邱梦雨,张德帅,杜建会.未来气候情景下青藏高原风光发电潜力的时空演变与风险评估[J].中国沙漠,2026,46(5):285-299.

未来气候情景下青藏高原风光发电潜力的时空演变与风险评估

邱梦雨[a],张德帅[a],杜建会[ab]

(中山大学 a.地理科学与规划学院, b.广东省粤北岩溶区碳水耦合野外科学观测研究站, 广东 广州 510000)

摘要:青藏高原风光资源丰富,是中国重要的清洁能源战略储备基地。然而,气候变暖正显著改变高原风速和太阳辐射等关键气象要素,加剧了风光资源开发的不确定性。加之资源禀赋与人口分布存在空间错配,系统评估未来气候风险格局尤为必要。本研究基于NEX-GDDP-CMIP6多模式集合数据,在3种共享社会经济路径(Shared Socioeconomic Pathways, SSPs)下,模拟了青藏高原风能发电潜力(wind power potential, P_{wind})与光伏发电潜力(solar power potential, P_{solar})的未来长期平均变化,并量化了年内波动性、极端事件及日际急升骤降的多时间尺度变化特征。结果表明:(1)青藏高原风光发电潜力对温室气体排放高度敏感,低排放情景下P_{wind}下降4.2%、P_{solar}小幅上升,高排放情景下两者降幅分别达10.9%和2.8%,风电脆弱性更大。(2)排放越高,年内波动性与日际急升骤降频率越强,高排放情景下风电年内波动性增幅达8.6%,急升骤降影响月份从不足半年扩展至全年多数月份;极端事件呈现明显的季节分异,风电极端高发电事件在所有情景下均未发生。(3)风光联合开发可有效缓释单一能源的气候风险。高排放情景下风光耦合使高及极高风险区占比由单一能源的75.1%和69.5%降至4.7%。

关键词:青藏高原;风能发电潜力;太阳能光伏发电潜力;气候变化;气候风险

文章编号:1000-694X(2026)05-285-15 **DOI**:10.7522/j.issn.1000-694X.2026.00145

中图分类号:TK51 **文献标志码**:A

0 引言

随着全球变暖引发的气候危机日益严峻,推动能源结构向低碳化、清洁化转型已成为全球共识[1-3]。中国作为全球最大的能源消费国,正积极推进“双碳”目标,这不仅要求能源结构发生根本性变革,更需实现风能、太阳能等可再生能源的规模化跨越式发展[4-5]。近年来,中国光伏与风电产业快速发展。2024年6月底,中国光伏发电和风电合计装机首次超过煤电[6]。2024年,全国可再生能源新增装机3.7亿kW,占电力新增装机的86.3%[7]。据国家能源局统计,截至2025年6月底,中国可再生能源装机规模已达21.6亿kW,稳居全球首位,约占全国总装机的59.2%。其中风电装机5.7亿kW、太阳能发电装机11.0亿kW、水电装机4.4亿kW、生物质发电装机0.5亿kW。风电与光伏合计约16.7亿kW,占可再生能源总装机的77.5%[8-9]。截至2025年底,中国非化石能源装机占比已历史性突破61.7%[10]。以光伏和风电为主的可再生能源大规模开发与广泛部署,不仅是中国扎实推进“双碳”目标、控制温室气体排放的核心支撑,也为加快构建清洁、低碳、安全、高效的现代能源体系、保障国家能源安全奠定了坚实基础[11-13]。

青藏高原平均海拔超过4 500 m,空气稀薄且大气透明度极高,土地广袤,蕴藏了极为丰富的风能与太阳能资源,风光资源禀赋整体优于全国平均水平,已被视为国家能源安全与能源绿色转型的战略后备基地[14-15]。然而,青藏高原作为全球气候变化的“敏感区”与“放大器”,其变暖幅度远超全球均值[16-17]。持续升温正加速冰冻圈萎缩,进而通过改变地表反照率与水热通量影响高原及周边大气环

收稿日期:2026-05-13; **改回日期**:2026-08-13

资助项目:国家自然科学基金青年科学基金项目(42301020);广东省基础与应用基础研究基金项目(2024A1515010929);高校基本科研业务费-青年教师培育项目(24hytd001)

作者简介:邱梦雨(2006—),女,四川九寨沟人,研究方向为全球变化与生态水文。E-mail: qiumy23@mail2.sysu.edu.cn

通信作者:杜建会(E-mail: dujianh@mail.sysu.edu.cn)

流的结构与稳定性[18-19]。这一连锁过程改变了太阳辐射与近地表风速等关键气象要素，导致风光资源的时空分布呈非线性波动，使得高原能源开发在享有资源优势的同时，也承受着远较低海拔地区更为突出的气候不确定性与极端事件风险[20-21]。

国内外大量研究证实，气候系统是风光资源时空演变与变异性的核心驱动因子，并从全球能源波动性、能源稳定性、多情景可再生能源演变等角度，建立了资源变率与气候风险评估的方法范式[22-24]。Chen等[22]基于全球尺度评估指出，温室气体（Greenhouse Gas，GHG）排放强度越高、光伏发电潜力越低、波动越强。Jiang等[25]进一步证实，全球约85%的陆域光伏发电不稳定性显著加剧，以印度、中非、中国、美国尤为突出。Liu等[26]则揭示，未来中高排放情景下全球大范围风光供需匹配度将显著下降，且排放越高、降幅越大。然而，木哈代思·艾日肯等[27]基于12个全球气候模式，以青藏高原为研究区构建供需匹配指数，发现在SSP2-4.5情景下风能系统供需匹配趋于恶化，太阳能系统却因制热需求降低抵消了供应减少，供需匹配程度反而有所改善。

尽管已有研究为理解风光资源的气候风险奠定了基础，但针对青藏高原这一特殊地理单元仍存在不足。现有高原研究局限于单一情景下的供需匹配，对多情景下风光发电潜力的协同演变、极端发电事件的多时间尺度波动尚缺乏系统性评估[27]。此外，已有研究未充分考虑不同情景下高原风光资源潜力变化与人口空间分布的耦合关系。青藏高原风光资源富集于西北、社会经济需求集中于东南[28]，这种空间错配进一步增加了清洁能源开发规划的复杂性。

为弥补上述不足，本研究基于NEX-GDDP-CMIP6多模式集合数据[29]，在3种共享社会经济路径（Shared Socioeconomic Pathways，SSPs）下，系统评估青藏高原风能发电潜力（wind power potential，P_{wind}）与太阳能光伏发电潜力（solar power potential，P_{solar}）的综合气候风险。具体目标包括：揭示不同GHG排放情景下P_{wind}和P_{solar}的长期平均变化趋势与空间分异规律；探究P_{wind}和P_{solar}在年内尺度上的波动性、极端事件频率及日际急升骤降事件的变化特征；综合上述多维风险指标，构建气候风险区划体系，评估风光联合开发对单一能源风险的缓释效应，以期为青藏高原大型风光基地的高质量选址、气候适应性规划以及多能互补体系的构建提供科学、精细的决策支持。

1 数据与方法

1.1 研究区概况

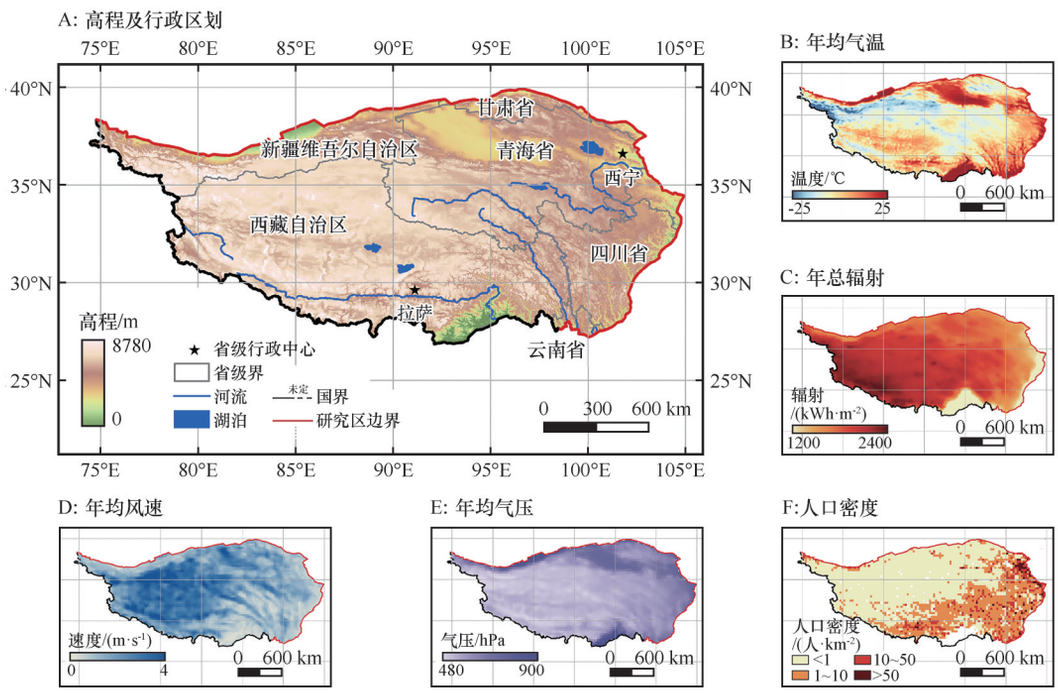
青藏高原风能与太阳能资源高度富集，年均风速与年总辐射整体呈西北高、东南低的空间格局，其中北部和中部地区年均风速普遍高于4.5 m·s^{-1}，而南部和西南部地区通常低于2 m·s^{-1}；大部分区域年总辐射在1 200~2 400 kWh·m^{-2}，自东南向西北递增；高原年均气温空间分异显著，西北部年均气温可低至−10 ℃，东南部边缘河谷地带为5~10 ℃；年均气压随海拔升高由东南向西北递减，中西部腹地全年气压最低。风速、辐射、气温与气压的空间异质性及季节差异，共同塑造了风光发电潜力的时空格局（图1）。

