

Reliability-Centered Maintenance Model for Maintenance of Electric Power Distribution System Equipment

문종필* · 손진근†
(Jong-Fil Moon · Jin-Geun Shon)

Abstract - With the implementation of electric power industry reform, the utilities are looking for effective ways to improve the economic efficiency. One area in particular, the equipment maintenance, is being scrutinized for reducing costs while keeping a reasonable level of the reliability in the overall system. Here the conventional RCM requires the tradeoff between the upfront maintenance costs and the potential costs of losing loads. In this paper we describe the issues related to applying so-called the “Reliability-centered Maintenance” (RCM) method in managing electric power distribution equipment. The RCM method is especially useful as it explicitly incorporates the cost-tradeoff of interest, i.e. the upfront maintenance costs and the potential interruption costs, in determining which equipment to be maintained and how often. In comparison, the “Time-based Maintenance” (TBM) method, the traditional method widely used, only takes the lifetime of equipment into consideration. In this paper, the modified Markov model for maintenance is developed. First, the existing Markov model for maintenance is explained and analyzed about transformer and circuit breaker, so on. Second, developed model is introduced and described. This model has two different points compared with existing model: TVFR and nonlinear customer interruption cost (CIC). That is, normal stage at the middle of bathtub curve has not CFR but the gradual increasing failure rate and the unit cost of CIC is increasing as the interruption time is increasing. The results of case studies represent the optimal maintenance interval to maintain the equipment with minimum costs. A numerical example is presented for illustration purposes.

Key Words : Reliability-Centered Maintenance, Power Distribution System, Markov Model

1. 서론

전력회사는 과거 공기업 입장에서 비용보다는 보다 안정적인 전력공급을 최우선으로 하여왔으나, 점차 안정적인 공급뿐만 아니라 투자대비 이윤을 최대화하기 위한 기업의 입장 또한 추구하고 있다. 따라서 전력회사는 현재 지출 비용 중 큰 비중을 차지하는 유지보수 비용을 줄이기 위하여 노력을 다하고 있다[1-2,9].

현재까지 배전계통 유지보수는 TBM (Time-based Maintenance)에 기초하고 있다. TBM은 유지보수 주기를 결정하고 그 주기에 따라 유지보수를 행하는 기법이다. 이 방법은 전력설비의 고장률이 일정한 CFR(Constant failure rate)로 가정된 것에 기초한다. 그러나 TBM은 최대의 투자대비 이득(Benefit-to-cost)을 보장할 수 없고 또한 고장률은 일정하지 않고 기기를 사용함에 따라 점차 증가하고 있기 때문에 보다 효율적인 유지보수 기법이 필요하다. RCM(Reliability-centered maintenance)은 시변고장률(TFR: Time-varying failure rate)을 이용할 수 있으며 또한 유지

보수 비용, 수용가 정전비용 등을 통합하여 최대의 투자대비 이득을 보장 할 수 있다.

정확한 고장률 추출을 위하여 K. S. Wang은 bathtub 형태의 고장률 함수를 모델링하였다. 또한 고장 메커니즘을 임의고장(random failure), 열화고장(cumulative damage), 인간-기계 인터페이스(Man-Machine interface), 적응(adaptation)의 4가지로 구분하는 연구를 수행하였다.[1]. 또한 최적 유지보수 주기 및 기간을 결정하기 위한 많은 모델들이 개발되어 왔다. I. P. Siqueira는 5 상태의 마르코프(Markov) 모델을 개발하였다. 여기서 5 상태는 정상(normal), 예방진단(preventive), 고장(failure), 결함(defect), 수리(corrective)상태이다[3]. 또한 P. A. Kuntz는 tree trimming을 위한 4 상태 모델을 개발하였다. 4 상태는 운전(operational), 고장전(pre-failure), 고장(down), 조사(inspection) 상태이다[4]. 마지막으로, Lina Bertling은 Reliability-Centered Asset Maintenance(RCAM) 기법을 개발하여 배전계통 케이블 유지보수에 적용하였다[5].

