

2021 해외 전력산업 동향

WORLD POWER MARKET TREND

2021. 12.

발 간 사

전력거래소는 전력시장 및 전력계통의 운영, 전력수급계획 수립 지원의 기능을 수행함으로써 국가 경제의 필수 요소인 안정적인 전력수급을 책임지고 있습니다. 최근 전 세계적인 에너지 산업 패러다임은 기후변화 대응의 기치 아래 에너지전환이라는 큰 변화를 겪고 있습니다. 아울러 우리나라의 전력산업도 경제성과 안정성이 최우선시 되던 과거 체제에서 벗어나 환경성, 사회수용성과 같은 새로운 가치들이 함께 조화를 이루는 지속 가능한 체제의 구축이 점점 중요해지고 있습니다.

전력거래소는 이러한 변화에 발맞춰 전력산업 전반의 재구조화를 통한 전력시장의 선진화를 추진하여, 에너지전환과 전력산업 혁신을 이행하고, 에너지전환의 최고 전문기관으로 거듭나고자 합니다. 이 과정의 일환으로 전력거래소는 해외 전력산업 선도그룹의 행보를 면밀히 파악하고자, 해외 주요국가를 선정하여 최신 전력산업 동향을 정리한 '2021 해외전력산업동향'을 발간하게 되었습니다.

'2021 해외전력산업동향'은 각 국가별 전력산업에 대한 전반적인 내용을 담고 있으며, 특히 에너지전환과 관련 정책 및 제도 대한 동향을 별도의 카테고리로 수록하였습니다. 이는 현재진행형인 에너지전환 시대를 선도하고자 하는 전력거래소의 노력을 담고 있으며, 산업과 시장구조를 혁신하는 패러다임전환의 주도적인 역할을 수행하고자 하는 의지가 깃들어 있습니다.

이를 통하여 많은 분들이 전력산업의 세계적인 흐름을 이해하고, 우리나라 전력산업의 바람직한 발전 방향을 모색하는데 유용한 정보로 활용할 수 있기를 기대합니다.

2021년 12월

전력거래소 이사장 정 동 희



목 차

I. 인도

1. 전력산업 개요 및 전력시장 구조	5
2. 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황	17
3. 전력공급	25
4. 전력수요	29
5. 도매가격 및 소매요금	33
6. 주요현안 및 시사점	39

II. 중국

1. 전력산업 개요 및 전력시장 구조	46
2. 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황	58
3. 전력공급	66
4. 전력수요	74
5. 도매가격 및 소매요금	77
6. 주요현안 및 시사점	81

III. 캐나다

1. 일반현황 및 전력시장 개요	91
2. 에너지정책 기조	103
3. 기후변화 대응	106
4. 전력공급	115
5. 전력수요	130
6. 도매가격 및 소매요금	135
7. 기술개발 및 신시장 도입	143
8. 주요현안 및 시사점	151

목 차

IV. 프랑스

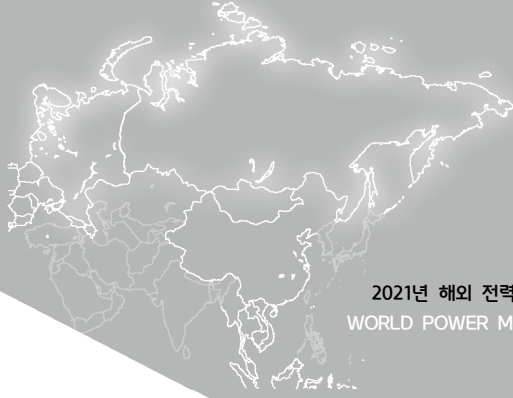
1. 전력산업 개요 및 전력시장 구조	163
2. 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황	170
3. 전력공급	173
4. 전력수요	184
5. 도매가격 및 소매요금	187
6. 주요현안 및 시사점	191

V. PJM

1. 전력산업 및 전력시장 구조	199
2. 에너지전환 정책 및 추진방향	226
3. 전력공급	230
4. 전력수요	240
5. 도매 가격 및 소매 요금	243
6. 시사점	249

VI. Nord Pool

1. 개요 및 연혁	257
2. 지배구조 및 거래구조	264
3. 전력수급	278
4. 전력수요	286
5. 시사점	291



I. 인도

김진영 차장, 이도형 주임

동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로 수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로 참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리 소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며 동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는 문제들에 대하여 우리 소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

목 차

I. 전력산업 개요 및 전력시장 구조	5
1. 전력산업 개요 및 역사	6
2. 전력시장 구조	10
3. 재생에너지 현황	14
II. 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황	17
1. 주요 정책 및 규제	17
2. 재생에너지 현황	19
3. 에너지전환 관련 제도 변화	22
III. 전력공급	25
1. 전력공급 현황	25
2. 발전	25
3. 송전 및 배전	27
IV. 전력수요	29
1. 전력수요 현황	29
2. 소비자보호	29
V. 도매가격 및 소매요금	33
1. 도매가격	33
2. 소매요금	36
VI. 주요현안 및 시사점	39
1. 주요현안	39
<부록> 참고자료	42

I 전력산업 개요 및 전력시장 구조

■ 인도 개요

- 국가명 : 인도 공화국(Republic of India)
- 수도 : 뉴델리
- 인구 : 약 13억 9천만 명(2021년, 세계 2위)
- 면적 : 약 330만km²(세계 7위, 한반도 15배)
- 종교 : 힌두교(80.5%), 이슬람교(13.4%), 기독교, 시크교, 불교, 자이나교
- 언어 : 힌두어, 영어
- 통화 : 루피(1루피=약 15원) , 파이사(1루피=100파이사)
- 산업구조 : 서비스업 66.8%, 제조업 19.2%, 농업 14%
- 주요산업 : 석유화학, 제약, 기계, IT 산업, 통신, 섬유화학, 자동차, 인프라 건설업 등
- 주요경제지표(2020)
 - GDP 성장률 : △8.0%('20), + 11.0%('21)
 - 총 GDP : \$2.59조(IMF('20), 세계 6위)
 - 1인당 GDP : \$1,877(IMF('20), 세계 141위)

인도 공화국, 약칭 인도는 남아시아에 있는 나라로, 인도 아대륙 대부분을 차지하고 있는 국가이다. 국가 면적은 세계에서 일곱 번째로 넓으며, 인구는 약 13억 9천만 명으로 중국에 이어 세계에서 두 번째로 많다. 북쪽으로는 중국(북동쪽 포함), 네팔, 부탄, 서쪽으로는 파키스탄, 동쪽으로는 미얀마와 방글라데시, 남동쪽에는 벵골만, 남서쪽으로는 아라비아해, 남쪽으로는 인도양과 맞닿아 스리랑카, 몰디브가 있으며, 안다만 니코바르 제도의 해상경계는 태국, 인도네시아와 접해있다. 주요 도시로는 수도인 뉴델리와 뭄바이, 첸나이, 벵갈루루, 하이데라바드, 콜카타 등이 있다. 인도는 13억 9천만 명 인구 가운데 최대 6억 명에 달하는 구매력 있는 중산층(\$2~10/일 소득자 기준)을 갖춘 거대한 소비시장으로, 실질구매력 평가 기준(PPP, '21년 추정치 기준)에서 볼 때 중국(26.7조\$), 미국(22.7조\$)에 이어 세계 3위(10.2조\$)의 경제규모를 차지하고 있다(우리나라는 2.4조불로 세계 14위). 특히, 2000년

대 이후 고속 경제성장이 지속되어, 구매력을 갖춘 중산층의 규모가 지속 확대 추세에 있다.

1. 전력산업 개요 및 역사

인도의 전력 부문은 독립 이후 상당한 발전을 거쳤다. 1947년 인도가 독립할 당시, 인도의 설비용량은 1,362MW이었으며, 주요 발전원은 수력과 석탄화력이었고, 발전 및 송·배전은 주로 콜카타 일렉트릭(Calcutta Electric)과 같은 민간 유틸리티 회사에 의해 공급되었다. 전력은 몇몇 도시 중심에서만 사용할 수 있었고, 농촌과 마을에는 전기가 공급되지 않았다. 1947년 이후 전력산업의 발전, 송전 및 배전부문은 국가 및 중앙정부기관의 소관이 되었고, 모든 인도의 주(州)에서 주 소관 전기위원회(SEB)가 구성되었다.

인도의 전력산업 분야는 1950년대 계획된 경제개발 과정 초기부터 전체 공공 부문 지출의 18~20%의 비중을 차지했다. 괄목할 만한 경제성장과 발전으로 5년 연속된 경제개발 5개년 계획에서 산업의 전 분야에 전력 사용은 확대되었다. 설비용량은 1950년 1,713MW에 불과했던 것이 89,090MW(98년 1분기 기준)로 증가하여 48년 만에 52배 증가하였고, 발전량은 약 82배 증가했다. 인도의 국내 1인당 전력 소비량도 1950년 15kWh에서 약 338kWh(98년 기준)로 약 23배 증가했다. 전력망 공급 확장이 어려운 북동부 지역을 제외하고 인도 전역의 약 85% 정도에 전기가 공급됐다.

1950년 말 기준으로 전체 설비용량의 비중을 볼 때 공공 부문은 약 37%, 민간 부문은 약 63%를 차지했다. 하지만 1956년에 발표된 산업 정책 결의안(The Industrial Policy Resolution of 1956)에서는 발전 및 송·배전 분야에서의 공공 부문의 독점력을 늘리는 방향을 구상했고, 그 결과 인도의 전력산업은 주(州) 단위로 빠르게 성장할 수 있었다.

인도 헌법에서 "전기"는 중앙과 주(州)의 동시 관할권에 속하는 분야이다. 1948년 전기(공급)법(Electric (Supply) Act, 1948년)은 국가 전력산업의 성과에 대한 정교한 제도적 틀과 자금조달 규범을 제시하고 있다. 이 법은 각 주의 전원 계획 프로그램을 이행하기 위한 주 전기 위원회(SEB)의 창설을 계획하였다. 이 법은 또한 중앙 부문에 발전설비를 설치 및 운영하기 위한 발전공기업의 창설을 규정하였다. 법에 따라 구성된 중앙전력청은 국가 차원에서 전원계획을 담당한다. 또한 전기(공급)법은 처음부터 민간 사업자가 해당 주 정부와 전기위원회(SEB)가 지정한 특정 지역에

서 전기를 공급하거나 발생시킬 수 있도록 허용하였다.

인도의 대부분 주(州)에서는 전기위원회(SEB)를 설립하고, 이들 중 일부 주에서는 발전설비를 설치하고 운영하기 위한 별도의 주립 공기업도 설립되었다. 나머지 소규모 주에서도 전력시스템이 주 산하 전력담당 부서에서 관리된다. 또한 일부 주는 민간 사업허가권을 운영하고 있다.

인도의 제5차 경제개발 5개년 계획(1974~79년) 이후, 인도 정부는 국가 차원에서 발전과 송전 분야에 큰 역할을 하게 되었고, 석탄 및 수력발전 자원 개발을 위한 대규모 발전 프로젝트를 수립하였다. 이러한 국가적인 전력분야의 확충을 위한 노력으로 1975년 인도화력발전공사(NTPC, National Thermal Power Corporation)와 인도수력발전공사(NHPC, National Hydro-electric Power Corporation)가 설립됐다. 1976년에는 인도 동북부 지역의 전력 프로젝트를 실행하기 위해 노스이스턴 전력공사(North-Eastern Power Corporation, NEPCO)가 설립되었고, 1988년에는 북인도 지역에 테호리 수력개발공사(THDC)와 나쓰파 자크리 전력공사(NJPC) 2개사가 추가로 설립됐다. 인도의 주(州) 간 및 지역 간 송전 시스템을 건설, 운영 및 유지하기 위해 1989년에 인도송전공사(NPTC, National Power Transmission Corporation)가 설립되었습니다. 이 회사는 1992년에 POWER GRID로 이름이 바뀌었다.

1.1 주요 전력회사

인도의 부문별 주요 전력회사의 현황은 아래와 같다.

1.1.1 인도 전력거래소(IEX)

인도 전력거래소(IEX, Indian Energy Exchange)는 인도 최고의 전력시장 운영기관으로 인도 중앙전력규제위원회(CERC)가 규제하는 인도 전력거래 담당 기관이다. IEX는 인도 중앙전력규제위원회(CERC)의 승인을 받아 2008년 6월 27일부터 운영을 시작했으며, 인도의 주(州) 전기위원회, 발전사업자, 전력거래자 등으로 구성된 인도 전력시장의 다양한 참가자에게 전력거래 플랫폼을 제공한다. IEX는 전력뿐만 아니라, 재생에너지 및 인증서의 인도 전역의 자동거래 플랫폼을 제공한다. 최근 IEX는 인도를 넘어 통합된 남아시아 전력시장을 만들기 위한 노력으로 전력시장을 확장하는 국가 간 전력거래 시장을 개척했다.

IEX는 55개 이상의 배전사와 500개 이상의 전통적인 전원 발전기로 구성된 29개

주와 5개 연방주에 걸쳐 6,800개 이상의 회원사로 구성된 강력한 생태계를 보유하고 있다. 또한 4,400개 이상의 금속, 식품 가공, 섬유, 시멘트, 세라믹, 화학, 자동차, 정보기술(IT) 산업, 기관, 주택, 부동산과 기업 및 산업 회원사도 포함되어 있다.

1.1.2 인도 계통운영기관 POSOCO(Power System Operation Corporation Limited)



POSOCO는 인도 전력부 산하 기관으로서, 인도 전력시스템의 24시간 통합 운영을 실시간 모니터링하여 인도 전력망의 운영을 보장하며, 주(州) 내외 송전 및 신뢰도, 지속가능성과 국가간 전력거래를 촉진한다. 인도는 5개의 지역급전소(Regional Load Despatch Centers)와 1개의 중앙급전소인 POSOCO가 구성된 형태로 운영되고 있으며, POSOCO는 지역급전소들과 협력하여 인도 중앙전력규제위원회(CERC)가 지정한 전력망 코드 및 인도 전력당국이 지정한 그리드 표준에 따라 지역간 링크를 통한 전력공급 계획 및 공급을 수행한다.

1.1.3 발전

1.1.3.1 인도화력발전공사(NTPC, National Thermal Power Corporation)



NTPC는 1956년 회사법에 의거하여 설립된 인도 최대의 발전공사로 인도 정부의 관할 하에 있다. 총 발전용량은 66,900MW으로, 석탄발전소 24개, 가스복합발전소 7개, 수력발전소 2개, 풍력발전소 1개 및 13개의 태양광 발전소를 보유하고 있으며, 인도 전체 발전량의 21.0%를 차지하고 있다. 인도 정부가 지분의 75%를 차지하고 있다.

1.1.3.2 Adani Power



Adani Power Limited는 구자라트 주(州) 아마다바드의 Khodiyar에 본사를 두고 있는 인도 대기업 Adani Group의 전력산업 자회사이다. 총 설비용량 12,450MW를 보유하고 있으며 구자라트 주(州), 마하라슈트라 주(州)를 포함한 5개의 주에서 화력발전소를, 구자라트 주(州)에서는 40MW의 태양광발전소를 운영하는 인도 최대 민간 화력발전소이다.

1.1.3.3 인도원자력발전공사(NPCIL, Nuclear Power Corporation of India Limited)



NPCIL은 마하라슈트라 주(州) 뭘바이에 본사를 둔 인도 정부의 원자력부(DAE)의 산하 발전공기업이다. 인도 정부가 100% 소유하고 있으며, 인도의 원자력 발전을 책임지고 있다. 원자력은 석탄, 가스, 수력, 풍력에 이어 인도에서 다섯 번째로 큰 전력 공급원이다. 2020년 11월 현재 인도에서는 7개의 원자력 발전소에서 23개 호기가 가동 중이며, 총 설비 용량은 7,480MW이다.

1.1.3.4 Jindal South West Energy(JSW Energy)



JSW Energy는 1994년 설립된 발전, 송전, 전력거래 민간기업으로서, 설비용량 4,559 MW를 보유하고 있으며, 이 중 3,158 MW는 화력, 1,391 MW는 수력, 10MW는 태양광으로 구성되어 있다. JSW Energy 인도 여러 주에 걸쳐 발전소를 보유하고 있으며, 남아프리카의 천연자원 회사에도 지분을 소유하고 있다.

JSW Energy는 종합 전력그룹사가 되기 위한 비전의 일환으로 2006년 JSW Power Trading Company Ltd.(JSWPTC)를 설립했다. JSWPTC는 전력거래에 대한 카테고리 "I" 라이선스를 획득했으며, 이는 인도 전역의 전력거래에 대해 인도 중앙전력

규제위원회(CERC)에서 발행한 최고 전력거래 허가권이다.

1.1.4 인도송전공사 Power Grid Corporation of India Limited



POWER GRID는 인도 구루그램에 본사를 둔 국영 송전망 운영회사이다. 인도는 지역에 따라 북부 지역, 동부 지역, 서부 지역, 북동부 지역 및 남부 지역 계통등 5개의 전력망으로 구성된다. 인도 발전량 중 50%를 송전망으로 전송하고 있다. 1956년 회사법에 따라 1989년 10월 23일에 통합된 공기업이며 인도 정부가 51%의 지분을 갖고 있다. 20,823c-km의 송전선로를 갖고 있으며, 인도 국내 송전망의 90%를 차지하고 있다.

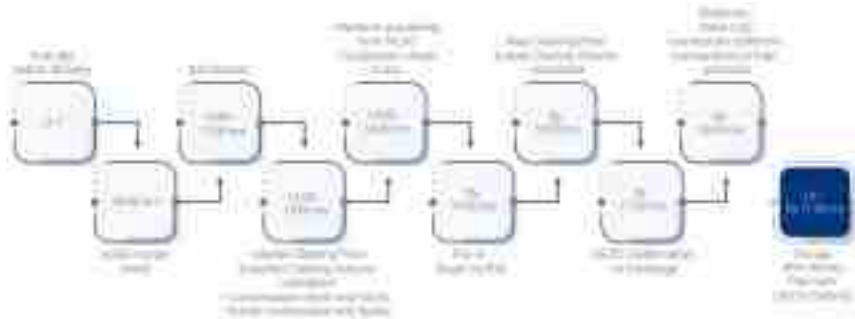
1.1.5 배전(DSO)

BEE에서 발표한 배전사업자 수는 총 62개 회사로, 각 사업자는 지역·주별로 담당 구역이 있다. 특히 인도 남서부에 위치한 Karnataka 주(州)는 다른 주보다 가장 많은 5개의 배전사업자가 담당하고 있다.

2. 전력시장 구조

2.1 하루전시장(Day-ahead Market)

인도의 하루전 시장은 입찰 및 체결일 기준으로의 익일의 전력을 거래하는 시장이다. 거래되는 전력의 가격과 양은 상호 비공개 경매입찰 과정을 통해 결정된다. 우리나라의 하루전 시장과 개념은 같으나 우리나라에서는 1시간 단위로 입찰하는 반면, 인도에서는 15분 단위로 총 96블록에 대한 입찰이 입력 가능하다. 인도에서는 이 15분을 ‘블록’이라고 하며, 블록 단위로 입찰할 수도 있고, 여러 개의 블록을 모아 한번에 입찰할 수도 있다. 여러 개의 블록을 입찰했을 때, 입찰한 블록 중 일부만 낙찰되는 경우는 없다. 즉, 입찰한 블록이 모두 낙찰되거나 또는 모두 낙찰받지 못한다. 입찰 단계에서 입력된 가격 및 수량은 입찰호출기간(예: 거래일의 1200시간)이 끝날 때까지 수정 또는 취소가 가능하다.



2.2 기간전시장(Term-ahead Market)

기간전시장(Term-Ahead Market)에는 당일부터 최대 11일까지 다양한 계약이 포함된다. 현재 Term Ahead Market에는 참가자가 다양한 기간 동안 전력 포트폴리오를 관리하는 데 도움이 되는 당일시장, 하루전예비시장, 일일 및 주간 계약이 포함된다.

PARTICULARS	1 INTRA-DAY	2 DAY-AHEAD CONTINGENCY	3 DAILY	4 WEEKLY
Contract	Hourly & 15-min Contract	Hourly & 15-min Contract	60 to 90 mins (1 hour) for single day	60 to 90 mins (1 hour) for a week
Bidding Matching	Continuous matching	Continuous matching	Continuous matching	Continuous (open auction)
Trading Time	06:00-13:00 hrs	18:00-21:00 hrs	01:00-23:00 hrs	12:00 to 17:00 hrs
Trading Day	Every Day	Every Day	Every Day	Weekdays (Monday & Friday)
Settlement Period	04:00 to 04:00 hrs (same day)	48 hours (1 hr) (settlement)	T+2 (04:00 to 11:00 hrs) (for settling, 12 days)	Next week (settlement to current)
Pay-in	0-1	0	0-1	0-1
Pay-out	0-1	0-1	0-1	0-1

T: Trading Day
D: Delivery Day

2.3 국가간거래

IEX는 2021년 4월 17일 네팔과의 하루전시장을 개설하면서 국경을 넘는 전력 거래 (CBET)을 시작했다. 남아시아 전력시장을 개척하며 인도 전력시장을 확장하려는 노력이다. 우선적으로 네팔, 부탄, 방글라데시와 같은 남아시아 국가들과 연결된 국가간 전력망은 하루전시장과 거래소에 의한 기간전시장에 참여할 수 있을 것이다. 향후에는 전력망 연결이 다른 미얀마, 라오스 등 인도 동남부 국가로 확장됨에 따라 시장은 더욱 확대될 것이다.

2.4 실시간시장(Real Time Market)

2020년 6월 1일, 인도에서 실시간 시장(RTM)이 개설되어 거래가 시작되었다. 시장은 30분마다 4블록(1시간) 후의 전력공급에 대한 경매를 개설한다. 거래가격과 거래량은 상호 비공개 경매 입찰 과정을 통해 결정되며, 이러한 과정은 CERC에 의한 인도 전력망규정 등에 따라 운영된다. 거래 프로세스는 아래 세 가지 주요 과정으로

나눌 수 있다.

1)입찰

하루 총 48회의 입찰을 진행하며 각각 15분 동안 진행한다. 다음날 0시부터의 전력 공급을 위해 운영되는 시장이므로 전날 22:45부터 첫 번째 입찰이 시작된다. 이때 블록(15분) 단위로 입찰하며, 여러 개의 블록을 입찰할 수 있다. 연결된 여러 개의 블록으로 입찰한다면 부분 낙찰은 불가하며, 연결되지 않게 여러 개의 블록을 입찰하면 부분 낙찰이 가능하다.

2)결정

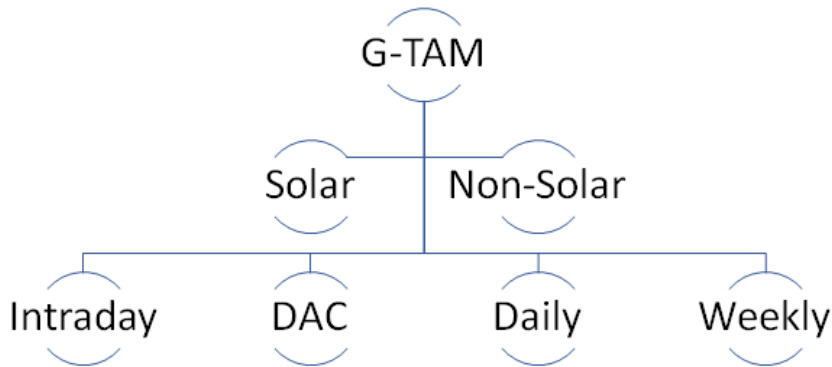
입찰 마감 후, 블록별로 상호 비공개 경매 방법론을 사용하여 결정거래가격(Area Clearing Price, ACP)과 결정거래량(Area Clearing Volume, ACV)이 집계되고 수량과 가격이 결정된다. 선정된 참가자에게 경매 기간 종료 후 1시간 이내에 부분적으로 또는 완전히 실행된 입찰 및 기타 거래 관련 정보에 대해 통보된다.

3)정산

입금(Pay In, PI), 출금(Pay Out, PO)은 각각 은행 영업일에 맞춰 거래일/거래일+ 1일에 완료된다.

2.5 녹색 기간전시장(Green Term-ahead Market)

그린텀 어헤드 마켓(G-TAM)은 CERC 승인에 따른 재생 에너지 거래를 위한 새로운 시장 부문이다. 새로운 시장 부문은 녹색당일시장(Green-Intraday), 녹색하루전예비시장(Green-Day-ahead Contingency), Green-Daily 및 Green-Weekly와 같은 계약을 특징으로 한다. 매칭 메커니즘은 녹색당일시장(Green-Intraday), 녹색하루전예비시장(Green-Day-ahead Contingency), Green-Daily 에 대한 지속적 스팟 거래인 반면에, Green-Weekly에는 양면 공개 경매 절차가 시행된다.



[그림]

출처 : Indian Energy Exchange

3. 재생에너지 현황

3.1 개요

인도의 재생에너지 부문은 세계에서 네 번째로 매력적인 재생에너지 시장이다. 인도는 2020년 전 세계 기준으로 풍력 설비용량 4위, 태양광 설비용량 5위, 재생에너지 설비용량 4위를 차지했다.

인도의 재생에너지 설비용량은 지난 몇 년 동안 증가하여 2016~20 회계연도 사이에 약 17.3%의 연평균성장률(CAGR)을 기록했다. 정부지원이 증가하고 경제가 개선되면서, 재생에너지 부문은 투자자들의 관점에서 더욱 매력적이다. 인도가 2040년까지 15,820TWh에 이를 것으로 예상되는 전력수요를 스스로 충족시키려 함에 따라, 재생 가능한 에너지가 중요한 역할을 하게 될 것이다. 정부는 오는 2022년까지 파리협정의 목표치인 175GW를 넘는 227GW(태양광 설비용량 114GW, 풍력 설비용량 67GW 등) 달성을 목표로 하고 있다. 정부는 2030년까지 523GW(수력 설비용량 73GW 포함)의 재생에너지 설비용량을 구축할 계획이다.

3.2 재생에너지 시장 규모

2021년 7월 현재 인도는 약 101.5GW의 재생에너지 용량을 보유하고 있으며, 이는 전체 전력 설비용량의 25.2%를 차지한다. 인도는 2030년까지 약 450GW의 재생에너지 설비용량을 목표로 하고 있으며, 이 중 태양광 설비용량은 약 280GW(약 60%)로 예상된다.

재생에너지 발전 설비용량은 지난 몇 년 동안 빠른 속도로 증가하여 2016~20도 회계연도 사이에 약 15.5%의 연평균성장률(CAGR)을 기록했다. 인도는 21회계연도에 94.4GW의 재생에너지 용량을 보유하고 있다.

2021년 7월 인도의 수력발전의 설비용량은 46.3GW에 달했고, 그 중 소형 수력 발전소의 용량은 4.8GW에 해당한다. 2019년 12월까지 15,100MW의 풍력발전사업권이 발행되었으며, 이 중 약 12,163MW 규모의 사업이 이미 수주되었다. 인도의 재생에너지 발전량은 2020년 연간 기준으로 1,270억 1천만 BU에 달했다. 363GW의 잠재적 용량과 재생에너지 분야에 초점을 맞춘 정책으로 북부 인도지역은 인도의 재생에너지 중심지가 될 것으로 예상된다.

3.3 투자/개발

인도의 산업부(DPIIT, Department for Industry and Internal Trade)에서 발표한 데이터에 따르면 인도의 재생에너지 부문의 해외직접투자(FDI) 유입액은 2000년 4월부터 2021년 6월까지 102억 8000만 달러에 달했으며, 특히 2014년 이후로 420억 달러 이상이 투자되었다. British Business Energy에 따르면 인도는 2020년 재생 에너지 투자 및 계획 측면에서 세계 3위를 차지했다.

2019년 8월, 인도의 신재생에너지부(The Ministry of New and Renewable Energy)는 자국 기업 보호 및 제조업 증진을 위해 재생에너지 장비에 대한 관세를 부과한다고 발표했으며, 2021년 6월 인도 재생에너지 개발청(IREDA)은 인도 중앙 정부의 약 6억 1,676만 달러의 생산 연계 인센티브(PLI) 계획에 따라 태양광 모듈 제조업체로부터 입찰을 요청했다.

2021년 7월 신재생에너지부는 구자라트 주(州) 카바다에 있는 쿠치 란에 4,750MW 규모의 재생에너지단지를 건설하기 위해 NTPC의 100% 자회사인 NTPC 재생에너지(Netpc Renewable Energy Ltd.)에 인수했다. 이곳은 인도의 주요 전력 생산업체가 개발하는 인도 최대의 태양열 공원이 될 것이다.

3.4 전망 및 향후 계획

인도 정부는 재생에너지 이용증대를 위해 노력하고 있으며, 이미 다양한 대규모 지속가능 발전사업과 녹색에너지 육성에 힘쓰고 있다. 또한 재생에너지는 인도의 시골 지역까지 많은 고용 기회를 창출할 수 있는 잠재력을 가지고 있다. 신재생에너지부는 2022년까지 신재생에너지 용량을 227GW로 설정하겠다는 야심찬 목표를 세웠

는데, 이 중 태양광은 약 114GW, 풍력은 67GW이 계획되어 있다. 인도의 재생에너지 부문은 향후 4년 이내에 800억 달러 규모의 투자를 유치할 것으로 예상된다. 또한, 2023년까지 약 5,000개의 압축 바이오가스 공장이 인도 전역에 세워질 예정이다. 2030년까지 재생에너지는 총 설비용량의 55%를 차지할 것이다.

2040년에는 전력 저장에 더욱 효율적인 배터리가 사용돼 전체 전력의 약 49%가 재생에너지에 의해 생산될 것으로 예상돼 현재 비용 대비 태양광에너지 비용은 66% 절감될 것으로 보인다. 인도 중앙전력청(CEA)의 추정에 따르면, 2029~30년까지 재생에너지 발전 비율은 18%에서 44%로 증가하는 반면, 기력발전 비율은 78%에서 52%로 감소할 것으로 예상된다.

신재생에너지부의 2020년도 검토에 따르면 약 49.6GW의 재생에너지 용량이 추가로 설치 중이며 약 27.4GW의 용량이 추가로 입찰되었다.

인도 정부는 재생 가능한 에너지에 의해 움직이는 인도의 모든 주에 '친환경 도시(green city)'를 개발하기를 원한다. 이 도시는 모든 주택의 태양열 옥상 시스템, 도시 외곽의 태양열 공원, 에너지 발전소의 폐기물, 그리고 전기 이동성이 가능한 대중교통 시스템을 통해 환경친화적인 전력을 보급할 것이다.

▣ 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황

1. 주요 정책 및 규제

1.1 전력산업 규제기관

1.1.1 인도 전력부(Ministry of Power, MOP)

전력부는 에너지 분야의 일반 정책을 전반적으로 총괄하는 정부 부처이다. 전력부에서 다루는 주요 업무 항목은 다음과 같다.

- 1) 전력 부문의 일반 정책 및 에너지 정책 및 조정과 관련된 이슈
- 2) 각 주의 수력(25MW이상) 및 화력, 송배전망에 관한 연구, 개발 및 기술 지원
- 3) 전기법(2003년), 에너지절약법(2001년), 다모다르 벨리 기업법(1948년), 마크라 베어스 관리 위원회(1966년) 관련 행정사항
- 4) 중앙전력청, 중앙전기위원회 및 중앙전력규제위원회와 관련된 모든 사항

1.1.1.1 인도 전력부 산하기관

1) 인도 중앙전력청(The Central Electricity Authority, CEA)

중앙전력공단 CEA는 인도 정부에 정책, 안전 요구 사항 및 기술 표준에 대해 조언하는 전기법에 따른 법정 기관이며, 국가전기정책에 따라 국가전력계획을 수립하고 5년에 1회 통보한다. 수력발전소를 설치하려는 발전회사도 중앙전력청의 동의가 필요하다. CEA는 2003년 전기법 제73조에 따라 아래와 같은 권한을 부여받았다.

- (1) 국가 전력 정책과 관련된 사항(발·송·배전, 거래, 판매에 관한 모든 정보 등)연구 및 중앙정부 자문
- (2) 발전소-송배전망 연결의 기술 표준, 유지보수 안전요건 명시
- (3) 송전 및 전기 공급을 위한 계량기 설치 조건 명시
- (4) 송전망 개선 및 증강을 위한 계획적시 완료 촉진 및 지원
- (5) 이 법에 따라 수집한 정보, 보고서 및 조사 공표

중앙과 주 차원에서 발전, 배전, 송전을 규제하고 감독하기 위해 규제위원회가 설치된다. 아래 기관들은 전기법에 명시된 기능을 가진 독립적인 기관이다.

2) 인도 중앙전력규제위원회(CERC)

CERC는 국내 발전기업의 주(州)간 송전 및 거래에 대한 면허를 부여하고 요금을 규제하는 기관이다. 인도 정부가 소유하거나 통제하는 발전회사의 요금을 규제하며, 발전회사가 하나 이상의 주에서 발전 및 판매를 위한 복합 계획이 있는 경우, 발전회사(인도 정부가 소유하거나 통제하는 회사 제외)의 요금을 규제한다. 이외에도 주(州) 간 송전량, 주 간 송전에 대한 요금을 결정하고 종전의 어느 하나에 해당하는 사항에 대하여 발전사 또는 송전사업자가 관련된 분쟁에 대하여 판단한다. 이 외에 중앙 정부에 국가 전기 정책 및 요금 정책을 수립하도록 조언한다.

3) 주 전기규제위원회(SERC)

주(州) 내 수준에서 SERC는 CERC와 유사한 기능을 수행한다. 요금과 면허 부여를 담당하는 기관으로서 주 내의 발·송·배전, 거래, 판매에 대한 요금 결정 및 면허 발급을 주요 기능으로 하며, 사업자 간 분쟁을 조정하는 기능도 갖고 있다.

4) 에너지효율국(Bureau of Energy Efficiency, BEE)

에너지효율국(BEE)은 2002년 3월 1일 에너지절약법 제3조(2001년)에 따라 인도 전력부 산하에 설치되어 규제 및 홍보수단을 통한 경제 에너지 효율 개선 주도하는 기구이다. BEE는 에너지 절약 조치를 촉진하고 에너지 집약도를 줄이는 것을 주요 목표로 하여 자체 규제와 시장 원칙에 대한 추진력으로 정책과 전략을 개발한다. BEE는 목표를 달성하기 위해 다음과 같은 프로젝트와 프로그램을 수행한다.

- (1) 에너지 절약을 위한 인도 산업 프로그램(IIPEC)
- (2) 에너지 관리 및 감사 전문 인증
- (3) 전력수요 측 효율성 관리
- (4) 건물 및 시설물의 에너지 효율성 관리

1.2 전력산업 규제 관련 법령

전기법(2003년)이 제정되어 2003년 6월 15일부터 시행되고 있다. 이 법은 1910년 전기법, 1948년 전기공급법, 1998년 전기규제위원회법을 대체하는 포괄적 법률이다. 이 법의 제정 목적은 전력산업의 경쟁을 도입하고 소비자의 이익을 보호하며 소비자 모두에게 전력을 공급하는 것이다. 이 법은 국가전력정책, 송전 개방, 배전의 단계적 개방, 의무 SERC를 규정함과 동시에 무면허 발전 및 유통, 전력 거래, 의무 계측 및 전기 도난에 대해 엄격한 처벌을 규정하고 있다.

이 외에도 아래와 같은 주요 업무를 규정하고 있다.

- 경쟁 촉진
- 소비자의 이익 보호
- 요금의 합리화
- 모든 지역에 전기 공급 보장
- 투명한 정책 보장 및 효율성 증진

2. 재생에너지 현황

2.1 국가 태양광 계획(National Solar Mission, NSM)

인도 정부는 2022년까지 국내 태양광 발전 설비용량의 목표를 100GW로 설정했다. 2020년 12월 31일 기준 설치된 총 태양광 발전 용량은 약 37.5GW이다. 또한, 약 36.7GW의 설비용량은 의향서(LOD)가 발행되었지만, 송·배전망에 아직 연결되어 있지 않은 상황이며, 약 18.5GW의 설비용량은 의향서 발행을 대기하고 있다. 또한, 2021년 3월까지 누적용량 40GW 안팎의 태양광 발전 사업이 추진될 전망이다. 따라서 2022년까지 목표치인 100GW를 충분히 달성할 것으로 예상된다. 인도 전역의 잠재적 태양 전력은 약 750GW로 평가되었다.

2.1.1 태양광단지 개발계획 및 초대형 태양광발전사업

태양광단지 및 초대형 태양광 발전사업 개발계획은 총 용량 20GW로 2014년 12월 12일에 시행되었다. 또한, 태양광단지 개발계획의 용량은 2017년 3월 21일 20GW에서 40GW로 증가하여 2021~22년까지 최소 50개의 태양광단지를 설치할 계획이다.

태양광단지는 이 프로젝트의 설치에 필요한 모든 기반 시설과 공간을 갖추고 대규모로 개발된다. 태양광단지의 용량은 일반적으로 500MW 이상이나 비농업용지가 부족한 주에서는 소규모 단지(20MW 이하)도 고려된다. 이러한 개발계획에 따라 중앙정부에서는 총 800억 루피 (약 1조 2,700억 원)의 보조금을 지급할 계획이다.

또한, 정부는 상세 프로젝트 보고서(DPR)를 작성하기 위해 태양광단지당 최대 250만 루피의 중앙재정 지원을 제공한다. 이외에도, MW당 최대 200만 루피(태양광단지 내부 인프라 개발 120만 루피/MW, 외부 전력 대피 인프라 개발 80만 루피/MW)의 CFA 또는 전력망 연결비 등 사업비의 30% 중 낮은 금액의 CFA에 대해 규정하고 있다.

2.2 풍력

인도의 풍력에너지 분야는 인도 국내에서 주도하고 있으며 꾸준한 발전을 보인다. 풍력산업 확대에 국내 프로젝트 운영능력, 제조기반이 탄탄해졌다. 인도의 총 풍력 설비용량은 약 38.6GW (2020년말 기준)로 세계에서 4번째로 풍력 설비용량이 많고, 2020년 기준으로 약 646억 4000만의 풍력발전기가 설치되었다.

2.2.1 인도의 풍력에너지 잠재력

바람은 간헐적이고 지역별로 발생하는 에너지원이므로 장소 선택에 있어 광범위한 풍력자원 평가는 필수적이다. 일정 기간을 두고, 인도 기상청은 국립 풍력에너지 연구소를 통해 전국에 890개의 풍력 측정소를 설치하고 지상 50m, 80m, 100m, 120m에 풍력 지도를 발행했다. 이번 평가에서는 지상 100m와 120m에서 각각 302.3GW와 695.5GW의 총 풍력발전 잠재력을 보였다.

2.2.2 풍력 발전 기술 개발 및 제조 기반

인도의 풍력 터빈 발전기 기술은 꾸준히 발전해 왔으며 풍력발전기 터빈과 그 구성품에 대한 강력한 국내 제조 능력으로 약 75%의 현지화가 달성되었다. 이 분야의 모든 주요 글로벌 참여자들은 인도 내에 존재하며, (i) 외국 기업의 기술도입 생산 자회사, (ii) 인도 기업 및 (iii) 자체 기술을 가진 13개 이상의 회사에 의해 31개 이상의 다양한 풍력 터빈 모델이 생산되고 있다. 가장 큰 기계의 단위 크기가 3.5MW로 증가했고, 인도에서 제조된 풍력 터빈과 부품도 다양한 국가로 수출되고 있다. 현재 인도 내에서 풍력 터빈의 연간 생산 능력은 약 10,000MW이다.

2.2.3 풍력 부문에 대한 인센티브 제공

정부는 가속감가상각 혜택, 풍력발전기 특정부품에 대한 관세 면제 등 다양한 재정·재정적 인센티브를 제공함으로써 민간투자를 통해 전국 풍력발전사업을 추진하고 있다. 재정 및 기타 인센티브 외에도, 풍력 용량의 설치를 촉진하기 위해 ①풍력 자원 평가 및 NIWE, Chennai를 통한 기술 지원, ②풍력 발전의 주(州)간 판매를 촉진하기 위해 2023년 6월까지 위탁될 풍력 발전 및 태양광 사업에 대한 주간 송전요금을 면제했다.

2.2.4 인도의 해상풍력 개발

인도는 삼면이 바다로 둘러싸인 약 7,600km의 해안선을 가지고 있으며 해상풍력으로부터 엄청난 발전 잠재력을 가지고 있다. 이를 고려하여, 정부는 2015년 10월 6일 관보 고시에 따라 국가 해상 풍력에너지 정책을 발표하였다. 인도 신재생에너지부는 방침에 따라 인도 해상풍력 개발을 위한 부처 역할을 하며 배타적경제수역(EEZ) 내 해양공간 개발과 이용을 위해 다른 정부기관과 긴밀히 협의하기로 했다.

인도 국립 풍력에너지 연구소(NIWE)는 EEZ(배타적 경제 구역) 내의 자원 평가, 조사 및 연구와 관련된 다양한 사전 실행 가능성 활동 수행, 연안 잠재 블록의 경계 및 연안 풍력에너지 프로젝트 개발자의 해양 환경 설치를 촉진하는 기관으로 지정되었다. 이에 대한 연구결과에 따르면 위성 데이터와 다른 출처에서 이용할 수 있는 데이터의 예비 평가에 기초하여, 구자라트와 타밀 나두의 각각 8개 구역이 해상 풍력에너지 이용 가능 구역으로 확인되었다. 식별된 구역 내의 해상 풍력에너지 잠재력은 구자라트 및 타밀 나두 해안에서만 약 70GW로 추정되었다. 인도 정부는 이 분야 개발에 필요·요구되는 대규모 투자 유치를 위해 2022년까지 5GW, 2030년까지 30GW 해상 풍력에너지 프로젝트를 개발하겠다는 뜻을 이미 밝힌 바 있다.

2.2.5 국가 풍력-태양광 하이브리드 정책

2018년 5월 14일 환경부는 풍력-태양광 하이브리드 정책을 발표했다. 풍력·태양광 자원, 송전 인프라, 육지의 최적·효율적 활용을 위한 대규모 그리드 연결 풍력·태양광 PV 하이브리드 시스템 추진 틀을 마련하는 것이 정책의 골자다. 풍력-태양광 PV 하이브리드 시스템은 재생 가능 발전의 가변성을 줄이고 더 나은 그리드 안정성을 달성하는 데 도움이 될 것이다. 이 정책은 또한 풍력 발전소와 태양광 발전소의 통합 가동을 포함한 신기술, 방법 및 출구를 장려하는 것을 목표로 한다.

본 정책의 주요 내용은 아래와 같다.

- 풍력-태양광 동시 설치 발전소에서 한 자원의 정격 전력 용량이 다른 자원의 정격 전력 용량의 25% 이상이면 하이브리드 발전소로 인정된다.
- 풍력-태양광 하이브리드 프로젝트의 AC 및 DC 통합이 모두 허용된다.
- 하이브리드 프로젝트에서 조달된 전력은 각각 하이브리드 발전소의 태양광 및 풍력 정격 용량의 비율로 태양광 RPO와 비태양 RPO의 최대화에 사용될 수 있다.
- 기존 풍력 또는 태양광발전소도 각각 태양광 발전기와 풍력 터빈 발전기를 설치하여 하이브리드 프로젝트의 혜택을 얻을 수 있다.

- 풍력 및 태양광 발전 프로젝트에 이용할 수 있는 모든 재정적 인센티브도 하이브리드 프로젝트에 사용할 수 있다.
- 중앙전력청(CEA) 및 중앙전력규제위원회(CERC)는 풍력-태양 하이브리드 시스템에 대한 계량 방법론 및 표준, 예측 및 스케줄링 규정, REC 메커니즘, 송전선로 접속 및 허가 등을 포함한 필요한 표준 및 규정을 수립해야 한다.

3. 에너지전환 관련 제도 변화

코로나19의 악영향에도 불구하고 2021년부터 경제 회복의 싹이 나타나기 시작하면서, 인도의 에너지 수요는 가까운 미래에 꾸준히 증가할 것으로 예상된다. 현재 1인당 에너지 소비량은 세계 평균 1.8 toe 대비 3분의 1 정도인 0.6 toe 수준이다. 지난 10년 동안 인도는 빠른 경제성장과 함께 에너지 수요도 급격하게 증가했다. 국제에너지기구(IEA)에 따르면, 인도의 총 연료 소비는 10년 동안 50% 증가하여 2017년까지 증가했으며, 그 결과 화석 연료(주로 석탄과 석유)로부터 총 1차 에너지 공급이 증가했다. 인도에서 사용하는 화석 연료 중 석유는 80% 이상, 석탄은 25%를 수입하고 있다. 따라서, 단기적으로 인도는 빠르게 증가하는 에너지 수요를 충족시키면서 탄소 배출량을 줄이고 미래의 에너지 안보를 보장해야 하는 어려운 과제에 직면해 있다.

3.1 인도 에너지전환 정책 방향

3.1.1 안정적이고 저렴하며 지속 가능한 에너지 믹스로 전환

인도는 파리 협약에 따라 설정된 목표를 목적으로 2030년까지 비화석 연료의 비율을 전체 발전용량의 40%로 늘리는 것을 목표로 한다. 또한, 인도는 2022년까지 175GW의 재생에너지 설비용량을 달성하고 2030년까지 450GW로 늘리는 목표를 세웠다. 이러한 배경에서 최근 몇 년간 다음과 같은 주요 이슈가 등장했다.

3.1.1.1 재생에너지 통합의 증가

지난 10년 동안 인도는 재생에너지의 통합을 증가시키면서 에너지 접근을 개선하는 데 상당한 진전을 이루었다. 인도는 100% 가정용 전기화를 달성했지만, 저렴하고 신뢰할 수 있는 3상 전력공급을 제공하는 것은 여전히 어려운 과제로 남아있다. 인도 정부는 중앙집중식 및 분산 재생에너지(RE) 공급원을 설립하기 위한 계획을 일관되게 지지해 왔다. 이 계획은 수요 창출에 성공했으며 기술 및 규모의 경제 개선

과 함께 가격 하락으로 이어졌다. 인도의 태양광 요금은 2015년 약 10 cent(US)/kWh에서 2020년 약 3.57 cent(US)/kWh로 인하되었다.

송·배전망 인프라와 전력시장의 개선은 인도의 재생에너지 통합에 도움을 주었다. 앞으로 재생에너지 통합을 더욱 증가시키기 위해 시장은 더 많은 유연성을 확보하기 위해 장기 전력구매 계약으로 서서히 전환해야 할 것이다. 저장장치에 대한 투자, 재생에너지를 이용한 화력발전소의 하이브리드화, 화력발전소의 유연화와 같은 기술적 개입은 이 분야의 장기적 지속가능성을 위해 필수적이다.

3.1.1.2 에너지 효율 개선에 집중

재생에너지 발전량은 증가했지만, 아직도 화석연료가 인도 전체 발전량의 60% 이상을 계속 차지하고 있다. 따라서 증가하는 수요를 충족시키기 위해 에너지 효율을 개선하는 것이 필수적이다. 이러한 조치는 에너지 공급과 수요를 포함한 전체 가치 사슬에 걸쳐 구현된다. 인도의 송·배전망 손실은 2002년 약 34%에서 2017년 약 21%로 감소했으나 선진국이 평균 6~8%의 손실률을 보이는 것에 비해 상당히 높은 수준이다. 단기적으로 인도는 '스마트 그리드'로 전환하고 송·배전망의 예방 유지보수를 가능하게 하고 추가 개선을 달성하기 위해 사물인터넷(IoT)과 같은 디지털 솔루션을 배치해야 하고 있다.

3.1.1.3 기타 부문의 전기화

에너지 보안을 달성하고 지속 가능성을 보장하는 열쇠는 운송 및 산업과 같은 부문에 걸쳐 화석 연료 사용을 줄이거나 대체하는 데 있다. 가장 중요한 것은 수입 석유에 대한 의존도를 줄이고 전기로 전환하는 데 초점을 맞춰야 한다는 점이다. 전기 자동차로의 전환은 에너지 안보와 지속 가능성 측면에서 인도에 중요한 과제로 던져져 있는 상태이다. 인도는 고속 충전기로 EV 충전 인프라를 강화하고 전력회사는 전기 자동차의 수요를 처리하기 위한 전력망 증대에 초점을 맞추어야 한다.

3.1.1.4 소비자권리 개정 규칙

2021년 9월 30일 전력부는 재생에너지를 촉진하기 위해 2021년 전기 권리 개정 규칙 초안을 발표했다. 이는 백업전력으로 디젤 발전기를 사용하는 소비자들에게 개정이 발행된 날로부터 5년 이내에 또는 국가 전기 규제 위원회가 배전지의 공급 신뢰성에 기초하여 주어진 일정에 따라, 배터리 저장 장치가 있는 재생에너지와 같

은 청정 기술로 전환하게 하는 내용이다. 특히 도시에서의 오염 수준의 증가를 고려하여, 배전사업자는 디젤발전기를 가동할 요건이 없도록 상시 중단 없는 전원 공급을 보장해야 한다. 이에 따라 국가전력규제위원회(CERC)는 도시에 대한 시스템 평균 중단 주파수 지수(SAIFI)와 시스템 평균 중단 기간 지수(SADI)의 내역을 제시하게 될 것이다.

3.1.1.5 인도가 나아갈 길

인도의 에너지전환 정책은 지속가능하고, 신뢰할 수 있고, 저렴한 에너지 접근이라는 중요한 목표를 향해 올바른 방향으로 나아가게 했다. 인도의 GDP 대비 온실가스 배출량은 2005년에 비해 2018년에 20% 감소했다는 사실은 이러한 조치의 효과를 입증하는 것이다. 지난 10년 동안 이루어진 진보를 더욱 활용하기 위해 인도는 다음과 같은 핵심 분야에 초점을 맞출 필요가 있다.

3.1.1.5.1 인도의 에너지 수요를 효율적으로 충족시키기 위한 에너지 시장 조정

전력소매 부문의 민영화, 전력산업 부문별 분리와 같은 조치는 복수의 면허소유자를 허용함으로써 경쟁을 가능하게 하고 공급과 가격 효율성을 개선하기 위한 혁신을 촉진할 것이다. 또한, 최근 도입된 실시간시장과 같은 혁신적인 계약 구조를 포함한 시장 메커니즘을 채택하여 전력회사가 재생 에너지원이 지배하는 포트폴리오를 관리할 수 있는 더 높은 수준의 유연성을 제공할 필요가 있다.

3.1.1.5.2 기술 연구 개발 역량 향상 및 국내 제조 증대

인도는 특히 에너지 저장과 태양 전지 및 모듈의 국내 제조를 확대하는 새로운 기술의 연구개발 역량을 향상시키는데 초점을 맞출 필요가 있다. 지금까지 인도는 저가의 수입을 통해 대부분의 재생에너지 확대에 대응해왔다. 에

III 전력공급

1. 전력공급 현황

인도 전력부(MOP)는 MOP 홈페이지와 National Power Portal(<http://npp.gov.in>)에 매달 아래 통계자료를 최신화하고 있다. 인도는 회계연도를 매년 4월에 시작하여 익년도 3월말에 종료한다. 따라서 각종 통계자료에 ‘2020-21’로 표기하므로 주의가 필요하다. 아래 통계자료는 모두 인도의 회계연도 표기법에 따랐다.

1.1 연료원별 설비용량

(단위 : MW)

구분 (지역)	화력				원자력	수력	재생 에너지	합계
	석탄	가스	경유	소계				
북부	44,559	5,781	0	50,340	1,620	19,278	20,520	91,758
남부	41,803	6,491	434	48,728	3,320	11,695	45,228	108,970
동부	35,617	100	40	35,757	0	5,975	1,742	43,475
서부	86,696	10,806	0	97,502	1,840	7,392	30,910	137,644
북동부	750	1,744	36	2,530	0	2,027	483	5,040
합계	209,425	24,924	510	234,858	6,780	46,367	98,883	386,888

* 2021년 7월 31일 기준

인도의 발전설비 중 화력발전이 전체의 약 61%를 차지하며 가장 높다. 재생에너지가 25%, 뒤이어 수력이 12%, 원자력은 1.7%의 비중을 갖고 있다. 화력발전 중 석탄발전의 설비용량이 89%로 압도적인 비중을 갖고 있다.

(단위 : MW)

소수력	풍력	바이오에너지		태양광	합계
		BM Power / Congen	폐기물에너지		
4,795	39,589	10,171	388	43,940	98,883

재생에너지 중에서는 각각 태양광이 44%, 풍력이 40%, 바이오에너지는 11%의 비중을 갖고 있다.

2. 발전

2.1 연도별 총 발전량 추이(2016~2020)

연도	발전량 (MWh, 재생에너지 포함)	증가율(%)
2016-17	1241.7	+5.8
2017-18	1308.1	+5.4
2018-19	1379.1	+5.2
2019-20	1389.1	+1.0
2020-21	1381.9	△2.49



* BU(Billion Unit) : 인도의 전력량 단위, 1BU=1TWh



위의 그래프에서 확인할 수 있듯이 인도의 연간 발전량 추이를 보면 꾸준히 증가하다가 20-21년에는 오히려 발전량이 전년대비 감소한 것이 보인다. 코로나19로 인해 전력수요가 줄고 이에 따라 발전량 또한 줄어든 것이 원인으로 파악된다.

2.2 2020년 연료원별 발전량

연료원		발전량(TWh)	비중(%)
화력	석탄	1,055,370	79.4
	갈탄	36,000	2.7
	천연가스	47,003	3.5
	소계	1,138,533	85.6
원자력		43,880	3.3
수력		140,357	10.6

부탄 수입량	7,230	0.5
총 합계	1,330,000	100

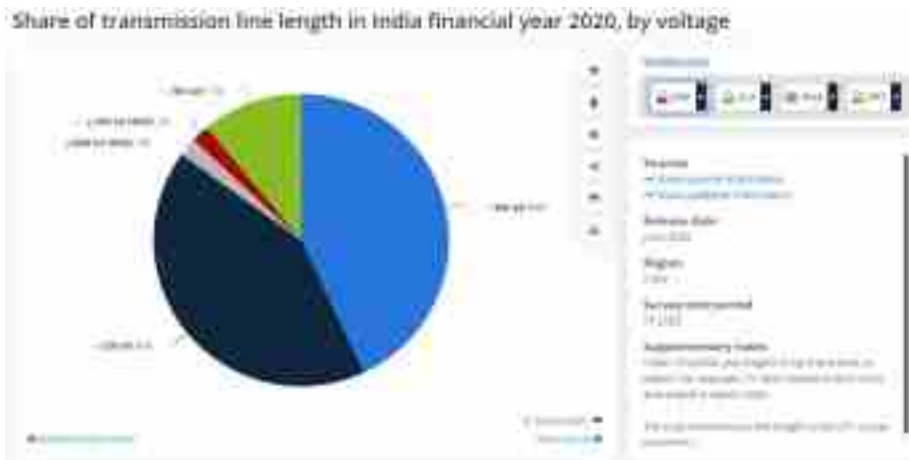
인도에서 석탄발전량의 비중은 압도적이다. 재생에너지 설비용량과 발전량은 꾸준한 상승세에 있지만, 여전히 석탄발전에 상당히 의존하는 모습을 보인다.

3. 송전 및 배전

3.1 전압별 송전선로 길이

인도 송전선로는 교류 765·400·220kV, HVDC ±800kV, ±500kV로 구분되며, 총 441,821 c-km, 전압별로 각각 48,600 c-km, 189,983 c-km, 185,564 c-km, 8,863 c-km, 8,863c-km의 길이를 갖고 있다.

아래는 전압별 송전선로 비중을 나타낸 그래프이다.



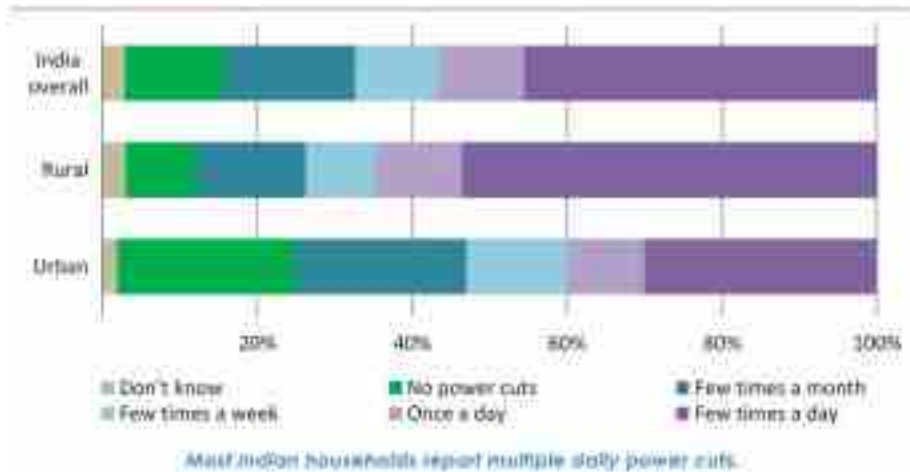
3.2 송배전손실

인도의 전력 부문 송배전(T&D) 손실은 타 국가들에 비해 매우 높다고 2020-21년 경제조사국(Economic Survey for 2020-21)이 밝혔다. 인도의 T&D 손실은 세계 평균의 두 배 이상인 20%가 넘는다. 이상적인 T&D 손실 수준은 6~8%이다.

CEA가 발표한 2020년 10월 보고서에 따르면 T&D 손실은 2017-18년 21.04%, 2016-17년 21.42%에서 2018-19년 20.66%로 감소했다. T&D 손실은 2001-02년부터 꾸준한 감소 추세에 있지만 여전히 높은 수준이다.

신뢰성과 경제성은 인도 소비자들의 주요 관심사이며, 그들은 밀접하게 얽혀 있다. 저렴한 가격 또한 청정연료의 핵심 고려 사항이다. 전기 서비스에 대한 만족도는 가

구가 누리는 전기사용 시간과 높은 상관관계가 있다. 농촌 지역의 약 53%의 가구가 하루에 여러 번 단전을 경험하고 있으며, 30%의 도시 가구의 2배에 약간 못 미치는 수치를 갖고 있다(물론 30%도 대단히 높은 비율이다.)



신뢰도 낮은 전력 공급력은 경제·사회 발전의 주요 장벽으로, 백업 전력원 유지 비용 측면에서 특히 소비자에게 추가적인 재정적 부담을 안긴다. 2017년 한 해 동안 전기 접근성이 개선되고 있는 와중에도 많은 농촌 가정에서 조명을 위해 등유를 계속 사용하고 있다. 도시 지역에서는 디젤 발전기가 흔하며, 특히 현대의 고층 건물에서는 정전에 대비하기 위해 개별 가정에 충전용 배터리가 있는 경우가 많다. 마찬가지로, 시골 지역기업의 약 35%는 태양광 주택 시스템, 충전식 배터리, 미니 그리드 및 디젤 발전기와 같은 송전망에 연결하지 않는 발전원에 의존하는 것으로 보인다. 이러한 추가 전력원 또는 조명원은 이미 저소득 및 중산층 가구의 재정적 부담을 증가시킨다.

저렴한 가격은 에너지 접근의 핵심 요소이며, 인도 주거 부문의 전기요금은 다른 개발도상국보다 높은 편이다. 이런 상대적으로 높은 관세와 낮은 1인당 국민소득이 맞물려 에너지 비용이 가계 지출에서 차지하는 비중이 상당하다는 의미다. 주 정부는 이러한 경제성 문제를 해결하기 위해 소비량이 적은 가정에 저렴한 전기를 공급함으로써 소비자들에게 교차 보조금을 지급해 왔다. 전기요금도 고정적인 경향이 있어 원가 이하로 내려가는 경우가 많아 배전사업자의 재정적 손실로 이어져 구제금융이 잦아지고 있다.

IV 전력수요

1. 전력수요 현황

인도는 과거 20년간 세계 에너지 수요 증가를 이끌었고, 앞으로도 산업화 및 도시화로 인해서 수요증가 추세를 이끌 것으로 예상된다. 하지만, 이러한 에너지 수요에 대응하는 국내 공급원이 제한적이라는 한계를 갖고 있다. 2000년 이후로 인도는 세계 에너지 수요 증가분의 10% 이상을 차지했으며, 1인당 에너지소비는 2000년과 비교하여 60% 이상 증가하였다. 앞으로도 인도 경제가 성장하고 도시화 및 산업화가 진행되어 에너지 수요는 더욱 크게 증가할 것으로 예상된다.

그러나 석탄, 태양광 자원, 풍력 자원을 제외하고는 인도의 에너지 공급자원은 비교적 제한되어 있다. 또한, 세계 석탄 매장량 5위 수준의 풍부한 석탄 자원에도 불구하고, 매장량 대다수가 저질의 석탄이라는 점, 공급보다 수요가 더 많은 점 때문에 인도는 세계 석탄 주요 수입국이다.

코로나19로 인해서 인도 경제와 에너지 수요는 전년 대비 크게 축소되었으나 재생 에너지 부문은 풍력과 태양광 발전량이 약 15% 증가하는 등 코로나19 영향에 비교적 잘 대응한 것으로 나타났다. 인도 IBEF는 2022년 인도 전력소비량을 약 1,895TWh로 예측하고 있다.

2. 소비자보호

2020년 9월 16일, 인도 전력부 장관 Raj Kumar Singh은 전국 전력소비자의 권리를 규정한 규정을 공포했다. Singh장관은 "이러한 규정은 전력 소비자들에게 힘을 실어줄 것"이라며 "이러한 규칙은 전력 시스템이 소비자에게 서비스를 제공하기 위해 존재하고 소비자는 신뢰할 수 있는 서비스와 양질의 전기를 얻을 권리가 있다는 확신에서 비롯된다"라고 말했다. 그는 전국의 배전 부문은 정부/민간 불문 독과점이며 소비자는 대안이 없다며 소비자의 권리를 규칙에 명시하고 이러한 권리의 시행을 위한 제도를 마련해야 한다고 말했다. Singh 장관은 "이것이 이 법이 규정하고 있는 것"이라고 말했다.

Singh 장관은 "전기 소비자는 전력 부문에서 가장 중요한 이해당사자이다. 그 부문은 그들 때문에 존재한다. 모든 시민에게 전기에 대한 접근을 제공했으므로, 이제

소비자 만족에 초점을 맞추는 것이 중요하다. 이를 위해서는 핵심 서비스를 파악하고, 이들 서비스에 대한 최소한의 서비스 수준과 기준을 규정하고, 소비자의 권리로 인식하는 것이 시급하다"라고 말하며, 이 규정에 대한 강한 의지를 표명했다. 아래는 이번에 인도 전력부에서 발표한 Electricity(Rights of Consumers) Rules의 주요 내용이다.

1. Electricity(Rights of Consumers) Rules에서 다루는 주요 영역은 다음과 같다.

- a) 소비자의 권리 및 유통 라이선스의 의무
- b) 새 연결 해제 및 기존 연결 수정
- c) 계량
- d) 청구 및 결제
- e) 접속 해제 및 재접속
- f) 공급신뢰도
- g) 프로슈머로서의 소비자
- h) 면허소지자의 이행기준
- i) 보상 메커니즘
- j) 소비자 서비스 콜센터
- k) 고충 보상 메커니즘

2. 권리와 의무

- 모든 배전사업자는 법 조항에 따라 시설 소유자 또는 점유자가 요청할 경우 전기를 공급할 의무가 있다.
- 배전사업자의 전기 공급을 위한 최소한의 서비스 기준을 가지는 것은 소비자의 권리이다.

3. 신규 접속 해제 및 기존 접속부 수정

- 투명하고 단순하며 시간 제약이 있는 프로세스
- 지원자는 온라인 지원 옵션이 있다.
- 새로운 접속을 제공하고 기존 접속을 수정하기 위한 최대 기간은 대도시에서는 7일, 기타 지방에서는 15일, 농촌에서는 30일이다.

4. 계량

- 미터기 없이 연결해서는 안 된다.
- 미터기는 스마트 선불계기 또는 선불계기로 한다.
- 계량기 시험 제공
- 결합 있는 계량기, 연소된 계량기, 도난된 계량기의 교체에 관한 규정

5. 청구 및 결제

- 적용 가능한 소비자 관세 및 청구서의 투명성
- 소비자는 청구서를 온라인 또는 오프라인에서 지불할 수 있는 선택권을 가진다.
- 어음선급충당금

6. 분리 및 연결 장치

7. 공급의 신뢰성

- 배전사업자는 모든 전기 소비 장치에 상시 전원을 공급해야 한다. 그러나, 위원회는 농업과 같은 일부 범주의 소비자에 대해서는 낮은 공급 시간을 지정할 수 있다.
- 배급사업자는 되도록 가동 중단을 감시 및 복구하기 위한 자동화 도구를 사용하는 메커니즘을 마련해야 한다.

8. 프로슈머로서의 소비자

- 프로슈머는 소비자 지위를 유지하고 일반 소비자와 동등한 권리를 갖게 되지만, 루프탑 태양광발전(PV) 시스템을 포함한 재생에너지(RE) 발전 장치를 직접 설치하거나 서비스 제공업체를 통해 설치할 권리도 갖게 된다.
- 최대 10kW의 부하에 대한 순계량 및 10kW 이상의 부하에 대한 총계량

9. 성능 기준

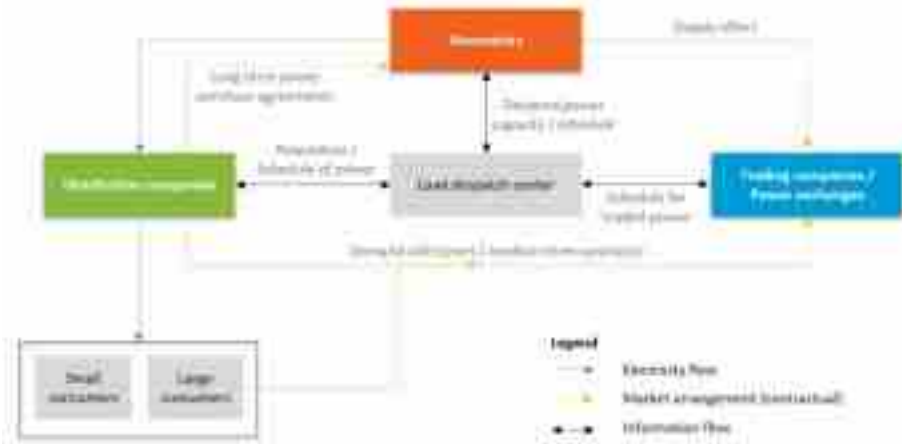
- 위원회는 배전사업자에 대한 실적기준을 통보하여야 한다.
- 배전사업자가 이행기준 위반으로 소비자에게 지급해야 할 보상금액

10. 보상 메커니즘

- 성능 표준에 대한 매개변수를 원격으로 감시할 수 있는 소비자에게 자동 보상이 지급되어야 한다.

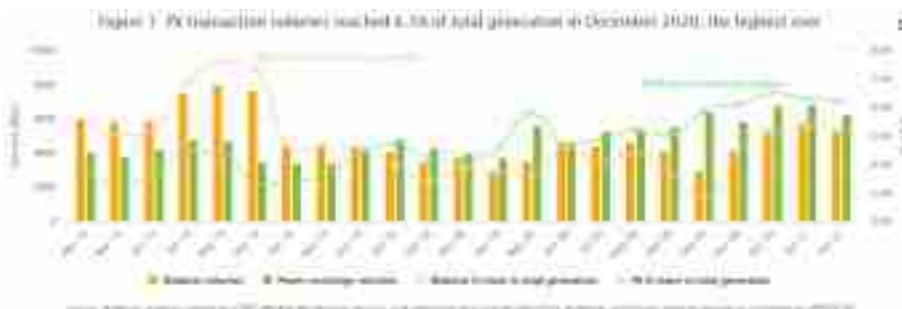
V 도매가격 및 소매요금

1. 도매가격



인도 도매전력조달의 효율성 제고

2021년 회계연도(FY21)는 인도의 전력 부문이 주목할 만한 해였다. 배전사업자는 전통적으로 발전소에서 전력을 구매하기 위해 장기 계약(약 25년)에 의존해왔다. 그러나 2021년 회계연도(FY21)는 특히, 전력거래(PX)를 통해 단기 상품을 이용한 조달이 증가하였다. 대부분의 선진국에서 전력 부문의 비용 효율성은 도매 시장을 통해 달성되었다.



2020년 12월 PX 거래량이 전체 생산량의 6.5%에 달해 역대 최고치를 기록했다.

2019년 4월부터 21년 2월까지 양자간 계약의 비중은 줄고, 전력거래소(PX)를 통한 거래 비중이 늘어나는 것을 볼 수 있다.

* 참고

- 1) 총 발전량에는 재생 에너지 및 자가생산발전량이 제외된다.
- 2) 단기 시장은 하루전시장(DAM)과 실시간시장(RTM), 양자간 거래(거래자, PX에 대한 term-ahead, 배전사업자간 거래) 및 편차 정산 메커니즘을 포함한다.

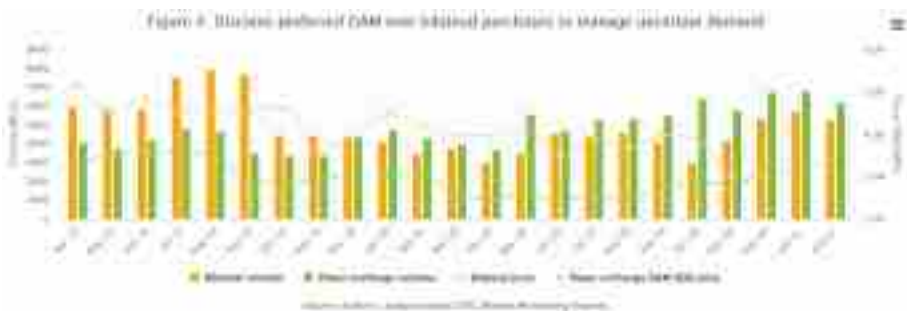


2021년 회계연도(FY21)가 시작되었을 때 도매전력가격은 2020년 회계연도(FY20)보다 이미 낮았다. 지난 3월 말 코로나19로 인한 폐쇄 조치에 따라 전력수요가 급감하면서 한 해가 시작됐고, 그 결과 전력거래소(PX)에 화력발전소의 에너지 과잉공급이 발생했다.

더 저렴한 전력을 구입할 수 있는 경제적 기회가 분명해지자, 마하라슈트라, 안드라프라데시, 구자라트, 텔랑가나, 펀자브, 우타르프라데시주(州)는 계약된 고가 발전소에서 구매하는 것 대신에 전력거래소에서 더 저렴한 INR 1.8/kWh로 거래를 진행하였다. 그 결과 안드라프라데시주(州)는 2020년 4월 전력구입비용을 132 크로어(약 198억 원)를 절감한 것으로 알려졌다.



계다가, 특히 여름 휴가 기간(8~10월)에 점진적인 규제 완화와 함께 수요가 다시 부상함에 따라, 수요의 예상 수준에 대한 불확실성이 오히려 전력거래소(PX)에 대한 의존도를 확대하고 양자간 거래의 의한 거래량을 줄였을 수 있다(그림 4). 그동안 양자간 거래는 일반적으로 1~3개월 전에 전력을 구매할 수 있으며 전력 가용성의 높은 확실성으로 인해 일반적으로 Day-Ahead-Market(또는 전력 공급 12시간 전에 입찰이 이루어지는 DAM)보다 선호된다.



2020년 6월 출시된 실시간시장과 같은 새로운 시장은 비용 효율적인 방식으로 변동성이 높은 수요 관리를 가능하게 했다. 하루전시장과 달리 실시간시장은 공급 75분 전까지 입찰할 수 있다. 인도 실시간시장의 도매가격은 참여 증가로 인해 2020년 6월 kWh당 2.22달러에서 2021년 3월 kWh당 3.73달러로 상승했다.

실시간시장은 경제급전(SCED) 계획에 대한 의존도를 다소 완화했다. 경제급전(SCED) 메커니즘은 값싼 발전소가 발전량을 증가시키고 실시간시장 입찰 후 제약을 반영해 점차적으로 비용이 많이 드는 발전소를 증가하도록 지시함으로써 발전 비용을 최적화한다. 인도 계통운영자 POSOCO 보고서에 따르면 2020년 수요 감소로 일부 참여 용량이 예비폐쇄에 들어갔고, 참여 공장의 변동원가 다양성도 줄어 2020년 경제급전(SCED) 절감액이 2019년보다 낮다고 관측했다. 그러나 참여 발전소에 의한 실시간시장의 기여는 경제급전(SCED) 절감액을 약 3%까지 감소시킬 수 있다는 점도 실시간시장이 마진에서 시장 기반 비용 최소화를 촉진한다는 것을 나타낸다.

나아가 2020년 7월 재생에너지인증서(REC) 거래가 중단됨에 따라 녹색기간전시장(GTAM)은 배전사업자와 기업 소비자가 재생에너지 구매의무(RPO)를 충족시키기 위한 REC 메커니즘의 대안으로 작용했다. GTAM은 2020년 10월 208TWh의 높은 활동 이후, 2020년 12월부터 2021년 2월 사이에 태양과 풍력 발전량이 감소

하여 2021년 2월 94 TWh의 발전량이 감소하였다. 공급 부족과 꾸준히 높은 수요 측 유동성으로 인해 가격은 2020년 8월 kWh당 3.07루피에서 2021년 2월 4.09루피까지 상승 궤적을 보인다.

