

신재생에너지의 출력제한 개선을 위한 VPL의 경제성평가 모델링

노성은¹, 이민행¹, 김지명¹, 김경화¹, 김응상², 노대석^{*}

¹한국기술교육대학교, ²한국전기연구원

Economic Evaluation of VPL to Improve Power Curtailment of Renewable Energy Sources

Seong-Eun Rho¹, Min-Haeng Lee¹, Ji-Myung Kim¹,
Kyung-Hwa Kim¹, Eung-Sang Kim², Dae-Seok Rho^{1*}

¹Korea University of Technology and Education

²Korea Electrotechnology Research Institute

요약 최근, 제주도의 신재생에너지 전원이 제주도 발전용량의 약 20%까지 증가하여, 신재생에너지의 출력제한이 빈번하게 발생하고 있다. 그리고, 신재생에너지를 연계하기 위한 전력설비 인프라의 부족으로 인하여 신재생에너지가 접속 대기 중에 있어, 신재생에너지의 접속지연 문제를 해결하기 위한 연구의 필요성이 증가하고 있다. 이러한 문제를 해결하기 위하여, 전력설비 인프라의 증설 및 신설이 요구되지만, 막대한 건설비용과 오랜 건설기간이 소요되므로 어려움을 겪고 있는 실정이다. 따라서, 본 논문에서는 전력설비를 추가로 증설하거나 신설하지 않고, 신재생에너지 전원의 연계지점이나 수용가 말단 등에 ESS를 운용하여, 전력계통을 관리하는 가상적인 전력선로 운용기술인 VPL(virtual power line) 운용모형을 제시하고, 이를 도입하기 위한 타당성을 평가하기 위하여 VPL의 경제성평가 방안을 제시한다. 여기서, 경제성평가 모델링은 크게 비용요소와 편익요소로 구성되며, 비용요소는 설치비용과 운용비용, 편익요소는 신재생에너지의 출력제한 개선과 전력설비 투자지연에 의한 편익으로 구성된다. 이를 바탕으로, 규모(소규모, 중규모, 대규모)별 VPL의 도입 모델에 대하여, 현재가치 환산법을 이용하여 경제성평가를 수행한 결과, VPL의 적절한 용량을 선정하면 기존의 인프라 투자보다 효과적임을 알 수 있다.

Abstract Recently, the proportion of renewable energy sources in Jeju Island has increased to approximately 20% of the power generation capacity. However, power curtailment of renewable energy sources frequently occurs. Many renewable energy sources are also waiting to be connected due to the lack of power system infrastructure. To solve these problems, an investment in power system infrastructure is required due to the enormous costs and long period of construction. Therefore, this paper presents an operation method for VPL, which is virtual power line operation technology to manage the power system. This is done by operating an ESS installed at the coupling point of a renewable energy source and the last point of the primary feeder without expanding the power system infrastructure. We also propose an economic evaluation method to perform a feasibility study of a VPL. The economic evaluation method was modeled with cost and benefit factors. The cost factors consisted of construction and operation costs. The benefit factors were composed of improvement of pricing of power curtailment and the benefit of deferred investment in power system infrastructure. From the simulation results for VPL models at the small, medium, and large scale, it was confirmed that the proper capacity of a VPL can be more economical than the investment cost of the expansion of power system infrastructure in the conventional method.

Keywords : VPL, Power Curtailment, Renewable Energy Source, Power Facility Infrastructure, Economic Evaluation

본 논문은 2021년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원(20214910100010, (대용량(1MWh 이상) VRFB-ESS 현장 평가(SAT) 기술기준 및 시험평가 기기 개발)과 2022년도 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 국가과학기술연구회 선형 융합연구사업(No. CPS22131-120)의 지원을 받아 수행되었습니다.

*Corresponding Author : Dae-Seok Rho(Korea University of Technology and Education)

email: dsrho@koreatech.ac.kr

Received September 18, 2023

Revised October 5, 2023

Accepted October 6, 2023

Published October 31, 2023

1. 서론

전 세계적인 그린뉴딜 및 RE3020 정책에 따라 신재생에너지 전원의 도입이 매년 급격하게 증가되고 있다 [1-3]. 그러나 제주도의 경우, 급속도로 도입된 신재생에너지 전원에 의하여 출력제한 사례가 빈번하게 보고되고 있어, 경제적으로 막대한 손실이 발생하고 있는 실정이다 [4,5]. 이러한 문제를 해결하기 위하여, 전력설비의 인프라를 추가적으로 설치하는 방안이 제시되고 있지만, 경제적으로 높은 건설비용이 발생함으로 전력설비 인프라의 투자비용을 경감시킬 수 있는 연구의 필요성이 요구되고 있다 [6]. 따라서, 본 논문에서는 전력설비 인프라를 증설하거나 신설하지 않고, 신재생에너지 전원의 연계지점이나 수용가 말단 등에 ESS를 운용하여, 송·배전 계통을 관리하는 가상적인 전력선로 운용기술인 VPL 운용모델을 제시한다. 여기서, VPL은 VPL 플랫폼과 VPL용 ESS로 구성되는데, VPL 플랫폼은 기존의 배전계통 운용시스템으로부터 배전계통 운용정보를 실시간으로 수집하고, 신재생에너지의 출력과 계통 유연자원의 운용상황을 모니터링하며, VPL용 ESS는 VPL 플랫폼 제어 신호에 의하여 충·방전 동작을 수행한다 [7].

