

引用格式: 付宇, 庞学跃, 刘为雄, 等. 多时间尺度下电氢耦合系统的实时运行调度优化 [J]. 南方能源建设, 2025, 12(3): 78-89. FU Yu, PANG Xueyue, LIU Weixiong, et al. Real-time operation scheduling optimization of electric-hydrogen coupling system under multiple time scales [J]. Southern energy construction, 2025, 12(3): 78-89. DOI: 10.16516/j.ceec.2025-092.

多时间尺度下电氢耦合系统的实时运行调度优化

付宇^{1,2,✉}, 庞学跃², 刘为雄², 李志铿²

(1. 天津大学 电气自动化与信息工程学院, 天津 300072;

2. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东 广州 510663)

摘要: [目的] 在新型电力系统快速发展形势下, 电氢耦合系统逐渐呈现多时间尺度、多重不确定性、高维多层次、非线性等特征, 对运行调度决策提出了更高的要求。因此如何在应对可再生能源出力扰动、负荷变化、设备动态特性等情况的同时, 保证系统的优化调度结果质量至关重要。[方法] 开展多时间尺度下电氢耦合系统的实时运行调度优化, 通过建立基于模型预测控制的日前-日内优化决策模型, 结合设备运行特性与电网交互约束限制, 形成日前计划、日内滚动调整的多时间尺度调度优化框架, 提供多时间尺度下的闭环优化控制策略, 实现考虑系统内灵活性资源的实时调度控制。[结果] 结果表明, 日前计划基于较大时间尺度与较低预测精度数据, 对不确定性变量波动估计不足, 结果偏理想化与均质化, 存在短时供需不平衡风险, 与日内条件下的调度结果有较大差异。在日内修正下, 电网购电、储能作为灵活性资源成为调控的关键设备, 均值及峰值变化幅度最大可达23.3%, 且在日内修正下, 对于风光突变情况做到及时应对。[结论] 所建立的日前日内多时间尺度优化调度模型, 基于日前优化调度的结果, 在日内滚动优化中对可再生能源出力及用户负荷进行精确预测并滚动修正单元出力, 有效抑制了日前日内偏差所带来的功率波动, 还可以使运行调度过程更加灵活机动, 避免了按照单一固定时间尺度调度结果所可能带来的供需不平衡问题, 提高了系统的运行稳定性。

关键词: 电氢耦合系统; 不确定性扰动; 运行调度优化; 多时间尺度; 实时运行调度

DOI: 10.16516/j.ceec.2025-092

文章编号: 2095-8676(2025)03-0078-12

CSTR: 32391.14.j.ceec.2025-092

中图分类号: TK91; TK01+9



论文二维码

Real-Time Operation Scheduling Optimization of Electric-Hydrogen Coupling System Under Multiple Time Scales

FU Yu^{1,2,✉}, PANG Xueyue², LIU Weixiong², LI Zhikeng²

(1. School of Electrical and Information Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China)

Abstract: [Objective] With the rapid development of new power systems, the electric-hydrogen coupling system gradually presents the characteristics of multiple time scales, multiple uncertainties, high-dimensional multiple levels, nonlinearity, etc., which puts forward higher requirements for operation scheduling decision-making. Therefore, it is very important to ensure the quality of optimal scheduling results while dealing with the renewable energy output disturbance, load changes and equipment dynamic characteristics. [Method] In this study, real-time operation scheduling optimization of the electric-hydrogen coupling system under multi-time scales was carried out. By establishing a day-ahead-intraday optimization decision-making model based on model predictive control and combining the equipment operation characteristics with the grid interaction constraints, a multi-time scale scheduling optimization framework with day-ahead planning and intraday rolling adjustment was formed to provide a closed-loop optimization control strategy under multi-time

收稿日期: 2025-03-31 修回日期: 2025-05-06

基金项目: 中国能建广东院科技项目“园区综合能源系统运行控制优化研究”(EV11871W)

scales. This realized real-time scheduling control that considered flexible resources in the system. [Result] The results show that the day-ahead planning, based on large time scale, low prediction accuracy data, insufficiently estimated the fluctuation of uncertain variables, leading to the idealization and homogenization of the results. At the same time, there is the risk of short-term supply and demand imbalance, which is quite different from the scheduling results under intraday conditions. Under intraday correction, grid electricity purchase and energy storage, as flexible resources, have become key equipment for regulation. The maximum variation range of the average and peak values can reach 23.3%. Moreover, under intraday correction, timely responses can be made to sudden changes in wind and solar power. [Conclusion] The established multi-time scale optimization scheduling model, based on the results of day-ahead optimization scheduling, accurately predicts the renewable energy output and user energy demand in intraday rolling optimization and adjusts the unit output. It effectively suppresses the power fluctuation caused by the day-ahead and intraday deviations and can also make the operation scheduling process more flexible and mobile. It avoids the problem of supply and demand imbalance that may be caused by scheduling results based on a single fixed time scale and improves the operational stability of the system.

Key words: electric-hydrogen coupling system; uncertainty disturbance; operation scheduling optimization; multiple time scales; real-time operation scheduling

2095-8676 © 2025 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

在我国“双碳”目标和发展新型电力系统的背景下,建设多能源网络互联耦合^[1]、源网荷储统筹协调^[2]、支持分布式可再生能源大规模接入^[3]的能源系统成为能源转型的重要举措。氢能因其高能量密度、长周期储能特性及多场景应用潜力,逐渐成为电力系统灵活调节的重要载体。当前能源系统面临的可再生能源高比例接入、对系统供应稳定性与可靠性的高需求等问题,氢能介入后的电氢耦合协同可在发挥各自优势、促进新能源消纳的同时,有效解决高比例间歇性和波动性的可再生能源与刚性负荷之间的矛盾,从而保证系统的安全稳定运行^[4-6]。

电氢耦合能源系统的建设与发展核心之处便是通过异质多能流的耦合,对系统调度进行协同优化,以实现系统供需平衡、低碳运行、高效利用的目标^[7]。但电氢耦合系统的调度具有多能流耦合、多时间尺度、运行工况复杂等诸多特性,其优化运行具有较高的复杂度。因此如何在应对可再生能源出力扰动、负荷变化、设备动态特性等情况的同时,保证系统的优化调度结果质量,实现可再生能源高效消纳,经济安全稳定灵活运行具有重要意义。

近年来,国内外专家学者已展开对于电氢耦合能源系统的运行调度优化问题。Li 等人^[8]提出了考虑天然气配氢和多类型储能协同低碳方式的双层经济优化模型,利用双层模型分别对配置与运行分阶

段优化。同样的双层模型在 Xu 等人^[9]、Du 等人^[10]的研究中也被用于处理配置与运行的协同优化问题中。在纯运行调度的研究中,Chen 等人^[11]则关注于氢能的惯性问题,开发了一个包含氢-热多能惯性的系统运行优化模型,以优化系统在经济、环境和能效标准方面的整体性能,所得到的最优调度方案集成了能量装置和多能惯性过程的输出。在电氢一体化系统的相关研究^[12-15]中,建立系统非线性化的数学模型后,对其进行优化求解获得运行调度方案成为较为普遍的研究方法。

但以上研究及类似研究均基于一固定时间尺度,在一确定的时间尺度下(如 1 h)对系统进行运行优化调度研究,这种基于固定时间尺度的研究方法更适用于对于实时性要求不强,以规划运行调度计划为主的场景。对于电氢耦合系统而言,在实际的运行调度过程中面临多维度的挑战,首先,电力与氢能系统在动态响应时间尺度上存在显著差异,需构建跨时间尺度的协同优化模型;其次,可再生能源出力预测精度随调度时间尺度变化,传统单一时间尺度优化难以充分利用预测信息的时间递进特性^[16];再者,现有研究多采用静态时间分段策略(如固定 1 h 时间窗),无法适应风光功率突变场景下的动态调整需求。因此,多时间尺度的优化方法,通过分层递进优化实现调度策略的动态修正,成为提升系统运行经济性与可靠性的关键。

