

---

# 분산전원이 연계된 배전계통에서 보호협조기기의 운용특성에 관한 연구

김소희<sup>1</sup>, 지성호<sup>1</sup>, 김선영<sup>1</sup>, 노대석<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>한국기술교육대학교

## Operating Characteristics of Protection Coordination Devices in Distribution System interconnected with Distributed Generation

So-Hee Kim<sup>1</sup>, Seong-Ho Ji<sup>1</sup>, Sun-Young Kim<sup>1</sup>, Dae-Seok Rho<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Korea University of Technology and Education

---

**요약** 최근 정부의 녹색성장 정책에 의해 배전계통에 태양광, 풍력발전 등과 같은 분산전원의 보급률이 지속적으로 증가되고 있는 실정이다. 이러한 분산전원의 설치가 급증함에 따라 기존 배전계통의 조류흐름은 단방향(One-direction)에서 양방향(Bi-direction)으로 변화되고 고장전류의 증·감이 발생하는 등, 다양한 변화가 생겨 배전계통의 운용상에 여러 가지 문제점들이 발생할 가능성이 커지고 있다. 따라서 본 논문에서는 분산전원의 배전계통 연계에 따른 보호기기의 정정 및 양방향 보호협조검토가 가능한 보호협조 평가알고리즘을 제안하고, 그 알고리즘을 바탕으로 양방향 보호협조 평가시스템을 제작하였다. 또한 평가시스템을 이용하여 배전계통을 모델링하고 분산전원 연계 시 보호기기들 사이의 보호협조를 검토하여, 분산전원이 연계된 경우 배전계통에 발생할 수 있는 기술적인 문제점들을 분석하여 그 방안을 제시하였다.

• **주제어** : 분산생성, 양방향보호좌표, 보호장치, 과전류계전기, 오씨지알

**Abstract** Recently, with the increasement of the interest about global warming, pollutions, and so on, a number of distributed generations(DGs) such as photovoltaic(PV) and wind power(WP), are interconnected with distribution systems. However, installing of DGs makes power flow changes such as directions, one-direction to bi-direction, and increasing/decreasing of fault current. Therefore, it may cause the critical problems. This paper proposes an evaluation algorithm for bi-directional protection coordination and presents an evaluation system for protection coordination based on this algorithm. Additionally, the result shows that the existing method may cause critical problems, and also the effectiveness of proposed method is verified.

• **Key Words** : Distributed Generation(DG), bi-directional protection coordination, Protective devices, Over Current Relay (OCR), Over Current Ground Relay (OCGR)

---

### 1. 서론

최근 지구온난화와 환경오염에 대한 관심이 증대되고

정부의 녹색정책이 진행됨에 따라 배전계통에 태양광 및 풍력발전 등의 분산전원이 활발하게 연계되어 운영되고

본 논문은 한국에너지기술평가원(KETEP) 연구과제로 수행되었음.

\*교신저자 : 노대석(dsrho@kut.ac.kr)

접수일 2011년 5월 30일 수정일 2011년 6월 18일 게재확정일 2011년 6월 20일

있다. 기존의 배전선로의 보호기기는 단방향으로 협조할 수 있도록 정정되어 있다. 하지만 분산전원이 연계된 배전계통은 기존의 단방향과 달리 양방향의 조류가 발생하고, 분류효과와 같은 고장전류의 증·감 등 여러 가지 변화가 발생하고 있다. 즉, 현재 배전계통의 보호방식은 분산전원을 고려하지 않는 기존의 방식을 고수하고 있으며 특히 배전계통 설치자(분산전원 소유자)의 보호협조 정정지침이 따로 존재하지 않아 보호협조 방식의 검토가 필요한 실정이다. 현실적으로 전력공급자 및 고객 수·변전 설비 사이의 보호협조 검토는 배전선로 정보공유의 어려움으로 쉽지 않은 실정이며 어떤 도구로, 어떻게 보호협조를 검토해야 하는지 알 수 없었다. 이와 같은 배경하에 본 논문에서는 전력 공급자(전력회사 및 분산전원 공급자), 그리고 고객 측의 기술검토자가 PC에 간단히 설치하여 언제나 off-line 상에서 손쉽게 보호협조를 검토할 수 있도록 양방향 보호협조 평가시스템을 제작하였다. 보호협조 평가시스템에 분산전원이 연계된 배전계통을 모의하여 분산전원의 연계가 배전선로의 보호기기들(변전소와 선로의 리클로즈, 고객측 보호기기, 분산전원 수용가 보호기기 등)간의 보호협조에 미치는 영향에 대해 검토하여 본 프로그램의 유용성을 확인하였다.

## 2. 배전계통의 보호협조

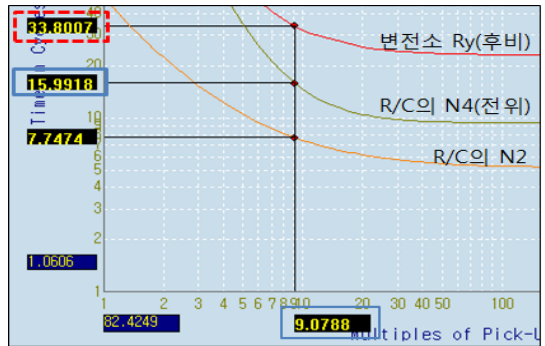
### 2.1 배전계통 보호기기의 보호협조 판정

보호협조는 배전선로에서 발생한 고장이 과급되는 것을 방지하기 위해 보호계전기(Relay) 및 자동재폐로 차단기(Recloser)등의 보호기기를 적절히 배치하여 최적의 동작을 할 수 있도록 정정하는 것이 중요하다. 배전선로 보호기기의 동작시간은 보호기기마다 정정하여 얻은 TC(Time-Current)특성곡선에서 식 (1)과 같이 최대고장전류를 최소동작전류로 나눈 PU(Pick-Up)배수를 X좌표 값에 대입하여 얻은 Y좌표 값(사이클)이다. 즉, TC특성곡선은 그림 1과 같이 PU배수(전류특성)에 따른 동작시간(사이클)의 관계이다.

