

아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축을 위한 한-아세안 협력 방향

김현제 · 정웅태 · 유학식 · 최영선 · 김용건 · 정태용



 Korea Institute for
International
Economic
Policy

아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축을 위한 한-아세안 협력 방향

김현제 · 정웅태 · 유학식 · 최영선 · 김용건 · 정태용

세계지역전략연구 22-02

아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축을 위한 한-아세안 협력 방향

인 쇄 2022년 12월 24일
발 행 2022년 12월 30일
발행인 김흥중
발행처 대외경제정책연구원
주 소 30147 세종특별자치시 시청대로 370
세종국책연구단지 경제정책동
전 화 044) 414-1179
팩 스 044) 414-1144
인쇄처 (주)에이치에이엔컴퍼니(02-2269-9917)

©2022 대외경제정책연구원

정가 10,000원
ISBN 978-89-322-9045-4 94320
978-89-322-9000-3 (세트)



국문요약

범지구적인 기후 위기 대응을 위해서 선진국뿐만 아니라 개도국의 에너지 전환이 중요한 이슈로 대두되면서 아세안 지역 역시 저탄소 에너지 중심의 에너지시스템을 구축하기 위한 노력을 확대해 나가고 있다. 아세안은 빠른 경제 성장과 인구 증가로 인해 증가하는 에너지 수요에 대응하면서도 저탄소 에너지 중심의 에너지시스템 구축을 위한 전환 노력을 추진 중이나, 여러 가지 도전과제에 직면하고 있다. 또한 현재 아세안 대부분 국가의 에너지 공급은 석탄, 가스 등 화석연료 의존도가 80~90%에 이르고 있어 저탄소 기반의 에너지 전환을 위한 획기적이면서 현실적인 대안 마련이 시급한 실정이다. 따라서 본 연구는 아세안 지역의 에너지 부문 현황, 온실가스 배출 추이와 아세안 국가들의 저탄소 추진 정책 목표 분석을 통해 아세안 지역의 저탄소 에너지 기반 구축 잠재력을 파악하고, 우리나라와 협력 확대 가능 분야를 중심으로 한-아세안 저탄소 에너지 부문의 협력 방향을 모색해 보는 데 그 목적이 있다.

아세안 지역은 2020년 기준, 1차에너지 소비에서 화석에너지의 비중이 약 83%를 차지하며, 화석연료 중심의 에너지 소비구조를 가지고 있다. 발전 부문 역시, 2005~2020년 기간 태양광 발전설비용량이 1MW에서 22.9GW로 비약적인 증가가 이루어졌음에도 불구하고, 2020년 기준, 화석연료(석탄 33%, 천연가스 30%, 석유 5%)가 아세안 발전설비용량의 60% 이상을 차지하고 있다. 또한 높은 청정에너지 사업비용으로 인한 투자 부진, 낮은 감축 목표, 제한적인 저탄소 기술 수용 준비도, 정책 추진력 및 규제 체계의 취약성, 전력 시스템의 유연성 부족 등은 아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축의 장애요인으로 파악된다. 하지만 필리핀을 제외한 아세안 9개국 모두가 탄소중립을 선언하였고, 아세안 국가 대부분이 재생에너지 확대, 에너지효율 개선, 수송 부문 탈탄소화,

전기차 보급 확대, 산업 부문 탈탄소화 등을 통해 자국이 설정한 온실가스 배출 저감 목표를 달성하기 위한 정책적 노력을 강화하고 있다. 또한 아세안 에너지 협력 행동계획(APAEC)을 통해 아세안 전력망 구축 사업 등 저탄소 에너지 인프라 구축을 위한 7개의 다자간 협력 사업을 추진하고 있으며, 우리나라를 비롯해 일본, 중국, 미국, 독일, 덴마크 등 해외 주요국과 저탄소 에너지 부문에서의 공동프로젝트, 기술개발, 인적 및 정책 역량강화, 금융조달 등과 같은 양자 협력 활동을 지속해서 전개해 나가고 있다.

본 과제는 우리나라의 관련 분야의 아세안 진출 경험, 아세안 국가들이 추구하고 있는 저탄소 에너지 이행 계획 및 수단 등을 고려해 ①태양광, ②에너지저장장치, ③클린쿠스토브, ④풍력, ⑤바이오, ⑥수소 등 6대 분야를 한-아세안 저탄소 에너지 유망 협력 분야로 제안한다. 우리나라와 아세안 모두 가장 적극적으로 투자가 일어나고 있는 태양광은 모든 아세안 국가 대상으로 유틸리티급 대규모 태양광 발전 단지 조성부터 수상 태양광, 영농형 태양광, 에너지저장장치와 결합하는 혼합형 형태와 같은 다양한 사업모델이 고려될 수 있다. 에너지저장장치는 전력 요금이 높은 지역, 전력공급이 안정적으로 이루어지지 않는 내륙지역이나 섬 지역을 대상으로 신재생에너지와 연계한 에너지저장장치의 구축이 가능하다. 클린쿠스토브는 아세안 국가 중 전통 바이오매스 연료를 많이 사용한 아세안 국가 대상으로 ODA, 개도국 지원 기금, 국제기구·은행 자금을 활용해 현지 사정에 맞는 사업모델을 개발해 추진할 필요가 있다. 풍력의 경우 아세안은 저풍속 지역이 많아 풍향 자원이 풍부하지 않고, 국내 풍력 터빈 제조 기술이나 가격 경쟁력이 해외 다른 국가보다 뒤처지는 부분이 있어 소규모 사업 형태로 풍력 부문의 기술 역량 및 사업 추진 경험이 많은 역내·외 기업

혹은 국가와 공동 추진을 제시해 본다. 바이오에너지는 시장 진출이 아닌 목재 펄릿의 안정적인 공급망 구축 관점에서 고려해 볼 필요가 있고 마지막으로 수소는 신재생에너지를 기반으로 하는 그린수소, 천연가스와 탄소 포집 및 저장(CCS) 기술과 결합한 블루수소의 아세안 생산과 국내 교역 부문의 협력 잠재력이 높을 것으로 판단된다.

또한, 본 연구는 장기적인 관점에서 한-아세안 지역의 탄소시장을 연계하였을 때의 파급효과를 연산가능 일반균형모형(Computable General Equilibrium, CGE)을 통해 분석하였다. 분석 결과 우리나라와 아세안 주요국은 독립적으로 NDC를 이행하는 것보다 탄소시장 연계를 통해 공동으로 협력할 때가 다수의 경제지표에서 더 긍정적 효과가 나타났다. 2021년 11월에 개최된 COP26에서 국제 탄소시장 메커니즘을 활용하기 위한 당사국 간 주요 협상이 완료되어 향후 국제 탄소시장을 활용한 개별 국가의 감축 목표 달성 노력이 활발해질 것으로 예상된다. 따라서 아세안 등 주요 교역 대상국과 탄소시장 협력관계를 확대 구축하기 위한 선제적 노력이 보다 강화되어야 할 것이다.

마지막으로 한-아세안 저탄소 에너지 부문에서의 협력이 확대되기 위한 이행 체계 강화를 위해서는 ① 보다 정교하고 구체적인 대 아세안 에너지 협력 추진 정책과 전략 수립 ② 아세안 대상 금융 지원 조달과 양자 협력 채널의 확대·강화 ③ 아세안 국가와의 저탄소 에너지 분야 협력을 활성화하기 위한 협력 체계 정비 ④ 아세안 국가가 참여하는 다자 에너지 협력 이니셔티브인 ASEAN+3, EAS(East Asia Summit), IPEF(Indo-Pacific Economic Framework) 등을 레버리지로 활용한 한-아세안 국가 간 협력 사업 확대 발굴 노력 강화 등이 필요하다.



차례

국문요약	3
제1장 서론	19
1. 연구 필요성 및 목적	20
2. 선행연구 분석	22
3. 연구방법과 기대효과	23
제2장 아세안 주요국의 저탄소 에너지기반 구축 필요성 및 정책 목표	25
1. 아세안 주요국의 경제 및 에너지 부문 현황	26
가. 아세안 지역의 경제 현황	26
나. 아세안 지역의 에너지 부문 현황	27
2. 아세안 주요국의 온실가스 배출 추이 및 전망	33
가. 아세안 국가들의 이산화탄소 배출 추이	33
나. 아세안 국가들의 이산화탄소 배출 전망	36
3. 아세안의 저탄소 에너지정책 목표 및 이행 현황	40
가. 브루나이	41
나. 캄보디아	43
다. 인도네시아	48
라. 라오스	54
마. 말레이시아	58
바. 미얀마	61
사. 필리핀	66
아. 싱가포르	69
자. 태국	73
차. 베트남	79
카. 아세안 10개국의 온실가스 감축 목표 및 감축 정책 종합	83
4. 소결	89

제3장 아세안 주요국이 추진한 저탄소 에너지 협력 사업 성과 및 과제 91

- 1. 아세안 역내 국가 간 저탄소 에너지 협력 사업 추진 현황 및 성과 92
 - 가. 아세안 다자 에너지 협력 사업 APAEC의 추진 배경 및 경과 92
 - 나. 「APAEC 2016~2025」 Phase I (2016~2020)의 주요 협력 사업 및 추진 성과 95
 - 다. 「APAEC 2016~2025」 Phase II (2021~2025)의 주요 협력 사업의 추진 전략 103
- 2. 아세안 역내 국가와 역외 국가 간의 저탄소 에너지 협력 사업의 추진 성과 111
 - 가. 해외 주요국의 아세안 대상 저탄소 에너지 및 인프라 부문의 ODA 공여 현황 111
 - 나. 해외 주요국의 양자 차원의 에너지 협력 체계 (정부 주도 중심) ... 115
- 3. 저탄소 에너지기반 구축을 위한 아세안 주요국의 도전 과제 123
 - 가. 높은 석탄 의존도 123
 - 나. 부진한 청정에너지 투자 126
 - 다. 낮은 감축 목표 129
 - 라. 제한적인 저탄소 기술 수용 준비도 131
 - 마. 정책 추진력 및 규제 프레임워크의 취약성 138
 - 바. 전력 시스템의 유연성 필요 142
- 4. 소결 143

제4장 한-아세안 국가와의 저탄소 에너지 부문 협력 성과와 협력

유망 분야 145

- 1. 한-아세안 국가와의 관련 분야 협력 추진 이행 및 성과 147
 - 가. 한-아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 추진 현황 및 성과 147
 - 나. 한-아세안 저탄소 에너지 부문 해외 직접투자 추진 현황 및 특징 ... 163

2. 아세안 국가들의 저탄소 에너지 협력 수요 및 협력 분야 도출	166
가. 태양광	167
나. 풍력	170
다. 바이오에너지	172
라. 에너지저장장치(ESS)	173
마. 청정조리사업(Clean Cookstove)	174
바. 수소개발	176
3. 한-아세안 탄소시장 연계 시 파급효과와 시사점	185
가. CGE 모형 소개와 시나리오 구성	186
나. CGE 분석 결과	189
다. 시사점	195
4. 소결	197
제5장 결론	203
1. 주요 연구 결과	204
2. 한-아세안 저탄소 에너지 협력 이행 방향	207
가. 협력 유망 분야의 에너지 협력 추진 방향	207
나. 한-아세안의 저탄소 에너지 협력 이행 체계 구축	210
다. 아태 지역 주요국의 아세안 협력 이니셔티브와의 연계성 강화	213
참고문헌	216
Executive Summary	226



표 차례

표 2-1. 아세안 국가의 발전원별 설비 용량(2020년 기준)	29
표 2-2. 캄보디아의 2030년 BAU 배출 전망과 감축 목표	43
표 2-3. 캄보디아의 2030년 NDC 온실가스 감축 목표 달성에 필요한 소요재원	45
표 2-4. 캄보디아의 2050년 BAU 배출 전망과 탄소중립 목표	46
표 2-5. 인도네시아의 부문별 BAU 배출 전망과 감축 목표	49
표 2-6. 인도네시아의 에너지 부문 주요 감축 수단	52
표 2-7. 라오스의 2020~2030년 온실가스 목표 감축량(무조건)	55
표 2-8. 라오스의 2020~2030년 온실가스 목표 감축량(조건부)	57
표 2-9. 라오스의 2020~2030년 조건부 온실가스 감축 목표 재원 소요액 ...	58
표 2-10. 미얀마의 발전 부문 감축 목표 달성을 위한 발전 믹스 전망	62
표 2-11. 미얀마의 2030년 온실가스 감축 목표	63
표 2-12. 태국의 '2021-2030 NDC 완화 로드맵' 부문별 온실가스 감축 수단과 목표 감축량	74
표 2-13. 베트남의 부문별 BAU 전망과 감축 목표	79
표 2-14. PDP8 초안 및 PDP7 개정(안)의 전원구조 비교	81
표 2-15. 아세안 회원국의 NDC 감축 목표	84
표 2-16. 아세안 국가별 넷제로 목표 연도	85
표 2-17. 아세안 회원국의 주요 부문별 저탄소 정책 및 목표	86
표 2-18. 아세안 국가별 에너지 효율 정책 수단	87
표 2-19. 아세안 국가별 전기차 지원정책	88
표 3-1. 아세안 국가별 국가 간 전력망 연계 및 전력 거래 양상	98
표 3-2. 아세안 전력망 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜 ...	104
표 3-3. 아세안 가스 파이프라인 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜	105

표 3-4. 석탄 및 청정석탄 기술 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜	106
표 3-5. 에너지 효율 및 절약 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜	107
표 3-6. 신재생에너지 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜	108
표 3-7. 역내 에너지 정책 및 계획 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜	109
표 3-8. 민간 원자력 에너지 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜	111
표 3-9. 일본이 지난 2년간 추진한 대 아세안 대상의 주요 에너지 협력 프로젝트	116
표 3-10. 중국이 최근 추진한 아세안 대상의 주요 청정에너지 개발 지원 프로젝트	119
표 3-11. 2022년 아세안 국가별 발전 설비용량 추가 계획	125
표 3-12. 인도네시아의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	132
표 3-13. 베트남의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	133
표 3-14. 태국의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	133
표 3-15. 말레이시아의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	134
표 3-16. 필리핀의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	134
표 3-17. 미얀마의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	135
표 3-18. 캄보디아의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	135
표 3-19. 라오스의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	136
표 3-20. 브루나이의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	136
표 3-21. 싱가포르의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도	137
표 4-1. 국가별 EDCF 자금 지원 사업 건수 및 승인 금액(1990~2021년)	148

표 4-2. 우리나라의 아세안 대상 저탄소 에너지 부문 유상원조 지원 현황 (1990~2021년)	149
표 4-3. 우리나라의 EDCF 기금 에너지 부문 승인 현황(1987~2021년) ...	151
표 4-4. 우리나라의 아세안 대상 저탄소 에너지 부문 ODA 지원 현황 (2011~2022년)	154
표 4-5. 2021년 KOICA의 아세안 및 인도 대상 5대 프로그램 계획(안) ...	161



그림 차례

그림 2-1. 아세안 지역의 원별 1차에너지 믹스 변화(2005~2020년)	27
그림 2-2. 아세안 지역의 발전원별 발전설비용량 비중 변화 (2005년 vs. 2020년)	28
그림 2-3. 2020년 아세안 국가별 발전설비용량 증설 규모(2019년 대비) ...	29
그림 2-4. 2020년 아세안 지역의 발전원별 설비용량 증설 규모 (2019년 대비)	29
그림 2-5. 2020년 아세안 국가별 신재생에너지 전원 비중	30
그림 2-6. 아세안 지역의 발전원별 설비용량 변화 추이(2005~2020년) ...	31
그림 2-7. 아세안 국가별 태양광 및 풍력 설비용량 변화(2016~2020년) ...	32
그림 2-8. 시나리오별 아세안 지역의 재생에너지 발전설비용량 비중 변화 전망(~2050년)	32
그림 2-9. 아세안 10개국들의 부문별 2010~2020년 CO ₂ 배출 규모 추이	34
그림 2-10. 아세안 10개국별 2010~2020년 CO ₂ 배출 규모 추이	35
그림 2-11. 아세안 10개국별 2010~2020년간 CO ₂ 배출량의 부문별 비중 ...	35
그림 2-12. 부문별 온실가스 배출량 전망(기준 시나리오)	36
그림 2-13. 2050년 기준 부문별 온실가스 배출량 감축 전망 (시나리오별 비교)	37
그림 2-14. APEC Target 시나리오와 2°C 시나리오에 따른 주요 아세안국가들의 CO ₂ 배출량 전망	39
그림 2-15. 캄보디아의 전원믹스 변화 전망(발전량, BAU 기준)	46
그림 2-16. 'RU PTL 2021~2030년'의 에너지원별 신규 발전설비용량 목표	51
그림 2-17. 말레이시아 전원개발계획에 따른 원별 신규 설비 증설 계획 (~2039년)	59

그림 2-18. 미얀마의 지역별 전력망 접속 비율(2019년 기준)	65
그림 3-1. 아세안 전력망 구축 사업 추진 현황(2020년 4월 기준)	97
그림 3-2. 아세안 역내 천연가스 인프라와 아세안 가스 파이프라인(TAGP) 구축 현황	99
그림 3-3. 2011~2020년간 해외 주요국 및 국제기구별 저탄소 에너지 및 인프라 부문 ODA 지원 규모	112
그림 3-4. 2011~2020년간 아세안 8개국별 저탄소 에너지 및 인프라 부문 ODA 수원 규모	113
그림 3-5. 2011~2020년간 해외 주요국 및 국제기구들의 저탄소 에너지 부문별 ODA 지원 규모	114
그림 3-6. 아세안 에너지원별 비중(2000~2020년)	124
그림 3-7. 아세안 청정에너지 투자 추이 및 감축 시나리오별 청정에너지 투자 필요액	127
그림 3-8. 주요국 태양광 및 육상 풍력 프로젝트의 단위당 자본비용 비교 ..	128
그림 3-9. 아세안 지역의 청정에너지 투자 소요액	129
그림 3-10. 아세안 지역의 온실가스 배출 전망	130
그림 3-11. 주요 개도국의 전력 부문 개혁 관련 규제 프레임워크의 법적 지수와 실제 인식지수의 차이	140
그림 4-1. 우리나라의 아세안 국가별 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 사업 수(2011~2022년)	156
그림 4-2. 우리나라의 아세안 국가별 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 총사업비(2011~2022년)	157
그림 4-3. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 사업 수 추이	158
그림 4-4. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 평균 사업 기간	158

그림 4-5. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상 지원 총사업비 합계	159
그림 4-6. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상 지원사업의 평균 지원액	159
그림 4-7. 대 아세안 저탄소 에너지 분야의 분야별 해외직접투자 규모와 전체 비중	164
그림 4-8. 대 아세안 저탄소 에너지 부문의 해외직접 투자자 규모 비중 (2016~2022년 상반기)	165
그림 4-9. 대 아세안 저탄소 에너지 부문의 해외직접투자 목적별 비중 (2016~2022년 상반기)	165
그림 4-10. 한-아세안 친환경에너지 협력 수요	166
그림 4-11. 2020년 아세안 지역의 발전원별 설비증설용량(2019년 대비) ...	168
그림 4-12. 아세안 국가 풍력발전 설비용량(2010~2019년)	170
그림 4-13. 전 세계 해상풍력 보급 용량 전망(누적)	171
그림 4-14. 수소의 생산·수송·이용	177
그림 4-15. 주요국별 수전해 설비 확충 목표	179
그림 4-16. 동남아시아 국가별 수소개발 동향	181
그림 4-17. 동남아시아 국가별 수소 공급량	181
그림 4-18. 시나리오별 이산화탄소 배출량 변화(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)	189
그림 4-19. 시나리오별 탄소 가격 변화(1,000 USD/tCO ₂ , 2030년)	191
그림 4-20. 시나리오별 실질 GDP 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)	191
그림 4-21. 시나리오별 실질 수출 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)	192

그림 4-22. 시나리오별 실질 투자 영향(BAU 대비 변화율), 2022~2030년)	193
그림 4-23. 시나리오별 업종별 전 세계 실질 산출 영향(BAU 대비 변화율), 2022~2030년)	193
그림 4-24. 시나리오별 업종별 우리나라 실질 산출 영향(BAU 대비 변화율), 2022~2030년)	194
그림 4-25. 시나리오별 고용 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년) ...	195



약어표

ADB	Asian Development Bank	아시아개발은행
AETI	ASEAN Energy Transition Initiative	아세안에너지전환구상
AGEP	ASEAN-Germany Energy Program,	아세안-독일 에너지 프로그램
AIB	Asia Infrastructure Investment Bank	아시아인프라개발은행
AJEEP	ASEAN-Japan Energy Efficiency Partnership,	아세안-일본 에너지효율 파트너십
APEC	Asia-Pacific Economic Cooperation	아시아·태평양 경제협력체
ASEAN+3	Association of Southeast Asian Nations+3	아세안+3(한국, 중국, 일본)
ACE	ASEAN Centre for Energy	아세안에너지센터
BAU	Business-As-Usual	인위적인 조치 없이 현 상황 그대로 유지되었을 때를 의미
BECCS	Bio Energy with Carbon Capture and Storage	바이오에너지와 탄소 포집 및 저장장치의 결합
BMZ	Federal Ministry of Economic Cooperation and Development	독일 연방경제협력 개발부
BOOT	Build-Own-Operate-Transfer	시공-소유-운영-소유권 이전
BOO	Build-Operate-Ownership	시공-운영-소유권 획득
CIS	Commonwealth of Independent States	독립국가연합
CNG	Compressed Natural Gas	압축천연가스
CCS	Carbon Capture and Storage	탄소 포집 및 저장
CCU	Carbon Capture and Utilization	탄소 포집 및 활용
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage	탄소 포집, 활용 및 저장
CDM	Clean Development Mechanism	청정개발체제
CNG	Compressed Natural Gas,	압축천연가스
CREEI	China Renewable Energy Engineering Institute	중국 신재생에너지 공학 연구소
DEA	Denmark Energy Agency	덴마크 에너지청
DPPA	Direct Power Purchase Agreement	직접전력구매계약
GHG	Greenhouse Gas	온실가스
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit,	독일 국제협력단
EDCF	Economic Development Cooperation Fund	대외경제협력기금
ESCO	Energy Service Company	에너지절약전문기업
ESS	Energy Storage System	에너지저장장치
ERIA	Economic Research Institute for ASEAN and East Asia	아세안 및 동아시아 경제연구소
FDI	Foreign Direct Investment	해외직접투자
FIT	Feed-in-Tariff	발전차액지원제도
FOLU	Forestry and Land Use	산림 및 토지이용
HFCV	Hydrogen Fuel Cell Vehicle	수소연료전지차
IEA	International Energy Agency	국제에너지기구
IPEF	Indo-Pacific Economic Cooperation	인도-태평양 경제 프레임워크
IoT	Internet of Things	사물인터넷
IPP	Independent Power Producer	독립발전사업자
IPPU	Industrial Process and Product Use	산업공정 및 제품사용
IRENA	International Renewable Energy Agency	국제재생에너지기구

JCM	Joint Crediting Mechanism	공동개발체제
JICA	Japan Intentional Cooperation Agency	일본국제협력단
KIAT	Korea Institute for Advancement of Technology)	한술산업기술진흥원
KOICA	Korea International Cooperation Agency	한국국제협력단
LCOE	Levelized Cost of Electricity,	균등화 발전단가
LDCs	Least Developed Countries	최빈개발도상국
LNG	Liquefied Natural Gas	액화천연가스
LPG	Liquefied Petroleum Gas	액화석유가스
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry	토지이용·토지전용·산림분야
MRV	Monitoring, Reporting and Verification	모니터링, 보고 및 검증
NDC	Nationally Determined Contribution	국가감축기여
ODA	Official Development Assistance	공적개발원조
OECD/DAC	OECD Development Assistance Committee	OECD 개발원조위원회
P4G	Partnership for Green Growth and the Global Goals	녹색성장과 글로벌 목표 2030을 위한 연대
PPA	Power Purchase Agreement	전력구매계약
PPP	Public Private Partnership	민관 합작 투자
REC	Renewable Energy Certificate	신재생에너지 공급 인증서
R&D	Research and Development	연구개발 활동
RPS	Renewable Portfolio Standard	신재생에너지 공급의무화제도
SDM	Sustainable Development Mechanism	지속가능개발체제
SMR	Small Modular Reactor	소형모듈원자로
TPES	Total Primary Energy Supply	1차에너지 총공급
VRF	Variable Refrigerant Flow	냉매 유량가 변경식
VPPA	Virtual Power Purchase Agreement	가상전력구매계약
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	유엔기후변화협약
WCA	World Coal Association	세계석탄협회
CO ₂	carbon dioxide	이산화탄소
CH ₄	Methane	메탄
HFCs	Hydrofluorocarbons	수소불화탄소
N ₂ O	Nitrous oxide	아산화질소
NF ₃	Nitrogen trifluoride	삼불화질소
PFCs	Perfluoro Compounds	과불화합물
SF ₆	Sulfur hexafluoride	육불화황

제1장



서론

1. 연구 필요성 및 목적
2. 선행연구 분석
3. 연구방법과 기대효과



1. 연구 필요성 및 목적

범지구적인 기후 위기 대응을 위해서 선진국뿐만 아니라 개도국의 에너지 전환이 중요한 이슈로 대두되고 있다. 세계에너지기구(International Energy Agency, IEA)는 개도국의 에너지 부문 탄소배출이 2020년~2040년 중반까지 20% 증가하면서 선진국의 감축량을 상쇄할 것으로 전망하고 있다. 이에 따라 영국, 미국 등 선진국뿐만 아니라 세계은행, 아시아개발은행 등 국제금융기구는 개도국의 에너지 전환 등을 포함한 온실가스 저감을 위해 대규모 지원 계획을 마련하고 있다. 특히, 영국은 2025년까지 지난 5년의 2배 수준의 원조 규모 확대를 발표하였고, 세계은행과 아시아개발은행은 각각 2025년까지 2,000억 달러, 2030년까지 800억 달러의 지원을 약속하였다.

아세안은 늘어나는 에너지 수요에 대응하기 위해 저탄소 에너지 공급 기반으로의 전환 노력을 추진 중이나 여러 가지 도전과제에 직면하고 있다. IEA에 따르면 아세안은 2040년까지 에너지 수요가 60% 늘어나며, 전력수요의 연평균 증가율은 세계 평균의 약 2배인 4%에 달할 것으로 전망하고 있다. 아세안 에너지협력행동계획(ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation 2016~2025)에 의하면 2025년까지 아세안 역내 재생에너지 보급 목표를 1차 에너지 대비 공급 비중은 23%, 총 발전설비용량 대비 비중은 35%로 각각 설정하고 있다. 하지만, 현재 아세안 대부분 국가의 에너지 공급은 석탄, 가스 등 화석연료 의존도가 80~90%에 이르고 있어 저탄소 기반의 에너지 전환을 위한 획기적이면서 현실적인 대안 마련이 시급한 실정이다. 대부분 아세안 국가들은 2030년까지 온실가스 배출 저감 목표와 넷제로 목표연도를 제시하였지만 목표연도를 명확히 하지 않은 국가들도 있고, 장기저탄소발전전략을 수립한 국가는 아세안 10개국 중 캄보디아, 인도네시아, 싱가포르, 태국에 불과하여 각국의 여건에 맞는 저탄소 경제기반 구축 방안이 보다 구체적으로 마련되어야 할 필요가 있다.

아세안은 안정적이고 효율적인 저탄소 경제기반 구축을 위해 혁신적이고 지속가능한 에너지 전환 경로를 달성해야 한다. 이를 위해 아세안 주변국 및 선진국과의 협력을 확대해 나가고 있다. 지난 18차 ASEAN+3 에너지 장관 회의 합의문에서 재생에너지 보급 확대와 에너지 효율 강화를 위해 전기화, 스마트 기술 및 시스템 보급, 수소 및 암모니아 연료 등 저탄소 연료 개발, 배터리 및 에너지 저장 시스템 부문의 아세안과의 협력 사업 개발을 독려하기로 하였다. 일본은 2021년 5월에 역내 아세안 국가의 에너지 전환 지원을 위해 “아세안 에너지 전환 구상(ASEAN Energy Transition Initiative, AETI)”을 공식 발족하고 100억 달러 규모의 에너지 전환 기술 개발 및 보급, 인력양성 등을 지원할 예정이다. 그 밖에 호주와 뉴질랜드는 수소 공급과 탄소 포집 및 저장 기술(Carbon Capture and Storage, CCS) 부문, 중국은 태양광 및 풍력 부문에 특화해서 아세안 국가들과의 다자 및 양자 차원의 협력 사업을 추진 중이다.

우리나라의 주요 교역대상이자 투자처인 아세안 국가와의 기후 위기 및 에너지 전환 대응을 위한 저탄소 에너지 부문의 지원 강화 및 협력 사업의 발굴이 필요하다. 그동안 우리나라는 아세안 둔 지역 협력 정책과 P4G(Partnership for Green Growth and the Global Goals) 회의 개최 등을 통해 아세안 역내 협력 강화를 국가 차원에서 추진하였으나 에너지 분야에서의 괄목할만한 사업 발굴이 미진한 편이다. 지난 2021년 11월 아세안 대부분 나라가 참여하는 APEC(Asia-Pacific Economic Cooperation) CEO Summit에서 우리 정부는 아세안의 에너지 전환과 탄소중립을 위해 기후재원 및 그린뉴딜 ODA(Official Development Assistance) 지원 확대, 녹색기술 분야 협력 강화 등을 약속하면서 한-아세안과의 저탄소 에너지협력 기회가 더욱 늘어날 전망이다. 우리나라가 참여하고 있는 아세안과의 다자 및 양자 협력 사업에서 저탄소 에너지 부문의 협력 의제 및 사업 발굴을 위해 아세안 주요국들의 관련 부문의 현재 추진 상황과 향후 계획 그리고 이를 이행하기 위한 협력 수요 파악이 필요하다. 또한, 우리나라는 2030 NDC 수립을 통해 국외 감축 목표량을 상향함에

따라 이를 이행하기 위한 전략 마련의 하나로 한-아세안과의 상생 협력 사업 발굴을 위해 아세안 주요국과의 탄소시장 연계 가능성을 검토할 필요가 있다.

본 연구의 목적은 아세안 역내 저탄소 경제기반의 구축 필요성 검토, 아세안 주요국의 저탄소 에너지 전환 잠재력 및 과제 파악, 한-아세안 관련 분야의 협력 성과와 확대 가능성 분석을 통해 저탄소 경제기반 구축을 위한 한-아세안 협력방안을 모색하는 데 있다.

2. 선행연구 분석

우선 대표적인 선행연구로 정웅태·유학식(2020)을 들 수 있다. 동 연구는 2017년 지난 정부의 대아세안 정책 선언 이후 아세안 10개국 및 인도와의 에너지협력 성과와 과제를 도출하고 협력 확대를 위한 정책을 제시하고 있다. 아세안 국가와의 에너지 협력 성과를 높이기 위한 방안으로 대아세안 정책에서의 에너지 분야 반영도 제고, 대아세안 에너지 협력 지원체계 강화, 대외 여건 변화에 따른 신규 기회 활용, 아세안과의 에너지협력 이행력 제고를 제안하였다. 특히 지원체계를 강화하는 방안으로 신남방 대상 ODA전략 강화, EDCF(Economic Development Cooperation Fund)와 인프라 펀드 등 신남방 대상 금융 지원 추진력 제고 등이 필요하다고 지적하고 있다.

또한, 관련 분야 연구로 한-아세안 친환경에너지 협력 유망 분야 연구(정성삼 외, 2022)가 있다. 이 연구에서는 한-아세안의 에너지협력 분야 가운데 친환경에너지 분야에 주목하여 태양광, 클린스토브, 에너지저장장치 분야의 협력 확대의 필요성을 강조하고 있다. 한편 지열, 바이오, 풍력, 청정화력 분야에서 협력 수요는 높지 않은 것으로 평가하면서, 소형모듈원자로(Small Modular Reactor, SMR)와 해양에너지(조력 제외)의 경우 전 세계적으로 상용화 이전

단계이므로 실질적인 사업 협력은 시기상조이지만 기술개발 및 실증화 사업 중심의 협력은 가능하다고 제안하였다.

한편, Nurdianto et al.(2016)은 연산가능일반균형모형(Computable General Equilibrium, CGE)을 이용하여 아세안 지역의 탄소세 시행에 따른 경제적 파급효과를 분석하였다. 동 연구에 따르면 탄소세 부과는 탄소배출 감소에 효과적인 정책 수단이나, GDP, 사회 후생, 가계 소득 등의 감소라는 부작용이 예상된다. 그러나 인도네시아, 말레이시아 등 에너지 보조금이 큰 국가의 경우에는 탄소세가 가격 왜곡을 해소하여 경제성장에 기여할 수 있음을 보여주었다.

3. 연구방법과 기대효과

본 연구에서는 아세안 역내 주요국들의 저탄소 경제기반 현황 및 전망을 분석한다. 이를 위해 아세안 및 역내 주요국의 경제 및 에너지 수급 통계를 검토하고, IEA, IRENA(International Renewable Energy Agency) 등 국제 에너지 기관 및 ACE(ASEAN Centre for Energy), ERIA(Economic Research Institute for ASEAN and East Asia) 등 아세안 역내 에너지 전문 연구기관이 발간한 자료를 통해 온실가스 배출 추이 조사를 진행한다. 또한 아세안 역내 국가들의 저탄소 에너지 기반구축 잠재력 및 과제를 도출한다. ASEAN+3/EAS(Association of Southeast Asian Nations+3/East Asia Summit), APEC 등 다자협력 채널 하에서의 아세안 주요국들의 저탄소 추진 정책 목표 및 과제를 파악하고, 아세안 역내 및 비 아세안 국가들과의 양자 차원의 저탄소 에너지 협력 사업들의 이행 성과 및 향후 계획을 분석한다.

한-아세안의 저탄소 에너지 부문의 유망 협력 분야와 협력 강화 방안을 모색하기 위해 우선 KOICA(Korea International Cooperation Agency)과 KIAT

(Korea Institute for Advancement of Technology)에서 발주한 아세안 대상의 저탄소 에너지협력 ODA 사업 이행 현황 및 성과를 검토하고 관련 담당자들과의 자문을 통해 의견을 수렴한다. 또한 에너지공단 등 유관기관, 주요 민간 에너지 기업, 국내 컨설팅사 등 아세안 대상의 저탄소 에너지협력 경험자들로 부터 자문을 청취한다. ACE 등 아세안 에너지 전문기관으로부터 한국과 아세안 국가 차원의 저탄소 에너지 부문 협력 수요를 파악한다. 외부 전문가를 활용하여 연산가능일반균형모형의 시뮬레이션을 통한 한-아세안 탄소시장 연계 시 경제적 파급효과를 분석하고 시사점을 제시한다.

본 보고서의 구성은 다음과 같다. 1장은 서론이며, 본문에 해당하는 2장에서는 아세안 역내 주요국의 저탄소 에너지기반 구축 필요성을 설명하고, 3장에서는 아세안 주요국의 저탄소 에너지 기반 구축 잠재력 및 도전과제를 분석하며, 4장에서는 한-아세안 국가와의 에너지 분야 및 저탄소 산업의 협력 확대 가능성을 검토한다. 그리고 5장에서는 아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축을 위한 한-아세안 협력 이행 방향을 구체적으로 제시한다.

제2장

K

PM

아세안 주요국의 저탄소 에너지기반 구축 필요성 및 정책 목표

1. 아세안 주요국의 경제 및
에너지 부문 현황
2. 아세안 주요국의 온실가스
배출 추이 및 전망
3. 아세안의 저탄소 에너지정책
목표 및 이행 현황
4. 소결

1. 아세안 주요국의 경제 및 에너지 부문 현황

본 장에서는 아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축 잠재력 파악을 위한 기초자료의 성격으로서 아세안 지역의 에너지 부문 현황과 온실가스 배출 추이를 살펴본다. 아세안 지역의 에너지 부문과 온실가스 배출 추이를 파악하는 것은 향후 우리나라와의 저탄소 에너지 부문에서의 협력 잠재 분야를 발굴하기 위해 선행되어야 할 작업이다. 이를 위해 본 장에서는 아세안과 APEC 자료를 중심으로 아세안 지역의 에너지 부문, 특히, 발전 부문의 현황과 온실가스 배출 현황을 정리한 후, 2050년까지의 전망 결과와 아세안 국가들의 저탄소 에너지 관련 정책에 대한 분석을 통해 향후 아세안 지역의 저탄소 에너지 시스템 구축 잠재력을 분석해 보고자 한다.

가. 아세안 지역의 경제 현황

2020년 기준 아세안 지역의 총 인구는 약 6.7억 명으로 세계 전체 인구(약 78억 명)의 약 8.7%를 차지하고 있으며,¹⁾ 최근 5년 간 연 평균 1% 수준의 인구 증가율을 유지하고 있다.²⁾ 이는 2016~2020년 기간 세계 평균 인구 증가율과 비슷한 수준이다.³⁾

그러나 아세안 지역은 젊고 역동적인 시장으로 주목을 받고 있다. 「2021 ASEAN 통계연감」(ASEAN Statistical Yearbook 2021)에 따르면, 2020년 아세안 지역의 20세 미만 인구는 전체 인구의 33.1%, 경제활동이 가장 활발한 20~54세 인구는 50.8%를 차지하고 있다.⁴⁾

1) World Bank Data. Population, Total. <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>. (최종접속일: 2022.6.20.).

2) ASEAN Secretariat(2021a). ASEAN Key Figures 2021.p.4.

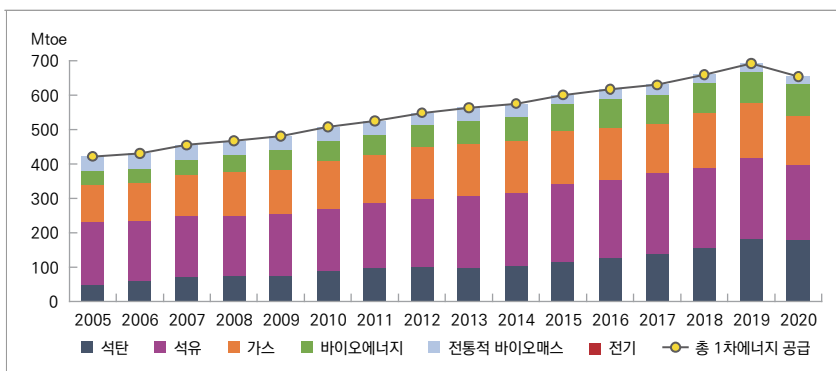
3) World Bank Data. Population growth (annual %). <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.GROW>. (최종접속일: 2022.6.20.).

또한, 아세안 지역은 세계 평균 경제 성장률을 상회하는 성장세를 유지하고 있다. 코로나19의 영향을 받은 2020년을 제외하고 2011~2020년 기간 아세안 지역의 경제 성장률은 매년 5%대를 기록하였으며,⁵⁾ 이후 2022~2050년 기간에도 아세안 지역은 평균 4.7%의 성장률(실질 GDP 기준)을 유지할 것으로 전망되고 있다.⁶⁾

나. 아세안 지역의 에너지 부문 현황

아세안 지역은 전통적으로 높은 화석연료 의존도를 보여 왔다. 아세안 국가별로 차이가 있지만, 2020년 기준, 아세안 지역의 1차에너지 소비(652.8Mtoe)에서 화석에너지가 차지하는 비중은 약 83%로 에너지 믹스의 대부분을 차지하였다([그림 2-1] 참조).

그림 2-1. 아세안 지역의 원별 1차에너지 믹스 변화(2005~2020년)



주: 가정에서 소비되는 전통 바이오매스는 미포함

자료: ASEAN Centre for Energy(2022.9). The 7th ASEAN Energy Outlook 2020~2050. p.32.

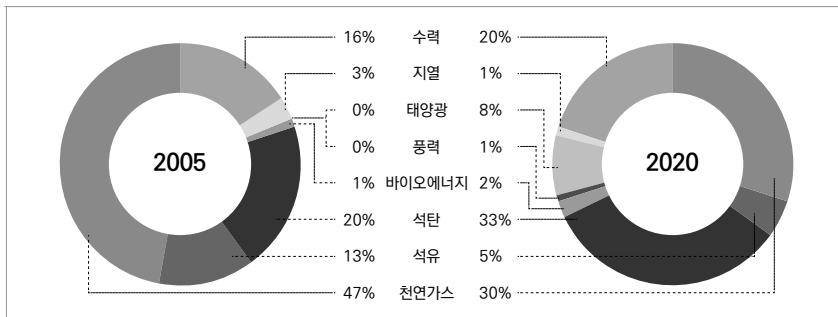
4) ASEAN Secretariat(2021b). ASEAN Statistical Yearbook 2021. p.6.

5) *ibid.*, p.40.

6) ASEAN Centre for Energy(2022). The 7th ASEAN Energy Outlook 2020-2050. p.29.

2005~2020년 기간 아세안 지역에서는 인구 증가와 빠른 경제 성장에 따른 에너지 수요 증가를 충족시키기 위해 163.4%의 발전설비용량 증설이 이루어졌는데, 이 중 태양광은 2005년 1MW에서 2020년 22.9GW로 설비용량의 증설이 가장 크게 이루어진 것으로 나타났다.⁷⁾ 그러나 그럼에도 불구하고, 2020년 기준 아세안 지역 발전설비용량에서 태양광이 차지하는 비중은 8%에 그친 반면, 석탄(33%), 천연가스(30%), 석유(5%) 등 화석연료가 다수를 차지하였다(그림 2-2) 참조).

그림 2-2. 아세안 지역의 발전원별 발전설비용량 비중 변화(2005년 vs. 2020년)



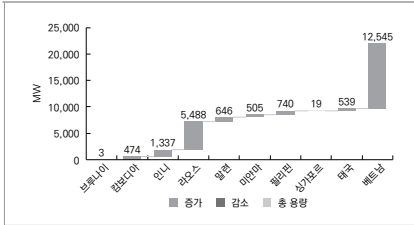
주: 바이오에너지에는 바이오매스, 바이오가스 및 폐기물 자원을 포함

자료: ASEAN Centre for Energy(2022.9). The 7th ASEAN Energy Outlook 2020~2050. p.36.

2020년 한 해, 아세안 지역에서는 22.3GW의 설비용량 증설이 이루어졌다. 특히, 베트남과 라오스가 전체 용량 증설분의 80.8%를 점유하며 아세안 지역의 설비용량 증가를 견인하였으며(그림 2-3) 참조), 발전원별로는 태양광(11.8GW)과 수력(6.1GW)이 설비용량 증설분의 대부분을 차지하였다(그림 2-4) 참조).

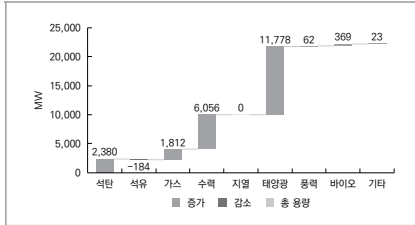
7) ASEAN Centre for Energy(2022.9). The 7th ASEAN Energy Outlook 2020~2050. p.36.

그림 2-3. 2020년 아세안 국가별 발전설비용량 증설 규모(2019년 대비)



자료: ASEAN Centre for Energy(2021.9). ASEAN Power Updates 2021. p.4.

그림 2-4. 2020년 아세안 지역의 발전원별 설비용량 증설 규모(2019년 대비)



자료: ASEAN Centre for Energy(2021.9). ASEAN Power Updates 2021. p.4.

2020년 기준 아세안 지역의 총 발전설비용량은 285GW로 아세안 지역 전체 설비용량의 약 66%가 인도네시아(24.9%), 베트남(24.1%), 태국(17.3%)에 설치되어 있는 것으로 나타났다(〈표 2-1〉 참조).

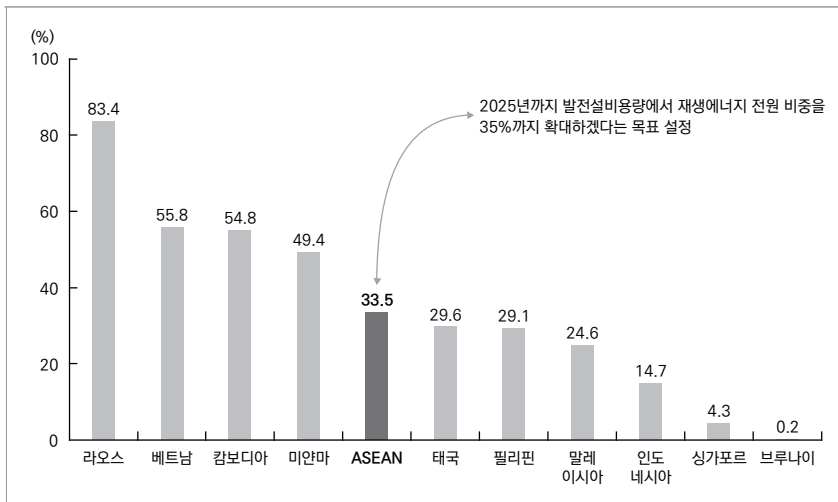
표 2-1. 아세안 국가의 발전원별 설비 용량(2020년 기준)

국가	총 용량 (MW)	발전원별 설비용량(MW)									재생 에너지 비중 (%)
		석탄	석유	가스	수력	지열	태양광	풍력	바이오	기타	
브루나이	894	0	15	877	0	0	2	0	0	0	0.2
캄보디아	2,916	675	644	0	1,330	0	237	0	31	0	54.8
인도네시아	71,017	35,220	4,781	20,537	6,121	2,131	154	154	1,904	16	14.8
라오스	11,950	1,978	0	0	9,972	0	0	0	0	0	83.4
말레이시아	34,379	12,846	148	12,919	6,200	0	1,549	0	717	0	24.6
미얀마	6,891	120	25	3,341	3,225	0	180	0	0	0	49.4
필리핀	26,286	10,944	4,237	3,453	3,779	1,928	1,019	443	483	0	29.1
싱가포르	12,582	0	0	12,035	0	0	290	0	257	0	4.3
태국	49,385	6,114	369	27,920	8,050	0	2,856	1,486	2,213	377	30.3
베트남	68,789	21,544	1,706	7,152	20,774	0	16,656	582	365	0	55.8
총 계	285,089	89,441	11,925	88,234	59,451	4,059	22,943	2,665	5,970	393	-

자료: ASEAN Centre for Energy(2021.9). ASEAN Power Updates 2021. p.12.

2020년 기준, 아세안 지역의 재생에너지 전원 비중은 33.5%를 기록하였는데, 국가별로 살펴보면, 수력 발전에 대한 의존도가 높은 라오스의 재생에너지 비중(83.4%)이 가장 높았고, 이어서 베트남(55.8%), 캄보디아(54.8%), 미얀마(49.4%)의 재생에너지 비중이 아세안 평균보다 높은 것으로 나타났다(그림 2-5 참조).

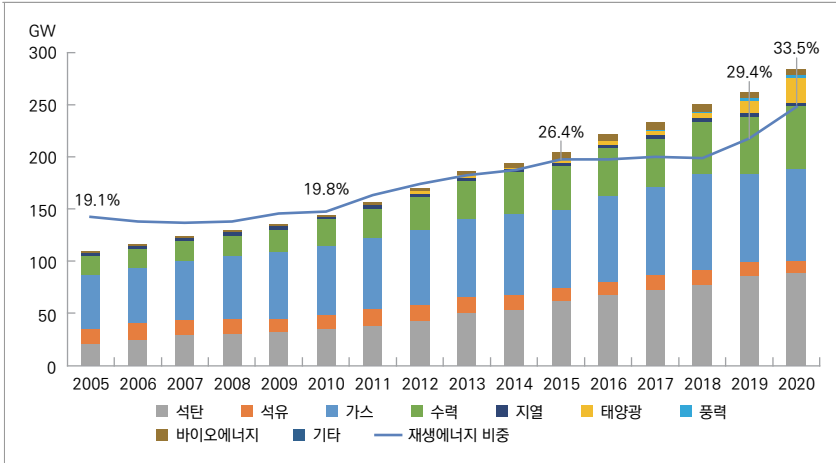
그림 2-5. 2020년 아세안 국가별 신재생에너지 전원 비중



자료: ASEAN Centre for Energy(2021.9). ASEAN Power Updates 2021. p.6.

최근 아세안 국가들은 저탄소 발전과 에너지안보 측면에서 화석연료에 대한 의존도를 낮추려는 노력을 경주하고 있으며, 이에 따라 아세안 지역에서 재생에너지 전원의 비중은 증가세를 보이고 있다. 전원별로는 풍부한 개발 잠재력을 가진 수력 외에도 태양광과 풍력의 설비용량이 확대되는 추세이다(그림 2-6) 참조).

그림 2-6. 아세안 지역의 발전원별 설비용량 변화 추이(2005~2020년)

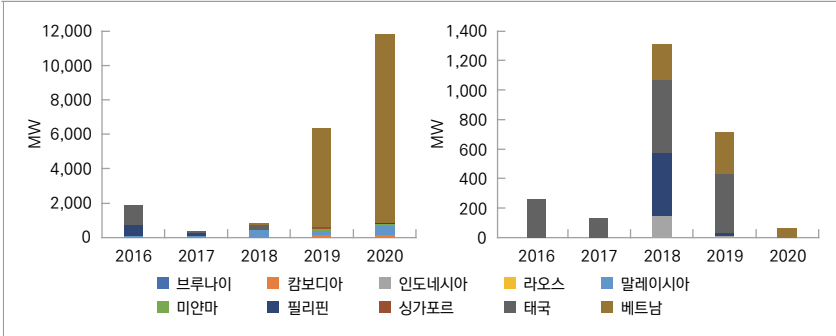


자료: ASEAN Centre for Energy(2021.9). ASEAN Power Updates 2021. p.6.

특히, 태양광의 경우, 베트남을 중심으로 설비용량의 증설이 이루어지고 있으며([그림 2-7] 좌측 그래프 참조), 풍력은 태국, 필리핀, 베트남, 3개국을 중심으로 설비용량이 확대되고 있다([그림 2-7] 우측 그래프 참조). 아세안은 2025년까지 역내 발전설비용량에서 재생에너지의 비중을 25%까지 확대하겠다는 목표를 설정하였는데, 아세안에너지센터(ASEAN Centre for Energy, ACE)가 2022.9월 발간한 '제7차 아세안 에너지 전망 2020~2050(The 7th ASEAN Energy Outlook 2020~2050)'에 따르면, 여전히 화석연료가 높은 비중을 차지할 것으로 전망됨에도 불구하고, 아세안 지역은 2025년까지 설정한 재생에너지 설비용량 구축 목표를 달성할 수 있을 것으로 전망하였다.

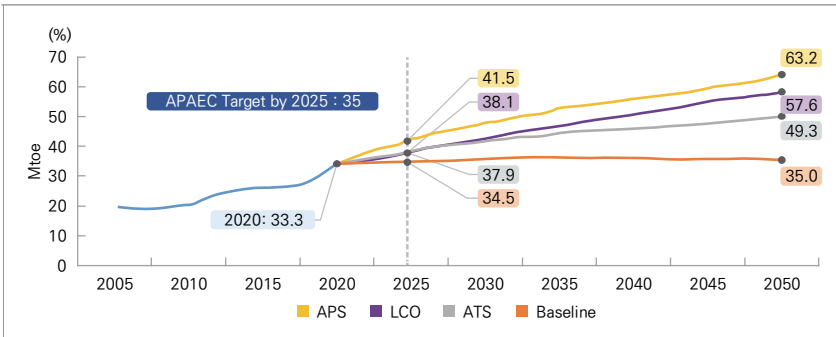
[그림 2-8]은 시나리오별로 전망한 아세안 지역의 재생에너지 설비용량 비중 변화를 보여주고 있다. 시나리오별로 다소 차이는 있지만, 2020~2050년 기간 재생에너지 전원의 비중은 계속 증가할 것으로 전망되고 있는데, 이는 신규 석탄화력발전 건설 중단 등과 같은 석탄 화력발전 정책의 변화와 아세안 국가들의 재생에너지 보급 확대 목표의 상향조정에 따른 것으로 분석되고 있다.

그림 2-7. 아세안 국가별 태양광 및 풍력 설비용량 변화(2016~2020년)



자료: ASEAN Centre for Energy(2021.9). ASEAN Power Updates 2021. p.7.

그림 2-8. 시나리오별 아세안 지역의 재생에너지 발전설비용량 비중 변화 전망(~2050년)



자료: ASEAN Centre for Energy(2022.9). The 7th ASEAN Energy Outlook 2020~2050. p.82.

아세안에너지센터(ACE)는 2025년까지 재생에너지 설비 비중 35% 목표를 달성하기 위해서는 화력 발전설비용량을 줄이려는 노력과 더불어 태양광과 풍력의 설비용량이 각각 40.3GW와 5.4GW이상씩 증설되어야 할 것으로 전망하였다.⁸⁾ 동시에 발전연료의 전환을 가속화하기 위해서는 개발 잠재력이 높은 지열과 수력의 추가적인 활용이 필요할 것으로 전망하였다.⁹⁾

8) *ibid.* p.111.

9) *ibid.* p.82.

2. 아세안 주요국의 온실가스 배출 추이 및 전망

가. 아세안 국가들의 이산화탄소 배출 추이

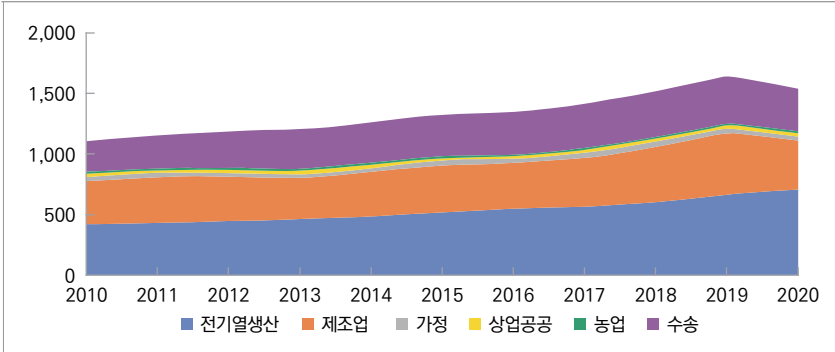
아세안 10개국 대부분의 온실가스 배출은 이산화탄소에서 비롯되지만 모든 국가의 전체 온실가스 배출 중 이산화탄소 배출 비중이 높은 것은 아니다. 2019년 기준으로 보면 말레이시아가 온실가스 배출량 중 이산화탄소 배출량 비중이 80%로 가장 높고, 그 다음으로 브루나이, 베트남 태국, 인도네시아, 필리핀이 60~70% 비중을 가진다. 반면 싱가포르, 미얀마, 캄보디아, 라오스 등은 50%대 이하의 이산화탄소 배출 비중을 가진다.¹⁰⁾ 이렇게 이산화탄소 배출 비중이 나라마다 차이가 있는 것은 석유 가스 등 화석연료 자원의 부존에 따른 소비 구조 및 경제산업의 화석연료 의존 정도에 달려 있음을 알 수 있다. 본 절에서는 이러한 온실가스 배출이 국가마다 어떤 특징이 있는지를 이산화탄소 배출 중심으로 살펴보기로 한다.

먼저 아세안 10개 국가별로 이산화탄소 배출 추이 및 규모 그리고 특징을 살펴보기 위해 Enerdata에서 제공한 최근 11년간의 부문별 이산화탄소 배출량 데이터를 참고하였다. 아래 [그림2-9]에서 본 바와 같이 아세안 국가들의 이산화탄소 배출은 에너지 생산 부문, 수송 부문 그리고 제조업 부문 순으로 지속해서 증가세를 보인다. 이는 지속적인 높은 경제성장에 따른 에너지 소비 증가, 활발한 제조업 가동률 그리고 차량 보급 확대 등이 그 요인으로 파악된다. 특히 가장 높은 비중을 차지하고 있는 전력 및 열 생산 부문은 이들 소비 증가에 대응하기 위해 석탄 등 화석연료의 투입이 증대되었기 때문으로 보인다.

10) <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions> (최종접속일: 2022.06.15)

그림 2-9. 아세안 10개국들의 부문별 2010~2020년 CO₂ 배출 규모 추이

단위: 백만CO₂환산톤



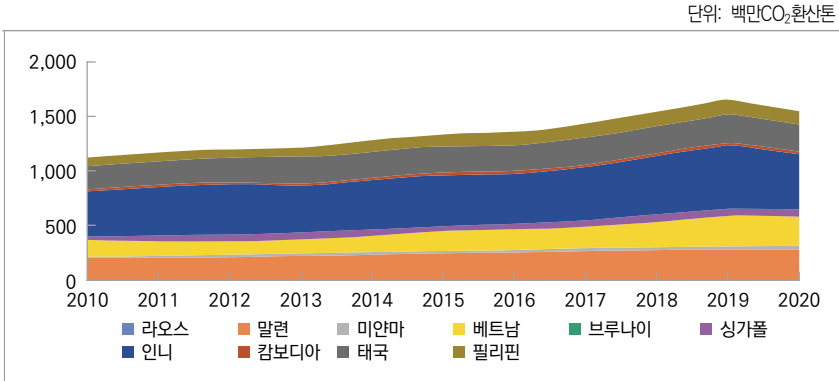
주: LULUCF 미포함

자료: Enerdata, "Global Energy and CO₂ data"를 활용해 저자가 작성

2011년부터 2020년까지의 아세안 국가별 이산화탄소 배출 추이를 보면 인도네시아가 독보적이다(그림 [2-10] 참조). 2020년에는 코로나19 등으로 인해 전년 대비 배출량이 줄었음에도 5.2억 톤을 배출해 전 세계 10위 배출국이며 아세안 비중에서 약 34%를 차지한다. 그 다음은 베트남, 태국, 말레이시아 순으로 2020년 말 현재 각각 세계 17, 25, 26위를 기록하였으며 그 규모는 인도네시아의 절반 정도에 해당하는 2.5~2.7억 톤에 달한다. 이 4개 국가의 이산화탄소 배출량은 아세안 10개국 전체 배출량의 84%를 차지하고 있어 특정 국가 비중이 높음을 알 수 있다. 반면 캄보디아, 라오스, 미얀마 등 메콩강 유역 국가들은 절대적인 이산화탄소 배출량 규모 면에서 다른 나라들에 비해 미약한 편이다. 그렇지만 지난 11년간 추이를 살펴보면 매년 10% 이상씩 이산화탄소 배출량이 증가¹¹⁾하고 있어 향후 이들 국가의 이산화탄소 배출량 증가세도 주목할 필요가 있다.

11) Enerdata에서 제공한 아세안 10개국의 2011~2020년 이산화탄소 배출량 데이터를 분석한 결과 동 기간 연평균 이산화탄소 배출량 증가는 라오스가 22.3%, 미얀마가 16.5%, 캄보디아가 10.6%를 기록하였음.

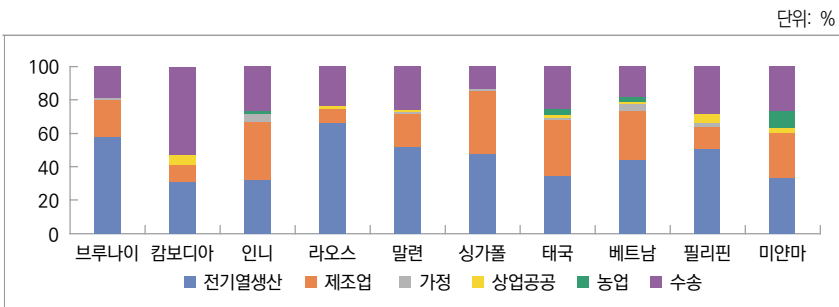
그림 2-10. 아세안 10개국별 2010~2020년 CO₂ 배출 규모 추이



주: LULUCF 미포함
 자료: Enerdata, "Global Energy and CO₂ data"를 활용해 저자가 작성

아세안 10개국들의 지난 11년간 이산화탄소 배출의 비중을 분야별로 살펴 보면 국가마다 그 비중이 다를 수 있다. 아래 그림 [2-11]에서 나타난 바와 같이 전기와 열 등 에너지 생산 과정에서 이산화탄소 배출 비중이 상대적으로 더 높은 국가들은 브루나이, 라오스, 말레이시아, 베트남, 필리핀, 싱가포르이고 특히 싱가포르를 제외한 나머지 국가는 그 비중이 50% 이상을 넘는다, 반면 태국, 인도네시아는 제조업 부문에서, 캄보디아는 수송 부문에서의 이산화탄소 배출 비중이 다른 나라들과 달리 더 높음을 알 수 있다.

그림 2-11. 아세안 10개국별 2010~2020년간 CO₂ 배출량의 부문별 비중



자료: Enerdata, "Global Energy and CO₂ data"를 활용해 저자가 작성

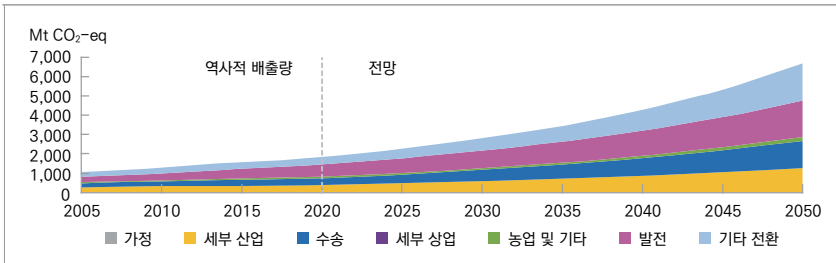
나. 아세안 국가들의 이산화탄소 배출 전망

아세안 국가들의 에너지 부문에서의 중장기 이산화탄소 배출 규모를 가늠하기 위해 아세안에너지센터(ACE)와 APEC에서 발간한 전망 자료 2가지를 활용해 분석해 본다.

아세안에너지센터(ACE)는 2022년 9월에 발간한 ‘제7차 아세안 에너지 전망 2020~2050’에서 기준 시나리오(Baseline Scenario)와 아세안 국가 목표 시나리오(ASEAN Member States Target Scenario, ATS), 아세안 에너지 협력 이행 계획 시나리오(APAEC Target Scenario, APS) 및 최소 비용 최적화 시나리오(Least-Cost Optimisation Scenario, LCO Scenario) 등 4가지 시나리오를 이용하여 2050년까지의 온실가스 배출량 변화를 전망하였다.¹²⁾

기준 시나리오에 따르면, 아세안 지역의 에너지 관련 온실가스 배출량은 2025년 2,253MtCO₂eq.까지 증가할 것으로 전망되며, 이 중 약 56%가 발전 부문에서 발생할 것으로 예상되고 있다(그림 2-12 참조).

그림 2-12. 부문별 온실가스 배출량 전망(기준 시나리오)



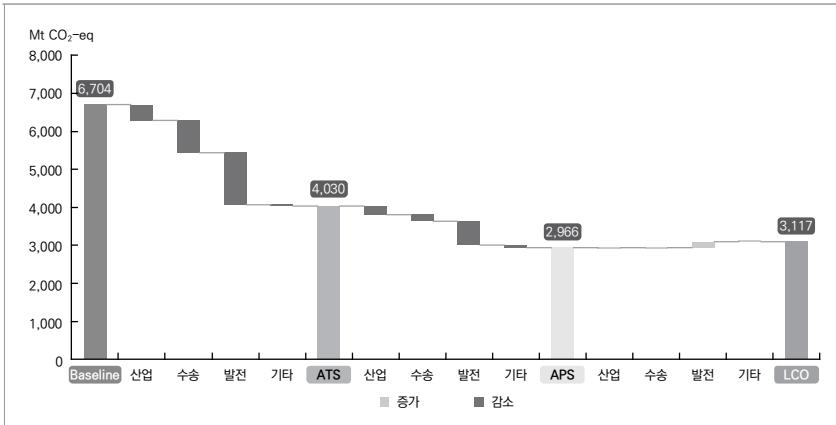
자료: ASEAN Centre for Energy(2022.9). The 7th ASEAN Energy Outlook 2020~2050. p.94.