본 논문에서는 배전계통 유지보수를 위한 Markov모델을 개발하였다. 이를 위하여 첫째로 기존의 마코프 모델을 설명하고 분석하였다. 다음으로, 본 논문에서 개발한 모델을 설명하고 분석한다. 본 논문에서 개발한 모델은 기존의 모델과 비교하여 두 가지 다른 점이 있다. 첫째, 개발한 모델은 시변 고장률을 이용한다. 즉, 기기의 고장률 모델인 욕조 곡선(Bathtub curve)의 중간 부분인 CFR을 고장률이 변하

* 정 회 원 : 충주대학교 첨단과학기술대 전기공학과 교수·공박

† 교신저자, 정회원 : 경원대학교 공대 전기공학과 교수·공박

E-mail: shon@kyungwon.ac.kr

접수일자 : 2009년 10월 30일

최종완료 : 2009년 11월 10일

는 TFR로 모델링하여 이용하고, 또한 정전시간에 따라 점차 증가하는 정전비용을 이용한다. 본 모델의 목적함수는 최적의 유지보수 주기를 결정할 수 있도록 만들었고, 사례연구에서 이 개념을 시스템 개념으로 확장하였다.

2. 배전계통 설비 유지보수 모델링

2.1 전력설비 고장률

전력설비가 설치되면 이 설비의 고장률을 시간이 지남에 따라 점차 변하게 되고 이것은 Bathtub 곡선으로 모델링 된다[2,9]. 그림 1은 일반적인 Bathtub곡선을 나타낸다. 첫 번째 단계(first stage, infant mortality)에서 고장률은 다소 높게 나타난다. 이것은 제조의 결함이나 설치에 있어서 오류가 있을 수 있기 때문이다. 세 번째 단계(aging state)에서 고장률은 기기의 열화로 인하여 점차 증가하는 형태를 보인다. 중간단계(Normal operating state)에서 고장률은 일정한 상수값으로 표현된다. 그러나 정확히는 일정한 상수값이 아니라 시간에 따라 증가하는 것으로 모델링 된다. 기기를 설치하면 설치 시점부터 조금이라도 열화가 진행되기 때문이다. 만약 고장률이 상수값으로 주어진다면, RCM보다는 TBM이 보다 유용하다. 따라서 현재까지는 고장률이 일정하다고 가정하였기 때문에 TBM을 적용하였으나 엄밀히 말해 고장률을 증가하고 있는 시변고장률이기 때문에 RCM이 보다 유용하다고 할 수 있다. 배전계통 설비에 대한 시변 고장률을 참고문헌 [2]에서 추출되어 있는 값을 사용하였다.

본 논문에서는 그림 2에서 나타난 시변고장률을 이용하였다. 여기서, 일정한 고장률 값을 임의고장(Random failure)를 나타내고 있고 증가하는 시변고장률은 열화고장(Aging failure)를 나타내고 있다. 이 두 값의 합인 총 고장률이 설비의 고장률을 나타낸다.

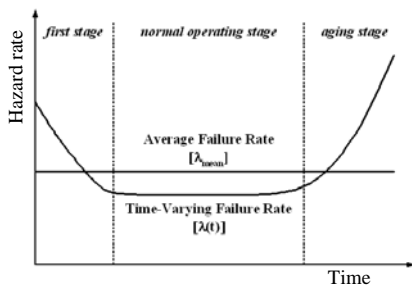


그림 1 욕조 곡선
Fig. 1 Bathtub curve

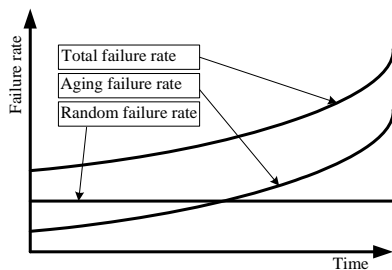


그림 2 배전계통설비의 고장률 모델
Fig. 2 Failure rate model of distribution system equipment

2.2 제안한 유지보수 모델

기존의 RCM기법은 일정한 고장률 값을 사용해야만 한다. 이것은 앞서 설명한 바와 같이 배전계통 설비의 고장률 모델에 적합하지 않다. 따라서 기존의 RCM 모델은 TFR을 이용할 수 있도록 수정되어야 한다. 그림 3은 한 대의 기기에 대하여 RCM기법을 적용하기 위하여 제안한 RCM 모델을 보여준다.

