

5-26-2022

Economic dispatch of park integrated energy system considering the uncertainty of distribution generation and demand response

Hua PAN

School of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China

Zheng YAO

School of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China

Lingling HUANG

Electric Power Engineering of Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China

Zuofang LIANG

Heze Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Shandong 274000, China

Jing FANG

School of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China

Follow this and additional works at: <https://jepst.researchcommons.org/journal>

Recommended Citation

PAN, Hua; YAO, Zheng; HUANG, Lingling; LIANG, Zuofang; and FANG, Jing (2022) "Economic dispatch of park integrated energy system considering the uncertainty of distribution generation and demand response," *Journal of Electric Power Science and Technology*. Vol. 37: Iss. 2, Article 12.

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2022.02.012

Available at: <https://jepst.researchcommons.org/journal/vol37/iss2/12>

This Article is brought to you for free and open access by Journal of Electric Power Science and Technology. It has been accepted for inclusion in Journal of Electric Power Science and Technology by an authorized editor of Journal of Electric Power Science and Technology.

考虑分布式电源及需求响应不确定性的 园区综合能源系统经济调度

潘 华¹, 姚 正¹, 黄玲玲², 梁作放³, 方 静¹

(1. 上海电力大学经济与管理学院, 上海 200090; 2. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090;
3. 国网山东省电力公司菏泽供电公司, 山东 274000)

摘要:需求响应(DR)在协助园区综合能源系统(PIES)消纳分布式电源(DG)上发挥了重要的作用,然而其不确定性却又给 PIES 经济运行带来了巨大的挑战。鉴于此,提出一种基于信息间隙决策理论(IGDT)的 PIES 经济调度模型。首先,以系统运行成本最小为目标,构建含 DR 的冷/热/电联供型 PIES 经济调度模型。在此基础上,利用 IGDT 处理 DR 和 DG 的不确定性,针对传统 IGDT 仅适用于单因素偏差系数的问题,赋予 DR 和 DG 出力偏差系数不同的权重,兼顾二者的不确定性对 PIES 经济运行所带来的影响;针对不同类型的决策者分别建立风险规避鲁棒模型和风险偏好机会模型,满足不同类型决策的需要。然后,通过 GAMS 软件求解,量化分析 PIES 在不同目标运行成本下,2 种不同决策模型所对应的不确定性的等效偏差系数。最后,通过算例验证所提模型的有效性,为 PIES 调度计划者制定调度计划提供定量的决策依据。

关键词:需求响应;分布式电源;园区综合能源系统;信息间隙决策理论;不确定性

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.02.012 中图分类号:TM731 文章编号:1673-9140(2022)02-0094-12

Economic dispatch of park integrated energy system considering the uncertainty of distribution generation and demand response

PAN Hua¹, YAO Zheng¹, HUANG Lingling², LIANG Zuofang³, FANG Jing¹

(1. School of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. Electric Power Engineering of Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 3. Heze Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Shandong 274000, China)

Abstract: Demand response (DR) has played an important role in promoting the integration distribution generations (DG) into the park integrated energy system (PIES). However, the uncertainty of DGs becomes a huge challenge to the economic operation of PIES. In view of this, a PIES economic dispatch model is proposed on the basis of the information gap decision theory (IGDT). First of all, with the objective function of minimizing the operating cost of the PIES, an economic dispatch model of PIES with DR is constructed with the consideration of cooling/heating/electricity. On this basis, the IGDT is utilized to deal with the uncertainties of DR and DG. Since the traditional IGDT is only suitable for single-factor deviation coefficients, different weights are set to DR and DG to take all the uncertainties in-

收稿日期:2020-11-17;修回日期:2021-04-30

基金项目:国家自然科学基金(51707112);国家社会科学基金(19BGL003);上海市哲社基金(2019BGL002)

通信作者:潘 华(1976-),男,硕士,副教授,主要从事电力安全信息化与决策的研究;E-mail:stevepan2005@126.com

to account when analyzing the impact of economic operations of PIES. For different types of decision makers, a risk aversion robustness model and a risk seeker opportuneness model were established to meet the needs of different types of decision-making. Then, according to the GAMS software, the equivalent deviation coefficients are calculated for the uncertainties corresponding to the two different decision-making models, with the consideration of different operating cost targets. Finally, the validity of the proposed model is verified by a case study, which provides a quantitative decision-making basis for the planner to make PIES scheduling plans.

Key words: demand response; distribution generation; park integrated energy system; information gap decision theory; uncertainty

随着能源需求的日益增长,化石等不可再生能源日渐短缺,以风电、光伏为代表的分布式电源(distribution generation, DG)以其清洁、高效及可再生性成为了世界经济可持续发展的必然选择^[1]。综合能源系统概念的提出,为 DG 消纳提供了新途径,与此同时,需求响应(demand response, DR)作为一种转移能源利用时间的方式,能够有效协助综合能源系统对 DG 的消纳^[2-3]。随着综合能源系统研究的深入,为当代能源发展带来了新的机遇和挑战:DG 依赖于自然资源发电,具有很强的波动性、随机性及间歇性,其并网时会使综合能源系统产生失负荷的风险,严重威胁到了综合能源系统的安全;用户参与 DR 时极易受到环境、能源价格政策以及能源价格波动等众多不确定因素的干扰,使得综合能源系统失负荷的风险进一步扩大^[4-6]。因此,在综合能源系统对 DR 和 DG 的不确定性的研究具有重要的理论和现实意义。

当前对综合能源系统中有关 DR 和 DG 出力不确定性的研究,国内外学者大多采用鲁棒优化、随机优化、模糊机会约束以及证据理论等方法。文献[7-8]在所构建的综合能源系统中,采用鲁棒优化处理 DG 出力的不确定性,同时将 DR 建立为确定型模型,验证了所提模型的有效性;文献[9]在综合能源系统中考虑了 DG 出力的不确定性,并采用随机优化的方法进行处理,同时建立了 DR 模型调节用能负荷,分析了所提模型的正确性;文献[10]建立了价格型需求响应模型,并通过模糊理论对其不确定性进行处理,验证分析了 DR 的不确定性对系统运行所带来的影响;文献[11-12]在所建立的综合能源系统中,采用证据理论和可信度水平来处理 DR 的不确定性,验证分析了考虑 DR 的不确定性时对系统运行所带来的影响;文献[13-14]在所建立的综合能

源系统中,综合考虑了多种需求响应技术的不确定性,采用模糊理论及概率理论对综合需求响应的不确定性进行处理,验证了论文所提模型的有效性。

通过以上分析可知,DR 和 DG 出力的不确定性对系统运行所带来的影响不容忽视,但以上处理方法需要在使用前精确地定义不确定性输入,例如概率密度函数或不确定区间等。同时,在处理不确定性的角度上,以上研究多对 DG 和 DR 的不确定性分别进行研究,未有学者提出一种建模方法对 DR 和 DG 的不确定性同时进行分析。信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)在虚拟电厂调度^[15-16]、机组组合^[17-18]、配电网优化^[19-20]、电力系统调度^[21-22]等领域中得到了很好的应用,为解决上述问题提供了一条可行的方案。因此,利用 IGDT 同时处理 DR 和 DG 的不确定性对综合能源系统所带来的影响具有重要的研究意义。

