第 51 卷 第 10 期：5064-5077 高电压技术 Vol.51, No.10: 5064-5077
2025 年 10 月 31 日 High Voltage Engineering October 31, 2025
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250023

兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的多类型储能设备配置策略

孙少华[1,2]，李更丰[1,2]，邹文秋[2]，杨祺铭[3]，别朝红[1,2]
（1. 西安交通大学未来技术学院，西安 710049；2. 电工材料电气绝缘全国重点实验室(西安交通大学)，西安 710049；3. 国网上海市电力公司浦东供电公司，上海 200120）

摘　要：新能源的强不确性叠加极端事件频发给新型电力系统建设带来了巨大挑战，面向单一场景的资源配置方法难以满足电力系统多场景建设需求。考虑储能设备具有平抑波动与功率支撑的多重功效，因此该文提出了兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的多类型储能设备配置策略。首先，对比分析了不同类型储能典型特征；之后，建立考虑投资约束的储能设备配置主问题模型、考虑经济性收益的常规场景运行子问题模型以及考虑弹性提升的极端场景运行子问题模型；然后，将配置主问题分别与两个运行子问题进行联合建模，并通过最优割集对其进行交替迭代求解，引入了基于纳什谈判的多目标博弈模型作为收敛判据，协调常规场景收益与极端场景收益，所获配置方案综合收益最优。算例验证了所提模型可行性与有效性。
关键词：经济性；弹性；多场景；储能设备；配置

Multi-type Energy Storage Equipment Configuration Strategy Balancing Economy in Conventional Scenarios and Resilience in Extreme Scenarios

SUN Shaohua[1,2], LI Gengfeng[1,2], ZOU Wenqiu[2], YANG Qiming[3], BIE Zhaohong[1,2]
(1. School of Future Technology, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 2. State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment(Xi'an Jiaotong University), Xi'an 710049, China; 3. Pudong Power Supply Company, State Grid Shanghai Electric Power Co., Ltd., Shanghai 200120, China)

Abstract：The strong uncertainty of new energy coupled with frequent extreme events has brought huge challenges to the construction of new power systems (NPS), and resource configuration methods for a single scenario are difficult to meet the construction needs of multi-scenario in NPS. Considering that energy storage equipment has multiple functions of stabilizing fluctuations and supporting power, we propose a multi-type energy storage equipment configuration strategy balancing the economy of conventional scenarios with resilience of extreme scenarios. Firstly, we analyze the typical characteristics of different types of energy storage. Afterwards, we establish an energy storage equipment configuration master problem model considering investment constraints, the conventional scenario operation sub problem model considering economic benefits, and the extreme scenario operation sub-problem model considering resilience enhancement. Then, the configuration master problem is jointly modeled with two operation sub-problems separately, and iteratively solved based on the optimal cut constraints. A multi-objective game model based on Nash Bargaining is introduced as the convergence criterion to coordinate the benefits of conventional and extreme scenarios. The obtained configuration scheme achieves the optimal comprehensive benefit. The feasibility and validity of proposed model are verified by the example.
Key words：economy; resilience; multiple scenarios; energy storage equipment; configuration

0　引言

“双碳”背景下，我国电力系统向着以新能源为主体的新型电力系统有序演进[1-3]，系统在安全稳定运行的前提下兼顾高比例新能源消纳。近年来，台风、暴雨以及人为攻击等极端事件频发严重威胁电力系统安全稳定运行，例如 2023 年华北地区夏季暴雨、南京雷暴、山东地区冬季暴雪、2024 年台风

基金资助项目：国家自然科学基金优秀青年科学基金(52222705)。
Project supported by National Outstanding Youth Science Fund Project of National Natural Science Foundation of China (52222705).

“摩羯”均引发配电系统设备不同类型故障，造成配网系统供电短缺或失负荷。叠加高比例新能源接入，其固有不确定性将进一步威胁新型电力系统的安全稳定运行。为提升极端事件下系统安全稳定运行能力，面向弹性提升的新型电力系统储能设备规划研究刻不容缓，结合新型电力系统高比例新能源消纳需求，考虑储能设备在常规场景下可以参与系统日常削峰填谷、平抑新能源波动，新型电力系统规划建设应当统筹考虑储能设备在常规场景下的经济性效益以及极端场景下的弹性效益[4-6]，充分挖掘配置资源的多场景应用潜力，提升新型电力系统中储能设备配置的多场景综合效益。

目前，国内外仅针对日常安全稳定调节或极端场景弹性提升的单一场景需求展开储能设备配置研究。其中，考虑常规场景运行经济性的储能设备规划重点关注面向风光功率预测偏差补偿[7]、新能源出力波动平抑[8]、削峰填谷[9]、缓解通道阻塞[10]等日常调节的配置研究。文献[9]考虑新能源高比例入网，结合多种储能形式，研究了满足特征目标的能源大基地构建方法，保证新型电力系统安全、经济、绿色协同运行。文献[10]考虑电力系统日常运行供需失衡引发的通道阻塞问题，从技术、经济、建设 3 方面研究了缓解网络阻塞的储能规划综合评价方法。面向极端场景弹性提升的储能设备规划研究侧重于以下两方面：1）小概率-高损失极端场景特征刻画及其对电力系统影响机理建模；2）基于小概率-高损失极端场景特性研究，对不同类型储能设备协同规划建模，实现多类型资源协调互补支持系统快速恢复[11-12]。在极端场景刻画研究中，主要针对台风[13]、暴雨[14]、地震[15]、山火[16-17]等多种极端事件的致灾因子与演变特性、时空相关性[18]进行刻画，建立极端场景下电力系统故障概率模型；而在考虑储能设备的分布式资源配置过程中，则考虑极端事件下电力设备故障概率[19]以及故障分布情况，综合固定储能(fixed energy storage system, FESS)、智能开关[20]、线路加固[21]等固定式资源以及应急燃油车[22]、移动储能(mobile energy storage system, MESS)[23]、电动汽车(electric vehicle, EV)[24]、维修队[25]等移动式资源进行协同配置与优化调度，提升系统弹性水平。文献[20]考虑极端事件后故障隔离需求，基于防御-攻击-防御(defender-attacker- defender, DAD)框架，搭建了面向弹性提升的智能远动开关优化配置模型，有效降低了故障区域范围。文献[21]则考虑杆塔加固与储能相协调的配置方法，在保证系统快速恢复的同时降低防灾抗灾成本投资。文献[23]针对多种典型故障场景，对分布式资源进行灾前“一次性”预部署，以及灾后“一次性”调度，提升了系统灾后恢复效率。上述文献仅针对常规场景或者极端场景进行分布式资源配置，未能有效挖掘灵活资源的多场景应用潜力。文献[26]采用固定储能与移动储能协同规划方案，通过合理的配置提升弹性的同时考虑了常规削峰填谷收益，但未从运行层面考虑资源配置下系统弹性提升与日常经济性的效益，且未能挖掘广泛分布的 EV 的弹性潜力。

不同场景下，储能设备具有多重“身份”，可以发挥不同功能效用。其中，在常规场景下储能设备可参与削峰填谷、平抑波动等电网日常安全稳定调节；极端场景下，亦可转变为弹性资源为失电负荷提供功率支撑。考虑极端事件具有小概率—高损失特性，储能设备应对极端事件的利用小时数远低于设备一般利用时长，若仅考虑极端事件下储能设备的功率支撑功用，则会造成资源极大闲置、投资效益低下的问题。因此，亟需开展兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的多类型分布式电源配置方法研究。此外，广泛分布且日益增长的 EV 通过租赁形式参与失负荷功率支撑中，可有效节省储能本体配置成本。本文结合现有 EV 资源，针对固定储能、移动储能以及 V2G (vehicle to grid)站点进行协同配置，旨在以最小资源投资实现极端场景弹性提升并兼顾常规场景经济性。

首先，本文对比了不同类型储能资源的典型特征与配置条件；其次，在储能设备规划层面，建立了考虑不同设备投资成本的配置模型，在运行层面，分别建立了考虑经济性收益的常规场景运行子问题模型以及考虑弹性提升的极端场景运行子问题模型；然后，引入最优割约束并基于纳什谈判理论构建多目标博弈模型作为收敛判据，指导模型交替迭代求解过程；最后，通过算例验证所提兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的多类型储能设备配置策略的有效性。

1 多类型储能特性分析

固定储能、移动储能、EV 等不同类型储能设备既可参与电力系统常规场景下削峰填谷又可为极端场景下失电负荷的提供功率支撑。但受限于不同

类型储能属性特征以及时空特性，其在电力系统中调节作用与功能定位有所区别。表 1 从时空转移、响应特性、自主性、功能特性、成本投资等多个角度对比分析了不同类型储能设备的典型特性。

其中，固定储能：装配位置固定，不可进行空间转移，但单体功率-容量大，投资成本主要有站址成本+储能本体成本，单位功率/容量成本最低；移动储能，具有时空转移性，可以满足不同区域的负荷供电需求，功率-容量较大，投资成本主要有储能本体+车辆本体，单位功率/容量成本最高；移动储能与固定储能服从电网统一调度，可以积极响应多场景应用；电动汽车受限于出行与充电行为，时空转移范围有限，单体功率-容量较小但数量多，通过价格激励与有序引导，集群 EV 功率-容量较大，其参与多场景调节依赖于 V2G 站点，相关投资成本主要有 V2G 站点成本以及 EV 功率-容量租赁费用。在兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的储能设备协同配置研究中，应当有效协调不同类型储能资源，挖掘系统现有 EV 参与极端场景下功率支撑与常规场景调节的潜力，并配合配置固定储能以及移动储能，在保障电网常规场景运行经济性的同时，提升电网主动应对极端事件的能力。

表 1 不同类型储能特性以及场景应用

Table 1 Different types of energy storage characteristics and scenario application

储能类型	转移性	响应功率	响应容量	自主性	场景应用	储能配置	站址投资
固定储能	不可转移	大	大	统一调度	(负荷/电源)	储能本体	站址
移动储能	可转移(范围大)	较大	较大	统一调度	(负荷/电源)	储能本体	车辆本体
电动汽车	可转移(范围有限)	单体小	单体小	有序引导价格激励	常规场景(负荷) 极端场景(电源)	容量租赁	V2G站址

