

采用多状态柔性合成的离网型风光氢氨系统 两阶段分布鲁棒调度

王世杰, 胡书瑞, 程大运, 李明涛, 陈玉彬
(西安交通大学绿色氢电全国重点实验室, 710049, 西安)

摘要: 针对离网型风光氢氨系统中风光出力波动性与化工生产稳定性的核心矛盾, 构建考虑多状态柔性合成的两阶段分布鲁棒优化调度模型。基于电解槽启停特性与合成氨设备多段爬坡机制, 建立混合整数线性规划精细化模型, 提升系统应对风光出力波动的运行灵活性; 耦合燃机掺氢、氨裂解与氨燃料电池单元构建电-氢-氨双向能量转换路径, 结合多元储能与氢、氨需求响应机制, 强化系统调节能力与新能源消纳水平; 搭建数据驱动的两阶段分布鲁棒优化框架, 建立风光出力不确定集及极端场景概率分布置信集, 日前优化确定机组运行状态与出力计划, 日内滚动调整极端场景最恶劣分布下的机组出力, 采用非精确列与约束生成算法迭代求解, 降低模型保守性并快速逼近最优调度策略。多场景对比仿真验证结果表明: 所提模型日内调整成本仅为传统线性调度模型的 49.74%, 新能源消纳率达 97.74%, 在保障离网系统氢、氨稳定生产的前提下实现了最优经济调度。

关键词: 风光氢氨系统; 精细化模型; 分布鲁棒优化; 出力不确定集

中图分类号: TM732 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202609009 **文章编号:** 0253-987X(2026)09-0085-12

Two-Stage Distributionally Robust Scheduling of an Off-Grid Wind-Solar-Hydrogen-Ammonia System with Multi-State Flexible Synthesis

WANG Shijie, HU Shurui, CHENG Dayun, LI Mingtao, CHEN Yubin

(State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To address the core contradiction between fluctuations in wind and solar power output and the stability of chemical production in an off-grid wind-solar-hydrogen-ammonia system, a two-stage distributionally robust optimization scheduling model considering multi-state flexible synthesis is constructed. Based on the start-stop characteristics of electrolyzers and the multi-stage ramping mechanism of ammonia synthesis units, a refined mixed-integer linear programming model is established to improve the operational flexibility of the system in coping with wind and solar power fluctuations. A bidirectional electricity-hydrogen-ammonia energy conversion pathway is constructed by integrating hydrogen-blended gas turbines, ammonia cracking units, and ammonia fuel cells. Combined with multiple energy storage systems and hydrogen and ammonia demand response mechanisms, the system regulation capability and renewable energy accommodation level are enhanced. Furthermore, a data-driven two-stage distributionally robust optimization framework is established, in which an uncertainty set for

wind and solar power output and a confidence set for the probability distributions of extreme scenarios are constructed. The unit operating states and output schedules are determined through day-ahead optimization, while the unit outputs under the worst-case distribution of extreme scenarios are adjusted through intraday rolling optimization. The model is solved iteratively using the inexact column-and-constraint generation algorithm to reduce model conservatism and rapidly approach the optimal scheduling strategy. It is demonstrated through multi-scenario comparative simulations that, compared with the traditional linear scheduling model, the intraday adjustment cost of the proposed model is only 49.74% of that of the traditional model, and the renewable energy accommodation rate reaches 97.74%. Optimal economic scheduling is achieved while stable hydrogen and ammonia production in the off-grid system is ensured.

Keywords: wind-solar-hydrogen-ammonia system; refined model; distributionally robust optimization; output uncertainty set

为响应国家“双碳”战略需求,我国风光装机总量预计将在2030年突破16亿kW^[1]。2024年底,国家发展改革委等部门联合印发意见指出,应重点发展风光氢氨一体化项目,协同缓解绿电消纳与化工脱碳问题^[2]。当前国内外工程落地的核心瓶颈集中于风光波动与化工生产稳定运行之间的矛盾,包括电解槽催化剂溶解、合成氨反应器床层温度失稳等^[3],导致设备损耗加剧、冗余配储成本高昂,制约项目经济性^[4]。因此,提升系统灵活调节能力是推动风光氢氨一体化项目走向产业化的关键。

风光氢氨耦合系统可分为并网模式与离网模式^[5-6]。并网模式虽能提升调度灵活性,但风光波动会增加电网调峰压力^[7],而离网模式在偏远地区更具应用优势^[8]。现有研究主要通过引入中间转换设备提升系统调节能力,余志鹏等将掺氢燃气轮机与氨分解装置加入系统,实现氢-电以及氨-氢能流转换,降低了碳排放成本^[9]。胡俊杰等探究了掺氢比对系统能量转换经济性影响,分析得出掺氢燃气轮机的加入可显著提高风光发电系统调度积极性^[10]。潘超、Quach等验证了直接氨燃料电池与电氢氨系统耦合的可行性,结果显示氨燃料电池相比于氢燃料电池能够进一步提高新能源利用率^[11-12]。然而,上述研究多聚焦于单一能量转换环节,未能充分发挥多能流协同优化的潜力,特别是在离网场景下仍需深入研究如何协调波动性电源与稳定性负荷之间的矛盾。

在系统建模层面,现有研究对风光氢氨耦合系统的描述仍不够精细。张润之等基于特定场景分析了系统经济性,但其模型仅考虑电解槽和合成氨设备的能量平衡约束,未充分反映化工生产的动态变载特性,导致优化结果过于理想^[13]。李龙艳等虽对电解槽进行精细化建模,分析了电热老化对制氨成

本的影响,但忽略了电解槽的多状态切换与合成氨设备的柔性运行约束,尤其是变负荷生产的爬坡机制^[14]。实际系统中,电解槽具备启动、工作、待机、停机4种状态,可灵活响应风光波动^[15];合成氨设备通过调节反应温度和压力实现变负荷生产,其爬坡速率远低于风光波动频率,且在低负荷工况下响应延迟更为显著^[16]。针对这一矛盾,Yu、Zhou等以柔性合成氨精细化模型为基础,提出了多种可提高风光消纳率的应用场景^[17-18]。李伊竹林、廖思阳等则尝试引入负荷侧需求响应以提高系统调度灵活性,验证了其在稳定生产需求的同时能够降低综合用电成本,但现有研究尚未建立电氢氨设备精细化模型与负荷侧需求响应策略的协同优化框架^[19-20]。

风光氢氨系统的运行计划需要基于天气预测数据提前制定,面临误差数据的不确定性。当前研究中,随机优化方法依赖于精确概率分布,在实际工程中历史数据往往难以满足数量和质量要求^[21-22]。鲁棒优化通过设定风光出力硬性边界得到的极端场景调度结果具有系统可靠性,但是策略过于保守^[23-24]。相较而言,分布鲁棒优化(DRO)仅需有限历史误差数据构建模糊概率分布,具有求解效率高、保守性适中的优势^[25-26]。张宇华等融合了分布鲁棒优化中基于矩信息与基于统计距离的两类方法,构建最小体积封闭椭球加范数约束的模糊集,有效兼顾了风光出力的极端场景及其概率分布特征^[27]。

本文建立了考虑多状态柔性合成的离网型风光氢氨耦合系统的两阶段分布鲁棒优化模型,以协调化工生产刚性与风光波动性。首先,基于混合整数线性规划(MILP)框架,构建了电解槽多状态切换模型与合成氨装置多段爬坡状态模型;其次,通过耦合掺氢燃气轮机、氨裂解装置与直接氨燃料电池,建