또한, 본 논문에서는 신재생에너지의 출력제한을 개선하기 위하여, 신재생에너지 전원의 수용모델을 규모에 따라 소, 중, 대규모로 구분하여 제시한다. 먼저, 소규모 모델은 수 MW 이하의 소규모 신재생에너지가 배전선로를 통하여 연계되는 경우이며, 중규모 모델은 수 MW부터 수십 MW 정도의 신재생에너지 전원, 대규모 모델은 수십 MW부터 수백 MW 규모의 신재생에너지 전원을 수용하는 경우를 나타낸다 [8]. 여기서, 소규모 모델은 신재생에너지 전원 단지의 용량이 배전선로의 1회선 용량 (10[MVA])보다 작으므로, 송전선로와 배전용 변전소의 신설 없이 배전선로를 증설해야 하며, 중규모는 신재생에너지의 용량이 수 MW에서 수십 MW급 규모이기 때문에 배전용 변전소의 주변압기(45/60[MVA])를 신설, 대규모 모델은 수십 MW부터 수백 MW 규모의 신재생에너지 단지를 수용하기 위하여 배전용 변전소와 지중 송전선로를 신설이 요구된다.

하지만 본 논문에서 제시한 VPL을 배전계통에 도입하게 되면 전력설비 인프라의 추가적인 투자 없이 기존의 배전선로에 VPL을 연계하여 VPL용 ESS의 충·방전 동작에 의하여 효율적으로 배전계통을 운용할 수 있다. 또한, VPL 도입의 타당성을 평가하기 위하여, 비용요소와 편익요소로 구성된 VPL의 경제성평가 모델링을 제시한다.

여기서, 비용요소는 VPL의 설치비용, VPL의 운영비용 등으로 구성되고, 편익요소는 신재생에너지의 출력제한 개선 편익, 전력설비 투자지연 편익으로 구성된다. 상에서 제시한 VPL의 도입 모델 및 경제성평가 모델링을 바탕으로, 현재까지 환산법과 원금 균등상환 방식을 이용하여, VPL의 경제성을 평가한 결과, 최적 용량의 VPL 모델과 적정한 비용의 VPL 플랫폼을 선정하면 기존의 전력설비 인프라에 대한 투자보다 효과적임을 알 수 있었다.

2. 신재생에너지의 출력제한 개선을 위한 VPL의 도입 모델

2.1 VPL 구성

신재생에너지의 용량이 급속도로 증가함에 따라 연계된 배전선로의 공급 허용용량(10[MVA])을 초과하거나 수용가의 전압이 규정전압 범위(207[V]~233[V])를 벗어날 가능성이 있다. 이로 인하여 배전계통에 접속된 신재생에너지의 출력제한이 빈번하게 일어나, 경제적으로 막대한 손실을 유발하고 있는 실정이다. 이러한 문제를 해결하기 위하여, 전력설비 인프라의 증설이 요구되지만, 막대한 건설비용과 오랜 건설기간이 소요되어, 이를 대체할 수 있는 VPL 운용기술이 주목받고 있다. 여기서, VPL은 Fig. 1과 같이 VPL 플랫폼과 VPL용 ESS로 구성되는데, VPL 플랫폼은 기존의 배전계통 운용시스템으로부터 배전계통 각 지점의 전압 및 전류, 등의 배전계통 운용정보를 실시간으로 수집하고, 신재생에너지의 출력과 계통 유연자원의 운용상황을 모니터링하며, VPL용 ESS는 배전계통 수용가에 전압 문제가 발생할 경우,

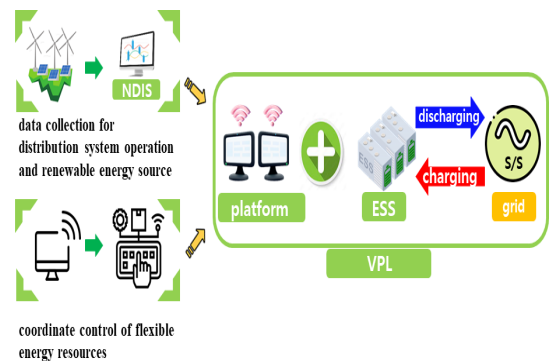


Fig. 1. Configuration of VPL

VPL 플랫폼 제어 신호에 의하여 충·방전 동작을 수행한다. 즉, VPL은 송·배전설비를 추가로 증설하거나 신설하지 않고, 신재생에너지의 연계지점이나 수용가 말단, 등에 ESS를 설치 및 운용하여, 송·배전계통을 관리하는 가상적인 전력선로 운용기술이다.

2.2 VPL의 도입 모델

2.2.1 신재생에너지 전원의 규모별 정의

일반적으로, 신재생에너지 전원은 일사량 및 주변 온도와 같은 환경자원이 풍부한 지역에 주로 설치되며, 설립 가능한 지역의 면적에 따라 신재생에너지 단지의 규모가 다양하게 나타날 수 있다. 이러한 신재생에너지 전원들은 발전된 에너지를 부하에 공급하기 위하여, 송·배전망에 연계되어야 한다. 그러나, 송·배전망을 구성하는 설비들은 일정한 정격용량을 가지므로, 신재생에너지 전원의 연계되는 규모가 일정 용량을 초과하면, 배전선로의 공급 허용용량을 벗어날 수 있으므로 안정적인 전력공급을 위해 신재생에너지 전원의 출력을 제한하는 경우가 발생하게 된다. 따라서, 본 논문에서는 신재생에너지의 출력제한을 개선하기 위하여, 신재생에너지 전원의 수용모델을 규모별로 제시한다.

