

# 考虑电动汽车集群时空能量可调控特性的 交直流混合配电网紧急优化调度

金国彬<sup>1</sup>,李 双<sup>1</sup>,李国庆<sup>1</sup>,辛业春<sup>1</sup>,刘玉龙<sup>2</sup>,周海龙<sup>1</sup>,谢 飞<sup>1</sup>,马煜凯<sup>1</sup>

(1. 东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室,吉林 吉林 132012;

2. 国网黑龙江省电力有限公司 大庆市供电公司,黑龙江 大庆 163712)

**摘要:**针对交直流混合配电网存在强随机性分布式电源接入、电力电子变流器的过载能力受限的特点,提出了考虑电动汽车(EV)集群时空能量可调控特性的交直流混合配电网紧急优化调度方法。基于负荷在紧急状态下的响应特性差异建立紧急响应负荷模型,基于紧急优化调度的实际需要和EV集群中各单元的荷电状态、并离网状态差异性特点建立EV聚合商紧急调控模型;综合考虑调度单元的经济性与系统可靠性,建立紧急优化调度模型;基于改进的IEEE 33节点交直流混合配电网构建2种故障场景,基于最差净负荷功率曲线进行优化求解,并将EV集群与容量相当的传统储能的紧急优化调度结果进行对比,结果验证了所提方法的灵活性、有效性及经济优越性。

**关键词:**交直流混合配电网;紧急优化调度;电动汽车集群;电动汽车聚合商;时空能量调控

**中图分类号:**U469.72;TM734

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202212020

## 0 引言

配电网故障直接影响着社会的生产以及居民的日常供电,由于交直流混合配电网中各电力电子变流器的过载耐受能力明显弱于传统电力变压器,且分布式电源具有强随机性,相较于传统交流配电网,交直流混合配电网在遭受故障时,会受到更大的危害。且由于交直流混合配电网中存在变流器,其建模与求解方面的复杂度均高于传统交流配电网。因此,针对交直流混合配电网的故障问题,许多学者在交直流混合配电网的故障恢复方面进行了大量的研究。

文献[1]制定了不同故障情况下电压源换流器的控制策略。文献[2-3]针对故障导致的失负荷风险,建立了网络重构优化模型。文献[4]提出了交直流混合配电网网络重构与无功优化协同的优化方法,有效提高了经济性。文献[5]充分研究了不同的故障位置对故障恢复的影响。上述文献分析了交直流混合配电网发生故障后对系统造成的危害,研究了故障区域被隔离后的恢复供电过程,并尽可能地恢复最多的失负荷,但并不能从根本上快速地解决故障导致的源-荷不匹配问题以及互联变流器的支撑能力问题。因此,本文提出了紧急优化调度方法,考虑系统发生 $N-1$ 故障,尤其是大面积故障后,至系统故障点清除之前的一段时间内,借助可时空调

控的电动汽车(electric vehicle, EV)集群,优化支撑故障持续期间的系统运行。另一方面,借助电力电子变流器的灵活可控性,交直流混合配电网能闭环运行,可以保证在紧急优化调度过程中可调度单元具有更大的参与灵活性。相比于传统开环运行的不可灵活调控的交流配电网,交直流混合配电网中的EV集群可以获得更多的优化路径。

大规模EV集群由EV聚合商统一调度管理,通过对其合理调控,不仅可以实现EV集群的经济运行,还能够对电网稳定性的提高产生积极的作用。目前,涉及EV集群辅助配电网运行的研究主要充分利用了EV集群的规模化、调度灵活性等特点,在交通网-配电网耦合模式下<sup>[6-7]</sup>,调控EV集群的有序充放电行为,为配电网提供削峰填谷、调频、恢复供电等辅助服务<sup>[8-10]</sup>,实现配电网安全、稳定、经济运行。文献[11]将充电EV与馈电EV直接进行电能交易,从而减少了EV在电网高峰负荷时段从电网购买电能的总量。文献[12]综合考虑交通拓扑结构、居民出行行为对EV充电负荷的影响,合理调度EV充电负荷,有效降低了网络损耗并均衡了节点电压。

相较于传统储能,具有储能特性的大规模EV集群可在短时间内为电网提供更大功率的电能支撑,且EV集群具有时空能量可调控特性,能够实现跨区域能量互动,调度方法更加灵活,可调度性更强。其中,集中式充电站(centralized charging station, CCS)内的EV集群具有规模大、闲置时间长、停留时段较为固定等特点,路上行驶的EV集群具有规模大、调度灵活等特点,若将CCS作为能量转换的载体,将具有时空能量可调控特性的各EV集群进行可调度资

收稿日期:2022-06-29;修回日期:2022-11-25

在线出版日期:2022-12-27

基金项目:国家重点研发计划项目(2021YFB2400900)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2021YFB2400900)

源优化整合,则能够更加省时高效地缓解交直流混合配电网紧急状态下的资源紧张问题。此外,在配电网的优化调度研究中,尚未有文献将可平移负荷的工作连续性考虑在内,但这类负荷是实际存在的,且常见于工业负荷中。因此,有必要基于各类负荷在紧急状态下的响应特点,针对性地建立紧急响应负荷模型。

综上所述,为了充分保障EV集群及新能源接入的交直流混合配电网在故障运行状态下的供电可靠性,本文针对交直流混合配电网故障状态下的运行特点,将EV集群应用于交直流混合配电网的紧急优化调度。首先,建立了紧急响应负荷模型,将负荷分为积极响应型负荷、迟延响应型负荷、消极响应型负荷;其次,建立了EV聚合商紧急调控模型,包括分群调控模型和信息采集模型;然后,建立了紧急优化调度模型;最后,基于改进的IEEE 33节点交直流混合配电网构建2种典型的故障场景,对比EV集群、传统储能分别参与的紧急优化调度在各故障场景下的调度结果,验证了本文所提EV集群参与紧急调度的优越性。

## 1 紧急响应负荷模型

基于各类负荷在紧急状态下的响应特点,本文将负荷分为积极响应型负荷、迟延响应型负荷、消极响应型负荷。

### 1.1 积极响应型负荷模型

本文将能根据电网调度要求立刻响应的一类负荷,即可以立即平移和中断的负荷,称为积极响应型负荷,且其可调度量对调度成本的变化敏感。

积极响应型负荷参与调度的功率可表示为:

$$P_{al,t} = \sum_{i=1}^{N_{li,t}} P_{li,i,t} + \sum_{j=1}^{N_{sl,t}} P_{sl,j,t} \quad (1)$$

式中: $P_{al,t}$ 为调度时段 $t$ 内积极响应型负荷的调度功率; $P_{li,i,t}$ 为调度时段 $t$ 内第 $i$ 个积极响应型负荷的平移功率; $P_{sl,j,t}$ 为调度时段 $t$ 内第 $j$ 个积极响应型负荷的中断功率; $N_{li,t}$ 为调度时段 $t$ 内参与无延时平移的积极响应型负荷数量; $N_{sl,t}$ 为调度时段 $t$ 内参与中断的积极响应型负荷数量。

### 1.2 迟延响应型负荷模型

本文考虑到部分工业负荷作为可平移负荷时有工作连续性的要求,需要在相应的时段完成连续性工作生产后才能参与电网优化调度,因此本文将该类型负荷称为迟延响应型负荷。

迟延响应型负荷的特点在于具有极高的工作连续性,此类负荷需要在满足工作连续性的基础上对生产时段进行整体平移,其可调度量对单位调度成本的变化不敏感,但是存在调度时段和调度量方面的调度约束。

