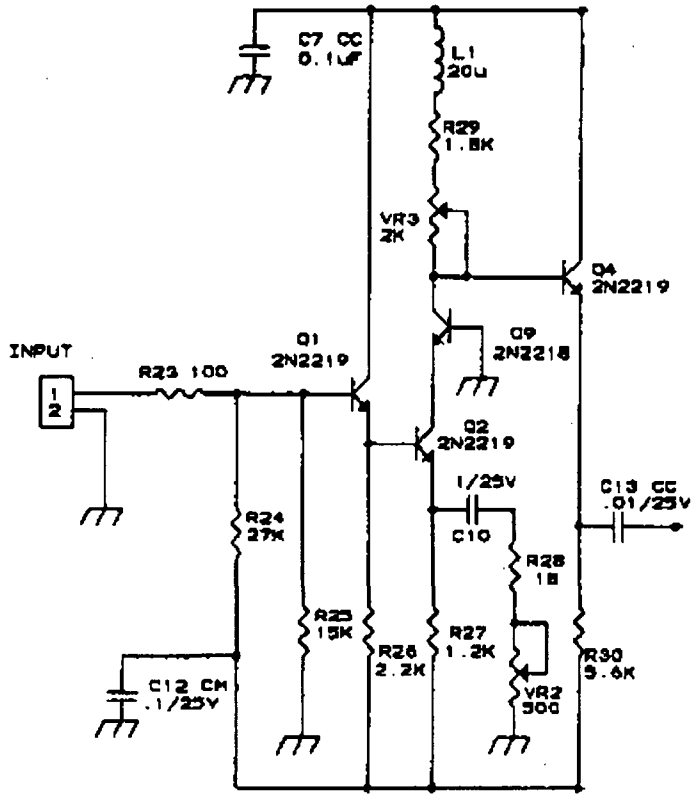


그림 3-10. 7 ~ 10 MHz Band-Pass Filter 회로

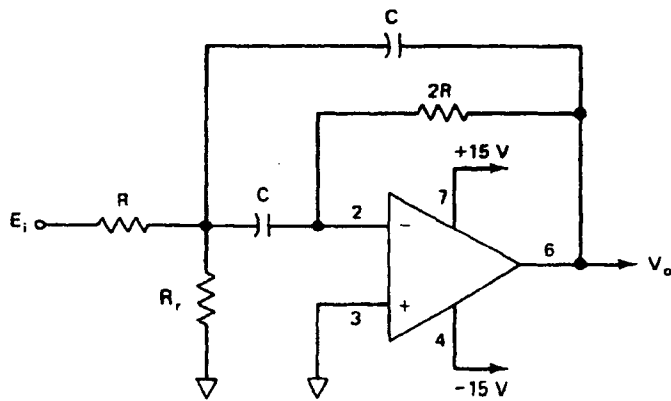


그림 3-11. Op-Amp를 이용한 Narrow-Band-Pass Filter 회로

그리고 OP Amp 등과 같은 능동소자를 이용한 능동필터로 나눌 수 있으며, 본 회로는 트랜지스터를 사용한 능동필터를 채택하였다. 하지만 실제 제작 후 On-Line 부분방전 측정 시스템에 적용한 결과 주파수 설정이 매우 까다로운 문제가 발생하였다. 이에 따라 향후에는 주파수 설정이 비교적 용이하고 회로의 소형화를 위해 그림 3-11과 같이 OP Amp를 사용한 Narrow-Band-Pass 필터를 설계 및 제작하여 적용하는 것이 요구된다. 그림 3-11에서 필터의 입력저항은 대략 저항 R과 같으며, feedback 저항이 2R이 되면, 설정된 주파수(f_r)에서 필터의 최대 이득이 1이 된다. 또한 저항 R,를 조절하면 이득 및 대역폭의 변화없이 원하는 주파수로 설정할 수 있게 된다. -3 dB(0.707)를 기준으로 한 대역폭 B는 저항 R과 2개의 콘덴서 C에 의해 식 3-1과 같이 결정된다.

$$B = \frac{0.1591}{RC} \quad (3-1)$$

또한 저항 R,은 식 3-2와 같이 결정된다.

$$R_r = \frac{R}{2Q^2 - 1} \quad (3-2)$$

여기서 quality factor $Q = \frac{f_r}{B}$ 이고, 식에서 값이 큰 Q일수록 주파수의 대역폭이 좁아짐을 알 수 있다. 결과적으로 f_r 은 저항 R,에 의해 결정되므로 식 3-3에 의해 구하여진다.

$$f_r = \frac{0.1125}{RC} \sqrt{1 + \frac{R}{R_r}} \quad (3-3)$$

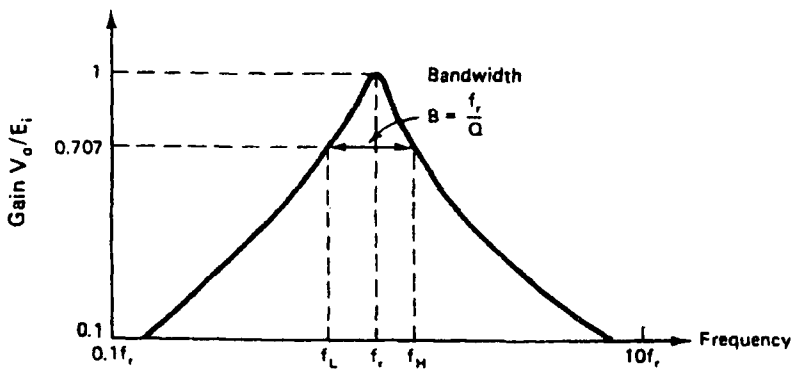


그림 3-12. Op-Amp를 이용한 Narrow-Band-Pass Filter의 주파수 응답 특성

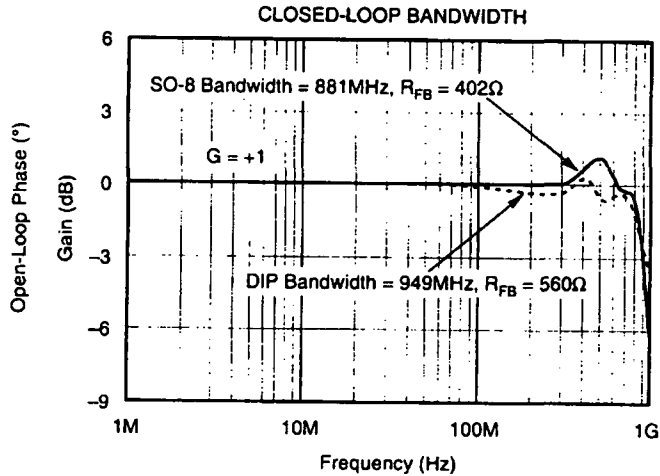


그림 3-13. OPA658의 closed loop(gain=1) 주파수 응답 특성

Narrow-Band-Pass 필터의 주파수에 따른 응답특성은 그림 3-12와 같이 나타난다. 하지만 수십 MHz 대역의 신호를 처리해야 하기 때문에 이 대역에서 아무런 문제없이 동작할 수 있는 OP Amp의 선정이 가장 중요한 요소이며, Burr-Brown사의 OPA658 Op-Amp를 검토 중에 있다. OPA658의 대략적인 특징은 unity gain stable bandwidth 900 MHz, 50 mW의 저전력 소비, 1,700 V/ μ s의 높은 slew rate, 그리고 80 mA의 높은 출력전류 등이 있다. 그림 3-13에 OPA658의 closed loop(gain=1) 주파수 응답특성을 나타내었다.

나. 부분방전 신호의 Peak Detector^{[30]~[32]}

필터를 통해 나온 신호는 대략 100 ns ~ 150 ns의 빠른 신호로서 이 신호를 A/D 변환하여 분석하는 것이 가장 이상적인 방법이지만, 실제로 부분방전의 크기 정보가 필요하므로 신호의 최대(peak)값만을 검출기(detector)로 검출한다. Peak detector에서도 어느 정도의 시간동안 peak값을 유지할 수 있지만, 앰프의 바이어스 전류, 콘덴서와 다이오드의 리크전류, 또는 회로 기판의 리크저항에 따른 전류 등으로 hold 콘덴서의 충전전압이 시간에 따라 작아진다. 그러므로 peak값을 검출한 후 hold 회로를 통해 검출 값을 수십 ms 동안 유지시켜야 한다. 이것은 A/D 변환시간이 수십 ms 정도인 범용 A/D 변환기를 사용할 수 있는 이점이 있다. 그림 3-14에 Peak Detector & Holder 회로를 나타내었다. 실제 적용시 전체적으로

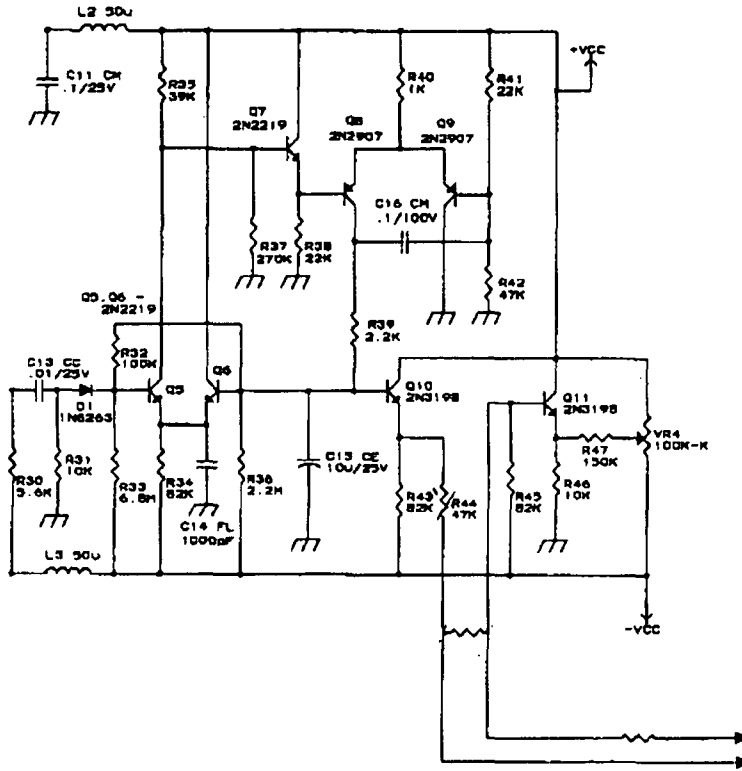


그림 3-14. Peak Detector & Holder 회로

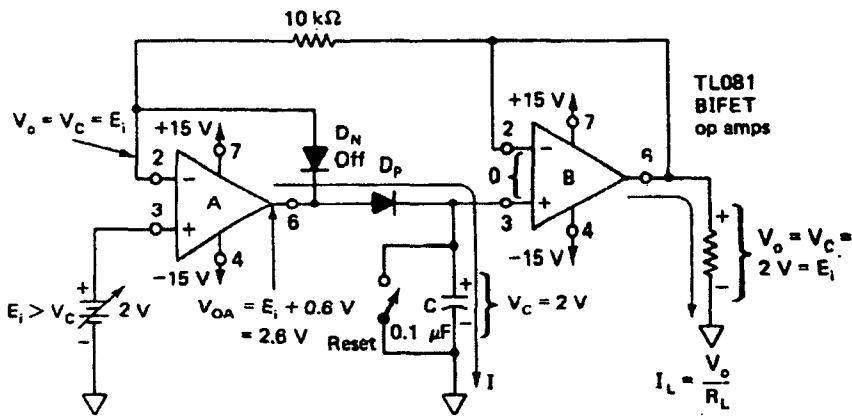


그림 3-15. Op-Amp를 이용한 Peak Detector & Holder

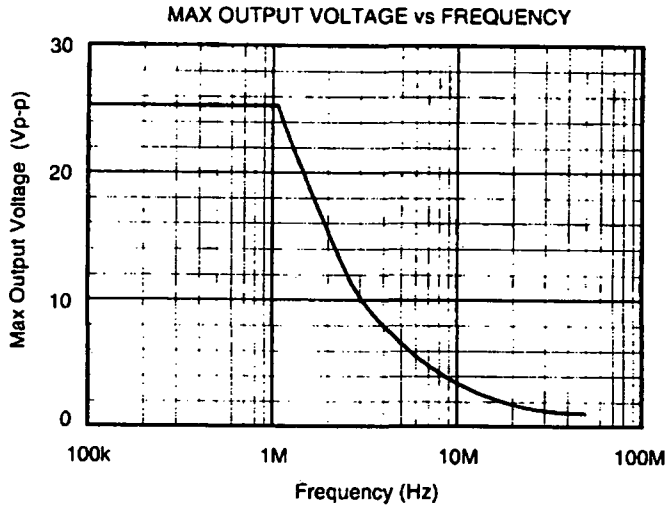
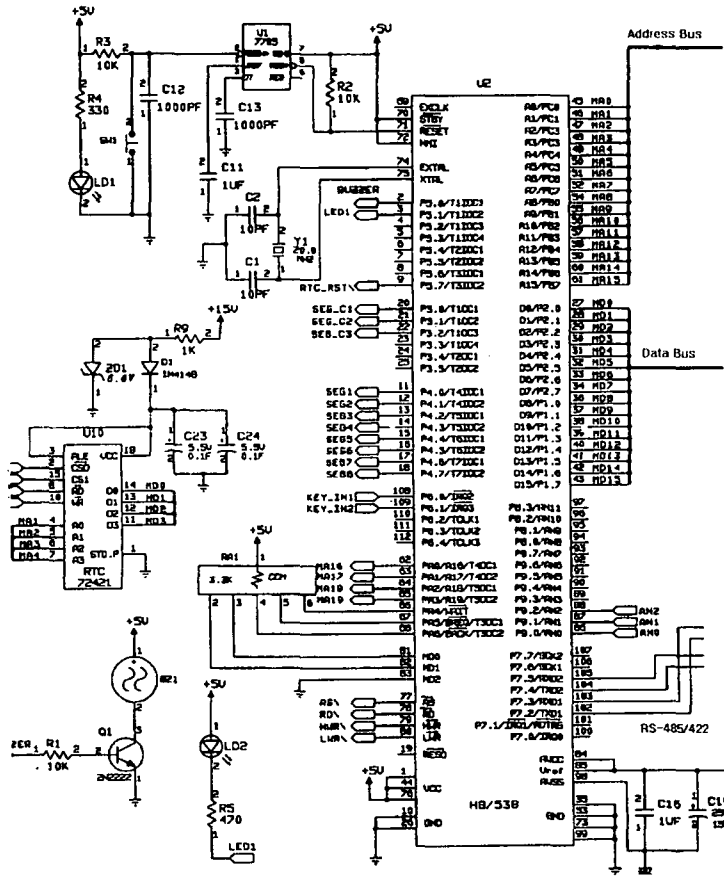


그림 3-16. OPA671의 주파수 응답특성

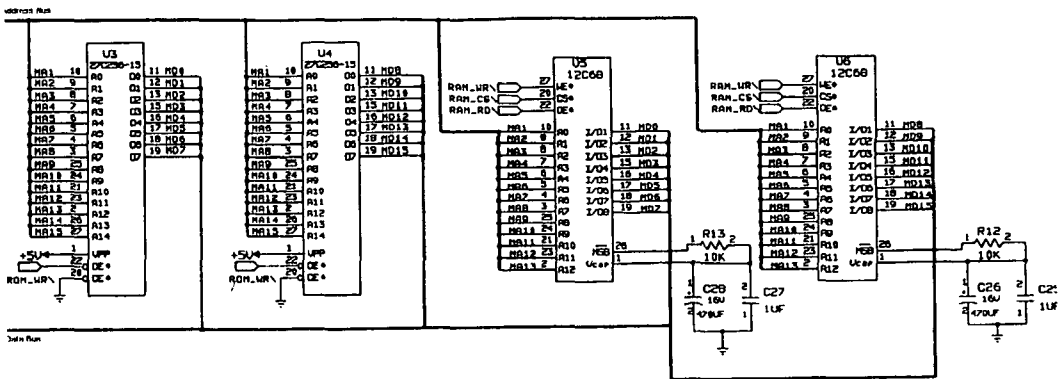
수 개의 콘덴서와 코일 등의 능동소자에 의해 신호의 위상 지연이 발생하였으며, 이를 개선하기 위해 그림 3-15와 같이 1개의 콘덴서와 2개의 Op-Amp로 구성되는 Peak Detector & Holder 회로를 채택할 필요가 있다. 여기서 콘덴서 전압의 방전비율을 줄이기 위해 반드시 D_p 는 low-leakage-type의 다이오드를 사용해야만 한다. 또한 후단의 Op-Amp는 고주파 대역에서도 잘 동작하는 FET-type이어야 하며, Burr-Brown 사의 OPA671 Op-Amp를 검토중에 있다. OPA671의 주요특징으로는 35 MHz의 wide gain-bandwidth, 100 V/ μ s의 high slew rate, 최대 50 pA의 FET input, 50 mA의 high output current 등이 있다. 그림 3-16에 OPA671의 주파수 특성을 나타내었다.

다. 시스템 제어기

peak detector를 통해 나온 신호는 수십 ms 정도로 유지되는 부분방전 peak 값으로 범용 A/D 변환기를 통해 디지털 데이터로 변환된다. 이 데이터는 마이크로 컨트롤러에 의해 저장 및 표시되며, 외부와의 데이터 통신을 제어하는 기능을 수행한다. 사용된 마이크로 컨트롤러는 Hitachi사의 H8/538이며, 주요 특징으로는 16 bit Data Bus, 20 MHz Clock Frequency, 8 Bit A/D, 12 Channel Multiplex, 64 KB Memory, Serial Terminal 등이 있다. H8/538을 사용한 회로를 그림 3-17에 나타내었다.



(a) H8/538



(b) 사용된 메모리

그림 3-17. H8/538 Micro-controller 및 메모리 회로

라. 리모트 기기의 주파수 특성

개발된 리모트 기기의 내부 및 외부를 사진 3-1과 3-2에 각각 나타내었다. 내부 구성은 수정 및 성능향상의 용이성을 위해 디지털 신호처리 모듈, 아날로그 신호처리 모듈 그리고 전원공급 모듈로 구분되어있다. 그리고 측정된 값을 지시하는데 있어 신뢰성을 높이기 위해 기존의 아날로그 방식에서 디지털 방식으로 값을 지시하였으며, 외함 구조는 열악한 현장 조건에 견딜 수 있도록 강인한 구조로 설계되었다. 리모트 기기의 현장적용에 앞서 실험실적 특성시험을 수행하기 위해 우선적으로 전압 및 주파수에 따른 응답특성 시험을 사진 3-3과 같이 수행하였으며, 그 결과를 그림 3-18에 나타내었다. 입력전압은 100, 200, 500 [mV]를 인가하였으며, 각 전압에 대해 0 ~ 13 [MHz] 사이의 다양한 주파수를 가변하여 입력하였다. 측정결과 7 ~ 10 [MHz] 대역의 신호가 가장 크게 나타남을 볼 수 있다. 따라서 실제 발전기 고정자 권선에서 발생하는 부분방전의 주파수 특성과 동일한 대역을 나타내므로, 이 대역에서 발생하는 부분방전 신호의 크기를 발전기의 운전중에 측정하여 그 변화추이를 신뢰성 있게 분석할 수 있음을 확인하였다.

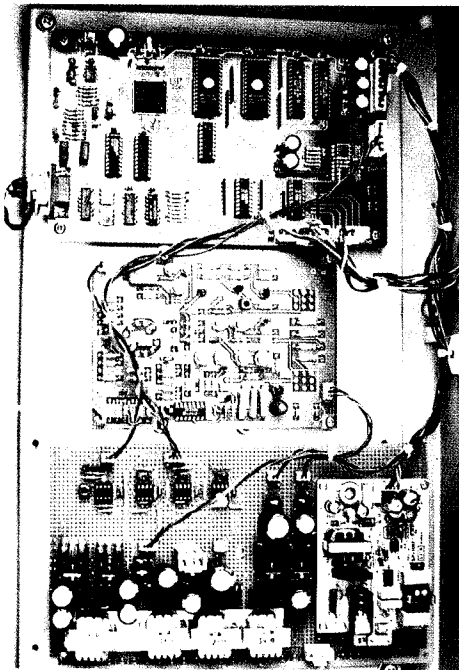


사진 3-1. 리모트 기기의 내부구성

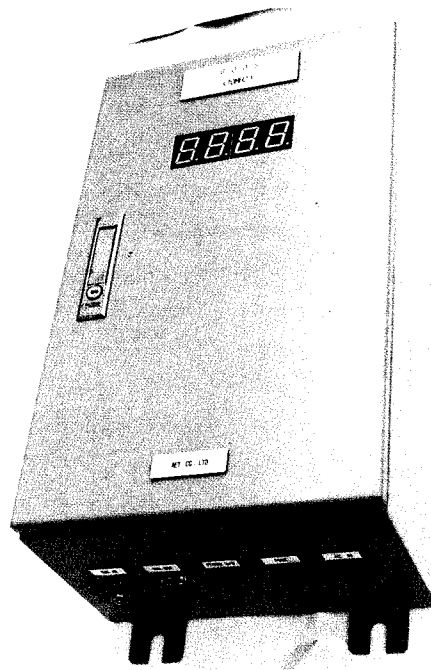


사진 3-2. 리모트 기기의 외형

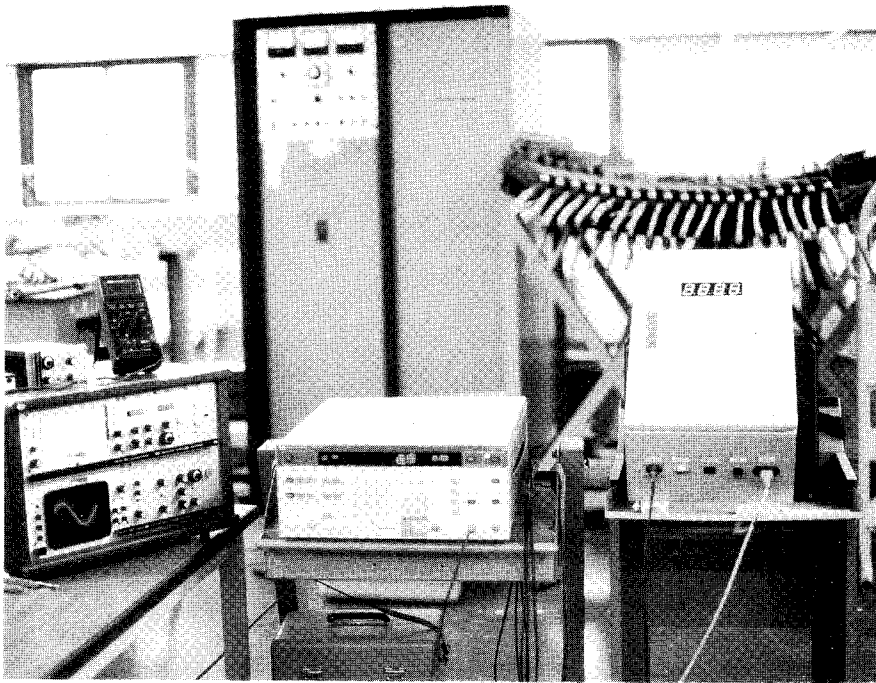


사진 3-3. 리모트 기기의 실험실적 시험장면

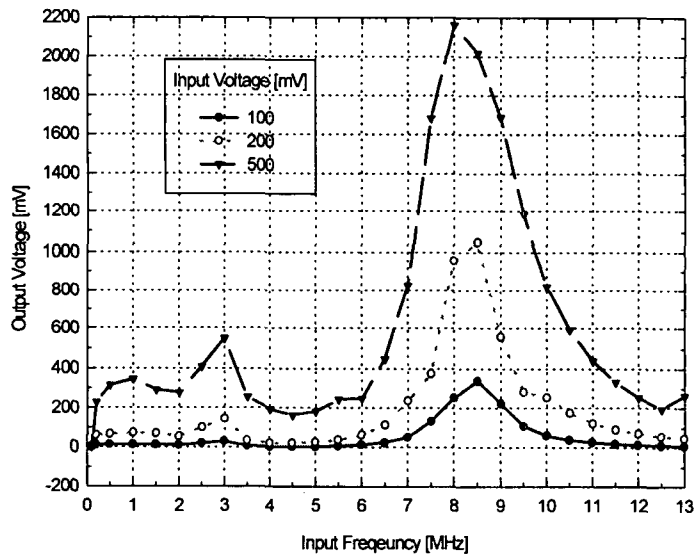


그림 3-18. 리모트 유닛의 주파수 특성

제 3 절 On-Line 전산 시스템

1. On-Line 전산 시스템의 데이터 통신^{[33]~[36]}

본 연구에서의 데이터 통신은 독립형 On-Line 부분방전 측정기와 산업용 컴퓨터(On-Line 전산 시스템)간의 Local 데이터 통신을 의미하며, 앞에서 나타낸 그림 3-8과 같이 계층망 형태로 구성되어 있다. 또한 ISO(International Standards Organization)에서 개발한 OSI(Open System Interconnection) 7계층 모델을 근거로 통신 시스템을 구성하였다. OSI 모델은 모든 컴퓨터 공급자들이 이에 따른다면 어떤 컴퓨터도 다른 임의의 컴퓨터와 통신을 할 수 있도록 설계되어 있으며, 실제로 컴퓨터들이 임의 형태의 공통망(예를 들어 계층망)에 의하여 연결만 된다면, 이 망에 연결된 임의 컴퓨터를 이용하여 다른 컴퓨터 내의 응용 데이터를 액세스할 수 있게 해줄 것이다. 그림 3-19에 OSI(Open System Interconnection) 7 Layer Model을 나타내었다. 그림에서 양쪽에 7레벨의 프로토콜을 가진 호스트를 가지고 있다. 먼저 제일 아래쪽의 Physical Medium은 호스트 상호간을 물리적으로 연결시켜주며, twisted pair line 방식을 채택하였다. 그리고 바로 위의 Physical Layer는 정보 비트를 데이터링크의 한쪽 끝에서 다른 쪽 끝으로 전송하는 책임을 맡고 있으며, RS-485/RS-422 방식을 적용하였다. 통상적으로 에러는 Physical Layer에서 주로 발생하지만, 물리적 인터페이스로는 이러한 에러의 발생을 검출하지 못한다.

