源荷储协调的冷热电综合能源系统随机优化运行

祁晓敏[1], 孔 力[2,3], 熊 煌[1], 裴 玮[2,3], 肖 浩[2,3]

(1. 电力规划设计总院, 北京 100120; 2. 中国科学院电工研究所, 北京 100190;
3. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要: 冷热电综合能源系统是促进多种能源综合利用的重要载体,也是能源互联网发展的重要基础。为实现源荷双重不确定时冷热电综合能源系统的运行优化,并充分发挥源荷储各环节的调控潜力,本文提出了一种考虑源荷储协调的冷热电综合能源系统随机优化运行方法。首先采用非参数核密度估计与概率场景抽样相结合的方法对综合能源系统中源荷不确定性进行挖掘和表征,在此基础上,全面考虑储电、储冷、储热等多种能源存储形式及负荷需求响应措施,建立了源荷储协调的冷热电综合能源系统随机优化运行模型。针对模型中能源存储设备的运行时段耦合约束和日运行能量平衡约束等带来的复杂多阶段决策问题,提出基于序列二次规划算法的模型求解方法。以某典型冷热电综合能源系统为测试算例,对不考虑储能、不考虑需求响应及详细考虑源荷储协调的多种情形进行了对比分析,结果证明了所提模型和方法的有效性。

关键词: 综合能源; 随机场景; 运行优化; 源荷储协调

DOI: 10.12067/ATEEE2009003 **文章编号**: 1003-3076(2021)03-0010-12 **中图分类号**: TM73

1 引言

集成冷、热、电多种能源形式的综合能源系统可实现多种能源的互补转换和互联互动,对促进多能源梯级利用及提升能源综合利用效益具有重要意义,是未来能源互联网发展的重要基础[1]。作为协调多类型资源、促进多种能源高效利用的关键支撑技术,综合能源系统的运行优化更是受到了广泛关注。不同于传统单一能源系统,综合能源系统运行过程中,各能源子系统运行特性不一,相互之间存在强耦合关联,同时各子系统均存在供需侧的随机强不确定性,这些都使得综合能源系统的优化运行面临更加严峻的挑战[2]。因此,如何在充分考虑多能源差异性、随机性、耦合性等特征的情况下,设计高效合理的综合能源优化运行方案是亟待解决的关键问题。

目前已有较多关于综合能源系统运行优化的研究展开。文献[3,4]建立了以电为核心的综合能源系统优化调度模型,并考虑了高渗透率可再生能源的不确定性对优化调度的影响;文献[5,6]提出了源荷不确定场景下以可再生能源消纳率提高为目标的综合能源系统优化模型,并分析了电转气(P2G)在消纳可再生能源方面的潜力;文献[7,8]则采用机会约束方法描述了风电和负荷的不确定性,建立了考虑源荷不确定性的综合能源系统日前优化模型。文献[9,10]考虑了冷-热-电各能源子系统的不同利益主体属性,提出了基于能量枢纽的多能互补综合能源系统的主从博弈优化模型。但这些文献均未考虑源荷储的协调,也未计及储电、储冷、储热等多形式储能共同参与调控的潜力。在源荷储多环节协调的综合能源运行优化方面,文献[11]提出了计及飞轮储能、电化学储能和超导储能等多类型电储能的综合能源系统优化运行模型,但储能类型均为单一电储能,能源存储和转换形式较为简单。文献[12,13]虽考虑储电、储热、储冷设备提出了一种区域综合能源系统优化运行模型,但仅根据典型运行日设计确定性优化方案,对可再生能源及负荷的随机不确定性考虑不足,存在一定局限性。

收稿日期: 2020-09-02

基金项目: 电力规划设计总院博士后科技项目(K201911-X)

作者简介: 祁晓敏(1992-), 女, 甘肃籍, 工程师, 博士, 研究方向为综合能源系统规划设计与优化运行;
孔 力(1958-), 男, 湖北籍, 研究员, 博士生导师, 博士, 研究方向为微型电网技术、太阳能发电技术。

综合已有研究来看,目前研究均未在全面考虑源荷不确定性的同时,详细计入储电、储热、储冷等多种储能形式的互补转化与配合,也未详细虑及源-荷-储各环节之间的协调互动。不仅不能充分发挥分布式能源、储能以及需求响应之间的能量互补调节潜力,也无法在充分利用多元储能实现多能源解耦与调控灵活性提升的同时,保障运行方案的最优合理性。因此,有必要建立更为全面的、综合考虑源荷不确定性并计及源荷储协调互动的冷热电综合能源优化运行模型,并设计相应的协调运行优化策略,以实现冷热电综合能源系统在随机环境下的高效运行。

本文立足于此,采用非参数核密度估计与概率场景抽样相结合的方法对综合能源系统的源荷不确定性进行了挖掘和表征。然后全面考虑储电、储冷、储热等多种能源存储形式以及负荷需求响应措施,详细计及源荷储各环节的协调配合,建立了考虑源荷储协调的冷热电综合能源系统随机优化运行模型。针对模型中储电、储热、储冷等能源存储设备的运行耦合以及日运行能量平衡约束等带来的复杂多阶段决策问题,采用序列二次规划法对模型进行了有效求解。最后,基于典型的冷热电综合能源系统算例对不考虑储能、不考虑需求响应以及源荷储协调等多种情形进行了对比分析,验证了提出模型和方法的有效性。

2　综合能源系统源荷不确定性分析

2.1　基于非参数核密度估计的源荷随机特性分析

冷、热、电综合能源系统中分布于各子系统的可再生能源、电负荷、冷负荷、热负荷均存在较强随机性,为更好地实现随机环境下的综合能源系统优化运行,首先需要对源荷不确定性进行有效表征。传统研究通常采用固定参数的经验概率分布对可再生能源和负荷不确定性进行描述[14],如威布尔分布、beta 分布、高斯分布等,但这些分布均是对实际统计直方图的近似拟合,边缘点上的拟合误差较大,且概率分布参数也较难获取。因此,本文直接从数据样本出发,采用不需要任何先验知识的非参数核密度估计方法来实现对源荷不确定性的有效挖掘[15],非参数核密度估计的原理如式(1)所示:

$$\hat{f}_h(x)=\frac{1}{2h}\frac{\#x_i\in[x-h,x+h]}{N}=\frac{1}{2Nh}\sum_{i=1}^{N}1(x-h\leqslant x_i\leqslant x+h)=\frac{1}{Nh}\sum_{i=1}^{N}\frac{1}{2}\times 1\left(\frac{x-x_i}{h}\leqslant 1\right)\tag{1}$$

式中,$\hat{f}_h(x)$ 为变量 x 的密度分布函估计值;h 为滑窗大小;N 为总样本数;$\#x_i\in[x-h,x+h]$ 表示落在区间 $[x-h,x+h]$ 上的样本数量。

令式(1)中 $K\left(\frac{x-X_i^D}{h}\right)=1\left(\frac{x-x_i}{h}\leqslant 1\right)$,则:

$$f_h(x)=\frac{1}{Nh}\sum_{i=1}^{N}K\left(\frac{x-X_i^D}{h}\right)\tag{2}$$

式中,$K(\cdot)$为满足累积概率分布小于 1 的核函数。常见的核函数包括高斯核函数、矩形核函数等。通过选取合适的核函数及滑窗大小,可实现源荷随机样本的高精度拟合,保证对其随机特性进行准确表征。

