

冷热电联供型区域综合能源系统电-热-冷云储能 优化配置

粟世玮^{1,2}, 王相², 李咸善^{1,2}, 胡钰烺², 熊炜^{1,2}, 李欣^{1,2}

(1. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室, 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 随着用户从消费者向产消者转型, 越来越多用户有了储电、储热、蓄冷的需求, 然而储能的高成本成为了用户侧储能的阻碍, 为了解决这一问题, 将云储能模式与冷热电联供型(combined cooling heating and power, CCHP)区域综合能源系统进行结合, 提出了冷热电联供型区域综合能源系统电/热/冷云储能优化配置模型。首先, 构建冷热电联供型区域综合能源系统的结构, 并分析其输入、输出转化关系; 然后对用户以及云储能提供商的充放能行为进行分析, 分别从两主体的角度建立两阶段储能优化配置模型, 第一阶段以用户总成本最小为目标对用户储能需求进行优化, 第二阶段则在云储能提供商整合用户需求后, 以云储能提供商成本最小为目标进行储能配置优化。最后, 通过算例验证了云储能模式在储能配置中应用的优势, 并对对比分析了系统中有无蓄冷以及碳排放因素对储能优化配置的影响。

关键词: 冷热电联供; 区域综合能源系统; 云储能; 储能优化配置

Optimal Configuration of Electricity-Thermal-Cold Cloud Energy Storage in the Regional Integrated Energy System with CCHP

SU Shiwei^{1,2}, WANG Xiang², LI Xianshan^{1,2}, HU Yuhang², XIONG Wei^{1,2}, LI Xin^{1,2}

(1. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station, Yichang, Hubei 443002, China; 2. School of Electrical and New Energy, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China)

Abstract: With the transformation of users from consumers to prosumers, more and more users have demands for electricity storage, thermal storage and cooling storage. However, the high cost of energy storage is a barrier for user-side energy storage. To address this issue, the cloud energy storage mode and the regional integrated energy system with combined cooling heating and power (CCHP) are combined to propose an optimized configuration model for electric/thermal/cold cloud energy storage. Firstly, the structure of the regional integrated energy system with CCHP is built along with its input-output conversion relationships analyzed. Then, the energy charging-discharging behaviors of the users and cloud energy storage provider are analyzed. The two-stage energy storage optimization model is established from the perspectives of the two subjects. In the first stage, the user energy storage demand is optimized with the objective of minimizing the user's total costs. In the second stage, the energy storage configuration is optimized with the objective of minimizing the cloud energy storage provider's costs after the cloud energy storage providers integrate the user's demands. Finally, calculation examples are conducted to verify the advantages of the cloud energy storage mode applied on energy storage configurations. Factors of cold storage and carbon emission existed or not in the system are compared to analyze the influences on the optimization configuration of energy storage.

Key words: combined cooling heating and power; regional integrated energy system; cloud energy storage; optimization configuration of energy storage

0 引言

冷热电联供(combined cooling heating and power, CCHP)系统对能源的梯级利用大大提升了能源的利用率^[1],在综合能源系统(integrated energy systems, IES)中有广泛的应用。然而,“以热定电”或“以电定热”模式均有劣势,不利于能源系统的灵活调配^[2]。

储能作为一种具有高度灵活性的调节资源,在IES中不仅可以调峰调频、消纳新能源,还可以解决CCHP系统灵活性差的问题^[3]。文献[4-7]将储能和CCHP进行结合,对微网和IES的运行进行了优化。结果显示,储能可以使电热解耦,不仅提高了系统的灵活性,也使得IES和微网的安全性以及经济性得到了有效地提高。然而上述这些文献仅考虑储能在CCHP系统运行中的优势,没有对储能配置进行更深入的研究。

随着用户侧分布式电源的兴起,能源消费者的身份开始向产消者过渡^[8],为了提高分布式能源的利用率,用户的储能需求也日益增加,用户侧储能有广阔的发展前景。文献[9-11]分别对规模化分布式储能和多元分布式储能的灵活调控进行了详细的综述,并对未来分布式储能市场化以及未来新型智能电网形态作出了展望。但没有对特定的商业模式进行研究。文献[12-13]考虑电池寿命提出了用户侧电池储能配置优化及运行调度滚动优化的方法,有效减少了储能运行时充放电状态的转换次数,延长了储能寿命。但没有考虑其他类型储能的配置。文献[14]则分析了用户侧负荷行为的差异性,从储能配置评估与运行优化两个方面入手,建立了基于层次分析法的两阶段模型,为不同用户侧储能商业化提供借鉴,但没有考虑用户用能行为的互补性。

针对上述问题,文献[15-16]提出了云储能(cloud energy storage, CES)的商业模式,利用用户用能互补性以及规模效益进行盈利,节约了储能成本,提高了储能设备利用率。文献[17]提出了传统云储能模式的延伸模式,在传统云储电中加入了燃气系统和热力系统,提高了储能的灵活性,进一步节约了储能资源。文献[18-22]分别从研究框架与模型、充电策略、交易策略、定价等多个方面对CES进行了研究。文献[23-24]将CES模式引入微网,并通过算例验证了CES模式的优越性。文献

[25-26]则将CES模式引入区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)中,在电/热RIES以及电/热/气RIES中建立了双层优化模型,通过算例证明了CES模式的优势,并探讨了需求响应对配置的影响。

然而,上述研究既未考虑蓄冷的应用与配置,也未考虑RIES中碳排放因素对储能配置的影响。由于CES面向的对象主要为居民用户以及小型工商业用户^[16],与冷热电联供型RIES面向的对象^[5]一致。因此,本文将CES与冷热电联供型RIES相结合提出了冷热电联供型区域综合能源系统电/热/冷云储能优化配置模型。首先建立了冷热电联供型RIES模型,然后根据对用户和CES提供商理性充放能行为的分析,建立了用户储能需求优化和CES提供商储能配置优化的两阶段模型。同时,考虑到蓄冷设备有较好的经济性^[27],并响应国家“碳达峰、碳中和”的号召,本文还对比分析了系统中有无蓄冷及碳排放因素对储能配置的影响。最后基于供暖季和供冷季两个典型日的负荷进行算例分析,对所提模型进行了仿真验证。

1 含CES的冷热电联供型RIES结构

本文建立的冷热电联供型RIES结构如图1所示,该系统的组成部分和能量流动路线如下。

1)外部能源部分由上级电网、上级气网构成,其注入的功率分别为 P_{in}^e 、 P_{in}^g 。

2)新能源出力部分包括用户自建光伏出力 P_{pv} 、区域内的风力发电机出力 P_{wp} 。用户自建光伏自产自销并只与电网交互,风力发电机出力一部分直接向用户供电,剩余电能按分流系数 v 、 w 通过能源转换装置给用户供热、冷。

3)能源转换部分由CCHP系统、热泵(heat pump, HP)、电制冷(electric cooling, EC)组成,其中,HP、EC的转换效率分别为 η_{HP} 、 η_{EC} 。CCHP采用“以热定电”的运行模式。

4)储能部分由云储能运营商配置的锂电池、储热罐、蓄冷罐3种储能设备构成。储能设备的充放电功率分别为 P_{BAT} 、 P_{HST} 、 P_{CST} 。

5)负荷部分包括用户自身电、热、冷负荷 P_i^e 、 P_i^h 、 P_i^{cold} ,其中上标 e 、 h 、 $cold$ 分别代表电、热、冷。

6)能量流动线路包括电传输线路、气传输线

路、热传输线路、冷传输线路以及控制信号线路，其中单箭头代表能量流或信息流只能由始端流向终端，双箭头代表可以双向流动，但同一时刻只有一种流向。

1.1 CCHP 系统

典型的 CCHP 系统通常由燃气轮机 (gas turbine, GT)、余热锅炉 (waste heat boiler, WHB) 以及吸收式制冷 (absorption cooling, AC) 等设备组成。

1) GT 建模

$$P_{GT}^e = \eta_{GT} P_{in}^e \quad (1)$$

$$Q_{GT}^h = \frac{P_{GT}^e (1 - \eta_{GT} - \eta_L)}{\eta_{GT}} \quad (2)$$

$$P_{GT, \min}^e \leq P_{GT}^e \leq P_{GT, \max}^e \quad (3)$$

式中： P_{GT}^e 为燃气轮机输出的电功率； η_{GT} 为燃气轮机的发电效率； Q_{GT}^h 为燃气轮机排出气体的余热； η_L 为散热损失系数； $P_{GT, \min}^e$ 、 $P_{GT, \max}^e$ 分别为燃气轮机最小、最大发电功率。

2) WHB 建模

$$P_{WHB}^h = \eta_{WHB} Q_{GT}^h \quad (4)$$

式中： P_{WHB}^h 为余热锅炉输出热功率； η_{WHB} 为热回收效率。

3) AC 建模

$$P_{AC}^{cold} = (1 - u) \eta_{AC} P_{WHB}^h \quad (5)$$

式中： P_{AC}^{cold} 为吸收式制冷机的输出冷功率； η_{AC} 为吸收式制冷机的转化效率； u 为分流系数，为 CCHP 系统转化为热和冷的比例， $0 \leq u \leq 1$ 。

1.2 CES 云端储能平台

CES 云端储能平台为用户和 CES 提供商进行通信和交易的平台，平台上显示用户购买的储能总容量、该时段的剩余容量以及充放能行为等信息。由 CES 提供商投建集中式储能或租赁一部分的分布式储能。用户购买一定容量和功率的云端虚拟储能后，可通过该平台向 CES 提供商发送充放能需求信号，CES 提供商接收到信号后进行响应，控制实体储能设备对用户进行充放能。CES 提供商在规划和投建的过程中需要根据用户的历史用能数据推测用户的充放能需求，从而决策出最优的储能配置组合，值得注意的是，用户的用能行为具有互补性。因此，CES 实际投建的储能容量可以小于用户需求容量的加总，进一步节约了投建成本。

