

DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.240967

考虑不确定变量变分模态分解及绿证-碳联合交易的综合能源系统经济优化调度

刘晓军 熊健 王艺博 刘闯 徐粤洋

(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(东北电力大学) 吉林 132012)

摘要 为了挖掘热电联产、储能设备等多元设备的差异化响应能力以实现综合能源系统(IES)中不确定变量的有效应对,该文提出一种考虑不确定变量变分模态分解(VMD)和绿证-碳联合交易的综合能源系统经济优化调度方法。首先,在IES运行框架下,提出了面向电/热/气负荷等不确定变量VMD低/中/高频分量的设备差异化响应方法流程;其次,在绿证和碳交易机制基础上,考虑绿证碳减排机理,构建了绿证-碳联合交易机制;再次,考虑IES内多元设备的差异化幅/频响应能力,建立了一种以综合成本最小为目标的IES经济优化调度模型,并将模型依据VMD低/中/高频分量顺序进行逐层传递、迭代求解;最后,算例结果表明所提模型能够较好地提高IES的新能源消纳能力和碳减排能力,验证了模型的合理性与有效性。

关键词: 变分模态分解 绿证交易机制 碳交易机制 风电消纳 综合能源系统

中图分类号: TM73

0 引言

为了实现“碳达峰和碳中和”的目标,我国将降低碳排放量作为约束性指标^[1],通过碳交易(Carbon Emission Trading, CET)机制和绿证交易(Green Certificate Trading, GCT)机制构建综合能源系统(Integrated Energy System, IES)是降低碳排放量、提高清洁能源利用率的重要途径。然而,由于负荷和新能源等不确定变量具有较大的波动性和随机性^[2-3],这给设备的响应速度和分配IES中的潜在响应资源带来了极大的挑战。合理的调度方法是解决上述问题的有效手段之一。

目前,碳交易机制和绿证交易机制是促进IES减少碳排放、消纳清洁能源的重要政策机制^[4-5]。在CET机制方面,IES可通过碳交易市场进行排放权的交易,促进IES降低碳排放。文献[6]充分考虑碳排放权交易价格在交易过程中的波动性和不确定性,分析了碳交易价格不确定性对综合能源系统运行的影响,为制定阶梯式碳交易价格提供了基础。文献[7-8]通过将碳排放量分区间划分并进行阶梯式定价构建阶梯式碳交易机制,促进IES的低碳运行。

文献[9]在阶梯式碳交易机制的基础上引入奖惩系数,通过调整奖励系数和惩罚系数限制降低IES的碳排放量。在GCT机制方面,IES在完成政府配额任务的基础上可通过售卖绿色证书以获得绿证收益^[10],促进IES消纳可再生能源^[11]。文献[12]在考虑GCT机制的基础上,分析了新能源消纳责任对IES经济运行的影响。文献[13]引入绿证交易机制,分析了绿证价格的变化对综合能源系统的新能源消纳率的影响。文献[14]同时引入GCT机制和CET机制,分析两者并行作用时对IES低碳运行的影响。然而,现阶段多数研究集中于CET机制或GCT机制单独作用于IES,两种交易机制处于并行阶段,考虑GCT和CET联合作用对综合能源低碳运行影响的研究仍有较大发展空间。

上述方法仅是通过机制层面刺激能源生产参与方主动降低碳排放和消纳清洁能源,难以从物理层面挖掘能源生产参与方对新能源与负荷等不确定变量的响应能力。随着不确定变量波动性的日益加剧,如何依据IES中热电联产(Combined Heat and Power, CHP)、燃气锅炉(Gas Boiler, GB)、储能设备等多元设备的响应特性,合理调度多元设备以应对不确定变量的变化,成为了关键问题。当前研究多聚焦于利用储能技术来平滑不确定变量波动^[15],或通过

需求响应实现负荷的削峰填谷^[16]。然而，鲜有研究基于设备的实际运行特性和响应速度来调度多元设备，以有效应对不确定变量的变化。文献[17]通过研究电池的温度-功率运行特性，延长了电池使用寿命。文献[18]在考虑储能电池荷电状态基础上进行功率分配，有效地防止了电池过充过放的情况发生。然而，以上文献仅局限于研究储能设备本身的运行特性，未将设备的响应能力与不确定变量的波动特性相耦合，导致未能有效挖掘多元设备的响应能力。针对上述问题，文献[19]采用小波包分解算法将光伏功率分解为低频分量和波动量，并根据混合储能系统（Hybrid Energy Storage System, HESS）的荷电状态平抑光伏的波动量，但未考虑如何响应低频分量。而文献[20]通过集合经验模态分解将调频功率分为低频和高频分量，通过火电机组和储能设备分别响应负荷功率的低/高频分量，从而实现有功功率平衡。文献[21]将负荷和风电功率合成净负荷，通过变分模态分解（Variational Mode Decomposition, VMD）将净负荷分解为频率、幅值各异的低/中/高频分量，并由火电机组、能量型储能电池和功率型储能电池分别响应低/中/高频分量，提高系统对负荷和新能源波动性的响应能力。文献[22]建立了电加热一体化系统多时间尺度调度模型，采用改进变分模态分解方法根据设备响应速度对应的中心频率将风电功率分解为不同频率、幅值的低/中/高频分量，使系统中多元设备可以根据自身响应能力分别响应风电功率的不同变化趋势，有效地提高了系统消纳新能源的能力。然而，根据多元设备响应能力，将不确定变量分解为不同频率、幅值的调度方法多应用于电力系统中，而应用于 IES 研究亦具有潜在价值。

因此，本文提出一种考虑不确定变量 VMD 和绿证-碳联合交易的 IES 经济优化调度方法。首先，为了充分挖掘 IES 多元设备响应能力，采用 VMD 将风电、电/热/气负荷等不确定变量分解成低/中/高频分量以适应各设备响应特性；其次，分析绿证机制和碳交易机制的关联性，构建绿证-碳联合交易机制；然后，根据 IES 多元设备各异响应特性分别响应幅值、频率各异的低/中/高频分量，由惯性较大的中大型设备响应频率较小、幅值较大的低频分量，由需要反复充放能的储能设备响应幅值较小、正负周期振荡的中/高频分量；最后，算例仿真设置不同的场景进行对比分析，分别验证所提模型挖掘设备响应能力、提高系统可再生资源消纳能力和碳减排能力的有效性。

1 IES 运行框架及不确定变量 VMD 特性

1.1 计及电转气两阶段的 IES 运行框架

为了满足不同类型的负荷需求，综合能源系统能够通过耦合不同类型的“源网荷储”进行调控以保证供需平衡。同时，通过在 IES 中引入绿证-碳联合交易机制，以此引导系统制定低碳、经济的调控策略。因此，本文提出的综合能源系统结果如图 1 所示。

