

# 系統計劃 樹立用 供給支障費의 推定方法 및 이의 應用에 관한 研究

論 文

53A-5-5

## A Study on the Assessment and Application of Outage Cost for Power System Expansion Planning

崔在錫\* · 姜成錄\*\* · TrungTinh Tran\*\*\* · 金豪裕§ · 金슬기§§  
(Jaeseok Choi · Sungrok Kang · TrunTinh Tran · Hoyong Kim · Seulgi Kim)

**Abstract** - The outage cost assessment has an important position for determination of the optimal level or optimal range of reliability for power system expansion planning. Establishing the worth of service reliability is a very difficult and subjective task. While the utility cost(reliability cost) will generally increase as consumers are provided with higher reliability, the consumer costs(reliability worth) associated with supply interruptions will decrease as the reliability increases. The total costs to society are the sum of these two individual costs and the optimum or target level of reliability is achieved at minimum point of the total cost curve. This paper addresses the role, need and assessment algorithms and methodologies of the outage cost in power system expansion planning. In a case study, the outage cost has been assessed using macro approach for our country 15years(1986-2001) in the case study. Additionally, determination processing of optimum reliability level is presented in another case study with the five buses MRBTS.

**Key Words** : transmission system, optimum reliability level, investment cost, outage cost

### 1. 서 론

전력계통의 기본적인 기능은 전력공급의 지속성과 품질을 보장하면서 계통의 부하와 에너지 요구조건을 가능한 경제적으로 만족시키는 것이다[1]. 그러나 전기 에너지를 지속적으로 높은 신뢰도 수준으로 유지하는 문제와 상대적으로 낮은 비용으로 공급하는 문제는 상충되는 것으로서, 현재의 전력계통 관리자, 계획자 및 운영자들에게 다방면에 걸쳐 항상 직면하는 어려운 문제이다. 한편, 전력회사는 미래의 전력계통을 운영하고 계획하는데 있어서 경제적, 정치적, 사회적 및 환경적 제약조건 속에 내재되어 있는 불확실성과 항상 직면하게 된다. 이로 인해 신규설비의 확충의 필요성이 증대되고 계통의 투자비용 및 신뢰도의 최적화가 강조된다. 이와 같은 자본과 운영자원을 최적으로 배분하는 문제를 통합적으로 해결하고자할 때 고려되는 요소들로는 신뢰도 비용과 신뢰도 가치의 산정 및 추정 등이 있다. 이중 신뢰성 있는 서비스의 공급을 수행하기위하여 투자되는 공급비용, 즉 신뢰도 비용(reliability cost)을 산정하는 방법은 매우 정확하면서도 잘 정립되어 있다. 그러나 신뢰성 있는 서비스의 공급 가치, 즉 신뢰도 가치(reliability worth)를 평가하는 방법론은 제대로 정립되어 있지 않으며, 이러한 방법론이 완

전하게 공인될 만한 것이 되기 위해서는 상당한 연구가 필요하다. 전기에너지 공급의 서비스의 신뢰도 가치를 추정하는 일은 어렵고 또한 주관적인 부분으로서 현재 직접적인 평가는 실현 불가능한 것으로 보이며, 널리 사용되고 있는 현실적인 대안으로는 전력공급실패에 의해 수용가가 입는 영향과 금전적인 손실, 즉 공급지장비용을 추정하는 것이다. 즉, 수용가의 공급지장비용은 전력공급신뢰도의 실제 가치를 대신할 수 있다[2]. 그러므로 전력회사는 계통계획의 수립시에 최적투자비결정을 하기 위하여 신뢰도 가치를 나타내는 공급지장비를 의사결정과정에서 포함시켜야하며 이를 위하여 수용가의 공급지장비용을 계통 자본 및 운영 투자에 대응하는 정량적인 지수에 연결시켜야 한다. 이와 같은 최적투자비 결정 즉, 최적신뢰도 결정이론으로는 “최적투자비(최적신뢰도)란 신뢰도 비용인 공급비용과 신뢰도 가치라고 할 수 있는 공급지장비용의 합인 총비용이 최소화되는 점에서 결정된다.” 라는 이론적 개념에 따르고 있다.[2]

본 연구에서는 발전계통 및 송전계통을 고려한 계층수준 II (Hierarchical Level II; HLI) 단계인 송전망확충 계획시 최적인 투자비 결정을 실시하기위하여 공급지장비를 추정하는 방법, 관련 자료획득방법 및 투자비와의 상관성 등을 살펴보고 사례연구로 우리나라를 대상으로 국내총생산액(GDP)과 전력사용량과의 상호 밀접한 관계성을 이용한 거시적인 접근법을 이용하여 1986년부터 2001년까지 15년에 걸쳐 공급지장비를 추정하여 보았다. 더불어 과연 공급지장비가 어떻게 송전계통의 최적확충계획을 위하여 이용되는가를 5모선 MRBTS(Modified Roy Billinton Test System)에 대한 사례응용연구를 통하여 최적 신뢰도지수를 구하는 절차를 소개함으로써 본 연구에서 추구하는 궁극적인 목표인 계통계획 시 공급지장비의 활용가치를 검토하여보았으며 차후 실제계통적용을 위한 연구방향을 살펴보았다.

\* 正會員 : 慶尙大學校 電氣工學科 教授  
\*\* 正會員 : 慶尙大學校 電氣工學科 碩士  
\*\*\* 正會員 : 慶尙大學校 電氣工學科 碩士課程  
§ 正會員 : 電氣研究員 電力研究團 團長  
§§ 正會員 : 電氣研究員 新電力시스템 研究그룹 研究員  
接受日字 : 2003年 10月 9日  
最終完了 : 2004年 4月 2日

2. 계통계획 수립 시 공급지장비의 역할

공급지장비용 혹은 정전비용으로 불리우는 신뢰도가치의 추정은 신뢰도 평가를 토대로 하고 있다. 지금까지 총괄적인 전력계통(Bulk Power System)과 실제 수용가 수준의 적용을 위하여 수많은 신뢰도지수들이 개발되었으며, 이러한 지수들은 그림 1과 같은 계층구조를 사용하여 분류될 수 있다. 즉, 전체 전력계통을 발전, 송전 및 배전의 세 가지의 계통 분야로 나눌 수 있으며 각 계통 분야별로 정량적인 신뢰도 평가를 수행할 수 있다. 발전분야는 계층수준 I (HLI)로 지칭되고 HLI 단계에서의 분석을 통해 전체 발전설비의 계통수요 담당 능력을 평가한다. 현재까지 HLI 단계에 대하여는 상당한 연구가 수행되어왔으며, 대부분의 전력회사는 정기적으로 이 단계에서의 정량적인 신뢰도 평가를 실시하여 이를 계통계획에 적극 활용 및 적용하고 있다. 현재 가장 보편적으로 사용되는 지수는 공급지장부하기대치(LOLE)이나 공급지장에너지기대치(LOEE) 또한 사용되고 있다.

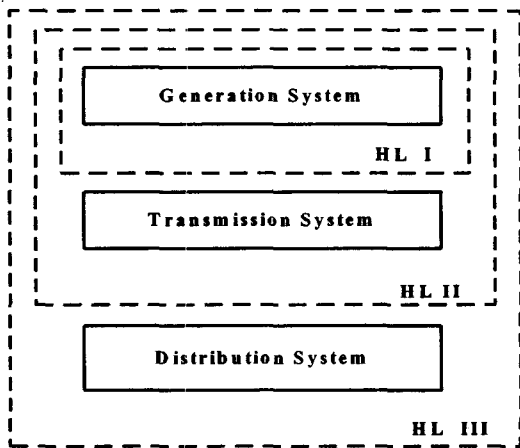


그림 1 전력계통의 계층구조  
Fig. 1 Hierarchical level of power system

특정한 지역의 문제를 평가하기 위해서는 송전계통까지 감안하여야한다. 이와 같이 발전계통분야와 송전계통분야를 복합하여 이룬 것을 계층수준 II(HLII)라 하며 이는 대규모 계통의 부하 지점을 담당하기 위한 발전 및 송전계통까지 감안한 복합계통의 능력을 평가하는 데 이용되는 계층수준이다. HLII에서의 분석은 계통의 발전과 부하지점이 분산되어 있는 특성을 명확히 인식하고 발전 및 송전에 대하여 복합적으로 평가하는 것이다. HLII 단계에서 정량적인 평가 및 절차 개발을 위한 상당한 연구가 진행되어 있지만, 현재 대개의 전력회사들은 그 수행절차의 복잡성 및 입력 자료의 미확보 등으로 말미암아 이러한 평가절차를 적극적 및 정기적으로는 활용하지 못하고 있는 실정이다.

