

시간별 신뢰도 가치를 고려한 분산전원의 최적 운영전략

論 文

52A-8-4

Optimal Operating Strategy of Distributed Generation Considering Hourly Reliability Worth

裴 引 洙* · 申 東 峻** · 金 鎭 吾***

(In-Su Bae · Dong-Joon Shin · Jin-O Kim)

Abstract - This paper presents an optimal operating strategy of distributed generation (DG) with reliability worth evaluation of distribution systems. Using DG for peak-shaving unit could reduce the overall system operating cost, and using DG for standby power unit could reduce the customer interruption cost. If DG operating cost is less than utility power cost in peak time, DG should be running to reduce the overall system operating cost. When customer interruption cost enlarges, however, standby power strategy may be the better operating strategy than peak-shaving strategy. Selection of whether DG should be operated for peak-shaving or for standby power, needs the accurate reliability worth evaluation and the accurate power cost evaluation. Instead of using annual average reliability worth, the concept of hourly reliability worth is introduced in this paper to determine the optimal operating decision of DG. Applying suggested hourly reliability worth, the distribution companies that possess DG could set up the optimal operating strategy of DG.

Key Words : distributed generation (DG), reliability worth, distribution system, time sequential simulation

1. 서 론

분산전원이란, 소규모의 발전용량(10MW 미만)을 가지고 변전소나 배전 측 피더(Feeder), 수용가 측에 직접 연계하는 발전기를 말한다. 현재 분산전원을 전력시장에서 활용하는 방법으로는 열병합 발전(Heat and Power), Standby Power, Peak-Shaving, Grid Support, Stand Alone 등이 있다[1]. 그리고 태양광 발전기, 풍력터빈 발전기, 연료전지, 소형·극소형 터빈 발전기, 내부연소엔진 발전기, 왕복기관 발전기 등이 분산전원으로 사용되고 있는 실정이다.

분산전원이 포함된 배전계통의 신뢰도를 평가하는 방법으로는 해석적인 방법과 시뮬레이션 방법(Monte-Carlo 시뮬레이션)이 있다. 해석적인 방법은 기본적인 신뢰도 지수(정전 발생빈도, 정전 지속시간 등)를 산정하는데 있어서는 편리한 기법이지만, 계통 매개변수의 시변(Time-Varying) 특성과 불확실성(Uncertainty)을 도입하기 힘들다는 단점이 있다. 반면, 시뮬레이션 방법은 계산시간이 오래 걸린다는 단점이 있지만, 시간에 따른 연대기적(Chronological) 특성과 랜덤(Random) 특성을 도입할 수 있다는 장점을 가지고 있다. 본 논문에서는 순차적(Time-Sequential) 시뮬레이션 기법을 이용하여 분산전원이 포함된 배전계통의 신뢰도를 평가할 것이다.

일반적으로 현재까지는, 신뢰도 지수라 하면 계통 전체나 각 모선, 각 부하점에 대한 일년간의 평균값 개념을 사용하여 왔다. 그러나 본 논문에서는 시간 단위로 계통 신뢰도를 파악하기 위해 시간별 신뢰도 지수(Hourly Reliability Index)라는 개념을 도입하였고, 여러 가지 신뢰도 지수 중에서 운영비용 최적화에 이용할 수 있도록 정전비용(Interruption Cost)이라는 신뢰도 가치(Reliability Worth)에 초점을 맞추었다. 따라서 시간별 신뢰도 가치란, 수용가의 정전비용을 각 시간별로 분리한 신뢰도 지수라 할 수 있다.

2. 분산전원 운영전략

배전계통에 연계되어 있는 분산전원을 활용하는 방법에는 여러 가지가 있지만, 본 논문에서는 Standby Power 전략과 Peak-Shaving 전략 두 가지 활용법을 고려하였다.

Peak-Shaving 분산전원은 배전계통의 운영비용을 줄일 수 있는 방법이라 할 수 있다. 전력시장에서 배전계통을 운영하는 배전회사의 입장에서 보면, 송전계통을 통해 구입하는 전력은 수요가 증가하고 이용가능한 발전설비가 감소함에 따라 전력 구입비용이 증가하는 특성을 가진다. 즉 피크부하에 가까울수록 송전계통으로부터의 전력비용은 2차 함수적으로 급속히 증가하게 된다. 분산전원의 운전을 통해 값비싼 전력구입을 회피하여 전체 배전계통의 운영비용을 줄이는 것이 Peak-Shaving 분산전원의 설치목적이라 할 수 있다.