즉, 신재생에너지 전원의 발전 단지는 소규모, 중규모, 대규모로 분류할 수 있다. 먼저, 소규모 모델은 수 MW 이하의 소규모 신재생에너지가 배전선로를 통하여 연계되는 경우이며, 중규모 모델은 수 MW부터 수십 MW 정도의 신재생에너지 전원, 대규모 모델은 수십 MW부터 수백 MW 규모의 신재생에너지 전원을 수용하는 경우를 나타낸다. 여기서, 소규모 모델은 신재생에너지 전원 단지의 용량이 배전선로의 1회선 용량(10[MVA])보다 작으므로, 송전선로와 배전용 변전소의 신설 없이 배전선로를 증설하여 수용할 수 있고, 중규모는 신재생에너지의 용량이 수 MW에서 수십 MW급 규모이기 때문에 배전용 변전소의 주변압기(45/60[MVA])를 신설하여 수용하는 모델이다. 한편, 대규모 모델은 수십 MW부터 수백 MW 규모의 신재생에너지 단지를 수용하기 위하여 배전용 변전소와 지중 송전선로를 신설하여 운용하는 것이다.

2.2.2 소규모 신재생에너지 전원 수용 모델

상기에서 제시한 신재생에너지 전원의 규모별 정의를 바탕으로, 수 MW 이하의 소규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 배전계통의 구성모델을 나타내면 Fig. 2와 같다. 여기서, Fig. 2(a)는 소규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위하여, 기존의 전력설비에 추가로 고압 배

전선로를 신설하는 모델을 나타내는데, 전력회사는 신재생에너지 전원의 연계를 위하여 이용률이 낮은 설비에 투자를 감수해야 한다. 즉, Fig. 2(a)의 section A와 같이 기존 전력설비에 소규모 신재생에너지 전원(3[MW])이 연계된 경우, 기존 전력설비에 가공선로 1회선 및 전주를 신설해야 한다. 그러나 Fig. 2(b)와 같이 VPL을 배전계통에 도입하게 되면, 전력설비 인프라의 추가적인 투자 없이 기존의 배전선로에 VPL을 연계하여 VPL용 ESS의 충·방전 동작에 의하여 효율적으로 배전계통을 운용할 수 있다.

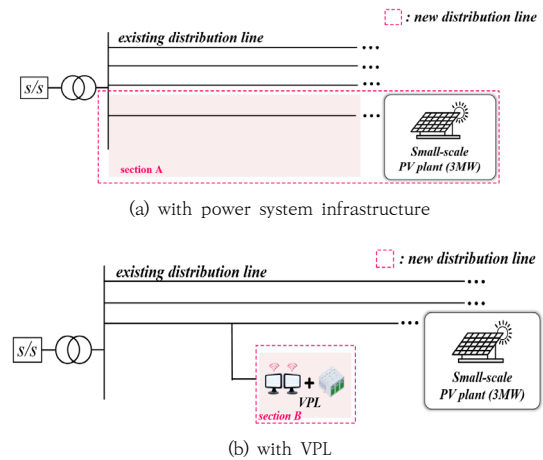


Fig. 2. Distribution system model for hosting capacity of small-scaled renewable energy sources

2.2.3 중규모 신재생에너지 수용 모델

수 MW 부터 수십 MW 정도의 중규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 배전계통의 구성모델을 나타내면 Fig. 3과 같다. 여기서, Fig. 3(a)는 중규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위하여, 기존의 전력설비에 추가로 고압 배전선로와 배전용 변전소의 주변압기(45/60[MVA])를 신설하는 모델을 나타내는데, 전력회사는 신재생에너지 전원의 연계를 위하여 이용률이 낮은 설비에 투자를 감수해야 한다. 즉, Fig. 3(a)의 section A와 같이 기존 전력설비에 중규모 신재생에너지 전원(30[MW])이 연계된 경우, 기존 전력설비에 배전용 변전소의 주변압기(45/60[MVA]) 1대와 가공선로 3회선 및 전주를 신설해야 한다. 그러나 Fig. 3(b)와 같이 VPL을 배전계통에 도입하면, 상기와 같은 전력설비 인프라의 추가적인 투자 없이 기존의 배전선로에 VPL을 연계하여 VPL용 ESS의 충·방전 동작에 의하여 효율적으로 배전계통을 운용할 수 있다.

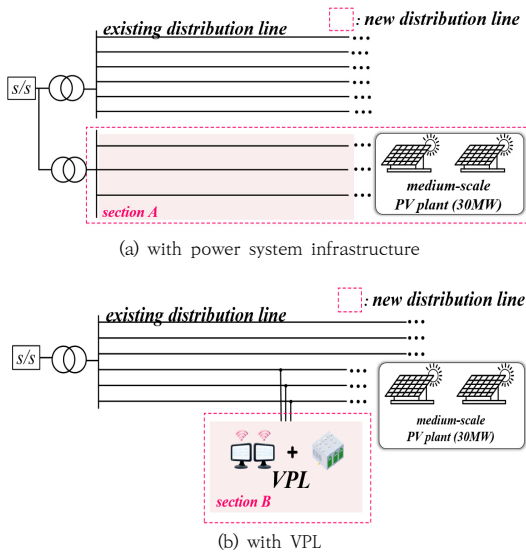


Fig. 3. Distribution system model for hosting capacity of medium-scaled renewable energy sources

