Vol.43 No.12 Dec. 2023

# 计及多元不确定性的氢电耦合微电网 多阶段动态规划方法

王笑雪<sup>1</sup>,高 超<sup>1</sup>,刘一欣<sup>2</sup>,梁 栋<sup>1</sup>,侯世昌<sup>3</sup> (1. 河北工业大学 省部共建电工装备可靠性与智能化国家重点实验室,天津 300130; 2. 天津大学 智能电网教育部重点实验室,天津 300072; 3. 国网冀北电力有限公司 秦皇岛供电公司,河北 秦皇岛 066000)

摘要:针对传统单阶段规划设计方法存在的初始投资成本高、源荷匹配性弱、经济性不足的缺点,提出了一种 氢电耦合微电网多阶段动态规划方法,可确定各设备的最优配置容量和投资时机,并基于混合优化架构增强 模型对多元不确定性的适应能力。其中,设备在规划周期内投资成本的波动不确定性特征以随机概率场景 描述,可再生分布式电源出力和负荷需求不确定性则以不确定场景集合处理。在此基础上,进一步考虑微电 网规划周期内的负荷增长率、设备性能衰退等动态因素,提升规划方案对未来动态信息变化的适用性,并最 终构建随机-鲁棒混合整数线性规划模型描述微电网的多阶段动态规划问题。仿真结果表明,与传统的单阶 段规划模型相比,所提方法的总成本降低近5.0%,初始投资成本降低近13.9%,投资回收期缩短近32.9%,有 利于提升微电网规划方案的经济性。

关键词:氢电耦合微电网;多元不确定性;随机-鲁棒优化;多阶段规划 中图分类号:TM715;TK01 文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202212015

# 0 引言

微电网是集成多种分布式能源(distributed energy resource, DER)、储能系统(energy storage system, ESS)和负荷的小型发-配-用电系统,是优化能 源结构、提高可再生能源渗透率的有效手段<sup>[1-2]</sup>。近 年来,氢能发展得到了广泛关注,以分布式可再生能 源制氢<sup>[34]</sup>、就近用氢<sup>[5]</sup>的氢电耦合微电网成为促进 氢能发展和利用的一种新模式<sup>[6-7]</sup>。

投资经济性是影响氢电耦合微电网发展和推广 应用的主要因素之一,也是微电网规划设计重点关 注的问题之一。如何兼顾规划方案在投资成本、回 收期、能源利用率等方面的综合表现,优化DER长 期投资决策和短期运行调度,是规划设计问题的核 心难点。文献[8]基于偏远矿山的能源基础设施,针 对微电网的规划与运行问题提出了一种分层决策模 型,使2个问题的决策变量得到独立优化;文献[9] 提出了一种随机规划方法,考虑了新能源发电的不

收稿日期:2022-05-23;修回日期:2022-09-17 在线出版日期:2022-12-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51907140);中国博 士后科学基金资助项目(2021T140174);省部共建电工装备 可靠性与智能化国家重点实验室(河北工业大学)资助项目 (EERI\_OY2021008)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51907140), China Postdoctoral Science Foundation (2021T140174) and the Program of State Key Laboratory of Reliability and Intelligence of Electrical Equipment (Hebei University of Technology)(EERI\_OY2021008)

确定性,并引入燃料电池和电解水制氢提高系统对 新能源的消纳能力:文献[10]在规划中考虑了燃料 电池和电解水制氢系统的启停和退化,构建了包含 冷、热、电和氢气的微电网混合整数线性规划模型; 文献[11]在微电网规划设计问题中考虑了负荷需求 等的不确定性,以确定 DER 的类型、容量以及相应 的最优运行策略;文献[12]提出了一种包括光伏、风 机、沼气发电机和燃料电池的混合可再生能源系统, 所提规划模型使系统在灵活性和能源利用率两方面 都得到了提高;文献[13]考虑了网络拓扑、DER容 量、发电和需求的随机性,以最大限度降低微电网的 投资、运营成本为目标构建了规划框架,并将其表述 为混合整数非线性规划问题。上述研究提出了具有 不同目标和约束的微电网经济规划方法,为微电网 建设提供了有效的经济决策支持。然而,上述研究 采用了单阶段规划模型,所有 DER 均在规划周期的 第一年进行投资建设。换言之,此类模型确定的投 资决策包括DER类型、规模或系统结构,但未考虑 DER 的最佳投资时机。为应对未来可能的负荷增 长,该规划方案可能会导致微电网初始阶段的容量 冗余,造成不必要的能源浪费。此外,较高的初始投 资成本也会给投资者带来巨大的财务负担。另一方 面,随着光伏、储能等单位投资成本逐年降低,以动 态规划视角考虑DER在未来不同阶段的投资方案, 有利于实现更好的源-荷匹配,提升长周期投资经济 性。为此,文献[14]提出了一种多阶段随机优化模 型,证明了多阶段投资具有更好的经济性,文献[15]

提出了一种多阶段自适应规划方法,在得到与传统 多阶段规划方法相似的投资决策前提下,具备更高 的计算效率,然而文献[14]和文献[15]均未考虑源 荷短期运行的不确定性。文献[16]针对独立型微电 网提出了一种多阶段投资规划模型,考虑了可再生 能源发电和负荷需求的不确定性,但是未考虑设备 投资成本的不确定性。

本文提出了一种氢电耦合微电网多阶段动态规 划模型,考虑了规划周期内光伏、电储能、燃料电池 和电解水制氢单位投资成本的随机不确定性和光伏 出力与负荷需求的不确定性,建立了随机-鲁棒混合 多阶段规划模型。此外,考虑了光伏、电储能、燃料 电池和电解水制氢系统的退化以及负荷增长等动态 信息,从动态视角实施投资决策,使模型更具实用 性。仿真结果表明,与单阶段规划模型相比,所提模 型在投资成本、投资回收期、能源利用效率等方面均 有显著改善。

# 1 氢电耦合微电网多阶段规划模型

本文设计的并网型氢电耦合微电网结构如图1 所示,由光伏、电解水制氢、燃料电池、电锅炉、ESS 和负荷构成,其中ESS包括电储能、储氢罐和储热 罐,负荷包括电负荷、氢负荷和热负荷。



图1 氢电耦合微电网结构



针对图1所示的微电网,多阶段规划模型的目标函数如式(1)所示,包括各设备的投资成本 $C_{inv}$ 、运维成本 $C_{on}$ 和残值 $C_{sal}$ ,其计算公式分别如式(2)—(4)所示。

$$\min f = C_{inv} + C_{om} - C_{sal}$$
(1)  
$$C_{inv} = \sum_{k} \left[ X_{1}^{k} P_{e}^{k} c_{1}^{k} (1 - r_{loan}) + \sum_{n=2}^{N_{v}} \frac{X_{n}^{k} P_{e}^{k} c_{n}^{k}}{(1 + r)^{n-1}} \right] + \sum_{k} \sum_{n=1}^{N_{bam}} \frac{X_{1}^{k} P_{e}^{k} c_{1}^{k} r_{loan} S_{AIR} (1 + S_{AIR})^{N_{bam}}}{\left[ (1 + S_{AIR})^{N_{bam}} - 1 \right] (1 + r)^{n-1}}$$
  
$$k \in \{ \text{PV}, \text{FC}, \text{EZ}, \text{EB}, \text{HeatS}, \text{BAT}, \text{HS} \}$$
(2)

