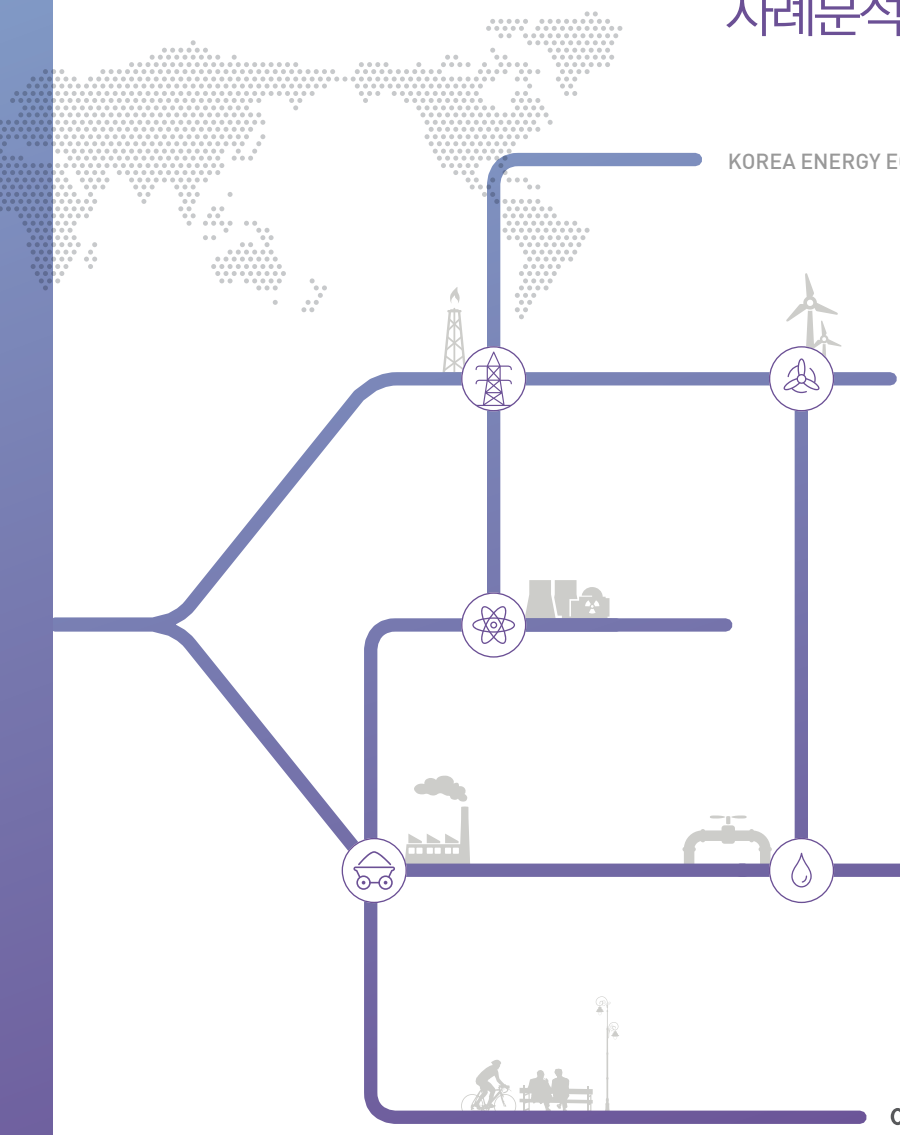
www.keei.re.kr

수시
연구 보고서
17-08

동북아 슈퍼그리드 구축사업 관련 해외 사례분석과 시사점

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE



이 성 규
정 규 재

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

참여연구진

연구책임자 : 선임연구위원 이성규

연구위원 정규재

연구참여자 : 전문연구원 공지영

외부참여자 : 인천대 교수 양준호

〈요 약〉

1. 연구배경 및 목적

정부의 한반도 신경제지도 구상 실현과 탈원전·탈석탄을 통한 에너지 전환정책 추진을 위한 중요한 정책방안의 하나로 동북아 슈퍼그리드가 대두되고 있다. 동북아 슈퍼그리드와 같은 다자간 대규모 협력사업은 관련국들의 정책 및 법·제도의 조화 등 정책협력이 바탕이 되어야 실현될 수 있다. 제8차 전력수급기본계획에서 정부는 한-중-일 및 한-러 송전망 구축을 통해 러시아 극동지역 및 몽골 고비사막의 청정에너지를 동북아 국가들이 공동 사용함으로써 '계통섬'이라는 한국의 지리적 한계를 극복하여 전력수급 불안정에 대한 우려를 해소하고, 나아가 동북아 역내의 긴장완화에 기여하는 효과를 기대하고 있다. 또한, 대통령은 2017년 9월 제3차 동방경제포럼에서 동북아 슈퍼그리드 구축을 위한 협의 개시를 동북아지역 내 모든 국가 지도자들에게 제안하였다.

그러나 지금까지 동북아 슈퍼그리드와 관련된 연구는 사안별로 사업의 기술적, 경제적 타당성을 확인하는데 집중되었다. 관련국의 정책협력을 이끌어내기 위해서는 각국이 처한 에너지환경 및 정책동향을 분석하고, 동북아 슈퍼그리드에 관한 각국의 정치적·정책적 입장, 그리고 향후 사업이 본격 추진될 경우에 안정적 추진을 위한 법·제도적 측면의 고려 사항 등을 파악할 필요가 있다. 이를 위해 본 연구에서는 동북아지역과 비교적 유사한 특징을 갖는 남부아프리카지역과 ASEAN지

역의 전력망 연계 사례를 분석해서 동북아지역에게 주는 시사점을 도출하였다.

2. 연구내용 및 결과

동북아 지역의 전력계통 연계 논의는 30년 이상의 매우 오랜 역사를 갖고 있다. 이러한 구상을 실현하기 위해 다자 또는 양자 협의 등 많은 노력이 있었으나, 동북아 지역의 국제정치 문제를 비롯한 여러 이유로 구체화되지 못하고 있었다. 그러나 최근의 상황을 보면 동북아 슈퍼그리드 구축사업을 현실화하기 위한 역내 환경이 매우 긍정적으로 변하고 있음을 확인할 수 있다. 현재 동북아 슈퍼그리드 프레임워크 안에서 한-중-일 연계, 한-러 연계, 러-일 연계가 활발히 논의, 추진되고 있으며, 그 밖에 중국과 러시아, 러시아와 북한 사이에 양자 간 전력망 연계도 논의되고 있다.

해외에서 전력망 연계사업이 성공적으로 추진된 경우를 보면, 대부분 해당 지역에 지역협의체가 존재하고, 지역협의체와 그 산하 기관(연구기관, 전문가 그룹, 전력기업간 회의 등)들이 초기단계에서 다자간 전력망 연계 사업을 구상·계획하고, 최종적으로 정부간 협정 및 기업간 계약을 체결하는 단계에 이르기까지 협력 플랫폼 역할을 수행했다. 그러나 한·중·일 3국 모두는 오랫동안 독자적으로 전력수급 안정을 위해 노력해 왔고, 국가간에 낮은 신뢰로 인해서 가급적이면 자국의 전력안보를 주변국에 의존하지 않으려는 자세도 강하게 갖고 있어 왔다. 더군다나 3국이 모두 해상을 두고 국경을 맞대고 있어서 기술적·경제적으로 전력망 연계에 대해 관심을 덜 갖게 된 측면도 있었다. 또한, 외교·안보적 측면에서 국가간 신뢰가 낮은 상황에서 다자간 전

력망 연계를 추진하기 위해서는 앞서 살펴보았던 사업의 안정성을 확실하게 확보할 수 있는 법·제도적 장치를 더욱 더 견실하게 마련하고, 이러한 합의를 원활하게 이끌어 줄 조정자 역할을 할 협력플랫폼도 더 필요할 것이다.

국가간 전력망 연계사업을 성공적으로 완료하고, 이후 전력망을 안정적으로 운영하기 위해서는 사업 구상 및 추진 단계에서 경제적 측면, 전력망 운영 측면, 법·제도적 측면, 그리고 사회·정치적 측면들을 모두 고려·검토하고, 이에 대한 대응 조치들을 정부간, 기업간에 합의를 통해서 마련해야 한다.

또한, 민·관 협의틀 내에 경제, 기술, 법률, 환경, 그리고 정치·안보 분야의 전문가들로 자문그룹을 두어 좀 더 객관적이며 구체적인 연구를 수행하여 여기서 나온 결과를 회원국의 정부와 기업들이 공유해야 한다. 그래야 정부간, 기업간, 그리고 정부와 기업간에 협상 과정에서 의견충돌이 최소화될 것이다.

마지막으로 향후 장기에 동북아지역 내에 다자간 전력망이 연계된 상태에서 전력거래를 안정적으로 유지·확대시키기 위해서는 역내 국가들이 무엇보다 지역 전력시장 통합을 목표로 설정하고, 이를 위해 개별국가의 전력시장 자유화, 역내 전력거래소 설치, 독립된 규제기관 설립 및 관련 규범 제정, 정부의 정책공조 등을 수행할 필요가 있다. 그러나 무엇보다 역내 정부 및 기업들이 염두에 두어야 하는 것은 지역 전력시장 통합은 오랜 기간 경제주체들의 지속적인 노력과 강한 추진의지가 있어야 가능하다는 것이다.

ABSTRACT

1. Research Background and Purpose

The North-East Asia Super Grid has emerged as one of important policy measures to realize the Korean government's "new economic map for the Korean Peninsula" and to put an end to the use of nuclear energy and coal. Multilateral cooperation projects like the regional power grid plan could only become a reality when all related countries' policies, including laws, regulations, and systems, are in harmony. In the 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (BPE), Seoul envisions that by connecting the electricity networks of South Korea, China, and Japan as well as those of Mongolia and Russia. By doing so, Northeast Asian countries can share clean energy from Far East Russia, Gobi Desert, and Mongolia. Korea could overcome the country's geographical restrictions of “electrical island system” and relieve concerns over unstable power supply, easing the region’s persistent tensions. In fact, at the third Eastern Economic Forum in September 2017, President Moon Jae-in proposed to all leaders in the region to begin discussing the establishment of the North-East Asia Super Grid.

Until now, research related to the regional power grid plan has been focused on economical and technical feasibilities. To facilitate policy cooperation among relevant countries, it is necessary to analyze each country's energy environment and policy trend. Also, when the projects

are carried out in full force in the future, legal and institutional considerations need to be identified to ensure its stable implementation. Therefore, this study analyzes the power network connections of Southern Africa and the Association of Southeast Asian Nations (ASEAN), which have similar characteristics to the Northeast Asia region, and draws implications for the region.

2. Research and Its Results

The connection of power systems in Northeast Asia have been discussed for over 30 years. Although many efforts such as multilateral or bilateral consultations were made to realize the concept, they failed due to various reasons, including international political problems in the Northeast Asia. Recent developments, however, show that the regional environment has become favorable to the implementation of the North-East Asia Super Grid. Indeed, under the framework of the 'super grid', the connection of South Korean, Chinese, and Japanese electricity networks, the connection of South Korean and Russian electricity networks, and the connection of Russian and Japanese electricity networks have been discussed or pushed ahead. Besides, dialogues on the bilateral connection between China and Russia or Russia and North Korea are underway.

Looking at successfully implemented projects of international power grid interconnections, most of them have a local consultative group in the relevant areas. These groups and multilateral consultation bodies under them served as a collaborative platform, from designing and planning

multilateral power grid interconnections in the early stage and to reaching an agreement between the nations and finalizing contracts among the relevant companies. However, Korea, China, and Japan have all been securing power supply on their own for a long time, and they seem to have a strong stance not to rely on neighboring countries for its power security as much as possible. Furthermore, as the three countries have maritime borders to each other, they have been less interested in connecting their power grid. In addition, Northeast Asian countries do not have a strong trust in their counterparts in terms of power security. In order to carry out the multilateral power grid interconnection under these circumstances, it is necessary to have a stronger legal and institutional framework in place to ensure the reliability of the projects, as reviewed earlier. Also, collaboration platforms that can act as coordinators are needed to facilitate the agreement.

For the successful completion of the cross-border electricity networks connection and the stable operation of the interconnected system, economic, network operational, legal, institutional, social, and political aspects should be taken into consideration in the planning and implementation stage and measures to address them should be come up through consultations between the governments and companies. In addition, to conduct more objective and concrete research, an advisory group of experts in the fields of economy, technology, law, environment, and politics and security should be established within the framework of public-private partnership, and the countries and companies should share the outcomes of the research. This will help minimize disagreements

between the governments and enterprises in the negotiation process.

Lastly, in order to maintain and expand electricity trading in the Northeast Asia after completing the multilateral power grid connection, countries in the region need to set the goal of integrating the regional electric power markets. To this end, it is necessary to liberalize the electric power markets of the individual countries, to set up a power exchange in the region, to establish an independent regulatory agency, to enact regulations, and to coordinate government policies. Above all, governments and corporations in the region should keep in mind that the integration of regional electricity markets requires continued, long-term efforts and a strong will of the related economic players.

제목 차례

제1장 서론 ····· 1

제2장 동북아지역의 전력망 연계구상과 역내국가의 전략 ····· 5

1. 동북아지역의 전력망 연계 구상 ····· 5
2. 동북아지역의 전력시장 특징 ····· 14
3. 전력망 연계에 대한 각국의 입장 ····· 18

제3장 해외 주요 다자간 전력망 연계 사례분석 ····· 23

1. 남부아프리카와 ASEAN지역에서 추진과정과 장애요인 분석 ···· 23
2. 참여국의 추진전략 분석 ····· 36

제4장 동북아 슈퍼그리드 사업의 안정성 확보를 위한 법 · 제도적 분석 ····· 41

1. 사업의 안정성 확보위한 고려사항 ····· 41
2. 역내 다자협력체의 역할 ····· 53

제5장 결론 및 정책적 시사점 ····· 57

1. 결론 ····· 57
2. 정책적 시사점 ····· 58

참고문헌 ····· 63

부록 ····· 67

표 차례

<표 2-1> 동북아지역 국가별 소매전력 가격 비교 ····· 17
<표 3-1> 남부아프리카 전력풀(SAPP)의 형성 과정 ····· 28
<표 3-2> ASEAN지역의 다자간 전력망 연계 추진 과정 ····· 33
<표 5-1> 동북아, 동남아, 남부아프리카지역 전력망 연계 추진 비교 ···· 60

그림 차례

[그림 2-1] 한-중-일, 한-러 계통연계 계획 ····· 12
[그림 2-2] 동북아지역의 전원 Mix 구성 ····· 16
[그림 2-3] 동북아 역내국의 발전원별 비중(2015년) ····· 16
[그림 2-4] 북미, 유럽, 동북아시아 국가들의 전력시장 규모 비교 ····· 17
[그림 3-1] 남부아프리카지역의 국가간 전력망 연계 현황 ····· 25
[그림 3-2] APG 프로그램에 포함된 국가간 전력망 연계 ····· 33

제1장 서론

정부의 한반도 신경제지도 구상 실현과 탈원전·탈석탄을 통한 에너지 전환정책 추진을 위한 중요한 정책방안의 하나로 동북아 슈퍼그리드가 대두되고 있다. 동북아 슈퍼그리드와 같은 대규모 다자간 협력사업은 관련국들의 정책 및 법·제도의 조화 등 정책협력이 바탕이 되어야 실현될 수 있다.

이러한 정부의 주변국들과 전력망 연계를 위한 적극적인 움직임은 제8차 전력수급기본계획에서도 찾아 볼 수 있다. 정부는 한-중-일 및 한-러 송전망 구축을 통해 러시아 극동지역 및 몽골 고비사막의 청정에너지를 동북아 국가들이 공동 사용함으로써 '계통섬'이라는 지리적 한계를 극복하여 전력수급 불안정에 대한 우려를 해소하고, 나아가 동북아 역내의 긴장 완화에 기여한다는 비전을 갖고 2022년까지 일부 구간 착공 및 한-러 간 공동연구 완료라는 구체적인 목표를 제시하였다.[1] 그리고 문재인 대통령은 2017년 9월 블라디보스토크에서 개최된 제3차 동방경제포럼에 참석하여 가스, 철도, 항만, 전력, 북극항로, 조선, 일자리, 농업, 수산 등 9개 분야의 협력(Nine-bridge) 전략을 제안하면서 "동북아 경제공동체와 다자안보체제까지 전망하는 큰 비전을 가지고 동북아 슈퍼그리드 구축을 위한 협의를 시작할 것을 동북아지역의 모든 지도자들에게 제안"[2]하였다. 이러한 한국 정부의 움직임은 주변국과의 전력망 연계와 관련하여 이전 정부에 비해 가장 강력한 의지를

1) 산업통상자원부(2017), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), p.61
2) 아시아경제(2017.9.7), 문재인 대통령 동방경제포럼 연설문, (http://www.asiae.co.kr/news/view.htm?idxno=2017090713331870479, 검색: 2017.11.3)

갖고 접근하고 있는 것으로 평가할 수 있다.

그러나 지금까지 동북아 슈퍼그리드와 관련된 연구는 사안별로 사업의 기술적, 경제적 타당성을 확인하는데 집중되었다. 관련국의 정책협력을 이끌어내기 위해서는 각국이 처한 에너지환경 및 정책동향 분석, 동북아 슈퍼그리드에 관한 정치적, 정책적 입장, 그리고 향후 사업이 본격 추진될 경우 각국의 법·제도 측면의 고려 사항 등을 파악할 필요가 있다. 이런 측면에서 북유럽 슈퍼그리드 구축사업을 포함해서 남부아프리카지역과 ASEAN지역에서 다자간 전력망 연계사업이 효과적으로 추진되고 있는 것은 관련국의 정부, 기업, 연구기관, 전문가단체 간에 다양한 채널을 통한 협력이 활발히 이루어지고 있기 때문이다.

그래서 오랫동안 논의수준에 머물러 있는 동북아 슈퍼그리드 사업을 실질적으로 추진하기 위해 관련국 정부간 협의와 기업간 투자계약 체결 단계로 진전시키기 위한 방법과 연계사업의 안정성 확보를 위한 법·제도적 측면의 연구가 필요한 시점이다.

이에 본 보고서에서는 동북아 슈퍼그리드에 대한 각국의 입장 및 정책동향을 분석하고, 협력사업 실현을 위한 접근방안을 모색한다. 한국, 중국, 일본, 러시아, 몽골 등 동북아 슈퍼그리드와 관련된 각국은 자국의 정치적, 정책적 상황에 따라 서로 다른 입장을 보이고 있어 사업을 추진하기 위해서는 각국의 이해관계를 면밀히 파악하여 추진전략을 수립할 필요가 있다. 또한, 본 연구는 동북아 슈퍼그리드 사업 참여를 유도하기 위한 전략수립의 기초적 접근방안을 모색하고, 그리고 동북아 전력망 연계 사업의 안정적 추진을 위한 법·제도적 장치의 구축에 필요한 사항을 해외사례 분석을 통해 제시한다. 해외 사례는 동북아지역과 비교적 유사한 형태로 우리보다 먼저 전력망 연계를 추진한 남아프

리카지역과 ASEAN지역을 살펴보았다. 그리고 다음 장에서는 동북아 슈퍼그리드 사업의 안정성 확보를 위한 경제적, 기술적, 법·제도적, 사회·정치적 측면을 분석하고, 정부간, 기업간, 그리고 다른 경제주체간에 어떠한 합의가 이루어져야 하는지를 살펴본다. 마지막 결론에서는 동북아지역의 다자간 전력망 연계와 관련된 정책적 시사점을 도출한다.

