



考虑电/热储能灵活经济调控的综合能源系统与产消者日前协调 优化运行策略

罗世刚, 张 伟, 李威武, 白永利
(国网甘肃省电力公司, 甘肃 兰州 730030)

摘 要: 多元异质储能技术对含产消者的综合能源系统灵活运行和统筹资源协调具有积极作用。本工作提出考虑电/热储能灵活经济调控的综合能源系统日前博弈-鲁棒优化运行策略, 该方法挖掘电/热异质储能在能源交易中的经济潜力和不确定因素下的灵活潜力。首先, 考虑节点电压、管道温度等状态量的安全限制建立综合能源系统调度模型和储能运行模型; 进而, 在电热能源市场框架下, 建立考虑储能经济运行的综合能源服务商与产消者博弈的 Stackelberg 模型及其 MPEC 形式; 然后, 基于 Stackelberg 博弈模型, 提出计及电池储能日内灵活调整的两阶段鲁棒优化模型, 采用改进的列约束生成算法求解。最后, 算例验证了所提方法的有效性, 储能灵活经济调控降低系统运行成本以及保证日内电力供需平衡。

关键词: 电/热储能; 灵活经济调控; 综合能源系统; 产消者; Stackelberg 博弈

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0538

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2023) 02-486-10

A day-ahead optimized operation of integrated energy system and prosumers with flexible economic regulation of electric/ thermal storage

LUO Shigang, ZHANG Wei, LI Weiwu, BAI Yongli

(State Grid Gansu Electric Power Co., Ltd., Lanzhou 730030, Gansu, China)

Abstract: Multiheterogeneous energy storage technology plays an active role in the flexible operation and resource coordination of integrated energy systems. In this study, we propose a day-ahead game-robust optimization operation method for integrated energy systems considering flexible economic regulation of electric/thermal energy storage. This method taps the economic potential of electric/thermal heterogeneous energy storage in energy trading and the flexible potential under uncertain factors. First, an integrated energy system scheduling model and energy storage operation model are established considering the security constraints of state quantities such as node voltage and pipeline temperature. Then, under the framework of electric heating energy trading, the Stackelberg model and the MPEC form of the game between the integrated energy service provider and the prosumers are established considering the economic operation of energy storage. Next, based on the Stackelberg model, a two-stage robust optimization model is proposed considering the flexible intraday adjustment of battery energy storage and is solved by an improved column constraint generation algorithm. Finally, an example is given to verify

收稿日期: 2022-09-21; 修改稿日期: 2022-11-07。

第一作者: 罗世刚 (1977—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电力市场、综合能源系统运行研究, E-mail: xbjg@sina.com; 通讯作者:

张伟, 高级工程师, 主要从事储能在电力系统中的应用研究, E-mail: aower313@126.com。

the effectiveness of the proposed method. The flexible and economic regulation of energy storage can reduce the system operation cost and ensure the balance of intraday power supply and demand.

Keywords: electrical/thermal energy storage; flexible economic regulation; integrated energy systems; prosumer; Stackelberg game

“十四五”是中国实现碳排放达峰的关键时期,能源低碳转型成为当前焦点。多能互补的综合能源系统(integrated energy system, IES)为实现“碳达峰、碳中和”提供理论支撑和技术保障^[1-2]。多元异质储能技术对IES经济运行、提高承载能力和统筹资源协调互济具有积极作用^[3-4]。在上述背景下,用户也沿着“电能消费者-电能产消者-多能产消者”的路径发展^[5],兼具能量生产和消费能力的产消者作为新型利益主体参与市场运行^[6],这给IES的安全、经济、灵活运行带来诸多挑战。因此,挖掘多元异质储能潜力以提高含产消者的IES运行经济性和灵活性具有重要研究意义。

电热综合能源系统耦合了电力和热力两种异质能源系统,是广义综合能源系统的一种具体类型^[7]。电热IES的优化运行一直备受国内外专家学者关注。文献[8]挖掘热惯性的灵活调控潜力,将热惯性与室内、室外温度实时关联起来,提出一种基于用户舒适度区间约束的电热IES优化运行方法;文献[9]提出一种基于多元能量供需-成本映射分析的IES协同优化运行方法;文献[10]提出考虑阶梯式碳交易的能量市场和旋转备用市场下的电热IES低碳优化运行方法。然而当前电热IES优化运行研究较少涉及具有源荷二重性和价格敏感性^[11]的多能产消者(multi-energy prosumers, MEPs),随着负荷侧需求响应的发展,MEPs对电热IES的影响不容忽视。

含多能产消者的电热综合能源系统往往在市场环境下运行,含MEPs的日前运行经济问题可视为能源市场交易问题。关于储能技术在电热能源市场交易中的应用,国内外学者开展了相关研究,文献[12]从放松管制的市场角度研究含多类储能的能量枢纽(energy hub, EH)经济性,结果表明储能效率越低, EH的市场收益越差;文献[13]考虑电池储能建立了一个交互能源机制下的电热IES能量与备用联合优化模型;文献[14]建立含蓄电池、储气罐两类异质储能的IES能量枢纽模型,提出一种基于纳什议价模型的合作博弈运行策略;文献[15]将电、气、热3种储能应用于微网IES,建立经济优化运行模型;

文献[16]提出一种计及储能效益的Shapely值法利益分配模型;文献[17]在园区型IES利用储能校正中长期-日前、日内-实时阶段的偏差电量;文献[18]提出了一种电热气互联IES经济调度方法,分析表明广义储能提高了系统的经济性和灵活性。上述多主体市场交易研究均涉及到储能单元,考虑了储能跨时段价格套利的能力,但没有计及在市场主体交互功率不确定性下储能平衡电力供需的能力(即储能的灵活性潜力)。

综上问题与研究,本文考虑电储能和热储能的灵活经济调控,提出电热能源市场框架下IES日前博弈-鲁棒优化运行方法,该方法挖掘储能运行的经济性和灵活性。首先,考虑安全运行约束建立储能模型和IES优化调度模型。进而,基于电热能源市场框架和IES、产消者模型,构建含电/热储能的IES-产消者Stackelberg博弈模型,以深入挖掘电/热异质储能协同运行的经济性。然后,提出计及电池储能日内调整的两阶段鲁棒优化模型,以深入挖掘电池储能运行的灵活性。模型采用改进的列与约束生成算法(column and constraint generation, C&CG)进行求解,该算法分为外层迭代和内层迭代,其中内层迭代用于处理第二阶段含0-1变量的max-min问题。最后,算例通过改进IEEE33节点配网和32节点热网耦合系统验证了所提模型和方法的有效性。

1 计及储能的综合能源系统运行优化

电/热储能可提高IES运行的经济性和灵活性,其中经济性体现在储能使能源市场参与主体具有获利优势,灵活性体现在储能提升系统应对产消者并网功率不确定性的能力。为了挖掘储能的经济性和灵活性,首先建立计及储能的IES常规优化运行模型。

