

태양광전원의 연계용량에 따른 $\pm 35\text{kV}$ 급 MVDC 실증배전망의 경제성평가 모델링

이민행, 김지명, 김경화, 이예빈, 김윤호, 노대석*
한국기술교육대학교

Economic Evaluation Modeling of $\pm 35\text{kV}$ MVDC Distribution System According to the Capacity of PV system

Min-Haeng Lee, Ji-Myung Kim, Kyung-Hwa Kim,
Ye-Bin Lee, Yun-Ho Kim, Dae-Seok Rho*
Korea University of Technology and Education

요약 현재 급격하게 도입되고 있는 신재생에너지의 계통 접속 지연문제를 해결하기 위한 방안으로, 국내에서는 기존의 AC 배전망에 $\pm 35\text{kV}$ 급 MVDC를 적용하여 신재생에너지전원을 수용하는 MVDC 배전기술에 대한 실증연구가 활발하게 진행되고 있다. 하지만, DC 배전망은 인버터 및 컨버터, DC 차단기와 같이 DC 기기들을 사용해야 하므로, AC 배전망을 구축하는 것보다 막대한 비용이 발생할 가능성을 가지고 있어, 경제적인 측면에서 MVDC 배전망 도입에 대한 연구가 필요하다. 따라서, 본 논문에서는 MVDC 배전망의 도입에 대한 타당성을 평가하기 위하여, MVDC 실증배전망을 바탕으로 태양광전원의 연계용량과 선로 길이를 고려한 시나리오별 MVDC 도입 모델을 제시하고, 이를 기반으로 경제성평가 모델링을 수행한다. 여기서, 경제성평가 모델링은 비용요소와 편익요소로 구분되고, 비용요소는 AC, DC 배전망의 건설비용 및 운용비용이며, 편익요소는 AC, DC 배전망의 손실저감분과 태양광전원의 연계용량에 따른 전력요금, REC 요금, 탄소배출권 등으로 구성된다. 상기에서 제시한 모델링을 바탕으로 현재가치환산법과 CPI 평가지표를 이용하여 경제성을 평가한 결과, 태양광전원의 규모에 상관없이 AC/DC 하이브리드 배전망이 가장 경제적임을 알 수 있다.

Abstract Recently, the demonstration projects on an MVDC distribution system have been actively carried out to apply $\pm 35\text{kV}$ MVDC to the existing AC distribution system to overcome the grid connection delay issue of renewable energy sources in Korea. However, because the DC distribution system may be expected to be more expensive than AC distribution system due to the high cost equipments such as inverter, converter and DC breakers, a research is required on the introduction of MVDC distribution systems in terms of economic aspects. Therefore, this paper presents the introduction types of distribution system by scenario based on the capacity of PV system and the feeder length in the MVDC demonstration distribution system, and proposes an economic evaluation modeling to criteria the feasibility of MVDC distribution system. Where, the economic evaluation modeling is classified by cost and benefit factors. The cost factors consist of construction and operation costs of the AC and DC distribution systems. And also, the benefit factors are composed of power loss reduction in AC and DC distribution systems, and electrical pricing, REC pricing, carbon emission pricing based on the capacity of PV systems. From the simulation results based on the proposed economic evaluation modeling using CPI(cost performance index) and the present worth method, it is confirmed that hybrid AC/DC distribution system is the most economical and feasible regardless of the introduction capacity in PV system.

Keywords : MVDC, AC/DC Distribution System, CPI, Economic Evaluation, Renewable Energy Source, PV

본 논문은 2021년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원(20213030160080, 에너지 소비대체율 50% 달성을 위한 신재생에너지기반 융복합형 마을단위 마이크로그리드 실증 기술개발)과 2023년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구임(20224000000160, DC 그리드 에너지 혁신연구센터).

*Corresponding Author : Dae-Seok Rho(Korea University of Technology and Education)
email: dsrho@koreatech.ac.kr

Received December 4, 2023

Revised January 2, 2024

Accepted February 6, 2024

Published February 29, 2024

1. 서론

최근, 정부는 차세대 성장 동력 산업 중 하나로서 녹색 성장 정책을 추진하고 있으며, 그 일환으로 재생에너지 3020 이행계획에 따라 2030년까지 신재생 에너지전원의 비중을 전체 에너지전원의 20[%]로 확대하는 보급 사업을 적극적으로 수행하고 있다[1]. 이에 따라, 태양광전원의 연계 및 접속지연 용량은 전국적으로 총 13.9[GW] (약 7만 건)에 이르고 있는데, 한전의 접속지연 해소를 위한 계통보강(선로증설) 공사는 현실적으로 상당한 한계점을 가지고 있어, 이러한 문제를 해결하기 위한 방안으로, 국내에서는 기존의 AC 22.9kV 배전선로에 ±35kV급 MVDC (medium-voltage direct current)를 적용하여 선로용량을 증대시키기 위한 실증연구가 진행되고 있다[2]. 그러나, DC 배전망은 기존 AC 배전망에 비해 인버터 및 컨버터, DC 차단기와 같은 DC 기기들을 사용해야 하므로, AC 배전망을 구축하는 것보다 막대한 비용이 발생할 가능성을 가지고 있어, 경제적인 측면에서 MVDC 배전망 도입에 대한 연구가 필요한 실정이다[3,4].

