확률론적인 신뢰도기준에 의한 적정설비예비율의 결정에 관한 연구

論 文
57-8-3

A Study on Decision of Optimum Installed Reserve Rate using Probabilistic Reliability Criterion

朴 正 濟* · 崔 在 錫† · 尹 用 範** · 鄭 永 範***
(Jeong-Jae Park · Jae-Seok Choi · Yong-Bum Yun · Young-Bum Jung)

Abstract - This paper proposes an alternative methodology for deciding an optimum deterministic reliability level (IRR; Installed Reserve Rate) by using probabilistic reliability criterion (LOLE; Loss of Load Expectation). Additionally, case studies using the proposed method induce the characteristics of relationship between the probabilistic reliability index (LOLE) and deterministic reliability index (IRR) for 2008 and 2010 years in Korea power system. The case study presents a possibility that an optimum IRR level in Korea can be assessed using the proposed method. Korea power system has been using the LOLE criterion to determine the adequacy of installed capacity (ICAP) requirement. The criterion in Korea is that the loss of load expectation shall not exceed the available capacity more than five day in ten years (=0.5[days/year]). The probabilistic reliability evaluation and production cost simulation program which is called PRASim is used in order to evaluate the relationship and optimum IRR in this paper.

Key Words : Optimum reiliability, Decision of optimum installed reserve rate, Loss of load expectation (LOLE), PRASim

1. 서 론

최근 우리나라의 경우에 전원개발계획추정에 의하면 2015년까지 설비예비율이 50[%]까지 육박할 것으로 예상된다. 또한, 계통규모가 과거 20년 전에 비하여 10배 이상, 그리고 10년전에 비하여 5배 이상 커짐에 따라 과거의 설비예비율의 값이 더 이상 동일한 의미를 지니지 않게 되었다[1]. 설비예비율에 대한 의미해석은 앞으로 신재생 전원의 적극적인 계통진입으로 더더욱 다른 의미에서 바라보아야할 것으로 사료된다. 이에 따라, 현재 우리나라가 1996년도부터 설정하여 사용하고 있는 전원개발계획을 위한 신뢰도기준인 LOLE=0.5[일/년]에 해당하는 설비예비율에 대한 재분석은 그 어느 때보다 중요하다고 판단된다[2,3]. 특히, 우리나라에서처럼 용량가격제(CBP) 시장모델을 채택하는 나라에서는 전력시장계획 및 운영자의 입장에서 중요한 연구대상이다[4,5]. 그러나 사실 적정 설비예비력의 정확한 값을 찾아내기는 어렵다. 그 이유들 중 하나는 전원개발계획시 채택하고 있는 신뢰도 기준은 확률론적 개념에서 추정된 것이며 CBP 시장에 대한 설정 기준은 확정론적이기 때문이다[4,5]. 그리고 이들 신뢰도기준은 그 사회구성원의 동의에 의한 정책적인 측면에서 결정되기 때문이다.

그러므로 이들의 상관성을 살펴보고 분석하는 것은 앞으로 중요할 것으로 사료되며 이번에는 기초연구로서 송전계통을 고려하지 않은 HLI (Hierarchical Level I) 수준에서 둘의 상관성을 모의방법으로 살펴보기로 한다[6,7]. 이를 위해서는 빠르면서도 정확한 알고리즘에 기반을 둔 확률론적 신뢰도 지수 및 발전비 산정이 가능한 발전시뮬레이션을 필요로 한다[8-10]. 현재까지 계층수준I(Hierarchical Level I; HLI)에서 개발된 방법은 45년 전부터 수많은 연구가 진행되었으며 Booth - Baleriaux법, 등가에너지함수법 및 Segmentation법 등과 같은 완전해석적 방법과 Cumulant법, MONA (Mixture of Normals Approximation)법과 같은 근사해석적방법으로 대별 될 수 있다[8,9]. 본 연구에서는 이미 개발한 상승적분과정이 타 방법보다 계산속도면에서 뿐만 아니라 정확도면에서도 보다 우수한 방법으로 평가되고 있고 나아가 에너지제약조건을 가지고 있는 수력발전기 및 양수발전기를 고려할 수 있어서 실 계통에도 적용 가능한 고속 Hartley 변환을 이용한 확률론적 발전시뮬레이션 프로그램을 바탕으로 이번에 본 연구실에서 더욱 수정 보완하여 직접 제작한 모의 프로그램인 PRASim (Probabilistic Reliability and Production Cost Simulation)을 이용하여 우리나라 2008년도의 발전계통의 확률론적 신뢰도 지수인 LOLE=0.5일/년에 해당하는 결정론적 신뢰도 지수인 IRR를 추정하였으며 몇 가지의 실증적 자료를 바탕으로 신뢰도지수의 정성적 특성 및 관계성을 유추하고 제시한다.

* 學生會員 : 慶尙大學校 工大 電氣工學科 碩士課程
慶尙大 工學硏究院 硏究員
** 正 會 員 : 韓電 經營硏究所 責任硏究員
*** 正 會 員 : 韓電 經營硏究所 先任硏究員
† 교신저자, 先任會員 : 慶尙大 電氣工學科 正敎授 · 工博
慶尙大 工學硏究院 硏究員
E-mail : jschoi@gnu.ac.kr
接受日字 : 2008年 4月 11日
最終完了 : 2008年 7月 22日

2. 공급신뢰도 적정수준 결정 기초이론

전력사업에서 공급신뢰도를 현재수준보다 향상시키고자

하는 경우, 전력설비 보강을 위하여 필요한 투자액은 더욱 더 커지게 된다. 그러나 공급신뢰도 수준을 높이는데 소요되는 거액의 투자비에 비하여 공급신뢰도수준의 향상으로 인한 수용가 측의 이익이 반드시 상대적으로 커진다고 할 수는 없다. 이는 설비확충을 위한 투자의 증대로 인해 전기사업의 원가가 상승되므로, 결국 수용가가 부담하여야 할 비용수준이 그만큼 높아지기 때문이다. 따라서, 공급신뢰도가 어느 수준에 도달하게 되면, 그 이상으로 신뢰도수준을 높이는 것은 수용가로서도 공급비용(Utility Cost)을 증가시키는 관점에서 오히려 바람직하지 않기 때문이다. 그러므로 공급신뢰도 향상에 의한 수용가 측의 이익과 이를 위해 수용가가 부담하여야 하는 공급비용의 상승이 균형을 이루도록 전력설비의 계획과 운용을 검토해나가는 것이 바람직하다[11,12]. 이를 모두 비용으로 환산하여 나타내면 다음 식 (1)과 같이 표현된다.

$$\text{minimize } Z = S_C + F_C \tag{1}$$

단, S_C : 공급비용(Utility Cost)[원]
F_C : 공급지장비용(Outage Cost)[원]

식 (1)은 공급비용과 공급지장비용의 합인 수용가가 부담하는 총비용이내 전력공급설비의 규모 즉, 최적 신뢰도수준이 결정될 수 있음을 의미한다. 그림 1은 이러한 최적 전력공급설비 규모가 결정되는 관계를 표시한 것이다[13].

