

배전계통 복원력 확보 및 복원 전략에 따른 정전비용분석에 관한 연구

서세훈¹ · 박현곤^{2†}

A Study on Power Outage Cost Analysis according to Distribution System Resilience and Restoration Strategies

Sehun Seo¹ · Hyeongon Park^{2†}

[†]Corresponding Author

Hyeongon Park
Tel : +82-51-629-6466
E-mail : hyeongon@pknu.ac.kr

Received : October 20, 2022

Revised : November 21, 2022

Accepted : November 22, 2022

Copyright©2023 by The Korean Society of Safety All right reserved.

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.

Key Words : resilience, distributed power generator, reconfiguration, VoLL, CDF

1. 서론

전기는 일상생활뿐만 아니라 사회 전반에 걸쳐 광범위하게 사용되는 중요한 에너지 자원이다. 전력계통은 규모가 방대하고 복잡하여 사고 발생 시 큰 피해를 초래할 수 있다. 전력계통의 사고 및 광역정전을 예방하기 위하여 신뢰도 개념을 사용하지만, 신뢰도 측면에서 모든 사고를 예방하는 것은 현실적으로 불가능하다.

심각한 자연재해와 테러와 같은 인위적인 공격으로 인하여 전력계통에 전례 없는 장애가 발생하고 있다. 2011년 동일본 대지진으로 인하여 400만 가구 이상이 7~9일 동안 정전피해를 겪었다. 2012년 허리케인 샌디가 미국 동부에 상륙하여 수백만 가구에 정전이 발생하였으며, 2016년 토네이도가 중국 장쑤성을 강타하여 500 kV 송전선로 2기, 220 kV 송전선로 4기, 110 kV

송전선로 8기가 넘어져 135,000가구에 정전이 발생하여 피해를 겪었다.

급격한 기후 변화 및 에너지 인프라의 노후화로 인하여 장애의 빈도와 피해 수준은 증가할 것으로 예상된다. 전력계통 사고 발생 시 피해를 최소화하기 위하여 다양한 국가 및 기관에서 복원력에 관한 연구가 이루어지고 있다¹⁻⁵⁾.

복원력 정의는 기관마다 상이하지만, 복원력에 대한 본질은 동일하다. 복원력은 발생확률이 낮으나 막대한 피해를 가져오는 극한의 재난 사건에 대응하기 위하여 제안된 개념으로, 재난 발생 이후 시스템이 본래의 기능으로 회복할 수 있는 능력으로 정의된다¹⁻⁵⁾. 발생 가능한 모든 재난 시나리오에 대비하여 사고 발생 후 빠르고 효율적인 복구 조치를 갖추는 방법에 초점을 맞추고 있다.

¹부경대학교 안전공학과 석사과정 (Department of Safety Engineering, Pukyong National University)

²부경대학교 안전공학과 교수 (Department of Safety Engineering, Pukyong National University)

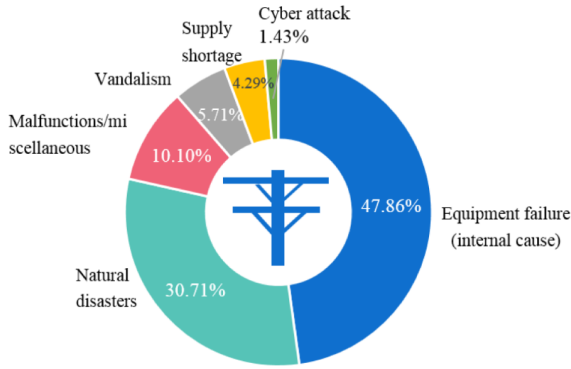


Fig. 1. Power outage causes for 140 worldwide outage data from 1965 to 2012⁶⁾.

Table 1. Reliability vs resilience⁷⁾

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

Bie 등⁶⁾은 자연재해로 인하여 전력시스템에 장애가 발생한 경우 시스템 상태 저하에 따른 부하차단량을 측정하여 복원력을 평가하였다. Tierney 등⁸⁾은 극한 상황에서 전력시스템이 겪을 수 있는 여러 단계를 고려하여 삼각형의 면적계산을 통해 복원력을 정량화하였으며, Panteli 등⁹⁾은 복원력 삼각형의 개념을 확장하여 사다리꼴의 면적을 계산할 수 있는 $\Phi A E I I$ 모델을 개발하였다.