따라서, 본 논문에서는 MVDC 배전망의 도입에 대한 타당성을 평가하기 위하여, MVDC 실증배전망을 바탕으로 태양광전원의 연계용량과 선로 공장을 고려한 시나리오별 최적 배전망 도입모델을 제시하고, 이를 기반으로 경제성평가 모델링을 수행한다. 여기서, 경제성평가 모델링은 비용요소와 편익요소로 구분되고, 비용요소는 AC, DC 배전망의 건설비용 및 운용비용이며, 편익요소는 AC, DC 배전망의 손실저감분과 태양광전원의 연계용량에 따른 전력량요금, REC 요금, 탄소배출권 등으로 구성된다. 상기에서 제시한 모델링을 바탕으로 현재가치 환산법과 CPI 평가지표를 이용하여 경제성을 평가한 결과, 30[MW]의 태양광전원이 추가로 도입된 경우에 대하여, 선로 공장이 13[km]를 초과하는 경우, AC/DC 하이브리드 배전망 모델이 기존의 AC 배전망 모델에 비하여 경제성이 있기 때문에, MVDC 배전을 도입하기에 적합한 모델임을 알 수 있었고, 60[MW]의 태양광전원이 추가로 도입된 경우에 대하여, 모든 선로 공장에 대하여 AC/DC 하이브리드 배전망 모델이 기존의 AC 배전망보다 경제적으로 유리함을 알 수 있어, 본 논문에서 제시한 경제성평가 모델의 유용성을 알 수 있다.

2. 태양광전원이 연계된 ±35kV급 MVDC 배전망의 도입 모델

2.1 실증배전망의 구성

최근, 기존의 배전망을 활용하여 신재생에너지전원을 수용하는 MVDC 배전망의 실증 연구가 활발하게 진행되고 있는데, 특히 나주지역에 구축된 ±35kV급 MVDC 실증배전망을 나타내면 Fig. 1과 같다[5]. 먼저, MVDC 실증배전망은 태양광전원, AC 배전선로, MVDC 스테이션(컨버터 및 인버터), 실증용 MVDC 선로, 배전용변전소 등으로 구성된다. 이 그림에서와 같이, 배전용 변전소의 주 변압기로부터 인출된 2개의 D/L에 MVDC 배전 스테이션의 입력단과 출력단이 각각 연결되어 있어, 태양광전원에서 생산된 전력은 AC 배전선로와 MVDC 선로를 통하여 변전소 측으로 분배되어 흐른다. 여기서, MVDC 배전선로는 AC 배전선로 보다 동일한 선로에서 전압과 전류용량의 상승으로 인해, 계통보강(선로증설) 공사를 하지 않아도 더 많은 용량을 확보할 수 있어, 전력인프라의 투자를 지연시킬 수 있다.

하지만, DC 배전망은 인버터 및 컨버터, DC 차단기와 같은 DC 기기들을 사용해야 하므로, AC 배전망을 구축하는 것보다 막대한 비용이 발생할 가능성을 가지고 있다. 그러나, DC 배전망은 DC 기기들의 기술 발전으로 인한 가격하락을 기대할 수 있고, AC 배전망은 신재생에너지의 연계용량과 선로 공장이 증가할수록 구축비용이 상승하는 단점을 가지고 있으므로, AC 배전망과 DC 배전망의 비용요소에 따른 경제성을 고려하여 배전망을 설계할 필요가 있다. 따라서, 본 논문에서는 MVDC 배전망의 도입에 대한 타당성을 평가하기 위하여, MVDC 실증배전망을 바탕으로 배전계통에 추가적으로 연계되는 태양광전원의 용량과 선로 공장을 고려하여, 기존의 AC 배전망, AC/DC 하이브리드 배전망, MVDC 배전망의 시나리오별 최적 배전망 도입 모델을 제시하고, 이를 기반으로 3가지 도입 시나리오에 대한 경제성 평가를 수행한다.

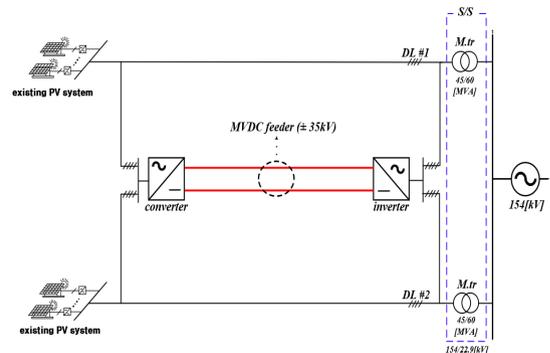


Fig. 1. Configuration of ±35kV MVDC distribution system

2.2 태양광전원 수용성을 위한 배전망 도입 모델

2.2.1 기존 AC 배전망 도입모델

상기에서 제시한 Fig. 1의 실증배전망을 바탕으로, 태양광전원이 추가적으로 연계될 경우, Fig. 2와 같이 기존의 AC 배전망을 이용한 도입모델을 제시한다. 여기서, Fig. 2(a)는 기존에 설치되어 운용 중인 AC 배전망 모델을 나타내며, 배전용변전소의 주 변압기(154/22.9[kV], 45/60[MVA]), 22.9[kV] 배전선로(ACSR 240[mm²])와 전주, 등으로 구성된다. 또한, Fig. 2(b)는 Fig. 2(a)의 기존 AC 배전망 모델에 태양광전원을 추가적으로 연계할 경우, AC 배전선로를 증설하는 모델을 나타낸다. 먼저, 기존의 22.9kV AC 배전망은 하나의 전주에 최대 2회선이 설치되며, 태양광전원을 추가적으로 연계할 경우, 22.9[kV] 배전선로(ACSR 240[mm²], 15[MVA])와 전주를 용량에 비례하여 증설해야 한다. 여기서, 30[MW]의 태양광전원이 추가적으로 도입되는 경우, Fig. 2(b)의 D/L #3과 같이 AC 1회선과 함께 새로운 전주도 신설해야 한다. 한편, 60[MW]의 태양광전원이 도입되는 경우, 기존의 22.9kV AC 배전선로는 환경과 공간의 제약으로 최대 2대까지 전주를 설치할 수 있으므로, Fig. 2(b)의 D/L #5와 같이 공사비용이 높은 22.9[kV] 지중 배전선로(CNCV-W 600[mm²], 25[MVA])를 신설해야 한다.