2.2.4 대규모 신재생에너지 수용 모델

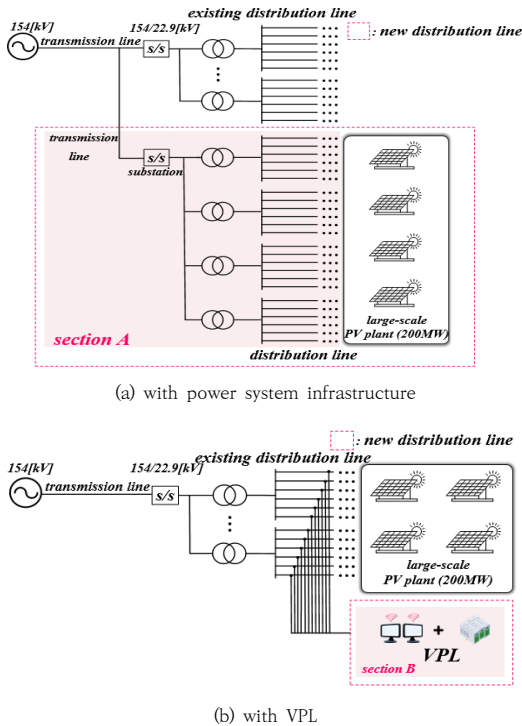


Fig. 4. Distribution system model for hosting capacity of large-scaled renewable energy sources

수십 MW 이상의 대규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 배전계통의 구성모델을 나타내면 Fig. 4와 같다. 여기서, Fig. 4(a)는 대규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위하여, 기존의 전력설비에 추가로 고압 배전선로, 배전용 변전소(주변압기 4대), 송전선로를 신설하는 모델을 나타내는데, 전력회사는 신재생에너지 전원의 연계를 위하여 이용률이 낮은 설비에 막대한 투자를 감수해야 한다. 즉, Fig. 4(a)의 section A와 같이 기존 전력설비에 대규모 신재생에너지 전원(200[MW])이 연계된 경우, 기존 전력설비에 지중 송전선로, 배전용 변전소(주변압기 4대), 가공선로 20회선 및 전주를 신설해야 한다. 그러나, Fig. 4(b)와 같이 VPL을 배전계통에 도입하게 되면 전력설비 인프라의 추가적인 투자 없이 기존의 배전선로에 VPL을 연계하여 VPL용 ESS의 충·방전 동작에 의하여 효율적으로 배전계통을 운용할 수 있다.

3. 출력제한 개선을 위한 VPL의 경제성평가 모델링

3.1 비용요소 모델링

3.1.1 VPL의 설치비용

VPL의 도입에 대한 비용요소는 설치비용과 운용비용으로 구성된다. 여기서, 설치비용은 VPL을 설치하는데 소요되는 총 비용으로서, VPL용 ESS는 식 (1)과 같이 PCS와 배터리 시스템의 도입비용에 대하여 kW 및 kWh의 설치용량과 단가를 곱하여 산정하고, VPL 플랫폼 비용은 식 (2)와 같이 VPL용 ESS 설치단가에 일정 비율(유사 플랫폼의 비용)을 고려하여 산정한다. 또한, VPL의 총 건설비용은 식 (3)과 같이 VPL용 ESS 및 VPL 플랫폼 비용으로 구성되며, VPL용 ESS는 배터리 교체에 대한 비용을 추가로 고려한다.

$$C_{ESS} = (C_{PCS} \cdot Q_{PCS}) + (C_{bat} \cdot Q_{bat}) \quad (1)$$

$$C_{pla} = C_{ESS} \cdot \alpha \quad (2)$$

$$C_{VPL} = C_{ESS} + C_{pla} + \beta \quad (3)$$

Where, C_{ESS} : total construction cost of ESS for VPL(won), C_{PCS} : construction cost of PCS system (won / kW), Q_{PCS} : capacity of PCS system(kW), C_{bat} : construction cost of battery system (won /

kWh), Q_{bat} : capacity of battery system(kWh), C_{pla} : construction cost of VPL platform, α : rate of VPL platform(%), C_{VPL} : construction cost of VPL(won/kWh), β : replacement cost of battery(won/kWh)

3.1.2 VPL의 운용비용

운용비용은 VPL을 운용할 때 발생하는 유지보수 비용으로서, 식 (4)와 같이 VPL 초기 건설비의 일정 비율로 산정하며, 물가상승률은 연도별로 반영한다.

$$C_{op} = \sum_{i=1}^n [C_{ESS} \cdot r_{op} \cdot (1+r_{i.n.f}(i))^{i-1}] \quad (4)$$

Where, C_{op} : total operation cost(won), r_{op} : rate of operation and construction cost(%), $r_{i.n.f}(i)$: inflation rate(%), i : economic evaluation year, n : entire year

3.2 편익요소 모델링

3.2.1 신재생에너지의 출력제한 개선 편익

신재생에너지의 출력제한 개선에 관한 편익은 전력량 요금, 신재생에너지의 REC(renewable energy certificate) 요금, 탄소배출권 요금으로 구성된다. 여기서, 전력량요금은 VPL의 도입으로 인해 출력제한이 개선되어 발생하는 전력 판매 요금으로서, 식 (5)와 같이 전력거래량과 전력거래단가에 선로손실률[%]을 고려하여 산정한다.

$$B_{kWh} = P_{kWh} \cdot U_{SMP} \cdot P_{loss} \quad (5)$$

Where, B_{kWh} : electrical pricing by improving the power curtailment(won), P_{kWh} : capacity of power transaction(kWh), U_{SMP} : power trading unit price(won/kWh), P_{loss} : power loss of line (%)

