



清华大学环境学院
School of Environment, Tsinghua University



北京市可再生能源与电 动汽车协同效应研究

Study on the Synergetic Effect
Between Renewable Electricity
and Electric Vehicles in Beijing

清华大学环境学院

2023.12.7

School of Environment, Tsinghua University

December 7, 2023

致谢

本研究由清华大学环境学院鲁玺教授课题组统筹撰写，由能源基金会提供资金支持。

ACKNOWLEDGEMENT

This report is a product of Professor Xi Lu from School of Environment, Tsinghua University and is funded by Energy Foundation China.

目 录

1 项目背景与目标.....	1
1.1 项目背景.....	1
1.1.1 项目开展的政策环境及相关背景	1
1.1.2 现状和发展趋势	1
1.1.3 现有工作的不足之处及待解决的问题	2
1.2 研究目标.....	2
1.3 研究技术路线.....	2
2 北京市各充换电模式发展现状调研	3
2.1 概述.....	3
2.2 不同充换电模式技术经济参数比较及发展状况.....	3
2.3 北京市电动汽车发展政策调研梳理.....	5
2.3.1 电动汽车保有量规划	5
2.3.2 充换电基础设施建设目标	6
2.3.3 有序充换电支持政策	7
2.4 北京市充换电设施基础信息数据库构建.....	7
3 北京市风光可再生能源资源分布及供应特征分析	8
3.1 概述.....	8
3.2 风力发电资源动态供应潜力与变化特征模拟.....	10
3.2.1 数据来源	10
3.2.2 风速数据计算与降尺度校正	10
3.2.3 风机发电功率计算	10
3.2.4 风电装机潜力与发电潜力计算	12
3.2.5 风电出力曲线模拟及特性分析	13
3.3 光伏发电资源动态供应潜力与变化特征模拟.....	13
3.3.1 光伏电站建设影响与限制因素	13
3.3.2 光伏阵列倾角与方位角	14
3.3.3 光伏发电量及装机量计算	15

3.3.4	光伏出力曲线模拟及特性分析	17
3.4	北京市屋顶光伏潜力评估.....	19
3.5	京津唐电网风力发电、太阳能发电装机量预测.....	20
4	北京市电动汽车充换电需求时空分布特征模拟.....	21
4.1	概述.....	21
4.2	北京市电动汽车发展状况预测.....	21
4.3	电动汽车用能需求空间分布模拟.....	22
4.4	电动汽车用能需求时间规律模拟.....	23
4.4.1	充电模式下电动汽车用能需求时间规律模拟	23
4.4.2	换电模式下电动汽车用能需求时间规律模拟	24
5	北京市电动汽车有序充换电与可再生能源协同消纳多维动态效益评估.....	24
5.1	概述.....	24
5.2	考虑电动汽车有序充换电的电力系统优化模型.....	25
5.3	情景设置.....	26
5.4	北京市换电站优化选址及容量配置方案.....	27
5.5	电动汽车优化调度场景下电动汽车充电负荷分布.....	28
5.6	电动汽车优化调度场景下电网效益.....	29
5.7	电动汽车优化调度场景下环境效益.....	32
5.8	不同电价机制下电动汽车需求响应潜力分析.....	34
6	研究结论.....	36
7	政策建议.....	38
7.1	可再生能源与电动汽车规划协同.....	38
7.2	可再生能源与电动汽车运行协同.....	39
7.3	可再生能源与电动汽车管理协同.....	40
8	项目成果.....	41
	参考文献.....	42

1 项目背景与目标

1.1 项目背景

1.1.1 项目开展的政策环境及相关背景

交通电气化是我国实现碳达峰目标与碳中和愿景的关键措施。在城市交通部门大规模以电能替代燃油使用，能够有效减低能源对外依存度并减少温室气体排放。近年来全球电动汽车产业迎来快速发展，据国际能源署发布的最新报告显示，截至 2022 年底全球电动汽车总保有量已超过 2600 万辆，到 2030 年预计将至少达到 2.4 亿辆^[1]。我国新能源汽车产业也进入了持续高速发展阶段，自 2015 年起新能源汽车产销量与保有量连续八年居全球首位。2020 年 10 月国务院办公厅颁布的《新能源汽车产业发展规划（2021—2035 年）》提出，到 2025 年我国新能源汽车销量将达到新车销售总量的 20% 左右。

1.1.2 现状和发展趋势

交通系统中电动汽车的大规模普及将为城市电力系统运行带来巨大变革。截至 2022 年底，北京市新能源汽车保有量超过 60 万辆；北京市“十四五”规划提出大力推进交通电气化，到 2025 年全市新能源汽车累计保有量力争达到 200 万辆。大量增长的电动汽车充电负荷不仅会提高北京市电力需求，也将对北京地区电网运行产生重大冲击，甚至影响交通电气化的碳减排效应。据相关研究预测，到 2035 年北京市电动汽车无序充电负荷将使全市峰值电力负荷提高 3.8%-11.9%，在局部区域电动汽车集中充放电对配电网造成的影响将更为严重。而如果通过科学有序的充换电调度为电动汽车补给电力，不仅能够减小对电网的冲击，也能够形成可观的储能潜力，为北京市可再生能源的发展和利用提供空间与机遇。北京市“十四五”规划强调未来将切实转变城市能源发展方式，落实可再生能源优先的理念，构建高比例、大规模可再生能源电力系统。北京市未来的电力需求将主要依靠区内分布式光伏发电和风电以及外部可再生能源调入来满足。北京市发改委 2020 年发布的《关于进一步支持光伏发电系统推广应用的通知》要求新建区域、新建建筑优先应用光伏发电，通过财政补贴进一步加强对分布式光伏发电的支持力度。然而，太阳能、风能等可再生能源发电水平受天气系统与地理环境的影响，具有固有的随机性与波动性，易出现供给与需求不平衡、不协调现象，面临着利用率低与“弃风”、“弃光”严重等新挑战，使得可再生能源二氧化碳减排效益难以发挥。因此，如

何理解并定量刻画城市电力交通与风光可再生能源的协同利用机制，充分发挥电动汽车对可再生能源的消纳作用是北京市及我国其他城市绿色低碳转型以及实现碳达峰与碳中和目标的关键课题。

1.1.3 现有工作的不足之处及待解决的问题

本项目中存在的主要障碍与问题在于研究涉及交通网络、电力网络与大气环境三个复杂系统的交互以及能量流、碳排放流、资金流之间的耦合。传统的针对单一系统的研究方法难以准确定量刻画可再生能源与城市电力交通之间的协同利用机制及环境影响。研究亟需的关键科学问题包括：

- (1) 城市可再生能源资源时空分布特征分析；
- (2) 城市电力交通能源消费动态需求定量刻画；
- (3) 高比例可再生能源与电动汽车协同消纳多维动态影响评估。

通过解决以上科学问题，本项目将为北京市电动汽车充换电基础设施近期以及中长期规划布局提供技术支持，为北京市运用峰谷电价、实时电价、充电优惠等政策鼓励新能源汽车与电网高效互动提供理论依据，为北京市可再生能源产业与新能源汽车产业综合发展政策制定提供参考，从而支撑北京市坚强智慧城市电网建设、温室气体排放控制以及能源发展方式绿色低碳智慧转型。

1.2 研究目标

(1) 本研究项目将以北京市为例，从交通系统与能源系统角度探究城市碳达峰与碳中和路径，推动我国智慧低碳城市建设；

(2) 研究成果将能够有效支撑未来高比例风光可再生能源供电系统建设，提高可再生能源消纳利用率，促进我国能源绿色低碳转型进程；

(3) 研究结果将有效论证高比例风光可再生能源情景下电动汽车全生命周期碳减排效益以及经济收益，助力电动汽车产业良性发展；

(4) 研究将为北京市及其他城市推进电动汽车充换电站、充电桩等电动汽车基础设施规划布局及投融资政策制定提供参考，并为电动汽车有序充换电参与电力需求侧管理与电力市场服务相关政策设计提供依据。

1.3 研究技术路线

本项目技术路线图如下图所示。

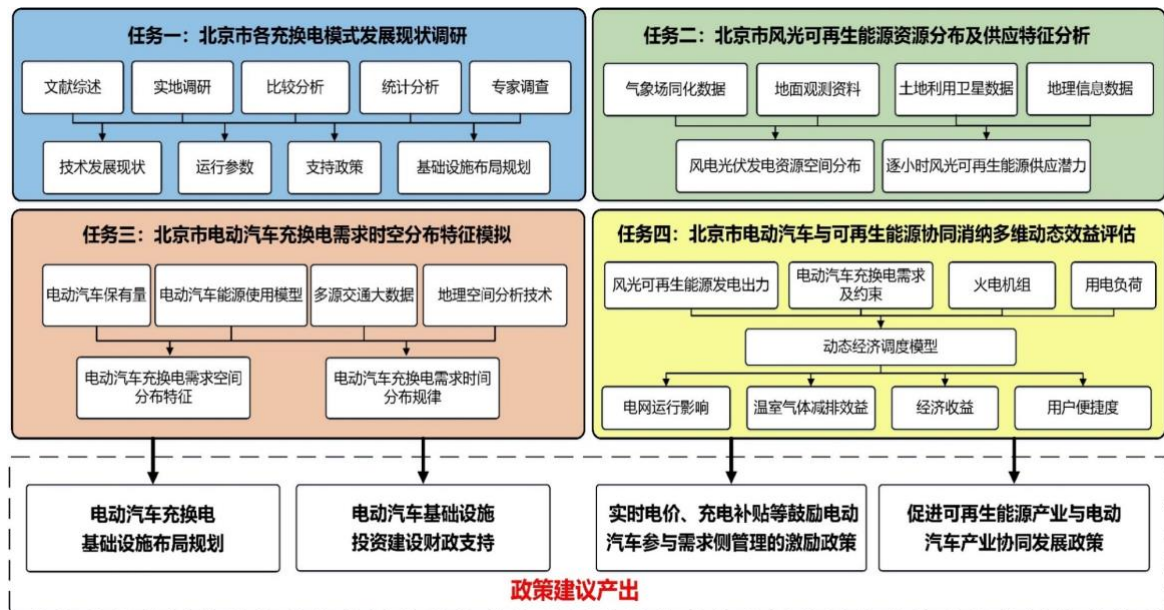


图1-1 项目技术路线图

2 北京市各充换电模式发展现状调研

2.1 概述

本部分研究内容利用文献综述、实地调研、比较分析、统计分析、专家调查等手段，针对快速充电、慢速充电、换电模式三类电动汽车充换电模式开展调研。在技术层面，对各充换电模式的技术发展现状以及运行参数进行调研；在产业层面，对各充换电模式的商业模式、基础设施布局与规划、营运现状、支持政策开展调研。

2.2 不同充换电模式技术经济参数比较及发展状况

目前电动汽车的主流充电补能方式主要可以分为充放电模式与换电模式^[2, 3]。在充放电模式中，电动汽车本身就是充放电的载体，用户可以通过家用充电设备、充电站、充电桩等实现电动汽车与电网的互动。电动汽车的充放电模式包括快速充电与常规充放电（慢速充电），前者一般采用直流充电机进行充电，充电时间在一小时以内，较适合部署于城市公共充电站、公共停车场、城际高速公路等地点以满足电动汽车用户的应急需求；后者一般采用交流充电机进行充电，充满电池大致需要 6-8 小时，有利于电池的保养维护且对配电网冲击较小，较适宜部署于住宅小区或办公区供长时间停泊的私家车充电使用。充放电模式的优点是发展较为成熟、成本较低，已经实现了一定规模的应用。但充放电模式也存在着较为明显的缺陷：快速充电模式的充电设施成本较高，且较大的

充电电流会影响电池性能，同时将对电网造成短期内的较大负荷，尤其是快速充电模式中用户的充电行为较为集中，这将对电网的稳定性造成影响^[4]；对于慢速充电，电池容量及充电时间的瓶颈使得其难以满足电动汽车用户的应急需求或长距离行驶需求，从而限制了其推广应用。另外在充放电模式中，电动汽车用户的决策具有很强的分散性与随机性，将给电网运行带来不确定性^[3]。

表2-1 不同充换电模式比较

	慢充模式	快充模式	换电模式
等待时间	6-8 小时	0.5-1 小时	20 秒-5 分钟
充电功率	3 kW-10 kW	30 kW-100 kW	20 kW-60 kW
电池寿命	寿命较长	寿命短	寿命较长
服务能力	3-6 辆/桩	20-40 辆/桩	120-332 辆/站
电网影响	可在负荷低谷时期充电，对电网影响较小	功率较大，充电过程突发性强，对电网冲击大	能够对负荷起到削峰填谷作用，改善负荷特性
建设成本	约 2000-3000 元/桩	7-10 万元/桩	200-300 万元/站
用户体验	较差，等待时间较长，适合家充与目的地充电	较好，等待时间长于加油，适合途中临时补电	极好，与燃油车类似
购车成本	初次购买成本高	初次购买成本高	初次购车成本低

换电模式是指通过换电站更换电池为电动汽车提供行驶所需电能，并在换电站中对电池进行集中的充放电实现与电力系统的交互。与充放电模式相比，换电模式能够迅速补给电能，并且有利于电池的统一管理与保养维护；同时，集中式充放电也有效避免了电动汽车并网带来的负荷不确定性，能够充分发挥电动汽车电池的调峰功能，使其在电力负荷削峰填谷以及大规模可再生能源并网中发挥重要作用^[5]，并降低电力系统与电动汽车的整体排放。从经济角度来看，目前电动汽车的电池在电车成本中占比较大，换电模式的推广将有效降低电动汽车车主的购车费用，用户将不用购买电池而只需支付租赁费用；就换电站本身而言，则可以通过收取电池租金获得一定利润。换电站的另外一个利润来源是峰谷电价差，即换电站可以在电价较高时尽量放电，电价较低时尽量充电，从而降低运行成本甚至实现盈利。如果未来能够实行实时电价政策，充换电站集中充放电的优势将进一步得到发挥。电池的标准化是换电模式运行的基础，也是目前换电模式发展面临的主要问题，相应的电池技术标准亟需建立。另外，换电模式中换电站等基础设施的建设需要较高的投资成本，这也给电动汽车换电模式的发展带来了阻碍^[3]。目前

普遍认为，换电模式优先适用场景包括具有高频次快速补电需求的出租车、网约车以及重型卡车等^[6]。

从以上分析中可以看到，充放电模式与换电模式各有优缺点，表 2-1 总结了各种电动汽车补能技术的主要特点与优劣。而我国电动汽车补能方式的政策导向也在近年来发生了多次转变：2010 年 7 月，政府多部委联合召开的“全国私人购买新能源汽车试点工作会议”提出，电动汽车的充电方式应以慢速充电与分散式充电为主，并不建议大规模建设集中式快速充电设备^[7]。在 2011 年前，电动汽车充电模式主要以“慢充为主，快充为辅”为导向发展；2011 年国家电网公司提出将电动汽车充换电站的基本商业模式确定为“换电为主、插电为辅、集中充电、统一配送”^[8,9]，为换电模式的发展提供了有利契机；2013 年，国家电网公司对电动汽车充换电技术政策进行调整，提出“主导快充、兼顾慢充、引导换电、经济实用”^[9,10]，主要是考虑到换电模式较高的投资成本。频繁的政策导向调整反映了我国电动汽车市场的不成熟与相关研究的不完善。“十三五”时期我国换电模式发展较为缓慢，但自 2020 年一系列支持政策发布以来，电动汽车换电模式也进入了发展快车道，其中标志性事件是 2021 年 10 月工信部发布《关于启动新能源汽车换电模式应用试点工作的通知》，推动换电模式在 11 个城市开展试点应用^[11]。不同时期我国对不同充换电模式发展政策导向的多次调整一方面表明了我国电动汽车产业仍未进入成熟阶段，另一方面也说明了三类充换电模式各有优劣，单一补能模式无法形成主导。有鉴于此，2020 年 10 月颁布的《新能源汽车产业发展规划(2021—2035 年)》针对不同电动汽车使用场景提出了差异化发展原则：对于居民区充电服务实行“智能有序慢充为主、应急快充为辅”，对于高速公路和城乡公共充电网络实行“适度超前、快充为主、慢充为辅”，同时大力鼓励尚处于起步阶段的换电模式推广应用^[12]。根据中国电动汽车充电基础设施促进联盟发布的数据，截至 2022 年底，全国公共类充电桩 179.7 万台，其中直流充电桩 76.1 万台、交流充电桩 103.6 万台；全国充电站保有量 11.1 万座，换电站保有量 1973 座^[13]。

