



공 학 석 사 학 위 논 문

배전계통 복원력 확보 및 복원 전략에 따른 정전비용 분석에 관한 연구



서 세 훈

공 학 석 사 학 위 논 문

배전계통 복원력 확보 및 복원 전략에 따른 정전비용 분석에 관한 연구



부경대학교대학원

안 전 공 학 과

서 세 훈

서세훈의 공학석사 학위논문을 인준함.

2023년 2월 17일



1 . 서 론
1.1 연구 배경
1.2 연구 목적
2. 이론적 배경
2.1 복원력 개념
2.2 선행 연구7
S E
3. 연구 방법
3.1 복원 전략 수립
3.2 수학적 정식화
3.2.1 목적 함수
3.2.2 전력 조류 제약
3.2.3 전력 균형 제약
3.2.4 전압 제약
3.2.5 발전기 출력제약
3.2.6 선로 제약
3.2.7 부하차단 제약
3.3 정전비용 평가방법

- i -

23	h례연구 및 결과분석 …	4. ㅅ
23	시뮬레이션 세팅	4.1
	시뮬레이션 결과	4.2
피해비용 분석	VoLL과 CDF를 적용한	4.3

5.	겸	루	 41	
υ.	-	_	тт	



Figures

Fig. 1 Power outage causes for 140 worldwide outage data from 1965
to 20121
Fig. 2 Radial Distribution System
Fig. 3 Resiliency framework proposed by NIAC5
Fig. 4 The Resilience Triangle8
Fig. 5 The Resilience trapezoid8
Fig. 6 The Resilience Curve. 9
Fig. 7 Illustrative process of a resilient power system through
disruption. 10
Fig. 8 Distribution System multiple faults. 13
Fig. 9 Graph of CDF
Fig. 10 Outage cost as a function of duration20
Fig. 11 Outage cost as a function of lost load22
Fig. 12 IEEE 33-Bus System Data. 24
Fig. 13 IEEE 33–Bus System. 25
Fig. 14 Percentage of Load Restoration. 29
Fig. 15 Power flow of each line according to the restoration strategy.31
Fig. 16 Apply restoration scheduling. Method 4

Fig.	17 Loa	ad Shedding	amount	for	the	duration	of	а	power	outage	of
each	bus -	Method 4A		•••••	•••••	•••••	•••••	••••		•••••	36
Fig.	18 Loa	ad Shedding	amount	for	the	duration	of	а	power	outage	of
each	bus -	Method 4B.			•••••		•••••				37



Tables

Table 1 Typical examples of power outages due to extreme weather. 2
Table 2 Reliability vs Resilience. 6
Table 3 The ΦΛΕΠ Resilience Metric. 7
Table 4 Load Restoration Strategies. 12
Table 5 Example of outage cost applying VoLL and CDF. 21
Table 6 Active power generation of main grid and DG - Method 2. Method 2. 26
Table 7 Load Supply through Grid Reconfiguration Method 3. 27
Table 8 Active power generation of main grid and DG. DG. 28
Table 9 Result for Load Restoration for the IEEE 33-Bus System. 29
Table 10 Load Shedding amount of each bus according to the restoration
strategy30
Table 11 Restore scheduling. 32
Table 12 CDF cost according to the duration of power outage. 33
Table 13 Outage cost of method 4 according to the Restoration scheduling. •• 35
Table 14 Outage cost of Bus 32 according to the restoration scheduling -
Method 4
Table 15 Outage cost of Load Restoration Strategies according to the
scheduling – IEEE 33-Bus System

A study on power outage cost analysis according to distribution system resilience and restoration strategies.

Sehun Seo

Department of Safety Engineering, Graduate School Pukyong National University

Abstract

Severe natural disasters and man-made attacks such as terrorism are causing unprecedented disruptions in power systems. Due to rapid climate change and the aging of energy infrastructure, both the frequency of failure and the level of damage are expected to increase. Resilience is a concept proposed to respond to extreme disaster events that have a low probability of occurrence but cause enormous damage and is defined as the ability of a system to recover to its original function after a disaster. Resilience is a comprehensive indicator that can include system performance before and after a disaster and focuses on preparing for all possible disaster scenarios and having quick and efficient recovery actions after an incident. Various studies have been conducted to evaluate resilience, but studies on economic damage considering the duration of a power outage are scarce. In this study, we propose an optimal algorithm that can identify failures after an extreme disaster and restore the load on the distribution system through emergency distributed power generation input and system reconfiguration. After that, the cost of power outage damage is analyzed by applying VoLL and CDF according to each restoration strategy.

제 1 장 서 론

1.1 연구 배경

전기는 일상생활뿐만 아니라 사회 전반에 걸쳐 광범위하게 사용되는 중 요한 에너지 자원이다. 전력계통은 규모가 방대하고 복잡하여 사고 발생 시 큰 피해를 초대할 수 있다. 전력계통은 안정적 운용을 위해 계통 내 주 요한 설비 1기가 탈락하여도 운용될 수 있는 기준(N-1)을 고려하여 전력 수급체계가 구축되어 있다. 하지만 최근 들어 자연재해 및 이상 기후로 인 한 위협이 증가하고 있으며, 전력계통의 복잡성 및 상호의존적 특성으로 인하여 피해 규모 또한 증가할 것으로 예상된다. Fig. 1은 1965년부터 2012 년까지 140개의 전 세계 정전 데이터에 대한 원인을 보여준다. 장비 고장 으로 인한 정전이 가장 높은 비중을 차지하고 있으며, 자연재해, 오작동 및 기타원인, 기물 파손, 사이버 공격 등이 정전 원인에 포함되어 있다.



Fig. 1. Power outage causes for 140 worldwide outage data from 1965 to 2012¹⁾.

전력계통의 사고 및 광역정전을 예방하기 위하여 신뢰도(Reliability) 개 넘을 사용하지만, 신뢰도 측면에서 모든 사고를 예방하는 것은 현실적으로 불가능하다. 신뢰도는 전력계통을 구성하는 제반 설비 및 운영체계 등 주 어진 조건에서 의도된 기능을 적정하게 수행할 수 있는 정도로, 비정상 고 장시 계통이 붕괴하지 않고 견디어 낼 수 있는 안정성을 말한다. 하지만 자연재해 및 인위적 공격과 같이 다양한 외부 위협을 대처하기에는 한계가 있는 상황이다.

weather".						
/	5/ 14	Approx.	-			
Country	Date	Customer affected	Reason			
		(Million)				
Argentina and Uruguay	16 June 2019	40.0	Heavy rainfall			
Philippines	15 July 2014	13.0	Typhoon Rammasun			
Sri Lanka	3 March 2016	10.0	A severe thunderstorm			
USA	29 October 2012	8.0	Super storm Sandy			
USA	27 August 2011	6.5	Hurricane Irene			

 Table 1. Typical examples of power outages due to extreme weather²⁾.

Table 1은 자연재해 및 이상 기후로 인한 대표적인 정전 사례를 나타낸 다. 자연재해로 인하여 막대한 피해가 발생하였으며, 수백만 가구가 정전피 해를 겪어야 했다. 자연재해로 인한 정전 사례의 공통점은 송·배전계통에 서 정전이 발생하였다는 것이다. 또한, 과거 데이터에 따른 정전 원인의 9 0% 이상이 배전계통에서 발생하였다. 배전계통은 대부분 방사형(Radial) 구조로 운영되기 때문에 특정 선로 고장 시 광역정전이 발생하며, 이에 따 른 경제적 피해를 가져올 수 있다.



Fig. 2. Radial Distribution System.

Fig. 2는 배전계통 방사형 구조의 예를 나타낸다. 방사형 구조는 단방향 으로 전력을 공급하기 때문에 전력망 구성에 있어 운영이 간단하고 비용 측면에서 저렴하다는 장점이 있다. 하지만 특정 지점에서 고장이 발생한 경우, 방사형 구조로 인하여 고장 선로 이후 모든 구간에 정전을 수반한다 는 단점이 있다. 배전계통 정전을 예방하기 위하여 계통 설비를 강화하거 나 스마트 그리드 기술을 적용할 수 있지만, 전체 설비를 강화하는 것은 막대한 비용을 수반하며 현실적으로 불가능하다. 따라서 발생확률은 낮으 나 막대한 피해를 동반하는 사건(High Impact Low Probability, HILP)에 대처하기 위하여 복원력 개념이 제시되고 있다.

