基于 NASA 地球观测数据库的区域风电功率波动特性分析

于大洋，韩学山，梁 军，宋曙光
（山东大学电气工程学院，山东省济南市 250061）

摘要：针对大范围和长期风速观测网络不完善、风资源数据缺乏的问题，提出利用美国航天局(NASA)Goddard 地球观测系统数据同化系统的版本 5(GEOS-5 DAS)的全球风速数据，对国内大范围风电功率波动进行评估的方法。根据 GEOS-5 DAS 的 50 m 高度风速和 Gipe 公式得到风速的垂直分布，按照 Vestas V90-2.0 MW 风电机组的功率特性曲线将风速转化为风电功率，得到不同时间尺度下的容量因数曲线。对中国正在建设的 6 个千万千瓦级风电基地的季节性风电功率波动、小时功率波动及其季节性差异和地域相关性进行了定量分析。所提出的分析方法和结果为区域风电科学规划和优化调度提供了科学的依据。

关键词：风力发电；功率波动；GEOS-5 DAS；美国航天局；地球观测数据库

0 引言

随着风电在电网中的比重逐渐增加，风电功率波动给电网调度带来的困难也越来越大。由于风电的波动性以及电网调峰能力有限[1]，风电并网的容量受限且利用率较低。据统计，2009 年全国有 20% 的风电装机容量不能并网发电。为促进风电并网，提高风电的利用效率，资源规划[2]需要协调利用常规能源和可再生能源，在智能电网平台上，实现大范围资源优化配置和利用[3]。掌握区域风电波动规律是首要工作。而中国风电基地分布范围广、数量多、规划和建设周期长、测风数据分散，这些都给大范围风电功率波动规律的获取造成困难，使得整体资源协调规划和利用缺乏科学依据。

美国航天局(NASA)的地球研究项目提供了研究长期气候过程的数据。McElroy 和 Lu 等人[4-5]提出使用 NASA Goddard 地球观测系统数据同化系统的版本 5(GEOS-5 DAS)[6]的风电场数据来评估全球的风电资源总量，但是未提出区域风电功率波动的评估方法。

在此基础上，本文通过 GEOS-5 DAS 获得中国主要风电开发区域的 50 m 高度 3 h 间隔的风速数据，依据 Vestas V90-2.0MW 风电机组功率特性曲线[7]，计算月平均和 3 h 平均风电容量因数和风电功率，分析了风电功率在不同尺度下的时域波动性和地域相关性。

收稿日期：2010-05-10；修回日期：2010-09-12。
山东省自然科学基金资助项目(ZR2010EQ005)。

1 基于 GEOS-5 DAS 的区域风电功率波动特性分析模型与方法

依据 GEOS-5 DAS 提供的全球 1979—2006 年 50 m 高度平均风速数据绘制出中国风资源分布图(见附录 A 图 A1)。按照 McElroy 和 Lu 等人提出的方法[4-5]从 GEOS-5 DAS 中获得中国几个主要风电基地的 50 m 高度风速数据。采用 V90-2.0MW 风电机组的技术参数和功率特性曲线(见附录 A 图 A2)计算不同风速下的风电功率。风速与风电功率之间是非线性关系[8]，为了简化计算，可以进行线性化的近似处理。当研究的风电容量很大时，这种近似是合理的。V90-2.0MW 风电机组的轮毂高度为 105 m，切入风速、额定风速和切出风速分别为 4 m/s，12 m/s，25 m/s。线性化的风电机组功率-风速函数见附录 A 式(A1)。

风速具有垂直分布规律。对数律和幂律[8-9]是 2 种常用的描述风速沿高度分布的数学模型。对数律由大气层流理论推导而来，而幂律主要根据实测数据得到。2 种模型都受到大气湍流的影响而具有一定的不确定性。幂律方程是一种实用化的模型，通常得到的风速比对数模型更加保守。由于 GEOS-5 DAS 提供的是 50 m 高度风速，因此需要通过 Gipe 公式把 50 m 高度风速换算到 100 m 高度。NASA 的地表气象和太阳能数据库[10]采用 Gipe 幂律方程转换不同高度上的风速。Gipe 幂律方程的表达式如下：

$$V = \left(\frac{H}{H_0}\right)^{\alpha} V_0 \tag{1}$$

式中：H_0 为初始高度；H 为目标高度；V_0 和 V 分别为初始和目标高度上的风速；α 为风的切变指数[9]，与地表覆盖情况有关。

50 m 高度风速数据通过下式转换到 100 m 高度：

$$V_{100} = 2^{\alpha} V_{50} \tag{2}$$

式中：V_{50}为 50 m 高度风速。

在计算 24 h 风速时，本文通过与 GEOS-5 DAS 提供的 100 m 高度 10 a 平均风速进行校验来确定 α 取值。对于海面，α 取值为 0.1，对于草原和荒漠，α 取值分别为 0.19 和 0.26。本文计算风电机组功率时按照陆上 10%、海上 5%的平均损耗率修正计算结果。