立了电-氢-氨-氢-电双向转换机制;最后,采用数据驱动的最小体积包围椭球(MVEE)算法构建风光出力不确定集,结合范数约束构建置信集,通过非精确列与约束生成(IC&CG)算法求解两阶段优化问题获得最优调度策略。算例结果表明,所提模型能够显著促进风光消纳并保障氢、氨稳定生产,同时具有经济效益。

1 离网型风光氢氨耦合系统架构

离网型风光氢氨耦合系统的基本架构及能流运行结构如图1所示。在能源供给侧,风光机组提供清洁电力,并通过燃气轮机来补偿功率缺口。电氢氨多能流转换的核心为电解槽阵列与合成氨装置,并集成变压吸附制氮装置、掺氢燃气轮机、氨裂解装置及直接氨燃料电池,形成双向可逆的能量转换路径。此外,通过配置多元储能设备及氢、氨负荷的需求响应机制,进一步增强离网系统的稳定性。

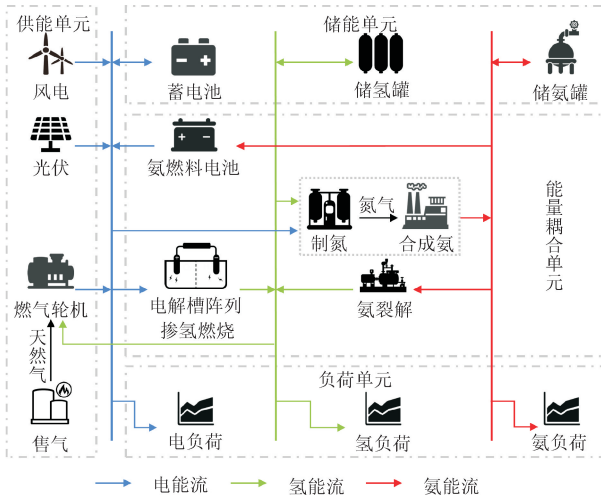


图1 电氢氨耦合系统架构

Fig. 1 Structure of electric-hydrogen-ammonia coupling system

在离网生产场景中,多能转换能够显著提升系统灵活调节能力。在风光出力充裕时段,富余电力通过电解槽制氢并进一步合成绿氨实现能量存储;当风光出力不足时,系统启动氨裂解制氢并供给燃料电池发电,或通过掺氢燃气轮机进行快速功率补偿,从而实现氢、氨生产与新能源消纳的协同优化。

2 电氢氨转换设备建模

2.1 能量转换设备数学模型

2.1.1 考虑启停特性的电解槽阵列精细化模型

电解槽(EL)是电氢转化的关键设备,能够有效

促进风光消纳。为了满足实际生产的灵活调度需求,本文划分了 N_E 组独立控制的质子交换膜电解槽(PEM)阵列单元,并对每组电解槽的运行状态进一步划分为停机、启动、冷待机和工作状态^[15],引入4个0-1变量来分别表示电解槽所处的状态。对第 i 组电解槽在调度周期 T 内任一时刻 t 满足如下约束。

停机状态 $\gamma_{S,i}(t) = 1$ 时,电解槽不消耗电能,不产生氢气,视为可中断负荷且能够立即停机

$$\begin{cases} P_{E,i}(t) = 0 \\ H_{E,i}(t) = 0 \\ \gamma_{S,i}(t+1) + \gamma_{L,i}(t+1) = 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{E,i}(t)$ 为电解槽耗电功率; $H_{E,i}(t)$ 为电解槽产氢质量; $\gamma_{S,i}(t+1)$ 为停机状态变量; $\gamma_{L,i}(t+1)$ 为启动状态变量。

启动状态 $\gamma_{L,i}(t) = 1$ 时,电解槽不产氢,但需要消耗电能加热电解液来进行热启动

$$\begin{cases} P_{E,i}(t) = \beta_L P_E^{\max} \\ H_{E,i}(t) = 0 \\ \gamma_{W,i}(t+1) + \gamma_{L,i}(t+1) = 1 \end{cases} \quad (2)$$

式中: β_L 为电解槽启动时的电能损失系数; $P_E^{\max}$ 为电解槽装机容量; $\gamma_{W,i}(t+1)$ 为工作状态变量; $\gamma_{L,i}(t+1)$ 为冷待机状态变量。

冷待机状态 $\gamma_{L,i}(t) = 1$ 时,电解槽关闭但不停机,以低功率待机维持控制和防冻单元的运行^[28]。在该状态需要5~10 min来完成冷启动

$$\begin{cases} P_{E,i}(t) = \beta_1 P_E^{\max} \\ H_{E,i}(t) = 0 \\ \gamma_{L,i}(t+1) + \gamma_{W,i}(t+1) = 1 \end{cases} \quad (3)$$

式中: β_1 为电解槽冷待机状态下电能损失系数。

工作状态 $\gamma_{W,i}(t) = 1$ 时,电解槽能够在设备容量上下限区间变载运行并产生氢气

$$\begin{cases} H_{E,i}(t) = \lambda_E P_{E,i}(t) \\ P_E^{\min} \leq P_{E,i}(t) \leq P_E^{\max} \\ \gamma_{W,i}(t+1) + \gamma_{S,i}(t+1) + \gamma_{L,i}(t+1) = 1 \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_E^{\min}$ 为电解槽设备正常工作时的功率下限; λ_E 为制氢单位电耗系数。

运行状态之间满足互斥约束

$$\gamma_{S,i}(t) + \gamma_{W,i}(t) + \gamma_{L,i}(t) + \gamma_{L,i}(t) = 1 \quad (5)$$

电解槽在短时间内频繁启停会造成设备损伤,需要设置停机状态和冷待机状态的最短持续时间

$$\begin{cases} \sum_{t=t}^{t+\tau_S} \gamma_{S,i}(t) \geq \tau_S [\gamma_{S,i}(t) - \gamma_{S,i}(t-1)] \\ \sum_{t=t}^{t+\tau_L} \gamma_{L,i}(t) \geq \tau_L [\gamma_{L,i}(t) - \gamma_{L,i}(t-1)] \end{cases} \quad (6)$$

式中: τ_s 、 τ_l 为停机、冷待机状态的最短时间。

每组电解槽启动和停机事件约束条件为

$$\begin{cases} \gamma_{s,i}(t) = 1; \Theta_i(t) = \gamma_{L,i}(t) - \gamma_{L,i}(t-1) \\ \gamma_{s,i}(t) = 1; \Lambda_i(t) = \gamma_{s,i}(t) - \gamma_{s,i}(t-1) \\ 0 \leq \Theta_i(t) + \Lambda_i(t) \leq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\Theta_i(t)$ 、 $\Lambda_i(t)$ 分别为启动、停机事件标志。

2.1.2 考虑多段爬坡状态的合成氨精细化模型

合成氨(P2A)反应器的负载调节呈现差异化爬坡特性^[29]。低负载阶段需慢速升载,以避免温度失稳或局部飞温;高负载阶段可适度快速升载,利用强动力学区间和充足热容缓冲来响应风光波动;而降载过程由于反应放热同步减少且冷却可控,能够实现快速降载。因此,本文将合成氨设备划分为快速升载(负载率大于 25%)、慢速升载(负载率小于等于 25%)和降载 3 种运行模式^[29],建立了考虑多段爬坡状态的 MILP 模型,其能量守恒约束为

$$\begin{cases} P_M(t) = \lambda_M A(t) \\ A(t) = 5.667 \alpha_M H_M(t) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_M(t)$ 为合成氨耗电功率; λ_M 为合成氨单位电耗系数; $A(t)$ 为合成氨的质量; α_M 为合成氨设备转化效率; $H_M(t)$ 为合成氨过程消耗氢气的质量。

