

考虑储能峰谷价差套利的综合能源系统 策略性经济配置

蔡含虎,孙建伟,谢彦祥,蒋艾町,夏雪,肖汉

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川成都 610056)

摘要:计及储能系统分时电价峰谷价差套利,提出了综合能源系统的供热/冷、供电策略,并以此作为经济配置模型的内层仿真优化内核。基于全寿命周期理论和策略性仿真优化内核,建立了综合能源系统双层规划模型;外层兼顾综合能源系统经济与环境效益,以系统年总规划成本最小为优化目标;内层优化模型采用年仿真时域(8760 h)以增强电源侧发电出力与用能侧负荷的匹配特性,提升配置结果的有效性和经济性。运用增强精英保留遗传算法调用内层仿真优化内核对双层配置模型仿真求解,算例分析验证了所提出的综合能源系统策略性经济配置方法的有效性,并探讨了适合配置储能系统能源套利的临界峰谷电价差,可为相关工程项目提供项目前期分析参考。

关键词:综合能源系统;策略性优化仿真;储能峰谷价差套利;经济配置;增强精英保留遗传算法

中图分类号:TM 715 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2023)05-0035-08

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20230506

Strategic Economic Allocation of Integrated Energy System Considering Energy Storage Peak-Valley Price Spread Arbitrage

CAI Hanhu, SUN Jianwei, XIE Yanxiang, JIANG Aiting, XIA Xue, XIAO Han

(Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering
Consulting Group, Chengdu 610056, Sichuan, China)

Abstract: The heating/cooling and power supply strategies of integrated energy system are proposed considering the peak-valley price spread arbitrage of TOU electricity price of energy storage system, which are used as the inner simulation optimization kernel of economic allocation model. A double layer programming model of integrated energy system is established based on the whole life cycle theory and strategic simulation optimization kernel. The outer layer takes into account the economic and environmental benefits of the integrated energy system and minimizes the total annual planning cost of the system as the optimization goal. The inner optimization model adopts the annual simulation time domain (8760 h) to enhance the matching characteristics between the generation output of power supply side and the load of energy consumption side, so as to improve the effectiveness and economy of the configuration results. The enhanced elite retention genetic algorithm is used to call the inner simulation optimization kernel to simulate and solve the two-layer configuration model. An example analysis verifies the effectiveness of the proposed strategic economic allocation method for integrated energy systems, and discusses the critical peak-valley price spread suitable for arbitrage of energy storage systems, which can provide reference for the related engineering projects in the early stage of project analysis.

Key words: integrated energy systems; strategic optimization simulation; energy storage peak-valley price spread arbitrage; economic allocation; enhanced elite retention genetic algorithm

0 引言

综合能源系统(integrated energy system, IES)

是当今能源发展的方向和未来能源互联网的基础,也是未来供能系统发展的重要方向之一。IES通过对能源的生产、传输与分配、转换、存储、消费等环节进行有机协调与优化,能够促进分布式电源、可再生

能源的灵活接入和高效应用。规划与设计是 IES 的核心技术之一,关系到系统的经济性、环保性和可靠性。合理的规划可以延缓传统能源供应系统的建设,提高系统能源供应的可靠性,满足用户对能源质量的要求和政府环境保护的要求。

关于综合能源系统规划已有大量的研究。文献[1]基于不同季节典型日光伏出力和负荷特性曲线,考虑典型日系统经济运行,建立了计及投资成本与收益的经济-环境效益最大化的区域综合能源系统容量配置优化模型。文献[2]为充分利用综合能源系统潜在的可靠性价值,延缓电网投资,降低供能成本,提出了一种基于主从博弈的配电网-多 IES 协调规划模型。文献[3]兼顾综合能源系统全寿命周期的低碳性和经济性需求,提出了一种考虑外部碳交易效益的综合能源系统多阶段规划方法。此外,还有针对储能系统商业模式的研究,如文献[4]基于储能“峰谷套利”运行模式,提出最优运行策略以提高储能系统的整体收益,但并未进行储能配置研究。文献[5]考虑工业用户最大需求量的控制和管理,综合负荷响应资源与储能系统的协同作用,提出了工业用户电储能系统双层优化配置方法。文献[6]考虑碳排放因素的各种影响,构建了电/热混合储能的双层优化模型。文献[7]为充分调动用户侧资源,提出了一种考虑需求响应的电/热/气云储能优化配置策略。峰(尖峰)谷电价的大力推行为储能套利提供可观空间。企事业单位、单位用户、居民用户等对储能系统的需求亦逐渐增大,而配置储能系统参与能源套利减少运营成本,需结合用户负荷特性、电网分时电价信息以及能源系统架构等多因素评估储能系统的投资效益。

鉴于 IES 经济配置模型规划层与运行层之间的层级关系^[8],一般采用双层规划模型进行求解^[9-10]。优化模型采用长仿真时域(如 8760 h)可以有效提高电源侧新能源发电与用能侧负荷的匹配特性,防止出现所选取典型日的低代表性,进而提升配置结果的经济性和有效性;但运行层增大仿真时域会导致运筹优化模型求解时间长、不收敛等问题。因此,提出可基于供能系统需要量身定制优化 IES 控制策略,并以此作为规划优化内核,实现 IES 运行层快速仿真,减少 IES 经济配置模型求解时长等问题。此外,在当前峰谷电价差下,探讨储能系统参与峰谷套利的投资边界对储能项目具有一定的指导意

义。下面以综合能源系统策略优化为基础支撑,考虑储能参与“峰谷套利”减少运营成本,提出一种以年为优化仿真时域(8760 h)的综合能源系统策略性经济配置方法,能够应用于综合能源系统工程项目前期经济配置与评估分析。