迟延响应型负荷平移时有3种情形,如图1所示。图中: $T_{C1}$ 、 $T_{C2}$ 为迟延响应型负荷的连续性工作时段; $T_{cl,k}$ 为第 $k$ 个迟延响应型负荷的平移时段; $T_f$ 为故障时段; $\Delta t_y$  ( $y=1, 2, \dots, n$ )为第 $y$ 个调度时段。情形1下,故障时段内的迟延响应型负荷均可进行平移;情形2下, $T_{C1}$ 、 $T_{C2}$ 时段内的迟延响应型负荷均可平移,但 $T_{C2}$ 时段内的负荷必须整段平移;情形3下, $T_{C1}$ 时段内的迟延响应型负荷不可平移, $T_{C2}$ 时段内的负荷可进行整体平移。

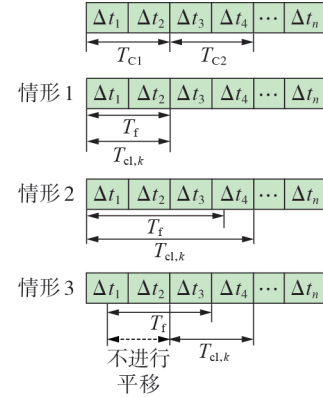


图1 迟延响应型负荷的平移时段

Fig.1 Translation period of delayed response load

迟延响应型负荷的平移时段可表示为:

$$T_{cl,k} = \sum_{i'=1}^{N_{cl,k}} T_{cl,k,i'} \quad (2)$$

式中: $T_{cl,k,i'}$ 为第 $k$ 个迟延响应型负荷的第 $i'$ 个工作时段; $N_{cl,k}$ 为第 $k$ 个迟延响应型负荷满足平移条件的工作时段数量。

调度时段 $t$ 内迟延响应型负荷的总平移功率 $P_{cl,t}$ 可表示为:

$$P_{cl,t} = \sum_{k=1}^{N_{cl,t}} P_{cl,k,t} \quad (3)$$

式中: $P_{cl,k,t}$ 为调度时段 $t$ 内第 $k$ 个迟延响应型负荷的可平移功率; $N_{cl,t}$ 为调度时段 $t$ 内平移的迟延响应型负荷数量。

### 1.3 消极响应型负荷模型

本文将调度响应很差、可调度量基本为0的一类负荷称为消极响应型负荷。该类负荷只在电网功率极端紧张的条件下进行切负荷处理,例如:当故障导致孤岛内存在净负荷功率时,消极响应型负荷可根据负荷的重要度等级逆序进行切负荷处理。

调度时段 $t$ 内消极响应型负荷的切负荷功率 $P_{nl,t}$ 可表示为:

$$P_{nl,t} = \sum_{m=1}^{N_{nl,t}} P_{nl,m,t} \quad (4)$$

式中: $P_{nl,m,t}$ 为调度时段 $t$ 内第 $m$ 个消极响应型负荷的切负荷功率; $N_{nl,t}$ 为调度时段 $t$ 内所需的切负荷

数量。

此外,考虑到系统中的负荷、分布式电源具有不确定性,本文在最差净负荷状态<sup>[13]</sup>场景下对紧急优化调度进行可行性验证,以保障配电网在最恶劣紧急状态下能稳定运行。

## 2 EV聚合商紧急调控模型

大规模EV组成EV集群,并由EV聚合商进行统一调控,集群用户按照规定的时段向聚合商反馈状态。为了使EV集群更加合理地参与配电网紧急调度,电网需与EV聚合商之间签署紧急调度协议,协议中约定EV聚合商向电网层提供EV集群状态及需支付的调度成本。EV聚合商通过控制集群的充、馈电行为使其参与电网紧急调度。

### 2.1 EV分类

根据用户对象的不同,EV可以分为家庭工作的私人车辆、非工作人员出行的私人车辆、企业的公务车辆3类。其中,私人车辆的占比达到91%<sup>[14]</sup>。因此,本文将私人车辆作为研究的重点,主要分析由私人车辆组成的EV集群参与紧急优化调度。

### 2.2 EV集群调控模型

#### 2.2.1 分群调控

本文根据荷电状态、并离网状态、空间位置,将EV集群分为实时馈电集群、延时馈电集群、充电集群,其中实时馈电集群、延时馈电集群共同组成馈电集群。

EV集群的分群流程图如附录A图A1所示。在集群内:荷电状态处于设定阈值以下的EV用户具有充电需求,不参与电网的馈电调度,但需在紧急调度时段将充电行为平移;荷电状态处于设定阈值及以上的EV用户组成馈电集群。EV聚合商对该区域内的所有馈电集群进行分群调控,其中:CCS内的EV用户与电网相连,组成了实时馈电集群;对于CCS外的EV用户而言,其状态为在路上行驶或停滞在某一点,组成了延时馈电集群,该类集群参与电网调度的情况由集群内EV用户决定,具有极高的不确定性。延时馈电集群内的EV用户到达CCS,做好馈电准备后,则实现了从延时馈电集群到实时馈电集群的转换。

#### 2.2.2 延时馈电集群

基于EV集群的时空特性,延时馈电集群的状态转换受到路程、荷电状态、时间及CCS内放电设备数量的影响,延时馈电集群的馈电功率可表示为:

$$P_{dl,i,t} = \begin{cases} P_{DH,i,t} \beta_{i,t} & d_{i,t} = 0 \\ 0 & d_{i,t} = 1 \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{dl,i,t}$ 、 $P_{DH,i,t}$ 分别为时段 $t$ 节点 $i$ 处接入的延时馈电集群的馈电功率及其最大值; $\beta_{i,t}$ 为时段 $t$ 节点 $i$ 处接入的延时馈电集群规模与CCS内剩余放电设备

规模的比值,特殊地, $\beta_{i,t}=1$ 表示延时馈电集群规模与CCS内剩余放电设备一一匹配; $d_{i,t}$ 为时段 $t$ 节点 $i$ 处的延时馈电集群是否到达CCS的状态变量,若延时馈电集群已到达CCS则 $d_{i,t}=0$ ,若延时馈电集群未到达CCS则 $d_{i,t}=1$ 。

### 2.3 信息采集模型

大规模EV集群的调度运行存在较高的随机性<sup>[15-16]</sup>,为了降低紧急优化调度时段内各集群充、馈电功率的不确定性,本文建立了EV聚合商的信息采集模型,如附录A图A2所示。EV聚合商以24h为周期,将日前预测的EV集群充、馈电功率反馈给电网层;为了降低EV集群不确定性对紧急优化调度的影响,EV聚合商又以15min为时间尺度对EV集群的充、馈电功率进行日内滚动更新,每15min定时采集信息并反馈给电网层。

由图A2可知,故障起止时刻与日内信息采集起止时刻存在不同步的现象,为了保证电网层能够及时获取故障时段的EV集群信息,本文根据式(6)—(9)确定相应EV集群的信息采集时段,这也是电网故障状态下的紧急优化调度时段。

$$T_s^f = 60A_s + B_s \quad (6)$$

$$T_e^f = 60A_e + B_e \quad (7)$$

$$T_s^{EV} = 60A_s + 15 \lceil B_s / 15 \rceil \quad (8)$$

$$T_e^{EV} = 60A_e + 15 \lceil B_e / 15 \rceil \quad (9)$$

式中: $T_s^f$ 、 $T_e^f$ 分别为故障开始、结束时刻; $A_s$ 、 $A_e$ 分别为故障开始时刻、结束时刻的小时数; $B_s$ 、 $B_e$ 分别为故障开始时刻、结束时刻的分钟数; $T_s^{EV}$ 、 $T_e^{EV}$ 分别为故障时EV集群信息采集的开始时刻、结束时刻; $\lceil \cdot \rceil$ 表示向下取整; $\lceil \cdot \rceil$ 表示向上取整。