제2장 동북아지역의 전력망 연계구상과 역내국가의 전략

1. 동북아지역의 전력망 연계 구상

동북아지역 국가간 전력망 연계 구상은 각국이 처한 지리적 및 전력수급 측면의 특성, 그리고 연계하려는 국가·지역 범위, 주요 발전원, 송전량 등에 따라 다양한 형태로 제안되었다. 육지로 국경을 맞대고 있는 국가 간에는 초기에 국경지역의 전력수급 불안정 상황을 해소할 목적으로 국지적 및 소규모 전력거래가 이루어졌다. 예를 들면, 러-중, 러-몽, 중-몽 간 전력거래 및 전력망 연계는 이런 형태로 이루어졌다. 반면에 러시아와 일본, 한국과 일본, 그리고 한국과 중국처럼 해상을 국경으로 둔 경우에는 장거리 수송에 적합한 대용량 HVDC((High Voltage Direct Current) 연계 방식이 제안되었다.

가. 다자간 전력망 연계

동북아지역에서는 1980년대 후반(소연방 붕괴)부터 역내 전력 전문 연구기관들 간에 동북아지역 전체를 하나로 연결하는 전력망 연계 구상이 시작되었고[3], 1998년에 러시아 극동지역 내 전력분야 전문연구소인 에너지시스템연구소(Energy Systems Institute(이하 'ESI'), 이르

3) 소연방 붕괴 및 체제전환 과정에서 사회·경제적 불안정으로 특히 러시아 극동지역 경제는 극심한 침체를 경험했고, 이런 상황에서 극동지역의 전력수요 감소에 따른 막대한 양의 잉여전력이 발생했음. 그래서 이를 해소하는 방안 중에 하나로 역내 주변국으로의 전력수출 방안이 제기되었음.

쿠츠크市 소재)가 지방경제발전 차원에서 극동지역(사할린지역 포함) 내 풍부한 발전원(수력발전, 석탄화력발전 등)을 개발해서 이를 모든 역내 국가(한국, 중국, 일본, 몽골)로 수출할 수 있는 동북아지역 전력망 연계 구상을 제안했다. 2000년대 들어서는 기후변화 대응 차원에서 역내 친환경 발전원(몽골의 풍력과 태양광, 러시아의 수력)을 공동 개발해서 장거리 송전으로 역내 국가들이 모두 소비할 수 있는 슈퍼그리드(Super Grid) 구상이 전력기업들에 의해서 제기되었다. 또한, 2015년에는 중국 정부가 동북아지역뿐만 아니라 동남아시아, 중앙아시아, 유럽까지 전력망을 연계하는 구상인 GEI(Global Energy Interconnection)을 발표하기도 했다. 이는 중국의 초고압직류송전시스템(High Voltage Direct Current Transmission System)에 의한 대용량·장거리 송전이 가능해졌기 때문이다.

지금까지 동북아지역에서 제안된 다자간 전력망 연계 구상은 다음과 같다.[4)]

- **동북아 전력시스템 연계(Northeast Asia Region Electric System Ties, NEAREST)**: 동북아지역의 전력망 연계를 Mainland Circle, East Sea Circle[5)], Large NEA Circle로 구분하여 단계적으로 추진, 주요 발전원은 러시아 극동지역 내 부랴야 수력발전, 연해주 원전, 동시베리아지역 석탄 화력발전, 사할린지역 가스복합 화력발전

4) 자세한 내용은 정규재(2017.5.15), “세계 주요 슈퍼그리드(전력망) 추진 동향과 시사점”, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제17-16호, pp.3-16, 참조

5) East Sea Circle에 러시아-북한-남한 전력망 연계, 러시아 사할린-일본 전력망 연계, 남한-일본 전력망 연계 등이 포함됨.

- **아시아 슈퍼그리드(Asia Super Grid):** 일본 SoftBank가 설립한 JREF(Japan Renewable Energy Foundation)이 2011년에 제안, 일본 내 통합전력망 구축, 동북아 전력망 연계, 동북아-동남아-인도 전력망 연계 등을 단계적으로 추진, 주요 발전원은 몽골 고비사막의 풍력과 태양에너지 발전[6]
- **고비텍·아시아슈퍼그리드(Gobitec and Asia Super Grid):** 아시아 슈퍼그리드 구상을 보완하여 2014년 Energy Charter, 한국 에너지경제연구원(KEEI), 러시아 ESI, 일본 JREF, 몽골 에너지부 등이 공동으로 제안,[7] 동북아지역 국가들간 전력망 연계, 몽골 고비사막에 100GW 규모의 태양광 및 풍력발전 단지 조성
- **범아시아 에너지 인프라(Pan-Asian Energy Infrastructure):** 호주 GRENATEC(Green Renaissance through Advanced Technology) 연구소가 2010년에 제안, 호주-ASEAN지역-중국-한국-일본으로 전력망 연결, HVDC방식, 국가간에 전력망과 가스관 및 광통신망을 결합하여 연결, 발전원은 신재생에너지 발전과 가스화력발전
- **아시아 태평양 전력망(Asia Pacific Power Grid):** 후쿠시마 원전 사고 이후 2011년에 일본 내 민간단체인 Japan Policy Council[8]이 일본 정부에 제안, 먼저 일본-한국-대만 연계하고, 이후 ASEAN지역과 호주까지 전력망 연계, 범아시아 에너지 인프라(Pan-Asian Energy

6) 미국 NREL(National Renewable Energy Laboratory)와 몽골 NREC(National Renewable Energy Center)는 몽골의 총 재생에너지 잠재적 발전용량을 2.6TW, 그리고 태양광 및 풍력에 의한 잠재적 발전량을 연간 15,000TWh로 각각 추산함. IRENA(2016), Renewables Readiness Assessment: Mongolia, p.19.

7) Energy Charter, et al.(2015), GOBITEC and Asia Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia. 참조

8) Japan Policy Council는 보수성향의 일본 정치가, 기업, 민간 전문가 등으로 구성된 대정부 정책자문 단체임. Japan Policy Council(Dec. 2011), First Recommendations: Energy Creation.

Infrastructure)와 다른 점은 중국이 배제된 것임.

- **글로벌 에너지 연계(Global Energy Interconnection, 이하 'GEI'):** 중국 정부의 일대일로 전략 차원에서 중국 국가전망(State Grid Corporation of China)이 2016년에 제안, 주변국(중앙아, 동남아, 동북아)과 유럽을 포함한 전세계 에너지 네트워크를 연결, 주요 발전원은 신재생에너지 발전, HVDC송전방식[9]
- **Asian Energy Ring(AER):** 2016년 9월 러시아 블라디보스토크 동방경제포럼에서 러시아 푸틴대통령이 제안, 기존의 동북아지역 내 전력망 연계 구상과 아시아 및 글로벌 차원의 전력망 연계 구상을 단순히 통합한 형태

이상의 것은 다국간 연계 구상으로 현재, 정부기관, 전력기업, 연구기관, 민간단체들에 의해 논의하는 수준에 머물러 있고, 조금 더 진전된 것으로 양자간(한-중, 한-일, 러-일, 남-북-러 등) 실무그룹에 의한 초보적 수준의 연구조사 작업이 이루어졌다. 또한, 다자간 전력망 연계는 국제적인 기후변화 대응 노력에 부응하여 역내 신재생에너지 발전원을 공급원으로 한 슈퍼그리드 구축으로 나타났다.

최근 들어 동북아지역에서 전력망 연계를 촉진시킨 요인들이 몇 가지 나타나고 있다. 첫째는 앞서 언급했던, 국제적인 기후변화 대응과 신재생에너지 발전 비중 증대를 위한 역내 국가들 간의 공동 노력이다. 일본 SoftBank가 이러한 움직임에 매우 적극적으로 나서고 있다. 또한, 간헐적 특성을 갖는 신재생에너지 발전량이 증대되면 전력망에 부담이 가중되기 때문에 이를 해결하기 위한 방안 중에 하나로 국가간

9) IEC(2016), "Global energy interconnection", WP GEI:2016-10(en), p.18

전력망 연계가 활발히 제기되었다.

둘째, 풍부한 신재생에너지 발전 잠재력을 갖고 있으며, 오랫동안 경기침체를 겪고 있는 몽골과 러시아(구체적으로 러시아 극동지역)가 경기 활성화를 위해 자국 내 수력, 태양광, 풍력, 그리고 석탄화력과 가스복합화력 등을 대규모로 개발하려고 한다는 것이다. 물론, 이들 발전원을 개발하기 위해서는 역내 국가들의 자본과 기술, 그리고 소비시장 등이 제공되어야 가능하다. 그리고 러시아는 대규모 투자비와 오랜 건설기간이 소요되는 수력발전 개발보다는 연해주와 사할린지역에 석탄화력 및 가스복합화력 발전설비 건설을 우선적으로 추진하려고 한다.

셋째, 각국이 에너지 전환 정책을 추진하면서 전력수급 및 전력망 안정의 중요성이 크게 증대되었다. 특히, 일본에서는 후쿠시마 원전 사고 이후 전력시장 자유화가 빠르게 추진되고 있으며, 또한 주변국(러시아, 한국)과 전력망을 연계하려는 노력들이 민간단위에서 활발히 나타나고 있다. 중국의 경우, 경제의 불확실성 증대에 따른 전력수급 불안정성 증가, 대기환경문제 심각에 따른 강력한 석탄소비 억제책과 적극적인 신재생에너지 보급정책 추진, 그리고 시진핑 정부의 일대일로 전략 및 GEI 추진 등이 주변국들과의 전력망 연계를 활발히 추진하는 요인으로 작용하고 있다. 다른 한편으로 중국 정부는 GEI 추진에 따른 자국의 발전 및 송전 설비부문의 건설경기 부양도 함께 고려하고 있다.

마지막으로 송전 관련 기술발전이다. 에너지저장시설, HVDC, 송전손실률, 해저 송전선 건설 등의 분야에서 기술개발이 빠르게 이루어져 장거리 대용량 송전 사업의 상업성이 크게 향상되었다.

한편, 역내 국가들은 전력망 연계 목적을 단순한 국경지역의 전력수급 안정에 있는지, 아니면 더 나아가 지역 전력시장 통합까지 설정했

는지에 따라 전력망 연계 방식, 전력 거래조건, 전력망 운영 형태 등이 달라 질 수 있다. 유럽의 경우에는 장기적으로 지역 전력시장 통합을 목적으로 EU의 일반화된 규범과 가이드라인 하에서 회원국들간에 전력망 연계가 추진되고 있다.[10] 아프리카지역과 동남아지역의 경우에도 지역협의체(AU(African Union), ASEAN)를 중심으로 지역전체 또는, 권역단위의 전력시장 통합을 최종 목적으로 한 전력망 연계 사업들이 추진되고 있다. 그러나 동북아지역에는 다자간 전력망 연계 사업을 주도적으로 추진할 만한 지역협의체가 존재하지 않아서 지역·권역 차원의 전력시장 통합이 원활하게 추진되지 못하고 있다. 더군다나 역내 국가들의 전력시장이 자유화되어 있지 않은 상황에서 국가간 전력거래는 더욱 더 제한적으로 이루어지고 있다.

나. 한–중–일 전력망 연계

2016년 3월 한국전력공사(KEPCO), 중국 국가전망공사(SGCC), 러시아 로세티(ROSSETTI), 일본 소프트뱅크(SoftBank)는 동북아 슈퍼그리드 구축을 위한 협력 양해각서를 체결하였고, 그 가운데 한-중-일 전력망 연계를 1차 사업으로 선정하여 추진하기로 했다. 이에 따라 한·중·일 3개 전력회사는 2016년 6월부터 2017년 3월까지 예비 타당성 연구를 공동으로 수행하였다.

10) 물론 유럽도 각각의 회원국들이 자국의 전력수급 및 전력망 안정을 우선시하고 있기 때문에 아직까지 유럽지역 전체 통합 전력시장이 구축된 상태는 아님. 그러나 EU와 권역별 전력풀을 중심으로 단계적 시장통합이 이루어지고 있음.

이 사업은 크게 두 개로 구분되어 추진된다. 하나는 중국 웨이하이와 한국 인천 사이의 약 370km 해상 구간을 연결하는 것이며, 다른 하나는 한국의 경남 고성지역에서 일본 마쓰에까지의 약 460km 해상 구간을 연결하는 것이다. 이들 각 구간별 송전용량은 2GW로 계획하고 있으며, 송전선로는 HVDC 해저케이블을 매설하여 설치된다. 한-중-일 3국은 예비타당성 연구 결과를 각국 정부에 보고하고, 비즈니스 모델 개발, 사업타당성 조사 등의 후속 절차를 추진할 계획이다.

지난 2017년 12월 한-중 정상회담 기간 중에 한국의 KEPCO와 중국의 SGCC 및 GEIDCO(GEI Development & Cooperation Organization)는[11] '한-중 전력망 연계 거래조건 협정서'를 체결하였다. 이를 통해 한-중 전력망 연계를 위한 기술적 타당성, 수익, 비용 등에 관한 공동연구를 추진하며, 양국간 협의채널을 구성하여 운영할 계획이다.[12] 한편, GEIDCO에는 2016년 3월 현재, 기관, 연구소, 대학, 전력회사, 설비회사, 엔지니어링 회사, 금융기관 및 컨설팅 업체 등 총 78개의 회원이 가입되어 있으며, 한국 KEPCO를 비롯한 19개 기업/기관이 이사회를 구성하고 있다.

11) 중국 정부는 GEI 추진을 전담하는 비정부·비영리 국제기구인 'GEI개발협력기구(GEIDCO)'를 2015년에 설립하였음. GEIDCO는 글로벌 차원의 전력망 연계를 위해 단기(~2020년), 중기(~2030년), 장기(~2050년) 목표를 각각 설정했음. GEIDCO의 주요 역할은 ① GEI 개발 방향 설정, ② GEI 역량강화, ③ GEI 개념의 전파·확산, ④ GEI 개발 및 실행계획 수립, ⑤ 기술혁신 촉진, ⑥ 소통 강화, ⑦ 프로젝트 협력 확대 등으로 설정되어 있음. GEIDCO, "Declaration of Cooperation on Global Energy Interconnection Development", GEIDCO Website (http://www.geidco.org/html/qqnycoen/col2015100772/column_2015100772_1.html, 검색일 2018년 1월 15일)

12) 산업통상자원부 보도자료(2017.12.14.), "산업부, 대통령 중국 국빈방문 계기 한·중 산업·에너지·통상 분야 협력 강화 기반 마련".

[그림 2-1] 한-중-일, 한-러 계통연계 계획

자료: 한국전력공사(2017), "KEPCO's Progress and Future of NEA Supergrid", ADB 워크숍(광주) 발표자료

다. 양자간 전력망 연계

현재 동북아 지역에는 러시아-몽골, 러시아-중국, 중국-몽골 간 전력망 연계가 이루어져 있으나, 교역량은 그렇게 많지 않은 편이다.

러시아와 몽골 사이에는 2개 송전선(110kV, 220kV)을 통해 전력융통(2015년에 몽골 수입량 283GWh, 러시아 수입량 54GWh)이 이루어지고 있다. 중국과 몽골 간에는 220kV 송전선을 통해 몽골이 연간 1,200GWh의 전력을 수입하고 있다.

러시아와 중국은 1990년대 초반부터 전력거래를 하고 있는데 2000년대에 들어오면서 빠르게 증가하였다(2004년 중국의 전력 수입량 2004년에 338.5GWh, 2016년에 3,320GWh). 러시아 극동지역과 중국 동북3성 지역 간에 3개 송전선(110kV, 220kV, 500kV)이 가동 중이다.

양측은 2012년 2월, 향후 25년간 40TWh의 전력을 중국이 수입하는 장기 전력공급계약을 체결하였다.[13] 한편, 러시아 발전 기업들은 대중국 전력 수출을 위해 자국 내 대규모 석탄화력 및 수력 발전설비 건설을 위해 중국 기업과 합작기업을 설립하고 있다.[14]

러-일 간 전력망 연계는 2000년대 초반부터 시작되었다. 러시아 극동지역의 사할린 해상 가스전 개발이 본격화되면서 사할린지역 내 가스복합화력 발전소에서 생산된 전기를 사할린에서 일본 북해도를 거쳐 니가타 지역까지 해저 송전선으로 공급하는 '일-러 전력 브릿지 프로젝트(Japan-Russia Power Bridge Project)'가 일본의 마루베니, 스미토모 전력과 러시아의 RAO UES에 의해 제안되었다.[15] 그러나 러시아 정부와 국영가스기업(Gazprom)이 2007년에 사할린 가스전 개발권을 강제로 기존 투자자인 Shell과 일본 기업들로부터 매입함에 따라 그 이후에 동 제안에 더 이상의 진전은 이루어지 않았다. 그러나 양국간 전력망 연계는 2011년 후쿠시마 원전사고를 계기로 다시 거론되기 시작했고, 2016년 러-일 정상회담에서 양국 정부 차원에서 전력망 연계가 논의되었고, 일본 SoftBank와 러시아 전력기업 Rossetti가 예비타당성 공동연구를 수행하여 2017년 2월에 대외적으로 발표하였다.[16]

한-러 전력계통 연계는 2006년부터 본격적으로 논의되었으나 한반도 주변정세, 특히 남북관계의 변화에 따라 진전과 후퇴를 거듭하였다.[17]

13) 이주리(2017.4.3), "동북아 3국(한·중·일)의 러시아 극동지역 전력자원 활용전략", 세계에너지시장 인사이트 17-11, 에너지경제연구원, p.30 참조
14) 이주리, 전게서, p.31
15) Mica Ohbayashi(2017), "Connecting Asia with Renewables: Asia Super Grid," Presentation Material at ADB Strategy for NAPSI TA Workshop in Gwangju, Korea, p.22
16) 2020년 동경 올림픽 개최 전까지 1단계로 2GW 전력을 러시아가 공급하고, 이후 최대 11~14GW까지 증대시킴. 한국전력공사, "동북아 슈퍼그리드 추진동향", 내부자료, 2017.4

지난 2017년 9월 블라디보스토크 한-러 정상회담에서 문재인 대통령은 양국간 전력협력을 포함한 나인 브릿지(Nine-bridge) 전략을 제안했고, 이를 계기로 양측 기업간 협의가 다시 이루어질 것으로 예상되고 있다.

마지막으로 러시아와 북한 사이에도 2000년대 초반부터 북한의 극심한 전력난 해소를 목적으로 전력망 연계 논의가 이루어졌다. 2001년에 러시아 전력기업이 예비타당성 조사를 했고, 2002년 4월에 양국간 '전력계통 연계 및 적력공급을 위한 러-북 협약'을 체결하여 사업을 구체화 하였으나, 재원조달에 어려움을 겪으면서 사업 실현이 이루어지지 않았다. 2014년 이후에도 몇 차례에 걸쳐 러시아 전력기업들이 북한 전력망 현대화 및 대북한 전력공급 사업을 추진하려고 했지만, 실제로 추진되지는 못했다.

