

국내 전력수급 현황과 문제점 및 개선방안¹⁾

장 우 석 현대경제연구원 연구위원 (jangws@hri.co.kr)

1. 서론

2010년 이후 우리나라의 전력 예비율은 10% 이하 수준으로 고착화되는 양상을 보이고 있다. 이에 따라 매년 여름과 겨울에 전력수급의 위기가 반복적으로 발생하고 있으며, 2012년 여름에는 전력공급 예비율이 3.8%(2012.8.6 오후 3시 기준)까지 하락하며 사상 최저치를 기록한 바 있다. 또한 최근에는 겨울철 전력피크가 여름철 전력피크보다 높게 형성되는 모습을 보이고 있으며, 최대전력 사용량은 올 겨울 7,730만kW(2014.2.5 오전 10시 기준)로 사상 최고치를 기록하였다. 이처럼 반복되는 전력 위기는 일시적 현상이라기보다 전력수급의 구조적 문제에 기인한 것으로 근본적 해결책이 요구된다.

우리나라는 경제성장을 촉진하기 위해 전력을 낮은 가격으로 공급해왔으며, 이에 따라 산업용 전력 소비량은 경제발전과 함께 꾸준히 증가해왔다. 그러나 이제는 에너지 다소비형 산업구조를 저에너지 산업구조

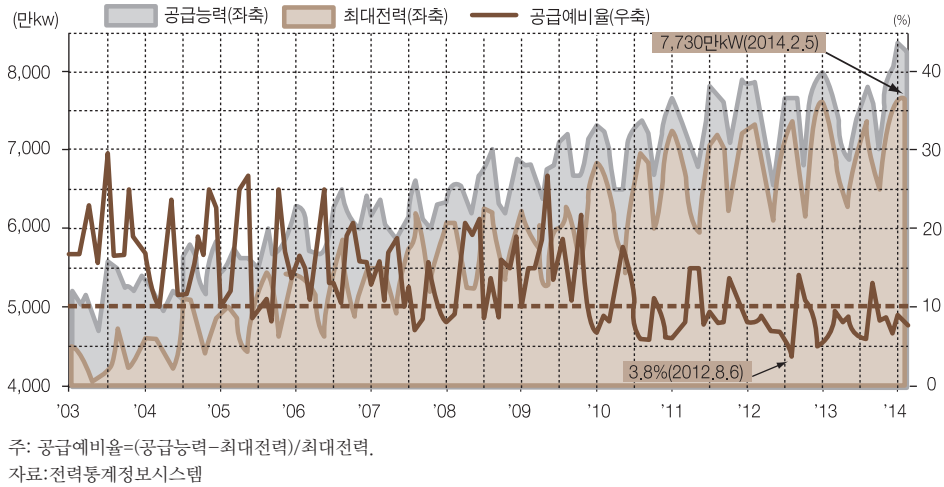
로 전환해야 한다는 목소리가 높아지고 있다.

우리나라의 전력 소비량은 경제발전 및 생활수준 향상을 감안하더라도 과도한 수준으로 증가하여 전력 위기의 근본적 원인을 제공하고 있다. 한국의 1인당 전력소비량은 1980년 858kWh에서 2010년 9,192kWh로 지난 30년 동안 10배 이상 증가하여 OECD 평균을 넘어섰다. 또한, 최근 원자력 발전소 및 고압 송전탑 건설, 전기요금 인상 등을 둘러싼 사회적 갈등 역시 전력의 생산, 유통, 소비구조에서 구조적으로 발생하는 문제로 임기응변식 해결이 아니라 보다 근원적인 해법을 마련할 필요가 있다.

이에 본고에서는 우리나라 전력수급의 현황 및 구조적 문제점을 점검하고 이를 해결하기 위한 방안을 살펴보고자 한다. 구체적으로 전력의 수요·공급 증가 속도의 불일치, 생산·소비 지역의 불균형, 연료원의 다양성 부족, 발전설비 구성의 편중 등 네 가지 측면에서 문제점을 검토하고 개선방안을 모색해보기로 한다.

1) 본고는 장우석, “국내 전력산업의 구조적 문제점 및 개선방안,” 「VIP 리포트」, 현대경제연구원(2013.12.)의 내용을 부분적으로 수정·보완한 것임.

