

蔡伟聪, 彭显刚, 褚卓卓, 等. 计及可靠性的配电网“源-网-荷-储”协调规划[J]. 广东工业大学学报, 2025, 42(5): 68–76. doi: 10.12052/gdutxb.240125.
Cai Weicong, Peng Xiangang, Chu Zhuozhuo, et al. Joint planning technology of source-network-load-storage in distribution network considering reliability[J]. Journal of Guangdong University of Technology, 2025, 42(5): 68–76. doi: 10.12052/gdutxb.240125.

计及可靠性的配电网“源-网-荷-储”协调规划

蔡伟聪, 彭显刚, 褚卓卓, 杨文伟, 赵卓立

(广东工业大学 自动化学院, 广东 广州 510006)

摘要: 分布式光伏的大规模接入给配电网的经济性和可靠性带来了挑战, 本文提出一种考虑可靠性的“源-网-荷-储”协调规划方法。首先建立考虑可靠性的“源-网-荷-储”双层协调规划模型, 上层以经济成本最小化和可靠性收益最大化为目标函数, 下层以运行成本和电压偏移量最小化为目标函数, 通过加权系数法将上下层的多目标问题转化为单目标问题, 模型考虑了功率平衡约束、潮流约束、系统容量约束等约束条件。针对该模型, 采用纵横交叉算法和gurobi求解器进行联合求解。最后通过IEEE33节点系统进行仿真分析, 验证所提方法的有效性和实用性。结果表明, 考虑可靠性的“源-网-荷-储”协调规划模型能够在确保经济性的同时有效提高可靠性和改善电压质量。

关键词: 协调规划; 可靠性; 双层规划; 纵横交叉算法

中图分类号: TM715

文献标志码: A

文章编号: 1007-7162(2025)05-0068-09

Joint Planning Technology of Source-Network-Load-Storage in Distribution Network Considering Reliability

Cai Weicong, Peng Xiangang, Chu Zhuozhuo, Yang Wenwei, Zhao Zhuoli

(School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, China)

Abstract: The large-scale integration of distributed photovoltaics poses challenges to the economy and reliability of the distribution network. To address this, a coordinated planning approach of "source-grid-load-storage" considering reliability has been proposed. Firstly, a bi-level coordination planning model of "source-network-charge-storage" with reliability is established. The upper-level is established to minimize the cost and maximize the revenue of reliability, and the lower-level is established to minimize the cost of operation and voltage quality. The weighted coefficient method is used to transform the multi-objective into a single-objective in the upper and lower level. And the model considers constraints such as power balance, power flow, and configuration capacity of system. Next, Crisscross optimization algorithm is used to solve the model with gurobi solver jointly. Finally, IEEE 33-node system is utilized to verify the effectiveness and practicality of the proposed method. The results show that the joint planning model of "source-network-load-storage" which considers the reliability can minimize the cost while improve the reliability and voltage quality.

Key words: joint planning; reliability; bi-level planning; crisscross optimization

在新型电力系统建设的背景下, 以分布式光伏(Distributed Photovoltaic, DPV) 为代表的清洁能源、储能(Energy Storage System, ESS) 和柔性负荷被大量引入配电网^[1-2]。然而, DPV固有的波动性和间歇性给配电网运行的经济性和可靠性带来了挑战^[3]。“源-网-荷-储”协调规划通过DPV、ESS、柔性负荷与网

架的升级改造之间的合理配合, 能够综合考虑各个设备间的相互作用, 实现资源的有效利用, 从而凭借良好的经济性解决上述问题^[4]。因此, “源-网-荷-储”联合规划研究对配电系统的经济、安全运行具有重要意义。

对于协调规划问题, 已有大量从配电网的经济

收稿日期: 2024-10-30 录用日期: 2025-02-11 网络首发日期: 2025-06-03

基金项目: 国家自然科学基金青年基金资助项目(62273104)

作者简介: 蔡伟聪(1999-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统优化运行与规划, E-mail: 2112204010@mail2.gdut.edu.cn

通信作者: 彭显刚(1964-), 男, 教授, 硕士生导师, 主要研究方向为电力系统优化运行与规划, E-mail: cpxg@gdut.edu.cn

性角度出发的研究成果。文献[5]建立了基于嵌入式粒子群算法的多阶段光储协调规划模型,模型以经济性为目标,解决了负荷分布和增长的不均匀给规划带来的问题;文献[6]通过ESS的日内优化调度来量化ESS对配电网的影响,建立了以年综合成本最小为目标函数的风光储双层协调规划模型,并通过改进的混沌二进制粒子群算法进行求解;文献[7]提出一种聚类算法进行典型场景生成,建立了以投资成本和运行成本最小为目标函数的“源-网-荷-储”协调规划模型,并采用二阶锥松弛的方法对模型进行求解;文献[8]从配电网的投资和运行的经济性出发,提出了一种含SOP的“源-网-荷-储”协调规划模型,并采用改进粒子群算法求解;文献[9]将配电网和交通网进行耦合,以配电网运营商的经济性为目标函数,提出一种考虑电动汽车的“源-网-荷-储”协调规划模型。但上述文献的协调规划模型只从经济性的角度出发,并未将可靠性纳入规划的考虑范围内。

有大量的研究表明,DPV、ESS、网架和柔性负荷的合理配置能有效提高可靠性。文献[10]指出,激励型柔性负荷在微电网的可靠性提升上具有经济性和可行性;文献[11]在配电网可靠性评估的过程中分析了“源-网-荷”对可靠性的影响,指出分布式电源、柔性负荷和联络开关的合理配置可有效减少配电网年平均停运持续时间;在此基础上,有学者在配电网规划的研究中将可靠性纳入考量范围。文献[12-13]建立了考虑配电网可靠性的储能优化配置模型,分析了ESS对配电网可靠性的影响;文献[14]建立了计及经济性和可靠性的风储电站规划模型,得出了风储电站的联合规划能够降低系统运行成本的同时提高可靠性的结论。然而,上述文献在规划的过程中未能实现在“源-网-荷-储”协调规划的同时将可靠性纳入考量范围。

针对上述文献的不足,本文在“源-网-荷-储”协调规划的过程中将可靠性评估纳入考量范围。首先建立考虑可靠性的配电网“源-网-荷-储”双层协调规划模型,上层以经济成本最小和可靠性收益最高作为目标函数,下层以运行成本和电压偏移量最小为目标函数。采用加权系数法将上下层的多目标问题转化为单目标问题以解决子目标间的量纲和数量级不同带来的问题。针对所建立的规划模型,采用纵横交叉算法(Crisscross Optimization, CSO)和gurobi求解器联合求解。最后,以IEEE33节点系统为例进行仿真分析,验证模型的合理性和实用性。