慢速升载模式的状态变量 $\gamma_O(t)=1$ 时

$$\begin{cases} A^{\min} \leq A(t) \leq A^{\text{mid}} \\ 0 \leq A(t) - A(t-1) \leq r_O A^{\max} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $A^{\min}$ 为合成氨设备的负载下限; A^{mid} 为快慢速升载模式切换时的负载; $A^{\max}$ 为合成氨装机容量; r_O 为慢速升载状态的爬坡率。

快速升载模式的状态变量 $\gamma_F(t)=1$ 时

$$\begin{cases} A^{\text{mid}} \leq A(t) \leq A^{\max} \\ 0 \leq A(t) - A(t-1) \leq r_F A^{\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中: r_F 为快速升载状态下的爬坡率。

降载模式的状态变量 $\gamma_D(t)=1$ 时

$$\begin{cases} A^{\min} \leq A(t) \leq A^{\max} \\ -A^{\max} r_D \leq A(t) - A(t-1) \leq 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中: r_D 为降载模式下的爬坡率。

模式之间满足互斥约束

$$\gamma_O(t) + \gamma_F(t) + \gamma_D(t) \leq 1 \quad (12)$$

2.1.3 掺氢燃气轮机模型

掺氢燃气轮机(GT)是电-氢-氨协同系统中的关键能量转换设备,通过掺氢替代部分天然气燃料,显著降低碳排放强度。设备模型^[10]为

$$\begin{cases} P_G(t) = \alpha_G [H_G(t)V_H + L(t)V_L] \\ 0 \leq \frac{H_G(t)V_H}{H_G(t)V_H + L(t)V_L} \leq \rho_G \\ P_G^{\min} \leq P_G(t) \leq P_G^{\max} \\ -r_G P_G^{\max} \leq P_G(t) - P_G(t-1) \leq r_G P_G^{\max} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_G(t)$ 为发电功率; α_G 为燃气轮机转化效率; $H_G(t)$ 、 $L(t)$ 为氢气、天然气的消耗质量; V_H 、 V_L 为氢气、天然气的低位热值; ρ_G 为最大掺氢比例; $P_G^{\min}$ 、 $P_G^{\max}$ 为燃气轮机功率下限和装机容量; r_G 为燃气轮机爬坡率。

2.2 能量储存设备模型

能量储存设备是系统调节能力的核心。本文采用电储能、氢储能、氨储能,并建立一般模型^[9]如下

$$\begin{cases} Z(t) = (1-\sigma)Z(t-1) + \eta^{\text{ch}} Z^{\text{ch}}(t) - \frac{Z^{\text{dis}}(t)}{\eta^{\text{dis}}} \\ Z(0) = Z(T); Z^{\min} \leq Z(t) \leq Z^{\max} \\ 0 \leq Z^{\text{ch}}(t) \leq \gamma_Z(t) Z^{\max} \\ 0 \leq Z^{\text{dis}}(t) \leq [1-\gamma_Z(t)] Z^{\max} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $Z(t)$ 为荷能状态; σ 为自损耗率; η^{ch} 、 η^{dis} 为充放能效率; $Z^{\text{ch}}(t)$ 、 $Z^{\text{dis}}(t)$ 为充放能功率; $Z^{\min}$ 、 $Z^{\max}$ 为荷能状态的上下限; $\gamma_Z(t)$ 为充放状态 0-1 变量,为 1 时充能; $Z^{\max}$ 为最大充放能功率。

2.3 氢、氨需求响应模型

可转移负荷在调度周期 T 内,需求响应调节的总负荷量需与原始负荷总量保持一致^[19],同时需要满足可转移比例约束

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T X(t) = \sum_{t=1}^T \hat{X}(t) \\ X(t) \geq \hat{X}(t)[1-\gamma_R(t)\rho_R] \\ X(t) \leq \hat{X}(t)[1+\gamma_R(t)\rho_R] \end{cases} \quad (15)$$

式中: X 包括氢、氨负荷; $X(t)$ 为实际调度量; $\hat{X}(t)$ 为原始需求量; $\gamma_R(t)$ 为转移状态变量; ρ_R 为最大可转移比例。

调度周期内需求响应调节的总转移负荷为

$$\begin{cases} X(t) - \hat{X}(t) = \Delta X_u(t) - \Delta X_d(t) \\ X_R = \sum_{t=1}^T [\Delta X_u(t) + \Delta X_d(t)] \\ \Delta X_u(t) \geq 0; \Delta X_d(t) \geq 0 \end{cases} \quad (16)$$

式中: $\Delta X_u(t)$ 、 $\Delta X_d(t)$ 为正负偏差; X_R 为需求响应负荷的总转移量。

为避免需求响应频繁波动,需要最短连续时间

约束

$$\sum_{\tau=t}^{\tau_R+t-1} \gamma_R(t) \geq \tau_R[\gamma_R(t) - \gamma_R(t-1)] \quad (17)$$

式中: τ_R 为需求响应最短连续转移时间。

3 数据驱动两阶段分布鲁棒优化模型

3.1 风光出力不确定性模型

基于数据驱动的思想,使用历史数据构建不确定集,定义误差为随机变量矩阵,划分 N_d 个场景

$$\begin{cases} \boldsymbol{\omega} = [\boldsymbol{\omega}_1, \boldsymbol{\omega}_2, \dots, \boldsymbol{\omega}_k, \dots, \boldsymbol{\omega}_{N_d}] \\ \boldsymbol{\omega}_k = [\omega_{1,1}^{WT}(1), \omega_{1,1}^{WT}(2), \dots, \omega_{j,k}^{WT}(t), \dots, \omega_{N_W,k}^{WT}(T), \\ \quad \omega_{1,1}^{PV}(1), \omega_{1,1}^{PV}(2), \dots, \omega_{j,k}^{PV}(t), \dots, \omega_{N_P,k}^{PV}(T)] \\ \forall k \in [1, 2, \dots, N_d], j \in [1, 2, \dots, N_R], \\ \quad t \in [1, 2, \dots, T] \end{cases} \quad (18)$$

式中: $\boldsymbol{\omega}$ 为风光出力预测误差的多维随机矩阵; $N_R = N_W + N_P$ 为风光机组的总数, N_W 为风电机组数, N_P 为光伏机组数; $\omega_{j,k}^{WT}(t)$ 、 $\omega_{j,k}^{PV}(t)$ 分别为风机、光伏机组第 k 个场景下第 j 台在时刻 t 的预测误差。

使用 MVEE 算法建立包含所有场景的高维最小体积椭球。需通过椭球顶点形成极端场景集,确保完整覆盖所有可能的极端波动模式,任意风光出力预测误差均可表示为该顶点极端场景的线性组合,表达式如下

$$\begin{aligned} \boldsymbol{U} &= \boldsymbol{\omega} \in \mathbf{R}^{N_R \times T} \\ \text{s. t. } &\begin{cases} \boldsymbol{\omega} = \sum_{s=1}^{N_s} u_s \boldsymbol{\omega}_s^* \\ \sum_{s=1}^{N_s} u_s = 1 \\ u_s \geq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (19)$$