2. 동북아지역의 전력시장 특징

동북아지역 국가간에 자원보유 특성, 상이한 전력부하 구조 및 전원구성 등으로 전력수급의 상호 보완성이 높은 편이지만, 상이한 주파수 및 계통운영 방식, 전력산업 구조개편 및 전력시장 자유화의 더딘 추진 등이 국가간 전력협력의 장애요인으로 작용하고 있다. 또한, 동북아지역에는 국가간 조정자 및 사업추진 촉진제 역할을 하는 EU와 ASEAN과 같은 지역협의체, 또는 다자간 고위급(장/차관급) 회의가 없고, 북핵문제, 영토문제, 패권경쟁 등과 같은 지정학적 불안 요소들이

17) 2008년 9월 한-러 정상회담에서 정부와 전력기업 간 실무그룹이 구성되었고, 수차례의 실무회의를 거쳐 2009년에는 양측 협의기관 사이에 공동연구를 위한 MOU를 체결하고 예비타당성 연구를 했으나, 2010년 북한 천안함 폭침과 연평도 포격으로 인한 남북관계 악화로 타당성 연구가 최근까지 중단된 상태로 있었음.

존재하고 있으며, 이것이 다자간 전력망 연계 사업을 추진하는 데 있어서 커다란 장애요인으로 작용하고 있다.

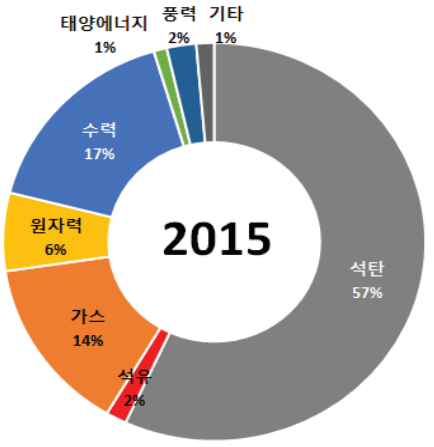
일반적으로 국가간 양자·다자 형태의 전력망 연계에 따른 편익은 전력부문 측면에서 최대부하 분산을 통한 기존 발전설비에 대한 수요 감소, 신규 전력설비 투자비·운영비 절감, 전력시스템 신뢰도 향상, 신재생에너지 개발·이용 증대, 그리고 경제적 측면에서 역내교역 증대, 지방경제 활성화, 전력생산 비용 감소와 전력요금 인하 등을 들고 있다.[18] 그 외 전력망 연계를 안정적으로 유지하기 위해 해당 국가들이 분쟁요인을 가급적 회피하려하기 때문에 역내 정치·외교적 안정에도 기여한다.

동북아지역의 전력수요는 2015년 기준, 전 세계 전력 수요의 37%를 차지하며, 중국 경제의 빠른 증가세로 2000년 대비 약 2.4배 증가하였다. 먼저 동북아지역은 화석자원 매장량과 신재생에너지 잠재력이 풍부한 지역이다. 이에 따라 동북아지역의 전원믹스 구성은 석탄비중 56.9%, 수력발전 16.44%, 가스발전 14.2%, 원자력 발전 6.3%로 되어 있다.[19]

국가별 전원믹스 구성은 상이한 편이라 전력망 연계에 따른 상호 보완성이 높을 것으로 기대된다. 몽골, 중국, 한국은 석탄발전 비중이 높고, 러시아와 일본은 가스발전 비중이 높은 편이다. 향후, 각국이 에너지 전환 정책을 적극적으로 추진하고, 중국의 소득수준이 높아지면서 가스발전과 신재생에너지 발전 비중이 증가할 것으로 예상된다.

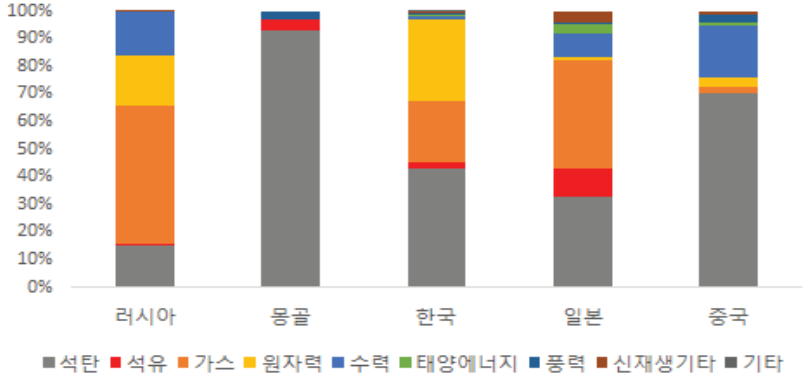
18) APERC(2015), Electric Power Grid Interconnections in Northeast Asia, p.33
19) Enerdata(March, 2017), “Global Energy & CO_2 Data”, 그리고 IEA(2017), Electricity Information 참조

[그림 2-2] 동북아지역의 전원 Mix 구성



자료: IEA Statistics 홈페이지(https://www.iea.org/statistics/, 검색일: 2018.01.23)

[그림 2-3] 동북아 역내국의 발전원별 비중(2015년)



자료: IEA Statistics 홈페이지(https://www.iea.org/statistics/, 검색일: 2018.01.23)

〈표 2-1〉 동북아지역 국가별 소매전력 가격 비교

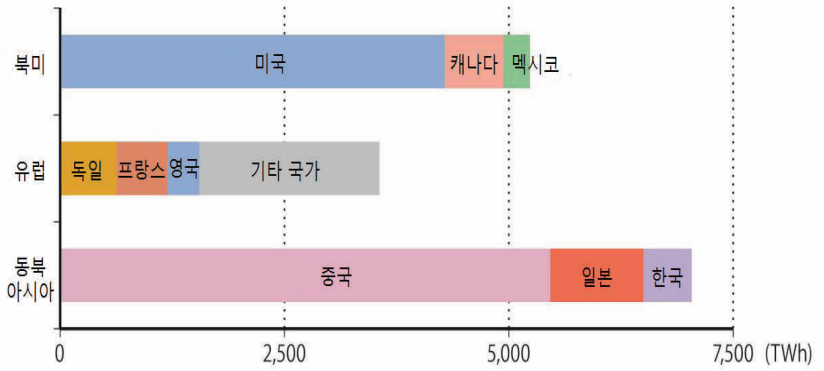
(단위: US$c/kWh)

	러시아	몽골	한국	일본	중국
산업용	4.4	-	9.3	16.4	-
가정용	3.9	5.1	10.2	23.0	8.5

주: 몽골 전력가격은 2008년, 중국은 2015년, 러·한·일은 2016년 기준, 환율은 World Bank 자료 활용, 몽골 전력가격은 다른 국가와 비교하여 연도 차이가 많이 나지만, 2013년 러시아와 전력 수·출입 하였던 가격을 비교할 때 크게 차이나지 않았음. 다만, 환율 적용으로 인한 가격차이 발생 가능성 있음.

자료: EIU(2017), China Energy Group, Energypedia (https://energypedia.info/wiki/Mongolia_Energy_Situation, 검색일: 2018.01.29.), World Bank (https://data.worldbank.org/indicator/PA.NUS.FCRF?locations=CN, 검색일: 2018.01.29)

[그림 2-4] 북미, 유럽, 동북아시아 국가들의 전력시장 규모 비교



자료: IEA(2015), Energy Balances of OECD Countries.

다음으로 일본은 소매전력 가격수준이 높고, 반대로 러시아는 동북아지역에서 소매전력 가격이 가장 낮으며, EU보다는 60~80% 낮은 수준이다. 일본은 현재 전력시장 자유화를 추진 중이고, 나머지 국가들은 정부에 의해 전력가격이 통제되고 있다. 국가간 전력거래에서 송전망 손실 및 비용을 고려하더라도 러시아에서 전력을 수입한다면, 이는 동

북아지역의 전력 가격을 낮추는 유인으로 작용할 수 있다.

동북아 지역의 전력망 연계 사업 추진에서 상이한 전력시장 발전 수준 및 국가별 전력 관련 법·제도 등은 장애요인으로 작용한다. 전력시장 자유화는 송전망의 자유로운 접속을 보장하기 위해 중요하다. 일본 정부는 2013년에 소매 및 발전의 전면 자유화, 송배전 중립성 확보, 광역계통운영 확대, 그리고 2016년 4월에 전력소매 부문 전면 자유화를 단계적으로 추진했다. 역내 다른 나라들도 전력산업 구조개편 작업을 추진 중이지만, 상당히 더딘 편이다.[20]

3. 전력망 연계에 대한 각국의 입장

여기서는 동북아지역 국가간(양자, 다자) 전력망 연계에 대한 각국의 입장, 또는 정책 동향을 살펴본다. 이미 주지하다시피 현재 중국, 러시아, 몽골, 그리고 한국은 인접국과의 전력망 연계에 깊은 관심을 갖고 있지만, 일본 정부는 이에 대해 상당히 미온적인 입장을 보이고 있다. 일부 일본 전력기업과 정치가들은 한국이나 중국과의 전력망 연계보다는 러시아와의 전력망 연계에 더 큰 관심을 보이고 있는 것 같다.[21] 현재, 일본은 민간 전력판매기업인 SoftBank만이 역내 신재생에너지 전력 도입과 저렴한 공급원 확보를 위해 주변국과의 전력망 연계에 가장 적극적이다.

---

20) 러시아는 2011년에 산업용 전력 가격을 자유화했고, 발전부문과 판매부문 일부를 민간기업에게 개방했음. 외국인투자자는 러시아 기업의 50% 이상 지분을 구매할 경우에 '전략적 투자법'에 따라 러시아 정부의 승인을 받아야 함. 중국과 몽골은 아직까지 국영기업이 발전 및 송·배전망을 관리·운영하고 있음.

21) 특히, 일본 정치가와 아베 정부는 북방영토 문제 해결 방안 중에 하나로 러시아 정부와 기업에 대해 전력부문을 포함한 경제·에너지 분야에서 대규모 투자협력을 제안하고 있음.

먼저 러시아는 현재 역내에서 가장 적극적으로 전력망 연계 사업을 추진하려고 한다. 러시아 연방정부는 중·장기 극동지역 경제개발전략을 마련하여 추진 중인데, 여기에 주된 투자사업으로 탄화수소 자원개발 및 가공, 화력 및 수력 발전소 건설, 송전망 확충 등이 포함되어 있다. 투자자금의 일부는 연방예산으로 충당하지만, 상당부분을 외국인투자 유치를 통해 해결하려고 한다. 또한, 러시아 정부는 2016년 10월, Asian Energy Ring(AER) 추진 위한 정부간 실무그룹(Intergovernmental Working Group) 구성을 역내 국가들에게 제안했고, 남·북·러 전력망 연계 사업과 북한 전력시설 현대화 사업을 계속 추진하겠다고 밝혔다.[22] 그러나 러시아의 북한 관련 전력부문 협력사업은 남한의 참여 없이는 사실상 불가능할 것으로 판단된다. 그리고 AER 관련한 다자 실무그룹 구성도 아직까지 구체적인 움직임이 보이지 않고 있다.

다음으로 중국은 역내 다자간 전력망 연계에 대해 최근까지 별다른 관심을 갖지 않았지만, 2015년에 시진핑 정부가 일대일로 전략과 GEI 이니셔티브를 발표하면서 적극적인 자세로 변하였다. GEI의 추진전략에 의하면, 주변국들과의 양자 및 다자 형태의 전력망 연계 작업은 가장 먼저 추진되는 것으로 되어 있다. GEI와 Asia Super Grid의 사업 내용이 동북아지역의 경우에 서로 비슷하기 때문에 앞으로 중국과 다른 역내 국가들간 정부 및 기업 차원의 논의가 활발히 이루어질 것으로 예상된다.[23] 한편, 중국 정부의 GEI 추진 이면에는 빠른 성장세를 보이고 있는 글로벌 HVDC 시장을[24] 중국 기업들의 세계적 수준의 송전 기술

22) 러시아는 UN의 대북 경제제재가 이행 중에 있음에도 불구하고 북한에 대한 전력망 연계 및 송전사업이 가능하다는 입장임.

23) 중국의 국가전망, 한국의 전력공사, 일본 SoftBank는 현재 실무그룹을 구성해서 정례적으로 협의를 하고, 각자 타당성 조사를 하고, 관련 정보와 자료를 교환하고 있음.

을 바탕으로 선점하려는 의도도 내포해 있다. 또한, 최근 중국경제의 성장세가 둔화되면서 일시적으로 유휴 발전능력이 발생했고, 또한 송전시설 부족에 따른 지역간 전력 수급 불균형 상황이 심화되고 있는데, 이를 우선 해결할 목적으로 한국과 전력망 연계를 추진하려고 한다는 분석도 있다.[25)]

일본 정부는 자국 전력기업들의 외국과의 투자협력 사업에 직접적으로 간여하지는 않고 있다. 그래서 SoftBank가 주도하고 있는 Asia Super Grid 사업에 대해 어떠한 입장 표명도 하지 않고 있다. 일본이 다른 국가와 전력망 연계에 적극적으로 나서지 않은 주된 이유는 대륙국가가 아니라 도서국가라는 것과 동북아지역의 국제정세가 유럽처럼 안정적이지 않아 경제통합 등을 추진하기 어려운 환경이라는 데에 있다.[26)] 또한, 일본 전력회사들은 법으로 정해진 지역의 수급균형 책임이 있기 때문에 송전망 광역운영 및 주변국과의 전력망 연계를 기대하기가 어려웠으며, 특히 전력망 연계가 기업이익에 악영향을 줄 것으로 인식하고 있었기 때문에 이를 적극적으로 고려할 수 있는 환경이 되지 못했다.

그러나 후쿠시마 원전사고 이후 전력망의 광역운용이 필요하다는 인식이 높아지고, 수요측면에서도 전력시장 자유화의 요구가 높아지면서 송전망 개방과 시장개혁을 위한 대책이 요구되었다. 다음과 같은 측면들은 일본의 전력망 연계를 유도할 수 있는 요인으로 작용할 수 있다. 첫째, 일본의 전력가격이 역내에서 가장 높다. 일본과 한국 사이에도

24) 전세계 HVDC 시장은 현재 약 60억 달러 규모이며, 2026년에는 약 150억 달러 규모로 성장할 것으로 예상됨. 중국은 브라질, 터키, 파키스탄, 영국 등지에서 HVDC 송전망 건설 사업을 시행 중에 있음. GE리포트 코리아(2017.3.13), “GE-한전 HVDC 전력산업 인프라 구축 협약 체결”

25) 연합뉴스(2016.11.2), “발전소 마구 지은 중국, 한국 등에 전기 수출 궁리”, 참조

26) 이하의 내용은 인천대학교 경제학과 양준호 교수에게 위탁연구를 의뢰하여 도출된 결과를 바탕으로 저자가 요약·정리한 것임.

시간대에 따라 가격 차이가 난다. 둘째, 러시아와 몽골의 신재생에너지 발전원에서 생산된 전력을 수입하여 신재생에너지 비중을 간접적으로 높일 수 있다. 마지막으로 러시아와의 전력망 연계 관련 대규모 투자 사업(러시아 사할린 지역내 발전설비 건설, 송전선 건설 등)을 북방영토 문제 해결을 위한 지렛대로 활용할 수 있다.

한편, SoftBank는 에너지 전환 정책 추진과 역내 신재생에너지 전력의 일본 내 도입을 위한 법·제도적 측면의 장애요인 제거를 강하게 주장했다. '아시아태평양 전력망(Asia Pacific Power Grid)'을 제안한 Japan Policy Council는 원전 재가동에 비판적인 SoftBank와는 달리 당분간 원전에 의거한 발전 기조를 고수하자는 입장이다. 또한, Japan Policy Council는 앞서 설명했듯이 중국과의 계통 연계를 고려치 않는데, 이는 중국과의 패권경쟁을 의식하고 있는 것으로 보인다. 그래서 Japan Policy Council는 SoftBank와의 협력도 생각하지 않고 있다. 결론적으로 주변국과의 전력망 연계에 대해 일본 정부가 적극적으로 나서지 않는 것은 보수성향의 정치권, 전력기업의 시장에 대한 독과점적 영향력, 그리고 자급률 목표 설정을 기반으로 한 에너지안보 증대 정책 기조 등에 의한 결과로 볼 수 있다.

마지막으로 몽골은 Asia Super Grid 구축의 조기 실현을 간절히 원하고 있는데, 고비 사막의 풍부한 태양광 및 풍력 발전 자원을 역내 투자를 유치해서 개발·수출하여 막대한 경제적 편익을 실현시키려고 한다. 최근 기술발달로 신재생에너지 발전단가가 석탄화력 발전단가 수준으로 하락하고 있어서 갈수록 몽골 신재생에너지 개발 사업의 경제성은 계속 좋아질 것이다. 그러나 자국 내 신재생에너지 발전원 개발에 외국기업을 전적으로 의존할 수밖에 없는 것이 가장 커다란 문제일 것이다.

제3장 해외 주요 다자간 전력망 연계 사례분석

1. 남부아프리카와 ASEAN지역에서 추진과정과 장애요인 분석

가. 남부아프리카지역

1) 추진과정

남부아프리카 전력풀(Southern African Power Pool, SAPP)은 공식적으로 1995년에 수립되었지만, 국가간 전력망 연계 역사는 훨씬 이전인 유럽에 의한 식민지 시대부터 시작한다.[27] 남부아프리카 지역은 일반 광물뿐만 아니라 백금, 다이아몬드, 금 등 희귀금속 자원도 풍부한데, 유럽 강국들은 이를 개발할 목적으로 역내에 발전소 건설 및 송전망 구축을 추진하였다. 남부아프리카의 남부지역은 남아프리카공화국(이하 '남아공')의 석탄발전을 중심으로 지역 전력망이, 그리고 북부지역은 수력발전을 중심으로 지역 전력망이 각각 구축되었다.[28]

남부지역에 속해 있는 남아공, 보츠와나, 나미비아, 레소토, 스와질랜드는 과거 식민지시대 영국령으로, 남아공의 한 분파로서 국가간 전력망이 연계되었다. 영국은 남아공의 풍부한 석탄자원을 개발하여 남아공의 금, 다이아몬드 광산에 전력을 공급하였으며, 주변 4개 국가들

27) 남부아프리카지역에서 SAPP 참여국은 보츠와나, 모잠비크, 말라위, 앙골라, 남아공, 모잠비크, 레소토, 나미비아, DR콩고, 스와질랜드, 탄자니아, 잠비아, 짐바브웨 등 12개국임. 이중에서 주변국과 전력망 구축이 되지 않은 말라위, 앙골라, 탄자니아 등 3개국은 비운영 회원국이고, 다른 9개국은 운영 회원국임(SAPP, 2016).

28) 남부아프리카지역 전력망 연계에 대한 자세한 설명은 공지영(2017)을 참조하고, 여기서는 동 지역내 다자간 전력망 연계의 추진과정과 장애요인을 중심으로 설명함.

에도 광산 개발을 위한 전력망을 연계하여 전력을 공급하였다.

주변 4국은 식민지로부터 독립된 이후에도 남아공의 석탄화력 발전에 대한 의존도가 계속 높게 유지될 수밖에 없었고, 현재까지도 이러한 상황이 크게 변화하지 않고 있다. 물론, 이들 남아공 주변국가들은 남아공에 대한 의존도를 줄이기 위해 이들 국가 간 전력망 연계, 공동으로 발전원 개발 등을 추진했지만, 투자자금 조달의 문제로 가시적인 성과를 거두지는 못하였다.

