

분산전원이 연계된 배전계통에 보호협조기기 평가시스템의 최적운용에 관한 연구

지성호¹, 송방운¹, 김병기¹, 노대석^{*}

¹한국기술교육대 전기전자통신공학부

A study on Optimal Operation of Protection Coordination Devices Evaluation System in Distribution System with Distributed Sources

Sungho Ji¹, Bangwoon Song¹, Byungki Kim¹ and Daeseok Rho^{*}

¹Electrical Electronics & Communication Engineering, Korea University of Technology and
Education

요 약 최근 배전계통은 정부의 녹색성장 정책으로 태양광, 풍력발전 등과 같은 분산전원의 보급률이 지속적으로 증가되고 있는 실정이다. 이러한 분산전원의 연계로 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 보호협조 검토가 가능한 보호협조 평가알고리즘과 실제의 사고전류 값을 이용한 개선된 T-C곡선 알고리즘을 제안하고, 이 알고리즘을 바탕으로 양방향 보호협조 평가시스템을 개선하였다. 또한 평가시스템을 이용하여 배전계통을 모델링하고, 분산전원 연계 시 보호기기들 간의 보호협조를 검토하여, 분산전원이 연계된 경우 배전계통에 발생할 수 있는 기술적인 문제점들을 분석하여 그 방안을 제시하였다.

Abstract Recently, with the world-wide issues about global warming and CO2 reduction, a number of distributed generations(DGs) such as photovoltaic(PV) and wind power(WP), are interconnected with the distribution systems. However, DGs can change the direction of the power flow from one-direction to bi-direction, and also change the direction and amount of fault current of existing distribution systems. Therefore, it may cause the critical problems on the power quality and protection coordination. This paper proposes an operation algorithm for bi-directional protection coordination using and apply it for the evaluation system for protection coordination. From the simulation results It is found that the proposed method is more effective and convenient than existing method.

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

1. 서 론

최근 지구온난화와 환경오염에 대한 관심이 증대되고, 정부의 녹색정책이 진행됨에 따라 배전계통에 태양광 및 풍력발전 등의 분산전원이 활발하게 연계되어 운영되고 있다. 기존의 배전선로의 보호기기는 단방향으로 협조할 수 있도록 정정하여 운영되고 있다. 하지만 분산전원이

연계된 배전계통은 기존의 단방향과 달리 양방향의 조류가 발생하고, 분류효과와 같은 고장전류의 증·감 등 여러 가지 변화가 발생하고 있다.[1,3] 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.[4,5] 이와 같은 배경 하에, 본

^{*}Corresponding Author : Daeseok Rho (Korea University of Technology and Education)

Tel: +82-10-2306-2213 email: dsrho@kut.co.kr

Received March 28, 2013

Revised (1st May 14, 2013, 2nd June 5, 2013)

Accepted June 7, 2013

저자들은 전력 공급자(전력회사 및 분산전원 공급자)와 고객 측의 기술검토자가 PC에 간단히 설치하여 언제든지 오프라인 상에서 손쉽게 보호협조를 검토할 수 있도록 양방향 보호협조 평가시스템을 제작하여 왔다.[6,9]

본 연구에서는 기존에 제작된 평가시스템 상에서, 배전선로에서 발생한 고장이 파급되는 것을 방지하기 위해 보호기기를 운용하는데 있어서, 최적의 동작을 할 수 있도록 보호협조 판정 방법과 분산전원 연계에 따른 사고 해석을 고려한 보호협조 평가알고리즘을 제시하였다. 또한, 기존의 정정치(Pick-Up)값을 이용한 T-C곡선에 의한 보호협조 판정이 계산상 오차가 발생하는 단점을 보완하기 위하여, 실제로 발생하는 최대 사고전류를 이용한 개선된 T-C곡선 알고리즘을 제안하였다. 상기에서 제안한 방법을 보호협조 평가시스템에 적용하여, 분산전원이 연계된 배전선로의 보호기기 들(변전소와 선로의 리클로즈, 고객측 보호기기, 분산전원 수용가 보호기기 등) 간의 보호협조에 미치는 영향에 대해 검토하여, 본 논문의 유용성을 확인하였다.