2.2　源荷不确定出力场景生成与场景削减

基于采用非参数核密度估计法得到的可再生能源与负荷出力的随机概率分布,可进一步采用概率潮流法或随机场景法进行随机优化建模。鉴于随机场景法能将具有连续概率分布的随机向量转换成离散场景集合,从而将随机优化问题转换为确定性问题,提高随机优化建模效率,因此本文选用随机场景法进行不确定性建模分析,主要包括场景抽样生成与场景削减等步骤,限于篇幅,这里不再赘述,具体可参见文献[16]。

3　源荷储协调的冷热电综合能源系统随机运行优化模型

3.1　冷热电综合能源系统

典型的冷热电综合能源系统如图 1 所示,系统通过多种能源的耦合转换可同时满足冷、热、电多种能源的供应需求。其中,电能与热能之间通过燃气轮机、电锅炉相互耦合,电能与冷能之间通过燃气轮机、电制冷空调等耦合关联。为保障多能源的实时功率平衡,系统中还需配备光伏、风电、燃料电池、电储能、热储能以及冰蓄冷系统等,以进行多种能源的供给、存储与转换。并结合外部电网购电以及内部负荷侧综合需求响应措施,共同确保系统运行的可靠性。由于系统中可再生能源及负荷具备双重不确定性,因此如何在源荷随机不确定场景下,建立合理的随机优化模型,调控各能源单元的出力及储能设备的充放能计划尤为重要。

3.2　单元特性模型

3.2.1　燃气轮机

燃气轮机在发电的同时,能将排出的高温余热

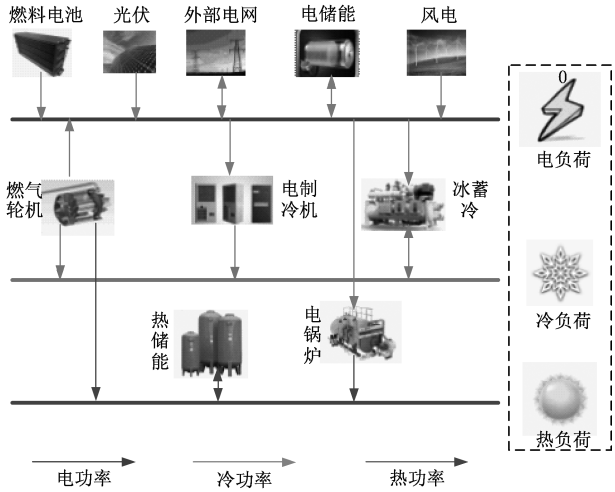


图1 典型冷热电综合能源系统

Fig.1 Typical integrated energy system

烟气通过溴冷机制冷,用于取暖及生活热水供应等,满足多能负荷的需求。当燃气轮机工作在冷热电联产模式时,冷热电之间的耦合关系及燃耗数学模型可表示如下[17]:

$$\begin{cases} Q_{\mathrm{M}}^{t} = \dfrac{P_{\mathrm{MT}}^{t}(1-\eta_{\mathrm{e}}-\eta_{\mathrm{l}})}{\eta_{\mathrm{e}}} \\ H_{\mathrm{MT}}^{t} = \theta Q_{\mathrm{M}}^{t} K_{\mathrm{HE}} \\ Q_{\mathrm{MT}}^{t} = (1-\theta) Q_{\mathrm{M}}^{t} K_{\mathrm{CE}} \\ \eta_{\mathrm{M}}^{t} = \dfrac{P_{\mathrm{MT}}^{t} + H_{\mathrm{MT}}^{t} + Q_{\mathrm{MT}}^{t}}{v_{\mathrm{f}} L_{\mathrm{f}}} \end{cases} \tag{3}$$

式中,Q_{M}^{t} 为 t 时段燃气轮机排气余热量;P_{MT}^{t} 为 t 时段燃气轮机输出的电功率;η_{e} 为燃气轮机发电效率;η_{l} 为燃气轮机散热损失系数;H_{MT}^{t} 为 t 时段燃气轮机烟气余热提供的制热量;Q_{MT}^{t} 为 t 时段燃气轮机烟气余热提供的制冷量;K_{HE}、K_{CE} 分别为溴冷机的制热和制冷系数;θ 为燃气轮机余热中用于供热的比例;η_{M}^{t} 为 t 时段燃气轮机的运行总效率;v_{f} 为天然气的流量;L_{f} 为天然气低热热值。

燃气轮机运行总成本可表示为:

$$C_{\mathrm{MT}} = c_{\mathrm{gas}}^{t} \frac{P_{\mathrm{MT}}^{t} \Delta t}{L_{\mathrm{f}} \eta_{\mathrm{M}}^{t}} \tag{4}$$

式中,Δt 为两次调度之间的时间间隔;c_{gas}^{t} 为 t 时段天然气的价格;C_{MT} 为燃气轮机运行总成本。

3.2.2 燃料电池

燃料电池通过电化学反应,将燃料与氧化剂的化学能直接转换成电能,静止型燃料电池的发电效率主要依赖于其工作点。燃料电池运行中的燃耗成本可近似按如下公式计算[18]:

$$C_{\mathrm{FC}} = c_{\mathrm{gas}} \frac{P_{\mathrm{FC}}^{t} \Delta t}{L_{\mathrm{f}} \eta_{\mathrm{FC}}} \tag{5}$$

式中,P_{FC}^{t} 为 t 时段燃料电池的输出电功率;η_{FC} 为燃料电池的发电效率。

3.2.3 电锅炉

电锅炉通过消耗电能直接产生热能以满足用户供热需求,其能源转换耦合关系如式(6)所示:

$$H_{\mathrm{br}}^{t} = P_{\mathrm{br}}^{t} \eta_{\mathrm{COP}}^{\mathrm{br}} \tag{6}$$

式中,H_{br}^{t} 和 P_{br}^{t} 分别为 t 时段电锅炉的产热功率与耗电功率;$\eta_{\mathrm{COP}}^{\mathrm{br}}$ 为电锅炉的产热效率。

3.2.4 电制冷空调

电制冷空调通过耗电产冷满足冷负荷需求,所需耗电量与制冷量之间的关系如式(7)所示:

$$Q_{\mathrm{AG}}^{t} = P_{\mathrm{AG}}^{t} \eta_{\mathrm{COP}}^{\mathrm{AG}} \tag{7}$$

式中,Q_{AG}^{t} 和 P_{AG}^{t} 分别为电制冷空调的制冷功率与耗电功率;$\eta_{\mathrm{COP}}^{\mathrm{AG}}$ 为制冷机的制冷效率。

3.2.5 电储能系统

电储能系统(Energy Storage System,ESS)充放电过程中,储能在 t 时段的荷电状态(SOC)与 $t-1$ 时段的荷电状态、$[t-1,t]$ 时段储能的充放电量以及储能的电量衰减量有关。电储能的荷电状态如式(8)所示:

$$S_{\mathrm{ES}}^{t+1} = (1-\sigma_{\mathrm{ES}}) S_{\mathrm{ES}}^{t} + \left(\eta_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{c}} P_{\mathrm{ES,c}}^{t} - P_{\mathrm{ES,d}}^{t} / \eta_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{d}}\right) \Delta T \tag{8}$$

式中,S_{ES}^{t} 为电储能荷电状态;$P_{\mathrm{ES,c}}^{t}$ 和 $P_{\mathrm{ES,d}}^{t}$ 分别为电储能的充电功率与放电功率;$\eta_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{c}}$ 和 $\eta_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{d}}$ 分别为电储能的充电效率和放电效率;σ_{ES} 为电储能系统的自放电率。