국가간 전력망 연계의 첫 번째 사례는 북부지역에서 시작하였다. 유럽 국가들은 식민지 시대에 DR콩고 남동부지역과 잠비아 북부지역에 걸쳐 대규모 구리 매장량을 발견하였다.[29] 당시 DR콩고 지역을 식민통치했던 벨기에는 잉가(Inga)유역의 수력발전을 개발하고 송전망을 구축하여 구리벨트(Copperbelt)에 전력을 공급하려 하였다. 하지만 식민통치로부터 독립한 이후, 잉가 프로젝트가 자금 부족으로 난항을 겪었으며, DR콩고 정부는 잠비아와 송전망을 구축하고 전력거래를 시행하였다. 또한, 1960년에 완공된 잠비아-짐바브웨 간 전력망 구축사업도 잠베지(Zambezi) 유역의 카리바(Kariba) 강에 대규모 수력발전소를 건설하여 잠비아 및 짐바브웨 광산에 전력을 공급하기 위해 추진되었다.

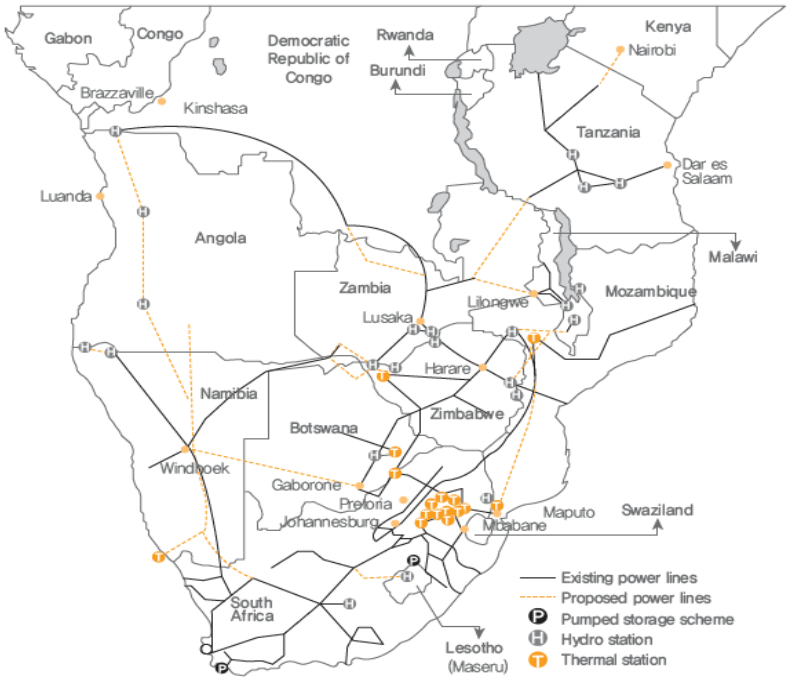
남부아프리카지역에서 최초의 HVDC 송전사업은 남아공-모잠비크 간 송전망 건설 사업이다.[30] 이 사업은 모잠비크 잠베지 유역 카호라 바싸(Cahora Bassa)지역에 2,075MW 규모의 대규모 수력발전소를 건설하고, 이를 남아공으로 공급하기 위해서 추진되었다. 수력발전 개발

29) 이 지역은 구리벨트(Copperbelt)로 불리며, 전 세계 구리의 15%가 매장되어 있음. 최다은(2017) 참조

30) 카호라 바싸(Cahora Bassa) HVDC 송전망 구축사업은 아프리카지역 내에서 최초이기도 함.

은 포르투갈(지분 15%)과 모잠비크(지분 85%)의 합작기업인 HCB (Hidroelectrica de Cahora Bassa)가 담당하였으며, HVDC 구축 사업은 현재 남아공 국영전력기업 Eskom과 HCB의 합작투자 사업으로 진행되었다. 이 사업은 기술적 어려움에도 불구하고 1979년에 완공되었다. 하지만 1980년대 초 모잠비크가 내전에 휘말리면서 사보타주(sabotage)로 송전망이 훼손되었고, 이후 HVDC가 복원된 1992년까지 17년간 가동이 중단되었다.[31)]

[그림 3-1] 남부아프리카지역의 국가간 전력망 연계 현황



자료: IRENA(2014), 공지영(2017)에서 재인용

31) 모잠비크는 1992년 내전을 종식하였으며, 1998년 HVDC 송전망이 복원되었음.

식민지 시대가 끝나고 짐바브웨의 독립 후, 1980년에 남부아프리카개발공동체(Southern African Development Coordination Conference, SADCC)가 발족하였다. SADCC는 남아공의 인종차별 정책인 아파르트헤이트(Apartheid)에 반대하는 탄자니아, 잠비아, 보츠와나, 모잠비크, 앙골라, 짐바브웨, 레소토, 말라위, 스와질란드 등 9개국이 남아공 경제에 의존하는 상황을 탈피할 목적으로 설립되었다. 하지만 남아공 주변국은 여전히 남아공에 대한 경제 및 전력의존도가 높았으며, 국가간 전력거 래가 단절된 사례도 없었다. 1990년 SADCC 참여국의 국영 전력기업들로 구성된 전력소위원회가 설립되었다. 그러나 이들 회원사들은 남아공 Eskom의 참여 없이 지역내 전력풀 추진이 어렵다는 판단을 하게 되었다.

1990년대 초반에 일어난 두 가지 주요 사건은 SAPP(Southern African Power Pool) 설립의 계기가 되었다. 첫 번째 주요 사건은 1991~92년 잠베지강 유역(DR콩고, 잠비아, 짐바브웨, 모잠비크) 수력발전에 커다란 타격을 준 최악의 가뭄이었다. 특히, 수력발전 의존도가 지나치게 높은 남부아프리카 북부지역 국가들은 극심한 가뭄으로 경제·사회적으로 심각한 타격을 받았다. 이를 계기로 기존 송전망을 활용하여 DR콩고 전력이 잠비아를 거쳐 짐바브웨에 수출하는 최초의 다자간 전력거래를 추진하게 된다. 이 사건으로 북부지역은 역내 전력망 연계의 강한 의지를 갖게 된다.

두 번째 주요 사건은 남아공의 아파르트헤이트 폐지와 지역협력체(SADCC) 가입이었다. 앞서 언급하였듯이 SADCC는 남아공의 인종차별정책을 반대하여 남아공 경제에 대한 의존을 탈피하기 위해 남아공을 제외한 남부아프리카지역 국가들로 구성된 협의체였다. 그러나 1992년 남아공은 아파르트헤이트 정책을 폐지하여 지역협의체에 가입

할 수 있게 되었으며, 이후 SADCC는 남아프리카개발공동체(Southern African Development Community, SADC)로 개편하였다.

남아공의 지역협의체 가입은 모잠비크-남아공-짐바브웨 간, 보츠와나-남아공-짐바브웨 간 등 다자간 전력거래 및 전력망 연계(일부구간 송전망 구축 포함)를 위해 정부간 협정 및 기업간 계약을 체결하는 촉진제 역할을 했다. 이런 정부간·기업간 합의서를 바탕으로 투자자금을 원활하게 조달하여 1995년 400kV의 짐바브웨-보츠와나-남아공 간 송전망을 구축하였다.[32]

1990년대 중반 SAPP 설립은 참여국들의 전력관련 정책조율과 지역 전력시장 및 경제통합을 촉진하였다. SAPP는 남부아프리카지역 단일 전력시장 형성을 목표로 설정했다. 회원국들은 SAPP 운영을 위해 정부간 협정, 전력기업간 협정, 전력망 운영사간 협정들을 체결하였다. 2002년에 남부아프리카지역 전력규제기관협회(Regional Electricity Regulators Association of. Southern Africa, RERA)가 조직되었으나, 현재까지 유럽처럼 법적 구속력을 갖는 공통의 규범까지 제정할 수 있는 수준은 아니다. SAPP는 1995년 이후 2015년까지 총 8건의 국가간 전력망 연계 사업을 계획·추진했으며, 2024년까지 11건의 전력망 연계를 추가 구축할 예정이다.

SAPP 설립 이후 초기 5년 동안은 전적으로 회원국간 양자/다자 합의서로 전력을 거래하였다. SAPP 전력시장에서 2001년 단기현물시장이 처음으로 도입되었으며, 현재 전력거래는 하루전 시장(단기현물시장 폐지하고 2009년에 도입), 당일시장(2016년 도입), 한달전 선물시장, 일주일전 선물시장, 쌍무계약 등을 통해 이루어진다.[33] SAPP는 경

32) Johnson Maviya(2017), “Meeting growing power demands through Southern African regional integration,” SAREE/IRENA Workshop, Windhoek

쟁시장 확대를 위해 노력하고 있으며, 2015/16년에 전력거래량은 전년대비 약 551GWh 증가하여 약 1,060GWh에 도달했다.

현재 남부아프리카지역의 전력망 연계는 크게 3개 권역으로 구분되어 이루어지고 있으며, 권역마다 1개의 계통운영사가 존재하는데, 예를 들면, 남아공, 보츠와나, 레소토, 모잠비크 남부, 나미비아, 스와질란드 모두를 연결하는 전력망 운영사는 남아공의 Eskom이다. 남아공의 경제규모, 발전량 등이 월등히 크고, 또한 국가간 전원구성이 상이하고, 전력망 연계에 대한 의지가 높은 것이 전력망 연계의 추진 동력으로 작용하고 있다. 그리고 회원국 전체적으로 전력수요는 앞으로 계속 높은 수준으로 증가할 것으로 전망되고 있다.

〈표 3-1〉 남부아프리카 전력풀(SAPP)의 형성 과정

연도	주요 내용
1955	로디지아니아살랜드 연방, 카리바(Kariba) 수력발전 프로젝트 착수
1956	DR콩고(Katanga 구리벨트)-잠비아 간 송전망(1x220kV AC, 210MW) 구축
1959	카리바 댐 완공
1960	- 카리바 남부 발전소(666MW) 완공 - 잠비아-짐바브웨 간 송전망(2x330kV, AC, 1,400MW) 구축
1975	- 모잠비크 Cahora Bassa 댐 완공 - 모잠비크-남아공 간 송전망(533kV, HVDC, 1,400km, 2,000MW) 구축
1980	SADCC 설립
1981	모잠비크 내전 중 사보타주(sabotage)로 Cahora Bassa HVDC 송전망 운영 중단
1990	SADCC 전력소위원회 조직
1991/2	- 백년 만에 극심한 가뭄 - DR콩고-잠비아-짐바브웨 다자간 전력거래 체결
1992	SADCC가 SADC로 개편

33) Musara Beta(2016)

연도	주요 내용
1995	- SAPP 설립 - 짐바브웨-보츠와나-남아공 간 400kV 송전망 구축
1996	- 남아공 Matimba 화력 발전소와 짐바브웨 ZESA간 송전망 구축 - 남아공 Eskom社 짐바브웨에 전력 수출 개시 - 보츠와나-남아공-짐바브웨 다자간 정부간 및 전력기업간 전력망 구축 합의
1997	- 모잠비크 HCB와 ZESA간 400kV 송전망 구축 - 모잠비크-짐바브웨 간 330kV 송전망 구축 - Cahora Bassa 전력을 짐바브웨로 수출 - 모잠비크-남아공-짐바브웨 다자간 정부간 및 전력기업간 전력망 구축 합의
1998	- HCB-Eskom 기업간 신규 전력요율 협정 체결 - 남아공-모잠비크간 전력 수출/수입 재개
1998	남아공-스와질란드-모잠비크 간 400kV 송전망 구축 (MOTRACO)
2000	- 남아공(Camden)-스와질랜드(Edwaleni)-모잠비크(Maputo) 간 400kV 송전망 구축 - SAPP Coordination Centre 설립
2001	- STEM(Short-Term Energy Market) 운영 개시 - 남아공(Arnot)-모잠비크(Maputo) 간 400kV 송전망 구축 - 남아공(Aggeneis)-나미비아(Kookerboom) 간 400kV 송전망 구축
2002	- Balancing Market 운영 시작(2007년) - 남아프리카지역전력규제기관협회(Regional Electricity Regulators Association of Southern Africa, RERA) 설립
2007	- 역내 심각한 발전용량 부족 상황에 직면 - 잠비아-나미비아 간 220kV 송전망 구축
2008	역내 전력수급 불안정 상황 해결하기 위한 긴급계획 수립 운영
2009	SAPP의 하루전시장(Day-Ahead Market) 운영 시작
2013	SAPP의 운영 guidelines 마련
2016	SAPP의 당일시장 운영 시작

주: 로디지아니아살랜드 연방은 현재 말라위, 짐바브웨, 잠비아 일부 지역임. 1981-97년 동안 Cahora Bassa HVDC 운영 중단

자료: ECA(2009), Johnson Maviya(2017)

2) 장애요인

하지만 국가간 연계 추진을 위한 투자자금 마련은 SAPP의 최대 난제라고 할 수 있다. 다른 아프리카지역과 마찬가지로 남부아프리카지역에서도 국가재정(국영전력기업), 다자개발은행의 신용제공, 선진국 공적원조 등이 전력망 연계 및 발전원 개발에 주요 투자재원이지만, 대규모 투자자금 마련과 복잡한 국가간/지역주민과 합의를 필요로 하는 수력발전 개발 사업의 경우에 재원마련에 특히 더 어려움을 겪고 있다. 최근에는 이를 극복하기 위한 방안 중에 하나로 민간자본 유치를 위한 PPP(Public Private Partnership)방식 도입이 추진되고 있다.

두 번째 장애요인은 남부아프리카지역의 지정학적 불안정과 회원국들의 내정 불안이다. 예를 들면, 오랜 모잠비크 내전으로 남아공과 연결된 전력망 운영이 중단되기도 하였다. 그리고 앞서 언급되었던 과거 남아공 백인정부의 민족차별주의 정책은 주변국들과의 협력을 가로막는 주된 요인이었다. 또한, 다른 역내 국가들의 불안정한 정치 상황은 대규모 투자 사업을 추진하는데 부정적인 영향을 미치고 있다.

셋째는 각국이 외국인투자 유치를 위해 전력시장 개방을 추진하고 있지만, 전력산업은 아직까지 국영 수직통합기업에 의해 장악되어 있고, 시장에 대한 정부 통제도 강한 편이다. 예를 들면, 민자발전사업을 허용하고 있지만, 국영기업이 대부분 대주주로 참여하거나, 소액 지분을 갖고 있어도 결정적인 사안에 대해 의사결정권을 행사할 수 있도록 되어 있다. 일부 국가들은 외자유치를 통해 자국내 발전원을 개발하고 발전시설을 건설하는 것보다 자국시장을 개방하지 않고 SAPP을 통해 전력을 수입하는 것을 더 원하기도 한다.

마지막으로 아프리카지역의 불명확한 토지소유권 제도는 송전선이 통과하는 지방/부족과 사업주체간에 분쟁요인으로 작용했다. 물론, 대

부분의 사업이 해당국 정부와 국영기업에 의해서 추진되었기 때문에 공권력이 강하게 작용할 수 있었지만, 다른 국가 기업이나 다자간 특수목적기업(SPC)이 사업 주체로 추진되는 경우에는 발전시설 또는 송전선이 건설되는 부족의 토지 점유/이용 과정에서 법적 분쟁이 발생하기도 했다.[34]

나. ASEAN지역

1) 추진과정

동남아지역 국가들간 전력망 연계는 지역협의체인 ASEAN(Association of South-East Asian Nations), 좀 더 구체적으로는 ASEAN 에너지장관회의를 중심으로 추진되고 있다. ASEAN은 먼저 인접국가들 간에 전력망을 연계하고, 이를 소구역(sub-regional)으로 확대하여 최종적으로 ASEAN지역 통합 전력망을 완성하는 단계적·점진적 방식을 채용하고 있다. 전력망 연계의 목표는 역내 발전원 활용 극대화, 역외 에너지 수입의존도 감소, 발전비용 절감 등이며, 최종적으로 ASEAN 에너지 시장 통합 및 아세안 경제공동체(ASEAN Economic Community) 실현에 두고 있다.[35]

ASEAN지역은 지역차원의 전력망 연계 사업을 계획·추진하기 이전부터 국가간 양자 거래가 활발히 이루어졌다. 최초의 국가간 전력망 연계 사업은 ASEAN이 설립된 년도보다 1년 빠른 1966년에 라오스-

34) 남부아프리카국가들의 중앙정부와 부족간 이중적 토지소유 권한 행사에 관한 내용은 이성규(2013), pp.58-59 참조

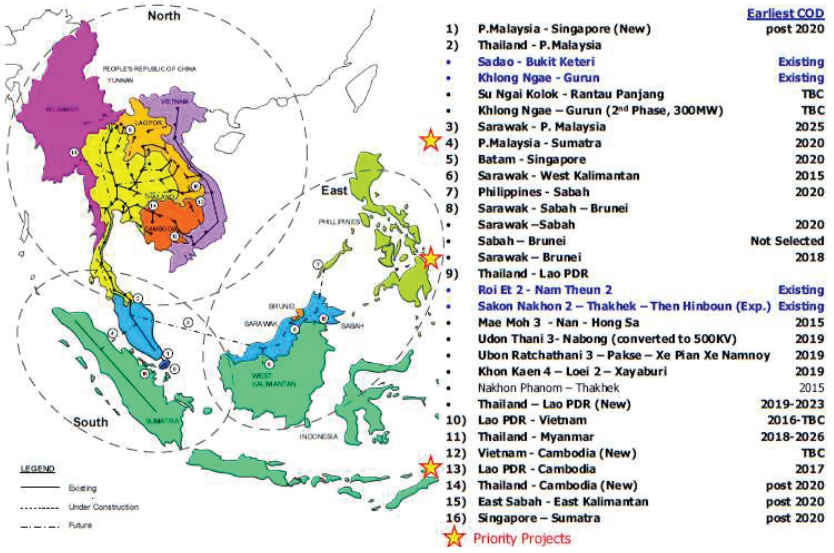
35) ASEAN지역 전력망 연계에 대한 자세한 설명은 이성규·공지영(2017)을 참조하고, 여기서는 ASEAN지역내 다자간 전력망 연계의 추진과정과 장애요인을 중심으로 설명함.

태국 간에 이루어졌다. ASEAN은 1997년에 아세안 전력망 연계(ASEAN Power Grid) 내용을 담은 'ASEAN Vision 2020' 발표하면서 다자간 전력망 연계를 기본으로 하는 지역 에너지시장 통합 비전을 제시하였다. 1999년에 ASEAN은 역내 에너지 협력의 전체적인 추진방향, 실행계획, 조직구성, 그 중에 ASEAN 전력망 프로그램(ASEAN Power Grid Program, 이하 'APG 프로그램')을 포함한 'ASEAN 에너지협력 실행계획(ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation, APAEC)'을 승인한다. APAEC은 5~6년 주기로 개정·승인된다. 2003년 ASEAN의 전력 관련 기업 및 기관 대표로 구성된 HAPUA(Heads of ASEAN Utilities & Authorities)는 회원국의 장기 전력수요 전망과 실현 가능한 전력망 연계 사업들을 연구·분석한 AIMS-I(ASEAN Interconnection Master Plan Study) 최종보고서를 승인하였다.[36] 즉, ASEAN은 역내 전력망 연계를 위한 중장기 프로그램 마련, 이에 대한 타당성 조사, 그리고 추진조직 설립 등을 수행하고 있다.