1 规划模型

本文建立的考虑可靠性的“源-网-荷-储”双层协调规划模型,上层为规划层,以DPV、ESS的选址定容和待升级线路为决策变量,下层为运行层,以DPV的出力、ESS的充放电功率、柔性负荷响应策略作为决策变量。双层规划模型结构如图1所示。

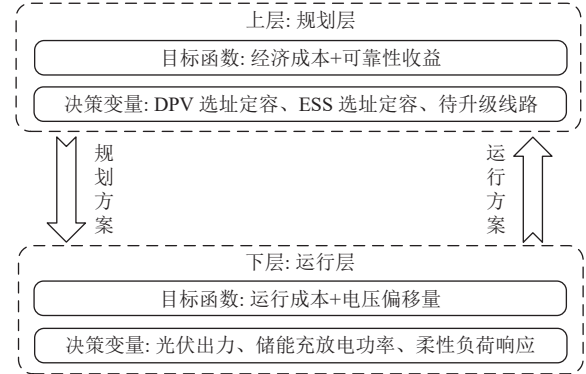


图1 双层规划模型结构

Fig.1 The structure of bi-level planning model

1.1 上层规划层

1.1.1 经济成本

经济成本 f_{eco} 包括设备投资成本 C_{INV} 和系统运行成本 C_{OPE} ,如式(1)所示。

$$f_{eco} = C_{INV} + C_{OPE} \quad (1)$$

1) 投资成本:投资成本包括DPV投资费用、ESS投资费用和线路升级费用,投资成本如式(2)所示。

$$C_{INV} = \frac{r^{PV}(1+r^{PV})^{y_{PV}}}{(1+r^{PV})^{y_{PV}}-1} \sum_{i \in \Omega^{PV}} c_{PV} x_i^{PV} + \frac{r^{ESS}(1+r^{ESS})^{y_{ESS}}}{(1+r^{ESS})^{y_{ESS}}-1} \sum_{i \in \Omega^{ESS}} c_{ESS} x_i^{ESS} + \frac{r^{Line}(1+r^{Line})^{y_{Line}}}{(1+r^{Line})^{y_{Line}}-1} \sum_{i,j \in \Omega^{Line}} c_{Line} D_{ij} x_i^{Line} \quad (2)$$

式中: r^{PV} 、 r^{ESS} 、 r^{Line} 分别为DPV、ESS和待升级线路的贴现率; y^{PV} 、 y^{ESS} 、 y^{Line} 分别为DPV、ESS和线路的使用寿命; c_{PV} 、 c_{ESS} 、 c_{Line} 分别为DPV、ESS的单台设备投资成本和线路单位长度的升级成本; x_i^{PV} 、 x_i^{ESS} 为DPV、ESS在节点 i 的安装数量, x_i^{Line} 为二进制0-1变量,取值为0表示不升级线路,取1为升级线路; D_{ij} 为节点 i 与节点 j 之间的线路长度; Ω^{PV} 、 Ω^{ESS} 分别为DPV、ESS在电网中的待安装节点集合, Ω^{Line} 为待升级线路集合。

2) 运行成本:运行成本 C_{OPE} 包括DPV运维成本 C_{OPE}^{PV} 、ESS运维成本 C_{OPE}^{ESS} 、柔性负荷响应成本 C_{OPE}^{FL} 、购

电成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{Grid}}$ 、网损成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{loss}}$ 和其他成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{R}}$,其中,DPV、ESS的运维成本之和记为总运维成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{main}}$ 。运行成本如式(3)所示。

$$C_{\text{OPE}} = C_{\text{OPE}}^{\text{PV}} + C_{\text{OPE}}^{\text{ESS}} + C_{\text{OPE}}^{\text{FL}} + C_{\text{OPE}}^{\text{Grid}} + C_{\text{OPE}}^{\text{loss}} + C_{\text{OPE}}^{\text{R}} \quad (3)$$

式(3)的各项费用计算如下:

(1) DPV运维成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{PV}}$:

$$C_{\text{OPE}}^{\text{PV}} = 365 \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \Omega^{\text{PV}}} f_{\text{pv}} P_{i,t}^{\text{PV}} \quad (4)$$

式中: f_{pv} 为DPV的单位电量运行成本; $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 为DPV在 t 时刻注入节点 i 的有功功率。

(2) ESS的运维成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{ESS}}$:

$$C_{\text{OPE}}^{\text{ESS}} = 365 \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} f_{\text{ESS}} (P_{i,t}^{\text{ESS},+} + P_{i,t}^{\text{ESS},-}) \quad (5)$$

式中: f_{ESS} 为ESS单位充放电量成本, $P_{i,t}^{\text{ESS},+}$, $P_{i,t}^{\text{ESS},-}$ 分别为 t 时刻节点 i 处ESS的充、放电功率。

(3) 柔性负荷的响应成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{FL}}$:

$$C_{\text{OPE}}^{\text{FL}} = 365 \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{i \in \Omega^{\text{shift}}} f_{\text{SL}} P_{i,t}^{\text{shift}} + \sum_{i \in \Omega^{\text{cut}}} f_{\text{IL}} P_{i,t}^{\text{cut}} \right) \quad (6)$$

式中: Ω^{shift} 、 Ω^{cut} 分别为可平移、可削减负荷节点集合; f_{SL} 、 f_{IL} 分别为可平移负荷、可削减负荷的激励价格; $P_{i,t}^{\text{shift}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{cut}}$ 分别为 t 时刻节点 i 处可平移负荷、可削减负荷的响应功率。

(4) 向上级主网购电成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{Grid}}$:

$$C_{\text{OPE}}^{\text{Grid}} = 365 \sum_{t=1}^{24} f_t^{\text{grid}} P_t^{\text{grid}} \quad (7)$$

式中: f_t^{grid} 为 t 时刻的购电价格; P_t^{grid} 为 t 时刻向上级主网购电量。

(5) 网络损耗成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{loss}}$:

$$C_{\text{OPE}}^{\text{loss}} = 365 \sum_{t=1}^{24} \sum_{ij \in \Omega^{\text{line}}} f_{\text{loss}} r_{ij} I_{ij,t}^2 \quad (8)$$