CES 的应用使得用户免于投建维护实体储能设备，节约了用户的用能成本和时间成本，CES 则从中盈利。同时，CES 使中小用户主动参与电网调峰调频，降低了电网供电的压力，增加了社会福利。

2 用户和 CES 提供商理性充放能行为分析

2.1 用户理性充放能行为分析

对用户理性充放能行为进行分析，有利于降低用户的总用能成本，从而为用户制定最优的储能服务的购买策略。本文采用分时电价以及固定的天然气价进行分析。具体的充放能行为如图 2 所示。

对于用户理性充放电行为，主要遵守以下两个原则：首先，由于电价有峰谷差使得每个用户有

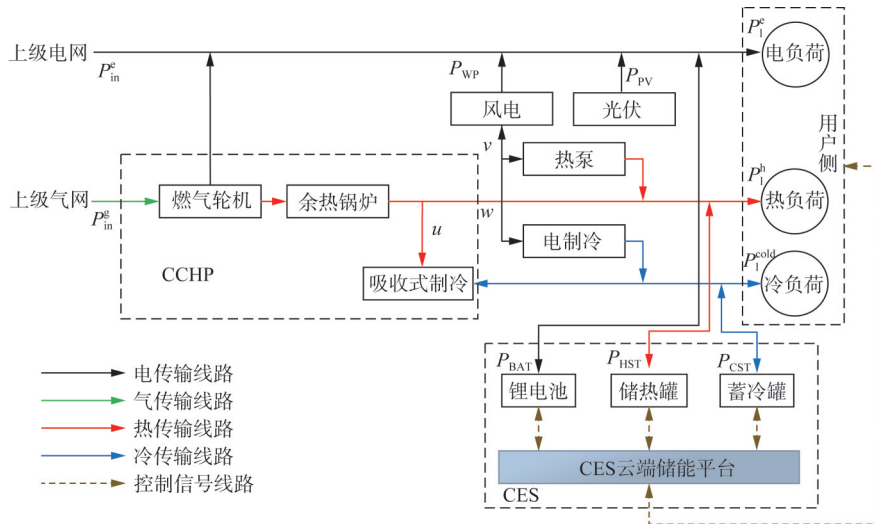


图 1 含 CES 的冷热电联供型 RIES 结构图

Fig. 1 Structure diagram of regional integrated energy system with CCHP and CES

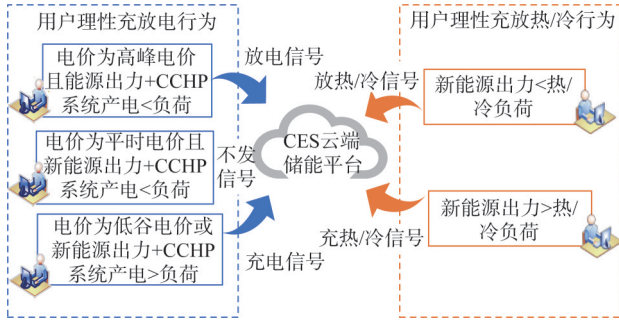


图2 用户理性充放能行为分析

Fig. 2 Analysis of rational charging and discharging behaviors of users

“低储高放”的充放电意愿；其次，本文CCHP系统采用“以热定电”的运行方式，为了消纳新能源以及CCHP系统在产热/冷能时产生的多余电能，用户有将这些电能储存起来的倾向。对于用户理性充放热/冷行为，由于采用固定的天然气价，用户只考虑新能源出力因素，当新能源出力满足负荷有剩余时进行充能，出力不足时进行放能。

2.2 CES 提供商充放能行为分析

及时满足用户的放能需求，保证用户享受优质的储能服务是CES提供商的运营原则。而对于用户的充能需求，由于CES“共享”的性质，CES提供商不需要及时响应而是选择更经济、更合适的时段进行充能。CES的充能来源主要为：1)用户的剩余新能源充能；2)CES向外部能源网进行购能。

对于用户尖峰放能的需求，CES提供商可直接向电网购买高价电能或者CCHP系统产电来满足，而不必扩大投资容量，这样进一步缩减了储能的投资成本，保持了较高的储能装置利用率。通过合理的规划使CES提供商能以最小的经济成本投资最适合的储能设备容量组合。

3 两阶段储能优化配置模型

本节根据第2节的分析，建立了图3所示的两阶段模型。

第一阶段对用户的储能需求进行优化。用户的历史信息，如负荷曲线、家庭光伏出力曲线等，是用户决定是否使用云储能服务以及多少云储能服务的重要影响因素^[18]。通过收集用户的历史信息决策出第*i*个用户*t*时段充放能功率 $p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}}$ 以及用户*i*购买云储能服务的功率 $p_{i,\max}^{\omega}$ 和容量 $c_{i,\max}^{\omega}$ 。将优化结果传递至第二阶段，并由CES提供商进行汇总，基

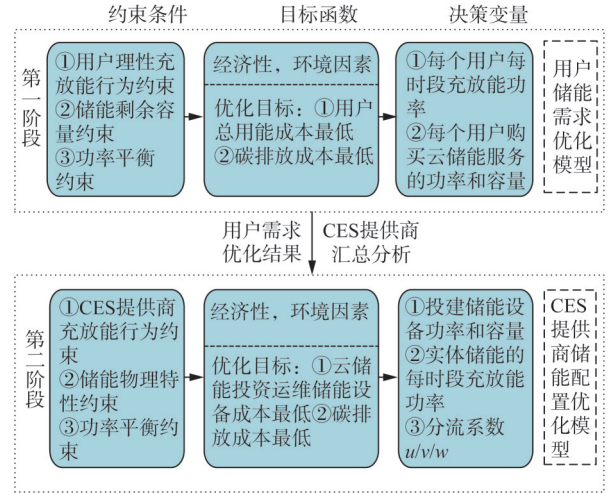


图3 两阶段模型框架图

Fig. 3 Framework diagram of two-stage model

于汇总后的需求以及自身约束条件寻求目标函数的最优结果，最终决策出云储能投建储能设备最佳的功率 $P_{\max}^{\omega}$ 和容量 $C_{\max}^{\omega}$ 以及云储能的每时段充放能功率 $P_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}}$ 、 $P_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}}$ 。其中上标 $\omega = e, h, \text{cold}$, $\{e, h, \text{cold}\}$ 表示电、热、冷或电热冷的集合。

由于CCHP系统中GT在运行时会产生碳排放，为了减少RIES中的碳排放，引入了碳排放成本，并将其分摊给RIES中所有的主体，来约束用户和CES提供商通过CCHP系统供能，减少碳排放。

3.1 第1阶段用户储能需求优化

3.1.1 目标函数

以用户总用能成本最低为目标对用户需求进行优化。

$$\min c_{\text{cost}} = k_{\text{pa}} i_{\text{cost}} + o_{\text{cost}} + c_{\text{ctc}} \quad (6)$$

式中： c_{cost} 为用户总用能成本； i_{cost} 为用户的投资成本； o_{cost} 为用户的运行成本； c_{ctc} 为碳排放成本； k_{pa} 为等年值系数。

对于投资周期为*y*年，年利率为*r*的等年值系数计算公式如下。

$$k_{\text{pa}} = \frac{r(1+r)^y}{(1+r)^y - 1} \quad (7)$$

1) 用户投资成本

用户投资成本定义为用户购买CES服务所付出的投资成本。

$$i_{\text{cost}} = a_1 p_{i,\max}^e + a_2 c_{i,\max}^e + b_1 p_{i,\max}^h + b_2 c_{i,\max}^h + z_1 p_{i,\max}^{\text{cold}} + z_2 c_{i,\max}^{\text{cold}} \quad (8)$$

式中： a_1 、 b_1 、 z_1 分别为云储电、云储热、云蓄冷的单位功率服务费； a_2 、 b_2 、 z_2 分别为云储电、云

储热、云蓄冷的单位容量服务费； $c_{i,\max}^e$ 、 $c_{i,\max}^h$ 、 $c_{i,\max}^{\text{cold}}$ 分别为用户 i 向 CES 提供商购买的云储电、云储热、云蓄冷的容量； $p_{i,\max}^e$ 、 $p_{i,\max}^h$ 、 $p_{i,\max}^{\text{cold}}$ 分别为用户 i 购买的云储电、云储热、云蓄冷功率。

2) 用户运行成本

用户使用 CES 服务后仍无法满足负荷需求时，通过向外部能源交易所付出的成本定义为用户运行成本。

$$o_{\text{cost}} = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T d_s (\lambda_t^e p_{i,t,s}^{\text{grid}} + \frac{\lambda_t^g}{L_{\text{NG}}} p_{i,t,s}^g) \quad (9)$$

式中： $p_{i,t,s}^{\text{grid}}$ 、 $p_{i,t,s}^g$ 分别为 s 季度 t 时段用户 i 的购电、购气功率，其中上标 g 代表气； S 、 T 分别为典型日数量以及日调度小时数量； d_s 为第 s 季度所对应的总天数； λ_t^e 为 t 时段的电价，元； λ_t^g 为天然气统一气价，元/ m^3 ； L_{NG} 为天然气燃烧的热值系数， kW/m^3 。

3) 碳排放成本

用户的碳排放成本为用户通过 CCHP 系统供能所产生的碳排放成本。其碳排放主要为 GT 燃烧天然气产生 CO_2 [28]，本文的碳排放成本计算方法参考文献[29]中碳排放强度原则，公式如式(10)–(13)所示。

$$c_{i,\text{co2}} = \sum_{t=1}^T \mu_{\text{c,gas}} f_i \quad (10)$$

$$f_i = \frac{p_{i,t,s}^g}{L_{\text{NG}}} \quad (11)$$

$$c_{i,\text{co2b}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{GTb}} p_{i,t,s}^{\text{GT}} \quad (12)$$

$$c_{\text{etc}} = \sum_{s=1}^S d_s c_{\text{tax}} (c_{i,\text{co2}} - c_{i,\text{co2b}}) \quad (13)$$

