考虑灵活性需求的园区综合能源系统协同优化配置

林顺富,曾旭文,沈运帷,李东东 (上海电力大学 电气工程学院,上海 200090)

摘要:为了进一步考虑灵活性需求对综合能源系统(IES)资源配置的影响,在IES规划过程中,提出一种计及 灵活性需求及新能源不确定性的园区IES协同优化配置方法。基于价格弹性理论建立综合需求响应(IDR) 柔性负荷模型,采用Z-number方法描述IDR认知过程与结果的不确定性;考虑新能源的随机性和相关性,利 用非参数估计法与Frank-Copula函数改进风光出力联合概率模型,得到典型日风光出力曲线;以IES运营商 年化总成本最低为目标,构建上层优化设备型号与台数、下层优化机组运行的IES双层协同配置模型。算例 结果表明相较于未考虑IDR及新能源不确定性的场景,所提配置模型减少了成本,进一步提高了经济性,同 时配置方案充分考虑源荷双侧不确定性给系统带来的运行风险问题,从而实现了IES规划经济性与运行安 全性的平衡。

关键词:园区综合能源系统;灵活性需求;综合需求响应;配置规划;不确定性

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204079

0 引言

中图分类号:TM 715;TK 01

为了应对能源供应和气候恶化的问题,亟需构 建安全高效可持续发展的能源体系。在多项政策支 持与信息物理条件逐渐满足的新环境下,综合能源 系统 IES(Integrated Energy System)以电为中心,集 成多个能源子系统,打破不同系统间的管理壁垒,着 眼于提高系统整体经济性与可靠性,已成为促进能 源梯级利用、提高可再生能源消纳能力的重要手 段^[1]。在此基础上,为满足多能耦合、多荷交叉的能 源需求,对融合多级能量流与信息流的 IES 规划问 题进行研究十分必要。

对于区域规模较大或跨区域的IES通常需同时 优化系统配置和网架结构^[2],而对于规模较小的园 区IES或多能互补微网通常仅需优化IES内各类设 备的容量和类型,根据优化过程中设备容量的选取 (离散变量或连续变量)又可分为设备选型和设备定 容2个问题^[3]。文献[2]建立了能量枢纽模型,将其

收稿日期:2021-12-02;修回日期:2022-04-05 在线出版日期:2022-04-29

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB1503001);上海 市科学技术委员会资助项目(19020500800);上海市教育发 展基金会和上海市教育委员会"曙光计划"资助项目 (20SG52);上海市青年科技英才"扬帆计划"资助项目 (21YF1414700)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China (2018YFB1503001), the Science and Technology Commission of Shanghai Municipality (19020500800), the "Shuguang Program" of Shanghai Education Development Foundation and Shanghai Municipal Education Commission(20SG52) and the "Sailing Program" of Shanghai Science and Technology Commission(21YF1414700) 分为2层,在确定备选机组容量和型号的情况下,基 于图论实现上层能源传输网络和下层机组容量及型 号的整体规划。文献[3]同时考虑经济性和可靠性 建立多目标的 IES 优化配置模型,采用序贯蒙特卡 洛法对各设备状态进行模拟,实现配置方案可靠性 的量化。文献[4]研究了储能接入对IES安全边界 的影响,所提配置方法可提供经济性、安全性不同的 多种配置方案。然而,上述文献将终端用户的用能 情况视为恒定,并未考虑灵活需求对规划的影响。 需求响应技术旨在提高新型电力系统负荷调控能 力,随着IES的发展以及新能源渗透率的提高,发电 侧的波动性愈加明显,对电力系统灵活调节能力提 出更高要求,传统电力需求响应逐步衍生和扩展为 综合需求响应 IDR (Integrated Demand Response), IDR项目中的各类负荷不仅可以通过削减、转移的 方式参与其中,也可通过转换能源消耗种类的方式 扩大IDR的响应潜力^[5]。文献[6]建立了电力、热力 柔性负荷精细化模型,分析IDR的引入对储能设备 配置和IES灵活性的影响。文献[7]基于价格型需 求响应分析了IDR对系统运行效益及环境效益的贡 献,且在不同碳排放约束下研究了能源价格变动对 IES 配置结果的影响。然而,终端用户响应行为存在 灵活多变、难以控制的特点,因此考虑灵活性的负荷 调控将不可避免地增加IES不确定性,需要进一步 研究能准确描述用户响应不确定性的方法。目前, 针对用户响应行为不确定性的表示方法包括随机概 率法^[8]、鲁棒优化法^[9]、区间理论^[10]、模糊理论^[11]等。 但是随机概率法和模糊理论对数据量和原始数据的 准确度要求较高,在实际案例中获得精确的概率密 度函数和可靠的原始数据往往较困难;鲁棒优化和 区间理论将不确定变量分别限制在最恶劣情况或一

定区间内,可能导致对原始数据的不确定性分析不 足或求解结果相对保守的问题。上述方法均未考虑 原始建模数据的可靠性程度对所建模型的影响,且 现有研究中考虑IDR不确定性因素主要集中于IES 低碳经济调度问题,但是建设前期的设备配置和实 际运行调度情况相互制约、相互影响,因此有必要在 规划阶段进一步考虑IDR不确定性。

综上,本文提出了一种计及灵活性需求及新能 源不确定性的IES双层协同优化配置模型。供给侧 基于Frank-Copula函数充分考虑风光出力的不确定 性与相关性,采用场景生成与削减的方法得到典型 日风光出力曲线;需求侧基于Z-number的方法描述 IDR响应时间和用能形式两方面的响应特性,该方 法可结合用户响应行为的天然随机性以及先验数据 可信度来表示不确定性信息;同时考虑电价方案对 IDR响应量的影响,建立以IES运营商年化总成本最 低为目标的双层规划模型,以此优化设备选型与各 机组运行出力,并通过仿真算例验证模型的有效性 和经济性。

1 计及IDR的IES模型

1.1 IES结构

本文以包含小型风机WT(Wind Turbine)和光 伏PV(PhotoVoltaic)机组的园区IES为例,IES结构 如图1所示。实际应用中,IES大多是以冷/热/电 联供系统为核心^[12],因此为了更好地描述园区IES 的能流耦合关系,提高能源综合利用效率及实用性, 本文所构建的IES模型包含的能源设备具体如下: 热电联供CHP(Combined Heating and Power)机组、 WT、PV、燃气锅炉GB(Gas Boiler)、吸收式制冷机AC (Absorption Cooler)、电制冷机EC(Electric Cooler)、 电锅炉EB(Electric Boiler)、蓄电池BT(BatTery)、储 冷设备ISE(Ice-thermal Storage Equipment)及储热 设备HSE(Heat Storage Equipment)。