式中: $\boldsymbol{U}$ 是风光出力预测误差构成的凸多面体不确定性集合; $N_s = 2N_R T$ 为凸多面体顶点的个数,对应极端场景个数; u_s 为第 s 个风光出力预测误差场景的概率; $\boldsymbol{\omega}_s^*$ 为第 s 个极端场景对应的预测误差顶点坐标。

日内运行阶段,将风光实际最大出力表示为日前预测值 $\hat{U}_j(t)$ 与预测误差极端场景 $\omega_{j,s}^*(t)$ 的叠加,构建风光出力极端场景集

$$\begin{aligned} \boldsymbol{W} &= \boldsymbol{U}_s \in \mathbf{R}^{N_R \times T} \\ \text{s. t. } &\begin{cases} U_{j,s}(t) = \hat{U}_j(t) + \omega_{j,s}^*(t) \\ \forall 1 \leq s \leq N_s \end{cases} \end{aligned} \quad (20)$$

式中: $\boldsymbol{W}$ 是日内运行阶段各个极端场景下风光实际最大出力矩阵; $\boldsymbol{U}_s$ 为日内阶段第 s 个场景的风光实际最大出力矩阵,含机组数 j 与时刻 t 两个维度。

为刻画所有极端场景的概率分布特征,引入

$$\begin{aligned} \Gamma &= \boldsymbol{u}_s \\ \text{s. t. } &\begin{cases} \sum_{s=1}^{N_s} u_s = 1 \\ u_s \geq 0 \\ \sum_{s=1}^{N_s} |u_s - u_s^0| \leq \theta_1 \\ \max_{1 \leq s \leq N_s} |u_s - u_s^0| \leq \theta_\infty \end{cases} \end{aligned} \quad (21)$$

式中: Γ 为基于 1-范数和 ∞ -范数约束的置信集; u_s^0 为第 s 个极端场景的经验概率或基准概率, θ_1 和 θ_∞ 分别为 1-范数和 ∞ -范数的公差值。

该置信集合能够基于历史样本数据提取极端场景的概率分布特征,避免单一极端场景在日内运行阶段被过度表征,从而在保证场景可信度的同时有效降低模型保守性。

3.2 目标函数及约束条件

日前调度阶段为 MILP 问题,决策变量包括弃风量、弃光量、购气量、能量耦合设备与多元储能的出力计划及运行状态、可调节负荷。目标函数综合考虑购气成本、需求响应补偿成本、电解槽启停成本以及机组运维成本。中间层最大-最小问题寻找使二阶段成本最大的最恶劣场景概率分布。日内调整阶段为线性规划问题,在给定最恶劣风光出力场景下,优化弃电调整量、购气调整量及各机组的出力调整量,以最小化调整成本及弃电总成本,模型表达式为

$$\begin{aligned} \min & \left\{ \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{b \in B} c_b P_b(t) + c_G L(t) + \sum_{i=1}^{N_E} [c_S \Theta_i(t) + c_L \Lambda_i(t)] \right\} + c_{R,H} X_{R,H} + c_{R,A} X_{R,A} \right. \\ & \left. + \max_{u_s \in \Gamma} \sum_{s=1}^{N_s} u_s \left\{ \min_{t=1}^T \left\{ c_G [L_u(t) - L_d(t)] + \sum_{b \in B} [q_{b,u} P_{b,u}(t) + q_{b,d} P_{b,d}(t)] + c_c \left[\sum_{j=1}^{N_W} P_{c,w}(t) + \sum_{j=1}^{N_P} P_{c,p}(t) \right] \right\} \right\} \right\} \end{aligned} \quad (22)$$

式中: B 为系统中参与调度的机组集, c_b 为第 b 个机组的单位运行维护成本系数; $P_b(t)$ 为第 b 个机组的日前计划机组出力; c_G 为购天然气成本; N_E 为电解槽阵列独立单元数; $c_{R,H}$ 、 $c_{R,A}$ 分别为氢、氨负荷的单位转移成本; $X_{R,H}$ 、 $X_{R,A}$ 分别为氢、氨负荷总转移

量; c_s 和 c_L 分别为电解槽的停机成本和启动成本; $q_{b,u}$ 和 $q_{b,d}$ 分别为第 b 台机组向上调整和向下调整出力的单位成本系数; $P_{b,u}(t)$ 和 $P_{b,d}(t)$ 分别为机组的向上调整功率和向下调整功率; $L_u(t)$ 和 $L_d(t)$ 分别为购气增加质量和减少质量; c_e 为弃电的单位惩罚成本; $P_{c,w}(t)$ 和 $P_{c,p}(t)$ 为弃风功率和弃光功率。

3.3 模型求解

为简化求解过程,给出 3 层级鲁棒优化模型的紧凑公式。第 1 层级为日前阶段系统运行的最优调度决策,以确定机组启停等状态和出力计划;第 2 层级为考虑风光出力不确定性的最恶劣概率分布;第 3 层级为给定日前调度策略和风光出力场景下的日内阶段调整策略,优化机组出力调整量以实现调整成本与弃电成本最小化,紧凑形式为

$$\min_{x,z} (c^T x + d^T z + \max_{u_s \in U} \sum_{s=1}^{N_s} (u_s \min_{y \in \Omega(x,z,U_s)} h^T y))$$

$$\text{s. t. } \begin{cases} Ax + Bz \leq b \\ Cx + EU_s = 0 \\ Dx + FU_s \leq f \\ A(x+y) + Bz \leq b \\ Cy = 0 \\ Gz = 1, Kz \leq 0 \\ D(x+y) + FU_s \leq f \end{cases} \quad (23)$$

式中: x 为表征各机组出力的一阶段连续变量向量; z 表示机组离散状态的一阶段 0-1 变量向量; y 表示机组出力相对于日前决策变量 x 的调整量的二阶段变量向量; $\Omega(x,z,U_s)$ 为给定 x,z 时 y 的可行域; c,d,h,b,f 为系数向量; A,B,G,K,C,E,D,F 为系数矩阵。

使用 I-C&CG 算法将该优化模型解耦成主问题和子问题迭代求解,算法流程如图 2 所示。

4 算例分析

4.1 算例设置

以图 1 所示的能源系统为研究对象,验证所提两阶段分布鲁棒优化模型的有效性。算例中,风机与光伏机组总装机容量分别为 400、800 MW。电解槽阵列独立单元数 $N_E=4$,每组额定功率为 125 MW,待机、启动电能损失系数分别为 8%、12%,最短连续停机、待机时间分别为 3、2 h^[28]。电、氢、氨储能容量分别为 200、400、800 MW·h,荷能状态范围为 10%~100%,且初始为 10%,充放效率为 95%。天然气价格为 5.0 元/kg,弃电惩罚成本为 0.4 元/(kW·h);氢、氨负荷单位转移成本分别为 10、1.0 元/kg,最短连续转移时间为 4 h,负荷最大可转

