

DOI: 10.19666/j.rlfed.202211281

计及源-荷互动的区域电-热联合系统 日前优化调度

胡 阳, 赵玥莉, 胡宇阳, 杨 泽
(华北电力大学控制与计算机工程学院, 北京 102206)

[摘 要] 中国大型清洁能源基地形成了含风电、光伏发电、电/热负荷等多重随机性的区域电-热联合系统, 灵活可调资源依赖性强, 低碳、经济运行难度大。为了充分整合源、荷侧资源并最大限度消纳新能源, 提出了计及电、热负荷需求响应及日前预测误差场景的区域电-热联合系统日前优化调度方法。首先, 采用滑动时间窗多元高斯混合分布和蒙特卡洛对随机性源-荷日前预测误差进行场景生成和预测值修正; 然后, 类比定义了电、热负荷需求响应模型, 建立了考虑源-荷互动的区域电-热系统模型; 接着, 综合考虑多重成本, 在所有典型场景下建立了联合系统的低碳、经济日前优化调度期望模型; 最后, 以北方某地区冬季能源供给为例, 渐进对比有无电、热负荷需求响应的多场景优化运行结果。结果表明, 全面引入电、热负荷需求响应及电加热熔盐储热锅炉可以促进规模化风、光电力消纳, 且区域电-热联合系统低碳、经济运行能力显著增强。

[关 键 词] 区域电-热联合系统; 日前调度; 需求响应; 场景生成; 多目标优化

[引用本文格式] 胡阳, 赵玥莉, 胡宇阳, 等. 计及源-荷互动的区域电-热联合系统日前优化调度[J]. 热力发电, 2023, 52(3): 102-111. HU Yang, ZHAO Yueli, HU Yuyang, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated electric-heating operation system considering source-load interaction[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(3): 102-111.

Day-ahead optimal dispatching of regional integrated electric-heating operation system considering source-load interaction

HU Yang, ZHAO Yueli, HU Yuyang, YANG Ze
(School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: China's large-scale clean energy base has formed a regional power-heat combined system with multiple randomness, such as wind power, photovoltaic power generation and power/heat load, which highly depends on flexible and adjustable resources. Its low-carbon and economic operation is also challenging. In order to fully integrate the resources from source and load sides and maximize the consumption of new energy power, a day-ahead optimal dispatching method of the regional integrated electric-heating operation system considering demand response of electric, heating loads and prediction error scenario is proposed. Firstly, sliding time window multivariate Gaussian mixture distribution and Monte Carlo are used to generate and correct the random source-charge day-ahead prediction error to further optimize the forward scheduling results. Secondly, the demand response models of electric and heating loads are analogically defined. A regional electric-thermal system model considering the source-charge interaction is established. Then, considering multiple costs, a low-carbon and economic pre-ahead scheduling expectation model of the joint system is established in all typical scenarios. Finally, by taking the winter energy supply in a region in northern China as an example, the multi-scenario optimization operation results of electricity with and without electricity and heat load demand response are gradually compared. The results show that, fully introducing the electric and heating load demand responses and molten-salt thermal energy storage boiler can promote the consumption of large-scale wind and photovoltaic power, and significantly enhance the low-carbon

收稿日期: 2022-11-27 网络首发日期: 2023-02-25

基金项目: 国家重点研发计划项目(2021YFE010 2400); 国家自然科学基金青年科学基金项目(51906064)

Supported by: National Key Research and Development Program(2021YFE010 2400); Youth Science Foundation Project of National Natural Science Foundation of China(51906064)

第一作者简介: 胡阳(1986), 男, 副教授, 主要研究方向为新能源发电过程建模与控制, hooyoung@ncepu.edu.cn.

and economic operation capability of the regional integrated electric-heating system.

Key words: regional integrated electric-thermal system; day-ahead dispatching; demand response; scenarios generation; multi-objective optimization

随着化石能源的消耗及工业生产对环境的不利影响日益加重,能源结构迎来新的转折点。可再生能源作为清洁的供能方式,得到了广泛的关注和研究^[1-3]。充分利用可再生能源,提高其在发电系统中的占比,是实现“双碳”目标的重要方式,但可再生发电方式大规模地接入电网,给传统电网的调度带来巨大挑战^[4-6]。

电-热联合系统(integrated electrical and heating system, IEHS)可以满足用户侧电负荷和热负荷的需求。我国北方地区风光资源丰富,冬季有较大供暖需求,冬季供热主要热源为热电联产机组,在IEHS系统中占比较高^[7],其“以热定电”的工作方式带来了调度问题,造成了弃风、弃光现象的产生及资源的浪费^[8-9]。因此,研究带有新能源机组的电-热联合调度具有现实意义,区域电、热资源的协同优化调度问题亟待研究和突破。

为提高源侧灵活性,文献[10-12]加装储热装置以提高热电联产机组灵活性,文献[13]对电-热综合能源系统进行了整体能效评估和灵活性改造。此外,为了调动荷侧灵活性资源,单独开展了针对电负荷灵活性资源^[14-15]或热负荷灵活性资源^[16-17]对优化调度影响的工作。文献[18]则进一步进行了荷侧电热负荷灵活性协同参与调度的研究。然而,上述研究未充分考虑源-荷互动下多元随机变量之间的联合概率分布及供-需场景,尤其在日前调度时尚未考虑源-荷侧不确定性预测误差引发的场景波动,其将带来日前与实际调度指令的偏离以及区域电-热联合系统运行成本的增加。

文献[19]建立了用随机变量表示风光出力和电负荷侧预测误差的模型,并将机会约束转化为其确定性等价类,对微电网进行了动态经济调度。文献[20]通过模糊随机变量分别对风电和光伏预测数据进行修正,构建了双重不确定性的模糊随机调度模型。但上述文献在研究含风光等新能源发电方式的电力系统调度时尚未考虑风光发电互补性。文献[21]考虑了源侧风光互动,建立了风光出力联合概率模型以及风电和光伏出力的预测误差模型,建立了二元联合概率分布模型,但未联合考虑荷侧的预测误差。文献[22]考虑了包含源侧风、光以及荷侧电负荷的不确定性,通过蒙特卡洛抽样生成净负荷

曲线,对电力系统进行模拟研究,但其尚未对源-荷侧的预测误差进行联合考虑。

在上述研究的基础上可以进一步考虑源-荷互动条件下,源侧风光电力与荷侧电热负荷等随机变量要素间的预测误差,进行风-光-电-热等多元联合概率分布建模及其场景生成方法研究,以及其于区域电-热联合系统日前优化调度的应用。