[그림 1] 최대전력 및 공급예비율 추이



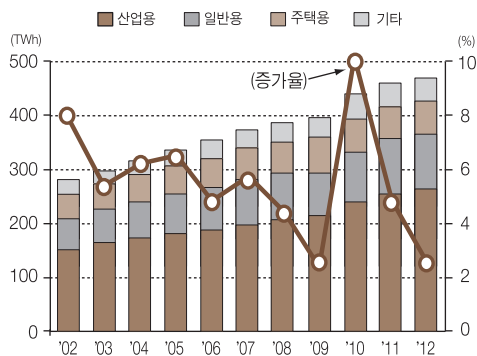
2. 국내 전력수급 현황 및 구조적 문제점

가. 수요·공급 증가 속도의 불일치

우리나라의 전력수요는 빠르게 증가하고 있는 데

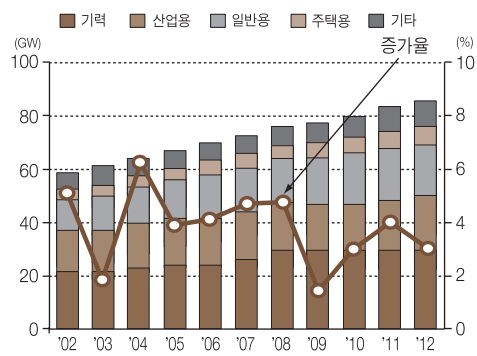
비해 전력공급을 위한 발전설비 확충 속도는 이에 못 미치고 있어 수급의 안정성 확보에 지장을 초래하고 있다. 2002년부터 2012년까지 10년 동안 우리나라의 전력수요는 연평균 5.3% 증가한 데 비해 발전설비 용량은 같은 기간 연평균 3.7% 증가하는 데 그친 것

[그림 2] 전력수요(판매전력량) 증가 추이



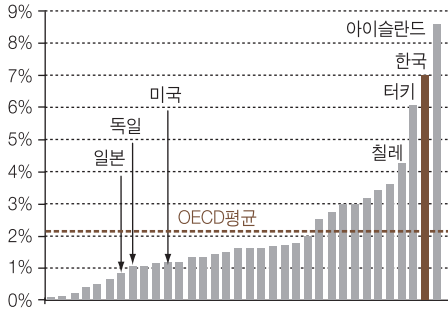
자료: 전력통계정보시스템.

[그림 3] 발전설비 용량 증가 추이



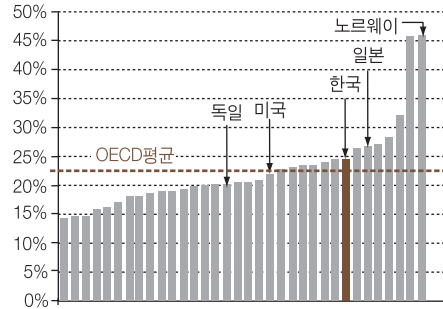
자료: 전력통계정보시스템.

[그림 4] 전력소비 증가율 국제 비교



주: 2000~2010년 연평균 증가율.
자료: IEA

[그림 5] 최종에너지 소비 중 전력 비중



주: 2010년 기준
자료: IEA

으로 나타났다.

국내 총 전력수요는 2002년 278TWh에서 2012년 467TWh로 연평균 5.3% 증가하였다(판매전력량 기준). 용도별로는 일반용이 5.9%로 가장 높은 증가율을 보였으며, 그 다음으로는 산업용 5.5%, 기타(교육, 농사, 가로등, 심야 등) 4.6%, 주택용 4.2% 순으로 나타났다. 그 결과 2012년 기준 용도별 점유율은 산업용이 55.3%로 가장 높은 비중을 차지하였으며, 일반용 21.8%, 주택용 14.0%, 기타 8.9% 순으로 나타났다.

한편, 국내 총 발전설비는 2002년 60GW에서 2012년 86GW로 연평균 3.7% 증가하였다(설비용량 기준). 전원별로 보면, 수력이 5.2%로 가장 높은 증가율을 보였으며, 그 다음으로는 복합화력 5.0%, 기타(내연력, 집단, 상용자가 등) 4.4%, 기력 3.1%, 원자력 2.8% 순으로 나타났다. 그 결과 2012년 기준 전원별 점유율은 기력 34.3%, 원자력 24.2%, 복합화력 23.1%, 수력 7.5%, 기타 10.9% 순으로 나타났다.

전력 소비량이 경제발전 및 생활수준 향상에 따라

증가하는 것은 당연한 현상이지만, 우리나라의 경우에는 에너지소비의 전기화(電氣化) 속도가 다른 국가들에 비해 매우 빠르다는 점이 심각한 문제로 제기되고 있다.

한국의 전력소비 증가율은 OECD 34개국 중 아이슬란드 다음으로 가장 높은 수준이다. 2000년부터 2010년까지 10년 간 한국의 전력소비 증가율은 연평균 7.0%로 아이슬란드(8.5%)에 이어 2위를 기록하였으며, 이는 OECD 평균 전력소비 증가율 2.1%에 비해 매우 높은 수준이다. 미국(1.1%), 독일(1.0%), 일본(0.7%) 등 주요 선진국과 비교하면 그 격차는 더욱 크게 벌어진다.

