

국내 태양광 발전의 용량크레딧 산정을 위한 이용률 기반 근사화 방법

백천현** · 정용주** · 김영진***

*동의대학교 산업융합시스템공학부

**부산외국어대학교 E-비즈니스학과

***부경대학교 시스템경영공학과

Capacity Factor-based Approximation Approach for Calculating Capacity Credit of Solar Power in Korea

Chunhyun Paik** · Yong Joo Chung** · Young Jin Kim***

*Division of Industrial Convergence Systems Engineering, Dongeui University

**Department of e-Business, Busan University of Foreign Studies

***Dept. of Systems Mgmt. & Eng., Pukyong National University

†Corresponding author: chpaik@deu.ac.kr

Abstract

Solar power is expected to account for a considerable proportion of domestic renewable energy compared to other renewable energy sources. In this study, capacity credits, which are the most important factors for evaluating the effective capacity of photovoltaic power, are estimated by capacity factor-based approximation method. To do this, we use the data of solar power generation and capacity over many years and calculate the capacity factors of the domestic solar power. The results of the existing methods and ours proposed in this paper are compared and analyzed.

Keywords: 태양광(Solar Power), 용량크레딧(Capacity Credit), 이용률(Capacity Factor), 실효용량(Effective Capacity)

1. 서론

화석원료를 이용하는 전통적인 발전원의 잠재적인 전력생산능력은 정격용량(rated capacity), 설비효율 등과 같이 비교적 확정적(deterministic)인 요소와 함께 고장정지 등의 불확실성 요소가 고려되어 결정되는 것이 일반적이다. 하지만 태양광 발전의 경우, 전통적인 발전원의 불확실성요소에 더해 기후 환경적 특성에 의해 발전량이 크게 좌우되기 때문에 전력공급시스템의 안정성에 대한 불확실성(uncertainty)이 전통적인 발전원에 비해 확대되는 것이 보통이다. 이같이 전통적인 발전원과 대비되는 태양광 발전의 특성을 비교적 잘 나타내는 지표로서 이용률과 피크기여도가 있다. 이용률(Capacity Factor, CF)는

 OPEN ACCESS



Journal of the Korean Solar Energy Society
Vol.37, No.5, pp.13-26, October 2017
<https://doi.org/10.7836/kses.2017.37.5.013>

pISSN: 1598-6411

eISSN: 2508-3562

Received: 07 July 2017

Revised: 13 September 2017

Accepted: 25 October 2017

Copyright © Korean Solar Energy Society

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution NonCommercial License which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

발전기가 일정 기간 동안 최대 출력으로 연속 운전 시에 생산 가능한 전력량에 대한 실제 전력 생산량의 비율을 말한다. CF는 원자력이나 화력을 막론하고 발전설비의 이용 효율성 및 경제성 평가를 위한 지표로 가장 널리 사용되고 있는데¹⁾, 발전량을 기준으로 계산되기 때문에 보통 기저부하 담당 발전원은 CF가 높고, 첨두부하 담당 발전원은 CF가 낮다.

전력수요, 발전비용, 설비 가용성 등에 좌우되는 발전기의 기동시간과 발전량에 의해 CF가 주로 결정되는 전통적인 발전원과는 다르게 태양광은 기후 환경적 요소에 의해 발전량이 크게 좌우되고 이러한 요소는 태양광의 CF가 지역별, 계절별, 시간대별로 전통적인 발전원과 매우 다른 특성을 보이게 한다. 따라서 태양광의 CF에 대한 심도 있는 분석 결과는 태양광 발전의 경제성 평가와 전력시스템의 운영 및 계획에 매우 중요한 요소로 인식되고 있다. 하지만 국내 태양광의 CF에 대한 연구는 매우 빈약한 실정이다. 참고문헌^{2,3)}에서는 계절별, 시간대별, 지역별 국내 태양광의 CF에 대한 조사 결과를 제시하였다. 최근에는 전력거래소의 전력통계정보시스템(EPSIS)에서는 태양광을 포함한 신재생에너지의 CF를 월별 단위로 발표하고 있으나 시간대별 자료는 제공되고 있지 않다. 본 연구의 조사에 따르면, 국내 태양광 발전의 시간대별 CF에 관한 연구는 참고문헌²⁾이 유일한 정도로, 시간대별 CF에 대해 공개적으로 발표된 국내 자료는 찾아보기 어렵다. 하지만 이 연구가 태양광 발전 보급 초기에 이루어지고(보급용량 약 357 MW) 이용된 자료가 특정 연도(2008년)에 국한되어 있어 연구 결과의 활용이 제한적이다. 태양광 발전이 가능한 시간대를 구분하고 시간대별 발전량의 차이를 파악하기 위해서는 시간대별 CF에 대한 분석이 요구된다. 더구나, 본 연구의 주요 내용인 태양광의 용량크레딧(Capacity Credit)을 분석하기 위해서도 시간대별 CF에 대한 정보가 필요하다.

한편, 피크전력수요가 발생하는 시점에 특정 발전원의 용량 중에서 수요에 기여할 수 있는 부분을 부하절감량이라고 하는데, 이 것과 관련된 비율로 “피크기여도”가 있다⁴⁾. 국내 전력수급기본계획에서는 신재생에너지 발전원별로 피크기여도를 제시하고 이를 이용해 각 발전원의 “실효용량”을 계산한다 (즉, 실효용량=정격용량×피크기여도). CF가 특정 시간 동안의 발전량과 정격용량에 의해 정의되는 척도인데 반해, 실효용량은 피크전력 수요 시점에 동원될 수 있는 발전용량이라는 점에서 그 차이가 있다.

가장 최근에 이루어진 7차 전력수급기본계획에서 태양광의 피크기여도인 13.0%를 적용하면, 2029년까지 계획되어 있는 태양광 설비의 정격용량 16,565 MW의 실효용량은 2,153 MW에 지나지 않아 태양광으로 전통적인 발전원을 대체하는 효과는 매우 제한적일 수 밖에 없는 것으로 평가되고 있다. 이에 신재생에너지의 보급 확대를 적극적으로 주장하는 측에서는 태양광의 피크기여도가 과소평가되었다는 주장을 하는 등 피크기여도의 적절성 여부는 신재생에너지 도입과 관련된 핵심 이슈 중 하나가 되고 있다. 더구나 피크기여도를 산정하는 구체적인 방법과 자료의 출처가 전력수급기본계획에서 제시되어 있지 않아, 태양광 발전 공급능력의 변동성(variability) 그리고 전력시스템의 신뢰성에 미치는 영향 등에 관련된 불확실성이 피크기여도 산정에 어떻게 반영되었는지 파악할 수 없어 관련 전문가 사이에도 논란이 되고 있다. 사실 이 같은 이슈는 국내뿐만 아니라 국외에서도 큰 연구 관심대상이 되고 있는데, 재생에너지(특히, 태양광, 풍력)의 이러한 불확실성을 반영하는 국외

에서 사용되는 성능 측정치에 대한 용어(개념)로 용량크레딧(Capacity Credit, CC) (또는 용량가치(Capacity Value))가 있다^{5,6,7,8}.