信息采集模型在一定程度上降低了EV集群充、馈电功率的不确定性,但不能完全消除不确定性。因此,本文在紧急优化调度过程中考虑各EV集群存在一定的违约率。

综上所述,EV集群在EV聚合商的统一调度管理下将馈电集群分为实时馈电集群和延时馈电集群,并将各集群的功率及时反馈给电网层。紧急调度示意图如图2所示。

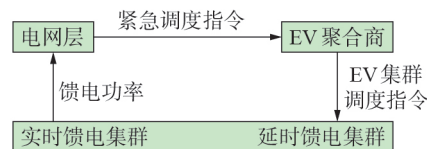


图2 紧急调度示意图

Fig.2 Schematic diagram of emergency dispatch

## 3 紧急优化调度模型

在电网紧急状态下,考虑到调度不同节点的负荷和调度不同节点接入的EV集群对缓解紧急状态



所起的作用程度不同,故本文综合考虑调度某一节点的负荷和EV集群对电网可靠性与经济性的影响,并采用粒子群优化算法进行求解,得到可靠性与经济性综合最优的紧急调度方案。

### 3.1 目标函数

本文借助时空可调控的大规模EV集群,优化支撑故障持续期间系统的运行,由EV集群与3类负荷共同辅助配电网完成紧急优化调度。其中,在极端条件下,消极响应型负荷进行切负荷处理,因此,为了保障重要负荷的供电可靠性,本文考虑了计及消极响应型负荷重要度的失负荷惩罚成本。

综合考虑积极响应型负荷、迟延响应型负荷、EV实时馈电集群、EV延时馈电集群的紧急优化调度成本以及消极响应型负荷的失负荷惩罚成本,以最小化综合成本 $F$ 作为交直流混合配电网发生故障后紧急优化调度的目标函数,如式(10)所示。

$$\min F = \sum_{t=1}^{N_T} (F_{M,t} + F_{E,t} + F_{C,t} + F_{G,t}) \quad (10)$$

$$F_{M,t} = (P_{al,t} k_{al,t} + P_{cl,t} k_{cl,t}) \Delta t \quad (11)$$

$$F_{E,t} = (k_{rt,t} P_{rt,t} + k_{dl,t} P_{dl,t}) \Delta t \quad (12)$$

$$F_{C,t} = \sum_{m=1}^{N_{cl,t}} k_{nl,t} P_{nl,t} \alpha_m \Delta t \gamma \quad (13)$$

$$F_{G,t} = k_{G,t} P_{G,t} \Delta t \quad (14)$$

式中: $N_T$ 为紧急调度时段数量; $F_{M,t}$ 为时段 $t$ 的负荷补偿成本; $F_{E,t}$ 为时段 $t$ 的EV集群调度成本; $F_{C,t}$ 为时段 $t$ 的失负荷惩罚成本; $F_{G,t}$ 为时段 $t$ 的上级电网购电成本; $k_{al,t}$ 为时段 $t$ 积极响应型负荷的单位紧急优化调度补偿成本; $k_{cl,t}$ 为时段 $t$ 迟延响应型负荷参与紧急优化调度的单位平移成本; $\Delta t$ 为紧急优化调度的时间尺度; $k_{rt,t}$ 、 $k_{dl,t}$ 分别为时段 $t$ 实时馈电集群、延时馈电集群的单位调度成本; $P_{rt,t}$ 、 $P_{dl,t}$ 分别为时段 $t$ 实时馈电集群、延时馈电集群的馈电功率; $k_{nl,t}$ 为时段 $t$ 切负荷的单位调度成本; $\alpha_m$ 为第 $m$ 个负荷的重要度; $\gamma$ 为失负荷惩罚系数; $k_{G,t}$ 为时段 $t$ 的上级电网单位购电成本; $P_{G,t}$ 为时段 $t$ 上级电网购电功率。

### 3.2 约束条件

#### 3.2.1 负荷约束

1) 迟延响应型负荷的工作连续性约束。

为了保证迟延响应型负荷的工作连续性,需满足式(15)所示迟延响应型负荷的工作连续性约束。

$$\begin{cases} t_s^{cl} \in J_{cl} \\ t_e^{cl} \in J_{cl} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $t_s^{cl}$ 、 $t_e^{cl}$ 分别为迟延响应型负荷的开始平移时刻、结束平移时刻; $J_{cl}$ 为各时段负荷终止连续工作的时刻集合。

2) 迟延响应型负荷的平移次数约束。

对于同一负荷而言,设备的频繁开停会影响其

使用寿命,考虑到设备的安全性,需满足式(16)所示迟延响应型负荷的平移次数约束。

$$N_{cl,k}^M \leq N_{cl,k,\lim}^M \quad (16)$$

式中: $N_{cl,k}^M$ 为第 $k$ 个迟延响应型工业负荷的平移次数; $N_{cl,k,\lim}^M$ 为第 $k$ 个迟延响应型工业负荷的最大平移次数。

3) 负荷调度功率约束。

$$P_{nl,i,\min} \leq P_{nl,i} \leq P_{nl,i,\max} \quad (17)$$

$$P_{al,i,\min} \leq P_{al,i} \leq P_{al,i,\max} \quad (18)$$

$$P_{cl,k,t} = \begin{cases} 0 & L_{cl,k,t} = 0 \\ P_{cl,k,t} & L_{cl,k,t} = 1 \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{nl,i}$ 和 $P_{nl,i,\max}$ 、 $P_{nl,i,\min}$ 分别为节点 $i$ 处消极响应型负荷的切负荷功率及其上、下限; $P_{al,i}$ 和 $P_{al,i,\max}$ 、 $P_{al,i,\min}$ 分别为节点 $i$ 处积极响应型负荷参与紧急优化调度的功率及其可调度功率上、下限; $L_{cl,k,t}$ 表示时段 $t$ 第 $k$ 个迟延响应型负荷是否参与紧急优化调度,若参与则 $L_{cl,k,t}=1$ ,若不参与则 $L_{cl,k,t}=0$ 。

#### 3.2.2 EV聚合商约束

$$P_{DL,i,t} \leq P_{dl,i,t} \leq P_{DH,i,t} \quad (20)$$

$$P_{RL,i,t} \leq P_{rt,i,t} \leq P_{RH,i,t} \quad (21)$$

$$\sum_t \sum_i P_{dl,i,t} \Delta t + \Delta W = W \quad (22)$$

式中: $P_{DL,i,t}$ 为时段 $t$ 节点 $i$ 处接入的延时馈电集群的馈电功率最小值; $P_{RL,i,t}$ 、 $P_{RH,i,t}$ 分别为时段 $t$ 节点 $i$ 处接入的实时馈电集群的馈电功率最小值、最大值, $P_{rt,i,t}$ 为时段 $t$ 节点 $i$ 处接入的实时馈电集群的馈电功率; $\Delta W$ 为延时馈电集群移动到接入点产生的电能损耗; $W$ 为延时馈电集群的总馈电电量。

此外,还需满足潮流约束和变流器约束。潮流约束包括节点功率平衡约束、变流器功率平衡约束、线路功率不等式约束、孤岛内功率平衡约束及电压约束,变流器约束包括变流器容量约束、变流器功率因数约束,具体见附录B式(B1)~(B12)。

## 4 算例分析

在MATLAB平台中采用粒子群优化算法求解本文所建优化模型,对比分析EV集群参与紧急优化调度(方案1)与容量相当的传统储能参与紧急优化调度(方案2)的结果。

### 4.1 基本数据设置

基于改进的IEEE 33节点交直流混合配电网构建 $N-1$ 故障和自然灾害导致的大面积故障2种故障场景。交直流混合配电网的拓扑结构如附录C图C1所示,该系统由工业区、商业区、居民区节点组成。光伏 $PV_1$ 、 $PV_2$ 分别接入节点33、22,风电 $WT_1$ — $WT_4$ 分别接入节点5、11、24、29,接入变流器的支路为8-22、11-12、20-21、25-33。CCS、储能的并网节点和参数如附录C表C1所示。负荷类型如附录C表

