

计及调频备用效益的主动配电网分层分布式协调优化调度

董璐¹,边晓燕¹,周波¹,徐波¹,许昭²,李东东¹

(1. 上海电力大学 电气工程学院,上海 201306;2. 香港理工大学 电机工程学系,香港 999077)

摘要:含高比例新能源新型电网的建设发展对调频辅助服务提出了更高的要求。针对这一问题,提出了一种计及调频备用效益的主动配电网分层分布式协调优化调度方法,在满足配电网运行经济性最优的同时,为输电网提供调频备用容量。建立分层分布式调度架构,协调调度层和集群自治层均采用分布式拓扑结构,各智能体与邻近智能体相互通信并完成个体计算任务;以灵活性特征表征分布式能源响应调频辅助服务请求的能力,构建两者集合之间映射的对应法则;建立协调优化调度模型,采用一致性算法求解得到最优功率方案和共识价格,并获得集群备用容量。通过算例仿真验证所提计及调频备用效益的协调优化调度方法的有效性,并结合典型通信故障场景分析分层分布式算法的鲁棒性。

关键词:主动配电网;调频辅助服务;分布式能源集群;灵活性特征;协调优化调度;一致性算法

中图分类号:TM 734

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204059

0 引言

习近平总书记提出了我国“2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和”的新气候目标,要构建以新能源为主体的新型电力系统。在向新型电力系统转变的过程中,新能源发电的波动性、间歇性、不确定性对电网调频备用容量提出了更高的要求^[1],而传统发电机组占比相对降低意味着可提供的调频备用容量减少^[2]。分布式电源(distributed generator, DG)、储能(energy storage, ES)、柔性负荷(flexible load, FL)等分布式能源(distributed energy resource, DER)作为主动配电网的灵活性来源,可成为潜力巨大的调频辅助服务提供者^[3-4]。

由于DER单体多、容量小,具有分散性和地理分布特性,可以采用“群内自治、群间协调”的集群调控模式^[5],集群内多DER单元协调优化运行,各集群间协同互济,对外呈现集群整体的调节特性。因此,有必要整合主动配电网中DER的灵活性,使其为输电网提供调频辅助服务,研究计及调频备用效益的配电网经济优化调度问题。

目前已有一些学者对配电网电量和备用容量的联合优化调度方法进行了相关研究:文献[6]定义

了配电网中与经济调度相关的基本运行轨迹以及指向上、向下灵活性备用的上下轨迹,以经济性为目标评估主动配电网的聚合灵活性;文献[7]以交互平台作为配电网内产消者的代理参与日前电力市场,通过协调优化分配日前调度计划和备用容量;文献[8]采用集群排队系统建模优化可交付的能源灵活性,最大化配电系统运营商(distribution system operator, DSO)在次日能源市场中的利润;文献[9]在配电网并网时考虑为输电网提供不同的调频辅助服务产品,提出了一种集中式多周期优化调度方法。然而,上述研究考虑的是配电网整体提供的备用容量,没有考虑不同DER灵活性特性的差异,未对聚合的灵活性进行进一步的划分。文献[10]通过回顾灵活性研究的相关工作,提出了一个全面的灵活性定义,并对灵活性资源清晰分类,用统一描述术语将不同的灵活性资源映射到相关的辅助服务需求组,但没有进行详细的定量和定性评估。此外,上述研究中的集中式调度模式在面对大量DER单元时存在通信负担重、单元信息隐私等方面的局限性,而分布式优化方法在实时优化调控^[11]和日前优化调度^[12]问题中具有更大的优势。

针对上述问题,本文考虑不同DER灵活性特性的差异,选择1组灵活性特征详细评估DER与调频辅助服务的匹配程度,形成两集合之间的映射;在此基础上,计及调频备用效益,建立日前联合经济优化调度模型,依托基于交互能源机制的分层分布式调度架构,提出分层一致性算法对模型进行优化求解;最后,通过仿真验证所提计及调频备用效益的优化调度方法的有效性和分层一致性算法对通信故障的鲁棒性。

收稿日期:2021-11-02;修回日期:2021-12-17

在线出版日期:2022-04-19

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51977128);上海市教育委员会“曙光计划”项目(18SG50);上海市科学技术委员会资助项目(19020500800)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51977128), the “Dawn Project” of Shanghai Municipal Education Commission(18SG50) and the Project of Shanghai Municipal Science and Technology Commission (19020500800)

1 基于交互能源机制的分层分布式调度架构

本文在主动配电网中利用交互能源机制,将经济和控制技术相结合^[13],依赖价值一致来实现经济性目标下的功率平衡。为了减轻大量DER集中统一调度的计算难度,缓解通信负担,对地理位置临近的DER单元进行集群管理。集群管理员作为交互能源平台的参与主体,具有内部各单元的所有权和控制权。基于交互能源机制的主动配电网分层分布式调度架构如图1所示。

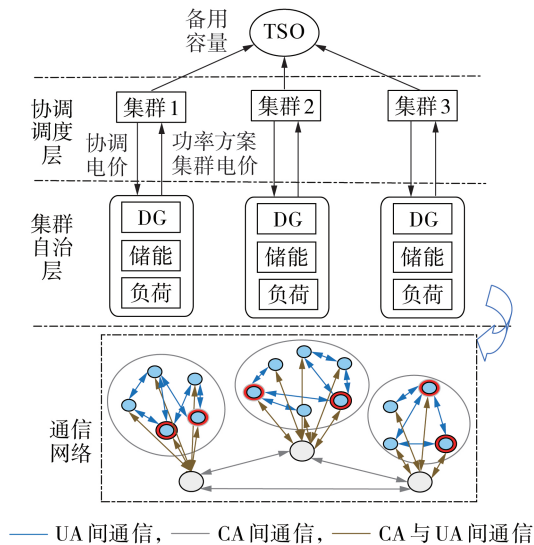


图1 主动配电网的分层分布式调度架构

Fig.1 Hierarchical distributed dispatch framework of active distribution network

将主动配电网的调度系统建模为分层多智能体系统,采用双层协调的能量管理模式。上层为协调调度层,由集群智能体(cluster agent, CA)构成,CA之间通过信息和功率交互实现群间协同互济,进而达到配电网功率就地平衡和整体利益的最大化;下层为集群自治层,包括若干个单元智能体(unit agent, UA),每个UA代表一个可控分布式单元,评估自身的灵活性,与邻接单元进行通信,实现自身经济利益最大化。

协调调度层将交互能源平台中各主体沟通的协调电价传递至集群自治层,集群自治层将电价和更新的功率方案反馈至协调调度层,经过不断交互,在保证底端分布式单元私密性的同时,形成整体和个体利益一致的共识电价和功率方案。集群管理员需要计算聚合后的调节功率区间,将区域备用容量上报给输电系统运营商(transmission system operator, TSO)。

调度系统的通信网络具有独立于物理电网的拓扑结构,光纤、电力载波、第五代移动通信(fifth generation, 5G)等技术可以满足多智能体网络的通信需求。为了保证上、下层之间通信的可靠性,在每

个集群中选取2个度最大的节点作为主节点,与协调调度层对应的CA进行信息交互,其一致性变量作为上、下层之间的耦合变量。CA之间、UA之间及主节点与CA之间均为双向通信,CA与UA之间存在单向的信息采集,集群管理员可以获得本集群内所有分布式单元的功率信息。

2 DER与调频辅助服务集合间映射

为了在辅助服务市场中获得更多的收益且体现DER灵活性性能差异化的货币价值,用1组一致的灵活性特征术语作为DER和调频辅助服务集合之间映射的对应法则。这组灵活性特征既可以分析集群内DER的灵活特性,又能够描述调频辅助服务的技术要求,使得DER在可执行辅助服务中选定某种更易执行且更经济的服务品种。

2.1 DER的灵活特性分析

为了表征DER响应调频辅助服务请求的能力,可以从容量、时间等角度定义各种参数来分析DER的灵活性特性。排除灵活性资源特征参数表^[10]中的冗余特征和与调频辅助服务弱相关/不相关的特征,本文选择的灵活性特征包括调节方向、功率容量、响应时间、服务时间、可用性、控制方式,各特征的定义和描述分别见表1和附录A图A1。

