

计及可调节负荷时空异步响应的园区微电网群低碳经济运行

龙禹¹, 杨斌¹, 肖宇华¹, 陈宇沁², 周承翰², 闫林芳³, 周恒³, 翁凯斌³

(1. 国网江苏省电力有限公司, 南京 210024; 2. 国网江苏省电力有限公司营销服务中心, 南京 210019; 3. 国网(苏州)城市能源研究院有限责任公司, 江苏 苏州 215000)

摘要:针对多园区微电网协同运行中可调节负荷实际响应存在时间滞后和园区间差异导致低碳经济成本较高的问题,提出了一种计及可调节负荷时空异步响应的低碳经济运行方法。首先,构建含风电、光伏、储能、燃气轮机及可调节负荷的多园区微电网群协同运行模型;其次,将可调节负荷划分为时移、可转移和可削减负荷,并采用随机变量表征其实际响应时滞特性;在此基础上,结合园区间功率交互、电网购售电和碳交易机制,建立多园区微电网群低碳经济优化模型;最后,基于3个园区的算例进行仿真分析。算例结果表明,所提方法能够有效提升新能源消纳水平与园区间能量互济能力,降低系统购电成本、储能运行成本和燃气轮机运行成本。与未考虑可调节负荷时空异步响应的方案相比,系统综合运行成本降低8.24%,碳排放进一步减少。

关键词:多园区微电网;协同运行;可调节负荷;时空异步响应;碳交易

Low-carbon and economic dispatch of a cluster of park microgrids considering the spatiotemporal asynchronous response of flexible loads

LONG Yu¹, YANG Bin¹, XIAO Yuhua¹, CHEN Yuqin², ZHOU Chenghan², YAN Linfang³,
ZHOU Heng³, WENG Kaibin³

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210024, China; 2. Marketing Service Center, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210019, China; 3. State Grid (Suzhou) City & Energy Research Institute Co., Ltd., Suzhou 215000, China)

Abstract: To address the high operating costs caused by response delays of flexible loads and differences among parks during the coordinated operation of multi-park microgrids, a low-carbon economic operation method considering the spatiotemporally asynchronous responses of flexible loads is proposed. Firstly, a coordinated operation model of a multi-park microgrid cluster is constructed, in which wind power, photovoltaic generation, energy storage, gas turbines, and flexible loads are incorporated. Secondly, flexible loads are classified into shiftable, transferable, and curtailable loads, and their actual response delays are characterized using stochastic variables. On this basis, a low-carbon economic optimization model is established by incorporating inter-park power exchange, electricity purchase and sale with the main grid, and carbon trading. Finally, the proposed method is evaluated through a case study involving three parks. It is demonstrated that renewable energy accommodation and inter-park energy sharing can be effectively improved, while electricity purchase costs, energy storage operating costs, and gas turbine operating costs can be reduced. Compared with the scheme in which the spatiotemporally asynchronous responses of flexible loads are not considered, the total operating cost is reduced by 8.24%, and carbon emissions are further decreased.

Key words: multi-park microgrid; coordinated operation; flexible load; spatiotemporally asynchronous response; carbon trading

0 引言

在“双碳”目标与高比例可再生能源接入背景下,园区微电网已成为促进分布式新能源消纳的重要载体^[1]。然而,风光功率波动^[2]及可调节负荷响应不确定性使其运行面临经济性、低碳性与可实施

性的多重约束^[3]。实际运行中,可调节负荷从接收指令到执行调节通常存在时间滞后,导致计划响应与实际响应产生偏差,进而影响功率平衡、储能调度和园区间能量互济。因此,围绕考虑可调节负荷实际响应特征的多园区微电网优化运行开展研究,具有较强的理论意义与工程价值。

针对单微网场景,现有研究已围绕需求响应、不确定性建模及低碳运行开展了较为深入的探索。文献[4]考虑可再生能源不确定性、碳交易和

需求响应,构建了并网微电网多阶段能量调度框架,大幅提升了微电网运行经济性;文献[5]将混合氢-电池储能与弹性负荷转移纳入微电网综合能量管理模型;文献[6]针对孤岛微电网中氢储能和柔性负荷的鲁棒调度进行了分析。总体来看,这类研究多聚焦于单微网内部源荷储协同及本地需求响应优化,虽然能够较好挖掘单体系统的调节潜力,但通常未进一步考虑多个微网之间的能量互济与协同优化机制,因而难以充分利用跨园区时空互补特性。

随着园区间联络和区域综合能源协同需求增强,多微网协同调度逐渐成为研究热点。文献[7]提出了多微网最优潮流功率调度及协同优化控制策略,为多微网集群运行提供了结构化求解思路;文献[8]面向含可再生能源和电动汽车的多微网系统,提出了考虑价格弹性需求响应的双层能量管理方法,提升了多微网运行经济性;文献[9]针对主动配电网中微网群与共享储能协同运行问题,建立了基于主从博弈的优化调度策略,实现了微网群、共享储能和配电网之间的协调互动;文献[10]提出了两阶段分层能量管理策略,通过协调需求响应、储能和微网间功率互济,降低了并网多微网系统运行成本。上述研究显著拓展了多微网在共享交易、公平分配、低碳协同和隐私保护求解方面的研究边界,但大多默认可调节负荷能够按计划即时执行调度指令,或仅采用理想化需求响应时间窗描述负荷调节过程,尚未充分刻画用户侧可调节负荷在实际响应中的时空异步特性及其对园区互济调度结果的影响。