2.3 北京市电动汽车发展政策调研梳理

2.3.1 电动汽车保有量规划

(1) 2021 年，《北京市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出：到 2025 年全市新能源汽车累计保有量力争达到 200 万辆，汽车电动

化率由目前的 6%提升至 30%。

2.3.2 充换电基础设施建设目标

(1) 2016 年,《北京市电动汽车充电基础设施专项规划(2016-2020 年)》提出:到 2020 年城市核心区等重点区域充电服务半径小于 0.9 公里,全市范围平均服务半径小于 5 公里。

(2) 2020 年,《北京市加快新型基础设施建设行动方案(2020-2022 年)》提出:到 2022 年新建不少于 5 万个电动汽车充电桩,建设 100 个左右换电站。

(3) 2022 年,《北京市深入打好污染防治攻坚战 2022 年行动计划》提出:构建“以居住地、办公地充电为主,社会公用快速补电为辅”的充电设施网络;重点研究现有小区充电基础设施优化布局,推进高速公路服务区快充站实现全覆盖,加快推动公交车等行业车辆、大型客车和中重型货车充电站、出租车换电站及加氢站建设。

(4) 2022 年,《北京市“十四五”时期能源发展规划》提出:全力推动充换电基础设施建设。到 2025 年,累计建成各类充电桩 70 万个,平原地区公共充电设施平均服务半径小于 3 公里。开展新能源汽车换电模式应用试点工作。

(5) 2022 年,《北京市“十四五”时期城市管理发展规划》提出:要提升居家出行用户体验,缓解电动汽车充电焦虑。构建以居住地、办公地充电为主,社会公用快速补电为辅的电动汽车充电设施网络,形成车桩相随、场景互补、智能高效、安全便捷的服务体系。要求“十四五”期间北京全市电动汽车充电桩累计建成量达到 70 万个,平原地区电动汽车公共充电设施平均服务半径小于 3 公里,核心区小于 0.9 公里。平原地区换电站平均服务半径小于 5 公里。推动居住区电动汽车充电设施实现“应装尽装”、单位内部电动汽车充电设施实现“应建尽建,有序使用”、社会公用电动汽车充电设施实现“好找好用”。

(6) 2022 年,《北京市“十四五”时期电力发展规划》提出:按照“优化布局保增量、规范管理活存量、问题导向补短板”的总体发展思路,构建“以居住地、办公地充电为主,社会公用快速补电为辅”的充电设施网络,形成效率高、体验优的服务体系,力争到 2025 年,全市充电桩总规模达到 70 万个,换电站规模达到 310 座,平原地区电动汽车公共充电设施平均服务半径小于 3 公里。有序推动首都功能核心区加油站向充电站、换电站转型。推动在“三城一区”等区域建立充电示范区,构建乡镇公共充电基础保障网络,满足农村农民、乡村旅游电动汽车充电需求。

2.3.3 有序充换电支持政策

(1) 2022 年，国家发改委、国家能源局发布的《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》提出：深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。

(2) 2022 年，国家发改委等九部门联合发布的《“十四五”可再生能源发展规划》提出：利用大数据和智能控制等新技术，将波动性可再生能源与电动汽车充放电互动匹配，实现车电互联。采用现代信息技术与智能管理技术，整合分散的电动汽车充电设施，通过电力市场交易等促进可再生能源与电动汽车互动发展。

(3) 2022 年，《北京市“十四五”时期能源发展规划》提出：挖掘电动汽车等需求响应资源，完善辅助服务市场机制，积极引导用户参与电力需求侧响应。

(4) 2022 年，《北京市“十四五”时期电力发展规划》提出：推动电动汽车智能充放电。完善负荷高峰时段电动汽车有序响应市场机制，探索设计电动汽车参与电力市场的商业模式，积极引导电动汽车用户参与电力系统调峰。推广电动汽车智能有序充电技术，探索智能充放电技术应用模式，开展智能充放电试点建设；鼓励运营商参与充电桩智能化升级改造，推进居住区、企事业单位、工业园区、公交场站、物流园区等场景有序充电，引导车辆有序充放电，增强新能源消纳能力与电力保障能力。

2.4 北京市充换电设施基础信息数据库构建

“十三五”期间，北京市电动汽车充电桩已达到 23 万个、换电站达到 159 座，其中私人自用充电桩 17.5 万个，社会公用充电桩 2.9 万个，单位内部充电桩 1.9 万个，业务专用充电桩 0.7 万个，社会公用充电桩中快充桩占比由 2015 年底的 33% 提升至 2020 年底的 65%，形成了桩站适度超前、车桩（站）协同发展的良好局面。截至 2020 年底，北京市已形成全市平原地区平均服务半径小于 5 公里的社会公用充电网络，其中中心城区、北京经济技术开发区、延庆冬奥区域等重点区域建成区充电服务半径已小于 0.9 公里。这些都为后续北京市推广电动汽车的有序充换电调度进而促进电力部门可再生能源的高效利用和深度脱碳奠定了良好的基础。

本研究基于 E 充网（北京充电设施统一管理平台）获取了北京市快慢充电设施地理信息和数量信息，构建了北京市充换电设施基础信息数据库。截至 2020 年 1 月，共获取 2133 个充电站数据，共计包含 14592 个快充桩和 7675 个慢充桩。其区域分布如下图所示。快慢充比例为 1.9:1，以 60-90kW 的快充桩和 7kW 的慢充桩为主。这表明北京

市公用充电设施已形成快充桩为主的建设格局。从下图可以发现，所有区域的快充桩数目均高于慢充桩。从区域分布来看，快充桩与慢充桩均主要分布于朝阳、海淀、丰台、通州等面积较大、人口较密集的区域，其中朝阳区拥有数量最多的快充桩与慢充桩。而门头沟、平谷、延庆等外围区域中快慢充桩比例较为悬殊，以快充桩占绝对主导。

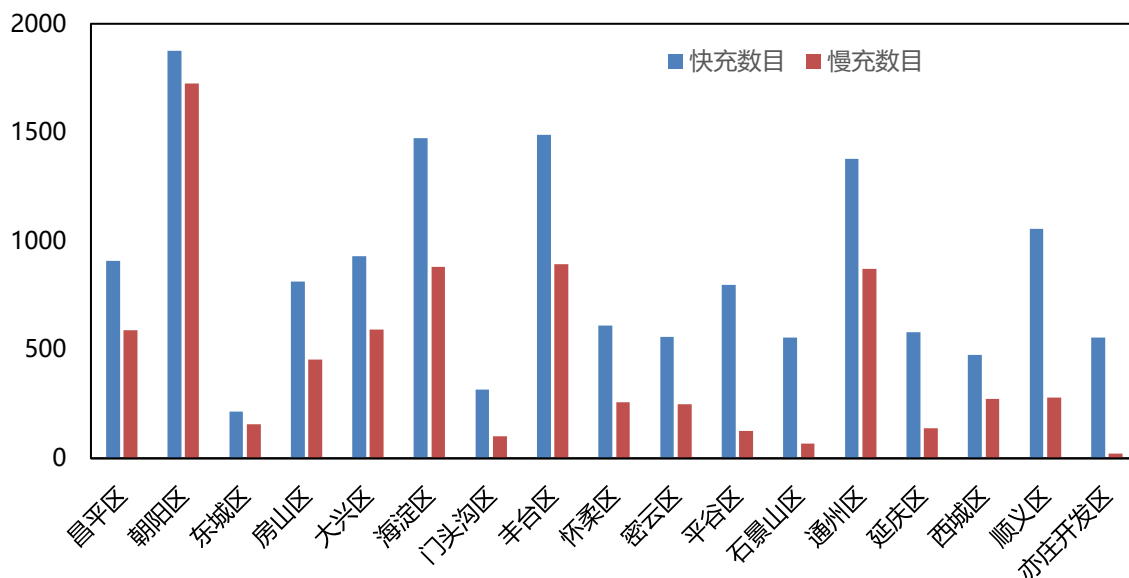


图2-1 北京市各区域公共充电桩分布图

3 北京市风光可再生能源资源分布及供应特征分析

3.1 概述

本研究基于长时序高时空分辨率气象数据、土地利用类型空间数据、高分辨率地形数据，构建风光可再生能源发电潜力精细评估模型，系统评估北京市和周边地区的光伏发电、风力发电资源动态供应潜力与变化特征，并输出逐小时风光可再生能源供应潜力，提供北京市及周边地区风力发电与光伏发电的装机规模潜力精细化系统评估成果，并计算得到风电、光伏发电小时级出力曲线。研究中风力发电以及光伏发电资源精细评估模型总体技术路线图如下图所示。

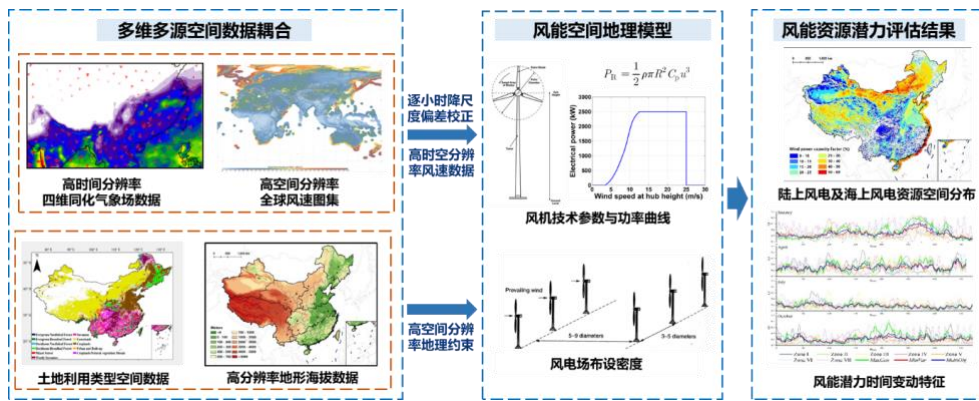


图3-1 基于“大数据+空间地理模型”与降尺度校正的风力发电资源精细评估模型

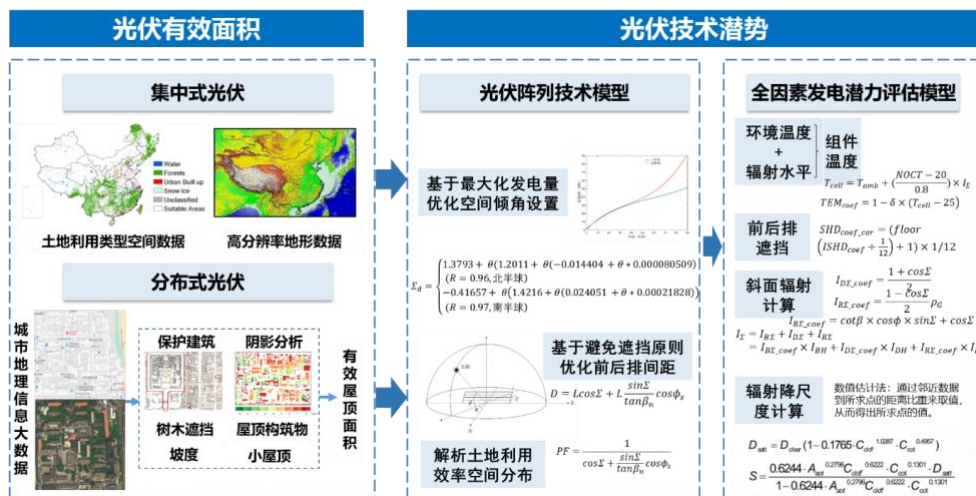


图3-2 基于“大数据+空间地理模型”与降尺度校正的光伏发电资源精细评估模型

考虑到北京市较高的外受电比例，研究基于京津唐电网开展风电光伏资源分布及供应特征分析以及后续的电力调度模拟。京津唐电网是华北电网中相对独立的电网控制区，其管辖范围为北京电网、天津电网以及包括河北省北部唐山、张家口、秦皇岛、承德和廊坊五市在内的冀北电网，如下图所示。



图3-3 京津唐电网及华北电网覆盖范围示意图

3.2 风力发电资源动态供应潜力与变化特征模拟

3.2.1 数据来源

本研究使用 NASA 开发的 Goddard 地球观测系统模型第五版 (GEOS-5) 的数据同化系统 (DAS) 提供的气象场数据开展风力发电资源动态供应潜力与变化特征模拟^[14]。GEOS-5 模型是一种高分辨率的全球气候模型, 它将实地观测数据与数学模型结合, 实现高精度的气候状况预测, GEOS-FP 气象资料是其中的产品之一。该数据库提供的风速数据空间分辨率为经度 $0.3125^\circ \times$ 纬度 0.25° , 在中纬度地区大致相当于 $31.25 \text{ km} \times 25 \text{ km}$, 时间分辨率为逐小时尺度^[15]。研究从 GEOS-FP 气象资料中提取了全年逐小时距地表 10 m 高度处风速、距地表 50 m 高度处风速以及气温、气压等数据用于建模分析。

3.2.2 风速数据计算与降尺度校正

研究中采用幂律风速廓线模式对风机轮毂高度处的风速进行计算^[16], 如下式所示:

$$V(z) = V_{50} \left(\frac{z}{z_{50}} \right)^\alpha \quad (1)$$

式中, z 为风机轮毂高度, 研究中取为 100 m; z_{50} 为参考高度 50 m; $V(z)$ 为风机轮毂高度处风速; V_{50} 为从 GEOS-FP 气象资料中提取的 50 m 高度处风速; α 为风切变系数, 其值取决于层结稳定度与地表粗糙度, 本研究中 α 的取值基于从 GEOS-FP 气象资料中提取的 50 m 高度处风速和 10 m 高度处风速利用上述幂律廓线公式计算得到。

在现有研究中, 高空间分辨率的全球风速图集 (Global Wind Atlas, GWA) ^[17, 18] 常被应用于数据的合并与风速偏差校准, 以获得最佳的空间和时间分辨率^[19-21]。本研究采用 GWA 3.0 的多年平均 100 m 高度处风速资料^[22] (空间精度为经度 $0.0025^\circ \times$ 纬度 0.0025°) 对利用 GEOS-FP 气象资料计算得到的同高度处风速进行逐小时降尺度偏差校正, 修正后的数据保留了 GEOS-FP 气象资料的高时间精度以及 GWA 数据的高空间精度。改进的高时空分辨率风速数据将进一步整合, 以经度 $0.0625^\circ \times$ 纬度 0.0625° 的空间分辨率输出, 并应用于风电功率计算以及风能潜力估算。

3.2.3 风机发电功率计算

计算得到逐小时风机轮毂高度处风速后, 研究采用 GE 2.5 MW 风机的功率曲线及技术参数计算风机发电功率, 其切入风速、额定风速、切出风速分别为 3 m/s、13 m/s、25 m/s, 叶片直径与轮毂高度均为 100 m, 其功率曲线如下图所示。

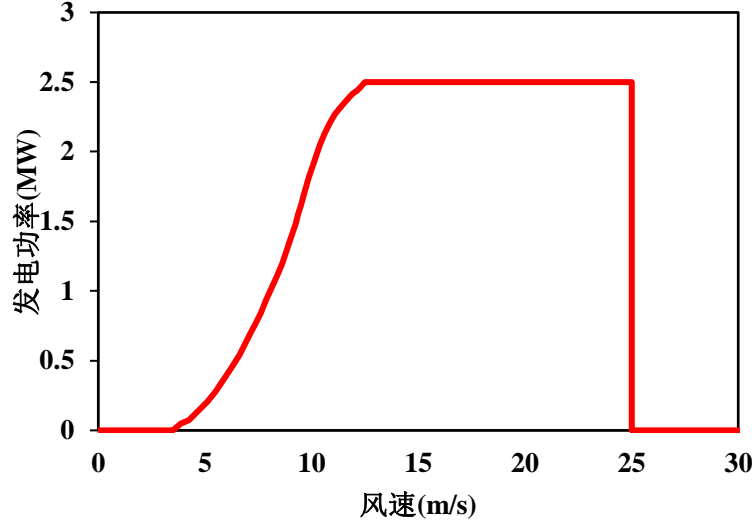


图3-4 GE 2.5 MW 风机的功率曲线

在应用功率曲线时，需考虑空气密度的影响，将风机轮毂高度处风速转化为标准状况下的风速，如下式所示^[23]：

$$V_{corrected} = \left(\frac{P}{1.225RT} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot V_{original} \quad (2)$$