利用 100 m 高度风速序列和功率损耗率，使用线性化的功率曲线计算出 1 台 2.0 MW 风电机组每 3 h 的发电量和容量因数。由于每个风电基地覆盖了不同的地理网格，按照上述方法，计算每个网格的发电量和容量因数取平均值，就得到了各个风电基地的平均容量因数以及风电输出功率。

2　风电的季节性功率波动和日内功率波动特性

风是由地表的压力差造成的，而压力差是由于太阳辐射造成的地面不均匀受热引起的，所以风能的最初来源是太阳。由于太阳辐射具有不同的季节性循环和日内循环，所以有必要对相应的风电功率波动特性进行研究。

按照第 1 节提出的方法，本文计算了国内 6 个千万千瓦级风电基地的容量因数和风电功率，得到了风电功率在 1 a 的 12 个月以及 1 d 的 24 h 内波动规律。

图 1 显示了蒙东、蒙西、河北和江苏 4 个风电基地风电功率的季节性波动。

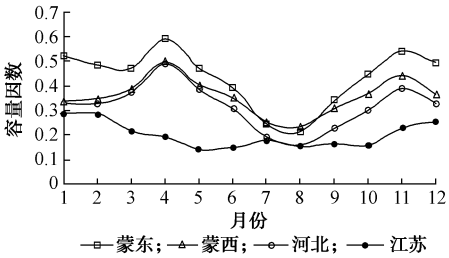


图 1　蒙东、蒙西、河北和江苏 4 个风电基地的年风电容量因数

Fig. 1　Monthly capacity factors for East Inner Mongolia, West Inner Mongolia, Hebei and Jiangsu wind bases

曲线显示，每年春季 4 月份和冬季 11 月份的容量因数最高，夏季 8 月份最低。可以看出，蒙东、蒙西和河北 3 个风电区域的容量因数在 12 个月中的变化具有高度的一致性。江苏风电区域在每年冬季 2 月份容量因数最高，其余 3 个季节变化不显著。这是因为江苏 70%的规划容量是海上风电，而海上风比陆地风要稳定得多。附录 A 图 A3 显示了甘肃酒泉和新疆哈密 2 个风电基地的风电波动规律。

图 2 显示了 6 个风电基地的总功率在 12 个月的波动情况。总装机容量为 102 GW，最大功率是 4 月份的 46.77 GW，最低功率是 8 月份的 23.68 GW。季节性峰谷差为 23.09 GW，是峰值功率的 49.37%，风电总装机容量的 22.64%。

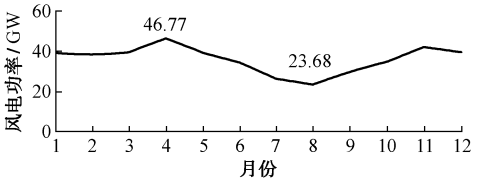


图 2　6 个风电基地的年总风电功率曲线

Fig. 2　Aggregated monthly wind power output of the six wind bases based on annual average

本文计算容量因数采用的 V90-2.0MW 风电机组在低风速情况下具有一定优势，可以排除风电设备质量的因素。不考虑风电调度中弃风的影响，本文计算 6 个风电基地的平均容量因数为 0.35。

要实现风电并网的科学规划和合理调度，除了年平均容量因数和季节性波动规律，掌握风电功率昼夜 24 h 的波动规律也是必要的。对电网来说，风电是一个不可控电源，风电输出使得等值负荷减小，并影响到可调度机组的出力计划，因此应进一步分析风电输出的日波动规律。首先计算出年平均的 24 h 容量因数，需要说明的是，GEOS-5 DAS 的数据是以格林尼治时间记录的，需要调整为北京时间后进行计算。

图 3 显示了蒙东、蒙西、河北和江苏 4 个风电基地 24 h 容量因数波动。

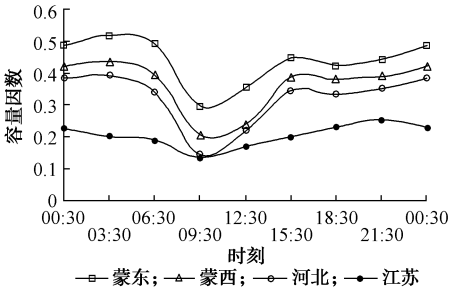


图 3　蒙东、蒙西、河北和江苏 4 个风电基地的小时风电容量因数

Fig. 3　Annual averaged 24-hour wind power capacity factors for East Inner Mongolia, West Inner Mongolia, Hebei and Jiangsu wind bases

由图 3 可以发现，容量因数变化在大范围内具有高度的地域一致性。中国内陆风电功率具有明显的昼夜差异，上午前后是风电的低谷阶段，而夜间至凌晨是风电容量因数最高的时段。本文计算结果和

