

해외 민자발전사업에서 전력구매계약의 주요 쟁점과 관련 계약서들에 미치는 영향*

중앙대학교 교수 정 홍 식**

*논문접수: 2018. 1. 15. *심사개시: 2018. 1. 15. *게재확정: 2018. 2. 20.

〈 목 차 〉

I. 서 론	7. 전력구매계약의 주요 이행내역
II. 민관협력(PPP)과 민자발전사업 일반론	8. 전력구매계약의 전체 주요 마일스톤(milestone) 및 중요 고려시기
1. 민관협력의 정의 및 민관협력 사업의 한 부문으로서의 민자발전사업	IV. 전력구매계약의 주요 계약조항과 관련 계약서 들에 미치는 영향
2. 민자발전사업의 방식	1. X 사업의 입찰절차 및 응찰자의 기본요건
3. 민자발전사업의 추진유형에 따른 차이	2. 전력요금 체계
4. 민자발전사업 개발의 시간대별 진행 및 전체 거래구조	3. 상업운전일 이전 단계(개발단계, 건설단계)의 주요 마일스톤 미달성 및 효과
III. 전력구매계약의 전체 개요	4. 상업운전일 달성 이후 운영단계의 주요 쟁점
1. 전력생산의 원천과 전력공급 체계	5. 불가항력
2. 전력구매자의 입찰발주 전 검토/결정사항	6. 채무불이행과 계약해지
3. 입찰방식의 민자발전사업에서 전력구매 계약 체결 절차와 계약당사자	V. 전력구매자, 프로젝트회사 및 대주와의 별도 3자 계약(direct agreement)
4. 전력구매계약의 법적 성격 및 CISG의 적용가능성	VI. 결 론
5. 계약당사자들간 위험의 배분	
6. 금융지원타당성을 확보하는데 있어 전력 구매계약의 역할	

* 본고는 2017년 5월 16일 국제건설에너지법연구회 제24회 정기세미나에서 발표된 글을 보완한 것이고, 심사과정에서 여러 가지 유익한 코멘트를 해주신 익명의 심사자들에게 지면을 빌어 감사의 마음을 전한다. 아울러 이 논문은 2015년 대한민국 교육부와 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구 (NRF-2015S1A5 A2A01011530)임을 밝힌다.

** 중앙대학교 법학전문대학원/건설대학원 교수

I. 서론

해외 민자발전사업(independent power project, IPP)은 대부분 개발도상국의 전력 생산 및 공급을 위해 민간발전사업자가 투자유치국과 실시협약(implementation agreement)을 체결하여 전력생산 시설의 건설 및 운영에 투자하는 사업을 말한다.¹⁾ 투자유치국은 자국 내 부족한 전력의 공급확대를 위해 국내외 민간자본을 유치하는 형식의 사업이다. 대규모의 재원이 필요한 민자발전사업에는 총 사업비의 70-80%를 타인 자본으로 충당하는데, 부채조달은 프로젝트 파이낸스(project finance, PF) 기법을 활용한다. 프로젝트 파이낸스는 금융기법의 일종으로 “미래의 현금흐름을 주요 상환재원으로 하고 프로젝트의 자산, 권리 등을 담보로 하여 제공되는 금융”²⁾을 말한다.

프로젝트 파이낸스에서는 대주의 안정

적인 원리금 상환이 가장 큰 관건이기에 전체 프로젝트 구조나 관련 계약들이 대주 입장에서 볼 때 금융지원이 타당한 형태로 체결되어야 한다. 이렇게 금융지원이 타당한 상황을 소위 ‘금융지원타당성(bankability)’이 확보되었다고 칭한다. 프로젝트 파이낸스에서는 대주가 대출을 심사할 때 사업주의 신용 또는 자산에 기초하여 평가하는 것이 아니라, 프로젝트가 장래 창출하게 되는 예상현금흐름에 기반하여 심사하므로 프로젝트의 위험분석 및 적절한 경감방안 마련을 통한 ‘금융지원타당성’ 확보가 대출 의사결정의 중요한 근거가 된다.³⁾

이렇게 프로젝트 파이낸스가 수반되는 민자발전사업에서는 보통 20년 이상 장기간의 전력구매계약(power purchase agreement, PPA)이 가장 핵심계약이며, 금융조달의 근간이 된다. 전력구매계약상 전력구매자

- 1) Henrik M. Inadomi, *Independent Power Projects in Developing Countries*, Kluwer Law International (2009), p. 3. 선진국에서는 대부분 전력시장이 민영화되어 발전사업자가 생산한 전력은 완전경쟁을 통해 판매하는 전력시장(이를 소위 ‘merchant market’ 혹은 ‘pool market’이라 칭함)이다. 반면 개발도상국의 전력시장은 국가가 관리하는 체제이기 때문에 전력구매 당사자가 단독인 경우가 대부분이어서 전력구매계약 형태의 계약체결이 가능하기에 민자발전사업자가 선호한다.
- 2) 정홍식 외, 국제건설에너지법 - 이론과 실무, 제1권(이하, “정홍식 외, 제1권”), 김채호 집필, “해외 프로젝트 파이낸스(PF)의 금융지원타당성(Bankability) 확보방안” (박영사, 2017), 559면.
- 3) 정홍식 외, 제1권, 김채호 집필, 559-560면 (금융지원타당성을 좀 더 간략하게 설명하면 PF 대주단의 입장에서 프로젝트의 제반조건이 대출의사를 결정하기에 만족스러운 PF 구조를 갖추고 있는지 여부를 의미한다. 이는 확고하게 정립된 개념이 아니라 시장의 변화에 따라 변화하는 유동적 개념이며 거래의 특성에 따른 차이도 심한 편이라고 한다). 대주가 바라보는 ‘금융지원타당성’의 여러 가지 요건들에 대한 자세한 설명은 Jeffrey Delmon, *Private Sector Investment in Infrastructure*, 3rd ed. (Wolters Kluwer, 2016) pp. 77-104을 참조.

가 지급하는 전력요금으로부터 연료비를 포함한 전체 발전소 운영비용을 충당하고, 대부분 건설비용으로 충당되었던 대출원리금을 상환할 뿐 아니라 발전사업자들의 기대수익을 포함한 투자금 회수가 이루어진다.⁴⁾ 전력구매계약의 주요 계약조건이 결정됨에 따라 동일 사업에 수반되는 건설계약서(engineering, procurement & construction contract, 이하 “EPC계약”), 연료공급계약서 및 발전소의 운영관리계약서(operation & maintenance agreement, 이하, “O&M계약”)의 계약조건도 결정된다. 이들 계약서들은 서로 간에 복잡한 상호작용이 이루어지면서 영향을 주고받기 때문에 계약조건들이 상충되지 않게 체결되어야 한다.

대출원리금의 상환재원이 전력구매계약의 원활한 이행과정에서 발생하기 때문에, 대주는 자신의 이익보호를 위해 전력구매계약 이행과정에서 커다란 문제가 발생할 경우 차주인 프로젝트 회사를 대신하여 전력구매계약의 계약당사자가 될 수 있는 권리를 요구한다. 이를 대주의 프로젝트 개입권(step-in right)이라 한다. 대주는 전력구매계약상 당사자가(특히 전력구매자

가) 계약해지권을 행사하기 이전에 자신이 개입권을 행사할 수 있도록 전체 계약들을 구조화한다. 대주는 사업 자산 및 전력구매계약을 포함하여 프로젝트 회사가 체결한 각종 프로젝트 계약상의 모든 권리에 대하여 담보권을 설정함으로써 프로젝트 계약에 대한 개입권을 확보한다.⁵⁾

본고에서는 민자발전사업의 핵심계약인 전력구매계약의 주요 조건들이 무엇인지 자세히 살펴보면, 그 조건들이 관련 계약들인 EPC계약, 석탄공급계약 및 O&M 계약에 어떠한 영향을 주고받는지에 대해 상호접점이 되는 부분들을 실무적인 관점에서 보다 입체적으로 살펴보고자 한다. 기존 관련 계약서의 연구문헌은 단일 계약에 한정해 평면적으로 고찰되었기에 이러한 상호 영향을 주고받는 점점과 입체적인 분석은 그 의미가 크다고 본다. 또한 대주가 자신들의 이익보호를 위해 확보하는 개입권에 대해서도 그 내용 및 효과에 대해 살펴보고자 한다.

이러한 본고의 주된 목적을 위해 최근 중동 및 아프리카에서 입찰방식으로 발주된 전통적인 석탄화력발전 사업을 예로 들어 설명하고자 한다.⁶⁾ 그리고 전력구매

4) 이승교, 해외 IPP사업 프로젝트의 이해, ㈜휴머스미디어 (2015), 55면.

5) John Dewar, et. al, *International Project Finance*, 2d ed. (Oxford University Press, 2015), para. 6.145.

6) 따라서 본고에서 설명하는 내용이 다른 지역 및 국가에서는 그 방식이 다를 수 있고, 석탄화력발전이 아닌 LNG 복합화력발전이나 다른 신재생에너지발전의 경우와도 다를 수 있음은 당연하다.

계약 및 관련 계약들에서 영미법이 준거 법인 상황을 가정하여, 기본적으로 채무 불이행책임의 경우 채무자의 고의 또는 과실, 즉 귀책사유를 요구하지 않는 무과실책임주의 원칙 하에서 기술한다. 마지막으로 본고에서 기술하는 전력구매계약의 내용은 모든 민자발전사업에 동일하게 적용되는 것은 아닐 수 있으며, 최근의 대표적인 경향이라는 점을 밝힌다.

II. 민관협력(PPP)과 민자발전사업 일반론

1. 민관협력의 정의 및 민관협력 사업의 한 부문으로서의 민자발전사업

투자유치국의 전력청은 해당 국가의 경제성장에 따른 전체 전력수급계획을 감안하여 민관협력(public-private partnership, PPP)을 규율하는 관련 민간투자법 및 시행령 등에 기초하여 입찰방식을 취하는 것이 보통이다. PPP의 정의는 국제적으로 통일되어 있지 않았다. 그런데 세계은행이 2017년 개정하여 발표한 PPP 참고가이드(Reference Guide)에 따르면 PPP의 정의

를 이렇게 세우고 있다: “PPP란 공공재 혹은 공공서비스를 제공하기 위해 민간투자자와 주무관청간 맺은 장기계약이고, 그 계약에서 민간투자자는 여러 주요 위험과 운영책임을 부담하여 그에 따른 대가 지급은 민간투자자의 이행에 연계된다”.⁷⁾ 이러한 PPP의 정의는 신규 사회간접시설의 건설뿐 아니라 기존 시설의 증설·개량 및 운영을 포괄하며, 민간투자자는 그 모든 대가를 대상시설 이용자로부터 직접 지급 받거나 아니면 주무관청이 그 대가의 일부 혹은 전부를 지급하는 방식을 띤다.⁸⁾ 필자는 세계은행이 정립한 PPP의 정의 및 범위가 전 세계적으로 진행되고 있는 인프라 투자개발과 상당히 부합하는 것으로 본다.

민관협력 사업의 부문들로는 교통(도로·교량·터널·철도·공항), 발전, 상하수도, 도시개발, 감옥, 병원, 학교 등 다양하다. 향후 15년 동안 전 세계적으로 인프라 수요가 폭증하여 2016년~2030년 동안 연간 3.3조 달러(한화로 대략 3,400조원), 총 49조 달러의 인프라 투자가 필요하다는 통계⁹⁾가 있다. 이러한 금액은 실로 어마어마해서 그 규모를 짐작하기조차 어렵다.

7) “PPP is defined as a long-term contract between a private party and a government entity, for providing a public asset or service, in which the private party bears significant risk and management responsibility and remuneration is linked to performance”, World Bank, *Public-Private Partnerships Reference Guide*, version 3 (2017) (이하, “PPP 참고가이드”라 칭함), p. 1.

8) *Ibid.*

그 수요중 교통(도로·철도·항만·공항)과 전력 인프라 투자가 가장 많이 필요하며, 2016~2030년 동안 두 분야의 필요투자액은 각각 18.7조 달러, 14.7조 달러로 전체 수요 중 각각 38.1%와 29.9%를 차지한다.¹⁰⁾ 따라서 민관협력의 주요한 사업부문으로서 민자발전사업의 중요성은 대단히 크다.

또한 발전분야는 민관협력 사업구조와 프로젝트 파이낸스를 통한 민간투자를 유치하는데 그 성격상 가장 최적화되어 있고, 다른 분야들보다 상대적으로 안정적이다.¹¹⁾ 그래서 우리 기업들의 해외 민관협력 사업중 지금까지 성공적으로 진행되어온 분야가 발전분야이다.¹²⁾

2. 민자발전사업의 방식

민자발전사업의 방식은 BOT(build-operate-transfer), BOOT(build-own-operate-transfer), BTO(build-transfer-operate),

BOO(build,-own,-operate), BTL(build-transfer-lease) 등 다양하다. 민자발전사업의 방식은 대부분 BOT와 BOO라고 한다.¹³⁾ 두 가지 개념의 가장 큰 차이는 전력구매계약 계약기간이 종료된 후, 발전사업자가 발전소의 자산에 대해 취할 수 있는 선택의 차이이다. BOT는 계약종료와 함께 전력구매자 혹은 투자유치국 정부에 발전소를 무상으로 이전하는 개념이다. 반면 BOO는 계약기간이 종료되더라도 발전사업자가 발전소를 계속 소유하는 개념이다. 아시아 국가들은 BOT가 많은 편이나, 중동은 BOO가 대부분이라 한다.¹⁴⁾ BOO 사업에서 계약기간 종료 후, 발전사업자가 행사할 수 있는 선택은 다음과 같다. 전력구매자와 협의하여 전력구매계약 계약기간 연장을 협의하거나, 계속 발전소를 가동하여 생산한 전력을 자유경쟁시장(merchant market)에 판매하거나, 아니면 발전소를 철거하고 사용가능한 기자재를 유상처분하는 방안이다.¹⁵⁾ 결국, 두 가지

9) McKinsey Global Institute (2016. 6.), *Bridging Global Infrastructure Gap*, pp. 1-5. (이 보고서에 따르면 전 세계는 GDP의 3.8%, 평균적으로 연간 3.3조 달러의 인프라 투자를 해야만 목표한 경제성장률(전 세계 평균 3.3%) 달성을 위한 인프라 수요를 충족할 수 있다고 한다).

10) *Ibid.*

11) Delmon, p. 361.

12) 우리 기업들이 추진했던 해외 발전사업의 사례에 대해서는 한국개발연구원 보고서, “해외 인프라사업 수주 전략 연구” (2016. 12), 26면 이하를 참조.

13) 김희택, 발전사업 개발 입문, ((사)해외인프라개발협회, 2016), 169면.

14) 상동.

15) 상동, 169-170면.

사업방식의 차이는 발전소 설계수명과 잔존가치에 차이가 있을 뿐, 제안된 사업기간 내 자본회수를 달성하도록 경제적 가치를 산정하면 되는 것이기에 발전사업자에게 사업방식은 크게 중요하지는 않다.

3. 민자발전사업의 추진유형에 따른 차이

민자발전사업은 추진유형에 따라 크게 입찰형 사업(solicited project)와 발전사업자 제안형 혹은 비입찰형 사업(unsolicited project) 두 가지로 나눌 수 있다.

가. 입찰형 사업

투자유치국의 주무관청(contracting agency)은 포괄적인 타당성조사를 먼저 거쳐서 사업타당성이 확보되었다면, 아주 상세한 입찰 제안요청서(request for proposal, RFP)를 작성하여 예비자격심사를 거쳐 선정된 발전사업자들에게 이를 제공한다. 대개 주무관청은 입찰형 방식으로 진행하는 것을 선호하는데, 그 이유는 응찰자들간 경쟁을 유도하여 보다 낮은 전력요금을 확보할 수 있고, 거래과정의 투명성을 확보할 수 있기 때문이다.¹⁶⁾ 입찰 제안요청서

에는 (i)응찰자들을 위한 여러 상세한 지침들과 아울러 입찰과 관련하여 충족해야 할 여러 일반적인 요건들, (ii)응찰자가 최소한 충족해야 할 여러 기술적인 요건들, (iii)응찰시 기입하여 제출해야 할 다양한 양식들, (iv)보통 전력구매계약 초안과 아울러 EPC계약과 O&M계약에 필수적으로 들어가야 하는 주요 계약조건들 및 석탄 공급의 기본방향들이 제공된다. 본고에서 소개할 2014년 중동에서 발주된 1,200MW 대규모 석탄화력발전(이하, “X 사업”)의 입찰 제안요청서는 그 양이 상당히 방대하여, 주무관청 역시 법률, 기술, 환경, 재무 자문사와 협업으로 신뢰성과 시장성 있는 입찰 제안요청서 작성에 많은 노력을 들인다.

응찰자들은 입찰 제안요청서에 기재된 정보를 바탕으로 필요시 전문가들의 자문을 받아 사업제안서를 작성 후 제출하게 되고, 전력구매자는 이를 바탕으로 내부 평가를 거쳐 우선협상자를 선정하게 된다. 우선협상자는 주무관청과 실시협약/양허계약의 협상을 진행하여 그 협상이 실시협약체결로 이어지면 낙찰자가 된다. 그 후 낙찰자는 프로젝트 파이낸스를 일으키기 위해 금융협상을 진행하며, 환경영향

16) Mahamed Badissy *et. al*, *Understanding Power Purchase Agreements*, version 1.3, published under the Creative Commons Attribution-Noncommercial-Share Alike 4.0 (2014), p. 26. (이 전자책의 pdf 파일이나 EPUB 에디션은 <http://go.usa.gov/FBzH> 에서 구할 수 있다).

평가 등의 제반 인허가를 획득하는 등 사업을 추진한다. 우선협상자 선정기준의 가장 중요한 요소는 응찰자가 제시하는 전력요금지표(levelized electricity costs, LEC)의 경쟁력이다.¹⁷⁾ 즉, 응찰자들은 개발자의 입장에서 적정 수익률 범위 내에서 가장 낮은 전력요금지표를 만들어내야 한다. 이러한 입찰형 방식을 채택하는 대표적인 지역은 중동이며, 중남미와 일부 동남아(인도네시아)와 일부 아프리카(남아공이나 보츠와나 등) 국가들이 채택하는 것으로 보인다. 특히 중동에서 발주되는 사업의 전력구매계약은 세계 표준형식으로 간주된다.

나. 사업자 제안형 혹은 비입찰형 사업

사업자 제안형 혹은 비입찰형 사업의 경우는 자유경쟁시장(merchant market)¹⁸⁾이 형성된 국가나, 아니면 국가신용도가 투자등급에 미치지 못해 입찰에 참여하려는

투자개발자 폭이 아주 좁은 경우에 사용된다. 이러한 사업추진 유형에서는 투자개발자가 현장부지 조성이나 현장에 거주하는 거주자의 이주, 연료의 조달자체를 전적으로 책임지는 등 그만큼 개발에 필요한 인적 자원과 아울러 상당한 시간이 소요된다. 또한 재무부, 환경부, 에너지부, 법무부 등 관련 정부기관들을 모두 찾아다니며 설득해야 하는 것도 큰 부담으로 작용한다. 즉 개발위험이나 기간이 입찰형보다 상대적으로 훨씬 크고 길며, 그에 따라 개발비용 또한 입찰형 대비 2-10배까지 소요될 수 있다.¹⁹⁾ 이러한 행태는 주로 북미, 남미, 유럽, 아프리카 일부 지역과 베트남, 미얀마 같은 아시아 국가들이 채택하고 있다.²⁰⁾ 한편 이러한 사업자 제안형 혹은 비입찰형 방식은 전력수급에 비상이 걸렸거나 대규모 전력수급의 불일치가 발생한 나라에서 아주 신속히 대응하기 위해 사용되기도 한다는 견해도 있다.²¹⁾

17) 김희택, 36면.

