

DOI:10.12158/j.2096-3203.2024.02.004

基于按需比例分配机制的风光火氢多时间尺度协同规划

范宏¹, 李婷¹, 严嘉鑫¹, 孙岩¹, 张衡², 贾庆山³

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海交通大学
(电力传输与功率变换控制教育部重点实验室), 上海 200240;
3. 清华大学自动化系智能与网络化系统研究中心, 北京 100084)

摘要:随着高比例新能源新型电力系统的灵活性需求增加, 制定灵活性资源市场运营机制实时平衡大规模新能源出力波动性和不确定性十分重要。为此, 文中提出一种基于按需比例分配机制的风光火氢协同规划方法。首先, 制定风/光场站和氢储能系统的三阶段协调运行策略, 根据按需比例分配机制进行风/光场站间功率交易, 协调风电场和光伏电站的收益和支出, 由火电和氢储能系统提供运行灵活性, 采用固定利润比例模型保证氢储能系统的收益稳定性; 然后, 综合考虑投资决策和运行模拟, 将功率交易成本和灵活性资源调节成本纳入优化目标, 建立以风光为主体电源, 以火电和氢储能为辅助电源的多时间尺度协调规划模型; 最后, 以中国东北某省级电网为算例进行分析。结果表明, 采用文中所提方法进行电源规划可以兼顾经济性和环保性, 降低灵活性资源需求和投资成本, 提高风/光场站的功率利用率。

关键词:灵活性; 按需比例分配; 氢储能系统; 风光火协同优化; 多时间尺度协调规划; 固定利润模型

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)02-0033-11

0 引言

随着能源安全新战略、低碳气候应对目标的提出, 我国电力系统在能源生产、结构和消费方式上发生重大转变^[1-4]。灵活性技术改造为提升系统灵活性提供了有效方案, 但在市场机制方面如何发挥灵活性资源价值^[5], 激励市场成员主动提供灵活性, 挖掘已有灵活性的潜力以及投资与电力系统运行灵活性相匹配的灵活性资源^[6-7], 也是保障新型电力系统灵活运行的关键。

在电源规划体系中考虑市场要素能够协调规划与运行过程, 促进灵活性资源的合理优化配置, 发挥不同电源主体的竞争优势^[8-9]。文献[10]提出基于市场价格信号和容量补偿机制的火电机组成本回收约束, 并嵌入电源规划模型中, 得到与电力市场耦合的双层电源规划模型。通过对新能源电厂配置储能, 文献[11]提出一种发电侧共享储能机制, 并构建合作博弈模型对共享储能容量进行规划。文献[12]提出一种误差分配原则来合理分配风电场收益, 协调控制风储运行, 并提出固定利润模型用于稳定储能商业运行模式和收益。文献[13]提出了市场环境下电源投资扩展的双层规划模型, 并采用条件风险价值度量发电公司在投资规划博弈过程中的投资风险。

相比其他储能, 氢能可以实现真正意义上的零污染和零排放, 其资源广泛且受温度影响较小, 还具有可运输、存储时间长、高能密度的优点, 为实现新型电力系统提供了新思路^[14-17]。为了保障新型电力系统供电可靠性, 实现丰能季存储富余能源并向枯能季进行转移, 文献[18]提出季节性氢储能-混氢燃气机轮的两阶段全年随机规划方法。文献[19]考虑到温度对电解槽(electrolysis tank, ET)和燃料电池(fuel cell, FC)工作效率的影响, 设计了持续热备用工况下考虑热平衡的氢储能系统结构, 提出了风-氢混合系统的能量管理策略。文献[20]针对新能源发电的长时间存储需求, 提出新能源耦合共享氢储能系统, 分离灵活性资源的所有权和使用权, 实现发用电在时空上的解耦。文献[21]针对未来高比例可再生能源渗透的综合能源系统, 设计了含有启/停约束的热氢功率模型, 并考虑源荷不确定性、机组 $N-1$ 故障和电氢灵活转换过程, 建立了电氢综合能源系统的三层鲁棒规划模型。

现有新能源耦合氢储能系统的研究多为构建风氢混合系统、电氢综合能源系统规划模型^[22-23], 仅考虑发电容量的充裕性, 没有关注灵活性在稀缺资源中的价值, 未考虑交易机制对电源和灵活性资源容量配置以及运行经济性的影响。通过市场机制引导灵活性资源的投资建设, 保障系统有足够的灵活性调节能力, 也是未来重要的研究方向。

基于上述分析, 文中作出了以下贡献:(1) 采用

收稿日期: 2023-09-03; 修回日期: 2023-12-06

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2022YFA1004600)

氢储能系统来平抑高比例风光波动,构建风/光场站和氢储能系统之间的利益关系,以此制定风/光场站和氢储能系统的三阶段协调运行策略,提出了按需比例分配机制来进行场间功率交易,协调风电场和光伏电站的收益和支出,并采用固定利润比例模型保证氢储能系统能够获得稳定收益;(2)提出了考虑风电、光伏、火电、氢储能相协调的多时间尺度规划模型,寻求投资运行成本最小化,建立以风光为主体电源、以火电和氢储能为辅助电源的高比例风光电力系统;(3)将风/光场站-氢储能系统协调运行策略纳入规划模型,通过投资决策、时序生产模拟和短期运行模拟多阶段循环迭代,统筹规划风电、光伏、火电和氢储能资源,优化电源结构,促进高比例风光消纳。

1 风/光场站-氢储能系统协调运行策略

风/光场站-氢储能系统结构如图1所示,其由风/光场站、氢储能系统和能量管理系统^[24]构成。能量管理系统协调管理氢储能,吸收风/光场站的多余功率,并在其功率不足时提供电能,从而平抑可再生能源波动。

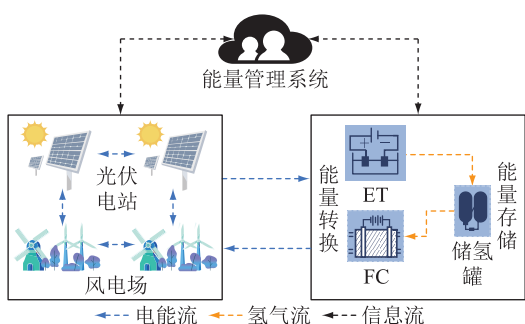


图1 风/光场站-氢储能系统结构

Fig.1 Structure of wind and photovoltaic stations-hydrogen storage system

1.1 风/光场站-氢储能系统协调运行过程

氢储能系统作为独立主体参与风/光场站间的能量交易,按照风/光场站内部处理、风/光场站间交易和风/光场站-氢储能系统之间交易3个阶段进行。

1.1.1 风/光场站内部

调度中心综合考虑风电、光伏、火电特性和负荷预测数据制订负荷需求计划曲线;各电源协调自身出力,用以满足负荷需求计划。风/光场站以日前预测出力进行市场申报,调度中心依据优先使用清洁能源的原则按照预测出力计划全部接纳。风/光场站内部协调出力,若风光实际出力大于计划出力则表现为富余工况,否则表现为缺额工况,汇总

各场站工况进行风/光场站间的交易。

1.1.2 风/光场站间

各风/光场站内部出力协调后, t 时刻将产生富余功率 $P_1^f(t)$ 、 $P_2^f(t)$ 、 \dots 、 $P_j^f(t)$ 和缺额功率 $P_1^q(t)$ 、 $P_2^q(t)$ 、 \dots 、 $P_l^q(t)$ 。

为保证各场站主体能量分配的公平性和合理性,提出按需比例分配机制,使每个富余/缺额场站都能按照富余/缺额比例出售/购买相应功率,且富余/缺额量越多的场站出售/购买的功率也越多。该机制不仅能够保证各场站功率分配的基础平等性,还能够充分考虑各场站的工况差异性,在保证资源利用率的基础上,使得功率分配方案更容易被接受。