在电力系统优化调度领域,学者们已建立较为

完善多时间尺度的研究体系。文献[17-18]提出了一种综合的两阶段日前和日内微电网调度框架,整合了预测、调节和决策。针对多系统的调度,文献[8]探讨了园区综合能源系统的稳健协调运行优化问题,考虑了不同园区间的负荷特性差异、能源相互依赖性、风能和太阳能的不确定性以及需求侧管理的灵活性,建立了双层自适应鲁棒优化运行框架,分别对日前和日内进行先后优化计算。在文献中^[19-20],提出了一种结合模型预测框架的两阶段随机规划方法,同时考虑经济和环境目标。两阶段鲁棒随机规划模型也被用于微电网的日前-日内调度模型中,通过实时调整可再生能源出力最小化功率不平衡成本,实现在日前市场中预期利润的最大化^[21-23]。以上文献针对多时间尺度的优化展开研究,但未涉及氢能系统的耦合作用。

基于此,现有研究的共性局限在于:(1)时间尺度解耦问题:多数电氢耦合系统的研究采用固定时间步长的单尺度优化,多时间尺度的耦合机制不完善,未建立基于预测误差反馈的滚动修正模型;(2)多时间尺度与系统模型匹配度:现有多时间尺度研究无氢能设备或过度简化模型,导致氢能系统动态约束在滚动优化中被过度松弛。因此,本文针对电氢耦合的多时间尺度实时运行调度问题展开研究,建立基于模型预测控制的日前计划-日内滚动优化的实时运行调度模型,以满足系统的低碳灵活经济安全运行需求。

1 电氢耦合系统结构及数学模型

为增强结果的普适性,本文运行优化基于一个通用型的典型电氢耦合能源系统结构,相应结果及模型可推广至其他应用场景,系统结构如图1所示。本文所研究的电氢耦合系统需要较高的可再生能源输出,且为电氢混合储能模式,因此系统主要由风电机组、光伏机组、电储能和氢能模块等设备主体组成,包括电能流、热能流和氢能流3种能量流。氢能模块基于电-氢-电转变的基本原理,具体包含电解槽、储氢罐和氢燃料电池3部分,实现电氢转换、负荷时空转移、削峰填谷及储能的作用。

对于本文电氢耦合系统的运行模式而言,在高比例可再生的系统中,风光出力具有明显间歇性,利用高峰时段产生的富余绿色电能来大规模制氢,将

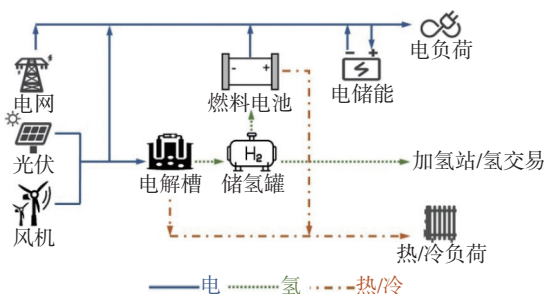


图1 电氢耦合能源系统结构图

Fig. 1 Electric-hydrogen coupling energy system structure

电能转化为氢能储存,在可再生能源输出不足时利用氢燃料电池发电,将氢能转化为电能传输。该模式不仅可以有效解决可再生能源的利用率与并网问题,还可以将此过程中产生的氢气出售,提高系统经济性。在该系统中,风光发电既可以直接用于满足系统负荷需求,也可以供给电解槽用于制氢。风光输出供给大于负荷需求时,电解槽通过电氢转换消纳系统过剩能量,然后以氢能的形式存储。当风光输出供给小于负荷供给时,可由燃料电池发电或电网购电满足需求。同时,氢能模块在运行过程中产生的热能可用于满足系统的基本热能需求。

系统中各设备的数学描述如下:

1) 氢能模块

氢能模块在工作过程中,电解槽消耗电能产氢,产氢同时会产生热量,氢燃料电池利用储氢罐内的氢气进行发电,产电同时也会产生热量,以上热量可以利用水为工质为系统提供热负荷的供给。

在氢能模块中,由于碱性电解槽成本较低且运行工况更为通用且稳定运行能力较强,故本文研究中选用碱性电解槽,具体运行转换过程数学表达为:

$$P_t^{\text{el,out}} = P_t^{\text{el,in}} \cdot \eta^{\text{el}}, \forall t \in T \quad (1)$$

式中:

t ——集合 $T = [1, 2, \dots, T]$ 内的时间段,有 $\forall t \in T$;

$P_t^{\text{el,out}}$ ——电解槽的输出功率(kW);

$P_t^{\text{el,in}}$ ——电解槽的输入功率(kW);

η^{el} ——电解槽的电解效率。

电解槽在电解过程中会产生一定的电解热,其产热功率可表示为:

$$P_t^{\text{el,h,out}} = P_t^{\text{el,in}} \cdot \eta_h^{\text{el}}, \forall t \in T \quad (2)$$

式中:

η_h^{el} ——电解槽的电解产热效率。

储氢罐用来储存由碱性电解槽电解水产生的氢气, 也可以为氢燃料电池提供氢气, 提高系统的灵活性, 其数学模型可表示为:

$$P_{t+1}^{\text{ht}} = P_t^{\text{ht}} + (P_t^{\text{el,out}} \cdot \eta_{\text{ch}}^{\text{ht}} - \frac{P_t^{\text{fc,in}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{ht}}}) \cdot \Delta t, \forall t \in T \quad (3)$$

式中:

P_t^{ht} ——储氢罐在 t 时刻储存的能量(kW);

$P_t^{\text{el,out}}$ ——产氢后输入到储氢罐的能量(kW);

$P_t^{\text{fc,in}}$ ——储氢罐输出到燃料电池的能量(kW);

$\eta_{\text{ch}}^{\text{ht}}$ ——储氢罐存储效率;

$\eta_{\text{dis}}^{\text{ht}}$ ——储氢罐释放效率。

本文所采用的氢燃料电池模型为质子交换膜燃料电池。当系统可再生能源输出功率不足以满足负荷需求时, 氢燃料电池以储氢罐中氢气作为燃料, 将化学能转换为电能提供负荷需求, 其输出功率为:

$$P_t^{\text{fc,out}} = P_t^{\text{fc,in}} \cdot \eta^{\text{fc}}, \forall t \in T \quad (4)$$

式中:

$P_t^{\text{fc,out}}$ ——氢燃料电池的输出功率(kW);

η^{fc} ——燃料电池的产电效率。

同时, 燃料电池在工作过程中会产生一定的化学热, 其产热功率可表示为:

$$P_t^{\text{fc,h,out}} = P_t^{\text{fc,in}} \cdot \eta_h^{\text{fc}}, \forall t \in T \quad (5)$$

式中:

$P_t^{\text{fc,h,out}}$ ——氢燃料电池的输出热功率(kW);