1.1 储能模型

电储能与热储能均具有能量存储的特性,即跨时段的能量转移。根据这一共性,建立电热异质储能的通用模型,如式(1)~式(4)所示。该模型被包含在下述区域综合能源系统运行模型中,用于刻画系统运行时的储能设备电气特性。

$$E_t^{\text{ES}} = \sum_{\tau=1}^t (1 - \varepsilon_{\text{ES}})^{t-\tau} (\eta_{\text{ES}} P_{\tau}^{\text{ESc}} - P_{\tau}^{\text{ESd}} / \eta_{\text{ES}}) \quad (1)$$

$$\Delta t + (1 - \varepsilon_{\text{ES}})^t E_0^{\text{ES}}, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}, \text{TES}\},$$

$$\sum_{t=1}^T (1 - \varepsilon_{\text{ES}})^{T-t} (\eta_{\text{ES}} P_t^{\text{ESc}} - P_t^{\text{ESd}} / \eta_{\text{ES}}) \quad (2)$$

$$\Delta t = 0, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}, \text{TES}\},$$

$$0 \leq P_t^{\text{ESc}} \leq z_t^{\text{ESc}} P_n^{\text{ES}}, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}, \text{TES}\}, \quad (3)$$

$$0 \leq P_t^{\text{ESd}} \leq (1 - z_t^{\text{ESc}}) P_n^{\text{ES}}, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}, \text{TES}\}, \quad (4)$$

式中, 下标 t 为时段; 上标 ES 为储能种类, 即电池储能 BES 和蓄热储能 TES; E_t^{ES} 为储能实时能量; P_t^{ESc} 、 P_t^{ESd} 为储能充放能功率; η_{ES} 为能量转换效率; z_t^{ESc} 为引入的辅助布尔变量, 表征储能是否处于吸收能量的状态。

1.2 区域综合能源系统运行模型

区域综合能源系统运行通常是在安全运行约束下以经济最优为目标, 目标函数包含参与电-热能量市场交易的费用、从电力公司购电的费用、从天然气公司购气的费用, 以及保障日内功率平衡的备用成本。目标函数如下, 约束条件见附录。

$$\begin{cases} \min F_{\text{IES}} = F_1 + F_2 + F_3 \\ F_1 = \sum_t (c_t^{\text{gas}} P_t^{\text{gas}} + c_t^{\text{grid}} P_t^{\text{grid}}) \\ F_2 = \sum_t \sum_k (H_{t,k}^{\text{P2I}} \vartheta_{t,k}^{\text{P2I}} + P_{t,k}^{\text{P2I}} \vartheta_{t,k}^{\text{P2I}} - P_{t,k}^{\text{I2P}} \vartheta_{t,k}^{\text{I2P}}) \\ F_3 = \sum_t [c_{\text{re}}^{\text{GT}} (R_t^{\text{GT}+} + R_t^{\text{GT}-}) + c_{\text{re}}^{\text{grid}} (R_t^{\text{grid}+} + R_t^{\text{grid}-})] \end{cases} \quad (5)$$

式中, 下标 k 为多能产消者集合中某一产消者的索引; 上标 P2I、I2P 表示能量流动方向, 将区域综合能源系统视为一个市场参与主体, I2M 表示能量从区域综合能源系统流向产消者, M2I 表示能量从

产消者流向区域综合能源系统。 F_{IES} 、 F_1 、 F_2 、 F_3 为各项成本; P 、 H 分别为电能、热能; ϑ 、 ϑ 分别为电-热能量市场出清的电价和热价; c_t^{gas} 为天然气价格; c_t^{grid} 为电力公司售电价格; $R_t^{\text{GT}+}$ 、 $R_t^{\text{GT}-}$ 为燃气轮机提供的灵活备用; $R_t^{\text{grid}+}$ 、 $R_t^{\text{grid}-}$ 为上级电网提供的灵活备用。

2 区域电热综合能源市场运行策略

2.1 定价问题表述

区域电-热能源联合市场的参与主体主要有多能产消者和综合能源服务商。多能产消者是集多种能量生产和消费于一体, 具有自主决策能力的用户, 其对价格信号高度敏感。在价格信号的引导下, 多能产消者向综合能源服务商提交符合自身利润最大化的计划功率方案。综合能源服务商与多能产消者的关系如图 1 所示。假定市场交易主体是理性的, 并且有责任以及能力保证其承诺的交易行为可实现。市场实现方式为: 综合能源服务商将电-热网络模型和运行状态等信息传递给交易中心, 这些信息被用于能量市场的价格设定; 然后, 多能产消者根据交易中心的价格信号, 制定自身运行计划, 并向交易中心提交能量交互计划; 随后, 综合能源服务商根据多能产消者的交互计划调整系统运行状态, 比如从批发市场购买电能和天然气的量, 并将运行状态再次传递给交易中心。经过这样多次信息交换后, 能量市场完成价格出清, 同时区域综合能源系统完成日前调度和备用整定。

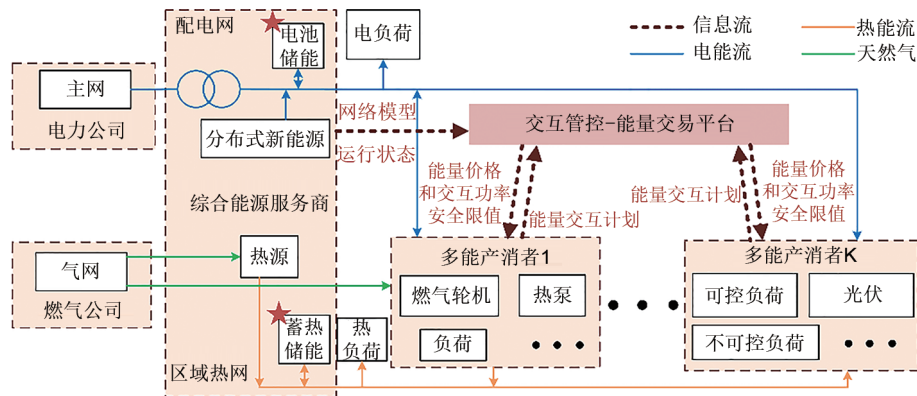


图1 市场环境区域综合能源系统与多能产消者运行框架

Fig. 1 A framework for the operation of integrated regional energy systems and multi-energy prosumers

基于上述分析, 各主体追求各自利益最大化的行为可用博弈论进行刻画。本文采用单领导者-多跟随

者的 Stackelberg 博弈模型进行描述, 综合能源服务商为上层领导者, 多能产消者为下层跟随者。在博

弃的过程中, 储能具有迅速响应、分时价格套利、提供灵活性等优点, 将为其所属主体提供竞争优势。

2.2 多能产消者运行模型

Stackelberg 博弈的上层模型用式(1)~式(4)和附录公式描述, 下层为多能产消者模型, 结构如图2所示。

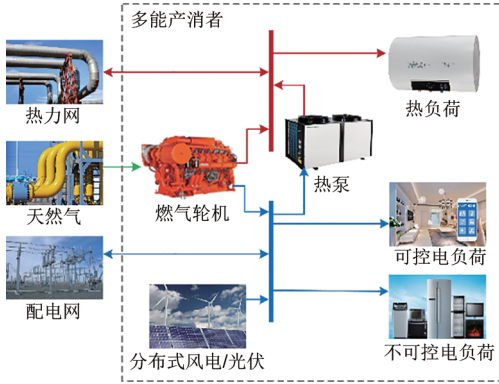


图2 多能产消者内部结构图

Fig. 2 Internal structure diagram of the multi-energy prosumers

数学公式如下

$$\min F_k^P = \sum_t (-\vartheta_{t,k}^{P2I} H_{t,k}^{P2I} - \gamma_{t,k}^{P2I} P_{t,k}^{P2I} + \gamma_{t,k}^{I2P} P_{t,k}^{I2P} + C_t^{\text{gas}} P_{t,k}^{\text{Pgas}}) \quad (6)$$