高原人口空间分布极不均衡，东北部及南部河谷地带人口密度较高，是能源负荷与基础设施的集中分布区。中西部广大地区每平方千米人口不足1人，生态脆弱且电力消纳能力有限。这种资源富集于中西部、负荷集中于东南部的空间错配，是高原清洁能源开发规划必须面对的核心约束。

1.2 数据来源

本研究采用NASA地球交换全球降尺度气候预测数据集（NEX-GDDP-CMIP6）[29]提供的未来气候情景数据。该数据集是基于全球气候模式的降尺度产品，空间分辨率为0.25°×0.25°，时间分辨率为逐日。研究选取该数据集中10个地球系统模型的集合结果，获取历史和未来时期的关键气象要素，包括地表温度（2 m）、地表太阳短波辐射、近地面风速（10 m）及地表气压。所选情景涵盖3种共享社会经济路径，分别为低排放路径（SSP1-2.6），中等排放路径（SSP2-4.5）和高排放路径（SSP5-8.5）。本研究模拟的风光发电潜力的历史基准期均设定为2015—2024年，未来评估期均设定为2091—2100年，两段时期均采用10年长时序样本以保证统计稳健性。

为约束区域风光发电潜力的土地利用效率，本研究采用了空间分辨率为500 m的MODIS MCD12Q1.061土地覆被产品[30]。该产品将土地覆被类型划分为7类，各类别的土地利用效率系数参



注：基于自然资源部标准地图服务网站审图号 GS(2023)2767 号标准地图制作，底图无修改

图 1　研究区概况

Fig.1　Overview of the study area

考 Chen 等[31]的设定。考虑到青藏高原人类活动相对集中、广大腹地土地覆被长期稳定，本研究以 2000—2020 年逐年数据为基础，计算各网格内可用于风光能源开发的土地面积比例的多年平均值，并按土地覆被类型进行面积加权聚合至 0.25°×0.25° 网格，用于后续发电潜力估算。

1.3　研究方法

1.3.1　风光发电潜力计算

本研究构建的风能与光伏发电潜力模型的外部驱动气象数据均为逐日尺度，但在模型底层引入了次日际物理参数化方案，以刻画风力与光伏设备对日内气象要素波动的非线性响应。光伏发电潜力模型参考 Reicosky 等[32]评估优选的参数化方案以及 Collares-Pereira 等[33]的方法，将逐日太阳短波辐射与气温降尺度至逐小时尺度进行逐时计算后累加为逐日值；风力发电潜力模型假定日内风速波动服从瑞利分布，依据逐日平均风速反推当日风速概率密度函数，并与风机分段功率曲线进行积分求取当日期望容量系数[34]。底层算法的详细推导过程及参数取值依据详见：https://github.com/Evan-zds/Solar-and-wind-energy-in-Qinghai-Xizang-Plateau.git。

为评估青藏高原的风能发电潜力，以 0.25°×0.25° 的空间分辨率构建了风能潜力模型：

$$P_{\text{wind}} = P_{\text{actual_capacity}} \times CF_{\text{onshore}} \times 24 \times A_{RR} \times U_{TI} \quad (1)$$

式中：P_{wind} 为逐日单位面积陆上风能发电潜力（kWh·m^{-2}）；$P_{\text{actual_capacity}}$ 为单位面积有效装机容量上限（kW·m^{-2}），由单机额定功率与风机部署间距确定；$CF_{onshore}$ 为陆上风电期望容量系数（无量纲），由风机分段功率曲线 $P_{\text{curve}}(v)$ 与该日等效风速的概率密度函数 $f(v)$ 积分求得。A_{RR} 为阵列效率因子（0.90），U_{TI} 为能量转换效率（0.95），A_{RR} 和 U_{TI} 的取值均参考 Rinne 等[35]的研究。

为评估青藏高原的太阳能光伏发电潜力（P_{solar}），以 0.25°×0.25° 空间分辨率构建了光伏发电潜力模型：

$$P_{\text{solar}} = \frac{ssrd_{\text{panel}}}{ssrd_0} \times P_0 \times \eta_{\text{sys}} \times TCF \times SCF \times PF \times LUE \quad (2)$$

式中：P_{solar} 为逐小时单位面积太阳能光伏发电潜力（kWh·m^{-2}）；$ssrd_{\text{panel}}$ 为逐小时光伏板实际接收的太阳辐射量（kWh·m^{-2}）；$ssrd_0$ 为标准状态太阳辐照度（1 kW·m^{-2}）；P_0 为单位面积光伏板峰值功率，参考 Chen 等[31]设定为 0.1619 kW·m^{-2}；η_{sys} 为光伏系统效率（0.817）；TCF、SCF 和 PF 分别为温度校正系数、阴影校正系数和堆叠系数，其计算考虑了太阳高度

角、方位角及光伏板属性(如光伏板大小、安装倾角和间距等)[31]。*LUE*为土地利用效率,参考Chen等[31]对不同土地利用类型设定的取值。为匹配模型空间分辨率,本研究基于500 m分辨率的MCD12Q1.061数据[30],按土地利用类型进行面积加权聚合,得到每个0.25°×0.25°栅格的土地利用效率系数。

基于上述模型,本研究获得了青藏高原历史时期(2015—2024)与未来时期(2091—2100)的逐日P_{wind}和P_{solar}数据,并据此计算年均和月均发电潜力。

1.3.2 风光发电潜力年内波动性计算

基于逐日发电潜力数据,本研究在像元尺度上计算年内变异系数(Coefficient of Variation,CV),以衡量日发电潜力在一年内的整体波动程度。对于某一像元,将其历史时期所有逐日发电潜力值作为一个序列,计算标准差与均值的比值,得到该像元历史时期的年内CV;未来时期同理。CV越大,表明该像元一年内发电出力的丰枯差异越悬殊,季节稳定性越差。考虑到CV在低均值区可能过度放大波动程度,此处引入均值阈值过滤法,仅当像元年均值超过0.1 kWh·m^{-2}时,才将其视作有效像元,以确保变率评估的可靠性。

1.3.3 风光极端发电潜力事件识别

在年际和年内波动分析的基础上,本研究进一步从逐日发电潜力中识别极端事件,以揭示发电出力在年内的极端短缺与富余风险。参考Chen等[22]提出的阈值评估方法,以2015—2024年为历史基准期,逐年分别计算每个像元日P_{solar}和P_{wind}的第10(P_{10})和第90百分位数(P_{90}),并以此作为各自的固定临界阈值。将日≤P_{10}的日期定义为"极端低发电潜力日",日≥P_{90}的日期定义为"极端高发电潜力日"。此定义仅表征气象强迫下的资源相对异常,不涉及电网调度约束,不代表工程意义上的实际电力盈亏。多阈值敏感性分析表明,P_5/P_{95}、P_{10}/P_{90}和P_{15}/P_{85}阈值方案下极端事件的变化方向与空间格局高度一致。

1.3.4 风光发电潜力的急升与骤降事件识别

极端事件反映的是单日发电潜力的绝对水平异常,而急升与骤降事件则反映相邻两日间发电功率的突变幅度。若极端高(低)发电潜力日恰好与相反方向的突变相邻,将进一步加剧电网调度的复杂性。为此,本研究引入日变率指标(Daily Variation Rate,DVR)量化相邻两日发电潜力的突变幅度:

$$DVR = \frac{P_{t+1} - P_t}{P_t} \times 100\% \quad (3)$$

式中:P_t和P_{t+1}分别代表第t天和第t+1天的P_{solar}和P_{wind}。为识别风光发电潜力的极端波动事件,本研究基于2015—2024年*DVR*序列计算P_{90}和P_{10},分别作为"急升"与"骤降"的临界阈值。当日*DVR*超过P_{90}时,定义为一次急升事件;当日*DVR*低于P_{10}时,定义为一次骤降事件。

1.3.5 风光发电潜力相对变化百分比计算

为量化未来时期各指标相对于历史时期的变化,本研究统一采用相对变化百分比(Relative Change,RC),计算公式为:

$$RC = \frac{X_{future} - X_{history}}{X_{history}} \times 100\% \quad (4)$$

式中:$X_{history}$和X_{future}分别为历史时期和未来时期某一指标(年均/月均发电潜力、日发电潜力年内波动性、极端高/低发电事件频率及急升与骤降发电事件频率)的值。当*RC*>0时,表示该指标相对于历史时期增加;*RC*<0时,表示该指标相对于历史时期减少。