2. 기존의 보호협조기기 운용 방안

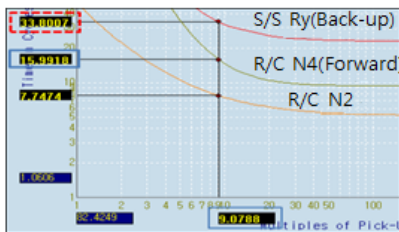
2.1 기존의 보호협조 운용알고리즘

기존의 보호협조는 배전선로에서 발생한 고장이 파급되는 것을 방지하기 위해 보호기기를 적절히 배치하여, 최적의 동작을 할 수 있도록 정정하고 있다. 배전선로 보호기기의 동작시간은 보호기기마다 정정하여 얻은 TC(Time-Current)특성 곡선에서, 식 (1)과 같이 최대고장 전류를 최소동작전류로 나눈 정정치(Pick-Up) 배수를 X 좌표 값에 대입하여 얻은 Y좌표 값(사이클)이다. 즉, TC 특성곡선은 그림 1과 같이 PU배수(전류특성)에 따른 동작시간(사이클)의 관계이다.[1,2]

$$PU = \frac{I_f}{I_s} \tag{1}$$

여기서, I_f : 고장전류,

I_s : 보호기기의 최소동작전류 (TAP값 × CT비)



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

한편, 표 1은 후비보호기기(변전소계전기 OCR, OCGR)와 전위보호기기에 따른 협조시간차로서 보호기기 동작시간 차이가 보통 10사이클 이상을 만족하는 경우 협조가 가능함을 의미한다. 후비보호기기가 디지털 계전기인 경우, 보호기기의 동작시간 차이가 3사이클 이상을 만족하면 협조가 가능함을 보여주고 있다.

[Table 1] Time Difference of Protection Devices

Back-Up protection Device	Forward protection Device	Protection cycle (Cyc)	
		existing	Modified
analogue OC(G)R	R/C	10	10
digital OC(G)R	R/C	10	3

2.2 배전계통 보호기기의 정정지침

1) 변전소릴레이의 정정지침

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

[Table 2] Guidelines of S/S Relay

Type		Guidelines of S/S Relay
instantaneous	OCR	3 Phase fault current of forward R/C(or OCR) installation site Over 3 Phase fault current × 1.5
	OCGR	Over maximum Single Line Ground current of forward R/C(or OCR) installation site × 1.4
time delay	OCR	Operation current of Feeder × 1.5 (Distribution Line : 10MW)
	OCGR	Operation current of Peeder × 0.3
time delay Lever	OCR	3 phase fault current of substation start point is operated less then 0.5sec(30Cycle)
	OCGR	Single Line Ground current of substation start point is operated less then 0.5sec(30Cycle)

2) 자동재폐로 차단기(Recloser)의 정정지침

자동재폐로 차단기(R/C)는 고장이 발생하면 자동적으로 차단과 투입을 반복하여 순간고장일 경우에는 투입상태를 유지하고, 영구고장일 경우에는 완전개방(Lock-Out)하여, 고장 구간을 분리하는 배전선로의 대표적인 보호기기이다. R/C의 정정지침은 표 3과 같고, 배전선로에서 고장발생시 미리 정정된 정정조건(최소동작전류, 시퀀스 등)에 따라 최소동작전류 이상의 고장을 검출하여 차단

한다. 최소동작전류 중 상전류 정정지침은 최대부하전류의 2.8배 이상 4.0배 이하로서 부하 증감시 과부하에 대하여 탄력적으로 자동재폐로 계전기를 운영하기 위한 값이며, 지락전류 정정지침은 부하 불평형을 고려한 값이다.

