

효과적인 분산형 전원 보급 및 활용을 위한 송배전 요금제 도입방안 연구

효과적인 분산형 전원 보급 및 활용을 위한 송배전요금제 도입방안 연구

Study on the transmission and distribution tariff design for
effective DG deployment and utilization

안재균

저 자 안재균

연 구 진

연구책임자 안재균(에너지경제연구원 연구위원)

연구참여자 이유수(에너지경제연구원 선임연구위원)
공지영(에너지경제연구원 부연구위원)

외부연구진

연구참여자 김승완(충남대학교 교수)
정창민(서울대학교 박사과정)
정민지(충남대학교 석사과정)

제1장 서론 **1**

- 1. 연구 필요성 1
- 2. 연구 목적 및 주요내용 5

제2장 개인 간 전력거래 망요금제 제시 **7**

- 1. 개인 간 전력거래 등장과 망요금제 사례 7
 - 1.1. 개인 간 전력거래의 등장과 새로운 망요금제의 필요성 7
 - 1.2. 개인 간 전력거래를 지원하는 망요금제 제안 사례 10
- 2. 개인 간 전력거래 형태별 망요금제 설계 23
 - 2.1. 지역 내 개인 간 전력거래 활성화에 적합한 망요금제 모델링 23
 - 2.2. 망요금제 모델링 모의 분석 및 시사점 도출 28

제3장 중장기 배전망요금제 형평성 제고 방안 모색 **35**

- 1. 배전망 이용요금제 현황 및 평가 35
- 2. 주택용 배전망 요금제 해외사례 38
 - 2.1. 해외 신규 배전망 요금제 등장 배경 38
 - 2.2. 해외 주요국 주택용 배전망 요금제 주요 내용 40
- 3. 국내 주택용 요금제 현황과 배전망 요금제의 개선 방향 41
 - 3.1. 주택용 전기요금의 구조 41
 - 3.2. 주택용 배전망 요금제의 개선 방향 43

**제4장 분산형 전원의 지역편중 해소를 위한 중장기 송전망
요금제 개선방향** **49**

- 1. 현행 송전망 요금제 특성 및 송전설비 현황 49

1.1. 현행 송전설비 현황	49
1.2. 현행 송전이용요금 현황	52
2. 현행 송전망 요금제 평가 및 시사점	55
2.1 국내 계통 및 잠재량 상황을 고려한 지역 가격신호 도입 필요성	55
2.2. 미래 재생에너지 입지 시나리오에 따른 지역 간 유통제약 발생 여부 분석	57
2.3. 분산형 전원 지역편중 해소를 위한 중장기 망이용요금 대안비교	68

제5장 결론	71
---------------	-----------

참고문헌	73
-------------	-----------

부록	79
-----------	-----------

표 목차

〈표 1-1〉 지역별 발전량, 소비량, 전력자립도 (2019년 기준)	2
〈표 1-2〉 지역별 태양광 시장 잠재량 및 전력자립 기여도	4
〈표 2-1〉 태양광 발전설비 용량별 균등화 발전원가 추정 및 전망	7
〈표 2-2〉 RE100 회원의 이행수단 추이	9
〈표 2-3〉 개인 간 전력거래 구조 내 망요금제의 학술적 사례 정리	22
〈표 2-4〉 변수 정의	24
〈표 2-5〉 모의 분석 계통 선로 데이터	29
〈표 2-6〉 모의 분석 계통 모선 데이터	29
〈표 2-7〉 모의 분석 계통 개인 간 전력거래 데이터	30
〈표 2-8〉 모의 분석 계통 망요금제 계산 데이터	30
〈표 2-9〉 같은 전압단 하의 같은 모선 내 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과	31
〈표 2-10〉 같은 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과	32
〈표 2-11〉 다른 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과	33
〈표 2-12〉 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과 정리	34
〈표 3-1〉 배전망 이용요금표	37
〈표 3-2〉 주요국 배전망 사업자 및 수직통합형 유틸리티의 소비자 배전망 요금제 비교	40
〈표 3-3〉 계약종별 판매단가 구성(2019년)	42
〈표 3-4〉 주택용 전기요금표(저압)	43
〈표 3-5〉 계시별 요금제 시간대별 구분기준 변경(제주지역)	46
〈표 4-1〉 송전설비 현황 (2020년 12월 기준)	50
〈표 4-2〉 발전측 기본요금 단가 계산식	53
〈표 4-3〉 수요측 기본요금 단가 계산식	53
〈표 4-4〉 발전측 사용요금 단가 계산식	54
〈표 4-5〉 수요측 사용요금 단가 계산식	54
〈표 4-6〉 송전이용요금 단가표 ('06년 개정)	54

〈표 4-7〉 송전이용요금 단가표 ('20년 개정)	55
〈표 4-8〉 OPF 목적함수와 제약조건	57
〈표 4-9〉 지자체별 태양광 시장 잠재량	62
〈표 4-10〉 지자체별 육상풍력 시장 잠재량	62
〈표 4-11〉 지자체별 해상풍력 시장 잠재량	63
〈표 4-12〉 연료별 2021년 7월 정산단가	63
〈표 4-13〉 재생에너지가 수요의 20%일 때의 전국 LMP	65
〈표 4-14〉 재생에너지가 수요의 30%일 때의 전국 LMP	67
〈표 4-15〉 지역별 가격 차등 신호 제공 대안 비교	70

그림 목차

[그림 1-1] 지역별 발전량, 소비량, 전력자립도 (2019년 기준)	2
[그림 1-2] 잠재량 정의별 태양광 잠재량 수준	4
[그림 2-1] 프로슈머가 수행할 수 있는 역할	8
[그림 2-2] Kim and Dvorkin(2019) 내 개인 간 전력거래와 망요금 계산 순서도	11
[그림 2-3] Zhang et al.(2020) 내 개인 간 전력거래와 보조 서비스 시장 관계도	12
[그림 2-4] Guerrero et al.(2019) 내 개인 간 전력거래와 망요금 계산 순서도	14
[그림 2-5] Kim et al.(2019) 내 DSO 문제와 각 MG 문제 간의 iteration 구조도	18
[그림 2-6] 망요금 모델링 모의 분석 계통 모형도	28
[그림 2-7] 같은 전압단 하의 같은 모선 내 개인 간 전력거래 망요금 계산예시	31
[그림 2-8] 같은 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산예시	32
[그림 2-9] 다른 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산예시	33
[그림 3-1] 배전부문 총괄원가 배분방식	36
[그림 3-2] 주요국의 주택용 배전망 요금제 비교	39
[그림 4-1] 송전설비 회선길이 추이	50
[그림 4-2] 우리나라 주요 발전소 및 송전망 현황	51
[그림 4-3] 송전사업자 총괄원가 회수구조	52
[그림 4-4] 국내 전력계통의 특성	56
[그림 4-5] 발전기 등가화 개념도	59
[그림 4-6] 모선 집중화 개념도	60
[그림 4-7] 모선 집중화 순서도	60
[그림 4-8] 등가화 방법 도식화	61
[그림 4-9] 재생에너지가 수요의 20%일 때의 LMP	64
[그림 4-10] 재생에너지가 수요의 30%일 때의 LMP	66
[그림 4-11] FIT와 FIP의 지원방식 비교	69

요약

1. 연구의 필요성 및 목적

■ 연구의 필요성

- 정부는 제3차 에너지기본계획에서 분산에너지 확대를 중점 추진과제의 하나로 설정하여 수요지 인근에 소재한 재생에너지, 집단에너지 연료전지 등의 분산형 전원 발전량 확대를 결정함.
- 태양광 발전의 경제성 제고, RE100 달성을 위한 직접 PPA 계약, 기후변화 대응 등으로 개인 간 전력거래 방식이 증가할 것으로 예상됨에 따라 신규 망투자를 회피하게 해주는 분산형 전원의 편익이 발휘될 수 있도록 망이용요금제 선진화가 요구됨.
 - 개인 간 전력거래 방식에 대한 요구가 지속됨에 따라 생산과 소비가 인근에서 이루어질 수 있도록 유도하는 망요금제 설계가 필요함.
 - 상계제도 하에서 자가용 태양광 설비의 보급률이 높아질수록 망비용이 자가용 태양광을 소유하지 못한 수용가에게 전가되는 문제를 해소할 필요가 있음.
 - 태양광 잠재량의 지역적 편중 현상을 해소하고 입지 신호 제공 관점에서 현행 송전망 요금제를 평가하여 앞으로 나아갈 방향을 정립할 필요가 있음.

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

■ 개인 간 전력거래 형태별 송배전망 요금 설계

○ 개인 간 전력거래 망요금 평가

- 배전모선별한계가격(DLMP)을 기반으로 한 망이용요금 계산 방식은 모든 문제를 고려하기 때문에 계산 과정의 복잡도가 높고 망 투자비를 회수하지 못한다는 특징이 있음.
- 민감도(Sensitivity)를 기반으로 한 망이용요금 계산 방식은 조류 및 손실을 고려하기 때문에 계산 과정 복잡도는 ‘중’에 해당하고 망 투자비 회수는 매 개변수 조정을 통해 가능하다는 특징이 있음.
- 전압수준(Voltage level)을 기반으로 한 망이용요금 계산의 경우에는 계통 문제를 고려하지 않기 때문에 계산 과정이 복잡하지 않으며 망 투자비 회수는 송배전가격의 조정을 통해 가능하다는 특징이 있음.
- 각 망요금제의 가격 신호의 정확성과 계산 복잡도가 서로 상충되나, 결과값으로 보면 정확도의 차이가 크지 않음.
- 따라서 전압수준을 기반으로 한 망이용요금의 단가 산정 과정을 정교화한다면 이용자 입장에서의 직관성과 망 소유자 입장에서의 효율성을 모두 만족시킬 수 있음.

■ 환경 변화에 따른 주요국의 망요금제 개선 사례

- 최근 전력시장에 자가발전설비 설치 소비자, 전기차(EV) 소유자, 재생에너지 사업자 등이 등장함에 따라 전력판매가 감소하고 소비패턴이 변화하여 망이용료 부과의 형평성을 높이기 위해 신규 요금제가 등장함.
- (영국) 주택용 배전망 요금은 고정요금과 사용량요금으로 구성, 피크 시간대를 태양광이 급감하는 시간대로 설계하여 부하 분산을 유도함.
- (프랑스) 주택용 배전망 이용요금은 고정요금+사용량요금+계약용량 초과금으로 구성되고, 계약용량, 최대수요 및 부하패턴, 자가발전 소유 여부에 따라 다양한 요금제가 존재함.

- (미국) 계시별요금제(TOU) 확대로 적극적인 수요반응 가격신호 제공, 자가 발전, EV 전용 요금제의 서비스 기본요금 단가 인상, 배전망 상시공급 요금제 도입 등을 통해 일반 고객과의 형평성 확보에 노력 중임.
- (호주) 산업용 및 일반용에 이어 주택용 요금제에도 최대수요전력 요금을 도입하였으며, TOU 요금을 선택하지 않은 소비자에게 비첨두부하(Off-Peak) 시간대에만 전력사용이 가능한 Controlled Load 요금을 부과함.

■ 현행 송전망요금제 평가와 중장기 입지신호 제공 필요성

- 현행 국내 송전망 요금제의 문제점 분석
 - 지역별 송전망 이용료 차등 부과는 유예된 상태이나 단기 최적 자원배분과 장기 입지신호 제공 면에서 가격이 정교하게 결정되는 구조는 아님.
 - 송전요금 내에서 지역별 가격신호가 전달된다고 할지라도 현재의 지역별 차등 수준은 신재생에너지 투자 신호 제공에 유의미한 차이는 나지 않음.
- 국내 장기 입지신호 제공 필요 여부를 판단하기 위한 분석
 - 국내 신재생에너지 보급 수준에 따른 계통에서의 지역별 한계가격(LMP) 도출을 위해 계통 증가화를 진행함.
 - 정상 상태에서는 지역 간 가격에 유의미한 차이가 나지 않음을 확인하였고, RE2030 수준이 되었을 때 유의한 차이가 날 수 있는 것으로 분석되었음.

3. 결론

- 개인 간 전력거래 시 분산형 전원의 망투자 회피 편익 발휘, 계산 및 거래 간 편성 면에서 전압수준(Voltage level) 기반 망요금제가 장점을 지님.
 - 배전모선별한계가격(DLMP) 기반의 망요금제는 손실, 전압 및 조류 제약 등의 계통 문제를 모두 고려하여 가격 신호를 줄 수 있지만 계산 방법이 복잡하고 망비용의 고정비 회수가 불가능함.

- 민감도(Sensitivity) 기반의 망요금제는 일부 계통 제약을 고려하여 가격 신호를 줄 수 있고 망비용의 고정비 회수가 가능하지만 DLMP와 같이 계산 방법이 복잡한 특성이 있음.
 - 전압수준(Voltage level) 기반의 망요금제는 계산이 간단하고 망 투자비 회수가 가능하지만 계통편익이 정확히 결정되는 앞의 두 방법과는 달리 덜 정확한 가격 신호를 줄 수 있으나, 단가 산정 과정을 정교화 한다면 직관성과 효율성을 모두 만족시킬 수도 있으므로 비교적 가장 합리적인 방법으로 판단됨.
- 현행 상계제도하에서 자가용 태양광 발전의 보급이 진행될수록 태양광을 소유하지 않은 수용가의 기본요금 부담이 증가하는 문제를 해소하기 위해서는 기본요금 부과방식 변경, 계시별 요금제 조정과 정액요금 형태의 부과방식을 고려할 필요가 있음.
- 현행 기본요금을 순수전량 기준으로 부과하는 제도를 단기적으로는 수전량 기준으로 변경하고 장기적으로는 자가소비를 제고를 유도하기 위해 망사용량(수전량+역송량) 기준으로 부과하는 것이 필요함.
 - 자가소비를 늘리기 위해 일몰시간대 이후로 피크시간대를 변경할 경우 계시별 요금 조정이 필요함.
 - 또한, 기본요금을 누진단계에 따라 차등 부과하는 방식을 정액 형태 또는 자가용 태양광 소유 수용가를 대상으로 부과하는 상시대기 요금제 도입(Standby charges)은 분산형 전원의 편익을 감안하여 신중히 접근할 필요가 있음.
- 중장기 입지 신호 제공의 타당성을 분석한 결과, 우리나라에서 RE3030 수준이 되었을 때는 지역별로 최대 16원/kWh까지 가격 차이가 발생할 수 있는 것으로 나타나 유의미한 지역별 가격차등 신호 제공이 가능한 제도의 도입이 필요함.
- 향후 재생에너지 정책이나 보급 목표 등이 상향 조정되면, 2030년 이전에도 입지 신호가 필요한 상황이 도래할 수 있으므로 도매시장에서의 가격차등 신호 제공, 망요금의 지역별 차등 부과 등 여러 가지 수단의 적용 검토가 필요할 것으로 보임.

- LMP는 도매시장에서 동태·지리적으로 자원을 최적화하여 배분하며, 추후 재생에너지 발전사업자의 도매시장 진입을 유도하여 가격신호를 제공하는 방식인 FIP와 결합하면 보다 효과적으로 입지 신호를 제공할 수 있어 태양광 잠재량의 편중 현상을 해소하는 데 기여할 수 있을 것으로 예상됨.

제1장

서론

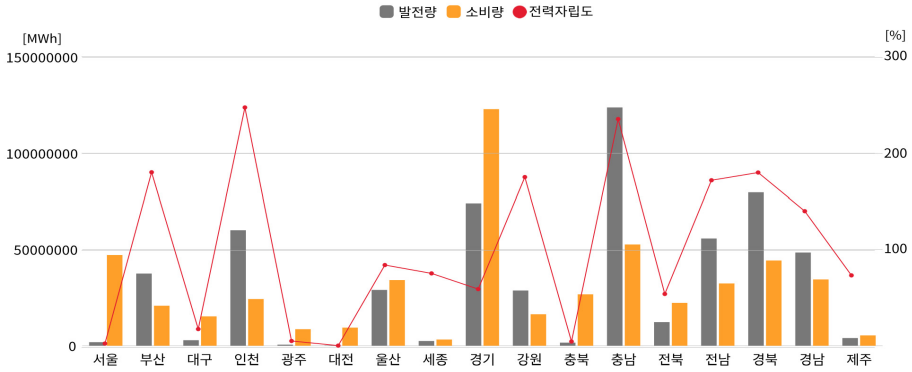
1. 연구 필요성

우리나라의 전력수급 구조는 전력 다소비 지역과 발전소 입지 지역이 불일치하여 대규모 발전설비와 장거리 송전설비에 의존하는 중앙집중형 시스템에 의존하고 있다. 주요 전력 소비지역인 수도권¹⁾의 2019년 기준 전력소비량은 194.5TWh로 전체에서 37.4%를 차지하고 있으며, 전력 자립도는 69.9% 수준이다(〈그림 1-1〉, 〈표 1-1〉 참고). 즉, 수도권 전력수요의 30%는 다른 지역에서 생산한 전력으로 충당하고 있음을 나타낸다. 대규모 화력발전은 주로 비수도권의 해안가에 위치하므로 수도권 인근이 아닌 원거리 지역에서 전력을 수송하기 위한 장거리 송전망 건설이 필요하다.

이러한 중앙집중형 시스템은 과거에는 규모의 경제 실현으로 비용효과적으로 안정적인 수급에 기여하였으나 현재는 발전 및 송전 설비에 대한 지역 주민수용성 악화로 신규 투자가 지연되고 있으며, 계통포화상태에 이르러 전압안정도, 과도안정도, 고장전류 등의 측면에서 기술적 한계에 직면하고 있다(김창훈, 2020).¹⁾

1) 전압안정도란 “송전선로에서 고장이 발생하여 일정 수준으로의 전압 유지가 어려워 전력계통이 붕괴되는 위험을 의미한다.” 과도 안정도는 “대규모 발전단지와 접속된 송전선로에서 이상이 발생할 때 공용 송전망에서 전력 수급의 균형을 맞추지 못하면서 다수의 발전기가 차단되어 전체 전력계통이 연쇄적으로 붕괴하는 현상을 의미한다.” 고장전류란 “전력계통의 어떤 지점에서 고장이 발생할 때 발전기로부터 그 고장지점까지 평소보다 많은 전류가 흐르게 되는 현상을 의미한다.”(김창훈, 2020)

[그림 1-1] 지역별 발전량, 소비량, 전력자립도 (2019년 기준)



자료: 전력통계정보시스템(<http://epsis.kpx.or.kr>)의 지역별 발전량과 지역별 판매전력량을 통해 저자 재구성²⁾

<표 1-1> 지역별 발전량, 소비량, 전력자립도 (2019년 기준)

지역		발전량 (TWh)	소비량 (TWh)	전력자립도 (%)
수도권	서울	1.8	47.2	3.9
	인천	60.1	24.3	247.3
	경기	74.0	123.0	60.1
	소계	135.9	194.5	69.9
비수도권	부산	37.5	20.8	180.4
	대구	2.9	15.3	18.9
	광주	0.6	8.6	6.5
	대전	0.2	9.4	1.8
	울산	29.0	34.1	85.0
	세종	3.6	2.3	151.5
	강원	28.7	16.4	175.4
	충청북도	1.6	26.7	6.0
	충청남도	123.9	52.6	235.4
	전라북도	12.3	22.3	55.1
	전라남도	55.8	32.4	172.2
	경상북도	79.8	44.3	180.1
	경상남도	48.5	34.5	140.6
	제주	4.0	5.4	74.3
	소계	424.7	322.8	131.6

자료: 전력통계정보시스템(<http://epsis.kpx.or.kr>)의 지역별 발전량과 지역별 판매전력량을 통해 저자 재구성³⁾

2) 지역별 발전량: EPSIS 전력통계정보시스템(<http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeGepGbaChart.do?menuId=060104>, 검색일: 2021.09.23.), 지역별 판매전력량: EPSIS 전력통계정보시스템(<http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEksaAscAsaChart.do?menuId=060405>, 검색일: 2021.09.23.)

이러한 중앙집중형 시스템 의존도를 낮추기 위해 정부는 제3차 에너지기본계획(산업통상자원부, 2019)에서 분산형 전원의 2040년 발전량 비중 목표를 30%로 정한 바 있다. 여기서 분산형 전원이란 전력수요 지역 인근에 설치하여 송전선로의 건설을 최소화할 수 있는 일정 규모 이하의 발전설비로 정의되며, 40MW 이하의 발전설비와 자가용발전설비와 집단에너지사업자, 구역전기사업자가 설치한 500MW 이하의 발전설비를 말한다(전기사업법 시행규칙 제3조 2항). 분산형 전원 중 자가용 및 소비지역 인근에서 생산이 가능한 대표적 신재생에너지 전원인 태양광 발전설비는 기술개발에 따른 경제성 제고와 기후변화 대응 수단으로 향후 보급이 지속해서 증가할 전망이다.

분산형 전원의 편익인 송전 및 배전 선로의 건설 최소화를 이루면서 분산형 전원 보급 목표를 달성하기 위해서는 송배전망 요금제의 선진화가 필요하다. 망 요금제는 단기적으로는 송전손실 및 혼잡비용을 최소화하고 장기적으로는 신규설비 투자를 결정하는 입지 신호를 제공하여 경제적 효율성을 제고하는 기능을 담당한다. 즉, 과학적인 망 요금제 설계를 통해 적합한 지역별 가격차등 신호를 제공함으로써 분산형 전원이 전력다소비 지역 또는 개인 간 전력거래 당사자인 수용가의 인근 지역에 위치하여 신규 망 투자 소요를 줄일 수 있도록 유도해야 한다. 특히, 국내 태양광발전의 잠재량이 일사량이 풍부한 남부지역에 편중되어 있음을 고려할 때, 이러한 망 요금제의 기능은 매우 중요하다고 할 수 있다.

‘2020 신재생에너지 백서’에 따르면, 우리나라 태양광 이론적 잠재량은 137,347TWh/년, 102,455GW, 기술적 잠재량은 1,314TWh/년, 973GW, 시장 잠재량은 495TWh/년, 369GW 수준이다.⁴⁾ 여기서 잠재량은 3가지로 구분하는데, 첫 번째는 이론적 잠재량으로 현재의 과학적 지식 하에서 어떠한 제약도 없는 경우의 잠재량이다. 두 번째는 기술적 잠재량으로 이론적 잠재량에서 지리적 그리고 기술적 영향요인을 반영한 잠재량이다. 세 번째는 시장 잠재량으로 기술적 잠재량에서 경제·정책적 영향요인을 반영한 잠재량이다.⁵⁾⁶⁾ [그림 1-2]는 이러한 태양광 잠재량 분포를 나타낸다.

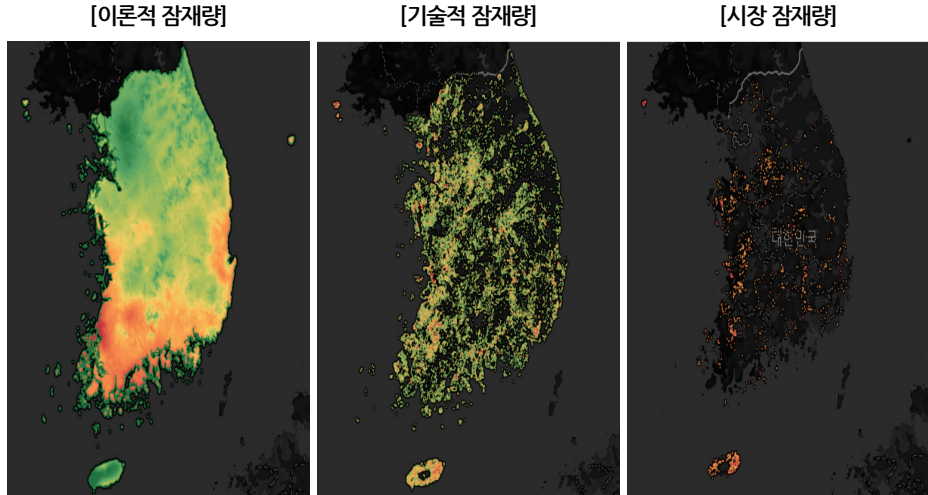
3) 상동

4) 산업통상자원부·한국에너지공단(2020), p.123, p.124, p.127.

5) 산업통상자원부·한국에너지공단(2020), pp.116-117.

6) 신재생에너지 백서에서는 태양광 모듈효율을 20%로 가정하고, 일반부지 소요면적은 14.9㎡/kW, 옥상 태양광 소요면적은 19.8㎡/kW로 가정하였다. 경제성 및 정책적 요인으로는 2019년 기준 SMP(90.7원/kWh)와 REC(66.7원/kWh)를 사용하였으며, 격자별 균등화 발전원가(LCOE)를 산정하여 SMP+REC보다 작거나 같은 경우 시장 잠재량에 포함하였다. 평균 설비비용을 15.38%로 가정하였다.(산업통상자원부·한국에너지공단(2020), pp.121~122.)