한편, 2007년에 APG 프로그램 개발을 위한 ASEAN 국가간 MoU가 체결되었다. 2014년 ASEAN은 다자간 전력망 연계 사업인 LTMS (라오스-태국-말레이시아-싱가포르) 사업 추진을 결정하였다. 라오스(수력발전)-태국-말레이시아-싱가포르 간 전력망 연계 사업(이하 'LTMS-PIP')은 동남아지역에서 현재(2014년 4개국 정부간 합의, 실무그룹 조직) 추진 중인 유일한 다자간 전력망 연계사업이다. 경제성이 상당히 좋은 사업으로 평가받고 있으며, 외화수익 확보, 전력수급 안정, 신재생에너지 비중 증대, 역외 에너지 수입의존도 감소 등이 사업 추진에 따라 얻게 되는 편익이다.

36) AIMS-Ⅱ는 2010년에 승인되었음.

[그림 3-2] APG 프로그램에 포함된 국가간 전력망 연계



자료: ACE(2015), p.18, 이성규·공지영(2017)에서 재인용

〈표 3-2〉 ASEAN지역의 다자간 전력망 연계 추진 과정

연도	주요 내용
1966	라오스-태국 전력망 구축
1967	동남아시아국가연합(ASEAN) 설립: 필리핀, 말레이시아, 싱가포르, 인도네시아, 태국 등 5개국 가입
1980	Sadao(태국) - Chuping(말레이시아) 간 전력거래
1981	HAPUA(Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities) 설립
1984	브루나이의 ASEAN 가입
1985	말레이시아(Plentong) - 싱가포르(Woodlands) 간 HVAC 구축, 전력거래
1995	베트남의 ASEAN 가입
1997	- 라오스 및 미얀마의 ASEAN 가입 - 'ASEAN Vision 2020' 발표
1998	라오스에서 태국으로 전력수출 위한 HVAC 구축

연도	주요 내용
1999	- 라오스에서 태국으로 전력수출 위한 HVAC 확장 - 캄보디아의 ASEAN 가입 - APG 프로그램 시행 내용을 포함한 APAEC(ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation) 1999-2004 채택
2002	태국(Khlong Ngae) - 말레이시아(Gurun) 간 전력거래를 위한 HVDC 구축
2003	AIMS-Ⅰ(ASEAN Interconnection Master Plan Studies) 최종보고서 승인
2004	HAPUA MOU 체결
2007	- 'ASEAN Community to 2015' 설립 - APG 프로그램 추진 위한 MOU 체결 - 태국에서 캄보디아로 전력수출 위한 HVAC 구축
2009	베트남에서 캄보디아로 전력수출 위한 HVAC 구축
2010	- AIMS-Ⅱ승인 - 라오스에서 태국으로 전력수출 위한 HVAC 구축(Roi Et 2 - Nam Theun 2)
2011	- 라오스에서 태국으로 전력수출 위한 HVAC 구축(Udon Thani 3 - Na Bong - Nam Ngum 2) - AIMS-Ⅱ 최종 보고서 승인
2012	라오스에서 태국으로 전력수출 위한 HVAC 확장(Nakhon Phanom 2 - Thakhek - Theun Hinboun)
2013	라오스에서 베트남으로 전력수출 위한 HVAC 구축(Xekaman 3 - Thanhmy)
2014	다자간 전력망 연계 사업인 LTMS(라오스-태국-말레이시아-싱가포르) 사업 추진 결정
2015	APAEC(ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation) 2016-2025 채택

자료: Philip Andrews-Speed(2016), Tawatchai Sumranwanich(2014)

2) 장애요인

하지만 ASEAN을 중심으로 추진되고 있는 역내 다자간 전력망 연계 사업은 상당히 더디게 추진되고 있는 것 같다. 물론 양자간 전력망 연계는 수월하게 이루어지고 있다. 그러나 여러 국가들간 상이한 정치·경제적 발전 정도(시장개방정도, 국민소득수준, 산업구조 등) 및 전력시장 구조(싱가포르는 전력시장 자유화, 나머지 국가들은 강한 정부규제) 등은 다국가 간 합의를 도출하는데 상당한 기간과 복잡한 조정 및 합의 과정을 요구한다.

두번째로 수직통합된 국영 전력기업이 사업 참여자로 되어 있어서 송전선 통과국과 최종 소비국간 합의가 원활히 이루어지지 않고 있다. 태국과 말레이시아는 통과국이면서 라오스 전력을 수입하는 입장이며, 매년 높은 전력수요 증가율을 보이고 있어서 심한 송전혼잡이 예상되며, 이로 인해 충분한 전력을 최종 소비처인 싱가포르에 송전하지 못할 수도 있다. 이러한 송전위험 때문에 싱가포르는 라오스 수력발전소에 생산된 전력을 태국과 말레이시아를 통과해서 수입하는 전력망 연계 사업에 적극적으로 참여하지 못하고 있다. ASEAN 차원의 독립된 규제기관이 없는 상황에서 통과국에서 송전위험이 발생했을 때 이를 신속하게 처리하는 것은 상당히 어려울 것이다.

셋째, 각국 정부가 제조업을 육성하기 위해 전력산업에 대해 보조금을 지급해서 낮은 전력요금을 유지시키고 있다. 그런데 이렇게 생산된 전력을 주변국에 판매하게 되면 전력공급 가격 산정에 있어서 문제가 발생하게 된다. 더군다나 외국에서 비싼 값을 주고 연료를 구입해서 전력을 생산해서 주변국에 판매한다고 하면, 해당국의 경제주체들은 상당히 반발을 하게 될 것이다.

넷째, ASEAN지역도 남부아프리카지역과 마찬가지로 대규모 전력망 연계 사업에 재원을 조달하는 것이 장애요인으로 되고 있다. 몇몇 회원국은 공적원조 대상국이 아니며, 미얀마는 오랫동안 국제사회의 제재를 받아 왔다. 지역개발은행으로 ADB의 자금이 있지만 역내 전력부문의 투자수요를 충족시키기에 턱없이 부족하다.

마지막으로 지역협의체인 ASEAN은 아직 EU처럼 회원국의 의사결정에 상당한 정도로 영향을 행사할 수 없고, 또한 강제성을 갖는 일반화된 규범을 제정할 수 없는 한계를 갖고 있기 때문에 다국간 전력망 연계를 위한 다수 정부에 의한 합의를 도출하는데 결정적인 역할을 행사하지 못하고 있다.

2. 참여국의 추진전략 분석

가. 남부아프리카 전력풀(SAPP) 참여국

SAPP 구축과 관련해서 남부아프리카지역 참여국들간 입장 차이는 조금씩 다를 수 있지만, 크게 3가지 측면에서 이해를 같이 한다. 첫째, 수력발전 의존도가 높은 남부아프리카 북부지역 국가들은 계절에 영향을 받지 않는 안정적인 전력 공급원을 확보하고자 한다. 앞서 설명했듯이 수력발전 의존도가 높은 잠비아, 짐바브웨 등 남부아프리카 북부지역 국가들은 가뭄에 따른 전력부족 사태를 겪었다. 이를 극복하기 위해 일단, 기존 송전망을 활용하여 DR콩고의 수력발전시설에서 잠비아를 거쳐 짐바브웨까지 전력을 송전하는 다자간 전력거래를 추진하였다. 이후 북부지역은 남아공의 석탄화력발전소와 연결하는 전력망 건설을 적극적으로 확대하고 있다. 결과적으로 북부지역의 가뭄과 같은

기상 재양에 대한 우려는 역내 전력망 연계에 대한 강한 의지를 갖게 하였다.

둘째로 SAPP 참여국들은 무엇보다 만성적인 전력부족현상을 공동으로 해결하고, 저렴한 전력공급에 따른 광업 및 제조업 산업을 육성하는 것을 주된 목적으로 주변국과의 전력망 연계를 추진한다. 남부아프리카 지역은 풍부한 광물자원 개발을 위해 안정적인 전력 공급이 필수적으로 요청된다. 북부지역은 수력발전 개발을 통해, 남부지역은 남아공의 석탄화력발전을 중심으로 전력을 공급받았다. 하지만 2000년대 중반부터 남아공에 신규 투자가 일어나지 않아 발전용량 부족 상황에 직면하게 되었다. 이에 남아공은 첨두수요를 대비하여 긴급하게 가스화력발전소 건설 사업에 투자하고, 주변국으로의 전력수출량도 감소하였다. 또한 SAPP 평균 전력 보급률은 2014년 기준 36.6%로 아프리카 지역협의체 동부아프리카 전력풀(EAPP) 및 서부아프리카 전력풀(WAPP)과 비슷한 수준이다.[37] SAPP 참여국들은 전력부족 문제 해결을 위해 콩고 유역의 잉가(Inga) 프로젝트, 잠베지 유역의 카호라바사(Cahora Bassa), 카리바(Kariba) 프로젝트 등 다수의 대규모 수력발전 시설에 투자하고, 수력발전 시설에서 자국내 및 주변국 광산까지의 전력망 구축 프로젝트를 함께 추진하고 있다. 이중 남아공은 전력보급률이 높은 편이지만 우기에 저렴한 수력발전을 수입하는 것을 목적으로 역내 수력발전 개발 프로젝트에 적극적으로 참여하고 있다. 참여국들은 이외에도 역내 에너지 자원의 효율적 사용, 발전 및 송전망 운영비용의 감축, 플랜트·건설 투자사업 추진에 따른 지방경제 활성화 등도 기대하고 있다.

37) 세계은행 data 홈페이지 참조

셋째로 참여국들은 외국인투자자 유치와 국제금융기관 신용 및 공적 원조를 받아 대규모 투자 사업을 추진해서 경제 활성화를 이룩하려고 한다. 이를 가능케 하는데 가장 중요한 것이 국내 사회·정치적 안정과 적극적인 외국인투자 환경 개선 노력이다. 역내 수력발전 프로젝트는 개발 잠재력을 높게 평가받고 있지만, 전쟁, 행정역량 부족, 안보 불안 등으로 위험한 투자처로 인식될 수 있다. 특히 모잠비크 내전으로 인한 남아공으로의 일방적인 전력공급 단절 경험은 송전망 안보 위험의 중요성을 실감하게 한다. DR콩고의 그랜드 잉가 프로젝트(Grand Inga Project)도 아프리카의 전력공급에 큰 역할을 할 것으로 기대되고 있지만, 현실은 사업추진에 많은 우여곡절을 겪으면서 여전히 답보상태에 머물러 있다. 세계은행은 2014년 잉가3(Inga3) 발전소 건설사업의 환경타당성조사 및 사회영향평가를 위해 7,300만 달러를 지원하기로 결정하였으나 2016년 7월에 DR콩고 정부의 사업계획 변경과 건설지원의 투명성에 문제를 제기하면서 자금지원을 동결하였다.[38] 이러한 현상이 반복된다면 투자자는 정치적으로 불안정하지만 낮은 비용으로 수력발전을 할 수 있는 국가보다 남아공 혹은 보츠와나처럼 정치·안보가 안정적인 국가에 좀 더 비싼 화력발전소를 짓는 것을 선호할 수 있다.

나. ASEAN Power Grid 참여국

ASEAN 국가들은 양자간 전력거래를 활발히 하고 있다. 다자간 전력망 연계는 전력 공급국 역할을 하는 라오스와 미얀마가 ASEAN에

38) World Bank (July 25, 2016), “World Bank Group Suspends Financing to the Inga-3 Basse Chute Technical Assistance Project” World Bank Website (http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2016/07/25/world-bank-group-suspends-financing-to-the-inga-3-basse-chute-technical-assistance-project, 검색일 2018년 1월 15일)

가입하면서 지역협의체를 중심으로 이루어지고 있다. ASEAN은 역내 에너지안보 및 에너지시장 통합을 목적으로 역내 전력망 연계 프로젝트들을 포함하고 있는 APG 프로그램을 추진 중이다.

주요한 전력 수출국으로 기대되는 라오스, 미얀마, 캄보디아는 풍부한 수력발전을 바탕으로 전력을 수출해서 막대한 경화 수입을 얻으려고 역내 전력망 연계 사업에 참여하고 있다. 이중 라오스는 투자자금 마련과 수출시장 확보를 위해 인접국인 태국 및 베트남 기업들과 자국 수력발전을 공동개발 하였다. 미얀마는 오랫동안 대외개방을 하지 않아서 다른 역내 국가들에 비해 국가간 전력망 연계 수준이 낮은 편인데, 자국이 포함되어 있는 APG 프로젝트 추진을 통해 수력 발전원 개발과 여기서 생산된 전력의 자국 내 공급 및 주변국으로의 수출을 기대한다.

ASEAN지역에 주요 전력 수입처는 태국, 베트남, 필리핀, 브루나이, 싱가포르 등이다. 이중 태국, 베트남, 필리핀 등은 급증하는 자국 내 전력수요를 충족하기 위해 역내 전력망 사업에 적극적으로 참여하고 있다. 또한, 역내 대규모 수력발전원에서 생산되는 저렴한 전력을 수입하여 자국 전력시장에서 평균 전력가격 인하를 기대한다.

브루나이와 싱가포르는 역내 국가들과의 전력망 연계 사업의 추진 목적을 앞서 언급한 국가들과 다르게 설정하고 있다. 향후 이들 국가의 전력수요는 완만하게 증가할 것으로 전망된다. 브루나이는 전형적인 가스 수출국인데, 주변국으로부터 저렴한 전력을 수입해서 자국 가스 수출능력을 증대시키려고 한다.[39] 싱가포르는 에너지자원이 부족하기 때문에 해외에서 가스를 전량 수입하여 화력발전을 하고 있다. 이러한

39) 2015년 기준 브루나이 전력공급에서의 가스 비중은 99.0% 수준임(IEA STAT 홈페이지 참고).

해외 가스수입 의존도를 낮추고, 평균 전력가격 인하를 목적으로 주변국들과 전력망 연계를 추진하려고 한다. 그러나 이들 국가는 최종 전력 소비국으로서 송전선 통과국과 전력 공급국의 정치적 안정, 낮은 수준의 전력시장 개방 정도, 그리고 투명성 부족 등을 심하게 염려하고 있으며, 이 때문에 아직까지는 다자간 전력망 연계 사업 추진·참여에 소극적인 편이다.

마지막으로 인도네시아와 말레이시아는 자국 내 발전 자원이 풍부하고, 지리적 특성으로 전력 수출과 수입이 모두 가능하다. 특히 인도네시아는 지리적 특성으로 지방간 전력수급 상황이 다르고, 일부지역은 비싼 전력 사용과 전력부족 사태까지도 겪고 있는데, 주변국과 전력망 연계를 통해 발전소의 효율적 운영과 전력수급 안정을 기대하고 있다. 예를 들면, 인도네시아와 말레이시아의 칼리만탄-사라와크(Kalimantan-Sarawak) 송전망 구축이 완공되면 칼리만탄 섬에 비용 부담이 큰 석유 및 디젤발전소 비중이 줄어들게 될 것이다.

제4장 동북아 슈퍼그리드 사업의 안정성 확보를 위한 법 · 제도적 분석

1. 사업의 안정성 확보위한 고려사항

국가간 전력망 연계 사업을 성공적으로 완료하고, 이후 전력망을 안정적으로 운영하기 위해서는 사업 구상 및 추진단계에서 다음과 같은 측면들에서 실현가능성/타당성과 예상되는 문제점들을 검토하고, 이를 바탕으로 사업당사자(정부, 발전업자, 송전업자, 건설업자, 수입업자, 규제기관 등) 간에 합의가 이루어져야 한다.

- 경제적 측면: 가격 및 송전요금 설정, 거래물량 결정, 사업참여자 선정, 자금조달 등
- 연계 전력망 건설 및 운영 측면: 송전노선, 송전방식(주파수, 양방/일방 거래, AC/DC), 망 운영, 시설 안전 및 보안, 송전용량 계약, 송전혼잡 처리
- 법·제도적 측면: 정부간 합의, 공통 규범 마련, 규제기관 설립, 역내 전력시장 통합 합의
- 사회·정치적 측면: 사회적 합의 도출, 참여국간 정치·외교적 분쟁 해결, 환경문제 등

가. 경제적 측면

1) 가격 및 송전요금 설정

다자간 전력망 연계 사업당사자들은 전력 거래가격에 대한 합의와

제3국 송전망을 사용할 경우에 통과료에 대한 합의도 이루어져야 한다. 일반적으로 가격설정 합의는 전력공급을 위해 추가적으로 건설된 발전소 및 송전선의 비용충당을 위해 장기계약 형태로 이루어진다.

거래가격 설정에 영향을 미치는 요소로 송전용량(transmission capacity), 전력량, 송전된 전력량(delivered power), 보조서비스(ancillary service) 등이 있다.[40]

가격설정 방식은 여러 가지가 있는데, 먼저 가격은 생산비용(production costs)에 따라 결정될 수 있다. 수출용 전력생산에 들어간 비용을 정확하고, 투명하게 산출하고, 이에 대해 합의하는 것은 상당히 어려운 과정이다. 전력생산비에서 발전연료비가 가장 큰 비중을 차지하는데, 신재생에너지 발전에서는 연료비를 무시할 수 있겠지만, 화석연료를 이용한 화력발전의 경우에는 연료비를 중요하게 고려해야 한다. 그러나 대부분의 개도국에서는 정부가 연료보조금을 지급하기 때문에 발전연료비가 과소하게 계산될 수 있다. 한편, 전력수출업자가 신규로 수출용 발전소를 건설할 수도 있는데(몽골과 러시아의 경우처럼), 수출을 위한 대용량 발전설비 건설에 따른 규모의 경제 실현으로 발전단가가 인하되는 효과를 얻을 수도 있다. 그리고 투자비를 수입업자가 공동 부담하게 되면 수출국의 부담이 줄어들 것이다.

다음으로 전력망 연계를 통해 제공되는 서비스 가격은 회피비용(avoided cost) 형태로 결정될 수 있다. 이럴 경우에는 연계된 전력망을 통해 공급된 전력비용이 아니라 전력서비스를 구매한 기업에게 공급된

40) 송전용량은 송전망 수송력의 연속 최대 정격을 의미하고, 전력량 및 송전된/수송 전력량은 발전소가 구매자에게 판매하는 전력량으로 단가당 MWh로 표기할 수 있음. 보조서비스는 주파수 조정, 순동예비력 공급 등을 통한 계통 안정 비용을 의미함. 박찬국(2014), 일본 전력시장 개혁에 따른 신사업 발전 방향, 에너지경제연구원, 참조

전력이 얼마나 가치가 있는지가 중요하다. 전력 수입국과 수출국 모두에 수직통합 독점기업이 존재하는 경우에 전력 거래가격은 시장에서 결정되지 않고, 수출국에서 부담하는 비용과 수입국이 갖는 회피비용(avoided costs) 사이에서 결정될 것이다.[41]

마지막 가격설정 방법은 협상(negotiation)에 의한 가격결정이다. 가격협상에서도 비용을 고려해야 하지만, 그렇다고 해서 비용을 다 공개할 필요는 없다. 송전용량, 송전된 전력량, 보조 서비스 등에 대한 가격은 장기계약 형태로 협상을 통해 체결되고, 주기적으로 재협상될 수 있다. 전력 수입국 입장에서는 수출국의 전력시장이 자유화되어 있지 않고, 수입국 내 수입전력 이외에 대체 공급원을 단기간 내에 마련할 수 없는 경우에는 장기계약이 적절할 것이다.