式中， $V_{original}$ 与 $V_{corrected}$ 分别为原始风速以及修正后风速； P 和 T 表示风机轮毂高度处的气压和温度，通过 GEOS-FP 气象资料获取； R 是大气气体常数，对于干燥空气取值为 $287.05 \text{ N}\cdot\text{m}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ 。

在实际风电场中各风机之间会因气流干扰而相互影响运行工况，从而造成输出功率的损耗，因此需根据风电场中的风机布置情况进行发电功率修正，研究中风机输出功率的平均损耗率取为 10%^[24]。

研究中采用容量因子（Capacity factor, CF）表征各格点对应网格内风力发电资源情况，其定义为某一时段内风电场实际发电量与理论最大发电量的比值。利用逐小时逐网格风机发电功率，可计算得到逐小时逐网格风力发电势容量因子，如下式所示：

$$CF_{i,t} = \frac{P_{real_{i,t}}\Delta t}{P_{rated_{i,t}}\Delta t} \times 100\% \quad (3)$$

式中， $CF_{i,t}$ 为 t 时刻网格 i 对应的风电容量因子； Δt 为单位时间间隔，研究中取为 1 小时； $P_{real_{i,t}}$ 为根据修正后风速与风机功率曲线计算得到的 t 时刻网格 i 内风机发电功率； $P_{rated_{i,t}}$ 为网格 i 内风机额定装机容量。

研究计算得到京津唐区域风力发电容量因子分布如下图所示。可以发现，京津唐区

域风电容量因子高值主要分布在张家口和承德等北部地区，此外包括天津、秦皇岛和唐山在内的沿海地区的风电资源也较为丰沛，而北京地区本地的风能资源较为有限。

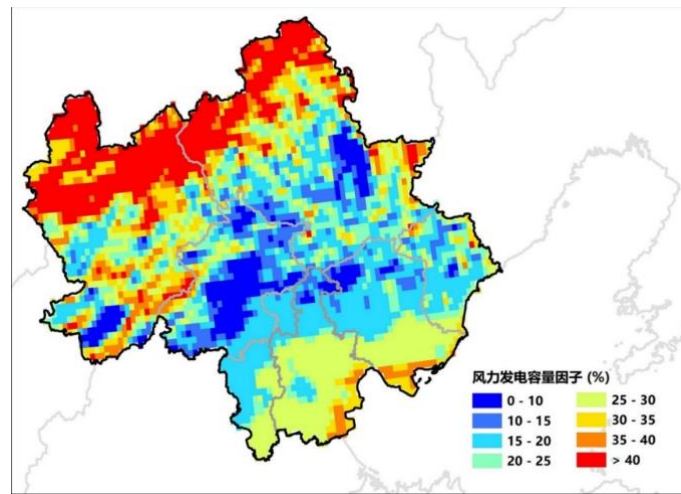


图3-5 京津唐电网区域风力发电容量因子分布图

3.2.4 风电装机潜力与发电潜力计算

为选取适宜开发风电场的区域，计算风电装机潜力与发电潜力时必须考虑地理条件约束。研究基于 MODIS 土地利用类型数据集排除风电开发受限区域，包括森林、水体、被雪或冰川永久覆盖的地区以及城市和已开发地区^[24, 25]，同时参考全球数字高程模型（GTOPO30）^[26]的陆地地形数据，排除坡度大于 20%的区域。研究参考 2020 年 10 月财政部、发展改革委、国家能源局发布的关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知中有关风电项目合理利用小时数的相关规定，在风电装机潜力与发电潜力计算中排除年均利用小时数小于 1800 小时（IV 类资源区合理年均利用小时数，平均风电容量因子约为 20.5%）的区域。研究同时根据京津唐电网现存风力发电开发工程项目及风电场规划中风机布置情况，将陆上风电开发单位面积装机密度取为 5 MW/km²。

基于以上自然地理条件约束、风电资源限制以及各格点对应网格内多年平均风电容量因子计算结果，可计算京津唐电网内风电装机潜力及发电潜力，如下式所示：

$$CP = \sum(Area_i \times LUR_i \times D_{max}) \quad (4)$$

$$GP = \sum(Area_i \times LUR_i \times D_{max} \times CF_i \times Hour) \quad (5)$$

式中，CP、GP 分别为京津唐电网风电装机潜力及发电潜力； CF_i 为京津唐电网覆盖的网格 i 的多年平均风电容量因子； $Area_i$ 为网格 i 的面积； LUR_i 为网格 i 内适宜风电开发的

土地利用效率（Land Utilization Rate），其取值综合考虑了网格内自然地理条件约束以及风电资源限制情况等多源信息； D_{max} 为风力发电机最大铺设密度，研究中根据京津唐电网现存风力发电开发工程项目及风电场规划确定； $Hour$ 为一年小时数，研究中取为 8760 小时。

3.2.5 风电出力曲线模拟及特性分析

根据逐小时风能发电潜势容量因子网格数据，研究进一步计算京津唐电网逐小时风能发电潜势容量因子，以表征长序列小时级风电出力曲线模拟结果，计算公式如下所示：

$$\overline{CF}_t = \frac{\sum_i CF_{i,t} \times (Area_i \times LUR_i)}{\sum (Area_i \times LUR_i)} \quad (6)$$

式中， \overline{CF}_t 为 t 时刻京津唐电网风力发电潜势容量因子； $CF_{i,t}$ 为 t 时刻京津唐电网覆盖的网格 i 所对应的风电潜势容量因子； $Area_i$ 与 LUR_i 定义与式（4）及式（5）中相同。

京津唐电网全年风力发电容量因子模拟结果如图 3-8（a）所示。图 3-9 展示了京津唐电网风力发电容量因子的季节变化特征与日内变化特征。可以发现，京津唐地区风力发电在冬春季出力较高，而在夏秋季尤其是 7-8 月为低谷期^[27]，这主要是受到东亚季风的影响^[28, 29]。而从日内变化特征来看，京津唐电网地区平均风电容量因子于凌晨 4 点左右开始下降，在 7-8 点左右出现最小值并保持相对较低值，到下午 3 点左右出现急剧上升，直到晚上 7 点左右达到峰值，并剩余时间内保持相对较高值。这一变化特征反映了由太阳辐射驱动的昼夜循环的影响^[30]。

3.3 光伏发电资源动态供应潜力与变化特征模拟

3.3.1 光伏电站建设影响与限制因素

表3-1 土地再分类覆盖类型

编号	土地覆盖类型	利用系数 (%)
1	森林	0
2	郁闭灌丛、热带多树草原	1
3	草地、稀疏灌丛、热带稀树草原	2
4	裸地或低植被覆盖地	2
5	农田、农田/自然植被镶嵌地	0.2
6	城市建设用地	1
7	水体、永久湿地、冰雪覆盖地	0

光伏电站建设适宜布设在坡度小的平坦开阔地区。基于实践经验，本研究选取 5% 作为容许最大坡度值。坡度数据来自 SRTM 雷达测绘，原始雷达信号经处理后生成数字高程模型，数据点精度约为 30 m，高程数据处理转化后生成坡度数据^[31]。此外，光伏电站的选址需要考虑土地利用类型的适宜程度以及土地使用成本。水体、湿地等不适宜地面光伏电站的开发；沙漠等土地利用价值低且廉价的土地适合开发。本研究利用的土地利用类型数据 MODIS MCD12Q1 Type 1 来自地球观测系统（EOS）Terra 和 Aqua 卫星搭载的中分辨率成像光谱仪（MODIS）^[32]。其时间覆盖跨度为 2001-2017 年。结合我国实际情况，根据 17 种土地覆盖类型对于光伏电站建设的适宜程度，本研究将森林、水体、永久湿地、冰雪覆盖地划为不适宜建设区域，其他区域设为可行区域。考虑各可行区域的适宜程度和土地利用情况，赋予每一类土地覆盖类型合理的利用系数，将利用情况类似的土地覆盖类型归为一类，表 3-1 归纳了具体再分类情况的分类系数。结合以上坡度、土地覆盖类型限制因素，通过 ArcGIS 空间计算得到光伏电站建设可行区域。

3.3.2 光伏阵列倾角与方位角

光伏阵列倾角是光伏阵列模型极为重要的参数。光伏阵列倾角的布设将进一步决定光伏阵列的土地利用率及装机容量。光伏阵列最为广泛应用的为固定式倾角，因其建设成本与维护成本较低，技术上实现也最为简单。光伏阵列倾角是光伏阵列模型极为重要的参数。光伏阵列倾角的布设将进一步决定光伏阵列的土地利用率及装机容量。已有多种软件能够对依据经纬度信息计算光伏阵列最佳布设倾角，如 RETScreen 等。本研究对全国 360 个主要城市的最佳光伏布设倾角^[33]与城市所在纬度进行线性拟合，拟合结果如下图所示，最佳倾角与纬度的线性相关系数为 0.8002。

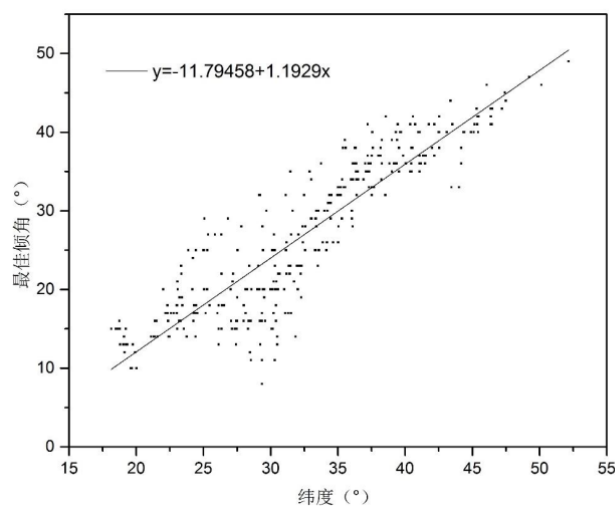


图3-6 最佳光伏铺设倾角拟合曲线

针对纬度大于 15° 的地区，本研究采用拟合的公式确定光伏阵列倾角，在纬度小于 15° 的地区利用纬度值作为光伏阵列布设倾角。光伏阵列倾角等于纬度时，太阳辐射在昼夜等分日的正午能够垂直到达光伏发电板。公式（7）为光伏阵列倾角的选择方案：

$$\text{Tilt} = \begin{cases} \text{latitude}, 0 < \text{latitude} \leq 15 \\ 1.1929 \times \text{latitude} - 11.79458, \text{latitude} \geq 15 \end{cases} \quad (7)$$

其中：Tilt—光伏阵列倾角；latitude—纬度。

光伏阵列倾斜面法线在地平面的投影与正北方向的夹角为光伏阵列的方位角。光伏阵列方位角的选择将影响光伏发电板对太阳辐射的接收。由于我国位于北半球，根据工程经验，本研究选取 0° 作为方位角。

根据光伏电站建设工程经验，光伏阵列间距的确定原则是保证全年白天光伏板之间不存在遮挡。由于在冬至日太阳高度角最低，最容易产生阴影遮挡，因此本研究根据冬至日下午三时的太阳高度角与方位角，设定此时相邻光伏板不发生遮挡的前提条件，光伏阵列间距计算公式如下：

$$D = L \cos \Sigma + L \frac{\sin \Sigma}{\tan \beta_n} \cos \phi_s \quad (8)$$

其中：D—光伏阵列间距；L—光伏板长度； Σ —光伏阵列倾角； β_n —冬至日下午三时太阳高度角； ϕ_s —冬至日下午三时太阳方位角。

根据光伏阵列倾角与间距，进一步推算土地利用效率。土地利用效率是指单位土地面积上布设光伏发电板的有效面积。其计算公式如下：

$$PF = \frac{1}{\cos \Sigma + \frac{\sin \Sigma}{\tan \beta_n} \cos \phi_s} \quad (9)$$

式中各符号含义如前所述。

3.3.3 光伏发电量及装机量计算

光伏本研究将分别计算光伏阵列直射、散射、反射三种辐射量并加总计算总辐射。研究将 ERA5 数据进行降尺度，采用 5 km 分辨率逐小时太阳直射与散射数据，计算相应转换系数与阵列表面太阳辐射量。

(1) 光伏阵列表面太阳直射辐射

$$I_{bc_coef} = \cot \beta \times \cos \phi_s \times \sin \Sigma + \cos \Sigma \quad (10)$$

其中： I_{bc_coef} —直射辐射转换系数。其余符号含义如前所述。

$$I_{D\theta} = I_{DH} \times I_{bc_coef} \quad (11)$$

其中： $I_{D\theta}$ —光伏阵列表面太阳直射辐射； I_{DH} —地面直射辐射。

(2) 光伏阵列表面太阳散射辐射

$$I_{dc_coef} = \frac{1+\cos\Sigma}{2} \quad (12)$$

其中： I_{dc_coef} 为散射辐射转换系数。其余符号含义如前所述。

$$I_{d\theta} = I_{dH} \times I_{dc_coef} \quad (13)$$

其中： $I_{d\theta}$ —光伏阵列表面太阳散射辐射； I_{dH} —地面散射辐射。

(3) 光伏阵列表面太阳反射辐射

$$I_{rc_coef} = \frac{1-\cos\Sigma}{2} \rho_G \quad (14)$$

其中： I_{rc_coef} —为反射辐射计算系数； ρ_G —为地面反射率，此处取 0.2。

$$I_{R\theta} = I_H \times I_{rc_coef} \quad (15)$$

其中： $I_{R\theta}$ —光伏阵列表面太阳反射辐射； I_H —地面总辐射。

(4) 光伏阵列表面太阳总辐射

$$I_{\theta} = I_{D\theta} + I_{d\theta} + I_{R\theta} \quad (16)$$

式中各符号含义如前所述。

(5) 小时发电量与装机潜力

基于以上模型参数分析，小时发电量具体计算公式为：

$$E_h = Area \times PF \times P_{Wp} \times I_{\theta} \times (1 - SHD_{coef}) \times (1 - TEM_{coef}) \times SYS_{coef} \quad (17)$$

其中： P_{Wp} —单位光伏面积的峰值功率，W/m²； $Area$ —光伏电站面积，等于可行区域面积与土地利用系数的乘积； SYS_{coef} —系统效率，本分析取 80.96%； SHD_{coef} —遮挡效率损失； TEM_{coef} —温度效率损失。

装机潜力的计算公式为：

$$C_p = Area \times PF \times P_{Wp} \quad (18)$$

(6) 温度及遮挡效率损失计算

本研究分析采用的光伏电池峰值功率温度系数为-0.41%/°C，即相对于标准测试条件¹，光伏电池表面温度每升高 1°C，光伏发电出力水平与峰值功率相比将下降 0.41%。

光伏电池表面温度计算公式如下：

$$T_{cell} = T_{amb} + \left(\frac{NOTC-20}{0.8} \right) \times S \quad (19)$$

其中： T_{cell} —光伏电池表面温度； T_{amb} —周围环境温度； $NOTC$ —太阳能电池标称工作温

¹ 标准测试条件，Standard Test Condition，指 AM=1.5，辐照度为 1000W/m²，工作温度为 25°C 的测试条件。

度，本研究为 44° ； S —光伏电池表面日光辐射强度，千瓦/平方米。

温度校正系数计算公式如下：

$$TEM_{COEF} = 1 - 0.41\% \times (T_{cell} - 25^\circ) \quad (20)$$

式中各符号含义如前所述。

逐时遮挡系数计算方法如下：

$$D = \sin\Sigma \times \cot\beta \times \cos\phi_s \quad (21)$$

其中： D —单位面积光伏板在正南方向的投影长度与光伏阵列垂直投影长度之差； Σ —倾角； β —太阳高度角； ϕ_s —太阳方位角。

$$\beta_{tmp} = \text{atan}(\tan\beta/\cos\phi_s) \quad (22)$$

其中： β_{tmp} —太阳高度角在正南方向的投影； β —太阳高度角； ϕ_s —太阳方位角。

$$SHD_{coef} = (D - d) \times \frac{\sin\beta_{tmp}}{\sin(\pi - \beta_{tmp} - \Sigma)} \quad (23)$$