[그림 1-2] 잠재량 정의별 태양광 잠재량 수준



주: 각 잠재량 정의에서 청색에서 붉은색으로 갈수록 잠재량이 많음을 나타냄.
 자료: 산업통상자원부-한국에너지공단(2020, pp.123, 124, 129)

<표 1-2> 지역별 태양광 시장 잠재량 및 전력자립 기여도

지역	태양광 발전 시장잠재량 (GWh/년)	전력자립 기여도(%p.)
서울	44	0.1
대전	871	9.3
부산	1,211	5.8
세종	2,575	-
울산	2,995	8.8
대구	3,086	20.2
인천	4,099	16.9
광주	4,798	55.8
제주도	24,235	451.0
경기도	36,205	29.4
강원도	36,101	220.6
전라남도	40,474	125.0
충청북도	48,048	179.7
경상남도	49,166	142.6
전라북도	50,584	227.0
충청남도	80,904	153.7
경상북도	109,111	246.2
전체	494,506	-

자료: 산업통상자원부-한국에너지공단(2020), p.127 시장잠재량을 인용하여 저자 작성

태양광 발전의 시장 잠재량이 가장 낮은 지역은 서울(44GWh/년)이며, 다음으로 대전, 부산, 세종, 울산 순이다. 시장 잠재량이 가장 높은 광역지자체는 경상북도(109,111GWh/년)이며, 다음으로 충청남도, 전라북도, 경상남도 순이다(〈표 1-2〉참조). 이처럼 태양광 시장잠재량은 8개 광역·특별시보다 9개 도의 잠재량이 두드러지게 높게 나타난다.⁷⁾ 이러한 시장 잠재량 편중의 원인은 태양광 발전에 물리적으로 영향을 미치는 일사량 차이와 더불어 지역별 토지 비용의 차이로 분석된다.⁸⁾

향후 송배전망 이용요금이 지역별 차등신호를 제공할 경우, 지역 내 에너지 거래는 송배전망 이용단가를 낮추게 되어 분산 전원의 설치와 지역 내 거래 유인을 제고한다. 또한, 도매시장의 에너지가격에 지역별 망의 혼잡비용과 손실비용을 포함할 경우⁹⁾ 정산가격이 증가하는 지역에 분산 전원의 투자가 증가하여 타 지역으로부터의 전력공급 수요가 감소되어 신규 송배전망 투자회피 효과를 가져오게 된다. 본 연구는 이러한 입지 신호를 제공하는 송배전망 요금제의 기능에 주목하여 아래와 같은 연구목적을 설정하였다.

2. 연구 목적 및 주요 내용

본 연구의 목적은 분산형 전원의 효과적인 보급을 위해 망요금제 개선사항을 제시하는 데 있다. 보다 구체적으로 분산형 전원을 대상으로 하는 개인 간 전력거래가 지역 내에서 이루어지도록 유인을 제공할 수 있는 망이용요금제를 제시하고자 한다. 그리고 자가용 태양광 보급 증가에 대비한 망이용료의 형평성 제고 방안을 도출한다. 마지막으로 앞서 살펴본 국내 태양광 잠재량이 편중되어 있는 현상을 해소하여 분산형 전원의 균형 잡힌 보급을 촉진하기 위한 합리적인 중장기 망이용요금제를 모색한다.

본 연구와 선행 연구와의 차이점은, 개인 간 전력거래를 지원하는 망요금제를 개별적으로 분석한 기존 연구와는 달리 다양한 망요금제를 종합하여 비교 분석하였고,

7) 산업통상자원부·한국에너지공단(2020, p. 127)

8) 비록 서울의 시장잠재량이 낮으나 인천과 경기도의 잠재량을 반영하고 수도권 태양광 발전 시장 잠재량의 100% 실현을 가정하면 전력자립도는 약 90.6%가 된다.

9) 망비용은 고정비와 변동비로 구분되며, 변동비는 선로의 용량부족에 따른 혼잡(congestion)비용과 에너지손실비용(loss)을 포함한다(Lévesque, 2013).

이 중 현실적으로 적용될 만한 것들을 시뮬레이션 분석을 통해 향후 적용될 개인 간 전력거래를 지원하는 망요금제가 어떠한 방향으로 설계되어야 하는지를 제안하였다는 점이다. 더불어 본 연구는 주택용 상계제도 보급 확대에 따른 망요금제의 형평성 문제를 해소하기 위해 해외 주요국의 사례를 조사하였고, 국내 제도의 개선방안별 우선순위를 제시하였다. 또한, 미래 신재생에너지 보급을 전제로 지역별 한계가격(Locational marginal price, LMP) 도출을 통해 지역 간 가격차등의 수준을 분석하였고, 국내 태양광 발전의 잠재량 편중 현상을 해소할 수 있는 중장기적 망요금제 선진화 방안을 검토하였다.

본 보고서의 구성은 다음과 같다. 제2장에서는 개인 간 전력거래 시 망이용요금제로 배전모선별가격제(Distribution locational marginal price), 민감도 기반 망요금제(Sensitivity based grid fee), 전압수준 기반 망요금제(Voltage level based grid fee) 등의 사례를 조사하고, 지역 내 개인 간 전력거래의 활성화에 적합한 요금제를 판별하기 위해 전압 및 모선별 사례를 구성하여 분석을 수행한다. 제3장에서는 태양광 발전의 경제성이 향상되어 자가용 태양광 보급 확대를 위해 도입된 상계제도가 망요금제의 교차보조 문제를 야기·심화시킴에 따라 이 문제를 분석하고 개인방안을 제시한다. 제4장에서는 국내 신재생에너지 보급 목표 전제 하에서 지역별 한계가격을 분석하여 유효한 입지 신호 제공의 발생 여부를 확인하고 중장기 지역별 가격차등 신호 제공이 가능한 제도를 모색한다. 제5장에서는 본 연구의 주요 결과를 요약하고 시사점을 제시한다.

제2장

개인 간 전력거래를 위한 망요금제 제시

1. 개인 간 전력거래의 등장과 망요금제 사례

1.1. 개인 간 전력거래의 등장과 새로운 망요금제의 필요성

전 세계적으로 분산형 전원과 수요반응, 저장장치를 포함하는 다양한 분산에너지 자원(Distributed Energy Resources, DER)의 지속적인 보급 확대를 정책목표로 삼고 있다. 특히, 분산형 전원 중 태양광 발전의 경제성이 높아져 전력판매사로부터 전력을 구매하지 않고 자가소비 목적으로 태양광 발전설비를 설치하는 최종소비자가 증가할 전망이다.

〈표 2-1〉 태양광 발전설비 용량별 균등화 발전원가 추정 및 전망

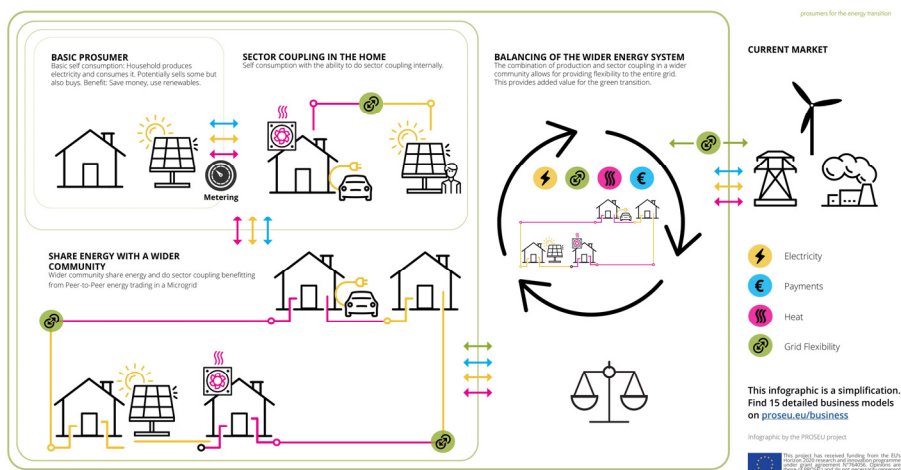
태양광 설비 용량	균등화 발전원가(원/kWh)	
	2019	2035
10~100kW	134.4	70.3
100~1,000kW	132.6	66.7
1,000~3,000kW	125.7	66.5
3,000kW 초과	121.9	64.7

자료: 한국전력거래소(2020, pp.92, 97)

한국전력거래소(2020)에 따르면 2019년 기준 100kW 이하 태양광 발전설비의 균등화 발전단가는 134.4원/kWh로 주택용 전력(저압)의 누진제 2구간 전력량요금 182.8원/kWh(2021년 기준) 보다 낮으며, 2035년에는 70.3원/kWh를 기록할 것으로 예상된다(〈표 2-1〉 참조).

태양광 발전의 패턴으로 인해 자가소비뿐만 아니라 잉여전기를 판매하는 프로슈머가 등장하고 있다. 단순히 수동적으로 전력을 소비하던 최종소비자 중 일부가 분산형 전원의 소유·활용을 통해 프로슈머가 되어 자신들의 전력소비 패턴을 조절하거나 잉여 전기에 나서기 시작한 것이다. 프로슈머들은 잉여 전기를 전력판매사에게 판매하거나 전력시장에 참여하는 것만이 아니라 보다 나은 수익을 얻기 위해 타 판매처를 탐색하는 등의 다양한 시장 참여 능력을 갖추려 하고 있다(Zafar, et al, 2018).

[그림 2-1] 프로슈머 비즈니스 모델



자료: EU Commission 홈페이지(<https://cordis.europa.eu/project/id/764056/reporting/de>)

이러한 프로슈머의 등장과 더불어 국제 기업 중심의 저탄소 사회구현과 사회적 책임 이행을 위한 RE100의 등장으로 인해 개인 간 전력거래가 점차 증가할 것으로 예상된다. RE100은 연간 0.1TWh 이상 전력을 소비하는 기업을 대상으로 사용전력의 100%를 재생에너지로 사용하겠다는 자발적 캠페인이며, 이행수단으로는 재생에너지 공급인증서 구매, 녹색요금제, 생산전력 직접 구매, 기타(자체건설 등)가 있다.

주요국의 RE100 참여 기업들이 채택하고 있는 이행 수단 중 직접구매의 비중은 2015년 3.3%에서 2019년 26%로 매년 증가하는 추세를 보인다.

〈표 2-2〉 RE100 회원의 이행수단 추이

이행 수단	재생에너지 비중					TWh (2019)	회원 수 (2019)
	2015	2016	2017	2018	2019		
공급인증서 구매	60%	40%	46%	43%	42%	50	131
녹색요금제	35%	41%	35%	31%	30%	35.5	149
전력구매계약(PPAs)	3.3%	13%	16%	19%	26%	31	76
자체건설	<1%	3%	1%	4%	2.5%	3	151
기타 구매	<1%	<1%	<1%	2%	<1%	0.8	19

자료: RE100 Climate group(p.11)

우리나라는 RE100 이행수단 중 생산전력 직접 구매를 보장하기 위해서 한전 중개로 전기소비자와 재생에너지 발전사업자 간 전력구매계약(PPA)을 체결하여 재생에너지 전력 구매하는 제3자 PPA 제도와 재생에너지를 이용하여 생산된 전기를 전기사용자가 직접 구매하는 직접 PPA 제도를 각각 2021년 6월, 10월에 도입한 바 있다(산업통상자원부, 2021). 이에 따라 국내 기업은 향후 태양광 발전의 경제성이 점차적으로 개선될 경우 제3자 또는 직접 PPA 제도를 통한 구매계약 방식을 보다 선호할 것으로 전망된다.

이러한 개인 간 전력거래는 기존의 전력판매사로부터 전력을 공급받는 계약이 아니라 개인과 개인 사이에 발생하는 전력거래이므로 개인 간 전력거래 당사자 간의 거래에 망 소유자가 관여하지 않지만, 실제 전력은 망을 통해 이루어지는 이중적 현상이 나타나게 된다(박찬국, 2015). 일반적으로 과거에 중앙집중식 에너지시스템을 대상으로 한 송배전망이용요금제는 기존의 전력판매사를 통한 구매를 전제로 설계되었기 때문에 개인 간 전력거래를 고려하지 못하였다. 개인 간 전력거래에 따른 망 이용료 부과는 일차적으로 해당 거래로 인해 발생하는 망 관련 투자비와 변동비를 합리적으로 추산하여 망이용료 요율을 결정해야 한다. 이러한 망이용료의 부과로 개인 간 전력거래 당사자는 해당 거래로 인해 발생하는 선로 및 변압기와 같은 신규 설비의 투자와 계통에서 혼잡과 손실에 따른 변동비 소요를 식별하여 해당 비용을 감소시키려는 유인을 갖게 된다.

1.2. 개인 간 전력거래(P2P)를 지원하는 망요금제 제안 사례

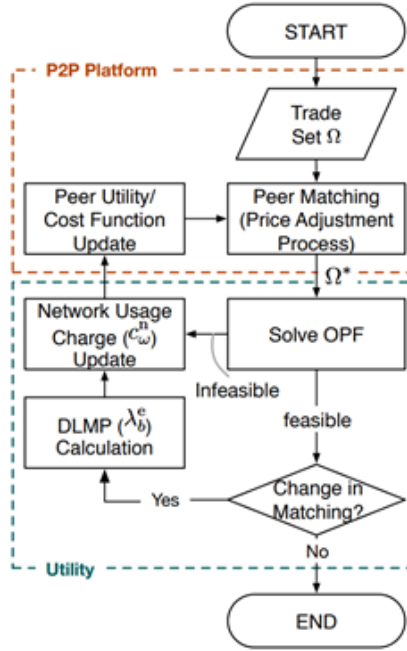
P2P에 적용하는 망요금제는 아직 관찰되지 않고 있으나, 다양한 방식의 제도가 논의되고 있다. 이에 따라 본 연구는 현재까지 학술적인 문헌에서 논의되고 있는 개인 간 전력거래를 대상으로 하는 망이용요금 부과 방법을 분석하고자 한다. 기존의 다양한 연구가 제시한 망요금제 부과 방법은 다음과 같이 6가지 종류(① 최적조류 계산(Optimal power flow, OPF)으로 계산된 배전모션별한계가격(DLMP) 차이를 이용한 망요금제, ② 전력 변화에 따른 민감도를 이용한 망요금제, ③ 전기적 거리를 이용한 망요금제, ④ 계통 내 전체 손실에 비례한 망요금제, ⑤ 자원 및 부하의 연계 전압단 크기에 비례한 망요금제, ⑥ 거래되는 전력량에 비례한 망요금제)로 분류할 수 있다.

1.2.1. OPF를 통하여 계산된 DLMP 차이를 이용한 망요금제

우선적으로 살펴볼 망요금제 부과 방법은 최적조류계산(OPF)을 통해 얻은 배전모션별한계가격(DLMP)을 이용한 망요금제이다. OPF란 주어진 계통상황에서 발전 비용 최소화의 목적함수와 제약조건을 최적화하는 방법이다(Zhu, 2009). OPF에 따라 도출된 모션별한계가격(Locational marginal price, LMP)은 각 모션의 한계가격이다. 송전 계통과 차별되게 배전 계통에 적용한 것이므로 별도로 배전모션별한계가격(Distribution LMP, DLMP)이라는 용어를 사용한다.

Kim and Dvorkin(2019)은 망을 소유한 전력판매사와 전력거래에 참여하는 참가자들로 구성된 상황에서 망요금을 네트워크 이용 부과금(Network usage charges, NUC)이란 용어를 사용하고 개인 간 전력거래가 계통에 미치는 영향을 가격으로 도출하였다. Kim and Dvorkin(2019)의 연구는 개인 간 전력거래 및 망요금 계산 알고리즘이 반복적으로 상호 연동되어 연산되는 형태로 구현되었다.

[그림 2-2] Kim and Dvorkin(2019) 내 개인 간 전력거래와 망요금 계산 순서도



자료: Kim and Dvorkin, (2019, p.6)

모선 간 전력거래 시 망요금은 OPF를 통해 도출된 두 모선의 DLMP 차이를 계산하여 부과된다. 이를 수식으로 표현하면 다음의 (식 2-1)과 같다.

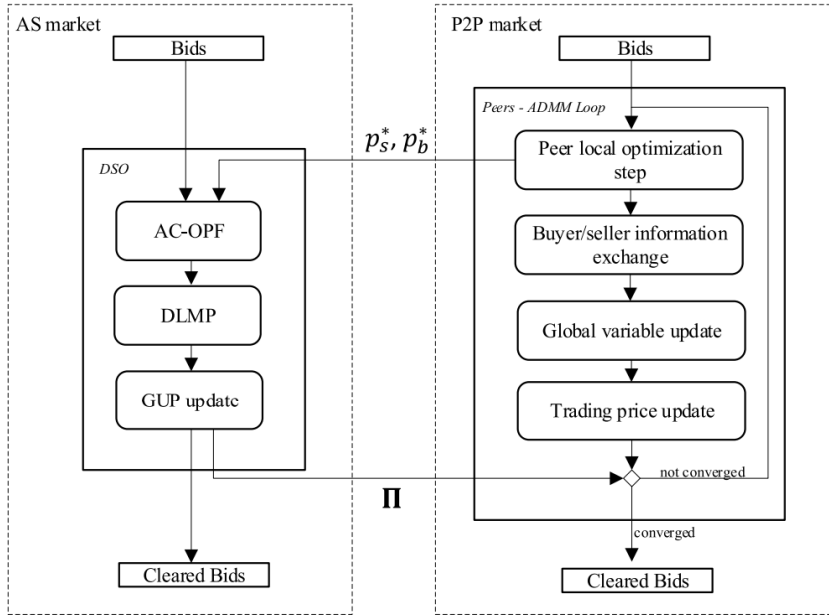
$$c_{\omega}^n = (\lambda_{b(\omega)} - \lambda_{s(\omega)})/2, \forall \omega \in \Omega \quad (\text{식 2-1})$$

ω 는 개인 간 전력거래를 나타내며, $\lambda_{b(\omega)}$ 와 $\lambda_{s(\omega)}$ 는 개인 간 전력거래 ω 가 발생했을 때 각각 구매 모선, 판매 모선의 DLMP를 의미한다. c_{ω}^n 는 구매자와 판매자가 망을 소유한 전력판매사에게 지불해야 하는 망요금을 나타낸다. 수식이 나타내듯이, 구매자와 판매자는 판매 모선으로부터 구매 모선까지의 전력수송에 요구되는 망비용을 절반씩 지불하는 것으로 해석할 수 있다.

Zhang, et al. (2020)는 DSO(Distribution system operator, 배전망 소유 및 계통운영자)와 개인 간 전력거래 참가자들로 구성된 상황에서 망요금을 계통이용가

격(Grid usage price, GUP)으로 명명하고 당사자 간 전력거래의 계통영향을 DSO의 서비스 비용으로 간주하였다. Kim and Dvorkin(2019)과 동일하게 개인 간 전력거래와 보조서비스 시장이 상호 연결되어 서로 영향을 주고받는 구조로 구성된다.

[그림 2-3] Zhang et al.(2020) 내 개인 간 전력거래와 보조 서비스 시장 관계도



자료: Zhang, et al. (2020, p.2936)

모선 간 전력거래의 망요금은 OPF에 의해 도출된 두 모선의 DLMP 차이로 계산되어 부과하며, 이러한 계통이용가격(GUP)은 다음의 (식 2-2)와 같다.

i, j 는 모선 번호를 나타내며, $\pi_{s,i}$ 와 $\pi_{b,j}$ 는 개인 간 전력거래 시 각각 판매모선, 구매모선의 DLMP이다. c_p 및 c_q 는 기준 모선의 유효전력 및 무효전력 가격을 나타내며 $\underline{\mu}_v, \bar{\mu}_v, \mu_{sf}, \mu_{st}$ 는 각각 최소 모선 전압, 최대 모선 전압, 최대 정방향 선로 조류, 최대 역방향 선로 조류 제약조건의 라그랑지안 승수를 나타낸다.

$\frac{\partial p_{loss}}{\partial p}, \frac{\partial q_{loss}}{\partial p}, \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial p}, \frac{\partial |\mathbf{s}_f|^2}{\partial p}, \frac{\partial |\mathbf{s}_t|^2}{\partial p}$ 는 각각 특정 모선의 발전량에 대한 유효

전력 손실, 무효전력 손실, 모선 전압, 정방향 선로 조류 제곱, 역방향 선로 조류 제곱의 민감도를 나타낸다. 끝으로 $\Pi_{i,j}$ 는 개인 간 전력거래 시 구매자가 망을 소유한 전력판매사에게 지불해야 하는 망요금(GUP)을 나타낸다. (식 2-2)에 따라 구매자가 판매 모선으로부터 구매 모선까지 전력수송이 생길 때 발생하는 손실, 전압, 조류 제약 비용을 부담하게 된다.

$$\begin{aligned}
 \Pi_{i,j} &= -\pi_{s,i} + \pi_{b,i} \\
 &= -\left(\frac{\partial p_{loss}}{\partial p_{b,j}} - \frac{\partial p_{loss}}{\partial p_{s,j}}\right)^T c_{p,0} - \left(\frac{\partial q_{loss}}{\partial q_{b,j}} - \frac{\partial q_{loss}}{\partial q_{s,j}}\right)^T c_{q,0} \\
 &\quad + \left(\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial p_{b,j}} - \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial p_{s,j}}\right)^T (\boldsymbol{\mu}_v - \bar{\boldsymbol{\mu}}_v) \\
 &\quad + \left(\frac{\partial |\mathbf{s}_f|^2}{\partial p_{b,j}} - \frac{\partial |\mathbf{s}_f|^2}{\partial p_{s,j}}\right)^T \boldsymbol{\mu}_{sf} + \left(\frac{\partial |\mathbf{s}_t|^2}{\partial p_{b,j}} - \frac{\partial |\mathbf{s}_t|^2}{\partial p_{s,j}}\right)^T \boldsymbol{\mu}_{st}
 \end{aligned} \tag{식 2-2}$$

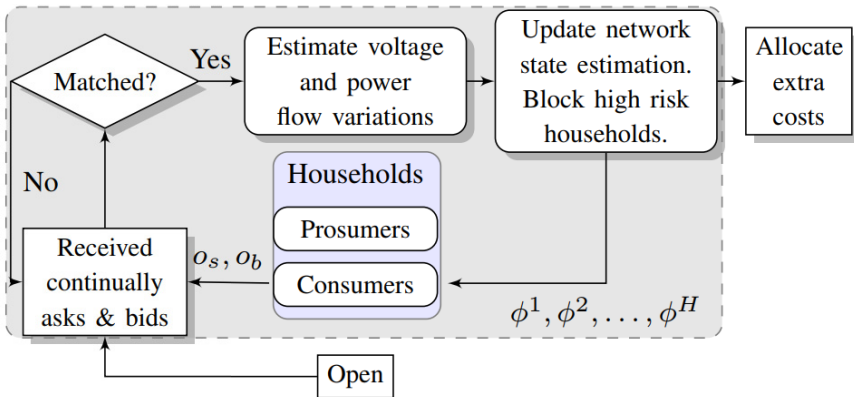
위와 같이 계산된 NUC와 GUP의 망요금은 계통의 상황과 제약조건을 반영하여 개인 간 거래 당사자들에게 정확한 가격신호를 전달할 수 있으며, 변동비의 일부를 회수한다. 그러나 운영 조건만 반영되어 있으므로 망 설비의 고정비는 완전히 회수할 수 없다. 또한, 개인 간 전력거래 알고리즘이 망요금 계산에 영향을 주어 산출 과정이 복잡한 면이 있다. 마지막으로, 계통 상황마다 상이한 망요금이 산출되어 개인 간 전력거래 참여자가 직관적으로 망요금에 반응하기 힘들다는 단점이 존재한다.

1.2.2. 전력 변화에 따른 민감도를 이용한 망요금제

통상적으로 전통적 전력계통 분석은 조류계산(Power flow)을 의미한다. 기본적인 조류계산은 삼각함수를 지닌 비선형 방정식이 포함되어 해를 도출하는 데 복잡성이 제기된다. 이러한 산출과정을 보다 용이하게 풀기 위해 계통의 특정 운전점을 고정하여 해당 위치에서 조류 변화에 따른 다양한 계통 정보의 민감도를 활용하는 분석 방법이 빈번히 사용된다. 각 모선의 전압, 선로의 조류 및 손실 등의 정보에 대한 민감도를 활용하여 전력 계통을 분석한 방법을 개인 간 전력거래 내 망요금제 도출에 적용한 연구가 있다.

Guerrero, et al. (2019)에서는 개인 간 전력거래 당사자들이 있는 상황에서 망요금을 외부비용의 일부로 보고 개인 간 전력거래 시 계통 상황을 비용으로 전환하는 방법을 제안하였다. 이 연구에서는 개인 간 전력거래 알고리즘에서 계통 상황이 확정되면 이에 따른 비용이 결정된다.