针对上述问题,本文在纯凝火电机组、热电联产机组的基础上,引入风光互补性能源电力、电加热熔盐电锅炉以及储热装置,提出了含源-荷-储且源-荷互动的区域电-热联合系统的调度方法。首先,源侧新增引入了储热及供热灵活性,荷侧类比定义了电、热负荷需求响应模型以提升需求响应灵活性;然后在此基础上,提出了含源侧风光电力日前预测误差、荷侧电热负荷日前预测误差的四元随机场景生成以及日前预测值修正方法,并在所有典型误差场景下进行期望优化调度;最后,通过实际算例验证了所提方法的有效性。

1 含源-荷-储的区域电-热联合系统

1.1 电源侧供能装置

以大型清洁能源基地为背景,建立如图1所示的包含纯凝火电机组、热电联产机组、风光互补新能源电力、电加热熔盐锅炉及长时储热装置的区域电-热联合系统架构。

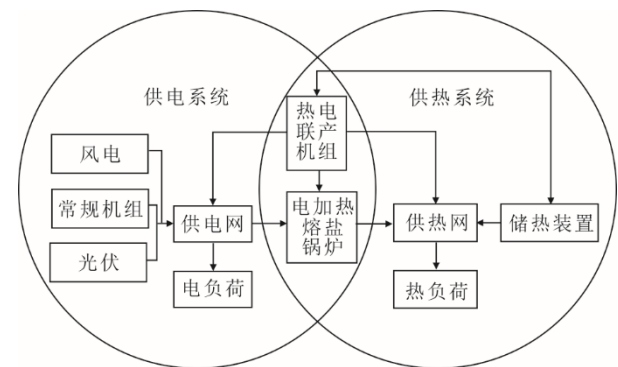


图1 含源-荷-储的区域电-热联合系统
Fig.1 The integrated electrical and heating system involving source-load-storage sides

1.2 负荷侧需求响应模型

1.2.1 电负荷需求响应

采用分时电价的负荷响应模型,在不同的时期

采用不同的电价来引导用户用电。具体电负荷需求响应模型参照文献[18]。

1.2.2 热负荷需求响应

假设在该区域电-热联合系统中用户侧可调节热负荷需求,用户可自主购热。不同时间段的热负荷需求具有较大的差异,白天用户的热负荷需求较小;反之,夜间用户的热负荷需求较大。与电负荷经济性需求响应类似,在温度舒适范围内,可以通过经济引导用户调整用热习惯,平滑用户侧热负荷需求曲线,从而改善源侧供能调度。

采用分时热价的负荷响应模型,即在不同的时期采用不同的供热价格来引导用户用热。类似地引入峰、谷、平时热价来改善用热负荷曲线,其价格弹性系数表达式为:

$$h_{ij} = \frac{\Delta H_i / H_{i,0}}{\Delta \rho_{h,j} / \rho_{h,j,0}} \quad (1)$$

式中: h_{ij} 为价格弹性系数; ΔH_i 为供热价格变化后用户用热负荷的变化量; $H_{i,0}$ 为价格变化前的初始热负荷需求量; $\Delta \rho_{h,j}$ 为供热价格的变化量; $\rho_{h,j,0}$ 为初始供热价格,供热价格按照单位负荷收费。

与电负荷需求响应相类似,根据用热负荷大小不同将时间段划分为峰段 p 、谷段 v 、平段 f ,当 $i=j$ 时为各时段自弹性系数, $i \neq j$ 时为各时段互弹性系数,得到的需求侧响应矩阵 \mathbf{H} 可由下式表示:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} h_{pp} & h_{pf} & h_{pv} \\ h_{fp} & h_{ff} & h_{fv} \\ h_{vp} & h_{vf} & h_{vv} \end{bmatrix} \quad (2)$$

分时价格响应后的用户侧用热负荷为:

$$\begin{bmatrix} H_p \\ H_f \\ H_v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{p,0} \\ H_{f,0} \\ H_{v,0} \end{bmatrix} (\mathbf{I} + \mathbf{H} \begin{bmatrix} \Delta \rho_{h,p} \\ \rho_{h,p,0} \\ \Delta \rho_{h,f} \\ \rho_{h,f,0} \\ \Delta \rho_{h,v} \\ \rho_{h,v,0} \end{bmatrix}) \quad (3)$$

式中: \mathbf{I} 为与输入矩阵相同维数的单位矩阵; $\Delta \rho_{h,*}$ 为各时段响应前后的供热价格变化值; $\rho_{h,*0}$ 为各时段响应前的供热价格; $H_{*,0}$ 为各时段初始热负荷。

用户用热经济效益与用热满意度指标为:

$$H_{\text{cost}} = 1 + \frac{\sum_{t=1}^T (\rho_{h,t,0} H_{t,\text{load},0} - \rho_{h,t} H_{t,\text{load}})}{\sum_{t=1}^T (\rho_{h,t,0} H_{t,\text{load},0})} \quad (4)$$

$$H_{\text{cosy}} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T |H_{t,\text{load},0} - H_{t,\text{load}}|}{\sum_{t=1}^T (H_{t,\text{load},0})^2} \quad (5)$$

式中: $\rho_{h,t,0}$ 、 $\rho_{h,t}$ 分别为响应前后 t 时刻的供热价格,元/kW; $H_{t,\text{load},0}$ 、 $H_{t,\text{load}}$ 分别为 t 时刻响应前后的热负荷, kW; T 为调度周期。

2 源-荷侧多元随机变量日前预测误差场景生成及预测值修正

2.1 源-荷互动下多元高斯混合分布

高斯混合分布模型是一种较优秀的非高斯概率密度模型,具有简洁的形式和良好的拟合性能。该模型使用多个不同单高斯模型组合来表述一组数据的概率分布,可用来拟合概率分布不规则的数据。理论上无限混合分布可以逼近任意分布函数^[23],从中心极限定理的角度来看,将混合模型假设为高斯函数较为合理。

通过拟合源侧风光出力和荷侧电热负荷预测误差符合的多元联合概率分布,捕捉源-荷侧预测误差联合特性,可构建联合风光、电热负荷的四元误差样本 D 。误差样本 D 由历史 t 时刻的预测误差变量 $d=(\Delta P_{t,w}, \Delta P_{t,pv}, \Delta P_{t,\text{load}}, \Delta H_{t,\text{load}})$ 构成。

为了更准确建立预测误差样本符合的概率分布模型,使用高斯混合分布模型对具有不规则分布的误差样本进行拟合,得到联合风光、电热负荷误差的概率分布表达式为:

$$f(d) = \sum_{j=1}^L \alpha_j N(d | \boldsymbol{\mu}_j, \boldsymbol{\Sigma}_j) \quad (6)$$