$$PU = \frac{I_f}{I_s} \quad (1)$$

여기서,  $I_f$ : 고장전류,  $I_s$ : 보호기기의 최소동작전류  
 한편, 표 1은 후비보호기기(변전소계전기 OCR, OCGR)와 전위보호기기(R/C)에 따른 협조시간차로서 보

호기기간 동작시간 차이가 보통 10사이클 이상을 만족하는 경우 협조가 가능함을 의미한다. 후비보호기기가 디지털계전기인 경우 한전의 개선안으로 보호기기의 동작시간 차이가 3사이클 이상을 만족하면 협조가 가능하다. 그림 1은 협조가 가능한 경우의 한 예로써 전위보호기기(R/C)와 후위보호기기(변전소Ry) 사이의 동작시간 차는 17.9사이클(33.8-15.9=17.9)로 협조시간차인 10사이클 이상으로 협조되고 있다. 그러나 동작시간차가 협조시간차를 만족하지 못하는 경우, 기기의 정정치를 변경하여 TC 특성곡선을 변경하거나 보호기기를 재선정하여 협조가 가능하도록 할 수 있다.



[Fig. 1] TCC Curve of S/S Relay and Re-closer

[Table 1] Time Difference of Protection Devices

후비보호기기	전위 보호기기	협조시간차(Cyc)	
		현행	개선(안)
아날로그OC(G/R)	R/C	10	10
디지털OC(G/R)	R/C	10	3

### 2.2 배전계통 보호기기의 정정지침

#### 2.2.1 변전소릴레이의 정정지침

변전소릴레이는 사고발생 시 그 영향이 상위계통까지 과급되지 않도록 적정한 설비구성을 고려해야한다. 변전소릴레이는 CT×3대를 설치하여 잔류회로 방식으로 고장전류를 검출한다. 변전소의 OCR(과전류계전기) 및 OCGR(과전류지락계전기)은 한시 및 순시로 TC(Time-Current) 특성커브를 조정하며, 정정지침은 표 2와 같다.

[Table 2] Guidelines of S/S Relay

구분		변전소계전기의 정정지침
순시 Tap	OCR	전위 R/C(또는 OCR) 설치점의 3상 단락전류 × 1.5 이상
	OCGR	전위 R/C(또는 OCGR) 설치점의 최대 1선지락 전류 × 1.4 이상
한시 Tap	OCR	회선당 운전전류 × 1.5 (일반배전선로 : 10MW)
	OCGR	회선당 운전전류 × 0.3
한시 Lever	OCR	변전소 인출점 3상단락 전류에서 0.5초(30Cye) 이하로 동작
	OCGR	변전소 인출점 최대 1선지락 고장에서 0.5초 이하로 동작

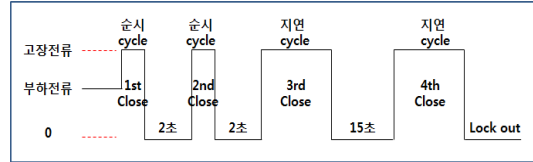
OCR의 순시 TAP은 설치점의 3상 단락전류의 1.5배 이상으로 그 이상의 전류가 흘러 동작하는 경우가 매우 드물다. 한시 TAP은 회선 당 운전전류의 1.5배로 모터 등의 과부하 운전 시 전류가 운전전류의 최대 1.5배까지 증가하는 것을 고려한 값이다. OCGR 한시 TAP의 정정지침은 부하 불평형을 고려한 값이며 OCR의 한시 Lever는 변전소 인출점의 3상 단락전류에서 변전소의 보호기기가 최대로 견딜 수 있는 시간인 0.5초 이하로 동작하도록 정정한다.

2.2.2 자동재폐로 차단기(Recloser)의 정정지침

자동재폐로 차단기(R/C)는 고장이 발생하면 자동적으로 차단과 재폐로를 반복하여 순간고장일 경우에는 투입 상태를 유지하고, 영구고장일 경우에는 완전개방(Lock-Out)되어 고장구간을 분리하는 배전선로의 대표적인 보호기기이다. R/C의 정정지침은 표 3과 같고 배전선로에서 고장발생시 미리 정정된 정정조건(최소동작전류, 시퀀스 등)에 따라 최소동작전류 이상의 고장을 검출하여 차단한다. 최소동작전류 중 상전류 정정지침은 최대부하전류의 2.8배 이상 4.0배 이하로서 부하 증·감시 과부하에 대하여 탄력적으로 자동재폐로 계전기를 운영하기 위한 값이며, 지락전류 정정지침은 부하 불평형을 고려한 값이다. 그림 2는 R/C의 자동 재폐로 동작의 예로 가장 많이 사용되고 있는 2F2D(2Fast 2Delay)에 의한 재폐로 동작으로 영구고장이 발생한 경우를 나타낸다.

[Table 3] KEPCO Guidelines of R/C(Recloser)

구분		R/C의 정정지침
최소 동작 전류	상	최대부하전류의 2.8배 이상 4.0배 이하
	지락	최대부하전류 × 0.3 이상



[Fig. 2] Re-close Operating of R/C (IJB-VE)

2.2.3 고객계전기의 정정지침

고객계전기는 다른 배전선로의 보호기기와는 달리 협조에 문제가 있더라도 부설 위치를 옮기거나 다른 기기로 바꿀 수 없으므로 협조에 유의해야한다. 표 4는 고객계전기의 정정지침을 나타내며 OCR의 순시 TAP은 수전변압기 2차측 3상 단락전류의 1.5배 이상의 값으로 정정한다. 실제 고장전류는 수전변압기 2차측 3상 단락전류의 1.5배 이상이 되기 어려운 순시TAP의 사용은 쉽지 않으며 OCR의 한시 TAP은 최대부하의 1.5배 이상의 값으로 정정하여 여유를 두어 동작함을 의미한다.