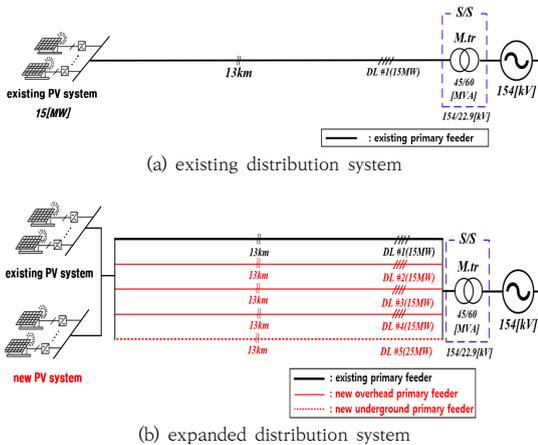


Fig. 2. Introduction model of AC distribution system

2.2.2 AC/DC 하이브리드 배전망 도입모델

상기의 2.2.1절에서 제시한 Fig. 2(a)의 기존 AC 배전망 모델에서 태양광전원이 추가적으로 연계될 경우, Fig. 3과 같이 기존의 AC 배전망을 활용한 AC/DC 하이브리드 배전망 도입모델을 제시한다. 먼저, AC/DC 하이

브리드 배전망은 배전용변전소의 주 변압기(154/22.9[kV], 45/60[MVA]), 컨버터 및 인버터(DC±35[kV]/AC22.9[kV]), DC 차단기, 22.9kV 배전선로(ACSR 240[mm²])와 전주 등으로 구성된다. 여기서, 30[MW]의 태양광전원이 추가적으로 도입되는 경우, Fig. 3의 DC #1과 같이 기존 전주를 이용하여 DC 1회선을 증설하고, 기존에 설치된 30[MW] 컨버터 및 인버터를 이용한다. 한편, 60[MW]의 태양광전원이 도입되는 경우, Fig. 3의 DC #2와 같이 새로운 전주와 DC 1회선, 30[MW] 컨버터 및 인버터를 신설한다.

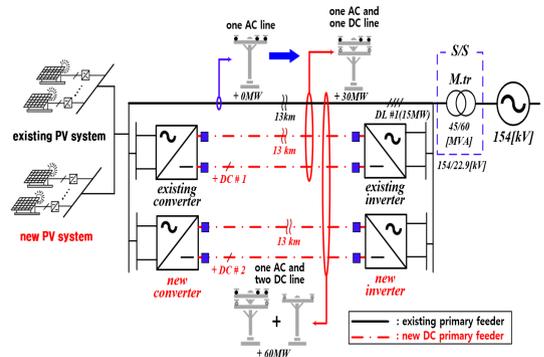


Fig. 3. Introduction model of hybrid AC/DC distribution system

2.2.3 MVDC 배전망 도입모델

상기의 2.2.1절에서 제시한 Fig. 2(a)의 기존 AC 배전망 모델에서 태양광전원을 추가적으로 연계할 경우, Fig. 4와 같이 기존의 AC 배전망의 선로를 DC 배전선로로 전환하는 MVDC 배전망 도입모델을 제시한다. 먼저, MVDC 배전망은 배전용변전소의 주 변압기(154/22.9[kV], 45/60[MVA]), 컨버터 및 인버터(DC±35[kV]/AC22.9[kV]), DC 차단기, 22.9kV 배전선로(ACSR 240[mm²])와 전주 등으로 구성된다. 여기서, 기존의 태양광전원(15[MW])은 Fig. 4의 DC #1과 같이 3개의 도체(선로)로 구성된 기존 AC 1회선의 2개의 도체를 이용하여 DC 1회선으로 전환하여, 기존에 설치된 전주와 30[MW] 컨버터 및 인버터를 이용하여 계통으로 공급한다. 먼저, 30[MW]의 태양광전원이 추가적으로 도입되는 경우, Fig. 4의 DC #2와 같이 도체 1개를 증설하고 기존 AC 선로의 도체 1개를 이용하여 DC 1회선으로 전환하며, 30[MW] 컨버터 및 인버터를 신설하여 계통으로 공급한다. 한편, 60[MW]의 태양광전원이 도입되는 경우, Fig. 4의 DC #3과 같이 새로운 전주와 DC 1회선, 30[MW] 컨버터 및 인버터를 신설한다.