배전계통 공급신뢰도 측면에서의 선행연구는¹⁰⁾ SAIFI(System Average Interruption Frequency Indices), SAIDI(System Average Interruption Duration Indices), CAIDI(Customer Average Interruption Duration Indices) 등 정전과 관련된 지수를 사용하여 복원력을 평가하였다. 이러한 지수들은 정전에 대한 평균 중단 횟수와 정전시간을 파악할 수 있지만, 정전 지속시간에 대한 경제적 피해를 반영할 수 없다는 한계점이 존재한다.

복원력을 평가하기 위해 다양한 연구가 이루어졌지만, 정전 지속시간을 고려한 경제적 피해에 관한 연구는 부족할 실정이다. 따라서 본 논문에서는 대규모 피해가 발생한 경우 복원 전략에 따른 복원력 수준을 정량화하고 VoLL(Value of Lost Load) 및 CDF(Customer Damage Function)를 적용하여 정전피해비용을 분석하고자 한다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 복원력의 상태를 정의하며, 정전비용 평가방법을 설명한다. 3장에서는 각 복원 전략에 따른 부하 복구 방법을 설명하며, 4장에서는 사례연구 및 결과분석을 통하여 복원력 수준을 도출하였다. 마지막으로 VoLL과 CDF를 적용하여 복원 시나리오에 따른 정전피해비용을 분석하였다.

2. 연구 방법

2.1 복원력 상태 정의

Fig. 2는 전력계통 사고 이후 복원 프로세스의 예를 보여준다. X축은 시간을 나타내며, Y축은 부하공급 수준을 나타낸다. 시간 흐름에 따라 4가지 상태로 구분하며, 각 상태에 따른 내용은 다음과 같다. $t_0 \sim t_1$: 재난이 발생하기 전 기상 예보 및 의사 결정 시스템을 통해 위협을 예측·준비하고, $t_1 \sim t_2$: 재난 발생 후 피해에 대한 흡수 및 저항이 이루어진다. $t_2 \sim t_3$: 재난 종료 후 피해 상황에 대하여 반응 및 적응단계를 걸쳐, $t_3 \sim t_4$: 복원 전략에 따라 복구 조치가 이루어진다. 복원력을 평가하기 위해서는 각 상태를 정의할 수 있어야 하며, 이에 따른 복원 전략을 수립해야 한다.

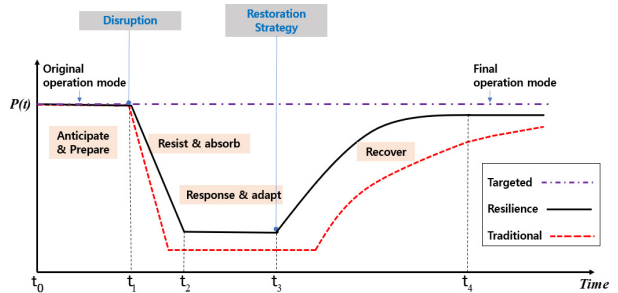


Fig. 2. Illustrative process of a resilient power system through disruption.

2.2 정전비용 평가방법

본 논문에서는 VoLL과 CDF를 적용하여 정전 지속시간을 고려하지 않은 경우와 고려한 경우의 정전피해비용을 분석하고자 한다. VoLL(Value of Lost Load)은 전력시스템의 고장으로 인하여 전력공급 지장이 발생하였을 때, 소비자가 받는 피해 비용을 총칭하여 이르는 말이다. VoLL은 정전 지속시간이나 손실 부하의 크기에 따라 변하지 않는 고정 비용을 사용한다는 특징이 있다.