[그림 2-4] Guerrero et al.(2019) 내 개인 간 전력거래와 망요금 계산 순서도



자료: Guerrero, et al. (2019, p.3)

개인 간 전력거래의 망요금은 전력 변화에 따른 민감도에 의해 산출되는데 계산식은 다음의 (식 2-3)~(식 2-8)로 나타낸다.

$$\Psi_{kl}^i = \frac{\partial P_{kl}}{\partial P_i} \approx \frac{\Delta P_{kl}^i}{\Delta P_i} \quad (\text{식 2-3})$$

$$\Phi_{kl}^{ij} = \Psi_{kl}^i - \Psi_{kl}^j \quad (\text{식 2-4})$$

$$\text{UC}^{ij} = \sum_{(k,l) \in \varepsilon} \frac{\eta_{kl} \Phi_{kl}^{ij} \Delta P_i}{P_{kl}} \quad (\text{식 2-5})$$

$$\text{BEC}^{ij} = \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_i} - \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_j} \quad (\text{식 2-6})$$

$$\text{LC}^{ij} = \omega \text{BEC}^{ij} \quad (\text{식 2-7})$$

$$\gamma_{e,\text{cost}}^{ij} = \frac{\text{UC}^{ij} + \text{LC}^{ij}}{2} \quad (\text{식 2-8})$$

i, j, k, l 은 모선 번호를 나타낸다. Ψ_{kl}^i 은 인입이동인자(Injected shift factor, ISF)로, 그 수치는 $\frac{\partial P_{kl}}{\partial P_i}$ 로 특정 모선의 전력 변화량에 대한 특정 선로에 흐르는 조류의 편미분값이 되는데, $\frac{\Delta P_{kl}}{\Delta P_i}$ 로 선형화한 민감도 값을 사용하기도 한다. Φ_{kl}^{ij} 은 전력전송분배계수(Power transfer distribution factor, PTDF)로 i, j 모선의 상반되는 조류 변화에 대한 k, l 모선 간 조류의 변화 정도를 표시한 수치이다. η_{kl} 은 이용률(utilization) 매개변수이며, UC^{ij} 은 외부비용(External cost) 중의 일부 분인 이용률 비용(Utilization cost)을 나타낸다. $\frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_i}$ 는 특정 모선의 조류 변화량에 대한 전체 손실의 편미분값이 된다. 쌍무계약계수(Bilateral exchange coefficient)인 BEC^{ij} 은 쌍무계약에서 발생하는 손실을 반영한 지표를 나타낸다. ω 는 페널티(penalty) 매개변수이며, LC^{ij} 은 외부비용(External cost) 중 손실비용(Losses cost)을 나타낸다. 끝으로 $\gamma_{e,\text{cost}}^{ij}$ 는 개인 간 전력거래 시 발생하는 외부비용(External cost)을 나타낸다. 이는 개인 간 전력거래 시 계통에서 발생하는 조류 및 손실 비용인 외부비용(External cost)을 산출하여 해당 비용을 개인 간 전력거래 참여자에게 부과하는 것으로 해석된다.

이와 같이 산출된 외부비용(External cost)은 망소유자가 조류 발생 및 전체 손실 비용을 개인 간 전력거래 참여자들로부터 회수할 수 있다. 또한, 각각의 매개변

수를 적절히 설정하여 추가로 발생하는 비용들의 회수가 가능하다. 그러나 개인 간 전력거래가 성사된 이후에야 당사자들은 해당 거래에 대한 망요금을 알 수 있기 때문에 당사자 간의 비효율적인 거래가 발생할 수 있으며, 계산과정도 복잡하여 가격 신호에 반응하기 어려운 단점이 있다.

1.2.3. 전기적거리를 이용한 망요금제

전기적거리는 모선 간의 전기적인 연결 정도를 나타낸다. 전기적거리를 산출할 때 이용하는 정보의 종류에 따른 산출 방법은 ① 계통 구성, ② 정상상태 조류계산, ③ 과도상태 조류계산 방법이 존재한다. 첫째, 계통 구성을 이용한 전기적거리는 계통의 저항과 임피던스를 이용하여 산출되며, 조류계산을 이행할 필요가 없어 신속하게 계산되고 계통구성이 변하지 않는 이상 해당 수치가 불변한다. 둘째, 정상상태 조류계산을 이용한 전기적거리는 조류계산에 활용되는 일반적인 야코비안 행렬을 사용하여 산출하며 조류 상황에 따라 수치가 변화한다. 셋째, 과도상태 조류계산을 이용한 전기적거리는 과도상태의 계통 수치 변화에 따라 도출된 값으로 다양한 방법이 존재한다(Xiaoming, et al. 2021).

Paudel, et al. (2020)은 개인 간 전력거래 참여자가 있는 상황에서 망요금을 네트워크 이용요금(Network utilization fee)으로 명명하여 망소유자인 제3자에게 투자, 운영 및 유지보수 비용을 지불하는 망요금제를 제시하였다. 이 연구에서는 전력거래의 망요금은 각 모선 사이의 계통 토폴로지를 적용한 전기적거리(Power transfer distance, PTD)에 비례하여 산출되는데, 망이용요금(Network utilization fee)은 다음의 (식 2-9)~(식 2-13)과 같이 산출된다.

$$PTDF = H_r B_r^{-1} \quad (\text{식 2-9})$$

$$B_{mn} = -\frac{1}{X_{mn}} \text{ for } m \neq n, B_{mm} = \sum_{m \neq n} \frac{1}{X_{mn}} \quad (\text{식 2-10})$$

$$H_{lm} = -H_{ln} = \frac{1}{x_{mn}}, H_{lr} = \sum_{m \neq n} \frac{1}{X_{mn}} \text{ for } r \neq n, m \quad (\text{식 2-11})$$

$$d_{ji} = \sum_{l \in L} |PTDF_{l,ji}| \quad (\text{식 2-12})$$

$$T(p_{ji}) = \gamma d_{ji} p_{ji} \quad (\text{식 2-13})$$

i, j, m, n 는 모선 번호를 나타내며 x_{mn} 는 m, n 모선 간의 임피던스이다. H_r, B_r 은 각각 H, B 행렬에서 기준 노드의 행과 열을 제외한 행렬이 된다. 여기서 PTDF는 주어진 모선의 조류 변화에 대한 특정 선로의 조류 민감도이며, 주로 선형 조류계산에서 사용된다(Wood, et al. 2014). 해당 연구는 PTDF를 이용하여 전기적거리(PTD)인 d_{ji} 를 산출하였다. γ 는 제3자인 망소유자가 결정한 망이용(Network utilization) 매개변수를 나타내며, $T(p_{ji})$ 는 개인 간 전력거래별 망요금 비용이며, 전기적거리에 비례하여 망요금이 결정된다.

Khorasany, et al.(2021)은 개인 간 전력거래 참여자가 주어진 상황에서 망요금을 계통서비스부과금(Grid service charge, GSC)으로 지칭하여 계통 상황을 반영한 부과금을 도출하였다. 여기서 계통서비스부과금(GSC)은 개인 간 전력거래 참여자가 망을 이용할 때 거래마다 지불해야 하는 비용이며, 계통 토폴로지를 활용한 전기적거리에 비례하여 산출된다. 계통서비스부과금(GSC)은 아래의 (식 2-14), (식 2-15)와 같이 산출된다.

$$d_{ij} = \sum_{l \in L} \phi_{ij}^l \quad (\text{식 2-14})$$

$$\gamma_{ij} = \omega d_{ij} \quad (\text{식 2-15})$$

i, j 는 모선 번호를 나타내며, l 은 선로 번호이다. ϕ_{ij}^l 는 PTDF이며, d_{ij} 는 PTDF를 통해 산출된 전기적거리(PTD)이다. ω 는 사전에 결정된 Grid service 매개변수가 되며, γ_{ij} 는 각 개인 간 전력거래 시 망요금이다. 이는 상기 Paudel et al. (2020)과 동일한 구조를 지닌다.

이와 같이 도출된 망이용요금(Network utilization fee)과 계통서비스부과금(GSC)은 선형 조류계산 방식으로 각 모선의 전기적거리에 따라 산출되었기 때문에 계통상황을 가격으로 전환하는 것이 가능해진다. 이에 따라 개인 간 전력거래 당사자들에게 적절한 가격신호를 전달할 수 있다. 또한, 매개변수를 망소유자가 결정하므로 적절히 해당 변수를 조정하여 투자비 및 운영비의 회수가 가능하다. 반면에 모든 거래가 상이한 망요금을 지니게 되어 복잡한 망요금제가 된다.

1.2.4. 계통 내 전체 손실에 비례한 망요금제

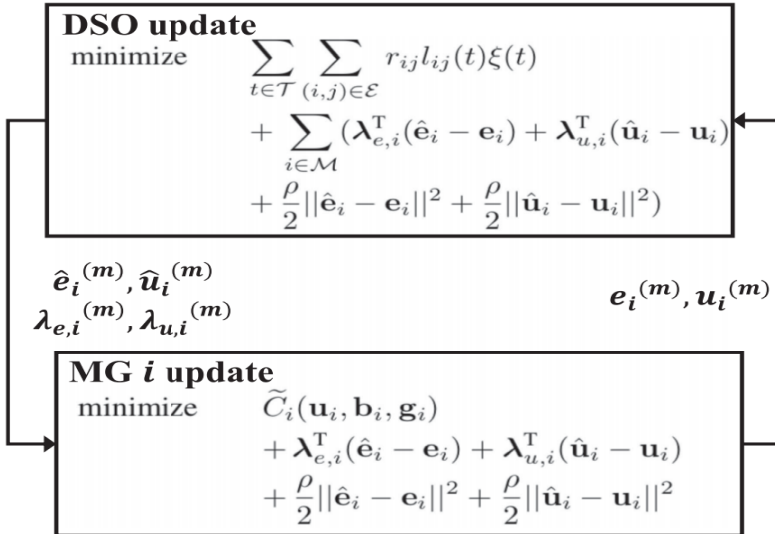
망을 이용할 때 발생하는 비용 중 상당 부분을 차지하는 것이 계통 손실 비용이다. 망요금을 개인 간 거래에 따른 망 이용으로 발생하는 비용을 계통 전체 손실에 비례하여 부과하는 방식이 제시된 바 있다. Kim, et al. (2019)는 배전망 계통운영자(DSO)와 마이크로그리드(MG)가 있는 상황에서 망요금을 가공선로 손실 비용으로 결정하는 방식을 제안하였다. 해당 연구는 전체 문제를 DSO와 MG들 간의 게임으로 표현하여 DSO와 MG의 각각 문제를 반복연산을 통해 해를 도출한다.

개인 간 전력거래의 망요금은 전체 계통 손실에 비례한 값으로 산출되어 MG의 순발전량에 부과된다. 이러한 망요금은 아래의 (식 2-16), (식 2-17)로 산출된다.

$$\beta = \sum_{t \in T} \sum_{(i,j) \in \mathcal{E}} r_{ij} l_{ij}(t) \xi(t) \quad (\text{식 2-16})$$

$$\beta_i = \frac{\sum_{t \in T} |e_i(t)|}{\sum_{j \in M} \sum_{t \in T} |e_j(t)|} \beta, i \in M \quad (\text{식 2-17})$$

[그림 2-5] Kim et al.(2019) 내 DSO 문제와 각 MG 문제 간의 iteration 구조도



자료: Kim, et al. (2020, p.646)

i, j 는 모선 번호 혹은 MG 번호를 나타내며, e_i 는 MG의 순발전량이다. r_{ij} 는 i, j 모선 간 선로 저항이며, $l_{ij}(t)$ 는 특정 시간에 흐르는 i, j 모선 간의 전류 제곱이다. $\xi(t)$ 는 사전에 DSO가 정의한 손실 비용 매개변수이며, β, β_i 는 각각 전체 망비용과 MG별 망비용을 나타낸다. (식 2-17)이 나타내듯이, 총 망요금 비용이 정해진 후 MG는 순발전량과 전체 손실에 비례하여 망비용을 부담하게 된다.

이러한 방식으로 계산된 망비용은 계통 전체의 손실비용을 반영하기 때문에 손실에 의한 비용을 완전히 회수할 수 있다. 또한, 망소유 주체가 매개변수를 결정하므로 이를 적절하게 조정하면 투자비용 등을 개인 간 전력거래 당사자로부터 회수할 수 있다. 그러나 망요금 계산 과정이 반복연산과 수렴이 요구되며, 망요금 분배 방식이 손실 발생량이 아닌 순발전량에 적용하여 효율적인 비용 분배로 볼 수 없는 단점이 있다.

1.2.5. 자원 및 부하가 연계된 전압단의 크기를 이용한 망요금제

계통에 미치는 영향을 나타내는 지표는 다양하지만 간단하면서 직관적인 지표로는 연계 전압단의 크기가 있다. 일반적으로 유사한 크기의 연계된 모선 간의 전기적 거리가 매우 작다. 이에 해당되는 가격신호를 생성하여 개인 간 전력거래 시 계통 영향의 최소화를 유도할 수 있다.

Wang, et al.(2020)에서의 망요금은 전력망 회사가 설정한 값으로, 송배전가격(Transmission distribution price, TDP)의 개념을 활용하여 망요금을 도출하는데, 이 송배전가격(TDP)은 연계 전압단의 크기로 산출된다. 해당 연구에서 모선 간 전력거래의 망요금은 구매자(end-user)가 연계된 전압단의 TDP에서 해당 전력 거래에서 전력이 물리적으로 지나는 가장 높은 전압단의 TDP를 뺀 값으로 산출되는데, 망요금의 식은 아래의 (식 2-18)과 같다.

$$grid\ fee = TDP_{end-user} - TDP_{highest} \quad (\text{식 2-18})$$

$TDP_{end-user}$ 는 구매자(end-user)가 연계된 전압단의 TDP를 나타내며, $TDP_{highest}$ 는 전력 거래에서 가장 높은 전압단의 TDP를 나타낸다. 일반적으로 낮은 전압단에 연계될 때 TDP 값은 낮아지므로 구매자 입장에서 망비용을 줄이기 위

해서는 낮은 전압단에 연계된 생산자와 거래를 하는 것이 유리하게 된다.

이러한 망요금은 미리 정해진 송배전망 비용, 각 자원의 연계 전압단 값을 대입하면 간단히 산출할 수 있다. 따라서 개인 간 전력거래 당사자에게 용이한 망비용 정보를 전달하여 거래 유인을 제고한다. TDP 방식의 망요금 산정방법은 동일하고 낮은 전압단 내 거래를 유도하여 계통에 미치는 영향을 최소화하는 목적을 어느 정도 달성할 수 있다. 그러나 항상 계통상황에 적합한 가격신호를 보낼 수는 없으며, 특정 상황에는 계통의 문제를 해소하는 데에 기여하지 못할 수 있다.

1.2.6. 거래되는 전력량에 비례한 망요금제

또 다른 망요금제의 유형은 적정 함수를 적용하여 개인 간 전력거래의 해당 전력량에 비례하여 계통에 대한 영향을 산출한 방법이다. Gregoratti and Matamoros (2015)는 마이크로그리드(MG)로 구성된 상황에서 망요금을 이전가격(Transfer cost)으로 명명하여 P2P에 소요되는 비용을 MG가 지불하도록 제안하였다. Jiang, et al. (2020)은 전력판매사와 프로슈머가 있는 구조에서 P2P에 따른 망비용을 프로슈머들이 지불하도록 제안하였다.

두 연구는 모선 간 전력거래 시 망요금은 해당 거래의 전력량에 비례한 값으로 산출되며, 망요금 함수는 거래 전력량의 함수로 구성되는데, 계통 상황에 따른 적정 함수를 활용하면 현실적 수치를 생성할 수 있다고 주장하였다. 해당 연구의 모의 분석에서 채택한 망비용 함수는 각각 아래의 (식 2-19), (식 2-20)과 같이 주어진다.

$$\gamma(x) = x + x^3 \quad (\text{식 2-19})$$

$$\gamma(x) = b \left(\sum_{j=1}^{m^t} X_{i,j}^t \right)^3 + c \sum_{j=1}^{m^t} X_{i,j}^t \quad (\text{식 2-20})$$

(식 2-19)에서 x 는 P2P 전력량을 나타내며, $\gamma(x)$ 는 해당 거래의 망요금이 된다. (식 2-20)에서 i, j 는 모선 번호, $X_{i,j}^t$ 는 i, j 모선 간 P2P 전력량을 나타내며, b, c 는 전력판매사가 사전에 결정한 망비용의 매개변수이다. 최종적으로 망비용은 P2P에 따른 전력량의 3차식으로 주어진다.

위와 같이 산출된 망비용은 비교적 간단한 방식으로 산출할 수 있으며, 개인 간

전력거래 방식과 독립적으로 작용하므로 복잡한 계산과정을 회피할 수 있다. (식 2-20)의 망요금은 매개변수를 활용하면 필요한 비용의 회수가 가능해진다. 그러나 계통 상황을 반영하는 적정 함수를 찾는 것은 현실적으로 불가능하며, 매번 달라지는 계통 환경을 반영하기 위해 계속해서 상이한 함수를 적용하는 것도 가능하지 않다고 본다.

1.2.7. 개인 간 전력거래 구조 내 망요금제 사례 정리

〈표 2-3〉 개인 간 전력거래 구조 내 망요금제의 학술적 사례 정리

구분	망요금 명칭	망요금 고려 사항					비고
		거래량	손실	전기적 거리	전압단 크기	전압 제약	송전 혼합
1.2.1.	Kim, Dvorkin (2020)	Network usage charge	O	O	X	O	O
	Zhang, et al. (2020)	Grid usage price	O	O	X	O	O
1.2.2.	Guerrero, et al. (2019)	External cost	O	O	X	X	X
1.2.3.	Paudel, et al. (2020)	Network utilization fee	O	X	O	X	X
	Khorasany, et al. (2021)	Grid service charge	O	X	O	X	X
1.2.4.	Kim, et al. (2020)	Access fee	O	O	X	X	X
1.2.5.	Wang, et al. (2020)	Grid fee	O	X	X	O	X
1.2.6.	Gregoratti, et al. (2015)	Transfer cost	O	X	X	X	X
	Jiang, et al. (2020)	Network fee	O	X	X	X	X

자료: 저자 작성

2. 개인 간 전력거래 형태(전압, 선로별)별 망요금제 설계

2.1. 지역 내 개인 간 전력거래 활성화에 적합한 망요금제 모델링

앞 절에서는 개인 간 전력거래에 적용하는 망요금제를 제안한 선행 연구들을 분석하였다. 본 과제의 목표는 단순히 P2P에 적용하는 망요금제의 효과를 살펴보는 것이 아니라 동일 지역 내의 P2P를 활성화하는 망요금제를 판별하는 것이다. 이러한 유인을 제고하는 망요금제가 요구되는 이유는, 향후 다수의 분산형 전원이 접속된 전력계통에서 추가적인 신규 선로 및 변압기의 투자 소요를 줄이고, 계통 제약의 유발을 최소화하여 안정적 계통운영을 유도해야 하기 때문이다.

망요금제가 지역 내 전력거래를 유도하기 위해서는 아래와 같은 두 가지 특성을 보유했어야 한다. 첫째, 동일 지역 내 거래가 타 지역 간의 거래보다 경제적으로 우월한 선택이 되도록 해야 한다. 개인 간 전력거래에 참여하는 당사자들은 계통에 대한 정보가 부재하고 안정유지에 대한 의무를 지지 않고 있기 때문에, 당사자들의 거래 행위에 변화를 유도하는 적절한 가격신호의 전달이 요구된다. 둘째, P2P에 적용되는 망요금은 개인 간 전력거래 당사자들이 이해하기 쉽게 계산할 수 있어야 한다. 이론적으로 완벽한 가격신호를 생성하여 당사자들에게 전달한다고 해도 당사자들이 망요금 도출 과정이 복잡하여 이해하기 어렵다면 P2P 참여자들의 수용성이 낮아져 거래 참여 유인이 감소하기 때문이다.

이에 따라, 다양한 선행연구가 분석한 망요금제들 중에서 지역 내 개인 간 전력거래 활성화에 적합한 망요금제를 고찰하기 위해 세 가지 방법, DLMP 기반 망요금제, 민감도(Sensitivity) 기반 망요금제, 전압수준(Voltage level) 기반 망요금제의 효과를 비교 분석하였다. 해당 요금제의 분석모형에 적용한 집합, 상수, 변수들은 아래와 같이 정리하였다.

〈표 2-4〉 변수 정의

기호	설명	기호	설명
N	모선 집합	i, j	모선 번호
L	선로 집합	l	선로 번호
Ω	개인 간 거래 집합	ω	개인 간 거래 번호
$b(\omega)$	거래 시 전력구매 모선	$s(\omega)$	거래 시 전력판매 모선
sl	각 선로의 sending 모선	rl	각 선로의 receiving 모선
D_i^p	각 모선의 유효전력 수요	D_i^q	각 모선의 무효전력 수요
R_l	각 선로의 저항	X_l	각 선로의 리액턴스
G_l	각 선로의 컨덕턴스	B_l	각 선로의 서셉턴스
A_{il}^1, A_{il}^2	계통의 incidence 행렬	s_l	각 선로의 복소전력 용량
p_i^g	각 모선의 유효전력	q_i^g	각 모선의 무효전력
p_l^f	각 선로의 유효조류	q_l^f	각 선로의 무효조류
p_l^o	각 선로의 유효손실	q_l^o	각 선로의 무효손실
v_i	각 선로의 전압	e_ω	각 거래의 거래량
u_ω	각 거래의 망요금	Π_ω	각 거래의 망비용

자료: 저자 작성

2.1.1. DLMP 기반 망요금제

DLMP 기반 망요금제는 OPF를 적용하여 산출된 DLMP 차이를 망요금으로 적용한 방법으로 모델링하였다. 배전계통 분석에 필요한 정보는 선로 기반을 이용하므로 선로 기반의 Branch-flow OPF 모델링을 적용하였다(Farivar and Low, 2013).

DLMP 기반 망요금제는 계통 제약을 모두 반영하여 산출하기 때문에 거래 당사자들에게 정확한 가격신호를 전달할 수 있다. 반면에, 개인 간 전력거래 결과에 따라 망요금 값이 변하기 때문에 반복적인 연산방법으로 정보를 주고받아야 하며, 상대적으로 계산 과정이 복잡하다. 또한, 변동비만 회수 가능하며 고정비 회수는 불가능하다는 단점이 존재한다. DLMP 기반 망요금을 산출하기 위한 교류 최적조류계산(ACOPF) 식은 아래의 (식 2-21)~(식 2-29)와 같이 표현된다.

$$\min_{\mathbf{p}^g, \mathbf{q}^g} C(\mathbf{p}^g) \quad (\text{식 2-21})$$

subject to

$$\begin{aligned} p_i^g + \sum_{s(\omega)=i} e_\omega - \sum_{b(\omega)=i} e_\omega - D_i^p \\ = \sum_{l \in L} (A_{il}^1 p_l^f + A_{il}^2 p_l^o) + G_i v_i : \lambda_p \end{aligned} \quad (\text{식 2-22})$$

$$q_i^g - D_i^g = \sum_{l \in L} (A_{il}^1 q_l^f + A_{il}^2 q_l^o) - B_i v_i : \lambda_q \quad (\text{식 2-23})$$

$$\frac{(p_l^f)^2 + (q_l^f)^2}{v_{sl}} R_l = p_l^o \quad (\text{식 2-24})$$

$$X_l p_l^o - R_l q_l^o = 0 \quad (\text{식 2-25})$$

$$v_{rl} = v_{sl} - 2(R_l p_l^f + X_l q_l^f) + (R_l p_l^o + X_l q_l^o) \quad (\text{식 2-26})$$

$$v_0 = 1 \quad (\text{식 2-27})$$

$$p_i^g \leq p_i^g \leq \bar{p}_i^g, \quad q_i^g \leq q_i^g \leq \bar{q}_i^g, \quad v_i \leq v_i \leq \bar{v}_i \quad (\text{식 2-28})$$

$$(p_l^f)^2 + (q_l^f)^2 \leq s_l^2, \quad (p_l^f - p_l^o)^2 + (q_l^f - q_l^o)^2 \leq s_l^2 \quad (\text{식 2-29})$$

(식 2-21)은 ACOPF의 목적함수로 총비용의 최소화를 목적으로 한다. (식 2-22), (식 2-23)은 유효전력과 무효전력 수급균형 제약식이며, 이 두 식의 라그랑지안 승수(λ_p, λ_q)로 유효전력과 무효전력의 DLMP가 산출된다. (식 2-24)는 선로의 손실 제약식이며, (식 2-25)는 유효손실과 무효손실 제약식이다. (식 2-26)은 두 모선 사이의 전압 제약식이며, (식 2-27)은 기준 모선의 전압 제약식이다. (식 2-28)과 (식 2-29)는 각각 모선의 유효전력, 무효전력, 전압, 선로의 정방향 조류, 역방향 조류의 최소·최대 제약식이다.