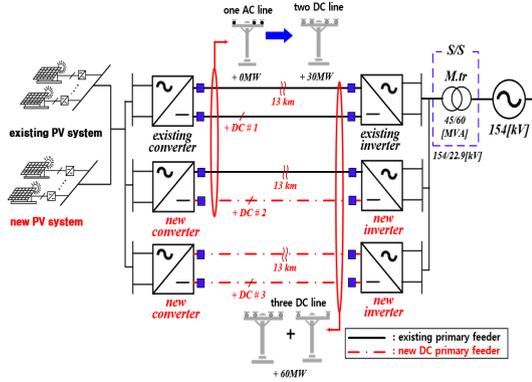


Fig. 4. Introduction model of MVDC distribution system

3. ±35kV급 MVDC 실증배전망의 경제성평가 모델링

3.1 비용요소 모델링

3.1.1 AC 배전망 건설비용

AC 배전망 건설비용은 태양광전원을 수용하기 위하여 AC 배전망을 건설하는데 지출되는 총 비용으로서, Eq. (1)과 같이 고압 배전선로의 회선 수와 공장으로 구성된다. 여기서, 고압 배전선로의 공사비는 km 당 선로 공사비에 회선 수와 공장을 곱하고, 지중과 가공 배전선로를 대상으로 평가한다.

$$C_{AC} = C_{unit, U/L} \cdot l_{U/L} + C_{unit, D/L} \cdot l_{D/L} \cdot N_{D/L} \quad (1)$$

Where, C_{AC} : total construction cost(won) in AC distribution system, $C_{unit, U/L}$: construction cost in underground cable(km), $l_{U/L}$: the length in underground cable(km), $C_{unit, D/L}$: construction cost in overhead feeder (won/km), $l_{D/L}$: the length in overhead feeder(km), $N_{D/L}$: the number of circuit in overhead feeder

3.1.2 DC 배전망 건설비용

DC 배전망 건설비용은 태양광전원을 수용하기 위하여 DC 배전망을 건설하는데 지출되는 총 비용으로서, Eq. (2)와 같이 MVDC 스테이션과 배전선로의 공사비로

구성된다. 여기서, MVDC 스테이션의 공사비용은 Eq. (3)과 같이 단위 설비비용에 인버터와 컨버터의 용량을 각각 곱하여 산정한다. 또한, 배전선로의 공사비용은 Eq. (4)와 같이 km당 선로 공사비에 회선 수와 공장을 곱하며, 도체만을 추가하는 경우 km 당 도체 공사비에 공장을 곱하여 산정한다. 그리고, DC 차단기의 개수는 선로의 회선 수를 고려하여 산정한다.

$$C_{DC} = C_{stn} + C_{feed} \quad (2)$$

$$C_{stn} = C_{unit, I/S} \cdot P_{I/S} + C_{unit, C/S} \cdot P_{C/S} \quad (3)$$

$$C_{feed} = N_{D/L} \cdot (k \cdot C_{CB} + C_{unit, D/L} \cdot l) + C_{unit, conductor} \cdot l \quad (4)$$

Where, C_{DC} : total construction cost(won) in DC distribution system, C_{stn} : total construction cost (won) in MVDC station, $C_{unit, I/S}$: construction cost in inverter(won/MW), $P_{I/S}$: inverter rated(MW), $C_{unit, C/S}$: construction cost in converter(won/MW), $P_{C/S}$: converter rated (MW), C_{feed} : total construction cost in DC distribution feeder(won), $C_{unit, D/L}$: construction cost in primary feeder (won/km), l : the length in primary feeder (km), $N_{D/L}$: the number of line in primary feeder, C_{CB} : cost in DC breakers (won/EA), k : the number of DC breakers, $C_{unit, conductor}$: construction cost in single feeder (won/km)

3.1.3 AC/DC 배전망의 운용비용

운용비용은 AC 또는 DC 배전망을 운용할 때 발생하는 비용으로서, Eq. (5)와 같이 AC 또는 DC 배전망의 건설비용에 대하여 일정 비율을 곱하여 산정한다.

$$C_{op}(y) = \begin{cases} C_{AC} \cdot R_{op} & \text{in ACsystem} \\ C_{DC} \cdot R_{op} & \text{in DCsystem} \end{cases} \quad (5)$$

Where, $C_{op}(y)$: total operation cost(won) in target year, y : economic evaluation year, R_{op} : rate of operation and construction cost(%)

3.2 편익요소 모델링

3.2.1 AC/DC 배전망 손실비용

AC 배전망과 DC 배전망은 각각 전력을 전송하는 과정에서 다양한 손실을 야기시킬 수 있다. 먼저, AC 배전망은 전력을 전송하는 과정에서 선로 및 기기의 손실을 발생시킬 수 있으며, 이로 인해 설비 유지 및 운용비용과 에너지 공급의 안정성 및 효율성에 악영향을 미친다. 한편, DC 배전망은 AC에서 DC 또는 DC에서 DC로 전력을 변환하는 과정에서 컨버터 및 인버터의 손실을 발생시킬 수 있으며, 이로 인해 설비 구매 및 유지비용과 전력 송전의 효율성에 악영향을 미친다[6].

