

동북아 전력계통 연계에 따른 경제성 분석

Economic Feasibility on the Interconnected Electric Power System in North-East Asia

鄭 求 亨* · 韓 錫 萬** · 金 發 鎬†

(Chung, Koohyung · Han, Seokman · Kim, Balho)

Abstract - Interstate electric power system, as an alternative for energy cooperation under regional economic block, has been hotly debated before progressing the restructure in electric power industry and rapidly expanded in many regions after 1990s. Especially, since northeast asia has strong supplementation in resource, load shape, fuel mix etc., interconnection of electric power systems in this region may bring considerable economic benefits. This paper implements a mathematical optimization model, ORIRES, proposed by Russia, in analysing the economic feasibility of system interconnection. Additional analyses on the environmental impact of the system interconnection, and sensitivity of key factor inputs have been performed.

Key Words : North-east Asia, Electric Power System Interconnection, Economic Feasibility, ORIRES

1. 서 론

국가 간 계통연계는 지역 간 경제블록화에 따른 에너지 협력방안의 하나로서 전력산업 구조개편 이전부터 전 세계 지역별로 활발히 적용되고 있으며, 1990년대 이후 급속한 증가 추세를 나타내고 있다. 이미 전력계통이 연계되어 운영되고 있는 북미와 유럽지역 외에도 남미, 동남아, 아프리카 등 여러 지역에서 경제적인 전력공급, 계통신뢰도 향상, 환경/입지 문제 해결 및 국제적인 긴장완화 등의 이유로 계통연계를 활발하게 추진하고 있다.

동북아 지역 국가 간 전력계통 연계의 필요성에 대해서도 1980년대 후반 이후 꾸준히 논의되어 오고 있다. 이는 동북아 지역이 자원보유, 부하패턴, 전원구성 등의 측면에서 상호 보완성이 높으며 세계 여타 지역보다 계통연계로 인한 경제적 유용성이 클 것이라는 예상에 기인하고 있다.

그러나 동북아 지역의 전력계통 연계는 그 자체의 높은 경제적 효용성에도 불구하고 많은 정치적, 기술적 장애요인이 상존해 있는 정부차원의 국제협력 사안이다. 또한 장기적인 연계계통의 이용을 목적으로 상당한 재원이 소요되는 사안이기 때문에, 충분한 사전 연구조사로 정책 결정과 계획 수립 및 추진 시 시행착오를 최소화시켜야 한다.

이러한 동북아 전력계통 연계사업을 위한 선행 연구의 일부분으로써, 본 논문에서는 동북아 지역에서의 전력계통 연계에 따른 경제성 분석을 수행하였다. 경제성 분석 모형으로는

러시아의 ESI(Energy System Institute)에서 제안한 ORIRES 모형을 선형계획(LP)모형으로 구현하였으며, 구현된 모형을 이용하여 계통연계 전, 후의 총비용(건설비 및 운전비)을 비교함으로써 동북아 전력계통 연계사업의 경제성 여부를 평가하였다.

2. 동북아 지역 국가 간 전력협력 가능성 및 기대효과

동북아 지역은 국가 간 상이한 에너지 및 전력수급 구조, 경제발전 단계의 다양성 등으로 인해 지역 내 전력협력을 증진시킬 수 있는 가능성이 매우 높은 것으로 판단하고 있다. 이와 같이 동북아 지역 국가 간 전력협력의 가능성을 예상할 수 있도록 하는 요인들은 다음과 같다.

첫째, 동북아 지역은 자원 매장지와 전력소비자가 멀리 떨어져 있는 특징을 갖고 있다. 러시아와 같은 자원보유국은 전력소비가 낮은 반면 자원이 없는 한국과 일본은 전력소비가 높다. 중국은 자원보유국이지만 향후 전력소비 증가율이 매우 높으며 또한 자원매장지가 전력수요지와는 원거리에 위치해 있다. 한편 러시아의 경우 수력과 조력 등의 환경친화적 에너지 부존량이 많다.

둘째, 동북아 지역 내 전력수요 증가의 잠재력이 높다. 중국은 지속적으로 10% 수준의 고도성장을 하고 있으므로 동북아 지역의 전력수요 증가를 주도할 것으로 예상된다. 한국과 중국은 물론 향후 정치체제의 변화에 따라 북한과 몽골의 전력수요 잠재력도 높은 편이다. 일본은 경제의 성숙으로 전력수요 증가율은 낮지만 향후 폐지되는 발전소가 증가함에 따라 신규 발전설비 증설이 불가피할 것으로 예상된다. 또한 일본의 경우, 최근 원자력 발전소의 운영에 대한 불신으로 인해 단기간에 상당한 수준의 발전설비가 필요하게 될 수도 있을 것으로 예상된다.

† 교신저자, 正會員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 副教授 · 工博
E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

* 正會員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 博士課程

** 正會員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 博士課程

接受日字 : 2005年 11月 2日

最終完了 : 2005年 11月 26日

셋째, 경제발전 단계의 상이함에 따른 전력교역 잠재력이 높다. 동북아 지역 내에는 선진국과 개발도상국의 혼재로 인해 국가 간 전력수요 구조나 발전단계에 많은 차이를 보이고 있으며, 자본력이 높은 나라와 전력설비 투자재원이 부족한 국가가 상존하고 있다.

넷째, 동북아 지역 국가들은 같은 북반구에 위치해 있으면서도 기후조건에 차이가 발생하고 있다. 이로 인해, 한국과 일본은 최대 전력수요 발생시기가 여름철인 반면 이 외 지역은 대부분 겨울철에 최대 전력수요가 발생하는 부하패턴을 보이고 있다.