만약, 수출국의 전력시장이 자유화된 경우에는 시장(전력거래소)에서 가격이 결정될 수 있는데, 연계 전력망을 통해 전력을 판매하는 발전사들은 주/일/시/분마다 상이한 전력가격을 제시할 수도 있다.

전력 거래가격은 고정, 일정비율로 조정, 물가연동, 발전연료 가격과 부분적 연동 등의 형태로 조정될 수 있다. 그러나 발전연료비 조정방식이 채택되면, 불확실한 연료시장의 영향으로부터 전력 판매자는 보호받게 되지만, 최종소비자가 연료가격 변동 위험을 떠안게 될 것이다.

또한, 대금지불에 있어서 사업당사자들은 지불수단에 대해 합의를 하게 된다. 개발도상국에서는 환율변동에 따른 위험을 회피하기 위해 미국 달러나 유로와 같은 경화로 지불하는 경우가 많다.

41) 여기서 회피비용은 어떤 국가의 전력기업이 신규 발전설비를 건설하지 않고 인접국의 전력을 도입하는 경우에 이로 인해 회피되는 발전 및 송전비용을 말함. 그래서 회피비용이 인접국에서의 발전비용보다 큰 경우에 전력을 수입하는 것이 더 경제적일 수 있음.

다음으로 다자간 전력망 연계의 경우, 전력 통과국이 생기게 되고, 통과국의 송전서비스에 대한 요금이 설정되어야 한다. 통과국의 송전서비스를 포함한 송전요금은 망 소유·운영비용, 송전손실비용, 혼잡비용 등으로 구성될 수 있다.

SAPP에서는 송전서비스 요금산정으로 MW-km 방식이 채택되었고, 즉, 거래된 전력량과 구매자/판매자 간 거리에 따라 요금이 부과되었다. 간단한 전력조류 접근법(load flow approach)도 함께 사용된다. SAPP 회원국은 오로지 탁송 목적으로 특별히 만들어진 송전망을 제외한 기존 송전자산에 대한 비용회수는 송전요금에 포함시키지 않는 데에 합의했다. 이는 송전망이 자국내 사용을 목적으로 개발되었고, 따라서 탁송과 별개로 이미 투자된 금액을 회수했기 때문이다. 그러나 MW-km방식은 사용하기는 편하지만 다양한 규모 및 기간 거래가 이루어지는 더 경쟁적인 시장에서는 적절하지 않을 수 있다. 그리고 만약, 송전혼잡이 있는 경우에는 어떤 형태로든 이를 양측간 합의를 통해 송전요금에 반영하게 된다. SAPP는 전력망 연계 혼잡을 해결하기 위해 시장자유화를 제안한 바 있다.

2) 전력거래량 합의

전력거래는 양자계약, 거래소를 통한 하루전 시장(Day-ahead market), 당일 시장, 밸런싱 시장(balancing market) 등을 통해 이루어지며, 대부분의 물량은 양자계약을 통해 거래된다.

전력거래 합의에서 판매자는 일정량의 전력(MW/년 또는 GWh/년)을 공급하고, 수요자는 이를 구매해야 한다. 양측은 최소 전력 구매량을 합의하게 되며, 최대 전력 구매량은 송전망의 물리적 수용한계에 따라

결정되므로 합의를 하지 않아도 될 수 있다.

또한, 경우에 따라 양측간에 합의는 의무인수계약(take or pay) 형태로도 이루어질 수 있으며, 이에 근거해서 공급자/수요자는 계약된 전력량을 공급/구매하지 않을 시에 벌금(penalty)을 내야 한다. 그러나 전력거래 계약에서는 일반적으로 전력공급 중단을 일으킬 수 있는 예외조항을 포함하고 있다. 예외조항에는 홍수와 가뭄과 같은 자연재해, 전염병, 전쟁 등의 불가항력적인 사항이 포함된다.[42]

3) 사업참여자 선정

전력망 연계 사업의 참여자들은 다양하게 존재할 수 있다. 우선적으로 발전기업, 전력수입업자, 송전망 운영기업, 그리고 정부 등이 있을 수 있는데, 개도국의 대부분 국가에서는 발전, 송전, 판매 부분이 수직통합된 국영기업에 의해서 소유·운영되고 있다. 다자간 전력망 연계의 경우에는 통과국의 송전망 소유·운영사가 사업 참여자로 될 수 있다. 또한, 전력망 연계 사업 참여자는 연계 전력망에 전력을 공급하는 발전업자 수, 송전노선 개수, 판매처 개수 등에 의해서도 영향을 받는다. 경우에 따라서는 신규 발전소와 송전선 건설 과정에서 발생할 수 있는 피해자들(원주민 단체)도 사업 참여자로 될 수 있다.

전력망 연계 사업 참여자들은 공동으로 특수목적회사(Special Purpose Company, SPC)를 설립하여 발전, 송전, 판매 등을 일괄 소유·운영을 할 수도 있다.[43] 그렇지 않으면 자국 영토의 송전망 건설

42) 어떤 계약에서는 예외조항에 신규장비 설치, 보수, 교체에 따른 중단도 포함시키는 경우도 있음.

43) 예를 들면, MOTRACO는 모잠비크전력공사 EDM, 남아공전력공사 Eskom, 스와질란드 전력공사 SEC에 의해 설립된 합작기업으로 남아공 전력을 모잠비크와

및 운영은 자국의 송전기업들이 각각 맡고, 전력 판매자와 수입업자가 이들과 송전계약(송전요금 결정)을 체결할 수도 있다.

한편, 사업참여자들은 전력거래 계약 과정에서 각국의 전력수요, 송전용량, 송전되는 전력량, 전력개발 및 송전선 건설 계획 등에 대한 자세하고 정확한 정보를 사업 파트너들에게 요구할 수 있으며, 사업의 안정적 유지·운영을 위해 해당 파트너들은 이러한 요구를 충실히 이행해야 한다. 또한, 자금을 제공하는 금융기관들이 이러한 정보를 요구하는 경우도 있다. 그렇지 않으면 계약 체결 이후에 예상치 못한 여러 가지 문제들로 인해서 사업 자체가 중단될 수도 있기 때문이다.

사업이 추진되는 개도국 또는 후진국에서는 수익성이 좋은 인프라 설계·건설 계약을 발주할 때 특정(또는 자국) 기업이 특혜를 받아 사업권을 수주할 수도 있다. 최악의 경우에 불공정한 발주로 인해 자금낭비, 부실공사로 사업이 위험에 빠질 수 있고, 결국에는 사업 추진 자체가 중단될 수도 있다. 이를 방지하기 위해 각종 대형 건설 사업의 경우에는 제3의 관리·감독 기관과 감리계약이 이루어지기도 한다.

나. 전력망 운영 측면

1) 전력망 운영

전력망이 국경을 넘는 거의 모든 경우 관련국들은 전력망, 변전/변환소, 통제센터 등과 같은 관련 시설의 위치 설정에 합의해야 한다. 또

스와질란드에 송전하는 역할을 담당함. HCB기업은 모잠비크와 포르투갈의 합작회사로 독립발전사업자로 분류되지만, 2007년 모잠비크 정부가 대부분의 지분을 매수하여 실질적인 민간기업으로 보기는 어려우며, 민간이 소유한 역내 전력자산은 Copperbelt Energy Corporation社의 송전선과 잠비아 발전소가 유일함.

한, 망 운영에 영향을 미치게 되는 송전노선, 송전방식(AC 또는 DC 송전), 양방 또는 일방 송전 등에 대해서도 사업 참여자들은 합의를 하게 된다.

다자간 전력망 연계에서는 전력 수출국과 수입국의 정부는 제3국을 지나는 송전망 이용에 따른 요금을 지불해야 하고, 사유지를 지나는 전력망의 경우 사유지 주인과 합의하여 토지 소유권 또는 이용권을 획득해야 한다. 이런 경우에 대부분 이에 대한 정부간 협정이 필요하다.

전력망 연계를 위한 합의에서 참여국들은 전력망을 운영할 주체(공공 또는 민간 기업, 기업 컨소시엄, 공공 또는 민간 기관, 혹은 새로운 조직)에 대해 합의해야 한다. 또한, 정부는 전력망을 원활히 운영하는 것을 보증하고, 전력구매기업의 피드백을 충분히 반영하기 위해 전력망 운영 주체와 이에 대해 합의해야 한다. 이러한 합의에는 송전업자의 권리와 의무, 송전요금 등이 포함된다. 전력망 운영과 관련하여 분쟁이 발생하면 이를 해결하기 위한 분쟁해결 절차 및 방식도 합의내용에 명시되어야 한다.

전력망 운영자 감독 기관으로 전력망 연계 사업 참여국에서 임명한 위원들로 구성된 '이사회' 혹은 '송전위원회'도 구성될 수 있다. 전력계통 연계 사업이 국내 계통 운영에 상당한 영향을 미치는 경우, 전력망 운영자의 책임, 운영자와 다른 연계사업 참여자간 상호 권한이 합의되어야 한다. 또한, 합의 내용에는 제3국 전력망 사용에 대한 책임을 누가 부담하는지에 대한 것도 포함되어야 한다. 앞서 언급된 바와 같이, 통과국을 둔 경우에는 해당 송전망 운영기업과 망 이용 보장, 운영 관련 정보 및 자료 공개, 송전혼잡 문제 처리 등에 대한 합의가 있어야 한다.

전력망 운영과 관련되어 발생할 수 있는 각종 문제들에 대한 법적 책임 소재가 누구에게 있는지도 합의되어야 한다. 발생 가능한 문제 또는 경제적·기술적 피해에는 전압 급등, 주파수 변동, 품질 저하 등으로 인한 장비 또는 상업·산업 시설의 파손, 전력망 운영으로 발생한 것으로 확인된 정전, 송전망의 물리적 고장과 이의 수리 지체 등이 여기에 포함될 수 있다. 예를 들면, 송전망 설비 업체 혹은 장비 공급 업체가 전력망 구축 후 특정 기간까지 기술적 결함에 대한 책임을 질 수 있다. 일반적으로 프로젝트 사업자와 건설업자는 전력망을 인해 피해를 입을 경우를 대비하여 보험에 가입하기도 한다.

2) 시설 안전 및 보안

양자/다자간 연계된 전력망은 대내·외 세력들에 의한 물리적 파손으로부터 보호되어야 한다. 후진국의 경우에는 무료로 전기를 얻기 위해 불법적으로 전력망에 접근하는 사람이나, 송전탑과 피뢰침의 금속 등 전력망의 부품을 팔려고 하는 사람들도 있을 수 있으므로 이들에 의해 전력망이 손상될 수 있다. 또한, 송전선 통과국이 인접국에 대해 정치적 목적을 달성하기 위해 전력망 관리를 소홀히 해서 시설을 고장 나게 해서 전력공급을 못하게 할 수도 있다. 그래서 전력망 연계 프로젝트 참여국간 합의에는 누가 각 국 영토를 지나는 전력망을 보호하는지 책임소재가 명확히 적시되어야 한다. 그리고 보안 문제가 발생할 때 누가 피해 보상을 하고, 전력망을 보수할 것인가에 대한 책임 내용도 포함되어야 한다. 파손된 전력망 보수 작업이 지체되어 소비국이 어려움을 겪게 될 수도 있는 것이다.

다. 법·제도적 측면: 참여국가간 기본적 합의 사항

국경을 넘는 전력 흐름과 판매·송금 대금의 흐름이 장기적으로 지속될 수 있기 위해서는 사업 참여자 간 신뢰가 바탕이 되고, 당사자 간에 충분한 합의에 의해서 만들어진 법·제도적 장치(정부간, 통과국 정부와 기업간, 개별국가 차원에 정부 또는 기업과 주민간 협정, 그리고 기업간 계약 등)가 요구된다. 대부분의 경우에 이러한 국가간 법·제도적 장치는 정부간 합의 및 협정 체결에 의해서 마련된다.

그래서 전력망 연계를 하려는 국가는 정부 차원에서 다음과 같은 사항에 대해 합의하고, 이에 대한 실행 의무를 법·제도적으로 강제할 수 있는 장치를 마련해야 한다. 첫째, 전력망 연계 관련 자원(발전원, 전력망, 토지 등)의 공유 원칙에 대한 합의와 이러한 내용을 충분하고 정확하게 명시한 협정서가 있어야 한다. 자원 공유가 상호 모두에게 손해보다는 혜택을 더 많이 줄 것이라는 인식이 전제 되어야 한다. 국가간 전력망 연계로 상호간에 경제·에너지 안보에 일정한 영향력을 행사할 수 있기 때문에 합의 자체가 어렵고 오랜 기간이 소요될 수 있는데, 특히 분쟁의 역사가 있고 현재도 이와 관련된 마찰이 존재하는 국가들간 합의는 더욱 어려울 것이다. 또한, 개별 국가차원에서도 이해당사자뿐만 아니라 경우에 따라서는 외부 공청회를 통한 사회적 합의 도출도 요구될 수 있다.

둘째, 사업추진에 따른 직·간접적인 편익과 비용을 어떻게 사업참여자들 간에 배분할 것인지에 대한 합의가 필요하다. 그리고 개별 국가 내에서도 이 사업과 직·간접적으로 연관되는 경제주체들 간에 비용과 편익을 어떻게 배분할 것인지 합의되어야 한다.

셋째, 앞서 설명되었듯이 연계 전력망을 어떻게 운용하고, 보호할 것

인지에 대한 국가간 합의가 필요하다. 독립적인 연계 전력망 운용자를 두거나, 또는 하나의 참여자 또는 다수 참여자에게 망 운영을 맡기는 것에 대한 합의가 있어야 한다. 예를 들어 어떤 국가의 송전선 보호를 다른 국가의 기업/기관이 맡는다면, 해당 국민들이 반감을 가질 수도 있기 때문이다.

마지막으로 연계 전력망을 기획, 운용, 보호하기 위해 필요한 정보 공유에 관한 국가간 합의가 있어야 한다. 연계 사업을 추진해서 얻게 되는 편익과 비용이 정확하고 투명하게 계산되고, 상대국가 시설에 대한 공평한 이용 기회가 보장되어야 사업 당사자간에 합의가 원활하게 이루어지고, 계약 체결 이후에 사업자간 전력거래도 안정되게 지속적으로 진행될 수 있기 때문이다. 경우에 따라서는 상대방 국가 또는 기업이 국가 안보, 경제적 손해 등을 이유로 들어서 관련 자료와 정보를 공개하지 않으려 할 수도 있다. 그래서 어떤 정보를 공유하고, 어떻게, 언제, 어는 범위까지 공개 또는 공유할 것인지에 대한 합의도 있어야 한다.

라. 사회·정치적 측면

1) 정치·외교적 여건 개선 효과

국가간 전력망 연계 구축 및 운용과 관련한 법적 프레임워크가 효과적으로 발휘하기 위해서는 거래국간 그리고 개별국가 내 다양한 이해당사자간 정치적 합의와 협조가 필요하다.

국가간 전력망 연계가 이루어진 경우에는 양측이 의도적으로 분쟁을 회피하기 위해 상호 노력하기 때문에 해당 국가들간, 그리고 역내에

평화와 안정에 더 노력할 수 있다. 전력망의 안정적 운영을 위해서 마련된 각종 법·제도적 장치, 정부간 협의틀 등은 분쟁요인을 사전에 제거하고 완화시킬 것이다. 연계 전력망의 공급원을 수입국가들이 공유하게 되면 공급국과 수입국간에 상호 의존성이 높아지고, 갈등이 발생하게 되면 우선적으로 협상에 의해 해결방안을 찾으려고 할 것이다. 그렇게 되면 자연스럽게 역내 안보 환경이 개선되는 긍정적인 효과를 얻게 될 것이다.

또한, 전력거래 대금을 경화로 결재하는 경우에 거래대금의 흐름은 상대국으로 하여금 갈등을 평화적으로 해결하려는 강력한 경제적 유인 수단으로 작용할 수도 있다. 대규모 전력을 공급하는 국가나 송전선이 지나가는 통과국의 경우에는 전력판매 대금과 송전요금으로 벌어들인 막대한 경화수입과 새롭게 창출된 고용으로 사회·정치적 안정도 증대되는 효과를 얻게 될 것이다.

2) 정치적 비용 발생

국가간 전력망 연계가 이루어지면, 반대로 한 국가가 상대국에 대해 의도치 않게 영향력을 행사할 수도 있게 된다. 연계 전력망에 덜 의존하는 국가가 극단적인 경우에는 전력흐름 또는 거래대금의 차단 위협을 상대국에 대해 어떠한 양보를 얻어내거나, 정치적 영향력을 행사하는 수단으로 사용할 수도 있다. 특히, 송전선이 자국 영토를 지나가는 통과국은 이러한 생각을 더 크게 가질 수 있을 것이다.

또한, 개별국가 차원에서 전력망 연계에 따른 편익과 비용을 둘러싼 내부 갈등도 야기될 수 있다. 예를 들면, 송전선이 통과하는 지방정부와 지역주민에 대해 중앙정부는 송전선 건설 및 운영과 직접적으로 연

관된 지원 이외에도 이들과 분쟁요인을 만들지 않기 위해 이전보다 더 많은 지원을 해야 할 수도 있다.

3) 지역통합으로의 발전

유럽 국가들은 오랫동안 다양한 분야에서 관계를 맺었기 때문에 전력계통 연계가 상대적으로 수월하게 이루어졌다고 볼 수 있다. 유럽지역은 재화 및 서비스 거래, 교통망 연계, 비에너지 상품 거래 등이 오랫동안 활발히 이루어졌고, EU 차원에서 정치적 협력도 활발한 편이다. 유럽 국가간 전력 거래 비중도 세계 다른 지역에 비해서 크다. 일반적으로 한 부분에서 국가간 통합은 또 다른 통합을 가져온다. 이는 EU가 형성된 과정을 보면 쉽게 알 수 있다.

또한, 유럽처럼 타국과의 협력 사업에 성공적으로 참여한 경험이 있거나, 정치가와 국민들이 역내 협력에 대해 긍정적인 태도를 갖고 있다면 전력계통 연계를 위한 국가간 합의 과정이 수월해진다. 그리고 중·장기적으로 연계 전력망의 안정적 운영을 위한 국가간 정책공조, 공통 규범 마련 및 규제기관 설립 등이 수월하게 이루어질 수 있을 것이다.

그리고 전력시장이 자유화되고 개방된 유럽에서는 전력기업들간에 협력과 역내 투자진출이 활발히 이루어졌다. 전력시장이 자유화되어 있지 않은 경우에는 기존의 독과점 기업들이 주변국과 전력망 연계로 인해 손해를 보게 될 것을 염려해서 연계사업 추진을 반대할 수도 있다. 전력을 수출하는 국가에서도 비슷한 양상이 나타날 수도 있다.

4) 국제적 합의 내용에 대한 준수위무

국가간 전력망 연계 사업을 추진하기 위해서는 앞서 살펴보았듯이 수없이 많은 협정서와 계약들이 사업 당사자들간에 체결된다. 이들 사업 참여자들은 이러한 국제적 합의를 의무적으로 준수하겠다는 의지가 강하게 있어야 하며, 이러한 분위기가 사회적으로 조성되어 있어야 한다. 이것은 상대방 국가에 대한 신뢰와도 직결된다.