또한, 신재생에너지의 REC 요금은 신재생에너지의 발전량과 REC 가격, REC 가중치를 고려하여 식 (6)과 같이 산정하며, REC 가중치는 신재생 에너지원별 발전 원가 차이로 인하여, 신재생에너지원의 종류, 용량, 설치 장소 등을 고려하여 적용한다.

$$B_{REC} = \sum_{i=1}^m P_i \cdot k_i \cdot U_{REC,i} \quad (6)$$

Where, B_{REC} : price of REC(won/kWh), P_i : power generation of i energy sources (kWh), m : kind of renewable energy source, k_i : weighting factor of REC in renewable energy sources, $U_{REC,i}$: price of REC(won/kWh)

한편, 탄소배출권 요금은 정해진 온실가스 허용량에 대하여 절감시킨 온실가스양에 따라 정부가 기업에게 제공하는 인센티브 요금이며, 식 (7)과 같이 탄소배출량과 온실가스 감축분(CER, certified emission reductions)의 단가를 곱하여 연간 발전시간까지의 합을 더하여 산정한다[9]. 여기서, 탄소배출량은 식 (8)과 같이 신재생에너지의 발전량, 연료소비율, 탄소 배출계수, 석유 환산계수의 곱으로 산정된다.

$$B_{CO_2} = \sum_{t=1}^T E_{CO_2}(t) \cdot CER \quad (7)$$

$$E_{CO_2}(t) = R_{kWh} \cdot C_{fu} \cdot F_{CO_2} \cdot F_{oil} \cdot \left(\frac{M_{CO_2}}{A_C}\right) \quad (8)$$

Where, B_{CO_2} : cost of carbon emission(won) in target year, $E_{CO_2}(t)$: carbon emission in time interval(ton), T : time interval in target year CER : unit cost of CER in time interval(won/ton), R_{kWh} : renewable energy power generation(ton), C_{fu} : consumption rate of fuel(L/kWh), F_{CO_2} : carbon emission coefficient(0.837), F_{oil} : conversion coefficient of petroleum(0.842), M_{CO_2} : molecular weight of carbon dioxide(44), A_C : carbon atomic weight(12)

3.2.2 전력설비 투자지연 편익

전력설비 투자지연에 의한 편익은 VPL 도입시 신재생 에너지를 수용하기 위한 기존 전력설비의 구축에 대한 설치비용과 운용비용을 대체하는 것으로서, 신재생에너지 전원의 규모에 따라 식 (9)와 같이 배전선로, 변전소의 주변압기, 배전용 변전소, 송전선로의 신설 비용을 합하여 산정한다.

$$B_{def}(i) = \sum_{i=1}^m X_i \quad (9)$$

$$X_1 = C_{D/L} \cdot L_{D/L} \cdot N_{D/L} + C_{U/P} \cdot \frac{L_{D/L}}{P_{span}} \quad (10)$$

$$X_2 = C_{bank} \cdot k \quad (11)$$

$$X_3 = C_{T/L} \cdot L_{T/L} + C_{S/S} \cdot S_{type} \quad (12)$$

Where, $B_{def}(i)$: deferred investment benefit in power system infrastructure by scenario(won), i : scenario ($i=1$: small-scaled, $i=2$: medium-scaled, $i=3$: large-scaled), m : the number of scenario, X_1 : construction cost(won) of distribution feeder and utility pole, $C_{D/L}$: construction cost of distribution feeder(won/km), $L_{D/L}$: the length of distribution feeder(km), $N_{D/L}$: the number of line in a distribution feeder, $C_{U/P}$: construction cost of utility pole(won/km), P_{span} : span of utility pole(m), X_2 : construction cost of bank in substation(won/kW), C_{bank} : construction of main transformer(won/kW), k : the number of bank in substation, X_3 : construction cost of transmission line and substation(won), $C_{T/L}$: construction cost of transmission line(won/km), $L_{T/L}$: the length of transmission line(km), $C_{S/S}$: construction cost of substation(won/kW), S_{type} : type of substation

3.3 현재가치 환산법

경제성평가를 위한 비용과 편익의 요소는 미래에 발생할 가치로, 시간의 흐름에 따른 기회비용인 시간가치가 포함되어 있어 현재의 가치로 환산하여 평가해야 한다 [10]. 따라서, 본 논문에서는 VPL용 ESS의 비용 및 편익 요소를 식 (13)과 같이, 미래의 가치에 할인율을 적용한 현재가치 환산법을 이용하여 비용 및 편익요소를 동일한 시점의 가치로 산정하여 경제성을 평가한다.

$$PW = \sum_{1}^n \frac{CF}{(1+d)^n} \quad (13)$$

Where, PW : prevent worth cost(won), CF : cash flow of i year(won), n : unit period of year(20 years), d : discount rate(%)

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

4.1 시뮬레이션 조건

출력제한 개선을 위한 VPL의 경제성을 평가하기 위하여, 본 논문에서는 Table 1과 같이 시뮬레이션 조건을 상정한다. 여기서, 대출받은 원금을 20년 동안 매년 균등 상환하는 것으로 가정하고, 미래의 가치에 대한 할인율과 물가상승률은 각각 5.5[%]와 3[%]로 상정한다. 또한, 기존 전력설비와 VPL 설비의 운용비용은 건설비용의 2.5[%]로 상정하고, VPL용 ESS의 PCS와 배터리의 교체 년도는 각각 20년과 10년을 대상으로 한다. 한편, SMP는 “KPX의 전력통계정보시스템”에서 제시한 2022년도 평균 금액인 250.74[원/kWh]를 적용하고, REC 요금은 56.48[원/kWh], VPL 플랫폼은 VPL용 ESS 설치비용의 10[%]로 상정한다[11]. 또한, 전력설비 구성요소에 따른 설치비용 단가는 Table 2와 같이 지중 송전선로, 배전용 변전소(4bank 기준), 주변압기, 고압 배전선로, 전주를 각각 4,520,000[천원/km], 23,000,000[천원], 6,000,000[천원], 98,000[천원/km], 97,500[천원/km]으로 상정한다. 한편, VPL용 ESS의 도입용량은 태양광 전원의 이용률에 근거하여, Table 3과 같이 소규모는 3[MW]/12[MWh], 중규모는 30[MW]/120[MWh], 대규모는 200[MW]/800[MWh] 용량으로 상정한다.