1.3.6 风险区划方法

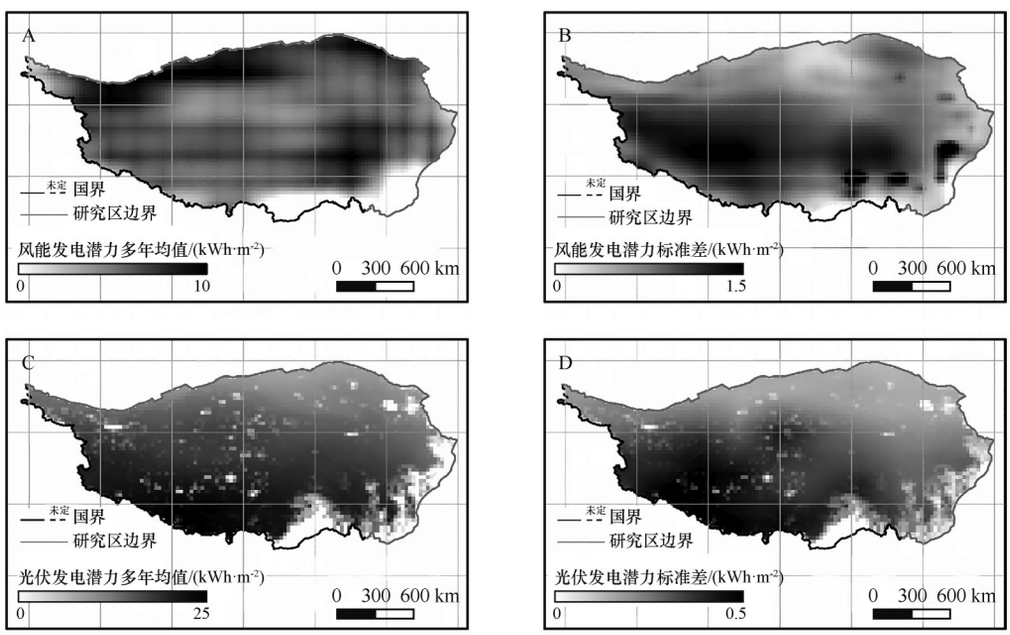
在上述年际、年内和日尺度分析的基础上,本研究借鉴多能源系统不确定与气候风险评估的理论框架[36],在像元尺度上综合选取6个指标构建气候风险指数,均以相对变化百分比表示:(1)发电潜力的年际相对变化(%),取绝对值,偏离历史基准越大、风险越高;(2)年内波动性(*CV*)的相对变化(%),取原值,正值表示波动加剧;(3)极端低发电潜力日频率的相对变化(%),取原值,正值表示短缺事件增多;(4)极端高发电潜力日频率的相对变化(%),取原值,正值表示过剩事件增多;(5)急升事件频率的相对变化(%),取原值,正值表示向上突变加剧;(6)骤降事件频率的相对变化(%),取原值,正值表示向下突变加剧。处理后,6个指标均满足数值越大、风险越高。各指标的高风险阈值基于3种排放情景混合样本的第75百分位数统一确定。若某一像元6个指标均未超过对应的高风险阈值,则界定为低风险区;满足1个高风险条件为中风险区;满足2个为高风险区;满足3个及以上为极高风险区。

2 结果与分析

2.1 历史及未来时期青藏高原风光发电潜力长期平均变化特征

历史时期(2015—2024年)青藏高原风光发电

潜力整体较高，光伏发电潜力尤为突出（图 2）。风能发电潜力（P_{wind}）多年均值为 6.8±0.5 kWh·m^{-2}，光伏发电潜力（P_{solar}）多年均值为 16.9±0.3 kWh·m^{-2}，两者均呈西北高、东南低的基本格局（图 2A、C）。从年际稳定性来看，标准偏差的空间分布则呈现边缘低、内部高的特征（图 2B、D）。



注：基于自然资源部标准地图服务网站审图号 GS（2023）2767 号标准地图制作，底图无修改

图 2　2015—2024 年风光发电潜力多年平均值与标准差的空间分布

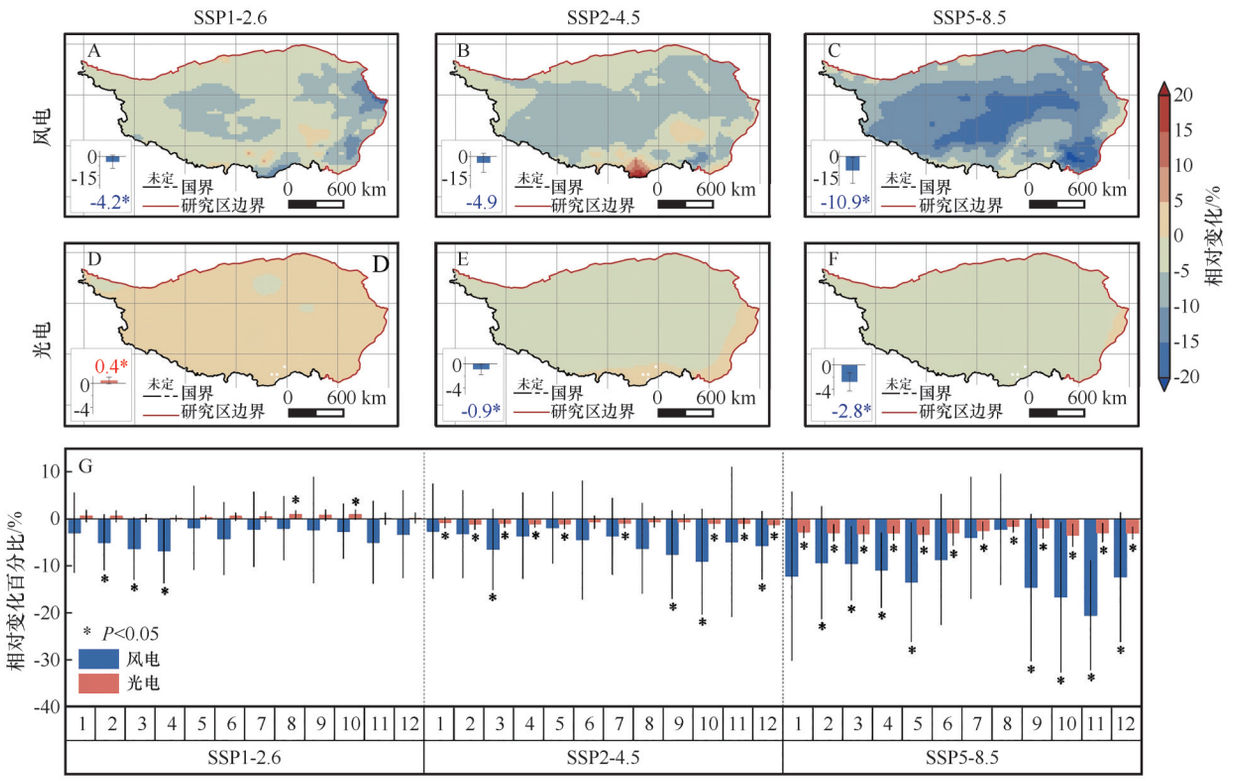
Fig.2　Spatial distribution of multi-year average wind and photovoltaic power generation potential across the Qinghai-Xizang Plateau during 2015−2024. A indicates multi-year average of wind power generation potential. B indicates standard deviation of wind power generation potential. C indicates multi-year average of solar photovoltaic power generation potential. D indicates standard deviation of solar photovoltaic power generation potential

与历史时期相比，未来时期（2091—2100 年）青藏高原风光平均年发电潜力对 GHG 排放情景高度敏感，风电与光电的响应幅度和空间格局存在明显差异（图 3）。在 SSP1-2.6 情景下，P_{wind} 较历史时期下降约 4.2%，P_{solar} 则小幅上升约 0.4%（P<0.05）。随着排放情景加剧至 SSP2-4.5 和 SSP5-8.5，两者均转为下降趋势，且风电降幅始终大于光电。其中 SSP2-4.5 情景下 P_{wind} 下降约 4.9%（P>0.05），P_{solar} 下降约 0.9%（P<0.05）。SSP5-8.5 情景下 P_{wind} 下降约 10.9%，P_{solar} 下降约 2.8%（P<0.05）（图 3A~F）。空间上，P_{wind} 在 3 种情景下中东部均明显下降（图 3A~C）。P_{solar} 在 SSP1-2.6 情景下大部分区域轻微增加，SSP2-4.5 和 SSP5-8.5 情景下仅东南部保持增加，其余区域转为下降（图 3D~F）。

从各月平均发电潜力的变化来看，未来 P_{wind} 和 P_{solar} 的月际变化对 GHG 排放情景高度敏感。总体表现为风电各月普遍下降、光电在低排放情景下多数月份上升而中高排放情景下普遍下降，且风电的月际降幅大于光电（图 3G）。在 SSP1−2.6 情景下，P_{wind} 全年均呈下降趋势，仅 3 个月下降显著，其中 4 月降幅最大，达 6.9%（P<0.05）；P_{solar} 全年均小幅上升，仅 8 月和 10 月变化显著（P<0.05）。在 SSP2-4.5 情景下，P_{wind} 和 P_{solar} 均转为下降趋势，P_{wind} 降幅更大但仅 4 个月显著，其中 10 月降幅达 9.1%；P_{solar} 降幅虽小但 9 个月下降显著，其中 2 月降幅最大，为 1.1%（P<0.05）。在 SSP5−8.5 情景下，两者降幅进一步加大，P_{wind} 有 8 个月下降显著，11 月降幅最大，达 20.1%；P_{solar} 则所有月份均下降显著，10 月降幅最大，为 3.5%（P<0.05）。

2.2　未来时期青藏高原风光发电潜力年内波动性的变化特征

随着 GHG 排放情景的加剧，青藏高原风光能源的年内波动性整体呈增强趋势，且风能与太阳能的响应幅度存在显著差异（图 4）。P_{wind} 年内波动性对 GHG 排放强度高度敏感。在 SSP1−2.6 情景下，P_{wind} 年内波动值为−0.2%±4.3%，仅中部和东北部小范围



注：基于自然资源部标准地图服务网站审图号GS(2023)2767号标准地图制作，底图无修改

图3 未来不同排放情景下青藏高原风光发电潜力的长期平均相对变化。A~C为P_{wind}的年代际相对变化，D~F为P_{solar}的年代际相对变化，G为P_{wind}和P_{solar}的月际相对变化。误差棒表示基于多气候模式(NEX-GDDP-CMIP6)集合模拟结果的标准差，*表示每个变量变化的统计显著性(P<0.05)