式中: f_{loss} 为网损单价,本文取分时电价; r_{ij} 为线路 ij 的电阻; $I_{ij,t}$ 为 t 时刻线路 ij 的电流。

(6) 其他成本 $C_{\text{OPE}}^{\text{R}}$ 为:

$$C_{\text{OPE}}^{\text{R}} = -365 \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \Omega^{\text{PV}}} f_{\text{pv_re}} P_{i,t}^{\text{PV}} \quad (9)$$

式中: $f_{\text{pv_re}}$ 为DPV单位发电补贴。

1.1.2 可靠性收益

本文采用年缺供电量作为可靠性的评估指标,并采用蒙特卡洛模拟法计算可靠性指标^[15],年缺供

电量的计算方式如式(10)所示。规划模型中可靠性收益的计算方式如式(11)所示。

$$E_{\text{ENS}} = \sum_{i=0}^N \left(P_{\text{av},i} \sum_{k \in G_i} (\omega_k r_{k,i}) \right) \quad (10)$$

$$f_{\text{rel}} = E_{\text{EENS}}^{\text{bef}} - E_{\text{EENS}}^{\text{aft}} \quad (11)$$

式(10)~(11)中: $E_{\text{EENS}}^{\text{bef}}$, $E_{\text{EENS}}^{\text{aft}}$ 分别为规划前原始系统和规划后的系统的年缺供电量, N 为系统的节点数量, $P_{\text{av},i}$ 为负荷点 i 的平均功率, G_i 为使得节点 i 停电的元件集合, ω_k 为系统中元件 k 的故障率, $r_{k,i}$ 为因元件 k 引起节点 i 停电的平均停电持续时间。

加权系数法是一种常用的多目标优化方法,它通过将多个目标函数转化为一个单一目标函数来简化优化过程,并能够提供合理的近似解。故本文通过加权系数法将多目标函数转化为综合指标 f_i ,如式(12)所示。

$$\min f_i = \lambda_1 \frac{f_{\text{eco}} - f_{\text{eco,min}}}{f_{\text{eco,min}}} + \lambda_2 \frac{f_{\text{rel,max}} - f_{\text{rel}}}{f_{\text{rel,max}}} \quad (12)$$

式中: λ_1 和 λ_2 为加权系数,其值均大于0,且满足 $\lambda_1 + \lambda_2 = 1$; $f_{\text{eco,min}}$ 和 $f_{\text{rel,max}}$ 分别为规划模型仅考虑经济成本或可靠性收益时获得的目标函数值。

1.2 下层运行层

运行层以运行成本 C_{OPE} 、电压偏移量 ΔU 最小为目标函数,由于运行成本、电压偏移量的量纲不一致,无法直接相加,故本文将下层目标函数定义为式(13)。

$$\min f_2 = \eta_1 \frac{C_{\text{OPE}}}{C_{\text{OPE}}^{\text{bef}}} + \eta_2 \frac{\Delta U}{\Delta U^{\text{bef}}} \quad (13)$$

式中: η_1 、 η_2 为大于0的权重系数,且满足 $\eta_1 + \eta_2 = 1$, $C_{\text{OPE}}^{\text{bef}}$ 为原始系统的年运行成本, ΔU^{bef} 为原始系统的电压偏移量。

为了降低下层模型的复杂性, ΔU 的计算方法参考文献^[16],如式(14)所示。

$$\Delta U = 365 \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \Omega^{\text{node}}} |(U_{i,t}^*)^2 - U_{\text{ref}}^2| \quad (14)$$

式中: Ω^{node} 为配电网节点集合, $U_{i,t}^*$ 为 t 时刻节点 i 电压的标么值, U_{ref} 为参考电压幅值的标么值。

1.3 规划模型的约束条件

规划模型主要考虑配电网的潮流约束、功率平衡约束、节点电压约束、DPV出力约束、ESS装置约束和柔性负荷约束等。

(1) 潮流约束:

$$\begin{cases} P_{m,t} = U_{m,t} \sum_{n=1}^N U_{n,t} (G_{mn} \cos \theta_{mn,t} + B_{mn} \sin \theta_{mn,t}) \\ Q_{m,t} = U_{m,t} \sum_{n=1}^N U_{n,t} (G_{mn} \sin \theta_{mn,t} - B_{mn} \cos \theta_{mn,t}) \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{m,t}$ 和 $Q_{m,t}$ 分别为 t 时刻节点 m 的有功、无功功率; $U_{m,t}$ 、 $U_{n,t}$ 分别为 t 时刻节点 m 、 n 的电压; G_{mn} 、 B_{mn} 分别为节点 m 和节点 n 之间的电导、电纳; $\theta_{mn,t}$ 为 t 时刻节点 m 和节点 n 之间的相位差。

(2) 功率平衡约束:

$$\sum (P_t^{\text{grid}} + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{ESS}^-}) = \sum (P_t^{\text{shift}} + P_t^{\text{cut}} + P_t^{\text{load}} + P_t^{\text{ESS}^+}) \quad (16)$$

式中: P_t^{PV} 、 $P_t^{\text{ESS}^-}$ 、 $P_t^{\text{ESS}^+}$ 分别为 t 时刻DPV注入功率、ESS放电功率和充电功率; P_t^{shift} 、 P_t^{cut} 、 P_t^{load} 分别为 t 时刻可平移、可削减和不可调动负荷功率。

(3) 配电网运行安全约束:

$$\begin{cases} U_{n,\min}^2 \leq U_{n,t}^2 \leq U_{n,\max}^2 \\ I_{ij,t}^2 \leq I_{ij,\max}^2 \end{cases} \quad (17)$$

式中: $U_{n,\min}$ 、 $U_{n,\max}$ 为节点 n 电压上、下限; $U_{n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的电压值; $I_{ij,t}$ 为 t 时刻线路 ij 的电流值, $I_{ij,\max}$ 为线路 ij 的最大负荷电流值。

(4) DPV出力约束:

$$P_{i,\min}^{\text{DPV}} \leq P_{i,t}^{\text{PV}} \leq P_{i,\max}^{\text{DPV}} \quad (18)$$

式中: $P_{i,\max}^{\text{DPV}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{DPV}}$ 分别为节点 i 处允许的DPV出力上、下限。

(5) 上级电网交互功率约束:

$$P_t^{\text{grid}} \geq 0 \quad (19)$$

式中: P_t^{grid} 为配电网与上级电网的交互功率。

(6) DPV、ESS安装数量约束:

单个节点的DPV、ESS安装数量约束如式(20)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq x_i^{\text{PV}} \leq x_i^{\text{PV},\max} \\ 0 \leq x_i^{\text{ESS}} \leq x_i^{\text{ESS},\max} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $x_i^{\text{PV},\max}$ 和 $x_i^{\text{ESS},\max}$ 分别为节点 i 处的最大DPV和ESS的安装数量。

系统的DPV和ESS安装总数约束如式(21)所示。

$$\begin{cases} \sum_{i \in \Omega^{\text{PV}}} x_i^{\text{PV}} \leq x_{\text{all}}^{\text{PV}} \\ \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} x_i^{\text{ESS}} \leq x_{\text{all}}^{\text{ESS}} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $x_{\text{all}}^{\text{PV}}$ 和 $x_{\text{all}}^{\text{ESS}}$ 分别为系统安装DPV和ESS的最大数量。

(7) 储能数学模型及约束:

$$\begin{cases} E_{\text{ES},i}^{t+1} = E_{\text{ES},i}^t + \Delta t_u \eta_{\text{ES}}^u P_{i,t}^{\text{ESS},+} - \Delta t_d \eta_{\text{ES}}^d P_{i,t}^{\text{ESS},-} \\ E_{\text{ES},i}^1 = E_{\text{ES},i}^{T_0} + \Delta t_u \eta_{\text{ES}}^u P_{i,T_0}^{\text{ESS},+} - \Delta t_d \eta_{\text{ES}}^d P_{i,T_0}^{\text{ESS},-} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{ESS},+} \leq P_{\text{ES}}^{\text{u,max}} A_{i,t}^{\text{ESS}^+} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{ESS},-} \leq P_{\text{ES}}^{\text{d,max}} A_{i,t}^{\text{ESS}^-} \\ A_{i,t}^{\text{ESS}^+} + A_{i,t}^{\text{ESS}^-} \leq 1 \\ S_{\text{ES}}^{\min} \leq \frac{E_{\text{ES},i}^{t+1}}{E_{\text{ES},i}^N} \leq S_{\text{ES}}^{\max} \\ \sum_{t=1}^T (\Delta t_u \eta_{\text{ES}}^u P_{i,t}^{\text{ESS},+} - \Delta t_d \eta_{\text{ES}}^d P_{i,t}^{\text{ESS},-}) = 0 \end{cases} \quad (22)$$

式中: $E_{\text{ES},i}^t$ 为 t 时刻节点 i 处ESS的剩余电量; η_{ES}^u 和 η_{ES}^d 分别为ESS的充/放电效率; $P_{\text{ES}}^{\text{u,max}}$ 和 $P_{\text{ES}}^{\text{d,max}}$ 分别为ESS的充/放电功率的上限; $A_{i,t}^{\text{ESS}^+}$ 、 $A_{i,t}^{\text{ESS}^-}$ 均为0-1变量; $S_{\text{ES}}^{\max}$ 和 $S_{\text{ES}}^{\min}$ 为ESS荷电状态的上/下限; Δt_u 和 Δt_d 分别为ESS的充/放电时间; $E_{\text{ES},i}^N$ 为节点 i 处ESS的额定容量; T_0 为ESS在上一个周期的最后运行时刻。

(8) 柔性负荷数学模型及约束。

规划模型的柔性负荷包含可削减负荷和可平移负荷,数学模型及约束条件^[17-18]如下。

可削减负荷根据用户舒适度削减负荷量,可视为ESS放电,可削减负荷的数学模型如式(23)所示。

$$\begin{cases} P_{\text{IL},i}^t = (1 - \gamma_t^{\text{cut}} \beta_t^{\text{cut}}) P_{\text{IL},i}^{*t} \\ \sum_{t=1}^T \gamma_t^{\text{cut}} \leq t_{\text{max}}^{\text{cut}} \\ 0 \leq \beta_t^{\text{cut}} \leq \beta_{\text{max}}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{\text{IL},i}^t$ 、 $P_{\text{IL},i}^{*t}$ 分别为 t 时刻节点 i 处可削减负荷响应后和响应前的功率, β_t^{cut} 、 $\beta_{\text{max}}^{\text{cut}}$ 分别为可削减负荷在 t 时刻的削减比例和最大削减比例, γ_t^{cut} 为0-1变量,取1表示负荷在 t 时刻发生负荷削减,取0表示在 t 时刻不发生负荷削减, $t_{\text{max}}^{\text{cut}}$ 为单日最大削减次数。

可平移负荷能在一定时间区间内实现负荷转移,数学模型如式(24)所示:

$$\begin{cases} \sum_{t \in S^{\text{shift}}} \gamma_t^{\text{shift}} = 1 \\ \sum_{t \notin S^{\text{shift}}} \gamma_t^{\text{shift}} = 0 \\ S^{\text{shift}} = [t_{\text{start}}^{\text{shift}}, t_{\text{end}}^{\text{shift}} - t_d + 1] \cup \{t_0^{\text{shift}}\} \\ P_t^{\text{shift}} = (\gamma_t^{\text{shift}} P_t^{\text{shift}*}) \end{cases} \quad (24)$$

式中: γ_t^{shift} 为0-1变量,取1表示负荷平移至从 t 时刻开始,取0时表示负荷在 t 时刻不发生平移; S^{shift} 为可平

移负荷可响应的起始时刻集合; $t_{\text{start}}^{\text{shift}}$ 、 $t_{\text{end}}^{\text{shift}}$ 表示可平移负荷可响应时段的上下界; t_0^{shift} 为可平移负荷的原始起始时刻; t_d 为可持续时间, P_t^{shift} 为可平移负荷在 t 时刻的响应功率值, $P_t^{\text{shift}*}$ 为 t 时刻响应前可平移负荷值。

2 求解算法

CSO算法是一种基于种群的随机搜索算法,其独特的纵向交叉行为有助于粒子跳出局部最优,从而增强其全局搜索能力。此外,与其他的一些算法相比,CSO算法调整的参数较少,这降低了算法调参的复杂性^[19]。故本文模型的上层采用CSO算法求解,下层采用gurobi求解器求解。