其中： Σ —倾角； β_{tmp} —太阳高度角在正南方向的投影； β —太阳高度角； ϕ_s —太阳方位角； d —冬至日下午三时单位面积光伏板在正南方向的投影长度与光伏阵列垂直投影长度之差（此时恰好无遮挡）。

京津唐电网区域光伏发电的容量因子分布如下图所示。可以发现，包括北京市在内的京津唐电网区域光伏发电容量因子均在 20% 以上，具有较好的光照资源条件。总体而言光伏发电容量因子呈自西向东、自北向南减少趋势，张家口与承德两市光伏资源最佳。

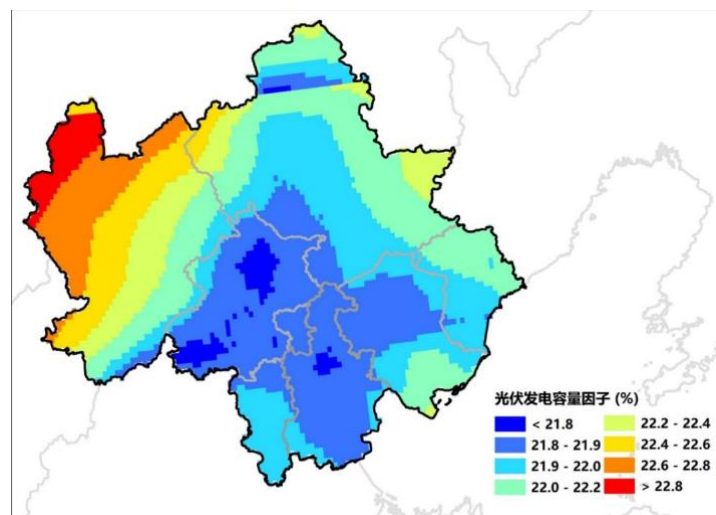


图3-7 京津唐电网区域光伏容量因子分布

3.3.4 光伏出力曲线模拟及特性分析

本研究中，光伏出力曲线模拟方法与风电出力曲线模拟相同，公式如下所示：

$$\overline{CF}_t = \frac{\sum_i CF_{i,t} \times (Area_i \times LUR_i)}{\sum_i (Area_i \times LUR_i)} \quad (24)$$

式中， \overline{CF}_t 为 t 时刻京津唐电网光伏潜势容量因子； $CF_{i,t}$ 为 t 时刻京津唐电网覆盖网格 i 所对应的光伏潜势容量因子；其他定义与上文相同。

京津唐电网全年光伏发电容量因子模拟结果如图 3-8 (b) 所示。图 3-9 展示了京津唐电网光伏发电容量因子的季节变化特征与日内变化特征。总体来说，京津唐区域光伏发电在春季出力较高而冬季出力最低，而日内变化特征呈现显著的单峰分布，峰值出力集中在正午。

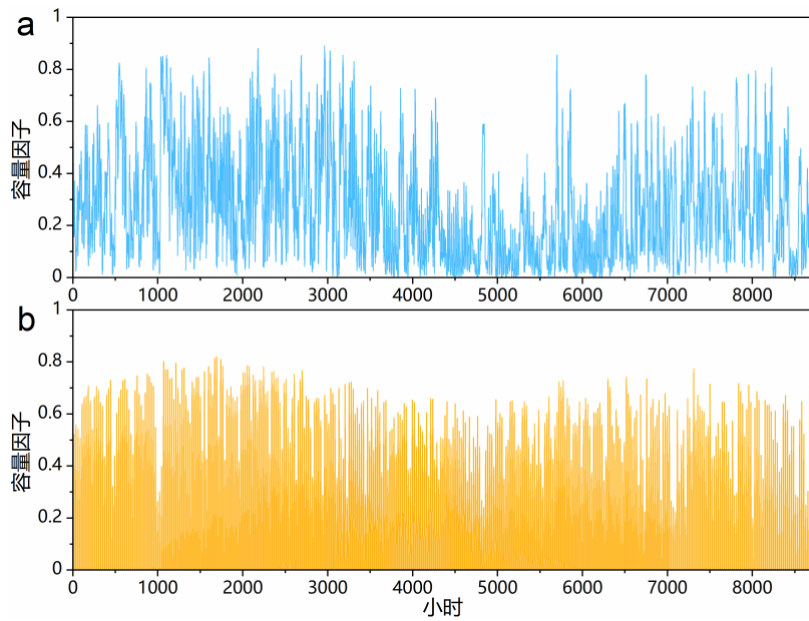


图3-8 京津唐电网全年 (a) 风力发电与 (b) 光伏发电小时级出力时序曲线

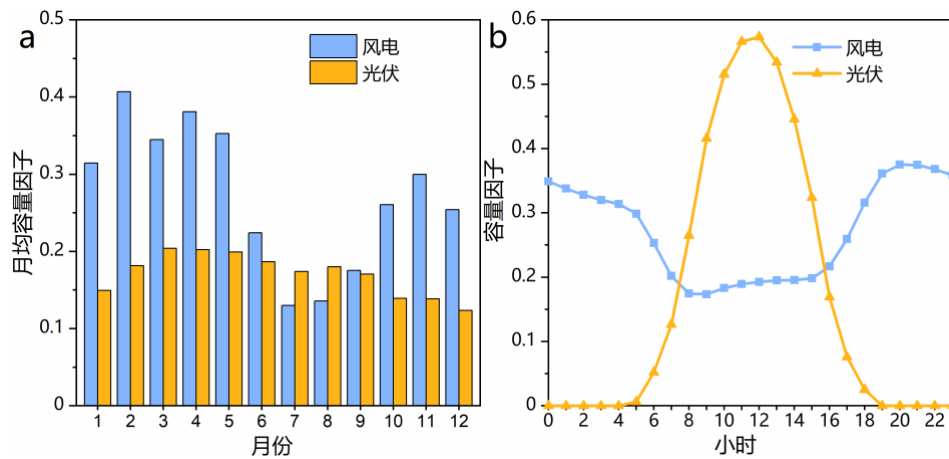


图3-9 京津唐电网风力发电与光伏发电 (a) 各月份平均容量因子与 (b) 日内出力时序曲线

3.4 北京市屋顶光伏潜力评估

研究针对北京市进行了逐建筑尺度的屋顶光伏潜力评估，对于北京市六环以内区域，研究首先爬取了百度地图的建筑轮廓数据并进行 3D 空间建模，共爬取了 425896 个建筑轮廓；同时根据获取的北京市路网数据，进行北京市街区空间的绘制，并利用 AOI、POI、房产数据结合的方法，对建筑功能属性进行逐一识别，共分为居住建筑、公共建筑、商业建筑、工业建筑四类。同时，利用了云量、云光学厚度、气溶胶光学厚度结合等数据，采用降尺度方法将逐小时 25 km 分辨率的 GEOS-5 辐射数据转换为逐小时 5 km 分辨率的辐射数据。

进而，本研究针对北京市六环以内每一栋爬取的建筑，分析了不同因素对其屋顶光伏有效面积的影响。研究共提取北京市六环内 235 km² 的总建筑屋顶面积，其中居住建筑 111.9 km²，公共建筑 57.4 km²，商业建筑 32.2 km²，工业建筑 33.4 km²。可利用面积分析结果显示，北京市六环内的建筑总可利用面积为 125 km²，其中居住建筑 51.5 km²，公共建筑 31.4 km²，商业建筑 18.2 km²，工业建筑 23.6 km²。在各种影响因素中，建筑阴影与屋顶结构所导致的可利用面积损失最大，分别为 26.6 km² 与 75.7 km²。同时，屋顶可利用面积损失由市中心（二环内）到郊区（五至六环）逐渐减小，有效屋顶面积的损失比例由二环内的 57% 下降到五至六环区域的 42%。

结合有效面积的分析结果，研究对北京市六环区域内的屋顶光伏装机与发电潜力进行了分析。结果显示，北京市六环区域内屋顶光伏总装机容量为 11.1 GW，北京市六环内的总装机潜力相当于北京市 2020 年光伏总装机量的 18.3 倍；年发电潜力为 15.4 TWh，相当于区域内 2019 年总电力消费的 20.8%。在光伏稳定供电的日间小时，即上午九点至下午四点，屋顶光伏发电潜力占用电需求的 49.9%，而在屋顶光伏集中出力的午间时段，即中午十二点至下午两点，屋顶光伏潜力占用电需求的 63.3%。

下图进一步从单位土地面积光伏潜力与街道层面人均光伏潜力揭示了北京市屋顶光伏潜力的空间分布情况。研究范围内光伏潜力土地利用密度分布范围为 0 kWh/m² 至 36 kWh/m²，平均值为 7.2 kWh/m²。其中，四环以内的区域因其建筑密度较大普遍光伏潜力较高。同时五至六环区域也存在着一些光伏潜力密度较高区域，如东南的亦庄开发区与西部的首钢工业园区。该类区域的特点为集中了较高密度的工业建筑，且单体建筑屋顶面积较大、建筑屋顶可利用比例较高。在人均光伏潜力方面，各街道平均人均光伏潜力为 1030.8 kWh/人，略小于 2019 年北京市 1168.3 kWh 的人均居民生活用电量。与

屋顶光伏潜力的空间分布不同，人均屋顶光伏潜力在四至六环区域较高，而在人口与建筑密度集中的四环以内区域则普遍偏低。

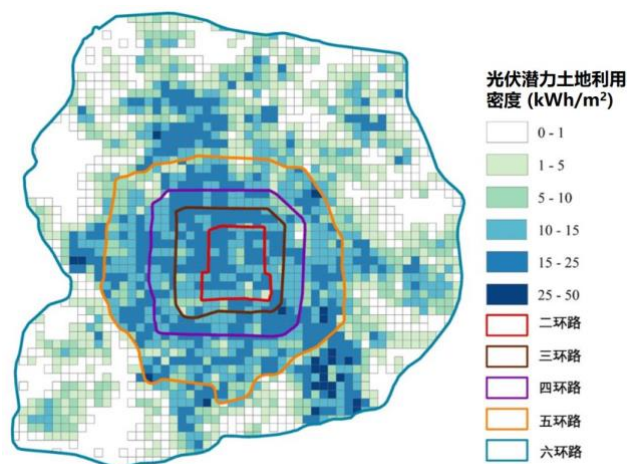


图3-10 北京市六环内屋顶光伏潜力土地利用密度

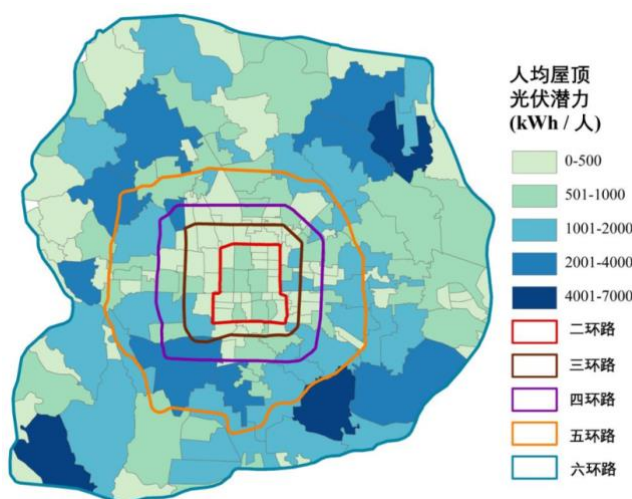


图3-11 北京市六环内人均屋顶光伏潜力

3.5 京津唐电网风力发电、太阳能发电装机量预测

根据国网新能源云发布的相关数据，截止 2020 年底京津唐电网区域风电装机量约为 20.6 GW，光伏发电装机量约为 11.0 GW，风光可再生能源渗透率约为 17%。而根据全球能源互联网发展合作组织（GEIDCO）对华北电网可再生能源发展状况的预测^[34]，2025 年京津唐电网的风力发电与光伏发电装机量将分别增长至 42.0 GW 和 28.4 GW，风光可再生能源渗透率达到约 30%。研究进一步根据 GEIDCO 对华北电网风光可再生能源中长期发展的预测^[35]，估算京津唐电网风力发电、太阳能发电装机量未来增长情况，

如下图所示。可以发现，光伏发电装机量在未来将出现迅速增长并在 2040 年后超过风力发电装机量。

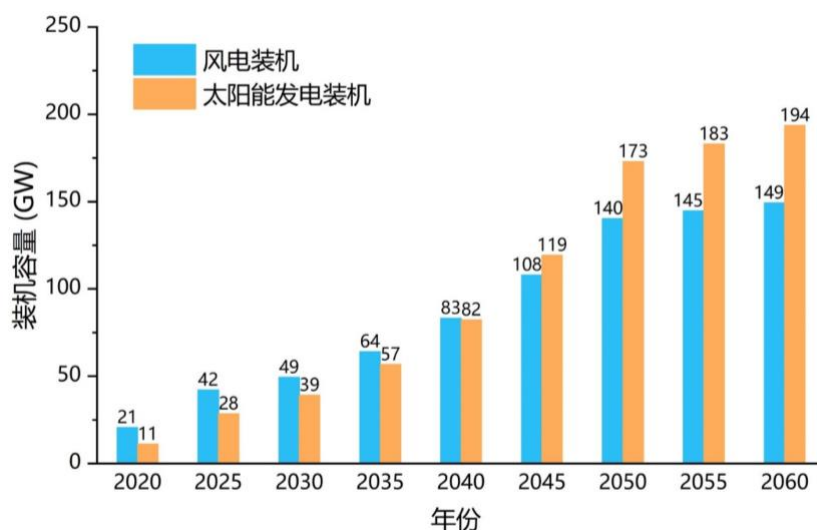


图3-12 京津唐电网风力发电、太阳能发电装机量及预测数据

4 北京市电动汽车充换电需求时空分布特征模拟

4.1 概述

本部分研究内容根据文献调研及行业发展政策确定未来北京市电动汽车保有量，并综合多源交通大数据，利用地理空间分析技术计算北京市电动汽车动态用能需求的时间分布规律及空间分布特征，包括充电模式与换电模式两种电动汽车补能模式。

4.2 北京市电动汽车发展状况预测

本研究根据电动汽车的交通模式将北京市电动汽车划分为不同电动汽车车队集群，并针对不同车队的时空特性进行动态等值建模。研究利用中汽数据有限公司提供的相关数据对 2025 年北京市电动汽车的发展状况进行了预测。根据估算，2025 年北京市私家车、出租车、公交车、物流车、公务车车队中的电动汽车保有量将分别达到 1120164、114706、21571、39788、108150 辆。为了在电力系统的调度优化模拟中简化分析过程，研究进一步假设同一类型车队内的电动汽车具有相同的参数，包括年均行驶里程、电池额定容量、平均电耗率以及替代燃油车的燃油经济性等。这些关键参数的具体取值同样来自中汽数据有限公司提供的相关数据，并充分考虑了未来电动汽车技术的进步和演变，以确保模拟结果更符合未来的实际情况。

4.3 电动汽车用能需求空间分布模拟

研究基于地理空间分析技术估算了北京市包括私家车、出租车、公交车在内的不同电动汽车车队的充电需求空间分布特征,空间尺度为北京市337个乡镇街道级行政区划。电动车队 f 在区划 i 的日均用电需求 $D_{f,i}$ 的计算方法如下式所示。

$$D_{f,i} = N_f^{EV} \times \overline{DVKT}_f \times \overline{ECR}_f \times Prop_{f,i} \quad (25)$$

其中, N_f^{EV} 、 \overline{DVKT}_f 和 \overline{ECR}_f 分别代表车队 f 的电动汽车保有量、日均行驶距离和平均电耗率; $Prop_{f,i}$ 是电动汽车车队 f 在区划 i 的用电需求占北京市内电动汽车车队 f 总用电需求的比例。其中,各区划内的私家电动车用电需求比例根据当前私家车保有量比例进行估算,各区划内电动出租车的用电需求利用北京市出租车历史轨迹数据进行估算,各区划内电动公交车用电需求根据公交始末站数量及相应公交线路长度进行估算。