2021년 회계연도(FY21)의 시장 기반 전력거래량 증가는 이례적인 추세일 수 있다. 수요가 최고조에 달할 것으로 예상되는 다가오는 여름을 위해 계획하는 동안, 배전사업자는 PX를 구매 계획에 계속 포함해야 한다. 장기적으로는 수요가 늘어도 PX 내 유동성이 풍부해야 시장 가격 하락이 지속될 수 있다. 이를 보장하는 한 가지 방법은 발전기와 배전사업자 사이의 장기 계약을 재구성하여 주 경계를 넘어 발전소 일정을 수립할 수 있도록 하는 것이다. SCED 계획을 통한 지속적인 비용절감은 대규모 플랜트 풀에 걸친 최적의 스케줄링이 시스템 전체의 비용 절감을 제공할 수 있음을 보여준다.

연료 가격과 가용성의 왜곡에도 불구하고 시장기반 경제급전(MBED)은 효율성을 도입할 수 있으며, 이러한 대량 전력시장으로의 전환을 서둘러야 한다. 나아가 사회적으로 최적의 결과를 보장하기 위해서는 에너지 효율이 성과급송의 핵심이 되어야 하며, 가변 발전비용의 왜곡된 측정지표가 되어서는 안 된다. 잘 기능하는 도매 시장은 효과적인 소매 전력시장의 비전에 중요한 전조를 형성할 것이다. 이를 달성하기 위한 당면과제는 있지만, 생산적인 자산의 금융 지불 능력을 촉진하고 은행 시스템의 부실 자산에 대한 전망을 개선하는 데 도움을 줄 수 있다.

2. 소매요금

2.1 전기요금 구성

아래 구성 요소들은 주마다 다르고 배전사업자마다도 다르게 구성되어있다. 아래 내용은 대부분 공통으로 포함하는 요소들을 작성한 것이다.

- 종별요금 : 일반적으로 관세 코드는 LT(Low Tension 230V 단상 또는 400V 3상)와 HT(High Tension 11kV 이상)로 구분한다. LT 코드는 일반적으로 주거, 상업 및 소규모 사무실에, HT 코드는 일반적으로 더 큰 산업과 복합체에 부여한다.

- 공급 및 연결 부하 유형(각 주/배전사업자의 고정 요금): 이 값은 kW 단위로 계산된다. 이것은 미터에 연결된 기기를 기준으로 단상과 3상을 구분하여 계량기에 주어진 허용된 최대 피크 kW이다. 이는 실제 에너지 소비량이 아니며 고정 요금에만 영향을 미친다. 지역, 연결된 가전제품 등의 부하 및 중복 계수를 사용한 평가, kWh 단

위의 소비량 기준 등으로 결정된다.

- 소비량 : 계량기에 연결된 모든 가전제품의 월별 총소비량이다.
- 슬래브(Slab) 요금 구조 : 고지서의 요금 구조는 청구 금액을 어떻게 줄일 수 있는지를 보여주는 가장 좋은 지표이다. 일반적인 주거용 및 SMB 상업용 접속의 경우 슬래브 기반의 구조이다. 우리나라의 누진제와 같이 인도의 슬래브 구조는 에너지 사용량이 적은 이용자에게 낮은 요금을, 소비가 많은 이용자에게는 추가 요금을 부과하는 것이 목적이다. 이 슬래브는 "소비된 단위"를 기반으로 하여 소비되는 장치의 수가 증가함에 따라 에너지 전하 변화 및 슬래브와 관련된 고정 비용(단상)도 증가한다. 아래는 뭄바이 주 예시이다.

1. Your tariff structure				
Tariff	Tariff slabs	Fixed Charge	Energy Charge	FAC rate
LT 1:LT-Residential	Units per Month	₹/month	Paise/Unit	Paise/unit (JAN-12)
	0-100	30	296	26.92 Cr
	101-300	50	556	50.56 Cr
	301-500	50	916	83.30 Cr
	Above 500(balance units)	100	1061	96.48 Cr

- 연료조정요금(FAC) : 각 누진 구간(슬래브)마다 적용되는 FAC요금이 있다. 1년 동안 연료 가격 상승으로 인한 추가 전력 비용을 의미하며, 대부분의 경우 연료는 석탄이다. 연구에 따르면, 2011년 이후 석탄 생산률은 감소하여 2037년에는 1990년 수준에 도달하고, 2047년에는 최고치의 50%에 도달할 것이다. 그러므로 FAC는 대체 전력원이 그렇게 저렴하게 전기를 생산할 수 있는 상태로 개발되지 않을 때까지 변함없이 증가할 것이다. 따라서 앞으로 전기요금은 인상될 것으로 예상할 수 있다.
- 전기세(각 주별로 적용되는 세금): 각 주마다 각기 다른 요금구조에 적용되는 세금이 규정돼 있고, 그의 전기요금에도 같은 내용을 확인할 수 있는 전기(Duty)법이 있다. 다만, 구성 요소들은 주별로 다르고, 배전사업자 별로도 다르다.

Industrial including mining	5 p/unit
Agriculture	
(i) In the case of metered supply	1 p/unit
(ii) In the case of non-metered supply	5% of the flat rate
Commercial, domestic and others	6 p/unit
Consumption under temporary connection	15 p/unit
Consumption of self-generated energy of any purpose	6 p/unit

*p : 파이사, 100파이사=1루피

VI 주요현안 및 시사점

1. 주요현안

1.1 분산형에너지

인도의 전력회사는 전력을 공급할 의무가 있다. 주 정부의 전력공급을 위한 노력에도 불구하고, 농촌 지역에서 양질의 전기를 사용하는 것은 여전히 어렵다. 중앙집중식 송전망을 통한 전력공급은 점점 더 어려워지고 있으며, 더 멀리 떨어진 지역에 전력을 공급하는 것은 기술적으로나 경제적으로 어려워지고 있다. 따라서 전력을 생산할 수 있는 자체 제어식 지역 전기 시스템이 해결책으로 손꼽히고 있다.

재생 에너지(RE)는 발전 비용을 상당히 줄일 수 있으나, 중앙집중식 발전소에서 생산한 재생에너지에 송배전 비용을 포함한 실제 비용은 입찰에서 결정되는 요금의 두 배 이상이다. 그러므로 전력수요가 있는 현지에서 재생에너지는 과도한 송배전 비용이 제거되기 때문에 가장 적합한 에너지원이 될 수 있다.

마이크로그리드와 미니그리드는 각각 10kW 이하, 수 MW 이하의 용량을 가진 분산형 발전원이다. 그러나 아직은 인도는 미니그리드에 대한 정책이 부족하여서 민간부문에 관한 기술과 구성 및 방법의 합리화가 이루어지지 않고 있다고 평가받는다. 지금까지 인도의 미니/마이크로그리드 프로젝트는 아무런 정책과 규정 없이 기업의 사회적 책임, 시범 프로젝트로 수행되었다.

분산형에너지 전원은 중요하다. 유연성과 복원력을 제공하며 빠른 복구, 소비자에 대한 전력 도달 주기 단축, 원활한 공급 유지, 추가 송배전망의 요구 사항 감소, 혼합 기술 배치가 가능하다. 그리드에 연결된 미니/마이크로그리드는 중앙 집중화된 그리드의 유연성을 추가할 수 있다.

인도에서 이 부문이 신속하게 핵심 역할을 맡기 위해 아래와 같은 당면과제가 남아있다.

- 정책 및 규정 : 일반적으로 전력/에너지 부문은 규제가 크게 지배한다. 분산형 에너지전원을 위한 규제를 신설하고, 민간자본의 위험부담 해소, 요금 구조화를 목적으로 해야 한다.
- 수요 창출 및 최적화 : 일정 규모 이상의 수요에 대해 경쟁 입찰은 가격을 낮출 수 있고, 적절한 기술에 기반한 비즈니스 모델은 자본 지출을 줄이고 최적화된 솔루션을 달성할 수 있다.

• 자금 조달 : 재생에너지 분야는 코로나19 유행 기간에도 투자 자본이 모이곤 한다. 크라우드펀딩을 비롯해 다양한 출처의 펀드를 효율화하는 것이 중요하다. 기후변화를 비즈니스 사례로 정의하면 상업적 생존 가능성을 높일 수 있다. 소규모 프로젝트를 묶으면 자금 조달이 쉬워지고 민간 부문의 참여도 수익성이 높아진다.

분산형 에너지 자원시스템은, 특히 인도에서는 지리적으로 대규모 재생에너지에 대한 기술적 대안이 될 수 있으며 실행 가능한 해결책이 될 수 있다. 기후변화에 대응하고 모두에게 청정에너지를 제공하기 위한 방법으로 활용할 수 있는 환경 및 공공 친화적 해결책이다.

1.2 100% 전기화 완료, 그 이후는?

빈곤계층의 전기공급을 유지하는데 경제성과 신뢰성이라는 까다로운 요소가 남아 있다. 인도 가정의 99.99%의 전기화는 2030년까지 저렴하고 신뢰할 수 있으며 현대적인 에너지 서비스에 대한 보편적 접근을 제공한다는 ‘지속가능 개발 목표 7.1’을 달성하기 위한 중요한 이정표이다. 그러나, 가정에 24x7 전력을 공급하려는 정부의 목표를 달성하기 위해서는 경제성과 신뢰성이라는 요소에 보완이 필요하다.

에너지, 환경 및 물 센터(CEEW)가 에너지 부족 6개 주 8500개 시골 가구를 대상으로 실시한 에너지 접근 조사에 따르면, 전기가 없는 가구의 3분의 2(약 30%)는 전기요금을 감당할 수 없거나 내지 않기로 선택한 것으로 나타났다(CEEW, 콜롬비아 대학교, Practical Action, 2016). 같은 조사에서 전기화 가구와 비전기화 가구 간 월평균 지출액도 약 30% 차이가 나는 것으로 파악되었다. 새로 전기를 공급받는 마을(약 2~3개월 전부터)에서도 전기요금을 더 많이 받는 가구가 전기요금을 낼 수 없거나 낼 의사가 없다는 의견을 냈다. 가계의 전기 접근성을 유지하고 "전기가 없는" 계층으로 되돌아가지 않도록 하는 데 있어 지불 가능성과 의지는 여전히 중요한 요소로 남아있다.

인도에서는 국내 소비자에 대한 차등요금제와 빈곤선 이하(BPL) 소비자에 대한 추가요금 인하가 이러한 문제를 해결하기 위한 해결책이 될 수 있다. 대부분의 주에서 처음 소비되는 300~500kWh의 전력은 기본적인 조명 목적을 위한 필수적인 전력량이므로 무료로 한다. 이러한 조치에도 불구하고, 많은 가정은 전기요금을 내지 않기로 선택한다. 농업소득의 계절적 특성, 규칙적인 소득 부족, 높은 전기요금, 가구 내 예상치 못한 지출 등이 원인으로 꼽혔다. 전기요금 납부기한을 6개월로 늘리는 등 유연성을 높이면 빈곤층 소비자에게 숨통이 트일 수 있을 것이다. 전기요금을

분할납부하거나 전기요금 납부를 위한 소액대출을 지원하는 방안도 검토될 수 있겠다.

전기요금의 합리성이 지불 의지를 조성하는 중요한 요소이기도 하다. 전기료를 내지 않는 또 다른 이유는 소비자에게 청구된 전기요금이 비싸기 때문이다. 이 경우 소비자는 전기요금 인상의 실제 이유를 파악하지 못해 청구된 금액에 대해 납득하지 못하게 된다. 사용자들 사이에서 요금 패턴과 청구 시스템의 예상되는 부조리들에 대한 인식이 형성될 수 있다. 마을 단위의 고충보상방문이나 지역 전기사업소의 이용자 친화적인 보상기구는 전기요금 인상에 대해 소비자에게 최소한 만족스러운 설명을 제공할 수 있다. 전기요금 발생 과실을 줄이기 위해 고지서와 계량기에 대한 무작위 모니터링도 실시할 수 있다.

2018년 정부는 모든 전기 계량기를 3년 이내에 스마트 및 선불 계량기로 만들겠다고 발표했다. 선불측정기의 도입은 소비자에게 지불의 유연성을 제공할 것이다.

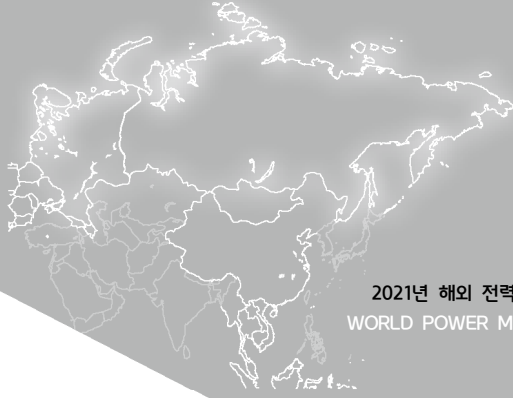
전력 공급의 저렴성과 신뢰성을 다루는 방법 중 하나는 가정용 전기와 태양광 기반 가정용 전기 시스템을 결합하는 것이다. Numaligarh 정유회사(NRL)는 에너지 및 자원 연구소(TERI)와 연계하여 기업 사회 책임 기금(Energy and Resource Institute, 2020)을 사용하여 아삼주 골라жат 지역의 비전기화 가정에 태양광 기반 가정용 전기 시스템을 설치했다. 태양광을 이용한 가정용 전기시스템과 재래식 전기를 함께 사용하는 가구는 기존 전기에만 의존하는 가구보다 전기요금이 훨씬 적은 것으로 나타났다.

SDG 7.1은 전력 공급의 신뢰성과 경제성을 강조한다. 신뢰성 요소와는 달리, 합리적인 가격과 지불 의지는 소비자에게 크게 좌우된다. 따라서 경제성이 낮은 구간의 소비자들이 전기 공급을 유지할 수 있도록 돕기 위해 경제성이 훨씬 더 까다로운 요소이다. 시골 지역에 중단 없는 전기 공급을 유지하기 위해서는 스마트 선불 계량과 함께 지불 패턴에 훨씬 더 많은 유연성이 필요하다.

농촌지역에 100% 전력화를 달성하는 것을 넘어, 24×7 전력 공급을 위한 인프라 강화와 함께 가구가 전력 연결을 유지할 수 있도록 하는 것이다.

<참고자료>

1. 2017 해외전력산업동향
2. IEA India_Energy Outlook
3. Ministry of New and Renewable Energy(인도 신재생에너지부) – india annaul report 2020-21
4. Power Sector Policies in India: History and Evolution
5. IEX – Electricity Market
6. HISTORY AND EVOLUTION OF POWER SECTOR POLICIES IN INDIA
7. AFRY India power market-vision for 2030
8. 외교부, 주인도 한국대사관, KOTRA 홈페이지
9. Ministry of Power of INDIA, IEX 홈페이지
10. IBEF(India Brand Equity Foundation) 홈페이지
11. The times of India – amended electricity rights of consumers rules 2021
12. National Power Portal(<http://npp.gov.in>)
13. CEEW, Council on Energy, Environment and Water
14. <https://www.adanielectricity.com/Tariff>



II. 중국

정유진 차장, 전지수 주임

동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로 수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로 참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리 소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며 동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는 문제들에 대하여 우리 소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

목 차

I. 전력산업 개요 및 전력시장 구조	46
1. 전력산업 개요	46
2. 전력시장 구조	54
II. 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황	58
1. 주요정책	58
2. 신기술 개발 및 신시장 도입 현황	62
3. 에너지전환 관련 제도 변화	64
III. 전력공급	66
1. 전력공급 현황	66
2. 발전	68
3. 송전 및 배전	70
IV. 전력수요	74
1. 전력수요 현황	74
2. 판매체계	75
3. 소비구조	75
V. 도매가격 및 소매요금	77
1. 도매가격	77
2. 송배전가격	79
3. 소매요금	79
VI. 주요현안 및 시사점	81
1. 탄소배출권 거래시장	81
2. 코로나19 영향	82
3. 전력난 발생	83
<부록> 참고문헌	86

I 전력산업 개요 및 전력시장 구조

1. 전력산업 개요

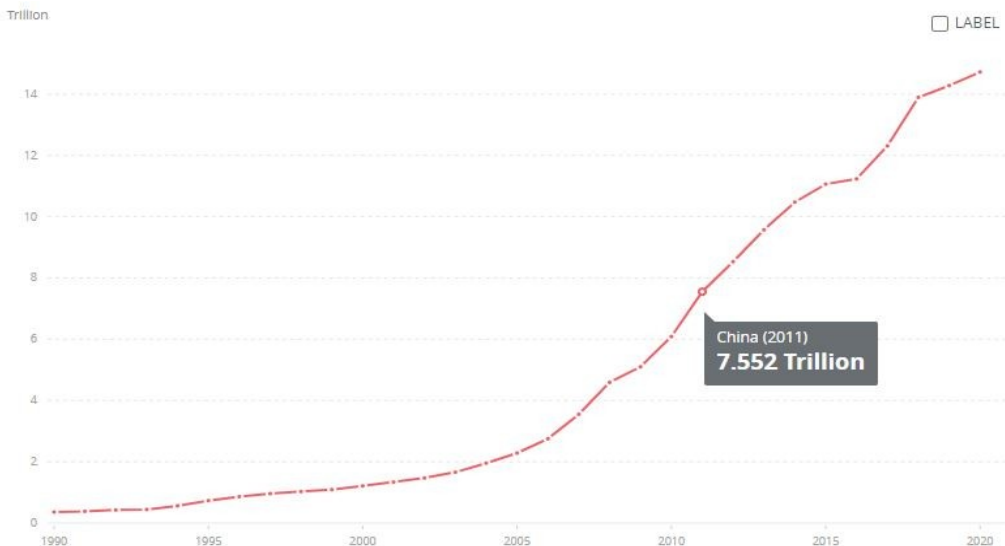
1.1 국가 개요

중국은 명실상부한 제2의 경제대국으로 세계 최대의 인구 규모를 자랑하며, 세계 최대의 에너지소비국이기도 하다. 2020년의 국내총생산(GDP)은 14.7조 억달러로 우리나라의 9배 수준이며, 인구는 2020년을 기점으로 14억명을 돌파하였다.

GDP	14,722,731백만\$
인구	1,402,112,000명
1인당 GDP	10,500\$
경제성장률	2.3%

자료 : World Bank, 2020년 기준

중국 경제는 1978년 개혁·개방 이후 40년간 연평균 9.2% 성장이라는 역사상 유례가 없는 경제성장 속도를 보여주었다. 국가통계국에 따르면 2020년 중국의 산업 비중은 1차산업 7.7%, 2차산업 37.8%, 3차산업 54.5%으로, 1차산업은 급감하고 3차산업은 지속 성장하는 산업구조 고도화가 진행중이다.



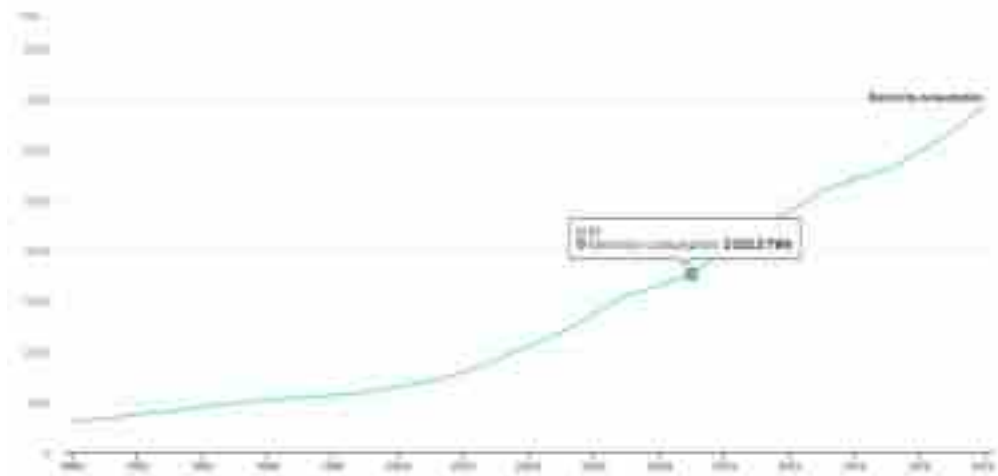
중국의 연간 GDP(달러 환산), 자료 : World Bank

1.2 2000년대 발생한 전력난

경제 고속성장으로 90년대 초반부터 전국적인 전력부족 현상이 나타났으며, 2000년대 들어서는 전력소비가 급증하면서 거의 매년 전력난이 발생하였다. 2003년에는 중국 31개 성(省), 시(市) 가운데 21개 성이 제한송전을 실시하였다. 2004년에는 24개의 성에서 제한송전을 실시했으며 전력 부족량은 30GW에 달했던 것으로 추정되는데, 이는 사실상 중국 전역에서 전력부족 현상이 나타났음을 의미한다.

2008년 1월에는 남부지방의 폭설, 여름에는 발전용 석탄 가격의 급등으로 인한 발전비용 상승 등의 원인으로 전력부족 현상이 발생하였다. 2011년에는 석탄공급 부족과 가뭄이 겹치면서 3월부터 전력난이 발생해 동남부지역에서 중부 및 중국 전역으로 확산되었다.

2000년대 전력난 발생의 원인으로서는 크게 세 가지가 있는데, 먼저 앞서 언급한 경제성장의 영향으로 전력수요 역시 급증한 것이다. 철강, 금속공업, 석유화학 등 전력 다소비 산업이 성장하면서 산업용 수요가 증가했고, 국민소득 증가로 에어컨 등 냉방기기 설치가 증가하면서 가정용 수요가 증가했다. 그러나 중국 정부는 1998년 발전설비 투자를 3년간 제한하는 등 이러한 전력수요 증가율을 과소 예측했다.



중국의 연도별 전력소비량, 자료 : IEA

두 번째로는 중국 정부가 발전용 석탄가격 및 전기요금을 규제하면서 시장 가격이 왜곡된 측면이 있다. 세 번째로는 지역간 송전 문제인데, 지역간 전력망의 상호 연계성이 낮아 전력 부족 시 타 지역으로 송전이 원활하게 이루어지지 않는 문제가 있다. 이는 뒷부분에서 상세하게 다루기로 한다.

올 여름과 가을에도 중국은 극심한 전력난을 겪었다. 그러나 근래에 발생한 전력난은 중국 정부가 호주산 석탄 수입을 제재하는 등 위에서 언급한 원인 외의 다양한 원인으로 인해 발생하였다. 다만 역사적으로 중국의 고질적인 전력난은 안정적인 전력공급과 기저설비 확충이라는 전력정책 패러다임에 영향을 미쳤고, 때로는 전력산업 구조개편을 중단하는 계기가 되기도 하였기에, 이해를 돕기 위해 서두에서 언급한다.

1.3 전력산업 구조

중국의 전력산업을 담당하는 정부 기관은 국가발전개혁위원회(National Development and Reform Commission, NDRC)와 산하의 국가에너지국(National Energy Administration, NEA)이다. 그리고 그 산하에는 3개의 전력망회사¹⁾, 5개의 대형 발전사업자, 3개의 원전사업자 등이 있다. 이는 2002년까지만 해도 중국의 전력산업이 국가 주도하에 독점으로 운영되던 영향으로, 2002년과 2015년 두 차례의 전력산업 구조개편을 거치면서 현재는 민간의 참여도 늘어났으나, 여전히 국영기업의 비율이 높은 편이다. 전력산업 구조개편에 대한 상세한 내용은 1.4에서 후술한다.

1.4 전력산업 구조개편

1.4.1 2002년 - 시장 조성

앞서 언급한 바와 같이 중국은 2002년까지 국가전력공사(State Power Corporation of China, SPCC)라는 독점기업이 모든 전력망과 대부분의 발전소를 소유하고, 전력공급 인프라 건설, 발전, 지역간 송·배전, 전력망 관리 등을 모두 수행하는 구조였다. 그러나 전력산업의 시장경쟁체제 전환을 통한 경쟁 유도·효율 제고·비용 절감 및 자원배분 개선을 위해 2002년 ‘전력시스템 개혁’을 발표하였다. 이는 전국 전력망 연계, 전력거래시장 형성 등을 목표로

1) 송·배전뿐만 아니라 계통운영, 판매까지 담당

로 발전부문과 송·배전부문의 분리, 경쟁입찰에 의한 가격결정, 전력직거래 시범 도입 등을 골자로 하였다.

먼저 전력부문의 수직통합 체제를 해체하고 경쟁을 유도하기 위해 국가전력공사(SPCC)를 발전, 송·배전, 서비스 지원²⁾ 기업으로 분리하였다. 발전부문은 화닝, 다탕, 귀톈, 화톈, 중국전력투자그룹 등 5개 기업으로 분리되었다. 또한 다수의 민자발전사(IPP)가 민간기업과 외국인투자자에 의해 설립되었다. 송·배전부문은 국가전력망공사(State Grid Corporation of China, SGCC), 남방전력망공사(China Southern Power Grid, CSG) 등 크게 2개 기업이었다. 기업 간 합병 등으로 다소 재편되기는 했지만 큰 틀에서는 이때의 분리 체제가 현재까지도 이어지고 있다.

다음으로 전력조정거래센터를 통한 경쟁입찰을 추진하기 위해 전력가격을 도매가격, 송·배전가격, 소매가격으로 구분하였다. 그리고 2004년에는 발전기업과 대규모 수용가 간 전력직거래 시범지역을 선정·추진하여 2005년에는 지린성에서 중국 최초로 전력직거래가 시행되었다.

그러나 결과적으로는 발전부문과 송·배전부문을 분리한 것 외에는 별다른 성과를 거두지 못하였다. 경쟁 미흡, 시장거래 규모 부족 등으로 시장 메커니즘이 제대로 작동하지 않았으며, 전력가격이 여전히 시장보다는 정부에 의해 결정되었기에 발전연료비 변화, 전력수급 상황 등이 가격에 제대로 반영되지 못하였다. 또한, 지역 간 계통연계 미흡으로 기수(棄水), 기풍(棄風), 기광(棄光)³⁾ 현상이 발생하였다.

1.4.2 2015년 - 시장화개혁 심화

2015년 3월 중국 국무원은 2002년 전력시스템 개혁 과정에서 나타난 문제점을 보완하고 시장시스템 개혁을 확립하기 위해 13년 만에 ‘전력시스템 개혁 심화 정책’을 발표하였다. 주요 내용은 ‘3개방, 1독립, 3강화’인데, 3개방은 전력 도·소매가격 개혁, 배전·전력판매 부문의 민간 개방, 발전 및 전력사용부문

2) 발전프로젝트의 측량, 설계, 자문, 관리감독을 지원

3) 송전망 접속능력 부족, 전력공급의 불안정성 등으로 생산된 전력 일부가 전력망으로 연계되지 않아 수력, 풍력, 태양광 에너지가 사용되지 못하고 버려지는 현상

의 투자계획 수립 자율화이다. 1독립은 독립적인 전력거래소의 설립을 의미하며, 3강화는 관리감독, 전력총괄계획, 전력부문의 안전운영 및 공급안정 등을 강화하겠다는 것이다.

위 개혁을 통해 중국의 전력가격 중 도·소매가격은 시장에 의해 결정되고, 자연독점부문에 해당되는 송·배전가격은 정부의 독립적인 산정방식에 의해 결정하는 이원체제를 형성하였다. 또한 전력망기업인 국가전력망공사(SGCC) 및 남방전력망공사(CSG)의 내부에 설립했던 전력거래소를 이들이 일정 지분을 소유한 회사의 형태로 분리하여 운영함으로써 독립된 전력거래소를 설립하였다. 뿐만 아니라 전력판매 부문과 배전 부문을 민간에게 개방하였으며, 발전사업자와 전력수용가 간의 직거래를 허용하였다.

이는 정부가 가지고 있던 가격결정 권한을 시장에 이양함으로써 시장화 수준을 크게 제고시킨 개혁이라고 할 수 있다. 기존에는 전력망 기업이 전력의 독점판매권을 가지고 있어, 이들의 자회사인 발전사업자는 전력가격과 발전량을 결정할 수 없었다. 따라서 전력수용가는 정부가 정한 가격으로 전력을 구매해야만 했다. 그러나 전력의 독점판매권을 폐지하고 발전사업자와 전력수용가 간 직거래를 허용함으로써 발전사업자는 시장의 수요에 따라 발전량을 결정하는 한편, 전력수용가에게 전력을 직접 판매할 수 있게 되었으며, 전력수용가는 시장에서 발전사업자를 자유롭게 선택할 수 있게 되었다. 또한 전력망기업 입장에서도 수익 창출 범위가 정부가 정한 송·배전가격으로 제한되면서, 비용 절감을 통한 이익극대화를 도모하게 되었다.

1.5 주요 전력회사

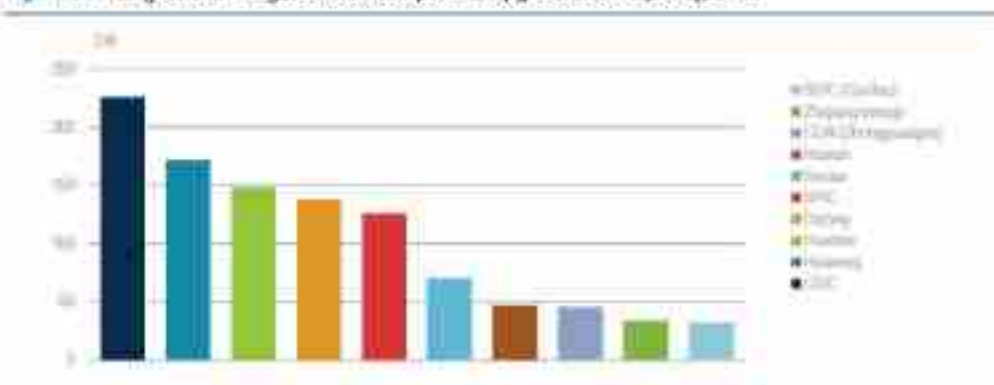
중국 전력산업의 주요 참여자는 발전사업자, 전력망회사, 판매사업자로 나눌 수 있다. 전력망회사는 송전 및 배전을 수행하기에 송배전사업자라고도 할 수 있으나 이들이 전력계통 운영 및 일부 판매도 겸하기 때문에 전력망 회사로 표기하기로 한다.

1.5.1 발전사업자

중국의 발전사업자는 민간기업도 있지만 국영기업의 비율이 지배적이며, 특히 2002년 발전 부문 분리 당시부터 존속해온 Big5(화닝, 다탕, 귀덴, 화톈,

중국전력투자)를 꼽을 수 있다. 아래 그래프는 2018년 기준 대형 발전사업자 10개사의 설비용량인데, 빅5의 설비용량이 나머지 5개사의 설비용량에 비해 압도적으로 큰 것을 확인할 수 있다.

Figure 10 • Largest Chinese generation companies, by generation capacity, 2018



Notes: CEIC = China Energy Investment Corporation; CGN = China General Nuclear; SDIC = State Development and Investment Corporation; SPIC = State Power Investment Corporation.

중국의 대형 발전사업자(설비용량순), 자료 : IEA, Power Sector Reform in China(2018)

다만 빅5 체제 내에서의 순위는 변화하고 있다. 중국전력투자는 2015년 국가원자력기술과 합병하여 국가전력투자(State Power Investmet Corporation, SPIC)가 되었다. 또한 귀토펬은 2017년 거대 석탄기업인 선화와 합병하여 중국 에너지투자(China Energy Investment Corporation, CEIC)가 되었다. 이로 인해 중국 최대 발전사업자는 화닝에서 중국에너지투자(CEIC)로 바뀌었다. 2018년의 설비용량을 기준으로 나열한 중국의 주요 발전사업자는 아래와 같다.

회사명	로고
중국에너지투자CEIC	 国家能源集团 CHN ENERGY
화닝Huaneng	 中国华能集团有限公司 CHINA HUANENG GROUP CO.,LTD.
화톈Huadian	 中国华电 CHINA HUADIAN
다탕Datang	 中国大唐集团有限公司 China Datang Corporation Renewable Power Co., Limited
국가전력투자SPIC	 国家电投 SPIC

1.5.2 전력망회사

전력망회사로는 국가전력망공사(SGCC), 남방전력망공사(CSG), 내몽골(네이멍구) 전력회사가 있다. 아래 그림에서 볼 수 있듯이 국가전력망공사(SGCC)가 중국 영토의 88%를 관할하고 있으며, 내몽골 자치구는 내몽골전력회사가, 그 밖의 지역은 남방전력망공사(CSG)가 담당한다. 이들은 단순 송·배전망 운영에 그치지 않고 발전계획, 급전 및 판매까지 겸하여 중국 전력산업에서 핵심적인 역할을 수행한다.



전력망 회사별 관할 구역, 자료 : IEA, Power Sector Reform in China(2018)

회사명	로고
국가전력망공사(SGCC)	
남방전력망공사(CSG)	
내몽골전력회사	

1.5.3 판매사업자

중국에 전력시장이 개설될 때부터 판매사업자들도 생겨났지만, 전기소비자들이 판매사업자를 별도로 선택하지 않는 경우 기본적으로는 전력망회사들로부터 전기를 공급받는다. 2017년 기준 중국의 판매사업자 수는 7,000여개다. 이들이 모두 활발하게 운영 중인 것은 아니지만, 시장 기반의 거래를 하는 광둥 등 일부 성(省)에서는 산업용 전기소비자들의 수요를 집합하여 주된 시장 참여자로서 기능하고 있다.

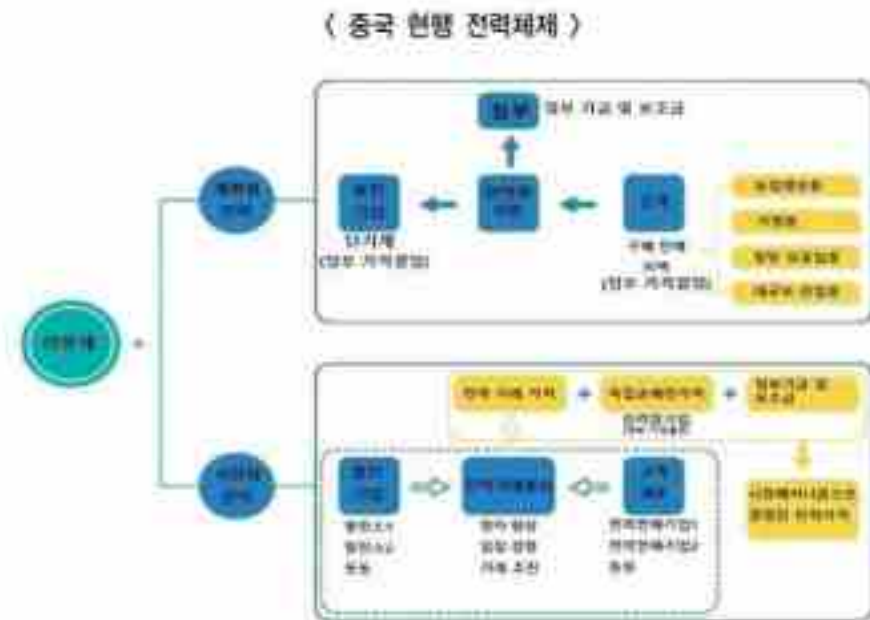
1.6 규제기관

위에서 언급했듯 중국의 전력산업은 국가발전개혁위원회(NDRC)와 국가에너지국(NEA)의 규제를 받는다. 국가발전개혁위원회(NDRC)는 국무원 산하의 부처로 경제발전 전략과 5개년 계획 등 단기 및 중장기 계획을 입안하고 거시경제를 관리한다. 국가에너지국(NEA)은 국가발전개혁위원회(NDRC)의 직속기관으로 2008년 설립되었으며, 에너지정책을 수립하고 및 발전사업 인허가를 담당하는 등 에너지산업 전반을 담당하는 기관이다.

2. 전력시장 구조

2.1 전력시장 운영 체계

중국의 전력부문은 ‘계획형 + 시장형’의 이원제로 운영하고 있으며, 개혁을 통해 전력시장 자유화를 추진하고 있다. 공간에 따른 분류로는 성(省)급 전력시장과 지역 전력시장으로 나뉘며, 현재 35개의 전력거래소를 운영 중이다. 거래상품에 따른 분류로는 중장기거래시장, 현물거래시장(하루전·당일·실시간), 보조서비스시장이 있다. 각 시장별 설명은 아래에서 후술하기로 한다.



자료 : 電力規劃設計總院(2019.4.29), 中國能源發展報告2018

자료 : 에너지경제연구원, 세계 에너지시장 인사이트 제20-6호 2020.3.16.

2.2 성(省)급 전력시장과 지역 전력시장

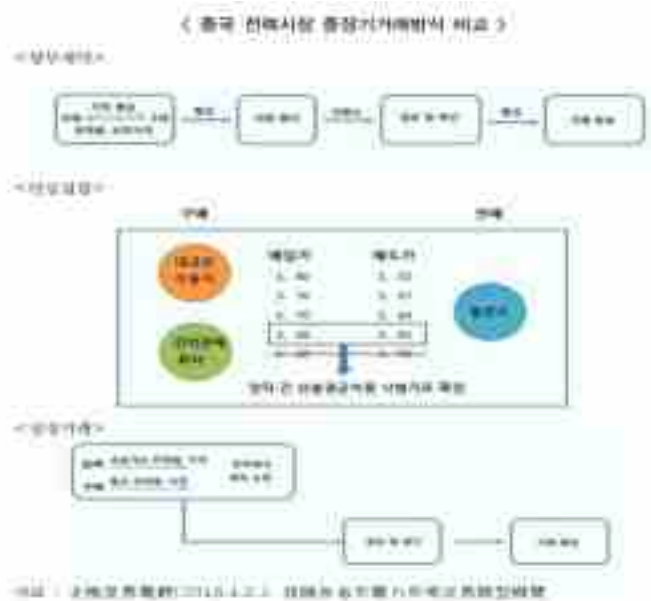
중국 전력시장 체제의 기반을 이루는 것은 성(省)급 전력시장이다. 2015년 구조개편 이후 성급 전력시장 구축 및 개혁이 활발해졌고, 이는 소기의 성과를 거두었다. 현재 중국은 성 단위로 전력시장을 각각 운영하고 있으며 현지 상황에 맞춰 시장모델, 거래방식, 거래품목 등을 정할 수 있다. 다만 이러한 성별 전력시장 간 시장 규칙의 차이 등으로 인해서 진입장벽이 발생하는 문제점이 나타나고 있다.

2002년 구조개편 당시에도 이러한 성 간 장벽을 허물고 자원배분을 최적화하기 위해 지역전력망에 기반한 지역 전력시장의 설립을 계획하였다. 2003년에는 화동과 동북지역에 중국 최초의 지역 전력시장 시범지역을 선정하고 시범운영에 들어갔으나, 시장손실 등을 이유로 2006년에 시범운영을 중단하였다. 2015년 구조개편 당시에도 전국 단위와 일정지역 단위의 지역 전력시장을 구축한다고 명시하였으나 별다른 성과를 거두지 못하였다. 일부 전문가들은 독립된 지역 전력거래소가 없고, 성마다 경제, 전력망 및 전원, 자원 보유 현황 등의 다른 특성이 있어 지역 간 전력시장 통합에 어려움이 있다고 지적하였다. 2020년 들어 전국통합전력시장 개설과 관련한 정책을 내놓고 있는데, 2022년 말까지 징진지, 장강 삼각주, 주강 삼각주 등 지역의 전력거래소를 상호 연결하여 지역경제 통합에 상응하는 전력시장을 구축하고, 이를 기반으로 2025년 말까지 전국통합전력시장을 구축할 계획이다.

2020년 3월 기준, 중국의 전력거래소는 베이징 및 광저우 지역전력거래소 2개, 성급전력거래소 33개로 총 35개가 있다. 그 중 국가전력망공사(SGCC)가 28개, 남방전력망공사(CSG)가 6개, 네이멍구자원관리위원회가 1개를 각각 관할한다. 이들 전력거래소는 모두 개별 기업 형태로 독립적으로 운영되고 있는데, 여전히 전력망기업의 지분율이 높아 전력거래소가 전력망기업의 의도대로 운영되는 문제점이 발생하기도 한다. 따라서 중국 정부는 지배구조를 개선하여 전력망기업의 지분율을 낮추는 정책을 시행하고 있다.

2.3 중장기거래시장

중장기거래시장은 발전사업자, 판매사업자, 전력수용가 등 시장참여자가 ‘쌍무계약(bilateral contract)’이나 ‘단일입찰시장(centralized bidding)’과 같은 시장메커니즘을 통해 년, 분기, 월, 주, 수일 단위로 전력을 거래하는 시장이다. 전력직거래, 성(省) 간 외부송전⁴⁾, 성 간 계약거래 등이 거래 범위에 포함되며, 거래 상품으로는 전력, 발전권⁵⁾ 등이 있다. 2016년 성급 전력시장에서 현지상황에 맞는 ‘전력중장기거래 기본규칙’을 발표하였고, 2020년 7월에는 전력중장기거래 기본규칙 수정안을 발표하여 시장 개혁을 강화하였다.



2.4 현물거래시장

현물시장은 하루전, 당일, 실시간시장 등이 있으며, 중장기거래시장과 연계 운영되는 시장이다. 현재 중국의 현물시장은 형성 방안을 수립하여 시범운영을 준비 중인 단계다. 2017년 8월 중국 정부는 광둥, 명시, 저장, 산시, 산둥, 푸젠, 쓰촨, 간쑤 등 8개 지역을 현물시장 시범지역으로 설정하였다. 이 8개 시범지역은 월 주기의 연속결산정책을 추진하는 등 성과를 거두고 있으며, 전

4) 한 지역의 발전소와 다른 지역의 전력망 간 송전 및 한 지역의 전력망과 다른 지역의 전력망 간 송전을 의미

5) 발전소 간에 발전지분을 거래하는 것으로, 발전권양도거래나 대체발전거래로도 불림

력 부문을 계획형에서 시장형으로 전환하려는 중국 당국의 의지를 확인할 수 있다. 하지만 현물시장규칙이 지나치게 복잡하고, 성 간 전력시장 편차가 크며, 현물가격이 중장기거래가격보다 현저히 낮고, 현물시장과 중장기시장 간 연계가 미흡하다는 등의 문제점이 발생하고 있다.

2.5 보조서비스시장

2017년 주파수 조정, 자동발전제어, 부하조절 등을 위한 보조서비스시장 운영을 시작했으며, 2020년 전력 보조서비스시장이 전국으로 확대되어 시장참여자 및 거래품종이 증가하였다. 2020년 4월, 푸젠성은 주파수조정 보조서비스시장 시범운영을 시작했으며, 1년 뒤에 정식운영할 계획이다. 화북의 일부 지역에서는 V2G(Vehicle to Grid) 충전기를 보조서비스시장에 정식으로 포함하기도 하였다.

▣ 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황

1. 주요정책

1.1 13.5계획

중국은 향후 5년간의 에너지 발전의 주요 목표를 수립하는 에너지자원 정책이 있다. 현재 기간에 해당하는 계획은 13차 5개년 2017년 “13·5” 계획으로서 안전, 자원, 환경, 기술, 경제 등 요인을 종합적으로 고려하여 2020년까지의 목표를 설정하였다.

에너지 소비구조, 에너지효율, 환경보호 등의 지표에 대한 실적과 2020년 목표는 다음과 같으며, 2020년까지 목표를 달성 가능할 것으로 보인다.

구분	지표	단위	2019년 실적	2019년 목표	2020년 목표
에너지소비	1차에너지 소비량	억 tce(천만톤)	38.2	38.7	40
	전력소비총량	억 kW	11.3	25.1	29
	에너지소비효율	억 tce/천만톤	43	40.6	39
	에너지소비절감	억 tce(천만톤)	20.6	26.2	41
에너지절감	전국적 전력소비절감	억 kW	6.89	7.23	6.8-7.2
	에너지 절약률	%	64	31.7	38
에너지구조	석화에너지의 비중	%	20	40.6	39
	비석화에너지의 비중	%	27	31.1	31
	석화에너지의 비중	%	17	10	15
	천연가스 소비 비중	%	5.9	8.8	10
	수력 소비 비중	%	6.6	13.2	6.6
	핵심소비량 비중	%	49	49.9	65
에너지효율	단위 GDP 에너지소비량 감소	%	-	-17.8	-18
	중대기업의 에너지소비량	g(그램)/100kWh	378	300.8	379
환경보호	전력 소비량	%	6.64	5.8	5.3
	단위 GDP CO ₂ 배출량 감소	%	-	-10.4	-10
에너지생산	태양 생산	억 kWh	51.5	38.5	39
	풍력 생산	억 kWh	2.15	1.8	2
	수력 생산	억 kWh	1,346	1,361.2	2,200
	비화에너지 생산	억 kWh/천만톤	0.2	7.0-7.29	7.5
	수력발전 설비	만 kW	21,264	26,842	26,800
	풍력발전 설비	만 kW	2,204	4,854	6,000
	수력발전 용량	만 kW	23,076	21,006	27,000
	비화에너지 발전 설비	만 kW	4,218	20,488	11,000
	수력 발전량	억 kWh	11,127	13,019	12,800
	풍력 발전량	억 kWh	1,816	4,267	4,200
	비화에너지 발전량	억 kWh	386	7,238	1,446

“13·5” 기간의 에너지 분야의 정성적 성과는 다음과 같다.

첫째, 에너지 공급 구조가 더욱 최적화되고 품질이 향상되었다. 석탄, 석유, 가스, 원자력, 신에너지 및 재생에너지로 이루어진 다원화 에너지 공급체계를 구성하였고, 그중 청정에너지 발전설비 비중이 40%대로 증가하였다. 서전동송⁶⁾, 서기동수⁷⁾, 북매남운⁸⁾ 등 전국적 규모의 에너지 이동통로를 건설하여 동서와 남북을 잇고 해외까지 연결되는 에너지 네트워크를 건설하였다.

6) 西電東送 : 서부의 전기를 동부로 보냄
 7) 西氣東輸 : 서부의 가스를 동부로 보냄
 8) 北煤南運 : 북부의 석탄을 남부로 보냄

둘째, 에너지 소모가 점차 감소하고 집약, 고효율의 방향으로 변화하고 있다. 석탄 소비비중이 60% 이하로 내려갔고, 단위 GDP당 에너지 소모는 17.8% 감소하였다. 비화석에너지 소비비중은 15%대로 증가했으며 천연가스 소비 비중이 8.4%로 증가하였다.

셋째, 에너지 기술 측면에서의 성과를 살펴보면, 중국은 세계 최대의 청정 석탄화력 시스템을 구축하였고, 대기오염물질 배출지표를 세계 최고 수준으로 끌어올렸다. 세계 최대 규모의 전력망을 구축하였고 안전, 신뢰도 측면은 이미 선진국 수준에 도달하였다. 3세대 원자력 발전기의 종합 국산화율은 85%에 도달하였고, 심해드릴탐사, 세일가스 탐사 개발 등 부문에서 기술 발전의 돌파구를 찾고 있다. “인터넷” 스마트에너지, 에너지저장장치 등 에너지 신기술, 신사업, 신모델을 육성 중이다.

넷째, 에너지 체제는 시장 경쟁 측면에서 계속 보완되고 있다. 2015년 新 전력체제 개혁을 통해 전력가격 시장화 개혁, 전력거래기구 설립, 보조서비스시장 개설, 전력현물거래 시범 시행 등을 추진하였다. 석유와 가스 체제 개혁을 추진하면서 광물권 유통, 원유수입 자격, 석유·가스 관로망 시설 부문을 개방하였다. 에너지 분야에서 “방관복⁹⁾ 개혁을 심화시켜, 에너지 관리 방식을 프로젝트 비준 위주에서 전략, 계획, 정책, 표준, 관리감독, 서비스 개선으로 전환중이다.

다섯째, 에너지 국제협력은 ‘일대일로’를 중심으로 추진되었다. 5대 국제 석유·가스 협력지역¹⁰⁾, 4대 석유·가스 수입 전략적 통로¹¹⁾의 건설을 마무리하였다. IEA, IRENA 등 에너지 관련 국제기구와의 긴밀한 협력과 일대일로 추진 등을 통해 양자간 협력기체에 58건, 다자간 협력기체 33건에 참여하였다.

1.2 장기(2050년) 전력수급 전망

2019년 중국 국가전력망공사(SGCC) 산하 에너지연구원은 2019년에서 2050년까지의 에너지 및 전력 수요를 전망 보고서를 작성하였다.

9) 放管服 개혁 : 권력을 풀어(放) 진입장벽을 낮추고, 감독관리(管)를 혁신하여 공정경쟁을 촉진하며, 효율적인 서비스(服)로 편리한 환경을 조성함

10) 중동, 중앙아시아, 아프리카, 아시아태평양, 남미

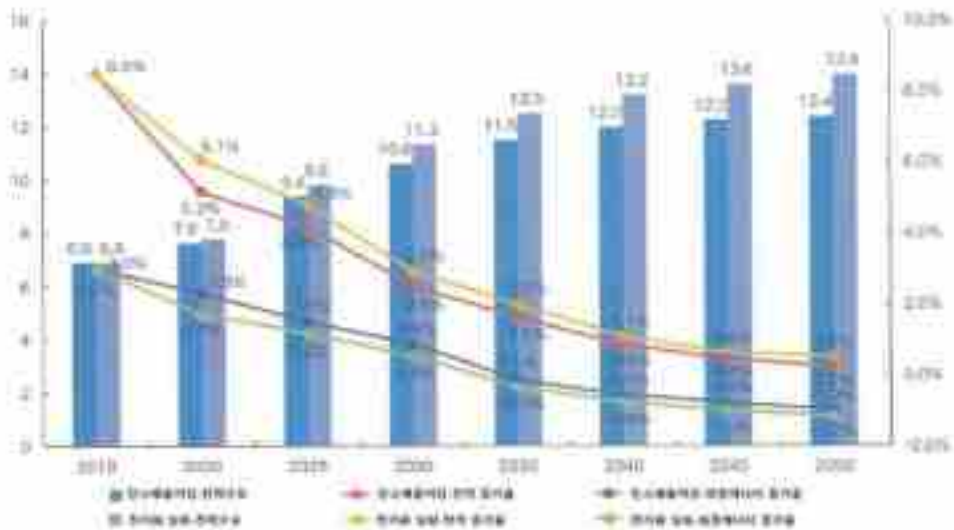
11) 러시아, 중앙아시아, 미얀마, 말라카해협 통한 해상 등

2가지 시나리오를 가정했는데, 하나는 ‘탄소배출저감 시나리오’이며, 이는 저탄소경제로 전환하기 위해 2015년부터 탄소집약도를 매년 3%씩 감축한다. 다른 시나리오는 ‘전기화 심화’ 시나리오로, 저탄소·청정에너지로 전환하기 위해 전기화를 적극 추진한다. 전기화 심화 시나리오에서는 탄소배출저감 시나리오보다 에너지소비 연평균 증가율의 감소폭이 더 크고, 신재생에너지 개발·보급도 더 촉진된다.

중국의 전력수요는 2035년까지 빠르게 증가하다가 이후부터는 완만한 증가세를 보일 것으로 전망되는데, 전력수요량은 2018년 6,900TWh에서 2035년에 11,500TWh(탄소배출저감)~12,500TWh(전기화 심화), 2050년에 12,400~13,900TWh로 증가할 것으로 전망한다.

〈 중국의 전력 수요와 증가율 변화 전망 〉

(단위 : 조kWh, %)



자료 : 國網能源研究院有限公司(2019), 中國能源電力發展展望 2019

중국의 1인당 전력사용량은 세계평균 수준이지만, 선진국과 비교하면 아직도 낮은 편이다. 향후 전기화 확산으로 중국의 1인당 전력사용량은 2035년까지 빠르게 증가하다가 이후부터 완만한 증가세를 보일 전망이다.

〈 시나리오별 전원믹스 전망(2035, 2050년) 〉

(단위 : 억kW, 조kWh)

구분	탄소배출저감 시나리오				전기화 심화 시나리오			
	설비용량		발전량		설비용량		발전량	
	2035년	2050년	2035년	2050년	2035년	2050년	2035년	2050년
합계	37.6	45.1	11.5	12.1	64.8	54.4	12.5	13.7
핵심	11.5	7.4	4.5	2.1	13.3	8.0	4.8	2.1
	(30%)	(16%)	(39%)	(18%)	(20%)	(15%)	(37%)	(15%)
가스	1.8	1.9	0.5	0.4	2.6	3.9	0.7	0.6
	(5%)	(4%)	(4%)	(3%)	(4%)	(7%)	(6%)	(5%)
원자력	1.7	2.1	1.4	1.6	1.7	2.1	1.3	1.5
	(5%)	(5%)	(12%)	(13%)	(3%)	(4%)	(10%)	(11%)
수력	4.5	4.7	1.4	1.9	4.3	4.7	1.7	1.9
	(12%)	(10%)	(12%)	(15%)	(10%)	(9%)	(13%)	(13%)
풍상용량	7.3	10.0	1.7	2.6	9.1	13.5	2.1	3.2
	(19%)	(22%)	(15%)	(21%)	(20%)	(24%)	(17%)	(23%)
태양광	8.5	14.0	1.1	1.9	10.5	15.0	1.3	2.3
	(23%)	(31%)	(9%)	(16%)	(16%)	(28%)	(11%)	(17%)
태양열	0.3	1.2	0.1	0.5	0.3	1.5	0.2	0.6
	(1%)	(3%)	(1%)	(4%)	(1%)	(3%)	(1%)	(4%)
해상풍력	0.5	0.8	0.2	0.3	0.6	1.2	0.2	0.5
	(1%)	(2%)	(2%)	(3%)	(1%)	(2%)	(2%)	(4%)
바이오매스 기타에너지	0.5	1.4	0.2	0.8	0.8	1.4	0.4	0.8
	(1%)	(3%)	(2%)	(7%)	(2%)	(3%)	(3%)	(6%)
양수발전	1.0	1.6	-	-	1.2	1.7	-	-
	(3%)	(4%)	-	-	(2%)	(3%)	-	-

자료 : 國網能源研究院有限公司(2019), 中國能源電力發展展望 2019

신재생에너지의 발전 경쟁력이 높아짐에 따라 전원믹스는 점차 저탄소 청정 에너지 구조 중심으로 전환될 예정이다.

2. 신기술 개발 및 신시장 도입 현황

2.1 에너지 저장기술

중국 정부는 에너지 저장기술이 청정·저탄소 에너지시스템 구축 과정에서 핵심적인 역할을 할 것으로 보고, 2017년에 ‘에너지 저장기술 지도의견’을 발표했다. 이에 따라 향후 10년간 2단계에 걸쳐 에너지 저장기술을 발전시키기로 하였다. 13.5계획 기간에는 다양한 종류의 시범 프로젝트를 추진하고 저장기술표준 시스템을 구축하여 초기 산업을 육성할 계획이다. 시범프로젝트에는 10MW/100MWh급 초임계 압축공기저장시스템, 10MW/1000MJ급 플라이휠저장시스템, 100MW 리튬이온전지 등이 포함된다.

2.2 이산화탄소 포집·활용·저장(CCUS) 사업

탄소중립 목표 달성을 위한 일환으로 이산화탄소 포집·활용·저장(Carbon Capture, Utilization, Storage, CCUS) 사업이 점차 중시되고 있는 가운데, 중국 석유·가스 국유기업인

Sinopec이 기존의 유·가스전에 100만 톤급 CCUS 프로젝트를 추진할 예정이다. 이 사업은 산둥성 치루석유화학에서 포집한 이산화탄소를 기존의 배관을 통해 인접한 성리유전으로 이송하여 저장·활용하는 프로젝트이다. 성리유전에 10개의 무인 가스 주입소를 설치하고 73개 유전에 이산화탄소를 주입하여 이산화탄소 저장과 석유회수증진(Enhanced Oil Recovery, EOR)을 동시에 추진하는 것이다. 이 사업으로 향후 15년 간 이산화탄소 누적 1,068만 톤을 주입하고, 석유 296만 5천 톤을 증산할 계획이다. 이로써 이산화탄소 배출량을 연간 100만 톤 감축할 수 있을 것으로 보고 있다. Sinopec은 이외에도 향후 5년 간 화동 유·가스전, 장쑤 유전 등에 100만 톤급 CCUS 사업을 추진할 계획이다. 또한 CCUS 기술 R&D센터를 설립하여 신재생에너지, 수소, 바이오매스 등과 결합한 CCUS기술을 중점 연구할 방침이다.

중국은 2006년 ‘중국 기후변화 국가 대응 방안’을 시작으로 지금까지 다수의 관련 정책을

마련하여 CCUS 사업을 지원해 왔다. 2021년 6월에는 국가발전개혁위원회(NDRC)가 전국 CCUS 사업 관련 운영 및 건설 현황을 보고하도록 하여 CCUS 사업을 체계적으로 관리할 움직임을 보이고 있다. 과학기술부가 제정 중인 ‘탄소중립기술 발전 로드맵’과 ‘탄소중립을 위한 과학기술 행동 방안’에서도 CCUS 사업을 언급할 것으로 보여 관련 사업이 더욱 활성화될 것으로 전망된다. 2020년 말 기준, 중국은 총 35개의 CCUS 사업을 운영 중이며, 대부분은 1만~10만 톤으로 규모가 작은 편이다. 그러나 최근에는 Sinopec 등 국유기업과 산시 등 지방정부에서 100만 톤급 CCUS 사업을 계획하는 등 그 규모가 점차 확대되고 있다. 정부의 정책지원과 탄소배출량 감축 및 친환경 전환이라는 부담 속에 CCUS에 참여하는 기업 및 지방정부가 점차 더 늘어날 전망이다.

2.3 건물태양광(BIPV) 사업

BIPV(Building Integrated Photovoltaic System)는 외벽면, 창호, 지붕 등 건물 외관에 태양광 발전 모듈을 장착하여 자체적으로 생산한 전기를 건축물에 활용하는 시스템을 의미한다. BIPV사업은 중국에서 몇 년 전부터 대기업 위주로 시작되었으나, 2020년 들어 국가정책, 비용절감, 기술발전, 탄소배출저감 등을 이유로 사업이 본격 확대되고 있다. 태양광 발전비용에 직접적인 영향을 주는 중국 실리콘 태양광모듈가격의 경우, 2010년 와트당 20위안에서 2020년 1.3위안으로 93.5% 하락하면서 BIPV 발전량이 증가한 것이다. 에너지절감 빌딩이 대세가 될 것이며, 궁극적으로는 건물 자체에 신재생에너지설비를 갖추으로써 외부로부터 추가적인 에너지공급 없이 생활할 수 있는 제로에너지빌딩이 될 것이다.

3. 에너지전환 관련 제도 변화

중국 정부는 에너지전환과 대기오염 방지를 위해 2016년부터 석탄, 석유와 같은 화석 난방연료를 전력화하는 정책을 추진하고 있는데, ‘북부지역 겨울철 청정난방계획(2017~2021년)에 관한 통지’를 통해 북부지역 청정난방 비중을 2019년에 50%, 2021년에 70%까지 확대할 예정이다. 또한, 자발적 감축목표(NDC)를 이행하고 중국 내 환경오염 개선, 자동차산업 성장 등을 위해 신에너지차(New energy vehicle, NEV) 산업을 적극 육성할 계획이다. 신에너지차 보급확대를 위하여 취득세 면제 혜택, 전기자동차 충전 주차장 비율 제고 등의 노력 중이다.

3.1 재생에너지발전 지원

○ 의무할당제 도입

중국 국가발전개혁위원회(NDRC)는 재생에너지전력 소비 비중을 확대하기 위하여, 성급 행정구역에 의무할당을 부과하는 재생에너지전력 의무할당제(쿼터제)를 2018~2019년 시범시행한 후, 2020년부터 정식 시행하고 있다. 2020년에는 당해 연도 의무할당만을 발표하였으나, 2021년부터는 당해연도 및 이듬해의 ‘예기할당’을 함께 발표하였다. 각 성은 재생에너지 발전설비를 건설하거나 지역 간에 전력을 거래하여 당해 최저할당을 이행해야 한다. 권고

할당을 달성하면 국가 관련 정책에 따라 인센티브를 지급 받는다. 수력이나 원전의 상업가동을 확대하여 재생에너지발전 소비에 영향을 주거나, 기타 객관적 사유로 당해 최저할당을 이행하지 못할 경우, 이듬해로 이행을 연기할 수 있다.

○ 녹색전력증서(REC)

녹색전력증서란 정부가 발전기업에게 MWh당 신재생에너지(수력 제외) on-grid 전력량에 대해 부여하는 전자증서이다. 육상풍력 및 태양광 발전기업(분산형 태양광 제외)이 생산하는 모든 신재생에너지 발전량은 녹색전력증서를 받을 수 있다. 국가에너지국(NEA)과 재정부는 청정에너지 소비를 촉진하기 위해 2017년 2월부터 녹색전력증서를 발급하고 자유통매제도를 시범 운영하였으며, 2021년 1월 1일부터 의무사용할당제(RPS)의 녹색전력증서 거래를 전면 시행하고 있다.

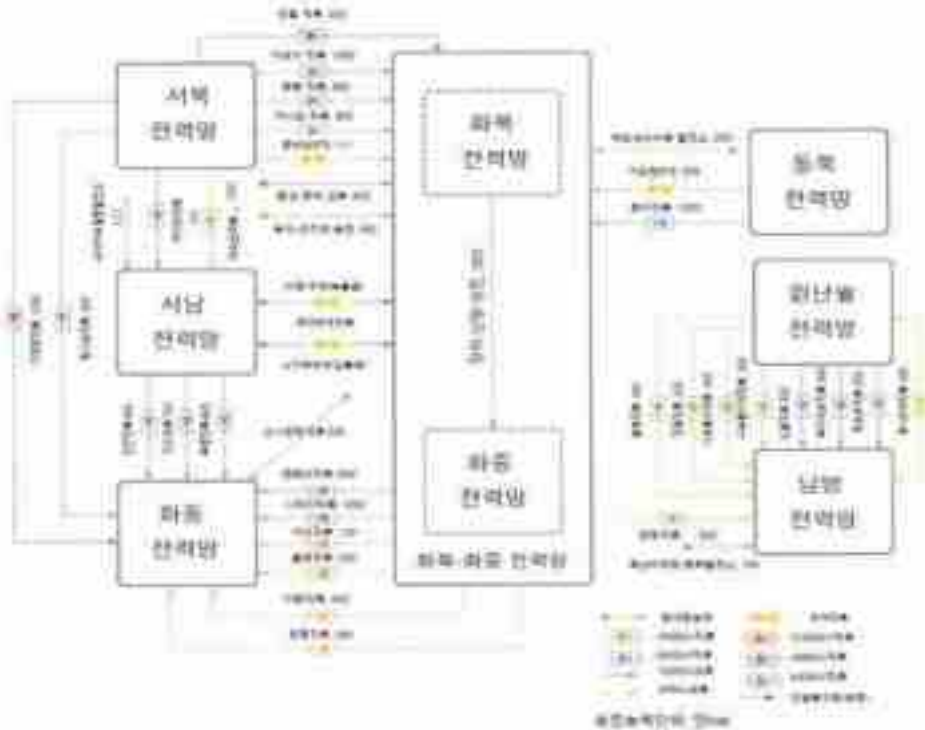
▣ 전력공급

1. 전력공급 현황

중국은 전 세계에서 전력을 가장 많이 생산하는 국가로, 2011년에 미국을 제친 이후로 최근에는 압도적인 1위 자리를 지키고 있다. 2020년 기준 전 세계의 29%, 약 3분의 1의 전력이 중국에서 생산되는 셈이다. 이는 각 2, 3, 4 위인 미국, 인도, 러시아의 발전량을 합한 것보다도 많다.

중국의 전력계통은 국가전력망공사(SGCC)가 관할하는 북부 지역과 남방전력망공사(CSG)가 관할하는 남부 지역으로 나뉜다. SGCC는 국토 면적의 약 88%에 달하는 26개 성의 약 11억 인구에 전력을 공급하며, CSG는 광둥, 광시, 윈난, 구이저우, 하이난 등 5개 성과 홍콩, 마카오에 전력을 공급한다. 2011년부터는 북부와 남부가 HVDC로 연결되어 중국 전역의 계통이 연계되어 있다. 화북, 화중, 화동, 동북, 서북, 서남, 남방 등 7개 지역 전력망과 성급인 윈난 전력망으로 구성되어 있으며, 지역 전력망들 간에는 직류 비동기로 연계되어 있다.

〈 중국 7개 구역 및 고급 전력망 동거연계 개략도 〉



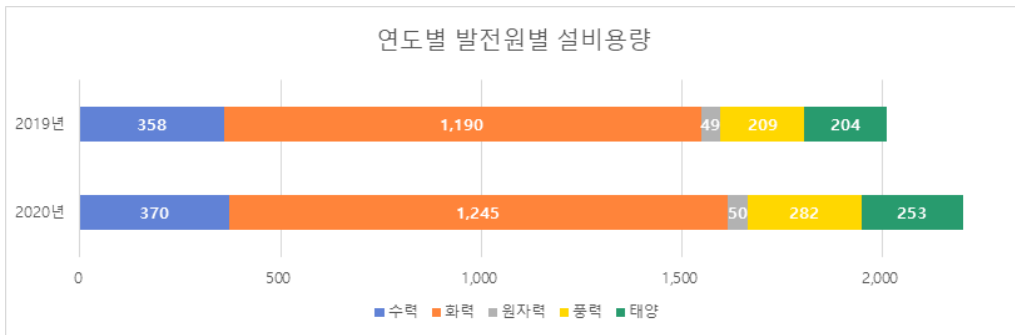
주요 도시와 화북전력망은 불참되어 그림에서 구분하지 않음.
 자료 : 2018國內外電網發展分析報告

자료 : 에너지경제연구원, 세계 에너지시장 인사이트 제20-11호 2020.6.1.

중국은 풍부한 석탄 매장량과 수자원을 이용하여 발전량 중 대부분이 화력 및 수력 발전원인데, 부하 중심지와 발전소 간 거리가 멀어 전력이 불균형한 것이 특징이다. 석탄은 주로 북부(산시성, 헤이룽장성)에 매장되어 있고, 수자원은 서남부(쓰촨성, 윈난성)에 풍부한 반면, 부하 중심지는 동부(상하이) 및 남부(광둥성) 지역이다. 이는 중국이 추진하고 있는 서부대개발 4대 사업 중 하나인 서전동송(西電東送: 서쪽에서 동쪽으로 송전)과도 관련이 있는데, 후술 하기로 한다.

2. 발전

중국의 2020년 연간 설비용량은 2,200.6GW로, 이는 우리나라의 16배가 넘는 수준이다. 또한 전년의 설비용량 2,010GW에 비해 9.5% 증가한 수치이다. 발전원별로는 화력발전이 57%로 가장 큰 비중을 차지하는 것이 특징이다. 2019년의 59%에 비하면 2%p 감소한 수치이지만, 여전히 과반을 차지하고 있다. 수력과 원자력은 각각 17%, 2% 정도의 비중이다. 한편 정책의 영향으로 재생에너지 설비가 크게 증가하고 있는데, 2019년 대비 증가율이 풍력 35%, 태양 24%일 정도로 급격하게 증가하고 있다.



발전원	수력	화력	원자력	풍력	태양	기타	합
2020년 (단위: GW)	370.2	1245.2	49.9	281.5	253.4	0.4	2200.6
비중	17%	57%	2%	13%	12%	0%	100%

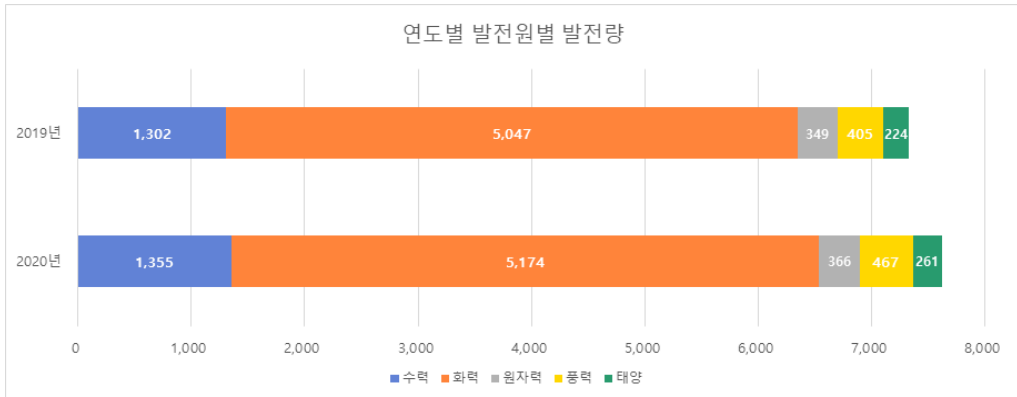
2020년 중국의 발전원별 설비용량, 자료 : 중국전력기업연합회(CEC)

연료원별로 보면 석탄의 비중이 52%로 석탄발전에 대단히 의존적임을 알 수 있다. 이는 몇 차례 전력난을 경험하며 발전믹스 구성 시에 전력공급의 안정성을 최우선으로 하고 기저 설비를 확충했던 결과이며, 최근 들어서는 세계적인 탄소중립 추세와 관련하여 석탄발전에 대한 투자를 제한하고 의존도를 낮추려고 하고 있다. 수력의 경우에도 양수 비중은 2%로 미미하고 서부 지역에 위치한 대형수력 등으로 인해 전통수력 전원의 비중이 대부분이다.

연료원	수력	양수	석탄	가스	유류	바이오매스	원자력	풍력	태양	기타
2019년 (단위: GW)	327.8	30.3	1040.6	90.2	1.8	23.6	48.7	209.2	204.2	33.7
비중	16%	2%	52%	4%	0%	1%	2%	10%	10%	2%

2019년 중국의 연료원별 설비용량, 자료 : 중국전력기업연합회(CEC)

중국의 2020년 연간 발전량은 7,624TWh로, 이는 우리나라의 13배가 넘는 규모이며, 전년 대비로는 4.0% 증가한 수준이다. 발전원별로 보면 화력 68%, 수력 18%로 화력과 수력이 차지하는 비중이 매우 크다. 전년 대비 증가율을 보면 화력(3%), 수력(4%)의 증가율에 비해 풍력(15%), 태양(17%)이 큰 폭으로 증가한 것을 확인할 수 있다.



발전원	수력	화력	원자력	풍력	태양	기타	합
2020년 (단위: TWh)	1355.2	5174.3	366.2	466.5	261.1	0.3	7623.6
비중	18%	68%	5%	6%	3%	0%	100%

2020년 중국의 발전원별 발전량, 자료 : 중국전력기업연합회(CEC)

연료원별 발전량은 아래와 같다. 풍력, 태양 등 재생에너지의 설비용량은 2019년에 비해 크게 증가한 데 반해 발전량 비중은 2019년과 2020년이 유사한 수준임을 알 수 있다. 재생에너지의 간헐성 문제를 해결하고, 전력공급 안정성을 제고하기 위해 석탄발전이 한동안은 기저전원의 역할을 담당할 것으로 예상된다.

연료원	수력	양수	석탄	가스	유류	바이오매스	원자력	풍력	태양	기타
2019년 (단위: TWh)	1270.2	31.9	4553.8	232.5	1.3	112.6	348.7	405.3	224	0.1
비중	17%	0%	62%	3%	0%	2%	5%	6%	3%	0%

2019년 중국의 연료원별 발전량, 자료 : 중국전력기업연합회(CEC)

3. 송전 및 배전

3.1 계통운영

대부분 국가들이 발전기별 급전순위에 기반하여 발전비용 최소화 원칙으로 급전을 하는 반면, 중국은 ‘공정급전(fair dispatch)’이라는 원칙 하에 급전 운영을 한다. 급전에 대한 책임은 각 지역 급전센터에 있으며, 매년 말 지역별 급전센터는 내년도의 총 전력수요를 예측하고 발전기별로 공정급전 원칙에 따라 발전할당량을 결정하며, 각 지자체의 승인을 받는다. 발전기는 발전계획에 따라 가동시간을 배분받는데, 설비용량, 배출 수준, 운영 효율성에 약간의 차이를 부여할 뿐 동일한 유형의 발전기에 대해서 동일한 연간 운영시간을 할당한다. 즉 한 지역의 석탄 발전기들이 모두 동일한 가동시간을 보장받는 것이 공정급전의 개념이다.

그러나 최근에는 시장화 개혁과 더불어 공정급전의 원칙을 경제급전(economic dispatch)의 원칙으로 전환하여, 계통운영비용을 낮추고 재생에너지 수용성을 향상하기 위해 노력하고 있다. 경제급전으로 전환 시 2035년에 연간 계통운영 비용이 약 11% 또는 450억달러 절감되고, 재생에너지 출력제어 및 전력 부문 CO2 배출량을 15%까지 크게 줄일 수 있을 것으로 보인다.¹²⁾ 이는 중국 정부가 꾸준히 전력거래를 늘리고 지역 송전의 상호연결성을 확장하기 위해 노력한 이유이기도 하다. 현물 시장을 구현하고 전력거래를 촉진하면 상당한 경제적 및 환경적 이점을 누릴 수 있는 것이다.

3.2 송변전설비 현황

중국의 송전선로 회선공장은 약 73만km로 한국의 약 23배이고, 변전용량은 426,626만 KVA로서 우리나라의 약 13배 수준으로 국토가 광활한 만큼 설비용량도 크다. 전기품질 지표인 송전손실률의 경우, 우리나라는 3%대 수준이나 중국은 5.90%로 우리나라의 전기품질이 더 우수하다고 볼 수 있다. 송전선로 길이와 변전 설비용량은 전반적으로 증가세를 보이고 있다.