이에 따라 2010년 기준 한국의 최종에너지 소비 중 전력 비중은 OECD 34개국 중에서 8위를 기록하였다. 한국의 최종에너지 소비 중 전력 비중은 24.5%로 OECD 평균 22.5%에 비해 높은 수준이며, 일본(26.5%)에 비해서는 낮지만 미국(21.8%), 독일(20.1%) 등에 비해서는 높은 것으로 나타났다.

우리나라의 전력 소비량이 빠르게 증가하는 데에는

1, 2차에너지 가격의 역전 현상이 중요한 요인으로 작용하고 있다. 전력은 1차에너지원이 변환과정을 거쳐 생성되는 2차에너지로, 전환손실을 고려할 때 1차에너지보다 비싼 것이 일반적이다. 그런데 우리나라는 제조업 경쟁력 강화를 위해 낮은 전기요금을 유지한 결과, 2차에너지(전기) 가격이 1차에너지(경유) 가격보다 더 낮은 역전 현상이 발생하였다. 2012년 기준 한국의 경우 가격은 1,892달러/toe인 반면 전기요금은 1,082달러/toe를 기록하였다.²⁾

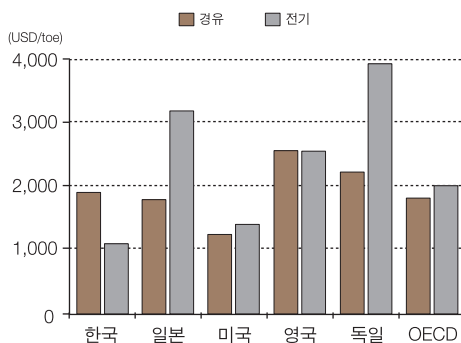
이 같은 1, 2차에너지 가격의 역전은 최종에너지의 전기화(電氣化)를 촉진하는 요인이 되고 있다. 우리나라의 최종에너지 소비량은 1991년 84Mtoe에서 2012년 207Mtoe로 연평균 4.4% 증가한 데 비해, 최종에너지 중 전력 소비량은 1991년 9Mtoe에서 2012년 40Mtoe로 연평균 7.4% 증가하였다. 이에 따라 최종

에너지에서 전력이 차지하는 비중은 10.7%에서 19.4%로 급상승하였다.³⁾

이처럼 우리나라의 전력 소비량은 빠르게 증가하고 있는 데 비해 전력공급 능력은 이를 따라잡지 못하고 있어 전력수급의 불안정성을 높이는 근본적 원인으로 작용하고 있다. 최근에는 환경오염에 대한 우려, 지역 주민의 반대 등으로 화력, 원자력 발전소 등의 주력 발전소의 추가 건설이 쉽지 않기 때문에 시간이 지날수록 발전설비 확충에 어려움이 가중되고 있다.

특히, 우리나라의 주 전력원인 화력 발전소와 원자력 발전소는 이산화탄소 배출, 위험성에 대한 인식 확산, 혐오 시설의 기피 등으로 신규 건설에 난관이 조성되고 있다. 또한 이산화탄소 배출이 적다고 알려진 조력 발전소 역시 환경의 훼손에 대한 우려 등으로 건설에 난관을 겪고 있다.

[그림 6] 경유 및 전기 가격 국제비교

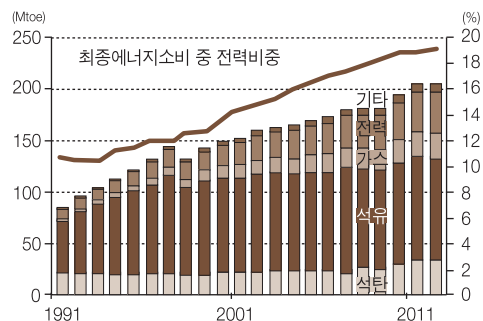


주: 1) 2012년 기준

2) 경유는 비상업 자동차용, 전기는 주택용.

자료: IEA(2013), Energy Prices and Taxes

[그림 7] 최종에너지 소비량 및 전기화 추이



자료: 통계청 자료 이용 계산.

2) toe(석유환산톤, ton of oil equivalent)는 원유 1톤의 열량(10⁷kcal), Mtoe는 백만toe.

3) 통계청 자료를 이용하여 계산. 통계 기준의 차이로 앞에서 살펴본 IEA 데이터와 차이가 존재함에 유의.

나. 생산·소비 지역의 불균형

우리나라의 전력시스템은 지방의 대용량 발전소에서 전력을 대량생산하여 원거리 소비지역으로 송전하는 방식으로 경제적 효율성을 추구해왔다. 또한 원거리 송전에 따르는 전력 손실을 절감하기 위해 고전압 대용량 송·변전 설비를 지속적으로 확대하는 정책을 펼쳐왔다. 입지가 유리한 지역에 대용량 발전소를 건설함으로써 전력의 생산단가를 낮추고 공급량을 확대하는 데 주력해온 결과, 전력 생산시설은 남부지방에, 소비는 수도권 지역에 편중되면서 지역별 전력 자급률 격차가 크게 벌어지게 되었다.