[Table 4] KEPCO Guidelines of Customer Relay

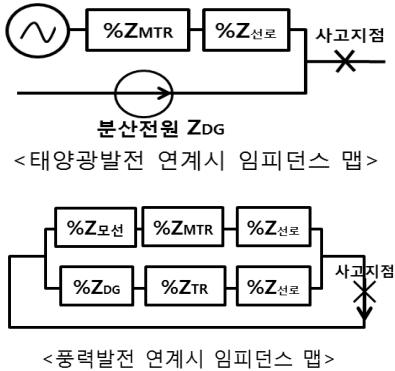
구분		고객계전기의 정정지침
순시 Tap	OCR	수전변압기 2차측 3상단락전류×1.5배 이상
	OCGR	최소탭
한시 Tap	OCR	최대부하전류 ×1.5배 이상
	OCGR	최대부하전류 × 0.3 이하
한시 Lever	OCR	수전변압기 2차측 3상단락전류에서 0.6초 이내에 동작
	OCGR	수전변압기 1차측 최소 1선지락전류에서 0.2초 이내에 동작

3. 보호협조 평가시스템 제작

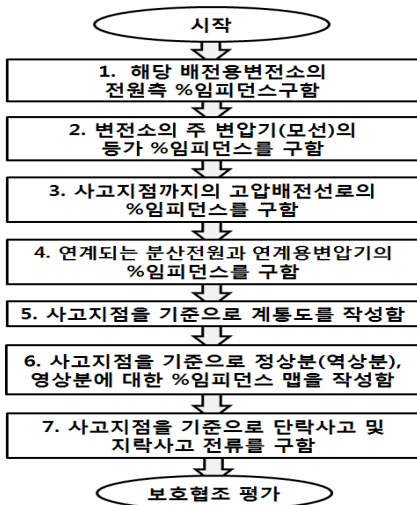
3.1 분산전원 연계 시, 사고해석 알고리즘

태양광 및 풍력이 배전계통에 연계 시, 사고해석을 하기 위해서는 분산전원이 고려된 정상/영상분의 %임피던스를 올바르게 산출해야한다. 그림 3은 태양광 및 풍력발

전이 연계된 경우 사고지점의 %임피던스 맵이다. 태양광의 경우 인버터가 정지기이므로 실제 사고발생 시 인버터 정격전류의 1.5배 전류가 사고지점으로 흐르게 된다. 한편 풍력발전의 경우 동기기 및 유도기는 회전기이기 때문에 자체 임피던스가 존재하므로 사고지점을 기준으로 %임피던스를 병렬로 계산하여 사고전류를 구할 수 있다.



[Fig. 3] % Impedance Map of DG(PV and WP)



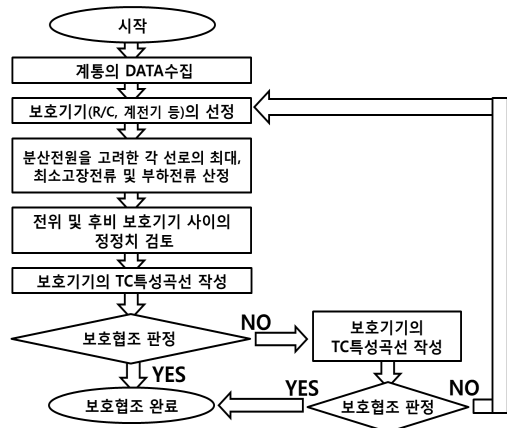
[Fig. 4] Algorithm for Fault Analysis with DG

그림 4는 배전계통의 보호협조를 위한 사고해석의 알고리즘으로 이 과정에서 발전기 기본식을 바탕으로 한 고장전류계산식을 이용하여 계산 값을 산출한다. 연계된 분산전원의 특성을 고려한 해당 변전소의 전원측, 변압기, 배전선로 등의 %임피던스를 구한 후, 사고지점을 기준으로 임피던스 맵을 작성하여 종류별 고장(3상단락, 선

간단락, 1선지락 등)전류를 구한다.

### 3.2 보호협조 평가알고리즘

분산전원 연계로 인한 역 조류의 흐름 및 고장전류의 변화에도 현재 배전계통의 보호협조는 분산전원을 고려하지 않는 방식을 고수하고 있다. 따라서 계통에 연계되는 분산전원의 용량이 증가할수록 보호협조에 문제점이 발생할 가능성이 점차 커지고 있어 분산전원을 고려한 보호협조 평가알고리즘을 그림 5와 같이 제안하였다. 먼저 계통의 DATA를 수집하고, 보호기기의 종류를 선정한다. 앞서 언급한 사고해석 알고리즘을 통하여 분산전원을 고려한 각 지점의 고장전류를 산출한다. 각 지점의 고장전류 및 부하전류를 산출하여 전위보호기기(R/C)와 후비보호기기(고객계전기) 사이의 정정치를 검토하고, TC특성곡선을 확인하여 전위보호기기와 후비보호기기가 협조시간차 이상의 시간을 갖고 동작하는지 보호협조를 판정한다. 협조가 가능하다면 문제가 없지만 협조가 불가능한 경우 기기의 TC특성곡선을 변경하여 동작시간을 조정하여 보호협조를 가능하도록 한다. TC특성곡선의 변경에도 협조가 불가능한 경우에는 보호기기(변전소 계전기 및 R/C)를 재선정하여 보호기기의 정정치를 재검토하고 다시 보호협조를 평가한다.