Table 1. Conditions of economic evaluation

parameters	parameters
economic evaluation period[year]	20
discount rate[%]	5.5
inflation rate[%]	3
price of SMP[won/kWh]	250.74
price of REC[won/kWh]	56.48
operating cost of VPL[%]	2.5
life span of PCS[year]	20
life span of battery[year]	10
cost of VPL platform	10% of construction cost in ESS

Table 2. Construction cost of each component

items		costs
one circuit T/L [thousand won/km] (XLPE 240mm ² , underground)		4,520,000
distribution substation [thousand won] (4bank)		23,000,000
main transformer[thousand won] (45/60 MVA)		6,000,000
one circuit primary feeder [thousand won/km] (ACSR 160mm ²)		98,000
electric pole[thousand won/km]		97,500
ESS	PCS[thousand won/kW]	90
	battery[thousand won/kWh]	500

Table 3. Contents of VPL scenario

introduction scenario	capacity of renewable energy source (MW)	ESS of VPL capacity (MW/MWh)
small-scale	3	3/12
medium-scale	30	30/120
large-scale	200	200/800

4.2 소규모 신재생에너지 출력제한 개선에 대한 경제성평가

상기의 4.1절에서 제시한 경제성 평가조건을 바탕으로, 소규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 VPL의 타당성을 평가하면 Fig. 5와 같이 나타낼 수 있다. 먼저, VPL의 편익을 전력량요금, 신재생에너지의 REC요금, 탄소배출권 요금으로 구성된 출력제한 개선에 의한 편익만을 고려한 경우, Fig. 5의 A 그래프와 같이 ROI가 15.9년으로 산정되어 경제성을 확보할 수 없음을 알 수 있다. 하지만, 전력설비 투자지연(고압 배전선로)에 대한 편익까지 고려하면, Fig. 5의 B 그래프와 같이 ROI는 6.1년으로 평가되어 경제성을 확보할 수 있음을 알 수 있다.

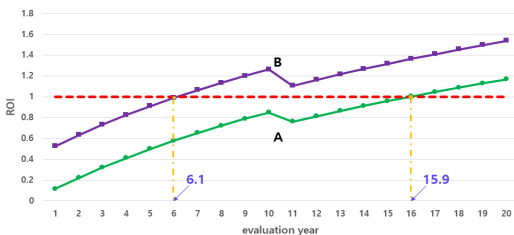


Fig. 5. ROI characteristics of small-scaled VPL model

4.3 중규모 신재생에너지 출력제한 개선에 대한 경제성평가

상기의 4.1절에서 제시한 경제성 평가조건을 바탕으로, 중규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 VPL의 타당성을 평가하면 Fig. 6과 같이 나타낼 수 있다. 먼저, VPL의 편익을 전력량요금, 신재생에너지의 REC요금, 탄소배출권 요금으로 구성된 출력제한 개선에 의한 편익만을 고려한 경우, Fig. 6의 A 그래프와 같이 ROI가 15.9년으로 산정되어 경제성을 확보할 수 없음을 알 수 있다. 하지만, 전력설비 투자지연(배전용 변전소의 주변압기, 고압 배전선로)에 대한 편익까지 고려하면, Fig. 6의 B 그래프와 같이 ROI는 12.6년으로 평가되어 경제성을 확보할 수 있음을 알 수 있다.

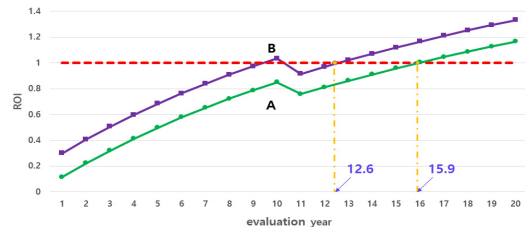


Fig. 6. ROI characteristics of medium-scaled VPL model

4.4 대규모 신재생에너지 출력제한 개선에 대한 경제성평가

상기의 4.1절에서 제시한 경제성 평가조건을 바탕으로, 대규모 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 VPL의 타당성을 평가하면 Fig. 7과 같이 나타낼 수 있다. 먼저, VPL의 편익을 전력량요금, 신재생에너지의 REC요금, 탄소배출권 요금으로 구성된 출력제한 개선에 의한 편익만을 고려한 경우, Fig. 7의 A 그래프와 같이 ROI가 15.9년으로 산정되어 경제성을 확보할 수 없음을 알 수 있다. 하지만, 전력설비 투자지연(지중 송전선로, 배전용 변전소, 배전용 변전소의 주변압기, 고압 배전선로)에 대한 편익까지 고려하면, Fig. 7의 B 그래프와 같이 ROI는 4.8년으로 평가되어 경제성을 충분히 확보할 수 있음을 알 수 있다.

