

计及电网稳定的氢储综合能源系统不确定优化调度

霍慧娟,李培栋,辛诚,李薇薇,卢艳超,陈天穹

(国网经济技术研究院有限公司,北京 102209)

摘要:新型电力系统背景下高比例可再生能源给系统及电网的安全、稳定、经济运行带来了巨大的挑战。面向大电网支撑下的氢储/电-气综合能源系统,综合考虑电网波动性、系统可靠性、经济性及可再生消纳率等指标,提出了一种不确定优化调度模型。该模型首先处理可再生能源的不确定性,其次利用分段线性化方法解决非线性问题,最后以降低综合能源系统调度成本和电网出力波动为优化目标,综合考虑各类约束条件,对电-气综合能源系统的运行调度方案求解。通过实例分析所提模型,使得系统的总运行成本降低3.14%,电网波动指标下降47.02%,系统可靠供能率和可再生能源消纳率分别提升了1.52%和6.09%。

关键词:综合能源系统;电网稳定性;氢储能;电转气;优化调度

中图分类号:TM28 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed26315

Uncertain Optimal Scheduling of Hydrogen Storage Integrated Energy System Considering Grid Stability

HUO Huijuan, LI Peidong, XIN Cheng, LI Weiwei, LU Yanchao, CHEN Tianqiong

(State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: Under the context of the new power system, the high share of renewable energy brings significant challenges to the security, stability, and economic operation of the system and the grid. An uncertain optimization scheduling model for hydrogen storage/electricity-gas integrated energy systems supported by large power grids was proposed, considering indicators such as grid volatility, system reliability, economic performance, and renewable energy consumption rate. The model first addressed the uncertainty of renewable energy, then used a piecewise linearization method to solve nonlinear problems, finally, optimized the scheduling of the electricity-gas integrated energy system by minimizing the total system operating cost and reducing grid output fluctuations. The optimization was carried out under various constraints. Through case studies, the proposed model achieves a 3.14% reduction in total system operating costs, a 47.02% decrease in grid volatility, and an improvement of 1.52% and 6.09% in system reliability and renewable energy consumption rate, respectively.

Key words: integrated energy systems; power grid stability; hydrogen energy storage; power-to-gas; optimal scheduling

为如期实现“碳达峰、碳中和”目标,大力发展可再生能源成为关键举措^[1-2]。大规模可再生能源的接入使得电力系统更加清洁、环保,但高比例可再生能源电力系统中常规电源比例受到压缩,且可再生能源出力受不确定性自然因素影响,对整个系统的安全和稳定运行带来巨大挑战^[3-4]。储能技术可以为电网提供一定的缓冲,起到能量调度的作用^[5],可以改善新能源发电功率不稳定的问题,从而提升系统稳定性与能源利用

率。传统储电受制于成本并不适合大规模消纳可再生能源。储气的效率可能略低于储电,但在综合成本、可靠性和规模应用方面更适合与可再生能源结合。而电转甲烷在储存过程中,能量经过多级转化,损失巨大^[6]。因此,电转氢储能技术将富余的可再生能源发电量转换为氢气进行储存,对于提高系统消纳、降低功率波动具有重要研究意义。

储能系统可为电力系统提供灵活调节能力,

基金项目:国家电网直属单位科技项目(ZZKJ-2024-18)

作者简介:霍慧娟(1987—),女,博士,高级工程师,主要研究方向为技术经济、新型储能等,Email:315159099@qq.com

通讯作者:李薇薇(1998—),女,硕士,工程师,主要研究方向为工业工程、技术经济等,Email:1790969794@qq.com

确保电力供需平衡,兼顾系统安全性和经济性,提高消纳能力,降低用能成本。现有文献广泛证明了储能 在解决负荷失衡方面的作用。文献[7]建立了多储能系统的仿真模型,仿真实验验证优化储能系统控制策略能够显著提升高比例可再生能源电力系统的能量利用率和稳定性。文献[8]搭建了含大规模光储系统的某地区电网仿真模型,对光伏渗透率和储能光伏容量比对系统暂态稳定性的影响展开了研究。文献[9]考虑电力系统运行灵活性概率平衡特性,将上、下行灵活性约束纳入经济调度模型,克服了基于条件风险价值度量灵活性不足给电力系统带来的风险损失。然而现有的研究大多集中于传统储能技术对电力系统的影响,这些技术虽在一定程度上提高了电力系统的稳定性与调度灵活性,但也存在着诸如能量密度低、寿命受限、环境影响较大等问题。此外,传统储能技术在面对大规模可再生能源消纳时,往往面临容量不足和成本过高的问题。新兴储能技术,如压缩空气储能、氢储能等尚未得到广泛研究。氢储能具有性能稳定、高储能密度、环境友好等优点,在未来能源转型中具有重要的潜力。

目前,国内外学者已逐渐开始对电转气技术引入综合能源系统优化调度进行研究。文献[10]根据熵值法的灰靶决策理论选择兼顾运行经济性和可再生能源利用率的调度计划,评估了氢储能系统设备消纳风电的能力以及系统经济性影响。文献[11]提出一种配置氢储的电-气联合系统优化模型,分析电转气设备的应用对负荷供电率及可再生能源过剩率的影响。文献[12]在可再生能源不确定场景下建立了考虑两阶段电转气及燃气掺氢的综合能源系统多场景优化模型,对电转气精细化建模,分析了混合电转气模式下不同掺氢比例对系统配置影响。现有电转气-氢储能研究多集中于探索系统内部经济性及配置等参数,但对外部电网的影响,尤其是电网负荷调度、稳定性以及电网与储能系统的交互优化,还需要进一步的研究。