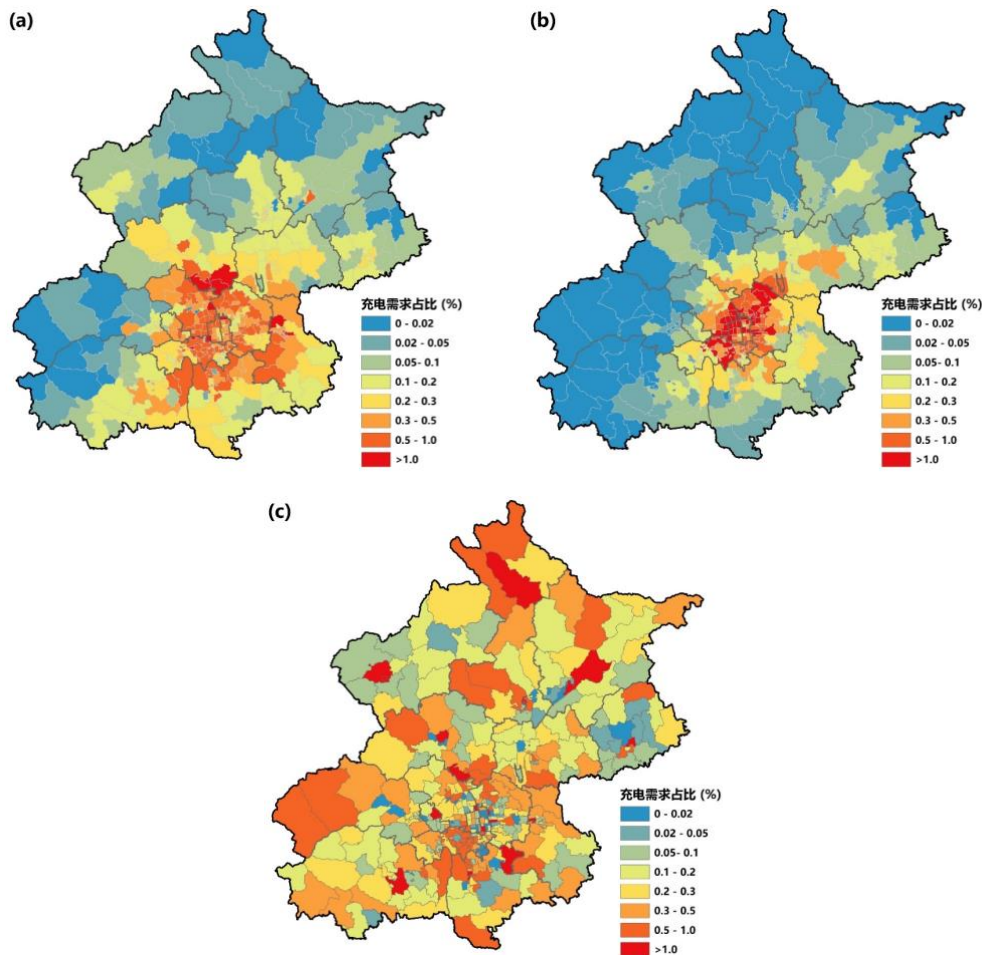


图4-1 北京市 (a) 私家电动车、(b) 电动出租车与 (c) 电动公交车用电需求空间分布比例

上图为北京市不同电动车队的用电需求空间分布比例计算结果。可以发现,电动出

租车的充电负荷集中分布于北京市的朝阳、海淀、丰台、东城和西城等中心城区，主要是由于这些区域的交通密度较大，电动出租车通勤及运输乘客的需求更高；而私家车的充电需求不仅集中于中心城区，还延伸到外部人口密集区域，包括顺义和通州等；电动公交车的充电需求较前二者分布更加均匀，在中心城区外围亦存在用电需求高值区域。

4.4 电动汽车用能需求时间规律模拟

4.4.1 充电模式下电动汽车用能需求时间规律模拟

本研究基于北京理工大学有关北京市不同类型车队实际出行及充电数据大数据^[36]，计算各不同类型车队无序充电日间平均负荷分布，如下图所示。可以发现，在工作日私家电动车充电负荷主要集中于晚上 6 时到早上 6 时之间，这表明工作日北京市私家电动车车主更倾向于在夜间车辆处于长期停驶状态时采用家用充电桩进行慢速充电；而在节假日，私家电动车除晚间外在下午也出现充电负荷高值，这可能与车主选择在白天进行社交活动、购物等活动有关，因此需要更多的电动车续航来满足这些需求。电动出租车在工作日和节假日呈现类似的充电模式，即在下午 3 时和凌晨 0 时左右出现充电负荷峰值。与以往许多研究中采用的夜间充电假设不同，北京市电动公交车的充电负荷集中于大多数公交线路运营时段，即早上 6 时到晚上 10 时，这表明电动公交车主要在白天进行充电以满足运营需求；而充电负荷峰值出现在中午 12 时和晚上 8 时，这与公交车运营的高峰期相吻合。公务乘用车的无序充电负荷分布与私家车较为一致，主要分布在晚间，这主要由公务车的使用模式决定。由于物流车有较为集中的出行模式，其充电负荷的时间分布也较为集中，早晚充电高峰分别出现在上午 9 时和晚间 23 时左右，这表明物流车往往需要在特定时间段内进行电能补给以满足运营需求。

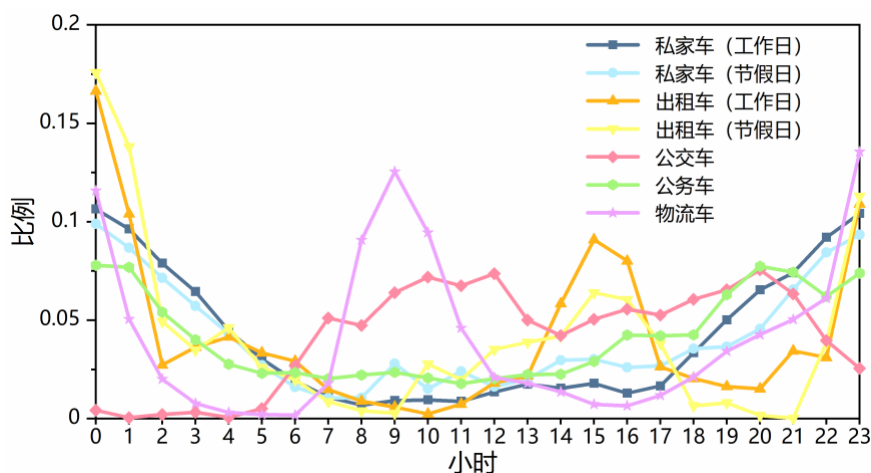


图4-2 北京市不同类型车队无序充电日间平均负荷分布情况

4.4.2 换电模式下电动汽车用能需求时间规律模拟

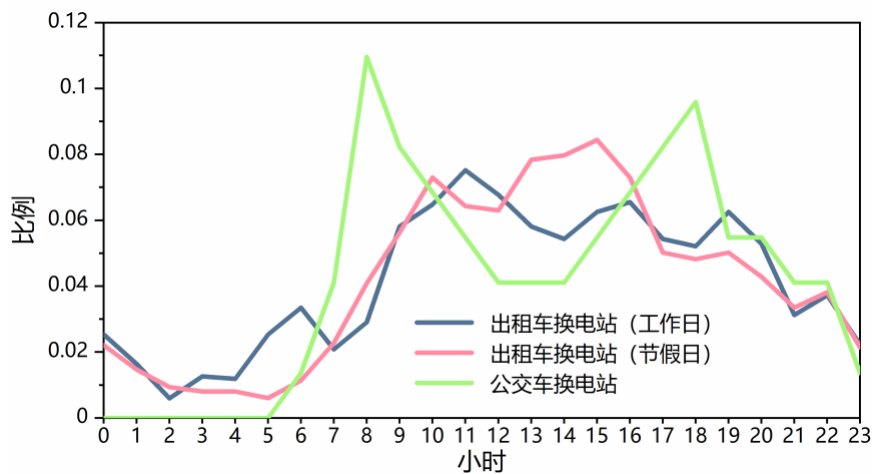


图4-3 北京市电动汽车换电站日间车辆访问时序曲线

对于换电模式，根据目前一般使用场景，研究中分别考虑了面向出租车和公交车开展换电服务的两类换电站。考虑到电动汽车换电站与传统的加油站都属于城市车辆燃料补给服务设施，并且传统燃油车的加油行为与电动汽车的换电行为具有一定的相似性，故研究利用北京市加油站的测时写实数据确定电动汽车前往换电站进行电池更换的时序曲线，结果如上图所示。特别地，对于电动公交车，本研究基于北京市电动公交线路运营时刻表模拟其访问换电站时序曲线。可以发现，对于服务出租车的换电站，车辆访问主要集中在上午 8 时到晚间 8 时，工作日访问频次峰值出现在中午 11 时，而休息日访问频次峰值出现在下午 3 时。对于电动公交车换电站，其车辆访问集中于大多数公交线路运营时段，即早上 6 时到晚上 10 时，访问频次峰值出现在早 8 时与晚 6 时的交通高峰时段。

5 北京市电动汽车有序充换电与可再生能源协同消纳多维动态效益评估

5.1 概述

本部分研究内容结合 4.2 节中确定的北京市风光可再生能源资源分布及供应特征以及 4.3 节中北京市电动汽车充换电需求时空分布模拟结果，开发设计综合考虑城市电动汽车有序充换电与高比例风光可再生能源协同调度的电力系统优化模型。研究进一步基于协同优化调度方案定量评估电动汽车有序充换电对电网运行、温室气体及大气污染物

排放、经济收益和电动汽车用户的多维动态影响。

5.2 考虑电动汽车有序充换电的电力系统优化模型

研究基于电力系统机组组合模型构建考虑电动汽车有序充换电的电力系统优化模型并模拟京津唐电网电力系统运行情况。模型目标函数为京津唐电网火电机组运行的燃料消耗成本以及启停成本，如下式所示：

$$\min OF_{SYS} = \sum_{g,t} FC_g(P_{i,t}) \times FP_g + \sum_{g,t} Cs_g u_{g,t} (1 - u_{g,t-1}) \times FP_g \quad (27)$$

式中， $P_{g,t}$ 为火电机组 g 在 t 时刻的发电出力， $FC_g(\cdot)$ 为火电机组 g 的燃料消耗函数（研究中采用分段线性函数）， $u_{g,t}$ 为火电机组 g 在 t 时刻的启停状态变量， Cs_g 为火电机组 g 的启动能耗系数， FP_g 为火电机组 g 的对应燃料价格，取决于机组燃料类型及地理位置。

研究中构建的考虑电动汽车有序充换电的电力系统优化模型的约束条件包括：

(1) 火电机组约束：目的是保障火力发电机组安全运行，包括出力上下限约束、状态变量约束、爬坡约束、最小开关机时间约束以及供热季最小运行方式约束。

(2) 风光可再生能源约束：指系统中风力发电出力与光伏发电出力同时受到装机容量与逐小时容量因子的限制。

(3) 电动汽车充（放）电运行约束：对于换电模式，研究构建了基于线性优化的换电站动态运行模型^[37]，其中换电站充放电功率需满足电量平衡方程、最大充放电功率限制与换电站运行电量约束；对于充电模式，研究构建了基于车队集群的聚合功率-能量边界模型^[38]，其中电动汽车车队车群需满足电量平衡方程、最大充放电功率限制与车队电量约束。充电模式下与换电模式下车队运行具体约束参数通过 4.3.4 节中各车队用能需求时间分布规律确定。

(4) 系统整体约束：对于火电机组、电动汽车、风光波动性可再生能源构成的整体系统，还需满足功率平衡约束与旋转备用约束。

研究利用公开资料与文献调研确定京津唐电网火电机组装机量及与运行参数，并采用滚动窗口法（Rolling window method）实现全年 8760 小时模拟。研究在 MATLAB 中构建模型并采用 GUROBI 求解器进行模型求解，收敛间隙为 0.1%。

5.3 情景设置

表5-1 2025 年北京市电动汽车发展情景

电动汽车发展情景		私家车	出租车	公交车	物流车	公务车	总计
保守情景	渗透率 (%)	10	50	60	20	10	11
	保有量	549100	83000	15120	23200	51500	721920
基准情景	渗透率 (%)	20	69	86	34	21	22
	保有量	1120164	114706	21571	39788	108150	1404379
政策情景	渗透率 (%)	30	80	90	40	30	32
	保有量	1647300	132800	22680	46400	154500	2003680
激进情景	渗透率 (%)	40	90	97	50	40	42
	保有量	2196400	149400	24494	58000	206000	2634294

本研究中采用 4.2.5 节中所述京津唐电网 2025 年能源发展情景对电力系统调度进行模拟，其中风力发电与光伏发电装机量分别为 42.0 GW 和 28.4 GW，这意味着风光可再生能源渗透率约为 30%。为全面深入探究 2025 年不同电动汽车渗透率下北京市电动汽车与可再生能源之间的协同效应，研究构建了包括保守情景、基准情景、政策情景、激进情景在内的四个电动汽车发展情景，各情景下各类型车队中电动汽车渗透率及保有量如上表所示。其中，基准情景为 4.3.2 节中根据中汽数据有限公司提供相关数据预测的 2025 年北京市交通电气化发展情况，电动汽车保有总量约 140 万辆；政策情景对应北京市“十四五”规划中提出的电动汽车发展目标，即预计到 2025 年北京市将达到 200 万辆的电动汽车总量；保守情景下，预计 2025 年北京市电动汽车总量将达到 72 万辆；激进情景对应电动汽车的高渗透率和快速发展的假设情景，电动汽车总量将达到 263 万辆。

为开展北京市电动汽车有序充换电与可再生能源协同消纳多维动态效益评估，研究中考量了三种电动汽车优化调度模式场景，包括**无序充电场景**、**单向有序充电场景**与**双向有序充放电场景**，并与无电动汽车基准场景（BAU）进行比较，如下表所示。其中，无序充电场景（UCC）下各车队充电负荷分布与 4.3.4.2 节中确定的无序充电负荷一致；单向有序充电策略（V1G）与双向有序充放电策略（V2G）中电动汽车车队及换电站在电力系统调度下以系统最小发电成本为目标分别进行单向有序充电与双向有序充放电。基于 4.1 节中对北京市各充换电模式发展现状调研的结果，在 V1G 与 V2G 场景中，研

究假设所有出租车与公交车均采用换电模式进行电量补给，主要是考虑到这两类车辆有较高频次的电量补给需求，同时在运营时段内需要尽可能缩短补电时间。为探究电动汽车优化调度的最大储能潜力，研究中假设所有电动汽车车队及换电站在满足自身出行需求及运营需求的前提下充放电功率均受电力系统调配；同时优化调度的目标函数仅包括火电机组运行的燃料消耗成本以及启停成本，不考虑电力输配成本以及电池折旧费用等因素。

表5-2 北京市 2025 年电动汽车优化调度场景设置

车队类型	私家车	出租车	公交车	物流车	公务车
无电动汽车基准场景 (BAU)	燃油车	燃油车	燃油车	燃油车	燃油车
无序充电场景 (UCC)	无序充电	无序充电	无序充电	无序充电	无序充电
单向有序充电场景 (V1G)	有序充电	换电	换电	有序充电	有序充电
双向有序充放电场景 (V2G)	有序充放电	换电	换电	有序充放电	有序充放电

5.4 北京市换电站优化选址及容量配置方案

研究基于北京市换电站历史建设情况通过线性回归估算得到 2025 年北京市换电站数量为 413 座，并假设其中 345 座服务于电动出租车，其余 68 座服务于电动公交车。研究进一步利用电动汽车发展基准情景下北京市电动汽车用能需求空间分布以及区位分配模型，确定了换电站优化选址及容量配置方案，如下图所示。其中，除目前北京市已运营的换电站外，服务于电动出租车的新增换电站候选站址为北京市现有加油站，而新增电动公交车换电站候选站址为北京市公交线路始末站。可以发现，换电站位置分布与电动汽车用能需求空间分布高度相关：服务于电动出租车的换电站集中分布于中央城区以及房山、顺义、昌平等区的人口密集区域，以满足高度集中的出租车换电用能需求；而由于公交车用能需求较为分散的空间分布特征，电动公交车换电站的最优空间布局呈现相对均匀分布趋势。