本文构建含有冷/热/电多种类型能源的综合能源系统经济调度模型,以系统运行成本最小为目标,包含冷/热/电功率平衡、燃气轮机运行、储能装置运行等约束条件;采用 IGDT 处理 DR 和 DG 出力的不确定性,并针对不同类型的决策者制定 2 种不同类型的经济调度模型;针对传统 IGDT 仅适用于单因素偏差系数的问题,赋予 DR 和 DG 出力偏差系数不同权重;最后,通过算例验证论文所提模型的有效性,定量分析目标成本和不确定性等效偏差系数之间的关系,为综合能源系统调度计划者制定调度计划提供依据。

1 园区综合能源系统结构及模型

1.1 园区综合能源系统结构

如图 1 所示,园区综合能源系统(park integrat-

ed energy system, PIES)通过配电网和天然气管网与外界联络,主要由 DG、燃气轮机、电制冷机、电加热器、吸收式制冷机以及储能装置等设备组成,其中 DG 包括风机和光伏。负荷侧为冷、热、电 3 种用能负荷,通过 DR 对不同类型负荷的弹性负荷进行调节,转移部分负荷至电价较低及风光出力水平较高时刻,从而降低系统运行成本、增加系统运行灵活性。PIES 由配电网、DG、燃气轮机及电储能进行电能供给,由燃气轮机、电加热器及热储能进行热能供给,由电制冷机、吸收式制冷机及冷储能进行冷能供给。

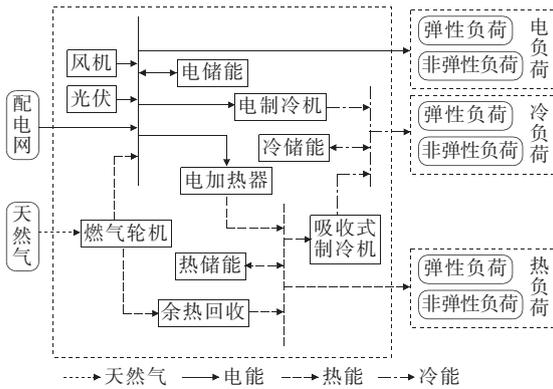


图1 园区综合能源系统结构

Figure 1 Topology of park integrated energy systems

1.2 需求响应模型

本文将用户用能负荷划分为弹性和非弹性负荷,调度计划人员通过实施电价机制,利用 PIES 中的冷、热、电能的零售价格引导价格敏感型用户对负荷进行调节,并将用户响应 DR 时所降低的冷、热、电负荷视为增加“虚拟冷、热、电能出力”,反之则视为降低^[23]。

价格型需求响应模型的具体建模方法详见参考文献[23]。可建立简化后仅考虑自弹性负荷的用能负荷模型:

$$\begin{cases} L_i^E = L_i^E \cdot \delta^E \cdot \left(1 + E_{ii}^E \cdot \frac{\Delta\theta_i^E}{\theta_i^E}\right) \\ \{L_i^C = L_i^C \cdot \delta^C \cdot \left(1 + E_{ii}^C \cdot \frac{\Delta\theta_i^C}{\theta_i^C}\right) \\ L_i^T = L_i^T \cdot \delta^T \cdot \left(1 + E_{ii}^T \cdot \frac{\Delta\theta_i^T}{\theta_i^T}\right) \end{cases} \quad (1)$$

式中 L_i^E 、 L_i^C 、 L_i^T 分别为 DR 实施后的电、冷、热能负荷中的弹性负荷容量; L_i^E 、 L_i^C 、 L_i^T 分别为

DR 实施前 t 时刻电、冷、热能负荷; δ^E 、 δ^C 、 δ^T 分别为电、冷、热负荷中弹性负荷容量占比; E_{ii}^E 、 E_{ii}^C 、 E_{ii}^T 分别为电、冷、热能自弹性系数; θ_i^E 、 θ_i^C 、 θ_i^T 分别为 DR 实施前零售电、冷、热能价格; $\Delta\theta_i^E$ 、 $\Delta\theta_i^C$ 、 $\Delta\theta_i^T$ 分别为 DR 实施后零售电、冷、热能价格的变化量。

1.3 设备模型

本文所构建的园区综合能源系统中各设备包括能源转换和能源存储设备,并考虑其详细数学模型及运行成本模型。

1)能源转换设备。包括燃气轮机、电加热器、电制冷机及吸收式制冷机,其详细的数学模型参见文献[24-25]。各能源转换设备的运行成本模型为

$$f_m = \sum_{s,t} p_{s,t} \pi_s \quad (2)$$

式中 下标 $s = \{GT, P2H, EC, AC\}$,分别对应燃气轮机、电加热器、电制冷机、吸收式制冷机; $p_{s,t}$ 为 t 时刻 PIES 中各能源转换设备的输出功率; π_s 为各能源转换设备的运行维护成本系数。

2)能源存储设备。

$$E_{n,t}^{es} = E_{n,t-1}^{es} + p_{n,t}^{cha} \eta_n^{cha,es} - \frac{p_{n,t}^{dis}}{\eta_n^{dis,es}} \quad (3)$$

$$f_{ess} = \sum_{n,t} C_n^{es} (p_{n,t}^{cha} + p_{n,t}^{dis}) \quad (4)$$

式(3)、(4)中 下标 $n = \{E, C, T\}$ 代表储能装置的种类,分别为电、冷、热 3 种储能方式; $E_{n,t}^{es}$ 为第 n 种储能装置在 t 时刻储能总量; $p_{n,t}^{cha}$ 、 $p_{n,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻储能装置储、放能功率; $\eta_n^{cha,es}$ 、 $\eta_n^{dis,es}$ 分别为储能装置储、放能效率; f_{ess} 为储能装置运行维护成本; C_n^{es} 为第 n 种储能装置维护成本系数。

2 IGDT 模型概述

IGDT 是一种非概率且非模糊的方法,在处理不确定性上的好处是不需要获取更多的不确定信息,例如不确定参数的概率分布、模糊隶属度函数等,而重点关注于不确定参数的预测偏差对目标问题所带来的影响,可为处理具有严重不确定性的问题提供有效的解决办法^[26]。采用 IGDT 处理不确定性时所建立的调度决策模型由调度优化、不确定集、鲁棒和机会模型 3 个部分组成^[19]。

考虑一般的优化模型:

$$\begin{cases} \min F(X, Y) \\ \text{s. t. } H(X, Y) \leq 0 \\ G(X, Y) = 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中 X 为优化模型的决策变量; Y 为优化模型的不确定参数; $F(X, Y)$ 为优化模型的目标函数; $H(X, Y)$ 、 $G(X, Y)$ 分别为优化模型中不等式和等式约束。