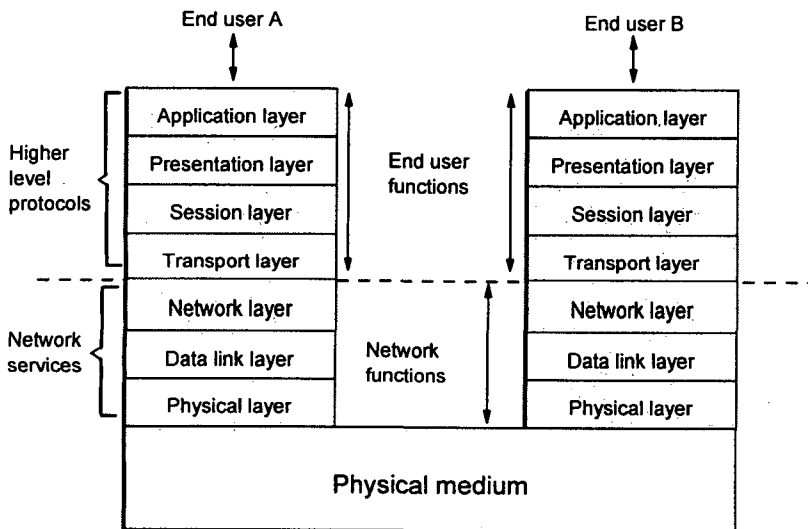


그림 3-19. OSI(Open System Interconnection) 7 Layer Model

에러의 검출은 다음 위의 레벨인 Data Link Layer에서 이루어지며, 에러가 검출되면 데이터블록이 재전송 되도록 재 송신 요구가 링크의 다른 쪽 끝으로 보내진다. Link Layer의 윗쪽은 Network Layer로서 데이터가 원하는 목적지로 갈 수 있도록 경로를 정해주는 교환기능을 수행한다. 다음으로 Transport Layer는 데이터 블록이 망을 완전히 통과하여 필요한 목적지에 안전하게 도착하는 것을 확실하게 하기 위하여 데이터전송의 신뢰성을 검사하는 것과 특정 응용업무에 사용하기 위한 가장 적절한 망(예를 들면 패킷 교환망, 디지털 데이터망, 전화망, 근거리 통신망, 위성통신망 등)을 선택하는 것이다. Session Layer는 통신이 Full-Duplex 방식인가 Half-Duplex 방식인가의 데이터 흐름을 결정하며, 처리를 재개하거나 체크포인트로 돌아감에 의해 주요한 에러복구를 담당한다. Presentation Layer는 서로 다른 컴퓨터간에 통신을 할 때에는 상위 층이 이해할 수 있는 형태로 데이터를 제공하는 역할을 담당한다. 최상층인 Application Layer는 응용 프로그램이 아니며, 하나의 응용 프로그램과 다른 응용 프로그램간의 전반적인 상호연결 개시 및 절단 등을 담당한다. 여기서 1레벨에서 3레벨은 네트워크의 기능을 정의하며, 4레벨에서 7레벨까지는 사용자의 기능을 정의하는 것이다. 본 연구에서는 Physical Layer로서 그림 3-20과 같이 RS-485/RS-422 방식을 구현하기 위해 MAXIM사의 MAX485E가 사용되었다. MAX485E은 ± 15 kV ESD(Electro-Static Discharge) Protection, $-7V \sim +12V$ Common-Mode Input Voltage Range, Three-State Outputs, 30ns Propagation Delays, Half-Duplex, 2.5 Mbps Data Rate, No Slew-Rate Limited, 300 μA Quiescent Current, 32 Transmitters on Bus, Max 4,000 feet(1.2 Km) Line Length 등의 주요 특징을 가지고 있다^[37].

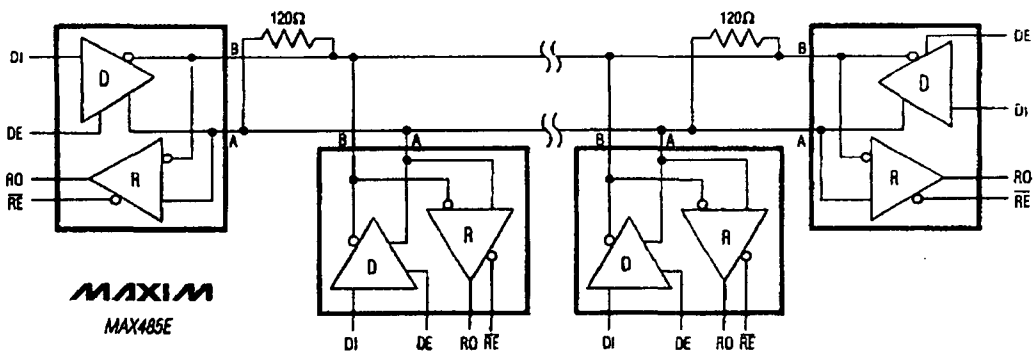


그림 3-20. Half-Duplex RS-485 Network

송·수신되는 데이터의 형태는 그림 3-21과 같이 프레임의 형태로 구성되어 있으며, 크게 synchronization field, address field, control field를 헤더로 packet, Error Check field를 바디로 다시 나눌 수 있다. 헤더부분은 바디부분의 내용을 안정적으로 전달할 수 있도록 제어정보가 담겨 있으며, 바디부분은 상위 레벨에서 사용될 내용 및 error check 정보를 담고 있다. 양쪽 link의 통신이 초기에 동기되어 있지 않은 상태이므로 동기정보(synchronization information)가 필요하며, 이러한 역할을 담당하는 것이 synchronization field 부분이고, 데이터가 최종적으로 수신되어지는 장소의 주소를 나타내는 것이 address field 부분이며, 패킷의 내용을 구분하기 위한 정보를 담고 있는 것이 control field 부분이다.

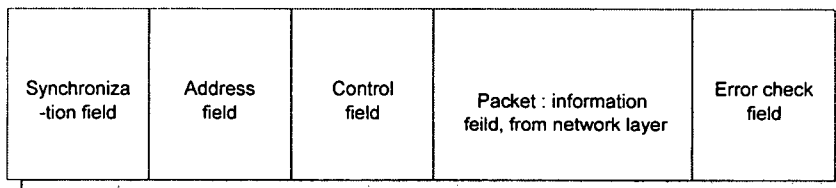
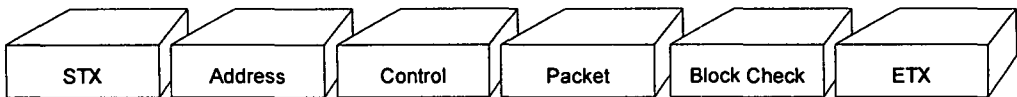


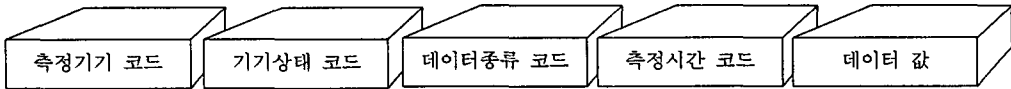
그림 3-21. frame 구성

본 연구에서 사용된 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 데이터 프레임 형태를 그림 3-22 (a)와 같이 구성하였다. STX는 데이터 프레임의 시작을 수신 측에 알리며, 통신의 동기를 맞추기 위해 사용된다. ASCII 코드 값은 0x02이다. 다음으로 Address는 수신측의 주소를 나타내며, RS-485 방식의 특성에 의해 ASCII 코드값은 0x80 ~ 0x9f의 최대 32개까지 지정이 가능하다. 특히 0x80은 호스트 주소로 정해져 있으며, 첫 번째 리모트(RTU1)인 0x81부터 31번째 리모트(RTU31)인 0x9f의 순서로 정해진다. 본 과제에서 사용된 프레임의 종류는 Data Frame, ACK Frame, NAK Frame의 3종류가 있으며, 이를 나타내는 것이 Control 부분이다. Data Frame은 패킷을 전송하는데 사용되는 프레임으로 ASCII 코드 값은 DAT(0x12)이고, ACK Frame은 수신측에서 Data Frame을 양호하게 수신 받았으면, 이를 송신측에 알리기 위해 사용되는 프레임으로 ASCII 코드값은 ACK(0x06)이고, NAK Frame은 ACK Frame과는 반대로 수신측에서 받은 Data Frame이 불량함을 송신측에 알리기 위해 사용되는 프레임으로 ASCII 코드값은 NAK(0x15)이다. 다음으로 부분방전 신호측정에 관한 각종 정보를 담고 있는 부분이 바로 패킷 부분이며, 그림 3-22 (b)와 같이 나타난다. 첫 번째로 측정기기 코드는 송신측을 나타내기 위한 정보를 나타내고, 텍스트 문자로 0000~9999의 숫자 중 하나로 표현된다. 예를 들어 첫 번째 측정기기(RTU1)는 0001로 정하였다. 기기상태 코드는

측정기기의 동작유무 또는 이상유무 등의 정보를 나타내고, 텍스트 문자로 00~99의 숫자 중 하나로 표현된다. 여기서 00은 리모트의 동작상태가 양호함을 의미한다. 다음으로 측정할 데이터의 종류, 즉 부분방전 신호의 크기, 온도 등을 구별하기 위해 사용되며, 텍스트 문자로 00~99의 숫자 중 하나로 표현된다. 부분방전 신호는 00으로 정하였다. On-Line 측정시 시간은 중요한 factor 중의 하나로 초 단위의 짧은 시간에서 년 단위의 긴 시간까지 적용할 수 있도록 구성하였다. 텍스트 문자 0~9의 숫자로 조합되며, 예를 들어 1998년 02월 10일 13시 35분 21초는 19980210133521로 표기한다. 다음으로 측정값을 표기하기 위해 텍스트 문자로 00000000~99999999의 숫자로 표현하도록 하였으며, 통상적으로 전압 형태로 측정

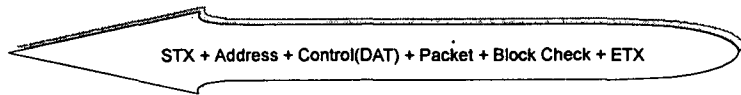


(a) Frame Format

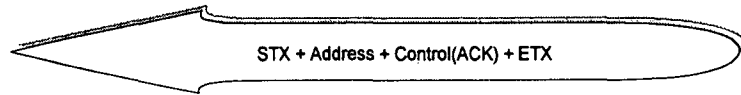


(b) Packet Format

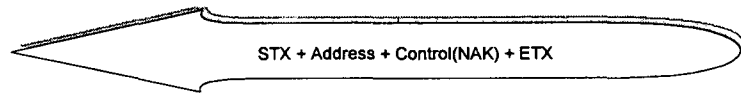
그림 3-22. 독립형 On-Line 부분방전 측정 시스템의 데이터 프레임과 패킷



(a) Data Frame



(b) ACK Frame



(c) NAK Frame

그림 3-23. 종류별 Frame의 구성

하므로 기본단위는 [mV]로 정하였다. 예를 들어 측정전압이 1,000[mV]이면 00001000으로 표기된다. 패킷 전송이 끝나면 수신측에서 양호하게 수신받았는지를 확인할 필요가 있다. 이것을 위해 송신측에서는 패킷 데이터를 합산하여 그 결과를 Block Check 부분에서 송신하면, 수신측에서도 패킷 데이터를 합산하여 수신 받은 Block Check와 비교한 후 다르면 에러로 간주하고 재송신을 요구한다. 마지막으로 수신측에 프레임의 끝을 알리기 위해 ETX를 사용하였다. 본 연구에서는 3종류의 프레임을 사용하고 있으며, 그림 3-23에 프레임의 종류별 구성을 나타내었다. 여기서 ACK/NAK를 처리하는 방법에 따라 크게 2가지로 구분된다. 첫 번째로 stop-and-wait protocol 방식으로 송신측에서 일정한 시간마다 한 프레임을 수신측으로 송신한 후 정해진 시간동안 ACK/NAK 응답을 기다린다. 만일 응답이 없거나 NAK 응답이 오면 기존 프레임을 재송신하고, ACK 응답이 오면 다음 프레임을 송신한다. 이 방식은 half-duplex 통신방식에 적용 가능하다. 두 번째로 Go-back-N or continuous 통신방식으로 송신측에서 연속적으로 프레임을 송신하면, 수신측에서도 ACK/NAK 응답을 연속적으로 송신측에 송신한다. 만일 수신측에서 응답이 없거나 NAK 응답이 오면, 기존에 전송확인이 된 프레임의 다음 프레임부터 재 송신을 수행한다. 이 방식은 half-duplex 통신방식에 적용할 수 없으며, 반드시 full-duplex 통신방식에서만 가능하다. 본 연구는 RS-485/422의 구성이 half-duplex 방식이므로 stop-and-wait protocol 통신방식을 채택하였으며, 그림 3-24에 통신 flow를 나타내었다.

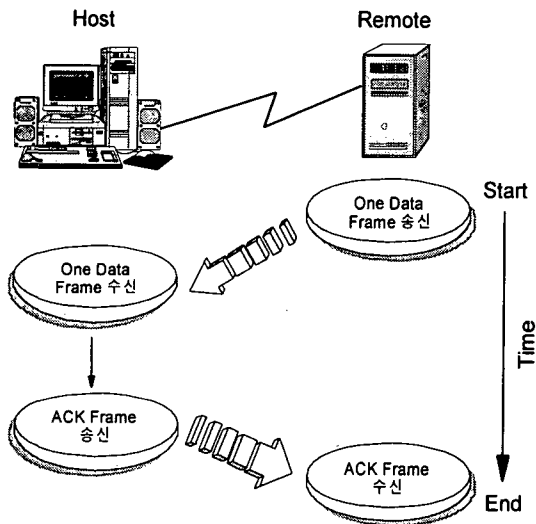


그림 3-24. 통신 flow

2. On-Line 전산 시스템의 구성^[38]

리모트 기기로부터 데이터 통신을 통해 수신받은 데이터를 이용하여 데이터 베이스 구축 및 데이터 분석, 그리고 리모트 기기 관리 등의 기능을 수행할 수 있도록 산업용 컴퓨터와 NI사의 LabVIEW를 사용하여 On-Line 전산 시스템(이하 호스트)을 구성하였다. 취득된 데이터의 활용이 비교적 용이하도록 Windows 운영 체제를 기반으로 호스트 프로그램이 동작한다. 호스트 프로그램은 NI사에서 개발된 범용 데이터 취득 프로그램 개발 언어인 LabVIEW로 작성되었다. LabVIEW의 주요 특징으로는 그래픽으로 되어있는 Front Panel과 Block Diagram 생성의 용이성, 프로그램의 모듈화 및 계층화 등의 용이성, VISA, GPIB, VXI 그리고 Serial 인터페이스 등을 통한 다양한 계측기기 제어의 용이성, 데이터 취득, 제어 그리고 분석 등의 용이성, Spreadsheet, Binary, ASCII, Datalog 등의 파일 인터페이스의 용이성, Internet, SQL, TCP/IP, ActiveX, DLL, DDE 등과의 접속 용이성, 그리고 Stand-Alone 방식의 응용 용이성 등이 있다. LabVIEW를 이용하면 개발 기간의 단축, 수정, 보완 등의 용이, 다양한 add-on 패키지의 활용 등의 장점이 있다. 본 연구에서 LabVIEW로 개발한 호스트 프로그램 Front Panel을 그림 3-25에 나타내었다. 호스트 프로그램 기능별 구조는 크게 화면표시 부분, 데이터통신 부

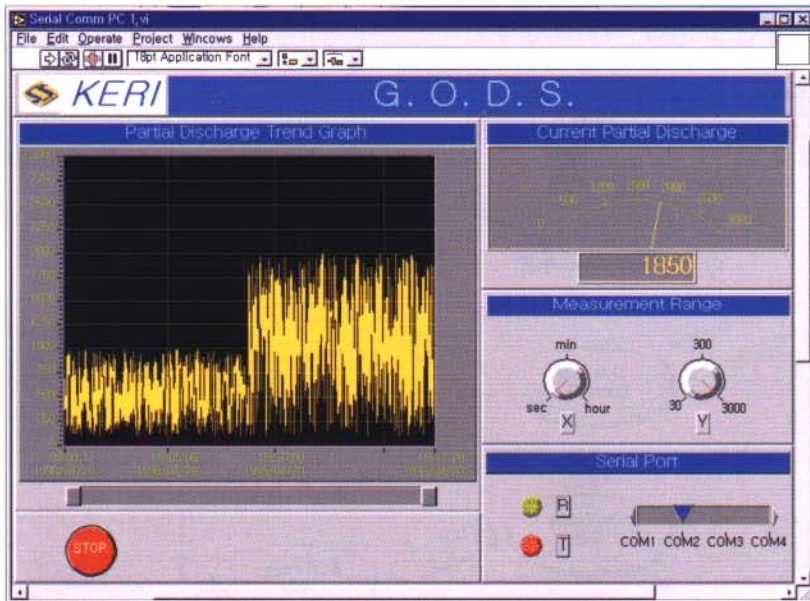


그림 3-25. LabVIEW로 개발된 호스트 프로그램 Front Panel

2. On-Line 전산 시스템의 구성^[38]

리모트 기기로부터 데이터 통신을 통해 수신받은 데이터를 이용하여 데이터 베이스 구축 및 데이터 분석, 그리고 리모트 기기 관리 등의 기능을 수행할 수 있도록 산업용 컴퓨터와 NI사의 LabVIEW를 사용하여 On-Line 전산 시스템(이하 호스트)을 구성하였다. 취득된 데이터의 활용이 비교적 용이하도록 Windows 운영체제를 기반으로 호스트 프로그램이 동작한다. 호스트 프로그램은 NI사에서 개발된 범용 데이터 취득 프로그램 개발 언어인 LabVIEW로 작성되었다. LabVIEW의 주요 특징으로는 그래픽으로 되어있는 Front Panel과 Block Diagram 생성의 용이성, 프로그램의 모듈화 및 계층화 등의 용이성, VISA, GPIB, VXI 그리고 Serial 인터페이스 등을 통한 다양한 계측기기 제어의 용이성, 데이터 취득, 제어 그리고 분석 등의 용이성, Spreadsheet, Binary, ASCII, Datalog 등의 파일 인터페이스의 용이성, Internet, SQL, TCP/IP, ActiveX, DLL, DDE 등과의 접속 용이성, 그리고 Stand-Alone 방식의 응용 용이성 등이 있다. LabVIEW를 이용하면 개발기간의 단축, 수정, 보완 등의 용이, 다양한 add-on 패키지의 활용 등의 장점이 있다. 본 연구에서 LabVIEW로 개발한 호스트 프로그램 Front Panel을 그림 3-25에 나타내었다. 호스트 프로그램 기능별 구조는 크게 화면표시 부분, 데이터통신 부

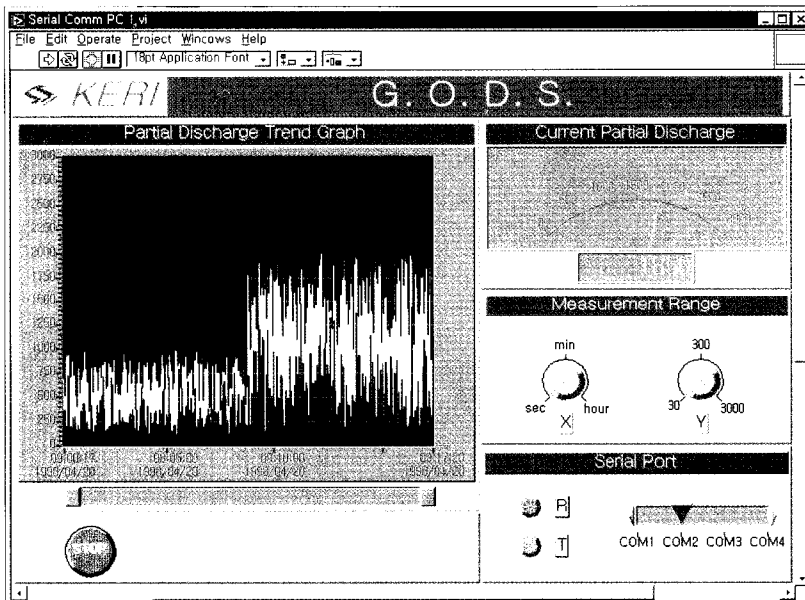


그림 3-25. LabVIEW로 개발된 호스트 프로그램 Front Panel

표 3-16. Spread Sheet 형식에

	측정기기	기기상태	데이터종류	년	월	일	시	분	초	측정값
1	RTU1	양호	PD	1998	03	01	09	00	00	1100
2	RTU1	양호	PD	1998	03	01	10	00	00	1500
3	RTU1	양호	PD	1998	03	01	11	00	00	1200
4	RTU1	양호	PD	1998	03	01	12	00	00	900
5	RTU1	양호	PD	1998	03	01	13	00	00	1200
6	RTU1	양호	PD	1998	03	01	14	00	00	1100
7	RTU1	양호	PD	1998	03	01	15	00	00	1300
8	RTU1	양호	PD	1998	03	01	16	00	00	1000

송신된 데이터를 양호하게 분리 수신할 수 있도록 구성되었으며, 일정한 시간 간격마다 리모트 쪽으로 확인신호를 보내어 리모트의 상태를 관리할 수 있도록 하였다. 데이터베이스 구축 부분은 리모트로부터 전송받은 측정 데이터를 영구히 보존하고 이를 통해 절연열화에 따른 부분방전 패턴을 분석하기 용이하도록 구성되었으며, 그림 3-27에 데이터베이스 구축부분을 나타내었다. 또한 Excel 이나 SQL과 같은 데이터 관리도구 등에도 이용할 수 있도록 표 3-16과 같이 스프레드시트 형식으로 데이터베이스를 구축하였다.