计算步骤为:首先,汇总 t 时刻总富余功率 $\sum_{j=1}^{\vartheta} P_j^f(t)$ 和总缺额功率 $\sum_{l=1}^{\gamma} P_l^q(t)$,其中 ϑ 为富余场站总数; γ 为缺额场站总数,风/光场站整体可以表现为富余或缺额2种工况;然后,按照整体富余工况和整体缺额工况进行功率交易。

(1) 整体富余工况。当总富余功率大于缺额功率时,缺额功率场站能够被完全补偿,富余功率不能被完全消纳,各富余功率场站按照富余比例向缺额功率场站售卖功率,出售功率总量为总缺额功率量。各富余功率场站出售的功率为:

$$P_j^{fs}(t) = \frac{P_j^f(t)}{\sum_{j=1}^{\vartheta} P_j^f(t)} \sum_{l=1}^{\gamma} P_l^q(t) \quad (1)$$

式中: $P_j^{fs}(t)$ 为第 J 个富余场站的出售功率。

(2) 整体缺额工况。当总富余功率小于缺额功率时,缺额功率场站无法被完全补偿,而富余功率被全部消纳,此时缺额功率场站按照缺额比例购买功率,购买功率总量为总富余功率量。各缺额功率场站购买的功率为:

$$P_l^{qb}(t) = \frac{P_l^q(t)}{\sum_{l=1}^{\gamma} P_l^q(t)} \sum_{j=1}^{\vartheta} P_j^f(t) \quad (2)$$

式中: $P_l^{qb}(t)$ 为第 l 个缺额场站购买的补偿功率。

1.1.3 风/光场站-氢储能系统之间

风/光场站间交易完毕后,若整体仍表现为缺额工况,此时仅有缺额场站需要进行功率交易,则经能量管理系统协调由氢储能系统向其供电;若整体仍表现为富余工况,此时仅有富余场站需要进行功率交易,将富余功率售卖给氢储能系统。风/光场站和氢储能系统之间也采用按需比例分配机制进行功率交易。

1.2 氢储能系统售价

风/光场站之间的功率交易价格采用分时电价模型,氢储能系统作为独立主体可以使用成本+固定利润比例制定售电价格。固定利润比例能够帮助氢储能系统更好地控制成本,根据功率需求调整售电价格,保证利润的稳定性;同时可以帮助氢储能系统快速制定定价策略和管理成本,降低售电决策的复杂性;还可以通过分析历史数据和市场趋势来准确预测利润率。

折合至当前时刻,氢储能系统的运行维护费用 $F_{\text{yun},t}$ 、能耗成本 $F_{\text{loss},t}$ 分别为:

$$F_{\text{yun},t} = \frac{\alpha_t C_{\text{hess}}^{\text{inv}}}{365 \times 24} \Delta t \quad (3)$$

$$F_{\text{loss},t} = P_{\text{ele},t}(1 - \eta_{\text{ele}})\sigma_{\text{hbuy}} + P_{\text{fuel},t}(1 - \eta_{\text{fuel}})\sigma_{\text{hbuy}} \quad (4)$$

式中: α_t 为运行维护成本占初始投资成本比例; $C_{\text{hess}}^{\text{inv}}$ 为氢储能系统投资成本; Δt 为单位时间间隔; $P_{\text{ele},t}$ 为 t 时刻ET的耗电功率; $P_{\text{fuel},t}$ 为 t 时刻FC的发电功率; η_{ele} 为ET效率; η_{fuel} 为FC效率; σ_{hbuy} 为氢储能系统从风/光场站购电的单位购电价格。

固定利润比例下氢储能系统售电价格为:

$$\sigma_{\text{hsell}} = (\lambda_{\text{inc}} + 1) \times \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{F_{\text{yun},t} + F_{\text{loss},t} + \sigma_{\text{hbuy}} P_{\text{hbuy},t}}{P_{\text{hsell},t}} \quad (5)$$

式中: λ_{inc} 为固定利润比例; T 为运行模拟周期; $P_{\text{hsell},t}$ 、 $P_{\text{hbuy},t}$ 分别为 t 时刻储能发电功率、充电功率。

2 风光火氢协同的多时间尺度规划模型

文中建立风光火氢协同的多时间尺度规划模型包含投资决策、长时间尺度生产运行模拟、典型日运行模拟3个阶段,整体规划框架见图2^[25]。

2.1 投资决策模型

2.1.1 投资决策模型目标函数

投资决策模型目标函数主要包括风电机组投资成本 C_w^{inv} 、光伏机组投资成本 $C_{\text{pv}}^{\text{inv}}$ 、火电机组投资成本 C_g^{inv} 和氢储能系统投资成本 $C_{\text{hess}}^{\text{inv}}$,目标函数可以表示为:

$$F^{\text{inv}} = \min(C_w^{\text{inv}} + C_{\text{pv}}^{\text{inv}} + C_g^{\text{inv}} + C_{\text{hess}}^{\text{inv}}) \quad (6)$$

$$C_w^{\text{inv}} = \sum_{h=1}^H \sum_{i \in S} G_{w,i,h} r_w x_{w,i,h} \frac{\delta(1+\delta)^{N_w}}{(1+\delta)^{N_w} - 1} \quad (7)$$

$$C_{\text{pv}}^{\text{inv}} = \sum_{h=1}^H \sum_{j \in V} G_{\text{pv},j,h} r_{\text{pv}} x_{\text{pv},j,h} \frac{\delta(1+\delta)^{N_{\text{pv}}}}{(1+\delta)^{N_{\text{pv}}} - 1} \quad (8)$$

$$C_g^{\text{inv}} = \sum_{h=1}^H \sum_{k \in W} G_{g,k,h} r_g x_{g,k,h} \frac{\delta(1+\delta)^{N_g}}{(1+\delta)^{N_g} - 1} \quad (9)$$

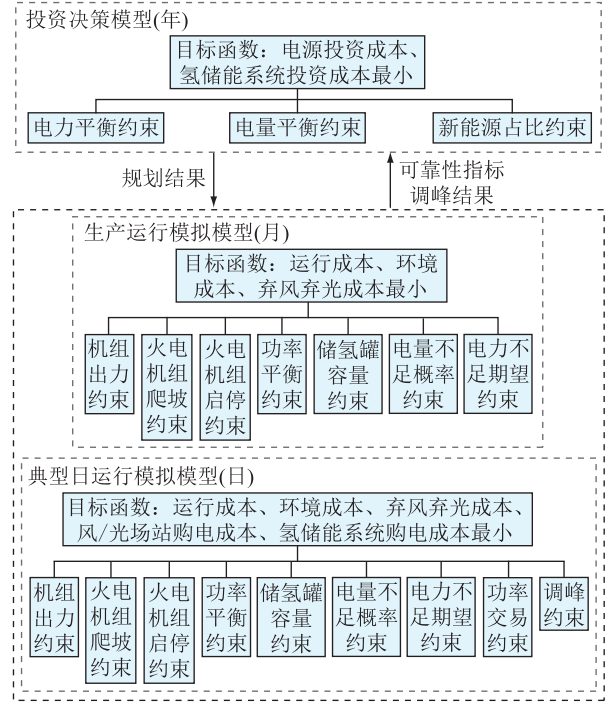


图2 多时间尺度电源规划框架

Fig.2 Multi-timescale power planning framework

$$C_{\text{hess}}^{\text{inv}} = \sum_{h=1}^H \sum_{l \in \psi_m} G_{m,l,h} r_m x_{m,l,h} \frac{\delta(1+\delta)^{N_m}}{(1+\delta)^{N_m} - 1} \quad (10)$$