鉴于此,本文面向多园区微电网协同运行场景,构建了计及可调节负荷响应滞后情况下,园区间功率交互和电碳交易的微电网群低碳经济运行模型,将可调节负荷分为时移、可转移和可削减负荷,并采用随机变量描述其响应滞后情形。通过对比分析考虑与不考虑负荷时空异步特性的优化结果,揭示异步因素对功率平衡、园区互济、运行成本及碳排放的影响。

1 园区微电网群运行模型

图1为园区微电网群框架。各园区由光伏组件、风力发电机组、储能系统及燃气轮机等设备构成分布式发电单元。控制中心根据园区负荷、风电功率和光伏功率,向可调节负荷下达调节指令。考虑到可调节负荷在实际响应过程中具有明显的时空异步特性,即响应在时间上存在一定滞后、在空间上存在园区间差异,同时各园区负荷及风光功率

具有差异性,控制中心通过协同优化与外部电网的购售电功率、燃气轮机功率和储能系统充放电功率,以保障园区内负荷需求得到满足。同时,园区内富余电能还可输送至其他园区,以实现园区之间能量互济。

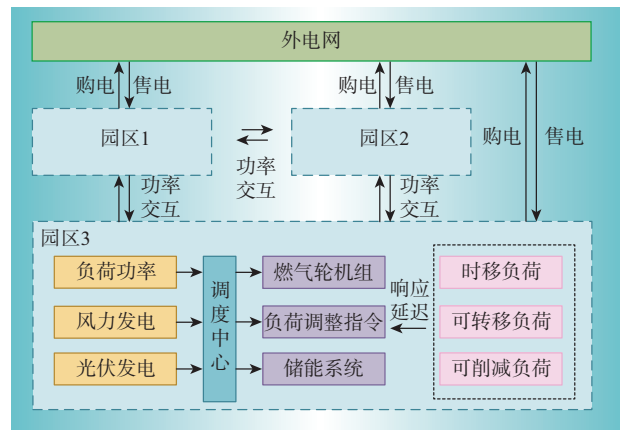


图1 园区微电网群框架

Fig. 1 Framework of the park microgrid cluster

1.1 成本函数

园区日综合收益包括外电网购电成本、储能系统运行成本、燃气轮机发电成本、可调节负荷补偿成本以及碳交易成本,如式(1)一式(4)所示

$$\min \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (F_{i,t}^G + F_{i,t}^{ES} + F_{i,t}^{GT} + F_{i,t}^{DR}) + F^C \quad (1)$$

$$F_{i,t}^G = \lambda_{i,t}^{\text{buy}} P_{i,t}^{\text{buy}} - \lambda_{i,t}^{\text{sell}} P_{i,t}^{\text{sell}} \quad (2)$$

$$F_{i,t}^{ES} = \lambda_i^{ES} (P_{i,t}^{\text{ch}} \eta^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{dis}} / \eta^{\text{dis}}) \quad (3)$$

$$F_{i,t}^{GT} = a_i^{\text{GT}} P_{i,t}^{\text{GT}^2} + b_i^{\text{GT}} P_{i,t}^{\text{GT}} + c_i^{\text{GT}} \quad (4)$$

式中: $F_{i,t}^G$ 、 $F_{i,t}^{ES}$ 、 $F_{i,t}^{GT}$ 、 $F_{i,t}^C$ 和 $F_{i,t}^{DR}$ 分别为 t 时刻园区 i 的外电网购电成本、储能系统运行成本、燃气轮机发电成本、碳排放交易成本和可调节负荷补偿成本; $P_{i,t}^{\text{buy}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{sell}}$ 分别为 t 时刻园区 i 向外电网的购售电功率; $\lambda_{i,t}^{\text{buy}}$ 和 $\lambda_{i,t}^{\text{sell}}$ 分别为 t 时刻园区 i 的外电网购电价; λ_i^{ES} 为园区 i 中储能系统的单位运行成本; $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻园区 i 中储能系统的充放电功率; η^{ch} 和 η^{dis} 分别为储能系统充放电效率; $P_{i,t}^{\text{GT}}$ 为园区 i 中燃气轮机在 t 时刻的输出功率, a_i^{GT} 、 b_i^{GT} 和 c_i^{GT} 分别为燃气轮机发电成本的各项系数。

本系统的碳排放核算、碳配额分配、绿证折算及碳交易模型如式(5)一式(10)所示,其中,式(5)为实际碳排放量计算模型,式(6)为免费碳配额分配模型,式(7)一式(8)为绿证数量及其碳配额折算模型,式(9)为碳配额平衡关系,式(10)为整个调度周期内系统碳交易成本。

$$E^p = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (\gamma_i^{\text{b}} P_{i,t}^{\text{buy}} + \gamma_i^{\text{GT}} P_{i,t}^{\text{GT}}) \quad (5)$$

$$E^q = \gamma^q \sum_i \sum_t (P_{i,t}^{\text{buy}} + P_{i,t}^{\text{GT}}) \quad (6)$$

$$N^G = \varepsilon^G \sum_i \sum_t (P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}}) \quad (7)$$

$$E^G = \eta^{G2C} N^G \quad (8)$$

$$E^D - E^q - E^G = E^{\text{buy}} - E^{\text{sell}} \quad (9)$$

$$F^C = \lambda^{\text{buy}} E^{\text{buy}} - \lambda^{\text{sell}} E^{\text{sell}} \quad (10)$$