综上所述,目前的电转气研究多侧重于从能源侧对可再生能源促进消纳的分析,而储能系统的研究则主要集中在传统储能技术对电力系统的影响。这种研究模式往往忽略了电转气技术与储能技术相结合所能带来的综合优化效果,尤其是在复杂的多能源耦合系统中的潜在应用。

因此,本文针对这一研究空白,提出并建立了基于电转氢储能技术的综合能源系统模型,从两者结合的角度,探讨了在可再生能源不确定条件下其对可再生能源高效利用和系统稳定性提升的优化作用。首先介绍了基于电转氢储能技术的综合能源系统,并对其进行了详细建模;其次,在可再生能源不确定场景下以经济性和削减电网功率波动为目标函数建立了电-气综合能源系统优化调度模型,并通过 Matlab 结合 YALMIP 调用 CPLEX 进行求解;最后,通过算例对比分析,证明了本文所搭建模型的有效性和合理性。

1 系统流程

电-气综合能源系统结构如图1所示,该系统由风电、光伏机组、气源、上级电网、氢储能系统、燃气-蒸汽联合循环构成。系统内可再生能源发电不对电网售电。电能与燃气通过能源网络进行输送,氢储能系统所产氢气通过燃气掺氢技术形成掺氢燃气供给燃气设备及负荷。储能系统与燃气掺氢技术的引入使得所建模型相较于传统综合能源系统突破了电气间能源单向耦合的限制,同时拓展了氢能的使用场景,有助于减少碳排放并提高可再生能源的消纳能力。

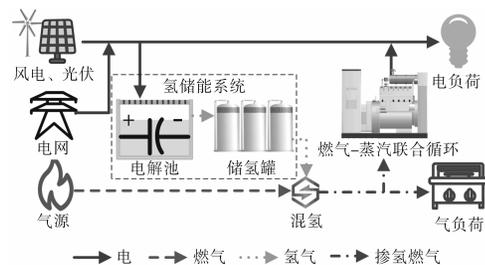


图1 系统结构图

Fig.1 System structure diagram

1.1 风电机组模型

风电机组的输出功率为风速的函数,当风速处于不同区段时,风电机组出力呈现出不同的函数表达形式。针对特定运行场景下,风电机组的逐时输出功率可表示为

$$P_f^w(t,s) = \begin{cases} 0 & v \leq v_{in} \\ P_r^w \frac{v(t,s)^3 - v_{in}^3}{v_r^3 - v_{in}^3} & v_{in} < v \leq v_r \\ P_r^w & v_r < v < v_{out} \\ 0 & v \geq v_{out} \end{cases} \quad (1)$$

式中: t 为运行调度时刻; s 为运行场景; P_f^w 为风电机组的输出功率; P_r^w 为风机输出的额定功率; v 为风机处的实际风速; v_{in}, v_{out} 为机组设计的切入、切

出风速; v_r 为机组设计的额定风速。

1.2 光伏机组

光伏机组的输出功率主要与太阳辐射和电池温度有关,通常情况下光伏的发电效率随表面温度升高而降低,一般采用伏安特性曲线来表示其功率特性曲线^[13]:

$$P_r^{PV}(t,s) = f N^{PV} \frac{G_p(t,s)}{G_{stc}} \times \{1 + \alpha [T_r^{PV}(t,s) - T_{stc}]\} \quad (2)$$

其中

$$T_r^{PV}(t,s) = \{T_a(t,s) + (T_{soc} - T_{a,soc}) \times \frac{G_p(t,s)}{G_{soc}} [1 - \frac{\eta^{PV}(1 - \alpha T_{stc})}{\tau\beta}]\} \div [1 + (T_{soc} - T_{a,soc}) \cdot \frac{G_p(t,s)}{G_{soc}} \cdot \frac{\alpha\eta^{PV}}{\tau\beta}] \quad (3)$$

式中: P_r^{PV} 为光伏输出功率; f 为光伏板的功率降额系数; N^{PV} 为光伏机组安装容量; G_p 为实际光照强度; G_{stc} 为标准测试条件下的光照强度; α 为功率温度系数; T_{stc} 为标准测试条件下的光伏表面温度; T_a 为光伏工作环境温度; T_{soc} 为标准工况下光伏表面温度; η^{PV} 为光伏光电效率; τ 为太阳能透射率; β 为光伏太阳能吸收率; G_{soc} , $T_{a,soc}$ 分别为标准工况下太阳能辐照强度和环境温度。

1.3 燃气-蒸汽联合循环

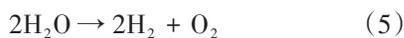
燃气-蒸汽联合循环由燃气轮机和蒸汽轮机这两种发电机组成,通过将燃气轮机的高温废气导入余热回收锅炉,进一步产生蒸汽驱动蒸汽轮机发电,大幅提升了发电效率。功率数学模型可表示为

$$P^{CCGT}(t,s) = H_{mix} Q_{mix}^{CCGT}(t,s) \eta_p^{CCGT} \quad (4)$$

式中: H_{mix} 为混合气体热值; P^{CCGT} 为联合循环发电功率; Q_{mix}^{CCGT} 为联合循环消耗的天然气与氢气混合气体量; η_p^{CCGT} 为联合循环效率。