이러한 환경 하에서 동북아 지역 내 계통연계에 의한 전력협력 사업이 활발히 추진된다면 발전설비 효율 제고, 발전설비 건설 및 운영비용의 절감 등을 통해 각 국가들은 전체적인 계통운영 비용을 감소시킬 수 있다. 또한, 경제수준이 낮은 국가들은 경제수준이 높은 국가들로부터 발전설비 투자재원을 원활하게 조달할 수 있으며, 이를 통해 전력공급 능력을 향상시켜 경제성장에 필요한 전력을 효율적으로 공급받을 수 있다. 경제수준이 높은 국가들의 경우, 자신들이 경제수준이 낮은 국가들에 투자한 발전설비를 통해 낮은 비용으로 전력공급을 받을 수 있는 동시에 발전사업에 대한 부가가치도 높일 수 있는 기회를 얻을 수 있다. 한편, 한국과 일본은 좁은 국토와 주민들의 반발로 인해 발전설비 건설입지 확보가 현안과제로 대두되고 있는데, 이러한 입지문제 해결에도 동북아 국가 간 전력협력 사업이 큰 도움을 줄 것으로 예상된다.

3. 동북아 전력계통 연계의 경제성 평가 방법

일반적으로 경제성 평가는 정책 수립 또는 투자 사업에 대한 타당성 평가의 일부분으로 볼 수 있다. 어떠한 사업 또는 계획의 타당성을 검토하는 단계에서는 여러 가지 대안들을 다양한 원칙과 기준으로 비교/평가함으로써 최적의 의사결정을 달성할 수 있도록 해야 한다. 따라서, 경제성 평가의 결과는 정성적이고 계량적인 방법을 통해 여러 대안 또는 상호 경쟁적인 대안 가운데 의사결정자에게 가장 많은 경제적 편익을 창출하는 대안을 제시할 수 있어야 한다[3].

어떠한 사업이 '경제적이다' 또는 '경제성이 있다'라는 명제는 그 사업을 완수하고 운영하기 위해 소요되는 총비용보다 이를 통해 얻을 수 있는 경제적 편익이 클 때 즉, '순편익(net benefit)'이 주어진 일정 기간 동안 발생할 것으로 판단될 때 성립한다. 또한, 여러 대안 가운데 최적안을 선택하는 의사결정 과정에서는 각각의 대안이 창출하는 순편익을 비교/검토하여 이 가운데 가장 많은 순편익을 발생하는 대안을 경제성이 있는 것으로 선택하게 된다. 그러나, 일정한 편익이 외생적으로 주어질 경우에는 그 편익을 달성하기 위해 소요되는 비용이 가장 작은 사업 즉, 최소 비용의 대안이 최적으로 결정될 수도 있다. 따라서, 경제성 평가는 계획된 사업에 대한 '일정 기간 동안의 수익에 대한 비용과의 관계'를 분석하는 것이며, '최소 비용, 최대 효과'의 원칙 하에서 결정되는 것이다.

전력분야에서의 국가 간 협력은 여러 가지 형태가 있으나, 가장 대표적인 방안은 송전선 연결을 통한 국가 간 전력계통 연계이다. 이러한 계통연계는 각 지역별로 분리된 전력계통 간에 상호 전력을 교환할 수 있도록 하기 위해, 전기의 수송

에 필요한 교류 또는 직류 송전선로를 통해 각 전력계통을 접속하는 것을 의미한다.

이러한 전력계통 연계사업의 경제성 여부는 계통연계 시의 총비용과 연계되지 않을 경우의 총비용을 비교하여 결정하게 된다. 즉, 국가 간 전력계통 연계와 관련된 비용이 계통연계 없이 자국의 전력수요를 충족시키기 위한 설비 투자 및 운영 등에 소요되는 총비용보다 적은 경우에는, 전력계통 연계에 경제성이 있는 것으로 평가될 수 있다.

4. 동북아 전력계통 연계의 경제성 평가 모형 설계

본 논문에서는 앞서 기술한 경제성 평가 기준을 바탕으로 동북아 지역의 전력계통 연계에 따른 경제성 분석을 수행하기 위해, 러시아의 ESI에서 제안한 ORIRES 수리모형을 기본으로 본 연구에서 개발한 선형모형을 이용하였다[4].

ORIRES 모형은 현재까지 동북아 지역의 전력계통 연계 계획 수립과 관련된 연구를 수행함에 있어 가장 많이 사용되었기 때문에, 이 방법으로 프로그램을 개발하여 분석을 수행할 경우 검증할 수 있는 기존의 연구결과가 존재한다. 또한, 자료의 제약이 심한 동북아 지역 국가의 여건 하에서 자료에 대한 요구(data requirement)가 다른 모형에 비해 비교적 적기 때문에, 이와 같은 제약 하에서도 정책적 의사결정을 수행할 수 있는 결과 제시가 가능하다는 장점을 갖는다.

4.1 ORIRES 모형의 특징

ORIRES 모형을 구현한 목적은 동북아 지역 국가 간 전력거래의 잠재량을 평가하기 위한 것이다. 동북아 지역을 하나의 전력계통으로 고려한다면 동북아 지역 전체의 연중 최대 부하는 각 국가별 최대부하의 합보다는 작을 것으로 예상할 수 있으며, 이러한 측면에서 볼 때 전력계통 연계는 동북아 전체의 발전설비용량의 증설을 억제하는 데 기여할 수 있다. 또한, 계통연계를 통해 동북아 지역 내 모든 발전설비를 통합적으로 운용하게 됨에 따라 전력생산에 소요되는 연료비용도 절감할 수 있으며, 전력공급의 신뢰도 향상 및 동일한 신뢰도 수준을 유지하는 데 필요한 공급예비력을 감소시킬 수 있다.