CC는 현 전력시스템의 적정 신뢰도(reliability)가 유지되면서 전력시스템에 추가할 수 있는 부하수준(load level)로 정의된다^{9,10}. 사실, 국내에서 사용되고 있는 피크기여도와 용량크레딧 개념의 일치 여부는 피크기여도에 대한 산정 과정이 주어지지 않아 확인할 수 없지만 피크기여도와 CC의 개념은 거의 유사한 것으로 판단된다. 한편, 재생에너지의 용량크레딧 또는 피크기여도에 대한 국내 연구는 매우 부족한 실정이다^{11,12,13}. 더구나 이러한 기존 연구의 범위 역시 발전기 단위이거나 실험이 매우 제한적으로 이루어져 국가 단위의 전력시스템의 계획 및 설계에 활용하기에는 한계가 있다.

본 연구에서는 먼저, 국내 태양광 CF에 대한 심도 있는 조사분석 결과를 제시한다. 여기에는 태양광의 발전 특성을 가장 잘 파악할 수 있는 시간(hour)단위 CF 분석결과가 포함된다. 다음으로, 시간단위 CF 분석결과와 국내 과거 전력수요 자료를 이용해 국내 태양광의 CC에 대한 근사값을 산정한다. 산정방법으로는 기존 국외 문헌에 주어진 것과 본 연구에서 새로이 제시하는 방법이 포함되는데, 모두 CF를 기반으로 하는 공통점이 있다.

2. 이용률 분석

태양광 CF는 이용 목적에 따라 매우 다양한 차원(dimension)에서 다루어질 수 있다. 예를 들어, 태양광 발전 설비 증설에 대한 경제성을 지역별로 평가하는 것이 목적이라면, 이 때 필요한 것은 각 지역을 대표하는 CF값이다. 또한 국내 태양광 발전 환경을 다른 나라와 비교하는 경우에는 국가 전체를 대표하는 CF값이 이용된다. Fig. 1은 월(계절), 지역, 그리고 시간(하루 24시간) 등 세 가지 차원으로 CF를 분류하는 것을 보여주는데, 예를 들어, Fig. 1에서 ①은 국가 전체를 대상으로 월별 (또는 계절별)로만 구분된 CF를 의미한다. 이와는 다르게 ②는 월 (또는 계절별)별과 지역별로 구분된 CF를 나타내는데, 이 같은 자료는 전력거래소에서 제공하는 전력통계정보 시스템(EPSS)에서 제공된다¹⁴. 또한 매년 발간되는 신재생에너지 보급통계에서는 지역별로 구분한 연도별 태양광의 보급 용량 및 발전량 자료가 제공이 된다¹⁵. Fig. 2는 EPSS에서 제공된 2010~2015년 6년간 국내 전체의 월별 CF 값의 평균값을 보여준다. 국내 태양광 발전의 CF는 봄(3~5월)에 가장 높는데, 이는 태양광발전량에 가장 큰 영향을 미치는 기후 요소인 일조량과 모듈 표면온도 등이 보다 유리하기 때문이다.

Table 1은 EPSS에서 제공된 연도별 지역별 CF자료의 6년간 평균값을 보여준다. 평균 CF가 가장 높은 지역은 전남이고 강원, 전북 그리고 경북 지역이 그 뒤를 뒤따르고 CF가 가장 낮은 지역은 대구로 나타났다. 또한, 전북지역의 5월(봄)의 CF가 연중 가장 높은 값을 가지는 것으로 나타났다. Table 1의 마지막 열은 월별로 16개 지역의 CF를 단순히 평균한 값으로, 여기서 주의할 점은 이 값을 국가 전체의 월별 CF로 이용해서는 안 된다는 사실이다. 이 관계를 수식을 통해 살펴보기로 한다. 먼저, C_{ij} , G_{ij} 각각을 i 월 j 지역의 발전설비용량(MW)과 발전량(MWh)이라고 하자. 또한 H_i 와 J 는 i 월의 시간 수(예를 들어, $H_1 = 31 \text{ days} \times 24 \text{ hours/day} = 744 \text{ hours}$)와 지역의 수를 각각 나타낸다. 그러면 (국가 전체) i 월의 이용률(CF_i)과 i 월 지역 j 의 이용률(CF_{ij})는 다음과 같이 계산된다.

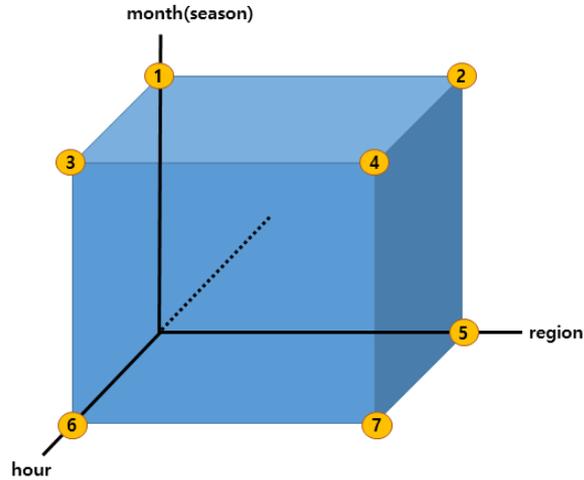


Fig. 1 Three dimensions for capacity factors of solar power

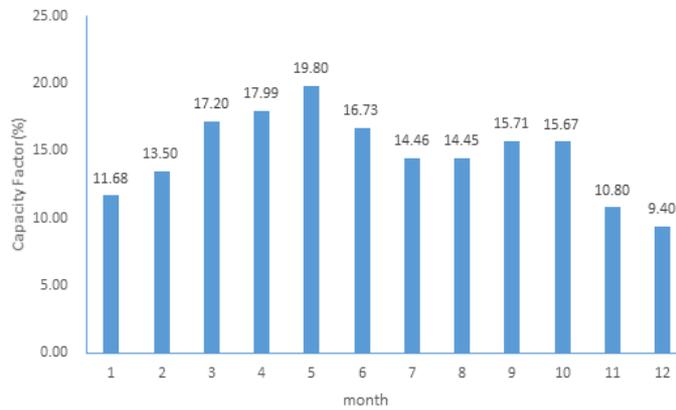


Fig. 2 Capacity factors of solar power by month (2010~2015 average)

Table 1 Capacity factors of domestic solar power by month and region

	Seoul	Busan	Dae gu	In cheon	Kwang ju	Dae jun	Ulsan	Gyung gi	Gang won	Chung buk	Chung nam	Jun buk	Jun nam	Gyung buk	Gyung nam	Jeju	Ave.
Jan	0.1151	0.1255	0.1018	0.1064	0.1077	0.0993	0.1137	0.0709	0.1164	0.1045	0.1132	0.1058	0.1155	0.1304	0.1303	0.0959	0.1091
Feb	0.1488	0.1210	0.1098	0.1350	0.1298	0.1278	0.1122	0.1099	0.1440	0.1322	0.1411	0.1308	0.1344	0.1398	0.1358	0.1091	0.1289
Mar	0.1745	0.1494	0.1315	0.1616	0.1692	0.1636	0.1250	0.1473	0.1661	0.1645	0.1735	0.1753	0.1751	0.1722	0.1661	0.1465	0.1614
Apr	0.1739	0.1377	0.1380	0.1575	0.1612	0.1621	0.1651	0.1548	0.1783	0.1698	0.1757	0.1896	0.1862	0.1750	0.1682	0.1653	0.1665
May	0.1942	0.1621	0.1475	0.1781	0.1641	0.1855	0.1824	0.1763	0.1986	0.1866	0.1865	0.2086	0.2029	0.1995	0.1877	0.1728	0.1857
Jun	0.1421	0.1263	0.1255	0.1545	0.1585	0.1695	0.1511	0.1623	0.1888	0.1660	0.1697	0.1815	0.1668	0.1733	0.1489	0.1241	0.1585
Jul	0.1236	0.1344	0.1310	0.1297	0.1409	0.1375	0.1420	0.1159	0.1474	0.1286	0.1362	0.1511	0.1483	0.1470	0.1363	0.1349	0.1376
Aug	0.1232	0.1314	0.1255	0.1320	0.1483	0.1370	0.1333	0.1270	0.1458	0.1401	0.1423	0.1480	0.1516	0.1403	0.1333	0.1323	0.1377
Sep	0.1474	0.1354	0.1237	0.1424	0.1567	0.1278	0.1410	0.1381	0.1526	0.1495	0.1589	0.1623	0.1670	0.1475	0.1463	0.1320	0.1467
Oct	0.1580	0.1292	0.1289	0.1510	0.1510	0.1305	0.1232	0.1331	0.1547	0.1468	0.1612	0.1561	0.1652	0.1530	0.1490	0.1391	0.1460
Nov	0.1089	0.1118	0.0730	0.1066	0.0937	0.0941	0.0892	0.0873	0.1052	0.0982	0.1044	0.1010	0.1098	0.1123	0.1133	0.1017	0.0996
Dec	0.1017	0.0983	0.0762	0.0966	0.0838	0.0783	0.0985	0.0696	0.0952	0.0812	0.0864	0.0796	0.0943	0.1078	0.1085	0.0788	0.0879

$$CF_i = \frac{\sum_j G_{ij}}{\sum_j C_{ij} \cdot H_i} = \frac{1}{H_i} \cdot \frac{\sum_j G_{ij}}{\sum_j C_{ij}} \tag{1}$$

$$CF_{ij} = \frac{G_{ij}}{C_{ij} \cdot H_i} = \frac{1}{H_i} \cdot \frac{G_{ij}}{C_{ij}} \tag{2}$$

그런데 Table 1의 마지막 열의 값은 $\frac{1}{J} \sum_j CF_{ij} = \frac{1}{J \cdot H_i} \sum_j \frac{G_{ij}}{C_{ij}}$ 이므로, 각 지역의 발전설비 용량이 동일 (즉, $C_{ij} = C_i, \forall j$)한 매우 특수한 경우를 제외하고는 (식 1)과는 일반적으로 다른 값을 가진다. Table 1의 마지막 열에 주어진 월별 CF값이 Fig. 2에 주어진 CF_i 에 비해 대체로 작은 값을 가지는 것은 CF가 상대적으로 높은 지역(전남, 전북 등)의 설비 용량이 CF가 낮은 지역에 비해 크기 때문이다. 지역별 발전용량이 상이한 경우에 지역별 CF를 국가 전체 CF로 변환하기 위해서는 (즉, Fig. 1에서 ②→①, ④→③, ⑦→⑥) CF_{ij} 를 단순평균이 아닌 전체 발전설비용량에서 각 지역의 용량이 차지하는 비율($C_{ij}/\sum_j C_{ij}$)로 가중평균하여 구할 수 있다. 즉,

$$\sum_j [CF_{ij} \cdot C_{ij} / \sum_j C_{ij}] = CF_i.$$

이상에서와 같이 지역별, 월별 CF 자료와는 다르게, 태양광의 시간별 CF에 관한 공개된 국내 자료는 매우 빈약한 것으로 파악되었다. 여기서 시간(hour)이란 하루 24시간 각각을 의미한다. 본 연구에서는 시간별 CF 조사 분석을 위해 전력거래소에서 2010년~2015년 연도별로 8760시간별 태양광의 발전량과 설비용량에 관한 시간단위 자료를 제공 받았다. 이 자료는 전력거래소와 계약을 맺은 태양광사업자들의 발전 용량(시장참여설비용량)만이 포함된 것으로 국내 전체의 자료는 아니지만, Table 2에서 보여주듯이, 연도별로 국내 태양광 전체 용량의 37%에서 54%를 포함하고 있으므로 통계적으로 유의한 표본규모라고 판단된다. 표에서 연도별 보급용량은 2015년 신재생에너지보급통계¹⁵⁾에서 제공된 사업용과 자가용의 태양광 발전 용량의 합으로 구하였다. 한편, 표본용량은 CF 산정에 포함된 용량을 의미하는데, 매년 마지막 시간대의 용량을 기준으로 한다.

Table 2 Sample size for capacity factor calculation by hour

Cap.	Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Supply capacity (MW)		650	729	1,024	1,555	2,481	3,615
Sample capacity (MW)		349	359	467	743	1,052	1,341
Ratio		0.54	0.49	0.46	0.48	0.42	0.37

Table 3은 태양광의 시간별 발전용량과 발전량 자료를 이용하여 산정한 월별 시간대별 CF를 보여준다. 이 CF는 8760개의 시간대별 CF를 2010~2015년 연도별로 구한 뒤, 월별로 동일한 시간대의 CF값들을 평균한 값

Table 3 Capacity factors of domestic solar power by month and hour

Hour	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ave
0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0017	0.0028	0.0007	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0005
6	0.0000	0.0000	0.0012	0.0180	0.0479	0.0483	0.0286	0.0162	0.0071	0.0013	0.0000	0.0000	0.0141
7	0.0008	0.0077	0.0547	0.1248	0.1719	0.1478	0.1099	0.0997	0.0938	0.0664	0.0160	0.0018	0.0746
8	0.0571	0.1032	0.2146	0.2852	0.3202	0.2677	0.2088	0.2148	0.2450	0.2402	0.1276	0.0573	0.1952
9	0.2203	0.2665	0.3763	0.4132	0.4425	0.3735	0.2981	0.3143	0.3739	0.3971	0.2735	0.1980	0.3289
10	0.3631	0.3885	0.4856	0.4966	0.5283	0.4510	0.3671	0.3875	0.4601	0.4945	0.3681	0.3204	0.4259
11	0.4435	0.4629	0.5510	0.5436	0.5774	0.4939	0.4128	0.4306	0.5035	0.5397	0.4143	0.3878	0.4801
12	0.4719	0.4920	0.5764	0.5570	0.5918	0.5055	0.4328	0.4446	0.5084	0.5453	0.4227	0.4062	0.4962
13	0.4535	0.4819	0.5632	0.5370	0.5742	0.4888	0.4286	0.4313	0.4851	0.5140	0.3931	0.3835	0.4779
14	0.3978	0.4336	0.5115	0.4894	0.5251	0.4470	0.3967	0.3943	0.4335	0.4486	0.3252	0.3173	0.4267
15	0.2872	0.3459	0.4226	0.4108	0.4431	0.3787	0.3370	0.3322	0.3492	0.3378	0.2132	0.1957	0.3378
16	0.1154	0.1993	0.2847	0.2940	0.3264	0.2805	0.2536	0.2434	0.2286	0.1695	0.0653	0.0509	0.2093
17	0.0092	0.0439	0.1045	0.1386	0.1774	0.1636	0.1526	0.1300	0.0836	0.0252	0.0017	0.0008	0.0859
18	0.0000	0.0003	0.0067	0.0224	0.0485	0.0579	0.0546	0.0319	0.0060	0.0001	0.0000	0.0000	0.0190
19	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0016	0.0050	0.0042	0.0007	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0010
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Ave.	0.1175	0.1344	0.1730	0.1804	0.1991	0.1713	0.1453	0.1446	0.1574	0.1575	0.1092	0.0967	0.1489

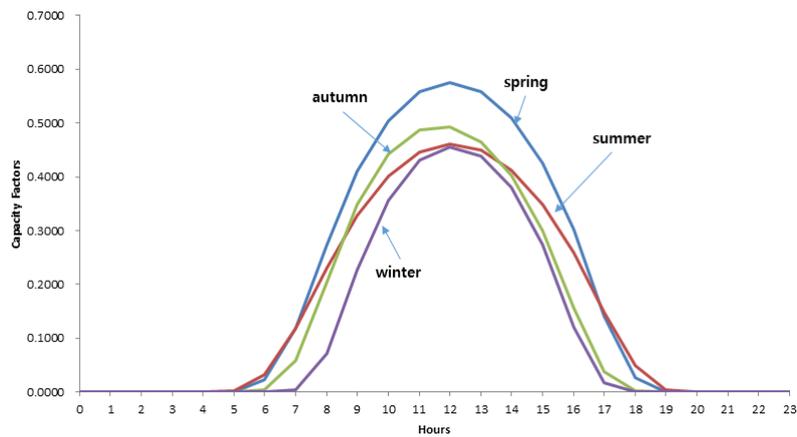


Fig. 3 Capacity factors of solar power by hour (2010~2015 average)

이다. 표에서 보듯이, 모든 월에 걸쳐 11~13시 시간대의 CF가 가장 높음을 알 수 있다. CF가 가장 큰 봄철(3~5월)의 11~13 시간대의 CF는 약 0.56 그리고 CF가 가장 작은 겨울(12~2월)에 이 시간대의 CF는 약 0.44이다. Fig. 3은 계절별, 시간별 CF값을 보여준다. 이 때 여름은 6~8월 그리고 가을은 9~11월로 정하였다.

3. 용량크레딧 분석

3.1 전력수요

용량크레딧(Capacity Credit, CC)은 전력시스템의 적정 신뢰도(reliability)가 유지되면서 전력시스템에 추가할 수 있는 부하수준(load level)으로 정의되며 이 때 신뢰도를 나타내는 지표로는 LOLP (Loss of Load Probability) 또는 LOLE (Loss of Load Expectation)가 있다^{7,8,9}. CC를 산정하는 방법은 크게 근사화(approximation) 방법과 ELCC (Effective Load Carrying Capacity) 방법으로 구분할 수 있다^{5,16,17}. ELCC 방법은 신뢰도를 기반한 접근법으로 CC를 비교적 정확하게 평가할 수는 있으나, 필요한 입력 자료가 방대하고 복잡한 계산으로 인해 보다 간편하고 단순한 근사화 방법이 ELCC 방법을 대신하여 CC를 산정하는데 사용되기도 한다. 근사화 방법은 CF 기반 방법과 그렇지 않은 방법으로 다시 구분될 수 있는데, 아래에서는 기존 문헌에서 제시된 주요 CF 기반 방법들과 본 연구에서 새로이 제안한 CF 기반 방법에 의한 CC 산정 결과를 비교 분석한다.

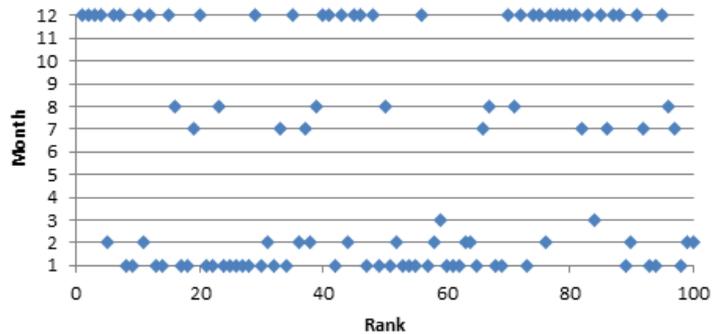


Fig. 4 Peak month during 2010~2015

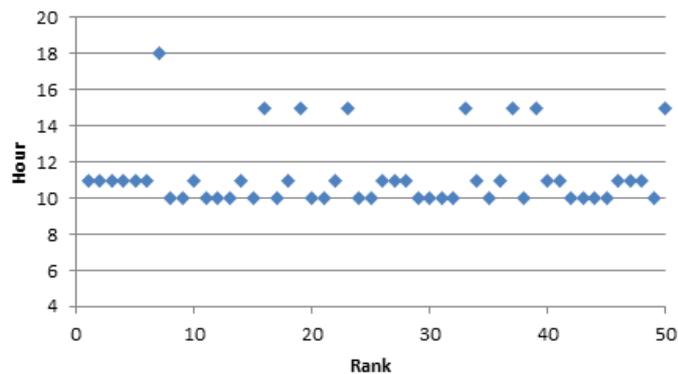


Fig. 5 Peak hour in winter during 2010~2015

전력수요의 불확실성에 전력공급의 불확실성이 함께 고려되어야 하는 태양광 발전의 CC 산정을 위해서는 전력수요에 대한 분석이 선행되어야 한다. 특히, CC는 전력수요가 높은 시간대에 전력 생산에 기여할 수 있는 발전 용량과 밀접한 관계를 가지고 있다. 아래에서는 국내 전력수요의 특성을 CF 기반 방법 적용에 필요한 수준으로 간단히 살펴본다.

Fig. 4는 2010~2015년 5년 동안의 전력수요를 내림차순으로 나열하고 상위 100위 안에 속한 전력수요가 발생한 월(month)을 순위별로 나타낸 것이다. 순위에 드는 전력수요 중 상당 부분이 겨울(12, 1, 2월)에 발생하였으며, 특히 상위 순위의 전력수요는 겨울에 집중적으로 분포되어 있음을 알 수 있다. 한편, Fig. 5는 Fig. 4와 동일한 기간의 겨울철 전력수요만을 내림차순으로 나열하고 상위 50위 안에 속한 전력수요가 발생한 시간을 나타낸 것이다. 그림에서 보듯이 겨울철 최대전력수요는 10시와 11시에 집중되어 있다. 특히 상위에 속하는 전력수요는 대부분 11시에 발생하였다. 이 같은 분석을 통해 연중 피크전력수요시간에 대해 단일의 대표 시간을 정한다면, 그것은 겨울 오전 11시라고 할 수 있다.

3.2 기존의 근사화 방법

가장 간단한 CC 산정 방법으로는 CC를 특정 피크전력수요시간의 CF 표본 값들의 평균으로 정하는 것인데, 국외 전력공급사업자들이 일부 이용하고 있는 방법이다¹⁰⁾. 이 방법은 피크전력수요 시간 및 태양광 발전량 등에 내재된 불확실성(또는 변동성)을 CC 산정에 고려하지 못하는 한계가 있지만, 다른 방법과의 비교를 위해 가장 먼저 소개한다.

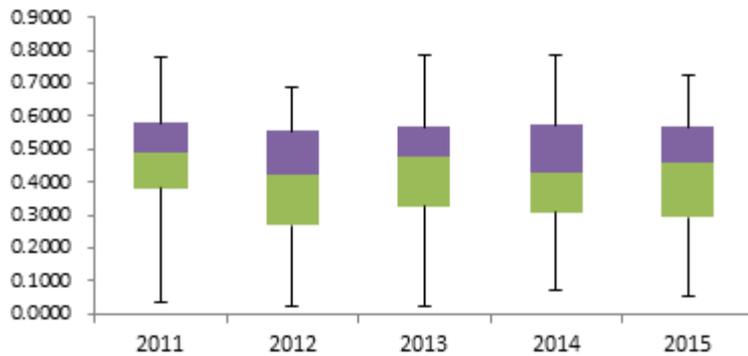


Fig. 6 Box plots for capacity factors of solar power in peak hour (am 11, winter)

본 연구에서는 겨울철 3개월(12, 1, 2월) 오전 11시대 CF 표본에 대한 표본평균(sample mean)의 99% 신뢰구간(confidence interval)의 하한 값을 연도별로 구하고, CC는 2011년~2015년 5년간 걸친 5개의 하한 값들의 평균값으로 정하였다. 이 같이 표본평균 대신에 신뢰구간의 하한 값으로 정한 것은 보다 보수적으로 CC를 추정하기 위한 것이다. 이 방법에 따라 계산된 CC는 0.3826으로 계산되었는데, 7차 전력수급기본계획에서 제시된

태양광의 피크기여도 0.13과는 매우 큰 차이를 보인다¹⁸⁾. 피크수요시간을 오전 11시로 확정하고 표본들의 평균 (또는 표본평균의 신뢰구간)으로 CC를 산정하는 위와 같은 방법은 매우 간단하지만, Fig. 6에서 보여주듯이 표본들의 산포(dispersion)정도가 매우 큰 경우, 표본평균보다 매우 작은 CF가 발생할 가능성 (또는 위험성)을 계량적으로 고려할 수는 방법이 없기 때문에 분석결과의 신뢰성을 계량화할 수 없다는 문제를 가지고 있다.

단일 특정 시간의 표본평균을 CC로 정하는 앞서의 방법과는 달리, 참고문헌^{7,8)}에서는 피크전력시간의 불확실성을 CC 산정에 반영하기 위해서 소위 “위험한 시간들(risky hours)”을 선택하고, 이 시간대의 CF 평균을 CC로 정의하였다. 여기서 위험한 시간들로는 전력수요가 높거나(피크전력수요시간) 또는 LOLP가 큰 시간(피크 LOLP시간) 등 두 가지를 제시하였다. 일반적으로 전력수요와 LOLP는 밀접한 상관관계를 가지는 것으로 알려져 있다. 하지만, 전력 계통에 포함된 가용 발전설비, 발전량의 계절별 차이 등으로 인해, 전력수요와 LOLP가 완전한 상관관계를 가지는 것은 아니다. 하지만 LOLP 계산에는 방대한 발전설비 및 운용 특성에 관한 자료가 필요하고 국내 전력수요가 높은 시기가 대부분 겨울에 집중되어 있어 계절적 차이가 적을 것이라는 전제 하에, 본 연구에서는 피크전력수요시간만을 대상으로 한다. 전력수요가 높은 시간들의 집합을 T 그리고 $t \in T$ 시간의 태양광의 CF를 CF_t 라고 하면 특정 연도의 CC는 집합 T에 속한 시간들의 단순평균으로 다음과 같이 계산된다.

$$CC = \frac{\sum_{t \in T} CF_t}{|T|}.$$

Table 4는 시간대별로 관측된 8760개의 연중 전력수요를 내림차순으로 정렬하고, 최상위에서부터 선택된 시간들의 수를 달리하면서 계산된 CC를 2011년~2015년 연도별로 보여주고 있다. 이러한 접근법에서는 CC 산정에 포함된 “위험한 시간들”의 범위에 대한 논란이 있을 수 있는데, 산정에 포함되는 시간들의 수가 커질수록, 일종의 완화(smoothing) 효과로 인해 CC가 작은 값을 가지게 된다. 참고문헌⁷⁾에서는 약 10% 즉 전력수요의 상위 876위까지 해당되는 시간들을 포함하는 것이 적절하다는 실험적 의견을 제시하고 있다. 이렇게 상위 10% 표본을 이용하는 경우 2011년~2015년 기간의 CC 평균값은 0.2373이다.

Table 4 Capacity credit of solar power considering peak load hour: existing method

	# of samples	2011	2012	2013	2014	2015	Ave.
1%	87	0.3985	0.2544	0.3126	0.2622	0.4337	0.3323
5%	438	0.2668	0.2422	0.2427	0.2485	0.2964	0.2593
10%	876	0.2424	0.2262	0.2429	0.2288	0.2461	0.2373
25%	2190	0.2014	0.1926	0.2127	0.1949	0.2178	0.2039
50%	4380	0.1888	0.1773	0.1955	0.1851	0.1937	0.1881
75%	6570	0.1722	0.1641	0.1712	0.1642	0.1663	0.1676
100%	8760	0.1513	0.1465	0.1541	0.1465	0.1471	0.1491

위 방법은 다양한 시간대의 CF들이 포함될 수 있는 가능성을 열어 두어 시간에 따른 CF 변화의 불확실성을 일부 반영하고는 있지만 여전히 CC를 특정 수의 표본들의 단순 평균값으로 결정 하는 한계를 가지고 있다. 참고문헌⁷⁾에서는 확률변수(random variable)로서의 CF가 특정 값보다 큰 값을 가질 확률 α (이를 일종의 신뢰도로 표현함)가 주어졌을 때, 이 특정 값을 신뢰도 α 하의 CC로 정의하고 있다. 즉, 확률변수 CF_T 를 전력수요가 높은 시간들의 집합 T에 속하는 CF 그리고 $F_T(x)$ 를 CF_T 의 누적확률분포함수(cumulated probability distribution function)이라고 하자. 그러면 신뢰도 $1 - \alpha$ 하의 CC는 $x = F_T^{-1}(\alpha)$ 를 만족하는 x이다, 여기서 $F_T^{-1}(a)$ 는 $F_T(b)$ 의 역함수이다.

이러한 방법으로 CC를 구하기 위해서는 확률변수 CF_T 의 분포(distribution)가 알려져 있어야 한다. 하지만, 이러한 분포를 특정할 수 없는 것이 일반적이다. Fig. 7은 예로서, 2015 태양광 CF 자료에서 전력수요가 상위 87위와 870위 안에 포함된 시간대들의 CF에 관한 도수분포표를 각각 보여준다. 그림에서 보듯이, CC 산정에 포함되는 표본 수에 따라 분포의 형태가 상이하고 또한 일반적으로 통계적으로 유의한 분포를 특정할 수도 없다. 따라서 참고문헌⁹⁾에서는 시간들의 집합 T에서 CF 표본의 백분위수(percentile)와 CC 간에 아래에 주어진 관계를 이용하여 특정 신뢰도를 만족하는 CC를 구한다.

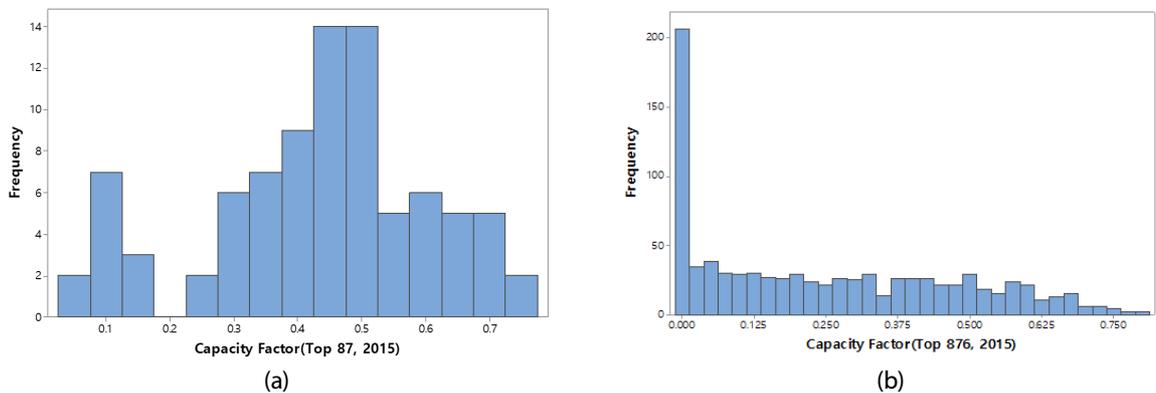


Fig. 7 Frequency table of capacity factors of solar power in 2015

$$\frac{\text{Percentile}}{100} = \text{Pr}(\text{선택된 시간대 } T \text{에서의 이용률} \geq \text{용량크레딧}).$$

Table 5에서는 신뢰도 수준(percentile)별로 2014년과 2015년도 CC 산정 결과를 보여준다. 예를 들어, 2015년 전력수요의 상위 1%를 이루는 시간대들의 CF들의 단순평균으로 산정된 CC는 0.4337이지만 (Table 4), 동일한 시간대들의 자료를 이용해 90%의 신뢰도를 주는 CC는 0.1366이다(Table 5).

이상의 기존의 방법들은 특정시간대의 CF들을 단순히 평균하거나, 백분위수를 통한 신뢰도 개념을 도입하고 신뢰도 수준별로 CC를 구분하여 산정하였다. 하지만, 피크전력수요 및 시간별 CF 값의 확률적 특성을 반영하

고 있지 못한 한계를 가지고 있다.

Table 5 Capacity credit of solar power considering reliability: existing method

Percentile	Top 1%		Top 5%		Top 10%		Top 25%		Top 50%	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
0.5	0.4507	0.2566	0.2951	0.2350	0.2061	0.1916	0.1329	0.1147	0.0621	0.0580
0.6	0.4183	0.2056	0.2168	0.1673	0.1204	0.1099	0.0539	0.0335	0.0025	0.0011
0.7	0.3742	0.1304	0.1214	0.0728	0.0528	0.0280	0.0016	0.0001	0.0000	0.0000
0.8	0.3153	0.0260	0.0556	0.0008	0.0015	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.9	0.1366	0.0001	0.0009	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

3.3 새로운 CC 근사화 방법

아래에 소개되는 CC 산정방법은 본 연구에서 새로이 제시하는 것으로서 피크전력수요 발생시간과 특정 시간에서의 CF값을 확률변수로 취급하고 이들에 내재된 불확실성을 확률적 특성으로 표현하는 방법론을 소개한다. 최근 6년 동안 전력수요의 피크가 발생한 계절은 겨울이다. 그런데, 겨울에서 피크전력수요가 발생한 시간은 오전 11시뿐만 아니라 오전 10시 또는 12시에도 발생하고 있다. Table 6은 12월, 1월, 2월의 오전 10시, 11시, 12시 각각에 대해 2011~2015년 동안의 CF 표본(예, 1월 155개의 표본)을 이용하여 시간대별로 통계적으로 유의한 확률변수 CF의 확률밀도함수(probability density function)를 유의확률(p-value)과 함께 보여주고 있다¹. 예를 들어, 12월 10시 시간대의 CF는 3-모수 Weibull 분포를 따른다. 한편, 1월 10시의 CF 자체(X)는 통계적으로 유의한 확률분포를 찾을 수 없지만 표에 주어진 Johnson 변환 $-1.79197 + 1.27688 \times \ln((X + 0.433978) / (0.750644 - X))$ 된 확률변수는 정규분포를 따른다². 물론, Table 6에 주어진 확률분포는 시간대별로 2011~2015년 CF자료를 이용해 구한 것으로 분포의 종류나 모수(parameter)가 표본에 따라 달라질 수 있음에 유의한다. 시점 별로 통계적으로 유의한 분포의 추정에는 통계 S/W MiniTab을 이용하였다¹⁹⁾.

2011~2015년 연도별로 상위 10위 안에 드는 전력수요가 발생한 월과 시간에 대한 자료를 이용해 구한 피크 전력수요 시간에 대한 결합확률(joint probability)이 Table 7에 주어져 있다. 예를 들어 Prob. (피크전력수요 발생시각=12월 and 11시) = 0.2841이다. Table 8은 확률변수 CF의 분포와 피크전력수요 시간에 대한 결합확률을 이용하여 구한 태양광의 CC를 보여준다. 표의 첫 번째 행에 주어진 것은 (α) 누적확률 값으로, 예를 들어

1 표본으로부터 통계적으로 유의한 연속형 확률변수 CF의 확률분포(확률밀도함수)의 추정을 위한 통계적 모수로는 유의수준과 유의확률(p-value)이 있다. 일반적으로 사용되는 유의수준으로는 0.05와 0.1이 있으며, 추정된 분포의 유의확률이 유의수준보다 크면, 추정된 분포는 통계적으로 의미 있는 분포로 여겨진다. 본 연구에선 보다 엄격한 기준을 적용하기 위해 유의수준 0.1을 적용하였다^{19,20)}.

2 분포추정에 사용된 분포의 종류로는 정규, 지수, 감마, Weibull 분포 등 통계패키지(MiniTab)에서 제공된 모든 분포들이 포함된다. 표본 원데이터에 통계적으로 적합한 분포를 찾을 수 없을 때, 원데이터의 변환(transform)을 통해 변환된 데이터가 통계적으로 정규분포를 따르는 경우가 있는데, 이때 사용되는 변환 방법 중 하나가 Johnson변환이다^{19,20)}. 본 연구에서는 시간대별 CF 데이터를 이용해 유의확률이 가장 큰 분포 또는 변환을 채택하였다.

Table 6 Probability density functions of capacity factors in peak hours

Mon	Hr	Probability Density Function
12	10	3-parameter Weibull distribution(p=0.266) (shape=3.43050, scale=0.46467, location=-0.10046),
	11	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.793) -0.389560 + 1.05650 × Ln((X + 0.0705800) / (0.708775 - X)) $\mu=0.03150, \sigma=0.96505$
	12	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.949) -0.669409 + 1.05255 × Ln((X + 0.0988424) / (0.702757 - X)) $\mu=-0.01706, \sigma=1.01021$
1	10	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.840) -1.63119 + 1.45434 × Ln((X + 0.495975) / (0.674712 - X)) $\mu=0.01024, \sigma=0.99403$
	11	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.630) -2.19753 + 1.39548 × Ln((X + 0.755490) / (0.738304 - X)) $\mu=-0.01858, \sigma=0.99799$
	12	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.659) -1.79197 + 1.27688 × Ln((X + 0.433978) / (0.750644 - X)) $\mu=-0.04846, \sigma=1.07145$
2	10	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.406) -0.237843 + 0.723558 × Ln((X + 0.0188930) / (0.715645 - X)) $\mu=0.02590, \sigma=0.99891$
	11	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.417) -0.453486 + 0.737190 × Ln((X + 0.0195924) / (0.781581 - X)) $\mu=0.01826, \sigma=1.02435$
	12	Normal Distribution_Johnson Transform(p=0.432) -0.762611 + 0.796821 × Ln((X + 0.146707) / (0.808803 - X)) $\mu=0.02479, \sigma=0.97881$

Table 7 Joint probability of peak month and peak hour

Hour \ Month	December	January	February	Sum
10	0.1469	0.1469	0.0122	0.3061
11	0.2841	0.2841	0.0237	0.5918
12	0.0490	0.0490	0.0041	0.1020
Sum	0.4800	0.4800	0.0400	1.0000

Table 8 Capacity credit of solar power: probabilistic CF-based method

$\alpha=F(x)$	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
$CC=F^{-1}(\alpha)$	0.1172	0.1850	0.2314	0.2681	0.2993	0.3268

$\alpha = 0.05$ 일 때, 0.1172의 의미는 $\Pr(\text{태양광의 } CC \leq 0.1172) = 0.05$ 임을 나타낸다 (즉, $F^{-1}(0.05) = 0.1172$). $\alpha \leq \alpha'$ 일 때, $F^{-1}(\alpha) \leq F^{-1}(\alpha')$ 이므로, 작은 α 값에 대응되는 $CC (= F^{-1}(\alpha))$ 가 보다 보수적으로(또는 엄격하게) 추정된 값의 의미를 가지게 된다. 여기서 $1 - \alpha$ 는 바로 앞선 방법에서의 신뢰도와 동일한 개념이다. 이

상의 방법을 통해 CC를 구하는 방법을 확률적 CF기반 방법으로 부르기로 한다. 이 방법은 피크전력시간을 특정 시간대로 정하고 이 시간들의 CF 평균값(또는 표본평균 신뢰구간의 하한값)으로 CC를 확정적으로 추정하는 확정적 CF기반 방법론과는 다르게, 피크수요 발생시각과 CF값을 확률변수로 취급하여 특정 CC값이 발생할 확률 값을 계산할 수 있으며, 역으로 이러한 확률을 특정 값(신뢰도)으로 규정하고 이 신뢰도를 만족시키는 CC를 산정할 수도 있다. Table 8에 주어진 확률적 CF기반 방법에 의한 국내 태양광 발전의 CC는 신뢰도 $90\%(=1 - \alpha)$ 하에서 0.1850이다.

4. 결론

본 연구에서는 이용률(CF)를 이용한 근사화 방법을 통해 국내 태양광 발전의 용량크레딧을 산정 하였다. 이를 위해 국내 태양광 발전의 이용률에 조사분석을 수행하였다. 본 연구에서 조사된 월별 시간별 이용률 분석결과는 최근 5년간 태양광의 설비용량과 발전량에 대해 가장 세밀한 원시자료를 이용해 산출된 것으로 용량크레딧 산정에 필수적으로 요구될 뿐만 아니라 그 자체로도 나름 의미가 큰 것으로 판단된다. 용량크레딧 산정을 위한 CF 기반 방법으로는 기존 문헌에서 제시된 것과 본 연구에서 제시된 방법을 이용하였으며, 그들을 적용한 결과를 비교하였다. 이러한 결과들 간에 어떤 일관성을 보이고 있지는 않지만 CC 산정에 일종의 신뢰도를 반영한 방법론이 그렇지 못한 방법론 보다는 이론적 타당성이 높을 것으로 판단된다. 본 연구에서 제시한 소위 확률적 CF기반 방법은 피크수요 발생시각과 이용률을 확률변수로 취급하여 용량크레딧 산정 신뢰도를 용량크레딧 산정에 확률적으로 반영할 수 있는 특징을 가지고 있다. 국내 7차 전력수급기본계획에 주어진 태양광의 피크기여도 산정방법론에 대해서 알려져 있지 않기 때문에 그 결과만 가지고 비교하면, 피크기여도 0.13은 매우 보수적(또는 높은 신뢰도)인 관점으로 산정된 것으로 판단된다. 본 연구에서 제시한 근사화 방법의 타당성 검증을 위해 가장 정교하고 비교적 이론적 기반이 탄탄한 ELCC 방법론을 포함한 다양한 방법론에 의한 태양광 발전의 용량크레딧에 대한 연구가 추후에 필요하다.

후기

본 연구는 환경부 2017 ‘기후변화대응 환경기술개발 사업’에 의해 지원되었음.

REFERENCES

1. Kim, J. M. and Kim, K. Y., A Study on Economic Analysis of New Renewable Energy Power (photovoltaic, wind power, small hydro, biogas), Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 28, No. 6, pp. 70-77, 2008.
2. Shin, Y. S., Chung, R. H., Koh, J. H., and Jun, J. T., Present Situation and Utilization-rate of a Mass Solar-power Plant in Korea, Conference Proc. of Korean Institute of Electrical Engineers, pp. 469-471, 2008.
3. Choi, B. C. and Kwak, Y. S., A Study on Regional Capacity Factor of Photovoltaic Power Plant, Conference Proc. of Korean Society for New and Renewable Energy, pp. 110-113, 2008.

4. Electric Power Public Tasks Evolution & Planning Center, 2008, Management Guideline for Electricity.
5. Chida, T., Saito, H., and Toyoda, J., Probabilistic Approach for Evaluating the Capacity Value of Intermittent Generation, *Electrical Engineering in Japan*, Vol. 191, No. 2, pp. 16-23, 2015.
6. Madaeni, S. H., Sioshansi, R., and Denholm, P., Comparing Capacity Value Estimation Techniques for Photovoltaic Solar Power, *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 3, No. 1, pp. 407-415, 2013.
7. Samadi, S. and Singh, C., Capacity Credit Evaluation of Solar Power Plants, *Proc. of IEEE PES General Meeting, Conference & Exposition*, 2014.
8. Dent, C. J., Keane, A., and Bialek, W., Simplified Methods for Renewal Generation Capacity Credit Calculation: A Critical Review, *Proc. of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010.
9. Lu, S., Diao, R., Samaan, N., and Etingov, P., Capacity Value of PV and Wind Generation in the NV Energy System, U.S. Department of Energy, 2012.
10. Milligan, M. R. and Parsons, B., Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithm for Wind Power Plants, *Wind Engineering*, Vol. 23, pp.159-166, 1999.
11. Kim, S. D. and Kim, Y. S., Impact Analysis of the Power Generation Capacities of New and Renewable Energy on Peak Electricity Supply, *Environmental and Resource Economics Review*, Vol. 37, No.8, pp. 269-296, 2006.
12. Lee, G. M. and Hwang, C. G., Analysis on the Generation Characteristics of the 1MW PV Plant in the Jeju Island, *The Transaction of the Korean Institute of Electrical Engineers*, Vol. 64, No.5, pp. 726-731, 2015.
13. Oh, R, Park, J. J., and Choi, J. S., Analysis of the capacity credit of wind farms, *Conference Proc. of Korean Institute of Electrical Engineers*, pp. 16-18, 2008.
14. Electric Power Statistics Information System(EPSIS), 2017. 07.05, <http://epsis.kpx.or.kr>.
15. Korea Energy Agency(KEA), 2016, New and Renewable Energy Statistics 2015, 337001, Yongin-si, pp. 21-41.
16. Milligan, M. R. and Porter, K., The Capacity Value of Wind in the United States: Methods and Implementation, *The Electricity Journal*, Vol. 19, No. 2, pp.91-99, 2006.
17. Madaeni, S. H., Sioshansi, R., and Denholm, P., Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States, *IEEE Trans. On Power System*, Vol. 27, No. 2, pp. 1116-1124, 2012.
18. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2016, The 7th Basic Plan of Long-Term Electricity Supply and Demand, Korea.
19. Lee, S. Y., 2008, Analysis of Engineering Statistical Data Using MINITAB, IREATECH.
20. MITRA, A., Fundamentals of Quality Control & Improvement, Wiley, 2016.