1.4 氢储能系统

氢储能系统由电解槽和储氢罐构成,利用电网中无法消纳的新能源发电量或低电价时的电能,电解水获得较为纯净的氢气,通过储氢罐储存以达到将电能转换为氢能利用或储存的效果^[14]。化学反应由 H_2O 转换为 H_2 的化学方程为



这里采用简化的电解槽模型,认为产氢速率与消耗的电能之间是近似线性的关系。上述化学过程能量转换的数学模型为

$$Q^{P2H}(t,s) = 3600 \cdot P^{P2H}(t,s) \eta^{P2H} / q_{H_2} \quad (6)$$

式中: Q^{P2H} 为电转气装置产生氢气速率; η^{P2H} 为电转气装置的效率; P^{P2H} 为电转气装置制氢消耗的电功率; q_{H_2} 为氢气的高热值。

储氢模型定义为

$$E^{HS}(t,s) = E^{HS}(t-1,s) + [Q_{in}(t,s) - Q_{out}(t,s)] \Delta t \quad (7)$$

式中: E^{HS} 为储气设备的储氢量; Q_{in} , Q_{out} 分别为储气设备所输入和输出的氢气量。

1.5 燃气掺氢模型

在进行两种或两种以上气体的混合气体管道传输建模之前,需要根据各组成气体的成分计算出混合气体的相关参数。假设在氢气-天然气混合气体中,氢气的体积分数为 φ ,则混合气体的相关参数可以通过以下方式计算^[12]:

$$H_{mix} = H_{H_2} \varphi + (1 - \varphi) H_{CH_4} \quad (8)$$

$$Q_{mix}(1 - \varphi) = Q_{CH_4} \quad (9)$$

$$\varphi \leq 0.2 \quad (10)$$

$$-\mu Q^L(t,s) \leq Q_{out}(t+1,s) - Q_{out}(t,s) \leq \mu Q^L(t,s) \quad (11)$$

式中: H_{H_2} 为氢气热值; H_{CH_4} 为甲烷热值; Q_{mix} 为消耗的天然气与氢气混合气体量; Q_{CH_4} 为消耗的天然气量; Q^L 为各节点所需总天然气负荷; Q_{out} 为储氢罐氢气输出量。

根据目前有关天然气互换性研究及气负荷各应用场景下末端设备对天然气掺氢比例限制,掺氢比 φ 取值应小于20%;同时考虑掺氢量的波动对于系统稳定性的影响,对掺氢量变化进行限制,注氢稳定系数 μ 取值0.1。

1.6 网络传输模型

1.6.1 电网

在高压线路中,由于输电线路的电阻远小于电抗,故采用直流模型计算,即不考虑电网的无功功率和电压,得到:

$$P_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad ij \in N_i \quad (12)$$

式中: P_{ij} 为电力线路 ij 传输的有功功率; B_{ij} 为电源的电纳; N_i 为实际电力系统所有支路集合; θ_i , θ_j 分别为节点 i 和节点 j 的相角。

1.6.2 气网

天然气管道流量与管道的直径、温度和压力等多种因素有关,且呈非线性关系。内部的实时动态模型较为复杂,本文采用传统的天然气管道稳态模型来表示天然气管道内部气体流量与管道压力的关系,即流量仅与管道两端的压力有

关,且由压力高的节点流向压力低的节点。天然气系统稳态运行模型为

$$\Phi_{p-q} = \text{sgn}(pr_p, pr_q) C_{p-q} \sqrt{|pr_p^2 - pr_q^2|} \quad (13)$$

$$\text{sgn}(pr_p, pr_q) \begin{cases} +1 & pr_p > pr_q \\ -1 & pr_p \leq pr_q \end{cases} \quad (14)$$

式中: Φ_{p-q} 为天然气流量; pr_p 为 p 节点的压力值; pr_q 为 q 节点的压力值; C_{p-q} 为天然气管道常数。

2 高比例风光系统性能指标

系统性能指标的设置提供了一个量化和标准化的方法来评估电力系统的整体性能和综合表现。分析系统性能指标能够有效评估电力系统在高比例可再生能源接入情况下的稳定性、可靠性和环保性。从而指导技术改进与管理策略,确保系统能源供应的稳定性、安全性以及低碳经济的实现^[15-16]。

2.1 系统可靠供能率

系统可靠供能率是指在给定的负荷条件和系统运行状态下,系统在一定时间内提供所需能源量的比率,其数值大小反映了系统在满足用户需求的同时,抵御负荷波动和应对故障的能力,从而体现了系统整体运行的稳健性和适应性^[11]。系统可靠供能率计算如下式所示:

$$SRESR = \sum_{s=1}^{ns} p(s) \cdot \left[1 - \frac{P^{\text{grid}}(s) + \kappa Q^{\text{GS}}(s)}{P_{\text{all}}(s) + \kappa Q_{\text{all}}(s)} \right] \times 100\% \quad (15)$$

式中: $p(s)$ 为经典场景发生概率; ns 为总场景数; κ 为电气转换系数; P^{grid} 为电网出力; Q^{GS} 为天然气源出力; $P_{\text{all}}, Q_{\text{all}}$ 分别为系统总电能、总燃气能消耗量。

2.2 电网稳定性

电网支撑电-气综合能源系统的运行,其电网波动是指电网系统中发电功率或输出功率随时间的变化情况。当电网支撑综合能源系统运行时,平稳的电网供电是保证电网稳定性的必要条件。因此,基于电网出力随时间变化的波动幅度来衡量综合能源系统对电网的波动影响^[17],可定义为

$$GFI = \sum_{s=1}^{ns} p(s) \frac{\sum_{t=2}^{24} [P^{\text{grid}}(s,t-1) - P^{\text{grid}}(s,t)]^2}{24} \quad (16)$$