移比例为 15%。设置 I-C&CG 算法收敛阈值 ϵ 为 1%,通过 Julia 1.10 平台调用 Gurobi 12.0 求解。

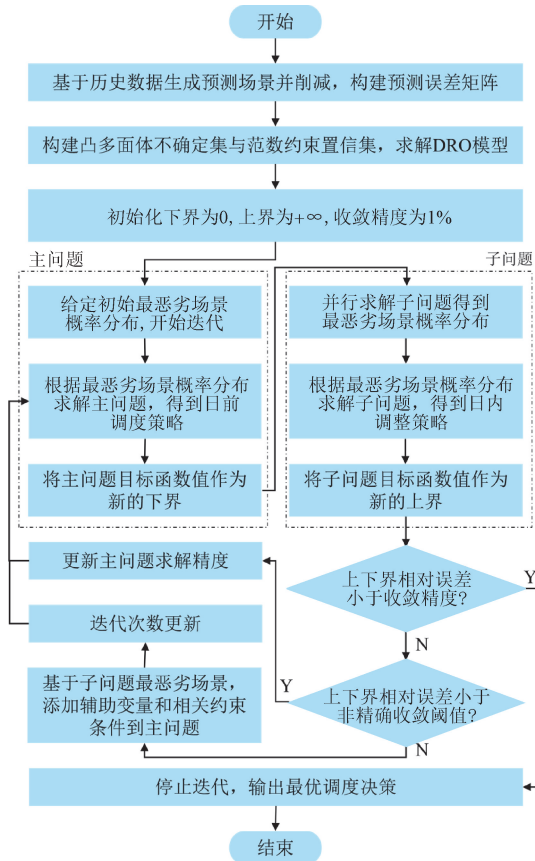


图 2 I-C&CG 算法求解流程

Fig. 2 I-C&CG algorithm solving process

基于中国西北某电站风光机组实际运行数据,选取连续 1 a 的小时级风光出力日前预测值与实测值匹配序列。采用蒙特卡洛模拟生成 2 000 个高维风光出力预测误差场景,经 K-means 聚类算法削减至 $N_d=300$ 个典型场景,用于构建椭圆不确定集。

4.2 系统调度结果分析

为分析风光氢氨耦合系统中关键设备与需求响应对系统灵活性和经济性等的影响,在日前阶段设置 5 种运行方案进行对比分析,具体方案设置见表 1。

表 1 对比方案设置

Table 1 Comparison plan settings

方案	氢转氢/电	氢转电	需求响应	氢/氨合成 MILP 模型
方案 1	✓	✓	✓	✓
方案 2	×	✓	✓	✓
方案 3	×	✓	×	✓
方案 4	×	×	×	✓
方案 5	✓	✓	✓	×

注:✓为有;×为无。

方案1采用本文提出的完整两阶段分布鲁棒优化模型;方案2移除氨裂解及氨燃料电池设备;方案3进一步取消需求响应机制;方案4取消燃气轮机掺氢过程;方案5完全采用传统线性模型,忽略电解槽启停状态与合成氨装置的柔性变载特性。

4.2.1 电氢氨双向转换过程分析

在风光出力极端场景集的最恶劣概率分布条件下,求解得到方案1的最优日前调度方案。方案1电能优化结果如图3所示,在1:00—5:00时段,光伏系统处于零出力状态,尽管风机达到最大出力,仍无法满足电、氢、氨系统的综合负荷需求。此时,储能系统处于最低荷能状态,调节能力不足,系统需启动燃气轮机通过外购天然气发电以保障电力供应。在6:00—9:00时段,风光联合出力基本满足用电需求,为降低运行成本,系统关闭燃气轮机并启用电池储能系统平抑风光发电的波动性。在10:00—17:00时段,进入风光联合出力高峰期,电池储能容量不足以完全消纳过剩电能,系统通过电解槽和合成氨设备生产绿色氢、氨,并利用储罐实现能量的梯级存储,为出力低谷期储备了调节容量。在18:00—21:00时段,面临风光出力下降与用电负荷高峰的双重压力,系统协同调度氨燃料电池发电和掺氢燃气轮机以满足需求,缓解了对外购天然气的需求,同时确保绿色氢、氨产品的低碳排放特性。在22:00—24:00时段,风电出力可完全覆盖电负荷与制氢需求。

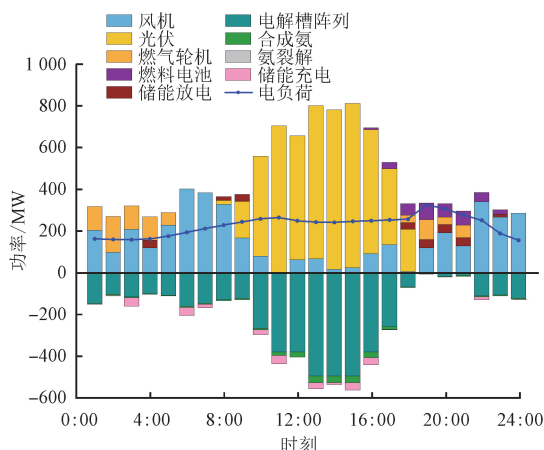


图3 方案1电能优化结果

Fig. 3 Result of electric energy optimization of scheme 1

方案1氢能优化结果如图4所示,电解槽阵列作为主要供氢装置,通过4个单元机组启停组合实现负荷的灵活调节。在18:00—21:00用电高峰时段,鉴于电解槽的电耗特性,电解槽阵列降载运行,系统通过氢储能放氢和氨裂解制氢两种途径保障氢

能供给。此外,燃气轮机在此阶段采用掺氢燃烧模式,既降低了天然气采购成本,又提升了氢能系统的整体利用效率。

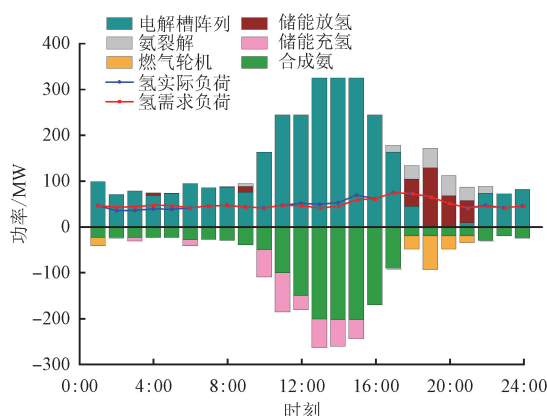


图4 方案1氢能优化结果

Fig. 4 Result of hydrogen energy optimization of scheme 1

方案1氨能优化结果如图5所示,合成氨设备保持24 h连续运行,其爬坡过程呈现显著的分段特征。在10:00—17:00风光出力高峰时段,设备爬坡率呈现阶梯式提升,初始阶段爬坡速率较缓,达到一定负载率后切换为快速爬坡,能够有效避免频繁负荷波动对生产稳定性的影响。在夜间馈电时段,系统利用储罐放能满足负荷需求,并同步启动燃料电池和裂解装置实现电氢氨反向转换,缓解系统供能压力。

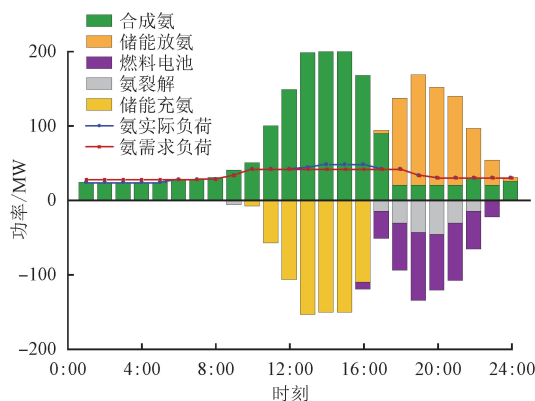


图5 方案1氨能优化结果

Fig. 5 Result of ammonia energy optimization of scheme 1

4.2.2 需求响应及储能单元调度分析

结合图4、5,针对氢、氨可转移负荷的优化调度匹配了风光波动特性。基于风光出力的反调峰特性,将夜间1:00—5:00用电高峰时段约4.9%的负荷转移至光伏出力高峰时段,既降低了电解槽阵列在高峰时段的运行压力,又提高了风光资源的消纳率,使合成氨设备低负载运行和高负载运行时段相对集中。