제 4 장 연구목표 달성도 및 대외 기여도

제 1 절 목표 달성도

본 연구는 국내 발전기의 장기운전에 따른 문제점을 파악하고 적절한 방안을 모색하기 위해 연구 수행 초기에 발전기 고장실태 조사 및 분석 연구를 실시하였으며, 이것을 기반으로 열악한 현장에서의 On-Line 감시를 용이하게 할 수 있는 발전기 진단 시스템의 기본설계 연구를 각각 수행하였다. 구체적인 연구내용으로는 국·내외 상용화된 On-Line 부분방전 측정 시스템의 조사 연구, 국내 발전기의 사고 유형별 실태 조사 및 분석 연구, 독립형 On-Line 부분방전 시스템의 개발 및 실험실적 시험을 통한 신뢰성 연구, 그리고 수명관리 및 전산 시스템 구축을 위한 기본설계를 수행하였다. 그림 4-1과 4-2에 연구목표 달성현황을 나타내었다.

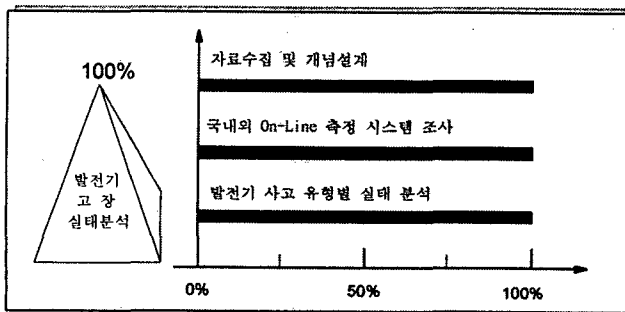


그림 4-1. 발전기 고장실태 조사 및 분석 연구

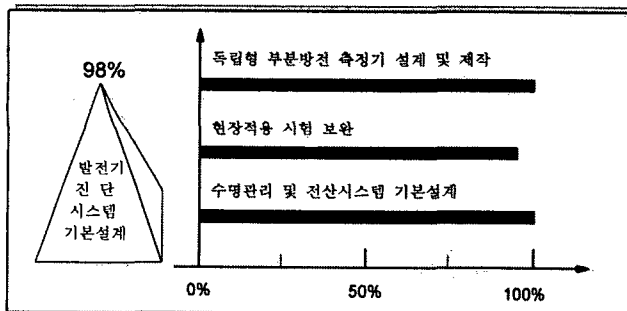


그림 4-2. 발전기 진단 시스템 기본설계 연구

제 2 절 대외 기여도

본 과제의 목표인 발전기 고장실태 조사 및 분석 연구와 발전기 진단 시스템의 기본설계 연구를 수행함으로써 기술적 측면으로는 측정기의 디지털화 기술, 데이터의 원격전송 기술, 부분방전 신호의 On-Line 측정 및 분석 기술, 발전기의 정비 및 보수 기술, 수명예측 및 평가기술, 국내 발전기 통합 관리 시스템 구축 기술, 기타 중전기기의 진단관련 기기의 설계 및 제작 기술, 발전기 성능평가 및 운전효율 향상을 위한 최적 운전기술 등의 향상에 기여할 수 있고, 경제·산업적 측면으로는 고정자 권선 열화상태를 신뢰성있게 평가하여 사용수명 연장은 물론 불시고장으로 인한 경제적 손실 감소, 부분방전 측정 시스템의 확대 적용으로 Off-Line 방식의 진단경비 절감(10억원/년), 발전기 정비보수 기간연장에 따른 발전경비 원가절감, 발전기의 운전상태를 상시 감시하여 고장발생을 사전에 예측함으로써 전력의 안정적인 공급, 산업설비의 안정적 및 효율적인 운용, 부분방전 측정시스템의 수출로 인한 수입증대 및 기술종속 방지 등에 기여할 수 있다. 그림 4-3에 대외 기여도를 도시하였다.

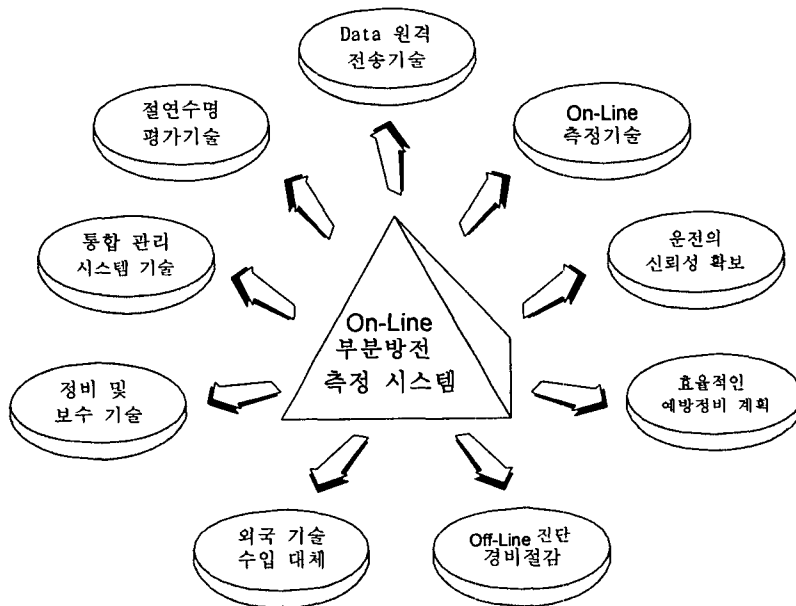


그림 4-3. 대외 기여도

제 5 장 연구개발 결과의 활용계획

제 1 절 활용계획

국내 발전 플랜트의 사고 발생 및 유형별 조사 자료를 이용하여 전기설비 분야의 고장 패턴에 따른 On-Line 측정 시스템의 성능 향상 연구와 개발된 독립형 On-Line 진단 시스템을 확대 적용하여 예측정비 체제구축 및 국내 발전기에 대한 종합관리 시스템 구축, 열화상태 판정에 따른 적절한 정비보수에 의한 사용 수명연장, 그리고 국내·외 특허 출원을 통한 기업화 및 관련기업에 기술이전 등으로 활용할 계획이다. 또한 다음 단계에서 개발될 수명평가 및 전산 시스템 구축을 위한 기초자료로 활용할 계획이다.

제 2 절 추가연구의 필요성

본 연구의 수행결과를 토대로 On-Line 부분방전 측정 시스템의 특성시험 및 독자적인 센서 개발분야와 회로설계 및 진단 시스템 개발분야, 그리고 전산 시스템 및 네트워크 구축분야 등의 추가적인 연구가 수행되어야만 한다. 구체적으로 특성 시험 및 센서 개발분야는 시스템의 현장적용 전에 신뢰성을 확보하기 위해 부분방전 측정용 모의 시험장치를 구성하고, 다양한 상용 On-Line 센서의 특성을 분석하여 독자적인 On-Line 센서를 개발하여야 한다. 그리고 회로설계 및 진단 시스템

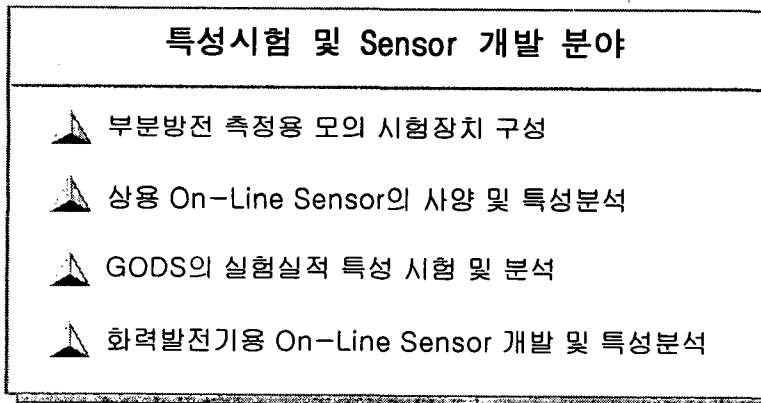


그림 5-1. 특성시험 및 Sensor 개발 분야

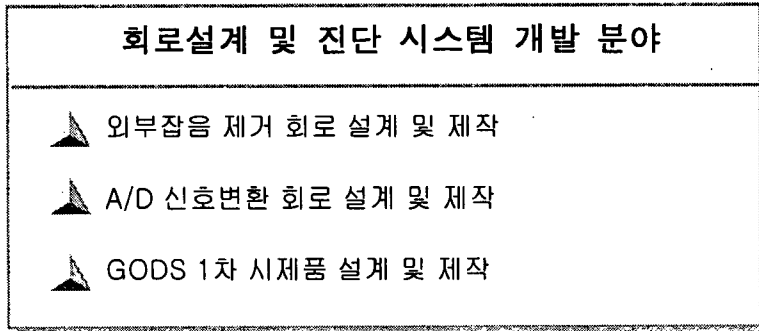


그림 5-2. 회로설계 및 진단 시스템 개발 분야

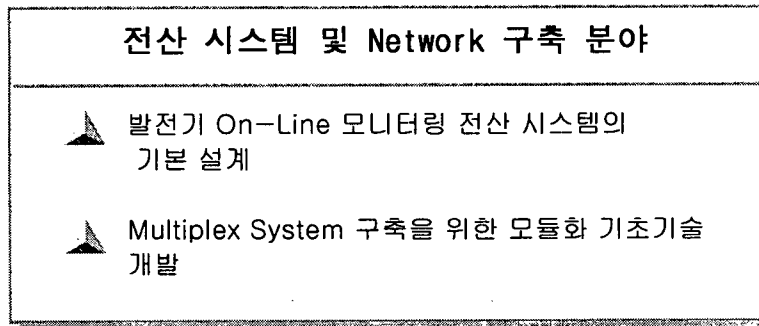


그림 5-3. 전산 시스템 및 Network 구축 분야

개발 분야는 현장에서 발생하는 외부잡음 요소를 제거할 수 있는 기법 및 회로의 설계·제작이 이루어져야 하고, 고속의 A/D 변환 기술을 개발·적용하여 좀 더 성능이 우수한 시제품을 개발 및 적용하여야 한다. 그리고 전산시스템 및 네트워크 구축 분야는 발전기를 상시 감시할 수 있는 On-Line 모니터링 전산 시스템 구축을 위한 기본 설계를 하고, Multiplex 시스템 구축을 위한 모듈화와 데이터 베이스 구축 및 하위 시스템 관리를 위한 Local Network System의 기본 설계 연구가 필요하다. 그림 5-1에서 5-3까지 추가적인 연구 분야를 요약 도시하였다.

제 3 절 응용분야

발전기 On-Line 부분방전 측정시스템의 개발을 위해 On-Line 측정 기술, 데이터 저장 및 관리 기술, 데이터 전송 기술 등이 적용되었으며, 이 기술들을 이용하

면 다음과 같은 분야에 응용할 수 있다. 발전 플랜트는 물론 송·배전 플랜트, 화학 공정 플랜트, 제철 플랜트 그리고 열차, 선박 및 항공기와 같은 운송기기 등의 On-Line 모니터링 시스템을 구축할 수 있다. 그리고 유·무선 통신, 인터넷 및 인트라넷 등을 이용한 데이터 통신 시스템을 구축하는데 응용할 수 있다. 또한 데이터 관리 및 분석 그리고 공유 등을 위한 데이터베이스를 구축하는데 응용될 수 있다. 상기의 기술들을 종합하여 SCADA 또는 분산제어시스템과 같은 종합 관리 및 감시 시스템을 구축하는데 응용할 수 있다. 그림 5-4에 발전기 On-Line 부분방전 측정시스템의 응용분야를 나타내었다.

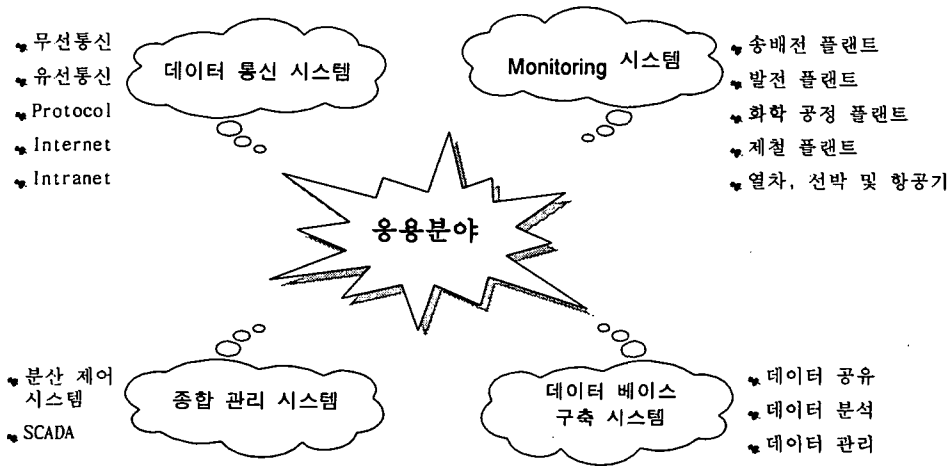


그림 5-4. 발전기 On-Line 부분방전 측정시스템의 응용분야

제 4 절 기업화 추진방안

개발된 On-Line 부분방전 측정시스템의 기업화를 위해 우선적으로 시스템의 고성능화 및 모듈화 그리고 소형화가 이루어져야만 한다. 또한 대외 홍보와 개발제품의 보호를 위해 국내·외 논문 발표는 물론 특허 출원을 하여야 한다. 마지막으로 개발제품의 상용화와 적용 플랜트의 확장을 위해 시스템의 표준화 및 다양화를 추진하여야 한다. 그림 5-5에 On-Line 부분방전 측정시스템의 기업화 추진방안을 나타내었다.

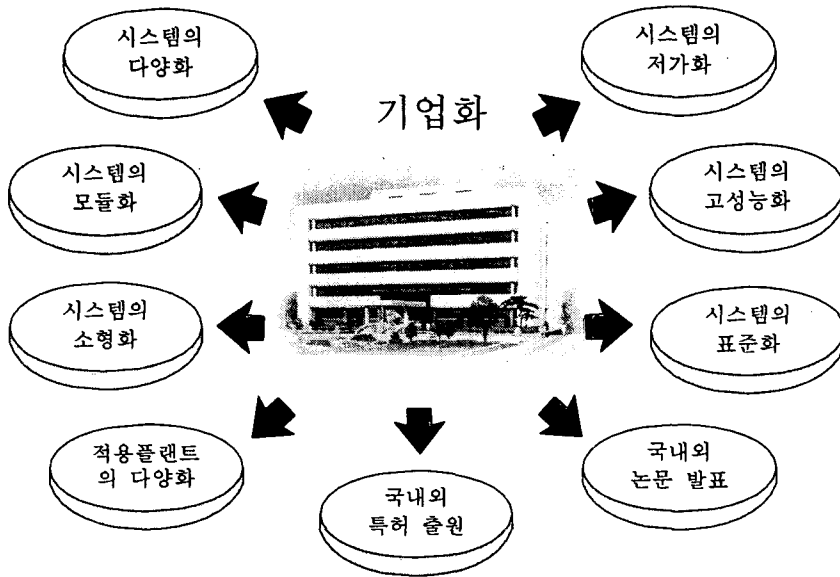


그림 5-5. On-Line 부분방전 측정시스템의 기업화 추진방안

제 6 장 참고문헌

1. B. Gross, British Journal of Applied Physics, Vol. 1, pp. 259~267, Oct. 1950.
2. A.M. Thomas, British Journal of Applied Physics, Vol. 2, pp. 99~109, April 1951.
3. E. Friedlander and J.R. Reed, Proceedings, Institution of Electrical Engineers, Part IIA, Vol. 100, pp. 121~131, March 1953.
4. R. Miller and I.A. Black, "Measuring Techniques for Identifying Part Discharges in Stator Windings of Electrical Machines." IEE Dielectric Materials, Measurements and Applications, Conference Publication No. 213, pp. 221~234, July 1982.
5. J.F. Lyles, "Ontario Hydro's Experience Regarding PDA Test Data Correlation as Applied to Hydraulic Generator Stator Winding", CEA-EPRI-Ontario Hydro PDA and RF Monitor User's Workshop, Toronto, Canada, Sep. 22-24, 1986.
6. W. McDermid, "Relationship between PDA Data and Condition of Stator Windings of Various Rotating Machines in Manitoba Hydro", CEA-EPRI-Ontario Hydro PDA and RF Monitor User's Workshop, Toronto, Canada, Sep. 22-24, 1986.
7. 전력연구원, 한국전기연구소, "발전기 수명평가 및 진단시스템 개발", 최종보고서, 1997. 8.
8. 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 No. 2577-1, 1989.
9. 황돈하, 김진봉, 김용주, 박명수, 김택수, "수력 발전기 권선에서의 운전중 부분 방전 측정기법", 대한전기학회 논문지 제45권 제2호, pp. 294~300, 1996. 2.
10. 한국전력공사 기술연구원 발전연구실, 한국전기연구소, "발전기 Stator 수명에 측 및 절연진단에 관한 연구(최종보고서)", 한국전력공사 기술연구원, 1992.11.
11. Y. Takikawa, 外 5人, "Technology for Preventive Maintenance of Turbine Generators", Hitachi Review, Vol. 72, No. 8, pp. 35~42, 1990.
12. G.C. Stone and S.R. Campbell, "Digital Methods of Eliminating Noise in On-Line Generator Partial Discharge Measurements", IEEE Winter Power Meeting, Publication 92-THO-425-9 PWR, February 1992.

13. Y. McNicoll, R. Ross, R. Tremblay and C. Major, "Improvement in the Measurements of Partial Discharges in Hydrogenerators through High Frequency Grounding of Couplers", Conference Record of the 1990 International Symposium on Electrical Insulation, Toronto, Canada, pp. 383 ~ 387, June 3-6, 1990.
14. Vince Green and Vasile Stan, "Experience with In-Service Monitoring using Both New and Old Partial Discharge Instruments", Third CEA/Ontario Hrdro Conference on Partial Discharge Testing, April, 1994.
15. G.C. Stone, "Practical Techniques for Measuring Partial Discharge in Operating Equipment", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 7, No. 4, pp. 9~19, July/August 1991.
16. B.M. Oliver, "Directional Electromagnetic Couplers", Proceedings of the Institute of Radio Engineers, Vol. MTT-2, pp. 1686~1694, November 1954.
17. H.G. Sedding, S.R. Campbell, G.C. Stone and G.S. Klempner, "A New Sensor for Detecting Partial Discharge in Operating Turbine Generators", 91WM065-3EC, IEEE/PES 1991 Winter Meeting, New York, Feb. 3-7, 1991.
18. "Notes for the Installation of SSCs", IRIS Power Engineering, July 1991.
19. M. Henriksen, G.C. Stone and M. Kurz, "Propagation of Partial Discharge and Noise Pulses in Turbine Generators", IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. EC-1, pp. 161~166, September 1986.
20. S.R. Campbell, G.C. Stone and H.G. Sedding, "Application of Pulse Width Analysis to Partial Discharge Detection", Conference Record of the 1992 International Symposium on Electrical Insulation, Baltimore, MD USA, pp. 345~348, 1992.
21. 한국전력공사 발전사업단 수·화력발전처, "電氣設備 維持管理 技術", 1997.3.21.
22. Arthur B. Williams, Fred J. Taylor, "Electronic Filter Design Handbook LC, Active, and Digital Filters 2nd Edition", McGRAW-HILL, 1988.
23. Jacob Millman, Christos C. Halkias, "Integrated Electronics Analog and Digital Circuits and Systems", pp. 548~554, McGRAW-HILL, 1981.
24. Wai-Kai Chen, "Passive and Active Filters Theory and Implementations", John Wiley & Sons, 1986.
25. David F. Stout, Milton Kaufman, "Handbook of Operational Amplifier Circuit Design", pp. 10-1~13-8. McGRAW-HILL, 1976.
26. Robert F. Coughlin, Frederick F. Driscoll, "Operational Amplifiers & Linear

- Integrated Circuits 4th Edition”, pp.272~307, Prentice Hall, 1991.
27. Adel S. Sedra, Kenneth C. Smith, “Microelectronic Circuits 3rd Edition”, pp.762~840, Saunders College Publishing, 1991.
 28. Lawrence P. Huelsman, “Active and Passive Analog Filter Design An Introduction”, McGRAW-HILL, 1993.
 29. “Linear Products Burr-Brown IC Data Book”, pp. 2.313~2.325, Burr-Brown, 1996/1997
 30. Robert F. Coughlin, Frederick F. Driscoll, “Operational Amplifiers & Linear Integrated Circuits 4th Edition”, pp.180~182, Prentice Hall, 1991.
 31. David F. Stout, Milton Kaufman, “Handbook of Operational Amplifier Circuit Design”, pp. 8-1~8-3. McGRAW-HILL, 1976.
 32. “Linear Products Burr-Brown IC Data Book”, pp. 2.329~2.331, Burr-Brown, 1996/1997
 33. Franklin F. Kuo, “Protocols & Techniques for Data Communication Networks”, Prentice Hall, 1934.
 34. John D. Spragins, Joseph L. Hammon, Krzysztof Pawlikowski, “Telecommunications Protocols and Design”, Addison-Wesley Publishing Company, 1991.
 35. Mischa Schwartz, “Telecommunication Networks Protocols, Modeling and Analysis, Addison-Wesley Publishing Company, 1987.
 36. Andrew S. Tanenbaum, “Computer Networks 2nd Edition”, Prentice Hall, 1998.
 37. “New Releases Data Book”, pp.2-31~2-46, Vol. VI, MAXIM, 1997.
 38. “LabVIEW User Manual January Edition”, National Instruments, 1998.