2.3 可再生能源消纳率

可再生能源发电具有较强的波动性,以风电

为例,通常夜间风速较大,使得风电发电量较高,但由于夜间电力负荷需求较低,容易导致弃风现象。通过计算,可以衡量系统的消纳能力、灵活性以及新能源的配网适应能力。可再生能源消纳率计算如下式所示:

$$REPIR = \sum_{s=1}^{ns} p(s) \cdot \left[1 - \frac{P^{\text{RE}}(s) - P_{\text{used}}^{\text{RE}}(s)}{P^{\text{RE}}(s)} \right] \times 100\% \quad (17)$$

式中: $P^{\text{RE}}, P_{\text{used}}^{\text{RE}}$ 分别为可再生能源发电总量、可再生能源总出力。

3 不确定性优化调度

3.1 可再生能源出力不确定性处理

可再生能源的出力具有不确定性和随机性,单纯依靠确定性预测来计算输出容易导致较大的误差。相比其他分析方法,场景法在原理和实施上更为简洁,同时所需的数据也较少,因此在综合能源系统的优化调度中应用广泛。利用场景法处理不确定性,通常分为两个步骤:情景生成和情景缩减。

在处理场景不确定性时,通常假设太阳能辐照强度服从Beta分布,环境温度服从正态分布,风速服从Weibull分布。

3.1.1 场景生成

LHS技术是Mckan等在1978年提出,隶属于蒙塔卡洛系列的先进的分层抽样方法,它根据输入变量的累积分布函数生成随机样本数,从随机变量的整个分布中进行抽样,可以确保小概率事件在模拟的输出中被准确地代表,从而提供更稳定和更精确的估计结果^[18]。因此采用LHS抽样方法模拟场景的不确定性,应用过程如下:

步骤1:将每个输入变量的取值范围划分为 N 个等概率的区间。

步骤2:在每个区间内随机选择一个值。

步骤3:对所有变量执行上述步骤,以确保每个区间在整个变量的样本中仅被使用一次。

步骤4:随机组合每个变量的区间值,形成最终的采样点集合。

3.1.2 场景缩减

LHS生成的场景数据量庞大,将所有场景输入模型计算耗时巨大。为在保持样本拟合精度的前提下缩短计算时间,采用场景缩减以选定合适的场景数,并确定与初始场景分布相似的典型场景。

K-means 是一种常见的无监督学习聚类算法,用于将数据点划分为 K 个聚类^[19]。

步骤 1: 随机选择 K 个初始聚类中心。

步骤 2: 计算每个数据点到各个聚类中心的距离,并将数据点分配给最近的聚类中心。在 K-means 聚类算法中,采用欧几里得距离来描述样本之间的相似性,如下式所示:

$$d(s_i, c_j) = \sqrt{\sum_{k=1}^M |s_{ik} - c_{jk}|^2} \quad (18)$$

式中: s_{ik}, c_{jk} 分别为第 i 个场景和第 j 个聚类中心的第 k 个维度的值; M 为参数维度数量; $d(s_i, c_j)$ 为场景 i 和聚类中心 j 之间的欧几里得距离。

步骤 3: 重新计算每个聚类的中心,更新为当前聚类内所有点的中心位置。

步骤 4: 重复步骤 2 和步骤 3,直到聚类中心稳定。

步骤 5: 输出最终的聚类结果和聚类中心。

K-means 的目标是最小化各聚类内部的方差,使得同一聚类内的数据点尽可能紧密。

3.2 目标函数

该模型旨在实现电-气综合能源系统运行成本的最小化,并减少电网功率波动。为此,在传统的经济性目标函数基础上,通过引入电网波动惩罚系数和弃电惩罚系数将系统评价指标涉及参数进行经济性转化,纳入了电网波动成本、弃电成本,使得评价指标在优化目标中得以体现。最终,目标函数由 4 部分组成: 系统运行的购气成本、购电成本、弃电成本以及电网波动成本,如下式所示:

$$\begin{aligned} \min F = & \sum_{s=1}^{ns} p(s) \times \{ \rho_c Q^{GS}(t,s) + \rho_E P^{\text{grid}}(t,s) + \\ & \rho_W [P_f^{\text{PV}}(t,s) + P_f^{\text{W}}(t,s) - \\ & P^{\text{W}}(t,s) - P^{\text{PV}}(t,s)] + \\ & \rho_C |P^{\text{grid}}(t,s) - P^{\text{grid}}(t-1,s)| \} \cdot \Delta t \end{aligned} \quad (19)$$

式中: ρ_c 为单位体积燃气购买价格; ρ_E 为电网分时电价下购电价格; ρ_W 为弃电惩罚系数; ρ_C 为电网波动惩罚系数; P^{W} 为风机实际出力; P^{PV} 为光伏实际出力。

3.3 约束条件

1) 电功率平衡约束如下式所示:

$$\begin{aligned} P^{\text{CCGT}}(t,s) + P^{\text{W}}(t,s) + P^{\text{PV}}(t,s) + P^{\text{grid}}(t,s) \\ = P^{\text{L}}(t,s) + P^{\text{P2H}}(t,s) \end{aligned} \quad (20)$$