$$C_{\rm om} = \sum_{k_1}^{N_{\rm v}} \sum_{n=1}^{\sum_{i=1}^{n}} \frac{X_i^{k_1} P_e^{k_1} c_{\rm om}^{k_1}}{(1+r)^{n-1}} + \sum_{k_2}^{N_{\rm v}} \sum_{n=1}^{N_{\rm v}} \frac{S_n^{k_2} c_{\rm om}^{k_2}}{(1+r)^{n-1}} + \sum_{n=1}^{N_{\rm v}} \sum_{d \in D, t \in T} \frac{\omega_{n,d}}{(1+r)^{n-1}} \left( P_{n,d,t}^{\rm Buy} c_{\rm Buy}^{\rm Elc} - P_{n,d,t}^{\rm Sell} c_{\rm Sell}^{\rm Elc} + V_{n,d,t}^{\rm H_2, \rm Buy} c_{\rm Buy}^{\rm H_2} - V_{n,d,t}^{\rm H_2, \rm Sell} c_{\rm Sell}^{\rm H_2} \right) \\ k_1 \in \{\rm PV, \, FC, \, EZ, \, EB, \, HeatS, \, HS\}, \ k_2 \in \{\rm BAT\} \ (3)$$

$$C_{\rm sal} = \sum_{k_1} \frac{\sum_{n=1}^{N_1} X_n^{k_1} P_{\rm e}^{k_1} c_{\rm sal}^{k_1}}{(1+r)^{N_{\rm v}-1}} + \sum_{k_2} \frac{S_{N_{\rm v}}^{k_2} c_{\rm sal}^{k_2}}{(1+r)^{N_{\rm v}-1}} \tag{4}$$

式中:PV、FC、EZ、EB、HeatS、BAT、HS分别表示光 伏、燃料电池、电解水制氢、电锅炉、储热罐、电储能、 储氢罐; $X_n^k$ 为设备k第n年的最小单元装机个数; $P_e^k$ 为设备k的最小单元容量; $c_n^k$ 为设备k第n年的单位 投资成本; $N_Y$ 为规划周期; $r_{loan}$ 为贷款比例; $S_{AIR}$ 为贷 款年利率;r为折现率; $N_{loan}$ 为贷款年限; $c_{om}^{k_1}$ 和 $c_{om}^{k_2}$ 分别 为设备 $k_1$ 的单位运维成本和设备 $k_2$ 的单位运维成 本; $S_n^{k_2}$ 为设备 $k_2$ 第n年的有效容量;D为典型日集合; T为调度时段集合; $\omega_{n,d}$ 为第n年典型日d对应的权 重系数; $P_{n,d,t}^{Buy}$ 和 $P_{n,d,t}^{Sell}$ 分别为第n年典型日d下t时段 的购电功率和售电功率; $V_{n,d,t}^{H_3,Buy}$ 和 $V_{n,d,t}^{H_3,Sell}$ 分别为第n年典型日d下t时段的购氢体积和售氢体积; $c_{Sell}^{Ele}$ 和 $c_{Sell}^{Sell}$ 分别 为单位购氢价格和售氢价格; $c_{sal}^{R_1}$ 分别为设备 $k_1$ 的单位容量残值和设备 $k_2$ 的单位容量残值。

为了计及规划周期内设备性能衰减的影响,提 升规划方案对未来动态因素的适应性,本文在多阶 段规划中考虑了光伏发电效率衰减约束(如式(5)所 示)、燃料电池和电解水制氢峰值功率退化约束(如 式(6)所示)和效率衰减约束(如式(7)所示)<sup>[17]</sup>。式 (8)和式(9)分别表示计及效率衰减后燃料电池的 氢-电转换和电解水制氢的电-氢转换关系。其余约 束,如氢、热、电功率平衡约束和设备运行约束等具 体见附录A。

$$\hat{P}_{n,d,t}^{PV} = \sum_{i=1}^{n} X_{i}^{PV} P_{e}^{PV} (1 - \sigma_{PV})^{n-i} p_{i,d,t}^{PV}$$
(5)

$$0 \leq P_{n,d,i}^{k_3} \leq \sum_{i=1}^{n} X_i^{k_3} P_e^{k_3} (1 - \sigma_{k_3})^{n-i}$$
(6)

$$\boldsymbol{\eta}_{n}^{k_{3}} = \boldsymbol{\eta}_{1}^{k_{3}} (1 - \boldsymbol{\zeta}_{k_{3}})^{n-1}$$
(7)

$$P_{n,d,t}^{\rm FC} = V_{n,d,t}^{\rm FC} S_{\rm LHV} \boldsymbol{\eta}_n^{\rm FC}$$
(8)

$$V_{n,d,t}^{\text{EZ}} = P_{n,d,t}^{\text{EZ}} \rho_{\text{EZ}} \eta_n^{\text{EZ}}$$
(9)

式中: $\hat{P}_{n,d,t}^{PV}$ , $P_{n,d,t}^{FC}$ 和 $P_{n,d,t}^{EZ}$ 分别为第n年典型日d下t时段的光伏预测功率、燃料电池发电功率、电解水制 氢耗电功率; $\sigma_{PV}$ 为每年光伏出力的衰减率; $p_{i,d,t}^{PV}$ 为第i年典型日d下t时段单位容量光伏的预测出力;  $k_3 \in \{FC, EZ\}; \sigma_k$ 为设备 $k_3$ 的退化率<sup>[18]</sup>; $V_{red,t}^{EZ}$ , $V_{red,t}^{FC}$ 分 别为第n年典型日d下t时段的电解水制氢、燃料电 池耗氢体积; $\eta_n^{k_3}$ 为设备 $k_3$ 第n年的氢-电或电-氢转换 效率; $\zeta_{k_3}$ 为设备 $k_3$ 的效率衰减率; $S_{LHV}$ 为氢气的热 值; $\rho_{EZ}$ 为每消耗1kW·h电能电解水制氢所能够制 取的氢气量。

相比于其他设备,电储能的使用寿命较短,因此 除上述运行约束外,规划模型中还需考虑电储能的 寿命约束。电储能的寿命可以用其全寿命周期的放 电量来表示,当电储能累计放电量达到最大放电量 时认为电储能寿命耗尽<sup>[16]</sup>,需要用新的电储能进行 更换。计及电储能寿命约束的公式如下:

$$S_{n}^{\text{BAT}} = (1 - B_{n}^{\text{BAT}}) S_{n-1}^{\text{BAT}} + X_{n}^{\text{BAT}}$$
(10)  
$$R_{n} = E^{\max} X_{n}^{\text{BAT}} + (1 - B_{n}^{\text{BAT}}) R_{n-1} -$$

$$\sum_{d \in D, t \in T} \omega_{n, d} P_{\mathrm{dis}, n, d, t}^{\mathrm{BAT}} \ge 0$$
 (11)

$$B_n^{\text{BAT}} X_n^{\text{BAT}} - \tau X_n^{\text{BAT}} \ge 0 \quad \tau \in (0, 1) \tag{12}$$

式中: $B_n^{BAT}$ 为表示电储能更换行为的二进制决策变量,若第n年需要更换电储能则 $B_n^{BAT}$ 取值为1,否则取值为0; $R_n$ 为第n年电储能的剩余寿命; $E^{max}$ 为单位容量电储能的最大放电量; $P_{ds,n,d,l}^{BAT}$ 为第n年典型日d下t时段的电储能放电功率; $\tau$ 为时间间隔。式(11)给出了相邻年份电储能寿命与电储能年总放电量之间的关系;式(12)用以确保系统只有在电储能需要更换的年份才会安装新的电储能。