1.2 연구 목적 및 논문의 구성

본 연구는 전력계통에 대규모 피해가 발생한 경우 복원 전략에 따른 복 원력 수준을 정량적으로 도출하고자 한다. 이후 정전으로 인한 경제적 피 해를 반영하기 위하여 VoLL(Value of Lost Load)과 CDF(Customer Dama ge Function)를 적용하여 정전 지속시간을 고려하지 않은 경우와 정전 지 속시간을 고려한 경우의 정전피해비용을 분석하고자 한다. 본 연구를 통하 여 복원력을 강화할 수 있는 비용 효율적인 의사 결정에 활용될 수 있으 며, 전력계통 운용자 관점에서 비상상황 시 계통 운용방안을 수립하는데 활용될 것이라 기대된다.

2장에서는 복원력과 관련된 이론적 배경에 대하여 설명한다. 복원력을 정의하기 위하여 다양한 기관 및 국가에서 선행연구가 진행됐으며, 이에 대한 대표적인 정의를 설명하였다. 또한, 복원력을 평가하기 위하여 선행연 구에서 진행한 연구 방법에 대하여 설명하였다.

3장에서는 전력계통에 피해가 발생하였을 경우, 부하를 복원하는 방법에 대하여 설명하였다. Tie-Switch와 비상용 분산발전기(Distributed Generato r)의 사용 여부에 따라 4개의 복원 전략을 수립하였으며, 복원 전략에 따른 복원력을 정량적으로 파악하고자 한다. 또한, 수학적 정식화를 통하여 본 논문에서 사용된 목적 함수와 제약조건을 설명하였다. 마지막으로 정전비 용을 분석하기 위하여 VoLL과 CDF의 개념과 간단한 예시를 설명한다.

4장에서는 3장에서 언급한 복원 전략에 따른 복원 수준과 정전피해비용 을 분석하기 위하여 사례연구를 진행한다. 본 연구는 IEEE- 33 Bus Syste m을 모의 계통으로 사용하여 복원력 연구를 진행하였다. 전력계통 피해 상황을 가정하여 복원 전략에 따른 복원 수준을 정량적으로 도출하였으며, VoLL과 CDF를 적용하여 정전피해비용을 분석하였다.

5장에서는 결론을 제시하였다.

제 2 장 이론적 배경

2.1 복원력 개념

1972년 C.S. Holling³⁾에 의해 생태계 행동을 설명하기 위하여 복원력(Re silience) 개념이 처음으로 제안되었다. 다양한 국가 및 기관에서 복원력에 관한 연구가 이루어지고 있으며, 선행연구에서의 복원력 정의는 다음과 같 다. 영국 정부(U.K)⁴는 복원력을 대규모 피해를 동반하는 사건을 예측하 고, 흡수, 적응하여 신속하게 복구할 수 있는 네트워크 및 시스템의 능력으 로 정의하였다. 유엔 재난경감 전략 기구(UNISDR)⁵)는 복원력을 위험에 노출된 시스템, 커뮤니티, 또는 사회에 있어 위협에 대하여 효율적으로 저 항하고, 흡수할 수 있으며, 적응, 복구할 수 있는 능력으로 정의하였다. 미 국 대통령 정책 지침(PPD-21)⁶)은 복원력을 변화하는 상황에 대비하고 적 응하며 장애로부터 견디고 신속하게 회복할 수 있는 능력으로 정의하였다. 미국 연방 에너지 규제 위원회(FERC)⁷)는 복원력을 정전 예측, 대응, 피해 감소 및 신속하게 복구할 수 있는 능력으로 정의하였다.



Fig. 3. Resiliency framework proposed by NIAC⁸⁾.

Fig. 3은 미국 NIAC⁸(National Infrastructure Advisory Council)에서 제 안한 복원력 개념을 나타내며, 3단계로 구분하여 복원력 Framework를 나 타내었다. 첫 번째 단계에서는 자연재해로 인한 재난 발생 시 정전을 방지 할 수 있도록 시스템 견고성(Robustness)을 확보한다. 두 번째 단계로 정 전이 발생하였을 경우 피해를 최소화할 수 있도록 내구성(Resourcefulnes s)을 확보하였으며, 마지막 신속한 복구(Rapid Recovery)를 통하여 복원력 Framework를 제안하였다.

복원력에 대한 정의는 기관마다 상이하지만, 복원력에 대한 본질은 동일 하다. 복원력은 발생확률이 낮으나 막대한 피해를 가져오는 극한의 재난 사건에 대응하기 위하여 제안된 개념으로, 재난 발생 이후 시스템이 본래 의 기능으로 회복될 수 있는 능력으로 정의된다³⁻⁷⁾. 복원력은 신뢰도 개념 과 유사하나, 복원력은 발생 가능한 모든 재난 사건에 대비하여 사고 발생 후 빠르고 효율적인 복원 조치를 갖추는 방법에 초점을 맞추고 있다. Tabl e 2는 신뢰도와 복원력의 개념적 차이를 나타낸다.

Reliability	Resilience
High probability, low impact	Low probability, high impact
Static	Adaptive, ongoing, short and long term
Evaluates the power system states	Evaluates the power system states and transition times between states
Concerned with customer interruption time	Concerned with customer interruption time and the infrastructure recovery time

Table 2. Reliability vs Resilience.

2.2 선행 연구

국한의 재난 사건에 대응하기 위하여 복원력 개념이 제시되었으며, 복원 력을 평가하기 위한 기존의 선행연구는 다음과 같다. Tierney 등⁹⁾은 복원 력을 삼각형 면적계산을 통하여 정량적으로 평가하였다. 재난으로 인하여 전력시스템에 피해가 발생한 경우 시스템 저하를 일으킨다. 이후 복원 전 략에 따라 전력시스템이 복원되며 이 과정을 Fig. 4와 같이 복원력 삼각형 을 통하여 나타내고 있다. 복원력 삼각형은 복원에 초점을 맞추고 있으며, 복원력을 정량적으로 평가하기 위하여 처음으로 제안된 개념이다.

Panteli 등¹⁰⁾은 복원력 삼각형의 개념을 확장하여 사다리꼴의 면적을 계 산할 수 있는 ΦΛΕΠ 모델을 개발하였다. Fig. 5에서 Phase I 은 재난으로 인한 시스템 저하 상태를 기울기를 산정하여 표현하고 있으며, Phase II는 시스템 저하 상태의 지속시간이 얼마나 유지되는지를 표현하고 있다. Phas e III는 복원 전략에 따른 시스템 복원 상태를 나타낸다. 복원력 사다리꼴 은 각 Phase의 면적계산을 통하여 복원력을 정량적으로 평가한다.

Phase	State	Resilience Metric	Symbol
т	Disturbonco prograco	How fast resilience drops ?	Φ
1	Disturbance progress	How low resilience drops ?	Λ
П	Post-disturbance degraded	How extensive is the post-disturbance degraded state ?	Е
Ш	Restorative	How promptly does the network recover ?	П

Table 3. The $\Phi \Lambda E \Pi$ Resilience Metric System.



Fig. 5. The Resilience trapezoid¹⁰.

Fig. 6은 복원력 곡선을 활용하여 복원력을 평가하는 방법을 나타낸다. 곡선 기반 Metric은 시간 흐름에 따른 복원력 지표를 사용하여 전력시스템 의 상태를 정의하였으며, 운영부문과 설비부문을 구분하여 복원력을 평가 하였다. Fig. 6에서 R은 전력시스템의 복원력 수준을 나타내며, 시간 흐름 에 따른 전력시스템의 상태는 다음과 같다. $t_0 \sim t_e$ 는 재난으로 인한 피해가 발생하기 전 상태를 나타낸다. $t_e \sim t_{pe}$ 는 재난이 발생하여 복원력 지표가 감소하는 상태를 나타낸다. $t_p \sim t_r$ 의 단계에서는 재난 사건 종료 후 시스 템 저하 상태가 지속된다. $t_r \sim t_{pr}$ 은 운영부문의 복원력이 복원되는 상태이 다. $t_{pr} \sim t_{ir}$ 의 단계에서 잠정적 회복이 이루어지며, $t_{ir} \sim t_{pir}$ 에서 설비부문 의 복원을 통하여 복원 조치가 이루어진다. 복원력 곡선은 각 상태를 정의 하여 복원력 수준을 도출하였으며, 시스템 피해 정도와 복원 수준을 정량 적으로 평가하였다.