1 IES 框架

IES 负荷需求包括电、热、冷负荷,其中热负荷包括空调热负荷和生活热水负荷,冷负荷为空调冷负荷。拟通过配置电、热、冷综合能源系统实现负荷供能,可通过余热回收装置供应系统内部空调冷(热)负荷,燃气锅炉作为后备热源支撑。为了避免所配置燃气机组规模较大导致机组容量利用率低的问题,系统一部分空调冷负荷通过电制冷机进行供应,这部分负荷不纳入规划范围。此外,配置储能系统用于平滑光伏发电功率和燃气机组发电功率,同时根据分时电价信息参与峰谷套利,减少供能成本。系统的母线结构如图 1 所示。

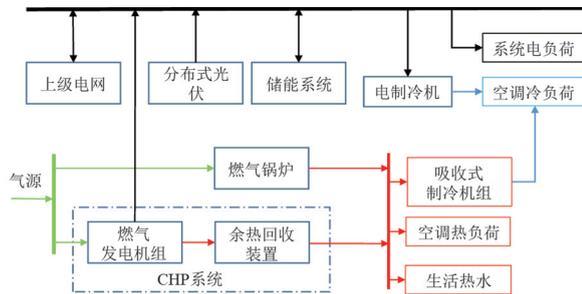


图 1 IES 母线结构

2 IES 元件建模

2.1 光伏发电

光伏(photovoltaic, PV)发电设备的运行特性与环境气候因素有关,主要由光照强度和环境温度决定,同时设备本身也受太阳能利用效率的影响。光伏组件出力特性^[11]可表示为

$$P_{t,pv}^{out} = P_{pv}^{rate,STC} \frac{I_t}{I_{STC}} [1 + \alpha(T_{t,c} - T_{c,STC})] \quad (1)$$

式中: $P_{t,pv}^{out}$ 为光伏阵列 t 时段的输出功率, kW; $P_{pv}^{rate,STC}$ 为光伏阵列在标准测试条件下(光伏电池温度为 25 °C,光辐照度为 1 kW/m²)的额定输出功率, kW; I_t 为 t 时段照射到光伏阵列上的太阳辐射, kW/m²; I_{STC} 为标准测试条件下的光辐照度, kW/m²;

α 为功率温度系数, $\%/^{\circ}\text{C}$; $T_{t,c}$ 为 t 时段光伏电池温度, $^{\circ}\text{C}$, 可通过经验公式计算得到; $T_{c,\text{STC}}$ 为标准测试条件温度, 25°C 。

2.2 热电联产系统

热电联产系统 (combined heat and power system, CHP) 采用燃气发电机组 (gas turbine, GT)、余热回收装置实现电、热、冷三联供。供热与制冷均采用余热回收热能, 能源效率可达 80% 以上。燃气型热电联产机组本质是将天然气转化为电能和热能, 其功率特性模型为:

$$P_{t,e}^{\text{CHP}} = \eta_e^{\text{CHP}} G_{t,g}^{\text{CHP}} V_{\text{gas}} / 3.6 \quad (2)$$

$$Q_{t,h}^{\text{CHP}} = \eta_h^{\text{CHP}} G_{t,g}^{\text{CHP}} V_{\text{gas}} / 3.6 \quad (3)$$

式中: $P_{t,e}^{\text{CHP}}$ 、 $Q_{t,h}^{\text{CHP}}$ 分别为 t 时段热电联产机组的发电功率和制热功率; $G_{t,g}^{\text{CHP}}$ 为 t 时段热电联产机组的天然气消耗量, m^3 ; η_e^{CHP} 、 η_h^{CHP} 分别为热电联产机组的发电效率和制热效率, $\%$; V_{gas} 为天然气的低热值, MJ/Nm^3 。

吸收式制冷机组消耗热能提供空调冷负荷, 每小时消耗的热能与产生的冷能关系为

$$P_{t,AC}^{\text{out}} = C_{AC} P_{t,AC}^{\text{h,in}} \quad (4)$$

式中: $P_{t,AC}^{\text{out}}$ 、 $P_{t,AC}^{\text{h,in}}$ 分别为 t 时段吸收式制冷机组的输出冷功率和耗热功率; C_{AC} 为吸收式制冷机组的制冷系数。

燃气锅炉 (gas boiler, GB) 作为系统的备用支撑热源, 补充 CHP 系统的供热缺口, 其天然气输入与热能输出的热转换关系为

$$Q_{t,h}^{\text{GB}} = \eta_h^{\text{GB}} G_{t,g}^{\text{GB}} V_{\text{gas}} / 3.6 \quad (5)$$

式中: $Q_{t,h}^{\text{GB}}$ 为 t 时段燃气锅炉的制热功率; $G_{t,g}^{\text{GB}}$ 为 t 时段锅炉的天然气消耗量; η_h^{GB} 为锅炉的制热效率。

2.3 储能系统

电池储能系统 (battery energy storage system, BESS) 中, 电池采用磷酸铁锂电池, 储能逆变器 (power conversion systems, PCS) 是实现交流系统与储能直流电能之间能量双向传递的桥梁。PCS 的容量对系统的整体投资和运营经济性至关重要, 因此将储能系统中 PCS 容量纳入配置范畴中。储能系统典型功率特性模型为

$$E_t^{\text{BT}} = (1 - \mu_{\text{BT}}^{\text{loss}}) E_{t-1}^{\text{BT}} + (\eta_{\text{BT}}^{\text{chg}} P_{t,\text{chg}}^{\text{BT}} - P_{t,\text{dsg}}^{\text{BT}} / \eta_{\text{BT}}^{\text{dsg}}) \Delta t$$

$$S_t^{\text{BT}} = E_t^{\text{BT}} / C_{\text{BT}} \quad (6)$$

式中: E_t^{BT} 为储能系统在 t 时段的存储电能; $\mu_{\text{BT}}^{\text{loss}}$ 为电池放电自损耗系数; $\eta_{\text{BT}}^{\text{chg}}$ 、 $\eta_{\text{BT}}^{\text{dsg}}$ 分别为充、放电效率;

