

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241217

计及分布式水风光发电时空相关性的多微网协同优化策略

刘浩¹, 王丹¹, 刘佳委¹, 谢学渊², 俞乾², 何桂雄³

(1. 天津大学智能电网教育部重点实验室, 天津 300072; 2. 国网湖南综合能源服务有限公司, 湖南 长沙 410000;
3. 中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘要: 分布式水电站启停速度快、运行灵活, 能够有效平抑风光出力波动, 提高新能源就地消纳率。然而水风光资源与本地负荷分布并不均衡, 不同台区微电网间协同优化是进一步提升新能源利用水平的重要方式。为此, 提出了计及分布式水风光发电时空相关性的多台区微电网日前-日内协同优化互补消纳策略。首先, 基于小时输出波动定量评估了水电和风光发电的时空相关性, 提出了互补率指标来衡量水电和风光出力的互补性。其次, 构建了考虑水风光互补率约束的日前多微电网协同优化模型, 基于分散协调优化方法确定日前微电网间功率交换计划。再次, 构建了日内互补消纳滚动修正模型, 降低了日前预测误差对模型结果的影响。最后, 通过算例分析验证了所提模型的有效性, 为促进新能源高效利用提供了重要技术支撑。

关键词: 水风光互补; 可再生能源; 分散协调优化; 多时间尺度; 多微网

Multi-microgrid collaborative optimization strategy considering spatiotemporal correlation of distributed hydro-wind-solar generation

LIU Hao¹, WANG Dan¹, LIU Jiawei¹, XIE Xueyuan², YU Qian², HE Guixiong³

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;
2. State Grid Hunan Comprehensive Energy Service Company Limited, Changsha 410000, China;
3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: Distributed hydropower plants, characterized by fast start-stop capability and flexible operation, can effectively smooth the output fluctuations of wind and solar power, thereby enhancing the local consumption of renewable energy. However, the spatial mismatch between water-wind-solar resources and local loads necessitates coordinated optimization among multiple microgrids in different regions to further improve renewable energy utilization. This paper proposes a day-ahead and intra-day coordinative optimization strategy for multi-microgrids, considering the spatiotemporal correlation of distributed water-wind-solar generation. First, the spatiotemporal correlation of hydro, wind, and solar outputs is quantitatively evaluated based on hourly fluctuations, and a complementarity index is introduced to measure the degree of output complementarity. Second, a day-ahead coordinated optimization model is established, incorporating constraints on hydro-wind-solar complementarity, and the day-ahead power exchange plan among microgrids is determined using a decentralized coordinated optimization method. Third, an intra-day rolling correction model is formulated to complementarily accommodate renewables in real time and mitigate the impact of day-ahead forecasting errors. Finally, case studies validate the effectiveness of the proposed model, providing important technical support for the efficient utilization of renewable energy.

This work is supported by the Science and Technology Project of the Headquarters of State Grid Corporation of China (No. 5400-202323225A-1-1-ZN).

Key words: hydro-wind-solar complementarity; renewable energy; decentralized coordination and optimization; multi-timescale; multi-microgrid

基金项目: 国家电网公司总部科技项目资助(5400-202323225A-1-1-ZN)

0 引言

充分利用和大力开发水、风、光等可再生资源是我国实现“双碳”目标的重要途径^[1-3]。随着分布式光伏、风电等清洁能源装机容量不断增长,其固有的间歇性、不确定性等人为不可控因素以及巨大的灵活性需求所带来的弃电以及功率倒送问题日益突出,对电力系统的安全稳定运行造成了不利影响^[4-7]。水风光等多种形式可再生能源协调互补,是破解可再生能源消纳难题的有效手段之一,其核心在于通过水力发电等灵活性电源平抑风、光等强不确定性新能源发电的间歇性,建立水风光发电出力叠加等值模型,从而提高电网供电质量和稳定性,提升新能源利用水平^[8-9]。

近年来,随着可持续发展理念的深化,农村水电站发展迅猛。然而,我国多数县域电网对分布式水电集群和分布式光伏、风电集群的调控手段尚不完善,电网运行中弃光、弃风问题突出,因而,实施水风光协同优化互补消纳是解决上述难题的重要途径。文献[10]以水风光发电系统最低运行成本为目标,提出了单一时间尺度下的水风光互补发电系统的协同调度策略。文献[11]将风电、光伏、抽水蓄能视为虚拟电池组,提出了考虑风光不确定性的协调调度策略。文献[12]提出了考虑水电机组振动区的水风光协同规划模型,通过风光协同规划、互补运行,有效平抑了新能源出力波动。以上研究大多聚焦于水风光互补特性,在单一时间尺度下对水风光发电系统进行协调优化。基于此,文献[13-16]进一步研究了水风光等资源在不同时间尺度下的互补特性,论证分析了多时间尺度分析方法在水风光发电系统互补协调优化方面的优势。但上述研究往往针对单一地域范围内的水风光发电资源进行分析,忽略了空间尺度上水风光资源的差异性。在县域电网的运营中,为降低功率传输损耗、减少运营成本,优先提倡分布式新能源的本地消纳^[17],但由于水风光发电资源与本地负荷分布并不均衡^[18-19],不同台区下新能源发电装机容量与当地负荷需求电量不匹配,仅局限于单个台区下的协调互济,并不能完全解决可再生能源消纳难题。而跨台区多微电网间水风光发电资源的协同互济^[20-21],可以有效平衡多台区下的源荷供需关系,避免新能源发电功率向更高等级电网的倒送,是当前县域电网进一步提升新能源利用水平、保证电网稳定运行的有效手段。

鉴于此,本文面向含水、风、光多种类型发电资源的互联互通微网群,提出一种计及分布式水风光发电时空相关性的多微网协同优化策略。在日前

协同优化阶段,考虑水风光出力相关性约束,以互补率指标来衡量水电和风光输出的互补性并在优化模型中加以约束,基于分散协调优化方法求解确定日内各台区微电网间功率交换计划;在日内互补消纳阶段,滚动修正各台区微网内水电站的出力计划,最终得到权衡资源互补性、供电经济性和可再生能源弃电最小化的多微网协同优化策略,并在日内滚动优化阶段尽可能消除日前预测误差对模型优化结果的影响,为县域电网高效利用水风光资源提供有力技术支持。

1 分布式水风光发电系统互补相关性

1.1 分布式水风光发电模型

1.1.1 水力发电模型

在县域电网管辖流域内,水电站多数呈现为日调节特性。因此,本文所研究的水电站为带有自建水库的水力发电系统,能够依据实际发电的用水需求,快速灵活地调整水库的水位与蓄水量。此外,水电站的输出功率还受上游入库径流量、水电站水头高度的影响,其数学模型如式(1)一式(5)所示。其中:式(1)、式(2)分别为水电站的发电功率与发电引流量、发电净水头关系曲线;式(3)、式(4)分别为水电站发电水位与库容关系曲线,水电站尾水位与发电引流量关系曲线;式(5)为水电站发电净水头与水位关系曲线。

$$P_t^{\text{HY}} = g\eta^{\text{HY}} W_t^{\text{HY}} H_t^{\text{HY}} = A^{\text{HY}} W_t^{\text{HY}} H_t^{\text{HY}} \quad (1)$$

$$V_t^{\text{HY}} = V_{t-1}^{\text{HY}} + 3600 \cdot (w_t^{\text{HY}} - W_t^{\text{LS}} - L_t^{\text{HY}}) \quad (2)$$

$$Z_t^{\text{beg}} = \mu_0 + \mu_1 V_t^{\text{HY}} + \mu_2 (V_t^{\text{HY}})^2 + \mu_3 (V_t^{\text{HY}})^3 \quad (3)$$

$$Z_t^{\text{end}} = \lambda_0 + \lambda_1 W_t^{\text{HY}} + \lambda_2 (W_t^{\text{HY}})^2 + \lambda_3 (W_t^{\text{HY}})^3 \quad (4)$$

$$H_t^{\text{HY}} = 0.5 \cdot (Z_t^{\text{beg}} + Z_{t-1}^{\text{beg}}) - Z_t^{\text{end}} - H^{\text{loss}} \quad (5)$$

式中: P_t^{HY} 为水电站的发电功率; g 为重力加速度,本文取 9.81m/s^2 ; η^{HY} 为水电机组的效率; W_t^{HY} 、 H_t^{HY} 分别为 t 时刻的发电引流量、发电净水头; A^{HY} 为水电站的出力系数,对于日调节特性的水电站,通常取值为 $6.5\sim 8.9$; V_t^{HY} 为 t 时刻水电站的发电净水头; w_t^{HY} 、 W_t^{LS} 、 L_t^{LS} 分别为 t 时刻水库蓄水量、上游自然来水流量、水库损失水流量; Z_t^{beg} 、 Z_t^{end} 分别为 t 时刻的发电初始水位、尾水位; μ_0 、 μ_1 、 μ_2 和 μ_3 为发电水位与水电站库容关系曲线拟合系数; λ_0 、 λ_1 、 λ_2 和 λ_3 为尾水位与发电流量关系曲线拟合系数; H^{loss} 为水电站的固定水头损失。