Fig. 6. The Resilience Curve¹¹⁾.

Bie¹⁾등은 자연재해로 인한 전력시스템에 장애가 발생한 경우 시스템 저 하 상태에 따른 부하차단량을 측정하여 복원력을 평가하였다. Fig. 7은 전 력계통 사고 이후 복원 프로세스의 예를 나타내고 있으며, 목표로 한 Syst em Function 수준에 대하여 복원력 확보 시스템과 전통적 시스템 차이를 개념적으로 보여주고 있다. X축은 시간을 나타내며, Y축은 부하공급 수준 을 나타낸다. 보라색 파선은 전력계통 정상상태에 따른 부하 공급기준을 나타내며, 붉은색 파선과 검은색 실선은 각각 전통적 시스템과 복원력 시 스템의 부하공급 수준을 나타낸다.



Fig. 7. Illustrative process of a resilient power system through disruption.

복원력 확보 시스템은 재난이 발생하기 전 기상 예보 및 의사 결정 시 스템을 통하여 위협을 예측·준비한다. 따라서 외부 외란으로 인한 전력시 스템 피해가 발생한 경우, 복원력 시스템은 전통적 시스템보다 피해가 감 소한 것을 확인할 수 있다. 또한, 복원력 확보 시스템은 빠르고 효율적인 복원을 통하여 시스템이 본래의 기능으로 더 빨리 회복되는 것을 확인할 수 있다.

기존 선행연구의 공통점은 시간 흐름에 따른 전력시스템 상태를 정의하 였다는 것이다. 복원력을 평가하기 위해서는 각 상태를 정의할 수 있어야 하며, 이에 따른 복원 전략을 수립하여야 한다. 본 논문에서는 복원력을 정 량적으로 도출하기 위하여 복원 조치에 초점을 맞추었으며, 부하차단량을 비교하여 복원력 수준을 정량화하고자 한다.



제 3 장 연구 방법

3.1 복원 전략 수립

자연재해 및 이상 기후로 인하여 전력시스템에 피해가 발생한 경우, 피 해 정도와 복원 조치에 따른 복원력을 평가하기 위해서는 복원력을 정량화 해야 한다. 본 논문에서는 Tie-Switch를 통한 계통 재구성 및 비상용 분산 발전기(Distributed Generator) 투입을 가정하여 총 4가지 방법으로 복원 전략을 수립하였으며, Table 4에 나타내었다. 또한, 복원 전략에 따른 부하 차단량을 비교하여 복원력 수준을 정량화하고자 한다.

Method	Strategies
Method 1	System has no Tie-Switch and no DG
Method 2	System has no Tie-Switches but have DG
Method 3	System has Tie-Switches but no DG
Method 4	System has Tie-Switch and DG



Fig. 8. Distribution System multiple faults.

복원 전략에 따른 부하복원 방법의 이해를 돕기 위하여 간단한 예시를 나타내었다. Fig. 8은 재난으로 인한 배전시스템 피해 상황을 나타낸다. 각 Bus는 Main Grid를 통하여 부하를 공급받을 수 있으며, 2개의 Tie-Switch 와 1개의 DG가 설치되어 있다고 가정하였다.

배전시스템은 재난으로 인하여 다중 결함이 발생하였으며, 이에 따라 3 개의 영역으로 분할된다. 분할된 영역 Area 1, Area 2, Area 3은 결함으로 인하여 Main Grid로부터 전력 공급받지 못하며, 부하차단이 발생한다. 차 단된 부하를 복원하기 위하여 Table 4에 나타낸 복원 전략을 사용하여 부 하를 복원하고자 한다. Method 1은 DG 및 Tie-Switch를 사용하지 않기 때문에, 추가적인 부하 복원 조치가 이루어지지 않는다. 따라서 Main Grid와 연결된 1, 2, 7, 8, 1 2, 13, 14 Bus만 부하를 공급받을 수 있으며, 분할된 각 영역의 Bus(3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 15, 16)는 부하차단이 발생한다.

Method 2는 DG 투입에 따른 복원 전략을 나타낸다. DG를 사용하여 Ar ea 2의 9, 10, 11 Bus에 부하를 복원할 수 있다. 하지만 Area 1, 3은 DG가 설치되어 있지 않고, 추가적인 부하공급 수단이 없으므로 부하차단이 지속 하여 발생한다.

Method 3은 Tie-Switch를 통한 복원 전략을 나타낸다. 각 Bus에 연결 된 Tie-Switch를 사용하여 계통을 재구성함으로써 부하를 복원할 수 있다. 2-4, 10-13 Bus에 연결된 스위치를 사용하여 계통을 재구성할 수 있으며, Main Grid를 통하여 Area 1과 Area 2에 추가로 부하를 공급할 수 있다.

Method 4는 DG와 Tie-Switch를 동시에 사용한 복원 전략을 나타낸다. DG 사용 및 계통 재구성을 통하여 Area 1과 Area 2에 추가로 부하를 공 급할 수 있다. 하지만 Area 3은 복원 전략에 따른 복원이 이루어지지 않았 기 때문에, 지속하여 부하차단이 발생한다.

3.2 수학적 정식화

3.2.1 목적 함수

본 연구는 각 복원 전략의 부하차단량을 비교하여 복원력 수준을 도출하 고자 한다. 따라서 발전기의 기동비용 및 정지비용 등 비용과 관련된 제약 조건은 고려하지 않았으며, 유효전력의 부하차단량만 고려하였다. 시뮬레이 션은 최적화 프로그램인 GAMS를 사용하여 시간 t에서 각 Bus i의 부하차 단량이 최소가 되도록 설정하였으며, 수식 (1)과 같이 나타내었다.

 $Min \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{NB} P_{-}Shedding_{i,t}, \forall i, t$

(1)

여기서, *P_Shedding_{i,t}*는 각 시점에서 Bus i의 유효전력 부하차단량을 나타낸다. T는 정전이 종료되는 시점을 나타내며, NB는 총 Bus의 수를 나 타낸다. 3.2.2 전력 조류 제약

$$P_{i,t} = \sum_{j=1,j\neq i}^{NB} \left(\frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (V_{i,t} - V_j, t) + \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}), \forall i, t \right)$$
(2)

$$Q_{i,t} = \sum_{j=1,j\neq i}^{NB} \left(\frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (V_{i,t} - V_{j,t}) + \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}), \forall i,t$$
(3)

발전기에서 생산된 전력은 송·배전 선로를 통해서 수용가에까지 전송되 어 소비되고 있다. 이러한 전력 흐름을 전력 조류(Power flow) 또는 조류 라고 약칭하고 있으며, 식(2)와 (3)을 통하여 나타내었다. 여기서 P_{i,t}, Q_{i,t} 는 시간 t에서 Bus i에 주입되는 유효전력과 무효전력을 나타낸다. r_{ij}, x_{ij} 는 i bus와 j bus 사이의 선로 저항과 리액턴스를 나타내며, V_{i,t}, V_{j,t}와 θ_i, θ_j는 전압과 전압의 위상 각을 나타낸다.