式中: P^{L} 为各带电负荷的节点所需总电负荷。

天然气功率平衡约束如下式所示:

$$Q^{\text{GS}}(t,s) = Q^{\text{L}}(t,s) + Q^{\text{CCGT}}(t,s) \quad (21)$$

式中: Q^{CCGT} 为燃气-蒸汽联合循环消耗天然气量。

2) 设备约束包括各机组出力约束和容量约束、电转气设备功率约束、储氢装置容量约束和储量周期约束,如下式所示:

$$P_{\min}^{\text{CCGT}} \leq P^{\text{CCGT}}(t,s) \leq P_{\max}^{\text{CCGT}} \quad (22)$$

$$P_{\min}^{\text{P2H}} \leq P_t^{\text{P2H}} \leq P_{\max}^{\text{P2H}} \quad (23)$$

$$E_{\min}^{\text{H}_2} \leq E^{\text{H}_2}(t,s) \leq E_{\max}^{\text{H}_2} \quad (24)$$

$$E_0^{\text{H}_2} = E_{nt}^{\text{H}_2} \quad (25)$$

式中: $P_{\min}^{\text{CCGT}}, P_{\max}^{\text{CCGT}}$ 分别为燃气-蒸汽联合循环机组最小和最大输出功率; $P_{\min}^{\text{P2H}}, P_{\max}^{\text{P2H}}$ 分别为电转气装置制氢最小和最大功率; $E_{\min}^{\text{H}_2}, E_{\max}^{\text{H}_2}$ 为储氢设备的最小和最大容量; $E_0^{\text{H}_2}, E_{nt}^{\text{H}_2}$ 分别为运行周期的开始时段和最后时段时储气设备内的氢气的量; nt 为运行周期结束时的时段。

3.4 混合整数非线性模型的转化

为了降低天然气子系统模型的求解难度,通过分段线性化的方法对非线性的天然气管道流量方程进行线性化处理。天然气子系统模型中的非线性项,即节点气压平方项出现在式(13)中,通过引入新的变量 ps ,并令 $ps=pr^2$ 以去掉平方项,并对公式两端取平方。而后将左端的平方项 Φ_{p-q}^2 用分段线性函数代替,分段线性化过程如下:

$$\Phi_{p-q}^2 = C_{p-q}^2 (ps_p - ps_q) \quad (26)$$

$$\Phi_{p-q}^2 = \sum_{l=1}^N (f_{p-q}^l \cdot \text{slope}_{p-q}^l + A_{p-q}^l \cdot \delta_{p-q}^l) \quad (27)$$

$$\text{step}_{p-q}^l \cdot \delta_{p-q}^{l-1} \leq f_{p-q}^l \leq \text{step}_{p-q}^l \cdot \delta_{p-q}^l \quad l \geq 2 \quad (28)$$

$$0 \leq f_{p-q}^l \leq \text{step}_{p-q}^l \cdot \delta_{p-q}^l \quad l = 1 \quad (29)$$

$$\sum_{l=1}^N \delta_{p-q}^l = 1 \quad (30)$$

$$\sum_{l=1}^N f_{p-q}^l = \Phi_{p-q} \quad (31)$$

式中: N 为线性分段的数量, N 取值越大,线性分段的数量也越多,求解精度也越高,同时计算量也就越大,在本文不确定性求解过程中,不确定参数的变化对优化结果的影响可忽略不计,因此分段数取固定值 10; f_{p-q}^l 为在线性分段上的具体取值; slope_{p-q}^l 为线性分段的斜率; A_{p-q}^l 为线性分段在 y 轴的截距; δ_{p-q}^l 为二进制变量,取值为 0 或 1,表示所求的点是否落在线性分段区间内,是则取值为 1,否则取值为 0; step_{p-q}^l 为线性分段的长度。

4 算例分析

4.1 算例数据

基于简化33节点电气网络和20节点天然气网络^[20]构成系统模型,选取北方某地区一日电、气负荷以及风光数据作为算例进行测试计算,分时电价数据如表1所示。

表1 分时电价
Tab.1 Time-of-use price

分时	时段	电价/元
峰时	09:00—12:00	1.31
	17:00—21:00	
平时	12:00—17:00	0.92
	21:00—24:00	
谷时	00:00—09:00	0.72

通过对历史气象数据进行不确定处理得到的经典场景集如图2所示,其中经典场景及其对应的概率分别为26.33%(场景1)、38%(场景2)和35.67%(场景3)。当对经典场景集中这些场景进行单独的优化调度时,得到的调度总成本分别为153.58万元、107.49万元和152.22万元。在这些场景中,调度总成本的最大差异为46.1万元,约占总成本的30%。上述结果表明,风光资源场景的不确定性对调度结果产生了显著影响。因此,在后续的计算分析中,将采用多场景分析法进行优化求解,以减少场景不确定性对优化调度的影响。各场景的电力负荷和燃气负荷如图3所示。