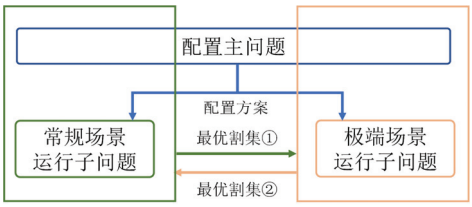


图 1 配置主问题模型与 2 个子问题模型关系

Fig.1 Relationship between planning master-problem model and two slave-problem models

2 兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的多类型储能设备配置建模

多类型储能设备配置模型的目标函数为最小化投资成本。考虑常规场景下储能设备可以参与日常削峰填谷，本文构建了常规场景经济性运行子问题模型，挖掘配置资源常规场景下的经济性效益；此外，在极端场景下，该类资源亦参与灾后电力负荷快速恢复，因此本文构建了极端场景弹性子问题模型；挖掘配置资源极端场景下的弹性效益。

资源配置模型与 2 个子问题模型关系如图 1 所示。本文，首先将配置主问题与考虑经济性收益的常规场景运行子问题构建为面向常规场景经济性的配置子模型，以最小化投资成本且最大化日常削峰填谷经济效益为目标函数，在模型迭代求解中获取关于资源配置的最优割集①；之后考虑配网系统可能遭遇的最恶劣场景，将配置主问题与考虑弹性提升的极端场景运行子问题构建为面向极端场景弹性提升的配置子模型，以最大化系统断线故障后负荷恢复效益为目标函数，在模型迭代求解中关于资源配置的最优割约束集②；在交替迭代求解中相互传递最优割集，直至收敛判据满足终止条件。该模型在迭代中通过最优割集传递，将常规场景经济性约束与极端场景弹性约束传递至配置主问题模型中，所获得配置策略能够有效兼顾多场景需求。

本文采用“固定储能+移动储能+V2G 站点”3 种储能设备协同的配置策略。其中，EV 通过容量租赁与有序引导接入 V2G 站点，在常规场景下作为负荷参与日常削峰调节；在极端场景下作为电源参与系统灾后快速恢复，提供功率支撑。

2.1 储能设备配置主问题

本文中资源配置主问题的目标函数为：

$$C^{\mathrm{TOTAL}} = C^{\mathrm{FESS}} + C^{\mathrm{MESS}} + C^{\mathrm{V2G}} \tag{1}$$

式中：C^{TOTAL} 为投资总成本；C^{FESS}、C^{MESS}、C^{V2G} 分别为固定储能、移动储能、V2G 站点配置成本。

投资规划约束集包括固定储能配置成本约束、移动储能配置成本约束、V2G 站点配置成本约束。

2.1.1 固定储能配置约束

1）固定储能投资成本

$$C^{\mathrm{FESS}} = C^{\mathrm{FESS,e}} + C^{\mathrm{FESS,o}} + C^{\mathrm{FESS,s}} \tag{2}$$

$$C^{\mathrm{FESS,e}} = \sum_{f\in B}\left(c^{\mathrm{FESS,P}} P_f^{\mathrm{FESS,R}} + c^{\mathrm{FESS,E}} E_f^{\mathrm{FESS,R}}\right) \tag{3}$$

$$C^{\mathrm{FESS,o}} = \frac{1}{\beta^{\mathrm{FESS}}} \sum_{f\in B} c^{\mathrm{FESS,o}} P_j^{\mathrm{FESS,R}} \tag{4}$$

$$\beta^{\mathrm{FESS}}=\frac{r^{\mathrm{FESS}}(1+r^{\mathrm{FESS}})^{Y^{\mathrm{FESS}}}}{(1+r^{\mathrm{FESS}})^{Y^{\mathrm{FESS}}}-1} \tag{5}$$

$$C^{\mathrm{FESS,s}}=\sum_{f\in B}\left(c_f^{\mathrm{FESS,s}}\sigma_f^{\mathrm{FESS}}\right) \tag{6}$$

式中：$C^{\mathrm{FESS,e}}$为固定储能本体成本；$C^{\mathrm{FESS,o}}$为运维成本；$C^{\mathrm{FESS,s}}$为固定储能站址成本；B为电网节点集合；$c^{\mathrm{FESS,P}}$和$c^{\mathrm{FESS,E}}$分别为固定储能单位功率与容量成本系数；$c^{\mathrm{FESS,o}}$为固定储能年运维成本系数；$c_f^{\mathrm{FESS,s}}$为节点f固定储能站址成本系数；$P_f^{\mathrm{FESS,R}}$和$E_f^{\mathrm{FESS,R}}$分别为节点f配置的固定储能功率与容量；β^{FESS}为固定储能的投资回收系数，通过年运维成本折算为初始运维成本；r^{FESS}为贴现率；Y^{FESS}为固定储能的使用年限；$\sigma_f^{\mathrm{FESS}}\in\{0,1\}$表征节点$f$是否配置固定储能，配置为1，否则为0。

式(2)为固定储能总投资成本；式(3)为配置固定储能功率与容量投资成本；式(4)为固定储能运维成本；式(5)为资本回收系数；式(6)为固定储能站址投资成本。

2）固定储能配置约束

$$\begin{cases}0\le P_f^{\mathrm{FESS,R}}\le\sigma_f^{\mathrm{FESS}}P_{f,\max}^{\mathrm{FESS,R}}\\0\le E_f^{\mathrm{FESS,R}}\le\sigma_f^{\mathrm{FESS}}E_{f,\max}^{\mathrm{FESS,R}}\end{cases},\forall f\in B \tag{7}$$

$$\sum_{f\in B}\sigma_f^{\mathrm{FESS}}\le N^{\mathrm{FESS}} \tag{8}$$

式中：$P_{f,\max}^{\mathrm{FESS,R}}$、$E_{f,\max}^{\mathrm{FESS,R}}$、$N^{\mathrm{FESS}}$分别为节点$f$处固定储能允许安装最大功率、最大容量、安装数量。

式(7)为安装储能最大功率和容量约束，式(8)为安装储能最大数量约束。

2.1.2 移动储能配置约束

1）移动储能投资成本

$$C^{\mathrm{MESS}}=C^{\mathrm{MESS,e}}+C^{\mathrm{MESS,o}} \tag{9}$$

$$C^{\mathrm{MESS,e}}=\sum_{f\in B}\left(c^{\mathrm{MESS,P}}P_f^{\mathrm{MESS,R}}+c^{\mathrm{MESS,E}}E_f^{\mathrm{MESS,R}}\right) \tag{10}$$

$$C^{\mathrm{MESS,o}}=\frac{1}{\beta^{\mathrm{MESS}}}\sum_{j\in B}c^{\mathrm{MESS,o}}P_f^{\mathrm{MESS,R}} \tag{11}$$

$$\beta^{\mathrm{MESS}}=\frac{r^{\mathrm{MESS}}(1+r^{\mathrm{MESS}})^{Y^{\mathrm{MESS}}}}{(1+r^{\mathrm{MESS}})^{Y^{\mathrm{MESS}}}-1} \tag{12}$$

式中：移动储能配置总成本C^{MESS}由移动储能本体成本$C^{\mathrm{MESS,e}}$与运维成本$C^{\mathrm{MESS,o}}$组成，无占地成本；$c^{\mathrm{MESS,P}}$和$c^{\mathrm{MESS,E}}$分别为移动储能单位功率和容量成本系数，$c^{\mathrm{MESS,o}}$为移动储能运行成本；$P_f^{\mathrm{MESS,R}}$和$E_f^{\mathrm{MESS,R}}$分别为节点f预部署的移动储能功率与容量；β^{MESS}为移动储能配置的投资回收系数；r^{MESS}为移动储能贴现率；Y^{MESS}为移动储能使用年限。式(9)—(12)与(1)—(4)含义相同。

2）移动储能安装约束

$$\begin{cases}0\le P_f^{\mathrm{MESS,R}}\le\sigma_f^{\mathrm{MESS}}P_{f,\max}^{\mathrm{MESS,R}}\\0\le E_f^{\mathrm{MESS,R}}\le\sigma_f^{\mathrm{MESS}}E_{f,\max}^{\mathrm{MESS,R}}\end{cases},\forall f\in B \tag{13}$$

$$\sum_{f\in B}\sigma_f^{\mathrm{MESS}}\le N^{\mathrm{MESS}} \tag{14}$$

式中：$P_{f,\max}^{\mathrm{MESS,R}}$，$E_{f,\max}^{\mathrm{MESS,R}}$，$N^{\mathrm{MESS}}$分别为节点$f$预部署移动储能最大允许功率、最大容量以及移动储能数量。式(13)—(14)与式(7)—(8)含义相同。

2.1.3 V2G站点配置约束

1）V2G站点投资成本

$$C^{\mathrm{V2G}}=C^{\mathrm{V2G,e}}+C^{\mathrm{V2G,o}}+C^{\mathrm{V2G,s}} \tag{15}$$

$$C^{\mathrm{V2G,e}}=\sum_{f\in B}\left(c^{\mathrm{V2G,P}}P_f^{\mathrm{V2G,R}}\right) \tag{16}$$

$$C^{\mathrm{V2G,o}}=\frac{1}{\beta^{\mathrm{V2G}}}\sum_{f\in B}c^{\mathrm{V2G,o}}P_f^{\mathrm{V2G,R}} \tag{17}$$

$$\beta^{\mathrm{V2G}}=\frac{r^{\mathrm{V2G}}(1+r^{\mathrm{V2G}})^{Y^{\mathrm{V2G}}}}{(1+r^{\mathrm{V2G}})^{Y^{\mathrm{V2G}}}-1} \tag{18}$$

$$C^{\mathrm{V2G,s}}=\sum_{f\in B}\left(c_f^{\mathrm{V2G,s}}\sigma_f^{\mathrm{V2G}}\right) \tag{19}$$

式中：C^{V2G}为V2G总投资与运行费用；$C^{\mathrm{V2G,e}}$为V2G设备成本；$C^{\mathrm{V2G,o}}$为运维成本；$C^{\mathrm{V2G,s}}$为固定储能站址成本；$c^{\mathrm{V2G,P}}$为V2G单位功率成本系数；$c^{\mathrm{V2G,o}}$为V2G年运维成本系数；$c_f^{\mathrm{V2G,s}}$为节点f V2G站址成本系数；$P_f^{\mathrm{V2G,R}}$为节点f配置的V2G额定功率；β^{V2G}为V2G的投资回收系数；r^{V2G}为贴现率；Y^{V2G}为V2G的使用年限；$\sigma_f^{\mathrm{V2G}}\in\{0,1\}$表征节点$f$是否配置V2G，配置为1，否则为0。