여 백

제 7 장 부 록

표 A-1. 한전 주발전기 주요사양	83
표 A-2. 한전 주발전기 전기설비분야 고장실태	90
논문 1. J.B.KIM, D.H.HWANG, J.W.JEON, Y.J.KIM, “Experience on Assessing the Insulation Condition of Generator Stator Winding”, CIGRE/IEE Japan Joint Colloquium, Yokohama, 1-7, Japan, 29 Oct. 1997.	105
논문 2. J.B.KIM, D.H.HWANG, J.W.JEON, Y.J.KIM, “A Novel Parameter for The Prediction of Deterioration in Generators Stator Insulation”, Proceedings of INSUCON/ISOTEC '98, pp.243-249, 12-14 May 1998.	111
논문 3. 전정우, 황돈하, 김용주, “발전기 고정자 권선의 운전중 부분방전 측정 시스템 개발”, 대한전기학회 방전및고전압연구회 춘계학술발표회, pp.132-134, 23 May 1998.	118
논문 4. 전정우, 황돈하, 김용주, “발전기 고정자 권선의 운전중 부분방전 모니 터링 시스템 개발”, 대한전기학회 하계학술대회, pp.1734-1736, 20-22 July 1998.	121
논문 5. J.B.KIM, D.H.HWANG, J.W.JEON, Y.J.KIM, “A New Parameter for Condition Assessment of Generator Stator Insulation”, CIGRE 1998 SESSION GROUP 11 ROTATING MACHINES, 11-204,	124

여 백

표 A-1. 한전 주발전기 주요사양

Station Name	호 기	주 발전기 주요 사양						제 작 사	준 공 년 도	Surge Absorber 계 통	고정자 냉각수 계통 (적정 용존산소 농도)	여자기 계통	
		정격용량 (MVA)	정격전압 (KV)	정격전류 (A)	수소압력 (PSI)	역률 (%)	단락비					Coll Ring 사용한계 [mm]	Brush 종 류
울진1호 발전기	#1	800	26	17,765	60	0.85	0.85	NEI Parsons	1983	피뢰기(24kV)	0.5 ppm	25.6	Carbon
	#2	828	22	21,350	60	0.9	0.9	G.E	1996	피뢰기+콘덴서	0.5 ppm	3.20	Carbon
과천1호 발전기	#1	613	22	16,088	4.2 kg/Cm ²	0.9	0.619	도시바	83.12.28	피뢰기+콘덴서 (0.125 μF)	2~8 ppm	1.5	천년 흑연
	#2	613	22	16,088	4.2 kg/Cm ²	0.9	0.619	도시바	84.09.28	피뢰기+콘덴서 (0.125 μF)	2~8 ppm	1.5	천년 흑연
과천2호 발전기	#3~#6	612	22	16,061	60	0.9	0.58	G.E.	'91~'93	피뢰기+콘덴서 (0.13 μF)	2~8 ppm	1.52	NCC634
영진1호 발전기	#1, #2	1150.8	25	26,577	75	0.9	0.58	Westinghouse	1984	피뢰기+콘덴서 (0.25 μF)	50 ppb	-	Brushless
울산복합 화력	#1, #2 (G/T)	137	13.8	1,007	-	0.9	0.695	Westinghouse	1995	피뢰기+콘덴서 (0.25 μF)	-	-	Brushless
	#3~#6 (G/T)	219	18	2,329	2.1 kg/Cm ²	0.9	0.58	Westinghouse	1996	-	-	0.04	Carbon 634
	#1, #2 (S/T)	219	18	2,329	2.1 kg/Cm ²	0.9	0.58	Westinghouse	1996	-	-	0.04	Carbon 634

	#1, #2	660	22	17,321	60	0.9	0.58	G,E	#1:1983 #2:1984	-	-		NCC634
	#3, #4	660	22	17,321	60	0.9	0.58	G,E	1991	피뢰기+콘덴서 (0.125 μ F)	-		NCC634
	#5	612,000	22	16,061	60	0.9	0.68	한국중공업	1996	피뢰기+콘덴서 (0.125 μ F)	50 bbp	-	NCC634
	#6	612,000	22	16,061	60	0.9	0.68	한국중공업	1997	피뢰기+콘덴서 (0.125 μ F)	50 bbp	-	NCC634
발전 회전 발전	#1 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1992.04	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
	#2 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1992.04	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
발전 회전 발전	#3 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1992.06	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
	#4 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1992.06	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
발전 회전 발전	#5 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1992.06	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
	#6 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1995.06	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless

발전 화력	#7 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1995.06	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
	#8 (G/T)	119.2	13.8	5,540	-	0.9	0.489	ABB	1995.06	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
발전 화력	#1 (S/T)	226.11	17	8,532	-	0.9	0.58	ABB	1993.04	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
	#2 (S/T)	150.5	13.8	6,995	-	0.9	0.54	ABB	1997.03	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	-	Brushless
수 소	#1	47.3	11	2,483	-	0.9	1.19	한국중공업	1990	피뢰기+콘덴서 (0.3 μ F)	-	-	TD-931 (Carbon)
	#2	47.3	11	2,483	-	0.9	1.22	한국중공업	1991	피뢰기+콘덴서 (0.3 μ F)	-	-	TD-931 (Carbon)
고 리	#1	675	22	18,370	4.15 Bar	0.85	0.58	GEC	1978	피뢰기+콘덴서 (0.26 μ F)	200 ppb		HM6R (Carbon)
	#2	735	22	20,068	4.23 kg/Cm ²	0.85	0.58	GEC	1983	피뢰기+콘덴서 (0.26 μ F)	200 ppb		B-6344 (Carbon)
	#1 (G/T)	142.33	13.8 \pm 5%	5,590	-	0.8	0.633	Brush	1992	피뢰기+콘덴서 (0.5 μ F)	-	-	Brushless
	#2 (G/T)	142.33	13.8 \pm 5%	5,590	-	0.8	0.633	Brush	1992	피뢰기+콘덴서 (0.5 μ F)	-	-	Brushless

	#3 (G/T)	142.33	13.8 ± 5%	5,590	-	0.8	0.633	Brush	1992	파뢰기+콘덴서 (0.5 μF)	-	-	Brushless
	#4 (G/T)	142.33	13.8 ± 5%	5,590	-	0.8	0.633	Brush	1992	파뢰기+콘덴서 (0.5 μF)	-	-	Brushless
	#5 (G/T)	132	13.8 ± 5%	5,522	30	0.9	0.633	Westinghouse	1994	파뢰기+콘덴서 (0.5 μF)	-	-	Brushless
	#6 (G/T)	132	13.8 ± 5%	5,522	30	0.9	0.633	Westinghouse	1994	파뢰기+콘덴서 (125 μF)	-	-	Brushless
	#1 (S/T)	265	20 ± 5%	7,650	62	0.9	0.58	Westinghouse	1992	-	-	-	Brushless
	#2 (S/T)	132	13.8 ± 5%	5,522	30	0.9	0.633	Westinghouse	1994	파뢰기+콘덴서 (125 μF)	-	-	Brushless
부 화	#3, #4	132	16.5	4,620	42.6	0.8	0.54	Siemens	1968	파뢰기+콘덴서 (0.15 μF)	-	-	Carbon
	#1, #2	353	24 ± 7.5%	8,500	3.9 kg/Cm ²	0.85	0.55	GEC	1971	파뢰기+콘덴서 (0.25 μF)	0.05 ppm	2	LFC 557
청 양	#1	220	13.8	9,204	-	0.91	1.23	FUJI ELECTRIC	1979	파뢰기+콘덴서 (0.3 μF)	-	-	EGOR
	#2	220	13.8	9,204	-	0.91	1.23	FUJI ELECTRIC	1979	파뢰기+콘덴서 (0.3 μF)	-	-	EGOR
인 화	#1	300	17	10,188	28	0.85	0.6067	도시바	1969	파뢰기+콘덴서 (0.3 μF 23kV)	-	30~40	NCC634

인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#2	300	17	10,188	28	0.85	0.6067	도시바	1969	피뢰기+콘덴서 (0.3 μ F 23kV)	-	30~40	NCC634
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#3	382	24	9,198	42	0.85	0.53	알스툼	1978	피뢰기+콘덴서 (0.25 μ F 23kV)	2~2.5 ppm	50	LFC 557
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#4	382	24	9,198	42	0.85	0.53	알스툼	1978	피뢰기+콘덴서 (0.25 μ F 23kV)	2~2.5 ppm	50	LFC 557
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#1	235	20	6,790	43	0.85	0.64	ECORE MARELLI	1971	피뢰기+콘덴서 (0.25 μ F)	7 ppm	3.7	LFC 557
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#2	365	18.5	11,382	45	0.85	0.58	G.E.C	1973	피뢰기	7 ppm	3.7	LFC 557
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#1~#4 (G/T)	119.2	13.8	4,987	-	0.9	0.489	ABB	1992	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	2	CM5H
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	(S/T)	180.1	16	6,499	-	0.9	0.57	ABB	1993	피뢰기+콘덴서 (0.15 μ F)	-	2	CM5H
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#1~#3 (G/T)	142.2	13.8	5,950	-	0.9	0.52	BRSUH	1991	피뢰기+콘덴서 (0.50 μ F)	-	-	Brushless
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	(S/T)	200	18	6,415	45	0.9	0.52	BRSUH	1992	피뢰기+콘덴서 (0.13 μ F)	-	-	Brushless
인 화	인 화	인 화	인 화	여 수 화	인양 복합 화	부 전 보 합 화	메 스 화	#4, #5, #6	473.159	19 \pm 5%	14,378	50 Bar	0.61	0.61	ABB	1979	-	50 ppb	2	NKF634 (Carbon)

음산력 화	#1, #2, #3	250	21	7,56	40	0.80	0.55	Siemens	1969 ~ 1970	피뢰기	-	-	Brushless
일성 원자력	#3	828	22	21,729	60	0.9	0.58	G.E	건설 진행중	피뢰기	0.2 ppm	-	National 634
	#4	828	22	21,729	60	0.9	0.58	G.E	건설 진행중	피뢰기	0.2 ppm	-	National 634
	#3, #4	1219,6	22	32,000	75	0.9	0.58	한국중공업	#3:1996 #4:1997	피뢰기	0.5 μ mho/cm	1.52	Carbon
영월 수력	(S/T)	136	13.8	5,695	15	0.85	0.64	G.E	1978	피뢰기+콘덴서	-	-	National 634
	#1 (G/T)	71	13.8	3,008	-	0.90	0.64	G.E	1977	피뢰기+콘덴서	-	-	National 634
	#2 (G/T)	71	13.8	3,008	-	0.90	0.64	G.E	1977	피뢰기+콘덴서	-	-	National 634
	#3 (G/T)	71	13.8	3,008	-	0.90	0.64	G.E	1977	피뢰기+콘덴서	-	-	National 634
	#4 (G/T)	71	13.8	3,008	-	0.90	0.64	G.E	1977	피뢰기+콘덴서	-	-	National 634
	#1 (T/P)	69	13.8	2,890	14.7	0.80	0.75	Kraft Werk Unoin	1979	피뢰기+콘덴서	-	-	National 634
	#2 (T/P)	69	13.8	2,890	14.7	0.80	0.80	Siemens	1965	피뢰기+콘덴서	-	-	National 634

	#1	260	21	7,150	3 kg/Cm^2	0.85	0.58	Siemens	1968/69	피로기+콘덴서 ($0.13 \mu F$)	-	-	Brushless
	#2	260	21	7,150	3 kg/Cm^2	0.85	0.58	A.E.G	1969	-	50 ppm		Brushless

표 A-2. 한전 주발전기 전기설비분야 고장실태

번호	발전기 명	호기	결함 및 고장 발생년월	고장 설비	고장 상태	고장 원인	조치
1	500W급 표준화력	#3	1992년	터빈 End	절연물과 소선 해손(End Coil)	Worm Hole 현상 발생	보수
2	강릉수력	.	1997년 4월 - 1995년 9월	계전기	발전기 고정자 권선 중성점 지락 고장 보호계전기 오동작	계전기 오동작	점검
3	강릉수력	#1	1997년 3월	발전기 고정자	고정자 Wedge 결함 및 고정상태 불량		점검
4	고리화력	#2	1997년 1월	발전기	Motoring	계통불안정에 의해 발전기가 탈조	
5	고리원자력	#1	1995년 3월	발전기 축	발전기 축전류 증가	베어링 절연저하	보수
6	고리원자력	#2	1988년 12월	발전기 냉각수 계통	발전기 냉각수 계통으로 수소가스 누설		보수
7	고리원자력	#3	1990년-1991년	발전기 고정자	발전기 고정자 냉각수량 저하	열교환기 출구로부터 고정자 입구까지 Scale이 부착	보수
8	고리원자력	#3	1996년 10월	발전기 고정자	고정자 코일 Worm Hole 발견(터빈측) 고정자 Wedge 고정상태 불량		점검

9	고리원자력	#2	1995	발전기 고정자 코일	발전기 고정자 코일 Cooling Water Chamber부근, 코일과 절연물 사이에서 수소가스 누설	진동에 의한 균열	보수
10	고리원자력	#1	1997년 2월	AVR	고정자 Wedge 고정상태 불량	AVR 회로 상태 불량	점검
11	고리원자력	#4	1990년 7월	발전기 회전자	발전기 회전자 접지	내부의 고저항성 Dustsk 파편물	점검
12	고리원자력	#1	1996년 3월	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		점검
13	고리원자력	#3,4	1989년-1990년	AVR	AVR 제어신호 불안정	기계진동이 전자회로 신호 불안정 초래	점검
14	고리원자력	#4	1995	발전기 회전자	계자기 Slip Ring이 장기사용으로 Sprial Groove 깊이가 3mm정도 낮아짐	설비 노후화	교체
15	고리원자력 비상발전기	#3,4	1989년 11월	AVR	AVR 동작상태 불량	AVR 계수조정 불량	조정
16	고리원자력	#2	1986년 3월	발전기 고정자 권선 냉각수	고정자권선 냉각수 계통으로 수소가스 누설	고정자 End부 권선 절연물 표면에 있던 쇠조각이 회전에 의해 권선의 절연물과 소선에구멍을 뚫음	보수
17	고리원자력	#6	1958년 12월	발전기 회전자	Rotor 접지사고	이물질	보수
18	고리원자력	#3	1996년 10월	발전기 고정자	발전기 냉각 수소가스가 고정자 냉각수 계통으로 누설	고정자 코일 Worm Hole 발생(계자기측)	점검

19	고리원자력	#3	1990년-1991년	발전기 고정자	발전기 고정자 냉각수량 저하	열교환기 출구로부터 고정자 입구까지 Scale이 부착	보수
20	고리원자력	#2	1995	발전기 고정자 코일	발전기 고정자 코일 Cooling Water Chamber부근, 코일과 절연물 사이에서 수소가스 누설	진동에 의한 균열	보수
21	고리원자력	#1	1997년 2월	AVR	고정자 Wedge 고정상태 불량	AVR 회로 상태 불량	점검
22	고리원자력	#4	1990년 7월	발전기 회전자	발전기 회전자 접지	내부의 고저항성 Dustsk 파편물	점검
23	고리원자력	#1	1991	발전기 축	발전기 축 절연저하	Gland Seal Ring 절연재 절연저하	교체
24	광택화력	#2	1997년 5월	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		점검
25	군산복합 (S/T)		1997년 2월	발전기 회전자	발전기 계자상실	회전자 코일 단선 및 접지에 의한 사고	보수
26	군산복합 (G/T)	#2	1997년 4월	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 End Coil 고정 구조물 일부에서 Vibration Powder 발생 고정자 Wedge 일부 소실 및 고정상태 불량 회전자 코일 손상 및 절연 상태 불량	열적, 기계적 응력과 피로	보수
27	군산화력 (G/T)	#1	1996년 6월	AVR	AVR 제어성능 불량	AVR 노후화(Magnetic Amp. 형태임)	점검

28	군산화력 (G/T, S/T)		1995년 4월	AVR	발전기 과여자	AVR 회로 불량	
29	군산화력	#1	1996년 5월	발전기 회전자	Rotor 접지	회전자 코일 단선, 접지 End Ring Space Black 이완	점검
30	남제주화력	#1,2	1997년 5월	발전기 회전자	1호기 발전기 베어링 진동치 변동	진동에 관한 정확한 원인은 불명	점검
31	남제주화력 비상발전기		1980년 2월	AVR	발전기 전압상실 AVR 회로 전원공급용 변압기 2대소손	AVR 회로소자와 변압기의 결함 및 열화	보수
32	남제주화력	#1,2	1987년 4월	AVR	AVR 특성변화	AVR 계수 변화	정비
33	보령화력	#5	1996년 9월	발전기 고정자 냉각수	발전기 냉각 수소가스가 고정자 냉각수 계통으로 누설 고정자 냉각수량 감소	누설개소의 용접불량과 진동 고정자 냉각수 계통 막힘	점검
34	보령화력	#6	1995년 9월	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 End Coil Sliding Bolt 부분 Vibration Iron Powder 발생 회전자 Slip Ring 과 Sgaft Bore Conductors 연결 Stud Bolt부 누설(수소가스 누설 우려)	열적, 기계적 응력과 피로	점검
35	보령화력	#2	1997년 4월	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 Wedge 고정상태 불량 회전자 Core 일부 소상		점검

36	부산화력	#2	1996년 4월	발전기	발전기 이상 소음 발생	정확한 원인 불명	점검
37	부산화력	#4	1995년 3월	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		점검
38	부산화력	#4	1994	발전기 회전자	계자기 Commutator Brush에서 불꽃 발생	정확한 원인 불명	점검
39	부산화력 (S/T)		1995년 10월	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 일부 불량		보수
40	부평내연		1987	AVR	AVR "지동" 운전상태 불량	AVR 회로 계수 조정상태 불량	조정
41	북제주기력		1997년 11월	AVR	AVR 제어성능 저하	AVR 회로 노후화	점검
42	분당 안양 복합화력		1995	발전기 회전자	발전기 회전자 코일 접지 경보	접지검출 계전기 오동작	보수
43	분당복합 (S/T)		1993년 6월	발전기 코일	온도상승(용량부족)	발전기 고온운전과 기동·정지가 잦은 관계로 열팽창·수축에 의해 발생	
44	분당복합		1995	발전기 고정자	고정자 권선온도 상승 고정자 End Coil 부 절연물 표면 Varnish Crack 발생	무리한 운전 발전기 고온 운전	점검
45	삼량진양수	#1,2	1996	발전기 회전자	Pole Liner 밀림		점검
46	삼천포화력	#4	1993년 9월	발전기 회로	미결선		점검

47	삼천포화력	#3	1997년 10월	AVR	발전기 과여자	AVR 회로 오동작	점검·보수
48	삼천포화력	#4	1995	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량 발전기 중성점 CT하부 알미늄 차폐관 접지선 과열	시공불량으로 절연파괴	보수
49	삼천포화력	#2	1997년 7월	발전기 고정자	고정자 End Coil 고정 구조물 부위 Powder 발생 Collector Ring 미모 고압 Bushing H ₂ 냉각가스 출구측으로 Seal-Oil 유입	열적, 기계적 응력과 피로	점검
50	삼천포화력	#1	1988년 8월	발전기 고정자 권선	고정자 권선에 부분 방전으로 인한 손상	일부 고정자 Wedge 고정상태 불량	점검·정비
51	삼천포화력	#2	1990년 12월	발전기 고정자 End Coil	계자기 이상소음 발생	고정자 End Coil 지지 고정볼트 이완	보수
52	서인천복합	#3	1996년 9월	발전기	발전기 이상소음 발생	정확한 원인 불명	점검

53	서인천복합	#4	1997년 10월	발전기 고정자	고정자 Coil에 Worm Hole 발생	회전자 냉각 Hole Plugging 계자코일 총간 단락 Lead Flexible Connector 절단 계자 코일 변형	보수
54	서인천복합 (G/T)	#1.4	1997년 8월	발전기 고정자	고정자 End Wedge 이완	제작 조립상 문제	점검
55	서인천복합 (S/T)	#3	1996년 3월	발전기내부	전반적인 부식	발전기 내부의 습분 존재	교체
56	서인천화력 (S/T)	#3	1996년 3월	발전기 내부	발전기 내부 전반적인 부식 Rotor Retaing Ring 내부 Space Block이 헐거움	발전기 내부 고습도 (H ₂ Gas Dryer가 없음)	보수
57	서천화력	#2	1991	발전기 고정자 End Coil	발전기 H ₂ Gas 누출 고정자 End Coil 지지부에 Powder 발생	Sealing용 D-Ring의 경년열화 진동에 의한 마찰	보수
58	서천화력	#1.2	1991	발전기 브러쉬	발전기 브러쉬와 Collector Ring 사이 불꽃발생	브러쉬 전류용량, 접촉압력 부적합, 브러쉬 수량 부족	점검
59	서천화력	#1	1996	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량 고정자 End Coil 및 Phase Connection Ring 고정상태 불량		점검

60	서천화력	#1	1991	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 Wedge 고정상태 일부 불량 회전자 동체 손상, 회전자 Rotor 축간 단락		보수
61	서천화력	#2	1989년 3월	발전기 여자기	발전기 계자기 계통접지	SCR 열화	보수
62	여수화력	#2	1997년 1월	발전기	Motoring	2호주 지락고장 파급으로(여천변전소) Low Frequency 발생 발전기 GCB가 설계적 미흡 (정확한 차단이 안됨)	점검
63	여수화력	#2	1996년 2-3월	발전기	발전기 H ₂ Gas Cooler 부근에서 이상 소음발생	정확한 원인 불명	점검
64	여수화력	#2	1991년 9월	발전기 회전자	계자기 이상소음 발생	철심의 진자진동	점검
65	여수화력	#1	1995	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		점검
66	영광원자력	#4	1997년 3월	발전기 회전자	발전기 계자상실	계자기 계자 코일단선	보수
67	영광원자력	#2	1991	발전기 고정자 End Coil	고정자 End Coil 고정용 Binding 끈 일부절단 고정자 Wedge 고정상태 불량	계통충격	보수
68	영광원자력	#1	1988년 9월	발전기 고정자 코일	고정자 코일 Parallel Ring 굴곡부 결함 발전기 캐시싱 내 전선 도막 발견	고정자 코일 Parallel Ring 굴곡부의 보이드가 Aqueous Erosion에 의해 손상 열전대 리드선이 기계적 마찰로 파손	정비
69	영남화력	#2	1988	발전기 여자기	발전기 전압 상실	발전기 보조 여자기 결함	보수