η_h^{fc} ——燃料电池的产热效率。

除此之外, 氢能模块还存在运行约束, 即电解槽的最大输入功率 $P_{\text{max},t}^{\text{el,in}}$ 与氢燃料电池的最大输出功率 $P_{\text{max},t}^{\text{fc,out}}$ 受其自身容量与储氢罐剩余储能容量的限制, 分别表示为:

$$P_{\text{max},t}^{\text{el,in}} = \min \left[\frac{\text{Cap}_{\text{el}}}{\Delta t}, \frac{\gamma_{\text{max}}^{\text{ht}} \cdot \text{Cap}_{\text{ht}} - P_t^{\text{ht}}}{\Delta t \cdot \eta^{\text{el}}} \right], \forall t \in T \quad (6)$$

$$P_{\text{max},t}^{\text{fc,out}} = \min \left[\frac{\text{Cap}_{\text{fc}}}{\Delta t}, \frac{P_t^{\text{ht}} - \gamma_{\text{min}}^{\text{ht}} \cdot \text{Cap}_{\text{ht}}}{\Delta t} \cdot \eta^{\text{fc}} \right], \forall t \in T \quad (7)$$

式中:

Cap_{el} ——电解槽容量(kW);

Cap_{ht} ——储氢罐容量(kWh);

Cap_{fc} ——燃料电池容量(kW);

$\gamma_{\text{max}}^{\text{ht}}$ ——储氢罐容量上限;

$\gamma_{\text{min}}^{\text{ht}}$ ——储氢罐容量下限。

2) 电储能模块

电储能充放电过程示意数学表达如下:

$$\text{SOC}_{t+1} \cdot \text{Cap}_{\text{bat}} = \text{SOC}_t \cdot \text{Cap}_{\text{bat}} + P_t^{\text{bat,ch}} \cdot \eta_{\text{ch}}^{\text{bat}} - \frac{P_t^{\text{bat,dis}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{bat}}}, \forall t \in T \quad (8)$$

式中:

SOC_t ——电储能在 t 时刻的储能状态, 即剩余电量与容量的比值;

Cap_{bat} ——电储能容量(kWh);

$P_t^{\text{bat,ch}}$ ——电储能充电量(kW);

$P_t^{\text{bat,dis}}$ ——电储能放电量(kW);

$\eta_{\text{ch}}^{\text{bat}}$ ——电储能充电效率;

$\eta_{\text{dis}}^{\text{bat}}$ ——电储能放电效率。

此外, 电储能还存在运行约束, 包括在调度过程中允许的最大/最小剩余容量(防止过充/过放情况)、储能允许的最大充放电功率、电储能不能同时充电和放电以及在调度始末时刻剩余电量相等, 具体表示如下:

$$\text{SOC}_{\text{min}} \leq \text{SOC}_t \leq \text{SOC}_{\text{max}}, \forall t \in T \quad (9)$$

$$0 \leq P_t^{\text{bat,ch}} \leq z_t^{\text{bat,ch}} \cdot \gamma_{\text{max}}^{\text{bat,ch}} \cdot \text{Cap}_{\text{bat}}, \forall t \in T \quad (10)$$

$$0 \leq P_t^{\text{bat,dis}} \leq z_t^{\text{bat,dis}} \cdot \gamma_{\text{max}}^{\text{bat,dis}} \cdot \text{Cap}_{\text{bat}}, \forall t \in T \quad (11)$$

$$z_t^{\text{bat,ch}} + z_t^{\text{bat,dis}} \leq 1, \forall t \in T \quad (12)$$

$$\text{SOC}_1 = \text{SOC}_T, \forall t \in T \quad (13)$$

式中:

SOC_{min} ——电储能的储能状态最小值;

SOC_{max} ——电储能的储能状态最大值;

$z_t^{\text{bat,ch}}$ ——电储能充电状态, 为二进制变量, 充电时为 1, 不充电时为 0;

$z_t^{\text{bat,dis}}$ ——电储能放电状态, 为二进制变量, 放电时为 1, 不放电时为 0;

$\gamma_{\text{max}}^{\text{bat,ch}}$ ——电储能的最高充电率;

$\gamma_{\text{max}}^{\text{bat,dis}}$ ——电储能的最高放电率。

3) 电网交互模块

当系统内可再生能源发电、氢能发电与电储能放电无法满足负荷需求时, 需要向电网购电, 同时, 系统的多余电量也可以售向电网, 获取收益。对系统而言, 与电网的交互确保系统内部的供电平衡以及系统的稳定, 但同时, 能源系统的并网对电网的削峰填谷也有一定的影响, 因此与电网的交互存在以下约束:

$$P_t^G = z_t^b \cdot P_t^{\text{grid},b} + z_t^s \cdot P_t^{\text{grid},s}, \forall t \in T \quad (14)$$

$$0 \leq P_t^{\text{grid},b} \leq P_{\max}^{\text{grid},b}, \forall t \in T \quad (15)$$

$$0 \leq P_t^{\text{grid},s} \leq P_{\max}^{\text{grid},s}, \forall t \in T \quad (16)$$

$$0 \leq P_t^G \leq P_{\max}^G, \forall t \in T \quad (17)$$

$$z_t^b + z_t^s \leq 1, \forall t \in T \quad (18)$$

式中:

P_t^G ——电网交互功率(kW);

$P_{\max}^G$ ——电网交互功率最大值(kW);

$P_t^{\text{grid},b}$ ——从电网购电量(kW);

$P_t^{\text{grid},s}$ ——向电网售电量(kW);

$P_{\max}^{\text{grid},b}$ ——从电网购电量最大值(kW);

$P_{\max}^{\text{grid},s}$ ——向电网售电量最大值(kW);

z_t^b ——购电状态变量, 为二进制变量, 购电时为 1, 不购电时为 0;

z_t^s ——售电状态变量, 为二进制变量, 向电网售电时为 1, 不售电时为 0。

2 系统多时间尺度实时运行调度优化框架

2.1 多时间尺度优化方法概述

目前对于能源系统的运行调度优化以单一固定时间尺度的优化为主, 为开环控制逻辑, 系统中不确定性因素如可再生能源出力及负荷预测的误差精度在基于开环方式的优化调度中会对结果产生一定影响, 并不能满足目前能源系统进一步发展过程中对于运行调度的实时与精度需求, 尤其对于多时间特性明显的电氢耦合系统而言, 单一固定时间尺度的运行调度存在一定局限性, 且实时性调度特性不足。基于多时间尺度的模型预测控制的闭环优化控制系统可以修正预测误差和优化调度偏差。因此, 本文构建多时间尺度的日前调度-日内滚动实时调度的运行优化调度模型。

多时间尺度实时运行调度包括日前调度与日内滚动实时调度两个层面。

日前调度以 1 h 为调度间隔, 综合考虑系统内供需关系及各设备的运行约束, 以规划周期(24 h)内系统总运行成本最低为目标进行优化调度, 共计 24 个调度时段, 生成未来 24 h 的日前调度计划为日内调度提供参考。

日内实时调度以 15 min 为间隔、4 h 为周期进

行滚动优化调度, 共计 96 个调度时段。日内调度以日前调度确定的调度计划作为参考, 以规划周期(4 h)内总运行成本最低为目标。采用模型预测控制(MPC)算法, MPC 在滚动的时间窗口内进行优化, 在当前时刻系统出力情况确定后, 立即结合日前计划和最新的负荷预测曲线, 进行下一个日内的滚动优化, 从而在满足约束条件的提前下不断寻找出某一时间窗内的最优解, 修正日前计划。

在制定日内计划的过程中, 若在 t 时段需要改变资源的调度状态, 则需要根据最新预测的 4 h 内的可再生能源出力数据、负荷数据以及 $[t+4, 24]$ 时段的原始预测数据, 重新生成 $[t, 24]$ 时段的调度计划替代原来的日前调度计划, 作为日内调度在下一个滚动周期的参考值。具体方法框架如图 2 所示。