式中： $c_{i,\text{co2}}$ 为用户 i 通过 CCHP 系统供能时 GT 产生的碳排放量； $\mu_{\text{c,gas}}$ 为单位体积天然气燃烧时的 CO_2 排放率； f_i 为用户 i 的 GT 消耗的天然气量； $c_{i,\text{co2b}}$ 为用户 i 的 GT 的碳排放配额； λ_{GTb} 为 GT 的单位功率碳排放配额； c_{tax} 为单位碳交易成本。

3.1.2 约束条件

1) 用户理性充放能行为约束

根据第 2 节分析，建立用户理性充放能行为的数学模型。为了方便表示，定义数学模型 $(x)^+$ 运算如下。

$$(x)^+ = \begin{cases} x, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中 x 可以代表任何变量。

用户的充放电行为与该时段新能源出力、

CCHP 系统产电和负荷功率大小有关，用户的充放热/冷行为与该时段新能源出力 and 负荷功率大小有关，上述关系表示如下。

$$p_{i,t,s}^{\text{e,B}} = (p_{i,t,s}^{\text{e,NE}} + p_{i,t,s}^{\text{GT}} - p_{i,t,s}^{\text{e}})^+ \quad (15)$$

$$p_{i,t,s}^{\text{e,G}} = (p_{i,t,s}^{\text{e}} - p_{i,t,s}^{\text{e,NE}} - p_{i,t,s}^{\text{GT}})^+ \quad (16)$$

$$p_{i,t,s}^{\text{h,B}} = (p_{i,t,s}^{\text{h,NE}} - p_{i,t,s}^{\text{h}})^+ \quad (17)$$

$$p_{i,t,s}^{\text{cold,B}} = (p_{i,t,s}^{\text{cold,NE}} - p_{i,t,s}^{\text{cold}})^+ \quad (18)$$

$$p_{i,t,s}^{\text{h,G}} = (p_{i,t,s}^{\text{h}} - p_{i,t,s}^{\text{h,NE}})^+ \quad (19)$$

$$p_{i,t,s}^{\text{cold,G}} = (p_{i,t,s}^{\text{cold}} - p_{i,t,s}^{\text{cold,NE}})^+ \quad (20)$$

式中： $p_{i,t,s}^{\text{e,B}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{h,B}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{cold,B}}$ 分别为 s 季度用户 i 在 t 时段未消纳的电、热、冷功率； $p_{i,t,s}^{\text{e,G}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{h,G}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{cold,G}}$ 分别为 s 季度用户 i 在 t 时段无法满足负荷的电、热、冷功率； $p_{i,t,s}^{\text{e,NE}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{h,NE}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{cold,NE}}$ 分别为 s 季度用户 i 在 t 时段的电、热、冷的新能源出力； $p_{i,t,s}^{\text{e}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{h}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{cold}}$ 分别为 s 季度用户 i 在 t 时段的电、热、冷负荷； $p_{i,t,s}^{\text{GT}}$ 为 s 季度用户 i 在 t 时段的 CCHP 产电。

用户每时段充放电行为约束为：

$$\begin{cases} p_{i,t,s}^{\text{e,ch}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{e}}, \frac{e_{i,\max}^{\text{e}} - e_{i,t-1,s}^{\text{e}}}{\eta_i^{\text{e,ch}} \Delta t}, p_{i,t,s}^{\text{e,B}} \right\} \\ p_{i,t,s}^{\text{e,dis}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{e}}, \frac{\eta_i^{\text{e,dis}} (e_{i,t-1,s}^{\text{e}} - e_{i,\min}^{\text{e}})}{\Delta t}, p_{i,t,s}^{\text{e,G}} \right\}, \\ \lambda_t^{\text{e}} = \lambda_f \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} p_{i,t,s}^{\text{h,ch}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{h}}, \frac{e_{i,\max}^{\text{h}} - e_{i,t-1,s}^{\text{h}}}{\eta_i^{\text{h,ch}} \Delta t} \right\}, \lambda_t^{\text{e}} = \lambda_g \\ p_{i,t,s}^{\text{h,dis}} = 0 \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} p_{i,t,s}^{\text{cold,ch}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{cold}}, \frac{e_{i,\max}^{\text{cold}} - e_{i,t-1,s}^{\text{cold}}}{\eta_i^{\text{cold,ch}} \Delta t}, p_{i,t,s}^{\text{cold,B}} \right\}, \lambda_t^{\text{e}} = \lambda_p \\ p_{i,t,s}^{\text{cold,dis}} = 0 \end{cases} \quad (23)$$

用户每时段充放热行为约束为：

$$\begin{cases} p_{i,t,s}^{\text{h,ch}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{h}}, \frac{e_{i,\max}^{\text{h}} - e_{i,t-1,s}^{\text{h}}}{\eta_i^{\text{h,ch}} \Delta t}, p_{i,t,s}^{\text{h,B}} \right\} \\ p_{i,t,s}^{\text{h,dis}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{h}}, \frac{\eta_i^{\text{h,dis}} (e_{i,t-1,s}^{\text{h}} - e_{i,\min}^{\text{h}})}{\Delta t}, p_{i,t,s}^{\text{h,G}} \right\} \end{cases} \quad (24)$$

用户每时段充放冷模行为约束为：

$$\begin{cases} p_{i,t,s}^{\text{cold,ch}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{cold}}, \frac{e_{i,\max}^{\text{cold}} - e_{i,t-1,s}^{\text{cold}}}{\eta_i^{\text{cold,ch}} \Delta t}, p_{i,t,s}^{\text{cold,B}} \right\} \\ p_{i,t,s}^{\text{cold,dis}} = \min \left\{ p_{i,\max}^{\text{cold}}, \frac{\eta_i^{\text{cold,dis}} (e_{i,t-1,s}^{\text{cold}} - e_{i,\min}^{\text{cold}})}{\Delta t}, p_{i,t,s}^{\text{cold,G}} \right\} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $p_{i,t,s}^{e, \text{ch}}$ 、 $p_{i,t,s}^{e, \text{dis}}$ 、 $p_{i,t,s}^{h, \text{ch}}$ 、 $p_{i,t,s}^{h, \text{dis}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{cold, ch}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{cold, dis}}$ 分别为 s 季度用户 i 每时段需求的充放电功率、充放热功率、充放冷功率; $e_{i, \text{max}}^e$ 、 $e_{i, \text{min}}^e$ 、 $e_{i, \text{max}}^h$ 、 $e_{i, \text{min}}^h$ 、 $e_{i, \text{max}}^{\text{cold}}$ 、 $e_{i, \text{min}}^{\text{cold}}$ 分别为用户 i 购买云储电、云储热、云蓄冷容量的最大、最小限值; $e_{i,t-1,s}^e$ 、 $e_{i,t-1,s}^h$ 、 $e_{i,t-1,s}^{\text{cold}}$ 分别为 s 季度 $t-1$ 时段末用户 i 购买的云储电、云储热、云蓄冷容量中还剩余的容量; $\eta_i^{e, \text{ch}}$ 、 $\eta_i^{e, \text{dis}}$ 、 $\eta_i^{h, \text{ch}}$ 、 $\eta_i^{h, \text{dis}}$ 、 $\eta_i^{\text{cold, ch}}$ 、 $\eta_i^{\text{cold, dis}}$ 分别为云储电、云储热、云蓄冷的充放能效率; Δt 为时间间隔, 本文 $\Delta t = 1 \text{ h}$; λ_f 、 λ_g 、 λ_p 分别为高峰电价、低谷电价和平时电价。

用户 i 的购电、购气行为如下。

$$p_{i,t,s}^{\omega, \text{sup}} = (p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}} + p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}})^+ \quad (26)$$

$$p_{i,t,s}^g = \frac{(p_{i,t,s}^{\text{cold, sup}} + \frac{p_{i,t,s}^{\text{cold, sup}}}{\eta_{\text{AC}}})}{(1 - \eta_{\text{GT}} - \eta_{\text{L}})\eta_{\text{WHB}}} \quad (27)$$

$$p_{i,t,s}^{\text{grid}} = p_{i,t,s}^{\omega, \text{sup}} - \eta_{\text{GT}} p_{i,t,s}^g \quad (28)$$

式中: $p_{i,t,s}^{\omega}$ 为 s 季度用户 i 在 t 时段的负荷; $p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}}$ 为 s 季度用户 i 在 t 时段的新能源出力; $p_{i,t,s}^{\omega, \text{sup}}$ 为 s 季度用户 i 在 t 时段经过云储能放能后仍无法满足负荷的功率; $p_{i,t,s}^{e, \text{sup}}$ 、 $p_{i,t,s}^{h, \text{sup}}$ 、 $p_{i,t,s}^{\text{cold, sup}}$ 分别为 s 季度用户 i 在 t 时段经过云储电、热、冷放能后仍无法满足负荷的电、热、冷功率。式(26)的含义为, 如果 $p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}} + p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} \geq 0$, 则 $(p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}} + p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}})^+ = p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}} + p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}}$; 如果 $p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}} + p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} < 0$, 则为 $(p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}} + p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}} - p_{i,t,s}^{\omega, \text{NE}})^+ = 0$ 。

2) 储能剩余容量约束

锂电池、储热罐、蓄冷罐等均应满足如下储能剩余容量约束。

$$e_{i,t,s}^{\omega} = (1 - \delta_{\omega})e_{i,t-1,s}^{\omega} + \Delta t(\eta_i^{\omega, \text{ch}} p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}} - \frac{p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}}}{\eta_i^{\omega, \text{dis}}}) \quad (29)$$

$$e_{i, \text{min}}^{\omega} \leq e_{i,t,s}^{\omega} \leq e_{i, \text{max}}^{\omega} \quad (30)$$