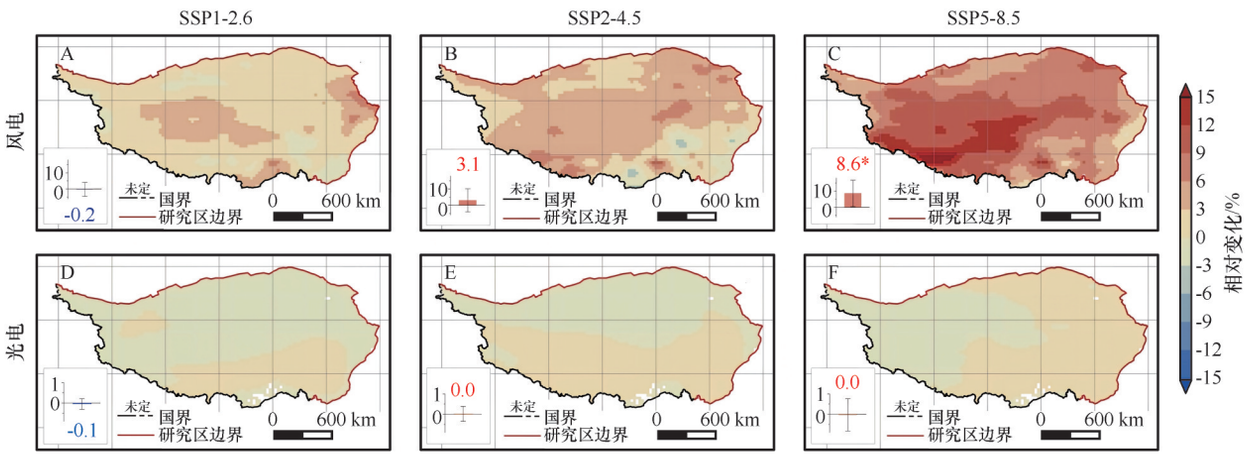
Fig.3 Relative changes in wind power generation potential and solar photovoltaic power generation potential across the Qinghai-Xizang Plateau under different GHG emission scenarios. A-C indicate relative changes in P_{wind} on the interannual scale. D-F indicate relative changes in P_{solar} on the interannual scale. G indicates relative changes in P_{wind} and P_{solar} on the seasonal scale. Error bars represent the standard deviation in the ensemble estimation of climate forcing based on different NEX-GDDP-CMIP6 models. Asterisks (*) indicate the statistical significance of changes in each variable (P<0.05)

增加约5%。随着排放加剧，SSP5-8.5情景下波动增幅扩大至8.6%±8.3%(P<0.05)，西北部大范围显著增加，中部和西南部增幅可达16%，东南部增幅则较小(图4A~C)。P_{solar}的年内波动性变化则表现出不同的空间响应特征，3种情景下全域变化均较微弱(−0.1%~0%)，SSP5-8.5情景下东南部略微增加(约1%)，北部和西部则有所减少(图4D~F)。

2.3 未来时期青藏高原风光极端发电事件的年内变化特征

与历史时期相比，未来时期青藏高原风光极端发电事件频率的变化幅度随GHG排放情景加剧而逐步增大，且风电的变幅在多数情景下大于光电(图5)。极端高发电潜力日频率方面，P_{wind}从SSP1-2.6情景下的−20.7%±21.1%(P<0.05)降至SSP5-8.5情景下的−38.1%±39.8%(P<0.05)，东南部降幅尤为显著，仅南部小范围保持增加；P_{solar}从5.1%±9.9%降至−50.6%±27.0%(P<0.05)，西北部由微增转为显著下降，东南部则始终处于增加趋势，但增幅随排放加剧逐渐减小。极端低发电潜力日频率方面，P_{wind}从27.9%±42.6%增至111.4%±111.8%(P<0.05)，增幅由东南部逐渐扩展到全域；P_{solar}从−2.4%±8.1%增至12.1%±7.7%(P<0.05)，由低排放情景下的全域微减转为中高排放情景下的持续增加，北部和东南部增幅更为明显。

未来时期P_{wind}和P_{solar}的极端发电事件呈现明显的季节分异，且对GHG排放情景高度敏感(图6)。P_{wind}的极端低发电潜力事件集中于秋季，低、中排放情景下全年未出现极端低发电潜力日，高排放情景



注：基于自然资源部标准地图服务网站审图号 GS(2023)2767 号标准地图制作，底图无修改

图 4　未来不同排放情景下青藏高原风光发电潜力年内波动性的相对变化。A~C 为 P_{wind} 年内波动性的相对变化，D~F 为 P_{solar} 年内波动性的相对变化。误差棒表示基于多气候模式（NEX-GDDP-CMIP6）集合模拟结果的标准差，*表示每个变量变化的统计显著性（P<0.05）

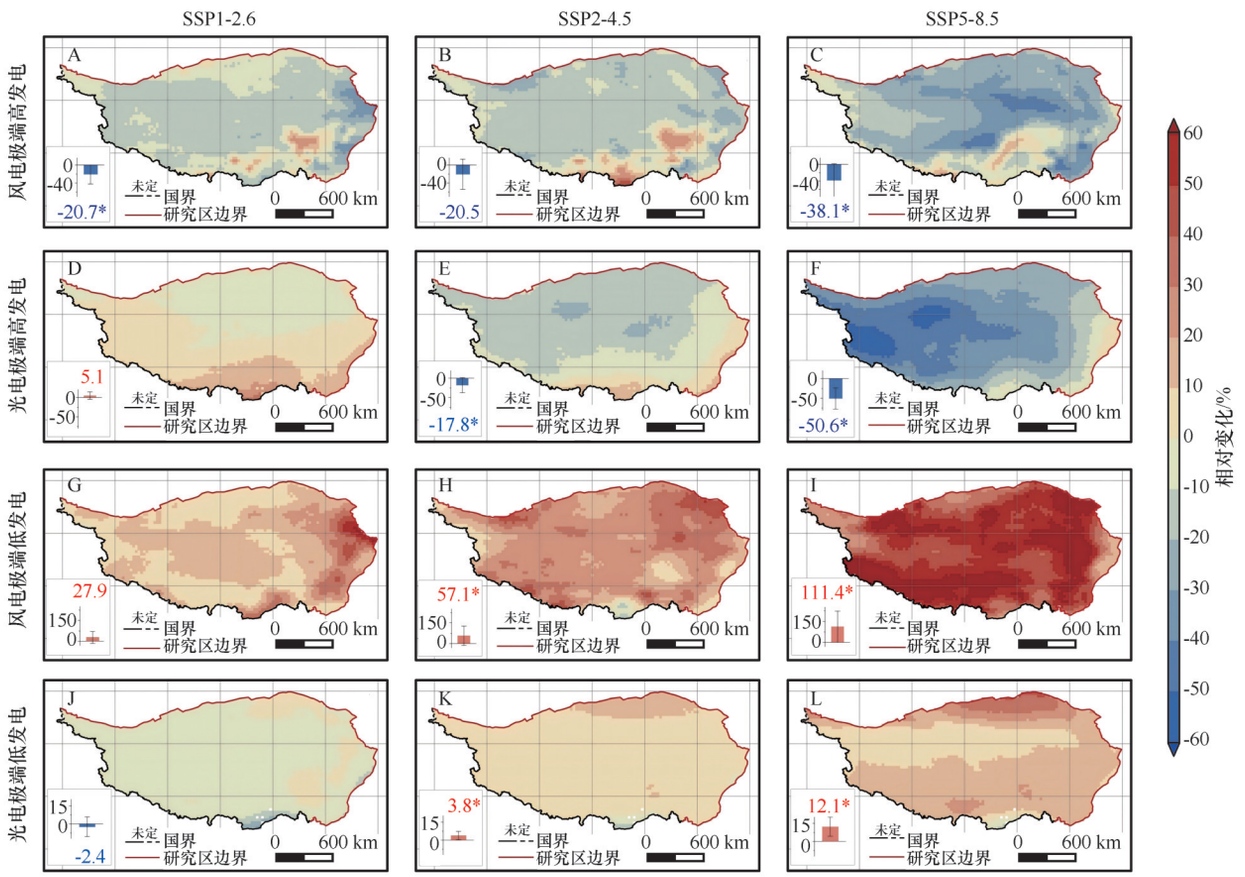
Fig.4　Intra-annual relative changes in wind and solar power generation potential on the Qinghai-Xizang Plateau under different future emission scenarios. A-C indicate relative changes in intra-annual variability of P_{wind}. D-F indicate relative changes in intra-annual variability of $P_{solar.}$ Error bars represent the standard deviation across the multi-model ensemble (NEX-GDDP-CMIP6). Asterisks (*) indicate statistical significance of the change (P<0.05)

下增至 17 天；极端高发电潜力事件在所有情景下均未发生。P_{solar} 的极端事件表现为春夏极端高发电潜力、冬季极端低发电潜力，且随排放情景加剧，极端高发电潜力日减少、极端低发电潜力日增多。极端低发电潜力日数从 SSP1-2.6 情景下的 36 d 增至 SSP2-4.5 情景下的 38 d，再增至 SSP5-8.5 情景下的 40 d，均集中于冬季；极端高发电潜力日数从 42 d 减至 31 d，SSP5-8.5 情景下降至 0 d，中低情景下集中出现于春夏之交。

2.4　未来时期青藏高原风光发电潜力日际急升和骤降事件的年内变化特征

与历史时期相比，未来时期风光发电潜力急升与骤降事件频率的相对变化对温室气体排放情景高度敏感，随排放情景加剧，变化幅度逐步增大、空间异质性增强（图 7）。在 SSP1-2.6 情景下，P_{wind} 急升频率的相对变化为 3.2%±13.2%，骤降频率为−0.5%±6.3%，均表现为中部上升，边缘小范围下降，整体变化趋势并不显著（P>0.05）；P_{solar} 急升频率的相对变化为−5.1%±13.8%，骤降频率为−3.0%±10.2%，均呈下降趋势，下降主要出现在东南部。SSP2-4.5 情景下，P_{wind} 急升频率增至 8.8%±17.3%，骤降频率增至 2.1%±6.8%，中部增幅持续扩大。P_{solar} 急升频率转为 1.9%±13.6%，骤降频率转为 3.0%±10.3%，均由降转升，西北部增加、东南部仍保持下降。SSP5-8.5 情景下，P_{wind} 急升频率进一步增至 23.6%±27.3%，骤降频率增至 8.9%±7.0%，中部增幅继续扩大，南部边缘仍相对稳定；P_{solar} 急升频率增至 12.7%±21.3%，骤降频率增至 3.6%±20.1%，西北部大范围增加，东南部仍呈下降趋势但降幅有所减缓。各情景的标准偏差随排放加剧逐步增大，空间异质性同步增强。整体上，急升与骤降事件频率的增加区域集中于高原中部和西北部，东南部则保持稳定或下降。