그림 3에서, 1번 상태는 정상 운전상태(Normal state), 2번 상태는 고장이 발생하기 전의 결함이 있는 상태(Defect state), 3번 상태는 고장이 발생한 고장상태(Failure state)이다. 각각의 화살표는 이동상황을 나타내며, 여기서 $\lambda[f/year]$ 는 고장률, $\mu[f/year]$ 는 수리율, $\tau[year]$ 는 유지보수 주기를 나타낸다. 1년 동안은 고장률은 변하지 않고 일정한 것으로 가정한다. 1년이 지나고 유지보수가 없다면 고장률은 다음 단계로 증가하게 되고, 만약 유지보수를 행하게 되면 고장률은

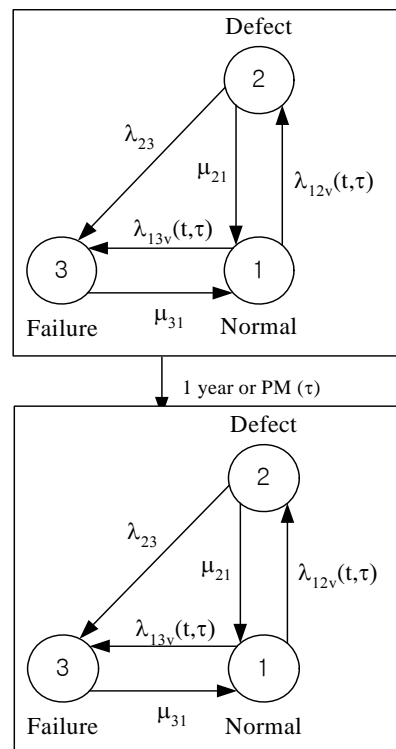


그림 3 제안한 유지보수 모델 (한 대의 기기)
Fig. 3 Proposed maintenance model (1-equipment)

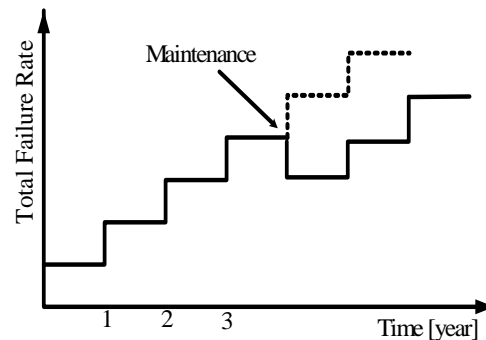


그림 4 사용한 고장률 모델
Fig. 4 Used model for failure rate

다시 1년전 값 또는 초기 값으로 낮아지도록 하였다. 따라서 그림 3에서 λ12와 λ13은 1년이 지나거나 또는 유지보수를 행하게 되면 값이 변하도록 하였다. 따라서 그림 3의 총 고장률 값은 개발한 모델에 적용하기 위하여 그림 4와 같이 수정하여 사용하였다. 그림 4는 본 모델에서 사용한 고장률을 나타낸다.

3. 최적 유지보수 주기 결정을 위한 목적함수 선정

배전계통 유지보수에 있어서, 유지보수를 최적의 주기보다 많이 수행하게 되면 유지보수 비용이 증가하게 되고, 반대로 유지보수를 적게 행하게 되면 정전비용이 증가하게 된다. 본 논문에서 개발한 모델은 이 두 비용의 합을 최소화할 수 있는 최적의 유지보수 주기 τ_{opt}를 계산하는 것이다.