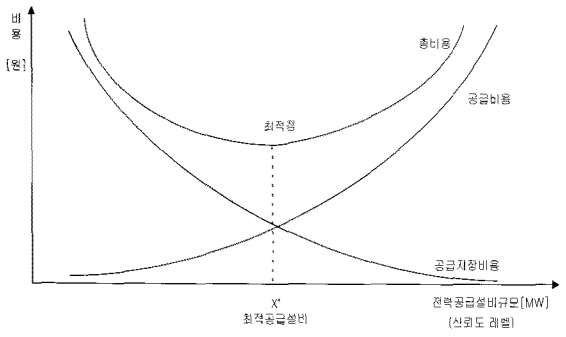


그림 1 최적 공급설비규모의 결정
Fig. 1 Determination of Optimal installed capacity point

위의 그림에서 전력수요, 연료비 등이 주어져 있는 경우 전력공급설비(전원 및 송배전설비)의 규모를 확대해 가면, 전력의 공급비용은 증가하는 반면에 정전에 의한 수용가의 피해비용은 설비보강, 공급신뢰도수준의 향상에 의해서 점차로 줄어든다. 그러므로 이 두 비용의 합이 최소가 되는 지점이 사회적으로 본 최적 공급설비의 규모가 되며 공급신뢰도 적정수준이 된다. 한편, 전력수요의 규모가 증대되는 경우에는 수요규모의 확대로 인해 공급지장비용 곡선이 우측으로 이동하기 때문에 동일한 공급신뢰도수준을 유지하기 위해서는 이에 대응한 최적 공급설비의 규모가 증가되어야 한다. 이를 한계비용의 개념으로 살펴보면 한계공급비용과 그때의 한계공급지장비용이 같아지는 점에서 최적 공급신뢰도수준이 결정된다. 식 (1)이 연속이고 미분 가능한 함수라면 이를 설비량변수(또는 공급신뢰도지수) X에 대하여 미분하여 0이 되는 점이 최적점이 된다. 그러므로 최적점은 식 (2)를 해석함으로써 구해질 수 있다.

$$\frac{\partial S_C}{\partial X} + \frac{\partial F_C}{\partial X} = 0 \tag{2}$$

식 (2)를 만족하는 최적점 X를 X^*라 하면 이점에서 좌우변의 절대치는 같으므로 식 (3)과 같이 쓸 수 있다.

$$\left|\frac{\partial S_C}{\partial X}\right| = \left|\frac{\partial F_C}{\partial X}\right|, \quad X = X^* \tag{3}$$

그러나 이의 수학적 해석은 용이하지 않다. 즉, 공급설비곡선은 최적설비투자모형을 이용하여 해석할 수 있으나 공급지장비용곡선은 설문지조사 또는 해석적인 방법으로 공급신뢰도수준에 따른 값을 추정하여야 한다. 이때 통상 (1) 해석적인 방법으로 확률론적인 공급지장에너지곡선을 추정하고 이를 설문지조사 또는 해석적인 방법으로 구한 한계공급지장비곡선과 결합하여 추정하는 방법, (2) 해석적인 방법으로 확률론적인 공급지장에너지를 추정하고 이를 한계공급지장비를 곱하여 총 공급지장비를 추정하는 방법 등을 사용한다[13-16]. 그러나 위의 식에서 보다시피 공급지장비용은 공급지장시간 뿐만 아니라 공급지장에너지를 포함하는 함수이다. 그러나 우리나라를 비롯하여 세계 각국에서 적정공급신뢰도지수로 통상 공급지장시간기대치(LOLE: Loss of Load Expectation)를 사용하고 있다. 그러므로 공급지장시간기대치를 x 축으로 하여 추정하면 공급설비함수와 공급지장비용함수는 단조함수가 얻어지지 않으며 그러므로 총비용도 더 이상 Convex 함수가 아니다. 이는 전원개발계획을 위한 모형이든 송전설비투자를 위한 모형이든지 모두 해당하는 사항이다[17]. 그러므로 공급신뢰도 적정수준은 해석적으로 얻어지지 못하여 모의방법을 사용하여 두 곡선을 각각 분리하여 추정함으로써 총비용의 최소점을 찾아서 적정수준을 결정할 밖에 없다[15,16].

본 연구에서는 위와 같은 배경 하에 이미 얻어진 확률론적인 적정신뢰도지수 LOLE를 이용하여 이에 해당하는 적정설비예비율(IRR)을 추정하는 방법을 모색하고자하며 이를 이용하여 우리나라 계통에 대하여 적정 설비예비율을 추정하여 본다.

3. 공급신뢰도 지수

3.1 전력계통의 신뢰도지수의 관련성

전력계통의 중요한 신뢰도의 지수들을 보이면 그림 2와 같다. 이들은 다시 계통의 불확실성을 포함하는 확률론적인 신뢰도지수(PRI; Probabilstic Reliabilti Index 그룹)와 포함하지 않는 결정론적인 신뢰도지수(DRI; Deterministic Reliability Index 그룹)로 나눌 수 있다. 나아가 그 값이 물리적인 의미를 갖는 절대적인 지수 (LOLE, EENS 및 IRP(Installed Reserve Power; 설비예비력) 등) 와 계통의

크기나 다른 절대적인 지수와의 비율로써 나타내는 상대적인 지수(IRR 및 EIR등)가 있다. 또한 그 지수가 커지면 신뢰도가 높아짐을 의미하는 지수(PosRI; Positive Reliability Index)와 그 크기가 작아질수록 신뢰도 수준이 높아짐을 의미하는 지수(NegRI; Negative Reliability Index)로 나눌 수 있다.