对东北地区具体风电场的研究结果[1]都支持了风电“昼低夜高”的规律。附录 A 图 A4 显示了甘肃酒泉和新疆哈密 2 个风电基地的不同风电波动规律。

为了调查季节变化对日内风电功率波动的影响，计算出各风电基地每年的平均容量因数的标准差(见附录 A 图 A5)，然后标准化得到变异系数，如图 4 所示。变异系数又称标准差率，是标准差与均值的比值，用来衡量资料中各观测值变异程度的统计量。采用变异系数可以消除单位或平均值不同对 2 个或多个资料变异程度比较的影响。从图 4 可以看出，09:30—12:30 之间，各区域风电波动变异系数超过 30%，表明在此时段内，1 a 内风电功率具有不同的波动规律；而在午夜零点前后变异系数较低，说明此时段内风电功率变化规律在 1 a 中较为固定。

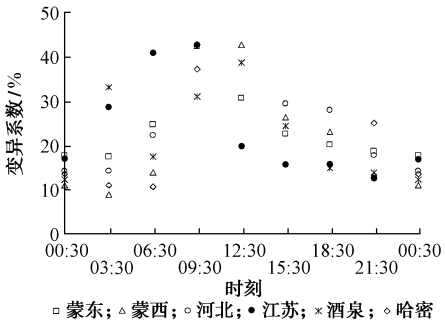


图 4 6 个风电基地的风电功率波动年平均变异系数
Fig. 4 Variation coefficients of annual averaged capacity factors for the six wind bases

3 风电功率波动的季节性差异

为实现风电并网的科学规划和合理调度，在文献[5]的基础上，对国内不同季节风电的日内功率波动进行更深入的分析。要获得更准确的 24 h 风电功率波动规律，需要进一步分析不同季节的日内风电功率波动情况。按照每年的平均日内风电波动模式，绘制出各个风电基地 1 月、4 月、7 月和 10 月的季节性的波动模式。之所以用这 4 个月的情况来分析季节的影响，是因为这 4 个月分别是中国冬季、春季、夏季和秋季的典型月份。不同季节蒙东 24 h 风电容量因数曲线如图 5 所示。其他各风电基地的不同季节 24 h 功率波动曲线见附录 A 图 A6。

蒙东、蒙西和河北这 3 个地区的 24 h 风电功率波动具有很强的相关性：冬季在中午前后容量因数出现低谷，晚上至次日上午是高峰时段；春季除上午 09:30 左右以外，其他时间都在 0.3 以上；夏季的容量因数是四季中最低的；秋季的容量因数在上午 09:30—12:30 为低谷，其余时间变化不大。江苏地区与上面 3 个地区有很大不同，冬季的风电容量因数远高于其余的 3 个季节，而其余 3 个季节的日内容量因数非常接近。这是因为江苏 70%的规划容量是海上风电，而海上风速波动一般要比陆地稳定。季节变化对酒泉地区风电容量因数的影响更多地体现在数值上，而对 24 h 的变化方式影响不大，最高的容量因数都出现在清晨 06:30 左右，并且除夏季以外都大于 0.7。这说明酒泉地区风电设备的利用率较高。哈密地区的情况也很特别，夏季和春季的容量因数最大，而冬季和秋季的容量因数最小，午夜至凌晨的容量因数稳定在高值。1 d 内都有一次大的功率下降，但下降的时间随季节变化而不同。

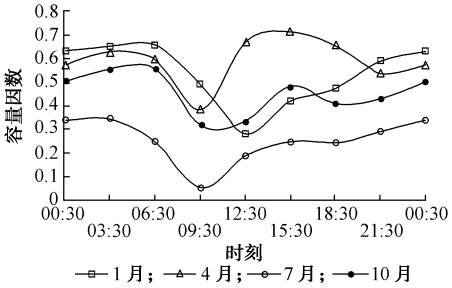
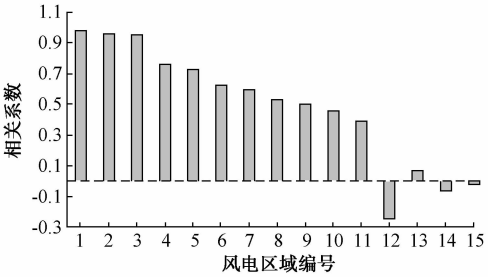


图 5 蒙东地区不同季节 24 h 风电容量因数
Fig. 5 Diurnal East Inner Mongolia wind power fluctuations for different seasons

4 风电功率波动的地域相关性

通过以上分析可以发现：蒙东、蒙西和河北的风电波动具有明显的相关性。为了证实这种相关性，计算出每 2 个风电基地之间日内功率波动的相关系数(见附录 A 表 A1)。风电基地之间功率波动的年平均相关系数则在图 6 中给出。蒙西、蒙东和河北的平均相关系数超过 0.9，因此具有很强的相关性；而酒泉与蒙东、蒙西、河北的风电功率波动相关性最低，年平均值不足 0.1。可以看出，在 1 000 km 范围内的蒙东、蒙西、河北的小时风电波动仍然有很强的相关性。