1.1.2 风力发电模型

风机的输出功率主要取决于风速和空气密度,

其输出电功率与风速关系表达式如式(6)所示。

$$P^{\text{WT}}(s,t) = \begin{cases} 0 & v(s,t) \leq V_c \\ 0.5C_p \rho \tau A_{\text{WT}} v(s,t)^3 & V_c < v(s,t) < V_r \\ P_r^{\text{WT}} & V_r \leq v(s,t) < V_f \\ 0 & v(s,t) \geq V_f \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P^{\text{WT}}(s,t)$ 表示在 s 季节 t 时刻的风机出力; $v(s,t)$ 为在 s 季节 t 时刻的风速; V_c 、 V_r 和 V_f 分别为切入风速、额定风速和切出风速; C_p 为风机性能参数; ρ 为空气密度; τ 为机械效率; A_{WT} 为风机叶片扫过面积在与风速垂直平面上的投影; P_r^{WT} 为风机额定功率。

1.1.3 光伏发电模型

光伏发电系统的输出功率和太阳能辐射强度、光伏发电系统受光面积、光伏转换效率成线性关系,其输出电功率与光照强度关系表达式如式(7)所示。

$$P^{\text{PV}}(s,t) = \begin{cases} P_r^{\text{PV}} \frac{g(s,t) \cdot B_g}{G_c} & g(s,t) \cdot B_g < G_c \\ P_r^{\text{PV}} & g(s,t) \cdot B_g \geq G_c \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P^{\text{PV}}(s,t)$ 表示 s 季节 t 时刻的光伏出力; P_r^{PV} 表示光伏的额定容量; G_c 表示额定光照强度; B_g 表示光照强度基准值; $g(s,t)$ 表示 s 季节 t 时刻的光照强度标么值。

1.2 分布式水风光发电时空相关性

1.2.1 分布式水风光发电时空相关性描述

时空相关性是指水、风、光等不同类型能源在时间、空间和时空上协调工作互补运行的能力^[22-23]。在时间尺度上,由于一天内风光发电的间歇性和波动性更加显著,短期时间尺度上风光资源的时空分布特性对电力系统的实时调度和优化运行更加重要^[24]。白天光伏出力显著,而夜间几乎为零;相反,风电机组具有反调峰特性,夜间输出较高,而白天相对较低。水电站则可以通过水库的库容灵活调节发电水流量,并根据风光出力结果灵活安排蓄水计划,尽可能地降低可再生能源弃电率。这种“水随风光动”的调度方式能够平抑风光与光伏发电的间歇性波动,最终实现水电、风电与光伏发电集群的互补运行,提升系统供电的稳定性与可靠性。在空间分布上,不同地区的水风光资源特性也存在差异^[25]。有些地区水资源丰富而风能较弱,有些地区则风能资源丰富而水资源相对匮乏。这种空间分布上的互补性为跨台区能源互补提供了可能,通过合理的能源布局和调配,可以实现能源的高效利用和系统的稳定运行。

1.2.2 分布式水风光发电互补性分析

分布式水风光资源时空相关性规律是水风光发电集群互补运行的前提。水电站水库的调蓄能力是分布式水风光发电构成的微电网互补运行的基础,合理计划一天内各时段水库水位及出库水流量是互补运行的关键,其核心在于利用水风光可再生能源在时间和空间上的互补特性,通过协同互补和优化调度,实现能源的高效利用和系统的稳定运行。

在时间尺度上,水风光资源的波动性和不确定性可以通过互补机理得到有效缓解。例如,在风光资源较为丰富的时段,水力发电可以蓄水降低发电水流量;反之,在风光资源匮乏时段,可以加大水电站出库流量来满足用电需求。在空间尺度上,水风光资源的空间分布差异也为互补机理提供了条件。通过跨台区水风光发电微电网系统的协调互济,可以将某台区微电网下过剩的可再生能源跨台区利用^[26]。

因此,本文研究的重点为根据水风光资源相关性规律及各地区资源条件和负荷需求,合理优化台区微电网内水电站的运行方式及台区微电网间功率交换计划,得到权衡资源互补性、供电经济性和可再生能源弃电最小化的多微网协同优化策略,最终实现分布式可再生能源在跨台区范围内的最大化利用。

1.2.3 分布式水风光发电互补率

为量化风-光联合发电和水电的时空相关性,本文基于小时输出波动定量评估了水电和风光发电的时空相关性,提出了互补率指标来衡量水电和风光出力的互补性,利用水电灵活可调节特性,平抑风-光发电的强波动性,有利于电网平稳运行^[27]。互补率表达式如式(8)所示。

$$r_t = 1 - \frac{|\Delta W_t^p + \Delta H_t|}{|\Delta W_t^p| + |\Delta H_t|} \quad (8)$$

式中: r_t 为 t 时刻水风光出力互补率指标; ΔW_t^p 为 t 时刻风-光联合发电的小时波动量; ΔH_t 为 t 时刻水电站出力的小时波动量。

图1展示了风-光联合发电与水电出力的6种情景。如果风-光联合发电在 t 至 $t-1$ 时段的出力波动 ΔW_t^p ($\Delta W_t^p = W_t^p - W_{t-1}^p$) 与水电在相同时段的出力波动 ΔH_t ($\Delta H_t = H_t - H_{t-1}$) 均为正(或负),则有 $|\Delta W_t^p + \Delta H_t| = |\Delta W_t^p| + |\Delta H_t|$, 即风-光发电和水电出力扩大了输出波动,即为“不互补情况”,如场景1和场景2所示。当两个输出波动值出现一正一负,且 $|\Delta W_t^p| \neq |\Delta H_t|$ 的情况时,则风-光发电和水电“部

分互补”，如场景3和场景4所示。而 $|\Delta W_t^P| = |\Delta H|$ 时，则风-光发电和水电“完全互补”，如场景5和场景6所示。由图1分析可知，互补率指标越高，

水风光出力叠加结果越平衡，越有利于系统的稳定运行，因此互补率指标不仅能够权衡水风光资源的相关性，还能够评价系统运行的稳定性。

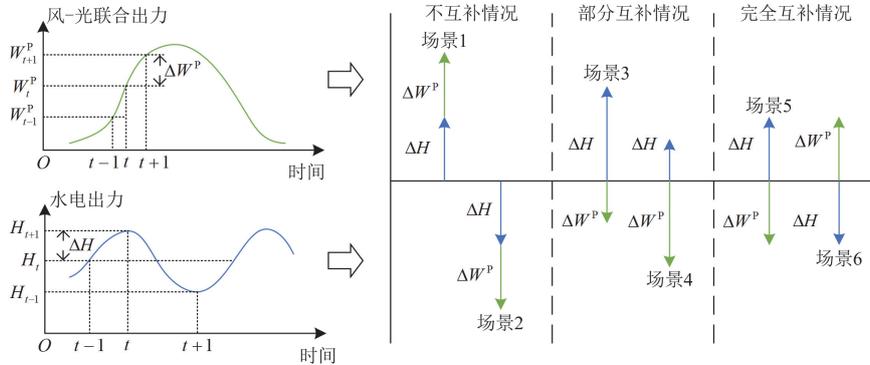


图1 风-光联合发电与分布式水电出力相关性示意

Fig. 1 Correlation diagram of wind-solar combined power generation and distributed hydropower output

2 计及时空相关性的日前-日内协同优化互补消纳模型

2.1 多时间尺度优化调度研究框架

为实现跨台区范围内分布式新能源的充分利

用，最大限度地减少因新能源出力预测误差导致的弃风、弃光问题，本文提出了一种基于日前-日内多时间尺度的跨台区水风光发电系统互补消纳协同优化策略，其总体分析框架如图2所示。