2.1 纵横交叉算法

算法的横向交叉操作如式(25)所示。

$$\begin{cases} X(i,:)_{\text{HC}} = \beta_1 \times X(i,:) + (1 - \beta_1) \times X(j,:) + \\ \quad \gamma_1 \times (X(i,:) - X(j,:)) \\ X(j,:)_{\text{HC}} = \beta_2 \times X(j,:) + (1 - \beta_2) \times X(i,:) + \\ \quad \gamma_2 \times (X(j,:) - X(i,:)) \end{cases} \quad (25)$$

式中: $X(i,:)_{\text{HC}}$ 和 $X(j,:)_{\text{HC}}$ 为进行横向交叉运算后的子代; $X(i,:)$ 、 $X(j,:)$ 分别为父代的第 i 个和第 j 个粒子; β_1, β_2 为 $[0,1]$ 之间的随机数, γ_1, γ_2 为 $[-1,1]$ 之间的随机数。

完成横向交叉后,便进行适应度计算,然后比较父代和子代的适应度,并保留适应度更好的解,然后以一定的概率执行纵向交叉操作。纵向交叉是对种群中不同粒子的所有维度之间进行算术交叉。纵向交叉操作如式(26)所示。

$$X(i, d_1)_{\text{VC}} = \lambda_0 X(i, d_1) + (1 - \lambda_0) X(i, d_2), \quad d_1 \neq d_2 \quad (26)$$

式中: λ_0 为 $[0,1]$ 之间的随机数; $X(i, d_1)_{\text{VC}}$ 为第 i 个粒子的第 d_1 维和 d_2 维通过纵向交叉产生的子代。

2.2 算法求解流程

双层规划模型在求解过程中上下层会产生交互,既把上层的规划结果传递给下层,下层根据上层的优化结果进行运行调度,下面是求解的具体步骤:

(1) 输入DPV、ESS参数和网架结构参数,确定DPV、ESS待安装节点、待升级线路和柔性负荷响应节点,对粒子和粒子速度进行初始化。

(2) 随机选取2个不同粒子按式(25)更新粒子位置,进行投资成本和可靠性收益计算后,将粒子传入下层,下层结合光伏、负荷场景并根据上层的光储选址定容和网架升级方案采用gurobi求解器进行优化调度,将优化运行的结果传递给上层,上层根据式(12)进行适应度计算,便可获得当前粒子的适应度。通过与更新前的粒子进行适应度比较后,留下适应度较好的粒子。

(3) 按照式(26)以一定的概率进行纵向交叉,然后进行适应度计算,并留下适应度更好的粒子。

(4) 判断仿真次数是否达到最大仿真次数或满足最小误差,若满足则输出优化结果,若不满足则返回步骤(2)。

3 算例分析

3.1 模型参数设置

本文的研究对象是配电网特定的10 kV线路,以IEEE33节点系统作为仿真算例,馈线结构见图2。其中,线路1、18、22、25装设有断路器,线路33装设有联络开关,其余线路均装设隔离开关,线路1~10的型号为LGJ-70,单位阻抗为 $(0.45 + j0.38) \Omega/\text{km}$,最大负荷电流为295 A;其余线路的型号为LGJ-35,单位阻抗为 $(0.85 + j0.42) \Omega/\text{km}$,最大负荷电流为170 A。线路使用寿命均为15年,单位长度升级费用为25.2万元/km。本文仅对型号为LGJ-35的线路进行升级,升级后的线路型号为LGJ-70。

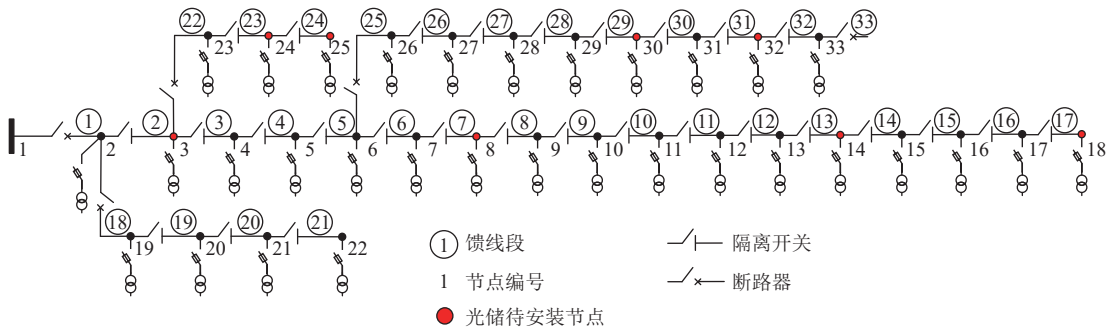


图2 算例网架结构图

Fig.2 The structure of calculation example

在IEEE33节点系统中,DPV的待安装节点为{3,8,14,18,24,25,30,32},ESS待安装节点与DPV相同,各个节点DPV或ESS设备最大接入数量均为3,系统最大DPV和ESS设备接入数量分别为20和18;待升级线路编号为线路22~29;柔性负荷节点为{2,7,8,14,24,30,32},最大可削减、可平移负荷比例均为该节点负荷量的15%,可削减负荷单日最大削减次数为

8,可平移负荷在调度前所在的时段为10:00~12:00。负荷参数参考文献[18];DPV、ESS和柔性负荷的参数见表1^[5,17-18,20];分时电价参数见表2;典型日负荷曲线和光伏典型日出力曲线见图3;可靠性评估参数参考文献[15]。模型上层权重系数均取0.5,下层的权重系数 η_1 、 η_2 分别取0.666 7和0.333 3。

表 1 DPV, ESS和柔性负荷的参数
Table 1 Parameter of DPV, ESS and flexible load

参数	参数	参数	参数
光伏、储能寿命/年	10	单组储能额定容量	600 kWh(95 kW)
贴现率	0.08	单组光伏额定容量/kW	100
单台光伏设备投资成本/万元	50	单位光伏政府补贴系数/(元·(kWh) ⁻¹)	0.2
光伏单位电量运行维护费用/(元·(kWh) ⁻¹)	0.5	可削减负荷单价/(元·(kWh) ⁻¹)	0.4
单台储能设备投资成本/万元	76	可平移负荷单价/(元·(kWh) ⁻¹)	0.2
储能单位电量运行维护费用/(元·(kWh) ⁻¹)	0.05	柔性负荷响应始/末时刻/h	4/22
储能充/放电效率	0.95	可平移负荷持续时间/h	2