1: 蒙西 – 河北；2: 蒙东 – 河北；3: 蒙东 – 蒙西；4: 河北 – 江苏
5: 蒙西 – 江苏；6: 蒙东 – 江苏；7: 蒙西 – 哈密；8: 河北 – 哈密
9: 蒙东 – 哈密；10: 江苏 – 哈密；11: 酒泉 – 哈密；12: 江苏 – 酒泉
13: 蒙东 – 酒泉；14: 河北 – 酒泉；15: 蒙西 – 酒泉

图 6 风电基地之间功率波动的年平均相关系数
Fig. 6 Annual averaged correlation coefficients between each two wind power bases

文献[11]证明在不同地点具有相对独立风况的风电可以贡献可靠性效益。而对美国不同地区风电功率波动相关性分析的结果[5]却显示，不同区域间风电功率波动相互抵消产生的效益是有限的。对酒泉地区风电特性的研究[12]表明，区域风电功率波动具有长时间尺度的相关性和短时间尺度的互补性。本文结果表明，在大范围区域内，蒙东、蒙西以及河北的风电功率小时波动具有总体上一致的变化规律（见附录A图A7）。

上述研究结果的差异源于风电功率波动的构成与时间尺度的差异。分散的风电场可以平滑秒级和分钟级的功率波动，但是对小时级的波动不能有效平滑。这一现象与风电分钟级与小时级功率波动产生的主要因素有关。短期（秒级、分钟级）的风电功率波动主要由湍流引起，随机性是主要特征。而日内的小时级风电功率波动根本上是受太阳对地面和空气加热效果的影响，规律性是主要特征。因此，大范围分散的风电场可以有效平滑短期的由湍流造成的随机风电功率波动，而对于日内规律性较强的小时级风电功率波动，短期尺度上功率波动相互抵消所产生的平滑效果就比较有限了。虽然小时级风电功率波动难以平滑，但由于其规律性强，因而易于预测，这对于风电接入电网的规划与调度是一个有利因素。

图7(a)显示了4月份6个风电基地24 h的总功率波动。4月份是春季的典型月份，风电功率从凌晨到06:30保持在46.31 GW，之后显著下降，09:30—12:30保持在谷底27.89 GW，此后又逐渐升高。日风电功率曲线的峰谷差为18.42 GW，为峰值功率的39.78%，总装机容量的18.06%。可以看出，春季风电出力很大，而且变化幅度较小。

与图7(a)中4月份风电大出力相比，图7(b)中显示的7月份6个风电基地24 h的总功率要小得多。7月份是夏季的典型月份，风电功率从凌晨到06:30为34.34 GW，之后迅速下降，09:30到达谷底8.07 GW，此后又缓慢回升。日风电功率曲线的峰谷差为26.27 GW，为峰值功率的76.43%，风电总装机容量的25.75%。这说明夏季风电不仅出力很小，而且其波动幅度也很大。

附录A图A8显示了6个风电基地的总功率年平均24 h内的波动。总装机容量为102 GW，凌晨到06:30保持44.39 GW的发电功率，之后显著下降，到12:30到达谷底24.66 GW，此后风电功率开始逐渐升高。日风电功率曲线的峰谷差为19.73 GW，为峰值功率的44.45%，风电总装机容量的19.34%。由于平均了1 a中各季的功率波动，年平均的24 h风电总功率波动介于春季与夏季之间。

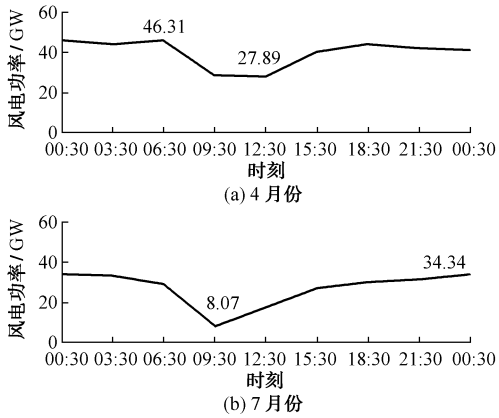


图7　6个风电基地24 h总功率波动

Fig. 7　Aggregated diurnal wind power output for the six wind bases in April and July

5　结语

利用NASA GEOS-5 DAS地球观测数据库的全球风速数据，对国内6个千万千瓦级风电基地的大范围风电功率波动进行了评估。结果表明：风电功率波动在1 a内具有明显的季节性变化规律，在1 d内具有“昼低夜高”的特征。虽然风电场的分散布置可以平滑秒级和分钟级的风电功率随机波动，但接入华北和东北电网的风电基地的小时级功率波动具有很强的地域相关性。分析结果为风电并网的科学规划和优化调度提供了依据。

附录见本刊网络版（http://aeps.sgepri.sgcc.com.cn/aeps/ch/index.aspx）。

参考文献

[1] CHI Y N, ZHANG M, WANG Y F, et al. Study on capability of Liaoning power grid to accommodate wind power [R]. Beijing, China: China Electric Power Research Institute, 2009.

[2] LUND H, KEMPTON W. Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G[J]. Energy Policy, 2008, 36(9): 3578-3587.

[3] 肖世杰. 构建中国智能电网技术思考[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(9): 1-4.
XIAO Shijie. Consideration of technology for constructing Chinese smart grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(9): 1-4.