图 6 展示了电、氢、氨储能单元的荷能状态,三者基本呈现出“一充一放”特征,在上午 9:00 左右同步启动充能过程,至下午 16:00 达到储能上限,并于夜间 21:00 完成放能。电储能主要承担快速响应功率失衡的作用,在 1:00—9:00 风电出力波动阶段优先响应短时功率波动,充放能转换次数显著高于氢、氨储能。氢、氨储能侧重于能量的跨时段转移,三者形成长短期互补运行模式。氢、氨储能支撑了系统日间的过量生产,并在夜间反向转换的运行机制,既确保了电解槽负载的稳定性,又避免了设备频繁启停。在风电剧烈波动时,可使 PEM 电解槽保持冷待机状态,大幅提升系统运行灵活性。综上所述,多元储能与需求响应机制在柔性化工生产中具有关键支撑作用。

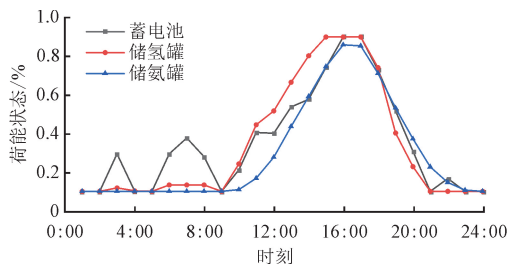


图 6 方案 1 储能调度结果

Fig. 6 Result of energy storage optimization of scheme 1

4.2.3 电解槽阵列启停分析

图 7 展示了方案 1 中电解槽阵列的运行工况优化结果。从电功率变化可以看出,PEM 主要工作在额定功率或最小技术出力状态,调度策略优先保持设备稳定运行并减少启停损耗。在 1:00—8:00 低负荷时段,系统采用①组电解槽作为主要调节单元,通过待机-工作状态切换响应风光波动,而②~④组电解槽大部分时间维持在最小工作状态。8:00—16:00,随着光伏出力增加,②~④组电解槽相继切换至额定功率运行,配合①组电解槽共同提升制氢负荷,确保氢储能、氨储能在 16:00 前完全充满。16:00—19:00 光伏出力下降阶段,系统通过①组待机、②~④组相继停机的策略避免储能越限,此时氢负荷较小,主要依靠氢储能系统供氢。夜间 21:00—24:00,②组电解槽重新启动以满足终端需求。

方案 5 电解槽阵列运行负载如图 8 所示,相较于方案 5 的线性模型,本文模型通过考虑 PEM 的启停特性,使电解槽启停次数显著减少,降低了响应风光的设备损耗与安全风险,同时能够减少频繁启停带来的额外耗电成本,提升制氢系统经济性。

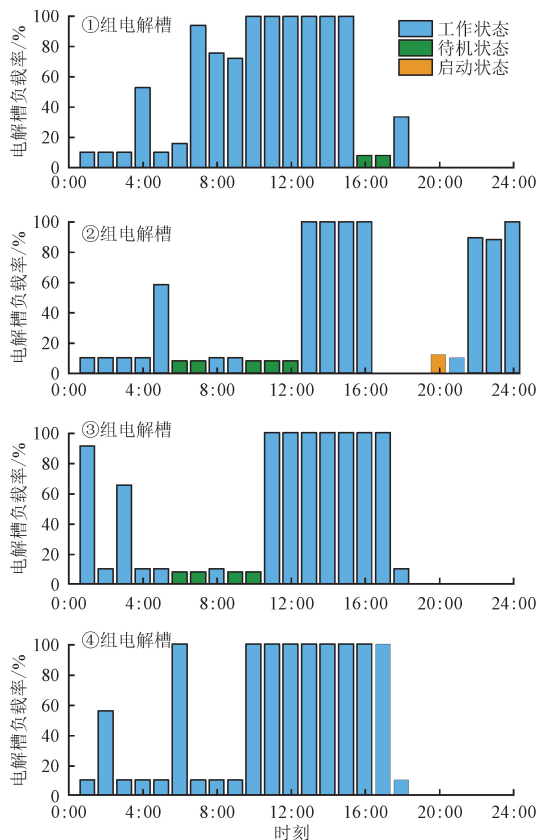


图 7 方案 1 电解槽阵列运行负载

Fig. 7 Electrolyzer operating load of scheme 1

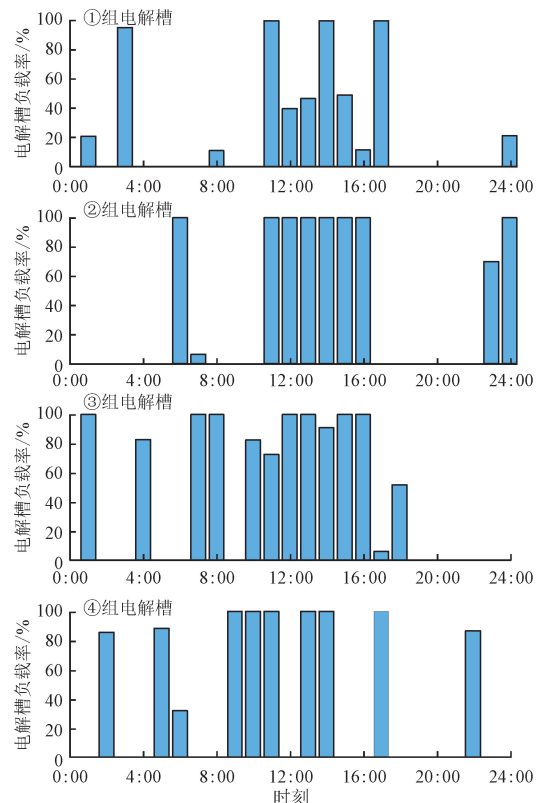


图 8 方案 5 电解槽阵列运行负载

Fig. 8 Electrolyzer operating load of scheme 5

4.2.4 柔性合成氨调度分析

图9对比了方案1和方案5中合成氨设备的运行负载调度结果。对于方案1,在9:00—16:00光伏出力高峰时段,设备切换至高爬坡率模式,实现与新能源出力波动的动态匹配,促进清洁能源消纳。随着午后风光出力衰减,装置平稳转入降载运行模式,避免储能越限的同时顺利过渡至低负载状态。基于需求响应机制将夜间风光出力不足时段的氨负荷转移,分段爬坡约束可确保设备此时在低负载率下稳定运行,有效抑制负荷波动引发的设备频繁调节问题。基于负载率的分段调控机制不仅增强了合成氨装置的运行稳定性,同时大幅降低了设备损耗与安全风险。

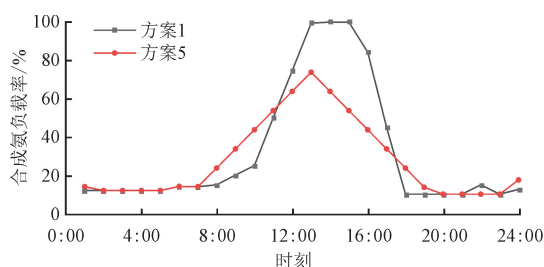


图9 方案1、5合成氨设备运行负载对比

Fig. 9 P2A operation load comparison of scheme 1&5

与线性模型相比,本文提出的多状态爬坡机制更符合实际化工生产中通过温度和压力控制反应速率的工艺特性。对于方案5,设备负载率夜间负荷跟随状态下持续波动,设备稳定性不足,刚性调节机制导致装置无法快速响应光伏爬坡需求,造成弃光。