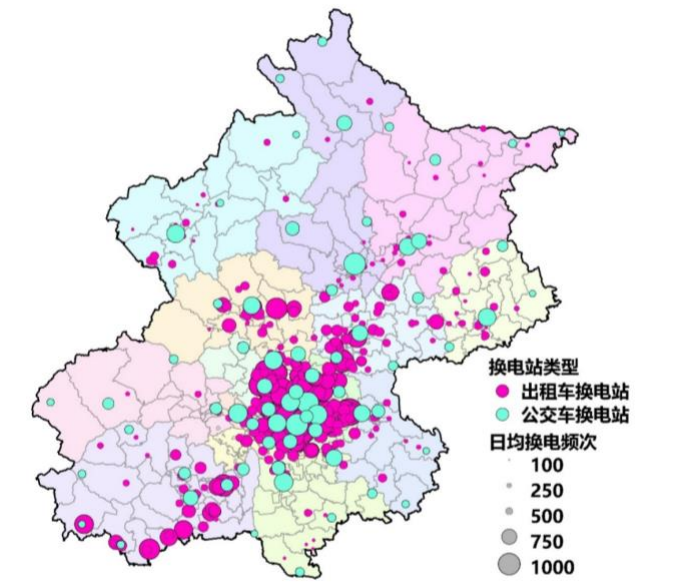


图5-1 2025 年北京市换电站优化选址方案

5.5 电动汽车优化调度场景下电动汽车充电负荷分布

研究基于电力系统协同优化调度方案系统评估了不同电动汽车优化调度模式场景对京津唐电网运行与高比例风光可再生能源消纳的影响。下图以 2025 年北京市电动汽车基准发展情景为例展示了不同优化调度场景下电动汽车充电负荷分布以及对弃风弃光的影响。在无序充电场景中，电动汽车充电负荷分布较为均匀并主要集中在夜间时段，这一分布特征在一定程度上可以缓解夜间弃风现象：京津唐区域夜间风力较强，但常规用电负荷需求相对较低，因此电动汽车的无序充电可以有效利用夜间风电资源、缓解弃风现象（图 5-2（b））。而 V1G 场景下，电动汽车车队通过减少晚间用电高峰时段的充电负荷，将部分负荷转移至午间与深夜。与无序充电场景相比，V1G 场景有效促进了风电和光伏可再生能源消纳（图 5-2（b））。在 V1G 场景的基础上，V2G 模式通过在晚间用电高峰时段向电网放电，从而提高了在高弃风弃光时段尤其是深夜时段的充电功率，进一步平滑了电力负荷曲线并促进风光可再生能源消纳。需要特别指出的是，由于相对较长的停车时长与较低的自身用能需求，在 V2G 场景中放电功率主要由私家车车队提供，占全年放电量的 90%以上。

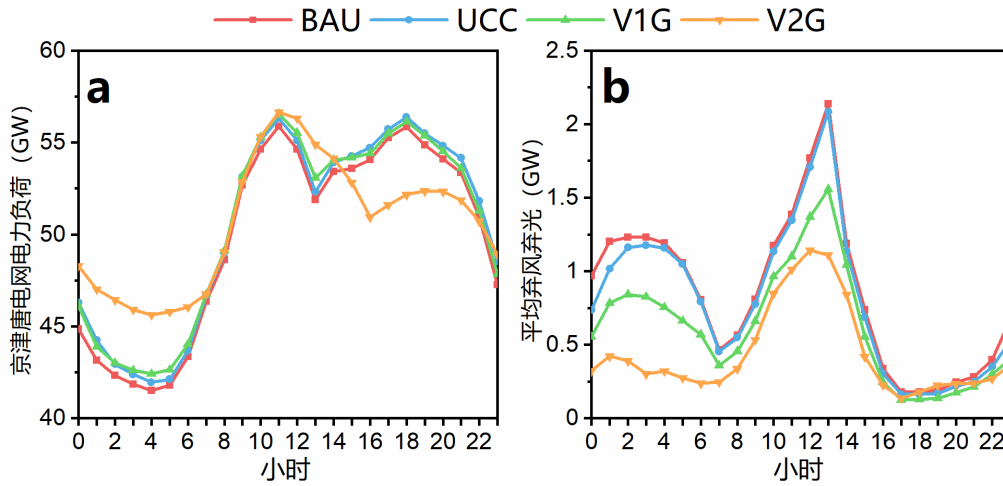


图5-2 2025 年北京市电动汽车基准发展情景下各优化调度场景 (a) 电动汽车充电负荷分布；
(b) 对京津唐电网弃风弃光的影响

5.6 电动汽车优化调度场景下电网效益

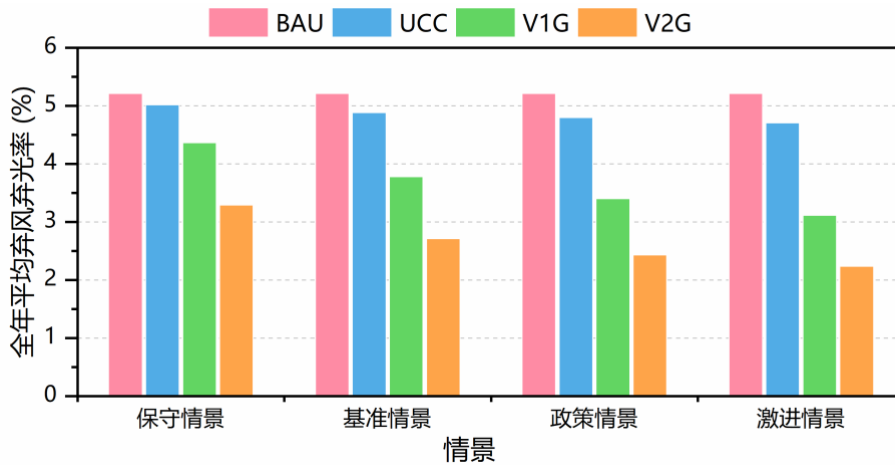


图5-3 不同电动汽车发展情景下各优化调度场景全年平均弃风弃光率

研究进一步通过对京津唐电网全年 8760 小时电力系统的调度模拟，量化分析了电动汽车优化调度场景下的电网效益。上图展示了不同电动汽车发展情景下各优化调度场景京津唐电网的全年平均弃风弃光率。可以发现，无序充电模式能够在一定程度上支撑风光并网，但作用较为有限，这是由于无序充电并不能确保充电负荷与可再生能源电力之间的匹配；且随着电动汽车渗透率的提高，无序充电促进风光消纳作用的提升并不显著。而 V1G 与 V2G 场景能够通过和电网的有序交互，显著减少弃风弃光，且对于风光并网的支撑作用随着电动汽车渗透率的提高而更为显著。在电动汽车基准发展情景下，弃风弃光率从 BAU 场景中的 5.22% 下降到 V1G 场景下的 4.37% 和 V2G 场景下的 3.30%，

削减弃风弃光电量分别是无序充电的 4.3 倍与 7.5 倍；在电动汽车激进发展情景下，V1G 场景和 V2G 场景下弃风弃光率分别下降至 3.12%与 2.24%，削减弃风弃光电量分别是无序充电的 4.1 倍与 5.9 倍。

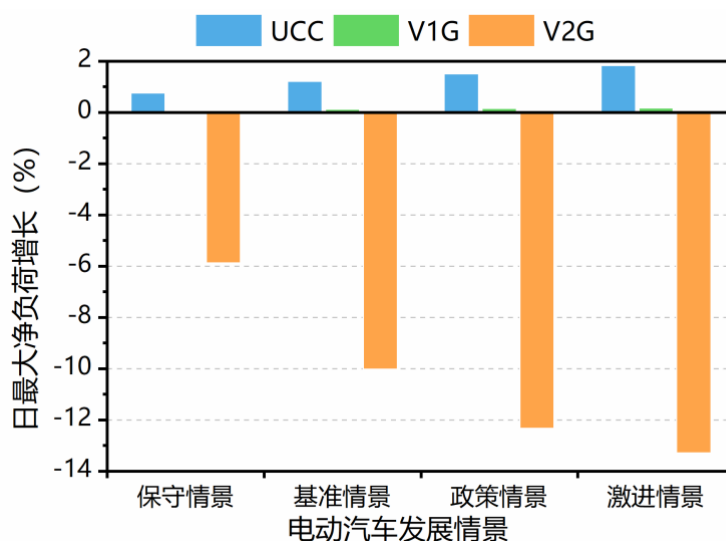


图5-4 不同电动汽车发展情景下各优化调度场景较 BAU 场景日均最大净负荷增长情况

北京地区电动汽车优化调度带来的电网效益同时也体现于对京津唐电网净负荷特性的改善上（其中净负荷定义为系统总电力负荷与风光可再生能源出力的差值）。如上图所示，与 BAU 场景相比，电动汽车的无序充电使京津唐电网日均最大净负荷值增加约 0.8%至 1.8%左右，从而导致电力系统调峰压力增大，影响电网安全经济运行；而系统优化的 V1G 模式则能够有效避免无序充电带来的净负荷峰值增长，V2G 模式则能够通过向电网反向馈电来降低系统最大净负荷。根据测算，在电动汽车基准发展情景下，如果北京市全部电动汽车参与系统调度优化，能够提供的调峰容量将达到京津唐电网最大净负荷峰值的约 10%左右，这对电网运行来说是一项巨大的潜在灵活性储能资源。基于本研究构建的电力系统优化调度模型结果，研究同时分析了不同电动汽车发展情景下各优化调度场景较 BAU 场景京津唐电网全年发电成本增长情况，结果如下图所示。对于无序充电模式，由于交通电气化带来的额外电力消耗以及电网的额外调峰压力，系统发电成本较 BAU 场景将增加 0.7%至 1.8%左右。与无序充电相比，V1G 模式和 V2G 模式有效缓解了系统发电成本的增长，其中 V1G 模式使系统发电成本增量下降约 40%左右，而 V2G 模式下系统发电成本甚至低于 BAU 场景。在 2025 年电动汽车基准发展情景下，平均每辆电动汽车参与 V2G 调度模式能够减少系统年发电成本约 320 元。

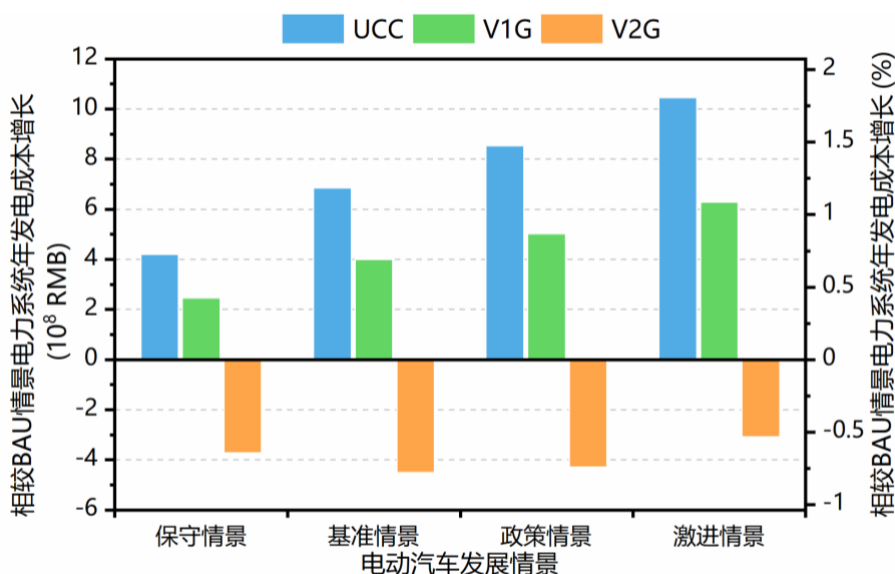


图5-5 不同电动汽车发展情景下各优化调度场景较 BAU 场景电力系统发电成本增长情况

除了改变区域电网负荷特性外，电动汽车的规模化推广也会为城市配电网运行和升级改造带来挑战，研究基于 2025 年电动汽车基准发展情景进一步评估了电动汽车充放电优化调度对北京市本地电网的影响及其空间异质性。下图展示了不同电动汽车优化调度场景下北京市各区典型日最大净负荷相对 BAU 场景增长情况。其中，各区净负荷定义为区内包括电动汽车充放电功率在内的用电负荷与区内光伏发电功率的差值。各区出租车车队与公交车车队充电负荷根据 4.4.4 节中北京市换电站优化选址及容量配置方案进行分配，而其余车队充电负荷根据 4.3.3 节中私家车车队用能需求空间分布模式进行分配。2025 年北京市光伏装机总量根据《北京市“十四五”时期电力发展规划》取为 251 万千瓦，各区装机量则根据 4.2.4 节中北京市屋顶光伏潜力评估结果确定。由上图可以发现，无序充电对北京市本地配电网的影响高于对京津唐电网整体净负荷特性的影响，各区最大净负荷平均增加约 4.8%。各市辖区配电网受到局部影响存在显著空间差异性，反映了不同区域的电动汽车充电需求分布以及分布式光伏发电潜力等因素的差异。其中怀柔区增长幅度最大，达 8.5%；从绝对增长量来看，朝阳区与海淀区增长幅度较大，分别达到 11 万千瓦与 8 万千瓦。V1G 模式通过转移晚间用电高峰时段充电负荷至其他时段，有效缓解了对局部电网的冲击，各区最大净负荷平均增加约 2.5%。这表明在电动汽车采用有序充电的情况下，电网的局部过载问题可以得到一定程度的缓解。V2G 模式则通过用电高峰时段向电网放电，进一步减小对配电网运行造成的压力，除大兴、门头沟、石景山、延庆等个别区域外，V2G 模式下其余区域典型日最大净负荷甚至小于 BAU 场

景。各区最大净负荷平均减小约 0.7%，其中朝阳、房山、丰台、海淀、顺义等电动汽车用能需求较集中的区域下降幅度均超过 2%。这表明系统优化调度的电动汽车有序充放电将有望降低对相关配电基础设施的投资需求。