12) 기준 시나리오(Baseline Scenario)는 아세안 지역의 과거 변화 추이를 기준으로 별도의 정책적 개입이 없다는 것을 전제로 한 시나리오이며, 아세안 국가 목표 시나리오(ATS)는 아세안 국가들이 에너지 안보 제고와 온실가스 감축을 위해 각기 필요한 정책을 개발/이행한다는 것을 전제로 하고 있음. 아세안 에너지 협력 이행 계획 시나리오(APS)는 아세안 차원에서 2025년까지 수립한 재생에너지 보급 및 에너지효율 개선 목표를 달성하기 위해 필요한 정책적 수단을 개발/이행한다는 것을 가정하고 있으며, 최소 비용 최적화 시나리오(LCO Scenario)는 아세안 차원의 에너지 목표(재생에너지 보급/에너지효율 개선) 달성을 위해 기술 중립적인 시각으로 발전 부문에서 모든 가능한 기술을 활용하는 것을 전제로 하고 있음(ASEAN Centre for Energy(2022.9), The 7th ASEAN Energy Outlook, pp.50~60).

아세안 국가 목표 시나리오(ATS)에서는 2050년 아세안 지역의 온실가스 총 배출량이 기준 시나리오 대비 약 40% 적은 4,030MtCO₂eq.를 기록할 것으로 전망하였다. 동 시나리오에서는 총 배출량의 60%가 발전 부문에서 발생할 것으로 추정하였으며, 상업 부문의 경우, 저탄소 운송수단의 활용으로 온실가스 배출량이 크게 감소될 것으로 전망하였다.¹³⁾

아세안 에너지 협력 이행 계획 시나리오(APS)에서는 2050년까지 아세안 지역의 온실가스 총 배출량이 2,966MtCO₂eq.까지 증가할 것으로 전망하였다. 이는 아세안 국가 목표 시나리오(ATS) 대비 약 26.4%가 낮은 수치이다. 아세안 에너지 협력 이행 계획 시나리오에서는 기타 전환 부문과(약 47%), 산업 부문(약 19%)이 전체 배출량의 절반 이상을 차지할 것으로 예측하였다([그림 2-13] 참조).

그림 2-13. 2050년 기준 부문별 온실가스 배출량 감축 전망(시나리오별 비교)



주: 기타 부문에는 가정, 상업, 농업 부문이 포함되어 있으며, 전력 부문에는 발전과 기타 전환 부문이 포함되어 있음.
 자료: ASEAN Centre for Energy(2022.9). The 7th ASEAN Energy Outlook 2020~2050. p.95.

13) ASEAN Centre for Energy(2022.9). The 7th ASEAN Energy Outlook 2022~2050. p.95.

또한, 아세안 에너지 협력 이행 계획 시나리오(APS)에서는 적절한 정책의 이행과 역내 협력을 토대로 아세안 차원의 강력한 온실가스 배출 저감 계획이 추진될 경우, 2050년까지 발전, 수송 및 산업 부문을 중심으로 상당량의 온실가스 배출 저감이 가능할 것으로 평가하였다. 구체적으로 재생에너지 전원의 보급 확대 및 에너지효율 정책 강화에 따른 수요 관리 효과가 발전 부문의 온실가스 배출 감축에 기여할 것으로 예상하였으며, 수송 부문에서는 내연기관 차량의 전기화 확대에 의한 휘발유와 경유 소비 감소가 온실가스 배출 저감을 견인할 것으로 전망하였다.¹⁴⁾

최소 비용 최적화 시나리오(LCO Scenario)에서는 2050년 아세안 지역의 온실가스 배출량이 아세안 에너지 협력 이행 계획 시나리오(APS)의 전망치보다 약 4.8% 높은 3,590MtCO₂eq.에 달할 것으로 전망하였는데, 이는 사회경제적 비용 절감 차원에서 신규 재생에너지 발전설비를 건설하거나 기존 화력발전설비에 탄소 포집 및 저장(Carbon Capture and Storage, CCS) 설비를 설치하는 대신, 기 구축된 석탄화력 및 수력발전설비를 최대한 이용하는 경우를 고려하고 있기 때문이다.¹⁵⁾

시나리오별로 전망치는 다르지만, 결국 이러한 전망 결과가 시사한 바는 에너지 부문에서의 이산화탄소 배출을 획기적으로 줄이기 위해서는 모든 부문에서의 석탄, 석유 소비를 줄이고 이를 신재생에너지와 같은 청정에너지 및 연료로 신속한 대체가 필요함을 강조하고 있다.

아세안 개별 국가들의 중장기 이산화탄소 배출 전망을 보기 위해 APEC에서 3년마다 제공하는 'APEC 에너지 수요 및 공급 전망(APEC Energy Demand and Supply Outlook)' 보고서 중 최근 버전인 7차 보고서에서 제공하는 국가별 이산화탄소 배출 전망 자료를 활용하였으며 그 결과는 아래 [그림 2-14]와 같다. APEC의 2°C 시나리오에서는 아세안 지역에서 높은 온실가스 배출량을

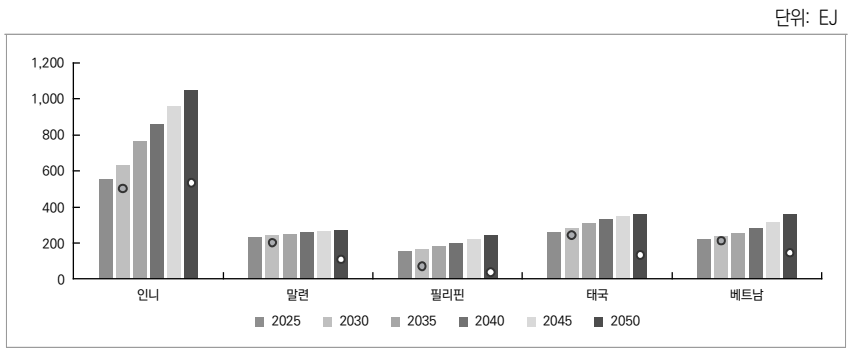
14) *ibid.*, p.95.

15) *ibid.* p.96.

기록하고 있는 인도네시아, 말레이시아, 필리핀, 태국, 베트남 5개국의 배출량이 꾸준히 증가할 것으로 전망하고 있다. 다만, 말레이시아, 필리핀, 태국, 베트남 등과 달리 인도네시아는 유일하게 다른 4개국에 비해 2050년까지 온실가스 배출 증가폭이 비교적 높을 것으로 예측되고 있다. 이는 재생에너지를 통해 전력 및 열을 생산하는 양보다 가스 및 석탄을 통해 생산하는 양이 더 많기 때문이다.

아래 [그림 2-14]에서는 APEC에서 사용한 Target 시나리오와 2°C 시나리오를 비교하고 있는데, APEC 회원국에 포함된 아세안 대부분의 국가는 Target 시나리오 대비 2°C 시나리오 모두 2050년 이산화탄소 배출량이 거의 절반 수준으로 감소할 것으로 전망되었다. 그 이유로는 첫째, 전력 및 열 생산 부문에서 에너지 효율화 증가에 따른 에너지 투입량 감소와 연료 전환(석탄 → 재생에너지)에 기인한 것이다. 둘째는 수송 부문에서의 전기화로 석유 소비가 감소하면서 이산화탄소 배출이 줄어들기 때문이다. 반면 제조업 부문에서의 이산화탄소 배출량 저감 수준은 높지 않을 것으로 전망되고 있다. 이는 제조업 부문에서의 에너지 소비량 감소가 크지 않고, 석탄 대신 재생에너지를 사용하는 규모가 크게 증가하지 않을 것으로 예상되기 때문이다.

그림 2-14. APEC Target 시나리오와 2°C 시나리오에 따른 주요 아세안국가들의 CO₂ 배출량 전망



주: 동그라미는 APEC 2°C 시나리오에 의한 CO₂ 배출 전망을 의미
 자료: APEC(2019) Energy Demand and Supply Outlook 7th Edition 데이터를 활용해 저자가 작성

결국 APEC의 이산화탄소 증장기 전망도 전술한 아세안의 전망과 유사한 시사점을 주고 있다. 추가적으로는 에너지를 사용한 전 부문에서 효율화 및 절약을 통해 에너지 소비 자체를 감소하는 노력과, 제조업 부문에서의 이산화탄소 배출 감소를 좀 더 강화할 방안 마련이 필요함을 강조하고 있다.

3. 아세안의 저탄소 에너지정책 목표 및 이행 현황

아세안은 에너지협력을 위한 세부 이행 계획(APAEC 2016~2025)에서 2025년까지 재생에너지의 비중을 1차에너지 공급 대비 23%, 발전설비용량 대비 35%까지 확대하겠다는 목표를 제시하였다. 이를 위해서 이행 계획 2단계 기간(2021~2025년)동안 재생에너지 발전설비 확대 및 전력망 인프라의 보강과 스마트그리드 및 분산형 전원 시스템 보급 촉진을 위한 노력을 강화해 나갈 예정이다.¹⁶⁾

최근 아세안 대부분의 국가가 탄소중립을 선언하면서¹⁷⁾ 기존의 재생에너지 보급 목표를 상향 조정하는 국가가 증가하고 있다. 국가별 상황과 여건에 따라 재생에너지 보급 목표와 이를 달성하기 위한 정책 수단에는 차이가 있지만, 이전보다 재생에너지 목표가 상향되거나 관련 정책이 강화되고 있다는 점에서 에너지전환에 대한 아세안 국가의 의지를 확인할 수 있다. 다음에서 아세안 10개 국별 저탄소 에너지 정책의 목표와 이를 어떻게 이행하는지에 대한 정책을 비교해 본다.

16) ASEAN Centre for Energy(2021). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016~2025. Phase II: 2021~2025. p.36.

17) 2022.6월 기준으로 ASEAN 10개국 중 필리핀을 제외한 9개국이 달성 시기에는 차이가 있지만 국가별로 설정된 기간 내에 탄소중립 또는 넷 제로를 달성하겠다는 목표를 선언하였음.

가. 브루나이

브루나이는 2020년에 NDC를 처음으로 제출하였으며 2030년 BAU 시나리오에 따른 온실가스 배출량(약 29.5 백만 톤 CO₂eq.로 전망)의 20% 감축을 목표로 제시하였다.¹⁸⁾ 브루나이의 NDC 작성의 기반이 된 「브루나이 국가 기후 변화 정책」(Brunei Darussalam National Climate Change Policy, BNCCP)에서 에너지 부문의 주요 감축 전략과 감축 수단을 제시하고 있다.

산유국인 브루나이의 산업 부문 온실가스 감축 수단으로는 온실가스 배출량 감축을 위해서 석유 및 가스 산업에서 발생하는 일상적 소각(Flaring)을 제로화하여 탄소집약도를 낮추는 것을 목표로 하고 2035년까지 전반적인 산업 부문 배출을 줄이고자 한다.¹⁹⁾ 주로 환기(Venting) 및 소각과 같은 총 탈루성 배출의 감소는 온실가스 배출 저감을 위한 석유 및 가스 산업 시설 내의 개선 프로젝트로 가능하다.

「브루나이 국가 기후변화 정책」(BNCCP)은 또한 2035년까지 전기차 비중을 전체 연간 자동차 판매의 60%로 확대하는 전기차 보급 목표를 세우고 이를 위해 낮은 전기 요금 제공, 소비세 인센티브 등을 제공하여 전기차 구매 가격 부담 완화, 연간 차량 면허 수수료 감면, 전기차 충전소 등 인프라 보급 확대 등을 추진할 계획도 포함하고 있다.²⁰⁾ 동 계획은 2035년까지 재생에너지 발전 용량을 총 발전 설비 용량의 최소 30%로 확대하는 것을 재생에너지 보급 목표로 제시하였다.²¹⁾

브루나이는 적도 부근에 위치한 지리적 특성으로 인해 높은 태양광 개발 잠재력을 보유하고 있다. 브루나이의 태양광 개발 잠재력은 2018년 기준 4.841kWh/

18) Brunei Darussalam(2020). Brunei Darussalam Nationally Determined Contribution (NDC) 2020. p.1.

19) Brunei Darussalam(2020). p.10.

20) Brunei Darussalam(2020). p.10.

21) Brunei Darussalam(2020). p.10.

m²로 말레이시아(4.706 kWh/m²)와 인도네시아(4.625 kWh/m²) 등 비슷한 지리적 조건을 가진 다른 아세안 국가에 비해 높은 편이다.²²⁾ 브루나이의 태양광 발전 사업은 2012년 1.2MW 규모의 Tenga Suria Brunei 발전소가 건설된 이후, 한동안 중단되었다가 2021년 4월 Brunei Shell Petroleum 내 3.3MW 규모의 태양광 발전소 완공을 포함하여 최근 신규 태양광 발전소 건설 사업(Sungai Akar(30MW), Bukit Panggal(15MW)) 등의 신규 태양광 발전소 건설 사업이 추진되고 있다.²³⁾ 그러나 재생에너지 분야에 대한 투자와 기술 부족으로 인해 2020년 기준 재생에너지 설비용량의 비중은 브루나이 전체 설비용량의 0.2%에 불과하다.

「브루나이 국가 기후변화 정책」은 전력 부문 효율 개선을 통한 온실가스 감축 전략을 포함하고 있는데, 2035년까지 온실가스 배출량을 10% 이상 줄이는 것을 목표로 한다. 공급 부문 효율 개선 수단으로는 부분부하 운전 감소, 송배전 손실 개선, 신규 발전기 최소 효율 48% 구현, 신재생 전원과의 통합을 통해 발전 부문 천연가스 소비 절감을 제시하였다.²⁴⁾

브루나이는 탄소가격제 도입도 계획하고 있는데, 일정 배출 한도를 초과하는 모든 산업 시설을 대상으로 하는 탄소가격제를 2025년까지 도입하는 것을 목표로 하며, 이를 통해 산업 부문 온실가스 초과 배출을 억제하고자 한다.²⁵⁾ 동시에 탄소 가격 부과를 위한 기준 배출량 데이터의 정확성과 신뢰성을 확보하기 위해서 적절한 모니터링, 보고 및 검증(MRV) 시스템을 구축하고자 한다.²⁶⁾

22) IRENA의 Global Atlas(<https://globalatlas.irena.org/workspace>, 최종접속일: 2022.6.21)에서 국가별로 일사량을 비교

23) 주브루나이대한민국대사관(2021.8.16.). 브루나이 신재생에너지 현황. p.6.

24) Brunei Darussalam(2020). p.11.

25) Brunei Darussalam(2020). p.11.

26) Brunei Darussalam(2020). p.11.

나. 캄보디아

아세안 내 경제적으로 낙후된 국가 중의 하나로 만성적인 전력공급부족 문제를 가지고 있는 캄보디아는 2020년에 업데이트된 NDC를 제출하였으며, 산림 및 토지이용(Forestry and Land Use, FOLU) 부문을 포함한 2030년 BAU 배출 전망치인 155백만 톤CO₂eq.의 41.7%인 64.6백만 톤CO₂eq.²⁷⁾을 감축하는 것을 목표로 제시하였다.²⁸⁾

표 2-2. 캄보디아의 2030년 BAU 배출 전망과 감축 목표

부문	2030년 BAU 배출량 전망치 (백만 톤 CO ₂ eq.)	2030년 목표		
		목표 배출량 (백만 톤 CO ₂ eq.)	목표 감축량 (백만 톤 CO ₂ eq.)	감축 비율
FOLU	76.3	38.2	38.1	-50%
에너지	34.4	20.7	13.7	-40%
농업	27.1	20.9	6.2	-23%
산업공정 및 제품사용	13.9	8.0	5.9	-42%
폐기물	3.3	2.7	0.6	-18%
합계	155.0	90.5	64.5*	-42%

자료: Kingdom of Cambodia (2020). Cambodia's Updated Nationally Determined Contribution. p.3

주: 원자료에서는 목표 감축량을 '감축'이라는 의미로 음의 부호(-)로 표기하였으나, 오해의 소지가 있어 본 보고서에서는 절대값으로 표시하였음.

에너지 부문에서는 2030년 BAU 배출 전망치인 34.4백만 톤CO₂eq.에서 13.7백만 톤CO₂eq.를 감축하여 에너지 부문 배출량을 20.7백만 톤CO₂eq. 이하로 줄이는 것을 목표로 하였다.²⁹⁾

27) 2030년 목표 감축량의 합계는 원문에서도 약 64.6 백만 톤CO₂eq.로 기술되어 있는데, 이는 <표 2-2>에 표기된 목표 감축량 합계인 64.5와는 소수점 이하에서 차이가 있음에 유의

28) Kingdom of Cambodia(2020). Cambodia's Updated Nationally Determined Contribution. p.3.

29) Kingdom of Cambodia(2020). p.23.

전력 부문의 감축 수단은 주로 신재생에너지 발전을 확대하는 것으로 재생 에너지 비용이 감소 추세에 있어 비용 효율적인 감축전략이 될 수 있으나 목표 달성을 위해서는 전력망의 가용성 및 수용 능력도 함께 해결해야 할 것으로 보고 2030년 신재생에너지 전원 비중 25%를 목표로 신재생에너지 전력을 전력망에 통합하는 로드맵 연구를 수행할 예정이다.³⁰⁾ 2030년 신재생에너지 전원 비중 25% 목표는 곧 확정 발표될 「전력개발계획 2020-2030」(Power Development Plan 2020-2030)과 아시아개발은행(Asian Development Bank, ADB)의 지원으로 수립될 '2040 재생에너지 마스터플랜'에도 반영될 것으로 알려졌다.³¹⁾ 하지만 2019년 기준, 캄보디아 내 설치된 총 발전설비용량에서 수력과 태양광을 비롯한 재생에너지 설비가 절반 이상을 차지하였으나, 실제 설비 가동률을 살펴보면, 석탄 등 화석연료를 이용한 화력발전설비가 54%를 기록하여³²⁾ 아직까지 실질적인 전원믹스의 전환은 이루어지지 못한 것으로 판단된다.

캄보디아 정부는 수송 부문에서는 저배출 수송 수단의 보급을 촉진하기 위한 정책 수단과 탄소 가격제의 도입의 필요성을 인식하고 있으며, 화물차에 의존하던 장거리 육상 화물 수송을 철도로 대체하기 위한 프로젝트를 계획하고 있다.³³⁾ 산업 부문에서는 에너지 효율을 개선하고 저배출 공정 개발이 필요하며, 제조 부문에서 지속가능한 에너지 소비 관행을 촉진코자 하며, 의류제조업, 벽돌 생산업종, 식음료 업종에서 각각 온실가스 감축목표를 설정하였다.³⁴⁾ 2020년에 캄보디아 에너지광물부는 「에너지 효율 및 절약 마스터 플랜」(Energy Efficiency and Conservation Master Plan)을 발표하고 에너지절약전문기

30) Kingdom of Cambodia(2020). p.23, p.25.

31) Enerdata(2022f). Country Energy Report - Cambodia. (April). p.7.

32) IRENA(2021). Energy Profile: Cambodia. https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Asia/Cambodia_Asia_RE_SP.pdf. (최종접속일: 2022.6.20.).

33) Kingdom of Cambodia(2020). p.23, p.26.

34) Kingdom of Cambodia(2020). p.23, p.25.

업(Energy Service Company, ESCO), 에너지 관리자, 효율 표준 및 인증, 교육 캠페인, 에너지 효율 지표의 5대 부문에 초점을 두고 이 부문에 대해서 2020년~2025년 기간의 5개년 로드맵을 수립하였으며, ESCO 설치 및 에너지 효율 등 급제 시행을 권고하였다.³⁵⁾

한편, 캄보디아 정부는 NDC 감축 목표 달성을 위해서 필요한 재원을 총 57.7억 달러로 추산하였으며, 에너지 부문의 감축을 위해 필요한 재원은 6.721억 달러로 추산되었다.³⁶⁾

표 2-3. 캄보디아의 2030년 NDC 온실가스 감축 목표 달성에 필요한 소요재원

부문	자원소요액 (백만 달러)
농업	49.4
에너지	672.1
산림	3466.4
산업	78.7
폐기물	1,90.3
수송	10.6
일반	3.1
합계	5,770.6

자료: Kingdom of Cambodia (2020). Cambodia's Updated Nationally Determined Contribution. p.51에서 재인용

2021년 12월, 지속가능한 개발을 위한 국가위원회(National Council for Sustainable Development)는 장기저탄소발전전략을 제출하였는데, NDC의 2030년 목표 경로의 연장선에서 2050년까지 순배출 제로 경로를 제시하였다.³⁷⁾

35) Enerdata(2022f). pp.6~7.

36) Kingdom of Cambodia(2020). p.51.

37) Kingdom of Cambodia (2021). Long-term Strategy for Carbon Neutrality. p.2.

표 2-4. 캄보디아의 2050년 BAU 배출 전망과 탄소중립 목표

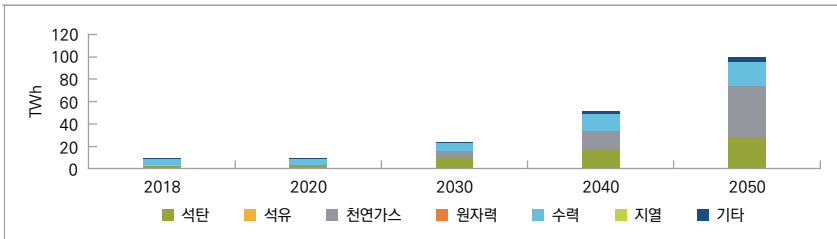
부문	2050년 BAU 배출량 전망치 (백만 톤 CO ₂ eq.)	2050년 목표 감축량 (백만 톤 CO ₂ eq.)	2050년 목표 배출량 (백만 톤 CO ₂ eq.)
농업	34.9	15.6	19.3
에너지	82.7	54.3	28.2
FOLU	21.2	71.4	-50.2
산업공정 및 제품사용	10.7	9.1	1.6
폐기물	6.5	5.3	1.2
합계	156.0	155.6	0.3

자료: Kingdom of Cambodia(2021). Long-term Strategy for Carbon Neutrality. p.2.

주: 원자료에서는 목표 감축량을 '감축'이라는 의미로 음의 부호(-)로 표기하였으나, 오해의 소지가 있어 본 보고서에서는 절대값으로 표시하였음.

2030년 이후의 에너지 부문 온실가스 감축은 보다 엄격한 에너지 효율 표준과 저탄소 공급원으로서의 지속적인 연료 전환 정책이 핵심이 될 것이다.³⁸⁾ ERIA (Economic Research Institute for ASEAN and East Asia)에 따르면, BAU (Business-As-Usual) 시나리오를 기준으로 2050년까지 캄보디아의 총 발전량에서 LNG가 차지하는 비중은 약 46%까지 확대될 것으로 전망된다(그림 2-15) 참조).³⁹⁾ 이에 따라 LNG 복합화력발전의 고효율-저탄소화를 위한 기술 분야에서의 협력 수요가 있을 것으로 판단되고 있다.

그림 2-15. 캄보디아의 전원믹스 변화 전망(발전량, BAU 기준)



자료: Heang Theangseng(2021.3). Chapter 4: Cambodia Country Report. Energy Outlook and Energy

38) Kingdom of Cambodia(2021). p.3.

39) Heang Theangseng(2021.3). Chapter 4: Cambodia Country Report. Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020, ERIA. p.62.

발전 부문에서는 천연가스가 발전 연료로 사용됨에 따라서 천연가스의 수입, 저장 및 운송을 위한 인프라 투자가 필요할 것이며, 2040년~2050년 기간 신재생에너지 발전이 더욱 확대되어 2050년에는 태양광 발전 비중 12% 등을 포함하여 신재생에너지 발전 비중이 35%에 이를 전망으로 전력망 현대화, 전력 시스템 유연성 및 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS)에 대한 투자가 필요할 것으로 보고 있다.⁴⁰⁾ 캄보디아에서는 2013년 석탄화력 발전기가 최초로 가동을 개시하면서 2021년 기준 2기의 석탄발전기가 가동 중이며, 1GW의 석탄발전기는 건설 중이고, 1.1GW는 사업 개발 중이다.⁴¹⁾ 에너지 관련 CO₂ 배출량은 2기의 석탄 발전소기 가동으로 2014년~2019년 기간 동안 거의 두 배 증가하였다.⁴²⁾ 이에 캄보디아 정부는 장기저탄소발전전략에서 이미 투자 약정된 석탄발전기 프로젝트 외에는 신규 석탄발전기 건설은 하지 않는다는 원칙을 제시하였다.⁴³⁾

수송 부문에서는 도시 대중 교통수단 확대 보급, 자가용 전기차 보급, 철도 개발 등이 중요한 감축 수단이 될 것이며, 이 외에도 내연 기관 차량의 연비 향상, 시외버스 및 화물차의 압축천연가스(CNG) 사용 확대도 배출량 감축에 기여할 것이다.⁴⁴⁾ 캄보디아의 2050년 탄소중립 시나리오에 따르면 2050년까지 오토바이의 70%, 자동차 및 도시 버스의 40%가 전기차가 될 것으로 전망된다.⁴⁵⁾ 에너지 인프라가 부족하여 기본적인 에너지 공급 여건이 열악하며, 이로 인해 만성적인 전력 공급 부족 문제를 경험하고 있다. 따라서 안정적인 전력 공급원 확보를 위한 발전설비 증설과 격오지의 전력망 인프라 구축을 우선순위에 두고 있다.

40) Kingdom of Cambodia(2021). p.3.

41) Enerdata(2022f). p.8, p.20.

42) Enerdata(2022f). p.8.

43) Kingdom of Cambodia(2021). p.14.

44) Kingdom of Cambodia(2021). p.3.

45) Kingdom of Cambodia(2021). p.14.

다. 인도네시아

아세안 지역의 대표적인 석탄 및 가스 생산국으로 자국 경제와 에너지 공급 체계에서 높은 화석에너지 의존도를 보여 왔던 인도네시아는 2021년에 업데이트된 국가감축기여(Updated Nationally Determined Contribution)⁴⁶⁾를 UNFCCC에 제출하였다. BAU(Business As Usual) 시나리오에 따른 인도네시아의 2030년 온실가스 배출량은 약 28.7억 톤 CO₂eq.로 전망되는데, 인도네시아 정부는 2030년까지 BAU 대비 29%의 무조건적 감축을, 그리고 재정, 기술이전 및 역량개발에 대한 국제적 지원의 가용수준에 따라서 2030년까지 최대 41%의 조건부 감축을 목표로 제시하였다.⁴⁷⁾ 에너지 부문은 토지이용 변화 및 임업 부문에 이어 가장 배출량이 많은 부문으로 인도네시아 정부는 에너지 부문 감축을 위해 에너지믹스 정책의 핵심으로 청정에너지 개발을 국가 지침으로 정하였다.⁴⁸⁾ 이에 따르면 인도네시아는 신재생에너지 비중을 2025년까지 최소 23%, 2050년까지 최소 31%로 확대시키는 것이 목표다.⁴⁹⁾ 석유 비중은 2025년까지 25% 미만으로, 2050년까지는 20% 미만으로 줄이고, 석탄 비중은 2025년까지 최소 30%, 2050년까지는 최소 25%로 감축하는 것을 목표로 하였고, 천연가스 비중은 2025년까지 최소 22%로, 2050년까지는 최소 24%로 확대된다.⁵⁰⁾

46) Republic of Indonesia(2021b). Updated Nationally Determined Contribution.

47) Republic of Indonesia(2021b). p.10.

48) Republic of Indonesia(2021b). p.6.

49) Republic of Indonesia(2021b). p.6.

50) Republic of Indonesia(2021b). p.6.

표 2-5. 인도네시아의 부문별 BAU 배출 전망과 감축 목표

부문	2010년 온실가스 배출량	2030년 배출량			2030년 감축량			
		BAU	무조건 시나리오	조건부 시나리오	무조건 시나리오	조건부 시나리오	무조건 시나리오	조건부 시나리오
에너지	453.2	1,669	1,355	1,223	314	446	11%	15.5%
폐기물	88	296	285	256	11	40	0.38%	1.4%
IPPU	36	70	67	66	3	3.25	0.10%	0.11%
농업	111	120	110	116	9	4	0.32%	0.13%
FOLU	647	714	217	22	497	692	17.2%	24.1%
합계	1,334	2,869	2,034	1,683	834	1,185	29%	41%

자료: Republic of Indonesia (2021b). Updated Nationally Determined Contribution. p.15

인도네시아 정부의 에너지 부문 주요 감축 수단은 에너지 효율개선, 청정석탄 화력 활용, 신재생에너지 발전 확대, 수송용 바이오연료 사용 확대, 가정 및 상업 부문 천연가스 사용을 위한 배관망 추가 건설, 압축천연가스(Compressed Natural Gas, CNG) 사용 확대 등이다.⁵¹⁾

먼저 최종에너지 효율 개선을 위해서 고효율 기기 사용과 에너지 시스템 효율화를 추구한다. 「국가 에너지절약 마스터 플랜」(National Master Plan for Energy Conservation)의 초안에는 BAU 시나리오와 비교하여 2025년 17%의 최종 에너지 소비 절약 목표를 포함하였고, 부문별로는 산업 부문에서 17%, 수송 부문에서는 20%, 상업 및 가정 부문에서 15%의 절약 목표를 포함하고 있는 것으로 알려졌다.⁵²⁾ 2009년 에너지효율법의 제정으로 대규모 에너지 소비자의 에너지 진단과 에너지 관리자 지정이 의무화되었고, 전기 제품에 대한 최저에너지소비효율기준(Minimum Energy Performance Standard) 및 에너지 효율 등급제를 시행하게 되었다.⁵³⁾ 현재 TV, 냉장고,

51) Republic of Indonesia(2021b). p.21.

52) Enerdata (2022a). Country Energy Report - Indonesia. (January). p.9.

53) Enerdata(2022a). p.9.

에어컨, 선풍기, 안정기, 세탁기, 모터 및 밥솥 등의 가전제품에 대해 에너지 효율 등급제가 시행 중이며, 최저에너지소비효율기준은 2011년부터 조명, 에어컨, 냉장고, 텔레비전, 안정기, 밥솥, 선풍기, 전기다리미, 세탁기, 모터에 차례로 도입되었다.⁵⁴⁾

청정석탄 발전 계획은 초임계 또는 초초임계 석탄화력 발전 기술과 이들 기술의 상용화 이후에 적용할 청정석탄 기술을 개발 및 활용하는 것으로⁵⁵⁾ 2021년 말 기준, 12GW 이상의 석탄 발전기가 건설 중이며, 25GW의 신규 석탄 발전기 건설이 계획되어 있다.⁵⁶⁾

이를 달성하기 위해 인도네시아 국영전력기업인 PT PLN(Perusahaan Listrik Negara)은 2021년 발표된 「2021~2030년 전력공급사업계획(Power Supply Business Plan, RU PTL 2021~2030)」에서 2030년까지 증설될 40.6GW의 신규 발전설비용량 중 재생에너지 전원⁵⁷⁾의 비중을 51.6%(20.9GW)로 확대하고, 신규 석탄 화력발전 건설 계획을 폐지⁵⁸⁾하겠다고 선언하였다.⁵⁹⁾

PLN은 2021~2030년 기간 중 대규모 지열발전과 수력 및 풍력 발전 확대에 집중할 예정이며, 2030년까지 증설될 신규 발전설비용량의 64.8%(재생에너지 56.3%)를 민간의 독립발전사업자(Independent Power Producer, IPP)에게 할당할 예정이다.⁶⁰⁾ 그동안 인도네시아는 재생에너지 개발 사업에 BOOT(Build-Own-Operate-Transfer) 방식을 적용하여 정부가 사업을 통제해 왔

54) Enerdata(2022a). p.9.

55) Republic of Indonesia(2021b). p.21.

56) Enerdata(2022a). p.30.

57) 재생에너지 전원에는 태양광, 풍력, 수력 등 재생에너지 전원과 함께 석탄 가스화(coal gasification) 및 바이오혼소(bio-firing)도 포함

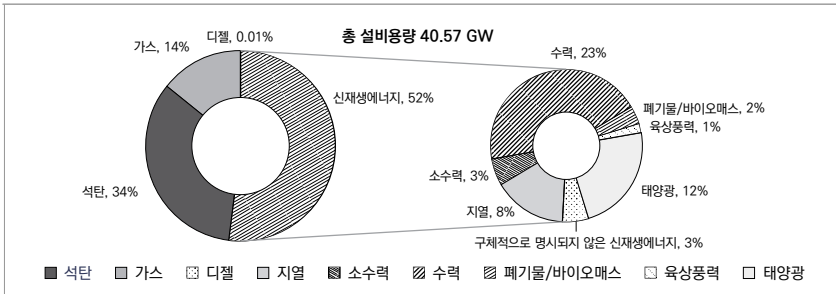
58) 최종투자결정이 마무리되었거나 건설이 진행 중인 14GW 규모의 석탄화력 발전설비는 예정대로 건설이 추진되지만, 그 외의 신규 석탄 화력발전설비의 건설은 중단키로 결정

59) OECD Clean Energy Finance & Investment Mobilisation, RUTPL 2021-30: PLN Steps up Ambitions to Accelerate Clean Energy Investments in Indonesia, <https://www.oecd.org/environment/cc/cefim/indonesia/RUPTL-2021-30-PLN-steps-up-ambitions-to-accelerate-clean-energy-investments-in-Indonesia.pdf>, (최종접속일: 2022.2.17.).

60) *ibid.*

나, 민간자본의 유입을 촉진하기 위하여 BOO(Build-Operate-Ownership)⁶¹⁾을 도입함으로써 개발 사업자가 영구적으로 설비 소유권을 보유할 수 있도록 허용할 예정이다.⁶²⁾

그림 2-16. 'RU PTL 2021~2030년'의 에너지원별 신규 발전설비용량 목표



자료: OECD Clean Energy Finance & Investment Mobilisation, RUTPL 2021-30: PLN Steps up Ambitions to Accelerate Clean Energy Investments in Indonesia, <https://www.oecd.org/environment/cc/cefim/indonesia/RUPTL-2021-30-PLN-steps-up-ambitions-to-accelerate-clean-energy-investments-in-Indonesia.pdf>, (최종접속일: 2022.6.20).

인도네시아 정부는 국가에너지정책(National Energy Policy)에서 태양광 발전설비용량을 2025년 6.5GW, 2050년 45GW까지 확대하겠다는 목표를 제시하였다.⁶³⁾ 인도네시아는 약 207GW⁶⁴⁾ 규모의 태양광 잠재력을 보유한

61) 'BOO 방식'은 민간이 직접 사업에 필요한 자금을 조달하여 건설하고(build),소유하고(own), 운영하는(operate) 방식으로 민간 투자 유치를 위한 사업 방식 중 하나임(장순환(2013.11.20), <시사금융용어> BOO 방식(Build-Operate-Ownership), <https://news.einfomax.co.kr/news/articleView.html?idxno=86299>, (최종접속일: 2022.6.30)).

62) KOTRA 수라바야 무역관(2021.10.25.), 2021년 인도네시아 신재생에너지 산업 정보, https://dream.kotra.or.kr/kotranews/cms/news/actionKotraBoardDetail.do?SITE_NO=3&MENU_ID=200&CONTENTS_NO=1&bbsSn=403&pNttSn=190263, (최종접속일: 2022.6.20).

63) Kezia Kho & Grace Nadia Chandra(2021.8.4.), Indonesia Begins Construction of SE Asia's Largest Solar Power Plant, Jakarta Globe, <https://jakartaglobe.id/business/indonesia-begins-construction-of-se-asias-largest-solar-power-plant/>, (최종접속일: 2022.6.22).

64) 이는 인도네시아 정부(에너지광물자원부)가 보수적으로 추산한 잠재력이며, 실제 인도네시아가 보유한 태양광 개발 잠재력은 이를 능가하는 것으로 평가

것으로 평가되고 있으나, 2020년을 기준으로 보유 잠재력의 1% 미만인 0.09GW만 개발된 상황이다.⁶⁵⁾ 인도네시아 정부는 백만 가구 태양광 패널 설치 이니셔티브(Gerakan Nasional Sejuta Atep), 가정용 소형 태양광발전 패널 투자 프로젝트 등을 통해 자국이 보유한 태양광 개발 잠재력을 활용하기 위한 정책적 노력을 확대하고 있다.

표 2-6. 인도네시아의 에너지 부문 주요 감축 수단

부문	2030년 배출량		
	BAU	무조건 시나리오	조건부 시나리오
최종에너지 소비의 효율 개선	최종에너지 부문 효율 저조	75%	100%
발전 부문 청정석탄 기술 활용	0%	19.6%(7.4GW)	132 TWh 발전
신재생에너지 발전 확대	석탄화력에 의존	90%	100%
수송 부문 바이오연료 활용	0%	100%	100%
천연가스 배관망 확충 (가정 및 상업 부문)	0%	100%	100%
압축천연가스 사용	0%	100%	100%

자료: Republic of Indonesia (2021b). Updated Nationally Determined Contribution. p.21.

인도네시아는 재생에너지 프로젝트 및 공공 수송 부문을 포함한 인프라와 교육, 보건 등을 강화하기 위한 재정 여력 확보를 위해서 화석연료 보조금을 폐기하였고, 바이오디젤 혼합의무를 2020년에 B30⁶⁶⁾로 강화했다.⁶⁷⁾ 인도네시아는 바이오연료 함량을 높이고 화석연료 소비를 줄이기 위해서 기존 화석연료와 바이오연료를 혼합한 다양한 드롭 인(drop-in)바이오 연료⁶⁸⁾ 생산을 위해 녹색 정유시설을 개발하고 있다.⁶⁹⁾

65) Kezia Kho & Grace Nadia Chandra(2021.8.4.), Indonesia Begins Construction of SE Asia's Largest Solar Power Plant. Jakarta Globe, <https://jakartaglobe.id/business/indonesia-begins-construction-of-se-asias-largest-solar-power-plant/>, (최종접속일: 2022.6.22).

66) B30은 팜유 기반 연료를 최소 30% 함유하는 바이오 디젤을 의미

67) Republic of Indonesia(2021b). p.7.

68) 드롭 인 바이오연료란 '기능적으로 석유 연료와 동등하면서 기존의 석유 설비에 완전히 호환되는 액체 바이오 탄화수소'로 정의됨.(IEA Bioenergy. 2019. p.4)

NDC에는 명시적으로 반영되지 않았지만 인도네시아는 원전 건설도 고려중으로, 에너지광물자원부는 2021년 4월, 전력수요 증가에 대응하기 위해 2025년 이후 원전을 건설하는 프로젝트를 발표하였고, 2060년까지 40GW에 이르는 원전 건설을 고려하고 있다.⁷⁰⁾

인도네시아 정부는 2021년에 장기저탄소발전전략을 UNFCCC에 제출하였으며, 2030년 NDC 목표를 달성한 이후에도 저탄소 경로를 통해 2030년에 배출정점에 도달하고, 2050년에는 배출량을 540백만 톤CO₂e_q.까지 감축하여, 2060년 또는 그 이전에 순배출 제로를 달성하겠다는 탄소중립 목표를 제시하였다.⁷¹⁾ 에너지 부문에서는 장기저탄소전략의 목표 달성을 위해서 에너지 효율 조치 시행, 수송 및 건물 부문 탈탄소 전력 사용, 산업 부문에서 천연가스 및 신재생에너지로의 연료전환과 석탄 사용감축, 발전·수송·산업 부문 재생에너지 확대라는 4대 방향성을 가지고 전략이 수립되었다.⁷²⁾ 주요 산업용 연료들에 대해서 이산화탄소 배출한도가 적용되고, 파이프라인과 화물차를 사용한 CCS/CCU 사업이 본격적으로 구현되어 주요 산업에서 배출되는 이산화탄소를 처리하게 된다.⁷³⁾ 산업 부문 투입 에너지는 기존의 석탄 및 석유류에서 천연가스, 신재생에너지 및 전력으로 전환되며, 수송 부문 바이오연료 사용도 확대된다.⁷⁴⁾ 발전 부문에서는 수력, 지열, 태양광, 풍력, 바이오매스 등으로 신재생에너지 발전을 확대하고, 대부분의 석탄발전기에는 CCS나 CCUS 설비를 장착하며, 바이오매스-석탄 혼소발전기에도 CCS 설비를 장착할 계획이다.⁷⁵⁾

69) Republic of Indonesia(2021b). p.7.

70) Enerdata(2022a). p.7.

71) Republic of Indonesia(2021a). Indonesia Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050. p.3.

72) Republic of Indonesia(2021a). p.5.

73) Republic of Indonesia(2021a). p.56.

74) Republic of Indonesia(2021a). p.56.

75) Republic of Indonesia(2021a). p.57.

라. 라오스

다른 아세안 국가에 비해 인구수와 경제 규모가 작은 편이지만 연평균 5% 이상의 경제 성장률을 유지하고 있고⁷⁶⁾ 풍부한 수자원을 보유하고 있는 라오스는 2021년 업데이트된 NDC를 제출하였는데, 2030년 BAU 시나리오에 따른 배출량 전망치 대비 60%를 무조건적으로 감축하는 것을 목표로 제시하였고 이에 따른 2030년 기준 감축목표량은 약 62 백만 톤 CO₂eq. 정도가 된다.⁷⁷⁾ 라오스가 제출한 업데이트된 NDC에는 위의 국가 전체 감축목표와 함께 2020~2030년 기간의 부문별 감축 목표량도 제시하였다.⁷⁸⁾ 에너지 부문에서는 2020년~2030년 기간에 수력발전기 13GW 설비용량 달성을 통해서 연 평균 25 백만 톤CO₂eq.를 감축하고, 고효율 취사용 기기 5만대를 보급하여 장작 등 바이오매스를 연소하는 재래식 취사를 대체함으로써 연평균 50천 톤CO₂eq.를 감축하고자 한다.⁷⁹⁾ 수송 부문에서는 수도지역에서의 버스 신속 환승시스템 구축과 무동력 수송수단 보급으로 연평균 25천 톤CO₂eq.를 감축하고, 라오스-중국 간 철도(2021년 12월 개통)를 통해서 내연기관 차량을 대체하여 연평균 300천 톤CO₂eq.를 감축하는 것을 목표로 하고 있다.⁸⁰⁾

2020년 기준, 라오스는 수력발전이 총 발전설비의 80%, 총 발전량의 71%를 차지할 만큼 수력발전에 크게 의존하고 있어 건기에 전력이 부족해지는 문제가 있어, 발전 믹스의 다양화를 추구하고 있다.⁸¹⁾ 이에 2021년 11월에 라오스 에너지광물부는 태양광, 풍력, 석탄 화력을 개발하여 전력 구성을 다변화

76) World Bank. Data: GDP Growth(annual %) - Lao PDR. <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?locations=LA>. (최종접속일: 2022.6.20.)

77) Lao People's Democratic Republic (2021). Nationally Determined Contribution (NDC). p.6.

78) Lao People's Democratic Republic(2021). p.5.

79) Lao People's Democratic Republic(2021). p.5.

80) Lao People's Democratic Republic(2021). p.5.

81) Enerdata(2022d). Country Energy Report - Lao PDR. (March). pp.11~12, p.19.

하기 위해 2021년~2025년 기간에 1.8GW의 신규 발전 설비를 추가할 계획을 발표하였다.⁸²⁾ 라오스 정부는 「재생에너지 개발 전략(Renewable Energy Development Strategy 2010~2025)」에서 2025년까지 재생에너지의 비중을 전체 에너지 소비의 30%까지 확대하겠다는 목표를 수립하고, 이를 달성하기 위해 소수력(small hydropower) 400MW, 풍력 73MW, 바이오매스 58MW, 바이오가스 51MW, 태양광 33MW 규모의 발전설비를 증설하겠다는 계획을 제시하였다.⁸³⁾

표 2-7. 라오스의 2020~2030년 온실가스 목표 감축량(무조건)

부문	감축 수단	2020년~2030년 기간 연평균 목표 감축량 (천 톤 CO2eq.)
토지이용변화 및 임업	산림 벌채 및 산림 파괴 감소, 산림 보전 촉진, 지속가능한 산림 관리, 국립공원 및 기타 보호구역의 완충 지대 확보, 산림 탄소 재고량 증가	1,100
에너지		2,500
수력	수력발전기 설비용량 13GW 달성	50
에너지효율	취사용 고효율 스토브 5만대 보급	25
수송	비엔티엔시 버스신속환승시스템 구축 및 연계 무동력 수송 요소 확충 라오스-중국 간 철도	300

자료: Lao People's Democratic Republic (2021). Nationally Determined Contribution (NDC). p.5.

라오스는 최빈개도국(Low Income Developing Countries)에 속하는 국가로 선진국으로부터의 재정지원 수준을 높이는 조건으로 2020~2030년 기간의 부문별 온실가스 감축 목표를 설정하였고, 에너지 부문에서는 신재생에너지, 전기차, 수송 부문 바이오연료 사용, 에너지 효율 개선 등으로 2020년~2030년 기간

82) Enerdata(2022d). p.19.

83) Ministry of Mines(2011.10). Renewable Energy Development Strategy in Lao PDR. pp.13~14.

연평균 52.3만 톤 CO₂eq.의 온실가스를 감축하는 것을 조건부 목표로 제시하였다.⁸⁴⁾ 조건부 감축 시나리오에서는 신재생에너지 발전 용량은 태양광 및 풍력 1GW, 바이오매스 발전소 300MW까지 증가하며, 이륜차나 승용차 부문에서 전기차 비중을 30%로 늘리며, 2030년까지 수송용 연료의 10%를 바이오연료로 충당하게 된다.⁸⁵⁾ 에너지 효율 부문에서는 BAU 시나리오 대비 최종에너지 소비를 10% 감소시키는 것을 조건부 목표로 설정하였다.⁸⁶⁾ 라오스 정부는 이 조건부 감축 목표를 달성하기 위해서 필요한 재원 규모를 총 47.62억 달러로 추산하였고, 이중 에너지 부문에는 총 29.80억 달러가 필요할 것으로 보았다. 그동안 라오스 정부는 열악한 재정지원 능력으로 공공 인프라 건설 자금의 상당 부분을 해외 ODA 기금이나 해외 기업의 투자에 의존해 왔다. 그러나 최근 코로나19 발생으로 원조 규모가 축소되고, 기업의 해외 투자도 감소하면서 라오스 정부는 발전설비 건설을 포함한 공공 인프라 부문의 민간 투자를 촉진하기 위하여 2021년 「민-관 합작투자(Public-Private Partnership, PPP) 활성화 법안(Decree on Public Private Partnerships No. 624/GOV dated 21 December 2020 (“PPP Decree”))」을 제정하였다.⁸⁷⁾ 이제까지 라오스 에너지 인프라 건설 사업의 상당수가 PPP 형태로 진행되었다는 점을 감안했을 때, 동 법안은 PPP 사업의 절차적 투명성을 제고하여 라오스 정부가 설정한 재생에너지 전원 확충 목표를 달성하는데 기여할 수 있을 것으로 예상된다.

라오스는 2018년 폭우로 Attapeu 댐이 붕괴되면서 막대한 손실과 피해를 경험하였고, 수력발전과 관련한 복원력 개선은 중요한 아젠다가 되었다.⁸⁸⁾ 이

84) Lao People's Democratic Republic(2021). p.6.

85) Lao People's Democratic Republic(2021). p.6.

86) Lao People's Democratic Republic(2021). p.6.

87) Aristotle David. Cess Principe(2021.3.7.). Public Private Partnerships: Paving a New Path for Development in Laos. Zico Law. <https://www.zicolaw.com/resources/alerts/public-private-partnerships-paving-a-new-path-for-development-in-laos/> (최종접속일: 2022.6.20.).

88) Lao People's Democratic Republic(2021). p.13.

에 NDC에서 에너지 부문 기후변화 적응(Adaptation) 정책으로 수력댐 안전 규정 및 지침을 통한 수력발전 부문 복원력 구축, 기후 탄력성과 건전한 관리를 위한 혁신 기술사용 역량 강화, 저수지의 다목적 활용을 통한 지역사회 회복력 강화를 명시하였다.⁸⁹⁾

한편, 라오스는 아직 UNFCCC에 제출할 장기저탄소발전전략을 수립하지는 않았지만, 2021년 제출한 업데이트된 NDC에서 2030년 무조건적 감축목표와 조건부 감축목표를 달성하려는 지속적인 노력을 통해서 2050년까지 순배출을 제로로 만들 수 있다는 2050년 탄소중립 목표를 시사하였다.⁹⁰⁾

표 2-8. 라오스의 2020~2030년 온실가스 목표 감축량(조건부)

부문	감축 수단	2020년~2030년 기간 연평균 목표 감축량 (천 톤 CO ₂ eq.)
토지이용변화 및 임업	산림 벌채 및 산림 파괴 감소, 산림 보전 촉진, 지속가능한 산림 관리, 국립공원 및 기타 보호구역의 완충 지대 확보, 산림 탄소 재고량 증가를 통해서 국토면적의 70%를 산림화	45,000
에너지		
신재생에너지	태양광 및 풍력 : 국내 총 설비용량 1GW	100
	바이오매스 : 국내 총 설비용량 300MW	84
수송	2륜차 및 승용차 부문 전기차 보급률 30%	30
	수송용 연료의 10%를 바이오연료로 대체	29
에너지효율	BAU 시나리오 대비 최종에너지 소비량 10% 감축	280
농업	저지대 벼재배 농지 5만 헥타르의 물 관리 개선	128
폐기물	500톤/일 규모의 지속가능한 생활고형폐기물 관리	40

자료: Lao People's Democratic Republic (2021). Nationally Determined Contribution (NDC). p.6.

89) Lao People's Democratic Republic(2021). p.10.

90) Lao People's Democratic Republic(2021). p.7.

표 2-9. 라오스의 2020~2030년 조건부 온실가스 감축 목표 자원 소요액

부문	감축 수단	소요 자원 (백만 달러)
토지이용변화 및 임업	국토 면적의 70%까지 산림화	1,700
에너지		
신재생에너지	태양광 및 풍력 : 국내 총 설비용량 1GW	1,500
	바이오매스 : 국내 총 설비용량 300MW	720
수송	2륜차 및 승용차 부문 전기차 보급률 30%	500
	수송용 연료의 10%를 바이오연료로 대체	230
에너지효율	BAU 시나리오 대비 최종에너지 소비량 10% 감축	30
농업	저지대 벼재배 5만 헥타르의 물 관리 개선	65
폐기물	500톤/일 규모의 지속가능한 생활고형폐기물 관리	17
합계		4,762

자료: Lao People's Democratic Republic (2021). Nationally Determined Contribution (NDC). p.8.

마. 말레이시아

아세안 지역의 주요 산유국 중 한 곳인 말레이시아는 2021년에 제출한 업데이트된 NDC에 따르면, 말레이시아는 2030년 국가 탄소집약도(Carbon Intensity)를 2005년 수준 대비 45% 줄이는 것을 목표로 제시하였다.⁹¹⁾ 이는 이전의 NDC 목표보다 10% 상향된 것이지만, 탄소집약도를 45% 감축하겠다는 전체 목표 중에서 35%는 무조건적 목표이며, 10%는 선진국의 재정 지원 및 기술이전을 전제로 한 조건부 목표이다.⁹²⁾

2020년 말 기준, 말레이시아의 총 발전 설비용량은 36.7GW로 천연가스 화력과 석탄화력이 각각 39%와 36%이며, 수력발전, 유류발전, 바이오매스가 각각 17%, 2%, 2%였고, 풍력과 태양광은 4% 수준이었다.⁹³⁾ 말레이시아는 전력

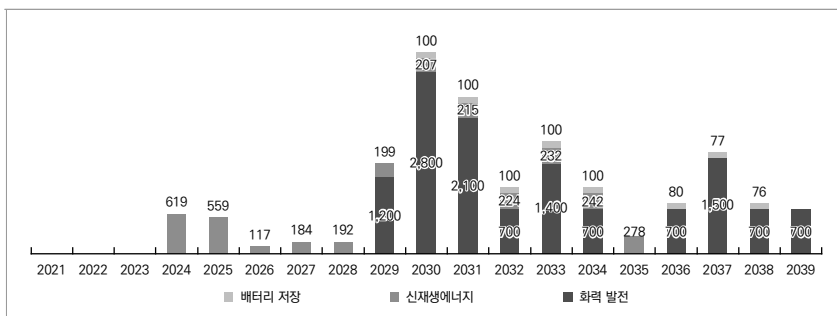
91) Federation of Malaysia(2021). Malaysia's Update of Its First Nationally Determined Contribution.

92) Enerdata(2021). Country Energy Report - Malaysia.(August). p.9.

93) Enerdata(2022g). Country Energy Report - Malaysia. (May). p.14.

생산의 대부분을 화력발전에 의존하고 있어, 2005년~2019년 기간 동안 CO₂ 배출량은 11% 증가했다.⁹⁴⁾ 2021년 말레이시아 에너지자원부에서 발표한 2021~2039년 전력개발계획에 따르면 전력 수요는 2030년까지 연간 0.9% 증가할 전망으로 2020년 총 발전량의 84% 수준인 화력발전 비중을 2036년에 69%까지 줄이고, 2020년 총 발전량의 50% 수준인 석탄발전 비중은 2036년 20%까지 감축하는 것을 목표로 제시하였다.⁹⁵⁾ 이에 2039년까지 약 7GW의 석탄화력 발전기를 폐기할 계획이지만, 2037년까지 2.8GW의 신규 석탄 발전기 건설도 계획되어 있다.⁹⁶⁾ 또한, 약 2.7GW의 수력 발전소와 5.3GW의 천연가스 화력발전기 건설이 계획되어 있다.⁹⁷⁾ 2021년, 말레이시아 에너지자원부는 신재생에너지 발전설비 비중 목표를 기존에 2025년까지 20%를 목표로 했던 것에서 31%(수력 포함)로 상향하였고, 2035년까지는 40%(18GW)로 확대하는 것으로 목표를 제시하였다(그림 2-17) 참조).⁹⁸⁾

그림 2-17. 말레이시아 전원개발계획에 따른 원별 신규 설비 증설 계획(~2039년)



주: 화력발전(thermal)에는 가스복합화력발전설비(CCGT)가 대부분을 차지

자료: Malaysia Suruhanjaya Tenaga Energy Commission(2021.3월), Report on Peninsular Malaysia Generation Development Plan 2020(2021~2039년), p.9

94) Enerdata(2021). p.9.

95) Enerdata(2022g). pp.24~25.

96) Enerdata(2022g). pp.24~25.

97) Enerdata(2022g). p.25.

98) Enerdata(2022g). p.7.

특히, 말레이시아는 높은 개발 잠재력을 보유하고 있는 태양에너지와 바이오에너지를 중심으로 재생에너지 보급 확대 노력을 전개하고 있다. 말레이시아는 태양에너지 6,500MW, 바이오매스 1,300MW, 바이오가스 410MW, 소수력 490MW의 개발 잠재력을 보유하고 있으며,⁹⁹⁾ 잠재력이 큰 태양에너지의 경우, 개발 사업 확대를 촉진하기 위한 다양한 지원제도를 추진하고 있다.

대표적인 지원제도로는 ‘전력요금 상계 거래(Net-Energy Metering, NEM)’가 있다. 동 제도는 태양광 발전설비에서 생산된 잉여 전력을 말레이시아 에너지위원회(Energy Committee)가 규정한 가격으로 배전 사업자에게 판매하도록 허용하는 제도로 태양광 발전 사업을 촉진하기 위해 2016년 시작되었다. 2022년 현재 말레이시아 정부는 지붕형 태양광 발전설비 설치를 유도하기 위하여 총 800MW 규모의 NEM3.0(2021~2023년)을 추진하고 있다.¹⁰⁰⁾ 이 외에도 말레이시아 정부는 재생에너지 보급 확대를 위해 재생에너지 발전사업자를 대상으로 한 각종 세제지원 제도를 운영하고 있다. 여기에는 녹색기술 분야에 대한 투자액의 70%까지 세액공제 혜택을 제공하는 ‘녹색투자 세액공제(Green Investment Tax Allowance (GITA))’와 녹색기술 분야에서 창출한 소득의 70%까지 소득세 면제 혜택을 제공하는 ‘녹색 소득세 면제(Green Income Tax Exemption, GITE)’ 제도로 구성되어 있다. 특히, GITE에는 태양광 대역 사업자를 대상으로 소득세의 70%를 면제해주는 조항이 포함되어 있다.¹⁰¹⁾

전력 부문 효율에 초점을 둔 「국가에너지효율액션플랜」(National Energy Efficiency Action Plan 2016~2025)에 따르면 계획기간 동안 약 52TWh의 전력 절감 목표를 설정했으며, 계획 종료년도에 전력 수요는 BAU 대비 8% 감

99) Charanjit Singh Gill. September(2012). Future Technology Options for Malaysian Power. presented at the Korea-Malaysia Energy Workshop. p.30.

100) NEM 3.0은 △NEM Rakyat Programme(가정 부문, 100MW), △NEM GoMEn Programme(정부 기관, 100MW), △NOVA Programme(산업 부문, 600MW)등으로 구성되어 있음. SEDA Malaysia 웹사이트, Net-Energy Metering (NEM) 3.0, <https://www.seda.gov.my/reportal/nem/>. (최종 접속일: 2022.6.20.).

101) Malaysian Green Technology and Climate Change. Green Incentives. <https://www.myhijau.my/green-incentives/>. (최종접속일: 2022.6.20.).

소하게 된다.¹⁰²⁾ 2013년부터 냉장고, 에어컨, TV, 선풍기, 조명기기에 대해서 최저에너지소비효율기준(Minimum Energy Performance Standard, MEPS)이 적용되었고, 세탁기는 2018년부터, 전자레인지와 밥솥은 2020년부터, 냉동고는 2021년부터 동 MPES가 적용되었다.¹⁰³⁾

「제12차 말레이시아 계획(2021~2025)」은 수송 부문 녹색화도 중요한 온실가스 감축 정책으로 제시하고 있는데, 친환경자동차 생산을 촉진하기 위해 제조업체에 친환경 자동차 구매 인센티브를 제공하는 방안을 검토할 계획이며, 모든 차량에 대해서 효율적인 운전 습관을 의무 프로그램화하며, 신차의 연비 강화를 위한 연비기준 도입도 적극 고려할 것으로 알려졌다.¹⁰⁴⁾ 또한 세계 2위의 팜유 생산국인 말레이시아는 팜 메틸 에스테르를 20% 함유한 B20 바이오디젤 보급을 전국으로 확대하고, 계획기간 말기에는 B30 바이오디젤 프로그램을 도입할 계획이다.¹⁰⁵⁾

또한, 「제12차 말레이시아 계획(2021~2025)」에서는 정부 부문 녹색조달 비중을 2025년까지 25%로 확대하기로 하였고,¹⁰⁶⁾ 탄소세나 배출권거래제 등 탄소가격제 도입에 대한 타당성 조사도 실시할 계획이다.¹⁰⁷⁾

바. 미얀마

아세안 국가 중에서 전력 보급률이 가장 낮은 국가¹⁰⁸⁾인 미얀마는 2021년에 업데이트된 NDC를 제출하였는데 2030년 BAU 배출 전망치 대비 244.52

102) Enerdata(2022g). p.7.

103) Enerdata(2022g). p.7.

104) Prime Minister's Department of Malaysia(2021). pp.8~13.

105) Prime Minister's Department of Malaysia(2021). pp.8~13.

106) Prime Minister's Department of Malaysia(2021). pp.8~10.

107) Prime Minister's Department of Malaysia(2021). pp.8~12.

108) 2019년을 기준으로 미얀마의 전력 보급률은 약 69%로 아세안 국가 중의 최하위를 기록<https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2019&locations=MM-PH-ID-MY-LA-KH-SG-BN-TH-VN&start=2019&view=bar> (최종접속일: 2022.6.20.).

백만 톤CO₂eq.의 무조건적인 감축을 그리고, 국제사회로부터의 재정 및 기술 지원에 따라 조건부로 414.75 백만 톤CO₂eq.의 온실가스 감축을 2030년 감축목표로 제출하였다.¹⁰⁹⁾

발전 부문에서 미얀마는 2030년 BAU 배출 전망치인 297.01 백만 톤CO₂eq.에서 105.24백만 톤CO₂eq.의 온실가스 배출을 감축하는 것을 목표로 한다.¹¹⁰⁾ 에너지 부문 무조건적 감축 목표 달성을 위해 수력 발전 용량은 2020년 2.77GW에서 2030년 5.156GW까지 확대할 계획이며, 수력 이외의 신재생에너지 발전 설비는 2020년 40MW에서 2030년 2.0GW까지 증가시킬 계획이다. 그런데 석탄 화력 발전기는 2020년 120MW에서 2030년 3.62GW로 크게 증가할 것으로 전망된다.¹¹¹⁾ 동시에 미얀마는 2030년까지 BAU 전망치 시나리오에서 예측한 297.01백만 톤CO₂eq. 대비 144.0 백만 톤CO₂eq.의 배출량을 줄이는 조건부 목표를 달성하는 것을 목표로 하고 있다.¹¹²⁾ 발전 부문 조건부 감축 목표 달성을 위해서 미얀마는 2030년까지 신재생에너지 발전 용량을 현재 2GW 수준에서 3.07GW로 53.5% 확대하고, 석탄 발전기는 현행 7.94GW에서 2.12GW로 73.3% 줄일 계획이다.¹¹³⁾

표 2-10. 미얀마의 발전 부문 감축 목표 달성을 위한 발전 믹스 전망

전원	2020년 (MW)		2025년 (MW)		2030년 (MW)	
	무조건	조건부	무조건	조건부	무조건	조건부
수력	2,771	2,771	3,388	3,388	5,156	5,676
수력 외 신재생에너지	40	40	1,440	1,680	2,000	3,070
천연가스/LNG	3,031	3,031	5,031	5,031	6,063	6,063

109) The Republic of the Union of Myanmar(2021). Nationally Determined Contributions. p.i.

110) The Republic of the Union of Myanmar(2021). p.30.

111) The Republic of the Union of Myanmar(2021). p.9.

112) The Republic of the Union of Myanmar(2021). p.ii.

113) The Republic of the Union of Myanmar(2021). p.10.

표 2-10. 계속

전원	2020년 (MW)		2025년 (MW)		2030년 (MW)	
	무조건	조건부	무조건	조건부	무조건	조건부
석탄	120	120	720	120	3,620	2,120
전력망 국제 연계	-	-	400	400	1,400	1,400
합계	5,962	5,962	10,979	10,619	18,239	18,329

자료: The Republic of the Union of Myanmar (2021). Nationally Determined Contributions. pp.9-10. (원자료에서 별도로 작성된 두 개의 표를 저자가 하나로 병합하였음.)

표 2-11. 미얀마의 2030년 온실가스 감축 목표

부문	BAU 배출전망치 (백만 톤 CO ₂ eq.)	무조건적 목표		조건부 목표		탄소거래 잠재량
		배출 목표량	감축량	배출 목표량	감축량	
1. 에너지(발전)	297.01	191.77	105.24	152.98	144.04	
2. AFOLU						
2.1 농업	미산정	-	-	-	10.40	
2.2 FOLU	504.556	380.94	123.62	247.99	256.57	
3. 취사용 고효율 스투브	미산정	-	-	-	2.74	10.25
4. 미니그리드	0.56	0.72	0.72	0.87	0.87	
5. 재래식 스투브의 LPG 대체	40.61	25.67	14.94	-	-	
6. 에너지 효율	-	-	-	-	0.13	
합계			244.52		414.75	10.25

자료: The Republic of the Union of Myanmar (2021). Nationally Determined Contributions. p.30의 표를 편집

미얀마의 무조건적 감축 목표에 따른 발전설비 전망과 조건부 감축 목표에 따른 발전설비 전망을 비교해보면, 선진국 또는 국제사회로부터 재정 지원이나 기술 지원이 이루어질 경우 이를 주로 수력 발전기와 수력 외 신재생에너지 발전설비 건설에 활용할 것을 염두에 두고 있다는 것을 알 수 있다.