从各月变化来看，未来风光发电潜力的日际急升与骤降事件频率对 GHG 排放情景高度敏感，排放越高，频率增加越普遍、幅度越大，影响范围从不足半年扩展至全年多数月份（图 8）。在 SSP1-2.6 情景下，P_{wind} 急升事件在 10 个月上升，最大增幅 33.9%，仅 7 月显著下降（P<0.05），骤降事件在 8 个月上升，最大增幅 10.8%；P_{solar} 急升事件仅在 5 个月上升，最大增幅 23.8%，骤降事件在 5 个月上升，最大增幅 15.6%。SSP2-4.5 情景下，急升与骤降事件影响月份增多，但多数变化不显著。SSP5-8.5 情景下，P_{wind} 急升事件在全年 12 个月均上升，最大增幅 53.4%，其中 4 个月达显著水平（P<0.05），骤降事件在 9 个月上升，最大增幅 29.4%，其中 4 个月达显著水平（P<0.05）；P_{solar} 急升事件扩大至全年 12 个月均上升，最大增幅 52.4%，其中 3 个月达显著水平（P<0.05），骤



注：基于自然资源部标准地图服务网站审图号GS(2023)2767号标准地图制作，底图无修改

图5 未来不同排放情景下青藏高原极端发电事件的相对变化。A~C为P_{wind}极端高发电潜力日频率相对变化，D~F为P_{solar}极端高发电潜力日频率相对变化，G~I为P_{wind}极端低发电潜力日频率相对变化，J~L为P_{solar}极端低发电潜力日频率相对变化

Fig.5 Relative changes in extreme power generation events across the Qinghai-Xizang Plateau under different future emission scenarios. A-C indicate relative changes in the frequency of days with extremely high wind power generation potential P_{wind}. D-F indicate relative changes in the frequency of days with extremely high solar power generation potential P_{solar}. G-I indicate relative changes in the frequency of days with extremely low wind power generation potential P_{wind}. J-L indicate relative changes in the frequency of days with extremely low solar power generation potential P_{solar}

降事件在10个月上升，最大增幅72.3%，仅7月下降显著(P<0.05)。

3 讨论

3.1 风光耦合对单一能源开发风险的缓解效应

本研究的模拟结果表明，未来气候变暖背景下青藏高原单一可再生能源的供给能力将面临显著的气候约束。未来高原P_{wind}整体呈下降趋势，P_{solar}在中高排放情景下总体下降，仅东南部局地存在增加趋势，极端低发电潜力日数随排放加剧显著增加，风电日际波动性在高排放情景下增幅达8.6%。上述发现与全球尺度已有研究揭示的规律一致，Chen等[22]证实温室气体排放强度越高，风光资源的气候波动越剧烈；Liu等[26]进一步指出风光供需匹配度在中高排放情景下将显著恶化，然而，与此前针对青藏高原的年度供需评估结论相比，本研究发现尽管SSP2-4.5情景下年度光伏适配性可能略有提升[27]，但极端低发电潜力日数持续增加、日际急升骤降事件频发。这些被年度总量所平滑的波动性风险，是未来电力系统稳定运行面临的现实挑战[37]。

风电与光电对温室气体排放响应幅度的差异，根本上受各自气象驱动因子的变化幅度控制。高排放情景下风速普遍下降3.2%~5.0%，而辐射变化仅为−0.5%~+0.5%。温室气体增暖导致高原南北位势高度梯度减弱、西风急流动量下传减少，是风速下降的主要驱动因素[38-39]，历史风速观测亦证实了温室气体是风速衰减的主导因素[40]。相比之下，辐

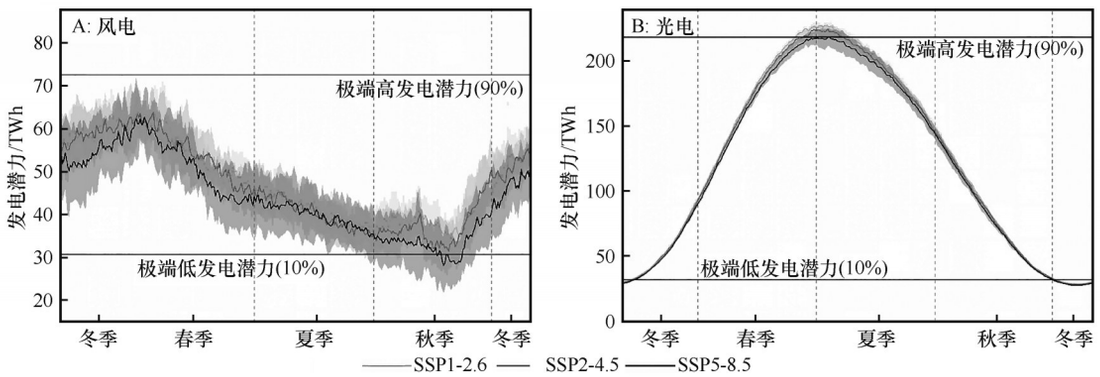


图6　未来不同排放情景下青藏高原光能和风能极端发电事件的季节演变趋势。实线表示多模型集合（NEX-GDDP-CMIP6）估计值的均值，阴影区域表示多模型集合估计值的标准差

Fig.6　Evolution trends of intra-annual extreme power generation events of wind and solar energy on the Qinghai-Xizang Plateau under different future emission scenarios. A indicates intra-annual evolution trend of extreme wind power generation events. B indicates intra-annual evolution trend of extreme photovoltaic power generation events. Solid lines represent the mean values estimated by the multi-model ensemble (NEX-GDDP-CMIP6), and shaded areas indicate the standard deviation of multi-model ensemble estimates

射受云量、气溶胶等多因子调控，变化幅度有限。因此，风速降幅远大于辐射变化，是风电脆弱性高于光电的直接原因。

为系统量化单一能源的气候脆弱性[41]，评估了不同排放情景下青藏高原风光能源的气候风险空间格局。在高排放情景下，单一风电和单一光电的高及极高风险区占比分别为75.1%和69.5%，而风光耦合后该比例降至4.7%（图9），表明风光协同开发可有效平抑单一能源的气候风险（图9）。这一结果进一步表明，忽略极端波动与多尺度方差的综合评估可能高估单一能源的开发效益[37]，风光耦合是缓释单一能源气候风险的有效途径[25,42]。

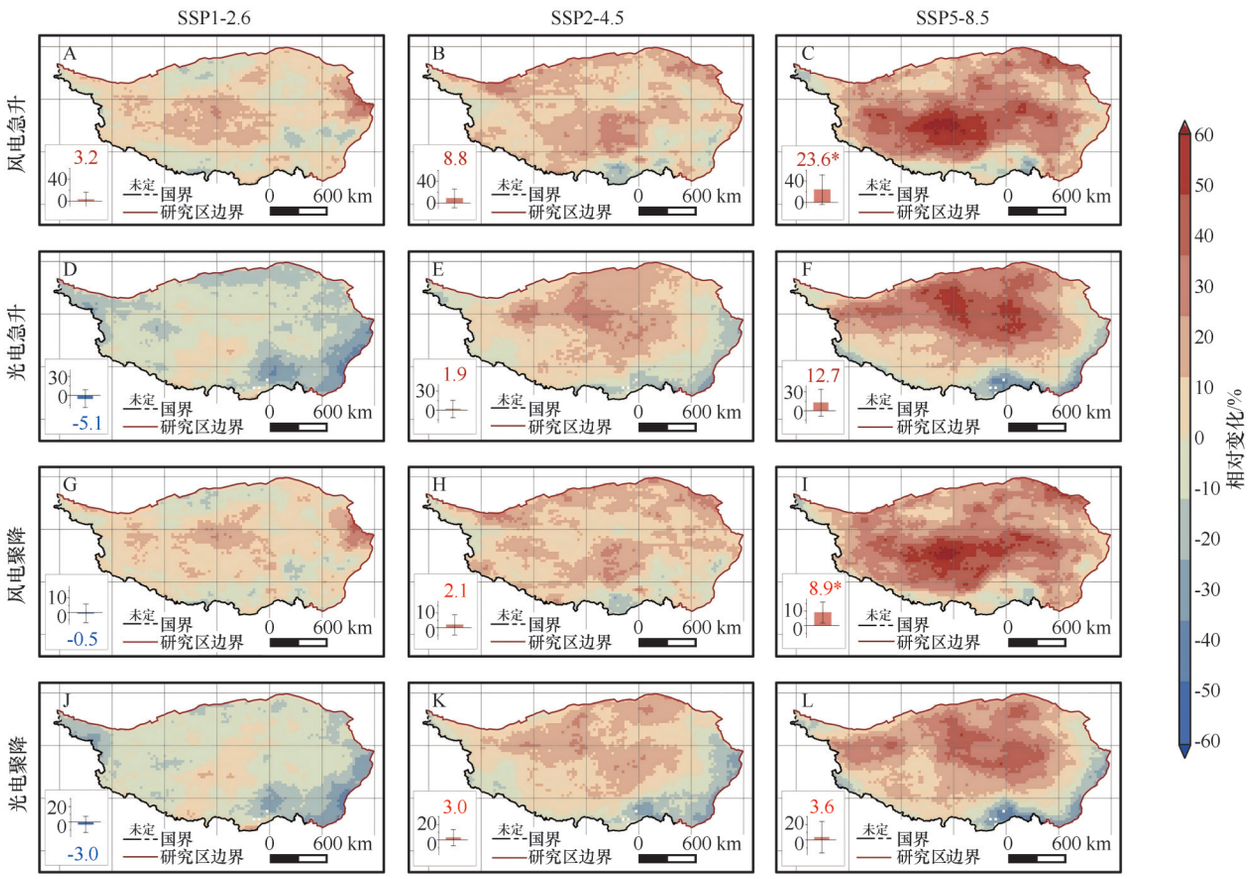
上述风险缓解效应源于风能与太阳能在时空尺度上的协同互补[23,43]。空间尺度上，高排放情景下风能发电潜力的剧烈衰减与极端低发电潜力高发区集中在高原中南部，而该区域光伏发电潜力响应相对平稳；光伏极端低发电潜力频率显著上升的区域主要位于高原西北部，而该地风能发电潜力反而具备较强韧性。时间尺度上，青藏高原的风光资源具有显著的年内与日际交替规律[44]。风光耦合系统通过时间维度的协同互补，可有效平抑单一能源的不稳定性[25,38,45]。