在供给侧,IES直接与外部配电网及天然气网络 相连,对于园区内小型WT与PV机组,采用"自发自 用、完全消纳"的运行机制,本地各类负荷需求优先 由新能源满足。在需求侧,该系统中主要的终端用 户分为冷、热、电、气负荷4类:电负荷由PV、WT、 CHP机组、BT和电网供给;热负荷由CHP机组、GB、 EB、HSE联合供给;冷负荷需求由AC、EC、ISE满足; 气负荷则由天然气直接供应。园区内实施IDR,利 用电价的变化引导需求侧调整自身用能方式与响应 量,从而改变能源消耗水平并实现能源间的相互 转化。

1.2 考虑IDR的负荷建模

从物理角度而言,用户的响应度主要由其负载 的运行特性决定。实际上,由于用户有不同的负荷 构成和用能习惯,其需求响应度差异很大。根据使 用性质,IES中的用能设备可以分为基本负荷与柔性 负荷。

1.2.1 基本负荷

基本负荷是指用户基本生活与生产的最低用能 需求,具有较高优先级且必须即时满足。该类负荷 主要包括电视、电磁炉、基本照明等,用能情况几乎 不受价格信息的影响,因此不具备参与IDR的能力。 基本负荷的模型可表示为:

$$P_{n,t}^{\text{base}} = P_{n,t}^{\text{base0}} \tag{1}$$

式中: $P_{n,t}^{\text{base0}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{base}}$ 分别为IDR前、后t时刻基本负荷的用能需求,下标n可指代电、热、冷3种负荷类型。 1.2.2 柔性负荷

本文考虑的柔性负荷主要分为3类,分别是可 削减负荷、可转移负荷、可替代负荷,这3类柔性负 荷的价格响应机理是一致的,均与柔性负荷基准值、 用户价格敏感度、电价改变量有关。但是由于3类 柔性负荷响应约束不同,因此模型的具体表述形式 也不尽相同。

可削减负荷是指在某个时段由于电价的改变, 可以在一定范围内调整能源用量的负荷,通常包括 亮度可调的照明设备、功率模式可调的采暖设备等。 可削减负荷的价格响应特性可描述为:

$$P_{n,t}^{\text{cut}} = P_{n,t}^{\text{cu0}} \left[1 + \frac{\zeta_{n,t}^{\text{cut}} \left(\chi_{t}^{e} - \chi_{t}^{e0}\right)}{\chi_{t}^{e0}} \right]$$
(2)

式中: χ_{t}^{e} 为t时刻用户的购电价格; $P_{n,t}^{eud}$ 和 $P_{n,t}^{eud}$ 分别为 IDR前、后t时刻用户的第n类可削减负荷值; χ_{t}^{e0} 为t时刻基准电价; $\zeta_{n,t}^{eut}$ 为t时刻第n类可削减负荷的价 格-需求弹性系数,表示参与IDR用户的用能需求对 能源价格的灵敏程度。一般情况下,能源价格变化 幅度越大,用户更有意识参与响应且由于需求与价 格之间通常呈负相关关系,因此柔性负荷的价格-需 求弹性系数取值小于0。 可转移负荷是指在一个响应周期内,工作时长和工作时段皆可灵活调整,但负荷总量恒定不变的负荷。典型的可转移负荷包括洗衣机、电动汽车等,可由式(3)描述其响应特性。此外可转移负荷还需要满足转移能量守恒约束以及参与IDR后可转移负荷的恢复与分配约束,分别如式(4)和式(5)所示。

$$P_{n,t}^{\text{mov}} = P_{n,t}^{\text{mov}0} \left[1 + \frac{\zeta_{n,t}^{\text{mov}} \left(\chi_{t}^{e} - \chi_{t}^{e0} \right)}{\chi_{t}^{e0}} \right]$$
(3)

$$\sum_{t' \in [t+1, t+T_{de}]} P_{n,t'}^{\text{mov}} = \left(P_{n,t}^{\text{mov}0} - P_{n,t}^{\text{mov}} \right)$$
(4)

$$P_{n,t'}^{\text{mov}'} = P_{n,(t+1)t}^{\text{mov}'} - \theta_n(t'-t-1) \quad t' \in [t+1,t+T_{\text{de}}] \quad (5)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{mov}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{mov}}$ 分别为IDR前、后t时刻用户的第n类可转移负荷值; $\zeta_{n,t}^{\text{mov}}$ 为t时刻第n类可转移负荷的 价格-需求弹性系数; T_{de} 为可转移负荷的最大转移 时间; θ_n 为第n类可转移负荷转移量的衰减系数,此 处假定负荷回弹过程在响应周期内线性恢复; $P_{n,t}^{\text{mov}}$ 为第n类可转移负荷由t时刻转移到t'时刻的负荷转 移量。

可替代负荷是指用户能利用电能或天然气2种 能源,满足相同用能需求的负荷。不同于可削减、可 转移负荷沿时间轴在不同时段间的纵向变化,可替 代负荷表现为同一时段内不同能源间的横向转 换^[13]。由于用户的购能方式仅为电力与天然气,因 此冷、热、电负荷之间的替代并非本文的研究重点, 本文仅考虑冷、热、电负荷向气负荷单向转换,且由 于用户侧可参与替换的冷、热负荷本应是通过电价 收费的,因此,可通过式(7)简化计算可替代负荷转 为气负荷的功率值。可替代负荷主要包括电/气两 用的家用厨具、空调、热水器等,用户通过比较不同 能源的价格信息来决定替代型负荷的运行模式,可 替代负荷参与IDR后的响应特性可描述为:

$$P_{n,t}^{\text{tran}} = P_{n,t}^{\text{tran0}} \left[1 + \frac{\zeta_{n,t}^{\text{tran}} (\chi_t^{\text{e}} - \chi_t^{\text{g}})}{\chi_t^{\text{g}}} \right]$$
(6)

$$P_{n,t}^{\text{tran}} - P_{n,t}^{\text{tran}0} = \lambda^{\text{tran}G} P_{n,t}^{\text{tran}G}$$

$$(7)$$

式中: $\zeta_{n,t}^{tan}$ 为t时刻第n类可替代负荷的价格-需求弹性系数; $P_{n,t}^{tan0}$ 和 $P_{n,t}^{tan}$ 分别为IDR前、后t时刻用户的第n类可替代负荷值; χ_{t}^{s} 为t时刻天然气价格,本文假设其为定值,不随时间变化; λ^{tanc} 为电-气转换效率; $P_{n,t}^{tanc}$ 为t时刻第n类可替代负荷转为气负荷的功率值。由于负荷具有天然随机性,上述公式中柔性负荷的基准值 $P_{n,t}^{euv}$ 、 $P_{n,t}^{tan0}$ 对于IES运营商而言是不确定的,已有研究表明负荷功率波动可近似认为服从正态分布,柔性负荷作为负荷的一部分,参考文献[14]假设其均服从以负荷预测值为期望、负荷预测值的10%为方差的正态分布。