이러한 ACOPF를 통해 도출한 각 모선의 DLMP를 적용하여 두 모선 간 망요금과 망비용을 산출할 수 있는데, 이는 아래의 (식 2-30), (식 2-31)과 같다.

$$u_\omega = (\lambda_{b(\omega)}^p - \lambda_{s(\omega)}^p)/2 \quad (\text{식 2-30})$$

$$\Pi_\omega = u_\omega \times e_\omega \quad (\text{식 2-31})$$

DLMP 기반 망요금제에 따라 산출된 망요금은 판매 모선의 DLMP에서 소비 모선의 DLMP를 차감한 값이 된다. 이는 판매 모선에서 소비 모선으로 전력이 이동할 때 소요되는 계통제약 비용이 된다.

2.1.2. 민감도(Sensitivity) 기반 망요금제

민감도 기반 망요금제는 전력 변화에 따른 민감도를 이용한 비용 산출 기반으로 도출하였다. 민감도 기반 망요금제의 특성은 DLMP 기반 망요금제와 동일하게 P2P와의 반복연산을 통해 망요금이 계산된다는 것이다. 앞서 분석한 연구처럼 P2P 결과 이후 망요금을 설정하는 것도 가능하나 당사자에게 비효율적인 거래 유인을 제공할 수 있다. 민감도 기반 망요금제는 DLMP 기반 망요금제보다는 비교적 산출과정이 덜 복잡하여 계산상의 편의성이 개선되었지만 여전히 상황별로 상이한 망요금이 산출돼 당사자들에게 난해한 요금제로 인식될 수 있다. 반면에 페널티 매개변수를 활용하여 운영비 이외에 투자비 등의 비용 회수가 가능하다는 측면이 있다. 아래의 (식 2-32)~(식 2-37)은 민감도 기반 망요금을 계산하기 위한 AC Power Flow 편미분 방정식이다.

$$\sum_{l \in L} \left(A_{il}^1 \frac{\partial p_l^f}{\partial p_j} + A_{il}^2 \frac{\partial p_l^o}{\partial p_j} \right) + G_i \frac{\partial v_i}{\partial p_j} = \begin{cases} 1 & (i = j) \\ 0 & (i \neq j) \end{cases} \quad (\text{식 2-32})$$

$$\sum_{l \in L} \left(A_{il}^1 \frac{\partial q_l^f}{\partial p_j} + A_{il}^2 \frac{\partial q_l^o}{\partial p_j} \right) - B_i \frac{\partial v_i}{\partial p_j} = 0 \quad (\text{식 2-33})$$

$$2R_l \left(\hat{p}_l^f \frac{\partial p_l^f}{\partial p_j} + \hat{q}_l^f \frac{\partial q_l^f}{\partial p_j} \right) - \hat{p}_l^o \frac{\partial v_{sl}}{\partial p_j} + \hat{v}_{sl} \frac{\partial p_l^o}{\partial p_j} = 0 \quad (\text{식 2-34})$$

$$X_l \frac{\partial p_l^o}{\partial p_j} - R_l \frac{\partial q_l^o}{\partial p_j} = 0 \quad (\text{식 2-35})$$

$$\frac{\partial v_{sl}}{\partial p_j} - \frac{\partial v_{rl}}{\partial p_j} - 2 \left(R_l \frac{\partial p_l^f}{\partial p_j} + X_l \frac{\partial q_l^f}{\partial p_j} \right) + \left(R_l \frac{\partial p_l^o}{\partial p_j} + X_l \frac{\partial q_l^o}{\partial p_j} \right) \quad (\text{식 2-36})$$

$$\frac{\partial v_0}{\partial p_j} = 0 \quad (\text{식 2-37})$$

(식 2-32)는 (식 2-22)를 편미분한 식이며, (식 2-33)은 (식 2-23)을 편미분한 식이다. (식 2-34)은 (식 2-24)를 편미분한 식으로 조류계산의 결과인 선로의 조류

값과 손실을 이용하여 산출하게 된다. (식 2-35), (식 2-36), (식 2-37)은 각각 (식 2-25), (식 2-26), (식 2-27)을 편미분한 식이다.

이렇게 편미분한 식으로 구성된 연립방정식의 해를 도출하면 각 모선의 전력 변화에 대한 계통 요소들의 민감도를 계산할 수 있으며, 사전에 적용한 페널티 매개변수(γ^f, γ^o)를 활용해 다음의 (식 2-38)~(식 2-41)과 같이 망요금을 도출할 수 있다.

$$UC_{\omega} = \gamma^f \sum_{l \in L} \left(\frac{\partial p_l^f}{\partial p_{b(\omega)}} - \frac{\partial p_l^f}{\partial p_{s(\omega)}} \right) \quad (\text{식 2-38})$$

$$LC_{\omega} = \gamma^o \sum_{l \in L} \left(\frac{\partial p_l^o}{\partial p_{b(\omega)}} - \frac{\partial p_l^o}{\partial p_{s(\omega)}} \right) \quad (\text{식 2-39})$$

$$u_{\omega} = \frac{UC_{\omega} + LC_{\omega}}{2} \quad (\text{식 2-40})$$

$$\Pi_{\omega} = u_{\omega} \times e_{\omega} \quad (\text{식 2-41})$$

민감도(Sensitivity) 기반 망요금제는 망이용(Utilization)과 손실(Loss) 부분이 더해져 망요금이 결정되는데, 각 부분의 중요도는 페널티 매개변수에 의해 결정된다. 이때 망요금은 판매 모션에서 소비 모션으로 전력이 흘렀을 때 전체 계통의 조류와 손실 증가분의 합이 된다. 즉, 해당 거래가 계통에 어느 정도 영향을 주었는지를 금액으로 나타낸 것이다.

2.1.3. 전압수준(Voltage level) 기반 망요금제

전압수준 기반 망요금제는 분산형 전원과 부하에 연계된 전압단 크기를 활용한 망요금제를 모델링하였다. 상기 두 방법과 비교하였을 때 상대적으로 간단한 산출 방법이라 할 수 있으며, P2P 절차와도 독립적으로 망요금을 도출할 수 있어 P2P 당사자들이 수용하여 거래에 활용하기 쉬운 망요금제라고 볼 수 있다. TDP 값의 조정방법에 따라 망 운영비 및 투자비를 완전히 회수할 수 있다.

P2P 구매자와 연계된 선로의 TDP와 전력거래 시 물리적으로 전력이 흐르는 가장 높은 전압단의 TDP를 이용하여 망요금과 망비용은 아래의 (식 2-42), (식 2-43)과 같이 산출된다.

$$u_{\omega} = TDP_e - TDP_h \quad (\text{식 2-42})$$

$$\Pi_{\omega} = u_{\omega} \times e_{\omega} \quad (\text{식 2-43})$$

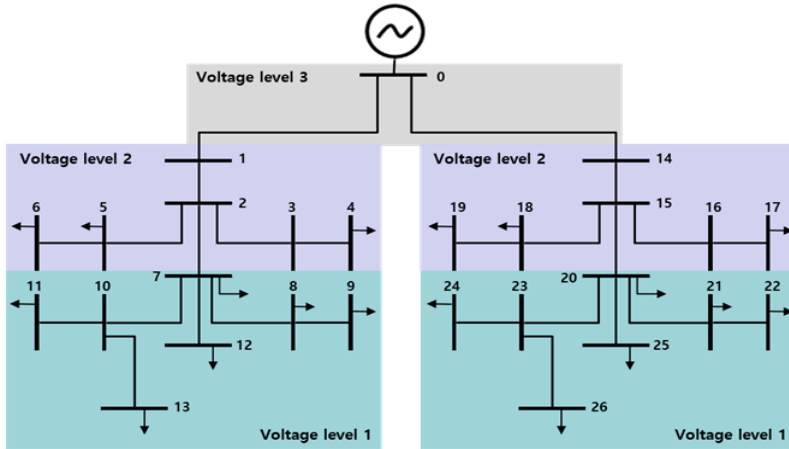
즉, 전압수준 기반 망요금제에서의 망요금은 전력거래가 물리적으로 이루어지기 위해 필요한 전압단 연계 비용으로 볼 수 있다.

2.2. 망요금제 모델링 모의 분석 및 시사점 도출

2.2.1. 망요금제 모델링 모의 분석 입력 데이터

모의 분석 계통은 IEEE의 13모선 계통을 기반으로 하여 총 27개의 모선과 26개의 선로로 구성되어 있으며, 계통 내에 분산형 전원을 배치하기 위해 수정하여 이용하였다(Chedid and Sawwas, 2019). [그림 2-6]은 모의 분석 계통의 모형도를 나타낸다.

[그림 2-6] 망요금 모델링 모의 분석 계통 모형도



자료: 저자 작성

〈표 2-5〉, 〈표 2-6〉, 〈표 2-7〉은 모의 분석 계통의 선로 데이터, 모선 데이터, 개인 간 전력거래 데이터를 나타내며, 해당 단위는 [p.u.]이다.

〈표 2-5〉 모의 분석 계통 선로 데이터

Line #	From Bus #	To Bus #	R_l	X_l	Line #	From Bus #	To Bus #	R_l	X_l
1	0	1	0.015	0.015	14	0	14	0.015	0.015
2	1	2	0.015	0.015	15	14	15	0.015	0.015
3	2	3	0.004	0.004	16	15	16	0.004	0.004
4	3	4	0.004	0.004	17	16	17	0.004	0.004
5	2	5	0.004	0.004	18	15	18	0.004	0.004
6	5	6	0.002	0.002	19	18	19	0.002	0.002
7	2	7	0.015	0.015	20	15	20	0.015	0.015
8	7	8	0.002	0.002	21	20	21	0.002	0.002
9	8	9	0.004	0.004	22	21	22	0.004	0.004
10	7	10	0.002	0.002	23	20	23	0.002	0.002
11	10	11	0.002	0.002	24	23	24	0.002	0.002
12	7	12	0.007	0.007	25	20	25	0.007	0.007
13	10	13	0.006	0.006	26	23	26	0.006	0.006

자료: 저자 작성

〈표 2-6〉 모의 분석 계통 모선 데이터

Bus #	D_i^p	D_i^q	Bus #	D_i^p	D_i^q	Bus #	D_i^p	D_i^q
0	0	0	9	0	0.0462	18	0.017	0.0125
1	0	0	10	0	0	19	0.023	0.0132
2	0	0	11	0.019	0.008	20	0.1155	0.066
3	0	0	12	0	0	21	0	0.0151
4	0.04	0.029	13	0	0.0086	22	0.0843	0.0462
5	0.017	0.0125	14	0	0	23	0	0
6	0.023	0.0132	15	0	0	24	0.019	0.008
7	0.1155	0.066	16	0	0	25	0	0
8	0.018	0.0151	17	0.04	0.029	26	0	0.0086

자료: 저자 작성

〈표 2-7〉 모의 분석 계통 개인 간 전력거래 데이터

거래 #	From Bus #	To Bus #	e_{ω}
1	11	9	0.01
2	21	23	0.008
3	13	17	0.01
4	26	15	0.005

자료: 저자 작성

〈표 2-8〉은 각 망요금제에 추가로 요구되는 데이터를 나타낸다.

〈표 2-8〉 모의 분석 계통 망요금제 계산 데이터

망요금제	데이터		값
DLMP 기반 망요금제	메인 계통 연계 모선의 유효전력 가격함수 ($C(p_0^g)$)		$100p_0^g$
Sensitivity 기반 망요금제	Utilization parameter (γ^f)		2
	Loss parameter (γ^o)		2
Voltage level 기반 망요금제	TDP	Level 1	2
		Level 2	1.5
		Level 3	1

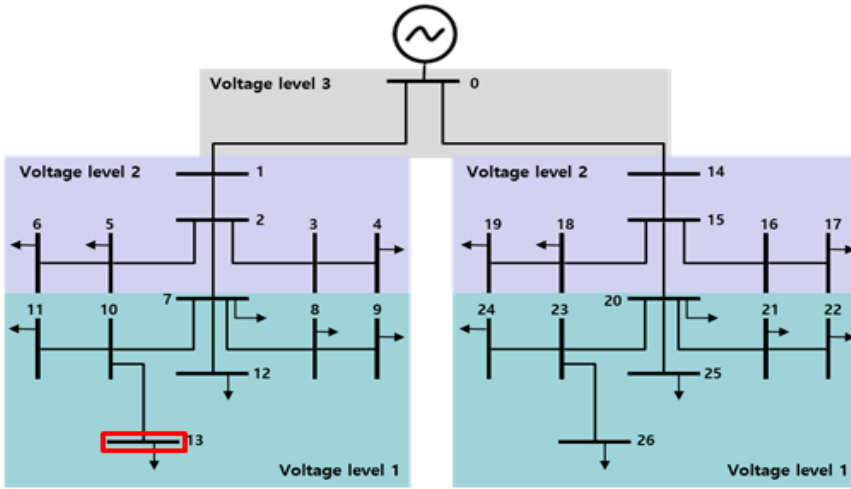
자료: 저자 작성

2.2.2. 망요금제 모델링 모의 분석 결과

DLMP 기반 망요금제, 민감도(Sensitivity) 기반 망요금제, 전압 수준(Voltage level) 기반 망요금제에 대해 모의 분석을 수행하였으며, 동일 전압 동일 선로, 동일 전압 다른 선로, 다른 전압 및 선로의 세 가지 전력거래 형태를 가정하여 각 사례의 망요금을 분석하였다.

첫 번째 사례는 같은 전압단 하의 같은 모선 내 개인 간 전력거래이다. [그림 2-7]은 해당 거래의 상황을 나타내며, 13번 모선의 판매자와 13번 모선의 구매자가 전력거래를 이행한 경우이다.

[그림 2-7] 같은 전압단 하의 같은 모선 내 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시



자료: 저자 작성

아래의 <표 2-9>는 해당 사례에서 산출한 각 망요금의 결과를 나타낸다.

**<표 2-9> 같은 전압단 하의 같은 모선 내 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과
(13 모선 사이의 망요금)**

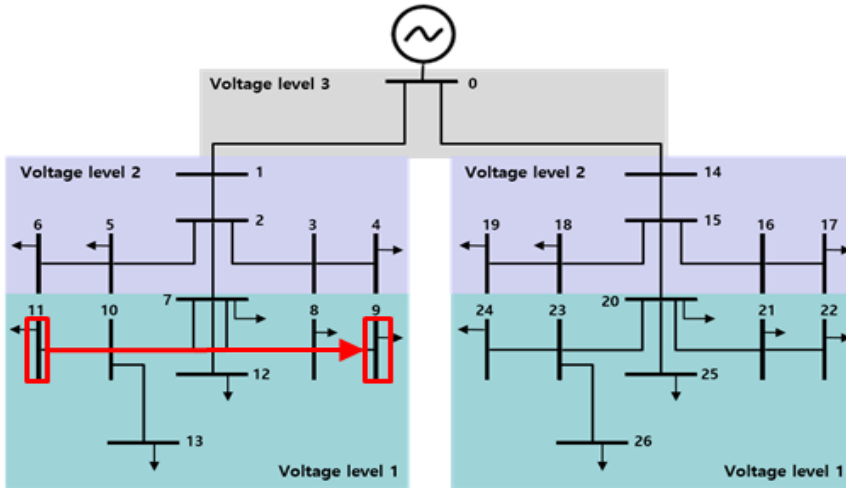
망요금제	망요금 [p.u.]
DLMP 기반 망요금제	0
Sensitivity 기반 망요금제	0
Voltage level 기반 망요금제	0

자료: 저자 작성

<표 2-9>가 나타내듯이 세 가지 망요금제하 동일 전압단 하의 동일 모선 내 개인 간 전력거래에 따른 망요금은 그 값이 모두 0이 된다. 이는 같은 모선에서 거래되는 전력은 계통에 영향을 주지 않기 때문이다.

두 번째 사례인 같은 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래이다. [그림 2-8]은 두 번째 전력거래 상황을 나타내며, 11번 모선의 판매자와 9번 모선의 구매자가 전력거래를 이행한 경우이다.

[그림 2-8] 같은 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시



자료: 저자 작성

아래의 <표 2-10>은 두 번째의 사례에서의 계산된 망요금을 나타낸다.

<표 2-10> 같은 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과
(11 → 9 모선 사이의 망요금)

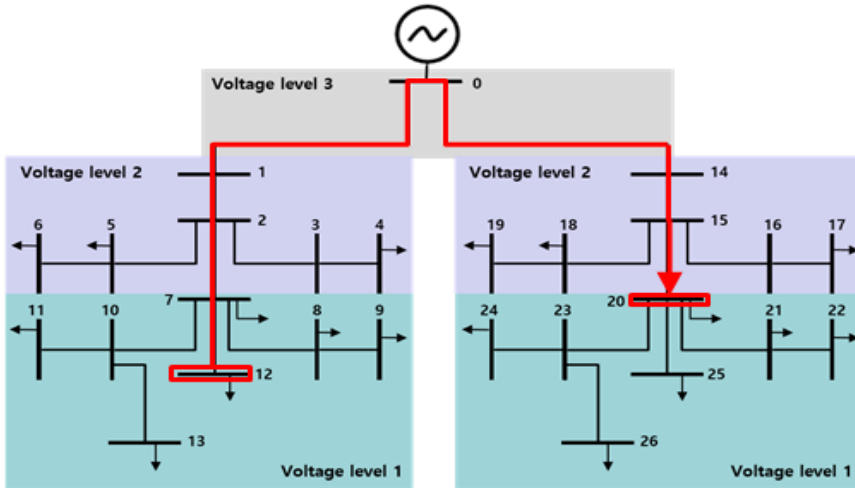
망요금제	망요금 [p.u.]
DLMP 기반 망요금제	-0.02063
Sensitivity 기반 망요금제	0.00082
Voltage level 기반 망요금제	0

자료: 저자 작성

<표 2-10>의 결과처럼, 동일 전압단 하의 서로 다른 모선 간 P2P 망요금은 0에 가까운 값을 지닌다. 이는 같은 전압단 하의 모선에서 거래되는 전력은 계통에 영향을 적게 주기 때문이다. 주목할 점은 DLMP 기반 망요금제에 따른 망요금은 음의 값을 갖는다는 것이다. 이는 해당 전력거래가 성사될 경우 혼잡과 같은 계통 문제 해소에 기여하여 전체 계통운영 비용을 절감하는 결과를 반영하게 된다.

마지막 사례는 다른 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래이다. [그림 2-9]는 해당 사례의 상황을 나타낸다, 12번 모선의 판매자와 20번 모선의 구매자가 전력거래를 이행한 경우이다.

[그림 2-9] 다른 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시



자료: 저자 작성

위의 예시에서 각 망요금 계산 방법의 결과는 다음의 <표 2-11>과 같다.

〈표 2-11〉 다른 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과
(12 → 20 모선 사이의 망요금)

망요금제	망요금 [p.u.]
DLMP 기반 망요금제	0.98798
Sensitivity 기반 망요금제	1.02146
Voltage level 기반 망요금제	1

자료: 저자 작성

〈표 2-11〉의 결과에서 알 수 있듯이, 세 가지 망요금제 계산 방법에서 다른 전압단 하의 다른 모선 간 개인 간 전력거래 망요금 값은 1에 근사하게 계산되었다. 이는 상이한 전압과 모선에서의 전력거래는 첫 번째와 두 번째의 전력거래 형태보다 더욱 많은 계통 영향을 주기 때문이다.

종합하면, DLMP 기반 망요금제, 민감도 기반 망요금제, 전압수준 기반 망요금제 모두 공통적으로 같은 지역 내의 전력거래 시 보다 유리한 망요금이 도출되고 있음을 알 수 있다. 〈표 2-12〉는 이러한 모의분석의 결과를 정리하여 나타낸다.

〈표 2-12〉 개인 간 전력거래 망요금 계산 예시 결과 정리

망요금제	계통 문제 고려 여부	계산 과정 복잡도	개인 간 전력거래 절차와의 지속적인 연계	망 투자비 회수가능 여부
DLMP 기반 망요금제	모든 문제 고려	상	거래절차와 반복연산 필요	불가능
Sensitivity 기반 망요금제	조류 및 손실 고려	중	거래절차와 반복연산 필요	매개변수를 조절을 통해 가능
Voltage level 기반 망요금제	고려하지 않음	하	필요 없음	TDP 조절을 통해 가능

자료: 저자 작성

분석 결과, 망요금의 정확성과 계산과정의 복잡성은 서로 상충(trade-off)되는 측면이 있다. DLMP 기반 망요금제와 민감도 기반 망요금제는 반복연산 과정을 거쳐 망요금을 계산하는 반면에 계통상황을 보다 정확히 반영하여 보다 효율적인 망요금이 도출된다. 반면에 전압 수준 기반 망요금제는 P2P와 독립적으로 망요금이 결정되어 계산이 용이하다. DLMP 기반 망요금제로는 망 투자비 회수가 불가능한 반면, 민감도 기반 망요금제와 전압 수준 기반 망요금제는 각각 매개변수와 TDP 조절을 이용하여 투자비 회수가 가능하다.

요약하면, DLMP 기반 망요금제는 계산과정이 가장 복잡하고 투자비 회수가 불가능하나 정확한 가격신호 전달이 가능하다. 민감도 기반 망요금제는 중간 정도의 복잡성을 지니며 가격신호의 정확성을 확보하며, 투자비 회수가 가능하다. 마지막으로 전압수준 기반 망요금제는 계산과정이 가장 간단하며 상대적으로 덜 정확한 가격신호를 제공하고 투자비 회수가 가능하다. 이론적으로 타당한 DLMP, 민감도 기반 망요금제와 유사한 결과를 도출하여 지역 내 전력거래 유인을 제고하고 계산과정이 용이하여 개인 간 거래 당사자 입장에서 수용성이 높으므로 현실적으로 도입하기 적합한 제도로 평가할 수 있다.

제3장

중장기 배전망요금제 형평성 제고 방안 모색

분산형 전원의 보급 확대와 함께 배전망 이용이 급속히 증가할 가능성이 커지고 있으며, 상계제도 확대 시 주택용 일반소비자에게 망 관련 비용 상승의 부담을 전가하는 상황이 발생하여 형평성 문제가 제기되고 있다. 이러한 문제는 향후 태양광 보급에 장애요인으로 작용할 수 있다. 이에 본 장에서는 주택용 배전망 이용요금제에 대한 해외 사례를 살펴보고, 우리나라의 주택용 전기요금 구조와 배전망 이용요금 현황을 검토한 후, 망이용료 형평성을 제고할 수 있는 방안을 모색한다.

1. 배전망 이용요금제 현황 및 평가

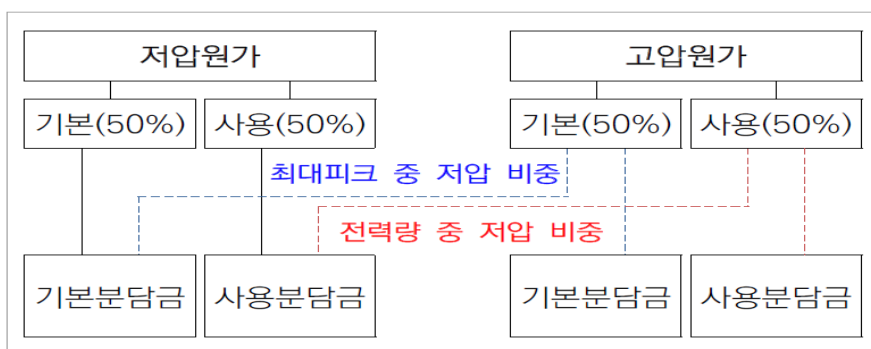
우리나라의 배전망 이용요금은 배전사업에 소요된 총괄원가 보상원칙에 근거한 산정기준이 적용되고 있으며, 적정원가와 적정투자보수의 합으로 구성된다. 적정원가는 영업비용과 적정 법인세 비용을 합하고, 일부 영업외 손익을 가감한 후 자산재평가분 자산의 감가상각비를 차감하여 산정된다. 그리고 적정투자보수는 요금기저에 적정투자보수율을 적용하여 산정한다.

이와 같이 우리나라의 배전망 요금 산정은 총괄원가 보상원칙에 근거하여 정부가 규제하고 있으나, 외국의 경우에는 총괄원가를 바탕으로 인센티브를 도입하는 방식

을 적용하며 대체로 독립적 규제기관이 이 업무를 담당하고 있다. 영국의 Ofgem, 프랑스의 CRE, 미국 각주의 PUC와 호주의 AER 등 각국의 규제기관이 이를 관장하고 있다.

배전망 이용요금은 수요 측이 100% 부담하도록 설계하고 있으며, 전압별로 차등 단가를 적용하고 있다. [그림 3-1]은 배전부문에 대한 총괄원가 배분을 보여주고 있는데, 고압 및 저압의 전압별로 고정비를 회수하며, 고압과 저압의 원가는 자산가액 및 감가상각비의 비율로 배분한다. 고압설비는 고압 수용가뿐만 아니라 저압수용가도 사용하기 때문에 고압요금으로 배분된 금액 중 일부를 저압요금 회수액으로 이 전한다.¹⁰⁾

[그림 3-1] 배전부문 총괄원가 배분방식



자료: 한전경영연구원(2021, p.14)

배전망 이용요금의 부과방식은 <표 3-1>에 제시된 바와 같이 기본요금과 사용량 요금으로 구분하고, 저압 및 고압의 전압별로 구분하여 전국적으로 단일단가가 적용되고 있다. 배전망에 접속되어 있는 구역전기사업자의 경우 하절기(3월~11월) 동안에 전력거래소에서 전력을 구매할 경우 배전망 이용요금을 부과하고 있다.¹¹⁾ 현재까지 구역전기사업자 외에 태양광 및 풍력 등 자가발전설비 소유자에게는 배전망 이용요금을 부과하지 않고 있다.