[4] LU X, MCELROY M B, KIVILUOMA J. Global potential for wind-generated electricity [J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 2009, 106(27): 10933-10938.

[5] MCELROY M B, LU X, NIELSEN C P, et al. Potential for wind-generated electricity in China[J]. Science, 2009, 325(5946): 1378-1380.

[6] RIENECKER M M, SUAREZ M J, TODLING R, et al. The GEOS-5 data assimilation system—documentation of version 5.0.1, 5.1.0 and 5.2.0[R/OL]. [2010-03-20]. http://gmao.gsfc.nasa.gov/pubs/docs/GEOS5-104606-Vol27.pdf.

[7] V90-2.0MW wind turbine technical parameter[EB/OL]. [2010-03-15]. http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/2.0-mw.aspx.

[8] MANWELL J F, MCGOWAN J G, ROGERS A L. Wind energy explained: theory, design and application[M]. Chichester, UK: John Wiley & Sons Limited, 2002.

[9] GIPE P. Wind power: renewable energy for home, farm and business[M]. White River Junction, VT, America: Chelsea Green Publishing Company, 2004.

[10] Atmospheric Science Data Centre of NASA. Surface meteorology and solar energy (SSE) release 6.0 methodology [R/OL]. [2010-03-10]. http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/documents/SSE6Methodology.pdf,2009.

[11] 栗文义,张保会,巴根.风能大规模应用对电力系统可靠性的影响[J].中国电机工程学报,2008,28(1):100-105.
LI Wenyi, ZHAGN Baohui, BA Gen. Reliability of large scale utilization of wind energy on electric power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(1): 100-105.

[12] 肖创英,汪宁渤,陟晶,等.甘肃酒泉风电出力特性分析[J].电力系统自动化,2010,34(17):64-67.
XIAO Chuangying, WANG Ningbo, ZHI Jing, et al. Power characteristics of Jiuquan wind power base[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(17): 64-67.

于大洋(1979—),男,通信作者,博士,讲师,主要研究方向:可再生能源并网的运行与调度技术。E-mail: yudayang@sdu.edu.cn

韩学山(1959—),男,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统优化调度、EMS、电力市场。

梁 军(1956—),男,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统运行与控制。

Study on the Profiling of China's Regional Wind Power Fluctuation Using GEOS-5 Data Assimilation System of National Aeronautics and Space Administration of America

YU Dayang, HAN Xueshan, LIANG Jun, SONG Shuguang

(Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: In China, inadequate historical wind data hinders the profiling of wind power fluctuation at the regional level, which is the fundamental work for the wind power integration. This paper proposes a method to assess the seasonal and diurnal wind power patters based on the wind speed data from the National Aeronautics and Space Administration (NASA) Goddard Earth Observing System Model, Version 5 Data Assimilation System (GEOS-5 DAS). The Gipe formula is applied to get the vertical distribution of the wind speed. The wind speed is transformed into the electric power according to the power curve of Vestas V90-2.0MW turbine. A quantitative analysis is made for six wind power bases in China to present the difference of seasonal wind power patters and the regional correlations of hourly wind power patters. The method and results provide the basis for the regional wind power scheduling and dispatching.

This work is supported by Natural Science Foundation of Shandong Province (No. ZR2010EQ005).

Key words: wind power; power fluctuation; GEOS-5 DAS; NASA; earth observation database

附录 A

结合风资源分布和风电基地的选址规划，排除覆盖森林、河流、湖泊、高山等不适合建设开发风电的区域，确定主要风电基地在 50m 平均风速地图中所覆盖的网格坐标。GEOS-5 DAS 3 小时间隔风速数据的地理分辨率为经度 0.5°×纬度 0.67°的网格，在中纬度地区大约为 50km×66.7km 的区域。每个风电基地的规划覆盖不同的网格。

图 A1 中地名代号为：蒙东-EM，蒙西-WM，河北-HB，江苏-JS，酒泉-JQ，哈密-HM。可以看出，规划中的 6 个千万千瓦级风电基地覆盖了中国风力资源最好的区域。