마지막으로 계층수준 III (HLIII)에서의 분석은 실제 계통 문제의 방대함으로 인해 거의 사용되고 있지 않으나, 극히 미소한 방법론의 개발에 관한 연구가 진행되어 오고 있다 [5]. HLIII 단계의 신뢰도 평가는 앞서의 HLII 신뢰도 평가를 실시하여 얻어진 각 부하모선별 출력자료를 배전계통만

의 신뢰도평가를 위한 입력자료로 활용함으로써 궁극적으로 각 수용가 말단의 신뢰도 지수를 추정할 수 있다. 그 이유는 배전계통은 각 계통별로 구성이 매우 달라서 각 계통에 대하여 독립적으로 신뢰도 평가를 실시하여야 하기 때문이다.

한편, 전력회사에서 사용하고 있는 일반적인 계통확충계획 문제는 전통적으로 계통투자 비용을 근거로 하여 구성된 계통계획에 대한 다양한 대안(시나리오)들을 상호 비교하여 그중에서 최적안을 선택하는 방식을 이용하고 있다. 이때 계통확충을 위한 투자비용을 결정하는 방식으로는 크게 두 가지가 있다. 첫 번째는 복미를 중심으로 수년간 사용되어 온 것으로서 선진국의 전기에너지 수용가는 높은 신뢰도 수준으로 제공받아야하며 중진국 및 후진국으로 갈수록 낮은 신뢰도기준이 합당하다는 이론이다. 이 방식에서 계통계획 투자는 결정론적인 기준 또는 경험과 판단을 근거로 선정된 신뢰도 기준에 의해 결정된다. 각 대안은 어떤 결정론적 또는 확률론적인 방법을 사용하든지 상관없이 동일한 신뢰도 수준으로 전력에너지를 공급한다는 가정 하에서 제안된 확충설비에 대한 자본 비용과 운전 및 보수비용의 합을 비교한다. 본 방식에서는 내재된 사회경제적인 비용이 신뢰도기준의 선정과 연관되어 있다는 것을 내포한다. 따라서 전력회사가 채택한 결정론적 또는 확률론적 기준은 공공요구에 대한 인식을 근거로 한다고 가정하고 사회경제적 비용의 인식을 내포하려는 경제 및 규제적인 힘에 의해 설정된다. 그러므로 이러한 신뢰도 기준을 활용하기 위해서는 요구되는 신뢰도를 얻기 위한 투자비용과 그 투자로 말미암아 사회가 얻는 이익 간에 최적의 개념이 반영되어야 한다. 두 번째 방식은 유럽을 중심으로 발전하여온 방식으로 외부적비용 기법(explicit cost technique)이라 불리 운다. 이는 전력에너지의 공급지장 즉, 신뢰도를 가치화하여 이를 투자비용에 포함한 총비용에 대하여 대안별로 비교함으로써 최적확충계획안을 얻어내는 방식이다. 즉, 이는 비용평가 과정에서 신뢰도 가치를 직접 포함시키는 방식이다. 두 방식은 당연히 현재 가치 분석법을 이용하여 고려하는 해당년도에 전력회사가 물게 되는 비용으로 평가되어야한다. 후자는 전력에너지 공급의 지장으로 인한 수용가의 금전적인 손실에 대한 주관적이며 객관적인 측정값을 이용한다. 이때 통상적으로 공급지장에너지기대치(LOEE)가 그 계통의 신뢰도를 나타내는 지수로 사용되며 전력 에너지 공급지장으로 인한 손실에 대한 공급지장비용단가[원/kWh]은 해당 공급지장의 영향을 받는 다양한 계층의 수용가로부터 형성된 복합적인 값으로서 지장전력에너지를 신뢰도 가치와 연결시키는 매개변수라 할 수 있다. 지금까지 전력공급지장에 의한 수용가의 금전적인 손실 평가 절차 개발에 대하여 상당한 연구가 수행되어 왔으며 많은 연구결과물들이 발표되었다[6,7].

그러므로 신뢰도 가치 평가에 대한 외부적비용 기법으로부터 그림 1과 같은 계층에 놓인 각 전력회사는 기본적으로 확보해야 할 합당한 신뢰도 수준을 정량화할 수 있고 나아가 보다 효과적으로 광범위한 최적의사결정시 입력정보로서 활용할 수 있는 다음과 같은 매우 중요한 정보를 얻을 수 있다. 즉, 신뢰도 가치 평가를 위한 외부적비용 기법에 관한

기본적인 개념은 전력회사의 투자비용은 신뢰도가 높아짐에 따라 증가하며, 수용가의 사회경제적 비용은 신뢰도가 높아짐에 따라 감소하므로 전력회사 비용과 수용가 비용의 합인 총 사회비용이 최소가 되는 지점에서 그 사회의 최적신뢰도 수준이 결정된다는 것이다. 이러한 외부적비용 기법에 관한 개념은 매우 일반화될 수 있는 이론으로써 그림 1에 보인 각 계통분야(발전, 송전 및 배전) 및 계층수준(HLI, HLII 및 HLIII)에서의 최적투자 결정시 그대로 적용될 수 있다. 즉, 최적송전계통계획을 위한 전력공급설비의 적정규모는 식 (1)에 보인바와 같이 공급비용과 공급지장비용의 합인 총비용이 최소화되는 점에서 이루어진다. 그림 2는 이를 알기 쉽게 보인 것이다.

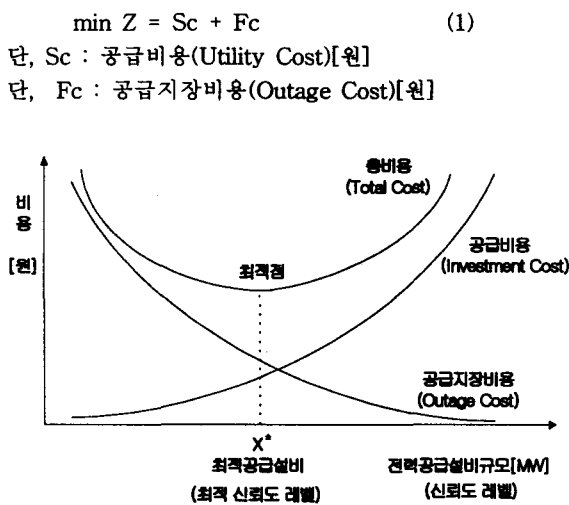


그림 2 최적공급설비 규모의 결정  
 Fig. 2 Determination of optimal reliability level

위의 그림에서 보듯이, 전력 계통의 경제성과 신뢰성이 가지는 배타적 성질로 인해 최적 신뢰도 수준의 결정은 두 측면을 고려한 총비용이 최소가 되는 점에서 이루어지기 때문에, 각 지역별 최적 투자비 결정이나 최적 신뢰도 수준을 결정하기 위해서도 공급지장비용의 추정은 필수적이다. 표 1은 전술한 개념을 토대로 하여 현재 선진국들이 실제로 나름대로 개발하여 활용하고 있는 송전계통망의 최적확충계획의 방법론을 간략히 나타낸 것이다.