式(15)—(19)与式(2)—(6)含义相同，但V2G仅涉及功率配置成本。

2）V2G站点安装约束

$$0\le P_f^{\mathrm{V2G,R}}\le\sigma_f^{\mathrm{V2G}}P_{f,\max}^{\mathrm{V2G,R}},\forall f\in B \tag{20}$$

$$\sum_{j\in B}\sigma_j^{\mathrm{V2G}}\le N^{\mathrm{V2G}} \tag{21}$$

式中：$P_{f,\max}^{\mathrm{V2G,R}}$和$N^{\mathrm{V2G}}$分别为节点$f$站点V2G的最大允许安装功率与安装数量。式(20)—(21)与式(7)—(8)含义相同。

2.2 考虑经济性收益的常规场景运行子问题建模

常规场景下储能参与日常安全稳定调节，主要通过储能充放电削减常规状态下负荷的峰谷差，实现日常削峰填谷的经济性收益。其中，固定储能、移动储能通过充放电行为参与系统日常调节；考虑常规场景下EV放电意愿不高，而其参与充电行为相对积极的情况，在常规场景下EV仅作为可转移

负荷通过 V2G 站点进行充电参与常规场景调节。结合不同资源的充放电行为，制定常规场景下不同类型储能运行约束以及系统潮流约束。

常规场景运行子问题的优化目标为最大化不同类型储能参与系统削峰填谷效益，目标函数为最小化电网的等效负荷方差。

目标函数：

$$\min C^{\mathrm{N}}\sum_{D_{\mathrm{ay}}}\sum_{t=1}^{T_1}\Big(\sum_{f\in B}P_{f,t}^{\mathrm{L}}+P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}-P^{\mathrm{av}}\Big)^2 \tag{22}$$

式中：T_1为典型日小时数；$P_{f,t}^{\mathrm{L}}$为t时刻节点f处的负荷值；$P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}$为t时刻节点f处不同类型储能功率之和，当$P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}>0$时，表示不同类型储能的充电行为，$P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}<0$表示储能放电行为；P^{av}为电网典型日负荷平均值。常规场景收益表示为：$p_\tau=C^{\mathrm{N}}\sum_{D_{\mathrm{ay}}}\sum_{t=1}^{T_1}\sum_{f\in B}\left|P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}\right|$，$C^{\mathrm{N}}$为常规场景下的功率补贴系数，对 3 类储能设备参与补贴进行了折算；D_{ay}表示全年常规场景运行典型日。

2.2.1 常规场景下储能运行约束

1）固定储能运行约束

$$\begin{cases}0\le P_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}}\le u_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}}P_f^{\mathrm{FESS,R}}\\ 0\le P_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}\le u_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}P_f^{\mathrm{FESS,R}}\end{cases} \tag{23}$$

$$u_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}}+u_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}\le 1,u_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}},u_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}\in\{0,1\} \tag{24}$$

$$E_{f,t}^{\mathrm{FESS}}=E_{f,t-1}^{\mathrm{FESS}}+\eta^{\mathrm{ch}}P_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}}-P_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}/\eta^{\mathrm{dc}} \tag{25}$$

$$\underline{\mu}E_f^{\mathrm{FESS,R}}\le E_{f,t}^{\mathrm{FESS}}\le\overline{\mu}E_f^{\mathrm{FESS,R}} \tag{26}$$

式中：$P_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}}/P_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}$为$t$时刻节点$f$处固定储能充电/放电功率；$u_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}}/u_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}$为$t$时刻节点$f$处储能充电/放电状态；$\eta^{\mathrm{ch}}/\eta^{\mathrm{dc}}$为充电/放电效率；$\underline{\mu}/\overline{\mu}$为容量上下限百分比；$E_{f,t}^{\mathrm{FESS}}$为$t$时刻节点$f$处固定储能的电量。式(23)为固定储能充放电的功率约束，式(24)为储能充放电状态约束，式(25)为储能电量平衡约束，式(26)为储能电量上下限约束。在常规场景下，移动储能保持停驻状态，其运行约束条件与固定储能相同，不再赘述。

2）V2G 站点 EV 充电行为约束

$$0\le N_{f,t}^{\mathrm{EV,N}}P_t^{\mathrm{EV,ch}}\le u_{f,t}^{\mathrm{V2G,ch}}P_f^{\mathrm{V2G,R}} \tag{27}$$

$$E_t^{\mathrm{EV}}=E_{t-1}^{\mathrm{EV}}+\eta^{\mathrm{ch}}P_t^{\mathrm{EV,ch}} \tag{28}$$

$$\underline{\mu}E^{\mathrm{EV,R}}\le E_t^{\mathrm{EV}}\le\overline{\mu}E^{\mathrm{EV,R}} \tag{29}$$

式中：$N_{f,t}^{\mathrm{EV,N}}$为常规场景下t时刻节点f处 EV 停靠数量；$P_t^{\mathrm{EV,ch}}$为t时刻 EV 充电功率；$u_{f,t}^{\mathrm{V2G,ch}}$为常规场景下节点$f$处的 EV 通过 V2G 站点充电状态；$E_t^{\mathrm{EV}}$为常规场景下$t$时刻 EV 的平均电量状态；$E^{\mathrm{EV,R}}$为 EV 额定容量。式(27)表示 V2G 站点的功率约束；式(28)表示 EV 的电量平衡约束；式(29)为 EV 电量上下限约束。

2.2.2 常规场景下电力系统潮流约束

$$\begin{aligned}P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}=&-P_{f,t}^{\mathrm{FESS,ch}}+P_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}-N_{f,t}^{\mathrm{EV,N}}P_t^{\mathrm{EV,ch}}\\&-P_{f,t}^{\mathrm{MESS,ch}}+P_{f,t}^{\mathrm{MESS,dc}}\end{aligned} \tag{30}$$

$$\sum_{s\in\delta(f)}P_{fs,t}-\sum_{d\in\sigma(f)}P_{df,t}=P_{f,t}^{\mathrm{G}}+P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}-P_{f,t}^{\mathrm{L}}:\psi_f \tag{31}$$

$$\sum_{s\in\delta(f)}Q_{fs,t}-\sum_{d\in\sigma(f)}Q_{df,t}=Q_{f,t}^{\mathrm{G}}-Q_{f,t}^{\mathrm{L}} \tag{32}$$

$$U_{d,t}=U_{f,t}-(r_{df}P_{df,t}+x_{df}Q_{df,t})/U_0 \tag{33}$$

$$-S_{df}^{\max}\le P_{df,t}\le S_{df}^{\max} \tag{34}$$

$$-S_{df}^{\max}\le Q_{df,t}\le S_{df}^{\max} \tag{35}$$

$$-\sqrt{2}S_{df}^{\max}\le P_{df,t}+Q_{df,t}\le\sqrt{2}S_{df}^{\max} \tag{36}$$

$$-\sqrt{2}S_{df}^{\max}\le P_{df,t}-Q_{df,t}\le\sqrt{2}S_{df}^{\max} \tag{37}$$

$$0\le P_f^{\mathrm{G}}\le P_{f,\max}^{\mathrm{G}} \tag{38}$$

$$0\le Q_f^{\mathrm{G}}\le Q_{f,\max}^{\mathrm{G}} \tag{39}$$

$$U_f^{\min}\le U_{f,t}\le U_f^{\max} \tag{40}$$

式中：$P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}$为t时刻节点f处多源储能的功率之和；s,d,f为电网节点；$\delta(f)$和$\sigma(f)$分别为节点f的父节点集合和子节点集合；$P_{df,t}$和$Q_{df,t}$分别为t时刻线路(d,f)上的有功功率和无功功率；$P_{fs,t}$和$Q_{fs,t}$分别为t时刻线路(s,f)上的有功功率和无功功率；$P_{f,t}^{\mathrm{G}}$和$Q_{f,t}^{\mathrm{G}}$分别为t时刻分布式电源或变压器向配网注入节点f的有功功率和无功功率；$P_{f,t}^{\mathrm{L}}$和$Q_{f,t}^{\mathrm{L}}$分别为t时刻节点f的有功与无功负荷；$U_{f,t}$为t时刻节点f的电压，r_{df}和x_{df}为线路(d,f)的电阻和电抗，U_0为额定电压；$S_{df}^{\max}$为线路(d,f)的最大传输容量，$P_{f,\max}^{\mathrm{G}}$和$Q_{f,\max}^{\mathrm{G}}$分别为节点f处变压向配网注入的有功和无功功率最大值；ψ_f为约束式(30)的对偶值。式(31)—(32)为常规场景下考虑储能接入的有功与无功功率平衡约束。式(33)为电压与线路潮流关系；式(34)—(37)为线路潮流约束；式(38)—(39)为节点出力约束；(40)为节点电压约束。

2.3 考虑弹性提升的极端场景运行子问题建模

台风、雷暴等极端事件发生后，电力系统元件出现大面积断线、杆塔倒塌等故障，电力系统负荷损失严重。通过储能充放电对重要失电负荷进行应急功率支撑，可以有效提升电力系统应对极端事件的能力。本文研究极端场景为灾后配网线路断线下，

储能通过充放电与时空转移支援失电负荷。极端事件下不同类型储能充放电行为如下：固定储能通过放电进行功率支撑；移动储能通过时空转移与充放电实现功率时空调度，支援失电负荷；EV 通过 V2G 站点反馈功率，就近为失电负荷供电。

该模型以最小化失电量为目标函数，并以储能设备提供的功率支撑量化弹性收益。此外，结合多类型储能在极端场景下的功能效用，制定极端场景下多类型储能运行约束及系统潮流约束。

目标函数：

$$\min C^{\mathrm{S}}\sum_{t=1}^{T_2}\sum_{f\in B}w_f P_{f,t}^{\mathrm{ls}} \tag{41}$$

式中：C^{S} 为单位负荷损失功率成本系数；为极端场景下恢复周期；w_f 为节点 f 的负荷权重；$P_{f,t}^{\mathrm{ls}}$ 为 t 时刻节点 f 的负荷损失值；T_2 表示恢复周期。弹性收益为 $p_{\upsilon}=C^{\mathrm{S}}\sum_{t=1}^{T_2}\sum_{f\in B}w_f(P_{f,t}^{\mathrm{L}}-P_{f,t}^{\mathrm{ls}})-p_{\upsilon}^{\mathrm{EV,E}}$，$p_{\upsilon}^{\mathrm{EV,E}}$ 为参与极端事件的功率租赁总成本。