4.2.5 不同方案综合对比分析

求解5种方案的优化结果如表2所示。通过对5种运行方案的对比分析,本文提出的完整优化模型展现出显著的综合优势。

方案1在总成本和风光利用率等方面均优于其他方案,验证了电-氢-氨多能耦合与需求响应机制的协同价值。具体而言,方案2因取消氢能转换环节导致风光消纳能力下降10.34%,虽然运维成本降低37.89万元,但购能成本上升60.59%,并产生48.11万元弃电成本,总成本增加16.01%。方案3进一步取消需求响应后,系统调节灵活性受限,风光利用率降至85.76%,购能成本较方案2再增加11.30%。结合方案1~3可知,系统在失去耦合调节能力后高度依赖掺氢燃烧调节。方案4在禁止燃气轮机掺氢后,系统氢电转换能力更加受限,导致购能成本相较于方案1提升86.83%,验证了氢电耦

合转换的必要性。对比分析结果表明,方案5采用传统线性模型时,忽略了电解槽启停与合成氨分段爬坡特性,总成本为312.84万元,增加了20.55%,同时系统应对风光不确定性的调节能力下降。从成本构成看,方案1通过日前制定的机组状态切换调度计划,将日内调整成本控制在46.27万元,仅为方案5的49.74%,购气波动率仅为31.62%,具有显著的稳定性优势,更符合离网型氢、氨生产场景的工程实际需求。

表2 5种方案调度结果

Table 2 Scheduling results of the 5 schemes

方案	运维成本/ 万元	购能成本/ 万元	启停成本/ 万元	需求响应成本/ 万元	弃电成本/ 万元
方案1	159.04	40.85	1.47	3.26	8.61
方案2	121.15	65.6	1.47	6.09	48.11
方案3	120.98	73.01	1.47		54.38
方案4	119.99	76.32	2.42		55.87
方案5	143.06	44.41		5.90	26.44

方案	日内调整成本/万元	总成本/万元	风光利用率/%	购气波动率/%
方案1	46.27	259.50	97.74	31.62
方案2	58.62	301.04	87.40	37.25
方案3	63.47	313.31	85.76	30.94
方案4	73.43	328.03	85.37	28.10
方案5	93.03	312.84	93.08	41.01

4.3 模型算法有效性分析

本文通过对比分析,验证所提数据驱动DRO模型的有效性。设定置信水平 $\alpha_1 = 0.5, \alpha_\infty = 0.9$,考察削减场景数 N_d 对模型保守性的影响,并与盒式不确定集鲁棒优化模型对比,结果如表3所示。

表3 不同模型对比结果

Table 3 Comparison results of different models

模型	总运行成本/万元	风光利用率/%	购气波动率/%	求解时间/s
鲁棒优化	347.98	86.74	47.86	878.8
分布鲁棒优化	$N_d=100$	252.49	98.23	28.39
	$N_d=300$	259.50	97.74	31.62
	$N_d=500$	270.97	94.15	35.36
	$N_d=1\ 000$	316.25	89.24	40.22

与盒式不确定集鲁棒模型相比,所提模型在保证风光利用率的同时,将总运行成本降低25.43%,

计算效率提升约 4.4 倍,避免了传统鲁棒优化方法的过度保守问题。随着场景数从 100 增至 1 000,场景分辨率逐渐增大,更加接近不确定量的真实值,保守性增强,其中风光利用率下降 8.99%,总运行成本升高 25.25%,购气波动率升高 11.83%。同时,冗余场景会显著增加模型求解的复杂度。通过椭球集合与范数约束的结合,本文所使用的分布鲁棒优化模型能够同时捕捉风光出力的极端场景及其概率分布特征,在一定程度上改善了盒式不确定集保守程度过高的问题。

5 结 论

本文通过对氢、氨合成过程进行多状态精细化建模,同时研究了风光氢氨耦合系统的两阶段分布鲁棒优化模型及调度策略,得到以下结论。

(1)基于合成氨多段爬坡与电解槽多状态切换的精细化建模方法,显著提升了电-氢-氨系统的运行柔性,更符合生产实际。相较于传统线性模型,所提模型调整成本仅为 49.74%,有效缓解了风光波动性与化工生产稳定性之间的矛盾。

(2)通过电-氢-氨双向转换与多元储能的协同优化,系统新能源消纳率达到 97.74%,同时显著提升了电氢氨耦合的灵活性,在保障离网系统负荷供应基础上实现低碳经济运行。

(3)数据驱动的两阶段分布鲁棒模型可同步捕捉风光出力的极端场景与概率分布特征,其保守性随削减场景数增加而升高,较传统盒式鲁棒模型在求解效率与保守性间取得更好的平衡。

本文仅考虑了小时级调度,未充分计及风光分钟级波动,未来将进一步建立“日前-日内-实时”多时间尺度滚动鲁棒优化方法,平衡经济性与稳定性。

参考文献:

- [1] 李亚楼,王丹丹,赵飞,等. 电力多元转换(Power-to-X):技术路径、应用与挑战[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1809-1820.
Li Yalou, Wang Dandan, Zhao Fei, et al. Path, application and challenge of power-to-X[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1809-1820.
- [2] 国家能源局.《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》政策解读[J]. 财会学习, 2024(32): 1-2.
National Energy Administration. Policy interpretation of the guiding opinions on vigorously implementing renewable energy substitution action[J]. Accounting Learning, 2024(32): 1-2.
- [3] 吉旭,周步祥,贺革,等. 大规模可再生能源电解水制氢合成氨关键技术与应用研究进展[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(5): 1-11.
Ji Xu, Zhou Buxiang, He Ge, et al. Research review of the key technology and application of large-scale water electrolysis powered by renewable energy to hydrogen and ammonia production[J]. Advanced Engineering Sciences, 2022, 54(5): 1-11.
- [4] 高建刚,姜亚鹏,包宝青,等. 绿氢转化制绿色甲醇与绿氨[J]. 化工进展, 2025, 44(4): 1987-1997.
Gao Jiangang, Jiang Yapeng, Bao Baoqing, et al. Green methanol and green ammonia synthesis by green hydrogen[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2025, 44(4): 1987-1997.
- [5] 薛姿杰,吴艳,崔子元,等. 基于经济性分析的长周期绿氨合成模型:考虑网电碳排放因子连续变化的影响[J]. 化工进展, 2025, 44(9): 4917-4927.
Xue Zijie, Wu Yan, Cui Ziyuan, et al. Long cycle green ammonia synthesis model based on economic analysis: considering the impact of continuous changes in grid carbon emission factors[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2025, 44(9): 4917-4927.
- [6] 袁文腾,陈亮,王春波,等. 基于氨储能技术的电转氨耦合风-光-火综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 6992-7002.
Yuan Wenteng, Chen Liang, Wang Chunbo, et al. Bi-level optimal scheduling of power-to-ammonia coupling wind-photovoltaic-thermal integrated energy system based on ammonia energy storage technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6992-7002.
- [7] 毛志宇,李培强,郭思源. 基于自适应时间尺度小波包和模糊控制的复合储能控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 158-165.
Mao Zhiyu, Li Peiqiang, Guo Siyuan. Control strategy of composite energy storage based on wavelet packet with adaptive time scale and fuzzy control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 158-165.
- [8] 王辰,汤奕,郑晨一. 基于动态优化周期的风光氢储耦合系统改进能量管理策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(2): 142-145.
Wang Chen, Tang Yi, Zheng Chenyi. Improved energy management strategy for wind-photovoltaic-hydrogen-storage coupling system based on dynamic optimization cycles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(2): 142-145.
- [9] 余志鹏,林今,雷金勇,等. 考虑火电掺氢氨燃烧发电的受端电力系统多阶段减碳规划[J]. 电力系统自