10) 한전경영연구원(2021.8.13.), p.14.

11) 한전경영연구원(2021.8.13.), p.4.

〈표 3-1〉 배전망 이용요금표

구분	기본요금	전력량 요금
저압(600V 이하)	1,066원/kW	11.33원/kWh
고압 이상(600V 초과)	548원/kW	3.05원/kWh

자료: 한국전력 송·배전용 전기설비 이용규정, <https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00702.jsp>(검색일: 2021.09.30.)

주택용 배전망 요금제는 최근 소규모 태양광 및 풍력 발전설비 등 자가발전설비 소유자들이 증가하면서 잉여전력 거래에 따른 배전망 이용이 증가하고 있다. 그러나 아직 자가발전설비 소유자의 배전망 이용에 대해서는 별도의 요금이 부과되지 않고 있어서 배전망의 관리 및 유지 등 배전망 관련 비용이 증가할 경우 충당비용 부담이 문제점으로 부각되고 있다.

주요국의 경우에는 전력시장 구조상으로 보면, 배전회사가 발전 및 판매회사와 독립적으로 운영되거나 배전 및 판매를 겸업하는 형태로 운영되고 있다. 이에 따라 배전망 단에서 요금제를 설계하고 판매회사가 이 요금제를 기반으로 판매비용을 추가하는 구조로 운영되고 있다. 특히, 최근 자가발전설비 설치 수용가가 증가하고, 전기자동차 소유자, 재생에너지 사업자 등의 다양한 새로운 사업자가 나타나고 있다. 이에 따라 기존 전력회사(Investor owned utilities, IOU)의 전력판매량도 감소하고 있다. 또한, 소비자의 전력소비 패턴에도 변화가 나타나 기존 요금제 하에서는 고정비 회수에 어려움을 겪고 있는 등 전력회사의 경영상태가 악화하는 상황에 직면해 있다.

이러한 유틸리티의 한계를 극복하기 위해서 시간·계절별 차등요금제(Time of use, TOU)의 조정, 분산형 전원 소유자에게 부합하는 전용 요금제 등을 도입하는 전력회사들이 나타나고 있다. 아래에서는 주요 국가의 전력회사들이 배전망 비용 회수의 형평성을 높이기 위해서 새로이 도입한 요금제를 살펴보기로 한다.

2. 주택용 배전망 요금제 해외사례




2.1. 해외 신규 배전망 요금제 등장 배경 및 주요 요금

해외 주요국들은 온실가스 감축목표를 달성하기 위한 핵심적인 수단으로 태양광 및 풍력 발전 등 변동성 재생에너지 확대에 주력하고 있다. 그런데 변동성 재생에너지 확대에 따라 전력계통의 최대피크수요 발생 시간대가 변동하고 있는데, 과거에는 오후 2~3시경에 최대전력수요가 나타났지만, 최근에는 오후 6~7시경으로 최대전력수요가 이동하여 나타나고 있다. 이는 태양광을 중심으로 하는 발전설비가 증가하여 낮의 계통피크수요를 차감하고, 오후 늦게 태양광의 출력이 급격히 낮아질 때 최대 전력수요가 증가하기 때문에 나타나는 현상이다. 따라서 이러한 전력계통의 피크시간대의 이동에 따라 기존의 계절·시간별 차등요금제(Time of Use, TOU)도 이에 맞추어 설계할 필요성이 있다.

주택용 수용가에게 부과되는 요금은 전통적으로 기본요금과 사용량 요금의 2부제 요금으로 구성되어 있으나, 기본요금보다는 사용량 요금의 비중이 높아서 사용량 요금으로 고정비 성격인 기본요금을 충당하는 방식으로 요금이 부과되어 왔다. 이에 따라 분산형 전원 설비의 증가로 전력회사로부터 구입하는 전기사용량이 감소할 경우, 변동비의 감소로 인해 고정비까지도 충당하기 어려워지는 상황이 발생하고 있다. 이에 따라 어떤 형태로든 고정비를 충당할 수 있는 요금부과 방법을 개발해야 하는 상황에 이르렀다.

또한, 전력망의 비용은 총 사용량에 영향 받기보다는 순간최대수요에 주로 영향을 받기 때문에 일정 기간 실시간으로 최대수요를 측정하여 최대수요에 요금을 부과하는 방식을 적용하여 망 관련 투자 및 유지·보수비용을 회수하려 하고 있다. 이에 따라 최대수요 전력요금을 표준요금제로 책정하거나 기존 2부요금제에 최대수요 전력요금을 추가한 3부제 요금구조로 설계하여 요금을 부과하는 전력회사도 나타나고 있다.

[그림 3-2] 주요국의 주택용 배전망 요금제 비교

○ 주택용 요금제 ● 자가발전(DG)요금제		④ 서비스요금 (고정요금)	사용량 요금/(kWh)		용량 요금/(kW)		기타요금	
			단일	①ToU	누진	②최대수요		일반
	KEPCO		○				사전계약	
	WPD	○	○	○				
	Enedis	○●		○●			○●	③자가발전전용요금
	PG&E	○●	○	○●	○			EV, Standby요금
	SRP	○●		○●	○●	○●		EV, 자가발전전용요금
	VE&P	○●		○	○●	○●		EV, 자가발전(Standby)
	Ausgrid	○	○	○		○●		미터링서비스
	United Energy	○●	○●	○●		○●		자가발전(추가고정요금)
	SA power	○●		○●	○	○		미터링서비스 Controlled Load

자료: 한전경영연구원(2020, p. 5)

그런데 이러한 3부제 요금구조는 망 관련 비용 충당에는 기여할 수 있지만 결국 분산형 자원설비의 소유자보다는 일반소비자에게 부담이 전가될 가능성이 크다. 분산형 자원설비 소유자에게 별도의 망이용료를 부과하지 않으면 최종적으로 일반소비자가 부담할 수밖에 없기 때문에 형평성 문제가 야기된다. 따라서 전력회사들은 분산형 전원 설치자와 전기자동차 소유자 등 새로운 사용자에 대한 전용요금제의 설계를 통해 망 운영비용을 충당하도록 하고 있다.

[그림 3-2]에서 보는 같이 프랑스, 미국, 호주 등에서 대규모 전력회사들은 자가발전전용 요금제 또는 전기자동차와 상시공급대기 요금(Standby charges) 등의 형태로 분산에너지 관련 자원의 소유자에게 직접 부과하는 방식을 취하고 있다. 이 요금제를 통하여 전력사용량보다는 설비용량에 비중을 두어 망 운영비용을 회수하고 일반소비자와의 요금부담에 대한 형평성을 유지하려 노력하고 있다. 전기자동차의 경우에는 차량에 충전할 때 망이용 시간을 분산시키기 위해 최대전력수요 시간대를 조정하는 방식으로 전기자동차 관련 전용요금제를 개발하여 시행하기도 한다.

이뿐만 아니라 고정비를 회수할 목적으로 서비스 요금의 형태로 고정요금을 부과하기도 한다. 월별로 고정비용을 가입비 형식으로 부과하는데, 계량과 관련된 서비스로서 계량기 설치, 계측, 관리비용까지 부담시키거나 고객관리비나 가입비 등을 고정요금으로 부과하기도 한다.

2.2. 미국 주별 상계제도 대안 정책 현황¹²⁾

자가용 태양광 보급 제도인 상계제도(Net Metering, NEM)는 수용가가 설치한 태양광 발전기의 역송전기량을 수전량에서 차감한 총 순수전량에 전기료를 부과하는 방식이다(즉 소매요금과 동일하게 보상). 이러한 상계제도를 채택한 주는 2015년 기준 43개주와 컬럼비아 특별구이다(Stanton). 그러나 상계제도는 유틸리티가 공정하게 고정비를 배분하지 못한다는 우려로 인해 <표 3-2>와 같은 대안 제도를 검토 또는 시행하고 있다.

<표 3-2> 미국 주별 분산에너지자원(DER) 정책 유형

정책 유형	수직통합 유틸리티 주(州)
	구조개편 주(州)
NEM 2.0 또는 후속 요금제	아리조나, 캘리포니아, 하와이, 아이다호, 인디애나, 루이지애나, 미시간, 네바다, 유타, 버몬트 코네티컷, 워싱턴D.C., 메사추세츠, 메인, 뉴욕
역송전기 정산금 조정	아리조나, 캘리포니아, 조지아, 하와이, 인디애나, 캔서스, 루이지애나, 몬타나, 노스캐롤라이나, 뉴햄프셔, 네바다, 사우스캐롤라이나, 유타, 위스콘신 메인, 뉴욕, 오하이오, 텍사스
고정비 인상(인하)	알라바마, 알래스카, 아칸서스, 아리조나, (콜로라도), 플로리다, 하와이, 아이다호, 인디애나, 캔서스, 캔터키, 미시간, 미네소타, 미조리, 노스 다코다, 뉴멕시코, 네바다, 오클라호마, 사우스캐롤라이나, 사우스 다코다, 테네시, 워싱턴, 위스콘신, 웨스트 버지니아 (코네티컷), 워싱턴D.C., 델라웨어, 메사추세츠, 뉴햄프셔, 뉴저지, (뉴욕), 오하이오, 펜실베이니아, 로드 아일랜드, 텍사스
최대전력수요요금 또는 상시공급대기요금 부과	알라바마, 아칸서스, 아리조나, 캘리포니아, 캔서스, 노스캐롤라이나, 뉴멕시코, 사우스캐롤라이나, 유타 메사추세츠, 뉴햄프셔
분산형 전원 소유 수용가 대상 별도의 등급 설정	아이오와, 아이다호, 캔서스, 몬타나, 네바다 텍사스
제3자 또는 유틸리티의 분산형 전원 소유 승인	아리조나, 플로리다, 조지아, 루이지애나, 미주리, 노스캐롤라이나, 뉴멕시코, 사우스캐롤라이나, 유타, 버지니아, 버몬트 워싱턴D.C., 뉴욕, 로드 아일랜드, 텍사스
커뮤니티 솔라 조항 추가	캘리포니아, 콜로라도, 하와이, 미네소타, 노스캐롤라이나, 오레곤, 버지니아, 버몬트, 워싱턴 코네티컷, 워싱턴D.C., 델라웨어, 일리노이즈, 메사추세츠, 메릴랜드, 메인, 뉴햄프셔, 뉴저지, 뉴욕, 로드 아일랜드

자료: Stanton(2019, p.3)

12) Stanton(2019)을 참조하여 정리함.

19개 주와 컬럼비아 특별구는 NEM 요금과 프로그램을 변경하기 위한 주요 조치를 취하였다. 대표적으로 캘리포니아는 NEM 대상 수용가에게 계시별 요금제를 적용하는 NEM 2.0을 2016년에 도입하였다. 아리조나 주는 회피비용 기반으로 역송 전기에 대해 보상하기로 결정하였다. 최소 34개 주는 고정 요금을 변경하였다(대부분 인상하였지만 최근 인하한 바 있다). 11개 주는 최대전력수요요금(Demand charge), 분산형 전원 소유 수용가에게 상시공급대기요금을 추가하였다. 6개 주는 분산형 전원 소유 수용가의 요금 결정을 목적으로 별도의 등급으로 분류하였다. 20개 주는 지역 공동체 태양광(커뮤니티 솔라) 프로젝트를 활성화하기 위한 입법 조치를 마련하였다¹³⁾.

3. 국내 주택용 요금제 현황과 배전망 요금제의 개선 방향

3.1. 주택용 전기요금의 구조

우리나라의 전기요금 구조는 기본요금과 전력량요금으로 구성된 2부제 요금체제로 이루어져 있다. 기본요금은 고정비 회수를 목적으로 부과하는 요금이고, 전력량 요금은 변동비 회수를 목적으로 부과되고 있다. 기본요금은 최대수요 전력량계 미설치 수용가에게는 계약전력 기준으로 산정하고, 설치 수용가는 최대수요전력 기준으로 산정함으로써 전력공급 관련 설비와 요금부과 관련 비용을 회수하고 있다. 사용량요금은 연료비와 같이 사용량에 비례하여 발생하는 변동비를 회수하기 위해 부과되고 있다.

〈표 3-3〉에서 보는 바와 같이 2020년 우리나라의 전기요금 판매단가의 구성을 살펴보면, 산업용과 일반용은 판매단가에서 기본요금의 비중이 각각 21.5%, 32.1%를 차지하고 있으나, 주택용은 기본요금의 비중이 7.7%에 불과하여 매우 낮은 수준을 유지하고 있음을 알 수 있다.

주택용의 기본요금은 판매단가의 비중이 10% 미만임에 따라 사용량 요금이 고정비를 충당하도록 설계되어 있다. 이와 같이 주택용 전기요금은 사용량 위주로 부과

13) 커뮤니티 솔라 프로그램은 태양광 설치가 불가능한 수용가와 대출이 불가능한 소득의 계층에게도 태양광의 경제적·환경적 편익을 동등하게 제공하는 것을 목적으로 한다(안재균·김아름, 2020).

하기 때문에 전력회사로부터 구입하는 소비자의 전기사용량이 감소할 경우 변동비가 감소하여 고정비 회수에도 부정적 영향을 미치게 된다.

〈표 3-3〉 계약종별 판매단가 구성(2020년)

종별구분	판매단가 (원/kWh)	판매단가 구성			
		기본요금(원/kWh)		전력량요금(원/kWh)	
			비중(%)		비중(%)
주택용	107.9	8.3	7.7	99.6	92.3
일반용	131.6	42.3	32.1	89.3	67.9
교육용	104.0	32.3	31.1	71.7	68.9
산업용	107.4	23.1	21.5	84.3	78.5
농사용	48.5	9.2	19.0	39.2	80.8
가로등	114.4	25.4	22.2	89.0	77.8
심 야	67.0	1.4	2.1	65.6	97.9
총 합	109.8	24.3	22.1	85.5	77.9

자료: 한국전력공사(2021)

최근에는 계량기 후단(Behind the meter, BTM) 시장의 확대와 함께 자가발전 설비가 증가하면서 한전으로부터의 수전량이 줄어들고 있다. 아직 BTM 시장의 비중이 높지 않아서 고정비 회수에 심각한 문제가 나타나지는 않더라도 향후 급격한 증가가 예상되어 이른 시일 내에 대안 마련이 필요할 것으로 보인다.

그런데 분산형 전원 소유자가 전력회사로부터 수전하는 전기사용량 감소와 이에 따른 고정비 회수의 어려움보다 더 큰 문제는 현재 전기요금이 전체 원가회수율에도 미치지 못하고 있다는 점이다. 분산형 전원 소유자의 한전 수전량 감소와는 별도로 전체 판매수입이 총괄원가에도 못 미치고 있다는 면이 존재한다. 즉, 주택용 전기요금의 원가회수율은 100%를 밑도는 것으로 추정되고 있어서¹⁴⁾ 분산형 전원의 보급 시 발생할 수 있는 고정비 회수 문제에 대한 대비가 필요할 것으로 보인다.

한편, 〈표 3-4〉의 주택용 저압 수용가의 전기요금표를 살펴보면, 기본요금도 사용량요금과 동일하게 누진구간에 연동되어 차등화되어 있다. 이러한 방식은 전기사

14) 한전은 전체 총괄원가에 대한 원가회수율은 발표하고 있으나, 용도별 원가회수율은 2013년 이후 공식적으로 발표하지 않고 있다.

용량이 많은 소비자가 전력설비의 추가 투자에도 영향을 미치고, 소득수준에 따라 전기소비량에 차이가 있다는 전제 하에 설계된 것으로 추정된다. 외국에서는 대체로 기본요금을 매월 고정된 일정 금액을 부과하거나 사용량이 없어도 최소 금액을 부과하는 형태로 기본요금을 부과하고 있다.

〈표 3-4〉 주택용 전기요금표(저압)

월 사용량	기본요금(원/호)	전력량요금(원/kWh)
200kWh 이하 사용	910	93.3
201~400kWh 사용	1,600	187.9
400kWh 초과 사용	7,300	280.6

자료: 한국전력공사 홈페이지(<http://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00206.jsp>)

우리나라와 같이 누진구간 연동의 기본요금 부과방식으로는 2부제 요금구조의 조정을 통하여 기본요금의 비중을 달리하더라도 고정비 회수 문제를 해결하기는 어려울 것으로 보인다. 즉, 누진구간에 연동된 전기요금체계에서 전기사용량의 감소는 분산에너지설비 소유자에게 보다 많은 혜택이 돌아가는 결과를 낳기 때문에 오히려 고정비 회수에 역행할 수 있다.

3.2. 주택용 배전망 요금제의 개선 방향

지금까지 해외 주요국과 우리나라의 주택용 배전망 요금제와 관련하여 고정비 회수를 위해 새로운 요금제의 설계와 부과방식에 대해서 논의해 보았다. 우리나라는 고정비 회수 문제가 본격적으로 논의되기 전에도 전기요금의 합리화를 위해서 개선해야 할 부분이 많지만, 여기서는 주택용 배전망과 관련한 고정비 회수를 위해 현실적으로 요금체계를 어떻게 개선해야 하는지에 대해 논의해 보기로 한다.

우리나라에서 중소규모의 태양광 발전설비가 확대되면, 설비소유자의 이탈로 한전의 판매수입이 감소하고, 결국 일반소비자에게 요금부담을 전가하게 되는 형평성 문제를 야기하게 될 것이다. 이러한 문제를 개선하기 위해서는 자가발전설비 소비자가 합당한 망비용을 지불하는 방향으로 요금제를 개선할 필요가 있다. 현재는 자가

발전설비의 확대가 목적이기 때문에 자가발전설비 소유자에게 유리한 방향으로 혜택이 주어졌다면, 자가발전설비 비중의 증가와 망 관련 비용의 증가 간의 관계를 검토하여 자가발전설비 소유자에 대한 과잉보상을 줄이는 방향으로 정책이 변화되어야 할 것이다.

이러한 변화는 전기요금과 태양광의 발전단가 수준과의 관계를 고려하여 진행되어야 할 것으로 보인다. 아직은 태양광 발전단가가 평균적인 전기요금보다는 높은 수준이지만 누진요금제 적용에 따른 요금절감이 가능하기 때문에 전기사용량이 많은 소비자에게는 상계제도를 통한 잉여전력 거래의 유인이 있다. 그러나 향후 전기요금보다 태양광 발전단가가 더 낮아진다면 자가발전 소비자에게 망비용을 합리적으로 부담시키는 제도가 시행되어야 할 것이다.

3.2.1. 현행 상계거래제도의 개선

현재 우리나라에서 주택용 태양광을 설치하여 한전과의 상계거래에 참여하고 있는 자가발전설비 소비자의 전력 사용량요금과 기본요금의 기준을 재정비할 필요가 있다. 자가발전설비 소비자의 상계거래 시 전력 사용량요금을 책정하는 기준은 한전으로부터의 수전량에서 역송량을 차감한 순수전량이다. 그런데 기본요금의 경우에도 순수전량을 기준으로 산정하고 있다. 요금상계거래와 관련된 전력수급계약서상에는 상계거래 소비자들의 기본요금 기준을 수전량으로 명시하고 있다. 그러나 태양광 발전설비를 확대하고자 하는 정책적 목적으로 이 조항의 적용을 유예하고 상계거래 후의 순수전량을 기준으로 기본요금을 부과하고 있다.

이 기준을 적용하면, 태양광 발전설비 소유자가 한전으로 보내는 잉여전력량이 많으면 한전으로부터 받는 수전량이 많아도 순수전량이 줄어들기 때문에 사용량요금과 기본요금이 더욱 줄어들게 된다. 따라서 고정비 회수에 부정적 영향을 미치게 되므로 전력수급계약서상에 명시된 바와 같이 수전량을 기준으로 기본요금을 부과할 필요가 있다. 주택용 태양광 설비는 분산형 전원으로서 소비자의 자가소비를 진작시켜서 대규모 발전설비와 전력망의 건설 및 운영 비용을 감소시키는 역할을 할 수 있기 때문에 이에 부합하는 망사용량을 기준으로 기본요금 부과기준을 설정하는 것이 합당할 것이다.

더 나아가 기본요금 부과기준을 한전으로부터의 수전량과 자가발전설비의 역송량

을 합한 총 망사용량으로 대체한다면, 소비자는 더 낮은 기본요금 구간에 속하기 위해서 자가소비를 확대하는 방향으로 수전량과 역송량을 줄어나갈 유인이 작동할 가능성이 클 것으로 판단된다. 엄밀하게 기본요금 부과기준을 마련한다면 망사용량을 근거로 부과하는 것이 가장 합리적인 방안이 될 것으로 보인다.

3.2.2. 신규 기본요금(정액 형태, 상시대기요금) 도입

기본요금의 경우는 외국의 사례처럼 일정 수준으로 고정된 정액 형태로 기본요금으로 부과하는 방식이 있다. 앞서도 언급하였듯이 우리나라 주택용 전기요금은 누진단계에 연동되어 기본요금과 사용량요금이 차등 부과되고 있다. 이러한 방식의 기본요금 부과는 태양광 발전설비 소유자의 순수전량이 줄어들 경우 누진단계의 감소 효과가 커서 기본요금이 더욱 줄어들게 되기 때문에 동일한 요금수준에서 기본요금의 비중을 높이더라도 효과가 미미해진다.

이러한 정액 형태의 기본요금 부과로 분산전원 소유자와 일반 소비자에게 동일한 요금 부과를 통해서 고정비를 회수하기보다는, 외국의 사례처럼 분산전원 소유자에게 별도의 전용요금제를 설계하여 고정비를 회수하는 것이 효과적일 수 있다. 즉, 분산전원 소유자에게 상시대기요금제를 통하여 별도의 망이용료를 부과하고, 태양광 발전을 활용할 수 없는 밤 시간대에 한전으로부터 공급받는 전력에 대한 요금을 설계하도록 하는 것이 고정비 회수에 기여할 수 있을 것이다. 그러나 반드시 염두에 두어야 할 것은 분산형 전원은 신규 발전설비 및 송배전망 건설비용 회피 편익을 제공하여 판매사의 전력구매비용을 감소시킬 수 있다는 점이다(Kennerly et al., 2014). 이러한 분산형 전원 확대에 따른 편익의 고정비 감소에 미치는 영향을 보다 공정하게 판별하여 상시대기요금 부과와 필요 여부를 신중하게 판단해야 한다.

3.2.3. 계시별 요금제 개선

주택용 수용가에게도 계시별 요금제를 도입할 경우에는 시간대별 요금부과 구간의 설정과 요금의 차등부과 수준에 따라 그 영향이 달라질 수 있어서 요금제 설계 시에 주의가 필요하다. 현재 계시별 요금제의 설계는 산업용 및 일반용은 동일하게 겨울에는 오전, 여름에는 오후 시간대에 피크요금을 부과하는 방식으로 되어 있다.

이러한 요금부과 형태는 자가발전 설비 소유자가 낮 시간에 자가소비를 위한 발전보다는 한전에 역송하는 방식 위주로 태양광 발전설비를 운영할 가능성이 크기 때문에 망과 관련된 비용부담이 증가할 수 있다. 이것은 주택용 부하패턴이 낮 시간보다는 저녁 시간에 수요가 증가하고 전력계통의 피크부하 시간대와 다르기 때문에 나타날 수 있는 현상이다.

그러나 최근 태양광 발전설비의 증가로 전력계통의 피크시간대가 늦은 오후 또는 저녁시간대로 이동하는 과정에 있다. 특히, 태양광 및 풍력 등 변동성 재생에너지 발전설비의 비중이 2020년 16.2%를 기록한 바 있는 제주도에서 주택용 소비자의 계시별 요금제 시행(금년 9월 1일 시행)과 관련하여¹⁵⁾ 시간대별 구분기준을 변경한 사항과도 관계가 있다. 제주도는 이미 전력계통의 피크시간대가 늦은 오후 또는 저녁시간대로 이동했기 때문에 <표 3-5>에서 제시된 현행 계시별 요금제를 사용할 경우 자가소비보다는 한전으로의 역송이 증가할 수 있다.