表 2 分时电价
Table 2 Time-of-use power price

	时段	价格/(元·(kWh) ⁻¹)
高峰段	8:00~12:00,17:00~22:00	1.021
平时段	12:00~17:00,22:00~23:00	0.697
低谷段	0:00~8:00,23:00~24:00	0.253

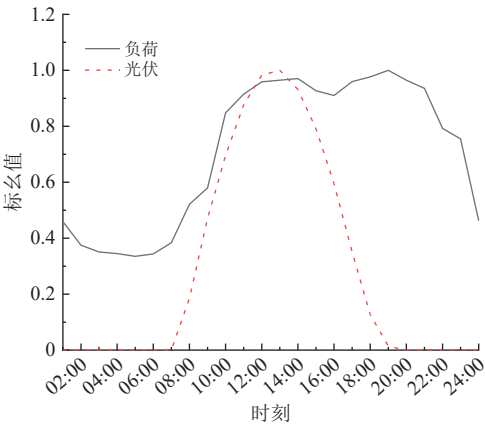


图 3 典型日光伏、负荷标么值曲线
Fig.3 Per unit value of PV and load in typical day

本文模型的上层采用CSO算法求解,其中,种群数量设置为30,最大迭代次数设置为150次,纵向交叉概率设置为0.8;下层模型使用gurobi求解器求解。

3.2 结果与分析

3.2.1 仿真结果分析

本文模型的优化规划结果和运行结果见表3的方案1,协调规划后系统装设1.9 MW的DPV和

9 MWh的ESS,3条升级线路均靠近电源处以保证线路不会过载。

为了更好地说明运行层中的源荷储之间的协调运行,分析节点24在典型日下DPV、ESS和柔性负荷协同运行情况,结果如图4所示。对于ESS,纵轴为正的部分代表ESS充电,纵轴为负的部分代表ESS放电。凌晨时分分为电价的低谷时期,此时的负荷量较小,故ESS发挥峰谷套利的作用开始充电,同时将负荷高峰时段的可平移负荷平移至负荷量以及电价较低的时段;上午时分,负荷量开始逐渐增加以及电价的提高,为了保证经济性,降低购电成本,此时由光储一同出力,并削减一部分负荷。12:00~17:00是电价的平时段,DPV在该时段持续出力。在中午时分由于负荷量较大,故在该时段由光储持续出力并削减一部分负荷,而在下午时分,ESS为了应对即将到来的高电价高负荷时期在该时间段内充电;17:00~22:00的电价较高,且负荷量较大,为了减少购电成本,ESS再次发挥峰谷套利的作用,开始放电,同时,削减一定的负荷量以减少购电功率,以保证经济性。

3.2.2 经济性和可靠性对比分析

为了验证所提联合规划模型的有效性、分析不同模型下规划结果的可靠性和经济性,设置如下对比方案。

方案1: 本文提出的模型;方案2: 在模型1的基础上,不考虑柔性负荷响应;方案3: 在模型1的基础上,不考虑ESS和柔性负荷响应;方案4: 在模型1的基础上,不考虑DPV、ESS、柔性负荷响应和网架升级改造

表 3 不同规划模型下的规划结果
Table 3 Planning scheme of each model

方案	DPV安装节点(配置容量/MW)	ESS安装节点(配置容量/MWh)	升级线路	投资成本/ 万元	运行成本/ 万元	f_{rel}/MWh	f_1
方案1	3(0.3), 8(0.2), 14(0.3), 18(0.2), 24(0.3), 25(0.1), 30(0.3), 32(0.2)	3(1.8), 8(0.6), 14(1.2), 18(1.2), 24(1.2), 25(1.8), 30(0), 32(1.8)	22,23,29	311.47	1 339.88	1.63	0.115
方案2	3(0.3), 8(0.3), 14(0.2), 18(0.1), 24(0.2), 25(0.1), 30(0.3), 32(0.3)	3(1.2), 8(0.6), 14(1.2), 18(1.2), 24(1.8), 25(0.6), 30(0.6), 32(1.8)	22,23,28,29	304.02	1 395.23	1.35	0.182
方案3	3(0.2), 8(0.2), 14(0.2), 18(0.2), 24(0), 25(0.3), 30(0.2), 32(0.3) 16		22,23,24,26, 27,28,29	119.22	1 637.30	0.30	0.460
方案4				0	1 872.76	0	0.569
方案5	3(0.2), 8(0.2), 14(0.2), 18(0.1), 24(0.1), 25(0.1), 30(0.3), 32(0.2)	3(1.2), 8(1.2), 14(1.2), 18(1.2), 24(1.2), 25(0.6), 30(1.2), 32(1.2)	22,23,28,29	285.54	1 359.85	1.07	0.235

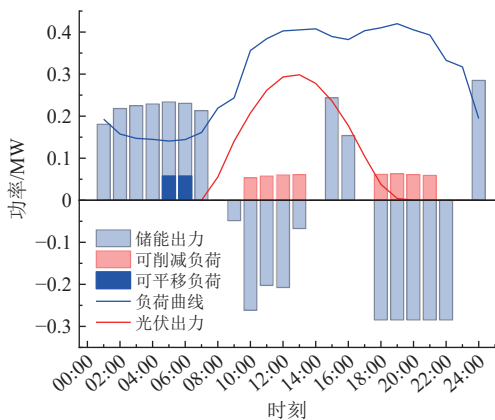


图 4 节点24典型日运行结果
Fig.4 The operation result of node 24 in typical day

造。方案5:仅考虑经济成本的“源-网-荷-储”协调规划。
基于CSO算法和gurobi求解器,得到各模型的求解结果如表3和表4所示,其中,模型1~5所得出的规

划方案分别对应表3和表4中的方案1~5。特别说明的是,表3中方案5的可靠性收益是通过优化规划得到的光储配置结果后再进行可靠性指标计算所得。

根据表3和表4,对规划的结果进行对比分析。对比方案1和方案2,从配置角度看,两方案均配置了9 MWh的ESS,但是方案1接入的DPV容量为1.9 MW,方案2接入的DPV容量为1.8 MW,故方案1的投资成本略多于方案2。从运行的角度看,方案1的总运行成本比方案2少55.35万元,其中网损成本和购电成本分别比方案2少2.03和64.24万元。图5为方案1中节点24的柔性负荷响应结果,结合图5分析可知,柔性负荷可以和ESS一样在分时电价的制约下发挥削峰填谷的作用,在一定程度上柔性负荷的响应可以减轻系统对ESS的依赖,提高运行经济性。方案2的电压偏移量比方案1高4.89%,经济成本比方案1多50.2万元的同时可靠性收益更低,总体看来,方案1更优。