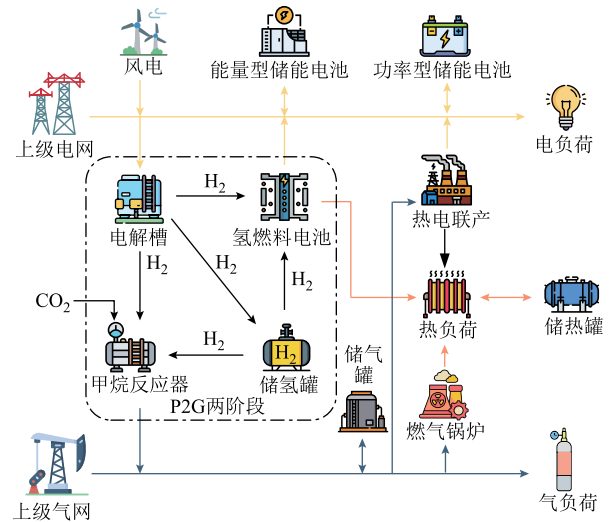


图 1 综合能源系统结构

Fig.1 Integrated energy system structure diagram

由图 1 可以看出，本文的电转气（Power-to-Gas, P2G）装置由电解槽（Electrolyze, EL）、氢燃料电池（Hydrogen Fuel Cell, HFC）、甲烷反应器（Methane Reactor, MR）组成，并细化成两个阶段。同时，考虑 CHP 设备热电比可调特性，通过系统内各种能源的生产、转化、储能将多种能源耦合在一起，根据各种类型负荷在不同时段的需求进行优化调度，通过储能的能量时移特性实现削峰填谷，提高 IES 的调节灵活性，满足各类负荷所需。

1.2 不确定变量 VMD 及其响应

经验模态分解（Empirical Mode Decomposition, EMD）是一种可能出现模态混叠问题的新自适应非平稳信号分解方法。而 VMD 是一种可以避免模态混叠问题的新型自适应非平稳信号分解方法^[23]。VMD 分解信号时通过控制每个本征模态函数（Intrinsic Mode Function, IMF）的频率和带宽来避免模态混叠现象。同时，VMD 还会通过对模态函数的奇异值进行约束，使分解后的模态函数曲线尽可能平滑，进而减少端点效应^[24]。本文采用的变分模态分解表达式为

$$\min_{\{u_k, \omega_k\}} \left\{ \sum_k \left\| \partial_t \left[\left(\delta(t) + \frac{j}{\pi t} \right) * u_k(t) \right] e^{-j\omega_k t} \right\|_2^2 \right\} \quad (1)$$

$$\sum_{k=1}^K u_k(t) = f \quad (2)$$

式中, u_k 为第 k 个模态函数, 其中心频率为 ω_k ; K 为分解的数目; $\delta(t)$ 为狄拉克函数; f 为待分析的原始信号; $\| \cdot \|_2^2$ 为 L2 范数; $*$ 为卷积运算。

VMD 作为一种完全基于信号特征的自适应分

解方法, 可以通过对数据的分解而获得对应于原始数据的不同频率与幅值的模态函数曲线。同时, 考虑到 IES 中的多元设备响应速度与响应能力各存差异, 由此, 在 VMD 基础上, IES 中多元设备相互配合为波动性电源在更大程度上的消纳提供了可能。基于上述思想, 对 IES 中具有不确定特性的可再生能源与电/热/气负荷数据曲线进行 VMD 分解, 使分解结果的中心频率与多元设备响应速度和响应能力相匹配, 在此基础上, 完成考虑不确定变量 VMD 的 IES 优化调控, 具体技术操作流程如图 2 所示。

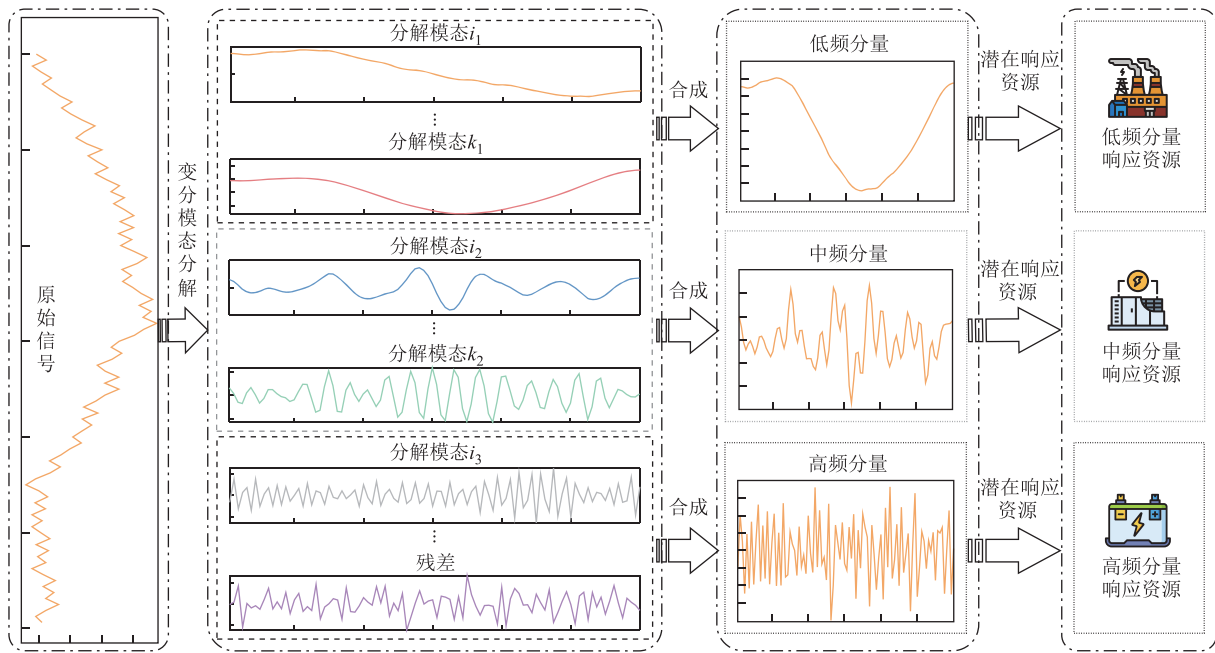


图 2 不确定变量 VMD 流程

Fig.2 VMD flow chart of uncertain variables

图 2 左侧的输入原始信号为 IES 中可再生能源与电/热/气负荷等不确定变量, 经 VMD 后被分解为具有不同中心频率与幅值的模态函数曲线, 且随着中心频率的升高, 模态函数曲线波动幅值具有趋小态势。同时, 考虑到 IES 内多元设备运行响应在时间尺度与调控幅值的共性和差异性, 以及考虑到相邻不同模态函数曲线在中心频率与幅值方面的相似和相异性, 本文将 VMD 分解后的模态函数曲线与 IES 系统中的多元设备进行对应的归类处理, 如图 2 所示, 划分为低频、中频与高频三类, 即通过 IES 内具有不同运行特性的调控资源响应具有显著差异的三种分量, 以实现不确定变量的应对。