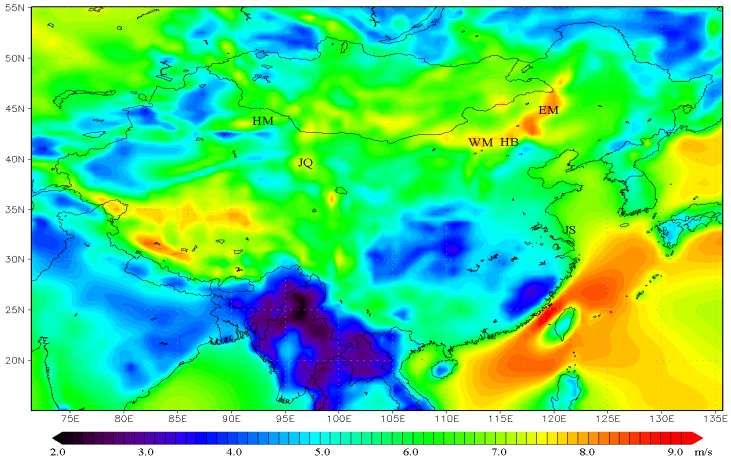


图 A1　风速分布图与主要风电基地分布

Fig.A1　The wind speed and 10GW wind power bases distribution

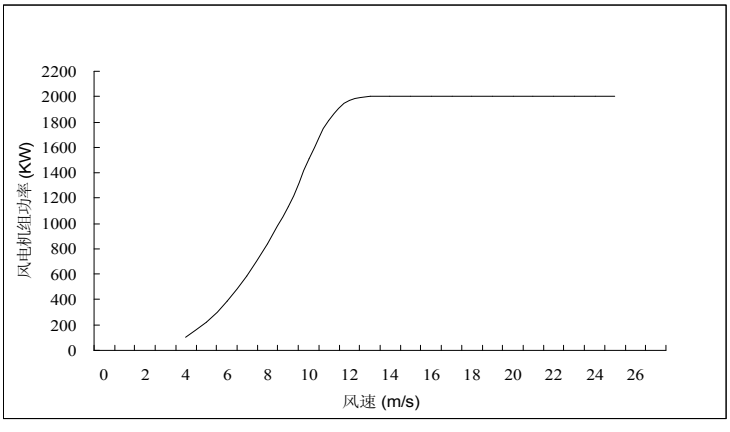


图 A2　V90-2.0MW 功率曲线

Fig. A2　The power output-wind speed curve of V90-2.0MW turbine

$$P=\begin{cases} 0 & V_{100}<4 \\ 0.25(V_{100}-4) & 4\le V_{100}<12 \\ 2.0 & 12\le V_{100}\le 25 \\ 0 & V_{100}>25 \end{cases} \tag{A1}$$

式中：V_{100}代表 100 米高度风速。

风电场内部的风电机组要保持合理间隔以尽量减小风电机组之间气流相互影响造成的功率损耗，同时尽可能节省占地面积。陆上风电场风电机组顺风向间距大于 7 倍风轮直径（V90-2.0MW 风轮直径 90 米），垂直风向间距大于 4 倍风轮直径，能把功率损耗限制在 20%以内。海上风电场通过增加间距可以进一步把功率损耗降低在 10%以内。

图 A3 显示，酒泉风电区域每年夏季 7 月份容量因数最低，冬季 12 月份最高，但是春季容量因数没有明显上升的过程。新疆哈密具有不同的季节性波动规律，每年 5、6 月份容量因数达到最高，然后平稳下降，到次年 1 月份到达最低点，再持续回升。

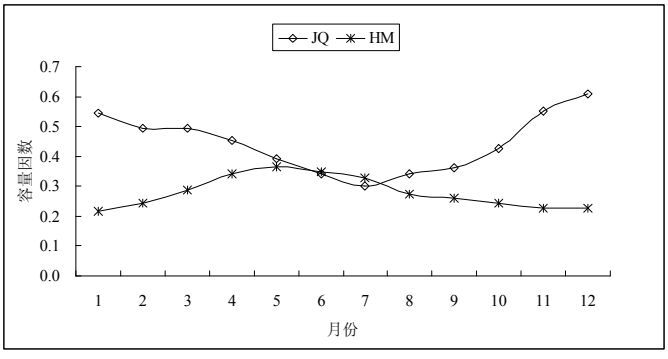


图 A3　酒泉和哈密年风电容量因数曲线

Fig.A3　Monthly capacity factor curves for JQ and HM wind bases

由图 A4 可见，酒泉和哈密的风电波动与其余风电区域有差异。其中酒泉在凌晨之后容量因数迅速升高，06：30 达到峰值 0.9，到午后 12：30 到达最低，但始终保持在 0.2 以上。酒泉与哈密的风电功率波动整体滞后东部风电区域 2 小时，这是因为前者的日出时间比后者滞后 2 小时（根据中国科学院国家授时中心计算的日出时间. http://www.time.ac.cn/serve/sunriseset/.）

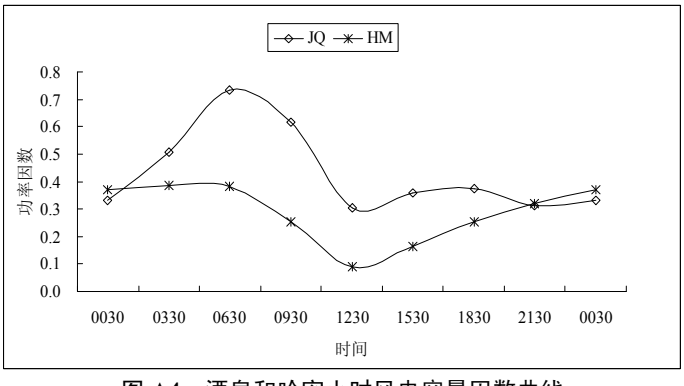


图 A4　酒泉和哈密小时风电容量因数曲线

Fig. A4　Annual averaged 24-hour wind power capacity factors for JQ and HM wind bases