3.2.3 전력 균형 제약

$$P_{i,t} = \sum_{g \in G_i} P_{g,t}^{DG} + P_{-}Shedding_{i,t} - P_{i,t}^{L}, \forall i, t$$

$$\tag{4}$$

$$Q_{i,t} = \sum_{g \in G_i} Q_{g,t}^{DG} + Q_{-}Shedding_{i,t} - Q_{i,t}^{L}, \forall i,t$$

$$\tag{5}$$

전력계통의 모든 Bus i는 식(4)와 식(5)로 표현된 유효전력 및 무효전력 의 균형 방정식(Power Balance Equation)을 충족해야 한다. 여기서 $P_{g,t}^{DG}$, $Q_{g,t}^{DG}$ 는 배전계통에 설치된 비상용 분산발전기의 유효전력 및 무효전력 발

- 16 -

전량을 나타내며, $P_{shedding_{i,t}}$, $Q_{shedding_{i,t}}$ 은 Bus i의 부하차단량을 나 타낸다. 또한, $P_{i,t}^L$, $Q_{i,t}^L$ 은 각 Bus i에서 소모하는 부하의 양을 나타낸다.

3.2.4 전압 제약

 $V_{i_\min} \leq V_{i,t} \leq V_{i_\max, \ \forall \ i,t}$

(6)

전압 제약조건 식(6)은 시간 t에서 Bus i의 전압 제약조건을 나타낸다. $V_{i_{min}}$ 과 $V_{i_{max}}$ 는 최소전압 및 최대전압을 나타낸다. 전압 제약의 범위는 0.9[Pu]-1.1[Pu]로 설정하였다.

3.2.5 발전기 출력제약

$$P_{g,\min}^{DG} \le P_{g,t}^{DG} \le P_{g,\max}^{DG}, \forall g,t$$

$$Q_{g,\min}^{DG} \le Q_{g,t}^{DG} \le Q_{g,\max}^{DG}, \forall g,t$$
(8)

제약조건 식(7), 식(8)은 비상용 분산발전기의 출력을 제한한다. $P_{g,\min}^{DG}$, $P_{g,\max}^{DG}$, $Q_{g,\min}^{DG}$, $Q_{g,\min}^{DG}$, $Q_{g,\min}^{DG}$, $Q_{g,\max}^{DG}$ 는 각 발전기의 최소출력 및 최대출력을 나타낸다. 본 논문에서 $P_{g,\min}^{DG}$, $Q_{g,\min}^{DG}$ 는 0MVA로 설정하였으며, $P_{g,\max}^{DG}$, $Q_{g,\max}^{DG}$ 는 범 위는 0.3MVA로 설정하였다.

3.2.6 선로 제약

$$P_{ij,t} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (V_{i,t} - V_{j,t}) + \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}), \,\forall i, j, t$$
(9)

$$Q_{ij,t} = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (V_{i,t} - V_{j,t}) + \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}), \ \forall i,j,t$$
(10)

 $P_{ij,t}, Q_{ij,t}$ 는 Bus i에서 Bus j로 흐르는 유효전력 및 무효전력 흐름을 나 타내며, 분기 제약은 식(9)과 식(10)과 같다.

$$\begin{array}{l} \textbf{3.2.7 부하차단 제약} \\ 0 \leq P_Shedding_{i,t} \leq P_{i,t}^L, \forall i,t \\ 0 \leq Q_Shedding_{i,t} \leq Q_{i,t}^L, \forall i,t \end{array} \tag{11}$$

제약조건 (11)-(12)번은 유효전력 및 무효전력의 부하차단 제약을 나타낸 다. 시간 t에서 Bus i의 부하차단량은 각 Bus i에서 소모하는 전력의 양보 다 적어야 한다.

3.3 정전비용 평가방법

본 연구는 VoLL과 CDF를 적용하여 정전 지속시간을 고려하지 않은 경 우와 고려한 경우의 정전피해비용을 분석하고자 한다. VoLL(Value of Los t Load)은 전력시스템의 고장으로 인하여 전력공급 지장이 발생하였을 때, 소비자가 받는 피해비용을 총칭하여 이르는 말이다. VoLL은 정전 지속시 간이나 손실 부하에 따라 변하지 않는 고정 비용을 사용한다는 특징이 있 다.

CDF(Customer Damage Function)는 정전 지속시간에 대한 단위전력당 비용함수이다. CDF는 VoLL을 확장한 개념으로, 고정 비용이 아닌 정전 지속시간에 따른 변동 비용을 적용한다는 특징이 있다. CDF는 수용가의 특성 및 계절, 지역 등을 고려하여 비용이 측정된다. Fig. 9는 CDF의 비용 을 나타내며, 정전 지속시간이 증가함에 따라 정전비용이 증가한다.



Fig. 9. Graph of CDF.

다음으로, VoLL과 CDF를 적용한 정전비용 산출 방법의 이해를 돕기 위 하여 예시를 살펴보도록 하겠다. Fig. 10는 정전 지속시간에 따른 VoLL과 CDF의 정전비용을 나타낸다. VoLL은 정전이 발생한 시점부터 정전이 종 료되는 시점까지 고정 비용을 사용하였으며, VoLL 비용은 \$70/MW로 설 정하였다. 반면, CDF는 정전 발생 후 처음 한 시간 동안 피해비용은 \$29.7 4/MW이지만, 정전이 지속됨에 따라 비용이 증가하며, 6시간 후 정전비용 은 \$117.68/MW가 도출되는 것을 확인할 수 있다. CDF는 정전 지속시간 에 따른 변동 비용을 사용하며, 정전 지속시간이 증가함에 따라 피해비용 또한 증가하는 것을 확인할 수 있다. CDF 비용은 선행연구에서 진행한 비 용을 참고하여 Fig. 10에 나타낸 비용으로 설정하였으며, 해당 예시에서는 정전 지속시간을 6시간으로 설정하였다.



Fig. 10. Outage cost as a function of duration.

VoLL과 CDF의 정전피해비용은 식 (13)과 (14)를 사용하여 계산할 수 있다. 여기서 *Load Shedding(t)*은 각 시점에 따른 부하차단량을 나타내며, 해당 예시에서는 50MW로 설정하였다. VoLL과 CDF 정전비용은 이전의 Fig. 10에 나타낸 비용을 적용한다.

$$Cost_{VoLL} = \sum_{t=1}^{n} Load Shedding(t) \times VoLL$$
(13)

$$Cost_{CDF} = \sum_{t=1}^{n} Load Shedding(t) \times CDF (Duration)$$
(14)

Table 5는 VoLL과 CDF를 적용하여 정전피해비용을 계산한 결과를 나 타낸다. *Cost_{VoLL}*은 각 시점의 부하차단량에 고정된 VoLL을 적용하여 정전 피해비용을 계산한다. VoLL은 정전 지속시간과 관계없이 고정된 VoLL을 사용하기 때문에, 각 시점의 정전피해비용이 같은 값이 도출된 것을 확인 할 수 있다. *Cost_{CDF}*는 각 시점의 부하차단량에 대하여 정전 지속시간에 따 른 변동 비용을 적용하며, 정전 지속시간이 증가할수록 피해비용 또한 증 가하는 것을 확인할 수 있다.

Table 5. Example of outage cost applying VoLL and CDF.

Outage	VoLL	CDF
Duration		
1 st hour	50MW × \$70/MW = \$ 3,500	50MW × \$29.74/MW = \$ 1,487
$2^{\rm st}$ hour	50MW × \$70/MW = \$ 3,500	50MW × \$41.04/MW = \$ 2,052
3 st hour	50MW × \$70/MW = \$ 3,500	50MW × \$58.84/MW = \$ 2,942
4 st hour	50MW × \$70/MW = \$ 3,500	50MW × \$79.25/MW = \$ 3,962
5 st hour	50MW × \$70/MW = \$ 3,500	50MW × \$99.46/MW = \$ 4,973
6 st hour	50MW × \$70/MW = \$ 3,500	50MW × \$117.68/MW = \$ 5,884
Total Cost	\$ 21,000	\$ 21,300

Fig. 11은 Table 5에서 계산한 VoLL과 CDF의 정전피해비용을 그래프를 통하여 나타내었다. 각 시점에서 차단된 부하는 50MW로 전체 정전 지속 시간 동안 300MW의 부하가 손실되었다. *Cost_{VoLL}*은 VoLL은 정전 지속시간 과 관계없이 고정된 VoLL을 사용하기 때문에, 정전 지속시간이 증가할수 록 피해비용이 선형적으로 증가한다. 하지만 실제 정전이 발생하면 *Cost_{CDF}* 와 같이 피해비용은 비선형적으로 증가하며, 정전 지속시간 증가할수록 피 해 수준 또한 증가한다.