ŀ

2 计及IDR的IES不确定性分析

2.1 基于Z-number的IDR不确定性描述方法

由于区域内不同用户的行为偏好、用能习惯、价格敏感度、环境作用等因素存在不确定性偏差,因此柔性负荷模型中的价格-需求弹性系数ζ_{n,i}属于复杂不确定性变量,难以精确描述。为此,本文引入 Z-number^[15]模型对价格型IDR不确定性进行建模。 一方面,采用模糊约束刻画变量不完备的信息;另一 方面,由于不完备信息也并非完全可靠,因此需加入 一些额外特征来表征可靠程度,可运用自然语言进 行描述。

Z-number 模型可表示为Z=(X,A,B),其中A是 对变量X的不确定性约束,即对X可能取值的限制, B被认为是可靠度,是对A不确定信息的可靠性度 量,即同时结合认知结果与认知过程两方面因素来 表示不确定性信息。以价格-需求弹性系数 $\zeta_{n,i}$ 为 例,假设某个用户对价格信息不敏感, $\zeta_{n,i}$ 为低,且 IES运营商根据负荷调研结果认为此用户 $\zeta_{n,i}$ 为低 的可信度较高,此时可将 $\zeta_{n,i}$ 的Z-number模型记为: $Z=(\zeta_{n,i},$ 低,较高可信)。在制定实际决策中,A和B是 2个模糊数,本文假定 IES 内各用户价格敏感度A为梯形模糊数,梯形隶属度函数 $\mu_A(x)$ 的数值分布区 间可用1个四元组 (a_1, a_2, a_3, a_4) 表示;数据可信度 参数B为三角模糊数,其隶属度函数 $\mu_B(x)$ 的数值分 布区间可用1个三元组 (b_1, b_2, b_3) 表示。

可以看出,相比于传统模糊模型仅用1个隶属 度函数表征不确定性变量,Z-number增加了对所采 集信息可靠性的度量,考虑了原始数据可靠性对不 确定性变量建模的影响。在现阶段缺乏可靠的工程 实测数据的情况下,通过建立基于Z-number的IDR 模型,在考虑用户响应行为天然随机性的基础上,兼 顾决策者对于不确定信息可靠程度的主观判断,可 更为有效地描述相关不确定性因素的真实作用 效果。

2.2 Z-number不确定性参数的概率化转换

本文所建立的IDR模型中既包含Z-number形式 的不确定性参数($\zeta_{n,t}^{evu}, \zeta_{n,t}^{mov}, \zeta_{n,t}^{tran}$),也包含采用传统概 率形式的随机变量($P_{n,t}^{evu}, P_{n,t}^{mov}, P_{n,t}^{tran}$),从而引发不同 类型变量不可公度性问题。因此,为了方便配置规 划模型进一步求解,需进行一致化处理。本文引入 基于等效概率的转化方法^[14],将Z-number变量转化 成概率形式,具体方法步骤如下。

1)利用 α 截集,將Z-number变量中B部分的模 糊参数转换为清晰数 α ,将 α 以权重形式加乘到约束 部分A的模糊数上,如图2(a)所示。 2)通过模糊期望近似不变定理对含权重约束的 不规则模糊参数归一化,将Z-number变量转换为标 准模糊数^[16],如图2(b)所示,图中Z'为归一化后的 标准模糊数。

3)通过式(8)利用重心法^[17]将所得的标准模糊 变量转化为概率形式,得到等效概率分布,由此计算 用户参与IDR后的多能负荷需求。

$$f(x) = \frac{\mu_{\bar{A}}(x)}{\int_{-\infty}^{+\infty} \mu_{\bar{A}}(x) dx}$$
(8)

式中: $\mu_{\bar{x}}(x)$ 为通过步骤2)计算得到的标准模糊隶 属度函数;f(x)为Z-number参数对应的等效概率 分布。



图 2 Z-number 参数向标准模糊数转换的示意图

Fig.2 Schematic diagram of Z-number parameter converted to standard fuzzy number

2.3 考虑风光出力相关性和不确定性的场景生成

风光出力具有不确定性和相关性,在IES规划中,可通过具有统计特征的典型场景表征,根据前期研究成果^[18],风光出力场景生成的具体步骤如下。

1)基于历史s天风光出力数据(采样周期为1h) 采用核密度估计法建立24h内各时刻的WT和PV 出力概率密度函数 $f_{m,t}(P_{t}^{\text{WT}})$ 和 $f_{m,t}(P_{t}^{\text{PV}})$ 分别如下:

$$f_{m,t}(P_t^{WT}) = \frac{1}{sm} \sum_{d=1}^{s} K\left(\frac{P_t^{WT} - P_{d,t}^{WT}}{m}\right)$$
(9)

$$f_{m,t}\left(P_{t}^{\mathrm{PV}}\right) = \frac{1}{sm} \sum_{d=1}^{s} K\left(\frac{P_{t}^{\mathrm{PV}} - P_{d,t}^{\mathrm{PV}}}{m}\right)$$
(10)

式中:m为窗宽; P_{ι}^{WT} 和 P_{ι}^{PV} 分别为t时刻WT和PV的 出力; $P_{d,\iota}^{WT}$ 和 $P_{d,\iota}^{PV}$ 分别为第d天t时刻WT和PV的出 力; $K(\cdot)$ 为高斯核函数。

2)根据 Frank-Copula 函数建立风光出力联合概率分布函数 $F(P_t^{WT}, P_t^{PV})$,具体表示如下:

$$F\left(P_{t}^{\mathrm{WT}}, P_{t}^{\mathrm{PV}}\right) = C\left(F_{P_{d,t}^{\mathrm{WT}}}\left(P_{t}^{\mathrm{WT}}\right), F_{P_{d,t}^{\mathrm{PV}}}\left(P_{t}^{\mathrm{PV}}\right)\right) \quad (11)$$

$$C(u_{\iota}, v_{\iota}; \lambda_{\iota}) = -\frac{1}{\lambda_{\iota}} \ln \left[1 + \frac{\left(e^{-\lambda_{\iota} u_{\iota}} - 1 \right) \left(e^{-\lambda_{\iota} v_{\iota}} - 1 \right)}{e^{-\lambda_{\iota}} - 1} \right] (12)$$