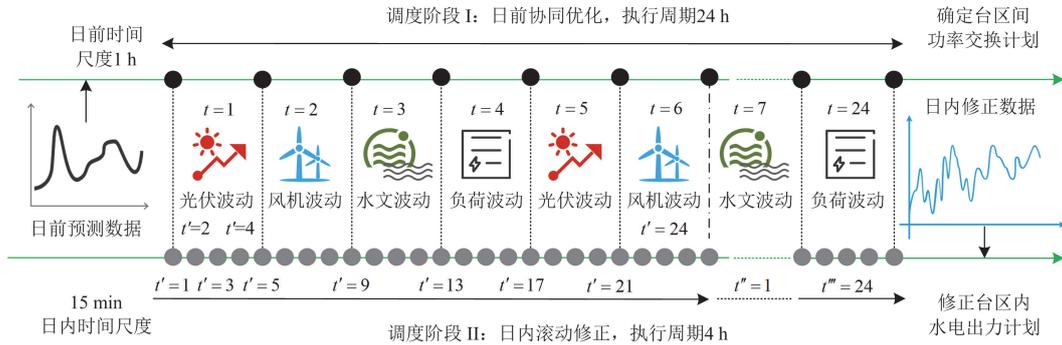


图2 多时间尺度优化策略研究框架

Fig. 2 Research framework of multi-time scale optimization strategy

具体而言，日前跨台区协同优化的调控周期为24 h，控制频率为1 h/次，基于各台区负荷功率、光伏风机出力及水库径流量等日前预测数据，合理制定台区间功率交换计划。日内互补消纳滚动修正的调控周期为4 h，控制频率为15 min/次，为保证日内调控策略的时效性，日内滚动修正模型以日前已制定的各台区间功率交换计划为基础，仅对各台区本地水电站出力计划及购电计划进行滚动修正。

2.2 日前多微网协同优化模型

2.2.1 目标函数

本节针对多台区互联的分布式水风光发电构成的微电网群，提出了一种基于水风光多资源互补的日前分散协调优化调度方法。该方法以充分利用分

布式风能、光伏等可再生能源为目标，通过台区微电网间的协调优化，最大化区域内可再生能源的消纳效率。在调度策略中，优先保证风能和光伏发电在各个台区微电网内的本地利用，以满足当地负荷需求，避免不必要的外输和资源浪费。当某一台区微电网无法完全消纳其风光资源时，未利用的可再生能源通过联络线优先传输至邻近的台区微电网，进行跨台区微电网的协同消纳。这种跨台区微电网的协调机制可以充分发挥不同区域之间资源分布和负荷需求的差异性，通过资源的动态调度和互济，实现可再生能源的高效利用。

因此，日前协同优化的目标函数为系统发电购电成本、弃水、弃风、弃光惩罚成本和台区间功率

交换附加成本之和最小, 通过优化台区间功率交换计划和台区内水电站出力计划, 降低运行总成本, 具体如式(9)所示。

$$\begin{cases} \min C_{\text{out}}^{\text{total}} = \min \left[\sum_{q=1}^Q (C_{\text{out},q}^{\text{HY}} + C_{\text{out},q}^{\text{buy}} + C_{\text{out},q}^{\text{pun}}) + \sum_{p=1}^P C_{\text{out},p}^{\text{int}} \right] \\ C_{\text{out},q}^{\text{HY}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{out}}} P_{\text{out},t}^{\text{HY}} \cdot H_{\text{HY}} \cdot \Delta t_{\text{out}} \\ C_{\text{out},q}^{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{out}}} P_{\text{out},t}^{\text{buy}} \cdot H_{\text{buy}} \cdot \Delta t_{\text{out}} \\ C_{\text{out},q}^{\text{pun}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{out}}} P_{\text{out},t}^{\text{pun}} \cdot H_{\text{pun}} \cdot \Delta t_{\text{out}} \\ C_{\text{out},p}^{\text{int}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{out}}} P_{\text{out},t}^{\text{int}} \cdot L_p \cdot H_{\text{int}} \cdot \Delta t_{\text{out}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $C_{\text{out}}^{\text{total}}$ 为多台区水风光发电日前优化运行总成本; $C_{\text{out},q}^{\text{HY}}$ 、 $C_{\text{out},q}^{\text{buy}}$ 、 $C_{\text{out},q}^{\text{pun}}$ 分别为第 q 个台区的小水电站发电成本、向上级电网的购电成本、可再生能源弃电成本; $C_{\text{out},p}^{\text{int}}$ 为第 p 条台区间联络线功率传输附加成本; $P_{\text{out},t}^{\text{HY}}$ 、 $P_{\text{out},t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{\text{out},t}^{\text{pun}}$ 分别为 t 时刻水电站出力、向上级电网购电的功率、可再生能源弃电功率; $P_{\text{out},t}^{\text{int}}$ 为第 p 条台区间联络线传输功率; H_{HY} 、 H_{buy} 、 H_{pun} 分别为小水电站发电单位电量价格、上级电网购电分时电价、可再生能源弃电单位电量价格; L_p 为第 p 个台区间联络线距离; H_{int} 为单位距离联络线功率传输损耗成本; Q 为台区数目; P 为台区之间的联络数目; T_{out} 为日前优化调度的时间周期; Δt_{out} 为日前优化调度的时间间隔, 取值为 1 h。

2.2.2 约束条件

日前协同优化模型的约束条件除了包含第 1 节所述的分布式水电站发电约束(式(1)~式(5))、风机、光伏发电约束(式(6)、式(7)), 还应包括如下约束。

1) 各台区内功率平衡约束

$$(P_{q,t}^{\text{PV}} + P_{q,t}^{\text{WT}} + P_{q,t}^{\text{HY}} + P_{q,t}^{\text{buy}} - P_{q,t}^{\text{pun}}) + \sum_{i=1}^I P_{qi,t}^{\text{int}} = P_{q,t}^{\text{F}} \quad (10)$$

式中: $P_{q,t}^{\text{PV}}$ 、 $P_{q,t}^{\text{WT}}$ 、 $P_{q,t}^{\text{HY}}$ 、 $P_{q,t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{q,t}^{\text{pun}}$ 分别为第 q 个台区 t 时刻光伏发电功率、风机发电功率、小水电站发电功率、上级电网购电功率以及可再生能源弃电功率; $P_{qi,t}^{\text{int}}$ 为 i 台区向 q 台区的交换功率; $P_{q,t}^{\text{F}}$ 为第 q 个台区 t 时刻的负荷需求功率; I 为与 q 台区相连台区的个数。

2) 水电站发电电量平衡约束

$$\sum_{t=1}^T P_{q,t}^{\text{HY}} \cdot \Delta t = C_q^{\text{zong}} \quad (11)$$

式中: C_q^{zong} 为第 q 台区调度期内水量约束下水电所发的总电量, 单位为 kWh; T 为一个时间周期内优化调度的次数; Δt 为优化调度操作的时间间隔。

3) 同流域水电站水力联系约束

$$W_{q,t}^{\text{HY}} \leq w_{q,t}^{\text{HY}} + w_{q-1,t}^{\text{HY}} - W_{q-1,t}^{\text{HY}} - L_{q-1,t}^{\text{HY}} \quad (12)$$

式中: $W_{q,t}^{\text{HY}}$ 为 t 时刻 q 水电站的发电引水流量; $w_{q,t}^{\text{HY}}$ 为 t 时刻 q 水电站上游自然来水流量; $L_{q-1,t}^{\text{HY}}$ 为 t 时刻 $q-1$ 水电站的发电损失水流量, $q-1$ 水电站是 q 水电站的上游水电站。

4) 分布式水电站库容、发电水位、尾水位、发电引流量及输出功率上下限约束

$$\begin{cases} V_{q,\min}^{\text{HY}} \leq V_{q,t}^{\text{HY}} \leq V_{q,\max}^{\text{HY}} \\ W_{q,\min}^{\text{HY}} \leq W_{q,t}^{\text{HY}} \leq W_{q,\max}^{\text{HY}} \\ Z_{q,\min}^{\text{beg}} \leq Z_{q,t}^{\text{beg}} \leq Z_{q,\max}^{\text{beg}} \\ Z_{q,\min}^{\text{end}} \leq Z_{q,t}^{\text{end}} \leq Z_{q,\max}^{\text{end}} \\ P_{q,\min}^{\text{HY}} \leq P_{q,t}^{\text{HY}} \leq P_{q,\max}^{\text{HY}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $V_{q,t}^{\text{HY}}$ 、 $Z_{q,t}^{\text{beg}}$ 、 $Z_{q,t}^{\text{end}}$ 分别是 t 时刻 q 水电站的库容、发电水位、尾水位; $V_{q,\max}^{\text{HY}}$ 、 $V_{q,\min}^{\text{HY}}$ 分别为 q 水电站水位上、下限; $W_{q,\max}^{\text{HY}}$ 、 $W_{q,\min}^{\text{HY}}$ 分别为 q 水电站发电引流量上、下限; $Z_{q,\max}^{\text{beg}}$ 、 $Z_{q,\min}^{\text{beg}}$ 分别为 q 水电站发电水位上、下限; $Z_{q,\max}^{\text{end}}$ 、 $Z_{q,\min}^{\text{end}}$ 分别为 q 水电站尾水位上、下限; $P_{q,\max}^{\text{HY}}$ 、 $P_{q,\min}^{\text{HY}}$ 分别为 q 水电站发电功率上、下限。