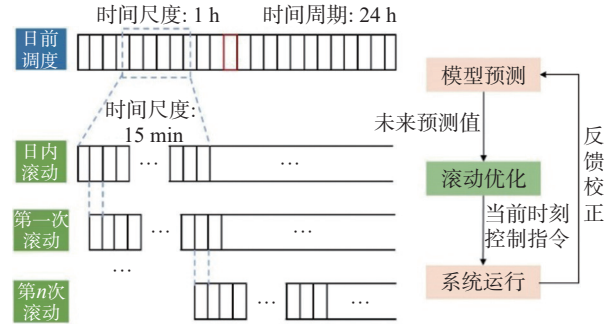


图 2 多时间尺度调度方法框架图

Fig. 2 Multi-time scale scheduling method framework

2.2 日前静态优化

日前最优调度周期为每天 24 h, 时间间隔为 1 h。各设备的输出按供需平衡, 使总成本最小化。根据可再生能源出力的预测值以及负荷的预测值, 为提高可再生能源的利用率, 考虑系统的运行维护成本 C^{OM} 、购电成本 $C^{\text{Grid},b}$ 、售电收益 $B^{\text{Grid},s}$ 、弃电成本 C^{WA} 和碳排放惩罚 C^{EM} 构成的日调度总成本最小化为目标函数, 如下式所示:

$$\min \text{TOC}_{\text{ahead}} = \min(C^{\text{OM}} + C^{\text{Grid},b} - B^{\text{Grid},s} + C^{\text{WA}} + C^{\text{EM}}) \quad (19)$$

各项成本计算公式如式(20)~式(24)所示。

运行维护成本:

$$C^{\text{OM}} = \sum_{t=1}^T \left[c_m^{\text{pv}} \cdot P_t^{\text{pv}} + c_m^{\text{wp}} \cdot P_t^{\text{wp}} + c_m^{\text{bat}} \cdot (P_t^{\text{bat},\text{ch}} + P_t^{\text{bat},\text{dis}}) + c_m^{\text{el}} \cdot P_t^{\text{el},\text{out}} + c_m^{\text{fc}} \cdot P_t^{\text{fc},\text{out}} + c_m^{\text{ht}} \cdot (P_t^{\text{el},\text{out}} + P_t^{\text{fc},\text{in}}) \right] \quad (20)$$

式中:

P_t^{pv} ——光伏输出功率(kW);

P_t^{wp} —— 风机输出功率(kW);

c_m —— 各设备单位运行维护成本(元/kW)。

购电成本:

$$C^{Gridb} = \sum_{t=1}^T p_{buy}^{grid} \cdot P_t^{grid,b} \quad (21)$$

式中:

p_{buy}^{grid} —— 购电价格(元/kWh)。

售电收益:

$$B^{Grids} = \sum_{t=1}^T p_{sell}^{grid} \cdot P_t^{grid,s} \quad (22)$$

式中:

p_{sell}^{grid} —— 售电价格(元/kWh)。

弃电成本:

$$C^{WA} = \sum_{t=1}^T c_{wa} \cdot P_t^{WA} \quad (23)$$

式中:

c_{wa} —— 单位弃电成本(元/kW);

P_t^{WA} —— 弃电功率(kW)。

碳排放惩罚:

$$C^{EM} = c_c \sum_{t=1}^T CDE^{grid} \cdot P_t^{grid,b} \quad (24)$$

式中:

c_c —— 碳税(元/kg);

CDE^{grid} —— 电网产电的二氧化碳排放因子(kg/kW)。

日前静态优化模型除包含目标函数外, 还包含约束条件, 约束条件则为各设备的运行特性约束即式(1)~式(18)以及如下式所示的能量供需平衡方程, 另, 在此平衡方程上增加涉及弃电功率的约束。

$$P_t^{pv} + P_t^{wp} + P_t^{fc,out} + P_t^{bat,dis} + P_t^{grid,b} - P_t^{grid,s} = P_t^{bl} + P_t^{bat,ch} + P_t^{el,in} + P_t^{WA}, \forall t \in T \quad (25)$$

$$0 \leq P_t^{WA} \leq P_t^{pv} + P_t^{wp}, \forall t \in T \quad (26)$$

2.3 日内滚动实时优化

预测误差会导致日前计划和实际运行操作会存在差异, 在日内单位调度时间内, 选择实际值为初始状态、日前计划值为参考值, 同时增加设备日前/日内出力偏差调节成本, 通过反馈校正环节修正日内设备出力。基于闭环反馈校正的日内滚动优化可减少可再生能源间歇性和负荷不确定性及其预测误差对运行调度的影响, 从而提高系统优化策略的合理性和准确性。

电氢耦合系统中包含了可控设备和调节手段,

这使得系统可以灵活地协调日前计划和日内实时调度。在日内实时调度过程中, 设备实时操作可能不同于日前计划, 系统应尽可能地降低调节程度, 实现系统经济高效运行。因此, 在日内调度阶段, 不考虑运维成本和碳排放惩罚, 增加了调节成本即偏差惩罚 C^{TJ} , 日内综合总成本描述为:

$$\min TOC_{inner} = \min(C^{Gridb} + C^{TJ} - B^{Grids} + C^{WA}) \quad (27)$$

调节成本计算公式如下:

$$C^{TJ} = \sum_{t=1}^T \left[c_{TJ}^{bat} \left(\left| \Delta P_t^{bat,ch} \right| + \left| \Delta P_t^{bat,dis} \right| \right) + c_{TJ}^{hes} \left(\left| \Delta P_t^{el,in} \right| + \left| \Delta P_t^{fc,out} \right| \right) + c_{TJ}^{grid} \left(\left| \Delta P_t^{grid,b} \right| + \left| \Delta P_t^{grid,s} \right| \right) \right] \quad (28)$$

式中:

c_{TJ}^{bat} —— 电储能功率调节成本系数(元/kW);

c_{TJ}^{hes} —— 氢能模块功率调节成本系数(元/kW);

c_{TJ}^{grid} —— 电网交互功率调节成本系数(元/kW);

ΔP —— 各设备功率变化值(kW)。

日内滚动优化的约束条件在日前调度的基础上, 增加考虑各功率的爬坡及下降约束:

$$-\Delta P_{down}^{bat,ch} \leq P_{t+1}^{bat,ch} - P_t^{bat,ch} \leq \Delta P_{up}^{bat,ch}, \forall t \in T \quad (29)$$

$$-\Delta P_{down}^{bat,dis} \leq P_{t+1}^{bat,dis} - P_t^{bat,dis} \leq \Delta P_{up}^{bat,dis}, \forall t \in T \quad (30)$$

$$-\Delta P_{down}^{grid,b} \leq P_{t+1}^{grid,b} - P_t^{grid,b} \leq \Delta P_{up}^{grid,b}, \forall t \in T \quad (31)$$

$$-\Delta P_{down}^{grid,s} \leq P_{t+1}^{grid,s} - P_t^{grid,s} \leq \Delta P_{up}^{grid,s}, \forall t \in T \quad (32)$$

$$-\Delta P_{down}^{el} \leq P_{t+1}^{el,in} - P_t^{el,in} \leq \Delta P_{up}^{el}, \forall t \in T \quad (33)$$

$$-\Delta P_{down}^{fc} \leq P_{t+1}^{fc,out} - P_t^{fc,out} \leq \Delta P_{up}^{fc}, \forall t \in T \quad (34)$$

式中:

ΔP_{up} —— 单位调度时间内各设备功率向上增大时的限制值(kW);

ΔP_{down} —— 单位调度时间内各设备功率向下减小小时的限制值(kW)。

2.4 优化模型求解

本文提出的多时间尺度实时运行优化调度模型经线性化处理为 MILP 模型, 采用 MATLAB 中的 YALMIP 工具箱调用求解器进行求解, 求解流程分为日前长时间尺度模型求解和日内短时间尺度滚动优化求解阶段, 日前阶段调度所得的结果作为日内的指导, 日内调度通过实时预测数据对日前调度结果作出修正, 其具体流程如图 3 所示。