<표 3-5> 계시별 요금제 시간대별 구분기준 변경(제주지역)

구분	이전		개정(안)
	봄·여름·가을철(3~10월)	겨울철(11~2월)	전계절
경부하 (10시간)	23:00~09:00	23:00~09:00	22:00~08:00
중간부하 (8시간)	09:00~10:00 12:00~13:00 17:00~23:00	09:00~10:00 12:00~17:00 20:00~22:00	08:00~16:00
최대부하 (6시간)	10:00~12:00 13:00~17:00	10:00~12:00 17:00~20:00 22:00~23:00	16:00~22:00

자료: 산업통상자원부(2021, p.2)

이러한 상황에서 제주도는 이전과 달리 이동한 최대부하 시간대와 부합하는 TOU 요금제로 변경함으로써 태양광 발전설비 소유자의 자가소비를 유도하고 있다. 즉, 최대부하 시간이 오후 4~10시 시간대로 이동함으로써 낮에 태양광 발전설비를 통해 자가소비를 확대하려는 유인이 발생하는 것이다. 따라서 낮 시간대로 수요가 이전할 유인이 생기고, 밤 시간대에는 수요를 줄이는 방식으로 소비자의 전력 소비

15) 제주도는 그동안 산업용과 일반용에 적용했던 TOU의 적용시간대를 변경하여 금년 9월 1일부터 적용하는 한편, 처음 시작된 주택용 TOU 요금제도 이 시간대를 적용하여 선택요금제로 시행하고 있다.

행동이 변화될 것으로 보인다.¹⁶⁾

결국, 전기요금제의 설계가 태양광 발전설비 소유자의 소비패턴과 밀접한 연관성을 가지며, 배전망의 이용보다는 자가소비 쪽으로 유도하는 방식이 망 관련 비용을 감소시키거나 증가 속도를 완화할 수 있다. 그리고 자가소비 후에도 잉여전력이 발생할 경우 이를 효과적으로 관리 및 제어하여 배전망을 효율적으로 운영할 수 있게 되면 향후 자가발전설비가 증가하더라도 망 관련 비용부담을 완화할 수 있을 것으로 보인다. Kennerly et al.(2014)은 이러한 계시별 요금제 개선방법은 앞서 소개한 분산형 전원의 편익 요소를 감안하지 못한 정액 형태 및 상시대기요금보다 우수한 것으로 판단한다.

16) ESS가 경제성을 갖추게 될 경우, 낮 시간대에 자가소비 후 발생하는 잉여전력을 ESS에 저장하고 밤시간대에 ESS에서 방전하여 자가소비하는 방식으로 소비패턴의 변화가 나타날 것으로 보인다.

제4장

분산형 전원의 지역편중 해소를 위한 중장기 송전망요금제 개선방향

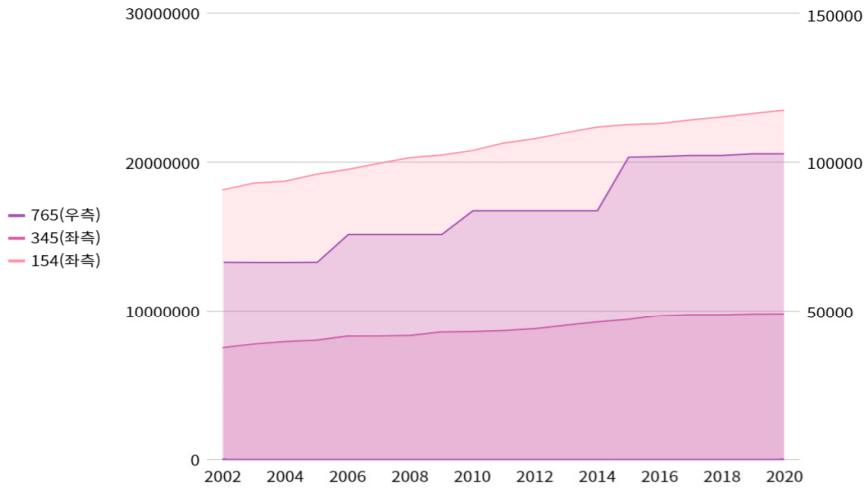
1. 현행 송전망요금제와 송전설비 현황 및 특징

1.1. 현행 송전설비 현황

국내 송전설비는 전력수급을 위해 한전이 소유하는 송전선로, 변압기, 개폐장치, 모선, 송전전압조정용 무효전력설비 및 이에 부속하는 전기설비의 집합체에 해당하며 공용송전망과 접속설비로 구분된다. 이 중 현재 국내에서 이용되는 송전선로는 전압에 따라 765kV, 345kV, 154kV로 나뉜다. 345kV는 기간송전망이며, 154kV는 지역송전망으로 이용되고, 765kV는 대전력 송전망으로 1998년에 최초로 설치되었다.

우리나라의 송전설비는 전력소비량이 증가함에 따라 지속적인 증가세를 보이고 있다. 2002년부터 2020년까지 송전설비 증가세를 보면, 345kV와 154kV 설비는 지속적인 증가를 나타냈으며, 765kV 설비는 완만한 증가보다는 계단식으로 증가하여 다른 규모 설비와는 다른 면이 나타난다. 이는 765kV 설비 설치장소의 지역 주민과 갈등으로 인한 문제로, 설치되는 데 소요 시간이 비교적 길고, 설치가 완료될 경우 대용량 설비이므로 규모가 한순간 크게 늘어나기 때문이다.

[그림 4-1] 송전설비 회선길이 추이



자료: 한국전력공사(2020b, pp96)를 참조하여 저자 작성

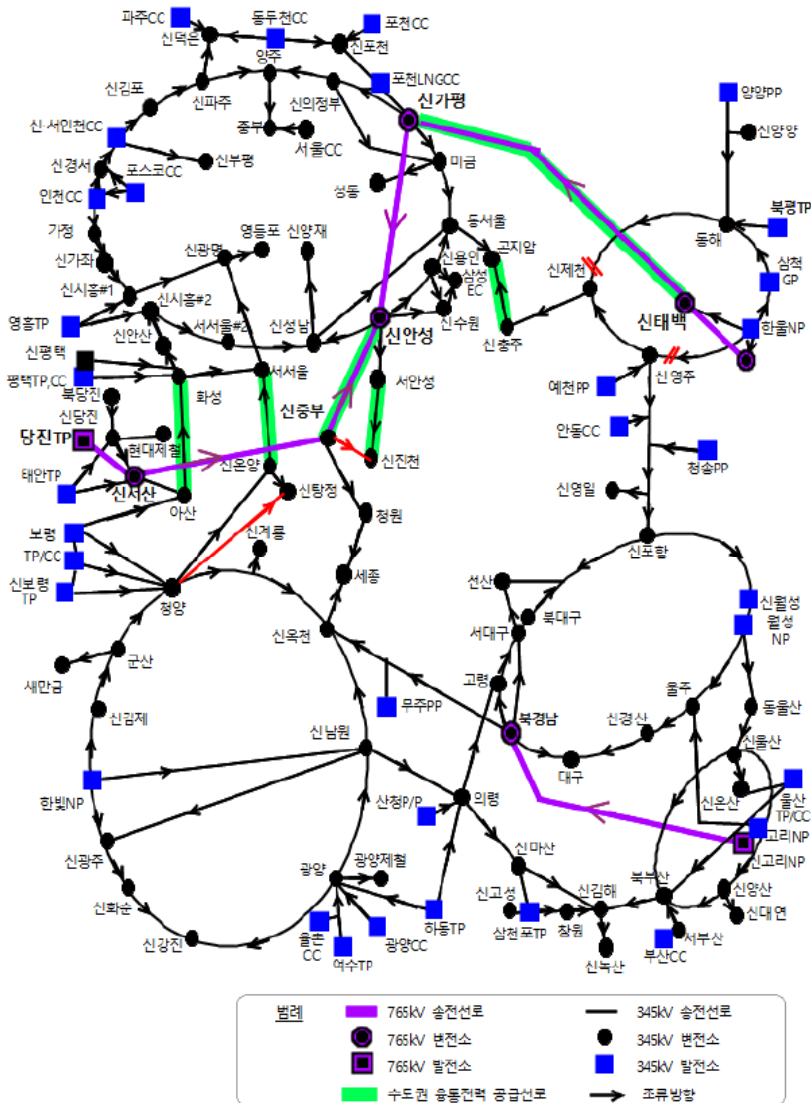
<표 4-1> 송전설비 현황 (2020년 12월 기준)

구분		765kV	345kV	154kV
선로길이(m)	가공	552,372	4,444,343	8,647,384
	지중	-	169,191	2,153,890
	수중	-	-	2,207
	계	552,372	4,613,534	10,803,481
회선길이(c-m)	가공	1,024,816	9,382,445	19,648,955
	지중	-	430,150	3,831,313
	수중	-	-	4,413
	계	1,024,816	9,812,595	23,484,681
전체전선길이(m)	가공	18,446,688	99,624,852	85,759,235
	지중	-	1,620,272	12,663,120
	수중	-	-	13,240
	계	18,446,688	101,245,124	98,435,595

자료: 한국전력공사(2020b, p.98)

[그림 4-2]는 국내 전력계통도를 나타낸다. 송전설비는 발전소와 변전소를, 변전소와 변전소를 연결하므로 주요 발전소 및 변전소를 함께 나타내었으며, 주요 설비인 345kV, 765kV 설비를 표시하였다.

[그림 4-2] 우리나라 주요 발전소 및 송전망 현황



자료: 한국전력거래소(2019) 내부자료, 김창훈(2020, p.9)에서 재인용

1.2. 현행 송전이용요금 현황

‘송전이용요금산정기준’¹⁷⁾은 송전요금을 명확하게 규정하고 있다. 송전요금은 송전이용요금과 송전접속비용을 총칭하는 것으로 송전이용요금은 공용송전망을 이용한 대가로 지급해야 하는 금액이며, 송전접속비용은 공용송전망에 접속함에 따라 발생하는 접속설비의 건설, 운전 및 유지·보수, 대체 및 철거에 소요되는 비용이다. 국내 송전이용요금은 기본요금과 사용요금의 2부요금제 방식으로 설계되어 있다. 기본요금과 사용요금은 각각 수용가와 발전사가 나누어 부담하고 있다. 수용가의 기본요금은 비동시 최대부하(kW), 발전사는 계약전력(kW)을 기준으로 산정한다. 사용요금은 수용가의 경우 사용전력량(kWh)을 기준으로 요금을 산정한다. 기본요금은 지역별 차등 없이 전국이 동일한 단가가 적용되는 반면에, 사용요금은 지역별로 산정한 차등단가를 적용한다. 송전요금은 망회사의 투자비용과 기타 사업에 필요한 비용을 완전히 회수함을 목적으로 하고 있으므로, 송전요금은 송전설비 건설과 운영, 유지·보수에 소요되는 총괄원가를 보상하는 수준에서 결정된다.

송전이용요금은 수용가와 발전사의 부담 비중을 각각 50%로 배분하여 발전과 수요측의 균등한 이용을 전제하고 있고, 기본요금과 사용요금의 비중은 동일하게 50%를 차지하고 있다.

[그림 4-3] 송전사업자 총괄원가 회수구조



자료: 저자 작성

17) [https://www.law.go.kr/행정규칙/송전이용요금산정기준/\(2012-67,20120326\)](https://www.law.go.kr/행정규칙/송전이용요금산정기준/(2012-67,20120326))

현행 송전이용요금 중 사용요금은 수용가의 경우 수도권, 비수도권, 제주권 3개 지역으로, 발전사의 경우 수도권북부, 수도권남부, 비수도권, 제주권 등 4개 지역으로 구분하여 지역별 차등적 단가를 적용하고 있다. 지역별 사용요금 단가를 보면, 발전사는 수도권남부와 비수도권의 사용요금 단가가 수도권북부와 제주지역에 비해 약 2~2.5배 높게 책정되어 있고, 수용가는 수도권이 비수도권에 비해 약 67% 높은 단가가 적용되고 있다.

기본요금은 전국적으로 동일한 요금으로 부과되고 있다. 기본요금은 단위용량당 균등 부과되는 형태로 아래와 같이 산정된다.

〈표 4-2〉 발전측 기본요금 단가 계산식

발전측 기본요금 단가 [원/kW/월]	=	발전측 기본요금 분담금액(원) 계약 발전설비용량 합계(kW)×12개월
-------------------------	---	---

자료: 한국전력공사(2020a, p.9)

〈표 4-3〉 수요측 기본요금 단가 계산식

수요측 기본요금 단가 [원/kW/월]	=	수요측 기본요금 분담금액(원) 변전소 별 비동시 최대부하 합계(kW)×12개월
-------------------------	---	--

자료: 한국전력공사(2020a, p.10)

사용요금은 조류추적 알고리즘을 활용하여 각 발전기와 변전소가 이용한 송전설비를 추적하고, 이용한 설비의 대체가액을 적용하여 사용요금 분담금을 발전과 변전소에 배분한다. 지역별 필요수입액은 각 발전기 및 변전소에 배분된 사용요금 분담금을 발전지역 및 수요지역별로 합산한 것이다. 지역별 전력량은 발전기별 연간 송전전력량(kWh) 및 변전소별 연간 수요전력량(kWh)을 발전지역 및 수요지역별로 합산하여 집계한다. 지역별 사용요금단가는 지역별로 합산한 분담금을 해당 지역별 전력량으로 나누어 계산한다. 이러한 사용요금을 산정하는 방식은 아래의 계산식과 같다.

〈표 4-4〉 발전측 사용요금 단가 계산식

발전측 사용요금 단가 [원/kWh]	=	$\frac{\text{지역별 사용요금 분담금액(원)}}{\text{지역별 연간 송전전력량 합계(kWh)}}$
------------------------	---	---

자료: 한국전력공사(2020a, p.9)

〈표 4-5〉 수요측 사용요금 단가 계산식

수요측 사용요금 단가 [원/kWh]	=	$\frac{\text{지역별 사용요금 분담금액(원)}}{\text{지역별 연간 수요전력량 합계(kWh)}}$
------------------------	---	---

자료: 한국전력공사(2020a, p.10)

비수도권 발전사의 송전이용요금이 높은 이유는 주요 발전설비들의 송전전력량이 많기 때문이며, 수용가의 경우 수도권요금이 높은 이유는 비수도권에 비해 상대적으로 많은 전력수요량에 기인한 것으로 판단된다. 제주지역의 송전요금은 송전설비(HVDC)의 높은 비용으로 타 지역의 요금에 비해 4~5배 정도 높게 산정된 것으로 추정된다.

〈표 4-6〉 송전이용요금 단가표 ('06년 개정)

구분	기본요금 (원/kW/월)	사용요금(원/kWh)			
		수도권북부	수도권남부	비수도권	제주
발 전	902.1	0.80	1.64	1.97	0.75
수 요	921.9	2.84		1.70	8.42

자료: 한국전력공사(2020a, pp.11~12)를 활용하여 저자 재구성

이러한 지역 차등적 사용요금은 발전 측 계통요금 부과를 유예하여 전력구입비에 포함하여 최종소비자가 부담토록 하고 있다. 이와 같은 부담 체계는 국내 현행 CBP(Cost-based pool) 도매시장에서 발전원에 대한 원가보상이 이루어지는 구조를 고려하고 있기 때문이다. 발전기의 변동비 입찰에 사용요금이 반영되면 소비자에게 발전측의 사용요금이 100% 전가되므로 변동비 입찰 결과가 현물시장의 단기 시장 효율성을 왜곡할 가능성이 있기 때문이다.

반면에 기본요금은 전국 동일한 단가를 적용하며, 개정 전에는 수용가가 발전사에 비해 상대적으로 높은 단가를 부담하도록 설계되었지만, 개정 후에는 유사한 단가를 적용하도록 되어 있다.

〈표 4-7〉 송전이용요금 단가표 ('20년 개정)

구분	기본요금 (원/kW/월)	사용요금(원/kWh)			
		수도권북부	수도권 남부	비수도권	제주
발 전	667.36	1.25	1.20	1.92	1.90
수 요	667.61	2.44		1.42	6.95

자료: 한국전력공사, 송전이용요금표(<https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00701.jsp>, 검색일: 2021. 09.30.)

2. 현행 송전망 요금제 평가 및 시사점

2.1. 국내 계통 및 잠재량 상황을 고려한 지역 가격신호 도입 필요성

우리나라에서 발전소가 상당히 밀집되어 있는 지역은 영동지역, 남부 영·호남지역, 충청 서해안 지역이다. 해당 지역은 전력다소비 지역인 수도권과 지리적으로 떨어져 있어 발생하는 북상조류로 인해 송전제약이 발생하게 된다. 이와 더불어, 정부의 에너지전환 및 탄소중립 정책으로 재생에너지의 보급 확대가 요구되고 있는 상황에서 토지가격이 저렴하고 일사량이 양호하여 재생에너지 사업성이 높은 남부지역으로 투자가 편중되는 현상이 발생하고 있다.

이러한 북상 조류와 재생에너지의 지역편중 현상을 완화하기 위해서는 지역 가격신호를 전력부하와 발전 측 모두에게 전달할 필요가 있다. 여기서 지역 가격신호란 전력계통 운영면에서 계통제약을 감소시키는 시장참여자에게 인센티브를 부여하고 제약을 증가시키는 참여자에게는 페널티 또는 부담금을 부과하는 역할을 제공하는 체제라 할 수 있다. 지역 가격신호가 효과적으로 전달되면 전원들은 가격이 높은 입지에 투자를 하게 되고, 수용가는 가격이 낮은 곳으로 이전하여 지역적 전력수급 불일치 현상을 해소하는 효과를 낸다. 또한, 지역 간 수급불일치로 인해 발생하는 계통비용을 비용유발자가 부담하게 되므로 지역 간 교차보조 현상을 완화할 수 있다.

앞서 살펴보았듯이, 송전이용요금은 지역 간 차등을 적용하는 요금제의 적용을 유예하고 있으므로 지역 가격신호는 부재한다고 볼 수 있다. 이와 별개로 화력발전 사업자에 대한 용량요금을 지역차등계수 또는 송전손실계수로 지역차등을 부여하지

만, 발전사업자의 입지 선택에 유의한 영향을 주는 수준은 아니다. 재생에너지의 경우는 이러한 전력시장의 정산금 대신에 RPS 제도 하 REC 수익에 의존하므로 지역 가격신호가 전달되지 못하는 상태이다.

이러한 지역 가격신호 제공의 필요성은 에너지 전환 정책 도입 이전에 꾸준히 제기되었지만, 실제적인 제도개선으로 이어지지는 못하였다. 하지만 재생에너지의 보급 증대가 요구되는 탄소중립 정책이 시행되는 현시점에서는 지역 신호의 제공 필요성이 보다 높을 수 있다. 재생에너지의 잠재량이 남부지역으로 편중되어 해당 지역에 투자가 쏠린다면 계통에 대한 영향, 신규 망 투자 소요 면에서 분산형 전원이 지니는 편익 발휘가 어렵기 때문이다. 이러한 지역 편중현상을 해소하고 균형 잡힌 분산형 전원의 보급을 촉진하기 위해서는 지역 신호 제공이 타당한지 여부를 판단하기 위한 정량분석이 요구된다.

따라서 다음 절에서는 재생에너지 보급목표의 상향조정에 따른 지역 가격신호 제공의 타당성에 대한 분석을 수행한다. 계통 분석모델을 구축하여 지역별한계가격(LMP)을 도출하면 송전망 비용의 변동비인 혼잡 및 손실 비용을 파악할 수 있다. 만약 LMP의 지역 차등 수준이 유의미하게 도출되면, 적합한 수준의 망이용료를 지역적으로 차등 부과하여 비용유발자 비용부담 원칙을 준수하여 지역 신호의 기능을 발휘해야 하는 시기로 해석할 수 있다.

[그림 4-4] 국내 전력계통의 특성



자료: 저자 작성

2.2. 미래 재생에너지 입지 시나리오에 따른 지역 간 유통제약 발생 여부 분석

지역별 한계가격인 LMP는 비용을 이론적으로 3가지로 구분할 수 있다.¹⁸⁾ 바로 에너지 비용, 송전망손실 비용, 송전망혼잡 비용이다. 이 LMP 요소들은 최적조류계산모형(Optimal power flow, OPF)를 이용하여 산출한다. OPF의 목적함수는 발전비용 최소화이며, 제약조건은 모선별 수급제약, 발전기 출력제약, 전압제약, 선로 제약 등이 있다.

〈표 4-8〉 OPF 목적함수와 제약조건

구분	내용
목적함수	주어진 제약을 만족시키며 전력시스템 운영비용을 최소화하는 발전계획 도출
제약조건	1. 전력 수요 패턴 2. 발전기제약 3. 전력시스템 안정성 제약 4. 네트워크 제약 (송전망 제약)

자료: 저자 작성

실제적인 전력조류는 교류이지만 한 국가의 대규모 전력 시스템의 모의를 수행하기 위해서는 효율적 LMP 계산을 위해 통상적으로 직류 조류로 근사화하는 OPF 모형을 활용한다.

본 연구는, 개별 모선 단위로 구성된 실제 계통데이터로는 직관적인 LMP 분석결과를 얻기가 어렵고 계산의 복잡성이 불필요하게 비대해진다는 점을 고려하여, 축약 계통을 통해 LMP 분석을 진행하였다. 전국 계통 등가화 과정은 크게 세 단계로 나눌 수 있다. 1단계로는 송전망 연계 발전기 등가화, 2단계로는 인접 모선 집중화(Aggregation), 마지막으로 3단계로는 등가 부하 도입 순으로 진행하였다.

한편, LMP를 구하기 위해서는 몇 가지의 가정을 설정하였다. 우선, 재생에너지 발전량이 총 연간수요의 20%일 때와 30%일 때로 나누어 분석을 진행하였다. 망 용량의 경우에는 미래 계통에 대한 추가적인 가정 없이 현재의 계통 망 용량과 동일하다고 가정하고 분석을 진행하였다. 정교한 시간대별 LMP 계산을 위해서는 시간대별, 모선별 수요 및 재생에너지 발전량 데이터가 주어져야 한다. 하지만 현실적으로

18) 보다 상세한 LMP 설명은 부록을 참고할 것.

이와 같은 공개된 정보가 없거나 파편적으로 존재하는 상태에서 본 보고서가 택한 방법은 수요와 재생에너지가 각각 일년을 대표하는 평균적인 상태가 되는 가상의 특정 시점을 상정하고 이 시점에서의 LMP를 통해 1년의 평균값을 추론해보는 방식이다. 이와 같은 맥락에서 본 보고서에서는 수요 데이터의 경우, 우리나라 PSS/E 계통 데이터 상의 2030년 여름철 최대부하 시의 전체 수요를 100%로 놓고 일 년의 평균수준인 69% 부하율이 되도록 전국의 지역별 수요를 같은 비율로 조정하였다. 한편, 재생에너지는 시간대별로 다른 발전량을 가지지만 본 보고서에서 채택한 방법에서는 연 평균 발전량을 해당 시점에 발전한다고 가정하였다.

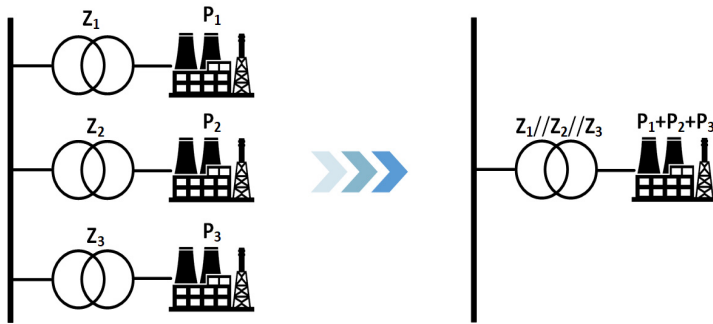
전체 연간수요의 20%, 30%로 총 재생에너지 발전량을 결정한 뒤에 표를 통해 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 비율을 구해서 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 전체 발전량을 결정하였다. 이후 지자체별 잠재량 비율(%)을 곱해 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 지자체별 발전량을 결정하였다. 크게 9개로 분리한 지역별 재생에너지 발전량을 지역에 존재하는 모선의 개수로 나누어 모선별 재생에너지 발전량을 구할 수 있다. 이를 앞서 구한 모선별 재생에너지 발전량을 모선의 수요량에서 빼 해당 모선의 수요량을 정할 수 있다. 또한, 재생에너지 발전량이 수요보다 커지게 되면 수요의 값이 음(-)의 값이 되므로 출력제어가 일어나는 경우 해당 모선의 수요를 0으로 가정하였다.

2.2.1. 연계 발전기 등가화

국가 계통 PSS/E 데이터는 단일 송전 모선(154kV, 345kV 급)에 연계된 여러 발전기가 포함되는 데이터이다. 실제 등가 계통에서 단일 송전 모선에 하나의 발전기만 존재한다고 가정하고 문제를 풀어도 같은 조류 해석 결과를 내기 때문에 계산의 복잡도를 완화하기 위해서는 단일 발전기로 등가화하는 과정을 거친다.

[그림 4-5]가 나타내듯이 발전기 등가화 과정 이후 조류 해석 결과가 변하지 않도록, 등가 발전기의 발전량은 기존 발전기 발전량의 총합($P_1 + P_2 + P_3$)으로 일치시키고 임피던스는 각 변압기의 병렬 연결($Z_1 // Z_2 // Z_3$)로 설정하여 연계 발전기를 등가화시킨다.