18) 선진국의 경우는 민자발전사업자들이 전력을 생산하여 자유경쟁을 통해 시장에 전기를 판매하기에 특화된 전력구매자가 존재하지 않아 전력구매자가 일정 정도의 전력구매를 보장하는 전력구매계약 형식으로 계약을 체결하지 않는다. 그럼에도 불구하고 충분한 수요가 존재한다는 신뢰할만한 보고서를 기반으로 금융지원타당성이 확보될 경우 대주의 참여가 가능하다고 한다. Badissy, p. 38.

19) 발전사업자 자체 개발의 경우에는 많은 시간과 노력이 들기에 개발비에 대한 부담이 크며, 프로젝트에 따라 정도의 차이는 있겠지만 통상 수천만 달러가 소요된다. 만일 투자개발자가 금융종결을 달성하지 못하면 선 투입된 개발비를 회수할 수 없게 되기에 개발 자체에 대한 위험부담이 커진다. 따라서 대형 개발업체들은 개발위험 부담이 적은 입찰형 방식을 선호하는 경향이 있으며, 입찰 예비자격심사 기준에 미달하는 중소형 개발회사들이 사업자 자체개발 방식으로 진행하는 것이 일반적이다. 김희택, 36면.

20) 김희택, 37면.

21) Badissy, p. 26.

4. 민자발전사업 개발의 시간대별

진행 및 전체 거래구조

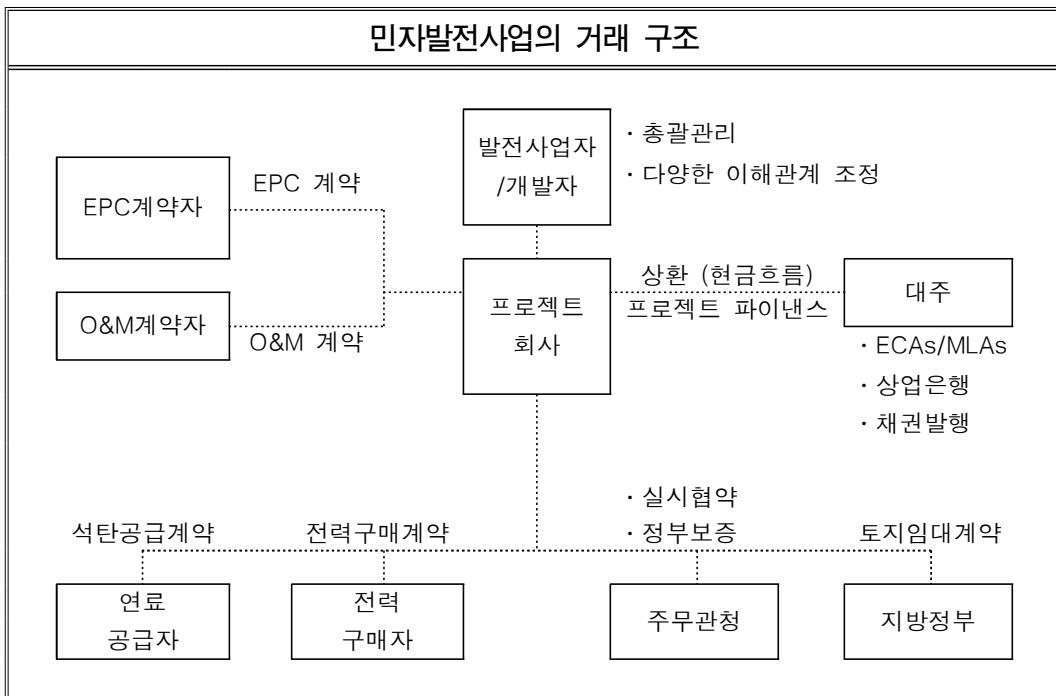
민자발전사업 개발의 시간대별 진행상황은 개발단계, 금융단계, 건설단계 그리고 운영단계로 크게 나누어 볼 수 있다.²²⁾ 다만 상황에 따라 개발단계와 금융단계는 중첩될 수 있다. IPP 사업의 전체 거래구조를 평면적으로 나타내면 하기 [그림 1]과 같다.²³⁾

III. 전력구매계약의 전체 개요

1. 전력생산의 원천과 전력공급 체계

전기는 크게 두 가지 유형의 에너지원에 의해 생산되는 것으로 구분된다. 하나는 재생가능한 에너지원(renewable sources)이고, 다른 하나는 재생불가능한 에너지원(non-renewable sources)이다. 전자의 에너지원에는 태양열, 풍력, 수력, 바이오매스 및 지

[그림 1] 민자발전사업의 평면적 거래구조



22) 개발단계에 대한 자세한 설명은 Delmon, pp. 72-76을 참조.

23) 본고를 보다 정확히 이해하기 위해서는 민자발전사업의 전체 거래구조와 관련 계약서들의 주요 쟁점에 대한 이해가 필수적으로 선행되어야 하는데, 이에 대해서는 정홍식 외, 제1권, 정홍식 집필 “해외 민자발전프로젝트 거래구조 및 각 계약별 핵심쟁점”, 651-691면을 참조.

열을 포함하고, 후자는 다시 열병합(thermal) 방식과 원자력으로 나뉜다. 이산화탄소를 기반으로 하는 열병합 에너지원은 석유, 가스 그리고 석탄이 있다.²⁴⁾

최근 우리나라를 비롯한 다른 나라들은 석탄화력발전소가 야기하는 환경오염 문제에 천착하여 석탄발전의 비중을 점차 줄이고 가격이 낮아지고 있는 LNG와 여러 신재생에너지를 활용한 발전비율을 높일 것으로 보인다. 그러나 석탄화력은 그 비율이 조금은 줄어들지언정 주된 발전원으로서의 의심의 여지가 없어 보인다.²⁵⁾ 그렇기에 석탄화력발전 사업에 대한 고찰은 여러 가지 면에서 의의가 있다. 대부분의 국가에서 석탄화력발전은 기저부하(base load)인데, 기저부하란 해당 국가에서 필요한 전력생산을 위해 가장 먼저 가동하는 발전소에 해당하는 것을 말한다.²⁶⁾ 석탄 연료비가 가장 저렴하기에 석탄화력발전과 아울러 원자력발전이 기

저부하의 역할을 한다. 그리고 연료비가 비싼 LNG 연료를 사용하는 복합화력발전은 첨두부하(peak load)라고 한다. 첨두부하는 전력수요의 성수기에 필요 전력을 일단 기저부하로 모두 충당하고 난 후, 모자라는 전력에 대한 공급역할을 하는 발전소를 의미한다.²⁷⁾

전기²⁸⁾는 보통 전력구매자가 발전소에서 대량으로 구매한 후, 송전선과 배전망을 통해 산업체나 가정으로 보내어진다. 이러한 과정에서 몇 차례의 소유권 이전이 발생하게 된다. 그렇다면 생산된 전력을 최종 소비자에게 가져다 주는 책임은 누가 지는가? 이는 나라마다 다르고 또 발전소마다 다르나, 대개는 해당 국가의 전력산업 구조가 통합시스템(bundled system)인지 아니면 개별시스템(unbundled system)인지 여부에 달려있다. 전자는 전력구매, 송전 및 배전 모두를 하나의 주체인 전력구매자가 담당하는 시스템을 말한다. 이

24) Badissy, p. 15.

25) Dewar, *para.* 6.120.

26) Delmon, p. 364.

27) *Ibid.*

28) 하나의 발전소가 전기를 생산할 수 있는 용량은 메가와트(MW)로 매긴다. 1메가와트는 1백만 와트이고, 1킬로와트(kW)는 1천 와트를 가리킨다. 여기에서 'kWh'는 한 시간 동안 계속해서 사용되는 전기의 1천 와트와 동일한 의미이고, 'MWh'도 한 시간 동안 계속해서 사용되는 전기의 1백만 와트와 동일한 의미이다. 예를 들어, 하나의 발전소가 1,000MW 용량을 가진 것으로 측정되면, 그 발전소는 어느 시간동안에도 최대 1,000MW까지의 전기를 생산할 수 있는 것이다. 따라서 1,000MW 발전소가 한 시간 동안 최대 용량으로 가동된다면, 1,000,000kWh의 전기를 생산하게 되는 것이다. 만일 전력요금(tariff)이 1kWh당 US\$0.10 라면, 그 한 시간 동안 US\$100,000 가치의 전기를 생산하게 됨을 의미한다.

경우 전력구매자는 발전소가 상업운전의 준비가 끝나면 이를 자신의 전력계통망에 연결할 의무를 부담한다. 반면 후자는 상기 세 가지 역할 중 하나 혹은 그 이상을 전력구매자가 아닌 별도의 송전업자 혹은 배전업자가 담당하는 분산시스템을 의미한다.²⁹⁾ 개별시스템은 관련 당사자 복수이기에 그에 비례해 관리해야 하는 위험이 늘어나기 때문에 이러한 구분을 잘 파악해야 한다. 그래야 전체 사업구조를 효과적으로 구조화 할 수 있게 된다.

2. 전력구매자의 입찰발주 전 검토/결정사항

주무관청은 발주 전에 여러 가지 중요한 사항들을 검토/결정하여야 한다. 첫째, 무엇보다도 향후 전력수요의 증가예측 및 발전소 건립의 필요성이 있는지 면밀히 검토하여야 한다. 둘째, 새로운 전력공급이 필요하다고 확신하면 어떤 에너지를 활용할지도 결정해야 한다. 대개 이러한 결정은 전력구매자의 지불능력 및 예산수준에 달려있고, 발전소에 장착될 기술수준에 달려있다. 채택되는 기술수준 여하

에 따라 감당해야 할 비용의 증감이 발생하기 때문이다. 셋째, 발전소의 부지를 결정해야 하는데, 이는 전력수요가 있는 지역이면서 되도록 변전소 및 연결할 송전선로에 가까운 곳이어야 할 것이다. 또한 발전 에너지원과의 근접성도 확보되어야 하고, 부지가 위치할 지역에 미치는 사회환경영향도 고려되어야 한다.³⁰⁾

석탄화력발전의 경우 대부분 연료의 수입 혹은 현지탄 수송을 전제로 한 것이 일반적인 사업형태이다. 중동의 X 사업은 인도네시아 석탄의 수입을 전제로 한 사업이었고, 2016년 남아프리카 지역에서 발주된³¹⁾ 대규모 석탄화력발전 사업(이하, “Y 사업”)은 발전소 부지 근처에 대규모 석탄광구가 존재하여 그곳에서 연료를 공급받는 형태였다. 그 외 다른 유형으로는 석탄광구 개발의 일환으로 발전소가 건립되어 광구개발에 필요한 전력을 공급하는 것이 주된 역할이고, 남은 전력은 다른 구매자와 전력구매계약을 체결하거나 아니면 자유경쟁시장에서 매매하게 되는 형태(소위 ‘mine mouth’ 사업방식이라 칭함)가 있다. 그러나 그 경우 2차연료

29) *Ibid.*, p. 17. (물론 이러한 두 가지 구분에 들어맞지 않는 형태도 존재하는데, 전력시장이 완전 자유경쟁에 따르는 시장(merchant market)에서 그러하다).

30) *Ibid.*, pp. 24-25.

31) 해외 민자발전사업 실무가들에 따르면 아프리카는 발전사업자에게 가장 우호적으로 진행된다고 한다. 반면 동남 아시아쪽의 사업은 그 반대로 발전사업자에게 상당히 불리하게 구조화되는 편이라고 한다. 중동은 그 중간쯤에 해당한다.

(back-up fuel) 확보의 불확실성, 환경평가, 광구개발 비용조달 분담 등 복잡한 문제로 프로젝트 파이낸스에 굉장히 어려운 사업이다. LNG 복합화력발전은 (석탄화력발전의 경우도 마찬가지이지만) 연료수송의 편의성과 해수를 이용한 냉각시스템, 부지확보의 용이성 및 LNG공급을 위한 파이프라인이 개설되어야 하기에 해안가에 인접하는게 일반적이다. 태양광 및 풍력과 같은 신재생에너지의 경우는 에너지 생산을 위한 최적 입지(일조량, 풍량)에 따라 그 부지를 선정하는 것이 일반적이다.

3. 입찰방식의 민자발전사업에서 전력구매계약 체결 절차와 계약당사자

X 사업의 입찰 제안요청서에 포함된 전력구매계약 초안의 계약당사자로는 입찰에서 낙찰된 발전사업자와 전력구매자간에 체결되는 것으로 되어 있다. 상기 [그림1]에서의 전력구매계약의 계약당사자와 다른 이유는 다음과 같다. [그림1]에서는 발전사업자가 출자하여 설립한 프로젝트 회사와 전력구매자간 체결되는 것으로 되어 있다. 그러나 낙찰되는 시점에 낙찰자인 발전사업자는 아직 프로젝트 회사를 설립하기 전이기 때문에 우선 발전사업자가 전력구매자와 전력구매계약을 체결하

고 난 후에 프로젝트 회사를 설립하게 되면 발전사업자는 계약상의 모든 권리양도와 의무이전을 한꺼번에 프로젝트 회사에게 이전하는 계약이전(transfer of contract)을 하게 된다. 그러나 일반적인 형태의 민자발전사업에서는 전력구매계약 체결을 전력구매자와 발전사업자가 현지에 설립한 프로젝트 회사간에 곧바로 체결하는 경향이 있다. 따라서 X 사업의 경우는 조금 특이하다.

전력구매계약을 체결하는 개발도상국에서 전력구매자는 정부소유의 공기업 또는 송변전 설비회사인 경우가 대부분이다. 그 외 전력구매자로는 민간이 보유하고 있는 전력회사 또는 배전회사가 될 수 있으며, 또는 특정 지역 내에서 직접 전력을 구매하여 소비자에게 전력을 판매하는 자로 나눌 수 있다.³²⁾

한편 비입찰형 방식의 경우라면 때론 발전사업자가 전력구매계약 초안을 제시하는 경우도 있고, 전력구매계약 체결 이전에 상호간에 핵심 조항들만을 담은 법적 구속력이 없는 양해각서를 먼저 체결한 후 전력구매계약의 세부조항들에 대한 협상을 벌여 전력구매계약을 체결하기도 한다.

32) 이승교, 58면.

4. 전력구매계약의 법적 성격 및 CISG의 적용가능성

X 사업의 전력구매계약은 외국 발전사업자와 투자유치국의 전력구매자간 체결되는 전력매매계약이기에 당사자의 영업소 소재지 기준으로는 각 당사자가 서로 다른 국가에 소재하기에 국제계약임은 분명하다. 그러나 전력구매계약에 당사자간 별도의 합의가 없는 한, 국제물품매매협약(CISG)의 적용은 배제된다. 왜냐하면 CISG 제2조에서는 CISG가 적용되지 않는 매매유형으로 전력의 매매를 명시하고 있기 때문이다. 그럼에도 불구하고 양 당사자가 CISG의 명시적인 적용을 합의하면 전력구매계약에도 CISG의 적용은 가능하다. 그러나 CISG에 대한 명시적인 적용합의가 없이 계약의 준거법을 지정한다면, 그 준거법 소속국법상 CISG 이외의 다른 민상사법이 적용될 것이다.³³⁾ 이는 분쟁 해결방식에 관계없이 그러하다. 만일 준거법에 대한 합의가 없다면 분쟁해결방식에 따라 준거법의 결정은 달라질 수 있다. 소송에 의하는 경우 소가 제기된 법정지의 국제사법 규칙에 의해 결정되는 준거법이 적용된다. 중재에 의하는 경우 주요 국제중재기관의 중재규칙에 따르면 국제

사법의 개입없이 중재인이 적절하다고 판단되는 준거법을 결정하도록 하고 있다.³⁴⁾

그럼 상기 X 사업과 같은 과정이 아닌 발전사업자가 투자유치국에 출자하여 설립한 프로젝트 회사와 전력구매자간 곧바로 체결되는 전력구매계약은 국제계약인가? CISG에 근거하여 검토하자면 제1조의 국제성 요건은 엄밀하게 당사자의 영업소 기준이기 때문에 전력구매자와 프로젝트 회사(특수목적법인 형태)가 동일 국가에 설립되었을 뿐 아니라 그곳에 영업소를 두는 것으로 보이기에 국제성 요건이 충족되었다고 보기는 어렵다. 따라서 CISG 상 국제계약이라고 하기는 어렵고, 국내 계약이라고 본다.

5. 계약당사자들간 위험의 배분

전력구매계약에서 발전사업자의 주요 목적은 자신이 부담하는 위험들을 적절히 관리하여 최대의 투자이익을 거두는 것이다. 반면 전력구매자는 발전사업자가 계약상 의무이행을 충실히 한다면 약정한 전력요금을 지불하고 안정적인 전력확보를 통해 전체 전력시장의 안정화를 꾀하는 것이다. 입찰방식에서 전력구매계약 초안이 제공되는 경우 응찰자들은 기본적

33) CISG의 적용범위에 대해서는 석광현, 국제물품매매계약의 법리, (박영사, 2010), 27면 이하를 참조.

34) ICC 중재규칙 제21조, SIAC 중재규칙 제31.1조가 그러하다.

인 위험배분이 어떻게 구성되어 있는지 그리고 그러한 위험배분이 수용가능한 정도인지 파악해 볼 수 있다. 위험배분의 기본원칙은 전력구매계약에 내재된 여러 가지 위험들이 그 위험들을 회피하거나 최대한 경감할 수 있을 정도로 적절하게 당사자들간 배분되는 것이다. 그러나 통상적으로 떠안는 위험이 아닌 위험을 부담한다면 그 당사자는 그에 따른 추가 반대급부를 요구할 것이다. 전력구매자가 그 당사자라면 전력요금을 좀 더 낮추려 할 것이고, 반면 발전사업자라면 기대되는 내부수익률을 좀 더 높이고자 할 것이다.³⁵⁾ 그리고 각자가 그 위험을 직접 효과적으로 관리할 수 없다면 이를 가장 잘 관리할 수 있는 제3자가 부담하도록 위험을 이전해야 한다. 여기에서 제3자는 발전사업자 입장에서는 대부분 실제 발전소의 운영관리자가 될 것이다.

전력구매계약상 발전사업자나 전력구매자는 각자 자신의 과실여부에 관계없이 발생할 수 있는 위험을 배분하여 떠안도록 합의한다. 전력구매계약의 준거법이 영미법이라면 이러한 위험의 배분은 자연스럽고, 설사 대륙법계라고 하더라도 당사자자치 원칙에 따라 문제될 것은 없다고 본다. 먼저 발전사업자가 부담하는 일

반적인 위험들은 보통 발전소의 건설위험을 들 수 있는데, 이는 착공개시의 지연위험, 예정된 상업운전일 달성실패로 인한 지연위험, 요구된 용량의 미충족 위험, 공사비용 초과비용 등을 포함한다. 그러나 이러한 위험들이 전력구매자의 작위 또는 부작위의 결과로서 발생하는 경우라면, 발전사업자는 면책되어야 하고 상업운전일 연장 그리고/또는 직간접 경제적 손실을 보상받도록 협상해야 한다. 또한 발전사업자는 발전소의 운영 및 유지보수에 관한 위험을 부담하는 것이 보통이다.

전력구매계약상 전력구매자가 부담하는 대표적인 위험은 전력수요가 예상보다 낮은 경우 발생하는 시장위험이다. 비록 전력수요가 낮다고 하더라도 전력구매자는 발전소의 용량요금에 대해 무조건적으로 지불해야 하는 위험을 떠안는다. 이에 관해서는 자세히 후술한다. 그리고 전력구매자가 부담하는 위험들은 여러 가지 형태의 불가항력(즉, 정치적 불가항력(political force majeure), 조세변동을 포함한 법규변동(change in law), 천재지변(natural force majeure) 포함)의 발생 및 건설도중 현장에서 문화재가 발견될 가능성에 대한 위험 등을 부담한다. 만일 이러한 위험사유가 건설기간 동안 발생하면 발전

35) Badissy, p. 88.

사업자는 그 기간 동안 면책되고 건설기간이 연장되며, 발생 사유에 따라 전력구매계약 계약기간 연장 또는 경제적 손실에 대한 보상(전력요금 조정 등)을 받도록 합의한다. 또한 장기간의 전력구매계약을 감안하여 인플레이션에 따른 전력요금 인상위험과 아울러 환율변동에 따른 위험도 전력구매자가 부담하는 것이 보통이다.