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

Type		Guidelines of R/C(Recloser)
Minimum current	Phase	Over Maximum Load Current x 2.8 Under Maximum Load Current x 4.0
	Ground	Over Maximum Load Current x 0.3

3) 고객계전기의 정정지침

고객계전기는 다른 배전선로의 보호기기와는 달리, 협조에 문제가 있더라도 부설 위치를 옮기거나 다른 기기로 바꿀 수 없으므로 협조에 유의해야 한다. 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 어려워 순시TAP의 사용은 쉽지 않으며 OCR의 한시 TAP은 최대부하의 1.5배 이상의 값으로 정정하여 여유를 두어 동작함을 의미한다.

[Table 4] KEPCO Guidelines of Customer Relay

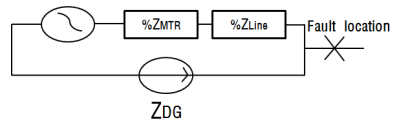
Type		Guidelines of Customer Relay
instantaneous Tap	OCR	Over 3 Phase short current of secondary site in receiving transformer × 1.5
	OCGR	Minimum Tap
time delay Tap	OCR	Over Maximum Load Current × 1.5
	OCGR	Under Maximum Load Current x 0.3
time delay Lever	OCR	Operation Within 0.6 sec for 3 Phase short current of secondary site in receiving transformer
	OCGR	Operation Within 0.2 sec for SLG Current of Primary site in receiving transformer

3. 보호협조기기의 최적응용 알고리즘

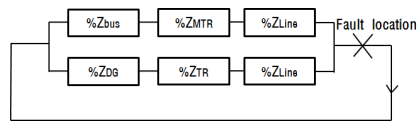
태양광 및 풍력이 배전계통에 연계되어 운용하는 경우, 사고해석을 하기 위해서는 분산전원이 고려된 정상/영상분의 %임피던스를 올바르게 산출해야 한다. 이에 따라 분산전원 연계에 따른 사고해석 알고리즘을 바탕으로 보호협조 평가알고리즘을 제시하고, 기존의 최소동작전류를 이용한 T-C곡선에 대한 보호협조 판정이 아닌 최대사고전류를 이용한 개선된 T-C곡선 알고리즘을 제안한다.

3.1 분산전원 연계에 따른 사고해석 알고리즘

태양광 및 풍력이 배전계통에 연계 시, 사고해석을 하기 위해서는 분산전원이 고려된 정상/영상분의 %임피던스를 올바르게 산출해야한다. 그림 2는 태양광 및 풍력발전이 연계된 경우 사고지점의 %임피던스 맵이다. 태양광의 경우 인버터가 정지기이므로 실제 사고발생 시 인버터 정격전류의 1.5배 전류가 사고지점으로 흐르게 된다. 한편 풍력발전의 경우 동기 및 유도기는 회전기기 때문에 자체 임피던스가 존재하므로 사고지점을 기준으로 %임피던스를 병렬로 계산하여 사고전류를 구할 수 있다.



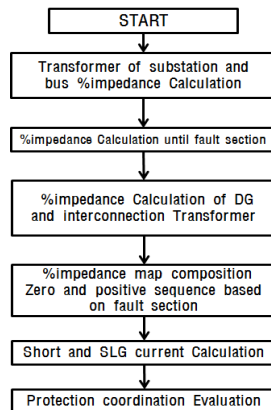
(a) Impedance map of photovoltaic system



(b) Impedance of with wind power

[Fig. 2] % Impedance map of DG(PV and WP)

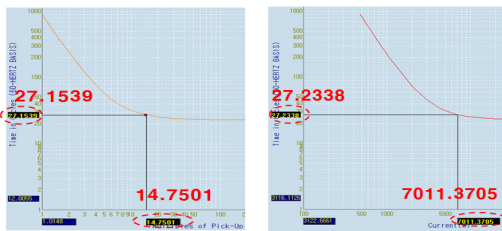
그림 3은 배전계통의 보호협조를 위한 사고해석의 알고리즘으로, 이 과정에서 발전기 기본식을 이용한 고장전류 계산식을 이용하여 값을 산출한다. 연계된 분산전원의 특성을 고려한 해당 변전소의 전원측, 변압기, 배전선로 등의 %임피던스를 구한 후, 사고지점을 기준으로 임피던스 맵을 작성하여 종류별 고장(3상단락, 선간단락, 1선지락 등)전류를 구한다.