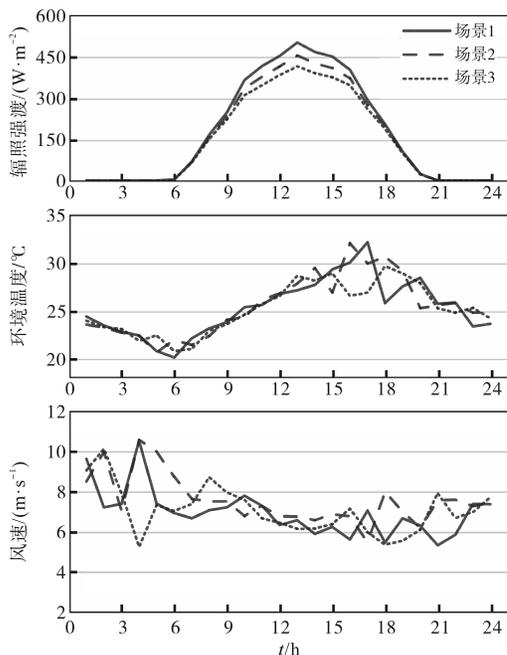


图2 经典场景集

Fig.2 Classic scene set

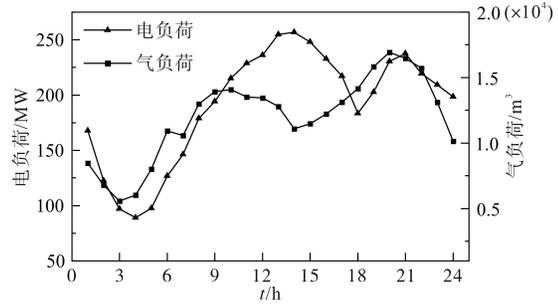


图3 算例电气负荷

Fig.3 Example electrical load

4.2 仿真结果分析

为了研究所提模型对综合能源系统运行的影响,通过对模型中的非线性项进行线性化,将优化问题转化为混合整数线性规划问题,使用Matlab 2018b调用CPLEX 12.8求解器进行求解。具体案例设置如下:

案例1:优化目标不考虑电网功率波动成本。

案例2:优化目标考虑电网功率波动成本。

案例3:在优化目标考虑电网功率波动成本同时加入氢储能系统。

4.2.1 经济性分析

三种案例下的系统总运行成本如表2所示,分别为134.04万元、136.38万元和132.18万元。其中,案例2因在优化目标中引入电网功率波动成本,使得总成本较案例1增加了2.34万元,其中1.61万元为波动惩罚成本。购气成本上升则是由于在追求降低电网出力波动的过程中,减少了系统在低电价时段所向电网购电量,导致原有部分由电网负担的电负荷转由燃气-蒸汽联合循环承担,从而增加机组耗气量。而燃气-蒸汽联合循环单位发电成本高于低谷电价,使得增加购气成本大于购电成本的减少,总购能成本增加0.73万元。案例2策略虽然牺牲了一定的经济性,却有效减小了电网出力的波动,使得系统安全性得到提升。

案例3在案例2的基础上增加了氢储能系统,使得原有系统实现电-气双向耦合。将可再生能源高峰时段原有弃电通过电转气技术制氢消纳,提高可再生能源利用并降低了弃电成本。所产生的氢气注入储罐进行能量储存,并根据燃气需求量注入气网,形成掺氢燃气供给系统,从而减少系统的燃气需求量,降低购气成本。同时,掺氢燃气使得燃气-蒸汽联合循环的单位发电成本有所下降,降低后单位发电成本低于部分时段电网分时电价,故出力增加,系统减少对电

网的购电需求。综上,氢储能系统的加入使得各项成本均有所降低,总成本较案例2进一步减少4.2万元。

表2 三种案例下运行成本

Tab.2 Operating costs in three cases

	总成本/ 万元	购气成 本/万元	购电成 本/万元	弃电成 本/万元	波动成 本/万元
案例1	134.04	105.03	27.11	1.90	—
案例2	136.38	113.29	19.58	1.90	1.61
案例3	132.18	113.55	16.66	0.60	1.36

4.2.2 系统性能分析

表3展示了不同案例下各系统性能参数,其中电网波动指标越大表示电网出力波动越剧烈,系统可靠供能率与可再生能源消纳率越大代表系统稳定及消纳性能越优。从表中数据可以看出案例2较案例1电网波动指标得到大幅下降,波动惩罚成本的加入有效削弱了系统电网出力波动。

如图4所示,各经典场景下案例1与案例2电网出力曲线之间阴影区域展示了出力削减情况,优化结果显示,系统在01:00—03:00,06:00—08:00,20:00—24:00时段电网波动得到有效削减,在20:00—24:00时段电网波动削减最为明显。

表3 三种案例下性能指标

Tab.3 Performance indicators under three cases

	电网波动 指标	系统可靠 供能率/%	可再生能源 消纳率/%
案例1	785.39	48.73	90.01
案例2	487.82	48.34	90.01
案例3	416.10	50.25	96.10

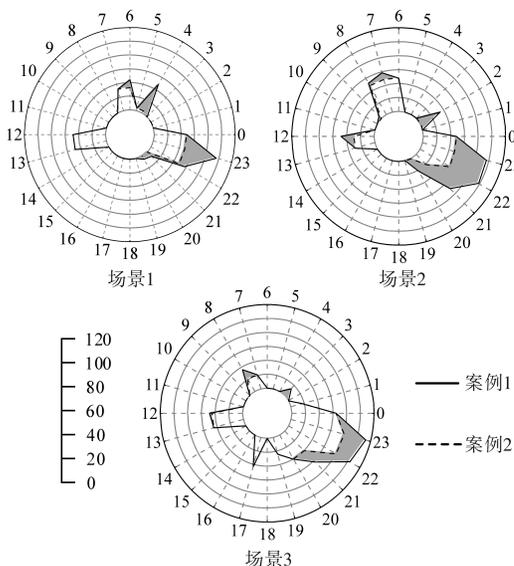


图4 案例1、案例2电网运行出力

Fig.4 Power grid operation output of case 1 and case 2

显,最大时刻削减量为48 MW,同时有益于电网出力峰值的减小以降低峰谷差。在系统可靠供能率角度,案例2中系统向气网购气增加对可靠供能率带来的影响多于购电减少带来的影响,使得指标略有下降。而案例3通过氢储能系统对系统内部可再生能源消纳并加以转化储存从而减少了对外部能源依赖,使得可靠供能率增加至50.25%,可再生能源消纳率增加至96.10%。