12) IEA, China Power System Transformation(2019)

〈한·중 송전선설비 비교〉

2018.12월 기준, 중국은 2018.12월 기준

구분		1000KV ±#800KV(DC)	750KV [785KV]	500KV	330KV [345KV]	225KV [154KV(110KV)]	계
회전급형 (~400)	중국	24,007	22,013	222,921	30,477	424,481	725,029
	한국	-	1,025	-	8,782	24,270	35,027
변전설비 (단·KV)	중국	33,003	18,397	180,016	13,063	213,177	428,626
	한국	-	4,212	-	14,000	14,828	33,060

한국전력공사·중국어사 국제 전력

※ 중국: ±220 KV이상 제외, 750 KV(±800 KV 포함), 500 KV(±510 KV, ±600KV 포함)
 단위: → : 154 KV와 134 KV, 66 KV, ±180 KV(DC)

자료 : 글로벌에너지협력센터, 2020 주요국 에너지자원 현황 및 정책(중국)

송전선로 길이는 꾸준히 확장되고 있는데, 특히, 초고압교류송전(Ultra High Voltage Alternating Current, UHVAC)과 초고압직류송전(Ultra High Voltage Direct Current, UHVDC)의 선로가 빠르게 확장되고 있다. 2018년 8월 기준, UHV 선로에서 UHVAC는 8개, UHVDC는 13개다. UHVAC는 중부·동부·동북부 3개 지역에 있으며, 향후 3개 더 증가할 예정이다. UHVDC는 북부지역에서 세로로 연결되는 7개와 서남부지역에서 가로로 연결되는 6개 UHVDC가 있으며, 이후 1개가 증설될 예정이다.

3.3 배전망 개선

중국은 배전망 용량부족 문제 해결, 재생에너지의 전력망 접속능력 제고 등을 위해 전력망회사 및 국가 주도로 배전망 개선을 추진하고 있다. 국가전력망공사(SGCC)는 2017년 ‘세계 일류 도시 배전망 구축 계획’과 ‘도시 전력망 신뢰성 향상 계획’을 발표하며, 2020년까지 우선 10개 도시를 대상으로 ‘정전 없는 중저압 배전망 사업’을 실시하기로 밝혔다. 구체적인 목표는 2025년까지 전력망 공급 신뢰도 99.995%, 고객 연간 정전 시간 26분 미만, 종합 전압 합격률 99.999%로 설정하였다. 참고로 2017년 기준 중국 전력공급 평균 신뢰도는 99.814%, 고객 평균 정전 빈도수는 3.28회/가구 수준이었다. 또한 변전소 관할지역이 중복되거나 교차하지 않도록 구조를 체계화하고, 신규 배전망 프로젝트에는 배전 자동화 단말기 설치를 의무화하였다.

국가에너지국(NEA)은 농촌 전력망구축 사업을 추진하고 있으며, 2017년

200개의 현을 시범지역으로 지정하였다. 시범지역의 전력공급 신뢰도를 99.8% 이상, 사용자 연평균 정전 시간은 17.5시간 미만, 종합 전압 합격률은 97.9% 이상으로 높이는 것이 목표이다. 또한 전압 조정 기능을 탑재한 주변압기의 비율은 60% 이상으로 하며, 농촌 주민의 1인당 공용 변압용량은 2kVA 이상, 스마트미터 보급률은 60% 이상으로 높이는 것을 목표로 하고 있다.

3.4 서전동송(西電東送)

중국은 광활한 국토를 보유한 국가답게 원거리 송전이 주된 특징인데, 이를 대표적으로 표현한 단어가 서전동송이다. 이는 산샤수력발전소 등 수자원이 풍부한 서부에서 생산된 전기를 부하중심지인 동부로 보내는 사업을 의미하며, 청장철로(철도), 서기동수(천연가스), 남수북조(수자원)와 함께 2000년 3월부터 서부대개발¹³⁾로 추진하고 있는 4대 프로젝트 중 하나이기도 하다.



중국은 발전자원 분포 지역과 전력다소비 지역이 달라 송전손실과 높은 송전비용의 문제를 겪어왔다. 따라서 계획 하에 발전소 건설 및 송전망 구축에 주력하였으며, 송전망은 기본적으로 남부, 중부, 북부의 세 망으로 구성하였다.

13) 중국의 동부 연해 지구 중심의 경제발전으로 뒤쳐진 내륙 서부 지구를 경제성장 궤도로 끌어 올리기 위한 개발정책

지역별로 보면, 화북의 직류설비를 증축하여 송전 능력을 강화하였고, 남방의 서전동송 송전 경로를 꾸준히 보완하였다. 연간 서전동송 송전량은 증가하고 있는 추세이다. 2017년 말 기준 남방전력망공사(CSG) 관할지역에서의 연간 서전동송 전력량은 203TWh이며, 그중에서도 청정에너지 비중이 87%라는 것이 특징이다.



자료 : 2018國內外電網發展分析報告

자료 : 에너지경제연구원, 세계 에너지시장 인사이트 제20-11호 2020.6.1.

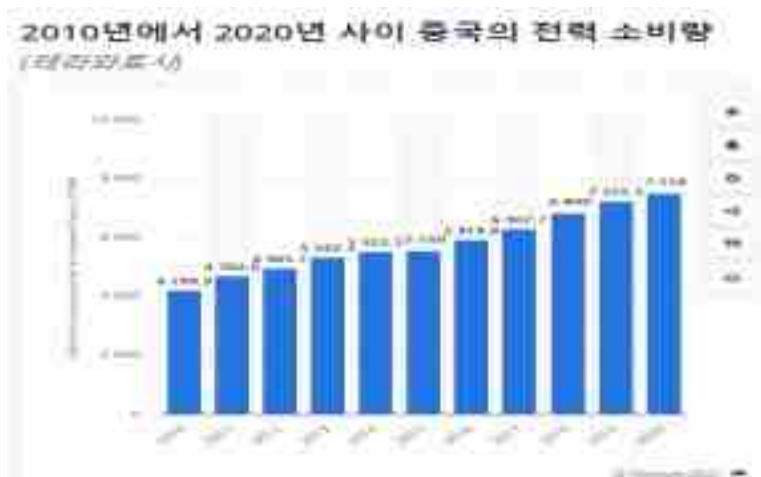
IV 전력수요

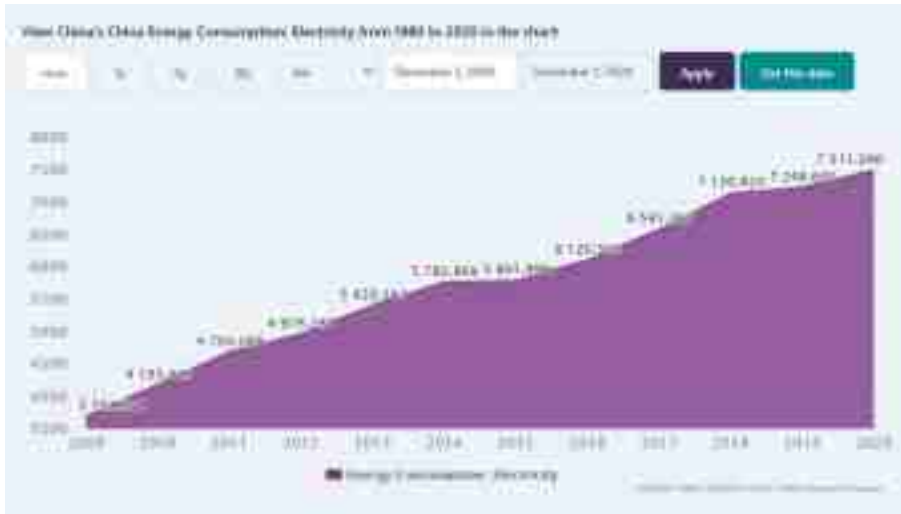
1. 전력수요 현황

2020년 중국의 전체 전력 소비량은 7,510TWh로 전년 대비 3.1%, 13차 5개년 계획 기간 동안 연평균 성장률보다 5.7% 증가하였다. 꾸준한 경기 회복이 성장, 팬데믹이 효과적으로 통제되고 국가의 경기대응 규제가 시행됨에 따라 업무 재개와 국민경제가 꾸준하고 지속적으로 회복되어 괄목할 만한 성과를 거두었음을 알 수 있다.

1차산업 전력 소비량은 전년대비 10.2% 증가한, 85.9TWh, 2차산업 소비량은 5,120TWh, 제조업의 전력소비는 2.9% 증가하였다. 3차산업 소비는 전년대비 1.9% 성장하여 1,210TWh에 달하였다.

2020년 주거용 전력 소비량은 1,090TWh로 전년 동기 대비 6.9% 성장했으며 4분기 성장률은 10.0%에 달했다. 12월의 낮은 기온은 난방 및 전력수요 증가에 기여했고, 이는 4분기에 주거용 전력 소비의 급격한 증가로 이어졌다.





2. 판매체계

중국 전력시장에서의 전력거래 규모는 2017년 기준 1,630TWh로 총 전력 사용량에서 25.9%를 차지한다. 그 중 성(省) 내에서의 거래규모는 1,340TWh였다. 시장 거래규모가 큰 지역은 장쑤(162TWh), 광둥(147TWh), 저장(130TWh)순이며, 전체 전력소비량에서 시장거래 비중이 큰 지역은 명시(내몽고)(68.5%), 윈난(65.7%), 구이저우(54%) 순이었다.

2017년에는 전력시장에서의 가격이 0.05위안(약 8.7원)/kWh 감소하여 기업의 전력사용 비용이 680억 위안(약 12조원)만큼 절감되었다. 2017년 국가전력망공사(SGCC) 관할지역의 전력시장 거래규모는 1,210TWh에 달했으며, 총 전력판매량에서 31.3%를 차지하였다. 이중 성(省) 간 시장 거래규모는 272TWh, 성(省) 내는 937TWh에 달하였다. 2017년 남방전력망공사(CSG) 관할지역의 전력시장 거래규모는 325TWh로, CSG 총 전력판매량에서 49.9%를 차지하였다.

3. 소비구조

2017년 기준으로 전력기준으로 전력 사용량은 6,362.5TWh를 기록하였는데, 2차 산업에서 4,492TWh를 사용하여 전체의 70.6%를 차지한 가운데, 최근 빠른 증가세를 보이고 있는 3차 산업에서의 사용량이 883TWh(13.9%), 1

차 산업이 118TWh(1.8%)를 차지하였으며, 도농 주택용 전력 사용량은 870TWh를 기록하여 13.7%의 비중을 차지하였다. 2017년 전국 최대부하는 약 991GW, 국가전력망공사(SGCC) 관할지역 전력 최대부하는 828GW, 남방 전력망공사(CSG) 관할 지역의 최대부하는 163GW였다.

V 도매가격 및 소매요금

1. 도매가격

1.1 석탄 도매가격

2020년 1월부터 중국은 계획형 석탄화력발전에 적용해온 ‘전력단일가격제’를 ‘기준가격+밴드제’로 전환하였다. 단일가격제는 지역별 또는 성별 평균 발전비용에 따라 신규 발전 프로젝트의 전력가격을 책정하는 제도이며, 밴드제의 기준가격은 성별 단일가격제에 따라 결정한다. 또한 변동폭은 상한 10%, 하한 15%다. 구체적인 가격은 발전사업자, 판매사업자, 전력수용가 등이 협상 또는 입찰로 결정한다. 2020년 기준, 성별 석탄발전 단일가격은 0.25~0.45위안/kWh(46~83원/kWh)이다.

이전까지는 중국이 2004년 말 시장형과 계획형 전력가격 간의 모순을 해결하기 위해 도입한 ‘석탄-전력가격 연동제’로 석탄 가격이 책정되었다. 주 단위 평균 석탄가격 변동폭이 5% 이상이면 전력가격을 조정하는 제도였다. 그러나 석탄의 시장거래량이 총 거래량의 절반을 넘어선 데다, 전력가격이 단일가격제보다 낮아짐에 따라, 석탄가격의 변동분을 계획형 전력에 반영하는 석탄-전력가격 연동제를 폐지하기로 하였다.

1.2 수력 도매가격

수력의 도매가격은 독립가격, 성 내 전력단일가격, 성·지역 간 협상가격 등 3가지로 나뉜다. 독립가격은 원리금상환가격과 운영가격으로 나뉘는데, 원리금상환가격은 1980년대 투자유치개혁 시기에 민간자본이나 외국자본으로 건설한 발전소의 원금상환 부분과 수익규모에 근거하여 가격을 확정하는 것을 의미한다. 운영가격은 원리금상환가격에 기반한 신규 수력발전의 도·소매가격이 지나치게 비싸지는 문제점을 해결하기 위해 마련한 가격산정제도이며, 사업기간 내 연도별 원가, 대출금상환, 현금흐름 등을 종합적으로 고려하여 산정된다. 성 내 수력발전 전력의 단일가격은 0.28~0.48위안/kWh(52~89원/kWh) 사이이다.

1.3 가스 도매가격

가스의 도매가격은 단일가격제로 운영되었으나, 2014년 12월부터 신규 열병합설비, 피크조절용 설비, 신규 천연가스 분산형 설비의 3가지 종류로 구분 및 시행되고 있다. 신규 열병합설비는 단일가격제로 가격이 책정된다. 피크조절용 설비는 열병합설비의 단일가격을 기반으로 양자 간 비용 차이를 고려하여 가격을 책정한다. 신규 분산형설비는 현지의 단일가격제를 참조해서 가격을 책정한다. 한편 최대 가격은 현지 석탄발전 단일가격이나 현지 전력망기업의 평균 구매가격보다 0.35위안/kWh 이상 높으면 안 된다. 2020년 기준, 가스화력발전가격은 0.6~0.85위안/kWh(111~157원/kWh)이다.

1.4 원전 도매가격

이전까지는 국가발전개혁위원회(NDRC)가 원자력 발전소별로 가격을 책정하였는데, 이는 원전의 건설비가 높을수록 정부가 정하는 도매가격도 높아지는 구조였다. 그런데 2013년 6월부터는 신규 원전에 0.43위안/kWh(79원/kWh)의 단일가격 제도를 시행하였다. 또한 원전 단일가격이 석탄 단일가격보다 높은 지역은 석탄 단일가격을 적용해야 한다.

1.5 풍력, 태양광 도매가격

이전까지는 FIT 정책을 시행하였으나, 2019년부터 가격경쟁과 그리드 패리티 달성을 위해 지도가격(상한가)이 정해진 입찰경쟁가격 정책을 시행하였다. 이에 따라 가정용 분산형과 농가 태양광 발전을 제외한 모든 집중형·분산형 태양광 사업의 경우에는 경쟁입찰을 통해 도매가격이 결정된다. 2020년 태양광의 상한가격은 재생에너지원 소재지별로 0.35~0.49위안/kWh(65~90원/kWh), 낙찰가격은 0.24~0.45위안/kWh(44~83원/kWh)이었다.

2020년의 발전원별 도매가격을 요약하면 아래 그림과 같다.

〈 발전원별 전력도매가격(2020년) 〉

(단위 : 위안/kWh)



자료 : 全國能源信息平臺(2020.12.9.), 中國電價一覽表

자료 : 에너지경제연구원, 세계 에너지시장 인사이트 제21-7호 2021.4.5.

2. 송배전가격

중국 정부는 2015년 전력시스템 개혁에서 시장화정책 과도기에 자연독점부분에 해당되는 송배전 가격은 정부의 독립적인 산정방식에 의해 결정할 것이라고 밝힌 바 있다. 2016년 9월에는 전국 모든 지역에서 송·배전가격 시범정책을 시행하였고, 2016년 12월에는 ‘성 및 지역 전력망 송·배전가격 결정방법’을 통해 독립된 송·배전가격 산정체계를 확정하는 한편, 전압과 전력수용가에 따라 배전가격을 산정하기로 하였다.

한편 2020년 1월 19일, ‘지역 및 성급 송·배전가격 산정방법’을 개정하여 성 간 그리고 지역전력망 간의 송·배전가격 경계를 명확히 하고, 신규투자 제한, 허용수익률 지표 개선 등으로 전력망기업에 대한 관리를 강화하였다.

3. 소매요금

소매가격은 전력도매가격, 송·배전가격(손실량 포함), 정부기금 및 부가금, 보조서비스가격을 합하여 책정된다. 정부기금은 농촌전력망대출상환기금, 대형수리공정기금, 대형저수지이주기금, 재생에너지부가금 등 4개로 구성되며, 재생에너지부가금은 0.019위안/kWh(3.5원/kWh)로 전국적으로 동일하다.

한편 수용가를 가정용, 농업용, 대규모 산업용(315kVA 이상), 일반 상공업용(315kVA 미만) 등 4가지로 구분하여 용도별 차등요금제를 시행하고 있다. 기본적으로는 전력가격 이부제(기본요금+ 소비전력량요금)를 바탕으로 시간대별 차등요금제도 병행해서 시행하고 있다. 지역에 따라 계절별 차등요금제, 고신뢰요금(High reliability price), 부하차단요금(Interruptible) 등을 적용하고 있다.

VI 주요현안 및 시사점

1. 탄소배출권 거래시장

중국은 2021년 7월 16일 발전부문 탄소배출권거래시장을 정식 개장하였다. 중국의 온실가스 다배출업체의 CO₂ 배출량은 연간 40억 톤 이상으로, 중국의 발전부문 탄소배출권거래시장 개장으로 세계 최대 규모의 탄소배출권 거래시장이 탄생했다고 볼 수 있다. ‘전국탄소배출권거래기관’과 ‘전국탄소배출권등록기관’을 각각 설립하여 전국 규모의 탄소배출권 거래, 정산, 등록, 말소 등의 업무를 수행한다.

탄소배출권거래 의무참여자는 연간 온실가스 배출량이 2만 6,000톤 CO₂e에 달하는 발전부문 온실가스 다배출업체로 2021년에는 2,225개의 기업이 선정되었다. 생태환경부는 중국의 온실가스배출 억제 목표, 경제성장, 대기오염물질 배출, 산업구조 조정 등의 요소를 종합 고려하여 탄소배출권 총 할당량과 할당방법을 정한다. 이에 따라 성급 생태환경 관련부처는 해당 지역 내의 온실가스 다배출업체에 연간 탄소배출권을 할당한다.

의무참여자에 해당하는 업체는 전년도 온실가스 배출량 보고서를 매년 3월 31일 이전에 제출해야 하며, 기한 내에 할당량을 모두 정산하지 못한다면 2만~3만 위안(약 340만~510만원)의 과태료를 부과받게 된다. 연간 배출량이 2년 연속 2만 6,000tCO₂eq 미만일 경우 의무참여자에서 제외된다.

중국 정부는 탄소배출권 거래시장을 위하여 총 3단계에 걸쳐 전국 탄소배출권 거래시장 구축을 추진하였다. 1단계(2005~2012년)는 탄소배출권 거래시장 도입 단계로 국제 청정개발메커니즘(Clean Development Mechanism, CDM) 등 국제사업에 참여하면서 관련 노하우를 습득하였다.

2단계(2013~2020년)는 탄소배출권 거래시장 시범운영 단계이다. 2011년에 베이징, 톈진, 상하이, 충칭, 광둥, 후베이, 선전 등 7개 성과 시를 탄소배출권 거래 시범지역으로 선정하였고, 2013년에 7개 시범지역에서 탄소배출권 거래

시장 운영을 시작하였다. 2016년에 푸젠 지역이 포함되어 시범지역은 총 8개로 늘어났다.

3단계(2021년 이후)는 전국 탄소배출권 거래시장 정식 시행 단계로, 생태환경부는 이를 위한 제반작업으로 2021년 2월과 5월에 관련 거래·관리 방법 및 규칙을 발표하였으며, 7월 16일에 발전부문부터 전국 탄소배출권 거래시장을 정식 시행한 것이다.

현재는 발전부문만의 거래시장이지만, 2025년까지 석유화학, 화학, 건설, 철강, 비철, 제지, 항공 등 7개 온실가스 다배출 업종도 전국 탄소배출권 거래시장에 포함될 예정이다. 7개 온실가스 다배출 업종들의 CO2 배출량은 80억 톤으로 중국 CO2 배출량 중 70~80%를 차지하여, 향후 중국의 전국 탄소배출권 거래시장 규모는 더욱 커질 것으로 보인다.

2. 코로나19 영향

코로나19 여파로 2020년에는 전세계적으로 모든 에너지원에 대한 투자 규모가 전년보다 감소할 것으로 전망되는 가운데, 중국은 2020년 1분기 국경봉쇄 조치 조기해제에 따라 당초 예상했던 것보다 투자감소폭은 미미하지만, 2020년 말까지 하향세를 지속할 전망이다.

세계 에너지수요 감소와 전력가격 하락으로 신규 발전설비 투자가 감소하였고, 탄소중립 이슈로 화석연료 발전에 대한 투자가 급감할 것으로 전망된다. 그러나 중국은 2020년 초 신규 석탄화력 발전 프로젝트가 승인됨에 따라 다른 지역에서보다 석탄발전 투자 감소폭이 적을 것으로 보인다.

국가발전개혁위원회(NDRC)는 코로나19로 타격을 입은 기업의 부담을 경감하고 신속한 조업재개를 지원하기 위해 전기요금을 2020년 2월 1일부터 6월 30일까지 일시적으로 인하하기로 하였으며, 이에 따라 전력망기업은 고객별 전기요금을 기존의 95% 수준으로 책정해야 한다. 대상은 일반상공업과 대공업 고객이며, 에너지다소비 업종은 제외하기로 하였다. 이에 국가전력망공사(SGCC)와 남방전력망공사(CSG)는 정부 시책에 따라 대공업과 일반상공업의

전기요금 약 595억 위안(약 10조 원)을 감면할 것이라고 밝혔다.

3. 전력난 발생

2021년 가을, 중국 다수 지역에서 10여 년 만에 대규모의 전력난이 발생하였다. 산둥에서는 기업들을 대상으로 9월 말까지 제한송전에 들어간 바 있으며, 10월 9일부터는 주4일제(4일 가동, 3일 중단) 조치를 취하였다. 산시에서는 9~12월까지 에너지다소비 및 오염물질 다배출 설비의 상업가동을 금지하였다. 상공업용 전력에만 제한송전 조치를 취한 다른 지역과는 달리 동북지역은 풍력발전량이 감소하면서 가정용 전력에도 제한송전 조치를 취하였고, 이에 따라 주민들이 생활에 불편을 겪기도 하였다.

특히 중국 GDP의 3분의 1을 차지하는 장쑤성, 저장성, 광둥성의 전력난은 중국경제를 넘어 세계 경제 전반에 악영향을 끼친 것으로 예상된다. 광둥성은 중국 무역의 25%를 담당하며, 애플의 부품 공급업체, 반도체 생산업체, 화웨이 등 주요 업체의 본사나 생산시설이 몰려있다. 또한 장쑤성에 있는 애플 및 테슬라 부품 공급업체와 포스코 생산공장 등도 가동 중단으로 피해가 발생하였다.

전문가들이 지적한 전력난의 주요 원인은 다음과 같다.

첫째, 경제회복으로 인한 전력사용량 증가 때문이다. 코로나19 영향에서 벗어나 중국 경제가 점차 회복됨에 따라 전력사용량이 당초 전망치보다 크게 증가하였다. 국가에너지국(NEA)의 통계에 따르면, 2021년 1~8월 전력사용량이 전년동기 대비 13.8% 증가하면서, 2021년 전력사용량이 6~7% 증가할 것이라는 중국전력기업연합회의 당초 전망을 크게 웃돌았다.

둘째, 석탄가격 급등 때문이다. 국제 석탄가격 상승, 남부지역의 강수량 부족으로 인한 수력 발전량 감소, 호주산 석탄 수입규제, 석탄재고 부족, 중국 최대 석탄생산지인 산시(山西) 수해 등이 결합되어 10월 9일 기준, 5,500kcal 이상 연료탄 현물가격이 평년 수준보다 약 4배 오른 1,900위안/톤을 넘어서는 등 고공행진을 이어갔다. 특히 호주산 석탄 수입규제와 관련해서는 아래에서

후술하기로 한다.

셋째, 2060년 탄소중립 목표 제시에 따른 에너지원단위 및 에너지 총소비량 규제 강화 때문이다. 중국은 2020년 9월, 2030년까지 탄소 배출량의 정점을 찍은 뒤 2060년까지 탄소중립을 달성하겠다는 목표를 발표하고 석탄 생산량을 감축하였다. 또한 2022년 2월 베이징 동계올림픽을 앞두고 올림픽 블루(맑은 하늘)를 연출하기 위해 석탄발전규제를 포함한 탄소배출 저감정책을 시행하였다.

마지막으로는 석탄화력발전부문 규제로 발전사 수익이 감소했기 때문이다. 2020~2021년에 이어진 탄광 안정 및 석탄감축정책 때문에 석탄가격이 꾸준한 오름세를 보이면서 석탄발전사들의 영업이익이 감소하였으며, 다수의 대형 에너지그룹의 화력발전 이윤이 줄어들거나 적자상태에 들어섰다. 여기다가 중국이 석탄발전 도매가격에 2020년 1월부터 적용한 ‘기준가격+밴드제’의 상한폭이 10%로 규정되어 있기 때문에 석탄 가격의 오름폭을 적절하게 반영하지 못하였다.

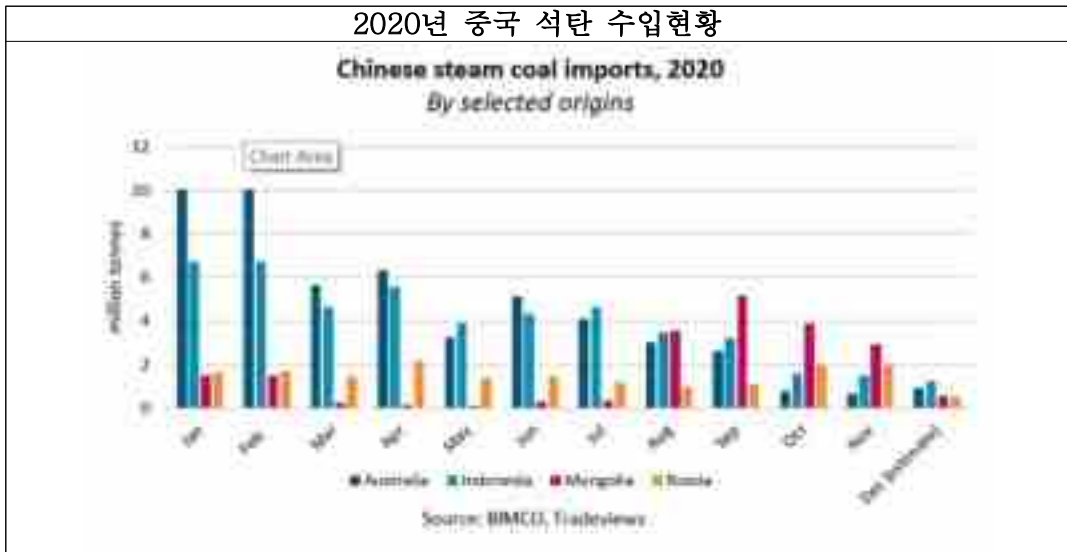
3.1 호주산 석탄 수입규제

중국이 호주산 석탄 수입을 금지하게 된 배경은 다음과 같다. 호주 정부가 화웨이 5G 통신사업 참여 배제, 코로나 19 기원에 대한 중국 책임론 제기 및 국제사회의 독립적 조사를 요구하자 중국은 보복차원에서 2020년 10월부터 호주 석탄 수입을 금지하였다. 그러나 결국 부작용으로 돌아온 것이, 중국 내 코로나19 상황이 다소 안정되고 경기가 회복하면서 산업용 전력 수요가 늘어나자 발전용 석탄 공급 부족에 직면하게 된 것이다.

호주산 석탄은 중국이 사용하는 발전용 석탄의 50% 이상을 차지한다. 중국이 2020년 호주에서 들여온 석탄만 4,250만톤이 넘는다. 중국의 전체 발전량 중 화력발전의 차지하는 비중은 57%에 달한다. 중국 정부는 2021년 초 2억 5000만톤 규모의 신규 석탄 생산 계획을 발표했지만, 당장의 공급난을 해결하기에는 부족한 수준이었다. 남아프리카공화국과 콜롬비아 등에서 석탄을 들여오는 등 석탄 수입선 다변화 계획을 추진했지만 수송비용이 비싸 별다른 성과

를 거두지 못했다.

국제적으로 석탄은 감산 추세를 보이고 있으나, 코로나19 이후 경기회복으로 전력과 철강수요는 증가하고, 유가 상승까지 더해져 국제 석탄가격이 상승하여 중국의 석탄확보는 계속 어려움이 있을 것으로 보인다.



중국의 전력부족은 2022년 상반기까지 지속될 것으로 전망된다. 노무라 증권 등 금융기관은 중국 경제성장이 주춤할 것으로 전망하였다. 전력난으로 경기침체 및 사회적 분위기도 불안정해질 것으로 보인다. 중국 내수뿐만 아니라, 국제적인 제조업 공급망 혼란과 세계 부품가격이 상승할 것이란 우려도 있다. 알루미늄, 시멘트 산업의 극심한 피해가 예상되며, 세계 반도체 부족 현상을 더욱 악화시켜 애플, 테슬라 등 글로벌 기업에게 충격이 예상된다.

<참고자료>

- 한국전력거래소(2017), 중국 해외전력산업동향(2017.10.)
- 에너지경제연구원(2020), 세계 에너지시장 인사이트 제20-6호
- 에너지경제연구원(2020), 세계 에너지시장 인사이트 제20-11호
- 에너지경제연구원(2020), 세계 에너지시장 인사이트 제20-12호
- 에너지경제연구원(2020), 세계 에너지시장 인사이트 제20-14호
- 에너지경제연구원(2020), 세계 에너지시장 인사이트 제20-18호
- 에너지경제연구원(2020), 세계 에너지시장 인사이트 제20-23호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-1호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-2호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-4호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-6호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-7호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-9호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-12호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-15호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-20호
- 외교부 글로벌에너지협력센터(2020), 주요국 에너지자원 현황 및 정책(중국)
- IEA(2018), Power Sector Reform in China
- IEA(2019), China Power System Transformation
- 중국전력기업연합회(CEC) 홈페이지 : <https://english.cec.org.cn/>
- International Energy Agency(IEA) data : <https://www.iea.org/data-and-statistics>
- World Bank Data : <https://data.worldbank.org/>
- NDRC 홈페이지 : <https://www.ndrc.gov.cn>
- BIMCO, Tradeviews



Ⅲ. 캐나다

홍승희 차장, 박차리 주임

동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로 수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로 참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리 소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며 동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는 문제들에 대하여 우리 소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

목 차

I. 일반현황 및 전력시장 개요	91
1. 일반현황	91
2. 전력시장 개요	93
II. 에너지정책 기초	103
1. 재생에너지 지원	103
2. 에너지효율 정책	105
3. 비전통석유 자원의 개발 확대	105
III. 기후변화 대응	106
1. 온실가스 배출목표	106
2. 탄소가격제도(Carbon Pricing)	111
IV. 전력공급	115
1. 전력공급 현황	115
2. 발전설비	117
3. 송전 및 배전	127
V. 전력수요	130
1. 전력수요 현황 및 전망	130
2. 판매체계	132
3. 소비자 보호	132
VI. 도매가격 및 소매요금	135
1. 도매가격	135
2. 소매요금	137
VII. 기술개발 및 신시장 도입	143
1. 스마트그리드	144
2. 에너지저장장치	146
3. 발전 신기술	148
VIII. 주요현안 및 시사점	151
1. 온타리오 주의 전력시장 갱신 프로그램(MRP)	151
2. 온타리오 주의 용량 경매 도입	154
3. 탄소중립과 전력분야 에너지전환	155
<부록> 참고문헌	157

I 일반현황 및 전력시장 개요

1. 일반현황

1.1 국가 개요

캐나다는 2020년을 기준으로 GDP 약 1조 6,434억 달러로 세계 9위의 경제 대국이자, 총 면적 약 998만km²로 대한민국 면적의 약 98배의 광활한 영토를 자랑하는 국가이다. 넓은 영토에 비해 총 인구는 대한민국의 0.73배 수준인 3,801만명 수준으로 나라 전체의 인구밀도가 4.2명/km²으로 매우 낮은 점이 특징적이다.

표 1. 캐나다 일반현황(2020)

구분	대한민국	캐나다	대한민국 대비
총 인구(단위 : 백만명)	51.78	38.01	0.73배
총 면적(단위 : 천km ²)	100.4	9,879.80	98.40배
인구밀도(단위 : 명/km ²)	531	4.2	0.008배
GDP(단위 : 10억US\$)	1,630.53	1,643.41	1.01배

출처 : Worldbank

한편, 지리적으로 캐나다는 10개의 주와 3개의 준주(구역)으로 구성되어 있다. 캐나다는 연방정부가 가진 권한이 상당히 제한적이며, 헌법을 통해 각 (준)주정부에 주요 관할권과 책임이 위임되어 있다.

- 10개의 주 : 온타리오 주, 퀘벡 주, 노바스코샤 주, 뉴브런즈윅 주, 매니토바 주, 브리티시 컬럼비아(BC) 주, 프린스 에드워드 아일랜드(PEI) 주, 서스캐처원 주, 앨버타 주, 뉴펀들랜드 레브라도 주
- 3개의 준주(구역) : 노스웨스트 준주, 유콘 준주, 누나부트 준주

그림 1. 캐나다 행정구역



1.2. (준)주 정부와 연방정부의 권한 분배

전력산업에서도 캐나다의 연방정부가 가진 권한은 상술한 바와 같이 상당히 제한적이다. 연방정부는 주(지역) 간 또는 국가 간 이루어지는 전력 거래에 대한 책임을 지며, 원자력안전위원회를 통해 원자력에 대한 독점적 규제 권한을 갖고 있다. 이 외 주별 전력산업에 대한 통제권한은 헌법에 의해 각 주 정부에 단독으로 부여되어 있다. 이러한 캐나다의 (준)주 정부와 연방정부 간 다중관할 구조를 정리하면 <표 2>와 같다.

표 2. 캐나다의 다중관할 구조

(준)주정부	연방정부
<ul style="list-style-type: none"> • 주 권역 내 자원 관리 • 전기에너지의 발·송전 • 주 내 전력 거래 및 소비 • 주 내 환경에 미치는 영향 • 보존 정책 및 수요반응 정책 	<ul style="list-style-type: none"> • 개척지의 자원 관리 • 원자력에너지 안전관리(원자력안전위원회 직접 규제) • 지역(주) 간 /국가 간 전력 거래 • 연방 토지, 투자 또는 전원이 적용되는 환경에 대한 영향 • 보존 및 수요에 관한 규정, 표준 및 라벨링 • 국가적 관심의 기타 에너지 정책

출처 : CEA, Electricity 101

2. 전력시장 개요

2.1 전력시장 구조

2.1.1 지역적 다양성

현재 캐나다 전력시장 구조의 특징은 지역적 다양성이다. 전통적인 캐나다의 전력시장 구조는 주 정부가 오랜 기간 각 주의 전력시장을 독점적으로 운영해온 형태였다. 하지만 전력산업 개혁의 필요성에 대한 공감대가 형성되면서, 각 주 정부는 전력시장 규제 완화를 위해 노력하고 있으나 구조 개편의 속도는 주마다 서로 상이하게 나타나고 있다.

표 3. 캐나다 (준)주별 전력시장 구조특성

구분	특징	구분	특징
온타리오	<ul style="list-style-type: none"> • 1998년 에너지경쟁법 제정, 1999년 산업분할 • 도·소매시장 개방(2002년) • 규제와 경쟁의 하이브리드형 모델 	PEI	<ul style="list-style-type: none"> • 뉴 잉글랜드 시장에서 전기를 조달 • 뉴브런즈윅 주와 장기 계약
퀘벡	<ul style="list-style-type: none"> • 도매시장 개방 • 수직 통합 공기업 형태 • IPP 개발 확대 	뉴펀들랜드 레브라도	<ul style="list-style-type: none"> • 수직 통합 공기업 형태 • 투자자(민간) 소유 배전회사
노바스코샤	<ul style="list-style-type: none"> • 도매시장 개방 • 서비스 비용에 따라 규제되는 투자자(민간) 소유 전력설비 	앨버타	<ul style="list-style-type: none"> • 도매경쟁(Power Pool) • 도·소매 개방(2001년) • 완전경쟁 도매시장 운영
뉴브런즈윅/매니토바	<ul style="list-style-type: none"> • 도매시장 개방 • 수직 통합 공기업 형태 	노스웨스트/유콘	<ul style="list-style-type: none"> • 수직 통합 공기업 형태 • 투자자(민간) 소유 배전회사의 참여

구분	특징	구분	특징
서스캐처원			
BC	<ul style="list-style-type: none"> • 도매시장 개방 • 수직 통합 공기업이 전체 소비자의 94%에게 전력 공급 	누나부트	<ul style="list-style-type: none"> • 수직 통합 공기업 형태

출처 : CEA, Electricity 101

종합컨대 캐나다의 주별 전력시장 구조는 △수직통합 구조와 △개편형으로 구분할 수 있다. 수직통합 구조에는 BC, 매니토바, 퀘벡, 뉴펀들랜드, 서스캐처원, 노바스코샤, 뉴브런스윅, PEI가 있다. 그러나 일부 캐나다 주, 특히 온타리오와 앨버타는 전력시장 규제 완화를 통한 개편된 전력시장을 가지고 있다.

수직통합 구조일 수 있는 이유는 대체로 상대적으로 에너지 가격 수준이 낮으며, 인구밀도가 낮고 주 별로 계통이 분리되어 있기 때문이다.¹⁴⁾ BC, 매니토바, 퀘벡과 같은 수력 발전이 발달된 지역은 값싸며 풍부한 자원으로 인해 개혁을 꺼리고 있지만, 전력 수출시장에서 경쟁력을 높이기 위해 노력하고 있다.

전력시장을 개편한 주는 송전 시스템을 관리하고 도매 시장 가격을 책정하기 위한 독립 계통운영자(ISO)를 설립하였다. 수력 발전 자원의 부족은 이들 주로 하여금 화력과 원자력 발전에 더 의존하게 하였고, 규제를 줄이고 시장경쟁을 증가시킬 것을 추동하였다고 볼 수 있다. 다음에서는 이 중 온타리오 주의 전력시장 구조에 대해 보다 자세히 살펴보겠다.

2.1.2 온타리오 주의 전력시장

● Ontario Hydro의 분할

캐나다에서 가장 큰 주인 온타리오 주의 전력시장은 구조개편 이전에는 Ontario Hydro의 수직 독점체제로 운영되었다. 70~90년대 들어 재정적인 어려움을 직면하게 되면서 Ontario Hydro는 전기요금을 30% 가량 인상했는데, 이는 소비자들에게 너무 높은 수준의 인상폭이었다. 소비자를 보호하기 위해 주 정부의 개입이 필요하다는 목소리가 커졌고, 주 정부는 1993년 전기요금 가격동결을 선언했다.

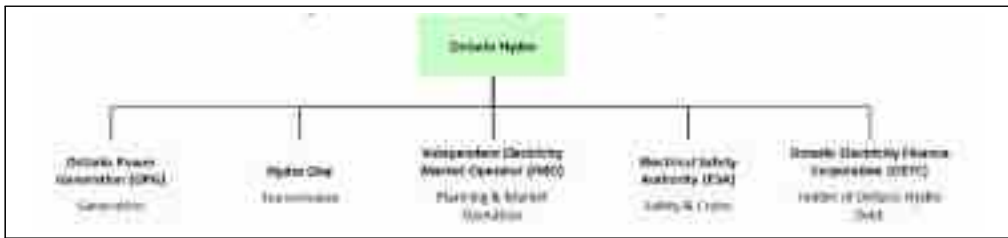
전기요금 가격동결은 Ontario Hydro의 부채 문제를 악화시켰다. Strategic Policy Economics(2020)에 따르면 1999년 온타리오 주 부채의 3분의 1이

14) 전력시장 규제완화에 선도적인 온타리오 주의 경우, 에너지 가격이 높은 수준이며 다른 주 및 미국 전력계통과 연계도 잘 되어 있는 편이다.

Ontario Hydro의 부채였으며, Ontario Hydro 연간 수입의 35%가 부채에 대한 이자를 갚는데 사용되었다.

이처럼 부채 문제가 심각해지자 주 정부는 1998년 전력시장설계위원회를 설치하고 에너지경쟁법(Energy Competition Act)을 제정하여 마침내 전력시장 경쟁도입의 제도적 기반을 조성하였다. 그리고 이듬해인 1999년 Ontario Hydro를 △OPG(발전), △Hydro One(송전), △IMO(시장운영), △ESA(안전관리), △OEFC(부채관리)의 5개 회사로 분할하였다. IMO는 현재 IESO로 계승되었다.

그림 2. Ontario Hydro의 분할



출처 : Strategic Policy Economics(2020)

☉ 도·소매시장 개방

Ontario Hydro의 분할만으로는 당시 온타리오가 직면한 부채 문제를 해결할 수 없었다. 이를 해결하기 위해서는 발전 경쟁을 보장하기 위해 전력시장을 도입하는 것이 중요 과제였다.

온타리오 주는 도매 전력시장에서 OPG의 시장 지배력을 완화하고 발전 경쟁을 보장하기 위해 시장전력완화협정(Market Power Mitigation Agreement; MPMA)을 체결하였다. MPMA는 2000년에 설비용량의 90%를 차지하는 OPG의 시장점유율을 향후 10년 내에 35% 수준까지 낮추는 감축 목표를 제시하였다. 또한 MPMA는 온타리오 연간 전체 전기요금이 일정 수준 이상일 경우 소비자에게 리베이트를 지급하게 하여 독점 가격설정 유인을 차단하였다.

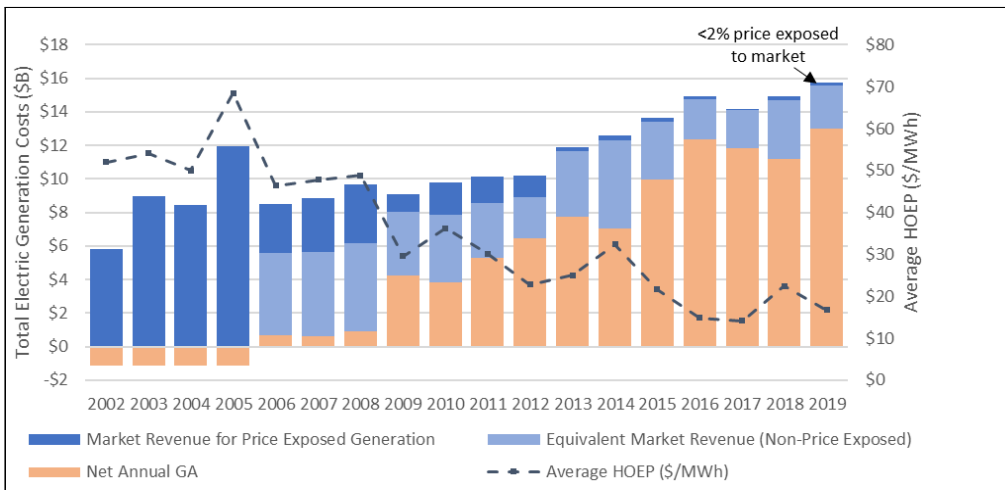
이러한 제도적 지원 아래 당초 계획보다 1년 반이 지연된 2002년 5월에 발전 경쟁을 도입하고 도·소매 전력시장을 개설하였다.

☉ 규제와 경쟁의 하이브리드 시장

2002년 5월 도·소매 전력시장 개설 이후, 도매가격은 2002년 5월에서 7월까지 약 2달 사이 2배 가까이 상승하였다. 이는 △ 전력시장 개설 이전 온타리오 발전설비에 대한 투자 부족, △ 시장 개설의 지연, OPG와 Hydro One의 공공 소유 지속에 따른 신뢰도 하락, △ 전력 수입 시 상당 수준의 가격 급등을 용인하는 등의 부작용을 낳은 시장 규칙 등이 복합적으로 작용한 결과였다.

도매가격 급등으로부터 소비자를 보호하기 위한 정부의 개입이 필요하다는 지적이 다시 대두되었다. 이에 따라 같은 해 11월, 주 정부는 2002년 12월부터 2006년 5월까지 150MWh 이하 주택 등 저용량 소비자 등을 대상으로 소매요금을 동결을 발표하였다.

그림 3. 전체 발전비용의 분담



출처 : Strategic Policy Economics(2020)

이는 저용량 소비자들에게 일시적인 안도감을 주었다. 그러나 시장가격과 동결된 소매요금 간 차이에 대한 비용은 정부의 재정으로 해결되었고, 이는 다시 납세자의 부담으로 이어지게 되었다. 주 정부는 신규 발전기에 대한 민간 투자를 촉진하기 위해 2005년 신규 발전기에 시장보다 높은 가격으로 장기 고정가격 계약을 제공하기 시작하였다. 또한 전력시장요금과 신규 발전기에 지불되는 계약상 더 높은 요금 간의 차이를 충당하기 위해 글로벌 조정(Global Adjustment; GA) 제도를 도입했다. GA는 해당 지역에 새로운 전력 인프라를 구축하고 기존 자원을 유지, 보존하는 비용을 포함하는 구성요소이다.

이 밖에도 Ontario Power Authority(OPA)를 설립하고 즉시 전력망 자원의 장기 적정성을 평가하는 임무를 부여하였다. 현재 OPA는 IESO와 합병되었다.

● **시장갱신프로그램**

IESO는 경쟁적이고 투명한 작동원리에 의한 더 효율적이고 안정적인 시장환경 조성을 위해 2016년부터 시장갱신프로그램(Market Renewal Program; MRP)을 시작하였다. 이는 온타리오 주 전력시장의 주요 현안과제로 8장에서 이어서 다루겠다.

2.2 규제기관

2.2.1 캐나다 천연자원부(Natural Resources Canada; NRCan)

캐나다 천연자원부는 연방정부의 △ 에너지 정책 개발 및 시행, △ 신재생에너지 보급 확대, △ 에너지 효율 증대 등의 역할을 수행한다. 천연자원부는 저탄소 에너지 분과(Low Carbon Energy Sector), 에너지 기술 분과(Energy Technology Sector), 전략적 석유정책 및 투자 사업(Strategic Petroleum Policy and Investment Office) 등으로 하위 조직이 구성되어 있다.

2.2.2 캐나다 에너지 규제기관(Canada Energy Regulator; CER)

CER은 2019년 5월에 기존에 있던 국가에너지위원회(National Energy Board; NEB)를 대체하여 신설된 연방정부의 기관이다. NEB가 수행했던 에너지 자원의 개발 및 이용에 대한 자문역할과 석유 및 가스 등의 특정 사안에 규제 권한을 행사한다. 상술한 바와 같이, 캐나다 전력산업에서 연방정부의 권한은 주(지역) 간 또는 전력거래 및 국가 간 송전선로 건설 승인 등으로 국한되어 있다.

한편, CER은 프로젝트 검토에 대해 기존 NEB보다 확장된 권한과 의무를 가지고 있다. 40km 미만의 파이프라인 건설 프로젝트와 같은 소규모 프로젝트는 10개월 이내, 40km 이상 75km 미만의 신규 파이프라인을 포함한 중규모 프로젝트는 15개월 이내 영향평가를 완료 후 연방정부의 승인을 받을 의무가 있다. 75km가 넘는 신규 파이프라인 프로젝트와 같은 대규모 프로젝트는 “통합검토프로세스”를 거쳐 내각 승인을 받도록 개정되었다.

2.2.3 캐나다 원자력안전위원회(Canada Nuclear Safety Commission; CNSC)

CNSC는 원자력발전소 및 연구 시설의 안전과 방사성 핵종과 같은 핵 물질의 사용을 규제한다. 원자력안전관리법(Nuclear Safety and Control Act)은 CNSC의 임무를 △ 캐나다 원자력 에너지의 개발, 생산 및 사용에 대한 규제, △ 핵물질의 생산, 소지, 사용 및 운송에 대한 규제, △ 핵무기 및 핵폭발 장치의 비확산에 관한 조치를 포함하여 원자력 물질의 개발, 생산, 운송 및 사용에 대한 국제적 통제의 이행, △ CNSC의 활동 및 과학, 기술 및 규제 정보에 대한 배포의 4가지로 규정하고 있다.

2.2.4 (준)주별 전력산업 규제기관

(준)주별 전력산업에 대한 대부분의 관리 권한은 각 주의 책임이었으나, 경쟁 시장 및 민영화 도입 등의 영향으로 주별로 독립적인 규제기관이 늘어나는 추세이다. 현재 대부분의 주들은, 주 정부와 민간에 독립적인 규제기관을 설립하고 전력상품요금 및 신규설비 건설 등의 규제권한을 부여하고 있다. 규제기관의 권한은 주 별로 상이하다.

표 4. 캐나다 (준)주별 전력산업 규제기관

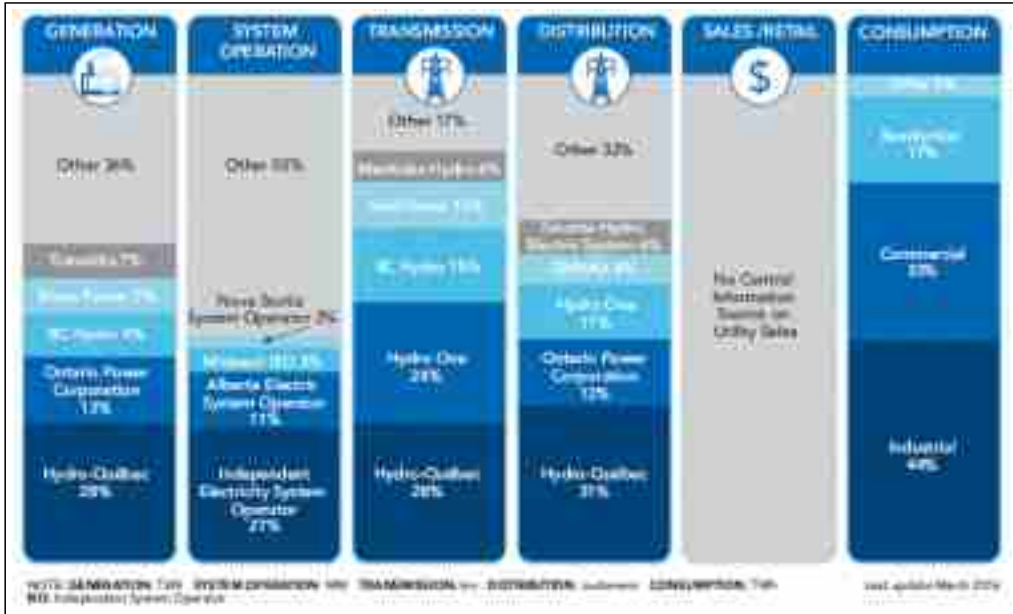
구분	규제기관
온타리오	Ontario Energy Board
퀘벡	Régie de l'énergie
노바스코샤	Nova Scotia Utility and Review Board
뉴브런스윅	New Brunswick Energy&Utilities Board
매니토바	Manitoba Public Utilities Board
브리티시 컬럼비아(BC)	British Columbia Utilities Commission
프린스 에드워드 아일랜드(PEI)	Island Regulatory&Appeals Commission
서스캐처원	Saskatchewan Rate Review Panel
앨버타	Alberta Utilities Commission
뉴펀들랜드 레브라도	New foundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities
노스웨스트	Northwest Territories Public Utilities Board
유콘	Yukon Utilities Board
누나부트	Nunavut Utility Rates Review Council

출처 : Council for clean & Reliable Energy(2019)

2.3 시장참여자

캐나다 전력시장에는 공영(주 정부 혹은 시 소유)과 민영 전력회사가 병존하고 있다. 대부분의 주는 주 또는 시 소유 공기업 형태의 대형 전력회사가 발전, 송전, 배전 부문을 통합 담당하고 있다. 몇몇 주는 민영회사가 늘어나는 추세이다. MaRS Advanced Energy Centre(2018)를 참고하여 이를 부문별로 살펴보면 다음과 같다.

그림 4. 전력시장 참여자



출처 : MaRS Advanced Energy Centre(2018)

2.3.1 발전 분야

수직통합 지역은 BC Hydro(브리티시 컬럼비아), Hydro-Quebec(퀘벡) 등 지방 전력회사가 주도하고 있지만, 배전회사와 PPA를 체결할 수 있는 IPP(독립발전사업자)에게도 개방된다. 구조개편을 단행한 온타리오와 앨버타는 각각 IESO와 AESO라는 독립 계통운영자가 도매시장을 관리한다.

2.3.2 송전 분야

미국 국경과 접하고 있는 캐나다 주는 대부분 인접한 미국의 주와 연결되어 있다. 퀘벡과 온타리오는 미국에 전력을 수출하는 가장 큰 주인데, 온타리오의 송전 설비는 Hydro One과 IESO가 관리 및 운영한다. 앨버타의 송전은 AESO가 관리한다, 수직통합 구조인 BC와 퀘벡에서는 송전 분야 역시 수직통합 기업이 관리한다.

2.3.3 배전 분야

수직통합 구조에서는 BC Hydro 및 Hydro-Quebec와 같은 공기업이 배전을 담당한다. 구조개편된 주에서는 지역배전회사(LDCs)도 참여하는 시스템이다. 온타리오의 경우 300개 이상의 배전회사가 존재하였으나 규모의 경제를 위해 인수 합병을 거듭하며 많은 LDCs가 통폐합되었으며, 현재 약 60개 수준이다. 주요 배전회사로는 총 100만 명 이상의 고객을 확보하고 있는 앨버타의 ENMAX와 EPCOR, 200만 명 이상의 고객을 보유한 온타리오의 Toronto Hydro와 Hydro One이 있다.

표 5. 캐나다 (준)주별 주요 전력회사

구분	회사명	소유	비고
온타리오	Cornwall Electric	민영	배전회사
	Bruce Power	민영	
	Hydro One	주영	
	Hydro Ottawa	시영	
	Alectra Utilities	시영	
	Ontario Power Generation	주영	
	Toronto Hydro	시영	
퀘벡	Brookfield	민영	
	Hydro-Quebec	주영	
앨버타	Altalink	민영	송전회사
	Atco Electric	민영	
	Capital Power Corporation	민영	
	ENMAX	시영	City of Calgary Electric System이 전신
	EPCOR	시영	Edmonton Power Corporation이 전신
	Fortis Alberta	민영	
	TranssAlta	민영	
TransCanada	민영		
뉴펀들랜드 레브라도	Newfoundland and Labrador Hydro	주영	
	Newfoundland Power	민영	
노바스코샤	Nova Scotia Power	민영	

구분	회사명	소유	비고
뉴브런스윅	NB Power	주영	
매니토바	Manitoba Hydro	주영	
브리티시 컬럼비아(BC)	BC Hydro	주영	
	Columbia Power	주영	
	Fortis BC	민영	
PEI	Maritime Electric	민영	
서스캐처원	Saskatoon Light & Power	시영	
	SaskPower	주영	
노스웨스트	Northwest Territories Power Corporation	주영	
유콘	Yukon Energy	주영	
누나부트	Nunavut Power	주영	

출처 : 전력거래소, 해외전력산업동향(2017)에서 재인용

II 에너지정책 기초

1. 재생에너지 지원

1.1 연방정부의 지원

캐나다는 풍력, 수력, 태양광 등 재생에너지 개발을 촉진하기 위해 연방정부 차원의 여러 프로그램을 추진 중에 있다. 그러나 연방정부의 역할은 재정적 인센티브나 자금지원, 대출보증 등 금융적인 지원이 대부분이며, (준)주별로 자체적인 관련 법안을 채택하고 자율적으로 재생에너지 확대를 위해 노력하고 있다.

표 6. 재생에너지 지원제도 비교

구분	캐나다	대한민국
Regulation Policies		
FIT/Premium payment	△ (주별로 상이)	△ (한국형 FIT)
Electric utility quota obligation / RPS	△ (주별로 상이)	○
Net metering / billing	△ (주별로 상이)	○
Biofuel blend, renewable transport obligation / mandate	○ / △(주별로 상이)	○
Renewable heat obligation/mandate, heat FIT, fossil fuel ban for heating	-	○
Tradable REC	개정중	○
Tendering	△ (주별로 상이)	-
Fiscal Incentives and Public Financing		
Reductions in sales, energy, VAT or other taxes	○ (개정중)	신설
Investment or production tax credits	○	○
Energy production payment	-	○
Public investment, loans, grants, capital subsidies or rebates	○ (개정중)	○

출처 : REN21(2021) 재구성

1.2 온타리오 주의 FIT제도

FIT 제도를 활용하는 대표적 주는 온타리오 주이다. 캐나다는 2009년 5월 제정된 그린에너지법(Green Energy Act)의 주요 항목 중 하나로 FIT를 도입하였다. 당초 온타리오 주는 2014년까지 석탄 설비를 점진적으로 폐쇄하고 2020년까지 풍력발전 목표치 4.6GW를 달성하는 등 재생에너지를 확대하는 도전적 목표를 수립하였다. 온타리오는 발전원별로 차등적인 매입단가를 제공하여 풍력과 태양광에너지 발전에 화석연료를 이용한 발전보다 높은 금액의 전력매입가를 20년에서 최대 40년까지 보장해주었다. 특징적인 점은 온타리오의 경우, 국내생산품 사용기준으로 현지조달비율을 적용하였다는 점이다. 온타리오 주의 풍력, 태양광에너지 발전업자들은 정부로부터 높은 고정매입가를 보장받기 위해서 발전설비의 일정비율 이상을 온타리오 주에서 생산된 부품을 사용하여야 했다. 온타리오는 이를 통해 온타리오 풍력 및 태양광에너지 관련 제조업의 생산능력을 제고하고자 하였다. 한편 2016년에 온타리오는 최종 FIT 적용 기간에 대한 신청접수를 마감하였다.

1.3 앨버타 주의 재생에너지 지원

앨버타는 2025년까지 석유와 가스 생산에서 발생하는 메탄 배출량을 2014년 기준에서 45% 감축할 것이다. 앨버타는 또한 2016년 제정된 재생에너지법(Renewable Electricity Act)을 통해 2030년까지 재생에너지로 30%의 전기를 생산하겠다고 공언하였다.

이러한 목표를 달성하기 위해 앨버타는 기술혁신배출량감축(Technology Innovations Emissions Reduction; TIER) 규제를 시행 중이다. TIER를 통해 앨버타는 2023년까지 석탄발전의 중단을 계획하고 있다. 또한 TIER 기금투자를 통해 26억 달러 이상이 에너지 혁신을 가속화하며 변화하는 환경에 적응하기 위한 이니셔티브에 재투자되었다. 2020년 가을, 앨버타는 TIER 기금에서 최대 7억 5천만 달러의 자금을 메탄 관리, 탄소 포획 기술 등에 지원한다고 발표했다. 앨버타는 향후 2년 내에 TIER, 메탄 및 재생 연료 규제에 대한 규제 검토를 예고하여 이러한 규제가 지속적인 기술 투자를 효과적으로 유도할 전망이다.

2. 에너지효율 정책

연방정부는 교통, 산업 부분 등에 대한 에너지 효율 개선 프로그램을 진행 중이다. 전기차 등 Zero-Emission 차량을 구입할 경우 구입시점에 자동으로 보조금을 지원한다.

BC, 뉴브런즈윅, 노바스코샤, 퀘벡 주 정부는 연방정부의 무공해 차량 지원금과 별개로 EV 혹은 PHEV 차량 구입시 자체적으로 재정적 인센티브를 부여한다. 앨버타는 주에서 직접 보조금을 지원하지 않지만 시 기후변화조치센터(Municipal Climate Change Action Center)에서 지방자치단체에 EV 혹은 PHEV 구매 비용을 지원한다.

또한 연방정부는 에너지 효율 주택으로 개조하고자 하는 주택 소유자에게도 단열재, 창호 등 교체에 대한 평가를 통해 보조금을 지원한다. 2021년 연방예산에 따르면, 이 보조금에 추가하여 에너지 효율 주택으로 개조하기 위한 캐나다 주택 소유자와 집주인에게 \$40,000의 무이자 대출 프로그램을 신설하였다. 캐나다 정부는 5년에 걸쳐 총 44억 달러의 자금조달을 목표로 하고 있으며, 대출제도를 뒷받침하기 위해 정부 역시 7억 7,900만 달러를 지원한다.

3. 비전통석유 자원의 개발 확대

캐나다 정부는 1970년대 석유 산업 국유화를 추진하였다. 그러나 1980년대 들어 이 방침을 철회하고 외자도입을 통한 석유 산업 개발을 추진하였는데, 유가 상승 국면과 맞물려 자원개발이 급속히 활성화되었다. 또한 오일샌드 사업의 수익성이 개선되고 전통자원 생산량이 감소하면서 캐나다는 오일샌드 개발에 주력하고 있다.

캐나다는 자원 개발과 관련하여서도 주 정부의 자율성을 보장하고 있는데, 비전통석유 자원의 개발 증대에 따른 온실가스 문제가 캐나다 연방정부와 주 정부 간 이슈로 존재하고 있다. 유가 상승으로 오일샌드 생산이 증가하면 수익의 증가로 이어지나, 오일샌드 생산은 일반적인 석유 생산 프로젝트보다도 최대 3배 가량 더 많은 온실가스를 배출하기 때문이다.

이에 대해 캐나다 환경부는 메탄 규제 강화 외에 추가 조치가 필요하다는 입장이며, 석유 산업계에서는 탄소 포집이나 소형모듈원자로 등 대체 기술 체득을 위한 정부 지원을 요구하고 있다.

▣ 기후변화 대응

1. 온실가스 배출목표

1.1 기후변화 정책 변화

캐나다는 정권변화에 따라 기후변화 정책이 변화해왔다. 최초의 온실가스 감축 관련 공약은 1988년, 브라이언 멀로니 총리 집권 당시 2005년까지 온실가스 배출을 20% 감축하겠다고 선언한 것이다. 또한 멀로니 총리는 지속적인 환경 피해를 막을 수 있는 수준으로 온실가스 배출을 줄이기로 합의한 유엔 기후변화협약(1992)에 서명하였다. 캐나다는 이 협약을 비준한 첫 G7 국가였다.

2002년에는 유엔 기후변화협약의 연장선인 교토의정서를 비준하였다. 캐나다는 2008~2012년 사이 1990년 온실가스 배출량 수준에서 6%를 감축하기로 목표하였다. 그러나 기간 중 배기가스는 도리어 30% 이상 증가하였으며, 보수당 정부 시절이었던 2011년 캐나다는 교토의정서에서 탈퇴하였다.

보수당은 기후변화 협상에 소극적인 입장을 견지해왔다. 2009년 코펜하겐 협정에서도 2020년까지 2005년 대비 17%를 감축하는 것으로 축소된 목표수준에 서명하였다.

그러나 2015년 자유당으로 정권이 교체되고 트뤼도 총리가 당선되면서 기후변화 정책도 변모하였다. 2015년 12월 파리협정에서 캐나다는 2030년까지 2005년 대비 30% 감축으로 온실가스 감축 목표치를 상향 조정한 이래 녹색성장 정책의 핵심 국정과제로 부상하였다.

표 7. 캐나다와 대한민국 NDC 목표 비교

구분	기존NDC	신규NDC	2050년 목표	법제화 여부
캐나다	2005년 기준 30% (2016.10.5.)	40~45% (2021.7.12.)	탄소중립	○ (2020.11. 제정)
대한민국	2017년 기준 24.4% (2020.12.30.)	2018년 기준 40% (2021.12월 제출예정)	탄소중립	○ (2021.9. 제정)

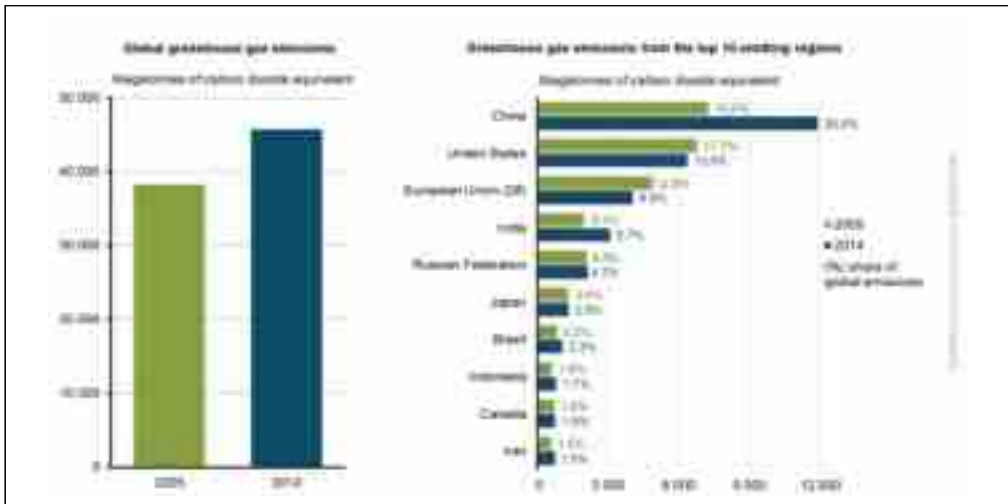
출처 : International NDCs Webinar 토론자료(2021)

탄소중립과 관련하여서도 2020년 11월 관련 법(The Canadian Net Zero Emissions Accountability Act)을 통해 2050년 탄소중립을 법제화하는 등 적극적인 목표를 제시하고 있다. 올 7월에는 UN에 제출한 국가온실가스감축목표(NDC)에서 2030년까지 2005년 대비 40~45% 감축으로 목표치를 대폭 상향하였다.

1.2 온실가스 감축 현황

캐나다의 2014년 배출량은 745MtCO₂eq로 동일 시기 세계 온실가스 배출량의 1.6%를 차지하여 세계 10위의 온실가스 배출국이었다.

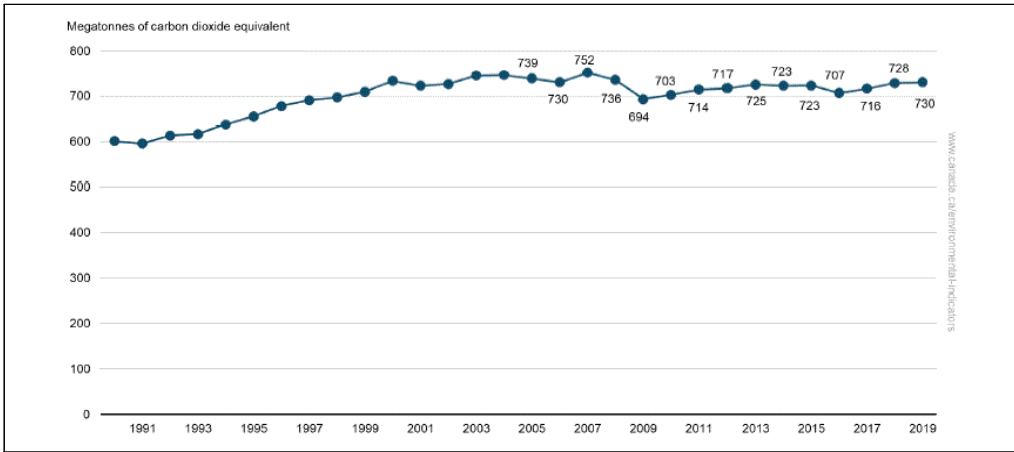
그림 5. 온실가스 배출 상위 10개국(2014)



출처 : Minister of Environment and climate Change Canada(2019)

이후 연도별 캐나다 온실가스 배출량은 소폭의 등락을 거듭하였으며, 2019년 배출량은 730MtCO₂eq으로 2018년 728MtCO₂eq대비 소폭 증가하였다. 2019년 배출량은 2005년 수준보다 1.1%(8.5MtCO₂eq) 감소한 수준이었다. 8.5MtCO₂eq는 교통수단으로 환산 시, 2,600,000명 이상의 승객을 운송가능한 수준을 줄인 것과 대등하다.

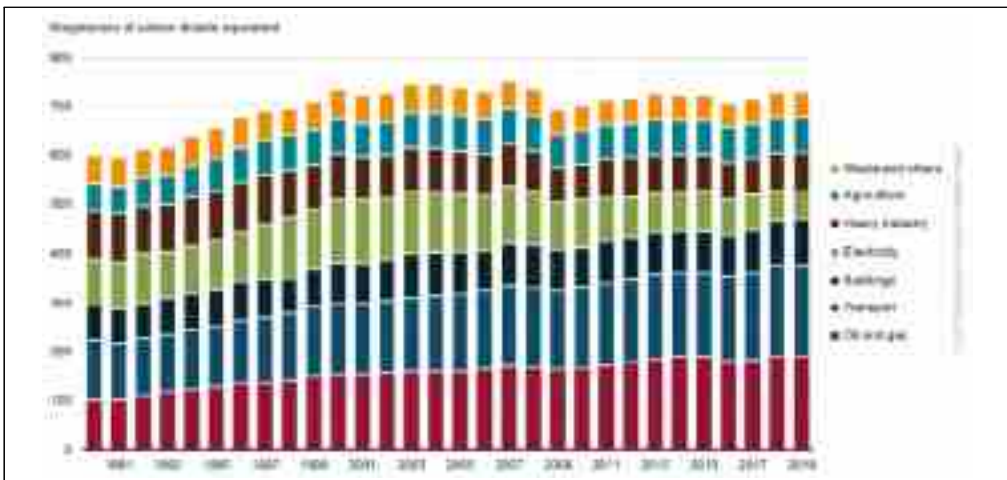
그림 6. 연도별 온실가스 배출(1990~2019)



출처 : Minister of Environment and climate Change Canada(2021)

2019년 부문별 온실가스 배출량을 살펴보면, 석유와 가스, 교통 분야가 차지하는 비중이 가장 높다. 이들은 캐나다 전체 배출량의 52%를 차지한다. 석유와 가스 분야는 대략 191MtCO₂eq, 교통 분야는 186MtCO₂eq를 배출하였다. 1990년대에서 2019년 사이 온실가스 배출량 증가의 주된 원인 역시, 이 두 가지 분야에 있다. 동일 기간 내 석유와 가스 분야 배출량은 약 87%(89MtCO₂eq) 증가하였으며, 교통 분야는 54%(65MtCO₂eq) 증가하였다.

그림 7. 부문별 온실가스 배출(1990~2019)



출처 : Minister of Environment and climate Change Canada(2021)

한편 2019년 전력 분야에서 나온 온실가스는 같은 해 캐나다 전체 온실가스 배출량의 8.36% 수준이다. 동일 시기 미국의 전력 발전분야 온실가스 배출은 미국 온실가스 배출량 전체의 27% 수준이었다.

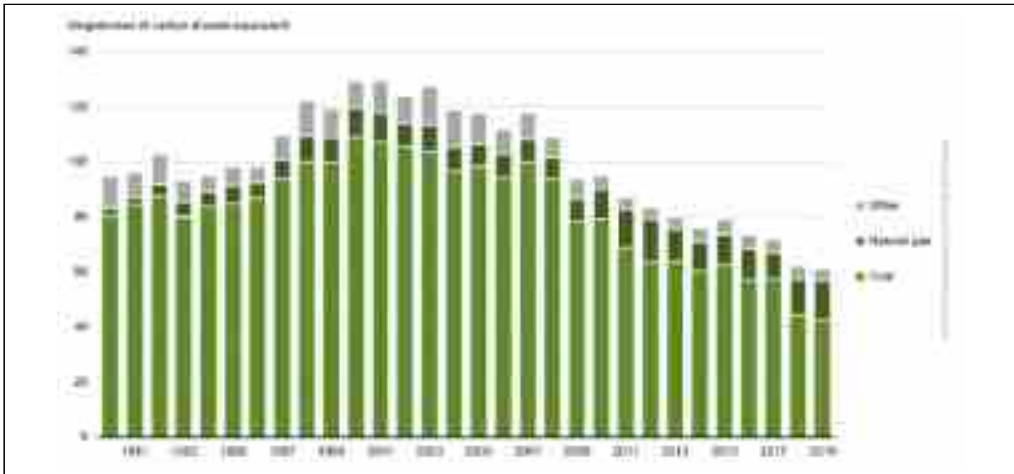
그림 8. 미국과의 비교(2019)



출처 : CEA, Electricity 101(2020)

연소 기반 발전분야에서 나온 온실가스 배출량은 1990년 95MtCO₂eq에서 2019년 61MtCO₂eq로 기간 내 약 36% 감소하였다. 수력, 원자력, 기타 재생에너지와 같은 저탄소 기반 발전비율이 증가한 것에 따른 결과이다. 이 같은 변화는 연소 기반 발전분야의 연료원별 구성에서도 확인할 수 있는데, 석탄 연소비율이 1990년 85%에서 2019년 70%로 떨어졌으며, 천연가스는 동일 기간 2.9%에서 23%로 비율이 크게 증가하였다.