不确定变量在采用 VMD 进行低/中/高频分量划分时, 需要预先设定分解模态数 K 的取值。 K 的值会影响 VMD 的分解结果, 取值过小难以分解出较小的波动量, 取值过大会增加无效计算量。因此,

需要根据 IES 中多元设备差异化响应特性, 对不确定变量低/中/高频分量的幅值和频率大小制定不同的标准, 并以此为依据对 K 的取值进行调整。鉴于此, 本文在对不确定变量进行低/中/高频分量划分时, 基于以下原则:

(1) 划分低/中/高频分量时, 应按照频率由低到高、幅值由大到小的模态函数排列顺序依次合成低频、中频、高频分量。

(2) 在划分低频分量时, 应优先将幅值较大、频率较小且无周期性振荡的模态函数划分为低频分量。同时, 在不确定变量波动较大时, 可通过 IES 中多元设备之间的相互协作, 进而调节部分频率较小的波动量, 因此, 可将频率较小、周期性振荡的模态函数划分为低频分量, 此时应满足

$$|\Delta P_{L,0}(t)| \leq \max(\Delta P_{D1}(t), \Delta P_{D2}(t), \dots, \Delta P_{Dn}(t)) \quad (3)$$

式中, $\Delta P_{L,O}(t)$ 为低频分量的相邻时刻的功率波动量; $\Delta P_{D,i}(t)$ 为低频分量响应资源中的第 i 类设备的爬坡约束; n 为设备的数量。

(3) 在划分中/高频分量时, 应优先将频率较高、幅值较小、呈现周期性振荡的模态函数划分为中/高频分量。同时, 还应使中/高频分量的幅值满足储能设备的容量要求。对于混合储能系统中的能量型电池和功率型电池应分别满足

$$|\Delta P_{M,O}(t)| \Delta t \leq k_{BES} S_{ES} \quad k_{BES} \in (0,1) \quad (4)$$

$$|\Delta P_{H,O}(t)| \Delta t \leq k_{PES} S_{ES} \quad k_{PES} \in (0,1) \quad (5)$$

式中, $\Delta P_{M,O}(t)$ 为中频分量的最大波动量; S_{ES} 为储能设备的容量; k_{BES} 为能量型电池的裕度系数, 保证储能设备留有一定的裕度, 以响应不确定变量的预测误差; $\Delta P_{H,O}(t)$ 为高频分量的最大波动量; k_{PES} 为功率型电池的裕度系数。

对于储热罐和储气罐, 在同时满足式 (4) 和式 (5) 的基础上, 还应满足

$$\begin{cases} |\Delta P_{M,O}(t)| \Delta t \leq k_{EST} S_{ES} \\ |\Delta P_{H,O}(t)| \Delta t \leq k_{EST} S_{ES} \\ |\Delta P_{M,O}(t)| \Delta t + |\Delta P_{H,O}(t)| \Delta t \leq k_{EST} S_{ES} \\ k_{EST} \in (0,1) \end{cases} \quad (6)$$

式中, k_{EST} 为储热罐或储气罐的裕度系数。

考虑到 IES 运行框架内不同设备的工作特性, 本文设定采用具有惯性较大、响应速度较慢的中大型设备作为低频分量响应资源, 如热电联产机组、燃气锅炉等设备。再者, 考虑到经 VMD 后合成的中频分量与高频分量均具有波动幅值相较于低频分量较低、存在负值分量且呈现周期性振荡特点, 同时计及 IES 中能量型与功率型储能系统的运行特性与共性, 本文设定分别采用能量型储能系统设备与功率型储能系统设备作为中频分量与高频分量的响应资源来响应 IES 中的不确定量。

2 绿证-碳联合交易机制

2.1 绿证交易机制

本文实行绿证强制交易机制, 区域内新能源发电厂需要完成相关部门分配的发电配额任务。若系统中绿色证书的数量超出分配额度, 系统可通过售卖过剩的绿色证书来获取经济效益; 相反, 若绿色证书不足以达到规定的配额, 系统则需购入额外的

绿色证书以完成配额要求, 以免遭受相关监管机构的处罚^[25]。通过绿证交易机制, 为发电商提供经济激励, 促进了新能源的发展。

$$\begin{cases} F_{GCT} = \lambda_{green} (G_s - G_d) \\ G_s = \alpha_{green} \sum_{t=1}^T P_{e,load}(t) \\ G_d = \beta_{green} \sum_{t=1}^T P_w(t) \end{cases} \quad (7)$$

式中, F_{GCT} 为系统绿证交易成本; G_s 为系统分配的绿证数量配额; G_d 为系统新能源发电获得的绿证数量; λ_{green} 为绿色证书的市场交易价格; α_{green} 为系统设定的绿证持有比例参数; β_{green} 为风力发电量转换为绿证数量的量化系数; $P_{e,load}(t)$ 为调度周期内的电力需求量; $P_w(t)$ 为系统内风力发电的实际输出功率; T 为调度周期。

2.2 碳交易机制

碳交易机制是指由行政单位制定各行业的碳排放权, 并允许各类碳排放源将碳排放权作为商品进行交易的机制^[26]。首先由相关部门评估和制定免费的碳排放配额, 当实际碳排放量低于碳排放配额时, 可通过售出剩余碳排放配额获得收益; 反之, 则需要在碳交易市场中购买碳排放权来满足配额的要求^[27]。通过碳定价和市场供需机制, 为企业提供了经济激励, 减少了碳排放并促进低碳经济的发展。

为了刺激碳排放源自主、有效地降低碳排放量, 构建了阶梯式碳交易机制, 随着碳排放源产生的碳排放量逐渐增多, 对应碳排放量的区间碳交易基础价格也会越高。本文提及 IES 向外部电网的购电量均来源于火电, 因此 IES 的碳排放源主要来源于三类: 上级电网购电、CHP、燃气锅炉, 故以此为依据进行阶梯式碳交易机制的建模。

1) 碳排放权配额模型

$$\begin{cases} E_{IES}^0 = E_{e,buy}^0 + E_{CHP}^0 + E_{GB}^0 \\ E_{e,buy}^0 = \chi_e \sum_{t=1}^T P_{e,buy}(t) \\ E_{CHP}^0 = \chi_e \sum_{t=1}^T P_{CHP,e}(t) + \chi_g \sum_{t=1}^T \phi_{h,e} P_{CHP,h}(t) \\ E_{GB}^0 = \chi_g \sum_{t=1}^T P_{GB,h}(t) \end{cases} \quad (8)$$