본 표에서 보는 바와 같이 각 방법은 나름대로의 장단점을 지니고 있음을 알 수 있다. 예로서 북미형의 경우 앞서의 그림 2와 같은 개념을 사용하여 일단 신뢰도기준이 결정되면 적절한 기간(통상 3-5년)동안 최적계통계획수립을 위한 제약조건의 기준값으로 사용할 수 있는 장점을 지니는 반면 적당한 주기년도마다 그림 2에 의거하여 신뢰도 기준을 새롭게 결정하여야 하는 단점을 갖고 있다. 반면에 유럽형은 최적계통계획문제의 목적함수에 직접 공급지장비용을 이용하여 공급지장비용을 고려하고 있으므로 앞서의 북미와 같이 따로 최적신뢰도기준을 작성하는 작업은 필요 없으나 대신 목적함수가 북미형에 비하여 상대적으로 복잡하므로 최적계통확충계획을 위한 최적해를 구하는 작업이 더욱 까다롭다는 단점이 있다. 여기서 어느 방법이나 전력계통의

표 1. 계통망의 확충계획 절차상 공급지장비용의 두 가지 역할 모형

Table 1. Two kinds model for acting of outage cost assessment in grid expansion planning

	북미지역 (미국, 캐나다)	유럽지역 (프랑스)
목적 함수	최소화 총비용=건설비+운용비	최소화 총비용=건설비+운용비+ 공급지장비용(신뢰도비용)
제약 조건	R*(신뢰도 기준) 및 기타 계통조건	기타 계통계약조건
장 단 점	비용계산(경제성평가)은 용이하나 신뢰도기준인 최적 R*의 결정이 쉽지 않다.	계약조건의 핵심의 위치인 신뢰도기준, 최적 R*가 필요 없으나 이의 가치환산작업, 즉 공급지장비용추정이 필요하며 이의 추정이 쉽지 않다.

최적계통확충계획을 수립하기 위해서는 추정된 공급지장비용이 이용되고 있음을 알 수 있다. 한편, 전술한 바와 같이 선진제국에서는 공급지장비용추정에 관하여 오래전부터 많은 연구가 수행되고 있음에도 불구하고 국내에는 전력계통정전에 따른 사회적, 경제적 손실 비용 산정에 대한 정확한 자료가 구체적으로 소개된 바 없으며 특히, 계통계획용으로 송전계통이 공급지장비용에 미치는 정량적 및 정성적 분석에 관한 연구는 거의 전무한 실정이므로 앞으로 공급지장비용에 대한 체계적이고도 지속적인 연구가 필요하다.

### 3. 공급지장비용의 추정 방법

공급지장비용을 추정하는 방법은 여러 가지가 있으나 크게 두 가지로 분류할 수 있다. 하나는 공급지장비용을 국민경제 전체와 연관해서 포괄하는 거시적 접근법이며, 다른 하나는 개개의 고객을 대상으로 주로 설문조사 등을 기초로 고객의 중별 정전비용을 추정하는 미시적 접근법이다. 그 밖에 거시적 및 미시적 접근법에 의한 자료들을 토대로 하여 수학적으로 해석하여 추정하는 해석적 접근방법이 있다.

#### 3.1 거시적인 접근방법

거시적 접근방법은 공급지장에 의하여 경제생활이 그만큼 정지 또는 정지당하여 당연히 생산되어야 할 경제적 가치가 상실된다는 점에 착안한 경우이다. 거시적 접근법으로 구하는 대표적인 것은 국민총생산(GNP) 총 사용전력량(kWh)으로 나누어 그 비율로 결정하는 방법이 있다. 그러나 전력량은 해외에서의 생산에는 직접 관련이 없으므로 국내 총생산(GDP)을 사용하는 것이 바람직하다. 거시적인 방법은 고객의 공급지장비용을 직접 평가한다는 것에는 다소 무리가 있음에도 불구하고 수요특성에 맞게 모델 설정을 잘하면 후술하는 고객의 주관적인 판단을 요구하는 설문조사방법보

다 객관적인 자료를 얻을 수 있다는 장점이 있으며 또한 상세추정모델을 사용하기에 앞서 그 사회의 정전비용의 대략적인 값을 간단히 추정하여 볼 수 있다는 점에서 상당히 유용하다.

3.2 미시적인 접근방법

미시적인 접근방법의 경우는 일반적으로 개개의 고객내지 고객그룹에 대한 공급지장비용 추정이 가능하며 대규모 설문조사가 필요하다. 통상 지금까지 각 국의 전력회사에서는 3~5년을 주기로 설문지 조사 방법을 이용하여 부분별 정전비용함수(SCDF: Sector customer damage functions)나 종합정전비용함수(CCDF: Composite customer damage functions) 곡선을 작성하고 이를 통계 처리하여 각 부하종류별 및 각 부하지점별 공급지장비용을 추정하는 방법을 사용하여오고 있다. 그러나 설문지 조사 방법은 추정결과에 대한 객관성을 유지하기 위해서는 조사대상의 모집단이 커야하므로 작업이 방대할 뿐만 아니라, 3~5년을 주기로 실시할 수밖에 없는 단점을 갖고 있다. 설문지 조사 후에 정전비용을 추정하는 절차는 다음 그림 3과 같다.

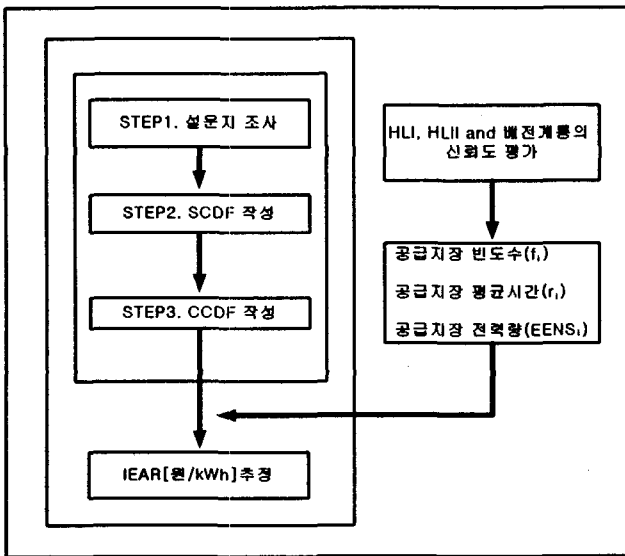


그림 3 미시적 접근법에 의한 공급지장비용추정을 위한 흐름도

Fig. 3 Flow chart of outage cost assessment using micro approach

설문지 조사 후에 정전비용을 추정하는 구체적인 절차는 다음과 같다.

미시적인 방법에 의한 정전비용 추정절차

Step 1. 설문지조사로부터 다양한 정전시간에 따른 정전비용을 추출한다.

Step 2. 위에서 추출된 정전비용을 연간 전력소모량 또는

최대부하 값으로 나누어서 표 1과같이 단위화된 정전비용  $C_{Ly}(r_i)$ 을 계산한다.

표 2. 단위화된  $C_{Ly}(r_i)$

Table 2. Unit  $C_{Ly}(r_i)$

$y$		1	2	3		
		주거용	산업용	산업용		$ny$
1	<1분					
2	5분					
3	20분					
⋮						
$ni$						

Step 3. 부문별정전비용함수(SCDF)를 아래와 같이 구한다. SCDF는 각 부하지점, 각 수용가 종류 및 각 지역별 등의 정전시간에 대한 정전비용을 나타내는 함수이다. 앞 단계에서 표1에 보인 바와 같이 임의의 정전시간 ( $r_i$ )에 대한 각 부문(sector)별 부하율  $LF_y$ 를 고려하지 않고 앞 단계에서 계산된 각 부분별 단위 전력당 SCDF값인  $C_{Ly}(r_i)$ 이 추정되면 식 (2)처럼 부하율  $LF_y$ 를 고려함으로써 전력량당 SCDF의 값인  $C_y(r_i)$ 를 계산한다.

$$C_y(r_i) = \frac{C_{Ly}(r_i)}{LF_y \times 8.76} \text{ [원/kWh]} \quad (2)$$

단,  $y$ : 부문번호(예:주거용( $y=1$ ),상업용( $y=2$ ), 산업용( $y=3$ ) 등)

$LF_y$ :  $y$ 부문의 부하율

$r_i$ :  $i$ 번째 정전시간

$i$ : 정전시간분할번호(예:1분이하( $i=1$ ),5분( $i=2$ ),20분( $i=3$ ) 등)

$C_{Ly}(r_i)$ : 정전시간  $r_i$ 일때의  $y$ 부문에 대하여 [원/kWh]로 나타나는 SCDF

Step 4. 종합정전비용함수(CCDF)를 구한다.