由于式(10)—(12)中存在二进制变量和连续变量的乘积项,因此引入 $L_n^1 - L_n^3$ 这3个辅助变量对其分别进行线性化处理:

$$L_{n}^{1} = B_{n}^{BAT} S_{n-1}^{BAT} \Leftrightarrow$$

$$\begin{cases} 0 \leq L_{n}^{1} \leq B_{n}^{BAT} \overline{S}_{n}^{BAT} \\ S_{n-1}^{BAT} - (1 - B_{n}^{BAT}) \overline{S}_{n}^{BAT} \leq L_{n}^{1} \leq S_{n-1}^{BAT} \end{cases}$$

$$L_{n}^{2} = B_{n}^{BAT} R \qquad \Leftrightarrow$$

$$L_{n}^{2} = B_{n}^{BAT} R \qquad \Leftrightarrow$$

$$\begin{bmatrix} 0 \leq L_n^2 \leq B_n^{\text{BAT}} \bar{R}_n \end{bmatrix}$$
(14)

$$\left\{ R_{n-1} - (1 - B_n^{\text{BAT}}) \overline{R}_n \leq L_n^2 \leq R_{n-1} \right\}$$

$$L_{n}^{3} = B_{n}^{BAT} X_{n}^{BAT} \Leftrightarrow$$

$$\begin{cases} 0 \leq L_{n}^{3} \leq B_{n}^{BAT} \overline{S}_{n}^{BAT} \\ X_{n}^{BAT} - (1 - B_{n}^{BAT}) \overline{S}_{n}^{BAT} \leq L_{n}^{3} \leq X_{n}^{BAT} \end{cases}$$

$$(15)$$

式中: $\bar{S}_{n}^{\text{BAT}}$ 为第n年电储能的安装容量上限; $\bar{R}_{n}$ 为第n年电储能最大放电量。

结合式(13)--(15),将辅助变量代入式(10)--(12)中可得:

$$S_{n}^{\text{BAT}} = S_{n-1}^{\text{BAT}} - L_{n}^{1} + X_{n}^{\text{BAT}}$$
(16)

$$R_{n} = R_{n-1} + E^{\max} X_{n}^{\text{BAT}} - L_{n}^{2} - \sum_{d \in D, t \in T} \omega_{n,d} P^{\text{BAT}}_{\text{dis},n,d,t} \quad (17)$$

$$L_n^3 - \tau X_n^{\text{BAT}} \ge 0 \quad \tau \in (0, 1)$$
(18)

综上,氢电耦合微电网多阶段动态规划模型的 变量可归纳为:

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \begin{bmatrix} X_{n}^{\text{PV}}, X_{n}^{\text{BAT}}, B_{n}^{\text{BAT}}, S_{n}^{\text{BAT}}, R_{n}, L_{n}^{1}, L_{n}^{2}, L_{n}^{3}, \\ X_{n}^{\text{FC}}, X_{n}^{\text{EZ}}, X_{n}^{\text{EB}}, X_{n}^{\text{HeatS}}, X_{n}^{\text{HS}} \end{bmatrix}^{\text{T}} \\ \mathbf{y} &= \begin{bmatrix} P_{n,d,t}^{\text{PV}}, P_{\text{dis},n,d,t}^{\text{BAT}}, P_{\text{ch},n,d,t}^{\text{BAT}}, S_{n,d,t}^{\text{BAT}}, P_{n,d,t}^{\text{bad}}, \\ P_{n,d,t}^{\text{Buy}}, P_{n,d,t}^{\text{Sell}}, P_{n,d,t}^{\text{FC}}, P_{n,d,t}^{\text{EZ}}, V_{\text{dis},n,d,t}^{\text{HS}}, \\ V_{\text{ch},n,d,t}^{\text{HS}}, S_{n,d,t}^{\text{HS}}, N_{\text{dis},n,d,t}^{\text{HS}}, N_{\text{ch},n,d,t}^{\text{HS}}, \\ P_{n,d,t}^{\text{HS}}, P_{n,d,t}^{\text{EB}}, E_{\text{dis},n,d,t}, E_{\text{ch},n,d,t}^{\text{HeatS}}, S_{n,d,t}^{\text{HeatS}}, \\ V_{n,d,t}^{\text{Hs}}, P_{n,d,t}^{\text{EB}}, E_{\text{dis},n,d,t}^{\text{Hs}}, E_{\text{ch},n,d,t}^{\text{Hs}}, S_{n,d,t}^{\text{HeatS}}, \\ V_{n,d,t}^{\text{Hs}}, H_{n,d,t}^{\text{Heat}}, V_{n,d,t}^{\text{Hs}}, V_{n,d,t}^{\text{Hs}}, H_{n,d,t}^{\text{Aban}} \end{bmatrix}^{\text{T}} \\ X_{n}^{k} \in \mathbf{R}_{+}, B_{n}^{\text{BAT}} \in \{0, 1\}, \mathbf{y} \in 0 \bigcup \mathbf{R}_{+} \end{aligned}$$

式中:x n y分别为由与规划层面和调度运行层面相 关的变量组成的向量; $P_{n,d,t}^{PV}$ 、 $P_{ch,n,d,t}^{BAT}$ 、 $P_{n,d,t}^{EB}$ 和 $P_{n,d,t}^{load}$ 分别 为第n年典型日d下t时段的光伏发电功率、电储能 充电功率、电锅炉耗电功率和电负荷; $V_{ch,n,d,t}^{HS}$ 、 $V_{dis,n,d,t}^{HS}$ 和 $V_{n,d,t}^{H,Load}$ 分别为第n年典型日d下t时段储氢罐充、 放氢体积和氢负荷; $H_{n,d,t}^{FC}$ 、 $H_{n,d,t}^{EB}$ 、 $E^{HeatS}$ 成氢体积和氢负荷; $H_{n,d,t}^{FC}$ 、 $H_{n,d,t}^{EB}$ 、 $E^{HeatS}$ 成氢体积和氢负荷; $H_{n,d,t}^{FC}$ 、 $H_{n,d,t}^{EB}$ 、 $E^{HeatS}$ 也涉发电余热量、电解水制氢余热量、电锅炉产热 量、储热罐蓄热量、储热罐放热量、弃热量和热负荷;  $S_{n,d,t}^{BAT}$ 、 $S_{n,d,t}^{HeatS}$ 分别为第n年典型日d下t时段电储 能、储氢罐和储热罐的剩余存储容量; $N_{ch,n,d,t}^{HS}$ 、 $N_{dis,n,d,t}^{HS}$ 分别为第n年典型日d下t时段的储氢罐压 力。为了更清楚地描述模型,本文给出了多阶段规 划模型的紧凑形式,如下所示:

$$\begin{cases} \min_{x, y} \left\{ c^{\mathsf{T}} x + d^{\mathsf{T}} y \right\} \\ \text{s.t.} \quad Ax \ge a, \quad Bx = b, \quad Qy \ge q \\ Gy = g, \quad Wy \ge h - Fx \\ My = m - Rx, \quad Iy = \hat{u} \end{cases}$$
(20)

式中: $c \pi d$ 为目标函数式(1)的系数列向量;A、B、 Q、G、W、F、M、 $R \pi I$ 为各约束条件对应的变量系数 矩阵;a、b、q、g、h  $\pi m$  为常数列向量; $\hat{u}$ 如式(21) 所示。约束条件中, $Ax \ge a$ 对应式(13)—(16)、 (18);Bx = b对应式(17); $Qy \ge q$ 对应附录A式(A7)、 (A15)—(A18);Gy = g对应式(7)—(9)和附录A式 (A1)—(A4)、(A6)、(A8)、(A13); $Wy \ge h - Fx$ 对应式 (6)和附录A式(A5)、(A10)—(A12)、(A14);My = m - Rx对应附录A式(A9); $Iy = \hat{u}$ 对应式(5),表示各 时段光伏出力和负荷需求等于其预测功率。

$$\hat{\boldsymbol{u}} = \left[\hat{P}_{n,d,\iota}^{\text{PV}}, \hat{P}_{n,d,\iota}^{\text{load}}\right]^{\text{T}}$$
(21)