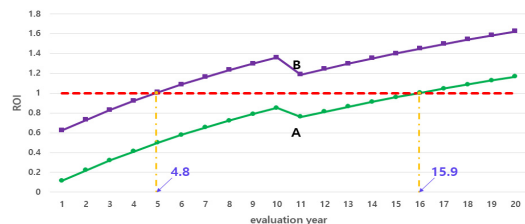


Fig. 7. ROI characteristics of large-scaled VPL model

4.5 종합분석

상기에서 제시한 바와 같이, 신재생에너지 전원의 용량에 따른 규모별 VPL 도입 모델의 경제성 평가를 바탕으로, VPL 플랫폼 비용 변동을 고려하여 ROI를 산정하면 Table 4와 같다. 여기서, VPL 플랫폼 비용이 VPL용 ESS 설치비용의 5[%]인 경우, 출력제한 편익만을 고려하면 VPL의 도입 모델에 관계없이 ROI가 15.1년으로 산정되지만, 전력설비 투자지연에 의한 편익까지 고려하면, 소규모, 중규모, 대규모 도입 모델에 따라, 각각 5.5년, 11.9년, 4.5년 정도로 ROI가 산정된다. 또한, VPL 플랫폼 비용이 VPL용 ESS 설치비용의 20[%]인 경우, 출력제한 편익만을 고려하면 VPL의 도입 모델에 관계없이 ROI가 17.7년으로 산정되지만, 전력설비 투자지연에 의한 편익까지 고려하면, 소규모, 중규모, 대규모 도입 모델에 따라, 각각 7.4년, 14.1년, 6.1년 정도로 ROI가 산정됨을 알 수 있다. 따라서, 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 VPL 모델은 플랫폼의 비용에 관계없이 대규모 모델이 가장 경제적임을 알 수 있는데, 이는 지중 송전선로, 배전용 변전소, 배전용 변전소의 주변압기, 고압 배전선로, 등의 전력설비 투자지연에 대한 편익을 확보할 수 있기 때문이다. 또한, VPL 플랫폼 비용이 증가할수록 전체 모델에 대하여 경제성이 악화되지만, 최적 용량의 VPL 모델을 선정하면 기존의 전력설비 인프라에 대한 투자보다 효과적임을 알 수 있다.

Table 4. ROI for VPL platform cost

platform cost rate for ESS construction cost [%]	introduction model	ROI(year)	
		only benefit of power curtailment	with deferred investment benefit
5	small-scale	15.1	5.5
	medium-scale	15.1	11.9
	large-scale	15.1	4.5
10	small-scale	15.9	6.1
	medium-scale	15.9	12.6
	large-scale	15.9	4.8
15	small-scale	16.9	6.8
	medium-scale	16.9	13.5
	large-scale	16.9	5.4
20	small-scale	17.7	7.4
	medium-scale	17.7	14.1
	large-scale	17.7	6.1

5. 결론

본 논문에서는 신재생에너지의 출력제한을 개선시킬 수 있는 방안 중 하나인 VPL 운용모델을 제시하고, 신재생에너지 전원의 수용모델을 규모별로 제시한다. 이를 바탕으로, 경제성평가 모델과 현재까지 환산법을 이용하여 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 VPL의 타당성을 평가한다. 이에 대한 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 3MW급의 소규모 신재생에너지 전원을 수용하는 경우, VPL의 편익을 전력량요금, 신재생에너지의 REC요금, 탄소배출권 요금으로 구성된 출력제한 개선에 의한 편익만을 고려하면 ROI가 15.9년으로 산정되어 경제성을 확보할 수 없지만, 출력제한 개선에 의한 편익뿐 아니라 전력설비 투자지연에 의한 편익까지 고려하면 ROI가 6.1년으로 평가되어 경제성을 확보할 수 있음을 알 수 있다.
- (2) 30MW급의 중규모 신재생에너지 전원을 수용하는 경우, VPL의 편익을 출력제한 개선에 의한 편익만 고려하면, ROI가 15.9년으로 산정되어 경제성을 확보할 수 없지만, 출력제한 개선에 의한 편익뿐 아니라 전력설비 투자지연에 의한 편익까지 고려하면 ROI가 12.6년으로 평가되어 경제성을 확보할 수 있음을 알 수 있다.
- (3) 200MW급의 대규모 신재생에너지 전원을 수용하는 경우, VPL의 편익을 출력제한 개선에 의한 편익만 고려하면, ROI가 15.9년으로 산정되어 경제성을 확보할 수 없지만, 출력제한 개선에 의한 편익뿐 아니라 전력설비 투자지연에 의한 편익까지 고려하면 ROI가 4.8년으로 평가되어 경제성을 확보할 수 있음을 알 수 있다.
- (4) VPL 플랫폼 비용 변동을 고려하여 신재생에너지 전원을 수용하기 위한 VPL의 ROI를 산정하면 플랫폼의 비용에 관계없이 200MW급 대규모 도입 모델이 가장 경제적임을 알 수 있다. 또한, VPL 플랫폼 비용이 증가할수록 경제성이 악화되지만, 최적 용량의 VPL 모델을 선정하면 기존의 전력설비에 대한 투자보다 더 효과적임을 알 수 있다.