CCDF는 추정코자하는 수용가 영역에 대한 전반적이고도 종합적인 정전시간에 따른 정전비용을 나타내는 함수이다. 일반적으로 CCDF는 각 SCDF에 가중치를 주어 종합한 후 평균치를 나타내는 방법으로 구하고 있다. 즉, 앞서의 각 부문별 정전비용함수 SCDF가 구해지면 이에 적절한 가중치를 줌으로써 종합적인 정전비용함수인 CCDF의 값인  $C(r_i)$ 를 아래 식과 같이 구할 수 있다.

$$C(r_i) = \sum_y^{ny} C_y(r_i) \times \left( \frac{E_y}{\sum_y^{ny} E_y} \right) \text{ [원/kWh]} \quad (3)$$

단,  $E_y$ :  $y$ 부문의 연간 전력소모량[kWh]

$ny$ : 총 부문수

Step 5. 평균공급지장비단가(IEAR; Interrupted Energy Assessment Rate)를 아래 식과 같이 계산한다.

$$IEAR = \frac{\sum_{i=1}^N m_i f_i C_i(d_i)}{\sum_{i=1}^N m_i f_i d_i} \quad [\text{원/kWh}] \quad (4)$$

- 단,  $m_i$ :공급지장 사건  $i$ 의 공급지장전력[kW]
- $f_i$ :공급지장 사건  $i$ 의 빈도수[occ/day]
- $d_i$ :공급지장 사건  $i$ 의 지속시간[hour/day]
- $C_i(d_i)$ :공급지장 사건  $i$ 의 공급지장비용[원/kWh]

한편, 아직 공급지장비의 단가표현식은 국제적으로 통일되지 못하고 있는 실정이어서 선진국에서는 공급지장비 추정 지수로서 동일한 개념의 다른 신뢰도 표현법을 사용하고 있다. 예로서, 캐나다의 위에 서술한 IEAR을 사용하고 있으며 호주 및 영국에서는 이와 동일한 개념을 갖고 있는 VOLL(Value of Lost Load)를 이용하고 있다.

### 3.3 해석적인 접근방법

해석적 방법에 의한 공급지장비 추정은 각각 수학적인 모델에 기초한 해석적인 방법을 사용하여 총 공급지장비용 및 공급지장 전력량을 산정한다. 또한 이의 비를 구함으로써 단위 공급지장 전력량에 대한 공급지장비 IEAR(원/kWh)도 추정한다. 이는 당초 HLI 수준의 전원개발계획모형인 MNI 모형에 적용된 것으로서 아직 HLII 이상의 수준에서 활용되기에 많은 연구가 필요하다. 최근 기초단계로 개발된 송전시스템의 불확실성까지 감안한 HLII(Hierarchical Level II) 수준에서의 각 지역별 공급지장비용 추정을 위한 흐름도를 보이면 그림 4와 같다.[10,11] 여기서 지역별이라 함은 송전계통에서 속하는 중요 변전소의 각 모선까지를 의미한다. 그러므로 공급지장비까지 고려한 송전계통의 확충계획을 위한 최적투자비를 결정코자 할 경우에는 현재는 매우 기초연구 수준에 머물고 있지만 앞으로 본 방법이 매우 효과적으로 활용될 것으로 기대된다.

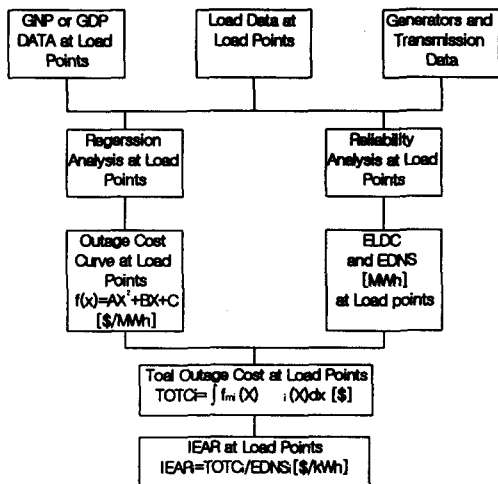


그림 4. 해석적 접근방법에 의한 HLII에서의 공급지장비용 추정을 위한 흐름도

Fig. 4 Flow chart for assessing outage cost at HLII using analysis approach method

### 4. 전력계통망 계획 시 최적신뢰도기준 작성을 위한 절차도

전술한 바와 같이 전력계통의 확충계획 시 최적신뢰도기준을 구하기 위해서는 다음과 같은 세 가지 모형이 필연적임을 알 수 있다.

- 송전계통의 최적투자비 모형
- 송전계통의 신뢰도평가 모형
- 공급지장비 모형

본 논문에서는 송전망 확충계획수립 시 최적신뢰도 작성법을 사례연구를 통하여 제시하기 위하여 그림 2에 의거하여 그림 5와 같은 한 절차도를 제안한다. 여기서 BRR(Bus Reserve Rate)은 모선공급예비율을 의미하며 편의상 이를 송전계통계획수립을 위한 결정론적 신뢰도지수로 사용키로 가정한다. 본 절차도는 단지 공급지장비가 송전망의 최적기준을 설정하기 위하여 그 역할이 무엇인지를 보이기 위한 예시이며 실제통계용을 위해서는 더욱 정확한 절차도 및 확률론적 신뢰도지수가 필요함은 명확하다.

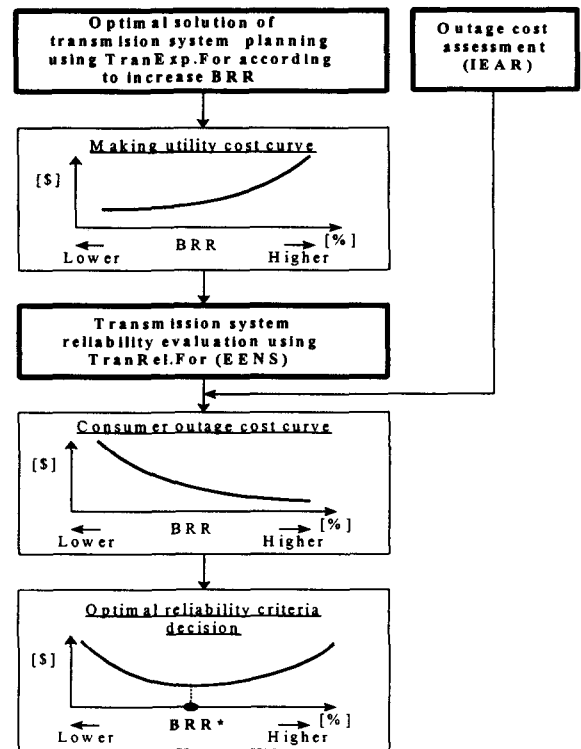


그림 5 본 연구에서 사례연구를 위하여 제안하는 송전계통 확충을 위한 최적 신뢰도 기준 결정을 위한 절차도

Fig. 5 A flow chart of optimum reliability criteria decision for transmission system expansion planning proposed in this study for a case study.