3.1 미분방정식 형태의 목적함수 [7]

Transitional intensity matrix을 a, 그에 따른 비용(reward)를 r_{ii}, r_{ij}라고 하면, 마르코프 모델이 진행됨에 따라, 만약 상태가 어떤 상태 i에 있으면, r_{ii}의 비용이 발생되고, 만약 상태가 i에서 j로 이동하게 되면 r_{ij}의 비용이 발생하게 된다. 따라서 r을 행렬 형태로 정의할 수 있으며, r_{ii}는 [cost/time]의 단위를 갖게 되고, r_{ij}는 [cost]의 단위를 갖게 된다. 여기서, V_i(t)를 상태 i에서 시작하여 시간 t까지 프로세스가 진행될 때 축적되는 총 기대비용으로 정의한다.

t = 0에서 프로세스가 상태 i에서 시작한다고 가정할 때, Δt의 시간이 지나면, 프로세스는 상태 i에 있거나 또는 상태 j로 천이하게 된다. 만약 상태 i에 남아있게 되면 Δt 시간 동안 축적된 기대비용은 r_{ii}Δt가 되고, 또한 이 시간에 상태 i에 여전히 남아있기 때문에 시간 Δt에서 Δt + t동안 축적되는 기대비용은 V_i(t)가 된다. 따라서 총 시간 0부터 Δt + t동안 축적되는 총 기대비용은 V_i(Δt + t) = r_{ii}Δt + V_i(t)가 된다. 여기서, 프로세스가 Δt시간 이후에도 여전히 상태 i에 남아있을 확률은 식 (1)과 같이 [1-i상태가 아닌 다른 상태로 갈 확률]이 된다.

$$\pi_{ii}(0, \Delta t) = 1 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k a_{ij} \Delta t = 1 + a_{ii} \Delta t \quad (1)$$

만약 프로세스가 Δt시간 후에 상태 j로 천이한다면, 이 확률은 π_{ij}(0, Δt) = a_{ij}Δt가 되고 이 시간 동안 축적되는 기대비용은 r_{ij}이다. 또한 이제는 상태 j에 있기 때문에 시간 Δt에서 Δt + t동안 축적되는 기대비용은 V_j(t)가 된다. 따라서 총 시간 0부터 Δt + t동안 축적되는 총 기대비용은 V_i(Δt + t) = r_{ij} + V_j(t)가 된다. 따라서 매우 작은 시간 Δt 동안, 기대비용은 식 (2)와 같이 표현된다.

$$V_i(\Delta t + t) \approx (1 + a_{ii} \Delta t) [r_{ii} \Delta t + V_i(t)] + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K a_{ij} \Delta t [r_{ij} + V_j(t)] \quad (2)$$

여기서, Δt²을 무시하면, 상태 i에서 시작하여 시간 t까지 축적되는 총 기대비용은 식 (3)과 같이 표현된다[7].

$$\frac{dV_i(t)}{dt} = r_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K a_{ij} r_{ij} + \sum_{j=1}^K a_{ij} V_j(t), \quad (3)$$

$$i = 1, \dots, K$$

여기서, K는 모델에서 상태의 개수이다.

3.2 대수방정식 형태의 목적함수

앞에서 설명한 미분방정식 형태의 목적함수는 결과를 도출하는데 많은 시간이 필요하다. 예를 들면, 두 기기로 구성된 직렬 시스템에서 약 1시간의 계산시간이 필요하기 때문에 배전계통과 같은 많은 기기가 사용되는 시스템에서는 사용하기가 불가능하다. 또한 본 연구에서는 축적 비용의 중간값 보다는 최종값만 필요하기 때문에 굳이 미분방정식을 이용할 필요는 없다. 따라서 본 논문에서는 총 축적비용을 계산할 수 있는 대수방정식을 제안하였다. 한 기기에 대하여 총 비용은 상태비용(State cost; SC), 천이비용(Transitional cost; TrC), 유지보수비용(Maintenance cost; MC)의 합으로 식 (4)와 같이 표현할 수 있다.

$$TC_e = SC + TrC + MC \quad (4)$$

$$SC = \sum P_i r_{ii}$$

$$TrC = \sum \sum f_{ij} r_{ij} \quad (i \neq j)$$

$$MC = \text{Maintenance Cost}$$

여기서, e는 기기 번호이다.