式中: $C(\cdot; \cdot)$ 为二维Frank-Copula函数; $u_t = F_{P_{a,t}^{WT}}(P_t^{WT})$ 和 $v_t = F_{P_{a,t}^{W}}(P_t^{V})$ 分别为WT和PV出力的累积分布函

数; λ_i 为*t*时刻风光出力相关性参数, $\lambda_i \in (-1, 1)$ 且 $\lambda_i \neq 0, \lambda_i$ 趋近于0表示*u*,和*v*,具有更好的独立性。

3)对各时刻的风光出力联合概率分布函数进行随机采样,并通过反变换得到每个时刻WT和PV的采样出力。

4)为了兼顾计算的精度和速度,采用*K*-means 方法对采样结果进行聚类,最终得到典型日场景。

3 IES 双层协同优化配置

3.1 电价方案

在价格型IDR项目中,电价水平的高低将直接 影响终端用户负荷响应程度,为充分挖掘需求响应 潜力,综合能源服务商只有制定合适的售电价格,才 能保证IDR的实施效果与供能经济性。本文采用文 献[19]所提出的分时电价制定方法,将平均电价设 为平时段电价,将峰谷时段电价上浮和下浮的比值 定义为峰谷拉开比Γ,改变Γ的大小,电价方案也随 之改变,进而可确定柔性负荷在不同电价方案下的 用能需求,得到使IES总成本最小的优化配置方案。 为不出现峰谷倒置的情况,综合考虑用户和运营商 双方利益,拉开比Γ应满足如下约束:

$$D_{\rm v}/D_{\rm p} \leq \Gamma \leq 1 \tag{13}$$

式中:D,和D,分别为谷、峰时段的用电总量。

3.2 IES双层规划模型

"双碳"目标的提出加快了能源市场的开放,在 市场作用下,综合能源服务公司或园区多能源运营 商多以经济利益为驱动考虑服务区域内规划问题。 因此,本文以IES运营商年化总成本最低为目标,构 建上层优化不同种类能源耦合设备的型号与台数、 下层优化各设备每小时出力情况的IES双层协同配 置模型。

3.2.1 上层规划模型

1)目标函数。

上层规划模型以IES年化总成本C最低为目标, 主要考虑系统投资成本 C_{inve} 、维护成本 C_{main} 和运行 成本 C_{ope} ,即:

$$\min C = C_{\text{inve}} + C_{\text{main}} + 365 \sum p_c C_{\text{ope}}$$
(14)

$$C_{\text{inve}} = (1-R) \sum_{i=1}^{M} \sum_{j \in \Phi_i} C_{\text{inv}, ij} H_{ij} I_{ij} \sigma_{ij}$$
(15)

$$H_{ij} = \frac{h(1+h)^{y_{ij}}}{(1+h)^{y_{ij}} - 1}$$
(16)

$$C_{\text{main}} = \varepsilon C_{\text{inve}}$$
 (17)

式中:R为所投资的固定资产残值率,取 C_{inve} 的5%; 下标i指代IES中所配置的元件种类,取1—10,与 CHP机组、GB、AC、EC、EB、WT、PV、BT、HSE、ISE顺 序——对应;M=10; Φ_i 为设备i的备选机组型号的集 合; $C_{inv,ij}$ 为设备*i*备选型号*j*的单位容量安装成本; H_{ij} 为设备*i*备选型号*j*的等值年资本回收率;*h*为贴现率; y_{ij} 为设备*i*备选型号*j*的生命周期期望值; I_{ij} 和 σ_{ij} 分别为设备*i*备选型号*j*的安装容量和安装状态, σ_{ij} 分别为设备*i*备选型号*j*的安装容量和安装状态, σ_{ij} 为0-1变量, σ_{ij} =1表示该设备被选中在IES中安装; ε 为设备维护成本系数; p_c 为典型日c出现的概率,下标c可指代夏季、冬季、过渡季3种典型日。

2)约束条件。

考虑到IES运营商实际可用安装场地受限,故 对所规划安装的各类能源耦合设备台数设置如下 约束:

$$0 \leq \sum_{i=1}^{M} \sum_{j \in \Phi_i} \sigma_{ij} \leq U_{ij}^{\max}$$
(18)

式中:U^{max}为设备i备选型号j的最大可安装台数。

为保证 IES 的供能可靠性,规划安装的设备容量需大于计及不确定性 IDR 的最大冷、热负荷,即:

$$\sum_{i=1}^{M} \sum_{j \in \Phi_{i}} I_{ij} \eta_{ij} \sigma_{ij} > L_{\max}^{C}$$
(19)

$$\sum_{i=1}^{M} \sum_{j \in \Phi_{i}} I_{ij} \eta_{ij} \sigma_{ij} > L_{\max}^{H}$$
(20)

式中: η_{ij} 为设备*i*备选型号*j*的能源转换率; L_{max}^{c} 和 L_{max}^{H} 分别为计及不确定条件下可能承担的最大冷、热负荷值。

3.2.2 下层规划模型

1)目标函数。

下层规划模型以运行成本最小化为目标,旨在 优化典型日下园区 IES 中各种能源转换设备的最优 出力,运行成本 *C*_{ope} 由购能成本 *C*_{ene}、碳排放成本 *C*_{eo2} 和实施 IDR 后运营商的营收差值 *C*_{IDR}构成,各部分 成本具体计算公式如下:

$$\min C_{\text{ope}} = C_{\text{ene}} + C_{\text{co}_2} + C_{\text{IDR}}$$
(21)

$$C_{\text{ene}} = \chi_t^g \sum_{t=1}^{24} \left(\frac{P_t^{\text{CHP}}}{V_{\text{LHV}}} + \frac{P_t^{\text{CB}}}{\eta_{\text{GB}} V_{\text{LHV}}} + \sum_{n=1}^{3} P_{n,t}^{\text{tranG}} \right) \Delta t + \sum_{t=1}^{24} \chi_t^{\text{e, buy}} P_t^{\text{grid, buy}} \Delta t$$
(22)

$$C_{\rm co_2} = \gamma \sum_{t=1}^{24} \left[P_t^{\rm grid, \, buy} \mu_e + \left(P_t^{\rm CHP} + \frac{P_t^{\rm GB}}{\eta_{\rm GB}} \right) \mu_g \right] \Delta t \quad (23)$$

$$C_{\rm IDR} = \sum_{t=1}^{24} \chi_t^{e0} \left(L_t^{\rm E0} + L_{t,\rm FL}^{\rm H0} + L_{t,\rm FL}^{\rm C0} \right) - \sum_{t=1}^{24} \chi_t^{e} \left(L_t^{\rm E} + L_{t,\rm FL}^{\rm H} + L_{t,\rm FL}^{\rm C} \right)$$
(24)

式中: P_{t}^{CHP} 和 P_{t}^{CB} 分别为t时刻所有型号的CHP机组和GB设备输出功率总和; η_{GB} 为GB的热效率; V_{LHV} 为天然气燃烧的低位热值,取10.8 kW·h/m³; Δt 为计算时间间隔,取1h; $\chi_{t}^{e,buy}$ 和 $P_{t}^{grid,buy}$ 分别为t时刻

IES运营商向电网的购电价格和功率; γ 为单位碳排 放处理成本; μ_e 和 μ_g 分别为电能和天然气的碳排放 系数; L_t^{EO} 、 L_t^E 分别为t时刻用户参与IDR前、后的电负 荷,包括不受价格影响的基本负荷和响应价格变化 的柔性负荷; $L_{t,EL}^{EO}$ 、 $L_{t,EL}^{EO}$ 分别为t时刻用户参与IDR 前、后的3类柔性热负荷之和; $L_{t,EL}^{CO}$ 、 $L_{t,EL}^{CO}$ 分别为t时刻 用户参与IDR前、后的3类柔性决负荷之和。需要 注意的是, C_{DR} 的值可能为负数,即实施IDR后的收 入大于实施IDR前,表现为收益的形式;反之,则表 现为成本形式。

2)约束条件。

(1)储能设备约束。

$$Q_{t+\Delta t}^{k} = (1 - \alpha_{k})Q_{t}^{k} + \Delta t \left(\eta_{k, \text{ in}} P_{t}^{k, \text{ in}} - \frac{P_{t}^{k, \text{ out}}}{\eta_{k, \text{ out}}}\right)$$
$$k \in \{\text{BT, HSE, ISE}\} \qquad (25)$$

$$Q_{\min}^{k} \leq Q_{t}^{k} \leq Q_{\max}^{k} \tag{26}$$

式中: Q_t^k 为t时刻第k类储能设备存储的能量; $P_t^{k,in}$ 、 $P_t^{k,out}$ 分别为t时刻第k类储能设备的充、放能功率; $\eta_{k,in}$ 、 $\eta_{k,out}$ 分别为第k类储能设备的充、放能效率; α_k 为第k类储能设备的自放能损耗系数; Q_{max}^k 、 Q_{min}^k 分别 为第k类储能设备容量的上、下限。

(2)设备出力约束。

$$W_{\min}^{ij} \leq W_t^{ij} \leq W_{\max}^{ij} \tag{27}$$

式中:W^{ij}为t时刻设备i备选型号j的正常输出功率,W^{ij}_{max}、W^{ij}_{max}分别为其上、下限。

(3)功率平衡约束。

$$L_{t}^{\mathrm{E}} + P_{t}^{\mathrm{EC}} + P_{t}^{\mathrm{EB}} + P_{t}^{\mathrm{BT, in}} - P_{t}^{\mathrm{grid, buy}} - P_{t}^{\mathrm{BT, out}} - P_{t}^{\mathrm{CHP}} \eta_{e} - P_{t}^{\mathrm{WT}} - P_{t}^{\mathrm{PV}} = 0$$
(28)

$$L_{t}^{C} + P_{t}^{ISE, in} - P_{t}^{ISE, out} - P_{t}^{EC} \boldsymbol{\eta}_{EC} - H_{t}^{AC} \boldsymbol{\eta}_{AC} = 0 \qquad (29)$$
$$I^{H} + H^{AC} + P^{HSE, in} - P^{HSE, out} -$$

$$P_t^{\rm CHP}\boldsymbol{\eta}_{\rm h} - P_t^{\rm CB} - P_t^{\rm EB}\boldsymbol{\eta}_{\rm EB} = 0 \qquad (30)$$

$$P_{t}^{n} = P_{n,t}^{\text{base}} + P_{n,t}^{\text{cut}} + P_{n,t}^{\text{mov}} + P_{n,t}^{\text{tran}}$$
(31)

式中: L_{t}^{n} 为t时刻第n类负荷需求,可指代电负荷 L_{t}^{E} 、 冷负荷 L_{t}^{c} 和热负荷 L_{t}^{H} ,各类负荷需求包括不受价格 影响的基本负荷和响应价格变化的柔性负荷; η_{e} 和 η_{h} 分别为 CHP 机组的发电效率和热转换效率; P_{t}^{EC} 和 H_{t}^{AC} 分别为t时刻 EC 和 AC 的输入功率; η_{EC} 和 η_{AC} 分别为 EC 和 AC 的制冷系数; P_{t}^{EB} 为t时刻 EB 的输出 功率。

3.3 模型求解

考虑灵活性需求与新能源不确定性的IES规划 配置模型求解流程图见附录A图A1。首先,处理新 能源出力的不确定性,取全年WT和PV出力历史数 据,利用高斯核密度函数和Frank-Copula函数生成 具有相关性的风光日出力曲线,通过聚类的方法得 到典型日风光出力;然后对需求响应不确定因素进 行处理,以日前多能负荷预测数据为基准,改变电价 方案,计算得到不同电价方案下,用户参与IDR后的 多能负荷需求;最后将上述数据以及各设备型号参 数作为基础数据输入IES双层协同优化配置模型 中。由3.2节可知,上层模型为整数非线性规划问题 且决策变量数量较少,采用遗传算法进行求解;下层 模型为混合整数线性规划问题,基于GAMS建模工 具^[20]调用求解器进行求解,通过比较所有电价方案 下总成本的最优值,输出IES优化配置结果及优化 运行方案,此时的电价方案即为最优电价方案。

4 算例仿真与分析

4.1 基础数据

本文以南方某园区 IES 为例进行仿真分析,其 等效结构如图1所示。由于不同季节用能负荷的差 异,分别对夏季和非夏季采取不同峰谷平时段划分 方式,具体时段划分见附录A表A1。为了提高用户 参与 IDR 的积极性,将峰、谷分时电价比设置为5:1。 园区内各备选设备型号及参数见附录A表A2。各 典型日负荷数据见附录A图A2—A4,其中基本负 荷、可削减负荷、可转移负荷、可替代负荷占比为 0.6:0.15:0.2:0.05。IES 运营商外部购电价格见附 录A图A5。天然气购买价格恒为2.8元/m³。碳排 放处理成本为0.02元/kg。电能和天然气的碳排放 系数 μ_e和 μ_g分别为0.8、0.25 kg/(kW·h)。

4.2 风光出力典型日场景

WT和PV的典型日出力(标幺值)曲线如图3所示,各个场景呈现出明显的季节性与时序性,根据光照强度和风速水平将其划分为夏季、冬季和过渡季, 代表相应季节典型日的风光出力情况。为满足综合能源运营商的经济效益并推动"双碳"目标的实现, 本文以实际场地最大安装风光机组上限进行规划, 即WT与PV容量为定值,取3台WT与2组PV电池。



图 3 风光出力曲线

Fig.3 Wind power and photovoltaic output curves

4.3 风光出力及 IDR 不确定性对优化配置结果的 影响分析

本节设计了5种场景进行对比分析,见表1。由 表可知:场景1不考虑IDR对规划模型的影响,即所

有负荷均为基本负荷的确定性场景;场景2和场景3 分别选取梯形隶属度函数中心点等于-0.2和-0.7的 Z-number值表示用户价格弹性水平分别为低和高, 并假设其可信度均较高,即三角形隶属度函数选取 (0.8,0.9,1);场景4选取三角形隶属度函数中心点 为0.4表示此时IDR相关数据可信度为低;场景5假 设IDR相关数据可信度为完全可信,即忽略数据可信 度对IDR的作用,由于 ζ_{n} 仅由一个模糊数表示,此时 的Z-number模型等效于传统模糊模型。通过对比 场景1-3可分析不同用户价格敏感度对IES规划 的影响,场景3-5的用户价格弹性水平均为高,但数 据可信度不同,因此可对比不同数据准确度对IES配 置的影响。需要注意的是,隶属度函数的参数可根 据实际案例中不同自然语言的具体描述选取合适的 数值分布区间,不同的参数依然适用于本文所提的 IES优化配置方法,对本文的分析过程并无影响。

表1 场景设置情况

Table	1	Scenario	setting	situations
	-			

场 景	弹性 水平 A	数据 可信 度 <i>B</i>	模型 形式	(a_1, a_2, a_3, a_4)	(b_1, b_2, b_3)
1	_	_	确定性	(0,0,0,0)	_
2	低	高	Z-number	(0,-0.1,-0.3,-0.4)	(0.8,0.9,1)
3	高	高	Z-number	(-0.5, -0.6, -0.8, -0.9)	(0.8,0.9,1)
4	高	低	Z-number	(-0.5, -0.6, -0.8, -0.9)	(0.3, 0.4, 0.5)
5	青同	完全 可信	传统模糊	(-0.5,-0.6,-0.8,-0.9)	(1,1,1)

应用本文所提规划模型对不同价格弹性场景和 不同数据可信度场景下的IES优化配置方案进行求 解,使IES年化总成本最小的峰、平、谷分时电价分 别为1.33、0.8、0.27元/(kW·h)。各场景优化配置 方案及年化成本对比分别见表2、3。各配置方案之 间并不存在孰优孰劣之分,而是使用Z-number方法 描述IDR不确定性后的IES经济性最优配置方案。 由于ISE和HSE成本低,有较大盈利空间,其优化结 果均为3台II型HSE、3台II型ISE,即等于其上限容 量,因此并未在表中体现。

表2 各场景优化配置方案

Table 2 Optimal configuration scheme in each scenario

迅友	配置方案						
以甘	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5		
CHP 机组	1台Ⅱ型, 1台Ⅲ型	1台Ⅰ型, 1台Ⅲ型	2台Ⅱ型	1台Ⅰ型, 1台Ⅲ型	2台Ⅱ型		
GB	1台Ⅱ型, 2台Ⅲ型	1台Ⅱ型, 2台Ⅲ型	1台Ⅱ型, 1台Ⅲ型	2台Ⅲ型	1台Ⅲ型		
AC	1台 I 型	1台Ⅱ型	1台Ⅲ型	1台 I 型	1台Ⅲ型		
EC	1台Ⅲ型	1台Ⅱ型	1台 I 型	1台Ⅱ型	1台 I 型		
EB	1台Ⅰ型, 1台Ⅱ型	2台 I 型	1台Ⅱ型	2台 I 型	1台 I 型		
BT	1台Ⅱ型, 2台Ⅲ型	2台Ⅲ型	1台Ⅰ型, 1台Ⅲ型	1台Ⅱ型, 1台Ⅲ型	1台Ⅰ型, 1台Ⅲ型		

表3 各场景年化成本对比

 Table 3
 Annual cost comparison in each scenario

				_	毕 位:
成本	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
投资成本	248.33	225.70	198.18	217.46	195.17
维护成本	12.41	11.29	9.91	10.87	9.76
购能成本	637.04	626.37	608.31	619.18	602.25
碳排放成本	13.98	13.24	13.01	13.17	12.94
IDR成本	_	-10.25	3.57	-4.21	5.12
总成本	911.76	866.35	832.98	856.47	825.24

4.3.1 不同用户价格敏感度对IES规划的影响

为展示 IDR 不同用户价格敏感度对 IES 规划 的影响作用,对比场景1与场景2,可看出供冷和供 热设备总装机容量分别降低了8.84%和6.28%,且 由于 IDR 的加入,对 BT 的需求减少,因此设备初始 投资成本减少了22.63万元。在场景2中 IDR 成本 为-10.25万元,表现为收益形式,这是由于用户对价 格的灵敏度不高,柔性负荷的改变量少。但峰时段 负荷量与电价均处于高位,因此 IES 运营商考虑 IDR 后相较于不考虑 IDR 以基准电价向用户售电将获得 更多收益,但根据场景3的计算结果可看出 IDR 成 本会随着用户价格弹性水平的提高,电价峰时段负 荷量的降低,最终转化为成本形式。与场景1相比, 场景2和场景3总成本分别减少了4.98%和8.64%, 这说明 IDR 用户价格敏感度的增加能有效提高系统 的经济性。

4.3.2 不同数据可信度对IES规划的影响

为表明不同数据可信度对 IES 规划的影响, 场景5假设IDR相关数据可信度为完全可信,此时 Z-number模型等效于传统模糊模型。场景5的冷、 热、电负荷峰值降幅最大且用能总量最少,其设备初 始投资成本和外部购能成本均有所降低,即使额外 增加了5.12万元的IDR 成本,总运行成本仍然为5 个场景中的最小值。场景4的用户价格弹性水平为 高,但IDR相关数据可信度为低,负荷峰值和负荷总 量的降低程度都不如场景5明显,在上层规划设备 选型时,为了保证系统可靠性,设备安装容量与系统 运行成本相应增加。对比场景3-5可知,随着数据 可靠程度的降低,由于考虑规划期内不确定性IDR 的影响,为保证供能可靠性,各类供能设备初始安装 容量增加,IES年化总成本随之升高。然而,在实际 工程中,若不考虑IES中可能存在的响应度数据可 信度问题,会导致配置结果的有效性下降,而应用本 文所提方法可在规划过程中计及原始数据可靠程度 的影响作用,有助于IES运营商更加合理地规划设 备配置与机组运行,评估IDR的预期效益。

4.4 机组优化出力分析

为分析 IDR 参与 IES 运行所带来的影响,以夏

季场景3为例,IES典型日电功率平衡情况见图4, 冷、热功率平衡情况分别见附录A图A6和图A7。





Fig.4 Electric power balance of typical summer day

根据电、冷、热功率平衡情况可以看出,夏季冷负荷需求较高,且峰谷差大,电负荷需求一般,而热负荷需求很低,且波动较小。当用户对价格信息的敏感度和参与IDR项目的数据可信度均较高时,对比IDR前后电、冷、热负荷曲线可发现,IDR参与系统运行可以有效减小冷、热、电负荷峰值,提升谷时段用能总量。可见,用户为减少自身用能成本,各类负荷都将电价峰时段的部分负荷向电价谷时段转移或借助能源转换设备替代为气负荷,以此满足自身用能需求。以夏季冷负荷为例,峰谷差由1540.55 kW减小至1155.07 kW。相较于引入IDR前,各类负荷曲线更加平缓,有助于维持系统平稳运行。

1)在00:00—06:00、22:00—24:00时段内,风光 出力较小,此时电负荷的功率缺额通过向外部电网 购电获得;冷负荷虽处于当日平值时段或谷值时段, 但需求水平仍然较高,此时冷负荷由 EC 和 ISE 供 给,确保冷负荷的供需平衡;由于夏季夜间热负荷需 求很低,为减轻 IES 运营商的运行成本,此时不启动 CHP 机组或 GB 等制热设备,热负荷由 HSE 供给即 可满足。

2)在06:00—22:00时段内,风光出力不断增加, 此时电价处于平时段或峰时段,系统通过CHP机组 进行发电,CHP机组满功率运行,满足电负荷与EC 耗电功率的同时产生大量的热能,远远超过热负荷 及HSE的消纳能力,与此同时冷负荷又处于当日的 峰值时段,因此优先利用AC将多余热能转化为冷 能,若AC仍无法满足冷负荷需求,剩余部分再由EC 或ISE供给。可以看到,引入IDR及配置储能系统 后,储能装置的运行方式符合"低充高放"的策略,更 有利于降低IES的购能成本。

5 结论

本文提出一种考虑灵活性需求与新能源不确定

性的园区 IES 双层协同优化配置模型,基于本文仿 真结果,对比分析不同场景下的 IES 配置情况,结果 表明 IDR 用户价格敏感度的增加可以减少能源转换 设备初始安装容量与投资成本,也可影响储能装置 的规划,降低 IES 对储电设备的需求。应用本文所 提方法可在规划过程中计及原始数据可靠程度的影 响作用,有助于 IES 运营商更加合理地规划设备配 置与机组运行,评估 IDR 的预期效益。

随着未来能源市场开放程度的提高,多区域IES 协同规划问题和多IES运营商之间的利益博弈是笔 者下一步的研究工作。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 王奖,邓丰强,张勇军,等.园区能源互联网的规划与运行研究 综述[J]. 电力自动化设备,2021,41(2):24-32,55.
 WANG Jiang, DENG Fengqiang, ZHANG Yongjun, et al. Review on planning and operation research of park energy internet[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41(2): 24-32,55.
- [2] HUANG Wujing, ZHANG Ning, YANG Jingwei, et al. Optimal configuration planning of multi-energy systems considering distributed renewable energy [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2): 1452-1464.
- [3]边晓燕,史越奇,裴传逊,等.计及经济性和可靠性因素的区域 综合能源系统双层协同优化配置[J].电工技术学报,2021,36 (21):4529-4543.

BIAN Xiaoyan, SHI Yueqi, PEI Chuanxun, et al. Bi-level collaborative configuration optimization of ICES considering economy and reliability [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(21):4529-4543.

- [4] 果营,王丹,李思源,等.基于安全域的区域综合能源系统储能 优化配置[J].电网技术,2022,46(2):604-614.
 GUO Ying, WANG Dan, LI Siyuan, et al. Optimal allocation of energy storage in regional integrated energy system based on security region[J]. Power System Technology,2022,46(2): 604-614.
- [5]刘天琪,张琪,何川.考虑气电联合需求响应的气电综合能源 配网系统协调优化运行[J].中国电机工程学报,2021,41(5): 1664-1677.

LIU Tianqi,ZHANG Qi,HE Chuan. Coordinated optimal operation of electricity and natural gas distribution system considering integrated electricity-gas demand response[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(5):1664-1677.

 [6]许周,孙永辉,谢东亮,等. 计及电/热柔性负荷的区域综合 能源系统储能优化配置[J]. 电力系统自动化,2020,44(2): 53-59.
 XU Zhou,SUN Yonghui,XIE Dongliang, et al. Optimal configuration of energy storage for integrated region energy system

considering power / thermal flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2):53-59.

[7] 蔡含虎,向月,杨昕然. 计及需求响应的综合能源系统容量经济配置及效益分析[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):186-194.
 CAI Hanhu, XIANG Yue, YANG Xinran. Economic capacity allocation and benefit analysis of integrated energy system considering demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):186-194.

[8] 程浩原, 艾芊, 孙东磊, 等. 多微电网虚拟备用模型在计及不确 定性的需求侧资源分配中的应用[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(2):210-216.

CHENG Haoyuan, AI Qian, SUN Donglei, et al. Application of multi-microgrid virtual reserve model in demand-side resource allocation considering uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2):210-216.

- [9] 王蓓蓓,胥鹏,王宣元,等.需求响应分布鲁棒建模及其大规模 潜力推演方法[J].电力系统自动化,2022,46(3):33-41.
 WANG Beibei,XU Peng,WANG Xuanyuan, et al. Distributionally robust modeling of demand response and its large-scale potential deduction method[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(3):33-41.
- [10] 曾博,徐富强,刘一贤,等.综合考虑经济-环境-社会因素的多能耦合系统高维多目标规划[J].电工技术学报,2021,36(7): 1434-1445.

ZENG Bo, XU Fuqiang, LIU Yixian, et al. High-dimensional multiobjective optimization for multi-energy coupled system planning with consideration of economic, environmental and social factors[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(7):1434-1445.

[11] 崔杨,张家瑞,王铮,等. 计及价格型需求响应的风-光-光热联合发电系统日前调度策略[J]. 中国电机工程学报,2020,40 (10):3103-3114.
 CUI Yang,ZHANG Jiarui,WANG Zheng, et al. Day-ahead scheduling strategy of wind-PV-CSP hybrid power generation sys-

tem by considering PDR[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10):3103-3114.

- [12] 崔鹏程, 史俊祎, 文福拴, 等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽 优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6):101-109.
 CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response[J].
 Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):101-109.
- [13] 刘珮云,丁涛,贺元康,等. 基于综合需求响应的负荷聚合商最 优市场交易策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):224-231.
 LIU Peiyun, DING Tao, HE Yuankang, et al. Optimal trading strategy for load aggregator based on integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 224-231.
- [14] ZENG B,ZHU X,CHEN C, et al. Unified probabilistic energy flow analysis for electricity-gas coupled systems with integrated demand response[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(13): 2697-2710.
- [15] ZADEH L A. A note on Z-numbers[J]. Information Sciences, 2011,181(14):2923-2932.
- [16] KANG Bingyi, WEI Daijun, LI Ya, et al. A method of converting Z-number to classical fuzzy number[J]. Journal of Information and Computational Science, 2012,9(3):703-709.
- [17] FLAGE R, AVEN T, ZIO E, et al. Concerns, challenges, and directions of development for the issue of representing uncertainty in risk assessment[J]. Risk Analysis, 2014, 34(7):1196-1207.
- [18] LIN Shunfu, LIU Chitao, SHEN Yunyi, et al. Stochastic planning of integrated energy system via Frank-Copula function and scenario reduction[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022,13(1):202-212.
- [19] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等.智能电网下计及用户侧互动的发 电日前调度计划模型[J].中国电机工程学报,2013,33(1): 30-39.

LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm[J]. Proceedings of the CSEE,2013, $33(1)\!:\!30\text{-}\!39.$

[20] SOROUDI A. Power system optimization modeling in GAMS [M]. [S.l.]:Springer, 2017.

作者简介:

林顺富(1983—),男,教授,博士研究生导师,主要研 究方向为智能电网用户端技术(E-mail: shunfulin@shiep. edu.cn);



曾旭文(1997—),男,硕士研究生,主 要研究方向为综合能源系统规划(E-mail: zengxuwen1@163.com);

沈运帷(1992—),女,讲师,博士,通信 作者,主要研究方向为需求响应、综合能源 和辅助服务市场(E-mail: ywshen@shiep. edu.cn)。

(编辑 李玮)

Collaborative optimal configuration of park-level integrated energy system considering flexibility requirement

LIN Shunfu, ZENG Xuwen, SHEN Yunwei, LI Dongdong

(College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: To take the impact of flexibility requirement on the resource allocation for IES(Integrated Energy System) into further consideration, a collaborative optimal configuration method for park-level IES considering flexibility requirement and uncertainty of renewable energy is hereby proposed in planning process of IES. Based on the price elasticity theory, the IDR(Integrated Demand Response) flexible load model is built with the uncertainty of the IDR cognitive process and results described by Z-number method. Considering the stochasticity and correlation of renewable energy, the joint probability model of wind and photovoltaic output is improved by using the non-parametric estimation method with Frank-Copula function, and the typical daily wind and photovoltaic output curves are obtained. Taking the minimum total annual cost for IES operators as an objective, the bi-level collaborative configuration model of IES is constructed in which the model and number of equipment are optimized in the upper level while the operation of unit is optimized in the lower level. The case study results indicate that compared to the scenario without considering IDR and renewable energy uncertainty, the proposed configuration model reduces the cost and further improves the economy. Meanwhile, the operation risk of the system caused by the uncertainty of both source and load sides is fully considered in the configuration scheme, thereby achieving the balance between the economy of IES planning and operation safety.

Key words: park-level integrated energy system; flexibility requirement; integrated demand response; configuration planning; uncertainty 附录 A



图 A1 求解流程图

Fig.A1 Flowchart of model solving

表 A1 分时电价时段划分

Table A1 Time-period division of time-of-use electricity price

分时电价	夏季时段划分	非夏季时段划分		
	08:00-11:00	02.00.11.00		
峰	13:00-15:00	08:00-11:00		
	18:00-21:00	18:00-21:00		
	06:00-08:00	06.00.08.00		
W	11:00-13:00	11.00.18.00		
Ŧ	15:00-18:00	11:00-18:00		
	21:00-22:00	21:00-22:00		
谷	22:00-6:00	22:00-06:00		

Table A2 Device parameters of IES						
设备	类型	容量	投资成本	转化效率/%	生命周期/a	功率上限、下限
	Ι	1200 kW	4600 元/kW	电: 35, 热: 50	20	1200、12 kW
CHP 机组	II	1500 kW	4500 元/kW	电: 35, 热: 45	20	1500、15 kW
	III	2000 kW	4200 元/kW	电: 40, 热: 45	20	2000、20 kW
	Ι	700 kW	310 元/kW	75	20	700、7 kW
GB	II	900 kW	270 元/kW	75	20	900、 9 kW
	III	1200 kW	222 元/kW	80	20	1200、12 kW
	Ι	800 kW	1160 元/kW	120	10	800、 8 kW
AC	II	1150 kW	1080 元/kW	120	10	1150、11.5 kW
	III	1400 kW	1050 元/kW	120	10	1400、14 kW
	Ι	800 kW	900 元/kW	400	15	800、8 kW
EC	II	1150 kW	840 元/kW	400	15	1150、11.5 kW
	III	1400 kW	810 元/kW	400	15	1400、14 kW
ED	Ι	800 kW	2500 元/kW	75	20	800、 8 kW
ED	Π	1000 kW	2100 元/kW	88	20	1000、10 kW
	Ι	400 kW \cdot h	1870 元/ (kW ・ h)	去 能 05	10	100 kW
BT	II	600 kW \cdot h	1680 元/ (kW • h)	元能: 95 放能: 95	10	150 kW
	III	800 kW \cdot h	1440 元/ (kW • h)		10	200 kW
HCE	Ι	600 kW \cdot h	100 元/(kW ・ h)	充能: 90	20	150 kW
HSE	II	$800 \text{ kW} \cdot \text{h}$	90 元/(kW ・ h)	放能: 90	20	200 kW
ICE	Ι	600 kW \cdot h	190 元/(kW ・ h)	充能: 90	20	150 kW
ISE	II	$800 \text{ kW} \cdot \text{h}$	136 元/(kW · h)	放能: 90	20	200 kW
PV		100 kW	12700 元/kW	-	25	-
WT		200 kW	6000 元/kW	-	20	-

表 A2 IES 设备参数





Fig.A2 Load data for typical day in transition season



图 A3 夏季典型日负荷数据





图 A4 冬季典型日负荷数据





图 A5 IES 运营商外部购电价格

Fig.A5 External power purchase price of IES operator



图 A6 夏季典型日冷功率平衡