그림 9. 발전분야 온실가스 배출(1990~2019)

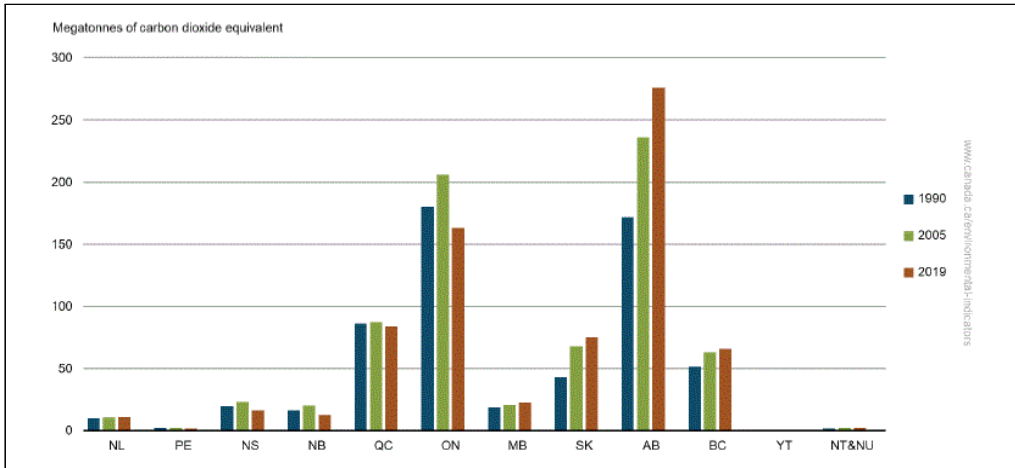


출처 : Minister of Environment and climate Change Canada(2021)

한편 주별 온실가스 배출 정도는 굉장히 상이하다. 이는 인구, 경제규모, 전원 구성에 따라 달라진다. 인구가 밀집되고, 자원 수출 기반으로 경제가 이루어져 있으며, 화석연료에 기반하는 (준)주는 더 높은 배출량을 기록하는 경향이 있다. 2019년 상위 5개 배출 주는 앨버타, 온타리오, 퀘벡, 서스캐처원과 브리티시 컬럼비아였다. 이들 상위 5개 배출 주의 배출량 합계는 전체의 91%를 차지하며, 상위 2개 배출 주인 앨버타(38%)와 온타리오(22%)의 배출량 만으로도 전체의 60%를 차지한다.

한편, 1990년~2019년 사이 추이를 살펴보면 1990년에는 온타리오의 배출량이 여타 (준)주에 비해 높는데 이는 제조업 기반의 경제구조에 의한 결과였다. 1990년도부터 앨버타의 배출량은 온타리오를 추월하기 시작했는데, 이는 석유 및 가스 사업의 확대에 따른 결과이다. 온타리오의 배출량이 동일 시기(1990~2019) 줄어든 것은 석탄 발전소의 폐지에 따른 결과이다. 서스캐처원의 배출량이 증가한 것은 교통과 광업 분야의 발달에 따른 것이다.

그림 10. (준)주별 온실가스 배출(1990~2019)



출처 : Minister of Environment and climate Change Canada(2021)

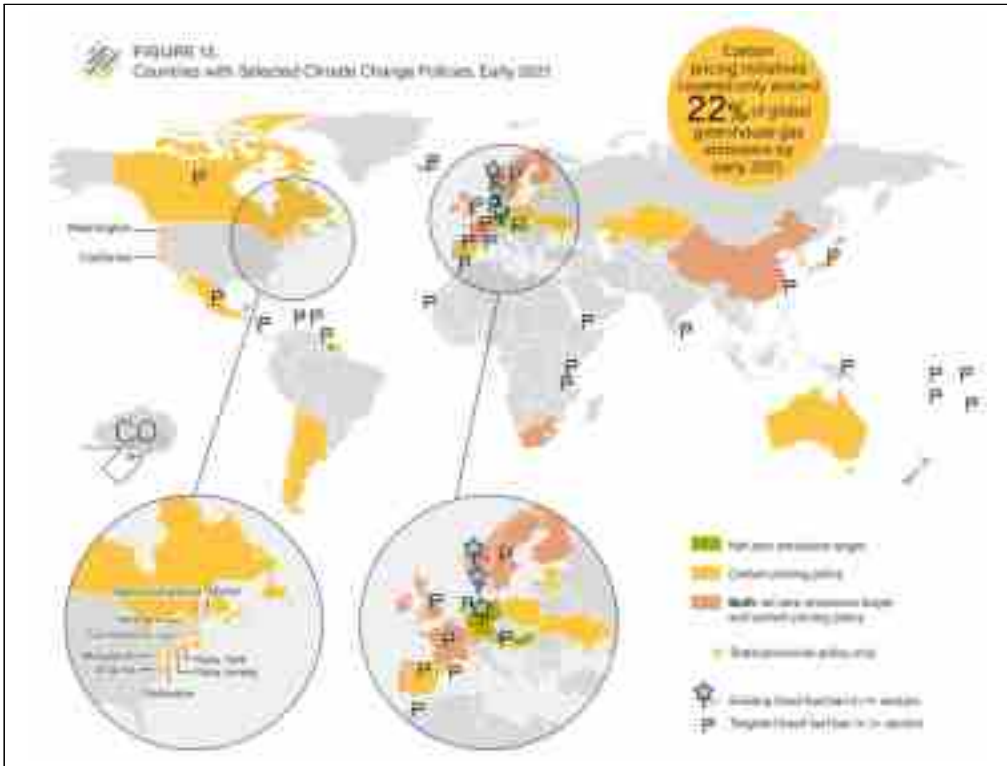
2. 탄소가격제도(Carbon Pricing)

탄소가격제도(Carbon Pricing)는 화석 연료의 상대적인 에너지 비용을 증가시킴으로써 간접적으로 재생 에너지를 증가시킬 수 있는 잠재력이 있는 제도이다. 2019년 57개 국가 및 주 정부가 탄소가격제도를 시행 중이던 것에 반해 2020년 말 기준 최소 64개 국가 및 주 정부가 탄소세 또는 상한제 프로그램 등을 통해 탄소가격제도를 채택하였다.

탄소가격제에는 탄소세(Carbon Tax), 배출권거래제도(Emission Trading System), 탄소국경세 등 여러 유형이 있다. 캐나다에서는 (준)주 정부가 각자에게 적합하다고 판단한 탄소가격제도를 자체적으로 운영해왔다. 온타리오와 퀘벡은 배출권 거래제를, 브리티시 컬럼비아에서는 시범적으로 탄소세를 운영하는 식이다.

그런데 트뤼도 총리로 정권이 교체된 이래, 캐나다는 과거 보수당 집권 당시 연방정부 차원의 기후변화 대응 정책이 미진하였음을 비판하며 연방 정부 차원의 탄소가격제도를 도입하였다.

그림 11. 2021년 전 세계 탄소가격제 운영현황



출처 : REN21(2021)

여기서 캐나다의 특징적인 탄소가격제도가 탄생하는데, 이른바 ‘백스톱 (backstop)’ 제도로 불린다. 앞서 언급한 (준)주가 자체적으로 탄소가격제도를 운영하되 탄소가격제가 없는 관할 지역이나, 기준에 부합하지 않는 구역에는 연방 정부의 범국가적 차원의 탄소가격제도가 적용된다. 일례로 앨버타 주는 그간 주 정부 차원의 탄소세를 운영해왔으나, 통합 보수당 정권이 선출되면서 2019년 6월 탄소세 폐지법을 통과시켰다. 그러자 2021년 1월부터 연방정부는 백스톱으로 앨버타에 연방 탄소세 부과를 발표하는 식이다.

그림 12. (준)주별 탄소가격제도 운영현황(2020)



출처 : Canadian institute for climate choices(2021)

캐나다의 탄소가격제도에 대한 여러 비판이 있다. 그 중 하나는 탄소가격의 가파른 상승에 따른 가계 부담의 상승이다. 캐나다의 탄소가격은 2022년까지 50캐불/톤까지 오르고 2030년에는 170캐불/톤 수준으로 급등할 예정이다. 이에 따른 가계, 특히 저소득층에 대한 가계 부담으로 크게 작용할 것이다. 캐나다는 이를 완화하기 위해 탄소가격제도에서 오는 수입을 세금 환급이나 투자를 통해 국민들에게 환원한다.

또 다른 비판점은 탄소세가 에너지 사용이 많은 기업에 경쟁력 저하 요인으로 작용한다는 점이다. 캐나다는 이러한 기업의 경우에 생산 단위당 배출량 감축을 의무로 하되, 남은 배출량에 대해서는 세금 납부 의무를 지우지 않는다. 이처럼 캐나다는 국민과 기업의 부담을 경감해줄 수 있는 지원책과 탄소가격제도를 병행하는 것이 특징적이다.

연방 탄소세의 부과가 주 정부의 권한을 침해한다는 소송이 있었으나, 2021년 3월 캐나다 대법원은 “지구 온난화의 피해는 특정 주에 국한되지 않으며, 캐나다에 실질적이고 막대한 피해를 초래할 수 있음을” 근거로 합헌 판정하였다.

3. 청정연료표준(Clean Fuel Standard; CFS)

2020년 캐나다 연방정부는 온실가스 배출량을 줄이고 자국 내에서 소비되는 연료 중 청정연료의 비중을 높이기 위해 청정연료표준(Clean Fuel Standard; CFS)을 공고하였다. CFS는 의견수렴을 거쳐 2021년 말 최종 발표되며, 2022년 12월부터 시행될 예정이다.

CFS를 통해 기존 화석연료 주요 공급자인 화석연료 생산자와 수입자는 탄소 집약도 감축이 의무화된다. 감축 수준은 제도 도입 첫 해인 2022년에는 2.4gCO₂/MJ로 이후 점차 목표를 높여 2030년에는 12gCO₂/MJ이다. 화석연료 공급자는 탄소집약도 감축 목표 달성을 위해 청정기술을 활용한 혁신적인 해결책을 활용하거나 새로운 연료를 소비자에게 제공하게 될 것으로 기대된다.

CFS를 준수하기 위해 드는 비용을 최소화하기 위해 캐나다는 크레딧 시장을 개설할 계획이다. 크레딧 시장이 개설되면 CFS에 적용받는 주체들은 시장을 통해 반드시 크레딧을 발급/인증받거나 구매하여야 하며, 차기 연도 사용을 통한 저장과 판매권 역시 보장된다.

CFS 도입 효과에 대한 전망은 찬반 양론이 팽팽하다. CFS 도입을 긍정적으로 바라보는 시각에서는 CFS를 통해 2030년까지 연간 2,000만톤 이상 온실가스 배출을 줄일 수 있을 것으로 전망한다. 에너지경제연구원(2021)에 따르면 이는 캐나다가 2030 온실가스 저감 목표를 달성하기 위해 필요한 감축 수준의 10% 정도에 해당되는 양이다. 또한 청정기술 및 연료를 비롯한 산업의 여러 부문에 혁신을 촉발하여 일자리 창출의 기회 역시 얻을 수 있으리라 예측한다.

CFS 도입을 부정적으로 보는 입장에서는 CFS에 수반되는 연료 생산비 상승분을 연료 공급자들이 소비자에게 전가함으로써 결과적으로는 중·저소득층에 타격을 입힐 것으로 전망한다. 에너지경제연구원(2021)에 따르면, 2030년 가구당 액체 연료 지출금액이 평균 69~208캐불까지 증가한다.

캐나다 연방정부는 자금 지원 및 인센티브 제공을 통해 주택 에너지 효율을 높이고 전기 자동차 구매를 늘리는 방식으로 소비자에게 미치는 영향을 줄인다는 입장이다. 또한 CFS의 성공적인 실행을 위해 15억 달러를 투자할 계획이다.

IV 전력공급

1. 전력공급 현황

캐나다의 총발전량은 2019년 기준 645TWh이다. 전년 대비 0.3% 줄어들어 거의 유사하다. 한국의 2019년 총발전량은 587TWh로 한국과 비교하여 1.1배 높은 수준이다¹⁵⁾.

캐나다는 세계에서 세 번째로 수력발전이 많은 국가이다. 2019년 캐나다 수력발전량은 385TWh로 전체 발전량 중 가장 높은 비중(60%)을 차지한다. 화력발전은 121TWh로 19%, 원자력이 95TWh로 15%의 비중이다. 수력을 제외한 태양광, 풍력 등 신재생에너지는 전년 대비 2.4% 증가한 45TWh이며 7%의 비중이다.

표 8. 캐나다 연료원별 발전량 추이 (단위 : TWh)

구분	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
우라늄	85.5	88.3	89.5	97.6	101.2	96.0	95.7	95.6	95.0	95.0 (15%)
석탄	71.3	65.2	63.1	64.8	64.2	60.3	60.5	57.5	52.6	49.2 (8%)
천연가스	54.1	63.5	63.9	60.4	59.0	64.5	62.8	58.3	66.1	68.8 (11%)
유류	5.2	4.6	4.3	4.1	6.6	4.4	4.6	3.7	3.9	2.5 (0.4%)
수력	347.9	372.0	375.8	387.4	378.8	378.1	381.7	390.6	382.1	384.9 (60%)
태양광	0.1	0.4	0.8	1.2	1.8	3.0	3.0	3.0	3.0	3.1 (0.5%)
풍력	8.4	11.6	13.7	17.5	21.5	26.3	29.9	30.2	31.9	33.7 (5%)
바이오/폐기물	8.3	8.7	9.0	9.2	12.0	7.2	9.8	9.2	8.8	7.9 (1%)
계	580.7	614.2	620.1	642.2	645.1	639.8	648.0	648.2	643.5	645.1 (100%)

출처 : Canada Energy Regulator 홈페이지, Canada's Renewable Power - Canada(수력에 조력 포함)

캐나다는 1990년 이후 계속 전력 순수출국이며, 지리적 특성으로 수출 대상국가는 미국이 유일하다. 2019년 기준 전력수출은 60.3TWh, 전력수입 13.3TWh이다.

표 9. 캐나다 전력수출입 현황 (단위 : TWh)

구분	2015	2016	2017	2018	2019	2020
수출량	73.0	73.1	72.0	61.4	60.3	67.5
수입량	10.8	9.3	9.9	13.2	13.3	9.8
순수출량	62.2	63.8	62.1	48.2	47.0	57.6

2015-2019년 출처 : Statistics Canada(2020), 통계표 25-10-0021-01 / 2020년 출처 : Canadian Electricity Association(2020)

15) 한국의 2019년 말 기준 전기사업용 발전량 : 563TWh, 상용자가 발전량 : 24TWh(출처 : 한국전력 통계)

그림 13. 캐나다 전력수출입 추이 (단위 : TWh)



출처 : Canadian Electricity Association(2020), Electricity 101

2020년 기준 대부분의 전력수출은 주요 수력발전 지역인 퀘벡(36.1%), 온타리오(26.2%), 매니토바(15.5%), 브리티시 컬럼비아(17.7%)에서 이루어지며, 전력수입은 브리티시 컬럼비아(72.1%), 앨버타주(17.9%)에서 주로 이루어진다.

그림 14. 2020년 캐나다-미국간 지역별 수출입량 (단위 : GWh)



출처 : Canadian Electricity Association(2020), Electricity 101

2. 발전설비

2.1 전원구성

캐나다 통계청에 따르면 2017년도 기준 캐나다의 전체 발전 가능 설비용량은 145GW이며, 수력이 전체의 56%를 차지하고, 화력이 25%, 원자력 10%, 수력을 제외한 신재생에너지(태양광, 풍력 등)가 11%를 차지하고 있다.

표 10. 캐나다 설비용량 추이 (단위 : MW)

구분	2013	2014	2015	2016	2017	
원자력	14,033	14,033	14,033	14,033	14,033 (10%)	
화력	33,461	33,704	35,127	35,814	35,697 (25%)	
재생 에너지	수력	76,520	78,570	79,214	80,449	80,764 (56%)
	태양광	171	265	1,875	2,086	2,298 (2%)
	풍력	6,717	8,496	11,128	11,974	12,403 (9%)
	조력	20	20	20	20	20 (0.01%)
합계	130,922	135,088	141,397	144,375	145,214 (100%)	

출처 : Statistics Canada(2019), 통계표 25-10-0022-01

지역별로 보면 퀘벡(31%), 온타리오(28%), 브리티시 컬럼비아(12%), 앨버타(11%) 지역에 대부분의 발전설비가 위치한다.

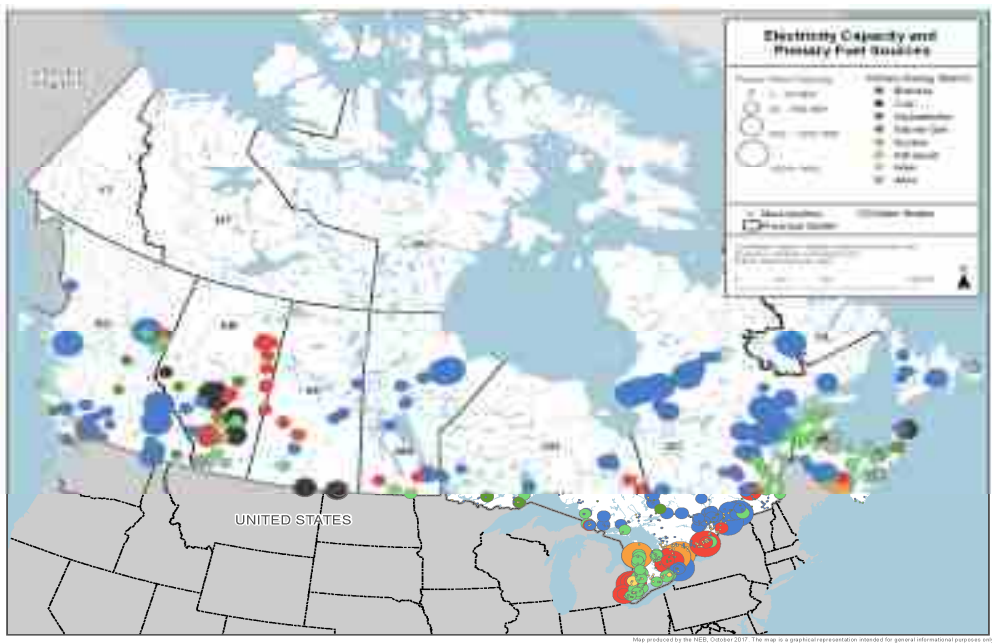
표 11. 2017년 지역별 설비용량 (단위 : MW)

지역명	전원	원자력	화력	수력	태양광	풍력	조력	합계
뉴펀들랜드			588	6,762		54		7,404 (5%)
프린스 에드워드 아일랜드			147			204		350 (0.2%)
노바스코샤			1,973	370		614	20	2,977 (2%)
뉴브런즈윅	705		2,255	968		294		4,222 (3%)
퀘벡			1,499	40,438		3,432		45,369 (31%)
온타리오	13,328		10,666	9,122	2,296	5,077		40,489 (28%)
매니토바			568	5,461		258		6,288 (4%)
서스캐처원			3,554	867		221		4,642 (3%)
앨버타			12,651	1,218	2	1,524		15,395 (11%)
브리티시 컬럼비아			1,545	15,407		714		17,665 (12%)
유콘			35	95		1		131 (0.1%)
노스웨스트			138	56		9		203 (0.1%)
누나부트			78					78 (0.1%)
합계		14,033	35,697	80,764	2,298	12,403	20	145,214 (100%)

출처 : Statistics Canada(2019), 통계표 25-10-0022-01

전원구성은 지역별로 정책과 경제성을 고려하여 다르게 나타나고 있는데, 뉴펀들랜드, 퀘벡, 매니토바, 브리티시 컬럼비아, 유콘 지역은 대부분 수력으로 구성되어 있다. 서스캐처원와 앨버타는 화력의 비중이 각각 77%, 82%로 대부분의 전기를 석탄, 천연가스 또는 석유와 같은 화석연료로부터 생산한다. 온타리오는 원자력이 33%를 차지하고, 화력(26%)과 수력(23%), 태양광 및 풍력(19%) 등 각 지역 중 가장 다양한 전원으로 구성된다.

그림 15. 캐나다 발전설비 분포 (단위 : MW)

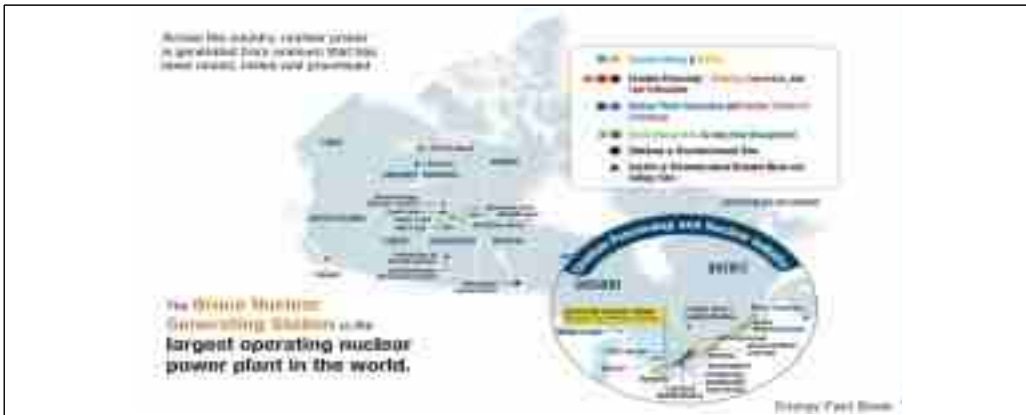


출처 : Canada Energy Regulator 홈페이지, Provincial and Territorial Energy Profiles-Canada(2021.9.24.검색)

2.2 원자력 발전

캐나다는 세계 2위 우라늄 산지로 전 세계 우라늄 생산량의 22%를 생산한다. 이 가운데 76%는 수출, 캐나다 내수로는 24%를 소비한다. 캐나다 전역에 걸쳐 우라늄 채굴·처리·공정, 원자력 발전소 등 원자력 산업 관련 공급 체인이 형성되어 있다.

그림 16. 캐나다 원자력 산업 지도



출처 : Natural Resources Canada(2020), Energy Fact Book 2020-2021

캐나다의 원자력 발전량은 전 세계 발전량의 4% 비중으로 한국에 이어 6위를 차지한다. 총 19기의 원자력 발전기가 운영 중이며, Bruce 원자력발전소는 운영 중인 세계 최대 규모의 발전소 중 하나이다. 캐나다는 1950년대에 독자적으로 CANDU(CANada Deuterium Uranium)라는 가압 중수로(PHWR)를 개발했다. CANDU시스템은 중성자 감속재로서 경수보다 더 적은 중성자를 흡수하는 중수를 사용하여 농축우라늄이 아닌 천연우라늄을 연료로 사용할 수 있는 특징이 있다. 한국 월성원자력 발전소(3기)에서 CANDU 원자로를 가동 중이며, 한국을 포함하여 캐나다 외의 지역에는 총 10기의 CANDU 원자로가 있다(2019년 기준).

표 12. 캐나다 원자력발전소 현황

발전기명	지역	유형	대수	총 설비용량(MW)
Darlington	온타리오	PHWR	4	3,512
Bruce A	온타리오	PHWR	4	3,220
Bruce B	온타리오	PHWR	4	3,390
Pickering A	온타리오	PHWR	2	1,084
Pickering B	온타리오	PHWR	4	2,160
Point Lepreau	뉴브런즈윅	PHWR	1	705

출처 : Natural Resources Canada(2020), Energy Fact Book 2020-2021

2.3 화력 발전

캐나다에서 화력발전의 비중은 수력 다음으로 가장 높은 비중을 차지한다. 2019년 기준 화석연료 발전량은 약 19%로 2010년 22% 비중에서 감소했다. 화력발전의 주된 연료는 2014년까지 석탄(갈탄)이었으나, 이후 천연가스의 비중이 높아졌고 석탄의 비중은 2010년 12%에서 2019년 8%로까지 감소하였다.

캐나다 천연자원부(Natural Resources Canada, 2020)에 따르면 지역의 발전원 중 천연가스의 비중이 가장 높은 곳은 앨버타(42%), 서스캐처원(36%)이었다. 누나부트지역에서는 100% 유류를 이용해 발전한다. 석탄발전기는 현재 노바스코샤, 서스캐처원, 앨버타, 뉴브런즈윅 4개 지역에서만 운영되고 있는데, 앨버타에서는 기후리더십계획에 따라 2030년까지 석탄의 단계적 감축을 계획하고 있다. 대부분의 석탄발전기가 천연가스로 가동되도록 개조될 것으로 예상된다. 서스캐처원은 2022년 매니토바에서 300MW 이상의 수력발전기를 구입하여 석탄발전량을 대체할 계획이며, 뉴브런즈윅, 노바스코샤도 재생에너지를 통해 대체하려고 한다. 이 배경에는 노후 석탄발전소를 폐쇄하거나 탄소포집 및 저장 기술로 개조할 것을 요구하는 캐나다 연방정부의 엄격한 규제(이산화탄소 배출 기준 420t/GWh로 제한)가 있다.

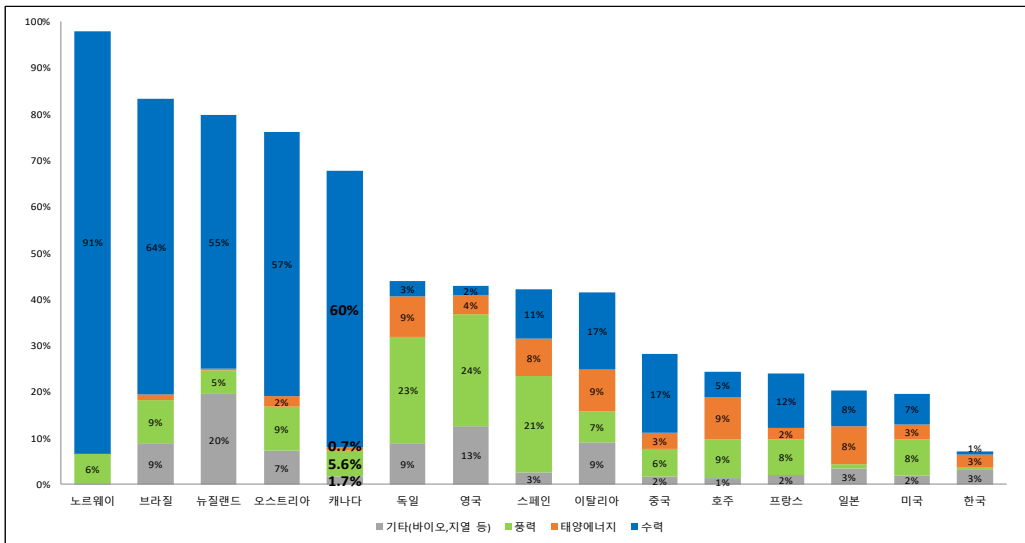
이로 인해 탄소포집 및 저장기술(Carbon Capture and Storage : CCS)은 캐나다의 주요 전략적 기술자원으로 인식되어왔다. 캐나다 탄소포집 및 저장 관련 프로젝트는 서스캐처원의 바운더리댐 프로젝트가 대표적이다. 2014년 시작된 서스캐처원 바운더리댐 지역의 824MW 규모 석탄화력발전소와 연계한 CCS 프로젝트로 세계 최초의 대규모 발전설비라는 점에서 특징적이다. 캐나다 에너지규제청(Canada Energy Regulator : CER)에 따르면 현재 캐나다 내 주요 CCS 프로젝트의 총수용량은 연간 640만 톤의 이산화탄소 배출량을 줄일 수 있는 잠재력을 가지고 있으며, 이는 캐나다 2030년 목표 저감량의 3%에 해당한다고 한다¹⁶⁾.

16) Canada Energy Regulator 홈페이지, Canada's Energy Transition(2021.10.2.검색)

2.4 신재생에너지

캐나다는 2020년 기준 신재생 발전이 전체 발전량 중 68%를 차지한다. 다음 그림에서 확인할 수 있듯이 신재생 발전 비중이 세계 5위 수준이다. 또 상위 5위까지의 국가들은 모두 수력의 비중이 높음을 확인할 수 있다. 캐나다의 주요 신재생 전원은 수력발전이고 풍력, 태양에너지 및 바이오는 다른 나라 대비 적은 비중을 차지하고 있다.

그림 17. 국가별 신재생에너지 비중 현황

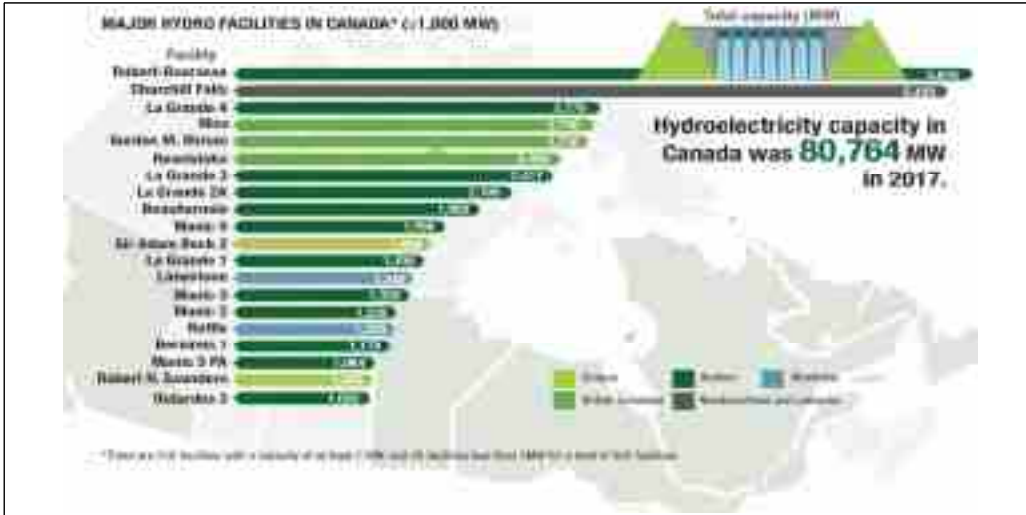


출처 : BP(2021), World Energy Statistical Review 데이터 참조

캐나다는 세계 수력 발전량(2018년 기준 4,214TWh)의 약 9%를 생산하며 중국, 브라질에 이어 세 번째로 많은 수력 발전량 생산한다¹⁷⁾. 캐나다의 수력발전 설비는 총 80,764MW(563개)로 이 중 20개는 1,000MW 이상이며 다음의 그림과 같다. 5,616MW의 Robert-Bourassa 발전소가 가장 큰 수력발전소이다. 전체 수력 발전설비 중 50%가 퀘벡주에 위치하며 브리티시 컬럼비아 19%, 온타리오에 11%가 위치한다. 수력발전은 태양광과 풍력 같은 변동성 재생에너지 전원들의 출력변동에 대응하는데 도움을 준다. 특히 양수발전의 경우 현재는 나이아가라 폭포에 위치한 Sir Adam Beck Pump Generating Station(174MW)이 유일하나 변동성 재생에너지 확대에 그 중요성에 점차 주목하고 있다.

17) Natural Resources Canada 홈페이지, Renewable energy facts

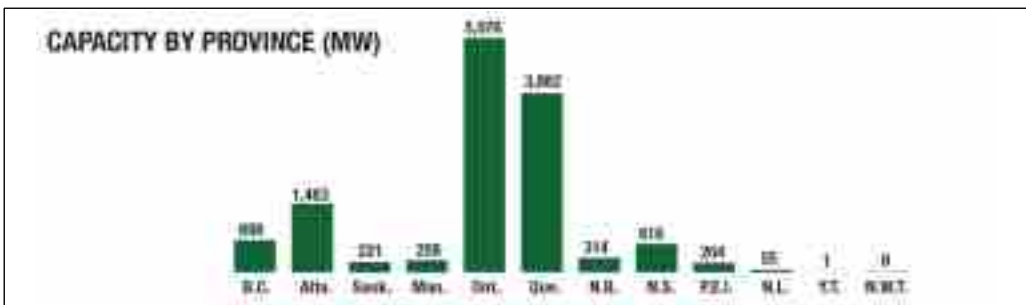
그림 18. 수력발전기 목록 (1,000MW 이상)



출처 : Natural Resources Canada(2019), Energy Fact Book 2019-2020

캐나다의 풍력 설비용량 규모는 세계 8위 수준이다(중국, 미국, 독일, 인도, 영국, 프랑스, 브라질, 캐나다 순). 캐나다는 많은 풍력 잠재량을 가지고 있지만, 추운 겨울 날씨가 건설과 운영에 영향을 주고 있다. 2019년 기준 설비용량 13,417MW로 2005년(557MW) 대비 24배 이상, 2015년(11,072MW) 대비 1.2 배 이상 증가하였다¹⁸⁾. 현재 풍력설비의 대부분은 온타리오(41%), 퀘벡(29%), 앨버타(13%)에 위치해있다.

그림 19. 지역별 풍력 설비용량

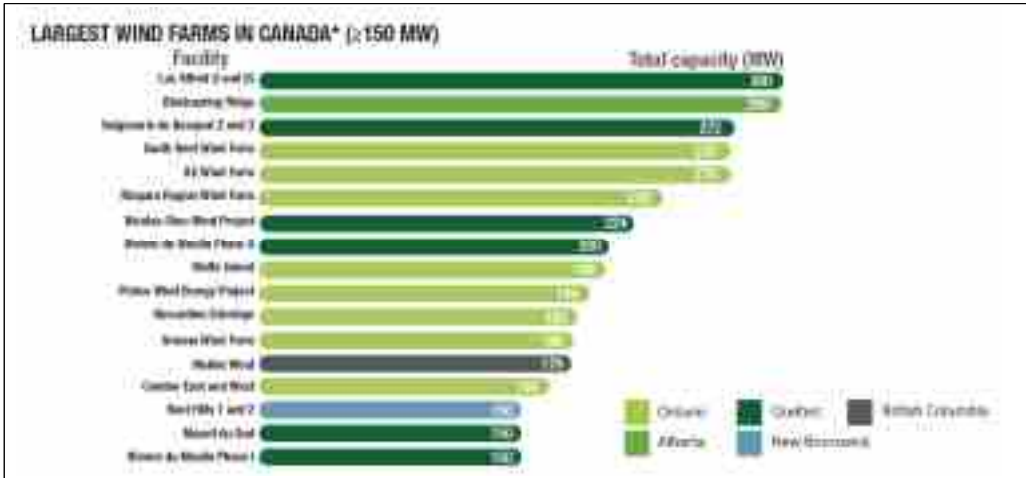


출처 : Natural Resources Canada 홈페이지, Renewable energy facts(2021.10.2. 검색)

18) National Energy Board(2016), 'Canada's Energy Future 2016' 및 'Renewable energy facts' 참조

2019년 기준 1MW 이상 풍력발전기는 총 265개가 있으며, 이 중 150MW 이상은 18개로 다음 목록과 같다.

그림 20. 풍력 설비 목록 (150MW 이상)



출처 : Natural Resources Canada 홈페이지, Renewable energy facts(2021.10.2. 검색)

한편 전체 설비 중 2%의 비중을 차지하는 태양에너지 설비는 온타리오에만 98% 이상 집중되어 있다. 다만 가까운 미래에 앨버타와 서스캐처원에서 큰 증가가 있을 것으로 예상된다¹⁹⁾. 1MW 이상의 태양광 설비는 총 1,700MW(138개)가 설치되어 있으며, 20MW 이상 대규모 태양광 설비는 다음과 같다.

19) Canada Energy Regulator 홈페이지, 'Market Snapshot : A Near-Term Outlook for Renewable Power in Canada', 2021.3.

그림 21. 태양광 설비 목록 (20WM 이상)

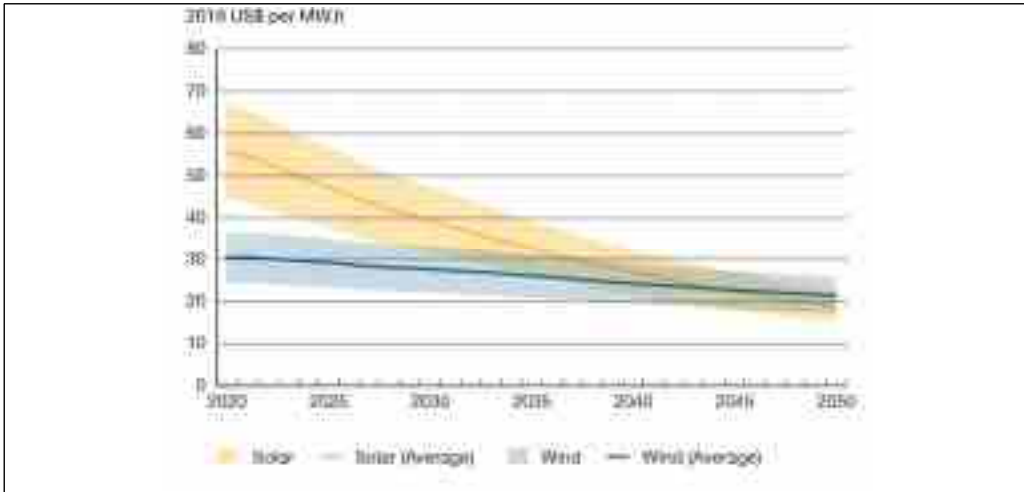


출처 : Natural Resources Canada(2019), Energy Fact Book 2019-2020

캐나다 바이오 설비는 2019년 기준 2.6GW로 연료는 대부분 목재와 매립가스이다. 바이오매스 발전기는 브리티시 컬럼비아, 온타리오, 알버타에 주로 위치한다. 그리고 1개의 조력 발전기(20MW)가 Nova Scotia에서 운전 중이다. 그 밖에 대규모 지열 발전기가 캐나다 서부해안에서 가능할 것으로 보이며 해상풍력 프로젝트도 제안되고 있다.

이러한 신재생 건설에 영향을 주는 것들은 경제성, 신뢰성 및 환경문제들이다. 풍력과 태양광 경제성은 갈수록 높아질 전망이다. 캐나다 에너지규제청(CER)은 풍력 평균 발전원가를 2019년 32US\$/MWh에서 2050년 21US\$/MWh로, 태양광 평균 발전원가를 2019년 61US\$/MWh에서 2050년 19US\$/MWh로 하락할 것이라 추정했다(2019년 불변가 기준). 또한 온실가스 감축을 위한 신재생 보급 확대는 여전히 높은 정책순위를 유지하고 있다. 결론적으로 신재생에너지는 캐나다에서 점점 높은 비중을 차지하게 될 것이다. 이는 캐나다 에너지규제청(CER)이 ‘Canada’s Energy Futures 2020’을 통해 수력을 제외한 신재생이 2019년 13% 비중에서 2050년 31%로 증가할 것이라 전망한 데서도 확인할 수 있다.

그림 22. 캐나다 재생에너지 발전원가 전망



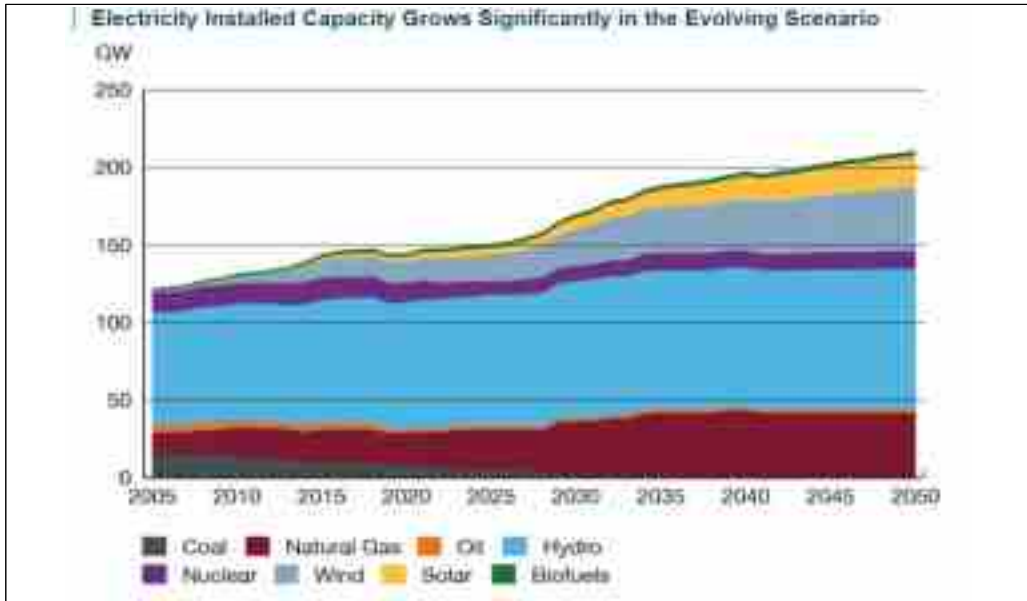
출처 : Canada Energy Regulator(2020), Canada's Energy Futures 2020

2.5 향후 설비계획

캐나다 에너지규제청(CER)의 ‘Canada’s Energy Futures 2020’ 기준 시나리오에 따르면 총 설비용량은 2019년 144.6GW에서 2050년 210.8GW를 목표로 46% 증가할 전망이다.

재생에너지 및 천연가스 설비가 추가되는 반면 석탄은 단계적으로 중단된다. 석탄발전은 2019년 8.8GW에서 2050년 0.1GW로 감소할 전망이다. 저탄소 전원인 수력 등 재생에너지와 원자력의 비율은 현재 82%에서 2050년에는 90%에 달할 전망이다. 다만 수력은 현재 비중 56%에서 2050년 43%로 감소하는 반면 풍력은 현재 9%에서 19%로, 태양광은 현재 2%에서 10%로 증가할 계획이다. 즉 풍력은 2019년 13.5GW에서 2050년 40.5GW로, 태양광 설비용량은 2019년 2.9GW에서 2050년 20.7GW로 증가한다. 2050년까지 수력을 제외한 재생에너지 설비용량이 2019년의 3배 이상 증가하는 것이다.

그림 23. 캐나다 설비용량 전망

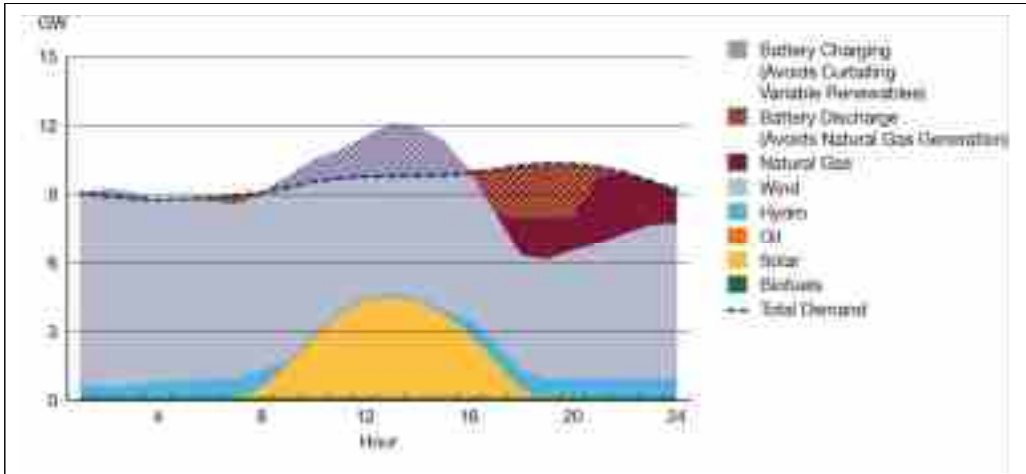


출처 : Canada Energy Regulator(2020), Canada's Energy Futures 2020

이러한 증가는 재생에너지 기술개발 및 투자비 감소, 풍력 및 태양광과 같은 가변성 재생에너지 자원(VRE)의 전력시스템 통합을 위한 개선 등에 의해 추동된다. 특히 수력 및 천연가스를 통해 가변성 재생에너지 백업을 지원한다. 천연가스 발전기는 2019년 20.0GW에서 2050년 42.0GW로 증가할 전망이다. 수력발전은 2019년 81.4GW에서 2050년 90.9GW로 증가한다. 또 더 많은 양의 가변성 자원을 통합을 지원하기 위해 매니토바-서스캐처원, 앨버타-브리티시 컬럼비아를 포함하여 많은 주간의 송전망 연결을 계획하고 있다. 그리고 약 3GW의 유틸리티 규모의 배터리 에너지저장장치(BESS)를 포함한다(기준 시나리오 기준).

가변성 재생에너지의 비율이 증가함에 따라 전력수급 균형에 있어 매시간 및 분별 출력변화가 점점 더 중요해지고 있다. 아래 그림은 기준 시나리오에 따른 2050년 앨버타의 전원구성을 기반으로 한 발전 시뮬레이션 예시이다. 풍력 발전량이 종일 높게 지속되고 태양광 발전이 낮시간 동안 많은 낮은 전력수요를 초과하는 과잉 발전으로 이어진다. 이 잉여전력을 배터리에 충전하여(보라색/회색 패턴으로 표시) 태양광 발전이 감소한 저녁시간에 출력하여 천연가스 발전을 대체할 수 있다(노란색/황색 패턴으로 표시).

그림 24. 2050년 앨버타주 발전 시뮬레이션



출처 : Canada Energy Regulator(2020), Canada's Energy Futures 2020

3. 송전 및 배전

캐나다의 전력망은 미국 및 멕시코와 북미전력계통(North American Bulk Electrical System : BES)와 연계되어 있다. 캐나다와 미국 간 35개의 연계망과 캐나다 내 지역 간 33개의 회선을 포함한다. 북미전력계통은 약 43만km의 고압 송전선을 포함한다.

지역 내 전력망의 건설 등에 대한 실질적인 권한은 주정부에 속하는데 국가 간 또는 2개 이상의 지역(州)간 송전선로는 캐나다 에너지규제법 제261조에 근거하여 캐나다 에너지규제청(CER)에서 허가한다. 지역별 전력망 운영주체는 다음 그림에서 확인할 수 있는데, 대부분의 지역에서 수직통합 유틸리티가 주로 관리한다. 앨버타의 경우 송전망은 AESO가 관리·운영하며, 배전망은 1백만 명 이상의 고객을 확보한 ENMAX, EPCOR 등의 민간 배전업체가 있다. 온타리오 송전망의 경우 Hydro One이 관리하고 IESO가 운영하며, 퀘벡, 매니토바, 뉴욕, 미시간 및 미네소타와 최대 용량 29,600MW로 상호 연결되어 있다. 온타리오의 배전망은 Hydro One 및 60개 이상의 지역배전회사(LDCs)가 관리한다.

그림 25. 지역별 송전, 배전 운영주체



출처 : MaRS Advanced Energy Centre(2018), Market Information Report : Canada(BNEF 자료 재인용)

전력망 구성의 특징은 주로 남북을 잇는 형태라는 점인데, 이는 북부에 주로 설치된 전력 생산설비와 남부에 주로 집중된 주거밀집구역 및 대형 산업지구 사이를 연결해야 하는 필요성 때문이다. 예를 들어 퀘벡의 경우에는 북부 Churchill Falls 지역의 수력발전소와 남부의 대도시인 Montreal을 연결하는 대규모 송전선이 설치되어 있다. 그리고 매니토바에는 Nelson River 지역의 수력발전소와 남부 Winnipeg 도시를 잇는 500kV HVDC 송전선이 존재하는데, 이러한 지역별 송전선은 때로는 더 남쪽으로 내려가 미국까지 연장되어 있기도 하다.

그림 26. 캐나다 전력망 분포 현황



출처 : Global Energy Network Institution 홈페이지, National Energy Grid Canada(2021.10.3.검색)

노후화된 기존 전력망을 업그레이드할 필요성은 계속 부각되어 왔으며, 특히 미국으로의 전력상품 수출 확대 때문이었다. 최근에는 캐나다 각 주 간 전력 이동의 증가, 새로운 발전소 건설 증가에 따라 신규 전력망 설비투자 역시 활발하게 이루어지고 있다. 특히 배전망은 발전원과의 거리를 줄이고 마이크로그리드 채택과 프로슈머를 지원할 수 있도록 분산화·현대화하는 방향으로 진화하고 있다.

그림 27. 캐나다-미국간 광역 송전망



출처 : Canadian Electricity Association(2020), Electricity 101

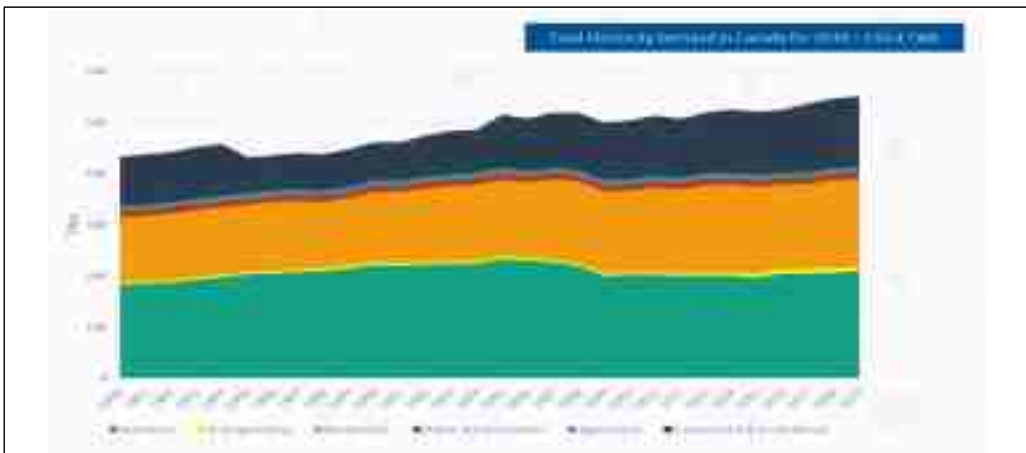
V 전력수요

1. 전력수요 현황 및 전망

1.1 전력수요 현황

2019년 캐나다의 연간 전력소비량은 550.4TWh이다. 2019년 기준 산업용이 38%, 주거용이 31%, 상업용이 25%, 그 밖에 수송용, 공공서비스, 농업용이 6%를 차지한다.

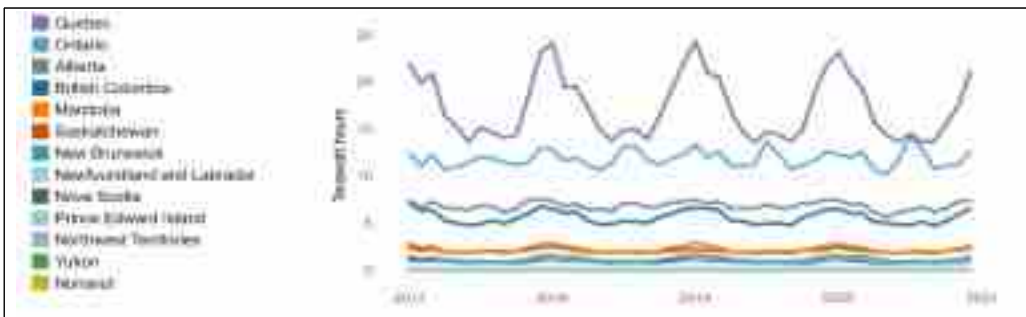
그림 28. 캐나다 전력수요 추이



출처 : Canadian Electricity Association(2020), Electricity 101

지역별 전력수요는 인구수 차이와 중공업, 전기난방 수요 등의 이유로 주로 차이가 나는데, 퀘벡이 가장 높고 누나부트가 가장 낮다.

그림 29. 지역별 전력수요 현황



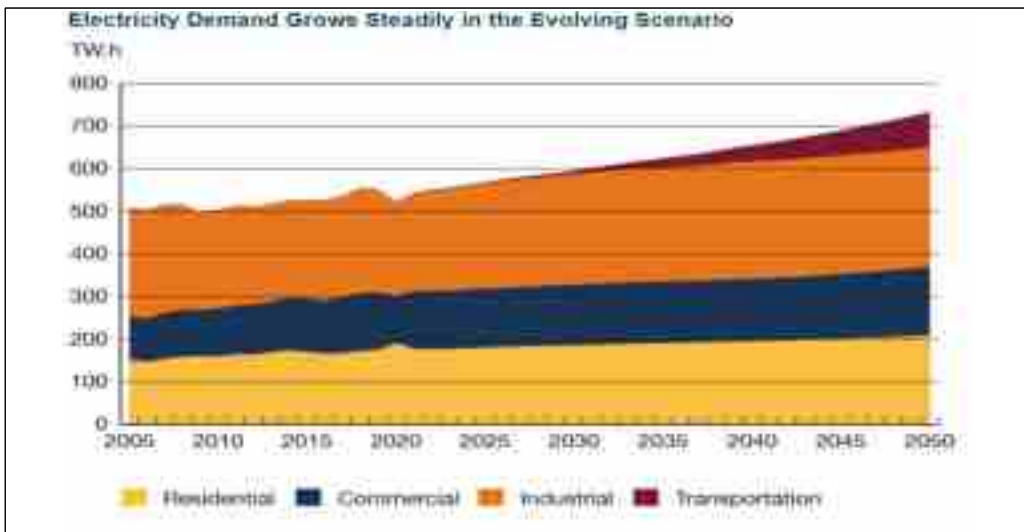
출처 : Canada Energy Regulator 홈페이지, Energy Commodity Indicators - Electricity

Enerdata의 「세계에너지통계 2021」에 따르면 중국, 미국, 인도, 러시아, 일본에 이어 캐나다(556TWh)는 2020년 여섯 번째로 많은 전력소비량을 보였다. 한국은 8위(526TWh)였다. 한국과 비교하면 캐나다의 일 인당 GDP는 1.4배 높은 수준이다.²⁰⁾ 한편 최근 코로나19의 영향으로 에너지 전 부문에서 수요가 감소하며 전력수요 역시 하락한 것으로 분석된다. Enerdata에 따른 캐나다 전력수요는 전년(2019년 575TWh) 대비 2020년(556TWh) 3% 하락하였다.

1.2 전력수요 전망

현재 전기는 캐나다 최종 에너지 수요의 약 16%를 차지한다. 캐나다 에너지규제청(CER)의 Canada’s Energy Future(기준 시나리오)에 따르면 전력수요는 2019년부터 2050년까지 연평균 1%의 비율로 증가하여 2050년에는 최종 에너지 수요에서 전력의 비중이 27%에 달할 전망이다. 전반적인 에너지 사용 감소에도 불구하고 전기에 대한 수요는 예측기간 동안 약 35% 증가할 것이라는 예측이다.

그림 30. 캐나다 전력수요 전망



출처 : Canada Energy Regulator(2020), Canada’s Energy Futures 2020

20) 출처 : World Bank Data(2020년 기준)

* 1인당 GDP : 한국 31,489(current US\$), 캐나다 : 43,242(current US\$)

2. 판매체계

현재 온타리오와 앨버타에서만 전력소매 경쟁시장을 채택하고 있다. 앨버타의 전력소매시장은 2001년부터 개방되어 왔으며 2012년 기준 앨버타 거주 소비자의 35%가 소매업체를 전환했다. 온타리오는 2002년에 개방되어 고객들은 기존 지역 독점사업자와 신규 소매업자 사이에서 판매업체를 선택할 수 있게 했다. 그러나 온타리오에서는 가격 변동성과 규제로 인한 경쟁이 저하로 소매업체들의 가격 우위가 제한되고 결국 소매시장 점유율이 6% 이하로 낮아졌다. 신규 소매사업자는 2021년 현재 7개사이다. 뉴브런즈윅에서는 높은 2004년 추진되던 시장개혁은 2011년에 취소되었다.

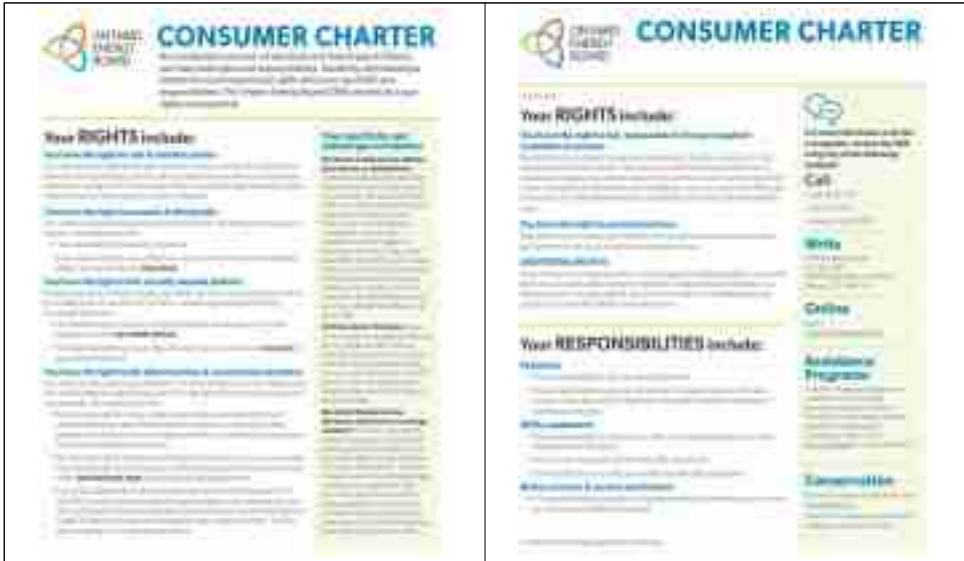
3. 소비자 보호

전력 소매부문 자유화가 이루어진 온타리오와 앨버타에서도 규제요금을 설정하여 소비자 보호를 위한 조치를 하고 있다. 규제요금은 소매시장 민영화 이후에 만들어진 제도로서 전기요금 인상 또는 공급안정성 문제에 대응하여 안전장치를 부여하기 위한 제도라고 할 수 있다(정연제, 2020).

온타리오에서는 판매사업자로부터 불공정한 거래로 전기소비자들이 피해를 입지 않도록 에너지소비자보호법(Energy Consumer Protection Act)을 제정하였다. 특히 계약내용의 막연한 내용은 소비자에게 유리하게 해석될 것(제6조), 직접 가정으로 찾아가 판매하는 방문거래의 금지(제9.1조), 부정경쟁행위금지(제10조), 계약서 사본의 필수 제공(제13조), 소비자가 계약서 수령 후 10일 전 어떤 이유 없이도 계약 취소 가능(제19조) 등을 규정한다.

또 온타리오 에너지위원회(Ontario Energy Board)는 소비자 헌장(Consumer Charter)을 제정하여 안전하고 신뢰할 수 있는 서비스를 받을 권리를 규정하고 있다. 예를 들어 판매업체는 동계기간인 11월 15일부터 4월 30일까지는 요금 또는 보증금 미납 등을 이유로 서비스 중단을 할 수 없으며, 금지기간이 아닌 때에도 14일 전에 고지하지 않으면 전기공급을 중단할 수 없도록 있다. 또한 요금 미납 등으로 서비스가 중단되더라도 요금납부가 이루어진 때에는 다시 2일 이내 서비스를 연결받을 권리가 주어진다. 그밖에 판매업체에서 요구하는 보증금은 6개월 동안 균등분할 납부 할 수 있으며, 1년 동안 결제 이력이 좋으면 보증금을 돌려받을 권리 등도 규정되어 있다.

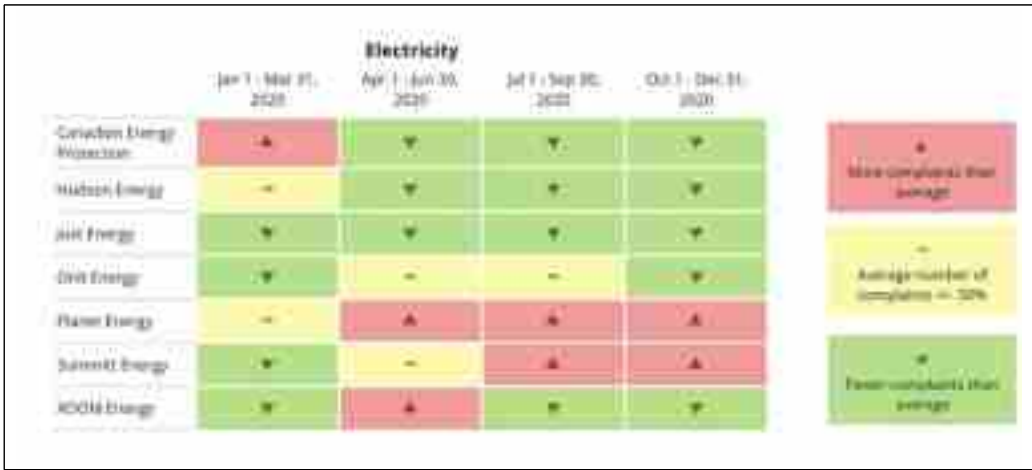
그림 31. 온타리오 에너지위원회의 소비자 헌장



출처 : 온타리오 에너지위원회(Ontario Energy Board)

그 밖에 온타리오 에너지위원회는 판매사업자의 규정 위반 의심사례를 조사하고 있으며, 규정을 위반하였다고 판단할 경우 강제조치(과징금, 면허정지/취소 등)를 시행할 수 있다. 또한 소비자는 소매 관련 불만사항(관련 회사에 문제를 제기하였으나 해결되지 않는 문제)의 해결을 온타리오 에너지위원회를 통해 보장받을 수 있다. 온타리오 에너지위원회는 접수한 문제를 관련 회사에 전달하고, 소비자가 10일 이내 전력회사의 답변을 받을 수 있도록 강제한다. 소비자 불만에 대한 통계는 홈페이지를 통해 공개하고 있는데 특히 판매사업자별로 불만제기 건수를 공지함으로써 판매사업자간 비교가 가능하도록 한다. 그 밖에도 청구서 계산기 페이지를 만들어 가격비교 가능하게 하는 등 소비자들에게 편의를 제공하고 있다.

그림 32. 온타리오 에너지위원회의 판매사업자별 불만제기 건수 비교



출처 : 온타리오 에너지위원회(Ontario Energy Board) 홈페이지

또한 저소득 고객을 위한 특별 규칙도 제시되고 있다. 저소득 가구는 보증금을 납부하지 않아도 되며, 만일 요금이 연체된 상황이라면 저소득 에너지 지원 프로그램(Low-income Energy Assistance Program : LEAP)을 통해 긴급재정지원을 받을 수 있다. 긴급재정지원 금액은 최대 500달러이다.

VI 도매가격 및 소매요금

1. 도매가격

캐나다 전력도매가격은 지속적으로 상승하고 있다. IEA의 자료에 따르면 2019년 전력도매가격은 2000년 대비 1.9배, 2010년 대비 1.3배 증가하였다.

표 13. 캐나다 전력도매가격 추이

구분	1990	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019
전력도매가격 지수 (2014=100)	51.2	61.6	82.1	85.1	100.0	103.2	106.1	107.2	111.5	114.8

출처 : IEA(2020), Energy Prices and Taxes for OECD Countries

온타리오주의 전력도매가격은 IESO가 운영하는 실시간 시장에서 결정된다. 온타리오 에너지 가격(Hourly Ontario Energy Price : HOEP)은 5분마다 설정되는 12개 시장청산가격(MCP)의 평균이며, 각 시간 내 도내 전역에서 사용되는 전력량에 따라 가중치가 부여된다. 아래는 연도별 에너지 가격(HOEP) 현황이다. 온타리오에 전력시장 도입 직후인 2002년부터 가격구조 정비가 본격화된 2005년까지 가격이 증가하는 추세가 나타났다. 그러나 2008년 이후로 전반적인 전력 가격이 꾸준히 안정화되는 추세를 보인다. 2021년 8월 기준 도매가격은 평균 4.34달러/MWh이다.

표 14. 온타리오 전력도매가격(HOEP) 추이

(단위 : CA\$/MWh)

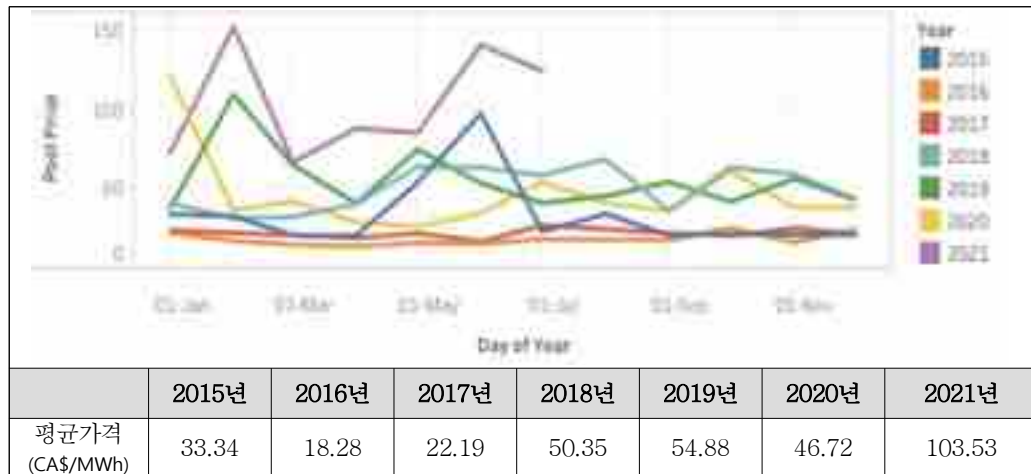
연도	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
2004	6.95	5.43	5.02	4.73	5.05	4.94	4.78	4.55	5.13	5.04	5.38	5.28
2005	5.98	5.05	6.1	6.36	5.47	7.12	8.2	9.52	9.97	8.02	6.07	8.39
2006	5.71	4.9	5.01	4.54	4.96	4.82	5.43	5.67	3.68	4.17	5.14	4.17
2007	4.62	6.08	5.69	4.8	4.11	4.8	4.72	5.73	4.76	5.12	4.85	5.18
2008	4.25	5.44	5.82	5.14	3.65	6.23	6.23	5.00	5.23	4.71	5.36	4.83
2009	5.48	4.86	3.06	1.96	2.91	2.48	2.01	2.84	2.21	3.03	2.76	3.60
2010	3.83	3.64	2.88	3.17	4.04	4.16	5.43	4.68	3.43	3.02	3.25	3.48
2011	3.30	3.37	3.16	2.97	2.59	3.46	3.71	3.45	3.19	2.94	2.88	2.58
2012	2.56	2.23	1.55	1.72	2.01	2.19	3.37	2.93	2.61	2.24	2.66	2.55
2013	3.16	2.93	2.93	2.89	2.54	2.38	3.16	2.38	2.23	2.24	1.61	3.13

2014	6.54	8.18	8.04	3.33	1.79	2.98	2.37	2.21	1.55	0.71	1.65	2.24
2015	2.96	5.12	2.56	1.65	1.54	1.53	2.22	2.34	3.19	2.51	1.03	1.10
2016	1.37	1.26	0.59	0.61	1.34	2.02	2.34	3.29	1.75	1.24	1.61	2.09
2017	2.16	2.11	2.60	1.11	0.32	0.59	1.36	1.73	2.31	0.88	1.40	2.06
2018	3.21	1.90	1.72	2.97	1.31	1.82	3.04	3.06	2.99	1.38	2.51	2.79
2019	2.78	2.79	2.73	1.56	0.76	0.48	2.19	1.61	1.43	0.73	2.07	2.19
2020	1.48	1.45	1.39	0.61	0.83	1.25	2.05	1.94	1.44	1.13	1.05	1.60
2021	1.74	3.38	1.76	0.89	1.46	3.69	2.76	4.34	-	-	-	-

출처 : IESO 홈페이지, Price Overview

앨버타주 AESO(Alberta Electric System Operator)의 전력도매가격은 2021년 20년 만에 최고수준을 기록할 것으로 보인다. 올해 도매전력가격이 급등해 현재까지 연간평균 103.53달러/MWh로 상승했다. 전년도 46.72달러/MWh의 두 배가 넘는 가격이다. 그 요인은 2월 한파 및 6월 폭염, 장기 전력구입협정(PPA)의 종료, 예상치 못한 발전기 가동 중단, 북미 서부지역의 가뭄 상황, 석탄화력 발전소의 천연가스 발전기로의 전환, 광범위한 경제회복 등이다. 다만 태양광, 풍력, 가스복합 등 더 많은 발전기 공급이 계획되어 있어 내년에는 전력가격이 누그러질 것으로 예상되는 상황이다.²¹⁾

그림 33. 앨버타 전력도매시장 평균가격 추이



출처 : AESO 홈페이지, Annual Market Statistics Report

21) Financial Post 기사, “Soaring power prices in Alberta jolt consumers, spark consternation”, 2021년 8월 18일자.

2. 소매요금

2.1 국가간 비교

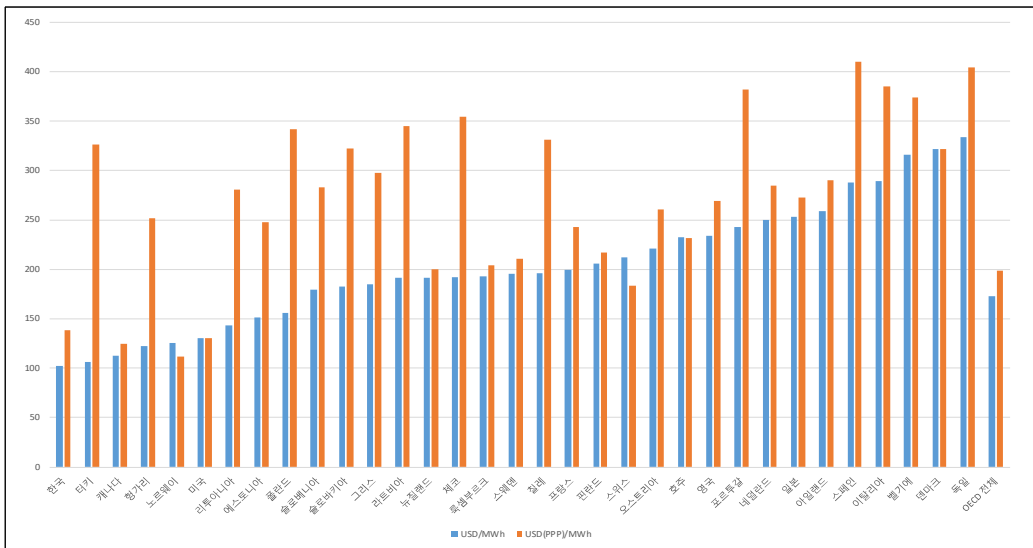
캐나다 소매 전기요금은 등락은 있으나 전반적으로 상승하는 추세에 있다. 타국과 비교시 캐나다의 소매 전기요금은 가장 낮은 편이다. 명목환율을 적용한 캐나다의 가정용 전기요금은 112.5달러/MWh로 한국, 터키와 비슷하다. 가장 높은 가격을 보이는 독일의 34% 수준이다. 국가별 생활비 차이를 고려하여 소비자 체감가격에 보다 가깝다고 할 수 있는 구매력평가환율(PPP) 적용시 캐나다 소매요금은 상대적으로 더욱 낮아진다. 캐나다의 가정용 전기요금은 125달러/MWh로 OECD 국가 중 노르웨이에 이어 두 번째로 낮은 수준이다.

표 15. 캐나다 소매 전기요금 추이

구분		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
명목환율 적용 단위 : US\$/MWh	산업용	81.0	85.2	96.5	80.5	64.0	78.8	83.8	84	90.5
	가정용	104.9	104.5	103.8	98.7	92.7	106.3	109.0	113.0	112.5
PPP 적용 단위 : US\$(PPP)/MWh	산업용	64.6	68.4	81.2	72.03	65.5	86.5	90.3	90.8	100.5
	가정용	83.7	83.9	87.3	88.6	95.0	116.8	117.4	122.2	125.0

출처 : IEA(2020), Energy Prices and Taxes for OECD Countries

그림 34. 2019년 국가별 가정용 전기요금 비교



출처 : IEA(2020), Energy Prices and Taxes for OECD Countries 참조

캐나다의 전기소비자들은 비교적 안정된 전기요금으로 인한 혜택을 계속 받고 있다고 할 수 있다. 특히 캐나다는 수력발전량이 60%의 비중을 차지하며 연료비 절감효과를 가져오기 때문이다. 또한 수력발전량이 풍부한 덕택에 연료비 가격변동이라는 변수의 영향을 적게 받는 편인 것도 전기소비자들에게는 유리한 점이다. 다른 국가들과 마찬가지로 최종소비자의 전력구매가격은 발전, 송전 및 배전 부분의 비용요소를 혼합 반영하여 정해진다.

2.2 지역간 비교

2021년 캐나다의 월평균 주거용 전기요금은 1,000kWh 사용 기준 179달러/MWh이다. 2020년 174달러/MWh 대비 3% 상승하였다. 지역별 전기요금은 퀘벡지역이 73달러/MWh로 가장 낮고, 노스웨스트 구역이 382달러/MWh로 가장 높았다.

그림 35. 2021년 지역별 가정용 전기요금 비교 (단위 : CA ¢/kWh)

Average Electricity Prices (¢/kWh)							
Monthly Electricity Consumption	600 kWh	750 kWh	1000 kWh	1250 kWh	1500 kWh	2000 kWh	2500 kWh
Alberta	18.2	17.9	16.6	15.8	15.2	14.8	14.2
British Columbia	12.5	12.2	12.6	12.9	13.1	13.3	13.5
Manitoba	10.5	10.3	9.9	9.7	9.6	9.4	9.3
New Brunswick	18.0	18.4	18.7	18.3	18.0	11.7	11.5
Newfoundland & Labrador	14.9	14.3	13.8	13.5	13.3	13.0	12.8
Nova Scotia	17.8	12.5	17.1	16.9	16.7	16.5	16.4
Nunavut Territories	37.7	32.1	38.2	38.2	39.9	40.7	41.2
Nunavut	29.3	29.3	37.5	46.9	53.1	60.8	65.8
Ontario	14.8	13.9	13.0	12.5	12.1	11.7	11.4
Prince Edward Island	19.0	18.2	17.4	16.9	16.6	16.1	15.2
Quebec	8.1	7.7	7.3	7.2	7.5	8.0	8.3
Saskatchewan	19.7	18.9	18.1	17.6	17.3	16.8	16.8
Yukon Territory	19.7	19.2	18.7	18.6	18.5	18.5	18.4
Canada Average	18.9	17.7	17.9	18.5	18.8	19.3	19.6

출처 : Energyhub 홈페이지, Electricity Prices in Canada 2021

2.3 소매요금 구성

소매전력시장이 자유화된 온타리오와 앨버타를 중심으로 소매요금체계를 확
인한다. 먼저 온타리오는 소매요금을 에너지요금, 송배전요금(Delivery), 관리요
금(Regulatory Charges)으로 구성한다. 에너지요금은 규제요금과 자유요금 중
하나를 선택할 수 있다. 규제요금은 규제가격계획(Regulated Price Plan :
RPP)에 따라 온타리오 에너지위원회가 일 년에 두 번(5월 1일, 11월 1일) 결정
한다. 온타리오주에서 Hydro One社가 유일하게 규제요금을 적용받는다. 한편
소매시장 자유화 이후 등장한 신규 판매사업자와 전기소비자간 체결하는 자유요
금에 대해서는 온타리오 에너지위원회는 아무런 규제를 하지 않는다. 다만 온타
리오의 10% 이하의 소비자만이 자유요금제를 선택하고 있는 상황이다.