式中, E_{IES}^0 、 $E_{e,buy}^0$ 、 E_{CHP}^0 、 E_{GB}^0 分别为 IES、上级购电量、CHP、GB 的碳排放权配额; $P_{e,buy}(t)$ 为 t 时段

上级购电量； $P_{\text{CHP},e}(t)$ 为 t 时段 CHP 输出的电功率； $P_{\text{CHP},h}(t)$ 为 t 时段 CHP 输出的热能； $\phi_{h,e}$ 为热电转换系数； $P_{\text{GB},h}(t)$ 为 t 时段 GB 输出的热能； χ_e 、 χ_g 分别为燃煤机组单位电力消耗、燃气机组单位天然气消耗的碳排放权配额。

2) 实际碳排放模型

$$\begin{cases} E_{\text{IES}} = E_{e,\text{buy}} + E_{\text{CHP}} + E_{\text{GB}} \\ E_{e,\text{buy}} = \lambda_{\text{buy}} P_{e,\text{buy}}(t) \\ E_{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{CH}_4} \phi_{\text{CH}_4} \phi_{h,e} P_{g,\text{CHP}}(t) \times \frac{44}{12} \\ E_{\text{GB}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{CH}_4} \phi_{\text{CH}_4} \phi_{h,e} P_{g,\text{GB}}(t) \times \frac{44}{12} \end{cases} \quad (9)$$

式中， E_{IES} 、 $E_{e,\text{buy}}$ 、 E_{CHP} 、 E_{GB} 分别为 IES、上级购电、CHP、GB 的实际碳排放量； λ_{buy} 为上级电网的碳排放系数； λ_{CH_4} 为天然气的单位热值含碳量； ϕ_{CH_4} 为天然气的碳氧化率； $P_{g,\text{CHP}}(t)$ 为 t 时段输入热电联产机组的天然气功率； $P_{g,\text{GB}}(t)$ 为 t 时段输入燃气锅炉的天然气功率； $44/12$ 表示 CO_2 与碳的相对分子质量之比。

3) 阶梯式碳交易机制模型

为了提高能源供能企业的碳减排积极性，碳交易定价机制根据碳排放量所属不同区间进行阶梯式定价，比较碳排放源的实际排放量与设定排放量并进行奖励或者处罚。

$$F_{\text{CET}} = \begin{cases} -\lambda(1+3\gamma_1)d + \lambda(1+3\gamma_1)E_{\text{IES},t} & E_{\text{IES},t} < -2d \\ -\lambda(1+2\gamma_1)d + \lambda(1+2\gamma_1)(E_{\text{IES},t} + d) & -2d \leq E_{\text{IES},t} < -d \\ \lambda(1+\gamma_1)E_{\text{IES},t} & -d \leq E_{\text{IES},t} < 0 \\ \lambda E_{\text{IES},t} & 0 \leq E_{\text{IES},t} < d \\ \lambda d + \lambda(1+\gamma_2)(E_{\text{IES},t} - d) & d \leq E_{\text{IES},t} < 2d \\ \lambda(2+\gamma_2)d + \lambda(1+2\gamma_2)(E_{\text{IES},t} - 2d) & E_{\text{IES},t} \geq 2d \end{cases} \quad (10)$$

式中， F_{CET} 为碳交易成本； $E_{\text{IES},t}$ 为经折算后最终碳排放总量； λ 为碳交易基价； γ_1 为碳交易价格激励系数； γ_2 为碳交易价格处罚系数； d 为碳排放量的区间宽度。

2.3 绿证-碳联合交易机制

由于可以测量各类化石能源的碳排放量和新能

源运行产生的碳排放量，因此可以定量计算新能源上网过程中相对于各类化石能源的减排大小，故可通过绿证联动 CET 机制和 GCT 机制。绿证通过其引起的碳减排量抵消部分碳排放量，从而使碳排放源在核算碳排放量时有一定程度的减少，间接影响碳交易机制。绿证-碳交易机制联动原理如图 3 所示。

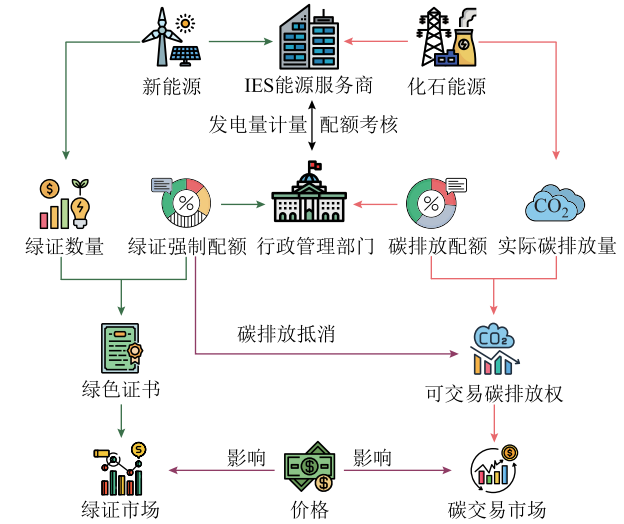


图 3 绿证-碳交易机制联动原理

Fig.3 Green certificate-carbon trading mechanism linkage schematic diagram

具体步骤如下：

(1) 计算绿证引起的碳减排量。鉴于我国火力发电以燃煤为主，在评估新能源发电的环境效益时，考虑其与燃煤发电在碳排放量上的差值，将差值作为新能源发电带来的实际碳减排量^[28]，计算公式为

$$E_{\text{green}} = D_G - D_{\text{green}} \quad (11)$$

式中， E_{green} 为新能源所带来的碳排放削减量； D_G 、 D_{green} 分别为燃煤发电和新能源在各自生命周期中产生的碳排放总量。

(2) 计算新能源碳减排折算后 IES 的碳排放量。由于绿证能够抵消部分碳排放量，因此 IES 折算后的碳排放量可表示为

$$E'_{\text{IES}} = E_{\text{IES}} - E_{\text{IES}}^0 - E_{\text{green}} G_s \quad (12)$$

式中， E'_{IES} 为计算碳排放削减量后的 IES 总碳排放量。

(3) 计算新能源抵消碳排放量后的 CET 成本。将步骤 (2) 求得的新能源抵消碳排放量后 IES 的碳排放量代入式 (8)~式 (10) 即可计算得到 CET 成本。

3 IES 低碳经济优化调度模型

本文在电/热/气负荷与风电等不确定量 VMD

的基础上，以系统综合运行成本最小为目标，构建考虑绿证-碳联合交易的 IES 低碳经济调度模型，制定综合能源系统低碳经济运行计划。IES 低碳经济优化调度流程如图 4 所示。

