

考虑储能提供灵活爬坡服务的配电网 日前调度协同优化策略研究

汪伟¹,任志超¹,马瑞光¹,焦杰¹,陶晓丽¹,李华强²,臧天磊²,师文杰²

(1. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041;

2. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要:针对新能源发电快速发展和电力系统对灵活性需求的增加,设计了一种考虑储能系统特性的灵活爬坡服务交易机制与配电网日前调度的协同优化策略。首先,分析了灵活爬坡需求的供需平衡机理,根据储能系统荷电状态提出了储能系统提供灵活爬坡服务的竞价策略,建立了灵活爬坡服务交易的模型,并提出了考虑灵活爬坡交易计划的配电网最优调度策略;然后,为保障交易计划与调度计划的协同优化结果,采用了目标级联法对模型解耦并求解;最后,以IEEE 33节点系统验证了所提策略与模型的有效性。

关键词:灵活爬坡服务;储能系统;新能源;配电网;协同优化

中图分类号:TM 73 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2024)06-0001-09

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20240601

Research on Coordinated Optimization Strategy for Day-ahead Dispatch of Distribution Network Considering Flexible Ramping Service of Energy Storage

WANG Wei¹, REN Zhichao¹, MA Ruiguang¹, JIAO Jie¹, TAO Xiaoli¹,

LI Huaqiang², ZANG Tianlei², SHI Wenjie²

(1. State Grid Sichuan Economic Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. College of
Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China)

Abstract: With the rapid development of renewable energy and the increasing demand for flexibility in power system, a flexible ramping service transaction mechanism and a coordinated optimization strategy for day-ahead dispatching of distribution network are designed considering the characteristics of energy storage system. Firstly, the supply and demand balance mechanism of flexible ramping demand is analyzed, and then a bidding strategy for energy storage to provide flexible ramping services is established based on the state of charge of energy storage system. Secondly, after establishing a model for flexible ramping service transactions, an optimal dispatching strategy for distribution network considering flexible ramping transaction plans is established. And then, in order to ensure the coordinated optimization results of the transaction plan and the dispatch plan, the analysis target cascading is used to decouple and solve the model. Finally, the effectiveness of the proposed strategy and model is verified by IEEE 33-node system.

Key words: flexible ramping service; energy storage system; renewable energy; distribution network; coordinated optimization

0 引言

在“碳达峰、碳中和”的发展背景下,随着集中

式清洁能源发展逐渐趋于饱和,在配电网大力发展分布式风电和光伏成为主要发展趋势^[1]。然而,由于风光发电的随机性和波动性,对配电网的稳定运行和调度提出了巨大的挑战,配电网的调度成本与复杂度显著增加。此外,风光发电的随机性和波动性增加了系统对灵活爬坡能力的需求,这既增加了

基金项目:国网四川省电力公司科技项目“分布式风光接入下配电网多元竞争主体灵活性资源交易机制与互动策略”(4300262621/10)

在短时间尺度内灵活爬坡能力的平衡难度,也增加了长时间尺度内电力电量平衡的难度。因此电力系统需要有能够快速响应发电量变化的措施,以保持供需平衡和系统稳定。

储能系统作为一种有效的解决方案,能够在电力供需不平衡时提供必要的电力支持和调节。通过在发电量过剩时储存电能,并在发电量不足时释放电能,储能系统可以平滑可再生能源发电的波动,增强配电网的灵活性和稳定性^[2]。在电量平衡问题上,储能系统通过调度能够优化 24 h 的负荷状态曲线;在灵活爬坡平衡问题上,储能系统更是能够通过短时间快速充放电以提供不同方向的灵活爬坡能力。这种灵活爬坡能力不仅有助于稳定电压,还能减少调度难度,降低整体配电网调度成本。

目前,电力现货市场和辅助服务市场的建立,使得储能系统可以通过市场交易获得收益,同时也促进了储能技术的快速发展和应用。市场机制的引入也为解决风光发电的随机性和波动性提供了有效的手段。通过市场化手段,可以激励储能系统等灵活资源的参与,提供辅助服务和应急响应能力,进一步提升电网的灵活性^[3]。但是专门针对灵活爬坡能力开展的市场交易机制并不完善,仍有很大的研究空间。

在灵活爬坡服务交易模型研究方面,已有相关文献提出了考虑风光储参与灵活爬坡的市场联合出清模型,其中:文献[4]侧重于风光储场站与市场的交互,通过两阶段优化实现市场出清;文献[5]则考虑了新能源的随机性和波动性,提出了基于虚拟电厂的灵活爬坡服务两阶段分布鲁棒优化运营策略。这些研究为灵活爬坡服务提供了理论基础和市场框架,但缺乏对配电网电能优化调度的深入探讨。在灵活爬坡服务市场定价研究方面,文献[6]针对新能源电力系统能量-灵活爬坡市场定价问题进行了研究,提出了基于市场供需关系的定价模型;该模型为灵活爬坡服务的市场化交易提供了定价依据,但未考虑配电网的具体调度需求和约束。在灵活爬坡服务与电能优化调度结合研究方面:文献[7-8]分别提出了考虑灵活爬坡辅助服务和可调节资源优化调度的现货电能量市场出清模型和电力系统可调节资源优化调度模型;文献[9-11]则从不同角度分析了灵活爬坡交易在电力系统优化调度中的应用,如基于 Copula 函数及条件风险价值的综合能源系统灵活爬坡优化调度、考虑不确定性物理边界的灵活

爬坡备用分布鲁棒经济调度,以及考虑风电爬坡灵活调节的碳捕集电厂低碳经济调度等。这些研究为灵活爬坡能力的交易在配电网电能优化调度中的应用提供了重要参考,但尚需进一步深入研究灵活爬坡交易与配电网调度策略的协同优化。