5) 相邻台区间联络线传输功率上下限约束

$$P_{q,p,t,\min}^{\text{JH}} \leq P_{q,p,t}^{\text{JH}} \leq P_{q,p,t,\max}^{\text{JH}} \quad (14)$$

式中: $P_{q,p,t}^{\text{JH}}$ 为 t 时刻 p 台区和 q 台区之间的交换功率; $P_{q,p,t,\max}^{\text{JH}}$ 、 $P_{q,p,t,\min}^{\text{JH}}$ 分别为第 q 台区和 p 台区之间联络线传输功率上、下限。

6) 水风光发电互补率约束

$$r_{\min} \leq r_t \leq 1 \quad (15)$$

式中: r_{\min} 为台区微电网内水风光发电互补率下限约束。互补率 r_t 的取值范围为 0~1, 0 表示输出波动不具有互补性, 1 则表示完全互补。为平抑风-光联合发电的出力波动性, 尽可能地提高水风光联合出力的平衡性, 提高系统整体运行的稳定性, 本文取互补率下限为 0.5^[25]。

2.3 日内互补消纳滚动修正模型

2.3.1 目标函数

日内滚动修正模型旨在通过精细化调整台区内

水电站的发电流量、库容蓄水量等，减少因可再生能源出力预测误差造成的弃光、弃风电量。由于台区间功率交换计划已由日前优化模型确定，因此目标函数中无须考虑台区微电网间功率交换附加成本。为近似折算水电机组频繁调节对其使用寿命等的不利影响，日内优化模型额外考虑了水电机组输出功率频繁调节惩罚成本，调整后表达式为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min C_{in}^{\text{total}} = \min \sum_{q=1}^Q (C_{in,q}^{\text{HY}} + C_{in,q}^{\text{buy}} + C_{in,q}^{\text{pun}} + C_{in,q}^{\text{add}}) \\ C_{in,q}^{\text{HY}} = \sum_{t=1}^{T_{in}} P_{in,t}^{\text{HY}} \cdot H_{\text{HY}} \cdot \Delta t_{in} \\ C_{in,q}^{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{T_{in}} P_{in,t}^{\text{buy}} \cdot H_{\text{buy}} \cdot \Delta t_{in} \\ C_{in,q}^{\text{pun}} = \sum_{t=1}^{T_{in}} P_{in,q,t}^{\text{pun}} \cdot H_{\text{pun}} \cdot \Delta t_{in} \\ C_{in,q}^{\text{add}} = \sum_{t=1}^{T_{in}} (H_{\text{add}} \cdot |P_{in,q,t}^{\text{HY}} - P_{out,q,t}^{\text{HY}}| \cdot \Delta t_{in}) \end{array} \right. \quad (16)$$

式中： C_{in}^{total} 为多台区微电网水风光发电日前优化运行总成本； $C_{in,q}^{\text{HY}}$ 、 $C_{in,q}^{\text{buy}}$ 、 $C_{in,q}^{\text{pun}}$ 、 $C_{in,q}^{\text{add}}$ 分别为日内优化模型中 q 台区的小水电站发电成本、向上级电网的购电成本、可再生能源弃电成本、水电机组功率频繁调节附加成本； $P_{in,t}^{\text{HY}}$ 、 $P_{in,t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{in,q,t}^{\text{pun}}$ 分别为 t 时刻水电站出力、向上级电网购电的功率、可再生能源弃电功率； H_{add} 为小水电站单位输出功率频繁调节附加成本； $P_{out,q,t}^{\text{HY}}$ 、 $P_{in,q,t}^{\text{HY}}$ 分别为 q 台区 t 时刻日前计划输出功率、日内实际输出功率； T_{in} 为日内优化调度的时间周期； Δt_{in} 为日内优化调度的时间间隔，取值为0.25 h。

2.3.2 约束条件

日内滚动修正模型以日前协同优化模型结果为基础，基于日内更小尺度的修正数据，实现分布式水风光发电系统更为精细化的互补消纳策略。因此，这一修正模型所遵循的约束条件与2.2.2节日前协同优化模型的约束条件一致，只需将式中自变量 t 的取值从日前每1 h一个时刻替换为日内每15 min一个时刻。特别地，日内滚动修正模型将一天的24 h细分为 m 个时段，每个时段持续 n 个小时。为了降低因分布式水电站蓄水量的频繁波动对其调节能力的影响，每个日内修正周期结束时，台区下水电站水库的蓄水量需严格与日前计划设定的蓄水量保持一致，从而确保整个水力发电系统调节能力的连贯性和高效性。因此，日内滚动修正优化模型增加分布式水电站水库蓄水量等式约束，如式(17)所示。

$$J_{i,\text{end}}^{\text{in}} = J_{i \times n}^{\text{out}} \quad i = 1, 2, \dots, m, n \times m = 24 \quad (17)$$

式中： $J_{i,\text{end}}^{\text{in}}$ 为日内第 i 个滚动修正周期结束后分布式水电站水库的蓄水量； $J_{i \times n}^{\text{out}}$ 为日前第 $i \times n$ 个时刻计划的水库蓄水量。

2.4 分散协调优化求解思路

本文所构建的跨台区微电网水风光发电系统协同优化互补消纳模型涉及多个台区微电网间的协同互济、台区内微电网的互补优化运行，传统集中式优化算法难以快速求解。分散式协调优化方法是解决该类型调度问题的有效方法，其核心思想是分解与协调。而目标级联分析法(analytical target cascading, ATC)^[28-29]是当前求解电力系统分散协调优化问题最常用的数学方法，相较于交替方向乘子法、割平面一致法等其他增广拉格朗日函数法，该方法具有更好的灵活性，且算法收敛性更强。

因此，本文基于ATC的核心理念，将跨台区分布式水风光发电系统等效为一个虚拟主系统，通过区域解耦将原始问题变为主问题和子问题。在问题分解方面，子问题将每个台区微电网作为独立的优化单元，负责根据本地水电、光伏、风电等分布式能源的发电能力和负荷需求，制定购电计划和可再生能源返送计划，旨在最大化本地新能源的消纳；主问题将跨台区微电网系统视为一个整体，通过虚拟协调控制器进行全局优化，负责协调各台区间的联络线交换功率，以促进跨台区新能源的充分消纳。在求解过程中，通过不断的信息交换和迭代优化来实现主问题与子问题的协调。每次迭代中，主问题根据子问题的输出结果更新联络线交换功率，子问题再根据新的联络线交换功率调整本地发电和购电策略，直至达到收敛条件，即优化结果稳定或达到预设的迭代次数。

具体而言，本文首先将多台区互联系统分解成各个相对独立又互相耦合的单个台区微电网，每个微电网内同时包含分布式水电集群、分布式光伏发电集群和风电发电集群。一方面，优化调度过程中优先考虑单个台区内水风光发电集群的时空相关性与互补特性，结合台区本地负荷用电特征，独立制定台区内水电站发电以及向上级电网购电策略，尽可能地实现新能源就地利用。另一方面，上级调控中心通过各台区反馈的购电计划以及可再生能源返送计划，优化协调台区间联络线的交换功率，进而在更大范围内消纳本地无法利用的新能源。

由此可见，各台区仅需与上级电网调控中心交换少量信息(上级电网购电计划和可再生能源倒送计划)，而不需要直接与其他台区交换信息，就能通

过上级电网调度中心下达台区间功率交换指令, 实现各台区间互补消纳、协同优化的目的。

2.5 求解流程

基于上述日前-日内多时间尺度优化模型与分散协调优化调度求解思路, 跨台区分布式水风光发电系统多时间尺度分散协同调度策略具体求解流程如图 3 所示, 主要包含以下两部分。

1) 日前协同优化模型主问题和子问题上下迭代求解。虚拟协调控制器通过不断获取日前优化模型子问题输出结果, 即各台区向上级电网购电功率和可再生能源发电返送功率, 更新日前优化模型主问题输出结果, 即各台区微电网间联络线的交换功率, 通过主问题与子问题间反复迭代, 最终输出以跨台区范围内可再生能源最大化消纳为优化目标的台区间功率交换计划。

2) 日内滚动修正模型子问题求解。由于日内滚动修正模型遵循日前优化模型所制定的台区间功率交换计划, 因此无须通过虚拟协调控制器更新主问题, 只须基于日内修正数据独立优化各台区下分布式水电站的出力计划。

3 算例分析与验证

3.1 算例介绍

本文选取由中国南方某流域 3 座水电站构成的分布式水风光发电系统(如图 4 所示), 分析验证所提模型的有效性, 算例系统中各台区内分布式光伏、风机发电功率日前预测数据和日内修正数据如图 5 所示。可以看出, 台区 1 和台区 2 的负荷主要以工业负荷为主, 整体用电量较高且具有较强的波动性; 相较之下, 台区 3 以民用负荷为主, 整体用电量较低且波动性较弱。3 个台区均表现出白天负荷需求较高、夜间负荷需求较低的共同特征。模型优化中