그러나 사업파트너에 대한 신뢰가 상호간에 부족한 경우에는 이를 보완하기 위한 제3의 장치가 필요하다. ASEAN, AU, EU 등과 같은 지역협의체가 해당 지역에 있는 경우에는 이들 다자협의체가 이러한 역할을 하게 된다. 또한, 어떤 국가가 계약 내용을 제대로 준수하지 않으면 국제무대에서 신뢰를 잃게 될 것이고, 이는 장기적으로 커다란 국가적 손해로 이어질 것이다.

전력망 연계 관련 역내 또는 국제기구에 해당 국가들이 모두 가입하거나, 역내 사업에 World Bank, ADB, AIIB 등과 같은 국제금융기관을 참여시키는 것도 분쟁 해결과 투자자금 마련에도 도움이 될 것이다.

2. 역내 다자협력체의 역할

가. 국가간 협의플랫폼 역할 수행

세계 각지역에서 양국간 전력망 연계 사업은 대부분의 경우에 비교적 수월하게 진행되었다. 그러나 다자간 전력망 연계는 조정자 역할을 확실하게 할 수 있는 제3의 기관이 없는 경우에는 당사국들간에 합의 도출에 오랜 기간을 필요로 했다. 남부아프리카지역에서는 남아프리카 개발공동체인 SADC, 동남아지역에서는 ASEAN이 조정자 역할을 수

행했다. 이들 지역협의체는 산하에 전문가 자문그룹, 또는 전력기업 및 연구기관간 협의체(예, ASEAN 에너지부장관회의 산하에 HAPUA)를 조직해서 이들로 하여금 역내 실현 가능한 전력망 연계 사업들을 구상(ASEAN의 경우에 APG 프로그램)하고, 각각의 사업들에 대해 예비 경제적·기술적 타당성을 조사하게 하였고, 이러한 결과들을 해당되는 국가 정부에 제공하여 실제 사업추진 단계로 발전하게 역할을 수행했다. 해당국 정부는 지역협력체의 이러한 직·간접적인 지원을 바탕으로 정부간 협정을 수월하게 이끌어 낼 수 있었다. 즉, 지역협의체 내에 전력망 연계 업무를 추진하는 조직과 다양한 형태의 다자회의들이 정부간 합의를 도출할 수 있도록 지원했다.

물론 다자간 전력망 연계 사업의 성패는 무엇보다 당사국들의 사업 추진 의지에 달려 있다. 남부아프리카 국가들처럼 국가간 전력망 연계에 대한 강한 의지와 그 필요성을 인식하고 있으면 다자간의 협정 체결도 원활하게 이루어질 것이다. 일반적으로 역내 국가들이 전력을 포함한 에너지 수송망 연계 사업에 강한 추진의지를 갖고 있으면, 상대적으로 지역통합 수준도 높을 것이다.

나. 일반화된 가이드라인 제시

또한, 지역협의체는 국가간 합의를 도출하는데 있어서 객관적이고 정확한 정보를 제공하고, 합의해야 하는 각종 내용과 사안에 대해서 가이드라인도 제시한다. 즉, 기본적이고 일반화된 정부간 협정, 기업간 계약, 정부와 기업간 협정 문서들이 지역협의체 차원에서 만들어져서 해당 사업주체들에게 제공된다.

지역통합 수준이 높은 유럽의 경우에는 EU 차원에서 만들어진 전력

망 연계와 관련된 각종 규범과 가이드라인이 회원국 정부 및 기업들에게 강제된다. ASEAN도 지역통합과 단일 에너지시장 형성을 목표로 하고 있지만, 이를 실현시키기 위한 강제성을 갖는 구체적인 규범과 가이드라인을 제정할 정도는 되지 않는다.

반면에 남부아프리카지역에서는 SAPP 운영과 관련해서 역내 전력거래를 증대시키고, 전력망 연계를 촉진시키는 정부간, 기업간 협정들이 존재한다. 남부아프리카지역 국가들은 다자간 전력망 연계에 대한 의지를 갖고 있기 때문에 필요시 마다 협정들이 체결되고, 이러한 협정들에 기반 해서 다자간 협력이 이루어지고 있다. 1995년 SADC 정상회의에서 회원국 정부는 역내 전력풀(SAPP) 형성을 위한 정부간 MOU(이하 'IGMOU')에 서명했다. 이외 SAPP 형성에 중요한 합의문으로 유틸리티 기업간 MOU(SAPP의 기본적 관리·운영 원칙을 수립, 이하 'IUMOU'), 운영 회원국간 협정(운영과 가격에 관한 특별 규칙, 이하 'ABOM'), 운영 가이드라인(기준, 운영절차 관련, 이하 'OG') 등도 마련되었다.

정부간 협정의 주된 기능은 각국 정부가 유틸리티 기업이 SAPP 활동에 참여할 수 있게 허가하고, 참여 기업들의 권한과 의무를 보장·규정하는 것이다. 만약, 전력 수입업체가 전력 수입대금을 지불하지 못하게 되면 해당국 정부가 이에 대한 법적 책임을 지게 될 것이다. 그래서 전력 공급기업은 이러한 수입국 정부의 지불의무를 믿고 수입업체가 대금을 제때에 지불하지 않아도 전력을 계속 공급하려고 할 것이다. 유틸리티 기업간 협정과 운영 가이드라인은 전력풀을 운영하는데 있어서 발생하는 기술·재정적 문제를 해결하는데 사용된다.

또한, 상기의 협정서들은 에너지부 장관회의를 통해 주기적인 논의를

거쳐 개정되고 있다. 예를 들면, 개별 회원국의 전력산업구조 개편, 신규 회원 가입, 신규 전력거래시장 형성, 공통의 규범·가이드라인 마련, 신규 다자 규제기관 조직 및 개편 등이 있게 되면 협정서 개편 작업이 이루어지게 된다.

제5장 결론 및 정책적 시사점

1. 결론

동북아 지역의 전력계통 연계 논의는 30년 이상의 매우 오랜 역사를 갖고 있다. 이러한 구상을 실현하기 위해 양자 또는 다자 협의 등 많은 노력이 있었으나, 해결하기 어려운 다수의 정치·경제적 장애요인들로 인해 현재까지 다자간 전력망 연계는 실현되지 못하고 계속 논의단계에만 머물러 있다.

그러나 최근의 상황을 보면 동북아 슈퍼그리드 구축사업을 현실화하기 위한 역내 환경이 매우 긍정적으로 변하고 있음을 확인할 수 있다. 역내 기업들간에 다자간 협정이 체결되기도 했다(Asia Super Grid의 경우). 또한, 기존의 양자간 전력거래를 증대시키거나, 새롭게 구축하기 위한 정부간 협정 체결도 활발히 이루어지고 있다. 최근에 중국 정부의 '일대일로 전략', 한국 정부의 '신북방정책', 러시아 정부의 '신동방정책', 그리고 일본 정부의 후쿠시마 원전 사고 이후 '적극적 평화주의정책'[44] 등이 역내 국가들과의 에너지 협력을 증대시키는 방향으로 작용하고 있다.

해외 전력망 연계 사업이 성공적으로 추진되고 있는 지역을 보면, 대부분 해당 지역에 지역협의체(에너지부장관회의)가 존재하고, 그 산하에 민·관 전력협의체, 다양한 분야에 전문가그룹, 연구기관 등을 두고 있으며, 이들에 의해 지역 전력망 연계의 중장기 추진방향의 설정,

44) 윤익중·이성규(2018), 러시아와 일본의 전략적 관계발전의 요인분석(2012-2017): SWOT분석을 적용하여, 국제지역연구, Vol.21, No.5, 140

실현 가능한 전력망 연계 및 발전원 개발 사업의 선정, 개별 사업에 대한 타당성 조사 등이 이루어졌다. 그리고 이러한 것들을 수행하기 위해 필요한 자료와 정보들이 회원국 정부 및 기업에 투명하고 정확하게 제공되어 사업당사자들 간에 합의를 도출하는데 도움을 주었다. 결론적으로 지역협의체와 그 산하에 다자협의기관들이 다자간 전력망 연계 사업을 초기단계에 구상·계획하고, 최종적으로 정부간 협정 및 기업간 계약을 체결하는 단계에 이르기까지 '협력 플랫폼' 역할을 수행했다는 것을 알 수 있다.

국가간 전력망 연계 사업을 성공적으로 완료하고, 이후 전력망을 안정적으로 운영하기 위해서는 사업 구상 및 추진 단계에서 다음과 같은 측면들을 고려·검토하고, 이에 대한 조치들을 마련해야 한다. 먼저 경제적 측면에서는 가격 및 송전요금 설정, 거래량 합의, 사업참여자 선정, 자금조달 등에 대한 합의가 사업 당자자간에 이루어져야 한다. 전력망 운영과 관련해서는 먼저 송전방식(양방/일방, AC/DC 등)에 있어서, 이후에는 연계 전력망의 안정적 운영 및 시설 보안 등을 보장하는 정부간/기업간 합의가 각각 이루어져야 한다. 법·제도적 측면에서는 무엇보다 경제적·기술적·정치적으로 사업 안정성을 저해하는 문제들을 해결할 수 있는 정부간 합의가 이루어져야 한다. 마지막으로 사회·정치적으로는 해당 국가간에 신뢰가 낮고, 역사적으로 마찰을 빚고 있는 경우에 이러한 장애물들을 해소하기 위한 방안들이 정부간, 기업간, 정부-기업간, 그리고 지역주민 등과의 합의를 통해 마련되어야 한다.

2. 정책적 시사점

만약, 현실적으로 동북아지역에 지역협의체 형성이 어렵다고 판단된

다면, 우선적으로 지역협의체를 대신해서 협력 플랫폼 역할을 할 수 있는 전력부문의 민·관 협의틀을 형성하는 것이 필요하며, 여기에는 가능한 모든 역내 회원국들이 참여하도록 유도해야 할 것이다.[45]

한·중·일 3국 모두 오랫동안 독자적으로 전력수급 안정을 유지해 왔고, 그리고 가급적이면 자국의 전력안보를 주변국에 의존하지 않으려는 자세도 강하게 갖고 있는 것 같다. 더군다나 3국이 모두 해상을 두고 국경을 맞대고 있어서 전력망 연계에 대해 관심을 덜 갖게 된 측면도 있다. 또한, 전력안보 측면에서 동북아 국가들은 기본적으로 상대방 국가에 대해 큰 신뢰를 갖고 있지 않다. 중국과 일본은 역내에서 패권경쟁을 하고 있으며, 역내 국가들간에 복잡하게 얽힌 영토문제도 해결의 기미가 보이지 않는다. 특히, 통과국을 둔 다자간 협상의 경우에는 전력 공급국 및 최종수입국과 통과국 간에 영향력을 행사하는 데에 있어서 불균등한 관계가 형성될 수 있다.

ASEAN의 라오스-태국-말레이시아-싱가포르 간 전력망 연계 사업이 오랫동안 논의단계에 머물고 있는 것도 최종 전력 수입국인 싱가포르가 통과국으로 있는 태국과 말레이시아에게 자국의 전력안보를 일정 수준 이상으로 의존하는 것을 매우 불안하게 여기고 있기 때문이다. 동북아지역에서 Asia Super Grid 사업에서도 비슷한 상황이 예상될 수 있을 것이다. 그래서 국가간에 신뢰가 낮은 상황에서 다자간 전력망 연계를 추진하기 위해서는 앞서 살펴보았던 사업의 안정성을 확실하게

45) 2016년에 한국, 중국, 일본, 러시아, 몽골 5개국 에너지 연구기관이 주축이 되어 동북아에너지포럼을 발족시켰고, 1차 포럼을 한국에서, 그리고 2차 포럼을 중국에서 각각 개최했음. 특히 2차 포럼에서는 한국, 중국, 일본, 몽골의 연구기관과 전력기업이 Asia Super Grid 사업에 대해 논의했음. 또한, 역내 전력기업들 간에 다자 형태의 실무그룹들이 운영되고 있다. 다만, 정부간에는 양자형태의 에너지 고위급 및 실무자급 회담이 이루어지고 있음. 현재 이러한 회의들이 역내에서 낮은 수준의 협력플랫폼 역할을 수행하고 있음.

확보할 수 있는 법·제도적 장치를 더욱 더 견실하게 마련하고, 이러한 합의를 원활하게 이끌어 줄 조정자 역할을 할 협력 플랫폼도 더 필요로 할 것이다.

〈표 5-1〉 동북아, 동남아, 남부아프리카지역 전력망 연계 추진 비교

	동북아지역	동남아지역	남부아프리카지역
지역협의체/ 에너지부문 다자협의체	- / 양자간 정부 에너지 실무회의	ASEAN(1967년)/ 에너지부장관회의	SADC(1992년)/ 에너지부장관회의
전력거래소	-	-	SAPP (1995년)
역내 전력망 연계 프로그램 작성 주체	개별기업	HAPUA	SAPP
역내 전력망 연계 프로그램	-	APG Program	SAPP Plan
양자간 전력망 연계 및 전력거래 개시	1990년대 초반 러시아-중국	1966년 라오스-태국	1956년 DR콩고-잠비아
다자간 전력망 연계 및 전력거래 현황	논의/계획단계 (Asia Super Grid)	2014년부터 협의 (라오스-태국-말레 이시아-싱가포르)	1995년부터 운영 (짐바브웨- 보츠와나-남아공)
사업주체간 협정	2016년 한-중-일-러 기업간 협정 체결	2016년 라오스-태국 -말레이시아 정부간 협정 체결	1991년 DR콩고-잠비아- 짐바브웨 정부간 협정 체결
가이드라인	-	-	SAPP 설립 협정
규제기관 형태	-	-	전력규제기관 협회 (RERA)
송전방식	HVDC	HVDC	HVDC
주요 전력 공급원	풍력, 태양광, 수력	수력	수력, 석탄화력

자료: 관련 자료를 바탕으로 저자 작성

또한, 민·관 협의틀 내에 경제, 기술, 법률, 환경, 그리고 정치·안보 분야의 전문가들로 자문그룹을 두어 좀 더 객관적이며 구체적인 연구를 수행해서 여기서 나온 결과를 회원국의 정부와 기업들이 공유해야 한다. 그러면, 정부간, 기업간, 그리고 정부와 기업간에 협상 과정에서 의견 충돌이 최소화될 것이다. 그러나 특히, 정부에 의해서 전력시장이 강하게 통제받고 있는 러시아나 중국이 자국의 정보와 자료를 논의단계에서부터 타국에게 공개하는 것을 극히 꺼릴 수 있다. 이러한 행동은 정도의 차이는 있겠지만 일본과 몽골도 마찬가지일 것이다. 그래서 대부분의 회원국들이 낮은 수준의 정부간 협정과 기업간 협정이 체결된 이후에 상호간에 합의된 정보와 자료만이 공유될 것으로 예상된다.

한편, EU는 오랫동안 에너지 시장 통합을 위해 지역 차원의 전력망 연계를 추진하고 있다. 2015년에 에너지동맹(Energy Union)이 채택되어 2020년까지 회원국간 전력망 10% 연계가 목표로 설정되었다.[46] 단일 전력시장 통합을 목표로 한 전력망 연계로 EU는 전력공급 안정성 증대, 적정가격 형성, 신재생에너지 비중 및 이산화탄소 감축 목표치 달성 등을 기대한다. 특히, EU는 연계수준이 10%에 못 미치는 국가들을(폴란드, 발틱3국, 스페인, 영국 등) 대상으로 전력망 연계 사업을 추진하기 위해 자금 및 정책 지원(투자우선순위 배정, 인허가 절차 간소화 등)을 제공하고 있다. 그리고 EU는 국가간 전력망 연계에서 정부간/기업간 합의를 신속히 처리하기 위한 일반화된 규범 및 가이드라인 마련 작업도 계속 가속화하고 있다.[47] 예를 들면, EU는 2013년에 송전선

46) 현재 EU 집행위원회는 이 목표치를 2030년에 15%까지 확대하려고 함.

47) EU는 1996년에 제1차 에너지 패키지(First Energy Package)를 제정한 이후, 2003년 제2차, 2009년에 3차, 그리고 2016년에 제4차 개정을 하면서 전력시장 개방, 송전망의 자유로운 이용보장, 계통운영 부문 분할, 신재생에너지 계통 연계 개선 등을 추진했음.

및 관련 시설 건설과 관련된 인허가 문제와 주민참여 문제에 있어서 일관된 규칙(Regulation 347/2013)을 마련했다.[48] 물론, 유럽의 경우에도 단일 전력망 구축 및 전력시장 통합이 1990년대 후반부터 시작되었지만 아직까지 충분히 달성되지 못한 것으로 평가된다.

그래서 동북아지역에서 향후에 전력망이 연계된 상태에서 전력거래를 안정적으로 유지·확대시키기 위해서는 역내 국가들이 무엇보다 지역 전력시장 통합을 목표로 설정하고, 이를 위해 개별국가의 전력시장 자유화, 역내 전력거래소 설치, 독립된 규제기관 설립 및 관련 규범 제정, 정부의 정책공조 등을 수행할 필요가 있다. EU처럼 단일 계통운영자(single system operator)를 조직·운영하는 것은 단기간 내에 어렵겠지만, 초기에는 제한된 권한만을 갖는 협의체를 설립하고, 이후에 법적 구속력을 갖는 규범을 제정하고, 최종적으로 단일 규제기관과 조정기관을 설립한다. 그러나 무엇보다 역내 정부 및 기업들이 염두에 두어야 하는 것은 지역 전력시장 통합은 오랜 기간 경제주체들의 지속적인 노력과 강한 추진 의지가 필요하다는 것이다.

48) Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009 Text with EEA relevance, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0347(검색일 2018년 1월 26일) 참조

참고문헌

공지영, 2017, “남부아프리카지역의 전력망 연계 특징과 시사점”, 에너지경제연구원, 「에너지포커스」, 제14-4호, 2017년 겨울호, 79-93

박찬국, 2014, 일본 전력시장 개혁에 따른 신사업 발전 방향, 에너지경제연구원

산업통상자원부, 2017, 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), 61

산업통상자원부 보도자료, 2017.12.14, “산업부, 대통령 중국 국빈방문 계기 한·중 산업·에너지·통상 분야 협력 강화 기반 마련”.