表1 灵活性特征的定义

Table 1 Definition of flexibility characteristics

灵活性特征	定义
调节方向	灵活性资源输出功率能够增加、减少的方向,分别用“+”、“-”表示,且一些资源可提供双向灵活性
功率容量	灵活性资源输出功率的最大值、最小值,即灵活性的容量
响应时间	从收到外部激活信号到灵活性资源完全响应的的时间,包括激活信号的时间延迟、爬坡时间两部分
服务时间	灵活性资源完全响应后,可以提供辅助服务的时间
可用性	灵活性资源响应激励信号的可信度
控制方式	资源对外部信号的响应方式,分为直接控制和间接控制,也称自动控制和手动控制

主动配电网内的DER主要包括DG、储能和柔性负荷三大类^[14]。DG包括可再生DG和常规可控DG,燃气轮机、燃料电池、柴油机等常规可控DG的可调度性较好,可以快速响应功率失配,但需要一定的爬坡时间。储能是提供调频辅助服务的最佳资源,可以毫秒级激活,在短时间内完全响应,但不同类型储能的充放电能力有所不同。柔性负荷具有多种类型,恒温控制负荷等直接控制负荷的响应时间取决于设备自身和通信延迟,一般很短;需要人为响应的负荷的响应时间稍长,例如工业负荷,但其功率容量较大。利用灵活性特征对DER的灵活性特性及其差异性进行分析,以此为基础描述和对比多品

种调频辅助服务的技术要求。

2.2 多品种调频辅助服务

参考北欧电力市场^[15],调频辅助服务作为重要的平衡资源,主要分为3个服务品种,即频率控制备用(frequency containment reserve, FCR)、自动频率恢复备用(automatic frequency restoration reserve, aFRR)、手动频率恢复备用(manual frequency restoration reserve, mFRR)。上述3种调频辅助服务的激活顺序示意图见附录A图A2。

FCR、aFRR、mFRR均可以提供向上灵活性和向下灵活性,其中FCR既有对称产品也有不对称产品,本文中不考虑对称的FCR服务。DSO在辅助服务市场中与TSO签订合同,按“容量可用性”为标的进行交易。假设DSO为辅助服务市场的价格接受者,且所有的投标备用容量均被TSO接受,其在日前上报分时段的备用容量,并在实时阶段保留相应的容量,即使不被调用也能获得报酬。根据2.1节所述灵活性特征,对比不同调频辅助服务品种的技术要求,如表2所示。

表2 调频辅助服务品种的技术要求

Table 2 Technical requirements of frequency regulation ancillary service varieties

灵活性特征	技术要求		
	FCR	aFRR	mFRR
调节方向	+, -	+, -	+, -
功率容量	无要求	无要求	无要求
响应时间	<30 s	<5 min	<15 min
服务时间	15 min	15 min	>15 min
可用性	可用	可用	可用
控制方式	自动控制	自动控制	手动控制

2.3 DER映射到调频辅助服务的流程

在2.1和2.2节的基础上,本节通过评估DER与调频辅助服务之间的匹配程度,将 N_j 个DER单元映射到3种调频辅助服务,流程图如图2所示。

当计算单项灵活性特征的匹配值时:对于只能定性分析的调节方向、功率容量、可用性、控制方式特征以及FCR和aFRR的服务时间,其与某种辅助服务的单项匹配值用 $\{0, 1\}$ 量化;对于可以量化的响应时间和mFRR的服务时间,用式(1)所示的直线型无量纲化方法进行归一化处理。

$$x'_v = \frac{\max\{x_v\} - x}{\max\{x_v\} - \min\{x_v\}} k + q \quad (1)$$

式中: x 为某特征的实际值; x_v ($v=1, 2, 3$)为某特征与调频辅助服务 v 的匹配值, v 取1、2、3时分别对应FCR、aFRR、mFRR; x'_v 为某特征与调频辅助服务 v 的归一化匹配值; $k=0.49$, $q=0.51$,设置这2个参数使满足技术要求的匹配值分布在 $[0.51, 1]$ 范围内,不满足技术要求时的匹配值为0。当mFRR的服务时间为 $[15, 30)$ min、 $[30, 60]$ min和大于60 min时, x/x'_v

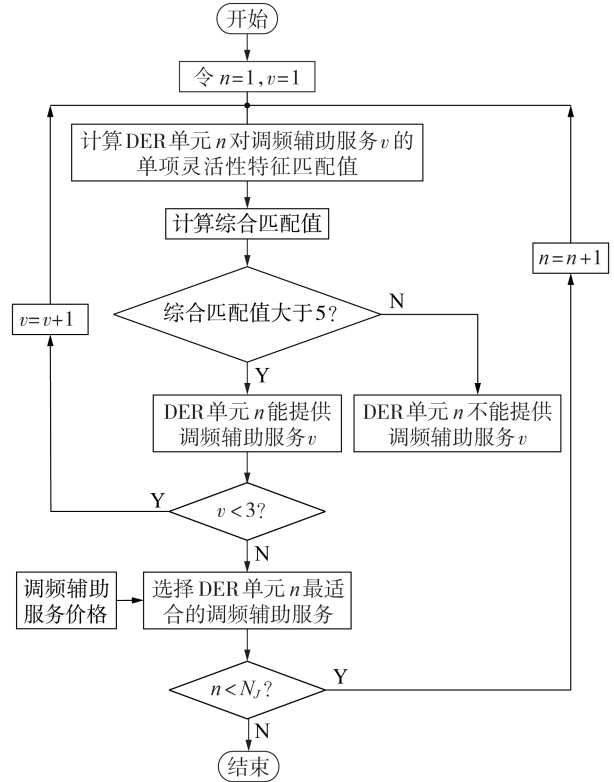


图2 DER映射到调频辅助服务的流程图

Fig.2 Flowchart of mapping DER to frequency regulation ancillary service

的值分别为2/0.51、1/0.755、0/1。综合匹配值为单项灵活性特征匹配值的总和,当DER单元与某种辅助服务的综合匹配值大于5时,可认为两者完全匹配。

3 DER集群的协同优化调度

考虑DER单元在调频辅助服务市场中的角色定位,对集群内部的灵活性进行进一步划分,基于此建立联合优化调度模型,为输电网提供备用容量的同时使配电网获得更多的收益。在本文构建的分层分布式调度架构中,协调调度层有 J 个集群参与交互能源平台,集群自治层共有 N_j 个DER单元($\text{DER单元 } n \in \{1, 2, \dots, N_1, \dots, N_i, \dots, N_{j-1}, N_j\}$),其中DER单元 N_{i-1} 、 N_i 由集群 i 管理。在日前调度中,调度周期 $T=24$ h,调度时间间隔为1 h,用 $P_{n,t}$ 统一表示时段 t ($t=1, 2, \dots, T$) DER单元 n 的功率(DG出力或储能充放电功率或负荷功率)。

3.1 DER运行描述

3.1.1 DG

可再生DG在最大功率点跟踪模式下运行,被认为是不可调度的。常规可控DG作为配电网中主要的碳排放源,需在常规的能耗成本函数中增加碳交易成本^[16],其成本函数及出力约束分别如式(2)和式(3)所示。

$$C_{n,t}(P_{n,t}) = a_n P_{n,t}^2 + b_n P_{n,t} + c_n + C_M(P_{n,t}) \quad (2)$$

$$P_n^{g,\min} \leq P_{n,t} \leq P_n^{g,\max} \quad (3)$$

$$C_M(P_{n,t}) = K_M(M_{f,t}(P_{n,t}) - M_{o,t}(P_{n,t})) \quad (4)$$

$$\begin{cases} M_{f,t}(P_{n,t}) = \alpha_n P_{n,t}^2 + \beta_n P_{n,t} + \chi_n \\ M_{o,t}(P_{n,t}) = \mu P_{n,t} \end{cases} \quad (5)$$

式中: a_n, b_n, c_n 为燃料成本函数的系数; $P_n^{g,\min}, P_n^{g,\max}$ 分别为 DG 单元的最小、最大出力; $C_M(P_{n,t})$ 为碳交易成本; $M_{f,t}(P_{n,t})$ 为实际的碳排放量; $M_{o,t}(P_{n,t})$ 为标准碳排放水平; K_M 为碳交易价格; $\alpha_n, \beta_n, \chi_n$ 为 DG 的 CO_2 排放因子; μ 为碳排放标准系数。当 DG 的碳排放量超出标准碳排放水平时, 超额部分需要通过碳交易获得碳排放额度; 当 DG 的碳排放量未超出标准碳排放水平时, 排放额度的盈余部分可以获得收益。

