

# Load Duration Curve를 이용한 분산전원과 배전계통의 신뢰도 산출

論 文

54A-11-2

## Reliability Evaluation of Distributed Generation and Distribution System Using Load Duration Curve

裴 引 洙\* · 金 鎮 吾\*  
(In-Su Bae · Jin-O Kim)

**Abstract** - This paper presents an analytical method for the reliability evaluation of distribution system, including the distributed generations. Unlike the large sized generations of transmission system, the distributed generations have complexities in analyzing and determining the operation. In the process of evaluate reliability, it can be shown that the analytical method is simpler than the Monte-Carlo simulation and the method using Load Duration Curve model is more accurate than that using peak load model. The modeling of distributed generation to analysis distribution system reliability using LDC is proposed in this paper, and is compared with the MCS method as a result of case studies.

**Key Words** : Distributed Generation, Distribution System, Reliability, Load Duration Curve, Analytical Method

### 1. 서 론

배전계통의 신뢰도는 공급지장 횟수 · 시간 · 전력량 등을 계산한 후 수용가의 수나 수용가 부하의 크기 등을 가중치로 하여 해석하고자 하는 배전계통 전체의 신뢰도 지수를 산출한다. 거시적인 발 · 송전계통 신뢰도에서는 무시되었던 순간 정전, 개폐시간과 같은 짧은 시간의 정전이 배전계통 신뢰도에서는 미시적인 관점에서 자세히 고려된다. 이는 배전계통이 수용가와 가장 가까운 전력계통의 구성요소로서 수용가가 느끼는 전력의 품질과 직결되며, 수용가가 경험하는 정전의 대부분은 배전계통 설비의 고장으로 인해 발생하기 때문이다 [1].

따라서 배전계통에 연계되는 분산전원이라는 전력원을 송전계통에 존재하는 기존 대규모 전력원과 같은 방식으로 해석하기에는 무리가 있다. 분산전원은 설치목적 및 형태에 따라 정상계통 상태에서 운영방식에 차이가 있으며 계통에 정전이 발생할 시에도 연계를 통해 전력을 공급할 지 여부가 달라진다[2,3]. 결국 분산전원은 항상 운전하는 전력원이 아니고 정전이 발생한 시점에서 운전 중이었던지 정지 중이었던지에 따라 신뢰도에 미치는 영향이 달라진다고 할 수 있다. 계통연계를 통한 분산전원의 정전지역 재공급이 수용가의 신뢰도 중 어떤 지수를 감소 혹은 증가시키는지의 계통상황과 해석방법에 따라 판이하며 각 연구마다 다른 가정을 통해 신뢰도를 산출하므로 하나의 일관된 결론을 내리기는 곤란하다. 그 외 분산전원의 특징으로는 운전 중인 상태에서 발생

할 수 있는 분산전원 자체의 고장확률이 존재하며, 재공급을 위한 기동시 기동에 실패할 확률을 고려해야 한다.

분산전원은 용량에 있어서 기존 전력원에 비해 상대적으로 작고 배전계통은 일반적으로 방사형 모양으로 구성되어 있기 때문에, 계통에서 정전이 발생할 때 어느 범위의 수용가에게 까지 전력을 재공급할 수 있을지 여부를 판별할 필요가 있다. 계통설비의 고장이 발생할 때 개폐기는 부하량과 발전량을 비교하여 재공급 영역의 전압과 주파수가 기준에서 벗어나지 않도록 계통을 재구성해야 한다[2]. 지금까지의 고장발생시 계통 재구성 과정은 주로 분산전원의 정격용량과 수용가의 피크부하를 이용하여 해석하는 것이 일반적이다[4,5]. 2004년 국내 전력수요량을 살펴보면 최대 48,562MW(8월 10일), 최저 20,994MW(9월 29일)로서 비율로 보면 최저부하는 피크부하에 비해 약 43.2%에 불과하고, IEEE RTS 부하모델의 경우에는 피크부하에 대한 최저부하 비율은 30%이다. 만약 고장발생시 정전지역 수용가의 부하가 피크부하에 비해 50% 수준이라면 분산전원이 재공급 할 수 있는 수용가의 수는 피크부하 시간에 비해 약 2배만큼 증가한다. 따라서 분산전원이 연계된 배전계통의 신뢰도를 산출하기 위해서는 사고 발생 시점에서의 부하량과 발전량을 비교하여 재공급 범위를 결정할 필요가 있다[6]. 그 외 분산전원 자체의 고장은 주로 부하량이 클 때 발생하고 분산전원 기동실패는 부하량이 작을 때 발생한다는 특징도 함께 고려하며 자세한 논의는 2장 본문에서 다시 언급한다.

### 2. 본 론

#### 2.1 부하모델

전력계통의 신뢰도를 산출하기 위해 부하를 나타내는 모델로서 지금까지 가장 널리 사용하는 것은 최대 피크부하를 이

† 교신저자, 正會員 : 漢陽大 電氣工學科 正教授 · 工博,  
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr

\* 正會員 : 漢陽大 電氣工學科 博士課程  
接受日字 : 2005年 8月 4日  
最終完了 : 2005年 9月 27日

용하는 피크부하(Peak Load) 모델이다. 하나의 상수로써 간단히 사용할 수 있다는 장점 외에, 최악의 상황에서 계통을 해석하여 강한 계통 안정성을 보장 받을 수 있다는 장점이 있다. 1년 내내 피크부하 상태라고 가정하는 경우도 있고, 고장발생 후 계통 재구성 과정에서만 피크부하를 사용하고 공급지장 전력량을 계산할 때에는 평균부하를 사용하는 경우도 있다[4]. 그렇지만 서론에서 언급한 바와 같이 최대부하와 최저부하의 차이는 일반적으로 2배 이상이며, 매시간 변하는 부하를 1년 내내 하나의 상수로써 고려한다는 것은 계통해석의 정확성을 저해하는 요소 중 하나이다.