미얀마 정부는 NDC에서 발전 부문 외에 취사용 고효율 스투브 보급, 미니그리드 보급, 취사용 LPG 사용, 에너지 효율 개선에 의한 감축 목표도 제시하

였는데, 무조건적 감축 목표에는 미니그리드와 취사용 LPG 보급에 의한 감축만이 포함되며 조건부 감축 목표에는 취사용 고효율 스토브 보급이 포함되었고 미니그리드도 추가로 더 보급하게 된다.¹¹⁴⁾

조건부 감축 목표에 따르면 510만 개의 취사용 고효율 스토브 보급으로 2021년~2030년 기간 동안 약 12.99백만 톤CO₂eq.의 누적 배출량을 감축하게 되며, 이 중 10.25백만 톤CO₂eq.는 탄소 상쇄 대상이 될 것으로 보고 있으며, 나머지 2.74 백만 톤CO₂eq. 만큼이 미얀마의 NDC 목표에 기여할 것으로 전망된다.¹¹⁵⁾

미얀마 정부는 2030년까지 전력 보급률 100%를 목적으로 하는 「국가 전력화 프로젝트(National Electrification Project, NEP)」를 추진 중이다. 이를 통해 2020년까지 미얀마 농촌 마을 총 9,780곳에 전력공급을 위한 인프라가 확충되었으나, 여전히 미얀마 농촌 지역의 전력 보급률은 다른 아세안 국가에 비해 한참 낮은 수준이다([그림 2-17] 참조). 미얀마 정부는 경제 성장에 따라 증가하는 전력 수요를 충족시키기 위해 발전설비용량 및 송·배전 시설 증설을 추진하고 있다. 특히 농촌 지역 전력 보급을 위한 국가 정책에 따라서 신재생에너지 발전 설비가 현재 166.4MW 보급되어 있으며, 이 중 44.41MW가 신재생에너지 미니그리드로 설치된 것으로 디젤 발전기를 사용할 경우에 비해 2030년까지 0.56백만 톤CO₂eq.의 온실가스 회피 효과가 있다.¹¹⁶⁾ 무조건적 목표에 따라서 재생에너지 기반 미니그리드를 추가 개발함으로써 2030년까지 누적 회피 배출량은 0.72백만 톤CO₂eq.이 되며, 조건부 목표에서 미니그리드를 보다 더 많이 설치를 할 경우 2030년까지 360만 명의 농촌 인구에 독립형 신재생에너지 전원의 접근을 가능케 할 것이며, 이로써 회피되는 누적 배출량은 0.87백만 톤CO₂eq.에 이를 것으로 전망하였다.¹¹⁷⁾

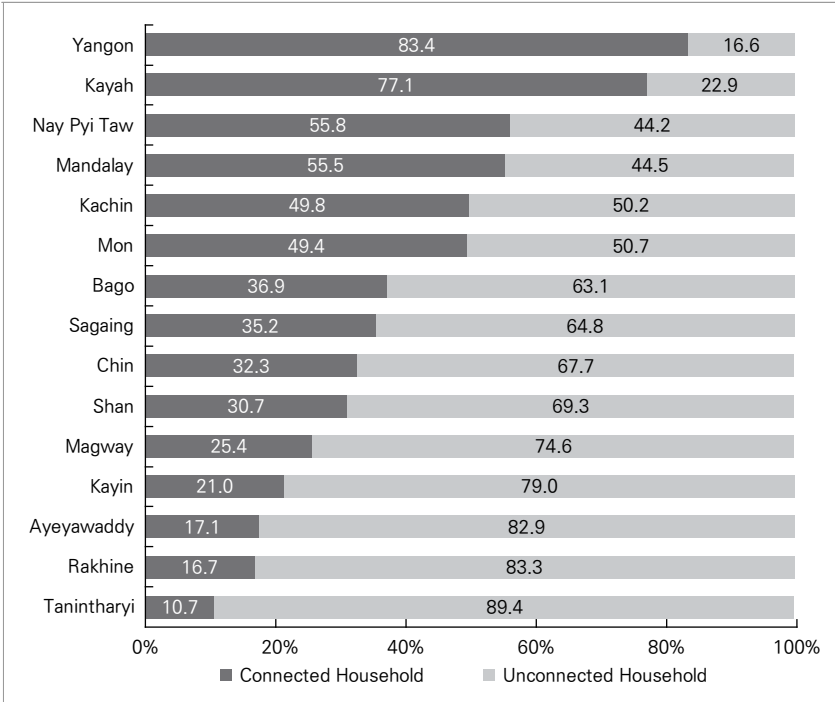
114) The Republic of the Union of Myanmar (2021). p.ii.

115) The Republic of the Union of Myanmar (2021). p.ii.

116) The Republic of the Union of Myanmar (2021). p.ii

117) The Republic of the Union of Myanmar (2021). p.ii

그림 2-18. 미얀마의 지역별 전력망 접속 비율(2019년 기준)



자료: CCI France Myanmar & Eurochambers(2019.11), EuroCham Myanmar Energy Guide 2020, p.14. <https://eurocham-myanmar.org/wp-content/uploads/2021/01/Energy-Guide-2020.pdf>, (최종접속일: 2022.2.6.20.).

재래식 취사용 스토브에서 장작이나 목탄 사용으로 인해 배출되는 온실가스를 줄이기 위한 방법으로 취사용 고효율 스토브 보급 외에 LPG 기반 스토브로의 대체도 가능한데, 미얀마 정부는 민간이 100만개의 LPG 스토브를 보급하여 2030년까지 14.94 백만 톤CO₂eq.의 배출량을 감축하는 것을 무조건 목표로 설정했다.¹¹⁸⁾

한편, 미얀마 정부는 조건부 에너지 효율 부문 목표로 2030년까지 2012년 최종에너지 소비량 대비 주거 부문에서 7.8%, 산업 부문에서 6.63%, 상업 부

118) The Republic of the Union of Myanmar (2021). p.ii

문에서 4%, 기타 부문에서 1.36%의 에너지 소비 절감을 목표로 설정했으며, 이로서 0.13 백만 톤CO₂eq.의 온실가스 배출을 회피할 수 있다고 전망했다.¹¹⁹⁾

미얀마 정부의 온실가스 감축 목표에서 수송 부문의 감축은 포함되어 있지 않다. 그러나 미얀마 정부가 수송 부문 온실가스 감축에 관심이 없는 것은 아니며 2021년 제출한 NDC에 추가적으로 도로, 철도, 해운, 항공 부문에서의 온실가스 감축에 대한 관심을 갖고 있음을 기술하였다.¹²⁰⁾ 그렇지만 아직까지 구체적인 감축 목표를 세우고 이에 대한 감축 정책과 수단들을 고려하기까지는 이르지 못한 것으로 보인다.

사. 필리핀

아세안 국가 중에서 화력발전에 대한 의존도가 높은 국가 중의 하나인 필리핀은 2021년 업데이트된 NDC를 제출하였는데 이에 따르면 필리핀의 2030년 온실가스 감축 목표는 2020년~2030년 기간 BAU 시나리오에 따라 배출될 것으로 예상되는 온실가스 배출량의 75%를 감축하거나 회피하는 것으로 제시하였다.¹²¹⁾ 2020년~2030년 기간 BAU 시나리오에 따른 온실가스 배출량 전망치는 3,340.3 백만 톤CO₂eq.로 감축 또는 회피하고자 목표하는 75% 중 2.71%만이 무조건적인 감축 목표이며, 72.29%는 조건부 목표이다.¹²²⁾ 필리핀 정부는 온실가스 감축을 위해서 국가의 회복력과 적응 역량을 강화해야 하며, 이는 기후 금융, 기술 개발 및 기술 이전, 역량 강화에 대한 접근성 향상, 그리고 순환 경제와 지속가능한 소비 및 생산 관행을 실천하기 위한 정책 및 조치에 달려 있다고 자평하면서 NDC 감축 목표 달성을 위해서는 양자, 지역 및 다자 협력

119) The Republic of the Union of Myanmar(2021). p.ii, p.29, p.73.

120) The Republic of the Union of Myanmar(2021). pp.30~33.

121) Republic of the Philippines (2021). Nationally Determined Contribution Communicated to the UNFCCC on 15 April 2021. p.4.

122) Republic of the Philippines(2021). p.4.

에 의해 가능할 것으로 보고, 파리협정 제6조에 따른 시장 및 비시장 매커니즘의 활용을 지속적으로 모색해야 한다고 역설하였다.¹²³⁾

「필리핀 에너지계획 2020~2040」(The Philippines Energy Plan 2020-2040)에 따르면 필리핀의 증가하는 전력수요 충당을 위해서는 2040년까지 약 39GW의 추가 발전용량이 필요하며, 필리핀 정부는 녹색에너지가격제(Green Energy Pricing Program)를 통해서 신재생에너지 투자를 최대 200억 달러를 유치하고, 이를 통해 약 20GW의 신재생에너지를 개발할 것으로 전망했다.¹²⁴⁾ '필리핀 재생에너지 로드맵 2020~2040'은 기준 시나리오에서 2050년까지 전원믹스에서 재생에너지의 비중을 35%로 확대하는 것을 목표로 설정하였고, 이보다 더 의욕적인 청정에너지 시나리오에서는 재생에너지 비중을 2030년까지 35%로, 2050년까지 50%로 늘리는 것을 목표로 제시하였다.¹²⁵⁾ 구체적으로 △2030년까지 지열 설비용량 75% 증설(2010년 대비), △2030년까지 수력설비용량 160% 증설(2010년 대비), △2030년까지 바이오에너지 설비용량 277MW 추가, △2030년까지 2,345MW 규모의 풍력발전설비 가동을 통한 그리드 패리티 달성, △2030년까지 최소 20GW까지 태양광 발전설비용량 확대 등의 목표를 제시하였다.¹²⁶⁾

기준 시나리오의 목표를 달성하려면 약 3억 4,700만 달러의 투자가 필요하며, 청정에너지 시나리오의 목표를 달성하려면 약 4억 9천만 달러의 투자가 필요할 것으로 보았다.¹²⁷⁾

필리핀 에너지부에서 시행하는 주요 신재생에너지 보급 확산 정책은 신재생에너지 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS), 녹색에너지 가격 프로그램(Green Energy Tariff Program, GETP), 발전차액지원제도

123) Republic of the Philippines(2021). p.4.

124) Enerdata(2022e). Country Energy Report - Philippines. (March). p.23.

125) Enerdata(2022e). p.8.

126) Department of Energy, the Philippines, National Renewable Energy Program. <https://www.doe.gov.ph/national-renewable-energy-program>. (최종접속일: 2022.6.20.).

127) Enerdata(2022e). p.8.

(Feed-in-Tariff, FIT)가 있다. RPS 제도는 2022년 2월에 처음으로 2GW 용량 경매를 시작하면서 시작되었고, 발전 업체가 2030년까지 재생에너지에서 전력의 35%를 생산 및 공급하도록 의무 목표를 설정하였으며, 현행 신재생에너지 전력 최소 의무 매입 비중은 1%이며, 2023년에는 2.5%로 올라간다.¹²⁸⁾

GETP는 투자자들이 더 많은 청정 전력을 생산하도록 장려하기 위해 신재생에너지에 대한 '안정적 가격'을 목표로 하는 것으로 에너지부는 신재생에너지에 대한 상한 가격을 설정할 계획이며, 신재생에너지 프로젝트 디벨로퍼와 발전사 사이에 경쟁을 장려하고 신재생에너지 프로젝트의 위험 완화에 도움을 주고자 녹색에너지경매프로그램(Green Energy Auction Program)도 함께 운영한다.¹²⁹⁾ FIT는 2008년에 도입되었으며, 전력 유틸리티 기업은 FIT 자격을 얻기 위해서 에너지규제위원회부터 적합성 인증서를 받아야하며, FIT는 매년 감소하도록 설계되었다.¹³⁰⁾

필리핀 「에너지 효율 로드맵」(The Energy Efficiency Roadmap for the period 2017-2040)에서는 2040년 BAU 시나리오에서 최종 에너지 수요를 24% 줄이는 목표를 설정했으며, 부문별 최종에너지 수요 절감 목표로는 수송 및 상업 부문 25%, 가정 부문 20%, 산업 부문 15%, 농업 부문 10%로 제시하였다.¹³¹⁾ 「에너지 효율 및 절약법」(The Energy Efficiency and Conservation Act 2019)는 에너지 효율 측정을 표준화하고 에너지 효율 개선 프로젝트에 인센티브를 제공하고자 하며, 정부의 에너지 효율 프로젝트를 평가 및 승인하고 전력 및 석유제품 소비 절감을 목표로 하는 「정부 에너지 관리 프로그램」(Government Energy Management Program, GEMP)에 전략 방향을 제공하기 위해 IAEECC(범기관 에너지 효율 및 보존 위원회) 설립의 근거가 되었다.¹³²⁾

128) Enerdata(2022e). p.9.

129) Enerdata(2022e). p.9.

130) Enerdata(2022e). pp.9~10.

131) Enerdata(2022e). p.8.

132) Enerdata(2022e). p.8.

필리핀 에너지 표준 및 등급 프로그램(Philippine Energy Standards and Labelling Program, PESLP)의 일환으로 에너지부는 여러 전기 제품 및 기타 에너지 소비 제품에 대한 최저에너지소비효율기준(Minimum energy Performance Standard, MEPS)을 규정하였고, 이 표준을 충족하는 기기의 인증을 위해 인증제도 적용된다. 인증 대상기기는 조명, TV, 냉장고, 에어컨, 경차에 의무 적용된다.¹³³⁾

아. 싱가포르

2020년에 업데이트된 NDC를 제출하였는데, 이에 따르면 싱가포르는 2030년에 국가 온실가스 배출 정점에 도달하여 2030년 온실가스 배출량을 최대 65백만 톤CO₂e_q.로 제한하는 것을 목표로 제시하였으며, 이 경우 배출 집약도는 2030년까지 2005년 대비 36% 감소하게 된다.¹³⁴⁾

싱가포르는 다른 국가들과는 다른 지리적 여건을 가지고 있다. 높은 도시 밀도, 협소한 국토 면적, 평평한 지형, 낮은 풍속과 지열 자원의 부족으로 재생에너지 보급 여건이 좋지 않다. 더구나 아세안 국가 중에 유일하게 에너지 자원을 보유하고 있지 않아서 소비되는 에너지 전량을 수입하고 있으며, 천연가스에 대한 의존도가 매우 높은 편이다.¹³⁵⁾ 이에 싱가포르 정부는 온실가스 배출 감축¹³⁶⁾ 및 에너지 안보 제고 측면에서 천연가스에 대한 의존도를 낮추기 위한

133) Enerdata (2022e). p.8.

134) Republic of Singapore (2020). Singapore's Update of Its First Nationally Determined Contribution (NDC) and Accompanying Information. pp.1~3.

135) 싱가포르 전원믹스에서 천연가스의 비중은 약 95%로 싱가포르에 공급되는 전력의 대부분이 천연가스를 통해 생산되고 있음(Singapore Energy Market Authority, Singapore's Energy Story, <https://www.ema.gov.sg/ourenergystory>, 최종접속일: 2022.6.20.).

136) 싱가포르 정부는 2020년 3월, 기존의 NDC를 상향조정된 목표치(2030년까지 온실가스 배출량(절대치)을 65 MtCO₂e로 제한)를 제출하였음(National Climate Change Secretariat(2020.2.28.), Singapore's Enhanced Nationally Determined Contribution and Long-Term Low-Emissions Development Strategy, <https://www.nccs.gov.sg/media/press-release/singapores-enhanced-nationally-determined-contribution-and-long-term-low-emissions-development-strategy>, (최종접속일: 2022.6.20.)).

여러 방안을 강구하고 있다. 또한, 싱가포르의 인구 밀도는 세계에서 가장 높은 수준이며, 천연자원이 없는 저지대의 도서국가로 주택 및 상업뿐만 아니라 발전소, 저수지, 항공, 항만, 산업 부지를 대부분 도시 내에 수용해야 하는 반면, 태양광 설치를 위한 부지 확보나 탄소흡수원으로써의 임업 부문 활용은 매우 제한적이다.¹³⁷⁾ 또한 싱가포르는 엄격한 차량 할당제를 실시하여 자동차와 오토바이 대수의 증가율을 0으로 설정한 유일한 국가로 이미 오랫동안 차량 대수를 통제하여 수송 부문에서 추가 감축 여력이 많지 않다고 보고 있다.¹³⁸⁾ 한편 작은 국토 면적과 높은 인구 밀도를 감안할 때 원전의 안전성에 대한 우려가 있어 원전은 대안으로 고려하고 있지 않다.¹³⁹⁾

이러한 여건에도 불구하고 싱가포르는 NDC 달성을 위해 다수의 감축 정책 조치들을 시행해 왔으며, 탄소집약도를 개선하였다. 싱가포르에서는 에너지 보조금이 없어 기업들의 스마트한 에너지 소비와 새로운 에너지 효율 기술의 수용이 촉진되며, 강력한 오염통제법 또한 산업 부문에서 천연가스로의 전환을 촉진하였다.¹⁴⁰⁾ 예를 들어 발전 연료를 연료유에서 천연가스로 전환하였고, 2010년 18%였던 천연가스 발전 비중은 2019년 약 95%로 증가하였다.¹⁴¹⁾

건물의 에너지효율 및 친환경성을 증진하고자 2005년에 도입된 BCA 그린마크인증제(BCA Green Mark Scheme)는 2030년까지 모든 건물의 최소 80%가 그린마크 인증을 받을 것을 목표로 하고 있으며, 2020년 말 기준, 건물의 43%가 인증을 획득했다.¹⁴²⁾ 한편 싱가포르는 에너지소비효율등급제(Mandatory Energy Label Scheme, MELS)를 2008년에 가정용 에어컨과 냉장고에 도입한 이후, 2009년부터는 의류 건조기, 2019년부터는 조명기기, 2021년부터는

137) Republic of Singapore(2020). p.15.

138) Republic of Singapore(2020). p.14.

139) Republic of Singapore(2020). p.15.

140) Republic of Singapore(2020). p.16.

141) Republic of Singapore(2020). p.14.

142) Enerdata(2022c). Country Energy Report - Singapore(February). p.6.

3상 냉매 유량가 변경식(Variable Refrigerant Flow, VRF) 에어컨을 적용품목에 포함하였다.¹⁴³⁾ 최저에너지소비효율기준(MEPS)은 2011년에 에어컨과 냉장고에 적용한 이래, 형광등용 안정기는 2019년부터, 3상 VRF 에어컨은 2021년부터 적용되고 있으며, 조명기기에는 2023년부터 적용될 계획이다.¹⁴⁴⁾ 에너지 절약법(2012)에 따라서 연간 15GWh 이상의 전력을 소비하는 산업 및 수송 부문 소비자는 에너지 관리자를 임명하고 에너지 사용실태를 보고하고 에너지 효율개선 계획을 제출해야 한다.¹⁴⁵⁾ 또한, 산업 부문에서는 개별 기업들이 에너지 효율 개선 투자를 지원하기 위한 보조금 제도를 강화하였다.¹⁴⁶⁾

또한, 싱가포르의 수송 부문에서는 내연 기관 차량을 단계적으로 폐지하고 전기 자동차와 같은 친환경 차량의 채택을 촉진하고 있으며, 수송 인프라의 친환경성 개선에도 노력하고 있다.¹⁴⁷⁾ 싱가포르의 피크시간대 대중교통 이용률은 2013년에 64%였으나, 2030년까지 이를 75%까지 높이는 것을 목표로 하고 있으며, 2021년 기준 피크시간대 대중교통 이용률이 67%에 도달하여 목표 달성에 근접하고 있다.¹⁴⁸⁾ 국가는 2040년까지 휘발유 및 경유 차량을 단계적으로 폐지하고 2020년 기준 1,600개소인 공공 전기차 충전소를 2030년까지 28,000개로 확대 보급하는 것을 목표로 한다. 싱가포르는 좁은 국토 면적과 지리적·환경적 여건으로 인해 재생에너지 전원 개발에 많은 한계를 가지고 있으나, 그나마 태양광이 가장 개발 가능한 대안으로 평가되고 있다.¹⁴⁹⁾ 이에 싱가포르 정부는 2030년까지 자국 내 태양광 발전설비용량을 2GW 증설하겠다는

143) Enerdata(2022c). p.6.

144) Enerdata(2022c). p.6.

145) Enerdata(2022c). p.6.

146) Republic of Singapore(2020). pp.17~18

147) Republic of Singapore(2020). p.17.

148) Enerdata(2022c). p.7.

149) 싱가포르 정부의 평가에 따르면, 싱가포르는 연간 1,580 kWh/m² 의 태양광 개발 잠재력을 보유 (National Climate Change Secretariat, Singapore's Approach To Alternative Energy, <https://www.nccs.gov.sg/singapores-climate-action/singapore-approach-to-alternative-energy/>, (최종접속일: 2022.6.20).)

목표를 설정하였는데,¹⁵⁰⁾ 이는 2019년 기준 싱가포르 내 설치된 태양광 발전 설비용량의 약 8배에 해당하는 수치로 도시국가로서의 한계를 고려하여 지붕 태양광, 수상 태양광이 적극적으로 활용될 것으로 예상된다. 또한, 싱가포르 정부는 태양광 발전의 간헐성 문제를 보완하기 위해 2025년 이후 싱가포르 전역에 200MW 규모의 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS) 설치 계획을 추진하고 있다.¹⁵¹⁾ 이의 일환으로 싱가포르 정부는 2020년 ESS를 포함한 저탄소 에너지 기술의 RD&D 활동을 지원하기 위한 4천 9백만 달러(싱가포르 달러)의 연구기금을 조성하고,¹⁵²⁾ 유수의 기업 및 주요 연구기관과 협력 파트너십을 구축하는 등¹⁵³⁾ 관련 노력을 확대하고 있다.

한편, 싱가포르는 아세안 국가 최초로 2019년부터 탄소세를 도입하였는데, 연간 25천 톤CO₂eq. 이상의 온실가스를 배출하는 시설의 직접배출에 대해 적용된다.¹⁵⁴⁾ 탄소세 부과 대상이 되는 시설은 싱가포르 탄소 배출량의 80%에 해당하며 탄소세는 경제 전반에 배출량 감축 촉진을 위한 가격 신호를 제공하며, 다른 감축 조치의 재원으로 활용할 수 있어 저탄소 경제로의 전환을 촉진한다.¹⁵⁵⁾

싱가포르는 2020년에 「장기저탄소발전전략」을 UNFCCC에 제출하였는데, 2030년 온실가스 배출량 정점인 65백만 톤 CO₂eq.을 기준으로 2050년까지 배출량을 정점의 절반인 33백만 톤 CO₂eq.으로 줄이고 21세기 하반기 중에 가능한 한 이른 시기에 탄소중립을 달성하겠다는 목표를 제시하였다.¹⁵⁶⁾

150) Singapore Energy Market Authority, Singapore's Energy Story, <https://www.ema.gov.sg/ourenergystory>, 최종접속일: 2022.6.20.).

151) *ibid.*

152) Eileen Yu(2020.10.26.). Singapore to Pilot Floating Energy Storage System, Invest \$36M in Low-Carbon Research. <https://www.zdnet.com/article/singapore-to-pilot-floating-energy-storage-system-invest-36m-in-low-carbon-research/>. (최종접속일: 2022.6.21.).

153) Energy Market Authority of Singapore 웹사이트. Research Innovation, Enterprise and Deployment. https://www.ema.gov.sg/Industry_Energy_Research_and_Development.aspx. (최종접속일: 2022.6.21.).

154) Republic of Singapore (2020). p.17.

155) Republic of Singapore (2020). p.17.

2050년 목표를 달성하기 위해 싱가포르르는 탄소 포집·활용 및 저장(CCUS) 기술에 재원을 지원하고, 탄소 시장 및 지역 전력망 개발을 도모하며, 태양광 전력 수입 등을 통해서 저탄소 경제로의 전환을 추진할 계획이다.¹⁵⁷⁾ 이에 싱가포르개발위원회(Singapore Economic Development Board)는 2021년 11월에 2030년까지 최소 2백만 톤의 이산화탄소 포집을 실현하고 2050년까지 연간 6백만 톤 이상의 이산화탄소 포집을 달성하겠다는 계획을 발표했는데, 이는 주룡섬 정유 허브의 지속가능성을 재고하려는 노력의 일환이다.¹⁵⁸⁾ 2019년 최초 도입된 탄소세는 현재 CO₂ 1톤 당 5 S\$(싱가포르 달러)로 고정되어 있으나, 2030년까지 CO₂ 1톤 당 10~15 S\$로 인상할 계획이다.¹⁵⁹⁾

자. 태국

태국 정부는 2020년에 업데이트된 NDC를 제출하였다. 이에 따르면 태국은 2030년 BAU 시나리오 대비 온실가스 배출량을 20% 감축하는 것을 무조건적 목표로 제시하였으며, 기술 개발 및 이전에 대한 접근성 확보, 국제사회의 재정 지원과 역량구축 지원 정도에 따라서 감축 수준은 최대 25%에 이를 수 있을 것으로 보았다.¹⁶⁰⁾ 2020년에 태국 정부가 2020년에 업데이트하여 제출한 NDC의 온실가스 감축목표는 2016년에 제출했던 목표에서 진전된 것이 없었음에도 불구하고 2021년 11월에는 2065년까지 넷제로¹⁶¹⁾를, 2050년까지는 이산화탄소 배출에 대해 탄소중립을 달성한다는 목표를 발표했다.¹⁶²⁾

156) National Climate Change Secretariat (2020). Charting Singapore's Low-Carbon and Climate Resilient Future. pp.8~9.

157) Enerdata (2022c). p.8.

158) Enerdata(2022c). p.8.

159) National Climate Change Secretariat(2020). p.13.

160) Thailand (2020). Thailand's Updated Nationally Determined Contribution

161) 탄소중립이 이산화탄소의 배출량과 흡수량을 같게 한다는 의미라면, 넷제로는 이산화탄소를 포함한 6대 온실가스 모두에 대해 순배출량 0으로 만드는 것을 의미함.

태국의 NDC 목표는 국가 및 지역 단위의 이해 관계자 협의 및 시민 참여 프로세스를 통해 수립된 「2021~2030 NDC 완화 로드맵」, 「NDC 부문별 이행 계획」(NDC Sectoral Action Plans 2021-2030) 및 「NDC 지원 이행 계획」을 통해 수행될 것이다.¹⁶³⁾ 「2021~2030 NDC 완화 로드맵」은 에너지, 수송, 산업 및 폐기물 관리 관련 기관에 배출량 감축 목표를 할당하고 책임을 부여하고 핵심 조치들을 식별하며, 「NDC 부문별 이행 계획」은 각 조치 별로 배출량 감축 목표를 추가적으로 확인하고, 「NDC 지원 이행 계획」은 NDC 목표 달성을 지원하기 위한 여건 강화 필요성을 제시한다.¹⁶⁴⁾

표 2-12. 태국의 '2021-2030 NDC 완화 로드맵' 부문별 온실가스 감축 수단과 목표 감축량

부문	감축 수단	2030년 목표감축량 (백만 톤 CO ₂ e _q .)
1. 에너지	발전 1. 발전 부문 효율 개선 2. 신재생에너지 발전	72.0
	가정 부문 에너지 소비 3. 가정 에너지 효율 개선 4. 가정 신재생에너지 보급	
	건물 에너지 소비 (상업 및 공공 건물) 5. 건물에너지 효율 개선	
2. 수송	1. 이동 자제/줄이기 2. 수송 형태 변경/유지 3. 수송 부문 에너지 효율 개선	41.0
3. 산업공정 및 제품사용	1. 클링커 대체 2. 냉매 대체/변경	0.6
4. 폐기물 관리	폐기물 관리 1. 폐기물량 감축 (폐기물 감축, 리사이클링 및 폐기물 자원화)	

162) Enerdata(2022b). Country Energy Report - Thailand. (January). p.8.

163) Thailand(2020). p.2.

164) Thailand(2020). p.2.

표 2-12. 계속

부문	감축 수단	2030년 목표감축량 (백만 톤 CO ₂ e _{q.})
	폐수 관리 2. 메탄 재활용을 통해 산업 폐수에서 바이오가스 생산 증대 3. 산업 폐수 관리 4. 도시 폐수 관리	
합계		115.6

자료: Thailand (2021). *Mid-century, Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy*. pp.25-26

「2021~2030 NDC 완화 로드맵」의 2030년 목표 감축량은 BAU 대비 20.38%를 감축¹⁶⁵⁾하는 것으로 이는 태국의 NDC 무조건적 감축목표와 일치한다. 한편 「NDC 부문별 이행 계획」(NDC Sectoral Action Plans 2021~2030)에서는 에너지, 수송, 산업공정 및 제품사용, 폐기물 관리 4개 부문에서의 2030년 목표 감축량을 156.86 백만 톤CO₂e_{q.}를 제시하고 있고, 에너지 부문 목표 감축량은 117.66 백만 톤CO₂e_{q.}로 NDC 보다 의욕이 높은 감축 목표를 설정하고 있음을 알 수 있다.¹⁶⁶⁾

앞서 언급한 바와 같이 태국 정부는 국제사회의 지원과 역량구축 정도에 따라서 2030년 감축 수준을 최대 25%까지 가능할 것으로 보고 이를 조건부 목표로 제시하였다. 태국 정부는 이를 위해서 시장 기반 국제 협력의 중요성을 인식하고, 기술 개발 및 이전, 역량 구축 및 재정 자원에 대한 접근을 촉진할 수 있도록 양자 간, 지역 및 다자 간 시장 기반 협력 잠재력을 지속적으로 모색할 것이라고 밝혔다.¹⁶⁷⁾

태국 정부는 업데이트된 NDC에서 태국이 에너지 부문의 온실가스 감축을 어렵게 하는 여건들을 식별하였다. 예를 들어 불충분한 송전선 용량으로 인한

165) Thailand(2021). *Mid-century, Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy*. p.25.

166) Thailand(2021). p.26.

167) Thailand(2020). *Thailand's Updated Nationally Determined Contribution*. p.3.

계통 연결 제약, 에너지 효율성 및 재생 에너지 투자에 대한 금융기관의 지원 부족, 국내 기술 및 기술 자원의 부족, 특히 폐기물 에너지화 및 바이오매스 발전소에 대한 부정적인 대중의 인식 등을 들었다.¹⁶⁸⁾ 또한 태국은 새로운 에너지 기술을 적절히 보급하기 위해 필요한 다양한 기관 간의 조정 능력의 부족을 재생에너지 보급의 장애요인의 하나로 제시하였다.¹⁶⁹⁾ 태국은 국내 재생에너지 보급 촉진을 위해 발전차액지원제도(Feed-in-Tariff, FIT), 세제 인센티브, 투자 보조금 및 벤처 캐피탈에 대한 접근성 제공 등 여러 지원제도를 도입하였으나, 재생에너지 보급을 보다 더 확대하기 위해서는 기술 개발자가 기술 지식을 공유하고 협력하여 보다 대규모의 기술이전을 할 수 있도록 인센티브가 필요하다고 보았다.¹⁷⁰⁾ 이어서 태국 정부는 청정에너지 기술의 무상 보급을 위해서 지적재산권 구매를 위한 자금 지원과 같은 국제 재정지원 매커니즘 활용을 강조한다. 또한 시범사업이나 실증사업의 성공사례를 소개하고 다른 나라의 경험 공유를 통한 대중의 인식 제고 노력도 필요하다고 보았으며, 재생에너지 보급 장애요인을 식별하고 이에 대한 기술 솔루션의 저렴한 제공 등 국제협력의 중요성도 강조하고 있다.¹⁷¹⁾

에너지 부문 온실가스 감축을 위해서 기술 개발 및 기술 이전이 필요하다고 태국 정부가 판단하는 분야는 첨단 에너지저장시스템, 혁신적이고 비용효율적인 수요관리 기술을 포함한 에너지 효율 기술, 재생에너지 기술, 해상 재생에너지 발전 잠재력 평가, 스마트 발전 및 급전, 스마트 송전, 스마트 소비자, 스마트그리드, 전력망 산업 구축, 수송 수단의 전력화 고도화 및 배터리 충전기술 기술지원, 폐기물 에너지화 기술, 지방 및 지방 차원의 폐기물 관리 기술 및 시스템 개선 등이다.¹⁷²⁾

168) Thailand(2020). p.4.

169) Thailand(2020). p.4.

170) Thailand(2020). p.4.

171) Thailand(2020). p.4.

172) Thailand(2020). p.7.

태국의 「장기저탄소발전전략」(Mid-century, Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy)에 따르면 장기적인 전략은 NDC에 서는 언급되지 않은 여러 감축 수단을 포함하고 있다. 에너지 부문의 주요 장기 온실가스 저감 조치는 에너지 효율 개선 및 기술 전환, 신재생에너지 확대, 탄소 포집 및 저장(CCS)의 세 가지를 들었다.¹⁷³⁾ 발전 부문에서는 에너지 효율 개선과 CCS를 활용한 천연가스 발전, CCS 설비를 설치한 석탄화력 발전은 현재 수준 대비 2050년에 43% 증가할 것이며, 신재생에너지 발전량은 2050년 총 발전량의 33%로 증가할 것으로 2050년 2℃ 목표 배출경로를 따라가기 위해서는 CCS 설비를 설치한 바이오에너지 발전소(Bio-Energy with CCS, BECCS)도 필요할 것으로 보았다.¹⁷⁴⁾ 2022년 3월 현재 재생에너지 확대를 위해 이러한 목표가 반영된 「국가 에너지 계획 2022(National Energy Plan 2022, NEP 2022) 작업을 진행하고 있다. 2019년에 발표된 「2018 전력 개발 계획(Power Development Plan 2018) 수정판」에서는 2018~2037년 기간 증설 예정 용량 (56.4GW)의 36.7%를 재생에너지 전원에 할당하였다.¹⁷⁵⁾ 또한 최근 태국 투자청(Board of Investment)은 온실가스 배출 저감 기술 보급을 위한 유인책으로 감축 기술을 도입하는 설비에 대해 3년간 세금 감면 혜택을 제공하고, CCUS(Carbon Capture, Utilization and Storage, 탄소 포집, 활용 및 저장) 기술을 도입하는 석유화학 생산시설과 가스 복합화력 발전설비에 대해서는 8년간 법인세 면제 혜택을 제공하겠다는 구상을 발표하였다.¹⁷⁶⁾

173) Thailand (2021). Mid-century, Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy. p.38.

174) Thailand (2021). p.38.

175) Ministry of Energy, Thailand(2019), แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018). [Power Development Plan for Thailand 2018-2037] http://www.eppo.go.th/images/Infomation_service/public_relations/PDP2018/PDP2018.pdf (최종접속일: 2022.2.17.).p.37.

176) Thailand Board of Investment(2021), Thailand BOI Approves Measures to Support Carbon Reduction, https://www.boi.go.th/index.php?page=press_releases_detail&topic_id=129254.(최종접속일: 2022.2.6.22).

더불어 태국 정부는 농업 의존도가 높은 경제 구조를 활용하여 바이오에너지를 에너지전환에 적극 활용하고, 동시에 농가 수익 창출을 통한 경제발전을 지향하는 ‘바이오(Bio)-순환경제(Circular)-녹색(Green) 경제모델’을 개발하여 추진하고 있다.¹⁷⁷⁾ 동 모델은 농업 생산량 극대화 및 생산 비용 최소화를 가능하게 하는 스마트기술을 활용하여 곡물과 농업 부산물로부터 바이오에너지를 생산하는 한편, 자원 재사용/재활용을 통해 전기 및 바이오가스 등 부가가치가 높은 에너지 제품을 제조하며, 첨단 기술을 활용하여 지역사회에 스마트하고 통합된 에너지 공급 시스템을 구축함으로써 경제, 사회, 환경이 균형을 이룬 녹색경제 구현을 지향하고 있다.

수송 부문에서는 2050년까지 최종 에너지 소비의 68%까지 에너지 효율을 증가시켜야 하는데, 운전 관행 변화, 노면 개선 및 엔진 성능 개선과 효율적인 친환경 차량의 보급으로 이를 달성하고자 하며, 수송용 연료도 액체 바이오연료 사용 비율을 2050년 총 최종 에너지 소비의 34%까지 확대할 계획이다.¹⁷⁸⁾

제조업 부분의 최종 에너지 소비를 줄이기 위해서 전기 장치의 효율을 개선해야 하며 난방 시스템에서 신재생에너지의 비율은 2030년과 2050년에 각각 총 최종 에너지 소비의 약 46%와 50%로 확대해야 하고, 화학업종이나 비금속업종에 CCS를 설치하는 것도 매우 중요한 역할을 할 것으로 보고 있다.¹⁷⁹⁾

가정 부문에서는 가정용 에어컨 같은 전력 소비가 큰 장치의 효율 개선이 중요하며, 주로 취사용으로 이용될 신재생에너지는 가정 부문 최종에너지 소비의 49%까지 확대되어야 하며, 난방용 재생에너지 사용량도 증가할 것이다.¹⁸⁰⁾

177) KOTRA 방콕 무역관(2021.7.21.), 포스트 코로나 시대를 이끌어갈 태국 BCG 이코노미 모델, https://dream.kotra.or.kr/kotranews/cms/news/actionKotraBoardDetail.do?SITE_NO=3&MENU_ID=410&CONTENTS_NO=1&bbsGbn=242&bbsSn=242&pNttSn=189752, (최종 접속일: 2022.6.21.).

178) Thailand(2021). p.38.

179) Thailand(2021). p.39.

180) Thailand(2021). p.39.

상업용 건물의 에너지 효율 개선은 호텔, 콘도미니엄 및 병원 등에서의 태양열 온수 장치 사용 등으로 개선되어야 한다.¹⁸¹⁾

차. 베트남

베트남 정부는 2020년 업데이트된 NDC를 제출하였는데, 2030년 온실가스 배출량을 BAU 시나리오 대비 9% 줄이는 것을 국내 감축에 의한 무조건적 목표로 제시하였다.¹⁸²⁾ 동시에 베트남 정부는 다자 및 양자 국제협력과 파리협정 6조에 따른 시장 및 비시장 메커니즘을 활용하여 2030년 온실가스 배출량을 BAU 대비 최대 27%까지 감축할 수 있을 것으로 보고 이를 조건부 감축 목표로 제시하였다.¹⁸³⁾

표 2-13. 베트남의 부문별 BAU 전망과 감축 목표

부문	국내 감축목표		국제적 지원을 활용한 감축목표		총 감축목표	
	BAU 대비 감축 비중 (%)	감축량 (백만 톤 CO ₂ eq.)	BAU 대비 감축 비중 (%)	감축량 (백만 톤 CO ₂ eq.)	BAU 대비 감축 비중 (%)	감축량 (백만 톤 CO ₂ eq.)
에너지	5.5	51.5	11.2	104.3	16.7	155.8
농업	0.7	6.8	2.8	25.8	3.5	32.6
LULUCF	1.0	9.3	1.3	11.9	2.3	21.2
폐기물	1.0	9.1	2.6	24.0	3.6	33.1
산업공정	0.8	7.2	0.1	0.8	0.9	8.0
합계	9.0	83.9	18.0	166.8	27.0	250.8

자료: The Socialist Republic of Vietnam (2020). Updated Nationally Determined Contribution (NDC). p.4

181) Thailand(2021). p.39.

182) The Socialist Republic of Vietnam(2020). Updated Nationally Determined Contribution (NDC). p.4.

183) The Socialist Republic of Vietnam(2020). p.9.

베트남의 에너지 부문 국내 감축 조치에는 에너지 절약 및 효율 개선, 산업 및 수송 부문 연료 및 에너지 수급 구조 변경, 여객 및 화물 수송 모델의 전환, 재생에너지원의 효율적 이용 촉진 및 에너지 수급에서의 재생에너지 비중 확대 등을 포함한다.¹⁸⁴⁾ 구체적인 정책 수단으로는 차량, 장비, 기계, 생산라인, 공공 조명의 생산·제조·판매 관련 에너지 절약 및 효율 개선 투자 및 프로젝트 수행, 공공건물·학교·병원·지역 보건 센터·가정 및 기타 부문 에너지 절약, 고효율 가전제품 사용, 산업 및 상업용 고효율 기기 사용, 산업 부문 에너지 효율 조치 시행, 재생에너지 개발 확대, 수송 부문 에너지 효율 조치 시행, 화물 수송 모델 전환 및 운송 시장 구조 조정, 개인 교통수단에서 공공 교통 수단으로의 전환, 기존 화석연료에서 바이오 연료, 천연가스 및 전력으로의 전환, 수송용 차량의 에너지 효율 개선, 건설 자재 제조 기술의 개선, 개발 및 적용, 시멘트 생산공정에서 클링커 함량 감축, 주택 및 상업 부문의 에너지 절약형 건축자재 및 녹색 자재 개발 및 사용이 이에 해당한다.¹⁸⁵⁾

2021년에 초안이 발표된 「제8차 전력개발 계획(Vietnam's Power Development Plan 8 (PDP 8) for the Period of 2021~2030, Draft)」에 따르면, 베트남 정부는 2030년까지 석탄화력의 비중을 2020년 34%에서 2030년 27%까지 낮추는 반면, 가스화력과 재생에너지의 비중은 「제7차 전력개발 계획 개정(안)」에서 제시된 목표치보다 상향 조정할 예정이다(〈표 2-14〉 참조).

184) The Socialist Republic of Vietnam(2020). p.2

185) The Socialist Republic of Vietnam(2020). pp.10~11.

표 2-14. PDP8 초안 및 PDP7 개정(안)의 전원구조 비교

(단위: MW)

에너지원	2020년	PDP8 초안		PDP7 개정(안)	
		2025년	2030년	2025년	2030년
석탄	20,431 (29.5%)	29,523 (28.9%)	37,323 (27.1%)	47,877 (49.5%)	55,477 (42.8%)
석유·가스	9,030 (13.0%)	14,055 (13.8%)	37,323 (27.1%)	15,016 (15.5%)	19,016 (14.7%)
수력/ 양수발전*	20,685 (29.9%)	24,497 (24.0%)	25,992 (18.9%)	24,611 (25.4%)	27,871 (21.5%)
풍력	630 (0.9%)	11,320 (11.1%)	18,010 (13.1%)	2,030 (2.1%)	5,990 (4.6%)
태양광	16,640 (24.0%)	17,240 (16.9%)	18,640 (13.5%)	3,935 (4.1%)	11,765 (9.1%)
바이오매스 /기타	570 (0.8%)	2,050 (2.0%)	3,150 (2.3%)	1,844 (1.9%)	3,444 (2.7%)
전력수입	1,272 (1.8%)	3,508 (3.4%)	5,677 (4.1%)	1,436 (1.5%)	1,508 (1.2%)
원자력	-	-	-	0 (0.0%)	4,600 (3.5%)
총계	69,258	102,193	137,663	96,749	129,671

주: 1) 괄호안의 숫자는 총 발전설비용량에서의 비중을 의미, 2) 수력/양수발전에서는 소수력을 의미, 3) <표 2-2>의 2020년도 설비용량의 수치와 일부 차이가 있으나, <표2-2>는 ASEAN Centre for Energy(ACE)에서 작성된 것이며, <표 2-6>는 베트남 정부가 정리하여 발표한 수치임.

자료: Ministry of Industry and Trade(2021.2), PDP VII draft 3의 내용을 중심으로 저자 정리

동시에 베트남 정부는 재생에너지 설비 증설에 따른 간헐성 문제 개선을 위해 전력 인프라 확충에 필요한 투자를 확대해 나갈 예정이다. 이에 따라 베트남 정부는 2021~2045년 기간 발전 부문에 배정된 투자액(3,206억 달러) 중 26.5%(850억 달러)를 전력망 인프라 확충에 할당하겠다는 계획을 제시하였다.¹⁸⁶⁾

186) Freo Burke and Thanh Hai Nguyen(2021.3.13.). Vietnam: Key Highlights of New Draft of National Power Development Plan(Draft PDP8). A Blog by Baker McKenzie. <https://www.globalcompliancenews.com/2021/03/13/vietnam-key-highlights-of-new-draft-of-national-power-development-plan-draft-pdp8-04032021-2/>. (최종접속일: 2022.6.27.).

한편, 베트남 정부는 업데이트된 NDC에서 온실가스 감축 추진에 있어서 베트남의 에너지 부문이 가진 어려운 여건에 대해서 자평하면서 이에 대한 대응 방향도 제시하였다. 먼저 베트남의 국내 에너지 공급이 수요를 충족하기에 충분하지 않은 반면, 에너지 소비 효율은 여전히 낮고, 에너지 산업이나 기술의 발달은 느리며, 에너지 시장이 충분히 발전하지 않았다는 점을 들었다.¹⁸⁷⁾ 이에 대해서 베트남 정부는 효율성, 신뢰성 및 지속가능성을 추구하는 방향으로의 1차 에너지 공급원 개발, 합리적 구조와 배전으로 신속하면서도 지속 가능한 방식의 전원 개발, 수력 발전 최대화, 합리적 가격과 시스템 안전 보장 능력에 맞는 풍력 및 태양광 개발, 바이오매스 열병합 발전 자원 활용 최대화, 천연가스의 주요 전력원으로서의 점진적 전환과 규제 체계 지원, 초초임계 기술 이용 등 첨단기술을 활용한 대용량 고효율 터빈으로 적정 수준의 석탄화력 개발, 재정 메커니즘 개선과 전력 부문 투자를 위한 자본 동원, 전력 시장 경쟁 체제 실현을 위한 로드맵 가속화를 주요 정책으로 제시하였다.¹⁸⁸⁾

이어서 베트남 정부는 온실가스 감축을 위해 선행적으로 투입되어야 할 투자액이 큰 반면 베트남의 에너지 효율 및 재생에너지 기술은 제한적이고, 현행 재정 지원 메커니즘은 기업들이 온실가스 감축에 투자하도록 유인할 만큼 충분히 강력하지 않다고 평가하였다.¹⁸⁹⁾ 베트남 정부는 이러한 여건을 극복하기 위해서 국내외의 투자 장려와 투자 유치, 기업의 참여를 촉진하기 위한 메커니즘 및 정책 구축, NDC 및 파리협정 이행을 지원하기 위한 프로그램의 개발과 실행을 위한 파트너와의 협업 추진, 특히, 메콩강 삼각주 기후변화 대응을 위한 지역 간 효율적 조정 제도 및 정책 프레임워크 개발, 에너지 효율성 및 재생에너지 개발 정책 프레임워크 개선을 통한 국내외 기업의 기후변화 및 녹색 투자 촉진,

187) The Socialist Republic of Vietnam (2020). pp.27~28

188) The Socialist Republic of Vietnam(2020). p.28.

189) The Socialist Republic of Vietnam(2020). p.28.

기후변화 대응 분야 민관협력(Public Private Partnership, PPP) 모델 관련 법제도 개선, 기후변화 대응을 위한 공공 및 민간 부문 투자 수요, 격차 및 우선 순위 및 장애요인 식별, 녹색채권 및 녹색투자기금 등 금융 상품의 개발 및 적용 가속화를 정책적 대안으로 제시하였다.¹⁹⁰⁾

베트남 정부는 지금까지 온실가스 배출 감축 및 기후적응을 위해서 중앙정부 및 지방정부 예산, 공적개발원조(ODA), 기후변화 대응 지원과 관련된 국내외 기금, 국내 기업 및 해외직접투자(Foreign Direct Investment, FDI), 개인 투자 등을 주요 재원으로 활용해왔다.¹⁹¹⁾

카. 아세안 10개국의 온실가스 감축 목표 및 감축 정책 종합

아래 [표 3-13]~[표 3-17]는 지금까지 언급한 아세안 회원국들의 온실가스 감축 목표와 감축 수단들에 대해 종합적으로 정리된 자료들이다.¹⁹²⁾ 아세안 10개국은 모두 NDC를 제출한 상태로 인도네시아, 미얀마, 필리핀, 태국, 베트남은 무조건 감축 목표와 함께 선진국 및 국제사회의 재정지원, 기술 이전 등을 전제로 하여 무조건 감축 목표 보다 상향된 조건부 목표를 제시하고 있다. 최빈 개도국인 캄보디아의 경우조건부 목표만을 제시한 것은 다른 국가들과는 다른 점이라 할 수 있겠다.

190) The Socialist Republic of Vietnam(2020). p.28.

191) The Socialist Republic of Vietnam(2020). p.32.

192) 본문 상의 내용을 저자가 종합 정리한 것이 아니며, IEA (2022), ASEAN Centre for Energy (2022)의 내용을 인용한 것으로, 본문의 내용과 일부 차이가 있을 수 있음.

표 2-15. 아세안 회원국의 NDC 감축 목표

국가	목표		감축 부문	대상 온실가스	감축 시계
	무조건	조건			
브루나이	2030년까지 BAU 대비 온실가스 배출량 20% 감축	-	에너지, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	2021년 ~2030년
캄보디아	-	2030년까지 BAU 대비 온실가스 배출량 41.7% 감축	에너지, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	2020년 ~2030년
인도 네시아	2030년까지 BAU 대비 온실가스 배출량 29% 감축	2030년까지 BAU 대비 온실가스 배출량 41% 감축	에너지, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	2020년 ~2030년
라오스	2030년까지 베이스라인 대비 온실가스 배출량 60% 감축	-	에너지, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	2020년 ~2030년
말레 이시아	2030년까지 탄소집약도 45% 감축	-	에너지, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆ , NF ₃	2021년 ~2030년
미얀마	2030년까지 244.53백만 톤 CO ₂ eq. 감축	2030년까지 414.75 백만 톤 CO ₂ eq. 감축	에너지, 수송, 농업, LULUCF	CO ₂	2021년 ~2030년
필리핀	2030년까지 BAU 대비 온실가스 2.71% 감축	2030년까지 BAU 대비 온실가스 72.29% 감축	에너지, 수송, 농업, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs,	2020년 ~2030년
싱가포르	2030년 경 배출 정점 도달, 2030년 배출량을 65백만 톤CO ₂ eq.로 안정화, 배출 집약도는 2030년까지 2005년 대비 36% 감소	-	에너지, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆ , NF ₃	2021년 ~2030년
태국	2030년까지 BAU 대비 온실가스 20% 감축	2030년까지 BAU 대비 온실가스 25% 감축	에너지, 수송, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆ , NF ₃	2021년 ~2030년
베트남	2030년까지 BAU 대비 온실가스 9% 감축	2030년까지 BAU 대비 온실가스 최대 27%까지 감축	에너지, IPPU, 농업, LULUCF, 폐기물	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs	2021년 ~2030년

자료: ASEAN Center for Energy(2022). ASEAN Energy In 2022. p.7

아세안 국가 중에서 장기저탄소 발전전략을 제출한 국가는 4개국에 불과하지만, 국내 정책이나 국제회의에서 선언 등 여러 경로를 통해서 필리핀을 제외한 9개국 모두가 탄소중립 목표를 선언하였다. 브루나이, 캄보디아, 라오스, 말레이시아, 미얀마, 베트남은 2050년을 탄소중립 목표연도로 제시하였고, 인도네시아는 2060년을, 태국은 2065년을, 싱가포르는 금세기 하반기를 탄소중립 목표 연도로 제시하였다.

표 2-16. 아세안 국가별 넷제로 목표 연도

	2050	2060	2065	21세기 하반기
브루나이	○			
캄보디아	○			
인도네시아		○		
라오스	○			
말레이시아	○			
미얀마	○			
필리핀				
싱가포르				○
태국			○	
베트남	○			

자료: ASEAN Center for Energy(2022). ASEAN Energy In 2022. p.10

아세안 국가들은 자국의 NDC 감축 목표를 달성하기 위해 재생에너지 확대, 에너지효율 개선, 수송 부문 탈탄소화, 전기차 보급 확대, 산업 부문 탈탄소화 등 여러 핵심 부문에서 에너지 부문 저탄소 기반 구축을 위한 정책적인 노력을 기울이고 있다. 구체적으로 재생에너지 보급 목표나 지원 정책, 에너지소비효율 등급제, 최저에너지소비효율 기준 등의 에너지효율 정책 수단, 전기차 보급을 위한 지원제도 등이 대표적이다. 또한, 캄보디아, 미얀마, 라오스 같은 최빈개도국 뿐만 아니라, 인도네시아, 필리핀 등의 도서국의 경우 에너지접근성 개선을 위한 정책도 매우 중요한 요소로 보고 있다. 온실가스 감축 측면에서 에너

지접근성 개선은 독립형 태양광 등 재생에너지나 마이크로 그리드를 활용 전력 미공급지역의 전력 공급을 통해 지역 사회, 저소득층, 산간 및 도서지역 등 격오지역에서 재래식 고품 바이오매스(장작)을 대체하거나, 취사용 연료를 숯, 장작 등 온실가스과 미세먼지를 다량 배출하는 재래식 연료를 가스스토브 등으로 대체함으로써 온실가스 배출을 줄임과 동시에 지역민의 건강과 삶의 질을 크게 개선한다.

표 2-17. 아세안 회원국의 주요 부문별 저탄소 정책 및 목표

국가	부문	정책 및 목표
브루나이	에너지효율	2035년까지 총 에너지 소비를 BAU 대비 63%까지 감축
	신재생에너지	2035년까지 총 발전량에서 신재생에너지 발전 비중 30% 달성
	수송	2035년까지 전체 연간 자동차 판매량에서 EV 비중 60% 달성
캄보디아	에너지접근성	2030년까지 가구의 최소 70%를 국가 전력망에 연결
	에너지효율	2035년까지 에너지 소비를 BAU 대비 20% 감축하고, 배출량은 3백만 톤 CO ₂ eq. 감축
	신재생에너지	신재생에너지 가속화 시나리오에서 2030년까지 총 발전 설비용량에서 수력 55%, 바이오매스 6.5%, 태양광 3.5% 달성
인도네시아	에너지접근성	2024년 말까지 전력 접근성 100% 달성
	에너지효율	2025년까지 에너지 집약도를 매년 1%씩 개선
	신재생에너지	1차 에너지 공급에서 신재생 에너지 비중을 2025년까지 23%, 2050년까지 31%로 확대 2021년~2030년 기간에 신규 추가되는 발전용량 중, 신재생에너지 비율 52%
	화석연료	국제적 자금 지원을 조건으로 2040년대에 탈석탄 가속화를 고려*
라오스	에너지접근성	2025년까지 전력 접근성 98% 달성
	에너지효율	최종 에너지 소비량을 BAU 수준에서 10% 감축
	신재생에너지	2025년까지 총 1차 에너지 소비에서 신재생에너지 비중 30% 달성
말레이시아	에너지효율	최저에너지소비효율기준, 에너지소비효율등급제, 에너지 진단 및 건물 설계를 통해 산업 및 건물 부문의 에너지 효율 촉진
	신재생에너지	2025년까지 발전 설비용량에서 신재생에너지 비중 31% 달성, 2035년까지 40%까지 확대
	화석연료	신규 석탄 화력 발전기 건설을 하지 않음*
	수송	2025년까지 AC 충전소 9천 곳, DC 충전소 1천 곳 설치

표 2-17. 계속

국가	부문	정책 및 목표
미얀마	에너지접근성	2030년까지 전력접근성 100% 달성
	에너지효율	2030년까지 1차 에너지 수요를 2005년 수준 대비 8% 감축
	신재생에너지	2025년까지 발전 설비용량 중 신재생에너지 비중 20% 달성
필리핀	에너지접근성	2022년까지 전력 접근성 100% 달성
	에너지효율	2030년까지 에너지 집약도를 2010년 수준 대비 40% 개선
	신재생에너지	2030년까지 신재생에너지 설비용량 15GW 달성, 재생에너지 발전비중 35%, 2040년까지 50%까지 확대
	화석연료	기승인된 석탄발전기 외에 석탄발전기 신규 허가하지 않음.
싱가포르	에너지효율	2030년까지 에너지 집약도를 2005년 수준 대비 35% 개선
	신재생에너지	2030년까지 태양광 용량 2GW 달성
	화석연료	2050년까지 '배출저감 조치 없는' 석탄 발전을 단계적 폐기*
태국	에너지효율	2036년까지 에너지 집약도를 2010년 수준 대비 30% 개선
	신재생에너지	2037년까지 최종 에너지 소비에서 신재생에너지 비중을 30%로 확대 2037년까지 신재생에너지의 발전용량 비중 36%, 발전량 비중 20% 확대 2036년까지 수송 연료 소비에서 신재생에너지 비중 25%로 확대
	수송	2036년까지 전기차 120만대, 충전소 690개 보급
베트남	신재생에너지	1차에너지 총공급(TPES) 대비 신재생에너지 비중을 2030년에 15-20%, 2050년에 25-30% 달성 2030년까지 태양광 및 풍력 설비 용량 31-38GW, 해상풍력 4GW 달성, 2045년까지 해상풍력 36GW
	화석연료	2040년대까지 석탄발전기 단계적 폐기* 2030년까지 석탄 발전 설비 비중 31%로 계획

자료: IEA(2022), Southeast Asia Energy Outlook, pp.42~46.

표 2-18. 아세안 국가별 에너지 효율 정책 수단

	건물 에너지법	건물 에너지 효율 인증/등급제	최저에너지소비 효율기준제	에너지소비효율 등급제
브루나이	특정 건물유형에 의무 적용	특정 건물유형에 의무 적용	의무 (에어컨)	정책 개발 중 (에어컨)
캄보디아	정책 개발 중	자발적으로 적용	정책 개발 중 (에어컨, 냉장고)	정책 개발 중 (에어컨, 냉장고)

표 2-18. 계속

	건물 에너지법	건물 에너지 효율 인증/등급제	최저에너지소비 효율기준제	에너지소비효율 등급제
인도네시아	특정 건물유형에 의무 적용	자발적으로 적용	의무 (에어컨, 냉장고, 조명, 선풍기)	의무 (에어컨, 냉장고, 조명, 선풍기)
라오스	정책 개발 중	-	정책 개발 중 (에어컨)	정책 개발 중 (에어컨)
말레이시아	특정 건물유형에 의무 적용	자발적으로 적용	의무 (에어컨, 냉장고, 조명, 선풍기)	의무 (에어컨, 냉장고)
미얀마	자발적으로 적용	자발적으로 적용	정책 개발 중 (에어컨)	-
필리핀	특정 건물유형에 의무 적용	자발적으로 적용	의무 (에어컨, 조명)	의무 (에어컨, 냉장고, 조명)
싱가포르	모든 건물에 대해 의무 적용	자발적으로 적용	의무 (에어컨, 냉장고, 조명)	의무 (에어컨, 냉장고, 조명)
태국	특정 건물유형에 의무 적용	자발적으로 적용	의무 (에어컨, 냉장고, 조명)	자발적 적용 (에어컨, 냉장고, 조명, 선풍기)
베트남	특정 건물유형에 의무 적용	자발적으로 적용	의무 (에어컨, 냉장고, 조명, 선풍기)	의무 (에어컨, 냉장고)

자료: IEA(2022), Southeast Asia Energy Outlook. p.65.

표 2-19. 아세안 국가별 전기차 지원정책

	브루나이	캄보디아	인도네시아	라오스	말레이시아	미얀마	필리핀	싱가포르	태국	베트남
자동차 라이선스 면제	○							○		
수입부과금 감면		○		○	○	○	○		○	
사치품세 면제			○							
도로세 경감				○				○		
판매세 면제					○					
소득세 감면					○				○	
부가세 면제							○			
충전소 인센티브								○	○	

자료: ASEAN Center for Energy(2022). ASEAN Decarbonization Pathway: A Policy Review on Variable Renewable Energy, Electric Vehicle, and Smart Microgrid. Policy Brief. No.07. (May). p.3

4. 소결

제2장에서는 아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축 잠재력을 파악하기 위하여 아세안 지역의 경제 및 에너지 부문의 현황과 온실가스 배출 추이를 살펴보고, 아세안과 APEC의 전망 결과를 중심으로 아세안 지역의 에너지 구조 및 온실가스 배출 추이를 정리·분석하였다. 아세안 지역은 2020년 기준, 1차에너지 소비에서 화석에너지의 비중이 약 83%를 차지하며, 화석연료 중심의 에너지 소비구조를 보유하고 있다. 발전 부문 역시, 2005~2020년 기간 태양광 발전설비용량이 1MW에서 22.9GW로 비약적인 증가가 이루어졌음에도 불구하고, 2020년 기준, 화석연료(석탄 33%, 천연가스 30%, 석유 5%)가 아세안 발전설비용량의 60% 이상을 차지하고 있는 것으로 나타났다.

그러나 목표 시한에 차이는 있지만, 아세안 10개국 모두가 탄소중립을 선언하였고, 최근 발표한 국가 에너지 계획 및 정책을 통해 상향 조정된 재생에너지 보급 목표를 설정하는 등 저탄소 에너지 중심으로 에너지 소비 구조를 전환하려는 노력을 확대해 나가고 있다. 아세안에너지센터(ACE)는 최근 발간한 ‘제7차 아세안 에너지 전망 2022~2050’에서 이러한 아세안 국가들의 노력에 기초하여 아세안 전체가 ‘에너지 협력을 위한 아세안 행동 계획(APAEC)’를 통해 2035년까지 재생에너지 발전설비용량 35% 구축 목표를 달성할 수 있을 것으로 전망하였다.

온실가스 배출의 경우, 아세안과 APEC 모두 2050년까지 아세안 지역의 배출량은 계속 증가하지만, 이전 대비 증가폭은 감소할 것으로 전망하였다. 아세안에너지센터(ACE)는 ‘제7차 아세안 에너지 전망 2022~2050’에서 에너지 효율 개선에 따른 전력 및 열 생산 부문의 에너지 투입량 감소와 연료전환(석탄 → 재생에너지)으로 배출량의 절반가량을 차지하는 발전 부문의 감축 잠재력을 언급하였다. 또한, 수송 부문 역시 아세안 국가들의 전기차 보급 확대 노력에

힘입어 수송 부문의 전기화가 이루어지면서 내연기관 차량에서 사용되는 석유 소비가 감소하여 배출량 감축에 기여할 수 있을 것으로 전망하였다.

아세안 10개국은 모두 2030년 국가 감축기여(NDC) 목표를 제출한 상태로 인도네시아, 미얀마, 필리핀, 태국, 베트남은 무조건 감축목표와 함께 선진국 및 국제사회의 재정지원, 기술 이전 등을 전제로 상향된 조건부 목표를 제시하고 있다. 아세안 국가 중에서 장기저탄소 발전전략을 제출한 국가는 4개국에 불과하지만, 국내 정책이나 국제회의에서 선언 등 여러 경로를 통해서 필리핀을 제외한 9개국이 목표연도는 차이가 있지만 탄소중립 목표를 선언하였다. 이에 따라 아세안 국가들은 자국의 NDC 감축 목표를 달성하기 위해 재생에너지 확대, 에너지효율 개선, 수송 부문 탈탄소화, 전기차 보급 확대, 산업 부문 탈탄소화 등 여러 핵심 부문에서 에너지 부문 저탄소 기반 구축을 위한 정책적인 노력을 기울이고 있다. 구체적으로 재생에너지 보급 목표나 지원 정책, 에너지소비효율 등급제, 최저에너지소비효율 기준 등의 에너지효율 정책 수단, 전기차 보급을 위한 지원제도 등이 대표적인 정책 수단이다. 또한 캄보디아, 미얀마, 라오스 같은 최빈개도국 뿐만 아니라 인도네시아, 필리핀 등의 도서국의 경우 에너지접근성 개선을 위한 정책도 매우 중요한 요소로 보고 있다.

다음 장에서는 저탄소 에너지 보급 확대를 위해 아세안 국가들이 역내·외 국가들과 추진하고 있는 협력 사업의 현황과 주요 성과를 살펴본 후, 아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축 과정에서 발생하는 장애요인을 분석하고자 한다.