아시아경제, 2017.9.7., 문재인 대통령 동방경제포럼 연설문 (http://www.asiae.co.kr/news/view.htm?idxno=2017090713331870479, 검색 : 2017.11.3)

연합뉴스, 2016.11.2, “발전소 마구 지은 중국, 한국 등에 전기 수출 궁리”

에너지경제연구원, 「세계 에너지시장 인사이트」, 각호

윤익중·이성규, 2018, “러시아와 일본의 전략적 관계발전의 요인분석(2012-2017): SWOT분석을 적용하여”, 「국제지역연구」, Vol.21, No.5, 140

이성규·공지영, 2017.10.2, “ASEAN 다국간 전력망 연계사업의 추진 과제와 시사점”, 에너지경제연구원 「세계 에너지시장 인사이트」, 제17-34호, 3-14

이성규, 2013, 에너지자원 신시장 조사연구: 아프리카(남부권) 국가 에너지자원 공급력 조사연구, 에너지경제연구원

이주리, 2017.04.03, 동북아3국의 러시아 극동지역 전략자원 활용전략,

에너지경제연구원, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제17-11호, 23-34
정규재, 2017.5.15, “세계 주요 슈퍼그리드(전력망) 추진 동향과 시사점”, 에너지경제연구원, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제17-16호, 3-16
최다은, 2017, “DR콩고, 구리의 보고 Copperbelt의 잠재력”, 코트라 해외시장 뉴스
한국전력공사, 2017, “KEPCO’s Progress and Future of NEA Supergrid”, ADB 워크숍(광주) 발표자료
_____, 2017.4, “동북아 슈퍼그리드 추진동향”, 내부자료
GE리포트 코리아, 2017.3.13, “GE-한전 HVDC 전력산업 인프라 구축 협약 체결”

ACE(ASEAN Centre for Energy), 2015, ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation(APAEC) 2016-2025
APERC, 2015, Electric Power Grid Interconnections in Northeast Asia
China Energy Group, 2017, Key China Energy Statistics 2016
ECA, 2009, “South African Power Pool(SAPP) Transmission and trading case study,” Economic Consulting Associates, 77307 vol.11.
EIU, 2017, China Energy Group
Enerdata, March 2017, “Global Energy & CO_2 Data”
Energy Charter, et al., 2015, “GOBITEC and Asia Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia”
EU, 2013, Regulation (EU) No.347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending

Regulations(EC) No.713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009 Text with EEA relevance, (http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri= CELEX%3A32013R0347, 검색일 2018년 1월 26일)

GEIDCO, 2015, "Declaration of Cooperation on Global Energy Interconnection Development", GEIDCO Website (http://www.geidco.org/html/qqnycoen/col2015100772/column_2015100772_1.html, 검색일 2018년 1월 15일)

IEA, 2017, Electricity Information

____, 2015, Energy Balances of OECD Countries

IEC, 2016, "Global energy interconnection", WP GEI:2016-10(en), p.18

IRENA, 2016, "Renewables Readiness Assessment: Mongolia", p.19

_____, 2014, "Analysis of Infrastructure for Renewable Power in Southern Africa"

Japan Policy Council, Dec. 2011, First Recommendations: Energy Creation

Johnson Maviya, 2017, "Meeting growing power demands through Southern African regional integration", SAREE/IRENA Workshop, Windhoek

Mica Ohbayashi, 2017, "Connecting Asia with Renewables : Asia Super Grid", Presentation Material at ADB Strategy for NAPSI TA Workshop in Gwangju, Korea, p.22

Musara Beta, 2016, "SAPP Promoting a Regional Electricity Market", AFUR Workshop on Emerging Electricity Markets.

Philip Andrews-Speed, 2016, "Energy Security and Energy Connectivity in the Context of ASEAN Energy Market Integration", ASEAN ENERGY MARKET INTEGRATION(AMEI)

SAPP, 2016, SAPP Annual Report 2016

Tawatchai Sumranwanich, 2014, “Development of Cross－Border Trade between Thailand and Neighboring Countries”, presented in the 6th Capacity Building Programme for Officers of Electricity Regulatory Commissions

World Bank (July 25, 2016), “World Bank Group Suspends Financing to the Inga-3 Basse Chute Technical Assistance Project,” World Bank Website (http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2016/07/25/world-bank-group-suspends-financing-to-the-inga-3-basse-chute-technical-assistance-project, 검색일: 2018.01.15)

Energypedia, (https://energypedia.info/wiki/Mongolia_Energy_Situation, 검색일: 2018.01.29)

IEA Statistics, (https://www.iea.org/statistics/, 검색일: 2018.01.23)

World Bank, (https://data.worldbank.org/indicator/PA.NUS.FCRF?locations=CN, 검색일: 2018.01.29.)

부록

1. 아세안 전력망 연계 사업 프로그램을 개발을 위한 국가간 MoU

MEMORANDUM OF UNDERSTANDING
ON THE ASEAN POWER GRID

The Governments of the Association of Southeast Asian Nations, namely: Brunei Darussalam, the Kingdom of Cambodia, the Republic of Indonesia, the Lao **People's** Democratic Republic, Malaysia, the Union of Myanmar, the Republic of the **Philippines,** the Republic of Singapore, the Kingdom of Thailand, and the Socialist Republic of Viet Nam (hereinafter referred to collectively as "ASEAN" or "Member Countries", or individually, as "Member **Country**");

RECALLING the Agreement on ASEAN Energy Cooperation signed in Manila, Philippines, on 24th June 1986, which emphasised cooperation among the Member Countries in developing energy resources to strengthen the economic resilience of the individual Member Countries as well as the economic resilience and solidarity of ASEAN, and developing strategies to promote energy-related trade within the ASEAN region;

RECALLING also that the ASEAN Vision 2020 adopted by the ASEAN Leaders on 15th December 1997 at the Second ASEAN Informal Summit in Kuala Lumpur, Malaysia, called for the establishment of electricity interconnecting arrangements within ASEAN through the ASEAN Power Grid, (hereinafter referred to as the "ASEAN Power Grid");

RECOGNISING the objectives of the Forum of the Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities (HAPUA) to, among others, promote the creation of regional power interconnection projects through the exchange of experience and information on planning, construction and operation of interconnected systems, the acquisition of appropriate technology and methodology on all aspects of an interconnected system, and joint studies on transfer of electrical energy through interconnection;

RECALLING further that the ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 1999-2004 adopted at the 17th ASEAN Ministers on Energy Meeting (AMEM) held in Bangkok, Thailand on 3rd July 1999, and the ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2004-2009 adopted at the 22nd AMEM in Makati City, Metro Manila, Philippines on 9th June 2004, called for instituting policy framework and implementation modalities and facilitating the implementation of the ASEAN Interconnection Master Plan, with the view towards the early realisation of the ASEAN Power Grid;

ACKNOWLEDGING the policy goals of the ASEAN Power Grid's Roadmap for Integration approved at the 20th AMEM Meeting in Bali, Indonesia on 5th July 2002, and the 2003 Final Report of the ASEAN Interconnection Master Plan Study (AIMS) endorsed by 21st AMEM in Langkawi, Malaysia on 3rd July 2003 to be the reference document for the implementation of the power interconnection projects in the ASEAN region;

RESPONDING to the ASEAN Leaders' strategic thrust in the Vientiane Action Programme (VAP) 2004-2010 adopted in the Tenth ASEAN Summit in Vientiane, Lao PDR on 29th November 2004, for the significant implementation of the ASEAN Power Grid through an established policy framework and modalities for power interconnection and trade, as well as enhanced energy infrastructure facilities in ASEAN with the commissioning of power interconnection projects;

AFFIRMING that the ASEAN Power Grid would create economic benefits and opportunities for power exchange and trade amongst the Member Countries;

MINDFUL of the need to recognise, coordinate and rationalise these efforts, plans and programmes for power interconnection and trade;

RECOGNISING that the involvement of the governments of the Member Countries and participation of the private sector are needed to support these plans and programmes for the realisation of the ASEAN Power Grid;

HAVE AGREED AS FOLLOWS:

ARTICLE I
OBJECTIVE

The Member Countries, subject to the terms of this Memorandum of Understanding, and the laws, rules, regulations and national policies from time to time in force in each member country, agree to strengthen and promote a broad framework for the Member Countries to cooperate towards the development of a common ASEAN policy on power interconnection and trade, and ultimately towards the realisation of the ASEAN Power Grid to help ensure greater regional energy security and sustainability on the basis of mutual benefit.

ARTICLE II
GENERAL PROVISIONS

Member Countries shall:

1. Establish cooperation on a bilateral and/or multilateral basis, on the various aspects of the development of the common ASEAN policy on power interconnection and trade and the realisation of the ASEAN Power Grid;

2. Initiate studies and updates either on a bilateral or multilateral basis, to support and encourage the implementation of the power interconnection projects in ASEAN, having reference to, among others, the 2003 Final Report of the ASEAN Interconnection Master Plan Study;

3. Encourage cooperation and pooling of resources by the governments and/or private sector for joint projects subject to commercial viability pertaining to the ASEAN Power Grid;

4. Subject to, and consistent with, the national laws of each Member Country, take individual and collective initiatives to study, assess, and review national and regional legal and institutional frameworks for power interconnection and trade, concerning cross-border issues relative to the commercial and economic feasibility, construction, financing, operation, and maintenance of the ASEAN Power Grid, as herein below agreed upon.

ARTICLE III
CROSS-BORDER ISSUES

Member Countries shall conduct relevant studies on the following:

1. Technical

Harmonisation of technical specifications for the ASEAN Power Grid, such as, but not limited to, design and construction standards, system operation and maintenance codes and guidelines, **safety,** environment and measurement standards which are internationally recognised by the electricity supply industry.

2. Financing

Available modes or arrangements for the financing of the construction, operation and maintenance of the ASEAN Power Grid. In this respect, ASEAN recognise the important role that would be played by the private sector in some Member Countries.

3. Taxation and Tariff

Arrangements for the mutually agreed imposition **of,** or exemption from, import, export or transit fee, duty, tax or other government imposed fees and charges on the **construction,** operation, and maintenance of the ASEAN Power Grid.

4. Regulatory and Legal Frameworks

Harmonisation of regulatory and legal frameworks within ASEAN to hasten the implementation of bilateral or cross-border power interconnection and trade.

5. Electric Power Trade

Institutional and contractual arrangements for power trade. These arrangements shall take into account the different levels of development or maturity of the electricity supply industry in individual Member Countries.

6. Third Party Access

Arrangement for third party access for power interconnection and trade in accordance with such internationally accepted standards in the electricity supply industry and formulation of a transmission pricing framework within ASEAN.

ARTICLE IV
PROTECTION OF INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS

1. The protection of intellectual property rights shall be enforced in conformity with the respective national laws, rules and regulations of the Member Countries and with other international agreements signed by the Member Countries.

2. The use of the name, logo and/or official emblem of any of the Member Countries on any publication, document and/or paper is prohibited without the prior written approval of the relevant Member Country/Countries.

3. Notwithstanding anything in paragraph 1 above, the intellectual property rights in respect of technological development, products and services development, carried out:

a. Jointly by the Member Countries or research results obtained through the joint activity effort of the Member Countries, shall be jointly owned by the Member Countries concerned in accordance with the terms to be mutually agreed upon; and

b. Solely and separately by the Member Country or the research results obtained through the sole and separate effort of the Member Country, shall be owned by the Member Country concerned.

ARTICLE V
INSTITUTIONAL ARRANGEMENTS

1. The Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities (HAPUA) Council, being responsible for the effective implementation of the ASEAN Power Grid, shall initiate the formation of an ASEAN Power Grid Consultative Committee (APGCC), to be composed of representatives from Member Countries and the HAPUA Member Utilities. This ASEAN Power Grid Consultative Committee shall facilitate and assist the HAPUA Council in the implementation of this Memorandum of Understanding.

2. The HAPUA Council shall submit periodic reports on the implementation of this Memorandum of Understanding to the ASEAN Ministers on Energy Meeting (AMEM), through the ASEAN Senior Officials Meeting on Energy (SOME).

ARTICLE VI
CONFIDENTIALITY

All Member Countries shall observe the confidentiality of documents, information or data received pursuant to the

implementation of this Memorandum of Understanding. This obligation shall be observed by Member Countries during the period of validity of this Memorandum of Understanding and after the expiry or termination of this Memorandum of Understanding, unless otherwise agreed by all Member Countries.

ARTICLE VII
SETTLEMENT OF DISPUTES

Any claim or dispute between two (2) or more of the Member Countries, arising out of the interpretation or implementation of this Memorandum of Understanding will be settled amicably by consultations or negotiations between the Member Countries involved in the claim or dispute.

ARTICLE VIII
SUSPENSION

Each Member Country reserves the right, for reasons of national **security**, national interest, public order or public health, to suspend, temporarily, either in whole or in part, the implementation of this Memorandum of Understanding. A Member Country shall give notice of its intention to suspend the said implementation of this Memorandum of Understanding by giving written notice to the Secretary General of ASEAN, who shall immediately notify all other Member Countries. Such suspension shall take effect immediately after notification has been given to the other Member Countries.

ARTICLE IX
RELATION TO OTHER AGREEMENTS

1. Agreements with Non-ASEAN Member Countries

This Memorandum of Understanding shall not restrict any Member Country from having similar agreements with non-ASEAN Member Countries provided that such agreements do not create and/or impose obligations upon a Member Country that is not a party to such agreements, and that such agreements shall not impair and/or prevent a Member Country who is a party to such agreements from fulfilling its obligations under this Memorandum of Understanding.

2. Other Existing Agreements

The Member Countries hereby undertake that they shall continue to respect their rights and obligations under any other similar **agreements,** to which they are also parties, on power interconnection and electric power trading existing prior to this Memorandum of Understanding.

ARTICLE X
FINAL PROVISIONS

1. This Memorandum of Understanding shall be deposited with the Secretary- General of ASEAN who shall promptly furnish a certified true copy to each Member Country.

2. This Memorandum of Understanding is subject to ratification or acceptance by all the Member Countries. The Instrument of Ratification or Acceptance shall be deposited with the Secretary-General of ASEAN who shall promptly inform each Member Country of such deposit.

3. This Memorandum of Understanding shall enter into force upon the deposit of Instruments of Ratification or Acceptance by all the Member Countries with the Secretary-General of ASEAN.

4. This Memorandum of Understanding shall remain in force for a period of fifteen (15) years, unless terminated earlier by agreement of all the Member Countries. The expiry or termination of this Memorandum of Understanding shall be without prejudice to the rights and obligations of the Member Countries arising from this Memorandum of Understanding prior to the effective date of expiry or termination of this Memorandum of Understanding.

5. A Member Country may at anytime give notice of its intention to withdraw from this Memorandum of Understanding, by giving written notice to the Secretary - General of ASEAN, who shall immediately notify all other Member Countries. Such withdrawal shall take effect six (6) months from the date of the said notice.

6. This Memorandum of Understanding may be extended beyond its period of validity, as stipulated in paragraph 4 of this Article, with the agreement of all Member Countries.

7. Any Member Country may propose any amendment to the provisions of this Memorandum of Understanding. Such amendment shall be effected by written consent of all the Member Countries. Any amendment to this Memorandum of Understanding shall be without prejudice to the rights and obligations of the Member Countries, prior to the effective date of such amendment.

IN WITNESS WHEREOF, the undersigned, being duly authorised by their respective governments, have signed this Memorandum of Understanding on the ASEAN Power Grid.

DONE at Singapore on this **Twenty-Third** day of **August** in the Year **Two Thousand and Seven,** in a single original copy in the English Language.

For Brunei Darussalam:

.....

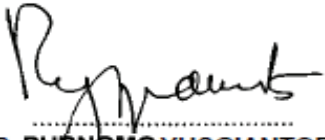
YAHYA BAKAR
Minister of Energy at the Prime Minister's Office

For the Kingdom of Cambodia:

.....

SUY SEM
Minister of Industry, Mines and Energy

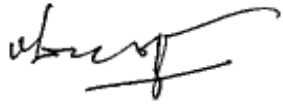
For the Republic of Indonesia:



.....

DR. PURNOMO YUSGIANTORO
Minister of Energy and Mineral Resources

For the Lao People's Democratic Republic:



.....

DR. BOSAYKHAM VONGDARA
Minister of Energy and Mines

For Malaysia:

.....

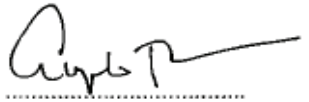
DR. LIM KENG YAIK
Minister of Energy, Water and Communications

For the Union of Myanmar:

.....

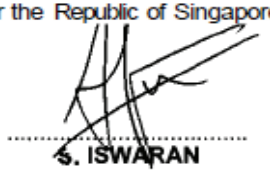
BRIG. GEN. LUN THI
Minister of Energy

For the Republic of the Philippines:



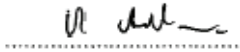
ANGELO T. REYES
Secretary of Energy

For the Republic of Singapore:



S. ISWARAN
Minister of State for Trade and Industry

For the Kingdom of Thailand:



DR. PIYASVASTI AMRANAND
Minister of Energy

For the Socialist Republic of Viet Nam:

LE DUONG QUANG
Vice Minister of Industry and Trade

2. 라오스-태국-말레이시아-싱가포르 다자간 전력거래를 위한 공동합의서

Joint Statement of the Lao PDR, Thailand, Malaysia and Singapore Power Integration Project (LTMS PIP)

23 September 2014
Vientiane, Lao PDR

---

1. The Ministry of Energy and Mines of the Lao People's Democratic Republic, Ministry of Energy of the Kingdom of Thailand, Ministry of Energy, Green Technology and Water of Malaysia, and Ministry of Trade and Industry of the Republic of Singapore agreed today on a pilot project entitled "Lao PDR, Thailand, Malaysia, Singapore (LTMS) Power Integration Project (PIP)" to study cross border power trade from Lao PDR to Singapore.

2. Launched during Lao PDR's chairmanship of the ASEAN energy track, this pilot project will serve as a pathfinder to complement existing efforts towards realizing the ASEAN Power Grid (APG) and the ASEAN Economic Community (AEC), by creating opportunities for electricity trading beyond neighboring borders. This initiative will contribute towards energy security by strengthening the power integration network and enhancing the economic prosperity of the region. The project is also expected to help identify and resolve issues affecting cross – border electricity trading in ASEAN.

3. As a first step, the four countries will set up the LTMS PIP Working Group to study the technical viability of cross border power trade of up to 100 MW from Lao PDR to Singapore through existing interconnections. The working group is also expected to examine policy, regulatory, legal and commercial issues relating to cross border electricity trading.

4. The completion of the pilot study is envisaged to illustrate the feasibility of cross border electricity trade among all four countries of Lao PDR, Thailand, Malaysia and Singapore.

이 성 규
現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

"러시아와 일본의 전략적 관계발전의 요인분석(2012-2017): SWOT분석을 적용하여", 「국제지역연구」, 21-5호, 2018
『에너지자원 신시장 조사연구: 아프리카(남부권) 국가 에너지자원 공급력 조사연구』, 에너지경제연구원 기본연구보고서, 2013

정 규 재
現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

『한국-러시아 전력거래를 위한 전력계통연계사업 타당성 연구』, 한국전력공사 수탁연구보고서, 2010
『유럽의 해상풍력 정책방향에 관한 연구』, 지식경제부부 출연연구보고서, 2010
『대 미주지역 에너지협력 정책방향에 관한 연구』, 지식경제부 출연연구보고서, 2013
『동북아평화협력구상 구현을 위한 에너지다자협력 추진방안 연구』, 산업통상자원부 수탁연구보고서, 2013
『한국-러시아 전력계통연계 사업 타당성 정보 분석』, 한국전력공사 수탁연구보고서, 2014

수시연구보고서 17-08

동북아 슈퍼그리드 구축사업 관련 해외 사례분석과 시사점

2018년 2월 28일 인쇄
2018년 2월 28일 발행

저 자 이 성 규·정 규 재
발행인 박 주 헌
발행처 **에너지경제연구원**
44543, 울산광역시 중구 종가로 405-11
전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)714-2028
등 록 1992년 12월 7일 제7호
인 쇄 디자인 범신 (042)254-8737
ⓒ에너지경제연구원 2017 ISBN 978-89-5504-671-7 93320

* 파본은 교환해 드립니다. 값 7,000원

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

7,000원
93320
9 788955 046717
ISBN 978-89-5504-671-7

울산광역시 중구 종가로 405-11 TEL | 052. 714. 2114 ZIP | 44543