2.3.1 极端场景下储能运行约束

1）移动储能运行约束

极端场景下的固定储能与移动储能功率约束与常规场景相同，而移动储能通过时空转移实现功率跨区域调度。因此，本节对移动储能时空转移行为进行刻画，添加如下模型约束。

$$\sum_{u\in N^{\mathrm{M}}}\gamma_{u,t}^{m}\le 1,\gamma_{u,t}^{m}\in\{0,1\},\forall m\in C^{\mathrm{M}},\forall t\in T_2 \tag{42}$$

$$\gamma_{\mathrm{o},t}^{m}=1-\sum_{u\in N^{\mathrm{M}}}\gamma_{u,t}^{m},\gamma_{\mathrm{o},t}^{m}\in\{0,1\},\forall m\in C^{\mathrm{M}},\forall t\in T_2 \tag{43}$$

$$\gamma_{u,t+\tau}^{m}+\gamma_{v,t}^{m}\le 1,\ \forall 1\le\tau\le t_{uv}^{\mathrm{TR},m},\ t+\tau\le T_2,\ \forall m\in C^{\mathrm{M}},\forall u,v\in N^{\mathrm{M}}\ \&\ u\ne v \tag{44}$$

$$\sum_{m\in C^{\mathrm{M}}}\gamma_{u,t}^{m}\le C_u^{\mathrm{num}},\forall u\in N^{\mathrm{M}},\forall t\in T_2 \tag{45}$$

式中：$u\in N^{\mathrm{M}}$ 表示移动储能可抵达的节点集合，$m\in C^{\mathrm{M}}$ 表示移动储能配置集合；考虑 V2G 站点具有良好的避险属性，且空间位置较大，因此除移动储能原预部署位置外，极端场景下设定 V2G 站点兼作为移动储能接入点；$\gamma_{u,t}^{m}=1$ 表示移动储能 m 在时刻 t 停靠在节点 u；$\gamma_{\mathrm{o},t}^{m}=1$ 表示 m 在时段 t 正处于移动中；$t_{uv}^{\mathrm{TR},m}$ 表示 m 在 $[u,v]$ 两节点间移动耗时。C_u^{num} 为节点 u 允许容纳储能数，T_2 时刻转供电源投入，供电恢复。式(42)表示任意时刻 MESS m 最多只能停靠在一个节点；式(43)表示任意时刻 MESS m 状态只能停靠在某个节点或在移动中；式(44)表示当时间间隔超过两节点间的移动耗时，MESS m 实现转移；式(45)为移动储能接入节点容纳储能数量约束。

2）V2G 站点 EV 馈电约束

$$0\le N_{f,t}^{\mathrm{EV,E}}P_t^{\mathrm{EV,dc}}\le u_{f,t}^{\mathrm{V2G,ch}}P_f^{\mathrm{V2G,R}} \tag{46}$$

$$E_t^{\mathrm{EV}}=E_{t-1}^{\mathrm{EV}}-P_t^{\mathrm{EV,dc}}/\eta^{\mathrm{dc}} \tag{47}$$

$$\underline{\mu}E^{\mathrm{EV,R}}\le E_t^{\mathrm{EV}}\le\overline{\mu}E^{\mathrm{EV,R}} \tag{48}$$

式中：$N_{f,t}^{\mathrm{EV,E}}$ 为极端场景下 t 时刻节点 f 处 EV 上网数量；$P_t^{\mathrm{EV,dc}}$ 为 EV 放电功率；$u_{f,t}^{\mathrm{V2G,ch}}$ 为极端场景下节点 f 处的 EV 通过 V2G 站点放电状态。式(46)表示极端场景下 V2G 站点的功率约束；式(47)表示 EV 的电量平衡约束；式(48)为 EV 电量上下限约束。

2.3.2 极端场景下电力系统潮流约束

极端场景下，电力系统潮流模型受线路故障以及多类型储能的影响，本文基于 LinDistFlow 模型调整极端场景下系统潮流约束如下所示。

$$P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}=P_{f,t}^{\mathrm{FESS,dc}}+N_{f,t}^{\mathrm{EV,E}}P_t^{\mathrm{EV,dc}}-\sum_{m\in C^{\mathrm{M}}}\gamma_{f,t}^{m}\cdot(P_{f,t}^{\mathrm{MESS,ch}}-P_{f,t}^{\mathrm{MESS,dc}}) \tag{49}$$

$$\sum_{s\in\delta(f)}P_{fs,t}-\sum_{d\in\sigma(f)}P_{df,t}=P_{f,t}^{\mathrm{G}}+P_{f,t}^{\mathrm{ESS}}-\left(P_{f,t}^{\mathrm{L}}-P_{f,t}^{\mathrm{ls}}\right):\lambda_f \tag{50}$$

$$\sum_{s\in\delta(f)}Q_{fs,t}-\sum_{d\in\sigma(f)}Q_{df,t}=Q_{f,t}^{\mathrm{G}}-\left(Q_{f,t}^{\mathrm{L}}-Q_{f,t}^{\mathrm{ls}}\right) \tag{51}$$

$$U_{d,t}-U_{f,t}\le(1-L_{df})K+\left(r_{df}P_{df,t}+x_{df}Q_{df,t}\right)/U_0 \tag{52}$$

$$U_{d,t}-U_{f,t}\ge-(1-L_{df})K+\left(r_{df}P_{df,t}+x_{df}Q_{df,t}\right)/U_0 \tag{53}$$

$$-L_{df}S_{df}^{\max}\le P_{df,t}\le L_{df}S_{df}^{\max} \tag{54}$$

$$-L_{df}S_{df}^{\max}\le Q_{df,t}\le L_{df}S_{df}^{\max} \tag{55}$$

$$-\sqrt{2}L_{df}S_{df}^{\max}\le P_{df,t}+Q_{df,t}\le\sqrt{2}L_{df}S_{df}^{\max} \tag{56}$$

$$-\sqrt{2}L_{df}S_{df}^{\max}\le P_{df,t}-Q_{df,t}\le\sqrt{2}L_{df}S_{df}^{\max} \tag{57}$$

$$0\le P_{f,t}^{\mathrm{ls}}\le P_{f,t}^{\mathrm{L}} \tag{58}$$

$$0\le Q_{f,t}^{\mathrm{ls}}\le Q_{f,t}^{\mathrm{L}} \tag{59}$$

式中：L_{df} 表示线路 (d,f) 的故障状态，1 正常，0 故障；K 为较大常数；$P_{f,t}^{\mathrm{ls}}$ 和 $Q_{f,t}^{\mathrm{ls}}$ 分别为 t 时刻节点 f 损失的有功与无功功率。式(49)为极端场景下节点 f 处的多类型储能功率之和；式(50)—(51)为极端场景下有功与无功功率平衡约束；式(52)—(53)为基于 M 法的电压松弛约束；式(54)—(57)为考虑线路故障的潮流约束；式(58)—(59)为负荷损失约束。λ_f 为式(50)的对偶值。

2.4 EV 参与电网调度的意愿分析建模

1）EV 状态分析

日常出行情况下 EV 实时状态可简化为{剩余电量，行使状态，位置信息}三元组[27]，EV 的实时状态模型表示为：

$$E_t=\{E_t^{\mathrm{EV}},u_t^{\mathrm{EV}},L_t\} \tag{60}$$

式中：E_t 为日常出行状态下时刻 t 的 EV 状态集合；E_t^{EV} 表示剩余电量；$u_t^{\mathrm{EV}}\in\{0,1\}$ 表示行驶状态，当为 0 时表示 EV 处在移动状态，1 表示停靠状态；L_t 表示当前 EV 最近负荷节点编号。

2）EV 参与电网调节意愿建模

常规场景下，EV 充电行为与其自身电量有关，根据 EV 理想充电区间，本文设定当前剩余电量小于额定值 20%时，EV 存在极大充电需求，应当立即充电。因此参与调节意愿模型如下式：

$$N_{f,t}^{\mathrm{EV,N}}=\kappa N_{f,t}(E_f^{\mathrm{EV}}\le 20\%E^{\mathrm{EV,R}}) \tag{61}$$

式中：κ 表示意愿常数[28]；$N_{f,t}$ 表示 f 节点附近 EV 数量。

极端场景下 EV 放电行为不仅受自身电量约束，且与响应系数正相关，因此调节意愿如下：

$$N_{f,t}^{\mathrm{EV,E}}=\varepsilon(x)N_{f,t}(E_j^{\mathrm{EV}}\ge 80\%E^{\mathrm{EV,R}}) \tag{62}$$

根据消费者心理学理论，响应系数 $\varepsilon(x)$ 与激励价格 x 呈线性正相关。EV 参与灾后响应的剩余电量约束为大于额定值 80%[29]。

3 模型求解策略

由图 2 所示，兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的储能设备配置模型由配置投资主问题模型、常规场景运行子问题模型、极端场景运行子问题模型构成。

在配置主模型中，以最小化投资总成本为目标函数，决策变量主要有固定储能的配置功率与容量、移动储能的配置功率与容量、V2G 站点配置功率，约束条件为式(2)—(21)，求解考虑经济性收益的常规场景运行子问题所得最优割约束①，求解考虑弹性收益的极端场景运行子问题所得最优割约束②。

在考虑经济性收益的常规场景运行子问题中，以最小化电网的等效负荷方差为目标函数，决策变量主要有固定储能功率和容量、移动储能功率和容量、V2G 站点功率，约束条件为(23)—(40)、(60)、(61)。

在考虑弹性提升的极端场景运行子问题中，以最小化系统负荷损失为目标函数，决策变量主要有固定储能功率和容量、移动储能功率和容量、V2G 站点功率，约束条件为(42)—(59)、(60)、(62)。

本文综合模型复杂度，并基于两类子问题模型的场景互斥性，将模型解耦为面向常规场景经济效益的储能设备配置子模型与面向极端场景弹性提升的储能设备配置子模型。两类模型通过运行模拟准确量化了储能设备配置的不同场景收益，此外根据模型输出的最优割约束，对以上两模型交替迭代求解，最终求得储能设备配置方案既有效应对了新能源波动又提升了系统的恢复能力。