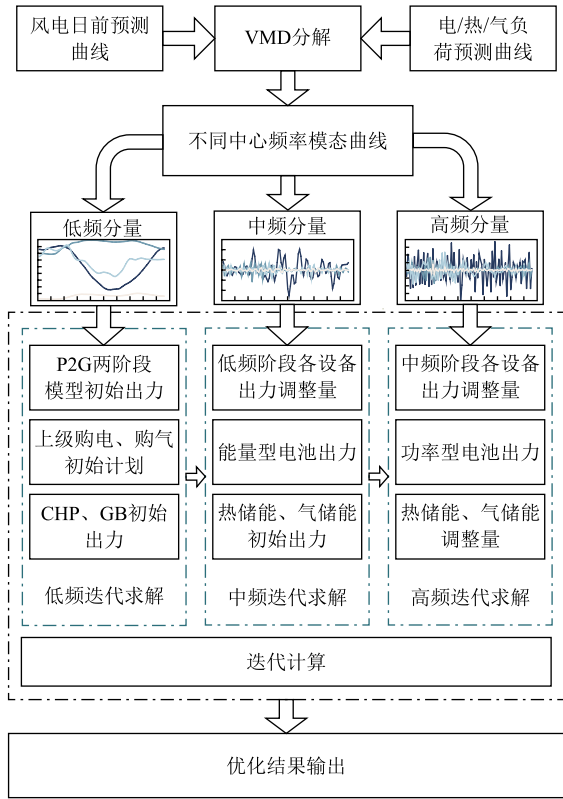


图 4 IES 低碳经济优化调度流程

Fig.4 IES low carbon economy optimal scheduling flow chart

文中首先对电/热/气负荷与风电出力预测曲线等不确定变量进行 VMD 处理，得到对应预测曲线在不同中心频率下的低频分量、中频分量与高频分量，在此基础上实现不同中心频率下调度模型的优化求解，具体求解过程如下：

(1) 在低频分量的优化阶段中，仅考虑 P2G 两阶段、CHP、GB、上级购电、购气以及绿证-碳联合交易机制模型，将系统的低频分量作为模型的输入，以系统综合成本最小为目标函数，确定各设备的初始出力。

(2) 在中频分量的求解过程中，在上述模型的基础上引入能量型储能电池、储热罐、储气罐模型，将低频分量求解过程的优化结果和系统的中频分量作为输入，以系统综合成本最小为目标函数，确定能量型储能电池的充放电计划以及各设备的出力调整。

(3) 在高频分量的求解过程中，在上述模型的

基础上，将能量型储能电池模型替换为功率型储能电池模型，将中频分量求解过程的优化结果和系统的高频分量作为输入，以系统综合成本最小为目标函数，确定功率型储能电池的充放电计划以及各设备的出力调整，得到最终优化结果。

3.1 目标函数

考虑 IES 运行的低碳与经济性，以购能成本、CET 成本、GCT 成本、电解槽运行成本、新能源机组运行成本和弃风惩罚成本之和最小为目标构建目标函数，即

$$\begin{cases}
 F = \min(F_{\text{buy}} + F_{\text{GCT}} + F_{\text{CET}} + F_{\text{w}} + F_{\text{wc}} + F_{\text{EL}}) \\
 F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{e,buy}} P_{\text{e,buy}}(t) + \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{g,buy}} P_{\text{g,buy}}(t) \\
 F_{\text{w}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{w}} P_{\text{w}}(t) \\
 F_{\text{wc}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{wc}} [P_{\text{w}}^{\text{pre}}(t) - P_{\text{w}}(t)] \\
 F_{\text{EL}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{EL}} P_{\text{e,EL}}(t)
 \end{cases} \quad (13)$$

式中， F 、 F_{buy} 、 F_{w} 、 F_{wc} 、 F_{EL} 分别为系统综合运行成本、上级购能成本、风电运行成本、弃风成本、EL 运行成本； $\lambda_{\text{e,buy}}$ 、 $\lambda_{\text{g,buy}}$ 分别为 t 时段的电价、气价； λ_{w} 为风电单位运行成本； λ_{wc} 为弃风惩罚系数； λ_{EL} 为 EL 单位运行成本； $P_{\text{g,buy}}(t)$ 为 t 时段的购气量； $P_{\text{e,EL}}(t)$ 为在 t 时段供应给 EL 的电功率； $P_{\text{w}}^{\text{pre}}(t)$ 为风电在 t 时段的最大出力；绿色证书交易成本 F_{GCT} 、碳交易成本 F_{CET} 分别参考式 (7)、式 (10)。

3.2 约束条件

1) 电功率平衡约束

$$\begin{aligned}
 P_{\text{e,buy}}(t) + P_{\text{w}}(t) + P_{\text{CHP,e}}(t) + P_{\text{HFC,e}}(t) = \\
 P_{\text{e,load}}(t) + P_{\text{e,EL}}(t) + P_{\text{e,ES1}}(t) + P_{\text{e,ES2}}(t)
 \end{aligned} \quad (14)$$

式中， $P_{\text{HFC,e}}(t)$ 为 t 时段 HFC 输出的电功率； $P_{\text{e,ES1}}(t)$ 为 t 时段能量型电池的充放电功率； $P_{\text{e,ES2}}(t)$ 为 t 时段功率型电池的充放电功率。

2) 热功率平衡约束

$$P_{\text{CHP,h}}(t) + P_{\text{HFC,h}}(t) + P_{\text{GB,h}}(t) = P_{\text{h,load}}(t) + P_{\text{h,ES}}(t) \quad (15)$$

式中， $P_{\text{HFC,h}}(t)$ 为 t 时段 HFC 输出的热功率； $P_{\text{h,load}}(t)$ 为 t 时段热负荷； $P_{\text{h,ES}}(t)$ 为 t 时段输入储热罐的功率。

3) 天然气功率平衡约束

$$P_{\text{g,buy}}(t) + P_{\text{MR,g}}(t) = P_{\text{g,load}}(t) + P_{\text{g,CHP}}(t) + P_{\text{g,GB}}(t) + P_{\text{g,ES}}(t) \quad (16)$$

式中, $P_{MR,g}(t)$ 为 t 时段 MR 产出天然气的功率; $P_{g,load}(t)$ 为 t 时段气负荷; $P_{g,ES}(t)$ 为 t 时段输入天然气储的功率。

4) 氢平衡约束

$$P_{EL,H_2}(t) = P_{H_2,MR}(t) + P_{H_2,HFC}(t) + P_{H_2,ES}(t) \quad (17)$$

式中, $P_{EL,H_2}(t)$ 为 t 时段 EL 输出的氢能; $P_{H_2,MR}(t)$ 为 t 时段输入 MR 的氢能; $P_{H_2,HFC}(t)$ 为 t 时段输入 HFC 的氢能; $P_{H_2,ES}(t)$ 为 t 时间段输入氢储的功率。