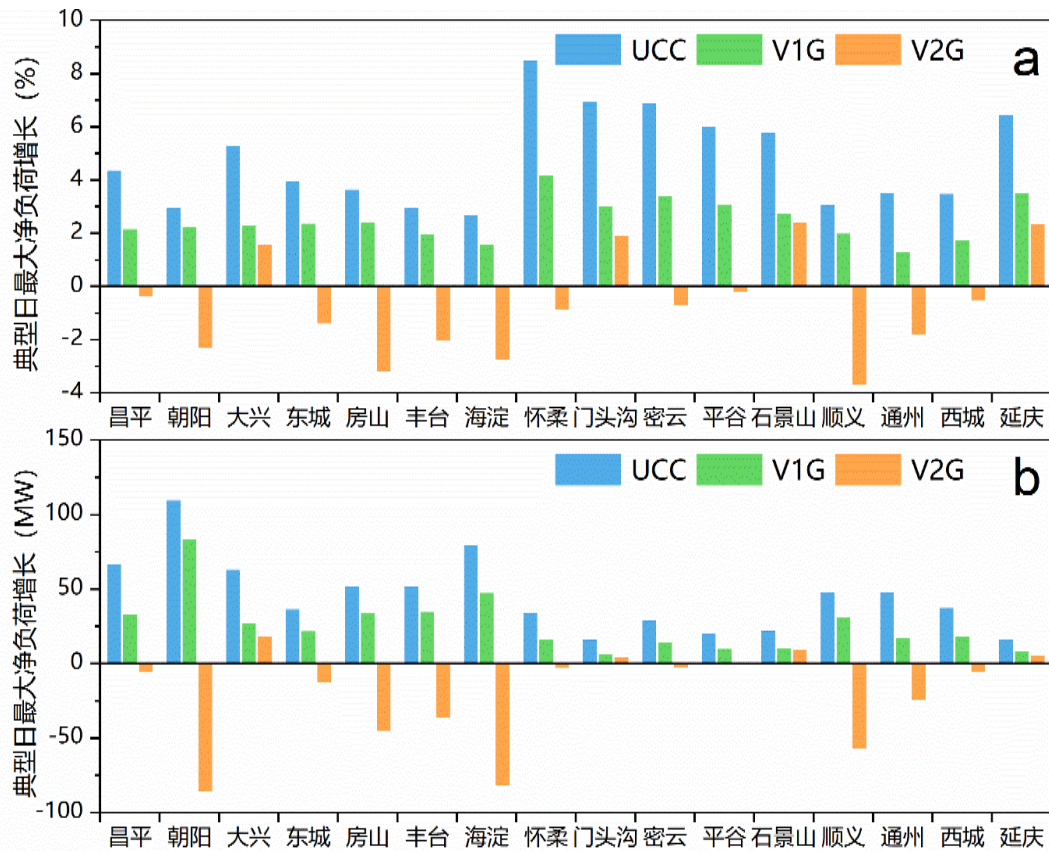


图5-6 2025年电动汽车基准发展情景下北京市各区典型日最大净负荷相对 BAU 场景增长情况
(a) 相对增长水平；(b) 绝对增长水平

5.7 电动汽车优化调度场景下环境效益

研究进一步依托高时空分辨率大气污染物及温室气体排放清单数据，从电力系统与交通系统角度全面评估各优化调度场景的环境效益与气候效益。下图展示了不同电动汽车发展情景下各优化调度场景较 BAU 场景年二氧化碳减排量。可以发现，电动汽车不同优化调度策略的二氧化碳减排情况与弃风弃光削减情况高度相似，这主要是由于本研究考量的能源系统中二氧化碳排放由电力部门能耗主导且尚不考虑碳捕集技术的介入，因此碳排放强度很大程度上取决于电力生产清洁程度。在不同电动汽车发展情景下，电动汽车的无序充电相对 BAU 场景碳排放降低了 2.0 Mt 至 5.7 Mt 左右，而系统优化的运行策略则能够进一步显著降低碳排放，V1G 模式与 V2G 模式减排量分别为 2.9~7.9 Mt

和 5.1 Mt~10.8 Mt。具体到单车减排量，在 2025 年电动汽车基准发展情景下，每辆电动汽车在无序充电、V1G 与 V2G 模式下的年碳减排量分别为 2.5 t、3.6 t 与 5.5 t。也就是说，通过系统优化调度的单向有序充电和双向有序充放电，北京地区电动汽车推广的碳减排效应相对无序充电将分别提高 44%与 124%左右。

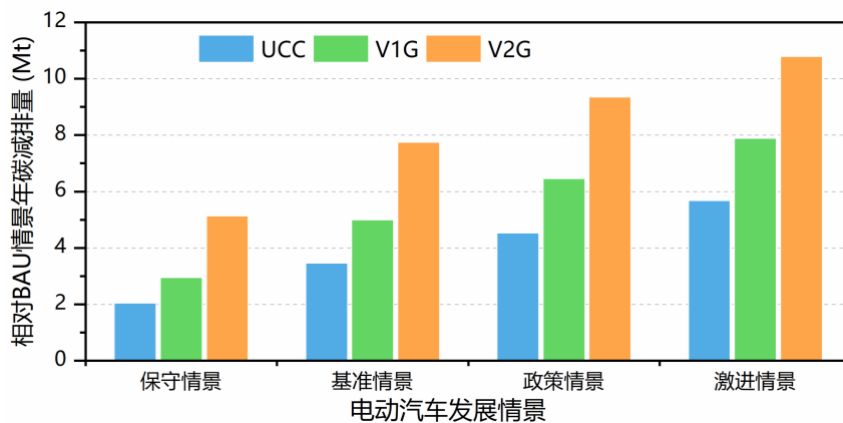


图5-7 不同电动汽车发展情景下各优化调度场景较 BAU 场景年二氧化碳减排量

研究同时也评估了不同电动汽车发展情景下各优化调度场景较 BAU 场景的年大气污染物减排量，包括 PM_{2.5}、NO_x 与 SO₂ 等，如下图所示。对于 V1G 与 V2G 模式的减排效应，可以视作由两部分构成：第一部分是由电动汽车替代燃油车辆带来的交通部门直接减排效应，数值与无序充电场景相对 BAU 场景的减排量相同；而第二部分为电动汽车充放电优化调度带来的间接减排效应，数值与优化运行场景相对无序充电场景的减排量相同。由于主要排放源的差异，不同大气污染物减排量中直接减排量与间接减排量的比例也存在不同，导致电动汽车对具体污染物的减排效应变化情况也存在差异。例如，由下图可以发现，PM_{2.5} 减排效应与碳减排效应具有相似性，主要由间接减排效应主导；而对于 NO_x，可以发现由于燃料替代产生的直接减排效应占显著主导地位，而由优化调度场景影响的间接减排效应几乎可以忽略，这主要是由于目前京津唐电网火力发电机组均实现较为严格的 NO_x 末端排放控制，使得交通部门在 NO_x 排放中占据主导地位，尤其是以柴油为燃料的公交车车队；对于 SO₂，无序充电模式会引起系统整体排放增加，出现这一现象的主要原因是本研究考虑的能源系统中 SO₂ 排放由电力部门主导，交通部门排放强度较低，因此由燃料替代带来的直接减排并不足以弥补电力消费增加带来的增排。而只有在 V1G 与 V2G 模式下才能够相对 BAU 场景有效降低 SO₂ 排放。

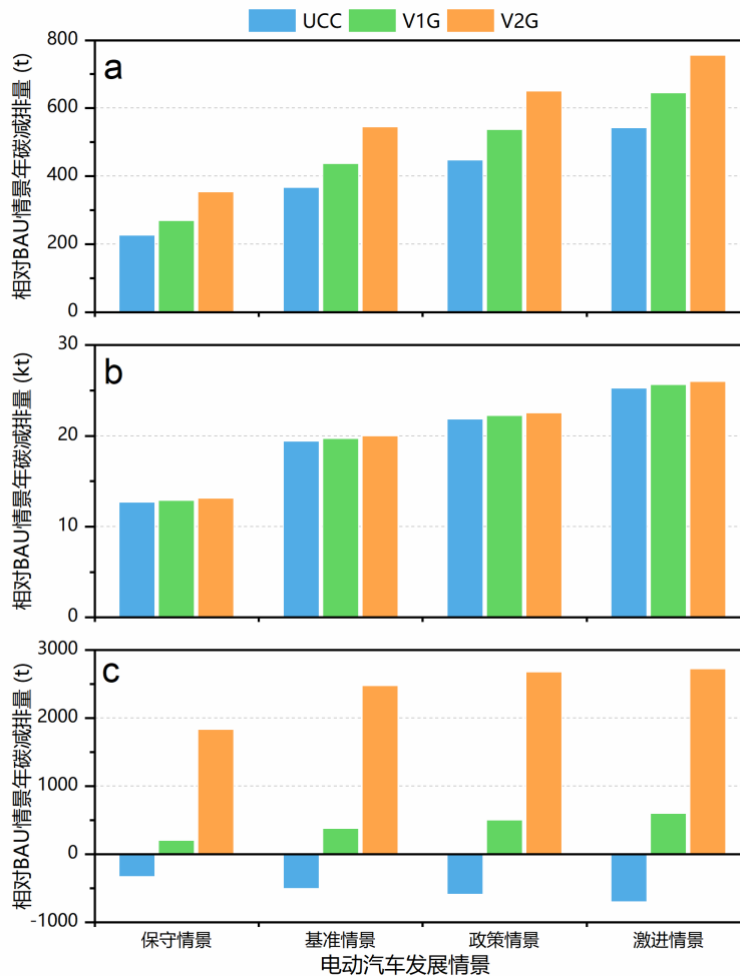


图5-8 不同电动汽车发展情景下各优化调度场景较 BAU 场景的 (a) 年 PM_{2.5} 减排量; (b) 年 NO_x 减排量; (c) 年 SO₂ 减排量

5.8 不同电价机制下电动汽车需求响应潜力分析

在分析集中优化模式下北京市电动汽车最大储能潜力的基础上,本研究进一步探究了利用不同电价机制间接引导电动汽车进行需求响应的潜力。在利用电力价格信号间接引导电动汽车进行有序充电(即 V1G)和有序充放电(即 V2G)时,研究假设各车队首先基于最小用能成本进行充放电功率优化,再以此功率聚合值作为外生变量进行电力系统调度优化模拟。其中,各车队的用能成本包括购电成本与电池折旧成本,考虑未来电池技术进步水平,研究中折旧成本取为 0.4 元/kWh。研究中考察的电价机制包括分时电价机制与实时电价机制,其中分时电价机制参考北京市现行面向经营性集中式充换电设施用电的分时电价,而实时电价机制则基于 BAU 场景下京津唐电网实时边际发电成本,根据北京市输配电价格与收益中立性原则通过线性转换构建。下图分别以冬季典型周和

夏季典型周为例展示了研究中涉及的分时电价机制与实时电价机制的差异。为更符合电动汽车需求响应的实际情况，研究通过参考相关调研结果对不同车队设置差异化需求响应接受度^[39]，同时假设所有换电站均参与需求响应。

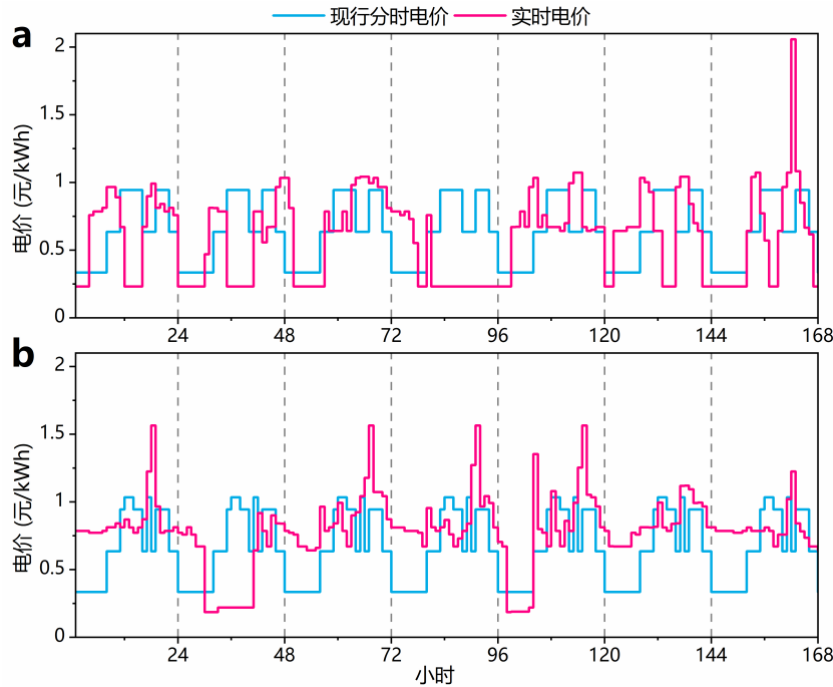


图5-9 分时电价机制与实时电价机制的比较 (a) 冬季典型周； (b) 夏季典型周

表5-3 不同电价机制下电动汽车需求响应潜力分析

优化调度场景	年均弃风弃光率 (%)		系统年发电成本较 BAU 场景变化(%)		平均用能价格 (元/kWh)	
	分时电价	实时电价	分时电价	实时电价	分时电价	实时电价
UCC	4.89		1.48		0.60	
V1G	4.49	4.44	1.03	0.93	0.52	0.52
V2G	4.57	3.73	1.12	0.49	0.30	0.45

不同电价机制下电动汽车需求响应潜力分析的比较指标包括年均弃风弃光率、年发电成本变化以及平均用能价格，结果如上表所示。可以发现，与无序充电相比，通过电价机制间接引导电动汽车优化调度也能够有效支撑风光并网并缓解无序充电带来的发电成本上升，同时电动汽车车主也能够降低用能成本。在 V1G 场景下，现行分时电价与实时电价两种电价机制实现的需求响应效果较为相似，与无序运行相比，年弃风弃光

电量下降约 8%至 9%，年发电成本下降约 0.4%至 0.5%，车主用电成本下降约 13%；但在 V2G 场景下，不同电价机制引导电动汽车需求响应对电力系统和车主个体的影响程度存在较大差异。现行分时电价机制下 V2G 模式能够显著降低电动汽车用能成本，平均用能价格约为 V1G 场景下的 58%，但系统年均弃风弃光率与发电成本较 V1G 场景出现上升。而当采用实时电价机制时，则能够在一定程度上降低电动汽车车主用能成本的同时进一步显著提高整体系统电网效益：与 V1G 场景相比，年弃风弃光电量下降约 16%，年发电成本下降约 0.4%，车主用电成本下降约 13%。出现这一现象主要是由于北京市现行面向经营性集中式充换电设施用电的分时电价并不能准确反映未来风光可再生能源渗透率提高后京津唐电网实时的电力供需关系与边际发电成本，这也导致这一电价机制下电力系统与电动汽车车主间存在明显的利益冲突；而引入实时电价机制则能够在一定程度上实现二者的利益平衡，有效引导电动汽车在风光多发的低电价时段充电，并在系统需要调峰容量的高电价时段放电。

6 研究结论

本研究调研并总结了北京市目前不同充换电模式的技术发展现状以及基础设施布局与规划、营运现状、支持政策等产业发展现状。研究利用高分辨率气象场数据、地理信息数据与土地利用数据系统评估了北京市和周边地区的光伏发电和风力发电供应潜力，并基于多源交通数据模拟了北京市电动汽车充换电用能需求时空分布特征。在此基础上，研究基于机组组合模型构建了综合考虑城市电动汽车有序充换电与高比例风光可再生能源协同调度的电力系统优化模型，并针对 2025 年北京市不同电动汽车发展情景开展了电动汽车协同优化调度多维效益评估，图 6-1 以 2025 年北京市电动汽车基准发展情景为例展示了不同优化调度场景的多维效益。研究主要结论包括：

- (1) 北京市公用充电设施已形成快充桩为主的建设格局，从区域分布来看，快充桩与慢充桩均主要分布于朝阳、海淀、丰台、通州等面积较大、人口较密集的区域，其中朝阳区拥有数量最多的快充桩与慢充桩。而门头沟、平谷、延庆等外围区域中快慢充桩比例较为悬殊，以快充桩占绝对主导。
- (2) 不同类型电动汽车充换电用能需求时空分布特征存在显著差异。从空间分布来看，电动出租车的充电负荷集中分布于北京市的朝阳、海淀、丰台、东城

和西城等中心城区；而私家车的充电需求不仅集中于中心城区，还延伸到外部人口密集区域，包括顺义和通州等；电动公交车的充电需求较前二者分布更加均匀，在中心城区外围亦存在用电需求高值区域。从时间分布来看，工作日私家电动车充电负荷主要集中于晚上 6 时到早上 6 时之间，而在节假日除晚间外在下午也出现充电负荷高值；电动出租车在工作日和节假日呈现类似的充电模式，即在下午 3 时和凌晨 0 时左右出现充电负荷峰值；电动公交车的充电负荷集中于大多数公交线路运营时段，即早上 6 时到晚上 10 时之间。

- (3) 电动汽车规模化推广情景下，充放电模式将对电力系统的调度和运行产生显著影响。研究表明，单向有序充电模式通过将晚间用电高峰时段负荷转移至午间与深夜等高弃风弃光时段，能够有效缓解无序充电对电网的冲击，从而有效支撑风光波动性可再生能源并网；而双向有序充放电则进一步通过在夜间向电网放电，进一步消纳过剩风光发电功率，在改善京津唐电网的净负荷特性的同时降低电力系统发电成本。在电动汽车基准发展情景下，如果北京市全部电动汽车参与系统调度优化的双向有序充放电（V2G 场景），京津唐电网年均弃风弃光率将从 BAU 场景中的 5.22% 下降到 3.30%，能够提供的调峰容量将达到京津唐电网最大净负荷峰值的约 10% 左右，而平均每辆电动汽车能够减少系统年发电成本约 320 元。
- (4) 电动汽车充放电优化调度模式对北京市本地配电网运行的影响存在显著空间异质性。无序充电将使北京市各市辖区典型日最大净负荷平均增加约 4.8%，其中怀柔区增长幅度最大，达 8.5%；从绝对增长量来看，朝阳区与海淀区增长幅度较大，分别达到 11 万千瓦与 8 万千瓦。V1G 模式下各区最大净负荷平均增加约 2.5%；V2G 模式进一步减小对配电网运行造成的压力，除大兴、门头沟、石景山、延庆等个别区域外，V2G 模式下其余区域典型日最大净负荷甚至小于 BAU 场景。各区最大净负荷平均减小约 0.7%，其中朝阳、房山、丰台、海淀、顺义等电动汽车用能需求较集中的区域下降幅度均超过 2%。
- (5) 系统优化的电动汽车充放电调度模式具有显著的环境效益与气候效益。在 2025 年电动汽车基准发展情景下，每辆电动汽车在无序充电、V1G 与 V2G 模式下的年碳减排量分别为 2.5t、3.6t 与 5.5t。通过系统优化调度的单向有