3.1 面向常规场景经济效益的配置子模型求解

基于配置主问题与常规场景运行子问题，搭建

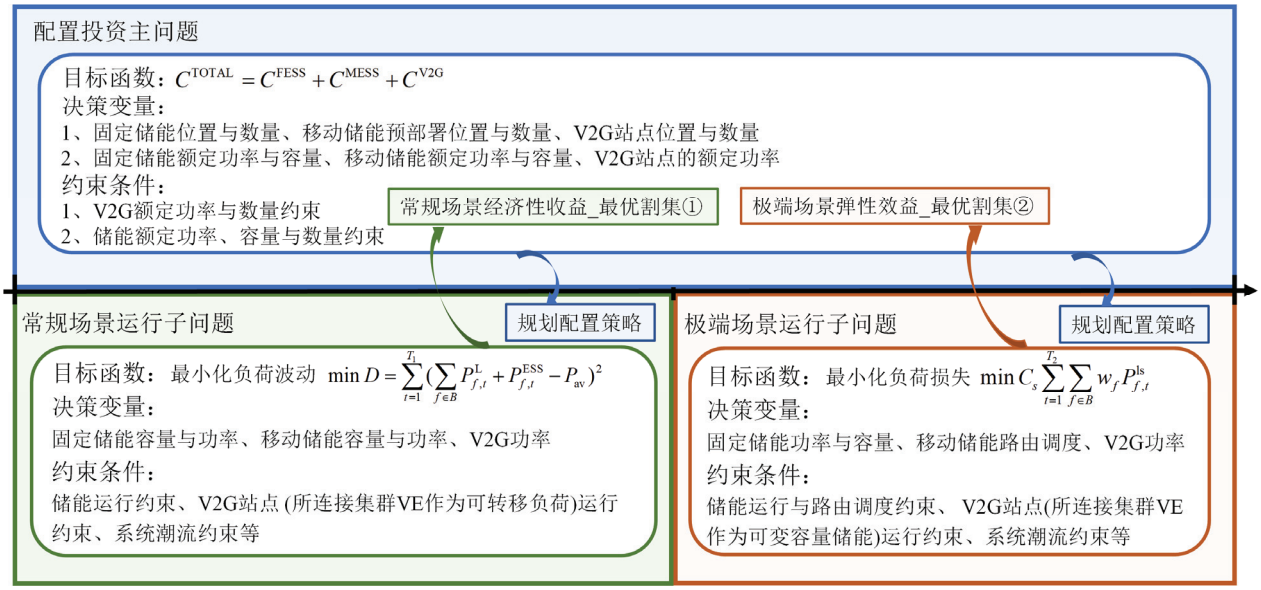


图 2 兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的储能设备配置模型

Fig.2 Energy storage equipment configuration model balancing economy of conventional scenarios with resilience of extreme scenarios

面向常规场景经济效益的储能设备配置子模型。如图 3 所示，在求解过程中，配置主问题提供储能设备配置方案至常规场景运行子问题，子问题根据储能配置方案进行常规场景下削峰填谷运行模拟，获取该配置下最优储能运行调度方案，并将运行状态参数返回至配置主问题指导资源配置，迭代最终收敛输出最优配置以及最优割集 Γ 。

3.2 面向极端场景弹性提升的配置子模型求解

面向极端场景弹性提升的储能设备配置子模型，以攻击-防御-攻击模型为基本框架，确保相关储能设备在极端场景下的鲁棒性。

子模型框架如图 4 所示，储能设备配置层为第一层，基于最恶劣极端故障场景集，制定资源配置方案。极端事件攻击层为第 2 层，针对配置方案和恢复策略，寻找最恶劣的元件故障场景，使得系统的负荷损失最大；运行模拟层为第 3 层，针对第 2 层给出的故障场景，协同调度多类型资源恢复系统负荷，使系统负荷损失最小。在求解中，第 2 层与第 3 层寻找最恶劣故障场景，并将该故障场景返回至第 1 层指导配置。通过 DAD 模型框架，决策者制定配置方案减小系统遭受最严重攻击时损失。

该优化模型的目标函数为最小化极端场景下的负荷损失。本文采用列和约束生成算法(column-and-constraint generation, C&CG)对该模型进行求解，并以优化配置固定储能为代表，梳理了算法求解流程，如图 5 所示，其中 α 、 β 分别为主问题与子问题辅助变量， g 为收敛判据中容差。

结合 DAD 模型结构，在子模型求解过程中，第 1 层对应图中主问题，第 2、3 层对应图中子问题(上层子问题、下层子问题)。

主问题：针对极端场景故障集，制定储能设备配置方案，最小化极端场景下的负荷损失。

上层子问题：针对储能配置方案与灾后调度策略，求取电力系统最恶劣故障场景 u。

下层子问题：基于配置方案以及最恶劣场景，制定储能设备协同调度策略，最小化失电负荷。

该子模型的求解思路：首先，在外层迭代求解中，根据子问题返回的最恶劣极端场景集合，主问题求解最优配置方案；运行子问题则根据配置方案不断更新求解最恶劣故障场景集。在内层迭代求解中，首先根据配置方案，上层子问题针对当前调度方案制定极端场景；下层子问题根据极端场景集，制定储能设备的调度方案，并将调度方案返回上层



图 3 面向常规场景经济效益的储能设备配置子模型

Fig.3 Sub-model of energy storage equipment configuration for economic benefits in conventional scenarios

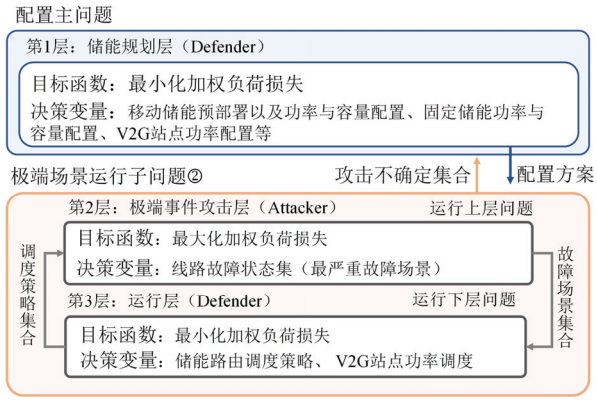


图 4 面向极端场景弹性提升的储能设备配置子模型

Fig.4 Sub-model of energy storage equipment configuration for resilience enhancement in extreme scenarios

子问题的恢复场景集中；上层子问题根据恢复场景集更新故障场景集。子问题收敛后将返回最恶劣极端场景至配置主问题中。重复迭代直至主问题与子问题收敛输出资源最优配置方案与最优割集 N 。

3.3 模型线性化

运行子问题的有功功率平衡等式中包含 $\gamma_{f,t}^{m}\cdot(P_{f,t}^{\mathrm{MESS,ch}}-P_{f,t}^{\mathrm{MESS,dc}})$ 非线性项，无法直接采用商业求解器求解，故引入 O 参数，进行线性化处理，式(63)为线性化公式：

$$\begin{cases}\zeta=\gamma_{f,t}^{m}\cdot(P_{f,t}^{\mathrm{MESS,ch}}-P_{f,t}^{\mathrm{MESS,dc}})=\gamma_{f,t}^{m}\cdot P_{f,t}^{\mathrm{MESS}}\\ -O\cdot\gamma_{f,t}^{m}\le\zeta\le 0\\ P_{f,t}^{\mathrm{MESS}}-O(1-\gamma_{f,t}^{m})\le\zeta\le P_{f,t}^{\mathrm{MESS}}+O(1-\gamma_{f,t}^{m})\end{cases}\tag{63}$$

式中： ζ 为辅助变量，当 $\gamma_{f,t}^{m}=1$ 时，即节点 f 停驻储能 m ，则可以进行充放电，且功率为 $\zeta=P_{f,t}^{\mathrm{MESS,ch}}-P_{f,t}^{\mathrm{MESS,dc}}$ ，当 $\gamma_{f,t}^{m}=0$ 时，则 $\zeta=0$ 。至此，本文所构建模型均可采用商业求解器求解。

3.4 子问题的最优割约束

当单独求解某一子模型时，储能设备配置方案无法满足兼顾常规场景经济性与极端场景弹性需求。本文根据考虑经济性效益的储能配置子模型求解过程以及最优解，形成与经济性收益相关的多类型储能配置约束作为最优割约束①；根据面向极端场景弹性提升的储能配置子模型求解过程以及最优解，行程与弹性收益相关的多类型储能配置约束作为最优割约束②。在模型整体求解时，将约束分别交替传递至另一子模型进行迭代求解。单次迭代中两个子模型对应的最优割集分别如下式：

$$\Gamma:\tau_1+\sum_{f\in B}(-\psi_f)(P_f^{\mathrm{ESS,R}}-P_{f,\max}^{\mathrm{ESS,R}})\le 0 \tag{64}$$

$$N:\begin{cases}\upsilon_{2,1}+\sum\limits_{f\in B}(-\lambda_f^1)(P_f^{\mathrm{ESS,R},1}-P_{f,\max}^{\mathrm{ESS,R},1})\le 0;\mu_1^*\\ \upsilon_{2,l}+\sum\limits_{f\in B}(-\lambda_f^l)(P_f^{\mathrm{ESS,R},l}-P_{f,\max}^{\mathrm{ESS,R},l})\le 0;\mu_l^*\\ \vdots\\ \upsilon_{2,k}+\sum\limits_{f\in B}(-\lambda_f^k)(P_f^{\mathrm{ESS,R},k}-P_{f,\max}^{\mathrm{ESS,R},k})\le 0;\mu_k^*\end{cases} \tag{65}$$

式中：$P_f^{\mathrm{ESS,R}}$ 和 $P_{f,\max}^{\mathrm{ESS,R}}$ 为子模型一中储能配置功率以及允许配置最大功率；$P_f^{\mathrm{ESS,R},l}$ 和 $P_{f,\max}^{\mathrm{ESS,R},l}$ 为子模型二中第 l 次迭代时储能配置功率以及允许配置最大功率；τ_1 和 υ_2 为辅助变量。式(64)为最优割集①，式(65)表示在子模型②时，返回的最严重的故障场景集 $\{\mu_1^*,\mu_l^*,\cdots,\mu_k^*\}$ 对应的储能配置最优割集合②。