6. 금융지원타당성을 확보하는데 있어 전력구매계약의 역할

전력구매계약은 대주의 금융지원타당성(bankability)³⁶⁾ 확보 여하에 가장 결정적인 역할을 한다. 민자발전사업에서 매출의 원천은 오직 전력구매계약상 전력구매자의 전력요금 지급에서만 나오기 때문이다. 당연히 전력구매자의 요금지불에 문제가 생기면 발전사업자는 대주의 원리금상환에 막대한 지장을 초래하게 된다. 따라서 전력구매계약의 위험배분이 적절히 잘 되어 있어야 프로젝트의 금융지원타당성이

높아져 대주의 금융지원이 가능하게 된다.

7. 전력구매계약의 주요 이행내역

전력구매자의 주된 의무는 생산된 전력을 사용하는지 여부와 관계없이 전력요금 지급시기에 맞춰 이를 제때 지급하는 것이다.³⁷⁾ 발전사업자의 의무사항은 프로젝트 파이낸스를 성사시켜 금융종결(financing closing)³⁸⁾을 달성해야 하고, 발전소를 적기에 건설하여 예정된 상업운전일(commercial operation date)³⁹⁾을 달성해야 하며, 발전소 운영 및 보수를 최적화하여 전력구매자의 급전지시에 따라 최대 용량까지의 전력을 공급할 수 있도록 항상 준비되어 있어야 한다.⁴⁰⁾ 그 외 추가적인 의무들로는 전력구매자는 전력요금의 지급보증서(payment guarantee)를, 발전사업자는 이행보증서(performance security)를 서로 맞교환하는 것이 보통이다. 또한 발전사업자는 정부의 각종 동의, 허가서, 승인 및 면허를 취득해야 하고 (대신 전력구매자는 이를 위

36) 대주 입장에서 bankable한 의미가 무엇인지에 대한 자세한 설명은 정홍식 외, 제1권, 김채호 집필 부분, 559면 이하를 참조.

37) Delmon, pp. 59-60.

38) ‘금융종결’이라 함은 프로젝트 파이낸스에서 금융계약 체결 후 자금조달 업무의 마감이 이루어지기 위한 여러 가지 금융계약상 나열된 선행조건(conditions precedent)들이 모두 충족되어 대출금이 차주인 프로젝트회사에 지급되기 시작하는 시점을 의미한다. 정홍식 외, 정홍식 집필, 657면.

39) ‘상업운전일’이라 함은 전력구매계약과 EPC계약상 발전소 준공을 위한 각종 시험을 모두 통과하고 난 후, 본격적으로 전기를 생산하여 전력구매자에게 공급하여 전력요금을 지급받게 되는 시점을 의미한다.

40) Delmon, p. 60.

해 협력해야 하며), 부지에 대한 사용권을 확보해야 하고, 또한 송변전을 위한 전력 계통망(grid)에 연결토록 해야 하고, 여러 가지 필요한 보험을 구비해야 한다. 반면 전력구매자는 공사부지 접근을 위한 도로 망 확보, 발전소 건설중에 필요한 전력공급 및 송변전 설비를 확충해야 한다.

8. 전력구매계약의 전체 주요 마일스톤 (milestone) 및 중요 고려시기

전력구매계약 계약기간 동안 시간상 흐름에 따라 달성해야 할 주요 마일스톤을 ‘X 사업’에 기초하여 기술하면 다음과 같다.

①전력구매계약체결->②발전사업자의 이행보증서 제공->③예정된 금융종결 달성(계약체결 후 6개월 이내 혹은 설정된 최대허용기간(long-stop date)(3개월 추가) 이내)->④EPC계약자에게 착공지시->⑤2차 연료 검침시스템 건설 및 이에 대한 잠정적인 승인일->⑥석탄건조 저장시설의 준공 및 이에 대한 잠정적인 승인일->⑦발전소 성능검사/신뢰도 검사 등(예정 상업운전일까지 통과하지 못하면 전력구매자에게 지연손해금 배상)->⑧상업운전일 달성(설정된 최대허용기간 이내에 달성)->⑨운영자에 의한 초기신뢰용량검사->⑩운영/보수개시->⑪원리금 상환->⑫원리금 상환 종결->

⑬전력구매계약 계약기간 종료

전력구매계약에서는 양당사자가 모두 중요하게 고려해야 할 여러 다양한 시한/시기 등이 있는데 다음과 같다. 아래의 다양한 시한/시기들은 서로 적절히 맥락있게 선후를 고려하여 배치되도록 확인해야 한다. 예컨대, 전력계통 연결시점과 연료공급 개시 일자는 상업운전일 이전에 발생해야 한다.

- 전력구매계약의 효력발생일 및 선행조건
- 금융종결 달성을 위한 여러 가지 선행 조건들의 충족 시한
- 상업운전일 달성을 위한 시운전 및 갖가지 시험 시한
- 전력계통 연결을 위한 송변전 설비들의 완공 시한
- 발전소에 연료공급을 위한 접속(connection) 시한
- 연료공급 개시 시기
- 발전소의 운영계약자 개입 시기
- 전력요금 청구서 제출 및 지급 시기
- 매년 용량요금 지급을 위한 신뢰용량 검사 시기
- 계약위반 발생시 치유기한
- 계약해지 통지 제공 시한
- 단계적 분쟁해결방식 사용시 상위단계로 이동 시한 등

IV. 전력구매계약의 주요 계약조항과 관련 계약서들에 미치는 영향

이 장에서는 전력구매계약의 주요 계약 조항들을 검토하고 동시에 관련 계약서들인 EPC계약, 석탄공급계약, O&M계약 및 금융계약들에 미치는 영향과 그 점점에 대해 좀 더 입체적으로 그리고 시간대별로 살펴보겠다. 좀 더 이해를 돕고자 ‘X 사업’상 입찰 제안요청서의 내용을 먼저 정리해 본다.

1. X 사업의 입찰절차 및 응찰자의 기본요건

중동의 표준 민자발전사업이라 할 수 있는 X 사업에서 입찰절차의 주요 마일스톤은 다음과 같다.

①예비자격심사를 거친 응찰자들에게 입찰 제안요청서 발부 → ②입찰 제안요청서 확인기간 개시 → ③응찰자 컨퍼런스⁴¹⁾ → ④확인기간 종료 → ⑤입찰제안서 제출(입찰보증서 첨부) → ⑥입찰제

안서 공개 → ⑦입찰제안서 평가 및 확인기간 → ⑧우선협상대상자 선정 → ⑨프로젝트 계약서 협상 및 서명 → ⑩최종 금융종결일

X 사업(BOO 방식)에서 상기 절차의 처음부터 프로젝트 계약서 서명까지는 9개월 정도를 잡고 있었고, 금융종결일까지는 1년 정도의 기간을 제시하였다. 물론 이러한 일정이 그대로 지켜지리라 볼 수는 없지만, 사업자 제안형보다 훨씬 짧은 기간내에 수주가 가능하다는 점은 확실하다. X 사업은 다른 발전소에서 최소한 3년 동안은 상업운전이 되었던 검증된 기술을 사용해야 하는 석탄화력 발전이었고, 발전소는 두 개의 동일한 유닛(unit)으로 구성되어야 하며, 계약용량(contract capacity)은 총 1,200MW로 각 유닛 당 600MW였다. 그리고 합의된 계획정지(scheduled outage)⁴²⁾ 시간 이외에 우발정지(forced outage)⁴³⁾는 거의 허용하지 않아 발전소의 높은 가동대기율(availability)⁴⁴⁾을 요구하고 있었다. 연료는

41) 응찰자 컨퍼런스의 목적은 전력구매자가 제공한 프로젝트 계약서들 초안에 대한 응찰자들의 이해를 돕고, 입찰제안서의 구성과 제출절차 및 전력구매자의 평가 절차를 알려주는데 있다.

42) 계획정지 시간은 발전소 설비 및 장비의 주기적인 보수를 위해 발전소 가동을 멈출 수 있는 연간 허용된 시간을 의미한다.

43) 우발정지 시간은 상기 계획정지 시간 이외에 갑작스럽게 발전소 유닛의 가동이 정지된 시간을 의미하며, 계약상 연간 허용되는 우발정지 시간이 부여되지 않으면 이러한 상황 발생에 대해서는 발전사업자가 책임을 부담한다.

44) 가동대기율에 대한 자세한 설명은 후술한다.

청정석탄(clean coal)과 2차 연료로 천연가스를 사용하도록 되어 있으나, 2차 연료는 발전소 유닛의 시동을 거는데(start-up) 사용하도록 하고 있다. 발전사업자는 발전소 뿐 아니라 석탄건조저장시설(coal and dry bulk handling facilities) 및 2차 연료 검침시스템을 설계, 개발, 금융, 조달, 보험, 시공, 시운전 및 검사할 의무를 부담하도록 되어 있다. 그러나 검침시스템은 완공 후 전력구매자에게 소유권을 이전해야 하며 그 후 이 검침기의 운영과 보수는 전력구매자가 맡도록 되어 있다. 발전소 주변에 변전소(switching station)를 세우고 송전시스템으로의 연결은 전력구매자의 책임으로 하고 있다.

발전소 가동대기율은 입찰제안서에 응찰자로 하여금 제안토록 하고 있고, 열효율(heat rate)⁴⁵⁾ 또한 그러하다. 연료공급은 전적으로 발전사업자의 책임이다. 그러나 2차 연료의 공급 및 2차 연료 공급을 위한 파이프라인의 설치하는 전력구매자의 책임으로 하고 있다. 변전소의 설치하는 전력구매자의 몫이다.

응찰자는 입찰제안서 제출 시 EPC계약자와 체결한 주요 EPC 계약조건만을 정리한 내역을 제출해야 한다. 앞으로 체결될 EPC 계약조건은 입찰 제안요청서에서 제

공된 EPC 계약의 기본원칙에 부합하여 체결되어야 하고 그 원칙에 벗어나야 한다면 전력구매자의 사전승인을 득해야 한다. 발전소 설계 검토 및 승인과 공사감독, 조사, 검사 및 시운전은 프로젝트 회사의 엔지니어(EPC계약에서 발주자의 대리인(owner's engineer를 의미))에 의해 이루어져야 한다.

응찰자는 입찰제안서 제출 시 발전소 운영자(응찰자 자신이 될 수도 있음)에 관한 정보를 제공해야 하며, 운영자와 맺은 주요 O&M 계약조건만을 정리한 내역 또한 같이 제출해야 하는데 그 내역 또한 여기 입찰 제안요청서에서 제공된 O&M계약의 기본원칙에 부합해야 한다. 만일 그 원칙에서 벗어나야 하는 경우 전력구매자의 사전승인을 득하도록 한다. 석탄건조저장시설의 별도 운영자와의 계약체결도 가능하다. 또한 응찰자는 5-6년 단위로 이루어지는 발전소 주기기의 대대적인 보수(major overhaul) 작업을 포함한 상세한 발전소 운영계획을 제출해야 한다.

X와 Y 사업 모두는 입찰방식에 의한 것이었는데, 전력구매계약은 전력구매자와 발전사업자간 정식으로 체결되면서 효력이 발생하게끔 하고 있다. X 사업의 계약기간은 상업운전일(혹은 간주 상업운전일)

45) 열효율이란 전기 1kWh를 생산하는데 필요한 연료의 양을 의미한다. Delmon, p. 470.

이후 25년 동안(추가 연장 가능)이다. 전력구매계약을 체결한 발전사업자는 곧 프로젝트 회사를 설립하면서 주주간계약서를 체결하는데, 전력구매자가 51%의 지분을 그리고 나머지 49%의 지분을 발전사업자(혹은 컨소시엄 당사자들)가 보유하도록 한다. 이사회 이사 숫자는 7명이고, 그 중 4명은 전력구매자가 지명하고 나머지 3명은 발전사업자가 지명한다. 동시에 발전사업자는 전력구매계약상의 모든 권리와 의무를 프로젝트 회사에게 계약이전 방식으로 양도한다. 중동에서는 이처럼 전력구매자가 프로젝트에 직접 주주로서 참여하는 것이 특징이라고 하고, 이는 민관협력의 전형이며 민관합작법인이 설립되는 유형이다.

전력구매계약에서는 전력구매자로 하여금 최소한의 급전지시(dispatch instruction) 의무를 부과하고 있는데, 이는 발전사업자가 석탄공급자와의 석탄공급계약시 석탄공급량 및 대금지급의 범위를 확정해 주기 위함이다. 전력구매계약상 전력구매자가 보장해야 하는 가장 최소한의 급전지시는 연간 4,000시간을 초과하지 않도록 하며, 만일 발전사업자가 그 이상의 시간을 요구하는 경우 입찰제안서에 적시하도록 하고 있다. 이 발전소는 신뢰할만한 기저부하(base load) 형태로 설계될 것을 요구하고 있다. 투자유치국 정부는 전력구

매계약상의 전력구매자의 전력요금 지급 보증을 위한 지급보증서를 제공하도록 되어 있다. 따라서 X 사업에서는 투자유치국의 주무관청과 발전사업자(혹은 프로젝트회사)간 체결되는 별도의 실시협약이 존재하지 않는다.

주주간계약서는 프로젝트 개발비용(development costs)의 한도를 두도록 하고 있다. 이 개발비용은 추후 금융종결 후 첫 번째 대출금의 인출이 이루어지면 그 금액에서 약정된 개발비용을 발전사업자에게 지급하여 보전해주도록 할 예정이다. 주주간계약서에서는 건설기간 동안 프로젝트 회사가 부담해야 하는 여러 비용들에 대해서도 한도를 두고 있다. 그 한도 내에서는 전력구매자와 발전사업자간 지분비율에 따라 부담할 예정이다. 그러나 그 한도를 초과하는 개발비용에 대해서는 전적으로 발전사업자가 부담하도록 되어 있다. 또한 건설기간 동안 프로젝트 회사가 EPC계약의 발주자로서 부담해야 할지도 모르는 건설공사비 초과비용에 대해 한도를 두도록 하고 있다. 그 한도 내에서는 지분비율에 따라 부담할 예정이다. 그러나 정해진 한도를 초과하는 공사비에 대해서는 그 역시 전적으로 발전사업자가 부담하도록 하고 있다. 이는 결국 민관협력 중 민관합작법인 형식의 민관협력 사업에 전력구매자가 참여하면서 민자발전

의 비용집행과 운영을 합리적으로 통제하기 위한 것이다. 즉 순수 계약형식의 민관협력 사업의 약점을 보완하려는 의도에서 제한된 범위내 경영참여와 통제권 행사를 목적으로 한다.

2. 전력요금 체계

전력구매계약상 전력요금(tariff)은 크게 용량요금(capacity charge)과 에너지요금(energy charge)로 나눌 수 있고, 전력요금은 이 두 가지를 합산한 금액이다. 각각의 요금에 관해 자세히 설명하면 하기와 같다.

가. 용량요금

용량요금은 발전소 운전여부 혹은 전력구매자 급전지시에 따른 전력생산과 관계없이 매년 시험을 통해 정해지는 발전소의 신뢰용량(dependable capacity)에 근거하여 발생하는 요금이다.⁴⁶⁾ 이는 발전사업자가 입찰시 제시하여 낙찰된 kWh당 요금에 신뢰용량을 kWh로 환산하여 곱한 금액이다. 국내외 문헌에서는 이러한 요금체계를 소위 ‘무조건인수지급(take or pay)’ 요금이라 부른다. 그러나 이러한 용어가 용량요금이 내포하는 의미를 적절히 포괄하는지는 의문이다. 왜냐하면 연간 측정된 신뢰용량에 대해서는 전력구매자

가 전혀 급전지시를 하지 않아도 용량요금을 지급하도록 되어 있기 때문이다. 대부분의 개발도상국의 전력구매계약의 용량요금은 이러한 방식을 취하고 있는데, 그렇지 않으면 어떠한 외국 투자자도 그 나라에 투자하지 않을 것이기 때문이다. 이는 다른 유형의 민관협력 사업에서 최소매출보장(minimum revenue guarantee)을 제공하여 투자를 유치하는 것보다, 자본투자비용 회수를 보장하는 개념으로서의 용량요금 설정방식이 보다 합리적인 절충안으로 시장에서 널리 도입되고 있으며, 대주의 금융지원타당성을 충족하기 위해서는 필수요건이다.

용량요금은 개발 및 건설기간 중에 발생한 투자비를 회수하는 개념의 ‘투자금회수비(investment recovery charge)’와 인건비 등 운전기간 중 고정적으로 발생하는 비용을 보전하는 ‘고정운영관리비(fixed operation & maintenance charge)’로 구분된다. 첫째, ‘투자금회수비’는 투자자의 자기자본 투자액에 대하여 일정 수익률의 투자수익을 포함한 자본회수액과 프로젝트 파이낸스를 통한 차입금에 대한 원리금상환액으로 구성된다. 투자금회수비는 전력구매계약 기간 동안 물가상승률이나 기타 지수에 연동되지 않고 고정적이다. 그

46) Delmon, P. 304. 발전 이외의 다른 민관협력 사업에서는 ‘availability payment(charge)’라고도 부른다.

러나 전력요금에 현지통화가 아니라 미화 등의 제3국 통화를 기준으로 산정되는 경우, 실제 지급 시점의 환율에 따라 환율변동 효과를 반영하여 계약하는 것이 대부분이라고 한다.⁴⁷⁾ 둘째, ‘고정운영관리비’는 발전소 운전여부와 상관없이 고정적으로 발생하는 비용, 즉 프로젝트 회사의 인건비, 보험료, 관리비, 제세공과금(법인세 및 부가세는 제외)등의 고정운영관리비용을 말한다.⁴⁸⁾ 고정운영관리비는 실제 지급시 물가변동으로 인한 고정운영비용 변동분이 반영되어 지급되며, 전력구매계약의 전력요금 지급과 고정운영관리비 지급 통화 간의 환차를 고려한다고 한다.⁴⁹⁾ 즉 이러한 물가변동 및 환율변동에 따른 고정운영관리비의 증가위험은 전력구매자에게 전가된다.

용량요금 계산 시 용량을 결정하는 두 가지 개념이 존재하는데, 하나는 전력구매계약상의 계약용량(contracted capacity)이고, 다른 하나는 신뢰용량(dependable capacity)이다. 계약용량은 발전소 건설 시에 설계에 근거하여 생산할 수 있는 설계용량을 의미하며, 신뢰용량은 운전 중 매년 또는 정기적으로 신뢰용량시험(dependable

capacity test)에 의하여 전력구매자가 인증하는 용량을 의미한다. 전력구매계약은 계약용량으로 체결되나, 실질적인 용량요금은 신뢰용량에 근거해 지급된다.⁵⁰⁾ 그런데 설사 신뢰용량이 계약용량보다 높게 나와도 계약용량을 초과하여 전력요금이 지불되지 않는다는 조항이 포함되는 것이 보통이고, X와 Y 사업에서도 그러하다.

나. 에너지요금

에너지요금은 운영기간 중의 ‘변동운영관리비(variable Operation & Maintenance charge)’와 전력생산을 위해 소요되는 연료비(fuel charge)를 포함하는 요금이다. 따라서 에너지 요금은 실제 발전량(kWh)에 의해 결정되기에, 용량요금과 달리 실제 생산되고 공급된 발전량에 대해 전력구매자가 에너지요금을 지급하게 된다. 단 전력구매계약상의 발전량은 순발전량임에 비해 변동비는 총 발전량에 비례하는 바, 설계상 고려된 효율보다 좋은 효율로 전력을 생산하는 경우에는 그만큼 발전사업자에게 이득이 되고, 그 반대가 되는 경우 손해가 된다.⁵¹⁾ 변동운영관리비는 프로젝트 회사의 관리 및 운영을 위해 발생하는

47) 김희택, 18면.

48) 상동, 15면.

49) 상동, 19면.

50) 상동, 16면.