식 (4)를 계산하기 위해서는 상태비용 SC가 필요하다. 그러나 그림 3 모델의 상태 3에서 발생하는 상태비용은 정전비용이고 이 값은 그림 5와 같이 비선형 특성을 갖는다. 즉, 상태 3에 머무는 시간이 길어지면 질수록 비용은 보다 더 증가하게 된다. 또한 배전계통과 같은 시스템에서 기기가 고장이 발생하였을 경우 시스템 구성 방식에 따라서 정전비용이 발생하는 수용가의 수도 달라지게 된다.

일단 프로세스가 상태 3으로 들어가게 되면, 1/μ₃₁시간 후에 상태 1로 천이하게 된다. 그러나 μ₃₁(Mean time to repair; MTTR)는 말 그대로 수리하는 시간(TTR)의 평균

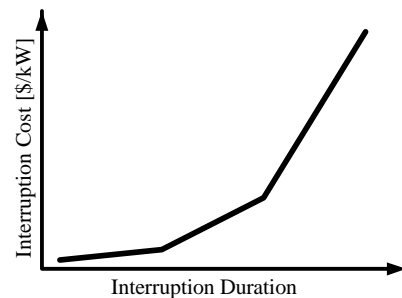


그림 5 정전비용
Fig. 5 Customer interruption cost

값을 나타낸다. 즉, TTR의 평균이 MTTR이다. TTR은 평균과 표준편차를 갖는 확률분포값이기 때문에, 정전비용이 비선형으로 나타날 경우에는 SC를 정확히 계산하기 위한 추가적인 알고리즘이 필요하다.

본 논문에서 상태 3에서 축적되는 기대비용 (정전비용의 기대비용)을 계산하기 위한 방법은 다음과 같다.

- 1) 파라미터 μ_{31} 의 지수분포에 따라 랜덤 수를 발생
- 2) 이 랜덤수를 TTR로 추출
- 3) 이 TTR에 해당하는 정전비용을 계산
- 4) 1)~3)의 과정을 충분히 반복
- 5) 반복된 총 비용을 합함
- 6) 이 합한 비용은 발생시킨 랜덤수의 개수로 나눔
- 7) 상태 1에서 상태 3, 상태 2에서 상태3으로 천이하는 횟수를 이용하여 정전비용의 기대치를 계산

따라서 식 (4)는 다음 식 (5)와 같이 한 기기에 대한 최종 목적함수로 수정된다.

$$TC_e = SC + TrC + ECIC + MC \quad (5)$$

$$SC = \sum P_i r_{ii} \quad (i \neq 3)$$

$$TrC = \sum \sum f_{ij} r_{ij} \quad (i \neq j)$$

$$ECIC = \text{정전비용 기대치}$$

$$MC = \text{유지보수 비용}$$

기기가 m 대일 경우 목적함수는 다음과 같다.

$$\min_{\tau} TC = \min_{\tau} \sum_{e=1}^m TC_e \quad (6)$$

본 논문의 목적은 총 비용을 최소화하기 위한 최적의 유지보수주기(τ_{opt})를 찾는 것이다. 이를 위한 시뮬레이션 순서도는 다음 그림 6과 같다.