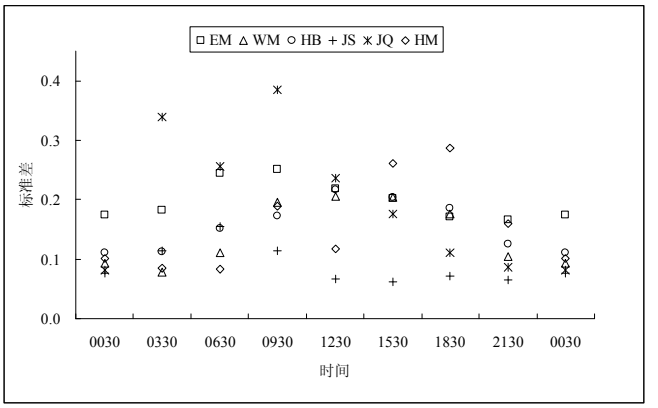
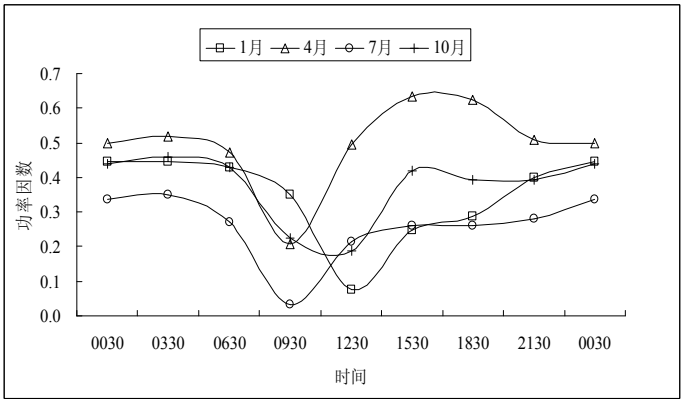
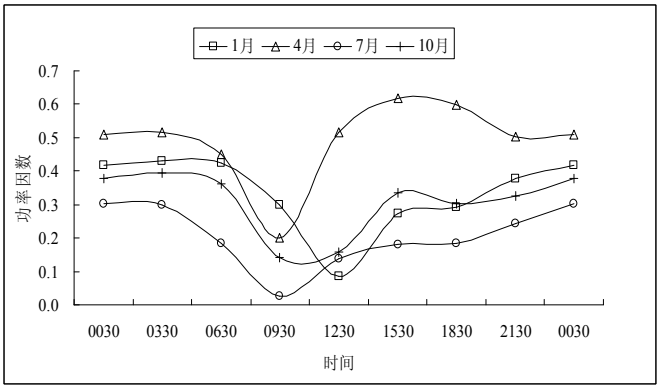


图 A5　各地区 24 小时风电功率波动年平均标准差分布

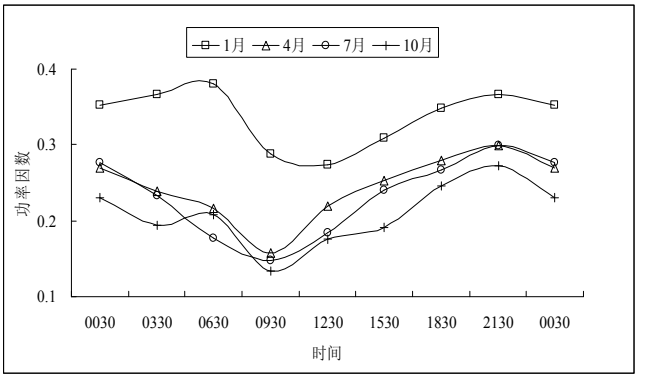
Fig. A5　The standard deviations of annual averaged capacity factors for the six wind bases