통상 국민소득의 증대에 따라 절대적인 신뢰도기준은 높아진다. 그러나 이는 어디까지나 신뢰도 지수들 중에서 공급지장시간기대치(LOLE), 공급지장에너지기대치(EENS) 및 설비예비력(Installed Reserve Power)등과 같은 절대적인 신뢰도 지수들로서 이들의 적정값은 당연히 증가한다. 그러나 EIR, SI 및 IRR등과 같은 계통의 크기에 대한 상대적인 값을 의미하는 상대적인 신뢰도지수의 적정값은 꼭 증가한다고 할 수 없다. 이는 계통규모가 작은 나라의 절대적인 신뢰도지수인 공급예비력이 커다(혹은 EENS값이 작다.)고 하여 큰 계통의 나라보다 신뢰도가 높다고 말할 수 없는 이유와 같다.

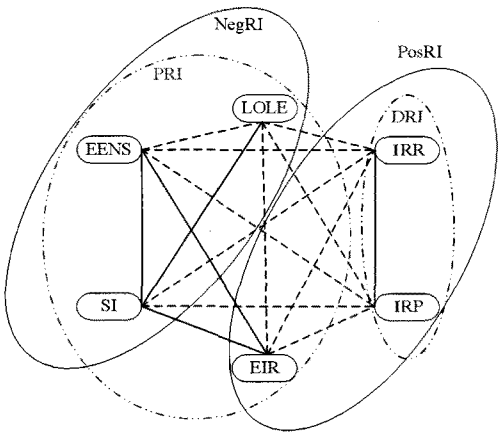
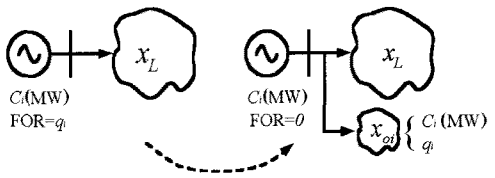


그림 2 전력계통의 신뢰도 지수들
Fig. 2 Power system reliability indices

3.2 HLI 에서의 유효부하와 확률론적 신뢰도지수

송전계통은 전혀 고장이 없으며 수송능력은 무한대라고 가정하고 모든 부하를 하나로 묶은 즉, 발전계통만을 고려한 것을 통상 계층수준I(Hierarchical Level I; HLI) 이라고 하며 이는 아주 오래전부터 현재까지 전원개발 계획모형에 널리 사용되고 있다[15-17]. 이와 같은 HLI에서의 확률론적 신뢰도 및 발전량 그리고 발전비용들을 산정하는 발전시뮬레이션을 위한 유용한 모델이 유효부하(Effective Load) 모형이다[8-10].

그림 3.(a)에서의 실 계통은 그림 3.(b)처럼 등가화 할 수 있다. 전력계통내에 용량C_i(MW)와 사고율(FOR; Forced Outage Rate) q_i인 i^{th}발전기가 존재한다는 것은 원래 부하에 i^{th}발전기의 용량 C_i(MW)를 가지고 FOR은 0인 가상부하가 존재한다는 것과 동일하다. 이때 확률적 계통부하와 발전기 사고에 기인한 확률적 사고부하를 합하여 유효부하라 정의하며 이의 확률변수를 정식화하면 식 (4)와 같다.



(a) 실계통 (b) 등가화한 계통
(a) Actual system (b) Equivalent system

그림 3 HLI에서의 실계통과 등가화한 계통
Fig. 3 Actual and equivalent systems at HLI

$$x_e = x_L + \sum_{i=1}^{NG} x_{oi} \tag{4}$$

단, x_e : 유효부하 확률변수
x_L : 확률적 계통부하의 확률변수
x_o : i 번째의 발전기에 의한 확률적 사고부하의 확률변수
NG : 발전기의 총 개수

즉, i 번째 발전기까지 상승적분된 유효부하지속곡선(ELDC)의 확률분포함수 $\Phi_i(x_e)$는 식 (5)와 같이 정의된다.

$$\begin{aligned}\Phi_i(x_e) &= \Phi_{i-1}(x_e) \otimes f_{oi}(x_{oi}) \\ &= \int \Phi_{i-1}(x_e - x_{oi}) f_{oi}(x_{oi}) dx_{oi}\end{aligned} \tag{5}$$

부하가 설비용량을 초과하는 양의 기대치인 공급지장전력량의 기대치를 '$\in(L_d)$' 라 한다면 이는 식 (6)처럼 된다.

$$\begin{aligned}\in(L_d)_{NG} &= \int_{IC}^{IC+L_P} (x-IC)\,\Phi(x)dx \\ &= \int_{\Phi^*(x)}^{1.0} (x-IC)\,d\Phi^*(x) \\ &= \int_{\Phi(IC)}^{0} (x-IC)\,d\Phi(x) \\ &= \int_0^0 d\left[(IC-x)\Phi(x)\right] + \int_{IC}^{IC+L_P} \Phi(x)dx \\ &= \int_{IC}^{IC+L_P} \Phi(x)dx\end{aligned} \tag{6}$$

그러므로 우선순위에 의해 i 번째 발전기부터 NG 발전기까지 상승적분하여 구한 유효부하확률분포함수 $\Phi_{NG}(x)$를 이용하여 신뢰도 지수 LOLE를 식 (7)과 같이 정식화 할 수 있다.

$$LOLE = \Phi_{NG}(x)\big|_{x=IC} = f(\Phi_o, C_i, FOR_i) \tag{7}$$

3.3 HLI 에서의 설비예비율

결정론적 신뢰도 지수인 설비예비율 (IRR: Installed Reserve Rate)은 식 (8)과 같이 정의된다.

$$IRR = g(C_i, L_p) = \frac{\sum C_i - L_p}{L_p} \times 100\ [\%] \tag{8}$$

그러므로 LOLE와 IRR의 차이점은 부하곡선 및 발전기의 FOR의 고려 유무에 있음을 알 수 있다. 즉, 수학적 해석방법으로는 LOLE와 IRR의 상관관계성을 찾는 것이 불가능하다. 본 연구에는 시뮬레이션 방법을 이용하여 이 둘의 상관성을 살펴보기로 한다.