$$\text{s.t. } 0 \leq P_{t,k}^{I2P} \leq P_{t,k}^{I2P\text{sec}}, \forall t, \forall k \quad (7)$$

$$0 \leq P_{t,k}^{P2I} \leq P_{t,k}^{P2I\text{sec}}, \forall t, \forall k \quad (8)$$

$$P_{t,k}^{I2P} - P_{t,k}^{P2I} + P_{t,k}^{\text{P-GT}} - P_{t,k}^{\text{P-HP}} + D_{t,k}^{\text{e}} P_{t,k}^{\text{P-load}} = P_{t,k}^{\text{P-load}} - P_{t,k}^{\text{P-RE}}, \forall t, \forall k \quad (9)$$

$$H_{t,k}^{\text{P-GT}} + H_{t,k}^{\text{P-HP}} = H_{t,k}^{P2I} + H_{t,k}^{\text{P-load}}, \forall t, \forall k \quad (10)$$

$$\sum_t D_{t,k}^{\text{e}} P_{t,k}^{\text{P-load}} = 0, \forall t, \forall k \quad (11)$$

$$D_{\min,k}^{\text{e}} \leq D_{t,k}^{\text{e}} \leq D_{\max,k}^{\text{e}}, \forall t, \forall k \quad (12)$$

式中, F_k^P 为产消者运行目标函数, 主要包含与综合能源服务商交易的利润和从天然气公司购气的成本; $P_{t,k}^{\text{P-GT}}$ 、 $H_{t,k}^{\text{P-GT}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{P-HP}}$ 、 $H_{t,k}^{\text{P-HP}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{P-load}}$ 、 $H_{t,k}^{\text{P-load}}$ 分别为燃气轮机、新能源、热泵的负荷功率; $D_{t,k}^{\text{e}}$ 为可控负荷的负荷转移系数。

2.3 市场出清问题的 MPEC 描述

区域综合能源市场的出清问题用双层 Stackelberg 博弈模型描述, 变量用矩阵描述, 如式(13)~式(16)所示, 其中集合 \mathbf{X}^1 为电热综合能源系统安全运行可行域, 对应式(1)~式(4)以及附录公式; 集合 \mathbf{X}^{M} 为产消者安全运行可行域, 对应式(6)~式(12)。

$$\min \mathbf{C}_{\text{IES}}(\gamma, \vartheta, \mathbf{p}, \mathbf{h}, \mathbf{r}, \mathbf{x}^{\text{oth}}) \quad (13)$$

$$\text{s.t. } \{\mathbf{p}^{\text{trsec}}, \mathbf{h}^{\text{trsec}}, \boldsymbol{\psi}, \boldsymbol{\zeta}, \mathbf{r}, \mathbf{x}^{\text{oth}}\} \in \Theta^1(\mathbf{p}, \mathbf{h}), \quad (14)$$

$$\{\mathbf{p}, \mathbf{h}\} = \arg \min (\mathbf{c}_g)^T \boldsymbol{\gamma} - (\boldsymbol{\gamma})^T \mathbf{p} - (\boldsymbol{\vartheta})^T \mathbf{h} \quad (15)$$

$$\{\hat{\mathbf{p}}, \hat{\mathbf{h}}\} \in \Theta^0$$

$$\Theta^0 = \{(\mathbf{p}, \mathbf{h}, \boldsymbol{\gamma}) | \mathbf{Z}_e \mathbf{p} + \mathbf{X}_e \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{b}_e, \lambda_e, \mathbf{Z}_h \mathbf{h} + \mathbf{X}_h \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{b}_h, \lambda_h, \mathbf{C}_e \mathbf{p} + \mathbf{V}_e \boldsymbol{\gamma} \leq \mathbf{n}_e(P^{P2I\text{sec}}, P^{I2P\text{sec}}), \mu_e, \mathbf{C}_h \mathbf{h} + \mathbf{V}_h \boldsymbol{\gamma} \leq \mathbf{n}_h(H^{P2I\text{sec}}, H^{I2P\text{sec}}), \mu_h\} \quad (16)$$

式中, \mathbf{p} 、 \mathbf{h} 分别为综合能源系统与产消者交互的电功率向量和热功率向量; $\boldsymbol{\gamma}$ 、 $\boldsymbol{\vartheta}$ 分别为电价和热价; \mathbf{r} 为备用容量; \mathbf{x}^{oth} 为除交互功率、价格、备用以外的上层其他变量, 如线路潮流、供热节点温度、储能能量状态等; \mathbf{Z} 、 \mathbf{X} 、 \mathbf{C} 、 \mathbf{V} 、 \mathbf{B} 、 \mathbf{n} 为模型的系数矩阵。

储能起到提高市场主体经济获利能力的作用。考虑到储能安全性、经济性、占地面积等问题, 本文假设储能仅归属于综合能源服务商, 那么仅上层模型中含有储能 0-1 变量, 下层模型中不含 0-1 变量, 进而双层 Stackelberg 博弈模型可用最优性条件(KKT 条件)转化为单层的含互补约束的数学规划问题(mathematic program with equilibrium constraints, MPEC), 即式(17)。

$$\begin{cases} \min \mathbf{C}_{\text{IES}}(\boldsymbol{\gamma}, \boldsymbol{\vartheta}, \mathbf{p}, \mathbf{h}, \mathbf{r}, \mathbf{x}^{\text{oth}}) \\ \text{s.t. } \mathbf{C}_h \mathbf{h}^{\text{tr}} + \mathbf{V}_h \boldsymbol{\gamma} \leq \mathbf{d}_h(H^{P2I\text{sec}}) \\ -\boldsymbol{\gamma} + \mathbf{Z}_e^T \lambda_e + \mathbf{C}_e^T \mu_e = \mathbf{0}, \mu_e \geq \mathbf{0} \\ -\boldsymbol{\vartheta} + \mathbf{Z}_h^T \lambda_h + \mathbf{C}_h^T \mu_h = \mathbf{0}, \mu_h \geq \mathbf{0} \\ \mathbf{Z}_e \mathbf{p}^{\text{tr}} + \mathbf{X}_e \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{b}_e \\ \mathbf{Z}_h \mathbf{h}^{\text{tr}} + \mathbf{X}_h \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{b}_h \\ \mathbf{c}_g + \mathbf{X}_e^T \lambda_e + \mathbf{X}_h^T \lambda_h + \mathbf{V}_e^T \mu_e + \mathbf{V}_h^T \mu_h = \mathbf{0} \\ \mu_e^T [\mathbf{C}_e \mathbf{p}^{\text{tr}} + \mathbf{V}_e \boldsymbol{\gamma} - \mathbf{n}_e(P^{P2I\text{sec}}, P^{I2P\text{sec}})] = 0 \\ \mu_h^T [\mathbf{C}_h \mathbf{h}^{\text{tr}} + \mathbf{V}_h \boldsymbol{\gamma} - \mathbf{n}_h(H^{P2I\text{sec}}, H^{I2P\text{sec}})] = 0 \\ \mathbf{C}_e \mathbf{p}^{\text{tr}} + \mathbf{V}_e \boldsymbol{\gamma} \leq \mathbf{n}_e(P^{P2I\text{sec}}, P^{I2P\text{sec}}) \\ \{\boldsymbol{\gamma}, \boldsymbol{\vartheta}, \mathbf{p}^{\text{trsec}}, \mathbf{h}^{\text{trsec}}, \mathbf{r}, \mathbf{x}^{\text{oth}}\} \in \Theta^1(\mathbf{p}, \mathbf{h}) \end{cases} \quad (17)$$