3.5 模型整体求解

3.5.1 基于纳什谈判的模型收敛判据

考虑极端场景的小概率-高损失特性，极端场景下资源调度的弹性效益存在极大的不稳定性，导致其与常规场景下资源调度的经济性效益存在数量级的差异。传统熵权法仅将多目标问题通过简单加权方式转换为单目标问题，但是难以准确设置权重。本文考虑纳什谈判[30]可以计及不同目标间的数量级差异，引入博弈模型如下式(66)，将待优化目标作为博弈参与者，平衡多目标需求，在博弈中获取最优综合效益。

$$F=(p_\tau-d_1^0)(p_\upsilon-d_2^0) \tag{66}$$

式中：F 为综合收益；p_τ 与 p_υ 为兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的储能设备配置模型中经济性收益以及弹性收益；d_1^0 为经济性收益的谈判破裂临界值；d_2^0 为弹性收益的谈判破裂临界值。

3.5.2 模型整体求解流程

本文将模型整体求解过程分为两部分，第 1 部分为基于纳什谈判模型构建目标函数，如图 6 所示，第 2 部分为模型交替迭代求解过程，如图 7 所示。

模型求解具体步骤如下所述。

第 1 部分：

步骤 1：令 $t=0$，初始化 $p_\tau^0=0$，$p_\upsilon^0=0$。

步骤 2：求解 3.1 中子模型，获取配置方案 ω_1^0 以及最优经济性收益 d_1，形成可行割 Γ_1^0；并基于 ω_1^0 进行极端场景运行模拟，获取弹性收益破裂点 d_2^0。

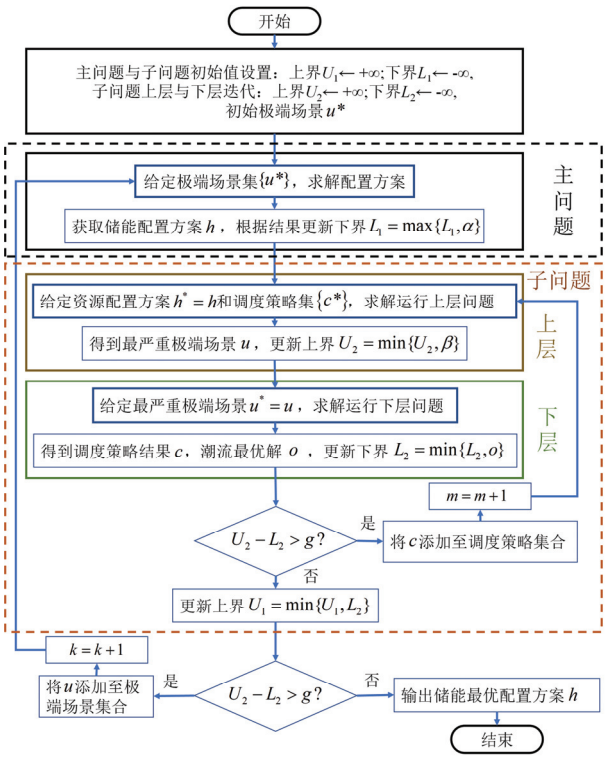


图 5 基于 C&CG 算法的模型求解流程

Fig.5 Model solving process based on C&CG algorithm

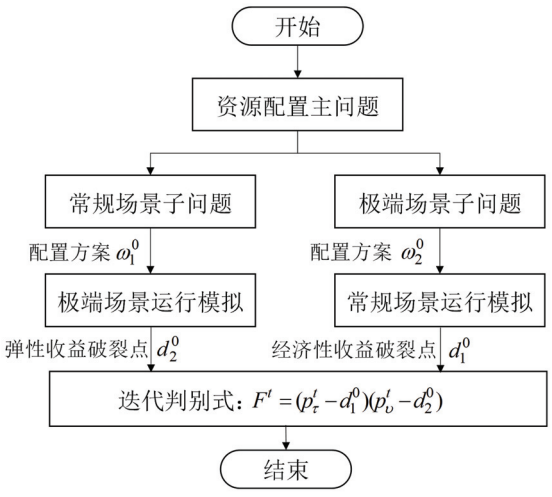


图 6 目标函数(收敛判据)构建流程图

Fig.6 Construction flowchart for the objective function

步骤 3：求解 3.2 中子模型，获取配置方案 ω_2^0 以及最优弹性收益 d_2；并基于 ω_2^0，进行常规场景运行模拟，获取经济收益破裂点 d_1^0。

步骤 4：基于纳什谈判理论，搭建常规场景经济性收益与极端场景弹性收益博弈模型作为目标函数：$F^t=(p_\tau^t-d_1^0)(p_\upsilon^t-d_2^0)$，$d=(d_1^0,d_2^0)\in U$ 近似为纳什谈判的破裂点。

第 2 部分：

步骤 5：将最优割集 Γ_1^t 添加至面向极端场景弹性提升的储能配置子模型②进行求解，获取最优割 N_2^t，最优配置方案 ω_2^t。

步骤 6：并将其 N_2^t 添加面向常规场景经济效益的储能配置子模型①中。

步骤 7：令 $t=t+1$，求解模型得经济性收益 p_τ^{t+1}、最优配置方案 ω_1^{t+1} 以及最优割集 Γ_1^{t+1}，并根据配置方案 ω_1^{t+1} 更新至弹性收益 p_υ^{t+1}。

步骤 8：更新 F^{t+1}，若 $F^{t+1}-F^t\le\xi$，则输出最优配置 ω_1^t；否则返回步骤 5。

4 算例分析

4.1 算例说明

算例分析选用改进 IEEE-33 节点系统，如下图所示，图 8 电力网络展示了该配电网网络拓扑以及新能源机组分布情况，并对不同重要度负荷进行了划分；图 8 交通网络展示了配网节点的路网拓扑结构，其中电网节点与路网节点时空对应。

设置一级负荷切负荷成本为 100 元/kWh，二级负荷切负荷成本为 50 元/kWh，三级负荷切负荷成本为 8 元/kWh。表 2 描述了 EV 的属性参数、参与常规场景(充电 Charging, C)与极端场景(放电 Discharging, D)的激励价格、以及 V2G 站点功率配置参数与成本，且设定 EV 保有量为 300 辆。表 3 列写了不同类型储能配置参数与相关成本。

在考虑经济性收益的常规场景运行子问题中，模拟 8 760 h 运行场景计算规模庞大，求解复杂。为简化计算，本文在求解经济性子问题时，对于新能源机组出力，采用典型日风光出力曲线；对于负荷曲线，采用春夏秋冬四季典型日负荷体现全年常规场景负荷曲线差异，如图 9 所示。在考虑弹性收益的极端场景运行子问题中，设置配网断线数量为 6 条，基于蒙特卡洛模拟生成配网断线场景集，用以极端场景子问题求解。

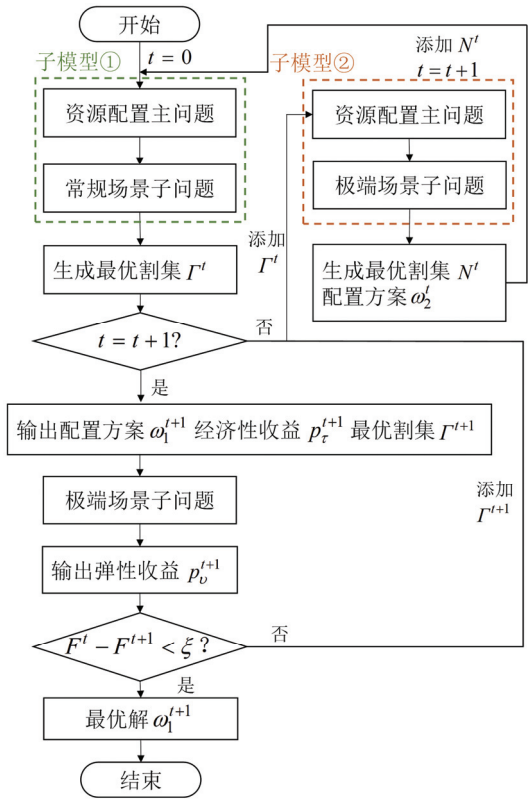


图 7 模型整体求解流程图

Fig.7 Model overall solution flowchart

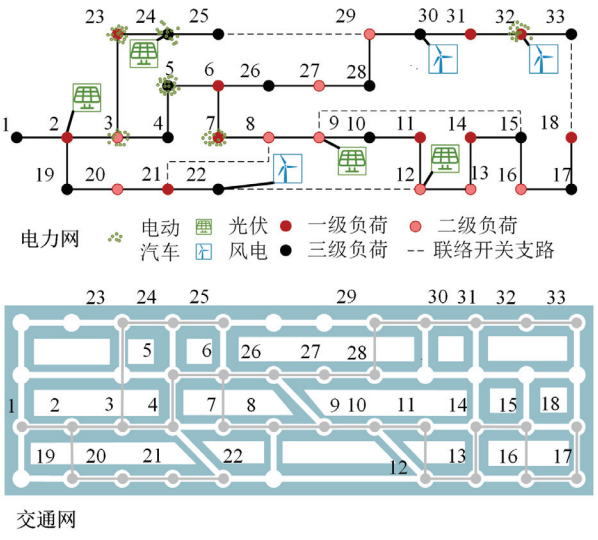


图 8 交通网与电网耦合拓扑图

Fig.8 Topology diagram between transportation network and power grid

4.2 模型迭代结果分析

图 10 展示了 2 个子模型的经济性收益 p_τ^t 以及弹性收益 p_υ^t 在模型迭代求解中的变化过程。其中，p_τ^t 随迭代次数整体呈现递减趋势，p_υ^t 随迭代次数

表 2 EV 与 V2G 站点配置参数

Table 2 Configuration parameters of EV and V2G station

EV 容量/kWh	最大功率/kW	EV 补贴/(元·kWh^{-1})	V2G 最大功率/kW	V2G 功率成本/(元·kW^{-1})
65	7(C)/10(D)	2.5(C)/35.5(D)	300	200

表 3 固定储能与移动储能配置参数

Table 3 Configuration parameters of FESS and MESS

储能类型	最大电源容量/kWh	最大充放电功率/kW	功率成本/(元·kW^{-1})	容量成本/(元·kWh^{-1})
移动储能	650	120	600	50
固定储能	3 000	300	400	30

整体呈上升趋势，最终逐渐收敛至综合收益最大。图中迭代整数次 $t=\{1,2,\cdots,8\}$ 描述了配置方案 ω_1^t 下 p_τ^t 与 p_υ^t 变化趋势。迭代半整数次 $t=\{1.5,2.5,\cdots,7.5\}$ 描述了配置方案 ω_2^t 下 p_τ^t 与 p_υ^t 变化趋势，p_τ^t 微增，p_υ^t 微降表明在迭代过程中，配置策略在常规场景经济性与极端场景弹性的博弈变化。由整体迭代过程中两者的变化趋势可知，在第 8 次完整迭代结束后，收敛至综合收益值最大。