그림 36. 온타리오주 전기요금 구성항목

[규제요금제 청구서 예시]	[자유요금제 청구서 예시]
Monthly Bill Statement Account Number: 000 000 000 000 0000 0 Meter Number: 0000000 Your Electricity Charges Electricity 448 kWh Off-peak (lowest price) @ XX ¢/kWh 0.00 126 kWh Mid-peak (mid price) @ XX ¢/kWh 0.00 126 kWh On-peak (highest price) @ XX ¢/kWh 0.00 Delivery 0.00 Regulatory Charges 0.00 Your Total Electricity Charges 0.00 H.S.T. 0.00 Ontario Electricity Rebate (0.00) Total Amount \$0.00	Electricity Retail Contract Monthly Bill Statement Account Number: 000 000 000 000 0000 0 Meter Number: 0000000 Your Electricity Charges Electricity YOU ARE BUYING YOUR ELECTRICITY FROM [ENERGY RETAILER NAME] * Global Adjustment 0.00 700 kWh @ Your Contract Price 0.00 Delivery 0.00 Regulatory Charges 0.00 Your Total Electricity Charges 0.00 H.S.T. 0.00 Ontario Electricity Rebate (0.00) Total Amount \$0.00 <small>* Energy retailer phone #: 1-888-000-0000 Energy retailer website: www.*****.com</small>

출처 : 온타리오 에너지위원회(Ontario Energy Board) 홈페이지, Understanding your electricity bill

먼저 주거용 및 중소기업 고객을 대상으로 하는 규제요금의 종류에는 두 가
지 유형의 요금제가 있다. 시간대별(TOU) 요금제와 계층형 요금제이다. 시간대
별 요금제는 하루 중 전력수요가 가장 낮은 ‘오프피크’, 낮시간이지만 하루 중
가장 바쁜 시간대는 아닌 ‘미드피크’, 전력수요가 가장 높은 ‘온피크’로 나뉘지고,

전력수요가 높은 시간대에 가격이 높다. 계절별로는 여름(5월 1일~10월 31일)과 겨울(11월 1일~4월 30일)로 나누어 가격을 구분한다. 주말과 공휴일에는 계절과 상관없이 ‘오프피크’가 적용된다. 2021년 9월 현재 오프피크 요금 8.2센트/kWh, 미드피크 11.3센트/kWh, 온피크 17.0센트/kWh가 적용 중이다.

그림 37. 온타리오주 시간대별 요금제



출처 : 온타리오 에너지위원회(Ontario Energy Board) 홈페이지, Electricity rates

계층형 요금제의 경우 매월 일정량을 더 저렴한 가격에 사용할 수 있으나 그 한도를 벗어나면 더 높은 가격이 적용되는 방식이다. 주거용의 한도는 겨울(11월 1일~4월 30일)은 1,000kWh, 여름(5월 1일~10월 31일)은 600kWh이다. 중소기업 고객의 경우 연중 750kWh이다.

그림 38. 온타리오주 계층형 요금제

대상고객	주거용			중소기업용
	기간	동절기	하절기	연중
	한도	1,000kWh	600kWh	750kWh
요금	한도 이하	10.1 센트/kWh	9.8 센트/kWh	9.8 센트/kWh
	한도 이상	11.8 센트/kWh	11.5 센트/kWh	11.5 센트/kWh

출처 : 온타리오 에너지위원회(Ontario Energy Board) 홈페이지, Electricity rates

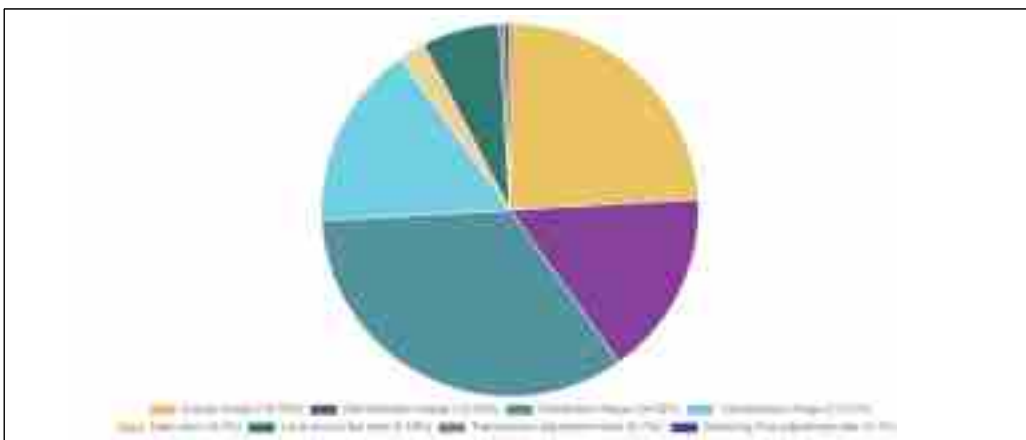
* 동절기 요금 : 2021년 2월 23일 기준, 하절기 요금 : 2021년 5월 1일 기준

대규모 사업자(50kW 이상 사용)의 규제요금은 미터기를 설치한 경우 도매시장가격을, 미터기 미보유 사업장은 유사 그룹의 가중평균가격을 지불한다. 여기에 추가로 글로벌 조정요금(Global Adjustment Charges)이 지불된다. 글로벌 조정요금은 IESO에 의해 월간으로 산정되며 원자력 및 수력 발전소들의 도매시장에서 보장된 가격에 대한 보상, 온타리오 지역 내 신규 인프라 구축, 기존 인프라의 유지 보전 및 수요관리 프로그램 제공 등에 드는 비용을 포함하는 비용이다. 주거용 및 중소기업 고객이든 대규모 사업장이든 모든 소비자는 글로벌 조정비용을 지불해야한다. 온타리오 에너지위원회는 규제요금(시간대별 요금제 또는 계층형 요금제) 산정시 그 추정치를 포함하여 산정하며, 규제요금이 아닌 판매사업자와의 자유요금제를 선택하더라도 글로벌 조정비용이 별도로 추가된다.

그 밖에 송배전요금(Delivery)으로 고객서비스요금(계량기 확인, 청구서 작성 등), 배전부담금(배전망 구축 및 유지비용), 송전요금(고전압 송전시스템 유지비용) 등이 포함된다. 관리요금(Regulatory Charges)은 전기시스템 운영과 도매전력시장 운영에 필요한 서비스 비용으로서 IESO의 도매전력시장 운영 및 관리수수료, 농어촌 지역 배전사업자에게 추가 부담되는 비용, 발전회사가 재생에너지 계통연결을 위해 부담하는 일정 비용 등이 포함된다.

한편 앨버타 주의 전기요금 역시 크게 에너지비용과 전송비용으로 구분하며 구체적으로는 다음과 같은 비중으로 구성된다.

그림 39. 앨버타주 소매요금 구성항목 및 비중



출처 : 앨버타 유틸리티 위원회(AUC) 홈페이지, Items on your bill

앨버타의 에너지비용 역시 규제요금(Regulated-Rate Option : RRO)을 적용받는 규제사업자(총 4개 사업자)와 임의로 전기요금을 책정할 수 있는 경쟁사업자로 구분된다. 규제요금은 독립기구인 앨버타 유틸리티 위원회(Alberta Utilities Commission : AUC)가 매월 결정하며, 연간 250MWh 미만을 전기를 소비하는 사업체와 주택은 규제요금을 선택할 수 있다. 이 규제요금은 소매시장 민영화 이후 전기요금 인상 또는 공급안정 문제에 대응하기 위해 만들어진 제도이다. 앨버타 주는 규제요금에 2017년부터 6.8센트/kWh의 가격상한선을 적용하기도 하였지만, 2019년 11월 집권당 교체 및 주 정부 재정상황 등을 고려해 가격상한을 종료하는 법안이 통과되었고 2021년 6월부터 폐지되었다.

전송비용은 송배전 인프라의 설치, 운영 및 유지관리에 드는 비용을 포함한다. 이 전송비용은 앨버타 유틸리티 위원회(AUC)에 의해 규제된다.

그림 40. 앨버타주 규제요금(RRO) 현황

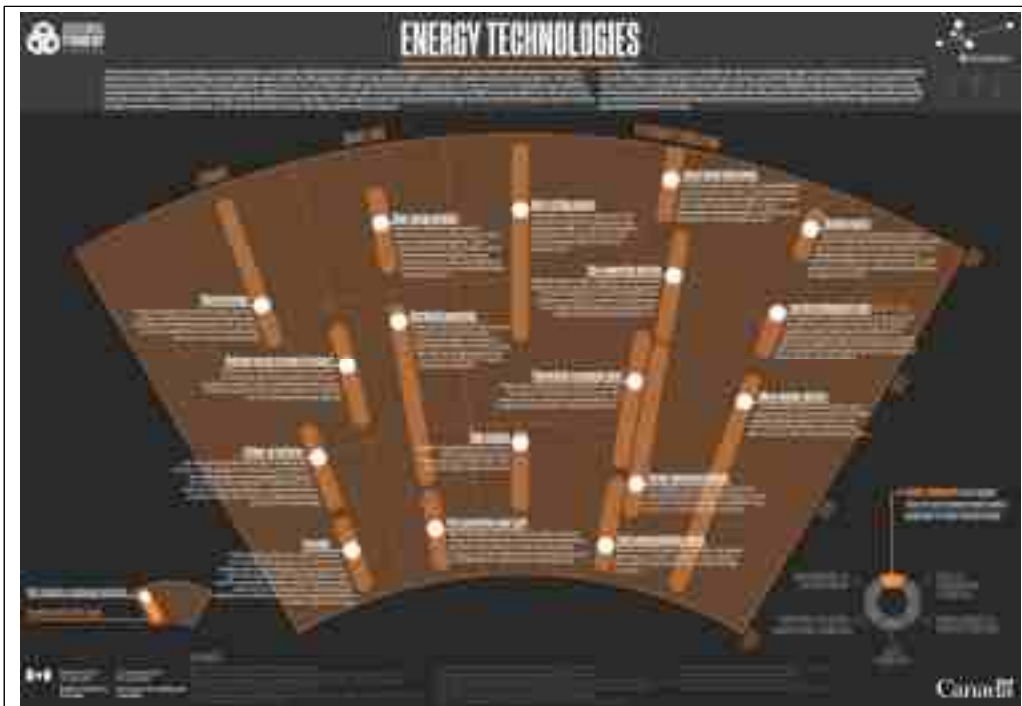
Provider	Electricity	Gas	Water	Wastewater
Alberta	1.10	0.15	0.10	0.10
Edmonton	1.10	0.15	0.10	0.10
Calgary	1.10	0.15	0.10	0.10
Red Deer	1.10	0.15	0.10	0.10
Grande Prairie	1.10	0.15	0.10	0.10
Fort McMurray	1.10	0.15	0.10	0.10
Peace River	1.10	0.15	0.10	0.10
St. Albert	1.10	0.15	0.10	0.10
Wetaskiwin	1.10	0.15	0.10	0.10
Wainwright	1.10	0.15	0.10	0.10
High Level	1.10	0.15	0.10	0.10
Peace Hills	1.10	0.15	0.10	0.10
Peace River	1.10	0.15	0.10	0.10
Peace River	1.10	0.15	0.10	0.10
Peace River	1.10	0.15	0.10	0.10

출처 : Utilities Consumer Advocate 홈페이지, Regulated Rates - Year at a glance(2021.10.5.검색)

VI 기술개발 및 신시장 도입

캐나다 정부 산하 Policy Horizons Canada 연구소는 미래를 바꿀 17대 에너지 신기술을 제시했다. 스마트그리드(1세대 스마트그리드, 분산전원시스템, 스마트 에너지 네트워크)와 에너지저장(연료전지, 수소저장 및 운송, 열저장기술, 리튬공기전지), 새로운 발전기술(소형원자로, 핵융합, 토륨원자로, 조류터빈, 마이크로 스팀터빈 엔진, 태양광 모듈 조정 로봇 등)이 미래 에너지 업계의 판도 변화를 주도할 것으로 예상했다.

그림 41. Policy Horizons Canada의 17대 에너지 신기술



출처 : Policy Horizons Canada(2013), MetaScan 3 : Emerging Technologies(Energy Technology)

1. 스마트그리드

캐나다 천연자원부는 스마트그리드를 녹색성장과 기후변화에 관한 범 캐나다 프레임워크 목표를 실현하기 위한 핵심 인프라로 파악하고 있다. 기존 전력인프라 활용도 향상, 재생에너지 보급확대, 전력시스템 안정성, 복원력 및 유연성 향상 등 스마트그리드가 온실가스 저감 및 새로운 시장구조를 위한 기반을 제공하는 점에 주목한다.

캐나다는 2003년 이후 2018년까지 135개 이상의 스마트그리드 프로젝트를 시행했고, 총 2억 6천 1백만 달러의 투자가 있었다. 그 결과 현재 캐나다에서 스마트 미터는 2018년 12월 기준 82% 이상이 보급되었다. 전기차는 2014년 5,050대에서 2016년 22,700대, 2018년 2월 기준 87,000개로 확대되었고, 전기차 충전소는 2014년 1,850개소에서 2016년 3,694개소, 2018년 6,650개소로 증가했다.²²⁾

스마트그리드는 유형에 따라 스마트미터기(AMI), 신시장 및 요금제 개선, 수요 반응, 분산에너지저장장치, 계통 자동화, 마이크로그리드, 지능형 인버터 등으로 구분할 수 있으며, 이 유형에 따른 지역별 스마트그리드 진행 현황은 다음과 같다.

그림 42. 캐나다 스마트그리드 현황 지도

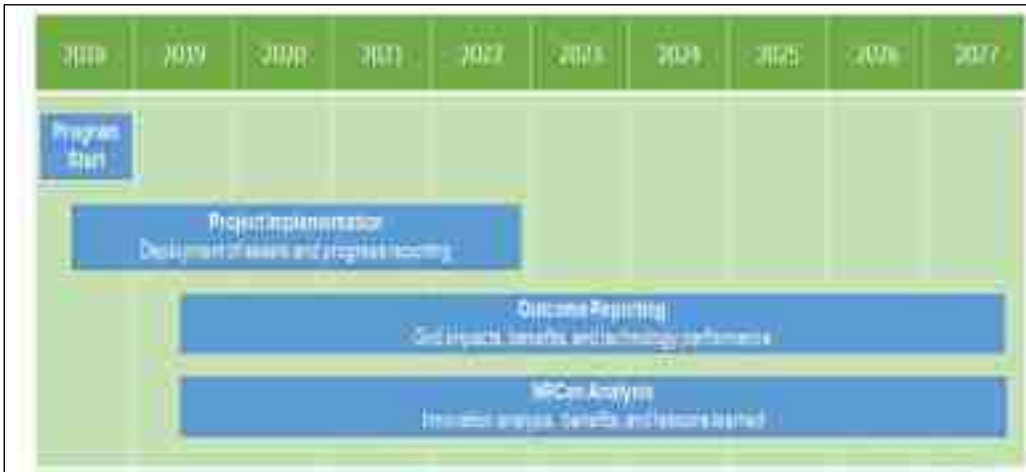


출처 : Natural Resources Canada (2018), Smart Grid in Canada 2018

22) 한국스마트그리드협회(2016) 및 Natural Resources Canada(2018) 참조

한편 캐나다 천연자원부는 ‘스마트그리드 프로그램’을 통해 2019년~2022년 스마트그리드 기술 실증사업, 스마트그리드 통합시스템 구축에 1억 달러의 자금을 투자할 예정이다. 대상 프로젝트가 끝난 후 최대 5년 내에 그리드에 미치는 영향, 기술성과 등 프로젝트 결과를 보고해야 하고 천연자원부는 이를 향후 정책 개발의 근거자료로 활용한다.

그림 43. 캐나다 천연자원부 스마트그리드 프로그램 추진계획



출처 : Natural Resources Canada 홈페이지, Smart Grid Program

총 17개 사업이 선택되었으며 프로젝트의 위치는 다음 그림과 같다. 유콘지역 주택용 DR프로그램(전력 피크시간대 400세대의 전기난방 및 온수부하 제어), 앨버타 농촌지역 스마트그리드 프로그램(26개 지역 간 차세대 무선주파수 네트워크 구축), 앨버타 도시지역 분산자원 네트워크 통합 및 자동화 실증, 서스캐처원 배전망 현대화 프로그램, 온타리오 블록체인 소프트웨어 기술 실증(분산자원 발전·판매를 실시간 추적 및 관리), 퀘벡 Off grid 지역 마이크로그리드 등이다.

그림 44. 캐나다 천연자원부 스마트그리드 프로그램 지도



출처 : Natural Resources Canada(2020), Smart Grid Program Overview

2. 에너지저장장치

2.1 수소저장 및 수소연료전지

연료전지는 전기화학 반응을 이용하여 연료의 화학에너지를 전기에너지로 변환하는 신에너지이다. 재생에너지로 생산된 잉여전기로 물을 전기분해해 수소를 생산·저장한 후 연료전지 등을 통해 필요시 발전할 수 있으며, 캐나다 역시 수소 및 연료전지 기술을 이용한 에너지저장시스템에 주목했다. 세계 3위의 수소생산국인 캐나다는 수소와 연료전지 분야의 전문지식, 지적재산권, 선도적인 제품과 서비스를 위한 허브로 간주되고 있다. 2018년 수소 관련 2억 7백만 달러의 수익을 창출했고 2,177개의 일자리를 책임졌다.²³⁾

캐나다 정부는 1978년부터 수소연료전지를 개발하는 학계, 민간기업 연구 활동을 적극 지원하였고 그 결과 캐나다 기업들은 세계 수준의 기술력을 보유하고 있다. 밴쿠버를 중심으로 세계에서 가장 활발한 수소연료전지 산업 클러스터가

23) Natural Resources Canada(2020), Hydrogen Strategy for Canada

형성되어 있는데 다수의 연료전지 기업이 주로 PEMFC(고분자전해질연료전지) 기술을 연구한다. 이 밖에도 브리티시 컬럼비아주는 수소고속도로(Hydrogen Highway) 지정하였고, 토론토를 중심으로 발전원을 연료전지로만 하는 수소마을(Hydrogen Village) 프로젝트 실시하기도 했다(대외경제정책연구원, 2011).

최근(2020년 12월) 캐나다 천연자원부는 2050년까지 탄소중립을 목표로 수소 에너지 비중을 30% 확대하는 캐나다 수소 전략(Hydrogen Strategy for Canada)을 발표하였다. 2030년까지 연간 4,500만t 규모의 온실가스 감축과 35만 개 일자리 창출, 수소생산 및 수출 경쟁력 강화를 목표로 하며, 수소 전략에 15억 달러를 지원한다. 캐나다 수소 전략의 8가지 필수요소 중 하나로 수소 및 연료전지 분야의 연구개발 및 협력지원을 들었다. 다만 발전용으로서 수소연료전지뿐만 아니라 수소터빈에도 주목한다. 100% 수소 전소터빈은 2030년 개발될 것으로 전망하며, 2050년에는 가스터빈 발전원가 대비 비용 경쟁력을 갖추게 될 것으로 예상된다.

2.2 열저장장치

열저장장치란 태양열이나 열병합발전기 등에서 축적된 열에너지를 저장매체에 저장하였다가 필요시 이용하는 기술이다. 주로 냉난방용으로 이용되어왔는데 점차 전력 분야에서 신기술을 이용한 활용시도가 증가해왔다. 신기술로서 용융염을 이용한 열저장은 상용화 진행 중이며, Mechanical-Thermal 방식으로서 액화공기저장시스템(LAES) 및 새로운 방식의 압축공기 저장장치(Advanced Compressed Air Energy Storage : A-CASE)도 열저장시스템을 포함한다.

그림 45. 차세대 압축공기 에너지저장시스템(A-CASE) 기술 개념



	양수	Li-ion전지	기존CAES	A-CASE
용량(MW)	>200	1~100	150~500 ₊	50~500 ⁺
방전시간(h)	>6	1~4	>6	>6
효율(%)	70~85	85	30~40	>60
수명(사이클)	>20,000	5,000	>20,000	>20,000
건설용이성	하	상	하	중상

출처 : EASE(2020), Hydrostor社(2020)

특히 캐나다에서는 Hydrostor社가 차세대 압축공기 에너지저장장치(A-CASE)를 개발했다. 별도로 연소를 통해 열을 가하지 않는다는 점, 열저장장치를 포함한다는 점에서 기존 방식(CASE)과 다르다. 즉 A-CASE는 공기를 압축할 때 생기는 열을 열저장장치에 저장하고, 압축공기는 저장동굴 등에 저장해두었다가 필요시 압축공기와 열을 재결합해 터빈을 구동하는 방식이다. 별도 연소가 없어 탄소 배출이 없고, 대용량·장주기 에너지저장장치이며 빠른 기동시간과 높은 효율을 특징으로 한다.

Hydrostor社는 캐나다 온타리오 Goderich 지역에서 2019년부터 1MWh급 A-CASE 기술 검증 프로젝트를 실시 중이다. 기술 검증과 상용화 검증을 거쳐 호주 2025년 Broken Hill(1.6GWh급), 2026년 미국 Rosamond(4GWh급) 프로젝트를 운영할 계획이다.

3. 발전 신기술

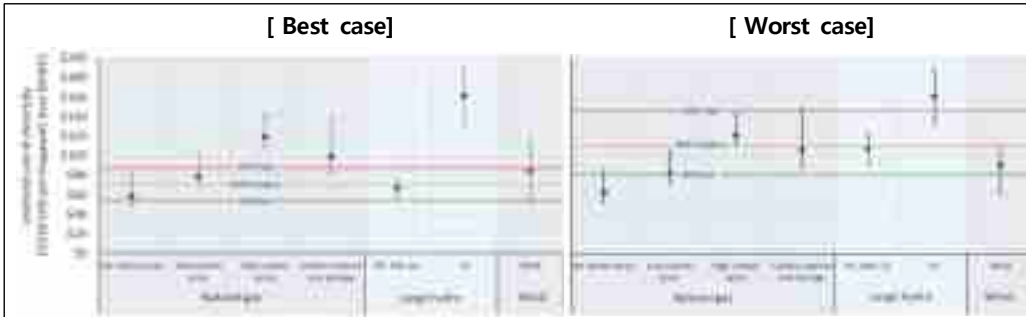
3.1 소형모듈원자로²⁴⁾

소형모듈형원자로(Small Modular Reactor : SMR)는 기존 대형원전(1,000~1,500MW급)과 달리 출력이 작고 공장에서 제작해 조립이 가능한 원전으로, IAEA는 일반적으로 300MW 이하를 SMR로 구분한다. 미래 잠재시장과 기술 선점을 위해 한국과 캐나다를 비롯해 미국, 러시아, 중국, 영국, 프랑스, 일본, 아르헨티나 등에서 현재 70종 이상의 소형원자로를 경쟁적으로 개발하고 있다.

캐나다는 2018년 천연자원부 주관으로 소규모 전력망 또는 비전력망 지역에 전력 또는 열공급을 위해 소형경수로와 선진원자로를 포괄하는 “소형원자로 개발 로드맵”을 수립하였다. 천연자원부는 로드맵을 통해 석탄화력발전의 15%와 천연가스발전의 5%를 SMR로 대체할 경우 연간 1천억 달러 규모의 시장이 형성될 것으로 전망했으며, 원격 도서지방에서 사용하는 디젤 24%를 대체할 경우 연간 3백억 달러 규모의 시장이 형성될 것으로 제시했다. 또한 SMR 발전단가(중간값)가 수력과 유사하고, 풍력 및 탄소가격을 포함한 천연가스 발전에 비해 경쟁력을 갖출 것으로 평가하였다(Best Case 기준).

24) 이 장은 한국원자력학회(2020) ‘소형 혁신원자로 기술조사보고’와 전기저널, ‘세계 SMR 개발 현황과 전망’(2021.6.9.일자)를 참조하여 작성함

그림 46. 캐나다 SMR 발전단가 추정(Best Case)



출처 : Canadian Small Modular Reactor Roadmap Steering Committee(2018)

캐나다원자력연구소(Canadian Nuclear Laboratories : CNL)는 2026년 실증을 목표로 2017년 비전력망지역인 북부 광산지역에 SMR 프로젝트를 시작하였다. 또한 캐나다 원자력안전위원회(Canadian Nuclear Safety Commission : CNSC)는 사전인허가 설계검토 과정인 “Vendor Design Review”를 진행하고 있는데 캐나다 소형원자로 사업에 참여하고자 하는 11개 산업체에 대한 검토가 진행 중이다. 사전인허가 설계검토는 공식적인 인허가 과정은 아니지만, 원자로 설계개발 초기단계에 캐나다의 법, 기술기준, 규제요건 등에 대한 의견을 미리 반영하여 향후 정식 인허가 불확실성을 줄일 수 있다.

캐나다는 용융염 기반 SMR 개념을 개발 중이며 Terrestrial Energy社가 개발 중인 190MW급 일체형 용융염로(Integrated Molten Salt Reactor SMR : IMSR)가 대표적인 사례이다. 용융염로 SMR은 토륨, 우라늄, 플루토늄, 마이너 악티나이드 원소들을 불소 또는 염소 화합물과 혼합해 핵연료로 사용하는 원자력시스템이다. 용융염로는 피복관 없이 고온의 핵연료가 열전달 매체로 사용되며 제어봉 없이 핵연료 주입량을 조절해 출력 제어가 가능하다.

3.2 핵융합

핵융합에너지는 수소나 헬륨 같은 가벼운 원자핵이 충돌해 무거운 원자핵으로 결합하면서 방출하는 고에너지다. 핵융합에너지를 열에너지로 변환하여 증기를 발생시키고 터빈을 돌려 전력을 생산할 수 있다. 캐나다 정부는 CANDU 가압중소로를 운전할 때 부산물로 나오는 삼중수소가 핵융합에 들어가는 연료로서 중요한 역할을 한다는 점과 캐나다가 삼중수소에 대한 기술과 취급에 있어 긴

역사와 전문성을 갖고 있다는 점에 주목하고 있다.

최근 캐나다의 핵융합 발전 스타트업인 제너럴 퓨전은 영국 옥스퍼드셔 컬럼에 2025년 가동을 목표로 2022년 핵융합 실증시설 건설을 발표하였다. 이 핵융합 실증시설은 발전시설은 아니지만 핵융합에너지를 생산하는 실증시설로는 세계 최초가 된다. 한국을 포함한 7개국(한국, 미국, EU, 일본, 러시아, 중국, 인도)도 국제협력 프로젝트인 국제핵융합실험로(ITER)의 가동을 계획하고 있다. ITER는 핵융합 반응을 인위적으로 일으키기 위한 토카막을 이용하는데, 토카막에 초고온 플라스마 상태의 수소와 삼중수소를 가둬 둘을 충돌시켜 핵융합을 유도한다. 제너럴 퓨전은 토카막을 쓰지 않고 자화 표적 핵융합(Magnetized Target Fusion)이라는 기술을 이용해 핵융합에너지를 만든다. 플라스마 상태의 수소를 액체 금속 실린더에 주입한 뒤 수백 개의 피스톤으로 압축해 핵융합 반응을 일으키고 이때 발생하는 열로 물을 끓여 터빈을 움직이는 방식이다²⁵⁾.

25) 동아사이언스, “제프 베이조스가 쫓힌 핵융합 시설, 세계 최초로 쫓에 짓는다”, 2021.6.18.일자

Ⅷ 주요현안 및 시사점

1. 온타리오 주의 전력시장 갱신 프로그램(MRP)

2016년, IESO는 더 효율적인 전력시장 조성을 위한 일련의 프로젝트들을 모아 전력시장 갱신 프로그램(Market Renewal Program)을 시작하였다. 변화에 대한 잠재적인 충동을 줄이고자 IESO는 프로그램 시작 초기부터 공청회, 워킹그룹, 세미나 등 이해관계자들과의 소통을 활발히 하고 있다. 전력시장 갱신 프로그램은 에너지 분야에서 △ 단일계획시장(Single Schedule Market), △ 하루 전 시장(Day-Ahead Market), △ 향상된 실시간 발전기 운영계획(Enhanced Real-Time Unit Commitment;ERUC)의 3가지 주요 프로젝트로 구성된다.

그림 47. 전력시장 갱신 프로그램의 주요내용



출처 : IESO, Market Renewal Program Energy Stream Business Case(2019)

1.1 단일계획시장(Single Schedule Market)

IESO의 현재 전력시장은 가격결정계획과 운영발전계획의 두 종류의 계획에 따라 운영된다. 에너지 가격은 송전 제약이나 발전기 출력변동률 등과 같은 많은 물리적 계통 제약요인들을 고려하지 않고 설정된 비제약 조건 가격결정계획을 바탕으로 결정된다. 이렇게 결정된 가격은 도매 소비자가 지불한 금액을 전력을 생산한 발전기에 지급하는 정산에 사용된다. 반면 운영발전계획은 모든 물리적 계통 제약요인들을 고려한 제약조건 발전계획이다.

가격결정계획과 운영발전계획의 분리는 시장의 비효율성을 초래하고 많은 부가정산금 비용부담으로 이어진다. 더 나아가 시장 참여자들은 부가정산금을 많이

받기 위해 실제 비용보다 높거나 낮게 전력을 제공하는 게이밍의 유혹에 종종 휩싸인다.

IESO는 이러한 이원적인 계획 구조를 단일계획구조로 대체하고자 한다. 이는 곧 온타리오 주가 획일적인 시장 가격보다 지역 가격(Locational prices) 방식으로 나아감을 의미한다. SSM 프로젝트는 정확한 가격 신호의 송출을 가능하게 한다는 점에서 전력시장의 중요한 진전이라고 볼 수 있다.

1.2 하루 전 시장(Day-Ahead Market)

하루 전 시장은 운영 하루 전에 참여한 자원에 대한 재정적 구속력을 갖는 발전계획을 제공할 것이다. 모든 발전자원은 하루 전에 보다 완전하고 효율적으로 시장에 참여할 수 있다. 대부분의 북미 전기 시장은 하루 전 시장을 보유하고 있다. 이러한 시장 구조 하에서 대부분의 공급은 일반적으로 하루 전 시장에서 예정되며 실시간 시장은 사전 예측과 실시간 사이에 발생하는 편차의 균형을 맞추기 위해 기능한다. 하루 전 시장에 참여하는 자원은 공급과 수요의 변동에 따른 실시간 시장의 가격 변동성에 대한 헷지로부터 이익을 얻는다. IESO는 사전 계획과 실시간의 불확실성을 줄이는 확정적인 자원 발전계획에 근거하여 계통을 운영할 수 있다는 장점이 있다.

그림 48. 북미 시장의 시간대별 시장 구분

Design Element	NEED	CAISO	ERCOT	NY
De-Pancaked Transmission	2004 (Historical)	Existing	Existing	2007
Real-Time Market	2008	Existing	Existing	2007
Centralized Unit Commitment	2008	2009	2010	2014
Locational Marginal Pricing	2005	2008	2010	2007
Binding Day-Ahead Market	2008	2008	2010	2014
Consolidated Balancing Authorities	2008	Existing	Existing	2014
Market-Based Ancillary Services	2008	Existing	Existing	2014
Co-Optimization of Ancillary Services	2009	2008	2010 (Day-Ahead Only)	2014

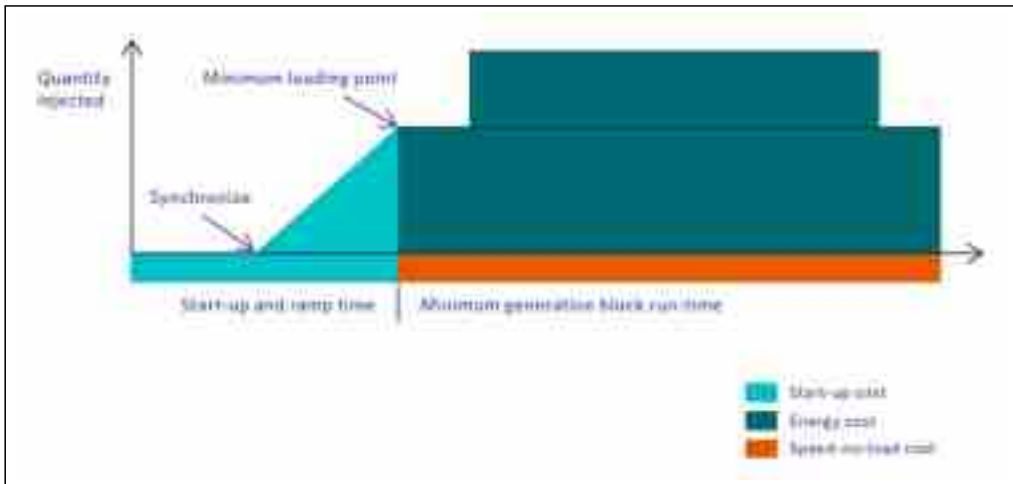
출처 : The Brattle Group(2017)

1.3 향상된 실시간 발전기 운영계획(ERUC)

전력시장은 하루 전 계획에서 실시간 운영으로 비용 효율적으로 전환하는 메커니즘을 필요로 한다. 하루 전 시장이 다음 날의 예상 수요를 충족하는 자원을 효율적으로 계획할 순 있지만, 하루 전 계획이 수립된 후에도 상황은 충분히 변경될 수 있다. 예컨대 기상 조건이나 발전기의 공급 변화에 따른 변경 등이 있다. 전력시장은 하루 전 시장의 청산에서부터 실시간 운영에 이르기까지 모든 발전 자원의 입찰을 평가하여 가장 낮은 비용으로 실시간 수요를 안정적으로 충족시키기 위해 노력한다.

대부분의 자원의 경우, 실시간 발전운영에 대비할 수 있도록 급전정보를 제공할 뿐 어떠한 형태의 재정 보증도 없다. 하지만 NQS(Non-Quick Start) 자원의 경우 에너지 비용, 무부하비용, 기동비용의 3가지 유형의 비용이 발생한다.

그림 49. NQS 자원의 비용구성



출처 : IESO, Enhanced Real-Time Unit Commitment High-Level Design(2019)

이러한 NQS 자원의 특성을 반영한 적절한 시장 설계가 없다면, NQS 자원은 실시간 시장에서 비용을 회복할 수 있으리라 확신하기 전까지 발전하지 않을 것이다. ERUC는 비용 효율적인 NQS 자원을 실시간으로 사용할 수 있도록 보장하여, 실시간으로 조건이 변경되더라도 자원이 효율적으로 운영되도록 하는 프로그램이다. 이는 또한 각 시간대별 독립적인 최적화가 아닌 수 시간대에 걸친 최적화를 통해 효율성을 증진시킬 것으로 기대된다.

그림 50. ERUC 개요



출처 : IESO, Enhanced Real-Time Unit Commitment High-Level Design(2019)

2. 온타리오 주의 용량 경매 도입

온타리오 주는 2020년 12월, 첫 번째 용량 경매를 개최하였다. 기존 수요자원 경매와 대별되는 차이점은 △ 발전기, 저장장치 등 추가 자원 유형의 참여를 승인하였다는 점과 △ 참가자에게 등록 시 의무이행용량을 확인하게끔 하였다는 점이다.

2020년 12월 용량 경매에서 IESO는 26명의 참가자로부터 2021년 여름 기간 동안 992.1MW의 용량을 확보하였다. 당초 목표였던 700MW를 훨씬 상회하는 수준이었다. 또한 낙찰된 용량의 청산 가격 역시 \$197.58/MWday로 형성되어 2019년 12월 수요반응경매 당시 낙찰금액인 \$268.16/MWday 대비 26% 감소한 수준이다.

IESO는 용량 경매를 통해 공급자를 위한 경쟁 시장을 조성하고, 경쟁 경매가 없을 때 식별될 것 같지 않은 저비용 비전통적인 용량 자원을 유치함으로써 효율성 이익을 달성할 수 있으리라 기대하고 있다.

3. 탄소중립과 전력분야 에너지전환

현재 세계 10위의 온실가스 배출국이자 2011년 12월 교토의정서 탈퇴를 선언하기도 했던 캐나다는 최근 녹색성장이 현 캐나다 정부의 핵심 국정과제로 떠오르며 탄소중립 실현에 적극적인 목표를 제시하고 있다. 캐나다는 최근 강화된 국가온실가스감축목표(NDC)를 유엔에 제출하였는데 2030년까지 2005년 기준으로 40~45% 감축하는 것을 목표로 한다. 기존의 36% 저감 목표보다 높은 수준이며, 최종적으로는 2050년까지 탄소중립 실현을 목표로 한다. 2020년 11월 제정된 관련 법(The Canadian Net Zero Emissions Accountability Act)을 통해 2050년 탄소중립 목표를 법제화함은 물론 5개년 단계별 감축 목표를 수립하며, 신뢰할 수 있는 감축계획을 수립할 수 있도록 법적 구속력 있는 절차를 마련하고자 한다. 나아가 운송부문에서는 2035년까지 100% 탄소중립을 목표로 하고 있다. 이런 상황에서 캐나다 정부는 저탄소 성장을 위한 정책에 2015년~2019년 600억 달러 이상을 투자했고 앞으로 536억 달러 이상을 투자하겠다고 밝혔다.

캐나다 발전설비 구성 측면에서 탄소중립 가능성은 긍정적이다. 현재 캐나다 발전량의 82%가 non-GHG 발전원으로부터 생산되기 때문이다. 전력분야 온실가스 배출량의 63%를 담당(2018년 기준)하는 석탄발전기도 2030년까지 단계적으로 폐지하기로 하였다. 또한 수력 중심의 전원구성으로 현재는 태양광과 풍력설비의 비중이 적지만, 2050년까지 비수력 재생에너지의 3배 이상 증가를 계획하고 있다. 재생에너지로의 대체에 다리 역할을 하는 천연가스 매장량도 풍부하고, 탄소포집 및 저장(CCS) 기술도 글로벌 CCS 시장에서 미국 다음인 2순위를 차지한다. 또 재생에너지 변동성 대응을 위한 BESS, 주간 송전망 연결 등에도 적극적이다. 한편으로는 저탄소 발전기술로서 SMR이나 핵융합 등 신기술 개발, 스마트그리드, 수소 등 신산업 성장에도 주목한다.

다만 캐나다 내 우려의 목소리도 높다. 나머지 18%의 화석연료가 쉽게 대체할 수 있을 것으로 보이지만 현실은 80:20 법칙처럼 나머지 20%를 달성하는 것이 80%일 때 보다 훨씬 어렵다는 것이다. 탈탄소시스템으로 전환하겠다고 하지만 지금부터 2035년 사이에 필요한 추가 전력량 확보부터가 당면과제라는 의견도 있다.²⁶⁾ 범국가적으로 탄소중립 및 에너지전환에 경주하는 캐나다가 앞으로 어떤 실질적인 정책으로 목표를 현실화시켜 나가는지 확인해 볼 필요가 있을 것이다.

26) BNN Bloomberg, 'That can keep you up at night : Lessons for Canada from Europe's Power Crisis', 202.9.24일자

<참고문헌>

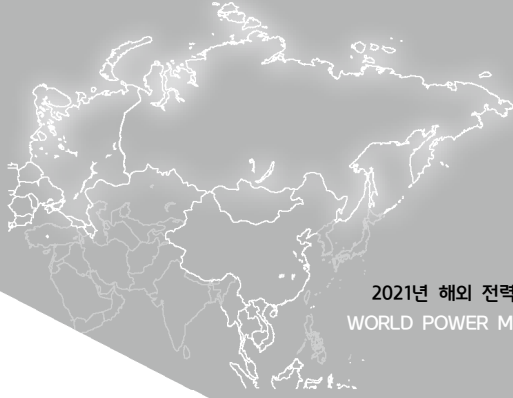
- 대외경제정책연구원(2011), 미국·캐나다의 녹색성장 전략과 시사점
- 딜로이트 인사이트 편집국(2021), 글로벌 탄소가격제도 현황-돌이킬 수 없는 세계적인 흐름
- 박지은, 이양기(2018), 신재생에너지 보조금 지급에 관한 법적 쟁점 고찰, 무역학회지 43-4
- 정연제(2020), 해외 주요국 사례 조사를 통한 전기요금 체계 개편과제 도출 및 시사점 연구, 에너지경제연구원
- 주캐나다 대한민국대사관(2020), 캐나다 석유산업 업황 및 정부지원 현황
- 한국스마트그리드협회(2016), 전력신산업 국가 조사분석 보고서
- 한국원자력학회(2020), 소형 혁신원자로 기술조사보고
- 한국전력거래소(2017), 캐나다 해외전력산업동향(2017.10.)
- 한국전력공사(2020), 2020년도판 한국전력통계
- 에너지경제연구원(2013), 캐나다 에너지부문 현황 및 정책, 세계 에너지시장 인사이트 제13-25호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-1호
- 에너지경제연구원(2021), 세계 에너지시장 인사이트 제21-15호
- IESO(2019), Enhanced Real-Time Unit Commitment High-Level Design
- BP(2021), World Energy Statistical Review
- Canada Energy Regulator(2020), Canada's Energy Future 2020
- Canadian Electricity Association(2020), Electricity 101
- Canadian Electricity Association(2014), Vision 2050-The Future of Canada's Electricity System
- Canadian Small Modular Reactor Roadmap Steering Committee (2018). A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors.
- EASE(2020), Mechanical Energy Storage
- Hydrostor(2020), Written Submission on AEMO's 2020 Draft ISP
- IEA(2020), Energy Prices and Taxes for OECD Countries
- IESO(2019), Enhanced Real-Time Unit Commitment High-Level Design
- IESO(2021), Overview of 2020 Capacity Auction Results

- IESO(2019), Market Renewal Program–Energy Stream Business Case
- International NDCs Webinar(2021), 한국 NDC 상향을 위한 해외 NDC 정책 비교 및 분석
- MaRS Advanced Energy Centre(2018), Market Information Report: Canada, MaRS Market Insight
- Minister of Environment and Climate Change(2019), Global greenhouse gas emissions
- Minister of Environment and Climate Change(2021), Global greenhouse gas emissions
- National Energy Board(2016), Canada’s Energy Future 2016
- Natural Resources Canada(2020), Hydrogen Strategy for Canada
- Natural Resources Canada(2020), Smart Grid Program Overview
- Natural Resources Canada(2020), Energy Fact Book 2020–2021
- Natural Resources Canada(2019), Energy Fact Book 2019–2020
- Natural Resources Canada(2018), Smart Grid in Canada : 2018
- REN21(2021), Renewables 2021 global status report
- Policy Horizons Canada(2013), MetaScan 3: Emerging Technologies(Energy Technology)
- Statistics Canada(2020), Table 25-10-0021-01 ‘Electric power, electric utilities and industry, annual supply and disposition’(2020.11.3.)
- Statistics Canada(2019), Table 25-10-0022-01 ‘Installed plants, annual generating capacity by type of electricity generation’(2019.2.8.)
- The Brattle Group(2017), The Future of Ontario’s Electricity Market – A Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project
- UNFCCC(2021), Canada's 2021 nationally determined contribution under the paris agreement

- Financial Post, “Soaring power prices in Alberta jolt consumers, spark consternation”, 2021.8.18.일자.
- 동아사이언스, “제프 베이조스가 꽃힌 핵융합 시설, 세계 최초로 영에 짓는다”, 2021.6.18.일자

- 전기저널, “세계 SMR 개발 현황과 전망”, 2021.6.9.일자

- Alberta Electric System Operator(AESO) 홈페이지 : <https://www.aeso.ca>
- Alberta Utilities Commission(AUC) 홈페이지 : <https://www.auc.ab.ca>
- BNEF 홈페이지, Country Profiles : Canada
- Canada Energy Regulator 홈페이지 : <https://www.cer-rec.gc.ca>
- Enerdata, 세계에너지통계 2021 : <https://yearbook.enerdata.net/>
- Energyhub 홈페이지 : <https://www.energyhub.org/electricity-prices/>
- Global Energy Network Institution 홈페이지 : <http://www.geni.org/>
- Independent Electricity System Operator(IESO) 홈페이지 : <https://www.ieso.ca>
- Natural Resources Canada 홈페이지 : <https://www.nrcan.gc.ca>
- Ontario Energy Board 홈페이지 : <https://www.oeb.ca>
- Utilities Consumer Advocate 홈페이지 : <https://ucahelps.alberta.ca>
- World Bank Data : <https://data.worldbank.org/>



IV. 프랑스

전성은 주임, 주안진 주임

동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로 수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로 참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리 소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며 동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는 문제들에 대하여 우리 소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

목 차

I. 전력산업 개요 및 전력시장 구조	163
1. 전력산업 개요	163
2. 전력시장 구조	165
3. 전력시장 발전 과정	167
II. 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황	170
1. 주요정책 및 규제	170
2. 재생에너지 현황	171
3. 에너지전환 관련 제도 변화	172
III. 전력공급	173
1. 전력공급 현황	173
2. 발전	174
3. 송전 및 배전	181
IV. 전력수요	184
1. 전력수요 현황	184
2. 판매체계	184
3. 소비자보호	185
V. 도매가격 및 소매요금	187
1. 도매가격	187
2. 소매요금	188
VI. 주요현안 및 시사점	191
1. 국가 저탄소 전략(SNBC)	191
2. 분산전원 확대에 따른 송전망 변화와 투자확대	192
<부록> 참고자료	194

I 전력산업 개요 및 전력시장 구조

1. 전력산업 개요

프랑스는 원래 독점 폐쇄적인 에너지 시장을 운영(EDF)하고 있었다. 프랑스의 전기 및 가스 공급을 위한 네트워크 및 기반시설은 정부 주도에 따른 규제적 시스템을 기반으로 운영되었으며, 규제위원회인 CRE(Commission de Regulation de l'énergie)의 의사결정에 따라 최종 소비자가 지불하는 요금의 약 40%정도로 국가 전기/가스 망 시설을 운영하였다. 그러나 90년대 중반 EU 지침(Directive)에 따라 전력시장에 경쟁을 도입하여 2007년부터는 수십개의 새로운 에너지 사업자가 시장에 참여하게 되었다.

독점적 에너지 시장에서 경쟁적 에너지 시장으로의 이행을 거친 프랑스의 전력시장 1996년 처음으로 EU directive에 의하여 전력시장이 개설되었으며, 1998년에는 EU directive에 의하여 가스시장이 개설되었다. 1999년에는 전력시장을 통한 에너지 소비량이 100GWh를 초과하였다.

2000년대 초반, 유럽 전력시장위원회(European Electricity market committee)는 유럽연합 회원국의 에너지 규제정책의 기초를 “공급과 판매에서의 경쟁화”로 바꾸었다. 2004년에 발전, 송전, 배전 및 에너지 공급이 모두 독립적인 행위로 분리되었으며, 2007년에 유럽 각국의 전력시장은 모든 EU 회원국들을 대상으로 한 경쟁적 시장이 되었다.

이로써 EDF에 의해 유지되던 독점적 전력시장의 시대는 끝나게 되었다. 배전계통 부문도 이에 따라 큰 변화를 맞이하였으며, 그 결과로 ERDF(Électricité Réseau Distribution France, 프랑스 배전계통 운영자)와 RTE(Réseau de Transport d'Électricité, 프랑스 송전계통 운영자)가 설립되었다.

2009년 EU 3차 에너지 패키지(Electricity Directive, 2009/72/EC)에 따라 송전계통운영 및 배전계통운영 역할 분리를 함에 있어서 프랑스 정부는 ITO(Independent Transmission Operator, 독립 송전망 운영자) 시스템을 채택하였다. ITO 모델 하에서는 TSO(계통운영자)가 수직통합 전력회사 내에 존재할 수 있는 것이 특징이다. 프랑스는 EU 3차 패키지 이행을 위하여 모든 강행 규정들을 프랑스 법 내에 입법화 함으로써 전력시장 개방 및 기능 분리를 꾀하였다.

2010년 제정된 프랑스 전력시장법(Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité Law No. 2010-1488 of 7 December 2010)은 EDF의 전력시장 점유율을 감소시키는 것을 목적으로 하였다. 이 법에 따라 EDF는 타 경쟁관계에 있는 발전사업자에게 규제가격으로 전기를 판매하도록 하여, 경쟁사업자로 하여금 원전으로부터 생산된 저렴한 전기를 공급받을 수 있게 하였다.

또한 동 법에 따라 용량시장이 개설되어 유럽에서 가장 높은 프랑스의 전력 피크 수요를 만족시킬 수 있는 자원 적정성을 확보할 수 있게 되었다. 이에 따라 거래연도 3년 전에 피크 수요 발전용량 인증서를 구매하여 수요예측량을 충족시키고, 상기 인증서는 발전기 운영자에게 전달된다.






2016년 프랑스 전력시장 참여자는 더 이상 강행규칙에 구속받지 않으며, CRE(에너지규제위원회)가 시장운영규칙을 제정하여 민간 사업자까지 이에 따르고 있다.


단, 송전계통 부문은 과거의 모습을 대체로 유지하고 있다. 왜냐하면 송전계통 부문의 경쟁도입이 최종소비자에게 그다지 큰 혜택을 주지 않으며 발전측 수요측 송전설비 이설 등이 어렵기 때문이다. 이처럼 새로운 규정을 통해 전력시장의 경쟁 도입을 추진하였으나, 높은 진입비용과 낮은 마진으로 인하여 신규 진입자는 매우 적다. 현재 30여개의 발전사업자가 있으며, 전력시장에 경쟁을 도입한 지 13년이 지났지만 EDF의 점유율은 80%에 육박하고 있다.

2. 전력시장 구조

2020년부터 프랑스 전력시장의 발전 및 판매사업은 경쟁이 도입되었으나, 아직 EDF의 지배력이 가장 크며 신규 사업자가 진입하고 있는 상황이다. 송전 및 배전의 경우는 수직독점체제로 남아있다. RTE는 송전사업자, ENEDIS는 배전사업자이며 프랑스 영토의 95% 이상을 점유하고 있다. ENEDIS가 담당하고있지 않은 나머지 영역에 대하여는 지역 배전사업자인 ELD가 배전사업을 담당하고 있다. 프랑스 전력시장에는 2020년 기준 약 30개 사의 에너지 공급사업자가 있으며 소비자들은 각자 상황과 예산에 맞게 선택할 수 있다.

< 프랑스 전력시장 발전사업자 >

	<p>프랑스 전력공사로서, 현재 프랑스 전력시장에서 가장 큰 점유율을 가진 에너지 공급 사업자이다. 최근에 친환경 자원을 통해 생산된 그린 에너지 플랜 제도를 시행하고 있다. 그린 에너지는 다른 사업자들의 에너지 공급 가격보다 다소 비싸나, 친환경 에너지 공급을 위한 여러 가지 상품을 만들고 있다.</p>
	<p>수 백만 회원을 가진 에너지 공급사업자이며, EDF처럼 여러 가지 새로운 상품을 개발하고 있는데, 청정 에너지 공급 제도(Green electricity) 및 고정 가격 제도(Fixed prices offers), 경쟁사 가격과의 연동형 가격제도(Indexed prices for competitive prices)등이 있다.</p>
	<p>2019년 Total Spring과 Direct Energie의 합작회사로 세워졌으며, EDF, ENGIE와 함께 프랑스에서 가장 큰 에너지 공급사업자이다. 저렴한 가격과 양질의 서비스를 제공하여 많은 고객을 모집하고 있다.</p>
	<p>이탈리아 에너지(전기 및 가스) 공급 사업자이며, 최근 프랑스에 소비자에게도 서비스를 시작했다.</p>
	<p>약 50,000명의 소비자를 가진 Enercoop은 소규모 발전사업자들의 그린에너지 공급을 최초로 보장한 사업자이다.</p>

	<p>매우 저렴한 가격으로 전기를 공급하는 것으로 유명한 회사이며, 가격이 저렴한 대신 고객서비스가 다소 부족하고 저비용 그린에너지 서비스(실시간 고객 모니터링 서비스)를 제공하고 있다.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------

프랑스의 도매전력시장은 크게 하루전시장(Day-ahead market), 당일시장(intraday market), 밸런싱시장(Balancing market)의 세 가지로 구분된다.

하루전시장은 수급 하루전에 다음날 시간대별 전력거래량과 가격을 정하는 시장이다. 하루전시장에서 예비력의 대부분이 확보되며 하루전시장의 결정 가격이 장기 전력시장의 기준가격이 된다. 하루전시장은 전날 12시에 마감이 되며 하루전시장에 참여한 시장참여자들은 시장에 따라 30분 단위의 운영계획을 수립한다.

당일시장은 하루전시장 마감 후 계통운영자의 개입 없이 참여자들간 자율적인 거래를 통해 하루전시장의 비효율성과 전력 수급의 예측 불확실성을 제거시키는 시장이다.

당일시장에서는 연속거래방식(continuous trading)과 불연속거래방식(discrete trading)이 혼용되어 사용되고 있다. 불연속거래방식은 정해진 일정 내에서 경매가 이뤄지는 방식이고 연속거래방식은 입찰을 한 후 당일시장 마감 전까지 거래가 성사되는 방식을 나타낸다. 따라서 불연속거래방식에서는 정해진 일정 내에서 수요와 공급에 따라 정해지는 하나의 가격으로 그 시점에 참가한 모든 시장참여자들에게 보상된다. 연속거래방식에서는 시장참여자가 입찰한 가격에 따라 그 입찰가격에 처음으로 수용하는 “pay-as-bid” 방식이 적용된다. 전력가격의 범위는 전일시장의 경우 -500유로~3,000유로이며, 당일시장의 경우 -9,999유로 ~ 9,999유로이다.

마지막으로 밸런싱시장은, 당일시장과 하루전시장에서 계약된 단위보다 작은 시간단위의 수급변동성을 조정하기 위해 개설된다. 하루전시장, 당일시장과 달리 계통운영자의 주도하에 운영되며, 계통운영자는 밸런싱서비스 공급자(Balancing Service Provider, BSP)들과 계약을 맺고 수급변동성에 필요한 전력을 공급받는다. 계통운영자가 경매를 통해 용량, 에너지

입찰을 진행하고, 각 입찰은 단일가격(uniform pricing) 혹은 pay-as-bid 방식으로 진행된다. 벨런싱시장에서 전력공급이 필요한 경우(upward reserve) 입찰에서 결정된 전력가격으로 판매자에게 보상하며, 전력공급이 넘칠 경우(downward reserve)에는 발생한 운영비 감소분을 시장참가자에게 지급한다.

< 프랑스 전력시장 개요 >

전력시장	EPEX(전일,당일시장), EEX(선물/선도시장)
하루전시장	매일 12시 경매
당일시장	전력공급 30분전 시장 마감
임밸런싱 정산	도매시장 참여자 거래 전일시장가격을 기준으로 참여자들의 행위에 따라 정산(차등정산가격제)

3. 전력시장 발전 과정

1946년 4월 8일 제정된 전기 및 가스 부문의 국유화법에 의해 프랑스 전력시장은 EDF로 통합되어 수직독점체제로 유지되었으나 1999년 처음 전력시장 경쟁 도입 논의를 시작하였다. 유럽에서는 80년대 후반부터 전력시장 구조개편 논의를 시작하였으나, 프랑스의 경우 오일쇼크 이후 원자력 중심의 전원믹스를 유지하여 안정적인 전력공급이 가능하였으며, 우리나라와 마찬가지로 전력을 공공서비스로 인식하는 국민의 정서로 인하여 민영화 및 전력시장 개방에 소극적이었다. 그러나 1999년 EU의 전력시장을 통합하는 유럽위원회(EC)의 전력 자유화 지침에 의해 전력산업 구조개편이 시작되었다. EU 지침 내용을 반영한 프랑스 정부의 전력시장 자유화법의 주요 내용은 다음과 같다.

< 2000년 제정 프랑스 전력자유화법 주요 내용 >

- EDF의 수직 독점체제 유지
- 계통운영 부문을 EDF내에 두도록 하되, 독립적으로 운영
- 전기사업에 대한 규제기관 창설
- 제3자의 송전망 접속 보장(Third Party Access)
- 판매사 선택권을 가진 유자격소비자는 연간 소비량 1,600만kWh(16GWh) 이상으로 한정

전력자유화법에 따라 2000년 2월 CRE(전력규제위원회, Commission de Regulation de L'Energie) 및 RTE(Reseau de Transport d'electricite)가 설립되었다. RTE는 EDF로부터 경영, 회계, 재무적으로 독립하여 계통 운영 및 수급균형을 담당하게 되었다. 2005년 9월에 EDF의 100% 자회사로 법인 분리 되었다. 이후 EU 지침에 따라 법적으로도 분리되어 독립적으로 운영되고 있다. RTE는 전력 수급 일치, 계통의 안정적 운영 및 밸런싱시장 운영, 송전계통 건설 및 보수 등 TSO(계통운영자)의 역할을 수행한다. 2001년 7월 전력거래소(Powernext)가 설립되어 하루전 현물 시장이 개설되었으며, 2004년 선물시장이 개설되었다.

처음부터 모든 소비자에게 전력시장이 개방된 것은 아니며, 2000년부터 2004년까지 사업자를 대상으로 전력시장을 개방(B2B, Business to Business)하였고, 일반 소비자에게는 2007년에 개방하였다. 2007년 7월 1일에 발전, 송전, 배전, 판매 전 부문에 대한 전면 개방이 이루어졌다.

2011년 7월 1일 NOME법(신에너지시장법, Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité)이 공표되어 소매전력시장에 경쟁을 촉진하게 되었다. EDF는 의무적으로 EDF의 경쟁 사업체에게 15년간(2025년까지) EDF의 원자력 발전량중 100TWh를 규제 가격으로 제공해야한다는 내용(ARENH)이다. 2011년 NOME법 제정 이후 3년간 ARENH 가격은 CRE(전력규제위원회)의 검토 후에 경제부 장관에 의해 결정되는 것이었으며, 2012년 1월부터 ARENH 가격은 €42/MWh로 결정되었다. 비용산정에 대한 법령 공표 이후 장관 명령에 의거, CRE의 제안에 따라 ARENH를 수

정하였다. 2014년 10월 28일에 비용요소²⁷⁾를 고려한 새로운 규제요금 산정 방식을 정의하는 법령이 공포되었다. 2014년 연말에는 비용요소를 고려하여 규제요금을 평균 2.3% 인상하였다. 2015년 12월 31일에 Yellow, Green 요금제²⁸⁾를 종료하였다.

2016년 11월 8일에 2017년부터 프랑스 전력시장에 용량시장 매커니즘을 도입하겠다는 유럽위원회의 승인이 이루어졌다. 이에 따라 2016년 11월 28일 용량 매커니즘의 규칙 제정이 이루어졌으며 2016년 12월 15일 2017년도 용량에 대한 첫 번째 경매가 EPEX 현물시장에서 열렸다. 2019년 1월 25일에 프랑스 중장기 에너지 프로그램(Multi-year Energy Programme, PPE) 프로젝트가 시작되었다. 2020년에는 공급사업자들이 ARENH 대상 용량을 기존 100TWh에서 146TWh로 증가해달라는 요청이 있었으며, CRE는 걱정선에서 받아들이기로 하였다. 현재 프랑스 정부는 유럽위원회와 현존하는 원전 및 추가 건설하는 원전 운영 방안에 대하여 협의하고 있다.

27) ARENH 가격, 전력도매시장 구입비용에 대한 상호보완적 공급비용, 망 접속비용, 마케팅 비용, 정상적인 반환등급 등 고려

28) 전력시장의 요금은 규제요금과 시장요금으로 구성되어있는데, 규제요금은 EDF와 같은 대규모 판매사업자에게만 적용되는 요금으로써, Blue 요금제는 주택 및 업무용, Yellow 요금제는 중소기업용, Green 요금제는 산업용으로 총 3가지 규제 요금제가 있다.

▣ 주요 정책 및 에너지전환 추진 현황

1. 주요정책 및 규제

2019-2028 중장기 에너지 계획(Multinannual Energy Plan, MEP) 법령이 2020. 4. 21. 공포되었으며 MEP에서는 2개의 5개년 계획(2019년~2023년, 2024년~2028년)으로 이루어져있다. 중장기 에너지 계획의 주된 내용은 다음과 같다.

1) **원자력 부문**: 14기의 원자력발전기를 2035년까지 폐쇄하고 전원믹스에서 원자력을 50% 수준으로 낮추는 것을 목표로 하고 있다. 4기~6기의 원자력발전기는 2028년까지 폐쇄할 예정이다. 2019년~2021년까지 차세대 원자력발전기의 입지 및 건설 계획을 완성할 예정이다.

2) **화력 발전 부문** : 프랑스 정부는 모든 석탄화력 발전기를 2022년말까지 폐지할 예정이며 모든 종류의 화석연료 기반 발전기를 추가로 건설하지 않을 예정이다.

3) **신재생에너지 부문** : 바이오가스 생산을 2028년까지 14TWh에서 22TWh로 증가시킬 예정이고, 생산량은 비용 절감 정도에 따라 달라질 수 있다. (예상 가격 2023년 €75/MWh, 2028년 €60/MWh) 또한 재생에너지 발전설비를 배로 증가시킬 계획을 가지고 있다. (2023년까지 73GW, 2028년까지 101GW에서 103GW 증설 예정) 여기에는 해상풍력 연간 1GW 이상 추가 증설량도 포함되어 있다.

재생에너지 열 소비량을 2016년 대비(154TWh) 25% 더 확대하며(2023년), 40%에서 60%까지 증가(2028년)시킬 예정이다.

4) **기타 부문** : 2023년까지 유류 소비량을 2012년 대비 19% 줄이고, 2028년까지 34% 감소시킬 예정이다. 천연가스 소비량 역시 2012년 대비 10% 줄이고(2023년), 2028년까지 22% 더 감소시킬 계획이다. 수소 산

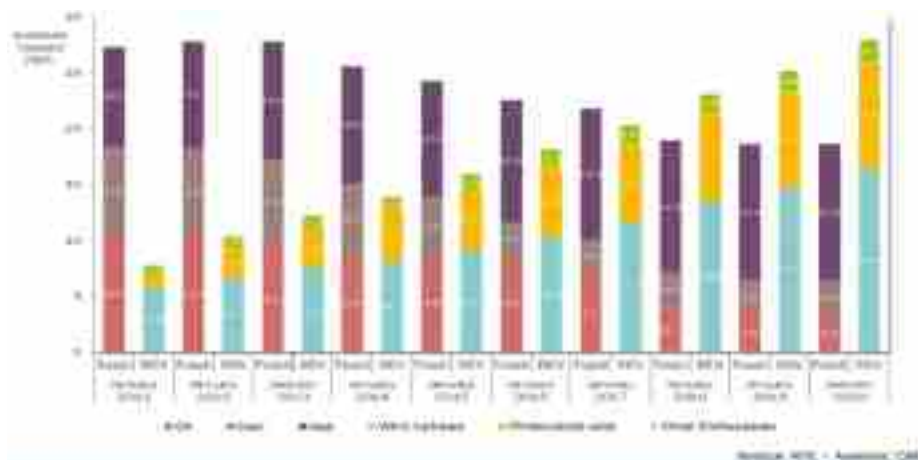
업을 활성화하기 위하여 저탄소발전원(재생에너지, 수전해)을 통한 수소생산량 비중을 10%로 확대(2023년) 하며 장기적으로 40%까지 확대(2028년)할 예정이다.

2. 재생에너지 현황

재생에너지 설비용량(수력발전 제외)이 지속적으로 증가하여 28GW에 달하였다. 2019년 정부는 석탄화력 발전소를 2022년까지 전부 폐쇄할 것임을 정책 목표로 삼았고, 8개 석탄화력발전소가 중지되었다. 프랑스 국회의 에너지 및 기후 관련 입법안 2019-1147(2019.11.)에 따라 2022년 말까지만 전력 생산 시 석탄을 사용할 수 있게 되었다. 풍력 및 태양광발전 부문은 최근 몇 년간 지속적으로 증가하였으며 연 평균 성장률이 13%에 달한다. 2014년 대비 2019년에 풍력과 태양광 전체 설비용량이 각각 13%, 12% 증가하였다.

설비용량 뿐만 아니라 재생에너지를 통한 발전량도 2018년 대비 15% 가량 증가하여 2020년에는 54.7TWh에 달했다.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	AAGR ⁴³ 2014/2019
Wind (GW)	9.1	10.3	11.7	13.6	15.1	16.5	+13 %
Solar (GW)	5.3	6.2	6.8	7.7	8.5	9.4	+12 %



3. 에너지전환 관련 제도 변화

탄소중립 및 기후변화 대책으로 온실가스 감축량을 설정하여 이행하고 있는 중이며, 탄소중립 달성 목표 연도는 2050년이다. 2020년 EDF 그룹사는 석탄 기반 발전원을 프랑스 전역에서 2030년까지 퇴출하기로 선언하였다. 또한 2030년까지 감축할 온실가스 배출량 고정 목표를 설정하여 발표하였다. 아래 그래프는 직접배출 감축량 목표(Scope 1)이며, 간접적인 감축(Scope 2, Scope 3)을 통해 온실가스 감축을 시행하고 있다. 2020년 12월, “Well Below 2°C” 달성을 위하여 SBTi(Science Based Target initiative) 목표량을 확정 공표하였다.

< 탄소중립 달성을 위한 2030년 목표 >

- 25MtCO₂eq를 2030년 목표로 설정하고, 2023년에 중간 목표로 온실가스 배출량을 28~30MtCO₂eq 배출하도록 설정하였다. 범위는 향후 불확실성 시나리오를 고려하여 결정하였다.
 - 탄소집약도(소비한 에너지에서 발생된 탄소량을 총 에너지 소비량으로 나눈 값으로, 탄소함유량이 높은 에너지 사용률이 높다는 것을 의미) 목표치를 2030년까지 35gCO₂/kWh로 낮추도록 설정하였다.
 - 2019년 대비 온실가스 배출량을 28% 감축하도록 계획하였다.
- ⇒ 이와 같은 노력으로 2020년 12월 말 기준 탄소집약도 51g/kWh를 달성하였으며 현재도 탄소중립을 위한 2030년 목표치 달성을 위해 노력 중이다.

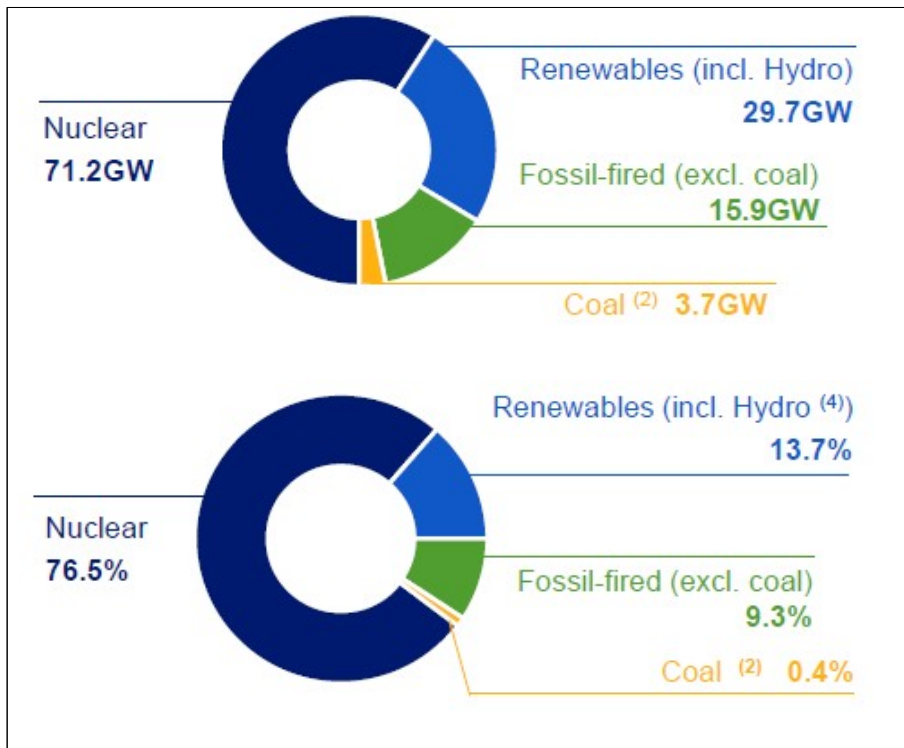
< 프랑스의 탄소중립 목표 >



▣ 전력공급

1. 전력공급 현황

프랑스전력공사(EDF)는 2020년 기준 3,790만 호의 소비자에게 전력을 공급하고 있으며 설비용량은 총 120.5GW(원자력 71.2GW, 신재생 29.7GW, 석유 및 LNG 15.9GW, 석탄 3.7GW)이며, 발전량은 501.9TWh(원자력 76.5%, 신재생 13.7%, 석유 및 LNG 9.3%, 석탄 0.4%)이다.



2. 발전

<발전 방식에 따른 발전 비중>

발전방식	원자력	풍력	태양광	수력	화력	바이오
발전비중	70.6%	6.3%	2.2%	11.2%	7.9%	1.8%

프랑스의 총 발전량은 2019년 기준 537.7TWh이며, 2018년 기준 2%(11TWh)가 감소하였다. 12%에 달하는 수력 발전량 감소에도 불구하고 재생에너지 발전 비중 총합은 21%를 초과하였다. 수력발전과 원자력 발전량이 감소하였기 때문에 화력발전량 비중이 상대적으로 증가하였다.

발전원 구분	TWh	2018년 대비 2019년 증감폭	발전비중
전체 발전량	537.7	-2%	100%
원자력	379.5	-3.5%	70.6%
화석연료	42.6	+9.8%	7.9%
석탄	1.6	-71.9%	0.3%
유류	2.3	+26.5%	0.4%
천연가스	38.6	+23.8%	7.2%
수력발전	60	-12.1%	11.2%
풍력	34.1	+21.2%	6.3%
태양광	11.6	+7.8%	2.2%
바이오에너지	9.9	+3.6%	1.8%

프랑스의 설비용량은 2019년 기준 135.3GW이며 이는 2018년 기준 2.3GW(+1.7%) 증가한 수준이며, 풍력과 태양광의 증가가 이 중 가장 큰 비중을 차지하고 있다.