式(17)仅存在两类非线性项。一是目标函数中交互功率与价格相乘的双线性项, 如 $\boldsymbol{\psi}_{t,k}^{M2I} P_{t,k}^{M2I}$ 、 $\boldsymbol{\psi}_{t,k}^{I2M} P_{t,k}^{I2M}$, 对于此类非线性项, 采用二进制展开法处理。二是 KKT 转换引入的互补约束, 对于此类非线性项, 采用大 M 法处理。二进制展开法、大 M 法在较多文献^[9]中出现, 本文不再赘述。经处理后, 含储能的区域综合能源市场出清问题为混合整数线性规划问题, 现有商业求解器(如 Gurobi、CPLEX、mosek)可直接求解。

储能可增强所属主体在博弈过程中获利的能力, 因此该优化模型显现了电/热储能提高经济性的作用。

3 考虑储能日内功率调整的两阶段鲁棒优化

上节模型的假设是产消者有能力保证其承诺的

交易行为可实现,本节将考虑其日内交易行为存在一定程度不确定性,即产消者日内并网功率以日前计划为基线上下小范围波动。考虑储能日内功率调整,可提高系统灵活性,进而使系统能够应对产消者日内功率的不确定性。

3.1 数学模型

建立两阶段鲁棒优化模型,考虑的不确定性因素为产消者并网功率日前计划值与日内实际值存在随机偏差。储能、燃气轮机、上级主网等灵活性资源用于应对这一随机偏差。按照随机偏差获知情况,鲁棒模型可分为第一阶段和第二阶段。第一阶段决策需要在产消者并网功率实际偏差获知前做出决定,即第2部分的日前电热联合市场运行;第二阶段决策将在实际偏差观测之后做出,即日内系统安全运行,主要变量有电池储能功率、电池储能充放电状态、其他灵活资源功率调整量等。含储能日内功率调整的两阶段鲁棒模型如下。

$$\min_{\substack{P_t^{\text{ES}}, P_t^{\text{ESc}}, \\ P_t^{\text{ESd}}, R_t^+, R_t^-, \dots \in \Theta^{\text{MP}}}} F_{\text{IES}} + \max_{\Delta P_t^{\text{r}} \in \mathbf{U}} \min_{\substack{\beta^{\text{ESd}}, \beta^{\text{ESc}}, \beta^{\text{ESd}}, \\ \Delta P_t^{\text{r}}, s^+, s^-}} \sum_t (\varepsilon_t^+ + \varepsilon_t^-) \quad (18)$$

$$\hat{E}_t^{\text{ES}} = E_{t-1}^{\text{ES}} + (\eta_{\text{ES}} \hat{P}_t^{\text{ESc}} - \hat{P}_t^{\text{ESd}} / \eta_{\text{ES}}) \Delta t, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}\} \quad (19)$$

$$0 \leq \hat{P}_t^{\text{ESc}} \leq \hat{z}_t^{\text{ESc}} P_n^{\text{ES}}, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}\} \quad (20)$$

$$0 \leq \hat{P}_t^{\text{ESd}} \leq (1 - \hat{z}_t^{\text{ESc}}) P_n^{\text{ES}}, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}\} \quad (21)$$

$$\sum_{t=1}^T (\eta_{\text{ES}} \hat{P}_t^{\text{ESc}} - \hat{P}_t^{\text{ESd}} / \eta_{\text{ES}}) = 0, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}\} \quad (22)$$

$$P_t^{\text{load}} + P_t^{\text{HS}} - P_t^{\text{grid}} - P_t^{\text{MT}} - (\hat{P}_t^{\text{ESd}} - \hat{P}_t^{\text{ESc}}) = \sum_{\theta} \Delta \hat{P}_t^{\theta} + \sum_k (P_{k,t}^{\text{P2L}} - P_{k,t}^{\text{I2P}}) + \sum_k \Delta P_{k,t}^{\text{tr}} \quad (23)$$

$$+(\varepsilon_t^+ - \varepsilon_t^-), \varepsilon_t^+ \geq 0, \varepsilon_t^- \geq 0, \forall t, \forall \text{ES} \in \{\text{BES}\} \\ -R_t^{\text{e}-} \leq \Delta \hat{P}_t^{\text{e}} \leq R_t^{\text{e}+}, \forall \text{e} \in \{\text{GT}, \text{grid}\}, \forall t \quad (24)$$

$$\mathbf{U} = \{ \Delta P_{k,t}^{\text{tr}} = \alpha_k^{\text{tr}} (P_{k,t}^{\text{P2L}} - P_{k,t}^{\text{I2P}})^* (z_{k,t}^{\text{tr}+} - z_{k,t}^{\text{tr}-}), \\ z_{k,t}^{\text{tr}+} + z_{k,t}^{\text{tr}-} \leq 1, z_{k,t}^{\text{tr}+}, z_{k,t}^{\text{tr}-} \in \{0, 1\} \\ \sum_k (z_{k,t}^{\text{tr}+} + z_{k,t}^{\text{tr}-}) \leq \Gamma_K, \forall k, \forall t \} \quad (25)$$

式中,为了区分两个阶段的变量,将第二阶段部分变量加上帽子符号 $\hat{\cdot}$; \mathbf{U} 为产消者并网功率偏差不确定性集合; $\Delta P_{k,t}^{\text{tr}}$ 为不确定性变量; Γ_K 为鲁棒测度; ε_t^+ 、 ε_t^- 为系统日内功率平衡约束的松弛变量。上式中,目标函数式(18)由两部分组成,第一部分为综合能源系统在市场环境下的经济性目标,第二部分为系统在产消者并网功率存在不确定性下的灵活性目标;式(19)~式(22)为储能日内功率调整约束;式(25)为产消者并网功率偏差不确定性建模。

3.2 储能0-1变量的处理及优化问题求解

本文所提考虑储能日内调整的两阶段鲁棒优化

模型,由于第二阶段含有表征储能充放电状态的0-1变量,KKT条件或者对偶无法直接使用,因此传统C&CG算法无法使用。对此,改进传统C&CG算法,使用嵌套C&CG算法对所提模型进行求解。嵌套C&CG算法将模型分为外层和内层,外层对应传统C&CG算法的主问题(MP),内层迭代针对储能充放电状态0~1变量将鲁棒模型第二阶段分为上层问题(SP-U)和下层问题(SP-L),为方便表述和理解,MP、SP-U、SP-L的紧凑形式如下:

$$(\text{MP}) C_{\text{MP}} = \min F_{\text{IES}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}_b, \mathbf{y}_s) \quad (26)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{A}_1^{\text{in}} \mathbf{x} + \mathbf{A}_2^{\text{in}} \mathbf{y}_b^{(l)} + \mathbf{A}_3^{\text{in}} \mathbf{y}_s^{(l)} \leq \mathbf{b}_{\text{in}}, \forall l \leq L \quad (27)$$