CDF(Customer Damage Function)는 정전 지속시간에 대한 단위전력당 비용함수이다. CDF는 VoLL을 확장한 개념이며, 고정 비용이 아닌 정전 지속시간에 따른

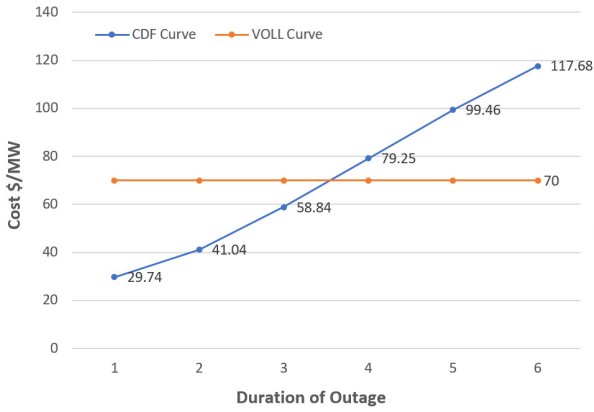


Fig. 3. Outage cost as a function of duration.

변동 비용을 적용한다. CDF는 수용가의 특성 및 계절, 지역 등을 고려하여 비용이 측정된다.

Fig. 3은 VoLL과 CDF의 정전 지속시간에 따른 비용을 보여준다. VoLL은 정전 지속시간과 관계없이 고정 비용을 사용하는 반면 CDF는 정전 지속시간이 증가할수록 비용이 비선형적으로 증가하는 것을 알 수 있다.

2.3 정전피해비용 분석

Fig. 4는 VoLL과 CDF를 사용하여 정전피해비용을 계산하는 방법을 보여준다. 예시에서의 부하차단량은 50MW로 설정하였으며, VoLL 및 CDF 비용은 Fig. 3에 나타난 비용을 적용하였다. 정전피해비용은 식 (1)과 식 (2)를 사용하여 계산할 수 있다.

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

$$Cost_{CDF} = \sum_{t=1}^n Load\ Shedding(t) \times CDF(Duration) \quad (2)$$

$Cost_{VoLL}$ 은 부하차단량에 고정된 VoLL을 곱하여 정전피해비용을 계산하기 때문에 비용이 선형적으로 증가

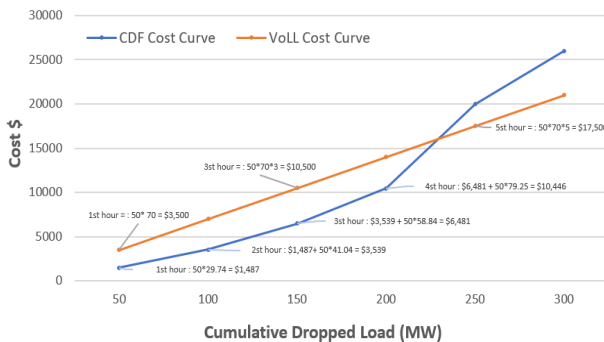


Fig. 4. Outage cost as a function of lost load.

한다. 하지만 실제 정전이 발생하면 피해 비용은 $Cost_{CDF}$ 와 같이 비선형적으로 증가하며, 정전 지속시간이 길어질수록 피해 비용이 증가한다. 따라서 본 논문에서는 VoLL과 CDF를 적용하여 정전 지속시간을 고려하지 않은 경우와 고려한 경우의 시스템 피해를 분석하고자 한다.

3. 배전계통 복원력 확보 연구

3.1 복원 전략 수립

자연재해 및 이상 기후로 인하여 전력시스템에 피해가 발생한 경우, 피해 정도와 복구 조치에 따른 복원력을 평가하기 위해서는 복원력을 정량화해야 한다. 본 논문에서는 부하복원 전략에 따른 부하공급량과 부하차단량을 비교하여 복원력 수준을 정량화하고자 한다. 복원 전략은 Tie-Switch를 통한 계통 재구성 및 분산발전기(Distributed Generator) 투입을 가정하여 총 4가지 방법으로 복원 전략을 수립하였으며, Table 2와 같다.