式中： E^D 为系统实际碳排放总量； γ_i^{buy} 为 t 时刻购电功率产生的碳排放量； γ^{GT} 为燃气轮机单位功率产生的碳排放量； E^q 为系统碳排放配额； γ^q 为单位功率分配的碳排放量； N^G 为系统获得的绿证数量； ε^G 为可再生能源发电量与绿证数量之间的转换系数； $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 为园区 i 中 t 时刻的光伏功率； $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 为园区 i 中 t 时刻的风电机功率； E^G 为绿证折算后的等效碳配额； η^{G2C} 为绿证向碳配额折算系数； E^{buy} 和 E^{sell} 分别为碳配额购买量和销售量； λ^{buy} 和 λ^{sell} 分别为碳配额购买价格和出售价格。

1.2 约束条件

1.2.1 功率平衡约束

为确保各园区系统在各调度时段内实现能量供需平衡,本文设置如下功率平衡约束

$$P_{i,t}^{\text{buy}} - P_{i,t}^{\text{sell}} + P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{GT}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{ch}} - \sum_{j \neq i} P_{i \rightarrow j,t} = P_{i,t}^{\text{load}} \quad (11)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{load}}$ 为园区 i 中 t 时刻总负荷需求； $P_{i \rightarrow j,t}$ 为园区 i 流入园区 j 的交互功率。

1.2.2 燃气轮机、新能源出力与储能系统运行约束

燃气轮机、新能源出力和储能系统运行模型均已在相关研究中得到广泛应用,具体建模细节见文献[11-12]。

2 可调节负荷时空异步响应模型

2.1 园区负荷特性分析

依据各园区内负荷的需求响应特性,将负荷分为不可调节的常规负荷、时移负荷(洗衣机、洗碗机等)、可转移负荷(电动汽车等充电设备)以及可削减负荷(空调等)4类。相关约束如下

$$P_{i,t}^{\text{load}} = P_{i,t}^{\text{gen}} + P_{i,t}^{\text{sh}} + P_{i,t}^{\text{tr}} + P_{i,t}^{\text{re}} \quad (12)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{gen}}$ 为 t 时刻的常规负荷； $P_{i,t}^{\text{sh}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{tr}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{re}}$ 分别为园区 i 中 t 时刻的时移负荷、可转移负荷和可削减负荷。

2.2 异步响应特性约束

在用户参与需求响应的实际场景中,用户侧可调节负荷接收调度指令后,受信息确认、设备启动

及用户行为等因素影响,实际响应通常存在时滞。假设调度指令在 t 时刻下达,实际响应相对指令滞后 τ_k ($k=1,2,\dots,K$),则各类可调节负荷实际响应启动约束可以表示为

$$\begin{cases} v_{i,t}^{\text{sh}} = b_{i,t+\tau_k}^{\text{sh},k} \\ v_{i,t}^{\text{tr}} = b_{i,t+\tau_k}^{\text{tr},k} \\ v_{i,t}^{\text{re}} = b_{i,t+\tau_k}^{\text{re},k} \end{cases} \quad k=1,2,\dots,K \quad (13)$$

式中:所有变量均为布尔变量,其中 $v_{i,t}^{\text{sh}}$ 、 $v_{i,t}^{\text{tr}}$ 和 $v_{i,t}^{\text{re}}$ 分别为时移负荷、可转移负荷和可削减负荷接收到指令的标志； $b_{i,t+\tau_k}^{\text{sh},k}$ 、 $b_{i,t+\tau_k}^{\text{tr},k}$ 和 $b_{i,t+\tau_k}^{\text{re},k}$ 分别为时移负荷、可转移负荷和可削减负荷时滞 τ_k 后开始执行平移、转移和削减的标志。

本文中可调节负荷响应的空间差异主要由不同园区的源荷特性差异体现,该差异通过不同园区下的负荷功率、新能源出力和功率平衡约束进入模型,而响应时滞则通过随机变量刻画其时间异步特性。在离散时间调度模型中,将响应滞后视为服从某一离散概率分布的随机变量,其数学表达见式(14)一式(15)。其中,式(14)表示不同时滞出现的概率,式(15)则用于保证该概率分布满足归一化约束。

$$P_i^*(\tau=\tau_k) = \varphi_{i,k}^* \quad k=1,2,\dots,K \quad (14)$$

$$\sum_{k=1}^K \varphi_{i,k}^* = 1 \quad \varphi_{i,k}^* \geq 0 \quad (15)$$

式中:变量上标*为 sh、tr 或 re,分别指代时移负荷、可转移负荷或可削减负荷(下同)； τ_k 为第 k 类典型时滞； $\varphi_{i,k}^*$ 为对应负荷在该时滞水平下实际执行调控指令的占比。