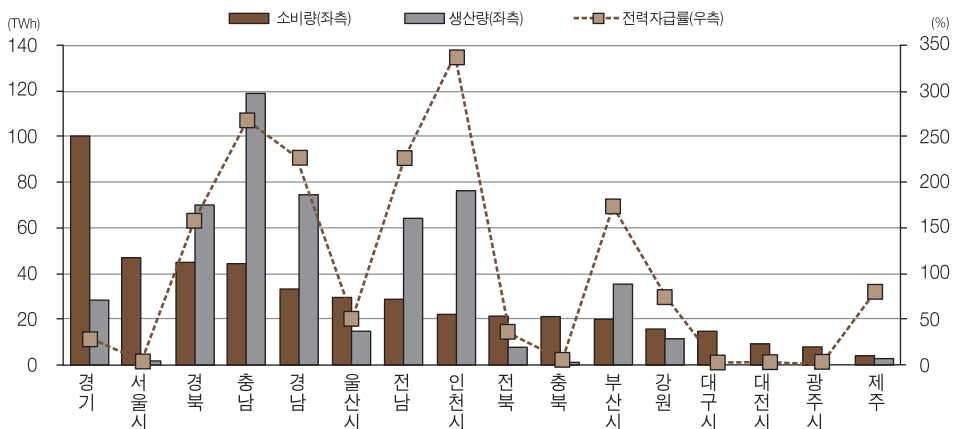
이에 따라 2012년 기준 수도권의 전력 소비량은 170TWh인데 비해 전력 생산량은 107TWh로, 전력 자급률은 62.8%에 불과하여 63TWh 이상의 전력을 타 지역에 의존하고 있는 실정이다. 16개 광역시도 중 전력 소비량이 최대인 경기도의 경우 전력 자급률이 28.5%에 불과하고, 서울시의 전력 자급률은 4.2%에

불과하다. 반면, 인천시(337.2%), 충남(266.9%), 전남(226.3%), 경남(226.0%)은 지역 내 전력 소비량의 2~3배에 이르는 전력을 생산하여 타 지역으로 송전하고 있다.

2002년부터 2012년까지 10년 동안의 권역별 전력 소비량 증가 추이를 살펴보면, 수도권은 전력 생산량이 소비량보다 빠르게 증가한 반면, 비수도권은 이와 반대로 전력 소비량이 생산량보다 빠르게 증가하여 지역별 전력 자급률 편차는 점차 개선되고 있는 것으로 나타났다.

타 지역에 대한 전력 의존도가 높은 수도권의 경우 생산이 소비보다 빠르게 증가하는 것으로 나타났다. 수도권의 전력 소비량은 2002년 105TWh에서 2012년 170TWh로 연평균 5.0% 증가하였으며, 생산량은 같은 기간 42TWh에서 107TWh로 연평균 9.8% 증가한 것으로 나타났다. 이에 따라 수도권의 전력 자급률은 2002년 약 40%에서 2012년 약 63%로 상승하였다. 이는 대부분 인천의 전력 생산량 증가에 기인한

[그림 8] 전국 시도별 전력 자급률(2012년)

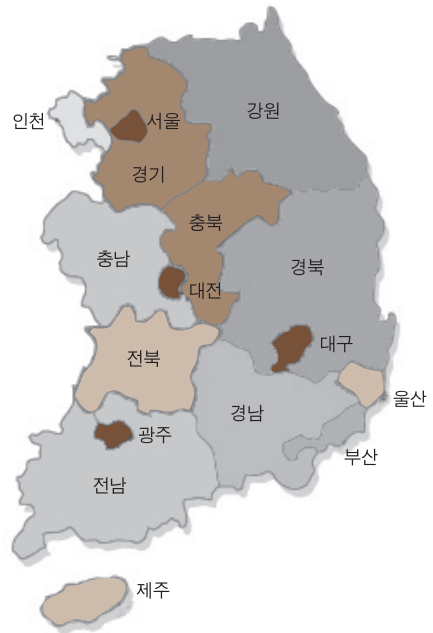


(단위: MWh, %)

순위	구분	발전량	소비량	자급률
1	인천시	76,387	22,652	337.2
2	충남	118,764	44,492	266.9
3	전남	64,462	28,485	226.3
4	경남	74,602	33,015	226.0
5	부산시	35,685	20,665	172.7
6	경북	70,202	44,800	156.7
7	제주	3,081	3,865	79.7
8	강원	11,583	15,904	72.8
9	울산시	14,609	29,363	49.8
10	전북	7,765	21,462	36.2
11	경기	28,547	100,292	28.5
12	충북	1,265	21,362	5.9
13	서울시	1,981	47,234	4.2
14	대전시	239	9,160	2.6
15	대구시	264	14,955	1.8
16	광주시	138	8,130	1.7

주: 전력자급률 = 전력생산량 ÷ 전력소비량.