LDC(Load Duration Curve) 모델은 부하를 1시간 단위로 나타내는 방식으로, 각 부하값은 1시간 동안의 부하 중 피크치를 나타낸다. 시간에 따라 부하를 열거하는 것이 아니라 부하의 크기에 따라 내림차순으로 다시 정렬한다. 본 논문에서는 해석적 기법에 이용가능하면서 시간 단위로 부하를 표현할 수 있는 LDC를 이용하여 신뢰도를 해석하였다[1,5,6].

MCS(Monte-Carlo Simulation)에서 정확하게 부하를 표현하기 위해 사용하는 방식은 시간별 부하(Daily Peak Load) 모델로서 LDC와 같은 1시간 단위의 피크치를 시간에 따라 열거한 방식이다. 가중치를 이용하거나 실제 부하곡선을 사용하며 시간별 부하모델은 가장 정확한 부하모델 중 하나지만 해석적 기법에 적용하기에는 무리가 따르는 것이 사실이다.

## 2.2 분산전원

분산전원을 설치하는 목적으로는 계통설비 확장의 대안, 전압보상, 손실감소 등 여러 이유가 있지만, 고부하 시간의 비싼 전력가격을 회피하여 전력비용을 절감하고 여분의 전력이 발생한다면 반대로 계통에 유입하여 전력판매 수익을 얻을 수 있는 피크용 전원(Peaking Unit)이 가장 주된 설치목적일 수 있다. 그리고 계통에서 정전이 발생할 때 중요부하에 전력을 공급하기 위해 설치하는 대기용 전원(Standby Unit)도 분산전원의 주요 설치목적 중 하나이다[3].

신뢰도 측면에서 피크용 분산전원은 악영향을 미칠 수 있다. 아직까지는 계통설비의 고장이 발생할 시 단독운전을 방지하기 위해 피크용 분산전원을 계통에서 분리하는 것이 일반적이며, 분산전원은 대규모 전력원에 비해 자체 고장률이 높다[2]. 피크용 분산전원은 그 설치목적에 의해 전력가격이 높은 시간에만 운전을 하며 전력가격은 전력수요에 따라 변동하는 함수로 볼 수 있다. 즉, 고부하 시간에서만 피크용 분산전원은 운전을 하며, 분산전원의 연료비용과 전력가격을 비교하여 분산전원이 전력을 생산하는 연간 총 운전시간  $t_{nm}$ 을 구할 수 있다. 간헐적으로 운전하는 피크용 분산전원에 대한 평균고장률을 이용할 경우에 고장률은 전체적으로 감소할지라도 분산전원의 고장이 운전 중에만 발생한다는 즉, 고부하 시간에 정전이 발생한다는 점이 무시된다. 고부하 시간에 발생하는 정전은 이웃한 분산전원의 재공급을 받기 어려우며 공급지장 전력량은 평균고장률을 고려할 때보다 더 높은 값을 나타낼 것이다.

대기용 분산전원은 정전이 발생할 경우에만 비상전력을 공급하기 위한 분산전원이다. 정상계통 상태에서는 정지상태로 있고 운전은 하지 않으며 정전이 발생할 시에만 기동 후 계

통에 연계한다. 신뢰도 측면에서는 정전시간이 사고요소의 복구시간에서 대기용 분산전원의 기동시간으로 감소하는 효과가 있지만, 기동시간이 존재하기 때문에 정전횟수는 변하지 않는다고 보는 경우도 있다. 물론 무정전시스템(UPS)을 설치할 경우에는 기동시간을 무시할 수 있다.

피크용 분산전원도 정전이 발생할 때 단독운전을 통해 정전 수용가에 전력을 제공급할 수 있다면, 정지 중인 피크용 분산전원은 대기용 분산전원과 동일하게 해석할 수 있다. 이는 피크용 특성과 대기용 특성을 혼합한 운영방식으로, 경제적 이득과 신뢰도 향상이라는 두 가지 장점을 모두 얻을 수 있는 이상적인 방식이다[7]. 혼합 운영방식의 분산전원은, 사고가 발생한 시점에 분산전원이 운전 중이었던지 정지상태였는지를 우선 구분할 필요가 있다. LDC는 부하의 크기에 따라 시간을 재정렬한 곡선이므로 분산전원의 총 운전시간을 구할 때 사용할 수 있을 뿐 아니라 분산전원의 운전상태(Mode)를 구할 때도 사용한다. 즉, 분산전원  $k$ 는 0부터  $t_{nm,k}$ 까지 시간  $t$ 에서는 운전 중인 상태(Peaking Mode)이고, 그 이후의 시간에서는 정지 중인 상태(Standby Mode)이다.