이러한 계통연계의 효과를 계량화하기 위해서는 주어진 전력수요 하에서 각 국가별로 독립적으로 전력계통을 운영할 경우와 계통연계를 통해 통합적으로 전력계통을 운영할 경우에 대한 최소비용의 전원구성 내역을 비교할 수 있어야 하며 특히, 계통연계를 위해 필요한 국가 간 송전용량을 내생적으로 결정할 수 있는 분석모형을 구축하는 것이 필수적이다.

이러한 관점에서 ESI는 국가 간 전력계통 연계의 효과를 평가하기 위한 수리모형으로 ORIRES 모형을 제안하였다. ORIRES 모형은 다음과 같은 사항을 고려하여 최적화 문제를 구성한다.

- ① 동북아 지역 내 계통 간 연중 최대부하가 발생하는 계절 및 일일 최대부하가 발생하는 시간대의 비동시성(non-coincidence) 즉, 동북아 지역 국가 간 부하패턴의 차이(load diversity)를 고려해야 한다. 이를 위해, 연계계통 내 모든 국가의 계절별 근무일 및 비근무일 24시간 각각에 대한 부하를 적용한다.

- ② 부하수요를 충족시키기 위해서는 신규 발전설비를 증설하거나 인접 지역의 잉여용량을 이용하기 위한 연계선로를 건설할 수 있다. 이 때, 각각의 대안에 대한 경제성 평가를 수행하기 위해서는 비용 관점에서 이를 비교할 수 있어야 한다. 이를 위해, 각 발전설비 및 연계선로 증설용량을 모형의 결정변수로 반영한다.
- ③ 발전설비 및 연계선로와 관련된 비용을 비교하기 위해서는 해당 대안의 투자비용뿐만 아니라 운영비용 또한 고려해야 한다. 따라서 시간대별 발전출력과 계통 간 유통전력량 또한 모형 내에서 결정될 수 있어야 한다.
- ④ 미래의 부하성장을 고려한 장기 전원계획모형으로써, 목표연도의 필요 발전용량과 송전용량 및 관련 비용을 비교할 수 있도록 해야 한다.

이를 바탕으로, 계산의 단순화를 기하기 위해 ORIRES 모형은 목표연도까지의 연도별 신규 설비증설의 최적화를 수행하는 대신 특정 목표연도에서의 최적 설비수준을 도출하는 정적 선형계획모형(static linear programming model)으로 정식화된다.

4.2 ORIRES 모형의 목적함수

ORIRES 모형은 특정 목표연도의 최적 발전용량 및 국가 간 송전용량을 산출하는 모형으로, 다음의 식에서 보여주고 있는 바와 같이 목표연도의 연계지역 전체에 대한 기존 발전설비의 운전비용과 신규 발전설비 투자비용 및 송전선로 투자비용 지출을 최소화하는 해를 도출한다.

$$\sum_{i=1}^{I_j} \sum_{y=1}^Y \sum_{t=1}^{48} c_{it} \tau_{it} x_{it} + \sum_{i=1}^{I_j} \sum_{j=1}^{J_j} K_{ij} (\gamma_j + b_{ij}) X_{ij} + \sum_{j=1}^{J_j} \sum_{j_0=2}^{J_0} K_{j_0} (\gamma_{j_0} + b_{j_0}) X_{j_0} \quad (1)$$

단, i 는 전원유형을 나타내며, j 는 연계된 전력계통의 노드(node) 수를 나타낸다. 이 때, 계통이 연계되는 국가 또는 지역을 하나의 노드로 간주한다. y 는 계절을 나타내는 지수이며, t 는 해당 계절 내 근무일 및 비근무일의 각 시간대를 나타낸다. τ_{it} 는 해당 계절의 총 근무일수와 비근무일 수를 나타낸다. c_{it} 는 j 노드, i 전원유형 설비의 운전비용(평균 연료비용)을 나타낸다. K_{ij} 는 j 노드, i 전원유형 설비 증설 시 소요되는 단위용량 당 투자비를 나타내며, K_{j_0} 는 j 노드와 j_0 노드 간 송전선로 단위용량 당 투자비를 나타낸다. γ_j , b_{ij} , b_{j_0} 는 각각 j 노드의 투자보수율(rate of return), j 노드, i 전원유형 발전설비의 연간 고정비용, j 노드와 j_0 노드 간 송전선로의 고정비용을 나타낸다.

또한, x_{it} , X_{ij} , X_{j_0} 는 결정변수로, 각각 기존의 j 노드, i 전원유형 발전설비의 t_y 시간대 운전용량, j 노드, i 전원유형 발전설비의 신규 증설용량 및 j 노드와 j_0 노드 간 신규 송전선로 증설용량을 나타낸다.

4.3 ORIRES 모형의 제약조건

ORIRES 모형은 다양한 제약조건 하에서 목적함수를 최소화하는 최적해를 도출한다. 모형 내에서 정식화되는 제약조건은 계통 내 총 설비용량, 연중 침투부하 수준, 노드별·계절별·시간대별 수급균형 제약, 각 노드의 발전설비 형태별 신규 발전설비의 증설과 송전용량 증설 규모, 각 노드별 발전설비 형태별·계절별 운전용량, 기술적인 특성을 감안한 시간대별 송전용량 차이, 수력발전의 발전량에 대한 제약, 양수발전 설비특성 제약 등을 포함하고 있다.