여기서, AC 및 DC 배전망의 선로는 전선 자체의 전기 저항으로 인해 열에너지로 변환되어 발생하는 열 손실과 전선의 주위 환경에 의한 절연 손실로 분류할 수 있는데, 일반적으로 DC 선로의 손실은 AC 선로에 비해 상대적으로 낮은 수준으로 평가된다[7]. 따라서, 본 논문에서는 기존 AC 배전망과 DC 배전망에서 발생하는 선로 손실비용의 차이를 Eq. (6)과 같이 AC/DC 배전망 손실 저감 편익으로 상정한다. 여기서, 선로손실비용은 Eq. (7)과 같이 태양광전원의 용량을 기준으로 이용률과 연간 발전시간을 곱하여 연간 발전량을 구하고, 이 값에 선로 손실률과 선로공장을 곱하여 해당 배전선로에서 발생하는 총 손실량을 계산하고, 해당 연도의 SMP(system marginal price)를 고려하여 총 연간 선로손실비용을 산정한다.

$$B_{loss} = C_{loss,AC}(y) - C_{loss,DC}(y) \quad (6)$$

$$C_{loss}(y) = t_{year} \cdot SMP(y) \cdot Q_{PV} \cdot U_{PV} \cdot R_{loss} \cdot l_{D/L} \quad (7)$$

Where, B_{loss} : benefit of power loss reduction in primary feeder(won), $C_{loss,AC}(y)$: power loss cost in the existing AC distribution system(won), $C_{loss,DC}(y)$: power loss cost in DC distribution system(won), $C_{loss}(y)$: power loss cost in primary feeder(won), $SMP(y)$: power trading unit price(won/kWh), Q_{PV} : MW generation capacity in PV system(MW), U_{PV} : utilization rate in PV system(%), R_{loss} : power loss in primary feeder(%), t_{year} : annual generation hour(8,760)

3.2.2 태양광전원의 연계용량에 따른 편익

태양광전원의 연계용량에 따른 편익은 전력량요금, 신재생에너지의 REC(renewable energy certificate)요금, 탄소배출권으로 구성된다. 먼저, 전력량요금은 태양광전원의 발전량에 대한 전력판매 요금으로서, Eq. (8)과 같이 전력거래량과 전력거래단가에 선로손실률[%]를 고려하여 산정한다.

$$B_{kWh} = P_{kWh} \cdot U_{SMP} \cdot R_{loss} \quad (8)$$

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), R_{loss} : power loss in primary feeder(%)

또한, 태양광전원의 REC 요금은 태양광전원의 발전량과 REC 가격, REC 가중치를 고려하여 Eq. (9)와 같이 산정하며, REC 가중치는 신재생 에너지원별 발전원가 차이로 인하여, 신재생에너지원의 종류, 용량, 설치장소 등을 고려하여 적용한다.

$$B_{REC} = \sum_{i=1}^m P_i \cdot k_i \cdot U_{REC,i} \quad (9)$$

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/MWh)

한편, 탄소배출권 요금은 정해진 온실가스 허용량에 대하여 절감시킨 온실가스양에 따라 정부가 기업에게 제공하는 인센티브 요금이며, Eq. (10)과 같이 탄소배출량과 온실가스 감축분(CER, certified emission reductions)의 단가를 곱하여 연간 발전시간까지의 합을 더하여 산정한다. 여기서, 탄소배출량은 Eq. (11)과 같이 신재생에너지의 발전량, 연료소비율, 탄소배출계수, 석유환산계수의 곱으로 산정된다.

$$B_{\omega_2} = \sum_{t=1}^T E_{\omega_2}(t) \cdot CER \quad (10)$$

$$E_{\omega_2}(t) = R_{kWh} \cdot C_{fu} \cdot F_{CO_2} \cdot F_{oil} \cdot \left(\frac{M_{CO_2}}{A_C} \right) \quad (11)$$

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(kWh), 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)

3.3 현재가치 환산법

경제성평가를 위한 비용과 편익의 요소는 미래에 발생할 가치로서, Eq. (12)와 같이 미래의 가치에 할인율을 적용한 현재가치 환산법을 이용하여 비용 및 편익요소를 동일한 시점의 가치로 산정하여 경제성을 평가한다[8].

$$PW = \sum_{i=1}^n \frac{CF}{(1+d)^n} \quad (12)$$

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

3.4 CPI(cost performance index) 평가지표

상기에서 제시한 배전망 도입모델에 대한 타당성을 평가하기 위하여, 본 논문에서는 Eq. (13)와 같이 CPI 평가지표를 사용한다. 여기서, CPI 평가지표는 선로 공장을 파라메타로 하여, 기준값에 대한 각 도입모델의 일정 비율로 나타낸다. 단, 기준값은 기존 AC 배전망의 비용과 편익의 합으로 상정한다[9].

$$CPI_{model}(l) = \frac{C_{model}(l) + B_{model}(l)}{C_{AC}(l) + B_{AC}(l)} \quad (13)$$

Where, $CPI_{model}(l)$: CPI by introduction model

for l , $C_{AC}(l)$: construction and operation costs by AC distribution system for l , $B_{AC}(l)$: benefit of AC distribution system for l , $C_{model}(l)$: construction and operation costs by introduction model for l , $B_{model}(l)$: benefit of introduction model for l , l : the length in distribution feeder(km)