운전상태는 정전이 발생한 시간에 분산전원이 이미 운전을 통해 전력을 공급하고 있던 상태이므로, 기동실패는 고려할 필요가 없고 대기상태에 비해 빠른 대처가 가능하다. 대기상태는 정전발생시 정지 중인 상태이며 기동에 성공했을 때에만 전력공급이 가능하다. 비상전력 공급시간은 상대적으로 짧기 때문에 그 시간 동안의 분산전원 고장은 무시한다. 물론, 두 가지 Mode를 가지는 혼합 운영방식을 해석하는 기법은 피크용이나 대기용 분산전원과 같은 단일 운영방식을 표현하는데도 사용할 수 있다. 대기용 분산전원은  $t_{nm,k}=0$ 로 표현할 수 있고, 단독운전을 허용하지 않는 피크용 분산전원은 재공급 용량  $P_{k,0}(t)=0$ 로 표현가능하다.

## 2.3 순간정전과 Section

배전계통에서 사용하는 일반적인 신뢰도 지수는 지속정전(Sustained Interruption)을 고려하고 있으며 순간정전(Momentary Interruption)의 영향은 무시하고 계산한다. 순간정전은 MAIFI(Momentary Average Interruption Frequency Index)를 사용하여 정전횟수만 계산하고 정전시간과 공급지장 전력량은 계산하지 않는다. 지속정전과 순간정전은 약 1분에서 5분 사이를 경계로 나누며, 실제 계통에서는 순간고장과 순간정전이 더 빈번하게 발생한다. 지속고장(Sustained Outage)은 지속정전과 순간정전 두 가지 결과를 야기할 수 있지만 순간고장(Momentary Outage)은 순간정전만 일으킨다는 것이 일반적인 해석이다[5,8]. 그렇지만 스위칭 시간과 같은 짧은 정전시간이 언제나 순간정전 내에 포함되는지 여부는 해석하는 계통에 따라 다르다. 분산전원의 재투입 시간은 배전계통 개폐기 재투입 시간보다 더 긴 시간을 필요로 하며, 또한 스위칭 시간 뿐 아니라 기동시간도 존재하기에 더 복잡한 양상을 나타낸다.

해석하는 계통의 상태와 분산전원의 Mode, 기동성공 여부에 따라 어떤 신뢰도 지수에 영향을 미칠지는 2.4.3절에서 언급하는 Impact Factor에서 조절할 수 있다. MCS에서는 찾아

볼 수 없는 해석적 기법의 장점은 입력값이 출력값에 어떤 영향을 미치는지 수식을 통해 살펴볼 수 있다는 점이다.

배전계통의 개폐기가 고장발생 후 동작할 때 계통은 몇 개의 부분으로 나누어질 수가 있다. 즉, 고장의 영향을 판별하는 과정에서 개폐기로 분리되는 구간 내에서는 동일한 신뢰도 결과가 나타난다. 이러한 영역을 Zone이나 Section으로 표현하며, 하나의 구간(Section)은 동일한 신뢰도 결과를 도출할 뿐만 아니라 구간 내에 있는 설비들의 고장은 동일한 파급효과를 가진다[9]. 이후 배전계통을 구성하는 모든 간선(Feeder), 지선(Lateral), 부하점(Load Point)은 구간의 개념으로 묶어서 표현한다.

2.4 해석적 신뢰도 기법

2.4.1 Connection Matrix

배전계통의 임의의 설비에서 고장이 발생하면 계통의 형태는 사고 전의 상황과는 달라진다. 고장발생 전 변전소와 분산전원을 통해 전력을 공급받던 수용가는 고장발생 후 변전소나 분산전원과의 연결이 계속 유지되거나 혹은 사고설비로 인해 연결이 끊어질 수 있으며, 분산전원과 연결이 가능하다 하더라도 공급용량 부족으로 인한 개폐기 동작으로 전력을 재공급 받지 못할 수 있다. 고장발생 후 수용가에 전력을 공급할 수 있는 전력원은 송전계통과 연계된 변전소, 이웃계통과 연계된 상시개방 개폐기(N/O Switch), 분산전원 등이 있다. 이런 각각의 전력원이 어느 구간 범위까지 전력을 공급할 수 있을지를 판별하기 위해서는 전력원의 용량을 따지기 전에 먼저 각 고장요소에 따른 계통구성을 파악하는 것이 필요하다.

연결행렬(Connection Matrix)은 각 고장요소에 따라 전력원과 구간과의 연결이 가능한지를 나타내는 행렬로, 용량과 관계없이 연결이 가능한지 여부를 나타낼 뿐 실제로 고장발생 후 재공급 하는지를 나타내지는 않는다. 연결행렬을  $A_{\beta,k}(i,j)$ 로 표현하면 행렬의 각 요소는 계통설비  $j$ 에서 고장이 발생한 후 구간  $i$ 가 전력원  $k$ 에 연결이 가능한지 여부를 나타낸다.  $\beta$ 는 전력원의 공급용량에 제약이 있는지 여부를 표현하며  $A_{0,k}(i,j)$ 는 용량에 제약이 없는 전력원에 대한 연결행렬이다.  $A_{0,k}(i,j)$ 의 각 요소는 0과 1의 값을 가지며 0은 전력원과 연결이 불가능한 상태, 1은 전력원과 연결이 가능한 상태를 나타낸다.  $A_{1,k}(i,j)$ 은 용량에 제약이 있는 전력원과의 연결을 나타내며 0은 전력원과 연결이 불가능한 상태, 1 이상의 자연수는 전력원과 연결이 가능한 상태를 나타낸다. 구간의 총 개수를  $N_{sec}$ 라 하면, 1부터 최대  $(N_{sec} - 1)$ 까지의 자연수는 용량제약 전력원의 재공급 우선순위를 오름차순으로 표현한다.