Standby Power 분산전원은 배전계통의 신뢰도를 높일 수 있는 방법이다. 정전이나 전력품질 저하에 대해 민감한 배전계통, 즉 공급시장에 의한 수요자의 피해정도를 나타내는 정전비용(Interruption Cost)이 높은 배전계통에서는, Standby

* 準 會 員 : 漢 陽 大 工 大 電 氣 工 學 科 博 士 課 程

** 正 會 員 : 漢 陽 大 工 大 電 氣 工 學 科 博 士 課 程

*** 正 會 員 : 漢 陽 大 工 大 電 氣 工 學 科 副 教 授 · 工 博

接 受 日 字 : 2002 年 12 月 23 日

最 終 完 了 : 2003 年 5 月 30 日

Power 분산전원을 설치하여 사고에 대비하게 된다. Standby Power 분산전원은 배전계통이 정상상태일 때는 정지상태로 대기하다가, 사고로 인해 공급장치가 발생할 경우에 운전을 시작하여 필요한 곳에 전력을 재급전하게 된다. 결국, Standby Power 운영전략은 정전을 대비한 예비력을 확보하여 계통의 신뢰도를 높이고 정전비용을 감소시키고자 하는 전략이다.

두 가지 분산전원 활용법을 살펴보았지만, 두 가지 전략을 위한 각각의 분산전원을 설비해야 하는 것은 아니다. 배전회사가 Standby Power용으로 분산전원을 설비하였다 하더라도 피크부하 시에는 분산전원을 Peak-Shaving용으로 운영하는 것이 가능하다[2]. 그런 배전회사에 있어서 분산전원의 운영을 최적화한다는 것은, Standby Power 전략과 Peak-Shaving 전략을 조합하여 전체 전력비용을 최소화하고 신뢰도를 최대화하는 것이라 할 수 있다.

3. 계통 모델링

3.1 배전계통 구성요소 모델링

본 논문에서는 2-State 모델을 적용하여, 배전계통의 구성요소를 On 상태와 Off 상태 두 단계로 구분하였다. 날씨에 의한 영향을 고려하기 위해 평상날씨(Normal), 가혹날씨(Adverse) 두 가지로 날씨를 구분하였고, 각 날씨에서의 파라미터 평균값은 상수라고 가정하였다. 또한 1년을 총 8760시간으로 나누어 1시간 동안의 고장율(Failure Rate)과 수리율(Repair Rate)은 변하지 않는다고 가정하였으며, 통계적으로 가장 흡사한 분포를 보이도록 파라미터의 불확실성(Uncertainty)을 나타내기 위해 TTF(Time To Failure)는 지수분포, TTR(Time To Repair)는 로그-정규분포, TTS(Time To Switch)는 정규분포를 가진다고 가정하였다[3].

시변(Time-varying) 고장율 $\lambda(t)$ 는 다음 식과 같이 평상날씨 상태에서의 평균 고장율에 날씨에 의한 가중치를 부여하여 구한다.

$$\lambda(t) = f_{\lambda w}(t) \times \lambda_n \tag{1}$$

여기서, $f_{\lambda w}(t)$ 는 고장율-날씨 가중치(Failure Rate-Weather Factor), λ_n 은 평상날씨에서의 고장율이다.

시변 복구시간(Restoration Time) $r(t)$ 는 날씨뿐만 아니라 고장이 발생한 시간대와 요일, 계절에 따라 다른 값을 가진다. 즉 어느 시간에 고장이 발생하는지에 따라 복구에 이용할 수 있는 인적, 물적 자원이 달라지고 복구과정, 절차에도 영향을 미치게 된다. 이런 두 가지 가중치는 모두 과거의 고장복구 경험을 통해 구한다. 날씨의 영향은 복구시간-날씨 가중치 (Restoration Time-Weather Factor) $f_{rw}(t)$ 로 나타내고, 고장 발생시간에 따른 영향은 복구시간-일 가중치 (Restoration Time-Day Factor) $f_{rd}(d)$ 와 복구시간-시간 가중치(Restoration Time-Hour Factor) $f_{rh}(t)$ 로 나타낸다. 시간 t 에서의 복구시간은 다음 식을 통해 구한다.

$$r(t) = f_{rw}(t) \times f_{rd}(d) \times f_{rh}(t) \times r_n \tag{2}$$

여기서, r_n 은 평상날씨 상태에서의 평균 복구시간이다.