式中: $e_{i,t,s}^{\omega}$ 分别为 s 季度 t 时段末用户 i 购买的云储能容量的剩余容量; $\eta_i^{\omega, \text{ch}}$ 、 $\eta_i^{\omega, \text{dis}}$ 分别为云储能的充、放能效率; δ_{ω} 为储能自放能率; $e_{i, \text{max}}^{\omega}$ 、 $e_{i, \text{min}}^{\omega}$ 分别为用户 i 购买云储能容量的最大、最小限值。由于用户使用的云储能服务是一种云端的虚拟储能服务, 用户并非配置实体储能。因此, 本文认为用户的充放能行为只需在所购买的服务范围内即可, 使用的过程中不需要考虑储能设备过充过放, 即 $e_{i, \text{min}}^{\omega} = 0$ 、 $e_{i, \text{max}}^{\omega} = e_{i, \text{max}}^{\omega}$ 。

3.2 第2阶段CES提供商储能配置优化

3.2.1 目标函数

以CES提供商投资运维储能设备成本最低为目标进行实体储能配置优, 公式如下。

$$\min C_{\text{cost}} = k_{\text{pa}} I_{\text{cost}} + O_{\text{cost}} + F_{\text{cost}} + C_{\text{ctc}} \quad (31)$$

式中: C_{cost} 为CES提供商投资运维储能设备成本; I_{cost} 为CES提供商投资建设集中式储能的投资成本; O_{cost} 为CES提供商的年运营成本; F_{cost} 为已折算到每年的CES提供商建设云端通信的固定成本, 为一定值; C_{ctc} 为CES提供商的碳排放成本。

1) CES提供商投资成本

$$I_{\text{cost}} = \alpha_1 P_{\text{max}}^e + \alpha_2 C_{\text{max}}^e + \beta_1 P_{\text{max}}^h + \beta_2 C_{\text{max}}^h + \gamma_1 P_{\text{max}}^{\text{cold}} + \gamma_2 C_{\text{max}}^{\text{cold}} \quad (32)$$

式中: α_1 、 β_1 、 γ_1 分别为云储能提供商投资锂电池、储热罐、蓄冷罐的单位功率投资系数; α_2 、 β_2 、 γ_2 分别为云储能提供商投资锂电池、储热罐、蓄冷罐的单位容量投资系数; P_{max}^e 、 P_{max}^h 、 $P_{\text{max}}^{\text{cold}}$ 分别为云储能提供商投资锂电池、储热罐、蓄冷罐的功率; C_{max}^e 、 C_{max}^h 、 $C_{\text{max}}^{\text{cold}}$ 分别为储能提供商投资锂电池、储热罐、蓄冷罐的容量。

2) CES提供商运营成本

CES提供商在运营过程中所产生的成本主要由从电网购的电费用以及经CCHP从气网购买天然气的费用构成。

$$O_{\text{cost}} = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T d_s \left\{ \lambda_t^e P_{t,s}^{\text{grid}} + \frac{\lambda_t^g}{L_{\text{NG}}} P_{t,s}^g \right\} \quad (33)$$

式中: $P_{t,s}^{\text{grid}}$ 为云储能提供商 s 季度 t 时段需要向电网购电的功率; $P_{t,s}^g$ 为云储能提供商 s 季度 t 时段需要向天然气网购气的功率。

3) 碳排放成本

$$C_{\text{co2}} = \sum_{t=1}^T \mu_{c, \text{gas}} F_t \quad (34)$$

$$F_t = \frac{P_{t,s}^g}{L_{\text{NG}}} \quad (35)$$

$$C_{\text{co2b}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{GTb}} P_{t, \text{GT}}^e \quad (36)$$

$$C_{\text{ctc}} = \sum_{s=1}^S d_s c_{\text{tax}} (C_{\text{co2}} - C_{\text{co2b}}) \quad (37)$$

式中: C_{co2} 为CES提供商通过CCHP系统供能时GT产生的碳排放量; F_t 为 t 时段GT消耗的天然气量; C_{co2b} 为GT的碳排放配额; $P_{t, \text{GT}}^e$ 为 t 时段GT的功率。

3.2.2 约束条件

1) CES 提供商充放能行为约束

依据第 2.2 节中的分析, CES 提供商汇总用户放能需求以及用户新能源充能需求。

$$p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch, NE}} = \min \{ p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch}}, p_{i,t,s}^{\omega, \text{B}} \} \quad (38)$$

$$p_{t,s}^{\omega, \text{dis}\Sigma} = \sum_{i \in \zeta_{\text{CES}}} p_{i,t,s}^{\omega, \text{dis}} \quad (39)$$

$$p_{t,s}^{\omega, \text{ch, NE}\Sigma} = \sum_{i \in \zeta_{\text{CES}}} p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch, NE}} \quad (40)$$

式中: $p_{i,t,s}^{\omega, \text{ch, NE}}$ 为用户 s 季度 i 在第 t 时段的新能源充能功率; $p_{i,t,s}^{\omega, \text{B}}$ 为 s 季度用户 i 在 t 时段未消纳的功率; $p_{t,s}^{\omega, \text{dis}\Sigma}$ 、 $p_{t,s}^{\omega, \text{ch, NE}\Sigma}$ 分别为汇总后的所有用户的放能需求以及新能源充能需求; ζ_{CES} 为所有 CES 用户集合。

对于用户尖峰放能需求, CES 提供商通过与外部能源交易来满足用户放能需求的功率为:

$$P_{t,s}^{\omega, \text{sup}} = (P_{t,s}^{\omega, \text{ch}} - P_{t,s}^{\omega, \text{dis}} + p_{t,s}^{\omega, \text{dis}\Sigma} - p_{t,s}^{\omega, \text{ch, NE}\Sigma})^+ \quad (41)$$

式中: $P_{t,s}^{\omega, \text{sup}}$ 为需要与外部能源交易来满足用户放能需求的功率; $P_{t,s}^{\omega, \text{ch}}$ 、 $P_{t,s}^{\omega, \text{dis}}$ 分别为 CES 提供商 s 季度 t 时段实际充、放能的功率。

CES 提供商实际的购电购气功率为:

$$P_{t,s}^{\text{grid}} = P_{t,s}^{\text{e, sup}} - \eta_{\text{GT}} P_{t,s}^{\text{g}} \quad (42)$$

$$P_{t,s}^{\text{g}} = \frac{P_{t,s}^{\text{h, sup}} + \frac{P_{t,s}^{\text{cold, sup}}}{\eta_{\text{AC}}}}{(1 - \eta_{\text{GT}} - \eta_{\text{L}})\eta_{\text{WHB}}} \quad (43)$$

式中 $P_{t,s}^{\text{e, sup}}$ 、 $P_{t,s}^{\text{h, sup}}$ 、 $P_{t,s}^{\text{cold, sup}}$ 分别为需要与外部能源交易来满足用户放能需求的电、热、冷功率。

2) 储能物理特性约束

CES 提供商在进行实体储能配置时, 需要考虑储能的充放能状态约束、充放能功率约束、储能设备剩余容量约束等物理特性约束, 公式如下。

$$B_{t,s}^{\omega, \text{ch}} + B_{t,s}^{\omega, \text{dis}} \leq 1 \quad (44)$$

$$0 \leq P_{t,s}^{\omega, \text{ch}} \leq B_{t,s}^{\omega, \text{ch}} P_{\text{max}}^{\omega} \quad (45)$$

$$0 \leq P_{t,s}^{\omega, \text{dis}} \leq B_{t,s}^{\omega, \text{dis}} P_{\text{max}}^{\omega} \quad (46)$$

$$E_{t,s}^{\omega} = (1 - \delta_{\omega})E_{t-1,s}^{\omega} + \Delta t (\eta^{\omega, \text{ch}} P_{t,s}^{\omega, \text{ch}} - \frac{P_{t,s}^{\omega, \text{dis}}}{\eta^{\omega, \text{dis}}}) \quad (47)$$

$$E_{\min}^{\omega} \leq E_{t,s}^{\omega} \leq E_{\max}^{\omega} \quad (48)$$

$$E_{\min}^{\omega} = k_{\min} C_{\max}^{\omega} \quad (49)$$

$$E_{\max}^{\omega} = k_{\max} C_{\max}^{\omega} \quad (50)$$

式中: $B_{t,s}^{\omega, \text{ch}}$ 、 $B_{t,s}^{\omega, \text{dis}}$ 为 0-1 变量, 控制储能状态, 当 $B_{t,s}^{\omega, \text{ch}}$ 为 1 时表示充能, $B_{t,s}^{\omega, \text{dis}}$ 为 1 时表示放能; P_{max}^{ω} 为储能设备的最大充放能功率; $E_{t,s}^{\omega}$ 为 s 季度 t 时段末的储能剩余容量; $\eta^{\omega, \text{ch}}$ 、 $\eta^{\omega, \text{dis}}$ 分别为实体储能设备

的充放能效率; $E_{\max}^{\omega}$ 、 $E_{\min}^{\omega}$ 分别为储能设备剩余容量的最大、最小容量限值; $k_{\min}$ 、 $k_{\max}$ 分别为实体储能设备允许的最大与最小荷电状态系数。

对于储电设备, 由于其投资成本较高, 循环寿命有限, 对调度时间内的充放电次数进行如下约束。

$$\sum_{t=1}^T B_{t,s}^{\text{e, ch}} \leq n_{\text{es}}, \sum_{t=1}^T B_{t,s}^{\text{e, dis}} \leq n_{\text{es}} \quad (51)$$

式中: $B_{t,s}^{\text{e, ch}}$ 、 $B_{t,s}^{\text{e, dis}}$ 为 0-1 变量, 控制电储能状态, 当 $B_{t,s}^{\text{e, ch}}$ 为 1 时表示充电, $B_{t,s}^{\text{e, dis}}$ 为 1 时表示放电; n_{es} 为储电设备最大充/放电次数。