제3장

K

PM

아세안 주요국이 추진한 저탄소 에너지 협력 사업 성과 및 과제

1. 아세안 역내 국가 간 저탄소 에너지 협력 사업 추진 현황 및 성과
2. 아세안 역내 국가와 역외 국가 간의 저탄소 에너지 협력 사업의 추진 성과
3. 저탄소 에너지기반 구축을 위한 아세안 주요국의 도전 과제
4. 소결

본 장은 3개의 절로 구성되며, 먼저 제1절에서는 아세안 역내 국가 간 저탄소 에너지 협력 사업 추진 현황 및 성과를 살펴본다. 제2절에서는 아세안 역내 국가 간 그리고 아세안 국가와 역외 국가 간의 저탄소 에너지협력 사업의 추진 체계와 성과를 살펴보고, 제3절에서는 저탄소 에너지 기반구축을 위한 아세안 주요국의 도전과제를 도출한다.

제1절에서는 아세안에서 다자협력 차원에서 추진하고 있는 저탄소 에너지 협력 사업의 연혁과 핵심 정책을 살펴보고, 전력망연계, 가스관 구축 등 아세안 차원에서 추진하고 있는 에너지 협력 사업의 경과와 성과를 살펴보았다. 제2절에는 국제사회의 아세안 국가들과의 저탄소 에너지 협력이 지속되고 있음에 주목하여 아세안 국가들에 대한 주요국의 ODA 협력 사업에 현황과 성과에 대해 살펴보았다.

아세안 국가들이 이렇게 역내 협력과 해외 주요국들과의 협력을 통해서 저탄소 에너지 시스템 구축을 위해 노력하고 있음에도 불구하고 많은 제약요인과 도전과제가 있다. 이에 제3절에서는 아세안 국가들 앞에 놓인 저탄소 에너지 기반 구축에의 도전과제를 살펴보았다.

1. 아세안 역내 국가 간 저탄소 에너지 협력 사업 추진 현황 및 성과

가. 아세안 다자 에너지 협력 사업 APAEC의 추진 배경 및 경과

아세안 역내 다자 에너지 협력은 「에너지 협력을 위한 아세안 행동계획」(APAEC)과 직접적으로 연관되어 있으며, 아세안 차원의 에너지 다자협력 사업은 사실상 전부 이 행동계획 하에서 추진된다고 볼 수 있다. 구체적으로 APAEC

은 ‘아세안 경제 공동체’(ASEAN Economic Community)라는 목표를 달성하기 위해 다자간 에너지 협력 및 통합 촉진을 목표로 하는 일련의 정책 문서 및 지침이다.¹⁹³⁾ APAEC는 아세안 역내에서 에너지 안보, 에너지 접근성, 경제성 및 지속가능성을 증진하기 위해서 아세안 회원국뿐만 아니라 국제기구 등과의 협력을 위한 플랫폼 역할도 하고 있다.¹⁹⁴⁾ APAEC는 5년 단위로 새로 수립하는데, 「APAEC 1999~2004」이 최초의 계획이었고, 가장 최근에 수립되어 현재 계획기간 중에 있는 APAEC는 「APAEC 2016~2025」의 후반 5년에 해당하는 「APAEC 2016~2025 Phase II: 2021-2025」이다.

「APAEC 1999~2004」는 1998년 하노이 행동계획에서 규정한 ‘아세안 비전 2020 이행계획’의 일환으로 처음 추진되어, 아세안 전력망(ASEAN Power Grid, APG), 아세안 가스 파이프라인, (Trans-ASEAN Gas Pipeline, TAGP), 에너지 효율 및 절약, 신재생에너지, 석탄 및 청정석탄 기술(Coal and Clean Coal Technology), 지역 에너지 전망, 에너지 정책 및 환경 분석을 6대 에너지 협력분야로 설정하였다.¹⁹⁵⁾ 동 계획은 아세안 회원국 간의 에너지 협력과 외부의 대화 파트너(Dialogue Partner, DP)나 국제기구와의 협력 파트너십 마련을 위한 최초의 기반을 구축했다고 평가된다.¹⁹⁶⁾

이어 「APAEC 2004~2009」는 「ASEAN Vision 2020」에 따라 2004년에 도출된 ‘비엔티엔 액션 플랜’의 에너지 협력 의제를 지원했고, ASEAN 전력망에 대한 양해각서(Memorandum of Understanding, MOU)와 에너지 효율과 신재생에너지 부문에 대해 ‘아세안 에너지 어워드’가 도입되었다.¹⁹⁷⁾ 또한, 지역에너지 전망, 에너지 정책 및 환경 분석 프로그램은 지역 에너지 정책 및

193) ASEAN Centre for Energy(2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 PHASE II: 2021-2025. p.1.

194) ASEAN Centre for Energy(2020). p.1.

195) ASEAN Centre for Energy(2020). p.4.

196) ASEAN Centre for Energy(2020). p.4.

197) ASEAN Centre for Energy(2020). p.4.

계획으로 대체되어 APAEC의 전반적인 이행 모니터링, 정책 검토 및 권고 사항 추진으로까지 활동 범위를 확대하였다.¹⁹⁸⁾

「APAEC 2010~2015」에서는 2011년 브루나이에서 아세안과 IEA와의 MOU 체결, 아세안 횡단 파이프라인 사업의 연장에 관한 MOU 체결, 2015년 까지 에너지 집약도 8% 감축 목표 및 신재생에너지 발전 설비 비중 15% 목표의 초과 달성이라는 성과를 거두었다.¹⁹⁹⁾ 또한 아세안은 원자력 분야의 정보 교환 및 역량 강화를 촉진하기 위해 민간 원자력 에너지에 관한 프로그램을 처음으로 구축하여 에너지 협력을 확대했다.²⁰⁰⁾

이후, 「APAEC 2016~2025」는 이전과는 달리 10년을 계획기간으로 잡고 전반 5년(2016~2020년)을 1단계(Phase I) 기간으로서 ‘모두를 위한 에너지 안보, 접근성, 경제성 및 지속가능성을 달성하기 위한 아세안의 에너지 연결성 및 시장 통합 강화’라는 주제로 단기 및 중기 전략을 수립했다.²⁰¹⁾ 「APAEC 2016~2025」 Phase I (2016~2020)에서는 에너지시스템의 지속가능성에 대한 아세안의 약속으로서 에너지 집약도 및 신재생 에너지에 대한 목표를 설정하고, 7대 에너지 협력 프로그램을 지속 추진하였다.²⁰²⁾ 2022년 현재 「APAEC 2016~2025」의 2단계(Phase II) 계획이 추진 중으로 이어지는 소절에서는 1단계 계획기간의 협력 사업 성과와 2단계 계획으로 현재 추진 중인 협력 사업 현황을 차례로 살펴본다.

198) ASEAN Centre for Energy(2020). p.4.

199) ASEAN Centre for Energy(2020). p.4.

200) ASEAN Centre for Energy(2020). p.4.

201) ASEAN Centre for Energy(2020). p.5.

202) ASEAN Centre for Energy(2020). p.5.

나. 「APAEC 2016~2025」 Phase I (2016~2020)의 주요 협력 사업 및 추진 성과

1) 아세안 전력망(ASEAN Power Grid) 구축 사업

다자간 전력 거래는 전력 시스템의 유연성을 제고할 수 있으며, 특히 신재생 에너지 전력을 효율적으로 공유할 수 있다. 예를 들어, 라오스의 수력 발전으로 생산된 전력을 베트남과 태국으로 수출하여 유연성을 제공할 수 있으며, 베트남은 태양광 발전량이 많을 때 생산된 전력을 라오스로 수출하여 출력제한(Curtailment)을 최소화할 수 있다.²⁰³⁾ 또한, 다자간 전력 거래를 통해서 역내 전력 시스템의 유연성을 높이고, 신재생에너지 전력의 통합(Integration)을 촉진할 수 있으며, 전체 시스템 비용도 절감할 수 있다.²⁰⁴⁾ 물론, 전력 거래를 용이하게 하기 위해서는 제도적 틀과 계약 구조의 적절한 조정이 필요하며, 보다 유연한 지역 간 시장 모델의 도입이나, 지속적 데이터 공유와 같은 제도적 개선과 협력이 필요하다.²⁰⁵⁾

아세안 전력망의 부분이자, 최초의 다자간 전력 교역망 프로젝트인 라오스-태국-말레이시아-싱가포르 전력 통합 프로젝트(Lao PDR-Thailand-Malaysia-Singapore Power Integration Project, LTMS-PIP)는 2014년에 기존 전력망을 사용하여 최대 100MW의 국가 간 전력 거래의 기술적 타당성 검증에 합의하면서 시작되었다.²⁰⁶⁾ 이후 LTMS-PIP는 2017년에 성공적으로 개통되었고, 2020년 8월 기준, LTMS-PIP 1단계 사업과 LTM-PIP(Lao PDR-Thailand-Malaysia Power Integration Project) 1단계 및 2단계 사업으로 총 30.2GWh의 전력이 거래되었다.²⁰⁷⁾ 라오스, 태국, 말레이시아 3국은 최대 약정 거래용

203) IEA(2022). Southeast Asia Energy Outlook. p.123.

204) IEA(2022). p.123.

205) IEA(2022). p.123.

206) IEA 2022). p.123.

량을 100MW에서 300MW로 확대하기로 합의했다.²⁰⁸⁾ 그리고 라오스, 태국, 말레이시아, 싱가포르 4국은 2021년 이후에 싱가포르와의 전력 거래를 확대할 LTMS-PIP 2단계 사업에 대한 논의에 착수했다.²⁰⁹⁾

또한, 아세안의 다자간 전력무역에 관한 연구로 ① 아세안 전력망 송전시스템 운영자(ASEAN Power Grid Transmission System Operator, ATSO) 및 아세안 발전 및 송전 시스템 계획기구(ASEAN Generation and Transmission System Planning Institution, AGTP) 설립에 관한 연구, ② 아세안 지역 발전용 1차 에너지자원에 관한 연구, ③ 발전을 위한 자원, 양자 및 국가 간 전력 상호 연결 및 교역을 위한 법률 및 규제 프레임워크에 관한 연구, ④ ACE(아세안에너지센터)와 중국 신재생 에너지공학 연구소(China Renewable Energy Engineering Institute, CREEI)의 아세안-중국 간 전력 협력 연구, ⑤ 국경 간 전력 거래 과세에 관한 연구, ⑥ 아세안 전력 프로젝트의 PPP 재원 조달 가이드라인 연구, ⑦ 다자간 전력 교역 타당성 연구 및 신재생에너지의 국경 간 전력 거래 통합에 대한 아세안 신재생에너지 통합 연구의 성과가 발표되었다.²¹⁰⁾

207) ASEAN Centre for Energy(2020). p.14.

208) ASEAN Centre for Energy(2020). p.14.

209) ASEAN Centre for Energy(2020). p.5.

210) ASEAN Centre for Energy(2020). p.5.

표 3-1. 아세안 국가별 국가 간 전력망 연계 및 전력 거래 양상

국가	전력망 연결 국가	전력 거래 방향	국내 전력시장 구조
브루나이	없음.	없음.	수직 통합
캄보디아	라오스, 태국, 베트남	(수출) 태국 (수입) 라오스, 태국, 베트남	수직 통합
인도네시아	말레이시아	(수출) 말레이시아	수직 통합
말레이시아	인도네시아, 싱가포르, 태국	(수출) 싱가포르(비금융거래) (수입) 캄보디아, 태국, 베트남	수직 통합
미얀마	라오스, 태국		수직 통합
필리핀	없음.		구조 개편
싱가포르	말레이시아	(수출, 수입) 말레이시아(비금융거래) (수입) 말레이시아(잠정 중단), 라오스	구조 개편
태국	캄보디아, 라오스, 말레이시아, 미얀마	(수입) 캄보디아, 라오스 (전력 타송) 라오스-말레이시아 구간	수직 통합
베트남	캄보디아, 라오스	(수출) 캄보디아 (수입) 라오스	수직 통합에서 구조 개편 추진 중

자료: IEA(2022), Southeast Asia Energy Outlook. p.123.

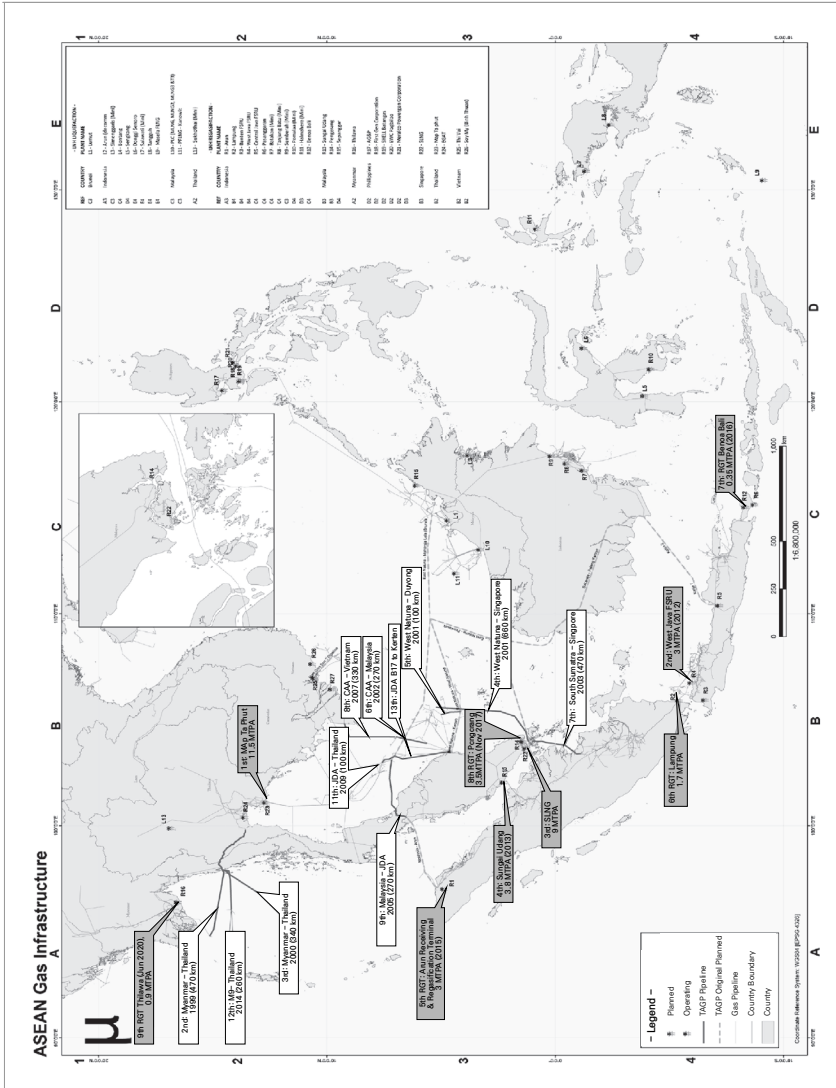
주: 현재 역내 인접국과 전력망 연계가 되어 있지 않은 브루나이, 필리핀도 아세안 전력망 사업이 완성되면 전력망 연결이 이루어지게 됨.

2) 아세안 가스 파이프라인(Trans-ASEAN Gas Pipeline, TAGP) 구축 사업

아세안 가스 파이프라인은 연장이 3,631 km로 13개 구간의 파이프라인과 2020년 기준 총 용량이 38.75 MTPA인 9개의 LNG 재기화 터미널이 상호 연결되어 6개의 아세안 회원국을 연결한다. 아세안 석유위원회(ASEAN Council on Petroleum, ASCOPE)는 도착지 제한 없는 LNG 모델 매매 계약, 천연가스 백서, 소규모 LNG에 대한 연구, LNG 병커링에 대한 연구 등을 완료했다.²¹¹⁾

211) ASE.AN Centre for Energy(2020). p.6.

그림 3-2. 아세안 역내 천연가스 인프라와 아세안 가스 파이프라인(TAGP) 구축 현황



자료: ASEAN Centre for Energy(2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation(APAEC) 2016~2025 PHASE II: 2021~2025. p.19.

주: 아세안 가스 파이프라인은 지도에서 짙은 실선으로 표시됨.

3) 석탄 및 청정석탄 기술 협력

아세안 회원국들은 청정석탄 기술의 보급을 위한 노력으로 2019년에 초임계 및 초초임계 석탄 화력발전기 용량이 총 10,021MW에 달했고, 에너지 전환에서 석탄의 역할과 환경적으로 책임성 있는 석탄의 개발 및 활용에 대해 정보를 공유하기 위한 워크숍과 역량구축 활동을 수행했다.²¹²⁾ 아세안 석탄 포럼에서는 2018년 말레이시아에서 고위급 정책 대화를 개최했고, 2020년에는 제1회 아세안 석탄 비즈니스 라운드테이블을 개최하였다.²¹³⁾

그리고 청정석탄 기술과 역할에 대한 연구들로 ① 아세안에너지센터(ACE)-일본이 수행한 전력계획 수립을 위한 아세안 청정석탄 기술 핸드북 작성 연구, ② ACE와 세계석탄협회(World Coal Association, WCA)가 수행한 지속가능한 에너지 미래에서 저배출 석탄의 역할에 대한 연구, ③ 석탄 업그레이드 타당성 연구, ④ 청정석탄 기술 재무 모델 연구, ⑤ ACE와 중국 에너지기술경제연구소(CETERI)가 수행한 청정석탄 활용 로드맵 연구 등이 완료되어 보고서를 발간하였다.²¹⁴⁾

4) 에너지 효율 및 절약 협력

아세안은 에너지 효율 및 절약 프로그램을 통해서 2020년 에너지집약도를 2005년 수준 대비 20% 이상 개선한다는 목표를 수립했고, 2018년에 이미 21%의 개선율을 보여 당초 목표를 초과 달성했다.²¹⁵⁾ 아세안 에너지 장관 회의에서는 에너지 효율과 관련한 3개의 정책 문서로 ① 에어컨 최저에너지소비효율기준(MEPS)통합을 위한 지역 정책 로드맵(2017년), ② 조명기기 최저에너지소비효율기준의 통합을 위한 지역 정책 로드맵(2019년), ③ 아세

212) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

213) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

214) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

215) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

안 전기 및 전자 장비 상호 인식에 관한 에너지 효율성 통합 지침(2019년)을 승인했다.²¹⁶⁾

또한, 녹색 건물법 추진, 제로 에너지 빌딩 어워드, 에너지 효율 금융 등의 사업이 시작되었고, 54명의 에너지 관리자 훈련관이 아세안-일본 에너지 효율 파트너십(ASEAN-Japan Energy Efficiency Partnership, AJEEP) 인증을 받았다.²¹⁷⁾ 아세안 SHINE 조명 1단계 사업이 2017년 완료되었고, 아세안 지역 효율적 조명 시장 평가 보고서, 아세안 에너지절약기업(Energy Saving Companies, ESCO) 보고서, 아세안 에너지 효율 및 절약 모범 사례 보고서가 출판되었다.²¹⁸⁾

5) 신재생에너지 협력

아세안의 신재생에너지 협력 프로그램에 힘입어, 2018년 기준 아세안의 1차 에너지 총 공급 대비, 신재생에너지의 비중이 13.9%로 확대되었고, 2025년 목표로 신재생에너지 비중 23%를 설정했다.²¹⁹⁾ 제37회 아세안 에너지장관 회의에서 바이오연료, 바이오 에너지의 활용과 인력 개발을 촉진하기 위해 ACE와 태국 국가과학기술개발원(National Science and Technology Development Agency, NSTDA) 간에 MOU를 체결하였다.

또한, 아세안과 독일 에너지 프로그램의 지원으로 ① 아세안의 신재생에너지 연구개발(Research and Development, R&D) 전망, ② 아세안의 신재생에너지 계획의 균등화 비용(Levelized Cost of Electricity, LCOE) 평가, ③ 아세안에서의 신재생에너지 보험 및 보증제도, ④ 말레이시아, 태국, 인도네시아의 변동성 신재생에너지 발전에 대한 전력망법 검토 연구가 수행되었다.²²⁰⁾ 그

216) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

217) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

218) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

219) ASEAN Centre for Energy(2020). p.6.

220) ASEAN Centre for Energy(2020). pp.6~7.

리고 ACE와 중국 신재생에너지공학연구소(CREED)의 아세안 발전차액지원제도 메커니즘 보고서와 ACE와 노르웨이 국제문제연구소(Norsk Utenrikspolitisk Institutt, NUPI)의 신재생에너지 투자 연구가 수행되었다.²²¹⁾

6) 역내 에너지 정책 및 계획 협력

역내 에너지 정책 및 계획 협력 프로그램은 아세안 에너지 정책 및 계획 수립 과정에서 아세안 회원국들 간의 협력 수요를 더 잘 발굴하고, 지원하기 위한 프로그램이다. ACE는 독일에너지프로그램의 지원으로 2017년과 2020년에 각각 5차 및 6차 아세안 에너지 전망(AEO5 및 AEO6)을 발표하여, 에너지 안보, 에너지 전환 및 에너지 복원력을 강화하기 위한 아세안 지역의 에너지 환경과 정책 방향을 제시했다.²²²⁾

2017년 9월 필리핀 마닐라에서 열린 제35차 아세안 에너지 장관회의에서는 아세안과 국제신재생에너지기구(IRENA) 간의 대화가 이루어진 이후, 2018년 10월 싱가포르에서 열린 제36차 아세안 에너지 장관회의에서 아세안과 IRENA 간에 협력 MOU가 체결되었다.²²³⁾ 같은 해에 ‘에너지 협력을 위한 아세안 행동계획(APAEC)’의 주요 성과와 아세안의 에너지 이해관계자를 위한 전략적 방향을 담은 아세안 에너지 협력 보고서(ASEAN Energy Cooperation Report, AECR)와 아세안 에너지 통계 보고서가 발간되었으며, 2018년에는 아세안을 위한 에너지 투자 및 자금 조달에 관한 역량구축 로드맵이 개발되었다.²²⁴⁾

221) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

222) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

223) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

224) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

7) 민간 원자력 에너지(Civil Nuclear Energy) 프로그램

민간 원자력 에너지 프로그램은 원자력의 정책, 기술 및 규제 측면에서 아세안 국가들의 역량 향상을 도모하는 협력 사업이다. 원자력 프로그램의 장기 개발을 위한 ACE와 캐나다 간의 원자력 및 방사선 안보 역량 구축 협력인 ‘원자력 방사선 프로그램 관리 지원 사업’(Nuclear Radiological Program Administrative Support, NRPAS)이 2018년에 완료되었다. 이 NRPAS 연구 사업의 결과로, ① 아세안 회원국의 원전 건설에 대한 사전 타당성 조사, ② 아세안 회원국의 원자력법 및 규제 프레임워크 연구 등 보고서가 발표되었다.²²⁵⁾

또한, ACE와 일본 원자력기구(Japan Atomic Energy Agency, JAEA) 간의 협력 프로그램의 일환으로 원자력 안보 및 지역 협력 모범 사례에 관한 세미나가 2017년 4월과 2019년 5월에 각각 개최되었다.²²⁶⁾ 이 외에도 2020년에는 아세안 원자력 포털을 개발하였다.²²⁷⁾

다. 「APAEC 2016~2025」 Phase II (2021~2025)의 주요 협력 사업의 추진 전략

1) 아세안 전력망(ASEAN Power Grid) 구축 사업

‘APAEC 2016~2025’ Phase II (2021~2025)에서 아세안은 에너지 전환과 지속가능한 에너지 미래를 위해 신재생에너지의 더 많은 보급과 저렴하고 복원력 있는 전력 공급을 위해 다자간 전력 거래를 확대함으로써 아세안 전력망 구축을 위한 노력을 지속 강화할 계획이다.²²⁸⁾ 이를 위해 아세안은 아세안 전력망 프로젝트 추진 가속화 및 다자간 전력거래 확대, 다자간 전력거래 제도

225) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

226) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

227) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

228) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

적 역량 및 규제 역량 개발, 최소 기술 표준의 조화로운 적용, 신재생에너지 및 디지털 기술의 전력망 통합이라는 전략 하에서 하위 액션 플랜을 수립하고 이를 추진 중이다.²²⁹⁾

표 3-2. 아세안 전력망 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜

주요 전략	액션 플랜
아세안 전력망 프로젝트 진행 가속화 및 다자간 전력거래 확대	<ul style="list-style-type: none"> • AIMS III(ASEAN Interconnection Masterplan Study III)를 포함한 주요 연구 결과를 고려하여 계획된 최소 4개의 프로젝트에 대한 기술 타당성 및 상업적 타당성 검토 완료 • 기존 MPT를 다른 AMS로 확장하거나 다자간 전력 거래 개시 • 아세안 전력망 프로젝트에 대한 투자 촉진 및 기술 및 지식 이전 촉진
다자간 전력 거래 발전 최소 요건인 제도 및 규제 역량 강화	<ul style="list-style-type: none"> • 정부 간 조정 및 촉진 메커니즘을 구축하고 다자간 전력거래 및 아세안 전력망 제도 및 규제 역량 개발 • 다자간 전력거래 구현을 위한 기존 및 신규 지역 기관 설립 타당성 평가 • 분쟁 해결 메커니즘 개발 • 내 전력 시장에 적합한 무역 모델 분석
다자간 전력거래 발전을 위한 최소 기술 요구사항 조화 작업	<ul style="list-style-type: none"> • 송전 인터커넥터용 조정 그리드 코드 개발 • 탁송요금 조정 방법론 개발 • 역내 시장 제 3자 접속(Third Party Access) 지침 개발 • 데이터 공유 지침 및 모범 사례 개발 • 통합 전송 용량 계산 방법론 개발 • 역내 전력 시스템 신뢰성 및 품질 평가 방법 개선으로 전력망 복원력 및 현대화
신재생 에너지 및 디지털 기술의 아세안 전력망에 통합 방법론 모색	<ul style="list-style-type: none"> • 신재생에너지 투자 기회의 잠재력과 아세안 전력망에 대한 기여도 평가 • 수요 관리, 기타 유연성 자원 및 신 기술을 고려한 아세안 전력망 확장성 분석 • 아세안 전력망에 대해 스마트 그리드 및 사이버 보안 기술 및 정책 활동 수행

자료: ASEAN Centre for Energy(2020), pp.16~17.

2) 아세안 가스 파이프라인(Trans-ASEAN Gas Pipeline) 구축 사업

가스 부문에서는 아세안은 천연가스 활용을 촉진하기 위한 홍보 전략을 개발하고 상업 및 인프라 기반 구축을 위해 지역 협력을 강화하는 것을 포함하여

229) ASEAN Centre for Energy(2020), pp.14~16.

공동 가스 시장의 개발을 추구한다.²³⁰⁾ 역내 천연가스 수요 증가에 주목하면서 APAEC 2단계에서 아세안의 전략은 파이프라인 및 재기화 터미널을 통해 파이프라인 가스 및 LNG(Liquefied Natural Gas)의 접근성과 연결성의 지속적 개선, 아세안 공동 천연가스 시장 발전을 위한 홍보 강화 등을 주요 추진 전략으로 수립하였고, 하위 액션 플랜으로 2025년까지 최소 1기 이상의 LNG 재기화 터미널이나 국경 간 파이프라인 신규 건설, 소규모 LNG나 병커링 관련 정부 지원 필요 사항 확인, 천연가스 공동 시장 발전을 위한 홍보 강화 등을 액션 플랜으로 포함하고 추진 중이다.²³¹⁾

표 3-3. 아세안 가스 파이프라인 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜

주요 전략	액션 플랜
파이프라인 및 재기화 터미널을 통한 천연가스 연결성 향상	<ul style="list-style-type: none"> • 2025년까지 최소 1개의 신규 LNG 재기화 터미널 또는 국경 간 가스 파이프라인 개발 지원 • 아세안 가스 인프라 통합정보(기술데이터베이스) 개발
파이프라인 및 재기화 터미널을 통해 가스 및 LNG 접근성 향상	<ul style="list-style-type: none"> • 소규모 LNG 및 LNG 병커링 관련 아세안 회원국 정부의 지원 필요 사항 확인 • 상업적 준비성 및 인프라 준비수준 개선을 위해 아세안 회원국 간의 기술 및 지식 이전 촉진을 위한 지역 협력 강화
아세안 공동가스시장 발전 지원	<ul style="list-style-type: none"> • 천연가스에 대한 우호적 인식을 강화하기 위해 천연가스 및 관련 인프라의 가치에 대한 커뮤니케이션 전략 개발 • 공동 천연가스 시장의 발전을 촉진하고 국영 석유기업사 및 이해 관계자의 역할을 구축을 위해 천연가스에 우호적인 이해 관계자의 역량 향상

자료: ASEAN Centre for Energy (2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 PHASE II: 2021~2025. p.21.

3) 석탄 및 청정석탄 기술 협력

아세안에서는 석탄 자원이 풍부하며 저렴한 발전용 에너지원으로써 2021년부터 2025년까지 약 46GW의 석탄 발전기가 추가될 전망으로 에너지 전환과

230) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

231) ASEAN Centre for Energy(2020). p.20.

저탄소 경제로의 이행을 위해서 초임계 석탄발전기나 초초임계 석탄발전기와 같은 청정석탄 기술의 보급과 CCUS의 역할을 강조한다.²³²⁾ 현재는 아세안의 석탄 및 청정석탄 기술 협력 프로그램 추진 전략으로 청정석탄 기술과 CCUS 촉진을 위한 모범 사례 전파, 워크숍 및 로드맵 개발을 추진하고, 청정석탄 기술 인식 제고를 위한 홍보 전략 수행, 청정석탄 기술에 대한 투자와 혁신, 파트너십 촉진을 위한 비즈니스 라운드테이블 또는 컨퍼런스 개최, 청정석탄 기술 연구개발 등을 추진하고 있다.²³³⁾

표 3-4. 석탄 및 청정석탄 기술 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜

주요 전략	액션 플랜
에너지 전환 및 저탄소 경제를 위한 청정석탄 기술 및 CCUS 촉진	<ul style="list-style-type: none"> • 아세안 석탄 어워드를 통한 청정석탄 기술 모범 사례 전파 • 발전사, 독립전력생산자(Independent Power Producer, IPP), 금융 기관, 에너지 정책 입안자를 대상으로 한 2개 이상의 정책 워크숍 개최 • 전략적 석탄 보고서 작성 및 저탄소 에너지 시스템 촉진을 위한 청정석탄 기술과 CCUS의 잠재력 탐색 연구 수행 • 아세안의 석탄 화력 발전소를 위한 청정석탄 기술 및 CCUS 로드맵 개발
청정석탄 기술 인식 제고를 위한 지역 활동과 전략적 아웃리치 수행	<ul style="list-style-type: none"> • 지구 환경 문제에 비추어 석탄의 이미지와 에너지 전환에서 석탄의 역할을 제고하기 위한 2개 이상의 행사 개최 • 기업의 사회적 책임 프로젝트와 아세안 석탄 어워드 모범 사례 확산 워크숍을 최소 1회 개최 • 지속 가능한 에너지 미래 및 회복력 있는 에너지 시스템에서 청정석탄 기술의 역할에 대한 음성 커뮤니케이션 도구 개발 • 대화 파트너 및 국제기구와의 정책 토론 개최
아세안 석탄 비즈니스 라운드테이블 및 컨퍼런스 개최로 청정석탄 투자, 혁신 및 파트너십 촉진	<ul style="list-style-type: none"> • 2년마다 아세안 석탄 비즈니스 라운드테이블 및 컨퍼런스 개최 • 저탄소 경제에서 석탄 교역의 미래 전망에 대한 분석 • 청정석탄 기술 관련 재원조달 가이드라인 개발 • 석탄 부문 혁신, 디지털화 및 파트너십의 잠재력 검토 • 청정석탄 기술 투자 및 파트너십 촉진을 위한 석탄 DB 및 정보 시스템 개선

232) ASEAN Centre for Energy (2020). p.24.

233) ASEAN Centre for Energy (2020). pp.24~25.

표 3-4. 계속

주요 전략	액션 플랜
첨단 CCT 연구, 개발 및 혁신	<ul style="list-style-type: none"> • 아세안 청정 석탄 기술 우수 센터(ASEAN COE-CCT) 운영 계획 수립 • 최소한 1건 이상의 공동 정책 연구 수행 및 보고서 발간 • 대화 파트너가 참여하는 청정석탄 기술 실증 프로젝트 제안 및 탐색 • 아세안 석탄 부문의 제도적, 인적 역량 강화

자료: ASEAN Centre for Energy(2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016~2025 PHASE II: 2021~2025. pp.26~27.

4) 에너지 효율 및 절약 협력

에너지 효율성 및 절약 부문에서는 2005년 수준 대비 2025년까지 에너지 집약도 32% 개선 목표 달성을 위해 건물, 수송 및 산업 부문의 효율 개선을 추구한다.²³⁴⁾ 아세안은 에너지 효율 및 절약 협력 프로그램에서 에너지 소비 제품의 효율 기준 및 등급제 확대, 민간 또는 금융 기관의 에너지 효율 프로젝트 참여 강화, 건물 에너지 효율의 지속가능성 강화, 수송 부문 에너지 효율 개선, 산업 부문 에너지 효율 및 관리 고도화를 주요 전략으로 추진 중이다.

표 3-5. 에너지 효율 및 절약 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜

주요 전략	액션 플랜
에너지 소비 제품의 에너지 소비 효율 기준 및 등급제 확대	<ul style="list-style-type: none"> • 최저에너지소비효율기준제를 위한 지역/ 국가 정책 로드맵 개발 및 구현 • 최저에너지소비효율기준제 점진적 강화 메커니즘 논의 개시 • 제품 등록 DB 및 테스트 인프라 향상을 포함한 모니터링, 검증 및 시행 (MVE) 이니셔티브 도입 • 에너지 효율 상호인정 협정(mutual Recognition Agreement) 지침 확장
에너지절약전문기업(ESCO) 및 에너지효율/절약 추진 클러스터 등 민간 및 금융 기관의 참여 강화	<ul style="list-style-type: none"> • 에너지 효율 및 절약 프로젝트에 대한 비즈니스 포럼 및 매칭 활동 • 연례 아세안 에너지 효율 및 절약 어워드 지속/확대 • 에너지 효율 및 절약 클러스터, 창업 인큐베이션 센터, 금융 기관 및 민간 부문과 파트너십 계획 수립 • 아세안 통합 에너지 관리 인증제 개발 착수 • 혁신적 에너지 효율 재원조달 메커니즘에 대한 정보 공유

234) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

표 3-5. 계속

주요 전략	액션 플랜
건물 에너지 효율의 지속가능성 강화	<ul style="list-style-type: none"> • 건물 및 냉방 로드맵에서 지속 가능한 에너지 효율 개발 및 보급 • 건물 이니셔티브에서 지속 가능한 에너지 효율 정보 공유
수송 부문 에너지 효율화	<ul style="list-style-type: none"> • 아세안 회원국의 정책 및 목표를 촉진하기 위해 대화 파트너 및 국제기구와 차량 연비에 대한 역량 구축 • 수송 부문 에너지 효율 및 절약 모범 사례 정보 공유
산업 부문 에너지 효율 및 에너지 관리 고도화	<ul style="list-style-type: none"> • 산업 부문 에너지 효율 및 절약 모범 사례 역량 강화 및 정보 공유 • 산업 부문 에너지 관리 촉진 및 에너지 소비 절감

자료: ASEAN Centre for Energy(2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 PHASE II: 2021-2025. pp.32~33.

5) 신재생에너지 협력

신재생에너지 대량 공급 및 아세안 전력망의 신재생에너지 수용 확대, 신재생에너지 투자 및 기술 개발을 통해, 아세안은 2025년까지 1차 에너지 총공급 대비 신재생에너지 비중 23%, 총 발전용량 대비 신재생에너지 비중 35% 목표 달성을 위해 협력하고 있다.²³⁵⁾ 아세안은 신재생에너지 정책 및 탈탄소화 경로 개발, 고위급 정책대화, R&D 네트워크 강화, 파이낸싱 메커니즘 개발, 바이오에너지 개발 지원, 정보 제공 및 훈련 강화를 주요 전략으로 추진 중이다.²³⁶⁾

표 3-6. 신재생에너지 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜

주요 전략	액션 플랜
신재생 에너지 정책 추진 및 탈탄소화 경로 개발	<ul style="list-style-type: none"> • 아세안 신재생 에너지 전망 보고서 발간 • 아세안 장기 신재생에너지 로드맵 개발
에너지 전환, 접근성 및 회복성 가속화를 위한 고위급 정책 대화 개최	<ul style="list-style-type: none"> • 신재생 에너지 보급 확대를 위한 심층 분석 수행 • 신재생에너지 고위급 대화 개최, 대화 파트너 및 국제기구의 참여를 동반한 신재생에너지 이니셔티브 개발

235) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

236) ASEAN Centre for Energy(2020). pp.37~38.

표 3-6. 계속

주요 전략	액션 플랜
신재생에너지 연구개발(R&D) 네트워크 강화	<ul style="list-style-type: none"> 연구시설 공유, 연구인력 교류 등 신재생에너지 기술개발 협력을 위해 2개 이상의 연구기관, 대학, 인큐베이션 센터 등과 네트워크 구축 최소 2개 지역 또는 국제기구와 신재생에너지 네트워크 개발
혁신과 파트너십을 위한 신재생 에너지 파이낸싱 메커니즘 개발	<ul style="list-style-type: none"> 신재생에너지 파이낸싱을 위해 최소 1개 이상의 국가/지역/국제 금융 기관과 네트워크 구축 금융 조달 가능한 프로젝트 촉진을 위한 신재생에너지 지원 메커니즘 개발
지속 가능성 향상을 위한 바이오연료 및 바이오에너지 개발 지원	<ul style="list-style-type: none"> 바이오 연료 및 바이오 에너지 활용도 증대를 위한 R&D 추진 네트워크 구축 에너지 부문 탈탄소화를 위한 바이오연료 및 바이오에너지 잠재력 분석 바이오연료 및 바이오에너지 보급 가속화를 위한 정책 지원 및 수단 정보 공유
아세안 신재생에너지 정보 및 훈련 센터 강화	<ul style="list-style-type: none"> 신재생에너지 정보교육센터로서의 ASEAN Center for Energy 역량 강화 매년 주제별 역량 강화 및 교육 실시 아세안 지역의 신재생 에너지 개발 및 활용 모니터링

자료: ASEAN Centre for Energy(2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 PHASE II: 2021-2025. pp.37~38.

6) 역내 에너지 정책 및 계획 협력

지역 에너지 정책 및 계획 협력과 관련해서는 대화 파트너 및 국제기구와의 협업을 통해서 아세안 에너지 부문의 위상 제고, 데이터 분석 역량 향상, 공동 연구 및 정책 대화 추진, APAEC의 이행 관리, 에너지 인프라 투자 및 자원 유치, 에너지-기후 넥서스 관련 정보 공유를 주요 전략으로 추진 중이다.²³⁷⁾

표 3-7. 역내 에너지 정책 및 계획 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜

주요 전략	액션 플랜
아세안 에너지 부문의 국제적 위상 제고	<ul style="list-style-type: none"> 에너지 부문별 네트워크(Sub-Sector Network) 및 특별 에너지 기구(Specialize Energy Body)의 활동, 대화파트너 및 국제기구와 협력 기회를 강조하는 아세안 에너지 협력 보고서 발행 이슈별 정기적 지역 에너지 전망 및 전략 보고서 발행 아세안 에너지 통계, 정책 검토 및 분석 시리즈 발행

237) ASEAN Centre for Energy(2020). pp.41~42.

표 3-7. 계속

주요 전략	액션 플랜
아세안 에너지 정책 및 계획에 대한 데이터 및 분석 수준 향상	<ul style="list-style-type: none"> • 대화 파트너/국제기구와 공동으로 에너지 정책 및 계획 워크숍/교육 과정 운영 • 대화 파트너/국제기구와 공동으로 심층 데이터 분석 워크숍/교육 과정 운영 • 대화 파트너/국제기구에 데이터 분석을 위한 인력 파견 기회 마련
대화 파트너/국제기구와의 협업 강화	<ul style="list-style-type: none"> • 에너지 개발에 대한 글로벌 및 지역 기구와의 정책 대화 구성 • 국제기구, 연구기관, 대학 및 산업계와 공동 연구 수행 • 2025년까지 2개 국제기구와 신규 MOU 또는 계약 체결
APAEC 이행의 효과적관리	<ul style="list-style-type: none"> • APAEC 프로그램의 추진 상황 모니터링 및 평가 • APAEC 2016~2025 2단계 (2021~2025) 이행에 대한 중간 평가 및 포커스 그룹 토론 수행 • 2025년 승인을 목표로, 2024년부터 APAEC 2026~2035 수립 작업 착수
아세안 에너지 인프라 성장 가속화를 위한 투자 및 자금 유치	<ul style="list-style-type: none"> • 규제 여건의 에너지 인프라 및 기술 투자 유인 능력 강화를 위해 2021~2025년 로드맵 개발 • 발전 프로젝트의 금융 조달을 위한 재정 지속가능성 평가에 대한 워크숍 시행 • 금융기관 등과 민간 협력 강화
에너지-기후 넥서스 정보 공유 촉진	<ul style="list-style-type: none"> • 정책 대화를 포함하여 에너지-기후 연계에 대한 정보 및 모범 사례 공유 • 에너지 및 기후 연관성을 다루기 위한 연구 출장 수행 • 아세안 저탄소 전환에 관한 지역 세미나 개최

자료: ASEAN Centre for Energy(2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation(APAEC) 2016~2025 PHASE II: 2021~2025. pp.41~42.

7) 민간 원자력 에너지(Civil Nuclear Energy) 프로그램

민간 원자력 에너지 협력 부문에서는 아세안은 원자력 과학 및 발전 기술에 대한 인적 자원 역량을 강화하기 위해 지역 이니셔티브를 추진하고 있다.²³⁸⁾ 주요 전략으로는 아세안은 원자력에 대한 대중의 이해도 및 시민 참여 증진, 원자력 발전에 대한 역내 및 국제협력 강화, 원자력 법률 및 발전 규제 프레임워크에 대한 인적 역량 구축, 원자력 발전 기술인력 역량 강화 등이다.

238) ASEAN Centre for Energy(2020). p.7.

표 3-8. 민간 원자력 에너지 협력 프로그램의 주요 추진전략 및 액션 플랜

주요 전략	액션 플랜
원자력 이해도 및 시민 참여 증진	<ul style="list-style-type: none"> • 원자력 이해도 향상을 위한 정보 교육 커뮤니케이션 캠페인 시행 • 아세안의 대체 에너지 옵션으로서 원자력에 대한 인식 제고를 위해 시민 참여활동 운영 • 원자력 발전에 대한 이해도 제고를 위해 지역 공공 커뮤니케이션 전략 개발 • 원자력 커뮤니티 및 DB포털 유지 및 업데이트
원자력 발전에 대한 지역 및 국제협력 강화	<ul style="list-style-type: none"> • 역내 원자력 촉진 및 조정 메커니즘에 대한 연구 수행 • 대화 파트너 및 국제기구와의 다년간 협업 구축
원자력 법률 및 발전 규제 프레임워크에 대한 인적 역량 구축	<ul style="list-style-type: none"> • 정책 입안자와 규제 기관을 위한 원자력 법률 및 규제 프레임워크에 대한 활동추진 • 국제 원자력 규제 기관에 대한 연구 방문 출장(최소 2회) • 원자력 법률 및 규제 프레임워크에 대한 기술 지원/기술 연구 수행
원자력 발전 기술 인력 역량 강화	<ul style="list-style-type: none"> • 연구 개발, 교육 및 훈련 등과 관련한 1개 이상의 활동 추진 • 기존 원자력 기관 시설을 활용하여 2개 이상의 역량 강화 활동 추진 • 원자력 발전 기술에 대한 인력 파견/교육 기회 마련을 위해 대화 파트너 및 국제기구와 협력 • 대화 파트너 및 국제기구와 함께 최소 2회의 실습 교육 시행

자료: ASEAN Centre for Energy(2020). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation(APAEC) 2016~2025 PHASE II: 2021~2025. pp.45~46.

2. 아세안 역내 국가와 역외 국가 간의 저탄소 에너지 협력 사업의 추진 성과

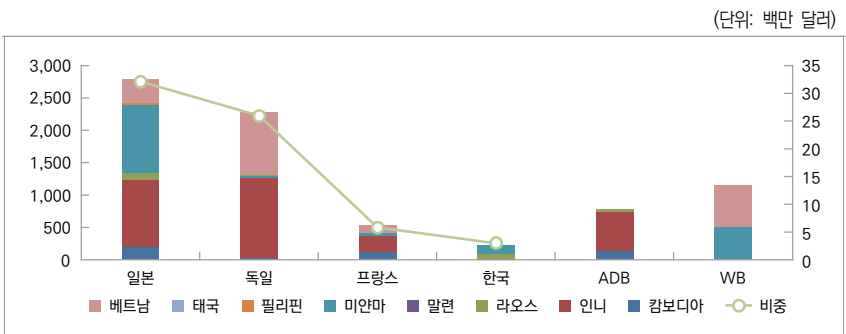
가. 해외 주요국의 아세안 대상 저탄소 에너지 및 인프라 부문의 ODA 공여 현황

ODA는 개발도상국을 대상으로 정부가 제공하는 유·무상 형태의 지원을 의미하며 개도국의 정치, 외교, 경제적 측면에 도움이 되기 위한 목적으로 추진된다. 하지만 ODA를 통해 수원국 뿐 아니라 공여 국가도 그 편익을 얻을 수 있다. 신재생에너지나 에너지 효율 등 저탄소 에너지 부문과 이를 공급할 수 있는 인프라 확대 목적의 ODA는 수원국의 기후변화 대응과 저탄소 에너지 전환에

기여할 뿐 아니라 공여국의 기술, 인력, 산업, 금융 부문까지의 진출이 확대될 수 있는 계기가 될 수 있다. 이러한 ODA의 역할과 기능 때문에 공여국이 중점적으로 제공하는 ODA 분야와 대상 국가를 분석해 봄으로써 그들이 추구하려는 관련 부문의 추진 전략과 그 목적을 가늠할 수 있다. 이에 이 절에서 아세안 역외 국가들이 아세안 역내 국가 대상으로 제공했던 저탄소 에너지 부문의 ODA 지원 성과와 그 특징을 살펴보기로 한다.

아래 [그림 3-3]은 2011~2020년 동안 해외 주요국 및 국제기구들이 아세안 8개국에 신재생에너지 발전, 송배전 인프라, 에너지 효율과 절감 등 저탄소 에너지 및 인프라 부문에 ODA 지원한 금액을 집계한 것이다. 이 결과에 따르면 ODA 지원을 지난 10년간 가장 많이 했던 나라는 일본이다. 일본은 지난 10년간 제공한 관련 부문의 ODA 규모는 전 세계가 동 기간에 제공한 ODA의 32%를 차지하였다. 일본으로부터 ODA 제공을 가장 많이 받은 국가는 인도네시아와 미얀마이다. 일본 다음으로는 전 세계 공여의 27%를 차지하고 있는 독일로 주로 베트남과 인도네시아를 중점 지원하였다. 그다음은 프랑스와 한국 순이지만 그 규모는 일본과 독일보다 상당히 작다. 오히려 프랑스나 한국보다는 세계은행과 ADB의 지원이 더 많았는데 세계은행은 베트남에, ADB는 미얀마에 ODA 지원이 집중되었다.

그림 3-3. 2011~2020년간 해외 주요국 및 국제기구별 저탄소 에너지 및 인프라 부문 ODA 지원 규모

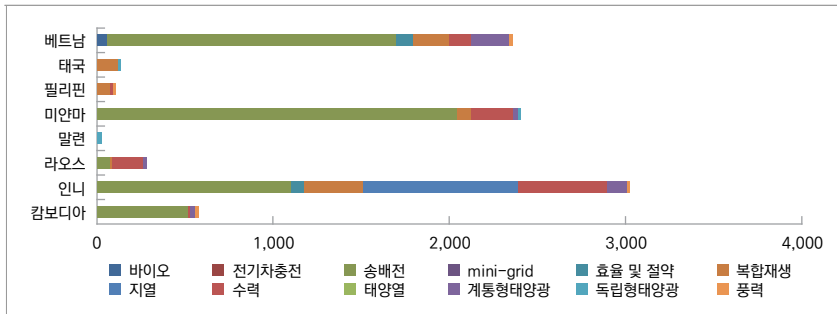


자료: OECD. Creditor Reporting System (CRS). <https://stats.oecd.org/Index.aspx?datasetcode=CRS1#>(최종접속일: 2022.5.31)의 데이터를 바탕으로 저자가 작성

아래 [그림 3-4]는 2011~2020년 동안 전 세계가 아세안 8개국에게 제공한 ODA 지원 금액을 부문별로 집계한 것이다. 동 기간 중 가장 많은 지원을 받았던 아세안 국가는 인도네시아로 약 30억 달러에 달한다. 인도네시아에 가장 많은 지원을 했던 분야는 송배전, 지열, 수력이다. 그 다음은 베트남과 미얀마로 약 23억 달러를 지원받았다. 이들 국가에 지원한 부문은 압도적으로 송배전 설비가 가장 크다. 이는 상기 2개 국가가 전력 인프라 설비 확충에 대한 지원 수요가 많았다는 것을 의미하며, 그만큼 다른 부문에 비해 시급한 당면 과제였음을 추론할 수 있다. 송배전 설비 이외의 지원 분야의 경우 베트남은 계통연계형 태양광과 복합 신재생에너지 설비에, 미얀마는 수력 쪽에 지원 비중이 높았다. 3개국 이외의 아세안 국가들도 다양한 분야에서의 지원을 받긴 했으나 그 지원 규모가 상대적으로 높지 않다.

그림 3-4. 2011~2020년간 아세안 8개국별 저탄소 에너지 및 인프라 부문 ODA 수원 규모

(단위: 백만 달러)

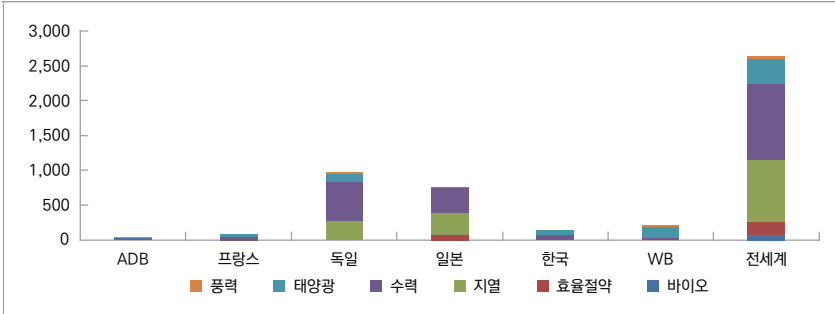


자료: OECD. Creditor Reporting System (CRS). <https://stats.oecd.org/Index.aspx?datasetcode=CRS1#>(최종점 속일: 2022.5.31)의 데이터를 바탕으로 저자가 작성

[그림 3-5]는 전 세계 국가들과 앞서 살펴봤던 ODA 지원 상위 4개국 그리고 2개 국제기구가 제공했던 저탄소 에너지 분야 ODA 규모를 나타낸다. 다만 이미 전술했던 바와 같이 송배전 부문의 지원 규모가 압도적으로 많아 이를 제외한 주요 신재생에너지 및 효율화 분야를 중심으로 살펴보았다.

그림 3-5. 2011~2020년간 해외 주요국 및 국제기구들의 저탄소 에너지 부문별 ODA 지원 규모

(단위: 백만 달러)



자료: OECD. Creditor Reporting System (CRS). <https://stats.oecd.org/Index.aspx?datasetcode=CRS1#>(최종업
속일: 2022.5.31)의 데이터를 바탕으로 저자가 작성

송배전망 이외 전 세계적으로 ODA 지원이 많았던 분야는 지열과 수력 그리고 태양광 순이며 반면 풍력과 바이오 그리고 효율 및 절약 부문의 지원은 상대적으로 지원 규모가 낮았다. ODA 지원이 가장 많았던 상위국가나 국제기구 경우도 그 비중만 다를 뿐이지 수력, 지열 부문 지원이 가장 많았다. 이는 저탄소 에너지 부문의 ODA 비중이 인도네시아, 베트남, 미얀마 3개국에 치중하다 보니 이들 국가의 수요가 높게 반영되었기 때문으로 보인다.

이상 전 세계 국가 차원이나 주요 국가 및 국제기구 차원에서 아세안 국가에 제공한 저탄소 에너지 및 인프라 부문의 지원금액을 분석해 본 결과 다음과 같은 몇 가지 특징이 파악되었다. 첫째, 일본, 독일과 같은 특정 국가의 ODA 비중이 높은 점, 둘째는 인도네시아, 베트남, 미얀마 3개국에 지원이 집중되는 점, 셋째는 압도적으로 송배전 분야에 ODA 지원이 집중되고 있으며, 이런 추세가 지속되고 있다. 결론적으로 지난 10년간 아세안 국가에 제공한 저탄소 에너지 부문의 ODA 지원은 지원하는 공여국이나 수여국 뿐만 아니라 그 분야도 편중성이 크다는 것을 알 수 있다.

그러나 최근 실적을 살펴보면 몇 가지 다른 점이 관찰된다.²³⁹⁾ 첫째, 2020년 풍력과 에너지 효율/절감 부문의 지원 규모는 지난 10년 동안 2번째로 높은

1천만 달러와 8천만 달러에 각각 이르고 있다. 둘째, 최근 2년 전(2019~2020년) 부터 새롭게 태양열 프로젝트(미얀마에 총 7백만 달러), 독립형 태양광(말레이시아, 필리핀, 태국, 미얀마 등에 총 20만 달러) 그리고 전기차 충전소(태국, 캄보디아, 필리핀 등에 9백만 달러) 지원이 시작되었다는 점이다. 이렇듯 아세안 국가 대상의 ODA 지원이 송배전, 수력 중심에서 비록 그 규모는 미약하지만 새로운 형태의 저탄소 에너지 개발로 변화하고 있다는 점은 고무적이라 할 수 있다. 따라서 향후 저탄소 에너지 및 인프라 부문의 ODA 지원이 어떤 추이와 양상을 보일 것인가에 대해 주목할 필요가 있을 것이다.

나. 해외 주요국의 양자 차원의 에너지 협력 체계 (정부 주도 중심)

이번 절에서는 아세안 역외국가들이 아세안 10개국 대상으로 최근 3년간 수행해 왔던 저탄소 에너지 부문의 양자 협력 추진 방식이나 체계를 살펴보기로 한다. 양자 협력 방식이 다양하게 존재하나 여기에서는 정부 주도의 양자 협력을 지속적이면서 체계 있게 추진한 국가 중심으로 비교해보기로 한다.

1) 일본

일본과 아세안은 2020년부터 아세안의 평화와 번영을 위한 전략적 파트너십(Strategic Partnership)을 체결하고 해양(Maritime Cooperation), 연계(Connectivity), UN 지속가능목표 2030, 경제 회복 등 4개 영역에서의 협력을 증진하고 있다. 이러한 영역에 따라 49개 협력 프로젝트를 발굴하였는데 이중 에너지 분야는 아래 <표 3-9>과 같다.

표에서 본 바와 같이 일본이 아세안 국가와의 저탄소 에너지 분야의 협력은 아세안 에너지 전환 이니셔티브와 같이 정부가 주도하는 사업과 친환경 발전

239) OECD CRS 데이터의 내용을 분석한 결과임.

시설 건설 프로젝트의 자금 지원 등 JICA(Japan Intentional Cooperation Agency)에서 주도하는 사업 등 크게 2가지로 구분된다. 정부 주도의 사업은 주로 역량 강화, 인력양성, 기술개발 및 보급 확대 등 저탄소 에너지 시스템 기반을 강화하는데 주로 중점이 있다면, JICA에서 추진하는 대출 프로그램은 아세안 지역 저탄소 발전 부문에 진출한 일본 기업의 자금 지원에 중점을 두고 있다는 점에서 그 차이가 있다.

표 3-9. 일본이 지난 2년간 추진한 대 아세안 대상의 주요 에너지 협력 프로젝트

영역	프로젝트명 (국문)	대상국	목적	지원 규모 (억 달러)	지원주체
연계	아세안 동쪽 지역의 민간발전 사업 (가스열병합) 프로젝트	태국	청정한 에너지를 활용한 안정적 전력공급	1.8	JICA 인프라 펀드*+ ADB 투자 및 대출
	민간발전 사업 지원 프로젝트	전 국가	발전 부문의 에너지 전환 지원	N.A	
	태양광 프로젝트	베트남	베트남 낙후지역 태양광 건설 및 운영지원	0.38	JICA 인프라 펀드*+ ADB 투자 및 대출
	LNG 시장 역량강화	전 국가	아세안 LNG 시장 확대를 위한 인력배양		JOGMEC과 JCCP
UN 지속 가능 목표	풍력 프로젝트 자금 지원	베트남	일본민간기업의 베트남 풍력 프로젝트 대출 지원	0.25	JICA 아세안 인프라 대출 및 투자
	태양광 프로젝트 자금 지원	캄보디아	일본민간기업의 캄보디아 태양광 프로젝트 대출 지원	0.04	JICA+ADB+ 태국수출입은행 등
	아시아에너지전환 이니셔티브	전 국가	아세안국가들의 에너지 전환을 지원하기 위해 ①로드맵 수립, ②금융조달모델개발, ③신재생, CCUS, 효율 부문의 100억 달러 제공, ④기술개발 및 보급, ⑤인력 양성 및 관련 제도나 표준화를 정립		

표 3-9. 계속

영역	프로젝트명 (국문)	대상국	목적	지원 규모 (억 달러)	지원주체
경기 회복	에너지 효율 및 신재생에너지 기술 실증 프로젝트, 역량강화, 민·관 비즈니스 포럼 개최 등	아세안	효율 및 신재생에너지 기술 보급 확대		경제산업성 등

주: JICA “주요아시아지역의 민간 인프라 펀드(Leading Asia’s Private Infrastructure Fund)

자료: Progress Report on Japan’s Cooperation for the ASEAN Outlook on the Indo-Pacific (2021.10월)

2) 중국

중국은 아세안과 오랫동안 저탄소 개발 협력을 추진해 왔었다. 2004년에 처음으로 환경이란 주제로 중국과 아세안의 정책 대화를 개시하면서 기후대응 문제를 기타 환경 협력 이슈들과 함께 논의하면서 저탄소 부문의 협력이 본격화되었다. 하지만 이 중 저탄소 에너지 발전 부문에 대한 논의는 최근 일이다. 특히, 2021년 10월 26일에 개최된 24차 아세안-중국 간의 정상회의에서 아세안 지역의 코로나19 극복과 아세아 경제성장을 동시에 달성하기 위해 “청정 및 지속가능 발전 증진을 위한 아세안- 중국 공동 선언문”과 “아세안 포괄적 경기회복 체계 지원을 위한 아세안-중국 공동선언문” 2가지를 채택하였다. 여기에서는 코로나-19 이후의 녹색 및 저탄소 경제발전을 위한 협력을 강화의 중요성을 언급하고 기후변화 대응을 위한 에너지 전환과 에너지 회복력 부문의 협력을 추진하기로 합의하였다. 구체적으로는 에너지저장장치, 전력망, 주요 청정에너지 시설 보호, 신에너지원 개발에 관한 기술협력, 에너지 효율 증진, 아세안 에너지협력이행계획(APAEC) 2단계 이행 지원, 아세안 신재생 및 에너지 역량 강화를 위한 다양한 공유프로그램 및 연구사업이나 재생에너지 표준화 등에 대한 지원 등이 언급되었다.²⁴⁰⁾ 이에 대한 구체적인 사업은 지난 9월 16일에 화

상으로 개최한 ASEAN+3 에너지 장관회의를 통해 다음과 같은 3가지 프로젝트가 제시되었다. 첫째는 중국 재생에너지 공학연구소가 아세안의 태양광 발전의 혁신적인 보급 확산 및 태양광 산업 강화를 위한 모델 제공을 목적으로 아세안에너지센터(ACE)와 공동연구를 추진하고 아세안 국가들에 확산하는 것이다. 둘째는 수력 발전의 수용성, 안전 관리 등을 주제로 수력 발전 관련한 역량 강화 사업 추진, 셋째는 중국과 아세안 간의 청정에너지 관련한 협력 확대를 위한 협력 플랫폼으로서 아세안-중국 청정에너지협력 센터를 발족하였다.

그 밖에도 태양광과 풍력, 배터리 부분에서 전 세계에서 가장 큰 제조업 역량과 청정에너지 발전 분야의 건설 경험이 많은 중국 기업들은 일대일로 이니셔티브와 아시아인프라투자은행(Asia Infrastructure Investment Bank, AIIB)의 지원을 받아 아세안 청정에너지 공급 분야에 많은 진출을 하고 있다. 일대일로 이니셔티브는 육상과 해상을 포괄한 아세안 5개 권역 신흥국들과 인프라 건설과 연계를 포함한 장기적으로 추진하는 협력 프로젝트이다. 특히 2019년 제2차 일대일로 국제협력포럼에서 발족한 일대일로 국제청정개발연합 이니셔티브는 참여국들과 깨끗하고 지속가능한 발전을 장기적으로 추구하는 협력 프로젝트를 개발해 지원하고 있다. 이러한 협력 프로젝트의 대표적인 사업은 청정 에너지 공급과 에너지 효율, 청정투자, 기후위기 대응과 녹색 전환 등이 있다. 이를 통해 아세안 국가 대상으로 최근 추진하고 있는 사업들이 아래 <표 3-10>에 나타나 있다. 특히 이러한 사업들은 중국이 자체 강점이 있는 태양광, 풍력 수력 중심으로 추진되었으며 아세안 국가에서 인프라 건설 경험이 많은 대형 중국 건설사가 참여하고 있는 게 특징이다.

아시아인프라투자은행(AIIB)은 2015년에 아시아 태평양 지역의 기반 시설 구축 지원을 목적으로 중국이 주도해서 결성한 다자개발은행이다. 2022년까

240) ASEAN-China Joint Statement on Cooperation in Support of the ASEAN Comprehensive Recovery Framework #28에 언급

지 186개 프로젝트에 지원하고 있는데 현재 아세안 대상의 저탄소 에너지 발전은 3개 정도로 파악된다.

표 3-10. 중국이 최근 추진한 아세안 대상의 주요 청정에너지 개발 지원 프로젝트

프로젝트명 (국문)	연도	대상국	목적	지원규모 (억불)	특징 혹은 사업 참여자
지바지역 양수발전	2022	인니	청정전력 공급. 인니 전력공사(PLN)의 양수발전 개발 및 운영역량 강화	2.3	세계은행과 공동지원
수력발전	2021	베트남	베트남 수력발전 정부 보증 채무 대환	0.5	채무대환
Data Dian 수력발전 (1200MW)	2020	인니	주변 금속제련 산업 등 산업 및 가정 부문 청정에너지 공급.	16	China Gezhouba (BRI 프로젝트)
Ca Mau 해상 풍력 (350MW)	2020	베트남	지역 및 관광단지에 청정에너지 공급	4.3	Power China (BRI 프로젝트)
kayan 수력 1단계 (900MW)	2020	인니	수도 이전 예상지인 동칼리만탄 지역 청정에너지 공급.	17.8	Power Construction (BRI 프로젝트)
Soc Trang 육상 풍력 (350MW)	2020	베트남	지역 및 산업단지의 청정에너지 공급	8	China Gezhouba (BRI 프로젝트)
Khon Kaen 태양광 하이브리드 (90MW)	2020	태국	지역 및 산업단지 청정에너지 공급.	5	China Gezhouba (BRI 프로젝트)
Loc Ninh 태양광 (550MW)	2020	베트남	지역 및 산업단지 청정에너지 공급	4	Power Construction (BRI 프로젝트)

자료: 아시아인프라 투자은행과 BRI 홈페이지 등을 참고

3) 미국

미국은 정부 주도하에 2018년 7월 인도 태평양 역내 에너지 협력 플랫폼인 ‘에너지’를 통한 아시아의 발전과 성장 프로그램(Asia Enhancing Development

and Growth through Energy, Asia EDGE)’을 출범시켰다. 여기에는 국무부, 재무부, 상무부, 수출입은행, 국제개발부, 미국무역개발부, 해외민간투자사, 에너지부, 농림부 등 9개 정부 기관 및 유관기관이 참여하고 있다. 특히 ASIA EDGE의 청정에너지 버전인 Clean EDGE Asia는 아시아의 청정에너지로의 전환과 지속가능한 개발을 지원하는 데 그 목적이 있으며 여기에는 크게 3가지 전략적 목적이 있다²⁴¹⁾. 첫째는 발전소의 현대화, 송배전 및 에너지 저장 인프라 확충, 수요관리 확대, 에너지 효율 증진을 위한 선진 기술을 지원하여 아시아 지역의 에너지 안보를 지속 가능한 방식으로 강화하는 것이다. 둘째는 깨끗하고 비용효율적인 에너지시스템의 구축 및 모델링 지원, 국제 ESG (Environmental, Social, Governance) 기준에 부합하는 투명한 공적·민간 투자 및 조달 증진, 에너지 시장의 투명성과 경쟁력 강화 등을 통해 지속 가능한 에너지 발전을 도모하는 것이다. 마지막 셋째는 석탄 화력 폐지나 전환 가속화, 최종에너지 소비 부문의 효율성 강화 및 전기화 전환의 증대, 수소나 CCUS 등 청정에너지 기술 보급 등을 통해 탈탄소화 탄소중립 실현을 지원하는 데 있다.