연결행렬에 대한 간단한 예를 그림 1과 같은 4 구간 계통에 대해 살펴보자. 변전소의 공급용량은 무한하다고 가정하면 변전소와 분산전원에 대한 연결행렬은 다음과 같다.

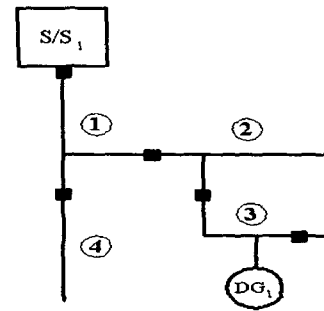


그림 1. 연결행렬 예제  
Fig. 1 Example of connection matrix

$$A_{0,1}(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{1,1}(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 3 \\ 2 & 0 & 0 & 2 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.4.2 전력원의 용량부족

다중사고를 고려하지 않을 경우, 계통요소  $j$ 의 고장은 다른 계통요소  $j'$ 의 고장에 영향을 미치지 않고 서로 독립적이다.  $j$ 에 대해 고려하는 시점에서는  $j'$ 의 정보를 필요로 하지 않으므로, 2.4.2절에서는 각  $j$ 에 대해 각각 계산하며 간단한 표현을 위해  $j$ 를 따로 표기하지는 않았다.

전력원의 용량부족은 의미 그대로 용량에 제약이 있는 전력원에 대해서만 고려한다. 전력원이 한정된 용량을 가지고 있으므로 전력원은 미리 정한 우선순위에 따라 전력을 공급하며, 이때 재공급할 수 있는 구간의 범위는 고장이 발생한 시간의 부하크기와 전력원의 용량에 따라 달라진다.

$L_{0,i}(t)$ 는 구간  $i$ 의 부하를 나타내며 해당 구간의 LDC를 이용하여 식 (1)과 같이 구한다. 즉, 용량에 제약이 없는 어떤 전력원과도 연결이 불가능할 경우에만 LDC를 부하로 이용한다.

$$L_{0,i}(t) = LDC_i(t) \times \prod_{k=1}^{N_{unlimit}} \{1 - A_{0,k}(i,t)\} \quad (1)$$

여기서,  $N_{unlimit}$ 는 용량에 제약이 없는 전력원의 총 개수이다.  $P_{k,0}(t)$ 는 전력원  $k$ 의 공급가능 전력을 나타내는데, 연료형 분산전원의 경우에는 일정한 상수값으로, 상시개방 개폐기의 경우는 시간  $t$ 의 함수로 표현하는 것이 적절하다. 상시개방 개폐기는 고장발생시 이웃 계통이나 가까운 간선을 통해 전력을 공급받도록 하는 설비로서 선로용량 제약이나 전압한계치, 부하크기 등에 따라 재공급 용량이 달라진다.

전력원이 공급하는 전력이 부족하여 구간에서는 1년 중 전력을 재공급받지 못하는 시간이 발생할 수 있다. 전력원  $k$ 가 전력을 공급한 후에도 재공급 받지 못한 구간  $i$ 의 부하를 표현하면 식 (2)와 같고, 구간  $i$ 에 전력을 재공급한 후 전력원  $k$ 의 남은 여분의 전력은 식 (3)과 같다.

$$L_{k,i}(t) = u \langle L_{k-1,i}(t) - P_{k,i}(t) - \delta \rangle \times \{ L_{k-1,i}(t) - P_{k,i}(t) \} \quad (2)$$

$$P_{k,i}(t) = u \langle P_{k,i}(t) - L_{k-1,i}(t) - \delta \rangle \times \{ P_{k,i}(t) - L_{k-1,i}(t) \} \quad (3)$$

여기서,  $u \langle x \rangle$ 는 계단함수(Step Function)로 양수의  $x$ 값은 1, 음수의  $x$ 값은 0으로 반환한다.  $\delta$ 는 계단함수에서 사용하기 위한 즉,  $u \langle 0 \rangle$ 을 방지하기 위한 아주 작은 양수 미소분이다. 현 단계에서 구하고자 하는 값은  $L_{k,i}(t)$ 이며, 모든  $n$ 과 모든  $k$ 에 대해 반복적으로 그림 2와 같은 순서대로 계산한다.

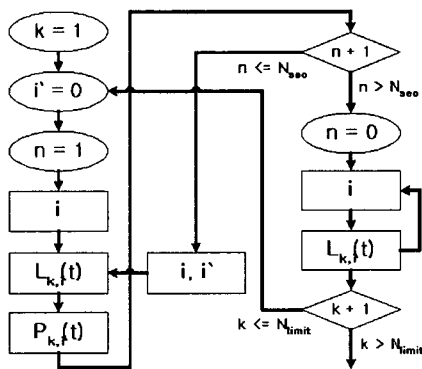


그림 2. 용량부족 계산 흐름도  
Fig. 2 Flowchart to calculate resource insufficiency

여기서,  $N_{limit}$ 는 용량에 제약이 있는 전력원의 총 개수를 나타내고,  $n$ 은 연결행렬의 열벡터  $A_{1,k}(i)$ 에서 각 요소를 나타낸다. 공급 우선순위  $n$ 을 순차적으로 증가시키면서 반복 계산하며  $n$ 이 결정되면 식 (4)를 통해  $j$ 를, 식 (5)를 통해  $i'$ 를 결정한다. 또한  $n=0$  즉, 전력원  $k$ 와 연결이 불가능한 모든 구간  $i$ 에 대해서는 식 (6)과 같다.

$$A_{1,k}(i) = n \quad (4)$$

$$A_{1,k}(i') = n - 1 \quad n > 1 \quad (5)$$

$$L_{k,i}(t) = L_{k-1,i}(t) \quad \{ \forall i \square A_{1,k}(i) = 0 \} \quad (6)$$

그림 2와 같은 순서로 계산하여 최종적으로 구하는 값은 모든 용량제한 전력원을 고려한 후에도 재공급 받지 못한 구간  $i$ 의 부하  $L_{N_{limit},i}(t)$ 이며, 그림 3과 같은 형태이다.