$$\mathbf{A}_1^{\text{eq}} \mathbf{x} + \mathbf{A}_2^{\text{eq}} \mathbf{y}_b^{(l)} + \mathbf{A}_3^{\text{eq}} \mathbf{y}_s^{(l)} = \mathbf{b}_{\text{eq}} + \mathbf{J} \mathbf{u}_{(l)}^*, \forall l \leq L \quad (28)$$

$$\mathbf{E} \mathbf{x} \leq \mathbf{d}, \mathbf{F} \mathbf{x} = \mathbf{q} \quad (29)$$

$$(\text{SP-U}) C_{\text{SPUB}} = \max \theta \quad (30)$$

$$\text{s.t. } (\mathbf{A}_3^{\text{in}})^T \boldsymbol{\pi}_1^{(n)} + (\mathbf{A}_3^{\text{eq}})^T \boldsymbol{\pi}_2^{(n)} = 0, \mathbf{l}^T \boldsymbol{\pi}_2^{(n)} \leq \mathbf{c}_s \quad (31)$$

$$\theta \leq (\mathbf{b}_{\text{in}} - \mathbf{A}_1^{\text{in}} \mathbf{x}_{(L)}^* - \mathbf{A}_2^{\text{in}} \mathbf{y}_{b(n)}^*) \boldsymbol{\pi}_1^{(n)} + \quad (32)$$

$$(\mathbf{b}_{\text{eq}} - \mathbf{A}_1^{\text{eq}} \mathbf{x}_{(L)}^* - \mathbf{A}_2^{\text{eq}} \mathbf{y}_{b(n)}^*) \boldsymbol{\pi}_2^{(n)} + \mathbf{J} \mathbf{u}_{(n)}^{(n)}$$

$$\boldsymbol{\pi}_1^{(n)} \leq 0, \mathbf{u} \in \mathbf{U}, \forall n = 1, 2, \dots, N \quad (33)$$

$$(\text{SP-L}) C_{\text{SPLB}} = \min \mathbf{c}_s^T \boldsymbol{\varepsilon} \quad (34)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{A}_3^{\text{in}} \mathbf{y}_s \leq \mathbf{b}_{\text{in}} - \mathbf{A}_1^{\text{in}} \mathbf{x}_{(L)}^* - \mathbf{A}_2^{\text{in}} \mathbf{y}_b, \boldsymbol{\varepsilon} \geq 0 \quad (35)$$

$$\mathbf{A}_3^{\text{eq}} \mathbf{y}_s + \mathbf{l} \boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{b}_{\text{eq}} + \mathbf{J} \mathbf{u}_{(N)}^* - \mathbf{A}_1^{\text{eq}} \mathbf{x}_{(L)}^* - \mathbf{A}_2^{\text{eq}} \mathbf{y}_b \quad (36)$$

式中, \mathbf{y}_b 为表征储能充放电状态的0-1变量; \mathbf{y}_s 为第二阶段所有连续变量; \mathbf{x} 为第一阶段变量; \mathbf{A} 、 \mathbf{E} 、 \mathbf{F} 、 \mathbf{l} 、 \mathbf{J} 、 \mathbf{c}_s 、 \mathbf{b} 、 \mathbf{d} 、 \mathbf{q} 为模型系数矩阵即鲁棒模型中的各种参数; \mathbf{u} 为产消者并网功率实际偏差不确定性变量; L 为外层当前迭代次数; N 为内层当前迭代次数; $\boldsymbol{\pi}_1$ 、 $\boldsymbol{\pi}_2$ 为对偶变量。紧凑模型与所提两阶段鲁棒模型的具体对应关系为: MP对应所提鲁棒模型式(17), SP-U的目标函数式(30)和SP-L的目标函数式(34)对应所提鲁棒模型式(18)的max-min部分,式(35)具体对应式(20)、式(22)及式(23),式(36)具体对应式(19)、式(21)及式(24)。

求解算法的流程见图3。

4 算例分析

4.1 算例条件

算例采用IEEE-33配网与32节点热网耦合的区域综合能源系统^[20]。系统拓扑结构及所接设备如图4所示。电压安全限制为0.90~1.10 p.u.(标么值),管道供水温度安全限制为70~100 °C,管道回水温度安全限制为35~65 °C。储能设备参数见表1^[20],产消者内部参数见表2,综合能源系统设备参数见表3^[19-20]。与不确定性相关的参数设置为:产消者并网功率偏差

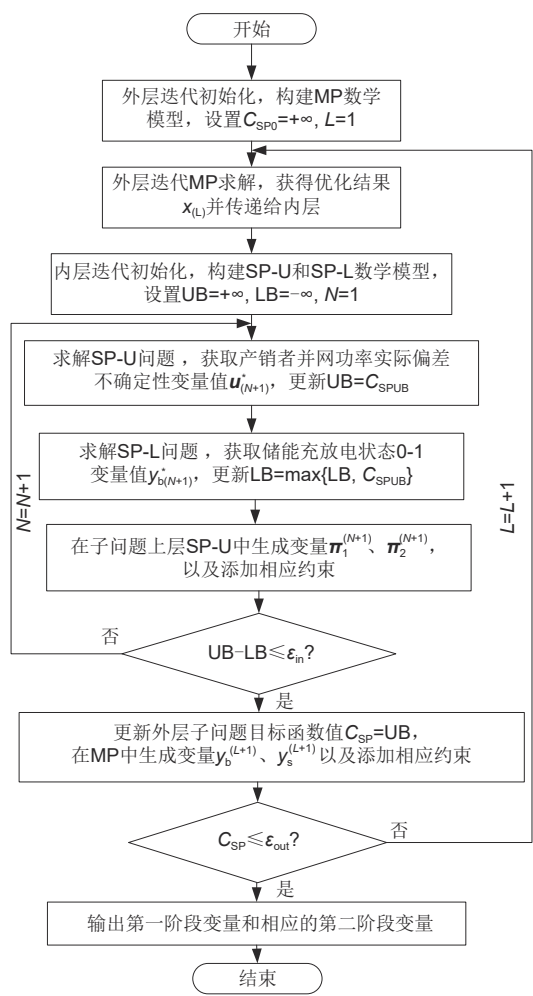


图3 求解算法流程图

Fig. 3 Flow chart of the solution algorithm

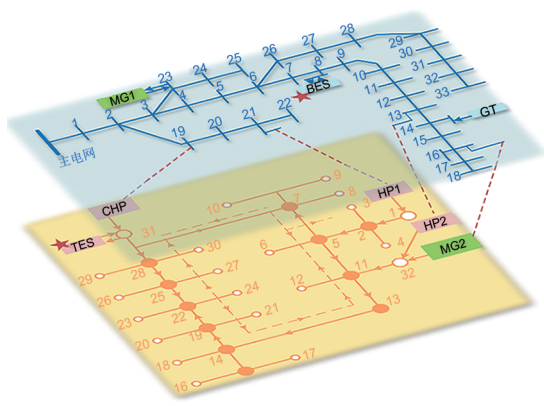


图4 算例系统拓扑图

Fig. 4 System topology diagram

率 α_k^r 取20%，鲁棒测度 Γ_K 取2，交互功率调整系数 γ_k 取20%。设置所提嵌套C&CG算法的内层、外层收敛精度分别为 1×10^{-7} 和 1×10^{-5} ，参数BigM取值100。代码编写与仿真均在CPU i5-10600KF和RAM 16GB