이 중 아세안 지역에서 상기 목적을 구현하는 것이 바로 미국국제개발처 (USAID)의 “아시아를 위한 지역 개발 미션(Regional Development Mission of Asia, RDMA)”이다. 이 프로그램은 아세안 지역의 에너지 인프라 현대화, 지역 에너지 연계성 개선, 민간 투자 강화, 에너지 시장의 경쟁력 강화 가속화를 목적으로 가스 개발, 신재생에너지 기술 보급 확대, 메콩 지역의 청정에너지 인프라 개발 부문에 중점 지원하고 있다. 이를 통해 지금까지 태국, 베트남에 신재생에너지 발전소 건설, 공장 등 산업 시설에 지붕형 태양광 설비 사업 등에 25.1억 달러를 지원해 약 256MW 규모의 신재생에너지 보급에 기여하였다.

241) The U.S department of State, Clean EDGE Asia - Enhancing Development and Growth through Energy. <https://www.state.gov/clean-edge-asia/> (최종접속일: 2022.6.10.)

USAID는 이외에도 전력 시스템 강화를 위한 역량 강화, 기술보급 등을 위한 스마트 전력 프로그램(Smart Power Program), 아세안 지역 대상의 USAID의 에너지 프로그램을 지원하기 위한 Energy Hub 사업 등도 함께 추진 중이다.

4) 독일

독일 정부 차원의 아세안 국가들과의 저탄소 에너지 부문 협력은 대부분 독일 연방경제협력·개발부(Federal Ministry of Economic Cooperation and Development, BMZ) 산하에 해외 무상원조를 담당하는 비영리기관 독일국제협력단(Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ)을 통해 추진되고 있다.

GIZ는 최근까지 필리핀²⁴²⁾, 태국²⁴³⁾ 등을 대상으로 기후변화 대응 차원의 청정에너지 보급을 확대하기 위한 정책 및 기술지원을 ‘기후대응프로그램’이라는 이름으로 추진하고 있다. 지원하는 구체적인 프로그램은 신재생에너지 확대에 따른 에너지 시스템 개선 및 전력망 통합 부문, 신재생에너지 보급화 정책 컨설팅 및 평가 시스템 구축, 아세안 국가 내 규제 및 이행 기관의 역량 강화 사업 등이다. 다자 차원에서도 2016년부터 ‘아세안-독일 에너지 프로그램(ASEAN-Germany Energy Program, AGEP)’을 운영 중이며 현재 2단계 사업이 추진 중이다²⁴⁴⁾. 이 프로그램은 ① 교육연수 및 컨설팅 등과 같은 아세안 에너지 관계자 역량 강화 사업, ② 에너지 수급 전망 모델 구축, ③ 신재생에너지

242) Panay News(2019.2.18.) Germany Helps Boost Renewable Energy in PH, Says DOE. <https://www.panaynews.net/germany-helps-boost-renewable-energy-in-ph-says-doe/>. (최종접속일: 2022.6.5.).

243) Thana Boonlert.(2020.6.1.). Striving for a Greener Future. Bangkok Post. <https://www.bangkokpost.com/thailand/general/1927344/striving-for-a-greener-future>. (최종접속일: 2022.6.25.).

244) ASEAN Centre for Energy(2021a). Factsheet-ASEAN German Energy Programme(AGEP) Phase II. <https://aseanenergy.org/factsheet-asean-german-energy-programme-agep-phase-ii/>. (최종접속일: 2022.6.23.).

및 효율화 부문의 정책 가이드북과 같은 발간물 제작 및 배포, ④ 아세안 역내 신재생에너지 및 에너지 효율 관련 최신 정보 포털 구축 등 4개 분야를 중점 지원한다.

5) 덴마크

저탄소 에너지 부문에서 덴마크와 아세안 국가와의 협력은 덴마크 에너지청(Denmark Energy Agency, DEA)과 아세안 정부와의 에너지협력 파트너십 체결을 통해 추진하고 있다. 이러한 협약은 아세안 국가의 온실가스 저감과 신재생에너지 확대를 통해 아세안 국가가 추구하려는 에너지 전환 목표 달성을 지원하는 데 그 목적이 있다. 덴마크의 에너지협력 파트너십은 인도네시아,²⁴⁵⁾ 베트남²⁴⁶⁾을 중심으로 지금까지 추진되었으며 주요 사업 내용은 크게 3가지로 구분된다. 첫째는 전력 및 신재생 장기 보급 계획 수립 및 관련 시스템 설계에 필요한 지원으로, 국가 차원의 장기 에너지 전망 보고서 발간이나 신재생에너지 발전량 추정에 필요한 모델 구축에 도움을 주는 것이다. 둘째는 신재생에너지와 전력과의 시스템 통합을 위한 지원으로 에너지 저장장치와 신재생에너지 발전 설비간의 시스템 연계, 그리드 규범이나 보조 서비스 시장 도입 등 전력 시장 제도 개선안 마련에 도움을 주는 것이다. 마지막으로 에너지 효율 부문 증진 목적으로 국가 혹은 지역 차원의 규제 체계를 마련한다거나 이에 필요한 역량을 강화하는 사업에 지원하고 있다.

245) Mett Larsen(2021.7.11.). Denmark and Indonesia to Upscale Energy Partnership over the Next Five Years. <https://scandasia.com/denmark-and-indonesia-to-upscale-energy-partnership-over-the-next-five-years/>. (최종접속일: 2022.6.21.).

246) Ministry of Foreign Affairs of Denmark. Danish Energy Partnership Programme. <https://vietnam.um.dk/en/climate-energy/vietnam-energy-outlook-report>. (최종접속일: 2022.6.22).

6) 기타 유럽국

영국²⁴⁷⁾과 프랑스²⁴⁸⁾도 베트남, 인도네시아, 태국 등과 전략적 파트너십 체결이나 공동경제개발위원회 등을 구성해 이들 국가의 신재생에너지 보급 확대나 기술개발에 기여할 수 있는 프로젝트를 공동 발굴하고, 이를 기금이나 대출을 통해 지원하고 있다. 반면, 북유럽인 노르웨이,²⁴⁹⁾ 스웨덴²⁵⁰⁾ 등은 아세안에 주재하는 대사관 등을 통해 이들이 저탄소 에너지 부문에 강점을 가지고 있는 해상풍력이나 수력 부문의 기술지원 확대 등을 추진 중이다.

3. 저탄소 에너지기반 구축을 위한 아세안 주요국의 도전 과제

가. 높은 석탄 의존도

오늘날 아세안 지역의 전력생산의 약 3/4은 ‘배출 저감 조치 없는 화석 연료 발전’, 그중에서도 주로 석탄발전에서 나온다.²⁵¹⁾ 2016~2020년 기간 아세안 지역은 인도와 더불어 신재생에너지 발전 투자액 대비 ‘배출 저감 조치 없는 화석연료 발전’ 투자액 비율이 가장 높았는데, 신재생에너지 발전에 1달러 투자할 때마다

247) Vietnam News Agency.(2022.1.26.). UK Pledges to Continue Cooperation with Vietnam in Different Fields. <https://en.vietnamplus.vn/uk-pledges-to-continue-cooperation-with-vietnam-in-different-fields/221279.vnp>. (최종접속일: 2022.5.10.).

248) Yuni Arisandy Sinaga(2021.11.25.). French Funding to Facilitate Indonesia’s Transition to Green Energy. Antara. <https://en.antaranews.com/news/201357/french-funding-to-facilitate-indonesias-transition-to-green-energy>. (최종접속일: 6.18).

249) Zazithorn Ruengchind(2019.11.15.). Norwegian Ambassador Meets Myanmar’s Minister for Electricity and Energy. <https://scandasia.com/norwegian-ambassador-meets-myanmars-minister-for-electricity-and-energy/>. (최종접속일: 2022.6.24.).

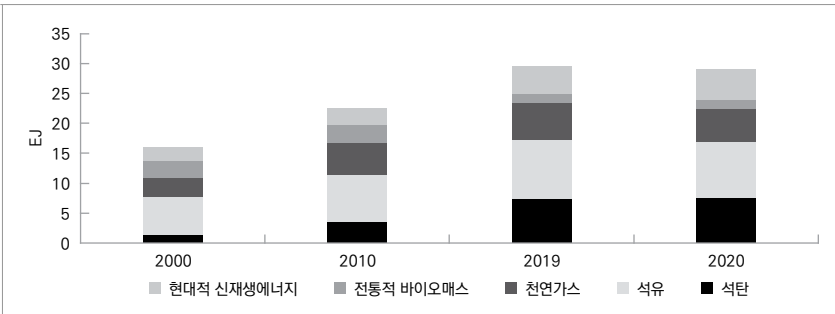
250) Vietnam News Agency. 2021.4.2. Vietnam, Sweden Promote Cooperation in Renewable Energy Development. <https://en.vietnamplus.vn/vietnam-sweden-promote-cooperation-in-renewable-energy-development/199483.vnp>. (최종접속일: 2022.6.25).

251) IEA(2022). Southeast Asia Energy Outlook. p.70.

‘배출 저감 조치 없는 화석연료 발전’에도 1달러가 투자된 꼴이다.²⁵²⁾ 다른 지역의 신재생에너지 발전 투자액 대비 ‘배출 저감 조치 없는 화석연료 발전’ 투자액 비율은 사하라 이남 아프리카가 0.5, 중국 0.3, 중남미가 0.2253)로 아세안 지역의 화력발전에 대한 높은 의존도와 지속되는 석탄 화력 투자세와는 대조적이다.

2020년 세계 석탄 소비는 약 4% 감소한 와중에도 아세안의 석탄 수요는 약 1% 증가했는데, 이는 주로 발전용 석탄 소비 증가 때문으로, 베트남은 중국과 더불어 2020년 석탄 소비가 증가한 유일한 국가였다.²⁵⁴⁾ 인도네시아는 석탄 의존도가 특히 높는데, 2020년 말 기준 국내 총 발전용량의 52%를 석탄 발전기가 차지하고 있고, 발전량에서도 석탄발전이 62%를 차지한다.²⁵⁵⁾ 인도네시아에서는 현재 12GW 이상의 석탄발전 프로젝트가 건설 중이며 25GW가 계획되어 있다.²⁵⁶⁾ [그림 3-6]을 통해 2000년 이후 아세안의 에너지믹스에서 석탄 비중이 가장 많이 증가했음을 알 수 있으며, <표 3-11>에서는 2022년 아세안에서 주로 인도네시아와 베트남을 중심으로 약 4.2GW의 신규 석탄발전 추가 계획을 보여준다.

그림 3-6. 아세안 에너지원별 비중(2000~2020년)



자료: IEA(2022). Southeast Asia Energy Outlook. p.24.

252) IEA(2022). p.96.

253) IEA(2022). p.96.

254) IEA(2022). p.31.

255) Enerdata(2022a). Country Energy Report - Indonesia(January). pp.16~17.

256) Enerdata(2022a). Country Energy Report - Indonesia(January). p.30.

표 3-11. 2022년 아세안 국가별 발전 설비용량 추가 계획

	브루 나이	캄보 디아	인도 네시아	라오스	말레 이시아	미얀마	필리핀	싱가 포르	태국	베트남	아세안 합계
석탄		133	2,444	220					-270	1,800	4,237
석유류			5								5
천연가스			1,822		-915	443			738	3,300	5,388
수력		350	207		7	486	28		514		1,592
태양광	32	450	287				21	200			990
풍력			2							488	490
지열			108								108
바이오매스 및 기타			43		65			100	783		1,091
합계	32	933	4,918	220	-843	1,029	49	300	1,765	5,588	13,991

자료: ASEAN Center for Energy(2022). ASEAN Energy In 2022. p.14.

아세안 지역 에너지 수요 증가와 석탄 소비의 급격한 증가로 인해 지난 20년 동안 아세안의 발전 부문 배출량은 3배 증가했으며, 발전 부문 배출량은 아세안의 에너지 부문 배출의 40% 이상을 차지한다.²⁵⁷⁾ 파리협정의 2°C 목표 달성을 위한 시나리오인 IEA의 ‘지속가능발전 시나리오’(Sustainable Development Scenario, SDS)에 따르면 아세안의 발전 부문 배출량은 2024년에 정점에 도달하며, 이는 ‘배출 저감 조치 없는 석탄 화력발전’에 의한 배출 정점과 일치한다.²⁵⁸⁾ 이와는 반대로 ‘현행 정책 시나리오’(Stated Policies Scenario, STEPS)에 따르면 ‘배출 저감 조치 없는 화석연료 발전’이 지속해서 증가함에 따라서 아세안의 발전 부문 배출량은 2050년까지 2020년 대비 2배 이상 증가하게 된다.²⁵⁹⁾ 이는 아세안이 ‘배출 저감 조치 없는 석탄발전’을 획기적으로 감축하지 않으면 파리협정 목표 달성에 기여할 수 없음을 의미한다.

257) IEA(2022). p.70.

258) IEA(2022). p.70.

259) IEA(2022). p.70.

2021년 COP26을 앞두고 인도네시아와 필리핀 등은 이미 승인된 석탄 화력 발전기 외에 신규 석탄 발전기의 승인을 하지 않을 것이라고 발표했고, 베트남은 2050년까지 ‘배출 저감 조치 없는 석탄 발전기’의 단계적 폐기 의사를 밝혔다.²⁶⁰⁾ 그러나 현재 아세안 지역에서 건설 중인 석탄 발전기는 약 18GW이며, 신규 발전기가 거의 추가되지 않더라도 기존 석탄 화력 발전기 용량만 약 90GW에 가동 개시 후 평균 연령이 약 10년 정도가 된 비교적 신규 발전기들로 상당히 긴 잔여 수명을 갖고 있다.²⁶¹⁾

그렇지만 한편으로 급격한 석탄 발전기 감축이나 석탄 산업의 축소는 석탄 발전기나 석탄 광산이나 채굴 설비 등의 좌초 자산화로 경제적 손실을 초래할 수 있고, 석탄 산업 노동자의 고용 불안 및 대량 실업 등을 초래할 수 있다는 점은 추가로 고려할 이슈가 된다.²⁶²⁾ 이에 석탄 산업 자산의 급격한 좌초 자산화에 대응하기 위한 연료 전환, 수소·암모니아 혼소, CCUS 활용 방안과 석탄 노동자의 저탄소 에너지 산업으로의 재교육 및 고용 전환 등의 정책도 필요할 것이다.

나. 부진한 청정에너지 투자

2021년 아세안의 청정 전력, 에너지 효율 및 최종 소비, 저배출 연료 등 청정 에너지 관련 투자액은 2015년과 유사한 270억 달러로 추산되는데, 2015년 이래로 아세안의 청정에너지 관련 투자액은 300억 달러 미만의 수준에서 거의 증가하지 않고 있다.²⁶³⁾ 2021년 아세안의 청정에너지 투자액은 총 에너지 투자의 40%를 약간 넘는 수준이며, 청정 전력(및 전력망)에 대한 투자는 2015~2021년 기간 동안 청정에너지 투자의 약 80%를 차지했다.²⁶⁴⁾

260) IEA(2022). p.70.

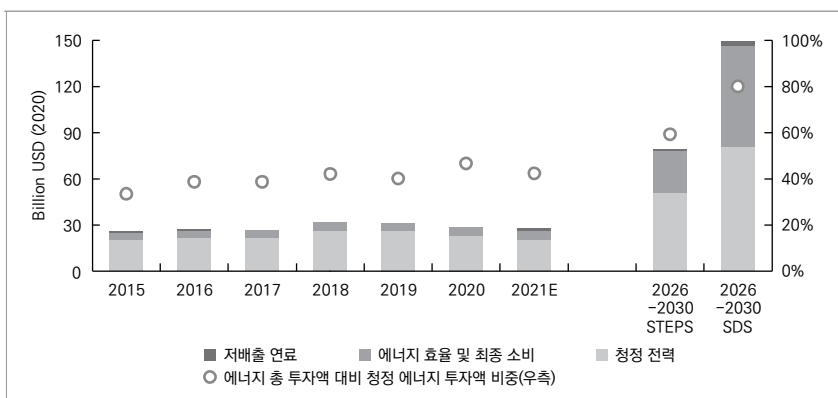
261) IEA(2022). p.70.

262) Republic of Indonesia(2021b). pp.66~68.

263) IEA(2022). p.94.

문제는 아세안 지역의 최근 청정에너지에 대한 투자액은 IEA의 모든 시나리오에서 요구하는 수준에 훨씬 미달한다는 점이다. ‘현행 정책 시나리오’(STEPS)에서는 아세안의 청정에너지 투자액이 2020년대 후반까지 연간 800억 달러 수준으로 현 수준 대비 거의 3배 증가해야 하고, ‘지속가능발전 시나리오’(SDS)에서는 2020년대 후반까지 연간 1,500억 달러 이상으로 현 수준의 5배 이상으로 빠른 투자 확대가 필요하다.²⁶⁵⁾

그림 3-7. 아세안 청정에너지 투자 추이 및 감축 시나리오별 청정에너지 투자 필요액



자료: IEA(2022). Southeast Asia Energy Outlook. p.93.

또한, 풍력 및 태양광 비용은 지난 10년 동안 상당히 감소했음에도 불구하고, 아세안 지역의 전력 단위 당 자본비용(Capital Cost)은 다른 지역들보다 높아 투자에 부담으로 작용한다. [그림 3-8]은 인도네시아의 태양광 및 육상 풍력 1kW 당 자본비용이 인도, 중국, 남아공, 브라질 등 타 지역에 비해 높은 것을 보여준다.²⁶⁶⁾ IEA는 아세안의 신재생에너지 자본비용이 높은 것은 아세

264) IEA(2022). p.94.

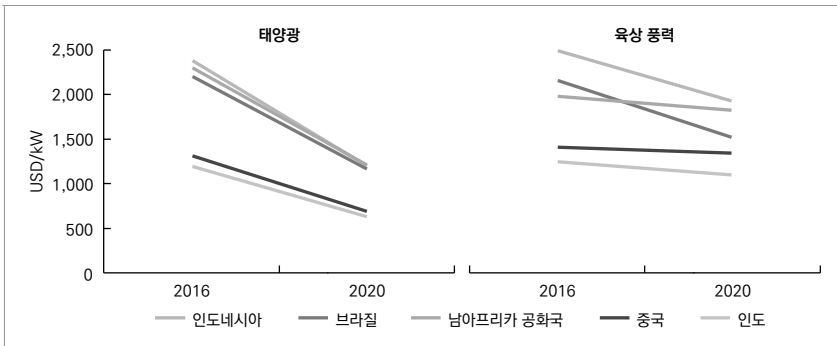
265) IEA(2022). p.94.

266) IEA(2022). p.95.

안 여러 국가의 청정에너지 정책이 명확하지 않거나 정책 추진이 부진하여 투자자들의 장기 예측 가능성이 저하되고, 신재생에너지 프로젝트에 대한 보상 메커니즘이 취약하여 수익에 대한 불확실성이 높기 때문이라고 설명한다.²⁶⁷⁾ IEA는 나아가 인도네시아의 자금 조달 여건이 선진국의 평균 수준으로만 떨어져도 태양광 발전의 균등화발전비용(LCOE)은 약 40% 정도 하락할 수 있다고 평가했다.²⁶⁸⁾

그림 3-8. 주요국 태양광 및 육상 풍력 프로젝트의 단위당 자본비용 비교

(단위: 달러/kW)



자료: IEA(2022). Southeast Asia Energy Outlook. p.95.

또한, 아세안 지역은 청정에너지 투자의 공공 자원 의존도가 높아, 2016년~2020년 기간에 민간 재원은 50%를 넘지 못했다. 그러나, 2026년~2030년 기간 민간 투자 비중이 '현행 정책 시나리오'(STEPS)에서는 약 65% 정도는 되어야 하고, '지속가능개발 시나리오'(SDS)에서는 75%는 되어야 한다고 IEA는 분석하였다.²⁶⁹⁾ IEA는 민간 부문 투자를 증진하기 위해서는 법과 계약의 준수, 시장 운영, 국가 차원의 에너지정책 개선을 통해 투자자에게 불확실성을 제거

267) IEA(2022). p.96.

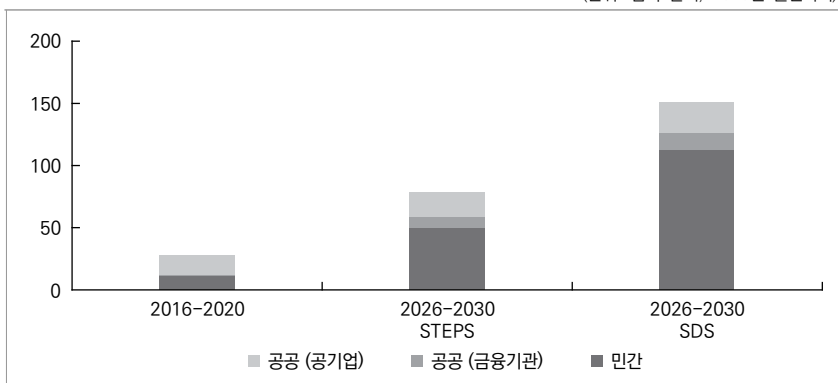
268) IEA(2022). p.96.

269) IEA(2022). p.98.

해줄 강력한 투자 프레임워크 개발이 필요하다고 지적한다.²⁷⁰⁾ 아세안 지역에서 신재생에너지 프로젝트의 비용을 높이는 다른 요소들로 자본 집약적 특성, 신재생에너지 투자 위험을 평가하기 위한 경험과 전문성 부족, 재정지원과 공공 자금에의 접근성 부족 등도 중요한 장애요인으로 지적된다.²⁷¹⁾

그림 3-9. 아세안 지역의 청정에너지 투자 소요액

(단위: 십억 달러, 2020년 불변가격)



자료: IEA(2022). Southeast Asia Energy Outlook. p.95.

다. 낮은 감축 목표

현재까지 제시된 온실가스 감축 목표와 감축 정책(‘현행 정책 시나리오, STEPS)만으로는 파리협정 목표 달성을 위한 ‘지속가능개발 시나리오’(SDS)의 배출경로보다 훨씬 많은 온실가스를 배출하는 경로를 따를 것으로 전망된다.²⁷²⁾ ‘현행 정책 시나리오’에서 아세안의 온실가스 배출량은 2035년까지 매년 50백

270) IEA(2022). p.98.

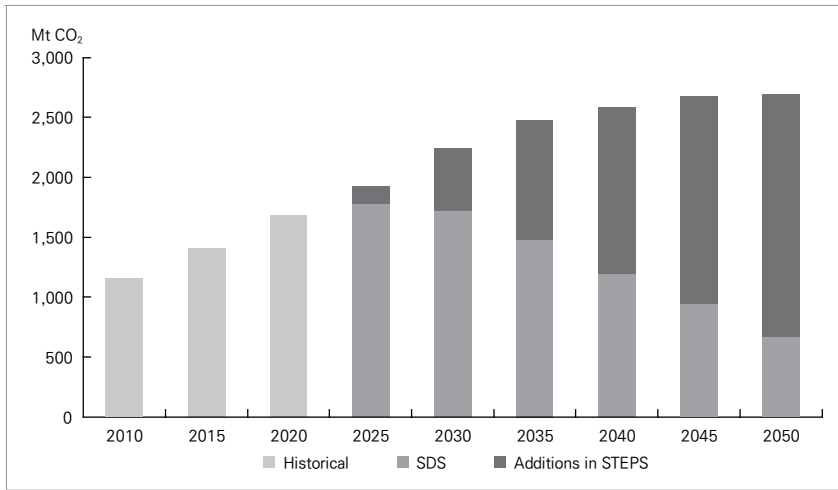
271) The ASEAN Post Team. 2019. ASEAN’s renewable energy challenges. December 9. The ASEAN Post. (<https://theaseanpost.com/article/aseans-renewable-energy-challenges>)
최종접속일: 2022.6.23.)

272) IEA(2022). p.56.

만 톤CO₂eq.씩 증가하며, 2035년 이후에는 에너지 수요 증가 둔화와 신재생 에너지의 확대로 온실가스 배출량 증가세는 다소 둔화하지만 2050년 이전에 배출정점에는 도달할 수 없다.²⁷³⁾

그림 3-10. 아세안 지역의 온실가스 배출 전망

(단위: 백만 톤CO₂eq.)



자료: IEA(2022), Southeast Asia Energy Outlook. p.55.

‘현행 정책 시나리오’에 따른 아세안의 2050년까지 예상 배출량은 지구 온도를 1.5℃ 이하로 제한하기 위한 잔여 탄소 예산의 15%에 해당하는 것으로, 아세안이 세계 총인구나 세계 총 GDP에서 차지하는 비중인 8%에 비해서 훨씬 많은 온실가스를 배출하는 셈이다. 아세안이 ‘지속가능발전 시나리오’의 배출 경로로 진행하기 위해서는 태양광 및 풍력 등의 저탄소 발전의 대량 보급, 2050년 승용차 재고의 80% 이상의 전기차 보급, ‘배출 저감 조치 없는 석탄발전’의 단계적 폐기, 에너지 효율 개선 등이 더욱 강력하게 추진되어야 한다.²⁷⁴⁾

273) IEA(2022). p.56.

274) IEA(2022). p.56.

라. 제한적인 저탄소 기술 수용 준비도

주로 개발도상국과 저개발국으로 이루어진 아세안 국가들은 저탄소 에너지 기술이나 온실가스 감축 기술의 발달 수준이 선진국보다 상대적으로 낮다. 그 수준의 정도는 국가별/기술별로 차이가 있지만 아세안 국가들의 저탄소 에너지 기술의 빠른 적용과 보급을 기대하기에 아직 기술적인 면에서 저조한 경우가 발견된다. H.C. Lau(2022)는 18개 저탄소 기술²⁷⁵⁾에 대해서 아세안 국가들의 기술 준비도(readiness)와 기술 영향력(impact)을 각각 고/저 수준으로 평가하였다. 기술 준비도는 이미 사용 중이거나 곧 사용할 수 있을 정도의 기술 수준을 그 국가가 보유하면 '높음'으로 평가되며, 반대로 국내에서 사용된 적이 없거나 국내 여건상 사용될 가능성이 없는 경우에는 기술 준비도가 '낮음'으로 평가된다. 기술 영향력은 해당 기술이 에너지 부문(발전, 수송, 산업)에서 널리 보급되거나 적용될 가능성이 크고, 온실가스 감축 잠재력이 큰 기술일 경우에 '높음'으로 분류하였고, 그렇지 않으면 '낮음'으로 분류하였다.²⁷⁶⁾

국가마다 기술 수준, 기술 보급 여건 등의 차이로 기술 준비도와 영향력의 분포는 차이가 있으나, 대체로 아세안 국가들에서 그린 수소, 원전, 수소연료전지차(Hydrogen Fuel Cell Vehicle, HFCV), 블루수소, 선박용 수소 등은 감축 잠재력이 크고 활용 및 보급 범위도 넓어 기술 영향력은 높지만, 아세안 국가들 대부분에서 기술 준비도는 낮게 나타났다. CCU 기술도 대부분 국가에서 기술 준비도가 낮게 나타났다. 이러한 기술들의 기술 준비도가 낮다는 점은 아세안 국가들에서 저탄소 기술 옵션의 다양한 선택이나 빠른 도입과 보급을 제한하는 요인이 될 수 있다. 물론 기술 준비도는 단순히 그 기술 자체의 보유 여부나 기

275) H.C. Lau(2022). 18개 저탄소 기술은 CCU, 원전, 수력발전, 태양광 발전, 바이오에너지 발전, 지열 발전, 풍력 발전, 석탄발전기의 가스발전기로의 연료 전환, CCS 설치 석탄발전, CCS 설치 가스 발전, 전기차(EV), 수소연료전지차(HFCV), 산업 부문 CCS, 선박용 수소, 바이오 항공연료, 그린 수소, 블루 수소(석탄가스화로 생산), 블루수소(메탄증기개질로 생산)

276) H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6007.

술 수준만으로 평가되는 것은 아니다. 지리적 여건이나 인프라 등의 요인들로 그 기술이 사용될 가능성이 없는 경우까지 포함하기 때문이다.

한편 대체로 전기차, 석탄 발전기의 천연가스 발전으로의 연료 전환, 석탄 발전기나 천연가스 발전기의 CCS 설치, 산업 부문 CCS 기술은 기술 영향력도 높고 기술 준비도도 상대적으로 양호한 편으로 평가되었다.²⁷⁷⁾ 국가별로는 인도네시아, 베트남, 필리핀, 태국, 말레이시아는 18개 저탄소 기술 중에서 다수의 기술에 대해서 준비도가 높게 평가되었다. 반면, 최빈개도국(LDCs)에 속하는 라오스, 캄보디아, 미얀마와 산유국으로서 GDP는 높지만, 석유 가스 채굴 산업 외에는 기술 발전이 미흡한 브루나이 경우에는 기술 준비도가 높게 평가된 저탄소 기술이 소수에 불과했고, 다수의 저탄소 기술들에 대해서 기술 준비도가 낮게 평가되었다.

표 3-12. 인도네시아의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	그린 수소 원전	HFCV	선박용 수소	EV 석탄발전-CCS 가스발전-CCS 산업 부문-CCS 블루수소 (석탄가스화)	석탄→가스 발전 연료전환 지열 발전 수력 발전 바이오 에너지 바이오 항공연료
		CCU		풍력 태양광	블루수소 (메탄증기개질)

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6007.

277) H.C. Lau(2022). pp.6007~6019.

표 3-13. 베트남의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	높음	그린 수소 원전	HFCV 선박용 수소 블루수소 (석탄가스화) 블루수소 (메탄증기개질)	EV	석탄→가스발전기 로의 연료전환 수력 발전 석탄발전-CCS 가스발전-CCS 산업 부문-CCS
		낮음	CCU 바이오 에너지 지열 발전 바이오 항공연료	풍력	태양광

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6009.

표 3-14. 태국의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	높음	그린 수소 원전	선박용 수소 HFCV	EV	석탄→가스발전기 로의 연료전환 바이오에너지 바이오 항공연료 석탄발전-CCS 가스발전-CCS 산업 부문-CCS
		낮음	CCU 지열 발전	블루수소(석탄가스화) 블루수소(메탄증기개질)	태양광, 풍력 수력

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6010.

표 3-15. 말레이시아의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도					
	낮음			높음		
기술 영향력	높음	그린 수소	선박용 수소	HFCV	EV	석탄→가스발전기
		원전			블루수소(석탄가스화)	로의 연료전환
					블루수소(메탄증기개질)	수력 발전
					석탄발전-CCS	
					가스발전-CCS	
					산업 부문-CCS	
	낮음		CCU		바이오 항공연료	바이오 에너지
			지열 발전			태양광, 풍력

자료: H.C. Lau (2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6011.

표 3-16. 필리핀의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도					
	낮음			높음		
기술 영향력	높음	그린 수소	HFCV	선박용 수소	EV	석탄→가스발전기
		원전			블루수소(석탄가스화)	로의 연료전환
					지열 발전	
					수력 발전	
					석탄발전-CCS	
					가스발전-CCS	
					산업 부문-CCS	
	낮음		CCU		블루수소(메탄증기개질)	바이오 에너지
						태양광, 풍력
						바이오 항공연료

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6012.

표 3-17. 미얀마의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	높음	원전	선박용 수소		수력
		HFCV			가스발전-CCS
		그린 수소			EV
		바이오항공연료			산업 부문-CCS
		블루수소(메탄중기개질)			석탄→가스발전기
		블루수소(석탄가스화)			로의 연료전환
					석탄발전-CCS
	낮음	지열 발전	풍력		
			태양광		
			바이오에너지		
			CCU		

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6015.

표 3-18. 캄보디아의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	높음	그린 수소	HFCV	EV	산업 부문-CCS
		원전	블루수소 (석탄가스화)		수력
					석탄→가스발전기
					로의 연료전환
					석탄발전-CCS
					태양광
	낮음	바이오 에너지	블루수소	가스발전-CCS	
		풍력	(메탄중기개질)		
		바이오 항공연료	CCU		
		선박용 수소			
		지열 발전			

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6016.

표 3-19. 라오스의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	높음	그린 수소	HFCV	EV	석탄→가스발전기
		원전	블루수소 (석탄가스화)	산업 부문-CCS	로의 연료전환 수력 석탄발전-CCS
기술 영향력	낮음	바이오 에너지	가스발전-CCS		
		태양광	블루수소 (메탄증기개질)		
		선박용 수소	CCU		
		바이오 항공연료			
		지열 발전			

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6017.

표 3-20. 브루나이의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	높음	그린 수소	HFCV	EV	가스발전-CCS
		원전	블루수소(메탄증기개질)	산업 부문-CCS	태양광
기술 영향력	낮음	선박용 수소	CCU		
		바이오	풍력		
		항공연료			
		바이오 에너지			
		지열 발전			
		수력			

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6019.

표 3-21. 싱가포르의 저탄소 기술별 기술 영향력과 기술 준비도

	기술 준비도				
	낮음		높음		
기술 영향력	높음	원전 그린 수소	HFCV 선박용 수소	블루수소 (메탄증기개질)	바이오 에너지 EV 바이오 항공연료 가스발전-CCS 산업 부문-CCS 태양광
	낮음	지열 발전 수력 발전	풍력 CCU		석탄발전-CCS 석탄→가스발전기 로의 연료전환

자료: H.C. Lau(2022). Decarbonization Roadmaps for ASEAN and their implications. p.6013.

아세안 국가들은 NDC 목표 달성을 위해 선진국 내지는 저탄소 에너지 기술 보유국가로부터 기술이전이나 지원을 기대하거나 조건부 감축 목표 달성을 위한 필요조건으로 요구하고 있다. 미얀마는 기술이전을 공공 및 민간 부문 모두에서 BAU 경로를 벗어나 NDC 감축 목표 달성을 위한 변화를 가져올 수 있는 핵심 성공 요인으로 보고, 비용 효과적이고 실행 가능한 저탄소 기술의 개발을 위해서 적극적인 기술이전을 기대하고 있다.²⁷⁸⁾ 미얀마는 산업, 전력생산, 수송, 에너지 효율, 바이오매스 등 저탄소 기술 전반에서 기술이전이 필요하며, 취사용 에너지의 현대화와 청정화를 위한 기술이전도 필요로 한다.²⁷⁹⁾

태국은 신재생에너지의 빠른 보급을 위해서는 기술 개발자의 협력과 기술 지식의 공유를 통한 대규모 기술이전이 필요하며, 특히 청정에너지 기술의 무상 보급을 위한 지적재산권 구입에 필요한 기술이전 기금이나 기술지원과 같은

278) The Republic of the Union of Myanmar(2021). p.56.

279) The Republic of the Union of Myanmar(2021). p.57.

국제적 지원 매커니즘이 개도국의 신재생에너지 기술 확산에 매우 중요하다고 보고 있다.²⁸⁰⁾ 태국은 NDC에서 기술개발이나 기술이전이 있어야 하는 분야로 ① 첨단 에너지 저장 시스템 및 수요관리 기술을 포함한 에너지 효율성 및 신재생 에너지 기술 개발, ② 대체 에너지원으로서 해상 신재생에너지 발전 시스템 개발, ③ 스마트 발전 및 급전, 스마트 송전, 스마트 소비, 스마트 그리드 및 스마트 환경 구축, ④ 수송수단 전기화 고도화 및 배터리 충전기술, ⑤ 폐기물 에너지화 등을 명시하였다.²⁸¹⁾

마. 정책 추진력 및 규제 프레임워크의 취약성

명확한 정책과 적절한 규제 프레임워크는 저탄소 에너지 시스템으로의 전환을 뒷받침하는 필수적인 요소다. 정책이나 법·제도적 규제 프레임워크의 부재는 저탄소 에너지 프로젝트 개발 및 추진에 장애 요소가 될 수 있다. 예를 들어, 브루나이는 신재생 에너지 개발을 규제하기 위한 구체적인 정책 프레임워크가 없어, 최근에 와서야 관련 규제 프레임워크 수립을 검토하고 있으며, 라오스는 중앙정부, 지방정부, 민간 부문 간의 조정 능력 부족이 신재생에너지 프로젝트 추진의 장애 요소로 지적되기도 했다.²⁸²⁾ 동남아시아의 신재생에너지 시장은 아직 제도적으로 성숙하지 않고, 적절한 가격 구조도 정립되어 있지 않아서 투자자들의 관심을 약화시킬 소지가 있다.²⁸³⁾

280) Thailand (2020). p.4.

281) Thailand (2020). p.7.

282) The ASEAN Post Team. 2019. *ASEAN's renewable energy challenges*. December 9. The ASEAN Post. (<https://theaseanpost.com/article/aseans-renewable-energy-challenges>) 최종접속일: 2022.6.23.)

283) Sanjeev Gupta and Gilles Pascual(2021). How clean energy can fuel Southeast Asia's economic growth. October 30. (https://www.ey.com/en_ph/energy-resources/how-clean-energy-can-fuel-southeast-asia-s-economic-growth) 최종접속일: 2022.6.23.)

저탄소 에너지시스템으로의 전환에 대한 정부의 명확한 정책 방향과 전략은 청정에너지 시장과 투자에 긍정적인 신호를 제공하는 중요한 요인이다.²⁸⁴⁾ 이러한 관점에서 최근 베트남, 인도네시아, 태국 등의 탄소중립 목표 선언이나 베트남, 인도네시아, 필리핀의 석탄발전 감축 선언은 의미 있는 진전으로 평가할 수 있다. 그러나 이러한 정책, 전략, 선언 등은 구체적인 실행 계획이나 국내법 정비, 규제 프레임워크 개선 등을 통해서 명확하고 구체적으로 추진될 때 실효성 있는 시장의 반응과 투자 확대, 나아가 저탄소 에너지시스템으로의 변화를 끌어낼 수 있다.

예를 들어, 탈탄소화를 촉진하는 하나의 조건으로 전력 부문 구조개혁이라는 정책 방향이 있더라도, 투자자에게 청정에너지 발전 옵션에 투자하도록 유인하기 위해서는 추가 정책 및 계획 조치가 필요하다.²⁸⁵⁾ 전력 도매시장은 특히 경매제도로 보완될 때 저탄소 신기술과 관련된 가격 발견을 위한 유용한 메커니즘을 제공할 수 있을 뿐만 아니라 가변적 신재생 에너지에 대한 가격 설정 서비스 및 수요 반응에 대한 보상을 위한 견고한 경제적 프레임워크를 제공할 수 있다.²⁸⁶⁾

전력 프로젝트에 투입되어야 할 자본의 규모를 결정하기 위해서는 투자자와 금융기관이 수익을 비교적 명확히 산정할 수 있어야 하며, 이는 분명한 신재생에너지 정책 목표, 이익창출이 가능한 전력구매계약(Power Purchase Agreement, PPA) 등 정책 및 규제 조건에 따라 달라진다. 마찬가지로 최저 에너지 소비 효율 기준의 강화와 같은 에너지 효율 정책도 매우 중요하다. 이러한 정책 여건은 저탄소 에너지 시스템으로의 전환에 대한 투자를 촉진하는 핵심 요소이다.²⁸⁷⁾

284) IEA(2022). p.100.

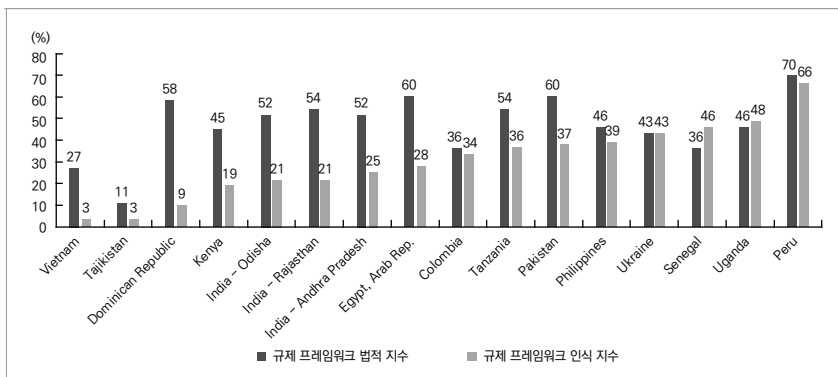
285) World Bank Group(2020). Rethinking Power Sector Reform in the Developing World. p.34.

286) World Bank Group(2020). p.34.

287) IEA(2022). p.102.

World Bank Group(2020)은 지난 25년간 개발도상국의 탈탄소화를 향한 진전이 규제나 제도의 개혁 이행보다는 정책 목표에 의해 주도되었음을 시사한다고 분석하였다.²⁸⁸⁾ 또한, 발전 부문 개혁의 경우, 규제 프레임워크가 법·제도적으로 마련되었다 하더라도 법·제도의 목적에 부합하게 실제로는 잘 이행되지 않는 경우도 많이 발견되는데, World Bank Group(2020)의 이런 분석에 아세안 국가 중에서 전력 부문 개혁을 추진했던 베트남의 사례가 포함되었다. 베트남의 경우, 전력 부문 개혁을 위한 규제 프레임워크 ‘법적(de jure)’ 지수가 27%로 그리 높지도 않았지만, 실제로 전력 부문의 개혁이 이루어지고 있다고 사람들이 인식하는 ‘인식(perceived)’ 지수는 3%로 더욱 낮아서 그 차이가 크게 나타났다.

그림 3-11. 주요 개도국의 전력 부문 개혁 관련 규제 프레임워크의 법적 지수와 실제 인식지수의 차이



자료: World Bank Group(2020). Rethinking Power Sector Reform in the Developing World. p.17.

그리고 아세안 국가 중에서 캄보디아, 미얀마, 라오스 같은 저개발 국가나 필리핀 같은 도서국의 경우 농촌이나 도서 지역의 전력 접근성을 확보하는 것과 이를 저탄소 전원으로 공급하는 것이 에너지정책의 중요한 부분이라 할 수 있

288) World Bank Group(2020). p.34.

는데, 사실상 격오지로 전력 공급은 전력기업의 상업적 인센티브와 상충하게 되므로 전력기업의 격오지 전력공급에서 발생하는 손실을 보전하기 위한 정부 지원이나 오프그리드 신재생에너지 발전을 활용하기 위한 보완적 정책 조치도 필요하다.²⁸⁹⁾

한편, 아세안 국가들은 저탄소 에너지 정책의 수립, 집행, 관리 등에서 취약한 분야에 대해 국제적 지원을 요구하기도 한다. 라오스는 NDC에서 온실가스 배출량의 MRV(측정, 보고, 검증), 데이터의 수집 및 처리 등과 관련한 행정, 법, 제도적 역량구축과 정책 설계에 관한 지원을 요청하였고, 기후 모델링, 배출권 거래제, 기후 위험 심사, 기후 예산 책정과 같은 기후 정책 도구에 관한 지원도 기대하고 있다.²⁹⁰⁾

태국의 경우, 차기 NDC 개발을 위해 온실가스 감축 잠재량 평가, 비용 편익 분석, 젠더 감수성 등과 관련한 정책 개발 지원을 요청하였고, 정책 입안자가 특정/부문별 목표를 식별할 수 있도록 GHG 배출 감소 접근 방식에 대한 하향식 분석을 적용하기 위한 기술지원, 기후적응 및 온실가스 감축 조치를 각각의 정책 과정에 통합하기 위한 부문별 유관 기관의 역량 강화 등도 국제적인 지원이 필요로 하고 있다.²⁹¹⁾ 태국은 기후재정 정책에 대한 국가 모니터링 및 평가 시스템 개발, 기후변화 요인의 국가예산시스템에 통합을 위한 지식 및 경험 공유, NDC 이행에 민간 부문 참여 촉진을 위한 금융 수단, 메커니즘 및 방법론 개발에 대한 UNFCCC의 지원, NDC 이행 자금 접근성 확보를 위한 제안서 작성 역량 구축, NDC 이행을 위한 입법 프레임워크 및 양식에 대한 지식 및 모범 사례 공유 등의 정책 부문에 국제적 지원이 필요하다고 NDC를 통해 밝혔다.²⁹²⁾

289) World Bank Group(2020). p.34.

290) Lao People's Democratic Republic(2021). p.8.

291) Thailand (2020). p.7.

292) Thailand (2020). p.7.

바. 전력 시스템의 유연성 필요

IEA의 지속가능발전 시나리오(SDS)에서 가변성 신재생에너지 발전 비중은 2030년 18%에 달하게 된다.²⁹³⁾ 저탄소 에너지시스템으로의 전환을 위한 핵심적인 감축 수단인 변동성 신재생에너지 전력을 전력 시스템에 통합하기 위해서는 전력 시스템의 유연성을 유지하는 것이 매우 중요하다. 전력 시스템의 유연성은 전력 시스템의 즉각적인 안정성 확보에서부터 장기적 전력 공급 안보에 이르기까지 모든 기간 단위에 걸쳐서 수급 변동과 불확실성을 안정적이고 비용 효과적으로 관리할 수 있는 능력으로 정의할 수 있다.²⁹⁴⁾ 증가한 가변성 신재생에너지 전력을 전력 시스템에 통합하기 위해서는 전력망의 신뢰성, 유연성, 보안의 유지가 매우 중요하며, 전력망 유연성은 초 단위, 분·시간 단위, 일·월 및 계절·년 단위까지 광범위하고 다양한 수준에서 유연성이 요구된다.²⁹⁵⁾

전력 시스템의 유연성을 확보하기 위한 혁신은 기술, 비즈니스 모델, 전력 시장 설계, 전력 시스템 운영 측면에서 접근할 수 있다.²⁹⁶⁾ 기술적인 면에서 유연성 자원은 국경 간 전력망 연계, 에너지 저장 및 분산 에너지 자원, 수요반응 및 전기차 등이 활용될 수 있다.²⁹⁷⁾ 또한 기존 발전소 및 전력망에 새로운 운영 방식을 도입하고, 인프라 및 스토리지에 대한 투자를 보완함으로써 주·월 단위의 유연성 확보에 활용할 수 있다.²⁹⁸⁾ 전력 부문의 기본 계약 구조 및 제도에 의해 제공되는 상업적 유연성은 기술적 유연성 자원의 최적 사용을 촉진하는 데 중요한 역할을 할 수 있는데, 아세안 지역에서는 화석연료 발전이 기저부하로서 역할하고 있고, 통상적으로 전력구매계약이나 발전 연료 공급 계약의 엄격한

293) IEA(2022). p.117.

294) IEA(2019). Status of Power System Transformation 2019. p.4.

295) IEA(2022). p.117.

296) IRENA(2019). Solutions To Integrate High Shares of Variable Renewable Energy. (June). p.16

297) IEA(2022). p.117.

298) IEA(2022). p.117.

계약 관행과 계약의 장기성으로 인해 유연한 계약 구조를 갖는 것이 용이하지 않을 수 있다.²⁹⁹⁾ 그러나 전력구매계약에 램핑 속도, 안정적 최소 가동률 등 발전기의 기술적 유연성을 더 잘 반영하도록 조정하는 것도 방안이 될 수 있으며, 시스템 운영의 개선을 통해서 발전기 및 전력망을 더욱 유연하게 사용하거나, 실시간 모니터링 및 급전, 예측 및 시스템 서비스와 같은 운영이나 시장제도 보완도 필요하다.³⁰⁰⁾

4. 소결

아세안 역내 다자 에너지 협력은 ‘에너지 협력을 위한 아세안 행동계획’(APAEC)은 아세안 차원의 에너지 다자협력 사업을 추진을 위한 가장 중요한 계획이다. 가장 최근에 수립되어 현재 계획기간 중에 있는 APAEC는 ‘APAEC 2016-2025’의 후반에 해당하는 ‘APAEC 2016-2025 Phase II: 2021-2025’이다. APAEC의 주요 협력 사업으로는 아세안 전력망(ASEAN Power Grid) 구축 사업, 아세안 가스 파이프라인(Trans-ASEAN Gas Pipeline, TAGP) 구축 사업, 석탄 및 청정석탄 기술 협력, 에너지 효율 및 절약 협력, 신재생에너지 협력, 에너지 정책 및 계획 협력, 민간 원자력 에너지(Civil Nuclear Energy) 프로그램이 있다. 아세안은 이러한 다년간의 역내 협력을 통해서 에너지 공급망의 역내 연결, 저탄소 에너지기반 구축, 정책 협력 등을 활발하게 하고 있다.

그러나 아세안 국가들의 온실가스 감축 목표와 정책수단, 그리고 역내 다양한 협력에도 불구하고 많은 어려움을 안고 있다. 우선 아세안 지역은 여전히 석탄의존도가 높고 특히 인도네시아와 베트남의 경우 상당한 용량의 석탄 발전기

299) IEA(2022). p.117.

300) IEA(2022). p.117.

추가 계획을 가지고 있다. 반면에 아세안 지역은 청정에너지 사업의 자본비용이 높아 투자가 부진하다. 동시에 현재 가지고 있는 감축 목표만으로는 파리협정 글로벌 목표 달성을 위한 배출 경로에는 크게 미치지 못하는 수준이다. 저탄소 에너지 기술에 있어서도 국가마다 차이가 있지만 많은 아세안 국가들이 기술영향력이 높은 미래 청정에너지 기술들에 대한 수용 준비도가 낮다. 그리고 정책 추진력과 규제 프레임워크가 취약하여 외부의 투자자들이 안정적인 수익 흐름을 기대하기가 어렵다고 평가된다. 마지막으로 향후 변동성 신재생에너지 전력을 전력계통에 통합하기 위해서 전력시스템 유연성을 확보해야하는 과제를 가지고 있다.

이러한 어려움에도 불구하고 해외 주요국들의 아세안 대상 저탄소 에너지 및 인프라 부문의 협력은 지속되고 있다. 2011~2020년 동안 해외 주요국 및 국제기구들이 아세안 8개국에 신재생에너지 발전, 송배전 인프라, 에너지 효율과 절감 등 저탄소 에너지 및 인프라 부문에 ODA 지원한 금액을 집계한 결과, 몇 가지 특징이 파악되었다. 첫째, 일본, 독일과 같은 특정 국가의 ODA 비중이 높은 점, 둘째는 인도네시아, 베트남, 미얀마 3개국에 지원이 집중되는 점, 셋째는 압도적으로 송배전 분야에 ODA 지원이 집중되고 있으며, 이런 추세가 지속되고 있다. 결론적으로 지난 10년간 아세안 국가에 제공한 저탄소 에너지 부문의 ODA 지원은 지원하는 공여국이나 수여국 뿐 아니라 그 분야도 편중성이 크다는 것을 알 수 있다. 그러나 최근 실적을 살펴보면 몇 가지 다른 점이 관찰된다. 첫째, 풍력과 에너지 효율/절감 부문의 지원이 증가하고 있으며, 신규 태양열 프로젝트, 독립형 태양광, 전기차 충전소 등 송배전 및 수력 사업에 치중되었던 과거와 새로운 형태의 저탄소 에너지 개발로 변화하고 있다는 점은 고무적이다. 따라서 향후 저탄소 에너지 및 인프라 부문의 ODA 지원이 어떤 추이와 양상을 보일 것인가에 대해 주목할 필요가 있다.

이외에도 일본, 미국, 독일, 덴마크 등 주요 국가들은 아세안 청정에너지 지원을 위한 파트너십, 프로그램 지원 등 다양한 양자협력을 지속하고 있다.

제4장

K

PM

한-아세안 국가와의 저탄소 에너지 부문 협력 성과와 협력 유망 분야

1. 한-아세안 국가와의 관련 분야
협력 추진 이행 및 성과
2. 아세안 국가들의 저탄소 에너지
협력 수요 및 협력 분야 도출
3. 한-아세안 탄소시장 연계 시
파급효과와 시사점
4. 소결

본 장은 3개의 절로 구성되며, 먼저 제1절에서는 한국과 아세안 국가와의 저탄소 에너지 부문 협력 추진 현황과 성과를 ODA 지원사업과 민간 부문 협력으로 나누어 살펴본다. ODA 지원 사업은 유상원조사업과 무상원조 사업이 있으므로, 유상원조사업은 기획재정부가 주관하고 한국수출입은행이 시행하는 대외협력기금(EDCF) 지원 실적을 통해서 알아보고, 무상원조사업은 외교부가 주관하고 한국국제협력단(KOICA)가 시행하는 협력 사업을 통해서 우리나라가 아세안국가들을 대상으로 한 ODA 협력 성과를 분석한다. 민간 부문 협력에 대해서는 주로 우리나라 발전 공기업들의 아세안 국가 현지 투자진출 사업을 중심으로 저탄소 발전 부문의 협력 현황과 애로사항 등을 살펴본다.

제2절에서는 우리나라와 아세안 국가들과의 저탄소 에너지 협력 수요와 협력 분야를 도출한다. 최근 신재생에너지 분야에서 가장 주목받고 있는 태양광 및 풍력뿐만 아니라 바이오에너지, 에너지저장장치, 클린스토브, 그리고 수소 개발 등 분야별로 협력 수요를 진단하고, 향후 유망한 협력 분야를 모색하고자 한다. 아울러 분야별로 아세안 국가의 시장 여건 및 국내 기업의 진출실적 등을 바탕으로 한-아세안의 협력 방향을 제시한다.

제3절에서는 한국과 아세안 국가들과의 탄소시장 연계의 파급효과를 CGE 모형을 통해 분석하고 시사점을 도출한다. 기후변화 대응을 위한 전 세계적 노력의 하나로 각국은 탄소시장을 구축하고 비용 효과적으로 온실가스를 감축하는 방안을 모색하고 있다. CGE 모형은 다양한 경제 부문의 상호작용을 모형 내에서 구현하여 장단기 경제·환경 변화 및 정책의 파급효과를 파악하는데 유용한 분석 도구이다. 특히 온실가스 감축 정책으로 폭넓게 도입하고 있는 탄소세나 배출권 거래제 등이 거시경제지표인 GDP, 국민소득, 국가 간 부문별 무역, 산업구조, 투자, 물가 등에 미치는 영향을 살펴볼 수 있다. 본 연구에서는 아세안 국가 중 인도네시아, 말레이시아, 필리핀, 싱가포르, 태국 및 베트남을 대상으로 탄소시장 연계에 따른 경제적 파급효과를 분석하고, 이를 바탕으로 한-아세안 저탄소 에너지기반 구축을 위한 시사점을 제시한다.

1. 한-아세안 국가와의 관련 분야 협력 추진 이행 및 성과

가. 한-아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 추진 현황 및 성과

우리나라의 ODA는 크게 유상원조 사업과 무상원조 사업으로 나눌 수 있으며, 유상원조는 기획재정부가 주관기관으로서 대외경제협력기금(EDCF)를 총괄하고 계획을 수립·점검하며 한국수출입은행이 시행기관으로서 대외경제협력기금을 위탁받아 집행한다.³⁰¹⁾ 무상원조는 외교부가 주관기관으로서 무상원조 계획을 수립하고, 점검하며 무상원조 사업 시행기관인 한국국제협력단(KOICA)과 논의 조정하여 무상원조 사업을 추진한다.³⁰²⁾

우리나라의 공식적인 ODA 정책으로는 국제개발협력기본법에 따라서 5년 단위로 수립하는 최상위 국가종합 전략인 국제개발협력 기본계획과, 그 하위 계획으로 매년 수립하는 연도별 국제개발협력 종합시행계획이 있다.³⁰³⁾ 아세안 국가를 대상으로 한 저탄소 에너지 부문 ODA 사업도 이러한 정책체계 안에서 이루어진다.

1) 유상원조 사업 : 대외경제협력기금(EDCF)

한국수출입은행의 경험사업본부가 발표한 2022년 1분기 기준, 「EDCF 국가별 입찰예정사업」보고서에 따르면, 우리나라는 1990년 이후 2022년 3월 현재까지 EDCF 기금을 통해 총 33개국(아시아/오세아니아 13개국, 아프리카 15개국, 중동-CIS(Commonwealth of Independent States) 5개국, 중남미

301) 대한민국 ODA 통합홈페이지. https://www.odakorea.go.kr/ODAPage_2022/category02/L02_S01_03.jsp (최종접속일: 2022.8.25.)

302) 대한민국 ODA 통합홈페이지. https://www.odakorea.go.kr/ODAPage_2022/category02/L02_S01_03.jsp (최종접속일: 2022.8.25.)

303) 대한민국 ODA 통합홈페이지. https://www.odakorea.go.kr/ODAPage_2022/category02/L02_S03_01.jsp (최종접속일: 2022.8.25.)

9개국에서 시행 중인 66건의 개발협력 사업에 대해 17,966.6백만 달러(승인액 기준)의 유상원조를 제공하고 있는 것으로 나타났다(〈표 4-1〉 참조).

표 4-1. 국가별 EDCF 자금 지원 사업 건수 및 승인 금액(1990~2021년)

지역	국가	사업 건수(건)	승인액(백만 달러)
아시아/ 오세아니아	베트남	66	2,634.2
	필리핀	23	1,251.8
	캄보디아	31	1,273.6
	미얀마	16	898.3
	인도네시아	25	1,066.8
	방글라데시	27	1,388.5
	스리랑카	30	930.0
	라오스	18	652.8
	파키스탄	12	684.4
	몽골	19	765.5
	네팔	2	60.0
	인도	1	172.0
	파푸아뉴기니	1	12.5
아프리카	가나	13	661.0
	르완다	2	117.5
	마다가스카르	3	100.0
	모잠비크	12	440.0
	말리	2	61.2
	세네갈	8	297.0
	시에라리온	1	55.0
	이집트	3	638.0
	에티오피아	10	818.8
	앙골라	9	361.0
	우간다	2	34.3
	케냐	7	364.8
	코트디부아르	1	110.4
	튀니지	2	90.0
	탄자니아	18	867.7

표 4-1. 계속

지역	국가	사업 건수(건)	승인액(백만 달러)
중동-CIS	우즈베키스탄	15	758.4
	키르기즈	2	39.0
	요르단	9	251.2
	아제르바이잔	2	65.5
	예멘	2	45.4
총 계		394	17,966.6

자료: 한국수출입은행 경험사업본부(2022), EDCF 국가별 입찰예정사업: 2022년 1분기.

지역별로는 아시아/오세아니아 지역이 전체 사업 건수의 약 69%(271건), 전체 승인액의 약 66%(11,790.4백만 달러)로 가장 큰 비중을 차지하였는데, 이 중 베트남, 필리핀, 캄보디아, 미얀마, 인도네시아, 라오스 등 아세안 국가가 사업 건수 대비 약 66%(179건), 승인액 대비 약 66%(7,777.5백만 달러)를 기록하며, 다수를 차지하였다.

그러나 아세안 국가 대상 유상원조 지원 현황을 살펴보면, 저탄소 에너지 부문에 대한 지원은 매우 낮은 편임을 알 수 있다. <표 4-2>는 1990~2021년 기간 아세안 6개국 대상 저탄소 에너지 부문의 유상원조 사업 지원 현황을 정리한 것이다. 이에 따르면, 아세안 지역에서 우리나라의 유상원조를 받는 저탄소 에너지 부문의 사업은 베트남, 필리핀, 미얀마, 라오스 4개국 총 8건(승인액 기준 총 385.2백만 달러 규모)에 불과한 것으로 나타났다. 이는 전체 사업 건수의 약 4%, 승인액 기준 약 5%이다.

표 4-2. 우리나라의 아세안 대상 저탄소 에너지 부문 유상원조 지원 현황(1990~2021년)

국가	승인연도	사업명	승인액 (백만 달러)	추진단계
베트남	2011	광빈성 태양광 발전사업	12.0	완공평가완료
필리핀	1994	민다나오 송전설비 확충사업	10.7	종결
	1994	루손 송전설비 확충사업	14.0	종결

표 4-2. 계속

국가	승인연도	사업명	승인액 (백만 달러)	추진단계
미얀마	1994	송배전망 확충사업	16.80	원리금 회수
	1994	500kV-Taungoo-Kamanat 송전망	100.00	자금 지출
	2018	가스 수송망 효율화 증대사업	113.0	컨설턴트 고용
라오스	2009	GMS 북부 송전사업	37.8	완공평가
	2015	세피안-세남노이 수력발전사업(PPP)	80.8	완공평가

주: 아세안 지역의 에너지 부문 지원 사업 중, 신재생에너지, 전력 공급을 위한 송 배전 인프라 사업, 가스 수송망 사업 등 저탄소 에너지 부문과 직·간접적으로 관련이 있다고 판단되는 사업만 포함하였음.

자료: 한국수출입은행 경험사업본부(2022), EDCF 국가별 입찰예정사업: 2022년 1분기, pp.1~28.

연도별로 차이가 있지만 1987~2021년 기간 EDCF 기금 전체 연간 승인액에서 에너지 부문이 차지하는 평균 비중이 10.2%였다는 점을 감안한다면, 이는 상당히 낮은 수준이라고 판단할 수 있다(〈표 4-3〉 참조). 물론, 여기에는 저탄소 에너지 사업 외에 화력발전 사업 등이 모두 포함되어 있기 때문에 우리나라가 수원국의 저탄소 에너지 부문에 지원하는 유상원조의 규모를 별도로 확인하지 않는 한, 아세안 지역의 저탄소 에너지 부문에 대한 유상원조 수준을 평가하기 위한 기준으로 활용하기에는 다소 적절치 않을 수 있다. 그러나 〈표4-2〉에 포함되지 않은 에너지 사업 2건(베트남의 Ba Ria 복합화력 발전설비 구매사업, 합산 승인액 55.9백만 달러)을 고려하더라도 1990~2021년 기간 아세안 지역의 전체 유상원조 사업 승인액에서 에너지 부문이 차지하는 비중이 약 5% 수준에 머물렀다는 점을 감안한다면, 저탄소 에너지부문을 포함하여 아세안 지역의 에너지 부문에 대한 유상원조 지원이 저조하였다는 것을 알 수 있다.

표 4-3. 우리나라의 EDCF 기금 에너지 부문 승인 현황(1987~2021년)

연도	승인액 총액(백만원)	에너지 부문 승인액(백만원)	에너지 부문 비중(%)
1987	19,426	-	-
1990	23,775	-	-
1991	58,021	-	-
1992	71,594	-	-
1993	50,540	11,072	21.9
1994	80,711	31,497	39.0
1995	106,036	-	-
1996	302,662	66,696	22.0
1997	94,690	17,903	18.9
1998	107,802	14,044	13.0
1999	179,384	934	0.50
2000	242,325	74,936	30.9
2001	114,193	-	-
2002	116,618	-	-
2003	162,755	28,984	17.8
2004	222,155	-	-
2005	298,535	-	-
2006	364,465	-	-
2007	640,983	50,647	7.9
2008	969,284	98,400	9.6
2009	1,031,431	98,043	9.5
2010	1,193,319	189,741	15.9
2011	1,032,651	211,074	20.4
2012	1,156,257	55,230	4.7
2013	1,308,243	167,898	12.8
2014	1,406,503	-	-
2015	1,452,267	96,746	6.6
2016	1,289,942	99,835	7.7
2017	1,603,076	97,460	6.0
2018	2,066,402	570,845	27.6
2019	2,654,734	256,571	9.6
2020	885,778	71,841	8.1
2021	2,659,070	126,797	4.7
총 계	23,965,626	2,437,192	10.2

자료: 한국수출입은행 경제사업본부(2022). EDCF 국가별 입찰예정사업: 2022년 1분기.