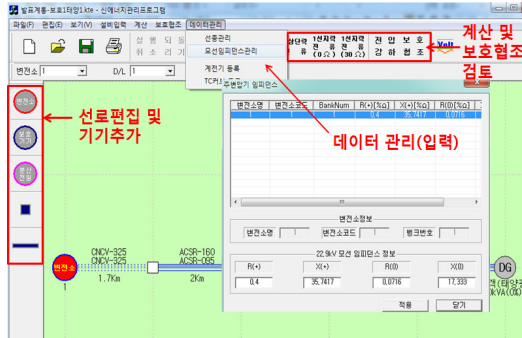


[Fig. 5] Evaluation Algorithm for Protection Coordination

### 3.3 보호협조 평가시스템 제작

제안한 보호협조 평가알고리즘을 바탕으로 제작한 보호협조 평가시스템은 그림 6과 같다. CB, R/C, DG(분산전원 및 수용가 계전기) 등 각종 기기추가 및 선로를 편

집하는 ICON을 이용해 사용자가 원하는 배전계통을 쉽게 모의할 수 있도록 C++를 이용하여 HMI(Human Machine Interface)프로그램으로 제작하였다. 표 5는 프로그램의 주요 기능으로서 분산전원의 연계 유·무에 따라 각 구간의 고장전류 및 전압강하 등의 기술계산을 수행할 수 있으며, 이를 바탕으로 배전계통의 보호협조를 정정 및 검토할 수 있다.



[Fig. 6] Evaluation System for Protection Coordination

[Table 5] Main Function of Evaluation System for Protection Coordination

구분	R/C의 정정지침
보호협조	단선도 생성 및 편집 보호협조 검토 및 정정
기술 계산	전압강하 및 고장전류의 계산
분산전원 연계	분산전원 연계선로 상시 전압, 전류 변동률 검토 분산형전원 연계선로 보호협조 검토

## 4. 시뮬레이션 결과 및 분석

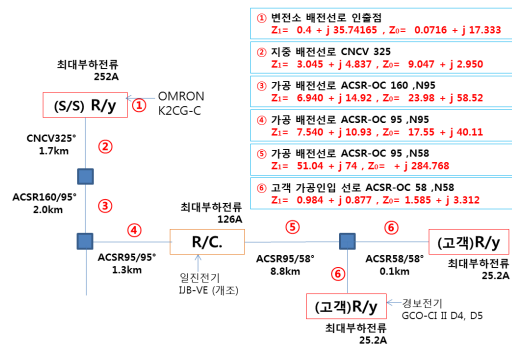
### 4.1 분산전원 연계 전, 보호협조 분석

#### 4.1.1 배전계통의 모델링

보호협조 평가시스템으로 그림 7과 같이 분산전원이 연계되지 않은 배전계통을 모의하였으며, 설치된 보호기기의 정보는 표 6과 같다. 변전소계전기는 OMRON의 K 시리즈 타입으로 K2CG-C를 사용하고, R/C의 보호기기 타입은 일진전기의 IJB-VE(개조)를 사용하였다. 순시, 지연으로 N1, N3 타입보다 동작시간에 여유가 있는 N2, N4 타입을 상과 지락고장 시에 모두 이용하였다. 고객계전기의 OCR 타입은 경보전기의 강반한시 TC커브특성을 갖는 GCO-CI II D4를 사용하고 OCGR은 GCO-CI II

D5를 사용하였다.

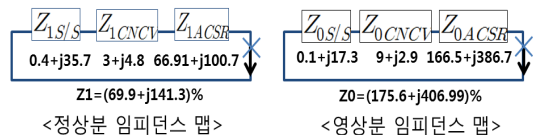
한편, R/C는 후비보호기기 보다 부하전류가 충분히 감소한 지점에 설치해야 원활한 협조를 얻을 수 있다. 따라서 하나의 Feeder당 10MVA용량으로 최대부하전류가 252A일 때, 선로를 기준으로 부하전류가 반으로 감소한 126A인 지점에 R/C를 설치하였다. 각 보호기기의 정정치를 상정하기 위하여 계통의 고장전류를 산출한다. 그림 8은 고객 측에 사고가 발생한 경우의 정상 및 영상분 %임피던스 맵을 나타낸 것이다. 3상 단락전류의 계산은 식 (2)과 같으며 그 결과가 그림 9의 시뮬레이션의 고장 계산 결과 값과 일치하여 보호협조 평가시스템의 정확성을 확인하였다.



[Fig. 7] Model Distribution System without DG

[Table 6] Type of Protection Devices in Model Distribution System

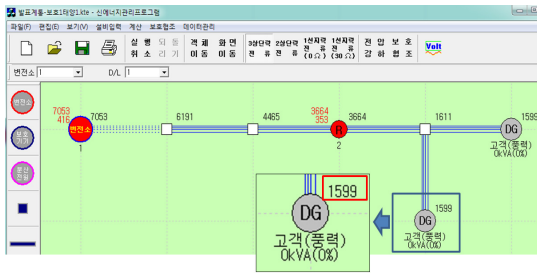
구분	정정치 (보호기기의 타입)	
변전소 계전기	OC(G)R K2CG-C	
R/C	상	IJB-VE(개조) (순시: N2, 지연:N4)
	지락	IJB-VE(개조) (순시: N2, 지연:N4)
고객 계전기	OCR	GCO-CI II D4
	OCGR	GCO-CI II D5



[Fig. 8] % impedance map of positive and zero sequence

$$I_{3S} = \frac{100 \times 2521A}{(69.9 + j141.3)\%} = 1599.2[A] \quad (2)$$

여기서,  $I_{3S}$ : 3상 단락전류



[Fig. 9] Three-Phase Short Current in Model Distribution System

4.1.2 변전소계전기와 R/C의 보호협조

앞에서 언급한 각 보호기기들의 정정지침에 따라 보호협조 평가시스템으로 산출한 고장전류 및 부하전류를 이용하여 각 보호기기들의 정정치를 표 7과 같이 산정한다.