3.3 功率平衡约束

上述的两阶段模型均应满足 RIES 的功率平衡约束, 公式如下。

$$P_{\text{PV}} + (1 - v - w)P_{\text{WP}} + P_{\text{in}}^{\text{e}} + P_{\text{GT}}^{\text{e}} + P_{\text{BAT}} = P_{\text{l}}^{\text{e}} \quad (52)$$

$$v\eta_{\text{HP}}P_{\text{WP}} + uP_{\text{WHB}}^{\text{h}} + P_{\text{HST}} = P_{\text{l}}^{\text{h}} \quad (53)$$

$$w\eta_{\text{EC}}P_{\text{WP}} + P_{\text{AC}}^{\text{cold}} + P_{\text{CST}} = P_{\text{l}}^{\text{cold}} \quad (54)$$

3.4 求解流程及方法

求解流程如附录 A 图 A1 所示。由于待求解的目标函数中含有形如 $(x)^+$ 的分段函数, 参考文献 [25] 中采用大 M 法进行线性化, 引入实数辅助变量 m , 令 $m = (x)^+$, 又可以等效为 $\max \{ x, 0 \}$, 因此:

$$m = \max \{ x, 0 \} \quad (55)$$

对式(55)进行线性化处理, 则可以等效为以下不等式约束。

$$\begin{cases} m \geq x \\ m \geq 0 \\ m \leq x + (1 - u_1)M \\ m \leq (1 - u_2)M \\ u_1 + u_2 \geq 1 \\ u_1, u_2 \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (56)$$

式中: u_1 、 u_2 均为 0-1 变量; M 为一个相对来说较大的常数。当 u_1 、 u_2 均为 0 时, 含 M 的不等式被松弛。 $u_1 + u_2 \geq 1$ 控制了含 M 的不等式不能同时被松弛。

通过上述等效可用实数变量 m 替代分段函数 $(x)^+$, 将其转化为可以直接求解的混合整数线性规划问题。上述问题可在 MATLAB 调用 YALMIP 工具箱和 cplex 求解器进行求解。

4 算例分析

4.1 算例场景及参数

算例选取河北省某地区 100 个用户的供暖季、

供冷季典型日数据进行分析。供暖季和供冷季均为182 d,调度时间为24 h,具体的负荷数据以及光伏风电数据如附录图A2—A4所示,储能的投资以及RIES等主要参数则参考文献[25–28],储能的投资规划周期为10 a,其他主要数据见附录A表A1。RIES中选取容量为650 kW的微型燃气轮机,其参数以及其他能源转换设备的参数见附录表A1及表A2。参考河北省峰、平、谷分时电价,其时段划分及各时段电价如表1所示,天然气网价格统一取3元/m³,热值系数取9.7 kW/m³。

表1 分时电价
Tab. 1 Time-of-use electricity price

	时段	电价/(元·kWh ⁻¹)
峰	08:00—12:00, 17:00—21:00	1.17
平	12:00—17:00, 21:00—00:00	0.67
谷	00:00—8:00	0.31

算例场景设置如下。

- 1) 场景I。用户选择自建储能,不使用CES。不考虑碳排放成本。
- 2) 场景II。用户使用CES,在进行储能配置时不考虑碳排放成本。
- 3) 场景III。用户使用CES,在进行储能配置时考虑碳排放成本。
- 4) 场景IV。用户使用CES,不考虑蓄冷,在进行储能的优化配置时不考虑碳排放成本。
- 5) 场景V。用户使用CES,不考虑蓄冷,在进行储能的优化配置时考虑碳排放成本。

4.2 算例结果及分析

4.2.1 算例结果及经济性分析

算例求解得到的优化配置结果如附表A3所示。为了验证本文模型的经济性优势,对各场景进行经济性分析,包括用户和CES提供商组成的整体总成本、CES提供商收益以及投资回收期。场景II—V中CES提供商的年收益以及投资回收期的计算公式如下。

$$W_j = \left(\sum_{i=1}^N i_{\text{cost}i} \right) + (O_{\text{cost}i} - O_{\text{cost}j})\eta \quad (57)$$

$$\sum_{t=0}^{T_p^*} (I_{\text{cost},t} + F_{\text{cost},t} - W_k)(1 + 5\%)^{-t} = 0 \quad (58)$$

$$T_p^* = \text{累计净现金流量开始出现正值的年份数} - 1 + \frac{|\text{上一年净现金流量}|}{\text{出现正值年份的净现金流量}} \quad (59)$$

式中: $W_j(j=\text{II}, \text{III}, \text{IV}, \text{V})$ 为场景II至场景V的CES提供商的年收益; N 为云储能用户的数量; $i_{\text{cost}i}$ 为场景I的用户总用能成本; $O_{\text{cost}j}$ 为场景j的年运营成本; $I_{\text{cost},t}$ 、 $F_{\text{cost},t}$ 分别为第t年的年投资成本、年运营成本; η 为用户运营成本减少量分摊给云储能提供商的比例,本文取30%。

为了更直观展示各场景优化结果的差异,将附表A3—A6绘制成场景对比图如图4所示。对5个场景的储能总成本、储能配置情况、用户的总用能成本和碳排放量情况进行了展示。

场景II与场景I对比突出了CES模式应用的优势。在图4(a)中,相比于用户自建储能,用户使用CES后,RIES中储电的配置功率比所有用户储电配置功率之和减少了118.59 kW,下降了60.67%,配置容量减少了215.86 kWh,下降了42.47%;储热的配置功率则减少了21.92 kW,下降了24.44%,储热的配置容量增加了26.55 kWh,上升了6.73%;蓄冷的配置功率减少了16.31 kW,下降了21.48%,蓄冷的配置容量减少了1.66 kWh,下降了0.59%。可以看到,相比于用户自建储能,在CES模式下,虽然储热的容量配置略微增加,但整体上储能的功率和容量配置都比用户自建储能时的要小,即在CES模式下进行储能的优化配置更能节约储能资源,提高储能资源的利用率。从用户的角度来看,在图4(b)中,由于CES降低了用户的储能投资成本,用户更多地投资储能来减少对外部能源的依赖,用户的运营成本大幅下降,用户的总成本也在使用CES后也下降了14.12万元。得益于CES提供商对整个用户群体的储能行为进行考量后的储能配置,利用用户储能行为的互补性,使得配置的容量和功率可以小于所有用户购买的容量和功率的总和,从而减小了投资成本,同时也减小了运营成本,整体总成本相较用户自建储能的总成本下降了10.95万元。场景II中CES提供商的年收益为23.29万元,投资回收期为3.18 a,能够获得可观的收益。由此可见,用户和CES提供商互惠互利,实现了双赢。

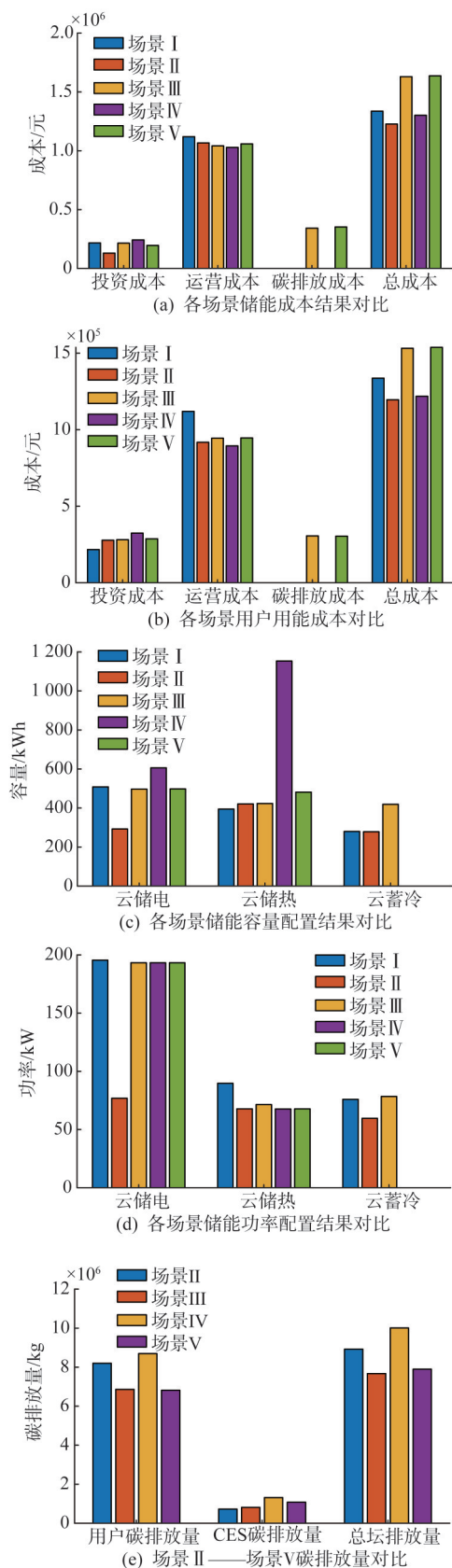


图 4 场景对比图

Fig. 4 Scenes comparison diagrams

4.2.2 有无蓄冷对储能配置的影响分析

场景 IV 与场景 II 对比突出了在储能配置中考虑蓄冷的优势。相比于考虑蓄冷的情况，不考虑蓄冷的储电功率配置增加了 116.36 kW，储电容量增加了 313.37 kWh；储热容量增加了 732.45 kWh，其配置的功率和容量的增量远大于考虑蓄冷时所配置的蓄冷的容量和功率。

在图 5(a) 中，不考虑蓄冷的情况中配置的功率和容量的增加导致投资成本相应增加。但也使得可调度的充放能范围扩大，减少了规划期内的运营成本。然而，运营成本减少的 3.79 万元远小于投资成本增加的 11.22 万元。其原因可能是：缺少蓄冷时，CCHP 在供能时要优先满足用户的用冷需求，而在供冷时产生的多余的热能和电能用户就会储存起来，从而导致了储电、储热容量和功率的增加。从 CES 提供商的收益以及投资回收期来看，不考虑蓄冷的情况造成投资成本增加，而其收益的增加量却很小，这也导致了不考虑蓄冷的投资回收期较长，综上，考虑蓄冷的情况经济性会更好。