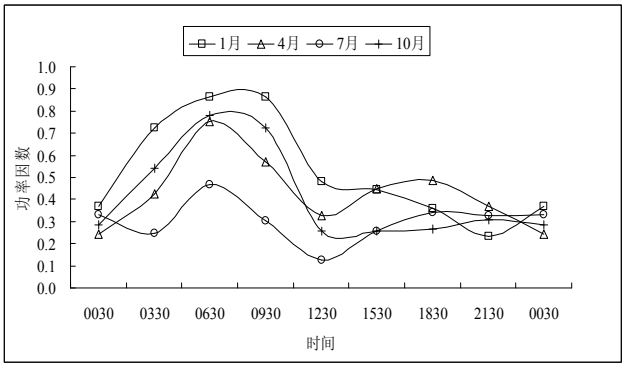
(a) 蒙西(WM)地区



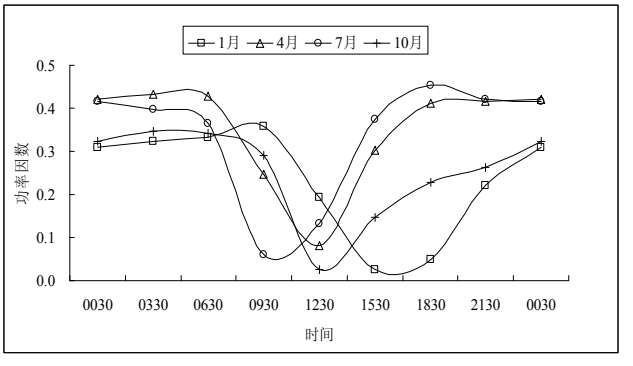
(b) 河北(HB)地区



（c） 江苏(JS)地区



(d) 酒泉(JQ)地区



(e) 哈密(HM)地区

图 A6　各地区不同季节 24 小时风电容量因数曲线

Fig. A6　Diurnal wind power fluctuations for the four months

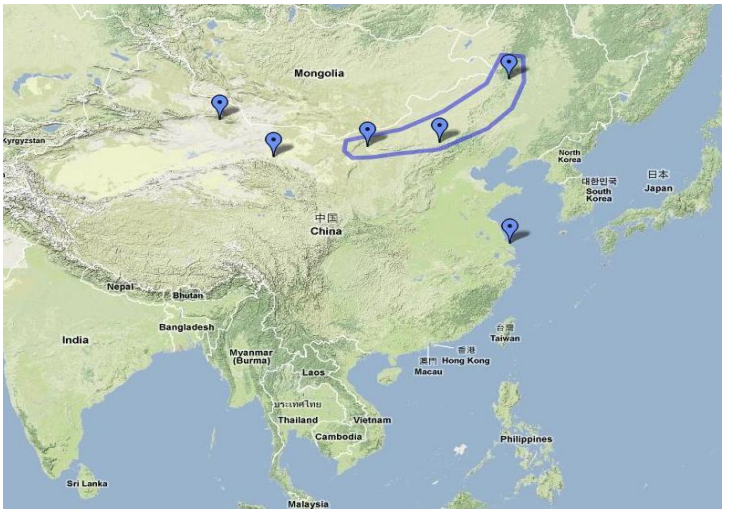


图 A7　蒙东、蒙西、河北范围内风电功率波动相关系数>0.9

Fig. A7　The correlation coefficients between EM,WM and HB wind power bases above 0.9

分析结果的在线地图可通过以下链接访问

http://maps.google.com/maps/ms?t=h&hl=zh-CN&ie=UTF8&msa=0&msid=100639728894966172048.00048053e95b504762a4c&z=5

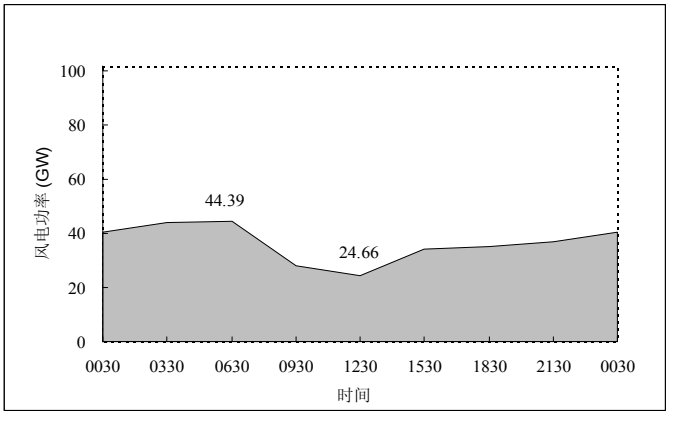


图 A8　6 个风电基地 24 小时总功率波动(年平均)

Fig. A8　Annual average aggregate diurnal wind output for the six wind bases

表 A1　风电基地之间日内功率波动的相关系数

Tab.A1　Correlation coefficients between each two wind power bases

	1 月	4 月	7 月	10 月	平均
WM-HB	0.987	0.992	0.957	0.983	0.980
EM-HB	0.987	0.914	0.988	0.940	0.957
EM-WM	0.983	0.905	0.987	0.908	0.946
HB-JS	0.860	0.779	0.775	0.629	0.761
WM-JS	0.800	0.769	0.716	0.612	0.725
EM-JS	0.875	0.465	0.769	0.387	0.624
WM-HM	0.597	0.277	0.850	0.639	0.591
HB-HM	0.501	0.223	0.815	0.594	0.533
EM-HM	0.596	-0.049	0.860	0.606	0.503
JS-HM	0.252	0.532	0.824	0.223	0.458
JQ-HM	0.525	0.062	0.448	0.509	0.386
JS-JQ	-0.083	-0.525	0.106	-0.499	-0.250
EM-JQ	0.141	-0.153	0.155	0.123	0.066
HB-JQ	0.099	-0.349	0.140	-0.130	-0.060
WM-JQ	0.131	-0.249	0.128	-0.083	-0.018
Ave.	0.550	0.306	0.635	0.429	

相关性根据相关系数值按三级划分：$|r|<0.4$ 为低度线性相关；$0.4\leqslant|r|<0.7$ 为显著性相关；$0.7\leqslant|r|<1$ 为高度线性相关。