3.1.2 储能

储能资源兼具源荷特性, 其计及荷电状态的成本函数^[17]及运行约束分别为:

$$C_{n,t}(P_{n,t}) = x_n [P_{n,t} + 3P_n^{b,\max}(1 - S_{\text{SOC},n,t})]^2 + y_n [P_{n,t} + 3P_n^{b,\max}(1 - S_{\text{SOC},n,t})] + z_n \quad (6)$$

$$-P_n^{b,\max} \leq P_{n,t} \leq P_n^{b,\max} \quad (7)$$

$$E_{n,t+1} = \begin{cases} E_{n,t} - P_{n,t} \Delta t / \eta_{\text{dis}} & P_{n,t} \geq 0 \\ E_{n,t} - P_{n,t} \Delta t \eta_{\text{ch}} & P_{n,t} < 0 \end{cases} \quad (8)$$

$$E_n^{b,\min} \leq E_{n,t} \leq E_n^{b,\max} \quad (9)$$

式中: x_n, y_n, z_n 为损耗成本函数的系数; $P_n^{b,\max}$ 为储能的充放电功率上限; $E_{n,t}, E_{n,t-1}$ 分别为储能在时段 $t, t-1$ 存储的能量; $\eta_{\text{ch}}, \eta_{\text{dis}}$ 分别为储能单元的充电、放电效率; Δt 为时间分辨率; $E_n^{b,\max}, E_n^{b,\min}$ 分别为储能存储能量的上、下限; $S_{\text{SOC},n,t}$ 为时段 t 储能的荷电状态, $S_{\text{SOC},n,t} = E_{n,t} / E_n^{b,\max}$ 。

3.1.3 柔性负荷

柔性负荷的效用函数表示消费有功功率这种特殊商品, 用户作为消费者的满意程度。柔性负荷的效用函数、运行约束分别为:

$$C_{n,t}(P_{n,t}) = l_n P_{n,t}^2 + m_n P_{n,t} \quad (10)$$

$$P_n^{l,\min} \leq P_{n,t} \leq P_n^{l,\max} \quad (11)$$

式中: l_n, m_n 为效用函数的系数; $P_n^{l,\min}, P_n^{l,\max}$ 分别为柔性负荷单元的最小功率和最大功率。居民、商业和工业柔性负荷均可基于此建模, 但各次项系数不同。

3.2 计及调频备用效益的联合优化调度模型

DER 的调度灵活性体现在功率方案, 调节灵活性则体现在备用容量, 因此要充分挖掘 DER 的调度灵活性和调节灵活性, 必须对电量和备用容量进行联合优化调度。本节以主动配电网的运行费用最小为优化目标建立联合优化调度模型, 如下所示:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_j} (C_{n,t}(P_{n,t}) - R_{n,t}(P_{n,t}, P_{n,t}^{\vee}, P_{n,t}^{\wedge})) \quad (12)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{n=1}^{N_j} P_{n,t} = \sum_{i=1}^J P_{i,t}^{\text{D}} \quad \forall t \quad (13)$$

$$\text{式 (3)、(7)---(9)、(11)} \quad (14)$$

$$R_{n,t}(P_{n,t}, P_{n,t}^{\vee}, P_{n,t}^{\wedge}) = r_{n,t}^{\text{up}}(P_{n,t}^{\wedge} - P_{n,t}) + r_{n,t}^{\text{down}}(P_{n,t} - P_{n,t}^{\vee}) \quad (15)$$

式中: $C_{n,t}(P_{n,t})$ 为时段 t DER 单元 n 的成本函数; $R_{n,t}(P_{n,t}, P_{n,t}^{\vee}, P_{n,t}^{\wedge})$ 为时段 t DER 单元 n 的调频备用效益函数; $P_{n,t}^{\vee}, P_{n,t}^{\wedge}$ 分别为时段 t DER 单元 n 向下的最小输出功率、向上的最大输出功率, 对储能单元应考虑其能量约束; $P_{i,t}^{\text{D}}$ 为时段 t 集群 i 的净负荷, 即与风光出力抵消后的负荷; $r_{n,t}^{\text{up}}, r_{n,t}^{\text{down}}$ 分别为时段 t DER 单元 n 提供上备用容量、下备用容量的效益因子, 即与 DER 单元 n 匹配的调频辅助服务品种的价格。式 (13) 为功率平衡约束, 表示集群协同优化需维持配电网内部的功率平衡。

3.3 基于一致性算法的模型求解

针对上述日前联合优化调度模型, 为了避免大量决策变量及约束条件导致的“维数灾”问题, 同时也为了保证 DER 单元的数据私密性, 提出了分层一致性算法对模型进行分布式求解, 求解流程良好地契合了第 1 节构建的基于交互能源机制的调度架构, 将问题分解成多个子问题, 计算任务由智能体分担。本文采用配电网内部的电能价格作为虚拟一致性变量^[18], 避免迭代过程中拓扑频繁变化, 且其可以由生产者和消费者的行为共同决定, 收敛得到的均衡价格能使供需双方的总体福利最大。

智能体之间的通信网络用图 $G(V, E)$ (V 为顶点集, E 为顶点对形成的边集) 进行建模, 状态转移矩阵 $D = [d_{ij}]$ 与通信网络拓扑结构有关, 具体可参考文献^[19], 此处不再赘述。主动配电网联合优化调度模型的求解流程图见附录 A 图 A3, 分 7 个步骤对单时段进行求解, 并以时段 t 的解作为时段 $t+1$ 的初始值。

1) 初始化。对于“集群-单元”结构的主动配电网: 集群自治层的状态转移矩阵为高阶分块对角矩阵, 将高阶矩阵运算转化为多个低阶稀疏矩阵运算; 对协调调度层的矩阵采用全拓扑, 具有更好的鲁棒性和收敛速度。每个 UA 的估计价格、输出功率以及每个 CA 的全局不匹配功率估计和集群估计价格的初始值如下:

$$\lambda_{n,t}^0, \forall n; P_{n,t}^0, \forall n; e_{i,t}^0, \forall i; \lambda_{i,t}^0, \forall i \quad (16)$$

每个 CA 的全局不匹配功率估计初始值 $e_{i,t}^0$ 被设置为相应集群的不平衡功率初始值 $\Delta P_{i,t}^0$, 即:

$$e_{i,t}^0 = \Delta P_{i,t}^0 = \sum_{n=N_{i-1}+1}^{N_i} (P_{n,t}^0 - P_{i,t}^{\text{D}}) \quad \forall i \quad (17)$$

2) 集群价格估计更新。在第 $r+1$ 次迭代中, 每个 CA 根据相邻 CA 的信息更新其价格估计, 如式 (18) 所示, 其中矫正项与不匹配功率估计成比例, 并将更新的价格传递至集群自治层。

$$\lambda_{i,t}^{r+1} = \sum_{j=1}^J d_{ij} \lambda_{j,t}^r + \xi e_{i,t}^r \quad \forall i \quad (18)$$

式中: $\lambda_{i,t}^{r+1}$ 为第 $r+1$ 次迭代集群 i 中 CA 的价格估计更新值; ξ 矫正项系数; $e_{i,t}^r$ 为第 r 次迭代集群 i 中 CA 的全局不匹配功率估计更新值。

3) 单元价格估计更新。与其他 UA 通信, 更新单元价格估计, 如式 (19) 所示, 并将集群内主节点的价格估计反馈到协调调度层。

$$\lambda_{n,t}^{r+1} = \sum_{s \in N_n} d_{ns} \lambda_{s,t}^r \quad \forall n \quad (19)$$

式中: $\lambda_{n,t}^{r+1}$ 为第 $r+1$ 次迭代 DER 单元 n 中 UA 的价格估计更新值; N_n 为与 DER 单元 n 中 UA 邻接的所有 UA 集合。