电储能在充放电过程中存在不可逆转的寿命损耗,损耗寿命与充放电功率以及充放电深度等因素密切相关,对不规则充放电工况下储能等效吞吐量进行有效折算[19]。电储能的运行成本如式(9)所示:

$$C_{\mathrm{ES}} = \lambda(P_{\mathrm{ES,d}}^{t}, S_{\mathrm{ES}}^{t}) \Delta t \tag{9}$$

式中,$\lambda(P_{\mathrm{ES,d}}^{t}, S_{\mathrm{ES}}^{t})$ 指荷电状态为 S_{ES}^{t} 时采用放电功率 $P_{\mathrm{ES,d}}^{t}$ 放电的等效折算成本函数,可通过等效放电安培小时数与额定工况下的储能总吞吐量对比计算得到,具体参见文献[19]。

3.2.6 冰蓄冷系统

冰蓄冷系统可工作在制冷、制冰和融冰3种模式,冷负荷较高时,系统工作在制冷模式和融冰模式

以提供冷能;冷负荷较低时,系统工作在制冰模式,以冰作为冷能存储介质实现蓄冷。冰蓄冷系统的蓄冷量与上一时段蓄冷量以及当前时段的融冰和制冰量有关,如式(10)所示:

$$M_{is}^{t+1} = (\eta_{is}^{s} P_{is}^{t} - Q_{is}^{t}/\eta_{is}^{r})\Delta t + (1 - \sigma_{is}) M_{is}^{t} \tag{10}$$

式中,M_{is}^{t} 为冰蓄冷系统 t 时段的蓄冷量;P_{is}^{t} 和 Q_{is}^{t} 分别为冰蓄冷系统的制冰与融冰功率;η_{is}^{s} 和 η_{is}^{r} 分别为冰蓄冷系统的制冰和融冰效率;σ_{is} 为冰蓄冷系统的冷量自损失率。

冰蓄冷系统运行过程中存在制冷机等设备寿命的折损,其运行成本如下:

$$C_{is} = k_{is} P_{is}^{t} \tag{11}$$

式中,k_{is} 为冰蓄冷系统单位功率损耗成本;C_{is} 为冰蓄冷系统运行成本。

3.2.7　热储能系统

热储能系统具有能量存储率高、运行成本低等优势,热储能系统热量存储的计算如式(12)所示:

$$E_{S}^{t+1} = (1 - \sigma_{HS}) E_{S}^{t} + [\zeta_{HS}^{c} H_{HS,c}^{t} - H_{HS,d}^{t}/\zeta_{HS}^{d}]\Delta T \tag{12}$$

式中,E_{S}^{t} 为热储能系统 t 时段的储热量;$H_{HS,c}^{t}$、$H_{HS,d}^{t}$ 分别为 t 时段的储热功率与放热功率;ζ_{HS}^{c}、ζ_{HS}^{d} 分别为热储能系统在 t 时段的储热与放热效率;σ_{HS} 为储热罐的热损失率。

热储能系统的运行损耗成本如式(13)所示:

$$C_{HS} = \tau_{HS} Q_{HS,d}^{t} \tag{13}$$

式中,τ_{HS} 为热储能系统单位功率损耗成本;C_{HS} 为热储能系统运行成本。

3.2.8　需求响应负荷

需求响应通过激励和引导用户削减部分峰值负荷给予用户相应的补偿,可以增强能源调控的灵活性。其中,可中断型负荷参与需求响应的成本如式(14)所示:

$$C_{CL} = \sum_{k=1}^{N_{ECL}} c_{ECL}^{k} P_{ECL,t}^{k} \tag{14}$$

式中,c_{ECL}^{k} 为单位功率的切负荷成本;$P_{ECL,t}^{k}$ 为需求响应切负荷功率;N_{ECL} 为参与需求响应的负荷个数;C_{CL}为可中断负荷参与需求响应的成本。

3.3　随机优化运行目标函数

本文所提的冷热电综合能源系统随机优化运行目标是在充分考虑源荷储各单元模型的基础上,计及可再生能源和负荷的出力不确定场景,通过源荷储各环节的互动调控,使综合能源系统期望运行成本最小。系统的随机优化运行目标函数可表示为:

$$\min C = \sum_{s=1}^{N_S} \sum_{t=1}^{T_N} \omega_s (C_{op}^{t} + C_{om}^{t} + C_{Grid}^{t}) \tag{15}$$

式中,C 为系统期望运行总成本;C_{op}^{t} 为系统燃料消耗及设备寿命损耗等构成的运行费用;C_{om}^{t} 为各设备运行维护费用;C_{Grid}^{t} 为购电费用或售电收益;ω_s 为第 s 个随机不确定场景发生的概率;N_S 为随机不确定场景的个数;T_N 为运行优化的总时段数。

燃料消耗及寿命损耗等费用 C_{op}^{t} 的计算如式(16)所示,主要包括燃气轮机、燃料电池的燃料消耗费用,电储能、热储能以及冰蓄冷系统的运行寿命损耗折算费用,以及需求响应的补偿费用,具体计算如3.2节式(4)、式(5)、式(9)、式(11)、式(13)、式(14)所示:

$$C_{op}^{t} = C_{MT} + C_{FC} + C_{ES} + C_{is} + C_{HS} + C_{CL} \tag{16}$$

运行维护费用 C_{om}^{t} 的计算如式(17)所示,可近似认为与各设备单元的出力功率大小成正比[18]:

$$C_{om}^{t} = \sum_{i \in N_{IES}} k_{om}^{i} P_{i}^{t} \tag{17}$$

式中,k_{om}^{i} 为第 i 个设备的运行维护成本系数;P_{i}^{t} 为第 i 个设备单元 t 时段的出力。

购电费用与售电收益 C_{Grid}^{t} 计算如式(18)所示:

$$C_{Grid}^{t} = \begin{cases} \lambda_{b}^{t} \times \dfrac{P_{Grid}^{t} + |P_{Grid}^{t}|}{2} & P_{Grid}^{t} \geqslant 0 \\ \lambda_{s}^{t} \times \dfrac{P_{Grid}^{t} - |P_{Grid}^{t}|}{2} & P_{Grid}^{t} < 0 \end{cases} \tag{18}$$

式中,P_{Grid}^{t} 为 t 时段综合能源系统与外部电网的交互功率,取正值时表示综合能源系统向外部电网购电,取负值时表示综合能源系统向外部电网售电;λ_{b}^{t} 与 λ_{s}^{t} 分别为 t 时段综合能源系统购电与售电电价。

3.4　约束条件

冷热电综合能源系统运行需满足的约束条件如下。

3.4.1　电功率平衡约束

$$P_{PV}^{t} + P_{WT}^{t} + P_{MT}^{t} + P_{FC}^{t} + P_{Bat}^{t} + P_{Grid}^{t} - P_{br}^{t} - P_{AG}^{t} = P_{L}^{t} - \sum_{k=1}^{N_{ECL}} P_{ECL,t}^{k} \tag{19}$$

式中,P_{PV}^{t}、P_{WT}^{t} 分别为 t 时段光伏、风电的出力功率;P_{Bat}^{t} 为电储能系统的充放电功率,充电时段 $P_{Bat}^{t} = -P_{ES,c}^{t}$,放电时段 $P_{Bat}^{t} = P_{ES,d}^{t}$;$P_{L}^{t}$ 为 t 时段总电负荷需求。