综上,目前对于灵活爬坡服务的交易机制研究尚不全面,对灵活爬坡能力的定价模糊,且对配电网的优化调度研究大多未涉及到灵活爬坡服务的交易层面。因此,下面综合考虑了配电网电量平衡与灵活爬坡平衡问题,以储能系统为研究对象,通过分析储能荷电量与爬坡能力的关系对储能系统灵活爬坡能力竞价策略进行了研究,同时建立了灵活爬坡服务交易机制与配电网调度优化模型。首先,基于储能系统特性,分析储能爬坡能力并提出基于储能荷电量区间的灵活爬坡竞价策略,建立灵活爬坡服务交易机制;然后,构建了考虑储能灵活爬坡交易的配电网日前调度的优化模型;接着,采用目标级联法对协同优化问题进行了求解;最后,通过实例验证了所提方法的有效性和可行性。

1 灵活爬坡供需平衡机理分析

1.1 新能源灵活爬坡需求分析

同时考虑新能源的随机性和波动性,以鲁棒的思想确定所产生的爬坡需求,如图 1 所示。图中黑色实线为某日新能源出力曲线,如在 6:00 时,若新能源过发(蓝色箭头),电能调度即可平抑此时的新能源随机性和波动性;若新能源欠发(红色箭头),电能调度无法满足灵活爬坡需求,此时会产生红色阴影部分的灵活向上需求。同理在 14:00 时,灵活向

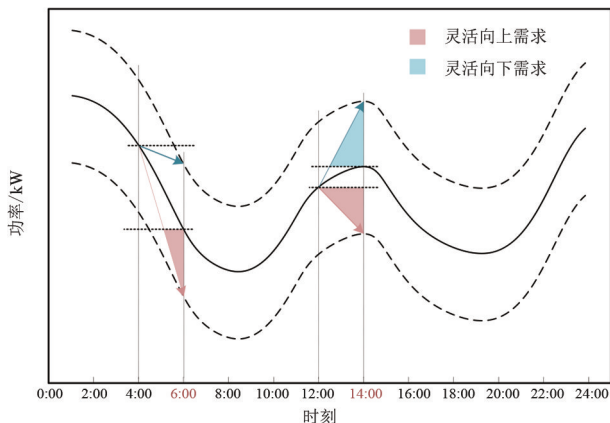


图 1 新能源灵活爬坡需求分析

上需求与灵活向下需求都有可能存在。

根据图1,新能源各时刻所需的向上与向下爬坡能力需求可表示为:

$$R_t^{\text{up}} = |P_{t-1}^{\text{ne}} - P_t^{\text{ne,pre,min}}| - \max\{P_{t-1}^{\text{ne}} - P_t^{\text{ne}}, 0\} \quad (1)$$

$$R_t^{\text{down}} = |P_t^{\text{ne,pre,max}} - P_{t-1}^{\text{ne}}| - \max\{P_t^{\text{ne}} - P_{t-1}^{\text{ne}}, 0\} \quad (2)$$

式中: R_t^{up} 、 R_t^{down} 分别为 t 时刻灵活向上、向下爬坡能力需求; P_t^{ne} 为 t 时刻新能源实际出力; $P_t^{\text{ne,pre,max}}$ 、 $P_t^{\text{ne,pre,min}}$ 分别为 t 时刻新能源出力预测最大、最小值。

新能源出力的预测误差服从正态分布^[12],可选取 95% 置信区间,则新能源出力范围为

$$[P_t^{\text{ne,pre}} - 1.96\sigma, P_t^{\text{ne,pre}} + 1.96\sigma] \quad (3)$$

式中: $P_t^{\text{ne,pre}}$ 为 t 时刻新能源预测出力; σ 为预测标准差。

1.2 储能系统灵活爬坡供给分析

储能系统所能提供的爬坡能力取决于其荷电量状态以及最大充放电效率;储能系统提供的向上爬坡能力取决于储能系统当前荷电量与储能系统最低荷电量的差值和最大放电功率的关系;储能系统提供的向下爬坡能力取决于储能当前荷电量与储能最大荷电量的差值和最大充电功率的关系。

图2为储能系统某日前充放电计划下的荷电量曲线,图中:黑色实曲线为某日储能荷电状态曲线;黑色虚曲线为各时刻最大充放电功率下的荷电状态;黑色虚直线为最大、最小荷电状态;红色阴影部分为储能系统可提供的最大灵活向上爬坡能力;蓝色阴影部分为储能系统可提供的最大灵活向下爬坡能力。

由图可知,储能提供的最大灵活向上和向下爬坡能力可表示为:

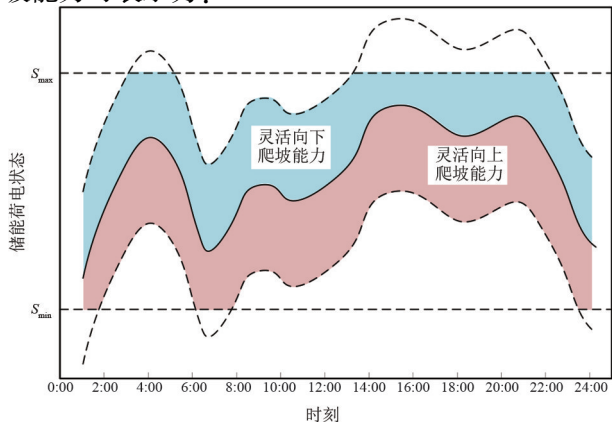


图2 储能系统灵活爬坡能力分析

$$0 \leq r_t^{\text{up}} \leq r_t^{\text{up,max}} \quad (4)$$

$$0 \leq r_t^{\text{down}} \leq r_t^{\text{down,max}} \quad (5)$$

$$r_t^{\text{up,max}} = \min\left\{\eta E_N(S_t - S_{\min}), P^{\text{s,max}}\right\} \quad (6)$$

$$r_t^{\text{down,max}} = \min\left\{\frac{E_N(S_{\max} - S_t)}{\eta}, P^{\text{s,max}}\right\} \quad (7)$$

$$S_t = S_{t-1} + \frac{\left[\eta P_t^{\text{ch}} - \frac{P_t^{\text{dis}}}{\eta}\right] \Delta t}{E_N} \quad (8)$$

$$0 \leq P_t^{\text{ch}} \leq (1 - \alpha_t) P^{\text{s,max}} \quad (9)$$

$$0 \leq P_t^{\text{dis}} \leq \alpha_t P^{\text{s,max}} \quad (10)$$

式中: r_t^{up} 、 r_t^{down} 分别为 t 时刻储能系统提供的灵活向上和向下爬坡能力; $r_t^{\text{up,max}}$ 、 $r_t^{\text{down,max}}$ 分别为 t 时刻储能系统可提供的最大灵活向上、向下爬坡能力; η 为充放电效率; E_N 为储能额定容量; S_t 为 t 时刻储能系统荷电状态; $S_{\max}$ 、 $S_{\min}$ 分别为储能系统最大、最小荷电状态; $P^{\text{s,max}}$ 为储能最大充、放电功率; P_t^{ch} 、 P_t^{dis} 分别为 t 时刻储能系统充、放电功率; α_t 为 t 时刻布尔变量,0 为充电,1 为放电。