2.3 可调节负荷运行约束

(1) 时移负荷

时移负荷运行时需保持原有用电功率曲线不变,仅改变负荷执行时间,从而实现负荷在时间维度上的整体转移。本文设定调度周期内负荷的可平移时间区间为 $[t_-^{\text{sh}}, t_+^{\text{sh}}]$,平移后持续运行时长为 T^{sh} ,相关运行约束如式(16)一式(19)。其中,式(16)为时移负荷的实际运行功率;式(17)为不同时滞时长下时移负荷的实际运行功率限制;式(18)规定了负荷启动后需持续运行直至完成平移;式(19)确保时移负荷在整个调度周期内仅能启动一次。

$$P_{i,t}^{\text{sh}} = \sum_{k=1}^K P_{i,t}^{\text{sh},k} \quad k=1,2,\dots,K \quad (16)$$

$$P_{i,t}^{\text{sh},k} = u_{i,t}^{\text{sh},k} P_{i,t}^{\text{sh},0} \varphi_{i,k}^{\text{sh}} \quad (17)$$

$$\sum_{m=t+\tau_k}^{t+\tau_k+T^{\text{sh}}-1} u_{i,m}^{\text{sh},k} \geq b_{i,t+\tau_k}^{\text{sh},k} T^{\text{sh}} \quad k=1,2,\dots,K \quad (18)$$

$$\sum_{t=t_-^{\text{sh}}}^{t_+^{\text{sh}}-1} v_{i,t}^{\text{sh}} = 1 \quad (19)$$

式中: $u_{i,t}^{sh,k}$ 为布尔变量, 作为时移负荷平移的标志; $P_{i,t}^{sh}$ 为 t 时刻园区 i 中时移负荷优化后的功率; $P_{i,t}^{sh,k}$ 为园区 i 中第 k 类时滞的时移负荷在 t 时刻的功率; $P_{i,t}^{sh0}$ 为 t 时刻园区 i 中时移负荷优化前的功率。

(2) 可转移负荷

可转移负荷具备较高的调节灵活性, 其用电需求可在调度周期内不同时间段之间重新分配, 并在满足用户总用电需求不变的约束条件下调整负荷功率分布, 设定可转移负荷的运行区间为 $[t^r, t^r]$ 。为刻画其响应行为并避免设备因频繁启停而造成损耗, 对其约束如式(20)一式(24)所示。其中, 式(20)保证了在整个调度周期内, 可转移负荷的总用电量保持恒定; 式(21)为可转移负荷实际运行功率; 式(22)为功率上下限约束; 式(23)限定了可转移负荷在启动后需满足的最小连续运行时间; 式(24)为时滞为 t 的可转移负荷实际参与响应的启动时刻约束。

$$\sum_{t=t^r}^{t^r} P_{i,t}^{tr} = \sum_{t=t^r}^{t^r} P_{i,t}^{tr0} \quad (20)$$

$$P_{i,t}^{tr} = \sum_{k=1}^K \varphi_{i,k}^{tr} P_{i,t}^{tr,k} \quad (21)$$

$$u_{i,t}^{tr,k} P_{i,t}^{tr} \leq P_{i,t}^{tr,k} \leq u_{i,t}^{tr,k} P_{i,t}^{tr} \quad (22)$$

$$\sum_{m=t+\tau_k}^{t+\tau_k+T_{min}^{tr}-1} u_{i,m}^{tr,k} \geq b_{i,t+\tau_k}^{tr,k} T_{min}^{tr} \quad (23)$$

$$\sum_{t=t^r}^{t^r-T_{min}^{tr}+1} v_{i,t}^{tr} = 1 \quad (24)$$

式中: $u_{i,t}^{tr,k}$ 为布尔变量, 作为可转移负荷转移的标志; $P_{i,t}^{tr}$ 为 t 时刻园区 i 中可转移负荷优化后的功率; $P_{i,t}^{tr,k}$ 为第 k 类时滞的可转移负荷在 t 时刻调整的功率; $P_{i,t}^{tr,max}$ 和 $P_{i,t}^{tr,min}$ 分别为可转移负荷在 t 时刻功率上、下限; T_{min}^{tr} 为可转移负荷最短持续时间。

(3) 可削减负荷

可削减负荷是指用户通过降低设备运行功率、减少部分非关键用电需求, 实现负荷水平的直接削减。设定调度周期内负荷的可削减时间区间为 $[t^r, t^r]$, 其运行约束如式(25)一式(29)。其中, 式(25)为可削减负荷的实际运行功率; 式(26)为不同时滞下可削减负荷的功率运行约束; 式(27)规定了可削减负荷在削减过程中需满足的最小持续削减时间; 式(28)为负荷的最大可削减比例约束; 式(29)为时滞为 τ_k 的可削减负荷实际参与响应的启动时刻约束。

$$P_{i,t}^{re} = \sum_{k=1}^K P_{i,t}^{re,k} \quad (25)$$

$$P_{i,t}^{re,k} = (1 - \varepsilon_{i,t}) P_{i,t}^{re0} \varphi_{i,k}^{re} \quad (26)$$

$$b_{i,t+\tau_k}^{re,k} T_{min}^{re} \leq \sum_{m=t+\tau_k}^{t+\tau_k+T_{min}^{re}-1} u_{i,m}^{re,k} \leq b_{i,t+\tau_k}^{re,k} T_{max}^{re} \quad (27)$$

$$0 \leq \varepsilon_{i,t} \leq u_{i,t}^{re,k} \varepsilon_{max} \quad (28)$$

$$\sum_{t=t^r}^{t^r-T_{min}^{re}+1} v_{i,t}^{re} = 1 \quad (29)$$

式中: $u_{i,t}^{re,k}$ 为布尔变量, 作为可削减负荷削减的标志; T_{max}^{re} 和 T_{min}^{re} 分别为可削减负荷持续时间上、下限; $P_{i,t}^{re}$ 为削减后的负荷功率; $P_{i,t}^{re0}$ 为削减前的负荷功率; $\varepsilon_{i,t}$ 为 t 时刻的负荷削减率; ε_{max} 为负荷最大削减率。