3.4.2　热功率平衡约束

$$H_{MT}^{t} + H_{br}^{t} + H_{HSS}^{t} = H_{L}^{t} \tag{20}$$

式中，H_{HSS}^t 为热储能系统的放热或储热功率；储热阶段 $H_{HSS}^t = -H_{HS,c}^t$，放热阶段 $H_{HSS}^t = H_{HS,d}^t$；H_L^t 为 t 时段总热负荷需求。

3.4.3 冷功率平衡约束

$$Q_{MT}^t + Q_{AG}^t + Q_{IS}^t = Q_L^t \tag{21}$$

式中，Q_L^t 为 t 时段总冷负荷需求。

3.4.4 燃气发电设备运行约束

$$P_{MT}^{min} \leqslant P_{MT}^t \leqslant P_{MT}^{max} \tag{22}$$

$$|P_{MT}^t - P_{MT}^{t-1}| \leqslant r_g P_{MT}^{max} \tag{23}$$

$$P_{FC}^{min} \leqslant P_{FC}^t \leqslant P_{FC}^{max} \tag{24}$$

式(22)和式(23)分别为燃气轮机的出力上下限约束以及爬坡率约束；P_{MT}^{min}、P_{MT}^{max} 分别为燃气轮机出力功率的下限和上限；r_g 为燃气轮机相邻时段出力爬坡限幅比例；式(24)为燃料电池的出力上下限约束；P_{FC}^{min}、P_{FC}^{max} 分别为其下、上限幅值。

3.4.5 能源转换设备约束

$$P_{br}^{min} \leqslant P_{br}^t \leqslant P_{br}^{max} \tag{25}$$

$$P_{AG}^{min} \leqslant P_{AG}^t \leqslant P_{AG}^{max} \tag{26}$$

式中，P_{br}^{min}、P_{br}^{max} 分别为电锅炉的最小和最大出力；P_{AG}^{min} 和 P_{AG}^{max} 分别为电制冷空调的最小和最大出力。

3.4.6 电储能运行约束

$$S_{ES}^{min} \leqslant S_{ES}^t \leqslant S_{ES}^{max} \tag{27}$$

$$P_{ES,c}^{min} \leqslant P_{ES,c}^t \leqslant P_{ES,c}^{max} \tag{28}$$

$$P_{ES,d}^{min} \leqslant P_{ES,d}^t \leqslant P_{ES,d}^{max} \tag{29}$$

$$S_{ES}^{t=0} = S_{ES}^{t=T_N} \tag{30}$$

式(27)为电储能 SOC 的运行范围限制；S_{ES}^{min}、S_{ES}^{max} 分别为电储能 SOC 的下、上限；式(28)和式(29)分别为充电功率以及放电功率的限制；$P_{ES,c}^{min}$、$P_{ES,c}^{max}$ 为电储能最小和最大充电功率；$P_{ES,d}^{min}$、$P_{ES,d}^{max}$ 为最小和最大放电功率；式(30)为满足电储能下一日运行，电储能日运行末时段的 SOC 须等于首时段的 SOC。

3.4.7 热储能运行约束

$$E_S^{min} \leqslant E_S^t \leqslant E_S^{max} \tag{31}$$

$$H_{HS,c}^{min} \leqslant H_{HS,c}^t \leqslant H_{HS,c}^{max} \tag{32}$$

$$H_{HS,d}^{min} \leqslant H_{HS,d}^t \leqslant H_{HS,d}^{max} \tag{33}$$

$$E_S^{t=0} = E_S^{t=T_N} \tag{34}$$

式(31)为热储能系统储热的容量范围；E_S^{min}、E_S^{max} 分别为储热罐的最小和最大储热量；式(32)和式(33)分别为热储能储热功率以及放热功率的限制；$H_{HS,c}^{min}$、$H_{HS,c}^{max}$ 分别为热储能最小和最大储热功率；$H_{HS,d}^{min}$、$H_{HS,d}^{max}$ 分别为热储能的最小和最大放热功率；式(34)表示热储能系统日运行储热量平衡约束。

3.4.8 冰蓄冷系统运行约束

$$M_{is}^{min} \leqslant M_{is}^t \leqslant M_{is}^{max} \tag{35}$$

$$P_{is}^{min} \leqslant P_{is}^t \leqslant P_{is}^{max} \tag{36}$$

$$Q_{is}^{min} \leqslant Q_{is}^t \leqslant Q_{is}^{max} \tag{37}$$

$$M_{is}^{t=0} = M_{is}^{t=T_N} \tag{38}$$

式(35)为冰蓄冷系统的蓄冷量范围；M_{is}^{min}、M_{is}^{max} 分别为冰蓄冷系统的最小和最大蓄冷量；式(36)和式(37)分别为冰蓄冷系统制冷功率以及融冰功率的出力限制；P_{is}^{min}、P_{is}^{max} 分别为冰蓄冷系统最小和最大制冷功率；Q_{is}^{min}、Q_{is}^{max} 分别为冰蓄冷系统的最小和最大融冰功率；式(38)表示冰蓄冷系统日运行蓄冷量平衡约束。

3.4.9 负荷需求响应约束

$$0 \leqslant P_{ECL,t}^k \leqslant P_{ECL,max}^k \tag{39}$$

$$0 \leqslant H_{HCL,t}^m \leqslant H_{HCL,max}^m \tag{40}$$

$$0 \leqslant Q_{CCL,t}^n \leqslant Q_{CCL,max}^n \tag{41}$$

式(39)、式(40)和式(41)分别为电负荷、热负荷、冷负荷的负荷需求响应削减约束限制；$P_{ECL,max}^k$ 为第 k 个电负荷的最大削减功率；$H_{HCL,max}^m$ 为第 m 个热负荷的最大削减功率；$Q_{CCL,max}^n$ 为第 n 个冷负荷的最大削减功率。

3.4.10 联络线传输功率约束

$$P_{Grid}^{min} \leqslant P_{Grid}^t \leqslant P_{Grid}^{max} \tag{42}$$

式中，P_{Grid}^{min}、P_{Grid}^{max} 分别为综合能源系统与外部电网之间合同允许的联络线功率传输下、上限。

4 模型求解

本文建立的冷热电综合能源系统随机运行优化模型可以描述为如下的优化问题：

$$\begin{cases} \min f(x) \\ \text{s.t.} h_i(x) = 0 \quad i = 1,2,\cdots,l \\ g_j(x) \geqslant 0 \quad j = 1,2,\cdots,m \end{cases} \tag{43}$$

式中，$f(x)$ 为优化的目标函数，计算公式如式(15)所示；$h(x)$ 为等式约束，代指功率平衡约束和电储能、热储能以及冰蓄冷系统的剩余能量平衡约束等；$g(x)$ 为不等式约束函数，代指机组运行约束、能量转换约束、储能充放电约束以及联络线传输功率容量约束等。可以看出冷热电综合能源系统随机运行优化模型属于典型的多约束非线性规划问题。针对此类包含储能 SOC 始终点约束的非线性优化问题，传统启发式搜索算法如遗传算法等需要定义大量中