4.2.3 系统运行分析

氢储能系统的加入使得系统中气-电的单向转化改变为双向转化,系统弃电转化为氢气进行储能,通过与燃气掺混进行输送消纳。如图5所示,场景1由于可再生能源丰富,各时段氢气均以较高比例掺混,场景2可再生能源较为短缺,产氢量较少,在04:00—15:00不进行氢气掺混,在16:00—次日03:00掺混比缓慢上升至11%后下降。场景3在00:00—13:00维持较高掺混比例后逐步下降,在18:00后不再进行掺混。

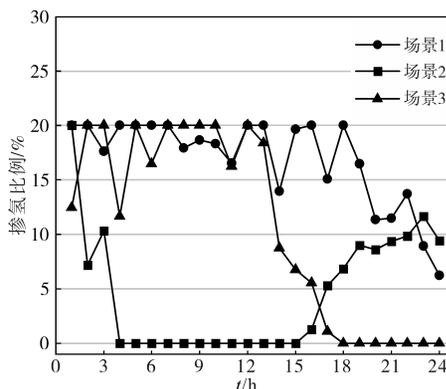


图5 各场景掺氢比例

Fig.5 Hydrogen blending ratio of each scene

由图6可以看出各个场景氢储能系统运行模式均为可再生能源发电高峰进行电转气产氢加以储存留于后续时段利用。场景1在五个时段内产氢约 $100 \times 10^3 \text{ m}^3$,在整个调度周期实现了燃气掺氢运行,储氢最大值约 $80 \times 10^3 \text{ m}^3$,氢气消耗量随燃气需求量而平稳变化。为保证气网掺氢的稳定,前文建模对掺氢量进行约束,因此在平衡图中并未因气负荷、电负荷双重波动的影响下使得耗气量剧烈波动。正因为负荷波动、氢气消耗量稳定变化,所以在图5部分时段掺氢比例出现波动。场景2、场景3产氢量较少,储氢量仅支持系统在部分时段掺氢运行,风光电高峰产氢,氢储量增加,掺氢运行时段氢储消耗逐步降低为零。

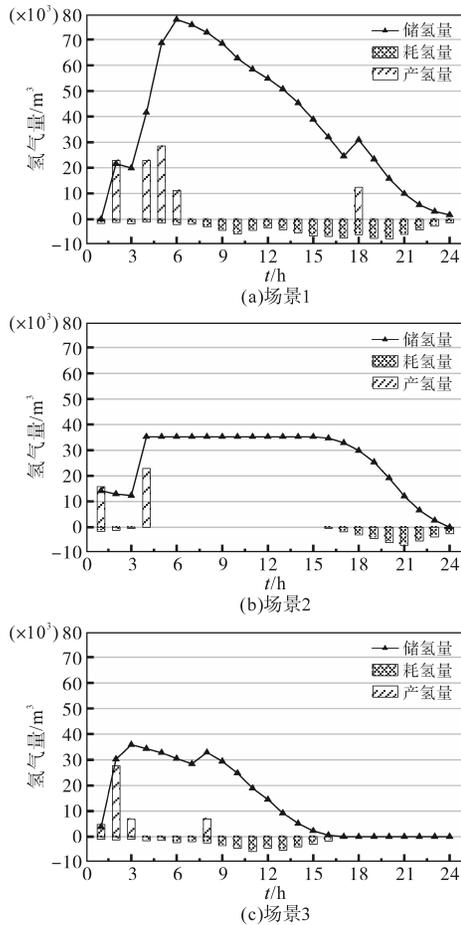


图6 各场景氢能平衡

Fig.6 Hydrogen energy balance of each scene

5 结论

本文提出了一种基于氢储能的电-气综合能源系统优化调度模型,该模型能够提高系统的经济性和可再生能源消纳水平,同时增强系统的稳定性。在考虑可再生能源出力不确定性及电网出力波动的条件下,对含有氢储能系统的电-气综合能源系统进行了深入研究,通过算例分析得出了以下结论:

1)在引入电网波动成本后,削弱电网最大69.18%的出力波动,但系统牺牲了一定的经济性,导致总成本上升了2.34万元,约占成本1.75%,但氢储能系统的加入拓展了可再生能源的利用方式,使得系统的总运行成本降低了4.20万元,约占成本3.14%。

2)引入氢储能系统后,原有系统实现了电-气双向耦合,显著提高了可再生能源的消纳能力,并促进了可再生资源的灵活利用。电网波动指标下降47.02%,系统可靠供能率和可再生能源消纳率分别提升了1.52%和6.09%。通过对系统