$P_{t,\text{chg}}^{\text{BT}}$ 、 $P_{t,\text{dsg}}^{\text{BT}}$ 分别为充、放电功率; S_t^{BT} 为储能系统在 t 时段的荷电状态; C_{BT} 为储能电池的存储总电量; Δt 为时段长度。

3 IES 运行策略

CHP 机组采用“以热定电”方式运行, 系统冷/热负荷首要供应源为 CHP 系统。当系统存在冷/热负荷需求, 且满足燃机最小启动功率条件时, 则 CHP 机组启动供应冷/热负荷需求, 燃气锅炉根据冷/热负荷供应情况作为备用支撑冷/热源。IES 供冷/热策略如图 2 所示。

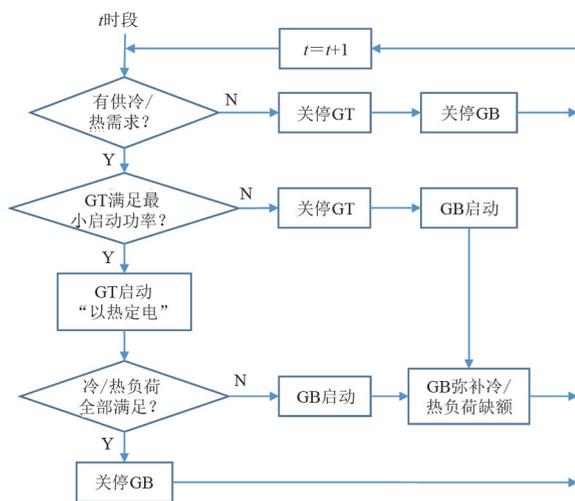


图 2 IES 供冷/热策略

根据供冷/热策略确定 CHP 系统的运行。当 CHP、光伏发电功率大于系统电负荷需求时, 则系统电力富余, 富余发电功率优先存储在储能系统中, 储存不下的发电功率则上网售电; 而当 CHP、光伏发电功率小于系统电力负荷需求时, 则需结合当前分时电价信息判断电池储能系统是否放电供应电负荷。为了提高储能系统的效益, 储能仅在峰电价时段放电供应电负荷。若储能系统不放电或储能系统放电功率不足以满足负荷差额, 则系统从电网购电弥补电负荷差额。IES 系统供电策略如图 3 所示。

为便于说明, 定义系统净电负荷 ΔP_t^{el} 为 CHP、新能源发电功率和电负荷 P_t^{el} 之间的差值, 计算公式为

$$\Delta P_t^{\text{el}} = P_{t,e}^{\text{CHP}} + P_{t,pv}^{\text{out}} - P_t^{\text{el}} \quad (7)$$

1) 当 $\Delta P_t^{\text{el}} > 0$, 存在富余发电功率。若储能系统电量 S_t^{BT} 小于最大存储电量 S^{max} , 富余电力优先为储能系统充电, 储能系统无法完全存储 ($\Delta P_t^{\text{el}} > P_{\text{pcs}}^{\text{max,out}}$,

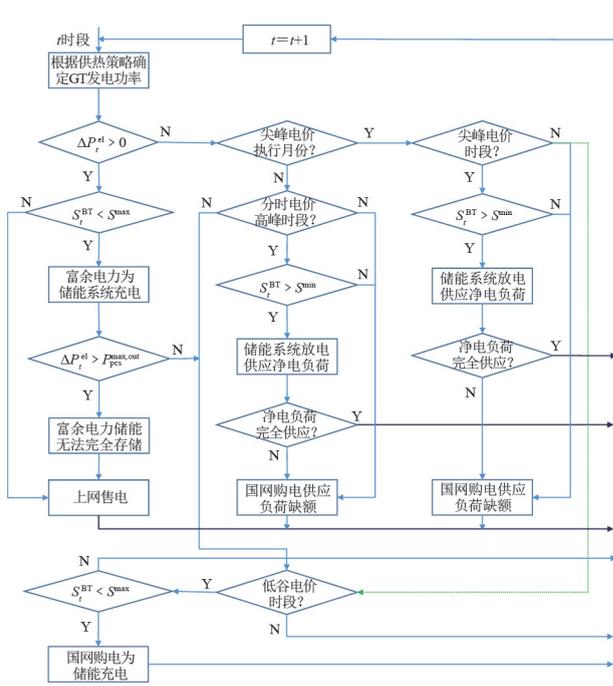


图 3 IES 供电策略

$P_{pcs}^{\max, out}$ 为储能 PCS 的最大输入功率) 的电网上网售电; 若储能系统电量 S_t^{BT} 等于最大存储电量 S^{\max} , 则富余电力直接上网售电 (视电网接入条件而定); 若储能系统能够完全吸收富余电力 ($\Delta P_t^{el} < P_{pcs}^{\max, out}$)、电量低于最大存储上限 ($S_t^{BT} < S^{\max}$) 以及处于分时电价低谷时段, 则电网购电为储能系统充电, 待到高峰电价时段放电供应负荷进行峰谷套利。