3.2　风电与光伏布局的选址优化

当前青藏高原的风机与光伏部署仍处于起步阶段[46]。基于遥感观测数据的识别结果显示，光伏与风机部署总面积依然较小，且在空间上高度集中于南部雅鲁藏布江中上游等局部区域[47-48]。然而，这些区域在未来气候变化背景下多处于中高风险区（图9），面临较高的年内波动与极端低发电潜力威胁。

青藏高原P_{solar}和P_{wind}整体呈西北高、东南低的空间分布，而人口与电力负荷却高度集中在东部和东南部边缘。面对资源与负荷的空间错位，未来风光基地选址需兼顾气候风险规避与负荷就近消纳。本研究进一步证实，光伏发电潜力与人口密度的空间重合度优于风电（图10），且光伏发电在东南部人口集中区的极端高发电潜力日始终保持增加趋势，急升与骤降事件频率在该区域呈稳定或下降态势，日际波动性增幅也较小。因此，从资源–负荷匹配与气候风险角度，未来青藏高原的清洁能源整体布局应以光电为主、风电为辅。

基于风光资源稳定性、气候风险与人口负荷匹配特征，高原东部人口集中区（人口密度>10 人·km^{-2}）在气候适配层面可作为后续多要素综合选址评估的重点参考区域。该区域即使在高GHG排放情景下，风光发电潜力变化不超过5%（图10）。极端低发电潜力事件频率增幅大部分保持在40%以下。此外，同一地理位置联合部署风电与光伏在平抑年内波动和匹配用电负荷方面具有互补优势[49-50]，该区域可优先考虑风光耦合模式，以增强电力系统的气候韧性。



注：基于自然资源部标准地图服务网站审图号GS(2023)2767号标准地图制作，底图无修改

图7 未来不同排放情景下青藏高原风能与太阳能光伏发电潜力日际急升与骤降事件的相对变化。A~C为P_{wind}急升事件频率相对变化，D~F为P_{solar}急升事件频率相对变化，G~I为P_{wind}骤降事件频率相对变化，J~L为P_{solar}骤降事件频率相对变化

Fig.7 Relative changes in sharp rise and sharp drop events of wind and solar photovoltaic power generation potential across the Qinghai-Xizang Plateau under different emission scenarios. A-C indicate relative changes in the frequency of sharp rise events for P_{wind}. D-F indicate relative changes in the frequency of sharp rise events for P_{solar}. G-I indicate relative changes in the frequency of sharp drop events for P_{wind}. J-L indicate relative changes in the frequency of sharp drop events for P_{solar}

针对高原内部自然与社会经济条件差异，本研究基于气候风险结果提出分区开发思路：南部河谷农牧带气候风险偏高[51]，不宜大规模集中开发，适合布局分布式风光与微型电网[52]；中西部腹地风光资源充足但本地负荷极低，且未来气候风险较高，在特高压输电与长时储能技术实现突破前，宜作为远期清洁能源储备区[53]。需要指出的是，上述建议主要基于气候风险与资源-人口匹配维度，最终选址仍需综合考虑地形坡度、生态保护红线、电网接入能力等现实约束条件。

3.3 局限性

本研究系统揭示了未来气候变化下青藏高原P_{wind}和P_{solar}的时空演变特征，极端发电事件及多尺度波动规律，并提出了风光耦合策略与选址优化建议，但仍存在一定局限性。

首先，本研究主要依赖NEX-GDDP-CMIP6全球气候模式的集合平均数据[29]。尽管多模式集合能有效降低单一模式的预估偏差，但青藏高原地形复杂，现有地球系统模型在刻画高海拔复杂地形下的微气候特征时仍存在固有不确定性[18]。此外，风场受局地地形影响显著，本研究采用幂律风廓线模型进行垂直外推[54]，在复杂地形区不可避免地存在一定不确定性。虽然针对风切变指数的敏感性分析表明，参数选择未改变核心结论，但部分复杂山区的绝对发电潜力评估仍可能存在偏差。

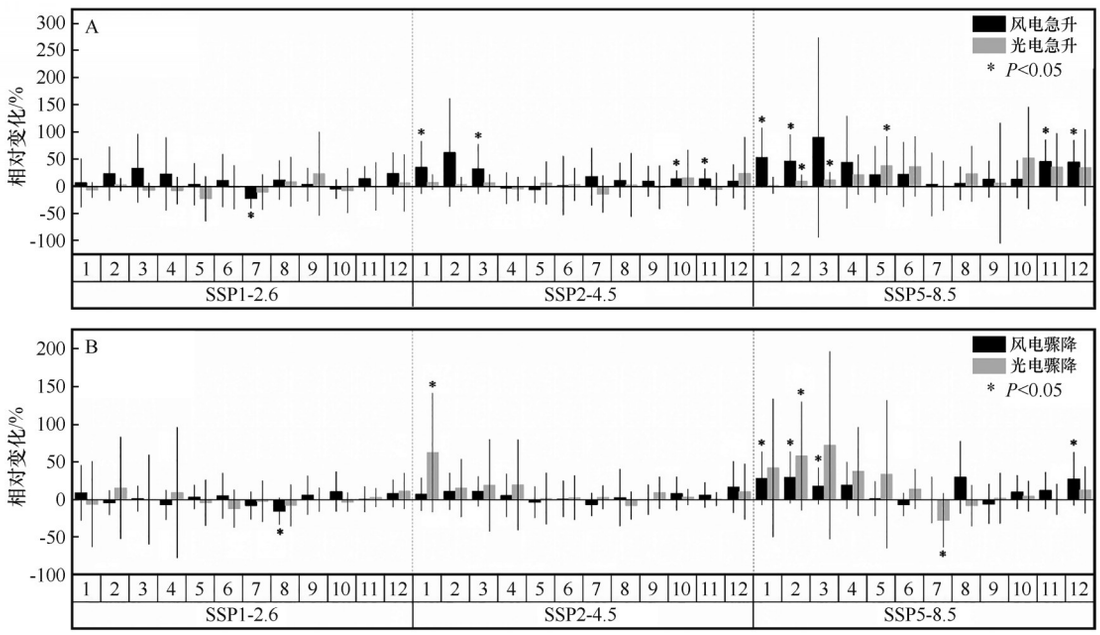
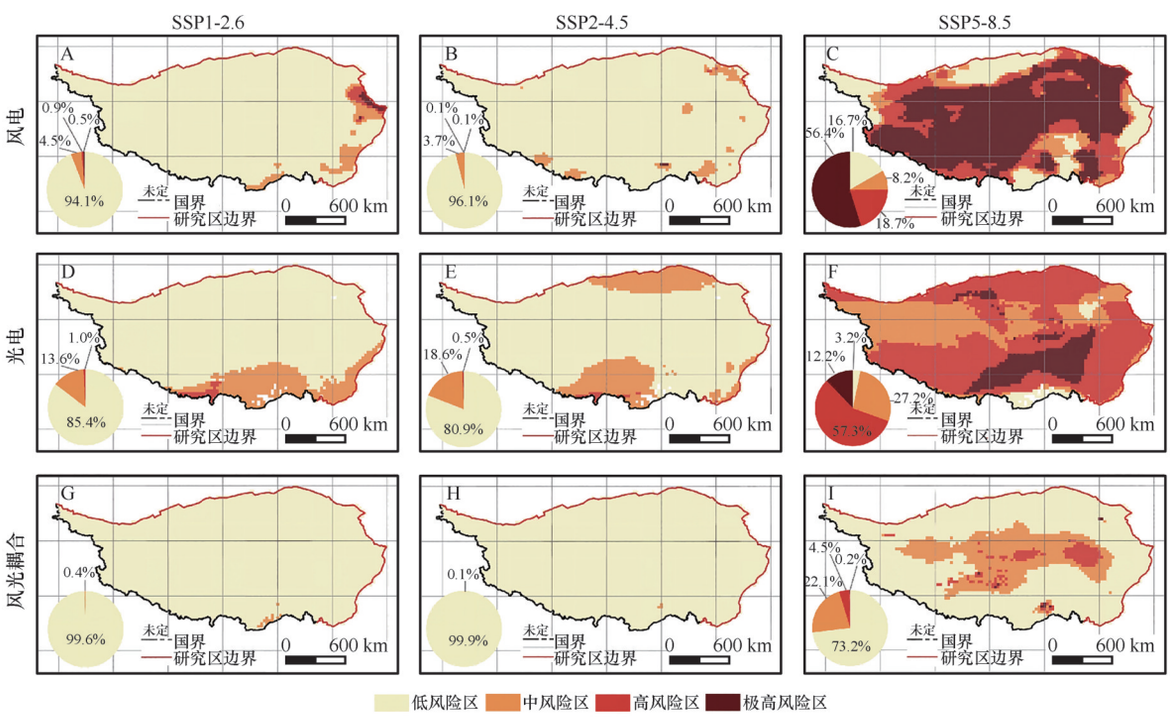