Table 2. Load restoration strategies

Method	Strategy
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 Switchs but no DG
Method 4	System has Tie Switch and DG

3.2 복원 전략에 따른 부하 복원방법

Fig. 5는 재난으로 인한 배전시스템 피해 상황을 가정하였다. 재난으로 인하여 다중 결함이 발생하였으며, 이에 따라 3개의 영역으로 분할된다. 분할된 각 영역은 Main Grid로부터 전력을 공급받지 못하기 때문에, 부하

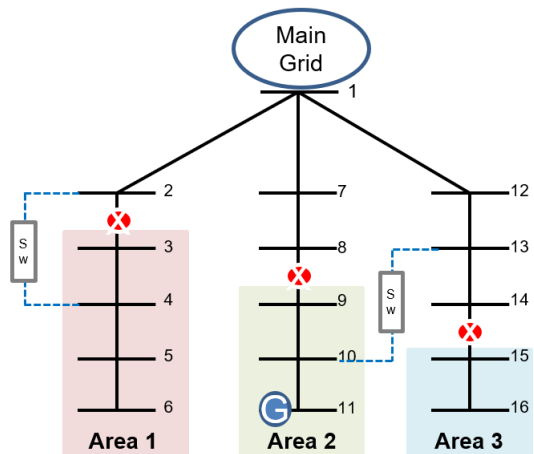


Fig. 5. Distribution system multiple faults.

차단이 발생한다. 차단된 부하를 복구하기 위하여 Table 2에 나타난 복원 전략을 사용하여 부하를 복원하고자 한다.

Method 1은 DG 및 Tie-Switch를 사용하지 않기 때문에, Main Grid와 연결된 1, 2, 7, 8, 12, 13, 14 Bus만 부하를 공급받을 수 있다. Method 2는 DG 투입에 따른 복원 전략을 사용하였다. DG를 사용하여 Area 2의 9, 10, 11 Bus에 추가적인 부하를 공급받을 수 있다. Method 3은 Tie-Switch를 통한 계통 재구성으로 부하를 복원할 수 있다. 2-4, 10-13 Bus에 연결된 스위치를 사용하여 계통을 재구성할 수 있으며, Main Grid를 통하여 Area 1과 Area 2에 추가적인 부하를 공급할 수 있다. Method 4는 DG와 Tie-Switch를 동시에 사용하여 부하를 공급받는다. 하지만 Area 3은 복원 전략에 따른 복구가 이루어지지 않았기 때문에 지속하여 부하차단이 발생한다.

4. 사례연구 및 결과분석

4.1 시뮬레이션 셋팅

본 논문에서는 재난 발생 이후 배전계통 복원력 확보 연구를 위하여 IEEE 33-Bus System을 모의 계통으로 사용하였다. 전체 부하는 3.715MW+2.3Mvar이며, 각 Bus에서 소모하는 필수적인 부하만 공급한다 가정하였다. 또한, 분석의 복잡성으로 인하여 시간대별 부하 수준이 동일하게 유지된다 가정하였다. 계통에는 Tie-Switch 및 비상용 분산발전기(Distributed generator)

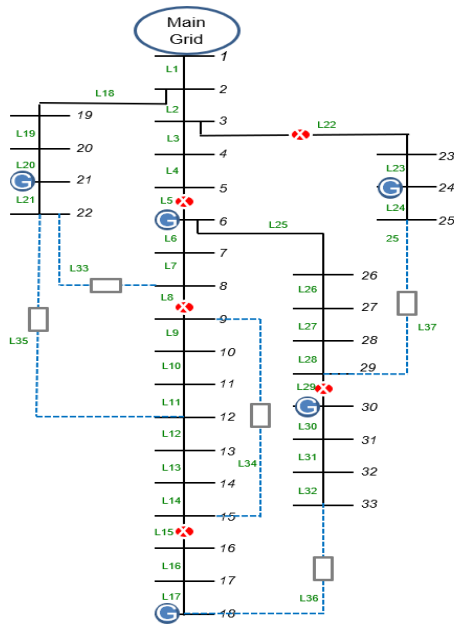


Fig. 6. IEEE 33-Bus system.

가 각각 5개씩 설치되어 있다. 계통의 Flow Limit은 많은 전력을 공급할 수 있도록 50MVA로 설정하였으며, 스위치의 Flow Limit은 극한 상황을 가정하여 0.5MVA로 제한하였다. 또한, DG의 각 용량은 0.3MVA로 설정하였다.