안정적인 계통운행을 수행하기 위해서는 연중 최대부하가 발생하는 시점에서의 총 공급용량이 예비력을 포함한 최대 부하수요량보다 커야 한다. 식 (2)는 이러한 제약조건을 정식화한 것으로, 각 노드별로 수력 발전설비용량에 화력 발전설비용량을 합한 다음 최대 부하 시 다른 노드로 송출되는 유통전력량을 차감하고 다른 노드로부터 유입되는 송전손실이 감안된 유통전력량을 합한 총 공급전력량이 최대 부하수요에 필요예비력을 합한 값보다 커야 한다는 것을 의미한다. 이는 각 노드별로 다음과 같이 정식화된다.

$$a_{ij}^{quar} \cdot X_{ij} + \sum_{i=2}^{I_j} X_{ij} - \sum_{j'=1}^{J_j} x_{ij't} + \sum_{j'=1}^{J_j} x_{j'it}, (1 - \pi_{jj'}) \geq P_{jt} + R_{jt}, \text{ for } j=1, \dots, J; t_y \in T_y^{\max}; y \in Y^{\max} \quad (2)$$

단, T_y^{\max} 는 연계계통의 연간 최대부하가 발생하는 시점이며, Y^{\max} 는 최대 부하가 발생하는 계절을 나타낸다. P_{jt} 와 R_{jt} 는 각각 j 노드의 t_y 시간대에서의 부하수요와 필요한 예비력을 나타내며, X_{ij} 는 목표연도에서의 j 노드, i 전원유형의 발전설비용량을 나타낸다. $x_{ij't}$ 와 $x_{j'it}$ 는 최대부하가 발생하는 시간대에서의 j 노드와 j' 노드 간 유통전력량을 의미한다. a_{ij}^{quar} 는 y 계절에서의 j 노드의 이용가능한(guaranteed) 수력 발전설비용량 지수를 나타내며, 건설된 발전설비용량의 비율로 표시한다. 마지막으로 $\pi_{jj'}$ 는 j 노드와 j' 노드 간 송전손실을 나타낸다.

전력계통은 매 순간 수급균형이 이루어져야 하는 특성을 갖는다. 식 (3)은 이러한 수급균형 제약조건을 나타내는 것으로서, 각 노드별, 계절별, 시간대별 발전량에 해당 노드에서 다른 노드로 송출되는 유통전력량을 차감하고, 다른 노드에서 유입되는 유통전력량을 합한 값이 해당 노드의 계절별 시간대별 부하에 양수발전을 위해 필요한 설비용량을 합한 값과 같거나 커야 한다는 것을 의미한다.

$$\sum_{i=1}^{I_j} x_{it} - \sum_{j'=1}^{J_j} x_{ij't} + \sum_{j'=1}^{J_j} x_{j'it}, (1 - \pi_{jj'}) \geq P_{jt} + x_{2jt}^{char}, \text{ for } j=1, \dots, J; t_y=1, \dots, 48; y=1, \dots, Y \quad (3)$$

단, x_{it} 는 t_y 시간대에서의 j 노드, i 전원유형 발전설비의 발전량을 나타내며, x_{2jt}^{char} 는 t_y 시간대에서 j 노드의 양수발전을 위해 필요한 설비용량을 나타낸다. 제약조건 (3)은 각 노드별, 계절별, 시간대별로 주어진다.

ORIRES에서는 식 (4), (5)와 같이 해당 노드의 특성을 감안하여 전원유형별 신규 발전설비와 연계선로의 증설에 제한을 가하는 제약조건을 부과한다.

$$N_{ij}^0 \leq X_{ij} \leq N_{ij}^M, \text{ for } i=1, \dots, I; j=1, \dots, J \quad (4)$$

$$\Pi_{jj}^0 \leq X_{jj} \leq \Pi_{jj}^M, \text{ for } j=1, \dots, J; j'=2, \dots, J; j' > j \quad (5)$$

단, N_{ij}^0 는 기준연도에서의 j 노드에 건설된 i 전원유형 발전설비용량을 나타내고, N_{ij}^M 는 목표연도에서의 발전설비용량의 상한을 나타낸다. 그리고 Π_{jj}^0 와 Π_{jj}^M 은 각각 j 노드와 j' 노드 간 기준연도에서의 기 건설된 연계선로용량과 목표연도에서의 연계선로용량 상한을 나타낸다.

또한, ORIRES 모형에서는 식 (6)과 같이 각 노드별 전원유형에 따른 발전출력은 설비의 유지·보수 등 다양한 요인을 감안하여 계절별로 제한을 가할 수 있도록 하고 있다. 여기서 a_{iy}^m 는 y 계절, j 노드, i 전원유형 발전설비의 이용가능한 최소 운전용량이 설비용량에서 차지하는 비율을 나타내며, a_{iy} 는 해당 발전설비의 이용가능한 최대 운전용량이 설비용량에서 차지하는 비율을 나타낸다.

$$a_{iy}^m \cdot X_{ij} \leq x_{iy} \leq a_{iy} \cdot X_{ij},$$

$$\text{for } j=1, \dots, I; j=1, \dots, J; t_y=1, \dots, 48; y=1, \dots, Y \quad (6)$$

양수 발전설비의 경우, 다른 유형의 전원과의 운전방식상 차이를 감안하여 식 (7)과 같은 별도의 제약조건이 추가적으로 부과된다.

$$0 \leq x_{2jt}^{char} \leq a_{2jt} \cdot X_{2j},$$

$$\text{for } j=1, \dots, J; t_y=1, \dots, 48; y=1, \dots, Y \quad (7)$$

매 시간별 노드 간 유통전력량은 건설된 연계선로용량보다 작아야 하지만 양방향의 전력유통을 고려하여 다음과 같이 제약조건이 수정되어야 한다.