3.2 부하 모델링

일반적으로, 시뮬레이션 방법에서 사용하는 부하모델은 일년을 8760시간으로 나누어서 각 시간에 대한 부하량을 계산한다(IEEE-RTS 부하모델). 그렇지만 각 부하점의 특성을 나타내지는 못하고 전체 계통의 부하가 일률적으로 증가하고 감소하는 형태를 띠게 되므로, 부하점 단위의 정확한 모델링을 위해서는 각 부하점의 종류(주거형, 산업형, 상업형 등)에 따른 영향을 고려하여야 한다.

시간 t 에서 부하점 i 의 부하량 $L_i(t)$ 는 다음 식을 통해 구한다.

$$L_i(t) = L_{y,i} \times P_w(w) \times P_d(d) \times P_{h,k}(t) \tag{3}$$

여기서, $L_{y,i}$ 는 부하점 i 에서의 연간 피크부하, $P_w(w)$ 는 연간 피크부하에 대한 한 주 동안의 피크부하 백분율, $P_d(d)$ 는 한 주 동안의 피크부하에 대한 하루 피크부하 백분율, $P_{h,k}(t)$ 는 하루 피크부하에 대한 각 시간의 부하 백분율이다.

$P_{h,k}(t)$ 는 해당 부하점의 종류 k 에 따라 다른 값을 가지게 되지만, 그 외의 백분율은 부하점 타입에 관계없이 일정하다고 가정하였다. 하나의 예로, 겨울철에 주거형 부하와 상업형 부하에서의 $P_{h,k}(t)$ 를 그림 1에 나타내었다[4].

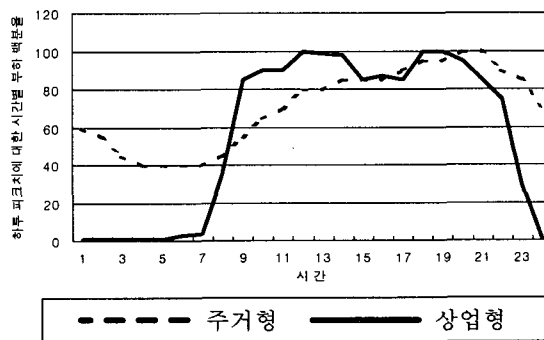


그림 1 주거형·상업형 수용가에서 겨울철 하루 동안의 일일 피크부하에 대한 시간별 부하 백분율

Fig. 1 Percentages of hourly load in terms of daily peak for residential and commercial customers during a day in the winter season

3.3 정전비용 모델링

1991년, 일곱 가지 종류의 수용가에 대한 정전비용을 평가하기 위해 일련의 설문조사가 진행되었다[5]. 설문조사의 결과를 분석하여 각 수용가 종류에 따른 정전비용을 정전 지속시간에 대한 함수로 표현한 Sector Customer Damage Functions(SCDF)를 본 논문에서는 사용하였고, 표 1에 SCDF를 나타내었다[6]. 정전 지속시간이 표 1에 주어진 시간 사이

에 존재하면 Log-Log Interpolation을 이용하여 비용을 구하고, 정전 지속시간이 8시간을 넘는다면 4시간에 대한 데이터와 8시간에 대한 데이터를 이용하여 같은 기울기를 가지는 Linear Extrapolation을 통해 비용 데이터를 산출하게 된다.

표 1 분야별 정전비용
Table 1 Sector interruption cost

수용가 타입	정전 지속시간과 비용(\$/kW)				
	1분	20분	1시간	4시간	8시간
대규모 수용가	1.005	1.508	2.225	3.968	8.240
산업	1.625	3.868	9.085	25.16	55.81
상업	0.381	2.969	8.552	31.32	83.01
농업	0.060	0.343	0.649	2.064	4.120
주거	0.001	0.093	0.482	4.914	15.69
공공기관	0.044	0.369	1.492	6.558	26.04
사무	4.778	9.878	21.07	68.83	119.2