式中: F^{inv} 为总投资成本; H 为规划周期; δ 为贴现率; N_w 、 N_{pv} 、 N_g 、 N_m 分别为风电机组、光伏机组、火电机组和氢储能设备 m 的使用年限; S 、 V 、 W 分别为待建风电机组、光伏机组、火电机组的集合; ψ_m 为待建FC、储氢罐、ET的集合; $G_{w,i,h}$ 、 $G_{\text{pv},j,h}$ 、 $G_{g,k,h}$ 、 $G_{m,l,h}$ 分别为第 h 年风电机组、光伏机组、火电机组和氢储能设备 m 的新增投资容量; r_w 、 r_{pv} 、 r_g 、 r_m 分别为风电机组、光伏机组、火电机组和氢储能设备 m 的单位投资成本; $x_{w,i,h}$ 、 $x_{\text{pv},j,h}$ 、 $x_{g,k,h}$ 、 $x_{m,l,h}$ 分别为风电机组、光伏机组、火电机组和氢储能设备 m 是否投建的决策变量。

2.1.2 投资决策模型约束条件

(1) 电力平衡约束。

$$\sum_{i \in S} Y_w G_{w,i,h} + \sum_{j \in V} Y_{\text{pv}} G_{\text{pv},j,h} + \sum_{k \in W} Y_g G_{g,k,h} \geq P_{\text{lmax},h} (1 + R_{D,h}) \quad (12)$$

式中: Y_w 、 Y_{pv} 、 Y_g 分别为风电机组、光伏机组和火电机组出力的置信度; $P_{\text{lmax},h}$ 为第 h 年的最大负荷; $R_{D,h}$ 为第 h 年系统的负荷备用容量系数。

(2) 电量平衡约束。

$$\sum_{i \in S} H_w^{\text{max}} G_{w,i,h} + \sum_{j \in V} H_{\text{pv}}^{\text{max}} G_{\text{pv},j,h} + \sum_{k \in W} H_g^{\text{max}} G_{g,k,h} \geq E_{\text{lmax},h} (1 + R_{E,h}) \quad (13)$$

式中： H_w^{\max} 、 H_{pv}^{\max} 、 H_g^{\max} 分别为风电机组、光伏机组和火电机组的年最大利用小时数； $E_{lmax,h}$ 为第 h 年的最大负荷电量预测需求； $R_{E,h}$ 为第 h 年系统的负荷备用率。

(3) 新能源占比约束。

$$\frac{\sum_{i \in S} H_w^{\max} G_{w,i,h} + \sum_{j \in V} H_{pv}^{\max} G_{pv,j,h}}{\sum_{i \in S} H_w^{\max} G_{w,i,h} + \sum_{j \in V} H_{pv}^{\max} G_{pv,j,h} + \sum_{k \in W} H_g^{\max} G_{g,k,h}} \geq \alpha_h \quad (14)$$

式中： α_h 为第 h 年可再生能源发电量的最小占比。

2.2 生产运行模拟模型

2.2.1 生产运行模拟模型目标函数

生产运行模拟成本 F^{opr} 包括风电机组运行成本 C_w^{opr} 、光伏机组运行成本 C_{pv}^{opr} 、火电机组运行成本 C_g^{opr} 、氢储能系统运行成本 $C_{\text{hess}}^{\text{opr}}$ 、环境成本 C_{en} 和弃风弃光成本 C_{cut} ，目标函数可以表示为：

$$F^{\text{opr}} = \min(C_w^{\text{opr}} + C_{pv}^{\text{opr}} + C_g^{\text{opr}} + C_{\text{hess}}^{\text{opr}} + C_{\text{en}} + C_{\text{cut}}) \quad (15)$$

(1) 机组运行成本。

$$C_w^{\text{opr}} = \sum_{t=1}^T P_{w,t} \tau_w \quad (16)$$

$$C_{pv}^{\text{opr}} = \sum_{t=1}^T P_{pv,t} \tau_{pv} \quad (17)$$

$$C_g^{\text{opr}} = \sum_{t=1}^T (aP_{g,t}^2 + bP_{g,t} + c) \quad (18)$$

式中： $P_{w,t}$ 、 $P_{pv,t}$ 、 $P_{g,t}$ 分别为风电机组、光伏机组和火电机组在 t 时刻的发电量； τ_w 、 τ_{pv} 分别为风电机组和光伏机组的单位发电成本； a 、 b 、 c 为火电机组的发电成本系数。

(2) 氢储能系统运行成本。氢储能系统运行成本包含运行维护成本和能耗成本两部分。

$$C_{\text{hess}}^{\text{opr}} = \sum_{t=1}^T (F_{\text{yun},t} + F_{\text{loss},t}) \quad (19)$$

(3) 环境成本。

$$C_{\text{en}} = \sum_{t=1}^T \sum_{\kappa=1}^K \tau_{\kappa} P_{g,t} \delta_{\kappa} \quad (20)$$

式中： K 为火电机组排放污染物种类数量； τ_{κ} 为污染物 κ 的单位排放价格； δ_{κ} 为火电机组发电时产生的污染物 κ 的排放密度。

(4) 弃风弃光成本。

$$C_{\text{cut}} = \sum_{t=1}^T \tau_{\text{cut}} (\Delta P_{w,t} + \Delta P_{pv,t}) \quad (21)$$

式中： τ_{cut} 为单位弃风弃光成本； $\Delta P_{w,t}$ 、 $\Delta P_{pv,t}$ 分别为 t 时刻风/光场站的弃风、弃光电量。

2.2.2 生产运行模拟模型约束条件

(1) 机组出力约束。

$$P_w^{\min} \leq P_{w,t} \leq P_w^{\max} \quad (22)$$

$$P_{pv}^{\min} \leq P_{pv,t} \leq P_{pv}^{\max} \quad (23)$$

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{\text{ele},t} \leq P_{\text{ele}}^{\max} \quad (25)$$

$$0 \leq P_{\text{fuel},t} \leq P_{\text{fuel}}^{\max} \quad (26)$$

式中： P_w^{\max} 、 P_{pv}^{\max} 、 P_g^{\max} 分别为风电机组、光伏机组、火电机组的最大出力； P_w^{\min} 、 P_{pv}^{\min} 、 P_g^{\min} 分别为风电机组、光伏机组、火电机组的最小出力； P_{ele}^{\max} 、 P_{fuel}^{\max} 分别为 ET 和 FC 最大功率。

(2) 火电机组爬坡约束。

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_g^{\text{up}} \quad (27)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_g^{\text{down}} \quad (28)$$

式中： R_g^{up} 、 R_g^{down} 分别为火电机组的向上爬坡速率和向下爬坡速率。

(3) 火电机组启/停约束。

$$\begin{cases} (U_{g,t-1} - U_{g,t})(T_{g,t-1}^{\text{on}} - T_{g,\min}^{\text{on}}) \geq 0 \\ (U_{g,t} - U_{g,t-1})(T_{g,t-1}^{\text{off}} - T_{g,\min}^{\text{off}}) \geq 0 \end{cases} \quad (29)$$

式中： $U_{g,t}$ 为火电机组开、停机的二元状态变量，1 为开机，0 为停机； $T_{g,t-1}^{\text{on}}$ 、 $T_{g,t-1}^{\text{off}}$ 分别为 $t-1$ 时刻火电机组持续开机、停机时间； $T_{g,\min}^{\text{on}}$ 、 $T_{g,\min}^{\text{off}}$ 分别为火电机组最小开机、停机时间。

(4) 功率平衡约束。

$$P_{w,t} + P_{pv,t} + P_{g,t} + P_{\text{fuel},t} = P_{\text{load},t} + P_{\text{ele},t} \quad (30)$$