式中: $f(d)$ 为预测误差变量 d 的联合概率密度函数; d 为四元预测误差变量; α_j 、 $\boldsymbol{\mu}_j$ 、 $\boldsymbol{\Sigma}_j$ 分别为第 j 个子模型的在高斯混合分布模型的权值系数、均值向量、协方差矩阵; L 为子模型个数; N 为多维正态分布。

2.2 源-荷侧预测误差典型场景生成

通过多元高斯混合分布模型得到预测误差的概率分布之后,采用逆变换抽样的方式进行联合预测误差场景生成,将预测误差的不确定性转化为确定性场景,每次抽样产生的结果代表 1 种可能出现的场景。为了更准确地捕捉预测误差的波动性,需要尽可能多的初始场景,但初始场景数量过大会造成场景重复、计算复杂度较高等问题,因此需要对场景进行缩减,得到典型场景。

预测误差场景生成过程为:

1) 数据预处理,统计 1 周内包含风电、光伏、

电负荷、热负荷预测误差的历史误差取值,为提高拟合精度,可对每个时刻的风光、电热负荷进行多次预测,增大样本数量;

2) 拟合预测误差的累积概率分布函数,为了更好的符合分布规律,每天更新概率分布函数;

3) 生成维度为 $n \times T$ 的符合均匀分布的 $[0,1]$ 区间的随机数矩阵 $U(u_{i \times t})$ ($i=1,2,\dots,n; t=1,2,\dots,T$),通过逆变换抽样生成 n 个预测误差场景 s_i ,每个随机数代表一个概率,在预测误差的累积分布函数上找到该随机数对应的误差值就完成了 1 次抽样,所得到的场景集合为 $S_i = \{s_{i,1}, s_{i,2}, \dots, s_{i,T}\}$;

4) 通过 K-means++ 聚类方法对 n 个场景进行缩减,以欧式距离来度量 2 个场景间的距离:

$$d(S_i, S_j) = \sqrt{(S_i - S_j)^2} \quad (7)$$

通过聚类后,每个聚类中心代表 1 个典型场景,每个典型场景对应 1 个概率值,此概率值为该类所含场景数与总场景数的比值。

2.3 基于典型场景的源-荷侧随机变量预测值修正

对源-荷侧随机变量预测数据的修正可以减小预测误差对调度的影响。为准确反映不同时期源-荷多元随机变量预测误差的联合概率分布特性,以 1 周的时间窗、1 天的滑动步长进行高斯混合分布模型的更新,得到更准确的预测误差修正值,促进随机变量预测值准确性以及日前调度精度的提升。

在场景 S 下,经过修正后的风电、光伏实际预测出力为:

$$P_{wpre,t} = P_{wpre0,t} + \Delta P_{w,S,t} \quad (8)$$

$$P_{pvpre,t} = P_{pvpre0,t} + \Delta P_{pv,S,t} \quad (9)$$

式中: $P_{wpre,t}$ 、 $P_{pvpre,t}$ 为 t 时刻的风电、光伏预测出力修正值; $P_{wpre0,t}$ 、 $P_{pvpre0,t}$ 分别为 t 时刻风电、光伏出力初始预测值; $\Delta P_{w,S,t}$ 、 $\Delta P_{pv,S,t}$ 分别为场景 S 下 t 时刻风电、光伏出力的预测误差。

在场景 S 下修正后的用户侧实际预测负荷为:

$$P_{load,t} = P_{loadpre,t} + \Delta P_{load,S,t} \quad (10)$$

$$H_{load,t} = H_{loadpre,t} + \Delta H_{load,S,t} \quad (11)$$

式中: $P_{loadpre,t}$ 、 $H_{loadpre,t}$ 分别为 t 时刻电负荷、热负荷的初始预测值; $\Delta P_{load,S,t}$ 、 $\Delta H_{load,S,t}$ 分别为场景 S 下 t 时刻电负荷、热负荷的预测误差。

3 区域电-热联合供给日前优化调度

3.1 目标函数

3.1.1 综合运行成本

在进行电-热联合系统的前日调度优化时,以

系统的经济性为最终考量,将控制碳排放量以初始碳配额和碳交易的形式纳入系统的运行经济成本中,建立统一的经济成本标准。

针对源-荷侧随机变量预测误差的不确定性,采用随机规划模型进行求解,即在每 1 场景下决策出最优的调度结果,最后以所有场景下总期望运行成本最小为目标函数,具体形式为:

$$F_{\text{cost}} = \min \sum_{s=1}^S p_s (F_{\text{tp}} + F_{\text{chp}} + F_{\text{nop}} + F_{\text{na}} + F_{\text{c}} + F_{\text{pdr}}) \quad (12)$$

式中: S 为预测误差典型场景的数目; p_s 为各场景发生的概率; F_{tp} 、 F_{chp} 、 F_{nop} 、 F_{na} 、 F_{c} 、 F_{pdr} 分别为对应场景下火电机组的运行成本、CHP 机组的运行成本、新能源机组运维成本、新能源机组弃用惩罚成本、碳交易成本与需求响应成本。

3.1.2 运维成本

1) 火电机组运行成本

$$F_{\text{tp}} = \mu_{\text{tp}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{D_{\text{tp}}} (a_{i,\text{tp}} (P_{i,\text{tp},t})^2 + b_{i,\text{tp}} P_{i,\text{tp},t} + c_{i,\text{tp}}) \quad (13)$$

式中: μ_{tp} 为火电机组的单位煤耗购煤成本,元/kg; $P_{i,\text{tp},t}$ 为 t 时刻第 i 台火电机组的功率输出, kW; $a_{i,\text{tp}}$ 、 $b_{i,\text{tp}}$ 、 $c_{i,\text{tp}}$ 为第 i 台火电机组的各项煤耗参数; D_{tp} 为系统中火电机的总配置数量。

2) CHP 机组运行成本

$$F_{\text{chp}} = \mu_{\text{chp}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{D_{\text{chp}}} (a_i (P_{i,\text{chp},t})^2 + b_i (H_{i,\text{chp},t})^2 + c_i P_{i,\text{chp},t} H_{i,\text{chp},t} + d_i P_{i,\text{chp},t} + e_i H_{i,\text{chp},t} + f_i) \quad (14)$$

式中: μ_{chp} 为 CHP 机组单位煤耗购煤成本,元/kg; $P_{i,\text{chp},t}$ 、 $H_{i,\text{chp},t}$ 分别为 t 时刻第 i 台 CHP 机组的电/热功率输出, kW; a_i 、 b_i 、 c_i 、 d_i 、 e_i 、 f_i 为第 i 台 CHP 机组的各项煤耗参数; D_{chp} 为系统中 CHP 机组的总配置数量。

