

面向碳排放的“源-储”容量配置协同优化模型

马楠¹, 刘国伟¹, 吴杰康², 王益军¹, 辛立胜¹, 彭其坚²

(1. 深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518000; 2. 广东工业大学自动化学院, 广州 510006)

摘要: 考虑电源出力 and 负荷需求不确定性的影响, 建立了新型电力系统“源-储”规划容量两阶段鲁棒优化模型。利用偶理论和卡罗需-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker conditions, KKT)条件, 把具有 min-max-min 结构的鲁棒优化问题分解成主问题和子问题两阶段进行求解。主问题为最小化的优化问题结构, 采用松弛形式, 考虑了新型电力系统的碳排放要求以及弃风弃光的制约条件, 确定各类电源的装机容量的最优值, 得到原问题的最优解的上界。子问题为包含非线性变量的最大-最小化的优化问题结构, 采用对偶理论和 KKT 条件进行建模, 并利用 Big-M 法处理非线性约束条件, 采用盒式不确定集描述风光出力的不确定场景, 以第一阶段的优化结果为前提, 确定各种最恶劣场景。算例中 3 个情景的仿真结果验证了所提模型和方法的可行性和适应性。

关键词: 新型电力系统; 协同规划容量; 市场交易型“源-储”; 两阶段鲁棒优化

Collaborative Optimization Model for Carbon Emission Oriented "Source-Storage" Capacity Allocation

MA Nan¹, LIU Guowei¹, WU Jiekang², WANG Yijun¹, XIN Lisheng¹, PENG Qijian²

(1. Shenzhen Power Supply Bureau Co., Ltd., Shenzhen, Guangdong 518000, China; 2. School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, China)

Abstract: A two-stage robust optimization model for the planning capacity of the new power system "source-storage" of new power system is established, taking into account the uncertainty of power output and load demand. Using even theory and Karush Kuhn Tucker conditions (KKT), the robust optimization problem with min-max-min structure is decomposed into two stages: the main problem and sub problems for solution. The main problem is the minimization optimization problem structure, which adopts a relaxed form and considers the carbon emission requirements of new power system and the constraints of wind and solar power curtailment. The optimal values of the installed capacity of various power sources are determined, and the upper bound of the optimal solution of the original problem is obtained. The sub-problem is a maximum-minimum optimization problem structure containing nonlinear variables. It is modeled using dual theory and KKT conditions, and the Big-M method is used to handle nonlinear constraints. A box type uncertain set is used to describe the uncertain scenarios of wind and solar power output. Based on the optimization results of the first stage, various worst-case scenarios are determined. The simulation results of three scenarios in the example validate the feasibility and adaptability of the proposed model and method.

Key words: new power system; collaborative planning capacity; market trading oriented "source-storage"; two-stage robust optimization

0 引言

中国在第七十五届联合国大会上宣告“碳达峰、

碳中和”目标, 计划在 2030 年前我国二氧化碳排放达到峰值, 并争取 2060 年前实现“碳中和”^[1]。中国中央财经委员会第九次会议提出“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期, 要构建清洁低碳安全高效的能源体系, 控制化石能源总量, 着力提高利用效能, 实施可再生能源替代行动, 深化电力体制改革, 构建以新能源为主体的新型电力系统^[2]。

要实现“双碳”目标就需要关注电力系统中电源的碳排放情况。2020 年中国电力生产电量为 7 779. 06

基金项目: 广东省基础与应用基础研究基金区域联合基金项目(粤港澳大湾区研究团队项目-2020B1515130001); 中国南方电网有限责任公司科技项目(090000KK52222158)。

Foundation item: Supported by the Guangdong Basic and Applied Basic Research Foundation (Guangdong Hong Kong Macao Research Team Project-2020B1515130001); the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (090000KK52222158)。

TWh, 其中火电占比 68.52%, 水电占比 17.42%, 核电占比 4.7%, 风生产电量占比 5.996%, 其他形式占比 3.364%。可见中国的主要发电形式仍然是火电。意味着面对日益增加的用电需求和“双碳”目标的要求就需要加快构建“源-储”容量协同规划中, 优化电源结构, 提高可再生能源的渗透率^[3]。但是电力系统从以化石能源主要一次能源向以可再生能源为主要一次能源转变^[4], 面临着高渗透率的可再生能源电源的不确定性给“源-储”容量协同规划中带来的各种安全性的挑战^[5]。为了解决可再生能源的不确定性问题, 从可靠性的角度出发策略上会选择偏保守的决策, 而从技术性的角度出发为可再生能源电源配置相应的储能, 可以有效解决可再生能源的波动性、时序上与负荷不匹配的问题。

针对“源-储”容量协同规划中的优化规划问题, 已有学者开展了研究工作, 取得了一些研究成果。比如: 文献[6]针对风-光-储协同规划问题提出了一种基于深度信念网络的新能源出力时序场景生成法, 建立了中长期时序电平衡的风-光-储协同规划模型。文献[7]针对风光火的能源利用协同问题提出了火电机组成为调节电源的补偿机制, 建立了容量电价于风光火配比相协调的双层电源规划模型。文献[8]针对新能源与储能联合规划问题提出了考虑电力市场调度影响的双层规划方法。文献[9]针对光热电站与新能源联合规划问题, 提出了含有光热电站和波动性新能源的双层联合规划模型。针对鲁棒优化模型, 已有学者开展了研究工作。文献[10]考虑用户禀赋效应和环保意识不确定性的影响, 提出了微电网鲁棒优化调度方法。文献[11]考虑离散资源决策和安全约束提出了动态发电和输电扩展规划的两阶段鲁棒优化模型。文献[12]考虑低碳目标的制约提出了一种考虑源荷不确定性及用户响应行为的电力系统低碳经济调度方法。文献[13]考虑源-荷不确定性的影响提出了虚拟电厂多目标鲁棒优化调度的方法。针对碳排放控制的研究, 已有学者开展了研究工作, 比如: 文献[14]提出了“双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径。文献[15-16]分析了能源转型中“源-储”容量协同规划中的技术特征, 可再生能源配额对电源结构的影响。文献[17]在碳排放因子方面进行了研究, 设计了考虑绿色电力消费影响的电网碳排放因子改进算法。

本文考虑负荷、可再生能源的不确定性, 建立碳

排放控制优化规划的两阶段鲁棒模型, 采用列和约束生成算法求解模型。然后通过算例仿真验证模型的有效性, 研究在一定的新增电力需求的情况下电源装机结构的特点; 以不同的系统保守度为出发点分析鲁棒性与系统成本的关系; 然后通过调节碳交易价格, 分析碳排放成本对系统电源装机容量结构的影响。

1 “源-储”容量协同规划中结构

图 1 为新型电力系统的电源结构示意图。传统电力系统有着以火电等化石能源机组为电源主体、调节能力薄弱而导致弃风弃光现象等特点, 碳排放高。而新型电力系统有着大规模可再生能源渗透以及高比例的电力电子装备的使用的特点^[18-19]。可再生能源的装机容量逐步增大, 高污染的化石燃料机组的装机容量日益减小, 肯定会使得电力系统的碳排放大大降低。但是, 由于可再生能源的可控性相对较差, 往往都需要配置相应的储能来使用, 以保证供电的可靠性。

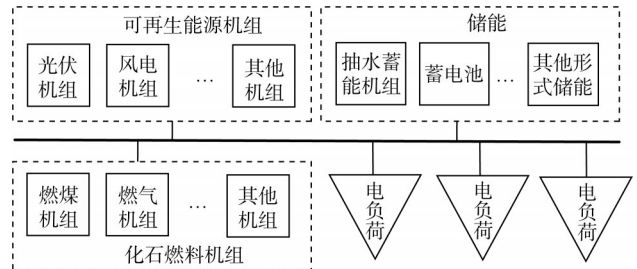


图 1 “源-储”容量协同规划中结构

Fig. 1 Structure of collaborative planning for "source-storage" capacity

2 碳排放控制优化模型

2.1 目标函数

当不考虑风电、光伏出力以及负荷的不确定性时原模型为混合整数规划模型, 碳排放控制优化规划模型的目标函数为最小化总成本, 包含燃煤机组、燃气机组、风电机组、光伏系统、储能系统的投资成本、运维成本、碳交易成本、弃风和弃光成本。

$$\min \{C_{in} + C_{op} + C_{CO_2} + C_q^{wt} + C_q^{pv}\} \quad (1)$$

式中: C_{in} 、 C_{op} 分别为系统的投资成本和运维成本; C_{CO_2} 为化石燃料机组的碳交易成本; C_q^{wt} 、 C_q^{pv} 分别为弃风、弃光成本。

系统的等年值投资成本 C_{in} 和运维成本 C_{op} 的表达式如下。

$$C_{\text{in}} = \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} r^j C_{\text{in}}^j \quad (2)$$

$$C_{\text{op}} = \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} C_{\text{op}}^{d,j} \cdot \frac{365}{N_d} \quad (3)$$

$$C_{\text{in}}^j = \Delta c_j \cdot S_j \quad (4)$$

$$r^j = \frac{\alpha^j (1 + \alpha^j)^{L_j}}{(1 + \alpha^j)^{L_j} - 1} \quad (5)$$

式中: N_{type} 为机组类型的数量; N_d 为典型日的数量; C_{in}^j 为第 j 种类型机组的投资成本; $C_{\text{op}}^{d,j}$ 为第 j 种类型机组在典型日 d 的运维成本; Δc_j 为第 j 种类型机组的单位容量投资成本; S_j 为第 j 种类型机组的投资总容量; r^j 为第 j 种类型机组的等年值系数; α^j 为第 j 种类型机组的贴现率; L_j 为第 j 种类型机组的使用年限。

2.1.1 燃煤机组燃料成本

燃煤机组运行过程需要消耗燃料, 其主要成分为煤炭, 燃料成本主要为煤耗成本, 具体表达式为:

$$C_{\text{op}}^{\text{TH}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{TH}}} [a_i (P_{i,t}^{\text{TH}})^2 + b_i P_{i,t}^{\text{TH}} + c_i] \cdot \Delta t \quad (6)$$

式中: $C_{\text{op}}^{\text{TH}}$ 为燃煤机组的煤耗成本; $P_{i,t}^{\text{TH}}$ 为燃煤机组 i 在时刻 t 的出力; T 为一个周期; Δt 为周期内的一个时间段; N_{TH} 为燃煤机组的数量; a_i 、 b_i 、 c_i 为燃煤机组 i 的煤耗系数。

2.1.2 燃气机组燃料成本

燃气机组运行过程需要消耗燃料, 其主要成分为天然气, 燃料成本主要体现为气耗成本。

$$C_{\text{op}}^{\text{G}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} K_i^{\text{G}} P_{i,t}^{\text{G}} \cdot \Delta t \quad (7)$$

式中: C_{op}^{G} 为燃气机组的气耗成本; $P_{i,t}^{\text{G}}$ 为燃气机组 i 在时刻 t 的出力; N_{G} 为燃气机组的数量; K_i^{G} 为燃气机组的单位功率气耗。

2.1.3 储能系统运维成本

储能系统在运行过程中, 无论是充电过程还是放电过程, 都会产生一定的运维成本。

$$C_{\text{op}}^{\text{ES}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{ES}}} \Delta c_i^{\text{ES}} [P_{i,t}^{\text{char}} \eta_{\text{char}} + P_{i,t}^{\text{dis}} / \eta_{\text{dis}}] \Delta t \quad (8)$$

式中: $C_{\text{op}}^{\text{ES}}$ 为储能系统运维成本; Δc_i^{ES} 为储能系统的单位功率运维成本; $P_{i,t}^{\text{char}}$ 为储能系统 i 在时刻 t 的充电功率; $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 为储能系统 i 在时刻 t 的放电功率; η_{char} 为储能系统的充电效率; η_{dis} 为储能系统的放电效率; N_{ES} 为储能系统的数量。

2.1.4 碳交易成本

对于传统的火电机组, 由于以化石燃料为一次

能源, 需要赋予其碳排放成本, 而碳交易市场的机制可以实现把碳排放成本量化, 通过对每台化石燃料机组进行碳配额的分配, 超过碳配额的部分会体现为碳交易成本, 而低于碳配额的剩余部分可以通过碳交易市场进行交易, 体现为碳交易收益, 具体表达式为^[20]:

$$C_{\text{CO}_2}^{i,j} = \Delta c^{\text{CO}_2} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} \sum_{i=1}^{N_j} (\Delta k_{i,j}^{\text{CO}_2} - E_{i,j}^{\text{CO}_2}) P_{i,j,t} \Delta t \quad (9)$$

式中: Δc^{CO_2} 为二氧化碳交易价格; $\Delta k_{i,j}^{\text{CO}_2}$ 为类型 j 机组 i 单位功率二氧化碳排放量; $P_{i,j,t}$ 为类型 j 机组 i 在时间段 t 的出力; N_j 为类型 j 机组的数量; $E_{i,j}^{\text{CO}_2}$ 为周期 T 内类型 j 机组 i 碳配额。

2.1.5 弃风成本

为了量化弃风电量对系统成本的影响, 把弃风成本纳入目标函数中, 作为系统弃风的惩罚成本。

$$C_{\text{q}}^{\text{wt}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{wt}}} \sum_{t=1}^T K_{\text{q}}^{\text{wt}} \cdot \theta_{i,t}^{\text{wt}} \quad (10)$$

式中: N_{wt} 为风电机组数量; K_{q}^{wt} 为单位弃风功率成本; $\theta_{i,t}^{\text{wt}}$ 为风电机组 i 在时间段 t 的弃风电量。

2.1.6 弃光成本

同样地, 为了量化弃光电量对系统成本的影响, 把弃光成本纳入目标函数中, 作为系统弃光的惩罚成本。

$$C_{\text{q}}^{\text{pv}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{pv}}} \sum_{t=1}^T K_{\text{q}}^{\text{pv}} \cdot \theta_{i,t}^{\text{pv}} \quad (11)$$

式中: N_{pv} 为光伏系统数量; K_{q}^{pv} 为单位弃光功率成本; $\theta_{i,t}^{\text{pv}}$ 为光伏系统 i 在时间段 t 的弃光电量。

2.2 约束条件

2.2.1 装机容量约束

由于系统内的能源资源量各不相同, 以各类型能源作为一次能源机组装机容量 S_j 会受到限制。

$$0 \leq S_j \leq \phi_j W_j^{\text{max}} \quad (12)$$

式中: W_j^{max} 为系统第 j 种类型发电机组所需要的能源资源储备上限; ϕ_j 为能源储备量折算成装机容量的系数。

2.2.2 燃煤机组上下限约束

燃煤机组的出力 $P_{i,t}^{\text{TH}}$ 受到技术出力上下限的限制。

$$P_{i,t}^{\text{TH}, \min} \leq P_{i,t}^{\text{TH}} \leq P_{i,t}^{\text{TH}, \max} \quad (13)$$

式中 $P_{i,t}^{\text{TH}, \min}$ 、 $P_{i,t}^{\text{TH}, \max}$ 分别为火电机组 i 出力的下限和上限。

2.2.3 燃气机组约束

燃气机组的出力受到技术出力上下限的限制。

$$P_i^{G, \min} \leq P_{i,t}^G \leq P_i^{G, \max} \quad (14)$$

式中 $P_i^{G, \min}$ 、 $P_i^{G, \max}$ 分别为气电机组 i 出力的下限和上限。

2.2.4 储能系统约束

储能系统的充电功率和放电功率上下限限制以及同一时充电和放电状态的约束。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{char}} \leq u_{i,t}^{\text{char}} \cdot P_i^{\text{char}, \max} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{dis}} \leq u_{i,t}^{\text{dis}} \cdot P_i^{\text{dis}, \max} \quad (16)$$

$$0 \leq u_{i,t}^{\text{char}} + u_{i,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (17)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{char}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能系统充电功率和放电功率; $P_i^{\text{char}, \max}$ 、 $P_i^{\text{dis}, \max}$ 分别为储能系统充电功率和放电功率的上限; $u_{i,t}^{\text{char}}$ 、 $u_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能系统在时间段 t 的充电、放电状态。

储能能量存在着技术方面上下限的限制。

$$E_i^{\text{ES}, \min} \leq E_{i,t}^{\text{ES}} \leq E_i^{\text{ES}, \max} \quad (18)$$

$$E_{i,t}^{\text{ES}} = E_{i,t-1}^{\text{ES}} + (P_{i,t}^{\text{char}} \cdot \eta_{\text{char}} - P_{i,t}^{\text{dis}} / \eta_{\text{dis}}) \Delta t \quad (19)$$

式中: $E_i^{\text{ES}, \min}$ 、 $E_i^{\text{ES}, \max}$ 分别为储能系统 i 储存能量的下限和上限; $E_{i,t}^{\text{ES}}$ 为储能系统 i 在时间段 t 的剩余能量。

储存的能量在初始时刻和最终时刻的量要相等, 这要求整个充放电过程净充放电量为 0。

$$\eta_{\text{char}} \cdot \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{char}} \cdot \Delta t - \frac{\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{dis}} \cdot \Delta t}{\eta_{\text{dis}}} = 0 \quad (20)$$

2.2.5 功率平衡约束

系统内的各机组出力要与负荷相等。

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{TH}}} P_{i,t}^{\text{TH}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} P_{i,t}^{\text{G}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{ES}}} (P_{i,t}^{\text{char}} - P_{i,t}^{\text{dis}}) + \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{i,t}^{\text{WT}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{PV}}} P_{i,t}^{\text{PV}} = P_t^{\text{d}} \quad (21)$$

式中: $P_i^{\text{WT}}(t)$ 为风电机组 i 在时间段 t 的出力; $P_i^{\text{PV}}(t)$ 为光伏系统 i 在时间段 t 的出力; N_{WT} 为风电机组数量; N_{PV} 为光伏系统数量; P_t^{d} 为在时间段 t 的负荷功率; $P_{i,t}^{\text{TH}}$ 为火电机组 i 在时间段 t 的出力; $P_{i,t}^{\text{G}}$ 为燃气机组 i 在时间段 t 的出力。

2.3 两阶段鲁棒优化模型

在“源-储”容量协同规划中风电机组、光伏系统的渗透率较高, 风光出力会随着时间的和自然环境而改变, 具有不确定性, 无法准确预测, 因此需要根据上述目标函数以及约束条件, 建立两阶段鲁棒优化模型。在一阶段优化模型中, 决策者暂时不考

虑风光实际运行中出力的不确定性, 进行对燃煤机组、燃气机组、储能系统、风电机组以及光伏系统的装机容量进行配置, 在满足负荷的前提下, 以最小的装机成本为目标进行优化。在二阶段优化模型中, 决策者为了保证一阶段的装机容量决策结果能够满足“源-储”容量协同规划中的可靠运行, 采用盒式不确定集合, 考虑风光出力的不确定性, 求解运行优化模型, 并将求解结果反馈到一阶段的装机容量优化模型中, 对装机容量优化模型的决策结果进行调整。一阶段和二阶段模型通过决策结果的相互迭代最终得到最优的两阶段模型的解。

两阶段鲁棒优化模型的紧凑形式为:

$$\begin{cases} \min_x \mathbf{d}^T \mathbf{x} + \max_{\mathbf{u} \in \Psi} \min_y \mathbf{c}^T \mathbf{y} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{A}\mathbf{y} \geq \mathbf{b} \\ \mathbf{G}\mathbf{y} = \mathbf{0} \\ \mathbf{M}\mathbf{x} \geq \mathbf{h} - \mathbf{K}\mathbf{y} \\ \mathbf{J}\mathbf{y} \geq \mathbf{u} \\ \mathbf{E}\mathbf{x} \geq \mathbf{r} \end{cases} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $\mathbf{x}$ 为包含各类型机组装机容量、储能状态的决策变量; $\mathbf{y}$ 为包含各机组实时功率的决策变量; $\mathbf{d}$ 、 $\mathbf{c}$ 为目标函数系数列向量; $\mathbf{A}$ 为第一行约束的系数矩阵, 包含约束式(13)、(14)、(18); $\mathbf{G}$ 为第二行约束的系数矩阵, 包含约束式(19)~(21); $\mathbf{b}$ 为机组实时功率的约束条件矩阵; $\mathbf{M}$ 、 $\mathbf{h}$ 、 $\mathbf{K}$ 为第三行约束的系数矩阵, 包含约束式(15)、(16); $\mathbf{J}$ 为第四行约束的系数矩阵; $\mathbf{u}$ 为不确定量; Ψ 为盒式不确定集^[18]矩阵; $\mathbf{E}$ 、 $\mathbf{r}$ 为第五行约束的系数矩阵, 包含约束式(12)、(17)。

采用 Ψ 来描述风电出力、光伏出力以及负荷波动的不确定性。

$$\begin{aligned} \Psi &= [\mathbf{u} = (P_i^{\text{PV}}, P_i^{\text{WT}}, P_t^{\text{d}})^T] \\ P_t^{\text{PV}} &\in [P_{F,t}^{\text{PV}} - \Delta w_{\text{max}}^{\text{PV}}, P_{F,t}^{\text{PV}} + \Delta w_{\text{max}}^{\text{PV}}], \\ P_t^{\text{WT}} &\in [P_{F,t}^{\text{WT}} - \Delta w_{\text{max}}^{\text{WT}}, P_{F,t}^{\text{WT}} + \Delta w_{\text{max}}^{\text{WT}}], \\ P_t^{\text{d}} &\in [P_{F,t}^{\text{d}} - \Delta w_{\text{max}}^{\text{d}}, P_{F,t}^{\text{d}} + \Delta w_{\text{max}}^{\text{d}}] \end{aligned} \quad (23)$$

式中: $P_{F,t}^{\text{PV}}$ 、 $P_{F,t}^{\text{WT}}$ 、 $P_{F,t}^{\text{d}}$ 分别为风电出力、光伏出力以及负荷的预测值; $\Delta w_{\text{max}}^{\text{PV}}$ 、 $\Delta w_{\text{max}}^{\text{WT}}$ 、 $\Delta w_{\text{max}}^{\text{d}}$ 分别为风电出力、光伏出力及负荷上下波动的最大变化量。

负荷波动的不确定场景应该是在取值到波动区间的上界时为最恶劣, 而风电出力和光伏出力的不确定场景则是在取值到波动区间的下界时为最恶劣, 因此不确定集矩阵 Ψ 可以转化为:

$$\Psi = [\Psi_1, \Psi_2] \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \Psi_1 = \{ u = (P_t^{\text{PV}}, P_t^{\text{WT}}, P_t^{\text{d}})^T | \\ P_t^{\text{PV}} = P_{\text{F},t}^{\text{PV}} - \sigma_{\text{PV},t} \Delta w_{\text{max}}^{\text{PV}}, \\ P_t^{\text{WT}} = P_{\text{F},t}^{\text{WT}} - \sigma_{\text{WT},t} \Delta w_{\text{max}}^{\text{WT}}, \\ P_t^{\text{d}} = P_{\text{F},t}^{\text{d}} + \sigma_{\text{d},t} \Delta w_{\text{max}}^{\text{d}} \} \end{aligned} \quad (25)$$

$$\Psi_2 = \{ \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{PV},t} \leq \Lambda_{\text{PV}}, \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{WT},t} \leq \Lambda_{\text{WT}}, \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{d},t} \leq \Lambda_{\text{d}} \} \quad (26)$$

式中: $\sigma_{\text{PV},t}$ 、 $\sigma_{\text{WT},t}$ 、 $\sigma_{\text{d},t}$ 为布尔变量, 分别表示在时刻 t 风电出力、光伏出力以及负荷的波动状态; $\Lambda = [\Lambda_{\text{PV}}, \Lambda_{\text{WT}}, \Lambda_{\text{d}}]$ 为保守度。

3 求解方法

本文采用列和约束生成算法结合对偶理论求解上述的两阶段鲁棒优化模型。两阶段鲁棒优化模型可以通过对偶理论, 把原问题分解为主问题和子问题, 通过交替求解主问题和子问题, 最终求解得到原问题的解^[21]。

两阶段 RO 原问题为式 (26), 将其分解为以下主问题和子问题。主问题是确定系统的各类型机组的装机容量, 子问题是在确定的装机容量下进行机组的运行优化, 找出风光荷波动的最恶劣场景。

得到的主问题为:

$$\begin{aligned} \min_x \quad & d^T x + \beta \\ \text{s.t.} \quad & \begin{cases} Ex \geq r \\ \beta \geq c^T y^{(l)} \\ Mx \geq h - Ky^{(l)} \\ Ay^{(l)} \geq b \\ Gy^{(l)} = 0 \\ Jy^{(l)} \geq u^{(l)} \end{cases} \\ & l = 1, 2, 3, \dots, N_l \end{aligned} \quad (27)$$

式中: N_l 为当前的迭代次数; $y^{(l)}$ 为第 l 次迭代后子问题的解; $u^{(l)}$ 为第 l 次迭代后子问题生成的最恶劣场景下的不确定变量 u 的取值矩阵; d 为决策变量的系数矩阵; β 为与机组实时功率的决策矩阵。

得到的子问题 (Subproblem) 为:

$$\begin{aligned} \max_{u \in \Psi} \min_y \quad & c^T y \\ \text{s.t.} \quad & \begin{cases} Ay \geq b \\ Gy = 0 \\ Ky \geq h - Mx^{(l)} \\ Jy \geq u \end{cases} \\ & l = 1, 2, 3, \dots, N_l \end{aligned} \quad (28)$$

利用 KKT 条件和对偶理论, 把第二阶段的双层 max-min 问题推导转化为单层 max 问题。

$$\begin{aligned} \max_{u \in \Psi} \quad & c^T y \\ \text{s.t.} \quad & \begin{cases} A^T O_\lambda + G^T O_\gamma + K^T O_v + J^T O_\pi \leq c \\ O_\lambda \geq 0, O_\gamma \geq 0, O_v \geq 0, O_\pi \geq 0 \\ Ky \geq h - Mx^{*(l)} \\ Ay \geq b \\ Gy = 0 \\ Jy \geq u \\ (c - A^T O_\lambda + G^T O_\gamma + K^T O_v + J^T O_\pi)^T y = 0 \\ (Ky + Mx^{*(l)} - h)^T O_v = 0 \\ (Ay - b)^T O_\lambda = 0 \\ (Gy)^T O_\gamma = 0 \\ (Jy - u)^T O_\pi = 0 \\ l = 1, 2, 3, \dots, N_l \end{cases} \end{aligned} \quad (29)$$

式中: O_λ 、 O_γ 、 O_v 、 O_π 为原决策变量的对偶变量; $x^{*(l)}$ 为第 l 次迭代主问题的解。

由于上述单层 max 问题的第 7 到 11 行存在非线性项, 需要采用 Big-M 法对含有双线性项的约束进行线性化, 线性化后的子问题模型为:

$$\begin{aligned} \max_{u \in \Psi} \quad & c^T y \\ \text{s.t.} \quad & \begin{cases} A^T O_\lambda + G^T O_\gamma + K^T O_v + J^T O_\pi \leq c \\ O_\lambda \geq 0, O_\gamma \geq 0, O_v \geq 0, O_\pi \geq 0 \\ Ky \geq h - Mx^{*(l)} \\ Ay \geq b \\ Gy = 0 \\ Jy \geq u \\ c - A^T O_\lambda + G^T O_\gamma + K^T O_v + J^T O_\pi \leq B(1 - q) \\ y \leq B \cdot q \\ Ky + Mx^{*(l)} - h \leq B(1 - w) \\ O_v \leq B \cdot w \\ Ay - b \leq B(1 - m) \\ O_\lambda \leq B \cdot m \\ Gy \leq B(1 - n) \\ O_\gamma \leq B \cdot n \\ Jy - u \leq B(1 - g) \\ O_\pi \leq B \cdot g \\ l = 1, 2, 3, \dots, N_l \end{cases} \end{aligned} \quad (30)$$

式中: B 为足够大的正实数; q 、 w 、 m 、 n 、 g 为用于线性化而引入的辅助变量, 为 0-1 变量。

经过上述的推导和转换, 两阶段鲁棒优化模型

的原问题最终分解为一个主问题和一个子问题, 然后采用 C&CG 算法进行求解, 求解示意图如图 2 所示, 求解的流程如下。

Step1: 给定一组初始不确定变量 $\mathbf{u}$ 的取值作为初始条件, 设置 $f_{LB} = -\infty$, $f_{UB} = +\infty$, $k = 0$, f_{LB} 、 f_{UB} 、 k 分别为目标函数下界设置值、目标函数上界设置值、计算迭代初始值;

Step2: 根据最恶劣场景 $\mathbf{u}^{*(k)}$ 求解式(31)中的主问题, 得到最优解 $(x^{*(k)}, \beta^{*(k)}, y^{*(0)}, \dots, y^{*(k)})$, 用主问题的目标函数值作为全局最优解的下界, 更新 $f_{LB} = \max \{f_{LB}, \mathbf{d}^T x^{*(k)} + \beta^{*(k)}\}$;

Step3: 根据主问题得到的解求解式(32)中的子问题, 生成新的最恶劣场景 $\mathbf{u}^{*(k+1)}$, 更新上界 $f_{UB} = \min \{f_{UB}, \mathbf{d}^T x^{*(k)} + \mathbf{c}^T y^{*(k)}\}$;

Step4: 如果 $f_{UB} - f_{LB} \leq \varepsilon$, 则停止迭代, 再求解一次主问题, 返回最优解 $x^{*(k+1)}$ 、 $y^{*(k+1)}$, 否则主问题增加变量 $y^{(k+1)}$ 及如下约束。

$$\begin{cases} \beta \geq \mathbf{c}^T y^{(k+1)} \\ \mathbf{M}x \geq \mathbf{h} - \mathbf{K}y^{(k+1)} \\ \mathbf{A}y^{(k+1)} \geq \mathbf{b} \\ \mathbf{G}y^{(k+1)} = \mathbf{0} \\ \mathbf{J}y^{(k+1)} = \mathbf{u}^{*(k+1)} \end{cases} \quad (31)$$

令 $k = k + 1$, 跳转至 step 2 继续进行迭代, 直至收敛。



图2 两阶段鲁棒模型迭代求解示意图
Fig. 2 Sketch diagram of iterative solution process for two-stage robust optimization problems

4 算例分析

本文把同一类型的电源集中在一起, 设置考虑“源-荷”不确定性的减排规划优化情景, 对含有煤电、气电、风电、光伏以及储能系统的电力系统的能源优化规划两阶段鲁棒模型进行算例分析。年最大负荷与减排场景如图 3 所示。负荷功率最大波动

为 10 %^[22], 风电以及光伏的最大波动都为 15%^[23], 单位弃风、弃光成本为 40 元/kW^[24]。贴现率为 5%, 投资成本和运维成本如表 1 所示。机组的单位碳配额为 526. 22 g/kW, 初始碳交易价格 60 元/t^[25], 煤电机组的燃料费用为 590. 55 元/t, 碳排放速率为 1 023 g/kW, 气电机组的燃料费用为 2. 550 4 元/m³, 碳排放速率 723 g/kW。具体机组参数如表 2 所示。

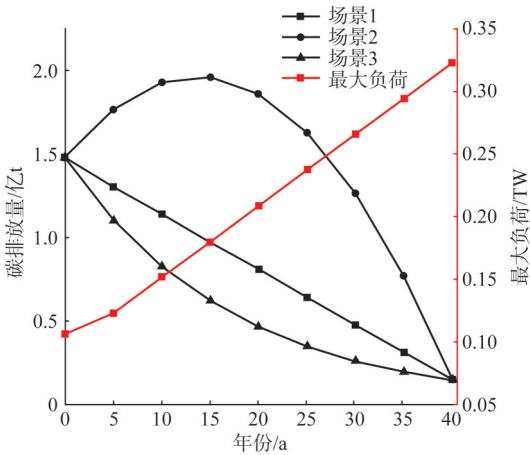


图3 减排场景与年最大负荷
Fig. 3 Emission reduction scenarios and annual maximum load

表 1 投资和运维成本
Tab. 1 Investment and operation costs

机组类型	单位运维成本 /(元·kW ⁻¹)	单位投资成本 /(元·kW ⁻¹)	使用寿命 /a
煤电	0. 030 0	4 576. 30	12
气电	0. 029 8	3 324. 43	8
风电	0. 013 4	7 257. 19	20
光伏	0. 0004	6 485. 35	25
储能	0. 020 0	9 771. 32	80

表 2 参数设置
Tab. 2 Parameter settings

参数	设定值	参数	设定值
a_i	0. 152 4	η_{char}	0. 9
b_i	38. 539 7	η_{dis}	0. 9
c_i	786. 798 8	K_q^{pv}	40
K_i^{G}	0. 49	K_q^{wt}	40
Δc_i^{ES}	0. 1	Δc^{CO_2}	60

如图 3 所示, 在减排场景 1 中, 减排场景为线性减排场景, 二氧化碳排放量均匀下降。在减排场景 2 中, 减排场景为先达峰再降低的减排场景, 二

氧化碳排放量先达到峰值,再快速降低。在减排场景3中,减排场景为急速减排场景,二氧化碳排放量从起始年就迅速降低。

图4—6分别为负荷功率、风电出力和光伏出力的典型日出力场景。负荷预测曲线为典型的双峰曲线;风电出力预测曲线在夜间到早晨时有较大的值;而光伏在上午到下午时有较大的值,在无光照的夜间基本不出力。本次算例基于典型日场景进行规划优化。

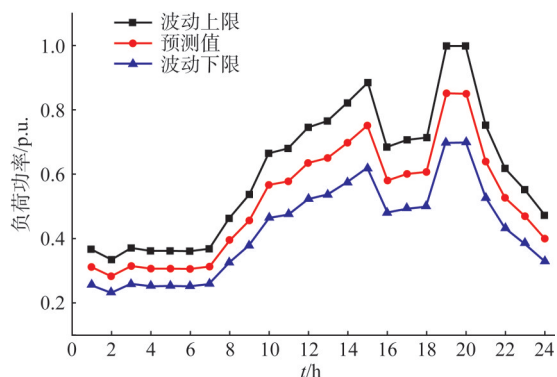


图4 负荷功率预测曲线

Fig. 4 Prediction curves of load power

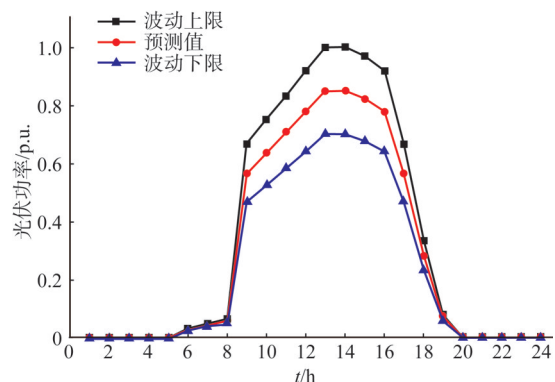


图5 光伏出力预测曲线

Fig. 5 Prediction curves of output powers of photovoltaic powers generation system

如图7所示,在减排场景1中系统采用线性减排策略,在优化模型中煤电机组和气电机组受到年碳排放量边界条件的限制每年线性增加。为了满足减排场景1的减排速度要求,从第5年开始,煤电机组从各类型电源中被优化,装机容量结构主要为气电、风电、光伏以及储能。随着负荷规模的增加,总装机规模也在增加,直到第20年,受到碳排放量的限制,气电装机容量达到顶峰,然后开始下降,风电、光伏的装机容量开始快速增加;同

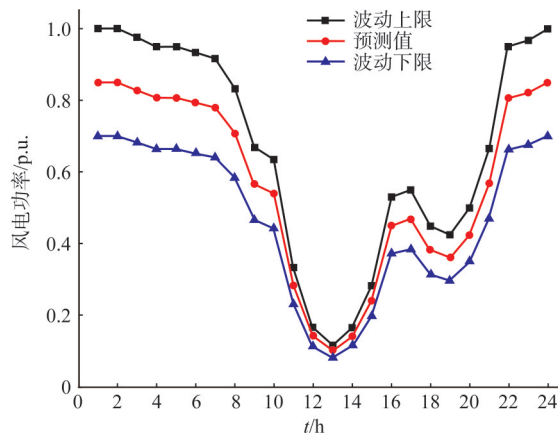


图6 风电出力预测曲线

Fig. 6 Prediction curves of output powers of wind-driven generators

时,为了应对风电、光伏出力的不确定性,储能系统的装机容量也开始迅速增加。

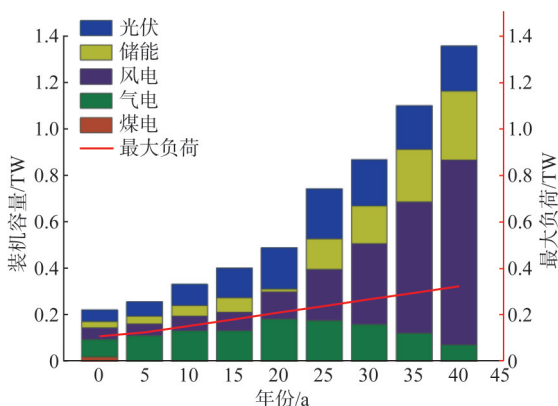


图7 减排场景1中新能源机组和传统机组规划的装机容量变化

Fig. 7 Changes of the installed capacities planned for new energy units and traditional units in emission reduction scenario 1

如图8所示,在减排场景2中系统采用先达峰再减排策略,在优化模型中煤电机组和气电机组受到年碳排放量边界条件的限制先减弱再增加。在第15年前,煤电机组依然保持少量的装机容量,直到第20年开始,煤电机组才从各类型电源中被优化,装机容量结构主要为气电、风电、光伏以及储能。随着负荷规模的增加,总装机规模也在增加,直到第30年,受到碳排放量的限制,气电装机容量达到顶峰,然后开始下降,风电、光伏的装机容量开始快速增加;同时,为了应对风电、光伏出力的不确定性,储能系统的装机容量也开始迅速增加。

从图9可以看出,在减排场景3中系统采用急

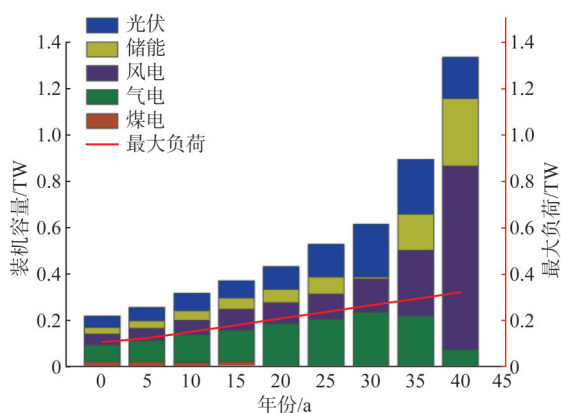


图8 减排场景2中新能源机组和传统机组规划的装机容量变化

Fig. 8 Changes of the installed capacities planned for new energy units and traditional units in emission reduction scenario 2

速减排策略,在优化模型中煤电机组和气电机组受到年碳排放量边界条件的限制每年快速增加。为了满足减排场景3的减排速度要求,从第5年开始煤电机组从各类型电源中被优化,装机容量结构主要为气电、风电、光伏以及储能。随着负荷规模的增加,总装机规模也在增加,直到第15年受到碳排放量的限制,气电装机容量达到顶峰,然后开始下降,风电、光伏的装机容量开始快速增加;同时,为了应对风电、光伏出力的不确定性,储能系统的装机容量也开始迅速增加。

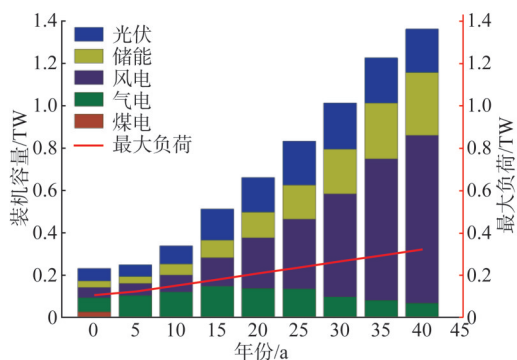


图9 减排场景3中新能源机组和传统机组规划的装机容量变化

Fig. 9 Changes of the installed capacities planned for new energy units and traditional units in emission reduction scenario 3

图10展示了在不同碳交易价格下各种电源装机容量的比重。当碳交易价格为0时装机容量主要由煤电、风电、光伏和储能构成;随着碳交易价格的上升,可再生能源及其配套储能的装机容量逐渐增加。当碳交易价格达到230元/t时,由于碳交易

价格的提升,燃料价格较低但碳排放较高的煤电机组装机量迅速下降,而气电机组的装机容量有所上升,电源装机结构转变为以气电、风电、光伏和储能为主。当碳交易价格进一步提高至500元/t时气电机组的装机容量有所减少,这表明较高的碳交易价格将增加高碳排放化石燃料机组的成本,进而推高整个系统的成本。在碳交易价格为0时风电的渗透率24.22%,光伏的渗透率为30.62%,储能的装机占比15.63%。随着碳交易价格的提升,风电的渗透率增27.28%,光伏的渗透率增至43.91%,此时储能的装机占比达到23.18%。由此可见,为实现低碳排放目标需以高渗透率的可再生能源电源装机为基础,并配置相应容量的储能,以确保系统供电的可靠性,解决可再生能源电源波动性问题。

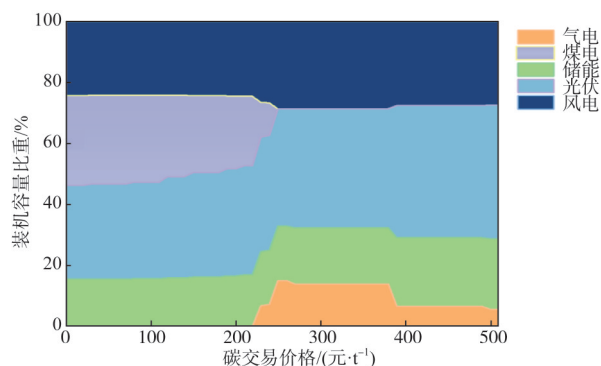


图10 不同碳交易价格下各种电源装机容量比重

Fig. 10 Proportions of installed capacities of various power sources under different carbon trading prices

为了分析负荷、风电出力和光伏出力不确定性对整个系统的影响,通过调整两阶段鲁棒模型的保守度进而调整负荷、风电出力及光伏出力的不确定度,深入探究“源-荷”不确定性对系统的作用。“源-荷”不确定性对综合成本的影响如图11所示。

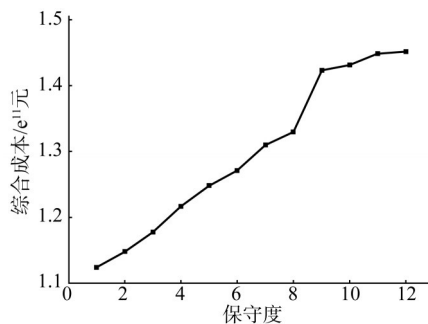


图11 保守度对综合成本影响

Fig. 11 Impact of conservatism on comprehensive costs

从图 11 可以看出,当保守度为 0 时负荷功率、风电和光伏出力的实际值与预测值一致,此时两阶段鲁棒优化模型相当于转化为混合整数规划模型,系统综合成本达到最小。随着保守度的增加,负荷、风电出力、光伏出力波动的时间点增多,系统的不确定性随之增大,各保守度下最恶劣场景的综合成本也相应提高。

5 结论

本文在“源-储”容量协同规划背景下针对风电、光伏出力的不确定性提出了“源-储”容量协同规划中的两阶段鲁棒优化规划模型,并以煤电、气电、风电、光伏及储能模拟“源-储”容量协同规划中的电源结构。接着,将两阶段问题分解为主问题和子问题,利用 KKT 条件和对偶理论将子问题线性化,通过子问题生成最恶劣场景并采用列和约束生成算法求解原问题,最终获得“源-储”容量协同规划中的两阶段鲁棒优化规划模型的解。

1)减排场景对电力系统装机容量结构转型具有显著影响,不同减排场景下装机容量规划路径各不相同。受碳排放量约束的影响,在采用线性减排和急速减排策略的装机容量规划场景中能够提供稳定出力的化石燃料机组装机容量会相对较快地达到峰值并逐步下降。而在采用线性减排和先达峰再减排策略的装机容量规划场景中,早期由于化石燃料机组能为系统提供可靠出力,储能装机容量相对较小;但随着后期碳排放量约束的增强,储能装机容量开始迅速增加,最终形成以新能源为主的装机容量结构。

2)碳交易价格在整个系统的减排中扮演着关键的调节角色。对于燃料成本低廉但碳排放较高的煤电机组而言,在低碳交易价格环境下,其装机容量往往较高,这对于传统电力系统而言无疑是经济实惠的选择。然而,在涉及大规模可再生能源装机的“源-储”容量协同规划中,为实现“双碳”目标,必须设定较高的碳交易价格,以增加系统的碳排放成本。这将不可避免地提升系统的经济成本,并导致高碳排放的化石能源机组装机容量显著下降,促使转向清洁的可再生能源电源。同时,为确保系统供电的可靠性,还需相应配置储能的装机容量。

3)系统的保守度越高则整个系统的鲁棒性就越强,风电和光伏波动所带来的影响也就越小,系统应对不确定性的能力随之增强。然而,这会导致系统综合成本上升。合理选择保守度能够兼顾系统的

鲁棒性与经济性。

参考文献

- [1] 辛保安,陈梅,赵鹏,等.碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究[J].中国电机工程学报,2022,42(19):6919-6931.
XIN Baoan, CHEN Mei, ZHAO Peng, et al. Research on coal power reduction path considering power supply safety constraints under carbon neutrality objective[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19): 6919-6931.
- [2] 杨顺吉,李庆生,明志勇,等.考虑源荷随机性的配电网多目标概率无功优化[J].南方电网技术,2023,17(1):125-135.
YANG Shunji, LI Qingsheng, MING Zhiyong, et al. Multi-objective probabilistic reactive power optimization for distribution networks considering source-load stochasticity [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(1): 125-135.
- [3] 魏泓屹,卓振宇,张宁,等.中国电力系统碳达峰·碳中和转型路径优化与影响因素分析[J].电力系统自动化,2022,46(19):1-12.
WEI Hongyi, ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, et al. Carbon peaking in China's power system optimization of carbon neutral transition path and analysis of influencing factors [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(19): 1-12.
- [4] 卓映君,周保荣,姚文峰,等.“双碳”目标下南方区域能源电力消费及负荷特性预测[J].南方电网技术,2023,17(9):132-140.
ZHUO Yingjun, ZHOU Baorong, YAO Wenfeng, et al. Forecasting of energy and power consumption and load characteristics in the southern region under the goal of "double carbon" [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(9): 132-140.
- [5] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects of building new power systems under carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2819.
- [6] 史昭娣,黄越辉,李湃,等.计及深度信念网络场景生成的风/光/储协同优化规划方法[J].电网技术,2023,47(4):1331-1342.
SHI Zhaodi, HUANG Yuehui, LI Pai, et al. Wind/light/storage collaborative optimization planning method considering deep belief network scenario generation [J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1331-1342.
- [7] 王斯娴,刘文霞,王丽娜,等.容量电价与风光火配比相协调的电源规划[J].电网技术,2023,47(8):3217-3229.
WANG Sixian, LIU Wenxia, WANG Lina, et al. Power supply planning based on the coordination of capacity price and wind-fire ratio [J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3217-3229.
- [8] 刘沉昆,张维静,张艳,等.面向新型电力系统的新能源与储能联合规划方法[J].智慧电力,2022,50(10):1-8.
LIU Yuankun, ZHANG Weijing, ZHANG Yan, et al. Joint planning method of new energy and energy storage for new power system [J]. Smart Power, 2022, 50(10): 1-8.
- [9] 吴源昊,赵承汉,李硕,等.基于双层规划模型的光热电站与新能源联合规划[J].电气自动化,2021,43(6):17-19,22.
WU Yuanhao, ZHAO Chenghan, LI Shuo, et al. Joint planning of solar thermal power station and new energy based on

- double-layer programming model [J]. *Electrical Automation*, 2021, 43(6): 17–19, 22.
- [10] 熊小萍, 杨辉, 蔡义明. 考虑用户禀赋效应和环保意识不确定性的微电网鲁棒优化调度方法[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(21): 8260–8270.
- XIONG Xiaoping, YANG Hui, CAI Yiming. Robust optimal scheduling method for microgrid considering user endowment effect and environmental awareness uncertainty [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(21): 8260–8270.
- [11] HOSSEIN H, ZENG B. Security-constrained robust dynamic power system planning with discrete recourse [J]. *Electric Power Systems Research*, 2023, 214 (A): 108858.1–108858.9.
- [12] 廖望, 刘东, 巫宇锋, 等. 考虑源荷不确定性及用户响应行为的电力系统低碳经济调度[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(3): 905–918.
- LIAO Wang, LIU Dong, WU Yufeng, et al. Low-carbon economic dispatching of Power system considering source load uncertainty and user response behavior [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(3): 905–918.
- [13] 秦子恺, 黄婧杰, 周任军, 等. 计及源-荷不确定性的虚拟电厂多目标鲁棒优化调度[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(6): 13–21.
- QIN Zikai, HUANG Jingjie, ZHOU Renjun, et al. Multi-objective robust optimal scheduling of virtual power plant considering source-charge uncertainty [J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2023, 35(6): 13–21.
- [14] 舒印彪, 赵勇, 赵良, 等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(5): 1663–1672.
- SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Low-carbon transformation path of china's energy and electricity under the "two-carbon" goal [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(5): 1663–1672.
- [15] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(7): 1893–1904, 2205.
- ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technical characteristics of new generation electric power system in energy transition [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(7): 1893–1904, 2205.
- [16] 赵新刚, 冯天天, 杨益晟. 可再生能源配额制对我国电源结构的影响机理及效果研究[J]. *电网技术*, 2014, 38(4): 974–979.
- ZHAO Xingang, FENG Tiantian, YANG Yisheng. Study on influence mechanism and effect of renewable energy quota system on Chinese power supply structure [J]. *Power System Technology*, 2014, 38(4): 974–979.
- [17] 陈政, 何耿生, 尚楠. 面向碳达峰碳中和的电网碳排放因子改进计算方法[J]. *南方电网技术*, 2024, 18(1): 153–162.
- CHEN Zheng, HE Gengsheng, SHANG Nan. Improved calculation method of grid carbon emission factor toward carbon peak and carbon neutral [J]. *Southern Power System Technology*, 2024, 18(1): 153–162.
- [18] 叶琳浩, 申展, 许峰, 等. 考虑光伏不确定性和时序相关性的分布鲁棒光储协同优化配置方法[J]. *南方电网技术*, 2023, 17(4): 132–143.
- YE Linhao, SHEN Zhan, XU Feng, et al. A distributionally robust photovoltaic-storage cooperative optimal allocation method considering photovoltaic uncertainty and timing correlation [J]. *Southern Power System Technology*, 2023, 17(4): 132–143.
- [19] 刘俊磊, 刘新苗, 娄源媛, 等. 考虑源荷储不确定性的新型电力系统随机生产模拟方法[J]. *南方电网技术*, 2024, 18(6): 36–42.
- LIU Junlei, LIU Xinmiao, LOU Yuanyuan, et al. A novel power system stochastic production simulation method considering source-load-storage uncertainty [J]. *Southern Power System Technology*, 2024, 18(6): 36–42.
- [20] 李秋航, 李华强, 何永祥, 等. 计及碳排放成本的输电网与风电分布鲁棒协同扩展规划[J]. *电力信息与通信技术*, 2023, 21(1): 62–70.
- LI Qiuhan, LI Huaqiang, HE Yongxiang, et al. Collaborative expansion planning of transmission grid and wind power splitter rod considering carbon emission cost [J]. *Power Information and Communication Technology*, 2023, 21(1): 62–70.
- [21] 严佳丽, 任必兴, 陈思媛, 等. 考虑热带气旋下爬坡致因的风电功率爬坡直接预测[J]. *高压电器*, 2025, 61(5): 179–188.
- YAN Jiali, REN Bixing, CHEN Siyuan, et al. Direct predication of wind power ramp considering the cause of tropical cyclone ramping downhill [J]. *High Voltage Apparatus*, 2025, 61(5): 179–188.
- [22] 李强, 王璇, 琚诚, 等. 基于广义储能的多时间尺度综合能源系统优化调度模型[J]. *南方电网技术*, 2024, 18(9): 117–125, 137.
- LI Qiang, WANG Xuan, JU Cheng, et al. A multi-timescale integrated energy system optimal dispatch model based on generalized energy storage [J]. *Southern Power System Technology*, 2024, 18(9): 117–125, 137.
- [23] ZENG B, ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method [J]. *Operations Research Letters*, 2013, 41(5): 457–461.
- [24] 赵扉, 胡程平, 施云辉. 考虑碳捕集和风电出力不确定性和电热联合系统多阶段鲁棒优化的低碳调度[J]. *现代电力*, 2023, 40(3): 363–371.
- ZHAO Fei, HU Chengping, SHI Yunhui. Low carbon scheduling considering uncertainty of carbon capture and wind power output and multi-stagerobust optimization of electric heating combined system [J]. *Modern Electric Power*, 2023, 40(3): 363–371.
- [25] 梁安琪, 蒋一博, 丁屹峰, 等. 园区电热协同低品位热源利用的供能规划策略[J]. *南方电网技术*, 2023, 17(4): 167–178.
- LIANG Anqi, JIANG Yibo, DING Yifeng, et al. Energy supply planning strategy for the utilization of low-grade heat source in park electric-heat energy [J]. *Southern Power System Technology*, 2023, 17(4): 167–178.

收稿日期: 2024-01-25; 网络首发日期: 2024-07-02

作者简介:

马楠(1983), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为智能配电网技术, manan@sz.csg.cn;

刘国伟(1988), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为智能配电网、灵活资源互动技术, lgw07@qq.com;

吴杰康(1965), 男, 通信作者, 教授, 博士, 研究方向为电力系统稳定与控制, wujiekang@163.com。