式中： $P_{\text{load},t}$ 为 t 时刻系统负荷功率。

(5) 储氢罐容量约束。

$$0 \leq M_{H_2,t} \leq G_{H_2} \quad (31)$$

$$0 \leq P_{H_2,t}^{\text{dis}} \leq m_{H_2,t} \chi_{H_2,t} M_{H_2,t} \quad (32)$$

$$0 \leq P_{H_2,t}^{\text{ch}} \leq n_{H_2,t} (1 - \chi_{H_2,t}) M_{H_2,t} \quad (33)$$

$$M_{H_2,t} = M_{H_2,t-1} + P_{H_2,t}^{\text{ch}} - P_{H_2,t}^{\text{dis}} \quad (34)$$

$$\chi_{H_2,t} = \begin{cases} 0 & t \in T \\ 1 & \end{cases} \quad (35)$$

式中： $M_{H_2,t}$ 为 t 时刻储氢罐存储的能量； G_{H_2} 为储氢罐容量； $m_{H_2,t}$ 为 t 时刻 FC 的耗氢速率； $n_{H_2,t}$ 为 t 时刻 ET 的产氢速率； $P_{H_2,t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{H_2,t}^{\text{ch}}$ 分别为 t 时刻储氢罐的释氢量和储氢量； $\chi_{H_2,t}$ 为储氢罐释氢、储氢标志。

(6) 电力不足概率约束。

$$E_{\text{LOLP}} \leq E_{\text{LOLP}}^{\max} \quad (36)$$

$$E_{\text{LOLP}} = \sum_{s \in \psi_s} \rho_s \quad (37)$$

式中： E_{LOLP} 为电力不足概率值，即电源出力不足导致的失负荷概率， E_{LOLP} 越小表示电力系统越可靠； E_{LOLP}^{\max} 为允许的失负荷概率最大值； ψ_s 为不能满足电负荷需求的状态集合； ρ_s 为处于状态 s 的概率。

(7) 电量不足期望约束。

$$E_{\text{EENS}} \leq E_{\text{EENS}}^{\text{max}} \quad (38)$$

$$E_{\text{EENS}} = \sum_{s \in \psi_s} (P_{\text{load},s} - P_{\text{G},s}) \rho_s \quad (39)$$

式中: E_{EENS} 为电量不足期望值,即电源出力不足导致的失负荷电量期望值, E_{EENS} 越小表示电力系统越可靠; $E_{\text{EENS}}^{\text{max}}$ 为允许的失负荷电量最大值; $P_{\text{load},s}$ 、 $P_{\text{G},s}$ 分别为状态 s 下的负荷需求和电源出力。

2.3 典型日运行模拟模型

2.3.1 典型日运行模拟模型目标函数

典型日运行模拟成本 $F^{\text{opr,d}}$ 在生产模拟的基础上增加了风/光场站购电成本 C_{rebuy} 和氢储能系统购电成本 C_{hbuy} , 并根据氢储能固定利润模型和风/光场站-氢储能系统协调运行策略进行出力交易, 如式(40)所示。

$$F^{\text{opr,d}} = \min(C_w^{\text{opr}} + C_{\text{pv}}^{\text{opr}} + C_g^{\text{opr}} + C_{\text{hess}}^{\text{opr}} + C_{\text{en}} + C_{\text{cut}} + C_{\text{rebuy}} + C_{\text{hbuy}}) \quad (40)$$

(1) 风/光场站购电成本。

$$C_{\text{rebuy}} = \sum_{t=1}^T (\sigma_{\text{hsell}} P_{\text{rebuy},t}^{\text{h}} + \sigma_{\text{re}} P_{\text{rebuy},t}^{\text{re}}) \quad (41)$$

式中: σ_{re} 为风/光场站之间购售电的交易价格; $P_{\text{rebuy},t}^{\text{h}}$ 为 t 时刻风/光场站向氢储能系统购买的功率; $P_{\text{rebuy},t}^{\text{re}}$ 为 t 时刻风/光场站间的富余功率交易量。

(2) 氢储能系统购电成本。

$$C_{\text{hbuy}} = \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{hbuy}} P_{\text{hbuy},t} \quad (42)$$

2.3.2 典型日运行模拟模型约束条件

约束条件除须满足式(22)一式(39)外还应满足以下约束。

(1) 功率交易约束。

$$\sum_{t=1}^T P_{\text{rebuy},t}^{\text{re}} = \min \left\{ \sum_{l=1}^{\gamma} P_l^{\text{q}}(t), \sum_{j=1}^{\vartheta} P_j^{\text{f}}(t) \right\} \quad (43)$$

(2) 调峰约束。

$$\sum_{k \in W} R_g G_{g,k} + \sum_{l \in \psi_m} R_m G_{m,l} \geq \sum_{r \in S \cup V} R_{\text{re}} G_{\text{re},r} + R_d P_{\text{lmax},d} \quad (44)$$

式中: R_g 、 R_m 分别为火电机组和氢储能设备 m 的调峰爬坡速率; R_{re} 、 R_d 分别为风/光场站和日最大负荷的爬坡需求系数; $G_{g,k}$ 、 $G_{m,l}$ 分别为火电机组和氢储能设备 m 的新增投资容量; $G_{\text{re},r}$ 为风/光场站电源装机容量; $P_{\text{lmax},d}$ 为典型日最大负荷。

文中主要研究风/光场站和氢储能系统在三阶段协调运行策略基础上, 根据按需比例分配机制进行功率交易, 并结合火电机组进行协同规划, 运行模拟时未对电压水平和网络损耗等指标进行优化, 因此暂未考虑线路潮流约束。

3 求解过程

文中所建的规划模型中, 投资决策模型是以年为单位的电源规划主问题, 用于确定风电、光伏、火电及氢储能系统的装机容量; 长时间尺度生产运行模拟模型对规划方案电力不足概率和电量不足期望进行评估, 保证系统供电可靠性并形成短期运行模拟的边界条件; 典型日运行模拟模型以小时为单位, 考虑风光波动特性和火电辅助特性并结合风/光场站-氢储能系统运行策略对系统调峰能力进行校验, t 时刻判断系统是否满足功率平衡约束, 若不满足, 计算此时风/光场站和日最大负荷的爬坡需求系数, 返回投资决策模型。具体求解流程见图3。