表 1 储能设备参数

Table 1 Energy storage equipment parameters

储能类型	容量/MWh	功率/MW	充放电效率	初始SOC	SOC范围
电池储能(BES)	1.6	0.8	0.95	0.4	[0.2, 0.9]
热储能(TES)	2	1	0.75	0.4	[0.1, 1]

表 2 产消者参数

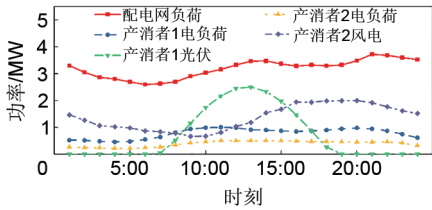
Table 2 Prosumer parameters

编号	新能源类型	负荷类型(电负荷/热负荷)	燃气轮机	热泵
MG1	光伏	1.2 MW/—	1 MW	—
MG2	风电	0.6 MW/0.8 MW	0.2 MW	0.5 MW

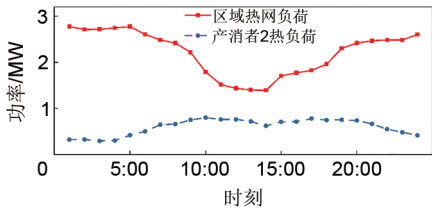
表 3 区域综合能源系统其他设备参数

Table 3 Other equipment parameters of the integrated regional energy system

设备名称	有功功率/MW	无功功率/Mvar	热电比	单位生产成本元/MWh
热电联产(CHP)	0.9	0.5	1.5	52
燃气轮机(GT)	1.6	1	—	65
热泵(HP1)	1.2	—	3	分时电价(图6)
热泵(HP2)	0.8	—	3	分时电价(图6)



(a) 电负荷及新能源预测功率



(b) 热负荷功率

图5 电负荷、热负荷及新能源预测功率

Fig. 5 Electric load, thermal load and new energy forecast power

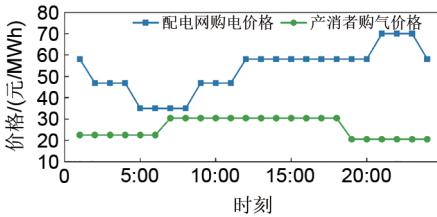


图6 配网购电价格和产消者购气价格

Fig. 6 Electricity distribution purchase price and gas purchase price for prosumers

的个人电脑上用 Matlab 和 Gurobi 软件完成。

上述已知条件为算例基础设置。在基础设置下,问题建模及模型求解总时间为 134.56 秒,分解算法的外层迭代 11 次,内层迭代次数分别为 8、9、2、18、15、10、8、9、8、5、3。下面针对储能调控的经济性和灵活性,分别设置对比模型,求解运行结果并开展结果分析。

4.2 市场框架下储能提高所属主体经济性分析

为分析所提方法中储能提高经济性的效果,本节设置两种不同的场景:①电热综合能源系统中含储能装置;②电热综合能源系统中不含储能装置。场景 1 为基础设置,其数学模型为本文所提模型,即式(17)~式(25)。场景 2 为对比场景,其数学模型与场景 1 一致,但电/热储能额定容量与额定功率数值设置为 0。

两种场景的运行结果见表 4。场景 1 的系统功率优化与市场定价结果见图 7~图 10。其中,图 7

表 4 不同场景下的综合能源系统运行成本对比

Table 4 Comparison of operating costs under different scenarios 单位:元

场景	购电、气成本	与产消者交易成本	备用成本	储能建设日均成本	运行成本	综合成本
含电/热储能	3403.39	787.08	600.13	113.04	4790.59	4903.63
不含电/热储能	3679.48	992.33	632.28	0	5304.09	5304.09

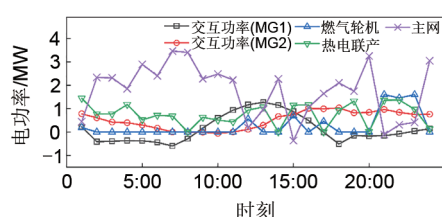


图 7 综合能源系统电功率优化结果

Fig. 7 Integrated energy system electrical power optimization results

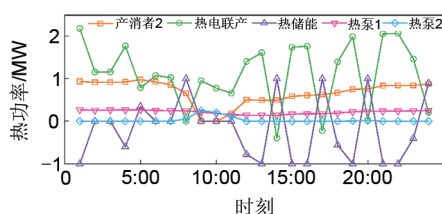


图 8 综合能源系统热功率优化结果

Fig. 8 Integrated energy system thermal power optimization results

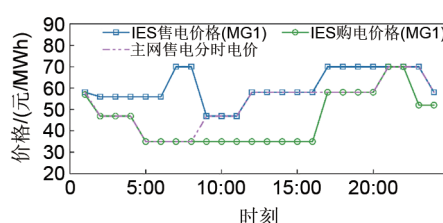


图 9 综合能源系统与 MG1 的价格出清结果

Fig. 9 Price clearance results for integrated energy system and MG1

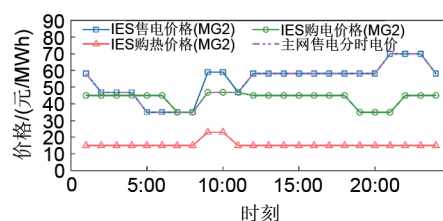


图 10 综合能源系统与 MG2 的价格出清结果

Fig. 10 Price clearance results for integrated energy system and MG2

的交互功率曲线表示配电网与产消者交互的功率(即产消者的并网功率),规定交互功率曲线为正表示产消者向配电网送电,反之亦然。

由图 7 可知,在 2:00—6:00 时段,产消者 MG1 的交互功率为负,即 MG1 向综合能源服务商(代表配电网)购买电能。结合上节参数可算得,该时段 MG1 通过燃气轮机生产 1 MWh 电量的成本为 58.85 元。由图 9 可知,在 2:00—6:00 时段交易定价为 58 元,该价格略低于产消者 MG1 自发电成本,又高于综合能源服务商向上级电网的购电价格,从而在引导 MG1 购电的同时利用价格差进行套利,提高了综合能源服务商的收益。换个角度看,产消者 MG1 为满足自身负荷需求,选择从综合能源服务商购买电能,而不是选择成本更高的自身发电,这降低了产消者的运行成本。可见,在综合能源服务商和产消者都是理性的情况下,能源市场价格出清是各参与主体均追求自身利益最大化的博弈结果。

表 4 中的运行成本为式(5)中的 C_{IES} , 综合成本 C_{total} 包含了储能建设日均成本 C_{invest} , 即 $C_{total} = C_{IES} + C_{invest}$ 。由表 4 可知,含电/热储能场景下的运行总成本为 4790.59 元,综合成本为 4903.63 元;不含电/热储能场景下的运行总成本为 5304.09 元,综合成本为 5304.09 元。含储能的场景相对不含储能的场景运行成本降低了 10.72%,综合成本降低了 7.55%,降低的成本主要来自向上级电网的购电成本、向天然