4.2.3 碳排放因素对储能配置的影响分析

碳排放因素影响的分析分为：场景 III 与场景 II 对比研究了考虑蓄冷前后场景 V 与场景 IV 中碳排放因素对用户和 CES 提供商储能配置决策的影响。

对于考虑蓄冷的情况，从附表 A4 用户的需求优化结果中可以看出，相比于场景 II，场景 III 的储能功率需求以及储电、储热的容量需求都没有较大的变化，而蓄冷容量的需求增加了 131.1 kWh，上升了 60.3%。这说明碳排放成本引入后会使用户为了限制 CCHP 的使用进一步投资蓄冷。由图 4(c) 和 (d) 得，CES 提供商相应加大了对蓄冷的投资，同时，CES 提供商储电的功率配置增加了 116.36 kW，储电容量配置增加了 204.5 kWh。这可能是由于 CES 提供商为了限制对 CCHP 的使用加大向电网购电以及储电，增加可调度的充放能范围，从而增加对储电容量的投资。

对于不考虑蓄冷的情况，场景 V 与场景 IV 相比，附表 A4 用户的需求优化结果中，用户储电储热容量需求分别减少了 113.45 kWh、252.03 kWh，考虑碳排放成本后，用户限制了 CCHP 的使用使 CCHP 的供电、热、冷减少，从而也限制了用户电热的充能行为，使得用户所需求的储能容量减小。相应的 CES 提供商也减少了对电、热储能的投资，

使得配置的储电、储热容量分别减少了108 kWh、672.3 kWh。

对于同样引入碳排放成本,不考虑蓄冷的场景V与考虑蓄冷的场景Ⅲ相比,场景V投资成本小,投资回收期短,然而其收益却不及场景Ⅲ高,因此,场景Ⅲ的经济性更高。在图4(e)中显示,在引入碳排放成本后,RIES中的碳排放量得到了有效的减少,且场景Ⅲ的减排效果相较场景V要更好。

5 结论

本文将CES应用于冷热电联供型RIES,分别分析了用户以及CES提供商的理性充放能行为,构建了两阶段储能优化配置模型,除此之外,考虑了有无蓄冷以及碳排放因素对储能优化配置的影响。通过算例分析得出结论如下。

1) CES模式在冷热电联供型RIES中应用后有效降低了RIES中储能的配置成本。储能容量和功率的配置相较于用户自建储能都有一定幅度的减小。CES提供商利用用户用能行为的互补性以及规模效益降低了储能的成本,整合了储能资源,提高了储能利用率。同时,降低了用户的储能投资单价,用户投资储能的意愿增强,用户的运行成本下降,总用能成本也减少了。对于这两主体而言是双赢,增加了社会福利。

2) 在本文冷热电联供型RIES中,考虑蓄冷更能节约整体的储能资源,有更好的经济性;同时CCHP在供能时不用优先满足用户的冷负荷,整个系统运行也更加灵活。

3) 加入碳排放因素后,在考虑蓄冷的情况下用户会进一步投资价格低廉的蓄冷,CES响应用户增加的蓄冷需求后会相应加大对蓄冷的投资,同时为了限制自身使用CCHP,还会增大储电的投资;对于不考虑蓄冷的情况,用户和CES提供商为了限制CCHP的使用会相应降低储电、储热的配置。虽然,两种情况的总成本相差无几,但考虑蓄冷的经济性更好,减排的效果也更好。

本文将CES与冷热电联供型RIES结合对电/热/冷云储能的配置进行了研究,验证了方案的经济性并研究了蓄冷和碳排放因素的影响。然而,本文并未对CES服务定价进行深入的研究,从云储能收益最大化以及吸引更多用户的角度来制定合理的服务价格,进一步扩大规模和收益。且本文只考虑了投

建集中式储能,并未对文献[11]中租赁用户侧分布式储能资源进行研究。对于CES用户没有进行区分和评估。对于不同类型的用户,参考文献[14]利用层次分析法对储能用户进行评估和筛选后,再对储能进行配置,可能更贴合实际,未来将从这3个方面进行更深入的研究。

参考文献

- [1] LIU Mingxi, SHI Yang, FANG Fang. A new operation strategy for CCHP systems with hybrid chillers[J]. Applied Energy, 2012, 95(2): 164 - 173.
- [2] 陈克文,王帅,韩兴臣,等.考虑风电消纳的冷热电联供型综合能源系统多目标日前优化调度[J].电气工程学报, 2022, 17(3): 170 - 176.
CHEN Kewen, WANG Shuai, HAN Xingchen, et al. Multi-objective day-ahead optimal scheduling of combined cooling, heating, and power integrated energy system considering wind power accommodation[J]. Journal of Electrical Engineering, 2022, 17(3): 170 - 176.
- [3] 刘涤尘,马恒瑞,王波,等.含冷热电联供及储能的区域综合能源系统运行优化[J].电力系统自动化, 2018, 42(4): 113 - 120, 141.
LIU Dichen, MA Hengrui, WANG Bo, et al. Operational optimization of regional integrated energy system with combined cooling, heating, and power and energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 113 - 120, 141.
- [4] 杨志鹏,张峰,梁军,等.含热泵和储能的冷热电联供型微网经济运行[J].电网技术, 2018, 42(6): 1735 - 1743.
YANG Zhipeng, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Economic operation of combined cooling, heating, and power microgrid with heat pump and energy storage[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1735 - 1743.
- [5] 严毅,张承慧,李珂,等.含压缩空气储能的冷热电联供微网优化运行策略[J].中国电机工程学报, 2018, 38(23): 6924 - 6936.
YAN Yi, ZHANG Chenghui, LI Ke, et al. Optimal operation strategy for combined cooling, heating, and power microgrid with compressed air energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(23): 6924 - 6936.
- [6] 赵晶晶,应伦杰,屈靖雅.多区域含冷热电联供和储能的综合能源系统运行优化[J].电测与仪表, 2022, 59(10): 16 - 22.
ZHAO Jingjing, YING Lunjie, QU Jingya. Operational optimization of multi-region integrated energy system with combined cooling, heating, and power and energy storage[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(10): 16 - 22.
- [7] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等.能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J].中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893 - 1904, 2205.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technical characteristics of China's new generation power system in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893 - 1904, 2205.
- [8] 李建林,丁子洋,游洪灏,等.构网型储能支撑新型电力系统

- 稳定运行研究[J].高压电器,2023,59(7):1-11.
- LI Jianlin, DING Ziyang, YOU Honghao, et al. Research on grid-forming energy storage supporting stable operation of new power systems[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 1-11.
- [9] 李建林,马会萌,袁晓冬,等.规模化分布式储能的关键应用技术研究综述[J].电网技术,2017,41(10):3365-3375.
- LI Jianlin, MA Huimeng, YUAN Xiaodong, et al. Review on key application technologies of large-scale distributed energy storage[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3365-3375.
- [10] 郭佩乾,郝峰杰,袁志昌,等.混合多类型储能的分布式能源系统运行优化方法[J].南方电网技术,2024,18(8):29-38,60.
- GUO Peiqian, HAO Fengjie, YUAN Zhichang, et al. Operational optimization method for distributed energy systems with hybrid multi-type energy storage. [J] Southern Power System Technology, 2024, 18(8): 29-38,60.
- [11] 丰俊杰,曾平良,李亚楼,等.考虑充放电策略对储能寿命影响的新型分布式储能优化配置研究[J].电测与仪表,2024,61(3):26-32.
- FENG Junjie, ZENG Pingliang, LI Yalou, et al. Research on optimal configuration of new distributed energy storage considering the impact of charging and discharging strategies on energy storage lifespan. [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(3): 26-32.
- [12] 靳文涛,牛萌,吕洪章,等.客户侧分布式储能汇聚潜力评估方法[J].电力建设,2019,40(4):34-41.
- JIN Wentao, NIU Meng, LÜ Hongzhang, et al. Evaluation method of aggregated potential of customer-side distributed energy storage [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(4): 34-41.
- [13] 赵乙潼,王慧芳,何奔腾,等.面向用户侧的电池储能配置与运行优化策略[J].电力系统自动化,2020,44(6):121-128.
- ZHAO Yitong, WANG Huifang, HE Benteng, et al. Configuration and operation optimization strategy of battery energy storage for user-side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(6): 121-128.
- [14] 郭久亿,刘洋,郭焱林,等.不同典型用户侧储能配置评估与运行优化模型[J].电网技术,2020,44(11):4245-4254.
- GUO Jiuyi, LIU Yang, GUO Yanlin, et al. Evaluation and operation optimization model of energy storage configuration for different typical user-side [J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4245-4254.
- [15] LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study[J]. Applied Energy, 2017, 188(5): 226-236.
- [16] 康重庆,刘静琨,张宁.未来电力系统储能的新形态:云储能[J].电力系统自动化,2017,41(21):2-8,16.
- KANG Chongqing, LIU Jingkun, ZHANG Ning. A new form of energy storage in future power systems: cloud energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 2-8, 16.
- [17] 李姚旺,张宁,张世旭,等.面向电力系统的多能源云储能模式:基本概念与研究展望[J].中国电机工程学报,2023,43(6):2179-2190.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, ZHANG Shixu, et al. Multi-energy cloud energy storage mode for power systems: basic concepts and research prospects [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2179-2190.
- [18] 刘静琨,张宁,康重庆.电力系统云储能研究框架与基础模型[J].中国电机工程学报,2017,37(12):3361-3371,3663.
- LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Research framework and basic model of cloud energy storage in power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3361-3371,3663.
- [19] 冯斌,郭亦宗,陈页,等.基于GRU多步预测技术的云储能充放电策略[J].电力系统自动化,2021,45(9):46-54.
- FENG Bin, GUO Yizong, CHEN Ye, et al. Cloud energy storage charging and discharging strategy based on GRU multi-step prediction technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 46-54.
- [20] 马云聪,武传涛,林湘宁,等.一种基于半分布式结构化拓扑的云储能点对点交易策略研究[J].中国电机工程学报,2022,42(21):7731-7746.
- MA Yuncong, WU Chuantao, LIN Xiangning, et al. Research on peer-to-peer trading strategy of cloud energy storage based on semi-distributed structured topology [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7731-7746.
- [21] 张桂红,刘飞,田旭,等.基于用户点对点交易的共享储能协同优化策略[J].南方电网技术,2023,17(8):143-151.
- ZHANG Guihong, LIU Fei, TIAN Xu, et al. Collaborative optimization strategy for shared energy storage based on user peer-to-peer trading [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(8): 143-151.
- [22] 张思远,钟浩.聚合用户储能的云储能容量配置与定价[J].南方电网技术,2022,16(11):9-19.
- ZHANG Siyuan, ZHONG Hao. Capacity allocation and pricing of cloud energy storage aggregated by user-side energy storage [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(11): 9-19.
- [23] 陈页.考虑需求响应的微电网云储能优化配置研究[D].杭州:浙江大学,2021.
- [24] 邱永浩.储能微电网及云储能技术在电网中的应用研究[D].成都:西南交通大学,2021.
- [25] 郭亦宗,王楚通,施云辉,等.区域综合能源系统电/热云储能综合优化配置[J].电网技术,2020,44(5):1611-1623.
- GUO Yizong, WANG Chutong, SHI Yunhui, et al. Comprehensive optimal configuration of electric/thermal cloud energy storage in regional integrated energy systems [J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1611-1623.
- [26] 丁曦,姜威,郭创新,等.考虑需求响应的电/热/气云储能优化配置策略[J].电力建设,2022,43(3):83-99.
- DING Xi, JIANG Wei, GUO Chuangxin, et al. Optimal configuration strategy of electric/thermal/gas cloud energy storage considering demand response [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(3): 83-99.
- [27] 熊文,刘育权,苏万煌,等.考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J].电力自动化设备,2019,39(1):118-126.
- XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhuang, et al. Optimal configuration of multiple energy storage in regional integrated energy systems considering multi-energy complementarity [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 118-126.
- [28] 徐青山,李淋,蔡霖霖,等.考虑电能交互的冷热电多微网系统日前优化经济调度[J].电力系统自动化,2018,42(21):36