5. 사례 및 응용 연구

5.1 공급지장비 추정 사례연구

본 논문에서는 앞서 설명한 거시적인 접근법을 이용하여 1986년부터 2001년까지 15년에 걸쳐 우리나라의 공급지장비를 추정하여 보았다. 그림 5, 그림 6 및 그림 7은 각각 년도별 소비전력량, GDP 및 이들의 상관관계를 나타낸 것으로서 이들이 99%이상의 상관관계를 갖고 있음을 알 수 있었다. 그림 8은 이들 값을 이용하여 거시적인 방법으로 추정한 우리나라 년도별 공급지장비단가이며 표 3은 이를 종합적으로 정리한 것이다. 여기서 보는 바와 같이 거시적인 접근법에 의해서 추정된 년도별 공급지장비는 1996년을 기점으로 다소 둔화하는 추세를 보이고 있음을 알 수 있으며 이에 따라 전력요금에 대한 공급지장비의 비율도 이때를 기준으로 감소하고 있음을 알 수 있다. 여기서 거시적 방법 중 탄성치 이용법에 의하면 최근년도인 2001년도의 공급지장비는 2,140[원/kWh]로써 당해 년도의 전력요금 단가인 77.06 [원/kWh]의 27.8배인 것으로 추정되었고 또한 회귀분석법에 의하면 2,397[원/kWh]임을 알 수 있었다.

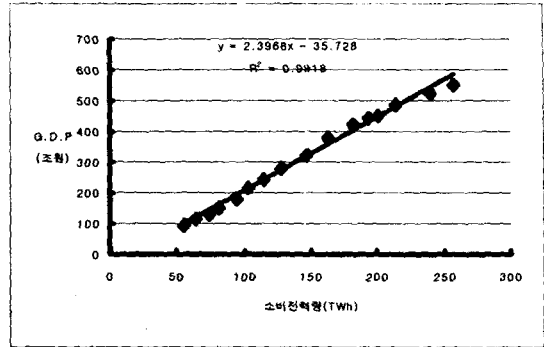


그림 8. GDP와 소비전력량과의 추세선  
Fig. 8 Trend curve of GDP and demand energy

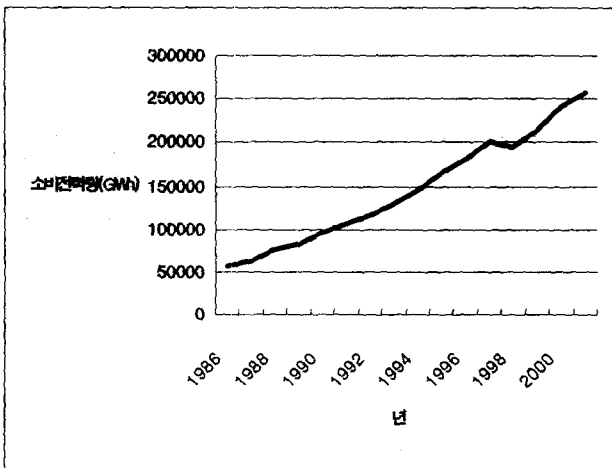


그림 6. 소비전력량의 연도별 변화  
Fig. 6 Yearly variation of electrical energy demands

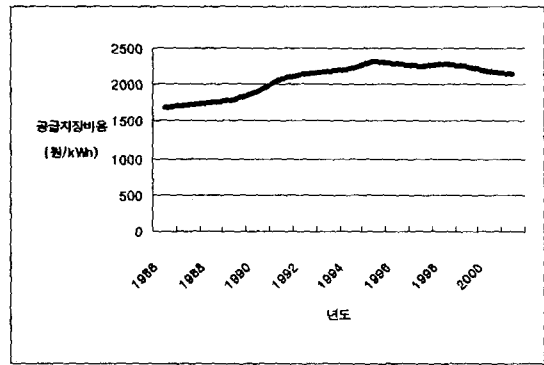


그림 9. 거시적인 접근법에 의한 공급지장비의 연도별 변화  
Fig. 9 Yearly variation of assessed outage cost using macro approach

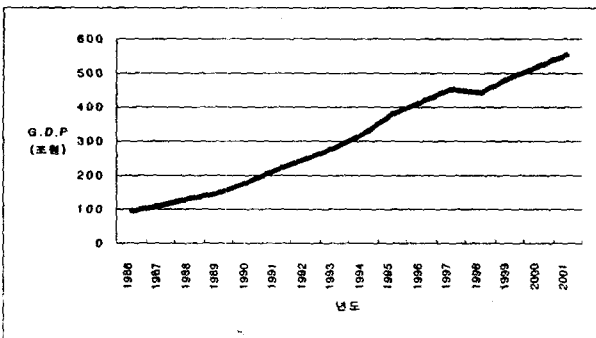


그림 7. GDP의 연도별 변화  
Fig. 7 Yearly variation of GDP

표 3. 거시적인 접근법에 의한 공급지장비용의 추정 결과  
Table 3 Results of outage cost assessment using macro approach

년도	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
G.D.P (조원)	95	111	132	148	179	217	246	277
소비전력량 (GWh)	56310	64169	74318	82192	94383	104374	115244	127734
공급지장비(A) [원/kWh]	1684.6	1732.9	1777.7	1802.8	1894.4	2074.4	2132	2172.5
전력요금(B) (won/kWh)	65.51	63.48	65.49	55.43	52.94	54.23	58.09	58.90
배율 [A/B]	25.7	27.3	27.1	35.5	35.8	38.3	36.7	36.9

년도	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
G.D.P (조원)	323	377	418	453	444	483	522	552
소비전력량 (GWh)	146540	163270	182470	200784	193470	214215	239535	257731
공급지장비(A) [원/kWh]	2206.9	2311.2	2293.4	2257.5	2296.8	2253.6	2179	2140
전력요금(B) (won/kWh)	60.22	61.28	62.99	65.26	72.08	71.59	74.65	77.06
배율 [A/B]	36.6	37.7	36.4	34.6	31.9	31.5	29.2	27.8

한편, 전력수용가의 각 부분별 중에서 제조업부분만을 대상으로 거시적인 접근법으로 추정한 공급지장비를 보면 표 4와 같았다. 그림 9. 그림 10. 및 그림 11은 이를 알기 쉽게 나타낸 것이다.

표 4. 제조업의 연도별 공급지장비용

Table 4. Yearly assessed outage cost for manufactures

년도	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
G.D.P (조원)	94	111	121	131	137	148	163	168
소비전력량 (GWh)	52553	92046	101831	111207	103831	115335	125952	128732
공급지장비 [원/kWh]	1786	1240	1186	1178	1321	1287	1296	1306

년도	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
G.D.P (조원)	29	35	42	45	52	63	71	80
소비전력량 (GWh)	35124	40562	46265	50049	56779	62400	67425	73437
공급지장비 [원/kWh]	826	855	910	907	908	1006	1047	1089

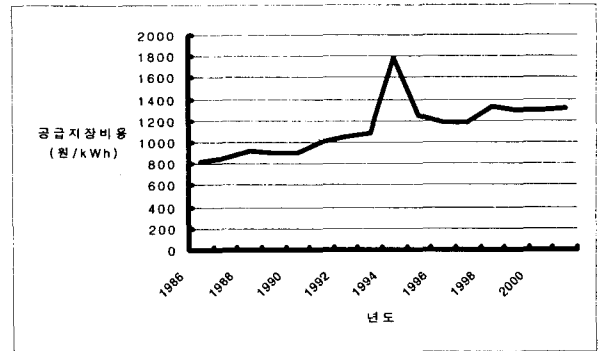


그림 12. 제조업의 연도별 공급지장비의 변화

Fig. 12 Yearly variation of the assessed outage cost for manufactures

5.2 최적신뢰도수준 결정 응용사례

본 연구에서 제안하는 계통계획수립 시 공급지장비의 역할을 살펴보기 위하여 그림 12와 같은 발전기 11대 송전선로 8개 및 4개의 부하모선을 갖는 모델계통(MRBTS)에 대하여 응용연구를 실시하여보았다. 그림 12에서 실선은 이미 운영중인 현존선로를, 점선은 확충 가능한 후보선로를 각각 의미한다.