式中: $\hat{P}_{n,d,i}^{\text{load}}$ 为第n年典型日d下t时段的负荷预测功率。

## 2 氢电耦合微电网随机-鲁棒动态规划模型

在动态规划模型中,设备的成本是影响投资经济性的主要因素之一。随着制造工艺的进步,设备的价格整体上呈下降趋势,但依然受一些不确定性

因素的影响,成本存在一定随机波动性。为此,以对 数正态分布拟合光伏和电解水制氢系统的单位投资 成本<sup>[19-20]</sup>,以正态分布<sup>[21]</sup>和三角形分布<sup>[22]</sup>分别描述 电储能和燃料电池投资成本的不确定性,最终通过 蒙特卡罗抽样和聚类压缩得到设备逐年投资成本的 随机概率场景。考虑投资成本不确定性后,式(2)转 换为如下形式:

$$\min \sum_{n=1}^{N_{v}} C_{\text{inv},n} = \sum_{k} \sum_{s \in S} \omega_{s} \left[ X_{1}^{k} P_{e}^{k} c_{1,s}^{k} (1 - r_{\text{loan}}) + \sum_{n=2}^{N_{v}} \frac{X_{n}^{k} P_{e}^{k} c_{n,s}^{k}}{(1 + r)^{n-1}} \right] + \sum_{k} \sum_{n=1}^{N_{\text{lom}}} \sum_{s \in S} \omega_{s} \frac{X_{1}^{k} P_{e}^{k} c_{1,s}^{k} r_{\text{loan}} S_{\text{AIR}} (1 + S_{\text{AIR}})^{N_{\text{lom}}}}{\left[ (1 + S_{\text{AIR}})^{N_{\text{lom}}} - 1 \right] (1 + r)^{n-1}}$$
(22)

式中: $C_{inv,n}$ 为第n年各设备的投资成本; $k \in \{PV, BAT, FC, EZ\}; \omega_s$ 为场景s发生的概率;S为场景集;  $c_{s,s}^{k}$ 为第n年设备k在场景s下的单位投资成本。

此外,日内光伏出力和负荷需求不确定性以如 下箱形不确定集合U描述:

$$\boldsymbol{U} := \begin{cases} \boldsymbol{u} = \begin{bmatrix} u_{n,d,t}^{\text{PV}}, u_{n,d,t}^{\text{load}} \end{bmatrix}^{\text{T}} \\ u_{n,d,t}^{\text{PV}} \in \begin{bmatrix} \hat{P}_{n,d,t}^{\text{PV}} - \Delta P_{n,d,t}^{\text{PV}}, \hat{P}_{n,d,t}^{\text{PV}} + \Delta P_{n,d,t}^{\text{PV}} \end{bmatrix} \\ \sum_{t \in T} \frac{\left| u_{n,d,t}^{\text{PV}} - \hat{P}_{n,d,t}^{\text{PV}} \right|}{\Delta P_{n,d,t}^{\text{PV}}} \leqslant \Gamma^{\text{PV}} \\ u_{n,d,t}^{\text{load}} \in \begin{bmatrix} \hat{P}_{n,d,t}^{\text{load}} - \Delta P_{n,d,t}^{\text{load}}, \hat{P}_{n,d,t}^{\text{load}} + \Delta P_{n,d,t}^{\text{load}} \end{bmatrix} \\ \sum_{t \in T} \frac{\left| u_{n,d,t}^{\text{load}} - \hat{P}_{n,d,t}^{\text{load}} \right|}{\Delta P_{n,d,t}^{\text{load}}} \leqslant \Gamma^{\text{load}} \end{cases}$$
(23)

式中:u为由不确定变量组成的向量; $u_{n,d,t}^{PV}$ 和 $u_{n,d,t}^{load}$ 分别为第n年典型日d下t时段的光伏出力和负荷功率; $\Delta P_{n,d,t}^{PV}$ 和 $\Delta P_{n,d,t}^{load}$ 分别为光伏和负荷预测功率的最大偏差; $\Gamma^{PV}$ 和 $\Gamma^{load}$ 分别为光伏和负荷不确定性调节参数,用于调整规划方案的保守性<sup>[1]</sup>。

综上,构建如下随机-鲁棒混合多阶段动态规划 模型:

$$\begin{cases} \min\left\{E(c^{\mathsf{T}}x) + \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x,u)} d^{\mathsf{T}}y\right\} \\ \text{s.t.} \quad Ax \ge a, \quad Bx = b, \quad Qy \ge q \\ Gy = g, \quad Wy \ge h - Fx \\ My = m - Rx, \quad Iy = u \end{cases}$$
(24)

式中:*E*(*c*<sup>*x*</sup>)为投资成本的期望值;*Ω*(*x*,*u*)为*y*的可 行域。在式(24)中,外层为最小化问题,其中*x*是与 规划决策相关的第一阶段向量,满足设备投资成本 随机场景下总成本的期望值最小,内层为最大/最 小化问题,可确定光伏出力和负荷需求的最恶劣场 景,*y*和*u*是与运行决策相关的第二阶段向量。

结合式(19)、(22)、(24)可知,本文所构建的规 划模型中,设备k第n年的投资容量X<sup>k</sup><sub>n</sub>为决策变量, 其表征微电网投资主体将设备的投资由传统的第1 年全部投入转变为"多阶段"执行。在此架构下,投 资主体可基于设备k第n年单位成本、第n年负荷需 求、分布式电源发电等信息,全面评估第n年投入设 备k的价值,进而决定设备k的逐年投资方案,从而 优化微电网每年的源荷匹配,提升规划方案的经 济性。

多阶段规划模型可通过列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法进行求解<sup>[16]</sup>。 具体步骤如下:

1)根据光伏、电储能、燃料电池和电解水制氢的 预测成本数据以及成本分布模型,通过蒙特卡罗模 拟生成价格场景,并采用*K*-means聚类法减少场景 数量,得到价格场景 c<sup>k</sup><sub>n</sub>,及相应的权重系数ω;

2)基于文献[23]所提典型日选取方法,考虑规 划期内负荷增长率和光伏衰减率,得到规划期内的 典型场景和相应的权重 ω<sub>nd</sub>;

3)给定一组u值作为初始的最恶劣场景,设置 下界值S<sub>LB</sub>=-∞、上界值S<sub>UB</sub>=∞以及迭代次数*l*初始 值为1,根据最恶劣场景下的u求解主问题,并用主 问题的目标函数值更新S<sub>LB</sub>;

4)将第l次迭代时主问题的解 $\mathbf{x}_{l}^{*}$ 代入子问题进 行求解,得到子问题最优值 $f_{l}^{*}(\mathbf{x}_{l}^{*})$ ,更新上界 $S_{\text{UB}}$ = min $\{S_{\text{UB}}, f_{l}^{*}(\mathbf{x}_{l}^{*})\}$ ;