Fig. 6은 재난 발생에 따른 모의 계통의 피해 상황을 보여준다. 재난으로 인하여 5개의 라인(L5, L8, L15, L22, L29)에 결함이 발생하였으며, 이후 Table 2에 나타난 부하 복원 전략을 사용하여 복원력 수준을 도출하고자 한다.

4.2 시뮬레이션 결과

재난으로 인하여 초기에 손실된 부하는 2.985MW로, 전체 활성 부하의 80.35%가 손실되었다. Main Grid와 연결된 Bus(1, 2, 3, 4, 5, 19, 20, 21, 22)를 제외한 나머지 Bus는 전력을 공급받지 못하기 때문에 부하차단이 발생한다. 차단된 부하를 복구하기 위하여 복원 전략을 사용하였으며, Table 3은 IEEE 33-Bus System에 대한 부하복원 결과를 나타낸다.

Method 1은 DG 및 Tie-Switch가 설치되어 있지 않기 때문에 추가적인 복구 조치가 이루어지지 않는다. 따라서 Main Grid와 연결된 Bus만 부하를 공급받을 수 있으며, 19.65%의 부하만 공급된다. Method 2는 DG 투입에 따른 부하복원 전략을 사용하였다. DG를 사용하면 49.53%의 부하를 공급받을 수 있다. Method 3은 Tie-Switch를 통한 계통 재구성으로써 45.63%의 부하를 공급받을 수 있다. Method 4는 DG와 Tie-Switch를 동시에 사용하여 77.93%의 부하를 공급받을 수 있다.

Table 3. Result for Load Restoration for the IEEE 33-Bus System

Method	Strategy		Load Supply [MW]	Load Shedding [MW]	Percentage of Load restoration [%]
	DG	SW			
Method 1	N	N	0.73	2.985	19.65%
Method 2	Y	N	1.84	1.875	49.53%
Method 3	N	Y	1.695	2.02	45.63%
Method 4	Y	Y	2.895	0.82	77.93%

4.3 VoLL과 CDF를 적용한 정전피해비용 분석

본 절에서는 정전 지속시간에 따른 정전비용을 계산하기 위하여 복원 시나리오를 생성하였다. Fig. 7의 시뮬레이션 결과는 복원력 수준을 정량적으로 도출하였지만, 정전 지속시간에 따른 경제적 피해를 반영하지 못하였다. 이러한 문제를 해결하기 위해 복원 시나리오를 생성하여 정전비용을 계산하였으며, 그 내용은 Table 4에 나타내었다.

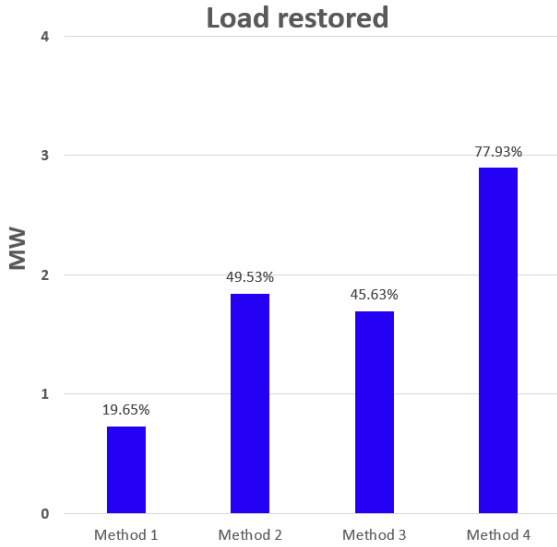


Fig. 7. Percentage of load restoration.