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

4.1 시뮬레이션 조건

상기에서 제시한 ±35kV급 MVDC 실증배전망을 바탕으로, 도입 모델별 태양광전원의 연계용량 및 선로 공장에 따른 경제성을 평가하기 위하여, 본 논문에서는 Table 1과 같이 시뮬레이션 조건을 상정하고, 현재가치 환산법과 CPI 평가지표를 이용하여 경제성 분석을 수행한다. 여기서, 대출받은 원금을 20년 동안 매년 균등 상환하는 것으로 가정하고, 미래의 가치에 대한 물가상승률과 할인율은 각각 3[%]와 5.5[%]로 상정한다. 또한, AC 및 DC 배전망의 운용비용은 건설비용의 2.5[%]로 상정하고, AC 및 DC 선로의 손실률은 PSCAD/EMTDC 시뮬레이션을 통해 계산된 값으로 각각 0.31[%/km], 0.065[%/km]를 적용한다[10]. 그리고, SMP 가격단가는 전력거래소의 전력통계정보시스템에서 제시한 2022년도 평균 금액인 196.65[원/kWh]를 적용하고, REC 요금은 56.48[원/kWh]으로 상정한다. 또한, 전력설비 구성요소의 설치비용은 Table 2와 같다. 여기서, 전력설비 구성요소의 설치비용은 한국전기공사협회에서 공시한 “2023 전기공사 표준품셈 적용 기준”의 내용을 바탕으로, 고압 가공배전선로, 1도체 공사비용, 고압 지중배전선로는 각각 245,700[천원/km], 38,000[천원/km], 3,281,382[천원/km]이고, DC 배전망의 구성요소인 인버터, 컨버터, DC 차단기는 각각 200,000[천원/MW], 100,000[천원/MW], 228,000[천원/대]으로 상정한다[11].

한편, 태양광전원의 연계용량 및 선로 공장에 따른 배전망 도입 모델별 상정 시나리오는 Table 3과 같이 나타낼 수 있다. 여기서, Case I은 기존의 AC 배전선로를 증설하는 AC 배전망 도입 모델이며, Case II는 기존의 AC 배전망을 활용한 AC/DC 하이브리드 배전망 도입 모델, Case III은 기존의 AC 배전망의 선로를 DC 배전선로로 전환하는 MVDC 배전망 도입 모델을 나타낸다. 여기서,

상기의 3가지 도입모델에 대하여, 태양광전원의 연계용량과 이에 따른 편익은 모두 동일한 값으로 상정한다. 또한, 추가적으로 연계되는 태양광전원의 용량은 30[MW]와 60[MW]를 고려하며, 연계선로의 공장은 13~29[km]로 상정한다.

Table 1. Simulation conditions

items	parameters	
economic evaluation period[year]	20	
inflation rate[%]	3	
discount rate[%]	5.5	
rate of operation cost[%]	2.5	
loss rate of distribution feeder [%/km]	AC	0.31
	DC	0.065
pricing of SMP[won/kWh]	196.65	
pricing of REC[won/kWh]	56.48	

Table 2. Construction cost of power facility

items	costs
overhead primary feeder [thousand won/km] (ACSR 240 mm ²)	245,700
single feeder [thousand won/km] (ACSR 240 mm ²)	38,000
underground primary feeder [thousand won/km] (CNCV-W-600 mm ²)	3,281,382
inverter [thousand won/MW]	200,000
converter [thousand won/MW]	100,000
DC break [thousand won/EA]	228,000

Table 3. Concept of introduction scenario

introduction scenario	introduction model	new PV system[MW]	feeder length [km]
Case I	AC	30, 60	13~29
Case II	AC/DC		
Case III	MVDC		

4.2 ±35kV급 MVDC 실증배전망의 경제성평가

4.2.1 태양광전원이 30[MW] 증설된 경우

상기의 4.1절에서 제시한 시뮬레이션 조건을 바탕으로 태양광전원이 30[MW] 추가로 도입된 경우, 이를 수

용하기 위한 시나리오별 CPI 평가지표는 Table 4와 같이 나타낼 수 있다. 여기서, 선로 공장이 13[km]인 경우, AC 배전망 모델(Case I)의 CPI는 AC/DC 하이브리드 배전망 모델(Case II)과 MVDC 배전망 모델(Case III)보다 작게 산정되어, Case I이 가장 경제적임을 알 수 있지만, 선로 공장이 14[km] 이상인 경우, Case II의 CPI가 Case I의 CPI보다 작아서, Case II가 가장 경제적임을 알 수 있다.

Table 4. CPI characteristics by introduction model with the feeder length(30[MW])

feeder length [km]	Case I [CPI]	Case II [CPI]	Case III [CPI]
13	1.00	1.03	1.44
14	1.00	0.99	1.36
15	1.00	0.96	1.29
16	1.00	0.93	1.22
17	1.00	0.90	1.17
18	1.00	0.88	1.12
19	1.00	0.85	1.07
20	1.00	0.85	1.03
21	1.00	0.83	1.00
22	1.00	0.81	0.96
23	1.00	0.80	0.93
24	1.00	0.78	0.91
25	1.00	0.77	0.88
26	1.00	0.76	0.86
27	1.00	0.75	0.84
28	1.00	0.74	0.82
29	1.00	0.73	0.80

4.2.2 태양광전원이 60[MW] 증설된 경우

상기의 4.1절에서 제시한 시뮬레이션 조건을 바탕으로 태양광전원이 60[MW] 추가로 도입되는 경우, 이를 수용하기 위한 시나리오별 CPI 평가지표는 Table 5와 같이 나타낼 수 있다. 여기서, 모든 선로 공장에 대하여, AC/DC 하이브리드 배전망 모델(Case II)의 CPI는 AC 배전망 모델(Case I)과 MVDC 배전망 모델(Case III)의 CPI보다 작게 산정되어, Case II가 가장 경제적임을 알 수 있다. 또한, 선로 공장이 13[km]인 경우, Case I의 CPI는 Case III의 CPI보다 작으며, 선로 공장이 14[km]를 초과하는 경우, Case III의 CPI는 Case I의 CPI보다 작게 산정됨을 알 수 있다.