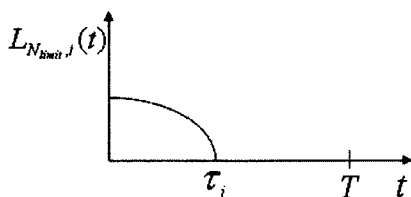


그림 3. 재공급 받지 못한 Sec i의 LDC  
Fig. 3 LDC of section i not recovered

여기서  $\tau_i$ 는 고장발생 후 구간  $i$ 가 재공급 받지 못한 시간으로 식 (7)을 통해 구하며, 결국 구간  $i$ 가 재공급 받지 못할 확률은 식 (8)와 같다.

$$\begin{cases} \tau_i = 1 & L_{N_{limit},i}(t) > 0 \\ \tau_i = [\min\{x \square L_{N_{limit},i}(x) = 0\}] - 1 & L_{N_{limit},i}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

$$U_i = \frac{\tau_i}{T} \quad (8)$$

여기서,  $T$ 는 8760시간(혹은 8784시간)을 말한다.  $U_i$ 는 고장  $j$ 가 발생할 경우 구간  $i$ 가 용량제한 전력원으로부터 전력을 공급받지 못할 확률을 나타내지만, 아직 분산전원의 Mode와 기동실패를 고려하지는 않은 상태이다.

### 2.4.3 Impact Factor

계통요소  $j$ 에서 고장이 발생하면, 용량제한이 없는 변전소로부터의 전력과 용량제한이 있는 분산전원이나 상시개방 개폐기로부터의 전력은 재투입 시간의 차이로 인해 순간정전에 포함될 수도 있고 지속정전에 포함될 수도 있다. 또한 두 가지 Mode의 분산전원이 지속정전을 순간정전으로 바꿀 수 있는지 혹은 완전히 정전을 없앨 수 있는지도 해석하는 계통의 상황에 따라 각기 다르다. 신뢰도를 구하는데 있어서 이런 여러 상황이 일반화 되어 있지 않아 각 연구마다 다른 가정을 통해 신뢰도를 산출하고 있는 실정이므로, 고장발생  $j$  이후 구간  $i$ 에서 나타날 수 있는 상황에 대해 Impact Factor  $E_{e,r,i,j}(t)$ 를 정의하여 임의로 변화를 줄 수 있도록 수식을 전개하였다.

첨자  $e$ 는 고장발생 후 재투입 상황(Event)을 나타낸다.

- $e=1$  : 용량 제약이 없는 전력원을 통해 재공급 받는 상황
- $e=2$  : 어떤 전력원과도 연결되지 않거나 용량부족의 이유로 재공급을 받지 못하는 상황
- $e=3$  : 모두 기동에 성공한 1대 이상의 대기상태 분산전원을 통해 재공급을 받는 상황
- $e=4$  : 1대 이상의 대기상태 분산전원을 통해 재공급 받지만 1대 이상이 기동에 실패한 상황
- $e=5$  : 모두 운전상태인 분산전원을 통해서만 재공급을 받는 상황

첨자  $r$ 은 신뢰도 값의 변화를 표현한다.

- $r=1$  : 지속고장으로 인한 지속정전 횟수의 변화
- $r=2$  : 지속고장으로 인한 정전시간의 변화
- $r=3$  : 지속고장으로 인한 순간정전 횟수의 변화
- $r=4$  : 순간정전으로 인한 순간정전 횟수의 변화
- $r=5$  : 지속고장으로 인한 공급지장 전력량의 변화

간단한 예로 본 논문의 2.5절 사례연구에서 사용한 Impact Factor는 표 1과 같으며, 여기서  $\mu_j(t)$ 는 고장이 발생한 계통요소  $j$ 의 시간  $t$ 에서의 수리율(Repair Rate)이다.

표 1. 사례연구에서 사용한 Impact Factor  
Table 1 Impact factor used case study

$E_{p,ri}(t)$	$r = 1$	2	3	4	5
$e = 1$	0	0	0	0	0
2	1	$1/\mu_i(t)$	0	1	$L_{0,i}(t)/\mu_i(t)$
3	0	0	1	1	0
4	1	$1/\mu_i(t)$	0	1	$L_{0,i}(t)/\mu_i(t)$
5	0	0	0	0	0

2.4.4 Section의 신뢰도 값

구간  $i$ 의 신뢰도 값  $R_i$ 는 식 (10)의 용량제약이 없는 전력원으로 인한 신뢰도 값과 식 (11)의 용량제약이 있는 전력원으로 인한 신뢰도 값을 모든 고장  $j$ 에 대해 합산하여 식 (9)와 같이 구한다[9]. 임의의 사고  $j$ 에 대해 용량제약이 없는 전력원이 구간  $i$ 의 신뢰도 값을 변화시킨다면 용량제약이 있는 전력원은 신뢰도 값에 영향을 주지 못하도록 수식이 구성되어 있다. 다시 말하자면, 용량제약이 없는 전력원으로부터 재공급을 받는 구간은 용량제약이 있는 전력원으로부터 어떤 영향도 받지 않는다.