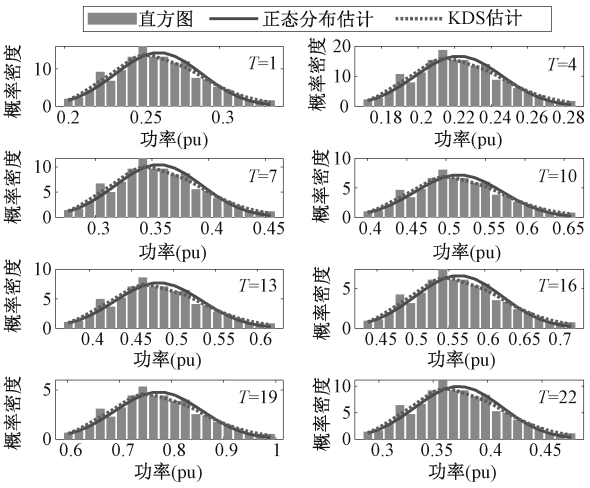
间变量进行解耦,同时难以保障收敛到全局最优解。因此,本文引入序列二次规划(Sequential Quadratic Programming,SQP)算法对上述优化模型进行求解。

SQP 算法是一种用于求解中小规模且包含约束的光滑非线性问题的有效方法,其主要原理是利用一系列线性规划或二次规划来逐次逼近原非线性规划问题[20]。SQP 算法具有很好的全局收敛性,而且具有超线性的收敛速度,能更好地支撑综合能源系统运行优化模型求解。

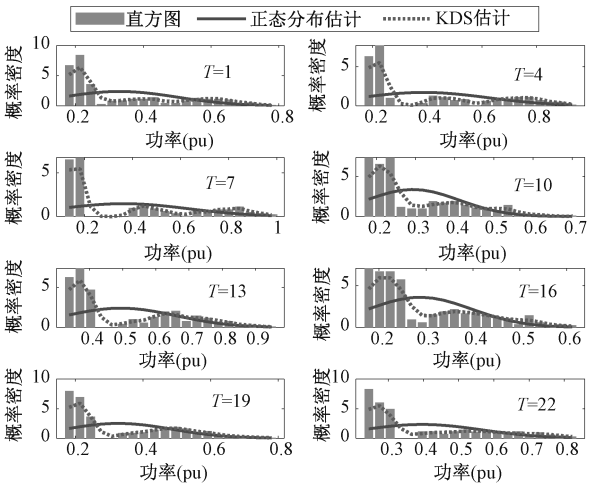
5　算例分析

5.1　算例参数

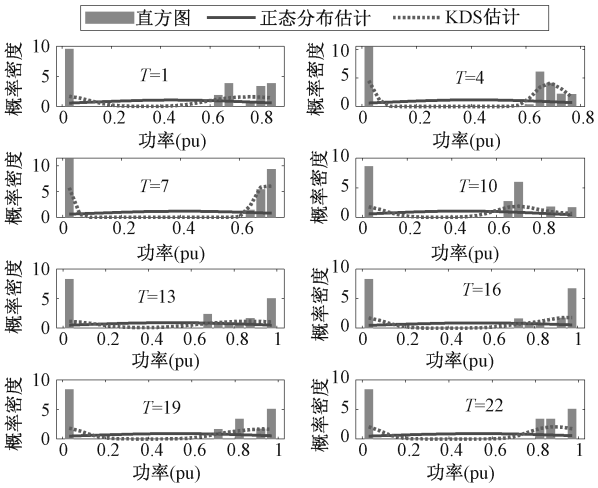
选取如图 1 所示的冷热电综合能源系统为测试算例,其中风电、光伏、电负荷、冷负荷、热负荷的出力数据取自 ISO New England 2018 年的统计样本[21],并对其进行适当改造,通过对各类源荷的年运行数据进行非参数核密度估计分析,得到其在各时段下的概率密度分布。限于篇幅,文中仅给出了电负荷、热负荷、冷负荷以及风电在 $T=1$、4、7、10、13、16、19、22 几个典型时段的概率密度分布情况;对于光伏则给出了午间功率波动剧烈的 $T=8$、9、10、11、12、13、14、15 几个典型时段的概率密度分布情况,如图 2 所示。进一步通过对源荷各时段的概率分布进行拉丁超立方场景抽样,同时结合同步回代场景削减技术后得到的削减后典型概率场景如图 3 所示,图中 s1~s8 分别代表削减后的 8 个典型概率场景的编号,各场景发生的概率如图 4 所示。综合能源系统与外部电网之间联络线功率限制为平均电负荷的 0~10%,与外部电网之间交互电价采用峰谷平电价[22]:峰时段(10∶00~15∶00;18∶00~21∶00)



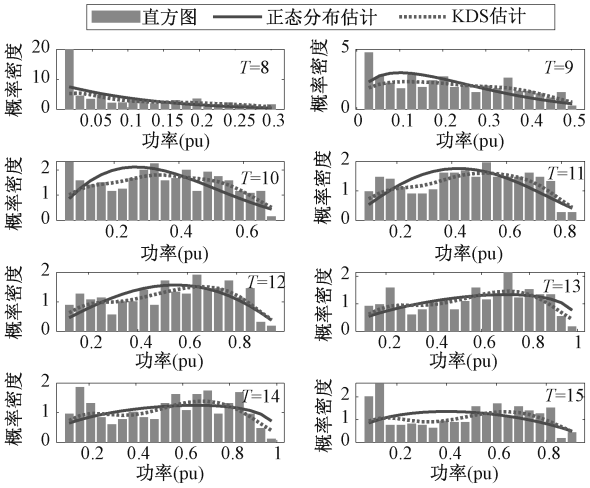
(a) 电负荷



(b) 热负荷



(c) 冷负荷



(d) 光伏

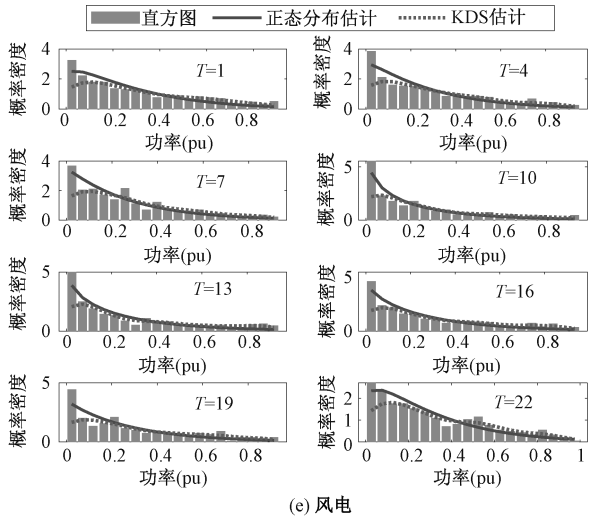


图2 电负荷、热负荷、冷负荷、光伏、风电概率密度分布

Fig.2 Probability density distribution of electrical load, heating load, cooling load, PV and wind power

电价为1.055元/(kW·h),平时段(7:00~10:00;15:00~18:00;21:00~23:00)电价为0.633元/(kW·h),谷时段(23:00~7:00)电价为0.291元/(kW·h),天然气价格取2.05元/m^3,本文的热量、冷量均换算成kW来计量。源荷设备的技术参数如表1所示,电储能、热储能、冰蓄冷各储能设备的技术运行参数如表2所示,其中电储能的寿命损耗参数取自美国可再生能源实验室的电池累积损伤估算模型[23],表中a、b变量代表电池循环次数与SOC之间的指数型曲线拟合参数;热储能、冰蓄冷的单位功率损耗成本系数取自文献[16]。

表1 源荷设备运行参数

Tab.1 Parameters of distributed generations and loads

类型	可调下限/kW	可调上限/kW
燃气轮机	6	60
燃料电池	4	40
电锅炉	5	50
电制冷空调	4	40
需求响应负荷	2	20

表2 储能设备参数

Tab.2 Parameters of energy storage systems

储能类型	额定容量/(kW·h)	额定功率/kW	储能与放能效率	最大/最小SOC	损耗系数
电储能	180	18	0.9/0.9	0.9/0.3	a=0.307 8 b=1.348
热储能	100	20	0.9/0.9	0.9/0.2	0.01
冰蓄冷	100	20	0.9/0.9	0.9/0.2	0.05