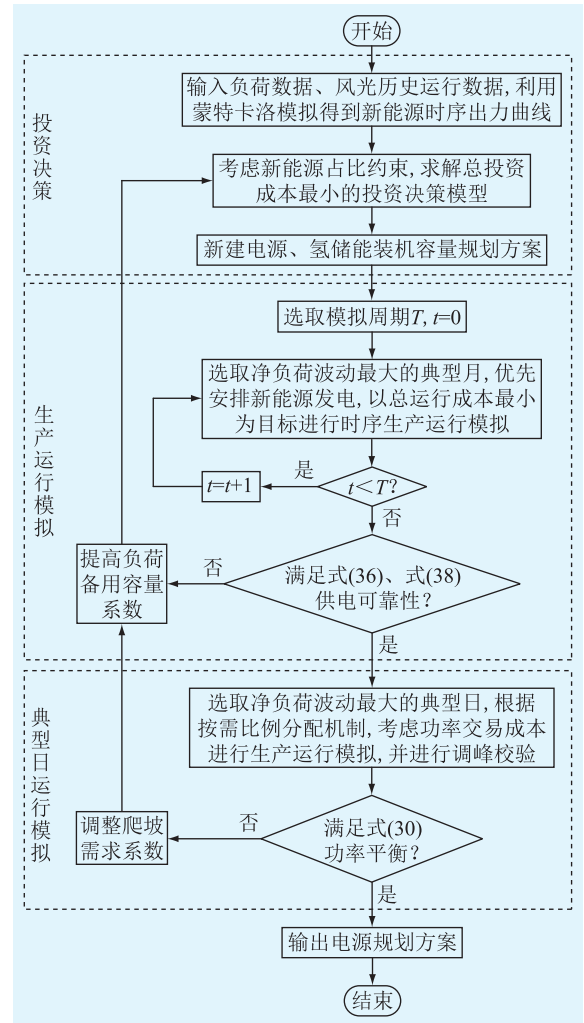


图3 多时间尺度协调规划求解流程

Fig.3 Multi-timescale coordinated planning solution process

4 算例分析

4.1 基本数据

文中基于 YALMIP 工具箱进行建模, 在

MATLAB R2020b 中调用 CPLEX 12.0 对模型求解。以东北某电网数据为算例进行分析,规划初期已有风电装机容量 3 770 MW,光伏装机容量 2 210 MW,火电装机容量 5 041 MW;年最大负荷为 11 045 MW,年用电量为 64 797 592 MW·h。待建电源单位投资成本、单位运行成本、使用寿命、年利用小时数见表 1。火电机组碳排放密度、SO₂排放密度、NO_x排放密度见表 2,其最大爬坡率为机组额定功率的 1.5%/min。氢储能系统购电价格为 0.22 元/(kW·h),相关参数如表 3 所示。分时电价如表 4 所示。贴现率为 5%,弃风弃光成本为 0.63 元/(kW·h);规划周期为 5 a,年最大负荷增长率为 15%,年用电量增长率为 10%,负荷备用容量系数和负荷备用率均取 15%^[26]。根据该地风区、光区,将其划分为 4 个风电场、4 个光伏电站、1 个火电厂。

表 1 新能源电源机组参数

Table 1 Renewable energy power unit parameters

参数	风电机组	光伏机组
单位投资成本/(万元·MW ⁻¹)	756	586
单位运行成本/(万元·MW ⁻¹)	0.008	0.012
使用寿命/a	25	25
年利用小时数	2 400	2 000

表 2 火电机组参数

Table 2 Thermal power unit parameters

参数	数值
单位投资成本/(万元·MW ⁻¹)	389.2
a/[元·(MW·h) ⁻¹]	0.003 3
b/[元·(MW·h) ⁻¹]	112.49
c/(元·h ⁻¹)	6 947.9
使用寿命/a	30
年利用小时数	4 500
碳排放密度/[t·(MW·h) ⁻¹]	0.8
SO ₂ 排放密度/[kg·(MW·h) ⁻¹]	3.94
NO _x 排放密度/[kg·(MW·h) ⁻¹]	3.09

表 3 氢储能系统相关参数

Table 3 Parameters related to hydrogen storage system

参数	数值
FC 投资系数/(万元·MW ⁻¹)	298.8
ET 投资系数/(万元·MW ⁻¹)	625.3
储氢罐投资系数/[万元·(MW·h) ⁻¹]	0.195
FC 效率/%	60
ET 效率/%	60
储氢压力/MPa	10

4.2 规划结果及分析

基于规划阶段基础数据和风光时序出力曲线,通过 3 种方案验证所提规划方法的有效性。方案 1:

表 4 分时电价

Table 4 Time-of-use electricity price

时段	售价/[元·(kW·h) ⁻¹]
00:00—08:00	0.220
08:00—11:00、16:00—19:00、22:00—24:00	0.420
11:00—16:00、19:00—22:00	0.346

采用按需比例分配机制进行功率交易,与火电和大规模风/光场站协同规划;方案 2:采用平均分配原则^[27]进行功率交易,与火电和大规模风/光场站协同规划;方案 3:不考虑风/光场站间的功率交易,为每个风/光场站配备独立氢储能^[28]。

3 种方案下各风/光场站和氢储能系统总装机结果如表 5 所示。3 种方案下新建电源装机情况如图 4 所示。

表 5 电源装机结果

Table 5 Power supply installation results

参数	方案 1	方案 2	方案 3
风电场 1	2 113	2 410	447
风电场 2	5 598	2 554	3 658
风电场 3	3 421	6 266	4 450
风电场 4	148	2 451	9 174
光伏电站 A	3 136	243	3 466
光伏电站 B	1 155	4 145	938
光伏电站 C	1 369	892	2 624
光伏电站 D	540	2 056	2 212
火电机组	5 059	7 835	5 041
FC	5 021	3 458	24 513
ET	3 943	3 252	32 340
储氢罐	2 925	3 179	38 490
总投资成本/万元	11 989 108.7	14 651 322.7	42 226 776.0

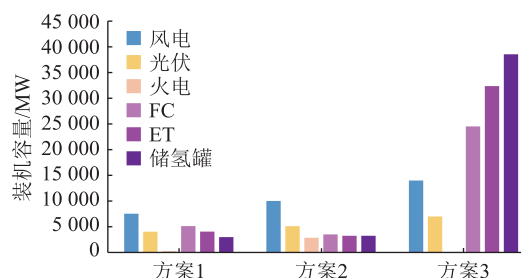


图 4 新建电源装机容量

Fig.4 Newly installed power capacity

由于方案 1 和方案 2 分别考虑功率的 2 种不同分配方式,在方案 1 规划结果中,风光装机容量为 17 480 MW,占总装机容量的 77.6%;而在方案 2 规划结果中,风光装机容量为 21 017 MW,相比方案 1 增加 3 537 MW,但火电机组装机容量也增加了

2 776 MW,风光装机容量占总装机容量的 72.8%,电源整体装机容量大于方案 1,总投资成本增加 2 662 214 万元,故可再生能源场站之间采用按需比例分配机制进行能量分配能够在一定程度上提高能源利用率,降低电源投资成本。在方案 3 中,风光装机容量为 26 969 MW,占总电源装机容量的 84.3%,FC 和 ET 装机容量比方案 1 增加 19 492 MW、28 397 MW,比方案 2 增加 21 055 MW、29 088 MW,总投资成本相比方案 1、方案 2 分别增加 30 237 667.3 万元、27 575 453.3 万元。故不考虑功率交易时,为每个风/光场站配备独立氢储能会产生高昂的投资成本,难以应用于实际电源规划中,储能的商业化发展受到制约。

4.2.1 运行模拟结果分析

对 3 种投资方案以月为时间尺度进行生产模拟,得到系统各项成本和可靠性指标如表 6 所示。

表 6 不同规划方案下的生产模拟指标

Table 6 Production simulation indexes of different planning schemes

方案	风光运行成本/万元	氢储能系统运行成本/万元	环境成本/万元	弃风弃光成本/万元	E_{EENS} /MW	E_{LOLP} /%
1	40 343.2	6 794.4	36 404.1	26 635.3	1 116	0.24
2	41 782.8	10 293.8	35 588.6	29 183.9	1 820	0.27
3	61 329.3	56 244.2	10 995.8	15 819.0	1 077	0.23

结合表 6、图 4 可知,方案 1 新建风光装机容量为 11 140 MW,相比方案 2 和方案 3 分别降低 3 896 MW、9 850 MW;风光运行成本相比方案 2 和方案 3 分别降低 1 439.6 万元、20 986.1 万元;氢储能系统运行成本相比方案 2 和方案 3 分别降低 3 499.4 万元、49 449.8 万元;弃风弃光成本相比方案 2 降低 2 548.6 万元; E_{EENS} 和 E_{LOLP} 相比方案 2 分别降低 704 MW、0.03%。方案 3 由于新建电源装机容量最高,弃风弃光成本最低,电量不足期望值和电量不足概率值也最小,但需要投入高昂的资金成本,无法满足经济性的要求。因此,方案 1 在保证系统可靠性的同时也具有较好的经济性。

风/光场站-氢储能系统协同运行策略决定着风/光场站之间的功率交易量和风/光场站能够获得氢储能服务的大小。3 种方案中某典型日运行成本如表 7 所示,24 h 运行模拟结果如图 5 所示。