- 动化, 2025, 49(5): 57-68.
- Yu Zhipeng, Lin Jin, Lei Jinyong, et al. Multi-stage decarbonization planning for receiving-end power systems considering thermal power generation with hydrogen-ammonia cofiring [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(5): 57-68.
- [10] 胡俊杰, 吴俊, 刘雪涛. 基于极限场景法的燃气掺氢综合能源系统两阶段低碳经济调度 [J]. 电力系统自动化, 2026, 50(7): 118-128.
- Hu Junjie, Wu Jun, Liu Xuetao. Two-stage low-carbon economic dispatch of gas-hydrogen-blended integrated energy system based on extreme scenario method [J]. Automation of Electric Power Systems, 2026, 50(7): 118-128.
- [11] 潘超, 杨斌, 唐华, 等. 考虑氨能与广义储能的多能耦合系统低碳协调运行 [J]. 电力建设, 2024, 45(7): 122-133.
- Pan Chao, Yang Cheng, Tang Hua, et al. Low-carbon coordinated operation of multi-energy coupled system considering ammonia energy and generalized energy storage participation [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(7): 122-133.
- [12] Quach T Q, Giap V T, Keun Lee D, et al. High-efficiency ammonia-fed solid oxide fuel cell systems for distributed power generation [J]. Applied Energy, 2022, 324: 119718.
- [13] 张润之, 周家辉, 徐钢, 等. 峰谷电价场景下并网型风光制氢合成氨系统的容量-调度优化分析 [J]. 动力工程学报, 2025, 45(3): 443-451.
- Zhang Runzhi, Zhou Jiahui, Xu Gang, et al. Capacity-scheduling optimization of grid-connected wind-solar hydrogen production and ammonia synthesis system under peak-to-valley electricity price scenarios [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(3): 443-451.
- [14] 李龙艳, 刘淑娴, 宁超. 考虑电热老化效应的数据驱动电-热-氢-氨耦合微网分布鲁棒规划 [J]. 电网技术, 2025, 49(1): 22-31.
- Li Longyan, Liu Shuxian, Ning Chao. Data-driven distributionally robust planning of electricity-heat-hydrogen-ammonia microgrid considering the electrothermal-aging effect of SOEC [J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 22-31.
- [15] Varela C, Mostafa M, Zondervan E. Modeling alkaline water electrolysis for power-to-x applications: a scheduling approach [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(14): 9303-9313.
- [16] Smith C, Torrente-Murciano L. The importance of dynamic operation and renewable energy source on the economic feasibility of green ammonia [J]. Joule, 2024, 8(1): 157-174.
- [17] Yu Zhipeng, Lin Jin, Liu Feng, et al. Optimal sizing and pricing of grid-connected renewable power to ammonia systems considering the limited flexibility of ammonia synthesis [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2): 3631-3648.
- [18] Zhou Jiahui, Zhang Ziyue, Zhang Runzhi, et al. Optimal capacity and multi-stable flexible operation strategy of green ammonia systems: adapting to fluctuations in renewable energy [J]. Energy Conversion and Management, 2024, 314: 118720.
- [19] 李伊竹林, 韩肖清, 李廷钧, 等. 基于动态电-碳需求响应的综合能源系统日前多元低碳交易方法 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(12): 24-35.
- Li Yizhulin, Han Xiaoqing, Li Tingjun, et al. Multifaceted day-ahead low-carbon trading method for integrated energy systems based on dynamic electricity-carbon demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12): 24-35.
- [20] 廖思阳, 肖雨朵, 徐箭, 等. 需求响应下计及高耗能工业负荷生产流程的经济调度模型 [J]. 电力系统自动化, 2025, 49(3): 22-30.
- Liao Siyang, Xiao Yuduo, Xu Jian, et al. Economic dispatch model considering production process of energy-intensive industrial load under demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(3): 22-30.
- [21] 钱韦廷, 赵长飞, 万灿, 等. 基于概率预测的混合储能平抑风电波动随机优化调控方法 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(18): 18-27.
- Qian Weiting, Zhao Changfei, Wan Can, et al. Probabilistic forecasting based stochastic optimal dispatch and control method of hybrid energy storage for smoothing wind power fluctuations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(18): 18-27.
- [22] 杨莘博, 谭忠富, 林宏宇, 等. 计及合作联盟的园区综合能源系统随机优化及收益分配模型 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 36-46.
- Yang Shenbo, Tan Zhongfu, Lin Hongyu, et al. Stochastic optimization and income allocation model for park integrated energy system considering cooperation alliance [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19): 36-46.
- [23] 曹永吉, 张恒旭, 李常刚. 计及扰动不确定性的储能系统容量鲁棒优化配置 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(19): 139-147.

- Cao Yongji, Zhang Hengxu, Li Changgang. Robust optimization configuration for energy storage system capacity considering uncertainty of disturbance [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(19): 139-147.
- [24] 周亦洲, 吴俊钊, 孙国强, 等. 面向多级电-碳耦合市场的虚拟电厂两阶段鲁棒交易策略 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(18): 38-46.
- Zhou Yizhou, Wu Junzhao, Sun Guoqiang, et al. Two-stage robust trading strategy for virtual power plant in multi-level electricity-carbon coupling market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(18): 38-46.
- [25] 俞鸿飞, 王韵楚, 吕瑞扬, 等. 考虑灵活爬坡产品的虚拟电厂两阶段分布鲁棒优化运营策略 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(14): 16-27.
- Yu Hongfei, Wang Yunchu, Lü Ruiyang, et al. Two-stage distributionally robust optimization operation strategy of virtual power plants considering flexible ramping products [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(14): 16-27.
- [26] 郭方洪, 冯秀荣, 杨漠, 等. 基于数据模型双驱动的新能源微电网分布鲁棒优化调度 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(20): 36-47.
- Guo Fanghong, Feng Xiurong, Yang Hao, et al. Dual-data-model-driven distributionally robust optimal scheduling of renewable energy microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(20): 36-47.
- [27] 张宇华, 张闯, 王育飞, 等. 电氨转换及风光时空相关性的多能耦合系统两阶段鲁棒优化模型 [J]. 电网技术, 2025, 49(10): 4299-4310.
- Zhang Yuhua, Zhang Chuang, Wang Yufei, et al. Two stage robust optimization model for multi energy coupling system of ammonia conversion and wind solar spatiotemporal correlation [J]. Power System Technology, 2025, 49(10): 4299-4310.
- [28] 胡俊杰, 童宇轩, 刘雪涛, 等. 计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略 [J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1419-1435.
- Hu Junjie, Tong Yuxuan, Liu Xuetao, et al. Multi-time-scale robust optimization strategy for integrated energy system considering the refinement of hydrogen energy use [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1419-1435.
- [29] Sánchez A, Martín M. Optimal renewable production of ammonia from water and air [J]. Journal of Cleaner Production, 2018, 178: 325-342.
- (编辑 武红江)