- 44.

XU Qingshan, LI Lin, CAI Jilin, et al. Day-ahead optimal economic dispatch of combined cooling, heating, and power multi-microgrid system considering power interaction [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42 (21): 36 - 44.

- [29] 李晓露,单福州,宋燕敏,等.考虑热网约束和碳交易的多区域综合能源系统优化调度[J].电力系统自动化,2019,43(19):52-59,131.

LI Xiaolu, SHAN Fuzhou, SONG Yanmin, et al. Optimal scheduling of multi-region integrated energy system considering thermal network constraints and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 52 - 59, 131.

tion of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 52 - 59, 131.

收稿日期: 2023-10-26; 网络首发日期: 2024-03-18

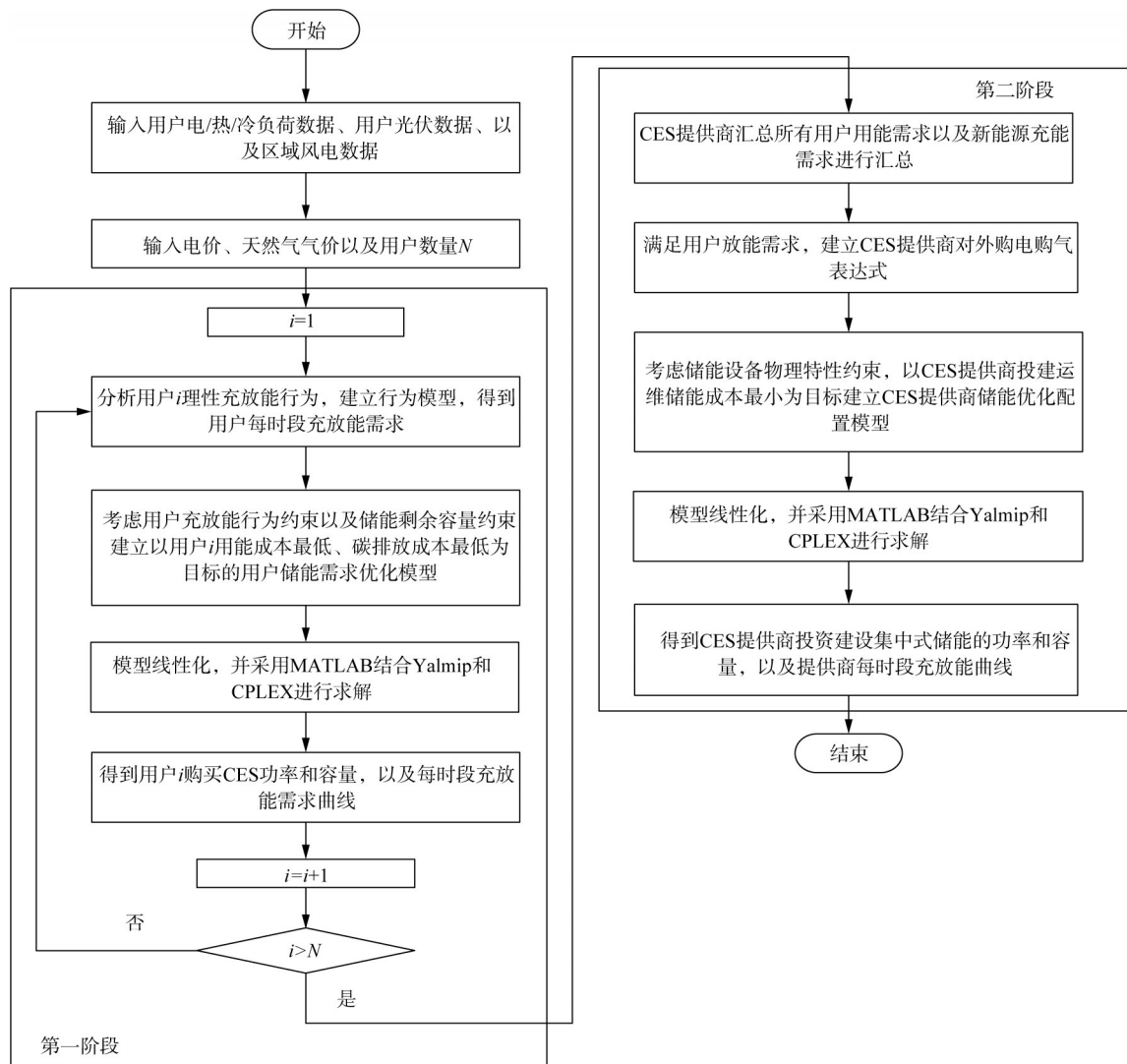
作者简介:

栗世玮(1979),女,副教授,硕士,研究方向为电力系统运行与控制、综合能源系统, ssw@ctgu.edu.cn;

王相(1998),女,通信作者,硕士研究生,研究方向为综合能源系统、云储能, s1241715123@163.com;

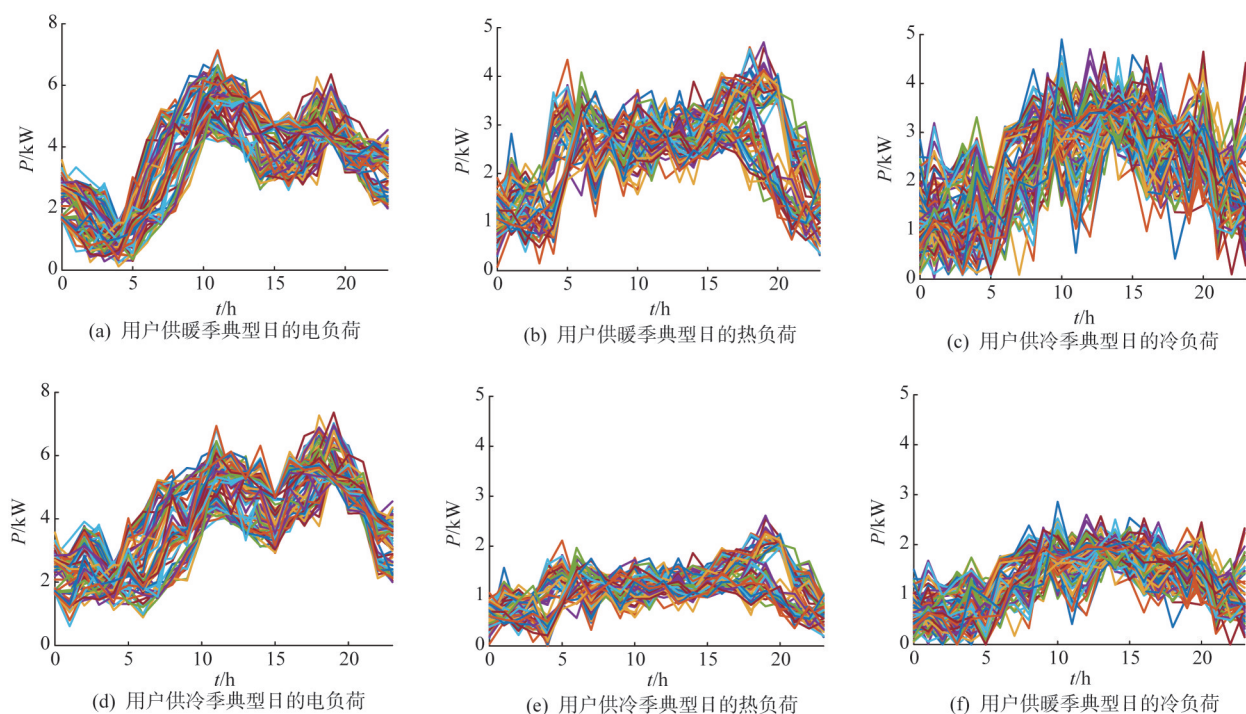
李咸善(1964),男,教授,博士,研究方向为微电网运行与控制、电力系统运行与控制, lixianshan@ctgu.edu.cn.