序充电和双向有序充放电，北京地区电动汽车推广的碳减排效应相对无序充电将分别提高 44%与 124%左右。

(6) 电价机制是引导电动汽车需求响应、发掘其灵活性储能潜力的关键工具，合理的电价机制设计能够在有效支撑风光并网的同时降低电动汽车车主用能成本。研究通过比较现行分时电价机制与实时电价机制下电动汽车需求响应潜力指出，在单向有序充电机制下分时电价机制与实施电价机制均能够有效引导电动汽车需求响应潜力；但双向有序充放电场景下，实时电价机制更有助于实现电力系统与电动汽车车主间的利益平衡。

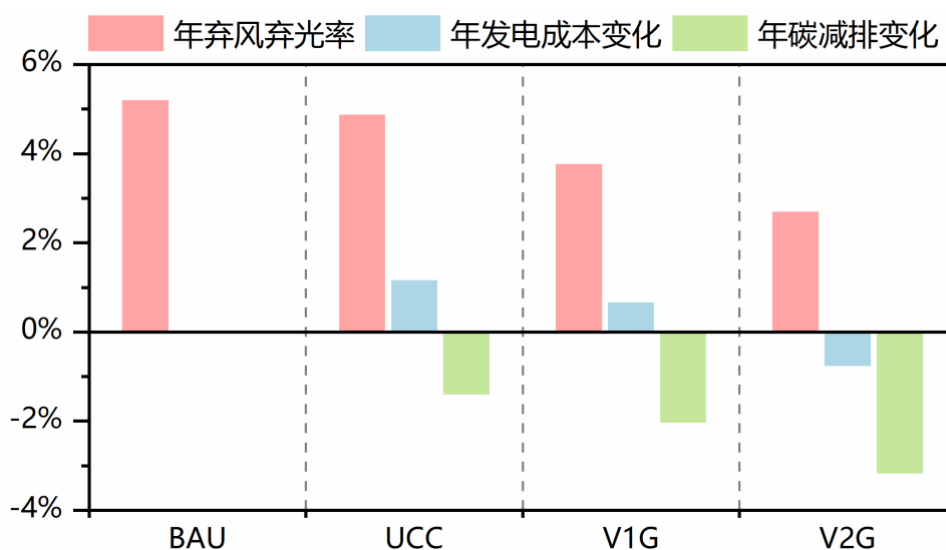


图6-1 2025 年北京市电动汽车基准发展情景下协同优化调度多维效益

7 政策建议

基于本研究的结果，提出政策建议如下：

7.1 可再生能源与电动汽车规划协同

(1) 研究发现不同电动汽车车队的用能需求存在显著空间异质性，应围绕各类型车队的用能需求空间分布特征，构建分领域、分场景的电动汽车基础设施网络，在提高设施利用率的同时保障充换电服务覆盖率。例如，在中心城区应加快建设以快充为主的社会公用充电服务网络，以适应出租车、物流车等高强度营运车辆的应急补电需求；在郊区乡镇等以居住区私家车充电为主要补

能场景的地区，应构建交流慢充为主、直流快充为辅的充换电设施网络；对于公交、物流、环卫等运营路线较为固定的车辆，应充分挖掘自有场站资源部署专用充换电设施。根据不同类型电动车队的用电需求分布针对性、精细化地规划、建设充换电设施，有助于优化充换电设施的使用效率、提高用户体验，促进电动汽车产业的可持续发展。由于其用户友好性与电网友好性，换电站将在未来城市能源与交通系统中发挥重要作用，尤其是对于具有高补能频次需求的公共车队和重卡等应用场景，应进一步通过对换电站投资及运营成本进行财政补贴等手段支持换电模式发展；

- (2) 研究通过多源地理信息数据和电力系统调度模拟，指出了各优化调度场景下电动汽车充放电功率对配电网影响的空间不平衡性。应加快城市配电网智能化升级改造，同时在配电基础设施增容升级过程中应充分考虑分布式可再生能源发电出力消纳需求与电动汽车充电负荷的时空特性，对于无序充电场景下受充电负荷冲击较大的朝阳区、海淀区等重点地区，应积极通过电动汽车有序充放电技术降低配电网扩容投资需求，并鼓励引导充电场站的光储充一体化建设，以促进交通系统与能源系统的协同低碳转型。
- (3) 进一步地，应制定电动汽车充换电基础设施、分布式可再生能源装机以及配电网的协同规划方案。研究表明，电动汽车系统优化调度方案与分布式可再生能源出力具有良好协同性。应促进不同部门间的协同规划，适度超前建设电力基础设施以适应城市电动汽车规模化推广。

7.2 可再生能源与电动汽车运行协同

- (1) 通过比较不同电价机制间接引导电动汽车进行需求响应的效果，研究表明在大规模电动汽车并网情景下应设计合理电价信号，从而在降低用户用能成本的同时，有效改善电网负荷特性和提高风光可再生能源的消纳率，充分发挥电动汽车推广的气候效益与环境效益。具体而言，在单向有序充电场景下，可采用分时电价信号鼓励用户在低电价时充电，以减少电网净负荷高峰期的负荷；而在双向有序充放电场景下，则有必要构建能够反映电力市场实时电力供需关系与边际发电成本时空特性的实时电价机制，鼓励电动汽车在系统净负荷峰值时段向电网反向馈电；

- (2) 研究表明,不同类型车队出行用能与充电补能时间分布规律存在显著差异,可考虑根据不同充换电场景制定差异化的电价政策,以更好地引导需求响应和最大化电网效益。例如,对于停车时长相对较长、自身用能需求相对较小、向电网反向馈电潜力相对较大的私家车车队,可通过拉大峰谷电价差调动车主积极参与与电网的双向互动;
- (3) 除制定合理的电价机制外,还应保障电价信号到用户端的有效传导,从而充分发挥其引导需求响应的作用,具体方式包括降低或取消充电服务费等。此外,本研究中仅考虑电动汽车用户通过电价峰谷差套利降低用能成本,应鼓励电动汽车参与调峰、调频、备用、爬坡等新型电力辅助服务,以进一步扩大收益来源,从而提高用户参与优化调度特别是有序充放电的积极性。此外应鼓励电动汽车储能资源以负荷聚合商和虚拟电厂等新型态参与电力市场交易。

7.3 可再生能源与电动汽车管理协同

- (1) 应尽快完善电动汽车与可再生能源协同调度的多维效益评估体系,识别现有评估体系中的不足,包括可能忽略的环境、社会、经济和能源安全方面的因素,确保评估体系能够全面反映电动汽车规模化推广的多维影响,以便更好地指导政策制定。具体指标可包括二氧化碳减排、电网负荷特性、用户用能成本等可量化指标;应基于电动汽车协同优化调度多维效益评估结果,制定清晰的路线图,明确电动汽车协同优化调度相关技术的发展目标和政策制定时间表。
- (2) 研究中探讨的电动汽车协同调度优化涉及电力系统、充换电设施运营商、电动汽车用户等多个市场主体以及电力、交通、城市规划等多个政府相关部门。应尽快建立跨部门跨机构的合作机制,从而有效打通各主体各部门之间的壁垒,确保不同政府部门和市场主体能够共享数据和信息,以支持电动汽车协同调度优化;
- (3) 建立完善统一的电动汽车和充换电设施的技术规范和标准体系,确保不同车型和充换电设施之间的兼容性和安全性,在消除技术壁垒的同时提高用户参与车网互动的信任度;加强对充换电设施运营和管理的监管,保障用户的权

益和安全，建立充换电设施的可追溯性和安全性评估体系；

- (4) 在保障数据隐私与信息安全的基础上，应积极推动数据信息在不同市场主体间与不同平台间的交流互通，提高充换电设施网络信息化水平，支持智能充电管理和用能调度。应鼓励充换电设施运营商与城市电力、交通、规划部门等协同合作，实现数据共享、协同规划和资源整合。

8 项目成果

1. M. Shi, X. Lu, H. Jiang, Q. Mu, S. Chen, R. M. Fleming, N. Zhang, Y. Wu, and A. M. Foley. 2022. Opportunity of rooftop solar photovoltaic as a cost-effective and environment-friendly power source in megacities. *iScience*, 25 (9), 104890.
2. S. Chen, X. Lu, C. P. Nielsen, G. Geng, K. He, M. B. McElroy, S. Wang, and J. Hao. 2022. Improved air quality in China can enhance solar-power performance and accelerate carbon-neutrality targets. *One Earth*, 5 (5), 550-562.
3. C. Zhang, X. Lu, S. Chen, M. Shi, Y. Sun, S. Wang, S. Zhang, Y. Fang, N. Zhang, A. M. Foley, and K. He. 2023. Synergies of Variable Renewable Energy and Electric Vehicle Battery Swapping Stations: Case Study for Beijing. *Applied Energy*, under review.

参考文献

- [1] Global EV Outlook 2023 [R]: IEA, 2023.
- [2] 丁孝华. 智能电网与电动汽车 [M]. 中国电力出版社, 2014.
- [3] 王楠, 张黎明, 满玉岩. 计及换电站电池充放电优化的机组组合模型; proceedings of the 2013 年中国电机工程学会年会, 中国四川成都, F, 2013 [C].
- [4] 李鑫. 黑龙江地区电动汽车充换电站需求预测及规划研究 [D]; 华北电力大学, 2014.
- [5] 刘坚. 中国 2030 年电动汽车电力系统储能应用研究(上) [J]. 中国能源, 2015, (10): 29-34.
- [6] 华为. 充电基础设施发展趋势白皮书 [R], 2020.
- [7] 李玲. 新能源汽车充电模式逐渐明朗 以慢充为主快充为辅 [J]. 商用汽车新闻, 2010, (26): 14.
- [8] 钟晶晶. 国家电网确定电动汽车充电站商业模式 [N]. 2011-01-17.
- [9] 薛志英. 基于风险理论的含风电电力系统短期充裕性评估与决策 [D]; 华北电力大学, 2014.
- [10] 苏胜新 国. 以智能互动服务承载和推动第三次工业革命 [N]. 2014-01-21.
- [11] 工业和信息化部办公厅. 关于启动新能源汽车换电模式应用试点工作的通知 [Z]. 2021
- [12] 国务院办公厅. 新能源汽车产业发展规划(2021-2035 年) [Z]. 2020
- [13] 中国电动汽车充电基础设施促进联盟. 2022 年全国电动汽车充换电基础设施运行情况 [R], 2023.
- [14] RIENECKER M M, SUAREZ M J, TODLING R, et al. The GEOS-5 Data Assimilation System - Documentation of Versions 5.0.1, 5.1.0, and 5.2.0 [J]. 2008.
- [15] LUCCHESI R. File Specification for GEOS-5 FP (Forward Processing) [J]. 2013.
- [16] ARCHER C L, JACOBSON M Z. Evaluation of global wind power [J]. Journal of Geophysical Research Atmospheres, 2005, 110(D12).
- [17] DENMARK T U O. Map: DTU global wind Atlas 1 km resolution. [Z]. 2021
- [18] JAKE BADGER N D, ANDREA HAHMANN, BJARKE T. OLSEN XIAOLI G. LARSÉN, MARK C. KELLY, PATRICK VOLKER, MERETE BADGER, TOBIAS T. AHSBAHS, NIELS MORTENSEN, HANS JøRGENSEN, ERIK LUNDTANG PETERSEN, JULIA LANGE, NICOLAS FICHAUX. The global wind atlas: the new worldwide microscale wind resource assessment data and tools [R]: DTU wind energy, 2015.
- [19] BOSCH J, STAFFELL I, HAWKES A D. Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials [J]. Energy, 2018, 163: 766-81.
- [20] GONZÁLEZ-APARICIO I, MONFORTI F, VOLKER P, et al. Simulating European wind power generation applying statistical downscaling to reanalysis data [J]. Applied Energy, 2017, 199: 155-68.
- [21] RYBERG D S, CAGLAYAN D G, SCHMITT S, et al. The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs [J]. Energy, 2019, 182: 1222-38.

- [22] Global Wind Atlas 3.0, a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU). The Global Wind Atlas 3.0 is released in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, using funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). For additional information: <https://globalwindatlas.info> [DS]. 2019,
- [23] Wind turbines. Power performance measurements of electricity producing wind turbines [R]: International Electrotechnical Commission, 2005.
- [24] LU X, MCELROY M B, KIVILUOMA J. Global potential for wind-generated electricity [J]. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2009, 106(27): 10933-8.
- [25] VAUTARD R, CATTIAUX J, YIOU P, et al. Northern Hemisphere atmospheric stilling partly attributed to an increase in surface roughness [J]. Nature Geoscience, 2010, 3(11): 756-61.
- [26] SURVEY U S G. Global Digital Elevation Model (GTOPO30) 30-Arc Seconds [DS]. 2006,
- [27] LIU F, SUN F, LIU W, et al. On wind speed pattern and energy potential in China [J]. Applied Energy, 2019, 236: 867-76.
- [28] MCELROY M B, SHERMAN P, CHEN X. Wind-generated Electricity in China: Decreasing Potential, Inter-annual Variability and Association with Changing Climate [J]. Scientific Reports, 2017, 7(1): 16294.
- [29] REN G, WAN J, LIU J, YU D. Assessing temporal variability of wind resources in China and the spatial correlation of wind power in the selected regions [J]. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2020, 12(1): 013302.
- [30] LOUIE H. Correlation and statistical characteristics of aggregate wind power in large transcontinental systems [J]. Wind Energy, 2014, 17(6): 793-810.
- [31] USGS. Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) [DS]. 2015,
- [32] USGS. Land Cover Type Yearly L3 Global 500 m SIN Grid [DS]. 2014,
- [33] 中国部分省市光伏电站最佳安装倾角及发电量速查表 [Z]. 2016
- [34] Research on the 14th Five-Year Plan (FYP) for Power Sector Development [R]: Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO), 2020.
- [35] The Road to China Carbon Neutrality [R]: Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO), 2021.
- [36] ZHAO Y, WANG Z, SHEN Z-J M, SUN F. Assessment of battery utilization and energy consumption in the large-scale development of urban electric vehicles [J]. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2021, 118(17): e2017318118.
- [37] ZHANG S, HU Z, SONG Y, et al. Research on Unit Commitment Considering Interaction Between Battery Swapping Station and Power Grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(10): 49-55.
- [38] ZHANG H, HU Z, XU Z, SONG Y. Evaluation of Achievable Vehicle-to-Grid Capacity Using Aggregate PEV Model [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 784-94.
- [39] 自然资源保护协会 (NRDC). 电动汽车储能市场及激励机制研究 [R], 2018.

免责声明

- 若无特别声明，报告中陈述的观点仅代表作者个人意见，不代表能源基金会的观点。能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性，不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。
- 凡提及某些公司、产品及服务时，并不意味着它们已为能源基金会所认可或推荐，或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。

Disclaimer

- Unless otherwise specified, the views expressed in this report are those of the authors and do not necessarily represent the views of Energy Foundation China. Energy Foundation China does not guarantee the accuracy of the information and data included in this report and will not be responsible for any liabilities resulting from or related to using this report by any third party.
- The mention of specific companies, products and services does not imply that they are endorsed or recommended by Energy Foundation China in preference to others of a similar nature that are not mentioned.

清华大学环境学院

2023.12.7

School of Environment, Tsinghua University

December 7, 2023