[그림 4-5] 발전기 등가화 개념도

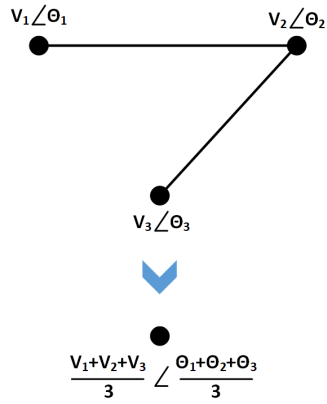


자료: 저자 작성

2.2.2 인접 모선 집중화

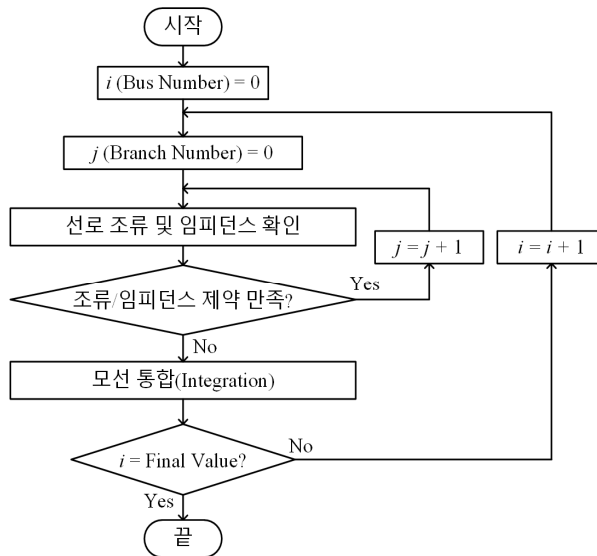
송전망 최적 조류 계산의 최대 목적은 송전제약이 발생하는 구간을 확인하는 것이다. 비교적 적은 조류가 흐르거나 모선 간에 전기적 거리가 매우 가까운 경우에 해당하는 선로들은 해석할 필요성이 적어진다. 따라서 해석의 필요성이 미미한 선로들을 제거하여 연결된 모선들을 하나의 모선으로 등가화하여 모선 수를 줄인다. 인접 모선 집중화와 같은 과정을 통해 조류 해석 결과가 축약 전 계통과 완전하게 동일할 수는 없으나, 최대한 유사한 결과를 도출하기 위해 전압 크기 및 위상각을 평균값으로 대입한다. 다음 [그림 4-6]과 [그림 4-7]을 통해 인접 모선 집중화를 도식화하였다.

[그림 4-6] 모선 집중화 개념도



자료: 저자 작성

[그림 4-7] 모선 집중화 순서도



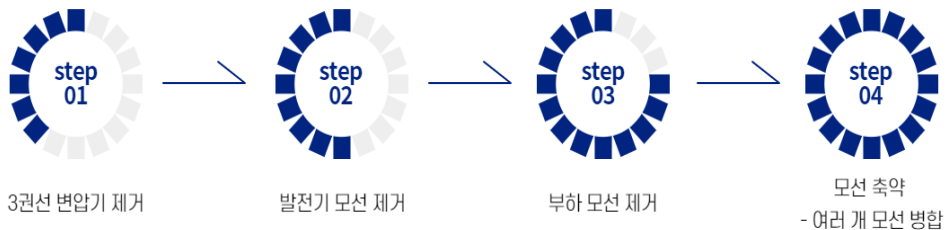
자료: 저자 작성

2.2.3. 등가 부하 도입

앞선 1, 2단계를 통해 계통 복잡도를 낮출 수 있으나, 결과적으로 조류 해석이 기존 모선과 달라진다는 문제점을 가질 수밖에 없다. 이를 극복하기 위해 전국 계통에 설치되어 있는 부하들을 조절하여, 축약 전 선로에 흐르는 조류의 양과 축약 후 선로에 흐르는 조류의 양이 최대한 유사하도록 변화시켜 등가 부하를 도입하였다.

최종적으로 3단계 변환을 통해 PSS/E의 전국 계통 데이터베이스를 최적 조류 계산 수행이 가능한 형태의 축약된 데이터베이스로 변환할 수 있다.

[그림 4-8] 등가화 방법 도식화



자료: 저자 작성

‘2020 신·재생에너지 백서’를 참고하여 지역별 재생에너지 잠재량 데이터를 기준으로 지역별로 다른 재생에너지 발전량을 가정하였다. 신재생에너지 자원 잠재량(potential)은 우리나라 전 지역에 걸친 신재생에너지 자원의 총량을 가늠하기 위한 자료로, 국내 신재생에너지 보급계획 수립을 위한 기반자료로 주로 활용되는 자료를 말한다. <표 4-9>, <표 4-10>, <표 4-11>를 통해 지자체별 태양광 시장 잠재량, 육상풍력 시장 잠재량, 해상풍력 시장 잠재량을 확인해볼 수 있다. 전체 수요의 20%, 30%로 총 재생에너지 발전량을 결정한 뒤에 표를 통해 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 비율을 구해서 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 전체 발전량을 결정하였다. 이후 지자체별 잠재량 비율(%)을 곱해 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 지자체별 발전량을 결정하였다. 또한, 재생에너지 발전량이 수요보다 커지게 되면 수요의 값이 음(-)의 값이 되므로 출력제어가 일어나는 경우 해당 모선의 수요를 0으로 가정하였다.

〈표 4-9〉 지자체별 태양광 시장 잠재량

지역	발전량 (GWh)	지역	발전량 (GWh)
서울	44	경기	36,205
대전	871	강원	36,101
부산	1,211	전남	40,474
세종	2,575	충북	48,048
울산	2,995	경남	49,166
대구	3,086	전북	50,584
인천	4,099	충남	80,904
광주	4,798	경북	109,111
제주도	24,235	전체	494,506

자료: 산업통상자원부·한국에너지공단(2020, p.127)

〈표 4-10〉 지자체별 육상풍력 시장 잠재량

지역	발전량 (GWh/년)	지역	발전량 (GWh/년)
서울	3.125	경기	58,821
대전	2.887	강원	105,822
부산	7.876	전남	55,675
세종	2.782	충북	41,518
울산	8,803	경남	74,888
대구	5,451	전북	55,675
인천	15,775	충남	69,271
광주	3,141	경북	146,366
제주도	28,645	전체	780,795

자료: 산업통상자원부·한국에너지공단(2020, p.138)

〈표 4-11〉 지자체별 해상풍력 시장 잠재량

지역	발전량 (GWh/년)
인천경기	191,081
부산	30,772
울산	14,627
강원	22,707
전남	399,485
전북	54,761
경남	99,774
경북	54,069
충남	115,161
제주	193,349
전체	1,175,789

자료: 산업통상자원부 한국에너지공단(2020, p.139)

두 번째 가정은 지역별 한계가격을 추정하기 위해 필요한 연료별 가격에 대한 가정이다. 지역별 한계가격을 구하기 위한 연료별 가격을 2021년 7월 정산 단가로 가정하였다.

〈표 4-12〉 연료별 2021년 7월 정산단가

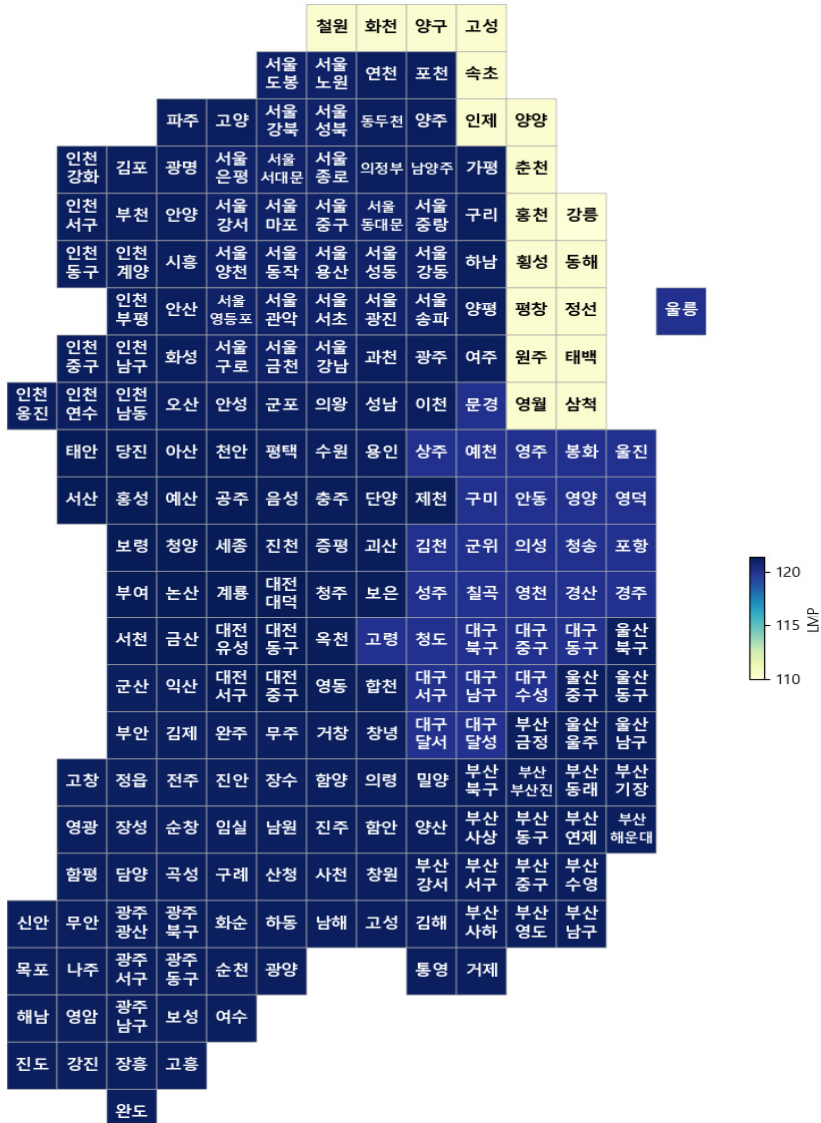
(단위: 원/kWh)

원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG	수력
64.3	99.9	99.6	212.5	121.2	104.8

자료: EPSIS 전력통계정보시스템, 연료원별 정산단가, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaUpsBftChart.do?menuId=040701>(검색일: 2021.09.28.)

위와 같은 가정하에 기본적인 분석을 위한 데이터를 구성한 뒤에 OPF를 실행하고, 이에 따른 결과로 각각의 발전기별 LMP를 도출할 수 있었다. 이번 분석의 목표는 도출된 LMP의 가격이 지역별로 유의미하게 차이가 나는지 여부를 확인하는 것이기 때문에 축약된 모든 발전기의 LMP를 표시하는 것이 아닌, 지역별로 묶인 발전기들의 LMP 값의 평균을 구해서 결과를 도출하였다.

[그림 4-9] 재생에너지가 수요의 20%일 때의 LMP



자료: 저자 작성

[그림 4-9]와 <표 4-13>를 통해 재생에너지가 수요의 20%일 때의 LMP 가격을 파악할 수 있다. 서울, 경기, 강원, 충북, 충남, 전북, 전남, 경북 그리고 경남으로 9개의 지역으로 분리해서 분석을 진행하였다. 강원의 연평균 LMP가 110.3171원/kWh로 가장 낮게 도출되었고, 그 외 8개의 지역에서는 121원/kWh로 차이가 크게 나타나지 않는 것을 확인할 수 있다. 일부 지역(강원)을 제외하고 LMP 격차는 크지 않다는 것을 유추할 수 있다.

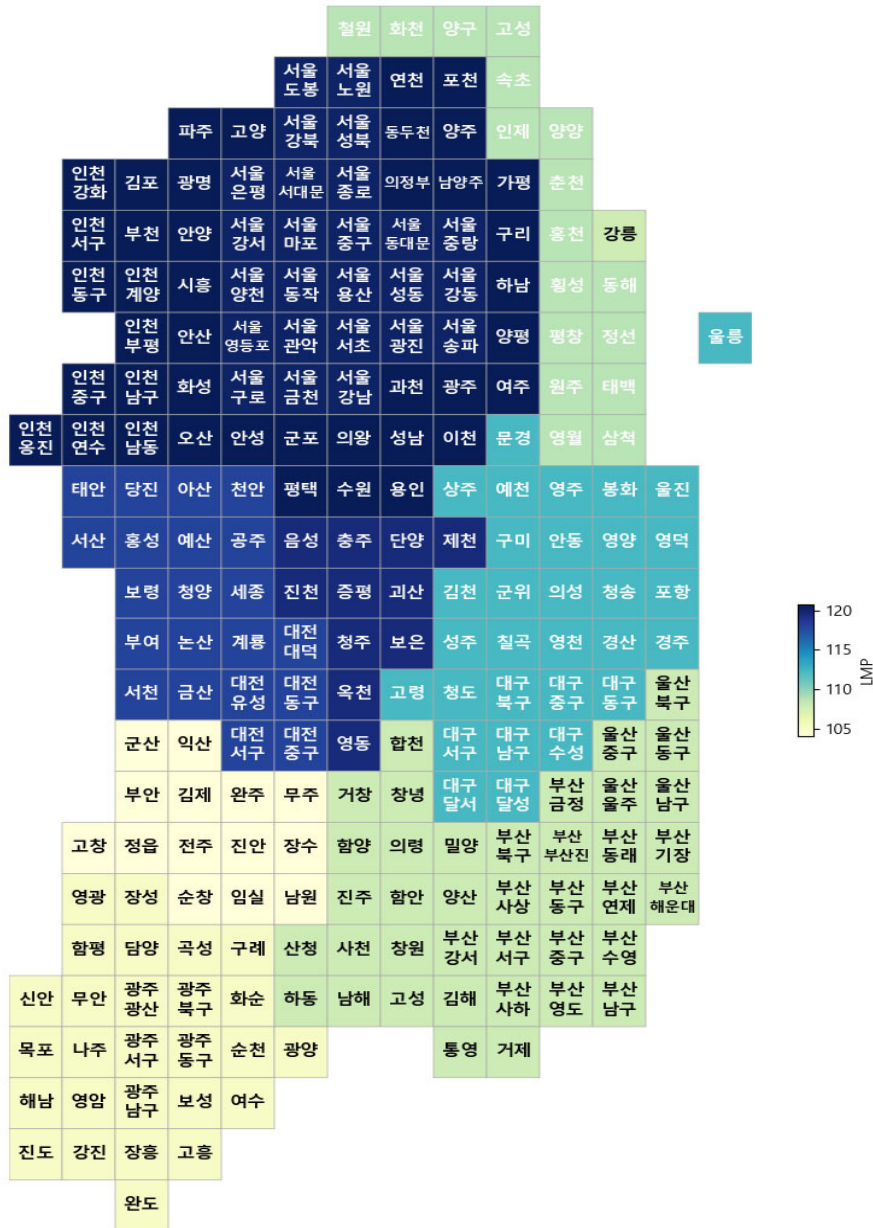
<표 4-13> 재생에너지가 수요의 20%일 때의 전국 LMP

지역	LMP
서울	121.93
경기	121.18
강원	110.32
충북	121.30
충남	121.35
전북	121.16
전남	121.19
경북	120.01
경남	121.20

자료: 저자 작성

앞선 결과를 통해 지역 간 가격 차이는 미미한 것을 확인할 수 있다. 지역 간 가격 차이 수준이 미미했기 때문에 추가적인 분석을 진행하였다. 앞으로 증가하는 재생에너지 비중을 고려하여 수요의 30%가 재생에너지로 충족된다고 가정하고 LMP 가격을 도출하였다. LMP 가격을 도출하는 과정은 재생에너지 비중을 20%로 설정했을 때와 같다. 분석 결과는 [그림 4-10]과 <표 4-14>에 정리되어 있다.

[그림 4-10] 재생에너지가 수요의 30%일 때의 LMP



자료: 저자 작성

〈표 4-14〉 재생에너지가 수요의 30%일 때의 전국 LMP

지역	LMP
서울	120.07
경기	120.33
강원	108.68
충북	119.76
충남	119.24
전북	106.21
전남	104.16
경북	113.34
경남	103.25

자료: 저자 작성

위의 결과를 재생에너지 비중이 20%일 때와 비교해보면, 높은 LMP 가격을 형성하는 수도권 지역의 LMP가 올라가는 것이 아니라 재생에너지 발전비중이 높은 지역의 LMP가 내려가는 것을 확인할 수 있다. 재생에너지로 생산된 전력의 경우에는 변동비가 존재하지 않기 때문에 계통에서 가장 우선순위로 투입되게 된다. 즉, 지역별 재생에너지 잠재량에 비례하여 재생에너지가 늘어남에 따라 재생에너지 잠재량이 높은 지역의 경우 자체적으로 전력을 생산할 수 있는 여력이 늘어 다른 지역에 있는 비싼 발전기의 필요성이 낮아지게 되면서 위와 같은 결과가 나타나는 것으로 해석할 수 있다.

타 지역과 달리 서울·경기의 경우에는 재생에너지 잠재량이 매우 적을 뿐 아니라 대부분의 발전소 또한 경기권 외에 밀집되어 있기 때문에 서울·경기권에서 자체적으로 전력 공급이 어렵다. 또한, 재생에너지 비중이 30% 정도가 되는 상황이 되면 가장 도매가격이 높은 곳과 낮은 곳의 가격 차이가 약 19원/kWh 수준까지 벌어지게 되어 토지가격의 차이를 상쇄할 수 있는 수준에 도달하는 것을 대략적으로 파악할 수 있다.

위 결과를 바탕으로 재생에너지 비중이 수요의 30%에 도달하는 시점이 되면 본격적으로 망 용량의 대대적인 확충 대신에 분산형 전원의 균형 잡힌 보급을 유도하기 위해 지역별 가격신호가 필요하다는 것을 유추할 수 있다. 현실에서는 본 모의에서 가정한 상황보다는 조금 더 송전망 투자를 진행할 계획이 존재하는 것으로 보이

지만, 최근 송전망 및 변전소 건설에 어려움을 주는 민원 증가로 이조차 불확실한 상황이다. 그래서 불충분한 송전투자 상황에 맞춰 선접속 후제어 방식으로 접속하는 재생에너지들이 많아지는 경우 본 모의에서 상정하는 상황들이 현실에서도 나타날 가능성이 있다고 볼 수 있다.

2.3. 분산형 전원 지역편중 해소를 위한 중장기 망이용요금 대안 비교

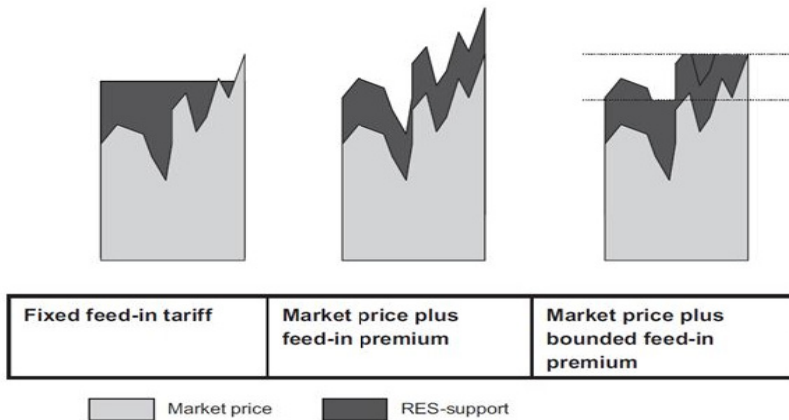
앞 절에서 간단한 모의분석을 통해서 재생에너지 보급이 증가하고 이에 상응하는 충분한 송전망 투자가 이뤄지지 못한다면 지역 간 혼잡의 증가로 인해 LMP의 지역 간 차등 효과가 유의미하게 발생하는 것을 파악할 수 있었다. 하지만 현재 우리나라와 같이 유효한 지역별 가격차등 신호를 제공할 수 있는 수단이 부재한 상황에서는 이와 같은 계통상황으로 인한 비용이 시장참여자들에게 효율적으로 분배되지 않게 된다. 따라서 너무 늦지 않게 입지신호를 제공할 수 있는 정책적 결정이 필요한 상황이다.

우리나라의 전문가들 사이에서는 지역별 가격차등 신호를 제공할 수 있는 방법으로 크게 두 가지의 접근이 논의되고 있다. 첫 번째는 도매시장에서 송전망의 변동비인 혼잡비용과 손실비용을 에너지가격에 반영하여 시간대별로 LMP를 제공하고, 망 이용요금에서는 접속 전압별로만 차등을 두어 지역 간 차등은 없애는 방법이다. 두 번째는 도매시장을 현재와 같은 전국 단일 시장가격 형태로 유지하고, 망 이용요금에서의 지역 간 차등을 조금 더 확대하는 방법이다. 두 방법은 각기 장단점을 가지고 있다.

전자의 경우 복잡한 정산규칙을 통해 산정되었던 계통제약비용이 가격 안에 내재화되고, 시간대별로 동태·지역적 최적 자원배분이 달성되는 장점이 있고, 발전 측에 대한 별도의 망요금 부과를 고려하지 않아도 자연스럽게 발전 측에도 계통 관련 비용을 부과할 수 있다. 또한, 신재생에너지 보급 정책의 변화 가능성을 고려할 필요가 있다. 구체적으로 현행 발전사업자, 송배전사업자, 혹은 전기판매사업자 등을 대상으로 전력 공급량의 일정비율을 신재생에너지로 공급하도록 의무화하는 신·재생에너지 의무비율할당제(Renewable Portfolio Standard, RPS) 제도에서, 향후 신재생에너지 발전사업자가 도매시장에 전력을 판매하고 정부가 별도로 정한 프리미엄의 지급을 보장하는 Feed-in Premium(FIP) 제도로의 전환 가능성이다. FIP 제

도는 재생에너지가 전원에서 차지하는 비중이 증가함에 따라 재생에너지 발전에 도매시장가격 신호를 전달할 목적으로 고안되었다. 아래의 [그림 4-11]은 FIT(고정가격계약)과 두 유형의 FIP 지원방식을 비교한 것이다. 이러한 FIP 제도 하에서 재생에너지 발전사업자는 전력도매시장에서 거래해야 하며, 프리미엄은 이러한 판매수입단가에 할증된 형태로 지급된다¹⁹⁾. 이러한 FIP 제도에 LMP 방식이 결합될 경우, 지역별 도매시장 정산가격에 할증된 형태로 프리미엄이 지급되므로 분산형 전원에 보다 확실한 입지 신호를 제공할 수 있게 된다. 반면, 정산가격을 포함하여 지역 간 가격차등의 수준에 대한 시장참여자의 예측 가능성이 낮아질 가능성이 있고, 추가적인 가격변동 위험이 발생할 수 있다.

[그림 4-11] FIT와 FIP의 지원방식 비교



자료: Klessmann et al.(2008, p.3656), The German and European Electric Power Market 홈페이지(<http://electricpowermarket.weebly.com/renewables.html>)에서 재인용

후자의 경우 장기한계비용 방식의 망이용 요금 산정으로 유효한 수준의 지역별 가격 차이가 날 경우 정해진 기간 내에 고정적인 지역별 차등 신호가 안정적으로 전달되어 이해관계자들의 예측 가능성이 높아지는 장점이 있다. 하지만 발전부문에 시간대별로 변화하는 계통상황을 정확히 반영하는 가격신호가 아니기 때문에 최적의 효율적인 비용배분을 유도하지 못할 수 있다는 한계점을 지닌다. 아래의 <표 4-15>는 LMP 방식과 망요금 형태의 방안을 비교 및 정리한 것이다.

19) RPS 제도를 도입 후, FIP 제도로 전환한 대표적인 국가는 영국, 이탈리아가 있으며, 일본은 2022년에 FIP 제도를 도입할 예정이다.

〈표 4-15〉 지역별 가격 차등 신호 제공 대안 비교

방안	평가	도입국가
지역별한계가격 (LMP)	망 관련 비용인 혼잡, 손실 비용을 에너지가격에 포함하는 방식으로 지역별 차등 신호를 제공하여 단기 최적 자원배분을 달성하며, FIP 방식과 결합 시 보다 효과적인 입지 신호 제공	미국(ISO New England, ISO New York, PJM, Mid-Continent, Southwest Power pool, California ISO, ERCOT, EIM), 캐나다(Ontario), 뉴질랜드, 싱가포르, 아르헨티나, 칠레, 멕시코, 필리핀, 브라질, 러시아
지역별 차등 송전망 요금제	요금형태로 지역별 차등 신호를 제공하여 이해관계자들의 예측가능성을 제고하나 발전부문의 단기 최적자원배분을 왜곡하는 문제 발생	영국, 아일랜드, 북아일랜드, 노르웨이, 스웨덴

자료: 방안 및 평가는 저자 작성, LMP 도입국가는 Hogan and, Pandera(2019, p.12) 참조, 지역별 차등 송전망요금제는 유럽 국가 대상²⁰⁾으로 ENTSO-E(2019, p.9)를 참조

20) 유럽국가별 세부 송전망 요금 비교는 부록 B를 참조

제5장

결론

본 연구는 분산형 전원의 효과적인 보급을 위해 현행 망요금제의 단기 및 중장기 개선사항을 제시하였다. 단기적으로는 개인 간 전력거래 계약 시 생산과 소비가 인근에서 이루어지도록 유인할 수 있는 망이용요금제를 제시하였다. 중장기적으로는 첫째, 자가용 태양광 보급 증가에 대비한 망이용료 형평성 제고방안을 제시하였다. 둘째, 태양광 발전의 지역편중 현상을 해소하기 위한 합리적인 지역별 가격신호 제공 방안을 살펴보았다. 본 장에서는 주요 연구결과를 요약하고 관련 정책 수립을 위한 시사점을 제시한다.