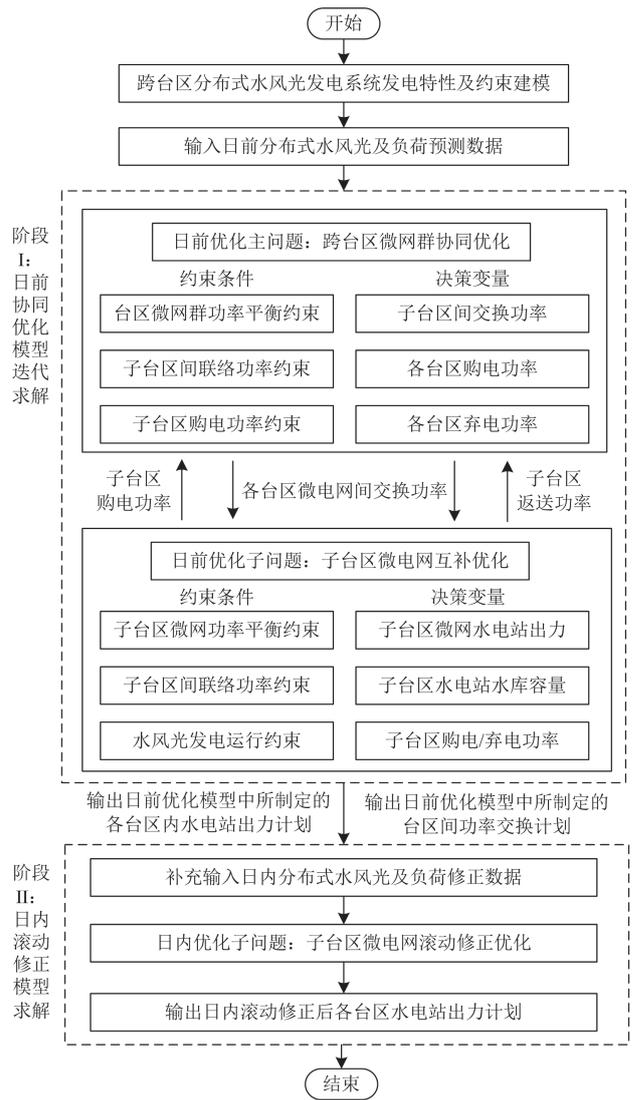


图 3 基于分散协调优化的多时间尺度求解流程

Fig. 3 Multi-time scale solution process based on decentralized coordination optimization

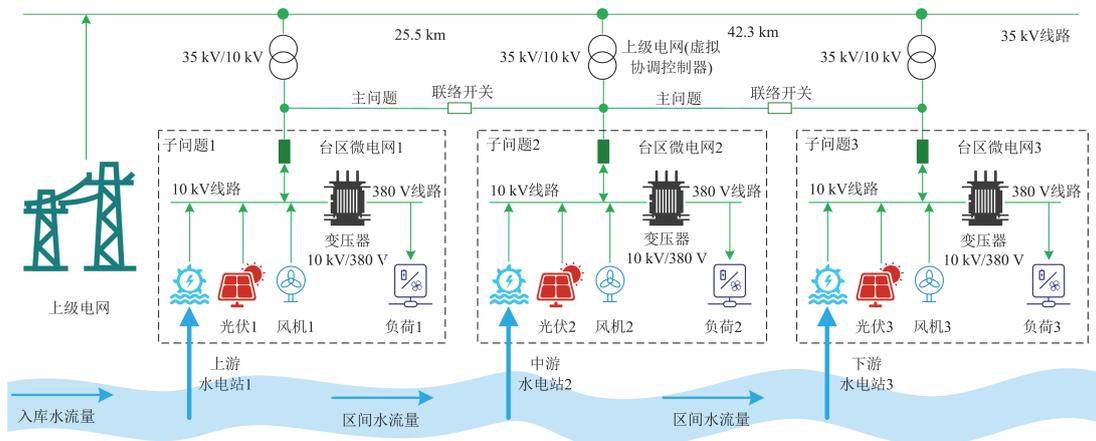
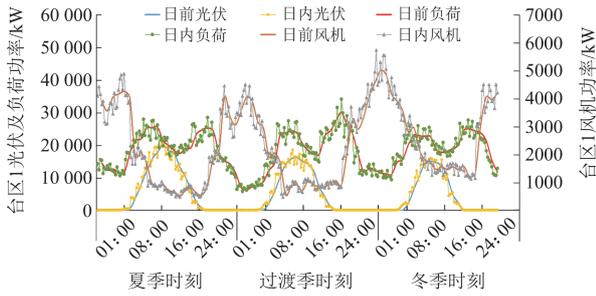
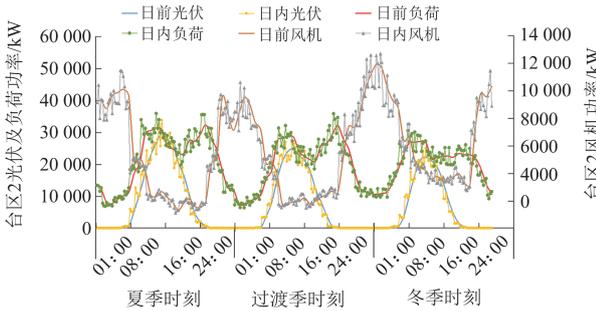


图 4 跨台区水风光发电系统算例示意图

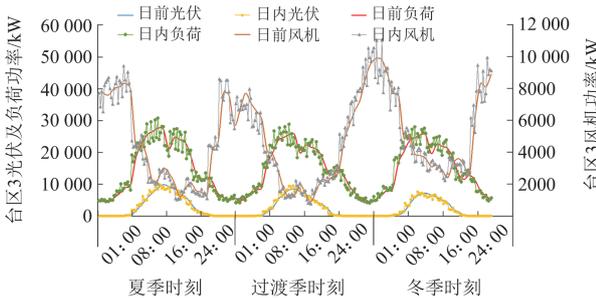
Fig. 4 Schematic diagram of cross-area hydro-wind-photovoltaic power generation system



(a) 台区1光伏、风机及负荷功率数据



(b) 台区2光伏、风机及负荷功率数据



(c) 台区3光伏、风机及负荷功率数据

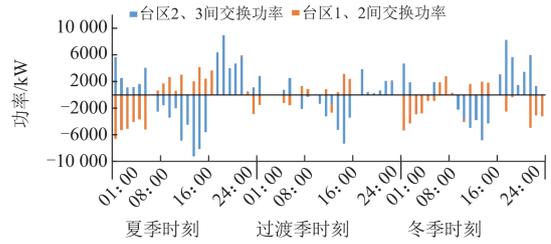
图5 3个台区微电网输入数据

Fig. 5 Three stations microgrid input data

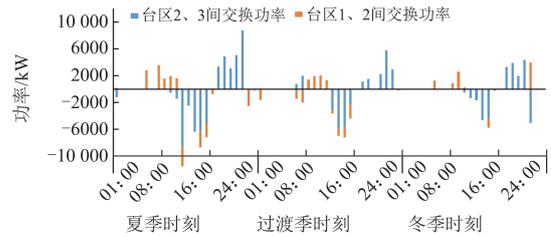
所使用的台区间联络线传输功率上下限参数、水电站发电参数等见附录 A 表 A1—表 A6 所示。

3.2 日前多微电网优化调度结果分析

基于上述分散协调优化思路，通过主问题和子问题反复更新迭代，最终得到跨台区水风光发电系统日前协同优化互补消纳策略。对主问题进行求解可得到各台区间功率协调互济计划，如图 6 所示。对子问题进行求解可得到 3 个台区内的分布式水电发电计划，如图 7—图 9 所示。此外，为对比分析本文考虑水风光时空相关性的优势，同时优化求解是否考虑时空相关性场景下的优化调度方案，将考虑风-光联合发电与水电出力相关性视为场景 1，不考虑风-光联合发电与水电出力相关性视为场景 2，两个场景下各台区优化结果对比如表 1 所示。



(a) 考虑相关性约束的台区功率交换情况



(b) 不考虑相关性约束的台区功率交换情况

图 6 日前优化方案中台区间功率交换情况

Fig. 6 Power exchange in the middle station area of the day-ahead optimization scheme

表 1 不同场景下优化方案对比

Table 1 Comparison of optimization schemes in different scenarios

					元
季节	场景类型	台区 1 成本	台区 2 成本	台区 3 成本	总成本
夏季	场景 1	217 553.7	216 259.2	229 219.6	663 032.5
	场景 2	192 195.3	195 917.9	180 404.6	568 517.8
过渡季	场景 1	237 127.5	227 562.2	216 394.4	681 084.1
	场景 2	187 607.3	196 442.7	165 363.2	549 413.2
冬季	场景 1	215 592.2	210 029.2	234 198.9	659 820.3
	场景 2	172 926.6	170 414.6	191 267.2	534 608.4