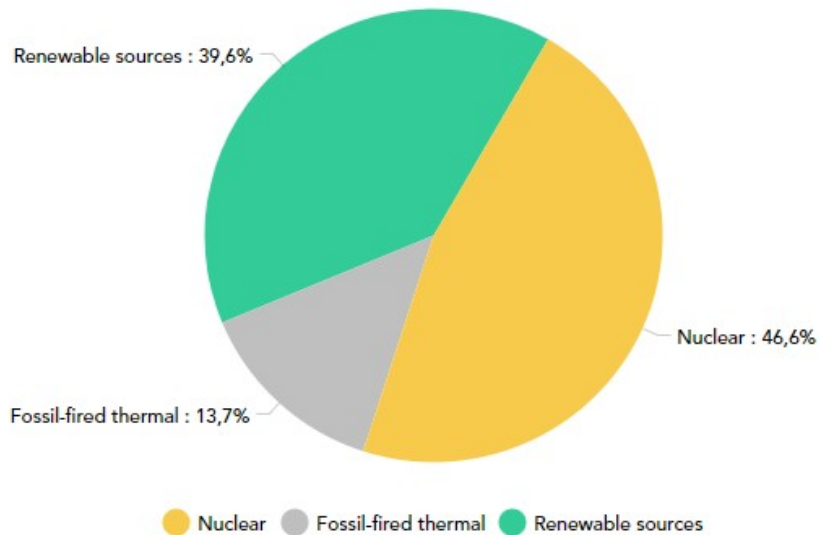
<전원별 설비용량(2020년 기준)>

구분	설비용량	2019년 대비 증감률	증감 용량	설비 비중
원자력	63,130	0%	0	446.6%

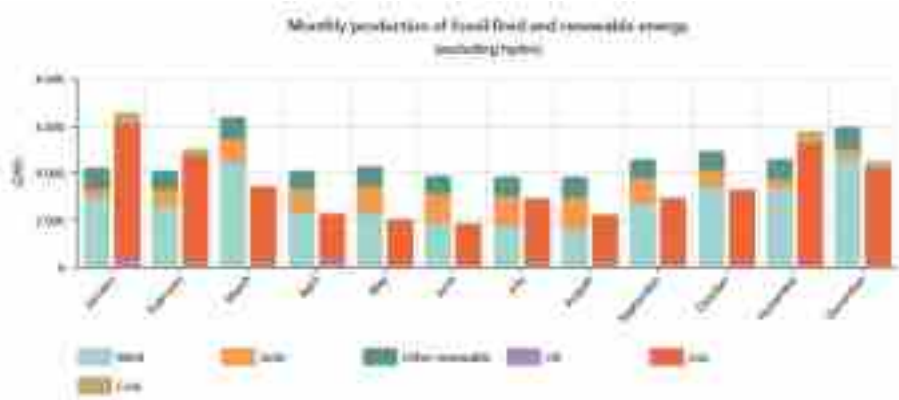
화석연료	18,589	-0.3%	-51.8	13.7%
석탄	2,997	0%	0	2.2%
유류	3,401	-2.8%	-96.6	2.5%
천연가스	12,191	+0.4	+44.8	9%
수력	25,557	+0.1%	+21	18.9%
풍력	16,494	+9%	+1,360	12.2%
태양광	9,435	+10.4%	+890	7%
바이오	2,122	+3.7%	+75	1.6%
총합	135,328	+1.7%	+2,295	100%

< 프랑스 설비용량 (2019년 12월 31일) >

Installed capacity in France as of 31/12/2019

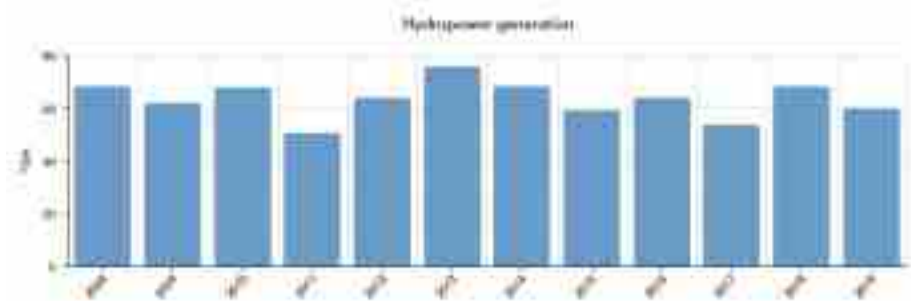


< 월별 화석연료 및 재생에너지 발전량(수력제외) >



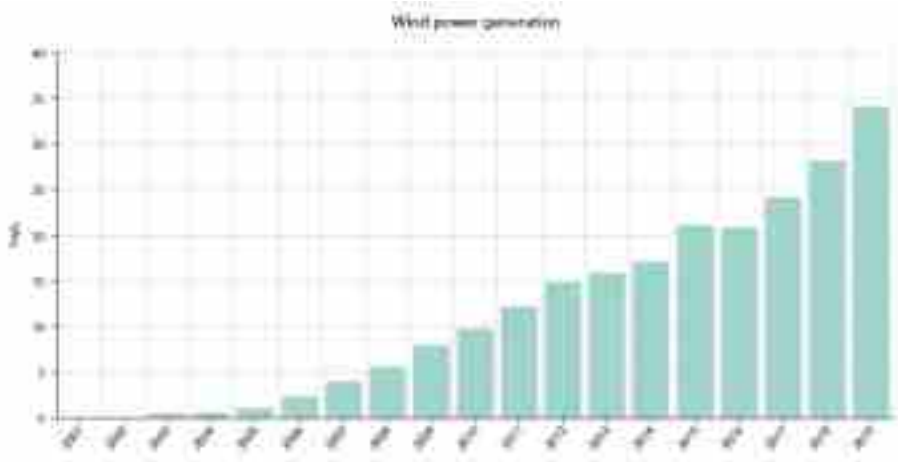
화석연료에 의한 발전량은 1월, 2월, 11월에 가장 높았으며 12월에는 풍력의 출력이 4.7TWh 이상으로 높았기 때문에 12월에는 상대적으로 화석연료 빈도가 줄었다. 천연가스는 화석연료 발전의 대부분을 차지하였으며 1월에 5800GWh, 2월에 4500GWh, 11월에 5100TWh 이상을 생산하였다. 석탄 발전량은 2018년에 비해 현저히 감소하여 1월 426GWh, 11월 474GWh, 12월 253GWh에 그쳤다. 이러한 발전량 감소는 천연가스 가격의 급락과 EU 배출권 가격 상승때문이라고 볼 수 있다.

< 연도별 수력 발전량 >



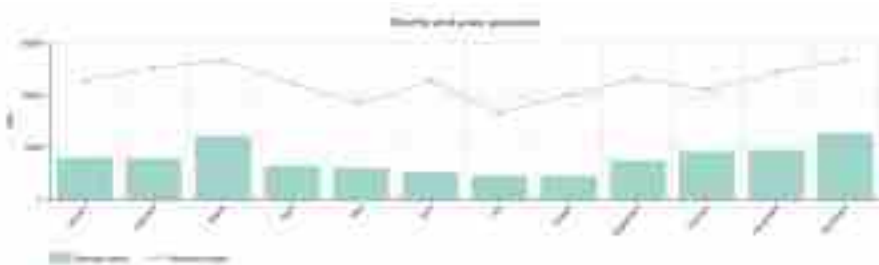
수력발전량은 기상 여건에 따라 변화하는데 2019년에는 2018년 대비 12.1% 가량 감소하였다.

< 연도별 풍력 발전량 >



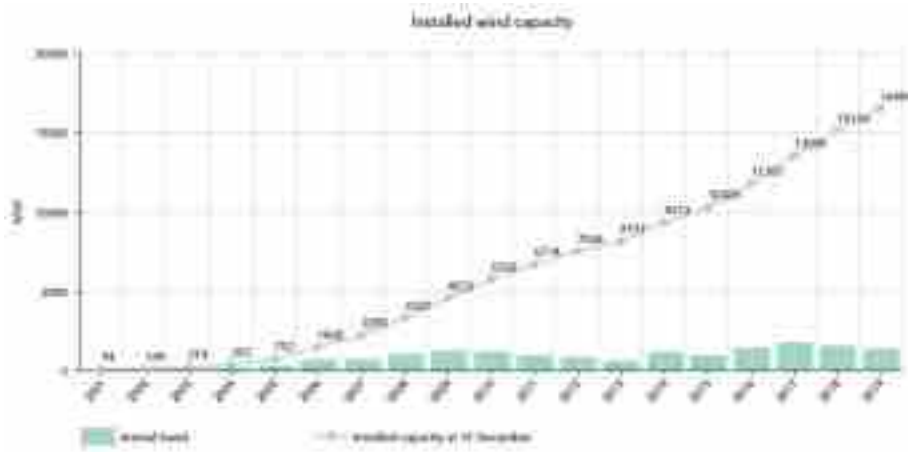
풍력발전은 2018년 대비 21.2%가량 증가하였는데, 설비용량이 큰 폭으로 증가했을 뿐만 아니라 기상 조건도 적합했기 때문이다. 풍력발전량은 13,330MW으로 2019년 12월 역대 최대를 기록하였다.

< 월별 풍력발전량 >

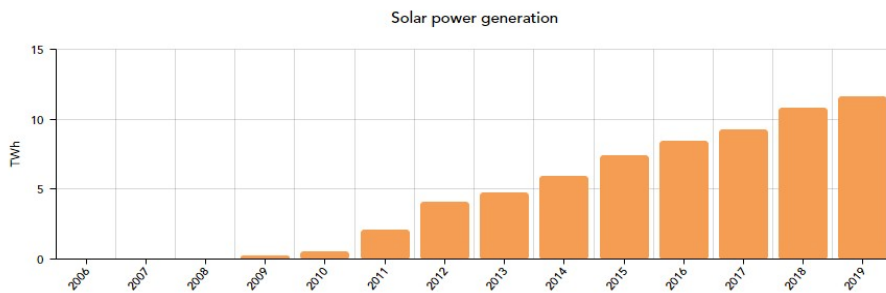


2019년 12월 31일 기준으로 1,361MW의 풍력 설비가 신규로 추가되어 총 16,494MW의 풍력발전설비를 보유하였다. 이 중 1,106MW는 RTE 계통에 연계되어있고 15,388MW는 코르시카의 Enedis, LDC 및 EDF-SEI 계통에 연계되어있다. 중장기 전력수급계획의 2023년 타겟은 최소 21.8GW에서 최대 26GW의 풍력발전 설비용량 목표를 설정하였다. 현재 2023년 중기 수급계획의 75%정도를 달성하였다.

<풍력 발전 설비용량 추이>

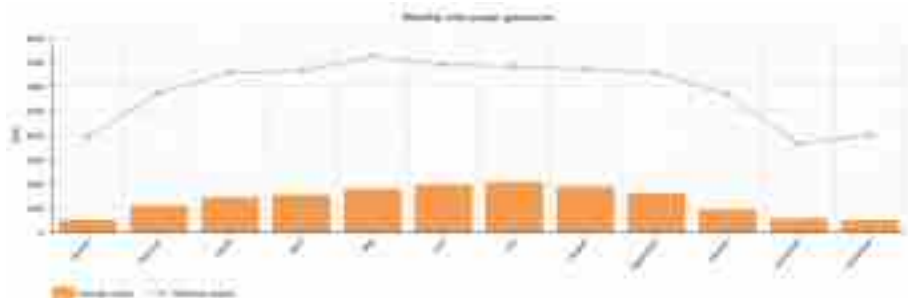


< 연도별 태양광 발전량 >



태양광발전량은 7.8% 증가하여 11.6TWh를 기록하였다. 2019년 5월 13일 오후 2시, 7,379MW로 태양광 발전 최대치를 기록하였다.

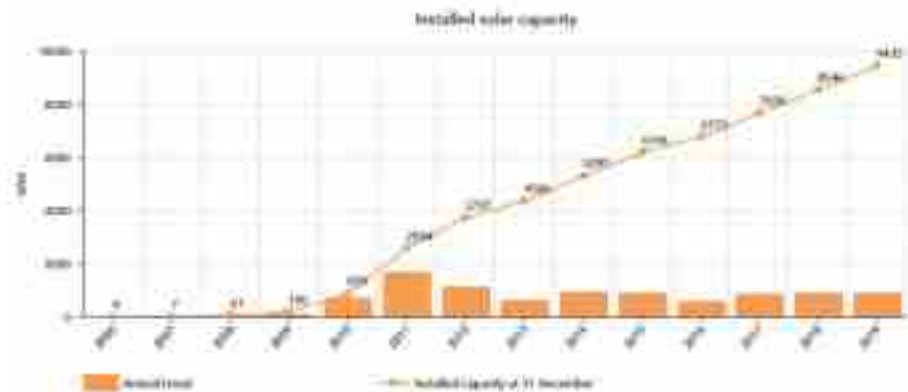
< 월별 태양광 발전량 >




2020년 기준 태양광 설비용량은 9,435MW이며 이 중 8,793MW는 코르

시카의 Enedis, LDC, EDF-SEI에 연계되었고, 643MW는 송전 계통에 연계되었다. 설비용량은 2018년 대비 10.4% 가량 증가하였다. 최근 몇 년간 설비용량의 평균 증가량은 889MW로 일정 범위 내에서 증가하였다. 중장기 수급계획에 의해 2023년까지 태양광 설비용량 목표를 18.2GW로 설정하였다. 현재 프랑스는 중기 수급계획 시나리오의 51% 정도를 달성한 상태이다.

<태양광 발전 설비용량 추이>





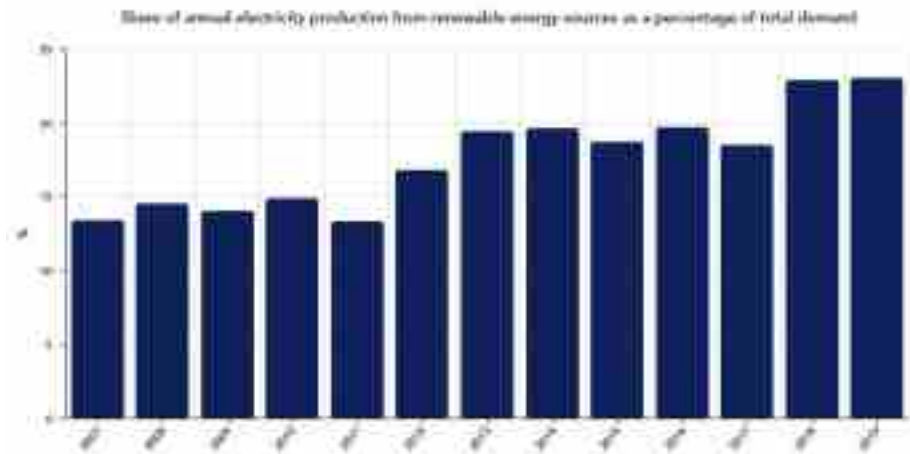
23.0 %

Power demand covered by renewable energy sources

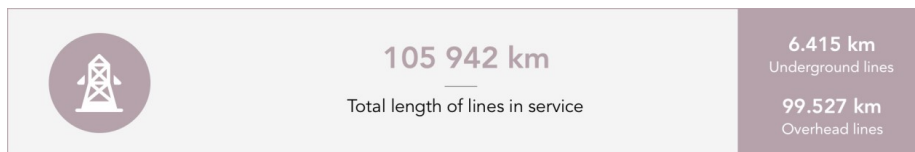
2020년 전력 수요 중 재생에너지 비중은 높은 수준을 유지하다가 23%로 마감하였다. 전년 대비 수력 발전량의 감소는 풍력 및 태양광 발전의 증가로 부분적 상쇄되었으며 이는 풍력 및 태양광에 유리한 기상조건과 증설된 설비용량으로 가능한 것이었다. 수력발전은 재생에너지의 51.9%, 풍력발전은 29.5%, 태양광발전은 10%, 바이오에너지는 8.6%를 차지하였다. 재생에너지 발전량은 변동성이 그리 크지 않아서 CO₂ 배출량 감소에 도움이 되었다. 재생에너지는 연료비용이 0이고 탄소를 많이 배출하고 연료비용이 재생에너지보다 상대적으로 높은 화석연료를 이용한 발전을 대체하는 역할을 한다. 또한 폴란드와 독일과 같은 다른 국가의 석탄화력

발전소에서 발전함에 따라 생산된 CO₂를 프랑스의 재생에너지 생산을 통해 상쇄하여 유럽의 CO₂ 배출량 감소라는 공동목표에 기여했다. 프랑스의 재생에너지 생산량은 프랑스에서만 5백만 톤의 CO₂를, 프랑스를 제외한 유럽 전역에서 1천 500백만 톤의 CO₂ 배출을 억제한 효과가 있다고 추정된다.

< 총 수요 대비 재생에너지 발전량 비중 >



3. 송전 및 배전



RTE는 105,942km의 송전선로를 보유한 유럽 최대의 송전계통 운영자이다. 2019년에는 송전선로 길이가 전년 대비 85km 증가하였으며 주요 사업은 다음과 같다.

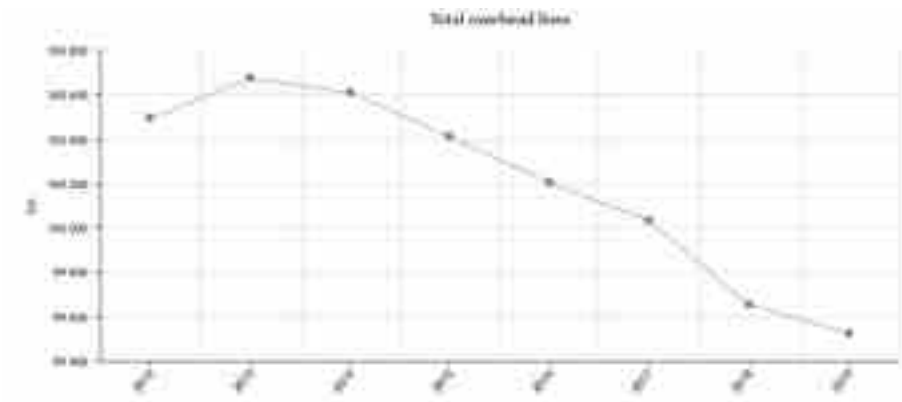
- Hérault 지역의 새로운 Quatre Seigneurs-Saumade 지하 225kV 케이블 개통

- Argia-Mouguerre 지하 225kV 케이블을 Pyrénées-Atlantiques에서 스마트 센서가 장착된 지하 케이블로 교체
- "MESIL" 프로젝트의 일환으로 Montpellier 주변의 - Castelnau-Fréjorgues-Montpellier-Pastourel 63kV 링크 지하화(현지 이니셔티브에 의한 지하화)
- Haute-Durance의 전력 계통 업그레이드 계획의 일환으로 Hautes-Alpes의 l'Argentière-Serre-Barbin 지하 63kV 라인 시운전
- 신규 지하 케이블(신규 또는 신규 지하 가공선)은 총 219km이며, 가공선은 477km가 1년 동안 철거(영구적으로 또는 교체 예정)되었다.

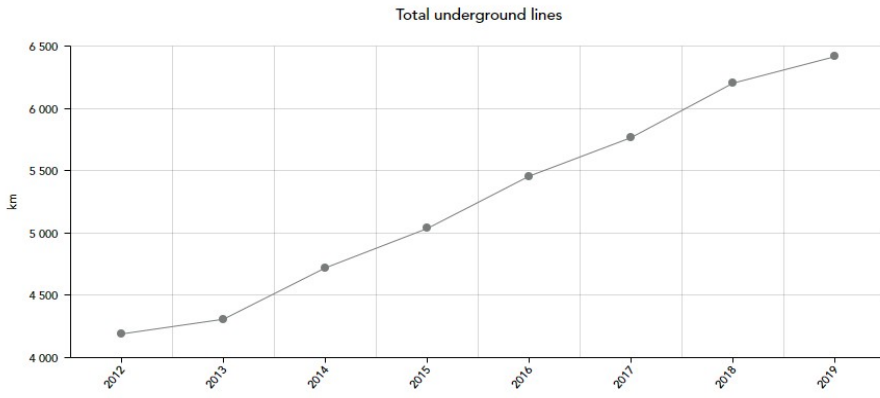
구분	가공선로	지중선로	총합
2019년 기준	99,655km	6,202km	105,857km
2020년 기준	99,527km	6,415km	105,942km
증감	-128km	213km	85km

가공선로의 길이는 2013년 이후로 꾸준히 감소하여 99,527km가 되었으며, 지중선로의 길이는 2012년 이후로 꾸준히 증가하여 6,415km에 달한다.

< 연도별 가공선로 길이 추이 >



< 연도별 지중선로 길이 추이 >

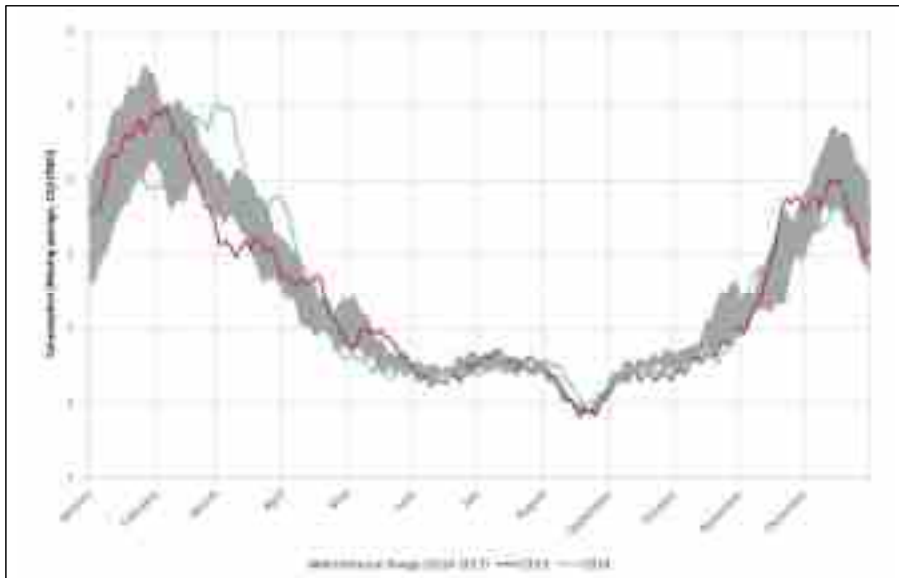


IV 전력수요

1. 전력수요 현황

2019년의 수요는 기상조건, 천연가스 가격 하락, 원전 및 수력발전 이용률 감소에 따라 2018년에 비해 소비 패턴이 0.5% 정도 하락하여 444TWh 수준에서 다소 안정적으로 유지되었다.

< 프랑스 연간 수요 패턴 >

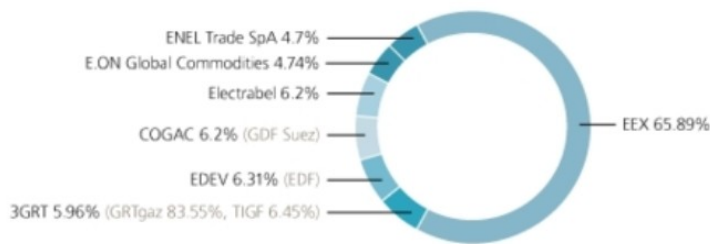


2. 판매체계

전력을 생산하여 공급하고 판매하는 거래자는 모두 도매시장에 참여한다. 프랑스 전기의 약 90%는 자국 발전소에서 공급되며 나머지 10%는 다른 EU 회원국으로부터 수입된다. 따라서 대부분의 전력은 도매시장에서 거래되지 않고 수직적으로 통합된 발전-판매 겸업사업자를 통해 소비자에게 직접 공급된다.

2011년 7월 1일부터 EDF와 경쟁하는 발전사업자는 당시 기존 원자력 발전소의 경제상황을 반영하는 규제가격으로 원자력 기저부하 전력을 구매 (ARENH)할 수 있었다. 규제가격은 지금까지 정부에서 설정하였고 규제 기관에서 매년 조정한다. 2006년 12월 7일 제정된 에너지법률 No.2006-1537에 따라 CRE는 도매전력시장을 감독할 책임이 있다. 현물 상품의 경우 Epex Spot France에서 거래되고, 선도 상품의 경우 EEX(European Energy Exchange)에서 거래되거나 OTC(장외거래)에 의해 거래된다. 거래의 종류는 물리적 거래 및 재무적 거래(선물 및 선도) 모두를 포함한다. 다자간 거래를 운영하는 Powernext S.A.는 물리적 계약과 재무적 계약을 통해 포지션을 일치시키는 역할을 한다.

< 프랑스 전력시장별 거래 비중 >



3. 소비자보호

전력시장의 경쟁 도입을 통하여 소비자가 얻을수 있는 편익은 다음과 같다.

<프랑스 전력시장 경쟁 도입에 따른 소비자 편익>

1. 공급자 선택의 기회 증가: 소비자는 기존의 EDF나 Engie를 비롯한 전통적인 전력 공급자를 선택할 수도 있고 ekWateur, Planète Oui, Total Direct Energie 등 신규 사업자를 선택할 수 있다.
2. 투명성 제고 : 가격결정내역은 발전사업자 웹페이지에 명확하게 게시되고, 소비자들은 각 지방정부 및 EDF와 Engie가 게시한 규정을 비교할 수

있음

3. 고정가격제 및 연동가격제 등 각자 이해 관계에 맞는 요금제를 선택할 수 있어 기존 요금표에 따르는 것에 비해 할인된 가격에 전력을 구입할 수 있다.
4. 소규모 신규 공급자들이 증가하고 있는 추세이기 때문에 청정한 전기를 사용할 수 있고 재생에너지 활성화에 기여할 수 있다.

<EDF가 아닌 공급자를 선택할 시 소비자에게 보장되는 항목>

1. 기존 EDF에서 제공하던 것과 동일하게 일정한 품질의 전기 공급 보증
2. 신규 공급업체로부터의 과거와 동등한 확정적 전기공급 보증
3. 동일 가격 하에서 기존 EDF와 동일한 서비스를 보장받으며, 비상시 ENEDIS와 GRDF 같은 배전사업자들이 파견되어 소비자에게 서비스를 제공함
4. 새로운 공급자로 변경시 추가 요금부과가 없고, 공급자 변경 과정에서 전력 공급 차질이 생기지 않을 것을 보장함
5. 계약유지 의무 기한 조건 없이, 위약금 없이, 사유 불문 계약 파기 가능
6. 언제든지 원할 때 다시 EDF 계약(규제 가격 적용)으로 돌아갈 수 있음

V 도매가격 및 소매요금

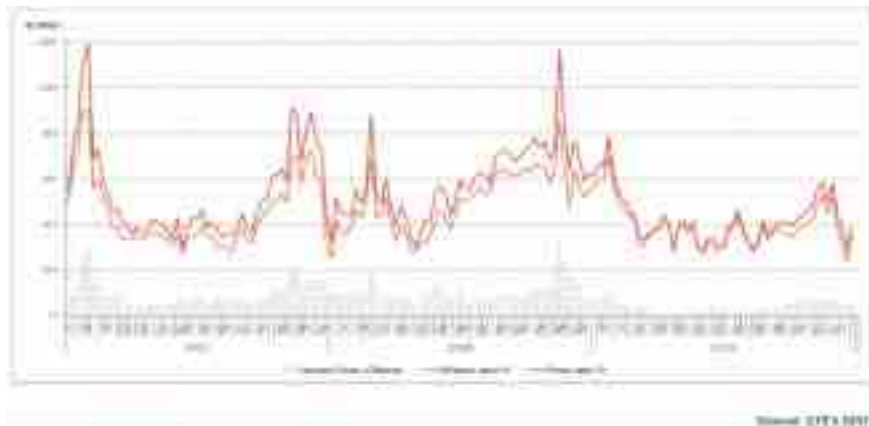
1. 도매가격

2019년 기저부하의 도매전력시장의 하루전시장 현물가격은 급격히 하락하여 €39.4/MWh를 기록하였으며 이 것은 2018년 대비 21.5%가 하락한 수치이다. 실시간가격도 이와 같은 패턴을 기록하였으며 2018년 대비 23% 하락한 €39.4/MWh를 기록하였다.

2018년에 도매가격이 상승하여 2019년 초에는 비교적 현물가격이 높았으나, 이후 급격하게 하락하였다. 도매가격 하락의 이유는 온화한 기온과 낮은 천연가스 가격에서 기인한다. 도매전력시장은 몇 번의 가격 급등현상(Price Spike)을 제외하고는 대체로 안정적이었다. 첫 가격급등현상은 1월 말 한파에 따라 발생하였는데 수요는 88.5GW를 기록하였고 최고 가격은 €86/MWh였다.(2019.1.24. 오후 7시) 이후 석탄과 천연가스 가격의 하락으로 도매가격이 급락하였다. 2019년 연말 운송 부문의 수요 감소로 인해 가격급락이 일어났다.

Year	2017	2018	2019
Price (€/MWh)	€44.98/MWh	€50.20/MWh	€39.45/MWh
Price (€/MWh)	€45.00/MWh	€51.10/MWh	€39.4/MWh

Source: EPEX-SPOT



Year	Price/Cost Difference (%)
2008	6.5%
2009	6.5%
2010	3.2%
2011	5.0%
2012	2.2%
2013	4.5%
2014	5.5%
2015	5.3%
2016	2.0%
2017	1.8%
2018	3.5%
2019	1.5%

현물가격을 구성함에 있어서 CRE는 일일 최적화 모델 계산법을 사용하여 현물가격과 발전설비의 한계비용의 차이를 검토한다. 평균적으로, 2019년의 가격/비용차이는 1.5%로 2018년의 3.5%보다 낮았다. CRE는 2008년부터 이 지표를 측정해왔고, 2009년 6.5%로 최대치를 기록한 이후 최근까지 이 가격/비용차이는 계속 좁혀져 왔다.

2. 소매요금

프랑스 시장요금은 2015년 12월 31일에 Yellow, Green²⁹⁾ 요금제를 종료함에 따라, Blue 요금제만 남아서 운영되고 있는 상황이다. 따라서 전력시장의 요금은 규제요금과 시장요금(Blue tariff) 두가지로 구성되어 운영되고 있다.

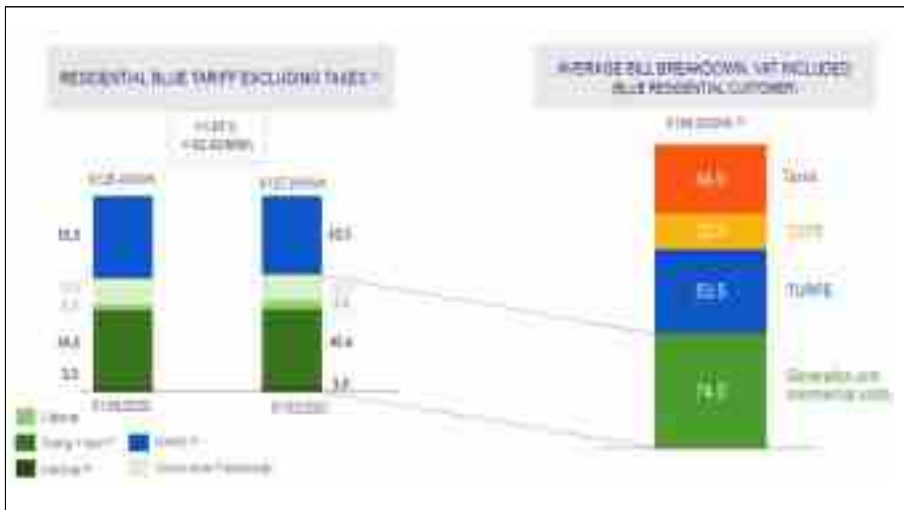
2021년 2월 기준 규제요금의 결정 과정은 다음과 같다. 먼저, 주택용으로 부과되는 시장요금(Blue Tariff) 중 세금을 제외한 부분을 발전비용 기준으로 하여 송배전망 접속 및 이용요금과 공공유틸리티에 대한 기여비용, 최종 소비에 대한 세금을 추가로 합산하여 결정하게 된다.

아래 그래프를 보면, 2020년 8월 대비 2021년 2월 시장 요금의 변화가 나타나 있다. 2021년 기준으로 소매요금은 €127.8/MWh이며 이 중 €53.5/MWh는 송배전설비 접속 및 이용요금(망요금)이며, €16/MWh는 에너지 효율 인증서 비용을 포함한 공공서비스 비용 및 마진(CSPE)³⁰⁾이

29) 전력시장의 요금은 규제요금과 시장요금으로 구성되어있는데, 규제요금은 EDF와 같은 대규모 판매사업자에게만 적용되는 요금으로써, Blue 요금제는 주택 및 업무용, Yellow 요금제는 중소기업용, Green 요금제는 산업용으로 총 3가지 규제 요금제가 있다.

다. €6/MWh는 용량 요금이며, €49.4/MWh는 전력거래 수수료를 포함한 에너지요금이고, €3/MWh는 2019년 세금 동결에 따른 차이 및 2020년 서비스 제공 비용과의 차이에 따른 비용이다. 이 중 망이용요금 부분(TURPE)³¹⁾을 제외한 나머지 €74/MWh를 규제요금 설정시 발전비용으로 처리하고, 나머지 망요금, 공공유틸리티 이용요금 및 세금을 합산하여 2021년 기준 €194.0/MWh의 규제요금을 산정하였다.

< 전력시장 규제요금 산정 내역(2021.2. 기준) >



시장요금의 경우 비용평가 기반으로(Cost-stacking method) 산정되는데, 크게 아래 여섯가지 비용요소를 합산하여 시장요금(Blue Tariff)를 결정한다.

- ① ARENH 비용 : EDF가 경쟁 판매사업자에게 규제요금으로 판매해야 하는 원자력 발전량의 비용
- ② 에너지 시장 비용 : 에너지 평균 소비 패턴 및 선도시장 가격을 기반으로 산정한 에너지 시장 비용
- ③ 용량 시장 비용 : 용량 시장 메커니즘에 따라 2017년 기준 최대 피크 수요를 커버할 정도의 용량 시장 비용
- ④ 공급 비용 : EDF가 아닌 공급사업자가 EDF 수준의 서비스(규제요금

30) CSPE(Contribution to Public Electricity Service)

31) TURPE(Tari

하)를 제공하는 데 필요한 공급 비용

- ⑤ 일반적인 마진 : 에너지 공급 과정에서 생기는 마진
- ⑥ 송배전이용설비용(망요금) : 송전망 및 배전망 이용요금

< 시장요금(Blue tariff) 산정 방법(Cost-Stacking Method) >



VI 주요현안 및 시사점

1. 국가 저탄소 전략(SNBC)

프랑스는 파리 협정에 따른 기후 변화 약속을 충족하기 위해 2050년까지 순 탄소 배출량 '0'를 달성하기로 약속하였다. 이 목표 달성을 위해 프랑스 정부는 최근 '국가 저탄소 전략(SNBC: Stratégie nationale bas-carbones)'을 발표하였다.

SNBC는 크게 ① 에너지 효율성(최종 소비량을 1,600TWh에서 900TWh로 거의 절반으로 절약), ② 바이오매스의 사용 확대(2050년까지 200TWh에서 430TWh로 확대), ③ 최종 에너지 연료로서의 전기사용 비중을 25%에서 50%로 확대하는 것의 세가지 전략을 제시하고 있다. 최종 에너지 연료의 전기화 확대는 탄소 중립을 목표로하는 대부분의 유럽국가들의 전략과 일맥상통한다.

또 하나 프랑스 저탄소 전략의 특이한 점은, 사실 프랑스 전력생산의 대부분을 차지하고 있는 원자력이 이미 저탄소 발전원이라는 점이다. 이미 생산되는 전기의 93%는 저탄소 발전이며, 2019년 전력 생산의 평균 탄소배출계수는 35g CO₂/kWh로 같은 기간 독일에 비해 11배, 미국에 비해 13배 낮다. 하지만 그럼에도 불구하고 지난 10년 동안 프랑스에서 원자력의 미래에 대한 의문은 끊임없이 제기되어 왔다. 이는 첫째, 한가지의 발전원(원자력)에 대한 과의존을 저감하고 전력믹스의 균형을 재조정하기 위해. 또한 둘째, 가동되는 원자력 발전기들이 매우 짧은 기간에 집약적으로 건설되어 향후 5년 동안 58개 원자로 중 27개 원자로가 40년이 되며, 대다수의 원자로가 2050년까지 대부분 폐기될 예정이기 때문에 향후 전략을 수립해야하기 때문이다.

따라서 프랑스는 일부 원자로의 퇴역을 관리하는 동시에 탈탄소 전력 공급을 확대하여 기후 변화 완화 목표를 달성해야하는 과제에 직면해 있

고, 크게 다음 두 가지의 옵션이 있을 것이다.

- ① 일부 폐기된 원자로를 새로운 원자로로 교체하고 이와 함께 재생에너지를 확대
- ② 폐기된 원자로를 재생에너지로만 교체

2. 분산전원 확대에 따른 송전망 변화와 투자확대

최근 전원 믹스가 변화함에 따라 주요 계통망의 급진적인 변화가 요구되고 있으며 그에 따른 투자도 급격히 확대되고 있다. 특히 아래 네가지 부분에서 큰 영향이 있을 것으로 예상된다.

■ 지역별 고전압 송전망: 프랑스의 지역별 송전망이 소형 및 중형 태양광과 육상풍력발전을 상호 연결하기 위해 구축되고 있으며, 일반적으로 63kV, 90kV 및 225kV 송전망이 이에 해당된다.

■ 초고압 송전망(VHV: 400kV backbone): 초고압 송전망은 대규모 발전기와 주요 부하 지역을 연결하고 국토 전체에 분산된 재생에너지 발전의 균형을 맞추는데 도움을 준다. 이러한 초고압(VHV) 송전망의 용량은 부하 중심 및 국가간 송전망에 최적화되어 있다. 그러나 재생에너지 발전의 최적 잠재 위치가 부하지에 가깝다고 볼 수 없으므로 재생에너지의 확대 및 기존 발전의 폐기는 전체 계통 흐름을 증가시키고 VHV 기반 송전망의 확대를 요구한다.

■ 국가간 송전망(Interconnectors): 국가간 송전망은 공급신뢰도 향상과 동시에 발전, 수요 및 유연성의 유럽 전체 믹스를 최적화하는데 도움을 준다. 또한 재생에너지의 균형을 국가 내외에서 아닌 유럽 대륙 전체에서 맞추는 것을 돕는다.

■ 해상 송전망: 전원 믹스에서 핵심적인 역할을 할 수 있는 해상 설비 연결에 중요할 뿐만 아니라, 육지의 본토 국가 간의 상호 연결을 위해 중요하다.

2020년과 2030년 사이에 송전망 투자는 지속 증가할 것으로 예상된다. 이는 1970년대부터 1990년대까지 대규모 원자력 설비들에 투자되었던 규모와 비등하다. 이 기간의 투자는 위에서 고려된 송전망의 종류에 관계 없이 모두 증가할 것으로 예상된다.

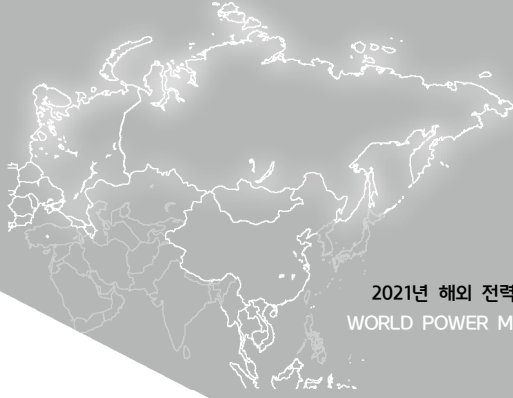
< 2020-2050 송전망 투자 >

Network	2020-30 average investment (M€/yr)	2035-2050				
		Investment tendency	Factors affecting needs for transmission investment			
			RES localisation	Innovative equipment	Flexibility issues in France	Europe decarbonisation
Regional (renewal)	660	++				
Regional (investment)	370	+	+			+
Very high voltage	140	++	+			
Interconnectors	130	0 to ++				++
Off-shore	460	+++	+++			+

Source: own analysis carried out by RTE.

<참고자료>

- (1)EDF Fact & Figures (2020)
- (2)CRE Wholesale electricity market report(2019)
- (3)The French Energy Market: History, Evolution and Providers in 2021
- (4)RTE Electricity Report 2019
- (5)IEA Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050
- (6)<https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/france>
- (7)ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019
- (8)CRE THINKING THE ENERGY OF TOMORROW



2021년 해외 전력산업 동향
WORLD POWER MARKET TREND

예 V. 미국(PJM)

김두천 차장, 이찬혁 주임

동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로 수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로 참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리 소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며 동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는 문제들에 대하여 우리 소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

목 차

I. 전력산업 및 전력시장 구조	199
1. 미국 전력산업 및 PJM 개요	199
2. 주요 유관기관 및 전력회사	202
3. 전력산업 구조	205
4. 전력시장 구조	209
II. 에너지전환 정책 및 추진방향	226
1. 에너지전환 관련 정책 및 규제	226
2. 에너지전환 : 탈석탄, 원전유지, 가스발전 확대	229
III. 전력공급	230
1. 전력공급 현황	230
2. 실시간 전력계통 운영 체계	233
3. 송전	236
IV. 전력수요	240
1. 전력수요 현황	240
2. 소매시장 판매 체계	241
V. 도매 가격 및 소매 요금	243
1. 도매 가격	243
2. 소매 요금	247
VI. 시사점	249
1. 전력시장 자율화	249
<참고자료>	252

I 전력산업 및 전력시장 구조

1. 미국 전력산업 및 PJM 개요

1.1 미국 전력산업 개요

1.1.1 미국의 RTO/ISO

미국의 전력망은 우리나라와 같이 하나의 전력계통 운영자(SO, System Operator)가 아닌 7개의 지역별 계통운영자(RTO/ISO)와 그밖의 지역의 수직 통합형 전력회사가 운영한다. RTO와 ISO는 운영하는 망의 규모로 구분하나, 명확히 구분되지 않으며 북미에서도 혼용해 불리는데, 이하 편의상 RTO로 부르기로 한다.

용어 설명	
RTO	지역 송전 기구(Regional Transmission Organization). FERC(연방 에너지 규제 위원회)의 2000호 명령(1999년)으로 시작되었으며, 여러 주(州)의 전력계통 운영, 감시 및 전력시장 운영의 역할을 하고있다.
ISO	독립 계통 운영자(Independent System Operator). FERC의 888/889호 명령으로 시작되었으며, RTO와 같은 역할을 하나 주로 하나의 주(州)에서 그 역할을 한다는 점이 차이가 있다.

그림 1.1 미국 RTO 관할지역 지도



출처 Federal Energy Regulatory Commission, 2020

1.1.2 북미 RTO, ISO간 전력망 연계

RTO, ISO의 관할구역과는 별개로 북미의 전력망은 두 개의 주요 전력망과 세 개의 작은 전력망으로 나뉘어져 주(州)간 연계되어있다. 이를 표와 그림으로 나타내면 아래와 같다.

표 1.1	북미지역 전력계통 연계
	지역 신뢰도 위원회(Regional Entity) 기준 분류
동부	NPCC(북동부), FRCC(플로리다), RFC(중부), MRO(중서부), SERC(남동부), SPP(남서부)
서부	WECC(Western Electricity Coordinating Council)
텍사스	ERCOT(Electricity Reliability Council of Texas)
알래스카	ASCC(Alaska Systems Coordinating Council)
퀘벡	NPCC(Northeast Power Coordinating Council) 일부 퀘벡 지역

그림 1.2 미국 계통 연계 현황



출처 NERC

1.2 PJM 개요

1.2.1 PJM 소개

PJM은 미국의 7개 RTO 가운데 하나이다. PJM의 역할은 관할구역내 전력 시장 운영, 전력계통 운영 및 송전선 확장 계획이며, 담당 구역은 델라웨어, 일리노이, 인디애나, 켄터키, 메릴랜드, 미시간, 뉴저지, 노스 캐롤라이나, 오하이오, 펜실베이니아, 테네시, 버지니아, 웨스트 버지니아 주(州), 그리고 워싱턴 DC(District of Columbia)이다.

그림 1.3 PJM 관할구역 지도



출처 Institute of Energy Economics and Financial Analysis, 2020

표 1.2

PJM 주요 지표 요약 (2020)

관내 인구	약 6,500만명
설비용량	185,378 MW
최대 수요	165,563 MW
송전선로 길이	85,103마일(136,960km)
회원사 수	1,038
연간 전력거래량	757,284 GWh
연간 전력거래액	336억 달러(38조 4,5552억원)



출처 : 2020 PJM Annual Report

1.2.2 PJM 역사

PJM은 1927년에 펜실베니아와 뉴저지 주의 전력회사간 계통연계를 통한 전력시장 효율화를 도모하기 위해 펜실베니아-뉴저지 Interconnection으로 시작되었다. 1956년 메릴랜드 전력회사의 가입으로 PJM Interconnection으로 개칭하였다.

표 1.3 PJM 연혁	
년도	내용
1927	• 전력시장 효율화를 위해 펜실베니아와 뉴저지 주 전력회사에 의해 Pennsylvania-New Jersey Interconnection 설립
1956	• 메릴랜드 전력회사가 가입하여 Pennsylvania-New Jersey -Maryland(약칭 PJM) Interconnection 으로 개칭
1968	• Energy Management System(EMS) 를 통한 실시간 전력계통 운영 시작
1997	• (4월) 입찰기반 전력시장 운영 개시 • 미국 최초 ISO로서의 지위 승인(FERC)
2001	• 주(州)간 전력시장에서의 경쟁을 위해 RTO로서의 지위 승인
2002~2018	• Allegheny Power(2002) 등 13개 회사 참여 하며 관할구역 확장
출처 : www.pjm.com	

2. 주요 유관기관 및 전력회사

2.1 규제기관

미국은 연방정부와 주(州)정부가 분리되어있듯 전력거래에 관해서도 주 경계를 넘는 거래는 연방에너지규제위원회(FERC)가 규제하고, 주 내부의 거래는 해당 주의 공익사업위원회(PUC)가 규제한다.

이러한 연방규제위원회나 주 공익사업위원회는, 사법, 입법, 행정의 각 부로부터 독립하고 있어서 규제법의 제정 등 준입법 기능, 요금 인가의 심사나 위법행위에 대한 준사법 기능을 겸비한 행정위원회이다.

○ 연방정부 에너지부(DOE) 및 전력과(OE)



우리나라의 산업통상자원부와 같이 전력분야의 정부 주무 부처. DOE의 큰 역할은 ① 에너지 안보 및 기후변화 대응, ② 핵무기의 안정적 비축, ③ 과거 화생방 오염 지역 정화이다.

특히 전력분야는 에너지부 소속 **전력과(OE, Office of Electricity)**에서 담당한다. OE의 역할은 ① 전력망 현대화, ② 전력망 안정성 및 신뢰도 향상, ③ 에너지 공급 외란시 신속한 복구이다.

○ 연방 에너지 규제 위원회(FERC)

연방수력법에 근거해 1920년에 설치된 연방전력위원회(FPC)를 전신으로 하는 독립 규제기관이다. 1977년에 개편되어 현재의 FERC(Federal Energy Regulatory Commission)가 되었다. 2005년 에너지정책법에 따라 FERC의 권한이 확대되어 대용량 송전 계통에 강제적인 신뢰도 기준을 부과하는 것과 동시에 전력 및 천연가스 시장을 부정 조작하는 사업자에게 벌칙을 부과하는 권한을 가지고 있다.



FERC는 연방 에너지부 산하 독립 규제기관이며, 연방법원을 제외하고 대통령이나 의회도 FERC의 결정을 재심사 할 수 없다. 전력 분야내에서 FERC의 주요 규제 권한은 다음과 같다.

- 에너지 시장의 감시와 조사
- 고압 주간(州間) 송전계통의 신뢰도 확보
- 주간(州間) 도매 요금 규제
- 수력 프로젝트의 인허가

○ 주 공익사업위원회(PUC)

주 정부의 공익사업위원회(PUC : Public Utility Commission)는 주에 따라 PSC(Public Service Commission)라는 명칭으로도 불린다. PUC는 주내(州內) 공익사업의 요금과 서비스를 감독하는 규제기관이며, 전력 등 공공 서비스의

소비자 보호를 위한 경쟁 촉진 활동을 주 업무로 하고 있다.

공익사업위원회의 규제 범위는 주에 따라 차이가 있지만, 일반적으로 요금, 회계, 유가증권의 발행, 안전, 서비스, 주요 자산의 증감, 사업의 개시와 폐지, 공급 구역의 인가 등이 해당된다.

○ OPSI(Organization for PJM Inc.)

PJM의 관할 13개주와 워싱턴 DC까지 총 14개의 공익사업위원회가 모인 집합체이다. 2005년 5월 델라웨어 주의 비영리기관으로 설립되었으며, 주역할은 PJM 관련 정책 수립, 전력시장의 감시, 현안 분석 등이다.

○ 북미 신뢰도 위원회(NERC)

북미 신뢰도 위원회는 북미지역 전력망의 신뢰도와 안정성을 높이기 위해 설립된 비영리 기관이다. 주요 업무는 신뢰도 기준 수립, 전력계통 운영 감시, 미래 계통 적정성 평가 및 전력분야 인력양성이다.







총 여섯개의 지역 위원회* (Regional Entities)를 두고 있으며 미국, 캐나다 그리고 멕시코 일부 지역을 대상으로 한다.

- * Midwest Reliability Organization(MRO)
- Northeast Power Coordinating Council(NPCC)
- Reliability First(RF)
- SERC Reliability Corporation(SERC)
- Texas Reliability Entity(Texas RE)
- Western Electricity Coordinating Council(WECC)

2.2 전력회사

아래는 PJM 관내의 주요 전력회사이다. 규모가 있는 회사의 경우 기업 인수/합병을 통해 발전, 송전, 배전, 가스사업까지 모두 겸하고 있는 경우가 많다.

단, 아래의 회사들이 PJM의 지역에서만 사업을 하는 것은 아니며 다른 주(州) 또는 다른 나라에서까지 전력, 가스 사업을 하고 있다.

표 1.4		PJM 관내 주요 전력회사	
회사명	로고	주요사항	
AEP (American Electric Power)		<ul style="list-style-type: none"> • 본사 : 오하이오주(州) 콜롬버스 • 사업분야 : 발전(38,000MW), 송전(63,000km), 배전 • 자회사 : AEP Ohio, Appalachian Power, Indiana Michigan Power 등 • 설비용량 기준 미국 최대의 발전용량 보유 	
Dominion		<ul style="list-style-type: none"> • 본사 : 버지니아주 리치몬드 • 사업분야 : 발전(27,000MW), 송전(9,700km), 배전 및 가스사업 • 자회사 : Dominion Virginia and North Carolina Power 등 	
Exelon		<ul style="list-style-type: none"> • 본사 : 일리노이주 시카고 • 사업분야 : 발전(35,500MW), 송전, 배전, 가스사업 • 자회사 : Exelon Generation, PECO Energy Company, Baltimore Gas and Electric 등 	
First Energy		<ul style="list-style-type: none"> • 본사 : 오하이오주 애크론 • 사업분야 : 발전(16,000MW), 송전, 배전, 기타 서비스 • 자회사 : Ohio Edison, Penelec 등 	

3. 전력산업 구조

3.1 전력산업 구조

PJM 지역 사이에서도 구조개편 추진 여부는 주마다 다르기 때문에 전력산업 구조에도 차이가 있다. 대부분의 주는 구조개편으로 경쟁체제(Deregulated Power Market)를 도입하였지만, 일부 주에서는 과거의 수직독점 체제(Regulated Power Market)로 운영되고 있다. 두 체제간의 차이는 아래의 [그림 1.5]를 보면 알 수 있다.

시장 경쟁체제가 도입된 주의 경우 송전과 배전사업은 지역별로 한 사업자가 독점하지만 발전과 판매 부문은 완전히 경쟁적인 환경에서 사업이 운영된다. 경쟁체제가 도입되지 않은 주의 경우 과거 우리나라와 같이 하나의 거대한 전력회사가 발전, 송전, 배전, 판매 사업을 독점하여 전력을 공급한다.

표 1.5 PJM 관내 주별 소매시장 경쟁체제 도입 여부		
주(州)	구조개편 (년도)	소매경쟁 도입 (년도)
델라웨어	1999	1999
워싱턴 DC	2000	2001
일리노이	1999	2002
메릴랜드	1999	2002
미시간	2000	2002
뉴저지	1999	1999
오하이오	1999	2001
펜실베니아	1996	2000
버지니아	1998	2002
웨스트버지니아	-	-
인디애나	-	-
캔터키	-	-
노스 캐롤라이나	-	-
테네시	-	-

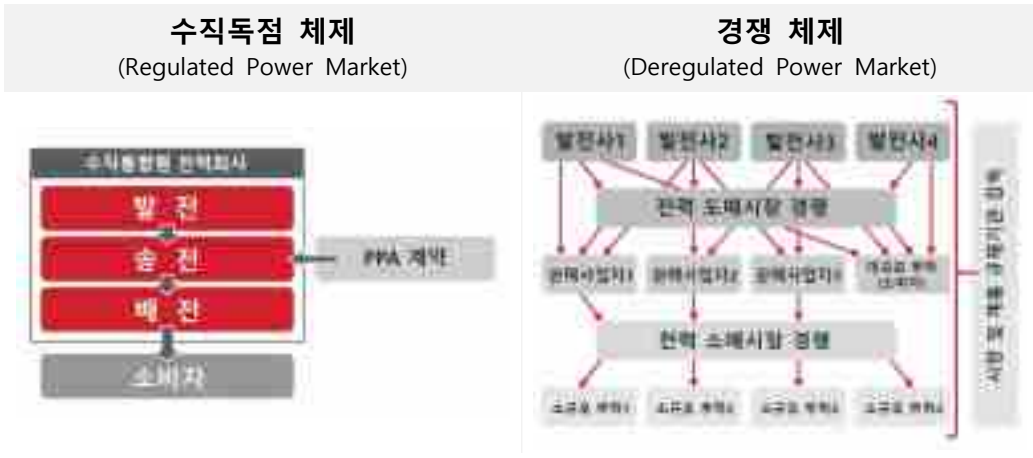
출처 : www.electricchoice.com (2021)

그림 1.4 주(州)별 전력, 가스시장 개방 현황



출처 : www.electricchoice.com (2021)

그림 1.5 전력산업 구조개편 전/후 체제간 비교



출처 www.mdd.com/forensic-accounting-articles/power-gen-briefing

3.2 전력산업 구조개편 과정

미국의 초기 전력산업은 대부분 민영전기사업자(IOU : Investor Owned Utility)에 의해 주도되었고 일부 지역에 한하여 공영전기사업자와 협동조합 전기사업자가 전력공급을 담당했다.

이후 전력산업의 경쟁체제를 도입하기 위한 제도적 노력이 있었으나 큰 효과를 거두지 못하고 1990년대가 되어서야 구조개편을 위한 본격적인 논의가 시작되었다. 원인은 크게 3가지를 들 수 있는데 ① 지역 간 전기요금격차의 심화, ② 복합발전이라는 고효율 발전기술의 발달 그리고 ③ 구조개편 촉진을 위한 연방과 주 차원의 법제도 마련이다.

첫째, 지역 간 요금의 격차가 심화되었다. 인구 밀집 지역인 북동부와 서부에서는 요금이 높고, 내륙 지역에서는 대체로 전기요금이 낮았다. 예로서, 1998년 동부의 뉴햄프셔 전기요금은 11.9 센트/kWh로 아이다호 전기요금 4.0 센트/kWh에 비해 2.9배 높았다.

그림 1.6 1998년 주(州)간 전기요금 격차 심화



둘째, 발전기술이 발달함에 따라 소규모의 발전기가 기존의 대규모 발전기와 경쟁하게 되었다. 과거에는 규모의 경제로 대규모 발전기가 경제적이고 효율적이라는 인식이 지배적이었으나, 복합화력, 가스터빈 등의 새로운 발전설비가 발전효율이 높고 건설기간도 짧아 전력회사의 기존 발전기를 대체하기 시작했다.

마지막으로 전력산업의 효율성과 경쟁력을 높이기 위해 연방정부 및 FERC의 다양한 제도적 노력이 있었다. 대표적인 사례는 아래와 같다.

표 1.6 전력산업 구조개편을 위한 법안 및 명령		
년도	법령	내용
1978	공익사업규제정책법 (PURPA)	• 지역 전력회사와 인증 전력설비(QF, Qualified electric Facility)간 장기 계약 체결 의무화
1992	에너지정책법 (EPA 1992)	• 면책 발전사업자(EWG)는 도매시장에서 규제없는 발전사업 허가 • 신규 소규모 발전사업자 진입의 계기
1996	FERC 명령 888, 889	• 독립계통 운영자(ISO) 설립 및 송전망 개방
1999	FERC 명령 2000	• 지역 송전 기구(RTO) 제도 및 설립 권고
2005	에너지정책법 (EPA 2005)	• 발전사업 지역제한 규제(PUHCA) 완화 • QF제도 수정으로 PURPA 규제 완화

4. 전력시장 구조

4.1 PJM 전력시장 개요

4.1.1 전력시장 구분

PJM의 전력시장은 에너지 시장, 용량 시장, 보조서비스 시장, 재무적 송전권 시장으로 구분할 수 있다.

에너지 시장은 일반적으로 생각하는 대표적인 전력시장이며, 하루전 시장과 실시간 시장으로 구성된다. 용량시장은 장기 전력수급을 안정적으로 확보할 목적으로 2007년 6월 도입된 시장이다. 보조서비스 시장은 예비력 시장과 주파수 조정 예비력 시장이 운영되고 있다.

각 시장의 가격과 추이에 대해서는 ‘V. 도매가격 및 소매요금’에서 통계자료를 수록하였다.

표 1.7 PJM 전력시장의 구분	
■ 실물시장 (Physical Market)	
• 에너지 시장 <i>Energy Market</i>	- 하루전 시장 - 실시간 시장
• 용량 시장 <i>Capacity Market</i>	
• 보조서비스 시장 <i>Ancillary Services</i>	- 주파수 조정 예비력(Regulation) - 예비력(Reserves)
■ 재무시장 (Financial Market)	
• 재무적 송전권 시장 <i>FTR, Financial Transmission Rights</i>	

그림 1.7 시기별 전력시장



출처 www.pjm.com

4.1.2 전력거래의 자율성

PJM의 전력시장은 PJM이 운영하는 시장이지만, 모든 시장 참여자는 PJM 전력시장과 관계없이 장외에서도 거래할 수 있다. PJM의 실물 시장(Physical Market) 외에도 재무 시장(Financial Market)이 존재해서 전력 조달이나 리스크 회피를 위해 사업자가 다양하게 활용할 수 있다. 이러한 금융 시장에는 옵션, 스왑 및 스프레드 거래 등 다양한 형태로 거래가 이루어진다.

예를 들어, 판매사업자*는 최종소비자에게 공급할 전력을 아래와 같은 네 가지 방식으로 구매할 수 있다.

- 자체 발전기를 가동하여 자체 생산
- 중개업자 또는 발전사업자와의 쌍방거래(Bilateral Contract)를 통한 구매
- PJM 하루전 시장에서 구매
- PJM 실시간 시장에서 구매

용어 설명	
판매사업자 LSE : Load Serving Entity	우리나라 전력시장에는 생소한 개념으로, 도매시장에서 전력을 구입해 최종 소비자에게 판매하는 전기사업자. 우리나라의 경우 한국전력이 전력판매를 독점하지만, 해외의 경우 다양한 전력 판매사업자가 존재해 소비자는 통신회사를 선택하듯 전력 판매회사를 선택할 수 있다.

전력거래의 대상은 PJM 관할지역이외의 사업자와도 가능하며, 수년후~실시간 거래까지 시점의 제한도 없다. 이러한 다양한 거래의 목적은 전력시장 참여자의 자율성을 확보하여 시장의 경쟁을 조성하고자 함이다.

4.2 에너지 시장(Energy Market)

일반적으로 생각하는 대표적인 전력거래 시장. 에너지 시장의 거래액은 전체 전력 도매시장 거래액의 63%를 차지*하고 있다.

* 출처 : Understanding the Differences Between PJM's Markets (2019)

PJM의 에너지 시장은 하루전 시장과 실시간 시장이 있으며, 두 시장은 별도로 정산을 하는 이중정산제도(Two Settlement System)를 채택하고 있다.

4.2.1 하루전 시장

하루전 시장이란 실제 전력공급 하루 전 미리 거래되는 시장으로, 거래일의 시간대별 시장가격을 결정하고 정산하는 시장을 말한다.

하루전 시장은 PJM에서 거래되는 전력의 대부분(90~95%)을 차지하므로, 이때의 거래가 발전기 기동/정지 계획의 대부분을 결정한다. 하루전 시장에서 거래되지 않은 수요/공급량은 실시간 시장에서 다시 거래된다.

○ 가격 결정 방식 : LMP*

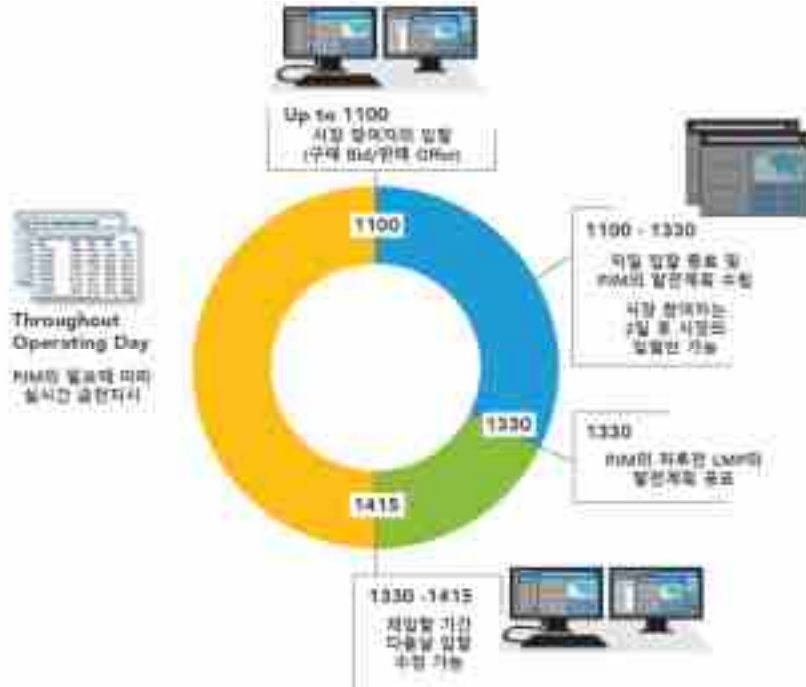
하루전 시장의 가격은 **지역별 한계 가격(LMP)**으로 결정이 된다. 이는 에너지 가격, 송전혼잡비용과 송전손실비용을 포함한다. LMP는 PJM이 결정하며, 안전도 제약 경제급전(SCED)* 최적화를 통해 최소의 비용으로 전력을 공급하도록 소프트웨어를 통해 결정한다. LMP 가격 체계의 목적은 전력 가격이 시간대별, 지역별 수급 상황과 송전비용을 반영하도록 하기 위함이다.

* LMP와 같이 우리나라 전력시장에 없는 개념은 오역의 가능성을 줄이고자 본래의 영문 그대로 쓰고자 함

용어 설명	
LMP	Locational Marginal Price. 발전설비와 수요자의 거리에 따라 발생하는 송전비용을 반영하기 위해 도입한 가격 결정 제도이다. 한 계통의 에너지 가격(=계통한계비용, SMP)는 동일하기 때문에, 대체로 대규모 수요가 있는 지역의 송전혼잡비용과 손실비용이 높다.
송전혼잡비용	Day-ahead Congestion Price. 송전선로의 용량 등으로 생긴 제약에 의해 PJM이 더 높은 원가의 발전기를 운전함으로써 추가적으로 발생한 비용
송전손실비용	Day-ahead Loss Price. 송전선로에서 완전히 전달되지 못하고 열로 손실되는 전력량을 보상해주기 위한 비용
안전도제약 경제급전 SCED	Security Constrained Economic Dispatch. 실시간 데이터 및 계통해석 데이터를 기반으로 송전제약, 발전제약 등 제약조건을 고려하여 경제급전 기준을 계산해 자동발전제어

○ 하루전 시장 운영 절차

그림 1.8 하루전 시장 운영 절차



출처 PJM Markets Gateway User Guide(2021)

- ① ~11:00(전력공급 전일) 입찰 마감 (시장참여자), 다음날 발전계획 수립 및 예비력 확보 (PJM)
 - 수요측(판매사업자) : 자신이 공급할 부하의 수요를 시간대별로 예측해 입찰
 - 공급측(발전사업자) : 공급 가능한 용량만 입찰, 가격은 PJM에 의해 결정
- ② 13:30 입찰자료를 토대로 발전계획 및 모션별 LMP 공표 (PJM)
- ③ 13:30~14:15 발전기의 수정입찰 (시장참여자)
- ④ 14:15 업데이트된 데이터를 바탕으로 Reliability Assessment and Commitment (RAC)로 불리는 2차 발전계획 수립
- ⑤ 14:15 ~공급당일 실시간 발전계획 수립 및 필요시 발전계획 재수립 (PJM)
 - * 입찰 자료와 PJM의 수요 예측 기반

4.2.2 실시간 시장(Real-time Market)

실시간 시장은 하루전 시장과는 별개로 실시간으로 필요한 전력량을 5분 단위로 거래하는 시장이다. 전력 수요예측은 반드시 오차를 가져오고, 대규모 시장이 불가능한 전력 상품의 특성상 필요하다. 당일 시장(Intra-day Market), 밸런싱 시장(Balancing Market)이라고도 불리나, PJM에서 공식적으로 사용하는 용어인 실시간 시장(Real-time Market)으로 이하 통일한다.

○ 실시간 시장 운영 절차

PJM의 실시간 시장 운영은 곧 실시간 수급 운영과 같은 개념이다. 여러 어플리케이션이 활용되는데, 세부사항은 ‘Ⅲ. 전력공급’ 중, ‘3. 실시간 전력계통 운영 체계’를 참조하도록 한다.

○ 실시간 시장 정산 방식

실시간 LMP는 LPC*가 실시간 안전도 제약 경제급전(SCED)에 따라 매 5분마다 결정한다. 다만 실제 정산은 5분단위 LMP를 한 시간 단위로 통합한 LMP를 적용한다.

* 지역별 가격 계산 어플리케이션(Locational Pricing Calculator). ‘Ⅲ. 전력공급, 3. 실시간 전력계통 운영 체계’ 참조

실시간 시장의 정산은 **이중정산제도***에 따라 하루전 시장의 거래 결과와 실시간 계통운영 결과 실측된 계량값의 차이에 따라 산정한다.

용어 설명	
이중정산제도 Two-Settlement	<p>수요변화와 그에 따른 급전지시로 하루전 시장의 발전/소비량과 실시간의 발전/소비량에는 차이가 발생한다. 이를 실시간 LMP로 보상하는 과정이다.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 판매사업자 <ul style="list-style-type: none"> - 실제 전력 소비 > 하루전 시장 전력 구매량 : 실시간 LMP 지불함 - 실제 전력 소비 < 하루전 시장 전력 구매량 : 실시간 LMP 지불받음 ■ 발전사업자 <ul style="list-style-type: none"> - 실제 발전량 > 하루전 시장 전력 판매량 : 실시간 LMP 지불받음 - 실제 발전량 < 하루전 시장 전력 판매량 : 실시간 LMP 지불함

○ 가상 거래(Virtual Trading)

이중정산제도에 따라 하루전 시장과 실시간 시장의 가격 차이가 나게 되는데, 이 차이를 이용해 실제 발전기나 부하가 없이도 에너지 시장에 참여할 수가 있다.

- INC(Increment Offer) : **가상 발전기(Virtual Generator)**. 하루전 시장에 전력을 팔고, 같은 전력량을 실시간 시장에서 구매한다.
- DEC(Decrement Bid) : **가상 부하(Virtual Load)**. 하루전 시장에 전력을 사고, 같은 전력량을 실시간 시장에서 판다.

언뜻보면 무의미한 거래같지만, ① 하루전 시장과 실시간 시장의 가격 차이를 줄이는 효과가 있고, ② 시장참여자 수와 거래량을 늘림으로써 특정 개인의 시장 지배력을 낮추는 이점이 있다.

4.3 용량 시장 (Capacity Market 또는 RPM(Reliability Pricing Model))

용량 시장은 최대 3년간의 피크부하를 대비하기 위한 전력거래 시장이다. 우리나라 전력시장의 용량요금(CP, Capacity Price)은 계통운영자가 결정한다면, 용량 시장은 시장 경쟁을 도입한 제도이다. 용량 시장에서 낙찰된 발전설비는 계약된 해에 어떠한 조건이라도 PJM의 필요시 전력 공급 의무를 진다.

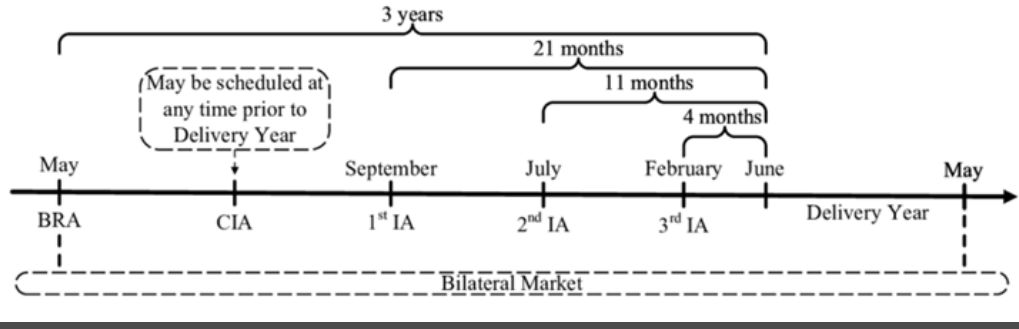
계통운영자는 극단적인 악조건에서도 전력을 공급할 수 있는 자원을 확보하며, 발전사업자는 용량 시장에서 낙찰될 경우 안정적인 수입원을 확보할 수 있다는 상호 이점이 있다.

용량자원*의 가격은 매년 경매를 통해서 결정되며, 이 가격을 결정하는데에는 지리적 요소 등 전력계통에 대한 기여도가 반영된다.

용어 설명	
용량자원 Capacity Resources	<p>용량시장에 참여하는 자원. 일반적으로 발전설비지만, 아래와 같은 자원들 모두 참여할 수 있다.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 현존하는 발전기 - 건설이 계획된 발전기 - 현존하는 수요반응 자원 - 계획된 수요반응 자원 - 에너지 효율화 자원 - 집단입찰 사업자(Aggregator) - 송전선 업그레이드

○ 용량 시장 운영 절차

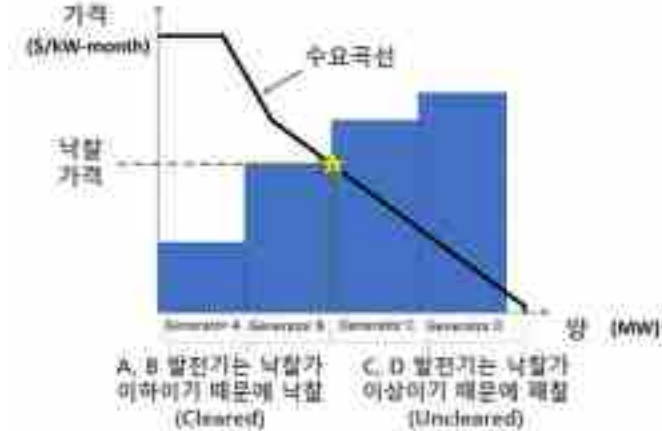
그림 1.9 용량 시장 운영 절차



- ① 초기 경매 (BRA, Base Residual Auction)
 - 공급연도 3년전 3월에 실시.
- ② 1~3차 추가 경매 (IA, Incremental Auction)
 - 기본 경매 이후 최소한 세번의 추가 경매를 진행. 사용 불가능한 용량자원의 대체, 수요증가, 신뢰도 기준 변동 등 시장 환경의 변화에 맞추기 위한 조정 과정이다.
 - 1차, 2차, 3차가 각각 공급연도 3년전 9월, 2년전 7월, 공급연도 2월에 진행된다.
- ③ 조건부 추가 경매 (CIA, Conditional Incremental Auction)
 - 345kV, 500kV, 765kV 송전선로(Backbone Transmission Line) 정지로 PJM이 추가 용량자원 확보가 필요할 경우 실시
- ④ 쌍방거래 시장 (Bilateral Market)
 - 용량 거래 시스템(Capacity Exchange System)으로 불리기도 하며, 용량시장에 낙찰된 사업자가 계약된 전력공급을 할 수 없을 경우 용량권을 사업자간 거래할 수 있다.
- ⑤ 공급연도 (Delivery Year)
 - 공급연도는 6월 1일부터 이듬해 3월 31일 까지이다. 이를테면 2012/2013 Delivery Year라면, 2012. 6. 1~ 2013. 3. 31 까지를 가리킨다.
 - 용량 시장 제도가 피크 부하를 대비하기 위해 마련되었기 때문에 경부하 시기를 제외하였다.

○ 용량 시장 가격 결정

그림 1.10 용량 시장 가격 결정 방법



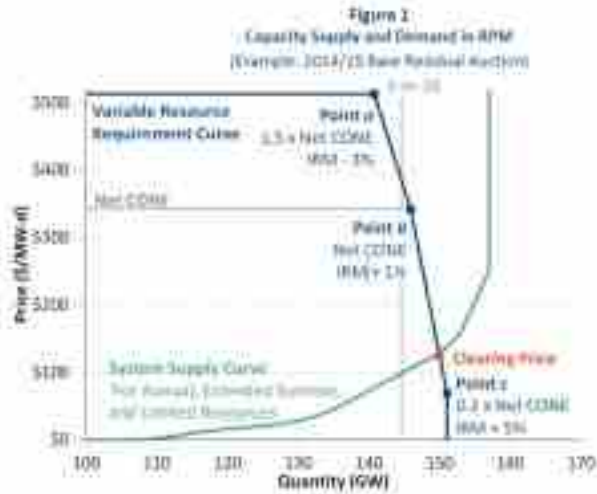
용량시장의 가격 결정은 경매를 통해 결정되며, 용량자원의 수요는 PJM이 디자인하는 **가변 자원 수요 곡선(VRR : Variable Resource Requirement)**이라는 우하향 수요곡선에 의해서 용량자원의 가격과 물량이 결정되도록 하고 있다. 이는 시장에서 설비예비력이 충분할 때는 보상이 적고, 반대로 예비력이 적어질수록 더 많은 보상을 많이 받을 수 있도록 유도함으로써 용량자원에게 적절한 인센티브를 부여하기 위함이다.

VRR 곡선을 결정하는 방법에 대해 알아보자. A, B, C 포인트를 통해 그래프를 그리는데, 아래의 수식과 그림을 통해 설명한다.

- a Point = net CONE* + IRM**-3%
- b Point = net CONE + IRM+ 1%
- c Point = net CONE + IRM+ 5%

용어 설명	
net CONE Net Cost of New Entry	신규 발전설비 진입 비용. 신규 가스터빈을 특정 장소에 설치할 때의 비용을 연간 평균화한 비용 [\$/MW-day]
IRM[%] Installed Reserve Margin	예비력 확보율. 신뢰도 기준을 충족하기 위한 예측된 피크 수요 대비 추가로 확보하는 예비력의 비율[%]. PJM이 정한다. 이하 편의상 IRM로 칭한다.

그림 1.11 VRR 곡선과 공급곡선(System Supply Curve)



출처 Triennial Review of VRR Curve Shape(2014)

에너지 시장에서 LMP가 지역별 가치를 가격에 반영했듯 RPM은 용량 자원의 지역적 가치를 반영하여, 용량가격을 지역별로 결정한다. 이 때 지역의 구분은 27개 LDA(Locational Deliverability Area) 에 따르며, 이 LDA별로 VRR 곡선을 별도로 가지고 있다.