개인 간 전력 거래 시 분산형 전원의 망투자 회피 편익 발생, 계산 및 거래 간편성 측면에서 전압수준(Voltage level) 기반 망요금제가 우수한 것으로 판단된다. 대안인 배전모선별한계가격(DLMP)과 민감도(Sensitivity) 기반의 망요금제는 둘 다 계산 방법이 복잡하여 실제 운영이 어려운 면이 있다. 이에 반해 전압수준(Voltage level) 기반의 망요금제는 계산이 간단하고 망 고정비 회수가 가능하지만 계통 편익이 정확히 결정되는 두 방법과는 달리 덜 정확한 가격 신호를 줄 수 있다. 단가 산정 과정을 정교화한다면 직관성과 효율성을 모두 만족시킬 수 있으므로 비교적 합리적인 방법이라고 판단된다. 이러한 망요금제가 RE100 달성을 위한 전력거래 또는 개인 간 전력거래에 효과적으로 적용되려면 첫째, 현행 전기요금 고지서를 개선하여 수용가가 지불하는 전기요금 중 송·배전망 비용을 식별할 수 있게 해야 한다.

둘째, 신규 망비용 회피 편익 보상을 통해 개인 간 전력거래가 동일 변전소 내 인근에서 이루어지도록 유도하기 위해서는 동일 변전소 및 동일 선로내 거래 시 인센티브 제공을 고려할 필요가 있다.

다음으로, 현행 상계제도 하에서 자가용 태양광 발전의 보급이 진행될수록 태양광을 소유하지 않은 수용가의 기본요금 부담이 증가하는 문제를 해소하기 위해서는 자가소비를 유도하는 제도의 도입을 우선 검토해야 한다. 그 방안으로는 피크수요 시간대가 일몰 시간대 이후로 이동할 경우 계시별 요금제를 조정하고 상계제도 대상 기본요금 부과방식을 변경하는 방법이 있다. 기본요금을 순 수전량 기준으로 부과하는 방식을 우선적으로 수전량 기준으로 변경하고, 추후 자가소비율 제고를 유도하기 위해 망사용량(수전량+역송량) 기준으로 부과하는 것이 필요하다. 기본요금을 누진단계에 따라 차등 부과하는 현행 방식을, 정액으로 부과하거나 자가용 태양광 소유 수용가를 대상으로 하는 상시대기 요금제의 도입은 분산형 전원의 편익 효과를 감안하여 신중히 결정할 필요가 있다.

마지막으로, 태양광 발전의 지역편중 현상을 해소하기 위한 합리적 망이용요금제로는 지역별로 혼잡비용과 손실비용을 에너지가격에 반영하는 LMP 방식이 적합한 것으로 판단된다. 본 연구에서 수행한 입지 신호 제공의 타당성 분석 결과, RE3030 수준이 되었을 때 지역별로 최대 16원/kWh의 가격 차이가 발생하는 것으로 나타났다. 이는 향후 재생에너지 보급 목표 상향조정 시, 혼잡비용이나 손실비용과 같은 송전망 변동비의 지역별 차이가 심화하는 데 따른 것이다. LMP는 이러한 변동비적 요소를 반영하여 도매시장에서 동태·지리적으로 자원 배분을 최적화하며, 추후 재생에너지 발전사업자의 도매시장 진입을 유도하여 가격신호를 제공하는 방식인 FIP와 결합 시 보다 효과적으로 입지 신호를 제공할 수 있어 태양광 잠재량의 편중 현상을 해소하는 데 기여할 수 있을 것으로 판단된다. 반면에 LMP 전망의 어려움과 가격변동성이 발생하는 단점이 있다. 이러한 장단점이 있으므로 LMP를 포함하여 복수의 대안을 보다 심도 있게 분석하는 한편, 이해관계자에게 미치는 영향을 면밀히 검토하고, 최종적으로 사회적 합의를 거쳐 중장기적인 합리적 망요금제를 결정해야 할 것으로 판단된다.

참고문헌

〈국내 문헌〉

- 김창훈. (2020). 분산전원 정책의 지역 차원 구현 방안 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서.
- 박찬국. (2015). 우리나라 P2P 전력거래 가능성 연구, 에너지경제연구원 수시연구보고서.
- 산업통상자원부. (2019). 제3차 에너지기본계획.
- 산업통상자원부·한국에너지공단. (2020). 2020 신·재생에너지 백서.
- 산업통상자원부. (2021). “9월부터 제주지역 계절별·시간별 요금제 시간대 개편안 시행”. 보도참고자료.
- 산업통상자원부. (2021). “재생에너지 전기를 사용자가 직접 구매 가능해져”. 보도참고자료.
- 안재균, 김아름. (2020). 커뮤니티 솔라 제도 도입을 통한 태양광 보급 활성화 방안 연구-가상상계 방식 적용을 중심으로, 에너지경제연구원 기본연구보고서.
- 한전경영연구원. (2017). KEMRI 전력경제 REVIEW, 2017년 제20호.
- 한전경영연구원. (2020). KEMRI 전력경제 REVIEW, 2020년 제5호.
- 한전경영연구원. (2021). KEMRI 전력경제 REVIEW, 2021년 제8호.
- 한국전력공사. (2020a). 전력시장 변화 대응을 위한 송배전이용요금 단가개정 및 체계개편[안].
- 한국전력공사. (2020b). 한국전력통계. 제89호.
- 한국전력공사. (2021). 계약종별 판매단가. 내부자료.
- 한국전력거래소. (2019). 우리나라 전력계통도. 내부자료. 김창훈(2020). 분산전원 정책의 지역 차원 구현방안 연구. 에너지경제연구원 기본연구보고서에서 재인용.
- 한국전력거래소. (2020). 발전원별 균등화 발전원가 동향연구.

〈외국 문헌〉

- Chedid, R., Sawwas, A. (2019). Optimal placement and sizing of photovoltaics and battery storage in distribution networks. *Energy Storage*, 1(4), e46.
- ENTSO-E. (2019). ENTSO-E Overview of transmission tariff in Europe: synthesis 2019.
- Farivar, M., Low, S. H. (2013). Branch flow model: Relaxations and convexification—Part I. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3).
- Hogan, H., Pandera, J.M. (2019). Locational market in Poland. Security of supply, costs and the impact on the energy transition.
- FERC. (2016). Common metrics report: Performance metrics for regional transmission organizations, independent system operators, and individual utilities for the 2010–2014 reporting period.
- Gregoratti, D., Matamoros, J. (2014). Distributed energy trading: The multiple-microgrid case. *IEEE Transactions on industrial Electronics*, 62(4).
- Guerrero, J., Chapman, A. C., Verbic, G. (2019). Trading arrangements and cost allocation in P2P energy markets on low-voltage networks. *In 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*.
- Jiang, Y., Zhou, K., Lu, X., Yang, S. (2020). Electricity trading pricing among prosumers with game theory-based model in energy blockchain environment. *Applied Energy*, 271, 115239.
- Kennerly, J., Wright, K., Laurent, C., Rickerson, W., Proudlove, A. (2014). Rethinking standby and fixed cost charges: regulatory and rate design pathways to deeper solar PV cost reductions. *NC Clean Energy, Meister Consultants Group, Tech. Rep.*
- Kim, H., Lee, J., Bahrami, S., Wong, V. W. (2019). Direct energy trading of microgrids in distribution energy market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1).
- Kim, J., Dvorkin, Y. (2019). A P2P-dominant distribution system architecture. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(4).

- Lévêque, F. (Ed.). (2013). Transport pricing of electricity networks. Springer Science & Business Media.
- Mao, X., Zhu, W., Wu, L., Zhou, B. (2021). Comparative study on methods for computing electrical distance. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 130, 106923.
- Khorasany, M., Dorri, A., Razzaghi, R., Jurdak, R. (2021). Lightweight blockchain framework for location-aware peer-to-peer energy trading. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 127, 106610.
- Klessmann, C., Nabe, C., Burges, K. (2008). Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, 36(10).
- Paudel, A., Sampath, L. P. M. I., Yang, J., Gooi, H. B. (2020). Peer-to-peer energy trading in smart grid considering power losses and network fees. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(6).
- RE100 Climate Group. (2020). Growing renewable power: companies seizing leadership opportunities. RE100 Annual progress and insights report 2020.
- Stanton, (2019). Review of State Net Energy Metering and Successor Rate Designs. National Regulatory Research Institute.
- Vlasa, I., Gligor, A., Dumitru, C. D., Iantovics, L. B. (2020). Smart Metering Systems Optimization for Non-Technical Losses Reduction and Consumption Recording Operation Improvement in Electricity Sector. *Sensors*, 20(10), 2947.
- Wang, Y., Tian, L., Xia, J., Zhang, W., Zhang, K. (2020). Economic Assessment of the Peer-to-Peer Trading Policy of Distributed PV Electricity: A Case Study in China. *Sustainability*, 12(13), 5235.
- Wood, A. J., Wollenberg, B. F., Sheblé, G. B. (2013). Power Generation, Operation, and Control. John Wiley & Sons.
- Zafar, R., Mahmood, A., Razzaq, S., Ali, W., Naeem, U., Shehzad, K. (2018). Prosumer based energy management and sharing in smart grid. *Renewable and Sustainable*

Zhang, K., Troitzsch, S., Hanif, S., Hamacher, T. (2020). Coordinated market design for peer-to-peer energy trade and ancillary services in distribution grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(4).

Zhu, J. (2015). Optimization of power system operation. John Wiley & Sons.

〈웹사이트〉

한국전력공사 홈페이지, 송전이용요금표, <https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00701.jsp>(검색일: 2021.09.30.)

한국전력공사 홈페이지, 배전이용요금표, <https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00702.jsp>(검색일: 2021.09.30.)

한국전력공사 홈페이지, 주택용 전기요금표(저압), <http://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00206.jsp>(검색일: 2021.09.28.)

한국전력공사 홈페이지, 송·배전용 전기설비 이용규정, <https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00702.jsp>(검색일: 2021.09.13.)

EPSIS 전력통계정보시스템, 연료원별 정산단가, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaUpsBftChart.do?menuId=040701>(검색일: 2021.09.28.)

EPSIS 전력통계정보시스템, 지역별 발전량, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeGepGbaChart.do?menuId=060104>(검색일: 2021.09.23.)

EPSIS 전력통계정보시스템, 지역별 판매전력량, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEksaAscAsaChart.do?menuId=060405>(검색일: 2021.09.23.)

EU Commission 홈페이지, <https://cordis.europa.eu/project/id/764056/reporting/de> (검색일: 2021.09.30.)

The German and European Electric Power Market 홈페이지, <http://electricpowermarket.weebly.com/renewables.html>(검색일: 2021.09.13.)

〈법령〉

「송전이용요금산정기준」(시행 2012. 4. 1. 지식경제부고시 제2012-67호, 2012. 3. 26. 타법개정). [https://www.law.go.kr/행정규칙/송전이용요금산정기준/\(2012-67,20120326\)](https://www.law.go.kr/행정규칙/송전이용요금산정기준/(2012-67,20120326))(검색일: 2021. 9. 23).

「전기사업법 시행규칙」(시행 2022. 1. 21. 산업통상자원부령 제448호, 2022. 1. 21, 타법개정). 제3조 2항. <https://www.law.go.kr/법령/전기사업법시행규칙>(검색일: 2022. 1. 22).

부록

A-1. 지역별 한계가격(LMP) 배경과 개념

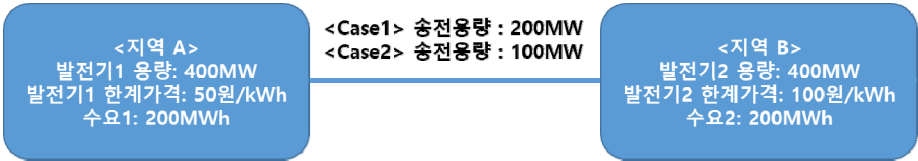
전력도매시장 가격은 시간별로 마지막 한 단위의 전력수요를 충족시키기 위해서 사용된 가장 비싼 발전기의 한계가격으로 결정된다. 이를 계통한계가격(System marginal price, SMP)이라고 하며, 이 가격이 계통 내 모든 발전기의 발전비용 정산 기준 가격이 된다. 하지만 계통한계가격은 송전망 제약이나 송전손실을 반영하지 않기 때문에 실제로 전력시스템에서 발생하는 변동비를 반영하는 가격과는 괴리가 있다. 이를 보완하기 위해 고안한 지역별 한계가격(Locational marginal price, LMP)은 기본적인 SMP 결정 방법론에 송전망제약과 송전손실을 반영하여 지역별 한계발전비용을 추정한 가격이다.

이러한 LMP는 기준 SMP, 송전혼잡 비용 요소, 송전손실 비용 요소로 구성된다. 기준 SMP는 송전망제약이나 송전손실이 없다고 가정하고 전체 전력시스템에서 도출한 한계가격을 뜻한다. 우리나라는 계통제약을 반영하지 않고 한계가격을 도출하는 방식을 사용하고 있는데, 가격결정 발전계획에서 도매시장 정산을 목적으로 도출되는 가격을 기준 SMP로 이해할 수 있다.

송전혼잡비용 요소는 송전망 제약을 반영할 경우 LMP 변화에 영향을 미치는 비용 요소를 뜻한다. 송전혼잡비용 발생 구조는 [그림 A-1]에 제시된 간단한 예제에 잘 나타나 있다. [그림 A-1]에서 A 지역은 200MWh의 일정한 전력수요, 400MW 용량의 발전기 1, 50원/kWh의 한계가격을 가지고 있고, B 지역은 200MWh의 일정한 전력수요, 400MW 용량의 발전기 2, 100원/kWh의 한계가격을 가지고 있다. Case 1에서 송전선로의 용량이 200MW라고 가정하면 A 지역의 저렴한 발전기 1로 A 지역의 수요 200MWh와 B 지역의 수요 200MWh를 모두 충족시킬 수 있기 때문에 A 지역과 B 지역에서는 모두 발전기 1이 한계발전기가 되고 두 지역 모두 LMP는 50원/kWh이 된다. 즉, 두 지역 간 송전선로에서 혼잡이 발생하지 않았기

때문에 두 지역의 한계비용은 같아지게 되고 송전혼잡비용은 발생하지 않는다.

[그림 A-1] 송전혼잡 비용 예시, 2-Bus System



자료: 저자 작성

반면, Case 2에서 송전선로 용량이 100MW라고 가정하면, Case 1보다 100MW 만큼 송전선로에 혼잡이 발생해서 B 지역의 수요 200MWh를 충당하기 위해서는 송전선로를 통해서 발전기 1로부터 100MWh를 공급받고 발전기 2에서 100MWh를 자체 생산하여 공급해야 한다. 이럴 경우 A 지역의 LMP는 50원/kWh인 반면, B 지역의 LMP는 발전기 2가 한계발전기가 되어서 100원/kWh이 된다. 즉, 송전망의 혼잡으로 인해 두 지역의 LMP에 차이가 발생한 것이다. 이렇게 송전망 혼잡으로 인해 지역별로 한계가격이 차이가 날 경우 송전혼잡비용은 다음과 같이 결정된다. Case 2에서 두 지역 간 LMP 차이로 인해 전체 발전사업자가 받아가는 정산비용은 2천5백만 원²¹⁾인 반면 판매사업자(소비자)가 지불하는 비용은 3천만 원²²⁾이 되어, 그 차이인 5천만 원은 송전혼잡비용이 되고 이는 정산을 담당하는 계통운영자의 잉여수익으로 남게 된다.

LMP 중 송전손실 비용 요소는 송전과정에서 송전선의 저항으로 인해 자연스럽게 발생하는 전력손실 비용을 뜻한다. 따라서 LMP 산정에 송전손실이 반영될 경우 ‘기준 SMP × 모선별 송전손실률’만큼 LMP가 상승하게 된다. 참고로 2020년 우리나라 전체 계통의 평균적인 송배전 종합손실률은 약 3.54% 수준이다.²³⁾

21) 발전사업자 수익: (발전기1) 300MW × 50원/kWh × 1000 MWh/kWh + (발전기2) 100MW × 100원/kWh × 1000 MWh/kWh = 25,000천원

22) 판매사업자 지출: (수요1) 200MW × 50원/kWh × 1000 MWh/kWh + (수요2) 200MW × 100원/kWh × 1000 MWh/kWh = 30,000천원

23) EPSIS 전력통계정보시스템, 전력손실률, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEksaPlrChart.do?menuId=060700>(검색일: 2021.09.13.)

〈표 A-1〉 송전혼잡 비용 예시, Case 1 vs Case 2

구분	Case 1	Case 2
발전기1 발전량(MW)	400	300
발전기2 발전량 (MW)	0	100
지역 A LMP (원/kWh)	50	50
지역 B LMP (원/kWh)	50	100
송전량 (MWh)	200	100
발전사업자 수익 (천원)	20,000	25,000
판매사업자 지출 (천원)	20,000	30,000
송전혼잡 비용 (천원)	0	5,000

자료: 저자 작성

A-2. 금융송전권 시장 배경 및 역할

앞서 [그림 A-1]에서 송전선로에 혼잡이 발생할 경우 발전사업자의 정산금액과 판매사업자 정산금액에 차이가 발생하고, 그 차액은 송전혼잡비용이 되어서 계통운영자의 잉여수익으로 돌아간다고 설명하였다. 하지만 계통운영자는 영리를 추구하는 기관이 아니고 송전혼잡비용은 정당한 경제활동의 결과로 얻는 수익이 아니기 때문에 이 차액은 계통을 효율적으로 운영하기 위해 각 시장참여자에게 다시 분배되어야 한다. 계통운영자가 송전혼잡비용을 전력판매사에 다시 분배하는 메커니즘을 금융송전권(Financial transmission right, FTR) 시장이라고 한다.

[그림 A-1]의 예제로 다시 돌아가 보면, Case 1에서 송전망 혼잡이 없을 경우 발전사업자 수익과 판매사업자 지출은 2천만 원으로 같아서 정확히 발전비용만큼 판매사업자가 지불하는 구조였다. 하지만 Case 2에서 송전망 혼잡이 발생할 경우 발전사업자 수익은 2천5백만 원인 반면 판매사업자 지출은 3천만 원이 되어 판매사업자는 발전비용 이상으로 지출하게 된다. 이렇듯 송전망 혼잡이 점점 심화될 경우

LMP의 지역 간 차이가 커짐에 따라 가격변동성도 커져 이는 판매사업자에게 심각한 리스크가 된다.

LMP에 의한 합리적인 지역별 가격신호는 유지하면서 판매사업자의 가격변동성 리스크를 줄이기 위해서 계통운영자의 잉여수익(송전혼잡비용)을 판매사업자에게 효율적으로 분배할 필요가 있다. 이를 분배하는 과정은 <표 A-2>와 [그림 A-2]에서 보는 바와 같이 크게 2단계로 이루어져 있다.

<표 A-2> FTR 운영 구조

구분	거래내용	판매사업자	계통운영자	
			수익발생내용	수익재분배 방식
에너지 시장	전력거래 시 LMP로 정산	혼잡비용 지출	혼잡수익발생	FTR 보유자의 혼잡비용을 상쇄
FTR 시장	FTR 경매시장 입찰 및 낙찰	FTR 구입비 발생	경매수익발생	ARR 보유자에 경매수익 분배

자료: 한전경영연구원(2017, p.10.)

[그림 A-2] FTR 시장 수익 흐름



자료: 한전경영연구원(2017, p.10.)

1단계에서는 잉여수익을 합리적으로 분배하기 위해서 경매시장을 통해서 FTR을 판매사업자에게 판매한다. 이렇게 경매를 통해 취득한 FTR은 판매사업자가 노출되는 송전혼잡비용을 상쇄시켜 준다. 2단계에서는 FTR 판매로 발생한 경매수익을 기존 판매사업자별 부하량에 비례하여 무상으로 할당하는데, 이 경매수익을 할당받는

권리를 Auction revenue right(ARR)이라고 한다. 따라서 ARR 할당을 통해 개별 판매사업자는 경매수익을 분배받게 된다.

송전혼잡비용 수익을 ARR을 통해서 직접 분배하지 않고 FTR 시장 경매 단계를 둔 이유는, LMP 변동성이 큰 지역에 위치한 판매사업자는 할당량 이상으로 혼잡비용 상쇄를 원하기 때문에 단순 부하량 기준으로 분배된 ARR을 개별 판매사업자의 지불의사액에 근거해서 FTR을 통해 보다 효율적으로 시장에 분배하기 위한 것이다. 북미시장에서 실제 정산된 송전서비스, 송전혼잡, FTR 관련 거래규모를 살펴보면, PJM은 2016년 기준 총 50.03십억 달러의 거래 규모중 송전서비스가 약 3.21십억 달러, 송전혼잡이 약 2.57십억 달러, FTR 경매 수익이 약 0.96십억 달러인 것으로 나타났다. 같은 기간 MISO의 경우에는 총 38.68십억 달러의 거래 규모 중 송전서비스가 약 2십억 달러, FRT 경매 수익이 약 4.12십억 달러인 것으로 나타났다 (FERC, 2016).

B. 유럽국가의 송전망 요금 비교

〈표 B-1〉 유럽국가의 송전망 요금 주요특성 비교

구분	발전, 수요 부담 비율 (%)		가격신호		손실폭함	시스템 서비스 ²⁴⁾ 포함
	발전	수요	계절	지역		
알바니아	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
오스트리아	8.0	92.0	No	No	Yes	Yes
벨기에	5.6	94.4	X	No	No	Yes
보스니아	0.1	99.9	No	No	Yes	Yes
불가리아	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
크로아티아	0.0	100.0	X	No	Yes	Yes
사이프러스	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
체코	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
덴마크	4.3	95.7	No	No	Yes	Yes
에스토니아	0.0	100.0	X	No	Yes	Yes
핀란드	18.6	81.4	X	No	Yes	Yes
프랑스	3.0	97.0	XXX	No	Yes	Yes
독일	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
영국	16.1	83.9	No	Yes	No	Yes
그리스	0.0	100.0	X	No	No	Yes
헝가리	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
아이슬란드	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
아일랜드	25.0	75.0	No	Yes	No	Yes
이탈리아	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
라트비아	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
리투아니아	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
룩셈부르크	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
북마케도니아	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
몬테네그로	37.5	62.5	X	No	Yes	Yes
네덜란드	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
북 아일랜드	25.0	75.0	XXX	Yes	No	No
노르웨이	29.0	71.0	X	Yes	Yes	Yes
폴란드	0.0	100.0	No	No	Yes	Yes
포르투갈	9.1	90.9	XX	No	No	No
루마니아	3.0	97.1	No	No	Yes	Yes
세르비아	0.0	100.0	X	No	Yes	Yes
슬로바키아	3.1	96.9	No	No	Yes	Yes
슬로베니아	0.0	100.0	XXX	No	Yes	Yes
스페인	10.0	90.0	XXX	No	No	No
스웨덴	36.0	64.0	No	Yes	Yes	Yes
스위스	0.0	100.0	No	No	No	No

주: "X"는 1개 이상의(예를 들어, 낮-밤, 하계-동계) 차별, "XX"는 두 개 이상의 차별, "XXX"는 시간대 차별을 나타냄.
 자료: ENTSO-E(2019, p.9)

24) 시스템 서비스는 보조서비스, 혼잡관리, 전압조정, 밸런싱 비용을 포함함.

안재균 | 現 에너지경제연구원 연구위원

〈주요저서 및 논문〉

『Assessment of initial emission allowance allocation methods in the Korean electricity market』, Energy Economics, 2014

『신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구』, 에너지경제연구원 수시 연구, 2017

『커뮤니티 솔라 제도 도입을 통한 태양광 보급 활성화 방안 연구: 가상상계 방식 적용을 중심으로』, 에너지경제연구원 기본연구, 2020

기본연구보고서 2021-08

효과적인 분산형 전원 보급 및 활용을 위한 송배전요금제 도입방안 연구

인 쇄 2021년 12월 30일

발 행 2021년 12월 31일

저 자 안 재 균

발행인 임 춘 택

발행처 에너지경제연구원

주 소 44543 울산광역시 중구 종가로 405-11

연락처 (052)714-2114(代) FAX (052)714-2028

등 록 제 369-2016-000001호(2016년 1월 22일)

인 쇄 (사) 장애인동반성장협회 동반사업장(02-464-5565)

©에너지경제연구원 2021 ISBN 978-89-5504-824-7 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원



KOREA
ENERGY
ECONOMICS
INSTITUTE



ISBN 978-89-5504-824-7

www.keei.re.kr
울산광역시 중구 종가로 405-11
TEL | 052. 714. 2114
ZIP | 44543