4) 单元响应功率优化。UA 通过独立求解其经济剩余最大化问题来确定其对价格估计的最优响应。

$$P_{n,t}^{r+1} = \underset{P_{n,t}}{\operatorname{argmax}} \left[\lambda_{n,t}^{r+1} P_{n,t} - C_{n,t}(P_{n,t}) + R_{n,t}(P_{n,t}, P_{n,t}^{\vee}, P_{n,t}^{\wedge}) \right] \quad (20)$$

式中: $P_{n,t}^{r+1}$ 为第 $r+1$ 次迭代 DER 单元 n 的功率。

单元有功输出的更新应该考虑单元在时段 t 的最小和最大输出功率限值, 当有功出力超出限值时, 应取限值, 考虑单元功率约束的实际一致性变量也取对应的限值。

5) 集群功率失配值估计更新。CA 通过采集各单元更新的功率信息计算本集群的功率不平衡量, 将功率失配值估计作为附加一致性变量, 按式 (21) 进行迭代。

$$e_{i,t}^{r+1} = \sum_{j=1}^J d_{ij} e_{j,t}^r - \Delta P_{i,t}^{r+1} + \Delta P_{i,t}^r \quad \forall i \quad (21)$$

6) 程序停止检查。每次迭代后检查停止条件, 计算最近 2 次迭代之间单元价格估计差异和不匹配功率估计的欧几里得范数, 作为算法的终止判据, 即: 如果满足式 (22) 和式 (23), 则算法终止, 得到时段 t 的最优功率方案 P_t 和共识价格 λ_t ; 否则, 令 $r=r+1$, 返回步骤 2)。

$$\|\lambda_t^{r+1} - \lambda_t^r\| \leq \varepsilon_1 \quad (22)$$

$$\|e_t^r\| \leq \varepsilon_2 \quad (23)$$

式中: $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ 为程序停止检查时的收敛值。

7) 计算集群聚合的备用容量。在一致性变量收敛后, 分别计算集群的上备用容量 $R_{i,t}^{\text{up}}$ 和下备用容量 $R_{i,t}^{\text{down}}$:

$$R_{i,t}^{\text{up}} = \sum_{v=1}^3 R_{v,i,t}^{\text{up}} = \sum_{v=1}^3 \sum_{n \in \Omega_{v,i}} (P_{n,t}^{\wedge} - P_{n,t}) \quad \forall i \quad (24)$$

$$R_{i,t}^{\text{down}} = \sum_{v=1}^3 R_{v,i,t}^{\text{down}} = \sum_{v=1}^3 \sum_{n \in \Omega_{v,i}} (P_{n,t} - P_{n,t}^{\vee}) \quad \forall i \quad (25)$$

式中: $R_{v,i,t}^{\text{up}}$ 和 $R_{v,i,t}^{\text{down}}$ 分别为时段 t 集群 i 提供的第 v 种辅助服务上备用容量和下备用容量; $\Omega_{v,i}$ 为集群 i 中提供第 v 种辅助服务的 DER 单元集合。

储能单元的灵活性仍具有时间耦合的特点, 可根据如下优化模型求得:

$$\max \sum_{t=1}^T \left[r_{n,t}^{\text{up}} (P_{n,t}^{\wedge} - P_{n,t}) + r_{n,t}^{\text{down}} (P_{n,t} - P_{n,t}^{\vee}) \right] \quad (26)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{n,t} \leq P_{n,t}^{\wedge} \leq P_{n,t}^{\text{max}} \quad (27)$$

$$P_{n,t}^{\text{min}} \leq P_{n,t}^{\vee} \leq P_{n,t} \quad (28)$$

$$E_{n,t+1}^{\wedge, \vee} = E_{n,t}^{\wedge, \vee} - P_{n,t}^{\wedge, \vee} \Delta t \quad (29)$$

$$E_n^{\text{h, min}} \leq E_{n,t}^{\wedge, \vee} \leq E_n^{\text{h, max}} \quad (30)$$

式中: $P_{n,t}^{\wedge, \vee}$ 和 $E_{n,t}^{\wedge, \vee}$ 分别为时段 t 储能单元在向上最大输出功率、向下最小输出功率情况下的充放电功率和存储的能量; $P_{n,t}^{\text{min}}, P_{n,t}^{\text{max}}$ 分别为时段 t 储能单元充放电功率的最小值、最大值。

本文所提优化调度方法依托交互能源平台, 各集群协同实现整体利益最优, 在集群内只需优化本地的功率方案, 可以保证通信的鲁棒性和信息的隐私性, 同时能缓解通信和计算负担。

4 仿真实验

4.1 算例描述

本文以 33 节点系统为算例模拟主动配电网的运行, 对所提方法的有效性进行仿真验证, 系统物理和通信拓扑结构如附录 B 图 B1 所示。配电网中包含 DG、储能和柔性负荷, 共有 21 个 UA, 被划分为 3 个集群, 即集群 1 (包括 ES₁、DG₂、FL₃、DG₄、FL₅、FL₆)、集群 2 (包括 DG₇、DG₈、ES₉、FL₁₀、FL₁₁、ES₁₂、FL₁₃) 和集群 3 (包括 DG₁₄、FL₁₅—FL₁₇、ES₁₈、ES₁₉、DG₂₀、DG₂₁)。

各集群中风光荷的 24 h 数据如附录 B 图 B2 所示。DG 的碳交易价格 $K_M = 1 \text{ ¢ / kg}$, 碳排放标准系数 $\mu = 0.7 \text{ kg / (kW} \cdot \text{h)}$ [16]。储能的荷电状态初始值为 0.5, 充放电效率均假设为 1。其他单元参数如附录 B 表 B1—B3 所示。辅助服务价格采用奥地利 2021 年 3 月 1 日的价格 [20]。集群价格估计更新的矫正项系数 $\xi = 0.003 2$, 在程序停止检查时的收敛值 $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0.01 \text{ kW}$ 。本文所采用的仿真软件为 MATLAB R2018b, 在 Intel(R) Core(TM) i5-10210U CPU 下, 对算例进行编程和求解。

4.2 算例结果

4.2.1 调度结果分析

各集群管理的 DER 情况见附录 B 表 B4, 根据第 2 节的评估方法, 将集群中灵活性特征不同的 DER 与调频辅助服务品种进行匹配, 结果如表 3 所示。

结合 3.3 节给定的模型求解步骤和 4.1 节的仿真参数, 验证计及调频备用效益的 DER 集群协同优化调度方法的有效性。采用分层分布式算法, 将全局不匹配功率的计算任务由单一领导者分担至 CA; 同时, 在集群自治层中仅同个集群内的单元之间相互通信, 降低了迭代计算的复杂度; 在集群自治层选取

表3 DER匹配的调频辅助服务品种

Table 3 Matching frequency ancillary service variety of DER

集群1 资源	匹配的 服务品种	集群2 资源	匹配的 服务品种	集群3 资源	匹配的 服务品种
ES ₁	FCR	DG ₇	aFRR	DG ₁₄	aFRR
DG ₂	aFRR	DG ₈	aFRR	FL ₁₅	aFRR
FL ₃	mFRR	ES ₉	FCR	FL ₁₆	mFRR
DG ₄	aFRR	FL ₁₀	FCR	FL ₁₇	mFRR
FL ₅	mFRR	FL ₁₁	aFRR	ES ₁₈	FCR
FL ₆	mFRR	ES ₁₂	FCR	ES ₁₉	FCR
		FL ₁₃	mFRR	DG ₂₀	aFRR
				DG ₂₁	aFRR

2个主导节点与上层进行交互,减少对主导节点依赖性的同时强化了上层信息对下层的影响。各时段算法收敛所需的迭代次数如图3所示。由图可见,在各个时段算法可以在100次迭代以内收敛,体现了算法在收敛速度方面的优越性。另外,因为时段 $t+1$ 以时段 t 的优化结果作为初始值,所以当 $t=1$ 时算法收敛需要的迭代次数最多。在时段1—4内算法迭代过程(设定单个时段的迭代次数为100次)中集群不匹配功率估计的演变如图4所示。由图可知,灵活性单元的总输出功率能很好地跟踪净负荷波动,每个时段内均能与净负荷保持功率平衡,获得调度最优的功率方案。