표 1에서 보면, 단지 SCDF만을 이용하여 정전비용을 구할 경우 각 수용가의 정전비용은 수용가 종류와 정전 지속시간에만 의존한다는 것을 알 수 있다. 그러나 실제 계통의 특성을 살펴보면 앞에서 언급한 두 가지 변수 이외에도 정전이 발생한 시간에 따라 정전비용이 상이하다는 것을 살펴볼 수 있다. 따라서 각 시간에 따른 정전비용 특성을 정확히 나타내기 위해서는 정전이 발생한 주, 일, 시간에 따라 정전비용에 가중치를 부여하여 시변 정전비용을 구해야 한다. 본 논문에서는 하루 중 정전이 발생한 시간에 따른 가중치(Interruption Cost-Hour Factor)를 도입하였고, 참고문헌 [4]의 데이터를 참조하였다. 그 중 사례연구 모델에서 사용되는 주거형, 상업형, 산업형, 공공기관형 네 가지 수용가 종류에 대한 정전비용-시간 가중치를 그림 2에 나타내었다. SCDF에서 산출한 단위 전력량에 대한 정전비용과 정전비용-시간 가중치를 이용하여 다음 식과 같이 단위 전력량에 대한 시변 정전비용 $c(t)$ 을 산출할 수 있다.

$$c(t) = f_{ch}(t) \times pc \quad (4)$$

여기서, $f_{ch}(t)$ 는 정전비용-시간 가중치, pc 는 단위 전력량에 대한 정전비용이다.

3.4 분산전원 모델링

Peak-Shaving 전략과 Standby Power 전략으로 사용하는 분산전원이 포함된 배전계통은, 배전계통의 상황과 분산전원의 운영전략, 분산전원 고장상태 등에 따라 다양한 경우의 수를 가진다. 이런 여러 가지 상황을 시뮬레이션 하는 Monte-Carlo 기법에서 분산전원을 효율적으로 모델링 하기 위해 본 논문에서는 그림 3와 같은 6-State 모델을 제시하여 사용하였다.

그림 3에서 보면 분산전원의 운영전략에 따라, DG_{peak} 는 배전회사가 분산전원을 Peak-Shaving용으로 운영하고 있는 상태를 나타내고 $DG_{standby}$ 는 Standby Power용으로 운영하고

있는 상태를 나타낸다. 그리고 분산전원이 고장난 상태는 DG_{out} 로 표현하였다. 배전계통의 상태에 따라, S_{normal} 은 정상계통 상태를 나타내고 S_{outage} 는 계통 일부에서 고장이 발생한 상태를 나타낸다.

그림 3에서 각 상태간의 천이율(Transition Rate)을 살펴보면 λ_S 는 배전계통의 고장율, μ_S 는 배전계통의 수리율, λ_{DG} 는 분산전원의 고장율, μ_{DG} 는 분산전원의 수리율을 나타낸다. 그리고 대기용으로 운영하는 분산전원의 경우 평상시 정지상태로 대기하고 있다가 비상시에 운전을 시작하기 때문에, 기동실패 확률 P_s 를 고려해야 한다. T_P , T_S 는 분산전원 운영스케줄로 계통이 정상상태일 경우 스케줄에 따라 State 1과 State 5 사이를 천이하게 된다.

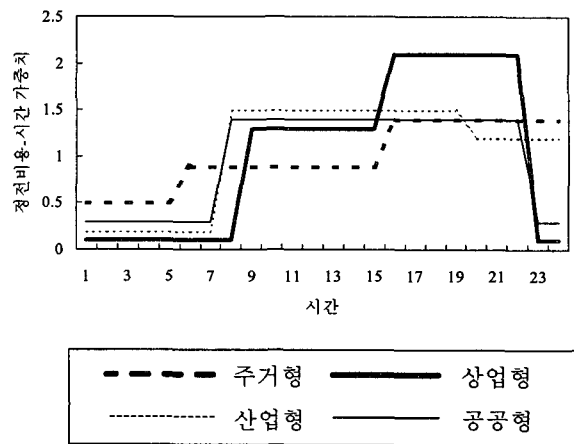


그림 2 하루 동안 4가지 수용가에 대한 정전비용-시간 가중치
Fig. 2 Interruption cost-hour factors for four customers during a day