$$R_i = \sum_j \{R_{unlimit,i,j} + R_{limit,i,j}\} \quad (9)$$

$$R_{unlimit,i,j} = \left[ 1 - \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - A_{0,k}(i,j)\} \right] \times \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \lambda_j(t) E_{1,r,i,j}(t) \quad (10)$$

$$R_{limit,i,j} = \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - A_{0,k}(i,j)\} \times \frac{1}{T} \left[ \sum_{U_{i,j}}^{U_{i,j}T} \lambda_j(t) E_{2,r,i,j}(t) + \sum_{t=U_{i,j}T+1}^T \lambda_j(t) \left\{ \begin{array}{l} F_{1,i,j}(t) E_{3,r,i,j}(t) \\ + F_{2,i,j}(t) E_{4,r,i,j}(t) \\ + F_{3,i,j}(t) E_{5,r,i,j}(t) \end{array} \right\} \right] \quad (11)$$

식 (10), (11)에 포함되어 있는 Impact Factor의 첨자  $r$ 에 1을 대입하면  $R_i$ 는 구간  $i$ 의 지속정전 횟수가 되며,  $r=2$ 이면 정전시간,  $r=5$ 이면 공급지장 전력량이 된다. 순간정전 횟수는  $r=3$ 을 대입한  $R_i$ 와  $r=4$ 를 대입한  $R_i$ 를 합산하면 구할 수 있다. 고장률은 시간의 함수로 식 (10), (11)에 포함되어 있으며, 분산전원  $k$ 의 고장률의 경우 운전상태인 0부터  $t_{nm,k}$ 까지의 시간  $t$ 에서는  $\lambda_k$ 이고 대기상태인 ( $t_{nm,k}+1$ )부터  $T$ 까지의 시간에서는 0이다.

식 (11)의  $F_{1,i,j}(t)$ 는 고장  $j$ 가 발생한 상황에서 구간  $i$ 에 재공급하는 대기상태 분산전원이 기동에 모두 성공할 확률을 나타내고,  $F_{2,i,j}(t)$ 는 재공급하는 대기상태 분산전원 중 1대가 기동에 실패할 확률,  $F_{3,i,j}(t)$ 는 재공급하는 분산

전원이 모두 운전상태일 확률이다. 이 세 가지 확률을 수식으로 표현하면 다음과 같다.

$$F_{1,i,j}(t) = \left[ 1 - \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - \alpha_k(t) W_{k,i,j}(t)\} \right] \times \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - \alpha_k(t) W_{k,i,j}(t) \{1 - Ps_k(t)\}\} \quad (12)$$

$$F_{2,i,j}(t) = \left[ 1 - \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - \alpha_k(t) W_{k,i,j}(t)\} \right] \times \left( 1 - \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - \alpha_k(t) W_{k,i,j}(t) \{1 - Ps_k(t)\}\} \right) \quad (13)$$

$$F_{3,i,j}(t) = \left[ 1 - \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - W_{k,i,j}(t)\} \right] \times \prod_{k=1}^{N_{limit}} \{1 - \alpha_k(t) W_{k,i,j}(t)\} \quad (14)$$

여기서  $Ps_k(t)$ 는 전력원  $k$ 가 기동에 성공할 확률을 나타낸다.  $\alpha_k(t)$ 는 분산전원  $k$ 의 Mode를 표현하는 함수로서 0이면 운전상태, 1이면 대기상태를 의미하며 식 (15)와 같이 구한다.  $W_{k,i,j}(t)$ 는 고장  $j$ 가 발생한 상황에서 전력원  $k$ 가 구간  $i$ 에 전력을 재공급하고 있는지 여부를 나타내는 함수로서 식 (16)과 같이 구한다.

$$\alpha_k(t) = u \langle t - t_{nm,k} - \delta \rangle \quad (15)$$

$$W_{k,i,j}(t) = u \langle L_{k-1,i,j}(t) - L_{k,i,j}(t) - \delta \rangle \quad (16)$$

결국, 식 (9)부터 식 (16)까지 이용하여 구간의 신뢰도 값  $R_i$ 를 구하면, 이는 각 구간에 해당하는 지속정전 횟수, 순간정전 횟수, 정전시간, 공급지장 전력량이 된다. 각 구간의 신뢰도 값에 구간의 수용가 수나 구간의 부하크기 등을 곱하여 평균하면 해당 배전계통 전체의 신뢰도 지수를 산출할 수 있다.

2.5 사례연구

분산전원의 크기, 종류, 개폐기 위치, 모선도 등 계통에 대한 기본데이터는 참고문헌[9]를 참조하였고, 시간별 부하모델은 IEEE RTS[1]의 부하데이터를 사용하였다. 모의계통은 그림 5와 같이 총 40모선으로 이루어져있지만 7개의 개폐기만 존재하므로 변전소를 제외한 총 7개의 구간으로 구분하였다.

변전소를 통한 송전계통으로부터의 전력은 제약이 없다고 가정하였고, 2대의 분산전원은 미니 가스터빈 발전기로서 일정한 출력을 낼 수 있는 용량제약 전력원으로 가정하였다. 각 분산전원은 그림 5에서 나타난 DG1과 DG2에 대해 용량 1000, 500 (kW), 고장률 1, 1 (t/year), 기동성공 확률 0.95, 0.9, 총 운전시간 3644, 2557 (hour) 라고 가정하였다.