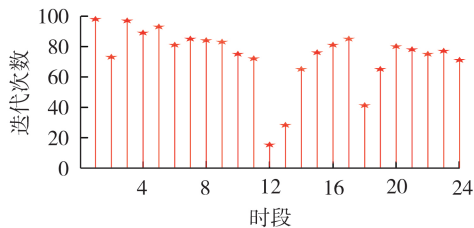


图3 算法收敛所需的迭代次数

Fig.3 Number of iterations required for algorithm convergence

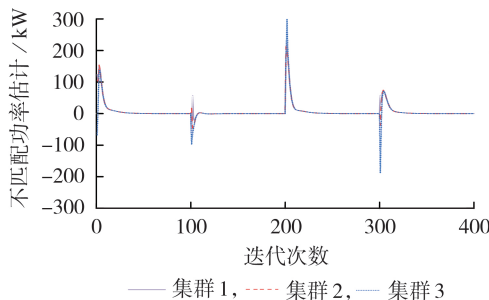


图4 集群不匹配功率估计的演变

Fig.4 Evolution of cluster mismatching power estimation

主动配电网中的DG、柔性负荷和储能单元在日前调度中的输出功率如附录C图C1所示。由图可见,本文所提分层分布式算法有效考虑了功率限制,单元的输出功率不会超过限值。收敛所得配电网的

电能交易价格曲线如图5所示。由图可知:一天中17:00—22:00时段的价格最高,这是因为该时段为用电高峰时段,负荷水平较高;而在09:00—16:00时段,由于集群内光伏输出功率较大,使集群的净负荷水平减小,从而该时段的价格水平相对较低。图C1(a)和图C1(b)中DG和柔性负荷输出功率的变化趋势与电能交易价格的变化趋势基本一致,单元间的变化幅度有所不同,这是由不同的调频辅助服务价格所决定的。图C1(c)中储能单元输出功率的变化趋势不仅受电能交易价格的影响,还受荷电状态的影响,荷电状态变化曲线如附录C图C2所示,可见储能单元在价格低时充电,在价格高时放电。荷电状态低表明储能容量不足,此时边际成本较大,输出功率较小;而荷电状态高时输出功率较大,实现在多个时段优化利用可用的存储容量。

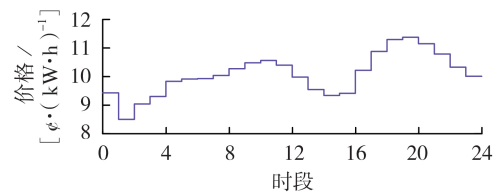
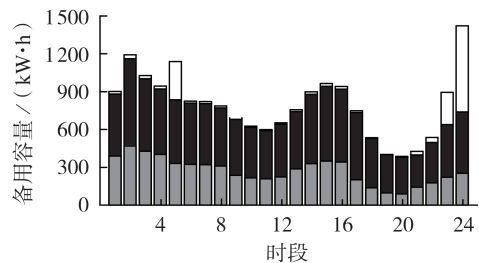


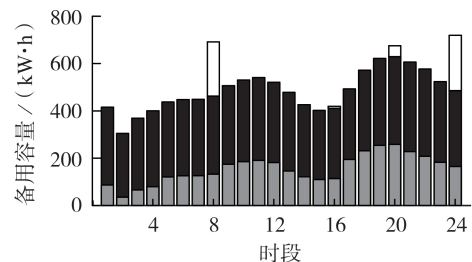
图5 配电网的电能交易价格

Fig.5 Energy trading price of distribution network

配电网和集群1可以提供的备用容量分别如图6和图7所示,集群2和集群3可以提供的备用容量分别如附录C图C3和图C4所示。由图可知:配电网聚合的FCR、aFRR和mFRR的上备用容量分别为1 608.557、11 010.491、6 504.420 kW·h,下备用容量



(a) 上备用容量



(b) 下备用容量

□ FCR, ■ aFRR, ▒ mFRR

图6 配电网可以提供的备用容量

Fig.6 Reserve capacity provided by distribution network

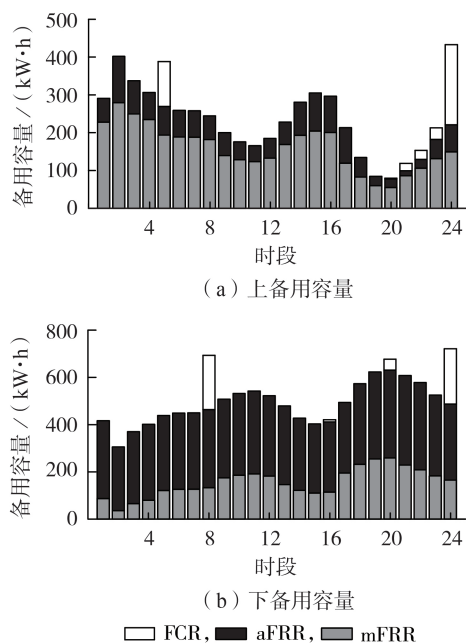


图7 集群1可以提供的备用容量

Fig.7 Reserve capacity provided by Cluster 1

分别为 3 437.647、20 064.469、8832.300 kW·h; 提供 aFRR 和 mFRR 服务的单元均为 DG 和柔性负荷,其向下的最小输出功率轨迹和向上的最大输出功率轨迹在各时段都处于其输出功率的上下限范围内。因此,各集群和配电网整体提供的 aFRR、mFRR 上备用容量的变化趋势与输出功率的变化趋势相反,而下备用容量的变化趋势与输出功率的变化趋势一致,即电能交易价格较高时,单元输出功率较大,提供的上备用容量较小,提供的下备用容量较大。提供 FCR 服务的单元大多为储能单元,这是因为考虑到实时阶段需要保留相应的备用容量,采用 3.3 节中的线性规划模型进行优化,优化结果与 FCR 的价格和功率能量约束有关。

另外,本文采用集群管理的方式,配电网将总体的灵活性上报给 TSO,在实时调控时按照各集群的调节能力分配调控任务,可以有效防止同一区域内多个灵活性资源同时参与辅助服务市场时发生配电网阻塞问题。

4.2.2 通信故障场景下的鲁棒性分析

为了验证本文所提分层一致性算法对各种通信故障的鲁棒性,本文在时段 3 选取以下典型通信故障场景:场景 1,集群 1 中 UA(ES_1)不能接收、发送或传输信号;场景 2,集群 2 内 DG_7 单元和 DG_8 单元之间的通信中断;场景 3,协调调度层中集群 1 和集群 2 之间的通信中断;场景 4,上层 CA_3 与下层主节点 FL_{17} 之间的信息传递失败;场景 5,无通信故障。

时段 3 无通信故障场景的仿真结果如附录 C 图 C5 所示。由图 C5(a)可看出,在不断的迭代过程中,各单元的虚拟一致性变量快速收敛一致,此时

虚拟一致性变量 $\lambda_3=9.042 \text{ ¢}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,对应的功率方案见图 C5(c)。图 C5(b)中 FL_{17} 输出功率在迭代过程中超出下限,相应地,实际一致性变量在第 2 次迭代就达到最小值。由图 C5(d)可知,随着 CA 之间的交互,全局不匹配功率估计也收敛至 0,即在各集群的相互协调下配电网内部达到功率平衡。

不同通信故障场景下算法收敛所需迭代次数、电能交易价格、功率偏差(相较于无通信故障场景,且为 2 个最优功率方案向量差的欧几里得范数)对比如表 4 所示。在场景 1 下, ES_1 的输出功率被认为是初始值,不参与功率分配,而在场景 5 下时段 3 的 ES_1 最优功率比初始值大,所以场景 1 的电能交易价格大于场景 5。当 ES_1 退出运行时,其输出功率恒为 0,其他单元共同分担 ES_1 原来的输出功率,当 ES_1 恢复运行时可收敛至场景 5 的结果,故本文不再验证算法的“可插可用”特性。场景 2—4 的通信故障不会影响算法的收敛性,但在不同程度上增加了迭代次数,相较而言,场景 2 下集群内 2 个单元之间的通信故障对仿真结果的影响最小,场景 3 下集群之间的通信故障对仿真结果的影响最大,但电能交易价格和功率方案与场景 5 几乎没有差别。在上述场景下,算法都能收敛至最优解,表明算法对通信故障具有足够的鲁棒性。

表4 不同通信故障场景下算法的性能比较

Table 4 Algorithm performance comparison under different communication fault scenarios

场景	算法收敛所需迭代次数	电能交易价格 / [¢ · (kW·h) ⁻¹]	功率偏差 / kW
1	136	10.238	243.754
2	101	9.042	0.004
3	104	9.082	7.853
4	137	9.051	1.888
5	97	9.042	0

5 结论

本文基于交互能源机制的主动配电网分层分布式调度架构,考虑 DER 灵活性特征的差异性,提出了一种计及调频效益的 DER 集群协同优化调度方法,通过仿真验证可得到如下结论:

1) 采用分布式算法对建立的联合优化调度模型进行求解,能够获得日前调度各时段配电网的电能交易价格以及各集群的最优功率方案和整体对外调节特性;

2) 通过灵活性特征映射,形成 DER 单元与调频辅助服务品种之间的最佳匹配,进而影响单元输出功率的变化趋势和备用容量的时间分布,充分挖掘 DER 的灵活性和调频效益;

3) 基于“集群-单元”的双层能量管理结构提出的分层分布式算法,可以保证底层 DER 个体信息的

私密性,减轻计算负担,且在收敛速度和应对多种通信故障的鲁棒性方面具有优越性。

未来将进一步研究考虑源荷双向不确定性场景下的协调优化调度方法。此外,分布式优化调度模型中如何对不等式约束条件进行有效处理也需重点考虑。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 崔杨,周慧娟,仲悟之,等. 考虑源荷两侧不确定性的含风电电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备,2020,40(11):85-91.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon scheduling of power system with wind power considering uncertainty of both source and load sides[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(11): 85-91.
- [2] 吉静,郝丽丽,王昊昊,等. 大规模风电参与一次调频下基于机组快速启动能力的日内滚动调度[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):121-128.
JI Jing, HAO Lili, WANG Haohao, et al. Intra-day rolling dispatch considering large-scale wind power participating in primary frequency regulation based on unit fast start-up capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 121-128.
- [3] 张高航,李凤婷. 计及源荷储综合灵活性的电力系统日前优化调度[J]. 电力自动化设备,2020,40(12):159-167.
ZHANG Gaochang, LI Fengting. Day-ahead optimal scheduling of power system considering comprehensive flexibility of source-load-storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(12): 159-167.
- [4] 边晓燕,孙明琦,许家玉,等. 计及灵活性储备的含风电多微电网系统分布式协调调控策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(8):47-54,104.
BIAN Xiaoyan, SUN Mingqi, XU Jiayu, et al. Distributed coordinated dispatch and control strategy of multi-microgrid system with wind power considering flexibility reserve[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 47-54, 104.
- [5] 吴文传,张伯明,孙宏斌,等. 主动配电网能量管理与分布式资源集群控制[J]. 电力系统自动化,2020,44(9):111-118.
WU Wenchuan, ZHANG Boming, SUN Hongbin, et al. Energy management and distributed energy resources cluster control for active distribution networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(9): 111-118.
- [6] CHEN X, DALL'ANESE E, ZHAO C H, et al. Aggregate power flexibility in unbalanced distribution systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 258-269.
- [7] 吴界辰,艾欣,胡俊杰. 需求侧资源灵活性刻画及其在日前优化调度中的应用[J]. 电工技术学报,2020,35(9):1973-1984.
WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Methods for characterizing flexibilities from demand-side resources and their applications in the day-ahead optimal scheduling[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(9): 1973-1984.
- [8] OIKONOMOU K, PARVANIA M, KHATAMI R. Deliverable energy flexibility scheduling for active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 655-664.
- [9] KARAGIANNPOULOS S, GALLMANN J, VAYA M G, et al. Active distribution grids offering ancillary services in islanded and grid-connected mode[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 623-633.
- [10] DEGEFA M Z, SPERSTAD I B, SAELE H. Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources[J]. Electric Power Systems Research, 2021, 194: 107022.
- [11] 乐健,周谦,赵联港,等. 基于一致性算法的电力系统分布式经济调度方法综述[J]. 电力自动化设备,2020,40(3):44-54.
LE Jian, ZHOU Qian, ZHAO Liangang, et al. Overview of distributed economic dispatch methods for power system based on consensus algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 44-54.
- [12] LI J, YE Y J, PAPADASKALOPOULOS D, et al. Distributed consensus-based coordination of flexible demand and energy storage resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3053-3069.
- [13] The GridWise Architecture Council. GridWise transactive energy framework version 1.1[EB/OL]. [2021-05-21]. https://www.gridwiseac.org/pdfs/pnnl_22946_gwac_te_framework_july_2019_v1_1.pdf.
- [14] 牛焕娜,钱立,杨璐,等. 计及灵活性辅助服务费用的配电网灵活型资源优化配置[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):52-59.
NIU Huanna, QIAN Li, YANG Lu, et al. Optimal allocation of flexible resources in distribution network considering cost of flexible auxiliary services[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 52-59.
- [15] ENTSO-E. An overview of the European balancing market and electricity balancing guideline[EB/OL]. [2021-05-21]. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20co-des%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20europe_report_Nov2018_web.pdf.
- [16] 娄素华,胡斌,吴耀武,等. 碳交易环境下含大规模光伏电源的电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2014,38(17):91-97.
LOU Suhua, HU Bin, WU Yaowu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with large scale photovoltaic generation under carbon trading environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 91-97.
- [17] DE AZEVEDO R, CINTUGLU M H, MA T, et al. Multiagent-based optimal microgrid control using fully distributed diffusion strategy[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(4): 1997-2008.
- [18] GAO Y, AI Q, WANG X Y, et al. Distributed cooperative economic optimization strategy of a regional energy network based on energy cell-tissue architecture[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, 15(9): 5182-5193.
- [19] 边晓燕,孙明琦,赵健,等. 基于一致性算法的源-荷协同分布式优化调度策略[J]. 中国电机工程学报,2021,41(4):1334-1347,1540.
BIAN Xiaoyan, SUN Mingqi, ZHAO Jian, et al. Distributed coordinative optimal dispatch and control of source and load based on consensus algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1334-1347, 1540.
- [20] ENTSO-E. Price of reserved balancing reserves[EB/OL]. [2021-05-21]. https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/balancing_Volumes_Reservation_Price/show.

作者简介:



董璐

董璐(1997—),女,硕士研究生,主要研究方向为主动配电网分布式优化调度(E-mail:sd_donglu2022@163.com);

边晓燕(1976—),女,教授,博士,通信作者,主要研究方向为新能源并网与消纳、电力系统分析与控制(E-mail:kuliz@163.com)。

(编辑 陆丹)

Hierarchical distributed coordinated optimal dispatch of active distribution network considering frequency regulation reserve benefits

DONG Lu¹, BIAN Xiaoyan¹, ZHOU Bo¹, XU Bo¹, XU Zhao², LI Dongdong¹

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 201306, China;

2. Department of Electrical Engineering, The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong 999077, China)

Abstract: The construction and development of new-type power grid with high proportion of new energy has put forward higher demands for frequency regulation ancillary services. To solve this problem, a hierarchical distributed coordinated optimal dispatch method of active distribution network considering the frequency regulation reserve benefits is proposed, which can provide the frequency regulation reserve capacity for transmission network while satisfying the optimal operation economy of distribution network. The hierarchical distributed dispatch architecture is established, and both the coordinated dispatch layer and the cluster autonomy layer adopt the distributed topology structure. Each agent communicates with the neighboring agents and completes individual computing tasks. The flexibility characteristics are used to characterize the ability of distributed energy resources to respond to frequency regulation ancillary service request, and the corresponding rule of mapping between the two sets is constructed. The coordinated optimal dispatch model is established, and a consensus algorithm is applied to solve the problem to obtain the optimal power scheme, consensus price and clusters' reserve capacity. An example is given to verify the effectiveness of the proposed coordinated optimal dispatch method, and the robustness of the hierarchical distributed algorithm is analyzed with typical communication fault scenarios.

Key words: active distribution network; frequency regulation ancillary service; distributed energy resource cluster; flexibility characteristics; coordinated optimal dispatch; consensus algorithm

(上接第 54 页 continued from page 54)

Low-carbon consumption method of distributed photovoltaic for distribution network based on Stackelberg game

ZHANG Tao¹, YANG Jianhua¹, JIN Kaiyuan², LI Jiabin³, YANG Zhijie⁴

(1. College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China;

2. State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300010, China;

3. State Grid Jibei Electric Economic Research Institute, Beijing 100038, China;

4. Public Security Bureau of Puer City, Puer 665000, China)

Abstract: In order to promote the local consumption of distributed photovoltaic generation power in distribution network, and alleviate the problems of solar energy abandoning and voltage limit exceeding, a local consumption method by using transaction electricity price and low-carbon agricultural electro-equipment is proposed, and the bi-level optimization model for low-carbon source-load coordination is constructed. In the upper-level model, the optimal transaction electricity price and the time-shifted consumption power of each park are determined by the Stackelberg game model with the goal of maximizing the overall comprehensive income of the photovoltaic generation companies and agricultural parks. The low-carbon benefit, configuration quantity and other information of the low-carbon agricultural electro-equipment are comprehensively considered in the lower-level model. The maximum low-carbon consumption benefit is taken as the target in different metering periods, and the local consumption default rate is controlled in the agricultural parks for confirming the optimal control scheme of the time-shifted load and determining the maximum low-carbon consumption benefits of different parks. The simulative results of a distribution network show that the local consumption situation of distributed photovoltaic generation is improved when adopting the transaction electricity price and the time-shifted low-carbon load consumption model. Meanwhile, the abandoned photovoltaic electricity quantity is reduced, the voltage quality is improved, and the overall comprehensive income of the photovoltaic generation companies and agricultural parks are both promoted.

Key words: transaction electricity price; time-shifted load; low-carbon; Stackelberg game; distributed photovoltaic; local consumption

附录 A

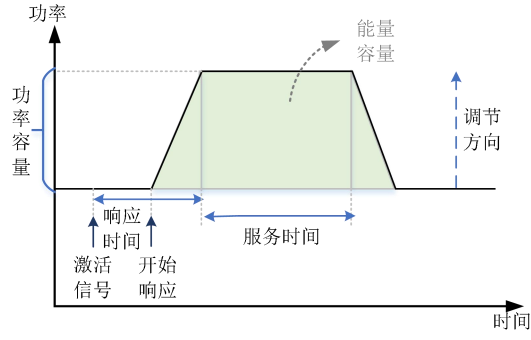


图 A1 灵活性特征的描述

Fig.A1 Description of flexibility characteristics

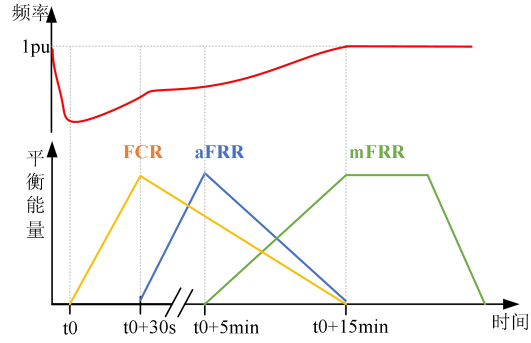


图 A2 调频辅助服务激活顺序示意图

Fig.A2 Schematic diagram of activation sequence of frequency regulation ancillary services

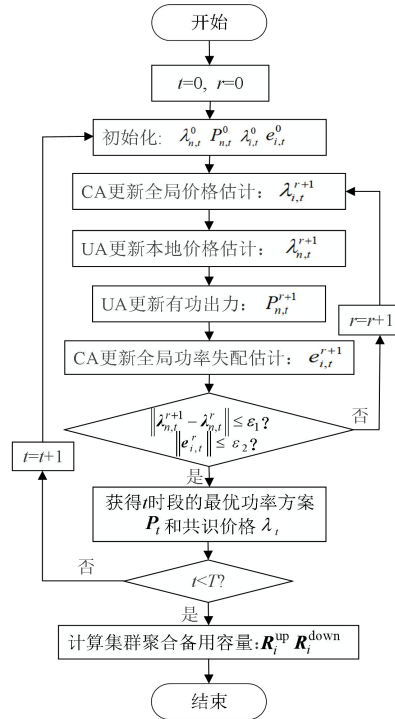


图 A3 主动配电网优化调度模型的求解流程图

Fig.A3 Flowchart of solving optimal dispatch model of active distribution network

附录 B

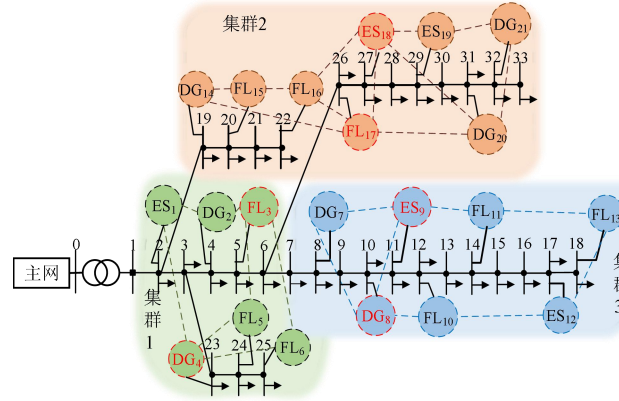


图 B1 33 节点系统的物理与通信拓扑结构

Fig.B1 Physics and communication topology of 33-bus system

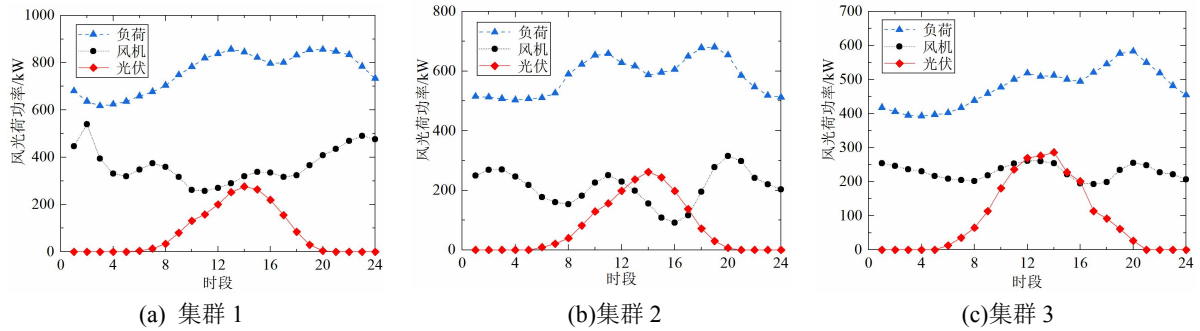


图 B2 集群可再生能源和负荷预测曲线

Fig.B2 Renewable energy and load forecast curves of clusters

表 B1 DG 单元参数

Table B1 Parameters of DG units

单元	a	b	α	β	$P_{\min}/\text{kW}$	$P_{\max}/\text{kW}$
DG ₂	0.0074	2.03	0.012	-1.36	93	300
DG ₄	0.0046	5.78	0.0084	-0.9	65	250
DG ₇	0.0031	6.61	0.016	-1.5	74	200
DG ₈	0.0051	5.1	0.013	-1.249	73	250
DG ₁₄	0.0069	6.22	0.018	-1.8	84	180
DG ₂₀	0.0041	4.59	0.012	-1.355	92	300
DG ₂₁	0.0038	7.84	0.018	-1.81	85	220

表 B2 储能单元参数

Table B2 Parameters of energy storage units

单元	x	y	$P_{\max}/\text{kW}$	$E_{\max}/(\text{kW}\cdot\text{h})$	$E_{\min}/(\text{kW}\cdot\text{h})$
ES ₁	0.0057	5.68	250	540	60
ES ₉	0.015	6.11	90	198	22
ES ₁₂	0.0063	4.87	220	450	50
ES ₁₈	0.0045	6.25	250	585	65
ES ₁₉	0.0093	5.79	110	225	25

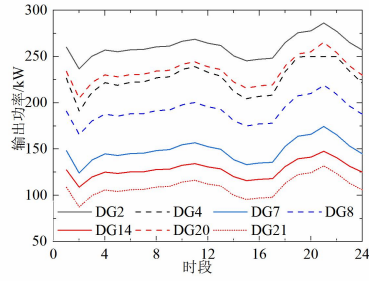
表 B3 柔性负荷单元参数
Table B3 Parameters of flexible load units

单元	l	m	$P_{\min}/\text{kW}$	$P_{\max}/\text{kW}$
FL ₃	0.0217	13.96	-147.29	-25
FL ₅	0.034	13.45	-100.53	-10
FL ₆	0.0283	12.9	-116.08	-15
FL ₁₀	0.0461	11.86	-77.96	-5
FL ₁₁	0.035	12.08	-84	-5
FL ₁₃	0.0493	13.06	-118.35	-15
FL ₁₅	0.0535	14.66	-91.79	-10
FL ₁₆	0.041	13.75	-146.46	-20
FL ₁₇	0.026	13.85	-110.32	-15

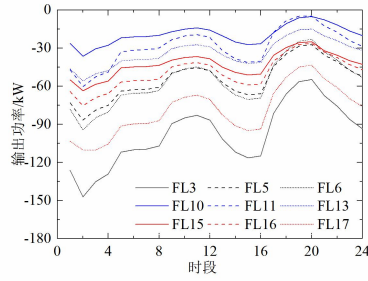
表 B4 集群管理的 DER 情况
Table B4 DER conditions of clusters

单元	调节方向	响应时间	服务时间	可用性	控制方式
ES ₁	+/-	10~20 s	15min~1h	可用	自动控制
DG ₂	+/-	1~5 min	15min~1h	可用	自动控制
FL ₃	+/-	10~15 min	15min~1h	可用	手动控制
DG ₄	+/-	1~5 min	15min~1h	可用	自动控制
FL ₅	+/-	5~10 min	15min~1h	可用	手动控制
FL ₆	+/-	5~10 min	15min~1h	可用	手动控制
DG ₇	+/-	1~5 min	15min~1h	可用	自动控制
DG ₈	+/-	1~5 min	15min~1h	可用	自动控制
ES ₉	+/-	0~10 s	15min~1h	可用	自动控制
FL ₁₀	+/-	0~10 s	15min~1h	可用	自动控制
FL ₁₁	+/-	30s~1min	15min~1h	可用	自动控制
ES ₁₂	+/-	10~20s	15min~1h	可用	自动控制
FL ₁₃	+/-	10~15min	15min~1h	可用	手动控制
DG ₁₄	+/-	1~5min	15min~1h	可用	自动控制
FL ₁₅	+/-	30s~1min	15min~1h	可用	自动控制
FL ₁₆	+/-	10~15min	15min~1h	可用	手动控制
FL ₁₇	+/-	5~10min	15min~1h	可用	手动控制
ES ₁₈	+/-	10~20s	15min~1h	可用	自动控制
ES ₁₉	+/-	0~10s	15min~1h	可用	自动控制
DG ₂₀	+/-	1~5min	15min~1h	可用	自动控制
DG ₂₁	+/-	1~5min	15min~1h	可用	自动控制

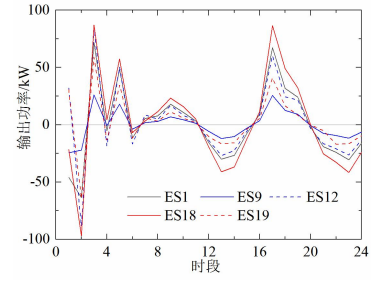
附录 C



(a) DG



(b) 柔性负荷



(c) 储能

图 C1 灵活性单元输出功率
Fig.C1 Power output of flexibility units

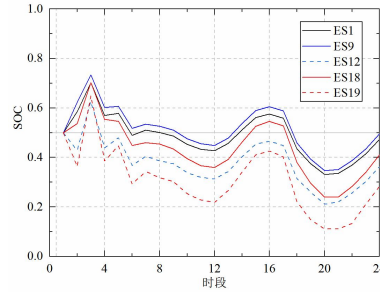
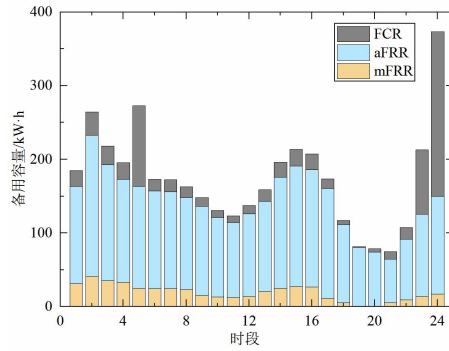
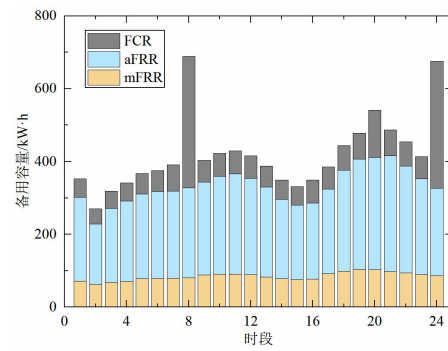


图 C2 储能荷电状态变化曲线
Fig.C2 Variation curves of energy storage state of charge

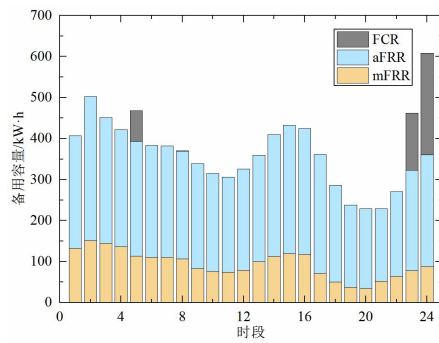


(a) 上备用容量

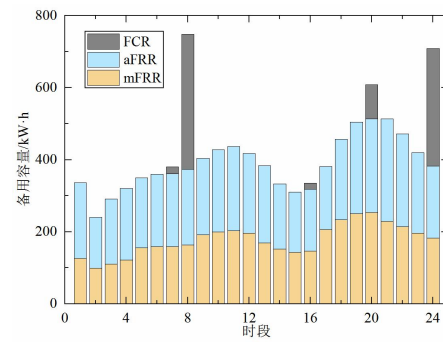


(b) 下备用容量

图 C3 集群 2 可提供的备用容量
Fig.C3 Reserve capacity provided by Cluster 2

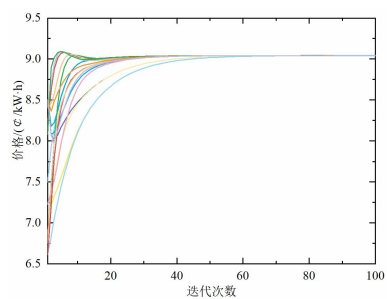


(a) 上备用容量

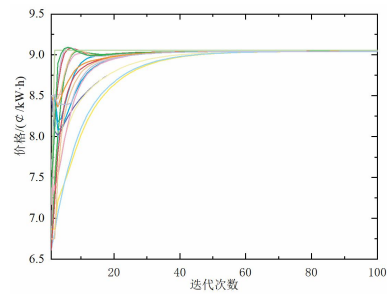


(b) 下备用容量

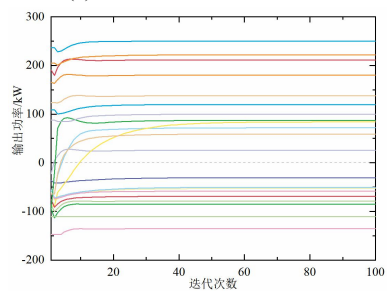
图 C4 集群 3 可提供的备用容量
Fig.C4 Reserve capacity provided by Cluster 3



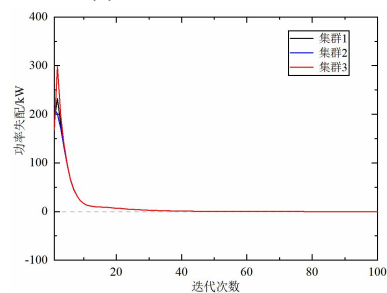
(a)单元虚拟一致性变量



(b)单元实际一致性变量



(c)单元输出功率



(d)集群功率失配值

图 C5 时段 3 各变量的收敛过程

Fig.C5 Convergence process of variables in Period 3