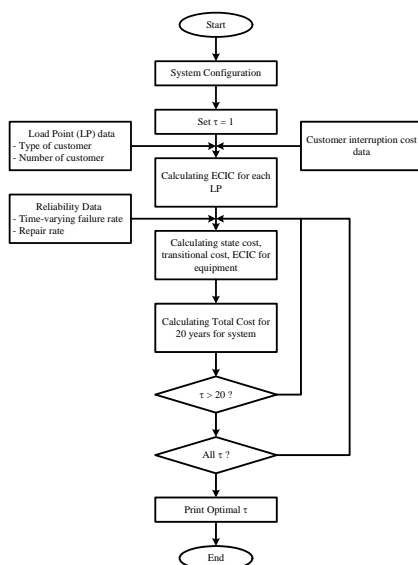


그림 6 시뮬레이션 순서도

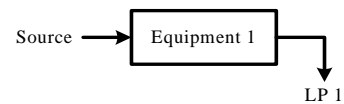
Fig. 6 Flow chart for searching optimal τ

4. 사례연구 및 결과 분석

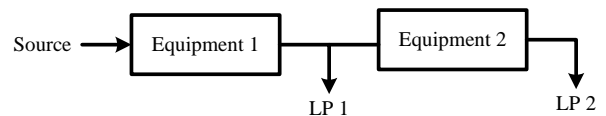
사례연구는 한 기기에 대한 것과 두 기기가 직렬 연결된 시스템에 대한 시뮬레이션으로 나뉜다.

4.1 테스트 모델 및 데이터

그림 7은 사례연구를 위한 모델을 나타낸다. (a)는 한기기로 구성되어 있고, (b)는 두 기기가 직렬로 연결된 시스템이다. 표 1은 정전비용데이터를 나타내고 [8]. 표 2는 Load Point (LP) 데이터를 나타낸다. 고장률은 λ_{13} 은 0.003~0.0063, λ_{12} 은 0.0003~0.00063, μ_{31} 은 1[hour]이다.



(a) 한 기기 (모델 1)



(b) 직렬 연결된 두 기기 (모델 2)

그림 7 테스트 모델

Fig. 7 Test model

표 1 수용가 정전비용 데이터

Table 1 Data of customer interruption cost

수용가 종류	정전비용 [천원/kW]			
	1[min]	20[min]	1[hour]	4[hour]
주거용	0.102	2.062	6.192	23.602
상업용	2.912	5.827	17.480	69.919
사무용	31.383	90.226	142.966	248.883
농업용	1.318	194.529	784.809	1376.408
업업용	79.739	223.769	868.347	2062.011
목축업용	3.231	38.769	340.154	983.538
산업용	7.875	4458.768	14856.726	707.138

표 2 수용가 데이터

Table 2 Load point (LP) data

수용가 종류	평균부하 [kW]		수용가 수	
	LP1	LP2	LP1	LP2
주거용	10	10	15	30
상업용	150	100	10	20
사무용	200	300	4	3
농업용	0	0	0	0
업업용	0	0	0	0
목축업용	0	0	0	0
산업용	400	500	2	1

4.2 결과 및 분석

그림 8과 그림 9는 τ 에 따라 계산된 총 비용을 나타낸 그래프이다. 그림 8은 모델 1에 대하여 유지보수 기간을 1년~20년까지 변경할 경우 총 비용을 나타낸다. 최소비용은 τ 가 10년일 때 48,938,000원이다. 그림 9는 모델 2에 대하여 τ_1 과 τ_2 를 변경하였을 때의 총 기대비용을 나타낸다. 최소비용은 τ_1 이 7년, τ_2 가 11년일 때 103,420,000원이다. 계산된 최적 τ 는 표 3과 같다. 배전계통과 같은 직렬 시스템에서는 전원측에 설치된 기기에 고장이 발생하면 그 뒤에 있는 수용가들이 모두 정전비용이 발생하기 때문에 일반적으로 전원측에 설치된 기기가 보다 중요하다. 따라서 1번 기기의 유지보수 기간이 보다 짧게 나오는 것이 합리적이다.