자료: 한국전력통계 데이터틀 이용하여 자체 계산



것이며, 경기도는 전력 소비량이 빠르게 증가하는 반면 생산량 증가율은 낮은 수준이어서 수도권 전력수급의 부담을 가중시키고 있다. 경기도의 전력 소비량은 2002년 54TWh에서 2012년 100TWh로 연평균 6.4% 증가한 반면, 생산량은 같은 기간 18TWh에서 29TWh로 연평균 4.6% 증가하는 데 그친 것으로 나타났다.

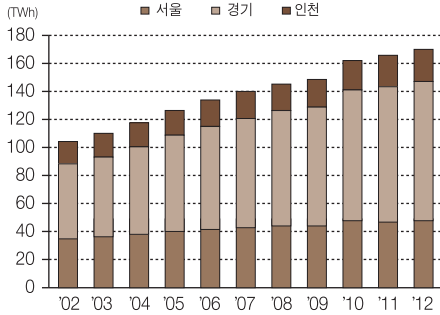
충청권은 소비가 생산보다 빠르게 증가한 것으로 나타났다. 충청권의 전력 소비량은 2002년 34TWh에서 2012년 75TWh로 연평균 8.1% 증가한 반면, 생산량은 같은 기간 71TWh에서 120TWh로 연평균 5.4% 증가하는 데 그쳤다. 이에 따라 충청권의 전력 자급률(초과생산 비율)은 2002년 약 207%에서 2012

년 약 160%로 하락하였다. 충청권 전력 생산량의 대부분(2012년 기준 98.7%)은 충남 지역에서 생산되고 있는 것으로 나타났다.

영남권의 경우에는 전력 소비량이 생산량보다 조금 더 빠른 속도로 증가하는 것으로 나타났다. 영남권 전력 소비량은 2002년 93TWh에서 2012년 143TWh로 연평균 4.4% 증가하였으며, 전력 생산량은 같은 기간 140TWh에서 195TWh로 연평균 3.4% 증가하였다. 이에 따라 영남권의 전력 자급률(초과생산 비율)은 2002년 약 151%에서 2012년 약 137%로 다소 낮아졌다.

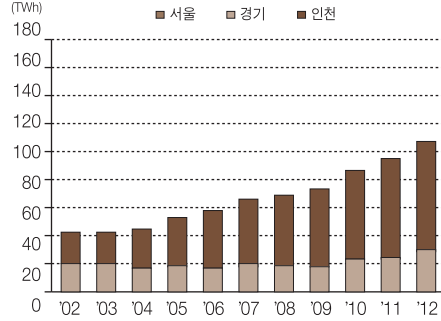
호남권 역시 전력 소비량이 생산량보다 빠르게 증가하였다. 호남권의 전력 소비량은 2002년 33TWh

[그림 9] 수도권 전력 소비량 추이



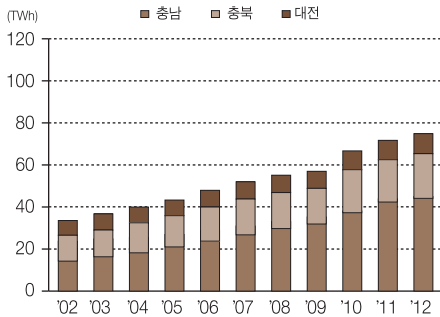
자료: 한국전력통계

[그림 10] 수도권 전력 생산량 추이



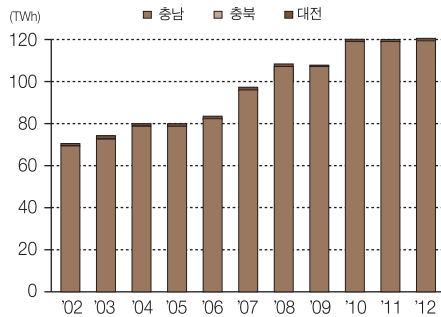
자료: 한국전력통계

[그림 11] 충청권 전력 소비량 추이



자료: 한국전력통계

[그림 12] 충청권 전력 생산량 추이



자료: 한국전력통계

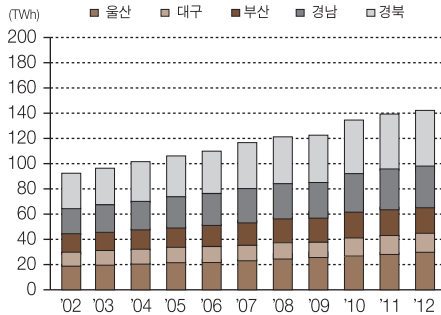
에서 2012년 58TWh로 연평균 5.8% 증가하였으며, 전력 생산량은 2002년 48TWh에서 2012년 72TWh로 연평균 4.3% 증가하였다. 이에 따라 호남권의 전력 자급률(초과생산 비율)은 2002년 약 143%에서 2012년 약 125%로 하락하였다.