Table 5. CPI characteristics by introduction model with the feeder length(60[MW])

feeder length [km]	Case I [CPI]	Case II [CPI]	Case III [CPI]
13	1.00	0.49	1.05
14	1.00	0.47	0.99
15	1.00	0.45	0.95
16	1.00	0.43	0.91
17	1.00	0.42	0.87
18	1.00	0.41	0.84
19	1.00	0.40	0.81
20	1.00	0.39	0.79
21	1.00	0.38	0.76
22	1.00	0.37	0.74
23	1.00	0.37	0.72
24	1.00	0.36	0.71
25	1.00	0.35	0.69
26	1.00	0.35	0.67
27	1.00	0.35	0.66
28	1.00	0.34	0.65
29	1.00	0.33	0.64

4.2.3 종합분석

상기의 내용을 바탕으로, 30[MW]의 태양광전원이 추가로 도입된 경우에 대하여, 선로 공장을 바탕으로 시나리오별 배전망의 도입비용 및 CPI 특성을 나타내면 Fig. 5와 같다. 여기서, Fig. 5(a)는 30[MW]의 태양광전원이 증설된 경우의 도입비용, Fig. 5(b)는 CPI 특성을 나타낸다. 먼저, 선로 공장이 13[km] 이하인 경우, AC 배전망 도입모델은 AC/DC 하이브리드 배전망 모델과 MVDC 배전망 모델보다 경제적이지만, 선로 공장이 13[km]를 초과하면, AC/DC 하이브리드 배전망 도입 모델이 기존의 AC 배전망 모델보다 경제적으로 타당성이 있음을 알 수 있다. 또한, 선로 공장이 21[km]를 초과하는 경우, MVDC 배전망 도입 모델이 AC 배전망 모델에 비해 더 경제적인을 알 수 있다.

한편, 60[MW]의 태양광전원이 추가로 도입된 경우에 대하여, 선로 공장을 바탕으로 시나리오별 배전망의 도입비용 및 CPI 특성을 나타내면 Fig. 6과 같다. 먼저, Fig. 6(a)는 60[MW]의 태양광전원이 증설된 경우의 도입비용, Fig. 6(b)는 CPI 특성을 나타낸다. 여기서, 선로 공장이 13[km] 이상인 경우, AC/DC 하이브리드 배전망 도입 모델이 AC 배전망 모델과 MVDC 배전망 모델보다 경제적인을 알 수 있다. 또한, 선로 공장이 14[km]를 초과하는 경우, MVDC 배전망 도입 모델이 AC 배전망 모델보다 경제적으로 타당성이 있음을 알 수 있다. 따라서, 상기의 경제성 평가결과에 의하면, 태양광전원의 도입 규모와 상관없이 AC/DC 하이브리드 배전망 도입 모델이 가장 경제적인을 알 수 있다.

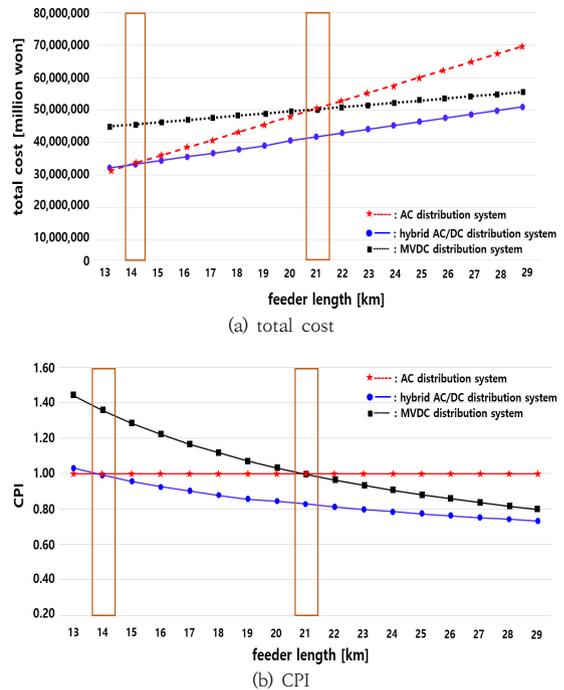


Fig. 5. Cost and benefit characteristics by introduction model with 30[MW] PV system

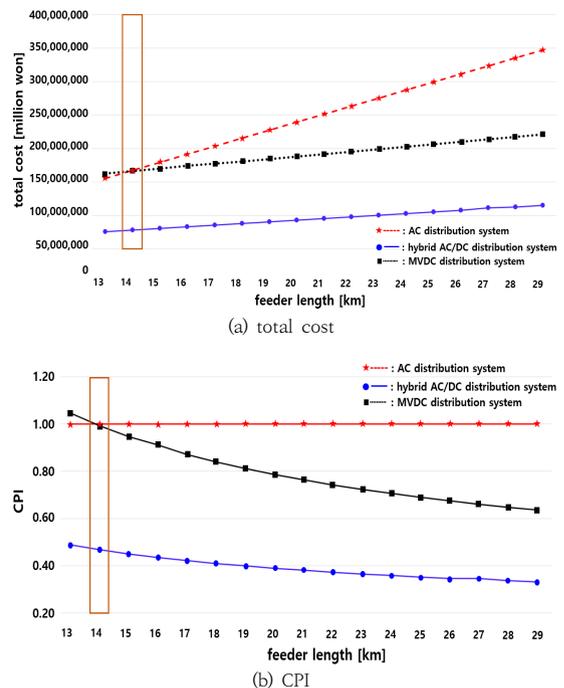


Fig. 6. Cost and benefit characteristics by introduction model with 60[MW] PV system