4. 고속 Hartley 변환을 이용한 발전기 운전모의

4.1 유효부하지속곡선(ELDC) 작성을 위한 기본식

임의의 함수 $f_1(x)$와 $f_2(x)$의 상승적분을 $f(x)$라 하면 이는 식 (9)과 같이 정식화 된다[8-10].

$$f(x) \equiv f_1(x) \otimes f_2(x) \equiv \int f_1(x) f_2(x - x')dx \tag{9}$$

이때 다음식이 성립한다.

$$H(v) = [H_1(v)H_2(v) - H_1(N-v)H_2(N-v) + H_1(v)H_2(N-v) + H_1(N-v)H_2(v)]/2 \tag{10}$$

여기서, H(v), H_1(v), H_2(v) 는 각각 $f(x)$, $f_1(x)$, $f_2(x)$의 Hartley 변환이다. 이의 상승적분정리를 이용하면 ELDC의 확률분포함수 Φ_i(x)를 식 (11)과 같이 정식화 할 수 있다.

$$\Phi_i(x) = FHT^{-1}[H_{i-1}(v)T_{ie}(v) + H_{i-1}(N-v)T_{io}(v)] \tag{11}$$

4.2 원자력 및 화력발전기

원자력발전기의 연료비특성이 화력발전기와 동일하므로 함께 취급할 수 있다. 우선 주어진 역부하지속곡선의 확률분포함수 Φ_o(x)로부터 그 Hartley변환 H_o(v)를 구하고 발전기의 우선순위를 작성한다. H_{i-1}(v)로부터 $(i-1)$번째 발전기까지 상승적분된 ELDC인 Φ_{i-1}(x)를 식 (12)와 같이 구할 수 있다.

$$\Phi_{i-1}(x) = N^{-1/2} \sum_{x=1}^{N-1} H_{i-1}(v)\{\cos(2\pi vx/N) + \sin(2\pi vx/N)\} \tag{12}$$

i번째 발전기의 사고용량 확률밀도함수 $f_{oi}(x)$를 세우고 그 Hartley변환 T_i(v)를 구한다. 식 (13)에 따라 T_i(v)와 H_{i-1}(v)의 상승적분을 나타내는 H_i(v)를 계산한다.

$$H_i(v) = H_{i-1}(v)T_{ie}(v) + H_{i-1}(N-v)T_{io}(v) \tag{13}$$

이제, 이를 역변환 한 후에 식 (7)을 이용하여 LOLE를 구할 수 있다.

4.3 수력발전기

수력발전기의 일반적인 운전모의는 그 설정된 발전량만큼, 경제적 우선순위의 역순으로 화력발전기의 발전량을 감소시킴으로써 이루어진다. 그러므로 ELDC의 $\Phi_i(x_e)$가 역상승적분 되어져야 한다. 이는 고속 Hartley 변환에서 식 (14)를 이용하면 ELDC를 역상승적분 할 수 있다.

$$\Phi_{i-1}(x) = FHT^{-1}\left[\frac{H_{ie}(v)T_i(N-v) + H_{io}(v)T_i(v)}{T^2_{ie}(v) + T^2_{io}(v)}\right] \tag{14}$$

용량 CH인 수력발전기의 총발전량 EH는 미리 설정되는 것으로 하여 운전모의를 할 수 있다. 우선 i=NG로 하고 식 (15)처럼 i번째 화력발전기의 발전 감소량 ED_{Hi}를 계산한다.

$$ED_{Hi} = E_{i1} - (_{PH}E_{i2} + {}_{qH}E_{i3}) \tag{15}$$

수력발전기의 발전량과 화력발전기의 총 감발량이 같아야 하므로 이의 제약조건인 식 (15)가 성립하는지를 검토하고 성립되지 않으면 i=i-1로 한 후 식 (15)를 재검토하고 성립되면 i지점이 수력발전기의 최적부하 담당지점이 된다.

4.4 양수발전기

양수발전기는 크게 경제양수발전과 강제양수발전으로 나눌 수 있다. 강제양수량 TE_{cp}를 식 (16)과 같이 구할 수 있다.

$$TE_{cp} = \min\{E_{cp},\ PG_{\max}/\eta_{pg}\} \qquad [MWh] \tag{16}$$

경제양수발전량은 에너지를 저장시키기 위해서 발전량을 증가시켜야하는 발전기의 발전한계비용과 양수 발전으로 인하여 감소되는 화력발전기의 발전한계 비용이 같아지는 지점에서 결정된다. 이는 다음식과 같은 최적화 문제로 볼 수 있다.

$$\min Z = \left| \sum_{i \in \varepsilon p} \Delta E_{pi}\eta_{pg} - \sum_{i \in \varepsilon p} \Delta E_{gi} \right| \tag{17}$$

4.5 발전기의 보수유지

발전기의 적절한 보수유지는 공급신뢰도 확보에 매우 큰 영향을 미친다. 통상 첨두부하가 하계에 발생하는 우리나라에서는 첨두부하가 발생하는 하계를 피하여 춘계 및 추계에 발전기의 보수유지를 수행하여 항상 적절한 설비예비력을 확보하도록 하고 있다. 이의 고려방법에는 다음과 같이 크게 세 가지가 있다.

(1) 방법 1: 부하지속곡선을 보수유지용량만큼 평균적으로 증가시키는 방법. (그림 3)

(2) 방법 2: 설비용량을 보수유지용량만큼 평균적으로 낮추는 방법. (그림 4)

(3) 방법3: 계절별 또는 월별로 보수율(factor)을 입력자료로 주어서 고려하는 방법.

이들 모든 방법들은 각각 다른 장단점을 지니고 있다. 먼저, 방법 1인 그림 4에서 LDC는 원래의 부하지속곡선이며 MLDC는 발전기보수유지를 고려함으로써 수정된 부하지속곡선을 의미한다. 방법 2인 그림 5에서 IC는 원래의 설비용량을 IC'(MIC)는 발전기의 보수유지량만큼 감소시킨 수정된 설비용량을 각각 의미한다. 이때 각 발전기의 설비용량을 보수일수에 따른 량만큼 기대치값으로 등가적으로 고려하여 감소시킨다. 그러나 이들 두 방법 모두 보수유지용량만큼 평균적으로 모든 시간대에 보수가 이루어진다고 가정하는 것이다. 이는 실제 보수유지계획과는 차이가 있다. 또한, 방법 3은 제법 정확한 방법이지만 발전기 최적보수유지계획프로그램을 이용하여 보수율을 사전에 산정하여야 된다. 그렇지 않으면 그 입력자료인 보수율은 임의의 가정치가 될 것이다. 그러므로 본 PRASim에서는 이를 실제보수유지계획과 부합되게 기저부하시에 발전기의 보수유지가 가장 이상적으로 수행된다고 가정하고 부하지속곡선에서 기저부하시에 보수량(에너지)만큼 증가시켜서 부하지속곡선을 수정하는 방법을 모색하였다. 그림 6은 이를 나타낸 것이다. 이때 보수에너지는 식 (18)과 같다.