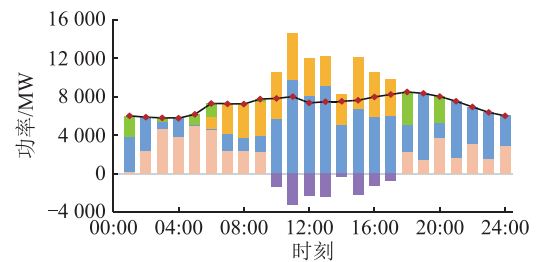
结合表 7 和图 5 分析各方案电源出力、风/光场站间交易和氢储能出力情况。相比方案 1 按需比例分配机制,采用方案 2 平均分配原则时,总运行成本增加 6 475.7 万元,风/光场站和氢储能系统运行成本增加 164.7 万元,风/光场站和氢储能系统购电成

表 7 运行模拟费用

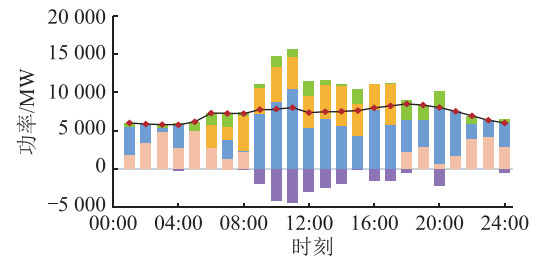
Table 7 Operational simulation costs 万元

方案	总运行成本	风光运行成本	火电机组运行成本	氢储能系统运行成本
1	10 325.1	1 344.7	5 045.2	226.5
2	16 800.8	1 392.8	4 937.9	343.1
3	12 118.2	1 202.7	1 508.4	1 874.8

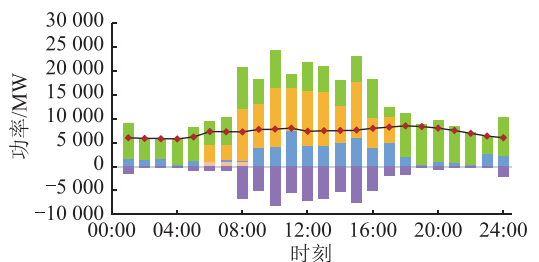
方案	风/光场站购电成本	氢储能系统购电成本	环境成本	弃风弃光成本
1	1 297.1	310.0	1 213.5	887.8
2	6 650.3	483.0	1 186.3	1 807.5
3	5 104.4	1 534.1	366.5	527.3



(a) 方案1



(b) 方案2



(c) 方案3

■ 氢储能售电 ■ 氢储能购电 ■ 光伏电站出力
■ 风电场出力 ■ 火电出力 — 负荷

图 5 典型日运行模拟结果

Fig.5 Simulation results for a typical day of operation

本增加 5 526.2 万元,弃风弃光和环境成本增加 892.5 万元。在总增加成本中,风/光场站和氢储能系统的功率交易成本占 83.9%,故风/光场站间采用按需比例分配机制进行功率交易能够合理分配可再生能源,提高利用率,降低功率交易成本,从而降低总运行成本。

采用方案 3 不考虑场间功率交易,与方案 1 相比,总运行成本增加 1 793.1 万元,风/光场站和氢储能系统运行成本增加 1 506.3 万元,风/光场站和氢

储能系统购电成本增加 5 031.4 万元,火电机组运行成本降低 3 536.8 万元,弃风弃光和环境成本降低 1 207.5 万元。由于风/光场站之间存在交易壁垒,运行时需要向各自氢储能系统购买缺额功率或售卖富余功率,整体功率交易量增多,功率交易成本增加,导致总运行成本增加。

4.2.2 三阶段协调运行分析

根据协调运行策略,风/光场站交易前在同一时刻既存在缺额场站也存在富余场站,第一阶段各风/光场站整体富余或缺额工况如图 6 所示。

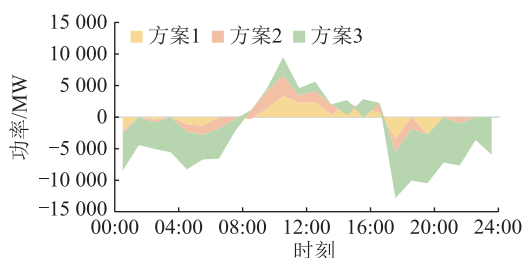
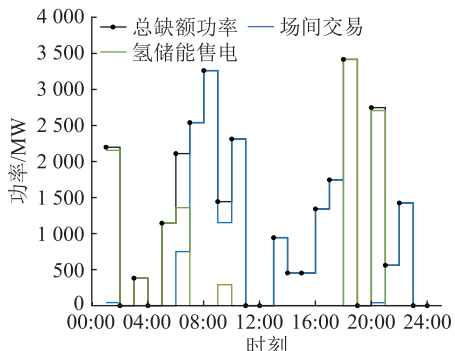
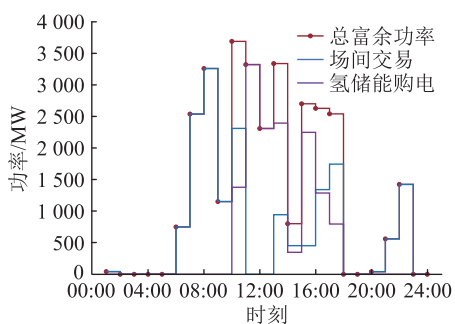


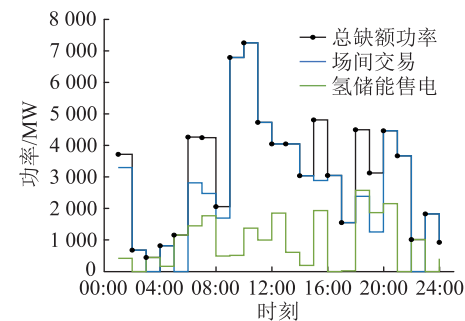
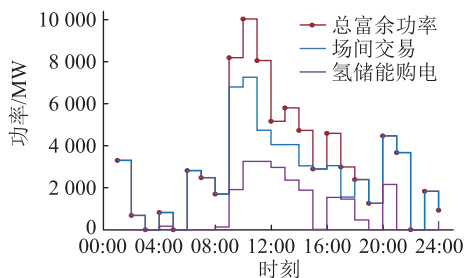
图 6 3 种方案整体富余/缺额工况

Fig.6 Overall surplus/shortage operating conditions of three schemes

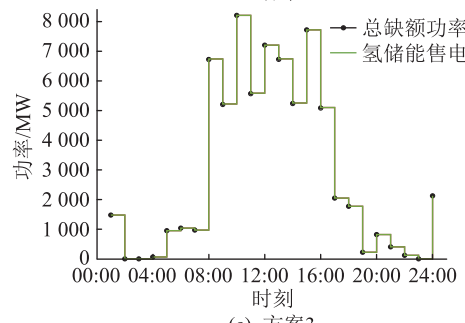
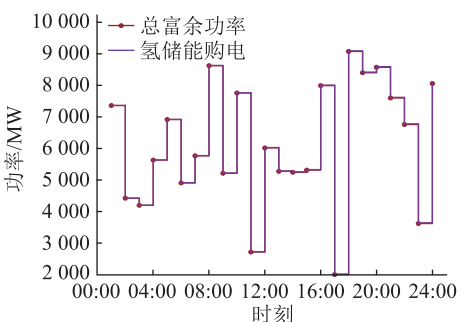
风/光场站整体缺额工况集中于时段 00:00—08:00、17:00—24:00,整体富余工况集中于时段 08:00—17:00,其中方案 3 的富余功率和缺额功率面积最大,方案 2 次之,方案 1 最小,故采用方案 1 进行电源规划能够有效减少风/光场站功率交易量,避免无效交易,降低功率交易成本,提高设备利用率。根据第二阶段和第三阶段运行方式得到富余/缺额功率分配情况,如图 7 所示。