气公司的购气成本、与产消者的交易成本，这说明储能降低了运行成本，提升了所属市场主体的运行经济性。此外，在电热能源市场环境，综合能源服务商代表电热综合能源系统，与产消者是博弈关系，表 4 中含储能场景的第二项成本少于不含储能场景，这说明储能增加其所属主体(即综合能源服务商)在市场博弈中的筹码，使其所属主体更具获利优势。

4.3 不确定环境下储能提高系统灵活性分析

在日前功率计划确定的情况下，电池储能进行日内功率调整可应对产消者并网功率的随机波动，保障日内实际运行时的功率平衡。本节设置两种储能运行模式：①储能在日前计划的基础上，参与日内调整(所提模型)；②储能日内仍按照日前计划运行，不参与日内调整，即所提两阶段鲁棒模型的第二阶段不再含有 0-1 变量(所提模型退化为传统两阶段鲁棒模型)。储能运行模式 1 为基础设置，其数学模型与 3.1 节场景 1 相同，即式(17)~式(25)，求解流程见图 3；储能运行模式 2 为对比模型，其数学模型为式(17)~式(18)以及式(23)~式(25)，求解流程可参见文献[19]。

两种储能运行模式下的优化结果见表 5。日前计划功率、日前计划荷电状态、系统日前备用整定结果见图 11~图 14。由表 5 可知，储能参与日内调整

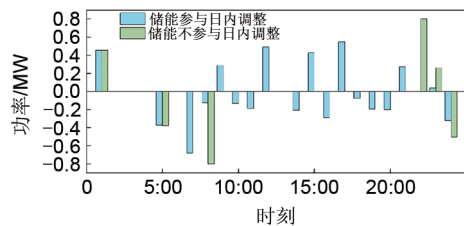


图 11 储能不同运行模式下的日前计划功率对比
Fig. 11 Comparison of day-ahead planned power under different operation modes of energy storage

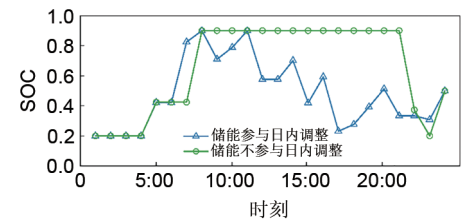


图 12 储能不同运行模式下的日前计划荷电状态对比
Fig. 12 Comparison of day-ahead planned charge states under different operating modes of energy storage

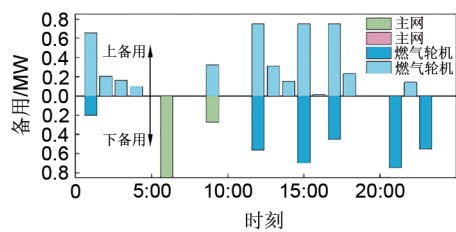


图 13 储能参与日内调整时的综合能源系统日前备用优化结果
Fig. 13 Day-ahead reserve optimization results when energy storage is involved in intra-day adjustment

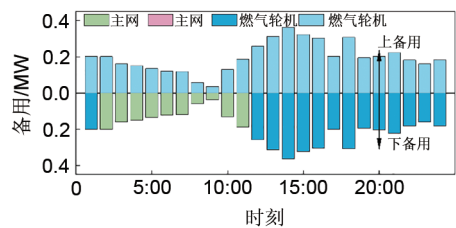


图 14 储能不参与日内调整时的综合能源系统日前备用优化结果
Fig. 14 Day-ahead reserve optimization results when energy storage is not involved in intra-day adjustment

表 5 不同储能运行模式下的综合能源系统运行成本对比
Tab. 5 Comparison of operating costs under different energy storage operation modes

单位：元				
储能运行模式	购电、气成本	与产消者交易成本	备用成本	总成本
参与日内调整	3403.39	787.08	600.13	4790.59
不参与日内调整	3398.15	787.07	632.28	4817.51

模式下的备用成本较低，但日前计划购电、气成本较高。这是因为储能将日前资源灵活配置的能力保留到了日内，换句话说，在参与日内调整模式下，储能的一部分日前分时套利能力被转化为日内应对产消者并网功率不确定性的灵活资源。由图 11 和图 12 可知，两种模式下的储能日前运行计划不同，模式 1 的储能计划充放电更为频繁而且 SOC 曲线更为曲折，这是因为该模式下储能日前计划考虑了日内功率调整，保证了系统日内具有足够的灵活性应对功率波动。由图 13 和图 14 可知，在无储能日内调整模式下系统每个时刻都整定了备用容量以应对产消者内部风光的不确定性，而在有储能日内调整模式下系统仅在部分时段整定了大量备用，这说明所提模型发挥了储能在日内的灵活性，常规灵活资源与储能相互配合共同维持不确定环境下的日内功率平衡。

5 结 论

本文考虑电储能和热储能的经济灵活调控,提出电热能源市场框架下IES日前博弈-鲁棒优化运行方法。该方法通过将电/热储能运行模型引入能源交易Stackelberg博弈模型,发挥了储能提升系统运行经济性的能力;通过将电池储能日内调整模式考虑进两阶段鲁棒优化问题,挖掘了储能处理产消者并网功率随机偏差的灵活性潜力。通过算例分析可以得出:

(1) 储能降低了其所属主体(即综合能源服务商)的交易成本,增加了市场博弈中的筹码,使其所属主体更具获利优势;

(2) 储能参与日内调整,降低了系统备用容量和备用成本,其与燃气轮机、上级主网等灵活性资源协同应对产消者并网功率随机偏差进而保证日内功率平衡,实现了系统安全、经济、灵活运行;

本文模型和方法提高了系统对可再生能源的接纳能力,间接降低了系统的碳排放量,但没有深入探究储能在减碳方面的潜力。下一步将引入显性碳约束,权衡储能低碳、灵活、经济运行开展研究。