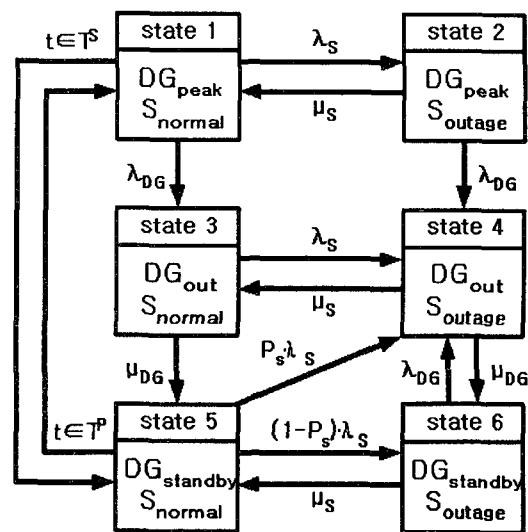


그림 3 Peak-Shaving, Standby Power 두 가지 전략으로 운영하는 분산전원의 6-State 모델
Fig. 3 Six-state model of DG that is operated as both peak-shaving and standby power

4. 시뮬레이션 절차

분산전원을 포함한 배전계통에 대해 시간별 신뢰도 가치를 산출하는 시뮬레이션은 다음과 같은 절차로 이루어진다.

- ① 랜덤변수(Random Variable)를 이용하여 배전계통의 각 구성요소에 대해 TTF와 TTR를 구하고, 이를 이용하여 각 구성요소의 연간 운영이력(Operating History)을 산출한다(State Sampling Method). 결과적으로 나타나는 운영이력은 2-State 모델을 사용하였기 때문에 Up 상태와 Down 상태를 반복하게 된다.
- ② 분산전원의 운영스케줄과 TTF, TTR를 고려하여 분산전원의 연간 운영이력을 산출한다.
- ③ 앞에서 구한 계통 각 구성요소와 분산전원의 운영이력을 결합하여 계통 전체의 운영이력을 산출한다.
- ④ 각 사고 j 에 의해 영향을 받는 부하점을 구한다.
- ⑤ 랜덤변수를 이용하여 사고이벤트 j 에 대한 TTS를 구한다.
- ⑥ 사고 j 에서의 분산전원 운영전략을 고려하여 부하점 i 에서의 정전 지속시간 r_{ij} , 정전 시작시간 ts_{ij} , 정전 종료시간 te_{ij} 를 구한다. 만약 정전이 지속되는 동안 분산전원이 추가적인 전력공급을 한다면 정확한 분산전원 운영비용 산출을 위해 그때의 전력공급량을 계산하여 저장한다.
- ⑦ 정전 지속시간 r_{ij} 와 부하점 i 의 수용가 종류를 SCDF에 대입하여 단위 전력량에 대한 정전비용 pc_{ij} 를 다음 식과 같이 구한다.

$$pc_{ij} = f(r_{ij}) \tag{5}$$

- ⑧ 정전이 지속되는 시간대를 고려하여 각 시간에 대한 단위 전력량에 대한 정전비용 $hc_{ij}(t)$ 를 다음 식과 같이 구한다.

$$hc_{ij}(t) = f_{ch,i}(t) \times pc_{ij} \quad ts_{ij} \leq t \leq te_{ij} \tag{6}$$

- ⑨ 사고 j 로 인한 부하점 i 의 시간별 정전비용 $hCOST_{ij}(t)$ 를 다음 식과 같이 구한다.

$$hCOST_{ij}(t) = hc_{ij}(t) \times L_{r,ij}(t) \quad ts_{ij} \leq t \leq te_{ij} \tag{7}$$

여기서, $L_{r,ij}(t)$ 는 시간 t 에서 사고 j 로 인해 부하점 i 가 공급받지 못한 전력량을 말한다.

- ⑩ 부하점 i 의 시간별 정전비용 $hCOST_i(t)$ 를 다음 식과 같이 구한다.

$$hCOST_i(t) = \sum_j hCOST_{ij}(t) \tag{8}$$

- ⑪ 모든 부하점 i 에 대해 단계 6부터 단계 10까지를 반복한다
- ⑫ 모든 사고 j 에 대해 단계 4부터 단계 11까지를 반복한다.

- ⑬ 원하는 시뮬레이션 반복횟수에 도달할 때까지 혹은 원하는 수준의 정확도로 수렴할 때까지 단계 1로 돌아가서 반복하고, 조건을 만족한다면 다음 단계로 넘어간다.