2) 当 $\Delta P_t^{el} \leq 0$, CHP 系统、光伏发电无法完全满足系统电力负荷需求, 需结合分时电价信息, 通过储能放电或电网购电供应净负荷缺额。储能系统仅在分时电价高峰时段放电, 若当前时段处在尖峰电价执行月份中, 则储能系统仅在尖峰电价执行时段放电供应负荷缺额, 否则仅通过电网购电供应系统净负荷; 当前时段为峰/尖峰电价时段, 若储能放电后仍无法完全满足净负荷需求, 则向电网购电弥补负荷缺额; 若当前时段是谷电价时段且储能系统电量低于最大存储上限 ($S_t^{BT} < S^{\max}$), 则从电网购电为储能充电, 待到高峰电价时段放电供应负荷进行峰谷套利。

4 IES 双层经济配置模型

IES 双层经济配置模型包括外层 (规划层) 设计优化模块和内层 (运行层) 仿真优化模块。规划层设计优化模块根据系统和设备的技术、经济参数, 以

及运行层优化模块输出的 8760 h 策略仿真结果, 按照给定的优化目标搜寻最优设备组合和设备容量。运行层仿真优化模块根据规划层给出的设备配置方案, 基于 IES 运行策略, 结合系统运行约束条件, 输出一年的 8760 h 的系统优化调度结果, 并将系统的仿真运行结果传递给规划层优化模块。

4.1 目标函数

目标函数考虑 IES 经济效益和环境效益。经济目标 F_1 考虑设备购置成本 C_{ann} 、能源购买成本 $C_{energy, buy}$ 、系统运维成本 $C_{O\&M}$ 以及与系统相关的其他固定成本 $C_{fixed, other}$ 。设备购置成本考虑项目全寿命周期的初始投资、期内替换以及期末残值; 能源购买成本包括购电、购气以及购水成本; 设备运维成本为各设备的运行维护成本; 其他固定成本主要为项目实施初期固定支出的相关成本。环境目标 F_2 为环境治理成本。系统中电网、CHP 系统及燃气锅炉供能会产生温室、有害气体, 如二氧化碳、一氧化碳、二氧化硫以及氮氧化物。目标函数年总规划成本 F 计算如式 (8) 所示。

$$\min F = F_1 + F_2$$

$$F_1 = C_{ann} + C_{energy, buy} + C_{O\&M} + C_{fixed, other}$$

其中:

$$C_{ann} = \frac{j(1+j)^N}{(1+j)^N - 1} \sum_{i \in \Omega^{device}} \left\{ \pi_i^{inv} \psi_i^{cap} + \sum_{m=1}^{N/l_i - 1} \frac{\pi_i^{rep} \psi_i^{cap}}{(1+j)^{H_i}} - \pi_i^{rep} \psi_i^{cap} \frac{l_i - [N - (N/l_i - 1)l_i]}{l_i} \right\} \quad (\text{if } l_i < N)$$

$$C_{energy, buy} = \sum_{t=1}^T \pi_{t, buy}^{electricity price} P_{t, buy}^{grid} \Delta t + \sum_{m=1}^{12} \pi_{demand}^{demand} P_{month}^{demand, max} - \sum_{t=1}^T \pi_{t, sale}^{electricity price} P_{t, sale}^{grid} \Delta t + \sum_{t=1}^T c^{gas} G_{t, g}^{CHP} \Delta t + \sum_{t=1}^T c^{gas} G_{t, g}^{GB} \Delta t + \sum_{t=1}^T c^{water} W_t^{water}$$

$$C_{O\&M} = \sum_{i \in \Omega^{device}} \pi_i^{O\&M} \psi_i^{cap} \quad (8)$$

$$C_{fixed, other} = \omega_{fixed} C_{ann}$$

$$F_2 = \sum_{k \in \Omega^{emi}} \left(\sum_{t=1}^T \pi_k^{emi} d_{grid}^{k, t, buy} P_{t, buy}^{grid} \Delta t + \sum_{t=1}^T \pi_k^{emi} d_{CHP}^{gas, k} G_{t, g}^{CHP} \Delta t + \sum_{t=1}^T \pi_k^{emi} d_{GB}^{gas, k} G_{t, g}^{GB} \Delta t \right)$$

式中: j 为折现率; N 为工程项目周期; Ω^{device} 为 IES 所考虑的设备集合; π_i^{inv} 为设备 i 的单位容量成本; ψ_i^{cap} 为设备 i 的配置容量; l_i 为设备 i 的技术寿命; π_i^{rep} 为设备 i 的单位容量替换成本; H_i 表示设备 i 的

替换年份; T 为时段总数, $T = 8760$ h; $\pi_{t, \text{buy}}^{\text{electricity price}}$ 为 t 时段的购电电价; $P_{t, \text{buy}}^{\text{grid}}$ 为 t 时段购电功率; π^{demand} 为功率需求成本单价; $P_{\text{month}}^{\text{demand, max}}$ 为月最大购电功率; $\pi_{t, \text{sale}}^{\text{electricity price}}$ 为 t 时段的售电电价; $P_{t, \text{sale}}^{\text{grid}}$ 为 t 时段的售电功率; c^{gas} 为天然气价格; c^{water} 为水价; W_t^{water} 为 t 时段用水量; $\pi_i^{\text{O\&M}}$ 为设备 i 的单位容量运维成本; ψ_i^{cap} 为设备 i 的配置容量; ω_{fixed} 为固定成本比例系数, 一般取 5%~10%; Ω^{emi} 为污染排放物集合; π_k^{emi} 为排放物 k 的单位排放治理费用; d_{grid}^k 、 $d_{\text{CHP}}^{\text{gas, } k}$ 、 $d_{\text{GB}}^{\text{gas, } k}$ 分别为电网、CHP 系统、燃气锅炉的污染排放物 k 的排放系数。