구간의 길이는 왼쪽 위에서부터 오른쪽 아래로 각각 22, 22, 10, 13.5, 13.5, 11.5, 14 (mile) 이고, 고장률은 mile당 0.08t/year, 피크부하는 mile당 30kW로 놓았다. 수용가 수는

각 부하점(변전소를 제외한 모든 모선) 별로 20가구이고 모든 고장의 복구시간은 2시간, 순간고장 횟수는 지속고장 횟수의 4배로 가정하였다.

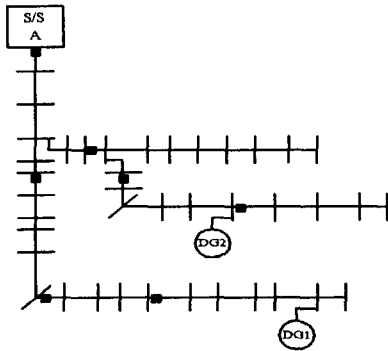


그림 4. 사례연구 모의계통  
Fig. 4 Test system for case study

총 네 가지 경우의 Case를 이용하여 신뢰도를 산출하였는데, Case 1은 다른 Case와 비교할 수 있는 가장 정확한 대표값을 위해 시간별 부하모델을 사용하여 MCS 기법으로 신뢰도를 계산하였다. 모든 TTF(Time to Failure)와 TTR(Time to Repair)은 지수함수라고 가정하였고 분산전원은 운전 중인 경우에만 TTF를 계산하였다. 즉, 분산전원의 고장은 운전 중인 경우에만 발생하고 TTF는 운전시간에 반비례한다. 또한, 분산전원이 정지상태일 때 계통요소의 고장이 발생하면 기동 실패를 고려하였다.

Case 2는 본 논문에서 제안하는 해석적 신뢰도 산출기법을 그대로 모두 이용하였다.

Case 3은 분산전원에 대한 해석방법이 다를 경우 어떤 결과를 가져오는지 살펴보기 위해 모든 분산전원은 100% 기동에 성공하는 대기용 분산전원이라고 가정하였다. 즉

$t_{run,1} = t_{run,2} = 0$ ,  $Ps_1 = Ps_2 = 1$  이고 그 외에는 Case 2와 동일하다.

Case 4는 부하에 대한 LDC 모델과 피크부하 모델의 차이를 살펴보기 위해 부하를 1년 내내 피크값이라고 가정하였고 그 외에는 Case 2와 동일하다.

배전계통 신뢰도 지수로 각 Case의 결과를 살펴보면 표 2와 같다.

표 2. 배전계통 신뢰도 지수

Table 2 Reliability indices of test distribution system

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
SAIFI	2.05102	2.05774	1.83549	2.51411
SAIDI	4.09266	4.11549	3.67097	5.02823
MAIFI	13.9272	13.9014	16.3953	13.9009
ASIFI	2.10613	2.11321	1.90784	2.62304
ASIDI	4.20256	4.22642	3.81568	5.24608
ASAI	0.99953	0.99953	0.99958	0.99942
EENS	8488.46	8550.02	7668.81	16761.2
ENS	8249.70	8296.54	7490.25	10298.2
AENS	10.5765	10.6366	9.60288	13.2028

ASIFI, ASIDI는 SAIFI, SAIDI에서 사용하는 수용가 수

대신 부하 크기를 사용한 신뢰도 지수이다[8]. EENS는 공급 지장 전력량을 사용한 지수이고, ENS와 AENS는 Load Factor를 이용한 평균부하를 사용한 지수로서 식 (17)과 같다.

$$ENS = \sum_i L_{ave,i} D_i; \quad AENS = \frac{\sum_i L_{ave,i} D_i}{\sum N_i} \quad (17)$$

여기서  $D_i$ 는 구간  $i$ 의 정전시간,  $N_i$ 는 구간  $i$ 의 수용가수이다. 평균부하는  $L_{ave,i} = L_{peak,i} \times f$ 이며 IEEE RTS 부하데이터의 Load Factor  $f$ 는 0.6144이다.

신뢰도 지수의 차이를 알아보기 편리하도록, Case 1을 기준으로 각 Case의 배전계통 신뢰도 지수 오차율을 계산하면 그림 5와 같다.

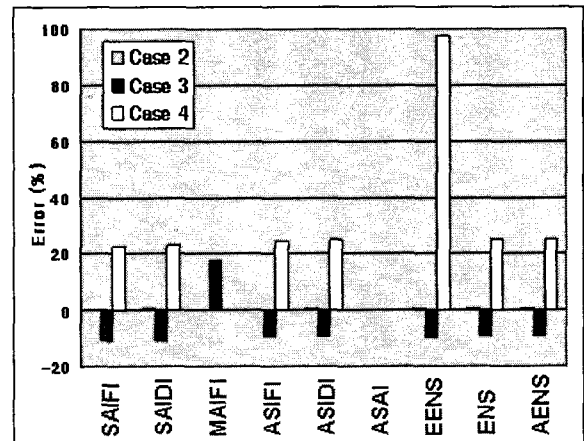


그림 5. 배전계통 신뢰도 지수 오차율

Fig. 5 Error rate of reliability indices

표 2 및 그림 5를 살펴보면 Case 2는 거의 동일한 값이 산출됨을 알 수 있고, Case 3은 MAIFI를 제외하고는 신뢰도가 향상된 결과를 보이며, Case 4는 신뢰도가 악화된 결과를 보인다. 특히 Case 4의 EENS 지수에서는 신뢰도가 2배 가까이 악화된 결과를 나타내고 있다.