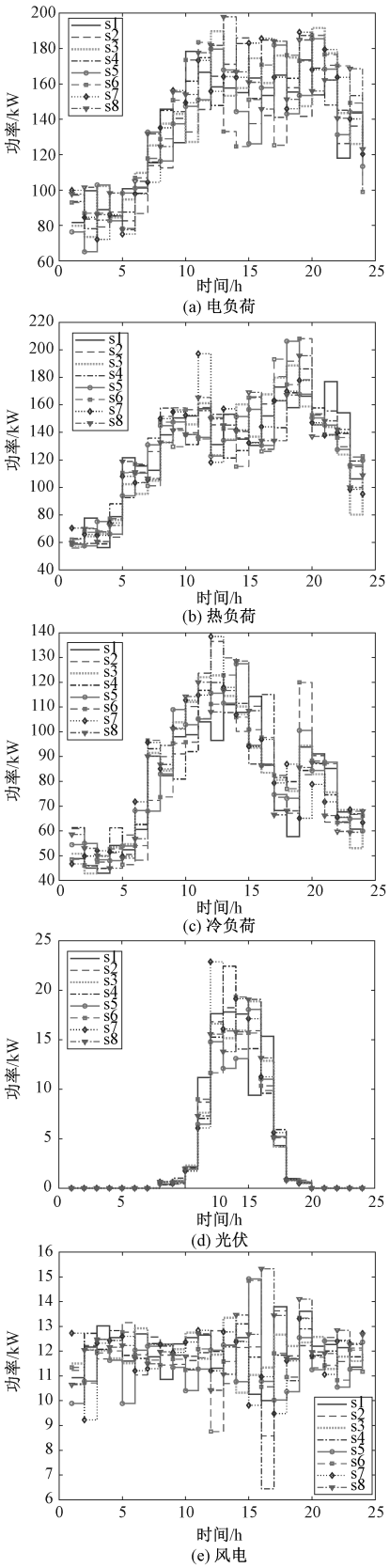


图3 电负荷、热负荷、冷负荷、光伏、风电概率场景

Fig.3 Probability scenarios of PV, wind power, cooling load, heating load and electrical load

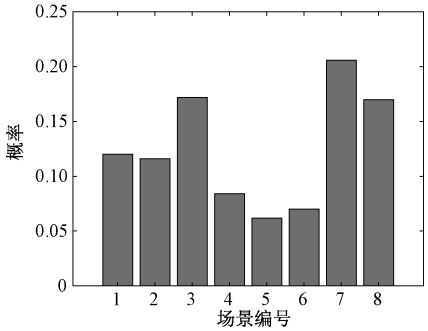


图 4　聚类后的各场景发生概率

Fig.4　Probability of each scenario after scenario reduction

从图 2 可以看出,本文采用的非参数核密度估计方法对不同功率均呈现出较好的光滑分布拟合效果,相比传统正态分布、威布尔分布等固定形状的拟合,呈现多峰多谷的变化特征,更贴合实际功率分布情况。从图 3 中削减后的场景来看,削减后的源荷场景特性各异,且场景发生概率差异较大,在保障对可能场景覆盖的同时,有效甄别出可再生能源及负荷变化场景中的主要特征场景及其发生概率,在表征源荷随机性的同时有效降低计算复杂度。

5.2　结果与讨论

为进一步验证本文提出模型的有效性,基于上述算例数据和源荷不确定出力场景,本文对是否考虑多元储能、是否考虑源荷储协调优化等多种情形进行了对比测试,各情形的描述如下:

情形 1:不考虑源荷随机性,采用典型日的确定场景数据运行。

情形 2:考虑源荷随机场景,同时考虑需求响应措施,但不考虑电储能装置。

情形 3:考虑源荷随机场景,同时考虑冷热电多元储能的调节,但不考虑需求响应措施。

情形 4:考虑源荷随机场景,同时考虑冷热电多元储能及需求响应措施,进行源荷储协调优化。

对所提模型进行优化计算后得到的各情形下日期望运行成本对比如表 3 所示,情形 2、情形 3 及情形 4 对应的冷、热、电功率出力计划如图 5~图 7 所示。

表 3　各情形运行成本对比

Tab.3　Comparison of operating costs in different scenes

情形	燃耗与损耗费用/元	维护费用/元	购电费用/元	总成本/元
情形 1	1 191.176	96.155	660.621	1 947.952
情形 2	1 222.777	97.992	703.099	2 023.868
情形 3	1 219.211	97.202	682.465	1 998.878
情形 4	1 211.006	96.754	668.202	1 975.961

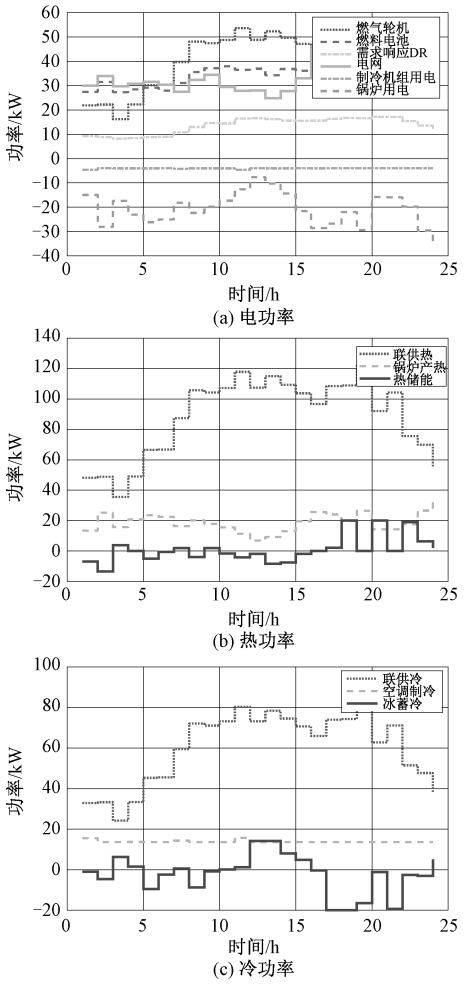


图 5　情形 2 对应的电热冷功率平衡情况

Fig.5　Electric, heating and cooling power balance for case 2

由图 5~图 7 可以看出,由于燃气轮机可以同时满足冷、热、电多种能源的需求,能源综合利用效率高,在运行大多数时段均处于满发状态。同时,在峰谷平电价的激励效应下,综合能源系统向外部电网的购电时段多集中在电价谷时段。电储能、热储能以及冰蓄冷系统则在各自负荷的低谷时段以及电价的谷时段储能,在负荷峰时段及电价高时段放能,起到了良好的削峰填谷作用,进一步降低了系统运行费用。燃料电池与负荷需求响应分别配合满足基荷需求并适当参与调峰,以保障负荷时变需求。

从表 3 及图 5~图 7 中多种情形的对比来看,考虑源荷随机不确定性后,为应对可能随机变化的源荷需求,各场景下的期望运行成本、维护成本及购电费用均有了一定程度的增长,但这也更符合实际工况需要。从图 7 与图 5 和图 6 的对比来看,同时考