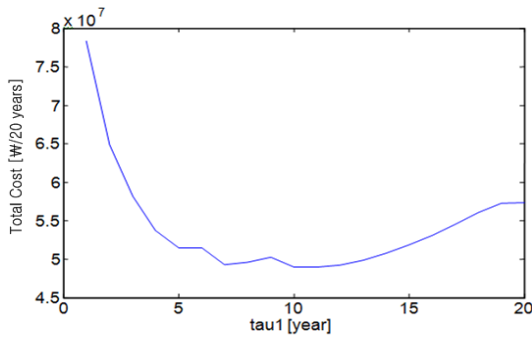
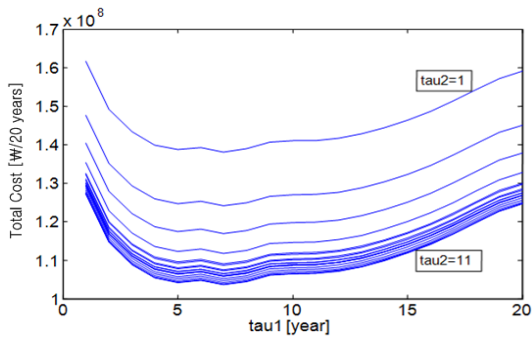
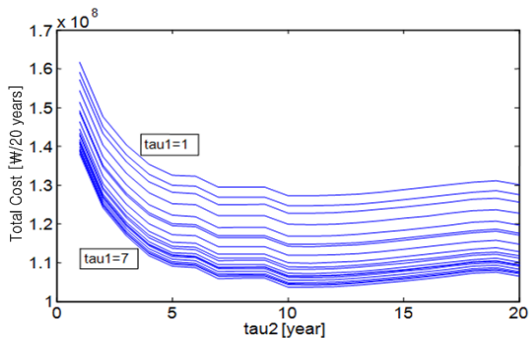


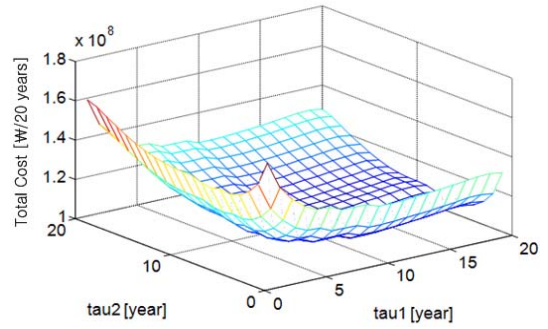
그림 8 τ 에 따른 총 비용 (모델 1)
Fig. 8 Total cost according to τ (Model 1)



(a) τ_1 에 따른 총 비용 (τ_2 선택값)
(a) Total cost according to τ_1 (τ_2 variable)



(b) τ_2 에 따른 총 비용 (τ_1 선택값)
(b) Total cost according to τ_2 (τ_1 variable)



(c) τ_1, τ_2 에 따른 총 비용
(c) Total cost according to τ_1, τ_2

그림 9 τ 에 따른 총 비용 (모델 2)
Fig. 9 Total cost according to τ (Model 2)

표 3 최적 유지보수 기간 [year]
Table 3 Optimal maintenance interval [year]

사례	최적 유지보수 기간 [year]		20년간 최소기대비용 [원]
	τ_1	τ_2	
1	10		48,938,000
2	7	11	103,420,000

5. 결 론

RCM기법은 고장률과 비용을 이용하여 최대의 투자대비 이득을 얻을 수 있도록 최적의 유지보수 기간을 결정할 수 있는 기법이다. 본 논문에서는 기존의 모델을 수정하여 새로운 모델을 제안하였다. 개발한 모델의 특징은 다음과 같다.

1) 시변고장률 이용

임의고장에 의한 일정한 고장률과 열화고장에 의한 증가하는 시변고장률을 더하여 총 고장률로 사용하였다. 따라서 이 총 시변고장률을 개발한 새 모델에 사용하였다.