$$-X_{ij} \leq x_{ijt} \leq X_{ij},$$

$$\text{for } j=1, \dots, J; j'=1, \dots, J; j' \neq j; t_y=1, \dots, 48 \quad (8)$$

수력 발전설비에 대해서는 다른 유형의 전원과는 달리 실제 발전량에 제한을 부과한다. 즉, 연간 총 발전량이 건설된 수력 발전설비용량에 대한 최대 공급가능 발전량을 초과하지 않도록 제한을 가하는 것이다.

$$\sum_{t=1}^{48} \tau_t x_{1jt} \leq h_{1jt} \cdot X_{1j},$$

$$\text{for } j=1, \dots, J; y=1, \dots, Y \quad (9)$$

단, h_{1jt} 는 y 계절, j 노드의 수력 발전설비용량의 최대 이용가능 시간을 나타낸다. 양수발전의 경우에는 양수(charge)/

방수(discharge) 간 일일 균형 제약조건이 설정된다.

$$\sum_{t=1}^{24} x_{2jt} - \eta_j^{PSPP} \cdot \sum_{t=1}^{24} x_{2jt}^{char} \leq 0, \quad (10)$$

$$\sum_{t=25}^{48} x_{2jt} - \eta_j^{PSPP} \cdot \sum_{t=25}^{48} x_{2jt}^{char} \leq 0, \quad (11)$$

$$\text{for } j=1, \dots, J; y=1, \dots, Y$$

η_j^{PSPP} 는 양수-방수 과정에서 발생하는 에너지 손실을 의미하는 것으로 j 노드에 위치한 양수 발전설비의 발전효율을 나타낸다. 양수 발전설비에 대해서는 이용가능한 저수량에 대해서도 제한을 가할 수 있다. h_{2j} 는 양수 발전설비의 저수량을 정의하는 것으로, j 노드 양수 발전설비의 최대 이용가능 시간을 나타낸다.

$$\sum_{t=1}^{24} x_{2jt} \leq h_{2j} \cdot X_{2j}, \quad (12)$$

$$\sum_{t=25}^{48} x_{2jt} \leq h_{2j} \cdot X_{2j}, \quad (13)$$

$$\text{for } j=1, \dots, J; y=1, \dots, Y$$

4.4 최적해의 도출과 해석

ORIRES 모형의 최적해에서 $X_{ij} - N_{ij}^0$ 혹은 $X_{jj} - \Pi_{jj}^0$ 값이 영(0)보다 큰 값을 도출한다는 것은 j 노드의 i 전원유형 발전설비의 신규 증설과 j 노드와 j' 노드 간 계통연계가 충분한 경제성이 있음을 의미한다. 실제로 목적함수 (1)에서 N_{ij}^0 과 Π_{jj}^0 은 결정변수가 아니기 때문에 $X_{ij} - N_{ij}^0$ 와 $X_{jj} - \Pi_{jj}^0$ 가 영(0)보다 큰 값을 도출하는가에 대한 여부는 결국 X_{ij} , X_{jj} 의 값에 의해 결정된다. 변수 x_{iy} 와 x_{ijt} 는 ORIRES 모형에 반영된 모든 발전설비와 연계선로의 운영결과를 나타내는 것으로, 각 노드의 연간, 계절별, 시간대별 전력 생산 및 유통전력의 수입과 수출 그리고 총 연료비용 등에 대한 정보를 제공하게 된다.

ESI에서는 보다 구체적으로 동북아 지역 내 각 국가별 계통연계의 편의를 평가하기 위해 ORIRES 모형을 이용하여 두 가지 대안, 즉 독립적인 전력계통 운영과 계통연계를 통한 통합 운영을 진하여 각 목표연도에서의 계통 운영비용 차이를 상호 비교하고 있다.

5. 사례 연구

본 논문에서는 앞에서 기술한 ORIRES 모형을 GAMS/CPLEX solver를 이용하여 구현하였으며[7], 이를 바탕으로 한국, 북한, 극동러시아, 동시베리아 계통을 대상으로 하는 동북아 지역 계통연계의 경제성 평가를 수행하였다. 이 때, 각각의 계통은 하나의 노드로 고려하였다. 한편, 최근 급변한 전력산업 환경을 반영함과 동시에 경제성 분석의 정확성을 기하고자, 한국의 경우 제2차 전력수급기본계획을 바탕으로 입력자료를 생성하였으며 극동러시아와 동시베리아의 입력자료는 러시아의 ESI에서 제공한 최신 자료를 적용하였다. 또

한 북한의 입력자료는 최근 입수한 북한 당국자의 발표 자료를 바탕으로 추정하였다.

본 사례연구에서는 2005년을 기준으로 2010년, 2015년 및 2020년에서의 독립계통 및 계통연계 시의 총 비용을 계산하여 이를 비교함으로써 경제성 분석을 수행하였다. 이 때, 각 목표연도에 대한 경제성 분석은 이전 목표연도의 분석결과와 관계없이 독립적으로 수행하였다. 그 이유는 다른 전원계획 모형과는 달리 OIRES 모형은 해당 목표연도에서의 비용만을 계산할 뿐 기준연도부터 목표연도까지 소요되는 모든 비용에 대한 시간적 가치를 고려하지 않기 때문에, 이전 목표연도의 분석결과를 반영할 경우 상당한 오차를 발생시킬 수 있기 때문이다.

OIRES 모형을 이용한 경제성 분석을 위해서는 발전소 지표, 계절별 발전 지표 및 부하특성의 입력 데이터를 필요로 한다.