그림 1.12 PJM Locational Deliverability Areas 지도



출처 State of the Market Report for PJM(Monitoring Analytics), 2021

4.4 보조서비스 시장 (Ancillary Services Markets)

전력은 다른 상품과 다르게 실시간으로 수요와 공급이 일치해야 한다는 특징이 있다. 이 때문에 계통운영자는 실시간으로 수요와 공급을 맞춰야 하는데, 이 때 필요한 개념이 **주파수 제어 예비력과 예비력**이다.

보조서비스 시장의 거래액은 전체 전력시장 거래액의 1%도 채 되지 않지만, 보조서비스는 전력망을 운영하기 위한 필수적인 요소이다.

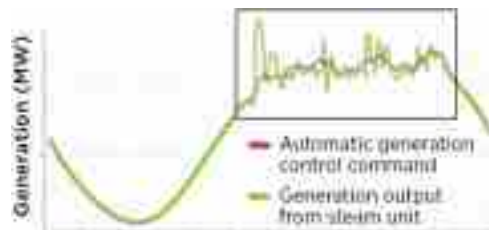
4.4.1 주파수 제어 예비력* 시장(Regulation Market)

* Regulation은 우리나라 전력시장의 용어와 통일하기 위해 주파수 제어 예비력으로 번역

주파수 제어 예비력(Regulation)이란 PJM 관제센터로부터 **자동 발전 제어(AGC)*** 신호를 받아 실시간 수요와 공급 사이의 작은 편차를 줄임으로써 전력 수급운영에 기여하는 예비력을 일컫는다.

* 자동 발전 제어 : Automatic Generation Control. 계통운영자가 실시간 주파수의 변동에 따라 각 발전기에 지시하는 출력 변동 신호

그림 1.13 주파수 제어 예비력(AGC 신호)



출처

<https://learn.pjm.com>

실제 전력 수급 운영중에는 수요-공급간 작은 편차(ACE, Area Control Error)가 나타나게 되는데, 수급의 편차는 곧 계통 주파수의 편차로 나타나게 된다. 주파수 제어 예비력(Regulation)은 이러한 편차를 줄이는 역할을 한다.

예를 들어 위 그림을 보면 발전기의 출력(초록색)은 미세한 등락이 초단위로 발생하고 있는데, 이를 줄이고자 PJM EMS*에서 보내는 자동 발전 제어(AGC) 신호(빨간색)가 이 등락을 줄이도록 발전기에 입력해주고 있다. 주파수 제어 예비력 시장은 전력 계통에서 필요한 대로 출력을 변동함에 따라 주어지는 보상인 셈이다. 2020년 기준, 주파수 제어 예비력의 평균 보상은 MWh당 0.1\$*이다. (2020 State of the Market Report for PJM (Monitoring Analytics))

○ 주파수 제어 예비력(Regulation) 신호의 종류

PJM EMS에서 보내는 AGC 신호에는 두 가지 종류가 있다. 각각 RegA, RegD 라고 불리는데, 두 신호는 함께 작동하며 계통 주파수를 제어한다.

표 1.8	AGC 신호 : RegA, RegD
RegA	- 상대적으로 큰 폭의 주파수 변동을 제어하기 위한 AGC 신호 - 기존의 발전설비(ex. 가스터빈)
RegD (Dynamic)	- 작은 폭의 주파수 변동을 빠르게 조정하기 위한 AGC 신호 - 배터리(ESS)와 같이 빠르게 응답할 수 있는 설비

○ 주파수 제어 예비력 시장 운영

그림 1.14 주파수 제어 예비력 시장 운영 절차



출처 PJM State & Member Training Dept., 2018, PJM Regulation Market

- (하루 전) 주파수 제어 예비력 시장에 참여하고자 하는 자원은 공급 하루 전 14:15까지 입찰
 - 기본적으로 경매에 의해 가격이 결정되며, 가격(Price)과 비용(Cost)은 시장 참여자가 입찰하며 자율적으로 결정한다.
- (60분 전) 보조서비스 최적화 애플리케이션(ASO, Ancillary Services Optimizer)이 주파수 제어 예비력 필요량을 최적화하여 계산. 주파수 제어 예비력이 충분한지 확인함과 동시에, 너무 많지 않은지 평가한다. 주파수 제어 예비력 비용을 최소화하기 위함이다.

- (30분 전) 주파수제어 예비력 운영계획 공표
- (실시간) PJM EMS는 실시간으로 지역 제어센터(LCC, Local Control Center)로 AGC신호를 보내고, 지역 제어센터에서는 다시 각 발전기로 AGC 신호를 보낸다.
 - 발전기의 출력은 EMS에서 원격으로 제어되고 감시된다.
 - LPC가 매 5분마다 주파수제어 예비력 가격(RMCPs) 계산
 - 주파수 제어 예비력이 필요 이상일 시, 운영중인 가장 비싼 예비력 자원(Resources)부터 제외한다.
 - 주파수 제어 예비력이 부족할 시, PJM 관제사는 중기 안전도 제약 경제 급전(IT SCED)을 통해 주파수 제어 예비력을 공급하고 있지 않은 자원 중, 가장 저렴한 자원을 투입한다.
- 참여 자원의 변경사항은 공급 시간 시작 65분 전까지 보고

4.4.2 예비력 시장(Reserves Market)

예비력(Reserves)이란 현재 발전하고 있지 않지만, 불시에 투입할 수 있는 예비 공급능력을 일컫는다. 예비력을 확보하는 이유는 수요 예측 오차로 발전기가 부족한 상황, 혹은 대규모 발전기의 불시정지로 전력 공급에 큰 부족분이 생길 때를 대비하기 위함이다.

예비력 시장은 **1차 예비력 시장**, **2차 예비력 시장**으로 나뉘고, 1차 예비력 시장은 다시 **동기 예비력 시장(Synchronized Reserve Market)**과 **비동기 예비력 시장(Non-Synchronized Reserve Market)**으로 나뉜다.

○ PJM의 예비력 분류



- 하루전 계획 예비력 : 30분 이내에 전력공급이 가능한 예비력
 - 1) 1차 예비력 : 10분 이내에 전력공급이 가능한 예비력
 - 동기 예비력 : 이미 전력계통에 접속되어 있으며, 10분 이내에 전력 공급이 가능한 예비력. 다시 Tier1, Tier2로 나뉜다.
 - * Tier1 : Economic, 접속중인 설비중 PJM의 실시간 급전을 받고 있으나 출력을 더 올릴 수 있는 자원.
예비력 공급의 의무가 없으며, 예비력을 실제 운영하게 되면 비용을 지불받음
 - Tier2 : Non-Economic, 접속중인 설비중 동기 예비력 확보를 위해 일부러 출력을 낮춰서 운영 하는 자원.
예비력 공급의 의무를 지며, 실제 운영과 관계없이 비용을 지불받음
가스 터빈(37%), 수요자원(28%), 유류 연소 터빈(12%), 복합화력(12%), 수력(6%) 순
 - 비동기 예비력 : 계통에 접속되어 있지는 않지만, 10분 이내에 전력 공급이 가능한 예비력
 - 2) 2차 예비력 : 전력 공급까지 10분 이상, 30분 이하 소요되는 예비력

○ 1차 예비력 시장(Primary Reserve Market)

1차 예비력은 동기 예비력 시장과 비동기 예비력 시장이 있으나, 시장 운영 절차의 틀은 동일하다.

- 시장에 참여하고자 하는 예비력 자원은 PJM의 전력시장 전산 시스템에 입찰
- (60분 전) 보조서비스 최적화 어플리케이션(ASO)*과 실시간 경제급전(RT SCED)** 어플리케이션이 함께 작동하여 예비력 최적화
 - * ASO, Ancillary Service Optimizer
 - ** RT SCED, Real-Time Security Constrained Economic Dispatch.
- (30분 전) 예비력 운영 계획 공고
- (실시간) LPC*가 5분마다 예비력 가격을 결정하며, 이를 각각 SRMCPs, NSRMCPs 라고 부른다.
 - * 지역별 가격 계산 어플리케이션(LPC, Locational Pricing Calculator)
 - ** SRMCPs : Synchronized Reserve Market Clearing Price, 동기예비력 낙찰가격
NSRMCPs : Non-Synchronized Reserve Market Clearing Price, 비동기예비력 낙찰가격

○ 2차 예비력 시장(Secondary Reserves Market)

2차 예비력은 하루전 예비력(DASR, Day-Ahead Scheduling Reserve)이라고도 부르며 운영방식은 에너지 시장내 하루전 시장의 일부로서 함께 운영된다.

- 경제적 최적화를 통해 하루전 시장 발전계획 확정과 함께 하루전 예비력 결정
- 익일 수요예측에 따라 신뢰도 기준을 충족하기 위한 예비력 양 결정
- 운영중인 기력 발전기, 정지중인 복합 발전기, 수력, 양수, 수요자원이 참여

4.4.3 그 외 보조서비스

자체기동 서비스, 무효전력 제어, 주파수 응답의 경우 경매가 아닌 조건을 충족한 발전기에 요금으로 보상한다.

* 참고 : 2020 State of the Market Report for PJM (Monitoring Analytics)

○ 자체기동 서비스(Black Start Service)

자체기동(Black Start)이란, 정전시 발전기가 외부 전원 없이도 스스로 기동할 수 있는 발전기의 능력을 가리키며, 자체기동 발전기(Black Start Unit)는 자체기동이 가능한 발전기를 일컫는다.

자체기동 서비스 비용은 고정비용(Fixed Black Start Service Costs), 변동비용(Variable Black Start Service Costs), 급전원 훈련비용(Training Costs), 연료 저장 비용(Fuel Storage Costs), 인센티브(Incentive Payment)로 이루어져 있다. 비용도 지역마다 다른데, BGE의 0.04\$/MW-day부터 Penelec의 2.94\$/MW-day까지 다양하다.

○ 무효전력 제어(Reactive Supply and Voltage Control)

무효전력 제어란, 발전기 혹은 무효전력 공급원으로부터 무효전력을 출력함으로써 전력계통 전압을 제어할 수 있는 능력이다. 무효전력 제어 비용은 실시간 전력계통 운영중 PJM의 지시에 따라 무효전력 출력을 조정한 발전기에 한해 실적에 따라 지급된다. 2020년 기준, 평균 무효전력 제어 비용은 MWh당 0.48\$ 이다.

○ 주파수 응답(Frequency Response)

주파수 응답이란 발전설비가 조속기(Governor)를 포함하거나, 이에 상응하는 장치를 구비하여 전력계통 주파수 변화에 따라 유효전력 출력을 자동으로 조정해 전력계통 정상 주파수(60Hz) 유지에 기여하는 능력을 일컫는다. 최대 5% droop과 $\pm 0.036\text{Hz}$ 의 불감대(Deadband)를 가져야만 한다.

4.5 송전권 시장 (FTR and ARR Market)

전력이 송전될 때, 시장 참여자들에게는 송전 혼잡비용이 발생한다. 재무적 송전권(FTR)과 경매 수익권(ARR)은 이러한 송전 혼잡비용에 대한 위험 회피(Risk-hedge) 수단이다.

○ 재무적 송전권(FTR, Financial Transmission Rights)

재무적 송전권(FTR)이란 금융상품의 하나로, 하루전 시장에서 발생하는 송전혼잡 비용의 일부를 보상받을 수 있는 권리이다. ‘4.3.1 하루전 시장’에서 앞서 언급한 바와 같이 LMP에는 송전 혼잡비용이 포함되어 있는데, 이는 발전사업자와 전력 판매사업자(LSE)에게는 불확실성으로 작용하기 때문에 이를 해소(Risk-hedge) 하기 위한 하나의 방안이다.



재무적 송전권의 특징은 다음과 같다.

- ① 하루전 시장의 LMP를 기본으로 운영된다.
- ② 송전단(Source)과 수전단(Sink)이 정해져, 방향성을 가진다.
- ③ 물리적 권리가 아닌, 재무적 권리이다.

FTR은 장기(1~3년), 연간 및 월간 경매를 통해 구매할 수 있으며, Secondary Market을 통해 PJM 회원들 사이에 사고 팔 수가 있다.

○ FTR의 종류 및 정산 방법

FTR은 방향성을 가지는데, FTR을 구매할 때 송전단(Source)과 수전단(Sink)이 정해진다. 구매한 FTR에 순행하는 전력흐름이 발생할 때는 보상을 받지만, 역행하는 전력흐름이 발생할 때는 책임비용(Financial Liability)이 발생할 수 있다.

책임비용의 부과 여부에 따라 두 가지 종류가 있는데, 이는 의무 FTR(FTR Obligation), 옵션 FTR(FTR Option)이다.

- 의무 FTR(FTR Obligation) : 송전권에 역행하는 전력 흐름시 책임비용 발생
- 옵션 FTR(FTR Option) : 송전권에 역행하는 전력 흐름시 책임비용 면제

그림 1.16 송전권 보상 및 책임비용



▲ 송전권 방향 = 송전혼잡 방향
송전권 구매시 송전혼잡 비용 보상

▲ 송전권 방향 ↔ 송전혼잡 방향
송전권 구매시 책임비용 부과

출처 PJM ARR and FTR Market(2016)

○ 경매 수익권(ARR, Auction Revenue Rights)

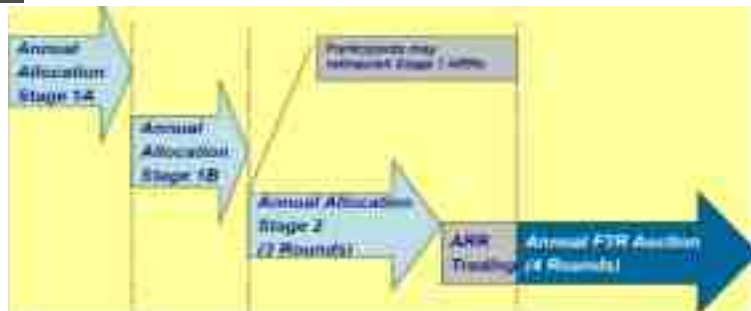
경매 수익권(ARR)은 연간 FTR 경매 결과 생긴 수익을 나누어 받을 수 있는 확정 송전 소비자*의 권리이다. 확정 송전 소비자는 연간 ARR 분배 1~2단계를 거쳐(그림1.17 참고) ARR을 무상으로 나누어 받으며, ARR 소유자는 그대로 보유하여 연간 FTR 경매의 수익을 받을 수도, 또다른 FTR로 바꿀 수도 있다.

용어 설명

확정 송전 소비자

Firm Transmission Service Customers. 사전에 예약한 송전선의 용량에 대해 무조건적으로 송전용량을 보장받은 전기사업자.

그림 1.17 연간 ARR 거래 절차



출처 Review on PJM's Ancillary Products of Auction Revenue Rights(2013)

II 에너지전환 정책 및 추진방향

1. 에너지전환 관련 정책 및 규제

에너지 전환 정책을 소개하기 전에 미리 설명할 점은, PJM은 에너지전환 관련 정책을 수립하는 주체는 아니다. 때문에 미 연방정부와 주정부의 주요 에너지전환 관련 정책과 환경 정책에 대해서 소개한다.

1.1 연방정부 정책 (Federal Policies)

○ 2050 탄소중립, 2035 전력분야 탄소중립

최근 에너지전환과 밀접한 키워드는 역시 "탄소중립(Carbon Neutrality 또는 Net Zero)"이다. 조 바이든 대통령은 후보시절부터 2050년 미국의 탄소중립을 공약한 가운데, 특히 전력분야는 2035년 탄소중립을 공약으로 했다. 취임후 한달여 후인 2021년 2월 19일 전임 도널드 트럼프 대통령이 탈퇴한 파리기후협약에 다시 가입함과 동시에, 미국이 다시 기후 위기 극복에 동참할 것임을 밝혔다. 아래는 바이든 대통령이 후보시절 발표한 전력분야 공약들이다.

- 셰일가스를 통한 수소생산과 동일한 비용으로 재생에너지를 통해 수소생산
- 현존 원전 절반 가격의 소규모 원전(SMR, Small Modular Reactors) 개발
- 원전 폐기물 처리비용 효율화 연구개발
- 발전설비 배출 이산화탄소 포집 및 지하 저장(CCUS)
- 세제혜택과 충전시설 증대로 전기차 보급 확대

■ 2020~2021 미국의 이상기후 현상



▲ ('20.08) 캘리포니아 산불



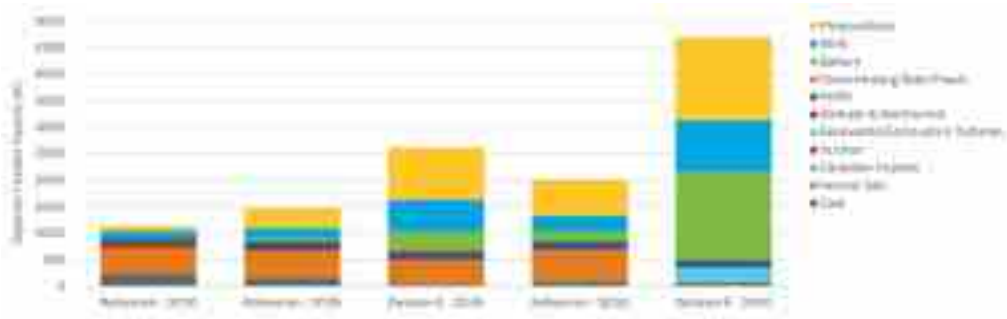
▲ ('21.02) 텍사스 한파

'21년 1월 20일 바이든 대통령 취임 후, 바이든 정부가 현재까지 밝힌 탄소중립 달성 방안중 전력분야 계획은 아래와 같다.

- 2030년까지 해상풍력 30GW 설치
- 2025년까지 225GW 태양광 설비 설치
- 2035년까지 1,000GW 태양광 설비 설치, 전체 전력 공급의 40%를 태양광으로 공급
- 2050년까지 1,600GW 태양광 설비 설치, 전체 전력 공급의 45%를 태양광으로 공급

* 참고 : Solar Futures Study(미국 에너지부)

그림 2.1 2050 발전설비 설비용량 믹스 시나리오



출처 Department of Energy, 2021, Solar Futures Study

1.2 주정부 환경 규제 등 (State Policies)

○ 뉴저지주 등 "State Renewable Portfolio Standards(State RPS)"

PJM 지역내 일부 주는 신재생 에너지 공급 의무화(RPS) 제도를 채택하여 운영하고 있다. 소매 판매 사업자는(LSE, Load Serving Entities) 일정 부분의 부하를 반드시 신재생 에너지를 통해 공급해야 하는데, 실제로 신재생 발전기를 운영하거나 다른 신재생 사업자로부터 REC(신재생 공급 인증서)를 구입하는 두 가지 방법이 있다. 의무 신재생 발전 할당량을 달성하지 못할 시에는 Alternative Compliance Payments(ACPs)라고 불리는 범칙금을 지불하여야 한다.

RPS 목표시기와 의무할당률의 경우 각 주마다 자율적으로 결정하고 있으며, 각 주의 목표는 아래 그림과 같다.

그림 2.1 PJM 관내 주들의 RPS 계획



출처 PJM. 2020. Editorial Report

○ 뉴저지주 등 "Regional Greenhouse Gas Initiative(RGGI)"

RGGI는 2009년에 시작된 미국 최초 탄소 거래 프로그램이다. 뉴저지주 등 11개 주 사이의 협의체로, 25MW 이상의 발전설비 CO₂ 발생 총량 제한 및 회원간 CO₂ 배출권 거래를 통해 탄소 배출을 줄이는 것을 목표로 한다. RGGI는 2030년까지 회원간 탄소배출을 2020년 수준의 30%까지 줄일 것을 목표로 하고있다.

○ 뉴저지주 등 "Clean Energy States Alliance"

CESA(Clean Energy States Alliance)는 청정 에너지 확대를 위한 미국 주 정부내 에너지 기관간의 연합체이다. 18개 주와 워싱턴DC를 대표하는 에너지 기관이 참여하고 있다. 멤버간 기술교류/기술지원/교육, 주간(州間) 프로젝트 추진 등의 역할을 하고있다.

1.3 PJM의 에너지 전환 대비

○ State Policy Solutions Group

PJM 관내 주들의 에너지 전환 정책을 보조하기 위한 전문가 자문 그룹. PJM은 전력계통 및 전력시장, 전력망 계획에 있어 전문성을 활용해 각 주들의 에너지 전환, 탈탄소 정책을 돕고자 하는 그룹이다.

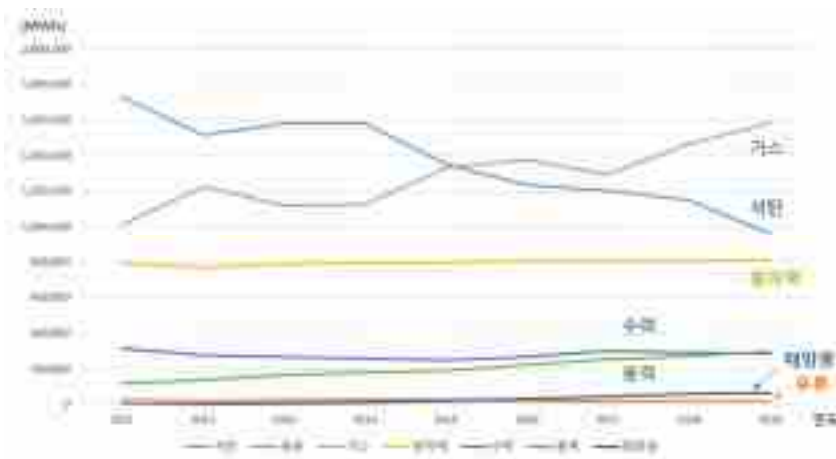
2. 에너지전환 : 탈석탄, 원전유지, 가스발전 확대

PJM 지역을 포함하여 지난 10년간 미국의 에너지 전환 추진은 유럽에 비해 부진했다. 2019년 기준 미국 전체 발전량중 신재생에너지가 차지하는 비율은 약 8.7%로, 2019년 독일은 전체 발전량의 46%를, 영국은 전체 발전량의 35%를 신재생에너지로 공급한것과는 상당히 비교되는 수치이다.

한가지 주목할만한 변화는 2015년을 기점으로 석탄발전이 급격히 줄고 있으며, 그 자리를 가스발전이 대체하고 있는 점이다(그림 2.2 참조). 이러한 변화는 PJM에서도 동일하게 확인할 수 있으며, 2020년 기준 PJM 전력시장에서 가스발전의 비중은 40%에 육박한다.

다만 2021년 바이든 행정부가 출범하며 임기내 탄소중립 분야에 2조 달러 (약 2,350조원) 투자를 공약한 만큼, 미국의 에너지 전환은 이제 본격적으로 속도를 낼 것으로 전망된다.

그림 2.2 2011~2019 미국 전체 연료별 발전량



출처

Electric Power Annual, 2020, EIA

III 전력공급

1. 전력공급 현황

1.1. 설비용량 및 전원구성

2021년 6월 기준, PJM의 설비용량은 185,442MW 이며, 비중은 가스(39.7%), 석탄(26.2%), 원자력(16.4%) 순이다. 2010년 이래로 PJM 내 주요 발전설비는 석탄화력에서 가스발전과 신재생에너지로 대체되었다. 반면 원자력과 수력발전 설비는 일정하게 유지되었다.

표 3.1	연도별 설비용량									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
용량[MW]	178,846	181,990	183,095	183,724	177,682	182,449	183,881	185,951	184,744	184,237
출처	Monitoring Analytics. 2011~2020. State of the Market Report for PJM									

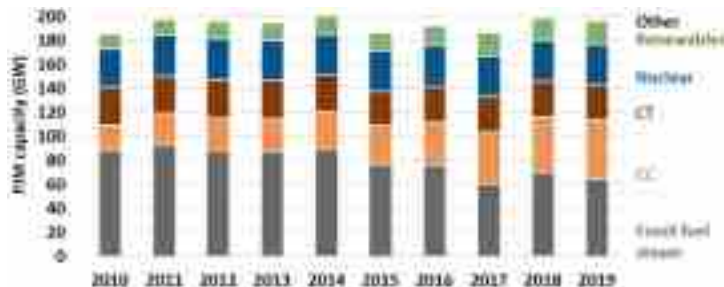
* (참고) 2020년 기준 한국의 설비용량 133,391MW (출처 : 한국전력공사 한국전력통계 제90호)

표 3.2	2021년 기준, 연료원별 설비용량											
	석탄	원자력	가스	유류	고체* 재생E	액체 재생E	가스 재생E	수력	태양광	풍력	수요 자원	총합
용량 [MW]	52,158	32,656	79,057	7,860	623	42	851	8,885	1,529	1,779	13,864	199,304
비중 [%]	26.2%	16.4%	39.7%	3.9%	0.3%	0.0%	0.4%	4.5%	0.8%	0.9%	7.0%	-

* 고체 재생E : 폐기물 발전, 목재
 액체 재생E : 흑액(Black Liquor, 원목재 폐액)
 가스 재생E : 매립지 가스, 바이오매스 가스

출처	PJM. 2021. Capacity by fuel type 2021
----	---------------------------------------

그림 3.2 2010~2019 연료유형별 설비용량 추이



출처	IEEFA, 2020, Risks outweigh rewards for investors considering PJM natural gas projects
----	----------------------------------------------------------------------------------------

1.2 발전실적

	표 3.3		연도별 발전량							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
석탄	360,306	332,762	353,463	349,961	287,634	275,289	256,613	239,612	197,165	156,575
	46.9%	42.1%	44.3%	43.3%	36.6%	33.9%	31.8%	28.6%	23.8%	19.3%
원자력	262,968	273,372	277,278	277,635	279,106	279,546	287,575	286,155	278,911	276,607
	34.2%	34.6%	34.8%	34.4%	35.5%	34.4%	35.6%	34.2%	33.6%	34.2%
가스	110,345	148,230	130,102	144,140	184,083	217,199	219,205	259,051	302,116	322,504
	14.4%	18.8%	16.3%	17.8%	23.4%	26.7%	27.1%	30.9%	36.4%	39.8%
수력	15,278	12,649	14,085	14,394	13,066	13,686	14,868	19,415	16,696	16,423
	2%	1.6%	1.8%	1.8%	1.7%	1.7%	1.8%	2.3%	2.0%	2.0%
풍력	11,561	12,633	14,826	15,540	16,609	17,716	20,714	21,628	24,167	26,460
	1.5%	1.6%	1.9%	1.9%	2.1%	2.2%	2.6%	2.6%	2.9%	3.3%
폐기물	5,559	5,177	4,185	4,833	4,729	4,358	3,984	4,507	4,237	4,423
	0.7%	0.7%	0.5%	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
유류	2,136	5,031	1,948	1,073	917	2,163	2,301	3,580	1,788	2,054
	0.3%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.3%	0.3%	0.4%	0.2%	0.3%
태양광	55	233	355	401	542	1,019	1,468	2,110	2,780	3,842
	0%	0%	0%	0%	0%	0.1%	0.2%	0.3%	0.3%	0.5%
배터리	0.2	0.3	0.7	6.5	7.6	15.7	25.1	14.4	18.8	36.1
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0.0%	0%
바이오	-	-	-	-	-	1,541	1,473	1,572	1,279	914
	-	-	-	-	-	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%
총계	768,210	790,090	797,100	807,986	786,698	812,536	808,229	837,648	829,162	809,842
출처	2011~2020년도 State of the Market Report for PJM(Monitoring Analytics)									

* (참고) 2020년 기준 한국의 발전량 575,269GWh (출처 : 한국전력공사 한국전력통계 제90호)

그림 3.3 2010~2019 연료유형별 발전량 추이



출처 Monitoring Analytics. 2011~2020. State of the Market Report for PJM

1.3 전력 수출/수입량

PJM 시장 참여자는 PJM 외의 계통으로도 전력을 수출/수입할 수 있다. 거래의 형태는 계통간의 전력가격 차이에 따라 장기, 단기 쌍무계약 등 다양하다. 2020년 기준, PJM은 실시간 시장과 하루전 시장에서 모든 달에 전력을 순(Net) 수출했다. 수출/수입은 인근 RTO인 NYISO와 MISO 및 남동부 (Southeast) 계통과의 접속점인 CPLE, CPLW, DUK, LGEE, TVA를 통해 수출/수입 하고 있다.

표 3.4		2019-2020년도 시장종류별 수출/수입량	
		2019	2020
실시간 시장	수입[GWh]	10,370.4	6,462.4
	수출[GWh]	42,044.6	48,092.6
	합계[GWh]	31,674.1 수출	41,630.2 수출
하루전 시장	수입[GWh]	51,070.4	34,815.4
	수출[GWh]	58,245.4	50,230
	합계[GWh]	7,174.9 수출	15,414.6 수출
출처	Monitoring Analytics. 2020. State of the Market Report for PJM		

그림 3.5 PJM 수출/수입 접속점 지도



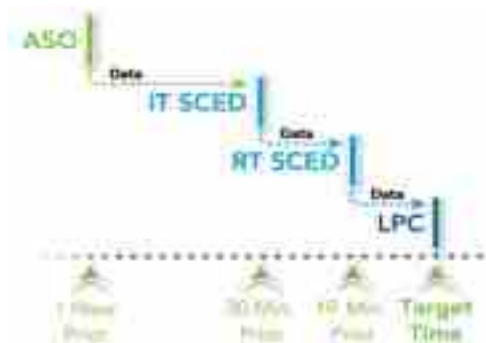
출처 Monitoring Analytics. 2020. State of the Market Report for PJM

2. 실시간 전력계통 운영 체계

2.1 실시간 급전운영 어플리케이션

PJM은 실시간 전력계통을 운영하기 위해 다양한 어플리케이션을 사용한다. 어플리케이션들은 아래 [그림3.6]과 같이 유기적으로 작동하며 서로 데이터를 주고 받는다.

그림 3.6 실시간 급전 운영 절차



출처 PJM Manual 11 : Energy&Ancillary Services Market Operations (2021)

○ 보조서비스 최적화 어플리케이션(ASO, Ancillary Services Optimizer)

- 전력공급 60분전
- 주파수 제어 예비력 및 비유연성 예비력* 필요량 계산 및 지정
 - * 비유연성 예비력(Inflexible Resources) : 최소 운전 시간 1시간
 - 유연성 예비력(Flexible Resources) : 이미 기동중으로, 최소 운전 시간 없는 자원

○ 중기 안전도 제약 경제급전

(IT SCED, Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch)

- 전력공급 30분전
- 수요예측
- 발전기 출력제어
- 경제성 수요반응 자원(DR), 비유연성 예비력, CT(가스터빈) 급전지시

○ 실시간 안전도 제약 경제급전

(RT SCED, Real-Time Security Constrained Economic Dispatch)

- 전력공급 10분전
- 현재 계통을 바탕으로 10분 뒤 전력계통 상황을 예측해 최종 급전지시
- Tier2 동기 예비력, 비동기 예비력 급전지시

○ 지역별 가격 결정(LPC, Locational Pricing Calculator)

- 매 5분마다 계산
- 지역별 한계 가격(LMP), 동기 예비력 가격(SRMCPs), 비동기 예비력 가격(NSRMCPs), 주파수제어 예비력 가격(RMCPs) 계산

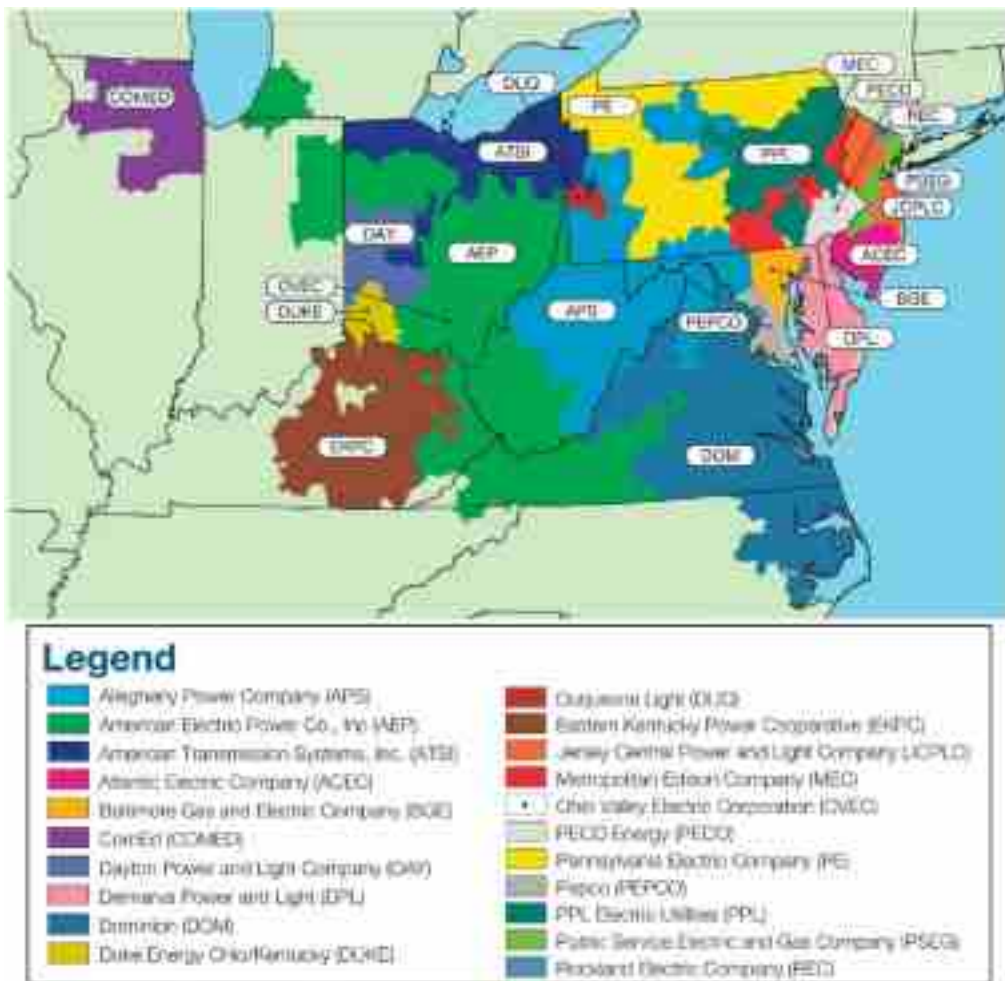


▲ PJM Control Room (<https://insidelines.pjm.com>)

2.2 제어구역 (Control Zone)

PJM 관할구역은 송전회사의 공급구역을 토대로 하여 지리적으로 21개의 구역으로 구분하여 전력계통을 운영하는데, 이를 제어 구역(Control Zones) 또는 송전 구역(Transmission Zones)라고 부른다. 이들 21개 제어구역이 급전지시 등을 위한 기초 단위가 되고 있다.

그림 3.7 PJM Control Zone 지도



출처 Monitoring Analytics. 2020. State of the Market Report for PJM

3. 송전

PJM은 전력계통을 운영하지만, 송전설비를 소유하지는 않는다. 송전설비를 소유하며 유지보수하는 송전회사(Transmission Owner 또는 Transco)가 존재하며, 2021년 8월 기준 PJM 회원중 송전회사는 총 52개가 있다.

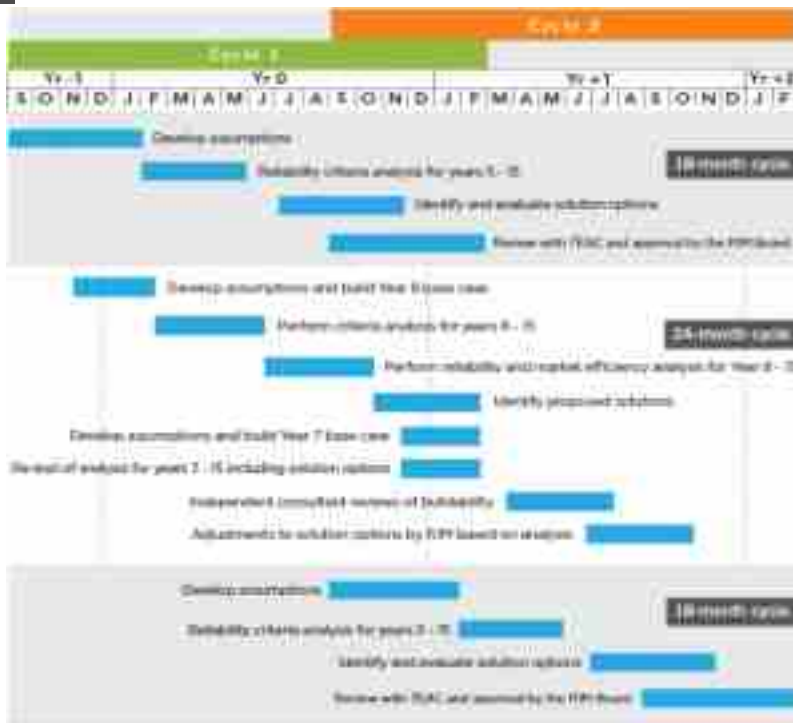
'4.2 송전망지도'에 나와있듯이 주요 기간망 전압은 765kV, 500kV(동부), 345kV(서부)이며, 그 이하 전압으로 230kV, 138kV, 69kV 선로를 운영하고 있다.

3.1 송전망 확장 계획 (RTEP, Regional Transmission Expansion Plan)

송전망 확장 계획수립은 전력시장 운영, 전력계통 운영과 함께 PJM의 3대 기능 중 하나이다. 전력 수급 계획과 더불어 시장 효율화, 전력설비 노후, 에너지 정책 등 다양한 요소를 고려하여 수립하며, 수립 과정은 아래와 같다.

○ 송전망 확장 계획수립 과정(RTEP Process)

그림 3.8 PJM Control Zone 지도



출처 PJM, 2020, PJM Regional Transmission Expansion Planning Process

송전망 확장 계획(RTEP)은 향후 15년간의 전력계통 신뢰도를 평가하는 24개월간의 과정이다. 미래 전력계통 예측 모델을 만들어 계통 이슈를 미리 점검하는 절차를 거친다. 24개월간의 계획 수립 과정은 겹쳐지는 18개월 주기의 두 개 사이클로 이루어진다.

○ 시장 효율성 검토 과정(Market Efficiency Process)

그림 3.9 PJM Control Zone 지도



출처 PJM, 2020, PJM Regional Transmission Expansion Planning Process

송전망 확장 계획(RTEP)은 시장 효율성 분석 과정을 포함한다. 이는 신뢰도 증진을 위한 송전망 확충 방안중, 어떤 방안이 시장측면에서 비용대비 효과적인지 분석하는 과정이다. 송전망 확충 계획이 PJM 이사회의 승인을 받기 위해서는 신뢰도 뿐 아니라 경제성도 확보해야 한다.

시장 효율성 분석은 12개월 사이클과 24개월 사이클로 이루어져 있는데, 모두 연말에 시작된다.

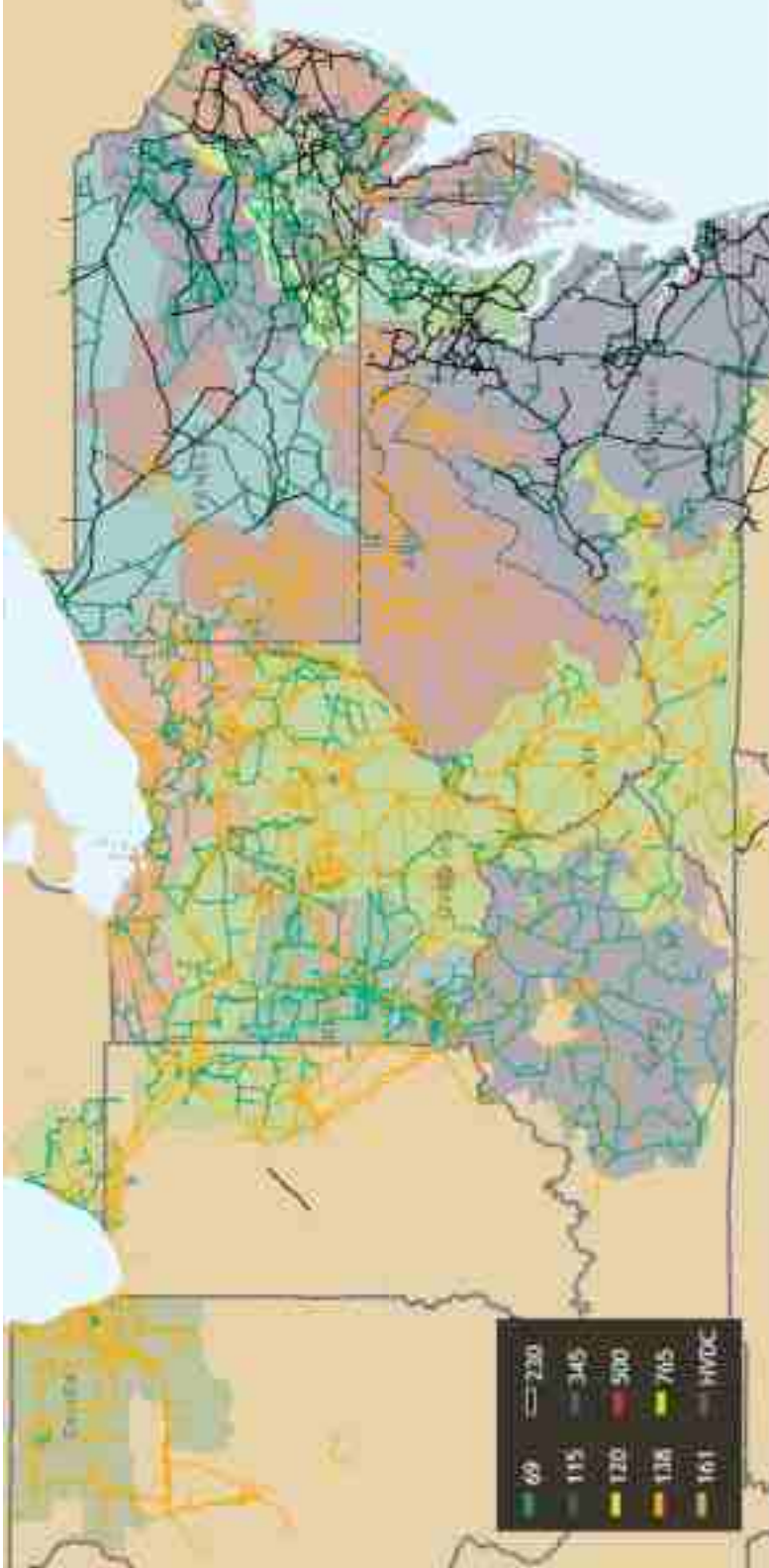
3.2 PJM (송전망 지도)

그림 3.10 PJM 345kV 이상 송전망 지도



출처 www.pjm.com/library/maps

그림 3.11 PJM 230kV 이하 송전망 지도



출처 www.pjm.com/library/maps

IV 전력수요

1. 전력수요 현황

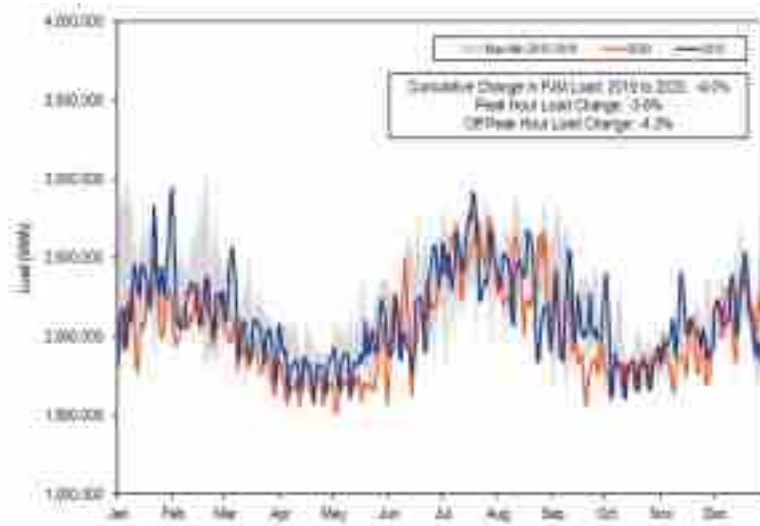
PJM의 시간당 실시간 부하는 2019년에 비해 2020년 4% 감소했다. 수출량을 포함한 시간당 실시간 부하는 2019년에 비해 2020년 3.1% 감소했다. PJM은 이러한 부하 감소는 코로나19와 날씨의 영향으로 분석한다.

표 4.1 연도별 피크부하										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
부하 [MWh]	158,016	154,344	157,508	141,673	143,697	152,177	142,387	147,042	148,228	141,449
출처	Monitoring Analytics. 2011~2020. State of the Market Report for PJM									

표 4.2 연도별 시간당 평균 부하량										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
부하 [MWh]	82,541	87,011	88,332	89,099	88,594	88,601	86,618	90,308	88,120	84,584
출처	Monitoring Analytics. 2011~2020. State of the Market Report for PJM									

* (참고) 2020년 한국의 시간당 평균 부하량 : 58,135MWh (출처 : 한국전력공사 한국전력통계 제90호)

그림 4.1 2019, 2020년도 부하 추이



출처 Monitoring Analytics. 2011~2020. State of the Market Report for PJM

2. 소매시장 판매 체계

앞서 설명한 바와 같이, PJM 관할 주(州) 사이에서도 전력산업 구조개편의 진행 정도는 차이가 있다. 때문에 주(州)마다 최종 소비자에게 전력을 판매하는 방식은 차이가 있으나, 전력시장 자유화(Deregulated)된 주와 소매 경쟁이 규제(Regulated)되는 주 사이의 전력 소매 판매 방식의 차이를 소개한다. 구체적인 판매 체계는 주마다, 지역마다 상이하다.

2.1 전력시장 규제 (Regulated Market)



PJM 지역내 소매 전력시장이 규제된 주는 웨스트 버지니아 등 5개 주이다. 소비자는 지역에 따라 판매 사업자가 정해지는 것이 가장 큰 특징이다. 특히 웨스트 버지니아주는 AEP(American Electric Power)와 FE(FirstEnergy)가 전체 소비자 전력공급의 90% 이상을 하고 있고 발전 자회사를 두고 있으며, AEP는 송전사업도 하고 있다는 점에서 수직 통합형 전력회사(Vertically Integrated)의 형태를 하고 있다.

* 출처 : Public Service Commission of West Virginia, *Electric Supply-Demand Forecast Report for 2017-2026* (2017)

2.2 전력시장 자유화 (Deregulated Market)



PJM내 전력시장 경쟁체제를 운영하고 있는 주는 뉴저지, 메릴랜드 등 8개 주와 워싱턴DC이다. 규제된 전력 소매시장과 가장 대비되는 특징은 한 지역에

서도 여러 판매사업자중 선택해 전력을 구매한다는 점이다. 때문에 소비자는 통신회사를 선택하듯 전력회사도 비교하여 선택한다. 혼동될 수 있는 부분이 배전사업자(Utility)와 판매사업자(Supplier 또는 Provider)인데, 이 둘은 반드시 일치할 필요는 없다. **배전사업자**는 한 지역의 배전망을 독점하며 배전설비 소유/유지보수 사업을 하며, 일반적으로 판매사업을 겸한다. **판매사업자**는 전력시장 자유화가 된 지역에만 있는 개념으로, 전력설비를 소유하지 않더라도 전력 도매시장에서 전력을 구매해 최종 소비자에게 판매하는 사업자를 일컫는다. 일반적으로 판매사업자는 가스 공급 사업을 겸하며 전기/가스 결합 상품 등 다양한 요금제로 소매시장에서 소비자의 선택을 받고자 경쟁한다.



V 도매 가격 및 소매 요금

1. 도매 가격

앞서 언급한 바와 같이 PJM이 운영하는 전력 도매시장은 에너지 시장(하루 전/실시간), 용량 시장, 보조서비스 시장, 재무적 송전권 시장으로 구분된다. 따라서 도매시장의 가격 역시도 시장별로 구분해서 이해해야만 한다.

2020년의 전력 도매시장 LMP(지역별 한계 가격)은 역사상 최저치인데, 가장 큰 이유는 발전 연료 가격 하락이며, 그리고 비교적 온난한 겨울 날씨, 코로나19로 인한 수요하락이 다음 원인으로 꼽힌다.

1.1 에너지 시장 가격

○ 실시간 시장 LMP

시간대별 가중치(Load-weighted)*를 적용하고, 인플레이션을 반영할 때 2020년의 실시간 시장 평균 LMP는 1999년 4월 PJM이 실시간 전력시장을 운영하기 시작한 이래 가장 낮으며, 그 중에서도 2020년 4월의 실시간 시장 평균 LMP는 월평균 LMP 가운데 가장 낮다.

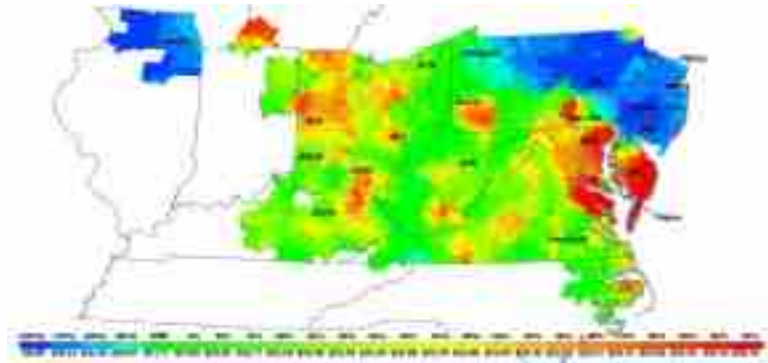
* 시간대별 가중치 적용(Load-weighted LMP)이란, 시간대별로 LMP가 다르고 전력 소비량이 다르기 때문에 시간대에 따라 달라지는 전력 구매량에 가중치를 두고 계산한 평균 가격이다.

표 5.1	2011-2020년도 실시간 시장 평균 LMP [\$/MWh]		
	평균 LMP	평균 LMP * 시간대별 가중치 적용	평균 LMP * 시간대별 가중치 적용, 인플레이션 반영
2011	42.84	45.94	33.01
2012	33.11	35.23	24.80
2013	36.55	38.66	26.82
2014	48.22	53.14	36.37
2015	33.39	36.16	24.69
2016	27.57	29.23	19.68
2017	29.42	30.99	20.43
2018	35.75	38.24	24.65
2019	26.02	27.32	17.28
2020	20.66	21.77	13.58

출처 Monitoring Analytics. 2021. State of the Market Report for PJM

지역별 수급상황을 반영한 LMP의 지역간 차이는 다음 그림에서 드러난다. 워싱턴DC, 각 주의 주도(州都) 및 대도시를 중심으로 높은 LMP가 형성되어 있음을 알 수 있다.

그림 5.1 2020년 연간 LMP 지역별 비교



* 빨간색 : 높은 가격, 파란색 : 낮은 가격

출처 Monitoring Analytics. 2021. SOM press briefing

○ 하루전 시장 LMP

시간대별 가중치(Load-weighted)*를 적용하고, 인플레이션을 반영할 때 2020년의 LMP는 2000년 PJM이 하루전 시장을 운영하기 시작한 이래 가장 낮으며, 그 중에서도 2020년 4월의 월평균 하루전 시장 평균 LMP는 월평균 LMP 가운데 가장 낮다.

표 5.2 2011-2020년도 하루전 시장 평균 LMP [\$/MWh]

	평균 LMP	평균 LMP * 시간대별 가중치 적용	평균 LMP * 시간대별 가중치 적용, 인플레이션 반영
	2011	42.52	45.19
2012	32.79	34.55	24.33
2013	37.15	38.93	27.00
2014	49.15	53.62	36.71
2015	34.12	36.73	25.08
2016	28.10	29.68	19.98
2017	29.48	30.85	20.34
2018	35.69	37.97	24.47
2019	26.03	27.23	17.23
2020	20.33	21.40	13.35

출처 Monitoring Analytics. 2021. State of the Market Report for PJM

* (참고) 2020년 한국의 평균 SMP는 68.87원/kWh으로, 약 75.48\$/MWh (출처 : 전력거래소 2020년도 전력시장 통계, 2020년 12월 환율 기준)

그림 5.2 2000-2020년도 하루전 전력시장 월간 평균LMP 추이



* 파란색 : 시간대별 가중치 적용
 주황색 : 시간대별 가중치 적용+인플레이션 반영

출처 Monitoring Analytics. 2020. State of the Market Report for PJM

○ 송전 혼잡 비용

표 5.3 연도별 총 송전 혼잡 비용(Total congestion costs)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
혼잡비용 (백만\$)	999	529	677	1,932	1,385	1,024	698	1,310	583	529

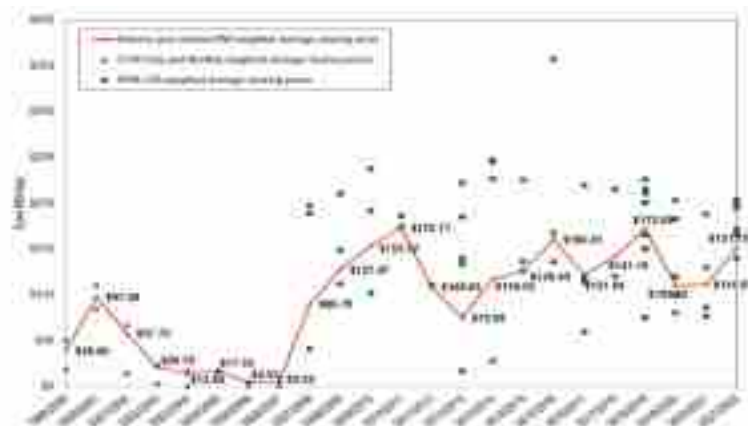
출처 Monitoring Analytics. 2021. 2020 State of the Market Report for PJM

1.2 용량 시장 가격

표 5.4	2018/2019-2021/2022년도 용량시장 낙찰가격 [\$/MW-day]			
	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
RTO				
AEP	158.20	93.63	74.42	137.02
APS	158.20	93.63	74.42	137.02
ATSI	148.42	92.97	69.75	149.70
Cleveland	158.68	89.17	68.93	106.96
ComEd	199.02	188.90	182.15	191.17
DAY	158.20	93.63	72.42	138.19
DEOK	158.20	93.63	121.24	133.54
DLCO	158.20	93.63	74.42	137.02
Dominion	158.20	93.63	74.42	137.02
EKPC	158.20	93.63	74.42	137.02
MAAC				
EMAAC				
AECO	214.31	112.48	182.04	164.07
DPL	214.31	112.48	182.04	164.07
DPL South	211.38	115.95	178.65	161.07
JCPL	214.31	112.48	182.04	164.07
PECO	214.31	112.48	182.04	164.07
PSEG	210.92	110.56	165.74	199.70
PSEG North	211.71	116.03	176.45	202.27
RECO	214.31	112.48	182.04	164.07
SWMAAC				
BGE	141.58	88.20	80.71	189.98
Pepco	144.90	90.59	84.24	134.58
WMAAC				
MEt-Ed	152.65	93.81	81.85	136.11
PENELEC	152.65	93.81	81.85	136.11
PPL	147.90	88.53	85.07	139.16

출처 Monitoring Analytics. 2020. State of the Market Report for PJM

그림 5.3 1999/2000~2021/2022년도 용량 가격 추이



출처 Monitoring Analytics. 2020. State of the Market Report for PJM

2. 소매 요금

PJM과 같이 전력산업 구조개편을 완료한 지역의 경우, 전력 소매시장은 PJM과 무관하게 별도의 판매 사업자 간 경쟁을 통해 이루어진다. 최종 소비자와 판매 사업자간 계약 방식은 우리나라와 비교하면 훨씬 다양한 방법으로 이루어지며, PJM 지역내에서도 각 주(州) 정책에 따라서 달라지므로 PJM의 소매시장 전기요금을 일률적으로 정의하기는 쉽지 않다. 다만 참조를 위해 아래의 통계를 수록한다.

표 5.5	2011-2020년도 미국 평균 소매 전기요금 [센트/kWh]				
	주거	상업	산업	교통	종합
2011	11.72	10.24	6.82	10.46	9.90
2012	11.88	10.09	6.67	10.21	9.84
2013	12.13	10.26	6.89	10.55	10.07
2014	12.52	10.74	7.10	10.45	10.44
2015	12.65	10.64	6.91	10.09	10.41
2016	12.55	10.43	6.76	9.63	10.27
2017	12.89	10.66	6.88	9.68	10.48
2018	12.87	10.67	6.92	9.70	10.53
2019	13.01	10.68	6.81	9.66	10.54
2020	13.20	10.65	6.66	9.90	10.66
출처	EIA, 2021, Electric Power Monthly with Data				

* (참고) 2020년 한국의 전기요금 종합 판매단가는 109.8원/kWh으로, 약 9.42센트/kWh (출처 : 한국전력공사 한국전력통계 제90호, 2021년 8월 환율 기준)

아래는 PJM 주요 관할 주(州)의 전기요금을 분류했다.

표 5.6		2016-2020년도 PJM 관내 평균 소매 전기요금 [센트/kWh]				
년도	주	주거	상업	산업	교통	종합
2016	델라웨어	13.42	10.07	8.11	-	11.09
	메릴랜드	14.23	10.99	7.89	7.85	12.21
	뉴 저지	15.72	12.26	10.16	8.68	13.38
	오하이오	12.47	9.97	6.98	7.93	9.84
	팬실베니아	13.86	9.22	6.92	7.64	10.19
	웨스트 버지니아	11.44	9.35	6.57	-	8.98
2017	델라웨어	13.35	9.89	7.78	-	10.91
	메릴랜드	13.96	10.75	8.37	7.74	11.98
	뉴 저지	15.65	12.28	10.12	8.81	13.32
	오하이오	12.63	10.05	6.92	7.50	9.84
	팬실베니아	14.23	8.98	6.77	7.16	10.13
	웨스트 버지니아	11.63	9.58	6.64	-	9.00
2018	델라웨어	12.53	9.65	7.95	-	10.55
	메릴랜드	13.30	10.43	8.23	7.44	11.57
	뉴 저지	15.41	12.21	10.07	9.07	13.23
	오하이오	12.56	10.11	7.01	7.33	9.94
	팬실베니아	13.89	8.94	6.84	7.78	10.10
	웨스트 버지니아	11.18	9.24	6.40	-	8.72
2019	델라웨어	12.55	9.53	7.70	-	10.52
	메릴랜드	13.12	9.97	7.80	7.37	11.24
	뉴 저지	15.85	12.23	10.16	8.80	13.42
	오하이오	12.38	9.72	6.55	6.83	9.58
	팬실베니아	13.80	8.71	6.41	7.26	9.81
	웨스트 버지니아	11.25	9.16	6.02	-	8.49
2020	델라웨어	13.22	9.57	6.93	-	10.74
	메릴랜드	12.84	9.56	7.59	7.83	11.0
	뉴 저지	15.85	13.5	10.57	9.25	14.29
	오하이오	12.06	9.47	5.87	7.10	9.40
	팬실베니아	13.61	8.44	6.08	9.09	9.63
	웨스트 버지니아	11.98	9.34	6.22	-	8.8

출처 EIA, 2021, Electric Power Monthly with Data

* (참고) 2020년 한국의 전기요금 종합 판매단가는 109.8원/kWh으로, 약 9.42센트/kWh (출처 : 한국전력공사 한국전력통계 제90호, 2021년 8월 환율 기준)

VI 시사점

1. 전력시장 자율화

앞서 살펴본 바와 같이 PJM은 1999년부터 전력시장 자율화(Deregulated Electric Markets)를 목표로 발전부문, 판매부문의 경쟁체제를 도입했다. 우리나라 전력산업을 기준으로 비춰본다면 PJM의 선도적인 전력시장은 좋은 선례이다. 따라서 전력시장의 자율화에 따른 찬/반 논란에 대해 살펴보고자 한다.

* (참고) Klein Center for Energy Policy, Grid Forward Debate : Has Electricity Deregulation Led to Better Community Outcomes?, 2020
APPA, 2021, Retail Electric Rates in Deregulated and Regulated States

○ 찬성 : 전력시장 자율화를 통한 경쟁은 모두의 편익을 증진시킨다

전력시장 자율화에 찬성하는 측의 주장을 요약하자면, 전력시장의 자유화는 발전 단가를 낮추고 더 나은 서비스를 제공하며 전력분야의 혁신을 도모한다는 것이다. 더 나아가 소매시장에서의 친환경 요금제 선택권을 제공하거나 탄소세를 소비자에게 부과하는 방법 등으로 에너지 전환을 촉진시키고 있다고 주장한다.

전력시장 자유화의 반대측 의견중 하나는 이러한 긍정적인 효과가 모든 전력시장에 균등하게 나타나지 않는다는 것인데, 이는 몇몇 전력시장의 설계나 시장감시 체계에 부족함이 있었기 때문이고 이마저도 시행착오를 거쳐 시간이 지나면 해결될 수 있는 문제라고 반론한다.

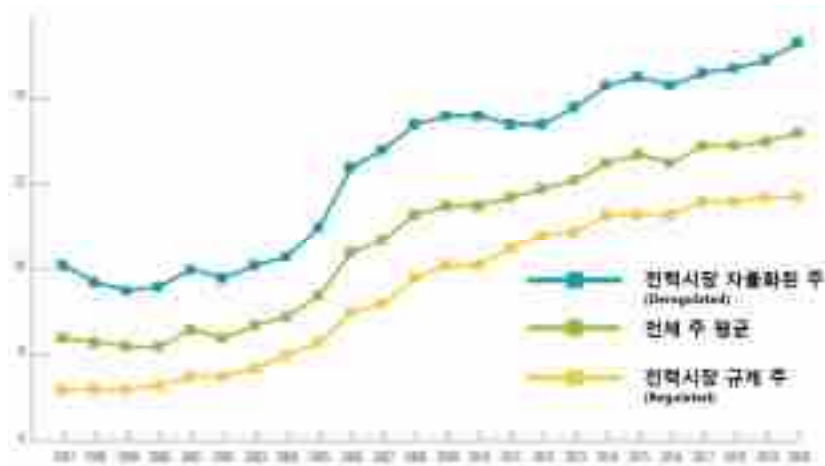
분산전원과 프로슈머(Prosumer)로 불리는 발전과 소비를 동시에 하는 소비자의 출현으로 전력시장에서의 경쟁은 불가피하며, 정책 결정권자들은 이러한 변화를 받아들여야 한다고 생각한다.

○ 반대 : 전력시장 자유화는 일반 소비자에게 불리하게 작용했다.

전력시장 자유화는 소비자가 최종적으로 지불하는 전기요금을 낮출 것으로 기대되었으나, 전력시장 자유화된 주(Deregulated States)와 전력시장 규제를 유지하는 주(Regulated States)간 전력회사의 수익 차이는 줄어들지 않았다는 비판이 있다(그림 6.1 참조).

표 6.1	전력시장 자유화vs규제 주간(州間) 평균 요금 비교 [cents/kWh]								
	1997	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
시장 자유화 (Deregulated)	8.1	8.0	11.5	11.8	11.5	11.7	11.9	11.8	12.1
시장 규제 (Regulated)	5.8	5.9	8.6	9.4	9.3	9.5	9.5	9.6	9.6
미국 평균	6.8	6.8	9.8	10.4	10.3	10.5	10.5	10.5	10.7
출처	APPA, 2021, Retail Electric Rates in Deregulated and Regulated States								

그림 6.1 전력시장 자유화vs규제 주간(州間) 가정용 kWh당 평균 이익 비교
단위 : cents/kWh



출처 APPA, 2021, Retail Electric Rates in Deregulated and Regulated States

PJM 관할 주요 주의 지난 23년간 전기요금 상승세를 보자면 뉴저지, 펜실베이니아, 델라웨어는 미국 평균보다 낮은 전기요금 상승률을 보였다. 반면 워싱턴DC와 메릴랜드는 미국 평균에 비해 높은 전기요금 상승률을 보였다.

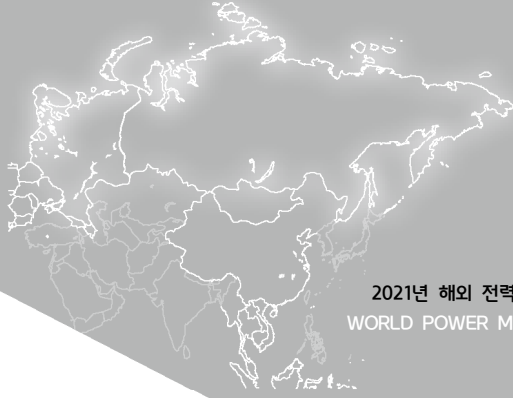
표 6.2	주별 평균 소비자 전기요금 [cents/kWh]		
	1997	2020	차이
델라웨어	7.0	10.5	3.5
워싱턴DC	7.4	12.3	4.9
메릴랜드	7.0	11.2	4.2
뉴저지	10.5	13.7	3.2
펜실베이니아	8.0	9.7	1.7
미국 평균	6.8	10.7	3.9
출처	APPA, 2021, Retail Electric Rates in Deregulated and Regulated States		

비영리기관 APPA(American Public Power Association)는 보고서에서 전력시장 자유화로 전기요금을 크게 줄일 것이라는 초기의 기대는 어긋난 것으로 주장한다.

한편 Energy Policy Group 회장 Bruce Edelston은 전력시장 자유화의 두 가지 문제점을 지적한다. 첫번째는 전기요금이다. 일부 도매시장에서의 발전단가 하락은 경쟁이 아닌 발전원 믹스의 변화로 인한 것이며 그마저도 이득을 본 최종 소비자는 일반 가정이 아닌, 상업 및 산업 부하라고 밝혔다. 두번째 문제는 용량시장의 불확실성이다. Edelston은 수직통합된 회사가 발전설비를 책임지고 운영하는 체제가, 용량 시장을 통해 발전설비의 향후 운영을 담보받는 것보다 신뢰성이 높다고 보고있다. 용량시장의 불확실성이 문제가 된 것이 2020년 캘리포니아의 순환정전 사태라고 주장한다.

<참고자료>

- (1) PJM, 2020 PJM Annual Report, 2021
- (2) PJM, Understanding the Differences Between PJM's Markets, 2019
- (3) PJM, *PJM Manual 12 : Balancing Operations*, 2021
- (4) PJM, *PJM Manual 18 : Capacity Market*, 2021
- (5) PJM, *Triennial Review of VRR Curve Shape*, 2014
- (6) PJM, *RPM 101 Overview of Reliability Pricing Model(교육자료)*, 2017
- (7) PJM, *PJM Manual 11 : Energy&Ancillary Services Market Opertations*, 2021
- (8) PJM, *Reserve Market(교육자료)*, 2018
- (9) PJM, *PJM Regulation Market(교육자료)*, 2018
- (10) PJM, *PJM Manual 06 : Financial Transmission Rights*, 2021
- (11) PJM, *PJM ARR and FTR Market(교육자료)*, 2016
- (12) PJM, Market Settlements-Advanced Transmission Services Module(교육자료), 2017
- (13) PJM, Financial Transmission Rights Market Review, 2020
- (14) Zhenyu Fan 외 1인, Review on PJM's Ancillary Products of Auction Revenue Rights, 2013
- (15) Monitoring Analytics, State of the Market Report for PJM 2011-2020
- (16) PJM, *PJM Manual 14B : PJM Region Transmission Planning Process*, 2021
- (17) EIA, *Electric Power Monthly with Data*, 2021
- (18) APPA(American Public Power Association), *Retail Electric Rates in Deregulated and Regulated States*, 2021
- (19) Kleinman Center for Energy Policy, Grid Forward Debate : Has Electricity Deregulation led to Better Community Outcomes?, 2020



예 VI. Nord Pool

김완수 차장, 박정혁 주임

동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로 수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로 참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리 소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며 동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는 문제들에 대하여 우리 소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

목 차

I. 개요 및 연혁	257
1. 개요	257
2. 주요 연혁	259
II. 지배구조 및 거래구조	264
1. Nord Pool 지배구조	264
2. Nord Pool 거래구조	265
III. 전력수급	278
1. 발전설비	278
2. 전력공급	280
IV. 전력수요	286
1. 소비현황	286
V. 시사점	291
<참고문헌>	292

I 개요 및 연혁

1. 개요

Nord Pool은 동부 노르웨이 전력회사 간 전력거래를 위한 협회를 근원으로 시작하였으나, 현재는 유럽 전력시장을 선도하는 주요 공인 전력시장운영자(NEMO; Norminated Electricity Market Operator)³²⁾ 중 하나가 되었다. Nord Pool은 1일전 시장(day-ahead market)과 1일간 시장(intraday market)을 시장 참여자들에게 제공하고 있으며, 기타 선도시장은 NASDAQ OMX Commodities에서 개설하여 운영하고 있다.³³⁾

Nord Pool은 2020년 현재 19개국(노르웨이, 스웨덴, 덴마크, 핀란드, 에스토니아, 라트비아, 리투아니아, 영국, 아일랜드, 독일, 오스트리아, 폴란드, 네덜란드, 벨기에, 룩셈부르크, 프랑스, 크루아티아, 불가리아, 조지아) 354개 회사들이 참여하는 전력시장을 운영하고 있으며, 오슬로, 스톡홀름, 헬싱키, 탈린, 런던, 베를린 등 6개의 주요 도시에 사무소를 설치하여 운영하고 있다. 2019년 12월 Nord Pool의 주식 66%를 Euronext에게 매각하면서 2020년 1월에 최종 인수되었다.

2020년 기준 Nord Pool 총 거래량은 995TWh이며, 개설된 시장별로 북유럽 및 발틱지역의 하루전 시장 거래량은 717.9TWh, 영국의 하루전 시장 거래량은 177.5TWh, 중앙서부유럽의 하루전 시장 거래량은 736.TWh, 당일 시장의 거래량은 26TWh로 각각 기록하였다.

32) NEMO는 유럽 내에 개설된 하루전 시장과 당일시장을 서로 연계하기 위하여 각국의 전력 당국에 의해 지정된 전력시장운영기관이다. NEMO는 지역별로 한 개가 독점하거나 여러 개가 서로 경쟁하는 형태로 구성되며, 2020년 현재 총 16개의 거래소가 지정되어 있다.

33) 2010년에 Nord Pool에서 개설한 현물시장을 제외한 기타 기능을 NASDAQ OMX에 매각하고 NASDAQ OMX Commodities Europe(Nasdaq Commodities)으로 개편하였다.

그림 1 Nord Pool 참여 국가



출처 : Nord Pool Annual Review 2020, p.17.

2. 주요 연혁

Nord Pool은 1932년 노르웨이 동부지역 전력회사 간 전력거래를 위해 설립된 조정협회(Foreningen Samkjøringen; the Coordination Association)에 그 뿌리를 두고 있다.

그림 2 Foreningen Samkjøringen(32)



출처 : 위키피디아

노르웨이 동부지역은 노르웨이 수도인 오슬로를 포함하는 가장 인구가 많은 지역으로 전체 인구의 50.4%³⁴⁾가 거주하고 있다. 1932년 당시 지역 내 자치단체 산하 전력회사 중 하나인 Akershus Energi의 최고경영자이자 노르웨이 수자원-발전부(NVE; Norges vassdrags- og energiverk, 현 Norwegian Water Resources and Energy Directorate의 전신)의 부이사였던 Augustin Paus가 수력발전소 간의 전력거래를 통한 수급조정 기관으로 조정협회를 설립하고 CEO를 겸임하였다. 1971년 이 기관은 전 노르웨이 발전소 간의 거래 및 수급조정을 위한 노르웨이 발전소 조정기관(Samkjøringen av kraftverkene i Norge; the Coordination of Power Stations in Norway)로 확대 개편되었고 1988년에는 거래에 참여하는 발전소가 118개에 이르렀다.

34) 2015년 기준 (출처: 위키피디아)

1986년에 노르웨이 수자원-발전부로부터 전력공급부문을 분리하여 수직통합 형태로 설립된 국영전력회사(Statkraftverkene)³⁵⁾와 기존에 지역별로 운영되어 온 지자체 소유 전력회사를 통하여 전력공급을 수행하는 체제가 1990년 이전까지 지속되었다. 이러한 국영 및 지자체 운영 공공기관 중심의 전력공급체제에서 노르웨이에서는 수력발전소에 과다한 투자가 이루어졌고, 이로 인해 발생한 상당한 규모의 수력발전 잉여설비로 인하여 전력가격 하방압력을 받게 되었다. 다만 수직독점 체제의 전력회사 구조로 인하여 노르웨이 전력소비자는 전력요금 인하 효과를 제대로 누리지 못하였고, 잉여전력은 상대적으로 낮은 가격으로 스웨덴에 수출되었다.

이러한 구조적 문제를 해결하기 위하여 1991년 노르웨이 의회는 전력거래를 위한 전력시장 자유화 결정을 하고, 국회 결정에 따라 1992년에 국영전력회사인 Statkraftverkene는 계통운영기관인 Statnett과 국영발전회사인 Statkraft SF로 분할되었다. 또한 모든 송전망에 대하여 제3자의 접근이 허용되었다. 이후 전국적인 전력시장 운영을 위하여 노르웨이 발전소 조정기관인 Samkjøringen av kraftverkene i Norge를 인수하여 독립기관인 Statnett Marked AS를 1993년에 Statnett의 자회사 형태로 설립하였다.