과거에는 지역별 전력 자급률 격차가 큰 문제가 되지 않았으나, 최근에는 대용량 발전소 건설 및 고압 송전설비 확충이 쉽지 않아 전력수급의 불안요인으로

작용하고 있다. 환경과 안전에 대한 국민들의 눈높이가 높아져 이제는 지방에서도 원전 및 대용량 화력발전소 등 발전설비 신설이 쉽지 않은 상황이다.

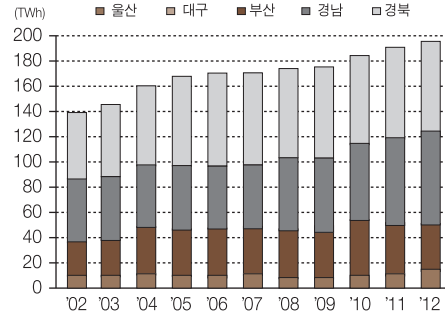
또한, 최근 밀양 송전탑 건설을 둘러싼 갈등에서 볼 수 있듯이 원거리 고압 송전설비 확충도 난관을 겪고 있다. 이에 따라 전력을 소비하는 만큼 생산에 대한 책임도 분담하는 차원에서 지역별 전력 자급률을 높여야 한다는 문제의식이 확산되고 있는 것이다.

[그림 13] 영남권 전력 소비량 추이



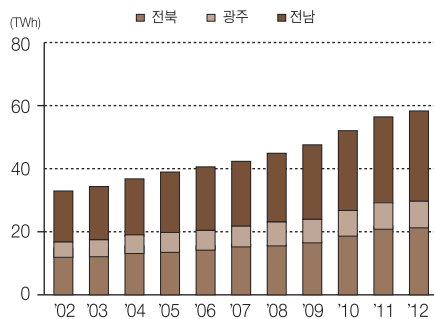
자료: 한국전력통계

[그림 14] 영남권 전력 생산량 추이



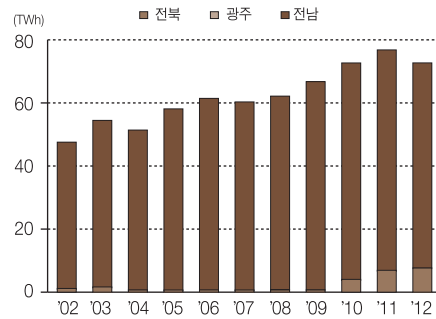
자료: 한국전력통계

[그림 15] 호남권 전력 소비량 추이



자료: 한국전력통계

[그림 16] 호남권 전력 생산량 추이



자료: 한국전력통계

지역별 전력 공급률이 높아지면 발전시설에 대한 주민 수용성 향상, 송·변전 설비 건설비용 절감, 자발적 에너지 절약 유도 등의 효과가 기대된다. 과거에는 발전소 건설계획에 따라 부수적으로 송·변전 설비를 건설하는 것이 일반적이었으나, 최근 수립된 『제2차 에너지기본계획』에서는 송전망 제약 하에서 발전소의 입지를 확보하는 방식으로 전환하기로 한 것은 이러한 추세를 반영한 결과라고 볼 수 있을 것이다.

다. 연료원의 다양성 부족

우리나라는 전력생산에 있어 일부 연료원에 대한 과도한 편중 현상을 보이고 있어 연료원의 다양성이 부족한 상황이다. 국내 총 전력생산 연료 중 석탄, 원자력, 천연가스 등 3대 연료에 대한 의존도는 95.5%로 OECD 평균인 77.7%에 비해 매우 높은 수준이다 (2011년 기준).

우리나라의 연료원별 전력 생산량 비중은 석탄이 45.2%로 가장 높고, 그 다음으로는 원자력 29.1%, 천연가스 21.2%, 석유 2.9%, 수력 0.9%, 기타(신재생에너지 포함) 0.6% 순으로 나타났다. 이에 비해 OECD 평균 연료원별 전력 생산량 비중은 석탄 34.5%, 원자력 19.1%, 천연가스 23.9%, 석유 2.8%, 수력 13.0%, 기타 6.6%의 점유율을 보이고 있다.