발전소 지표 데이터는 수력, 양수, 석탄, 석유, 가스, 열병합 및 원자력 전원유형별 기준 발전설비용량, 해당 목표연도에서의 각 전원유형에 대한 최대 발전설비용량, 전원유형별 운전비 단가(USD/kWh) 및 신규 설비투자비 단가(USD/kW), 전원유형별 고정비용 비율, 양수발전 효율 및 양수발전설비의 일일 최대가동시간 등으로 구성되어 있다.

계절별 지표 데이터는 계절별 각 전원유형 발전설비의 가동률, 계절별 양수발전 보장 설비용량, 계절별 각 전원유형 발전설비의 최소가동용량, 기존 수력 발전설비의 계절별 최대가동시간 등으로 구성되어 있다.

부하특성 데이터는 계절별로 근무일과 비근무일로 구분하며, 해당 일의 시간대별 부하를 해당 계절의 최대부하에 대한 백분율로 표시하여 적용한다.

또한, 계통연계의 경제성 분석을 위해서는 각 노드를 연결하는 연계선로의 최대용량 및 송전손실, 투자비용에 대한 데이터가 필요하다. 본 논문에서는 한국-북한, 북한-극동러시아, 극동러시아-동시베리아를 연결하는 단일 연계선로를 가정하였으며, 각 연계선로의 최대용량은 2010년에는 5GW, 2GW, 1.5GW로, 2015년에는 6GW, 3GW, 2.25GW 그리고 2020년에는 7GW, 4GW, 3GW로 설정하였다.

<표 1>에서 보여주고 있는 바와 같이, 계통연계를 시행할 경우 모든 지역의 전체 발전설비용량이 그렇지 않을 경우에 비해 상당히 낮아지는 것을 확인할 수 있다. 하절기 첨두수요가 일시적으로 급상승하는 한국에서는 계통연계를 통해 융통전력을 도입함으로써 발전설비 증설을 상당 수준 억제할 수 있으며 특히, 북한의 경우에는 취약한 발전설비 수준과 한국과 러시아의 중간에 위치하는 지리적인 이점으로 인해 발전설비용량 측면에서의 계통연계 효과가 가장 두드러지게 나타나는 것을 확인할 수 있다. 반면, 자체 수요에 비해 발전용량이 충분한 러시아 지역은 계통연계로 인한 발전설비용량 절감 효과가 상대적으로 크지 않은 것으로 나타났다.

한국의 경우, 2010년에는 약 6.9%, 2015년에는 약 7.6% 그리고 2020년에는 약 8.2%의 설비증설 절감효과를 얻을 수 있는 것으로 나타났다. 이러한 설비증설 억제효과는 양수, 석탄 화력 및 가스복합 발전설비에 집중되어 있음을 <표 2>를 통해 확인할 수 있다. 이는 비경제적인 첨두부하용 발전설비의 감소뿐만 아니라 다른 지역으로부터 보다 저렴한 전력을 공급받음으로써 기저부하용 발전설비의 증설 또한 억제시킬 수

있음을 보여주고 있다

각 노드별 연간 발전량 계산결과는 <표 4>에서 보여주고 있다. 2010년에는 계통연계 시 발전량은 전체적으로 증가하는 것으로 나타나는데, 이는 연계선로의 송전손실로 인해 독립계통으로 운영할 경우에 비해 발전량 자체가 증가하기 때문이며, 이 때 송전손실량은 융통전력량에 비례하여 발생한다. 반면, 2015년과 2020년에는 계통연계 시 오히려 전체 발전량이 약간 감소하는 것으로 나타나고 있는데, 이는 한국의 양수전원 발전량의 변화가 원인인 것으로 추측할 수 있다. 2015년과 2020년에는 계통연계를 통해 양수전원의 발전량을 상당 수준 감소시킬 수 있는데, 이로 인해 연계 되는 양수발전 손실량의 절감효과가 연계선로에 의해 발생하는 송전손실량보다 크기 때문에 계통연계 시 전체 발전량이 오히려 감소하는 결과가 도출된 것으로 판단된다.

또한, 계통연계 시 러시아 지역의 발전량이 상당히 증가하는 것을 확인할 수 있다. 러시아 지역은 발전설비용량에 비해 자체 수요가 작기 때문에 충분한 잉여 발전용량을 확보하고 있으며, 이 가운데 다른 지역의 전원에 비해 경제성이 있는 전원의 잉여용량이 이를 대체하므로 이와 같은 결과가 유도되는 것으로 판단된다. 북한은 계통연계 시 상당 수준의 발전설비용량이 감소되기 때문에, 그 결과 발전량 또한 크게 감소하는 것을 확인할 수 있다.

신규 발전설비의 투자비용이 상당히 높기 때문에, 계통연계 시에는 발전설비를 증설하는 대신 각 지역의 기존 발전설비의 이용률을 높임으로써 발생하는 추가 전력을 연계선로를 통해 공급하는 결과가 도출된다. 그 결과, 독립계통으로 운영할 경우에 비해 연료비가 높은 전원의 발전량이 상당히 증가하는 것을 확인할 수 있다. 이로 인해 계통연계 시 발전비용이 증가하고 있음을 <표 5>에서 보여주고 있다. 독립계통으로 운영 시, 한국의 경우 2015년과 2020년의 연료비용이 2010년보다 낮은 것으로 나타났는데 이는 연료비가 낮은 원자력 설비의 증가로 인해 고가의 가스 및 석유 전원의 발전량이 감소됨으로서 유도된 결과이다.

계통연계 시 건설되는 연계선로 용량은 대부분 최대용량까지 증설된다. 한편, 연계선로를 통한 융통전력량은 지역 간 부하패턴과 전원구성 형태에 따라 계절별로 차이가 발생하지만, 전체적으로 북한 지역으로 집중되는 것을 확인할 수 있다. 이는 앞에서 기술한 바와 같이, 북한 지역의 전력공급 설비의 부족이 원인인 것으로 판단된다. 각 목표연도에서의 연계선로 용량과 계절별 융통전력량에 대한 결과는 각각 <표 6>과 <표 7>에서 보여주고 있다.