2022년 1월, 기획재정부가 발표한 「2022~2024년 EDCF 중기운용방향」에 따르면, 2021년 1월, 「제3차 국제개발협력 기본계획」에서 명시한 2019년(3.2조원) 대비 2030년까지 ODA 규모 2배 확대 목표 달성을 위해 향후 3년(2022~2024년)간 총 11.4조원의 EDCF 기금을 승인하고, 총 4.5조원의 집행 을 추진하겠다는 목표를 설정하였다.³⁰⁴⁾ 동 계획에서 정부는 2030년까지 개도국의 NDC 달성을 위해 최소 5.8조 달러가 소요될 것이라는 UN기후변화협약 재정상설위원회의 분석 결과를 인용하며,³⁰⁵⁾ 그린 분야에 대한 지원을 확대³⁰⁶⁾하겠다는 방향을 제시하였다. 지역별로는 아세안과 인도의 경우, 인프라 수요가 많은 중소기업 중심으로 협력을 가속하되, 인도네시아, 필리핀 등 경제 협력 효과가 비교적 높게 나타날 것으로 예상되는 국가들을 중심으로 대형사업 발굴 및 지원을 위해 기본약정(Framework Agreement)³⁰⁷⁾의 확대를 도모해 나가겠다는 계획을 수립하였다.³⁰⁸⁾

그러나 EDCF 중기운용계획에서 그린 분야에 교통시스템, 상수도 등 우리나라가 강점을 가진 영역 외에 신재생에너지를 비롯한 저탄소 에너지 부문이 명시적으로 언급되지 않았다는 점은 다소 아쉬운 부분이라고 할 수 있다. 아세안 10개국에 제출한 NDC에 온실가스 배출 감축을 위한 주요 수단으로 저탄소 에너지 활용을 제시했다는 점을 고려한다면, 향후 아세안 국가들의 저탄소 에너지 부문에 대한 수요는 현재보다 더욱 확대될 것으로 예상할 수 있다. 이러한 점을 감안하여 아세안 지역의 저탄소 에너지 부문에 대한 EDCF 기금 활용 방안을 보다 면밀하게 설계할 필요가 있다고 판단된다.

304) 기획재정부(2022.1.25.). 2022~2024년 EDCF 중기운용방향(요약). p.1.

305) *ibid.*, p.1.

306) 승인액 기준, 그린 분야는 총 11억 달러(2023년 5억 달러, 2025년 6억 달러)에서 총 34억 달러(2022년 8억 달러, 2024년 12억 달러, 2025년 14억 달러)로 그 규모가 확대되었음.

307) 기본약정(F/A)은 EDCF 지원 약정기간 및 한도액을 사전에 설정하여, 기간·한도 내 승인된 사업은 별도의 약정 체결 없이 신속한 지원을 제공할 수 있도록 함의한 조약을 의미함. 정부는 인도네시아와의 F/A 기간을 2016~2021년(6억 달러)에서 2022~2026년 15억 달러로 확대하고, 필리핀과의 F/A 기간은 2017~2022년 10억 달러에서 2022~2026년 30억 달러로 확대·갱신기로 하였음.

308) *ibid.*, pp.7~8.

2) 무상원조 사업

(1) 지원 실적 및 현황

〈표 4-4〉는 2011년 이후 아세안 국가들을 대상으로 한 프로젝트 또는 건설 유형³⁰⁹⁾의 저탄소 에너지 부문 ODA 지원 사업을 집계한 것이다. 사업 시작년도를 기준으로 2011년부터 2022년까지 아세안 국가들을 대상으로 한 저탄소 에너지 부문³⁰⁹⁾ ODA는 총 47건으로 이중 유상 협력 사업은 4건, 무상 협력 사업은 43건이었다.

무상 협력 사업은 10개 아세안 국가 중에서도 라오스, 미얀마, 베트남, 인도네시아, 캄보디아, 필리핀에만 지원이 이루어졌다. 이는 소득이 높은 싱가포르, 브루나이는 ODCE/DAC의 ODA 지원가능 대상국명단³¹⁰⁾에 포함되지 않고, 말레이시아와 태국은 싱가포르와 브루나이를 제외한 아세안 국가들 중에서는 상대적으로 소득수준이 높아 ODCE/DAC의 국가 분류에서 상위 중소득 국가(Upper Middle Income Countries and Territories)에 속하기 때문에 지원 우선순위가 낮게 평가되기 때문이다.³¹¹⁾ 같은 맥락에서 우리 정부의 국제개발협력 기본계획에서 선정하는 ODA 중점협력국에 아세안 국가는 라오스, 미얀마, 베트남, 인도네시아, 캄보디아, 필리핀이 포함되어 있다는 점이 유·무상 ODA 지원 사업이 이들 국가에 집중된 결정적인 이유로 판단된다. 매년 국제개발협력 종합시행계획에서 중점협력국에의 지원을 우선 고려하며, 지원 예산의 일정 비중 이상을 중점협력국에 배정하기 때문이다.

309) 저탄소 에너지 부문으로 선별한 기준은 신재생에너지, 에너지 효율, 스마트시티, 저소득층 또는 격오 지역의 적정 에너지기술, 송배전 사업, 천연가스 공급망 사업까지 포함하였음.

310) OECD 웹사이트. <https://www.oecd.org/dac/financing-sustainable-development/development-finance-standards/daclist.htm> (최종접속일: 2022.9.15.)

311) 2020년 OECD/DAC의 ODA 수원국 분류에 따르면 라오스, 미얀마, 캄보디아는 최빈개도국(Low Income Countries and Territories) 그룹에, 베트남, 인도네시아, 필리핀은 하위 중소득 국가(Lower Middle Income Countries and Territories)에 속함. (OECD/DAC, DAC List of ODA Recipients - Effective for reporting on 2020 flow, <https://www.oecd.org/dac/financing-sustainable-development/development-finance-standards/DAC-List-of-ODA-Recipients-for-reporting-2020-flows.pdf>, 최종접속일: 2022.9.15.)

표 4-4. 우리나라의 아세안 대상 저탄소 에너지 부문 ODA 지원 현황(2011~2022년)

국가	유형	총사업비 (억 원)	사업기간		사업명
			시작	종료	
라오스	무상	0.38	2013	2014	라오스 싸이나부리 지역 신재생가능에너지 교육 및 태양광 설비 지원
	무상	2.32	2014	2016	라오스 싸이나부리 지역 신재생에너지 교육 및 설비 지원
	유상	965.83	2015	2021	라오스 세피안 세남노이 수력 발전사업(PPP 사업)
	무상	37.42	2018	2020	라오스 에너지자립형 친환경에너지타운 조성
	무상	6.00	2022	2024	에너지정책컨설팅지원사업(라오스 에너지효율 등급제도 도입을 위한 시험·인증시스템 기반구축)
미얀마	무상	37.50	2014	2016	미얀마 Kyon Ku 마을 태양광발전 지원사업
	무상	38.19	2014	2018	미얀마 태양광발전을 통한 전력소외지역 생활 여건 개선 사업
	유상	1,195.33	2017	2022	미얀마 500kV Taungoo-Kamanat 송전망 구축사업
	무상	57.50	2019	2021	미얀마 에너지자립형 마을 구축
	무상	110.00	2020	2022	미얀마 라카인 마나웅섬 2.5MW 태양광전력시스템 구축 사업
	무상	47.82	2020	2022	미얀마 LED조명 기반조성 지원 사업
	무상	20.00	2020	2023	글로벌 문제 해결 거점(미얀마, IoT/AMI 기술혁신 거점센터 구축 사업)
	유상	1,351.15	2020	2025	미얀마 가스 수송망 효율화 증대사업
	무상	119.00	2020	2022	미얀마 라카인 마나웅섬 2.5MW 태양광 전력시스템 구축사업
	무상	84.00	2021	2024	미얀마 산주 소수력기반 전력환경 개선지원
베트남	유상	134.82	2012	2022	베트남 광빈성 태양광 발전 사업
	무상	1.27*	2012	2013	베트남 남중양지역의 지속가능한 신재생에너지의 접근성 향상
	무상	0.64*	2014	2014	베트남 남중양지역의 지속가능한 신재생에너지의 접근성 향상(2차)
	무상	0.63*	2015	2016	Up-scaling Model on Enabling Access to Sustainable Renewable Energy and Agricultural Practice in Ha Tinh
	무상	21.85	2017	2020	베트남 산업계 에너지 효율 투자 활성화 지원
	무상	2.22	2020	2020	베트남 시멘트분야 에너지 효율 및 에너지감축 기술 컨설팅 사업
	무상	80.00	2020	2024	한국-베트남 스마트시티 협력센터 구축·운영
	무상	107.10	2020	2025	베트남 광남성 띠끼시 스마트시티 구축 지원
	무상	77.44	2021	2025	베트남 산업계 에너지효율 투자시장 활성화 및 녹색성장계획 지원사업
	무상	7.00	2022	2024	베트남 태양광 제품 시험인증 시스템 구축 지원 사업)

표 4-4. 계속

국가	유형	총사업비 (억 원)	사업기간		사업명
			시작	종료	
인도 네시아	무상	1.53	2012	2013	인도네시아 찰따 글라르 마을 마이크로 수력 발전소 건설 사업
	무상	0.50	2013	2013	아시아 태양광 전등 지원 사업
	무상	0.85	2013	2014	지구를 위한 방카섬 태양광 발전
	무상	1.11	2014	2014	인도네시아 자카르타 칠리웅강 친환경 태양광 가로등 설치 사업
	무상	2.97	2017	2018	고효율 열전발전 램프 개발 및 보급사업
	무상	8.50	2017	2020	ESCO 사업 보급 활성 정책컨설팅
	무상	5.00	2018	2019	고효율 열전발전 램프 개발 및 보급사업(Seed 2)
	무상	20.00	2019	2022	글로벌문제해결거점(인도네시아, 인도네시아 저탄소 통합패 기물관리 적정기술 거점센터 구축사업)
	무상	220.15	2020	2024	인도네시아 한-인니-동티모르 태양광 에너지 접근성 향상 사업(UNDP)
	무상	12.30	2021	2025	동남아 에너지 정책컨설팅 지원사업 (인도네시아 태양광 활 용 전기 이륜차 마스터플랜 수립 및 역량강화)
무상	190.00	2022	2026	인도네시아 온실가스 감축용 태양광 충전 e-vehicle 시스템 구축	
캄보 디아	무상	6.27	2011	2015	적정기술을 활용한 캄보디아 바탐방 지역 저소득층 에너지 개발 지원사업
	무상	1.00	2014	2015	적정기술을 활용한 캄보디아 바탐방 지역 저소득층 에너지 개발 지원사업(2차 사업)
	무상	2.57	2015	2016	비전력가구를 위한 혁신 SHS(Solar Home System) 기술
	무상	66.03	2019	2021	캄보디아 마이크로그리드 및 충전소 보급지원
필리핀	무상	35.00	2017	2018	필리핀 배전 승압 지원 사업
다자	무상	6.18	2017	2020	국제기구협력 사업(ASEAN(ACE) (ASEAN 공동 개도국 에 너지효율정책 수립 지원 사업)
	무상	7.90	2018	2020	한-개도국 협력 사업 국제기구협력 사업(아시아에너지센터 협력)
	무상	61.40	2020	2023	태양광발전 기술을 활용한 캄보디아/미얀마 농업 및 농촌 개 발사업(UNDP)
	무상	18.67	2021	2025	국제기구협력 사업 (ADB 공동 동남아시아 에너지효율향상 지원)
	무상	10.00	2021	2025	국제기구 협력 사업 (UNIDO 공동 동남아시아 신재생에너 지 보급 활성화 지원)
	무상	14.50	2021	2025	국제기구 협력 사업 (ASEAN (ASEAN Centre for Energy, ACE)공동 아세안 국가 산업/건물 에너지효율 향상 지원)

주: 1) 프로젝트와 컨설팅 유형의 사업만을 집계하였고, 초청연수는 미포함.

2) KOICA의 협조로 일부 데이터는 수정 보완함. 총사업비는 승인액 기준이나, 일부 자료의 미비로 * 표시된 금액은
집행액을 사용함. 집행액은 승인액과 다소 차이는 있을 수 있음.

자료: 1) 정웅태·유학식(2020)의 <표 4-4>(pp.85-86)를 아래 출처를 통해 수정 및 업데이트함.

2) 관계부처 합동, '국제개발협력 종합시행계획' (2015~2022년 각 년도)

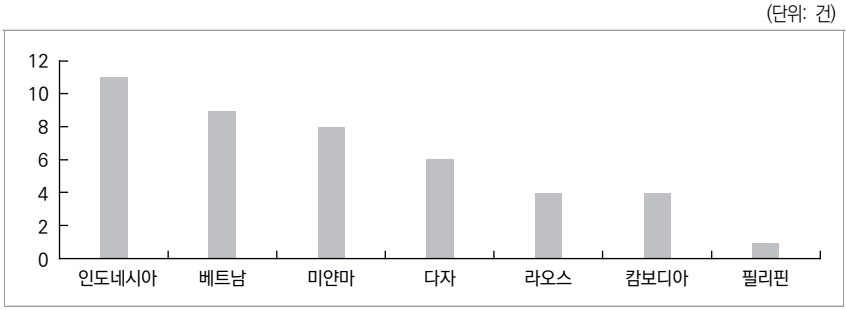
3) KOICA 통계조회서비스(<http://stat.koica.go.kr/ipm/os/sear/gnrSearchList.do?lang=ko>, 최종접속일: 2022.9.15.)

4) ODA 정보포털(<http://www.oda.go.kr/opo/bsin/bsnsInfoCnttBsnsInfo.do>, 최종접속일: 2022.9.15.)

먼저 아세안 국가별로 어떻게 저탄소 에너지 부문의 ODA 무상 지원 사업이 시행되었는지를 살펴보기로 한다. 사업 시작년도를 기준으로 2011년부터 2022년 기간 동안 아세안 국가 중에서 저탄소 에너지 관련 무상 ODA 지원 사업을 가장 많이 지원받은 수원국은 인도네시아로 11건, 베트남과 미얀마가 각각 9건과 8건으로 지원 건수가 많았다.

최근에 주목할 만한 변화로는 아세안을 포괄적으로 지원 대상으로 하거나 그 중에서도 2개국 이상을 특정해서 지원하는 국제기구 협력 사업에 참여하는 형식의 다자국제기구 협력 사업이 2017년 이후 늘어나고 있다는 점이다. 이전에도 다자국제기구 협력 사업이 없지는 않았으나 저탄소 에너지 부문을 사업내용으로 하지 않거나 아세안 국가를 대상으로 하는 경우는 거의 없었다(그림 4-1] 참조).

그림 4-1. 우리나라의 아세안 국가별 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 사업 수(2011~2022년)

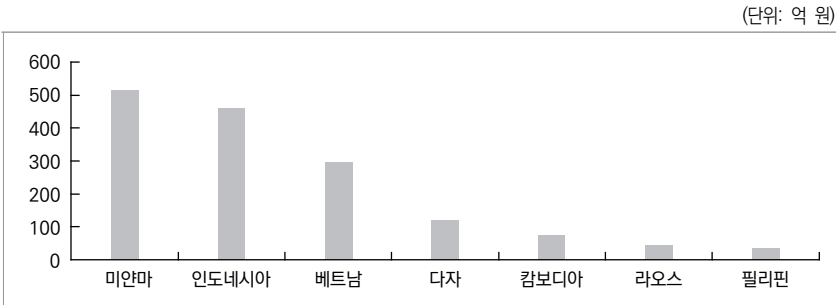


자료: <표 4-4>를 바탕으로 저자 작성

저탄소 에너지 부문 ODA 무상 지원사업의 총 지원 금액을 국가별로 비교한 결과를 [그림4-2]에 나타내었다. 2011년~2022년까지 총 지원액 규모로는 미얀마가 총 514억 원으로 가장 컸다. 지원 사업수가 가장 많았던 인도네시아와 비교해 본다면 미얀마에 지원 사업당 평균 지원액은 인도네시아에 비해서 좀 더 크다는 것을 알 수 있다. 미얀마 다음으로는 인도네시아에 총 약463억 원,

베트남이 약 296억 원이 지원되었고, 캄보디아, 라오스, 필리핀은 모두 100억 원 미만으로 지원 건수가 적었던 만큼 지원금 금액의 규모도 작았다.

그림 4-2. 우리나라의 아세안 국가별 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 총사업비(2011~2022년)



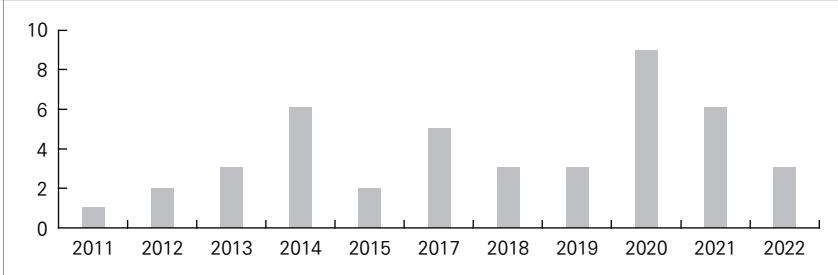
자료: <표 4-4>를 바탕으로 저자 작성

다음으로 2011년 이후 우리나라에서 아세안 국가를 대상으로 한 저탄소 에너지 관련 ODA 무상지원 사업의 전체적인 동향을 살펴보고자 한다. 아세안 국가를 대상으로 한 ODA 무상지원 사업 건수는 다소 등락을 보이기는 하나 전반적으로는 증가하는 추세를 보였다. 특히 2020년에 이전 연도들에 비해 지원 사업 수가 크게 증가하였고 이후에는 전년 수준으로 회복하는 양상이다(그림 4-3) 참조).

지원사업의 평균 사업기간은 전반적으로 늘어나는 추세를 확인할 수 있다. 2011년에는 5년짜리 사업 한 건이 전부였으므로 이례적으로 평균사업이 5년으로 길게 나타난 것을 감안하면 평균 사업기간의 증가세는 더욱 분명하다. 2015년 이전에 평균 사업기간이 약 2년 정도였는데 반해 2017년 이후로는 매년 평균 사업기간이 3년이 넘으며 2021년에는 평균 사업기간이 4.8년이었던(그림 4-4) 참조).

그림 4-3. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 사업 수 추이

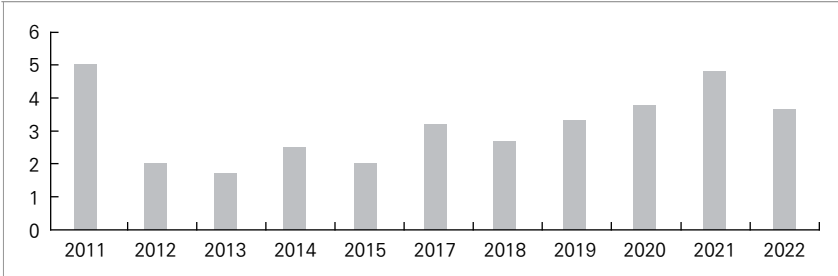
(단위: 건)



자료: <표 4-4>를 바탕으로 저자 작성
 주: 사업 시작년도를 기준으로 집계

그림 4-4. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상지원 평균 사업 기간

(단위: 년)

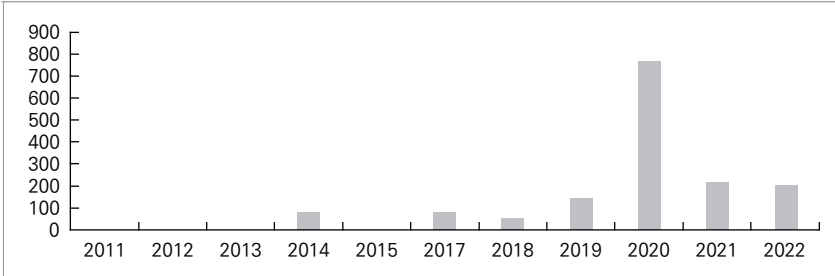


자료: <표 4-4>를 바탕으로 저자 작성
 주: 사업 시작년도를 기준으로 집계

[그림 4-5]는 연도별로 대 아세안 저탄소 에너지 관련 무상 ODA 지원 사업의 지원액 총액을 비교한 것이다. 2015년 이전에는 2014년을 제외하고는 매년 총사업비 합계액이 10억 원 미만에 그쳤다. 그러나 2017년 이후로는 50억 원을 상회하기 시작하였고 2019년에 총사업비 합계액이 144억 원으로 처음으로 100억 원을 초과했다. 이후에도 매년 총사업비 합계액은 200억 원을 넘는다. 이례적으로 2020년에는 인도네시아, 베트남, 미얀마 등에 총사업비가 100억 원이 넘는 대형 다년 사업들이 승인되면서 총 768억 원의 지원이 이루어진 것은 눈여겨 볼만하다([그림 4-5] 참조).

그림 4-5. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상 지원 총사업비 합계

(단위: 억 원)



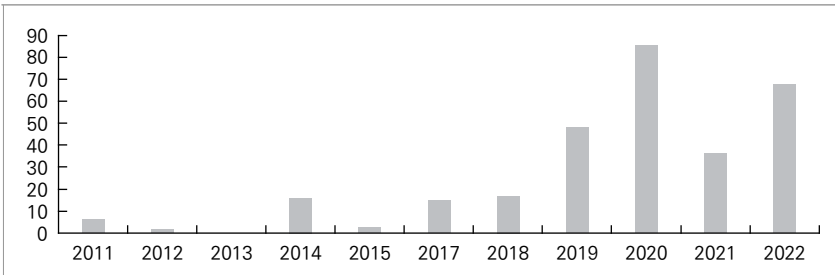
자료: <표 4-4>를 바탕으로 저자 작성
 주: 사업 시작년도를 기준으로 집계

[그림 4-6]은 사업시작년도를 기준으로 연도별 지원 사업 당 총사업비의 평균금액을 나타낸 것이다. 2020년에 이례적으로 평균 총사업비 규모가 85억 원을 기록한 것을 감안하더라도 2022년에 평균 총사업비 규모가 68억 원에 이르는 등 사업 하나당 지원 금액이 빠르게 증가하고 있음을 알 수 있다.

결론적으로 2020년을 전후하여 2010년대 초반에 비해서 지원 건수, 지원 금액, 사업기간 등이 증가하는 추세로 우리나라의 아세안 국가 대상 저탄소 에너지 관련 무상 ODA 사업이 최근 들어서 점차 다년화 되고 대형화되는 것을 확인할 수 있다.

그림 4-6. 우리나라의 대 아세안 저탄소 에너지 부문 ODA 무상 지원사업의 평균 지원액

(단위: 억 원)



자료: <표 4-4>를 바탕으로 저자 작성
 주: 사업 시작년도를 기준으로 집계

(2) 대 아세안 ODA 전략과 저탄소 에너지 부문 지원 전략 평가

국제개발협력 종합기본계획은 국제개발협력기본법에 따라 5년마다 수립하는 ODA 부문 최상위 국가 종합전략이다. 제2차 기본계획은 2020년에 계획기간이 종료하였고, 2021년부터 2025년까지를 계획 기간으로 하는 제3차 국제개발협력 종합기본계획을 2021년 1월에 수립하였다.³¹²⁾ 동 기본계획에서는 ‘포용적 ODA’, ‘상생하는 ODA’, ‘혁신적 ODA’, ‘함께하는 ODA’를 4대 전략 목표로 설정하였고, ‘상생하는 ODA’의 3대 중점 과제 중의 하나로 ‘녹색 전환 선도’를 포함하였다.³¹³⁾ 이에 따르면, 우리나라는 신기후체제에 동참하고 다자협력기구와의 협력을 확대 강화하여 기후변화 논의를 선도하고 협력을 강화하고, 전략적 그린뉴딜 ODA를 통해서 개도국의 녹색 전환과 탄소 중립을 지원하고, 기후변화 대응 지원을 강화하려고 하고 있다. 특히 베트남, 미얀마 등과 양자 기후변화협력 협정을 체결하여 온실가스 감축을 위한 협력 사업을 발굴하거나 국외 온실가스 감축을 지원하는 것을 협력 방안으로 제시하였다.³¹⁴⁾

2019년 11월 한국 정부는 한-아세안 특별정상회의를 계기로 중점협력국인 동남아 5개국과 ‘한-동남아 5개국 개발협력 MoU’를 체결하였다.³¹⁵⁾ 이에 따르면 한국과 아세안 5개국은 ① 포용적 개발을 위한 디지털 파트너십 ② 더 나은 미래를 위한 고등교육 ③ 한-메콩 미래 평화공동체 조성 ④ 자연과 사람이 함께하는 스마트 도시개발 ⑤ 균형성장을 견인하는 포용적 교통을 5대 전략 프로그램으로 추진기로 합의하고, 유관 사업을 통해 개발협력을 확대하기로 했다.³¹⁶⁾

312) 대한민국 정부 관계부처 합동. 2021b. 제3차 국제개발협력 종합기본계획 (2021~2025)

313) 대한민국 정부 관계부처 합동. 2021b. 제3차 국제개발협력 종합기본계획 (2021~2025). p.8.

314) *ibid.* p.13

315) 외교부. 2019. ‘한국, 동남아 중점협력국과 신남방 ODA 추진 합의 - 동남아 5개국과 개발협력 양해각서(MOU) 체결’. 보도자료 (11월 25일)

316) *ibid.*

한-동남아 5개국 개발협력 MOU는 이후 2021년 국제개발협력 종합시행계획의 대 아세안 ODA 전략의 바탕이 되었다. 2021년 국제개발협력 종합시행계획에서는 아세안과 인도 지역에 대한 우리나라 무상 ODA 중점 프로그램으로 디지털 파트너십, 고등교육 이니셔티브, 농촌개발, 도시개발, 교통으로 설정하고 동 분야에 집중해서 지원을 강화하였다.³¹⁷⁾ 이에 따르면 아세안 국가와 인도에 2021년에 63개 사업, 총 사업비 895억 원 규모의 ODA를 지원하는 것으로 되어있다.

표 4-5. 2021년 KOICA의 아세안 및 인도 대상 5대 프로그램 계획(안)

프로그램	대상 국가	사업 수	규모
디지털 파트너십	라오스, 미얀마, 베트남, 인도네시아, 캄보디아, 필리핀, 태국, 인도	20개	372.1억 원
고등교육 이니셔티브	미얀마, 베트남, 인도네시아, 캄보디아, 필리핀	10개	58.9억 원
농촌개발	라오스, 미얀마, 베트남, 캄보디아, 필리핀	18개	289.2억 원
도시개발	라오스, 베트남, 인도네시아	7개	98.9억 원
교통	라오스, 미얀마, 베트남, 인도네시아	8개	76.1억 원
합계	-	63개	약 895억 원

자료: 대한민국 정부 관계부처 합동, 2021. '21년 국제개발협력 종합시행계획 (확정액 기준). p.23.

이전 소절에서 살펴보았듯이 아세안 국가들을 대상으로 한 무상 ODA 지원 사업은 지원 건수, 사업의 대형화와 다년화 등 협력이 강화되고 있음을 확인할 수 있었다. 그럼에도 불구하고 아세안 국가를 대상으로 한 무상 ODA 5대 프로그램에 에너지 부문이 포함되지 않은 것은 아쉬움이 있다. 이 5대 협력 분야에 에너지 부문 또는 저탄소 에너지 부문이 명시적으로 포함되지 않음으로써 아세안 대상 저탄소 에너지 부문 ODA가 디지털 파트너십 등 5대 프로그램 부문에 비해서 상대적으로 정책적 관심이 떨어지거나 지원 사업 발굴이나 사업

317) 대한민국 정부 관계부처 합동, 2021a. '21년 국제개발협력 종합시행계획 (확정액 기준). p.23.

화 제안 등 협력 추진력을 저해할 소지가 있다고 보인다. 이에 정웅태·유학식(2020)은 이러한 점을 지적하면서 이에 대한 개선방안으로 비에너지 분야와 에너지 분야의 융합적 성격의 사업 개발을 제안하기도 하였다.³¹⁸⁾ 향후 아세안 대상 ODA 지원 전략에 저탄소 에너지 부문을 핵심 협력 분야로 반드시 포함할 필요가 있다.

또한, 2021년까지 우리나라의 ODA 중점협력국은 총 24개국으로 이중 아세안 국가는 라오스, 미얀마, 베트남, 인도네시아, 캄보디아, 필리핀이 포함되었다. 이는 앞서 서술한 ODA 현황에서 유·무상 ODA가 라오스, 미얀마, 베트남, 인도네시아, 캄보디아, 필리핀에 집중된 결정적 배경이기도 하다.

2021년 1월에 확정된 제3차 국제개발협력 종합기본계획(2021~2025)에서는 24개의 중점협력국을 27개로 조정한다는 방침을 밝혔다.³¹⁹⁾ 중점협력국 조정은 2022년 국제개발협력 종합시행계획부터 반영되었는데, 기존 중점협력국 중에서는 모잠비크, 아제르바이잔이 빠지고, 신규 중점협력국으로 인도, 이집트, 키르기스스탄, 타지키스탄, 우크라이나가 포함되었다. 따라서 이번 중점협력국 조정에서 아세안국가가 탈락하지는 않았지만, 신규로 추가되지도 않았다.

중양아시아, 아프리카, 중남미 등 타 지역과의 안배, 수원국의 소득수준 등 기준, 우리 정부의 대외정책 방향 등 다양한 요소를 복합적으로 고려하여 ODA 중점협력국을 선정한다는 점을 생각하면 그동안 아세안 10개국 중에서 6개국 이 우리나라의 ODA 중점협력국에 포함된 것은 ODA 협력 대상국으로서 아세안의 중요성이 충분히 반영된 결과라고 보기에 무리가 없다. 고소득 국가로 싱가포르와 브루나이는 OECD/DAC(Organisation for Economic Cooperation and Development/Development Assistance Committee)의 ODA 수원

318) 정웅태·유학식. 2020. '신남방정책 추진에 따른 에너지 부문 성과와 과제'. pp.121~122.

319) 대한민국 정부 관계부처 합동. 2021b. 제3차 국제개발협력 종합기본계획 (2021~2025). p.25.

국(recipient) 자격이 없으므로, 남은 아세안 8개국 중에서 6개국이 중점협력국에 포함되었다는 점은 상당히 의미 있는 비중이기 때문이다. 다만, 중점협력국 6개국 중에서도 인도네시아, 베트남, 미얀마에 ODA가 집중되어 있고, 라오스, 캄보디아, 필리핀은 상대적으로 지원 협력 실적이 적다는 점은 그 이유를 자세히 살펴볼 필요가 있다.

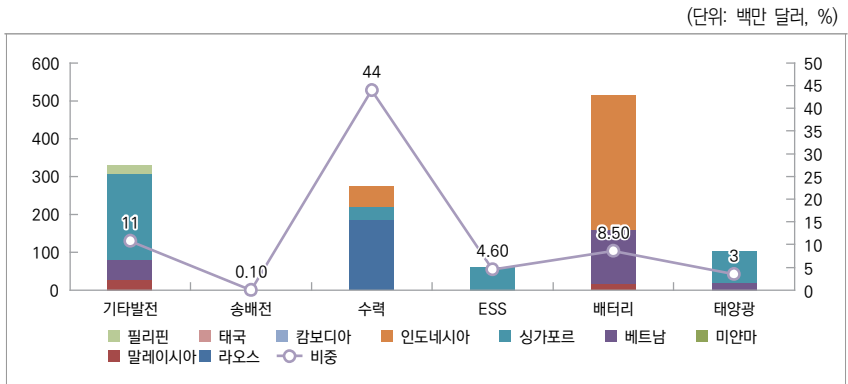
또한, 중점협력국에 포함되지 못한 말레이시아, 태국도 ODA 협력 필요성을 면밀히 평가할 필요가 있다. 필요에 따라서 수요를 발굴하여 아세안과의 상생 협력 뿐만 아니라 우리나라의 저탄소 에너지 협력 진출에 도움이 될 수 있는 가능성도 파악해야 할 것이다.

나. 한-아세안 저탄소 에너지 부문 해외 직접투자 추진 현황 및 특징

이번 절에서는 아세안 10개국 대상으로 2016년부터 2022년 상반기까지 저탄소 부문의 해외직접 투자 현황을 살펴보기로 한다. 관련 데이터는 해외수출입은행에서 제공하며 저탄소 부문으로서 분류될 수 있는 제공 데이터 분야는 기타발전(원전, 화력, 태양광을 제외), 수력발전, 태양광 발전, 에너지 저장장치, 배터리, 송배전 등이다. <표 4-5>에서 나타났듯이 우리나라는 지난 7년간 저탄소에너지 부문의 아세안국가로의 직접투자는 배터리제조업이 가장 높았고 그 다음으로 기타발전업과 수력 발전업 순이었다. 배터리제조업은 인도네시아와 베트남에서 그리고 기타 발전업은 싱가포르와 베트남이, 수력 발전업은 라오스와 인도네시아의 가장 큰 투자규모를 보였다. 반면에 송배전과 에너지 저장장치는 그 투자규모가 미약함을 알 수 있다. 상기 6대 분야의 직접투자 규모는 싱가포르, 베트남, 인도네시아 등 안정적이고 경제 규모가 큰 3개국이 전체 아세안 해외직접투자 규모의 약 80%를 차지하고 있어 이들 국가에 대한 투

자 의존도가 높았다. 하지만 5개 분야의 아세안의 직접투자 규모는 전 세계 대상의 투자 규모에 비해 상당히 낮다. 아세안 지역의 수력이 전체 수력 투자의 44%를 차지하고 있는 것을 제외하고는 대부분 한 자리 숫자에 그치고 있다. 이는 결국 아세안 역내의 저탄소분야의 해외직접투자 여건이 용이하지 않음을 반증하는 것이라 할 수 있다.

그림 4-7. 대 아세안 저탄소 에너지 분야의 분야별 해외직접투자 규모와 전체 비중



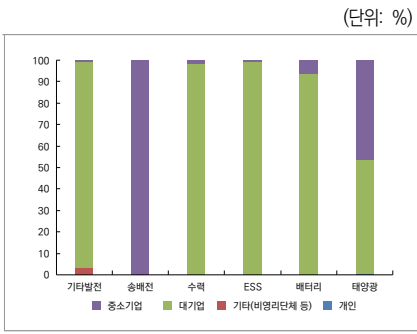
자료: 수출입은행, 해외직접투자 통계
 주: 기타발전은 화력, 수력, 태양광, 원자력을 제외한 발전업을 지칭함.

[그림 4-8]은 아세안 대상의 6개 분야별 해외직접투자자의 규모를 누적 비중으로 나타낸 것이다. 해외직접투자 규모의 약 90%가 대기업에서 투자한 것으로 투자 규모가 낮은 송배전과 태양광 분야를 제외하고는 대부분 영역에서 높은 비중을 차지하고 있다. 태양광 부문의 경우 대형기업과 중소기업이 전체 투자규모를 양분하는 것이 특징이라 하겠다.

[그림 4-9]은 아세안 대상의 6개 분야별 해외직접투자의 목적별 누적 비중으로 나타낸 것이다. 배터리, 송배전 그리고 수력발전 사업의 경우는 대부분 현지 시장 진출 목적으로 투자하고 있지만, 반면 태양광 등 기타 저탄소 기반의 에너지 발전은 3국 진출이 현지 진출보다 더 많았다. 이는 아세안 시장에서 저탄소기반의 발전 투자사업 경험을 축적한 후 향후 아세안보다 시장 규모가 더

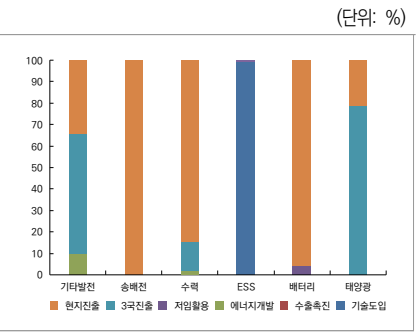
큰 3국 시장(미국, 유럽, 중남미 등)으로 진출을 도모하는 의도가 있기 때문으로 해석된다. 에너지 저장장치 투자는 여타 분야처럼 투자 단계에 이르지 못한 국산 기술 여건 상 국산 기술의 실증이나 기술 도입 등에 보다 투자의 방점이 두어져 있다.

그림 4-8. 대 아세안 저탄소 에너지 부문의 해외직접 투자자 규모 비중 (2016~2022년 상반기)



자료: 수출입은행, 해외직접투자동계
 주: 기타발전은 화력, 수력, 태양광, 원자력을 제외한 발전업을 지칭함.

그림 4-9. 대 아세안 저탄소 에너지 부문의 해외직접투자 목적별 비중 (2016~2022년 상반기)



자료: 수출입은행, 해외직접투자동계
 주: 기타발전은 화력, 수력, 태양광, 원자력을 제외한 발전업을 지칭함.

가장 큰 투자규모를 보인 배터리 부문의 대표적 사업은 2021년에 현대자동차 그룹과 LG 에너지 솔루션이 전기자동차 배터리 공장 설립을 위한 합작 투자 협약이다. 이 사업은 인도네시아 자카르타 인근 지역에 매년 15만대 전기자동차를 가동할만한 규모인 10GWh 전기차 배터리 공장이 지어지게 되는데 현재 착공 중이며 2023년에 완공해 2024년 상반기부터 현지에서 배터리 양산을 시작할 예정이다. 인도네시아 정부는 합작 공장 설립을 지원하기 위해 법인세와 관세 면제, 전기차 세금 감면 등 혜택을 제공하기로 하면서 한-인도네시아간의 대표적인 저탄소 에너지 분야의 투자 협력 우수 사례 중의 하나다.

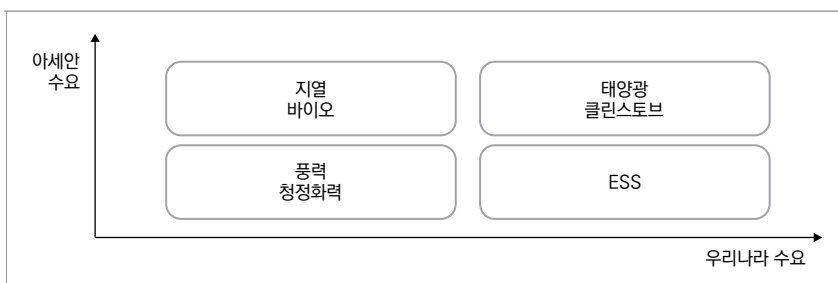
수력은 현재 국내 발전사들이 인도네시아와 라오스에서 대규모 투자를 통해 사업을 운영 중에 있다. 인도네시아는 중부 발전이 2016년부터 45MW 규모

의 뿔푸 수력과 55.4MW 규모의 땅가무스 수력을, 라오스에서는 서부발전이 410MW 규모의 세남로이 수력과 728MW 규모의 푸노이 수력을 추진 중이다. 앞으로도 이러한 투자와 사업 운영경험을 바탕으로 인도네시아에 시보르빠(중부발전), 마동(동서발전), 프리빠(한수원), 마웅(한전) 사업을 국내 발전 공기업들이 추가 발굴할 계획을 가지고 있어 당분간 수력발전에 대한 투자가 지속해서 증가할 전망이다.

2. 아세안 국가들의 저탄소 에너지 협력 수요 및 협력 분야 도출

본 절에서는 한-아세안의 저탄소 에너지기반 구축을 위해 유망한 협력 분야를 탐색해 보고자 한다.³²⁰⁾ 정성삼(2022)은 아세안의 친환경에너지 협력 유망 분야를 발굴하려는 목표로 가장 최근에 마무리된 연구과제이다. 동 과제에서 분야별 전문가들의 의견을 종합하여 [그림 4-10]과 같은 결과를 도출하였다.

그림 4-10. 한-아세안 친환경에너지 협력 수요



자료: 정성삼(2022), p.188.

320) 정성삼(2022), 한-아세안 친환경에너지 협력 유망 분야 연구, 신남방정책특별위원회 최종보고서의 관련 내용을 기초로 작성하였음. 동 보고서에 들어있는 SMR은 국내외의 수용성과 상용화 이전 단계의 기술인 점을 감안하여 본 분석의 대상에서는 제외하였음.

동 보고서에서 도출한 지열의 경우 포함 지진 이후 지열에 대한 수용성이 떨어지면서 연구개발과 관련 산업이 큰 타격을 받은 상태이다. 따라서 아세안의 수요는 있지만, 국내의 산업이 충분하게 뒷받침할 수 없다고 판단되어 제외하였다. 또한 청정화력은 국내 기술력과 화력발전 운영 경험 등으로 아세안의 협력 수요에 부응할 수는 있지만, 화력발전 프로젝트에 대한 자원 조달의 어려움을 고려하여 일단 제외하였다. 그리고 수소는 아직 상용화 이전 단계의 기술이지만 최근 가장 주목을 받는 분야이며, 우리나라와 아세안 모두 저탄소 에너지 기반구축을 위해 필요한 분야로 공감하고 있다는 점에서 포함하였다. 수소에 대한 국내의 움직임이 아세안보다는 훨씬 활발하다는 점을 고려하여 수소를 ESS와 같은 그룹에 포함하는 것이 적절하다. 결국 본 연구에서 한-아세안의 저탄소 에너지 기반 관련 유망 협력 분야는 위의 [그림 4-10]에서 청정화력을 제외하고 수소를 ESS와 같은 그룹에 포함시켜 태양광, 풍력, 바이오에너지, ESS, 클린스토브, 수소로 결정하였다.

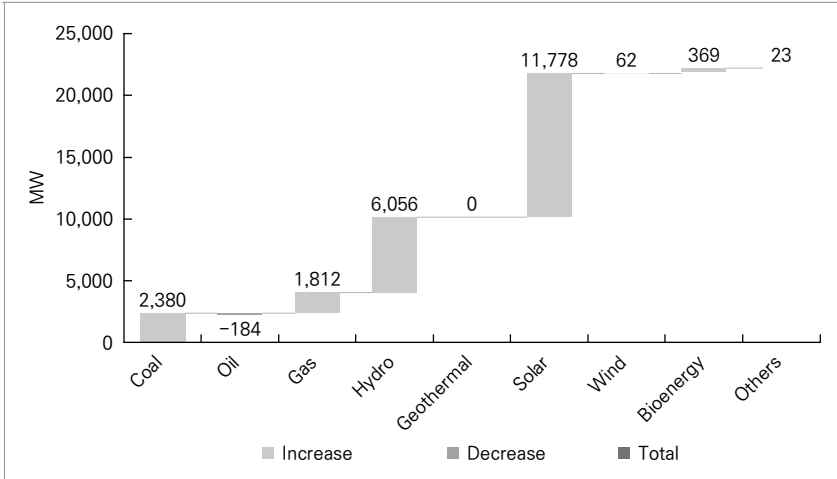
본 절에서는 태양광, 풍력, 바이오에너지, 에너지저장장치, 클린스토브, 그리고 수소개발 등 각 분야별로 협력 수요를 진단하여 향후 유망한 협력 사업을 도출한다. 아울러 각 분야별 아세안 국가의 시장 여건을 바탕으로 한-아세안의 협력 방향을 제시한다.

가. 태양광

신재생에너지 분야에서 투자가 집중되는 분야가 태양광이라고 할 수 있으며, 아세안의 경우도 예외가 아니다. 2019년 대비 2020년의 발전원별 설비 증설 용량을 살펴보면 태양광과 수력이 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 물론 전통 에너지원인 석탄과 가스에 대한 신규설비가 여전히 추가되고 있지만, 신재생에너지원으로서의 전환이 두드러지게 나타나고 있다.³²¹⁾

321) 아세안 지역의 발전원별 설비용량의 비중을 2020년 기준으로 살펴보면, 석탄(31.4%), 가스(30.9%), 수력(20.9%)이 전체 발전설비용량의 80% 이상을 차지하고 있음.

그림 4-11. 2020년 아세안 지역의 발전원별 설비증설용량(2019년 대비)



자료: ASEAN Centre for Energy(2021.9), ASEAN Power Updates(Edition September 2021), p.4.

아세안 국가의 태양광 시장 상황은 전반적으로 양호하지만, 태양광 사업을 추진하는데 고려해야 할 리스크가 많은 것도 사실이다. 우선 국내에서는 전력 판매(System Marginal Price, SMP) 외에 신재생에너지공급의무화제도(RPS)를 통해서 REC(Renewable Energy Certificate)를 추가 수익으로 확보할 수 있는 데 비해 아세안 국가들은 FIT나 RPS와 같은 정책적인 보조수단이 제대로 갖추어져 있지 않아 투자비 회수에 어려움이 존재한다. 또한 전력청과 같은 정부기관과 체결한 PPA 계약도 제대로 이행되지 않는 예도 있으며, 계획보다 더 많은 설비용량을 허가하여 사업성이 떨어지는 등의 국가 리스크가 있다. 그리고 인허가를 비롯한 각종 행정절차 단계에서의 불투명성도 아세안 국가에서의 사업을 어렵게 하는 요인으로 작용한다.

그러나 말레이시아의 경우 녹색투자세공제제도(GITA), 녹색기술금융제도(GTFS) 등 신재생에너지 투자자에게 주어지는 인센티브 제도를 도입하여 투자를 장려하고 있다. 녹색투자세공제제도는 신재생에너지 투자자에게 법인세 70%

를 감면해주는 것이며, 녹색기술금융제도는 대출이자의 2%를 감면해준다. 베트남과 말레이시아에서는 VPPA(Virtual Power Purchase Agreement) 혹은 DPPA(Direct Power Purchase Agreement)라는 형태로 제3자 소비자에게 전력을 판매할 수 있는 제도의 도입을 준비하고 있다.

한편, 아세안 국가 중에는 전력계통이 안정화되지 않은 나라가 많아 이에 대한 리스크를 고려해야 한다. 베트남은 계통 과부하로 신재생에너지의 출력제한이 빈번히 발생하고 있으며, 인도네시아, 캄보디아, 라오스 등은 전력계통이 불안정하여 사업을 개발하는 데 어려움이 많다.

최근 소규모 영농형 태양광(Agrivoltaics)이 아세안 국가에게 적합한 사업 모델로 각광을 받고 있다. 영농형 태양광은 부지 공유를 넘어 태양광 패널의 그림자 효과로 패널 하부의 온도를 낮춰서 기후변화로 인한 온도상승 효과를 줄여주어 기존 전통 작물의 수확량 감소를 완화하는 데 도움이 된다. 많은 부지를 필요로 하는 태양광의 특성과 농업이 주력 산업인 아세안 국가들의 특성을 고려할 때, 영농형 태양광에 대한 수요는 지속해서 증가할 것으로 판단된다. 베트남의 경우 태양광 보급이 급속도로 늘어나면서 농지의 절대 면적이 줄어들게 되자 신규 태양광사업에 대한 인허가를 중단한 상태이다. 따라서 농지 위에 태양광 설비를 설치하여 동일 부지 내에서 농사와 태양광 발전이 가능한 영농형 태양광 사업을 추진하고 있다. 엔벨롭스³²²)는 이러한 영농형 태양광 사업을 주로 펼치고 있는데 베트남에 10MW 규모의 영농형 태양광 프로젝트의 예비타당성 조사를 진행 중이며, 인도네시아에서는 100KW 규모의 영농형 태양광 시범사업을 준비 중이다.

이에 비해 한화에너지는 대규모 태양광 프로젝트 위주로 아세안 국가에서 사업을 수행하고 있다. 2016년부터 베트남에서 사업개발을 진행하였으며, 2019년

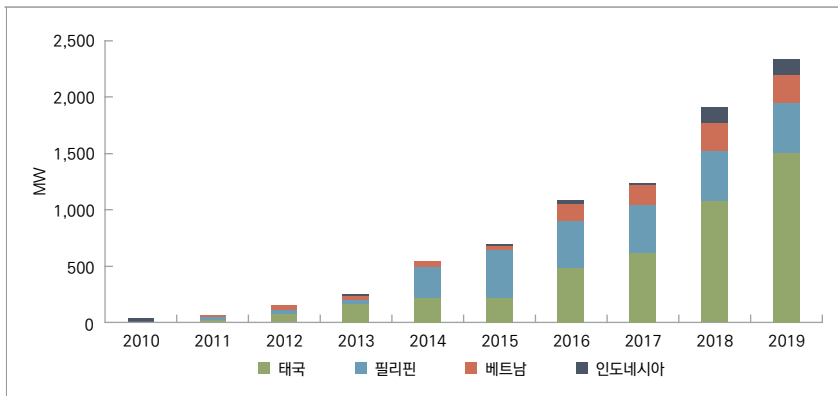
322) 엔벨롭스는 신재생에너지 발전사업 개발 전문회사로 아이템 발굴부터 재원조달, 건설, 운영까지의 전 과정에 대해 종합서비스를 제공하는 국내 법인임.. 2021년 하반기 피치 오말라우섬에 4MW급 영농형태양광 프로젝트를 개시하였음.

6월에 베트남 Camlam에서 100MW 규모의 태양광 발전소의 상업운전을 개시하여 현재까지 운영하고 있다. 또한 말레이시아 국영전력공사가 진행한 대규모 태양광 사업 입찰에 참여하여 두 차례 수주하였다. 처음은 48MW 규모로 2020년 11월 상업운전을 시작하였다. 그리고 다음은 490MW 규모로 2022년 1분기 상업운전을 목표로 추진되었다.

나. 풍력

우선 아세안의 육상풍력에 대해 살펴보면, 2019년 기준으로 아세안 지역의 풍력발전 총 용량은 2,344MW로 전 세계 총 설비용량의 0.3%에 불과한 실정이다. 태국, 필리핀, 베트남을 중심으로 육상풍력 보급이 꾸준히 성장하고 있으나, 여전히 보급 용량은 상대적으로 낮은 편이다. 라오스, 미얀마, 캄보디아 등 저 풍속(5~6m/s) 풍력발전에 대한 개발 잠재력을 지닌 일부 국가에서는 풍력발전 개발이 전혀 실행되지 않고 있다.

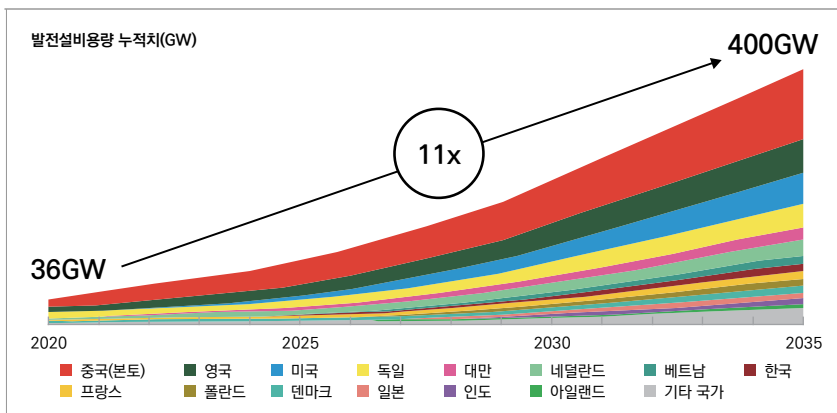
그림 4-12. 아세안 국가 풍력발전 설비용량(2010~2019년)



자료: ASEAN Energy Database System(AEDS)을 활용한 ASEAN Centre for Energy(2021), Research on Applications of Low Wind Speed Power in ASEAN p.48 그림 재인용

한편, 아세안의 해상풍력은 베트남이 독보적인 위치를 누리고 있다. 베트남의 해상풍력 발전용량은 729MW 규모로 고정식 해상풍력만을 활용하고 있다. 앞으로도 베트남은 부유식 해상풍력은 활용하지 않을 전망이다. 특히, 2035년까지 해상풍력이 도입될 것으로 전망되는 전 세계 21개 국가 중 아세안 국가는 베트남이 유일하다. 아래 그림에서 알 수 있듯이 2035년 전망치 기준으로 베트남의 해상풍력 누적 발전설비용량은 14.2GW로 전 세계 누적설비용량인 400GW의 3.6%를 차지하며 이는 21개 국가 중 7번째에 해당한다. 베트남 다음으로 우리나라가 위치하고 있다.

그림 4-13. 전 세계 해상풍력 보급 용량 전망(누적)



자료: BloombergNEF(2021.12.15), 2H 2021 Offshore Wind Market Outlook, p.1

하지만, 풍력발전 분야는 기술적, 가격적, 제도적인 여러 요인에 의해 국내 기업의 아세안 시장 진출이 쉽지 않다. 국내 기업의 터빈 제조기술은 유럽 기업에 뒤처지며, 가격 면에서는 중국 기업에 밀린다. 또한 해외에서의 사업 경험이 부족하여 입찰사업에 참여하는데 제한이 있다. 그리고 대부분의 아세안 국가는 풍력발전 시장 조성을 위한 법규나 제도가 미비하여 국내 기업의 진출을 힘들게 한다.

다. 바이오에너지³²³⁾

바이오에너지는 신재생에너지로서 세계적으로 그 위상이 매우 공고하며, 국내외를 막론하고 기후변화 대응과 화석연료 대체재로 관련 기술이 보급 중이다. 바이오에너지는 바이오디젤을 위주로 한 바이오연료 및 에틸알코올 등 생산에 활용되며, 발전용 연료로 이용한다. 바이오에너지 연료로 농업폐기물, 음식물쓰레기, 축산폐기물 등이 주로 사용된다. 대부분의 아세안 국가는 농업 비중이 크고 국토 면적에서 산림이 차지하는 비중이 높아 바이오매스 활용 잠재력이 우수하다.

우선 아세안 국가의 바이오에너지 이용현황을 살펴보면, 2020년 기준 신재생에너지 발전 누적 보급 용량에서 바이오에너지(6.28%)는 수력(62.52%), 태양광(24.13%)에 이어 세 번째로 비중이 높다. 2020년 기준 바이오에너지 보급 용량은 5,969MW로 전체 발전용량 285,089MW 대비 2%, 신재생에너지 전체 용량 95,086MW 대비 6.28%에 해당한다. 그리고 아세안 국가의 수송 부문에서 바이오연료가 광범위하게 이용되고 있다. 바이오연료 의무혼합제도는 수송 부문의 탈석유화를 유도하는 가장 효과적인 정책 수단 가운데 하나인데 인도네시아, 라오스, 말레이시아, 필리핀, 태국 등이 바이오에너지 관련 법규 및 프로그램을 운영하고 있다. IRENA(2018)는 바이오연료 의무화로 인해 2040년까지 아세안 국가 운송 부문의 바이오에너지 사용이 두 배 이상 증가할 것으로 전망하고 있다.

최근 러시아와 우크라이나 전쟁으로 촉발된 국제 에너지시장 위기사태로 저탄소 발전소인 바이오매스 발전소가 주목을 받고 있으며, 바이오연료에 대해

323) 바이오에너지는 바이오매스를 연료로 얻어지는 에너지로, 바이오매스를 생화학적, 물리적 변환 변환 과정을 통해 액체, 가스, 고체연료나 전기 및 열에너지 형태로 이용한다. 여기서 바이오매스(Biomass)는 태양에너지를 받은 식물과 미생물의 광합성에 의해 생성되는 식물체, 균체와 이를 먹고 살아가는 동물체를 포함하는 생물 유기체를 의미함.

에너지 안보 차원에서 바라보고 있는 실정이다. 향후 국제적인 바이오연료 확보 경쟁이 심화될 전망이다. 우리나라도 목재펠릿의 경우 베트남, 말레이시아, 인도네시아 등 아세안 3개국에 의존하고 있다. 한편 일본의 목재펠릿 수입은 지속해서 증가하고 있으며, 2021년에 3백만 톤 규모에 달할 전망이다.

라. 에너지저장장치(ESS)

아세안 지역은 2030년까지 석탄, 석유, 가스 등의 소비가 정점에 달하고 이후에는 신재생에너지가 증가할 전망이다. 2030년 이후 신재생에너지 발전량 증가에 따른 에너지저장장치 수요가 본격적으로 나타날 것으로 기대된다. 아시아개발은행(ADB)은 개도국의 전력시스템 선진화와 미전화지역의 전기 공급을 위한 프로젝트를 설계하여 신재생에너지와 연계한 ESS 구축을 적극적으로 지원하고 있다. ADB의 지원 하에 2020년 태국에서 16MW의 풍력발전기와 6MWh의 ESS 구축을 위해 720만 달러의 프로젝트를 발굴하였다. 세계은행은 개도국을 대상으로 1조원 규모의 ESS 설치프로그램을 만들고 ESS 파트너십을 구축하여 시범사업을 준비 중이다. 대상 국가로 인도네시아, 스리랑카, 인도 등을 선정하고 국가별 수요조사와 기술보고서 작성을 진행하고 있다.

아세안 지역을 대상으로 국내 에너지 유관기관 및 기업의 ESS 진출 사례도 다수 존재한다. 2016년에 산업부, 에너지공단, ADB가 공동으로 필리핀 코브라도 섬에 ESS가 포함된 분산형 발전소를 건설하였다. 기존 디젤발전기를 태양광(30KW), ESS(175kWh), 디젤발전기(15kW, 보조발전기)로 구성된 신재생에너지 하이브리드 시스템을 구축하였다.³²⁴⁾ 에너지기술평가원의 지원을 통해 2019년 금호이앤지가 미얀마 마이크로 그리드 시스템 구축 프로젝트를

324) 코브라도섬에는 24시간 전력공급이 가능하며, 연간 27,000t의 연료를 절감하고 73톤의 온실가스를 저감하는 효과를 얻게 되었음.

완료하였다. 이는 전기공급이 원활하지 않은 미얀마 예야와디주 나우차우마에 태양광발전, ESS, 에너지관리시스템(EMS) 등을 설치하여 마이크로 그리드 시스템을 구축하게 된 것이다. 케디파워(KD Power)는 태양광 모듈·2차전지·컨트롤러·인버터로 구성된 일체형으로 제작하여 미얀마와 같이 전기시설이 부족한 개발도상국 시장에 진출하고 있다. 무게 30kg으로 소형화하여 유지·보수가 간편하게 제작한 태양광발전/ESS 일체형 조립식 제품이다. 또한, LS산전은 싱가포르 세미카우섬의 에너지자립섬 구축사업에 참여하였고, 포스코인터내셔널은 미얀마 마나웅섬에 태양광발전(500kW)과 ESS(2,000kWh)를 결합한 하이브리드 시스템을 설치하였다.

마. 청정조리사업(Clean Cookstove)

쿡 스토브(Cookstove)는 요리용 기구를 뜻하는데, 클린 쿡 스토브 보급 사업은 기존 교토협정의 청정개발체제(Clean Development Mechanism, CDM)에서 파리협정 하의 지속가능개발체제(SDM)로 전환 가능성이 높은 온실가스 감축사업이다. 개도국에 대한 가정용 요리기구의 보급 사업인 쿡 스토브 사업은 온실가스 감축, 기후변화 적응 강화, 건강증진을 위해 시행되고 있다. 2010년에 'Global Clean Cooking Alliance'가 결성되었고,³²⁵⁾ 우리나라 역시 대규모 투자를 진행 중이다. 개도국에서 주로 사용하는 전통적인 조리 방식은 공기 주입구가 없고, 재가 떨어지는 등 열효율이 매우 낮기 때문에 이를 대체할 수 있는 열효율이 높은 클린 쿡 스토브 도입이 필요하다. 특히 가구 내에서 조리를 하는 전통적인 방식은 건강에도 치명적이다.³²⁶⁾ 녹색기후기금(GCF)은 세계은

325) Clean Cooking Alliance는 2010년 9월에 설립된 비영리기관으로 유엔재단으로부터 지원을 받아 운영되고 있음. 청정조리방법을 통해 여성의 역량 강화, 건강 개선, 환경 보호, 그리고 기후변화를 막기 위한 목적으로 설립되었음.

326) 세계보건기구에 따르면, 연간 약 4.3백만 명이 전통 조리방식에서 발생하는 대기오염으로 사망하고 있음.

행과 공동으로 방글라데시 고효율 스토브 사업에 4천만 달러를 지원하기로 결정했다. 그리고 이를 CDM 사업으로 2019년 10월에 등록을 완료했고, 파리협약 6.4조 사업으로 전환을 고려하고 있다.³²⁷⁾

청정조리사업은 상대적으로 저소득국가인 미얀마, 캄보디아, 라오스 등을 대상으로 생각할 수 있다. 베트남이나 인도네시아의 경우 중진개도국으로 분류되어 감축 효과가 낮을 것으로 여겨진다. 특히, 바이오매스를 조리하는 데 사용하는 비율이 75% 이상인 미얀마, 캄보디아, 라오스가 유력한 후보지역이라고 할 수 있다. 인도네시아, 필리핀, 베트남의 경우 이 비율이 50%~75%로 다소 떨어진다.

하지만, 청정조리사업을 위한 아세안 지역에 대한 국내 기업의 진출 사례는 많지 않다.³²⁸⁾ 아세안 국가를 대상으로 진행 중인 시범사업으로 플린트랩의 쿡스토브 프로젝트를 들 수 있다. 이 쿡스토브는 식물성 유지나 폐식용유를 2차 가공 없이 연료로 사용하므로 환경과 에너지 문제를 동시에 해결할 수 있는 장점이 있다. 특히 연소효율이 높아 그을음이 거의 발생하지 않아 실내 대기 오염을 대폭 감소할 수 있다. 라오스에서 1차 시범사업을 진행하였는데, 현지에서 사용하는 기존 제품보다 성능은 우수하였으나 기술적인 오류와 사용자의 편의성이 고려되지 않아 성공적이지 못했다. 이후, 캄보디아에서 2차 시범사업을 시행하였다. 기존의 우드 스토브와 비교하여 제품 성능이 우수한 것으로 평가 받았다. 이 쿡스토브를 이용하는 경우 매연에 의한 의료비 지출이 대폭 감소할 것으로 기대되었다. 따라서 현지 유통업체를 확보하고 시범 사용 및 방문 판매 시행, 사용자에 대한 홍보 및 교육 확대, 연료구매 조건 제품 렌탈 구매 시스템 및 마이크로 파이낸스를 통한 할부 구매 등의 비즈니스 모델을 통해 적극적으로

327) <https://www.greenclimate.fund/news/gcf-and-world-bank-partner-boost-cookstove-market-bangladesh>

328) 동서발전이 아프리카 가나의 50만 가구를 대상으로 약 25만 대의 쿡스토브를 보급 중이다. 잔여분을 2022년에 보급 완료할 예정이며, 이 보급사업을 통해 5년간 약 70만 톤의 온실가스 감축을 기대하고 있음.

로 사업을 추진하였다. 그러나 현지 유통업체와의 협약 중단으로 후속 프로젝트가 진행되지 않고 있다.