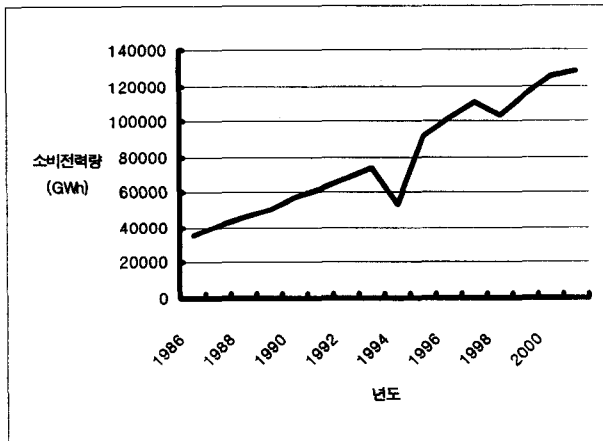


그림 10. 제조업의 연도별 소비전력량의 변화

Fig. 10 Yearly variation of demand energy for manufactures

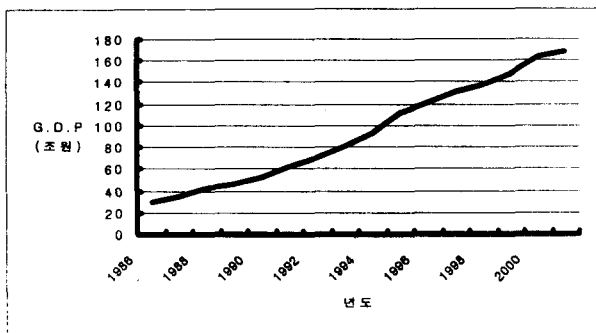


그림 11. 제조업의 연도별 GDP의 변화

Fig. 11 Yearly variation of GDP for manufactures

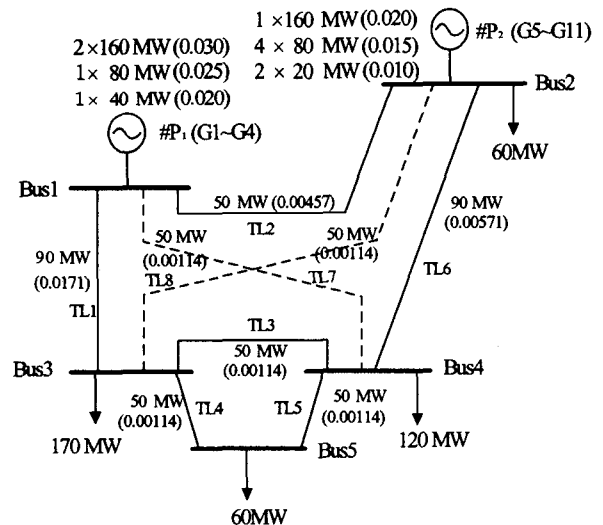


그림 12. 응용연구 모델계통(MRBTS)

Fig. 12 Model system(MRBTS) for an application study.

표 1은 응용연구를 위한 입력 자료이다. 표 5의 ID항목 중 GN, TF, TL 및 LD는 각각 발전기, 변압기, 송전선로 및 부하를 의미한다. 또한, T0i-j 및 C(0)는 현존 송전선로의 용량 및 건설비를 의미하며 Tki-j 및 C(k)는 각각 후보 송전선로의 용량 및 건설비용을 의미한다. 여기서 아래첨자 i 및 j는 임의의 송전선로의 시점 및 종점의 모선번호이며 특히 모선번호 #0 및 #6은 본 계통을 네트워크로 표현할 경우의 source 와 terminal을 의미하는 노드(node)번호

이다. 본 응용연구의 초점은 송전계통의 최적투자계획을 수립하기 위한 송전망 최적신뢰도 기준결정이므로 발전계통 즉 전원개발계획은 이미 수립된 것으로 가정하였다.

표 5. 송전선로의 용량 및 건설비용 입력자료

Table 5. System Capacity and Cost Data

NI	SB	EB	ID	$T_{ij}^0$	$T_{ij}^1$	$T_{ij}^2$	$T_{ij}^3$	$T_{ij}^4$	$\alpha 0$	$C(1)$	$\alpha 2$	$\alpha 3$	$\alpha 4$
1	0	1	GN	440	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	2	GN	520	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	2	TL	50	50	50	50	0	0	45	45	45	0
4	1	3	TL	90	90	90	90	0	0	45	45	45	0
5	2	4	TL	90	90	90	90	0	0	60	60	60	0
6	3	4	TL	50	50	50	50	0	0	40	40	40	0
7	3	5	TL	50	50	50	50	0	0	40	40	40	0
8	4	5	TL	50	50	50	50	0	0	40	40	40	0
9	2	3	TL	0	50	50	50	0	0	40	40	40	0
10	1	4	TL	0	50	50	50	0	0	40	40	40	0
11	2	6	LD	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	3	6	LD	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	4	6	LD	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	5	6	LD	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0

$T_{i-j}^k$  (MW) and  $C^k$  (M\$)

A. 최적투자비용곡선

표 2는 경상대학교 전력계통연구실에서 연구용으로 개발하여 사용하고 있는 송전계통 최소비용확충계획 프로그램인 TranExp V3.0을 이용하여 각 부하모선별 공급예비율(BRR)을 10%씩 증가하면서 얻어진 최적안과 최적투자비용들이며 그림 6은 이를 그림으로 나타낸 것이다.[12,13]

표 6. 응용연구에서의 계통의 최적안과 최적투자비

Table 6 The optimal expansion planning of the system for application study

Cases	BRR [%]	Optimal Solution of New System	Total Cost [M\$]
1	0	$T_{13}^1, T_{13}^2$	90
2	10	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{14}^1$	130
3	20	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{24}^1$	150
4	30	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{23}^1, T_{14}^1$	170
5	40	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{23}^1, T_{24}^1$	190
6	50	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{13}^3, T_{24}^1$	195
7	60	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{13}^3, T_{24}^1, T_{14}^1$	235
8	70	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{13}^3, T_{24}^1, T_{24}^2, T_{23}^1$	295
9	80	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{13}^3, T_{24}^1, T_{24}^2, T_{23}^1$	295
10	90	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{13}^3, T_{24}^1, T_{24}^2, T_{23}^1, T_{23}^2$	335
11	100	$T_{13}^1, T_{13}^2, T_{13}^3, T_{24}^1, T_{24}^2, T_{23}^1, T_{23}^2$	355

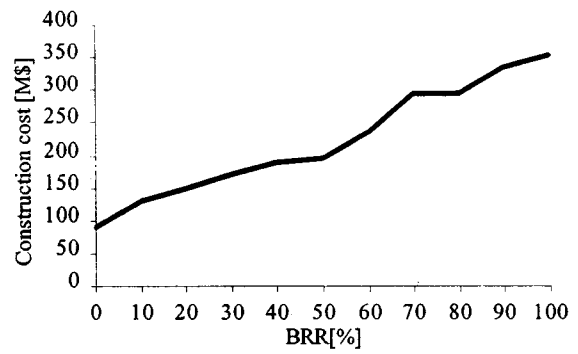


그림 13. 부하모선공급예비율(BRR) 증가에 따른 최적투자비(건설비) 곡선

Fig. 13 Optimal investment(construction) cost curve according to increasing BRR

B. 신뢰도 지수, 공급지장비용곡선 및 최적신뢰도지수 BRR\*: IEAR=10[\$/kWh]로 가정한 경우

표 7은 앞서 TranExp를 이용하여 얻어진 최적안들에 대하여 경상대학교 전력계통연구실에서 복합전력계통신뢰도 평가를 위하여 교육 및 연구용으로 개발한 TranRel-I V3.2를 이용하여 얻어진 신뢰도지수 및 공급지장비를 보인 것이다. 여기서 편의상 본 계통의 공급지장비의 평균단가(IEAR)를 10[\$/kWh]로 가정한 경우이다. 그림 14는 이를 그림으로 나타낸 것인데 송전계통의 확충을 위하여 투자비가 증가되어도 송전계통의 신뢰도는 반드시 감소하지는 않으며 이에 따라 송전계통의 신뢰도가치(공급지장비)는 반드시 감소하는 즉, 단조감소함수가 되지는 않음을 알 수 있다.