5)设置收敛阈值  $\xi$ =0.01,若 ( $S_{UB} - S_{LB}$ )/ $S_{LB} \leqslant \xi$ 则 停止迭代,否则在主问题中引入新的割约束式(25), 更新 l=l+1,并重新求解主问题,更新下限  $S_{LB}$ ,跳转至 步骤4)进行迭代求解直到算法收敛。

$$\begin{cases} \alpha \ge d^{\mathrm{T}} \boldsymbol{y}^{l+1}, \quad Q \boldsymbol{y}^{l+1} \ge \boldsymbol{q}, \quad \boldsymbol{G} \boldsymbol{y}^{l+1} = \boldsymbol{g} \\ \boldsymbol{W} \boldsymbol{y}^{l+1} \ge \boldsymbol{h} - \boldsymbol{F} \boldsymbol{x}, \quad \boldsymbol{M} \boldsymbol{y}^{l+1} = \boldsymbol{m} - \boldsymbol{R} \boldsymbol{x} \\ \boldsymbol{I} \boldsymbol{y}^{l+1} = \boldsymbol{u}^{l+1} \end{cases}$$
(25)

式中:α为辅助变量。

## 3 算例分析

本文将微电网规划周期设置为10a,并设置系统的折现率为5%<sup>[16]</sup>,贷款利率为6.5%<sup>[16]</sup>,贷款年限为6a,负荷增长率为3%<sup>[24]</sup>,其余主要参数见附录B表B1。

以文献[25-27]中光伏、电储能、燃料电池、电解 水制氢设备未来逐年单位投资成本预测为基准值, 基于文献[19-22]构建的各设备投资成本分布模型 (如附录B表B2所示),由蒙特卡罗模拟得到1000个 随机场景,并采用K-means聚类法进行场景压缩,通 过误差平方和(sum of squared error,SSE)确定场景 数量,如附录B图B1所示。可以看出,SSE随着聚类 数的增加而减小,当聚类数大于20时,下降速度变 得十分缓慢。因此,本文选取20个随机场景以平衡 准确性和计算效率,对应20个光伏、电储能、燃料电 池和电解水制氢未来的单位成本场景,如附录B图 B2 所示,其中每个场景发生的概率如附录 B表 B3 所示。C&CG 算法的收敛迭代过程如附录 B 图 B3 所示。

### 3.1 规划结果分析

为了验证本文所提方法相比于单阶段规划方法 以及未考虑投资成本不确定性的多阶段规划方法的 优势,设置如下案例:

案例1,投资决策采用传统的单阶段规划模型, 考虑设备的退化,负荷增长率设为3%;

案例2,投资决策采用多阶段规划模型,考虑设备的退化,但不考虑投资成本不确定性(即不考虑投资成本不确定性(即不考虑投资成本的波动情况),负荷增长率设为3%;

案例3,投资决策采用本文提出的多阶段规划 模型,负荷增长率设为3%;

案例4,投资策略与案例1相同,负荷增长率设 为4%;

案例5,投资策略与案例3相同,负荷增长率设 为4%。

图2、3和附录B图B4分别展示了案例1-5下 DER 和 ESS 的投资容量及投资时间、累计净现值和 光伏本地消纳率。其中,光伏本地消纳率指光伏自 发自用部分电量与光伏总发电量的比值。从图2中 可以看出,在相同负荷增长率下,多阶段规划模型的 初始配置容量均低于单阶段规划模型,且考虑投资 成本不确定性后的多阶段规划模型的初始配置容量 更低。以负荷增长率为3%为例,本文提出的模型 (案例3)相比于单阶段规划模型(案例1),光伏、电 储能、燃料电池、电解水制氢、电锅炉、储热罐和储氢 罐的初始投资容量分别降低了15.4%、11.1%、 1.4%、13.7%、3.3%、10.8%、1.2%;与此同时,相比于 未考虑投资成本不确定性的多阶段规划模型(案 例 2) 分别降低了 5.4%、6.2%、0.7%、12.6%、1.1%、 7.3%、0.6%。另外,由图3可知,采用本文提出的模 型能在满足规划初期负荷需求的前提下,显著降低 初始投资成本。

此外,本文提出的多阶段规划模型将光伏和电 解水制氢设备的投资分布在未来多个阶段,有效利 用了设备成本降低的趋势,提升投资经济性。案例 2虽然同样采用多阶段投资策略,但未能充分利用 设备成本波动特性,在2027年投入光伏容量较低。 相较而言,本文方法在2027年增加了较大容量的光 伏和电池配置,以提升后续阶段微电网运行的经济 性。从图 B4中可以看出,多阶段规划模型在初期光 伏本地消纳率更高,源荷匹配性更强。在2027年由 于新增较大容量光伏,微电网上送电量增加,导致本 地消纳率有所降低。此外,图2(b)中案例1在2027 年也配置了储能,这是因为单阶段规划模型同样考 虑了电储能寿命约束式(10)一(12),因此在2027年 需要进行电储能替换。 假定贷款比例设置为0.8,案例1-5的投资决 策及成本如表1所示。其中,投资回收期是指未来





82

Fig.3 Cumulative net present values of Case 1-5

现金净流量的现值等于原始投资额现值时所经历的 时间。可以看出,案例3和案例1相比总投资成本降 低了近5.0%,初始投资成本降低了近13.9%,投资 回收期缩短了近32.9%。且随着负荷增长率的提 高,多阶段规划模型初始投资成本降低的百分比进 一步提升。这是因为随着负荷增长率的提高,单阶 段规划模型将提高初始光伏/储能配置容量,以满 足未来负荷增长需求。然而,在本文提出的多阶段 动态投资策略下,负荷增长导致的容量需求将在未 来以最经济的方式进行优化,因此光伏/储能的初 始配置容量几乎相同,有利于缓解初期的资金压力, 降低借贷成本。此外,案例3和案例2相比总投资成 本降低了近3.6%,初始投资成本降低了近6.5%,投 资回收期缩短了近1.4%,体现了在多阶段规划中考 虑设备投资成本不确定性的价值。

表1	案例1-	·5的投资决策及成本

Table 1 Investment decision-making and

costs of Case 1-5

案例	总成本 / 万元	初始投资成本 / 万元	投资回收期 / a
1	3981.40	749.47	7.26
2	3923.20	690.57	4.94
3	3783.27	645.64	4.87
4	4271.29	778.78	7.31
5	4054.10	648.00	4.83

此外,选取3组不确定性调节参数分析其对规 划方案保守性的影响,参数的选取以及规划总成本 如表2所示,表中负值表示收益。

## 表 2 不同不确定性参数下氢电耦合微电网的 总成本和运行成本

Table 2 Total costs and operation costs of hydrogen-electric coupled microgrid under different uncertain parameters

不确定性参数	总成本 / 万元	运行成本 / 万元
$\Gamma^{\text{load}} = 0, \Gamma^{\text{PV}} = 0$	3211.81	-1 533.92
$\Gamma^{\text{load}} = 16, \Gamma^{\text{PV}} = 4$	3783.27	-948.13
$\Gamma^{\text{load}} = 24$ , $\Gamma^{\text{PV}} = 24$	4146.41	-808.35

从表2可以看出,随着不确定性调节参数的增 大,氢电耦合微电网的总成本和运行成本均随之增 加。换言之,微电网在制定日前调度计划时越多地 考虑不确定性因素,得到的方案越保守,相应的规划 周期内的总成本和运行成本也越高。通过灵活调整 该参数,可实现对规划方案保守度的调整。