$$MENG = C_i \times MD_i \times 24 \quad [MWh] \tag{18}$$

단, MENG : 총보수량(에너지) [MWh]
C_i : #i 발전기의 용량 [MW]
MD_i : #i 발전기의 보수일수[일]

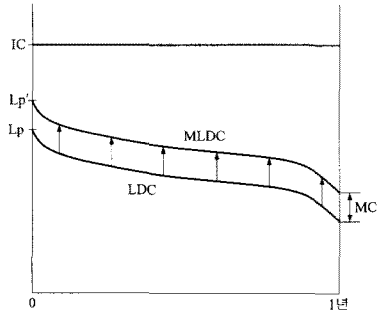


그림 4 부하지속곡선을 보수유지량만큼 평균적으로 증가시키는 방법 (방법 1)

Fig. 4 LDC averagely rises as much as the capacity of maintenance (Method 1)

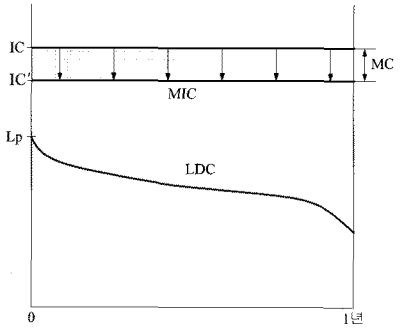


그림 5 설비용량을 보수유지량만큼 평균적으로 낮추는 방법 (방법 2)

Fig. 5 IC averagely decreases as much as the capacity of maintenance (Method 2)

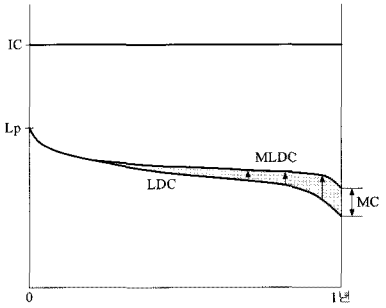


그림 6 본 연구에서 제안하는 기저부하시에 발전기의 보수유지가 가장 이상적으로 수행되는 것으로 보는 방법 (PRASim)

Fig. 6 LDC rises as much as the capacity of maintenance at a base load proposed by this study (PRASim)

4.6 흐름도

고속 Hartley 변환을 이용한 발전량 및 신뢰도 지수를 계산 하는 PRASim의 전체적인 흐름도는 그림 7과 같고, 이를 이용하여 적정 설비예비율의 결정하는 전체적인 흐름도는 그림 8과 같다.

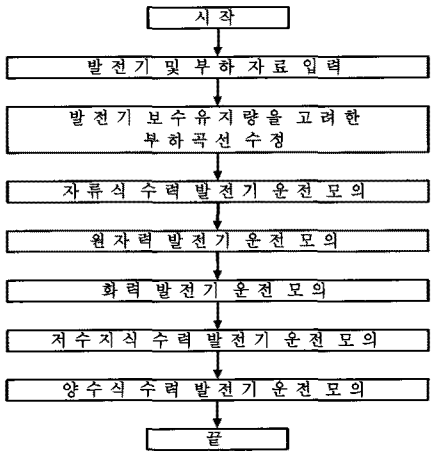


그림 7 PRASim의 흐름도

Fig. 7 Flow chart of PRASim

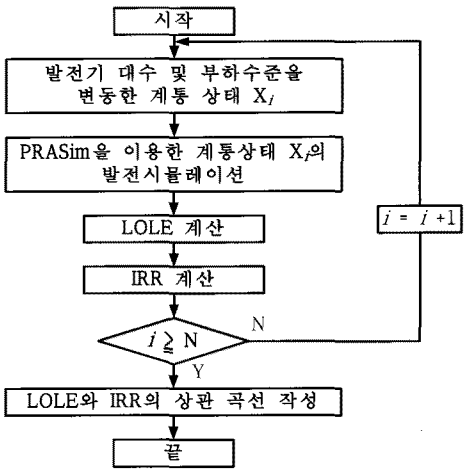


그림 8 전체적인 작업 흐름도

Fig. 8 Overall work flow chart

5. 사례연구

5.1 2008년도 사례연구

본 연구에서는 LOLE와 IRR의 상관성을 알아보기 위해 제3차 전력수급기본계획에서 2008년도에 대한 자료를 참고로 하였다. 수력 및 양수 발전기를 제외한 총 발전기 수가 189대이고 총 설비용량이 78,558[MW]이며 최대부하는 61,380[MW]인 실계통 규모를 대상으로 모의를 실시하였다. 수력발전기는 용량이 1,516[MW]이고 발전기 사고율(FOR) 및 연간 설비이용률은 각각 0.04297 및 20[%]인 한 대의 등가발전기로 설정하였고, 양수발전기도 용량이 3,900[MW]이고, 종합효율이 70[%], 상부저수지의 용량이 12,000[MWh]인 한 대의 등가발전기로 설정하였다. 전술한 바와 같이 설비예비율(IRR: Installed Reserve Rate)은 최대부하와 설비용량을 변수로 가지며 LOLE는 최대부하, 설비용량, FOR을 변수로 가진다. 본 연구에서는 이들 각각의 변수들 중에서 최대부하를 변화 시키면서 운전모의를 실시하여 보았다.

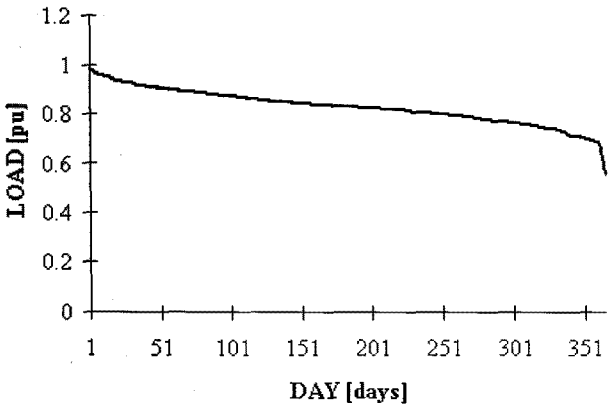


그림 9 연간 일 최대부하지속곡선 (2008년도)

Fig. 9 Daily Load duration curve pattern (2008 year)