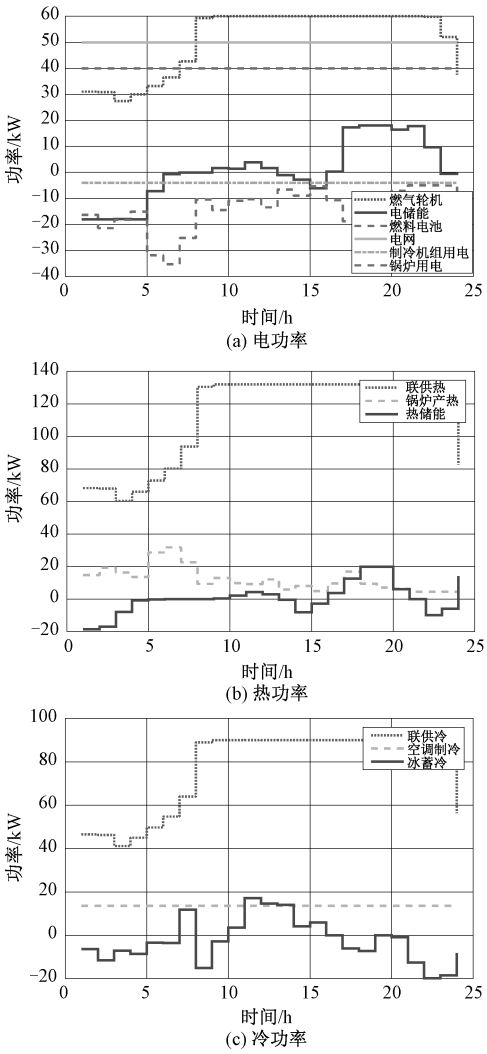


图6 情形3对应的电热冷功率平衡情况

Fig.6 Electric, heating and cooling power balance for case3

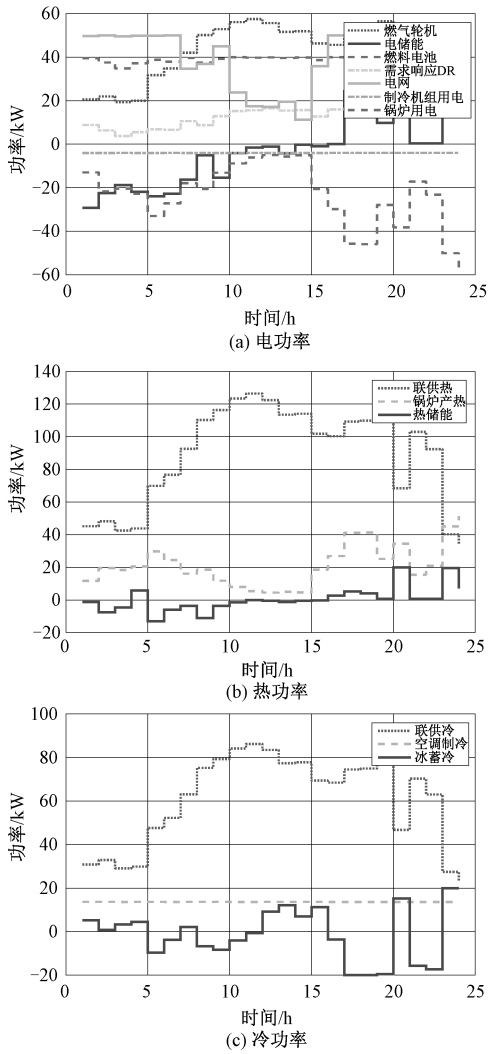


图7 情形4对应的电热冷功率平衡情况

Fig.7 Electric, heating and cooling power balance for case 4

虑源荷储各环节的协调优化,与不含储能的情形2相比,系统能更好地利用储能的削峰填谷作用,降低负荷峰值时段的运行费用,同时能更好地优化与外部电网之间的交互计划并从中获利,更好地实现冷、热、电多元能量的解耦,提高整体运行的灵活性,进一步降低整体运行成本;与不含需求响应的情形3相比,通过考虑需求响应后,通过需求侧与电源侧和储能侧的协调配合,优化了储能的储放能计划,避免了频繁深度充放能,提高了储能寿命及整体效益。上述结果表明本文考虑源荷不确定场景及源荷储协调优化方法的合理性及有效性。

5.3 进一步分析

进一步分析源荷不确定程度对系统运行的影响,在现有源荷功率数据上叠加不同程度的随机扰动,同时取不同的电储能容量,对比分析电储能容量变化时系统运行效益的变化情况,如图8所示。

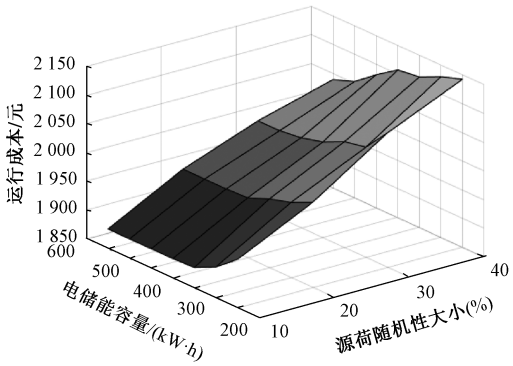


图8 不同源荷随机性及储能容量下系统运行成本变化

Fig.8 Variation of system operation cost under different source load randomness and energy storage capacity

由图 8 可以看出,随着源荷不确定程度的增加,系统运行成本也不断攀升,这主要是因为源荷的随机波动带来了更多的机组设备动作频次以应对其不确定变化。随着电储能容量的增加,系统运行成本呈现先逐渐降低后趋于稳定的趋势,这主要是因为储能容量的增加带来了更好的削峰填谷能力,因此前期运行成本会随其增大而不断降低。但受限于系统功率平衡约束及能量平衡法则,储能削峰填谷的转移能力会逐渐趋于饱和,此时储能容量增加反而会导致储能投资费用的增加而变得不够经济,因此实际运行中应根据源荷随机性情况及系统运行需求合理规划储能容量,以获得更好的技术经济性。

6　结论

本文详细考虑综合能源系统中可再生能源与负荷的不确定性,充分计及源荷储各环节的协调互动配合,提出了源荷储协调的冷热电综合能源系统随机优化运行模型和相应的模型求解策略。通过对某典型冷热电综合能源系统在不含储能、不含需求响应以及源荷储协调等多种情形的对比测试,以及对源荷不确定程度、储能容量等因素的敏感性分析,得到了如下结论:

(1)综合能源系统中源荷储多环节的协调互动,有利于发挥系统各环节的调控潜力,实现系统更合理的运行,降低综合能源系统运行成本。

(2)随着可再生能源及负荷不确定性的增加,系统运行调度成本会相应增加,但更符合实际运行情况。

(3)综合能源系统中接入多种形式的储能有助于实现能源解耦及系统运行灵活性和经济性的提升。

参考文献(References):

[1] 严陆光, 夏训诚, 吕绍勤, 等 (Yan Luguang, Xia Xuncheng, Lv Shaoqin, et al.). 大力推进新疆大规模综合能源基地的发展 (Great promotion of development of large scale integrative energy base in Xinjiang) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2011, 30 (1): 1-7.

[2] 贾宏杰, 王丹, 徐宪东, 等 (Jia Hongjie, Wang Dan, Xu Xiandong, et al.). 区域综合能源系统若干问题研究 (Research on some key problems related to integrated energy systems) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2015, 39 (7): 198-207.