70	영남화력	#2	1995년 8월	발전기 회전자 코일	발전기 주계자기 코일 층간 단락	End Coil Binding Block 이탈 절연열화	점검
71	영남화력	#2	1988	발전기	발전기 이상소음 발생	기계적 결함	점검
72	영남화력	#2	1988	AVR	전압제어 기능 불량	AVR 노후로 인한 열화	점검
73	영남화력	#2	1988	AVR	돌발적인 발전기 계지전류 상승으로 인한 자동전압조정 기능 상실	AVR 내부회로 부품 열화	교체 수리
74	영동화력	#1	1988	발전기 회전자 End Coil	Rotor End Coil 절연 및 코일 상태 불량		점검
75	영월복합 (G/T)	#4	1995	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량 고정자 End Coil에 Vibration Powder 발생		보수
76	영월복합 (G/T)	#3	1991	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량 Air Gap Baffle 소손 고정자 코아 일부가 축방향으로 휨		보수
77	영월복합 (G/T)	#4	1997년 5월	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 End Coil부 Powder 발생 발전기 내부 Seal 에로 인한 오염 회전자 End Coil부 간격편 이동 회전자 End Wedge 하부 Armor 표면 일부 손상 회전자 End Coil 일부 굴곡	열적, 기계적 응력과 피로 냉각수량 감소	점검

78	영월복합 (G/T)	#2	1997년 4월	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 Wedge 일부 소실 및 고정상태 불량 고정자 End Coil 일부 탈락 회전자 End Coil 축방향 돌출		점검· 보수
79	영월복합 (S/T)		1997년 8월	발전기 회전자	회전자 N극 Lead Flexible Connector 일부 균열 및 코일 중단 단락·접지		점검
80	영월복합 (G/T)	#2	1996년 5월	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 Wedge 일부소손 및 고정상태 불량 발전기 내부 오염 회전자 코일 층간 절연지 일부 파손	정류자 편간 절연물 손상 Riser 접속부 접촉 불량(추정)	점검
81	영월화력	#2	1991년 1월	발전기 주 여자기	발전기 주여자기 권선 소손	보상권선 Series Coil Bus Ring 접촉에 의한 절연손상	보수
82	울산 (G/T)	#2	1991	발전기 회전자	발전기 계자 접지	절연상태 불량	보수
83	울산 (G/T, S/T)	#2	1995	발전기 고정자	G/T과 S/T 모두 고정자 Wedge 고정상태 불량		점검
84	울산 제2 복합	#1	1996년 5월	발전기	발전기 Motoring 현상으로 발전기 손상	정확한 원인 불명	점검
85	울산복합 (G/T)	#1	1996년 5월	발전기 회전자	회전자 손상	대지전압 상승, Cable 시공 불량	보수

86	울산신규 복합 (G/T)	#1,2	1995	AVR	발전기 진상운전, 발전기 전압동요	AVR 제어 기능 불량	보수
87	울산화력	#4	1996년 5월	발전기 고정자	고정자 End Coil Supportion Structure 고정상태 불량		점검
88	울산화력	#6	1996년 7월	AVR	AVR 제어성능 저하	AVR 회로상태 불량	점검· 보수
89	울산화력	#1	1995	AVR	AVR 장치 수동전압 자동추종상태 불량	AVR 회로 불량	보수
90	울산화력	#2	1996년 2월	AVR	발전기 전압동요	AVR 노후화	점검
91	울산화력	#1	1996년 9월	AVR	정상운전중 무효전력 급상승	AVR 회로 오동작	보수
92	울산화력	#6	1996	발전기 회전자	H ₂ Cooler Housing 균열	진동	점검
93	울산화력	#1,2,3	1995	발전기 회전자	발전기 회전자 코일 접지 경보	결함검출 회로의 결함	보수
94	울산화력	#1,2	1995	AVR	AVR 장치 제어성능 불량	정밀조정 필요	점검
95	울산화력	#4	1991	발전기 회전자	발전기 H ₂ Cooler Housing 균열	발전기 베어링 진동	점검
96	월성원자력		1983년-1988년	발전기 여자기	발전기 여자기 Convertor 결함	Conduction Monitoring Unit 전자회로 불량	정비
97	의암수력	#1	1995	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		보수
98	의암수력	#1	1991	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		점검

99	인천화력	#4	1988년 3월	발전기 회전자	발전기 진동 발생	Rotor의 국부적 과열	점검
100	인천화력	#3	1988년 2월	AVR	발전기 전압동요	AVR 회로 Card간 접촉불량	보수
101	인천화력	#1.2	1989년 6월	AVR	AVR 속응성과 제어성능 불량	AVR이 Amplidyne형으로 노후	교체
102	인천화력	#4	1987년 5월	AVR	발전기 전압 동요	AVR 회로 부품 결함	교체 수리
103	일산복합 (G/T)	#4	1993년 12월	보조변압기	보조변압기 코일에 충전단락	Starting Motor 차단기(VCB) 개폐 Surge 전압발생	보수
104	일산복합 (G/T)	#1	1995년 2월	회전자 코일	접지 고장	절연설계 미흡, 발전기내 오염 과다	교체
105	일산화력	#1.4	1995년 2월	발전기 회전자	(1) 1회기 G/T 발전기 - 회전자 코일 접지(절연저항 0M.Ω/500V) - Rotor 내부 오손 - 회전자 Slot Liner의 길이가 짧아 절연거리가 불충분 (2) 4호기 G/T 발전기 - 회전자 코일 접지(절연저항 0M.Ω/500V) * 두 발전기 접지 고장 발생부위 동일함	절연거리 불충분(제작상 문제) 과다한 오염 강도 부족으로 인한 절연재 손상	보수

106	제주화력	#1,2	1988	AVR	운전중 발전기 전압동요 및 전압제어 기능 상실	AVR 내부회로 부품 열화 및 계수 조정상태 불량	보수
107	제주화력	#1,2	1995	AVR	AVR 장치 노후로 제어능력 불량	AVR 제어 기능 불량	점검
108	청평수력	#1	1996년 3월	발전기 회전자	주계자기 회전자 정류자 Riser, 정류자편 및 코일과열	정류자 편간 절연물 손상 Riser 접속부 접촉불량	점검
109	청평수력	#3	1997년 10월	발전기 축 베어링	발전기 RP 자기축 베어링 진동치 상승으로 점검 결과, 원인과 같은 결함 발견		점검
110	청평수력	#1,2	1995	발전기 회전자	정류자 편간 저항 편차 발생 정류자편 표면 손상 회전자 코일 절연 열화	정류자용 익화 접촉저항 증가	점검
111	청평수력	#2	1996년 11월	보조여자기	보조여자기 End Coil Binder 균열		점검
112	청평수력	#1	1988	발전기 고정자	고정자 코일 손상 회전자, 계자코일 절연손상	고정자 Wedge 고정상태 불량	보수
113	청평수력	#3	1991	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 Wedge 고정상태 불량 고정자 Coil의 절연손상 회전자 극간 접속부 이완	기계적 진동	보수
114	청평양수	#2	1988년 6월	전동기 회전자	발전 전동기 Rotor Pole End Plate와 최외곽 계자 Coil사이의 절연물이 들출	Pumping시 수차 입구 방수로 축의 이상에 의해 진동발생	점검

115	춘천수력	#2	1996년 11월	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		점검
116	태안화력	#2	1997년 4월	발전기 고정자	고정자 권선 냉각수 온도 상승		점검
117	태안화력	#1	1996년 10월	고압부싱	Line/중성점측 고압부싱 균열		점검
118	팔당수력	#4	1988	AVR	전압동요 및 전압조정 상태 불량	AVR 내부회로 결함 및 계수조정 상태불량	조정
119	팔당수력	#1	1988	발전기 고정자 코일	고정자 Wedge 고정상태 불량, 코일균열		점검
120	팔당수력	#3	1991	발전기 고정자 발전기 회전자	고정자 Wedge 고정상태 불량 회전자 Pole이 축방향으로 수평이동	기계적 이완	보수
121	평택복합	#1	1996년 4월	발전기 회전자	회전자 코일 축간단락 및 접지	진동과 과열	보수
122	평택복합 (G/T)	#1	1996년 4월	발전기 회전자 코일	접지 고장	진동 상승 및 End Coil의 소성변형 원인	보수
123	평택화력	#1	1995	발전기 고정자	고정자 Wedge 고정상태 불량		보수
124	호남화력	#1	1997년 1월	발전기	Motoring	2호주 지락고장 파급으로(여천변전소) Low Frequency 발생	보수
125	호남화력	#2	1988	발전기 회전자	발전기 이상소음 발생	철심의 과도한 진동	정비
126	호남화력	#2	1988년 3월	발전기	발전기 이상소음 발생	발전기 내부 기계적 결함	보수

127	호남화력 여수화력	#1,2 #2	1997년 1월	선로지락사고	발전기 자체의 결함이라기 보다는 주변장치들의 결함임	선로지락사고로 호남화력 1,2호기가 계통 분리, 소내 수전 과정에서 2호기 발전기가 Motoring 되고, 계통불안정으로 여수화력 #2 발전정지	점검
128	회천수력	#4	1988	발전기 고정자		고정자 Wedge 고정상태 불량	보수
129	회천수력	#2	1988	발전기 고정자 코일	고정자 코일 절연물 손상 Wedge 고정상태 불량		점검

EXPERIENCE ON ASSESSING THE INSULATION CONDITION OF GENERATOR STATOR WINDINGS

J. B. KIM D. H. HWANG J. W. JEON Y. J. KIM
KOREA ELECTROTECHNOLOGY RESEARCH INSTITUTE

(KOREA)

SUMMARY

Various nondestructive and destructive tests were performed on the stator bars of a 17 kV, 300MVA and a 11kV, 27MVA generators with polyester insulation system. The nondestructive tests included measurements of capacitance, dissipation factor and partial discharge. Insulation breakdown under AC stress was performed as destructive test.

The tests were intended to identify the correlation between nondestructive diagnostic measurements and the condition of generator stator windings. As it was hard to correlate between the nondestructive tests and the destructive test, the condition of insulation could not be estimated by the conventional method. A new parameter, PDI (Partial Discharge Index), shows a relationship between the partial discharge test and the destructive test. Thus the condition of insulation can be diagnosed by PDI.

Keywords: Generator - Insulation - Partial Discharge - Diagnosis - Destructive Test - Partial Discharge Index - Resonant Frequency

P.O. Box 20, Changwon, Kyungnam

1. INTRODUCTION

The assessment on the condition of generator stator winding has attracted many discussions. Numerous experiments have been reported to avoid the unscheduled outages of generators due to insulation failure in North America and Japan, utilizing the partial discharge measurement which effectively represents the local degradation of insulation. Many studies have attempted to identify new calibration technique, eliminating external noise [1] and predicting remaining life of machine insulation [2, 3].

Many works have been claiming the vague relationship between the partial discharge activities and the insulation condition. The absolute magnitude of partial discharge has been the decision criteria of the insulation condition in Japan [4, 5]. In North America [6], the trending of partial discharge activities over time with the on/off-line scheme has been the common practice.

This paper reports the investigation of factors which can cause differentiates on assessing the insulation condition. A new parameter, PDI

Table I Generator characteristics

Generator	Rating	Insulation system	Quantity of bar	Operating time
A	300 MVA 17 kV Fossil T/G	Polyester	20 ea	25 years
B	27 MVA 11 kV Hydro Gen.	Polyester	15 ea	23 years
C	72 MVA 13.8 kV Gas T/G	Polyester	3 phases	20 years

(Partial Discharge Index), is introduced as the realistic diagnostic measure for the assessment of insulation condition. The ratio between partial discharge increment and stepwise voltage increment from discharge inception voltage at characteristic or resonant frequency band showed the correlation between breakdown voltage and PDI.

Furthermore, this paper describes the relationship between the various nondestructive parameters and the breakdown voltage for the 17 kV, 300 MVA and 11 kV, 27 MVA generator stator bars with polyester insulation.

Finally, it explains PDI which can discriminate the stator bars having the low insulation strength from the sound ones, even though their maximum magnitudes of partial discharge at the rated phase-to-ground voltage are in the same level.

2. EXPERIMENTAL METHOD

2.1 Test Bars

Three different types of stator bars were tested to evaluate the usefulness of conventional diagnostic tests. The characteristics of the bars are outlined in Table I. Sample bars of two generators (Gen A. and Gen. B), which were in service at the time of removal, were tested in laboratory. Three phases of Gen. C were tested on site.

2.2 Diagnostic Test

Prior to the destructive breakdown test, the sample bars were subjected to a variety of nondestructive diagnostic tests which have been used to assess their insulation conditions. All the diagnostic tests were performed on the individual bars of Gen. A and Gen. B which were removed from the generator slot and installed within the simulated slot.

For the case of Gen. C each phase was tested within the stator core, as would be the situation for diagnostic tests on normal machines.

Standard test procedures, such¹ as the measurements of capacitance, dissipation factor and partial discharge intensity at several voltages up to 1.25 times to rated phase to ground voltage ($1.25 \times E / \sqrt{3}$), were performed. For the AC testing, the winding was energized by a 12 kV Tettex 2818 Insulation Test System and a 100 kV, 1 A Hipotronics AC Dielectric Test System. The capacitance and dissipation factor measurements were done with a 12 kV Tettex 2818 Insulation Test System and a Tettex 2818QA Schering Bridge. Tettex 9124 Partial Discharge Measuring System operating in the conventional amplifier with 40 kHz to 200kHz frequency band and narrow band amplifier with 30 kHz to 2 MHz frequency band was used to measure partial discharge.

2.3 Destructive Test

After completing the diagnostic tests on individual bars of Gen. A and Gen. B, the groundwall insulation of each bar was subjected to the gradually increasing AC voltages until the insulation failed. The 60 Hz AC voltage was linearly increased at about 1 kV/sec. 100 kV, 1 A Hipotronics AC Dielectric test system was used for the destructive test.

3. RESULTS and DISCUSSIONS

3.1 Results of Diagnostic and Destructive Tests

Prior to the destructive tests, various diagnostic tests were performed on the bars. The percentage change in bar capacitance ($\Delta C/C_0$) and the change in dissipation factor ($\Delta \tan \delta$) are the quality of the insulation system. If the system has a large number of voids, then $\Delta \tan \delta$ and $\Delta C/C_0$ would increase as the voltage is increased. However, as $\Delta \tan \delta$ and $\Delta C/C_0$ measurements represent the overall condition of insulation, they will not identify a coil or bar that has a single large void. Partial discharge magnitude (Q_m), on the other hand, will identify this coil or bar as it is a specific event measurement. Figure 1 shows that there is no correlation between Q_m (Q_{m_c} : Q_m measured with 40kHz ~ 200 kHz frequency band) and $\Delta \tan \delta$, $\Delta C/C_0$ as reported in [7, 8].

To obtain a correlation between Q_m , $\Delta C/C_0$, $\Delta \tan \delta$ and breakdown voltage, destructive tests were performed on the sample bars of Gen. A and Gen. B. Figures 2 and 3 are the plots of AC breakdown voltage versus some of these measured or derived diagnostic parameters $\Delta \tan \delta$, $\Delta C/C_0$, and Q_{m_c} . The figures clearly show a lack of correlation between the diagnostic parameters and breakdown voltage as reported in [7, 8]. Even though it is similar to the results by EPRI [8], it is contrary to the result by H. Yoshida [9].

Table II shows $\Delta \tan \delta$, Q_{m_c} and V_{BD} of sample bars of Gen. A. No. 20 bar had extremely high partial discharge activity (Q_{m_c} : 41,000 pC) and high dissipation factor ($\Delta \tan \delta$: 1.89 %), and seemed to be in relatively poor insulation condition. However, the bar did not fail until 90 kV was applied and surface flashover occurred.

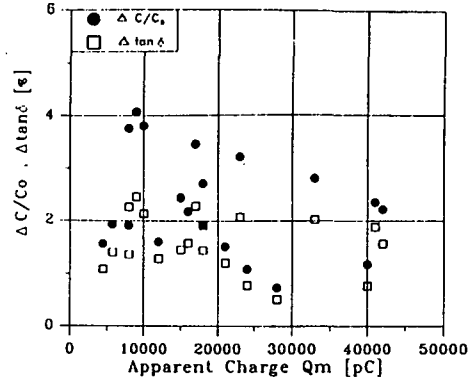


Fig. 1 Relationship between Q_m and $\Delta \tan \delta$, $\Delta C/C_0$ (Gen. A)

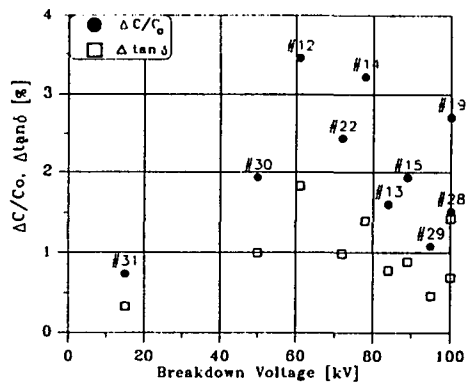


Fig. 2 Relationship between breakdown voltage and $\Delta \tan \delta$, $\Delta C/C_0$ (Gen. A)

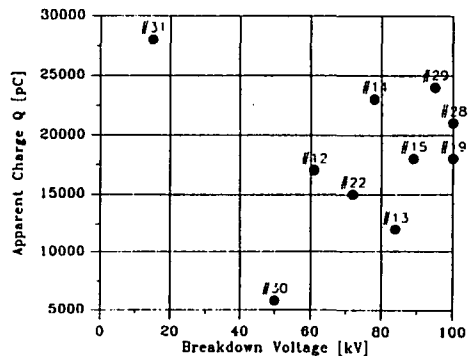


Fig. 3 Relationship between breakdown voltage and Q_{m_c} at $E/\sqrt{3}$ kV (Gen. A)

Table II $\Delta \tan \delta$, Q_{m_c} and V_{BD} of sample bars of Gen. A

No.	$\Delta \tan \delta$ [%]	Q_{m_c} [pC]	V_{BD} [kV]	No.	$\Delta \tan \delta$ [%]	Q_{m_c} [pC]	V_{BD} [kV]
12	2.29	17,000	61	22	1.45	15,000	72
13	1.28	12,000	84	23	1.38	6,500	(64)
14	2.08	23,000	78	24	2.27	12,000	(64)
15	1.44	18,000	89	25	2.47	5,800	(65)
16	1.58	16,000	(100)	26	1.08	4,500	(80)
17	0.77	40,000	(78)	27	2.14	10,000	(77)
18	1.57	32,000	(76)	28	1.2	21,000	100
19	1.92	18,000	100	29	0.79	24,000	95
20	1.89	41,000	(90)	30	1.4	5,800	50
21	2.03	33,000	(98)	31	0.52	28,000	15

- * $\Delta \tan \delta$ [%] ; Dissipation factor
- * Q_{m_c} [pC];Maximum partial discharge magnitude
- * V_{BD} [kV] ; Breakdown voltage
- * () ; Flashover voltage

On the contrary, the other sample bars such as No. 31, which did not have high partial discharge activity (Q_{m_c} ; 28,000 pC) with low dissipation factor ($\Delta \tan \delta$; 0.52 %), failed at 15 kV.

From the result in Table II it can be concluded that the condition of the insulation can not be diagnosed by the absolute parameters, such as the peak partial discharge magnitude (Q_{m_c}) at operating voltage. Therefore a novel parameter is needed to estimate the condition for the machine which is near to its end of life.

3.2 PDI (Partial Discharge Index)

Based on the test results of the sample bars, it is clear that diagnostic tests alone can not objectively estimate the absolute condition of stator windings, especially when the tests are performed only once. However, some diagnostic parameters, such as partial discharge magnitude, do indeed give an indication of relative condition [8]. Thus the information from such diagnostic test is most useful when results are taken over time, so

that a history of winding can be referenced to judging the condition of insulation.

As off-line diagnostic tests are performed at an interval of four or five years, it is difficult to diagnose the condition of insulation of the machine whether it is near to its end of life. Thus a novel diagnostic parameter or criterion is needed to identify the condition of insulation.

The Partial Discharge Index defined by Eq. 1 was introduced as a novel assessment criterion to overcome the previously mentioned difficulties.

$$PDI = (Q_m - 1,000)/(V_n - V_i) \text{ [pC/kV]} \text{ (Eq. 1)}$$

where V_n is the applied voltage and V_i is the voltage when the apparent maximum partial discharge magnitude is 1,000 pC. In addition, Q_m is the apparent maximum partial discharge magnitude at V_n .

3.3 Application of PDI

The resonance phenomena are depending on the coupling impedance between the partial discharge measurement circuit and the detector[10]. In that case, the resonant frequency is associated with complex LC network of all the measuring systems. Resonant frequency of partial discharge pulse simplified by Eq. 2 varies according to the number of connected coils or windings.

$$f_{\text{resonant}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \text{ (Eq. 2)}$$

where L and C are the system inductance and capacitance.

As propagation modes and attenuation rates of partial discharge pulse can lead to very significant difference in the estimate of magnitude, choice of detector frequency range is of importance in partial discharge measurement. It was reported that the detection of

series mode pulses leads to the best estimate for partial discharge measurements [11].

Figure 4 shows the frequency response of partial discharge for the sample bars of Gen. A, Gen. B and Gen. C. The resonant frequency for each sample of Gen. A and Gen. B is 0.57MHz. In addition, it is lower than 100 kHz for the windings of Gen. C with 26 windings per phase.

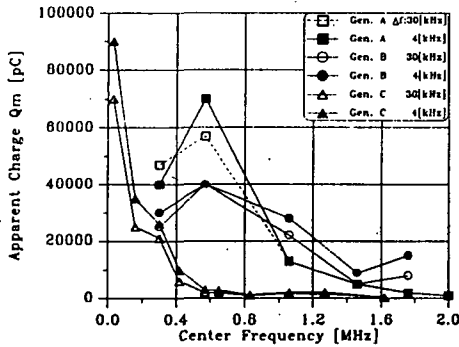
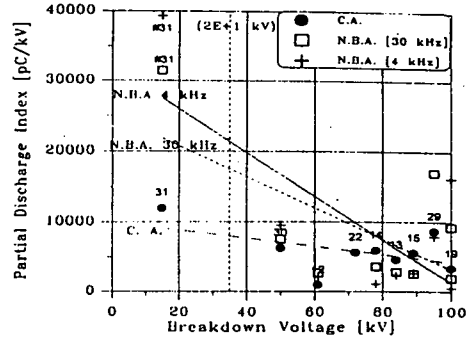


Fig. 4 Frequency response of Q_m ($E/\sqrt{3}$ kV)

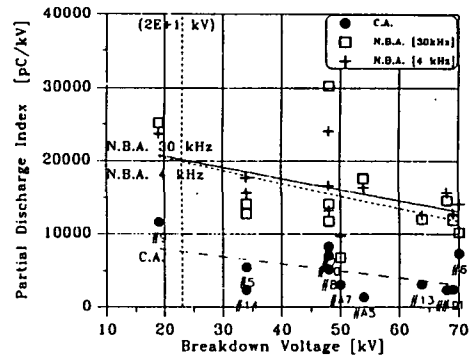
Partial discharge was measured with two different amplifier to identify the influence by the frequency range of the detector : conventional amplifier (40 kHz to 200 kHz) and narrow band amplifier (30 kHz to 1 MHz with several center frequencies and bandwidth Δf : 4 kHz and 30 kHz). It was measured at several voltages : $0.5 E/\sqrt{3}$ to $E/\sqrt{3}$ (E ; rated voltage). The maximum PDI was used to diagnose the condition of sample bar. The voltages which produced the maximum PDI were $0.5 E/\sqrt{3}$ kV for the bars of Gen.A and $E/\sqrt{3}$ kV for the bars of Gen. B.