표 7. 최적안들에 대한 건설비, 신뢰도지수 및 공급지장비

Table 7. Construction cost, reliability indices and outage cost at each case study

Cases	BRR	Const. Cost [M\$]	EENS [MWh /Day]	LOLE [Hour /Day]	EENS [MWh /Year]	Outage Cost [M\$]	Total Cost [M\$]	Remark
1	0	90	21.019	0.2180	7,672	76.7194	166.7194	
2	10	130	5.7273	0.1019	2,090	20.9046	150.9046	Optimal
3	20	150	1.2215	0.0202	446	4.4585	154.4585	
4	30	170	3.9551	0.0683	1,444	14.4361	184.4361	
5	40	190	1.1539	0.0193	421	4.2117	194.2117	
6	50	195	1.1708	0.0194	427	4.2734	199.2734	
7	60	235	1.0938	0.0188	399	3.9924	238.9924	
8	70	295	0.0145	0.0003	5	0.0529	295.0529	
9	80	295	0.0145	0.0003	5	0.0529	295.0529	
10	90	335	0.0021	0.0000	1	0.0077	335.0077	
11	100	355	0.0141	0.0002	5	0.0515	355.0515	



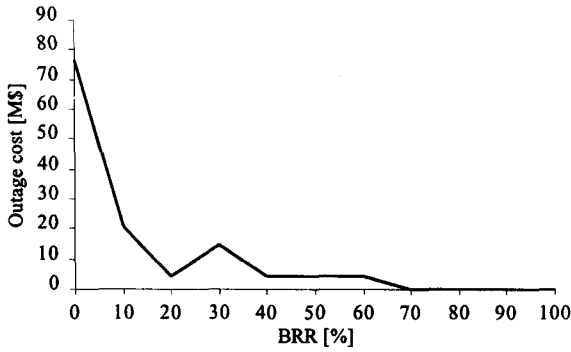


그림 14. 송전계통의 신뢰도가치(공급지장비)곡선  
Fig. 14 Reliability worth(customers outage cost) curve of the transmission system

그림 15는 앞에서 구한 투자비곡선과 공급지장비곡선을 합한 총비용곡선을 나타낸 것이다. 그러므로 이 총비용곡선의 최소점인 150.9046[M\$]에서 이 모델계통을 갖는 사회의 송전계통 확충계획을 위한 최적신뢰도 기준으로는 당초 정한 부하모선공급예비율 신뢰도지수인 BRR의 최적신뢰도 기준(BRR\*)이 10%가 됨을 알 수 있다. 이 10%를 이 사회의 송전계통확충계획수립을 위한 최적신뢰도 기준으로 정하고 송전망확충계획수립 시 최적투자비결정을 위하여 입력자료로 이용할 수 있다.

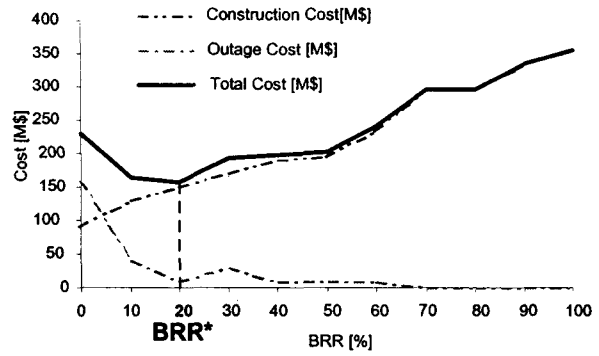


그림 16. 건설비, 공급지장비 및 총비용 곡선들과 최적신뢰도수준: IEAR=20[\$/kWh]일 경우  
Fig. 16 Curves of construction, customer outage, total costs and optimal reliability level : case of IEAR=20[\$/kWh]

본 응용연구는 단지 공급지장비가 계통계획 수립 시 그 역할이 무엇이며 어떻게 활용되는가를 보이기 위하여 제시된 것이다. 이에 따라 본 응용연구에서는 복합전력계통의 신뢰도지수로 모선공급예비율이라는 결정론적인 지수인 BRR을 이용하였다. 그러나 전술한 바와 같이 실제계에 적용할 경우에는 확률론적이 신뢰도 지수를 사용하고 이의 최적신뢰도 수준을 결정하여야 함은 명확하다. 이를 위해서는 다음과 같은 중요한 세 가지의 평가모형이 필요함을 알 수 있다. 첫째는 불확실성을 고려한 송전계통 확충계획용 경제성평가 프로그램 즉, 최적투자비곡선을 정확히 작성할 수 있는 프로그램이며 둘째는 정확한 복합전력계통의 신뢰도평가 프로그램이고 셋째는 바로 공급지장비추정이다.

## 6. 결 론

전력산업의 구조개편에 따라 도입될 경쟁적 전력시장에서 공공성을 띠고 있는 송전망에 대한 설비투자는 적정투자 수준에 대한 사회적 합의가 이루어지는 과정이 필요하며, 계통운영과 계통설비의 확충 및 접속 유지 보수 등에서 송전사업자와 계통운영자 및 기타 시장참여자와의 협조가 불가피하므로 인해 송전계통계획 수립 시 적정 신뢰도 수준 및 적정 투자규모 결정에 대한 사회적 기술적 경제적 근거를 합리적으로 제시할 수 있어야 한다. 더군다나 전력계통 설비 투자에 대한 의사결정 과정에서의 공신력 확보에 대한 필요성이 그 동안 지속적으로 제기되어 왔다.

기존의 전력망 확충계획은 확정론적 계획기준과 설비에 대한 투자비 및 고정비로 이루어진 계통비용을 근거로 하여 구성된 다양한 계통계획 안들을 비교하여 이루어졌었다. 또한, 현재의 확률적 사고를 바탕으로 하는 상정고장을 기준으로 한 정태적 접근법에 기초한 기준은 전력공급설비의 고장정지 및 휴전으로 인한 사회적 비용을 전혀 반영하고 있지 않으며, 이를 반영하지 못하는 기존의 방법은 향후 경쟁적 전력시장에서 더 이상 시장참여자의 동의를 구하기 어렵다.

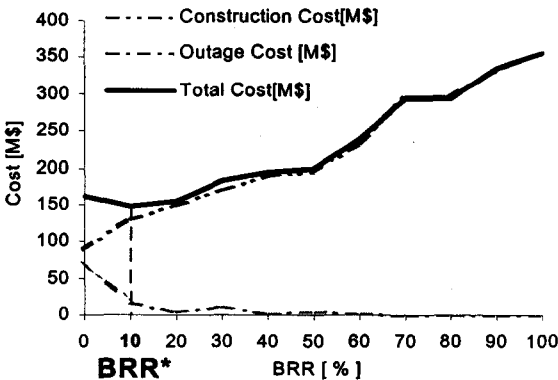


그림 15. 건설비, 공급지장비 및 총비용 곡선들과 최적신뢰도수준  
Fig. 15 Curves of construction, customer outage and total costs and Optimal reliability level

### C. 신뢰도 지수, 공급지장비곡선 및 최적신뢰도지수 BRR\*: IEAR=20[\$/kWh] 로 가정한 경우

그림 16은 공급지장비의 평균단가인 IEAR이 20[\$/kWh]일 경우에 공급지장비곡선 및 총비용 곡선들과 최적신뢰도수준이 어떻게 달라지는 지를 보기위한 그림이다. 이 그림에서 보는 바와 같이 총비용의 최소점은 158.9[M\$]이며 그러므로 최적 신뢰도수준 BRR\*는 20% 이 얻어진다. 일반적으로 선진국일수록 공급지장비평균단가는 높으며 그러므로 신뢰도가치곡선(공급지장비곡선)은 상승하고 이에 따라 최적신뢰도수준은 올라가는 특성을 갖는다.

따라서 본 저자들은 첫째, 경쟁적 전력시장에 적합한 계통운용기준의 재정립의 필요성, 둘째, 사회적 비용에 근거한 계통계획 및 운용기준 산정의 필요성, 셋째, 계통계획 수립 시 최적 투자규모 및 최적 신뢰도 수준 결정의 필요성에 입각하여, 우리나라 전력수급안정을 위한 장기계통계획 수립 시 공급지장비의 적용방안을 위한 기초 정책연구를 수행하였으며 본 논문은 이 연구 중 가장 핵심이 되는 내용이다.