- ⑭ 부하점 i 에 대한 시간별 정전비용 기대치 $hECOST_i(t)$ 는 시뮬레이션 반복횟수 만큼의 $hCOST_i(t)$ 에 대한 평균치를 이용하여 다음 식과 같이 구하고, 여기서 구한 시간별 정전비용 기대치를 시간별 신뢰도 가치라고 할 수 있다.

$$hECOST_i(t) = \frac{\sum hCOST_i(t)}{TST} \tag{9}$$

여기서, TST 는 총 시뮬레이션 반복횟수를 말한다. 참고로, 현재 널리 사용하고 있는 부하점 i 에 대한 정전비용 기대치 $ECOST$ 는 다음 식과 같이 구한다.

$$ECOST_i = \sum_{t=1}^{8760} hECOST_i(t) \tag{10}$$

5. 분산전원 운영전략 최적화

본 논문의 최종 목적은 최적화된 분산전원 운영전략을 통해 배전계통의 전체 운영비용을 최소화하는데 있다. 전체 비용이라 함은, 송전계통으로부터의 구입전력 비용, 분산전원의 운영비용, 계통 전체의 정전비용을 합한 것을 말한다. 그러므로 배전계통에 분산전원을 설비하여 운영하는 배전회사의 목적함수는 다음 식과 같이 표현할 수 있다.

$$\begin{aligned} & \min \sum_{t=1}^{8760} \{C_u(t) + C_d(t) + hECOST(t)\} \\ & = \min \sum_{t=1}^{8760} \left\{ c_u(t)L_u(t) + c_dL_d(t) + \sum_{i=1}^N hECOST_i(t) \right\} \end{aligned} \tag{11}$$

여기서, $C_u(t)$ 는 시간 t 에서 송전계통으로부터의 구입전력 비용, $C_d(t)$ 는 분산전원 운영비용, $c_u(t)$ 는 단위 전력량에 대한 구입전력 비용, c_d 는 단위 전력량에 대한 분산전원 운영비용(상수), $L_u(t)$ 는 송전계통으로부터의 구입전력량, $L_d(t)$ 는 분산전원 공급전력량, N 은 배전계통의 전체 부하점 개수, $hECOST_i(t)$ 는 부하점 i 에서의 시간별 정전비용 기대치를 말한다.

일반적으로, 배전회사가 분산전원을 Standby Power 전략으로 이용하면 배전계통의 정전비용은 감소하는 특성을 보이고, 반대로 Peak-Shaving 전략으로 이용하면 배전계통의 구입전력 비용과 분산전원 운영비용의 합이 감소하는 특성을 보인다. 따라서 전체 운영비용을 최소화하기 위해 다음 식과 같은 분산전원 운영전략 결정 $U_{DC}(t)$ 을 정의한다.

$$U_{DC}(t) = \{C_{u,p}(t) + C_{d,p}(t) + hECOST^P(t)\} - \{C_{u,s}(t) + C_{d,s}(t) + hECOST^S(t)\} \tag{12}$$

여기서 아래첨자 p 는 시간 t 에서 Peak-Shaving 전략을 사용할 때의 비용을 말하고, 아래첨자 s 는 Standby Power 전략을 사용할 때의 비용을 말한다. 그리고 $hECOST^P(t)$ 는 배전회사가 분산전원을 일년 내내 Peak-Shaving 전략으로 운영할 경우의 시간별 정전비용 기대치, $hECOST^S(t)$ 는 일년 내내 Standby Power 전략으로 운영할 경우의 시간별 정전비용 기대치이다.

$U_{DG}(t)$ 는 분산전원의 운영전략을 결정할 때 이용하는데, 양의 값을 가지는 시간 t 에서는 Standby Power 전략으로 음의 값을 가질 때는 Peak-Shaving 전략으로 운영하게 된다.

6. 사례 연구

사례연구를 위해 RBTS(Roy Billinton Test System)의 2번 모선 배전계통을 다소 변형하여 사용하였다. 그림 4에 본문에서 사용한 계통도를 나타내었다. RBTS 2번 모선은 총 4개의 피더를 가지는 전형적인 도시형 배전계통으로서, 기본적인 신뢰도 파라미터는 참고문헌 [7]을 참조하였다. 그리고 5.0 MWr 정격의 Micro Sized Gas Turbine Generator 1기를 분산전원으로 부하점 15와 부하점 22 사이에 연결하였다[8].