表 4 不同规划方案下的运行成本
Table 4 Operation cost of each scenario

方案	$C_{\text{OPE}}^{\text{main}}/\text{万元}$	$C_{\text{OPE}}^{\text{loss}}/\text{万元}$	$C_{\text{OPE}}^{\text{EL}}/\text{万元}$	$C_{\text{OPE}}^{\text{Grid}}/\text{万元}$	$C_{\text{OPE}}^{\text{R}}/\text{万元}$	$\Delta U^{\text{aft}}/10^3$	f_2
方案1	272.59	25.28	6.60	1 132.24	96.84	13.92	0.73
方案2	263.18	27.31		1 196.48	91.74	14.60	0.76
方案3	187.90	39.98		1 484.59	75.16	15.07	0.85
方案4		58.63		1 814.12		18.18	1
方案5	215.34	27.61	6.63	1 181.61	71.36	14.75	0.75

对方案3进行分析:从配置角度看,由于方案3不安装储能设备,故方案3的投资成本要比方案1少192.25万元,比方案2少184.8万元,同时,可靠性收益也显著低于方案1和方案2;从运行角度看,方案3的运行成本比方案1多297.42万元,比方案2多242.07万元,其中,方案3的网损成本、购电成本分别比方案2多12.67万元、288.11万元,这是由于ESS的加入有利于改善系统中的潮流分布,在分时电价的机制下,ESS的峰谷套利能带来更好的经济性;同时,方案2的

电压偏移量要优于方案3,这是因为ESS的接入给节点电压提供了支撑。与方案4相比,DPV的装设减少了系统的运行成本,但由于DPV出力高峰时段负荷量也较大,故可靠性收益较低。与其他方案相比,方案3的升级线路数量最多,这是由于DPV的接入易使得配电网中的线路发生重过载的问题,为了接入更多的光伏从而升级了更多线路,表明联合规划可以延缓配电线路升级,减少线路建设成本。值得注意的是,尽管方案3在规划时未考虑ESS,但是方案3装设

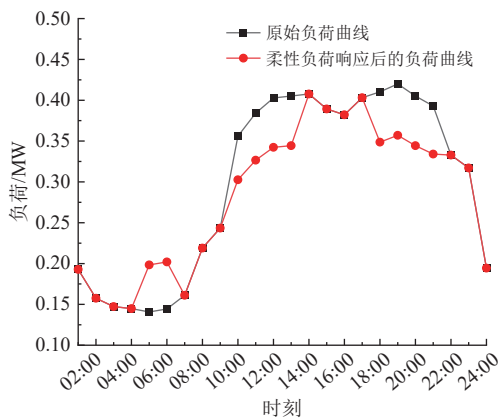


图5 节点24柔性负荷响应情况

Fig.5 Response of flexible load of node 24

的DPV容量为1.6 MW,多于方案5(1.4 MW),这是由于方案3在规划模型中考虑了可靠性,为了提高可靠性而增加DPV的装设数量。

对比方案1和方案5,从配置的角度看,方案1的投资成本比方案5多25.93万元,这是由于方案1考虑了可靠性而配置了更多的DPV。根据表3,与方案5相比,方案1在节点3、节点24和节点25上共配置了0.7 MW的DPV和4.8 MWh的ESS,而方案5配置0.4 MW的DPV和3 MWh的ESS,这是由于节点24和节点25的负荷量较大,且该节点所在支线上没有配备联络开关,为了保证可靠性而装设了更多的光储设备;对于节点3,由于该节点为馈线的公共连接点而且与负荷量较大的节点24和节点25所在的支线相连接,故亦在此处装设较多的光储设备。从运行角度看,方案1的经济成本比方案5多5.96万元,方案5有更好的经济性,但从可靠性角度来看,方案1的可靠性收益要比方案5多14.32%,这是因为方案5的规划模型中仅从经济性的角度出发,导致DPV和ESS设备的装设数量较少,并且光储设备的装设节点没有从提升可靠性的角度出发,导致方案5的可靠性收益低于方案1,同时,方案5的综合指标也明显高于方案1。

综上所述,同时考虑可靠性和经济性后的“源-网-荷-储”协调规划能够确保可靠性的同时保持良好的经济性,同时兼顾了电压偏移量。

3.2.3 算法收敛性分析

模型的求解收敛过程对比如图6所示。由于方案4未涉及到DPV和ESS的选址定容,方案5仅考虑经济性,仅对方案1、2、3的迭代求解过程进行比较。根据图6,由于方案3未考虑ESS和柔性负荷,模型复杂度较低,故方案3的综合指标迭代到70代时收敛至0.46;方案2迭代到95代时收敛至0.194;方案1因同时考虑

了ESS和柔性负荷,其迭代到103代时收敛至0.115,综合指标最低。各模型在迭代到一定次数后均已收敛,表明CSO算法适用于本文的模型求解。

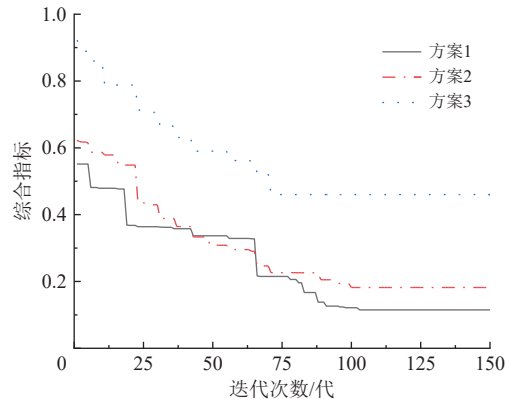


图6 算法收敛过程对比

Fig.6 Comparison of the algorithm convergence processes

4 结语

本文提出考虑可靠性和经济性的“源-网-荷-储”协调规划模型,并采用CSO算法和gurobi求解器联合求解。通过典型日负荷和光伏出力数据在标准算例上进行仿真分析,与已有的规划方法进行分析比较,结果表明,在考虑可靠性后的“源-网-荷-储”协调规划在降低配电网的运行经济性以及提升可靠性方面更具优势,同时还能兼顾运行时的电压偏移量。

参考文献:

- [1] CHENG Y H, ZHANG N, WANG Y, *et al.* Modeling carbon emission flow in multiple energy systems[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(4): 3562-3574.
- [2] 国家能源局. 发布2023年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2024-01-28) [2024-10-28]. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202401/content_6928723.htm.
- [3] 赵伟, 熊正勇, 潘艳, 等. 计及碳排放流的电力系统低碳规划[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(9): 23-33.
ZHAO W, XIONG Z Y, PAN Y, *et al.* Low-carbon planning of power system considering carbon emission flow[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(9): 23-33.
- [4] 孙玉树, 杨敏, 师长立, 等. 储能的应用现状和发展趋势分析[J]. *高电压技术*, 2020, 46(1): 80-89.
SUN Y S, YANG M, SHI C L, *et al.* Analysis of application status and development trend of energy storage[J]. *High Voltage Engineering*, 2020, 46(1): 80-89.
- [5] 陈长青, 李欣然, 张冰玉, 等. 考虑负荷动态特性的多阶段光储协调规划研究[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(6): 8-16.
CHEN C Q, LI X R, ZHANG B Y, *et al.* Research on multi-

- stage optical storage coordination planning considering load dynamic characteristics[J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2022, 43(6): 8-16.
- [6] LI Y, FENG B, WANG B, *et al.* Joint planning of distributed generations and energy storage in active distribution networks: a Bi-Level programming approach[J]. *Energy*, 2022, 245: 123226.
- [7] 刘金森, 罗宁, 王杰, 等. 基于海量场景降维的配电网源网荷储协同规划[J]. *中国电力*, 2022, 55(12): 78-85.
- LIU J S, LUO N, WANG J, *et al.* Massive scenario reduction based distribution-level power system planning considering the coordination of source, network, load and storage[J]. *Electric Power*, 2022, 55(12): 78-85.
- [8] 张忠会, 雷大勇, 李俊, 等. 基于自适应 ε -支配多目标粒子群算法的含SOP的主动配电网源-网-荷-储双层协同规划模型[J]. *电网技术*, 2022, 46(6): 2199-2212.
- ZHANG Z H, LEI D Y, LI J, *et al.* Source-network-load-storage bi-level collaborative planning model of active distribution network with SOP based on adaptive ε -dominating multi-objective particle swarm optimization algorithm[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2199-2209.
- [9] 郑洁云, 宣菊琴, 易辰颖, 等. 考虑电动汽车充电站的主动配电网“源-网-荷-储”协调规划[J]. *武汉大学学报(工学版)*, 2023, 56(1): 9-19.
- ZHENG J Y, XUAN J Q, YI C Y, *et al.* “Source-grid-load-storage” coordinated planning of active distribution network considering electric vehicle charging station[J]. *Engineering Journal of Wuhan University*, 2023, 56(1): 9-19.
- [10] 周保荣, 黄廷城, 张勇军. 计及激励型需求响应的微电网可靠性分析[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(13): 70-78.
- ZHOU B R, HUANG T C, ZHANG Y J. Reliability analysis on microgrid considering incentive demand response[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(13): 70-78.
- [11] 丁健, 马春雷, 陈宣林, 等. 计及“源-网-荷”影响的主动配电网可靠性评估[J]. *电网与清洁能源*, 2020, 36(3): 18-26.
- DING J, MA C L, CHEN X L, *et al.* Reliability evaluation of active distribution network considering “Supply-Grid-Load”[J]. *Power System and Clean Energy*, 2020, 36(3): 18-26.
- [12] 侯美倩, 牛启帆, 邢洁, 等. 计及可靠性的含源配电网储能系统的优化配置[J]. *储能科学与技术*, 2023, 12(2): 504-514.
- HOU M Q, NIU Q F, XING J, *et al.* Optimal configuration of energy storage system in active distribution network with the consideration of reliability[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2023, 12(2): 504-514.
- [13] 李振坤, 李一骄, 张代红, 等. 储能设备对有源配电网供电可靠性的影响分析及优化配置[J]. *电网技术*, 2018, 42(11): 3676-3683.
- LI Z K, LI Y J, ZHANG D H, *et al.* Influence analysis of energy storage device on reliability of distribution network and its optimal allocation[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(11): 3676-3683.
- [14] 马天祥, 段昕, 卢志刚, 等. 计及供电可靠性评估的地区电网风储电站选址定容方法[J]. *智慧电力*, 2021, 49(7): 36-43.
- MA T X, DUAN X, LU Z G, *et al.* Optimal siting and sizing method of wind storage power station in regional power grid considering power supply reliability assessment[J]. *Smart Power*, 2021, 49(7): 36-43.
- [15] 葛少云, 孙昊, 刘洪, 等. 考虑可靠性与故障后负荷响应的主动配电网供电能力评估[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(6): 77-84.
- GE S Y, SUN H, LIU H, *et al.* Power supply capability evaluation of active distribution network considering reliability and post-fault load response[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(6): 77-84.
- [16] 郭一帆, 欧阳森, 张晋铭, 等. 含小水电配电网重要负荷评估及其水光储优化配置方法[J]. *广东电力*, 2024, 37(5): 32-42.
- GUO Y F, OUYANG S, ZHANG J M, *et al.* Assessment of critical load and optimization configuration method for small hydropower distribution network with integrated Hydro-PV-energy storage[J]. *Guangdong Electric Power*, 2024, 37(5): 32-42.
- [17] 孙川, 汪隆君, 许海林. 用户互动负荷模型及其微电网日前经济调度的应用[J]. *电网技术*, 2016, 40(7): 2009-2016.
- SUN C, WANG L J, XU H L. An interaction load model and its application in microgrid day-ahead economic scheduling[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(7): 2009-2015.
- [18] 刘自发, 于普洋, 李颀雨. 计及运行特性的配电网分布式电源与广义储能规划[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(3): 72-79.
- LIU Z F, YU P Y, LI J Y. Planning of distributed generation and generalized energy storage in distribution network considering operation characteristics[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(3): 72-79.
- [19] MENG A, CHEN Y, YIN H, *et al.* Crisscross optimization algorithm and its application[J]. *Knowledge-Based Systems*, 2014, 67: 218-229.
- [20] 任智君, 郭红霞, 杨苹, 等. 含高比例可再生能源配电网灵活资源双层优化配置[J]. *太阳能学报*, 2021, 42(9): 33-38.
- REN Z J, GUO H X, YANG P, *et al.* Double-layer optimal configuration of flexible resources with high proportion of renewable energy distribution network[J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2021, 42(9): 33-38.

(责任编辑: 张玮欣 英文审核: 熊荣斌)