Fig. 11. Outage cost as a function of lost load.

제 4 장 사례연구 및 결과분석

4.1 시뮬레이션 세팅

본 연구는 재난 발생 이후 배전계통 복원력 확보 연구를 위하여 IEEE 3 3-Bus System을 모의 계통으로 사용하였으며, 모의 계통의 데이터는 Fig. 12에 나타내었다. 전체 부하는 3.715MW+2.3Mvar이며, 각 Bus에서 소모하 는 필수적인 부하만 공급한다 가정하였다. 또한, 분석의 복잡성으로 인하여 시간대별 부하 수준이 동일하게 유지된다 가정하였다. 각 Bus는 Main Gri d를 통하여 부하를 공급받을 수 있으며, 계통에는 Tie-Switch 및 비상용 분산발전기(Distributed Generator)가 각각 5개씩 설치되어 있다. 각 선로에 전력이 흐를 수 있는 양을 나타내는 Flow Limit은 50MVA로 설정하였으 며, 스위치의 Flow Limit은 극한 상황을 가정하여 0.5MVA로 제한하였다. 또한, DG 각 용량은 0.3MVA로 설정하였다.

Fig. 13은 재난 발생에 따른 모의 계통의 피해 상황을 보여준다. 재난으 로 인하여 5개의 선로(L5, L8, L15, L22, L29)에 결함이 발생하였으며, 고 장 선로 이후 각 Bus는 부하차단이 발생한다. 차단된 부하를 복원하기 위 하여 Table 4에 나타낸 복원 전략을 사용하였다. 각 복원 전략에 따른 복 원력 수준을 정량적으로 비교하기 위하여 부하차단량, 부하복원비율을 비 교하여 복원력 수준을 도출하였다.

Branch No	From bus	To bus	Resistance	Reactance	FlowLimit	Real Load power	Reactive Load power
branchino		10 005	R [pu]	X [Pu]	[NYA]	P[MW]	Q[MW]
L1	1	2	0.00058	0.00029	100	0.1	0.06
L2	2	3	0.00308	0.00157	50	0.09	0.04
L3	3	4	0.00228	0.00116	50	0.12	0.08
L4	4	5	0.00238	0.00121	50	0.06	0.03
L5	5	6	0.0511	0.00441	50	0.06	0.02
L6	6	7	0.00117	0.00386	50	0.2	0.1
L7	7	8	0.00444	0.00147	50	0.2	0.1
L8	8	9	0.00643	0.00462	50	0.06	0.02
L9	9	10	0.00651	0.00462	50	0.06	0.02
L10	10	11	0.00123	0.00041	50	0.045	0.03
L11	11	12	0.00234	0.00077	50	0.06	0.035
L12	12	13	0.00916	0.00721	50	0.06	0.035
L13	13	14	0.00338	0.00445	50	0.12	0.08
L14	14	15	0.00369	0.00328	50	0.06	0.01
L15	15	16	0.00466	0.0034	50	0.06	0.02
L16	16	17	0.00804	0.01074	50	0.06	0.02
L17	17	18	0.00457	0.00358	50	0.09	0.04
L18	2	19	0.00102	0.00098	50	0.09	0.04
L19	19	20	0.00939	0.00846	50	0.09	0.04
L20	20	21	0.00255	0.00298	50	0.09	0.04
L21	21	22	0.00442	0.00585	50	0.09	0.04
L22	3	23	0.00282	0.00192	50	0,09	0.05
L23	23	24	0.0056	0.00442	50	0.42	0.2
L24	24	25	0.00559	0.00437	50	0.42	0.2
L25	6	26	0.00127	0.00065	50	0.06	0.025
L26	26	27	0.00177	0.0009	50	0.06	0.025
L27	27	28	0.00661	0.00583	50	0.06	0.02
L28	28	29	0.00502	0.00437	50	0.12	0.07
L29	29	30	0.00317	0.00161	50	0.2	0.6
L30	30	31	0.00608	0.00601	50	0.15	0.07
L31	31	32	0.00194	0.00226	50	0.21	0.1
L32	32	33	0.00213	0.00331	50	0.06	0.04
L33	22	12	0.01248	0.01248	0.5	-	-
L34	18	33	0.00312	0.00312	0.5	-	-
L35	25	29	0.00312	0.00312	0.5	-	-
L36	22	8	0.01248	0.01248	0.5	-	-
L37	9	15	0.01248	0.01248	0.5	-	-

Fig. 12. IEEE 33-Bus System Data.



Fig. 13. IEEE 33-Bus System

4.2 시뮬레이션 결과

재난으로 인하여 5개의 라인(L5, L8, L15, L22, L29)에 결함이 발생하였 다. 결함으로 인하여 Main Grid와 연결된 1, 2, 3, 4, 5, 19, 20, 21, 22 Bus 를 제외한 나머지 Bus는 부하를 공급받지 못하며, 부하차단이 발생한다. 초기에 손실된 부하는 2.985MW로 전체 활성 부하의 80.35%가 손실되었 다. 차단된 부하를 복원하기 위하여 Table 4에 나타낸 4개의 복원 전략을 사용하였으며, 각 복원 전략의 부하차단량을 비교하였다.

복원 전략 Method 1은 DG와 Tie-Switch를 사용하지 않으며, 추가적인 복원 조치가 이루어지지 않는다. 따라서 Main Grid와 연결된 1, 2, 3, 4, 5, 19, 20, 21, 22 Bus만 부하를 공급받을 수 있으며, 나머지 Bus는 부하차단 이 발생한다. Main Grid로부터 공급받는 부하의 양은 0.73MW로 전체 부 하의 19.65%만 공급된다.

Method 2는 DG를 사용하여 부하를 복원한다. 계통에는 5개의 DG가 설 치되어 있으며, 각 DG가 발전할 수 있는 전력의 양은 0.3MVA이다. Table 6은 Method 2의 Main Grid 및 DG의 부하 공급량을 나타낸다.

Bus No.	Category	Load Supply
1	Main Grid	0.73MW
6	DG	0.3 MW
18	DG	0.21 MW
21	DG	_
24	DG	0.3 MW
30	DG	0.3 MW

Table 6. Active power generation of main grid and DG - Method 2.

결함에 영향을 받지 않는 Bus(1, 2, 3, 4, 5, 19, 20, 21, 22)는 Main Grid 를 통하여 0.73MW(19.65%)의 부하를 공급받는다. 이후 각 Bus에 설치된 DG(6, 18, 21, 24, 30)를 통하여 1.11MW(29.8%)의 부하를 복원할 수 있다. Bus 6, 24, 30에 설치된 DG는 각 최대 발전 용량인 0.3MW의 부하를 공급 한다. 하지만, Bus 18에 설치된 DG는 16, 17, 18 Bus의 전력 소모량인 0.2 1MW의 부하를 공급하고 있다. 0.09MW의 부하를 추가로 공급할 수 있지 만, 선로에 결함이 발생하여 다른 Bus에 부하를 공급할 수 없는 상황이다. Bus 21에 설치된 DG는 주변 Bus가 Main Grid를 통하여 부하를 공급받고 있으며, 부하차단이 발생하지 않기 때문에, DG를 가동하지 않는다.

Method 3은 Tie-Switch를 사용하여 부하를 복원한다. 계통에 설치된 5 개의 Tie-Switch를 사용하여 계통 재구성이 이루어지며, Main Grid로부터 부하를 공급받을 수 있다. Table 7은 각 Switch를 통하여 공급된 부하의 양을 나타낸다.

Switch No.	Reconfiguration	Load Supply
Sw 1	22-12	0.465 MW
Sw 2	9-15	1 51
Sw 3	22-8	0.5 MW
Sw 4	18-33	-
Sw 5	25-29	0.5 MW

Table 7. Load Supply through Grid Reconfiguration - Method 3.