Figure 5 shows the linear relationship between PDI and breakdown voltage. It shows a strong correlation among them at all frequency range. Dashed line ($2E+1$ kV) in the figure means the endurance voltage. The breakdown voltages of No. 31 bar of Gen. A and No. 9 bar of Gen. B are lower than the

endurance voltage, and their PDIs are higher than those of any other bars at all frequency range.



(a) Sample bars of Gen. A ($0.5 E/\sqrt{3}$ kV)



(b) Sample bars of Gen. B ($E/\sqrt{3}$ kV)

Fig. 5 Correlation between PDI and breakdown voltage (C.A. : Conventional Amplifier, N.B.A. : Narrow Band Amplifier)

Table III PDI criteria for deteriorated insulation for Gen. A and Gen. B

Amplifier (Frequency)	Gen. A [pC/kV]	Gen. B [pC/kV]
Conventional (40~200kHz)	$\geq 7,500$	$\geq 7,500$
Narrow Band (570kHz \pm 30kHz)	$\geq 20,000$	$\geq 20,000$
Narrow Band (570kHz \pm 4kHz)	$\geq 20,000$	$\geq 20,000$

In the case of the conditions shown in Table III, PDI indicates that the winding could not withstand the voltage of $2E+1$ kV.

From the results, it can be suggested that the winding, which all PDIs at each measuring frequency range are above the criterion value, is judged not to withstand the endurance voltage and is deteriorated severely.

4. CONCLUSIONS

Even though only a limited number of sample bars with specific systems have been under investigation, it is shown that PDI has a strong correlation with the breakdown voltage. The conclusions are summarized below.

- (1) AC diagnostic test results Q_m , $\Delta \tan \delta$ and $\Delta C/C_0$ show a lack of correlation with the breakdown voltage.
- (2) A novel diagnostic parameter PDI is highly correlated with breakdown voltage. It can be used as a reliable criterion of the condition of windings.
- (3) As resonant frequency of partial discharge pulse of the generator windings is low, the low frequency measuring system is needed to detect the low resonant frequency partial discharge pulse.

The authors will continue to perform the diagnostic and destructive tests on the various insulation systems to establish PDI as a criterion for each insulation system and to improve its credibility.

5. REFERENCES

[1] H. Henriksen, G.C. Stone, M. Kurtz, "Propagation of Partial Discharge and Noise Pulses in Turbine Generators", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-1, No. 3, Sep., 1986, pp. 161-166.

[2] H. Yoshida, K. Umemoto, "Insulation Diagnosis for Rotating Machine Insulation", IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-21, No. 6, Dec., 1986, pp. 1021-1025.

[3] G.J. Anders, et al., "A Probabilistic Model for Evaluation the Remaining Life of Electrical Insulation in Rotating Machines", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 5, No. 4, Dec., 1990, pp. 761-767.

[4] Y. Takikawa, et al., "Technology for Preventive Maintenance of Turbine Generators", Hitachi Review, Vol. 72, No. 8, 1990, pp. 35 - 42.

[5] Y. Ikeda, H. Fukagawa, "A Method for Diagnosing the Insulation Deterioration in Mica-Resin Insulated Stator Windings of Generator", CRIEPI Report No. W88046, 1988.

[6] G.C. Stone, B.A. Lloyd, S.R. Campbell, "Development of Automatic Continuous On-Line Partial Discharge Monitor for Generator", Fourth CEA/EPRI International Conference on Generator and Motor Partial Discharge Testing, Houston, May, 1996.

[7] B.K. Gupta, M. Kurtz, G.C. Stone, D.K. Sharma, "Destructive Tests on A 542 MW Generator Winding", Conference Record of 1986 International Symposium on Electrical Insulation, Washington, DC, June, 1986, pp. 285-288.

[8] Motor and Generator Insulation Life Estimation, Vol. 1, EPRI TR-100185 Final Report, 1992, pp. 3-1 ~ 3-23.

[9] H. Yoshida, Y. Inoue, "Test Method of Rating Machines", IEEE Transactions on Electrical Insulations Vol. EI-21, No. 6, Dec., 1986, pp. 1069-1071.

[10] I.J. Kemp, B. Gupta, G. Stone, "Calibration Difficulties Associated with Partial Discharge Detectors in Rotating Machine Applications", Proceedings of the 18th Electrical and Electronics Insulation Conference, Chicago, Oct., 1987, pp. 92-97

[11] A. Wilson, "Stator Winding Testing using Partial Discharge Techniques", *ibid*, pp. 82-91.

A NOVEL PARAMETER FOR THE PREDICTION OF DETERIORATION IN GENERATOR STATOR INSULATION

J.B.Kim D.H.Hwang J.W.Jeon Y.J.Kim
Generator Diagnosis Team, K.E.R.I., KOREA

Various nondestructive and destructive tests were performed on the stator bars of generators. The tests were intended to identify the correlation between nondestructive diagnostic measurements and the condition of generator stator windings. As it was hard to correlate between the non-destructive tests and the destructive test, the condition of insulation could not be estimated by the conventional method. A novel parameter, PDI, shows a relationship between the partial discharge test and the destructive test. Thus the condition of insulation can be diagnosed by PDI.

INTRODUCTION

The assessment on the condition of generator stator winding has attracted many discussions. Many studies have attempted to identify new calibration technique, eliminating external noise(Kurtz et al (1)) and predicting remaining life of machine insulation(Yoshida(2), EPRI report (3)). Many works have been claiming the vague relationship between the partial discharge activities and the insulation condition. The absolute magnitude of partial discharge has been the decision criteria of the insulation condition in Japan(Takikawa et al (4), Ikeda and Fukagawa (5)). In North America(Stone (6)), the trending of partial discharge activities over time with the on/off-line scheme has been the common practice.

This paper describes the relationship between the various nondestructive parameters and the V_{BD} for the sample generator stator bars. Furthermore a novel parameter, PDI(Partial Discharge Index), is introduced as the realistic diagnostic measure for the assessment of insulation condition. Finally, it explains PDI which can discriminate the stator bars having the low insulation strength from the sound ones, even though their maximum magnitudes of partial discharge at the rated phase-to-ground voltage are in the same level.

EXPERIMENTAL METHOD

Test Bars

Five different types of stator bars were tested to evaluate the usefulness of

conventional diagnostic tests. The characteristics of the bars are outlined in Table 1. Sample bars of two generators (Gen A. and Gen. B), which were in service at the time of removal, were tested in laboratory. Each phases of Gen. C, Gen. D and Gen. E were tested on site.

TABLE 1 - Generator Characteristics

Generator	Rating	Insulation system	Quantity of bar	Operating time
A	300 MVA, 17 kV, Fossil T/G	Polyester	20 ea	25 years
B	27 MVA, 11 kV, Hydro Gen.	Polyester	15 ea	23 years
C	72 MVA, 13.8 kV, Gas T/G	Polyester	3 phases	20 years
D	33.6 MVA, 18 kV, Pumped Storage Gen.	Epoxy	3 phases	10 years
E	500MVA, 22kV, Nuclear Gen.	Epoxy	3 phases	New

Diagnostic Test

Prior to the destructive breakdown test, the sample bars were subjected to a variety of nondestructive diagnostic tests which have been used to assess their insulation conditions. All the diagnostic tests were performed on the individual bars of Gen. A and Gen. B which were removed from the generator slot and installed within the simulated slot.

For the case of Gen. C, Gen. D, and Gen. E, each phases were tested within the stator core, as would be the situation for diagnostic tests on normal machines. Standard test procedures, such as the measurements of Q_m , $\Delta C/C_o$, $\Delta \tan \delta$ at several voltages up to 1.25 times to rated phase to ground voltage ($1.25 \times E / \sqrt{3}$), were performed.

Destructive Test

After completing the diagnostic tests on individual bars of Gen. A and Gen. B, the groundwall insulation of each bar was subjected to the gradually increasing AC voltages until the insulation failed. The 60 Hz AC voltage was linearly increased at about 1 kV/sec.

In the case of Gen. D, the destructive tests were also performed using dc power supply. The test voltage was derived from IEEE standard 95 (7), and the test voltage was $2 \times E$ [kV] and maintained at this level for one minute. In addition, ac breakdown test was also performed to the each phase of Gen. E and the typical test voltage ($1.5 \times E$ [kV]) was maintained for one minute.

RESULTS and DISCUSSIONS

Results of Diagnostic and Destructive Tests

Destructive tests were performed on the sample bars of Gen. A and Gen. B. to obtain a correlation between Q_m , $\Delta C/C_0$, $\Delta \tan \delta$ and V_{BD} . Figures 1 and 2 are the plots of V_{BD} versus some of these measured or derived diagnostic parameters $\Delta \tan \delta$, $\Delta C/C_0$, and Q_m . The figures clearly show a lack of correlation between the diagnostic parameters and V_{BD} as reported in (Gupta et al (8) and reference (3)). Even though it is similar to the results by reference (3), it is contrary to the result by Yoshida and Inoue (9).

Figure 3 shows Q_m for sample bars of Gen. A at $E/\sqrt{3}$. According to Japanese criterion, four sample bars of Gen. A(#17, #18, #20, and #21) which Q_m was higher than 30,000(pC) seemed to be in relatively poor insulation condition. However, the bars did not fail until 80 kV and surface flashover occurred. On the contrary, the other sample bars such as No. 31, which did not have high Q_m (28,000 pC) and seemed to be in relatively moderate insulation condition, failed at 15 kV.

Table 2 represent similar information as in Figure 3. After diagnostic tests were done, a bundle of phases of Gen. D and each phases of Gen. E were subjected to breakdown test. In spite of high partial discharge activity, neither of the insulation of Gen. D and Gen. E were punctured except one phase of Gen. E. In case of punctured phase of Gen. E, the groundwall insulation was not punctured, but the end winding insulation near the edge of slot was punctured and it was concluded that it was caused by poor manufacturing process.

From the result in Figure 3 and Table 2 it can be concluded that the condition of the insulation can not be diagnosed by the absolute parameters, such as Q_m . Therefore a novel parameter is needed to estimate the condition for the machine which is near to its end of life.

TABLE 2 - Results of Diagnostic and Destructive Test for Gen. D and E

		ϕU	ϕV	ϕW
Gen. D	Q_m (pC)	60,000	51,000	61,000
	Result	Not Failed		
Gen. E	Q_m (pC)	40,000	42,000	41,000
	Result	- 2 Phases : Not failed - 1 Phase : Failed at the end winding near the edge of slot		

PDI (Partial Discharge Index)

Based on the test results of Table 2 and 3, it is clear that diagnostic tests alone can not objectively estimate the absolute condition of stator windings, especially when the tests are performed only once. However, some diagnostic parameters, such as Q_m , do indeed give an indication of relative condition (3). Thus the information from such diagnostic test is most useful when results are taken over time, so that a history of winding can be referenced to judging the condition of insulation. As off-line diagnostic tests are performed at an interval of four or five years, it is difficult to diagnose the condition of insulation of the machine whether it is near to its end of life. Thus a novel diagnostic parameter or criterion is needed to identify the condition of insulation.

The PDI defined by Eq. (1) was introduced as a novel assessment criterion to overcome the previously mentioned difficulties. From the Eq. (1), physical meaning of PDI is the maximum rate of partial discharge increase per applied voltage starting from partial discharge inception voltage.

$$PDI = (Q_m - 1,000)/(V_n - V_i) \text{ (pC/kV)} \text{ ----- (1)}$$

Application of PDI

The resonance phenomena are depending on the coupling impedance between the partial discharge measurement circuit and the detector (Kemp et al (10)). In that case, the resonant frequency is associated with complex LC network of all the measuring systems and it is varied according to the number of connected coils or windings. As propagation modes and attenuation rates of partial discharge pulse can lead to very significant difference in the estimate of magnitude, choice of detector frequency range is of importance in partial discharge measurement (Wilson (11)). The resonant frequency for each sample of Gen. A and Gen. B is 0.57MHz. In addition, it is lower than 100 kHz for the windings of Gen. C with 26 windings per phase.

Partial discharge was measured with two different amplifier to identify the influence by the frequency range of the detector : C.A. (Conventional Amplifier : 40 kHz to 200 kHz) and N.B.A.(Narrow Band Amplifier : 30 kHz to 1 MHz with several center frequencies and bandwidth Δf : 4 kHz and 30 kHz). It was measured at several voltages : $0.5 E/\sqrt{3}$ to $E/\sqrt{3}$ (E ; rated voltage). The maximum PDI was used to diagnose the condition of sample bar. The voltages which produced the maximum PDI were $0.5 E/\sqrt{3}$ for the bars of Gen. A and $E/\sqrt{3}$ kV for the bars of Gen. B.

Figure 4 shows the linear relationship between PDI and breakdown voltage. It shows a strong correlation among them at all frequency range. Dashed line

($2E+1$ kV) in the figure means the endurance voltage. The V_{BD} of No. 31 bar of Gen. A and No. 9 bar of Gen. B are lower than the endurance voltage, and their PDIs are higher than those of any other bars at all frequency range.

In the case of the conditions shown in Table 3, PDI indicates that the winding could not withstand the voltage of $2E+1$ kV. From the results, it can be suggested that the winding, which all PDIs at each measuring frequency range are above the criterion value, is judged not to withstand the endurance voltage and is deteriorated severely.

TABLE 3 - PDI criteria for deteriorated insulation for Gen. A and Gen. B

Amplifier (Frequency)	Gen. A (pC/kV)	Gen. B (pC/kV)
Conventional (40~200kHz)	$\geq 7,500$	$\geq 7,500$
Narrow Band (570kHz \pm 30kHz)	$\geq 20,000$	$\geq 20,000$
Narrow Band (570kHz \pm 4kHz)	$\geq 20,000$	$\geq 20,000$

CONCLUSIONS

Even though only a limited number of sample bars with specific systems have been under investigation, it is shown that PDI has a strong correlation with the breakdown voltage. The conclusions are summarized below.

- (1) AC diagnostic test results Q_m , $\Delta \tan \delta$ and $\Delta C/C_0$ show a lack of correlation with the V_{BD} .
- (2) A novel diagnostic parameter PDI is highly correlated with V_{BD} . It can be used as a reliable criterion of the condition of windings.
- (3) As resonant frequency of partial discharge pulse of the generator windings is low, the low frequency measuring system is needed to detect the low resonant frequency partial discharge pulse.

The authors will continue to perform the diagnostic and destructive tests on the various insulation systems to establish PDI as a criterion for each insulation system and to improve its credibility.

SYMBOLS USED

E = rated phase to phase voltage (kV)

$\Delta C / C_0$ = percentage change in insulation capacitance (%)

$\Delta \tan \delta$ = change in dissipation factor (%)

Q_{m_c} = max. partial discharge magnitude measured by conventional amplifier(pC)

Q_m = apparent maximum partial discharge magnitude at V_n (pC)

V_i = voltage when Q_m is 1,000 pC (kV)

V_{BD} = breakdown voltage (kV)

V_n = applied voltage (kV)

REFERENCES

1. Kurtz, M., Henriksen, H., and Stone, G.C., 1986, IEEE Trans EC-1, 161.
2. Yoshida, H., and Umemoto, K., 1986, IEEE Trans EI-21, 1021.
3. 1992, "Motor and Generator Insulation Life Estimation", EPRI TR-100185 Final Report, Vol. 1.
4. Takikawa, Y., et al., 1990, Hitachi Review 72, 35.
5. Ikeda, Y., and Fukagawa, H., 1988, "A Method for Diagnosing the Insulation Deterioration in Mica-Resin Insulated Stator Windings of Generator" CRIEPI Report No. W88046.
6. Stone, G.C., Lloyd, B.A., and Campbell, S.R., 1996, "Generator and Motor Partial Discharge Testing", Fourth CEA/EPRI International Conference, "Development of Automatic Continuous On-Line Partial Discharge Monitor for Generator", Houston, U.S.A.
7. IEEE, 1977, "Recommended Practice for Insulation Testing of Large AC Rotating Machinery with High Direct Voltage", IEEE Std. 95.
8. Gupta, B.K., Kurtz, M., Stone, G.C., and Sharma, D.K., 1986, "Electrical Insulation" Conference Record of International Symposium, "Destructive Tests on A 542 MW Generator Winding", Washington, DC, 285.
9. Yoshida, H., and Inoue, Y., 1986, IEEE Tran EI-21, 1069.
10. Kemp, I.J., Gupta, B., and Stone, G.C., 1987, "Calibration Difficulties Associated with Partial Discharge Detectors in Rotating Machine Applications", Proceedings of the 18th Electrical and Electronics Insulation Conference, Chicago, U.S.A.
11. Wilson, 1987, "Stator Winding Testing using Partial Discharge Techniques", *ibid*.

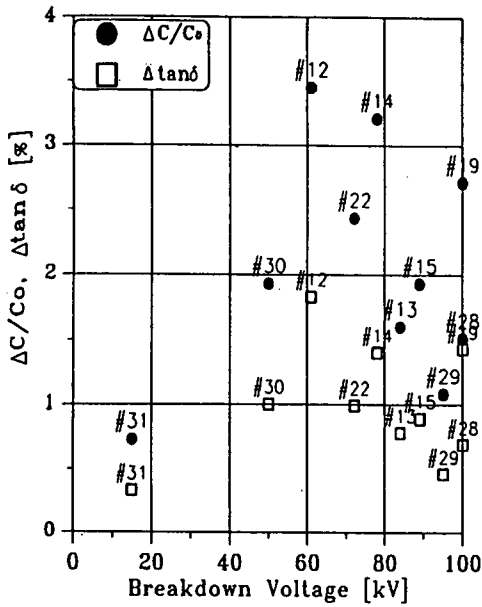


Figure 1 Relationship between V_{BD} and $\Delta \tan \delta, \Delta C/C_o$ (Gen. A)

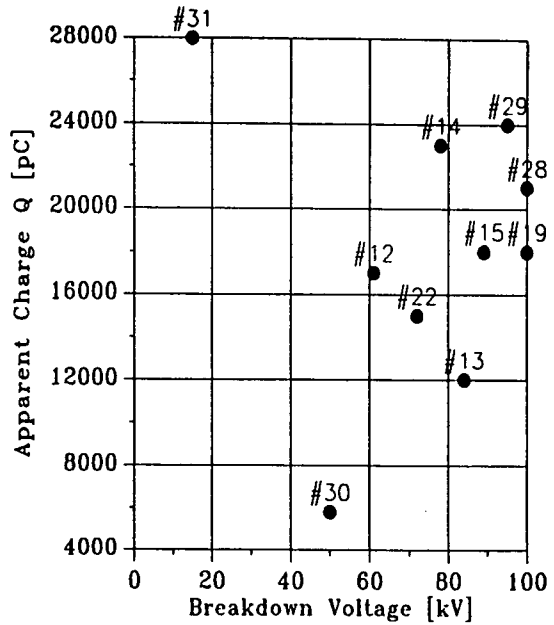


Figure 2 Relationship between V_{BD} and Q_{m_c} at $E/\sqrt{3}$ kV (Gen. A)

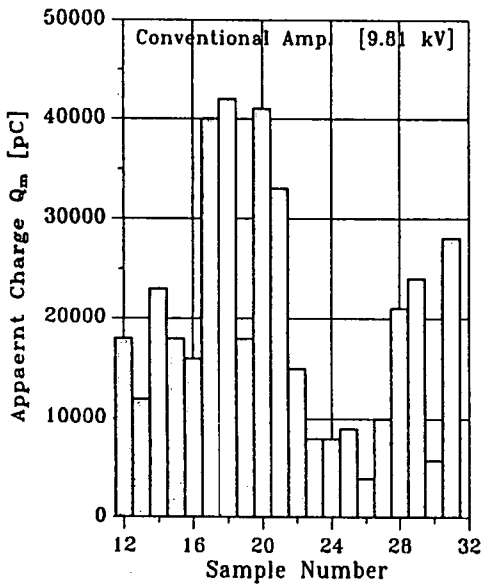


Figure 3 Q_m of each sample for Gen. A

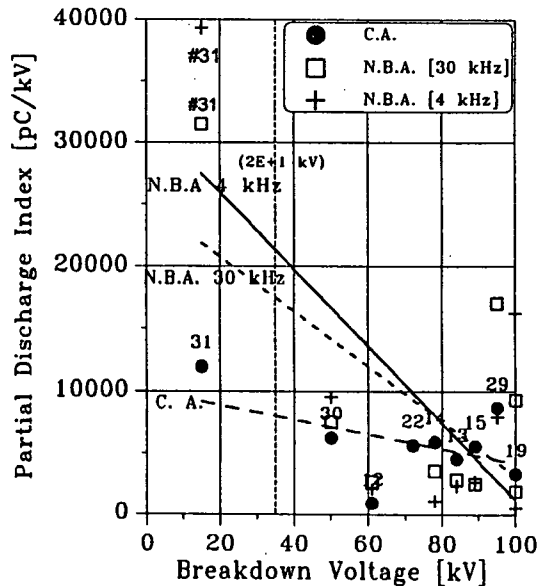


Figure 4 Correlation between PDI and V_{BD} of Gen. A ($0.5 E/\sqrt{3}$ kV)

발전기 고정자 권선의 운전중 부분방전 측정 시스템 개발

전 정 우, 황 돈 하, 김 용 주
한국전기연구소 발전기전단연구팀

Continuous On-Line Partial Discharge Measurement System for Stator Winding of Generators

Jeong-Woo Jeon, Don-Ha Hwang, Yong-Joo Kim
Korea Electrotechnology Research Institute Generator Diagnosis Research Team

Abstract - Continuous On-Line Partial Discharge Measurement System has been developed. This system detects partial discharge signals from SSC (Stator Slot Coupler) installed between wedge and stator windings. This system communicates with outside devices by RS-485 and monitors a insulation condition of windings. Afterward this system will be applied for on-line measurement of partial discharge with remote scheme.

방전 측정 시스템의 원리 및 구성 등에 관한 내용을 다룬다.