#### 3.2 调度结果分析

以冬季某典型日的数据为例对调度结果进行分 析。冬季24h的购/售电价格和购/售氢价格如附 录B图B5所示,某典型日下电、热、氢负荷如附录B 图B6所示。该典型日的电、氢和热能流调度结果分别 见附录B图B7-B9,其中电、氢、热负荷对应的值是 该典型日的最恶劣场景下的值。由图可知:[01:00, 08:00)时段和24:00时购电价格较低,微电网向电网 购买电能,在满足电负荷需求的基础上,可以对电储 能充电,也可以通过电解水制氢以及电锅炉产热分 别满足氢、热负荷;[08:00,10:00)时段,光伏发电和 电储能放电可满足电负荷需求,同时供给电解水制 氢系统工作,产生的余热连同储热罐一同供给热负 荷;[10:00,18:00)时段,光伏产生的电能充足,多余 的电能可以供给电储能充电、电解水制氢和电锅炉 产热,同时向电网出售富余的电能;[18:00,24:00)时 段,由于电价较高,燃料电池和电储能发电满足电负 荷需求,从而降低购电成本,并通过余热和储热罐放 热满足热负荷需求、储氢罐放氢满足氢负荷需求。

# 4 结论

本文提出了一种氢电耦合微电网随机-鲁棒混 合多阶段动态规划模型,所得结论如下。

1)所提模型综合考虑了规划阶段光伏、电储能、 电解水制氢、燃料电池的投资成本不确定性以及运 行阶段光伏发电和负荷需求不确定性。同时,模型 计及了设备效率衰减、负荷增长等动态因素,确定最 佳投资容量和时机,能够给投资者提供更加合理的 投资决策。

2)所提模型以动态投资视角确定规划方案,可 利用设备投资成本逐年降低属性,优化投资方案。 在仿真案例中,与传统的单阶段投资规划模型相比, 所提模型总成本降低了近5.0%,初始投资成本降低 了近13.9%,投资回收期缩短了近32.9%,具有较好 的经济性。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- [1] 刘一欣,郭力,王成山.微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法
   [J].中国电机工程学报,2018,38(14):4013-4022.
   LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of
  - microgrid based on two stage robust optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022.
- [2] 刘林鹏,朱建全,陈嘉俊,等. 基于柔性策略-评价网络的微电网 源储协同优化调度策略[J]. 电力自动化设备,2022,42(1):79-85. LIU Linpeng,ZHU Jianquan,CHEN Jiajun. et al. Cooperative optimal scheduling strategy of source and storage in micro-

grid based on soft actor-critic[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(1):79-85.

[3] 韩子娇,李正文,张文达,等. 计及光伏出力不确定性的氢能综合能源系统经济运行策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(10): 99-106.

HAN Zijiao, LI Zhengwen, ZHANG Wenda, et al. Economic operation strategy of hydrogen integrated energy system considering uncertainty of photovoltaic output power [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10):99-106.

[4] 蔡钦钦,肖宇,朱永强. 计及电转氢和燃料电池的电热微网日 前经济协调调度模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):107-112,161.

CAI Qinqin, XIAO Yu, ZHU Yongqiang. Day-ahead economic coordination dispatch model of electricity-heat microgrid considering P2H and fuel cells [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10):107-112, 161.

- [5] 王奖,邓丰强,张勇军,等.园区能源互联网的规划与运行研究 综述[J]. 电力自动化设备,2021,41(2):24-32,55.
   WANG Jiang, DENG Fengqiang, ZHANG Yongjun, et al. Review on planning and operation research of park energy internet[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41(2): 24-32,55.
- [6]李鹏,王瑞,冀浩然,等. 低碳化智能配电网规划研究与展望
  [J]. 电力系统自动化,2021,45(24):10-21.
  LI Peng, WANG Rui, JI Haoran, et al. Research and prospect of planning for low-carbon smart distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(24):10-21.
- [7] 曹永吉,张恒旭,施啸寒,等.规模化分布式能源参与大电网安 全稳定控制的机制初探[J].电力系统自动化,2021,45(18):1-8.
   CAO Yongji,ZHANG Hengxu,SHI Xiaohan, et al. Preliminary study on participation mechanism of large-scale distributed energy resource in security and stability control of large power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(18): 1-8.
- [8] QUASHIE M, BOUFFARD F, MARNAY C, et al. On bilevel planning of advanced microgrids [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, 96:422-431.
- [9] HAKIMI S M, HASANKHANI A, SHAFIE-KHAH M, et al. Stochastic planning of a multi-microgrid considering integration of renewable energy resources and real-time electricity market[J]. Applied Energy, 2021, 298:117215.
- [10] LI B, ROCHE R, PAIRE D, et al. Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling / heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation[J]. Applied Energy, 2017, 205:1244-1259.
- [11] KOLTSAKLIS N, GIANNAKAKIS M, GEORGIADIS C. Optimal energy planning and scheduling of microgrids [J]. Chemical Engineering Research and Design, 2018, 131:318-332.
- [12] RAD M A V, GHASEMPOUR R, RAHDAN P, et al. Technoeconomic analysis of a hybrid power system based on the cost-effective hydrogen production method for rural electrification, a case study in Iran[J]. Energy, 2020, 190:116421.
- [13] HAMAD A A, ELSAYED NASSAR M, EL-SAADANY E F, et al. Optimal configuration of isolated hybrid AC / DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3):2789-2798.
- [14] BOHLAYER M, BÜRGER A, FLESCHUTZ M, et al. Multiperiod investment pathways-modeling approaches to design distributed energy systems under uncertainty[J]. Applied Energy, 2021, 285:116368.
- [15] PECENAK Z, STADLER M, FAHY K. Efficient multi-year economic energy planning in microgrids [J]. Applied Energy,

2019,255:113771.

- [16] LIU Yixin,GUO Li,HOU Ruosong, et al. A hybrid stochastic / robust-based multi-period investment planning model for island microgrid[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 130:106998.
- [17] BUTTLER A, SPLIETHOFF H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82:2440-2454.
- [18] HE Yingdong, ZHOU Yuekuan, WANG Zhe, et al. Quantification on fuel cell degradation and techno-economic analysis of a hydrogen-based grid-interactive residential energy sharing network with fuel-cell-powered vehicles [J]. Applied Energy, 2021,303:117444.
- [19] LEICESTER P,GOODIER C,ROWLEY P. Probabilistic evaluation of solar photovoltaic systems using Bayesian networks: a discounted cash flow assessment [J]. Progress in Photovoltaics:Research and Applications, 2016, 24(12):1592-1605.
- [20] YATES J, DAIYAN R, PATTERSON R, et al. Techno-economic analysis of hydrogen electrolysis from off-grid stand-alone photovoltaics incorporating uncertainty analysis [J]. Cell Reports Physical Science, 2020, 1(10):100209.
- [21] SCHMIDT O, MELCHIOR S, HAWKES A, et al. Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies [J]. Joule, 2019, 3(1):81-100.
- [22] REYES-VALENZUELA M, SANCHEZ-SQUALLA A, BARRAZA R, et al. Economic evaluation of fuel cell-powered off-road machinery using stochastic analysis [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(5):2771-2782.
- [23] GUO Li, HOU Ruosong, LIU Yixin, et al. A novel typical day selection method for the robust planning of stand-alone windphotovoltaic-diesel-battery microgrid[J]. Applied Energy, 2020, 263:114606.
- [24] 符杨,邢馨月,李振坤,等. 基于主从博弈的微电网群多阶段鲁 棒优化规划[J]. 电力自动化设备,2022,42(4):1-8.
  FU Yang,XING Xinyue,LI Zhenkun, et al. Multi-stage robust optimization planning of microgrid clusters based on masterslave game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4):1-8.
- [25] VARTIAINEN E, MASSON G, BREYER C, et al. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity [J]. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2020, 28(6):439-453.
- [26] Fuel Cells Bulletin. Deloitte-ballard white paper; fueling the future of mobility: hydrogen and fuel cell solutions for transportation [R / OL]. (2020-02-01) [2021-11-02]. http:// magonlinelibrary.com.
- [27] BERTUCCIOLI L, CHAN A, HART D, et al. Development of water electrolysis in the European Union[R]. Lausanne, Switzerland:Fuel Cells Hydrogen Joint Undertakings, 2014.