비용과 전력생산을 위한 석회석, 화학 처리, 용수비, 그리고 시운전비 등 변동은 영관리비에 대한 요금이다. 이 요금 역시 고정운영관리비와 동일하게 물가변동 및 환율변동에 따른 변동운영관리비의 변동위험이 전력구매자에게 전가된다. 연료비는 석탄, 가스 등의 주연료 구입비용과 이를 보조하는 2차 연료 구입비용이 포함된다.⁵²⁾

3. 상업운전일 이전 단계(개발단계, 건설 단계)의 주요 마일스톤 미달성 및 효과

가. 개발기간 및 금융종결 달성

X 사업에서 전력구매계약의 효력발생일은 계약체결일과 동일하도록 하고 있다. 효력발생일 이후 일주일 내 발전사업자는 전력구매자에게 이행보증서의 일종인 개발보증서(development security)를 제출하도록 되어 있다. 개발보증서는 보충성 및 부종성이 없는 형태인 독립적 은행보증(independent bank guarantee)으로서 전력구

매계약상 약정한(혹은 최대허용기간) 일자까지 발전사업자가 프로젝트 개발을 위해 필요한 모든 사항들과 금융종결 및 착공을 위한 그 밖의 모든 선행조건을 충족하지 못한 경우, 보증인은 전력구매자에게 보증금을 지급한다는 확약을 담고 있다. 전력구매계약 체결 후 가장 중요한 마일스톤은 발전사업자가 필요한 프로젝트 재원 마련을 위해 프로젝트 파이낸스를 일으켜 금융종결을 달성하는 것이다. 전력구매계약상 이러한 개발기간을 6개월 부여하고 있고, 발전사업자는 추가로 최대 3개월까지의 최대허용기간(long-stop date)을 개발기간으로 활용할 수 있으나⁵³⁾, 그 기간 내에 금융종결이 이루어지지 않으면 전력구매자는 계약을 해지하고, 제공된 개발보증서상의 보증금을 청구할 수 있다.⁵⁴⁾ 보증인은 보증서상 합치하는 보증금 청구에 대해서는 무조건 보증금을 지급해야 한다. 만일 발전사업자가 상업운전일을 달성하게 되면 전력구매자는 개발보증서를 반환해야 한다.

51) 상동, 20면.

52) 상동, 21면.

53) 이러한 추가 3개월의 개발기간을 활용하기 위해서는 예정된 6개월의 개발기간이 종료되기 전에 발전사업자는 단기 금융조달을 하고 EPC계약자에게 착공지시서를 발부하고, EPC계약자가 실제 착공에 들어가 있어야 한다.

54) 또한 착공 이후 발전사업자가 건설기간이 지연되어 예정된 상업운전일을 맞추지 못하게 되면 전력구매자에게 지체상금을 물도록 하고 있다. 만일 발전사업자가 지체상금을 지급하지 않으면 전력구매자는 개발보증서상의 보증금을 청구할 수 있도록 하고 있다. 또한 상업운전일 달성 이전에 발전사업자가 만일 건설중인 발전소를 포기(abandon)하면, 전력구매자는 보증금 청구가 가능하다.

나. 건설기간의 지연 및 그 효과

금융종결이 이루어지고 난 후 착공이 개시되면, X 사업에서 발전사업자는 발전소, 2차 연료 검침기 및 석탄건조저장시설의 건설책임을 부담한다. 전력구매자도 특정 시설에 대해서는 건설의무를 부담할 수 있는데, 예컨대 X 사업에서는 변전소, 송전시스템, 2차 연료 파이프라인 및 검침기의 건설책임을 부담하고 있다. 그 외 건설책임을 발전사업자가 부담하는데, 발전사업자는 자신의 건설책임을 EPC계약자 및 관련 시공업체들과 EPC계약을 맺어 이들에게 건설위험을 모두 전가한다. 그렇기 때문에 발전사업자는 턴키방식의 EPC 계약대금을 총액확정(fixed lump sum), 확정기한(fixed time)으로 정하고, 특별한 경우를 제외하고 공사대금의 증가 및 공기연장을 허용하지 않으려 한다.⁵⁵⁾

그런데 착공이 발전사업자가 부담하는 위험사유가 아니면서 EPC계약자가 부담하는 위험사유로 지연되는 경우는 어떠한가? 그렇다 하더라도 발전사업자는 전력구매자에게 착공지연에 따른 책임을 부담해야 할 것이고(별도의 책임부과가 없다면 건설기간의 연장이 불허되기에 결과적으로 건설기간이 줄어드는 효과가 발생함), 이어 발전사업자는 EPC계약자에게

EPC계약상 책정된 지체상금을 부과하여 책임을 물을 수 있다. 만일 착공지연이 계약상 허용된 기간을 상당히 초과하게 된다면 전력구매계약과 EPC계약 모두 계약해지 사유가 되고, 전력구매자는 발전사업자에게 그리고 발전사업자는 EPC계약자에게 그로 인해 발생한 손해를 각각의 계약에 근거하여 청구하게 될 것이다. 반면 착공지연이 불가항력이나 전력구매자가 부담하는 위험사유로 야기된다면, 당연히 그 기간 동안에는 발전사업자와 EPC계약자는 각 계약상 면책되고 전력구매계약 기간 및 건설기간이 연장되는 효과를 누리거나 그리고/또는 손실금액을 직접 보상받도록 각 계약에 반영해야 한다. 이러한 면책사유와 그 계약내용이 전력구매계약과 EPC계약 양쪽에 동일하면서도 일맥상통하게 반영되어야 한다.

1) 공사변경(variation)

전력구매계약의 건설기간 동안 전력구매자가 발전사업자에게 발전소의 설계나 성능기준 등을 변경하기 위한 지시를 내리면, 발전사업자는 제한된 범위 내에서(가령, 전력구매자가 제시한 설계의 업그레이드를 위한 경우) 이를 따르도록 의무화하고 있다. 그럼 발전사업자는 EPC계약에 들어가 있는 공사변경권(right of

55) Delmon, pp. 257-259.

variation)⁵⁶⁾을 통해 그 변경내역을 그대로 EPC계약자에게 지시하게 된다. 이때 전력구매자의 공사변경 지시에 대해서는 전력구매계약상 그에 상응하는 상업운전일의 연장과 아울러 추가공사비 보상이 이루어지도록 해야 한다. 그래야 발전사업자는 EPC계약상 시공자에게 동일한 공기연장을 부여할 수 있고 추가공사비 보상을 백투백(back-to-back)으로 지급할 수 있게 된다. 전력구매계약의 건설기간 동안 법규변동으로 인해 야기된 공사비 증가의 경우에도 법규변동의 위험을 전력구매자가 부담하고 있다면 동일한 원칙이 적용된다.

그런데 만일 전력구매계약상 전력구매자가 지급해야 할 추가공사비의 보상을 한꺼번에 건설기간에 지급하는 것이 아니라, 용량요금이나 에너지요금의 조정을 통해서 반영하도록 하려는 경우, EPC계약상 시공자에게 지급하는 추가공사비는 그러지 못하고 일시불로 지급해야 하기 때문에 문제가 된다. 그 경우 발전사업자는 추가 출자금 혹은 별도의 금융조달을 통해서 이를 해결해야 할 수도 있을 것이나⁵⁷⁾, 이러한 상황을 대비해 일정비율로 설정해 둔 예비비 등으로 새로운 재원조

달 없이 사업비 증액분을 흡수할 수 있다. 또한 대출원리금 상환 및 발전사업자 기대수익 증대로 환수될 수 있도록 화폐의 시간가치를 고려하여 용량요금을 재산정하는 방안이 있을 수 있다. 다만 설정비율 이상의 예비비를 초과하는 추가공사비는 전력구매자와 재원조달을 재협의해야 할 것이다. 한편 의문이 드는 점은 이러한 건설기간 중 공사변경에 대해 대주는 어떤 입장을 취할 것인지이다. 아무래도 공사변경의 백투백 지시로 인해 상업운전일 연장이 발생하게 되면 대주의 원리금상환 일정에 차질이 생기기 때문에 특별한 공사변경 상황이 아니라면 대주는 공사변경을 허용하려 하지 않을 가능성이 크다고 본다. 그러나 원리금 회수가 확실하다면 대주가 특별히 반대할 이유는 없고, 필요시 후순위채권에 의한 추가 대주 모집도 가능하다고 본다.

2) 상업운전일 달성의 지연

공사가 마무리되면 발전사업자는 상업운전일 달성을 위해 필요로 하는 여러 가지 시험을 진행하고 이를 통과하여야 한다.⁵⁸⁾ 이러한 시험들은 후술하겠지만 시

56) 공사변경은 건설계약상 당사자들 간 합의에 의해 공사도중 발주자가 일방적으로(unilateral) 공사변경권을 행사할 수 있도록 하는 조항이다. 이에 관한 자세한 내용은 정홍식 외, 정홍식 집필 “FIDIC 표준건설계약조건에서 발주자 일방의 공사변경권” 259-287면을 참조.

57) 이 경우 확정된 용량요금에는 추가 출자금에 대한 수익이 반영되지 않은 상태이고, 별도 금융조달에는 새로운 이자부담이 들어가기에 발전사업자에게 손해가 발생하는 문제를 말한다.

운전 테스트, 신뢰도 시험(reliability test), 유해가스배출시험(emission test), 성능시험(performance test)이 있다.⁵⁹⁾ 이러한 시험들 대부분은 EPC계약상 EPC계약자가 발전사업자 및 전력구매자 관계자들 앞에서 수행하게 된다. 만일 이러한 시험들을 통과하지 못하게 되면 준공이 이루어지지 않게 되고, 상업운전일이 지연된다. 이를 대비해 전력구매자 및 대주는 전력구매계약상 지체상금 조항을 두어 상업운전일 지연에 따른 전력수급계획 차질로 인해 입게 될 손해를 전보받으려 한다. 그러나 상업운전일 달성지연에 따라 발전사업자에게 무한정 지체상금만 물릴 수는 없다. 예컨대 3개월 혹은 6개월가량의 최장허용기간을 두는 것이 보통이고, 그 기간 내에 미준공으로 상업운전일이 달성되지 못하면 전력구매자는 전력구매계약을 해지한다. 전력구매계약이 해지되면 발전사업자 또한 EPC계약을 해지할 수 있도록 해야 하고, EPC계약자에게 그에 따른 손해배상 청구를 해야 한다.⁶⁰⁾ 모든 건설위험은 EPC계약자가 부담하기 때문이다.

그렇다면 EPC계약상 발전사업자가 EPC

계약자에게 물리는 지체상금은 전력구매계약상의 그것과 동일한가? 그렇지 않다. EPC계약상 EPC계약자가 부담하는 위험사유들로 인해 발생한 공기지연에 따라 발전사업자가 입게 되는 손해는 전력구매계약상 전력구매자가 입게 되는 손해와는 차원이 다르다. 왜냐하면 예정된 기간 내에 완공되어 상업운전일을 달성하였으면 발전사업자는 예상수입이 발생하여 대주에게 원리금상환을 하고 제반 발전소 운영비를 충당한 후 투자수익금 환수가 가능하였을 것이기 때문이다. 그러나 공기지연 기간 동안 그것이 불가능하게 되어 발전사업자에게 막대한 손해가 초래되기에 발전사업자는 이를 모두 배상받으려 한다. 따라서 EPC계약상 발전사업자가 EPC계약자에게 물리는 지체상금은 크게 세 가지로 구분할 수 있다:⁶¹⁾ (i) 발전사업자의 수입감소를 보전하기 위해 매 지연일수에 따라 기 책정된 용량요금(\$/kWh)에 24시간을 곱하고; (ii) 발전사업자가 전력구매계약상 전력구매자에게 지급해야 하는 지체상금액이 더해지고; (iii) 크지는 않지만 공기지연 기간 동안 건설 관련 보

58) 금융계약서상 대주가 생각하는 상업운전일은 전력구매계약상의 그것과 조금 다르다. 대주의 상업운전일은 전력구매계약상의 상업운전일 요건을 모두 충족해야 할 뿐만 아니라, 대주가 금융계약서상 갖추어야 하는 선행조건들 또한 모두 충족되어야 함을 의미한다.

59) 여러 가지 시험에 대한 자세한 설명은 Delmon, pp. 264-265를 참조.

60) Badissy, p. 92.

61) 이 세 가지 구분에 대해서는 김희택, 88면 참조.

협료 증가분이 반영되어야 한다. 첫 번째 항목 (i)의 경우 예를 들어 1,000MW 발전소 건설에 용량요금이 \$0.03/kWh로 책정되었다면, 지체상금은 $1,000,000kW \times \$0.03/kWh \times 24시간$ 으로 계산해서 하루 지연에 \$720,000이 나오게 된다.⁶²⁾ 만일 30일 공기지연이 발생하면 EPC계약자는 지체상금으로 \$21,000,000이라는 엄청난 금액을 물어내야 한다. 결론적으로 공기지연으로 말미암아 전력구매계약상 전력구매자가 입게되는 손해와 EPC상 발전사업자의 손해는 많은 차이가 나고, EPC계약자가 부담하는 위험사유로 인한 공기지연으로부터 발생하는 모든 손해를 EPC계약자가 떠안게 되는 구조이다.

전력구매계약상의 상업운전일 지연의 최장허용기간은 EPC계약에도 직접적인 영향을 미치는데, EPC계약상 EPC계약자에게 물리는 지체상금의 상한액을 결정하기도 한다. 보통 EPC계약상 지체상금의 상한은 계약대금의 최대 15-20% 선 사이

에서 정하고, 하기에서 설명할 성능미달에 따른 손해배상예정액의 상한은 계약대금의 10-15%로 정하나, 이 두 가지를 더한 손해배상예정액의 총 상한은 계약대금의 20-25% 사이에서 정하는 것이 보통이다.⁶³⁾ EPC계약상 지체상금의 상한의 결정은 발전사업자가 계약해지권을 행사할 수 있는 지연의 최장허용기간에 따라 결정되는데, 이는 전력구매계약상의 상업운전일 지연의 최장허용기간과 동일하게 가져갈 수밖에 없다. 따라서 최장허용기간이 완공예정일로부터 180일이고 EPC계약자가 180일 동안 지연하게 되면, 책정된 하루당 지체상금을 지연 일수로 계산하여 산정된다.⁶⁴⁾ 그럼에도 그 기간 동안 완공되지 못하면 발전사업자는 EPC계약을 해지하고, 별도의 손해배상청구를 하게 되는데, EPC계약상 EPC계약대금의 100%까지로 책임제한을 두는 것이 보통이다. 그러나 여기 100%에는 그동안 EPC계약자가 지불한 지체상금을 포함하지 않는다.

62) 그러나 이와는 달리 최근 해외 민자발전사업에서 EPC계약의 지체상금 책정방식은, (i) 원리금 상환소요 재원과 발전사업자의 기대수익 손실분을 현재가치화하고 이를 시간당 단가로 재계산한 단위금액과, (ii) 전력구매계약상 전력구매자에게 지급해야 하는 지체상금액을 더하여 계산된다는 실무가의 견해가 존재한다.

63) 산술적으로 이 두가지 상한을 더하면 총 상한은 25-35%가 되어야 하나, 그것보다 적게 총 한도를 설정하는 이유는 지체상금과 성능미달에 따른 손해배상예정액을 물리는 두 가지 상황이 같이 겹쳐 발생하는 경우는 극히 드물기 때문이라고 한다. 김희택, 90면.

64) 최장허용기간이 길수록 EPC계약자 입장에서선 발전사업자가 계약해지하기 전에 완공할 수 있는 시간적 여유를 상대적으로 많이 갖기는 하나, 그 여유만큼 지체상금은 당연히 증가할 것이고, 이를 커버하기 위해 발전사업자에게 제출하는 이행보증서의 보증금액도 올라갈 것이다. 김희택, 90면.

3) 상업운전일의 연장

X 사업의 전력구매계약상 마일스톤 일자의 연장은 제한적으로 인정하고 있는데, (i) 전력구매자의 채무불이행, (ii) 고고학 유물의 발견⁶⁵⁾, (iii) 전력구매자의 여러 가지 불이행으로 말미암은 완공시험의 지연, (iv) 여러 불가항력 사유의 경우가 그것이다. 이러한 연장사유가 발생하면 발전사업자는 특정 기한 내에 그 사유를 통지하고 마일스톤 일자의 연장신청을 해야 한다. 그렇지 않고 그 기한을 놓치게 되면 그와 관련한 권리를 모두 상실하는 소위 ‘기간도과권리상실(time-bar)’ 조항을 두고 있다. 그렇다면 발전사업자는 EPC계약상 동일한 유형의 조항⁶⁶⁾을 두면서 일맥상통하게 그 계약내용을 구성해야 한다.

그런데 마일스톤 일자의 연장이 무한정 이루어질 수는 없고, 합의된 어느 특정 시점에 가서는 ‘간주준공(deemed completion)’ 된 것으로 인정하는 개념이 존재한다. 즉 전력구매자가 부담하는 여러 위험사유들

로 인해 어느 시점까지 완공되지 못하는 경우에 완공된 것으로 간주하는 개념이다. 간주준공으로 인정되면 발전사업자는 전력구매계약상 약정된 계약용량에 근거한 잠정적인 용량요금을 지급받기 시작한다. 간주준공이 인정되는 시점은 금융계약상 원리금상환이 이루어지기 시작해야 하는 시점이다. 그러나 아래에서 설명할 여러 가지 시험을 하여 최소성능조건(minimum performance criteria)은 넘기는 했으나 도출된 실제 용량이 계약용량에 미치지 못하는 경우, 기 지급된 용량요금에서 그 차이(계약용량-실제용량)에 해당하는 금액을 전력구매자에게 반환하도록 한다.⁶⁷⁾ 그러나 그 성능시험에서 아예 최소보증용량(최소성능기준)도 넘지 못해 검사를 통과하지 못하게 되면 간주준공의 효력을 잃고 원상회복해야 된다. 즉 전력구매자는 더 이상 용량요금을 지급하지 않을 뿐 아니라, 오히려 기 지급한 용량요금 전체를 이자까지 합산해 반환받으려 한다. 그리고 시험을 통과하지 못하여 예정된 상업

65) 고고학적 유물의 발견뿐만 아니라 현장부지 그 자체의 적합성(예컨대 지반 아래 환경오염이 심각한 경우) 여부에 대해 어느 당사자가 위험을 부담하느냐는 상당히 중요한 문제이다. 여기 X 사업에서는 고고학적 유물의 발견가능성에 대한 위험을 전력구매자가 부담하고 있는데, 그 이유는 사업발주가 입찰 방식으로 이루어졌기 때문에 전력구매자가 맨 처음 그 부지를 선택한 탓이다. 그러나 사업자 제안형 방식으로 이루어져 부지선정을 발전사업자가 한 경우라면, 현장부지의 위험은 발전사업자가 부담하도록 할 것이다. Badissy, p. 95. 물론 그 경우라도 발전사업자는 EPC계약상 EPC계약자에게 현장조사를 벌이도록 하여 그 위험을 떠안도록 전가하는 것이 빈번하다.

66) 건설계약에서 공기연장 클레임 통지의무와 기간도과권리상실(time-bar) 조항에 대한 설명으로 정홍식 외, 제1권, 정홍식 집필, 101면 이하를 참조.

67) Badissy, p. 93.

운전일 달성을 이루지 못하여 마일스톤 지연이 발생하면, 발전사업자는 상기 설명한 지체상금을 물어야 한다.

다. 전력계통망 연결을 위한 인프라 구축

발전소 그 자체의 건설 뿐 아니라 상업 운전일 전 시운전 및 필수 검사를 위해서는 발전소가 전력계통망에 연결되어야 한다.⁶⁸⁾ 우선 송전선의 건설책임은 누가 부담할 것인지 정해져야 한다. X 사업에서는 송전선의 건설책임은 전력구매자가 부담하도록 하고 있다. 이러한 책임을 발전사업자가 지는 경우는 드물지만, 만일 송전선 건설을 발전사업자가 담당한다면 그 건설비용은 전력요금에 반영되어야 한다. 그리고 발전사업자가 접속분기점 이전까지의 송전선 건설, 금융조달 및 운영 일체를 발전사업자가 위임받는 것이 일반적이다. 전력구매자가 송전선 건설을 위한 자금이 부족하거나 시운전 전까지 완공할 수 없다면 발전사업자에게 맡기기도 한다. 그렇지 않고 전력구매자가 책임지도록 하였으나 시운전 이전까지 완공되지 않으면 준공된 것으로 간주하여 전력구매자는 계약용량에 해당하는 용량요금을 예정되었던 상업운전일부터 발전사업자에게 지급해야 한다.