[Fig. 3] Algorithm for Fault Analysis with DG

3.2 개선된 T-C곡선 평가알고리즘

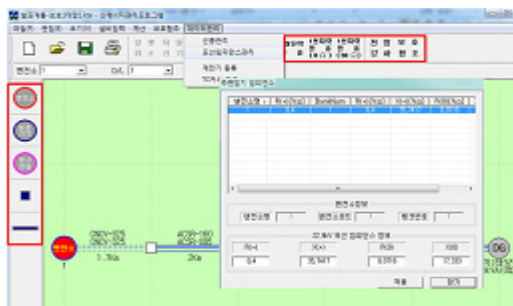
기존의 T-C곡선에서는 식(1)과 같이 사고전류를 최소 동작전류로 나눈 정정치 값을 가지고 동작시간을 구하였다. 그러나 이 값으로 동작시간을 구하면 최소 동작전류 값을 구할 때 오차가 발생하여 동작시간이 짧아지게 되며, 사고전류를 정정치 값으로 환산해야하는 번거로움이 있었다. 이에 따라 그림 4와 같이 기존의 방법에 의한 정정치 값으로 환산하지 않고, 사고전류로 직접 동작시간을 구함으로써, 보호협조 시간에 대한 오차를 줄일 수 있도록 제안하였다.



(a) Existing T-C curve (b) Modified T-C curve
[Fig. 4] comparison of T-C Curve

3.4 보호협조 평가시스템 운용

제안한 보호협조 평가알고리즘을 적용하여, 개선한 보호협조 평가시스템의 운용화면은 그림 5와 같다. CB, R/C, DG(분산전원 및 수용가 계전기) 등 각종 기기 추가 및 선로를 편집하는 아이콘을 이용해 사용자가 원하는 배전계통을 쉽게 모의할 수 있도록 C++를 이용하여, HMI(Human Machine Interface) 프로그램을 개발하였다. 표 5는 프로그램의 주요 기능으로서 분산전원의 연계 유무에 따라 각 구간의 고장전류 및 전압강하 등의 기술계산을 수행할 수 있으며, 이를 바탕으로 배전계통의 보호협조를 정정 및 검토할 수 있다.[5,9]



[Fig. 5] Evaluation System for Protection Coordination

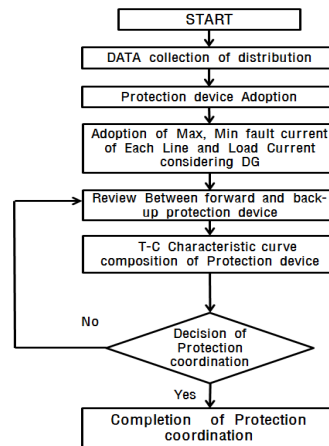
[Table 5] Main Function of Evaluation System for Protection Coordination

Main Function	contents
Protection coordination	Single-line diagram creating and editing Protection co-ordination review and corrections
Technical calculations	Voltage drop and Fault current calculation
Connection With DG	Review of Protection coordination with DG

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

4.1 분산전원 연계에 따른 보호협조 평가

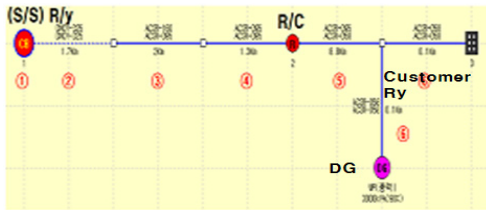
분산전원 연계로 인한 역조류의 흐름 및 고장전류의 변화에도 현재 배전계통의 보호협조는 분산전원을 고려하지 않는 방식을 고수하고 있다. 따라서 계통에 연계되는 분산전원의 용량이 증가할수록 보호협조에 문제점이 발생할 가능성이 점차 커지고 있어, 분산전원을 고려한 보호협조 평가알고리즘을 그림 6과 같이 제안하였다. 먼저 대상 계통의 데이터를 수집하고, 보호기기의 종류를 선정한다. 앞서 언급한 사고해석 알고리즘을 통하여, 분산전원을 고려한 각 지점의 고장전류를 산출한다. 각 지점의 고장전류 및 부하전류를 산출하여, 전위보호기기와 후비보호기기(고객계전기) 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 조정한다.