1.3 灵活爬坡能力供需平衡机理

灵活爬坡能力平衡机理相较于传统电力平衡的区别在于:传统电力平衡主要依靠常规机组出力跟踪各时刻净负荷需求,实现电力供需平衡;而灵活性平衡则是通过调节灵活性资源出力,满足各时刻的新能源爬坡需求,两种平衡机理对比如表1所示。

表1 电力平衡与灵活性平衡机理对比

属性	传统电力平衡	灵活爬坡平衡
平衡需求	各时刻电力负荷需求	各时刻新能源爬坡需求
平衡资源	主要依靠常规机组	以储能为主的灵活性资源
平衡约束	电力平衡等式	灵活性平衡等式
平衡点	电源出力约等于负荷需求	灵活性供给略大于需求

2 储能系统爬坡服务交易-配电网调度协同优化模型

储能系统能够通过预留充放电裕度,即向上与向下爬坡能力,来满足新能源随机性和波动性产生的爬坡需求,从提供爬坡服务中获得额外利益。对于新能源来说,购买储能系统提供的灵活爬坡能力能够减少实时中因灵活性资源不足而产生的高额风险成本。此外,配电网对新能源、储能系统、负荷进

行优化调度,通过双层优化以达到最优交易计划下的配电网最优调度计划,整体框架如图 3 所示。

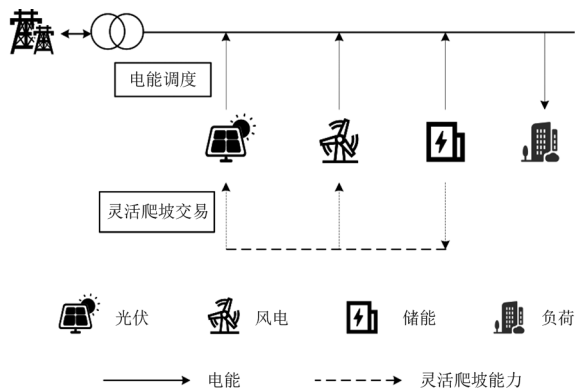


图 3 优化调度整体框架

在灵活爬坡交易部分,新能源作为灵活爬坡需求方,储能系统作为灵活爬坡供给方;在电能调度部分,负荷为电能需求方,新能源为电能供给方,储能系统既可作为需求方也可作为供给方。在灵活爬坡交易与电能调度的过程中,以储能系统所能提供的灵活爬坡能力与储能系统充放电计划的容量关系为耦合进行协同优化,得到储能系统考虑提供灵活爬坡能力的最优充放电计划。

2.1 灵活爬坡服务交易模型

2.1.1 新能源灵活爬坡报价策略

由于新能源发电出力的随机性和波动性,新能源发电商将要承担灵活性不足的风险成本。当新能源发欠发时,若系统灵活向上爬坡能力不足,新能源发电商需要向上级电网购买电能;当新能源过发时,若系统缺少灵活向下爬坡能力,新能源发电商需要承担弃风或弃光成本。因此,新能源对于灵活爬坡能力的报价策略可表示为:

$$\pi_t^{\text{up}} < \alpha^{\text{up}} \quad (11)$$

$$\pi_t^{\text{down}} < \alpha^{\text{down}} \quad (12)$$

式中: π_t^{up} 、 π_t^{down} 为 t 时刻灵活向上、向下爬坡能力交易价格; α^{up} 为向上级购买向上爬坡能力的实时电价; α^{down} 为新能源弃风弃光成本电价。

2.1.2 储能提供灵活爬坡能力竞价策略

目前关于各类灵活性资源提供灵活爬坡能力竞价的研究较少,还没有统一标准^[13]。这里提出了一种基于储能荷电状态的灵活爬坡服务竞价策略,如图 4 所示。

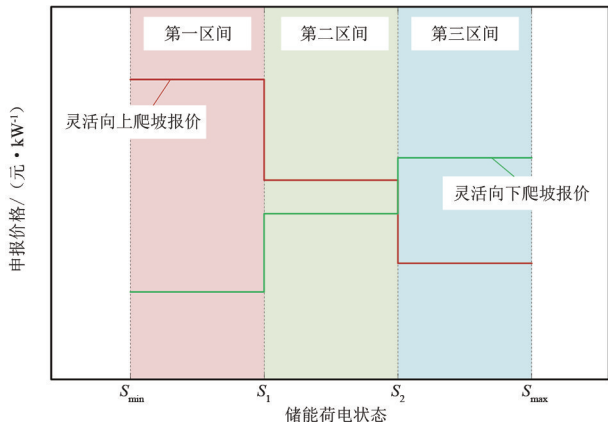


图 4 储能提供灵活爬坡服务竞价策略

当储能系统提供灵活向上爬坡能力时,储能系统需要有放电裕度,要具备充当电源的能力;当储能系统提供灵活向下爬坡能力时,储能系统需要有充电裕度,要具备充当负荷的能力。建立储能系统提供灵活向上和向下爬坡能力竞价策略如下:

$$\pi_t^{\text{up}} = \begin{cases} (\pi_a^{\text{up}}, \alpha^{\text{up}}), S_t \in [S_{\min}, S_1) \\ (\pi_b^{\text{up}}, \alpha^{\text{up}}), S_t \in [S_1, S_2] \\ (\pi_c^{\text{up}}, \alpha^{\text{up}}), S_t \in (S_2, S_{\max}] \end{cases} \quad (13)$$

$$\pi_a^{\text{up}} > \pi_b^{\text{up}} > \pi_c^{\text{up}} \quad (14)$$

$$\pi_t^{\text{down}} = \begin{cases} (\pi_a^{\text{down}}, \alpha^{\text{down}}), S_t \in [S_{\min}, S_1) \\ (\pi_b^{\text{down}}, \alpha^{\text{down}}), S_t \in [S_1, S_2] \\ (\pi_c^{\text{down}}, \alpha^{\text{down}}), S_t \in (S_2, S_{\max}] \end{cases} \quad (15)$$

$$\pi_a^{\text{down}} < \pi_b^{\text{down}} < \pi_c^{\text{down}} \quad (16)$$

$$S_1 = 1 - \eta \frac{\max P_t^{\text{load}} - \min P_t^{\text{ne}}}{E_N} \Delta t \quad (17)$$

$$S_2 = \eta \frac{\max P_t^{\text{ne}} - \min P_t^{\text{load}}}{E_N} \Delta t \quad (18)$$