参 考 文 献

- [1] 中华人民共和国中央人民政府.我国加快构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系[EB/OL].[2022-9-20].http://www.gov.cn/xinwen/2021-07/14/content_5624831.htm.
- [2] 李建林,牛萌,周喜超,等.能源互联网中微能源系统储能容量规划及投资效益分析[J].电工技术学报,2020,35(4):874-884.
LI J L, NIU M, ZHOU X C, et al. Energy storage capacity planning and investment benefit analysis of micro-energy system in energy interconnection[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(4): 874-884.
- [3] 李建林,郭兆东,马速良,等.新型电力系统下“源网荷储”架构与评估体系综述[J/OL].高电压技术.[2022-09-20].doi:10.13336/j.1003-6520.hve.20220532.
LI J L, GUO Z D, MA S L, et al. Overview of the “source-grid-load-storage” architecture and evaluation system under the new power system[J/OL]. High Voltage Engineering. [2022-09-20]. doi: 10.13336/j.1003-6520.hve.20220532.
- [4] ALEJANDRO MARTÍNEZ CESEÑA E, LOUKARAKIS E, GOOD N, et al. Integrated electricity-heat-gas systems: Techno-economic modeling, optimization, and application to multienergy districts[J]. Proceedings of the IEEE, 2020, 108(9): 1392-1410.
- [5] HU J J, WU J C, AI X, et al. Coordinated energy management of prosumers in a distribution system considering network congestion[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(1): 468-478.
- [6] LIU N, YU X H, WANG C, et al. Energy sharing management for microgrids with PV prosumers: A stackelberg game approach[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(3): 1088-1098.
- [7] CHEN Y B, YAO Y, ZHANG Y. A robust state estimation method based on SOCP for integrated electricity-heat system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(1): 810-820.
- [8] 史喆, 金字飞, 王勇, 等. 基于用户舒适度区间约束的电热区域综合能源系统优化运行研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(20): 168-177.
SHI Z, JIN Y F, WANG Y, et al. Optimal operation of an electric heating region integrated energy system based on a user comfort interval constraint[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(20): 168-177.
- [9] 李鹏, 王加浩, 王子轩, 等. 基于多元能量供需-成本映射分析的园区综合能源系统协同优化运行方法[J/OL]. 中国电机工程学报. [2022-11-06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20220816.1403.002.html>.
LI P, WANG J H, WANG Z X, et al. Collaborative optimization operation method of park integrated energy system based on multivariate energy supply-demand cost mapping analysis [J/OL]. Proceedings of the CSEE. [2022-11-06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20220816.1403.002.html>.
- [10] 江婷, 邓晖, 陆承宇, 等. 电能量和旋转备用市场下电-热综合能源系统低碳优化运行[J]. 上海交通大学学报, 2021, 55(12): 1650-1662.
JIANG T, DENG H, LU C Y, et al. Low-carbon optimal operation of an integrated electricity-heat energy system in electric energy and spinning reserve market[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2021, 55(12): 1650-1662.
- [11] 吕小秀, 李培强, 刁涵彬, 等. 能量与备用市场主体自调度的电热综合能源系统优化[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(3): 132-141, 150.
LÜ X X, LI P Q, DIAO H B, et al. Optimization of integrated electric and heating energy system with self-dispatching by energy and reserve market players[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2022, 34(3): 132-141, 150.
- [12] LI R, WEI W, MEI S W, et al. Participation of an energy hub in electricity and heat distribution markets: An MPEC approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3641-3653.
- [13] ZHAO W, DIAO H B, LI P Q, et al. Transactive energy-based joint optimization of energy and flexible reserve for integrated electric-heat systems[J]. IEEE Access, 2021, 9: 14491-14503.
- [14] 崔明勇, 宣名阳, 卢志刚, 等. 基于合作博弈的多综合能源服务商运行优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(10): 3548-3564.
CUI M Y, XUAN M Y, LU Z G, et al. Operation optimization strategy of multi integrated energy service companies based on cooperative game theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10): 3548-3564.
- [15] 施泉生, 丁建勇, 刘坤, 等. 含电、气、热3种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 269-276, 293.
SHI Q S, DING J Y, LIU K, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 269-276, 293.
- [16] 潘华, 高旭, 姚正, 等. 计及储能效益的综合能源系统利益分配机制

- 研究[J]. 智慧电力, 2022, 50(5): 25-32.
- PAN H, GAO X, YAO Z, et al. Benefit allocation of integrated energy system considering energy storage benefit[J]. Smart Power, 2022, 50(5): 25-32.
- [17] 丁泉, 窦晓波, 钱国明, 等. 电力现货市场环境下的园区型综合能源系统多阶段联合优化运行[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 56-63.
- DING Q, DOU X B, QIAN G M, et al. Multi-stage joint optimal operation of park-level IES in electricity spot market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 56-63.
- [18] 张大海, 负温韵, 王小君, 等. 考虑广义储能及光热电站的电热互联综合能源系统经济调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 33-42.
- ZHANG D H, YUN Y Y, WANG X J, et al. Economic dispatch of integrated electricity-heat-gas energy system considering generalized energy storage and concentrating solar power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 33-42.
- [19] 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, 4307.
- LIU Y X, GUO L, WANG C S. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022, 4307.
- [20] 刁涵彬, 李培强, 吕小秀, 等. 考虑多元储能差异性的区域综合能源系统储能协同优化配置[J]. 电工技术学报, 2021, 36(1): 151-165.
- DIAO H B, LI P Q, LÜ X X, et al. Coordinated optimal allocation of energy storage in regional integrated energy system considering the diversity of multi-energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(1): 151-165.

附录

电热综合能源系统安全运行可行域即系统优化运行的约束条件, 包含能量网络约束、设备约束、与产消者交互约束三部分。设备包括热电联产、热泵、燃气锅炉等, 用式(1)~式(9)描述; 与产消者的交互包括价格和联络线功率传输功率限值, 用式(1)~式(14)描述。

$$0 \leq R_t^{\text{GT}+} \leq R_t^{\text{up}}, \forall t \quad (1)$$

$$0 \leq R_t^{\text{GT}-} \leq R_t^{\text{down}}, \forall t \quad (2)$$

$$(P_{t-1}^{\text{GT}+} + R_{t-1}^{\text{GT}+}) - (P_t^{\text{GT}} - R_t^{\text{GT}-}) \leq R_t^{\text{down}}, \forall t \quad (3)$$

$$-(P_{t-1}^{\text{GT}} - R_{t-1}^{\text{GT}-}) + (P_t^{\text{GT}+} + R_t^{\text{GT}+}) \leq R_t^{\text{up}}, \forall t \quad (4)$$

$$P_t^{\text{GT}} + R_t^{\text{GT}+} \leq P_{\text{max}}^{\text{GT}}, \forall t \quad (5)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{GT}} \leq P_t^{\text{GT}} - R_t^{\text{GT}-}, \forall t \quad (6)$$

$$H_t^{\text{HS}} = P_t^{\text{HS}} \eta^{\text{HS}}, \forall t \quad (7)$$

$$P_t^{\text{CHP}} = P_t^{\text{CHPgas}} \eta^{\text{CHP}}, \forall t \quad (8)$$

$$H_t^{\text{CHP}} = \alpha_{\text{GT}} P_t^{\text{CHP}}, \forall t \quad (9)$$

$$Y_{\text{min}}^{\text{P2I}} \leq Y_{t,k}^{\text{P2I}} \leq Y_{\text{max}}^{\text{P2I}}, \forall t, \forall k \quad (10)$$

$$Y_{\text{min}}^{\text{I2P}} \leq Y_{t,k}^{\text{I2P}} \leq Y_{\text{max}}^{\text{I2P}}, \forall t, \forall k \quad (11)$$

$$\vartheta_{\text{min}}^{\text{P2I}} \leq \vartheta_{t,k}^{\text{P2I}} \leq \vartheta_{\text{max}}^{\text{P2I}}, \forall t, \forall k \quad (12)$$

$$0 \leq P_{t,k}^{\text{I2Psec}} \leq Z_{t,k}^{\text{IP}} P_{\text{max}}^{\text{I2P}}, \forall t, \forall k \quad (13)$$

$$0 \leq P_{t,k}^{\text{P2Isec}} \leq (1 - Z_{t,k}^{\text{IP}}) P_{\text{max}}^{\text{P2I}}, \forall t, \forall k \quad (14)$$

式中, P_t^{CHPgas} 、 P_t^{CHP} 、 H_t^{CHP} 分别为热电联产的耗气功率、产电功率、产热功率; H_t^{HS} 、 P_t^{HS} 分别为热泵、燃气锅炉等设备的供热功率和耗电(气)功率; Y_{min} 、 ϑ_{min} 、 Y_{max} 、 ϑ_{max} 为电-热能量市场出清价格的范围; $P_{t,k}^{\text{I2Psec}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{P2Isec}}$ 为综合能源系统给产消者规定的并网功率安全限值; Z_t^{IP} 为电能交易状态, 其为0~1变量