4.3 配置策略对比分析

1）不同组合方案下配置策略的综合收益

为研究不同类型储能设备协同配置对常规场景经济性收益与极端场景弹性收益的影响，本文通过控制变量设置以下 3 类组合策略：

(1)仅考虑固定储能以及移动储能。

(2)仅考虑移动储能以及 V2G 站。

(3)考虑固定储能、移动储能、V2G 站。

图 11 中展示了 3 种方案下博弈模型的不同帕累托前沿，其中经济性效益最优边界 $d_1^1>d_1^3>d_1^2$，弹性效益最优边界 $d_2^2>d_2^3>d_2^1$。

由表 4 以及图 11 对比分析 3 种配置方案，方案 1 考虑固定储能与移动储能协同配置，在常规场景下储能参与度（充放电行为）最高，该组合在常规场景下的经济性收益最高，最优配置时达 371.4 千元，较方案 3 配置策略经济性收益高约 9.71%，但受限于时空灵活性，其参与电网恢复的弹性收益相对较低，较方案 3 最优配置低 20.8%，由此可知配置 V2G 站点，对于挖掘系统广泛分布的灵活性 EV 资源，提升弹性收益的具有一定的优势。

方案 2，则考虑移动储能以及 V2G 站点协同部署，所配置资源在电网恢复过程中可以进行高效时空调度，支援失电负荷，最优配置下弹性收益相对

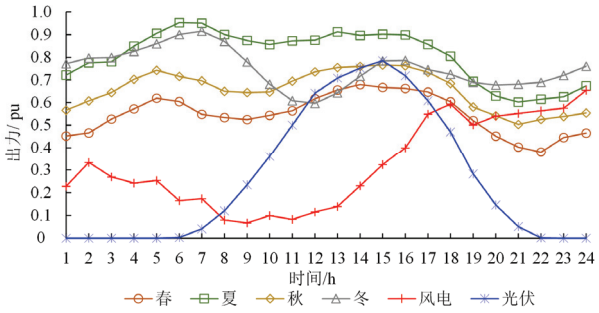


图 9 典型日负荷与风光出力曲线

Fig.9 Curves of typical daily load and wind-solar output

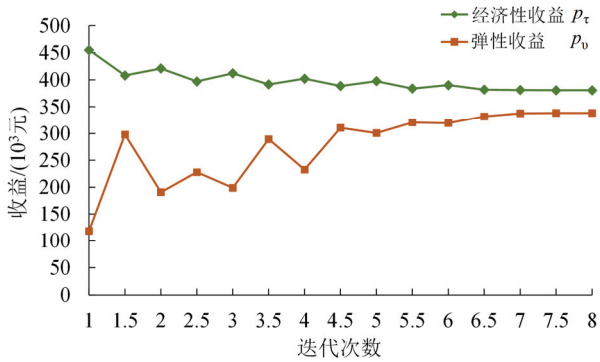


图 10 经济性收益与弹性收益的迭代收敛过程

Fig.10 Iterative convergence process of economic benefits and resilience benefits

表 4 3 种方案的配置收益

Table 4 Configuration benefits of three schemes

元

类型	d_1 /10^3	d_2 /10^3	p_τ /10^3	p_υ /10^3	总收益/10^6
方案 1	148.3	60.9	371.4	301.7	53.72
方案 2	79.5	143.1	237.1	423.7	44.22
方案 3	118.4	100.9	338.5	380.8	61.60

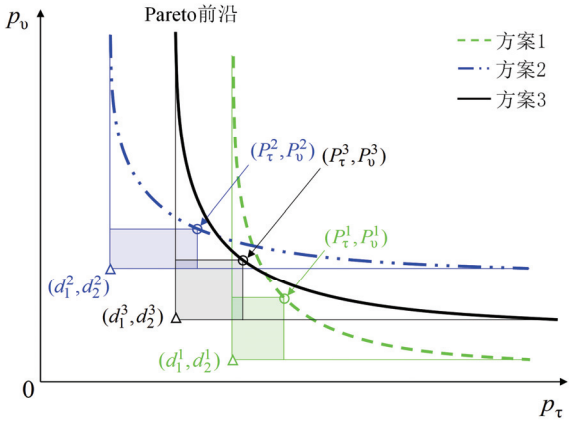


图 11 3 种方案下博弈模型的最优收益

Fig.11 Optimal comprehensive benefits of game models under three schemes

较高，较方案 3 高约 11.3%；但该类配置方案下，考虑 EV 保有量有限和激励价格不高情况，参与常规场景调节的 EV 积极性较低，此外移动储能配置成本较高，方案 2 的储能参与容量相对较小，经济性收益最小，较方案 3，低约 30.0%，因此该组合未能发挥固定储能在常规场景下削峰填谷的优势。

方案 3 充分挖掘了 3 类资源的优势：固定储能充分参与削峰填谷为常规场景下经济性收益提供保证，移动储能具备时空转移功能，弥补了固定储能在极端场景下的难以时空调度的缺陷，而 V2G 站点则充分挖掘了系统中已有的灵活性资源，作为储能容量补充，以较低的租赁成本参与多场景应用。因此，方案 3 的综合收益较方案 2、方案 1 均有明显提升，分别高 14.7%，39.3%。

综上分析可知，考虑固定储能、移动储能、V2G 站协同配置方式充分发挥了 3 种资源的优势，满足了多场景的实际需求，在保证极端场景的弹性收益的同时兼顾常规场景经济性收益，最大化综合收益。

根据配置结果表 5 可以看出，储能资源或 V2G 站点部署位置一般选取了靠近一级负荷的位置或者分布式电源，反映了配置策略满足储能优先保供重要负荷以及就近削峰填谷的需求。其中，V2G 站点配置则综合考虑了 EV 分布情况以及就近原则，确保极端事件发生后 EV 可以就近快速接入电网，给失电负荷及时逆向馈电。

2）不同方案下最优配置策略的运行模拟

本文设定常规场景下新能源出力不确定性±20%，以及负荷不确定度±15%，模拟生成 300 组常规运行场景；根据极端场景中故障断线数量限制 6，模拟生成 300 组极端场景运行场景。并随机组合生成 300 组(常规场景，极端场景)场景对。基于 300 组场景对，对 3 种方案下最优配置策略进行运行模拟，对比分析不同场景组合下 3 种配置方案的经济性收益与弹性收益。

如图 12 所示，3 种配置策略均能满足常规场景削峰填谷与极端场景弹性提升需求。其中，方案 1 偏向于经济性收益，在极端场景下的弹性收益相对欠缺；方案 2 更加注重弹性收益，在常规场景下的经济性收益较低；方案 3 则兼顾了经济性收益与弹性收益，综合收益最大。此外，图中散点分布情况表明，方案 3 较其他方案对于不同场景具有更强的适应性与稳定性。由此可知，在资源配置中应当注重不同类型资源协调配合，发挥其最大功效。

4.4 EV 保有量对配置策略的影响

本文针对不同 EV 保有量下对配置策略的具体影响开展研究。不同 EV 保有量下具体配置策略、EV 送电量以及相应收益如表 6 与图 12 所示。

根据表 6 可知，伴随 EV 保有量增多，V2G 功率配置也将逐渐增多。在 EV 为 100 辆时，V2G 站点功率配置为 200 kW，极端场景下送电量可达 0.395 MWh；在 EV 为 700 辆时，V2G 站点功率配置为 1 080 kW，送电量可达 3.351 MWh；然而进一

表 5 方案 3 的储能设备配置信息

Table 5 Energy storage equipment configuration information for the third scheme

类型	位置	配置功率/kW	配置容量/kWh
移动储能	14	124	512
移动储能	31	115	607
固定储能	2	226	2 847
固定储能	6	254	3 059
V2G	3	160	—
V2G	7	100	—
V2G	23	160	—
V2G	32	100	—

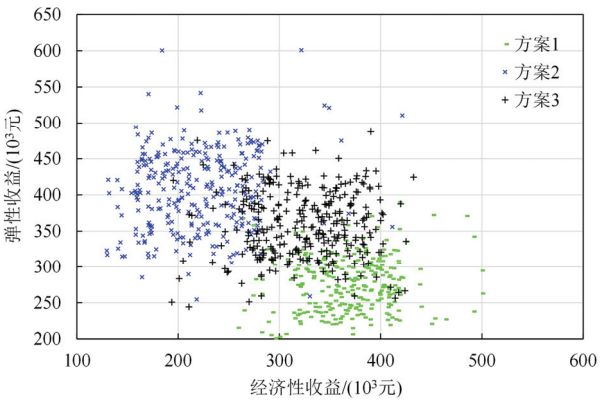


图 12 3 种配置方案的运行模拟结果对比

Fig.12 Simulation Results comparison of three configuration scenarios

表 6 不同 EV 数量下的 V2G 站点功率配置结果

Table 6 Power configuration results of V2G stations under different EV quantities

EV 保有量/辆	V2G 配置功率/kW	送电量/MWh
100	200	0.395
300	520	1.179
500	840	2.427
700	1 080	3.351
900	1 080	3.357

步提升保有量至 900 辆时，相应配置策略将不变，送电量为 3.357 MWh，极端场景下 V2G 站点送电量将达到饱和。

图 13 对比分析了不同配置策略下的收益，在 EV 为 100 辆时，相应配置策略下弹性收益仅为 150.5 千元；当为 700 辆时，弹性收益提升至 512.4 千元，综合收益亦提升为 86.9 百万元 ；当 EV 保有量增至 900 辆时，弹性收益增量仅为 14.9 千元，而综合收益微增 0.2 百万元。在 EV 保有量较低的情况下，V2G 站点功率配置的弹性收益增速较快，伴随 EV 保有量增多，V2G 站点配置收益将逐渐趋缓，V2G 站点的反馈送电功率趋于饱和，整体投资收益接近极值。这表明，当 EV 数量达到一定量值时，V2G 站点的功率配置在弹性收益方面的优势将不再明显，而在常规场景下 EV 仅作为负荷参与削峰调节的劣势难以被弹性收益弥补，综合收益变低。后续应将 EV 视为双向调节储能参与电网调节中，进一步降低配置成本，优化模型配置方案，提升模型综合收益上限。