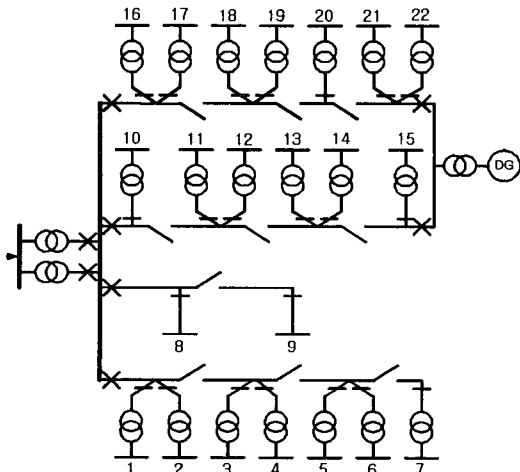


그림 4 분산전원을 포함하는 수정된 RBTS 2번 모선 배전계통

Fig. 4 Modified distribution system for RBTS Bus 2 including DG

사례연구의 제일 첫번째 단계로서, $hECOST^P(t)$ 와 $hECOST^S(t)$ 를 구하기 위해 분산전원을 일년 내내 Peak-Shaving용으로 운전하는 경우(Case 1)와 일년 내내 Standby Power용으로 운전하는 경우(Case 2)를 시뮬레이션 하였다. Case 1에서 구한 $hECOST^P(t)$ 와 Case 2에서 구한 $hECOST^S(t)$ 는 일년 8760시간 동안의 값을 가지는데, 그중 하루 24시간에 대한 값을 예로서 그림 5에 나타내었다. 그림 5를 통해 $hECOST^P(t)$ 가 $hECOST^S(t)$ 보다 높은 값을 가진다는 것과 Standby Power 전략을 통해 정전비용을 감소시킬 수 있다는 것을 알 수 있다.

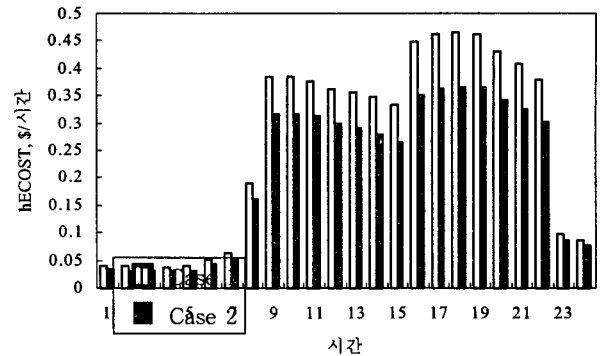


그림 5 하루 동안의 Case 1, Case 2에 대한 시간별 신뢰도 가치

Fig. 5 Hourly reliability worth of cases 1 and 2 during a day

다음 단계로, 배전회사가 정전비용을 무시하고 송전계통으로부터의 구입전력 비용과 분산전원 운영비용만을 고려하여 분산전원 운영전략을 결정하는 경우(Case 3)를 시뮬레이션 하였다. 즉, Case 3에서 배전회사는 $c_u(t)$ 와 c_d 를 비교하여 전체 운영비용 최적화를 하게 된다. Case 4에서는 배전회사가 $c_u(t)$, c_d 와 함께 연간 평균 정전비용 기대치 $ECOST$ 를 고려하여 분산전원 운영전략을 결정하고, 마지막으로 Case 5에서는 $ECOST$ 대신 시간별 정전비용 기대치 $hECOST$ 를 고려하여 운영전략을 결정한다. 즉, Case 5의 배전회사는 식 (12)의 $U_{DG}(t)$ 에 따라 분산전원의 운영전략을 결정하게 되는 것이다.

다섯 가지 Case에 대한 비용들을 표 2에 나타내었는데, Case 1의 전체 운영비용이 가장 높은 비용을 사용하고 있다. 이유를 살펴보면, 송전계통으로부터의 구입전력 비용이 낮은 시간대에서도 분산전원의 전력을 사용하기 때문에 구입전력 비용과 분산전원 운영비용의 합이 가장 높고, 분산전원은 송전계통의 대규모 발전기에 비해 고장율이 높기 때문에 정전비용 또한 높아진다는 것을 알 수 있다.