5) 风电出力约束

$$0 \leq P_w(t) \leq P_w^{pre}(t) \quad (18)$$

式中, $P_w(t)$ 为系统内风力发电的实际输出功率。

6) 电/热/气储能约束

对各类储能设备进行统一建模, 有

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch,n}(t) \leq u_{ch,n}(t)P_{ch,n}^{max}(t) \\ 0 \leq P_{dis,n}(t) \leq u_{dis,n}(t)P_{dis,n}^{max}(t) \\ u_{ch,n}(t) + u_{dis,n}(t) = 1 \\ S_n(1) = S_n(T) \\ S_n^{min} \leq S_n(t) \leq S_n^{max} \end{cases} \quad (19)$$

式中, $P_{ch,n}(t)$ 、 $P_{dis,n}(t)$ 分别为第 n 种储能装置 t 时段的充、放功率; $P_{ch,n}^{max}(t)$ 、 $P_{dis,n}^{max}(t)$ 分别为第 n 类储能装置单次充、放能所能达到的最大功率; $S_n(t)$ 为 t 时段第 n 种储能装置的容量; $u_{ch,n}(t)$ 、 $u_{dis,n}(t)$ 均为二进制变量, 分别为第 n 种储能装置在 t 时间段充、放状态参数, $u_{ch,n}(t)=1$ 、 $u_{dis,n}(t)=0$ 表示处于充能状态, $u_{ch,n}(t)=0$ 、 $u_{dis,n}(t)=1$ 表示处于放能状态; S_n^{max} 、 S_n^{min} 分别为第 n 种储能装置容量的上、下限。

7) 电解槽 (EL) 运行约束

$$\begin{cases} P_{EL,H_2}(t) = \eta_{EL} P_{e,EL}(t) \\ P_{e,EL}^{min} \leq P_{e,EL}(t) \leq P_{e,EL}^{max} \\ \Delta P_{e,EL}^{min} \leq P_{e,EL}(t+1) - P_{e,EL}(t) \leq \Delta P_{e,EL}^{max} \end{cases} \quad (20)$$

式中, $P_{EL,H_2}(t)$ 为 t 时段释放的氢能; η_{EL} 为 EL 的电产氢效率; $P_{e,EL}^{max}$ 、 $P_{e,EL}^{min}$ 分别为 EL 最大及最小容量阈值; $\Delta P_{e,EL}^{max}$ 、 $\Delta P_{e,EL}^{min}$ 分别为界定其功率调整的上限与下限。

8) 甲烷反应器 (MR) 运行约束

$$\begin{cases} P_{MR,g}(t) = \eta_{MR} P_{H_2,MR}(t) \\ P_{H_2,MR}^{min} \leq P_{H_2,MR}(t) \leq P_{H_2,MR}^{max} \\ \Delta P_{H_2,MR}^{min} \leq P_{H_2,MR}(t+1) - P_{H_2,MR}(t) \leq \Delta P_{H_2,MR}^{max} \end{cases} \quad (21)$$

式中, $P_{H_2,MR}(t)$ 为 t 时段用于甲烷化的氢能; η_{MR} 为 MR 的甲烷化过程中氢气产天然气的转换效率; $P_{H_2,MR}^{max}$ 、 $P_{H_2,MR}^{min}$ 分别为供给 MR 氢能的最高与最低界限; $\Delta P_{H_2,MR}^{max}$ 、 $\Delta P_{H_2,MR}^{min}$ 分别为界定 MR 功率变动的上限与下限。

9) 氢燃料电池 (HFC) 运行约束

$$\begin{cases} P_{HFC,e}(t) = \eta_{HFC}^e P_{H_2,HFC}(t) \\ P_{HFC,h}(t) = \eta_{HFC}^h P_{H_2,HFC}(t) \\ P_{H_2,HFC}^{min} \leq P_{H_2,HFC}(t) \leq P_{H_2,HFC}^{max} \\ \Delta P_{H_2,HFC}^{min} \leq P_{H_2,HFC}(t+1) - P_{H_2,HFC}(t) \leq \Delta P_{H_2,HFC}^{max} \\ k_{HFC}^{min} \leq \frac{P_{HFC,h}(t)}{P_{HFC,e}(t)} \leq k_{HFC}^{max} \end{cases} \quad (22)$$

式中, $P_{H_2,HFC}(t)$ 为 t 时段输入 HFC 的氢能; η_{HFC}^e 、 η_{HFC}^h 分别为 HFC 转换为电、热能的效率系数; $P_{H_2,HFC}^{max}$ 、 $P_{H_2,HFC}^{min}$ 分别为 HFC 输入氢能的容量界限上限及下限; $\Delta P_{H_2,HFC}^{max}$ 、 $\Delta P_{H_2,HFC}^{min}$ 分别为 HFC 功率调整的最大与最小变化率; k_{HFC}^{max} 、 k_{HFC}^{min} 分别为 HFC 的热电比上、下限。

10) 热电联产机组 (CHP) 运行约束

CHP 的燃气发电机在利用燃料燃烧进行发电的同时, 通过调控机组的进气量实现 CHP 在热电出力的变化。根据热负荷和电负荷的高峰时间和低谷时间一般不重合的特点, CHP 发热电比可调更有利于系统的稳定性。模型为

$$\begin{cases} P_{CHP,e}(t) = \eta_{CHP}^e P_{g,CHP}(t) \\ P_{CHP,h}(t) = \eta_{CHP}^h P_{g,CHP}(t) \\ k_{CHP} = \frac{P_{CHP,h}(t)}{P_{CHP,e}(t)} \\ P_{g,CHP}^{min} \leq P_{g,CHP}(t) \leq P_{g,CHP}^{max} \\ \Delta P_{g,CHP}^{min} \leq P_{g,CHP}(t+1) - P_{g,CHP}(t) \leq \Delta P_{g,CHP}^{max} \\ k_{CHP}^{min} \leq k_{CHP} \leq k_{CHP}^{max} \end{cases} \quad (23)$$

式中, η_{CHP}^e 、 η_{CHP}^h 分别为 CHP 装置实现电、热转换的效率系数; k_{CHP} 为 CHP 的热电功率比值; $P_{g,CHP}^{max}$ 、 $P_{g,CHP}^{min}$ 分别为输入 CHP 的天然气功率上、下限; $\Delta P_{g,CHP}^{max}$ 、 $\Delta P_{g,CHP}^{min}$ 分别为 CHP 的爬坡上、下限; k_{CHP}^{max} 、 k_{CHP}^{min} 分别为 CHP 的热电功率比值的上、下限。