1995년 노르웨이 의회에서 북유럽 통합전력시장(integrated Nordic Market) 계약의 전반적인 골격에 대한 리포트(Report No.11)가 채택되고 노르웨이 노르웨이 수자원-에너지 관리국(NVE; Norges vassdrags- og energidirektorat, Norwegian Water Resources and Energy Directorate)이 Statnett Marked AS의 국경간 전력거래를 승인함에 따라, 1991년 독점기업인 Vattenfall의 발전 부문과 판매부문을 송배전부문으로부터 분할하고 1996년 1월에 새로운 전력법을 통해 판매시장 자유화까지 허용한 스웨덴이 1996년부터 노르웨이의 전력거래 시장에 참여하였다. 그리고 기존의 Statnett Marked AS를 노르웨이 TSO인 Statnett과 스웨덴 TSO인 Svenska Kraftnät가 각각 지분의 50%를 소유하는 Nord Pool ASA로 재편하였다. 이후 1998년에 핀란드가, 2000년에 덴마크가 각각 Nord Pool ASA 시장에 참여함에 따라 북유럽 통합시장이 완성되었다.

2000년에 유럽에너지거래소(EEX; European Energy Exchange)의 전신인 독일 Leipzig Power Exchange 설립에 참여하는 것을 시작으로, 2009년에는 유

35) 전력공급 기능을 Statkraftverkene으로 분리함에 따라 함께 노르웨이 수자원-발전부는 노르웨이 수자원-에너지 관리국(NVE; Norges vassdrags- og energidirektorat, Norwegian Water Resources and Energy Directorate)으로 재편되었다.

럽 시장연계 기구(EMCC; The European Market Coupling Company)³⁶⁾를 통한 덴마크-독일시장의 연계를, 2010년에 NASDAQ OMX Commodities과 협업을 통한 영국 전력시장인 N2EX를 설립 및 에스토니아를 Nord Pool AS 입찰지역에 포함, 2011년 네덜란드와 벨기에 당일시장에 Nord Pool AS의 Elbas를 도입, 2012년 리투아니아를 Nord Pool AS 입찰지역에 포함시키고, 2013년 라트비아를 Nord Pool AS 입찰지역에 포함시켰으며, 2014년 지역간 가격연계 프로젝트(PCR; the Price Coupling of Regions)를 통한 북유럽-서유럽 간 전력시장 연계 등을 통하여 범유럽 선도 전력시장으로서의 역할을 계속적으로 확대시키고 있다.

이에 따라 Nord Pool은 2015년에 유럽 내 10개 시장(오스트리아, 덴마크, 에스토니아, 핀란드, 프랑스, 영국, 라트비아, 리투아니아, 네덜란드, 스웨덴)에서 공인 전력시장운영자(NEMO; Norminated Electricity Market Operator)로 지정되었으며, 2016년에는 벨기에, 독일, 룩셈부르크, 폴란드에서, 2017년에는 아일랜드에서 공인 전력시장운영자로 지정되었다. 또한 2019년에는 7개 국가(불가리아, 크로아티아, 체코, 헝가리, 폴란드, 루마니아, 슬로베니아)를 포함한 총 21개국에 대해 범유럽 단일 당일시장(SIDC; Single Intraday Coupling)을 제공하였다.

반면에 Nord Pool은 전력거래시장 중 현물시장에의 역량 집중을 위하여 2002년에 Nord Pool ASA로부터 현물거래 분야를 분리시켜서 독립회사인 Nord Pool Spot AS를 설립하고, 2007년에는 Nord Pool ASA에 남아있던 청산 및 컨설팅 기능을, 2010년에는 선도시장 등을 운영하던 Nord Pool ASA를 모두 NASDAQ OMX에 매각하였다. 이에 따라 NASDAQ OMX는 NASDAQ OMX Commodities Europe(Nasdaq Commodities)으로 개편되었다.

2019년 12월에 Nord Pool AS의 주식 66%를 Euronext에게 매각하면서 2020년 1월에 최종 인수되었다.

표 1 Nord Pool AS 주요 연혁

1932	•동부 노르웨이 전력회사 간 전력거래를 위해 조정협회(Foreningen Samkjøringen; the Coordination Association) 설립
------	-----------------------------------------------------------------------------------------

36) EMCC는 유럽 전력시장 연계를 위하여 2008년 독일 함부르크에서 설립된 국가 간 지역연계선의 송전혼잡 관리서비스를 제공하는 회사이다. 현재는 해산된 상황이다.

1971	<ul style="list-style-type: none"> •노르웨이 타지역을 통합하여 노르웨이 발전소 조정기관(Samkjøringen av kraftverkene i Norge; the Coordination of Power Stations in Norway) 설립
1991	<ul style="list-style-type: none"> •노르웨이 의회의 전력시장 자유화에 대한 결정 발효
1993	<ul style="list-style-type: none"> •전력거래를 위한 독립기관으로 유한회사인 Statnett Marked AS 설립 •첫해 총 거래규모는 18.4TWh, 였으며 이는 가격으로 환산하면 15억5천만 NOK(노르웨이크로네)에 해당하는 금액임
1995	<ul style="list-style-type: none"> •노르웨이 의회에서 북유럽 전력시장(Nordic Market)에 대한 리포트가 채택됨 (Report No.11) •Norwegian Water Resources에 의해 Statnett Marked AS의 국경간 전력거래가 승인됨. 이는 오늘날 Nord Pool에서의 전력현물(Spot)거래 설립의 기반이 됨
1996	<ul style="list-style-type: none"> •노르웨이와 스웨덴 간 전력거래가 성립됨. 이에 따라 Statnett Marked AS를 Nord Pool ASA로 재편 (노르웨이 TSO인 Statnett과 스웨덴 TSO인 Svenska Kraftnät가 지분을 각각 50% 소유)
1998	<ul style="list-style-type: none"> •핀란드가 Nord Pool ASA 전력거래에 참여함. •덴마크 Odensa에 사무소 개설
1999	<ul style="list-style-type: none"> •핀란드와 스웨덴 그리고 서부덴마크(Jutlan/Fuden)에서 벨런싱마켓이 Elbas라는 이름으로 시작됨 •Elspot 거래가 7월1일부터 시작됨
2000	<ul style="list-style-type: none"> •덴마크가 전력거래에 참여함으로써 북유럽(Nordic)시장 통합 •유럽에너지거래소(EEX; European Energy Exchange)의 전신인 독일 Leipzig Power Exchange 설립에 참여 •프랑스 Powernext 거래소에 기술지원
2002	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool ASA의 현물(Spot)분야를 분리시켜 Nord Pool Spot AS 설립
2004	<ul style="list-style-type: none"> •덴마크가 Elbas시장에 참여
2005	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool Spot AS가 독일 Kontek 지역의 입찰을 받아들임. 이는 지리적으로 유럽 Vattenfall Europe Transmission 관할지역과 연계되는 것을 의미함 •Nord Pool Spot AS에서 유럽연합 배출권 거래 및 청산기능 수행. 이를 통해 배출권 거래를 수행하는 첫 번째 거래소가 됨
2006	<ul style="list-style-type: none"> •독일에 Elbas 시장을 개설함
2007	<ul style="list-style-type: none"> •서부 덴마크가 Elbas시장에 참여 •SESAM이라는 새로운 Elspot 거래시스템이 도입됨 •Nord Pool ASA에 남아있던 청산 및 컨설팅 기능을 NASDAQ OMX에 매각
2008	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool AS 역사상 가장 높은 거래량과 시장점유율을 달성함 (Elspot의 시장 점유율 70%)
2009	<ul style="list-style-type: none"> •Norway가 Elbas 당일 시장(Elbas intraday market)에 참여함 •유럽 시장연계 기구(EMCC; The European Market Coupling Company)를 통한 덴마크-독일시장의 연계를 11월 9일에 재시작 •Elspot 시장에 하한가격제(negative price floor)를 도입
2010	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool Spot AS와 NASDAQ OMX Commodities 간 협업을 통해 영국 전력 시장인 N2EX를 설립. •에스토니아가 Nord Pool Spot AS의 입찰지역에 포함되었고 리투아니아 전력시장에 기술적 지원을 제공

	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool Spot AS를 제외한 Nord Pool ASA를 NASDAQ OMX에 매각하고 NASDAQ OMX Commodities Europe(Nasdaq Commodities)으로 개편
2011	<ul style="list-style-type: none"> •네덜란드와 벨기에에 당일시장으로 Elbas가 각각 APX와 Belpex에서 허가받음
2012	<ul style="list-style-type: none"> •리투아니아가 Nord Pool Spot AS의 입찰지역에 포함됨
2013	<ul style="list-style-type: none"> •라트비아가 Elspot의 입찰지역에 포함됨 •라트비아와 리투아니아에 당일시장인 Elbas가 도입됨
2014	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool Spot AS가 영국 N2EX로부터 전력거래 현물시장 운영역할을 인수 •지역간 가격연계 프로젝트(PCR; the Price Coupling of Regions)를 통해 북유럽-서유럽 간 전력시장 연계 •Nord Pool Consulting이 출범
2015	<ul style="list-style-type: none"> •하루전 시장과 당일 시장을 위한 새로운 웹사이트 공개 •Nord Pool Spot AS가 유럽 내 10개 시장에서 공인 전력시장운영자(NEMO; Norminated Electricity Market Operator)로 지정(오스트리아, 덴마크, 에스토니아, 핀란드, 프랑스, 영국, 라트비아, 리투아니아, 네덜란드, 스웨덴)
2016	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool Spot AS를 Nord Pool AS로 개명 •Nord Pool AS가 벨기에, 독일, 룩셈부르크, 폴란드에서 공인 전력시장운영자(NEMO)로 지정 •IBEX와 함께 불가리아 전력시장을 설립 •Cropex와 함께 크로아티아 전력시장을 설립
2017	<ul style="list-style-type: none"> •유럽 국가 간 시장참여자들을 위한 새로운 정산시스템(CASS; Clearing and Settlement System) 도입 •영국에 30분 단위 경매(GB half hourly auction) 도입 •Nord Pool AS가 아일랜드에서 공인 전력시장운영자(NEMO)로 지정 •유연성 분산자원 발굴을 위한 새로운 용량시장 도입을 위하여 Agder Energi와 협업 추진
2018	<ul style="list-style-type: none"> •Agder Energi와의 협업의 결과로 분산전원 선물시장인 NODES를 개설 •12개 지역 시장 간 거래를 위하여 유럽 국가 간 당일시장 솔루션(XBID; European Cross-Border Intraday) 도입 •시장간 연계운영 기능(Market Coupling)을 상업용 전력거래 기능(commercial Power Exchange)로부터 분리하기 위한 조직개편 수행
2019	<ul style="list-style-type: none"> •영국과 벨기에 간 해저 HVDC 연계선인 Nemo Link에 대하여 서비스 제공 •중부 및 서부유럽을 위한 하루전 전력시장 개설을 통해 Nord Pool AS가 전 유럽간 하루전 시장을 최초로 제공 •7개 국가(불가리아, 크로아티아, 체코, 헝가리, 폴란드, 루마니아, 슬로베니아)를 서비스 지역에 포함시켜 총 21개국에 대해 범유럽 단일 당일시장(SIDC; Single Intraday Coupling)을 제공 •전력시장 내 거래소 간 경쟁을 허용한 유럽연합 결정에 따라 거래지역에 프랑스, 독일, 룩셈부르크, 벨기에, 오스트리아, 네덜란드를 추가 •Nord Pool AS 주식의 66%를 Euronext에 매각
2020	<ul style="list-style-type: none"> •Nord Pool AS를 Euronext에 매각 완료

출처 : Nord Pool 홈페이지(History), 위키피디아, 로이터 기사 등

III 지배구조 및 거래구조

1. Nord Pool 지배구조

현재 Nord Pool AS는 이름에서도 알 수 있듯이 유한회사의 형태를 가지고 있으며³⁷⁾, 주식 지분은 최대주주인 Euronext³⁸⁾가 66%를 보유하고 있으며, 나머지 지분 34%는 북유럽 송전망 운영자들(덴마크 Energinet, 핀란드 Fingrid, 노르웨이 Statnett, 스웨덴 Svenska kraftnät)과 리투아니아 송전망 운영자인 Litgrid가 공동으로 소유한 지주회사를 통하여 보유하고 있다.

Nord Pool의 규제구조는 Nord Pool 거래시장을 운영하는 Nord Pool AS에 대한 규제와 Nord Pool에 참여하는 회원사에 대한 규제로 나누어 볼 수 있다.

Nord Pool AS는 노르웨이 수자원-에너지 관리국(NVE; Norges vassdrags- og energidirektorat, Norwegian Water Resources and Energy Directorate)으로부터 노르웨이 전력거래 시장의 구성과 운영에 대한 허가과 규제를 받으며, 타 지역에 대해서도 해당 국가의 규제기관(NRA; National Regulatory Authorities)의 허가과 규제를 받는다. 또한 유럽 내 국가 간 거래를 위해 노르웨이 석유-에너지부(Olje- og

역외거래에 대한 허가를 받고 있으며, 유럽연합의 송전관련 규제지침인 CACM(Capacity Allocation and Congestion Management)³⁹⁾의 규제도 받는다. 뿐만 아니라 유럽연합 에너지시장에서의 공정거래에 대한 규제인 REMIT(Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)⁴⁰⁾도 준수하도록 되어있다.

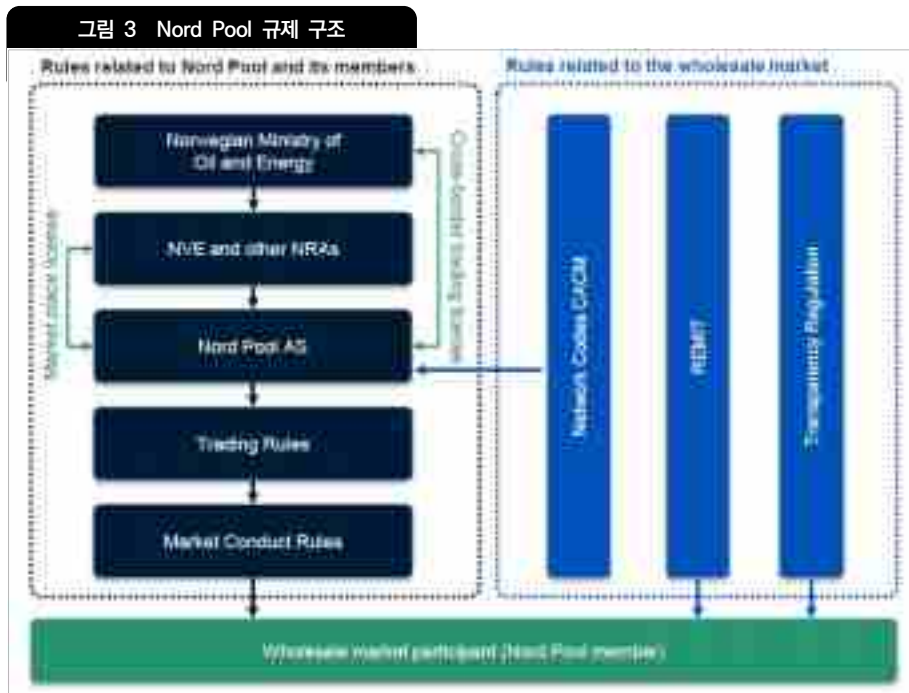
Nord Pool에 참여하는 회원사에 대해서는 범유럽 에너지시장 공정거래 규제인 REMIT를 준수하도록 하고 있으며, 회원사가 위치하고 있는 국가별로 개별 공정거래 규제를 따르도록 하고 있다. 또한 Nord Pool 거래에 참여하기 위하여 Nord Pool의 거래규칙을 따르도록 하고 있다.

37) AS는 노르웨이어 Aksjeselskap의 약자로 유한회사(limited company)를 의미한다.

38) Euronext는 2000년 암스테르담 증권거래소와 브뤼셀 증권거래소, 파리 거래소의 통합을 통해서 설립된 범유럽 거래소의 연합체로 2021년 현재 암스테르담, 브뤼셀, 더블린, 리스본, 런던, 밀라노, 오슬로, 파리에서 증권거래시장을 운영하고 있으며, 2020년부터 Nord Pool을 통해 전력거래시장도 운영하고 있다.

39) EU 단일 전력시장 구축을 위한 기반의 일환으로 2015년 공포된 하루전 시장과 당일 시장의 연계를 위해 필요한 수급안정성 확보 및 계통계약 관리에 대한 최소한의 법적 가이드라인이다.

40) 2011년 EU에 의해 승인되어 모든 EU 국가에게 적용되는 에너지 시장에서의 공정거래 규제법령이다. EU 에너지규제기관 연합체(ACER; European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators)에서는 REMIT에 따라 에너지 시장의 감시와 규제를 수행한다.



출처 : Nord Pool 발표자료 "Nord Pool – Europe's leading power market", 2017, p.17.

2. Nord Pool 거래구조

2.1 거래시장 구조

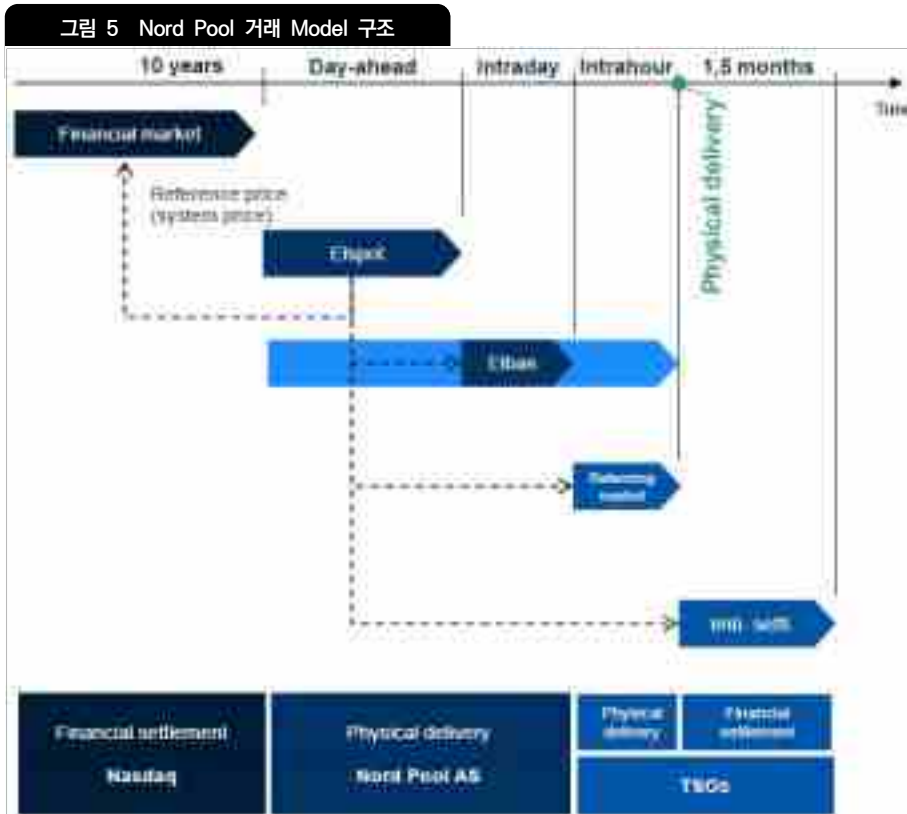
대부분 유럽 국가들의 시장모델은 발전과 판매부문을 다수의 경쟁시장을 통해서 서로 경쟁하는 체제로 운영하고, 송전과 배전부문은 지역별로 TSO 등을 통하여 독점적 형태로 운영하는 형태로 구성되어 있다. 유럽의 주요 NEMO인 Nord Pool 역시 다수의 발전사업자와 판매사업자, 기타 시장조성자들이 서로 가격 경쟁하는 형태로 운영된다.

일반적으로 유럽 국가들의 거래모델은 도매시장 참여자들이 전력거래소 (Power Exchange)가 개설하는 선도시장과 현물시장(하루전 거래시장, 당일 거래시장)에 공급과 수요측에 입찰을 통해 참여하는 형태로 이루어지며, 전력거래소에서 최종적으로 체결된 거래내역은 지역별 계통운영자인 TSO로 전달되고 이후 TSO가 개설하는 실시간 균형시장을 통해서 수급균형을 맞추고 정산처리하는 형태로 진행된다.



출처 : Statnett CIGRE WORKSHOP Study Committee C5 2003 프레젠테이션 자료

Nord Pool은 일반적인 유럽 도매전력시장과 유사하게 실시간 균형시장 (Balancing Market)은 Nord Pool 시장에서 거래가 이루어지는 지역별 TSO가 개설하여 운영한다. 다만 Nord Pool 거래구조에서는 선도적으로 개설되는 재무적 시장(Financial Market)은 Nord Pool AS가 아닌 Nasdaq Nordic에서 개설하고 운영하게 된다. 따라서 Nord Pool AS는 하루전 전력시장인 Elspot과 당일 전력 시장인 Elbas만을 개설하여 운영하고 있다.



출처 : Nord Pool 발표자료 "Nord Pool – Europe's leading power market", 2017, p.20.

2.2 현물 시장의 종류

Nord Pool에는 하루전 거래시장인 Elspot과 당일 거래시장인 Elbas라는 두 개의 시장이 존재한다. 2020년 기준으로 하루전 거래량은 969TWh를 기록하였으며, 당일 거래량은 26TWh를 기록하였다. 2020년의 Nord Pool 하루전 거래량 969TWh은 북유럽-발트 지역의 717.9TWh, 영국의 177.5TWh, 중서부유럽의 73.6TWh으로 구성된다.

그림 6 Nord Pool 거래 실적('20)



출처 : Nord Pool Annual Review 2020, p.14.

Elspot은 양방향 입찰방식으로 다음날에 사용되는 전력을 거래하는 하루전 전력시장으로 참여하는 회원사 간 전력거래의 기초가 되며, Nord Pool이 관장하는 전체 계통에 대한 계통가격(System Price)과 지역별 TSO가 설정한 입찰지역(Bidding Area)에 대한 지역별 가격을 결정한다.

표 2 Elspot 시장 개요	
거래상품(Product)	•익일 전력공급에 대한 1시간단위 계약
공급기간(Delivery period)	•다음날 24시간
거래종류(Type of trading)	•양방향 입찰 경매(Closed Auction) •수요입찰(bids)과 공급입찰(offers)이 만나는 점에서 가격이 결정되며 입찰 지역간 송전용량이 반영됨
거래일(Trading days)	•연중 매일
입찰(Bidding)	•중앙유럽 표준시(CET) 기준 10시에 입찰지역간 연계선로 가용용량 발표 •중앙유럽 표준시(CET) 기준 12시까지 표준 거래 양식(Standard Exchange Format)에 따라 수요입찰(bidding)과 공급입찰(offering)을 제출
거래통화(Trade Currencies) ⁴¹⁾	•Euro, NOK, SEK, DKK
가격결정(Price calculation)	•매일 중앙유럽 표준시(CET) 기준 12:42 또는 이후

출처 : Nord Pool Spot Company Presentation 2010 p.14, Nord Pool 홈페이지(Day-ahead market)

하루전 전력시장인 Elspot는 북유럽국가(노르웨이, 스웨덴, 핀란드, 덴마크), 발트국가(에스토니아, 리투아니아, 라트비아), 중서부유럽국가(오스트리아, 벨기에, 독일, 룩셈부르크, 프랑스, 네덜란드, 폴란드) 등 15개국 21개 입찰지역(Bidding Area)⁴²⁾이 참여하는 단일 하루전 연계(SDAC; the Single Day-Ahead Coupling) 범유럽 시장과 계통이 유럽과 분리되어있는 영국이 참여하는 Nord Pool UK 시장으로 구성된다.

41) Elspot 공식통화는 유로이나 다른 통화를 이용할 경우 거래일 12:00 CET 기준으로 사용가능한 통화별 환율을 적용하여 유로를 기준으로 거래를 수행한다.

42) 노르웨이 오슬로 지역(NO1), 크리스티안산 지역(NO2), 몰데-트론헤임 지역(NO3), 트롬쇠 지역(NO4), 베르겐 지역(NO5), 스웨덴 SE1, SE2, SE3, SE4, 덴마크 DK1, DK2, 핀란드(FI), 에스토니아(EE), 리투아니아(LT), 라트비아(LV), 오스트리아(AT), 벨기에(BE), 독일-룩셈부르크(DE-LU), 프랑스(FR), 네덜란드(NL), 폴란드(PL)

그림 7 Nord Pool 범유럽시장 Elspot 가격('21.9.14)



그림 8 Nord Pool 영국시장 Elspot 가격('21.9.14)



Elbas는 범유럽 국가간의 당일(intraday) 거래시장이다. Elbas시장은 하루전 시장인 Elspot 시장이 종료된 이후 당일 수급변화에 따른 수급균형 확보를 위하여 전력공급 시점 1시간 전 또는 기타로 정해진 시간 전까지 거래가 이루어진다. 대부분 지역에서는 연속거래(Continuous Trading) 형태로 이루어지나 일부 지역에서는 정해진 시간에 개설되는 양방향 입찰 경매 형태⁴³⁾도 허용하고 있다.

APX-Endex(영국과 네덜란드 간의 전력시장)는 네덜란드와 벨기에에서 Elbas 시장을 자신들의 당일 시장(Intraday Market)으로 이용할 수 있는 라이선스를 가지고 있다.

표 3 Elbas 시장 개요	
거래상품(Product) ⁴⁴⁾	•당일 전력공급에 대한 블록 단위(시간구간), 1시간 단위, 30분 단위, 15분 단위
공급기간(Delivery period)	•당일 해당 전력공급 시점까지의 상품별 연속 시간대
거래종류(Type of trading)	•계속거래(Continuous), 양방향 입찰(Auction)
거래일(Trading days)	•연간 매일 24시간 또는 상품개설 시간대 ⁴⁵⁾
거래(Trading)	•하루전 시장 가격발표(일반적으로 중앙유럽 표준시(CET) 기준 전일 14시) 이후 상품별로 거래시장 개설 ⁴⁶⁾ •전력공급 시점 1시간 전 또는 개설된 거래 지정시간까지 수요입찰(bidding)과 공급입찰(offering)을 제출 •제출된 입찰에 대하여 개별적으로 자동 체결
거래통화(Trade Currencies)	•Euro

출처 : Nord Pool Spot Company Presentation 2010 p.14, Product Specifications

Elbas 시장은 당일 송전용량 변화에 따라 매 시간별로 자동적으로 지역별 거래소요량이 조정되는데 이를 조정하기 위하여 연속거래가 기준이 되는 시장이다. 범유럽 단일 당일 연계(SIDC; Single Intraday Coupling) 거래에 따라 파운드화를 사용하는 영국을 제외한 유럽지역 시장은 거래 통화를 유로화로 통일하고 있다.

2.3 하루전 거래 시장(Elspot)

2.3.1 시간단위 입찰(Single hourly order)

시간단위 입찰은 Elspot 시장에서 기본적인 주문형태이다. 거래에 참여하는 회원사는 익일 24시에 대한 전력의 구매와 판매 모두에 대해 입찰이 가능하다. 가

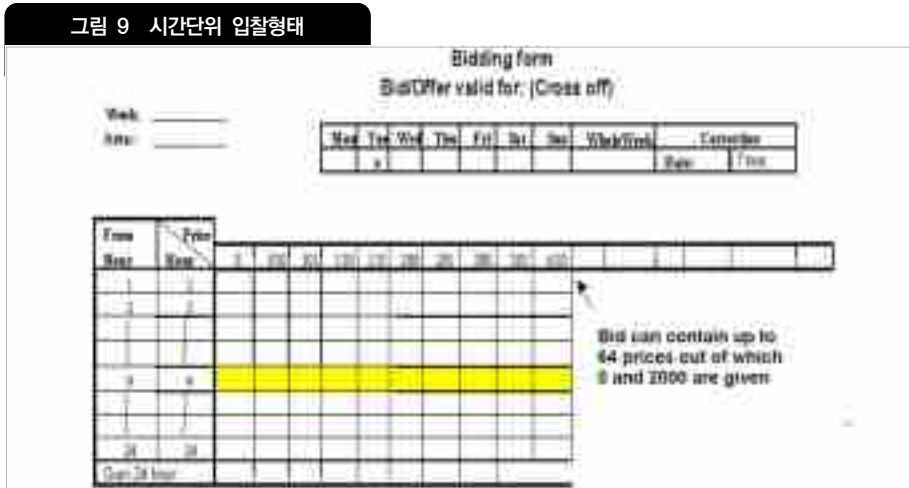
43) 독일은 당일 시장에 대하여 양방향 입찰 경매를 전일 22시와 당일 10시에 개설하고 있다.

44) 북유럽 및 발트지역은 블록거래 및 1시간 단위 거래를, 프랑스는 블록거래, 1시간 단위 및 30분 단위 거래를, 오스트리아는 블록거래, 1시간 단위 및 15분 단위 거래를, 독일과 벨기에-네덜란드 지역은 블록거래, 1시간 단위, 30분 단위 및 15분 단위 거래 상품을 운영하고 있다.

45) 독일은 전일 22:00 마감 기준 및 당일 10:00 마감 기준으로 입찰상품을 개설하고 있다.

46) 핀란드와 에스토니아를 제외한 북유럽 및 발트지역은 전일 하루전 시장발표 이후부터 전력공급 1시간 전까지, 핀란드와 에스토니아는 전일 하루전 시장발표 이후부터 전력공급 1시간 전까지, 프랑스와 오스트리아는 당일 15:00부터 전력공급 30분 전까지, 벨기에-네덜란드 지역은 당일 8:00부터 전력공급 5분 전까지, 독일은 당일 8:00부터 13:45까지 및 15:00부터 전력공급 20분 전까지 거래가 이루어진다.

가격대별 시간단위의 전력거래 희망량을 제시할 때, 가격대별로 동일시간대 거래량이 단조증가하거나 단조감소하는 형태로 입찰을 해야 한다. 입찰에 사용되는 가격대는 € -500와 € 3,000 사이에서 필요한 경우 소수점을 사용하여 자유롭게 사용할 수 있다.



출처 : Nord Pool Spot Company Presentation 2010 p.15

2.3.2 블록입찰(Block order)

블록입찰이란 여러 시간에 걸친 입찰을 한 번에 고정가격(Fixed price)으로 입찰하는 것을 말한다. Nord Pool에서 허용되는 블록입찰은 일반입찰(regular), 연결입찰(linked), 조정가능입찰(curtable), 프로파일입찰(profile) 등 4가지로 나누어진다.

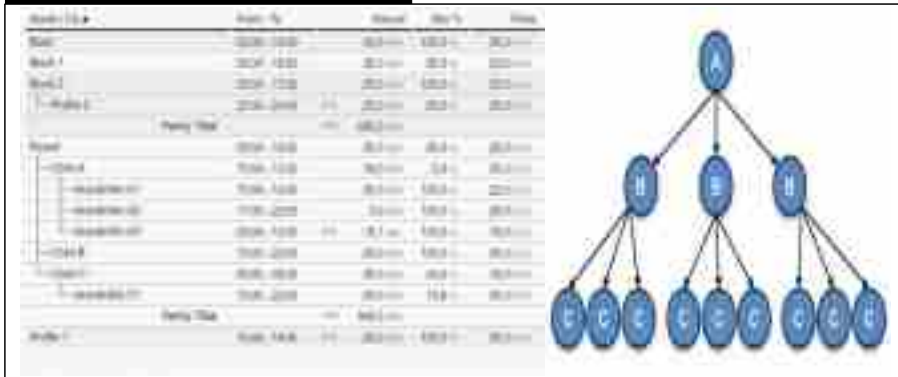
일반입찰(regular block order)은 설정한 시간대의 거래에 있어서 전부 낙찰되거나 유찰(all-or-nothing)되는 상황에 처하게 되나, 전력 생산과 소비를 시작하거나 중지하는데 드는 비용이 높거나 전력생산과 소비형태가 유연하지 못한 경우에 유리한 방식으로 블록입찰 중 가장 자주 사용되는 입찰방식이다. 각 블록에 대하여 낙찰여부는 평균 지역가격과 비교하여 결정되며, 만약 제시한 가격과 평균 지역가격이 동일할 경우는 낙찰여부가 상황에 따라 결정된다.



출처 : Nord Pool Spot Company Presentation 2010 p.16

연결입찰(linked block order)은 기동비용과 정지비용이 높은 발전기가 높은 가격으로 설정한 입찰블록을 통해 비용을 회수가 가능할 경우 추가 발전량에 대해서는 낮은 가격으로 입찰블록을 선정하여 입찰하는 방식이다. 각 블록에 대한 낙찰여부는 일반입찰과 동일하게 블록단위로 이루어지는데, 자입찰(child order)은 모입찰(mother order)가 낙찰될 경우만 유효한 입찰이 된다. 또한 자입찰은 모입찰이 낙찰된 시간대를 기준으로 여러 구간의 시간대로 분할되어 작성될 수 있으며, 자입찰이 낙찰된 이후 추가적인 발전량에 대한 손자입찰(grandchild order)도 입찰이 가능하다. 다만 연결(link)은 손자입찰까지만 가능하고, 순환입찰이나 역방향 낙찰은 불가능하다. 자입찰은 모입찰까지 포함된 가족입찰이 낙찰될 때 전체 비용에 이득이 되는 경우에 낙찰된다.

그림 11 연결 블록입찰의 개념



출처 : Nord Pool 홈페이지(Block order)

조정가능입찰(curtable block order)은 블록입찰에 대해 최소낙찰비율(MAR; Minimum Acceptance Ratio)을 설정하여 일부 낙찰이 가능한 입찰방식이다. 만약 MAR=0.5(50%)로 설정하면 입찰블록의 50%만 낙찰이 가능하다는 것을 의미한다. 조정가능입찰 블록은 연계입찰 형태로 구성이 가능하다.

프로필입찰(profile block order)은 입찰블록 시간대별로 입찰량을 상이하게 입찰하는 입찰방식이다. 입찰블록의 시작시간과 종료시간은 자유롭게 설정할 수 있으나, 북유럽과 발트지역은 최소 3시간 규모의 입찰블록을 허용하며, 영국과 중서부 유럽지역은 최소 2시간 규모를 허용한다. 프로필입찰은 조정가능입찰 형태로 운영도 가능하며, 연결입찰형태도 가능하다. 프로필입찰블록의 낙찰여부는 블록이 입찰된 시간대의 평균 지역가격과 입찰량의 가중평균과 비교하여 결정한다.

2.3.3 기타 입찰

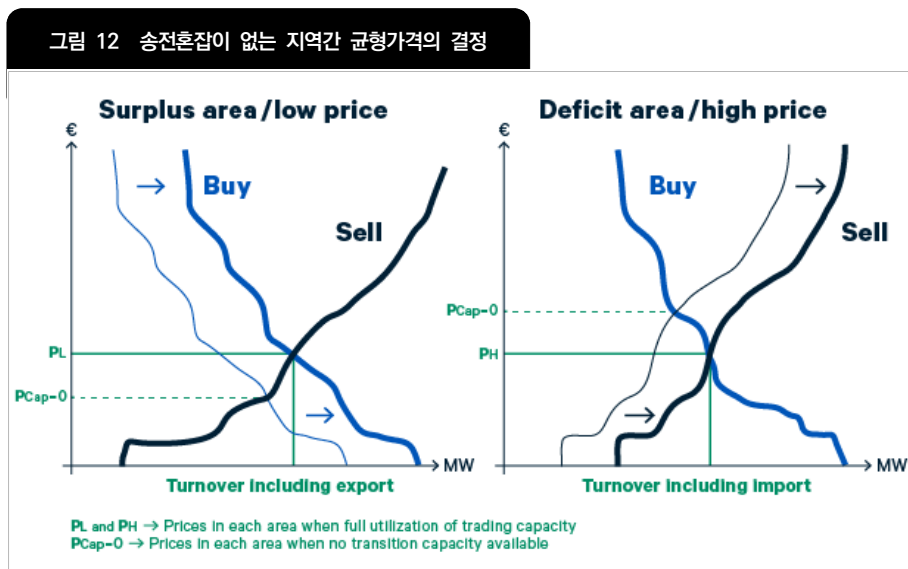
배타적 그룹입찰(Exclusive group)이란 여러 개의 블록입찰을 묶어서 모두 낙찰되는 것만을 허용하는 입찰방식이다. 배타적 그룹에는 연결입찰블록은 포함시킬 수 없으며, 조정가능입찰블록은 포함이 가능하나 최소낙찰비율을 50% 초과로 설정해야 한다.

가변입찰(Flexi order)은 익일 0시부터 24시 중 최대 23시간에 대한 블록입찰을 의미한다. 다만 블록의 시작시간은 알고리즘에 따라 자동으로 결정되며, 낙찰 시간대도 최적화 알고리즘에 따라 결정된다. 현재 가변입찰은 중서부 유럽지역에는 적용되지 않고 있다.

2.3.4 가격결정(Price calculation) 방법

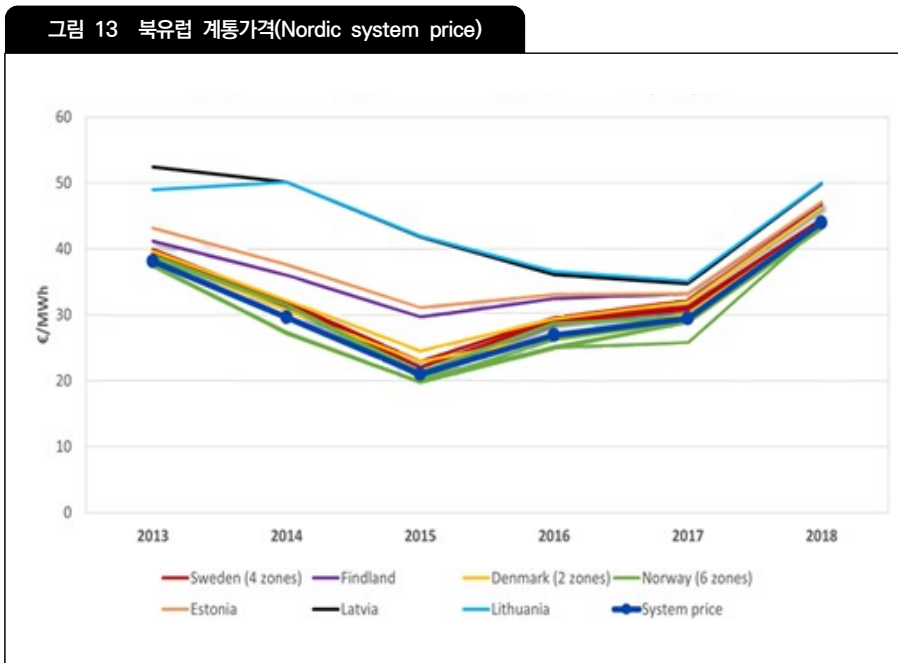
EISpot의 가격결정 방식은 가장 낮은 비용의 전력공급원이 거래참여자에게 낙찰될 수 있도록 한다. 이에 따라 각 입찰지역별로 마지막 전력수요 입찰량의 입찰가격보다 낮은 가격으로 생산된 전력을 구매하는 형태로 결정하게 되는 구조이다. 중부유럽시간 기준으로 12시에 입찰이 마감되면 공급입찰과 수요입찰을 각각 종합하여 입찰지역별로 매 시간대 공급곡선과 수요곡선을 만들어 균형점에서 가격을 결정한다.

Nord Pool의 가격은 입찰지역 간의 연계선로 혼잡을 반영하여 결정된다. 입찰지역 간 송전혼잡이 있을 경우는 지역 내 수급균형점을 기준으로 지역별 가격이 결정되며, 인근 입찰지역과 상이한 가격으로 설정된다. 만약 인근 지역과의 송전 혼잡이 존재하지 않을 경우 지역간 전력의 인입과 인출에 따라 단일 가격으로 결정된다. 이 경우 인근 입찰지역보다 지역가격(area price)이 낮은 경우는 보다 지역가격이 비싼 지역의 수급에 참여하기 위해 추가 전력을 인출하여 가격이 상승하며, 지역가격이 비싼 입찰지역은 인근 지역으로부터 보다 낮은 가격의 전력이 인입됨에 따라 지역가격이 하락한다. 이에 따라 송전혼잡이 존재하지 않은 인근 지역간의 가격은 동일 가격으로 수급균형이 결정된다.



출처 : Nord Pool 홈페이지(Price calculation)

북유럽 계통가격(Nordic system price)은 북유럽 지역의 비계약 시장 청산 기준가격으로 북유럽 지역 내 송전혼잡이 존재하지 않는 이상적 상황을 가정하고 산정된다. 다른 말로 이야기하자면, 노르웨이와 덴마크, 스웨덴, 핀란드 내의 입찰지역은 하나의 입찰지역으로 간주하고 지역 내 계통혼잡이 없다는 가정하에 가격을 산정한다. 다만 북유럽 계통가격도 북유럽과 연계되어 있는 발트지역 및 네덜란드, 독일, 폴란드 지역 간의 연계선로 상에 송전혼잡이 존재하는지 여부에 따라 가격에 영향을 받는다. 이러한 북유럽 계통가격은 북유럽 지역에서 거래되는 대부분의 표준 재무계약(standard financial contract)에서 사용되는 기준 가격(reference price)로 이용된다.



출처 : Nord Pool 홈페이지(Price calculation)

2.4 당일 거래 시장(Elbas)

Elbas는 Elspot에 참여하는 유럽 국가 외에 폴란드가 추가적으로 참여함에 따라 16개 국가가 참여하는 당일 거래시장이다. Elbas시장은 지역별로 15분 단위, 30분 단위, 1시간 단위 및 블록단위 거래를 제공하며 서로 다른 지역 간의 수급 불균형 해소를 위해야 상시 개설된다.

주문방식은 다양한 형태로 이루어지는데, 한도주문(Limit order)은 입찰자가 허용할 수 있는 한도가격을 제시하는 주문으로 구매자는 구매가 가능한 상한가격을, 판매자는 판매가 가능한 하한가격을 제시하는 주문방법이다. 사용자정의 블록주문(User-defined block order)은 최대 24시까지 연속된 시간에 대해 반드시 함께 체결을 원하는 가격과 주문량을 블록으로 지정하여 주문하는 방식이다. 영국의 경우는 사전정의 블록주문(Predefined block order)을 사용한다. 빙산주문(Iceberg order)은 대규모의 희망거래량을 숨기기 위한 목적으로 사용되는 한도주문의 일종으로, 거래주문량과 가격을 작은 단위로 분할한 다음 첫 번째 분할량만 시장에 제시하고 제시된 분할량이 낙찰되면 다음 분할량을 새롭게 시장에 제시하는 방식이다.

이러한 당일시장에서 주문 체결방식도 지정할 수 있는데, 주문방식으로 FoK(Fill-or-Kill)을 지정하면 주문제출 즉시 전체 제시량에 대해 체결되거나 비체결되며, IoC(Immediate-or-Cancel)을 지정하면 주문제출 즉시 체결가능한 양만큼 체결되거나 비체결되는 방식이다.

당일시장에서는 하루전 시장에서 결정된 거래량 흐름에 따른 결과와 당일 계통상황에 따라 발생하는 지역간 송전혼잡 규모를 해당 TSO가 산정하는 것이 필요하다. 잔여송전용량 산정 및 조류계산은 지역별 TSO마다 상이하며 산정된 내용은 자동으로 갱신되어 발표된다. 또한 당일시장 거래체결에 따라 변화하는 연계선 용량 및 조류량·방향 등 역시 자동으로 갱신되어 발표된다.

III 전력수급

1. 발전설비

노르딕 지역의 2018년 총 설비용량은 93GW, 총 370TWh의 생산규모로 독일, 프랑스에 이어 유럽 3위의 전력시장이다. 노르딕 전력계통은 풍력, 수력, 원자력 그리고 기타 화력발전(석탄, 가스, 바이오연료 등 포함) 등으로 구성되어 있다.

수력발전은 총 설비용량의 45%로 북유럽 국가의 주요 발전원이다. 수력발전의 대부분은 노르웨이와 스웨덴에 있으며, 각각 29GW와 16GW를 차지하고 있다. 핀란드(3GW, 국내 총 설비용량의 18%), 라트비아(1.5GW, 54%), 리투아니아(1GW, 29%)에서도 생산 기단의 상당한 부분을 차지한다.

풍력발전은 시장 전체 발전용량의 15%로 그 뒤를 잇는다. 풍력 발전소는 주로 스웨덴에 있으며, 스웨덴 전력의 18%를 차지하며, 덴마크는 32%(4.8GW)를 차지한다.

이외 재생에너지의 비중은 북유럽에서 작은 부분을 차지하고 있다. 700MW의 태양광 발전은 전체 북유럽의 0.6%를 차지하며 대부분 덴마크에 집중되어 있으며, 나머지 재생에너지는 전체 설치전력의 2.4%를 차지한다.

원자력발전은 노드폴 국가들에서 수력발전과 풍력발전 다음인 세 번째로 큰 용량을 차지한다. 7개국 중 2개국만이 원자력발전소를 소유하고 있으며, 스웨덴이 8.6GW로 국가 설비용량의 21%를 차지하고 있고, 덴마크가 2.8GW로 16%를 차지하고 있다.

CO₂ 배출이 없는 재생에너지와 원자력발전은 북유럽 국가 전체 설비용량의 73%를 차지하고 있다.

가스, 석탄 및 석유를 통한 발전은 전력생산량의 19%를 차지하고 있으며 국가마다 설비용량은 현저하게 다르다. 스웨덴과 노르웨이는 열 용량이 없거나 매우 적은 반면, 나머지 북유럽 국가에서는 중요한 역할을 하고 있다. 예를 들어 에스토니아에서 화력은 총 용량의 76%, 덴마크 59%, 리투아니아 48%, 핀란드와 라트비아에서 39%를 차지한다.

표 4 핀란드 설비용량 구성(GW)

구분 / 연도	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total capacity	6.5	13.22	16.26	16.47	15.55	16.61	16.29	17.17
Nuclear		2.36	2.64	2.67	2.72	2.75	2.76	2.78
Hydro	2.27	2.62	2.88	3.04	2.16	3.25	3.25	3.27
Solar PV					0.01	0.02	0.04	0.07
Wind			0.04	0.08	0.20	1.01	1.57	2.04
Combustible fuels	4.23	8.24	10.70	10.68	9.48	9.57	8.67	9.00

출처 : Electricity information 2017

표 5 덴마크 설비용량 구성(GW)

구분 / 연도	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total capacity	5.96	9.12	12.32	13.04	13.44	14.00	14.23	14.36
Nuclear								
Hydro	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Solar PV					0.01	0.78	0.85	0.91
Wind		0.33	2.39	3.13	3.80	5.08	5.25	5.52
Combustible fuels	5.95	8.78	9.92	9.89	9.62	8.14	8.12	7.93

표 6 스웨덴 설비용량 구성(GW)

구분 / 연도	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total capacity	20.77	34.16	33.72	33.42	36.45	39.69	40.32	39.80
Nuclear	1.06	9.97	9.46	9.47	8.98	9.69	9.77	9.00
Hydro	12.31	16.33	16.53	16.35	16.73	16.33	16.47	16.50
Solar PV					0.01	0.10	0.15	0.24
Wind		0.01	0.21	0.52	2.02	5.82	6.44	6.61
Combustible fuels	7.39	7.88	7.53	7.08	8.72	7.75	7.50	7.44

표 7 노르웨이 설비용량 구성(GW)

구분 / 연도	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total capacity	16.24	27.13	28.42	29.12	31.69	33.84	33.83	34.25
Hydro	16.08	26.88	28.13	28.55	29.69	31.37	31.83	31.93
Solar PV			0.01	0.01				
Wind			0.01	0.27	0.43	0.87	0.88	1.21
Other(fuel cells)				0.03	0.04	0.04	0.04	0.04
Combustible fuels	0.16	0.25	0.27	0.27	1.54	1.56	1.07	1.07

2. 전력공급

2018년 노르웨이 시장의 전력의 53%는 수력발전에서 공급되었고, 원자력발전이 두 번째로 많은 전력을 공급하였다. 원자력은 설비용량이 풍력발전설비에 비해 부족함에도 북유럽 발전의 21%를 차지하였고, 풍력발전은 9.8%를 차지하였다. 가스, 석탄, 석유 등을 이용한 발전은 8.8%를 차지하였다.

재생에너지에 의한 생산은 2018년 총 생산량의 62%를 차지하고 있고, 원자력을 더하면 84%의 생산을 차지한다. 북유럽 국가의 대부분에서 CO₂ 배출은 없거나 매우 적으며, 이로 인해 북유럽 국가들은 온실가스 배출감소에 관해서 매우 중요한 위치에 놓여있다.

노르웨이 시장의 역사적으로 낮은 전기요금은 신재생과 원자력발전의 낮은 변동성과 기회비용에 의한 영향이 매우 크다.

그림 14 핀란드 연료원별 생산전기

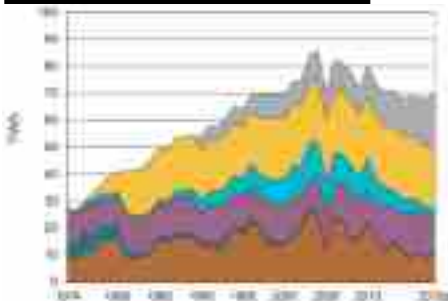


그림 15 덴마크 연료원별 생산전기

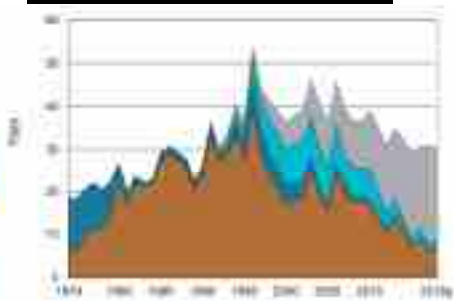


표 8 핀란드 연료원별 전기생산량(TWh)

Finland	1974	1990	2000	2010	2016	2017	2018p
Total production	27.63	54.38	69.98	80.67	68.75	67.52	70.01
Nuclear		19.22	22.48	22.80	23.20	22.48	22.79
Hydro	12.63	10.86	14.66	12.92	15.80	14.77	13.29
Solar PV			0.00	0.01	0.02	0.04	0.16
Wind			0.08	0.29	3.07	4.80	5.86
Combustible fuels	15.00	24.30	32.57	44.35	26.40	25.03	27.56
- Coal	..	12.81	13.14	21.41	10.51	9.21	9.95
- Oil	..	1.68	0.59	0.48	0.20	0.18	0.25
- Natural gas	..	4.66	10.13	11.26	3.74	3.30	4.18
- Bio & waste	..	5.16	8.71	11.19	11.95	12.34	13.18
Other			0.19	0.31	0.27	0.40	0.35

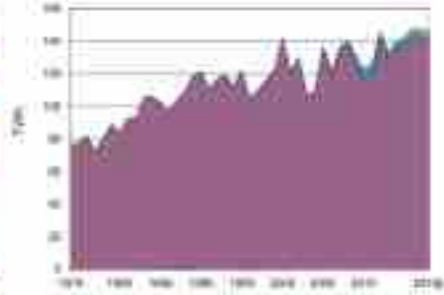
표 9 덴마크 연료원별 전기생산량(TWh)

Denmark	1974	1990	2000	2010	2016	2017	2018p
Total production	18.30	25.98	36.05	38.86	30.54	31.04	29.99
Nuclear							
Hydro	0.02	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01
Solar PV				0.01	0.74	0.75	0.95
Wind		0.61	4.24	7.81	12.78	14.78	13.90
Combustible fuels	18.28	25.34	31.74	31.03	16.99	15.49	15.13
- Coal	..	23.56	16.67	17.01	8.87	6.21	6.41
- Oil	..	0.88	4.44	0.77	0.32	0.28	0.26
- Natural gas	..	0.69	8.77	7.91	2.19	1.91	1.87
- Bio & waste	..	0.21	1.86	5.34	5.61	7.09	6.60
Other			0				

그림 16 스웨덴 연료원별 생산전기



그림 17 노르웨이 연료원별 생산전기



Source: IEA, EIA, Eurostat, IHS Markit, IHS Global Energy Services, IHS Global Energy Services, IHS Global Energy Services, IHS Global Energy Services, IHS Global Energy Services

표 10 스웨덴 연료원별 전기생산량(TWh)

Sweden	1974	1990	2000	2010	2016	2017	2018p
Total production	75.13	146.51	145.27	148.55	156.01	164.25	159.29
Nuclear	2.05	68.19	57.32	57.83	63.10	65.70	65.80
Hydro	57.29	73.03	78.62	66.50	62.14	65.17	61.61
Solar PV				0.01	0.14	0.23	0.40
Wind		0.01	0.46	3.49	15.48	17.61	16.62
Combustible fuels	15.79	5.29	8.87	20.72	15.15	15.55	14.86
- Coal	..	1.59	2.54	2.68	1.05	1.23	2.04
- Oil	..	1.30	1.53	1.77	0.40	0.29	0.38
- Natural gas	..	0.40	0.46	2.88	0.62	0.27	0.56
- Bio & waste	..	2.01	4.34	13.40	13.08	13.76	11.88
Other							

표 11 노르웨이 연료원별 전기생산량(TWh)

Norway	1974	1990	2000	2010	2016	2017	2018p
Total production	76.70	121.85	142.98	123.63	149.63	149.36	147.45
Nuclear							
Hydro	76.64	121.38	142.29	117.15	144.01	142.99	140.11
Solar PV							
Wind			0.03	0.88	2.12	2.85	3.88
Combustible fuels	0.06	0.33	0.58	5.47	3.21	3.23	3.20
- Coal		0.08	0.07	0.14	0.15	0.19	0.18
- Oil		0.01	0.01	0.03	0.03	0.03	0.03
- Natural gas			0.21	4.87	2.60	2.52	2.60
- Bio & waste		0.24	0.29	0.44	0.44	0.50	0.39
Other		0.14	0.08	0.13	0.30	0.28	0.28

2020년 기준 19개국이 참여하고 있는 노드풀 전력시장 내에서 각 국가간의 발전설비 구성이 상이하여 거래를 통해 상호보완하는 관계를 구축하고 있다.

핀란드의 경우 OECD국가 내에서는 에스토니아와 노르웨이, 스웨덴 OECD 외의 국가로는 러시아와 전력 수입·수출이 진행되고 있고, 4개국 중 설비용량이 비슷한 덴마크와 비교하여 수력발전의 비중이 높기 때문에 수입의존도가 더 크다.

덴마크는 독일, 노르웨이와 스웨덴과의 수입·수출이 이루어지고 있고 풍력과 열병합이 설비의 주를 이루고 있기 때문에 수입과 수출규모가 비슷하다.

표 12 핀란드 전기 수입·수출량(GWh)

Finland	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total Imports	3615	11007	12206	17948	15719	21459	22110	22204
Estonia					1967	27	655	840
Norway		125	132	165	114	147	199	287
Sweden		6351	7555	6470	2000	17359	15398	15285
Russia		4531	4519	11313	11638	3926	5858	5792
Total Exports	475	364	326	933	5218	5122	3159	1779
Estonia					246	5034	3050	1656
Norway			173	131	156	64	51	40
Sweden		364	153	802	4816	1	57	83
Russia						23	1	

표 13 덴마크 전기 수입·수출량(GWh)

Denmark	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total Imports	673	11973	8417	12943	10599	15645	14976	15218
Germany		93	396	592	6400	2574	5097	4029
Norway		3958	4631	4710	1452	6571	6807	5431
Sweden		7922	3390	7641	2747	6500	3072	5758
Total Exports	756	4925	7752	11574	11734	9733	9919	10655
Germany		4699	5993	10394	2700	5266	2944	5411
Norway		7	143	468	4049	1617	1749	2386
Sweden		219	1616	712	4985	2851	5226	2858

스웨덴은 가장많은 설비용량을 보유하고 있는만큼 수입보다 수출이 많은 국가이지만 노르웨이로부터는 많은 수입을 하고 있다. 덴마크, 핀란드, 독일, 리투아니아, 노르웨이, 폴란드와의 거래를 진행중에 있고, 독일과 폴란드는 2000년 초반부터 계통이 연결되었고, 리투아니아는 2016년 연결되었다.

노르웨이는 덴마크와 핀란드, 네덜란드, 스웨덴 그리고 러시아와 전력교류를 하고 있으며, 대부분의 수입·수출 비중이 스웨덴이 있다.

표 14 스웨덴 전기 수입·수출량(GWh)

Sweden	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total Imports	6681	12909	18308	14576	14931	9294	14287	11896
Denmark	291	219	1619	761	4703	1907	4015	2203
Finland	495	360	830	1393	4563	2	60	88
Germany			83	423	2288	143	798	251
Lithuania							121	113
Norway	5895	12330	15723	10817	2883	7222	9118	9091
Poland			53	1182	494	20	175	150
Total Exports	3742	14677	13630	21968	12853	31894	26022	30888
Denmark	433	7921	3392	7690	2465	5555	1861	5103
Finland	2979	6356	8234	7193	1911	17264	15346	15209
Germany			664	3433	1011	1957	1491	2179
Lithuania							2556	3041
Norway	330	400	915	2835	6706	3606	2006	2232
Poland			425	817	760	3512	2763	3124

표 15 노르웨이 전기 수입·수출량(GWh)

Norway	1974	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Total Imports	63	334	1474	3653	14673	7371	5740	6111
Denmark			146	470	4056	1613	1755	2392
Finland		2	174	131	156	65	52	103
Netherlands					2259	11	270	109
Sweden	38	332	918	2837	7993	5587	3604	3466
Russia	25		236	215	209	95	59	41
Total Exports	5607	16241	20529	15695	7124	22016	22151	21276
Denmark		3950	4634	4713	1459	6675	6813	5437
Finland	4	125	131	164	114	146	200	287
Netherlands					1377	5978	4350	5169
Sweden	5603	12166	15764	10818	4174	9317	10788	10383

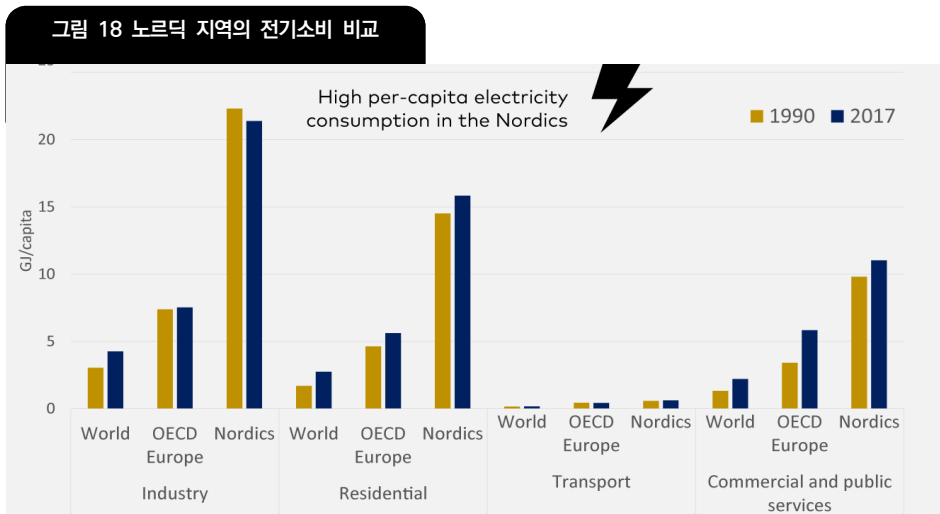
IV 전력수요

1. 소비현황

노르딕 지역의 전력가격은 비용이 낮은 수력 및 원자력의 비중이 높은 영향을 받아 낮게 유지되는 경향이 있다. 이는 에너지 집약적인 산업 및 전기난방 가구의 비중을 증가시키는 결과를 초래했다.

노르딕 지역의 에너지 소비는 GDP, 여름철의 낮은 전력수요, 겨울철의 높은 전력소비 및 연중 평균기온에 좌우되는 경향이 있다. 2018년 노르딕 지역의 총 전력소비는 2017년보다 약 1.6%(6.2TWh) 증가한 393TWh이다.

노르딕지역의 전력소비는 유럽 국가들에 비해 비교적 높은 편이다.

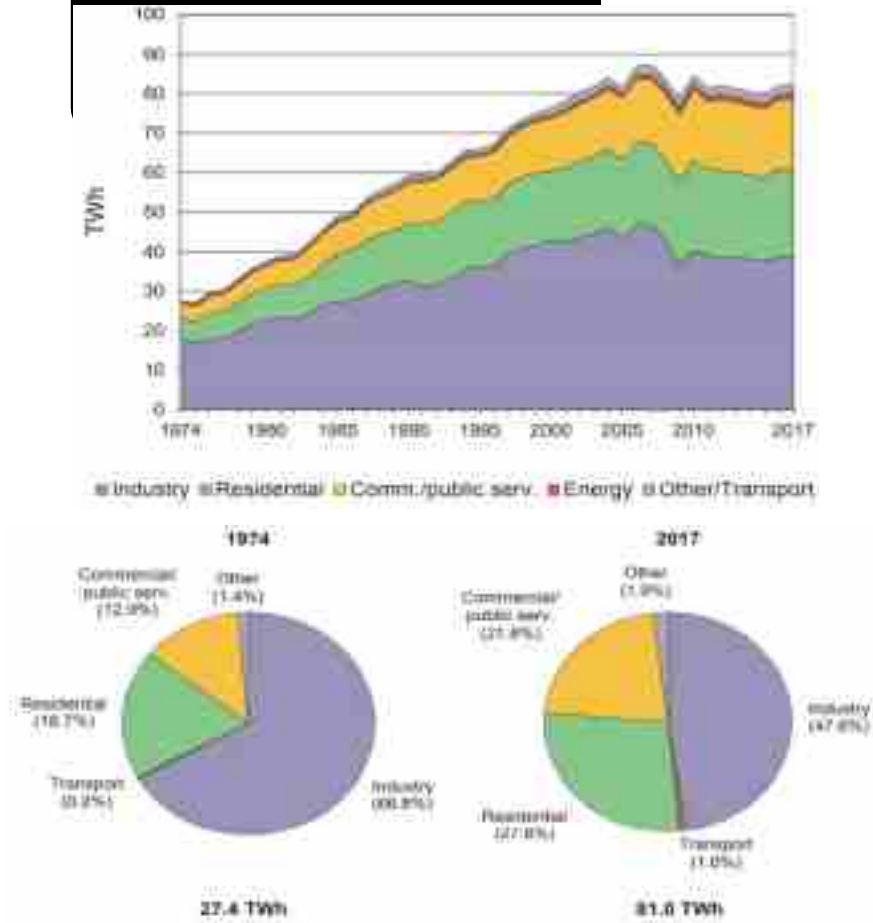


출처 : Nordic Energy Research

위 그림과 같이 북유럽 국가들은 최종소비 부문에서 유럽과 그 이외 국가들과 비교하였을 때 상당히 높은 소비수준을 보이고 있다.

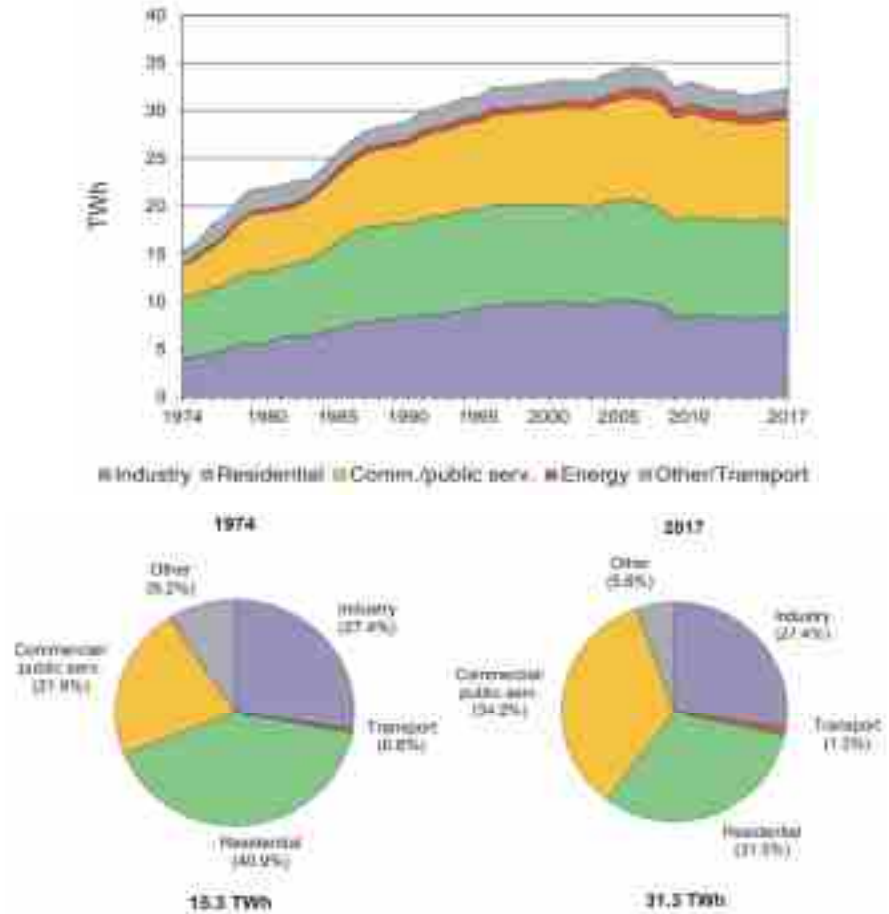
핀란드는 3개국들에 비해 산업분야의 전기소비가 가장 많은 국가이다. 1974년과 비교하여 산업분야의 소비비중은 약 20%가량 크게 줄었지만 여전히 절반에 가까운 양을 소비하고 있으며, 전기사용이 많은 전기난방가구 등의 비중의 증가로 인해 주거분야와 공영서비스 분야의 전기소비 비중이 약 10%가량씩 증가하였다.

그림 19 핀란드 분야별 전기소비 및 소비분야 비교



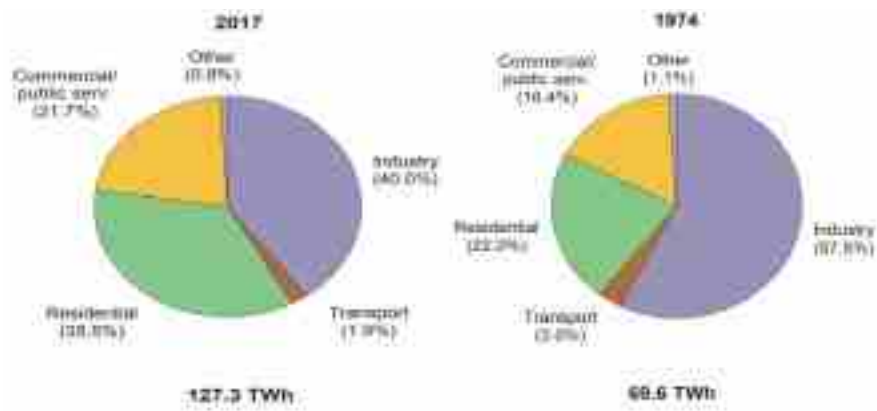
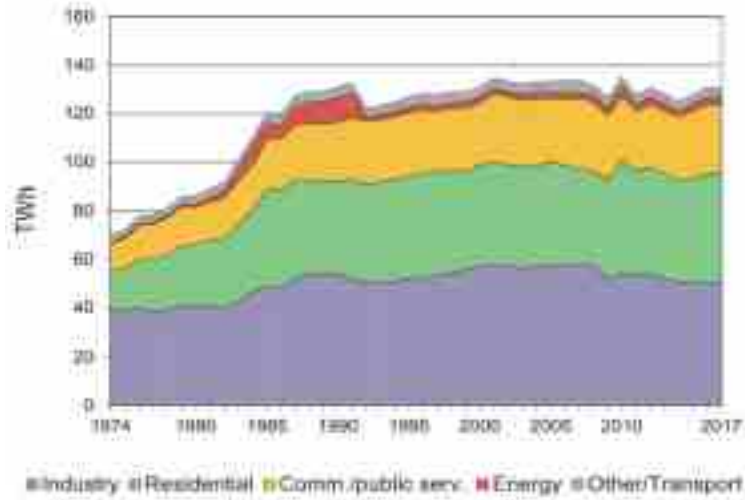
덴마크의 전기소비량은 2017년 기준 31.3TWh이며 1974년과 비교하였을 때 약 100% 이상 증가하였다. 타 3국에 비해 상업과 공영분야가 가장 큰 비중을 차지하고 있으며, 또한 가장 가장 큰 비율(12% 이상)로 성장하였다.

그림 20 덴마크 분야별 전기소비 및 소비분야 비교



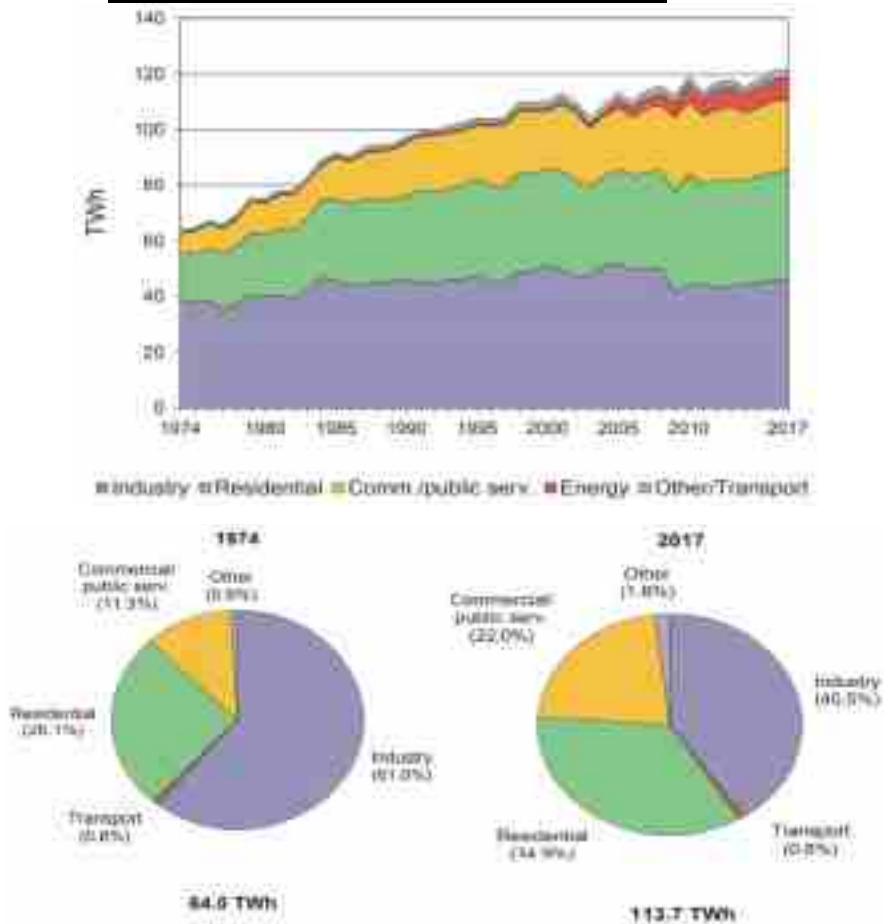
스웨덴의 전기소비량은 2017년 기준 127.3TWh으로 비교 4개국 중 가장 많은 전기소비를 하였다. 1974년과 비교하여 주거분야와 공영분야가 크게 발달되었고 산업분야에 의한 전기소비량은 크게 증가하지 않았다. 반면에 1990년대의 급격한 공영분야 발달 이후 주거분야 또한 꾸준히 성장해왔다.

그림 21 스웨덴 분야별 전기소비 및 소비분야 비교



노르웨이 또한 스웨덴과 같이 산업분야에 대한 전기소비량은 정체되어 있으며 1974년과 비교하여 약 20%이상의 비중이 감소하였다. 반면 에너지분야에 대한 전기소비 비율이 정체되어있는 3개의 비교국가와 다르게 노르웨이의 에너지분야에 대한 전기소비는 2005년 이후 현재까지 급격하게 증가하고 있다.

그림 22 노르웨이 분야별 전기소비 및 소비분야 비교



V 시사점

북유럽 국가의 전력시장운영자(NEMO)를 담당하고 있는 노드풀은 노르웨이 전력회사 간 전력거래를 위한 협회를 근원으로 시작하여 현재는 유럽 내 10개 시장(오스트리아, 덴마크, 에스토니아, 핀란드, 프랑스, 영국, 라트비아, 리투아니아, 네덜란드, 스웨덴)에서 공인 전력시장운영자로 지정되었으며, 2020년 기준 총 전력거래량은 1000TWh에 가까워질 정도의 큰 규모로 성장하게 되었다.

노드풀의 주요 발전원은 수력으로 전체 설비용량의 45%에 육박하고, 다음으로 많은 설비용량의 발전원은 풍력과 원자력이다. 2018년 기준 재생에너지에 의한 전력생산은 총 생산량의 62%이고, 원자력을 더하면 84%이다.

북유럽 대부분의 국가의 발전원은 온실가스 배출이 없는 재생에너지와 원자력이다. 온실가스 배출 감소에 전 세계의 이목이 집중되고 있는 현재 북유럽 국가들은 매우 중요한 위치에 놓여져 있다.

비교적 낮은 전기요금을 내고 있는 우리나라와 유럽 내 가장 낮은 전기요금인 노드풀, 그리고 높은 전력소비 측면에서도 유사한 특징으로 고려될 수 있을 것이다. 또한 온실가스 배출량을 줄이기 위해 다양한 정책을 진행하고 있는 우리나라의 측면에서도 북유럽 국가의 청정에너지 전원비중은 우리나라에 시사하는 바가 크다.

[참고자료]

- (1) Nord Pool Annual Review 2020
- (2) Nord Pool – Europe’s leading power market 2017
- (3) Statnett CiGRE WORKSHOP Study Committee C5 2003
- (4) Nord Pool Spot Company Presentation 2010, Nord Pool 홈페이지(Day-ahead market)
- (5) Nordic Energy Research
- (6) Electricity information 2017