2.4 补偿成本分析

各类可调节负荷补偿成本如式(30)一式(33)所示。其中, 式(30)为总可调节负荷成本; 式(31)为时移负荷补偿成本; 式(32)为可转移负荷补偿成本; 式(33)为可削减负荷补偿成本。

$$F_i^{DR} = F_i^{sh} + F_i^{tr} + F_i^{re} \quad (30)$$

$$F_{i,t}^{sh} = \lambda^{sh} P_{i,t}^{sh} \quad (31)$$

$$F_{i,t}^{tr} = \lambda^{tr} P_{i,t}^{tr} \quad (32)$$

$$F_{i,t}^{re} = \sum_{k=1}^K \lambda^{re,k} \varepsilon_{i,t}^k P_{i,t}^{re0} \quad (33)$$

式中: F_i^{DR} 为可调节负荷补偿成本; F_i^{sh} 、 F_i^{tr} 和 F_i^{re} 分别为时移负荷、转移负荷和可削减负荷的补偿总成本; λ^{sh} 、 λ^{tr} 和 λ^{re} 分别为其对应单位功率的补贴系数。

3 算例分析

3.1 算例基本数据

为验证所提调度策略的优越性, 本文构建了3个位于同一配电区域内的园区级综合能源系统算例。各园区均配置风力发电机组、光伏发电单元、燃气轮机及储能装置, 且园区间地理距离和电气距离较短, 故忽略联络线网络损耗。受局部遮挡、地势起伏、受光条件及负荷结构等微环境因素影响, 不同园区的风光出力及负荷需求存在差异, 各园区在24 h内的负荷、风光出力曲线如图2所示^[13]。可调节负荷的参数设置如表1。储能系统的额定充放电功率为240 kW, 储能容量为480 kWh, 初始荷电状态设为0.6, 充放电效率为0.95, 同时考虑单位电量0.5元/kWh的寿命衰减成本。燃气轮机的额定输出功率设定为500 kW, 耗量参数 $a=0.001\ 802\ 5$ 元/(kWh)², $b=0.525\ 75$ 元/kWh, $c=2.9$ 元^[14]。调度周期为24 h, 时间分辨率为15 min。3类柔性负荷均采用相同的有界离散时滞分布, 即 $K=4$, 时滞为1—4个调度步长, 对应15~60 min, 概率分别为0.16、0.34、0.36和

0.14。3类负荷之间的差异主要通过响应时间窗、持续运行时间、功率约束、能量守恒约束及可削减比例等运行约束体现。 γ^{GT} 取值为0.728^[15]; γ_i^b 取值为江苏省某市的全天碳排放因子数据。对于模型中的非线性项, 本文采用等效线性化方法进行处理, 利用 Matlab 平台, 调用 Yalmip 建模工具箱并结合 Gurobi 求解器对所建立的优化调度模型进行计算求解。

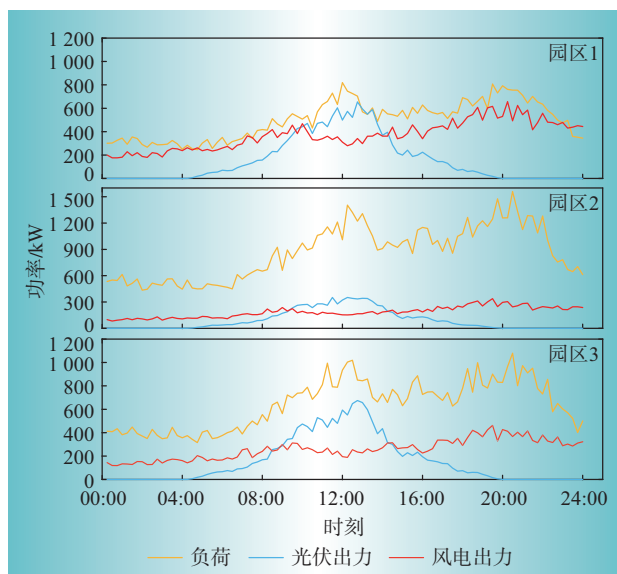


图2 负荷、风光出力曲线

Fig. 2 Load, photovoltaic and wind output curves

表1 可调节负荷参数

Table 1 Parameters of flexible loads

类型	T^{sh}/h	$t_{-}^{\text{sh}} - t_{+}^{\text{sh}}$	$c_{\text{tr}}/(\text{元} \cdot (\text{kWh})^{-1})$
时移负荷1	2	05:00—21:00	0.10
时移负荷2	3	07:00—23:00	0.10
可转移负荷	1	04:00—22:00	0.15
可削减负荷	2	05:00—22:00	0.20