5 结论

本文提出了兼顾常规场景经济性与极端场景弹性的储能设备配置方法，将模型解耦为面向常规场景经济效益的储能配置子模型、面向极端场景弹性提升的储能配置子模型。通过添加最优割集引导子模型交替迭代，以纳什谈判博弈模型均衡多场景收益，最终获得考虑多场景综合收益的储能配置策略。本文所提算例以及多种方案对比验证了所提方法的可行性与有效性。得到如下结论：

1）综合考虑移动储能、固定储能、V2G 站功能互补特性，实现储能设备多场景分时复用，降低了资源配置成本。

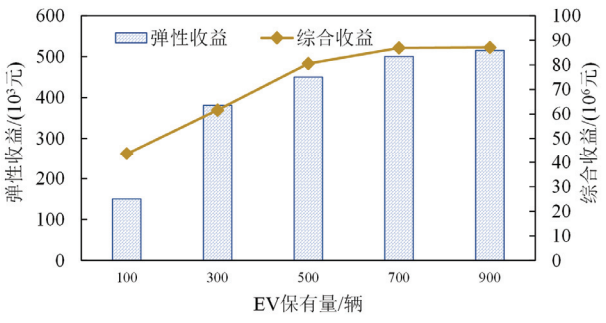


图 13 不同 EV 数量下的收益对比

Fig.13 Revenue comparison under different EV quantities

2）通过运行模拟分析了储能设备配置在多场景下的实际功效收益，规划建模更加合理。

3）引入最优割对子模型进行交替迭代求解，实现了多目标优化问题的解耦，降低了模型规模，提升了模型求解效率。

4）将考虑经济性收益与弹性收益的纳什谈判博弈模型作为交替迭代收敛判据，在模型求解中，实现了经济性与弹性的均衡。

参考文献 References

[1] BIE Z H, LIN Y L, LI G F, et al. Battling the extreme: a study on the power system resilience[J]. Proceedings of the IEEE, 2017, 105(7): 1253-1266.

[2] 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.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904.

[3] 别朝红，林超凡，李更丰，等. 能源转型下弹性电力系统的发展与展望[J]. 中国电机工程学报，2020，40(9)：2735-2744.
BIE Zhaohong, LIN Chaofan, LI Gengfeng, et al. Development and prospect of resilient power system in the context of energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2735-2744.

[4] 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)：2806-2818.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818.

[5] 李更丰，孙少华，别朝红，等. 面向新型电力系统弹性提升的储能优化配置与灵活调度研究综述[J]. 高电压技术，2023，49(10)：4084-4095.
LI Gengfeng, SUN Shaohua, BIE Zhaohong, et al. Review on optimal configuration and flexible scheduling research of energy storage for resilience improvement of new power system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(10): 4084-4095.

[6] 鞠 平，姜婷玉，黄 桦. 浅论新型电力系统的“三自”性质[J]. 中国电机工程学报，2023，43(7)：2598-2607.
JU Ping, JIANG Tingyu, HUANG Hua. Brief discussion on the “three-self” nature of the new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2598-2607.

[7] 陆秋瑜，胡骞文，杨银国，等. 共建共享模式下兼顾多场景需求的储能规划及成本分摊[J]. 高电压技术，2024，50(10)：4680-4690.
LU Qiuyu, HU Qianwen, YANG Yinguo, et al. Energy storage planning and cost allocation considering multi-scenario demands under co-construction and sharing business model[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(10): 4680-4690.

[8] GUPTA R, SOSSAN F. Optimal sizing and siting of energy storage systems considering curtailable photovoltaic generation in power distribution networks[J]. Applied Energy, 2023, 339: 120955.

[9] 吴 珅，米增强，张勋奎，等. 系统友好型“无火电”能源大基地构建研究[J]. 中国电机工程学报，2023，43(5)：1706-1718.
WU Jian, MI Zengqiang, ZHANG Xunkui, et al. Research on the construction of a system-friendly "no thermal power" energy base[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1706-1718.

[10] 程 鑫，龚贤夫，周姝灿，等. 缓解网络阻塞的储能规划综合评价[J]. 高电压技术，2021，47(7)：2624-2632.
CHENG Xin, GONG Xianfu, ZHOU Shucan, et al. Comprehensive evaluation for energy storage planning to relieve network conges-

tion[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(7): 2624-2632.

[11] 叶学顺，李　昭，刘科研，等. 信息物理并发故障下的配电网供电恢复方法[J]. 电力信息与通信技术，2024，22(9)：18-25.
YE Xueshun, LI Zhao, LIU Keyan, et al. Distribution network power restoration under cyber-physical concurrent faults［J］. Electric Power Information and Communication Technology, 2024, 22(9): 18-25.

[12] LIN Y L, BIE Z H. Tri-level optimal hardening plan for a resilient distribution system considering reconfiguration and DG islanding[J]. Applied Energy, 2018, 210: 1266-1279.

[13] 刘子裕，刘达夫，杨祺铭，等. 风涝复合灾害下配电网恢复资源灾前部署及灾后调度方法[J/OL]. 电力系统自动化，2024：1-22[2025-02-18]. http：//kns. cnki. net/kcms /detail/32.1180. TP. 20240730.1616.006. html.
LIU Ziyu, LIU Dafu, YANG Qiming, et al. Pre-disaster deployment and post-disaster dispatching method of distribution network restoration resources under typhoon and waterlogging compound disaster[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 2024: 1-22[2025-02-18]. http: //kns. cnki. net/kcms/detail/32.1180. TP. 20240730.1616.006. html.

[14] 刘　金，李更丰，孙思源，等. 暴雨灾害下配电网预警与风险评估技术研究综述[J]. 东北电力大学学报，2022，42(6)：1-7.
LIU Jin, LI Gengfeng, SUN Siyuan, et al. A review of early warning and risk assessment technologies for distribution networks under rainstorm disasters[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2022, 42(6): 1-7.

[15] NAZEMI M, MOEINI-AGHTAIE M, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. Energy storage planning for enhanced resilience of power distribution networks against earthquakes[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(2): 795-806.

[16] 王则凯，丁　涛，李　立，等. 美国加州地区提高山火灾害下电网弹性的公共安全停电政策和措施[J]. 电力自动化设备，2022，42(3)：36-44.
WANG Zekai, DING Tao, LI Li, et al. Policies and measures of public safety power shutoff for enhancing grid resilience under catastrophic wildfire in California state of America[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(3): 36-44.

[17] AGUIRRE-VELASCO M, SALTOS-RODRÍGUEZ M, VELÁSQUEZ-LOZANO A, et al. Network allocation and optimal sizing of BESS for resilience enhancement on power distribution systems against volcanic eruption[C]//IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Washington, USA: IEEE, 2021, 1-5.

[18] 李吉侗，王　洲，达紫祺，等. 计及恶劣天气时空相关性的弹性配电网储能电站多层规划方法[J]. 电力系统保护与控制，2023，51(9)：128-137.
LI Jitong, WANG Zhou, DA Ziqi, et al. Multi-level planning method of energy storage stations for resilient distribution networks considering spatio-temporal correlation of severe weather[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(9): 128-137.

[19] 杨晓雨，贾东梨，刘科研，等. 基于组合机器学习的配电网区域故障等级预测方法[J]. 电力信息与通信技术，2024，22(11)：43-51.
YANG Xiaoyu, JIA Dongli, LIU Keyan, et al. Regional fault level prediction method for distribution network based on combined machine learning[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2024, 22(11): 43-51.

[20] 卞艺衡，别朝红. 面向弹性提升的智能配电网远动开关优化配置模型[J]. 电力系统自动化，2021，45(3)：33-39.
BIAN Yiheng, BIE Zhaohong. Resilience-enhanced optimal placement model of remote-controlled switch for smart distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(3): 33-39.

[21] ZHANG H B, MA S T, DING T, et al. Multi-stage multi-zone defender-attacker-defender model for optimal resilience strategy with distribution line hardening and energy storage system deployment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1194-1205.

[22] LEI S B, WANG J H, CHEN C, et al. Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(3): 2030-2041.

[23] WANG W, XIONG X F, HE Y F, et al. Scheduling of separable mobile energy storage systems with mobile generators and fuel tankers to boost distribution system resilience[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(1): 443-457.

[24] MASRUR H, SHAFIE-KHAH M, HOSSAIN M J, et al. Multi-energy microgrids incorporating EV integration: optimal design and resilient operation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(5): 3508-3518.

[25] DING T, WANG Z K, JIA W H, et al. Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(6): 4795-4808.

[26] WANG Z Q, ZHANG L, TANG W, et al. Equilibrium allocation strategy of multiple ESSs considering the economics and restoration capability in DNs[J]. Applied Energy, 2022, 306: 118019.

[27] 李明昊，杨祺铭，李更丰，等. 台风场景下基于多种分布式资源协同的弹性配电网两阶段供电恢复策略[J]. 高电压技术，2024，50(1)：93-104.
LI Minghao, YANG Qiming, LI Gengfeng, et al. Two-stage power supply restoration strategy of resilient distribution network based on coordination of multiple distributed resources in typhoon scenario[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 93-104.

[28] 龙雪梅，杨　军，吴赋章，等. 考虑路网-电网交互和用户心理的电动汽车充电负荷预测[J]. 电力系统自动化，2020，44(14)：86-93.
LONG Xuemei, YANG Jun, WU Fuzhang, et al. Prediction of electric vehicle charging load considering interaction between road network and power grid and user's psychology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 86-93.

[29] 杨祺铭，李更丰，别朝红，等. 台风灾害下基于 V2G 的城市配电网弹性提升策略[J]. 电力系统自动化，2022，46(12)：130-139.
YANG Qiming, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Vehicle-to-grid based resilience promotion strategy for urban distribution network under typhoon disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 130-139.

[30] ZHONG W F, XIE S L, XIE K, et al. Cooperative P2P energy trading in active distribution networks: an MILP-based Nash bargaining solution[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1264-1276



孙少华
1992—，男，博士生
主要研究方向为电力系统恢复力、储能时空调度
E-mail: shaohuasun@stu.xjtu.edu.cn

SUN Shaohua
Ph.D. candidate



李更丰(通信作者)
1984—，男，博士，教授，博导
主要研究方向为电力系统恢复力、综合能源系统可靠性评估
E-mail: gengfengli@xjtu.edu.cn

LI Gengfeng
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期　2025-01-07　修回日期　2025-02-24　　编辑　陈　蔓