또한 국내 신재생에너지 발전은 폐기물 소각 등의 비중이 50% 이상을 차지하고 있는 것으로 나타났다. 폐기물 소각, 매립가스, 바이오가스, 바이오매스⁴⁾, 연료전지⁵⁾ 발전설비 등의 용량은 1,737MW로 신재생에너지 발전설비의 51.2%를 차지하고 있으며, 그 다음으로 태양광 발전설비 973MW(28.7%), 풍력 513MW(15.1%), 소수력⁶⁾ 170MW(5.0%)로 나타났다.

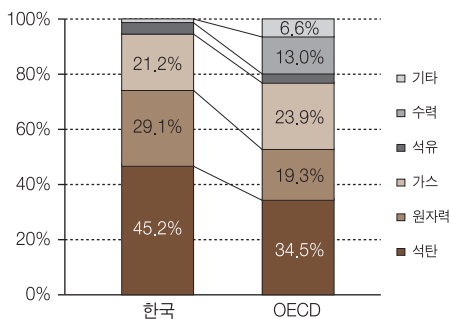
이처럼 특정 연료원에 대한 편중 현상은 에너지자

원 가격의 변동성에 대한 리스크를 분산시키지 못함으로써 전력의 안정적 공급을 잠재적으로 위협하고 있는 것으로 평가된다.

라. 발전설비 구성의 편중

국내 발전설비의 용량별 구성을 보면 500MW 이상의 대용량 발전설비가 절반 이상을 차지하고 있으며, 100MW 미만의 소규모 발전설비의 보급은 미흡한 실정이다. 원자력 발전소 23기를 포함하여 500MW 이상의 대용량 발전소 65기가 국내 총 발전설비 용량(86,136MW)의 50.3%를 차지하고 있다. 100MW 이상 500MW 미만의 발전소는 199기로 설비용량의 40.6%를 점유하는 것으로 나타났으며, 100MW 미만의 소규모 발전설비는 5,452기로 9.2%를 차지하고

[그림 17] 연료원별 전력 생산량 비중



주: 2011년 발전량 기준.

자료: IEA, Energy Balances of OECD Countries

[표 1] 신재생에너지 발전설비 현황

구분	설비용량(MW)	비중
폐기물 등	1,737	51.2%
태양광	973	28.7%
풍력	513	15.1%
소수력	170	5.0%
합계	3,393	100.0%

주: 1) 2013.10.31 기준.

2) 폐기물 등은 매립가스, 바이오가스, 바이오매스, 연료전지 등을 포함

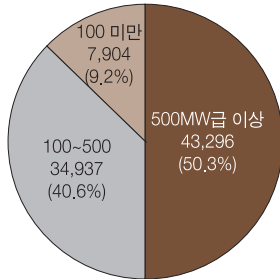
자료: 전력통계정보시스템

4) 바이오매스(biomass)란 폐목재, 녹조류 등 에너지원으로 이용되는 생물체를 의미.

5) 연료전지 발전은 수소(연료)가 공기 중의 산소와 만나 물로 바뀌는 과정에서 전기를 생산.

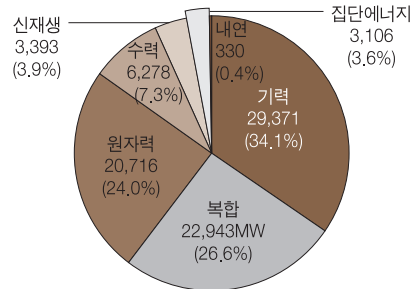
6) 설비용량 10MW 이하의 수력발전 설비를 의미.

[그림 18] 설비용량별 발전설비 현황



주: 2013.10.31 설비용량 기준.
자료: 전력통계정보시스템

[그림 19] 발전형식별 발전설비 현황



주: 2013.10.31 설비용량 기준.
자료: 전력통계정보시스템

있다.

전력 공급예비율이 낮은 상황에서 대용량 발전소에 대한 의존도가 높을 경우 발전소 한 기의 고장이 전력 대란으로 직결되는 문제가 발생할 수 있다.

발전설비의 형식별로 보면 국내 총 발전설비 용량 86,136MW 중에서 기력, 복합화력 및 원자력 발전설비의 용량은 73,030MW로 84.8%를 차지하고 있는 반면, 집단에너지(열병합발전) 설비가 차지하는 비중은 3.6%에 불과한 것으로 나타났다. 열과 전기를 동시에 생산하는 집단에너지 설비는 에너지의 소비지역과 생산지역이 가까워 지역별 전력자급률을 향상시키는 데 유리한 발전 방식이다.

국내 전력수급의 안정성을 제고하기 위해서는 발전설비의 용량별, 형식별 다양화를 추구할 필요가 있다.