附录A 算例场景I—V所涉及的相关数据及结果



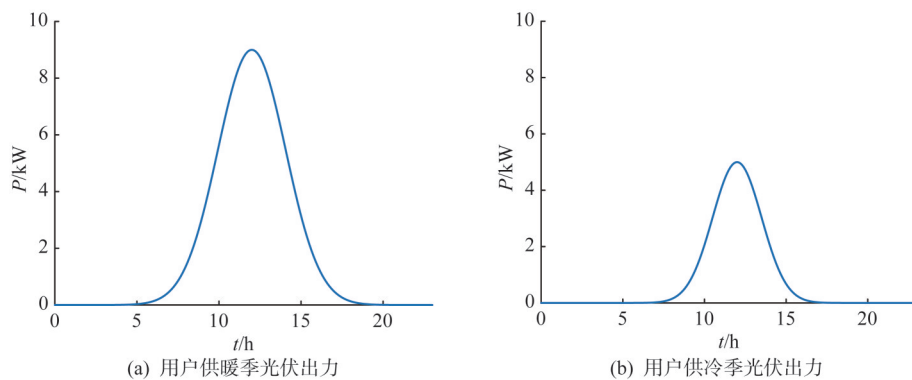
图A1 电/热/冷云储能优化配置流程图

Fig. A1 Flow chart of optimal configuration of electric-thermal-cold CES



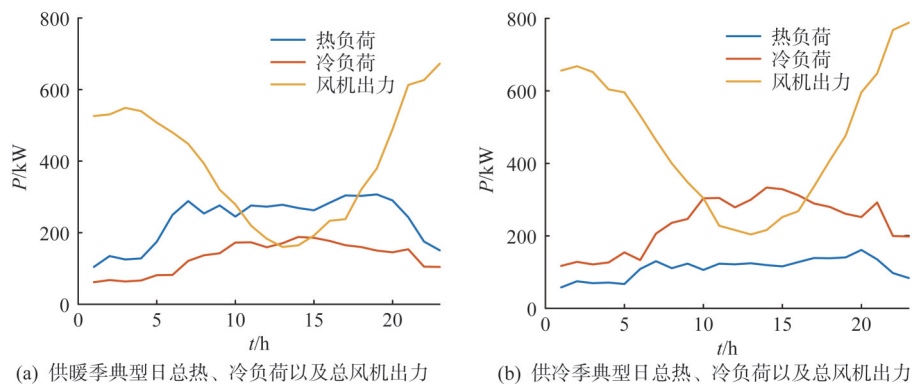
图A2 100个用户不同典型日的电/热/冷负荷曲线

Fig. A2 Electric/thermal/cooling load curves for 100 users on different typical days



图A3 用户自建光伏的典型日出力曲线

Fig. A3 Typical daily power curves of user built PV



图A4 用户自建光伏的典型日出力曲线

Fig. A4 Typical daily power curves of user built PV

表 A1 储能投资参数以及 CES 提供商服务费参数

Tab. A1 Energy storage investment parameters and CES provider service fee parameters			
系统参数及单位		数值	系统参数及单位
锂电池的单位功率投资系数 $\alpha_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$		1 500	云储能单位电功率服务费 $a_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$
锂电池的单位容量投资系数 $\alpha_2/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$		2 100	云储能单位电容量服务费 $a_2/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$
储热罐的单位功率投资系数 $\beta_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$		1 200	云储能单位热功率服务费 $b_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$
储热罐的单位容量投资系数 $\beta_2/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$		200	云储能单位热容量服务费 $b_2/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$
蓄冷罐的单位功率投资系数 $\gamma_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$		1 000	云储能单位冷功率服务费 $z_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$
蓄冷罐的单位容量投资系数 $\gamma_2/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$		190	云储能单位冷容量服务费 $z_2/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$
投资规划周期/a		10	固定成本/万元
年利率/%		5	储能循环使用次数
			3 000

表 A2 储能参数以及 RIES 主要参数

Tab. A2 Energy storage parameters and main parameters of RIES			
系统参数及单位		数值	系统参数及单位
充电效率 $\eta^{c, ch}/\%$		95	放电效率 $\eta^{c, dis}/\%$
储热效率 $\eta^{h, ch}/\%$		92	放热效率 $\eta^{h, dis}/\%$
蓄冷效率 $\eta^{c, ch}/\%$		95	放冷效率 $\eta^{c, dis}/\%$
储能初始荷电状态		0.2	储能自放能率 δ_ω
储能最小允许荷电状态		0.1	储能最大允许荷电状态
燃气轮机产电效率 $\eta_{GT}/\%$		40	燃气轮机最小最大功率限值 $P_{GT, min}^c \sim P_{GT, min}^e/\text{kW}$
燃气锅炉产热效率 $\eta_{GB}/\%$		90	余热锅炉热回收效率 $\eta_{WHB}/\%$
吸收式制冷效率 $\eta_{AC}/\%$		150	电制冷效率 $\eta_{EC}/\%$
热泵效率 $\eta_{HP}/\%$		89	GT碳排放配额 λ_{GTb}
CO2 排放率 $\mu_{c, gas}/(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$		3.024	最大充放电次数 n_{es}
碳交易成本 $c_{tax}/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$		50	15

表 A3 储能配置结果

Tab. A3 Energy storage configuration results					
参数及单位	配置结果				
	I	II	III	IV	V
锂电池功率配置/kW	195.48	76.89	193.25	193.25	193.25
锂电池容量配置/kWh	508.24	292.38	496.88	605.75	497.70
储热罐功率配置/kW	89.68	67.76	71.44	67.66	67.74
储热罐容量配置/kWh	394.30	420.85	423.07	1153.30	481.44
蓄冷罐功率配置/kW	75.93	59.62	78.40	0	0
蓄冷罐容量配置/kWh	279.87	278.21	419.02	0	0

表 A4 场景 I—V 用户需求优化结果

Tab. A4 User requirements optimization results of scenario II and scenario V					
参数及单位	配置结果				
	场景 I	场景 II	场景 III	场景 IV	场景 V
用户购买云储能服务总功率/kW	195.48	195.48	195.48	218.08	218.08
用户购买云储能服务总容量/kWh	508.24	406.78	406.78	568.29	454.84
用户购买云储热服务总功率/kW	89.68	103.31	93.02	139.11	130.39
用户购买云储热服务总容量/kWh	394.30	363.63	362.37	714.42	462.39
用户购买云蓄冷服务总功率/kW	75.93	70.43	85.38		
用户购买云蓄冷服务总容量/kWh	279.87	217.26	352.36		

表 A5 场景 I—V 用户需求优化结果

Tab. A.5 User requirements optimization results of scenario II and scenario V

参数及单位	场景 I	场景 II	场景 III	场景 IV	场景 V
用户年投资成本/万元	21.70	17.77	18.11	22.41	18.73
用户年运营成本/万元	111.94	91.75	94.43	89.41	94.61
用户年碳排放成本/万元	0	0	30.62	0	30.42
用户年总成本/万元	133.65	119.53	153.17	121.83	153.77

表 A.6 场景 I—V 成本及收益优化结果

Tab. A6 User requirements optimization results of scenario II and scenario V

参数及单位	场景 I	场景 II	场景 III	场景 IV	场景 V
年投资成本/万元	21.70	13.04	21.51	24.26	19.59
年运营成本/万元	111.94	106.65	104.20	102.86	105.81
碳排放成本/万元	0	0	34.24	0	35.24
云端年固定成本/万元	0	3	3	3	3
年总成本/万元	133.65	122.70	162.96	130.12	163.64
CES 提供商年收益/万元		23.29	24.02	25.42	23.54
投资回收期/a		3.18	5.71	10.46	4.5

(上接第 23 页 Continued from Page 23)

SHU Hongxin, CHENG Tao, LI Ying, et al. Large-scale graph computing in the field of community discovery [J]. Electronic Technology, 2023, 52(7): 202 – 203.

[27] 高红均, 刘俊勇, 沈晓东, 等. 主动配电网最优潮流研究及其应用实例[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 1634 – 1645.

GAO Hongjun, LIU Junyong, SHEN Xiaodong, et al. Research and application of optimal power flow in active distribution network [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37 (6): 1634 – 1645.

[28] REN J, XU Y, WANG S. A distributed robust dispatch approach for interconnected systems with a high proportion of wind power penetration[J]. Energies, 2018, 11(4): 835 – 844.

[29] 赵晶晶, 朱炯达, 李振坤, 等. 考虑灵活性供需鲁棒平衡的两阶段配电网日内分布式优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 61 – 71.

ZHAO Jingjing, ZHU Jiongda, LI Zhenkun, et al. A two-stage distribution network intra-day optimal scheduling considering

flexible supply and demand robust balance [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 61 – 71.

[30] 徐艳春, 张进, 汪平, 等. 考虑配电网静态电压稳定性的微电网优化配置[J]. 电力建设, 2022, 43(8): 87 – 101.

XU Yanchun, ZHANG Jin, WANG Ping, et al. Optimization of microgrid configuration considering static voltage stability of distribution network[J]. Electric Power Construction, 2022, 43 (8): 87 – 101.

收稿日期: 2024-06-14; 网络首发日期: 2024-10-28

作者简介:

陈楷(1980), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为配电网运行调度, 21248388@qq.com;

王景钢(1980, 通信作者, 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为新能源并网运行与控制技术, wjgfmz@126.com.

王卉(1978), 女, 高级工程师, 硕士, 研究方向为配电网运行调度, 2273074@qq.com.