优化调度结果性能指标分析可知,基于氢储能的电-气综合能源系统在可再生能源消纳和系统稳定性方面综合效果最佳。

参考文献

- [1] WU X, TIAN Z, GUO J. A review of the theoretical research and practical progress of carbon neutrality[J]. Sustainable Operations and Computers, 2022, 3:54-66.
- [2] WANG J, ZHAO L, LU H, et al. Multi-objective stochastic-robust based selection-allocation-operation cooperative optimization of rural integrated energy systems considering supply-demand multiple uncertainties[J]. Renewable Energy, 2024, 233:121159.
- [3] 刘行. 大规模新能源并网下可能连锁故障场景及防控措施研究[D]. 北京:华北电力大学,2017.
LIU Xing. Study on scenarios of cascading faults and control measures with large-scale renewable energy incorporated into grid[D]. Beijing:North China Electric Power University, 2017.
- [4] FIROUZI M, SAMIMI A, SALAMI A. Reliability evaluation of a composite power system in the presence of renewable generations[J]. Reliability Engineering & System Safety, 2022, 222: 108396.
- [5] MANOHAR M, KOLEY E, GHOSH S. Microgrid protection under weather uncertainty using joint probabilistic modeling of solar irradiance and wind speed[J]. Computers & Electrical Engineering, 2020, 86:106684.
- [6] YANG S, TAN Z, ZHAO R, et al. Operation optimization and income distribution model of park integrated energy system with power-to-gas technology and energy storage[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 247:119090.
- [7] 宋健. 多储能系统的能量管理与优化控制研究[J]. 中国战略新兴产业, 2024(26):83-85.
SONG Jian. Duo chuneng xitong de nengliang guanli yu youhua kongzhi yanjiu[J]. China Strategic Emerging Industry, 2024 (26):83-85.
- [8] 梁晓斌,刘佳钰,李鑫,等. 含大规模光储系统的电网暂态稳定特性分析[J]. 四川电力技术, 2024, 47(4):53-58.
LIANG Xiaobin, LIU Jiayu, LI Xin, et al. Analysis on transient stability characteristics of power grid with large-scale photovoltaic energy storage systems[J]. Sichuan Electric Power Technology, 2024, 47(4):53-58.
- [9] 蔡仲启,魏成骁,王秀丽,等. 计及系统“双高”特性影响的海上风电分频送出规划[J/OL]. 电力系统自动化: (2024-10-15) [2024-11-12]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20241015.0958.002.html>.
- [10] 吴宣儒,李萍,郝才成. 基于灰靶决策的含电转气综合能源

- 系统多目标调度[J]. 电工电气, 2020(12): 1-6.
- WU Xuanru, LI Ping, HAO Caicheng. Multi-objective dispatching of integrated energy system containing electricity to gas based on gray target decision-making[J]. *Electrotechnics Electric*, 2020(12): 1-6.
- [11] 杜琳, 孙亮, 陈厚合. 计及电转气规划的综合能源系统运行多指标评价[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 110-116.
- DU Lin, SUN Liang, CHEN Houhe. Multi-index evaluation of integrated energy system with P2G planning[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2017, 37(6): 110-116.
- [12] SHAO Y, WANG J, DING J, et al. Stochastic scheduling optimization of integrated energy system based on hybrid power to gas and hydrogen injection into gas grid[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 80(6): 381-393.
- [13] KANG J, WANG J, LIU C, et al. Coordinated optimization of configuration and operation of a photovoltaic integrated building cooling system with electricity and ice storages under source-load uncertainties[J]. *Energy and Buildings*, 2024, 320: 114600.
- [14] DENG H, WANG J, SHAO Y, et al. Optimization of configurations and scheduling of shared hybrid electric-hydrogen energy storages supporting to multi-microgrid system[J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 74(6): 109420.
- [15] 陈健, 唐志远, 谯傲, 等. 考虑高耗能企业车间柔性排程的低碳工业园区双层优化调度[J]. 电力工程技术, 2024, 43(5): 112-121.
- CHEN Jian, TANG Zhiyuan, QIAO Ao, et al. Bi-level optimal dispatching of low-carbon industrial park considering flexible shop scheduling in high-energy-consuming enterprise[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2024, 43(5): 112-121.
- [16] 傅晨, 费斐, 王建军, 等. 计及电池储能和抽水蓄能灵活性的电力系统优化调度方法[J]. 电气传动, 2024, 54(6): 29-36.
- FU Chen, FEI Fei, WANG Jianjun, et al. Optimal dispatching method for power system considering the flexibility of BESS and PHES[J]. *Electric Drive*, 2024, 54(6): 29-36.
- [17] 赵鹏翔, 覃振坤, 郭东旭, 等. 综合能源灵活性评价指标体系与评估模型[J]. 分布式能源, 2023, 8(6): 66-76.
- ZHAO Pengxiang, QIN Zhenkun, GUO Dongxu, et al. Evaluation index system and evaluation model of comprehensive energy flexibility[J]. *Distributed Energy*, 2023, 8(6): 66-76.
- [18] KABIR M N, MISHRA Y, BANSAL R C. Probabilistic load flow for distribution systems with uncertain PV generation[J]. *Applied Energy*, 2016, 163: 343-351.
- [19] 白庆立, 赵志鹏, 靳晓雨, 等. 考虑风电出力 and 电价不确定性的水风联合现货市场竞争策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 122-133.
- BAI Qingli, ZHAO Zhipeng, JIN Xiaoyu, et al. Hydro-wind power joint bidding strategies for electricity spot market considering uncertainties of wind power output and electricity price [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(11): 122-133.
- [20] 邓红卫. 计及碳排放成本的电-气-热综合能源系统节点电价计算方法研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2019.
- DENG Hongwei. Research on the calculation method of node energy price of electricity-gas-heat integrated energy system considering carbon emission cost[D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2019.

收稿日期: 2024-11-12

修改稿日期: 2024-12-24