图 8　未来不同排放情景下青藏高原风能与太阳能光伏发电潜力日际急升与骤降事件频率的相对变化。误差棒表示基于多气候模式（NEX-GDDP-CMIP6）集合模拟结果的标准差，*表示与历史时期相比每个变量相对变化的统计显著性（P<0.05）

Fig.8　Relative changes in the day-to-day fluctuations of wind and solar power generation potential in the Qinghai-Xizang Plateau under different emission scenarios. Error bars represent the standard deviation in ensemble estimates based on climate forcings from different NEX-GDDP-CMIP6 models. Asterisks (*) indicate statistical significance of changes in each variable (P<0.05)



注：基于自然资源部标准地图服务网站审图号 GS（2023）2767 号标准地图制作，底图无修改

图 9　未来不同排放情景下青藏高原风能与太阳能以及风光耦合发电潜力的风险区划。A~C 为单一风电的风险区划，D~F 为单一光电的风险区划，G~I 为风光耦合发电的风险区划

Fig.9　Risk regionalization of wind power, solar power, and wind-solar coupled power generation potential across the Qinghai-Xizang Plateau under different GHG emission scenarios. A-C indicate risk regionalization of standalone wind power. D-F indicate risk regionalization of standalone solar photovoltaic power. G-I indicate risk regionalization of wind-solar coupled power generation

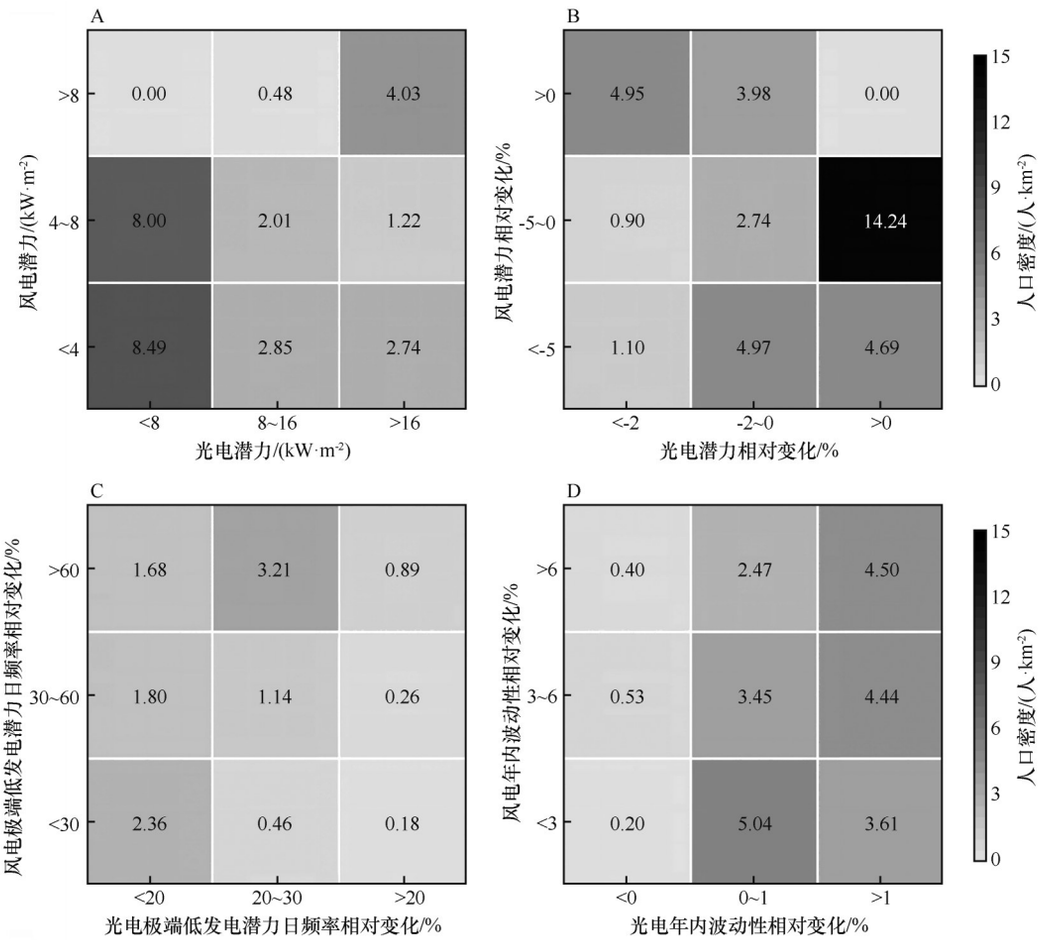


图 10 青藏高原人口密度与风光发电潜力及其变化特征的空间关联热图。A 为发电潜力，B 为发电潜力相对变化，C 为极端低发电潜力日频率相对变化，D 为年内波动性相对变化。

Fig.10 Spatial correlation heatmaps of population density and wind-solar power generation potential with its changing characteristics in the Qinghai-Xizang Plateau. A indicates power generation potential. B indicates relative change in power generation potential. C indicates relative change in the frequency of power-deficit days. D indicates relative change in intra-annual variability

其次，本研究侧重于气象强迫驱动下的理论发电潜力评估，尚未将极端天气事件对发电设备物理性能的直接损耗纳入模型。风机叶片覆冰、强降雪长期覆盖光伏板等现象在实际运行中会降低发电效率，但现有大尺度模型框架难以量化这些过程，可能导致部分高寒区域的气候风险被一定程度低估。

最后，现实工程约束条件进一步增加了开发的不确定性。青藏高原多年冻土退化[55]威胁风机基座和输电铁塔等基础设施的工程稳定性[56]。同时，自然保护区红线、地形坡度及电网拓扑结构等因素也会压缩风光耦合的部署空间[57]。上述因素与本研究聚焦的气候风险维度相互独立，在未来的精细化空间规划中需被综合纳入。

4 结论

青藏高原未来风光发电潜力对温室气体排放高度敏感，且风电的脆弱性大于光电。随着排放强度加剧，青藏高原风光发电潜力从低排放情景下的“风降光升”转为中高排放情景下的“风光齐降”，高排放情景下风电和光电降幅分别达 10.9% 和 2.8%。极端低发电潜力日频率持续上升、极端高发电潜力日频率下降，其中风电极端高发电潜力事件在所有情景下均未发生，光电极端高发电潜力日在高排放情景下降至零。

温室气体高排放将显著放大青藏高原风光发电潜力的年内波动性与日际突变频率。高排放情景下，风电年内波动性增幅达 8.6%，日际急升骤降

事件影响月份从不足半年扩展至全年多数月份，空间上变化集中于高原中部和西北部，东南部保持相对稳定。光电年内波动性和急升骤降频率的增幅总体小于风电，空间上变化表现为西北部增加、东南部下降。

构建风光互补体系、实施差异化空间布局，是应对气候风险的重要途径。风光耦合可大幅降低高及极高风险区占比。青藏高原东部人口集中区光伏发电潜力相对稳定，在气候适配层面更适合作为近负荷风光耦合基地的重点参考区域。南部边缘河谷区适合部署分布式风光系统，西部无人区虽资源富集但气候风险较高，宜作为远期储备区。上述建议主要基于气候风险与资源–人口匹配维度，实际选址仍需综合地形、生态、电网等现实约束条件。

参考文献：

[1] IEA.World Energy Outlook 2024[R].Paris,France:International Energy Agency,2024.

[2] Levin K,Rich D,Ross K,et al.Designing and communicating net-zero targets[EB/OL].2020.

[3] Calvin K,Dasgupta D,Krinner G,et al. Climate Change 2023:Synthesis Report[R].Geneva,Switzerland:IPCC,2023.

[4] 邹才能,熊波,薛华庆,等.新能源在碳中和中的地位与作用[J].石油勘探与开发,2021,48(2):411-420.

[5] 何建坤.碳达峰碳中和目标导向下能源和经济的低碳转型[J].环境经济研究,2021,6(1):1-9.

[6] 缴翼飞,林润.新能源发电装机规模或首超煤电[R].21世纪经济报道,2024.

[7] 中国可再生能源学会.中国可再生能源发展报告2024年度[R].2024.

[8] 国家能源局.2025年1-7月份全国电力工业统计数据[EB/OL].国家能源局,2025.https://www.nea.gov.cn/20250823/7e111f0a60ac44438346bd8332db345e/c.html.

[9] 国家能源局.国家能源局举行新闻发布会 介绍上半年可再生能源并网运行情况[EB/OL].国家能源局,2025.https://www.nea.gov.cn/20250731/36b5b3b74d344325bb67f38b8e943c18/c.html.

[10] 中国电力企业联合会.2025-2026年度全国电力供需形势分析预测报告[R].2026.

[11] Lei Y,Wang Z,Wang D,et al.Co-benefits of carbon neutrality in enhancing and stabilizing solar and wind energy[J].Nature Climate Change,2023,13(7):693-700.

[12] Zou H,Du H,Ren J,et al.Market dynamics,innovation,and transition in China's solar photovoltaic (PV) industry:a critical review[J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2017,69:197-206.

[13] Li J,Huang J.The expansion of China's solar energy:challenges and policy options[J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2020,132:110002.

[14] Liu L,Wang Z,Wang Y,et al.Optimizing wind/solar combinations at finer scales to mitigate renewable energy variability in China[J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2020,132(C):110151.

[15] Zhou X,Wang F,Fan J,et al.Performance of solar chimney power plant in Qinghai-Tibet Plateau[J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2010,14(8):2249-2255.

[16] Zhang Q,Yuan R,Singh V P,et al.Dynamic vulnerability of ecological systems to climate changes across the Qinghai-Tibet Plateau,China[J].Ecological Indicators,2022,134:108483.