References

- [1] Y. M. Wi, H. C. Jo, J. H. Lee, "Economic Comparison of Wind Power Curtailment and ESS Operation for Mitigating Wind Power Forecasting Error", *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, Vol.67, No.2, pp.158-164, 2018.
DOI: <http://doi.org/10.5370/KIEE.2018.67.2.158>
- [2] I. S. Nam, B. C. Yoo, J. H. Kim, S. M. Jung, "A Study about the Curtailment for Wind Turbines Considering Power Sensitivity of Distribution System", *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, Vol.71, No.3, pp.495-502, 2022.
DOI: <https://doi.org/10.5370/KIEE.2022.71.3.495>
- [3] K. H. Kim, B. G. Han, J. Shen, J. M. Kim, D. S. Rho, "A Study on Operation Strategy and Economical Evaluation of Energy Prosumer Considering Power Trading Methods", *Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society*, Vol.23, No.1, pp.618-626, 2022.
DOI: <https://doi.org/10.5762/KAIS.2022.23.1.618>
- [4] H. T. Kim, M. H. Myeong, S. H. Kim, "A Study on the maximum penetration limit of wind power considering output limit of WTGs", *Journal of the Korean Solar Energy Society*, Vol.31, No.6, pp.23-31, 2011.
DOI: <https://doi.org/10.7836/kses.2011.31.6.023>
- [5] C. W. LEE, Y. H. Kim, S. H. Kim, "Minimization of Renewable Energy Output Limits and Reduction Methods", *Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers*, Vol.33, No.12, pp.41-48, 2019.
DOI: <http://dx.doi.org/10.5207/JIEIE.2019.33.12.041>
- [6] W. Y. Jeon, J. Y. Kim, S. W. Lee, "Establishing an Efficient Low-Carbon Power System by Reducing Curtailment of Renewable Energy using ESS - The Case of Jeju Island in 2025", *Journal of Climate Change Research 2022*, Vol.13, No.1, pp.1-9, 2022.
DOI: <https://doi.org/10.15531/KSCCR.2022.13.1.001>
- [7] Innovation landscape for a renewable-powered future : solutions to integrate variable renewables, Technical Report, IRENA, United Arab Emirates Abu Dhabi, pp.87-89. url: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_2019_report.pdf?
- [8] H. D. Lee, K. Y. Kim, M. S. Kim, D. S. Rho, "A Study on Economic Evaluation Modeling of MVDC Distribution System for Hosting Capacity of PV System", *Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society*, Vol.22, No.3, pp.1-12, 2021.
DOI: <https://doi.org/10.5762/KAIS.2021.22.3.1>
- [9] Y. H. Nam, H. D. Lee, Y. R. Kim, F. Marito, D. S. Rho, "Economic Evaluation Algorithm of Island Micro-grid for Utility and Independent Power Producer", *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, Vol.66, No.7, pp.1032-1038, 2017.

DOI: <http://doi.org/10.5370/KIEE.2017.66.7.1032>

- [10] M. W. Ko, *Analysis of the U.S. and Korean housing market using the present value model*, Ph.D dissertation, Hankuk University of Foreign Studies, Seoul, Korea, pp.4.
- [11] C. H. Moon, B. S. Kwon, S. H. Woo, D. J. Bae, K. B. Song, "Economic Evaluation and Sensitivity Analysis of Solar PV Generation Business from the Perspective of Solar PV Generation Owners according to Fluctuation Scenarios of SMP and the Price of REC", *Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers*, Vol.34, No.10, pp.36-44, 2020.
DOI: <http://doi.org/10.5207/JIEIE.2020.34.10.036>

노 성 은(Seong-eun Rho)

[준회원]



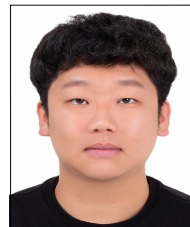
- 2022년 8월 : 한국외국어대학교 정보통신공학과 (공학사)
- 2023년 9월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기공학과 석사과정 재학 중

<관심분야>

전력 및 배전계통, ESS, 신재생에너지, 마이크로그리드

이 민 행(Min-Haeng Lee)

[준회원]



- 2023년 2월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2023년 3월 ~ 현재 : 동대학원 전기공학과 석사과정 재학 중

<관심분야>

전기저장장치, 전력 및 배전계통, 신재생에너지

김 지 명(Ji-Myung Kim)

[정회원]



- 2020년 2월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2022년 2월 : 동대학원 전기공학과 (공학석사)
- 2022년 3월 ~ 현재 : 동대학원 전기공학과 박사과정 재학 중

<관심분야>

전력 및 배전계통, 신재생에너지, 전기저장장치

노 대 석(Dae-Seok Rho)

[종신회원]



- 1985년 2월 : 고려대학교 전기공학과 (공학사)
- 1987년 2월 : 동대학원 전기공학과 (공학석사)
- 1997년 3월 : 일본 북해도대학교 대학원 전기공학과(공학박사)
- 1987년 3월 ~ 1998년 8월: 한국 전기연구소 연구원/선임연구원
- 1999년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신 공학부 교수

<관심분야>

전력/배전 계통, 분산전원연계, 전력품질해석

김 경 화(Kyung-Hwa Kim)

[정회원]



- 2021년 2월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2023년 2월 : 동대학원 전기공학과 (공학석사)
- 2023년 3월 ~ 현재 : 동대학원 전기공학과 박사과정 재학 중

<관심분야>

전력 및 배전계통, 신재생에너지, 전기저장장치

김 응 상(Eung-Sang Kim)

[정회원]



- 1988년 2월 : 서울산업대 전기공학과 졸업
- 1991년 2월 : 숭실대학원 전기공학과 졸업 (공학석사)
- 1997년 2월 : 동대학원 전기공학과 졸업 (공학박사)
- 현재 : 한국전기연구원 스마트배전 연구센터 책임연구원

<관심분야>

신재생에너지시스템, 전력저장장치, 스마트그리드, DC배전