2) 비선형 정전비용 사용

정전비용은 정전시간이 길어짐에 따라 증가하게 된다. 본 논문에서 개발한 모델은 확률적인 기법을 사용하여 비선형 정전비용을 시스템에 포함시켰다. 따라서 LP에서의 기대 정전비용을 계산하여 사용하였다.

또한 총 비용을 나타내는 목적함수를 개발하였고, 한 기기와 두 기기가 직렬 연결된 시스템에서 최적의 유지보수 기간을 계산하였다. 한 기기에 대하여 최적의 유지보수 기간은 10년으로 나타났고 이때 20년간 총 기대비용은 48,938,000[원]으로 나타났다. 직렬 연결된 시스템에 대한 유지보수 기간은 전원측에 설치된 기기는 7년, 부하측에 설치된 기기는 11년이고 이때 20년간 기대비용은 103,420,000[원]으로 나타났다. 따라서 같은 고장률을 갖는 같은 기기라 하더라도 기기가 설치된 위치에 따라 그 영향이 다르므로 보다 자주 유지보수를 해야 하는 것으로 나타났다. 향후 실제

배전계통에 적용하여 모든 설비들에 대한 최적의 유지보수 기간을 찾는 연구가 필요할 것이다.

감사의 글

이 연구는 2009학년도 경원대학교 지원에 의한 결과임.

참 고 문 헌

[1] K.S. Wang, F.S. Hsu and P.P. Liu, "Modeling the bathtub shape hazard rate function in terms of reliability". RE & SS, Vol. 75, pp. 397-406, Elsevier. 2002.

[2] J.-F. Moon, H.-T. Lee, J.-C. Kim, and C.-H. Park, "Extraction of Time-varying Failure Rate for Power Distribution System Equipment", The Transactions of the KIEE, Vol. 54A, No. 11, pp. 548-556. 2005.

[3] Jony P. Siqueira, "Optimum Reliability-Centered Maintenance Task Frequencies for Power System Equipments", 8th International Conference on PMAFS, pp. 12-16, Sep. 2004.

[4] P. A. Kuntz, R. D. Christie, and S. S. Venkata, "A Reliability Centered Optimal Visual Inspection Model for Distribution Feeders", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, pp. 718-723. 2001.

[5] Lina Bertling, Ron Allan, and Roland Eriksson, "A Reliability-Centered Asset Maintenance Method for Assessing the Impact of Maintenance in Power Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, No. 1, pp. 75-82 . 2005.

[6] J. Endrenyi, G.J. Anders, A.M. and Leite da Silva, "Probabilistic Evaluation of the Effect of Maintenance on Reliability - An Application", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 2, pp. 576-583. 1998.

[7] Anatoly Lisnianski and Gregory levitin, "Multi-state System Reliability", World Scientific. 2003

[8] S. B. Choi, A Technology to Evaluate Reliability and Economy of Distribution Power System under Competition Structure (Research Report No. R-2002-0-190-0-00). Korea Electric Research Institute, MOCIE. 2004

[9] Roy Billinton and Ronald N. Allan. Reliability Evaluation of Power Systems, Plenum Press, NewYork and London,1984

저 자 소 개



문 종 필 (文鍾必)

1977년 5월 27일생. 2000년 숭실대 전기공학과 졸업. 2007년 동 대학원 전기공학과 박사 졸업(공학박사). 2009년 ~ 현재 충주대학교 전기공학과 전임강사

Tel : 043-841-5146

Fax : 043-841-5140

E-mail : moon@cjnu.ac.kr



손진근 (孫珍勗)

1990년 숭실대학교 전기공학과 졸업. 1992년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1997년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 1992~1995 현대중공업(주) 기전연구소 주임연구원. 2002. 2~2003. 2 일본(국립) 가고시마대학 전기공학부 해외 Post-doc. 1997~현재 경원전문대학/경원대학교 전기공학과 부교수.

Tel : 031-750-5711

Fax : 031-750-5354

E-mail : shon@kyungwon.ac.kr