4.2 约束条件

1) 设备容量约束

设备的配置容量受设备安装时的占地面积、地理情况等因素限制。此外, 限定储能系统的充放电时长为 2~4 h。设备的配置容量约束为

$$\begin{aligned} \varphi_i^{\text{cap, min}} &\leq \varphi_i^{\text{cap}} \leq \varphi_i^{\text{cap, max}} \\ \frac{1}{4} \varphi_{\text{bat}}^{\text{cap}} &\leq \varphi_{\text{pcs}}^{\text{cap}} \leq \frac{1}{2} \varphi_{\text{bat}}^{\text{cap}} \end{aligned} \quad (9)$$

式中: $\varphi_i^{\text{cap, min}}$ 、 $\varphi_i^{\text{cap, max}}$ 分别为设备 i 的最小、最大配置容量; $\varphi_{\text{bat}}^{\text{cap}}$ 为储能系统电池的容量; $\varphi_{\text{pcs}}^{\text{cap}}$ 为储能系统 PCS 的配置容量。

2) 运行约束

运行约束主要包括系统安全稳定、上网功率、储能系统运行以及系统能量平衡约束 4 个方面, 分别如式 (10)~式 (13) 所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{pv}} \leq P_{t, \text{pv}}^{\text{out}} \\ -\varphi_{\text{pcs}}^{\text{cap}} \leq P_t \leq \varphi_{\text{pcs}}^{\text{cap}} \\ 0 \leq Q_{t, \text{h}}^{\text{CHP}} \leq Q_{\text{h, max}}^{\text{CHP}} \\ \delta_t^{\text{chp}} \varphi_{\text{chp}}^{\text{cap}} \nu_{\text{chp}}^{\text{min}} \leq P_{t, \text{e}}^{\text{CHP}} \leq \delta_t^{\text{chp}} \varphi_{\text{chp}}^{\text{cap}} \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{t, \text{sale}}^{\text{grid}} \leq P_{\text{max}}^{\text{grid}} \\ P_{t, \text{buy}}^{\text{grid}} P_{t, \text{sale}}^{\text{grid}} = 0 \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{t, \text{chg}}^{\text{BT}} \leq \delta_t^{\text{BT}} P_{\text{pcs}}^{\text{max, in}} \\ 0 \leq P_{t, \text{dsg}}^{\text{BT}} \leq (1 - \delta_t^{\text{BT}}) P_{\text{pcs}}^{\text{max, out}} \\ P_{\text{pcs}}^{\text{max, in}} = P_{\text{pcs}}^{\text{max, out}} = \varphi_{\text{pcs}}^{\text{cap}} \\ E_{\text{min}}^{\text{BT}} \leq E_t^{\text{BT}} \leq E_{\text{max}}^{\text{BT}} \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} P_{t, \text{buy}}^{\text{grid}} + P_t^{\text{pv}} + P_{t, \text{e}}^{\text{CHP}} + P_{t, \text{dsg}}^{\text{BT}} = P_{t, \text{chg}}^{\text{BT}} + P_{t, \text{sale}}^{\text{grid}} + P_t^{\text{el}} \\ Q_{t, \text{h}}^{\text{CHP}} + Q_{t, \text{h}}^{\text{GB}} = H_t^{\text{hot water}} + H_t^{\text{air heating}} + H_t^{\text{air cool}} / C_{\text{AC}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: P_t^{pv} 为 t 时段消耗的光伏功率; P_t^{pcs} 为 t 时段流

过 PCS 的功率; $Q_{\text{h, max}}^{\text{CHP}}$ 为 t 时段 CHP 系统的最大制热功率; δ_t^{chp} 表征 t 时段 CHP 系统运行状态(二进制变量, 1 表示运行, 0 表示停机); $\nu_{\text{chp}}^{\text{min}}$ 为 CHP 系统的发电最小出力系数, 取值为 0~1; $\varphi_{\text{chp}}^{\text{cap}}$ 为 CHP 系统的配置容量变量; $P_{\text{max}}^{\text{grid}}$ 为上网的最大功率限制; $P_{\text{pcs}}^{\text{max, in}}$ 、 $P_{\text{pcs}}^{\text{max, out}}$ 分别为储能电池可以通过储能 PCS 的最大充、放电功率; $\varphi_{\text{pcs}}^{\text{cap}}$ 为 PCS 的配置容量; δ_t^{BT} 表征 t 时段电池储能系统充放电状态(二进制变量, 1 表示充电, 0 表示放电); $E_{\text{min}}^{\text{BT}}$ 、 $E_{\text{max}}^{\text{BT}}$ 分别为其最小、最大存储能量; $H_t^{\text{hot water}}$ 为 t 时段系统生活热水负荷; $H_t^{\text{air heating}}$ 为 t 时段系统空调热负荷; $H_t^{\text{air cool}}$ 为 t 时段系统通过吸收式制冷机供应的空调冷负荷。

4.3 优化求解

所建立的 IES 经济配置双层优化模型为复杂的非线性模型, 采用遗传算法进行求解。针对仅采用交叉、变异和选择 3 个遗传算子的标准遗传算法不能收敛到全局最优值的问题, 下面采用增强精英保留遗传算法对所建立的模型进行优化求解, 如图 4 所示。