C2所示。迟延响应型负荷的连续性工作时长如附录C表C3所示。 $N-1$ 故障、自然灾害故障场景下EV聚合商反馈的各馈电集群的馈电功率最大值分别如附录C表C4和表C5所示。本文选取分布式电源预测出力下限、负荷预测功率上限作为调度的初始参数,如附录C图C2所示。

本文考虑EV集群的不确定性以及最差的净负荷状态,可大概率保证故障场景下较合理地满足供电可靠性;合理考虑EV集群违约率,可大概率保证故障后系统的供电可靠性偏于保守。

综上,本文在2种故障场景下分别基于不同的EV集群违约率对紧急优化调度进行分析:①EV集群违约率场景1,实时馈电集群考虑5%的违约率,延时馈电集群考虑10%的违约率;②EV集群违约率场景2,实时馈电集群考虑10%的违约率,延时馈电集群考虑15%的违约率。

#### 4.2 $N-1$ 故障场景下的紧急优化调度

考虑配电网在18:00发生 $N-1$ 故障,故障点如附录C图C3所示,故障恢复时间设定为0.5 h。 $N-1$ 故障场景下各节点电压(标么值)如图3所示。由图可以看出:以环状态运行的交直流混合配电网在发生 $N-1$ 故障时不会出现孤岛,但会导致部分节点电压越下限,甚至有3个重要负荷节点(节点5、7、9)电压越限,使电网的安全稳定运行受到威胁。

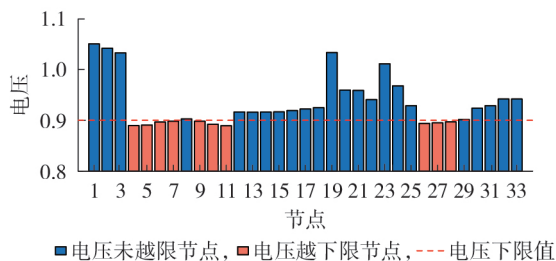


图3  $N-1$ 故障场景下的节点电压

Fig.3 Node voltage under  $N-1$  fault scenario

通常,相较于迟延响应型负荷和EV集群,积极响应型负荷的可调度量对调度成本的变化更加敏感。因此,给出2种不同的积极响应型负荷单位紧急优化调度补偿成本 $A$ 、 $B$  ( $A > B$ ),并针对 $N-1$ 故障场景的紧急优化调度进行分析,调度成本结果如附录C图C4所示。方案1、方案2在2种积极响应型负荷单位紧急优化调度补偿成本下的综合成本和失负荷惩罚成本如表1所示,紧急优化调度结果如图4和图5所示。

由表1可以看出:在 $N-1$ 故障场景下,通过紧急优化调度,2种方案的失负荷惩罚成本均为0,即2种调度方案都能保证配电网的供电可靠性;且方案1的经济性随着EV集群违约率的增大而降低,但相较于方案2,2种EV集群违约率场景下方案1均具有更

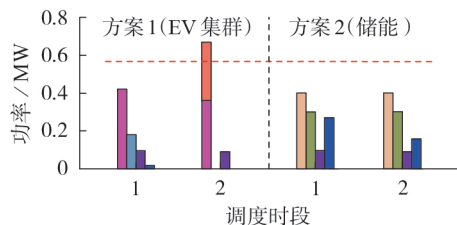
佳的经济性。对比图4和图5的调度结果可以看出:方案1中2个EV集群的总馈电功率比方案2中2个储能的总出力更小;且方案1中2个调度时段内2个EV集群的馈电功率变化明显,而方案2中2个储能的出力几乎无变化,这是因为在本文构建的 $N-1$ 故障场景下, $CCS_1$ 接入节点向电网注入功率相较于在 $CCS_2$ 接入节点注入相同功率对加强配电网稳定运行的效果更加显著,所以EV集群在调度时段更倾向于增大 $CCS_1$ 的馈电功率,减小 $CCS_2$ 的馈电功率。

在方案1的调度时段1内,因为仅有实时馈电集群的功率支撑, $CCS_1$ 的馈电功率达到上限,仍需要 $CCS_2$ 向电网馈电,完成该时段的紧急优化调度;在调度时段2内,延时馈电集群功率转换为实时馈电集群功率,提高了 $CCS_1$ 向电网的注入功率,此时无需 $CCS_2$ 向电网注入功率即可完成紧急优化调度。而储能无法实现空间上的功率转移,无法完成空间上更加合理的功率分配,需平移更多的负荷功率以完成紧急调度,故方案2所需调度成本相比方案1要多。

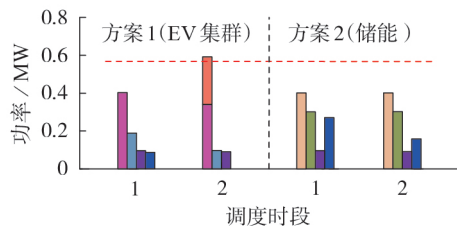
表1 2种方案下 $N-1$ 故障的紧急优化调度成本

Table 1 Emergency optimal dispatch costs of  $N-1$  fault under two schemes

| 单位紧急优化调度补偿成本 | 方案 | 综合成本 / \$                   | 失负荷惩罚成本 / \$ |
|--------------|----|-----------------------------|--------------|
| A            | 1  | 467.79(场景1),<br>472.28(场景2) | 0            |
|              | 2  | 477.31                      | 0            |
| B            | 1  | 442.28(场景1),<br>443.19(场景2) | 0            |
|              | 2  | 463.31                      | 0            |



(a) EV集群违约率场景1



(b) EV集群违约率场景2

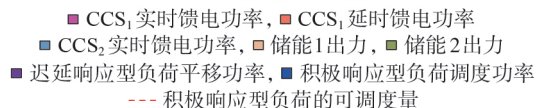


图4 成本A下 $N-1$ 故障的紧急优化调度结果

Fig.4 Emergency optimal dispatch results of  $N-1$  fault under cost A

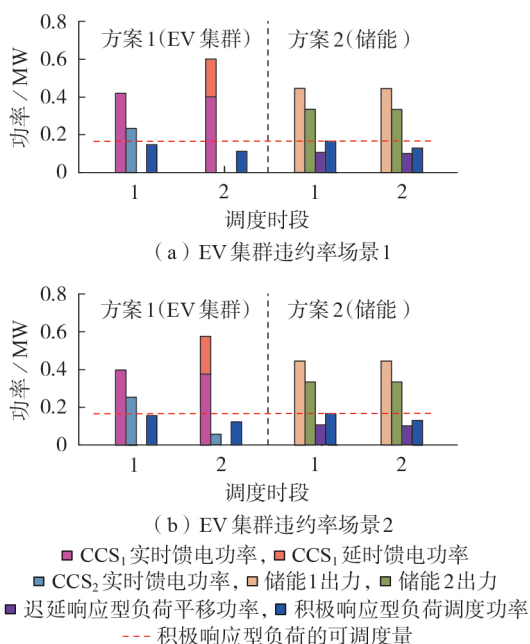


图5 成本B下N-1故障的紧急优化调度结果

Fig.5 Emergency optimal dispatch results of N-1 fault under cost B

由图4和图5中不同EV集群违约率场景下的调度结果可以看出:由于EV集群违约率的增大引起实时馈电集群的馈电功率减少,因此EV集群违约率场景2下需要更多的积极响应型负荷参与调度。此外,CCS<sub>1</sub>的实时、延时馈电功率因违约率的增大而减小,为了满足系统在故障状态下的运行要求,CCS<sub>2</sub>的馈电功率明显增大,从而使紧急调度时段内EV集群的总馈电功率增大。因此,EV集群违约率的增大会导致各EV实时、延时馈电集群的馈电功率减小,从而使负荷的调度量增加,经济性变差。

相较于成本B,成本A下积极响应型负荷的调度功率远小于其可调度量;此外,由于迟延响应型负荷工作连续性约束的要求,在成本A下调度时段2内迟延响应型负荷优先进行平移,迟延响应型负荷的调度功率更大。因此,积极响应型负荷的调度成本会对该类负荷参与调度的积极性产生影响。在2种成本下N-1故障的紧急优化调度中,EV集群均作为重要的出力对象,实现了空间上更加合理的馈电功率分配。

综上所述,相较于只可以在时间上优化调控的储能参与紧急优化调度,EV集群因为自身的大规模特点可以在短时间内聚集较大的功率,其参与紧急优化调度具有更佳的灵活性,可以实现跨区域的能量互动,在空间上能实现更合理的功率分配。

#### 4.3 自然灾害故障场景下的紧急优化调度

考虑配电网在08:00时刻突发自然灾害,出现多条线路故障,故障拓扑图如附录D图D1所示,故障恢复时间设定为2h。由图D1可以看出,多条线路

的故障导致配电网中出现2个孤岛,孤岛1包含节点8—22共15个节点,孤岛2包含节点26—33共8个节点。在积极响应型负荷单位紧急优化调度补偿成本A下进行算例分析。方案1、方案2的紧急优化调度成本如附录D表D1所示,紧急优化调度结果如附录D图D2和图D3所示。

由表D1可以看出:方案1的经济性随着EV集群违约率的增大而降低;方案2的综合成本、失负荷惩罚成本均远高于方案1。相较而言,方案1具有更佳的调度经济性。对比图D2和图D3可以看出:在方案2下,孤岛1和孤岛2内固定的储能系统无法实现空间上的能量互动,虽然在孤岛2内保障了重要负荷不失电,且存在较多的非重要负荷的剩余切负荷裕量,但这部分电能无法转移到孤岛1内以缓解孤岛1中出现的大量重要负荷失电情况,使孤岛1、孤岛2内重要负荷的失负荷情况不平衡。

由方案1的紧急优化调度结果可知,由于EV集群具有规模大、功率大的特点,其馈电功率仍高于各孤岛内储能的放电功率。在后续的调度时段内,孤岛1和孤岛2的失负荷情况大致相同,但2个孤岛的延时馈电功率呈现完全不同的趋势,这是因为EV集群凭借其时空特性,可以实现跨区域互联,平衡各孤岛的失负荷情况,通过各延时馈电集群功率与实时馈电集群功率之间的转换,实现对EV集群的合理调度,能够在很大程度上减小各孤岛中重要负荷的失电可能性。因此,相较于方案2,方案1更有利于优先保障整个配电网中重要负荷的供电可靠性。

对比图D2和图D3中不同EV集群违约率场景下的调度结果可以看出:在不同的EV集群违约率下,方案1均仅有少量的非重要负荷的失负荷量,而方案2都产生了较大的失负荷量,甚至在孤岛1中产生了较大的重要负荷失负荷量;在EV集群违约率场景2下,EV集群的馈电功率因其违约率的增大而减小,导致切负荷功率小幅增大。相较而言,方案1更能够保障系统在紧急状态下的负荷供电可靠性,但其保证负荷供电可靠性的能力受到EV集群违约率的影响,违约率的增大会使负荷的供电可靠性降低。

综上所述,相较于只在时间上具有可调度性的传统储能,EV集群凭借其自身的时间、空间可调度灵活性,能实现更优的经济性调度,可最大限度地支撑系统的供电可靠性,实现各区域均衡供电。

分析N-1故障和自然灾害故障场景的结果可知,相较于传统储能,具有时空能量可调控特性的EV集群参与紧急优化调度,具有更优的灵活性、有效性、经济性,且网络越复杂、故障越严重,EV集群的优势越显著。



## 5 结论

本文将EV集群的时空能量可调控特性与交直流混合配电网灵活可控的运行特点相结合,提出了EV集群参与交直流混合配电网故障状态下的紧急优化调度方法,基于算例分析结果可以得到如下结论:

1)建立的EV聚合商紧急调控模型能够保证EV集群参与电网紧急优化调度的合理性;

2)当交直流混合配电网发生 $N-1$ 故障时,与容量相当的传统储能相比,EV集群凭借自身的灵活性可以在空间上实现更合理的功率分配,更能保障紧急调度的经济性和系统的供电可靠性;

3)当交直流混合配电网发生大面积故障时,具有时空能量可调控特性的EV集群能够最大限度地平衡各区域的失负荷情况,减小各区域重要负荷的失电可能性,在保证合理经济优化目标的同时,能最大限度地支撑系统的供电可靠性;

4)不同的EV集群违约率对优化结果存在一定的影响,但本文所提调度方法凭借EV集群的时空能量可调控特性,在经济性与可靠性方面仍优于传统储能参与的紧急优化调度方法。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 张璐,余顺江,王辰,等. 计及VSC运行方式与故障恢复优化的交直流混合配电网可靠性评估[J]. 电网技术,2022,46(1):292-303.  
ZHANG Lu,YU Shunjiang,WANG Chen,et al. Reliability evaluation of AC/DC hybrid distribution network considering VSC operation mode and fault recovery optimization[J]. Power System Technology,2022,46(1):292-303.
- [2] SHEKHAR A,RAMÍREZ-ELIZONDO L,SOEIRO T B,et al. Boundaries of operation for refurbished parallel AC-DC reconfigurable links in distribution grids[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2020,35(2):549-559.
- [3] AHMED H M A,SALAMA M M A. Energy management of AC-DC hybrid distribution systems considering network reconfiguration[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2019,34(6):4583-4594.
- [4] 张旭,么莉,陈晨,等. 交直流混合配电网网络重构与无功优化协同的两阶段鲁棒优化模型[J]. 电网技术,2022,46(3):1149-1162.  
ZHANG Xu,YAO Li,CHEN Chen,et al. A novel two-stage robust model for co-optimization of reconfiguration and reactive power in AC/DC hybrid distribution network[J]. Power System Technology,2022,46(3):1149-1162.
- [5] 马天洋,王春英,贾静然,等. 基于二进制粒子群算法的交直流混合配电网故障恢复方法[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(9):112-119.  
MA Tianxiang,WANG Chunying,JIA Jingran,et al. Fault recovery method for AC/DC hybrid distribution network based on binary particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control,2019,47(9):112-119.
- [6] 邓润琦,向月,黄媛,等. 交通-配电网耦合下电动汽车集群可

调控裕度及优化运行策略[J]. 电网技术,2021,45(11):4328-4337.

DENG Runqi,XIANG Yue,HUANG Yuan,et al. Dispatchable margin and optimal operation strategy of electric vehicle clusters in coupled transportation-distribution network[J]. Power System Technology,2021,45(11):4328-4337.

- [7] 王敏,吕林,向月. 计及V2G价格激励的电动汽车削峰协同调度策略[J]. 电力自动化设备,2022,42(4):27-33,85.

WANG Min,LÜ Lin,XIANG Yue. Coordinated scheduling strategy of electric vehicles for peak shaving considering V2G price incentive[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(4):27-33,85.

- [8] 吴洲洋,艾欣,胡俊杰,等. 基于充电行为预测的电动汽车参与系统调频备用:容量挖掘与风险评估[J]. 电力自动化设备,2022,42(4):18-26.

WU Zhouyang,AI Xin,HU Junjie,et al. EVs' participation in system frequency regulation reserve based on charging behavior prediction:capacity mining and risk evaluation[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(4):18-26.

- [9] LU X,CHAN K W,XIA S W,et al. An operation model for distribution companies using the flexibility of electric vehicle aggregators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2021,12(2):1507-1518.

- [10] 李怡然,张姝,肖先勇,等. V2G模式下计及供需两侧需求的电动汽车充放电调度策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):129-135,143.

LI Yiran,ZHANG Shu,XIAO Xianyong,et al. Charging and discharging scheduling strategy of EVs considering demands of supply side and demand side under V2G mode[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(3):129-135,143.

- [11] 窦迅,王俊,杨志宏,等. 含交直流混合配网综合能源系统的电动汽车分群调控策略[J]. 中国电机工程学报,2021,41(14):4829-4844.

DOU Xun,WANG Jun,YANG Zhihong,et al. Cluster-based control strategies of electric vehicles for integrated energy system with AC-DC hybrid distribution network[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(14):4829-4844.

- [12] 刘岩,张亚超,朱蜀,等. 计及EV负荷-风电异质场景集的交直流混合配电网多目标分布式协同优化[J]. 电力自动化设备,2022,42(10):218-226,272.

LIU Yan,ZHANG Yachao,ZHU Shu,et al. Multi-objective distributed cooperative optimization of hybrid AC/DC distribution network considering EV load-wind power heterogeneous scenario sets[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(10):218-226,272.

- [13] 赵康宁,蒲天骄,王新迎,等. 基于改进贝叶斯神经网络的光伏出力概率预测[J]. 电网技术,2019,43(12):4377-4386.

ZHAO Kangning,PU Tianjiao,WANG Xinying,et al. Probabilistic forecasting for photovoltaic power based on improved Bayesian neural network[J]. Power System Technology,2019,43(12):4377-4386.

- [14] 陈晓祺,靳小龙,贾宏杰,等. 考虑电动汽车时空负荷的主动配电网重构策略[J]. 高电压技术,2017,43(3):1049-1056.

CHEN Xiaoqi,JIN Xiaolong,JIA Hongjie,et al. Reconfiguration strategy for active distribution network considering spatial-temporal electrical vehicle load model[J]. High Voltage Engineering,2017,43(3):1049-1056.

- [15] 赵黄江,向月,刘俊勇,等. 基于改进配电网安全域的规模化电动汽车入网影响分析[J]. 电力自动化设备,2021,41(11):66-73.  
ZHAO Huangjiang,XIANG Yue,LIU Junyong,et al. Analysis on impact of large-scale electric vehicles integration based

on improved security region of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(11): 66-73.

- [16] 程杉,魏昭彬,赵子凯,等. 考虑电动汽车时空接入随机性的充储电站有序充放电分散式优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(6): 28-35, 44.

CHENG Shan, WEI Zhaobin, ZHAO Zikai, et al. Decentralized optimization of ordered charging and discharging for charging-storage station considering spatial-temporal access randomness of electric vehicles[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 28-35, 44.

#### 作者简介:



金国彬

金国彬(1977—),男,副教授,博士,主要研究方向为新能源发电及其并网、智能电网技术、电能质量治理(E-mail: jgb2005@126.com);

李双(1997—),女,硕士研究生,主要研究方向为交直流混合配电网优化调度(E-mail: 316804657@qq.com)。

(编辑 陆丹)

## Emergency optimal dispatch of AC / DC hybrid distribution network considering spatio-temporal energy controllable characteristics of electric vehicle clusters

JIN Guobin<sup>1</sup>, LI Shuang<sup>1</sup>, LI Guoqing<sup>1</sup>, XIN Yechun<sup>1</sup>, LIU Yulong<sup>2</sup>, ZHOU Hailong<sup>1</sup>, XIE Fei<sup>1</sup>, MA Yukai<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. Daqing Power Supply Company, State Grid Heilongjiang Electric Power Co., Ltd., Daqing 163712, China)

**Abstract:** In view of the characteristics of AC / DC hybrid distribution network of the integration of strongly random distributed power sources and limited overload capacity of power electronic converters, an emergency optimal dispatch method of AC / DC hybrid distribution network considering the spatio-temporal energy controllable characteristics of electric vehicle (EV) clusters is proposed. The emergency response load model is established based on the difference of load response characteristics under emergency state, and the emergency control model of EV aggregator is established based on the actual demand of emergency optimal dispatch, together with the difference characteristics of each unit's state of charge and the on-grid and off-grid states of each unit in the EV clusters. Comprehensively considering the economy and system reliability of dispatch unit, the emergency optimal dispatch model is established. Two fault scenarios are constructed based on the improved IEEE 33-bus AC / DC hybrid distribution network, and the optimal solution is performed based on the worst net load power curve. The emergency optimal dispatch results of EV clusters and traditional energy storage with equivalent capacity are compared to verify the flexibility, effectiveness and economic advantages of the proposed method.

**Key words:** AC / DC hybrid distribution network; emergency optimal dispatch; electric vehicle clusters; electric vehicle aggregator; spatio-temporal energy control



## 附录 A

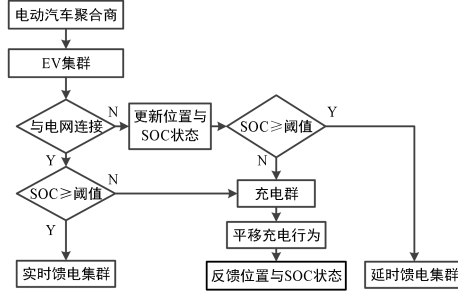


图 A1 EV 集群分群流程图

Fig.A1 Flowchart of EV cluster grouping

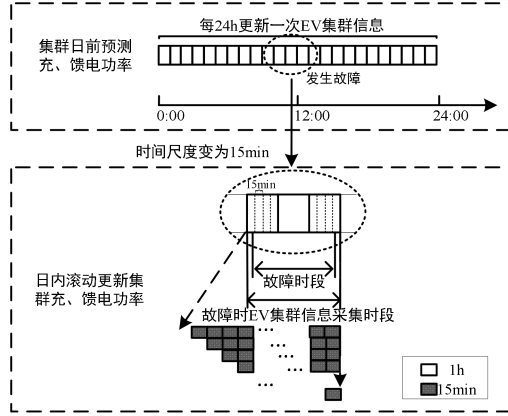


图 A2 EV 聚合商的信息采集模型

Fig.A2 Information collection model of electric vehicle aggregator

## 附录 B

1) 潮流约束。

a) 节点功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{is} - P_i = 0 \\ Q_{is} - Q_i = 0 \end{cases} \quad (B1)$$

式中： $P_{is}$  和  $Q_{is}$  分别为注入节点  $i$  的源荷有功功率之和、无功功率之和； $P_i$ 、 $Q_i$  分别为其他节点注入节点  $i$  的有功功率之和、无功功率之和。

b) 变换器功率平衡约束。

当交流节点  $i$  与交流节点  $j$  互相连接时，变换器功率方程为：

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 G_{ij} - U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{ij} = -U_i^2 B_{ij} - U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (B2)$$

式中：\$P\_{ij}\$ 和 \$Q\_{ij}\$ 分别为交流节点 \$i\$ 流向交流节点 \$j\$ 的有功功率和无功功率；\$G\_{ij}\$ 和 \$B\_{ij}\$ 分别为交流节点 \$i\$ 与交流节点 \$j\$ 之间线路的电导和电纳；\$\theta\_{ij}\$ 为交流节点 \$i\$ 与交流节点 \$j\$ 之间的电压相角差。

当直流节点 \$i\$ 与直流节点 \$j\$ 互相连接时，变换器功率方程为：

$$P_{ij} = G_{ij}(U_i^2 - U_i U_j) \quad (B3)$$

当交流节点 \$i\$ 与直流节点 \$j\$ 互相连接时，交流节点 \$i\$ 侧的变换器功率方程如式(B4)和式(B5)所示，直流节点 \$j\$ 侧的变换器功率方程如式(B6)所示。

$$\begin{cases} P_{ij} = \frac{(M_{ik}^{-2}U_i^2 - M_{ik}^{-1}U_i U_j)G_{kj}}{a_1 / \eta_{ij} + b_1 \eta_{ij}} \\ Q_{ij} = P_{ij} \tan \varphi_{ij} \end{cases} \quad (B4)$$

$$\begin{cases} a_1 = 0.5[1 + \text{sign}(M_{ik}^{-1}U_i - U_j)] \\ b_1 = 0.5[1 - \text{sign}(M_{ik}^{-1}U_i - U_j)] \end{cases} \quad (B5)$$

$$P_{ij} = G_{ij}(U_i^2 - U_i M_{kj}^{-1}U_j) \quad (B6)$$

式中：\$M\_{ik}\$ 为脉宽调制比；\$G\_{kj}\$ 为变换器直流侧 \$k\$ 与直流节点 \$j\$ 之间的电导；\$\eta\_{ij}\$ 为变换器效率；\$\varphi\_{ij}\$ 为换流器功率因数角；\$a\_1\$ 和 \$b\_1\$ 分别为变换器整流状态常数和逆变状态常数；\$\text{sign}()\$ 为符号函数。

c) 线路功率不等式约束。

$$-Q_{l,\max} \leq Q_l \leq Q_{l,\max} \quad (B7)$$

$$-P_{l,\max} \leq P_l \leq P_{l,\max} \quad (B8)$$

式中：\$Q\_l\$、\$P\_l\$ 分别为线路 \$l\$ 的无功、有功功率；\$Q\_{l,\max}\$、\$P\_{l,\max}\$ 分别为线路 \$l\$ 的无功、有功功率上限。

d) 孤岛内功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_L} P_{L,i,t} - \sum_{j=1}^{N_{DG}} P_{DG,j,t} = \sum_{i=1}^{N_{rt}} P_{rt,i,t} + \sum_{i=1}^{N_{dl}} P_{dl,i,t} + P_{cl,t} + P_{al,t} + P_{nl,t} + P_{G,t} \quad (B9)$$

式中：\$P\_{L,i,t}\$ 为紧急调度时段 \$t\$ 内节点 \$i\$ 处接入的负荷功率；\$P\_{DG,j,t}\$ 为紧急调度时段 \$t\$ 内第 \$j\$ 个分布式电源的功率；\$N\_L\$ 为系统接入负荷的节点数；\$N\_{DG}\$ 为系统内分布式电源的数量；\$P\_{rt,i,t}\$、\$P\_{dl,i,t}\$ 分别为紧急调度时段 \$t\$ 内节点 \$i\$ 接入的实时馈电功率和延时馈电功率；\$N\_{rt}\$ 和 \$N\_{dl}\$ 分别为系统接入的实时、延时馈电集群的节点数。

e) 电压约束。

$$U_{i,\min} \leq U_i \leq U_{i,\max} \quad (B10)$$

式中：\$U\_i\$ 分别为节点 \$i\$ 的电压；\$U\_{i,\min}\$ 为节点 \$i\$ 电压下限；\$U\_{i,\max}\$ 为节点 \$i\$ 电压上限。

2) 变流器约束。

a) 变流器容量约束。

$$S_{vsc,t} \leq S_{vsc,t,\max} \quad (B11)$$

式中：\$S\_{vsc,t}\$ 为时段 \$t\$ 变流器的容量；\$S\_{vsc,t,\max}\$ 为时段 \$t\$ 变流器的容量上限。

b) 变流器功率因数约束。

$$\cos \varphi_{ij} \geq (\cos \varphi_{ij})_{\min} \quad (B12)$$

附录 C

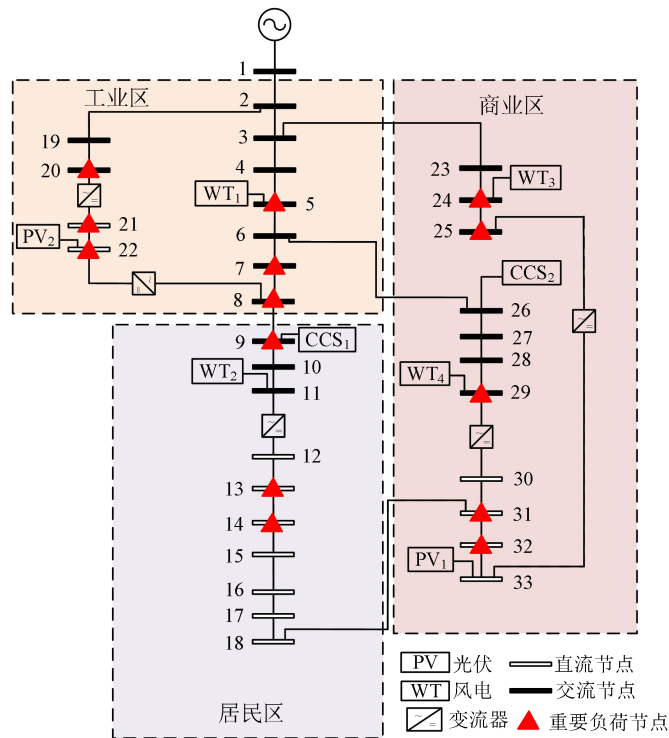


图 C1 改进 IEEE 33 节点交直流混合配电网

Fig.C1 Improved IEEE 33-bus AC/DC hybrid distribution network

表 C1 CCS 与储能参数

Table C1 Parameters of CCS and energy storage

| 设备类型             | 并网节点 | 最大出力参数 | 设备类型             | 并网节点 | 最大出力参数            |
|------------------|------|--------|------------------|------|-------------------|
| CCS <sub>1</sub> | 9    | 1.2 MW | ESS <sub>1</sub> | 9    | 0.4 MW/(1.2 MW·h) |
| CCS <sub>2</sub> | 26   | 1.8 MW | ESS <sub>2</sub> | 26   | 0.6 MW/(1.8 MW·h) |

表 C2 负荷类型

Table C2 Type of load

| 负荷类型    | 节点      |
|---------|---------|
| 积极响应型负荷 | 4、19、23 |
| 迟延响应型负荷 | 6       |
| 消极响应型负荷 | 其余节点    |

表 C3 节点 6 迟延响应型负荷连续性工作时长

Table C3 Continuous working hours of delayed-response load at Bus 6

| 连续性工作起始时刻                           | 连续性工作时长/h |
|-------------------------------------|-----------|
| 00:00、03:00                         | 3         |
| 06:00、07:00、08:00、09:00             | 1         |
| 10:00、12:00、14:00、18:00、20:00、22:00 | 2         |
| 16:00、16:30、17:00、17:30             | 0.5       |



表 C4  $N-1$  故障下紧急调度时段的馈电功率最大值

Table C4 Maximum feed power of emergency dispatch period under  $N-1$  fault

| 调度时段 | CCS <sub>1</sub> 实时调度集群出/MW | CCS <sub>2</sub> 实时调度集群出/MW | CCS <sub>1</sub> 延时调度集群出力/MW | CCS <sub>2</sub> 延时调度集群出/MW |
|------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 1    | 0.44                        | 0.76                        | 0.20                         | 0.33                        |
| 2    | 0.38                        | 0.50                        | 0.22                         | 0.20                        |

表 C5 自然灾害故障下紧急调度时段的馈电功率最大值

Table C5 Maximum feed power of emergency dispatch period under natural disaster failure

| 调度时段 | CCS <sub>1</sub> 实时调度集群出力/MW | CCS <sub>2</sub> 实时调度集群出力/MW | CCS <sub>1</sub> 延时调度集群出力/MW | CCS <sub>2</sub> 延时调度集群出力/MW |
|------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 1    | 0.76                         | 0.88                         | 0.20                         | 0.26                         |
| 2    | 0.76                         | 0.76                         | 0.40                         | 0.40                         |
| 3    | 0.69                         | 0.63                         | 0.33                         | 0.47                         |
| 4    | 0.63                         | 0.57                         | 0.60                         | 0.67                         |
| 5    | 0.57                         | 0.63                         | 0.73                         | 0.67                         |
| 6    | 0.51                         | 0.69                         | 0.80                         | 0.67                         |
| 7    | 0.38                         | 0.82                         | 0.99                         | 0.47                         |
| 8    | 0.32                         | 1.01                         | 1.12                         | 0.40                         |

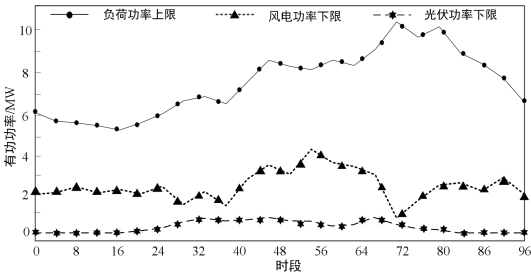


图 C2 功率曲线

Fig.C2 Power curves

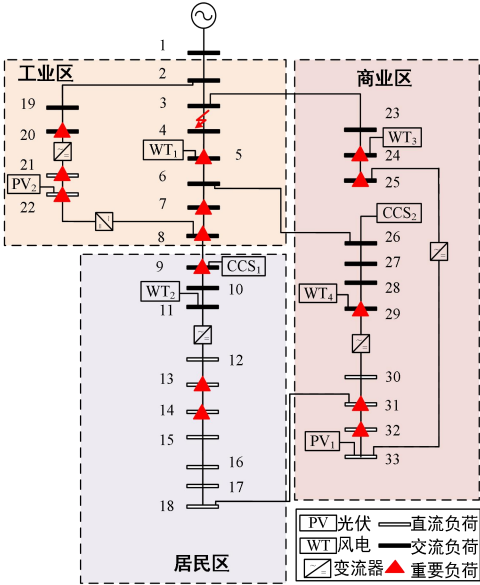


图 C3  $N-1$  故障拓扑图

Fig.C3 Topology diagram of  $N-1$  fault

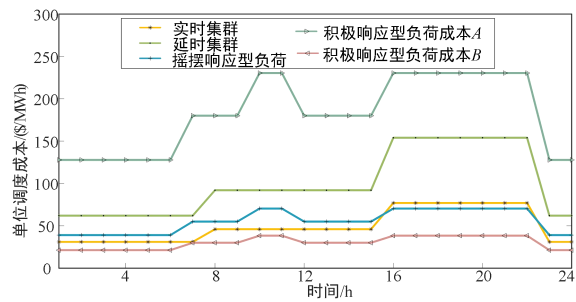


图 C4 单位调度成本

Fig.C4 Unit dispatch cost

## 附录 D

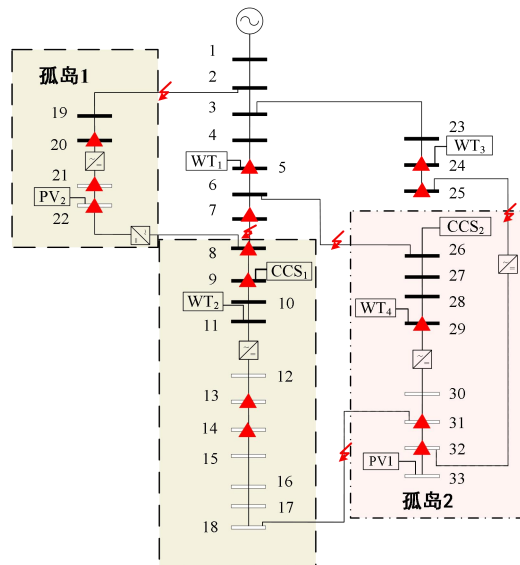


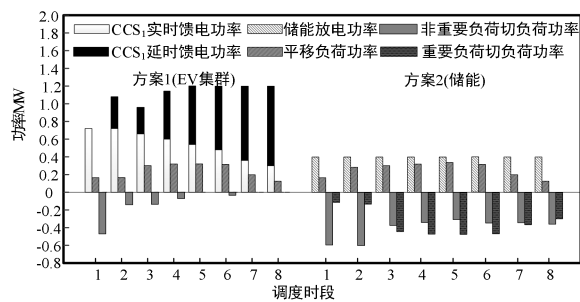
图 D1 自然灾害故障拓扑图

Fig.D1 Topology diagram of natural disaster failure

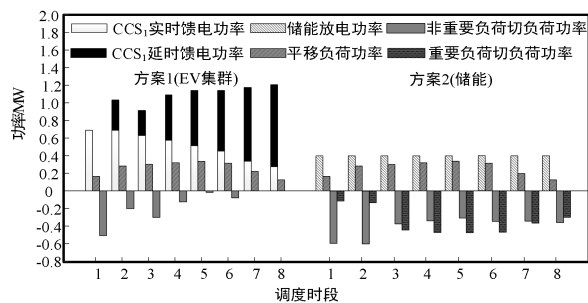
表 D1 2 种方案下自然灾害故障的紧急优化调度成本

Table D1 Emergency optimal dispatch costs of natural disasters under two schemes

| 孤岛 | 方案 | 综合成本/\$                      | 失负荷惩罚成本/\$                   |
|----|----|------------------------------|------------------------------|
| 1  | 1  | 664.54 (场景 1), 821.29 (场景 2) | 426.34 (场景 1), 581.25 (场景 2) |
|    | 2  | 74889.79                     | 74684.80                     |
| 2  | 1  | 432.1 (场景 1), 532.98 (场景 2)  | 277.54 (场景 1), 386.71 (场景 2) |
|    | 2  | 2479.65                      | 2326.05                      |



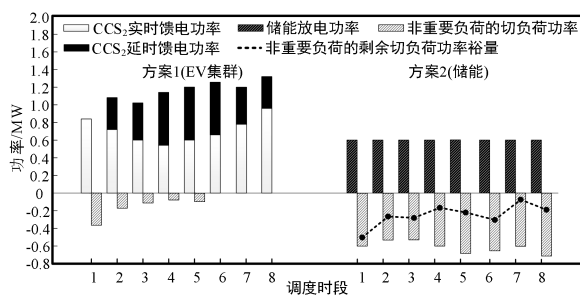
(a) 违约率场景 1



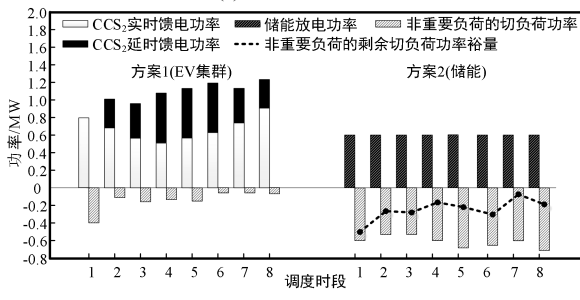
(b) 违约率场景 2

图 D2 2 种方案下孤岛 1 的紧急优化调度结果

Fig.D2 Emergency optimal dispatch results of Island 1 under two schemes



(a) 违约率场景 1



(b) 违约率场景 2

图 D3 2 种方案下孤岛 2 的紧急优化调度结果

Fig.D3 Emergency optimal dispatch results of Island 2 under two schemes