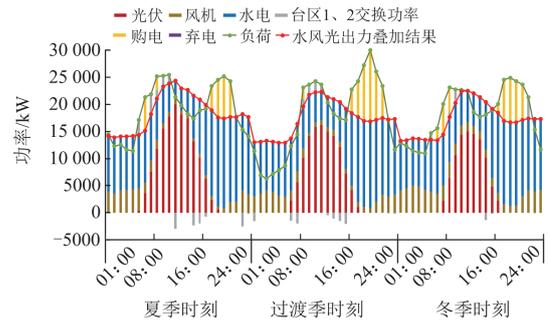
由表 1 分析可知，考虑风-光联合发电与水电出力相关性后，夏季、冬季、过渡季运行总成本平均提高了 16.62%、23.96%、23.42%，可见考虑风-光联合发电与水电出力相关性后，各台区的运行成本均增加，为深究不同场景下各台区的运行情况以及分布式能源出力对电网稳定性的影响，需要进一步分析台区间功率交换情况和各台区优化方案。

观察图 6，台区 2 和台区 1、3 之间存在频繁的功率交换，主要原因是 3 个台区内可再生能源发电容量与当地负荷情况并不均衡，仅在台区本地优化无法实现可再生能源就地消纳。以夏季为例进行分析，夜间 00:00—06:00 时段，台区 1 内风机装机容量较少且该时段内光伏不出力，此时台区 1 仅依靠水力和风机发电无法满足负荷用电需求，如若不考虑跨台区间协调互济，该时段只能以较高价格向

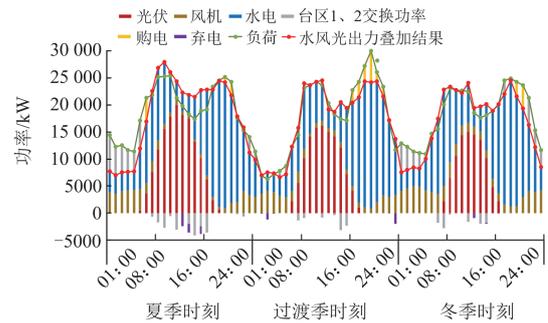
上级电网购电;而同时段内台区 2、3 的风机发电功率较高,足以满足当地负荷需求,进而可以通过台区间联络线将过剩清洁能源传递到台区 1 内进行跨台区消纳。由此可见,该优化调度策略降低了台区 1 的购电成本。通过对比图 6(a)、图 6(b),在考虑相关性约束的情况下,台区间交换功率减少,水电多余的出力将用于平抑风-光联合出力的波动性,尽可能维持所在台区电网的供电稳定性。

图 7 所示为是否考虑相关性约束的台区 1 内水风光发电集群的互补运行情况,通过对比图 7(a)、图 7(b)可以看出,考虑相关性约束后,台区 1 向上级电网购电量有所增加,风光资源就地利用率为 91.64%;而不考虑相关性约束时,风-光发电出力的波动性较大,会对上级电网造成较大冲击,因此该情况下风-光出力不具备向上级电网送电的条件,此时风光资源的就地利用率为 94.36%。虽然在不考虑相关性约束时风光资源利用率高,但考虑相关性约束后,水风光联合出力更加平稳,有利于负荷的平稳利用。对比“水风光出力叠加结果”可以看出,在负荷需求不高的时段,分布式水电机组多余出力用于平抑风-光联合出力的波动性,与此同时,在风-光联合出力的低谷期,水电机组也不会大发至满足负荷需求,反而选择向上级电网购电,牺牲了一定经济性,但使电网运行更平稳。台区 1 多数时段内过剩电量优先通过联络线与台区 2 进行交互,仅在极少的时段内与上级电网直接交互(向上级电网购电或向上级电网返送可再生能源出力),如夏季 13:00—14:00 时段内,台区 1 存在少量的返送现象,主要原因是该时段内光伏大发,即使水电机组以最小功率运行,水风光发电总功率也大于此时的负荷用电需求,且同时段内台区 2、3 负荷需求也不高,无法消纳台区 1 过剩的清洁能源;过渡季 16:00—21:00 时段,负荷需求功率较高,即使水电机组满发运行也无法支撑此时负荷用电需求,且同时段内台区 2 情况相似,因此该时段台区 1 只能向上级电网购入少量电量来满足供需平衡。

图 8 给出了是否考虑相关性约束的台区 2 内水风光发电集群的互补运行情况,由于台区 2 与台区 3 之间距离更近,功率传输损耗更小,因此当台区 2 无法消纳过剩电量且台区 1 和台区 3 都需要外购电量时,如夏季 19:00—21:00 时段,台区 2 将优先与台区 3 交换功率,当台区 3 达到供需平衡后,再与台区 1 进行功率交换。对比两种情景下的“水风光出力叠加结果”,考虑风-光联合出力与水电出力



(a) 考虑相关性约束的日前优化方案



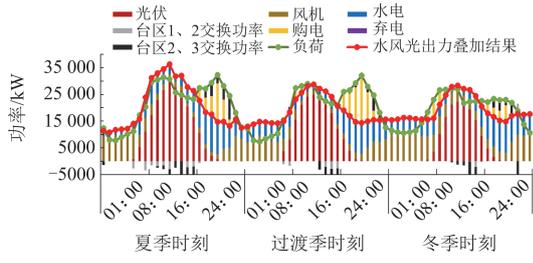
(b) 不考虑相关性约束的日前优化方案

图 7 台区 1 水风光发电系统日前优化方案

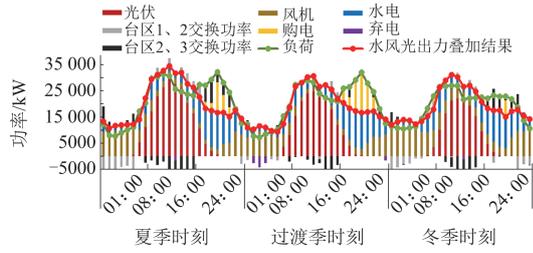
Fig. 7 Day-ahead optimization scheme for hydro-wind-photovoltaic power generation system in station area 1

相关性情况下,水风光联合出力稳定性有所提高,此时风光资源的就地利用率为 89.72%;不考虑相关性时,水风光联合出力波动较大,此时风光资源就地利用率为 94.17%。但由于台区 1、3 均和台区 2 交换功率,若台区 1、3 为了平稳运行都不使用交换功率而选择购电,则台区运行成本将极大增加,而夏季又是光伏大发的季节,台区自给能力强,优先使用台区内部电力,故平稳性较低。

图 9 给出了台区 3 内水风光发电集群的互补运行情况,观测该图可以发现,台区 3 本地的负荷需求相对较小,且风机和光伏的装机容量占比较大,因此台区 3 多数时段内都无法消纳过剩的可再生能源,需要频繁地与台区 2 进行功率交互,若可再生能源发电过剩时段与台区 1、2 重叠,则无法保证台区 3 可再生能源的完全利用,故该台区不考虑相关性约束下的风光资源利用率为 90.29%。通过对比图 9(a)、图 9(b)“水风光出力叠加结果”,不难看出,在考虑风-光联合出力与水电出力相关性情况下,水风光出力的稳定性显著提高。但同样,台区选择向上级电网购买更多电量,且此时台区内的风光资源就地利用率仅为 77.39%,牺牲了一定经济性和风光资源利用率来换取台区电网稳定运行。



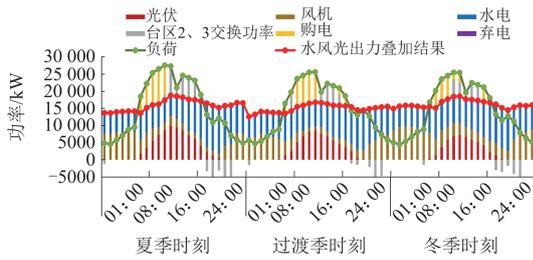
(a) 考虑相关性约束的日前优化方案



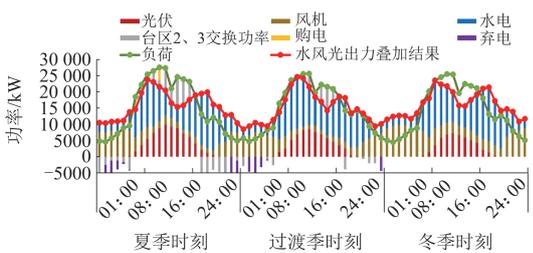
(b) 不考虑相关性约束的日前优化方案

图 8 台区 2 水风光发电系统日前优化方案

Fig. 8 Day-ahead optimization scheme for hydro-wind-photovoltaic power generation system in station area 2