Table 4. Restoration strategy scenarios

Case	Scenario
A case	T1~T2 : No restoration action
	T3~T16 : Turn on the Tie-Switch
	T5~T10 : Turn on the Distributed Generator
B Case	T1~T2 : No restoration action
	T3~T16 : Turn on the tie-switch
	T8~T13 : Turn on the distributed generator

선행연구를 참고하여 정전 지속시간은 16시간으로 가정하였다¹¹⁾. T1~T2는 복원 조치가 이루어지지 않으며 시스템 저하 상태가 유지된다. Tie-Switch는 T3 시점에 투입되며, 정전이 종료될 때까지 유지된다. DG는 연료 및 계통상의 이유로 6시간 동안 가동된다고 가정하였으며, DG의 투입 시점에 따라 2개의 복원 시나리오로 구분하였다. A Case는 DG의 투입시간을 T5~T10으로 가정하였으며, B Case는 T8~T13으로 가정하였다. 본 논문에서 VoLL은 \$150/MWh로 설정하였으며, CDF는 Table 5와 같다.

Table 5. CDF cost according to the duration of power outage¹¹⁾

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	14	185.66
7	133.04	15	189.22
8	145.41	16	192.71

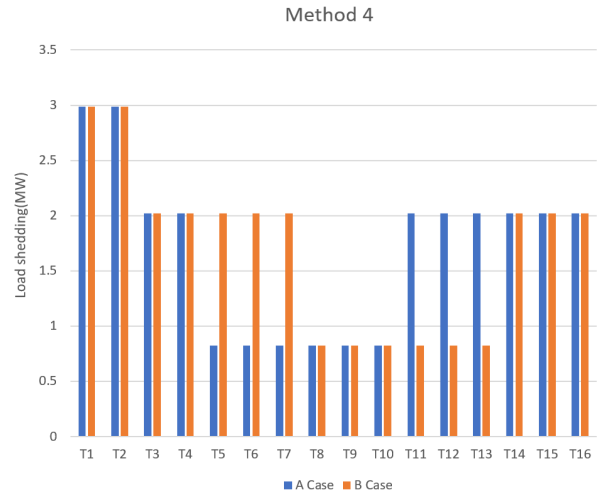


Fig. 8. Applying the restoration strategy scenarios for the method 4.

복원 시나리오를 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 위하여 DG 투입 시점을 다르게 설정하였다. 이에 따라 VoLL과 CDF를 적용하여 정전피해비용을 분석하고자 한다.

Fig. 8은 복원 전략 Method 4에 대하여 복원 시나리오를 적용한 그림을 나타낸다. Method 4는 DG와 Tie-Switch를 동시에 사용하여 부하를 복구한다. 하지만 T1~T2 시점은 부하복구 조치가 이루어지지 않으며, Main Grid로부터 부하를 공급받는 Bus를 제외한 나머지 Bus는 부하 차단이 발생한다. 해당 시점의 부하차단량은 2.985MW로 도출되었다. T3 시점에는 Tie-Switch를 통한 계통 재구성으로써 일부 부하가 복구되었으며, 해당 시점의 부하차단량이 2.02MW로 감소하였다. 이후 DG가 투입됨에 따라 6시간 동안 추가적인 복구 조치가 이루어진다. DG가 가동되는 시점에는 Tie-Switch와 DG를 동시에 사용하여 부하를 복구하며, 해당 시점의 부하차단량이 0.82MW로 감소하였다. 하지만 DG 가동 중단에 따라 Tie-Switch만을 사용한 부하복구 조치가 유지되며, DG를 통하여 복구되었던 Bus에 재정전이 발생하게 된다. Table 6은 Method 4의 복원 시나리오에 대하여 VoLL과 CDF를 적용한 정전비용을 나타낸다.

Table 6. Outage cost of method 4 according to the restoration strategy scenarios

Case	Total load shedding [MW]	Cost _{VoLL} [\$]	Cost _{CDF} [\$]
A Case	27.05	4,057	2,436
B Case	27.05	4,057	2,504