라. 상업운전일 달성 여부를 위한 필수 시험

발전소 시운전 및 상업운전일 달성 여부를 위해 거쳐야 하는 여러 가지 시험에 필요한 연료공급은 누가 할 것인지 합의해야 한다. X 사업에서는 발전소와 석탄 건조저장시설의 검사를 위해 필요한 석탄 연료는 발전사업자가 공급하고 비용도 부담하도록 하고 있다. 반면 2차 연료 검침기의 검사를 위해 필요한 2차 연료는 전력구매자가 공급하고 그 비용도 어느 한도까지로 제한하여 전력구매자가 부담하나, 그 이상 소요되는 2차 연료 비용에 대해서는 발전사업자로 하여금 부담하게 하고 있다. 결국 그 한도까지 2차 연료를 소비하여 시운전 및 검사를 통과해야 하는데, 그러지 못해 재검사가 이루어지는 경우를 상정하였던 것이다. 한편 시운전을 하면서 생산되는 전력에 대한 요금은 전력구매자가 지불하도록 하고 있다.

X 사업에서는 발전소 최소보증용량(최소성능기준)을 계약용량의 95%로 설정하였고(2차 연료를 사용하는 경우도 동일), 열효율(heat rate)은 계약상 열효율의 105%까지로 설정되었다(2차 연료의 경우도 동일).⁶⁹⁾ 시험유형은 다양한데, 시운전시험,

68) Delmon, p. 365.

69) 열효율이 높으면 필요한 연료가 적어지게 되고, 열효율이 낮으면 더 많은 연료가 필요하기에 추가 연

신뢰도시험, 유해가스배출시험, 성능시험 등이 있다. 이러한 시험을 통해 발전소의 출력(output) 및 열효율을 측정하고, 유해가스 배출량 및 기타 환경기준에 부합하는지 여부를 측정하여 상업운전의 가능여부를 결정한다. 순서는 먼저 시동시험(start-up test)을 통과하면 최소 24시간 동안 다양한 조건하에서 시운전(trial run)을 하게 된다. 시운전의 기준을 통과하게 되면 그 다음 석탄연료가 투입되어 약 15일 동안 발전소를 장기간 다양한 조건하에서 가동하면서 신뢰도시험을 거친다. 그리고 2차 연료를 투입하여 24시간 가량 신뢰도 시험도 수행한다. 신뢰도시험은 일정 기간 동안 발전소 운전이 예상치 못한 일로 정지하거나 작동오류가 없는지 증명하는 시험이다. 장기간 동안 운전시험을 하며, 각종 부하시험 등을 포함하여 운전신뢰도를 확인하는 것이다. 유해가스 배출시험(emission test)은 발전소의 유해가스 배출량이 환경기준 및 허용치에 부합한다는 것을 보여주기 위해 시행된다. 이러한 유해가스 배출시험을 예정된 완공일까지 통과하지 못하면 아예 완공이 이루어지지 못하여 지연이 되고, 그 결과 지체상금이

부과될 수 있다.

성능시험은 계약상 보증된 발전소의 출력(용량)과 열효율이 나오는지 여부를 측정하는 시험이다. 성능시험에서 초기신뢰용량시험(initial dependable capacity test)을 같이 하게 되며⁷⁰⁾, 이는 용량요금의 지불 대상이 되는 발전소 용량을 결정하는 시험이다. 신뢰용량시험은 일정시간(예컨대 24시간) 동안 발전소를 최고의 출력으로 운전한 후 나온 총 출력량(MWh)을 시간수로 나눈 값이다.⁷¹⁾ 측정되는 신뢰용량은 어떤 경우라도 계약용량을 초과할 수 없어, 설사 계약용량 이상이 나온다고 하더라도 지급받게 되는 용량요금은 계약용량에 해당하는 금액이 최대일 수밖에 없다. 전력구매계약상 보증한 정도의 용량과 열효율이 나오지 않으나, 계약상 책정된 최소성능조건을 넘어서면 성능시험을 통과하게 된다. 물론 최소성능조건인 용량과 열효율이 나오지 않으면 성능시험을 통과하지 못한 것이 되고, 발전사업자는 재차 성능시험을 받아야 한다. 그러한 성능시험이 예정된 상업운전일까지 통과되지 못하면 마일스톤 지연이 발생하는 것이다. 그로 인한 효과는 앞서 설명하였다.

료비가 발생한다.

70) 다른 사례에서는 초기신뢰용량시험은 상업운전일 달성 이후 곧바로 발전소 운영자가 이 시험을 맡도록 하는 경우도 있다.

71) 김희택, 74면. 이러한 신뢰용량시험은 매년 수행하게 되며, 그 결과치로 전력구매자가 발전사업자에게 용량요금을 지불한다.

상기 시험들은 전력구매계약상 발전사업자가 전력구매자에게 보여주는 것이지만, 실상은 EPC계약자의 책임하에 수행하는 것이기에 EPC계약의 시험절차와 내용이 일치되어야 한다. 그러나 EPC계약자가 발전소 시운전 경험이나 역량이 부족할 경우, 발전사업자는 운영자에게 시운전을 의뢰하기 위해 O&M계약상 운영자의 용역범위에 포함시키기도 한다. 또한 EPC계약자가 운영자와 시운전계약을 체결하여 EPC계약에 포함되어 있는 시운전 업무를 운영자에게 양도하여 수행하기도 한다.⁷²⁾

이러한 검사들이 모두 통과되고 그 밖의 다른 부가 조건들이 충족되면 상업운전일이 달성되게 된다. 상업운전일이 달성되면 비로소 전력구매계약상의 용량요금 및 에너지요금이 지급되어 발전사업자는 매출이 발생하게 되고, 대출원리금 상환이 가능하게 되며 수익을 포함한 투자금의 환수도 가능해진다. 또한 연료공급자는 석탄공급계약에 따라, 그리고 발전소 운영자는 O&M계약에 따라 매출이 발

생하게 된다. 상업운전일이 발생하고 난 후, 매년 운영자는 O&M계약상 신뢰용량 시험을 통해 신뢰용량을 발전사업자에게 보고하고 발전사업자는 이를 전력구매자에게 보고하여 그 해의 용량요금이 결정된다.

마. 전력구매계약상 계약보증용량 미달에 따른 효과

1) 전력구매계약상 성능미달에 따른 손해배상예정액 조항

EPC계약에서는 성능시험에서 성능미달에 따른 손해배상예정액을 책정해 EPC계약자에게 부과하는 것이 보통이다. 그러나 전력구매계약에서는 성능미달에 따른 손해배상예정액이 존재하지 않는다는 견해와, 그 반대의 견해가 있다. 이러한 견해 차이는 어느 한쪽이 옳고 그름의 문제는 아니고 상황에 따라 모두 옳다고 본다. 전자의 견해에 대한 근거는 발전소 성능이 미달되더라도 그만큼 운영기간중 전력구매자가 지불하는 용량요금 액수는 줄어

72) 정홍식 외, 제1권, 손송이 집필, “해외 민자발전프로젝트 운영관리계약의 구조와 주요 쟁점”, 715면. (운영자가 시운전의무를 EPC계약자 대신 수행하는 경우, 시운전 중 발생한 기기 또는 설비 손상에 대한 복구비용은 누가 부담할 것인지는 협상을 통해 결정하고 운영관리계약서에 명시하게 된다. 보통 시운전은 발전소 설비가 새로 설치된 직후에 진행된다. 시운전 중 설비에 손상이 발생했다면, 운영자의 고의적인 행위(intentional misconduct)나 중과실(gross negligence)로 인한 손상 이외에는 설비하자인 경우가 대부분이다. 설비하자로 인한 것이 증명된다면, 그 설비를 구매하고 설치한 EPC계약자가 복구비용을 부담하게 될 것이다. 그러나 시운전 중 기기손상 시 원인규명이 어려운 경우가 많다. 디자인 결함, 설치 결함, 운전 결함 또는 전기쇼크와 같은 외부적인 원인이 있을 수 있어 원인 규명에 많은 시간이 소요되고 원인이 불명확할 경우 분쟁의 소지가 많다).

들고 발전사업자의 수익 또한 감소하기 때문에, 발전소의 성능이 최소성능기준보다 높ی 나오는 한 전력구매자에게는 별도의 손해가 발생하지 않는다는 입장이 다.⁷³⁾ 전력구매자가 전체 전력수급계획에 따라 해당 발전소의 성능이 미달되어도 별도의 손해가 존재함을 입증하지 못하는 한, 성능미달에 따른 손해배상예정액은 부과될 수 없다. 만일 그럼에도 불구하고 성능미달 손해배상예정액을 부과한다면, 이는 위약벌(penalty)의 성격을 갖는다. 위약벌은 실손해의 배상이 아니라 계약위반에 대한 제재로서 지급하도록 하는 기능을 띠기 때문이다. 즉 위약벌은 이행확보 기능만을 가진다. 반면 손해배상의 예정은 이행확보 기능과 배상적 기능(또는 손해전보기능)을 가진다. 이렇듯 그 금액이 벌을 과하거나 징벌적인 경우에 해당한다면, 계약의 준거법이 영미법인 상황에서 위약벌은 무효이다.⁷⁴⁾ 그러나 그것이 손해의 진정한 예측이라면 유효하다. 중요

한 것은 명칭이 아니라 계약체결시를 기준으로 그 금액이 계약의 위반으로부터 발생할 가능성이 있는 손해와 비교하여 금액상 지나치고 비양심적인가의 여부이다.⁷⁵⁾ 그렇다면 발전사업자는 전력구매자가 부과하려는 손해배상액의 예정이 진정한 손해의 예측인지 위약벌인지 그 성격을 파악해야 하고 계약의 준거법에 따라 달리 대응할 필요가 있어 보인다.

반면 후자의 견해는 전력구매계약상 성능미달에 따른 손해배상예정액을 합의한 상태에서 최소성능기준 이상이 입증되었다면, 전력구매자는 일단 발전소를 인수하고 성능미달분에 대해서는 손해배상예정액을 물릴 수 있다고 본다.⁷⁶⁾ 그렇다면 발전사업자 입장에서는 전력구매계약 협의시 전력구매자가 성능미달에 따른 손해배상예정액을 물리려 한다면 전력구매자에게 손해내역이 무엇인지 요구할 필요가 있어 보인다. 전력구매자가 합리적인 수준의 손해내역을 제공한다면 전력구매

73) 김희택, 77면.

74) 정홍식 외, 제1권, 석광현 집필, 27면.

75) 상동.

76) 이승교, 62면도 동지. 그러나 이승교 변호사는 전력구매계약상 “성능저하로 인한 손해배상의 예정은 약정한 성능이 결국 대주의 대출상환과 연결되어 있기 때문에 일반적으로 대출을 상환하는데 사용된다”고 기술하고 있으나, 이는 EPC계약상 발전사업자가 EPC계약자에게 부과하여 받아내는 성능미달 손해배상예정액을 의도하고 있는 듯 하다. 왜냐하면 전력구매계약상 존재하는 성능미달 손해배상액은 전력구매자가 발전사업자로부터 받아내는 것이고, 이는 전력구매자가 해당 프로젝트의 성능미달에 따른 손해가 있다면 이를 손쉽게 배상받기 위한 수단으로 기능하는 것이지 대출금 상환과는 아무런 관계가 없기 때문이다.

계약상 손해배상예정액 조항은 타당하다. 그러나 그렇지 못하다면 아예 이 조항은 전력구매계약에서 제외되어야 할 것이다. 물론 전술한 대로 계약의 준거법 체계에 따라 위약벌 조항이 유효하고 전력구매자가 이러한 조항을 위약벌로서 기능하도록 하여 발전사업자로 하여금 가급적 계약보증용량과 거의 일치하게 시공하도록 강제할 수 있을 것이다. 따라서 전자와 후자의 견해 차이는 옳고 그름의 문제는 아니고 주어진 상황에 따라 판단할 일이다.

2) EPC계약상 성능미달에 따른 손해배상액 책정

EPC계약상 성능미달의 경우에 발전사업자가 입게 되는 손해는 상당히 크기 때문에, EPC계약에서는 성능미달에 따른 손해배상예정액을 둔다. 물론 EPC계약상 보증용량⁷⁷⁾보다 미달하지만 최소성능기준을 초과한다는 전제에서 가능하다. 실제 출력이 계약상 보증 출력보다 떨어지면 그 차이만큼 발전사업자가 전력구매자로

부터 받을 수 있었던 용량요금이 줄어드는 결과로 이어진다. 이는 발전소 운전기간 내내 오랜 동안 발전사업자의 수입감소로 이어지게 된다. 사업주는 EPC계약자로부터 운전기간 내내 그러한 손해배상액을 수령하는 것은 비현실적일 뿐 아니라 그 위험 또한 크다. 따라서 발전사업자가 지급받는 용량요금의 상당부분이 대출 원리금 상환을 위한 것임에 착안하여 매년 생기는 수입감소에 상당하는 원금을 계산하여 그 원금을 손해배상예정액으로 EPC계약자에게 부과하여 대출금의 조기 상환에 쓴다. 그 계산절차는 다음과 같다: (i) 출력 1kW 미달 시에 줄어드는 1년간의 수입을 계산한다. 이는 용량요금에 24시간과 365일을 곱하면 계산된다; (ii) 이들 값의 상업운전일 기준 순현재가치(net present value)⁷⁸⁾의 합을 구한다.⁷⁹⁾ 순현재가치 계산시 적용되는 할인율(discount rate)은 대출계약상의 실제 이자율을 사용한다. 보통 대주는 금융계약상 발전사업자가 성능미달에 따른 손해배상예정액을 수령하는 경우, 해당 금액을

77) EPC계약상의 보증용량은 전력구매계약의 계약용량보다 조금 더 많게 정하는데, 그 이유는 전력구매자에게 판매하지 않고 발전소 가동 그 자체에 필요한 전력(소내전력, auxiliary power) 소비를 위해서이다.

78) 순현재가치(net present value)의 정의는 “the discounted value of an investment’s cash inflows minus the discounted value of its cash outflows”이다. 투자자가 수익을 내기 위해서는 순현재가치는 ‘0’을 초과해야 한다. Delmon, p. 481.

79) 김희택, 88-89면. 그러나 이러한 분석과는 달리 최근 해외 IPP사업상 EPC계약상의 성능미달에 따른 손해배상예정액은, (i) 변동요금(energy charge) 중 연료비에 영향을 준 효율저하분 만큼을 성능미달에 따른 손해배상액으로 계산하고, (ii) 전력구매자에게 물어야 할 성능미달에 따른 손해배상액(이것이 존재한다면)을 합산하여 산정한다는 다른 실무가의 견해도 존재한다.

별도의 보상계좌(compensation account)로 이체토록 하고 대주의 원리금과 기타비용을 먼저 상환하도록 한다.

성능시험시 열효율 감소(또는 열소비율의 증가) 또한 같은 개념을 적용하여 열효율 감소에 따른 손해배상예정액을 계산할 수 있다. 실제 열효율이 떨어지면(또는 열소비율이 보증된 열소비보다 올라가면) 그 차이만큼 연료소비가 증가하게 된다. 그러한 추가 연료비는 출력 미달시와 마찬가지로 운전기간 내내 발생하게 된다. 단 그 추가 연료비의 지급에 대해 전력구매자가 에너지요금을 증액해주지 않으면, 결국 발전사업자의 다른 수입으로 충당할 수밖에 없다. 이는 용량요금의 감소와 같은 효과를 가져오게 되기 때문에 용량미달의 경우와 마찬가지로 매년 생기는 추가 연료비에 상당하는 원금을 계산하여 그 손해배상예정액을 받아 대출원금 자체를 줄일 필요가 있다. 그 계산 절차는 다음과 같다: (i) 열소비율 1kcal/kWh 증가 시에 드는 1년간의 추가 연료비를 계산하고, 연료비는 물가상승을 반영한 값을 사용한다; (ii) 이들 값의 상업운전일 기준

순현재가치의 합을 구하는데, 이때 적용되는 할인율 또한 실제 지불하게 되는 이자율을 사용한다.⁸⁰⁾⁸¹⁾

EPC계약상 성능미달과 열효율 저하에 따른 손해배상예정액도 지체상금과 같이 상한을 정하는데, 그 상한은 최소성능기준에 따라 결정된다. 예컨대 최소성능보증이 계약보증치의 95%라면, 5% 부족분에 대한 성능미달 손해배상액을 계산하여 그 숫자가 성능미달에 따른 손해배상예정액의 상한이 된다.⁸²⁾ 그리고 그 상한이 EPC 계약대금 대비 비율에 따라 EPC계약상 성능미달에 따른 손해배상예정액의 상한선을 결정할 수 있게 된다. 보통 EPC계약대금의 10-15% 사이에 정한다. 열효율 저하의 경우도 마찬가지이다.

4. 상업운전일 달성 이후 운영단계의 주요 쟁점

가. 발전사업자의 운영관리 의무

발전사업자는 기본적으로 발전소 및 부대시설을 전력구매계약 계약기간이 종료될 때까지 계약조건, 전력산업의 관행 및

80) 김희택, 89면.

81) 그러나 이와는 달리 (i) 열소비율 1kcal/kWh 증가 시에 드는 1년간의 추가 연료비, 수송비, 하역비 등 제반 비용을 계산(현재가치 반영)하고, (ii) 전력구매자에 지급할 지체상금을 더하여 계산한다는 다른 견해도 존재한다.

82) 김희택, 90면.

관련 법규에 따라 운영, 보수 및 수리할 의무를 부담한다. 발전사업자는 이러한 운영관리 의무를 자신 스스로가 이행하기도 하지만 대부분은 별도 발전소 운영자와 O&M계약을 통해 위임한다.⁸³⁾ 전력구매계약 계약기간 동안 발전소의 운영 및 관리가 적절히 수행되지 않았을 때(그리하여 약정된 용량, 열효율 및 가동대기율이 유지되지 않으면), 프로젝트회사의 현금흐름에 막대한 영향을 미친다. 따라서 O&M계약은 프로젝트의 장기적인 성공을 위해 발전사업자에게는 물론 금융지원타당성을 고려해야 하는 대주에게도 아주 중요한 계약이다.

프로젝트회사와 O&M계약을 맺는 운영자는 발전소가 완공되기 이전 적절한 시점부터 운영관리 준비에 돌입해야 한다. O&M 계약에서는 소위 ‘준비기간(mobilization)’이라고 해서 시운전 일정과 발전소 인수기간을 감안하여 미리 준비기간을 운영자에게 부여하고 그에 따른 대가를 지급한다. 그런데 상업운전일이 발전사업자가 부담하는 위험사유로 인해 지연되는 경우, 발전사업자는 지연기간 만큼 운영자에게 준비기간의 대가를 지불해야 한다. 운영

자는 발전소 운영준비를 위해 만만의 준비를 하면서 비용을 선투입하였지만 발전사업자가 예정된 기일에 발전소를 운영자에게 인계하지 못하기 때문이다. 그러나 만일 EPC계약자의 지연이나 전력구매자가 부담하는 위험사유로 인해 상업운전일이 지연되는 경우, 발전사업자는 EPC계약자에게 물리는 지체상금이나 전력구매자로부터 보상받는 금액에서 운영자에게 지급할 추가 준비기간 대가까지 감안하여 이를 반영할 수 있겠다.

전력구매계약과 O&M계약과의 상호접점이 되는 일부 주요 쟁점만 설명하면 다음과 같다.