(a) 考虑相关性约束的日前优化方案



(b) 不考虑相关性约束的日前优化方案

图 9 台区 3 水风光发电系统日前优化方案

Fig. 9 Day-ahead optimization scheme for hydro-wind-photovoltaic power generation system in station area 3

3.3 日内滚动修正结果分析

为减小分布式光伏、风机出力及负荷用电功率预测误差对模型结果的影响，基于日前已制定的台区间功率交换计划，考虑水电出力与风-光出力相关性，滚动修正各台区下水电站的出力计划，修正后 3 个台区水电站出力与日前制定的出力计划对比如

图 10—图 12 所示。

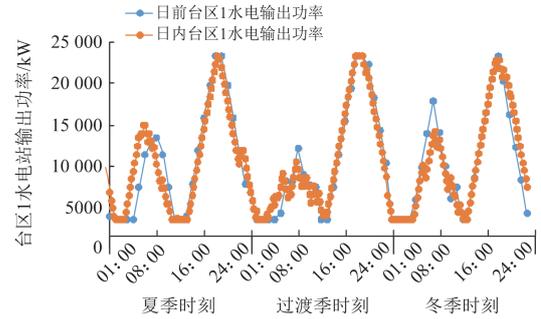


图 10 台区 1 水电站日前日内出力结果对比

Fig. 10 Comparison of day-ahead/intra-day output results of hydropower station in station area 1

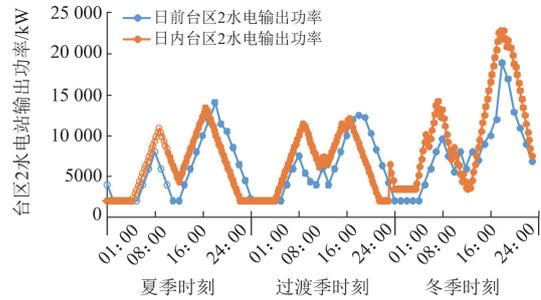


图 11 台区 2 水电站日前日内出力结果对比

Fig. 11 Comparison of day-ahead/intra-day output results of hydropower station in station area 2

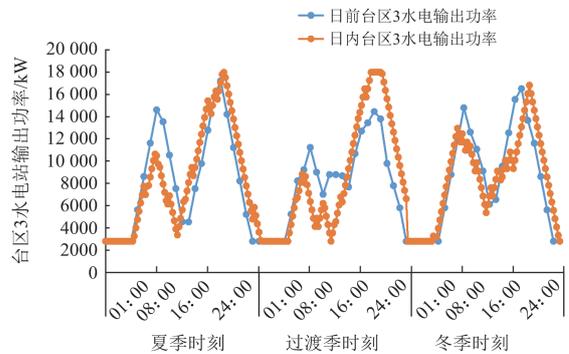


图 12 台区 3 水电站日前日内出力结果对比

Fig. 12 Comparison of day-ahead/intra-day output results of hydropower station in station area 3

由图 10 可以看出，台区 1 水电站日内滚动修正结果与日前出力计划相差较小，日内只需微调水电站的出力计划即可消除预测误差影响，重新达到供需平衡，此时台区内风光资源就地利用率为 91.77%。

由图 11 可以看出，与台区 1 相比，台区 2 水电站日内滚动修正结果与日前出力计划相差较大，主要原因是台区 2 同时与台区 1 和台区 3 存在互联

关系,其日前优化策略会同时受到台区 1、3 供需平衡的影响。而日内滚动修正模型只考虑单个台区下子问题的优化,因此当台区 2 负荷功率与光伏风机出力功率存在预测误差时,会伴随着台区 2 水电站出力的变化,且由于水电站出力受机组爬坡约束及日内发电量平衡约束的影响,故某时刻出力一定程度上会对后续时刻优化调度产生影响,如夏季台区 2 水电站功率从 08:00 开始修正波动,08:00—24:00 时段均会同步受到影响,冬季负荷波动更大,因此其功率在全天 24 个时段内都存在上下波动,此时台区内风光资源就地利用率为 90.14%。

观察图 12 发现,与冬季相比,台区 3 日内滚动修正结果在夏季和过渡季存在较大波动,由 3.2 节日前优化结果可知,该台区分布式新能源发电占比较大,尤其是在夏季和过渡季光伏风机发电总量更大,受新能源功率波动的影响更大,此时台区内风光资源就地利用率为 78.56%。

4 结论

本文深入研究了分布式水电站运行灵活性在水风光发电系统中的应用价值,通过与风光电站的协同优化互补运行,有效平抑了风光出力的波动,提高了水风光出力叠加结果的平稳性,具体工作总结如下:

1) 分析了分布式水风光发电集群在时间和空间上的互补特性,构建了水风光发电系统数学模型,揭示了计及时空相关性的分布式水风光发电集群互补机理,基于小时输出波动,定量评估了水电和风光发电的时空相关性,提出了互补率指标来衡量水电和风光出力的互补性,并作为约束指导优化策略的制定。

2) 提出了计及分布式水风光发电时空相关性的多台区微电网日前-日内协同优化互补消纳策略,基于目标级联分析法实现了日前协同优化模型的迭代求解,得到了以多微电网互联范围内可再生能源利用率最大化为优化目标的微电网间功率交换计划;进一步地,为消除日前预测误差对模型结果的影响,构建了日内互补消纳滚动修正模型,得到了以台区本地微电网范围内可再生能源利用率最大化为优化目标的分布式水电站出力计划。

3) 通过台区互联微电网算例验证了所提模型的有效性,基于水风光发电集群的互补消纳制定跨台区协同优化策略,牺牲一定经济性和风光资源利用率,但使得水风光联合出力更加平稳,有效提升了所在台区微电网的运行稳定性,为可再生能源的大规模并网和高效利用提供了有力的技术支持。

附录 A

表 A1 台区间功率传输上下限约束

Table A1 Constraint on upper and lower limits of power transmission between stations

台区线路	传输功率上限/kW	传输功率下限/kW
台区 1、2 之间线路	12 000	0
台区 2、3 之间线路	90 000	0

表 A2 水库水位上下限约束

Table A2 Constraints on upper and lower limits of reservoir water level

水电站编号	水位上限/m	水位下限/m
水电站 1	120	100
水电站 2	120	100
水电站 3	120	100

表 A3 水库库容上下限约束

Table A3 Constraints on upper and lower limits of reservoir capacity

水电站编号	库容上限/m ³	库容下限/m ³
水电站 1	16 180 000	1 740 000
水电站 2	9 800 000	1 000 000
水电站 3	13 000 000	1 400 000

表 A4 水电站出力上下限约束

Table A4 Constraints on the upper and lower limits of hydropower station output

水电站编号	出力上限/kW	出力下限/kW
水电站 1	23 400	3450
水电站 2	14 000	2000
水电站 3	18 000	2800

表 A5 水电站发电流量上下限约束

Table A5 Constraints on upper and lower limits of power generation flow of hydropower station

水电站编号	发电流量上限/(m ³ /s)	发电流量下限/(m ³ /s)
水电站 1	252	50
水电站 2	160	35
水电站 3	200	40

表 A6 购电、发电以及惩罚成本

Table A6 Purchase, generation and punishment costs

项目	单价
上级电网购电	0.48 元/kWh (22:00—次日 07:00) 0.63 元/kWh (07:00—22:00)
光伏发电	0.3 元/kWh
风力发电	0.2 元/kWh
水电站发电	0.5 元/kWh
弃电惩罚成本	1.0 元/kWh
台区 1、2 交换功率惩罚	0.1 元/kWh
台区 2、3 交换功率惩罚	0.2 元/kWh