(a) 方案1



(b) 方案2



(c) 方案3

图 7 3 种方案下富余/缺额功率分配情况
Fig.7 Three schemes of surplus/shortage power allocation

风/光场站间首先根据时空特性进行功率交易,然后再与氢储能进行交易。00:00—08:00、17:00—24:00时,风/光场站整体呈缺额工况,存在富余功率的风/光场站向缺额场站出售富余功率,场间交易后向氢储能购电。方案 1 缺额功率场站按照缺额比例分配全部富余功率,场间交易时富余功率能够被全部消纳;方案 2 将富余功率平均分配给缺额场站,由于缺额功率的随机性会导致缺额场站发生过补偿情况,产生新的富余场站,使得氢储能功率交易量增加;方案 3 不进行场间功率交易,直接由氢储能向缺额场站售电。08:00—17:00 时,风/

光场站整体呈富余工况,方案1所有缺额功率都能够被完全补偿,场间交易结束后缺额场站不再参与后续交易,由富余场站将富余功率出售给氢储能;方案2由于缺额功率的随机性会导致缺额场站分配富余功率后出现欠补偿或者过补偿情况,无法完全消除缺额场站,因此,场间交易结束后除富余场站向氢储能售卖富余功率外,初始缺额场站也会向氢储能购买或出售功率,造成功率率的无效交易,缺额功率和富余功率交易量均超出了总缺额和总富余功率;方案3则全部由氢储能向缺额场站售电。

4.2.3 不同分配方式下氢储能系统售价

根据固定利润模型可知,氢储能系统售电价格不仅与各时刻运行维护费用和能耗成本相关,还与各时刻氢储能购/售电量相关。文中设置固定利润比例为30%,3种方案下氢储能系统平均售价如表8所示。

表8 氢储能系统售电价格

Table 8 Power selling price of hydrogen storage system

方案	售价/[元·(kW·h) ⁻¹]
1	0.517
2	1.644
3	0.346

由于方案3中氢储能系统在24h均会向风/光场站售电,平均售电价格最低,但是整体售电量分别为方案1和方案2的12.9倍、6.9倍,这使得风/光场站需要支付高昂的购氢费用。方案2售电量为方案1的1.9倍,氢储能系统平均售电价格也为方案1的3.18倍,因此方案1能够在降低风/光场站与氢储能系统之间功率交易量的同时制定合理的氢储能系统售电价格。

4.2.4 火电出力对比

表9为3种规划方案下的火电出力及成本对比。

表9 火电出力及成本对比

Table 9 Comparison of thermal power outputs and costs

参数	方案1	方案2	方案3
火电机组发电量/(MW·h)	43 966.3	42 981.5	3 029.4
风/光场站购电量/(MW·h)	11 457.1	21 453.3	147 525.0
氢储能系统购电量/(MW·h)	14 092.8	21 956.2	69 733.3
C_g /万元	5 045.2	4 937.9	342.8
C_{rebuy} /万元	592.3	3 526.9	5 104.4
C_{hbuy} /万元	310.0	483.0	1 534.1

从表9中可知,由于方案3为各风/光场站独立配置了氢储能系统,能够基本保证运行时的供需功率平衡,从而减少火电机组出力,出力成本 C_g 相比

方案1降低4 702.4万元,但风/光场站和氢储能系统的深度交易使得方案3的购电成本相比方案1增加5 736.2万元,导致总成本增加;方案2火电出力情况和成本与方案1基本保持一致,但风/光场站和氢储能系统购电量增加17 859.6 MW·h,购电成本增加3 107.6万元,故采用方案1的运行策略能够较好地协调火电机组和氢储能系统的出力情况,兼顾系统灵活性和经济性。

5 结论

文中针对新型电力系统呈现出的强不确定性和时空耦合性,从规划阶段入手建设氢储能装置和设计考虑按需比例分配机制的风/光场站-氢储能系统协调运行策略,提出风光火氢协同的电源规划方法,构建了多时间尺度协调规划模型,并得出以下结论:

(1) 为每个风/光场站建设共同的氢储能系统相比于自配氢储能装置进行规划,其投资成本可大幅降低,因此,文中提出的风光火氢协同规划方案可以减少风/光场站对灵活性资源的需求,降低投资成本;

(2) 采用按需比例分配机制进行风/光场间交易时,各场站富余功率和缺额功率都能够被全部消纳或补偿,提高了风/光场站间功率利用率,降低了功率交易成本;

(3) 3种方案运行结果中,方案1火电出力与方案2相同,但风/光场站和氢储能系统购电量均低于方案2和方案3,因此采用方案1可以兼顾系统灵活性和经济性。

参考文献:

- [1] 姜海洋,杜尔顺,金晨,等. 高比例清洁能源并网的跨国互联电力系统多时间尺度储能容量优化规划[J]. 中国电机工程学报,2021,41(6):2101-2115.
JIANG Haiyang, DU Ershun, JIN Chen, et al. Optimal planning of multi-time scale energy storage capacity of cross-national interconnected power system with high proportion of clean energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2101-2115.
- [2] ZHAO D W, WANG H, HUANG J W, et al. Virtual energy storage sharing and capacity allocation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1112-1123.
- [3] 郭峰,王悦,陆鑫,等. 含高比例风电的新型电力系统的经济运行及储能配置[J]. 智慧电力, 2023, 51(11): 76-82.
GUO Feng, WANG Yue, LU Xin, et al. Economic operation and energy storage configuration of new power system with high penetration of wind power [J]. Smart Power, 2023, 51(11): 76-82.
- [4] 韩肖清,李廷钧,张东霞,等. 双碳目标下的新型电力系统规划新问题及关键技术[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3036-3046.