[Table 7] Setting Value of Protection Devices in Distribution System

구분	CT비	한시T AP	Lever	순시T AP	
변전소 계전기	OCR	600/5	4	0.7	40
	OCGR	600/5	0.75	0.9	40
R/C	상	최소동작전류	400A	순시곡선: N2	
	지락		70A	한시곡선: N4	
고객 계전기	OCR	40/5	4	4.3	40
	OCGR	40/5	1	1.8	10

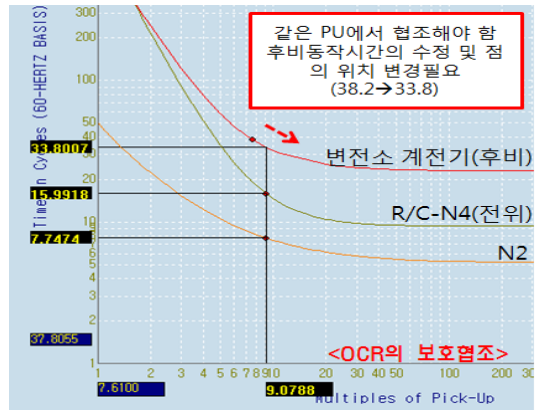
변전소계전기와 R/C의 보호협조 가능여부를 판별하기 위하여 R/C 설치점의 상, 지락 고장 시 최대고장전류와 최소동작전류의 비율에 따라 PU배수를 식 (3), (4)과 같이 구한다. 이 PU값을 변전소계전기의 TC특성곡선에 대입하여 그림 10과 같이 보호기기간의 동작시간을 판별한다. 여기서 주목할 사항은 기존의 보호협조 방식으로 변전소계전기의 동작시간을 후비보호기기인 R/C와 같은 PU값에서 구하지 않고, 변전소계전기의 최소동작전류를 이용한 PU에서 구하였다(각 보호기기의 최소동작전류로 PU를 산정함). 하지만 같은 기준에서 보호협조를 판별해야 하므로 기존의 방식을 수정하여 후비보호기기와 같은 PU값에서 동작시간을 판정할 수 있도록 그림 11과 같이 수정하였다. 이와 같이 동작시간차이의 기준을 수정한 방식은 기존의 계전기의 복귀율을 고려한 번거로운 동작시간차의 계산을 수행하지 않고도 두 보호기기 동작시간의 산술적 차이만으로 동작시간차를 산출할 수 있는 장

점도 갖고 있다. 그림 11은 변전소 OCR의 동작시간과 R/C의 동작시간차를 나타내며 그 차가 17.8사이클(33.6-15.9)로 표 1에서 언급한 협조시간차인 10사이클 이상을 만족하여 협조가 가능하고, 변전소 OCGR의 동작시간과 R/C의 동작시간차 또한 10사이클 이상으로 협조가 가능함을 알 수 있다.

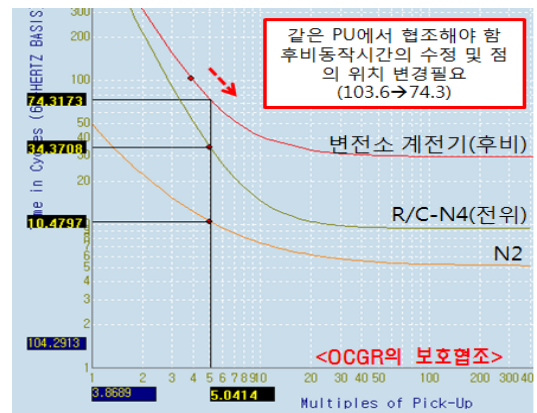
$$PU_{S/S(OCR)} = \frac{3,664A}{400} = 9.16[PU] \quad (3)$$

$$PU_{S/S(OCGR)} = \frac{353A}{70} = 5.04[PU] \quad (4)$$

여기서,  $PU_{S/S(OCR)}$ : 변전소 OCR의 PU배수,  
 $PU_{S/S(OCGR)}$ : 변전소 OCGR의 PU배수



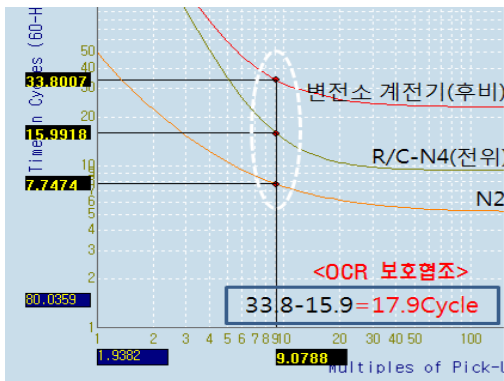
(a) OCR



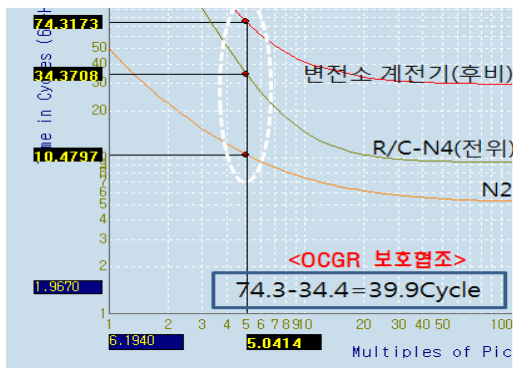
(b) OCGR

[Fig. 10] Existing Protection Coordination between S/S Relay R/C





(a) OCR



(b) OCGR

[Fig. 11] Proposed Protection Coordination between S/S Relay R/C

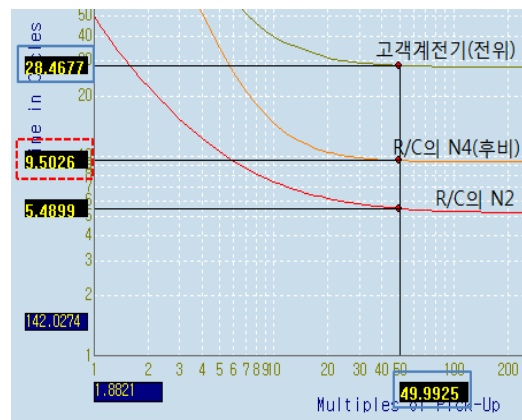
#### 4.1.3 R/C와 고객계전기의 보호협조

표 7에서 제시된 정정지침으로 R/C와 고객계전기의 보호협조를 판정한다. 두 보호기기의 협조시간차는 표 8과 같으며 보호기간 동작시간 차이가 6사이클 이상을 만족하는 경우 협조가 가능함을 의미한다. 후비보호기와 같은 PU값에서 보호협조를 판정하는 평가시스템에서 R/C와 고객계전기의 보호협조는 그림 12와 같다. 고객 OCR의 레버가 정정치로 산출한 4.3인 경우로서 후비보호기인 고객계전기가 전위보호기인 R/C보다 먼저 동작하여 보호협조가 불가능하다. 따라서 고객계전기의 레버를 점점 낮추어 보호협조가 가능하도록 그림 13과 같이 최하위 레버인 0.5레버로 정정한다. 고객 OCR이 0.5레버에서 동작시간차가 6사이클 이상(9.5-3.3=6.2)으로 협조가 가능한 것처럼 보이지만 이처럼 고객계전기의 한시레버를 너무 작게 정정하는 경우 외부충격(진동)에 의한 보호기기의 오동작의 가능성이 있어 보호협조에 문제