[Fig. 6] Evaluation Algorithm for Protection Coordination

4.2 배전계통 모델링

보호협조 평가시스템에 그림 7과 같이 분산전원이 연계된 배전계통을 모의하였으며, 각 구간별 임피던스는 표 6과 같고, 설치된 보호기기의 정보는 표 7과 같다. 변전소 및 선로의 정보는 분산전원 연계 전과 같으며, 분산전원 수용가계전기 OCR은 강반한시 TC커브특성을 갖는 GCO-CI III D4(경보전기)를 사용하고, OCGR은 GCO-CI III D5를 사용하였다. 그리고 연계된 분산전원은 3MVA 용량의 풍력발전으로 상정하였다.[11]



[Fig. 7] Model Distribution System with DG

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

Secti on	Z1		%Z0		Line [km]
	%R1	%X1	%R0	%X0	
1	0.4	35.7417	0.0716	17.333	directly under
2	3.0447	4.8365	9.0474	2..9495	1.7
3	6.94	14.92	23.98	58.52	2.0
4	7.54	10.933	27.35	40.105	1.3
5	51.04	74.008	123.376	284.768	8.8
6	0.948	0.877	1.585	3.312	0.1

[Table 7] Type of Protection Devices in Model Distribution System

classification		Setting value (Type of Protection Device)
substation Relay	OC(G)R	K2CG-C
R/C	Phase	IJB-VE, (Instantaneous: N2, in time delay :N4)
	SLG	IJB-V, (Instantaneous: N2, in time delay :N4)
Customer Relay	OCR	GCO-CI III D4
	OCGR	GCO-CI III D5
DG Relay	OCR	GCO-CI III D4
	OCGR	GCO-CI III D5

4.3 변전소계전기와 R/C의 보호협조

분산전원이 연계된 경우, 각 보호기기 들의 정정지침에 따라 보호협조 평가시스템으로 산출한 고장전류 및 부하전류를 이용하여, 각 보호기기 들의 정정치를 표 8과 같이 산정한다. 여기서 분산전원수용가 계전기는 그 정정지침이 따로 존재하지 않아, 고객계전기의 부하전류 대신

분산전원의 최대공급(출력)전류를 이용하여, 한전의 고객계전기 정정지침에 따라 정정하였다. R/C의 최대부하전류는 분산전원 연계 전 126A였으나 연계 후, 분산전원의 출력용량(부하전류 75.6A)에 의해 실제 50A까지 감소한다. R/C의 정정지침에서 최소동작전류는 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.

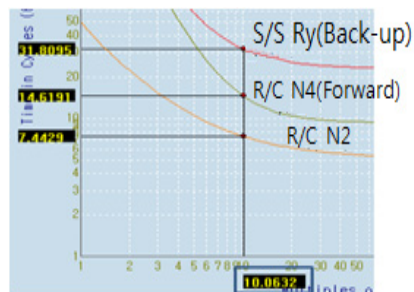
[Table 8] Setting Values of Protection Devices in Distribution System with DG

classification		CT ratio	time delayTAP	Lever	Instantaneous TAP
substation relay	OCR	600/5	3	0.8	40
	OCGR	600/5	0.5	0.9	40
R/C	Phase	Miin. operation current	400A	Instantaneous N2	
	SLG		70A	time delay N4	
customer relay	OCR	40/5	4	4.3	40
	OCGR	40/5	1	1.8	10
DG Relay	OCR	120/5	4	4.6	40
	OCGR	120/5	1	1.8	10