11) 锅炉 (GB) 运行约束

$$\begin{cases} P_{GB,h}(t) = \eta_{GB} P_{g,GB}(t) \\ P_{g,GB}^{min} \leq P_{g,GB}(t) \leq P_{g,GB}^{max} \\ \Delta P_{g,GB}^{min} \leq P_{g,GB}(t+1) - P_{g,GB}(t) \leq \Delta P_{g,GB}^{max} \end{cases} \quad (24)$$

式中, η_{GB} 为 GB 的能量变换效率系数; $P_{g,GB}^{max}$ 、 $P_{g,GB}^{min}$ 分别为 GB 的容量上、下限; $\Delta P_{g,GB}^{max}$ 、 $\Delta P_{g,GB}^{min}$ 分别为 GB 的功率变化上、下限。

4 算例分析

4.1 概述

为了验证所提模型的合理性与有效性, 本文在文献[29]中电/热/气负荷数据和风电预测功率的基础上进行白噪声处理, 获得本算例数据, 并以单位调度时长 15 min 进行优化调度, 原始负荷和风电预测曲线如图 5 所示。算例仿真参数详见表 1、表 2 和附表 1。本文构建的基于不确定变量 VMD 的 IES 低碳经济调度模型为混合整数非线性模型, 因此需将上述模型转换为混合整数线性模型, 采用 Yalmip 调用 Gurobi 商业求解器进行求解。其中, 式 (10)、式 (22)、式 (23) 为非线性模型, 需进行线性化处理, 具体处理过程见附录。

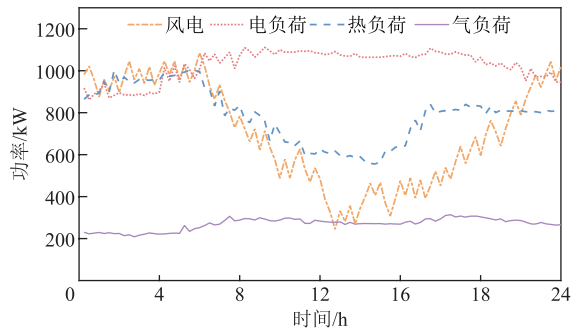


图 5 原始负荷和风电预测曲线

Fig.5 The original load and wind power prediction curves

表 1 设备参数

Tab.1 Equipment parameters

设备	容量/kW	能量转换效率	爬坡约束(%)
EL	200	0.87	20
MR	300	0.87	20
HFC	250	0.95	20
GB	800	0.8	15
CHP	900	0.8	10

表 2 储能设备参数

Tab.2 Energy storage device parameters

设备	容量/(kW·h)	容量下限约束(%)	容量上限约束(%)	爬坡约束(%)
能量型电池	250	20	90	20
功率型电池	150	20	90	60
储热罐	300	20	90	20
储气罐	150	20	90	20
储氢罐	200	20	90	20

4.2 结果分析

为了能够充分验证本文所提方法的优势, 在此设定如下五个场景进行对比分析。

场景 1: 不考虑 GCT 机制和 CET 机制。

场景 2: 仅考虑 GCT 机制。

场景 3: 仅考虑 CET 机制。

场景 4: 考虑 GCT-CET 联动机制。

场景 5: 考虑不确定变量 VMD, 并综合考虑 GCT-CET 联动机制。

对各场景下综合能源系统的风电消纳量、经济性和碳排放量进行计算, 各设备出力情况如附图 1~附图 3 所示, 计算结果对比详见表 3。

表 3 系统各场景优化调度结果对比

Tab.3 Comparison of optimization scheduling results for various scenarios in the system

成本类别	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
碳排放量/kg	22 085	20 144	19 024	19 071	18 593
CET 成本/元	—	—	2 479	2 487	2 412
GCT 成本/元	—	-468.3	—	-458.1	-574.8
购电成本/元	6 164.4	6 173.2	6 370.5	6 363.7	4 905.2
购气成本/元	15 954	15 944	15 839	15 839	13 717
弃风率(%)	5.6	5.3	6.6	6.3	0
总成本/元	27 289	26 821	29 837	29 380	25 950

由表 3 的优化结果可知:

(1) 场景 2 的总成本比场景 1 有所降低, 这是由于场景 2 引入了 GCT 机制, 系统为了获得绿证收益提高风电消纳量, 表明 GCT 机制能够刺激 IES 提高新能源消纳能力。

(2) 场景 3 的碳排放量比场景 1 减少了 3 061 kg, 这是由于场景 3 增加了碳排放成本, 系统为了降低总成本抑制了系统的碳排放量。

(3) 与仅实施 GCT 机制的场景 2 相比, 场景 4 的风电出力、绿证收益虽然有所减少, 但是碳排放量减少 1 073 kg, 有效地降低了系统碳排放量; 同时, 为了能够更充分地对比不同场景下的碳排放量, 绘制考虑 CET 机制下的场景 3、场景 4 与场景 5 的碳排放量对比图, 如图 6 所示。

由表 3 与图 6 可以看出, 场景 4 比场景 3 系统的风电出力有所增加, 通过增加风电消纳量获得的绿证收益减少了系统的综合成本, 并未使碳排放量过多增加, 表明 GCT-CET 联动机制能够刺激系统消纳新能源, 减少系统的碳排放量。

(4) 由表 3 可以看出, 场景 5 相对于场景 4 采用了 VMD 对风电预测曲线和各类负荷曲线进行分

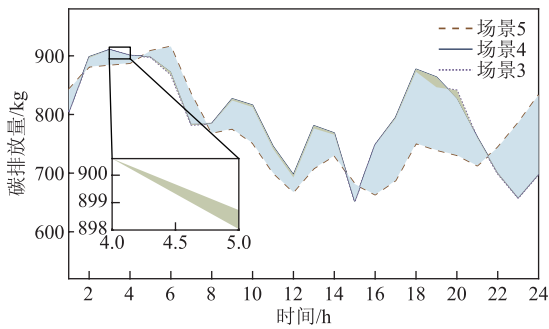


图6 考虑 CET 机制场景的碳排放量对比

Fig.6 The carbon emission comparison map considering the CET mechanism scenario

解, 风电弃风率由 6.3%降低至 0%, 通过绿色证书碳减排机理, 使 IES 的二氧化碳排放量减少了 478.0 kg, 还提高了对风电的消纳能力, 进而减少了系统购电量, 增加了 GCT 收益, 有效地降低了 IES 的综合成本。

4.3 不确定变量 VMD 对 IES 消纳风电能力的影响

在考虑风电和电/热/气负荷等不确定变量的变化差异和 IES 多元设备响应特性的基础上, 对由电负荷与风电合成获得的净负荷、热负荷、气负荷分别进行低/中/高频分量的划分。同时, 考虑到惯性较大的 CHP 机组等设备的功率爬坡约束, 以及储能系统容量限制, 其在调节大功率过程中会出现过充或过放的运行状态, 因此在划分低频分量时, 应将 VMD 分解后幅值较大、无周期性振荡且中心频率较低的模式函数合成与原始信号趋势趋同的低频分量。对于频率较高、周期性振荡的模式函数则与储能设备充放能运行特性相适应, 由此得到净负荷 VMD 结果如图 7 所示。同理, 采用 VMD 对热/气负荷进行分解时也应基于上述原则, 但与电负荷不