3. 개선방안

국내 전력 수급구조를 개선하기 위해서는 민간과 정부가 적극 협력하여 전력 수요관리 강화, 발전소 입지 분산, 연료원 및 발전설비 구성의 다양화 등을 위해 노력할 필요가 있다.

첫째, 급증하는 수요를 억제하기 위해 전력소비와 관련된 제도, 기술, 가격 등을 포괄적으로 점검하여 전력 다소비 요인을 선제적으로 관리할 필요가 있다. 건축물 등의 에너지 효율기준을 강화하는 한편, 에너지관리시스템(EMS) 도입에 대한 금융지원 등의 인센티브를 확대하는 방안을 고려해야 한다. 특히 대학, 호텔, 백화점 등 에너지 다소비 건물의 경우, 전력 낭비를 방지를 위해 건물 용도별 적정 소비량의 초과분에 대한 누진제 도입을 검토하는 한편, 전기난방시스템(EHP)⁷⁾, 전기인덕션 등 1차에너지 대신 값비싼 2차 에너지를 열원(熱源)으로 사용하는 제품의 사용을 억제하는 데 주력해야 한다.

또한, 발전원가를 전력 판매가격에 정상적으로 반

7) EHP(Electric Heat Pump, 전기난방방시스템).

영하여 합리적 소비를 유도하고 에너지 자원의 효율적 배분을 도모해야 한다. 2차에너지(전기) 가격을 정상화하는 한편 1차에너지(LNG, 등유)에 대한 과세를 완화하여 전기난방 추세의 근본적 원인을 제거해야 한다. 이와 함께 원전 안전관리 강화 비용, 원전 해체 및 사용후 핵연료 처리비용, 사고 대비 비용 등 사회적·환경적 비용을 반영하여 발전원가의 적정성을 재검토할 필요가 있다.

둘째, 발전소의 입지 분산을 통해 지역별 전력 자급률 향상을 도모해야 한다. 전력 자급률이 낮은 지역에 신규 발전설비가 우선 확충될 수 있도록 부지 확보 및 세제, 금융 혜택을 제공하는 한편, 전력 다소비 업체의 자가용 발전설비 구축 유도, 에너지 자립마을 건설 등 분산형 전원의 확대에 주력해야 한다. 한편, 사회적 갈등 완화를 위해 초고압 송전선로 건설을 최소화하고, 건설이 불가피한 경우 이해당사자 간의 원만한 합의 도출을 위해 노력해야 한다.

셋째, 다양한 에너지원을 개발하여 연료원의 다양화를 추구해야 한다. 도심 건물의 태양광 발전설비 도입이 활성화될 수 있도록 솔라맵(햇빛지도)을 적극 활용하는 한편, 태양광 산업 재생을 위해 전기요금 정상화로 재원을 확보하여 발전차액지원제도(FIT)를 재도입하는 방안도 검토할 필요가 있다. 또한 수소연료전지, 핵융합발전 등 미래 에너지원 개발을 위한 연구개발(R&D) 투자도 지속적으로 확대해야 할 것이다.

넷째, 발전설비의 용량별, 형식별 편중 현상을 완화해야 한다. 중·소규모의 분산 자립형 발전시스템을 확충하여 대용량 발전소에 대한 과도한 의존도를 낮출 필요가 있다. 이를 위해서는 집단에너지(열병합발전) 사업이 활성화될 수 있도록 심사 제도, 연료 가격,

세제 혜택 등을 종합적으로 개선하는 한편, 규모의 경제 부족으로 수익성이 높지 않은 소규모 집단에너지 사업의 경우 지자체와 지방 공기업이 주도하는 공공 사업으로 진행하는 방안도 검토할 필요가 있다.

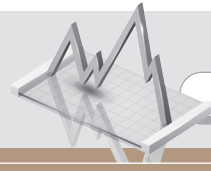
참고 문헌

〈국내 문헌〉

- 국무총리실, 제1차 국가에너지기본계획, 2008
 김철현, 일별·시간대별 전력 부하패턴 분석, 에너지경제연구원, 2013
 산업통상자원부, '13년 여름철 전력수급 전망 및 대책, 2013.5.31
 서울특별시, 에너지백서, 2011
 장우석, VIP 리포트, 현대경제연구원, 2013.12
 지식경제부, 에너지통계연보, 2012
 _____, 제6차 전력수급기본계획, 2013
 한국전력거래소, 가전기기 보급률 및 가정용 전력소비행태 조사, 각년도
 한국전력공사, 한국전력통계, 2013

〈외국 문헌〉

- International Energy Agency, Electricity Information, 2012
 _____, Energy Prices and Taxes, 2013
 _____, Energy Balances of OECD Countries, 2012
 _____, World Energy Outlook, 2012



〈웹사이트〉

전력통계정보시스템, <http://www.kpx.or.kr/epsis/>