<표 8>은 계통연계 시 송전선로 투자비용을 포함한 각 목표연도의 총비용 계산결과를 보여주고 있다. 계통연계를 시행할 경우, 연계선로 건설에 따른 투자비용의 추가적인 지출이 발생하고 연계선로를 통한 전력융통으로 인해 기존 발전설비의 이용률 상승에 따라 발전설비의 연료비용은 증가하지만, 신규 발전설비에 대한 투자비용 측면에서의 비용절감 수준은 이를 충분히 상쇄한다. 그 결과, 한국, 북한, 극동러시아 및 동시베리아 지역의 계통연계를 시행할 경우 각각의 계통을 독립적으로 운영할 경우에 비해 상당한 수준의 경제성을 확보할 수 있음을 확인할 수 있다.

표 1 각 노드별 발전설비용량 비교

Table 1 Generation capacities by nodes

	2010년			2015년			2020년		
	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율
한국	70.52	65.64	-6.9%	77.37	71.52	-7.6%	83.68	76.85	-8.2%
북한	13.64	10.92	-19.9%	14.95	11.36	-24.0%	16.79	12.58	-25.1%
극동러시아	8.10	8.10	0.0%	8.90	8.20	-7.9%	9.92	7.30	-26.4%
동시베리아	37.79	37.31	-1.3%	42.44	40.84	-3.8%	48.44	45.69	-5.7%
계	130.04	121.97	-6.2%	143.65	131.92	-8.2%	158.83	142.42	-10.3%

단위: GW)

표 2 한국의 전원유형별 발전설비용량 비교

Table 2 Generation capacities by types in Korea

		수력	양수	화력			원자력	계
				석탄	석유	가스복합		
2010년	독립	1,583	4,700	24,265	4,708	16,543	18,716	70,515
	연계	1,583	2,300	21,961	4,708	16,372	18,716	65,640
	증감율	0.0%	-51.1%	-9.5%	0.0%	-1.0%	0.0%	-6.9%
2015년	독립	1,583	4,700	22,240	2,329	19,877	26,637	77,366
	연계	1,583	2,355	22,240	2,329	16,372	26,637	71,516
	증감율	0.0%	-49.9%	0.0%	0.0%	-17.6%	0.0%	-7.6%
2020년	독립	1,583	4,700	27,040	3,329	17,589	29,437	83,678
	연계	1,583	2,300	23,832	3,329	16,372	29,437	76,853
	증감율	0.0%	-51.1%	-11.9%	0.0%	-6.9%	0.0%	-8.2%

(단위: MW)

표 3 각 노드별 목표연도에서의 발전설비 투자비용 비교

Table 3 Generation investment costs by nodes

	2010년			2015년			2020년		
	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율
한국	1,900	1,121	-41.0%	4,185	3,501	-16.4%	5,732	4,643	-19.0%
북한	1,172	497	-57.6%	1,468	576	-60.8%	1,900	846	-55.5%
극동러시아	0	0	0.0%	151	0	-1000%	593	0	-1000%
동시베리아	522	434	-16.8%	1,465	1,079	-26.3%	2,670	1,973	-26.1%
계	3,595	2,052	-42.9%	7,268	5,156	-29.1%	10,895	7,462	-31.5%

(단위: 백만\$)

표 4 각 노드별 연간 총 발전량 비교

Table 4 Annual generation output by nodes

	2010년			2015년			2020년		
	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율
한국	446.04	444.88	-0.3%	490.26	494.54	0.9%	531.57	539.74	1.5%
북한	74.88	62.09	-17.1%	85.01	64.24	-24.4%	95.52	75.18	-21.3%
극동러시아	39.27	51.69	31.6%	44.33	55.70	25.6%	49.38	51.44	4.2%
동시베리아	201.78	203.44	0.8%	229.90	234.47	2.0%	265.51	274.47	3.4%
계	761.97	762.10	0.02%	849.51	848.73	-0.1%	941.97	940.84	-0.1%

(단위: TWh)

표 5 각 노드별 연간 연료비 비교

Table 5 Annual fuel costs by nodes

	2010년			2015년			2020년		
	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율	독립	연계	증감율
한국	8,227	8,436	2.5%	8,138	8,024	-1.4%	8,175	8,730	6.8%
북한	494	592	19.8%	538	588	9.3%	558	648	16.1%
극동러시아	338	470	39.1%	391	513	31.3%	416	466	12.2%
동시베리아	600	605	0.7%	718	773	7.6%	874	987	13.0%
계	9,660	10,103	4.6%	9,785	9,898	1.2%	10,022	10,831	8.1%

(단위: 백만\$)

표 6 각 목표연도에서의 연계선로 용량

Table 6 Tie-line capacities by interconnected nodes

	한국-북한	북한-극동러시아	극동러시아-동시베리아
2010년	5,000	2,000	1,500
2015년	6,000	3,000	2,250
2020년	7,000	3,949	3,000

(단위: MW)