3) 风电/光伏运维成本

$$F_{\text{nop}} = \mu_w \sum_{t=1}^T P_{w,t} + \mu_{\text{pv}} \sum_{t=1}^T P_{\text{pv},t} \quad (15)$$

式中: μ_w 、 μ_{pv} 分别为风电、光伏的运维成本系数,元/(kW·h); $P_{w,t}$ 、 $P_{\text{pv},t}$ 分别为风电、光伏在 t 时刻的出力功率, kW。

3.1.3 新能源弃用惩罚成本

$$F_{\text{na}} = \sum_{t=1}^T [\mu_{\text{na}} (P_{wpre,t} - P_{w,t} + P_{\text{pvpre},t} - P_{\text{pv},t})] \quad (16)$$

式中: μ_{na} 为新能源弃用惩罚系数,元/kW。

3.1.4 碳交易成本

为了响应“双碳”目标,达到系统低碳运行的

目的,通过碳配额多余部分的购买转让机制,整体控制碳排放量^[24]。在周期调度中引入碳交易机制:

$$F_c = \mu_c (E_{em} - E_q) \quad (17)$$

式中: μ_c 为单位碳排放量碳交易价格; E_q 为系统的碳配额; E_{em} 为系统的碳排放量。

风电、光伏在运行过程中无碳排放,不进行碳排放量计算。火电机组和 CHP 机组的碳排放量为:

$$E_{em} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{D_{tp}} \alpha_{i,tp} P_{i,tp,t} + \sum_{i=1}^{D_{chp}} \alpha_{i,chp} P_{i,zs,t} \right) \quad (18)$$

式中: $\alpha_{i,tp}$ 、 $\alpha_{i,chp}$ 分别为第 i 台火电机组、CHP 机组 t 时刻发单位电量的碳排放量系数, $\text{kg}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

电-热联合系统中为火电机组、CHP 机组和风电、光伏分配初始碳配额为:

$$E_q = \sum_{t=1}^T \left[\gamma_{tp} \sum_{i=1}^{D_{tp}} P_{i,tp,t} + \gamma_w P_{w,t} + \gamma_s P_{pv,t} + \gamma_{chp} \sum_{i=1}^{D_{chp}} (P_{i,chp,t} + C_{i,v} H_{i,chp,t}) \right] \quad (19)$$

式中: γ_* 为各机组的单位电量碳交易配额; $C_{i,v}$ 为第 i 台 CHP 机组的固定参数。

3.1.5 需求响应调度成本

$$F_{pdr} = \sum_{t=1}^T (\rho_{t,0} P_{t,load,0} - \rho_t P_{t,load} + \rho_{h,t,0} H_{t,load,0} - \rho_{h,t} H_{t,load}) \quad (20)$$

式中: $\rho_{t,0}$ 、 $\rho_{h,t,0}$ 、 ρ_t 、 $\rho_{h,t}$ 分别为电、热价变化前后 t 时刻的电、热价; $P_{t,load,0}$ 、 $P_{t,load}$ 为电价变化前后 t 时刻的电负荷需求; $H_{t,load,0}$ 、 $H_{t,load}$ 为供热价格变化前、后 t 时刻的热负荷需求。

3.2 约束条件

3.2.1 系统电/热负荷平衡约束

$$\sum_{i=1}^{D_{tp}} P_{i,tp,t} + \sum_{i=1}^{D_{chp}} P_{i,chp,t} + P_{w,t} + P_{pv,t} = P_{load,t} + P_{eb,t} \quad (21)$$

$$\sum_{i=1}^{D_{chp}} H_{i,chp,t} + H_{eb,t} + Q_{out,t} = H_{load,t} \quad (22)$$

式中: $P_{load,t}$ 、 $H_{load,t}$ 分别为 t 时刻用户侧电/热负荷需求, kW ; $P_{eb,t}$ 、 $H_{eb,t}$ 分别为电锅炉的耗电功率和热功率输出, kW 。

3.2.2 机组运行约束

1) 常规机组运行约束

$$P_{i,tp,\min} \leq P_{i,tp,t} \leq P_{i,tp,\max} \quad (23)$$

$$-D_{i,tp} \leq P_{i,tp,t} - P_{i,tp,t-1} \leq U_{i,tp} \quad (24)$$

式中: $P_{i,tp,\max}$ 、 $P_{i,tp,\min}$ 分别为第 i 个火电机组出力的最大、最小值, kW ; $D_{i,tp}$ 、 $U_{i,tp}$ 分别为第 i 台火电机

组最大下坡、上坡速率, kW 。

2) 热电联产机组运行约束

$$H_{i,chp,\min} \leq H_{i,chp,t} \leq H_{i,chp,\max} \quad (25)$$

$$P_{i,chp,t} \leq P_{i,zs,\max,t} - C_{i,v} H_{i,chp,t} \quad (26)$$

$$P_{i,chp,t} \geq \max\{P_{i,zs,\min,t} - C_{i,v} H_{i,chp,t}, K_i + C_{i,m} H_{i,chp,t}\} \quad (27)$$

式中: $H_{i,chp,\max}$ 、 $H_{i,chp,\min}$ 分别为第 i 个热电联产机组热出力的最大值、最小值, kW ; $P_{i,zs,\min,t}$ 和 $P_{i,zs,\max,t}$ 分别为 t 时刻纯凝工况下机组的最小、最大输出功率, kW ; $C_{i,m}$ 为第 i 台 CHP 机组的固定参数。

热电联产机组的爬坡约束为:

$$-D_{i,chp} \leq P_{i,chp,t} - P_{i,chp,t-1} \leq U_{i,chp} \quad (28)$$

式中: $D_{i,chp}$ 、 $U_{i,chp}$ 分别为第 i 台 CHP 机组最大下坡、最大上坡速率, kW 。

3) 新能源运行约束

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{wpre,t} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{pv,t} \leq P_{pvpre,t} \quad (30)$$

4) 电加热熔盐锅炉运行约束

$$0 \leq P_{eb,t} \leq P_{eb,\max} \quad (31)$$

式中: $P_{eb,\max}$ 为电加热熔盐锅炉的最大耗电率, kW 。

3.2.3 常规/热电联产机组旋转备用约束

$$\sum_{i=1}^{D_{tp}} \min(P_{i,tp,\max} - P_{i,tp,t}, U_{i,tp}) + \sum_{i=1}^{D_{chp}} \min(P_{i,chp,\max} - P_{i,chp,t}, U_{i,chp}) \geq P_{sr} \quad (32)$$

$$\sum_{i=1}^{D_{tp}} \min(P_{i,tp,t} - P_{i,tp,\min}, D_{i,tp}) + \sum_{i=1}^{D_{chp}} \min(P_{i,chp,t} - P_{i,chp,\min}, D_{i,chp}) \geq P_{sr} \quad (33)$$

式中: P_{sr} 为系统旋转备用额度, kW , 取预测电负荷的 3% 与风电预测值的 1% 之和。

3.2.4 储热装置约束

$$H_t = \eta H_{t-1} + (Q_{in,t} - Q_{out,t}) \quad (34)$$

$$0 \leq Q_{in/out,t} \leq Q_{in/out,\max} U_{in/out,t} \quad (35)$$

$$H_{\min} \leq H_t \leq H_{\max} \quad (36)$$

$$U_{in,t} + U_{out,t} \leq 1 \quad (37)$$

$$H_0 = H_T \quad (38)$$

式中: H_{t-1} 、 H_t 分别为 $t-1$ 时刻和 t 时刻储热装置的储热量, $\text{kW}\cdot\text{h}$; η 为储热效率; $U_{in/out,t}$ 分别为储热系统在 t 时刻的工作状态; H_{\min} 、 H_{\max} 分别为储热装置的最小、最大储热量, kW ; $Q_{*,\min}$ 、 $Q_{*,\max}$ 分别为储/放热最小、最大功率, kW 。为了使储能系统在下一个调度周期内正常运行,在每个调度周期内储热

装置的初始值 H_0 与终止值 H_T 应相等^[25]。

3.2.5 用电/热满意度评价约束

$$E_{\text{cost}} \geq E_{\text{cost,min}} \quad (39)$$

$$E_{\text{cosy}} \geq E_{\text{cosy,min}} \quad (40)$$

$$H_{\text{cost}} \geq H_{\text{cost,min}} \quad (41)$$

$$H_{\text{cosy}} \geq H_{\text{cosy,min}} \quad (42)$$

式中： $E_{\text{cost,min}}$ 、 $E_{\text{cosy,min}}$ 、 $H_{\text{cost,min}}$ 、 $H_{\text{cosy,min}}$ 分别为需满足的用户用电、热效益满意度和舒适度最小值。

4 算例分析

4.1 系统运行参数及设备容量

以北方某地区为研究对象进行分析，系统结构如图1所示。系统包含1台火电机组、3台电热联产机组、光伏电站、风电场、电加热熔盐锅炉及储热装置，用于满足用户侧供电供热需求。各机组以及电加热熔盐锅炉、储热装置的相关参数详见表1—表7。系统中火电机组的碳排放系数取0.98，热电联产机组的碳排放系数取1.15，单位电量的碳配额为0.789 t/(MW·h)，碳交易价格为120元/t。

仿真运行以北方地区的供电供热数据为参考，选取某典型日为场景基础，在考虑源-荷侧的预测数据误差基础上，模拟其在冬季供热期各机组的出力情况，对整个电-热联合系统进行日前优化调度。系统的调度周期 T 为24 h，时间分辨率为1 h。以系统的综合期望运行成本最小为优化目标，对系统内的各机组的期望出力情况进行优化调度。利用

yamlip 工具箱进行编程，调用 Cplex 求解器求解。

表1 机组装机容量
Tab.1 Installed capacity of the units

机组类型	装机容量/MW	占比/%
电热联产机组	900	46.63
火电机组	300	15.54
光伏	250	12.95
风电	480	24.87

表2 火电机组参数 单位：MW
Tab.2 Parameters of the thermal power unit

项目	最大运行功率	最小运行功率	上爬坡速率	下爬坡速率
火电机组	300	120	70	70

表3 储热装置参数
Tab.3 Parameters of the energy storage device

最大储热功率/MW	最大放热功率/MW	初始储热量/(MW·h)	最小储热量/(MW·h)	最大储热量/(MW·h)
50	50	50	0	350

表4 电加热熔盐锅炉参数
Tab.4 Parameters of the electric boiler

最大耗电功率/MW	最大储热电功率/MW	最大制热电功率/MW	制热转换效率/%
150	50	100	95

表5 火电机组煤耗系数
Tab.5 Coal consumption coefficients of the thermal power unit

项目	$a/(10^{-5} \times (t \cdot \text{MW}^{-2}))$	$b/(t \cdot \text{MW}^{-1})$	c/t
数值	17.1	0.270 5	11.537

表6 热电联产机组参数
Tab.6 Parameters of the CHP units

热电机组	$P_{\text{chp,max}}/\text{MW}$	$P_{\text{chp,min}}/\text{MW}$	$H_{\text{chp,max}}/\text{MW}$	C_{v1}	C_{v2}	C_m	K	U_{chp}	D_{chp}
CHP1	300	150	400	0.15	0.15	0.75	-20.5	80	80
CHP2	300	150	400	0.15	0.15	0.75	-20.5	80	80
CHP3	300	150	400	0.15	0.15	0.75	-20.5	80	80

表7 热电联产机组煤耗系数
Tab.7 Coal consumption coefficients of the CHP units

热电机组	$a_{\text{chp}}/(10^{-5} \times (t \cdot \text{MW}^{-2}))$	$b_{\text{chp}}/(10^{-5} \times (t \cdot \text{MW}^{-2}))$	$c_{\text{chp}}/(10^{-5} \times (t \cdot \text{MW}^{-2}))$	$d_{\text{chp}}/(10^{-5} \times (t \cdot \text{MW}^{-1}))$	$e_{\text{chp}}/(10^{-5} \times (t \cdot \text{MW}^{-1}))$	f_{chp}/t
CHP1	7.6	2.28	1.71	0.040 74	0.271 6	18.822
CHP2	7.6	2.28	1.71	0.040 74	0.271 6	18.822
CHP3	7.6	2.28	1.71	0.040 74	0.271 6	18.822

4.2 误差场景生成与削减

由源-荷侧的风电出力、光伏出力、电负荷需求、热负荷需求的前一周历史实际数据与历史预测数据，获得预测误差样本 D 。为了得到最佳的拟合

效果，通过多次预测扩充误差样本，并对其进行多元高斯混合分布的概率分布函数计算。为了使拟合结果更加符合实际分布规律，取1周的滑动时间窗，滑动步长为1天更新预测误差的概率分布函数。

图 2 是 1 周源-荷侧预测误差的历史数据分布情况。由得到的包含源侧出力和荷侧负荷预测误差联合概率密度函数，采用蒙特卡洛随机生成 1 000 种日前预测误差场景，通过基于欧氏距离的 K-means++ 聚类方法对误差场景进行削减，得到 3 种典型场景，记为 S1、S2、S3。将计算出的典型误差场景叠加至基础预测数据上，得到校正后的源-荷侧风光负荷预测数据。以此来减小日前调度计算中的源-荷侧预测功率误差对调度产生的影响。

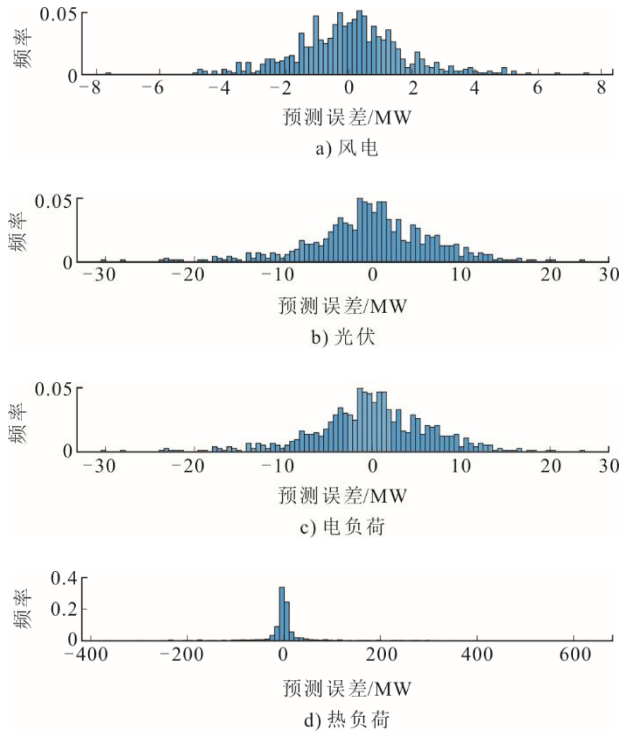


图 2 出力及负荷预测误差频率直方图
Fig.2 The frequency histogram of power and load prediction error

由场景生成并缩减后产生的各典型场景数据结果如图 3 所示。

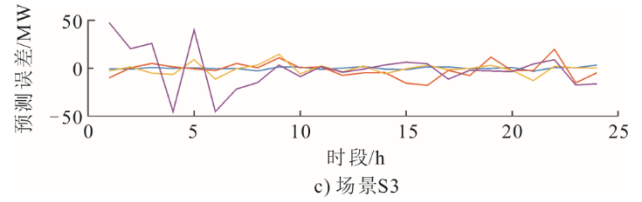
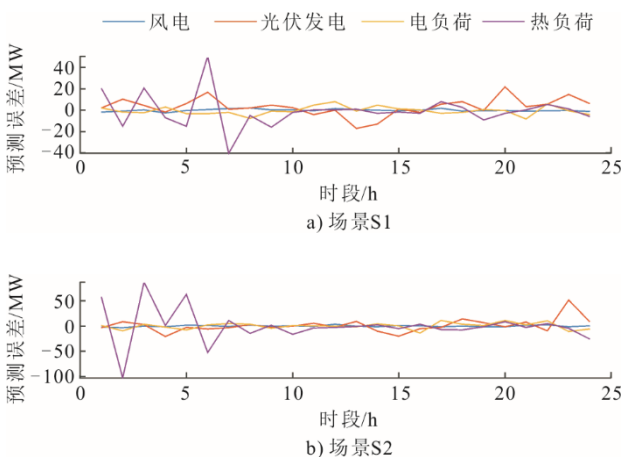


图 3 典型场景各时刻预测误差
Fig.3 Prediction error at each time point in typical scenes

4.3 不同方案下优化结果对比

根据预测误差的概率密度函数，结合逆采样方法，在每个时刻生成 1 000 个可能的误差场景。对生成的场景进行缩减得到典型场景，以最小化各场景下成本的期望为目标，对每个典型场景分别求解确定性优化问题。按照是否考虑电、热需求响应以及电加热熔盐锅炉是否参与调度制定了 6 种方案。

在计算过程中，若考虑用户侧需求响应，时段划分以及分时价格设置见表 8。价格需求弹性矩阵根据文献[26]选取。以误差场景 S1 下，经过经济型电、热需求响应后的负荷数据如图 4、图 5 所示。

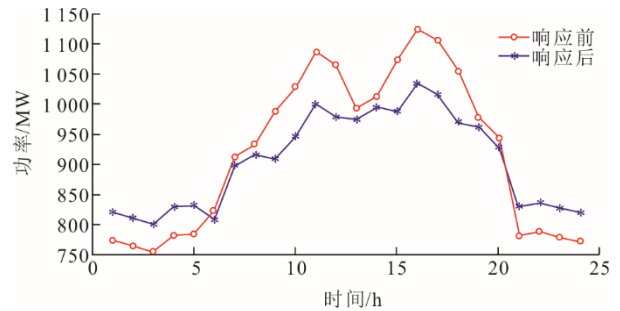


图 4 电负荷需求响应对比曲线
Fig.4 The electric load demand response curves

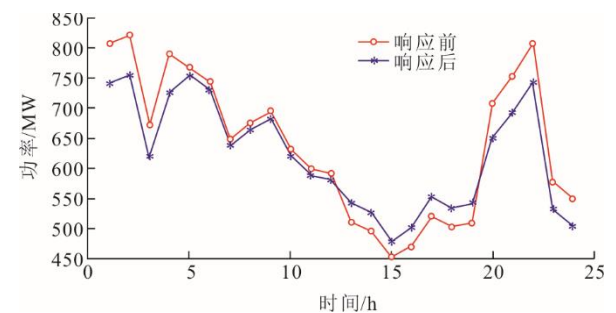


图 5 热负荷需求响应对比曲线
Fig.5 The thermal load demand response curves

各个方案的优化调度结果见表 9。在供暖期用户侧有较大的热负荷需求，在没有电加热熔盐锅炉与储热装置的场景下，热负荷由 CHP 机组提供；在有电加热熔盐锅炉的场景下，热负荷由 CHP 机组、电加热熔盐锅炉与储热装置共同提供。储热装置有吸热和放热 2 种运行状态，可以将热能在时间尺度

上进行转移,提高了系统的能量利用率。系统的电负荷由火电机组和 CHP 机组共同提供。

在方案 6 下,系统中各机组及装置的运行调度结果图 6、图 7 所示。

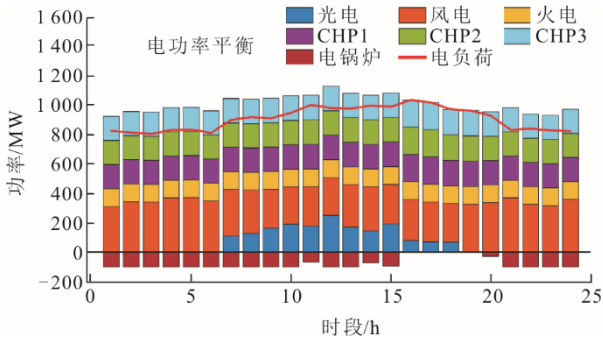


图 6 电负荷源-荷匹配

Fig.6 The electrical load source-load balance

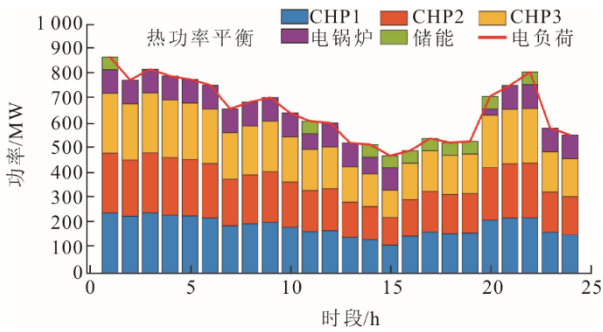


图 7 热负荷源-荷匹配

Fig.7 The thermal load source-load balance

对比优化调度的结果可知,在考虑了用户侧价格需求响应后,负荷的需求得到了调整,起到了“削

峰填谷”的作用。由图 6、图 7 可知,当电加热熔盐锅炉与储热装置参与系统的调度时,系统中 CHP 机组有了更多的调度空间。从低碳运行的角度分析,电加热熔盐锅炉将电功率转化为热功率,可消纳更多的风电,减少 CHP 机组的热出力,有效减少碳排放量。在考虑需求响应的电加热熔盐锅炉参与调度的场景中,弃风、弃光现象有所减少,增加了新能源利用率。

在系统内所有机组和装置全部参与系统的优化调度时,当系统产生的电负荷高于用户侧需求而用户侧热负荷尚未满足时,多出电负荷可以通过电锅炉以热能的形式供热;当用户侧热负荷已经能满足,可将能量以热能的形式储存在储热装置中,在合适的时刻释放以供热。储热装置在很大程度上提高了系统的新能源消纳能力,对比各场景的碳排放量,可知储热装置有利于低碳运行。

表 8 负荷分时价格 单位:元/(MW·h)
Tab.8 The time-of-use tariff of load

	谷段	平段	峰段
电负荷划分时段	01:00—05:00	05:00—08:00	08:00—12:00
	12:00—14:00	18:00—20:00	14:00—18:00
	20:00—24:00		
电价	375	500	625
热负荷划分时段	13:00—20:00	04:00—13:00	01:00—04:00
			20:00—24:00
热价	270	360	450

表 9 优化结果对比
Tab.9 Comparison of optimization results

方案	电需求响应	热需求响应	熔盐锅炉与储热	碳排放量/t	运行成本/元	新能源消纳率/%
方案 1	无	无	无	20 078.727	4 969 270.84	66.89
方案 2	有	有	无	19 682.978	4 903 741.59	67.86
方案 3	无	无	有	19 378.712	4 663 134.06	88.92
方案 4	有	无	有	18 976.229	4 558 458.03	92.78
方案 5	无	有	有	19 370.373	4 654 664.23	89.27
方案 6	有	有	有	18 947.892	4 550 510.07	93.02

在考虑电负荷和热负荷需求响应的情况下,系统中电加热熔盐锅炉的参与,使系统碳排放量降低 3.735%,运行成本降低 7.203%,系统的新能源消纳率有明显提高。可见电加热熔盐锅炉与储热装置有利于促进系统新能源消纳以及低碳运行。

在电加热熔盐锅炉与储热装置参与系统调度的情况下,单考虑电负荷需求响应比未考虑情况下

碳排放量降低了 2.077%,运行成本降低 2.245%;单考虑热负荷需求响应比未考虑情况下碳排放量降低了 0.043%,运行成本降低 0.182%;综合考虑电负荷和热负荷需求响应使得系统的碳排减少 5.632%,运行成本减少 8.427%。相较于热负荷需求响应,电负荷需求响应对系统运行的影响更大一些。由此可见,引入用户自主调节的热需求响应策

略对促进系统低碳经济运行有积极意义。

5 结 论

本文通过构建含源-荷侧预测误差联合场景和电/热负荷需求响应的源-荷-储区域电-热联合系统的日前调度方法,结合算例仿真,对多种调度方案进行对比,得出如下结论。

1) 通过高斯混合分布模型拟合误差分布,建立了源-荷侧预测误差联合分布模型,对源-荷侧预测误差进行修正。采用随机规划模型,以所有场景下的总期望运行成本最小为目标函数,减小了预测误差的不确定性,提高了调度精度。

2) 构建具有较大灵活性的热负荷调节机制。使用经济型需求响应对用户侧热负荷进行调节,优化了供热结构。降低了风电反调峰特性的不利影响,促进了新能源的消纳,有利于系统的经济运行。

3) 以大型清洁能源基地为背景,综合考虑了区域电-热联合系统的经济、环保因素,将运行成本、碳排控制和新能源消纳3个目标以经济的形式统一为一个优化目标,简化了多目标优化问题。研究了不同调度方案下的期望优化结果。通过算例仿真验证了所提方法的有效性,对区域电-热联合系统的日前调度有一定指导意义。

[参 考 文 献]

- [1] FOLEY A, OLABI A G. Renewable energy technology developments, trends and policy implications that can underpin the drive for global climate change[J]. 2017, 68(2): 1112-1114.
- [2] SAHU B K. Wind energy developments and policies in China: a short review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 81: 1393-1405.
- [3] GUO P Y, ZHU D Y, LAM J, et al. The future of wind energy development in China[M]. Salt Lake City: Academic Press, 2017: 75-94.
- [4] 顾文波, 李雨桐, 陈益明, 等. 公共机构建筑多源冷热电联供系统优化调度研究[J]. 动力工程学报, 2021, 41(4): 330-336.
- GU Wenbo, LI Yutong, CHEN Yiming, et al. Research on optimal scheduling of multi-source cooling, heating and power cogeneration systems for public buildings and institutions[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(4): 330-336.
- [5] 刘永前, 王函, 韩爽, 等. 考虑风光出力波动性的实时互补性评价方法[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3211-3220.
- LIU Yongqian, WANG Han, HAN Shuang, et al. Real-time complementarity evaluation method for real-time complementarity of wind and solar power considering their volatility[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3211-3220.
- [6] 周雪松, 杨子明, 马幼捷. 基于神经网络的最优带宽风电并网自抗扰控制[J]. 太阳能学报, 2022, 43(9): 226-235.
- ZHOU Xuesong, YANG Ziming, MA Youjie. Optimal bandwidth active disturbance rejection control for wind turbine grid-connection based on neural network[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(9): 226-235.
- [7] 范庆伟, 兰凤春, 李文杰, 等. 热电联产机组增设储热水罐容量配置研究[J]. 热力发电, 2021, 50(3): 98-105.
- FAN Qingwei, LAN Fengchun, LI Wenjie, et al. Capacity designing for a combined heat and power plant assisted by water storage tank[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(3): 98-105.
- [8] 杨利, 刘永林, 房伟, 等. 配置储热罐后热电联产机组运行优化[J]. 热力发电, 2020, 49(4): 70-76.
- YANG Li, LIU Yonglin, FANG Wei, et al. Operation optimization of cogeneration unit equipped with heat accumulator[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(4): 70-76.
- [9] LUO G, DAN E, ZHANG X, et al. Why the wind curtailment of northwest China remains high[J]. Sustainability, 2018, 10(3): 570.
- [10] 于炎娟, 陈红坤, 姜欣, 等. 促进风电消纳的蓄热罐运行策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 37-43.
- YU Yanjuan, CHEN Hongkun, JIANG Xin, et al. Operation strategy for heat storage tank to improve wind power accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 37-43.
- [11] 戴远航, 陈磊, 闵勇, 等. 风电场与含储热的热电联产联合运行的优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3470-3479.
- DAI Yuanhang, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Optimal dispatch for joint operation of wind farm and combined heat and power plant with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3470-3479.
- [12] 郭丰慧, 胡林献, 周升彧. 基于二级热网储热式电锅炉调峰的弃风消纳调度模型[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 50-56.
- GUO Fenghui, HU Linxian, ZHOU Shengyu. Dispatching model of wind power accommodation based on heat storage electric boiler for peak-load regulation in secondary heat supply network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19): 50-56.
- [13] 胡康, 陈群. 电-热综合能源系统整体能效及灵活性改造方案分析[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 14-21.
- HU Kang, CHEN Qun. Overall energy efficiency and flexibility retrofit scheme analysis of heat-power integrated energy system[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 14-21.
- [14] 卢志刚, 郭凯, 闫桂红, 等. 考虑需求响应虚拟机组和碳交易的含风电电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(15): 58-65.
- LU Zhigang, GUO Kai, YAN Guihong, et al. Optimal dispatch for wind power integrated system considering demand response of virtual generator unit and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 58-65.
- [15] 王昀, 谢海鹏, 孙啸天, 等. 计及激励型综合需求响应的电-热综合能源系统日前经济调度[J]. 电工技术学报, 2021, 36(9): 1926-1934.
- WANG Yun, XIE Haipeng, SUN Xiaotian, et al. Day-ahead economic dispatch for electricity-heating integrated energy system considering incentive integrated demand response[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9): 1926-1934.
- [16] 林俐, 顾嘉, 王钤. 面向风电消纳的考虑热网特性及

- 热舒适度弹性的电热联合优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3648-3661.
- LIN Li, GU Jia, WANG Qian. Optimal dispatching of combined heat-power system considering characteristics of thermal network and thermal comfort elasticity for wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3648-3661.
- [17] 仪忠凯, 李志民. 计及热网储热和供热区域热惯性的电热联合调度策略[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1378-1384.
- YI Zhongkai, LI Zhimin. Combined heat and power dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating network and thermal inertia in heating area[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1378-1384.
- [18] 朱伟业, 罗毅, 胡博, 等. 热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同促进碳减排的电热优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3803-3813.
- ZHU Weiye, LUO Yi, HU Bo, et al. Optimized combined heat and power dispatch considering decreasing carbon emission by coordination of heat load elasticity and time-of-use demand response[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3803-3813.
- [19] 任建文, 渠卫东. 基于机会约束规划的孤岛模式下微电网动态经济调度[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(3): 73-78.
- REN Jianwen, QU Weidong. Dynamic economic dispatch based on chance-constrained programming for islanded microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3): 73-78.
- [20] 李鹏, 王雪莹, 韩鹏飞. 双重不确定环境下的微网优化运行调度风险分析研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(15): 4296-4303.
- LI Peng, WANG Xueying, HAN Pengfei. Risk analysis of microgrid optimal operation scheduling under double uncertainty environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(15): 4296-4303.
- [21] 张晓辉, 梁军雪, 李茂林, 等. 计及风光出力预测误差的电力系统经济调度[J]. 电工电能新技术, 2018, 37(8): 40-47.
- ZHANG Xiaohui, LIANG Junxue, LI Maolin, et al. Economic dispatch of power system considering prediction error of wind and photoelectric output[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2018, 37(8): 40-47.
- [22] 丁明, 林玉娟. 考虑风光荷不确定性的随机生产模拟[J]. 太阳能学报, 2018, 39(10): 2937-2944.
- DING Ming, LIN Yujuan. Probabilistic production simulation considering randomness of renewable wind power, photovoltaic and load[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(10): 2937-2944.
- [23] 许寅, 李佳旭, 王颖, 等. 考虑光伏出力不确定性的园区配电网日前运行计划[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(5): 85-94.
- XU Yin, LI Jiaxu, WANG Ying, et al. Day-ahead operation plan for campus distribution network considering uncertainty of photovoltaic output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 85-94.
- [24] 张菁, 林毓军, 齐晓光, 等. 考虑碳税与碳交易替代效应的电力系统低碳经济调度方法[J]. 电力建设, 2022, 43(6): 1-11.
- ZHANG Jing, LIN Yujun, QI Xiaoguang, et al. Low-carbon economic dispatching method for power system considering the substitution effect of carbon tax and carbon trading[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(6): 1-11.
- [25] 陈沼宇, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑P2G多源储能型微网日前最优经济调度策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3067-3077.
- CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for microgrid considering P2G and multi-source energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3067-3077.
- [26] 崔雪, 邹晨露, 王恒, 等. 考虑风电消纳的电热联合系统源荷协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 74-81.
- CUI Xue, ZOU Chenlu, WANG Heng, et al. Source and load coordinative optimal dispatching of combined heat and power system considering wind power accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 74-81.

(责任编辑 邓玲惠)