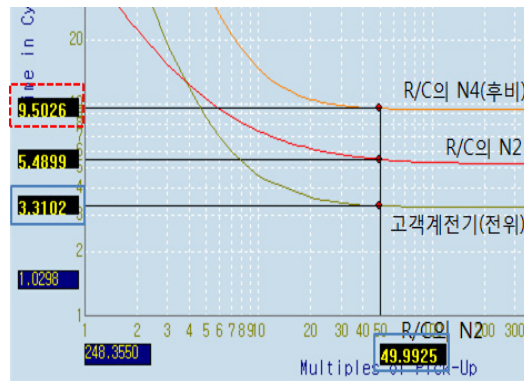
점이 야기될 가능성이 있다. 또한 고객계전기 OCGR의 경우도 OCR과 마찬가지로 처음에 정정한 1.8레버에서 협조가 불가능하여 0.5레버까지 낮춘 경우 그림 14와 같이 동작시간차가 6사이클 이상(9.5-3.3=6.2)인 것을 확인할 수 있다.

[Table 8] Time Difference Between R/C and OC(G)R

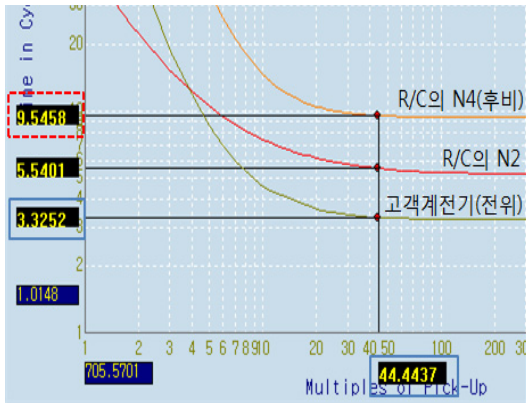
후비보호기기	전위보호기기	협조시간차(Cyc)
Recloser	OC(G)R	6



[Fig. 12] Protection Cooperation between R/C and Customer OCR(4.3 Lever)



[Fig. 13] Protection Cooperation between R/C and Customer OCR(0.5 Lever)

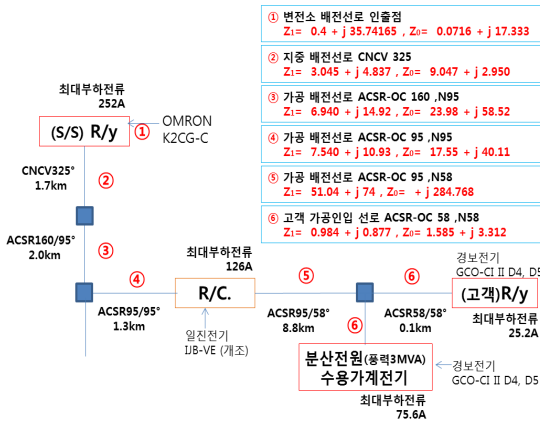


[Fig. 14] Protection Cooperation between R/C and Customer OCGR(0.5 Lever)

## 4.2 분산전원 연계 후, 보호협조 분석

### 4.2.1 배전계통의 모델링

보호협조 평가시스템에 그림 15와 같이 분산전원이 연계된 배전계통을 모의하였으며 설치된 보호기기의 정보는 표 9와 같다. 변전소 및 R/C, 고객계전기, 선로의 정보는 분산전원 연계 전과 같으며 분산전원 수용가계전기의 OCR은 경보전기의 강박한시 TC커브특성을 갖는 GCO-CI II D4를 사용하고 OCGR은 GCO-CI II D5를 사용하여 고객계전기와 그 타입을 같게 두었다. 연계된 분산전원은 풍력발전으로 용량 3MVA를 연계하였다.

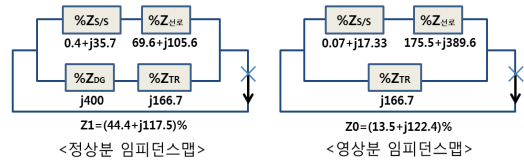


[Fig. 15] Model Distribution System with DG

[Table 9] Type of Protection Devices in Model Distribution System

구분	정정치 (보호기기의 타입)	
변전소 계전기	OC(G) R	K2CG-C
R/C	상	IJB-VE(개조) (순서: N2, 지연:N4)
	지락	IJB-VE(개조) (순서: N2, 지연:N4)
고객 계전기	OCR	GCO-CI II D4
	OCGR	GCO-CI II D5
분산전원 계전기	OCR	GCO-CI II D4
	OCGR	GCO-CI II D5

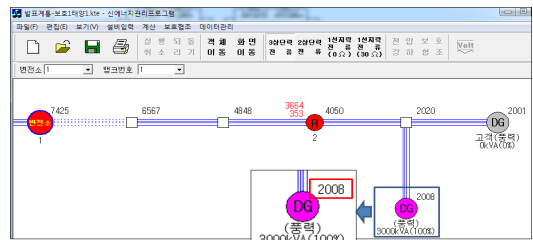
각 보호기기의 정정치를 상정하기 위하여 계통의 고장전류를 산출한다. 그림 16은 분산전원의 수용가 측에 사고가 발생한 경우의 정상 및 영상분 %임피던스 맵을 나타낸 것이다. 3상 단락전류의 계산은 식 (5)와 같으며 그 결과가 그림 17의 시뮬레이션과 일치하여 보호협조 평가시스템의 정확성을 확인하였다.