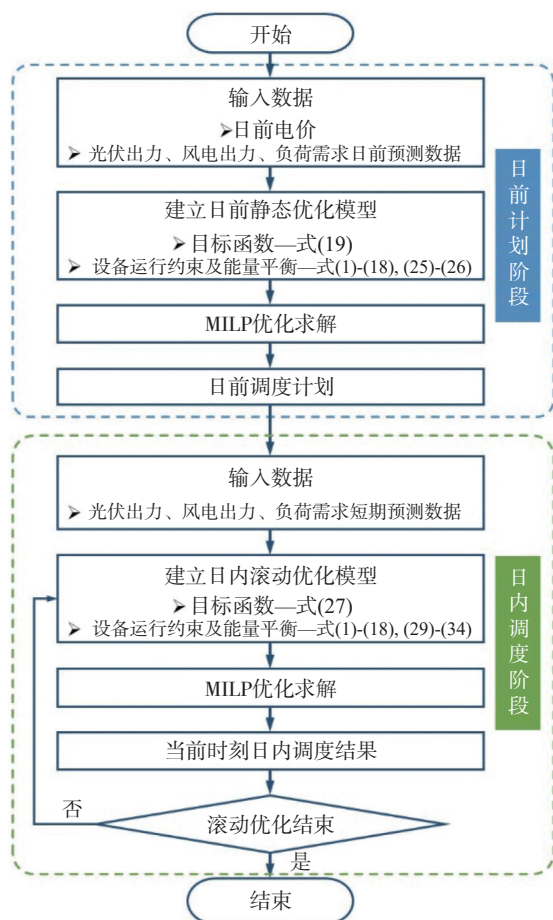


图 3 多时间尺度调度算法流程图

Fig. 3 Multi-time scale scheduling algorithm process

3 算例分析

3.1 数据输入

本章以一普适典型交通能源融合场景下的电氢耦合系统为研究对象,利用实际数据对本文所提多时间尺度调度优化模型进行算例分析。系统的日前、日内可再生能源出力及负荷,各设备参数、成本参数及电价如图 4~图 6、表 1 所示。

3.2 结果分析与讨论

本文对日前日内调度结果进行对比,来反映多时间尺度下优化调度结果的修正作用以及与传统单一时间尺度下调度结果的差异性与积极有效性,相应结果如表 2 及图 7~图 9 所示。表 2 展示了日前调度与日内调度的均值与峰值结果差异对比以及成本对比结果,图 7、图 8 与图 9 则详细展示了调度计划的对比情况。

由表 2 可以看出,系统内设备的调度均值和峰值在日内条件下均较日前条件下有增大的情况,其

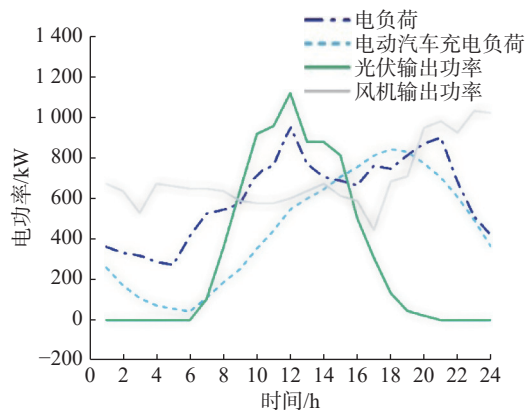


图 4 系统日前预测电负荷及可再生能源出力图

Fig. 4 The system day-ahead forecast data of energy demand and renewable energy output

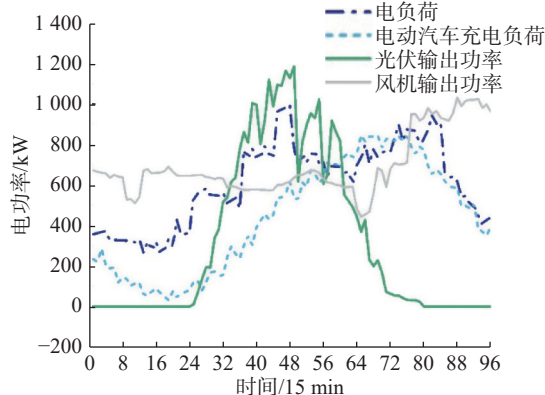


图 5 系统短期预测电负荷及可再生能源出力图

Fig. 5 The system short-term forecast data of energy demand and renewable energy output

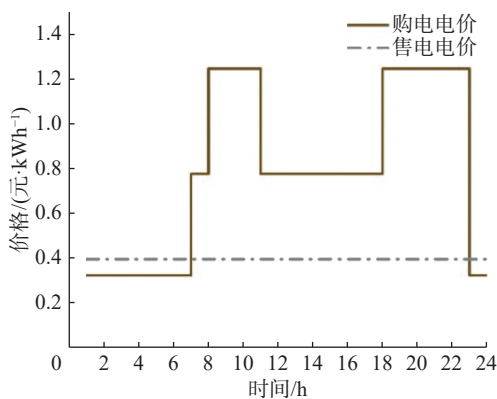


图 6 系统购售电价格图

Fig. 6 System electricity purchase and sale price

中电储能的增加趋势最为明显,充电量的峰值增加了 16.3%,放电量的均值增加了 10.2%,而峰值则增加高达 23.3%。电网购电受交互限制峰值不变,但均

表 1 系统设备相关运行特性参数及成本参数^[24-25]

Tab. 1 System equipment operating characteristic parameters and cost parameters^[24-25]

参数		数值
电储能模块	容量/MWh	1.5
	单位维护成本/[元·(kWh) ⁻¹]	0.2
	最大充电率	0.2
	最大放电率	0.4
	充电效率	0.95
	放电效率	0.95
	SOC _{max}	0.95
	SOC _{min}	0.2
氢能模块	电解槽容量/kW	195
	电解槽效率	0.6
	储氢罐容量/MWh	1.95
	储氢罐充电效率	0.95
	储氢罐释能效率	0.95
	燃料电池容量/kW	190
	燃料电池效率	0.55
	电解槽运行维护成本/[元·(kWh) ⁻¹]	0.1
	储氢罐运行维护成本/[元·(kWh) ⁻¹]	0.05
	燃料电池运行维护成本/[元·(kWh) ⁻¹]	0.1
电网交互	二氧化碳排放因子/[kg·(kWh) ⁻¹]	0.556 8
	碳税/(元·kg ⁻¹)	0.06
	电网购电限制/kW	300
	电网售电限制/kW	600
	弃电惩罚/[元·(kWh) ⁻¹]	0.2
调度调节	单位调节成本/[元·(kWh) ⁻¹]	0.8

值增加了 10.0%。这是由于日前预测的精度相对较低与时间尺度过大引起的,时间尺度过大则会导致结果理想化与均质化,对于调度周期内的实际负荷波动与可再生能源出力的波动估计不足,可能会引起短时供需不平衡的情况。电储能充放电峰值的明显增大与购电量均值的增大,这也是因为在日内修正后,针对异常波动值需要利用调节灵活的储能和电网交互进行需求满足与消纳出力,进而也导致了购电成本的 6.7% 增幅与碳排惩罚的 9.7% 增幅。

由于系统内存在氢能模块,则系统多余电力可以直接用于制氢环节,无需向电网售电,实现自行消纳,减轻对电网的波动负担。氢能环节的设备产出则较为稳定,日前日内的差异不大,这也是设备特性决定的,氢能模块的设备特性更倾向于稳定持续输

表 2 日前、日内成本、电功率调度峰值及均值对比

Tab. 2 Comparison of cost, peak and average values of day-ahead and intra-day electric power scheduling