이를 위하여 본 논문은 현재까지 우리나라에서 HLI 단계인 전원개발계획을 위하여 연구된 공급지장비추정 이론들을 바탕으로 하여 앞으로 HLII 단계인 송전망확충 계획 시 최적투자비결정을 실시하기위하여 공급지장비를 추정하는 방법, 투자비와의 상관성에 관하여 연구한 내용이며 이의 관련 자료획득 그리고 외국의 추정기관 등이나 우리나라에서의 추정방법 및 추정공인기관 및 추정을 하기위한 D/B 구축방안 등에 관한 연구결과는 차후 발표하기로 한다.

발전설비계획, 송전계통계획과 적정 계통운용 기준 설정 등의 기본 자료가 되는 전력계통 정전 시 합리적인 사회적, 경제적 손실 비용, 즉 공급지장비용의 적용 시에 다음과 같은 효과를 기대할 수 있다.

첫째, 전력망 장기 확충계획 수립 시 건설투자비로 대표되는 경제성과 신뢰도의 가치를 비용으로 환산한 총괄적인 경제성 입장에서 최적 확충계획을 수립할 수 있는 토대를 마련한다.

둘째, 전력망 계획 기준 수립 시 세계적으로 점차 확산되고 있는 확률론에 입각한 전력망 최적 신뢰도 기준 설정이 가능한 길을 마련한다.

셋째, 각 지역별 최적 신뢰도 기준 안 설정 및 합리적인 전력망 계획 수립을 가능하게 한다.

끝으로, 본 연구의 결과가 장기 전력수급안정을 위한 장기계통계획 수립과 관련한 시장참여자 및 정부기관의 정책 수립 방향을 제시하는 데에 조금이나마 일조하기를 바라며, 추후에도 본 연구가 이 분야에 토대가 되어 차후 송전망의 최적 확충계획을 수립하기위한 공급지장비를 추정함으로써 최적 송전망확충계획 수립 시 최적신뢰도기준을 결정하는 가이드역할을 하여줄 것으로 기대한다. 나아가 공급지장비용 평가 및 추정을 위한 연구가 지속적으로 수행되어 전력산업 전반에 걸쳐 이의 활용이 실질적으로 활성화되기를 바라며 타 직간접적으로 관련되는 연구에 좋은 정보를 제공하는 초석이 되기를 기대한다.

**감사의 글**

본 연구는 산업자원부의 전력산업 기술 기반 조성산업에 의한 한국 전기연구원(과제번호1-2002-0-103)지원으로 경상대학교에서 수행된 연구 결과의

**참 고 문 헌**

[1]. B.Y.Lee, CH.Lim & Y.M. Park. "A Study on the Analysis Methods for Outage costs and Marginal Cost Assesment" KIEE. Vol.32.No.2pp.32-42.Feb.1983.  
 [2]. Roy Billinton and Wenyuan Li (1994). Reliability

Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum Press.  
 [3]. R. Billinton & R.Ghajar, "Evaluation of the Marginal Outage Cost of Generating System for the Purpose of Spot Pricing" IEEE,pTrans. on PS,Vol.9,No.1,Feb., 1994, pp.68-75.  
 [4]. R.rGhajarp&pR.pBillinton,p "Evaluation of the Marginal Outage Cost interconnected and Composite Power System" IEEE Trans. on PS.Vol.10. No.2. May 1995,pp.753-759.  
 [5]. K.K. Kariuki & R.N. Allan, "Assessment of customer outage cost duepto electric service interruptions: residential sector" IEE Proc-Gener. Trans. Distrib.,Vol.143,No.2,March1996,pp.163-170.  
 [6]. K.K. Kariuki & R.N. Allan, "Evaluation of Reliability Worth and Value of Lost Load" IEE Pro-Gener. Trans. Distrib.,Vol.143, No.2, March 1996, pp.171-180.  
 [7]. K.K.Kariuki & R.N. Allan, "Applications of customer outage costs in system planning, design and operation" IEE Proc-Gener.Trans.Distrib,Vol.143, No.4, July 1996, pp.305-312.  
 [8]. R. Ghajar & R. Billinton, "Comparision of Alternative Techniques for Evaluating the Marginal Outage Costs of Generating Systems." IEEE Trans. on PS, Vol. 8,No.4, Nov.1993, pp1550-1556.  
 [9]. RON ALLAN and ROY BILLINTON "Probability Assessment of Power System" Proceedings of the IEEE, Vol.88,No.2,February 2000. pp.143-144.  
 [10]. 최재석, 김홍식, 문승필, 강진중, 김호용, 박동욱; "負荷地點別 供給支障費 推定을 위한 數値解析의 方法의 開發" 대한전기학회 논문지, 2001년 6월, Vol.50A, No.6, pp.265-274  
 [11]. 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.  
 [12]. 이지훈, 강성록, 최재석, 김호용, 김술기; "전력계통 계획 수립시 공급지장비의 역할과 추정" 2003년5월, 대한 전기학회 춘계학술대회 논문집. pp.11-14.  
 [13]. 송길영, 최재석; "분기한정법에 의한 전력계통의 최소 비용확충계획에 관한 연구" 대한전기학회 논문지, 1984년 1월, Vol.33, No.1, pp.9-16.  
 [14]. Trungtinh Tran, Sungrok Kang, Jaeseok Choi, Roy Billinton and A. A. El-keib, "A Study on Transmission System Expansion Planning on the Side of Highest Satisfaction Level of Decision Maker", IFAC03, Sep. 16-18, 2003, Seoul, Korea.  
 [15]. NECA Report: "Files\_RP\_annual\_report\_2001\_02." 2001.  
 [16]. NECA Report: "Files\_RP\_Review\_of\_VoLL\_Dec 02." Dec. 2001.  
 [17]. NECA Report "Files\_A\_Review\_of\_technical\_standards\_final\_report\_dec2001", Dec. 2001.  
 [18] NERC Board of Trustees; "PhaseIIA\_BOTapprvd10-16-01" NERC report, June 12, 2001

저 자 소 개



최재석 (崔在錫)

Jaeseok Choi  
1958년 4월 29일생  
1981년 고려대 공대 전기공학과 졸업  
1984년 고려대 대학원 전기공학과 졸업(공학석사)  
1990년 고려대 대학원 전기공학과 졸업(공학박사)  
1996년-1997년 University of Saskatchewan 방문교수  
1991년-현재 경상대학교 전기전자공학부 교수  
1991년-현재 대한전기학회 중신회원  
Tel : 055)751-5347  
E-mail : jschoi@nongae.gsnu.ac.kr



강성록 (姜成錄)

Sungrok Kang  
1975년 12월 10일생  
2002년 2월 경상대 공대 전기공학과 졸업  
2004년 2월 경상대 대학원 전기공학과 졸업예정(공학석사)  
Tel : 055)751-5342  
E-mail : slkang@korea.com



TrungTinh Tran

1973년 3월 3일  
1997년 베트남 칸토대학교 공학사졸업  
1998년-현재 칸토대학교 전임강사  
2001년 네델란드 Larenstein 대학교에서 a post diploma of Professional Education 취득  
2002-현재 경상대학교 대학원 전기공학과 석사과정 재학 중  
Tel : 055)751-5342  
E-mail : ttinh@ctu.edu.vn



김호용(金豪溶)

1952년 9월 1일 생. 1979년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1982년 Texas Austin대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1985년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재, 한국전기연구원 전력연구단 단장  
Tel : 055-280-1300  
E-mail : hykim@keri.re.kr



김슬기(金슬기)

1972년 5월 7일 생. 1998년 고려대 전기공학과 졸업. 2000년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 한국전기연구원 신전력시스템 연구그룹 연구원  
Tel : 055-280-1332  
E-mail : blksheep@keri.re.kr