4.4 기존의 T-C 곡선을 이용한 R/C와 변전소계전기의 보호협조

기존의 보호협조 방법에서는 변전소계전기와 R/C의 보호협조 가능여부를 판별하기 위하여, R/C 설치점의 단락고장 시 최대고장전류와 최소동작전류의 비율에 따라서 식 (2)와 같이 정정치(PU)배수를 구하였다. 이 정정치 값을 R/C의 TC특성곡선에 대입하여, 그림 8과 같이 보호기기간의 동작시간을 판별하였다. 이때 시간차는 17사이클 (32-14)로 보호협조가 이루어짐을 확인하였다.

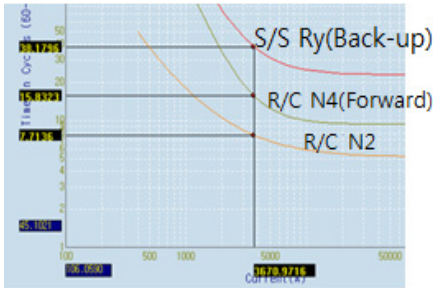
$$PU_{R/C(DG)} = \frac{4,050A}{400} = 10.125 [PU] \quad (2)$$



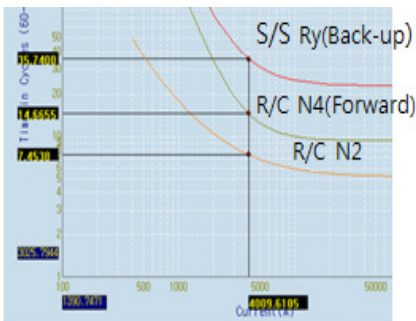
[Fig. 8] Protection Cooperation between R/C and S/S Relay with DG(Existing Value)

4.5 개선된 T-C 곡선을 이용한 R/C와 변전소계전기의 보호협조

개선된 보호협조 알고리즘에서는 변전소계전기와 R/C의 보호협조 가능여부를 판별하기 위하여, R/C 설치 점의 단락고장 시 최대고장전류로 R/C의 TC특성곡선에 대입하여 보호기기간의 동작시간을 판별하였다. 그림 9는 개선된 방법으로 분산전원이 연계되기 전, 변전소와 R/C간의 보호협조를 하기 위한 T-C곡선이다. 이때 최대고장전류는 3670.97A로써 분산전원을 고려하기 전의 동작시간차는 22.34사이클(38.17-15.83)로 산정된다. 분산전원이 연계된 경우 최대고장전류는 4009.61A로써 동작 시간차는 그림 10과 같이 21.08사이클(35.74-14.66)이 되어 보호협조가 가능함을 확인할 수 있었다. 상기와 같이, 개선된 방법으로 분산전원 연계 전·후 보호협조 시간차를 확인한 결과, 표 9와 같이 개선 전 보호협조 시간차보다 늘어남을 알 수 있었다. 따라서 개선된 방법으로 사용할 경우, 오차율이 줄어들어 계전기 정정 시 기존의 보호협조 방법보다 정확하고 효과적으로 운용할 수 있음을 확인하였다.



[Fig. 9] Protection Cooperation between R/C and S/S Relay with DG(New Value)



[Fig. 10] Protection Cooperation between R/C and S/S Relay with DG(New Value)

[Table 9] Protection coordination of comparison between R/C and substation OCR

classification		Cooperation Time (Cyc)		
		Existing	New	증감
Without DG	Operation time	34.4	34.4	-
	Back-up device time	74.4	103.6	29.2
	Cooperation Time	10	10	-
	Remaining time	40.0	69.2	29.2
With DG	Operation time	32.8	32.8	-
	Back-up device time	71.8	99.4	27.6
	Cooperation Time	10	10	-
	Remaining time	39.0	66.6	27.6