바. 수소개발³²⁹⁾

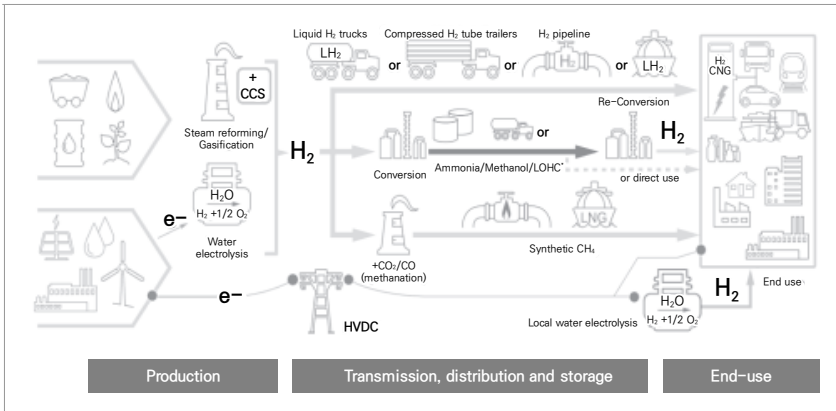
탄소중립을 달성하기 위한 최고의 기술 가운데 하나로 수소의 활용을 들 수 있다. 물론 수소의 생산과 이용에는 아직 해결해야 할 장벽이 많은 실정이다. 하지만 기후위기 대응을 위해서 선진국을 중심으로 그린 수소의 생산과 수송 그리고 이용에 관한 기술개발이 활발하게 이루어지고 있다. 세계적으로 수소는 산업체에서 이용되는 가스에서 점차 저탄소 에너지 운반체(Energy Carrier)로서 시장이 진화하고 있다. 2020년 기준으로 수소는 전 세계 에너지소비의 약 2%를 차지하고 있으며, 95% 이상을 기존 화석연료에서 생산하고 있다. IHS의 전망에 따르면 수소는 2050년에 세계 에너지소비의 20~30%를 차지한다는 것이다. 또한 수소의 공급은 2050년까지 신재생에너지를 이용하여 2/3를 생산하고 화석연료를 이용하여 1/3을 생산한다는 것이다. 화석연료를 이용할 때에도 이산화탄소를 포집하여 한층 친환경적인 블루수소를 생산한다. 현시점에서 수소는 정유 산업이나 화학 산업에서 국지적으로 생산되어 이용되는 데 반해 미래에는 국제적으로 유통되면서 그 활용도도 훨씬 넓어질 것으로 전망된다.

전 세계 20여 개국에서 수소개발 및 이용을 위한 전략을 마련하고 있다. 2019년부터 2022년 사이에 각국은 경쟁적으로 전략을 수립하여 발표하고 있다. EU의 수소전략(H₂ Strategy, 2020.7)을 위시하여 노르웨이, 프랑스, 핀란드, 캐나다, 이태리, 헝가리, 체코 공화국, 콜롬비아, 폴란드, 러시아, 독일, 일본, 뉴질랜드, 한국(수소경제 로드맵, 2019.1), 호주, 포르투갈, 네덜란드, 스페인, 칠레, 영국, 중국, 모로코, 벨기에, 미국 등으로 이어지고 있다.

329) 2022 IHS Markit, Hydrogen Market Briefing - Seoul 발표자료 참조.

수소의 가치사슬을 아래 그림에서 살펴보면 그린수소와 블루수소를 생산하여 기체나 액체 상태로 배관, 튜브 트레일러, 탱크로리를 활용하여 수송한다. 그리고 수소는 수소차, 수소선박, 연료전지, 수소터빈, 수소엔진 등 수송, 발전, 산업 분야에서 다방면으로 널리 이용될 수 있다.

그림 4-14. 수소의 생산·수송·이용



자료: 2022 IHS Markit, Hydrogen Market Briefing - Seoul 발표자료, p.6.

수소를 생산하는 방식으로 화석연료 개질, 부생수소 이용, 수전해 등을 들 수 있다. 하지만 석탄이나 천연가스를 개질하는 생산방식은 다량의 이산화탄소를 발생시키므로 이산화탄소를 포집하여 저장하는 CCS 기술과 결합하여 블루수소를 생산하게 된다. 이 기술도 아직 상용화 단계에는 이르지 못한 실정이다. 한편, 석유화학, 제철 공정, 가성소다 생산 공정에서 나오는 수소 혼합가스에서 수소를 분리해서 얻게 되는 부생수소를 이용하는 방식이다. 하지만, 부생수소는 대부분 다른 공정에서 원료로 투입되어 다른 용도로 활용하기에는 양이 부족하다. 공정의 부산물인 부생수소는 생산비는 저렴하지만 화석연료에서 유래한 원료로 생산된다는 문제점이 있다. 수전해는 신재생에너지로 만든 전기를 이용해 전기분해를 거쳐 수소를 생산하는 방식으로 가장 친환경적이거나 높은 생

산비용이 문제이다. 다만 화석연료에서 만든 전기를 사용하는 경우 수소 생산에 따른 온실가스 배출도 증가하게 된다.

수소는 근거리에는 저압배관 방식으로, 중장거리에는 고압 튜브 트레일러를 이용하여 운송한다. 수소의 저장방식은 고압 기체 수소, 액체 수소, 화학적 저장, 수소저장합금 등이 있다. 고압 기체 수소가 가장 널리 이용되는 저장방식이나 장거리 대량 운송에는 한계가 있다. 액체수소는 영하 253℃ 이하에서 기체 수소를 액체로 만든 것으로 기체 상태와 비교해 약 1/800까지 부피를 줄인 것이다. 하지만 액화수소는 저장과 운송에 유리하지만, 액화 과정에서 다량의 에너지가 소비된다는 문제점이 있다. 또 다른 수소의 운송 및 저장 방안으로 화합물을 이용한 액상 수소 방식이 있다. 액상 수소 저장 관련 화합물은 암모니아, 메틸사이클로헥산(Methylcyclohexane, MCH)³³⁰⁾이 대표적으로 이용되는데, 화합물에서 수소를 분리하는 화학반응 시 많은 에너지가 필요하다는 제약이 있다. 그리고 수소를 잘 흡수하는 금속에 냉각과 가압으로 수소를 흡수시켜 만든 금속수소화합물을 이용하여 수소를 저장할 수 있다. 이때 가스 상태의 수소보다 부피가 1/3 내지 1/5로 줄어들게 되어 수송과 저장에 유리하다. 하지만 합금이 비싸고 합금의 열화현상으로 저장 횟수에 제약이 따른다.

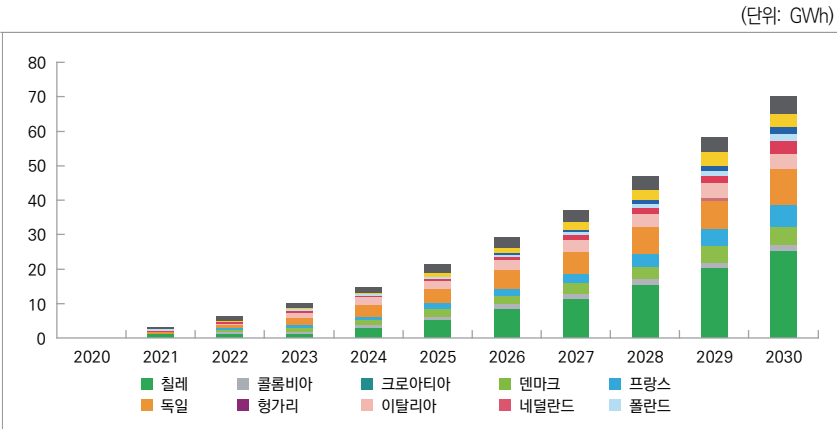
수소는 화학공장이나 정유공장에서 널리 사용되고 있는데 위의 [그림 4-14]에서처럼 수송, 발전, 산업 분야에서 폭 넓게 사용될 수 있다. 특히 주목을 받는 수소차와 연료전지를 통해 수송 부문과 주택이나 상업용 건물에 필요한 열과 전기를 공급할 수 있다. 수소는 연료전지를 통한 분산형 발전으로 이용할 수 있으며, 수소 가스터빈과 수소엔진 발전으로 진화하고 있다. 또한, 신재생 에너지의 잉여전력을 수소 형태로 저장하는 에너지저장장치(ESS)로 활용할 수 있다.

330) 메틸사이클로헥산은 분자식이 $\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_{11}$ 인 유기 화합물임. 포화 탄화수소로 분류되어 희미한 냄새가 나는 무색 액체이며, 주로 나프타 개질기에서 톨루엔으로 전환됨(위키백과 참조).

이상에서 살펴본 수소의 생산, 수송, 저장, 이용 과정에서 장애가 되는 기술적 어려움은 각국의 기술개발 노력으로 가까운 장래에 극복할 수 있을 것이다. 문제는 그린수소를 생산하는 비용인데 기술개발의 속도에 따라 급격하게 비용이 줄어들고 있어 2030년 이후에는 수소차와 연료전지를 중심으로 관련 인프라의 구축과 더불어 해외로부터 저렴한 수소의 수입을 기반으로 하는 수소 경제가 가시권에 들어설 전망이다.

그린수소 생산을 위해 2030년까지 주요국은 70GW 규모의 수전해 생산설비를 건설하는 계획을 발표하였다. 아래 그림에서 알 수 있듯이 신재생에너지 잠재량이 큰 칠레가 수전해 설비의 1/3을 건설한다는 도전적인 국가 목표를 담고 있다. 수전해 관련 기술을 바탕으로 독일이 칠레에 이어 그린수소의 생산 규모를 확대한다는 계획이다. 해당 국가들이 필요로 하는 수소의 수요량에는 미치지 못하지만 그린수소를 중심으로 수소공급을 확대하는 계획이 마련되고 있다. 앞으로 국제적인 수소 시장이 마련되어 거래가 활성화되면 수소경제를 구축하는 데 크게 도움이 될 것이다.

그림 4-15. 주요국별 수전해 설비 확충 목표



자료: 2022 IHS Markit, Hydrogen Market Briefing - Seoul 발표자료, p.18.

수소개발에 앞장서고 있는 국가를 중심으로 동향을 특징을 요약하면 우선 주요국들은 수소경제에 대한 비전과 장기 전망을 담은 보고서를 앞 다퉈 내 놓고 있다. 수소개발을 주도하고 있는 국가들은 정부 주도로 수소에 대한 제품 인증 방식, 수요 진작 방안, 생산량 확충 등을 위해 노력하고 있다. 유럽연합은 수소 제품의 표준에 대한 인증을 수소 생산방식별로 정의하고 있다. 그리고 대부분 시장은 이산화탄소의 함량을 기준으로 인증하는 방식을 준비 중이다. 수소 소비의 의무 기준을 마련하여 수요를 복돋우는 방안을 마련하고 있는데, 여기에는 유럽연합, 일본, 한국이 속한다. 대부분 유럽지역에 해당하는 13개 국가는 수전해 설비 확충을 위한 국가 목표를 설정하고 있다. 하지만 수소의 미래 수요량 전망과 비교해 여전히 국가별 공급 목표가 한참 부족한 실정이다.

한편, 싱가포르, 말레이시아, 인도네시아, 태국 등 동남아시아 주요국을 중심으로 수소개발의 동향을 살펴보자. 이 국가들은 이제 겨우 수소개발을 향한 첫걸음을 옮기고 있다. 수소의 이용에 대한 확실한 보급목표를 설정하고 있지 않은 상태에서 단지 미래의 에너지 믹스에서 수소를 언급하기 시작하는 단계이다. 싱가포르는 장기에너지정책 방향에 관한 분석에서 수소를 발전원의 10~60%로 확대하는 세 가지 시나리오를 담고 있다. 그리고 태국의 전력회사인 EGAT (Electricity Generation Authority of Thailand)에 따르면 태국은 2040년 경에 발전 부문에서 수소를 활용하기 시작할 것으로 보인다. [그림 4-16]에 나타나 있듯이 싱가포르와 태국이 가장 활발하게 수소개발 및 이용을 위한 연구개발과 시범사업을 진행하고 있다. 말레이시아는 수송 분야의 수소개발 및 이용에 상대적으로 더 많이 노력하고 있다. 국토가 협소한 싱가포르는 수소의 수입에 주목하고 있는 반면 말레이시아는 수소의 수출을 위한 목표를 설정하고 있다. 아세안 국가 중 베트남, 미얀마, 필리핀, 캄보디아는 수소개발에 대한 진척이 미미한 편이다.

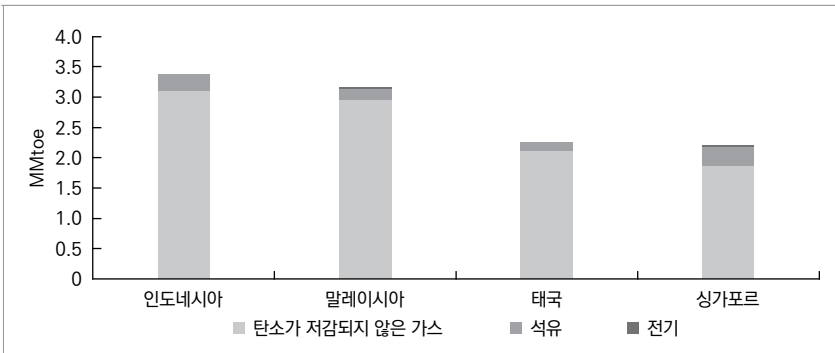
그림 4-16. 동남아시아 국가별 수소개발 동향

	Singapore	Malaysia	Indonesia	Thailand
Industry	Research and collaboration	✓	✓	✓
	Ploting and test-beds	✓	✓	✓
Power	Research and collaboration	✓		✓
	Ploting and test-beds	✓		✓
Maritime	Research and collaboration	✓		
	Ploting and test-beds	✓		
Transport	Research and collaboration	✓	✓	✓
	Ploting and test-beds	✓	✓	
Hydrogen imports	✓			
Hydrogen exports		✓		
National target	✓		✓	✓

Started
 Targeted

자료: 2022 IHS Markit, Hydrogen Market Briefing - Seoul 발표자료, p.57.

그림 4-17. 동남아시아 국가별 수소 공급량



자료: 2022 IHS Markit, Hydrogen Market Briefing - Seoul 발표자료, p.57.

한편, [그림 4-17]에서 동남아시아 국가별 수소 공급량을 살펴보면 인도네시아, 말레이시아, 태국, 싱가포르 순으로 나타나 있다. 수소개발이 앞선 지역의 국가처럼 전통적인 회색수소가 정유공장, 비료공장, 화학공장에서 사용되고 있다. 그러나 점차 화석연료에서 나오는 이산화탄소를 포집한 블루수소와

수전해를 통해서 생산된 그린수소를 이용하는 방향으로 바뀌고 있다. 기존의 정유공장과 비료공장에서 추진하고 있는 블루수소의 개발은 CCS 기술개발을 위한 촉매 역할을 하고 있다. 오늘날 블루수소의 생산비용이 그린수소의 생산 비용보다 저렴한 것으로 추정된다. 그린수소는 신재생에너지 발전 분야의 성장과 협력하여 개발되어야 한다. 동남아시아 지역에서 당분간은 블루수소가 그린수소와 더불어 주목을 받게 될 것이다. 앞으로 그린수소의 공급 역량이 충분히 갖추어지게 되면 그린수소는 가스배관망을 통해 도시가스와 혼합하여 가정용 가스로 사용될 것이다. 동남아시아 국가의 수소개발 및 이용 로드맵도 이와 유사하게 진행될 것으로 판단된다. 하지만 여전히 이들 지역의 대부분 국가들은 수소개발에 대해 탐색 중이라고 보인다.

하지만, 말레이시아의 수소개발 프로젝트는 상대적으로 큰 진전을 보여주고 있다. 말레이시아는 수소개발에서 다른 아세안 국가와 비교해서 선도자의 위치에 있다. 2006년부터 태양광과 풍력을 이용한 수전해 설비를 설치하여 시범적으로 가동하고 있으며, 2019년 이후 본격적인 수소생산을 위해 연료전지와 통합하여 운영하고 있다. 말레이시아 정부가 2021년 12월에 시작한 말레이시아 신재생에너지 로드맵에 따르면 향후 수소를 수송 부문의 연료이자 에너지저장 수단으로 활용한다는 계획이다. 말레이시아의 국영석유회사인 페트로나스(PETRONAS)는 수소를 미래 사업의 중요한 분야로 강조하면서 2024년까지 블루수소 생산, 그리고 2027년에는 그린수소 생산으로 전환한다는 계획을 제시하였다.

세계적인 수소개발 진척도보다는 많이 뒤처지지만, 동남아시아 지역에서 추진 중인 의미 있는 수소개발 프로젝트를 통해 동 지역의 수소개발 동향을 짐작해 볼 수 있다. 말레이시아의 사라와크 에너지(Sarawak Energy)는 일일 130kg의 수소를 수전해 설비를 통해 생산하여 버스와 자동차에 연료로 주입하는 프로젝트를 2019년부터 실시하고 있다. 그리고 국영회사인 사라와크 경제개발공사(Sarawak Economic Development Corporation)는 우리나라 기업인

롯데화학, 포스코, 삼성엔지니어링과 합작으로 수력과 천연가스를 이용하여 수소, 암모니아, 메탄올을 생산하여 사라와크와 한국에 공급하는 프로젝트의 추진에 대해 양해각서(MOU)를 체결하였다. 또 다른 국제협력 프로젝트로 페트로나스와 일본의 ENEOS³³¹⁾ 사이의 수소개발 사업이 있다. 말레이시아에 생산하는 블루수소 혹은 그린수소를 메틸사이클로hex산(MCH)으로 바꾸어 이를 일본으로 수출하는 프로젝트에 대한 예비타당성 조사를 시행 중이다. 최종 투자결정(Final Investment Decisions, FID)이 2023년에 이루어지면 2027년에 일본으로 수출이 될 전망이다.

태국의 전력공사인 EGAT는 Lam Ta Khong 발전소 프로젝트를 통해 수소의 생산 및 이용을 위한 인프라 구축을 시도하고 있다. 2018년부터 24MW 규모의 풍력발전소에서 발전되는 전기를 이용하여 1MW 규모의 수전해 설비에서 수소를 생산하고 있다. 여기에서 생산된 수소는 발전용 연료전지에 투입되기 위해 저장된다.

싱가포르는 선박용 연료에 사용하기 위한 그린수소 생산 및 E-methanol 생산을 위한 이산화탄소 포집 관련 프로젝트를 진행하고 있다.³³²⁾ 이 프로젝트를 공동으로 추진하고 있는 사업자는 태국 국영석유회사(PTTTEP), 프랑스의 가스 회사 에어리퀴드(Air Liquide), 싱가포르의 전력회사(YTL Seraya), 독일의 Oiltanking³³³⁾, 싱가포르의 선박연료공급 업체인 Kenoil, 덴마크의 물류회사인 머스크(Maersk) 등이다. 여기서 메탄올을 전기로 만들었다는 의미로 e를 앞에 붙여서 부른다. 기존 메탄올 생산에 사용되는 천연가스 혹은 석탄을 배제하고 신재생에너지 기반으로 생산된 수소에 다른 공정에서 발생하는 이산화탄

331) ENEOS는 기존의 JXTG Nippon Oil & Energy Corporation이 사명을 바꾼 것임.

332) 메탄올은 화학식 CH₃OH이며, 메틸알코올로 불림. 이는 가장 간단한 알코올 화합물로 무색의 휘발성, 가연성, 유독성 액체임. 메탄올은 혐기성 생물의 대사 과정에서 자연적으로 만들어지기도 함(위키백과 참조).

333) Oiltanking은 석유제품, 화학 물질 및 가스를 위한 탱크 터미널의 물류 서비스 제공업체로 1972년에 설립된 이 회사는 독일 함부르크에 본사가 있음.

소를 결합하여 만들어진다. 메탄올은 다루기 쉽고 물에 녹으며 오염물질 배출이 거의 없어 미래 수송용 연료로 주목받고 있다.

한편, 국내 기업인 SK E&S가 친환경 수소 밸류체인을 구축하는데 선봉의 역할을 담당하고 있다. 이 회사는 2012년부터 개발에 참여해온 호주의 바로사 가스전에서 생산한 액화천연가스(LNG)를 연평균 100만 톤 규모로 수입해와 충남 보령 인근 블루수소 설비에서 블루수소를 생산한다는 것이다. 이 설비를 2025년부터 가동할 계획이다. 이 과정에서 이산화탄소 포집·저장·활용(CCUS) 기술을 적용하여 포집한 이산화탄소를 조만간 가동을 멈추게 되는 동티모르 해상에 위치한 바유운단 천연가스전에 저장한다는 것이다. 현재 탄소 저장고로 전환하기 위한 인허가 등의 절차를 밟고 있으며 2025년부터 저장설비를 가동할 방침이다.³³⁴⁾

또한, SK그룹의 세 개 자회사(SK머티리얼즈, SK에코플랜트, SK시그넷)가 말레이시아 페트로나스의 자회사인 젠타리와 친환경 분야의 포괄적 사업협력을 위한 양해각서(MOU)를 체결하였다.³³⁵⁾ 이 양해각서의 주요 내용은 수소, 연료전지, 전기차 충전 등의 사업 분야에서 공동 프로젝트를 발굴하고 협력 기회를 모색하는 것이다. 특히 SK머티리얼즈는 블루수소와 암모니아의 생산, 이산화탄소의 저장을 위한 CCUS 관련 프로젝트를 추진한다.

SK 계열회사가 추진하고 있는 프로젝트를 통해서 저탄소 에너지 기반 구축을 위한 아세안 지역과의 협력에서 유망한 분야로 기술개발이 성숙하지 않은 단계에 있는 수소 분야도 그 가능성을 확인할 수 있다는 점이다. 아세안 국가의 천연가스를 이용한 블루수소의 현지 생산, 폐가스전의 탄소 저장소 전환, 현지 생산된 수소의 수입 등 수소 밸류체인의 전 과정에서 협력 사업을 모색할 수 있

334) 박민(2022.9.1.) 2022년 9월 5일자 기사 참조, SK E&S, 18.5조 투자해 2025년 수소 밸류체인 완성.. "연료전지 육성 주력" . 이데일리. <https://m.edaily.co.kr/news/read?newsid=03224246632455856&mediacodeNo=257>

335) 매일경제(2022.9.5.). SK, 말레이시아 젠타리와 친환경 사업 협력 MOU 체결 <https://www.mk.co.kr/news/business/view/2022/09/783975/>

다. 그리고 아세안 국가들도 수소개발에 대한 높은 관심을 나타내고 있다는 점이다. 아울러 일본이나 유럽지역 국가들이 아세안과의 동 분야 협력에 노력을 기울이고 있다는 점도 시사하는 바가 크다.

3. 한-아세안 탄소시장 연계 시 파급효과와 시사점

2021년 11월, 영국에서 개최된 제26차 유엔기후변화협약당사국총회(COP26)에서 국제탄소시장에 관한 파리협정 제6조 이행규칙 협상이 완료됨에 따라 국제탄소시장 메커니즘을 활용한 국제감축사업이 확대될 것으로 예상되고 있다. 우리나라는 2030년까지의 NDC 총 감축 목표량 2.91억 톤에서 11.5%를 차지하는 3,350만 톤을 국외감축사업으로 확보하겠다는 목표를 설정하였다.³³⁶⁾ 이를 달성하기 위하여 우리나라 정부(외교부, 산업통상자원부, 환경부)는 2021년 5월, 베트남과 국제탄소시장 메커니즘 활용 협력이 포함된 기후변화 대응 관련 양자협정을 체결하였고, 2022년 현재 국제감축사업을 위한 우선협력국가 17개국(아시아 10개국, 중남미 4개국, 중동/아프리카 3개국)을 선정하여, 이들 국가를 대상으로 양자협정 체결을 추진하고 있다.³³⁷⁾ 아시아 지역 10개국에는 인도네시아, 태국, 필리핀, 미얀마, 라오스 등 아세안 5개국이 포함되어 있어 탄소시장 메커니즘을 활용한 아세안 지역과의 협력의 중요성은 더욱 확대될 것으로 예상된다. 이러한 점에서 한-아세안 탄소시장 연계 가능성과 파급효과를 분석하고, 향후 이를 활용한 한-아세안 협력 방향을 모색하는 것은 의미 있다고 할 수 있다.

본 절에서는 연산가능 일반균형모형(CGE)을 이용해서 한-아세안 탄소시장의 연계 효과를 분석하고자 한다.³³⁸⁾ 기후변화 대응을 위한 전 세계적 노력의

336) 관계부처 합동(2022.8.19.). 온실가스 국제감축사업 추진전략, p.4.
337) *ibid.* p.10.

하나로 각국은 탄소시장을 구축하고 비용효율적으로 온실가스를 감축하는 방안을 모색하고 있다. CGE 모형은 다양한 경제 부문의 상호작용을 모형 내에서 구현하여 장단기 경제·환경 변화 및 정책의 파급효과를 알 수 있게 한다. 특히 온실가스 감축 정책으로 폭넓게 도입하고 있는 탄소세나 배출권 거래제 등이 거시경제지표인 GDP, 국민소득, 국가 간 부문별 무역, 산업구조, 투자, 물가 등에 미치는 영향을 살펴볼 수 있다. 그리고 선진국에서는 정부 및 주요 연구기관에서 CGE 모형을 이용한 온실가스 감축 정책 분석이 일반화되어 있다. 한편 김용건(2022)에 따르면 IPCC 제5차 평가보고서에 활용된 30개의 글로벌 통합평가모형 중에서 20개가 일반균형모형을 이용할 정도로 온실가스 감축 정책의 경제적 파급효과를 분석하는 데 CGE 모형이 핵심적인 역할을 하고 있다는 것이다.

본 연구에서는 CGE 모형을 이용하여 아세안 국가 중 인도네시아, 말레이시아, 필리핀, 싱가포르, 태국 및 베트남을 대상으로 탄소시장 연계에 따른 경제적 파급효과를 분석한다.³³⁹⁾

가. CGE 모형 소개와 시나리오 구성

CGE 모형은 업종별 경제활동(생산·판매량 및 가격)에 영향을 미치는 모든 정책 시나리오를 분석할 수 있다. CGE 모형을 활용한 분석에서 국가 간 온실가스 감축의무 협상이나 국제 탄소세, 국제 배출권 거래 등의 시나리오가 다양한 형태로 고려될 수 있다. 우선 CGE 모형에서 중요한 가정 중 하나는 생산

338) 본 절은 본 과제의 효율적인 수행을 위해 외부 전문가에게 의뢰하여 분석한 내용(김용건(2022). 한-아세안 탄소시장 연계의 효과 분석, 한국환경연구원)을 요약하여 소개함.

339) 본 분석의 대상 국가는 인도네시아, 말레이시아, 필리핀, 싱가포르, 태국, 베트남의 6개 국가인 데 비해 국제감축 사업을 위한 우선 협력 국가 17개국 중 아세안 지역 국가는 인도네시아, 필리핀, 태국, 미얀마, 라오스의 5개국임. 모형의 분석을 위해서는 양질의 데이터가 필요한데 미얀마와 라오스는 이 점을 고려해서 분석에서 제외하였지만, 실제 협력 사업을 추진하기에는 싱가포르보다 훨씬 유리하게 보임.

함수에 대한 것인데, 일반적으로 일정한 대체탄력성(Constant Elasticity of Substitution, CES) 생산함수를 가정한다.³⁴⁰⁾ 개별 산업의 산출물은 다양한 재화 및 용역을 투입 요소로 하는 CES 함수로 가정하는 것이다. 투입요소에는 다양한 재료를 포함하는 중간재와 함께 노동, 자본, 에너지 등이 포함된다. CGE 모형에서 단층 구조의 CES 생산함수를 가정하기도 하지만, 대부분 다층적 구조로 계층화된 중첩(Nest) CES 생산함수를 가정한다. 계층화된 구조에서는 다수의 투입 요소가 하나의 CES 함수를 통해 산출물을 생산하는 형태가 아니라 여러 단계의 CES 함수를 통해 다양한 상호 대체 관계가 반영되게 된다. 본 연구의 CGE 모형에서는 가계의 효용함수와 정부 소비 및 투자 복합재의 생산함수로서 콥-더글라스 함수를 적용하였다.

경제주체 간 거래가 모두 포함된 사회계정행렬(Social Accounting Matrix, SAM)이 CGE 모형의 핵심 입력 자료가 되는데, SAM은 산업연관표의 확장된 형태라 할 수 있다. 산업연관표의 경우 업종간의 거래와 최종소비(가계소비, 투자, 정부 소비, 수출 등) 및 부가가치의 정보(자본소득, 노동소득, 세금 등)가 포함되어 있는데, SAM은 산업 연관표에 정부와 가계 등 모든 경제주체의 수입과 지출이 추가되어 있다.

본 연구에서는 전 세계 국가별·제품별 거래 자료를 포함하는 글로벌 SAM을 구축하기 위하여 GTAP 10 Power DB를 활용하였다. CGE 모형에서의 산업 분류에 따르면 업종은 크게 석탄, 원유, 천연가스, 석유·석탄 제품, 도시가스, 농수산, 전력(비신재생), 전력(신재생), 제조업, 건설, 서비스, 수송, 주거서비스 등이다.

본 연구에서는 CGE 분석을 위해 전 세계를 17개 지역으로 분류하였다. IPCC 제5차 평가보고서와 IIASA SSP 시나리오 DB 등에서 적용하고 있는 5개 지역 구분에서 우리나라를 분리하고, 우리나라와의 관계에서 중요도가 높을 것으로 판단되는 미국, 일본, 중국, 인도 및 EU를 별도 지역으로 분리하였다. 또한 아

340) CGE 모형에 사용된 생산함수와 해를 구하는 수리적 과정에 대한 자세한 설명은 본 절에서 제외함.

세안 10개국 중 인도네시아, 말레이시아, 필리핀, 싱가포르, 태국, 베트남 등 6개국을 분리하였다. 본 연구에서는 아세안 지역 중 경제 규모가 작고 데이터의 신뢰성이 낮은 브루나이, 캄보디아, 라오스 및 미얀마는 별도 분석 대상에서 제외하였다. 이에 따라 OECD 그룹은 한국, 미국, EU 및 일본을 제외한 국가를 포함하며, 아시아 그룹은 중국, 인도 및 아세안 6개국을 제외하였다.

다음으로 분석 시나리오는 3개를 구성하였다. 첫째는 탄소시장 정책 부재 시의 기준 전망 시나리오('BAU')이다. 이는 세계 각국이 탄소시장 정책을 도입하지 않고 외생적으로 가정된 경제성장을 달성하는 시나리오이다. 각국의 경제성장률은 IIASA SSPs DB의 SSP2 시나리오를 반영하였다. 두 번째 시나리오는 2030 NDC 달성을 위한 탄소 가격 시나리오('CPrice')이다. 이는 2030년에 각국이 제시한 NDC를 달성하기 위해 모든 배출원의 직접 배출량에 대하여 탄소가격을 부과하는 것이다. NDC 목표가 강할수록 높은 가격의 탄소 가격이 요구되는데, 이는 모형에서 내생적으로 계산된다. 2030 NDC의 달성을 위해 각국은 2021년부터 선형으로 감축률을 증가시켜 2030년에 NDC에 도달하는 것으로 가정하였다. 따라서 연도가 지남에 따라 탄소가격은 증가하게 된다.

NDC 목표는 BAU 대비 감축률(%)로 표현되었는데, 아세안 국가의 각국이 제출한 NDC를 토대로 BAU 대비 %를 도출하였다. 그리고 아세안 이외 국가 및 지역의 경우 2030년까지 선진국은 BAU 대비 40%, 개도국은 BAU 대비 10%를 감축한다고 가정하였다.

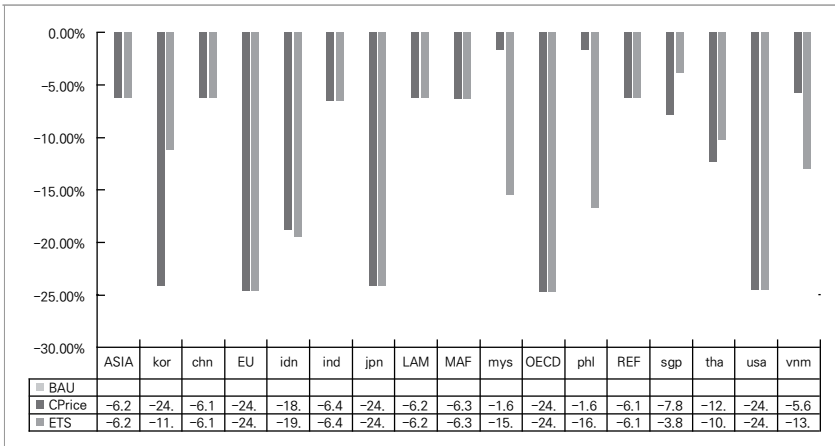
두 번째 시나리오에서 개별 국가 혹은 지역이 독립적으로 NDC를 달성한다고 가정하면 세 번째 시나리오는 우리나라와 아세안이 공동으로 NDC를 달성하는 경우를 가정하였다. 이는 우리나라와 아세안 국가가 탄소시장을 연계하여 공동으로 NDC를 달성하는 시나리오인데, 각국이 탄소시장을 도입하고 이를 상호 연계하여 운영하는 상황을 가정한 것이다('ETS'). 이를 통해 각국은 자국의 탄소시장 가격이 높을 경우에는 낮은 가격이 형성된 타국의 탄소 배출권을 구입할 수 있다. 반대로 자국의 탄소 시장 가격이 낮을 경우 이를 높은 가격에 타국에 판매

할 수 있다. 이처럼 탄소시장이 연계될 경우 시장균형(Market Equilibrium) 상태에서 연계된 모든 시장의 탄소 가격은 동일하게 형성될 것이다.

나. CGE 분석 결과

전술한 대로 CGE 모형의 시나리오별 이산화탄소 변화율을 살펴보면 [그림 4-18]과 같다. 국가 또는 지역에 따라 NDC 감축목표의 차이로 인해 감축률이 다르게 나타나고 있다. 먼저 NDC 달성을 위한 탄소가격제 시나리오('Cprice')의 경우, BAU 대비 40% 감축목표가 적용된 우리나라와 선진국 그룹은 2022~2030년 평균 감축률이 24%로 나타나고 있으며, 개도국의 경우 국가별 NDC 수준에 따라 다양한 감축률이 적용되고 있다. 아세안 국가의 경우 인도네시아는 2022~2030년간 BAU 대비 18%, 말레이시아와 필리핀은 1.6%, 싱가포르 7.8%, 태국 12%, 베트남 5.6% 등으로 나타나고 있다. 아세안 국가 간에도 NDC 감축목표의 감축률이 큰 차이를 보이고 있음을 알 수 있다.

그림 4-18. 시나리오별 이산화탄소 배출량 변화(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)



자료: 김용건(2022)

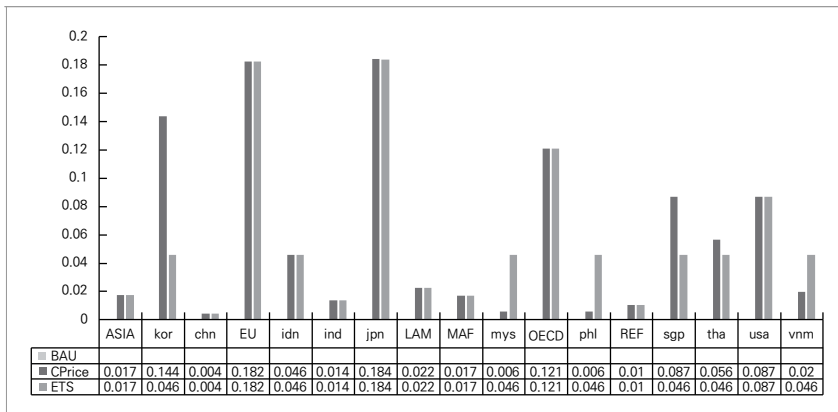
우리나라와 아세안 지역의 탄소시장 연계 시나리오('ETS')에서는 탄소시장 연계에 참여하는 국가들의 경우 감축률이 탄소가격제 시나리오와 차이를 보인다. 이는 탄소시장 연계를 통해 감축량을 상호 조정하기 때문이다. 탄소 배출권 가격이 높은 국가의 경우 탄소 가격이 낮은 지역으로부터 배출권을 구입하고 배출량을 증가시키는 경향을 보이게 되며, 반대의 경우는 배출량이 감소하게 된다. 우리나라의 경우 탄소가격제 시나리오 하에서 24%이던 감축률이 탄소시장 연계 시나리오의 경우 11%로 절반 이하로 감소하는데, 이는 감축량의 절반 이상에 해당하는 양을 아세안 국가들로부터 배출권 구입으로 충당하고 감축량을 줄이게 됨을 보여주는 것이다. 반면, 다수의 아세안 국가는 감축률이 증가하는 것을 볼 수 있는데, 이는 탄소가격이 낮은 국가들이 높은 가격으로 배출권을 판매하고 대신에 감축량을 증가시키게 됨을 의미하는 것이다. 특히, 필리핀, 말레이시아, 베트남, 인도네시아의 경우 배출권 판매를 통한 감축률 증가가 높게 나타나고 있다.

[그림 4-19]는 탄소시장 연계 여부에 따른 탄소 배출권 가격의 변화를 보여준다. 개별적인 NDC 달성을 위한 탄소가격제 시나리오의 경우 국가 또는 지역 별로 NDC 목표의 강도에 따라 다양한 탄소 가격이 요구된다. EU와 일본의 경우 182 및 184 USD/tCO₂의 탄소 가격이 요구되는 것으로 분석되었으며, 우리나라는 144, OECD는 121, 미국은 87 USD/tCO₂의 탄소가격이 요구되는 반면, 중국은 4, 필리핀과 말레이시아는 6, 인도는 14, 베트남은 20 USD/tCO₂ 등으로 요구되는 탄소 가격이 낮게 분석되었다. 이러한 탄소 가격의 차이는 탄소시장 연계를 시 높은 거래 유인으로 작용하게 된다. 이 그림에서 우리나라와 아세안 탄소시장을 연계한 시나리오를 분석하였기 때문에, EU, 일본, 미국 등은 탄소가격이 동일하게 나타나 있다.

시나리오별 실질 GDP 변화는 [그림 4-20]과 같다. NDC 달성에 따른 국가별 실질 GDP 영향은 다양하게 나타나고 있는데, EU, 일본, 미국, 기타 OECD 등의 경우 실질 GDP가 감소하는 영향이 보인다. 우리나라의 경우는 2022~

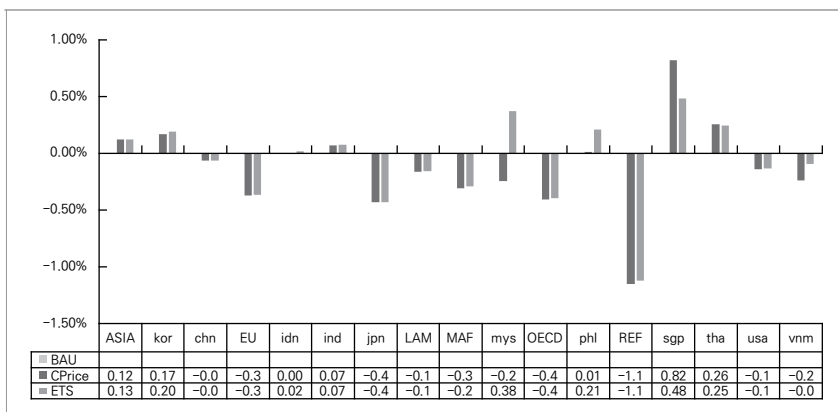
2030년간 평균 0.17% 증가하는 영향을 보여주며, 탄소시장 연계 시 0.20%로 더 증가하는 것으로 나타났다. 말레이시아, 필리핀, 베트남, 인도네시아 등은 우리나라와 아세안 간 탄소시장 연계에 따라 실질 GDP의 상승이 기대되며, 싱가포르와 태국의 경우는 실질 GDP의 감소가 예상되는 것으로 분석되었다.

그림 4-19. 시나리오별 탄소 가격 변화(1,000 USD/tCO₂, 2030년)



자료: 김용건(2022)

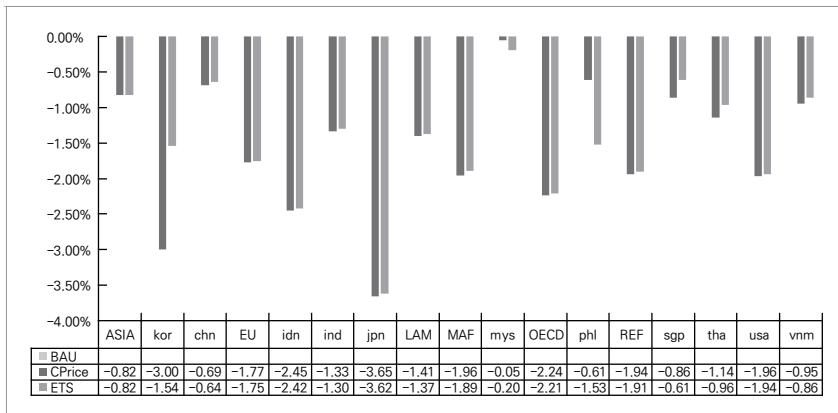
그림 4-20. 시나리오별 실질 GDP 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)



자료: 김용건(2022)

다음으로 대외무역에 대한 지표를 살펴보자. NDC 달성을 위한 탄소가격제 시나리오의 경우 우리나라는 일본과 함께 가장 큰 폭의 수출 감소 영향을 보여 준다. 이러한 실질 수출 감소 효과는 탄소시장 연계의 경우 절반 가까이 회복될 수 있는 것으로 평가되었다.

그림 4-21. 시나리오별 실질 수출 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)

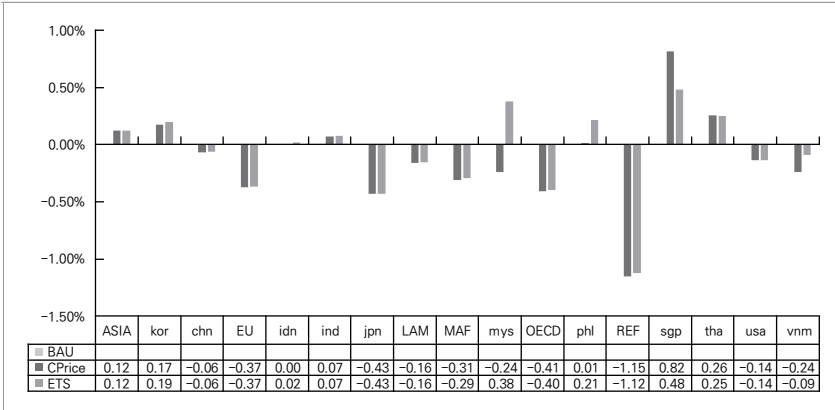


자료: 김용건(2022)

한편, [그림 4-22]에서 알 수 있듯이 투자 측면에서 NDC 목표 달성을 위한 탄소가격 정책은 우리나라의 경우 긍정적 영향이 기대되며, 이러한 투자 증대 효과는 탄소시장 연계의 경우 더욱 커질 것으로 예상된다.

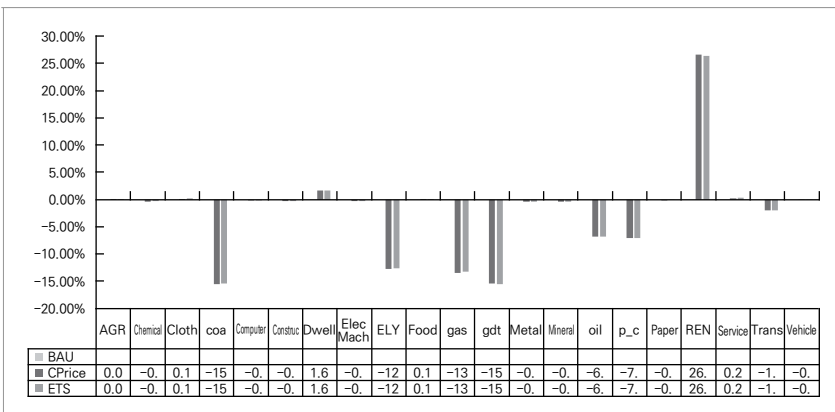
업종별 산출에 미치는 영향을 다음의 [그림 4-23]과 같다. 석탄, 석유, 천연가스, 도시가스, 석탄 및 석유제품, 화석연료 발전 등 화석에너지 관련 산업의 산출이 크게 감소하는 것을 볼 수 있다. 반면 재생에너지를 이용한 발전업은 크게 성장하는 것을 확인할 수 있다.

그림 4-22. 시나리오별 실질 투자 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)



자료: 김용건(2022)

그림 4-23. 시나리오별 업종별 전 세계 실질 산출 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)

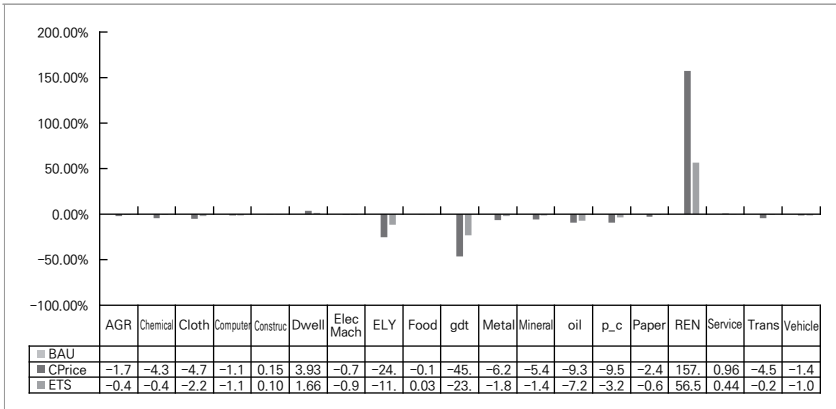


자료: 김용건(2022)

다음의 [그림 4-24]은 우리나라의 업종별 실질 산출 영향을 보여주는데, 국가별 NDC 달성을 위한 탄소가격 시나리오에서 신재생에너지 발전업은 150% 이상 성장하는 것을 볼 수 있다. 반면 도시가스과 화석연료 발전업은 큰 폭의 하락이 분석된다. 탄소시장 연계 시나리오에서는 이러한 업종별 영향

이 크게 줄어드는 것을 볼 수 있다. 즉, 신재생에너지 발전업의 산출 증가는 157%에서 56.5%로 감소하는 반면, 도시 가스업은 45%에서 23%로 감소폭이 완화된다.

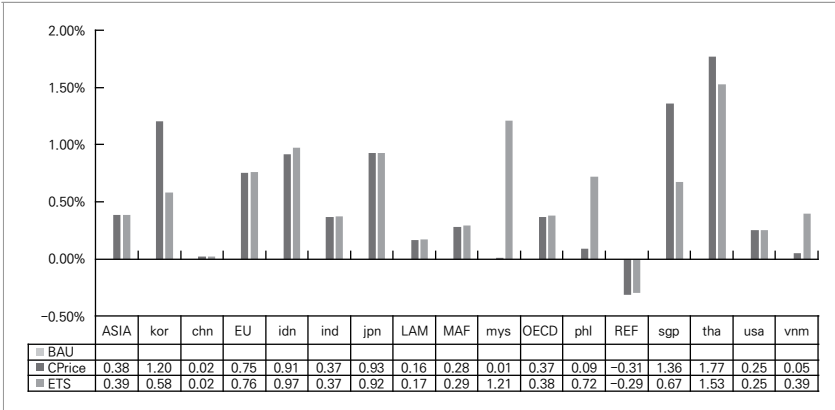
그림 4-24. 시나리오별 업종별 우리나라 실질 산출 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)



자료: 김용건(2022)

본 연구에서는 탄소가격제에 따른 세수를 고용 촉진에 활용하는 것으로 가정하였다. 즉, 배출권 제도의 경우 경매 수익을 노동 관련 세금 감면에 활용한다는 가정이다. 이러한 가정 하에서 탄소세의 증가는 노동 관련 세금 감면의 증가로 이어져 고용을 촉진하는 효과를 나타낸다. 다음의 [그림 4-25]는 국가 또는 지역별로 탄소가격정책에 따른 고용 영향을 보여주는데, 태국과 싱가포르 및 우리나라의 경우 특히 높은 증가를 보인다. 이러한 고용 증가 효과는 탄소시장 연계 시 줄어드는데, 이는 배출권 거래에 따라 탄소 가격이 낮아지고 탄소세수가 감소함으로써 고용지원 규모가 축소되기 때문이다. 말레이시아, 필리핀, 베트남 등의 경우 탄소시장 연계 시 고용이 큰 폭으로 증가하는데 이들 국가는 탄소 가격이 시장 연계에 따라 증가하기 때문이다.

그림 4-25. 시나리오별 고용 영향(BAU 대비 변화율(%), 2022~2030년)



자료: 김용건(2022)

다. 시사점

본 연구에서는 연산가능 일반균형모형(CGEM)을 활용하여 아세안 주요국과 우리나라의 탄소시장 연계에 따른 경제적 파급효과를 분석하였다. 분석 결과 우리나라와 아세안 주요국은 독립적으로 NDC를 이행하는 것보다 탄소시장 연계를 통해 공동으로 협력할 때 다수의 경제지표에 긍정적 영향을 기대할 수 있음을 확인하였다. 대표적인 경제지표인 실질 GDP에 있어서 우리나라는 물론 대부분의 아세안 국가가 긍정적 영향을 기대할 수 있다. 다만 싱가포르의 경우는 실질 GDP에 감소 영향이 예측된 바, 싱가포르와의 협력방식은 다른 형태의 대안이 고려될 필요가 있다고 판단된다.

탄소시장 연계를 통한 협력은 다양한 방식으로 추진될 수 있는데, 가장 이상적인 대안은 개별 국가가 국가 단위의 탄소시장을 운영하면서, 이를 상호 연계하는 방식이다. 이를 통해 연계 지역은 사실상 공동으로 NDC를 달성하는 효과를 얻을 수 있다. 이러한 탄소시장의 구축과 연계는 이론적으로 가장 이상적이

지만 현실적으로 단기간에 이행되기는 어려운 상황이다. 주요 아세안 국가가 단기간에 국가 단위의 탄소 배출권 시장을 운영하기는 어렵기 때문이다.

다른 대안으로는 파리협정의 제6조에 따른 국제시장메커니즘을 활용하는 방법이다. 영국 글래스고에서 열린 제26차 유엔기후변화협약 당사국총회(COP 26)에서 적응 재원 확충, 메탄 감축, 석탄 발전소 단계적 감축 및 화석연료 보조금 단계적 폐지 촉구 등을 포함하는 기후합의(Glasgow Climate Pact)를 도출하였다. 이와 함께 파리협정 세부이행규칙(Paris Rulebook)에서 합의되지 않은 마지막 요소인 탄소시장 관련 조항을 타결함으로써 파리협정 목표 달성을 위한 탄소시장의 새로운 구조를 제시하였다. 이에 따르면 6.2조의 배출권 거래와 6.4조의 크레딧 거래에 대하여 상응 조정(Corresponding Adjustment)을 통해 이중 계산을 방지하는 등 국제 탄소시장의 회계원칙을 정립하였다.³⁴¹⁾

국제 탄소시장 지침의 타결은 글로벌 탄소시장의 확대와 함께 세계 각국의 감축 노력을 강화하는 데 이바지할 것으로 기대된다. 6.2조를 통한 국가간 탄소시장 연계뿐만 아니라 6.4조를 통한 감축크레딧 사업 투자·협력이 증가할 것으로 전망된다. 6.4조를 통한 감축크레딧 협력은 간접적인 탄소시장 연계와 같은 역할을 한다.

국가 감축목표 달성의 비용효과성 제고를 위한 국제 탄소시장 협력과 글로벌 탄소배출권 거래 서비스 시장 선점을 위한 전략적 행동이 시급하다. 우리나라는 2030 국가 감축목표(NDC)를 강화하면서 국제 탄소시장을 통한 감축목표를 2배 이상 확대하였으나, 이의 달성을 위한 전략은 미흡한 상황이다. 일본의 경우 공동크레딧메커니즘(Joint Crediting Mechanism, JCM)을 통해 동남아 다수 개도국과 이미 양자협정을 통한 협력관계를 구축하는 등 선제적 행동을 진행해오고 있다는 점을 고려하면 보다 적극적인 노력이 요구된다. 아세

341) 2013~2020년에 생산된 CDM 크레딧(CER)을 1차 NDC 이행에 사용 가능하다는 것과 6.4조에 따른 크레딧 발행 시 2%의 할인율을 적용하며, 5%의 적응 부담금(Share of Proceeds, SoP)을 부과한다는 데 합의하였음.

안 등 주요 교역 대상국과의 탄소시장 협력관계 구축을 통해 국가 감축목표를 보다 비용효과적으로 달성하기 위한 노력이 요구된다.

4. 소결

아세안 국가를 대상으로 한 우리나라의 ODA 무상 지원 사업은 우리나라 ODA 중점협력국에 해당하는 라오스, 미얀마, 베트남, 인도네시아, 캄보디아, 필리핀에만 지원이 이루어졌는데, 특히 인도네시아, 미얀마, 베트남 3개 국가에 집중되었다. 2011년 이래로 최근까지 지원 사업 수, 사업기간, 지원액 규모는 점진적으로 확대되고 있는 추세이며, 특히 2020년을 전후하여 2010년대 초반에 비해서 지원 건수, 지원 금액, 사업기간 등이 증가하는 추세로 우리나라의 아세안 국가 대상 저탄소 에너지 관련 무상 ODA 사업이 최근 들어서 점차 다년화, 대형화되는 것을 확인할 수 있다.

국제개발협력 종합기본계획은 국제개발협력기본법에 따라 5년마다 수립하는 ODA 부문 최상위 국가 종합전략이다. 제2차 기본계획은 2020년에 계획기간이 종료하였고, 2021년부터 2025년까지를 계획기간으로 하는 제3차 국제개발협력 종합기본계획을 2021년 1월에 수립하였다. 동 기본계획에서는 4대 전략 목표 중 하나인 '상생하는 ODA'의 중점 과제로 '녹색 전환 선도'가 포함된다. 이에 따르면, 우리나라는 신기후체제에 동참하고 다자협력기구와의 협력을 확대 강화하여 기후변화 논의를 선도하며 협력을 강화하고, 전략적 그린 뉴딜 ODA를 통해서 개도국의 녹색 전환과 탄소 중립을 지원하고, 기후변화 대응 지원을 강화하려 한다. 특히 베트남, 미얀마 등과 양자 기후변화협력 협정을 체결하여 온실가스 감축을 위한 협력 사업을 발굴하거나 국외 온실가스 감축을 지원하는 것을 협력 방안으로 제시하였다.

앞서 2019년 11월에 한국 정부는 한-아세안 특별정상회의를 계기로 아세안 5개국과 ‘한-동남아 5개국 개발협력 MOU’를 체결하였고, 이를 바탕으로 2021년 국제개발협력 종합시행계획의 대 아세안 ODA 전략으로 5대 프로그램을 설정하였다. 이는 디지털 파트너십, 고등교육 이니셔티브, 농촌개발, 도시개발, 교통으로 에너지 부문이 포함되지 않았다. 아세안 대상 저탄소 에너지 부문 ODA가 디지털 파트너십 등 5대 프로그램 부문에 비해서 상대적으로 정책적 관심이 떨어지거나 협력 추진력을 저해할 소지가 있다. 따라서 이에 대한 개선을 위해 비에너지 분야와 에너지 분야의 융합적 성격의 사업을 개발하거나, 향후 아세안 대상 ODA 지원 전략에 저탄소 에너지 부문을 핵심 협력 분야로 포함할 필요가 있다.

아세안과의 저탄소 에너지 협력 수요 및 유망 협력 분야를 파악하기 위해 태양광, 풍력, 바이오에너지, 에너지저장장치, 클린스토브, 그리고 수소개발 등 각 분야별로 살펴보았다. 태양광, 클린스토브, 에너지저장장치 분야에서 협력 수요가 높을 것으로 기대된다. 저탄소 에너지기반을 구축하기 위해서 태양광은 우리나라와 아세안 모두 가장 적극적으로 투자가 일어나고 있는 분야이다. 유틸리티급 대규모 태양광 발전단지 조성부터 수상태양광, 영농형태양광 등 다양한 사업 유형이 있으며, 에너지저장장치와 결합하는 하이브리드 형태의 사업모델도 구축할 수 있다. 에너지저장장치는 전력요금이 높은 지역, 전력공급이 안정적으로 이루어지지 않는 내륙지역이나 섬 지역을 대상으로 신재생에너지와 연계한 에너지저장장치의 구축이 가능하다.

아세안에는 여전히 비효율적인 전통조리기구를 사용하는 가구들이 많으며, 이들 국가를 대상으로 우리나라의 주요 발전자회사들이 개발도상국 대상의 클린스토브 사업을 활발하게 진행하고 있다. 파리협정 하의 지속가능개발메커니즘(SDM)에서도 계속해서 온실가스 감축사업으로 포함될 가능성이 높아 시장은 더욱 확대될 전망이다.

그리고 아직 기술적으로 완전하지 않고 상용화 단계는 아니지만, 아세안 국가에서도 수소개발 및 이용에 관심이 증가하고 있다. 신재생에너지를 기반으로 그린수소를 생산하는 복합시설의 구축도 미래에 각광받는 사업모델이 될 수 있을 것이다. 아세안 국가의 천연가스를 이용한 블루수소의 현지 생산, 폐가스전의 탄소 저장소 전환, 현지 생산된 수소의 수입 등 수소 가치사슬의 전 과정에서 협력 사업을 모색할 수 있다. 아울러 일본이나 유럽지역 국가들이 아세안과의 동 분야 협력에 노력을 기울이고 있다는 점도 시사하는 바가 크다.

한편 풍력의 경우 아세안은 평균 풍속 5~6m/s의 저풍속 지역이 많아 풍향 자원이 풍부하지 않은 실정이다. 그리고 국내 풍력 터빈 제조기술은 유럽 기업에 비해 열위에 있고, 가격 면에서 중국 기업에게 밀리는 형편이다. 더욱이 해외 수주실적이 저조하여 아세안 국가와의 협력 방안 모색이 쉽지 않다.

바이오에너지에 대한 아세안 국가의 수요가 높지만, 우리나라의 시장은 협소하여 아세안 시장 진출이 매우 제한적이다. 하지만 바이오에너지의 경우 시장 진출이 아닌 목재펠릿의 안정적인 공급망 구축이라는 에너지 안보의 관점에서 아세안과의 협력이 필요하다는 점을 인식해야 한다.

싱가포르를 제외한 대부분 아세안 국가들은 에너지믹스에서 우리나라와는 다르게 신재생에너지의 잠재력이 크고, 석탄을 비롯한 화석에너지도 많이 확보하고 있다. 따라서 우리나라의 에너지 및 기술발전 정도를 고려하면 아세안 지역의 대부분 개도국과 에너지 협력에서 보완적 관계를 만들어 낼 수 있다. 경제적 측면에서도 에너지 산업에서 구체적인 사업과 프로그램을 확대하는 방안은 우리나라와 아세안 국가 양측의 경제적 관점에서 고용 확대, GDP 증가뿐만 아니라 환경적 측면에서도 아세안 지역의 온실가스 감축, 대기오염물질 저감 등 긍정적인 효과를 기대할 수 있다. 기술적 측면에서도 한국의 디지털 기술과 연계된 에너지 시스템과 기술의 이전을 포함하는 경우 한-아세안 국가들의 협력 가능성이 더욱 증가할 수 있다.

우리나라와 아세안 국가들과의 협력은 다차원적으로 접근해야 한다. 기후변화 문제 해결을 위한 탄소시장이나 배출권 시장 구축을 위한 다양한 활동과 노력이 요구된다. 우리나라의 입장에서는 풍부하고 다양한 에너지 자원을 보유하고 있는 아세안 지역의 개도국들과의 에너지 및 자원협력 방안과 프로그램을 다양하게 만들어야 한다. 특히 양자협력, 다자협력 등 여러 형태의 사업이나 프로그램을 활용해야 한다. 그리고 UN이나 ADB와 같은 지역 국제기구와의 협력도 고려해야 한다. 아세안 국가들이 우리나라로부터 기대하는 것은 신재생에너지, 수자원, 스마트 도시건설 등 다양한 부문에서의 기술 협력, 기술 이전, 실무자들의 능력 확대 프로그램 등이다. 따라서 아세안 국가들은 주로 에너지 산업뿐만 아니라 다른 부문에서 한국과의 구체적 협력 사업과 프로그램을 확대하고자 함으로써 더욱 광범위한 분야에서 협력의 가능성을 열어 두어야 한다. 양자협력과 다자협력의 다양한 채널을 통하여 매우 구체적이고 목표가 분명한 사업을 공동으로 개발·운영하는 방안을 마련하고 기본적인 협력의 틀과 원칙을 수립해야 한다. 장기적으로 아세안 국가와의 지속가능한 발전을 지원하고 협력을 통해 우리나라의 성장 동력도 모색하는 지혜가 필요하다.

본 연구에서 연산가능 일반균형모형(CGE)을 활용하여 아세안 주요국과 우리나라의 탄소시장 연계에 따른 경제적 파급효과를 분석하였다. 분석 결과 우리나라와 아세안 주요국은 독립적으로 NDC를 이행하는 것보다 탄소시장 연계를 통해 공동으로 협력할 때 다수의 경제지표에 긍정적 파급효과를 기대할 수 있음을 확인하였다. 대표적인 경제지표인 실질 GDP에 있어서 우리나라는 물론 대부분의 아세안 국가에서 긍정적인 효과를 기대할 수 있다.

탄소가격제 시나리오 하에서 24%이던 우리나라의 감축률이 탄소시장 연계 시나리오의 경우 11%로 감소하는데, 이는 감축량의 절반 이상을 아세안 국가들로부터 배출권 구입으로 충당하고 감축량을 줄이게 된다는 것이다. 다수의 아세안 국가는 감축률이 증가하는 것을 볼 수 있는데, 이는 탄소가격이 낮은

국가들이 높은 가격으로 배출권을 판매하고 대신에 감축량을 증가시키게 되는 것이다.

그리고 NDC 달성에 따른 국가별 실질 GDP 영향도 다양하게 나타나는데, 우리나라의 경우는 탄소시장 연계 시 더욱 증가하는 것으로 나타났다. 말레이시아, 필리핀, 베트남, 인도네시아 등은 우리나라와 아세안 간 탄소시장 연계에 따라 실질 GDP의 상승이 기대되며, 싱가포르와 태국의 경우는 실질 GDP의 감소가 예상되는 것으로 분석되었다.

탄소시장 연계를 통한 협력은 다양한 방식으로 추진될 수 있는데, 가장 이상적인 대안은 개별 국가가 국가 단위의 탄소시장을 운영하면서, 이를 상호 연계하는 방식이다. 이를 통해 연계 지역은 사실상 공동으로 NDC를 달성하는 효과를 얻을 수 있다. 이러한 탄소시장의 구축과 연계는 이론적으로 가장 이상적이지만 아세안 국가들의 탄소시장 개설이 쉽지 않아서 현실적으로 단기간에 이행하기는 어렵다.

다른 대안으로는 파리협정의 제6조에 따른 국제시장 메커니즘을 활용하는 방법이다. COP26에서 국제 탄소시장 지침이 타결됨으로써 글로벌 탄소시장의 확대와 함께 세계 각국의 감축 노력을 강화하는 데 이바지할 것으로 기대된다. 국가 감축목표 달성의 비용효과성 제고를 위한 국제 탄소시장 협력과 글로벌 탄소배출권 거래 서비스 시장 선점을 위한 전략적 행동이 시급하다. 우리나라는 2030 국가 감축목표(NDC)를 강화하면서 국제 탄소시장을 통한 감축목표를 2배 이상 확대하였으나, 이의 달성을 위한 전략은 미흡한 상황이다. 아세안 등 주요 교역 대상국과의 탄소시장 협력관계 구축을 통해 국가 감축목표를 보다 비용효과적으로 달성하기 위한 노력이 요구된다.

제5장

K

PM

결론

1. 주요 연구 결과
2. 한-아세안 저탄소 에너지 협력
이행 방향



1. 주요 연구 결과

본 보고서는 아세안 지역의 저탄소 에너지 기반을 강화하기 위한 한국의 역할과 한-아세안 협력을 확대하는 방안을 모색하는 데 그 목적이 있다. 이를 위해 아세안 주요국의 에너지 수급 현황, 온실가스 배출 추이 분석과 관련 정책 등을 비교 분석해 아세안 국가들의 저탄소 에너지 기반 구축 필요성을 검토하고 이러한 필요성을 기반으로 아세안 주요국이 추구하고자 하는 저탄소 에너지 기반 목표와 이행 경과를 분석해 보았다. 이를 통해 알 수 있었던 것은 국가들의 자원보유 정도, 에너지 수급 구조 현황 등에 따라 서로 다른 차이를 보이면서도 유사한 국가들에서도 서로 다른 저탄소 에너지 전환 전략을 추구하고 있었다. 이로 인해 우리나라를 포함한 타국과의 에너지 협력 수요도 서로 다를 것으로 판단된다.