계통 재구성을 통하여 Sw 1은 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 Bus에 0.465M W를 공급한다. 또한, Sw 3을 통하여 0.5MW의 부하를 공급하고 있으며, 같은 선로에 연결된 Sw 5를 통하여 24, 25 Bus에 0.5MW의 부하를 공급 하였다. 하지만 18-33 Bus에 연결된 Sw 4는 L15, L29에 발생한 결함으로 인하여 부하를 공급받지 못한다. 따라서 16, 17, 18, 30, 31, 32, 33 Bus는 지속하여 부하차단이 발생한다. 계통 재구성을 통하여 0.965MW(25.98%)의 부하를 복원하였으며, Main Grid는 1.695MW(45.63%)의 부하를 공급하고 있다.

Method 4는 DG와 Tie-Switch를 동시에 사용하여 부하를 복원한다. Ma in Grid는 Tie-Switch를 통한 계통 재구성으로 1.695MW의 부하를 공급하 고 있으며, Bus 6, 18, 24, 30에 설치된 DG는 각 최대 발전 용량인 0.3MW 의 부하를 공급하고 있다. DG 투입 및 계통 재구성으로써 2.165MW(58.2 8%)의 부하를 추가로 복원하였다. Table 8은 각 복원 전략에 따른 Main Grid 및 DG의 부하 공급량과 부하복원 결과를 나타낸다.

Dug No	Cotogomy	Active power of Generator								
DUS INO.	Category	Method 1	Method 2	Method 3	Method 4					
1	Main Grid	0.73MW	0.73MW	1.695 MW	1.695 MW					
6	DG	21 TH	0.3 MW	<u>- / (</u>	0.3 MW					
18	DG		0.21 MW	_	0.3 MW					
21	DG	_	_	_	_					
24	DG	_	0.3 MW	_	0.3 MW					
30	DG	_	0.3 MW	-	0.3 MW					

Table 8. Active power generation of main grid and DG.

Table 9는 각 복원 전략에 따른 부하공급량과 부하차단량을 나타내며, F ig. 14에 부하복원 비율을 그래프로 나타내었다. 또한, Table 10은 각 Bus 의 부하차단량을 나타내며, Fig. 15은 시뮬레이션을 통한 각 복원 전략의 전력 조류(Power flow)를 나타낸다.



Table 9. Result for Load Restoration for the IEEE 33-Bus System.

Fig. 14. Percentage of Load Restoration.

Due No		Load Shede	ding [MW]	
Dus No.	Method 1	Method 2	Method 3	Method 4
Bus 1	_	_	_	_
Bus 2	-	-	_	-
Bus 3	-	-	-	—
Bus 4	-	-	-	—
Bus 5	-	-	-	—
Bus 6	0.06	0.06	0.06	0.06
Bus 7	0.2	0.1	0.2	0.1
Bus 8	0.2	TION	0.2	—
Bus 9	0.06	0.06		_
Bus 10	0.06	0.06	GAN	_
Bus 11	0.045	0.045		-
Bus 12	0.06	0.06	- 4	-
Bus 13	0.06	0.06	- 1	n / -
Bus 14	0.12	0.12		- 10
Bus 15	0.06	0.06	-	-
Bus 16	0.06	-	0.06	0.02
Bus 17	0.06	-	0.06	- / -
Bus 18	0.09		0.09	-/ -
Bus 19				/ -
Bus 20		- 1		-
Bus 21	- 44	21 TU 1	ot y	_
Bus 22	-			_
Bus 23	0.09	0.09	0.09	0.09
Bus 24	0.42	0.42	_	0.04
Bus 25	0.42	0.12	0.34	_
Bus 26	0.06	0.06	0.06	0.06
Bus 27	0.06	0.06	0.06	0.06
Bus 28	0.06	0.06	0.06	0.06
Bus 29	0.12	0.12	0.12	0.12
Bus 30	0.2	0.11	0.2	_
Bus 31	0.15	0.15	0.15	0.15
Bus 32	0.21	-	0.21	_
Bus 33	0.06	0.06	0.06	0.06
Total	2.985MW	1.875MW	2.02MW	0.82MW

Table 10.LoadSheddingamountofeachbusaccordingtotherestoration strategy.

Line No.	Nethod 1	Nethod 2	Nethod 3	Nethod 4
L1	0.73	0.73	1.695	1.695
L2	0.27	0.27	0.27	0.27
L3	0.18	0.18	0.18	0.18
L4	0.06	0.06	0.06	0.06
L5				
L6		0.3	-0.3	-0.32
L7		0.2	-0.5	-0.5
L8				
L9			-0.06	-0.06
L10			-0.12	-0.12
L11			-0.165	-0.165
L12		TIONA	0.24	0.24
L13	AL		0.18	0.18
L14	6.5		0.06	0.06
L15	0			
L16		-0.06		
L17 / (-0.12		n)
L18 🖊 🔍	0.36	0.36	1.325	1.325
L19	0.27	0.27	1.235	1.235
L20	0.18	0.18	1.145	1.145
L21 🔪 🥏	0.09	0.09	1.055	1.055
L22				
L23				/
L24	A	0.3	1	-0.08
L25	NR-		0.3	0.62
L26	2	9 FH 9	0.3	0.62
L27			0.3	0.62
L28			0.3	0.62
L29				
L30		0.21		0.1
L31		0.21		-0.05
L32				-0.26
L33			0.465	0.465
L34				
L35			0.5	0.5
L36				
L37			-0.3	0.3

Fig. 15. Power flow according to restoration strategy.

4.3 VoLL과 CDF를 적용한 정전피해비용 분석

본 절에서는 정전 지속시간에 따른 정전피해비용을 계산하기 위하여 복 원 스케줄링을 생성하였다. Fig. 14에 나타낸 시뮬레이션 결과는 복원력 수 준을 정량적으로 도출하였지만, 정전 지속시간에 따른 경제적 피해를 반영 하지 못하였다. 이러한 문제를 해결하기 위해 복원 스케줄링을 생성하여 정전피해비용을 계산하였으며, 그 내용은 Table 11에 나타내었다.

Table 11. Restore scheduling.

Case	schedule
15/1	T1~T2 : No restoration action
A case	T3 [~] T16 : Turn on the Tie-Switch
X	T5 [~] T10 : Turn on the Distributed Generator T1 [~] T2 : No restoration action
B Case	T3 [~] T16 : Turn on the Tie-Switch
	T8~T13 : Turn on the Distributed Generator

선행연구를 참고하여 정전 지속시간은 16시간으로 가정하였으며¹²⁾ 스케 줄링 내용은 다음과 같다. T1[~]T2는 복원 전략에 따른 복원 조치가 이루어 지지 않으며 시스템 저하 상태가 지속된다. Tie-Switch는 T3 시점에 투입 되며, 정전이 종료되는 시점 T16까지 유지된다. DG는 연료 및 계통상의 이유로 6시간 동안 가동되며, DG의 투입 시점에 따라 2개의 복원 스케줄 링으로 구분하였다. A Case는 DG의 투입시간을 T5[~]T10으로 가정하였으 며, B Case는 T8[~]T13으로 가정하였다. VoLL 비용은 \$150/MW로 설정하 였으며, CDF는 Table 12에 나타낸 비용을 적용하였다.

Duration (hr.)	Cost (\$/MW)	Duration (hr.)	Cost (\$/MW)
1	29.74	9	162.72
2	41.04	10	168.76
3	58.84	11	173.75
4	79.25	12	178.07
5	99.46	13	181.98
6	117.68	NA 14	185.66
7	133.04	15	189.22
8	145.41	16	192.71
			S

Table 12. CDF cost according to the duration of power outage¹²⁾.