[Fig. 16] % impedance map With DG

$$I_{3s} = \frac{100 \times 2521}{44.4 + j117.5\%} = 2008 [A] \quad (5)$$

여기서,  $I_{3s}$ : 3상 단락전류



[Fig. 17] Three-Phase Short Current in Model Distribution System With DG

### 4.2.2 변전소계전기와 R/C의 보호협조

분산전원이 연계된 경우 2장에서 언급한 각 보호기기의 정정지침에 따라 보호협조 평가시스템으로 산출한



고장전류 및 부하전류를 이용하여 각 보호기기들의 정정치를 표 10과 같이 산정한다. 여기서 분산전원수용가 계전기는 그 정정지침이 따로 존재하지 않아 고객계전기의 부하전류 대신 분산전원의 최대공급(출력)전류를 이용하여 2장에서 언급한 고객계전기의 정정지침에 따라 정정하였다. R/C의 최대부하전류는 분산전원 연계 전 126A 였으나 연계 후, 분산전원의 출력용량(부하전류 75.6A)에 의해 실제 50A까지 감소한다. R/C의 정정지침에서 최소 동작전류는 최대부하전류의 2.8~4.0배 사이로 이에 따른 R/C의 최소동작전류 값은 분산전원 연계 전보다 최대 360A만큼의 차이가 존재한다. 따라서 분산전원이 연계되기 전 단락사고 시 R/C의 최소동작시간은 400A였으나 분산전원을 고려한 경우 R/C최소동작전류는 200A로 감소하였다.

[Table 10] Setting Values of Protection Devices in Distribution System with DG

구분	CT비	한시T AP	Lever	순시 TAP	
변전소계전기	OCR	600/5	3	0.8	40
	OCGR	600/5	0.5	0.9	40
R/C	상	최소 동작 전류	200A	순시곡선: N2	
	지락		70A	한시곡선: N4	
고객계전기	OCR	40/5	4	4.3	40
	OCGR	40/5	1	1.8	10
분산전원계전기	OCR	120/5	4	4.6	40
	OCGR	120/5	1	1.8	10

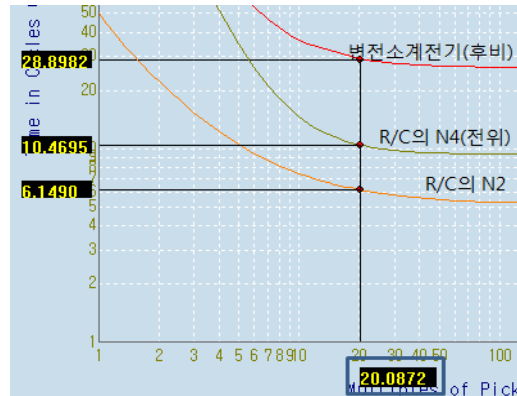
변전소계전기와 R/C의 보호협조 가능여부를 판별하기 위하여 R/C 설치점의 단락고장 시 최대고장전류와 최소동작전류의 비율에 따라 식 (6)과 같이 PU배수를 구한다. 이 PU값을 R/C의 TC특성곡선에 대입하여 그림 18과 같이 보호기기간의 동작시간을 판별한다. 그림 19는 분산전원이 연계된 경우 기존의 정정치를 그대로 사용한 경우의 보호협조를 판별한 것으로 식 (7)의 PU배수를 이용하여 동작시간이 산출되었음을 알 수 있다. 그림 17과 비교하여 보았을 때 둘 다 10사이클 이상으로 보호협조가 가능하지만, 최소동작전류의 차이로 PU값 및 동작시간차에 변화가 발생하였음을 확인할 수 있다. 분산전원을 고려한 경우 동작시간 차는 18.4사이클(28.8-10.4)이며, 분산전원을 고려하지 않은 경우 동작시간 차는 17.2

사이클(31.8-14.6)로 분산전원을 고려하여 정정치를 산정하는 경우 동작시간차에 여유가 생겨 보호협조에 긍정적인 영향을 미치는 것을 확인할 수 있었다. 분산전원이 연계된 후 다른 보호기기들의 정정치 또한 분산전원을 고려하여 보호협조를 수행하였으며 보호협조에 큰 문제는 발생하지 않았다.

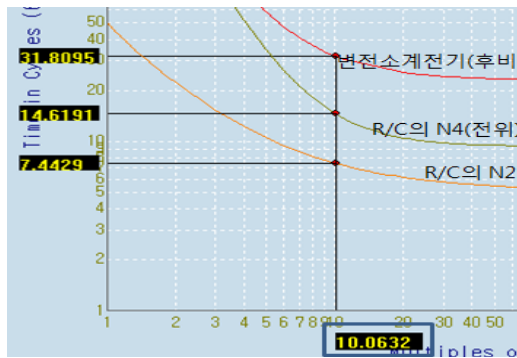
$$PU_{R/C(DG)} = \frac{4,050A}{200} = 20.25 [PU] \quad (6)$$

$$PU_{R/C} = \frac{4,050A}{400} = 10.13 [PU] \quad (7)$$

여기서,  $PU_{R/C(DG)}$ : 분산전원 고려한 R/C의 PU배수,  $PU_{R/C}$ : 분산전원 고려하지 않은 R/C의 PU배수



[Fig. 18] Protection Cooperation between R/C and S/S Relay with DG(New Value)



[Fig. 19] Protection Cooperation between R/C and S/S Relay with DG(Existing Value)

#### 4.2.3 분산전원 연계 전과 후의 동작시간차 비교

분산전원(풍력발전, 3MVA)을 연계하기 전과 후, 기존

의 정정치를 그대로 사용한 경우와 분산전원의 연계를 고려하여 정정치를 변경한 경우 보호협조를 판별하였으며 그 결과는 표 11과 같다. 모두 협조시간차를 만족하여 협조상의 문제점은 발생하지 않았다. 하지만 분산전원이 연계됨에 따라 사고전류 및 부하전류의 변화에 기여함으로써 기존 협조방식의 세팅 값들이 보호기기들의 작동을 민감하거나 혹은 둔감하게 하여 기기들의 오·부동작을 야기할 가능성이 있음을 확인하였다.