参数	日前		日内	
	均值	峰值	均值	峰值
电储能充电量/kW	66	294	67	342
电储能放电量/kW	59	400	65	493
电储能运行成本/元	30.2		30.6	
从电网购电量/kW	131	300	144	300
向电网售电量/kW	0	0	0	0
购电成本/元	2 725.7		2 909.4	
碳排放惩罚/元	96.3		105.6	
电解槽耗电量/kW	124	195	125	195
燃料电池产电量/kW	40	190	40	190

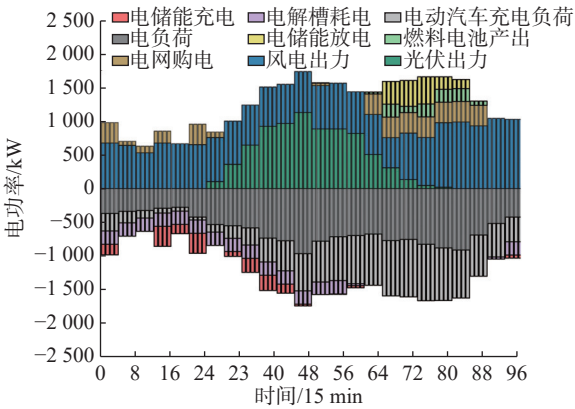


图 7 系统日前调度图

Fig. 7 System day-ahead scheduling

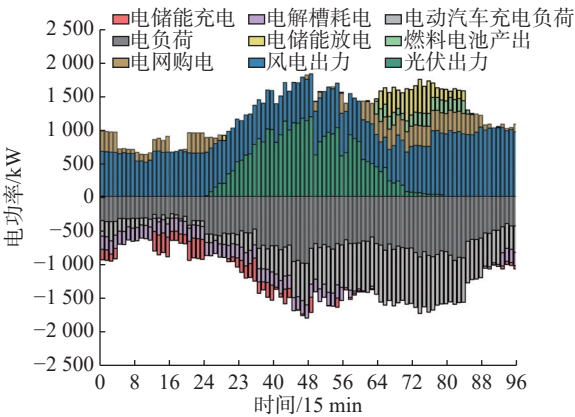


图 8 系统日内调度图

Fig. 8 System intra-day scheduling

出,过于频繁的微调反而会引起系统性能的降低。

从系统具体的运行调度图 7 ~ 图 9 也可以发现,

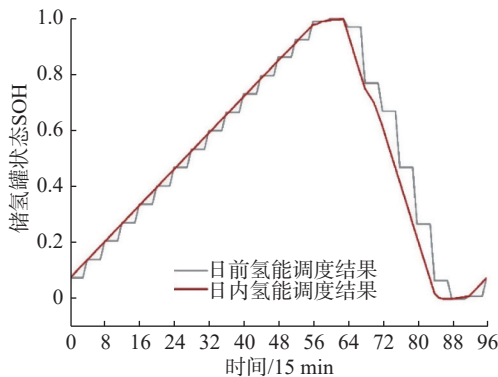


图 9 氢能日前日内调度图

Fig. 9 Hydrogen day-ahead and intra-day scheduling

表 3 不同场景下日前、日内电功率调度峰值及均值对比
Tab. 3 Comparison of peak and average values of day-ahead and intra-day electric power scheduling under different scenarios

参数		日前		日内	
		均值	峰值	均值	峰值
电储能充电量/kW	场景1	66	294	67	342
	场景2	66	222	67	342
	场景3	66	222	67	342
电储能放电量/kW	场景1	59	400	65	493
	场景2	59	558	60	558
	场景3	59	600	60	600
从电网购电量/kW	场景1	131	300	144	300
	场景2	101	400	115	400
	场景3	101	500	115	500
向电网售电量/kW	场景1	0	0	0	0
	场景2	0	0	0	0
	场景3	0	0	0	0
电解槽耗电量/kW	场景1	124	195	125	195
	场景2	80	195	80	195
	场景3	80	195	80	195
燃料电池产电量/kW	场景1	40	190	40	190
	场景2	25	190	25	190
	场景3	25	190	25	190

日前与日内的整体调度趋势一致,即在电价谷期阶段进行电网购电,并结合可再生能源的出力特性,在发电峰期,进行电解制氢与电储能充电来为峰值期调度储存。在电价峰值及负荷峰值时段,可再生能源出力满足负荷的同时,燃料电池产电补充,电储能放电补充,来减小此时段的购电成本压力。从图中

也可以看出,时间尺度缩小后,负荷更加实际的波动与可再生能源更加实际的预测,氢能环节的调度在时间维度与数值维度都没有变化,维持稳定。波动的调度微调依赖于更为灵活的电储能与电网购电来进行,这也体现了电储能在系统中的灵活调节能力,来保障系统的稳定灵活平衡高效运行。

对于含可再生能源的能源系统而言,风光突变是影响系统运行调度的重要因素,且会对系统供需平衡造成明显影响。在本文中,如图 4、图 5 所示中的 12:00—14:00 时段,显示了明显的风光突变情况。针对此风光突变,对比图 7 和图 8 的具体运行调度结果可以发现,在 12:00—14:00 时段,日内实时调度在风光突变的驱动下,增加了电网购电量来应对突发的出力不足,以及调用了储能充电来存储突然增加的出力。这也说明,若以如图 7 所示的单一时间尺度调度结果来指导系统运行,则会出现电能供给不足的情况,产生系统短时缺电现象,还会对突然增加的出力产生无法消纳的问题。因此多时间尺度的反馈修正作用对于系统的供需平衡问题和可再生能源消纳问题具有重要作用。

通过对日前调度结果与日前-日内调度结果对比分析可以发现,多时间尺度的运行调度优化不仅可以通过滚动优化修正日前调度的估计不足问题,还可以使运行调度过程更加灵活机动。

另外,基于前述结果讨论可知电网交互为系统重要灵活调节资源,成为系统外对系统平衡产生影响的重要因素,因此本文在分析日前日内多时间尺度调度的基础上,考虑到系统电网交互约束对调度结果的影响,进一步展开对于购售电约束的敏感性分析,以期为系统实际建设的配置设计与运行计划制定过程提供技术参考建议。

分别针对从电网购电限制为 300 kW、400 kW、500 kW 建立三个场景 1、2、3,通过对比以上场景分析不同售电限制下的运行调度的差异性。

表 3 显示了不同场景下的日前、日内电功率调度的峰值和均值对比,由表 3 可以看出,电网交互约束的变化对系统的运行调度存在明显影响,具体体现在以下方面:(1)随着电网允许的购电量增加,系统购电量的峰值增加,但均值降低,相应总购电量也出现降低,这意味着,电网购电在系统供需紧张时提供紧急补充,是系统灵活保障来源,减少了对系统储

能设备的预先调度;(2)电网购电量的增加使得氢能产电量减少,通过购买更加便利的电网用电,减少系统的调度调节频率,但会降低系统的绿电水平;(3)在不同场景下,系统日前与日内调度差异在峰值与平均值上表现不明显,可能在调度时间上存在一定的平移。

进一步结合系统具体运行调度方案进行分析,图10分别为电储能在场景1的日前和日内充电调度、场景2和场景3的日内充电调度情况,通过对比以上4种调度结果分析不同电网交互约束对运行调度的影响。从电储能的充电调度结果来看,充电的时间段集中在电价较低且负荷较低的时段,对比不同条件下的结果可以发现,尽管峰值与平均值未变,但在具体调度时间段有明显差异,随着购电上限值的增大,充电量在谷期时段明显增大。结合图11的放电调度图,购电上限值越大,电储能放电持续时间越短,且更集中于电价较高的时段。