式中: π_a^{up} 、 π_b^{up} 、 π_c^{up} 分别为 3 个区间内储能提供灵活向上爬坡能力的最低售价; π_a^{down} 、 π_b^{down} 、 π_c^{down} 分别为 3 个区间内储能提供灵活向下爬坡能力的最低售价; P_t^{load} 为 t 时刻负荷需求; S_1 、 S_2 为区间边界,用以划分储能荷电区间,分别由负荷最大值与新能源最小值之差、新能源最大值与负荷最小值之差来计算边界。

在第一区间 $[S_{\min}, S_1)$, 新能源出力较低、负荷水平较高、储能系统的荷电量低,处于电力紧缺阶段。若要预留灵活向上爬坡能力,储能系统必须先充电留有一定放电裕度,因此向上爬坡能力竞价高;

若要预留灵活向下爬坡能力,由于储能系统荷电量低,有充足的充电裕度,因此向下爬坡能力竞价低。

在第二区间 $[S_1, S_2]$,向上和向下爬坡能力竞价处于平价阶段。

在第三区间 $(S_2, S_{\max}]$,新能源出力较高、负荷水平较低、储能系统的荷电量高,处于电力充足阶段。储能系统有充足的放电裕度,因此向下爬坡能力竞价低;若要预留灵活向上爬坡能力,储能系统必须先放电留有一定充电裕度,但此时电力充足,放电收益不高,因此向上爬坡能力竞价高。

2.1.3 交易模型

灵活爬坡服务的意义在于对储能系统提供的灵活爬坡服务进行合理的激励与补偿,补偿金额与其由于提供灵活爬坡能力而失去的电费收益相关。将储能系统在日前以价格接收者参与配电网电能调度,灵活爬坡服务的价格由爬坡量需求约束的拉格朗日乘子(影子价格)决定。参考电能交易以社会福利最大为目标,建立灵活爬坡服务交易模型如下:

$$\max F_{\text{Market}} = (\alpha^{\text{up}} - \beta_t^{\text{up}})r_t^{\text{up}} + (\alpha^{\text{down}} - \beta_t^{\text{down}})r_t^{\text{down}} \quad (19)$$

$$\beta_t^{\text{up}} = \begin{cases} \pi_a^{\text{up}}, S_t \in [S_{\min}, S_1] \\ \pi_b^{\text{up}}, S_t \in [S_1, S_2] \\ \pi_c^{\text{up}}, S_t \in (S_2, S_{\max}] \end{cases} \quad (20)$$

$$\beta_t^{\text{down}} = \begin{cases} \pi_a^{\text{down}}, S_t \in [S_{\min}, S_1] \\ \pi_b^{\text{down}}, S_t \in [S_1, S_2] \\ \pi_c^{\text{down}}, S_t \in (S_2, S_{\max}] \end{cases} \quad (21)$$

$$r_t^{\text{up}} + r_t^{\text{grid,up}} = R_t^{\text{up}} \quad (22)$$

$$r_t^{\text{down}} + r_t^{\text{abd}} = R_t^{\text{abd}} \quad (23)$$

式中: F_{Market} 为储能系统参与灵活爬坡服务交易的目标函数; $\beta_t^{\text{up}}, \beta_t^{\text{down}}$ 为 t 时刻向上、向下爬坡交易价格下线,由储能竞价策略决定; $r_t^{\text{grid,up}}$ 为 t 时刻向上级购买的灵活向上爬坡能力; r_t^{abd} 为 t 时刻弃风弃光量。其余约束见式(4)一式(18)。

2.2 配电网优化调度模型

配电网电能调度是调度配电网中的新能源和储能系统出力满足基础负荷需求,维持配电网安全稳定运行。以配电网运行成本最小为目标,潮流约束参考文献[14],建立配电网优化模型如下:

$$\min F_{\text{DN}} = \sum_{t=1}^T C_t^{\text{loss}} + C_t^{\text{grid}} + C_t^{\text{risk}} + C_t^{\text{dsp}} \quad (24)$$

$$C_t^{\text{loss}} = c_t^{\text{loss}} P_t^{\text{loss}} \quad (25)$$

$$C_t^{\text{grid}} = c_t^{\text{grid}} P_t^{\text{grid}} \quad (26)$$

$$C_t^{\text{risk}} = c_t^{\text{risk}} P_t^{\text{risk}} \quad (27)$$

$$C_t^{\text{dsp}} = c_t^{\text{dsp,ne}} P_t^{\text{ne}} + c_t^{\text{dsp,ch}} P_t^{\text{ch}} + c_t^{\text{dsp,dis}} P_t^{\text{dis}} \quad (28)$$

$$P_t^{\text{load}} + P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{risk}} = P_t^{\text{ne}} + P_t^{\text{dis}} + P_t^{\text{grid}} \quad (29)$$

$$P_t^{\text{ne,pre,min}} < P_t^{\text{ne}} < P_t^{\text{ne,pre,max}} \quad (30)$$