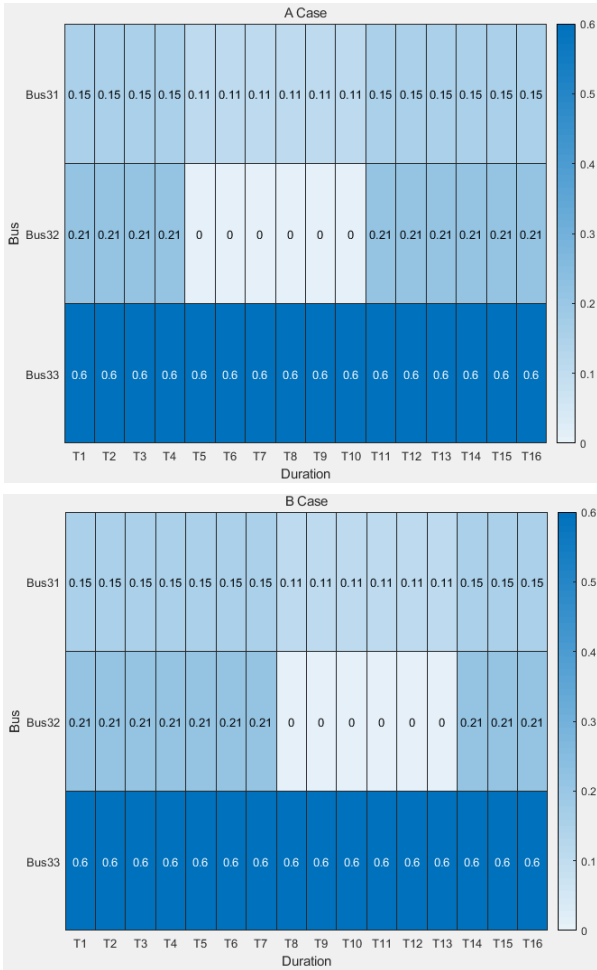


Fig. 9. Load Shedding amount for the duration of power outage of a specific bus.

Table 6에서 Method 4A와 Method 4B는 총 부하차단량이 동일하게 도출된다. 하지만 복원 시나리오에 따라 Tie-Switch 및 DG 투입 시점을 다르게 적용하였기 때문에, Fig. 9와 같이 각 Bus의 시간대별 부하차단량은 다르게 도출된다.

$Cost_{VoLL}$ 은 부하차단량에 고정된 VoLL을 적용하여 정전피해비용을 계산한다. 각 시점에 대한 부하차단량은 차이가 있지만, 총 부하차단량은 동일하게 도출되기 때문에, Method 4A, Method 4B는 같은 정전피해비용이 도출되었다. 하지만 $Cost_{CDF}$ 는 정전 지속시간에 따른 CDF 비용을 적용하기 때문에, Method 4A와 Method 4B의 정전피해비용이 다르게 도출된다.

예를 들어, Fig. 9의 32번 Bus에서 Method 4A는 초기 정전 지속시간이 4시간 동안 유지되지만, Method 4B는 7시간 동안 유지가 된다. 이후 복원 시나리오에 따른 DG 투입으로 계통이 일시적으로 복구되며, DG 가동 중단에 따라 재정전이 발생한다. 재정전으로 인하여

Table 7. Outage cost of Bus 32 according to the restoration strategies scenario – method 4

	$Cost_{VoLL}$ [\$]		$Cost_{CDF}$ [\$]	
	A	B	A	B
Total load shedding	2.1 [MW]			
Initial power outage cost	126	220.5	43.86	117.40
Re-Power outage cost	189	94.5	89.46	27.22
Total cost	315	315	133.32	144.62

Table 8. Outage cost of load restoration strategies according to the scenario – IEEE 33-bus system

Method	Total load shedding [MW]	$Cost_{VoLL}$ [\$]		$Cost_{CDF}$ [\$]	
		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	

Method 4A는 6시간, Method 4B는 3시간 동안 재정전이 발생한다. Table 7은 32번 Bus의 정전피해비용을 계산한 결과를 나타낸다.

전체 부하차단량은 2.1MW로 동일하며, 각 Case의 초기정전비용과 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 다른 정전피해비용이 도출되는 것을 확인할 수 있다.

Table 8은 복원 전략에 시나리오를 적용하여 정전피해비용을 계산한 결과를 나타낸다. $Cost_{VoLL}$ 은 복구 전략 및 복원 시나리오 Case와 관계없이 같은 정전피해비용이 도출된다.