参考文献

- [1] 崔勇, 韩一春, 郑谦, 等. 多能联盟低碳运营决策方法研究框架与展望[J]. 电测与仪表, 2024, 61(3): 10-19.
CUI Yong, HAN Yichun, ZHENG Qian, et al. Research framework and prospect of multi-energy alliance low-carbon operation decision-making method[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(3): 10-19.
- [2] 崔茗莉, 冯天天, 刘利利. 双碳目标下区块链与可再生能源的融合发展研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(2): 17-24.
CUI Mingli, FENG Tiantian, LIU Lili. Integration and development of blockchain and renewable energy under double carbon target[J]. Smart Power, 2024, 52(2): 17-24.
- [3] 曹韵, 韩松, 荣娜, 等. 基于 GCTMSA 的梯级水火风光蓄储联合调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 108-116.
CAO Yun, HAN Song, RONG Na, et al. Dispatch of a cascade hydro-thermal-wind-photovoltaic-storage complementary system based on GCTMSA[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 108-116.
- [4] FU Xueqian, WU Xianping, ZHANG Chunyu, et al. Planning of distributed renewable energy systems under uncertainty based on statistical machine learning[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(4): 1-27.
- [5] 李豪, 马刚, 李天宇, 等. 基于时空相关性的短期光伏出力预测混合模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2024, 36(5): 121-129.
LI Hao, MA Gang, LI Tianyu, et al. Hybrid model for short-term photovoltaic output prediction based on spatiotemporal correlation[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2024, 36(5): 121-129.
- [6] MA Tengfei, PEI Wei, YANG Yanhong, et al. A coordinated operation method of wind-PV- hydrogenstorage multi-agent energy system[J]. Global Energy Interconnection, 2024, 7(4): 446-461.
- [7] 赵宇, 李谦, 张云晓, 等. 含分布式能源配电网中考虑供电可靠性的混合储能优化配置[J]. 智慧电力, 2024, 52(8): 25-32, 49.
ZHAO Yu, LI Qian, ZHANG Yunxiao, et al. Optimal configuration of hybrid energy storage considering power supply reliability in distribution network with distributed energy[J]. Smart Power, 2024, 52(8): 25-32, 49.
- [8] 申建建, 王月, 程春田, 等. 水风光多能互补发电调度问题研究现状及展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(11): 3871-3885.
SHEN Jianjian, WANG Yue, CHENG Chuntian, et al. Research status and prospect of generation scheduling for hydropower-wind-solar energy complementary system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(11): 3871-3885.
- [9] 刘泽洪, 周原冰, 李隽, 等. 西南跨流域水风光协同开发研究[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(3): 225-237.
LIU Zehong, ZHOU Yuanbing, LI Jun, et al. Trans-basin complementary planning of hydro-wind-photovoltaic systems in southwest China[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(3): 225-237.
- [10] 陈丽媛, 陈俊文, 李知艺, 等. “风光水”互补发电系统的调度策略[J]. 电力建设, 2013, 34(12): 1-6.
CHEN Liyuan, CHEN Junwen, LI Zhiyi, et al. Scheduling strategy of wind-photovoltaic-hydro hybrid generation system[J]. Electric Power Construction, 2013, 34(12): 1-6.
- [11] 李守东. 大规模储能与高渗透率新能源的协调调度策略研究[D]. 兰州: 兰州交通大学, 2019.
LI Shoudong. Research on coordinated scheduling strategy of large-scale energy storage and high permeability new energy[D]. Lanzhou: Lanzhou Jiaotong University, 2019.
- [12] 燕志宇, 宋福龙, 梁才浩, 等. 考虑水电机组振动区的水风光协同规划模型[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(3): 243-255.
YAN Zhiyu, SONG Fulong, LIANG Caihao, et al. Complementary planning of hydro-wind-photovoltaic systems considering hydropower unit vibration zones[J]. Global Energy Interconnection, 2024, 7(3): 243-255.
- [13] ZHANG Mingyue, HAN Yang, LIU Yuxiang, et al. Multi-timescale modeling and dynamic stability analysis for sustainable microgrids: state-of-the-art and perspectives[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(3): 1-35.
- [14] 周佳, 陶湘明. 多时间尺度耦合的水风光一体化互补运行研究[J]. 四川水力发电, 2022, 41(6): 1-5.
ZHOU Jia, TAO Xiangming. Study on coupling multi-time scales complementary operation of hydro-wind-PV integration[J]. Sichuan Hydropower, 2022, 41(6): 1-5.
- [15] 黄显峰, 格桑央拉, 吴志远, 等. 水光互补能源基地的多时间尺度优化调度[J]. 水力发电, 2022, 48(1): 106-111.
HUANG Xianfeng, KELSANG Yarha, WU Zhiyuan, et al. Multi-time scale optimization scheduling of hydro-photovoltaic complementary energy base[J]. Water Power, 2022, 48(1): 106-111.
- [16] 朱天生, 李大成, 庞锋, 等. 考虑源荷协同的水风光一体化多时间尺度优化调度研究[J]. 水电与抽水蓄能, 2024, 10(2): 78-85.
ZHU Tiansheng, LI Dacheng, PANG Feng, et al. Study on optimal scheduling of hydro-wind-solar at multiple time scales considering source-load cooperation[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2024, 10(2): 78-85.
- [17] OREE V, HASSENS Z S. A composite metric for assessing flexibility available in conventional generators

- of power systems[J]. *Applied Energy*, 2016, 177: 683-691.
- [18] TAN Qiaofeng, ZHANG Ziyi, WEN Xin, et al. Risk control of hydropower-photovoltaic multi-energy complementary scheduling based on energy storage allocation[J]. *Applied Energy*, 2024, 358: 122-136.
- [19] 彭煜民, 王雪林, 刘德旭, 等. 考虑混蓄与纯蓄配置方式的水风光蓄互补系统调度运行对比研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(10): 179-187.
- PENG Yumin, WANG Xuelin, LIU Dexu, et al. Comparative research on the dispatching operation of a hydro-wind-solar-storage complementary system considering configurations with hybrid and pure pumped-storage hydropower plants[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(10): 179-187.
- [20] 任建文, 许英强. 考虑风电不确定性的互联电力系统分散协调调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(16): 41-47.
- REN Jianwen, XU Yingqiang. Decentralized coordinated scheduling model of interconnected power systems considering wind power uncertainty[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(16): 41-47.
- [21] 罗治强, 姚寅, 董时萌, 等. 基于图论网络流算法的新能源跨区域交易路径输电定价策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(23): 130-136.
- LUO Zhiqiang, YAO Yin, DONG Shimeng, et al. Transmission cost allocation strategy of a renewable energy cross-regional transaction path based on a graph theory network flow algorithm[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(23): 130-136.
- [22] 赵永宁, 李卓, 叶林, 等. 基于时空相关性的风电功率超短期自适应预测方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(6): 94-105.
- ZHAO Yongning, LI Zhuo, YE Lin, et al. A very short-term adaptive wind power forecasting method based on spatio-temporal correlation[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(6): 94-105.
- [23] 韩晓言, 丁理杰, 陈刚, 等. 梯级水光蓄互补联合发电关键技术 与研究展望[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(13): 2711-2722.
- HAN Xiaoyan, DING Lijie, CHEN Gang, et al. Key technologies and research prospects for cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage hybrid power generation system[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(13): 2711-2722.
- [24] 谢航, 朱燕梅, 马光文, 等. 水风光混合能源短期互补协调调度策略研究[J]. *水力发电*, 2021, 47(9): 100-105, 137.
- XIE Hang, ZHU Yanmei, MA Guangwen, et al. Research on short-term complementary coordinated dispatch strategy for hydro-wind-PV hybrid energy[J]. *Hydroelectric Power*, 2021, 47(9): 100-105, 137.
- [25] WANG Fengjuan, XU Jiuping, WANG Qingchun, et al. Complementary operation based sizing and scheduling strategy for hybrid hydro-PV-wind generation systems connected to long-distance transmission lines[J]. *Applied Energy*, 2024, 364: 82-97.
- [26] 周琳, 付学谦, 刘硕, 等. 促进新能源消纳的综合能源系统日前市场出清优化[J]. *中国电力*, 2019, 52(11): 9-18.
- ZHOU Lin, FU Xueqian, LIU Shuo, et al. Day-ahead market clearing model of integrated energy system for promoting renewable energy consumption[J]. *Electric Power*, 2019, 52(11): 9-18.
- [27] JURASZ J, CANALES F A, KIES A. A review on the complementarity of renewable energy sources: concept, metrics, application and future research directions[J]. *Solar Energy*, 2020, 195: 703-724.
- [28] 周明, 翟俊义, 任建文, 等. 含风电并网的直流互联电网分散协调调度方法[J]. *电网技术*, 2017, 41(5): 1428-1434.
- ZHOU Ming, ZHAI Junyi, REN Jianwen, et al. A decentralized coordinated dispatch approach for interconnected power grid with wind power via HVDC tie-line[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(5): 1428-1434.
- [29] 马成元, 陈皓勇, 肖东亮. 考虑碳约束的新型电力系统跨区域优化调度研究[J]. *智慧电力*, 2024, 52(6): 38-45.
- MA Chengyuan, CHEN Haoyong, XIAO Dongliang. Cross-region optimal dispatch of new power system considering carbon constraints[J]. *Smart Power*, 2024, 52(6): 38-45.

收稿日期: 2024-09-08; 修回日期: 2024-12-24

作者简介:

刘浩(2000—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化运行; E-mail: liuhao6@tju.edu.cn

王丹(1981—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 主要研究方向为综合能源系统与智能配用电系统。E-mail: wangdantjuee@tju.edu.cn

(编辑 周金梅)