[3] 刘志欣, 程林, 周章, 等 (Liu Zhixin, Cheng Lin, Zhou Zhang, et al.). 基于场景聚类分析的综合能源系统鲁棒运行策略 (Robust operation strategy of multi-energy system based on scenario clustering analysis) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2019, 38 (10): 9-19.

[4] Li Y, Zou Y, Tan Y, et al. Optimal stochastic operation of integrated low-carbon electric power natural gas and heat delivery system [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9 (1): 273-283.

[5] 董帅, 王成福, 梁军, 等 (Dong Shuai, Wang Chengfu, Liang Jun, et al.). 计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度 (Multi-objective optimal day-ahead dispatch of integrated energy system considering power-to-gas operation cost) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2018, 42 (11): 8-15.

[6] 朱嘉远, 刘洋, 许立雄, 等 (Zhu Jiayuan, Liu Yang, Xu Lixiong, et al.). 考虑风电消纳的热电联供型微网日前鲁棒经济调度 (Robust day-ahead economic dispatch of microgrid with combined heat and power system considering wind power accommodation) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2019, 43 (4): 40-48.

[7] 张思德, 胡伟, 卫志农, 等 (Zhang Side, Hu Wei, Wei Zhinong, et al.). 基于机会约束规划的电-气互联综合能源系统随机最优潮流 (Stochastic optimal power flow of integrated power and natural gas energy system based on chance-constrainted programming) [J]. 电力自动化设备 (Electric Power Automation Equipment), 2018, 38 (9): 121-128.

[8] 张宇帆, 艾芊, 郝然, 等 (Zhang Yufan, Ai Qian, Hao Ran, et al.). 基于机会约束规划的楼宇综合能源系统经济调度 (Economic dispatch of integrated energy system at building level based on chance constrained programming) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2019, 43 (1): 108-115.

[9] 顾洁, 白凯峰, 时亚军 (Gu Jie, Bai Kaifeng, Shi Yajun). 基于多主体主从博弈优化交互机制的区域综合能源系统优化运行 (Optimized operation of regional integrated energy system based on multi-agent master-slave game optimization interaction mechanism) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2019, 43 (9): 3119-3134.

[10] Liu J, Wang A, Qu Y, et al. Coordinated operation of multi-integrated energy system based on linear weighted sum and grasshopper optimization algorithm [J]. IEEE Access, 2018, 6: 42186-42195.

[11] 王威，李润秋，张鹭，等（Wang Wei，Li Runqiu，Zhang Lu，et al.）. 计及多类型电储能的综合能源系统优化运行对比分析研究（Comparative analysis and research on optimal operation of the integrated energy system considering multi-type electrical storage）[J]. 电网与清洁能源（Power System and Clean Energy），2020，36（2）：110-116，123.

[12] 施泉生，丁建勇，刘坤，等（Shi Quansheng，Ding Jianyong，Liu Kun，et al.）. 含电、气、热3种储能的微网综合能源系统经济优化运行（Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity，gas and heat storage）[J]. 电力自动化设备（Electric Power Automation Equipment），2019，39（8）：269-276.

[13] 李宏仲，房宇娇，肖宝辉（Li Hongzhong，Fang Yujiao，Xiao Baohui）. 考虑广义储能的区域综合能源系统优化运行研究（Research on optimized operation of regional integrated energy system considering generalized energy storage）[J]. 电网技术（Power System Technology），2019，43（9）：3130-3138.

[14] 丁明，吴义纯，张立军（Ding Ming，Wu Yichun，Zhang Lijun）. 风电场风速概率分布参数计算方法的研究（Study on the algorithm to the probabilistic distribution parameters of wind speed in wind farms）[J]. 中国电机工程学报（Proceedings of the CSEE），2005，25（10）：107-110.

[15] Ren Z，Yan W，Zhao X，et al. Chronological probability model of photovoltaic generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems，2014，29（3）：1077-1088.

[16] Xiao H，Pei W，Dong Z. Bi-level planning for integrated energy systems incorporating demand response and energy storage under uncertain environments using novel metamodel [J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems，2018，4（2）：155-167.

[17] Faisal A M. Microgrid modelling and online management [D]. Espoo：Helsinki University of Technology，2008.

[18] Mohamed F A，Koivo H N. System modelling and online optimal management of microgrid using mesh adaptive direct search [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems，2010，32（5）：398-407.

[19] Jenkins D P，Fletcher J E，Kane D，et al. Lifetime prediction and sizing of lead-acid batteries for microgeneration storage applications [J]. IET Renewable Power Generation，2008，2（3）：191-200.

[20] Gill P E，Murray W，Saunders M A，et al. SNOPT：An SQP algorithm for large-scale constrained optimization [J]. Siam Review，2005，47（1）：99-131.

[21] Energy，Load，and Demand Reports，2020. [Online]. Available：https：//www. iso-ne. com/isoexpress/web/reports.

[22] 肖浩，裴玮，孔力，等（Xiao Hao，Pei Wei，Kong Li，et al.）. 综合能源微网运行优化调度方法研究（Research on optimal operation method of integrated energy microgrid system）[J]. 电工电能新技术（Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy），2016，35（12）：1-11.

[23] Drouilhet S，Johnson B. A battery life prediction method for hybrid power applications [R]. Golden：U. S. Department of Energy.

Stochastic optimal operation of integrated cooling，heating and power energy system considering coordination of source-load-storage

QI Xiao-min[1]，KONG Li[2,3]，XIONG Huang[1]，PEI Wei[2,3]，XIAO Hao[2,3]

（1. Electric Power Planning & Engineering Institute，Beijing 100120，China；2. Institute of Electrical Engineering，Chinese Academy of Sciences，Beijing 100190，China；3.University of Chinese Academy of Sciences，Beijing 100049，China）

Abstract：The integrated energy system including cooling，heating and power is an important carrier to promote the comprehensive utilization of various energy sources and an important foundation for the development of energy Internet. In order to realize the optimal operation of the integrated energy system of cooling，heating and power under the uncertainty of source and load，and give full play to the regulatory potential of source-load-storage，this paper proposes a stochastic optimal operation model of the integrated cooling，heating and power energy system with fully consideration of the coordination between the source-load-storage. The combined non-parametric kernel density estimation and probability scenario sampling method is introduced to excavate and characterize the uncertainty of source

and load. A stochastic optimal operation model is established by comprehensively considering various energy storage forms such as electricity storage, cold storage, heat storage, and the coordination of source load storage is also taken into account in detail. In order to solve the complex multi-stage decision-making problem caused by the coupling constraints of the energy storage devices during the operation period and the daily operation energy balance constraints, the sequential quadratic programming algorithm is presented to solve the model. By taking a typical integrated cooling, heating and power energy system as a test example, a comparative analysis of various operating modes including no energy storage, no demand response, and source-load-storage coordination is conducted. The results show the effectiveness of the proposed model and method.

Key words: integrated energy system; stochastic scenario; optimal operation; coordination of source-load-storage

更正启事

《电工电能新技术》2021 年第 40 卷第 1 期刊登的《SF_6 气体绝缘电气设备故障分解物检测的多组分交叉干扰及校正算法综述》一文,第 45 页式(4)和式(7)有误,更正如下:

$$\boldsymbol{Y} = [A(\lambda_1), A(\lambda_2), \cdots, A(\lambda_m)]^{\mathrm{T}} \tag{4}$$

$$\boldsymbol{E} = [e_1, e_2, \cdots, e_m]^{\mathrm{T}} \tag{7}$$

特此说明,带来的不便敬请谅解。

第一作者:陈图男

2021 年 1 月 24 日