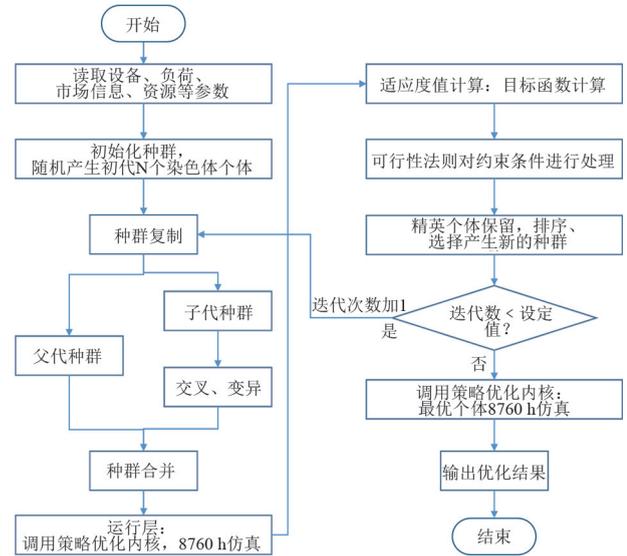


图 4 增强精英保留遗传算法优化流程

5 算例分析

以某商业园区综合能源系统为例进行分析说明。该商业主要负荷类型为餐饮、商业以及办公为主的综合性园区, 还有少许商住房负荷, 园区内主要以低容积率、低楼层建筑为主。负荷需求包括电、热、冷负荷, 热负荷包括空调热水和生活热水负荷。

下面拟通过综合能源供能方式实现就近集中向园区内核心负荷供能,冷/热负荷可通过 CHP 系统余热回收供应园区内部空调冷/热负荷和生活热水负荷。环境治理成本仅考虑二氧化碳的排放。

5.1 资源概况

该园区与市政电力并网运行,园区电价执行一般工商业分时电价,每年 7、8、9 月份执行尖峰电价,电价信息详见表 1。为了保障上级电网的安全稳定性,禁止园区电力上网。

表 1 能源价格信息

价格类型	价格	时间段
功率电价/ (元·(kW·月) ⁻¹)	32	—
电度电价/ (元·(kWh) ⁻¹)	1.559 7	7、8、9 月 11:00—12:00; 15:00—17:00
		1.253 3
	0.749 6	8:00—10:00; 12:00—14:00; 19:00—24:00
		0.301 7
天然气/(元·m ⁻³)	2	燃气发电机、燃气锅炉
水价/(元·t ⁻¹)	4	—

受制于园区内场地限制,园区内可配置分布式光伏最大规模为 3 MW。基于 SolarGis 数据,该地区水平面年平均总辐射量可达 1 363.1 kWh/m²,最佳倾角年总辐射量可达 1 417.7 kWh/m²,光照资源相较一般,但白天电网购电电价较高,分布式光伏仍具有经济效益。该地区具备燃气接入条件,供气能力好,能同时提供冷、热、电 3 种能源。

5.2 输入参数

园区电、热/冷年负荷曲线如图 5、图 6 所示:生活热水负荷全年都有需求,夏季需求相对较低;5~10 月有供冷需求,8 月份达到峰值;空调热负荷在 11 月到次年 4 月。设备经济参数如表 2 所示,储能系统采用磷酸铁锂电池储能,储能电芯使用寿命为 10 年,电芯替换成本为 0.8 元/Wh。

5.3 经济配置结果

5.3.1 优化结果

模型寻优进化过程如图 7 所示,可以看出算法在进化 20 次左右收敛,总进化时长为 657 s。所提出的策略性经济配置方法可以快速有效求解复杂的非线性规划模型。

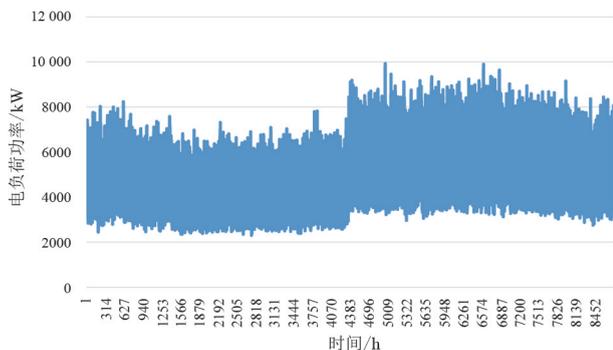


图 5 园区年电负荷曲线

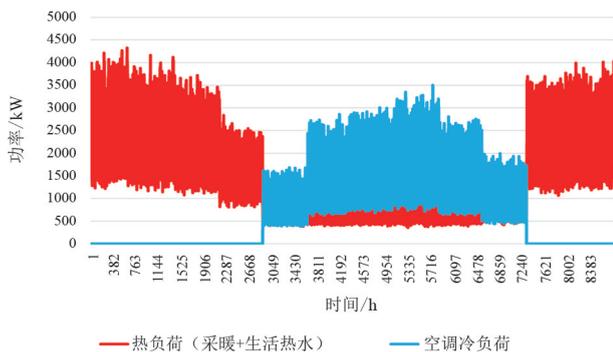


图 6 园区年冷/热负荷曲线

表 2 设备参数

设备类型	初始投资/(元·(kW, kWh) ⁻¹)	固定运维费率/%	可变运维成本/(元·(kWh) ⁻¹)
CHP 系统(燃气发电机组、供热系统)	10 000	0	0.025
燃气锅炉	265.86	0.8	—
吸收式制冷机	1290	0.3	—
磷酸铁锂电池	1800	1.5	—
储能 PCS	220	1.5	—
光伏	4200	1.5	—