当采用 IGDT 处理调度优化模型中的不确定参数时,需要将不确定参数表示成预测变量的函数,即建立不确定集。本文采用包络边界不确定约束模型进行建模,即

$$\begin{cases} Y \in U(\xi, \tilde{Y}) \\ U(\xi, \tilde{Y}) = \left\{ Y : \left| \frac{Y - \tilde{Y}}{\tilde{Y}} \right| \leq \xi \right\} \end{cases} \quad (6)$$

式中 ξ 为不确定参数的偏差系数; U 为不确定参数的波动幅度; \tilde{Y} 为不确定参数的预测值。式(6)整体的含义是 Y 的最大可变动范围为 $\pm \xi \tilde{Y}$ 。

不确定性对目标问题所带来的影响会导致该问题可能朝有利方向或不利方向发展。根据不同的性能要求,IGDT 模型中包含了风险规避鲁棒模型(risk aversion robustness model, RARM)和风险偏好机会模型(risk seeker opportuneness model, RSOM)这 2 种不同的决策模型。

保守型决策者认为不确定性会导致目标问题朝不利的方向发展,倾向于接受更高的运行成本来承受尽可能大的不确定性偏差。RARM 从风险规避的角度出发,旨在保证目标问题的调度结果处于预期调度目标范围内时找出系统所能承受的最大不确定参数波动范围,这体现了 IGDT 的鲁棒性。

$$\bar{\xi} = \max \left\{ \xi : \max_Y F(X, Y) \leq F_{\text{RARM}} \right\} \quad (7)$$

式中 F_{RARM} 为 RARM 中预期调度目标值。

激进型决策者则认为不确定性会使得目标问题朝着有利的方向发展,更偏好于不确定性中获取带来的可能利益。RSOM 则从机会寻求的角度出发,旨在找出最小可满足的目标成本时所需最小的不确定参数的波动范围,这体现了 IGDT 的机会性。

$$\bar{\xi} = \min \left\{ \xi : \min_Y F(X, Y) \leq F_{\text{RSOM}} \right\} \quad (8)$$

式中 F_{RSOM} 为 RSOM 中预期调度目标值。

式(7)为 RARM,当内层表示对于任意的不确定参数 Y 在不确定范围内时,能够保证最大的 $F(X, Y)$ 值小于预期调度目标值 F_{RARM} ;外层表示保证内层模型成立时求取最大的不确定参数的偏差系数。式(8)为 RSOM,内层表示存在不确定参数 Y ,能够使得存在 $F(X, Y)$ 的值小于 F_{RSOM} ;外层表示保证内层模型成立时求取最小的不确定参数的偏差系数 ξ 。

3 基于 IGDT 的 PIES 经济调度模型

本文所提模型中综合考虑 DR 和 DG 的不确定性对 PIES 经济运行所带来的影响,并采用 IGDT 方法对不确定参数进行处理。IGDT 方法的作用不在于减少不确定性所带来的影响,而在于根据不同类型的决策者在不确定环境中所持有态度,从风险规避及机会寻求 2 个角度对可能存在的风险及可能带来的利益进行分析。根据 IGDT 处理不确定性的方法,本文分 3 个部分进行建模。

3.1 确定型经济调度模型

3.1.1 目标函数

确定型经济调度模型以系统运行成本最小为目标,包含电网购电、天然气购气及各设备的运行维护成本。

$$F = \min(f_{\text{buy,e}} + f_{\text{buy,g}} + f_{\text{m}} + f_{\text{ess}}) \quad (9)$$

$$\begin{cases} f_{\text{buy,e}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{E}} p_t^{\text{E,ex}} \\ f_{\text{buy,g}} = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T a_i p_{i,t}^{\text{E,GT}} + b_i \end{cases} \quad (10)$$

式中 T 为调度周期; I 为燃气轮机个数; $f_{\text{buy,e}}$ 、 $f_{\text{buy,g}}$ 分别为上级电网购电、气网购气成本; $p_t^{\text{E,ex}}$ 为 t 时刻电网购电量; λ_t^{E} 为电网分时电价; a_i 、 b_i 分别为燃气轮机燃气成本系数和常数。

3.1.2 约束条件

由于本文的研究对象为小型园区综合能源系统,其中功率平衡、设备运行以及配网—园区联络线功率限制等约束在一定的程度上已保证了系统基本的安全可靠运行,因此本文不再考其余安全约束。

1) PIES 功率平衡约束。

$$p_i^{C,ec} + p_i^{C,ac} + p_i^{T,dis} = (1 - \delta^C)L_i^C + L_i^{C'} + p_i^{T,cha} \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^I p_{i,t}^{T,GT} + p_i^{T,p2h} + p_i^{T,dis} = (1 - \delta^T)L_i^T + L_i^{T'} + p_i^{T,cha} + P_i^{T,ac} \quad (12)$$

$$p_i^{E,ex} + p_i^{DG} + \sum_{i=1}^I p_{i,t}^{E,GT} + p_i^{E,dis} = (1 - \delta^E)L_i^E + L_i^{E'} + p_i^{E,cha} + p_i^{E,ec} + p_i^{E,p2h} \quad (13)$$

式(11)~(13)中 $p_i^{C,ec}$ 、 $p_i^{C,ac}$ 分别为电制冷机、电加热器输出的冷功率； $p_i^{T,GT}$ 、 $p_i^{T,p2h}$ 分别为燃气轮机、电加热器输出的热功率； p_i^{DG} 为 DG 出力； $p_i^{E,GT}$ 为燃气轮机输出的电功率； $p_i^{T,ac}$ 为吸收式制冷机消耗的热功率； $p_i^{E,ac}$ 、 $p_i^{E,p2h}$ 分别为电制冷机、电加热器消耗的电功率。

2) 燃气轮机运行约束。

$$\begin{cases} p_i^{GT,min} \leq p_{i,t}^{E,GT} \leq p_i^{GT,max} \\ -p_i^{GT,dn} \leq p_{i,t}^{E,GT} - p_{i,t-1}^{E,GT} \leq p_i^{GT,up} \end{cases} \quad (14)$$

式中 $p_i^{GT,max}$ 、 $p_i^{GT,min}$ 分别为燃气轮机出力的上限、下限； $p_i^{GT,up}$ 、 $p_i^{GT,dn}$ 分别为燃气轮机爬坡、滑坡功率。

3) 电加热器出力约束。

$$0 \leq p_i^{T,p2h} \leq p^{p2h,max} \quad (15)$$

式中 $p^{p2h,max}$ 为电加热器输出热功率上限。

4) 电制冷机和吸收式制冷机约束。

$$\begin{cases} 0 \leq p_i^{C,ec} \leq p^{ec,max} \\ 0 \leq p_i^{C,ac} \leq p^{ac,max} \end{cases} \quad (16)$$