복원 스케줄링을 구분하는 이유는 다음과 같다. 16시간의 정전 지속시간 동안 다양한 시점에 복원 전략을 투입할 수 있을 것이다. 본 논문에서는 복원 전략 투입 시점에 따른 정전피해비용을 도출하기 위해 DG 투입 시점 을 다르게 설정하였으며, 이에 따라 VoLL과 CDF를 적용하여 정전피해비 용을 분석하고자 한다. Fig. 16은 복원 전략 Method 4에 대하여 복원 스케줄링을 적용한 그림 을 나타낸다. Method 4는 DG와 Tie-Switch를 동시에 사용하여 부하를 복 구한다. 하지만 T1~T2 시점은 부하복구 조치가 이루어지지 않으며, Main Grid로부터 부하를 공급받는 Bus를 제외한 나머지 Bus는 부하차단이 발생 한다. 해당 시점의 부하차단량은 2.985MW로 도출되었다. T3 시점에는 Tie -Switch를 통한 계통 재구성으로써 일부 부하가 복구되었으며, 해당 시점 의 부하차단량이 2.02MW로 감소하였다. 이후 DG가 투입됨에 따라 6시간 동안 추가적인 복구 조치가 이루어진다. DG가 가동되는 시점에는 Tie-Sw itch와 DG를 동시에 사용하여 부하를 복구하며, 해당 시점의 부하차단량이 0.82MW로 감소하였다. 하지만 DG 가동 중단에 따라 Tie-Switch만을 사 용한 부하복구 조치가 유지되며, DG를 통하여 복구되었던 Bus에 재정전이 발생하게 된다.



Fig. 16. Apply restoration scheduling. Method 4.

Case	Total Load Shedding [MWh]	Cost _{VoLL} [\$]	Cost _{CDF} [\$]
A Case	27.05	4,057	2,436
B Case	27.05	4,057	2,504

Table 13. Outage cost of method 4 according to restoration scheduling.

Table 13은 Method 4의 복원 스케줄링에 대하여 VoLL과 CDF를 적용 한 정전비용을 나타낸다. Table 13에서 Method 4A와 Method 4B의 총 부 하차단량은 동일하게 도출된다. 하지만 복원 시나리오에 따라 Tie-Switch 및 DG 투입 시점을 다르게 적용하였기 때문에, Fig. 17, Fig. 18과 같이 각 Bus의 시간대별 부하차단량은 다르게 도출된다.

Cost_{VoLL}은 부하차단량에 고정된 VoLL을 적용하여 정전피해비용을 계산 한다. 각 시점에 대한 부하차단량은 차이가 있지만, 총 부하차단량은 동일 하게 도출되었기 때문에, Method 4A와 Method 4B는 같은 정전피해비용 이 도출되었다. 하지만 Cost_{CDF}는 정전 지속시간에 따른 CDF 비용을 적용 하기 때문에, Method 4A와 Metohd 4B의 정전피해비용이 다르게 도출된 다.

Fig. 17, Fig 18에서 32번 Bus의 부하차단량을 비교해보면, Method 4A 는 초기 정전 지속기간이 4시간 동안 유지되지만, Method 4B는 7시간 동 안 유지가 된다. 이후 복원 시나리오에 따른 DG 투입으로 계통이 일시적 으로 복구되며, DG 가동 중단에 따라 재정전이 발생한다. 재정전으로 인하 여 Method 4A는 6시간, Method 4B는 3시간 동안 재정전이 발생한다.

B1 0		T1	T2	T3	T4	T5	T6	17	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
B2 0	B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B3 0	B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B4 0	B3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B5 0	B4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B6 0.06 0	B5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B7 0.2	B6	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B8 0.2 0.2 0.2 0<	B7	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
B9 0.06 0.06 0<	B8	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
B10 0.06 0.06 0	B9	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B11 0.045 0.045 0 <th< td=""><td>B10</td><td>0.06</td><td>0.06</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></th<>	B10	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B12 0.06 0.06 0	B11	0.045	0.045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B13 0.06 0.06 0	B12	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B14 0.12 0.12 0	B13	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B15 0.06	B14	0.12	0.12	0	0	0 /	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B16 0.06	B15	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B17 0.06	B16	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B18 0.09	B17	0.06	0.06	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B19 0	B18	0.09	0.09	0.09	0.09	0	0	0	0	0	0	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
B20 0	B19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B21 0	B20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B22 0	B21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B23 0.09	B22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B24 0.42 0.42 0 0 0.14 </td <td>B23</td> <td>0.09</td>	B23	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
B25 0.42 0.42 0.34	B24	0.42	0.42	0	0	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0	0	0	0	0	0
B26 0.06	B25	0.42	0.42	0.34	0.34	0	0	0	0	0	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
B27 0.06	B26	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B28 0.06	B27	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B29 0.12	B28	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B30 0.2 <td>B29</td> <td>0.12</td>	B29	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
B31 0.15 0.15 0.15 0.11 0.11 0.11 0.11 0.11 0.11 0.15	B30	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
B32 0.21 0.21 0.21 0.21 0.21 0 0 0 0 0 0 0 0.21 0.21	B31	0.15	0.15	0.15	0.15	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
	B32	0.21	0.21	0.21	0.21	0	0	0	0	0	0	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
B33 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.	B33	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06

Fig. 17. Load Shedding amount for the duration of a power outage of each bus - Method 4A.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T 7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B6	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B7	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2
B8	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2
B9	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B10	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B11	0.045	0.045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B12	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B13	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B14	0.12	0.12	0	0	0 /	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B15	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B16	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B17	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0	0	0	0	0	0	0.06	0.06	0.06
B18	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0	0	0	0	0	0	0.09	0.09	0.09
B19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B23	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
B24	0.42	0.42	0	0	0	0	0	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0	0	0
B25	0.42	0.42	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0	0	0	0	0	0	0.34	0.34	0.34
B26	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B27	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B28	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
B29	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
B30	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2
B31	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.15	0.15	0.15
B32	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0	0	0	0	0	0	0.21	0.21	0.21
B33	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06

Fig. 18. Load Shedding amount for the duration of a power outage of each bus - Method 4B.

Cos	t_{VoLL}	$Cost_{CDF}$			
[;	\$]	[\$	5]		
А	В	Α	В		
	2.1[N	IWh]			
126	220.5	43.86	117.40		
189	94.5	89.46	27.22		
315	315	133.32	144.62		
	Cos [: A 126 189 315	Cost _{VoLL} [\$] A B 2.1[N 126 220.5 189 94.5 315 315	Cost Cost I \$] I \$] A B A 2.1[MWh] 126 220.5 43.86 189 94.5 89.46 315 315 133.32		

Table 14. Outage cost of Bus 32 according to the restoration scheduling- Method 4.

Table 14는 Method 4의 32번 Bus의 정전피해비용을 계산한 결과를 나 타낸다. 전체 부하차단량은 2.1MWh로 동일하며, 각 Case의 초기정전비용 과 재정전비용이 다르게 도출된다. *Cost_{VoLL}*은 부하차단량에 고정된 VoLL을 적용하기 때문에 같은 정전피해비용이 도출되었다. 하지만 *Cost_{CDF}*는 정전 지속시간에 따른 CDF 비용을 적용하기 때문에, A Case와 B Case의 정전 피해비용이 다르게 도출되는 것을 확인할 수 있다.

Method	Total Load	Cost _{VoLL} [\$]	Cost _{CDF} [\$]	
	Shedding [MWh]	A B	A B	
Method 1	47.76	7,164	6,378 6,378	
Method 2	41.1	6,165	4,712 5,043	
Method 3	34.25	5,137	4,385 4,385	
Method 4	27.05	4,057	2,436 2,504	

Table 15. Outage cost of Load Restoration Strategies according to thescheduling - IEEE 33-Bus System.

Table 15는 복원 전략에 스케줄링을 적용하여 정전피해비용을 계산한 결과를 나타낸다. *Cost_{VoLL}*은 복원 전략 및 복원 시나리오 Case와 관계없이 같은 정전피해비용이 도출되었다.