[Table 11] Comparison of Operation Time by Considering DG(Evaluation)

보호협조기기 연계		분산전원 용량	협조시간 차(Cycle)		
			분산전원 연계 전		
			기존 정정치	기존 정정치	변경 정정치
변전소-R/C	OCR	17.8	17.2	18.4	
	OCGR	40	35.8	35.8	
R/C-고객	OCR	6.2	6.2	6.2	
	OCGR	6.2	6.2	6.2	
변전소-고객	OCR	20	20	23.4	
	OCGR	27	26.9	26.9	
R/C-분산전원	OCR		7.5	7.5	
	OCGR		7.2	7.2	
변전소-분산전원	OCR		21.6	25.1	
	OCGR		39.9	29.9	

### 5. 결론

본 논문에서는 배전계통에 분산전원이 연계된 경우 보호협조에 발생할 수 있는 문제점을 검토할 수 있는 보호협조 평가시스템을 제작하여 분산전원 연계에 따른 보호협조 시뮬레이션을 수행하였다. 분산전원의 연계를 고려하지 않는 기존의 방식 및 분산전원을 고려한 보호협조 방식을 비교하여 분산전원이 배전계통에 미치는 영향에 대하여 분석하였다. 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 기존의 보호협조 방식은 각 보호기기의 최소동작 전류를 이용한 PU에서 동작시간을 판정하는 기존의 방식을 수정하여 후비보호기기와 같은 PU값(기준)에서 동작시간을 판정할 수 있도록 프로그

램을 제작하였다. 이와 같이 동작시간차의 기준을 수정한 방식은 기존의 계전기의 복귀율을 고려한 번거로운 동작시간차의 계산을 수행하지 않고도 두 보호기기의 산술적인 동작시간 차이만으로 동작시간차를 산출할 수 있다.

- (2) 분산전원 연계 전과 후 아날로그 타입의 고객계전기(OCR, OCGR) 및 분산전원 수용가계전기와 R/C 간의 한시 협조는 고객 측 한시 Lever가 1미만 값으로 선정(시한차가 작아져)되어 외부충격(진동)에 의한 보호기기의 오동작의 가능성이 있어 보호협조에 어려움이 있음을 확인하였다. 따라서 특고압 퓨즈, 디지털 타입의 계전기 타입 적용, R/C의 설치 위치나 협조곡선의 변경 등 보완이 필요함을 확인하였다.
- (3) 분산전원 연계 전과 후, 22.9kV-y 배전선로의 각 보호기기 사이의 동작시간 변화를 비교해 본 결과 협조상의 문제점은 발생하지 않았다. 하지만 분산전원의 연계용량이 증가됨에 따라 분산전원이 사고전류 및 부하전류의 변화에 기여함으로써 동작시간차에 변화가 발생하므로 기기들의 오·부동작을 야기할 가능성이 있음을 확인하였다. 따라서 분산전원 연계 시, 지속적인 최적의 보호협조를 할 수 있도록 제안한 보호협조 평가알고리즘의 유용성을 확인하였다.

### REFERENCES

- [1] Dae-seok Rho, "Countermeasures on bi-directional Protective Device Coordination of smart grid connected to new energy generation", The world of electric, Vol. 5, No. 9, pp. 39-43, 2010.
- [2] Korea Electric Power Research Institute, "distribution protection description", pp. 70-91, 2008.
- [3] So-Hee Kim and Dae-seok Rho, "Development of Operation System for Customer Protection Devices with Distributed Generation", Korea Academia-industrial cooperation society, announced Fall conference proceedings in 2010, pp. 62-65, 2010.
- [4] Dong-yeol Shin, "An Analysis and Countermeasure for the Reverse-Power-Flow Phenomena of

Distribution System interconnected with Distributed Generations”, Chungnam National University, February, 2009.

- [5] So-Hee Kim and Dae-seok Rho, “Evaluation Algorithm for Coordination Protection Between Recloser and Distributed Generation Relay”, Korea Academia-industrial cooperation society, announced Spring conference proceedings in 2010, pp. 69-72, 2011.

저자소개

김 소 희(So-Hee Kim)

[학생회원]



- 2010년 2월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2010년 9월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학과 전기공학전공 석사과정 재학중

<관심분야> : 배전계통 운용, 보호협조, 신재생에너지, 스마트그리드

지 성 호(Seong-Ho Ji)

[정회원]



- 2003년 12월 : 발송배전기술사 취득
- 2010년 5월 : 핵심분석발송배전기술사 저서(동일출판사)
- 2011년 8월 : 한국기술교육대학교 대학원 전기공학과 석사졸업

· 2011년 9월 : 한국기술교육대학교 대학원 전기공학과 박사과정 재학중

<관심분야> : 소형열병합발전, 계통연계운용(분산전원연계), 전력/배전계통 운용, 신재생에너지/스마트그리드

김 선 영(Sun-Young Kim)

[학생회원]



- 2007년 8월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2009년 7월 ~ 현재 : (주)케이티 이엔지 연구개발부 차장
- 2010년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학과 전기공학전공 석사과정 재학중

<관심분야> : 배전계통 운용, 보호협조, 신재생에너지, 스마트그리드

노 대 석(Dae-Seok Rho)

[정회원]



- 1985년 2월 : 고려대학교 전기공학과 (공학사)
- 1987년 2월 : 동대학원 전기공학과 (공학석사)
- 1997년 3월 : 일본 북해도대학교 대학원 전기공학과(공학박사)

- 1987년 3월 ~ 1998년 8월 : 한국전기연구소 연구원/선임연구원
- 1999년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 정보기술공학부 교수

<관심분야> : 전력/배전 계통, 분산전원연계, 전력품질 해석