#### 作者简介:

王笑雪(1990—),女,讲师,博士,研究方向为配电系统运行优化、配电系统分布式控制、电力市场、数据驱动等(E-mail:xxwang@hebut.edu.cn);

梁 栋(1990—),男,讲师,博士,通信作者,研究方向 为新能源和分布式发电系统状态感知与优化控制(E-mail: liangdong@hebut.edu.cn)。

(编辑 李玮)

(下转第150页 continued on page 150)

#### 第 43 卷

# Optimal operation model of seaport integrated energy system with seawater desalination for hydrogen production and thermal inertia

DU Tianshuo<sup>1,2</sup>, LI Junhui<sup>1</sup>, GE Leijiao<sup>2</sup>, ZHANG Bohan<sup>3</sup>

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

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

3. Hubei Collaborative Innovation Center of High-efficiency Utilization of Solar Energy,

Hubei University of Technology, Wuhan 430068, China)

Abstract: Aiming at the problem that it is challenging to balance the demand of multiple types of energy in large-scale seaport integrated energy systems, an optimal operation model of seaport integrated energy system considering seawater desalination for hydrogen production and thermal inertia is proposed. The geographical advantages of the seaport are fully exploited, and the seawater desalination equipment and electrolytic water hydrogen production system are introduced as the controllable loads of integrated energy to achieve the nearby consumption of wind and solar power and provide water loads for the seaport. Considering the inertia of thermal load and human constraints on temperature comfort, the output of heating load is flexibly adjusted, and then an optimal operation model of the seaport integrated energy system is constructed with the objective of daily integrated minimum energy cost. Simulation analysis shows that the proposed model is able to reduce the operation and maintenance cost, energy purchase cost, carbon emission cost, and wind and light abandonment cost of the system on the basis of meeting the load demand in the seaport.

Key words: seaport integrated energy system; thermal inertia; seawater desalination; electrolytic water to hydrogen; power to gas

(上接第83页 continued from page 83)

# Multi-stage dynamic programming method for hydrogen-electric coupled microgrid considering multiple uncertainties

WANG Xiaoxue<sup>1</sup>, GAO Chao<sup>1</sup>, LIU Yixin<sup>2</sup>, LIANG Dong<sup>1</sup>, HOU Shichang<sup>3</sup>

(1. State Key Laboratory of Reliability and Intelligence of Electrical Equipment,

Hebei University of Technology, Tianjin 300130, China;

2. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

3. Qinhuangdao Power Supply Company, State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Qinhuangdao 066000, China)

**Abstract**: Traditional single-stage planning methods face with shortcomings such as high initial investment cost, weak matching degree between sources and loads, and insufficient economy. To this end, a multi-stage dynamic planning model for hydrogen-electric coupled microgrid is proposed. Both the optimal capacity and investment time of each device can be obtained by the proposed model, and the adaptability to multiple uncertainties is enhanced based on hybrid optimization architecture. The fluctuation uncertainty feature of equipment investment cost in the planning cycle is described by stochastic probability scenarios, and the uncertainty of renewable distributed generation output and load demand is addressed by uncertainty sets. Moreover, considering the dynamic factors such as load growth rate and device performance degradation in the planning cycle of microgrid to further improve the applicability of the planning scheme to the variation of future dynamic information, and the stochastic-robust mixed integer linear programming model is constructed to describe the multi-stage dynamic programming problem in the end. Simulative results show that compared with the traditional single-stage planning model, the total cost of the proposed method is reduced by nearly 5.0%, the initial investment cost is reduced by nearly 13.9%, and the payback period is shortened by nearly 32.9%, which is conducive to improving the economy of planning scheme for microgrid. **Key words**: hydrogen-electric coupled microgrid; multiple uncertainties; stochastic-robust optimization; multi-

stage programming

# 附录 A

氢电耦合微电网应满足的其他平衡约束包括有功功率平衡约束式(A1),氢平衡约束式(A2)和热 平衡约束式(A3)。运行约束包括:燃料电池和电解水制氢的电-热转换关系约束式(A4);电锅炉出力 约束式(A5);电锅炉的电-热转换关系约束式(A6);燃料电池、电解水制氢和电锅炉的爬坡约束式(A7); ESS剩余能量时序约束式(A8);日始末时刻剩余能量一致约束式(A9);剩余能量上下限约束式(A10); 充放能量约束式(A11)、(A12);储氢罐存储压力时序约束式(A13)和存储压力上下限约束式(A14); 购/售电功率上下限约束式(A15)、(A16)和购/售氢体积上下限约束式(A17)、(A18)。

$$P_{n,d,t}^{\text{PV}} + P_{\text{dis},n,d,t}^{\text{BAT}} \eta_{\text{dis}}^{\text{BAT}} - \frac{P_{\text{ch},n,d,t}^{\text{BAT}}}{\eta_{\text{ch}}^{\text{BAT}}} + P_{n,d,t}^{\text{FC}} = P_{n,d,t}^{\text{EZ}} + P_{n,d,t}^{\text{EB}} + P_{n,d,t}^{\text{load}} + P_{n,d,t}^{\text{Sell}} - P_{n,d,t}^{\text{Buy}}$$
(A1)

$$V_{n,d,t}^{\text{EZ}} - V_{n,d,t}^{\text{FC}} + \frac{V_{\text{dis},n,d,t}^{\text{HS}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{HS}}} + V_{n,d,t}^{\text{H2, Buy}} = V_{\text{ch},n,d,t}^{\text{HS}} \eta_{\text{ch}}^{\text{HS}} + V_{n,d,t}^{\text{H2, Load}} + V_{n,d,t}^{\text{H2, Sell}}$$
(A2)

$$H_{n,d,t}^{\text{FC}} + H_{n,d,t}^{\text{EZ}} + H_{n,d,t}^{\text{EB}} + \frac{E_{\text{dis},n,d,t}^{\text{HeatS}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{HeatS}}} = E_{\text{ch},n,d,t}^{\text{HeatS}} \eta_{\text{ch}}^{\text{HeatS}} + H_{n,d,t}^{\text{HeatLoad}} + H_{n,d,t}^{\text{Aban}}$$
(A3)

$$H_{n,\,d,\,t}^{k_3} = P_{n,\,d,\,t}^{k_3} \lambda^{k_3} \delta^{\text{HX}}$$
(A4)

$$0 \le P_{n, d, t}^{\text{EB}} \le \sum_{i=1}^{n} X_{i}^{\text{EB}} P_{\text{e}}^{\text{EB}}$$
(A5)

$$H_{n,d,t}^{\text{EB}} = P_{n,d,t}^{\text{EB}} \lambda^{\text{EB}}$$
(A6)

$$\Delta P_{\min}^{k_4} \le \Delta P_{n,\,d,\,t}^{k_4} \le \Delta P_{\max}^{k_4} \tag{A7}$$

$$S_{n, d, t}^{k_{5}} = S_{n, d, t-1}^{k_{5}} - E_{ch, n, d, t}^{k_{5}} \eta_{ch}^{k_{5}} + \frac{E_{dis, n, d, t}^{k_{5}}}{\eta_{dis}^{k_{5}}}$$
(A8)