5. 결론

본 논문에서는 배전계통에 분산전원이 연계된 경우 보호협조에 발생할 수 있는 문제점을 검토할 수 있는 보호협조 평가시스템의 알고리즘을 개발하여 분산전원 연계에 따른 보호협조 시뮬레이션을 수행하였다. 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 기존의 보호협조 방식은 배전계통에서 최소동작전류를 이용한 PU(10.125PU)에 의해 동작시간을 판정하는 기존의 방식을 수정하여, 실제의 최대 사고전류값(4009.61A)에서 동작시간을 판정함으로써, 정확도를 향상시키는 프로그램을 제작하였다.
- (2) 이와 같이 동작시간차의 기준을 수정한 방식은 기존의 계전기의 복구율을 고려한 번거로운 동작시간차의 계산을 수행하지 않고도 두 보호기기의 산술적인 동작시간인 21.08사이클(35.74-14.66)로 동작시간차를 산출할 수 있다.
- (3) 최대사고전류를 이용한 T-C곡선 보호협조 판정방법으로 분산전원 연계 전과 후, 22.9kV-y 배전선로의 각 보호기기 사이의 동작시간 변화를 비교해 본 결과 협조상의 문제점은 발생하지 않았다. 개선된 방법으로 분산전원 연계 전·후 보호협조 시간차를 확인한 결과, 분산전원 연계에 따른 개선 전 보호협조 시간차보다 27.6사이클이 늘어남을 알 수 있었다.
- (4) 개선된 방법으로 사용할 경우 오차율이 줄어들어, 계전기 정정 시 기존의 보호협조평가방법보다 정확하고 효율적으로 운용할 수 있는 방안을 확인하였다.

Reference

[1] Guideline for Interconnection of Distributed Generation System in Distribution Systems, KEPCO, 2012.6

- [2] Korea Electric Power Research Institute, "distribution protection description", pp. 70-91, October, 2008.
- [3] IEEE 1547.1 "IEEE Standard conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System", J, 2005.6
DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/IEEESTD.2005.96289>
- [4] R. F. Arritt, R. C. Dugan "Distributed generation interconnection transformer and grounding selection" Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE. pp. 1 - 7, 2008
DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/PES.2008.4596772>
- [5] A. Girgis, S. Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System," Power Engineering, LESCOPE'01. 2001 Large Engineering Systems Conference, 11-13, pp. 115 - 119. July, 2001.
DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/LESCPE.2001.941636>
- [6] Philip P. Barker, Robert W. de Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 - Radial distribution systems", in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting, vol 3, pp 1645-1656, 2000.
DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/PESS.2000.868775>
- [7] 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.
- [8] 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, November, 2010.
- [9] 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, May, 2011.
- [10] Daeseok Rho, "Optimal Operation Method for Voltage Regulator in Primary Feeder with Distributed Generators", Journal of KAIS, Vol 12, No 6, pp. 2698-2706, 2011. 6
- [11] Daeseok Rho, "A Study on the Fault Characteristics of Wind Power in Primary Feeder", Journal of KAIS, Vol 13, No 3, pp. 1288-1295, 2012. 3

지 성 호(Seong-Ho Ji)

[정회원]



- 2011년 2월 : 한국기술교육대학교 전기공학과(공학석사)
- 2011년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학과 전기공학전공 박사과정수료

<관심분야>

배전계통 운용, 신재생에너지, 스마트그리드, 품질 해석

송 방 운(Bang-Woon Song)

[준회원]



- 1999년 2월 : 호서대학교 전기공학과 (공학사)
- 2009년 10월 : 전기응용기술사
- 2011년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학과 전기공학전공 석사과정 재학중

<관심분야>

배전계통 운용, 신재생에너지, 스마트그리드, 품질 해석

김 병 기(Byung-Ki Kim)

[정회원]



- 2008년 2월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2002년 2월 : 동대학원 전기공학과(공학석사)
- 2012년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학과 전기공학전공 박사과정 재학중

<관심분야>

배전계통 운용, 신재생에너지, 스마트그리드, 품질 해석

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 전기전자통신공학부 교수

<관심분야>

전력/배전 계통, 분산전원연계, 전력품질해석