2. 시스템 설계

2.1 운전중 부분방전 특성

2개의 실제 가동중인 화력발전기에 On-Line 측정용 센서인 SSC를 설치하였으며, 주파수분석기를 통해 측정 한 부분방전 결과를 그림 1에 나타내었다. 측정 주파수가 10 [MHz]일 때 부분방전 크기가 크게 나타남을 볼

1. 서 론

정기적인 발전기 열화의 예방정비 기간중에 고정자 권선 및 회전자 권선의 절연정도를 나타내는 절연저항, 부분방전, $\tan \delta$ 등을 Off-Line으로 측정하여 절연상태를 예측하여 왔다^[1-4]. 하지만 인적·물적 비용절감 및 불시의 사고를 미리 예방할 수 있도록 On-Line으로 고정자 권선 절연상태를 측정할 필요성이 대두되고 있으며, 그 중에서도 부분방전 신호는 권선의 절연상태를 가장 잘 나타내는 파라미터로 인정되고 있다^[5]. 그러나 on-line 측정방식도 고가의 측정기기 및 운전자의 data 해석 기술을 요구하고 있다. 본 논문은 부분방전 신호의 자동측정장치 개발에 관한 것으로 Continuous On-Line 부분

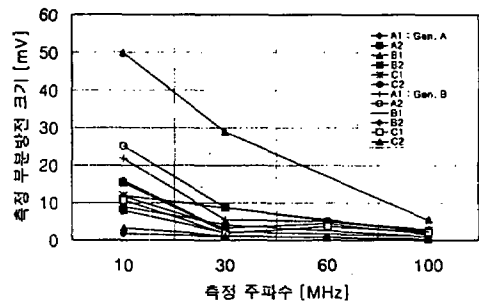


그림 1. SSC가 설치된 실제 발전기의 주파수 특성

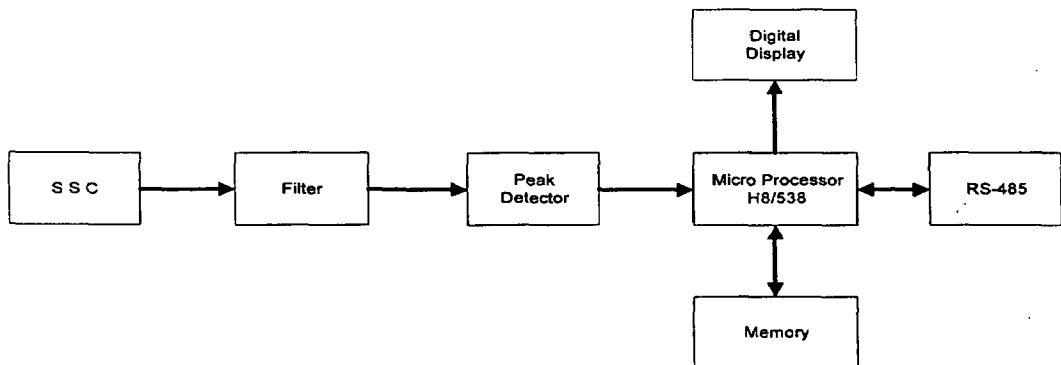


그림 2. On-Line 부분방전 측정 시스템

수 있다. 그러므로 변화를 예측하기가 비교적 용이하고 발전기 운전중 발생하기 쉬운 수백 [KHz] 주파수 범위의 외부잡음을 제거할 수 있는 10 [MHz] 대역의 부분방전 신호만을 측정할 수 있도록 시스템을 설계하였다^[6-7].

2.2 전체 시스템 구성

On-Line 부분방전 측정 시스템의 전체 시스템 구성은 그림 2와 같다. 본 시스템은 발전소 현장에 독립적으로 부착되어 동작되며, 전문적인 지식이 없는 현장 작업자들도 쉽게 판독할 수 있도록 설계되어 있다.

2.2.1 부분방전 검출용 센서부

그림 2에서 부분방전 신호를 검출하는 센서로 캐나다의 IRIS에서 제작된 SSC(Stator Slot Coupler)를 사용하였다^[6]. 부분방전에 의해 전자파가 발생되면 SSC가 안테나와 같은 역할을 하여 그 신호를 검출한 후 부분방전 측정기 입력단으로 전송된다. SSC와 전송용 케이블은 열과 기계적 충격에 견딜수 있도록 NEMA Fire Retardant G10-rated Epoxy Glass Laminate로 되어 있다. 이 SSC는 4 [kV] 이상의 발전기, 조상기 및 대형 전동기에 설치 가능하며, 통과 대역 주파수는 수 [MHz]에서 1 [GHz] 이다. 현재는 권선과 웨지(wedge) 사이에 SSC를 설치하고 있다(그림 3)^[6].

2.2.2 아날로그 신호 처리부

On-Line 부분방전 측정 시스템은 크게 아날로그 신호 처리부분과 디지털 신호처리부분으로 나누어진다. 그림 2에서 필터와 피크 검출기가 전자에 해당된다. 여기서 필터는 Narrow Band-Pass 필터로 7 ~ 10 [MHz] 대역을 가지며, 또한 피크 검출기는 0 ~ 500 [mV] 크기의 부분방전 최대치를 검출하여 수십 [ms] 동안 유지하는 기능을 갖는다.

2.2.3 디지털 신호 처리부

피크 검출기로 검출된 값을 종래에는 아날로그 미터(meter)로 지시하였지만, 측정된 값의 정밀성 및 데이터 베이스 구축을 위해 디지털 값으로 변환할 필요가 있다. 이를 위해 본 시스템은 8-채널 10-bit A/D 변환기가 내장된 Hitachi 사의 H8/538 마이크로컨트롤러를 이용하였다. H8/538은 처리속도가 최대 20 [MHz]이고, 16 bit 데이터 버스방식으로 최대 메모리 용량은 64 KBytes이다. 본 시스템은 측정시간을 가변하여 메모리에 저장할 수 있도록 프로그램 되어 있으며, 측정 즉시 동시에 디지털 값으로 표시할 수 있다. 또한 RS-485 포트(port)를 이용하여 외부와의 데이터 통신을 할 수 있다. RS-485 통신 방식은 외부 잡음에 거의 영향을 받지 않고 그 전송 거리도 약 1.2 [Km] 정도이다. 이것은 잡음요소가 많은 발전소 현장을 고려했을 때 바람직한 통신방식이다. 그림 4에 개발된 Continuous On-Line 부분방전 측정 시스템

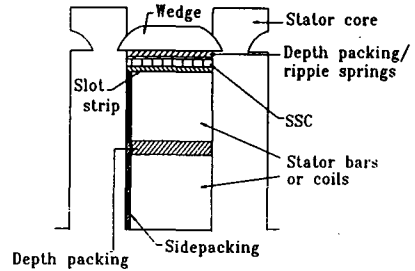


그림 3. SSC 설치 단면도

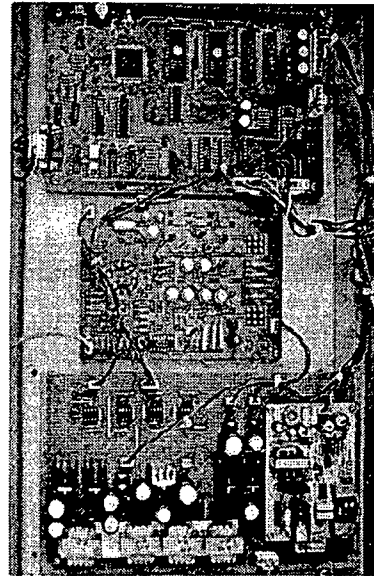


그림 4. On-Line 부분방전 측정 시스템 내부회로

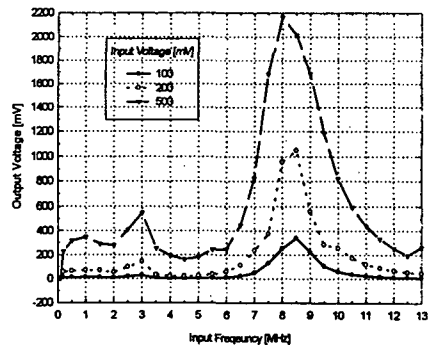


그림 5. On-Line 부분방전 측정 시스템 주파수 특성

와 내부회로를 보여주고 있다.

2.3 특성시험

개발된 본 시스템의 현장적용에 앞서 실험실에서 충분한 시험을 거쳐야만 한다. 그러기 위해 우선적으로 전압 및 주파수에 따른 응답특성시험을 실시하였으며, 그 결과를 그림 5에 나타내었다. 입력전압은 100 [mV], 200 [mV], 500 [mV]를 인가하였으며, 각 전압에 대해 0 ~ 13 [MHz]사이의 다양한 주파수로 가변하여 입력하였다. 측정결과 약 7 ~ 10 [MHz] 대역에서 그 신호가 크게 나타남을 볼 수 있다. 그러므로 이 대역에서 발생하는 부분방전 신호의 크기를 발전기 운전중에 측정하여 그 경향을 확인할 수 있게 된다.

3. 결 론

본 논문에서 제시한 Continuous On-Line 부분방전 측정 시스템은 발전기 고정자 권선에서 발생하는 부분방전 신호를 SSC를 통해 일정시간 간격마다 디지털 값으로 변환하여 메모리에 저장하도록 되어 있다. 측정 주파수 대역은 7 ~ 10 [MHz] 이고, 측정 전압 범위는 0 ~ 500 [mV] 이다. 또한 64 KBytes의 메모리에 저장하거나 RS-485를 통해 외부로 측정 데이터를 전송할 수 있도록 되어 있다. 또한 발전소 현장에 독립적으로 부착되어 현장 작업자들도 비교적 용이하게 발전기 고정자 권선의 절연상태 및 시간에 따른 경향을 분석할 수 있으며, 권선 절연파괴와 같은 불시의 사고를 미연에 방지할 수 있다. 향후 현장 적용 시험을 통한 신뢰성 확보와 여러 가지 새로운 파라미터의 추가 및 네트워크와의 연계를 통해 무인원격 수명예측 시스템을 개발할 예정이다.

[참 고 문 헌]

- [1] "Standard Methods for Detection and Measurement of Partial Discharge(Corona) Pulses in Evaluation of Insulation Systems", Philadelphia, Pa. : American Society of Testing Materials, Volume 10.02, ASTM Std. D1868-1986, 1986.
- [2] 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.
- [3] G.C.Stone, H.G. Sedding, N.Fujimoto and J.M.Braun, "Practical Implementation of Ultrawideband Partial Discharge", IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 27, No. 1, pp. 70~81, 1992.
- [4] S.R.Campbell, G.C.Stone and H.G.Sedding,

"Characteristics of Partial Discharge Pulses from Operating Rotating Machines", 1994 International Symposium on Electrical Insulation, June 1994.

- [5] 황든하, 김용주, 김진봉, 전경우 외 2인, "발전기 고정자 권선의 절연열화 진단기법에 관한 연구", 방전 및 고전압연구회 춘계 학술발표회 논문집, p.174~179, 1997. 5.
- [6] 전력연구원 수화력발전연구실, 한국전기연구소 "발전기 수명평가 및 진단 시스템 개발(최종보고서)", 전력연구원, 1997. 8.
- [7] H.G.Sedding, S.R.Campbell, G.C.Stone and G.S.Klempner, "A New Sensor for Detecting Partial Discharge in Operating Turbine Generators", IEEE/PES 1991 Winter Meeting, 91WM065-3EC, Feb. 3-7, 1991.
- [8] "Notes for the Installation of SSCs", IRIS Power Engineering, July 1991.

발전기 고정자 권선의 운전중 부분방전 모니터링 시스템 개발

전 정우 · 황 돈하 · 김 용 주
한국전기연구소 발전기진단연구팀

Continuous On-Line Partial Discharge Monitoring System for Stator Winding of Generators

Jeong-Woo Jeon · Don-Ha Hwang · Yong-Joo Kim
Generator Diagnosis Research Team, K. E. R. I.

Abstract - On-line partial discharge monitoring system for generator stator insulation is developed. This system consists of remote and host units. The remote unit detects partial discharge signals from SSC(Stator Slot Coupler) installed between wedge and stator windings. The host unit monitors the condition of winding insulation. This system will be used as a module of a generator on-line monitoring system utilizing global network.

1. 서 론

발전설비는 사용연수 증가에 의한 기계적·전기적 결합을 사전에 발견하기 위해 정기적인 예방정비를 필요로 하고 있다. 그 중에서도 발전기 고정자 권선 절연에 대한 예방정비는 반드시 필요하며, 종래에는 주로 절연저항, 부분방전, $\tan \delta$ 등을 Off-Line으로 측정하여 절연상태를 예측하여 왔다^[1-4]. 하지만 인적·물적 비용절감과 불시적인 사고를 미리 예방할 수 있도록 On-Line으로 고정자 권선의 절연상태를 감시할 필요성이 대두되고 있으며, 그 중에서도 부분방전 신호는 권선의 절연상태를 가장 잘 나타내는 파라미터로 인정되고 있다^[5]. 그러나 On-Line 측정방식도 고가의 측정기기 및 운전자의 Data 해석 기술을 요구하고 있으며, 운전조건에 따라 측정값이 변동하기 때문에 권선의 절연상태를 나타내는 절대적인 값으로 활용하기에는 어려운 실정이다. 이러한 배경으로부터 부분방전 신호를 연속적으로 자동 측정하고 감시하여 부분방전의 변화 정도를 Monitoring 할 수 있는 Continuous On-Line 부분방전 모니터링 시스템의 개발이 요청되고 있다. 본 논문에서는 이러한 요구를 충족시키는 On-Line 모니터링 시스템을 제안하고, 그 원리, 구성 및 특성평가 결과 등을 제시한다.

2. 본 론

2.1 운전중 부분방전 특성

발전기 고정자 권선에 사용된 절연물의 종류가 다양하며, 용량에 따라 절연설계가 다르게 되어 있으므로 부분

방전이 발생하는 주파수 대역이 각 발전기마다 상이하게 나타난다. 그러므로 넓은 주파수 대역에서 나타나는 부분방전 신호를 모두 모니터링하는 것이 바람직하지만, 기기의 가격상승을 초래하고, 외부잡음이 유입될 가능성이 많아진다. 본 논문에서는 부분방전의 변화를 예측하기가 비교적 용이하도록 주파수에 따른 부분방전 특성을 분석하여 가장 큰 응답특성을 나타내는 주파수 대역을 선정함으로써 소형 및 저가의 모니터링 시스템을 제작 가능하도록 하였다. 실제 가동중인 2개의 화력발전기에 On-Line 측정용 센서인 SSC를 설치하여, 주파수 분석기를 통해 측정된 부분방전 특성이 대부분 10 [MHz] 대역에서 가장 크게 나타남을 확인하여 본 연구에서는 측정 주파수 대역을 10 [MHz] 영역으로 설정하였다^[6].

2.2 전체 시스템 구성

본 연구에서 개발한 Continuous On-Line 부분방전 모니터링 시스템의 전체 구성을 그림 1에 나타내었다. 발전기 1기당 1개의 리모트 유닛이 부착되는 것으로 하였으며, 여러개의 리모트 유닛을 1대의 PC로 통합하여 각종 데이터의 송·수신을 할 수 있도록 설계되었고, 최대 32개의 리모트 유닛이 연결 가능하다. 본 시스템의 구성을 크게 2개의 부분으로 구분하면, 설정된 시간마다 고정자 권선에서 발생하는 부분방전 신호를 검출하고 임시 메모리에 저장하는 리모트 유닛과 각각의 리모트로 부터

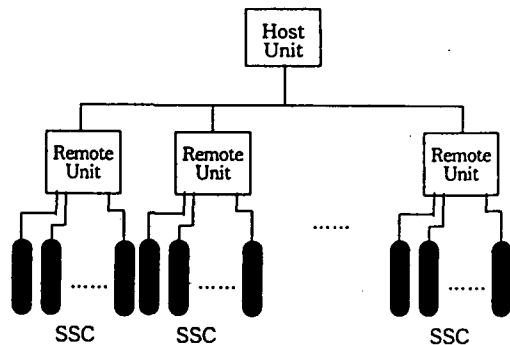


그림 1. Monitoring System의 전체 구성도

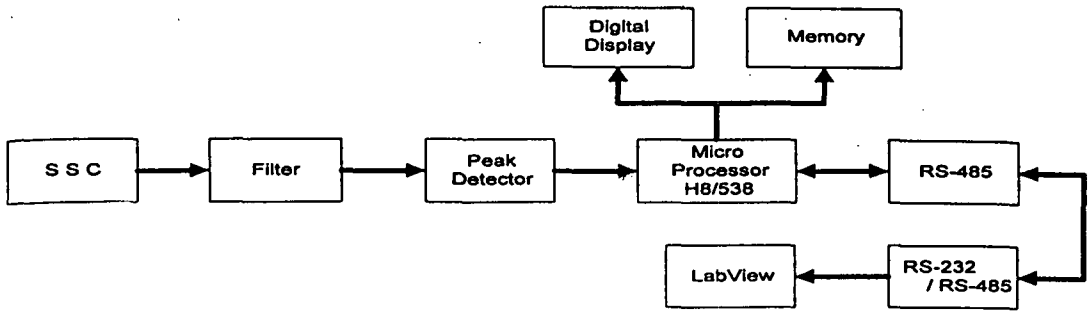


그림 2. On-Line 부분방전 모니터링 리모트 유닛의 구성도

데이터를 수신하여 데이터 베이스를 구축하며, 부분방전의 변화 추이를 분석해 주는 호스트 유닛으로 나누어진다. 제시한 모니터링 시스템은 발전소 현장에 독립적으로 부착되어 동작되며, 전문적인 지식이 없는 현장 작업자도 쉽게 감시가 가능하도록 설계되어 있다.

2.3 리모트 유닛의 구성

한 개의 리모트 유닛의 구성을 그림 2에 나타내었고, 크게 센서부분, 아날로그 신호처리 및 디지털 신호처리 부분으로 나누어진다. 부분방전 신호를 검출하는 센서는 캐나다의 IRIS에서 판매되는 SSC(Stator Slot Coupler)를 사용하였다^[7]. 부분방전에 의해 전자파가 발생되면 SSC가 안테나와 같은 역할을 하여 그 신호를 검출한 후 부분방전 측정기의 입력단으로 전송된다. 이때 2개의 출력력이 나오며, 하나는 슬롯내에서 발생한 부분방전이고, 다른 하나는 단말권선에서의 부분방전을 나타낸다. 이 SSC는 4 [kV] 이상의 발전기, 조상기 및 대형 전동기에 설치 가능하며, 통과 대역 주파수는 수 [MHz] ~ 1 [GHz] 범위이고, 통상적으로 권선과 wedge 사이에 SSC를 설치하고 있다^[7]. 아날로그 신호처리 부분은 필터와 피크 검출기로 구성되고, 본 연구에서는 7 ~ 10 [MHz]

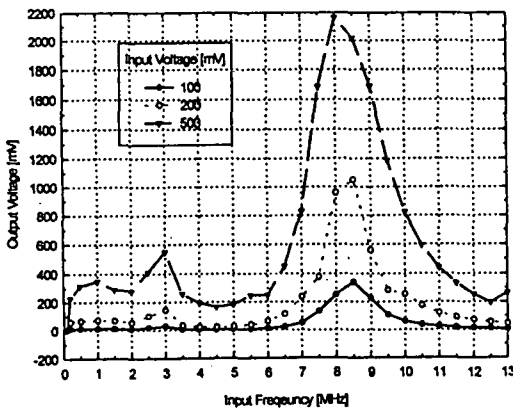


그림 3. 리모트 유닛의 주파수 특성

대역을 가진 Narrow Band-Pass 필터를 설계하였고, 또한 피크 검출기는 0 ~ 500 [mV] 크기의 부분방전 최대치를 검출하여 수십 [ms] 동안 유지하는 기능을 가진다. 피크 검출기에서 측정된 값을 종래에는 아날로그 미터(Meter)로 지시하였지만, 현장 적용시 건물의 진동과 교정(Calibration)에 따른 오차가 문제점으로 대두되었고, 측정된 값의 정밀성 향상과 데이터 베이스 구축을 위해 디지털 값으로 변환할 필요가 있다. 이를 해결하기 위해 본 시스템에서는 8-채널 10-bit A/D 변환기를 내장하였고, 16 bit 데이터 처리방식으로 20 [MHz]의 처리속도를 가진 Hitachi사의 H8/538 마이크로컨트롤러를 이용하여 디지털화 하였다. 또한 측정시간을 가변하여 메모리에 임시 저장할 수 있도록 프로그램되어 있으며, 측정과 동시에 디지털 값으로 표시할 수 있다.

2.4 리모트 유닛의 특성시험

리모트 유닛의 현장적용에 앞서 실험실적 특성시험을 수행하기 위해 1차적으로 전압 및 주파수에 따른 응답특성시험을 실시하였으며, 그 결과를 그림 3에 나타내었다. 입력전압은 100, 200, 500 [mV]를 인가하였으며, 각 전압에 대해 0 ~ 13 [MHz] 사이의 다양한 주파수를 가변하여 입력하였다. 측정결과 7 ~ 10 [MHz] 대역의 신호가 가장 크게 나타남을 볼 수 있다. 따라서 실제 발전기 고정자 권선에서 발생하는 부분방전의 주파수 특성과 동일한 대역을 나타내므로, 이 대역에서 발생하는 부분방전 신호의 크기를 발전기의 운전중에 측정하여 그 경향을 신뢰성 있게 분석할 수 있음을 확인하였다.

2.5 호스트 유닛의 구성

리모트 유닛으로부터 전달된 데이터는 NI에서 개발된 범용 데이터 취득 프로그램인 LabView를 통해 처리하도록 모니터링 시스템을 구성하였고, 데이터 취득 및 분석부는 그림 4와 같다. 그림에서 왼쪽에 보이는 부분이 부분방전의 변화 추이를 보여주는 화면으로 시간에 따른 부분방전 크기를 나타내고 있다. 오른쪽 상단의 미터는 리모트로부터 전송되어온 부분방전의 크기를 지시한다.

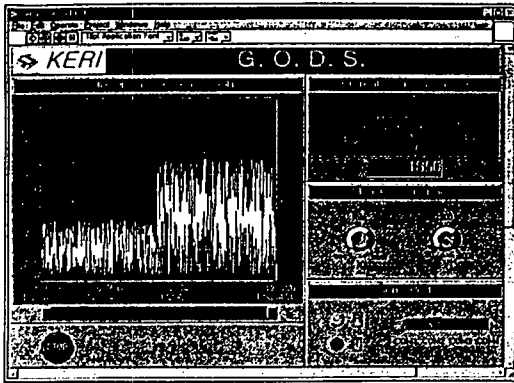


그림 4. LabView로 개발된 데이터 취득 및 분석부

측정시간 간격은 초, 분, 시. 단위로 조정이 가능하며, 측정범위는 30 ~ 3,000 [mV]까지 측정할 수 있도록 설계되었다. 또한, 최대 32개의 리모트에서 데이터를 수신받을 수 있으나, 현재는 4개만을 수신할 수 있도록 설정하였고, 측정값들을 기록하여 데이터 베이스 구축이 가능하도록 설계하였다.