$$\sum_{t} E_{ch, n, d, t}^{k_5} \eta_{ch}^{k_5} - \sum_{t} \frac{E_{dis, n, d, t}^{k_5}}{\eta_{dis}^{k_5}} = 0$$
(A9)

$$S_n^{k_5} \underline{\text{SOC}} \le S_{n,d,t}^{k_5} \overline{\text{SOC}}$$
(A10)

$$0 \le E_{ch, n, d, t}^{k_5} \le \gamma_{ch}^{k_5} S_n^{k_5}$$
(A11)

$$0 \le E_{\text{dis}, n, d, t}^{k_5} \le \gamma_{\text{dis}}^{k_5} S_n^{k_5}$$
(A12)

$$P_{n, d, t}^{\text{HS}} = P_{n, d, t-1}^{\text{HS}} + \frac{RI_{\text{H2}}}{V_{\text{HS}}} (N_{\text{ch}, n, d, t}^{\text{HS}} - N_{\text{dis}, n, d, t}^{\text{HS}})$$
(A13)

$$P_{\min}^{\text{HS}} \le P_{n, d, t}^{\text{HS}} \le P_{\max}^{\text{HS}} \tag{A14}$$

$$0 \le P_{n, d, t}^{\text{Buy}} \le P_{\text{max}}^{\text{Buy}} \tag{A15}$$

$$0 \le P_{n, d, t}^{\text{Sell}} \le P_{\text{max}}^{\text{Sell}} \tag{A16}$$

$$0 \le V_{n, d, t}^{\text{H2, Buy}} \le V_{\text{max}}^{\text{H2, Buy}}$$
(A17)

$$0 \le V_{n,d,t}^{\text{H2, Sell}} \le V_{\text{max}}^{\text{H2, Sell}}$$
(A18)

式中:  $k_4 \in \{\text{FC, EZ, EB}\}; k_5 \in \{\text{Bat, HS, HeatS}\}; \eta_{ch}^{\text{BAT}} / \eta_{dis}^{\text{BAT}} \setminus \eta_{dis}^{\text{HS}} \setminus \eta_{dis}^{\text{HeatS}} / \eta_{dis}^{\text{HeatS}} 分别表示电池充/放$ 

电、储氢罐储/放氢、储热罐蓄/放热效率; $\lambda^{k_3}$ 为设备 $k_3$ 的热效率; $\lambda^{EB}$ 表示电锅炉的电热转换效率; $\delta^{HX}$ 为余热回收装置效率; $\Delta P_{min}^{k_4}$ 和 $\Delta P_{max}^{k_4}$ 分别为设备 $k_4$ 的爬坡功率最小值和最大值; $E_{ch,n,d,t}^{k_5}$ 、 $E_{dis,n,d,t}^{k_5}$ 分别为第n年典型日d下t时段设备 $k_5$ 的充、放能量;SOC和SOC分别为ESS剩余能量下限和上限; $\gamma_{ch}^{k_5}$ 和 $\gamma_{dis}^{k_5}$ 分别为设备 $k_5$ 的最大充能倍率和最大放能倍率;R为摩尔气体常数; $T_{H2}$ 为氢气温度; $V_{HS}$ 为储氢罐的体积; $P_{max}^{HS}$ 分别为储氢罐压力的最小值和最大值; $P_{max}^{Sel}$ 分别为最大购、售电功率; $V_{max}^{H2, Buy}$ 、 $V_{max}^{H2, Sel}$ 分别为最大购、售氢体积。

**附录 B** 表 B1 微电网参数设置<sup>[1,4-6,8,17-19]</sup> Table B1 Microgrid parameter setting

微电网参数设置	取值	微电网参数设置	取值				
电池最大充放电倍率	1	电解水制氢效率(%)	83				
电池 SOC 下限/上限	0.05/0.95	电解水制氢系统热效率(%)	10				
电池充/放电效率(%)	95/95	电解消耗每度电制取的氢气量(m <sup>3</sup> /kW)	0.4				
光伏衰减率(%)	1	电解水制氢系统最大功率退化率(%)	1.2				
失负荷成本(¥kWh)	10	电解水制氢效率退化率(%)	1.2				
单位容量电池全寿命放电量(kWh)	2000	储氢罐运行成本(¥/m³/a)	50				
光伏最小安装单元容量(kW)	1	储氢罐充氢/放氢效率(%)	95				
电池最小安装单元容量(kWh)	1	储氢罐 SOH 下限/上限	0.05/0.95				
单位容量光伏的运维成本(¥kW/a)	40	氢气热值(kWh/m <sup>3</sup> )	3.61				
单位容量电池的运维成本(¥kW/a)	25	气体常数 R(J/mol k)	8.31				
残值率(%)	3	气体温度 T(K)	273.15				
燃料电池运维成本(¥kW/a)	50	电锅炉运行成本(¥kW/a)	50				
燃料电池发电效率(%)	57	电锅炉的效率(%)	95				
燃料电池热效率(%)	28	换热器效率(%)	95				
燃料电池最大功率退化率(%)	1.2	储氢罐运行成本(¥kWh/a)	50				
燃料电池发电效率退化率(%)	1.2	储热罐充热/放热效率(%)	95				
电解水制氢系统运维成本(¥kW/a)	50	储热罐 SOH下限/上限	0.05/0.95				

|--|

Table B2 PV/battery/fuel cell/electrolyzer price distribution parameters						
价格分布模型	均值	标准差				
对数正态分布[20]	1.02	0.053				
正态分布[22]	1.00	0.042				
三角分布[23]	1.00	0.027				
对数正态分布[21]	1.00	0.033				
	Able B2 PV/battery/fuel cell/electr           价格分布模型           对数正态分布 <sup>[20]</sup> 正态分布 <sup>[22]</sup> 三角分布 <sup>[23]</sup> 对数正态分布 <sup>[21]</sup>	Able B2 PV/battery/fuel cell/electrolyzer price distribution pa           价格分布模型         均值           对数正态分布 <sup>[20]</sup> 1.02           正态分布 <sup>[22]</sup> 1.00           三角分布 <sup>[23]</sup> 1.00           对数正态分布 <sup>[21]</sup> 1.00				







# 图 B2 2022-2031 年设备单位成本场景 Fig.B2 Cost scenarios from 2022 to 2031

# 表 B3 光伏/电池/燃料电池/电解水制氢成本场景概率

Table B3 PV/battery/fuel	cell/electrolyzer	price scenario	probability
···· · · · · · · · · · · · · · · · · ·		F	r

场景	概率								
1	5.80%	5	3.75%	9	3.75%	13	4.75%	17	4.95%
2	4.30%	6	3.60%	10	4.75%	14	5.20%	18	5.95%
3	5.80%	7	4.20%	11	4.80%	15	4.40%	19	5.10%
4	5.00%	8	6.20%	12	5.85%	16	5.40%	20	6.45%



# 图 B3 C&CG 的迭代收敛过程





图 B4 案例 1-5 光伏本地消纳率

Fig.B4 Local photovoltaic absorption rate of Case 1-5



图 B5 购/售电价格和购/售氢价格

Fig.B5 Electricity purchase/sale price and hydrogen purchase/sale price



Fig.B7 Simulation results of typical day in winter(electricity)



Fig.B8 Simulation results of typical day in winter(hydrogen)



图 B9 冬季典型日仿真结果(热) Fig.B9 Simulation results of typical day in winter(heat)