[17] Zhang C,Qin D H,Zhai P M.Amplification of warming on the Tibetan Plateau[J].Advances in Climate Change Research,2023,14(4):493-501.

[18] Zhu Y Y,Yang S.Evaluation of CMIP6 for historical temperature and precipitation over the Tibetan Plateau and its comparison with CMIP5[J].Advances in Climate Change Research,2020,11(3):239-251.

[19] 陈发虎,汪亚峰,甄晓林,等.全球变化下的青藏高原环境影响及应对策略研究[J].中国藏学,2021(4):21-28.

[20] 孙乐,王迎新,孙建.青藏高原光伏电站建设的生态效应、评估体系及发展建议[J].西藏科技,2025,47(12):39-50.

[21] Zhuang M,Lu X,Peng W,et al.Opportunities for household energy on the Qinghai-Tibet Plateau in line with United Nations' sustainable development goals[J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2021,144(C):110982.

[22] Chen X,Mao H,Cheng N,et al.Climate change impacts on global photovoltaic variability[J].Applied Energy,2024,374:124087.

[23] 杨萍,王云强,孙慧,颜长珍.中国戈壁光伏新能源基地建设的途径及政策[J].中国沙漠,2026,46(3):154-162.

[24] 杨泽粟,张宇,张强,等.青藏高原蒸散年际变化及其对西风和季风环流的响应[J].地球物理学报,2022,65(8):2813-2827.

[25] Jiang H,Lu N,Yao L,et al.Impact of climate changes on the stability of solar energy:evidence from observations and reanalysis[J].Renewable Energy,2023,208:726-736.

[26] Liu L,He G,Wu M,et al.Climate change impacts on planned supply-demand match in global wind and solar energy systems[J].Nature Energy,2023,8(8):870-880.

[27] 木哈代思·艾日肯,刘来保,李双成.气候变化情景下青藏高原风能和太阳能系统的供需匹配[J].自然资源学报,2026,41(2):627-642.

[28] 田一聪,田明,刘劲松,等.青藏高原人口空间分布格局及其演变特征[J].科技促进发展,2022,18(5):620-628.

[29] Thrasher B,Maurer E P,McKellar C,et al.Technical note:bias correcting climate model simulated daily temperature extremes with quantile mapping[J].Hydrology and Earth System Sciences,2012,16(9):3309-3314.

[30] Friedl M,Damien S M.MODIS/Terra+Aqua land cover type

yearly L3 global 500m SIN Grid V061[DS/OL]. NASA Land Processes Distributed Active Archive Center, 2022.https://www.earthdata.nasa.gov/data/catalog/lpcloud-mod17a2hgf-061.

[31] Chen S, Lu X, Miao Y, et al. The potential of photovoltaics to power the belt and road initiative[J]. Joule, 2019, 3(8): 1895-1912.

[32] Reicosky D C, Winkelman L J, Baker J M, et al. Accuracy of hourly air temperatures calculated from daily minima and maxima[J]. Agricultural and Forest Meteorology, 1989, 46(3): 193-209.

[33] Collares-Pereira M, Rabl A. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values[J]. Solar Energy, 1979, 22(2): 155-164.

[34] Carta J A, Ramírez P, Velázquez S. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: case studies in the Canary Islands[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, 13(5): 933-955.

[35] Rinne E, Holttinen H, Kiviluoma J, et al. Effects of turbine technology and land use on wind power resource potential[J]. Nature Energy, 2018, 3(6): 494-500.

[36] Abolude A T, Zhou W. Assessment and performance evaluation of a wind turbine power output[J]. Energies, 2018, 11(8): 1992.

[37] Zeng B, Liu Y, Xu F, et al. Optimal demand response resource exploitation for efficient accommodation of renewable energy sources in multi-energy systems considering correlated uncertainties[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 288: 125666.

[38] Pryor S C, Barthelmie R J, Bukovsky M S, et al. Climate change impacts on wind power generation[J]. Nature Reviews Earth and Environment, 2020, 1(12): 627-643.

[39] Wu F, You Q, Pepin N, et al. Surface warming in summer over the Tibetan Plateau: local and atmospheric circulation processes[J]. Global and Planetary Change, 2025, 252: 104904.

[40] Zhu Z, Zhang P, Zhong X, et al. Contrasting responses of wind and solar energy potential to forestation-induced climate feedbacks[J]. Environmental Science & Technology, 2026, 60(6): 4718-4730.

[41] Perera A T D, Nik V M, Chen D, et al. Quantifying the impacts of climate change and extreme climate events on energy systems[J]. Nature Energy, 2020, 5(2): 150-159.

[42] Zheng D, Tong D, Davis S J, et al. Climate change impacts on the extreme power shortage events of wind-solar supply systems worldwide during 1980-2022[J]. Nature Communications, 2024, 15(1): 5225.

[43] Yao T, Thompson L, Yang W, et al. Different glacier status with atmospheric circulations in Tibetan Plateau and surroundings[J]. Nature Climate Change, 2012, 2(9): 663-667.

[44] Chen Z, Li W, Wang X, et al. Evaluating wind and solar complementarity in China: considering climate change and source-load matching dynamics[J]. Energy, 2024, 312: 133485.

[45] Ji L, Li J, Wang S, et al. Optimizing wind-solar synergies in China with spatiotemporal analysis and climate change impacts[J]. Journal of Cleaner Production, 2025, 532: 146924.

[46] Tang W, Xu S, Zhou X, et al. Meeting China's electricity demand with renewable energy over Tibetan Plateau[J]. Science Bulletin, 2023, 68(1): 39-42.

[47] Zeng X, Sun W, Jia M, et al. Global high-resolution mapping of photovoltaic power plants from 2019 to 2025 using unsupervised index-based multi-source data fusion method[J]. International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation, 2025, 145: 105005.

[48] Jung C, Schindler D. A global dataset of onshore wind turbines with site-specific historical (1989-2018) and future (2030-2059) wind resources across 89 countries[J]. Scientific Data, 2026, 13(1): 631.

[49] Ren G, Liu J, Wan J, et al. Investigating the complementarity characteristics of wind and solar power for load matching based on the typical load demand in China[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 13(2): 778-790.

[50] Hoicka C E, Rowlands I H. Solar and wind resource complementarity: advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada[J]. Renewable Energy, 2011, 36(1): 97-107.

[51] Rehbein J A, Watson J E M, Lane J L, et al. Renewable energy development threatens many globally important biodiversity areas[J]. Global Change Biology, 2020, 26(5): 3040-3051.

[52] Panteli M, Mancarella P. Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: impacts and possible mitigation strategies[J]. Electric Power Systems Research, 2015, 127: 259-270.

[53] Dowling J A, Rinaldi K Z, Ruggles T H, et al. Role of long-duration energy storage in variable renewable electricity systems[J]. Joule, 2020, 4(9): 1907-1928.

[54] Peterson E W, Hennessey J P. On the use of power laws for estimates of wind power potential[J]. Journal of Applied Meteorology and Climatology, 1978, 17(3): 390-394.

[55] Nelson F E. (Un)frozen in Time[J]. Science, 2003, 299(5613): 1673-1675.

[56] Hjort J, Karjalainen O, Aalto J, et al. Degrading permafrost puts Arctic infrastructure at risk by mid-century[J]. Nature Communications, 2018, 9(1): 5147.

[57] Zhou J, Ding Q, Zou Z, et al. Land suitability evaluation of large-scale photovoltaic plants using structural equation models[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2023, 198: 107179.

Spatiotemporal evolution and risk assessment of wind and solar power generation potential under future climate scenarios on the Qinghai-Xizang Plateau

Qiu Mengyu[a], Zhang Deshuai[a], Du Jianhui[ab]

(a. *School of Geography and Planning* / b. *Carbon-Water Research Station in Karst Regions of Northern Guangdong*, *Sun Yat-Sen University*, *Guangzhou* 510000, *China*)

Abstract: The Qinghai-Xizang Plateau is endowed with abundant wind and solar resources, serving as a critical strategic reserve base for clean energy in China. However, ongoing climate warming has significantly altered key meteorological factors over the plateau, including wind speed and solar radiation, thereby increasing the uncertainty of wind and solar energy exploitation. Furthermore, the prominent spatial mismatch between resource endowment and population distribution highlights the necessity of systematically evaluating future climatic risk patterns. Based on the multimodel ensemble dataset of NEX-GDDP-CMIP6, this study simulates the long-term future changes of wind power potential (P_{wind}) and solar power potential (P_{solar}) across the Qinghai-Xizang Plateau under three Shared Socioeconomic Pathways (SSPs). Multiple temporal characteristics are quantitatively assessed, including annual mean trends, intra-annual variability, extreme events, and day-to-day abrupt fluctuations in power potential. The results indicate that: (1) The wind and solar power generation potentials on the Qinghai-Xizang Plateau are highly sensitive to greenhouse gas emissions. Under the low-emission scenario, P_{wind} decreases by 4.2% while P_{solar} increases slightly; under the high-emission scenario, the declines reach 10.9% and 2.8%, respectively, showing greater vulnerability of wind power. (2) Higher emission scenarios lead to stronger intra-annual variability and more frequent day-to-day sharp rise and drop events. Under the high-emission scenario, the intra-annual variability of wind power increases by 8.6%, and the affected months of sharp rise and drop events expand from less than half a year to most months of the year. Extreme events exhibit pronounced seasonal differentiation, and extremely high wind power generation events do not occur under any scenario. (3) Joint wind-solar development can effectively mitigate the climate risks of single energy sources. Under the high-emission scenario, wind-solar coupling reduces the proportion of high and extremely high-risk areas from 75.1% and 69.5% for single energy sources to 4.7%.

Key words: Qinghai-Xizang Plateau; wind power potential; solar power potential; climate change; climatic risk