화석연료 자원 보유국인 인도네시아와 말레이시아는 생산량은 지속적으로 감소하고 있는데 반해 여전히 에너지 공급 비중은 석탄 석유가 70% 이상을 차지하고 있고 상대적으로 재생에너지는 수력 비중이 상당히 높아 화석연료의 소비를 대체 할수 있는 대체에너지원이나 비수력 부문의 재생에너지 개발을 저탄소 에너지 전환 정책 목표로 두고 있다. 특히 넷제로 달성을 위해 인도네시아는 수소, 지열, 태양광 중심으로 말레이시아는 태양광, 바이오, 폐기물 중심으로의 재생에너지 확대와 에너지 저장장치의 대규모 보급등을 계획하고 있는 만큼 관련 부문의 협력 수요가 높을 것으로 보인다. 반면 베트남은 에너지 절약 및 효율 개선, 재생에너지원의 효율적 이용 촉진 및 에너지 수급에서의 재생에너지 비중 확대 등을 통한 에너지 수급 구조 변화 및 산업과 수송연료 부문을 전환을 추구하고자 한다, 이에 베트남은 빠른 속도로 재생에너지 설비가 확충되고 있으나, 전력망 인프라의 부족으로 생산된 전력을 모두 활용할 수 없는 문제가 발생되고 있다. 또한 에너지 효율 및 재생에너지 기술 보급이 미진해 효율 개선 속도가 낮고, 현행 정부가 추진 중인 재정 지원 메커니즘은 기

업 투자를 증대할 정도의 체계 마련이 되어 있지 못하다. 따라서 이러한 요소들이 에너지 전환이나 관련 기술 발달 속도가 늦기 때문에 이를 해소할 수 있는 인프라 확충, 지원 체계 및 기술 보급 관련한 역량 강화 사업에 대한 협력 수요가 클 전망이다. 산유국인 브루나이는 석유가스 산업 부문의 배출저감, 전기 자동차 보급 및 인프라 확대, 송배전 손실개선 및 신규발전기 효율 개선, 신재생과의 통합 연계 등을 통한 전력 부분의 효율 개선을 저탄소 에너지 전환의 정책 목표로 두고 있다. 재생에너지 발전도 핵심 목표중의 하나인데 특히 지리적 위치로 인해 태양광 개발 잠재력은 아세안 국가 중 꽤 높은 편이다. 하지만 관련 투자와 기술 개발 활동의 부족으로 인해 현재 전력 설비 비중의 약 0.2%에 불과해 태양광 발전 확대 관련한 협력 수요가 현 상황에서 가장 우선적인 협력 요소가 될 것이다.

화력발전 의존도가 높은 태국은 에너지 부문의 주요 온실가스 저감 조치는 최종에너지 소비 및 에너지 전환 부문에서의 에너지 효율 개선 및 관련 기술(수요관리 증대, 스마트 그리드 등) 개발, 발전용 및 가정 및 건물 부문의 화석연료 기반의 소비를 신재생 에너지 확대를 통해 전환, 탄소 포집 및 저장(CCS) 기술 보급 및 활용 등이 대표적인 저탄소 에너지 전환 정책 목표이다. 하지만 에너지 효율성 및 재생 에너지 투자에 대한 금융기관의 지원과 국내 관련 기술 개발 인력 및 인프라 부족, 불충분한 송전선 용량으로 인해 신재생발전 계통 연계 제약 등이 이러한 정책 이행에 장애 요소를 작용하고 있어 이를 해소하는 제도와 역량 강화 부문의 협력 수요가 클 전망이다. 반면 태국과 유사하게 화석연료 에너지 공급 의존도가 높은 필리핀은 청정에너지인 재생에너지와 원전 도입등을 통한 에너지 전환을 달성하려고 하고 있으며 이를 위해 시장 중심의 정책 개발과 민간 투자 확대를 지원하기 위해 제도 개선에 중점을 쏟고 있어 향후 재생에너지 부문의 투자 협력 수요가 높을 것으로 예상된다.

반면 에너지 공급의 대부분을 천연가스에 의존하고 있는 싱가포르의 높은 도시 밀도, 협소한 국토 면적 등으로 타 아세안에 비해 재생에너지 보급 여건이

좋지 않다, 그럼에도 싱가포르 정부는 2030년까지 현 수준보다 약 8배 이상인 2GW 규모의 태양광을 증설하겠다는 목표를 설정하였고 이를 위해 태양광 비용 절감과 효율 개선, 그리고 부유식 수상 태양광, 해상 태양광, 건물 통합형 태양광 같은 혁신적인 보급 방식 구현을 위한 R&D 투자를 증대하고 있다. 이밖에도 수소, 배터리, 탄소포집 및 저장 부문(CCUS)의 기술투자와 관련 협력 프로젝트를 추구하고 있으며 유수의 해외 기업과 연구기관과 협력 파트너십을 구축 노력을 가속화 하고 있다.

마지막으로 만성적인 전력 공급 부족을 겪고 있는 캄보디아와 미얀마는 청정에너지 발전의 확대를 가장 정책 우선 순위에 두고 있다. 하지만 현재 설치된 발전 설비 용량에서 수력, 태양광 이 절반 이상을 차지하고 있으나 실제 가동률은 석탄 등 화석연료 발전이 높은 편이고 재생에너지 비중에서 가장 큰 비중을 차지하고 있는 수력은 안정적인 전력 공급 관점에서 불안한 점이 많아 비수력 재생에너지원에 대한 개발 확대나 고효율 가스복합화력 발전 관련한 협력 수요가 전력공급 인프라(송전선) 확충과 함께 꽤 높을 것으로 예상된다. 반면 에너지 공급의 80%를 수력에 의존하고 있는 라오스는 기후변화에 따른 안정적인 전력 공급을 수력에서 받지 못하자 풍력, 바이오매스, 태양광 중심의 공급 구조를 전환하고자 하는 정책 목표를 가지고 있다. 또한 만성적인 전력 공급 문제를 해결하고자 송전선로 확충도 정책 우선순위의 하나이다. 라오스는 에너지 부문의 민간 투자 촉진을 위해 민관합작투자(PPP) 활성화 법안을 제정하면서 투자자의 투명성 제고를 위한 노력을 추구한 만큼 PPP를 통한 관련 부문의 협력 수요가 클 것으로 전망된다.

이렇듯 아세안의 저탄소 기반의 에너지 전환을 달성하기 위해 다양한 협력 수요가 그리고 그동안 우리나라가 아세안과의 저탄소 에너지 부문의 협력 현황과 특징을 살펴보고 아세안과의 공급, 소비, 인프라 부문 등의 협력 수요에 입각해 향후 유망 협력 분야를 도출해 보았다. 이제 이를 아세안 저탄소 에너지 기반의 협력 수요에 입각해 한-아세안과의 관련 부문의 협력 유망 분야를

도출함에 따라 다음 절에서는 이를 이행하기 위한 한-아세안과의 협력 방향을 제시해 본다.

2. 한-아세안 저탄소 에너지 협력 이행 방향

가. 협력 유망 분야의 에너지 협력 추진 방향

보고서의 제4장에서 아세안 저탄소 에너지 부문의 유망 협력 분야로 태양광, 풍력, 바이오, ESS, 청정쿱스토브, 수소개발을 들었다. 이러한 분야들 각각의 특성이 있겠지만, 전체적인 협력 전략의 방향성을 다음과 같이 제안한다.

첫째, 기진출 경험이 풍부하거나 기술 경쟁력이 있는 분야의 이점과 노하우를 최대한 활용하여 진출을 확대하고, 성공 사례뿐만 아니라 실패 사례나 애로사항 등을 공유하여 진출 전략을 강화하는 것이다. 예를 들어 ESS의 경우 정부 부처와 국내 에너지 유관기관, 국제기구의 협력을 통한 진출한 바도 있고 타 부문에 비해서 미얀마, 싱가포르 등에 진출 경험이 풍부한 편이다. 또한 우리나라의 배터리 기술은 상당히 경쟁력도 있다. 이러한 경우에는 기진출국에서의 시장 확대나 미진출 국가로의 확대 등에 적극적으로 나설 필요가 있다. 마찬가지로 태양광의 경우에도 우리 대기업의 대규모 태양광 진출경험이 있다. 한편 성공 사례뿐만 아니라 실패 경험이나 애로사항에 대한 공유와 개선 방향 마련도 중요하다. 우리나라의 중소기업인 플린트랩에서는 라오스에서 식물성 유지나 폐식용유를 직접 재사용하는 방식의 고효율 쿱스토브 프로젝트를 추진하였으나 유통망 확보와 유지에 어려움을 겪으면서 좋은 성과를 내지 못하였다. B2B 유형의 시공 및 건설이 수반되는 보통의 에너지 프로젝트와 달리 쿱스토브 개별 제품의 보급 사업은 유통망 확보가 사업 성패의 중요한 요소임을 알 수 있다.

둘째, 현지 국가의 정책이나 제도 변화에 맞춰 진출전략 및 사업모델을 개발하는 한편 한-아세안의 상호 협력 수요에 맞도록 아세안 국가의 정책 및 제도 개선을 지원한다. 베트남과 말레이시아의 경우 재생에너지 발전사업자가 전력청에 전력을 판매하는 것뿐만 아니라 소비자에게 직접 전력을 판매할 수 있도록 전력시장 제도개선이 추진 중이다.

전력시장 제도개선이 추진 중으로, 이 제도가 시행되면 재생에너지 발전 사업자는 전력청에 전력을 판매하는 것뿐만 아니라 소비자에게 직접 전력을 판매할 수 있게 된다. 이에 따라 이러한 제도의 도입에 부응하는 새로운 사업 모델의 개발을 검토해야 할 것이다. 베트남은 풍력 확대 정책이 확고하고 특히 부유식이 아닌 고정식 해상풍력을 고수하고 있는 만큼 베트남의 풍력 사업 진출을 위해서는 이에 대응한 협력 모델을 모색해야 할 것이다. 풍력 부문은 태양광이나 ESS 등에 비해서 상대적으로 우리 기업의 경쟁력이 높지 않은 만큼 외국기업과의 컨소시엄 구성 등 다양한 전략을 모색할 필요가 있다. ESS를 활용한 아세안과의 협력방안으로 높은 전력요금의 절감, 전기 공급이 없는 내륙지역이나 섬 지역을 대상으로 안정적인 전력 공급을 목표로 프로젝트를 도출할 수 있을 것이다. 전력요금이 비싼 싱가포르, 필리핀의 경우 신재생에너지와 연계한 ESS를 통해 전력요금을 절감할 수 있다. 심야전기를 이용하여 ESS에 저장하여 피크부하 시에 사용하는 방안으로 전기요금을 절감할 수 있다.³⁴²⁾ 전력공급이 힘든 내륙지역의 경우 신재생에너지 연계한 ESS를 활용하여 마이크로 그리드 구축이 가능하다. 미얀마의 미전화 지역을 대상으로 사업을 펼칠 수 있다. 또한 필리핀과 인도네시아처럼 다수의 섬으로 구성된 국가는 기존 디젤발전을 통해 주로 전기 공급을 해왔는데 신재생에너지 연계 ESS 구축으로 탄소중립 섬으로 발전할 수 있다.

고효율 쿽스토브의 경우, 미얀마는 NDC 조건부 목표 달성을 위한 감축수단의 하나로 취사용 고효율 스토브 보급을 제시하였고, 라오스도 취사용 고효율

342) 필리핀 송배전회사인 AKLECO와 심야전기를 활용한 ESS 이용 사업화 모델을 구축한 사례가 있음.

스토브 5만 대 보급을 NDC에 포함하였다. 미얀마는 무조건 목표로 재래식 스토브의 LPG 대체를 제시하였는데 이는 미얀마 국내적 정책 순위가 고효율 쿡스토브 보다는 LPG 보급을 우선시 하는 것으로 판단할 수 있다. 취사용 고효율 스토브는 기존의 재래식 스토브의 바이오매스 연료를 그대로 사용하되 효율을 높여 장작이나 숯의 소비를 줄이는 방식이거나, 식물성/동물성 유지 및 폐식용유의 재사용을 통해 환경 보건적 영향을 줄이 것이다. 그 자체가 하이테크 제품이거나 고가의 제품은 아니며, 천연가스나 전기의 공급이 안되는 지역이나 구매력이 낮은 곳에 적합하다. 또한 토기 재질의 아주 저렴한 형태에서부터 금속 소재 쿡스토브까지 다양한 소재와 디자인의 쿡스토브가 존재하므로 제품 차별화가 아주 불가능한 것은 아니다. 다만 해외의 지원을 전제로 하는 조건부 목표에서는 고효율 스토브를 택한 것을 보면 미얀마에서의 쿡스토브 사업은 ODA 지원사업 형태로 진행하는 것이 보다 적합한 선택이 될 수 있음을 시사한다. 중소기업의 제품 개발과 대기업의 유통망 확보나 대관 업무 지원 등 대·중소기업 간 상생 모델이나 온실가스 감축과 사회공헌, 국내 상쇄배출권으로의 전환 등 사업성 제고의 이점도 고려할만하다.

셋째, 우리나라의 정책 우선순위가 산업 수요에 맞는 협력 이행과 함께 국내 연계를 통한 수익성 제고 및 사업성과 활용도 제고를 모색한다. 바이오에너지 분야에서 아세안 국가에서 생산된 목재펠릿은 단기적으로 우리나라에 부족한 국산 펠릿 공급을 보완하는 수단으로 활용될 수 있다. 또한, 아세안 국가에서 생산된 바이오매스를 현지에서 소비되는 것에 그치지 않고 우리나라에서 필요한 BECCS나 그린수소의 전초 생산기지로서의 역할을 하도록 한다면 미래 수소협력의 기반이 될 수 있다. 우리나라가 추진하는 수소경제 달성을 위해서는 환경성과 경제성을 충족하면서 대량의 수소를 안정적으로 공급하는 해외수소 공급망 구축이 필수적이다. 우리 정부는 국내 자본과 기술을 활용한 해외 재생 에너지 개발을 확대하는 한편, 이를 기반으로 청정수소 생산을 통해 수소 공급 기반을 마련하고 에너지 자립비중을 확대할 계획이다. 한국가스공사는 2021년

‘한국가스공사 비전 2030(KOGAS VISION 2030)’³⁴³⁾에서 해외그린수소 도입 대상 지역으로 동남아, 북방, 호주, 중동을 포함하였다. 아세안 지역에 그린수소 생산기지를 구축하여 국내에 도입하는 경우 다른 해외 지역과 비교할 때 수송 거리가 짧아 수송비 측면에서 이점이 있을 수 있다.

나. 한-아세안의 저탄소 에너지 협력 이행 체계 구축

한-아세안간의 저탄소 에너지 시스템 구축 협력을 강화하기 위해서는 다음과 같은 협력 체계를 개선하거나 새롭게 마련할 필요가 있다.

첫째, 한-아세안간의 저탄소 에너지 협력을 강화하는데 우선적으로 고려되어야 하는 것은 지난 문재인 정부의 대아세안 정책과 연계하거나 보다 강화된 대아세안 정책 등이 마련되어야 한다. 지난 문재인 정부에서 제기된 대아세안 대상의 대표적인 정책이었던 신남방정책은 사람, 상생·번영, 평화의 3P 원칙하에 19대 전략과제와 92개 중점사업을 제시하였다. 비록 에너지 분야에서 구체적인 추진 목표나 이행 전략은 미비하였으나 동 정책 추진 이후 정상 순방을 통한 신규 협력 사업 발굴, 에너지 접근성 ODA 사업의 대형화 등 에너지 ODA 확대, 발전 부문 진출 확대 및 지속가능 발전 모색, 아세안 지역 대상 에너지 부문 양자 협력 채널 확대 및 다자 협력 활동 강화 등의 성과를 창출한 바 있다. 하지만 이번 윤석열 정부에서는 아직 아세안 국가와의 대외 협력을 어떻게 추진할 것인지에 대한 지침이나 그 추진 방향이 나오고 있지 못하다. 이러한 정책이 새롭게 정립이 되어 제시되어야 향후 아세안국가 대상의 정부협력활동, 공적 금융의 지원 등이 구체화 된다는 점에서 신속한 정책 마련을 위한 검토가 필요하다.

343) KOGAS VISION 2030(2021.9. 27). <https://www.kogas.or.kr:9450/site/koGas/bbs/View.do?cbIdx=35&boardIdx=43489&Key=1050701000000&searchValue=&searchKey=&pageOffset=10&pageIndex=2.n>. (최종접속일: 2022.10.3.).

둘째, 아세안 지역의 저탄소 에너지 부문에 대한 국가 차원의 금융지원 조달이 보다 강화될 필요가 있다. 최근 우리나라의 유·무상 ODA 등이 국가위상과 세계 추세에 맞게 개도국의 기후변화 대응과 저탄소 전환을 위한 지원이 강화되는 것은 바람직하다. 이로 인해 아세안 국가를 대상으로 그 지원건수와 사업의 대형화, 다년화 등으로 확대되기도 하였다. 하지만 현재 아세안 국가를 대상으로 한 무상 ODA 5대 프로그램 그리고 EDCF의 그린 분야에는 저탄소 에너지 부문이 명시적으로 포함되지 않았다. 에너지 부문이 개도국의 저탄소 공급 시스템 전환에 핵심이고 이로 인한 협력 수요가 많다는 점을 고려해 아세안 대상 ODA/EDCF 지원 분야에 저탄소 에너지 부문을 반드시 포함할 필요가 있다. 또한 명시된 아세안 지역의 중점협력국도 인도네시아, 베트남, 미얀마, 라오스, 캄보디아, 필리핀 등 6개국으로 되어 있으나 중점 협력국에 포함되지 못한 말레이시아, 태국도 보고서 앞장에서 이미 언급한 바처럼 우리나라와 협력할 분야가 많아 이를 종합적으로 고려해 ODA 협력국으로 포함을 고려할 필요가 있다. 비단 ODA뿐 아니라 기타 개도국의 온실가스 감축을 지원하는 다양한 국제사회의 기금의 활용도 적극 추진할 필요가 있다. 우리나라는 개도국의 기후 변화 대응 지원 차원에서 녹색기금(Green Climate Fund, GCF)에 공여하고 글로벌녹색성장연구소(Global Green Growth Institute, GGGI)에 신탁기금 조성을 약속한 바 있다. 그런데 아세안 대상의 저탄소 에너지 부문에 대한 지원이 상당히 미약하다. 녹색기금의 경우 현재 개도국의 온실가스 감축과 기후변화 적응 지원에 128개국 총 200개 사업을 추진 중인데 그 중 아세안의 저탄소 부문의 추진 사업건수는 베트남의 산업 부문 효율화 사업과 인도네시아 지열발전 역량 강화사업 단 2건에 불과하다. 에너지 효율화 사업이나 청정에너지 전력공급 그리고 청정취사(클린쿡) 사업 등 타국의 협력 건수가 있는 만큼 이를 아세안에 보다 확대해서 추진하고 또한 이를 통해 우리 기업이나 산업이 진출 할 수 있는 기회를 모색하는 것이 필요하다.

셋째, 우리나라가 아세안 국가와 구축한 에너지 분야 양자 협력 채널의 실효성도 강화될 필요가 있다. 지난 문재인 정부의 대 아세안 정책을 통해 양자협력 채널이 인도네시아, 베트남, 라오스, 싱가포르, 필리핀, 캄보디아 등 6개국으로 확대되었지만, 사실상 정례적으로 운용되고 있는 것은 몇 개에 불과하고, 협력 의제도 기존 우리나라가 기진출한 석유가스 및 발전 인프라 사업의 진행 사항 검토나 최근 이슈가 되기 시작한 저탄소 에너지 부문 전환 정책 추진 현황 공유 및 관련한 신규 협력 사업 추진 가능성 협의에 그치고 있다. 정부 간 양자 협력이 그 목적에 맞게 운용되기 위해서는 사업 단위 중심의 논의 보다는 현지 진출이나 투자를 저해하거나 투자 제도와 규제 등의 문제를 해소하는 데 보다 중점적으로 논의하고 관련해 우선 협력이 필요한 국가를 선별해 선택과 집중 형태로 추진하는 것이 바람직하다. 또한, EU가 매 5년마다 갱신하는 ‘아세안-EU 액션플랜 계획(ASEAN-EU plan of Action)’이나 호주가 인도네시아와 체결한 ‘청정경제 및 에너지 전환 협력 공동 선언문’처럼 우리나라도 대아세안과의 저탄소 에너지 협력을 단기적 관점 보다는 중장기적 관점에서 지속적으로 추진하려는 계획을 다자 혹은 양자차원에서 체결하는 것도 필요해 보인다.

마지막 넷째로, 아세안 국가 간 탄소시장 연계뿐만 아니라 감축 크레딧 사업 투자·협력이 증대될 수 있도록 관련 제도를 신속히 마련하는 것이 필요하다. 유럽 국가들은 오랫동안 아세안 국가 대상으로 저탄소 에너지 부문의 투자를 해 온실가스 감축 실적을 인정받은 CDM 사업을 해오면서 관련 비즈니스 모델 구축이 많이 축적되었다. 반면, 우리나라는 개도국 감축 의무 이행 국가도 아니고 또한, CDM 사업을 통한 감축 실적을 비즈니스 모델로 연계한 유인이나 경험도 부족해 대 아세안과의 저탄소 에너지 부문의 CDM 사업 추진 실적이 그동안 크게 미약했다. 하지만 2021년부터 국제탄소시장을 활용한 국제감축 사업의 기반이 전 세계적 대상으로 마련되었고 이에 맞춰 우리나라도 국제감축사업 활성화 차원에서 올해부터 베트남을 포함해 아세안 6개 국가를 관련분야의 협력 우선국가로 채택해 시범사업 실시, 감축 실적 정부 구매 지원 등의 제도

및 규범이 정립 되기 시작하였다. 하지만, 실제 아세안과의 성과 있는 사업을 발굴하기 위해서는 양자협력 협정 문안 표준화, 협력 모델 발굴 및 개발 그리고 이를 금융 및 제도적으로 지원할 수 있는 체계 마련 등이 선행되어야 하는 만큼 이를 좀 더 속도감 있게 마련되도록 정부의 역할이 필요하다.

다. 아태 지역 주요국의 아세안 협력 이니셔티브와의 연계성 강화

한-아세안과의 저탄소 에너지 부문의 협력 증진을 위한 또 다른 방안으로는 현재 아세안 대상으로 현재 운영 중인 다양한 이니셔티브를 활용하는 것을 고려해 볼 수 있다. 한 예로 에너지 효율 분야의 경우 현재 추진 중인 협력 사업은 에너지 공단이 주관해 캄보디아, 라오스 등 효율화 체계가 미약한 국가와의 제도 마련 및 관련 역량 강화 사업을 제외하고는 두드러진 협력 사업이나 투자가 미약하다. 하지만 일본과 태국이 EAS 에너지 협력 채널에서 추진하고 있는 아세안 에너지 효율화 사업에서는 현재 말레이시아, 캄보디아, 필리핀 대상의 분산에너지시스템 도입, 에너지 진단 제도 시행, 아세안 회원국의 탄소중립을 구현하기 위한 에너지 절약 잠재력 연구 등을 추진하고 있는데 우리나라는 여기에 참여가 거의 전무하다. 이밖에도 인도와 필리핀이 주도하는 바이오연료 협력 이니셔티브, 일본과 중국이 아세안 에너지 안보와 탄소중립 구현을 위한 청정 석탄 활용 및 원자력 부문 협력도 활발히 추진되고 있으나 우리나라는 관련 부문의 논의 참여도 미진한 편이다. 하지만 향후 우리나라가 아세안 대상으로 다양한 협력 사업 발굴 기회를 모색하기 위해서는 이러한 협력 채널을 적극 활용할 필요가 있다. 따라서 이러한 협력 채널에서 우리나라의 관련 제도 전수 및 공유, 실증 및 상업화 기술 소개 등을 추진할 수 있도록 이행 담당 체계와 지원 등이 마련되도록 검토되어야 할 것이다.

또한, 아세안 개도국이 대부분 포함된 인도-태평양 경제프레임워크(IPEF)를 우리나라의 저탄소 에너지 협력의 새로운 협력 레버리지로 활용할 필요가 있다. 지난 2021년에 새롭게 출범한 IPEF는 캄보디아, 미얀마, 라오스를 제외한 저탄소 에너지 기반 구축 필요성이 가장 높은 8개 국가가 모두 참여하고 있다. 게다가 향후 논의될 의제도 청정에너지 기술 보급, 청정에너지 생산·교역 확대, 에너지 효율·절약 증진, 탈탄소 기술 촉진, 저탄소 에너지 프로젝트의 추진을 위한 투자 및 지속가능 금융 체계 구축, 탄소시장 형성 등 향후 한-아세안 에너지 협력에 필요한 모든 요소들이 총 망라해 있다. 따라서 이러한 논의에 우리가 적극적으로 참여해 그동안 아세안 지역의 저탄소 에너지 시장 진출에 장애가 되는 요인들을 해소하고 청정에너지 공급망, 탄소 시장 활용 등 아세안 국가들과 양자협력을 통해 우리나라가 추구하고자 했던 새로운 규범의 실현화를 가속화할 수 있도록 노력해야 할 것이다. 이와 더불어 우리나라가 기존의 EAS나 ASEAN+3 협력 채널에서는 추구하지 못한 청정에너지와 탈탄소화 분야의 국가 간 협력 사업도 발굴해 이를 향후 아세안 저탄소 에너지 부문 관련한 협력 프로젝트의 우수 사례로 확산하고 활용할 수 있도록 추진되도록 해야 할 것이다. IPEF 내 국가 간 협력 사업으로 우리나라가 고려할 수 있는 것으로 다음과 같은 5개 사업을 제안해 본다. 첫째는 아세안 역내 청정에너지 기술 및 보급의 일환으로 수소 생산 및 교역 관련 표준화 및 인증 정립 논의나 공급망 구축 관련한 프로젝트 발굴 및 추진하는 것을 IPEF 회원국 중 수소 교역에 관심 있는 싱가포르, 인도네시아 등 및 아세안 역외 호주, 일본, 미국 등과 추진하는 것이다. 둘째는 앞에서 언급했던 국제감축사업 활성화 측면에서 아세안 개도국과 공동으로 감축 실적 배분방식, 관리감독 체계 구축 등에 관한 규범을 논의하고 이를 실제 이행해 보는 타당성 사업 등을 모색해 보는 것이다. 셋째는 역내 에너지안보와 청정에너지 전환 차원에서 IPEF 역내 청정에너지 보급에 필요한 핵심자원(코발트, 니켈, 희토류, 망간 등)을 역내에서 공급할 수 있는 가능성을 호주, 인도 등의 광물 공급국과 우리나라, 미국 등 수요국과의 함께 모색하는

것이다. 넷째는 아세안 국가 중 원전 도입을 고려하고 있는 국가와 우리나라를 포함한 기 원전도입국과 함께 역내 원전 도입 관련 협력을 모색해 보는 것이다. 마지막 다섯째는 글로벌 차원에서 규제하고 있는 탄소 배출 관련해 역내 회원국들이 효과적으로 대응할 수 있는 체계와 역량 강화를 위해 탄소 배출량 산정 방식 논의 및 IPEF 차원의 공동 대응 방안 등을 모색해 보는 것이다.

이러한 사업들에 대해 국내 관련 정부 및 유관기관, 전문가들과 함께 우리나라의 파급효과와 역할 등의 심도 있는 논의를 통해 사업 추진 우선순위 등을 정함으로써 IPEF 참여와 한-아세안 저탄소 에너지 협력과의 연계성이 강화되기를 기대해 본다.

참고문헌

[국문]

- 기획재정부. 2022. 「2022~2024년 EDCF 증기운용방향」
- 김용건. 2022. 한-아세안 탄소시장 연계의 효과 분석. 한국환경연구원.
- 대한민국 정부 관계부처 합동. 2015. 「15년도 국제개발협력 종합시행계획」.
- _____. 2016. 「16년도 국제개발협력 종합시행계획」.
- _____. 2017. 「17년도 국제개발협력 종합시행계획」.
- _____. 2018. 「18년도 국제개발협력 종합시행계획」.
- _____. 2019. 「19년도 국제개발협력 종합시행계획」.
- _____. 2020. 「20년 국제개발협력 종합시행계획(확정액 기준)」.
- _____. 2021a. 「21년 국제개발협력 종합시행계획(확정액 기준)」.
- _____. 2021b. 「제3차 국제개발협력 종합기본계획(2021-2025)」.
- _____. 2022a. 「22년 국제개발협력 종합시행계획(확정액 기준)」.
- _____. 2022b. 「온실가스 국제감축사업 추진전략」.
- 매일경제. 2022.9.5. SK, 말레이시아 젠타리와 친환경 사업 협력 MOU 체결. <https://www.mk.co.kr/news/business/view/2022/09/783975/>
- 박민. 2022.9.1. SK E&S, 18.5조 투자해 2025년 수소 밸류체인 완성. “연료전지 육성 주력”. 이데일리. <https://m.edaily.co.kr/news/read?newsid=03224246632455856&mediacodeNo=257>.
- 외교부. 2019. 「한국, 동남아 중점협력국과 신남방 ODA 추진 합의 - 동남아 5개국과 개발협력 양해각서(MOU) 체결」. 보도자료 (11월 25일)
- 장순환. 2013.11.20. <시사금융용어> BOO 방식(Build-Operate-Ownership), <https://news.einfomax.co.kr/news/articleView.html?idxno=86299>, (최종접속일: 2022.6.30.).
- 정성삼 외. 2022. 한-아세안 친환경에너지 협력 유망 분야 연구. 신남방정책특별위원회.
- 정웅태·유학식. 2020. 신남방정책 추진에 따른 에너지 부문 성과와 과제. 에너지경제연구원.

- 주브루나이대한민국대사관. 2021.8.16. 브루나이 신재생에너지 현황.
- 한국가스공사. 2021. KOGAS VISION 2030. (9월 27일). <https://www.kogas.or.kr:9450/site/koGas/bbs/View.do?cbIdx=35&boardIdx=43489&Key=1050701000000&searchValue=&searchKey=&pageOffset=10&pageIndex=2> (최종접속일: 2022.10.5.)
- 한국수출입은행 경제사업본부. 2022. 「EDCF 국가별 입찰예정사업: 2022년 1분기」.
- KOTRA 수라바야 무역관. 2021.10.25. 2021년 인도네시아 신재생에너지 산업 정보, https://dream.kotra.or.kr/kotranews/cms/news/actionKotraBoardDetail.do?SITE_NO=3&MENU_ID=200&CONTENTS_NO=1&bbbsSn=403&pNttSn=190263, (최종접속일: 2022.6.20.).
- KOTRA 방콕 무역관. 2021.7.21. 포스트 코로나 시대를 이끌어갈 태국 BCG 이코노미 모델, https://dream.kotra.or.kr/kotranews/cms/news/actionKotraBoardDetail.do?SITE_NO=3&MENU_ID=410&CONTENTS_NO=1&bbbsGbn=242&bbbsSn=242&pNttSn=189752, (최종접속일: 2022.6.21.).

[영문]

- APEC, 2019, Energy Demand and Supply Outlook 7th Edition.
- Aristotle David. Cess Principe. 2021.3.7. Public Private Partnerships: Paving a New Path for Development in Laos. Zico Law. <https://www.zicolaw.com/resources/alerts/public-private-partnerships-paving-a-new-path-for-development-in-laos/> (최종접속일: 2022.6.20.).
- ASEAN Centre for Energy. 2020. ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 PHASE II: 2021-2025.
- _____. 2021b. ASEAN Power Updates 2021.
- _____. 2021a. Factsheet-ASEAN German Energy Programme(AGEP) Phase II. <https://aseanenergy.org/factsheet-asean-german-energy-programme-agep-phase-ii/>. (최종접속일: 2022.6.23.).
- _____. 2021c. Research on Applications of Low Wind Speed Power in ASEAN.
- _____. 2022a. ASEAN Decarbonization Pathway: A Policy Review on Variable Renewable Energy, Electric Vehicle, and Smart Microgrid. Policy Brief. No.07. (May).

- _____. 2022b. ASEAN Energy In 2022.
- _____. 2022c. The 7th ASEAN Energy Outlook 2022~2050.
- ASEAN Secretariat. 2021a. ASEAN Key Figures 2021.
- _____. 2021b. ASEAN Statistical Yearbook 2021.
- Bloomberg NEF. 2021.12.15. 2H 2021 Offshore Wind Market Outlook.
- Brunei Darussalam. 2020. Brunei Darussalam Nationally Determined Contribution (NDC) 2020.
- CCI France Myanmar & Eurochambers. 2019.11, EuroCham Myanmar Energy Guide 2020, p.14. <https://eurocham-myanmar.org/wp-content/uploads/2021/01/Energy-Guide-2020.pdf>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- Charanjit Singh Gill. September. 2012. Future Technology Options for Malaysian Power. presented at the Korea-Malaysia Energy Workshop.
- Climatewatch, Historical Greenhouse Gas Emission Data. <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>(최종접속일: 2022.06.15.)
- Department of Energy, Philippines. 2020.10.30. DOE Statement on Allowing Foreign Investors 100% Ownership of Large-scale Geothermal Projects. <https://www.doe.gov.ph/press-releases/doe-statement-allowing-foreign-investors-100-ownership-large-scale-geothermal-0?withshield=1>. (최종접속일: 2022.6.21.); Jordeen Lagare(2019.10.14.). Biomass Now Open to 100% Foreign Stake. The Manila Times. <https://www.manilatimes.net/2019/10/14/business/business-top/biomass-now-open-to-100-foreign-stake/630263>. (최종접속일: 2022.6.21.).
- _____. National Renewable Energy Program, <https://www.doe.gov.ph/national-renewable-energy-program>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- _____. 2021.12.10. DoE Issues New Green Energy Auction Program Guidelines, <https://www.doe.gov.ph/press-releases/doe-issues-new-green-energy-auction-program-guidelines?page=2&withshield=1>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- Ditya Nurdianto & Budy Resosudarmo. 2016. “The Economy-Wide Impact of a Uniform Carbon Tax in ASEAN.” Journal of Southeast Asian Economies.

- Eileen Yu. 2020.10.26. Singapore to Pilot Floating Energy Storage System, Invest \$36M in Low-Carbon Research. <https://www.zdnet.com/article/singapore-to-pilot-floating-energy-storage-system-invest-36m-in-low-carbon-research/>. (최종접속일: 2022.6.21.).
- Enerdata .2021. Country Energy Report - Malaysia. (August).
 _____. 2022. Country Energy Report - Indonesia. (January).
 _____. 2022. Country Energy Report - Thailand. (January).
 _____. 2022. Country Energy Report - Singapore. (February).
 _____. 2022. Country Energy Report - Lao PDR. (March).
 _____. 2022, Country Energy Report - Philippines. (March).
 _____. 2022. Country Energy Report - Cambodia. (April).
 _____. 2022. Country Energy Report - Malaysia. (May).
- Federation of Malaysia. 2021. Malaysia's Update of Its First Nationally Determined Contribution.
- Hannah Alcosoba Fernandez. 2021.2.8. Gas is still needed in the Philippines' clean energy transition: PEIC chief Don Paulino, Eco-Business, <https://www.eco-business.com/podcasts/gas-is-still-needed-in-the-philippines-clean-energy-transition-peic-chief-don-paulino/>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- H.C. Lau. 2022. Decarbonization roadmaps for ASEAN and their implications. Energy Reports. 8 (2022). pp.6000-6022.
- Heang Theangseng. 2021. Chapter 4: Cambodia Country Report. Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020, ERIA.
- IEA. 2019. Status of Power System Transformation 2019.
 _____. 2022. Southeast Asia Energy Outlook.
- IHS Markit(2020.12.1.), Philippines Announces Moratorium on New Coal-Fired Power, <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/philippines-announces-moratorium-on-new-coalfired-power.html>, (최종접속일: 2022.6.20.).
 _____. Hydrogen Market Breifing - Seoul 발표자료.
- Leilani Chavez. 2020.11.5. Philippines Declares No New Coal Plants - But

- Lets Approved Projects Through. Mongabay. <https://news.mongabay.com/2020/11/philippines-declares-no-new-coal-plants-but-let> IHS Markit(2020.12.1.), Philippines Announces Moratorium on New Coal-Fired Power, <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/philippines-announces-moratorium-on-new-coalfired-power.html>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- IRENA. 2019. Solutions To Integrate High Shares of Variable Renewable Energy. (June).
- _____. 2021. Energy Profile: Cambodia. https://www.irena.org/IRENA/Documents/Statistical_Profiles/Asia/Cambodia_Asia_RE_SP.pdf. (최종접속일: 2022.6.20.).
- Kevin Edler. 2020.12.1. Philippines Announces Moratorium on New Coal-Fired Power. S&P Global. <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/philippines-announces-moratorium-on-new-coalfired-power.html>. (최종접속일: 2022.6.20.).
- Kezia Kho & Grace Nadia Chandra. 2021.8.4., Indonesia Begins Construction of SE Asia's Largest Solar Power Plant, Jakarta Globe, <https://jakartaglobe.id/business/indonesia-begins-construction-of-se-asias-largest-solar-power-plant/>, (최종접속일: 2022.6.22.).
- Kingdom of Cambodia. 2020. Cambodia's Updated Nationally Determined Contribution.
- Lao People's Democratic Republic. 2021. Nationally Determined Contribution (NDC).
- Malaysian Green Technology and Climate Change. Green Incentives. <https://www.myhijau.my/green-incentives/>. (최종접속일: 2022.6.20.).
- Malaysia Suruhanjaya Tenaga Energy Commission(2021.3). Report on Peninsular Malaysia Generation Development Plan 2020(2021~2034), [https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/169/Report_on_Peninsular_Malaysia_Generation_Development_Plan_2020_\(2021-2039\)-FINAL.pdf](https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/169/Report_on_Peninsular_Malaysia_Generation_Development_Plan_2020_(2021-2039)-FINAL.pdf),(최종접속일: 2022.6.20.).
- Melissa Fitzgerald. 2022.3.22. 50% of Thailand's Energy to Come from RE

- by 2050. Enlit Asia. <https://www.enlit-asia.com/grids/thailands-greenplans/>. (최종접속일: 2022.6.30.).
- Mett Larsen. 2021.7.11. Denmark and Indonesia to Upscale Energy Partnership over the Next Five Years. <https://scandasia.com/denmark-and-indonesia-to-upscale-energy-partnership-over-the-next-five-years/>. (최종접속일: 2022.6.21.).
- Ministry of Foreign Affairs of Denmark. Danish Energy Partnership Programme. <https://vietnam.um.dk/en/climate-energy/vietnam-energy-outlook-report>. (최종접속일: 2022. 6.22).
- Ministry of Foreign Affairs of Japan., 2021, Progress Report on Japan's Cooperation for the ASEAN Outlook on the Indo-Pacific. <https://www.mofa.go.jp/files/100253488.pdf>.
- Ministry of Mines and Energy of Cambodia and the Economic Research Institute for ASEAN and East Asia. 2019, Cambodia Basic Energy Plan.
- Ministry of Mines. 2011. Renewable Energy Development Strategy in Lao PDR.
- Ministry of Energy, Thailand. 2019, แผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018). [Power Development Plan for Thailand 2018-2037] http://www.eppo.go.th/images/Information_service/public_relations/PDP2018/PDP2018.pdf (최종접속일: 2022.2.17.).
- National Climate Change Secretariat. 2020. Charting Singapore's Low-Carbon and Climate Resilient Future.
- _____. (2020.2.28.), Singapore's Enhanced Nationally Determined Contribution and Long-Term Low-Emissions Development Strategy, <https://www.nccs.gov.sg/media/press-release/singapores-enhanced-nationally-determined-contribution-and-long-term-low-emissions-development-strategy>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- _____. Singapore's Approach To Alternative Energy, <https://www.nccs.gov.sg/singapores-climate-action/singapore-approach-to-alternative-energy/>, (최종접속일: 2022.6.20.).

- OECD Clean Energy Finance & Investment Mobilisation, 2021. RUTPL 2021-30: PLN Steps up Ambitions to Accelerate Clean Energy Investments in Indonesia, <https://www.oecd.org/environment/cc/cefim/indonesia/RUPTL-2021-30-PLN-steps-up-ambitions-to-accelerate-clean-energy-investments-in-Indonesia.pdf>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- Panay News. 2019.2.18. Germany Helps Boost Renewable Energy in PH, Says DOE. <https://www.panaynews.net/germany-helps-boost-renewable-energy-in-ph-says-doe/>. (최종접속일: 2022.6.5.).
- Philippines News Agency. 2021.11.13. New RE Plan Targets 35% Share of Power Generation by 2030, <https://www.pna.gov.ph/articles/1159659>, (최종접속일: 2022.6.20.).
- Prime Minister's Department of Malaysia. 2021. Twelfth Malaysia Plan 2021-2025. <https://rmke12.epu.gov.my/en> (검색일: 2022.5.17.)
- Reena Nathan. 2021.9.28.. Malaysia Sets 2050 Carbon-Neutral Goal. Argus. Media. <https://www.argusmedia.com/news/2258221-malaysia-sets-?amp=1>. (최종접속일: 2022.6.20.).
- Republic of Indonesia. 2021a. Indonesia Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050.
- _____. 2021b. Updated Nationally Determined Contribution.
- Republic of the Philippines. 2021. Nationally Determined Contribution Communicated to the UNFCCC on 15 April 2021.
- Republic of Singapore. 2020. Singapore's Update of Its First Nationally Determined Contribution (NDC) and Accompanying Information.
- Sanjeev Gupta and Gilles Pascual. 2021. How clean energy can fuel Southeast Asia's economic growth. October 30. (https://www.ey.com/en_ph/energy-resources/how-clean-energy-can-fuel-southeast-asia-s-economic-growth 검색일: 2022.6.23.)
- Shigeru Kimura, Keisuke Ueda. 2021. Feasibility Study on the Transmission Highway in ACMECS. ERIA.
- Thailand. 2020. Thailand's Updated Nationally Determined Contribution

- Thailand. 2021. Mid-century, Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy.
- Thailand Board of Investment. 2021, Thailand BOI Approves Measures to Support Carbon Reduction, https://www.boi.go.th/index.php?page=press_releases_detail&topic_id=129254, (최종접속일: 2022.2.6.22).
- Thana Boonlert. 2020.6.1. Striving for a Greener Future. Bangkok Post. <https://www.bangkokpost.com/thailand/general/1927344/striving-for-a-greener-future>. (최종접속일: 2022.6.25.).
- The ASEAN Post Team. 2019. ASEAN's renewable energy challenges. December 9. The ASEAN Post. <https://theaseanpost.com/article/aseans-renewable-energy-challenges>. (최종접속일: 2022.6.23.)
- The Republic of the Union of Myanmar. 2021. Nationally Determined Contributions.
- The Socialist Republic of Vietnam. 2020. Updated Nationally Determined Contribution (NDC).
- The USAID, 2022.4, USAID/RDMA ASIA EDGE -Enhancing Development and Growth through Energy.
- The U.S department of State, Clean EDGE Asia - Enhancing Development and Growth through Energy. <https://www.state.gov/clean-edge-asia/> (최종접속일: 2022.6.10.)
- The U.S. International Trade Administration. 2021.9.15. Vietnam Country Commercial Guide: Power Generation, Transmission, and Distribution. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/vietnam-power-generation-transmission-and-distribution>. (최종접속일: 2022.6.30.).
- Tin Zaw Myint(2021), Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia: 2020 Myanmar Country Report. ERIA. p.202.
- Vietnam News Agency. 2021.4.2. Vietnam, Sweden Promote Cooperation in Renewable Energy Development. <https://en.vietnamplus.vn/vietnam-sweden-promote-cooperation-in-renewable-energy-development/199483.vnp>. (최종접속일: 2022.6.25).

_____. 2022.1.26. UK Pledges to Continue Cooperation with Vietnam in Different Fields. <https://en.vietnamplus.vn/uk-pledges-to-continue-cooperation-with-vietnam-in-different-fields/221279.vnp>. (최종접속일: 2022.5.10.).

World Bank Group. 2020. Rethinking Power Sector Reform in the Developing World.

Yuni Arisandy Sinaga. 2021.11.25. French Funding to Facilitate Indonesia's Transition to Green Energy. Antara. <https://en.antaranews.com/news/201357/french-funding-to-facilitate-indonesias-transition-to-green-energy>. (최종접속일: 6.18).

Zazithorn Ruengchind. 2019.11.15. Norwegian Ambassador Meets Myanmar's Minister for Electricity and Energy. <https://scandasia.com/norwegian-ambassador-meets-myanmars-minister-for-electricity-and-energy/>. (최종접속일: 2022.6.24.).

[국문 웹사이트]

대한민국 ODA 통합홈페이지. https://www.odakorea.go.kr/ODAPage_2022/category02/L02_S03_01.jsp (최종접속일: 2022.8.25.)

KOICA 통계조회서비스. <http://stat.koica.go.kr/ipm/os/sear/gnrlSearchList.do?lang=ko> (최종접속일: 2022.9.15.)

ODA 정보포털. <http://www.oda.go.kr/opo/bsin/bsnsInfoCnttBsnsInfo.do> (최종접속일: 2022.9.15.)

[해외 웹사이트]

Enerdata, Global Energy&CO₂ Data. <https://global-energy-data.enerdata.net/home/>

Energy Market Authority of Singapore. Research Innovation, Enterprise and Deployment. https://www.ema.gov.sg/Industry_Energy_Research_and_Development.aspx. (최종접속일: 2022.6.21.).

IRENA. Global Atlas(<https://globalatlas.irena.org/workspace>, 최종접속일: 2022.6.21.).

- OECD. Creditor Reporting System (CRS). <https://stats.oecd.org/Index.aspx?datasetcode=CRS1#>(최종접속일: 2022.5.31.)
- OECD. DAC List of ODA Recipients. <https://www.oecd.org/dac/financing-sustainable-development/development-finance-standards/daclist.htm> (최종접속일: 2022.9.15.)
- OECD/DAC. DAC List of ODA Recipients -Effective for reporting on 2020 flow. <https://www.oecd.org/dac/financing-sustainable-development/development-finance-standards/DAC-List-of-ODA-Recipients-for-reporting-2020-flows.pdf> (최종접속일: 2022.9.15.)
- SEDA Malaysia, Net-Energy Metering (NEM) 3.0, <https://www.seda.gov.my/reportal/nem/> (최종접속일: 2022.6.20.).
- Singapore Energy Market Authority Singapore's Energy Story, <https://www.ema.gov.sg/ourenergystory> (최종접속일: 2022.6.20.).
- World Bank Data, Access to Electricity, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2019&locations=MM-PH-ID-MY-LA-KH-SG-BN-TH-VN&start=2019&view=bar> (최종접속일: 2022.6.20.).
- _____. Population, Total. <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>. (최종접속일: 2022.6.20.).
- _____. GDP Growth(annual %) - Lao PDR. <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?locations=LA>. (최종접속일: 2022.6.20.).
- _____. Population growth (annual %). <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.GROW>. (최종접속일: 2022.6.20.).

Executive Summary

A study on the direction of cooperation between Korea and ASEAN to establish a low-carbon energy system in the ASEAN region

Hyun Jae Kim, Woongtae Chung, Haksik Yoo, Youngsun Choi,
Yong-Gun Kim, and Tae Yong Jung

As energy transition to respond to the global climate crisis has emerged as an important issue not only in developed countries but also in developing countries, the Association of Southeast Asian Nations (ASEAN) region is also expanding their efforts to build an energy system centered on low-carbon energy. The ASEAN is facing various challenges in pursuing such energy transition while responding to increasing energy demand arising from rapid economic growth and rising population. In addition, most ASEAN countries currently rely on fossil fuels such as coal and gas for 80-90% of their energy supply, urgently demanding ground-breaking but realistic alternatives for low-carbon energy transition. Therefore, the objective of this study is to identify the potential for establishing a low-carbon energy infrastructure in the ASEAN region by analyzing the current status of the region's energy sector, greenhouse gas emission trends, and the member countries' low-carbon policy goals, and to explore the direction of cooperation in the low-carbon energy sector between the ASEAN

and Republic of Korea with focus on areas where cooperation with Korea can be further expanded.

In the ASEAN region, as of 2020, fossil fuels account for about 83% of primary energy consumption and play a pivotal role in the energy consumption structure. In the power generation sector, despite the dramatic increase in installed solar power generation capacity from 1MW to 22.9GW during the period of 2005-2020, as of 2020, fossil fuels (coal 33%, natural gas 30%, and oil 5%) still account for more than 60% of the region's power generation capacity. Moreover, slow investments due to high costs of clean energy projects, low reduction targets, limited readiness to accept low-carbon technologies, weak policies and regulatory frameworks, and lack of flexibility in power systems are obstacles to establishing a low-carbon energy infrastructure in the ASEAN region. However, all nine ASEAN members except the Philippines have declared to reach carbon neutrality, and most ASEAN countries are strengthening their policies to achieve each of their greenhouse gas emission reduction targets through expansion of renewable energy, energy efficiency improvement, decarbonization of transportation sector, increase of electric vehicles, and decarbonization of industrial sector. In addition, through the ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC), the region is conducting seven multilateral cooperation projects to build a low-carbon energy infrastructure including ASEAN power grid project, and continuously carrying out bilateral cooperative activities in joint projects, technology development, human and policy capability building, and financing in low-carbon energy area with major countries including Korea, Japan, China, the US, Germany and Denmark.

Considering Korea's experience in entering the ASEAN in related areas, and the low-carbon energy implementation plans and measures of ASEAN countries, this study suggests the following six areas as promising ones for low-carbon energy cooperation between the ASEAN and Korea: ① solar power, ② energy storage system, ③ clean cook stove, ④ wind power, ⑤ biomass and ⑥ hydrogen. For solar power, where the most active investments are made in both Korea and the ASEAN, various business models can be considered for all ASEAN countries from utility-level large-scale solar power generation complex to floating solar model, agricultural solar model and hybrid model with energy storage system. Energy storage system connected to renewable energy can be built in inland areas or on islands where power price is high and power supply is not reliable. For clean cook stove, a business model suitable for local circumstances needs to be developed for those ASEAN nations which have been heavily using traditional biomass fuels by utilizing Official Development Assistance (ODA), support funds for developing countries, and funds from international organizations and banks. In case of wind power, since the ASEAN region is not rich in wind resources because wind speed is slow in many areas and Korea's domestic wind turbine manufacturing technology and cost competitiveness are somewhat lagging behind overseas countries, pursuing joint small-scale projects with companies or countries in and outside of the region which have sufficient technology capabilities and experiences in wind sector is recommended. Biomass energy needs to be considered from the perspective of forming a stable supply chain of wood pallets rather than entering markets. Lastly, hydrogen seems to have high cooperation potential

in production in the region and in domestic trade sector for green hydrogen based on renewable energy as well as blue hydrogen combined with natural gas and carbon capture and storage (CCS) technology.

In addition, this study analyzes the long-term ripple effect of connecting ASEAN-Korea carbon markets through a computable general equilibrium (CGE) model. The analysis shows stronger positive effects are created in many economic indicators when Korea and major ASEAN countries cooperate jointly by connecting carbon markets rather than independently implementing their NDC. At the COP26 held in November 2021, major negotiations between the Parties to utilize international carbon market mechanism were completed, so it is expected that individual countries' efforts to achieve their reduction goals using the international carbon market will become active in the coming years. Therefore, preemptive efforts to expand cooperative relations in carbon markets with major trading partners such as the ASEAN should be strengthened.

Finally, in order to strengthen implementation to expand cooperation in ASEAN-Korea low-carbon energy sector, it is required to ① craft more sophisticated and specific policies and strategies for ASEAN energy cooperation; ② expand and strengthen financing support for the ASEAN and bilateral cooperation channels; ③ rebuild cooperation system to promote cooperation in the low-carbon energy sector with the ASEAN countries; and ④ consolidate efforts to expand and discover ASEAN-Korea cooperation projects by leveraging multilateral energy cooperation initiatives in which ASEAN countries participate including ASEAN+3, East Asia Summit (EAS) and Indo-Pacific Economic Framework (IPEF).

〈책임〉

김현제

버지니아 주립대학교 경제학 박사

부산대학교 경제학 석사 및 학사

(現, E-mail: hjkim@keei.re.kr)

저서 및 논문

『에너지전환 정책의 성과 및 향후 추진방향 연구』(2021)

『에너지전환 시대의 신산업 추진 현황 및 정책 방향 연구』(2020)

『해수온도차에너지 이용 활성화 방안 연구』(2018)

『4차 산업혁명과 전력산업의 변화 전망』(2018)

『가정용 전력소비결정에 있어 행동경제학적 요인 분석』(2018)

〈공동〉

정웅태

콜로라도 주립대학교 경제학 박사

위스콘신 주립대학교 경제학 석사

(現, E-mail: woongtae@keei.re.kr)

저서 및 논문

『신남방정책 추진에 따른 에너지부문의 성과와 과제』(2020)

『해외에너지시장 환경 변화에 따른 효과적인 에너지 국제협력 대응체계 연구』(2020)

『미중 무역분쟁에 따른 미국 에너지산업의 영향과 우리의 대응 방향』(2019)

『미국산 에너지의 대아시아 시장 수출 경쟁력 분석 연구』(2018)

유학식

서울대학교 경영학 석사

서울대학교 서양사학 학사

(現, E-mail: hsyoo7@keei.re.kr)

저서 및 논문

『2050 탄소중립 글로벌 메가 트렌드 분석을 통한 중장기 에너지 협력 의제 발굴 연구』(2021)

『신남방정책 추진에 따른 에너지부문의 성과와 과제』(2020)

『미중 무역분쟁에 따른 미국 에너지산업 영향과 우리의 대응 방향』(2019)

최영선

칭화대학교 정책학 석사
와이오밍 주립대학교 국제정치 석사
숙명여자대학교 정치외교/국제통상 학사
(現, E-mail: yschoi@keei.re.kr)

저서 및 논문

『세계 주요국 탄소중립 전략과 중국의 저탄소 전략의 비교분석』(2021)
『미국 바이든 행정부의 2035년 발전부문 탄소중립 추진 영향과 우리나라 대응방안 연구』(2021)
『신남방정책 추진에 따른 에너지부문 성과와 과제』(2020)

김용건

KAIST 환경경제 박사
서울대학교 경영학 학사
(現, E-mail: yhkim@kei.re.kr)

저서 및 논문

『The impact of Demographic Changes on CO2 Emission Profiles: Cases of East Asian Countries』(2021)
『Treatment of Indirect emissions from the Power sector in Korean emissions trading system』(2020)
『The differentiated impact of emissions trading system based on company size』(2019)

정태용

뉴저지주립대학 경제학과 박사
서울대학교 무역학과 학사
(現, E-mail: tyjung00@yonsei.ac.kr)

저서 및 논문

『Carbon Pricing and Supporting Policy Tools for Deep Decarbonization: Case of Electricity Generation of Sri Lanka』(2021)
『The Impact of Aging Society on CO2 Emission Profiles: Cases of East Asian Countries』(2021)
『A critical review of Korea's long-term contract for renewable energy auctions: The relationship between the import price of liquefied natural gas and system marginal price』(2020)

KIEP 세계지역전략연구 발간자료 목록

- 2022년

 - 22-01 카타르의 지속가능한 성장 기반 구축 전략과 협력 시사점 / 강문수 · 유광호 · 이지은
 - 22-02 아세안 지역의 저탄소 에너지기반 구축을 위한 한-아세안 협력 방향 / 김현제 · 정웅태 · 유학식 · 최영선 · 김용건 · 정태용
- 2021년

 - 21-01 중남미와 아프리카에서 중국의 경제협력: 특성 및 파급효과 비교 / 이승호 · 강문수
 - 21-02 중남미 국가의 FTA 활용 인프라 분석 및 협력 방안 / 정인교 · 조정란 · 문남권 · 김찬우 · 김진영
 - 21-03 사하라이남 아프리카의 주요 경제공동체별 통상환경 및 산업 구조와 한국의 협력방안 / 조원빈 · 김경하 · 김은경 · 박현석 · 서상현 · 박홍은 · 최이슬
 - 21-04 한-인도 CEPA 10년, 우리 중소기업의 성과와 정책 과제 / 송영철 · 홍성철 · 강재원 · 김정일 · 차춘경 · 김혜빈 · 이소현
 - 21-05 기후 변화가 아프리카 농업 및 분쟁에 미치는 영향과 시사점 / 강문수 · 정민지 · 박규태
 - 21-06 신남방국가의 중소기업과 현지 한국 중소기업 간 상생 협력 방안 / 이충열 · 이종하 · 이선호 · 이종윤
 - 21-07 중미 국가의 기후변화 적응 주요과제와 협력방안 / 이승호 · 홍성우 · 김진오 · 박미숙 · 권혁주
 - 21-08 아랍-이스라엘 데탕트 시대 역내 안보환경 변화와 한-중동 경제협력 확대 방안 / 박단 · 박현도 · 성일광 · 장지향 · 정재욱
 - 21-09 외국인력 유입의 사회경제적 영향: 유럽 내 아프리카 이민자 사례와 코로나19 대응을 중심으로 / 장영욱 · 조동희 · 이현진 · 정민지
 - 21-10 포스트코로나 시대의 중남미 디지털 전환과 한국에 대한 시사점 / 김영석 ·곽재성 · 권기수
 - 21-11 미중 경쟁에 대한 호주의 전략적 대응과 시사점: 호주의 대중정책 변화를 중심으로 / 최인아 · 이선형 · 이재호 · 김소은
 - 21-12 인도의 對아프리카 협력 현황 및 정책적 시사점 / 한형민 · 김예진
 - 21-13 코로나19의 인도 사회 · 경제에 대한 영향과 시사점 / 노윤재 · 조승진

■ 2020년

- 20-01 미·중 경쟁이 중남미 경제에 미치는 영향과 시사점 /
홍성우·윤여준·김진오·임지운·남지민
- 20-02 인도 한류 분석과 문화협력 확대방안:
음악 및 영상 콘텐츠를 중심으로 / 김정곤·이정미·윤지현
- 20-03 중국의 아세안 환경협력 분석을 통한 신남방정책 추진방안 연구 /
강택구·이상운·심창섭·장훈·이정석
- 20-04 한·중미 5개국 FTA 발효에 따른 중미시장 활용방안 /
김종섭·이승호·이준희·김민정·김세원·김희라
- 20-05 신남방 지역 주요국의 핀테크 발전과 협력방안:
인도, 태국, 말레이시아, 베트남, 인도네시아를 중심으로 /
이충열·이종하·이신호·강성범
- 20-06 동남아시아 농업분야 개발협력사업 성공요인 분석:
지역사회 개발협력 사례 중심으로 /
전제성·정연식·정범모·김희숙·백용훈·박희철·김다혜·김현경
- 20-07 아세안 중소도시 교통전략 수립을 위한 사전 연구 /
이훈기·김희경·이현정·정승환
- 20-08 포스트 코로나 시대 GCC의 식량안보 정책과 시사점 /
장윤희·손성현·유광호
- 20-09 아세안 주요국의 경쟁법 비교 분석: 디지털플랫폼 시장 M&A를
중심으로 / 장영신·강구상·나승권·김제국·최재필·김수련
- 20-10 對개발도상국 특혜무역협정 확대 및 활용 방안: 아프리카와 대양주
지역을 중심으로 /
라미령·박나연·정민지·이효진·문수현·정재욱
- 20-11 토지제도 특성이 농업 생산에 미치는 영향 비교:
에티오피아와 말라위를 중심으로 / 강문수·정민지·문수현·박규태
- 20-12 동아프리카 스타트업 시장분석 및 한국기업의 진출방안 /
장용규·배유진·최두영·김경하·조준화
- 20-13 포스트 코로나 시대 아프리카 ICT 국제개발 협력수요 및 한국의
협력방안 / 최영출·김태성·권유경
- 20-14 포스트 코로나 시대 대중남미 협력방안: 의료 및 방역 부문을
중심으로 / 최급좌·오삼교·설규상·최윤국
- 20-15 아세안 지역 한류콘텐츠 활성화 방안 /
최진우·김새미·김지윤·모춘홍·서지원·진달용·한준성

KIEP 발간자료회원제 안내

- 본 연구원에서는 본원의 연구성과에 관심있는 전문가, 기업 및 일반에 보다 개방적이고 효율적으로 연구 내용을 전달하기 위하여 「발간자료회원제」를 실시하고 있습니다.
- 발간자료회원으로 가입하시면 본 연구원에서 발간하는 모든 보고서를 대폭 할인된 가격으로 신속하게 구입하실 수 있습니다.
- 회원 종류 및 연회비

회원종류	배포자료	연간회비		
		기관회원	개인회원	연구자회원*
S	외부배포 발간물 일체	30만원	20만원	10만원
		8만원		4만원
A	East Asian Economic Review			

* 연구자 회원: 교수, 연구원, 학생, 전문가물 회원

■ 가입방법

우편 또는 FAX 이용하여 가입신청서 송부 (수시접수)
30147 세종특별자치시 시청대로 370 세종국책연구단지 경제정책동
대외경제정책연구원 연구조정실 기획성과팀
연회비 납부 문의전화: 044) 414-1179 FAX: 044) 414-1144
E-mail: sgh@kiep.go.kr

■ 회원특전 및 유효기간

- S기관회원의 특전: 본 연구원 해외사무소(美 KEI) 발간자료 등 제공
- 자료가 출판되는 즉시 우편으로 회원에게 보급됩니다.
- 모든 회원은 회원가입기간 동안 가격인상에 관계없이 신청하신 종류의 자료를 받아보실 수 있습니다.
- 본 연구원이 주최하는 국제세미나 및 정책토론회에 무료로 참여하실 수 있습니다.
- 연회원기간은 加入月로부터 다음해 加入月까지입니다.

KIEP 발간자료회원제 가입신청서

기관명 (성명)	(한글)	(한문)
	(영문: 약호 포함)	
대표자		
발간물 수령주소	우편번호	
담당자 연락처	전화 FAX	E-mail :
회원소개 (간략히)		
사업자 등록번호	종목	

회원분류 (해당난에 ✓ 표시를 하여 주십시오)

	S	A
기 관 회 원 <input type="checkbox"/>	발간물일체	계간지
개 인 회 원 <input type="checkbox"/>		
연 구 자 회 원 <input type="checkbox"/>		

* 회원번호

* 갱신통보사항

(* 는 기재하지 마십시오)

특기사항



A study on the direction of cooperation between Korea and ASEAN to establish a low-carbon energy system in the ASEAN region

Hyun Jae Kim, Woongtae Chung, Haksik Yoo, Youngsun Choi, Yong-Gun Kim, and Tae Yong Jung

본 연구의 목적은 아세안 지역의 저탄소 에너지 기반 구축 잠재력을 파악하고 우리나라와 협력 확대 가능 분야를 중심으로 한-아세안 저탄소 에너지 부문의 협력 방향을 모색하는 데 있다. 특히 한-아세안 저탄소 에너지 부문의 협력 확대를 위한 이행 체계 강화를 위해서는 ① 보다 정교하고 구체화 된 대 아세안 에너지 협력 추진 정책과 전략 수립 ② 아세안 대상 금융 지원 조달과 양자 협력 채널의 확대·강화, ③ 아세안 국가와의 저탄소 에너지 분야 협력을 활성화하기 위한 협력 체계 정비 ④ 아세안 국가가 참여하는 다자 에너지협력 이니셔티브인 ASEAN+3, EAS, IPEF 등을 지렛대로 활용한 한-아세안 국가 간 협력 사업 확대 발굴 노력 강화 등이 필요하다.



9 788932 290454



ISBN 978-89-322-9045-4
978-89-322-9000-3 (세트)

정가 10,000원