표 7 각 노드 간 계절별 용동전력량

Table 7 Seasonal transacted power by interconnected nodes

2010년	한국 -> 북한	북한 -> 극동러시아	극동러시아 -> 동시베리아	동시베리아 -> 극동러시아	극동러시아 -> 북한	북한 -> 한국
겨울	3,345	548	768	1,142	2,093	-
봄	468	-	-	3,240	4,320	24
여름	-	-	-	3,312	4,416	5,212
가을	1,258	10	28	2,584	3,644	178
계	5,071	557	796	10,279	14,472	5,414
2015년	한국 -> 북한	북한 -> 극동러시아	극동러시아 -> 동시베리아	동시베리아 -> 극동러시아	극동러시아 -> 북한	북한 -> 한국
겨울	6,893	1,222	935	1,522	1,390	-
봄	1,106	-	-	4,860	6,316	19
여름	2	-	-	4,968	6,490	5,655
가을	3,966	106	64	2,688	2,715	40
계	11,966	1,329	999	14,038	16,911	5,714
2020년	한국 -> 북한	북한 -> 극동러시아	극동러시아 -> 동시베리아	동시베리아 -> 극동러시아	극동러시아 -> 북한	북한 -> 한국
겨울	10,084	2,638	857	2,120	46	-
봄	1,364	-	-	6,480	5,690	45
여름	25	-	-	6,624	7,527	7,095
가을	6,730	967	88	3,219	694	-
계	18,204	3,605	945	18,442	13,957	7,139

(단위: GWh)

표 8 독립계통 대 연계계통의 경제성 비교

Table 8 Economic feasibility on the interconnected electric power system in North-east Asia

		연계선로 투자비	발전설비 투자비	발전설비 연료비	총액
2010년	독립	-	3,595	9,660	13,254
	연계	168	2,052	10,103	12,323
	증감율				-7.0%
2015년	독립	-	7,268	9,785	17,053
	연계	234	5,156	9,898	15,288
	증감율				-10.4%
2020년	독립	-	10,895	10,022	20,918
	연계	298	7,462	10,831	18,591
	증감율				-11.1%

(단위: 백만\$)

6. 결 론

동북아 지역은 자원보유, 부하패턴, 전원구성 등의 측면에서 상호 보완성이 높기 때문에, 세계 여타 지역보다 계통연계로 인한 경제적 유용성이 클 것으로 예상하고 있다. 그러나 동북아 지역의 전력계통 연계는 그 자체의 높은 경제적 효용성에도 불구하고 많은 정치적, 기술적 장애요인이 상존하며, 장기적인 연계계통의 이용을 목적으로 하는 상당한 재원이 소요되는 사안이기 때문에 충분한 사전 연구조사로 정책 결정과 계획 수립 및 추진 시 시행착오를 최소화시켜야 한다.

이를 위해, 본 논문에서는 러시아의 ESI에서 개발한 ORIRES 모형을 구현하여, 동북아 전력계통 연계의 경제성 분석을 수행하였다. 전력계통 연계사업의 경제성 여부는 특정 목표연도에 대한 계통연계 시의 총비용과 연계되지 않을 경우의 총비용을 비교하여 결정하였다. 그 결과, 계통연계를 시행할 경우에는 연계선로 건설에 따른 투자비용의 추가 지출과 전력유통으로 인해 기존 발전설비의 이용률 상승에 따라 발전설비의 연료비용은 증가하지만 신규 발전설비의 투자비용은 상당히 감소하기 때문에, 전체적으로는 경제성을 확보하는 것으로 도출되었다.

본 논문은 그 동안 제기되어 왔던 동북아 전력계통 연계와 관련된 여러 가설들을 정량적으로 평가할 수 있는 분석 기법을 개발하여 그 가설들을 경제적 관점에서 검증하였다는 데 의미가 있다. 본 논문에서 제외된 기술성 및 계통신뢰도에 대한 검토는 별도의 논문에서 다루기로 한다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부 전력산업연구개발사업(과제번호: R-2002-1-319-0-00)의 연구비 지원에 의해 수행되었습니다

참 고 문 헌

- [1] 산업자원부, 제2차 전력수급기본계획, 2004.
- [2] 에너지경제연구원, 동북아 에너지 협력 연구, 산업자원부, 2003.
- [3] 한국전력공사 전력경제처, 투자사업을 위한 경제성 평가 (방법 및 절차서), 1994.
- [4] L.S.Belyaev, L.U.Chudinova, S.V.Podkoyalnikov, and V.A.Saveliev, "A mathematical model for effectiveness assessment of interstate electric ties in North-East Asia," Proceedings of POWERCON '98, Beijing, China, Aug., 1998, pp.730-734.
- [5] L.S.Belyaev, G.F.Kovalev, and S.V.Podkoyalnikov, "Effeciency assessment of 'Russia-China-South Korea' electric tie with power export from Prymorye nuclear power plant", Proceedings of 1996 World Energy System Conference, Canadian Institute World Energy System, Toronto, Canada, 1996, pp.3.4.1-3.4.6.
- [6] L.S.Belyaev, G.F.Kovalev, and S.V.Podkoyalnikov, "Ties in North-Eastern Asia", Perspectives in Energy, vol.3, 1994-1995, Pion Publication, pp.321-330.

- [7] B.A.McCarl, GAMS User Guide: 2003, Developed in cooperation with GAMS Development Corporation, Dec., 2002.

저 자 소 개



정 구 형 (鄭 求 亨)

1974년 9월 20일생. 2001년 홍익대학교 전기전자제어공학과 졸업. 2003년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정
Tel: 02-338-1621 Fax: 02-320-1110
E-mail:ga3310401@wow1.hongik.ac.kr



한 식 만 (韓 錫 萬)

1976년 12월 5일생. 2002년 홍익대 전자 전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정
Tel: 02-338-1621 Fax: 02-320-1110
E-mail:hseokman@gmail.com



김 발 호 (金 發 鎬)

1961년 7월 11일생. 1984년 서울대 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학). 1999년~현재 홍익대학교 전자전기공학부 부교수
Tel: 02-320-1462 Fax:02-320-1110
E-mail:bhkim@wow.hongik.ac.kr