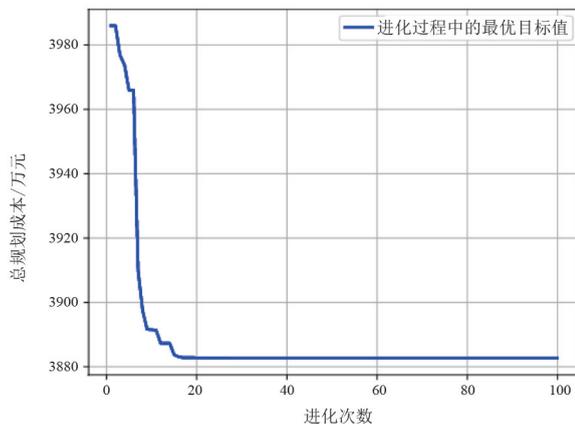


图 7 IES 配置模型求解过程

经济配置结果及投资运营成本如表 3、表 4 所示。从配置结果可以看出,分布式光伏按最大值进行配置,园区内部电网购电电价较高,光伏发电

相对直接从电网购电的效益更好。储能系统配置 1 194.81 kW/4 480.54 kWh,充放电时长接近 4 h,说明在当前分时电价峰谷电价差下,配置储能具有一定的经济效益。CHP 系统采用“以热定电”的模式运行,受制于园区商业负荷结构,为了避免燃气发电机组较低的容量利用率,其配置容量不宜过大。

表 3 经济配置结果

设备类型	光伏/kW	储能/kWh	PCS/kW	燃气发电机组/kW	吸收式制冷机组/kW	锅炉/kW
设备容量	3000	4480	1194	2311	3502	1258

表 4 最优配置结果投资及运营成本

投资及运营	数值	运营成本	数值
年化投资成本/万元	459.21	购电电费成本/万元	2 111.851
年运营成本/万元	3 423.45	购电需量成本/万元	241.742 5
年总规划成本/万元	3 882.66	购气成本/万元	834.996
CHP 发电量/万 kWh	1 314.59	耗水成本/万元	4.435
电网购电量/万 kWh	2 784.66	环境治理成本/万元	157.406
购气量/万 m ³	417.49	售电收益/万元	0
耗水量/万 t	1.109	运维成本/万元	63.862
光伏发电量/万 kWh	378.705 2	碳排放量/万 t	3.148

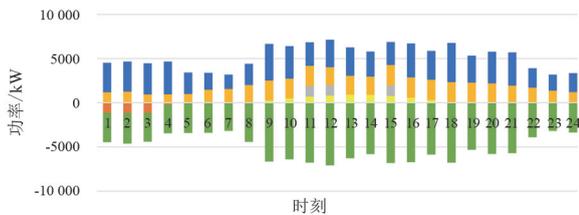
5.3.2 运行仿真分析

分别从年仿真曲线中选取典型日进行分析,系统电、热/冷仿真运行如图 8、图 9 所示。图 8 为园区电力运行仿真,从图 8(a)可以看出每一时段都需要通过电网购电供应电力负荷,可见光伏发电功率和燃气机组发电功率无法完全满足园区电负荷;图 8(b)~(e)显示储能系统仅仅在分时电价低谷时段充电,分时电价高峰/尖峰时段放电,实现能源套利;执行尖峰电价的月份,储能系统仅在尖峰电价执行时段放电如图 8(d)~(e)所示。

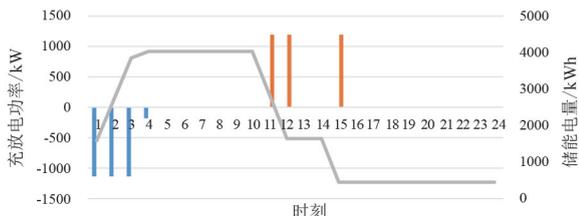
从图 9 可看出,根据运行策略,CHP 机组采用“以热定电”模式运行,是主要的冷/热供应源。锅炉仅在冷/热负荷需求高峰时段运行,作为支撑冷/热源。以典型日为例,夏季锅炉在 12:00—17:00 运行,冬季在 14:00—17:00 运行。

5.3.3 储能系统峰谷套利价差分析

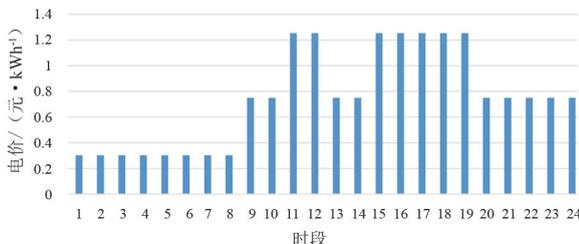
储能系统应用于分时电价“低充高放”进行能源套利时,分时电价峰谷电价差决定了储能系统的投资效益。峰谷电价差较低时,不适合配置储能系统。在所设投资边界条件下(储能单位投资:计及其他固定投资比例为 5%,储能投资为 1.89 元/Wh,PCS 单位投资为 0.22 元/W),为了进一步分析分时



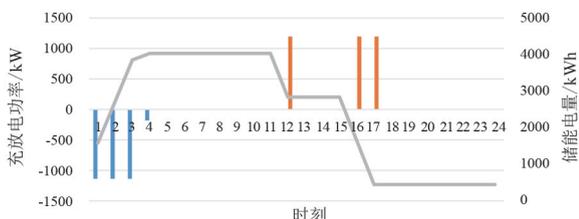
(a) 园区某日电力功率平衡



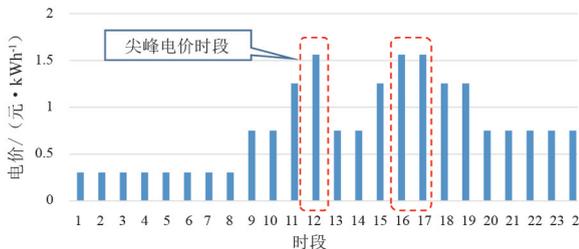
(b) 园区非尖峰电价执行月份某日储能系统运行



(c) 分时电价



(d) 夏季尖峰电价执行月份某日储能运行



(e) 分时电价 (7、8、9月份)