1) 가동대기율

발전사업자는 전력수요 비수기 때 허용되는 발전소의 계획정지 시간 동안 주기적인 설비 보수를 해야 하고, 우발정지를 최소화해야 한다. 즉 발전사업자는 연간 총 시간(8,760시간)에서 전력구매계약상 허용되는 계획정지 시간과 예외적으로 허용되는 우발정지 시간을 합산한 시간을 뺀 나머지 시간 동안에는 항상 전력구매자의 급전지시에 응할 수 있도록 준비되

83) 발전소 운영관리를 수행하는 대표적인 다섯 가지 방법에 대한 설명은 정홍식 외, 제1권, 손송이 집필, 696면 이하를 참조. 발전사업자가 스스로 발전소 운영관리를 하는 소위 ‘self O&M’의 경우, 주기기(스팀터빈, 가스터빈 등)의 정비는 제작사와 장기 정비용역 계약을 별도로 체결하여 설비운영의 안정성도 도모하는 경우가 많다.

어 있어야 한다. 이러한 개념을 소위 ‘가동대기율(availability)’이라 부르는데, 전력구매계약상 합의되어야 한다.⁸⁴⁾ 예컨대 가동대기율 90%라는 의미는 연간 8,760시간 중 90%에 해당하는 최소 7,884시간 동안은 발전소가 항시 급전지시에 응할 준비가 되어 있어야 한다는 의미다. X 사업에서 전력구매자는 전적으로 자신의 재량하에 발전사업자가 주기적으로 선언한 가동대기율 내에서 급전지시를 할 수 있도록 하고 있으나, 발전사업자는 자신이 선언한 가동대기율 범위를 벗어나는 정도의 급전지시에 응할 의무는 없도록 하고 있다. 전력구매계약상 합의된 시간 동안의 가동대기율을 유지하지 못하면 그에 따른 손해배상예정액을 두고, 일정 기간 동안 계속 유지하지 못하는 경우 전력구매자는 계약을 해지할 수 있기도 하다. 한편 발전사업자 입장에서는 전력구매자가 예정한 연간 최소급전지시를 내리지 않아 발전소를 가동하지 않으면서, 전력구매자로부터 약정한 용량요금만 받는 것이 최상의 시나리오이다. 급전지시에 따라 발전소를 가동하면 주기기 성능저하만 야기되고 발전소 운영관리비용만 증가되기 때문이다. 어차피 발전사업자는 용량요금을 통해 모든

수익보전이 가능하다는 점에서 그러하다.

발전사업자는 전력구매계약상 가동대기율을 맞추지 못해 전력구매자에게 지급해야 하는 손해배상예정액을 O&M계약의 운영자에게 백투백으로 전가한다. 때문에 전력구매계약상 가동대기율 관련 조문과 O&M계약의 관련 규정이 상충하지 않고 일맥상통하게 연결되어야 한다. 그래야 발전사업자는 전력구매계약상 약정한 가동대기율을 유지하지 못해 전력구매자에게 지급해야 하는 손해배상예정액을 O&M계약상의 운영자로부터 지급받아 변제할 수 있다.

2) O&M계약의 운영자에게 위험 이전 및 인센티브 부여

발전사업자는 전력구매계약상 약정한 출력(용량), 열효율 및 가동대기율을 유지해야 하는데, 이는 O&M계약상 운영자의 효율적인 발전소 운영관리 여부에 달려있다. 따라서 발전사업자는 O&M계약에서 여러 가지 계약조건을 고안하여 운영자로 하여금 이를 달성하도록 강제해야 한다. 그런데 문제는 O&M계약자가 지급받는 순수 용역대가는(O&M에 수반되는 비용을 제외한) 상대적으로 아주 적기 때문에,

84) Badissy, pp. 102-103. 필자의 이전 문헌과 다른 문헌에서도 ‘availability’를 ‘가동률’로 번역하고 있으나, ‘가동률’이라는 문구의 의미가 연간 발전소가 실제 가동하는 비율로 해석될 수 있는데 이는 본문의 설명을 정확히 반영하는 번역이 아니어서 ‘가동대기율’로 정정하고자 한다.

운영자의 운영관리 미숙으로 발전사업자가 입은 손해를 배상하는데 있어 책임제한 조항을 두려고 한다. 협상에 따라 달라지겠지만 운영자가 지급받는 용역대가의 50-100% 선까지 제한하는 것이 보통이다. O&M계약에서 이러한 책임제한을 두지 않으면 운영자는 발전사업자가 입게 되는 손해를 전혀 감당할 수 없게 된다. 그러나 이러한 정도의 책임제한에 따른 금액은 발전사업자가 입게 되는 손해를 커버하기에는 턱없이 부족하다. 때문에 발전사업자 입장에서는 아주 역량있고 검증된 운영자를 선정해야 한다.

발전사업자는 O&M계약 체결시 운영자가 전력구매계약상 약정한 출력, 열효율 및 가동대기율을 잘 유지할 수 있도록 적정하고 의미있는 보상을 해 주어야 한다. 이는 O&M 용역대금의 책정방식을 통해서 이루어질 수 있다. O&M의 용역대금을 책정하는 방식은 다양하게 고안될 수 있으나, 크게 두 가지 형태인 (i)확정금액 계약방식, (ii)확정금액 플러스 비용방식이 존재한다.⁸⁵⁾ 운영자에게 지급하는 용역대금 중 순수 O&M 비용은 발전사업자가 전력구매자로부터 지급받는 전력요금에 반영되어 있는데, 용량요금에 포함된 고정 운영관리비와 에너지요금에 포함된 변동

운영관리비가 그것이다. 발전사업자는 이러한 O&M비용을 전력구매자로부터 지급받아 O&M계약상의 용역대금으로 충당하게 된다.

(i)확정금액 계약방식(fixed price)은 운영자가 고정금액을 수령하는 것이 일반적이나, 물가상승률이나 산업지수(industry index) 등을 주기적으로 반영하여 용역대금을 재조정하기도 한다. 이 방식은 발전소 운영 경비 추가 발생 부분이 충분히 반영되지 않을 수 있어 운영자에게 부담이 될 수 있다. (ii)확정금액 플러스 비용방식(cost plus fee)은 운영자가 운영관리에 대한 대가를 주로 확정된 용역대금으로 지급받고, 발전소 운영관리에 들어가는 모든 비용은 발전사업자의 승인하에 집행되도록 하여 발전사업자가 비용을 통제할 수 있는 방식이다. 이 방식은 발전사업자가 가격상승 위험이 있는 운영관리비용의 변동위험을 부담하고, 운영자는 적정 수익을 보장받게 되는 방식이기에 운영자가 선호한다. 때문에 이 방식을 채택한다 하더라도 발전사업자는 여러 가지 제한장치를 두려고 한다.

이러한 두 가지 방식에는 보통 포상금(bonus or incentive) 및 위약금(penalty) 조

85) 두 가지 용역대금 지급방식 각각의 특징과 장단점에 대해서는 정홍식 외, 제1권, 손송이 집필, 708-710면 참조.

항을 포함한다. 이 조항들은 성능요건 충족여부, 연료소비량 절감 또는 증가분 그리고 연간 운영예산 충족여부에 따라 포상금 또는 위약금을 정하여 운영자에게 지급하거나 부과한다. 이는 운영자로 하여금 충분한 성능을 내고 효율적으로 발전소를 운영·관리하도록 동기부여를 제공하기 위한 목적이다. O&M계약의 포상금과 위약금 설정은 전력구매계약상 발전사업자가 전력구매자로부터 지급받는 용역대금과 아울러 지급해야 하는 손해배상예정액을 감안하여 적절히 책정되어야 할 것이다. 물론 O&M계약에도 불가항력 사유 및 운영자가 부담하지 않는 위험들이 들어가기에 그 위험사유들 발생의 경우 운영자는 면책이 되며 그로 인한 결과는 발전사업자가 그리고 궁극적으로는 전력구매자가 부담하는 구조가 된다.

운영자의 책임사유로 인해 발전소의 가동대기율 미달, 고장정지, 보증성능, 출력 및 열효율 미달 등이 발생하더라도, 발전사업자는 전력구매계약상 전력공급의무를 위반하게 된다. 전력구매계약상 발전사업자가 전력구매자에게 물어야 하는 손해배상예정 조항을 둔다면, 이러한 손해가 운영자가 야기한 것이라면 발전사업자는 이를 O&M계약에 백투백으로 이전하려 할 것이다. 그러나 전술하였듯이 O&M계약 운영자의 보상수준이 상대적으로 적기 때

문에 운영자에게 물릴 수 있는 손해배상예정액이 제한될 수밖에 없는 문제가 있다. 발전사업자 입장에서는 이를 얼마만큼 적절히 확보하여 전력구매계약상 부담하는 위험을 운영자에게 전가하느냐가 관건이 될 것이고, 반면 운영자 입장에서는 합리적인 선에서 책임제한이 책정되도록 해야 할 것이다. 그럼에도 불구하고 어느 정도의 차이가 발생하기에 발전사업자는 그 차이를 메꾸기 위해 보험을 활용하여야 한다.

한편 용역대금 지급방식 중 어떤 것을 취하더라도 주기적으로(대략 5-6년 간격) 또는 가동시간에 따라 발생하는 발전소 주기기의 대규모 정비(major overhaul)에 수반되는 비용을 어떻게 처리할 것인지 다뤄져야 한다. 발전사업자 입장에서는 그 비용을 운영자가 요구하는 만큼 무제한 지급할 수 없을 것이고, 운영자 입장에서는 어느 정도까지 해당 비용을 확보하려 할 것이다. 대주는 발전사업자가 앞으로 있을 대규모 정비비용을 충당하느라 그 시점의 원리금상환에 지장을 초래할 수 있기 때문에 이를 대비하여 금융계약상 ‘보수비용유보계좌(maintenance reserve account, MRA)’를 개설하도록 하여 전력구매계약상 매출의 일정금액을 미리 적립하여 5-6년 주기의 대규모 정비비용을 충당하도록 하고 있다.⁸⁶⁾

3) O&M 운영자와 EPC계약자간 책임의 불분명 및 경합

상업운전일이 달성되어 운영자가 발전소를 인수하여 운전하는 초기 2년과 EPC 계약에서 완공 후 2년 정도의 하자통지기간(defect notification period)이 겹치게 된다. 이 기간 동안에 발생하는 발전소의 어떤 결함이 EPC계약자의 책임인지 아니면 운영자의 책임인지 여부가 명확하지 않을 수 있다. 그 경우 발전사업자가 EPC계약자 혹은 운영자에게 책임을 물을 수 없다면 이를 발전사업자가 모두 떠안아야 하는 상황이 발생할 수 있기에 이에 대한 분명한 처리가 요구된다. 또한 운영자가 발전소를 점유하여 통제하고 있는 와중에 EPC계약자가 하자수리를 하는데 있어 발전소 운영에 지장을 초래할 수도 있기에 이러한 부분을 매끄럽게 해결할 수 있도록 해야 한다.⁸⁷⁾

나. 발전사업자의 석탄 공급

민자발전사업의 실무에서 연료공급의 책임은 전력구매자가 지는 경우가 보통이지만, 경우에 따라서는 발전사업자가 부담할 수도 있다. 발전사업자가 연료공급

위험을 지게 되면 금융지원타당성에 큰 위협요인이 된다. 때문에 전력구매자는 입찰의 흥행을 위해서도 자신이 부담을 떠안는 형식을 취한다고 한다. 설사 발전사업자가 연료공급을 책임진다고 하더라도, 연료비 부담은 전력구매자가 전적으로 부담하는 방식⁸⁸⁾을 전제로 하고, 그 연료비는 전력구매자가 지급하는 에너지요금에 포함된다.

장기간의 전력구매계약 동안 필요한 적절한 석탄량 및 가격을 유지하는 것은 민자발전사업의 성공을 위해 대단히 중요한 요소이다. 석탄공급과 관련한 위험배분은 여러 가지 요소에 따라 결정이 된다. 일단 전력구매자와 발전사업자 중 누가 더 석탄공급을 유리한 조건에서 수행할 수 있는지가 관건이다. 그리고 석탄공급자의 재정능력, 2차 연료가 존재하는지 그리고 2차 연료의 접근성이 확보되었는지 등을 고려해야 한다.

석탄은 물품(goods)이기 때문에 매도인과 매수인의 영업소가 서로 다른 국가에 소재하고 있는 상황, 즉 석탄공급자가 매수인인 프로젝트회사의 소재지와 다른 국가에 소재하면서 석탄공급계약이 맺어진

86) Dewar, paras 8.101-8.105.

87) Delmon, p. 284.

88) 이를 소위 'full pass-through'라고 한다.

다면 CISG가 적용되어 규율할 가능성이 높다. 물론 CISG의 직접적용 혹은 간접적용의 경우에 해당되어야 그러하다.⁸⁹⁾

석탄공급자와의 석탄공급계약 주체가 전력구매자인지 아니면 발전사업자인지 여부에 따라 두 가지 다른 유형이 존재한다.

1) 전력구매자가 석탄공급계약의 주체인 경우(tolling arrangement)

이 경우 전력구매자는 석탄공급자와 별도의 석탄공급계약을 맺어 석탄공급/조달에 대한 책임을 전적으로 지게 되고, 발전사업자는 그 공급자로부터 제공받은 석탄을 연료로 생산한 전력을 전력구매자에게 공급하되 전력구매계약상 합의된 열효율 달성의 책임을 부담하는 구조이다. 이러한 형식을 소위 ‘tolling arrangement’라 부른다.⁹⁰⁾ 즉 석탄공급계약의 주체는 전력구매자이고, 전력구매자가 자신의 석탄공급자와 별도의 계약하에 석탄을 발전사업자에게 공급하도록 하는 형식이다. 이 경우 실제 연료 사용량과 전력구매계약상 보증된 열효율에 근거한 이론적인 연료 사용량에서 차이가 발생한다고 한다. 보

증한 수치에 비해 열효율이 떨어지는 경우 당연히 연료 소모가 증가하므로 그 증가분에 대해서는 발전사업자가 부담해야 한다. 따라서 전력구매자는 전력구매계약상 열효율 미달에 따른 손해배상예정액을 책정하여 발전사업자로 하여금 물게 한다. 반면 실제 열효율이 보증치보다 높은 경우에는 일정 전력을 생산하는데 필요한 연료 소모가 적어지므로 그 차액만큼 발전사업자가 혜택을 볼 여지는 있으나, 실무에서는 거의 보상이 없거나 있어도 1% 한도 정도로 인센티브를 제한한다. 즉 발전사업자가 열효율을 높여서 필요한 연료 소모가 적어진다고 하더라도 발전사업자의 이익창출과는 별 관계가 없다.

2) 발전사업자와 석탄공급자간 체결하는 석탄공급계약

발전사업자가 석탄조달의 책임을 부담한다면 석탄공급자와 (프로젝트회사를 통하여) 별도의 석탄공급계약을 체결하여 발전소에 필요한 양의 석탄을 장기간 동안 안정적으로 공급받도록 해야 한다. 그러나 필요 이상의 혹은 사용할 수 없는 양의 석탄을 구매하지 않도록 하는 것이 중

89) 어느 경우에 CISG가 적용되는지 그리고 일반적인 물품매매계약 체결과정에서 실무적인 고려사항은 정홍식, “국제물품매매협약(CISG) 적용하에서 매매계약 체결에 관한 실무적 고려사항”, 통상법률 통권 제94호 (2010. 8) 참조.

90) Badissy, p. 104. (이 경우 전력구매자가 발전사업자와 체결하는 전력구매계약을 ‘tolling agreement’ 혹은 ‘energy conversion agreement’라 부르기도 한다); 이승교, 85면도 동지.

요하다. 그렇지 않으면 발전사업자는 전력생산에 사용되지 않는 석탄을 구매하기 위해 불필요한 대금을 지급하는 상황이 되기 때문이다.⁹¹⁾ 발전사업자는 공급자가 보유한 광구에 충분한 석탄 매장량이 들어있는지 확인하는 것이 중요하다. 또한 그 매장량에서 해당 발전사업자가 필요로 하는 양의 석탄을 공급하겠다는 약정을 확보해야 한다. 만일 공급자가 특정 광구의 석탄 매장량의 충분성이나 전속적인 공급약정을 제공하지 못하면, 발전사업자는 다른 석탄공급의 대안이 충분한지 여부를 확인해야 할 것이다. 그리고 석탄공급계약의 계약기간은 가능한 대출 원리금 상환 기한 정도까지는 맞추어서 대주의 우려를 해소해 주어야 한다. 그러나 그 정도의 장기간 동안 공급하겠다는 공급업체를 찾기가 어려워, 실무에서는 5~6년 단위의 장기공급계약을 하고 합의에 의해 갱신하는 구조를 갖추는 것이 보통이다.

발전사업자 입장에서 석탄공급계약상 중요하게 검토되고 반영해야 할 요소들은 다음과 같다. 첫째, 공급자로 하여금 계약된 석탄량을 공급하겠다는 구속력 있는 장치를 확인해야 한다. 둘째, 전력구매자의 급전지시가 나오지 않는 상황을 감안

하여 월별 및 연간 석탄공급량의 적절한 조절이 가능하도록 할 필요가 있다. 셋째, 계약상 확정된 사양에 부합하지 않는 석탄이 공급되는 경우 그로 인하여 증가되는 비용에 대해서는 석탄공급자가 부담하도록 손해배상예정액을 두도록 해야 한다. 넷째, 석탄공급의 차질로 인해 전력구매계약상 가동대기율을 맞추지 못하는 경우 발전사업자가 부담해야 하는 여러 가지 책임을 공급자에게 전가할 수 있도록 해야 한다. 다섯째, 석탄공급 시기가 시운전과 성능시험 시점에 제때 맞추어 이루어질 수 있도록 해야 한다. 그렇지 않으면 석탄이 필요하기도 전에 발전사업자는 석탄공급계약에 따라 미리 대금지급을 해야 할 수도 있기 때문이다.⁹²⁾

석탄공급자는 계약체결시 공급량에 대해 확정해줄 것을 요구하나, 발전사업자 입장에서는 장기간의 석탄공급계약상 주문량을 조기에 확정하기 어렵다. 주문하게 될 석탄수량은 전력구매자의 연간 급전지시 시간에 따라 달라질 수밖에 없기 때문이다. 그래서 절충안으로 발전사업자는 석탄공급자에게 연간 최소수량구매의무를 부담하고, 발전사업자는 최소수량구매의무를 전력구매계약에 그대로 반영하

91) Badissy, p. 106.

92) Badissy, pp 106-107.

여 동일 메카니즘으로 전력구매자에게 그 책임을 전가하고 최소수량구매에 따른 연료비를 지급받으려 한다. 이에 발전사업자는 전력구매자로부터 받은 연료비로 석탄공급자와 약정한 최소수량구매의무에 따른 석탄대금을 지급할 수 있게 된다.

석탄의 가격산정 기준을 중량에 따라 결정하는 경우 고려해야 할 요소가 있다. 석탄공급이 발전소와 인접한 지역에서 공급받는 것이 아니고 원거리 해상운송에 의해 공급받는 경우라면, 선적시점의 무게와 바다를 건너오게 되면서 습기를 머금게 되어 무게가 늘어나 야적장에서 재는 무게가 달라지게 된다. 또한 발전소 내 석탄건조처리시설에 최소 30일 정도 있다가 보일러에 투입되기 때문에 그 기간 동안 무게가 가벼워진다. 따라서 석탄가격의 산정기준을 중량에 따른다면 어떤 기준을 토대로 석탄의 중량을 결정해 금액을 결정해야 할지도 관건이다. 이러한 결정이 석탄가격 산정에 있어 중요한 요소가 되며, 실무에서는 아주 복잡한 공식이 사용된다.