Cost_{CDF}의 Method 1과 Method 3은 복원 스케줄링에 따른 부하차단량의 변화가 일어나지 않았기 때문에, 각 Case 모두 같은 정전피해비용이 도출 된다. 하지만 Method 2와 Method 4는 DG 투입 시점에 따라 정전 지속시 간이 달라지기 때문에 A Case와 B Case는 다른 정전피해비용이 도출된 다. 해당 절에서는 DG 및 Tie-Switch의 투입시간을 가정하여 복원 스케줄 링을 생성하였다. 스케줄링을 적용함에 따라 시간대별 부하차단량의 차이 가 발생하였으며, 이에 대하여 VoLL과 CDF를 적용하여 정전피해비용을 분석하였다. VoLL은 고정 비용을 사용하여 정전피해비용을 평가하기 때문 에, 정전 지속시간 동안 정확한 피해를 반영할 수 없다는 한계점이 존재한 다. 하지만 CDF를 적용한 정전피해 비용은 정전 지속시간 및 부하 변동에 따른 CDF 비용을 적용함으로써, 피해를 정확하게 추정할 수 있으며, 피해 를 최소화할 수 있는 최적의 복원 전략을 수립할 수 있다.



제5장결론

본 연구에서는 자연재해 및 이상 기후로 인하여 전력계통에 피해가 발생 한 경우, 부하를 복원할 수 있는 복원 전략을 수립하였다. 복원 전략은 Tie -Switch 및 비상용 분산발전기 사용 여부에 따라 4개의 복원 전략을 수립 하였으며, 부하차단량을 비교하여 복원 수준을 정량적으로 도출하였다. 또 한, 정전 지속시간에 따른 경제적 피해를 반영하기 위하여 복원 스케줄링 을 가정하여 VoLL과 CDF의 정전피해비용을 분석하였다.

VoLL은 고정 비용을 사용하여 정전피해비용을 계산하기 때문에, 정전 지속시간을 고려한 피해를 반영할 수 없다. 따라서 VoLL을 적용하여 정전 피해비용을 도출할 경우, 비용을 과소추정 또는 과대추정할 수 있다는 단 점이 있다. 반면, CDF는 정전 지속시간 및 부하 변동에 따른 CDF 비용을 적용하여 정전비용을 도출한다. CDF는 정전 지속시간이 길어질수록 피해 가 증가하는 것을 반영한 개념이며, CDF를 사용하여 정전피해비용을 정확 하게 추정할 수 있다. 또한, 정전피해비용을 최소화하는 방법은 복원 전략 을 빠르게 투입하는 것보다, 정전 지속시간이 짧아지도록 복원 전략을 수 립하는 것이 중요하다.

본 논문의 기여점은 다음과 같다. 정전피해비용 분석을 통하여 전력계통 피해가 발생한 경우, 피해를 최소화하기 위한 복원 전략을 수립할 수 있다. 각 복원 전략에 따라 복원력 수준이 다르게 도출되었으며, Tie-Switch 및 비상용 분산발전기의 투입 시점을 다르게 설정함에 따라 정전피해비용 또 한 다르게 도출되었다. 전력계통 운용자 관점에서 비상상황 시 피해를 최 소화할 수 있는 계통 운용방안을 수립하는데 활용될 수 있으며, 복원력을 강화할 수 있는 비용 효율적인 의사 결정에 활용될 것이라 기대된다. 본 연구의 한계점은 다음과 같다. 전력계통 피해 상황을 바탕으로 복원 여부를 판단한다고 하였을 때, 어느 정도 수준에서 복원이 완료되었다고 판단할 수 있는가에 대한 의문이 생길 수 있다. 현재 전력계통 복원력에 대한 기준 및 규정이 없는 상태이며, 복원력 관점에서 본래 기능으로 회복 되는 것에 대한 개념 정립이 이루어져야 할 것이라 판단된다.

향후 연구에서는 대규모 피해가 발생한 경우 일시적으로 배전계통을 Lo op 시스템으로 운영하여 복원력을 확보하는 연구가 진행되어야 할 것이다. 최근 재생에너지의 증가, 전력공급에 대한 안정성 등으로 인하여 Loop 형 태의 계통 운영이 고려되고 있다. Loop 시스템은 양방향으로 전력공급이 가능하다는 점에서 전력공급 안정성을 확보할 수 있다는 장점이 있다. 하 지만 방사형 배전계통을 Loop 시스템으로 운영할 경우 고장 전류 증가, 계 통해석의 복잡성, 전압안정도 문제 등이 고려되어야 할 것이며, 이러한 문 제를 해결하기 위하여 추가적인 연구가 진행되어야 할 것이다.

인 용 부 호

NOMENCLATURE

A. Indices and sets.

- i,j: Index of bus in [1 : NB].
- t: Index of time in [1:T].
- g: Index of distributed generator unit at each bus i installed in the d istribution system [1:Ng].

Br: Index of distribution line in [1: Nbr].

B. Parameters

 R_{ij}/X_{ij} : Resistance/reactance of distribution line ij.

 $P_{i,t}^L/Q_{i,t}^L$: Active/reactive power load in bus i at time t.

 $V_{i,\min}/V_{i,\max}$: Minimum/maximum voltage of bus i.

 $P_{g,\min}^{DG}/P_{g,\max}^{DG}$: Minimum/maximum output limit of distributed generato

r g installed in the distribution system.

C. Variable

 $P_Shediing_{i,t}$: Active power load shedding amount of bus i at time t.

 $P_{i,t}/Q_{i,t}$: Active/reactive power injection of bus i at time t.

 $V_{i,t}$: Voltage amplitude of bus i at time t.

 $\theta_{i,t}$: Phase angle of bus i at time t.

 $P_{g,t}^{DG}/Q_{g,t}^{DG}$: Active/reactive power production of distributed generator g installed in the distribution system.

 $P_{ij,t}/Q_{ij,t}$: Active/reactive power flow of distribution line ij at time t.

참 고 문 헌

1) Z. Bie, Y. Lin, G. Li, and F. Li, "Battling the extreme: A study on the power system resilience," Proc. IEEE, vol. 105, no. 7, pp. 1253 – 1266, Jul. 2017.

2) S. Afzal, H. Mokhlis, H. Azil Lllias, N. Nadzirah Mansor, and H. Shareef, "State-of-the-art review on power system resilience and assessment techniques," IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 14, no. 25, pp. 6107 - 6121, 2020.

3) C. S. Holling, "Resilience and Stability of Ecological Systems," Annual Review of Ecology and Systematics, vol. 4, pp. 1–23, 1973. Risk Reduction; United Nations International Strategy for Disater Reduction: Geneva, Switzerland, 2009.

4) C. Office, Keeping the Country Running: Natural Hazards and Infrastructure (Cabinet Office London, UK, 2011).

5) UNISDR (United Nations Office for Disaster Risk Reduction). Disaster risk and resilience. In Thematic Think Piece, UN System Task Force on the Post-2015 UN Development Agenda; United Nation: Geneva, Switzerland, 2012. 6) Presidential Policy Directive (PPD) 21, The White House, Washington, DC, USA, 2013.

 K. Tierney and M. Bruneau, "Conceptualizing and Measuring Resilience: A Key to Disaster Loss Reduction," TR News 250, May–Jun. 2007.

8) A. R. Berkeley, III and M. Wallace, "A framework for establishing critical infrastructure resilience goals: Final goals and recommendations," Nat. Infrastruct. Advisory Council (NIAC), Washington, DC, USA, Oct. 2010.

9) K. Tierney and M. Bruneau, "Conceptualizing and Measuring Resilience: A Key to Disaster Loss Reduction," TR News 250, May-Jun. 2007.

10) M. Panteli, P. Mancarella, D. Trakas, E. Kyriakides, and N. Hatziargyriou, "Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems," IEEE Trans. Power Syste., vol. 32, no. 6, pp. 4732 - 4742, Nov. 2017.

11) M. Panteli and P. Mancarella, "The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience," IEEE Power Energy Mag., vol. 13, no. 3, pp. 58 - 66, May/Jun. 2015. 12) Majid, A.S.N.A.; Salim, N.A.; Mohamad, H.; Yasin, Z.M. Assessment of Expected Customer Interruption Cost Due to Power System Contingency by Sensitivity Analysis. In Proceedings of the 2020 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Penang, Malaysia, 7 - 8 December 2020; pp. 171 - 175.

13) K. Anderson et al., "Integrating the value of electricity resilience in energy planning and operations decisions," IEEE Syst. J., vol. 15, no. 1, pp. 204 - 214.