표 2 각 Case에 대한 사례연구 결과

Table 2 Result of test system analysis for each case

k\$ / 년	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
전력 구입비용	10,987	13,952	11,859	12,325	13,144
분산전원 운영비용	3,091	0.87	1,949	1,503	706
정전비용	837	675	794	737	696
총 운영비용	14,915	14,628	14,601	14,565	14,545

만약 배전회사가 수용가의 정전을 무시하고 배전계통을 운영한다면 Case 3의 최적화 방법이 가장 좋은 방법이 된다. 송전계통으로부터의 구입전력 비용과 분산전원 운영비용의 합은 연간 13,807,647\$로 나머지 네 가지 Case에 비해 가장 적은 비용을 나타낸다는 것을 표 2에서 살펴볼 수 있다. 그러나 신뢰성 있는 배전계통을 경제적으로 운영하기 위해서는

정전비용 또한 고려하여야 하고, 결국 정전비용을 전체 운영 비용이 포함시키면 Case 3의 경우 Case 4나 Case 5에 비해 전체 운영비용이 높게 나타나게 된다.

다섯 가지 Case의 총 운영비용을 표 2에서 살펴보면, 연간 평균 정전비용을 사용한 Case 4에 비해 시간별 정전비용을 사용한 Case 5에서 비용이 절감되었다는 것을 알 수 있다. 따라서 시간별 정전비용 기대치는 배전회사가 분산전원이 연계된 배전계통을 운영하는데 있어서 분산전원의 운영전략을 합리적으로 결정하게 해주는 중요요소라 할 수 있다. 그러나 시간별 정전비용을 정확하게 산정하는 것이 우선되어야 하며, 이를 위해서는 각 시간별 계통 특성을 반영할 수 있는 모델링 기법과 시뮬레이션 기법을 이용해야 한다.

6. 결 론

본 논문에서는, 신뢰도 지수의 하나인 정전비용을 시간별로 고려하여 배전계통 내 분산전원의 운영전략을 최적화하는 방법이 대해 고찰하였다. 이를 위한 기초단계로 분산전원 6-State 모델, 가중치를 이용한 여러 파라미터의 모델링 기법을 소개하였고, 파라미터의 불확정성과 시변 특성을 고려하기 위한 Monte-Carlo 시뮬레이션을 도입하였다.

그리고 다섯 가지 Case에 대한 사례연구를 통해, 분산전원의 운영전략을 결정하는 과정에서 시간별 신뢰도 가치를 도입해야 전체 운영비용 최소화할 수 있다는 것을 입증하였다. 정확한 시간별 신뢰도 가치는 분산전원을 소유하고 있는 배전회사에 있어서 전체 운영비용을 절감하면서 신뢰성 있는 계통을 운영할 수 있는 유용한 정보로 사용될 수 있을 것이다.

감사의 글

본 연구는 기초과학공동연구소 (과제번호: 01-jung-3)4)지원으로 수행된 결과의 일부임.

참 고 문 헌

[1] P. A. Daly and J. Morrison, "Understanding the Potential Benefits of Distributed Generation on Power Delivery Systems", *Rural Electric Power Conference*, pp. A2/1-A2/13, 2001.

[2] Gas Research Institute, "The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets", *Distributed Generation Forum*, 1999.

[3] R. Billinton and P. Wang, "Time Sequential Distribution System Reliability Worth Analysis Considering Time Varying Load and Cost Models", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 14, No. 3, pp. 1046-1051, 1999.

[4] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Plenum Press, 1992.

[5] G. Toefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, and J. Aweya, "A Canadian Customer survey to Assess Power system Reliability Worth", *IEEE Trans. on Power systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 443-450, 1991.

[6] L. Goel, R. Billinton and R. Gupta, "Basic Data and Evaluation of Distribution System Reliability Worth", *WESCANEX '91*, pp. 271-277, 1991.

[7] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel and K. S. So, "A Reliability Test System for Educational Purpose-Basic Distribution System Data and Results", *IEEE Trans. on Power systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 813-320, 1991.

[8] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, Plenum Press, 1994.

저 자 소 개



배 인 수 (裴 引 洙)

1975년 2월 14일생. 1998년 2월 한양대학교 전기공학과 졸업(학사). 2003년 2월 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 02-2290-0347 Fax : 02-2281-9912
E-mail : bis@ihanyang.ac.kr



신 동 준 (申 東 峻)

1972년 1월 28일 생. 1998년 2월 한양대학교 전기공학과 졸업(학사). 2000년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정.

E-mail : djshin@ihanyang.ac.kr



김 진 오 (金 鎭 吾)

1956년 1월 17일생. 1980년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업(학사). 1983년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 12월 Texas A&M 대학교 전기공학과 졸업(공박). 현재 한양대학교 전자전기공학부 부교수.

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr