

# 影响光伏发电的日照强度时间函数和气象因素

黄伟<sup>1</sup>, 张田<sup>1</sup>, 韩湘荣<sup>2</sup>, 苏洪玉<sup>1</sup>

(1. 华北电力大学 电气与工程学院, 北京市 昌平区 102206;

2. 南充市供电公司, 四川省 南充市 637000)

## Sunlight Intensity Time Function and Weather Factors Influencing Photovoltaic Generation

HUANG Wei<sup>1</sup>, ZHANG Tian<sup>1</sup>, HAN Xiangrong<sup>2</sup>, SU Hongyu<sup>1</sup>

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, Changping District, China;

2. Nanchong Power Supply Company, Sichuan Electric Power Company, Nanchong 637000, Sichuan Province, China)

**ABSTRACT:** The influence of sunlight intensity on daily output of photovoltaic (PV) generation is theoretically analyzed when the influences of weather or other varying factors are neglected. A method to convert the sunlight intensity and the output of PV generation into their per unit values is proposed, and using the proposed method the sunlight intensity and daily output of PV generation are converted to determine the range of daily maximum output of PV generation in a whole year. Taking a PV generation system located at 30 degrees north latitude as the case, the influences of azimuth tracking devices on output of PV generation is analyzed in the mechanism and the output increment of PV generation brought by azimuth tracking devices under the ideal situation is given. On this basis the output of PV generation can be predicted. Weather factors such as cloudy sky, overcast sky, rainy day, snowing day, foggy day and windy day greatly affect the sunlight intensity, considering local meteorological conditions such as typical cloudy sky, overcast sky and rainy day and using the proposed conversion method the output of PV generation is predicted and the predicted results are compared with the measured data. Comparison results show that the proposed method is correct and available.

**KEY WORDS:** sunlight intensity; output of photovoltaic generation; per unit; azimuth tracking; weather factors

**摘要:** 从理论上分析了在无天气或其他变化因素影响时, 光照强度对日光电出力的影响。将日照强度、日光电出力折合成标么值, 确定了全年日光电最大出力的范围。从机理上分析了方位跟踪设备对光电出力的影响, 给出了方位跟踪设备在理想状态下对光电出力的提升数值。取北纬 30° 的地方分析, 考虑当地的气象条件因素, 如典型多云、阴及雨天对光电出力的影响系数, 与实测数据进行了对比, 验证了该方法的正确性和有效性。

**关键词:** 光照强度; 光电出力; 标么值; 方位跟踪; 气象因子

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2014.10.027

## 0 引言

设计太阳能电站时, 无论是从经济效益角度还是从电站能否满足用电需求或从可靠性需求角度出发, 都需要预测电站不同季节、不同时间的输出功率和发电量。光电出力主要取决于日照强度和电池板的温度, 而日照强度受气象因素影响变化无常, 没有确定的变化规律, 很难用常规方法进行计算。

目前, 光电出力的预测多以在当地气象条件下的试验电站长期运行实测数据的统计平均值作为依据, 对没有试验电站的情况, 国内外学者也提出了很多算法, 主要包括以下 3 种类型算法。第一种类型方法是在国内大型光伏电站的可研阶段应用, 研究人员根据一定的太阳辐射模型建立了适合于全国的太阳辐照量计算方法, 推算当地年均辐射, 进而折算出光电出力<sup>[1-2]</sup>。第二种方法则通过建立逐时光照强度模型, 利用该模型分析当地全年太阳能辐射强度的规律, 模拟日照强度对光电出力的影响<sup>[3-4]</sup>。第三种方法则是根据一些非传统算法进行光电出力的短期模拟预测<sup>[5-7]</sup>。以上 3 类方法虽在没有详细资料的情况下获取了日照强度数据, 但并未从根源上分析影响光伏发电出力的因素。

气象因素变化无常影响光伏发电出力<sup>[8-9]</sup>, 本文提出一种简化实用叠加算法。其基本思想是: 排除气象因素变化的影响, 把复杂问题简单化, 在此情况下研究日照强度及光电出力的变化规律, 避开日照强度、光电出力绝对值的变化, 基于数学研究的常用手段, 定义光电出力的标么值来研究其相对量的变化, 进而加入气候和环境的影响因素, 使光电出力预测更准确。





日照强度标幺值和光电出力标幺值,在此至少有 3 个特殊点:  $\alpha=90^\circ$ (夏至 05:30, 冬至 07:30)标幺值为 0;  $\alpha=0^\circ$ (夏至 13:00, 冬至 13:00)标幺值为 1;  $\alpha=0\sim90^\circ$ (夏至 20:30, 夏至 18:30)标幺值为 0, 这个变化趋势和  $\cos\alpha$  完全一样。

不考虑气象变化因素的影响,暂时用  $\cos\alpha$  来模拟日照强度标幺值和光电出力标幺值,在 1 d 的日照时间内,观测光电出力其它时刻(对应的方位角  $\alpha$ )的标幺值是否和  $\cos\alpha$  一致。光电出力标幺值模拟值如图 5—6 所示。

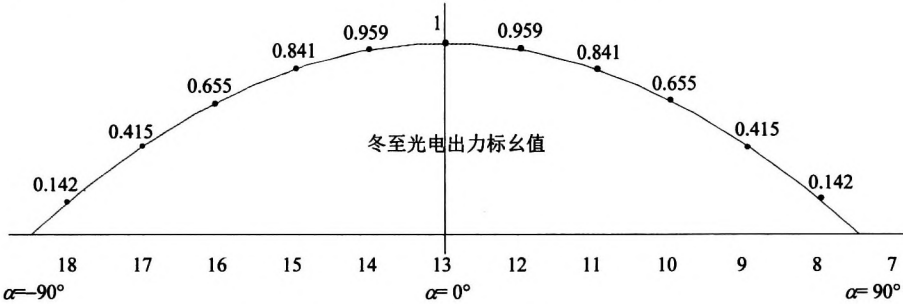


图 5 冬至光电出力标幺值  
Fig. 5 Photoelectric output of per unit at winter solstice

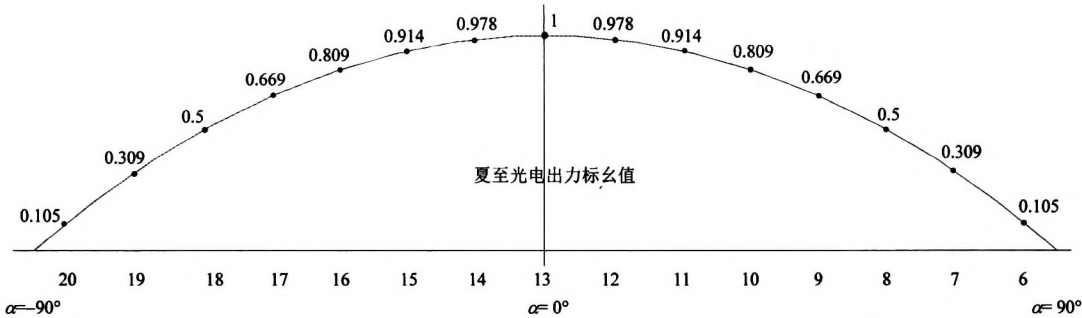


图 6 夏至光电出力标幺值  
Fig. 6 Photoelectric output of per unit at summer solstice

本文采用试验电站实际观测数据验证此理论的正确性,观测时间为 2013 年 12 月 19 日(12 月 22 日为冬至),气象情况为全天晴,以 13:00 时的光电出力 2 200 W 为 1(标幺值),数据如表 1 所示。

表 1 典型晴天光伏实际出力与理论出力的比较 Tab. 1 The comparison of typical sunny photovoltaic actual output and theory output				
观测时刻	光电实际出力/W	按标幺值计算的理论值/W	标幺值	
			模拟值	实际值
09:00	908	913	0.415	0.413
10:00	1 438	1 441	0.655	0.654
11:00	1 850	1 852	0.841	0.841
12:00	2 104	2 109.8	0.959	0.956
13:00	2 200	2 200	1	1
14:00	2 105	2 109.8	0.959	0.957
15:00	1 851	1 852	0.841	0.841
16:00	1 432	1 441	0.655	0.651

观测结果表明,在 1 d 日照时间内,没有气象因素影响时,光电出力的标幺值和  $\cos\alpha$  完全一致,误差很小,所以完全可以用  $\cos\alpha$  来模拟光照强度和光电出力的标幺值,即最初的假定是正确的:在不考虑外界气象因素影响的情况下,光照强度标幺值=光电出力标幺值=  $\cos\alpha$ 。

3 有无方位跟踪的光电出力标幺值区别

3.1 日光电出力标幺值

在 1 d 日照时间内,由于日照方位角  $\alpha$  随时间变化而变化,有效日照是太阳入射光在受光面(光电板)法线方向的投影,即有效日照=实际方位角  $\alpha$  的日照 $\times\cos\alpha$ 。由此,有效日照标幺值=  $\cos\alpha\times\cos\alpha=\cos^2\alpha$ 。

当有方位跟踪的光电板,假定跟踪效果最优化,保证光的受光面始终垂直于入射光,则它的光电出力标幺值=  $\cos\alpha$ 。没有方位跟踪的光电板,受入射光方位角的影响,在 1 d 日照时间内,各时刻的光电出力标幺值=  $\cos\alpha\times\cos\alpha=\cos^2\alpha$ ,即无方位跟踪光电出力标幺值=有效日照标幺值=  $\cos^2\alpha$ 。下面以夏至日和冬至日举例说明,如表 2、3 所示。其中,日光电出力标幺值是日照时间内各时刻段光电出力标幺值的和,即  $\sum\cos\alpha$  和  $\sum\cos^2\alpha$ 。可知,夏至日有方位跟踪时,日光电出力标幺值  $\sum\cos\alpha=9.568$ ,无方位跟踪时日光电出力标幺值  $\sum\cos^2\alpha=7.496$ ;冬至日有方位跟踪时,日光电出力标幺值  $\sum\cos\alpha=7.024$ ,无方位跟踪时日光电出力标幺值  $\sum\cos^2\alpha=5.496$ 。



表 2 夏至日光电出力标么值(日照时间 05:30—20:30)  
Tab. 2 Solar electricity output of per unit at summer solstice (sunshine time 05:30—20:30)

日照时刻	05:30	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	20:30
光照方位角/(°)	90	84	72	60	48	36	24	12	0	-12	-24	-36	-48	-60	-72	-84	-90
cos $\alpha$	0	0.105	0.309	0.50	0.669	0.809	0.914	0.978	1	0.978	0.914	0.809	0.669	0.50	0.309	0.105	0
$\sum\cos\alpha$									9.568								
cos <sup>2</sup> $\alpha$	0	0.011	0.095	0.25	0.448	0.654	0.835	0.956	1	0.956	0.835	0.654	0.448	0.25	0.095	0.011	0
$\sum\cos^2\alpha$									7.496								

表 3 冬至日光电出力标么值(日照时间 07:30—18:30)  
Tab. 3 Solar electricity output of per unit at winter solstice (sunshine time 07:30—18:30)

日照时刻	07:30	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	18:30
光照方位角/(°)	90	81.82	65.456	49.092	32.728	16.364	0	-16.364	-32.728	-49.092	-65.456	-81.82	-90
cos $\alpha$	0	0.142	0.415	0.655	0.841	0.959	1	0.959	0.841	0.655	0.415	0.142	0
$\sum\cos\alpha$							7.024						
cos <sup>2</sup> $\alpha$	0	0.020	0.172	0.429	0.707	0.920	1	0.920	0.707	0.429	0.172	0.020	0
$\sum\cos^2\alpha$							5.496						

3.2 方位跟踪对日光电出力的影响

1) 以 $\sum\cos\alpha$ 为参照量比较。夏至日时,  $P_{\text{无}}/P_{\text{有}}=7.496/9.568\approx0.78$ ; 冬至日时,  $P_{\text{无}}/P_{\text{有}}=5.496/7.024\approx0.78$ 。

由此可知, 无方位跟踪的日发电出力是有方位跟踪日发电出力的 78%, 即方位跟踪可提高出力 22%。这个比值关系不受季节变化和气象因素变化的影响。如果有气象因素影响时, 不管有无方位跟踪的光电设备, 都会产生同等程度的影响。所以这种影响不会改变它们的比值关系, 冬至、夏至它们的比值都等于 0.78 可以证明这一推断。

2) 以 $\sum\cos^2\alpha$ 为参照量比较。夏至日时,  $P_{\text{有}}/P_{\text{无}}=9.568/7.496\approx1.28$ ; 冬至日时,  $P_{\text{有}}/P_{\text{无}}=7.024/5.496\approx1.28$ , 即以无方位跟踪作为参照量比较时, 有方位跟踪的光电出力比方位跟踪的日发电出力要提高 28%。

上文从理论上分析了方位跟踪对光电出力的影响, 可知方位跟踪可提高光电出力。但方位跟踪要多占用光电板的安装场地, 跟踪设备要增大投资, 是否采用方位跟踪要根据当地具体条件和投资收益比的好坏来确定。

4 气象因素对光电出力的影响

云、雾、露、雨、霜、雪、沙尘暴等气象因素, 对日照强度影响很大, 且变化无常。云量是表征天空遮蔽程度的气象因子, 它对辐射的影响反映了某地水汽和气溶胶的削弱<sup>[10-11]</sup>。一般来说, 云量的增加(减少)会引起地面太阳辐射的减少(增加)<sup>[12]</sup>, 常见的天气可用云量的多少来区分表示。光伏功率与总云量关系见图 7。由图 7 可看出, 总云量与光伏功率呈负相关, 即随云量增加, 光伏功率减少。从模拟直线趋势看, 总云量增加一成, 光伏功率减少 119.84 W。

本文将多云天气定义为云量四成影响、阴天定

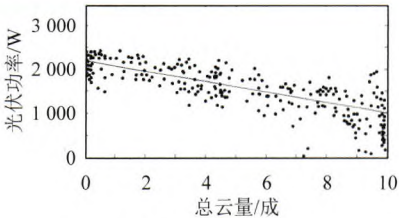


图 7 光伏功率与总云量关系  
Fig. 7 Photovoltaic power and total cloud cover  
义为云量七成影响而雨天定义为云量十成外加风及湿度的影响, 结合当地实际测量数据, 对实验用光伏电池板进行光电出力的预测, 如表 4 所示。

表 4 典型多云天、阴天和雨天光伏实际出力  
Tab. 4 Typical cloudy day, cloudy and rainy day photovoltaic actual output

观测时刻	多云天光电出力/W			阴天光电出力/W			雨天光电出力/W		
	实测值	预测值	误差%	实测值	预测值	误差%	实测值	预测值	误差%
09:00	684	714	-4.4	528	565	-7.0	175	207	-18.3
10:00	1 100	1 126	-2.4	879	892	-1.5	289	327	-13.1
11:00	1 430	1 448	-1.3	1 130	1 146	-1.4	372	420	-12.9
12:00	1 667	1 650	1.0	1 200	1 306	-8.8	426	479	-12.4
13:00	1 800	1 720	4.4	1 221	1 362	-11.5	445	499	-12.1
14:00	1 736	1 650	5.0	1 283	1 306	-1.8	440	479	-8.9
15:00	1 466	1 448	1.3	1 008	1 146	-13.7	371	420	-13.2
16:00	1 098	1 126	-2.6	879	892	-1.5	281	327	-16.4

以上天气类型以当地天气预报为主, 数据取自南充市 2013 年 11—12 月间相同类型天气下光电出力的平均值。由表 4 可知, 典型的多云天气对光电出力的影响系数约为 0.22, 预测值与实际值较为准确, 绝对值平均误差仅为 2.8%; 典型的阴天对光电出力的影响系数约为 0.38, 预测结果偏大, 绝对值平均误差为 5.9%; 典型雨天受云层遮挡及湿度的影响对光电出力影响系数可高达 0.77, 结果误差较大, 绝对值平均误差为 13.4%, 主要原因为样本数较少且雨天变化无常。

日光电出力的具体数值可理解为, 各光电理论



最大出力是相应时节光电实际出力最大值的标幺值倍数乘以 $(1-\eta)$ ，即  $P=P_{\max}\cdot\cos\alpha\cdot(1-\eta)$ 。

5 结论

1) 本文提出了光电出力标幺值的折标方法，计算了夏至和冬至光电出力标幺值和日光电出力标幺值。

2) 其他季节时，日光电出力标幺值在夏至和冬至日光电出力标幺值之间，每天不同时刻光电出力标幺值也在夏至和冬至相应时刻光电出力标幺值之间。

3) 在以有方位跟踪为参考量比较时，不管气象因素或其他因素的影响如何，理想的方位跟踪可提高光电出力 22%。

4) 在计算实际光电出力时，气象因素的影响程度可以用气象因素影响系数  $\eta$  来修正，典型多云、阴天及雨天时  $\eta$  分别取 0.22、0.38 和 0.77。

参考文献

[1] 杨金焕, 葛亮, 蒋秀丽, 等. 太阳能辐射资料库的创建[J]. 可再生能源, 2008(5): 14-16.  
Yang Jinhuan, Ge Liang, Jiang Xiuli, et al. Establishment of solar radiation data-base on variously tilted surface in China[J]. Renewable Energy, 2008(5): 14-16(in Chinese).

[2] 陈祥. 光伏电站发电量的理论计算及差异分析[J]. 太阳能, 2011(1): 39-40.  
Chen Xiang. Calculate and difference analysis on generation of photovoltaic power plant[J]. Solar Energy, 2011(1): 39-40(in Chinese).

[3] 艾英枝, 王样强, 李霸军, 等. 光伏电站不同统计时段计算的发电量对比分析[J]. 电网与清洁能源, 2012, 28(11): 85-89.  
Ai Yingzhi, Wang Yangqiang, Li Bajun, et al. Comparative analysis of the power generation capacity in different statistical periods in PV power plant[J]. Power System and Clean Energy, 2012, 28(11): 85-89(in Chinese).

[4] 杨超, Kurenuma Hiroki. 太阳能光伏发电系统发电量的预测方法[J]. 智能建筑电气技术, 2011, 5(2): 29-34.  
Yang Chao, Kurenuma Hiroki. Estimation methods of generating electric energy by PV power system[J]. Electrical Technology of Intelligent Buildings, 2011, 5(2): 29-34(in Chinese).

[5] 王守相, 张娜. 基于灰色神经网络组合模型的光伏短期出力预测[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(19): 37-41.  
Wang Shouxiang, Zhang Na. A model to forecast short-term output power of photovoltaic system based on grey and neural network

theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(19): 37-41(in Chinese).

[6] Bracale A, Caramia P, Carpinelli G, et al. A Bayesian method for short-term probabilistic forecasting of photovoltaic generation in smart grid operation and control[J]. Energies, 2013, 6(2): 733-747.

[7] 董雷, 周文萍, 张沛, 等. 基于动态贝叶斯网络的光伏发电短期概率预测[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(S1): 38-45.  
Dong Lei, Zhou Wenping, Zhang Pei, et al. Short-term photovoltaic output forecast based on dynamic Bayesian network theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(S1): 38-45(in Chinese).

[8] 代倩, 段善旭, 蔡涛, 等. 基于天气类型聚类识别的光伏系统短期无辐照度发电预测模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(34): 28-35.  
Dai Qian, Duan Shanxu, Cai Tao, et al. Short term PV generation system forecasting model without irradiation based on weather type clustering[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(34): 28-35(in Chinese).

[9] 李芬, 陈正洪, 成驰, 等. 武汉并网光伏电站性能与气象因子关系研究[J]. 太阳能学报, 2012, 33(8): 1386-1391.  
Li Fen, Chen Zhenghong, Cheng Chi, et al. Relationship between performances of grid-connected PV power plant and meteorological factors in Wuhan[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2012, 33(8): 1386-1391(in Chinese).

[10] Ehnberg J S G, Bollen M H J. Simulation of global solar radiation based on cloud observations[J]. Solar Energy, 2005, 78(2): 157-162.

[11] Grigianti M, Mottes F, Zardi D, et al. Experimental solar radiation measurements and their effectiveness in setting up a real-sky irradiance model[J]. Renewable Energy, 2011, 36(1): 1-8.

[12] 袁晓玲, 施俊华, 徐杰彦. 计及天气类型指数的光伏发电短期出力预测[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 57-64.  
Yuan Xiaoling, Shi Junhua, Xu Jieyan. Short-term power forecasting for photovoltaic generation considering weather type index[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 57-64(in Chinese).



黄伟

收稿日期: 2014-08-11。

作者简介:

黄伟(1962), 男, 博士, 教授, 主要从事电力系统规划与可靠性, 电力系统分析、运行与控制等方向的研究工作, E-mail: huangwei@ncepu.edu.cn;

张田(1990), 男, 硕士研究生, 主要从事分布式发电与并网运行方向的研究工作, E-mail: zhyt418@163.com;

韩湘荣(1943), 男, 教授级高级工程师, 主要从事新能源开发与应用研究工作, E-mail: 1658177913@qq.com;

苏洪玉(1992), 女, 硕士研究生, 主要从事分布式发电与并网运行方向的研究工作, E-mail: 361692017@qq.com。

(责任编辑 杜宁)