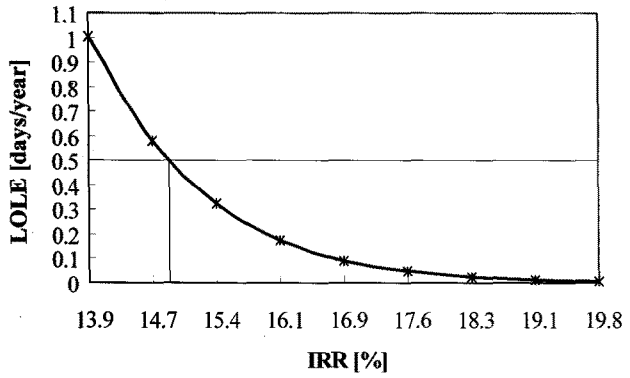


그림 10 연간일최대부하지속곡선을 사용한 설비예비율과 LOLE의 변동 (2008년도)

Fig. 10 Relationship between IRR and LOLE by using daily LDC (2008 year)

한편, 우리나라와 북미 여러 지역은 앞서의 시간부하지속곡선보다 일최대부하지속곡선을 사용하여 신뢰도지수를 산정하고 있다. 이는 하루의 부하가 그날의 최대부하로 이루어져있다고 보는 것으로 시간부하지속곡선을 사용하는 경우보다 상대적으로 더욱 강력한 신뢰도기준을 나타내어준다. 즉, 우리나라에서 사용하고 있는 LOLE=0.5[일/년]은 이때 부하지속곡선으로 일최대부하를 사용하였음을 의미한다. 그러므로 그림 9와 같은 2006년도의 365개의 연간일최대부하 패턴을 이용하여 2008년도 일최대부하지속곡선을 작성하고 이를 이용하여 모의를 하여보았다. 그림 10은 최대부하를 증가하면서 얻어진 IRR과 LOLE의 신뢰도 지수 값을 보인 것이다. 여기서 우리나라 발전계통계획기준인 신뢰도기준 LOLP=0.5[일/년]에 해당하는 IRR값은 14.9%임을 알 수 있었다.

5.2 2010년도 사례연구

제3차 수급계획에 나타난 최대부하가 62,852[MW]인 2010년도에 대하여 PRASim을 이용하여 해석하여보았다. 그림 11은 이를 나타낸 것이다. 2010년도도 LOLE=0.5[일/년]에 해당하는 IRR=14.5% 정도를 타나내고 있음을 알 수 있었다.

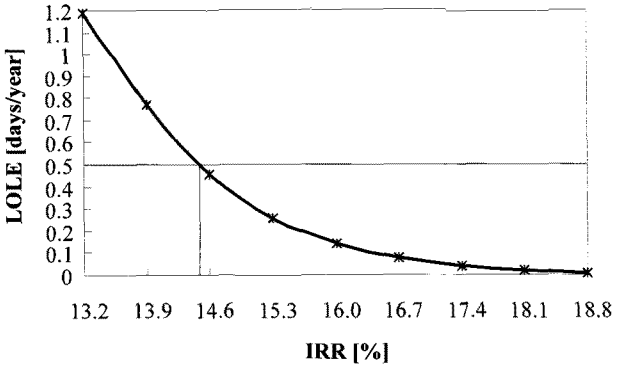


그림 11 연간일최대부하지속곡선을 사용한 설비예비율과 LOLE의 변동 (2010년도)

Fig. 11 Relationship between IRR and LOLE by using daily LDC in 2010 year

5.3 우리나라에서의 적정 설비예비율의 한 제안

이번 연구에서 얻어진 우리나라의 2008년도 및 2010년도에 대하여 모의한 결과 및 1992년도에 이와 유사한 연구를 실시한 연구결과를 함께 정리하여 보이면 표 1 및 그림 12와 같았다[8,9]. 참고로 신뢰도기준이 1992년도 에는 $LOLE^*$ = 0.7 [일/년] 이었으며 2008년 및 2010년에는 $LOLE^*$ = 0.5 [일/년] 이다. 본 그림에서 계통규모가 커지고 GNP가 상승할수록 동일한 LOLE에서 IRR은 작아짐을 알 수 있다. 그리고 $LOLE^*$가 강화되면(낮아지면) 이에 해당하는 IRR^*은 작아짐을 엿볼 수 있다.

표 1 PRASim을 이용한 우리나라의 1992, 2008 및 2010년도의 적정 설비예비율(IRR) 모의값

Table 1 Optimum IRR value of Korea by using PRASim in 2008 and 2010 year

연구년도	계통규모 [MW]	설정한 신뢰도기준 (LOLE)	해당하는 설비예비율 (IRR) [%]
1992년도	IC=19,434 LP=17,567	LOLE=0.7 [days/year]	19.8 [%]
2008년도	IC=68,559 LP=61,380	LOLE=0.5 [days/year]	14.9 [%]
2010년도	IC=71,459 LP=64,610	LOLE=0.5 [days/year]	14.5 [%]

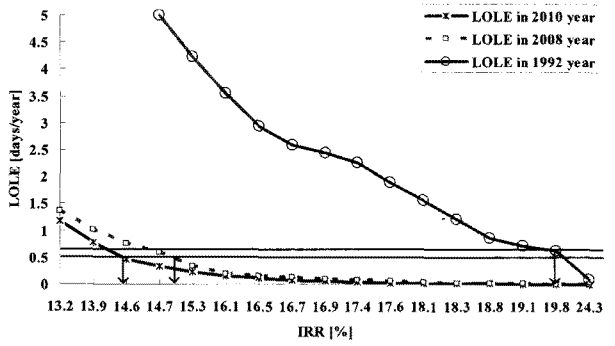


그림 12 우리나라의 1992, 2008 및 2010년도의 적정 설비예비율(IRR) 모의값

Fig. 12 Optimum IRR value of Korea in 1992, 2008 and 2010 year

5.3 신뢰도지수의 정성적 특성

앞서의 실증적 사례연구결과를 토대로 하여 LOLE와 IRR의 기본적인 정성적 특성을 유추하여 보았다. 그림 13은 LOLE*가 일정한 상태에서 계통크기가 증대함에 따른 적정 설비예비율(IRR*)의 변화를 보인 것이다.