图 8 园区典型日电力负荷运行仿真

电价差对储能系统的投资效益的影响,针对所提案例,通过对分时电价差进行敏感性分析,探讨适合配置储能系统进行能源套利的临界峰谷电价差。分析结果如表 5 所示。可以看出,当峰谷分时电价差达到 0.8 元/kWh,配置储能系统才具有经济效益,且

随着分时电价差的增大,配置的储能系统规模也越大,但受制于园区负荷需求,储能系统的配置规模非线性增加。

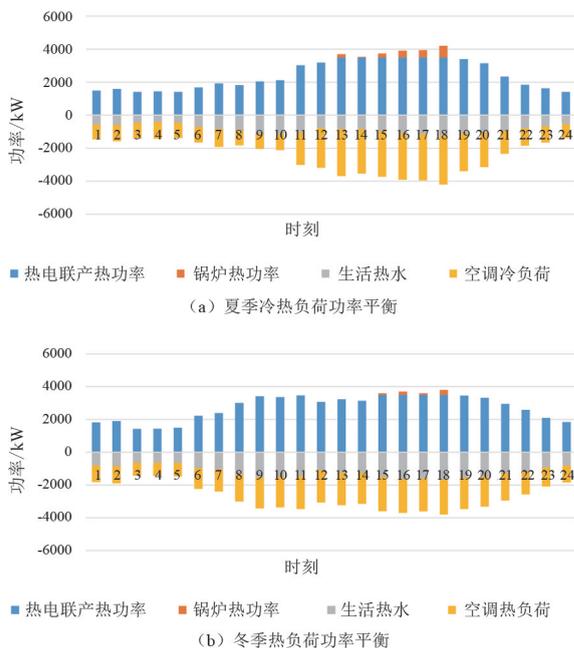


图9 园区典型日冷热供应运行仿真

表5 储能投资敏感性分析

峰谷电价差/ (元·(kWh) ⁻¹)	储能配置规模	备注
0.75	—	配置储能无效益
0.79	—	配置储能无效益
0.80	373.87 kW/1 401.98 kWh	临界峰谷电价差
0.85	1 063.87 kW/3 989.52 kWh	适合配置储能系统
0.95	1 194.81 kW/4 480.54 kWh	适合配置储能系统

6 结 论

考虑储能系统参与分时电价峰谷套利,提出了综合能源系统的供热/冷、供电策略,并以此作为经济配置模型的内层仿真优化内核。进而兼顾综合能源系统经济与环境效益,基于全寿命周期理论和策略性优化内核,建立了综合能源系统双层规划模型。优化模型采用长仿真时域(8760 h)以提升电源侧发电出力与用能侧负荷的匹配特性,进而提升配置结果的有效性和经济性。算例结果分析验证了所提出的经济配置策略性规划方法的有效性。最后,针对所提算例参数,探讨了适合配置储能系统进行能源套利的临界峰谷电价差,结果表明当分时电价峰谷电价差达到0.80元/kWh,配置储能系统才具有投资效益,

可为相关工程项目提供前期分析参考。

参考文献

- [1] 刘泽健,杨苹,许志荣.考虑典型日经济运行的综合能源系统容量配置[J].电力建设,2017,38(12):51-59.
 - [2] 刘畅,刘文霞,高雪倩,等.基于主从博弈的配电网-多综合能源系统协调规划[J].电力自动化设备,2022,42(6):45-52.
 - [3] 张岚,王永利,陶思艺,等.考虑外部碳交易效益的综合能源系统多阶段规划[J].云南电力技术,2022,50(1):16-23.
 - [4] 葛兴凯.储能系统峰谷套利运行策略最优化方法研究[J].新型工业化,2021,11(2):144-147.
 - [5] 张宏业,吴杰康,蔡锦健,等.考虑空调负荷和柔性热负荷响应的综合能源系统储能鲁棒优化配置[J].电网技术,2022,46(7):2733-274.
 - [6] 李剑锋,郝晓光,曾四鸣,等.考虑碳排放的综合能源系统储能优化配置研究[J].中国测试,2022,48(7):83-89.
 - [7] 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.
 - [8] YOKOYAMA Ryohei, SHINANO Yuji. MILP approaches to optimal design and operation of distributed energy systems[M].Tokyo: Springer, 2016:157-176[2022-08-10].https://doi.org/10.1007/978-4-431-55420-2_9.
 - [9] 刘书琪,顾洁,赖柏希,等.考虑负荷裕度的区域综合能源系统储能双层优化配置[J].电力自动化设备,2022,42(7):150-158.
 - [10] WANG Yongli, WANG Yudong, HUANG Yujing, et al. Planning and operation method of the regional integrated energy system considering economy and environment[J]. Energy, 2019, 171:731-750.
 - [11] MA Tengfei, WU Junyong, HAO Liangliang, et al. The optimal structure planning and energy management strategies of smart multi energy systems[J]. Energy, 2018, 160:122-141.
- 作者简介:
- 蔡含虎(1994),男,硕士,工程师,研究方向为电力系统规划设计、综合能源系统规划与优化运行;
- 孙建伟(1986),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统规划设计、综合能源;
- 谢彦祥(1995),男,硕士,工程师,研究方向为智能电网技术、综合能源。

(收稿日期:2023-01-21)