式中 $p^{ec,max}$ 、 $p^{ac,max}$ 分别为电制冷机和吸收式制冷机输出冷功率上限。

5) 储能装置约束。

$$\begin{cases} E_n^{es,min} \leq E_{n,t}^{es} \leq E_n^{es,max} \\ 0 \leq p_{n,t}^{cha} \leq d_{n,t}^{cha} p_n^{cha,max} \\ 0 \leq p_{n,t}^{dis} \leq d_{n,t}^{dis} p_n^{dis,max} \\ d_{n,t}^{dis} + d_{n,t}^{cha} \leq 1 \\ E_{n,0}^{es} = E_{n,T}^{es} \end{cases} \quad (17)$$

式中 $E_n^{es,max}$ 、 $E_n^{es,min}$ 分别为第 n 种储能装置储能上限、下限； $p_n^{cha,max}$ 、 $p_n^{dis,max}$ 分别为储能装置储、放能功率上限； $d_{n,t}^{cha}$ 、 $d_{n,t}^{dis}$ 为 0-1 变量，用于指示储能装置的当前储能状态，为 1 时表示当前处于储、放能状态； $E_{n,0}^{es}$ 、 $E_{n,T}^{es}$ 分别为调度周期初始、 T 时刻储

能装置中的储能总量； $E_{n,0}^{es} = E_{n,T}^{es}$ 表示储能周期结束时刻的储能总量与初始时刻的储能总量相等。

6) 联络线功率约束。

$$0 \leq p_i^{E,ex} \leq p^{E,ex,max} \quad (18)$$

式中 $p^{E,ex,max}$ 为 PIES 电网联络线传输功率上限。

3.2 不确定集模型

在本文所提模型中，将 DR 和 DG 出力作为不确定参数，采用式(6)所建立的包络边界不确定约束模型，可得 DR 与 DG 出力的不确定集为

$$\begin{aligned} & [L_i^{n'} \in U(\xi^{DR}, L_i^{n',pre}) \\ & \left\{ U(\xi^{DR}, L_i^{n',pre}) = \left\{ L_i^{n'} : \left| \frac{L_i^{n'} - L_i^{n',pre}}{L_i^{n',pre}} \right| \leq \xi^{DR} \right\} \right. \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} & [p_i^{DG} \in U(\xi^{DG}, p_i^{DG,pre}) \\ & \left\{ U(\xi^{DG}, p_i^{DG,pre}) = \left\{ p_i^{DG} : \left| \frac{p_i^{DG} - p_i^{DG,pre}}{p_i^{DG,pre}} \right| \leq \xi^{DG} \right\} \right. \end{aligned} \quad (20)$$

式(19)、(20)中 $L_i^{n'}$ 为用户参与 DR 后电、热、冷负荷中弹性负荷的实际值； ξ^{DR} 为不确定参数 DR 的偏差系数； $L_i^{n',pre}$ 为用户参与 DR 后弹性负荷的预测值，为确定型经济调度模型中 DG 取预测值时计算所得结果； p_i^{DG} 为 DG 中风电、光伏出力的实际值； ξ^{DG} 为不确定参数 DG 的偏差系数； $p_i^{DG,pre}$ 为 DG 出力的预测值。式(19)、(20)分别表示用户参与 DR 后弹性负荷值的最大波动范围 $\pm \xi^{DR} L_i^{n'}$ 、DG 出力的最大波动范围 $\pm \xi^{DG} p_i^{DG,pre}$ 。

本文所提模型中同时考虑了 DG 和 DR 的不确定性，而传统的 IGDT 模型以单个不确定参数的偏差系数为目标函数，因此，需要对传统的 IGDT 模型进行改进。由于文中仅考虑 DR 和 DG 两类不确定参数，且二者性质不同，故可通过加权和方法将二者统一，引导出等效不确定性偏差系数 ξ 。通过将不确定参数 DR 和 DG 的偏差系数赋予不同的权重，一方面可解决传统的 IGDT 仅适用于单因素偏差系数的问题，另一方面可通过权重的变化反映不同的不确定参数对系统运行影响的重要程度。本着系统中 DR 与 DG 的不确定性同等重要的原则，偏差系数的权重比可以取 1 : 1。因此，可建立模型：

$$\begin{cases} \xi^{\text{DR}} = \tau_{\text{DR}} \xi \\ \xi^{\text{DG}} = \tau_{\text{DG}} \xi \\ \tau_{\text{DR}} + \tau_{\text{DG}} = 1 \end{cases} \quad (21)$$

式中 τ_{DR} 、 τ_{DG} 分别为 DR、DG 的偏差系数的权重; ξ 为等效不确定性偏差系数。

3.3 鲁棒和机会模型

本文所提 RARM、RSOM 均为双层规划模型,以 RARM 为例进行分析。内层规划表示对于任意的扰动 ξ 都能保证 PIES 的运行成本不高于预期目标成本;外层规划表示在下层规划成立的同时最大化 ξ 的扰动,以寻求 PIES 所能承受的最大不确定性。当 DG 的实际出力低于预测值时,PIES 需要增加向上级电网购电及燃气轮机出力来维持用能负荷平衡,从而导致 PIES 运行成本增加。同理,当用户参与 DR 时存在不确定性,导致弹性负荷高于预测水平时,同样将会增加 PIES 运行成本。因此,当 p_i^{DG} 取 $(1 - \tau_{\text{DG}} \xi) p_i^{\text{DG,pre}}$ 且 $L_i^{n'}$ 取 $(1 + \tau_{\text{DR}} \xi) L_i^{n',pre}$ 时,对应的 PIES 运行成本最高,可将双层的 RARM 转化为单层模型;同理,当 p_i^{DG} 取 $(1 + \tau_{\text{DG}} \xi) p_i^{\text{DG,pre}}$ 且 $L_i^{n'}$ 取 $(1 - \tau_{\text{DR}} \xi) L_i^{n',pre}$ 时,对应的 PIES 运行成本最低,可建立单层 RSOM。分别为

$$\begin{cases} \max \xi \\ \text{s. t. } F \leq (1 + \mu_c) F_0 \\ \text{式(11) ~ (18)} \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} L_i^{n'} = (1 + \tau_{\text{DR}} \xi) L_i^{n',pre} \\ p_i^{\text{DG}} = (1 - \tau_{\text{DG}} \xi) p_i^{\text{DG,pre}} \\ \min \xi \\ \text{s. t. } F \leq (1 - \mu_o) F_0 \\ \text{式(11) ~ (18)} \end{cases} \quad (23)$$

式(22)、(23)中 F_0 为确定型模型中不确定参数取预测值时所得的最优调度结果,作为基准值; μ_c 、 μ_o 分别为风险规避系数、风险偏好系数,代表预期目标偏离基准值的程度; $(1 + \mu_c) F_0$ 表示 RARM 中预期调度目标; $(1 - \mu_o) F_0$ 表示 RSOM 中预期调度目标。

式(22)表示最大化不确定参数的等效偏差系数 ξ ,对于任意的不确定参数 $L_i^{n'}$ 、 p_i^{DG} 在不确定范围

$[p_i^{\text{DG,pre}}, (1 + \tau_{\text{DR}} \xi) L_i^{n',pre}]$ 、 $[(1 - \tau_{\text{DG}} \xi) p_i^{\text{DG,pre}}, p_i^{\text{DG,pre}}]$ 内波动时,都能够满足 PIES 的系统运行成本不高于预期目标成本 $(1 + \mu_c) F_0$,并且 ξ 的值越大,PIES 所能承受的不确定范围越大,系统的鲁棒性越好。

式(23)表示求取最小的等效偏差系数 ξ ,能够满足不确定参数 $L_i^{n'}$ 、 p_i^{DG} 在不确定范围 $[(1 - \tau_{\text{DR}} \xi) L_i^{n',pre}, L_i^{n',pre}]$ 、 $[p_i^{\text{DG,pre}}, (1 + \tau_{\text{DG}} \xi) p_i^{\text{DG,pre}}]$ 内波动时,有机会使得 PIES 的系统运行成本不大于决策者设定的预期目标 $(1 - \mu_o) F_0$,并且 ξ 的值越小,PIES 可能获取额外利益的机会越多,系统的机会性越好。

3.4 求解流程

基于 IGDT 的 PIES 经济调度模型求解流程如图 2 所示。首先,基于 DR 和 DG 的预测值求得确定型经济调度模型的最优调度结果 F_0 ;其次,根据不同类型的决策者设定规避系数或偏好系数,计算预期目标成本;最后,计算 RARM 或 RSOM 下 PIES 的系统运行成本及相应的等效偏差系数,并确定调度计划。

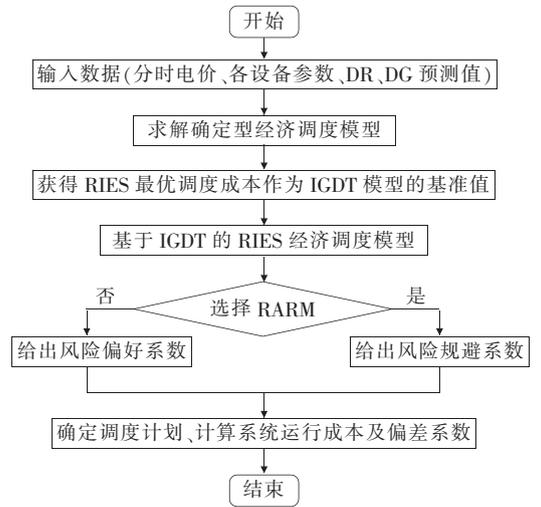


图 2 基于 IGDT 的 PIES 经济调度模型求解流程

Figure 2 Flow chart of solving PIES economic dispatch model based on IGDT

4 算例分析

4.1 算例数据

为验证本文所提模型的有效性,以北方某 PIES

为例进行分析。其中包含2台燃气轮机、1台电加热器、1台电制冷机、1台吸收式制冷机以及相应的储能装置,各设备的参数信息如表1~3所示;风机、光伏额定功率为400 kW,预测出力如图3所示;负荷预测功率如图4所示;以日前24 h为调度周期。算例设定:①PIES与上级配电网联络线传输功率的上限为600 kW;②零售冷、热、电能价格的自弹性系数均为-0.3。

表1 燃气轮机参数

Table 1 Small gas turbine parameters

燃气轮机	电功率/kW		成本系数/(元/(kW·h))		燃气成本常数/元
	上限	下限	燃气	运维	
1	400	40	0.316	0.025	3.30
2	600	60	0.308	0.025	8.52

表2 能源转换设备参数

Table 2 Energy conversion equipment parameters

设备类型	功率上限/	能效比	运维成本系数/
	kW		
电加热器	600	99.99%	0.018
电制冷机	900	4.0	0.010
吸收式制冷机	500	1.2	0.008

表3 能源存储设备参数

Table 3 Energy storage equipment parameters

储能设备	功率上限/kW		储能容量/kW		效率		运维成本系数/(元/(kW·h))
	储能	放能	上限	下限	储能	放能	
电	300	300	800	30	0.95	0.95	0.015
热	300	300	800	30	0.95	0.95	0.018
冷	300	300	800	30	0.95	0.95	0.018

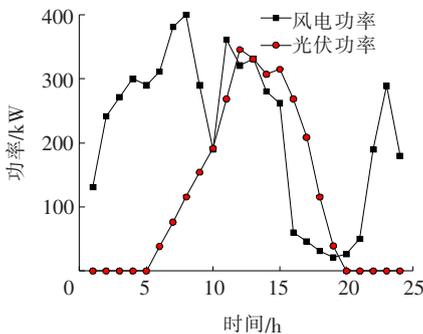


图3 分布式电源出力功率预测值

Figure 3 Predicted value of distribution generation output

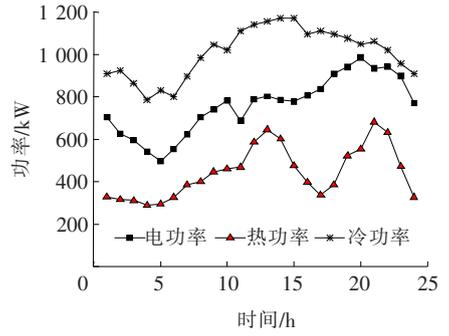


图4 负荷功率预测值

Figure 4 Predicted value of load power

4.2 算例结果分析

4.2.1 确定型经济调度结果

在确定型经济调度模型中,认为DG出力和用户参与DR后的弹性负荷预测值是准确的,可以求得最优购电计划及燃气轮机出力。同时,可得PIES目标运行成本基准值 F_0 为5 099.5元。

4.2.2 RARM经济调度结果分析

在RARM中,为分析等效偏差系数 ξ 及PIES运行成本随风险规避系数 μ_c 的变化趋势,设置 $\tau_{DR} : \tau_{DG} = 1 : 1$; μ_c 变化范围为0~0.2,间隔为0.05;取弹性负荷容量占比均为0.6。通过计算RARM的调度决策者设定的预期目标值 $(1 + \mu_c)F_0$,可得 ξ 与PIES运行成本的变化趋势,如图5所示。

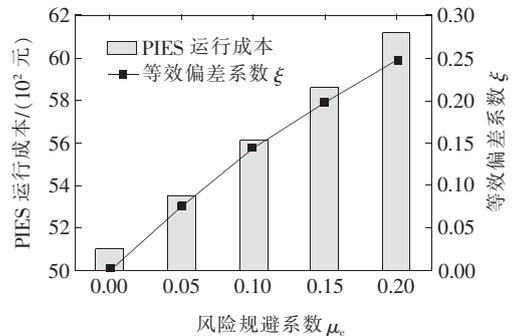


图5 RARM中 ξ 及PIES运行成本变化趋势

Figure 5 ξ and PIES operating cost trends in RARM

从图5中可以看出,随着风险规避系数 μ_c 的增加,PIES的运行成本呈线性趋势增加,同时,对应可接受的 ξ 也在不断增加。这体现了保守决策者认为不确定参数会带来不利的影响,希望通过付出更多的系统运行成本来承受尽可能高的不确定性。当PIES运行成本由5 099.5增加到6 119.4元时,相应的 ξ 由0增加至0.248,说明了当决策者付出的

系统运行成本增加 20% 时,PIES 可以容纳的不确定参数的等效偏差系数增加了 24.8%。对应地, DG 出力的不确定性偏差系数可增加 0.124; 由于 DR 用户用电行为的改变导致 PIES 中弹性负荷的不确定性偏差系数同样增加 0.124。

考虑到本文所采用的综合能源系统主要由上级配电网及燃气轮机组供能,因此,需要在 DG 出力低而弹性负荷高的 RARM 中讨论其购电计划及机组出力的变化情况。设置预期目标为 5 609.4 元,此时 PIES 可承受的不确定性的最大等效偏差系数为 0.145,如图 6 所示,NM 代表确定模型下最优燃气轮机出力及购电方案。与确定型调度策略相比,RARM 的决策者为规避不确定性所带来的风险,需要增加上级电网购电量及增加燃气轮机出力,这是因为 DG 的实际出力比预测值要低且 DR 的不确定性导致弹性用电负荷增加,从而需要增加上级电网购电量及增加燃气轮机出力来弥补这部分能源缺额。正好符合文 2 中提及的理论分析。

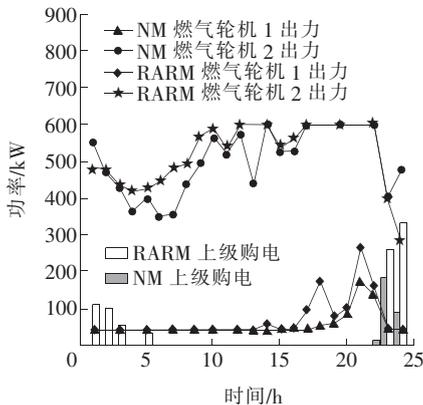


图 6 RARM 中上级购电及燃气轮机出力变化情况

Figure 6 Power purchase from superior grid and changes in gas turbine output in RARM

4.2.3 RSOM 经济调度结果分析

在 RSOM 中,与鲁棒模型类似,为分析机会模型下不确定参数的等效偏差系数 ξ 及 PIES 运行成本随风险偏好系数 μ_r 的变化趋势,设置 $\tau_{DR} : \tau_{DG} = 1 : 1$; μ_r 变化范围为 0~0.2,间隔为 0.05;取弹性负荷容量占比均为 0.6。通过计算 RSOM 的调度决策者设定的期望目标值 $(1 - \mu_r)F_0$,可得 ξ 与 PIES 运行成本的变化趋势,如图 7 所示,可以看出,随着风险偏好系数 μ_r 的增加,PIES 运行成本在不断降

低,同时 ξ 却在不断增加。这对应了激进型调度计划者认为不确定性将带来额外的利益,有利于目标问题的发展,更倾向于从不确定性中获取可能带来的利益。当 PIES 运行成本从 5 099.5 降低到 4 079.6 元时,相应的,所需最小的 ξ 由 0 增加至 0.33。也即激进型调度决策者想要降低 20% 的系统运行成本,所需最小的等效偏差系数为 0.33,此时,DG 出力的不确定性偏差系数需增加 0.165; 由于 DG 用户用电行为的改变所导致 PIES 中弹性负荷的不确定性偏差同样需要增加 0.165。

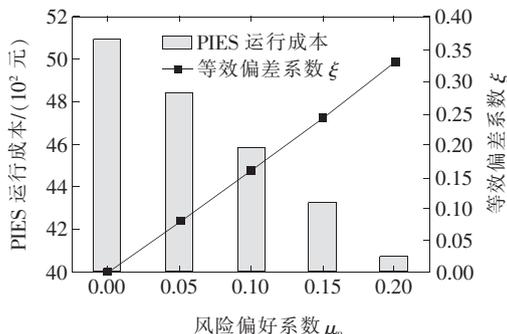


图 7 RSOM 中 ξ 及 PIES 运行成本变化趋势

Figure 7 ξ and PIES operating cost trends in RSOM

同样,在 RSOM 中,DG 出力较高而弹性负荷因 DR 用户用电行为的影响导致负荷水平较低时,需要对 PIES 购电计划及燃气轮机出力变化进行分析。设置预期目标为 4 589.5 元,此时 PIES 所需不确定性的最小等效偏差系数为 0.145,如图 8 所示,可以看出,RSOM 中燃气轮机机组出力均位于确定型模型下方,且在 23:00—24:00 时刻上级电网购电量明显减少,从而大幅度降低系统运行成本。这同样也符合文 2 中提及的理论分析。

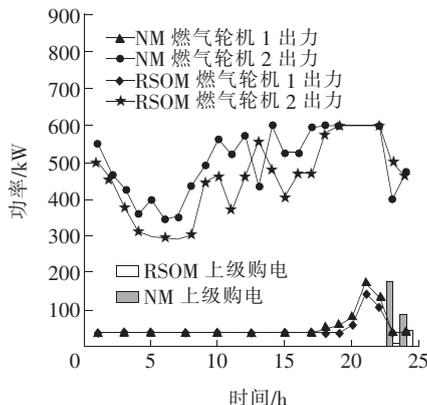


图 8 RSOM 中上级购电及燃气轮机出力变化情况

Figure 8 Power purchase from superior grid and changes in gas turbine output in RSOM

4.2.4 灵敏性分析

1) τ_{DR} 与 τ_{DG} 对调度结果的影响。

通过文 3 中理论分析可知,DR、DG 的不确定性对 PIES 经济运行的影响方式不同,为分析二者对 PIES 影响的大小,设置弹性负荷容量占比为 0.6,验证 τ_{DR} 与 τ_{DG} 在不同比值下对 ξ 所带来的影响,如图 9 所示。其中,图 9(a)为 RARM 中不确定参数 DR 和 DG 的不同权重比对 ξ 的影响,可以看出,随着目标运行成本的增加,在不同权重比下 ξ 均呈增长的趋势。特别地,在目标成本为 5 609.4 元时,随着 τ_{DR} 、 τ_{DG} 比值由 5 : 1 降低为 1 : 5,PIES 所能承受的等效偏差系数由 0.119 增加为 0.182。这说明当 PIES 兼顾 DR 与 DG 出力的不确定性时,考虑更高比例的 DG 不确定性,系统所能承受的不确定性的等效偏差系数越大。图 9(b)为 RSOM 中不确定参数的不同权重比对 ξ 的影响,随着目标运行成本的降低,不同权重比下 ξ 均呈增长的趋势,当目标成本为 4 334.6 元时,随着 τ_{DR} 、 τ_{DG} 比值的降低, ξ 由 0.194 增加至 0.332。通过 2 种决策模型的对比分析可以发现,随着 τ_{DG} 所占比例的增加,PIES 所能容忍的 ξ 也在不断提高,对风险规避型决策者来说这是有利的。

2)弹性负荷容量占比对 ξ 的影响。

为进一步分析不同容量占比的弹性负荷参与 DR 时对 PIES 的影响,设置 $\tau_{DR} : \tau_{DG} = 1 : 1$,如图 10 所示。从图 10(a)中可以看出,当目标成本在一定范围(如 5 612.5 元)内时,随着弹性负荷容量占比的增加,系统所能容纳的 ξ 也在增加,而目标成本大于一定范围(如 5 879.7 元)时,随着弹性负荷占比的增加,系统所能容纳的 ξ 却在降低。特别地,当目标成本为 6 147.1 元时,随着弹性负荷容量占比的增加, ξ 由 0.369 降低为 0.254。图 10(b)则表明在 RSOM 中随着弹性负荷容量占比的增加, ξ 却在不断降低。当目标成本为 4 589.5 元时,随着弹性负荷容量占比由 0.2 增加到 0.6, ξ 由 0.374 降低为 0.160。综合图 10 中的信息可以看出,增加弹性负荷容量的占比可以获得更多的不确定性,对于风险偏好型决策者来说是有利的。

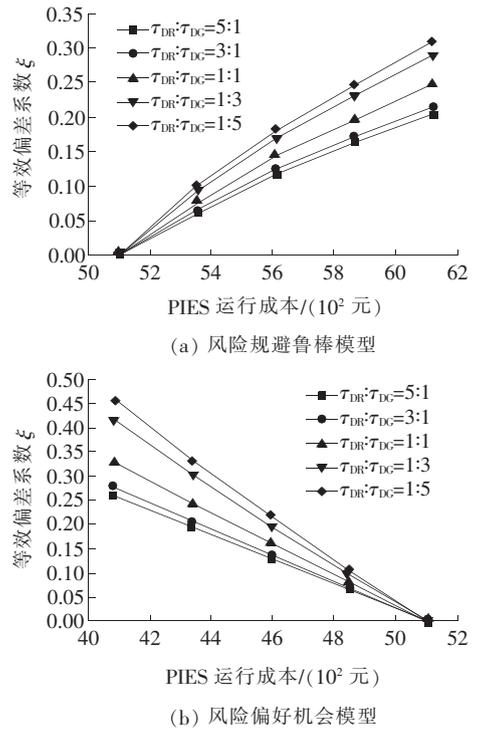


图 9 τ_{DR} 与 τ_{DG} 的不同比值对 ξ 的影响

Figure 9 The effect of different ratios of τ_{DR} and τ_{DG}

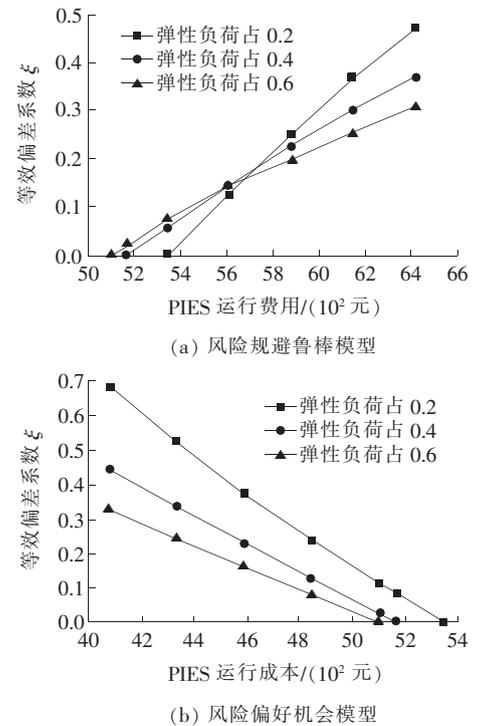


图 10 弹性负荷容量占比对 ξ 的影响

Figure 10 The influence of elastic load capacity proportion on ξ

4.3 可行性验证

为确定本文所提模型的有效性,通过在不确定区间内进行 1 000 次蒙特卡洛模拟进行验证。根据文 4.2 中的计算结果,设定 RARM、RSOM 策略所对应的目标成本分别为 5 878.59、4 462.13 元,此时,RARM 所能承受的最大不确定性的 ξ 与 RSOM 所需最小的不确定性的 ξ 相等,均为 0.2。同时,不确定参数均在 $[(1-\tau_r\xi)p_i^{r,\text{pre}},(1+\tau_r\xi)p_i^{r,\text{pre}}]$ 区间范围内波动,其中 $r \in \{\text{DR},\text{DG}\}$ 。

不确定参数在 $[(1-\tau_r\xi)p_i^{r,\text{pre}},(1+\tau_r\xi)p_i^{r,\text{pre}}]$ 区间范围内时进行蒙特卡洛模拟后计算所得 PIES 运行成本如图 11 所示,可以看出,当不确定参数在不确定区间范围内波动时,所有场景下 PIES 运行成本均高于 4 462.12 元且低于 5 878.59 元。因此,调度决策者采用 RARM 与 RSOM 所做出的调度决策可以很好地保证系统的运行成本,且所需不确定参数的等效偏差系数小于 20%,从而验证了本文所提模型的有效性。

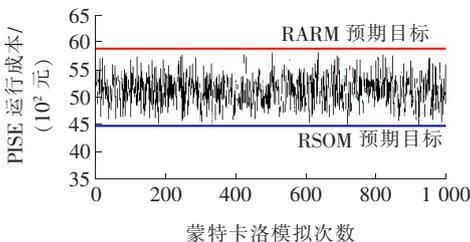


图 11 不确定场景下 PIES 运行成本

Figure 11 PIES operating costs in uncertain scenarios

5 结语

本文采用 IGDT 处理 DR 和 DG 出力的不确定性,提出了基于 IGDT 的 PIES 经济调度模型,建立了 2 种不同的决策模型,分析了不同目标成本下等效偏差系数的变化情况,得出主要结论如下:

1)提出的风险规避鲁棒和风险偏好机会模型能够有效地将 PIES 目标运行成本与不确定参数的等效偏差系数定量的结合起来,为不同类型的 PIES 决策者制定调度计划提供决策依据;

2)当 PIES 中兼顾 DR 和 DG 出力的不确定性时,考虑更高比例 DG 的不确定性能够使 PIES 容

纳更大范围的不确定性偏差,这对保守型决策者来说是有利的;

3)随着弹性负荷容量占比的增加,为 PIES 带来了更多的不确定性,这对激进型决策者来说是有利的。

此外,随着 PIES 研究的深入,综合考虑多种不同类型的需求响应技术可以为 PIES 的运行带来更高的灵活性,研究多类型 DR 的不确定性可作为今后研究的重要方向。

参考文献:

- [1] 李宇泽,齐峰,朱英伟,等.多能互补综合能源电力系统的建设模式初探[J].电力科学与技术学报,2019,34(1):3-10.
LI Yuze, QI Feng, ZHU Yingwei, et al. A preliminary investigation on construction modes of a multi-energy complementary integrated energy system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(1): 3-10.
- [2] 潘晴宇.考虑分布式电源接入的变电站规划关键技术研究[J].电力系统保护与控制,2021,49(6):98-97.
PAN Qingyu. Research on key technologies of substation planning considering distributed power access[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 98-97.
- [3] 郜宁,张慧媛,王子琪,等.区域电网分布式储能选址定容规划[J].高压电器,2020,56(8):52-58.
GAO Ning, ZHANG Huiyuan, WANG Ziqi, et al. Planning for site selection and capacity determination of distributed energy storage in regional power grid[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(8): 52-58.
- [4] 宋雪莹,陈杰,刁利,等.双碳目标下考虑源荷不确定性多能互补系统优化运行模型[J].电测与仪表,2021,58(11):8-15.
SONG Xueying, CHEN Jie, DIAO Li, et al. Optimal operation model of multi-energy complementary system considering source-load uncertainty under double carbon target[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(11): 8-15.
- [5] 周兵兵,林宏宇,杨莘博,等.可再生能源多能互补系统多主体效益均衡模型[J].智慧电力,2020,48(1):74-

79.
ZHOU Bingbing, LIN Hongyu, YANG Shenbo, et al. Multi-agent benefit equilibrium model for renewable energy in multi-energy complementary system[J]. Smart Power, 2020, 48(1): 74-79.
- [6] 刘娟, 邹丹平, 陈毓春, 等. "互联网+"的客户侧分布式储能 P2P 共享模式运营机制及效益探讨[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(4): 97-105.
LIU Juan, ZOU Danping, CHEN Yuchun, et al. Discussions on operation mechanism and benefits of customer-side distributed energy storage P2P sharing mode of "Internet +"[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(4): 97-105.
- [7] HE S J, GAO H J, WANG L F, et al. Distributionally robust planning for integrated energy systems incorporating electric-thermal demand response[J]. Energy, 2020, 213: 118783.
- [8] MOHAMMADREZA D, BEHNAM M I, KAZEM Z. Two-stage optimal robust scheduling of hybrid energy system considering the demand response programs[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 248: 119267.
- [9] 李美成, 梅文明, 张凌康, 等. 基于可再生能源不确定性的多能源微网调度优化模型研究[J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1260-1270.
LI Meicheng, MEI Wenming, ZHANG Ling kang, et al. Research on multi-energy microgrid scheduling optimization model based on renewable energy uncertainty[J]. Power System Technology, 2019, 43(4): 1260-1270.
- [10] 罗纯坚, 李姚旺, 许汉平, 等. 需求响应不确定性对日前优化调度的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5): 22-29.
LUO Chunjian, LI Yaowang, XU Hanping, et al. Influence of demand response uncertainty on day-ahead optimization dispatching[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5): 22-29.
- [11] LIU W X, HUANG Y C, LI Z Z, et al. Optimal allocation for coupling device in an integrated energy system considering complex uncertainties of demand response[J]. Energy, 2020, 198: 117279.
- [12] 刘文霞, 李征洲, 杨粤, 等. 计及需求响应不确定性的综合能源系统协同优化配置[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(10): 41-53.
LIU Wenxia, LI Zhengzhou, YANG Yue, et al. Collaborative optimal configuration for integrated energy system considering uncertainties of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(10): 41-53.
- [13] 罗金满, 赵善龙, 封祐钧, 等. 考虑综合需求响应不确定性的电—气综合能源系统优化运行[J]. 中国电力, 2020, 53(12): 119-126.
LUO Jinman, ZHAO Shanlong, FENG Youjun, et al. Optimal operation of integrated electricity-gas system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Electric Power, 2020, 53(12): 119-126.
- [14] GU H F, JIE Y, LI Y, et al. Optimal economic dispatch for an industrial park with consideration of an elastic energy cloud model with integrated demand response uncertainty[J]. IEEE Access, 2021, 9: 52485-52508.
- [15] 孙国强, 周亦洲, 卫志农, 等. 基于混合随机规划/信息间隙决策理论的虚拟电厂调度优化模型[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(10): 112-118.
SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Dispatch optimization model of virtual power plant based on hybrid stochastic programming and information gap decision theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(10): 112-118.
- [16] SHEIDAEI F, AHMARINEJAD A. Multi-stage stochastic framework for energy management of virtual power plants considering electric vehicles and demand response programs[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2020, 120: 106047.
- [17] 汪超群, 韦化, 吴思缘. 基于信息间隙决策理论的多源联合优化机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(12): 3431-3440.
WANG Chaoqun, WEI Hua, WU Siyuan, et al. Multi-power combined unit commitment based on information gap decision theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(12): 3431-3440.
- [18] ZHAO C Y, WANG J H, WATSON J P, et al. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2708-2717.
- [19] 石文超, 吕林, 高红均, 等. 基于信息间隙决策理论的含 DG 和 EV 的主动配电网优化运行[J]. 电力建设,

- 2019,40(10):64-74.
- SHI Wenchao, LV Lin, GAO Hongjun, et al. Optimization operation of active distribution network with DG and EV applying IGDT[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(10): 64-74.
- [20] 石文超, 吕林, 高红均, 等. 考虑需求响应和电动汽车参与的主动配电网经济调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 41-55.
- SHI Wenchao, LV Lin, GAO Hongjun, et al. Economic dispatch of active distribution network with participation of demand response and electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 41-55.
- [21] 潘昭旭, 刘三明, 王致杰, 等. 基于信息间隙决策理论的含风电电力系统调度[J]. 电力建设, 2018, 39(9): 87-94.
- PAN Zhaoxu, LIU Sanming, WANG Zhijie, et al. Dispatch based on information gap decision theory for power system with wind power[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(9): 87-94.
- [22] SHOJAEI A H, GHADIMI A A, MIVEH M R, et al. Multiobjective reactive power planning considering the uncertainties of wind farms and loads using information gap decision theory[J]. Renewable Energy, 2021, 163: 1427-1443.
- [23] 王佳颖, 史俊祯, 文福拴, 等. 计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(1): 176-189.
- WANG Jiaying, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 176-189.
- [24] 黄伟, 刘文彬. 基于多能互补的园区综合能源站-网协同优化规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 20-38.
- HUANG Wei, LIU Wenbin. Multi-energy complementary based coordinated optimal planning of park integrated energy station-network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 20-38.
- [25] 孙强, 谢典, 聂青云, 等. 含电-热-冷-气负荷的园区综合能源系统经济优化调度研究[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 79-88.
- SUN Qiang, XIE Dian, NIE Qingyun, et al. Research on economic optimization scheduling of park integrated energy system with electricity-heat-cool-gas load[J]. Electric Power, 2020, 53(4): 79-88.
- [26] KIA M, SHAFIEKHANI M, ARASTEH H, et al. Short-term operation of microgrids with thermal and electrical loads under different uncertainties using information gap decision theory[J]. 2020, 208: 118418.