한편, 그림 1에서처럼 결정되는 최적공급신뢰도수준은 공급비용이 고정된 상태라면 공급지장비의 증가에 따라 적정 신뢰도수준은 오른쪽으로 이동하면서 상승한다. 그러나 공급비용의 곡선의 좌측영역을 벗어나지 못하며 이의 곡선을 따라 상승한다. 그러므로 총비용과 신뢰도수준과의 탄성치인 $\Delta R/\Delta C$는 감소한다. 즉, 일반적으로 GNP가 증가할수록 공급지장비는 증가한다고 볼 때 이에 따라 적정신뢰도 수준은 증가하지만 포화한다. 그림 14는 이를 보인 것이다. 그러므로 1인당 국민소득의 상승에 따른 일반적인 적정 신뢰도 수준(R^*)의 변화 및 신뢰도 지수중 가장 대표격인 $LOLE^*$를 함께 보이면 그림 15와 같다. 단, 여기서 R^*는 절대적인 신뢰도지수이다. 이의 수학적 증명을 부록에 보인다.

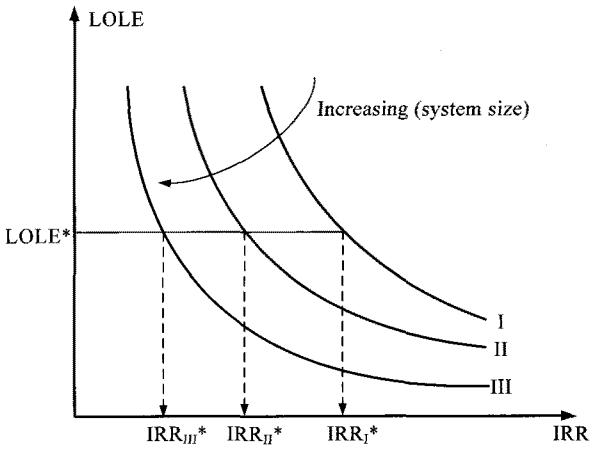


그림 13 LOLE*가 일정한 상태에서 계통크기가 증대함에 따른 설비예비율 적정수준(IRR*)의 변화

Fig. 13 The change of optimum level of reliability by increase of system size as well as GNP

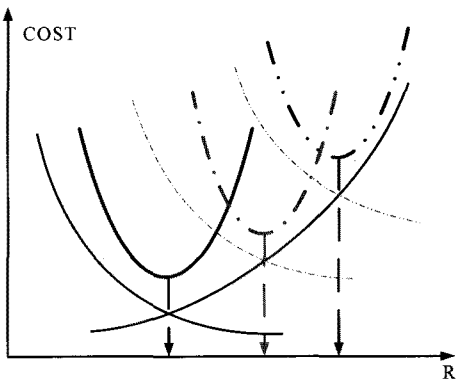


그림 14 공급지장비의 상승에 따른 적정신뢰도 수준의 변화

Fig. 14 Variation of optimum reliability levels by increase of outage cost

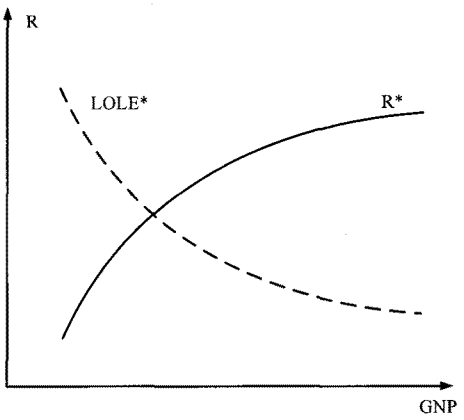


그림 15 GNP의 상승에 따른 적정신뢰도 수준(LOLE* 및 R*)의 변화

Fig. 15 Variation of optimum reliability levels (LOLE* and R*) by increase of GNP

6. 결 론

본 연구에서는 기존의 고속 Hartley 변환을 이용한 확률론적인 신뢰도 평가 모의방법을 더욱 정밀하게 가공하여 PRASim이라는 발전시뮬레이션 프로그램을 직접 제작하고 이를 이용하여 확률론적인 신뢰도지수중 하나인 LOLE를 도출하고 그 변수들의 변동에 따른 각각의 설비예비율(IRR)을 도출할 수 있음을 보였다. 또한 우리나라 기준 LOLE를 만족하는 적정비예비율을 선정할 수 있음을 보였다. 그러나 이다까지나 이번 연구에서 제시하는 적정 설비예비율 결정 방법 및 그 값은 하나의 순수 학술적인 연구 제안이며 오히려 그 정성적인 관계특성에 가치가 부여되기를 기대한다. 본 연구에서 얻어진 정성적인 특성을 바탕으로 차후에 보다 상세한 입력자료 및 모델을 사용한다면 이는 실제 활용 가능한 적정 설비예비율의 결정에 크게 기여할 것으로 기대된다. 참고로 1990년도에 유사한 연구가[1] 행해진 결과에 따르면 당시의 신뢰도 기준인 LOLE=0.7[일/년]에 대하여 우리나라의 적정 설비예비율은 대략 20% 내외의 값으로 얻어졌던 사실과 비교할 때 비록 본 연구가 대략적인 값을 추정하였다고 하여도 그동안 우리나라의 발전계통의 크기의 엄청난 증가로 말이암아 적정설비예비율의 변화가 있다는 사실은 엄연하며 그 재설정은 매우 중요하다고 하겠다. 즉, 이러한 결과들은 전력수급계획시 유용한 가이드로써 설비용량의 부족이나 과잉투자를 방지하는 역할을 할 수 있으며 또한 발전용량 가격선정시 유용하게 사용 될 수 있을 것으로 기대된다. 우리나라는 현재 발전기의 설비 용량에 따른 발전용량 가격을 선정하는 용량가격(ICAP)방식을 이용하고 있으므로 본 연구에서 보여주는 LOLE와 설비예비율(IRR)의 관계성에 의해 적정 설비예비율을 도출하는 방법은 발전용량 가격 선정 시에 보다 합리적인 발전용량 가격선정에도 기여할 수 있을 것으로 사료된다.

한편, 본 연구에서는 일반적인 발전계통의 상황하에서의 정성적인 관련성을 유도한 것이며 설비이용율이 매우 낮은 발전기의 투입이나 자원의 불확실성이 매우 큰 풍력발전기 등과 같은 신재생에너지원의 투입등과 같은 다소 특이한 상황하에서의 적정설비예비율 및 신뢰도 지수들의 상관성에대한 연구가 앞으로 필요하다고 사료된다.