모든 신뢰도 지수에 있어서 Case 2는 Case 1과 거의 동일한 값을 보여주고 있다.

Case 3의 경우는 무조건 기동에 성공하는 대기용 분산전원으로 인해 신뢰도가 향상되는 결과를 나타낸다. 단, 대기상태의 기동시간은 순간정전에 포함하였고 운전상태의 스위칭시간은 순간정전에 포함하지 않았으므로 Case 3의 대기용 분산전원은 Case 2의 혼합 운영방식 분산전원에 비해 MAIFI 지수를 악화시키는 결과를 보이고 있다.

Case 4는 전체적으로 신뢰도 지수가 악화되는 상황을 보여준다. 다른 Case에서는 저부하 시간이라도 재공급이 가능한 지역이 Case 4는 피크부하 모델을 사용했으므로 1년 내내 재공급이 불가능하다는 점을 보여주는 결과이다. 또한 1년 내내 피크부하로 가정했기 때문에 공급지장 전력량을 사용하는 EENS 지수에 있어서 그 차이가 가장 심하게 나타난다.

### 3. 결 론

본 논문에서는 분산전원을 포함하는 배전계통의 신뢰도를 LDC를 이용하여 구하는 해석적 기법을 제시하였다. 제안된 기법은 운전상태와 대기상태를 혼합한 운영방식, 기동실패, 운전에 따른 고장률 같은 분산전원만의 특성을 포함하고 있으며, 분산전원의 발전량과 함께 이런 특성들은 시간의 함수로 표현할 수 있도록 수식을 전개하였다. 또한 고장발생 후 재공급 여부, 혹은 재공급 전력원의 상태가 해당 수용가의 신뢰도 값에 어떤 영향을 미치는지를 Impact Factor를 이용하여 조절이 가능하도록 표현하였다.

사례연구에서는 시간별 부하모형을 이용하는 MCS 기법과 배전계통 신뢰도 지수를 통해 비교하여, 피크부하 모델을 사용하는 기법이나 분산전원의 특성을 제대로 반영하지 못하는 기법에 비해 제시된 기법의 정확성을 보였다. 본 논문에서 언급하는 용량제한 전력원은 연료형 분산전원에 국한된 내용이 아니라 태양광 발전이나 수력발전, 상시개방 개폐기, 변전소 등에 적용할 수 있다[6]. 용량이 작은 상시개방 개폐기나 변전소의 용량제한은 몇 가지 변수를 조절하여(가령, 기동성공 확률  $P_S=1$ ,  $t_{run}=T$  등) 수식에 이용할 수 있으며, 출력이 일정하지 않은 태양광 발전, 풍력발전도 LDC와 유사하게 각 시간별 출력을 부하에 따라 정렬한 함수를 이용한다면 정확한 신뢰도를 산출하는 것이 가능하다.

#### 감사의 글

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초전력연구원(R-2004-B-220) 주관으로 수행된 과제임.

#### 참 고 문 헌

[1] Billinton, R., Allan, R.N., *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1996.

[2] Hegazy, Y.G., Chikhani, A.Y., "Intention Islanding of Distributed Generation for Reliability Enhancement", Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, CIGRE/IEEE PES International Symposium, pp. 208-213, Oct. 2003.

[3] Brown, R.E., Freeman, L.A.A., "Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 2, pp. 1013-1018, July 2001.

[4] Chowdhury, A.A., Agarwal, S.K., Koval, D.O., "Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 39, no. 5, pp. 1493-1498, Sept.-Oct. 2003.

[5] Greatbanks, J.A., Popovic, D.H., Begovic, M., Pregelj, A., Green, T.C., "On Optimization for Security and Reliability of Power Systems with Distributed

Generation", IEEE Power Tech Conference Proceedings, vol. 1, pp. 8, June 2003.

[6] Pregelj, A., Begovic, M., Rohatgi, A., Novosel, D., "On Optimization of Reliability of Distributed Generation-Enhanced Feeders", Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, pp. 6, Jan 2003.

[7] Maurhoff, B., Wood, G., "Dispersed Generation Reduce Power Costs and Improve Service Reliability", Rural Electric Power Conference, pp. C5/1-C5/7, May 2000.

[8] McDermott, T.E., Dugan, R.C., "PQ, Reliability and DG", IEEE Industry Applications Magazine, vol. 9, no. 5, pp. 17-23, Sept.-Oct. 2003.

[9] Jen-Hao Teng, Tain-Syh Luor, Yi-Hwa Liu, "Strategic Distributed Generator Placements for Service Reliability Improvements", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 2, pp. 719-724, July 2002.

### 저 자 소 개



#### 배 인 수 (裴 引 洙)

1975년 2월 14일생. 1998년 2월 한양대학교 전기공학과 졸업. 2003년 2월 동대학원 전기공학과 공학석사. 2003년~현재 동대학원 전기공학과 박사과정.

E-mail : bis@ihanyang.ac.kr



#### 김 진 오 (金 鎮 翊)

1956년 1월 17일생. 1980년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1983년 동 대학원 전기공학과 공학석사. 1990년 Texas A&M University 전기공학과 공학박사. 1987년~현재 한양대 전기제어생체공학부 교수

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr