

采用分布式算法的多区域电网 风-光-储容量优化配置

王洁¹, 吴江¹, 黄越辉², 邵世彪¹, 高峰¹, 管晓宏¹

(1. 西安交通大学自动化科学与工程学院, 710049, 西安;

2. 中国电力科学研究院有限公司新能源与储能运行控制国家重点实验室, 100192, 北京)

摘要: 针对新能源发电在整个电网中渗透率不断提高而造成的电能质量下降、电力系统无法可靠运行等一系列问题,基于随机规划理论,综合考虑风电、光伏等电源以及联络线、储能设备运行约束,以典型新能源出力时序特征序列下平均新能源消纳水平最大为目标,提出了一种计及电网新能源消纳承载能力的多区域风-光-储容量优化配置方法。该方法主要考虑将风电、光伏发电满足负荷需求后的无法消纳量在不超过储能设备容量的前提下进行储电,而储能设备将在新能源发电低谷期提供电能,充分发挥风、光的时空互补性和储能的调峰优势。首先构造了考虑时-空相关性的典型新能源出力时序特征序列不确定集,然后按典型序列将模型进行分解,采用分布式惩罚原始-对偶次梯度算法实现目标函数的分布式优化求解,最后基于 IEEE-24、31 节点系统进行算例分析,得到风-光-储容量配置结果,并建议多区域电网中储能设备应考虑建设在含有风光装机的区域。仿真结果表明:相比传统集中式优化方法和拉格朗日松弛法,所提分布式优化方法随着电网区域增多,计算效率优势会越来越明显,10 个典型序列时所提分布式方法相比拉格朗日松弛法收敛速度提升了 57.1%。所提方法可以为考虑新能源随机性的风-光-储多区域电网容量优化配置问题提供系统性解决方案。

关键词: 容量优化配置;新能源消纳;随机规划;时-空相关性;分布式优化

中图分类号: TM715 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202301002 **文章编号:** 0253-987X(2023)01-0015-10

Optimal Allocation of Wind-Photovoltaic-Storage Capacity in Multi-Area Power Grid Based on Distributed Algorithm

WANG Jie¹, WU Jiang¹, HUANG Yuehui², SHAO Shibiao¹, GAO Feng¹, GUAN Xiaohong¹

(1. School of Automation and Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. China Electric Power Research Institute State Key Laboratory of Operation and Control of
Renewable Energy & Storage Systems, Beijing 100192, China)

Abstract: Aiming at a series of problems such as power quality degradation and unreliable operation of the power system caused by the continuous increase of the penetration rate of renewable energy power generation in the entire power grid, this paper proposes a multi-area wind-photovoltaic-storage capacity optimization method for maximizing the average renewable energy accom-

收稿日期: 2022-03-18。 作者简介: 王洁(1998—),女,硕士生;吴江(通信作者),男,副教授,博士生导师。 基金项目: 国家电网公司科技资助项目(4000-202035039A-0-0-00)。

网络出版时间: 2022-09-01

网络出版地址: <https://kns.cnki.net/kcms/detail/61.1069.T.20220901.1514.004.html>

modation level under the typical renewable energy generation time series based on the stochastic programming theory by comprehensively considering the wind power, photovoltaics and other power sources, as well as the operation constraints of tie lines and energy storage equipment. This method mainly considers that the amount of the generated wind power and photovoltaic power that cannot be accommodated by the power grid after meeting the load demand will be stored without exceeding the capacity of the energy storage equipment and will then be provided by the energy storage equipment during the off-peak period of renewable energy generation, giving full play to the space-time complementarity of the wind power and photovoltaic power and the peak load regulation advantage of energy storage. First, an uncertain set of typical renewable energy power time series characteristic sequences is constructed with the time-space correlation considered; then, the model is decomposed according to the typical sequences, and the distributed optimization solution of the objective function is realized by the distributed penalty primal-dual subgradient algorithm; finally, the case is analyzed based on the IEEE-24, 31-node system to obtain the wind-photovoltaic-storage capacity allocation results, and it is suggested that the energy storage equipment in the multi-area power grid should be considered to be built in the area with installed wind and photovoltaic power capacity. The simulation results show that compared with the traditional centralized optimization method and the Lagrangian relaxation method, the proposed distributed optimization method has more and more obvious advantages in computing efficiency as the number of power grid areas increases. The proposed distributed method, compared with the Lagrangian relaxation method, improves the convergence speed by 57.1% in 10 typical sequences. The proposed method can provide a systematic solution for the optimal allocation of the capacity of the wind-photovoltaic-storage multi-area power grid considering the uncertainty of renewable energy sources.

Keywords: capacity optimization; renewable energy accommodation; stochastic programming; time-space correlation; distributed optimization

随着新能源发电在整个电网中渗透率的不断提高,其随机性和间歇性都将给电能质量、电力系统可靠运行、电网运行方式、发电计划的制定与调度造成一系列问题^[1]。将风、光、储容量联合配置可以充分体现风、光的时空互补性和储能的调峰调频优势,最大限度提升系统对风、光等新能源消纳的灵活性^[2-4],使得配置决策评价更加贴近电力系统的实际运行情况。我国的输电网都是由多个省级电网与下属断面互联而成的,这种大规模网络划分多个区域是增强电网灵活性与可靠性最有效和最实用的解决方案之一^[5]。然而,如果在多区域配置大规模新能源时没有进行最佳规划,也可能会造成其他问题,例如线路阻塞、可再生电力缩减和功率平衡破坏,因此有必要进行更多研究,得到电网多区域风-光-储配置方案。这种多区域互联电力系统与单区域电力系统的本质区别在于它通常由多个独立的系统运营商联合运营,而每个运营商需在自己运营区域内独立经济地使用内部资源。传统集中式计算难以实现运

营商的隐私保护和互联系统的大规模计算,研究分区多区域互联电力系统的分布式优化方法,具有显著现实意义^[6]。

目前,对于大规模电网的风光容量配置规划问题,文献[7]以风-光-水电混合能源系统的累积波动最小化为目标函数,在确定水电站容量的前提下考虑光伏和风光装机的最佳配置容量,更好地实现互补发电。文献[8]提出了一种风-光-热储能混合能源系统,优化目标是能源的平准化成本最小和传输通道利用率最大,采用多目标粒子群优化算法进行容量优化配置求解。上述研究考虑了新能源波动性,主要得到未加入电池储能的风光联合发电系统规划决策结果。

在风、光与储能系统的协同配置方面,文献[9]针对并网风-光-储微电网的能源优化配置问题,建立了考虑平准化能源成本和可再生能源效率的微电网优化模型,提出了一种基于 Levy 飞行和差分进化的多目标多元优化混合算法。文献[10]提出一个

风光储燃气微电网优化配置的双层博弈模型,内层和外层之间不断迭代优化容量配置。文献[11]分析了光伏-储能微电网中不同负荷配置和应用场景对储能配置的影响,提出了以微电网运行成本为目标函数,以电网功率波动最小为约束条件的储能容量配置方案。文献[12]基于电压偏差和有功功率损耗两个目标函数,建立了考虑光伏和负荷功率时变的配电网储能优化模型,对高渗透率光伏系统中储能设备的位置、容量和充放电策略进行了优化。文献[13]提出配电网电池储能系统优化配置的多目标概率最优潮流方法,使用深度学习得到权衡经济成本、变压器寿命损失和碳排放3个目标的最佳配置方案。文献[14]基于大学园区,提出拟建风-光-生物质能-储混合能源系统的容量配置方案,评估该方案的供需比例和可再生能源比例。以上研究从微电网、配电网、园区角度进行风-光-储容量配置研究,未考虑大规模输电网侧多区域配置问题。

文献[15]提出一个由网络划分和最优运行规划组成的统一决策结构,通过电气模块化和电气耦合指标,将风-光-储综合电网分解为最佳数量的分区并确定各分区的最优容量配置,但该研究忽略了新能源的不确定性。文献[6]研究多区域互联的动态最优潮流、机组组合以及安全约束机组组合的分布式优化调度方法。文献[16]为了实现微电网的分布式优化调度,研究了基于约束分解的并行分布式优化方法。文献[17]基于电力系统经济调度问题提出一种分布式优化算法,考虑了机组优化信息传递过程中的时变性、隐私保护等问题,并根据约束条件特点设计了有约束问题的转化策略来提升算法性能。以上文献将分布式算法应用到复杂电网问题求解中,契合电网的分布式特性。文献[18]提出一种通过机组组合表示短期运行约束和情景树表示长期不确定性的综合发电、输电和储能规划模型,使用一种基于列生成和共享算法的分布式计算框架,但是该研究考虑新能源不确定性时使用情景树方法,所得最优决策在极小概率下仍有可能越限,不能满足决策的全场景可行性。

综上所述,目前鲜有研究在考虑间歇性能源不确定性的同时进行大规模输电网的多区域风-光-储容量优化配置,且应用分布式算法求解。本文从新能源大规模接入电网所带来的消纳难题出发,将电力系统运行调度约束纳入风-光-储的多区域容量配置优化问题。首先构造考虑时-空相关性的典型新能源出力时序特征序列不确定集,建立了以系统新

能源消纳水平最大化为目标的风-光-储容量配置随机优化模型。然后,设计了考虑全场景可行条件的分布式优化方法对模型进行高效求解。最后,基于IEEE-24、31节点系统进行算例测试、结果分析,对比了不同储能位置对新能源消纳量的影响,并将所提分布式方法与集中式和拉格朗日松弛法进行对比,验证了所提方法的有效性。

1 考虑新能源消纳的风-光-储容量优化配置问题建模

1.1 目标函数

本节建立风-光-储容量优化配置模型,其目标函数为在给定计划新增风电总容量 Q^{WF} 、计划新增光伏总容量 Q^{PV} 、新增储能设备容量 Q^{SS} 的情况下,在各区域间实现风-光-储容量的优化配置,使整个规划周期内,在典型风电和光伏出力时序特征序列 $\{W_{k,t,e}\}$ 和 $\{G_{h,t,e}\}$ 下,系统总的新能源总消纳量最大,目标函数表达式如下

$$F_1 = \max \sum_{e=1}^E \rho_e \sum_{t=1}^T \left(\sum_{k=1}^K w_{k,t,e} + \sum_{h=1}^H g_{h,t,e} \right) \quad (1)$$

式中: e 为典型时序特征序列集编号, $e=1, 2, 3, \dots, E$; t 为运行调度时段编号, $t=1, 2, 3, \dots, T$; ρ_e 为典型时序特征序列 e 在规划周期中所占比重; k 为风电场站编号, $k=1, 2, 3, \dots, K$; $w_{k,t,e}$ 为典型序列 e 下风电场站 k 在 t 时段消纳量; h 为光伏场站编号, $h=1, 2, 3, \dots, H$; $g_{h,t,e}$ 为典型序列 e 下光伏场站 h 在 t 时段消纳量。

1.2 约束条件

(1) 容量配置约束。储能容量配置约束为

$$\sum_{j=1}^J q_j^{SS} = Q^{SS} \quad (2)$$

$$x_j \underline{V}_j \leq q_j^{SS} \leq x_j \bar{V}_j \quad (3)$$

式中: j 为储能装置编号, $j=1, 2, 3, \dots, J$; q_j^{SS} 为储能装置 j 的储能配置容量; x_j 为储能装置 j 的配置决策, 0-1 变量; $\bar{V}_j, \underline{V}_j$ 为储能装置 j 的配置容量上下界。

风电装机容量配置约束为

$$\sum_{k=1}^K q_k^{WF} = Q^{WF} \quad (4)$$

$$0 \leq q_k^{WF} \leq \bar{q}_k^{WF} - q_k^{WF_0} \quad (5)$$

式中: q_k^{WF} 为风电场站 k 的新增装机容量; $\bar{q}_k^{WF}$ 为风电场站 k 的建设容量上界; $q_k^{WF_0}$ 为风电场站 k 的已有装机容量。

光伏装机容量配置约束为

$$\sum_{h=1}^H q_h^{\text{PV}} = Q^{\text{PV}} \quad (6)$$

$$0 \leq q_h^{\text{PV}} \leq \bar{q}_h^{\text{PV}} - q_h^{\text{PV}_0} \quad (7)$$

式中: q_h^{PV} 为光伏场站 h 的新增装机容量; $\bar{q}_h^{\text{PV}}$ 为光伏场站 h 的建设容量上界; $q_h^{\text{PV}_0}$ 为光伏场站 h 的已有装机容量。

(2) 调度运行约束。系统负荷平衡约束为

$$\sum_{i=1}^I p_{i,t,e} - \sum_{j=1}^J (u_{j,t,e} - v_{j,t,e}) + \sum_{k=1}^K w_{k,t,e} + \sum_{h=1}^H g_{h,t,e} = \sum_{m=1}^M D_{m,t,e} \quad (8)$$

式中: $p_{i,t,e}$ 为典型序列 e 下机组 i 在 t 时段出力; i 为火电机组编号, $i=1, 2, 3, \dots, I$; $u_{j,t,e}$ 为典型序列 e 下储能装置 j 在 t 时段充电功率; $v_{j,t,e}$ 为典型序列 e 下储能装置 j 在 t 时段放电功率; m 为负荷区域编号, $m=1, 2, 3, \dots, M$; $D_{m,t,e}$ 为典型序列 e 下负荷区域 m 在 t 时段的负荷需求。

线路传输安全约束为

$$\left| \sum_{i=1}^I N_{l,i}^U p_{i,t,e} + \sum_{k=1}^K N_{l,k}^W w_{k,t,e} + \sum_{h=1}^H N_{l,h}^{\text{PV}} g_{h,t,e} - \sum_{j=1}^J N_{l,j} (u_{j,t,e} - v_{j,t,e}) - \sum_{m=1}^M N_{l,m}^D D_{m,t,e} \right| \leq F_l \quad (9)$$

式中: l 为传输线编号, $l=1, 2, 3, \dots, L$; N^U 为火电机组功率传输分布因子; N^W 为风电场站功率传输分布因子; N^{PV} 为光伏场站功率传输分布因子; N 为电网功率传输分布因子; N^D 为负荷区域功率传输分布因子; F_l 为线路 l 上的直流潮流上界。

系统备用容量约束为

$$\sum_{i=1}^I z_{i,t,e} r_{i,t,e}^+ \geq R_{t,e}^+ + \sum_{k=1}^K \delta_k^{\text{WF}} w_{k,t,e} + \sum_{h=1}^H \delta_h^{\text{PV}} g_{h,t,e} \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^I z_{i,t,e} r_{i,t,e}^- \geq R_{t,e}^- + \sum_{k=1}^K \delta_k^{\text{WF}} w_{k,t,e} + \sum_{h=1}^H \delta_h^{\text{PV}} g_{h,t,e} \quad (11)$$

式中: $z_{i,t,e}$ 为典型序列 e 下机组 i 在 t 时段的启停决策, 0-1 变量; $r_{i,t,e}^+$ 、 $r_{i,t,e}^-$ 为典型序列 e 下机组 i 在 t 时段需要的正、负备用; $R_{t,e}^+$ 、 $R_{t,e}^-$ 为系统需要满足的正负备用容量; δ_k^{WF} 为风电场站 k 的波动系数, 根据实际情况取 0.15; δ_h^{PV} 为光伏场站 h 的波动系数, 根据实际情况取 0.15。

风电消纳约束为

$$0 \leq w_{k,t,e} \leq (q_k^{\text{WF}_0} + q_k^{\text{WF}}) W_{k,t,e} \quad (12)$$

式中, $W_{k,t,e}$ 为典型序列 e 下风电场站 k 在 t 时段的理论出力归一化值。

光伏消纳约束为

$$0 \leq g_{h,t,e} \leq (q_h^{\text{PV}_0} + q_h^{\text{PV}}) G_{h,t,e} \quad (13)$$

式中, $G_{h,t,e}$ 为典型序列 e 下光伏场站 h 在 t 时段的理论出力归一化值。

(3) 储能设备约束。充、放电速率约束分别为

$$0 \leq u_{j,t,e} \leq x_j \bar{u}_j \quad (14)$$

$$0 \leq v_{j,t,e} \leq x_j \bar{v}_j \quad (15)$$

式中, $\bar{u}_j$ 、 $\bar{v}_j$ 为储能装置 j 的充、放电功率上界。

储能设备充、放电行为约束分别为

$$u_{j,t,e} \leq y_{j,t,e} \bar{u}_j \quad (16)$$

$$v_{j,t,e} \leq (1 - y_{j,t,e}) \bar{v}_j \quad (17)$$

式中: $y_{j,t,e}$ 为典型序列 e 下储能装置 j 在 t 时段的充、放电决策, 0-1 变量。

储能设备容量状态转移约束为

$$V_{j,t,e} = V_{j,t-1,e} + (u_{j,t,e} \eta_j - v_{j,t,e} / \eta_j) \quad (18)$$

$$V_{j,0,e} = x_j V_0, |V_{j,T,e} - V_{j,0,e}| \leq \delta \quad (19)$$

$$\epsilon_{\min} q_j^{\text{SS}} \leq V_{j,t,e} \leq \epsilon_{\max} q_j^{\text{SS}} \quad (20)$$

式中: $V_{j,t,e}$ 为典型序列 e 下储能装置 j 在 t 时段容量状态; η_j 为储能装置 j 的充放电效率系数; V_0 为储能装置初始容量; δ 为储能初始容量与终止容量差; $\epsilon_{\max}$ 、 $\epsilon_{\min}$ 为储能容量上下限系数。

(4) 火电机组运行约束

机组出力约束为

$$z_{i,t,e} P_i \leq p_{i,t,e} \leq z_{i,t,e} \bar{P}_i \quad (21)$$

式中: $\bar{P}_i$ 、 P_i 为机组 i 的出力上、下界。

机组爬升约束为

$$|p_{i,t,e} - p_{i,t-1,e}| \leq \Delta_i \quad (22)$$

式中, Δ_i 为机组 i 的爬升限制。

最小开关机时间约束为

$$\sum_{t=1}^{\tau_i^0} z_{i,t,e} \geq \tau_i^0 (z_{i,1,e} - z_{i,0,e}), \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (23)$$

$$\sum_{t=\tau}^{\tau_i^0-1} z_{i,t,e} \geq \tau_i^0 (z_{i,\tau,e} - z_{i,\tau-1,e}), \quad i = 1, 2, \dots, I; \tau = 2, \dots, T - \tau_i^0 + 1 \quad (24)$$

$$\sum_{t=\tau}^T [z_{i,t,e} - (z_{i,\tau,e} - z_{i,\tau-1,e})] \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, I; \tau = T - \tau_i^0 + 2, \dots, T \quad (25)$$

$$\sum_{t=1}^f (1 - z_{i,t,e}) \geq \tau_i^f (z_{i,0,e} - z_{i,1,e}), \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (26)$$

$$\sum_{t=\tau}^{\tau+\tau_i^f-1} (1 - z_{i,t,e}) \geq \tau_i^f (z_{i,\tau-1,e} - z_{i,\tau,e}),$$

$$i = 1, 2, \dots, I; \tau = 1, 2, \dots, T - \tau_i^f + 1 \quad (27)$$

$$\sum_{t=\tau}^T [1 - z_{i,t,e} - (z_{i,\tau-1,e} - z_{i,\tau,e})] \geq 0,$$

$$i = 1, 2, \dots, I; \tau = T - \tau_i^f + 2, \dots, T \quad (28)$$

式中: τ_i^o 是机组 i 的最小开机时间; τ_i^f 是最小关机时间。

2 典型新能源出力时序特征序列不确定集

风能、太阳能等新能源的能量产生完全由风速、光照强度等天气现象决定,客观环境的瞬息万变使得新能源的实际发电出力具有高度的不确定性。研究表明^[19-20],由于地域相对接近,电网中新能源出力的特征往往会受到同一中尺度或大尺度规模天气系统的影响。不同天气过程的变化造就了新能源出力的典型时序特征序列,但即使在同一天气过程下,新能源出力特征可能有较大的相似度,而具体的出力曲线仍会有一定差别(例如如图1)。如果要用更多的时序特征序列来描述这一差别,势必会造成计算精度与问题规模之间的矛盾。本节引入典型新能源出力时序特征序列不确定集,以充分考虑新能源出力的高不确定性特征。

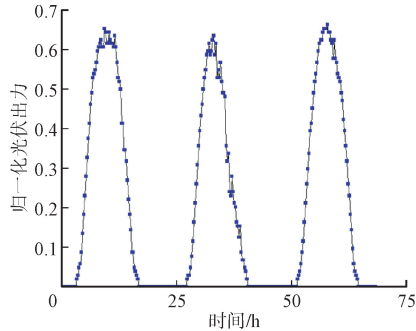


图1 某光伏电站归一化3日出力序列

Fig. 1 3-day normalized generation sequence of a PV power station

为方便讨论,使符号简洁,本节中将原问题的约束用矩阵和向量表达简化,向量 $\mathbf{q}$ 代表规划决策变量集,向量 $\mathbf{o}_e$ 代表运行决策变量集。同时,在问题分析时只考虑单个给定特征序列 e 下的问题。

首先,为了刻画新能源出力的不确定性,并确保多能源发电系统实际运行的可靠性^[21],对于给定特征序列 e ,将其对应的风-光发电出力序列 $\{W_{k,t,e}\}$ 和 $\{G_{h,t,e}\}$ 描述为如下具有相关性约束 (Budget

Constraints) 的盒式不确定集

$$\Omega_e^{\text{WF}} = \begin{cases} \omega_{k,t,e} \leq \bar{\omega}_{k,t,e} \leq \bar{\omega}_{k,t,e} \\ \gamma_{k,t,e}^{\text{WF}} = \frac{\omega_{k,t,e} - \bar{\omega}_{k,t,e}}{\bar{\omega}_{k,t,e} - \bar{\omega}_{k,t,e}} \in [0, 1] \\ \sum_{t=1}^T \gamma_{k,t,e}^{\text{WF}} \leq \Theta_{k,e}^{\text{WF}}, \sum_{k=1}^K \gamma_{k,t,e}^{\text{WF}} \leq \Psi_{t,e}^{\text{WF}} \\ k = 1, \dots, K, \quad t = 1, \dots, T \end{cases} \quad (29)$$

式中: ω 表示风电不确定归一化出力; $\bar{\omega}_{k,t,e}$ 、 $\bar{\omega}_{k,t,e}$ 分别表示归一化出力上、下界; $\gamma_{k,t,e}^{\text{WF}}$ 为风电不确定集合预算,用于约束不确定参数总偏差量; $\Theta_{k,e}^{\text{WF}}$ 、 $\Psi_{t,e}^{\text{WF}}$ 为给定的正实数,分别表示风电出力的时、空相关性指标。根据类似定义,也可得到光伏出力的不确定集 Ω_e^{PV} 。

对所构造的不确定集,利用全场景可行方法^[22-23]仅在选取的有限个代表性场景(数量接近 2^N 个,其中 N 为随机变量数)下求得的最优解能够满足在整个不确定集中可行,即全场景可行^[24-25],则式(1)中典型序列 e 下的目标函数可写为

$$F_2 = \max_{\mathbf{q}, \mathbf{o}_e} \sum_{e=1}^E \rho_e \sum_{s=1}^S \pi_s \sum_{t=1}^T \left(\sum_{k=1}^K \omega_{k,t,s,e} + \sum_{h=1}^H g_{h,t,s,e} \right) \quad (30)$$

其中

$$\mathbf{q} \triangleq [\{q_j^{\text{SS}}\}, \{q_k^{\text{WF}}\}, \{q_h^{\text{PV}}\}, \{x\}]^T \quad (31)$$

$$\mathbf{o}_e \triangleq [\{G\}, \{W\}, \{g\}, \{w\}, \{p\}, \{z\}, \{u\}, \{v\}, \{V\}, \{y\}]^T \quad (32)$$

式中: S 为场景总数; s 为场景编号; π_s 为场景 s 的发生概率; $\omega_{k,t,s,e}$ 、 $g_{h,t,s,e}$ 分别为典型序列 e 的场景 s 下 t 时段风电场站 k 和光伏场站 h 的风电、光伏消纳量。

约束式(2)~(7)对任意典型序列下的任意场景仍然成立,规划决策变量集 $\mathbf{q}$ 不作任何变换。而对于约束式(8)~(28)中的运行决策变量集 $\mathbf{o}_e$,除了其中的机组启停决策变量 $\{z\}$ 与场景 s 无关之外,其余决策变量均需要考虑不同的场景 s 。

3 基于典型时序特征序列分解的分布式优化方法

将上述模型以典型序列 e 进行分解,通过采用分布式优化方法可进一步提高模型的求解效率。在分布式优化中,每个典型序列视为一个决策主体,仅通过相邻主体之间的信息传递和各主体内部的优化计算,最终可以获得在所有典型序列下风-光-储容量配置的全局最优决策。

3.1 问题描述

经过分析,上述模型以典型序列 e 分解后能够描述为形如式(33)有 E 个 agent(智能体,即决策主体)的分布式优化问题,每个 agent 有各自的局部决策变量,且有共同的全局决策变量。问题的目标为分布在系统中的各个 agent 的目标函数总和最小。约束包含两大类:一类是关于全局决策变量的等式约束及其界约束,称为全局约束;另一类为关于局部决策变量的凸集约束以及同时关于局部和全局决策变量的不等式约束,称为局部约束。目标函数如下

$$F_3 = \min \sum_{e=1}^E \rho_e f_e(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e) \quad (33)$$

约束条件如下

$$\begin{cases} \theta_b(\mathbf{q}) = 0, b = 1, 2, \dots, B \\ \delta_{e,c}(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e) \leq 0, c = 1, 2, \dots, C \\ \mathbf{q} \in \Omega^q \\ \mathbf{o}_e \in \Omega_e^o \end{cases} \quad (34)$$

式中:仿射函数 $\theta_b(\mathbf{q})$ 与非空闭合凸集 Ω^q 为全局约束,被系统中全部的 agent 所知。非空闭合凸集 Ω_e^o 为局部约束,它与凸目标函数 $f_e(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e)$ 以及不等式约束 $\delta_{e,c}(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e) \leq 0$ 仅被 agent e 所知。

3.2 分布式惩罚原始-对偶次梯度算法

针对问题式(33),本文采用分布式惩罚原始-对偶次梯度算法(DPPDS)^[26]进行求解。

首先,通过引入乘子变量与惩罚因子变量将问题中与全局变量 $\mathbf{q}$ 相关的不等式及等式约束松弛写入目标函数,得到其相应的惩罚函数

$$\begin{aligned} H(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e, \boldsymbol{\mu}_e, \boldsymbol{\lambda}) &= \sum_{e=1}^E \rho_e g_e(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e) + \\ &(\boldsymbol{\mu}_e)^T [\delta_e(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e)]^+ + \boldsymbol{\lambda}^T [\tilde{\theta}(\mathbf{q})] = \\ &\sum_{e=1}^E H_e(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e, \boldsymbol{\mu}_e, \boldsymbol{\lambda}) \end{aligned} \quad (35)$$

式中: $[\cdot]^+$ 表示在 $\mathbf{R}^C$ 的非负方向上的投影运算; $\boldsymbol{\mu}_e \in \Omega_e^\mu, \Omega_e^\mu = \{\boldsymbol{\mu}_e \in \mathbf{R}^C \mid \mu_{e,c} \geq 0, c = 1, 2, \dots, C\}$, $\mu_{e,c}$ 为引入的乘子变量 $\boldsymbol{\mu}_e$ 的第 c 个分量; $\boldsymbol{\lambda} \in \Omega^\lambda, \Omega^\lambda = \{\boldsymbol{\lambda} \in \mathbf{R}^B \mid \lambda_b \geq 0, b = 1, 2, \dots, B\}$, λ_b 为引入的惩罚因子变量 $\boldsymbol{\lambda}$ 的第 b 个分量; $\delta_e(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e) = [\delta_{e,1}(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e), \delta_{e,2}(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e), \dots, \delta_{e,C}(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e)]$; $\tilde{\theta}(\mathbf{q}) = E\theta(\mathbf{q}) = [E\theta_1(\mathbf{q}), E\theta_2(\mathbf{q}), \dots, E\theta_B(\mathbf{q})]$; $H_e(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e, \boldsymbol{\mu}_e, \boldsymbol{\lambda})$ 为 agent e 的惩罚函数。

将式(35)的惩罚对偶函数定义为 $q_P(\boldsymbol{\mu}_e, \boldsymbol{\lambda}) := \inf_{\mathbf{q} \in \Omega^q, \mathbf{o}_e \in \Omega_e^o} \mathcal{H}(\mathbf{q}, \mathbf{o}_e, \boldsymbol{\mu}_e, \boldsymbol{\lambda})$, 则问题式(33)的惩罚对

偶问题为

$$F_4 = \max q_P(\boldsymbol{\mu}_e, \boldsymbol{\lambda}) \quad (36)$$

需满足约束如下

$$\boldsymbol{\mu}_e \in \Omega_e^\mu, \boldsymbol{\lambda} \in \Omega^\lambda \quad (37)$$

DPPDS 算法思想是在 $\Omega^q \times \Omega_e^\mu \times \Omega_e^o \times \Omega^\lambda$ 上找到惩罚函数 $\mathcal{H}$ 的一个鞍点,由鞍点定理可得此鞍点对应原始和惩罚对偶问题的最优解。具体的算法参考文献[26],算法流程图如图 2 所示。

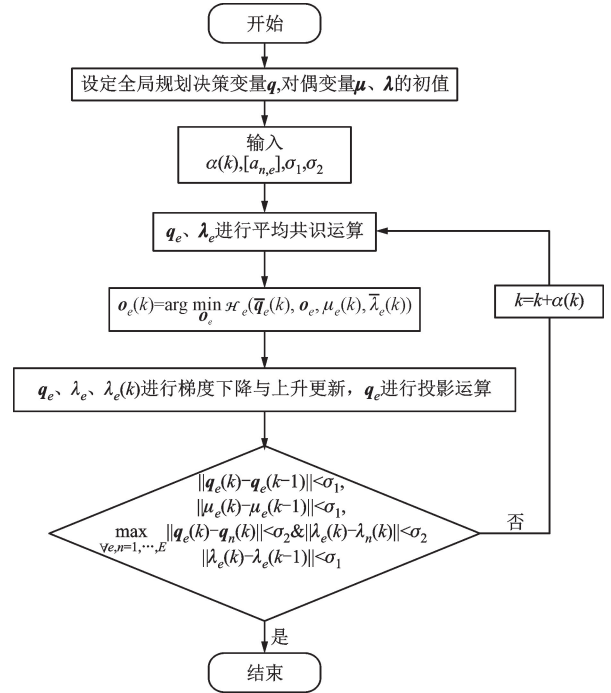


图 2 DPPDS 算法流程图

Fig. 2 Flow chart of DPPDS algorithm

4 算例测试

4.1 算例描述

本算例基于如图 3 所示的 IEEE-24 节点系统进行测试,该系统包含 24 个节点(类比实际电网中 24 个区域)、34 条传输线、17 个负荷和 26 个火电机组。假定计划在节点 7 和 21 均分别开发 1 个风电场和 1 个光伏电场,2 个风电场总容量 Q^{WF} 为 1 300 MW, 2 个光伏电场总容量 Q^{PV} 为 700 MW,加上系统内已装机的 300 MW 风-光电场,累计共占系统总电源装机的 42.5%,其中节点 7 风-光已分别装机 100 MW,节点 21 风-光已装机 100 MW 和 0 MW。

另假定计划新建总容量 Q^{SS} 为 200 MW 的储能设备,每个储能设备的建设容量上限 $\bar{V}$ 为 150 MW,

下限 V 为 10 MW,并假定储能设备可以建设在系统中的每一个节点。如果在某一节点建设了储能设备,则其初始容量状态 V_0 设为 10 MW,并要求每一个调度周期完成后各个储能设备的容量状态与其初始容量状态相差不大。每个储能设备的最大充/放电功率 $\bar{u}/\bar{v}$ 均为 20 MW,充/放电系数 η 为 0.8。

所有案例测试均是以典型新能源出力时序特征序列下的平均新能源消纳水平最大为目标,在 8 GB 内存,Intel(R) Core(TM) i7-7700 CPU @ 3.60 GHz 的计算机上,使用 Matlab R2014b 调用 Yalmip 工具箱和 ILOG CPLEX 完成。

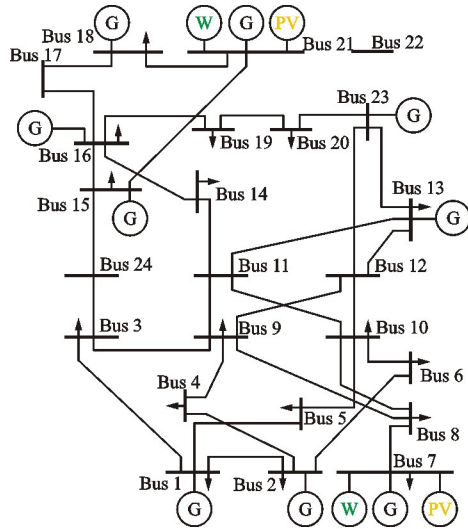


图 3 加入风电-光伏场的 IEEE-24 节点测试系统

Fig. 3 IEEE 24-bus test system with wind power and photovoltaic

4.2 分布式优化方法结果分析

假定新建的 2 个储能设备分别位于节点 7 和 21。首先,考虑新能源出力特征的季节相似性,选取 4 个典型风-光出力时序特征序列,每个特征序列为一个典型日,24 个调度时段,并对每个典型序列构造考虑出力时-空相关的不确定集。然后,利用全场景可行方法,对每个不确定集选出 16 个代表性场景。最后,采用所提分布式优化方法进行求解,得到各典型序列下的对偶目标函数值,收敛过程如图 4 所示。

从图 4 可以看出,经过 43 次迭代 4 个典型序列下的对偶目标函数值均已收敛,且表 1 展示的 4 个典型序列下的风-光-储容量配置结果近似相等,说明所提分布式优化方法有效。另外,节点 21 的风-光-储配置容量整体高于节点 7,主要因为节点 7 与

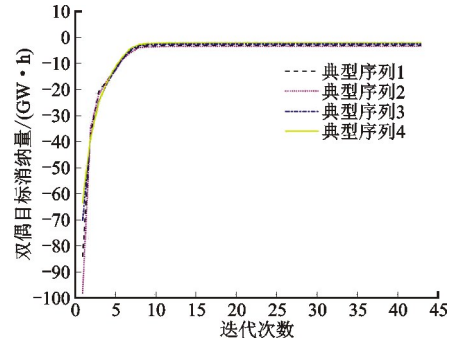


图 4 4 个典型序列下的对偶目标消纳量变化过程

Fig. 4 Dual objective consumption change process of 4 typical sequences

其他节点仅有一条传输线,当高比例新能源并网时,容易受到传输限制,导致新能源消纳空间相对较小。

表 1 风-光-储容量配置结果

Table 1 Wind-photovoltaic-storage capacity allocation results

典型序 列编号	节点 编号	风电装机 容量/MW	光伏装机/ MW	储能容量/ MW
1	7	622.157	300.659	89.984
	21	678.196	399.933	109.913
2	7	621.919	300.659	89.985
	21	678.830	400.201	109.927
3	7	621.920	300.931	89.985
	21	678.199	399.934	109.945
4	7	622.231	300.913	89.984
	21	678.197	399.934	109.922

为验证所提分布式优化方法计算结果的正确性和计算效率,表 2 给出了 4、10 以及 20 个典型序列下所提方法和传统集中式优化的测试结果。

表 2 分布式优化和集中式优化的测试结果

Table 2 Test results of distributed and centralized optimization

典型序列数	目标消纳量/(GW·h)		计算时间/s	
	分布式	集中式	分布式	集中式
4	11.155	11.138	1 278	39
10	10.280	10.251	3 450	154
20	10.595	10.551	7 156	438

表 2 中,分布式收敛的对偶目标函数值与集中式最优目标函数值的相对误差为 0.15%~0.42%,体现了所提分布式优化方法的正确性。另一方面,随着典型序列数的增多,集中式优化的计算时间呈

指数级增长,而分布式计算时间的增长比例与典型序列数的增长比例基本相同,说明若应用并行计算技术,分布式计算时间并不会随典型序列个数增多而明显增长。表 2 中分布式优化 3 种情况下平均每个典型序列的计算时间都在 320~358 s 之间,而随着典型序列数的增加,集中式优化每个序列的计算时间相对来说都会显著增加,另外在 20 个典型序列下分布式计算每个典型序列的时间已小于集中式,说明随着典型序列数的增多,相比传统集中式优化,分布式优化的计算效率的优势会越来越明显。

进一步,以 4 个和 10 个典型序列下的测试结果为例,图 5 给出了所提分布式优化方法与拉格朗日松弛法的对偶总目标函数值的收敛过程。

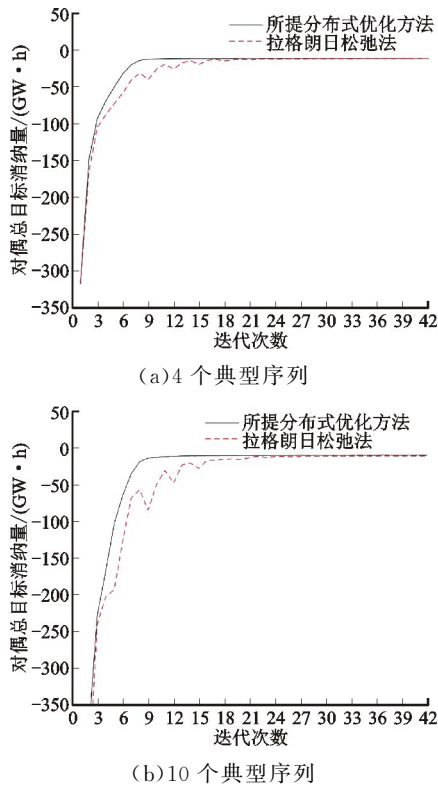


图 5 两种分布式优化的对偶目标消耗量变化过程
Fig. 5 Dual objective consumption change process of two kinds of distributed optimization

图 5(a)中,两种分布式优化方法收敛的目标函数值分别为 $-11.155 \text{ GW} \cdot \text{h}$ 和 $-11.187 \text{ GW} \cdot \text{h}$,图 5(b)中,目标函数值分别为 $-10.280 \text{ GW} \cdot \text{h}$ 和 $-11.146 \text{ GW} \cdot \text{h}$,两者相差不大。从图 5 中可以看出,所提方法的收敛速度明显优于拉格朗日松弛法,且随着典型序列数的增多,所提分布式优化方法收敛更快,10 个典型序列时所提分布式方法收敛速度

提升 57.1%。在计算时间方面,以 4 个典型序列为例,两种方法迭代 43 次的时间分别为 1 278 s 和 1 156 s,虽然所提方法计算时间大于拉格朗日松弛法,但前者可完全实现并行求解,而后者在每次迭代中完成各典型序列并行求解后,还需串行进行协调中心优化。因此,应用并行计算技术后,前者计算效率会优于后者。

4.3 不同储能设备建设位置的影响

受网内传输线的容量限制,储能设备的建设位置将对新能源的消纳产生影响。表 3 对比了 4 种不同储能建设位置下的电网的新能源消纳量。

表 3 不同储能建设位置下的新能源消纳量
Table 3 Renewable energy accommodation level under different energy storage construction locations

储能节点位置	新能源消纳量/($\text{GW} \cdot \text{h}$)
(7,21)	11.138
(8,18)	11.043
(8,21)	11.043
(7,18)	11.138

表 3 中,第 1 和第 4 种储能建设位置的新能源消纳量相同,而第 2 和第 3 种位置方案的新能源消纳量相同,且前者大于后者。这是由于节点 7 进行大规模新能源开发后,自身电力资源灵活性受到限制,这就导致了新能源消纳能力不足,同时节点 7 又受到传输线容量的制约,不能将多余的新能源送出,造成了新能源的弃电。当节点 7 建设储能设备后,提高了该节点的自身调节能力,促进了新能源的就地消纳。综合分析,在电力系统实际建设过程中,对于储能设备的规模化应用,储能装置应考虑建设在含有新能源的电力节点上。

4.4 不同算例系统的测试

基于 IEEE-31 节点系统取 4 个典型序列进一步验证本文所提方法的有效性,分布式优化和集中式优化的测试结果见表 4。其中,假定风-光-储的新建容量分别为 2 300 MW、1 500 MW 和 400 MW,建设位置为节点 10 和 8,其他参数保持不变。

表 4 4 个典型序列下分布式优化和集中式优化的测试结果
Table 4 Test results of distributed and centralized optimization under four typical sequences

优化方法	目标消纳量/($\text{GW} \cdot \text{h}$)	计算时间/s
分布式优化	25.226	1 657
集中式优化	25.081	407

从表4可以看出,分布式收敛的对偶目标函数值与集中式最优目标函数值相对误差为0.57%,表明所提方法正确。另外,分布式优化下每个典型序列的平均计算时间为414 s,与集中式计算时间相差较小,同时对比24节点系统中4个典型序列下的两种优化方式下的时间差,说明了随着电网规模的增大,应用并行计算技术将更能体现分布式优化的计算优势。

5 结 论

本文从电力系统对新能源消纳的角度出发,考虑了风光不确定性,在给定新增风电、光伏、储能装机容量的前提下,研究了风-光-储输电网多区域容量优化配置问题。通过构造考虑时空相关性的典型新能源出力时序特征序列不确定集,建立了以系统新能源消纳量最大为目标的风-光-储容量配置随机优化模型。最后,基于IEEE-24、31节点系统所得风-光-储容量配置结果进行算例分析,得出了以下结论:

(1)建立的风-光-储多区域容量配置模型,可以得到电力系统同一风、光、储装机容量下新能源消纳最大的各区域容量配置结果,减少新能源的弃电量,提高利用率;

(2)所提的分布式求解方法能够在较少迭代次数下获得问题较好的次优解,能够实现所有典型序列对风-光-储容量配置结果的共识,相比传统集中求解方法和带协调中心的拉格朗日松弛法,在应用并行计算技术的情况下,所提的分布式优化方法具有更高的求解效率;

(3)在多区域电网规模化应用储能设备时,建设在含有新能源装机的区域上将更利于电网对新能源的消纳。

参考文献:

- [1] 别朝红,潘超琼,陈叶,等. 能源转型下新能源电力系统概率风险评估[J]. 西安交通大学学报, 2021, 55(7): 1-11.
BIE Zhaohong, PAN Chaoqiong, CHEN Ye, et al. Probabilistic risk assessment of new energy power system in the context of energy transition: a review [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2021, 55(7): 1-11.
- [2] 国家电网公司“电网新技术前景研究”项目咨询组. 大规模储能技术在电力系统中的应用前景分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 3-8, 30.
- [3] CASTILLO A, GAYME D F. Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: a survey [J]. Energy Conversion and Management, 2014, 87: 885-894.
- [4] 鲁宗相,李海波,乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147-158.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147-158.
- [5] LI Peng, JI Jie, JI Haoran, et al. MPC-based local voltage control strategy of DGs in active distribution networks [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2911-2921.
- [6] 张晨. 多区域互联的电力系统安全约束机组组合分布式优化调度研究[D]. 南宁: 广西大学, 2020.
- [7] ZHANG Yusheng, LIAN Jianan, MA Chao, et al. Optimal sizing of the grid-connected hybrid system integrating hydropower, photovoltaic, and wind considering cascade reservoir connection and photovoltaic-wind complementarity [J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 274: 123100.
- [8] GUO Su, HE Yi, PEI Huanjin, et al. The multi-objective capacity optimization of wind-photovoltaic-thermal energy storage hybrid power system with electric heater [J]. Solar Energy, 2020, 195: 138-149.
- [9] TANG Wendong, CHEN Caixue, DENG Cheng, et al. A novel multi-verse optimization for optimal configuration of wind/photovoltaic/storage GridConnected microgrid [C]//2020 International Conference on Electrical Engineering (ICEE). Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2020: 1-5.
- [10] FANG Fang, ZHU Zhongyan, JIN Shunping, et al. Two-layer game theoretic microgrid capacity optimization considering uncertainty of renewable Energy [J]. IEEE Systems Journal, 2021, 15(3): 4260-4271.
- [11] SHEN Yanping, JU Yong, JU Qian. Research on energy storage capacity allocation technology of PV-storage microgrid for balancing source-load power [C]//IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Bristol, United Kingdom: IOP Publishing, 2020:

- 012133.
- [12] WANG Hui, WANG Jun, PIAO Zailin, et al. The optimal allocation and operation of an energy storage system with high penetration grid-connected photovoltaic systems [J]. *Sustainability*, 2020, 12(15): 6154.
- [13] SRITHAPON C, FUANGFOO P, GHOSH P K, et al. Surrogate-assisted multi-objective probabilistic optimal power flow for distribution network with photovoltaic generation and electric vehicles [J]. *IEEE Access*, 2021, 9: 34395-34414.
- [14] AL-GHUSSAIN L, DARWISH AHMAD A, ABUBAKER A M, et al. An integrated photovoltaic/wind/biomass and hybrid energy storage systems towards 100% renewable energy microgrids in university campuses [J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2021, 46: 101273.
- [15] OSKOUEI M Z, MOHAMMADI-IVATLOO B, ERDINC O, et al. Optimal allocation of renewable sources and energy storage systems in partitioned power networks to create supply-sufficient areas [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(2): 999-1008.
- [16] 廖玥熙. 基于分布式优化的微电网多时间尺度经济调度方法研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2020: 001420.
- [17] 何伟同. 基于分布式优化算法的电力系统经济调度研究 [D]. 西安: 西安理工大学, 2021: 000257.
- [18] FLORES-QUIROZ A, STRUNZ K. A distributed computing framework for multi-stage stochastic planning of renewable power systems with energy storage as flexibility option [J]. *Applied Energy*, 2021, 291: 116736.
- [19] 李湃, 管晓宏, 吴江, 等. 基于天气分类的风电场群总体出力特性分析 [J]. *电网技术*, 2015, 39(7): 1866-1872.
- LI Pai, GUAN Xiaohong, WU Jiang, et al. Analyzing characteristics of aggregated wind power generation based on weather regime classification [J]. *Power System Technology*, 2015, 39(7): 1866-1872.
- [20] FU Xingbo, GAO Feng, WU Jiang, et al. A simulation method of solar irradiance data based on feature clustering and Markov transition probability matrix [C] //2018 13th World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA). Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2018: 1741-1746.
- [21] 朱睿, 胡博, 谢开贵, 等. 含风电-光伏-光热-水电-火电-储能的多能源电力系统时序随机生产模拟 [J]. *电网技术*, 2020, 44(9): 3246-3253.
- ZHU Rui, HU Bo, XIE Kaigui, et al. Sequential probabilistic production simulation of multi-energy power system with wind power, photovoltaics, concentrated solar power, cascading hydro power, thermal power and battery energy storage [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(9): 3246-3253.
- [22] ZHAI Qiaozhu, LI Xuan, LEI Xuejiao, et al. Transmission constrained UC with wind power: an all-scenario-feasible MILP formulation with strong nonanticipativity [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(3): 1805-1817.
- [23] ZHOU Yuzhou, ZHAI Qiaozhu, ZHOU Meiyu, et al. Generation scheduling of self-generation power plant in enterprise microgrid with wind power and gateway power bound limits [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(2): 758-770.
- [24] 翟桥柱, 周玉洲, 李轩, 等. 非预期性与全场景可行性: 应对负荷与可再生能源不确定性的现状、挑战与未来 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(20): 6418-6432.
- ZHAI Qiaozhu, ZHOU Yuzhou, LI Xuan, et al. Non-anticipativity and all-scenario-feasibility: state of the art, challenges, and future in dealing with the uncertain load and renewable energy [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(20): 6418-6432.
- [25] ZHOU Yuzhou, ZHAI Qiaozhu, WU Lei. Multistage transmission-constrained unit commitment with renewable energy and energy storage: implicit and explicit decision methods [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(2): 1032-1043.
- [26] ZHU Minghui, MARTINEZ S. On distributed convex optimization under inequality and equality constraints [J]. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 2012, 57(1): 151-164.

(编辑 武红江 刘杨)