式中: F_{DN} 为配电网日前调度的综合运行成本; T 为调度周期; $C_t^{\text{loss}}, C_t^{\text{grid}}, C_t^{\text{risk}}, C_t^{\text{dsp}}$ 分别为 t 时刻有功网损成本、上级购电成本、灵活风险成本以及调度成本; $c_t^{\text{loss}}, P_t^{\text{loss}}$ 分别为 t 时刻的网损成本电价和总有功网损; $c_t^{\text{grid}}, P_t^{\text{grid}}$ 分别为 t 时刻的上级电网购电的分时电价和向上级电网购电功率; $c_t^{\text{risk}}, P_t^{\text{risk}}$ 分别为 t 时刻的灵活不足风险成本电价和灵活不足量; $c_t^{\text{dsp,ne}}, c_t^{\text{dsp,ch}}, c_t^{\text{dsp,dis}}$ 分别为 t 时刻的新能源和储能系统充、放电调度成本电价。

3 基于目标级联法的协同优化模型求解

目标级联法(target cascading, ATC)在多目标求优中优势显著。它支持并行优化,不受级数限制,具有严格的收敛证明,能够确保各目标间的平衡^[15]。所提储能爬坡服务交易-配电网优化调度协同优化模型为双目标优化模型,ATC在解决该多目标优化问题时能够成为有力工具。

3.1 耦合变量分析

储能系统能够与新能源所交易的灵活爬坡能力,与配电网调度计划中储能系统的充放电计划所保留的灵活爬坡能力相关,应满足以下约束:

$$r_t^{\text{DN,up}} = r_t^{\text{ESS,up}} \quad (31)$$

$$r_t^{\text{DN,down}} = r_t^{\text{ESS,down}} \quad (32)$$

式中: $r_t^{\text{ESS,up}}, r_t^{\text{ESS,down}}$ 分别为灵活爬坡服务交易中的储能系统 t 时刻提供的总灵活向上和向下爬坡能力; $r_t^{\text{DN,up}}, r_t^{\text{DN,down}}$ 分别为配电网优化运行策略下储能系统 t 时刻所持有的总灵活向上和向下爬坡能力。

当对储能系统与新能源的灵活爬坡服务交易模型和配电网优化调度策略求解时,分别独立求解,不

需要满足该耦合量约束。

3.2 模型解耦方法

在所提储能系统提供灵活爬坡服务的配电网优化调度策略中,配电网与储能系统属于不同利益主体,双方在模型上有着约束条件的耦合,二者在优化过程中不能独立求解。为实现有效求解,提出如图 5 所示的解耦方法实现配电网与储能系统双方优化模型的解耦。

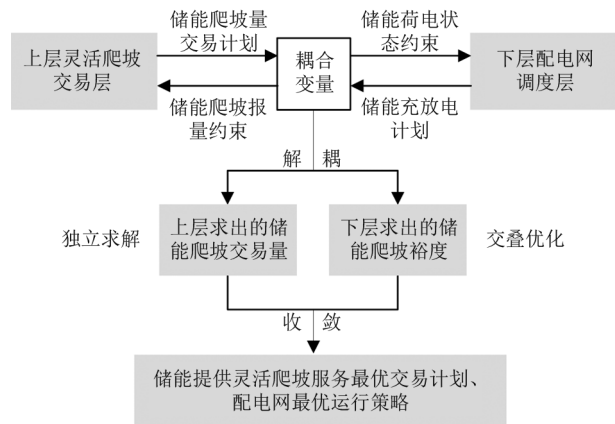


图 5 模型解耦方法

解耦后,需保证最终求解结果使双方的耦合变量相等,达到重新耦合。因此在求解储能系统与新能源的灵活爬坡服务交易结果时,需要考虑自身耦合变量与配电网耦合变量协调至收敛。在其目标函数加入罚函数,表示配电网双方主体耦合变量的偏差,则灵活爬坡服务交易模型修正为:

$$\max F'_{\text{Market}} = (\alpha^{\text{up}} - \beta_t^{\text{up}})r_t^{\text{up}} + (\alpha^{\text{down}} - \beta_t^{\text{down}})r_t^{\text{down}} + \omega_t \left| \tilde{r}_t^{\text{DN},\text{up}} - r_t^{\text{ESS},\text{up}} \right| + v_t \left| \tilde{r}_t^{\text{DN},\text{down}} - r_t^{\text{ESS},\text{down}} \right| \quad (33)$$

式中: F'_{Market} 为解耦后储能系统参与灵活爬坡服务交易的目标函数; $\tilde{r}_t^{\text{DN},\text{up}}$ 、 $\tilde{r}_t^{\text{DN},\text{down}}$ 为已知配电网优化运行下储能系统的灵活向上和向下爬坡能力; ω_t 、 v_t 为罚函数乘子。

同理,配电网运营主体在求解自身最优调度策略时,需考虑运行过程中的耦合变量协调,其目标函数修改为

$$\min F'_{\text{DN}} = \sum_{t=1}^T C_t^{\text{loss}} + C_t^{\text{grid}} + C_t^{\text{risk}} + \omega_t \left| r_t^{\text{DN},\text{up}} - \tilde{r}_t^{\text{ESS},\text{up}} \right| + v_t \left| r_t^{\text{DN},\text{down}} - \tilde{r}_t^{\text{ESS},\text{down}} \right| \quad (34)$$

式中: F'_{DN} 为解耦后配电网主体优化调度策略的目标函数; $\tilde{r}_t^{\text{ESS},\text{up}}$ 、 $\tilde{r}_t^{\text{ESS},\text{down}}$ 为已知灵活爬坡服务交易计划中的储能提供的灵活向上和向下爬坡能力。

3.3 收敛判据与迭代乘子原则

当上层交易模型与下层优化调度模型在相互迭代使得耦合变量达到协调时,可求得最优灵活爬坡服务交易计划下的最优配电网调度策略。收敛判据如下:

$$\left| r_t^{\text{DN},\text{up}}(k) - r_t^{\text{ESS},\text{up}}(k) \right| + \left| r_t^{\text{DN},\text{down}}(k) - r_t^{\text{ESS},\text{down}}(k) \right| \leq \varepsilon_1 \quad (35)$$

$$\frac{F'_{\text{Market}}(k) + F'_{\text{DN}}(k) - [F'_{\text{Market}}(k+1) + F'_{\text{DN}}(k+1)]}{F'_{\text{Market}}(k) + F'_{\text{DN}}(k)} \leq \varepsilon_2 \quad (36)$$

式中: k 为迭代次数; ε_1 为耦合变量收敛的精度要求; ε_2 为目标函数收敛的精度要求。式(35)表示在第 k 次迭代中,耦合变量的差值是否满足精度要求;式(36)用于检查整体目标函数值是否收敛。

若精度要求不能同时满足,则根据式(37)更新罚函数乘子,乘子 $\omega_t(k)$ 、 $v_t(k)$ 、 $\beta_t(k)$ 的初值取较小常数。

$$\begin{cases} \omega_t(k) = \omega_t(k-1) + \beta_t(k-1) \times \left| r_t^{\text{DN},\text{up}}(k-1) - r_t^{\text{ESS},\text{up}}(k-1) \right| \\ v_t(k) = v_t(k-1) + \beta_t(k-1) \times \left| r_t^{\text{DN},\text{down}}(k-1) - r_t^{\text{ESS},\text{down}}(k-1) \right| \\ \beta_t(k) = 2 \times \beta_t(k-1) \end{cases} \quad (37)$$

3.4 求解流程

基于目标级联法的灵活爬坡服务交易与配电网协同规划模型求解流程如图 6 所示。

首先,假设新能源预测出力为其实际出力,计算灵活爬坡能力需求,并且储能系统不考虑配电网调度计划,在灵活爬坡服务交易中以其最大可提供灵活爬坡能力为报量,得出灵活爬坡能力交易计划。

其次,配电网不考虑储能系统预留的灵活爬坡能力,求得新能源与储能系统的调度计划。

最后,判断耦合变量是否收敛,即下层求得的储能系统调度计划能否满足上层所进行的灵活爬坡交易量。若满足,则输出结果;若不满足,则更新惩罚乘子与灵活爬坡能力需求,重复上述步骤。

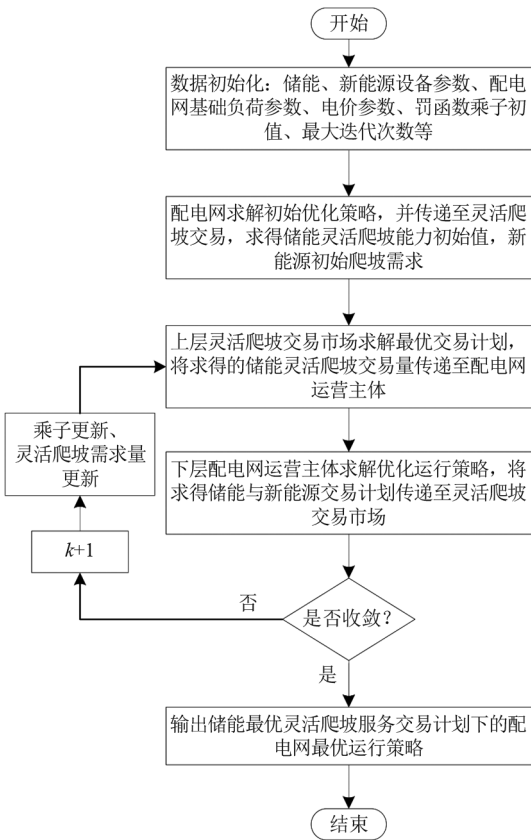


图 6 求解流程

4 算例分析

4.1 算例设置

为验证所提出模型的合理性和有效性,采用 IEEE 33 节点配电系统,如图 7 所示。在节点 10、17、21、30 配置储能设备,最大、最小荷电量分别为 1000 kWh、100 kWh,最大充放电功率为 500 kW,充放电效率为 0.95;在节点 11、22 接有光伏发电机组,额定功率为 500 kW;在节点 18、31 接有风力发电机组,额定功率为 500 kW;取 $\sigma = 0.1 \cdot P^{ne}$ (P^{ne} 为新能源出力均值)。电价及参数参考文献[16-17]。

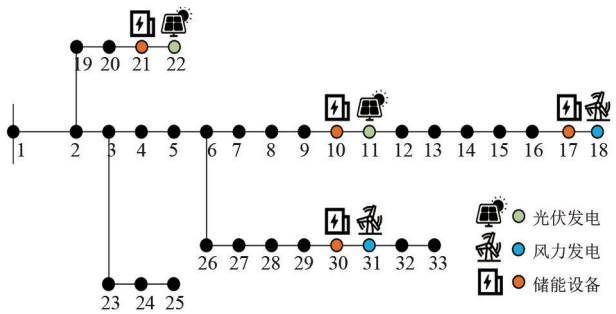


图 7 IEEE 33 节点算例

新能源总出力与负荷需求曲线如图 8 所示。

为验证所提方法的有效性,设置两个场景。

场景 1:不考虑灵活爬坡服务,配电网直接进行优化调度。

场景 2:所设计的考虑灵活爬坡服务的配电网优化调度策略。

两个场景下的电平衡如图 9 所示;储能设备荷电状态如图 10 所示。

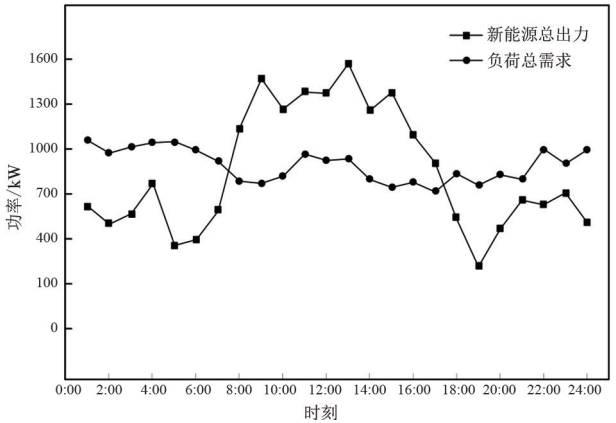
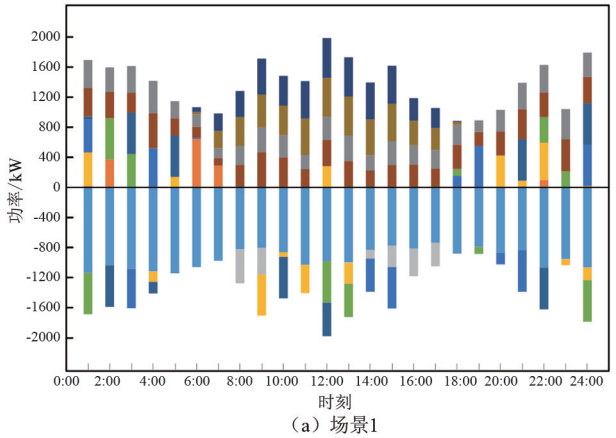
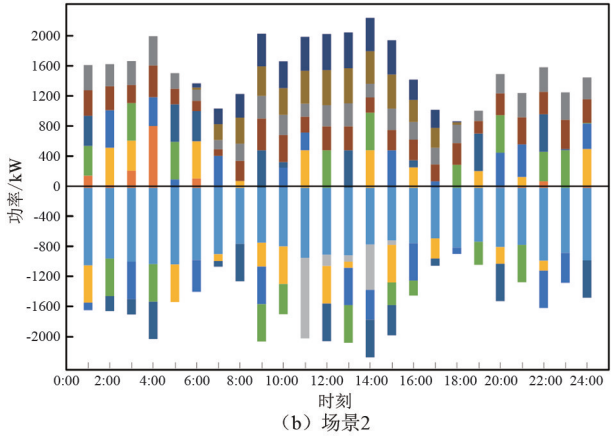


图 8 新能源出力曲线与负荷需求曲线



(a) 场景1



(b) 场景2



图 9 电平衡

由图 9 能够发现,场景 2 在考虑了灵活爬坡服务后电平衡更加复杂,这是因为需要考虑的约束增多,储能设备使用频繁。此外,场景 2 下的灵活不足量明显降低。下面分别对储能系统、新能源以及配电网效益进行分析。

4.2 储能效益分析

由表 2 可见,场景 2 下储能系统电能调度日收益共增加了 341.0 元,并且增加了提供灵活爬坡服务的收益共 3 529.2 元。在增加了储能系统与新能源的爬坡服务交易后,储能系统能够有更多的手段获取利益。并且对比单纯参与配电网调度,从图 10

表 2 场景 2 储能系统 24 h 总收益

储能设备	电能调度收益/元		提供灵活向上爬坡能力收益/元		提供灵活向下爬坡能力收益/元	
	场景 1	场景 2	场景 1	场景 2	场景 1	场景 2
1	3 821.5	4 334.1	0	1 332.4	0	309.5
2	4 857.6	4 592.6	0	581.5	0	31.4
3	4 160.7	4 685.7	0	198.1	0	136.7
4	4 905.3	4 473.7	0	880.3	0	59.3
合计	17 745.1	18 086.1	0	2 992.3	0	536.9

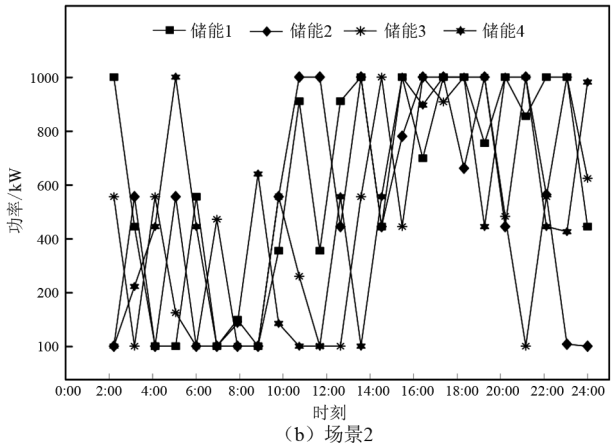
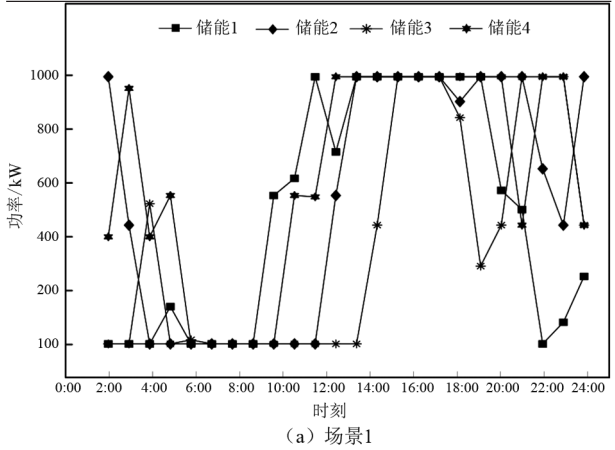


图 10 储能设备荷电状态

能够发现场景 2 下储能设备充放电更平凡,储能系统利用率更高,此时储能系统获得的电能调度收益也更高。

4.3 新能源效益分析

图 11 展示了储能系统在灵活爬坡服务中的交易量;图 12 展示了新能源所需的灵活爬坡需求。可以发现,储能系统能基本满足新能源所产生的灵活爬坡需求。在场景 1 中,新能源自行承担灵活性不足的成本,场景 2 中新能源可与储能系统进行灵活爬坡的交易来减少灵活性不足的成本。在场景 1 下,新能源需承担 6 369.4 元的向上灵活爬坡成本以及 1 865.7 元的灵活向下爬坡成本;场景 2 下新能源需承担 2 992.3 元的灵活向上爬坡能力的购买成本以及 536.9 元的灵活向下爬坡能力的购买成本。相较于场景 1,所提加入储能灵活爬坡服务交易策略能够帮助新能源节省 4 705.9 元的成本。

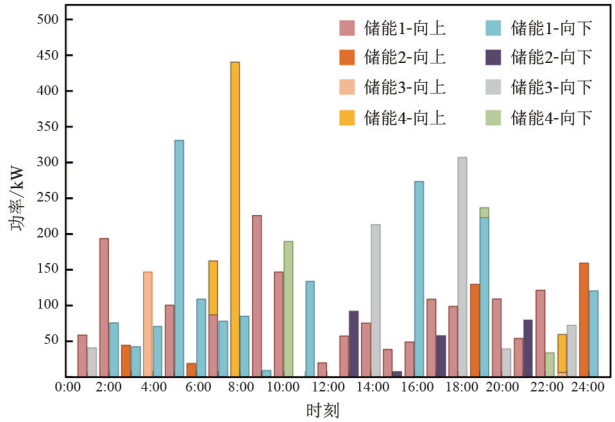


图 11 储能系统灵活爬坡能力交易量

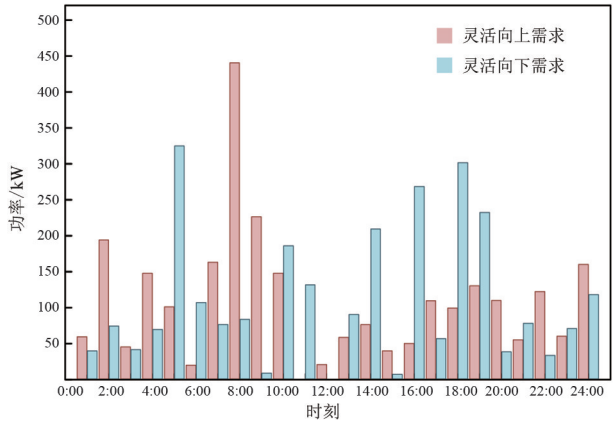


图 12 新能源灵活爬坡需求

4.4 配电网效益分析

配电网的运行成本包含了有功网损成本、上级购电成本、调度成本以及灵活风险成本。两个场景的成本对比如表 3 所示。

表 3 配电网效益分析					单位:元
场景	有功网损成本	购电成本	调度成本	灵活风险成本	综合成本
场景 1	846.5	443.5	25 641.9	886.5	27 818.4
场景 2	915.8	356.2	27 065.4	687.4	29 024.8

场景 2 下配电网的综合运行成本增加主要体现在网损成本与调度成本上。这是因为在场景 2 下,储能设备为参与灵活爬坡服务交易,充放电频繁,增加了配电网有功网损以及配电网的调度成本。

5 结 论

上面设计了一种储能系统提供灵活爬坡服务的配电网日前调度协同优化策略,建立了储能基于荷电状态的竞价策略,并在求解协同优化问题时采用目标级联法来保证结果的优越性。整体看来,采用所设计的考虑灵活爬坡服务的配电网优化调度策略时,配电网运行成本虽然增加了 11.8%,但储能收益增加了 21.8%,新能源收益增加了 57.1%。数据表明在考虑储能系统与新能源灵活爬坡服务交易后,能够有效提升整体的收益。在后续的研究中,可以通过设置合理的利益分配来弥补配电网运行成本增加的损失。

上述研究不仅为解决可再生能源大规模接入配电网带来的调度问题提供了新的思路,也为推动智能电网和能源互联网的发展提供了理论支持。

参考文献

[1] 杨力,成思琪,苏韵掣,等.基于分布式电源与负荷双重不确定性的配电网综合规划研究[J].四川电力技术,2017,40(6):34-38.

[2] DAI R, ESMAEILBEIGI R, CHARKHGARD H. The utilization of shared energy storage in energy systems: A comprehensive review [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4):3163-3174.

[3] 高卫恒,王吉文,栾喜臣.电力市场环境 下独立储能多阶段协同交易策略研究[J].浙江电力,2024,43(5):91-99.

[4] 成明洋,邢海军,米阳,等.考虑风光储能站参与灵活爬坡的两阶段市场联合出清[J/OL].上海交通大学学报:1-28 [2024-03-01]. <http://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.570>.

[5] 俞鸿飞,王韵楚,吕瑞扬,等.考虑灵活爬坡产品的虚拟电厂两阶段分布鲁棒优化运营策略[J].电力系统自动化,2024,48(14):16-27.

[6] 夏伟心,陈胜,吴昊,等.新能源电力系统能量-灵活爬坡市场定价研究[J].重庆理工大学学报(自然科学),2024,38(3):318-326.

[7] 胡晓静,李慧,崔晖,等.考虑灵活爬坡辅助服务和弃风惩罚的现货电能市场出清模型[J].电力系统保护与控制,2024,52(4):133-143.

[8] 林顺富,张琪,沈运帷,等.面向灵活爬坡服务的高比例新能源电力系统可调节资源优化调度模型[J].电力系统保护与控制,2024,52(2):90-100.

[9] 黄悦华,刘兴韬,张磊,等.基于 C 藤 Copula 及条件风险价值的综合能源系统灵活爬坡优化调度[J].中国电机工程学报,2023,43(24):9411-9423.

[10] 王浩元,别朝红.考虑不确定性物理边界的灵活爬坡备用分布鲁棒经济调度[J].电力自动化设备,2023,43(10):59-68.

[11] 韩丽,王冲,于晓娇,等.考虑风电爬坡灵活调节的碳捕集电厂低碳经济调度[J].电工技术学报,2024,39(7):2033-2045.

[12] SINGLA A, SINGH K, YADAV V K. Optimization of distributed solar photovoltaic power generation in day-ahead electricity market incorporating irradiance uncertainty[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(3):545-560.

[13] 许高秀,邓晖,房乐,等.考虑需求侧灵活性资源参与的国内外电力辅助服务市场机制研究综述[J].浙江电力,2022,41(9):3-13.

[14] 邵晨颖,李沛霖,杨新婷,等.计及分布式光伏安装面积限制的配电网储能系统与线路扩容联合规划[J].四川电力技术,2023,46(6):67-74.

[15] 吴卓超,马刚,杨世海,等.基于目标级联的分布式交易模型的虚拟电厂运行优化策略[J].电力需求侧管理,2022,24(1):7-13.

[16] 刘帅,李华强,武姝凝,等.考虑灵活性资源传输精细化建模的配电网优化运行[J/OL].电网技术:1-15 [2024-03-07]. <http://doi.org/10.133335/j.1000-3673.pst.2023.0398>.

[17] 邓靖微,李华强,温丰瑞,等.计及虚拟电厂市场交易的主动配电网两阶段优化调度[J].电力建设,2021,42(9):22-31.

作者简介:

汪 伟(1984),男,博士,高级工程师,研究方向为电力系统、电力市场;

任志超(1980),男,博士,高级工程师,研究方向为综合能源系统;

马瑞光(1987),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统稳定与控制。