3) X 사업 및 Y 사업의 사례

X 사업에서는 전력구매자가 입찰 제안 요청서에서 제공한 석탄공급의 주요 방침에 부합하는 계약체결을 요구하고 있다. 또한 발전사업자가 체결하려는 석탄공급

계약서에 대해 전력구매자가 이를 사전에 검토하고 승인할 수 있는 권리를 확보하고 있다. 그리고 체결된 석탄공급계약에 대해 전력구매자의 승인 없이 무단으로 계약조건을 변경하거나 계약을 해지하는 것을 허용하지 않고 있다. 이는 석탄공급의 중요성을 단적으로 보여주는데, 전력구매자가 연료비를 궁극적으로 지급하는 주체이기 때문이다. 전력구매계약상 전력구매자는 발전사업자로 하여금 발전소 내 석탄건조처리시설에 최소 수량의 석탄비축을 의무화하고 있다. 만일 발전소가 지속적인 석탄공급 실패로 인해 연료가 없어 전력생산이 불가능하게 되면, 전력구매자는 그 기간 동안 용량요금을 지급하지 않도록 하고 있다. 때문에 끊임없는 석탄공급은 발전사업자에게 대단히 중요한 요소로 작용한다. 그러나 전력구매자는 재량에 따라 2차연료를 사용하여 전력을 생산하도록 하는 급전지시를 할 수는 있고, 그 경우 2차연료 사용에 따라 산정되는 별도의 용량요금을 지급한다.

X 사업의 입찰 제안요청서에서 전력구매자가 발전사업자에게 제공한 석탄공급의 주요 방침은 다음과 같았다. 첫째, 석탄공급자가 석탄가격을 자의적으로 정하지 못하고, 석탄가격과 그 계산방식은 전력구매자에게 사전 고지되고 동의를 득하게 되어 있다. 둘째, 필요한 석탄량의 공

급에 있어 연중 전력수요의 성수기(4월 1일부터 11월 30일까지)와 비수기(12월 1일부터 3월 31일)를 나누어 각 기간 당 사전 통지를 통해 석탄공급자가 전량 공급한다는 보증을 제공하도록 하고 있다. 예컨대 성수기때는 계약용량의 100% 전력생산을 위해 필요한 석탄을 30일의 사전 통지에도 불구하고 전량 공급한다는 보증, 그리고 비수기때는 계약용량의 50% 전력생산을 위해 필요한 석탄을 60일의 사전 통지로 공급한다는 보증이었다. 셋째, 전력구매계약상 전력구매자가 연간 부담하는 최소급전지시의무(minimum dispatch obligation)를 충족하기 위해 연간 필요한 석탄량을 초과해서 발전사업자가 석탄을 구매해야 한다면, 전력구매자는 그 초과분에 대한 연료비를 지불하지 않아도 된다. 왜냐하면 이는 발전소의 열효율이 떨어지는 것이기 때문이다. 그리고 발전사업자가 연간최소구매의무를 부담하여 석탄대금을 이미 지불하였으나 실제 모든 석탄을 사용하지 못한 경우, 이를 향후 2년 내에 사용할 수 있는(make-up) 권리를 보유하도록 하고 있다. 넷째, 발전사업자가 연간 최소수량구매의무를 부담하기 때문에, 석탄공급자는 어떠한 경우에도 자신의 다른 고객들보다 여기 발전사업자에게 우선적으로 해당 최소수량의 석탄을 공급한다는 확약을 하고 있다.

Y 사업의 경우 전력구매자가 석탄공급자를 발전사업자에게 알선해준 경우이다. 발전사업자가 석탄조달의 책임을 부담한다 하더라도 실무상 전력구매자 혹은 현지 정부가 충분한 석탄매장량을 보유한 광구나 공급업자를 연결해주시 않는 경우에는 민자발전사업의 추진이 어렵다고 한다. 석탄공급자는 내륙에 소재한 석탄광산개발업체로서 Y 사업이 진행되는 것과 보조를 맞추어 석탄채굴을 하여 발전소에 공급하는 구조였다. 2차연료를 활용하기 어려운 구조였기 때문에, 충분한 석탄량의 확보가 필요하였다. 만일 다른 곳에서 2차연료를 구해야 한다면 20% 이상의 추가 비용이 발생하기에 사업진행이 어려웠고, 따라서 석탄매장량이 충분한지 여부나 제때 공급하지 못하는 경우를 대비해 정부나 전력구매자로부터 보증을 확보한 프로젝트였다.

다. 전력인도장소 및 전력손실위험

발전사업자는 전력구매자의 급전지시에 따라 생산한 전력을 지정된 인도지점(delivery point)에서 인도할 의무를 부담한다. 발전사업자는 가급적이면 그 인도지점을 발전소와 최대한 가까운 곳으로 해야만 송전손실을 줄일 수 있다. 실제 생산된 전력의 인도지점은 전력구매자가 책임을 부담하는 송전망에 연결되는 지점으로 정하는

것이 보통이다. 그 지점에서 전력이 인도된 이후 발생할 수 있는 전력손실위험은 전력구매자가 전적으로 부담한다. 즉 그 인도지점이 발전사업자와 전력구매자간 전력매매의 위험분기점과 비용분기점으로 작용한다. 한편 이러한 인도장소가 전력의 소유권이전의 분기점까지 되는 것은 아니다. 소유권이전은 계약조건 및 계약의 준거법에 의해 정해지기보다, 물권의 준거법에 의하여 별도로 정해지기 때문이다. 우리 국제사법 제19조에 따르면 물권의 준거법은 물건의 소재지법에 의하도록 하고 있다.

라. 전력구매자의 최소급전지시

전력구매자는 연간 최소한도의 급전지시를 내릴 것을 약속하는데, 발전사업자는 이에 맞추어 필요한 연간 최소석탄구매량을 확정할 수 있고 그에 대한 연료비지급을 석탄공급자에게 약속하게 된다. 그러나 전력구매자가 그러한 약속을 하지 않고, 그 연간 최소한도의 급전지시를 하도록 ‘노력한다’ 라는 정도에 그치는 경우도 있다. 물론 발전사업자 입장에서는 전자의 경우가 바람직하다. X 사업에서 최소한도의 연간 급전지시는 4,000시간을 넘지 않도록 하고 있다. 그러나 전력구매자가 그 연간 정해진 시간동안 반드시 급전지시를 할 것을 약속하지 않고 있고, 쌍방

간 매년 회기연도가 끝나기 60일 전에 급전지시량에 대한 회의를 하도록 하고 있다. 그 회의에서 아직 모자란 급전지시 시간과 그로 인해 발생한 사용되지 않고 남게 될 연료의 처리 방향에 대해 협의하는 것이다. 발전사업자에게 그리 우호적이지는 않다.

5. 불가항력

전력구매계약상 불가항력 조항은 다른 관련 계약들의 불가항력 조항들과 밀접한 관련이 있고 그 형식에 있어 유사하지만 그렇다고 완전히 동일하지 않다. 전력구매계약의 불가항력 조항은 백투백으로 관련 계약들인 EPC계약, 연료공급계약 및 O&M계약과 상충되지 않고 매끄럽게 연결되어야 한다. 다만 전력구매계약상의 불가항력은 관련 계약들에서 고유하게 발생할 수 있는 불가항력의 사유들을 포괄하여 그 효과에 대해서까지 규정해야 한다. 예컨대 석탄공급계약상 석탄공급이 정치적 불가항력이나 천재지변에 의해 제대로 이뤄지지 못하는 경우를 들 수 있다. 석탄공급계약서에서는 불가항력 사유이어서 석탄공급의 불이행에 따른 손해배상의 책임을 면하게 되는데, 전력구매계약에서는 불가항력 사유에 포함되지 않으면 발전사업자만 전력구매자에게 그에 따른 책임을

부담하게 되나 석탄공급자에게 이러한 책임을 물을 수 없게 된다.⁹³⁾

X 사업에서 전력구매계약상 불가항력 사유의 정의는 다음과 같다. 일방 당사자의 통제범위를 벗어나 있으며, 그러한 당사자가 적절히 대비하거나 회피할 수 없었고, 그 당사자가 모든 합리적인 조치와 주위의무를 기울였으며, 그러한 사유가 해당 당사자의 계약위반이나 귀책사유가 아닌 것으로 정의하고 있다. 그리고 불가항력의 유형은 크게 세 가지로 나누고 있는데, (i) 전력구매자가 부담하는 위험 사유들(offtaker risk event, 이하 “ORE”); (ii) 전력구매자가 부담하는 위험 사유들 이외의 일반적인 불가항력 사유들(force majeure event, 이하 “FME”); 그리고 (iii) 호르무즈 해협 사유(strait of hormuz event, 이하 “Hormuz”)가 그것이다.⁹⁴⁾

첫째, ORE가 부담하는 위험사유들은 소위 말하는 투자 유치국 내외에서 발생하는 많은 유형의 정치적 불가항력들을 포

괄하고, 법규변동(change in law) 및 정치적 불가항력으로 인해 야기되는 송전망의 미작동과 석탄공급의 중단, 석탄건조처리시설의 미작동을 포함한다. 그리고 상기 사유들로 인해 발전사업자의 EPC계약자나 운영자 등에게 영향을 미치는 경우까지 아울러 포함하고 있다. 둘째, FME는 일반적인 천재지변, 전염병, 폭발 혹은 화학오염, 발전소 주변 해양오염 및 파업(관련 당사자, 여러 계약자 및 관계사 근로자들만의 파업은 제외)을 포함하고 있다. 그리고 상기 사유들에 의해 야기되는 송전망의 미작동과 석탄공급 중단, 석탄건조처리시설의 미작동도 포함한다. 셋째, Hormuz는 호르무즈 해협⁹⁵⁾의 폐쇄 혹은 봉쇄는 외국에서 발생한 것이라 하더라도 전력구매계약상의 채무이행에 중요한 악영향을 미치기 때문에 포함된 것으로 본다. 해상운송으로 해외에서 들어오는 석탄의 공급에 커다란 차질이 빚어지기 때문이다.

X 사업에서 불가항력 사유 발생의 효과

93) Badissy, p. 125.

94) 일반적으로 전력구매계약상 불가항력 사유는 크게 (i) 전력구매자가 부담하는 위험사유들인 정치적 불가항력(political force majeure), (ii) 그 외 자연적 불가항력(natural force majeure)으로 나누고 있다. 전자는 법규변동(change in law)을 포함하여 상기 X 사업의 ORE에 해당하는 사유들이고, 후자는 상기 X 사업의 FME에 해당하는 사유들이다. 따라서 X 사업의 경우 일반적인 전력구매계약의 불가항력 내용은 아닌 것으로 본다.

95) 호르무즈 해협은 이란과 아라비아 반도 사이에 페르시아만과 오만만을 잇는 좁은 해협이다. 북쪽으로는 이란과 접하며, 남쪽으로는 아랍에미리트에 둘러싸인 오만의 비지(飛地, 다른 나라의 영토 안에 있는 땅으로 월경지라고도 함)이며 너비는 약 50km이다. 이 해협은 세계적인 산유국인 사우디, 이란, 쿠웨이트의 중요한 석유 운송로로 세계 원유 공급량의 30% 정도가 영향을 받는 곳이기도 하다.

는 다음과 같았다.⁹⁶⁾ 첫째, 일단 상기의 어떠한 불가항력 사유 발생이 건설단계에서 상업운전일 달성에 영향을 미쳐 준공이 지연된다면, 상업운전일의 연장이 가능하도록 하고 있다. 그렇다면 EPC 계약에서도 이러한 공기연장이 가능하도록 전력구매계약상의 불가항력 정의와 그 사유들은 EPC 계약상의 불가항력⁹⁷⁾ 정의와 사유들과 상충되지 않고 매끄럽게 연결되도록 해야 한다. 즉 발전사업자는 전력구매계약의 불가항력 조항을 참고하여 EPC 계약의 불가항력 조항의 내용을 별도 협상해야 할 것이다. 그러나 X 사업에서는 이러한 불가항력 사유, 특히 ORE가 발전사업자의 상업운전일 달성에 영향을 미치는 경우, 예정된 상업운전일이 달성된 것으로 간주하고 ‘간주된 용량요금(deemed capacity payment)’을 지급한다는 내용은 없었다. 이 부분은 발전사업자가 가능한 확보해야 할 사안이라고 본다. 그래야 발전사업자는 대출원리금 상환에 차질을 빚지 않게 될 것이다. 한편 어떠한 불가항력 사유가 운영단계에서 발생한다면 그 사유에 영향받은 당사자의 이행은 면책된다.

그렇다면 O&M계약과 석탄공급계약에도 이러한 불가항력 사유에 대한 면책조항이 서로 간에 상충되지 않고 매끄럽게 잘 반영되어야 한다.

둘째, ORE의 발생으로 인해 발전사업자에게 추가비용을 야기했다면 발전사업자는 통지요건을 준수하여 클레임을 제기하는 한 보상을 받을 수 있도록 하고 있다. 그러나 보상방식은 상당히 복잡하게 기술되어 있다. 건설기간 동안 ORE로 인해 발생한 추가비용은 금융계약상 대출금 인출로 충당하도록 하고, 상업운전일 이후 운영기간 동안 ORE로 인해 발생한 추가비용에 대해 발전사업자는 그 비용충당을 위해 추가 자본금을 출자하여 충당하도록 한다. 그 대신 전력구매자는 전체적인 상황을 감안하여 용량요금 그리고/또는 에너지요금의 증액, 그리고/또는 전력구매계약 계약기간 연장 등의 방안을 제안하여 쌍방간 협의토록 한다. 즉 전력구매자의 보상이 즉시 이루어지도록 하기보다 장기간 동안의 용량요금 증액이나 전력구매계약 계약기간을 연장하여 연장된 기간만큼 용량요금의 추가 지급을 통해 보상이 이

96) 하기에서 설명한 불가항력 사유발생의 효과에 대해서는 여러 가지 다양한 형식으로 구성할 수 있기에 반드시 이와 같이 않을 수 있음은 당연하다. 보통의 전력구매계약에서는 전력구매계약 기간 연장, 간주준공 및 손실에 대한 직접보상 방법이 있고, 또한 건설기간 및 운영기간에 발생한 불가항력 사유의 효과를 달리 취급하기도 한다.

97) FIDIC 표준계약조건의 불가항력에 관한 분석에 대해서는 김승현, 국제건설계약의 법리와 실무, (박영사, 2015), 196면 이하를 참조.

루어지도록 하는 방안이다. 전력구매자에게는 유리하나 발전사업자에게는 불리한 구조이나, 앞서 IV. 3. 나에서 전술한 대로 발전사업자는 이를 해결하기 위한 여러 방안을 마련해야 한다. 만일 이러한 방안이 협의되지 않으면 분쟁해결절차 중 첫 단계인 독립적인 전문가가 내리는 ‘구속력은 있지만 최종적이지 않은’(binding but not final) 결정에 의해 해결하도록 하고 있다. 이러한 독립적인 전문가에 의한 분쟁 해결 방식은 FIDIC 표준건설계약상의 분쟁조정위원회(dispute adjudication board)⁹⁸⁾에 의한 것과 유사하다.

셋째, (i) 운영기간 동안에 발생한 FME가 발전사업자의 신뢰용량(dependable capacity)을 유지하는데 영향을 미치거나 혹은 전력구매자의 계약상 이행에 영향을 미치는 경우, 혹은 (ii) 운영기간 동안에 발생한 ORE가 발전사업자의 신뢰용량을 유지하는데 전혀 영향을 미치지 않지만 실제 생산한 전기를 전력구매자에게 인도하는데

영향을 미치거나 혹은 전력구매자의 계약상 이행에 영향을 미치는 경우, 전력구매자는 용량요금을 계속해서 지급하도록 하고 있다. 또한 운영기간 동안에 발생한 ORE나 Hormuz가 발전사업자의 신뢰용량 유지에 영향을 미치는 경우, 전력구매자는 용량요금을 계속 지급해야 한다.⁹⁹⁾ 한편 다른 전력구매계약에서는 운영기간 중에 발생한 천재지변에 해당하는 불가항력의 경우, 단순히 의무면제만이 인정되고 용량요금의 보상은 주어지지 않는 경우도 있다. 이는 발전사업자가 천재지변에 대비하여 소위 ‘발전소 시동지연(delay in start-up)’ 혹은 ‘사업방해(business interruption)’와 같은 보험에 부보하여 대출금 상환과 투자금 회수가 가능하도록 하였기 때문에 별도의 용량요금 보상이 주어지지 않는 것이다.¹⁰⁰⁾

6. 채무불이행과 계약해지

전력구매계약은 장기간 동안의 계약이기에 계약기간 동안 여러 가지 사정과 변

98) 분쟁조정위원회(DAB)에 의한 분쟁해결은 FIDIC 표준건설계약조건에 들어가 있는데, DAB 절차는 중재에 앞서 거치도록 하는 분쟁해결절차이다. DAB가 구성되어 결정을 내리면 추후 중재판정에 의해 그러한 결정이 변경되기 전까지는 양 당사자를 구속하기에 당사자들은 이러한 결정에 따라야 한다. 즉 DAB 결정도 ‘구속력은 있지만 최종적이지 않은’(binding but not final) 성질을 취하고 있다. 만일 일방 당사자가 이러한 DAB 결정에 따르지 않으면 타방당사자는 그 이행의 강제를 구하는 중재신청을 해야 한다. 즉 DAB 결정 그 자체가 집행력을 가지는 것은 아니다. DAB에 대한 자세한 설명은 김승현, 327면 이하를 참조.

99) 그래야 발전사업자는 대출원리금 상환이 가능하고, O&M계약자에게 용량요금에 포함되어 있는 고정 O&M비를 계속 지급할 수 있을 것이다.

100) 이승교, 76-77면.

수로 인해 계약해지 사태로까지 이어질 수 있다. 때문에 계약해지 사유의 적시와 그 효과가 보다 명확히 합의되어야 한다. 전력구매계약의 계약해지는 다른 관련 계약서의 해지로 이어지고, 그 반대의 경우인 다른 관련 계약서인 예컨대 EPC계약의 해지는 전력구매계약의 해지도 가능하다. 따라서 전력구매계약에서의 계약해지는 다른 관련 계약의 해지사유가 되도록 하고, 반대로 다른 관련 계약의 해지는 전력구매계약의 계약해지로 이어지도록 해야 한다. 일단 전력구매계약 기준으로 보았을 때, 건설단계 혹은 운영단계에의 계약해지로 시간대별 구분을 할 수 있고, 각 당사자의 중대한 채무불이행에 따른 계약해지 사유를 명확히 적시해야 한다. 각 당사자의 채무불이행 사유는 대략 다음과 같이 정리할 수 있으나, 모든 전력구매계약에서 그러한 것은 아니다.

전력구매자의 중대한 채무불이행 사유로 들 수 있는 것은 (i) 전력요금을 포함한 기타 지급해야 할 금전채무 불이행; (ii) 파산; (iii) 전력구매자 책임의 설비(전력계통망 구축 등) 건설 실패; (iv) 법규변동으로 인해 전력구매자의 중대한 확약의 미이행; (v) 상대방 동의없이 전력구매계약상 자신의 권리나 의무를 제3자에게 양도하거나 이전하는 행위; (vi) 기타 중요한 전력구매계약상의 계약위반 등이 있다.

이러한 사유가 발생하면 전력구매자로 하여금 계약상 정해둔 기일까지 치유할 기회를 부여하는 것이 보통이다.

발전사업자의 중대한 채무불이행 사유로 들 수 있는 것은 (i) 금융종결 미달성; (ii) 파산; (iii) 예정된 기간 내에 공사착공 실패; (iv) 상업운전일 달성 실패; (v) 발전소 포기(abandonment); (vi) 각종 요구되는 보험구비 위반; (vii) 다양한 정부허가, 동의, 승인 등의 유지 실패; (viii) 약정 가동대기율 유지 실패; (ix) 발전용량의 성능미달과 해당 기간의 지속; (x) 상대방 동의 없이 전력구매계약상 자신의 권리나 의무를 제3자에게 양도하거나 이전하는 행위; (xi) 기타 중요한 전력구매계약상의 계약위반 등이 있다. 이러한 사유가 발생하면 발전사업자로 하여금 계약상 정해둔 기일까지 치유할 기회를 부여하는 것이 보통이다.

제3의 다른 유형으로는 양 당사자의 귀책 없이 발생하는 정치적 불가항력이나 천재지변과 같은 자연적 불가항력 사유가 계약상 최대허용기간(prolonged(extended) period)을 넘어서 지속되면 계약을 해지할 수 있도록 하는 유형이다.