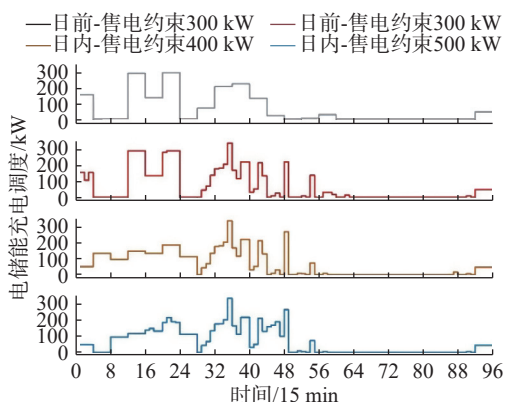


图10 系统电储能充电调度图

Fig. 10 System electric energy storage charging scheduling

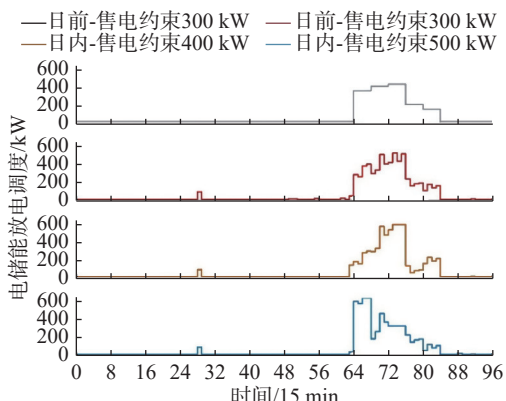


图11 系统电储能放电调度图

Fig. 11 System electric energy storage discharging scheduling

图12为从电网购电的调度结果图,由图可知,电网交互约束对电网购电的影响最为直接与明显,系统取消了在0:00—7:00时段从电网购电的调度。这是由于在此时段的购电主要用于电储能以及电解制氢储存,以备后续时段的供能,但随着可购电量的增加,系统在经济性成本目标的驱动下,在后续高用能需求时段增加了电网购电来源的供给,进而减少了储能的供给。这也与图中高负荷可再生能源低输出时段,系统大量集中从电网购电的趋势相符。

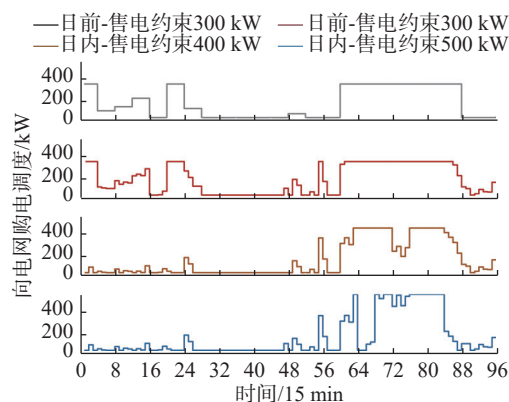


图12 系统电网购电调度图

Fig. 12 System electricity purchasing scheduling

图13和图14分别为电解槽电解制氢调度结果与燃料电池产电调度结果,氢能模块的调度结果与上述电网购电的趋势一致,随着可购电量的增加,氢能模块的使用率降低,电解量与发电量均有明显减少。系统在经济性成本更低的驱动下,减少了运行成本更高的氢能模块,但在一定程度上会损失系统低碳性。

基于以上比较结果可以总结发现,系统与电网

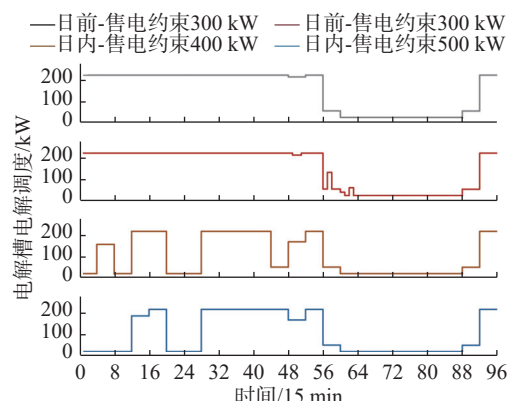


图13 系统电解槽电解调度图

Fig. 13 System electrolyzer operation scheduling

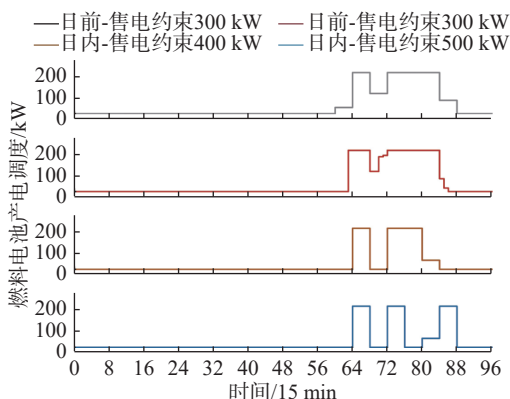


图 14 系统燃料电池产电调度图

Fig. 14 System fuel cell output scheduling

交互的具体约束会明显影响到具体的调度决策结果,在实际工程中,在系统设计环节需要充分考虑电网交互的约束影响,在运行调度环节需要充分结合电网的购售电约束,充分发挥系统的潜能。这也说明,在系统自洽驱动的背景下,即构建零碳或近零碳系统时,要平衡经济性与低碳自洽性之间的关系,设计过程中要对电网交互约束进行针对性敏感性分析,进而形成更具有适应性的运行调度方案。

4 结论

本文针对目前电氢耦合系统研究中的时间尺度解耦问题和多时间尺度优化与系统模型匹配度不佳等问题,开展电氢耦合能源系统的多时间尺度运行调度决策优化研究,建立日前计划-日内滚动优化的实时运行调度模型,以实现系统的低碳灵活经济安全运行。通过比较日前计划与日内实时运行调度的优化结果,验证了所提方法的有效性,同时考虑电网交互约束作为系统运行重要影响因素,对其同步展开敏感性分析,得出以下结论:

1)通过建立日前日内多时间尺度优化调度模型,并参照日前优化调度的结果,在日内滚动优化中对可再生能源出力及用户负荷进行精确预测并滚动修正单元出力,有效抑制了日前日内偏差所带来的功率波动,在保证系统经济性的同时提高了稳定性。

2)电储能作为灵活性调节资源,在系统调度修正过程中作用最为显著。

3)电网交互约束对运行调度结果有明显影响,可从电网购电的量越大,经济性提高但会降低系统的自洽水平与低碳水平,且系统的安全稳定更加依

赖电网。在实际工程中,需要充分考虑电网交互约束,平衡系统自洽水平与经济性之间的关系。

参考文献:

- [1] 王朋,张迪,张勇军,等.新型电力系统数智化关键技术应用研究与展望[J].电力系统保护与控制,2025,53(6):175-187. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240637.
WANG P, ZHANG D, ZHANG Y J, et al. Research and prospects for key digital-intelligent technology applications in new power systems [J]. Power system protection and control, 2025, 53(6): 175-187. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240637.
- [2] 兰国芹,陆烨,阚严生,等.综合能源服务发展趋势与对策研究[J].发电技术,2025,46(1):19-30. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.24184.
LAN G Q, LU Y, KAN Y S, et al. Research on the development trends and countermeasures of integrated energy services [J]. Power generation technology, 2025, 46(1): 19-30. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.24184.
- [3] 娄奇鹤,李彦斌,王登政,等.现代智慧配电网发展方向与关键技术框架研究[J].电力建设,2025,46(5):69-83. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2025.05.007.
LOU Q H, LI Y B, WANG D Z, et al. Framework for the development direction and key technologies of modern smart distribution networks [J]. Electric power construction, 2025, 46(5): 69-83. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2025.05.007.
- [4] 李红伟,吴佳航,王佳怡,等.计及P2G及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度[J].电力系统保护与控制,2024,52(16):26-36. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240247.
LI H W, WU J H, WANG J Y, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture [J]. Power system protection and control, 2024, 52(16): 26-36. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240247.
- [5] 钟依庐,刘为雄,郑赞,等.风火储氢碳多能耦合打捆送出模式研究[J].南方能源建设,2023,10(4):122-130. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.04.012.
ZHONG Y L, LIU W X, ZHENG Y, et al. Electricity transmission strategy research based on wind-coal-battery-hydrogen-CCUS multi energy coupling and bundling system [J]. Southern energy construction, 2023, 10(4): 122-130. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.04.012.
- [6] 范宏,李婷,严嘉鑫,等.基于按需比例分配机制的风光火氢多时间尺度协同规划[J].电力工程技术,2024,43(2):33-43. DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.02.004.
FAN H, LI T, YAN J X, et al. Multi-timescale coordinated planning for wind-photovoltaic-thermal-hydrogen based on a demand proportional allocation mechanism [J]. Electric power engineering technology, 2024, 43(2): 33-43. DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.02.004.
- [7] 付宇.计及不确定性的综合能源系统协同优化研究[D].济南:山东大学,2023. DOI: 10.27272/d.cnki.gshdu.2023.000213.

- FU Y. Collaborative optimization of integrated energy systems considering uncertainties [D]. Jinan: Shandong University, 2023. DOI: [10.27272/d.cnki.gshdu.2023.000213](https://doi.org/10.27272/d.cnki.gshdu.2023.000213).
- [8] LI J H, CHEN H, LI J J, et al. Bi-level optimization model of hydrogen-blended gas units and multi-type energy storage system considering low-carbon operation [J]. *Energy*, 2025, 314: 134162. DOI: [10.1016/j.energy.2024.134162](https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134162).
- [9] XU C B, WU X Y, SHAN Z J, et al. Bi-level configuration and operation collaborative optimization of shared hydrogen energy storage system for a wind farm cluster [J]. *Journal of energy storage*, 2024, 86: 111107. DOI: [10.1016/j.est.2024.111107](https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111107).
- [10] DU Y D, LI X G, TAN C X, et al. Two-stage multi-objective distributionally robust operation optimization and benefits equalization of an off-grid type electric-hydrogen-ammonia-methanol coupling system [J]. *Renewable energy*, 2024, 236: 121433. DOI: [10.1016/j.renene.2024.121433](https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121433).
- [11] CHEN J, BIE H Z, WANG J T, et al. Optimization operation method for hydrogen-compressed natural gas-integrated energy systems considering hydrogen-thermal multi-energy inertia [J]. *Results in engineering*, 2025, 25: 103652. DOI: [10.1016/j.rineng.2024.103652](https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103652).
- [12] ZHOU J, JIANG X, LI S S, et al. Operation optimization for gas-electric integrated energy system considering hydrogen fluctuations and user acceptance [J]. *International journal of hydrogen energy*, 2024, 88: 666-687. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2024.09.164](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.09.164).
- [13] HE C R, XIE J L. Two-stage operation optimization strategy of park integrated energy system cluster coupled with hydrogen energy storage [J]. *Energy reports*, 2025, 13: 1846-1858. DOI: [10.1016/j.egyr.2025.01.023](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.01.023).
- [14] WU Q L, LI C X. Economy-environment-energy benefit analysis for green hydrogen based integrated energy system operation under carbon trading with a robust optimization model [J]. *Journal of energy storage*, 2022, 55: 105560. DOI: [10.1016/j.est.2022.105560](https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105560).
- [15] MEI J, ZUO Y F, LEE C H T, et al. Stochastic optimization of multi-energy system operation considering hydrogen-based vehicle applications [J]. *Advances in applied energy*, 2021, 2: 100031. DOI: [10.1016/j.adapen.2021.100031](https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100031).
- [16] MICHAELSON D, MAHMOOD H, JIANG J. A predictive energy management system using pre-emptive load shedding for islanded photovoltaic microgrids [J]. *IEEE transactions on industrial electronics*, 2017, 64(7): 5440-5448. DOI: [10.1109/TIE.2017.2677317](https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2677317).
- [17] YANG M, WANG J X, CHEN Y M, et al. Data-driven robust optimization scheduling for microgrid day-ahead to intra-day operations based on renewable energy interval prediction [J]. *Energy*, 2024, 313: 134058. DOI: [10.1016/j.energy.2024.134058](https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134058).
- [18] LEI X, HUANG T, YANG Y, et al. A Bi-layer multi-time coordination method for optimal generation and reserve schedule and dispatch of a grid-connected microgrid [J]. *IEEE access*, 2019, 7: 44010-44020. DOI: [10.1109/ACCESS.2019.2899915](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2899915).
- [19] ENAYATI M, DERAKHSHAN G, HAKIMI S M. Optimal energy scheduling of storage-based residential energy hub considering smart participation of demand side [J]. *Journal of energy storage*, 2022, 49: 104062. DOI: [10.1016/j.est.2022.104062](https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104062).
- [20] FU Y, LIN H Y, MA C P, et al. Effects of uncertainties on the capacity and operation of an integrated energy system [J]. *Sustainable energy technologies and assessments*, 2021, 48: 101625. DOI: [10.1016/j.seta.2021.101625](https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101625).
- [21] YANG S S, WU H, SONG J Z, et al. Two-stage robust optimization scheduling for integrated energy systems considering ammonia energy and waste heat utilization [J]. *Energy conversion and management*, 2024, 319: 118922. DOI: [10.1016/j.enconman.2024.118922](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118922).
- [22] ZHANG L L, HUA D Y, ZHENG J H, et al. Two-stage robust optimization for optimal operation of hybrid hydrogen-electricity storage system considering ladder-type carbon trading [J]. *Journal of energy storage*, 2024, 100: 113473. DOI: [10.1016/j.est.2024.113473](https://doi.org/10.1016/j.est.2024.113473).
- [23] GAO Y, TAHIR M, SIANO P, et al. Optimization of renewable energy-based integrated energy systems: a three-stage stochastic robust model [J]. *Applied energy*, 2025, 377: 124635. DOI: [10.1016/j.apenergy.2024.124635](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124635).
- [24] 吴孟雪, 房方. 计及风光不确定性的电-热-氢综合能源系统分布鲁棒优化 [J]. *电工技术学报*, 2023, 38(13): 3473-3485. DOI: [10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.220759](https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.220759).
- WU M X, FANG F. Distributionally robust optimization of electricity-heat-hydrogen integrated energy system with wind and solar uncertainties [J]. *Transactions of China electrotechnical society*, 2023, 38(13): 3473-3485. DOI: [10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.220759](https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.220759).
- [25] 白金彤, 董鹤楠, 杨雨琪, 等. 风光储氢综合能源系统容量配置策略优化研究 [J]. *东北电力技术*, 2024, 45(3): 44-49. DOI: [10.3969/j.issn.1004-7913.2024.03.009](https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-7913.2024.03.009).
- BAI J T, DONG H N, YANG Y Q, et al. Research on capacity allocation strategy optimization of wind-solar hydrogen storage integrated energy system [J]. *Northeast electric power technology*, 2024, 45(3): 44-49. DOI: [10.3969/j.issn.1004-7913.2024.03.009](https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-7913.2024.03.009).

作者简介:



付宇

付宇 (第一作者, 通信作者)

1996-, 女, 山东大学动力工程及工程热物理博士, 主要从事综合能源系统的配置与运行调度优化方向的研究工作(e-mail) fuyu@gedi.com.cn。

(编辑 徐嘉铖)