- HAN Xiaoqing, LI Tingjun, ZHANG Dongxia, et al. New issues and key technologies of new power system planning under double carbon goals [J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(9):3036-3046.
- [5] 任景, 周鑫, 薛晨, 等. 发用两侧参与调峰的现货市场联合出清模式设计[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(1):26-33.
REN Jing, ZHOU Xin, XUE Chen, et al. Spot market joint clearing mode with both sides of generation and customer participating in peak regulation[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(1):26-33.
- [6] SHI J T, GUO Y, TONG L, et al. A scenario-oriented approach to energy-reserve joint procurement and pricing [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 38(1):411-426.
- [7] YANG Y, WANG Y, WU W C. Allocating ex-post deviation cost of virtual power plants in distribution networks [J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2023, 11(3):1014-1019.
- [8] 孙瑜歌, 丁涛, 黄雨涵, 等. 高比例新能源电力市场不同发展阶段划分及形态结构演进[J]. *高电压技术*, 2023, 49(7):2725-2743.
SUN Yuge, DING Tao, HUANG Yuhang, et al. Development stage division and morphological evolution of power market with high proportion of renewable energy[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(7):2725-2743.
- [9] 程杉, 傅桐, 李洋洋, 等. 含高渗透可再生能源的配电网灵活性供需协同规划[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(22):1-12.
CHENG Shan, FU Tong, LI Fengyang, et al. Flexible supply demand collaborative planning for distribution networks with high penetration of renewable energy [J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(22):1-12.
- [10] 田曦晨, 郭鸿业, 李可昕, 等. 市场环境下满足机组成本回收约束的电源规划方法[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(5):252-258.
TIAN Xichen, GUO Hongye, LI Kexin, et al. Power source planning method satisfying unit cost recovery constraints under market environment [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(5):252-258.
- [11] 孙偲, 陈来军, 邱欣杰, 等. 基于合作博弈的发电侧共享储能规划模型[J]. *全球能源互联网*, 2019, 2(4):360-366.
SUN Cai, CHEN Laijun, QIU Xinjie, et al. A generation-side shared energy storage planning model based on cooperative game [J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(4):360-366.
- [12] 杨帆, 王维庆, 程静, 等. 基于误差分配原则的发电侧共享储能容量规划研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(7):91-102.
YANG Fan, WANG Weiqing, CHENG Jing, et al. Capacity planning of shared energy storage on the generation side based on the error distribution principle [J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(7):91-102.
- [13] 娄素华, 吕梦璇, 王永灿, 等. 考虑投资风险的含风电系统电源投资扩展规划研究[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(7):1944-1956.
LOU Suhua, LÜ Mengxuan, WANG Yongcan, et al. Generation investment expansion planning for wind power accommodation considering investment risk [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(7):1944-1956.
- [14] 王士博, 孔令国, 蔡国伟, 等. 电力系统氢储能关键应用技术现状、挑战及展望[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(17):6660-6680.
WANG Shibo, KONG Lingguo, CAI Guowei, et al. Current status, challenges and prospects of key application technologies for hydrogen storage in power system [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(17):6660-6680.
- [15] 张长云, 黄景光, 李振兴, 等. 极地环境含风氢储混合微电网容量优化配置[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(1):108-116.
ZHANG Changyun, HUANG Jingguang, LI Zhenxing, et al. Optimal configuration of wind-hydrogen-storage hybrid microgrid capacity in polar environment [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(1):108-116.
- [16] SARKER A K, AZAD A K, RASUL M G, et al. Prospect of green hydrogen generation from hybrid renewable energy sources: a review [J]. *Energies*, 2023, 16(3):1556.
- [17] SINGER G, KÖLL R, AICHHORN L, et al. Utilizing hydrogen pressure energy by expansion machines-PEM fuel cells in mobile and other potential applications [J]. *Applied Energy*, 2023, 343:121056.
- [18] 鲁明芳, 李咸善, 李飞, 等. 季节性氢储能-混氢燃气轮机系统两阶段随机规划[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(18):6978-6991.
LU Mingfang, LI Xianshan, LI Fei, et al. Two-stage stochastic programming of seasonal hydrogen energy storage and mixed hydrogen-fueled gas turbine system [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(18):6978-6991.
- [19] 司杨, 陈来军, 陈晓弢, 等. 基于分布鲁棒的风-氢混合系统氢储能容量优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(10):3-10.
SI Yang, CHEN Laijun, CHEN Xiaotao, et al. Optimal capacity allocation of hydrogen energy storage in wind-hydrogen hybrid system based on distributionally robust [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(10):3-10.
- [20] 李笑竹, 陈来军, 殷骏, 等. 面向低碳供能的多园区共享氢储能系统容量规划[J]. *高电压技术*, 2022, 48(7):2534-2544.
LI Xiaozhu, CHEN Laijun, YIN Jun, et al. Capacity planning of multiple parks shared hydrogen energy storage system for low-carbon energy supply [J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(7):2534-2544.
- [21] PAN G S, GU W, LU Y P, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(4):2662-2676.
- [22] 孔飘红, 蒋正威, 杨力强, 等. 基于风氢耦合的氢储能系统参与电力市场机制与风险量化模型设计[J]. *供用电*, 2022, 39(1):31-39.
KONG Piaohong, JIANG Zhengwei, YANG Liqiang, et al. Mechanism and risk quantification model design of hydrogen stor-

- age system participation in power market [J]. *Distribution & Utilization*, 2022, 39(1): 31-39.
- [23] 袁铁江,曹继雷. 计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J]. *高电压技术*, 2022, 48(6): 2037-2044.
- YUAN Tiejiang, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty [J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(6): 2037-2044.
- [24] 王建学,李清涛,王秀丽,等. 大规模新能源并网系统电源规划方法[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(10): 3114-3124.
- WANG Jianxue, LI Qingtao, WANG Xiuli, et al. A generation expansion planning method for power systems with large-scale new energy [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(10): 3114-3124.
- [25] 邓浩,陈洁,腾扬新,等. 风氢耦合系统能量管理策略研究[J]. *太阳能学报*, 2021, 42(1): 256-263.
- DENG Hao, CHEN Jie, TENG Yangxin, et al. Energy management strategy of wind power coupled with hydrogen system [J]. *Acta Energetica Sinica*, 2021, 42(1): 256-263.
- [26] 卓映君. 高比例新能源电力系统的备用需求评估和备用跨区共享研究[D]. 广州:华南理工大学, 2021.
- ZHUO Yingjun. Study on reserve demand assessment and reserve inter-regional sharing of high-proportion new energy power system [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2021.
- [27] 胡滋桢,程静,王维庆,等. 基于动态聚类的风电机组有功功率分配策略[J]. *电力电子技术*, 2022, 56(10): 1-4.
- HU Zizhen, CHENG Jing, WANG Weiqing, et al. Active power allocation strategy for wind turbines based on dynamic clustering [J]. *Power Electronics*, 2022, 56(10): 1-4.
- [28] 许传博,赵云灏,王晓晨,等. 碳中和愿景下考虑电氢耦合的风光场站氢储能优化配置[J]. *电力建设*, 2022, 43(1): 10-18.
- XU Chuanbo, ZHAO Yunhao, WANG Xiaochen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage for wind and solar power stations considering electricity-hydrogen coupling under carbon neutrality vision [J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(1): 10-18.

作者简介:



范宏

范宏(1978),女,博士,副教授,研究方向为综合能源系统、新型电力系统优化规划(E-mail: fan_honghong@126.com);

李婷(2000),女,硕士在读,研究方向为新型电力系统电源规划;

严嘉鑫(1998),男,硕士在读,研究方向为电力系统规划与运行。

Multi-timescale coordinated planning for wind-photovoltaic-thermal-hydrogen based on a demand proportional allocation mechanism

FAN Hong¹, LI Ting¹, YAN Jiabin¹, SUN Yan¹, ZHANG Heng², JIA Qingshan³

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Shanghai Jiao Tong University (Key Laboratory of the Ministry of Education for Power Transmission and Power Conversion Control), Shanghai 200240, China; 3. Center for Intelligent and Networked Systems,

Department of Automation, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: As the flexibility needs of new power systems with a high share of new energy sources increase, it is important to develop a flexibility resource market operation mechanism to balance the volatility and uncertainty of large-scale new energy output in real time. To this end, a wind-photovoltaic-thermal-hydrogen coordinated planning method based on a demand proportional allocation mechanism (DPAM) is proposed in the paper. Firstly, a three-phase coordinated operation strategy for wind and photovoltaic systems with hydrogen storage is formulated. Inter-station power trading between wind and photovoltaic based on DPAM coordinates the revenues and expenditures of wind and photovoltaic stations. Thermal power and hydrogen storage systems are used to provide operational flexibility, and a fixed-profit-proportional model is used to ensure the stability of hydrogen storage system revenues. Then, integrating the investment decision and operation simulation, power trading costs and flexibility resource regulation costs are incorporated in the optimization objective. A multi-timescale coordinated planning model with wind serving as the primary power source and thermal power and hydrogen storage as the auxiliary power sources is established. Finally, a provincial grid in northeast China is used as an example for analysis. The results show that the proposed methodology can be used for power planning in an economical and environmentally friendly way, reducing flexibility resource requirements and investment costs while increasing the power utilization of wind and photovoltaic stations.

Keywords: flexibility; demand proportional allocation mechanism; hydrogen storage system; wind-photovoltaic-thermal collaborative optimization; coordinated planning on multiple time scales; fixed-profit-proportional model

(编辑 陆海霞)