끝으로, 본 연구는 어디까지나 실증적 사례연구의 결과를 토대로 한 정성적인 특성을 유추하여본 것이므로 차후 이의 수학적 증명이 따라야할 것으로 기대하며 발전계통의 적정 신뢰도수준은 어디까지나 정책적인 측면에서 결정되는 사항이므로 본 연구에서 제시한 신뢰도 지수의 특성을 의사결정자가 이해함으로써 전기에너지사업을 보다 합리적으로 이끌어 가기 위한 적정신뢰도수준의 결정시에 도움을 주고자함에 그 궁극적 목적을 두고 있다.

참 고 문 헌

[1] 제3차 전력수급기본계획, 산업자원부, 2006,12.

[2] 한국전력공사, "공급능력 및 LOLP를 고려한 발전설비 적정수준에 관한 연구" 최종보고서, 한국전력공사 전원계획처, 1995년 4월.

[3] 한국전력공사, "한국의 적정 LOLP 수준 결정에 대한 연구" 최종보고서, 한국전력공사, 1999년 7월.

[4] Benjamin F. Hobbs, Ming-Che Hu, Javier G. Iñón, Steven E. Stoft, and Murty P. Bhavaraju, "A Dynamic Analysis of a Demand Curve-Based Capacity Market Proposal: The PJM Reliability Pricing Model" IEEE Tran. on PS, Vol. 22, No. 1, Feb, 2007, pp.3-14.

[5] Murty P. Bhavaraju, Benjamin Hobbs, and Ming-Che Hu, "PJM Reliability Pricing Model- A Summary and Dynamic Analysis" IEEE GM2007, Tampa, FL USA, June, 2007.

[6] PJM. "Generation Adequacy Analysis: Technical Methods", White Paper of Capacity Adequacy Planning Department PJM Interconnection, L.L.C. October 2003.

[7] PJM, "2007 PJM Reserve Requirement Study" Annual Report of Reserve Requirement Assumptions Working Group (RRAWG) Planning Committee (PC), August 15, 2007.

[8] 최재석, "확률론적 발전시뮬레이션을 위한 효율적인 앨고리즘", 고려대학교 공학박사학위 논문 1990, 7.

[9] 송 길영, 최 재석, 김 용하, "고속 Hartley 변환을 이용한 확률론적 발전시뮬레이션에 관한 연구", 대한전기학회논문지, 39-42-2, pp.341-348, 1990년4월.

[10] KEPCO, "A Study on the Analysis for Generation Planning using MNI" KEPCO Reports, 1988.

[11] 한국전력공사, "적정예비전력 결정이론" 최종보고서, 한국전력공사 기술개발부, 1979년 11월.

[12] 한국전력공사, "전력계통계획 수립기준에 관한 연구", 한국전력공사 계통계획실, 2001년 8월.No.2, May 1995, pp.753-759.

[13] 이지훈, 강성록, 최재석, 김호용, 김슬기; "전력계통 계획 수립 시 공급지장비의 역할과 추정", 2003년 5월, 대한전기학회 춘계학술대회 논문집, pp. 11-14.

[14] R. Ghajar & R. Billinton, "Evaluation of the Marginal Outage Costs interconnected and Composite Power System" IEEE Trans. on PS, Vol.10,

[15] 김홍식, 문승필, 최재석, 강진중, 김호용, 박동욱; "負荷地點別 供給支障費推定을 위한 數値解析的方法의 開發" 대한전기학회 논문지, 2001년 6월, Vol. 50A, No.6, pp.265-274.

[16] 김홍식, 문승필, 최재석, 노대석, 차준민; "각 부하 지점별 확률론적 발전비용 산정을 위한 수치해석적 방법의 개발", 대한전기학회 논문지, 2001년 6월, Vol. 50A, No. 9, pp. 431-439.

[17] Jaeseok Choi, Timothy Mount, Robert Thomas and Roy Billinton, "Probabilistic Reliability Criterion for Planning Transmission System Expansions" IEE G,T&D, Vol.153, No.6, pp.719-727, November, 2006.

저 자 소 개

박 정 제 (朴 正 濟)

1981년 11월 9일생. 2007년 경상대 전기공학과 졸업. 2007년~현재 동 대학원 전기공학과 석사과정

Tel : 055-751-5347
Fax : 055-759-2723
E-mail : pakjan@hanmail.net

최 재 석 (李 舜 信)

1958년 4월 29일생. 1981년 고려대 전기공학과 졸업. 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 1997년~현재 경상대 교수

Tel : 055-751-5347
Fax : 055-759-2723
E-mail : jschoi@gnu.ac.kr

정 영 범 (鄭 永 範)

1974년 6월 2일생. 2001년 고려대 전기공학과 졸업. 2003년 동 대학원 전기공학과 졸업. 현재 한전 경영연구소 선임연구원

Tel : 02-3456-3622
Fax : 02-3456-3629
E-mail : ybjung7@kepcoi.co.kr

윤 용 범 (尹 用 範)

1958년 9월 28일생. 1984년 부산대 전기공학과 졸업. 1986년 서울대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1995년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 한전 경영연구소 책임연구원

Tel : 02-3456-3620
Fax : 02-3456-3629
E-mail : ybyoon@kepri.re.kr

부록: 공급지장비의 증가에 따른 적정신뢰도 수준의 포화특성

1. Assumption I: 공급비용이 고정되어있다.
2. Assumption II: GNP의 증가에 따라 그 사회의 공급지장비가 증가한다.

증명: 총비용의 최적점의 점근선인 공급비용곡선을 벗어날 수 없다. 그러므로 이때 신뢰도 수준을 변수 x 라고 하면 최적총비용함수 식 (1)과 같다.

$$f(x) = Ce^{x} \tag{부.1}$$

이제, 최적총비용을 변수 x, 그리고 적정 신뢰도수준을 f(x)라고 재정의하면 이는 식 (부.1)의 역함수가 된다. 따라서 식 (부.2)처럼 정식화된다.

$$f(x) = C'\ln x \tag{부.2}$$

식 (부.2)의 기울기는 비용에 대한 신뢰도수준의 탄성치인 $\Delta R/\Delta C$의 순간변화율과 동일하다. 이의 미분값의 극한치는 아래와 같다.

$$\lim_{\Delta C=0} \Delta R/\Delta C = \lim_{x=\infty} dx(C'\ln x)/dx = \lim_{x=\infty} 1/x = 0 \tag{부.3}$$

총비용의 극한에서 기울기가 0이므로 적정 신뢰도 수준인 f(x)는 포화한다. (증명끝.)