5. 결론

본 논문에서는 MVDC 배전망의 도입에 대한 타당성을 평가하기 위하여, MVDC 실증배전망을 바탕으로 태양광전원의 연계용량과 선로 공장을 고려한 시나리오별 최적 배전망 도입 모델을 제시하고, 이를 기반으로 경제성평가 모델링을 수행한다. 이에 대한 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 30[MW]의 태양광전원이 추가로 도입된 경우에 대하여, 선로 공장이 13[km] 이하인 경우 AC 배전망 모델이 가장 경제적이지만, 선로 공장이 13[km]를 초과하는 경우, AC/DC 하이브리드 배전망 모델이 가장 경제적인을 알 수 있었고, 선로 공장이 21[km]를 초과하는 경우, MVDC 배전망 모델이 AC 배전망 모델에 비해 더 경제적인을 알 수 있었다.
- (2) 60[MW]의 태양광전원이 추가로 도입된 경우, 모든 선로 공장에 대하여 AC/DC 하이브리드 배전망 모델이 가장 경제적인을 알 수 있었고, 선로 공장이 14[km]를 초과하는 경우, MVDC 배전망 모델이 AC 배전망 모델보다 경제적인을 알 수 있었다.
- (3) 본 논문에서 제시한 시나리오별 최적 배전망 도입 모델을 바탕으로 현재가치환산법과 CPI 평가지표를 이용하여 경제성을 평가한 결과, 본 논문에서 제시한 경제성평가 모델의 유용성을 확인할 수 있었다.
- (4) 향후에는 전기적 위해요인을 고려한 MVDC 배전망의 안정성 평가 연구를 수행하여 다양한 시나리오 및 모의시험 결과를 도출하기 위한 체계적인 연구를 수행할 예정이다.

References

- [1] J. M. Kim, B. G. Han, H. D. Lee, S. D. Cho, D. S. Rho, "A Study on Protection Coordination Operation Method of ± 35 kV Hybrid MVDC Distribution System", Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society, Vol.24, No.3, pp.533-542, 2023. DOI: <https://doi.org/10.5762/KAIS.2023.24.3.533>
- [2] B. G. Han, H. D. Lee, J. M. Kim, S. M. Choi, D. S. Rho, "Modeling and Fault Current Characteristics of ± 35 kV MVDC Distribution System Based on PSCAD/EMTDC", Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society, Vol.23, No.4, pp.1-9, 2022. DOI: <https://doi.org/10.5762/KAIS.2022.23.4.1>
- [3] S. H. Kang, H. D. Lee, S. D. Lee, D. S. Rho, "A Study on Fault Analysis of ± 35 kV MVDC Hybrid Distribution System Using PSCAD/EMTDC", The transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers, Vol.70, No.8, pp.1117-1128, 2021. DOI: <https://doi.org/10.5370/KIEE.2021.70.8.1117>
- [4] H. D. Lee, D. H. Tae, D. S. Rho, J. Y. Kim, "A Study on Operation Algorithm for Protection Coordination in 20kV MVDC Radial Distribution System", The transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers, Vol.69, No.6, pp.869-880, 2020. DOI: <https://doi.org/10.5370/KIEE.2020.69.6.869>
- [5] 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>
- [6] B. G. Han, H. D. Lee, D. H. Tae, D. S. Rho, "Operation Characteristics and Implementation of Fault Current Clamping Device in Radial-type MVDC Distribution System", The transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers, Vol.70, No.8, pp.1146-1155, 2021. DOI: <https://doi.org/10.5370/KIEE.2021.70.8.1146>
- [7] H. D. Lee, B. G. Han, J. M. Kim, Y. H. Kim, D. S. Rho, "A Study on Operation Algorithm of Protection Devices in ± 35 kV MVDC Distribution System", Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society, Vol.24, No.5, pp.209-217, 2023. DOI: <https://doi.org/10.5762/KAIS.2023.24.5.209>
- [8] J. H. Won, H. S. You, S. M. Choi, J. M. Kim, D. S. Rho, "A Study on the Operational Algorithm of ESS Considering DR and Peak Shaving", Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society, Vol.24, No.8, pp.116-124, 2023. DOI: <https://doi.org/10.5762/KAIS.2023.24.8.116>
- [9] M. Christen, B. T. Adey, H. Wallbaum, "On the usefulness of a cost-performance indicator curve at the strategic level for consideration of energy efficiency measures for building portfolios", ELSEVIER, Energy and Buildings 119, pp.267-282, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.02.056>
- [10] W. Kohn, Z. B. Zabinsky and A. Nerode, "A Micro-Grid Distributed Intelligent Control and Management System", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 2964-2974, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2455512>
- [11] K. H. Kim, B. G. Han, J. S. 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>

이 민 행(Min-Haeng Lee)

[준회원]



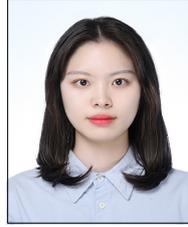
- 2023년 2월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2023년 3월 ~ 현재 : 동대학원 전기공학과 석사과정 재학 중

<관심분야>

전기저장장치, 전력 및 배전계통, 신재생에너지

이 예 빈(Ye-Bin Lee)

[준회원]



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

<관심분야>

전력 및 배전계통, 신재생에너지, 전기저장장치

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

김 윤 호(Yun-Ho Kim)

[준회원]



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

<관심분야>

DC 배전계통 운용, 보호협조, 신재생에너지, ESS

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

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 전기전자통신공학부 교수

<관심분야>

전력/배전계통, 분산전원연계, 전력품질해석