$Cost_{CDF}$ 의 Method 1과 Method 3은 복원 시나리오에 따른 부하차단량의 변화가 일어나지 않았기 때문에, 각 Case 모두 같은 정전피해비용이 도출되었다. 하지만 Method 2와 Method 4는 DG 투입 시점에 따라 정전 지속시간이 달라지기 때문에 A Case와 B Case는 다른 정전피해비용이 도출된다.

해당 절에서는 DG 및 Tie-Switch의 투입시간을 가정하여 복원 시나리오를 생성하였다. 시나리오에 따라 시간대별 부하차단량의 차이가 발생하였으며, VoLL과 CDF를 적용하여 정전피해비용을 분석하였다. VoLL은 고정 비용을 사용하여 정전피해비용을 평가하기 때문에, 정전 지속시간을 고려한 피해를 반영할 수 없다. 하지만 CDF는 정전 지속시간 및 부하 변동에 따른

CDF 비용을 적용함으로써, 피해를 최소화할 수 있는 최적의 복원 전략을 수립할 수 있다.

5. 결론

본 연구에서는 자연재해 및 이상 기후로 인하여 전력계통에 피해가 발생한 경우, 부하를 복구할 수 있는 복구 전략을 수립하였다. 복구 전략은 Tie-Switch 및 비상용 분산발전기 사용 여부에 따라 4개의 복구 전략을 수립하였으며, 부하차단량을 비교하여 복원 수준을 정량적으로 도출하였다. 또한, 정전 지속시간에 따른 경제적 피해를 반영하기 위하여 복원 시나리오를 가정하여 VoLL과 CDF의 정전피해비용을 분석하였다.

VoLL은 고정 비용을 사용하여 정전피해비용을 계산하기 때문에, 정전 지속시간을 고려한 피해를 반영할 수 없다. 따라서 VoLL을 적용하여 정전피해비용을 도출할 경우, 비용을 과소추정 또는 과대추정할 수 있다는 단점이 있다. 반면, CDF는 정전 지속시간 및 부하 변동에 따른 CDF 비용을 적용하여 정전비용을 도출한다. CDF는 정전 지속시간이 길어질수록 피해가 증가하며, CDF를 적용하여 정전피해비용을 정확하게 추정할 수 있다.

정전피해비용 추정을 통하여 전력계통 피해가 발생한 경우, 피해를 최소화하기 위한 복구 전략을 수립할 수 있다. 각 복구 전략에 따라 복원력 수준이 다르게 도출되었으며, Tie-Switch 및 비상용 분산발전기의 투입 시점을 다르게 설정함에 따라 정전피해비용 또한 다르게 도출되었다. 전력계통 운용자 관점에서 비상상황 시 피해를 최소화할 수 있는 계통 운용방안을 수립하는데 활용될 수 있으며, 복원력을 강화할 수 있는 비용 효율적인 의사 결정에 활용될 것이라 기대된다.

Acknowledgement: This work was supported by the Pukyong National University Research Fund in 2020 (No. CD20200839).

References

- 1) 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 Disaster Reduction: Geneva, Switzerland, 2009.
- 2) C. Office, *Keeping the Country Running: Natural Hazards and Infrastructure* (Cabinet Office London, UK, 2011).
- 3) 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.
- 4) *Presidential Policy Directive (PPD) 21*, The White House, Washington, DC, USA, 2013.
- 5) M. Bruneau et al., "A Framework to Quantitatively Assess and Enhance the Seismic Resilience of Communities", *Earthquake Spectra*, Vol. 19, No. 4, pp. 733-752, 2003.
- 6) 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, 2017.
- 7) 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, 2015.
- 8) K. Tierney and M. Bruneau, "Conceptualizing and Measuring Resilience: A Key to Disaster Loss Reduction", *TR News* 250, 2007.
- 9) M. Panteli, P. Mancarella, D. Trakas, E. Kyriakides and N. Hatziaargyriou, "Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 32, No. 6, pp. 4732-4742, 2017.
- 10) M. Keogh and C. Cody, *Resilience in Regulated Utilities*. Washington, DC, USA: The National Association of Regulatory Utility Commissioners (NAURC), 2013.
- 11) 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, 2020.