이러한 세 가지 유형의 채무불이행이나 계약해지 사유가 발생하였다고 해서 상대방이 그 즉시 전력구매계약을 해지할 수 있는 것은 아니다. 발전사업자 입장에서

는 기존의 전력구매자 이외에 제3의 구매자를 찾을 수 없다면 생산되는 전력의 수요처가 없는 문제가 발생하고, 이는 대출원리금 상환이 불가능해짐을 의미한다. 그리고 ‘무상환청구(no recourse)’ 혹은 ‘제한된 상환청구(limited recourse)’만을 가지는 대주입장에서도 전력구매계약상 매출이 더 이상 발생하지 않을 상황을 방지할 수는 없는 노릇이다. 따라서 발전사업자나 대주는 전력구매자의 채무불이행 사유 발생이나 불가항력 사유지속의 최대허용기간 도달의 경우, 전력구매계약을 해지하더라도 전력구매자가 발전소의 지분을 전량 매입할 것을 의무화하는 방안이 있다. 반대로 전력구매자 입장에서는 전력을 계속 공급받아야 하는 상황이라면, 전력구매계약을 해지하면서 발전사업자의 지분을 전량 매수하는 편이 나을 것이다.¹⁰¹⁾ 이러한 상반되는 계약해지 상황에 따라 지분매입 산정을 위한 계약해지 계산방식 달리 정할 수 있다.

그럼 계약해지 비용의 산정은 어떻게 하는가? 각 전력구매계약의 상황마다 고유한 방식을 정하겠지만 대략 크게 두 가지 유형으로 구분된다. 첫째, 전력구매자의 채무불이행 사유 발생 및 불가항력 사유가 최대허용기간까지 지속되는 경우,

전력구매자는 다음의 비용을 산정해 발전사업자에게 지불하고 그 지분을 모두 매입한다: 미상환된 대출원금과 이자, 기타 금융비용(financing costs), 발전사업자의 투자금 및 예정된 수익금, 그리고 발전사업자가 프로젝트회사에 대한 후순위대출(subordinated loans)을 하였다면 원금과 이자를 모두 포함해야 할 것이다. 둘째, 발전사업자의 채무불이행 발생의 경우, 전력구매자는 다음의 비용을 산정해 발전사업자에게 지불하고 그 지분을 모두 매입한다: 미상환된 대출원금과 이자, 기타 금융비용만이 인정될 수 있다.

한편 대주의 입장에서는 각 채무불이행 발생 후 계약상 허용된 치유기간이 소진되고 계약해지 비용 산정 체계가 잘 갖추어진 프로젝트인 상황이라면, 곧바로 전력구매계약이 해지되도록 한 후 전력구매자가 정산한 해지비용으로부터 현금화하는 것을 원할 것이다. 그러나 대주는 추가로 자신이 직접 개입해 치유하거나 아니면 제3의 발전사업자를 끌어들여 프로젝트를 정상화시켜려 할 수도 있다. 해서 대주는 전력구매계약상 채무불이행이 발생할 때마다 자신에게도 통지하도록 하는 요건을 의무화하고, 치유기간 동안 제대로 치유가 이루어지지 않으면 발전소 운

101) Badissy, p. 150.

영에 개입(step-in)하여 자신이 혹은 제3자로 하여금 치유할 권리를 추가로 보유하려고 한다. 그 방식은 아래에서 후술할 전력구매자, 발전사업자(프로젝트 회사) 및 대주와의 별도 3자 계약(direct agreement)에 의해서 이루어진다.

V. 전력구매자, 프로젝트회사 및 대주와의 별도 3자 계약(direct agreement)

전력구매계약상 대주는 계약당사자가 아니기에 전력구매계약의 이행여부에 절대적인 이해관계를 갖는다 하더라도 제3자로서 별도의 계약상 권리를 가질 수 없다. 영미법으로도 계약의 직접 당사자들만이 당해 계약으로부터 발생하는 권리와 의무를 가지며 제3자는 계약상의 권리를 가질 수 없고 제3자에게 계약상의 의무를 부과할 수도 없는 것이 원칙이다. 이는 실질적으로 계약의 당사자가 아닌 제3자는 계약과 관련한 소를 제기할 수 없다는 의미를 갖는다.¹⁰²⁾ 영미법상 이를 프리비티(privity) 원칙이라 한다. 그러나 프로젝트 파이낸스의 본질상 발전사업자에 대해 무상환청구 혹은 제한된 상환청구만을 갖는 대주 입장에서는 전력구매계약상 중대한

채무불이행이 발생하여 계약해지에 이르는 것을 좌시할 수 없다. 막대한 원리금상환의 재원이 사라지게 되기 때문이다. 그리하여 전력구매계약 당사자들과 대주는 사전에 직접계약이라는 형식으로 3자간 계약을 체결하여 대주 이익보호 차원에서 계약상 허용하는 범위 내에서 개입권을 행사할 수 있도록 한다. 이렇게 계약당사자들이 원하는 경우 제3자에게 계약조항을 실행할 수 있는 권리를 부여할 수 있다고 규정하는 것은 영국의 「The Contracts (Rights of Third Parties) Act 1999」에서 명시적으로 허용된다. 물론 프리비티 원칙의 예외로서 작용하며, 프리비티 원칙은 여전히 계약법상 본질적인 원칙으로 인정된다.

전력구매계약상에는 계약체결 시 제3자인 대주에게 ‘직접계약’ 형식으로 개입권을 부여한다는 명시적 합의를 포함한다. 그렇다면 전력구매계약은 일부 제3자를 위한 계약(third party beneficiary contract)의 성격을 띤다고 볼 수 있다. 왜냐하면 제3자를 위한 계약은 계약(전력구매계약)이 성립할 당시부터 제3자(수익자)에게 계약으로부터 발생하는 권리를 부여하기로 약정하는 것이 가능하기 때문이다.¹⁰³⁾ 그럼 제3자인 대주는 의도된 수익자(beneficiary)

102) Ewan Mckendrick, *Contract Law*, (Oxford University Press, 2014), p. 946.

의 지위에 놓이게 되고, 대주는 개입권을 행사한 후 전력구매자의 주된 이행을 청구할 수 있는 권리, 즉 전력요금청구권을 갖게 된다.

‘직접계약’에서 발전사업자는 전력구매계약상 자신의 모든 권리를 대주에게 양도하며, 전력구매자는 전력요금이 입금되는 역외계좌, 정부의 허가, 기술적인 특허 등에 대해 대주 앞으로 설정된 담보권을 인정하고 동의한다. 만일 프로젝트 회사(차주)의 채무불이행이 발생하면 대주는 ‘계약이전(transfer of contract)’ 방식으로 프로젝트 회사의 전력구매계약상 모든 권리와 의무 일체를 이전받아 자신이 직접 계약당사자가 되어 채무불이행을 치유하고 계약을 유지할 수 있도록 한다.¹⁰⁴⁾ 계약이전이란 계약당사자 일방이 일체로서 계약관계의 동일성을 유지한 채 제3자에게 이전하는 것을 말한다. 계약인수(Vertragsubernahme), 계약상의 지위의 양도(assignment of contractual position)¹⁰⁵⁾

라고도 한다. 이는 권리나 의무 중 어느 하나만을 이전하는 양도(assignment) 또는 위임(delegation)과는 개념상 구별된다. 영미법상 일반적으로 양도는 권리의 이전(transfer of right)을, 위임은 의무의 이전(transfer of duty)을 의미하는 용어로 사용된다.¹⁰⁶⁾ 이러한 직접계약은 대주가 전력구매계약 계약당사자들과 별도의 3자 계약을 체결하기에 영국법 상의 프리비티 원칙에 부합한다. 또한 국내법에 비추어 볼 때에도 민법에는 계약이전을 정면으로 규율하는 규정이 없더라도, 학계에서는 세 당사자가 명시적으로 동의한 경우 계약이전은 가능하다는 입장으로 일치되고 있어¹⁰⁷⁾ 직접계약은 유효하다.

이러한 직접계약을 통한 계약이전은 경개(更改)와 비교해 볼 수 있다. 미국 계약법상 경개(novation)란 계약의 당사자를 제3자로 교체하는 대체계약(substituted contract)의 한 유형이다.¹⁰⁸⁾ 그리고 대체계약은 채권자가 원래 계약상 급부와 다른

103) 김영주, “미국 계약법상 의무이행의 위임(Delegation of Performance of Duty)과 우리 민법예의 시사점” 외법논집 제40권 제4호 (2016), 146면.

104) 정홍식 외, 제1권, 김채호 집필, 586면.

105) 양창수·권영준, 민법 II. 권리의 변동과 구제, 박영사 (2011), 216면. 또는 간단히 계약양도(cession de contrat)라고도 한다.

106) *Murray on Contracts*, (LexisNexis, 2011), p. 889; Brian A. Blum, *Contracts*, (Wolters Kluwer, 2013), p. 778 (김영주, 144면에서 재인용).

107) 학계의 입장을 정리한 자세한 내용은 이동진, “계약이전의 연구-상대방의 동의 요건의 기능과 위치를 중심으로”, 서울대학교 법학, 제53권 제1호 (2012. 3), 670면 이하를 참조.

급부의 약속을 변제로 수령하는 것을 의미하며,¹⁰⁹⁾ 이에 따른 원래의 급부와 다른 급부가 이루어지는 것을 대체이행(substituted performance)이라 한다.¹¹⁰⁾ 경개는 본래의 계약에서 경개를 허용하였거나 채권자의 구속력 있는 명시적인 의사표시(binding manifestation)에 기한 동의가 있는 경우에 한해 허용되고 세 당사자 이상이 개입되는 계약이다.¹¹¹⁾ 미국에서 경개는 거의 대부분 채무자 교체의 경우라고 하는데, 그 경우 교체된 새로운 채무자가 계약의 당사자가 되고, 그 결과 구채무자는 계약상의 의무를 부담하지 않게 된다.¹¹²⁾ 국내 민법 500조 이하의 경개의 요건과 효과의 경우도 미국법의 입장과 거의 비슷해 보인다. 그러나 상기 직접계약에 의한 계약 이전의 경우는 채무의 이전뿐 아니라 제3

자에게 권리의 양도까지 모두 한꺼번에 이전된다는 점에서 경개와 구분된다고 본다.

직접계약의 주된 내용은 전력구매계약 계약상의 권리 양도에 대한 채무자의 동의, 동 계약상의 채무불이행 사유 발생시 대주에게 통지의무, 대주에게 채무불이행 사유 치유권 보장, 동 계약의 수정, 변경에 대한 대주의 사전동의 필요, 대주의 계약이전 등 사항을 규정하게 된다.¹¹³⁾ 개입권을 행사하는 경우 대주는 차주인 프로젝트 회사를 대신하여 전력구매계약상의 당사자가 되어 채무불이행 사유를 치유하여 프로젝트를 지속하면서 프로젝트를 제3자에게 매각하거나, 혹은 발전소 운영이 정상화되면 다시금 발전사업자로 하여금 운영하도록 하게 할 수 있다. 반면 경우에 따라서는 채무불이행을 치유하지 않고 전

108) Restatement of Contract Second, §280에서는 “A novation is a substituted contract that includes as a party one who was neither the obligor nor the obligee of the original duty”라고 규정하고 있다. 영국에서의 개념정의도 동일하고, 이에 관해서는 Mckendrick, pp. 978-979 참조.

109) Restatement of Contract Second, §279(1).

110) Restatement of Contract Second, §278 comment b.

111) Restatement of Contract Second, §280 comment a.

112) 다만 채무자 교체 혹은 제3자에 의한 채무의 이행이 채권자의 동의없이 이전되는 경우는 ‘의무이행의 위임(delegation of performance of duty)’에 해당한다. Restatement of Contract Second, §318. 그렇다고 채무자가 더 이상 계약상의 의무를 부담하지 않게 된다는 것을 의미하지는 아니며, 따라서 의무이행의 위임은 의무의 인수(assumption)과 개념상 구별된다. 채무자가 계약상 의무의 이행을 위임하는 경우 본래의 채무자(obligor)는 위임자(delegate), 의무의 이행을 이전받은 자는 수임자(delegatee)의 지위에 놓이게 된다. 여기에서 수임자의 법적지위는 유상 또는 무상의무를 이행하는 자이거나, 의무이행을 위임한 채무자의 대리인이 될 수도 있으며, 기타 다른 유형의 제3자일 가능성도 열려 있다. 또한 수임자는 위임자에게 의무를 이행하겠다고 약속을 한 자일 수도 있고 그러한 약속이 존재하지 않는 경우일 수도 있다. 이에 관한 자세한 설명은 김영주, 144면 이하를 참조.

113) *The Book of Jargon, Project Finance* 2d ed. (Latham & Watkins LLP), p. 20.

력구매계약이 해지되도록 하여 프로젝트를 종료시킬 수도 있다.¹¹⁴⁾

VI. 결 론

본고에서는 민관협력의 한 유형으로서 민자발전사업의 근간이 되는 전력구매계약의 주요 쟁점과 다른 관련계약서들에 미치는 영향과 그 접점에 대해 입체적으로 살펴보았다. 민자발전사업 그 자체는 국제거래에서 발생하는 대부분의 계약유형이 하나의 사업에 총 망라되어 들어가기에 상당히 매력적인 분야이다. 그러나 이 사업에는 프로젝트 파이낸스가 수반되기에 대주의 이해관계 뿐 아니라, 발전사업자, 전력구매자 그리고 다른 관련 계약서의 당사자들의 이해관계가 서로 복잡

하게 얽히게 되어 상호간에 상충되지 않고 잘 연계될 수 있도록 구조화하는 것이 대단히 중요하다. 따라서 발전사업자는 근간이 되고 매출이 발생하는 전력구매계약의 정확한 이해뿐만 아니라 다른 관련 계약서들과 어떻게 연계가 되어야 하는지 종합적으로 검토하여 협상하는 것이 대단히 중요하다. 즉 계약서 각각에 대해 시차를 두고 단편적으로 검토하고 협상하는 것은 계약서 상호간에 상충될 소지가 대단히 크기 때문에 이를 유의하여야 한다. 아무쪼록 본고가 전력구매계약의 주요 쟁점에 대한 이해와 아울러 다른 관련 계약서들과 일맥상통하도록 구조화가 이루어져야 한다는 인식에 조금이나마 도움이 되기를 바라며, 관련 후속연구가 활발해지기를 기대해 본다.

114) 정홍식 외, 제1권, 김채호 집필, 586면.

참 고 문 헌

- 김승현, 국제건설계약의 법리와 실무, (박영사, 2015)
- 김영주, “미국 계약법상 의무이행의 위임(Delegation of Performance of Duty)과 우리 민법상의 시사점” 외법논집 제40권 제4호 (2016)
- 김희택, 발전사업 개발 입문, ((사)해외인프라개발협회, 2016)
- 석광현, 국제물품매매계약의 별리, (박영사, 2010)
- 양창수·권영준, 민법 II. 권리의 변동과 구제, 박영사 (2011)
- 이동진, “계약이전의 연구-상대방의 동의 요건의 기능과 위치를 중심으로”, 서울대학교 법학, 제53권 제1호 (2012. 3)
- 이승교, 해외 IPP사업 프로젝트의 이해, (주)휴머슴미디어 (2015)
- 정홍식 외, 국제건설에너지법 - 이론과 실무, 제1권 (박영사, 2017)
- 정홍식, “국제물품매매협약(CISG) 적용하에서 매매계약 체결에 관한 실무적 고려사항”, 통상법률 통권 제94호 (2010. 8)
- 한국개발연구원 보고서, “해외 인프라사업 수주 전략 연구” (2016. 12)
- 황창용, “민관협력사업에 있어서 행정주체의 사업위험분담” 원광법학 제27권 제4호(2011)
- Badissy, Mahamed, et. al, Understanding Power Purchase Agreements, version 1.3, published under the Creative Commons Attribution-Noncommercial-Share Alike 4.0 (2014)
- Blum, Brian A., Contracts (Wolters Kluwer, 2013)
- Delmon, Jeffrey, Private Sector Investment in Infrastructure, 3rd ed. (Wolters Kluwer, 2016)
- Dewar, John, et. al, International Project Finance, 2d ed. (Oxford University Press, 2015)

Inadomi, Henrik M., Independent Power Projects in Developing Countries, Kluwer Law International (2009)

Mckendrick, Ewan, Contract Law (Oxford University Press, 2014)

McKinsey Global Institute (2016. 6.), Bridging Global Infrastructure Gap

Restatement of Contract, Second

The Book of Jargon, Project Finance 2d ed. (Latham & Watkins LLP)

[국문초록]

해외 민자발전프로젝트에서 전력구매계약(전력구매계약)의 주요 쟁점과 관련 계약서들에 미치는 영향

민관협력(PPP)의 한 유형으로서 해외민자발전프로젝트는 대부분 개발도상국의 전력 생산 및 공급을 위해 민간발전사업자(independent power producer)가 투자유치국과의 실시협약을 체결함으로써 전력생산 시설의 건설 및 운영에 투자하는 프로젝트를 말한다. IPP 사업에 소요되는 총 사업비는 대규모인데, 그 사업비의 대략 70-80%는 타인자본으로 조달되고 부채조달의 대부분을 프로젝트 파이낸스 기법을 활용하고 있다. 프로젝트 파이낸스가 수반되는 IPP 사업에서는 전력구매계약(power purchase agreement, 이하 “전력구매계약”)이 가장 핵심계약이며, 금융조달의 근간이 된다. 20년 이상 장기간의 전력구매계약은 전력구매자가 지급하는 전력요금에서 연료비를 포함한 전체 발전소 운영비용을 충당하고, 대부분 건설비용으로 충당되었던 대출원리금을 상환할 뿐 아니라 발전사업자들의 기대수익을 포함한 투자금 회수의 원천이 된다. 전력구매계약의 주요 계약조건이 결정됨에 따라 관련되는 EPC계약서, 연료공급계약서 그리고 발전소 운영관리계약서의 계약조건이 결정되고, 서로 간에 복잡한 상호작용이 이루어지기 때문에 관련 계약서간 맥락있게 체결되어야 한다.

본고는 해외 민자발전사업의 핵심계약인 전력구매계약의 주요 조건들이 무엇인지 자세히 살펴보면서, 그 조건들이 관련 계약들인 EPC계약, 석탄공급계약 및 O&M계약에 어떠한 영향을 주고받는지에 대해 상호접점이 되는 부분들을 실무적인 관점에서 보다 입체적으로 살펴보고 있다. 기존 관련 계약서의 연구문헌은 단일 계약에 한정해 평면적으로 고찰되었기에 이러한 상호 영향을 주고 받는 점점과 입체적인 분석은 그 의미가 크다. 또한 대주가 자신들의 이익보호를 위해 확보하는 개입권에 대해서도 그 내용 및 효과에 대해 다루고 있다.

주제어

민관협력, 민자발전프로젝트, 전력구매계약, 실시협약, 프로젝트 파이낸스, 금융지원 타당성, 용량요금, 에너지요금 가동대기율, 열효율, 직접계약, 개입권

[ABSTRACT]

Overview of power purchase agreement in independent
power project and its effects on and interfaces
with other relevant contracts

Given that power projects are most essential where there is a power shortage in the market, these projects often represent a pioneering level of investment and financial complexity in these markets. The power purchase agreement, or PPA, is the central contract for any independent power generation project. This article explains the context for the PPA and sets out key considerations for drafting and negotiating the PPA, including but not limited to (i) the considerations involved in securing financing for a power project, (ii) the tariff structure, purchase obligations and other key financial provisions of a PPA, (iii) the risks associated with an independent power project and how such risks are typically allocated and mitigated under the PPA and other relevant contracts, (iv) other key provisions in the PPA, with a particular focus on provisions related to force majeure, and default and termination, and (v) the lender's step-in right in case of any default and a nature of the right. This article further analyzes how the PPA impacts other related contracts, such as EPC contract, coal supply agreement, and operation & maintenance agreement, and focuses on interfaces between the PPA and the respective contract.

Key words

Public-Private Partnership, Independent Power Project, Power Purchase Agreement, Implementation Agreement, Project Finance, Bankability, Capacity Charge, Energy Charge, Availability, Heat Rate, Direct Agreement, Step-in Right