3.2 仿真结果分析

为验证本文所提策略的有效性与可行性, 设置两种对比方案进行分析。

方案1: 采用本文所提策略。

方案2: 在制定调度策略时不考虑可调节负荷响应的时空异步特性, 同样用于模拟微电网的实际运行过程。

图3给出了方案1下各园区的功率平衡结果。新能源出力较高时, 储能通过充电吸收富余电量; 新能源出力下降后, 储能放电、燃气轮机出力及外部电网购电共同满足负荷需求。各园区在满足自身功率平衡的同时, 通过园区间功率交换实现能量互济。

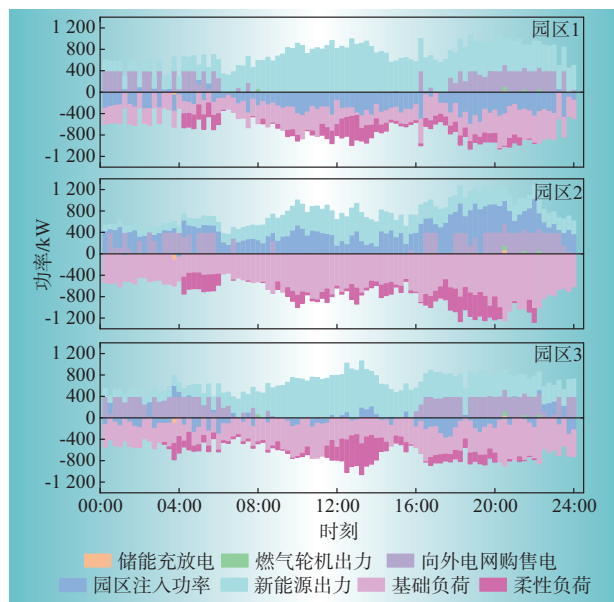


图3 方案1下各园区功率平衡

Fig. 3 Power balance of each park under scheme 1

图4展示了方案1下各园区之间的功率交互情况。由图4可知, 园区1注入园区2的功率在大部分时段为正值, 且幅值相对较大, 表明园区1持续向园区2输送电能; 园区1注入园区3的功率整体呈现双向波动特征, 其数值在零值附近上下变化; 然而, 园区2与园区3之间的功率交互接近于零, 表明两者之间的直接电能交换较少。结果表明, 园区1具有较为充足的新能源功率并且具有实现区域电能输出的能力。

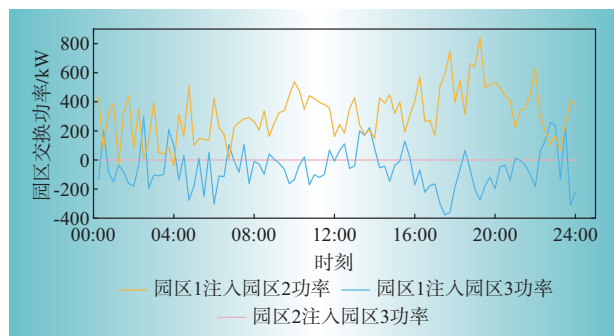


图4 方案1各园区交换功率

Fig. 4 Power exchange among parks under scheme 1

图5给出了两种调度方案的实际碳排放量变化情况。由图5可知, 相较于方案2, 方案1在多数时段的碳排放量处于较低水平, 尤其在白天新能源出力较为充足的时段, 方案1通过优化调度策略提高了新能源消纳比例, 并减少了燃气轮机等化石能源机组的出力需求, 从而有效降低了系统碳排放。并且, 方案1在部分时段实现了接近零排放运行, 表明其能够充分利用可再生能源并通过储能及可调节负荷协同调节减少高碳电源的参与程度。总体而言, 方案1在保证系统安全稳定运行的前提下, 实现

了更优的低碳运行效果,体现出在碳排放控制方面的明显优势。

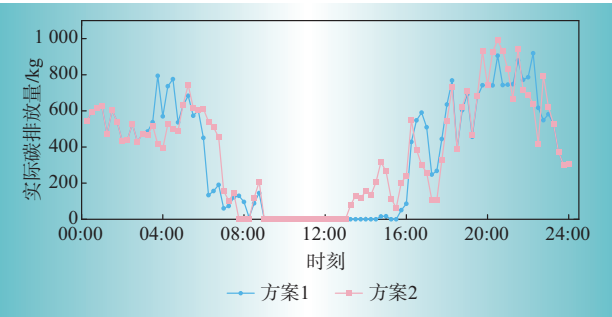


图5 各方案实际碳排放量

Fig. 5 Actual carbon emissions of each scheme

方案2各园区的能量供需优化结果如图6所示。由图6可知,与方案1相比,方案2整体能量协同程度相对较低。对燃气轮机及外部电网购电的依赖程度较高,新能源消纳及园区间能量互济能力较弱。同时,方案2中储能调用程度相对较高,而方案1通过考虑可调节负荷响应的时空异步特性,能够利用负荷侧调节分担部分功率平衡压力,降低储能充放电需求。相比之下,方案1能够更准确刻画可调节负荷的实际响应过程,提升源荷储协同运行水平和园区间互济能力,从而有效增强新能源消纳能力与系统运行平稳性。

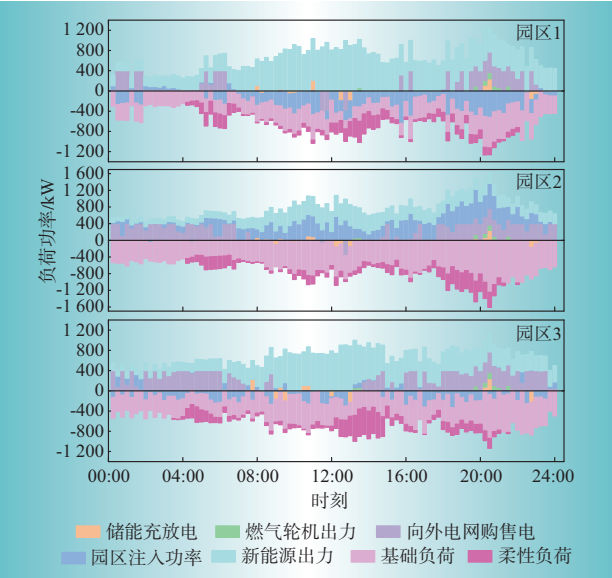


图6 方案2下各园区功率平衡

Fig. 6 Power balance of each park under scheme 2

图7展示了方案2下各园区之间的功率交互情况。与图4对比可知,各个园区之间的注入功率波动趋势与方案1几乎一致。然而,与方案1相比,方案2下园区间功率交换波动更为明显,表明忽略可调节负荷时空异步特性会削弱系统调节能力,难以充分发挥多园区协同优化优势。

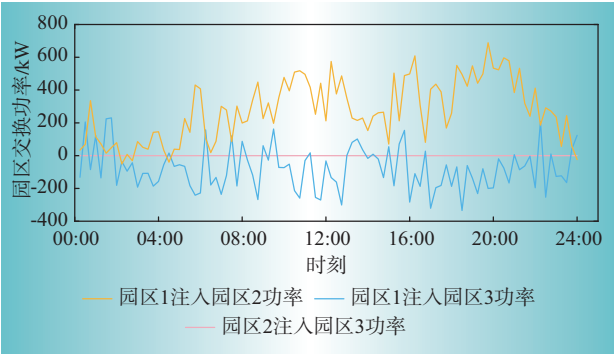


图7 方案2各园区交换功率

Fig. 7 Power exchange among parks under scheme 2

3.3 经济性分析

表2给出了两种方案下系统运行成本的对比结果。由表2可知,方案1在购电成本、储能运行成本、燃气轮机运行成本及碳排放成本方面均低于方案2。其中,方案1的购电成本为5 034.06元,相比方案2的5 334.28元减少300.22元,降幅为5.63%;储能运行成本由方案2的290.21元降低至方案1的34.11元,减少256.10元,降幅达到88.25%;燃气轮机运行成本由397.76元降低至153.26元,减少244.50元,降幅为61.47%。综合来看,方案1的系统总成本为9 831.07元,相比方案2的10 707.33元减少876.26元,经济性提升8.24%,表明本文所提策略能够有效降低系统综合运行成本,验证了其在提升园区微电网群运行经济性方面的有效性。

表2 各方案成本对比

Table 2 Costs comparison of each scheme

方案	购电成本	储能成本	燃气轮机成本	负荷补偿成本	碳排放成本	总成本
1	5 034.06	34.11	153.26	2 874.04	1 726.60	9 822.07
2	5 334.28	290.21	397.76	2 874.04	1 808.05	10 704.34

3.4 可调节负荷响应结果分析

为进一步分析可调节负荷响应时空特性对调度结果的影响,本文在原始参数基础上设置不同的可调节负荷占比情景,分别将各园区可调节负荷占比调整为原始参数的0.50、0.75、1.25和1.50倍,并对方案1和方案2进行对比仿真,结果如表3所示。由表3可知,在不同可调节负荷占比情景下,方案1的系统运行成本均低于方案2,且随着可调节负荷占比提高,两种方案的成本差值整体增大,经济性提升幅度由4.111%提高至12.069%。结果表明,考虑可调节负荷响应时间滞后和园区间源荷差异,能够更充分发挥负荷侧调节潜力,促进源储调节与园区互济协同优化,从而进一步降低系统运行成本。

表3 不同可调节负荷占比情景下对比分析

Table 3 Comparative analysis under different flexible load proportion scenarios

比例	方案	成本/元	成本差值/元	经济性/%
0.50	方案1	10 676.81	457.78	4.111
	方案2	11 134.59		
0.75	方案1	10 172.03	672.20	6.199
	方案2	10 844.23		
本文参数	方案1	9 831.07	876.26	8.180
	方案2	10 707.33		
1.25	方案1	9 540.80	1136.24	10.642
	方案2	10 677.05		
1.50	方案1	9 301.37	1145.72	12.069
	方案2	10 627.27		

4 结束语

本文针对多园区微电网协同运行过程中可调节负荷实际响应存在时滞性和差异性的问题,构建了计及可调节负荷时空异步特性与电碳交易机制的低碳经济优化模型,以降低系统运行成本。主要结论如下:

(1) 模型综合考虑多园区微电网中的源、荷、储资源及园区间能量交互关系,通过引入可调节负荷时空异步响应特性,提高了模型的现实适用性。

(2) 考虑可调节负荷时空异步特性能够有效提升多园区微电网资源协同优化水平,促进新能源消纳、优化储能运行及园区间能量互济,实现系统经济性与低碳性的协同提升。

(3) 忽略可调节负荷实际响应时滞会导致需求响应潜力估计偏差,降低优化结果的准确性和可实施性,说明考虑负荷时空异步特性对多园区微电网优化运行具有重要意义。D

参考文献:

- [1] 赵波,吴启亮,陈哲,等.基于可再生能源的电氢耦合关键技术及示范验证[J].中国电机工程学报,2025,45(16):6 246-6 259.
ZHAO Bo, WU Qiliang, CHEN Zhe, et al. Key technologies and demonstration verification of electric-hydrogen coupling based on renewable energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(16): 6 246-6 259.
- [2] AHMED S A, CHEN J J, HUANG Q, HUSSAIN J. Meta-heuristic optimization for microgrid energy systems: Applications, performance, and pathways toward net-zero energy transitions[J]. Applied Energy, 2026, 411:127 603.
- [3] 林文凯,李勇,凌锋,等.考虑动态能源集线器的综合能源系统分布鲁棒低碳经济调度[J].电力自动化设备,2026,46(4):186-194.
LIN Wenkai, LI Yong, LING Feng, et al. Distributionally robust low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering dynamic energy hub [J]. Electric Power Automation Equipment, 2026, 46(4): 186-194.
- [4] GOH H H, SHI S W, LIANG X, et al. Optimal energy scheduling of grid-connected microgrids with demand side response considering uncertainty[J]. Applied Ener-

gy, 2022, 327:120 094.

- [5] YOUSRI D, FARAG H E Z, ZEINELDIN H, et al. Integrated model for optimal energy management and demand response of microgrids considering hybrid hydrogen-battery storage systems [J]. Energy Conversion and Management, 2023, 280:116 809.
- [6] TOSTADO-VELIZ M, JORDEHI A R, FERNANDEZ-LOBATO L, et al. Robust energy management in isolated microgrids with hydrogen storage and demand response[J]. Applied Energy, 2023, 345:121 319.
- [7] 周林,吕智林.多微网最优潮流功率调度及协同优化控制策略[J].现代电力,2021,38(5):473-484.
ZHOU Lin, LYU Zhilin. Optimal power flow scheduling and coordinated optimal control strategy for multi-microgrids[J]. Modern Electric Power, 2021, 38(5):473-484.
- [8] DATTA J, DAS D. Energy management of multi-microgrids with renewables and electric vehicles considering price-elasticity based demand response: A bi-level hybrid optimization approach [J]. Sustainable Cities and Society, 2023, 99:104 908.
- [9] QIAO J P, MI Y, SHEN J, et al. Optimization schedule strategy of active distribution network based on microgrid group and shared energy storage [J]. Applied Energy, 2025, 377:124 681.
- [10] MAHMOUD I, OMRAN W A, HASANIEN H. Day-ahead scheduling for grid connected multi-microgrids via hierarchical energy management strategy [C]//2021 22nd International Middle East Power Systems Conference (MEPCON). IEEE, 2021:58-64.
- [11] 姚思远,董济魁,张传青,等.考虑氢能汽车集群能量灵活转供的灾后配电网负荷恢复[J/OL].电力自动化设备,2026-04-07[2026-08-08]. DOI:10.16081/j.epae.202604001.
YAO Siyuan, DONG Jikui, ZHANG Chuanqing, et al. Post disaster load recovery of distribution network considering flexible energy transfer of hydrogen vehicle group [J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 2026-04-07[2026-08-08]. DOI:10.16081/j.epae.2026 04001.
- [12] SUI Q, WEI F, LIN X, et al. A two-stage electric energy scheduling strategy for pelagic island microgrid clusters [C]. 3rd Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES). 2021:594-598.
- [13] SUI Q, LI F, LIN X, et al. Enhanced-decision energy trading for island renewable microgrids considering large interruptible refrigeration load intra-hour switching [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 138:107 933.
- [14] 何华绅,王玉玺,随权,等.计及限电不确定性的园区微电网燃气轮机与空调建筑集群多时间尺度协同调度[J].电力建设,2025,46(12):131-142.
HE Huashen, WANG Yuxi, SUI Quan, et al. Multi-timescale coordinated scheduling of gas turbines and air-conditioned building clusters in park microgrids considering curtailment uncertainty[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(12):131-142.
- [15] 李军,纪秀,陈越,等.含氢氨高效利用和碳-绿证互认交易的园区多微网系统低碳协同调度[J].电力系统及其自动化学报,2025,37(12):149-158.
LI Jun, JI Xiu, CHEN Yue, et al. Low-carbon coordinated scheduling of park multi-microgrid systems considering efficient utilization of hydrogen and ammonia and carbon-green certificate mutual recognition trading [J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2025, 37(12):149-158.

作者简介:

龙禹(1973),女,黑龙江佳木斯人,硕士,教授级高级工程师,研究方向为电力负荷管理、综合能源服务、营销数字化转型等。

(责任编辑 孙晶 安然)