2.6 통신 방식

호스트와 리모트간의 통신방식은 OSI(Open Systems Interconnection) Reference Model의 7계층을 기준으로 하여, 그 중 간략하게 4계층만으로 구성되었으며, 그림 5.에 대략적으로 나타내었다. 1계층인 Physical Medium은 통신 케이블을 의미하며, 외부잡음의 영향을 감소시키기 위해 2개의 선이 꼬여서 전체가 shield된 형태이다. 2계층은 외부잡음에 강할 뿐만 아니라 전송거리가 1.2 [km]까지 가능한 RS-485 방식을 사용하며, 호스트 측은 상용 PC에서 직접 연결할 수 있도록 RS-232 방식으로 다시 변환한다. 3계층의 프레임은 전체 35 Bytes로 구성되어 있으며, 그 중 30 Bytes가 4계층의 패킷으로 사용되어 최종적으로 호스트 및 리모트로 각각 전달된다. 여기서 패킷의 내용은 측정기기, 기기상태, 데이터 종류 및 측정시간 코드와 부분방전 데이터로 구성되어 있다.

3. 결 론

본 논문에서 제시한 On-Line 부분방전 모니터링 시스템은 발전기 고정자 권선에서 발생하는 부분방전 신호를 센서인 SSC를 통해 일정시간 간격마다 디지털 값으로 변환하여 메모리에 저장하도록 되어 있는 리모트 유닛과 RS-485를 통해 상용 PC로 전송된 데이터를 수신하여 LabView를 통해 부분방전의 변화추이를 연속적으로 기록하는 호스트 유닛으로 구성된다. 리모트 유닛의 측정 주파수 대역은 7 ~ 10 [MHz]이고, 측정전압의 범위는 0 ~ 500 [mV]이다. 그리고 호스트 유닛은 최대 32개의 리모트 시스템으로부터 부분방전 데이터를 수신하여 그

Host	Remote
LabView	H8/538 OS
Packet	Packet
Frame	Frame
RS-232 / RS-485	RS-485
Physical Medium (Shield Twisted Pair Line)	

그림 5. 호스트와 리모트와의 통신방식 (4계층)

변화를 모니터링할 수 있으며, 이를 기록하여 데이터베이스를 구축할 수 있다. 또한 발전소 현장에 독립적으로 부착되어 현장 작업자들도 비교적 용이하게 발전기 고정자 권선의 시간에 따른 절연상태의 변화추이를 분석 가능하도록 하여 권선의 절연파괴와 같은 불시적인 사고를 미연에 방지할 수 있을 것으로 기대된다.

향후 실제의 고정자 권선을 이용한 추가적인 실험실적 시험을 수행할 계획이며, 현장 적용시험을 통한 신뢰성 확보와 고정자 권선의 온도, 출력, 주파수 및 전압 등의 파라미터를 추가하고, 글로벌 네트워크와의 연계를 통한 중앙 집중식 무인 원격 모니터링 시스템을 개발할 예정이다.

[참 고 문 헌]

- [1] "Standard Methods for Detection and Measurement of Partial Discharge(Corona) Pulses in Evaluation of Insulation Systems", Philadelphia, Pa. : American Society of Testing Materials, Volume 10.02, ASTM Std. D1868-1986, 1986.
- [2] 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.
- [3] G.C.Stone, H.G. Sedding, N.Fujimoto and J.M.Braun, "Practical Implementation of Ultrawideband Partial Discharge", IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. 27, No. 1, pp. 70-81, 1992.
- [4] S.R.Campbell, G.C.Stone and H.G.Sedding, "Characteristics of Partial Discharge Pulses from Operating Rotating Machines", 1994 International Symposium on Electrical Insulation, June 1994.
- [5] 황돈하, 김용주, 김진봉, 전정우 외 2인, "발전기 고정자 권선의 새로운 절연열화 판정기준 설정에 관한 연구", 대한전기학회 하계학술대회 논문집, Vol. E, pp. 548-551, 1997. 7.
- [6] 전정우, 황돈하, 김용주, "발전기 고정자 권선의 운영중 부분방전 측정 시스템 개발", 대한전기학회 방전 및 고전압 연구회 춘계학술발표회 논문집, pp. 132-134, 1998. 5.
- [7] H.G.Sedding, S.R.Campbell, G.C.Stone and G.S.Klempner, "A New Sensor for Detecting Partial Discharge in Operating Turbine Generators", IEEE/PES 1991 Winter Meeting, 91WM065-3EC, Feb. 3-7, 1991.

11-204

O

A NEW PARAMETER FOR CONDITION ASSESSMENT OF GENERATOR STATOR INSULATION

by

J.B. KIM* D.H. HWANG
J.W. JEON Y.J. KIM

Korea Electrotechnology Research Institute

(Korea)

SUMMARY

Even though, some diagnostic parameters, such as partial discharge magnitude, give an indication of relative condition of generator stator insulation, there have been only vague parameters indicating the absolute condition of generator stator insulation. Various diagnostic tests were performed on the stator bars with polyester or epoxy insulation system to identify the correlation between nondestructive diagnostic measurements and the condition of generator stator windings. In this paper, a new parameter for condition assessment of generator stator insulation is introduced.

Keywords: Generator - Insulation - Partial Discharge - Diagnosis - Destructive Test - Partial Discharge Index - Resonant Frequency

1. INTRODUCTION

The assessment on the condition of generator stator winding has attracted many discussions. Numerous experiments have been reported to avoid the unscheduled outages of generators due to insulation failure in North America and Japan, utilizing the partial discharge measurement which effectively represents the local degradation of insulation. Many studies have attempted to identify new calibration technique, eliminate external noise [1] and predict remaining

life of machine insulation [2, 3].

Many works have been claiming the vague relationship between the partial discharge activities and the insulation condition. The absolute magnitude of partial discharge has been the decision criteria of the insulation condition in Japan [4, 5]. In North America [6], the trending of partial discharge activities over time with the on/off-line scheme has been the common practice.

This paper reports the investigation of factors which can differentiate the insulation condition. A new parameter, PDI(Partial Discharge Index), is introduced as the realistic diagnostic measure for the assessment of insulation condition. The ratio between partial discharge increment and stepwise voltage increment from discharge inception voltage at characteristic or resonant frequency band showed the high correlation between breakdown voltage and PDI.

Furthermore, this paper describes the relationship between the various nondestructive parameters and the breakdown voltage for 17kV, 300MVA and 11kV, 27 MVA generator stator bars with polyester insulation.

Finally, it explains PDI which can discriminate the stator bars having the low insulation strength from the sound ones, even though their maximum magnitudes of partial discharge at the rated phase-to-ground voltage are in the same level.

2. EXPERIMENTAL METHOD

2.1 Test Bars

Six different types of stator bars or windings were tested to evaluate the usefulness of conventional diagnostic tests. The characteristics of the bars or windings are outlined in Table 1. The individual bars removed from three generators (Gen. A, B and C), which were in service at the time of removal, were tested in laboratory. The complete stator windings of Gen. D, E and F were tested on site

2.2 Diagnostic Test

Prior to the destructive breakdown test, the sample bars were subjected to a variety of nondestructive diagnostic tests which have been used to assess their insulation conditions. All the diagnostic tests were performed on the individual bars of Gen. A, B and C which were removed from the generator slot and installed within the simulated slot.

For the case of Gen. D, E and F, each phase was tested within the stator core, as would be the normal practice for diagnostic tests on generator.

Standard test procedures, such as the measurements of capacitance, dissipation factor and partial discharge intensity at several voltages up to 1.25 times the rated phase to ground voltage ($1.25 \times E / \sqrt{3}$), were performed.

Tettex 9124 Partial Discharge Measuring System with both the conventional amplifier of 40 kHz to 200 kHz frequency band and the narrow band amplifier of 30 kHz to 2 MHz frequency band was used to measure partial discharge.

2.3 Destructive Test

After completing the diagnostic tests on individual bars of Gen. A, B and C the ground-wall insulation of each bar was subjected to the gradually increasing AC voltages until the insulation failed. The 60Hz AC voltage was linearly increased at about 1 kV/sec. AC dielectric test system (100 kV, 1 A Hipotronics) was used for the destructive test.

Table 1 Generator characteristics

Generator	Rating	Insulation system	Operating time	Quantity of bar
A	300 MVA 17 kV Fossil T/G	Polyester	25 years	20 ea
B	27 MVA 11 kV Hydro Gen.	Polyester	23 years	15 ea
C	22.6 MVA 6 kV Hydro Gen.	Polyester	22 years	16 ea
D	72 MVA 13.8 kV Gas T/G	Polyester	20 years	3 phases
E	33.6 MVA 18 kV Pumped Storage Gen.	Epoxy	10 years	3 phases
F	500 MVA 22 kV Nuclear Gen.	Epoxy	New	3 phases

In the case of Gen. E, the destructive tests were also performed using DC power supply. The test voltage ($2 \times E$ [kV]) was derived from IEEE standard 95 and maintained at this level for one minute. For Gen. F, AC breakdown voltage ($1.5 \times E$ [kV]) was maintained for one minute.

3. RESULTS AND DISCUSSIONS

3.1 Relationship between the Diagnostic Parameters and Breakdown Voltage

To obtain a correlation between Q_m , $\angle C/C_0$, $\angle \tan \delta$ and breakdown voltage, destructive tests were performed on the sample bars of Gen. A, B and C.

The data of sample bars punctured only at the slot region as shown in Figure 1 were selected to compare the relationship between diagnostic parameters and breakdown voltage.

Figures 2 and 3 are the plots of AC breakdown voltage versus some of these measured or derived diagnostic parameters $\angle \tan \delta$, $\angle C/C_0$ and Q_m . The figures clearly show a lack of correlation between the diagnostic parameters and breakdown voltage as reported in [7, 8]. The test result is similar to the report by EPRI [8], while contrary to the result by H. Yoshida [9].

Figure 4 shows Q_m for sample bars of Gen. A at $E/\sqrt{3}$. According to Japanese criterion, four sample bars of Gen. A (#17, #18, #20 and #21) which Q_m 's were higher than 30,000(pC) should be in relatively poor insulation condition. However, the bars did not fail over 80 kV, only resulted in surface flashover. On the contrary, the other sample bars such as No. 31, which did not have high Q_m (28,000 pC) and should be judged to be in relatively moderate insulation condition, unexpectedly failed at 15 kV.

Table 2 represent similar information as in Figure 3. After diagnostic tests were done, a bundle of phases of Gen. E and each phases of Gen. F were subjected to breakdown test. In spite of high partial discharge activity, neither of the insulation of Gen. E and Gen. F were punctured except one phase of Gen. F. In case of punctured phase of Gen. F, the groundwall insulation was not punctured, but the end winding insulation near the slot exit was flashed over and it was concluded that the flashover was caused by poor surface treatment.

From the result in Figure 4 and Table 2 it can be concluded that the condition of insulation can not be diagnosed by the absolute parameters, such as Q_m . Therefore a novel parameter is needed to estimate the condition for the machine which is near to its end of life.

3.2 New Parameter for Condition Assessment

Based on the test results of sample bars, it is clear that diagnostic tests alone can not objectively estimate the absolute condition of stator windings, especially when the tests are performed only once. However, some diagnostic parameters, such as partial discharge magnitude, do indeed give an indication of relative condition[8]. Thus the information from such diagnostic test is the most useful when results are taken over time, so that a history of winding can be referenced to judging the condition of insulation.

As off-line diagnostic tests are performed at an interval of four or five years, it is difficult to judge the condition of insulation of the machine whether it is near to its end of life. Thus a novel diagnostic parameter or criterion is needed to identify the condition of insulation.

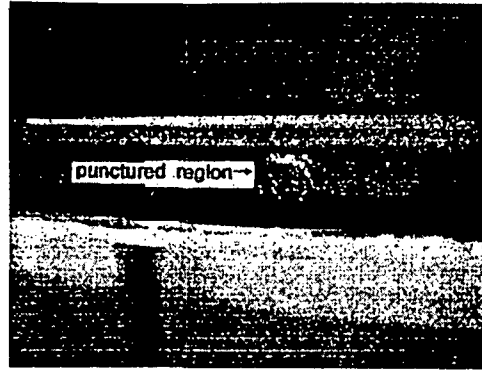


Fig. 1 Punctured region (#31 sample bar of Gen. A)

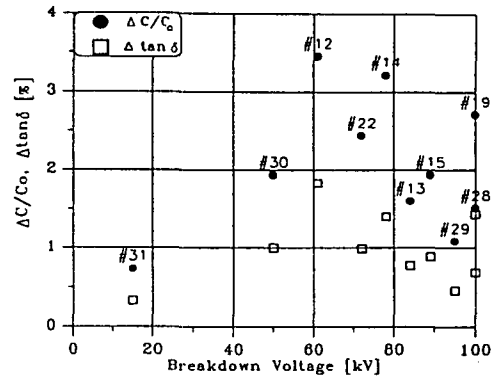


Fig. 2 Relationship between breakdown voltage and $\Delta \tan \delta$, $\Delta C/C_0$ (Gen. A)

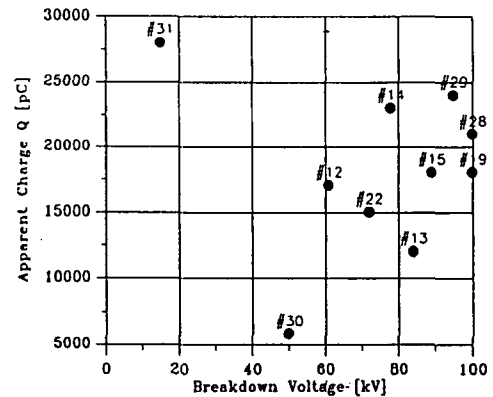


Fig. 3 Relationship between breakdown voltage and Q_m at $E/\sqrt{3}$ kV (Gen. A)

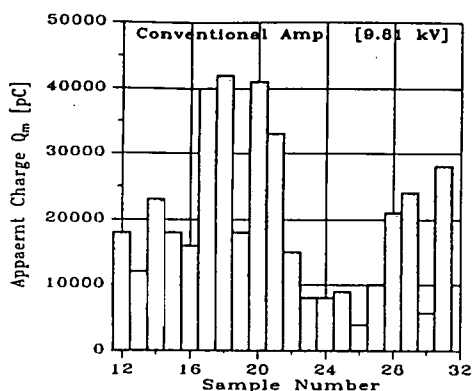


Fig. 4 Qm of each sample for Gen. A

Table 2 - Results of diagnostic and destructive test for Gen. D and E

		ϕU	ϕV	ϕW
Gen. E	Qm (pC)	60,000	51,000	61,000
	Result	Not failed		
Gen. F	Qm (pC)	40,000	42,000	41,000
	Result	-2 Phases : Not failed -1 Phase : Failed at the end winding near slot exit		

The Partial Discharge Index defined by Eq. 1 was introduced as a novel assessment criterion to overcome the previously mentioned difficulties.

$$PDI = \frac{Q_m - 1,000}{V_n - V_i} \text{ [pC / kV]} \quad (\text{Eq. 1})$$

V_n is the applied voltage and V_i is the voltage when the apparent maximum partial discharge magnitude is 1,000 pC. In addition, Q_m is the apparent maximum partial discharge magnitude at V_n .

3.3 Criteria for Condition Assessment of Stator Insulation by PDI

The shape of measured partial discharge is depending on the coupling impedance between the

partial discharge measurement circuit and the detector. Resonant frequency of partial discharge pulse simplified by Eq. 2 is reported to be varied according to the number of connected coils or windings [10].

$$f_{\text{resonant}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (\text{Eq. 2})$$

where L and C are the coil inductance and capacitance.

As propagation modes and attenuation rates of partial discharge pulse can lead to very significant difference in the estimate of magnitude, choice of detector frequency range is of importance in partial discharge measurement. It was reported that the detection of series mode pulses leads to the best estimate for partial discharge measurements [11].

Figure 5 shows the frequency response of partial discharge for the sample bars of Gen. A, Gen. B and Gen. D. The resonant frequency for each sample of Gen. A and Gen. B is 0.57 MHz. On the other hand, the resonant frequency is lower than 100 kHz for the each phase winding of Gen. D which has 26 windings per phase

Partial discharge was measured with two different amplifier to identify the influence by the frequency range of the detector : conventional amplifier (40 kHz to 200 kHz), and narrow band amplifier (30 kHz to 1 MHz) at resonant frequency (0.57 MHz) with two bandwidths (Δf : 4 kHz and 30 kHz). It was measured at stepwise voltages up to $E/\sqrt{3}$ (\bar{E} ; rated voltage).

The maximum PDI was used to judge the condition of sample bar. The voltages which produced the maximum PDI were $0.5 E/\sqrt{3}$ kV for the bars of Gen. A and $E/\sqrt{3}$ kV for the bars of Gen. B.

Figure 6 shows the linear relationship between PDI and breakdown voltage. It shows a strong correlation among them at all frequency range. Dashed line (2E+1 kV) in the figures means the endurance voltage. The breakdown voltages of No. 31 bar of Gen. A and No. 9 bar of Gen. B are lower than the endurance voltage, and their PDIs are higher than those of any other bars at all frequency range.

Table 3 shows PDI level which the winding could not

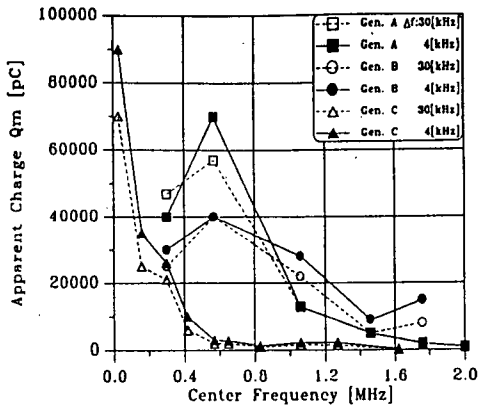
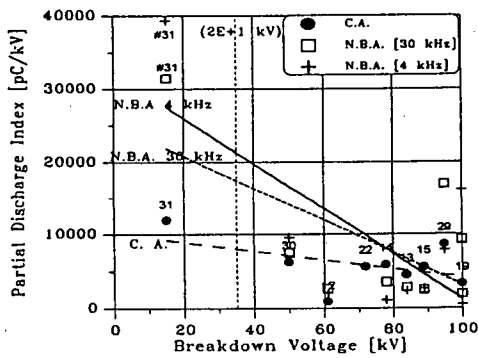
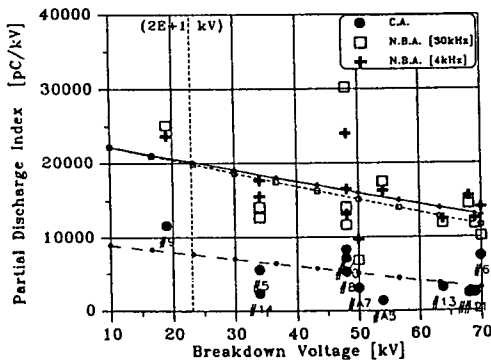


Fig. 5 Frequency response of $Q_m (E/\sqrt{3} \text{ kV})$



(a) Sample bars of Gen. A ($0.5 E/\sqrt{3} \text{ kV}$)



(b) Sample bars of Gen. B ($E/\sqrt{3} \text{ kV}$)

Fig. 6 Correlation between PDI and breakdown voltage (C.A. : Conventional Amplifier, N.B.A. : Narrow Band Amplifier)

withstand the voltage over $2E+1 \text{ kV}$.

From the results, it can be suggested that the winding, which all PDIs at each frequency-band are above the limit level, is judged not to withstand the endurance voltage and to be in severely deteriorated condition.

In addition, PDI level for deteriorated insulation is not unique for every insulation but depends on the rated voltage of insulation or other factors. Therefore, additional study is needed to apply PDI concept to assess the various types of insulation system.

Table 3 PDI criteria for deteriorated insulation for Gen. A, B and C

Amplifier (Frequency)	Gen. A [pC/kV]	Gen. B [pC/kV]	Gen. C [pC/kV]
Conventional (40 ~ 200kHz)	$\geq 7,500$	$\geq 7,500$	$\geq 60,000$
Narrow Band (570kHz \pm 30kHz)	$\geq 20,000$	$\geq 20,000$	$\geq 70,000$
Narrow Band (570kHz \pm 4kHz)	$\geq 20,000$	$\geq 20,000$	$\geq 70,000$

4. CONCLUSIONS

Even though only a limited number of sample bars with specific systems have been under investigation, it is shown that PDI has a strong correlation with breakdown voltage. The conclusions are summarized below.

- (1) AC diagnostic test results Q_m , $\Delta \tan \delta$ and $\Delta C/C_0$ show a lack of correlation with breakdown voltage.
- (2) A novel diagnostic parameter PDI is highly correlated with breakdown voltage. It can be used as a reliable criterion to assess the condition of windings.
- (3) As resonant frequency of partial discharge pulse of generator windings is lower than 100 kHz, the low frequency measuring system with noise elimination scheme is needed.
- (4) PDI level for deteriorated insulation is not unique for every insulation but depends on the rated voltage of insulation or other factors.

REFERENCES

- [1] M. Kurtz, H. Henriksen, G.C. Stone, "Propagation of Partial Discharge and Noise Pulses in Turbine Generators", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-1, No. 3, Sep., 1986, pp. 161-166.
- [2] H. Yoshida, K. Umemoto, "Insulation Diagnosis For Rotating Machine Insulation", IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-21, No. 6, Dec., 1986, pp. 1021-1025.
- [3] G.J. Anders, et al., "A Probabilistic Model for Evaluation the Remaining Life of Electrical Insulation Life of Electrical Insulation in Rotating Machines", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.5, No. 4, Dec., 1990, pp. 761-767.
- [4] Y. Takikawa, et al., "Technology for Preventive Maintenance of Turbine Generators", Hitachi Review, Vol. 72, No. 8, 1990, pp. 35 - 42.
- [5] Y. Ikeda, H. Fukagawa, "A Method for Diagnosing the Insulation Deterioration in Mica-Resin Insulated Stator Windings of Generator", CRIEPI Report No. W88046, 1988
- [6] G.C. Stone, B.A. Lloyd, S.R. Campbell, "Development of Automatic Continuous On- Line Partial Discharge Monitor for Generator", Fourth CEA/EPRI International Conference on Generator and Motor Partial Discharge Testing, Houston, May, 1996.
- [7] B.K. Gupta, M. Kurtz, G.C. Stone, D.K. Sharma, "Destructive Tests on A 542 MW Generator Winding", Conference Record of 1986 International Symposium on Electrical Insulation, Washington, DC, June, 1986, pp. 285-288.
- [8] Motor and Generator Insulation Life Estimation, Vol. 1, EPRI TR-100185 Final Report, 1992, pp.3-1 ~ 3-23.
- [9] H. Yoshida, Y. Inoue, "Test Method of Rating Machines", IEEE Transactions on Electrical Insulation Vol. EI-21, No. 6, Dec., 1986, pp. 1069-1071.
- [10] I.J. Kemp, B. Gupta, G. Stone, "Calibration Difficulties Associated with Partial Discharge Detectors in Rotating Machine Applications", Proceedings of the 18th Electrical and Electronics Insulation Conference, Chicago, Oct., 1987, pp. 92-97
- [11] A. Wilson, "Stator Winding Testing using Partial Discharge Techniques", *ibid*, Oct., 1987, pp. 82-91.