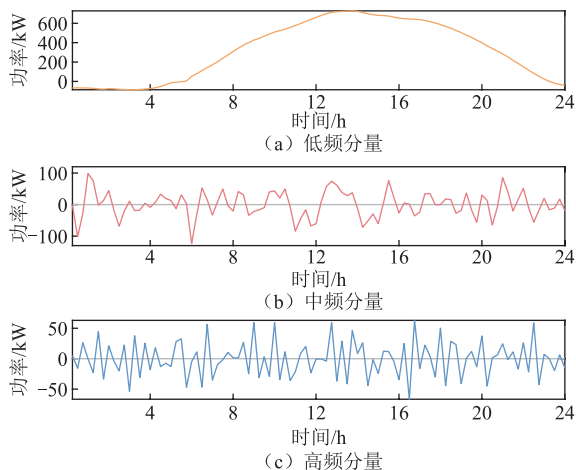


图7 净负荷经 VMD 后的低/中/高频分量

Fig.7 The low/medium/high frequency components of net load after VMD

同的是, 热/气负荷惯性较大, IES 对热/气负荷响应时间较长, 同时考虑到热/气负荷波动较小, 因此在对热负荷和气负荷预测曲线进行 VMD 分解时, 尽可能地使中频分量、高频分量的波动幅值小, 这样可使储热罐和储气罐能够及时响应负荷变化, 还可使储热罐的热量及时释放, 减少热量的损失, 提高储热罐和储气罐的利用率, 由此得到热负荷、气负荷的 VMD 分解结果如图 8 和图 9 所示。

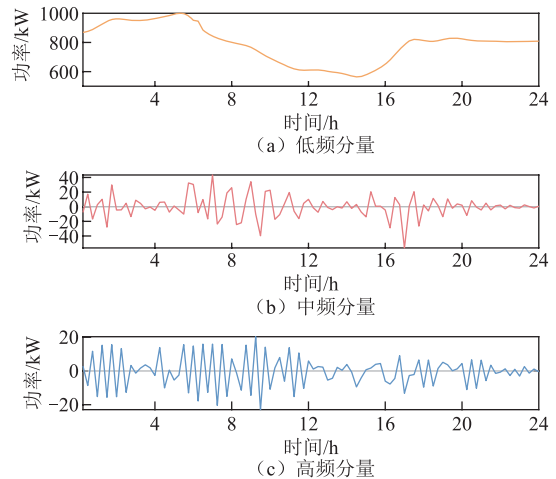


图8 热负荷经 VMD 后的低/中/高频分量

Fig.8 The low/medium/high frequency components of heat load after VMD

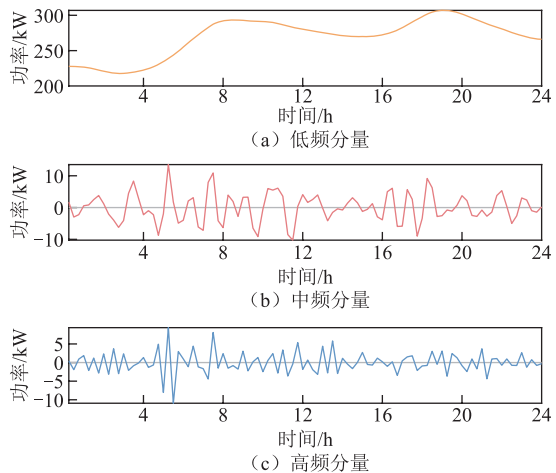


图9 天然气负荷经 VMD 后的低/中/高频分量

Fig.9 The low/medium/high frequency components of natural gas load after VMD

从图 7~图 9 中可以看出, 净负荷、热负荷、天然气负荷低频分量曲线均较为平滑, 无明显波动, 符合惯性较大的 CHP 机组、燃气锅炉等设备的运行特性。而中频分量和高频分量从整体趋势来看, 具有周期性振荡和幅值较小的特点, 符合储能设备的充放特性, 可减少储能设备在短时间内过充或过放的运行状态, 以及储能设备达到容量上限或下限而

导致其无法动作的情况，提高储能设备的利用率。另一方面，相较于能量型储能电池，功率型储能电池具有容量较小、调节速度较快的特点。针对两者差异，本文将能量型电池储能系统、功率型电池储能系统分别响应净负荷的中/高频分量，场景 4 和场景 5 的能量型储能电池和功率型储能电池出力对比如图 10、图 11 所示。

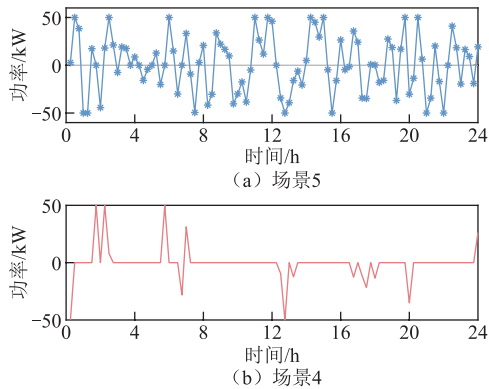


图 10 能量型储能系统出力对比

Fig.10 Output comparison diagram of energy-type energy storage system

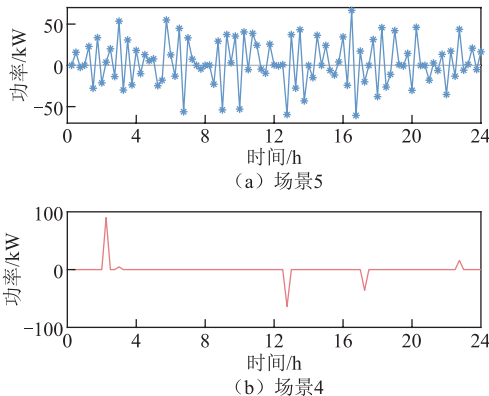


图 11 功率型储能系统出力对比

Fig.11 Output comparison diagram of power-type energy storage system

由图 10、图 11 可以看出，场景 4 的能量型储能电池和功率型储能电池会在短时间内一直充电或放电，使其达到容量上限或容量下限，进而导致储能电池无法动作。相对于场景 4，场景 5 对风电和负荷曲线进行 VMD 分解，由于中频分量和高频分量分别符合能量型电池和功率型电池的运行特性，使能量型电池和功率型电池在较短的一段时间内既进行充电，也进行放电，减少储能电池一直充电或放电情况的发生，充分发挥储能设备的响应能力，提高了储能容量的利用率和风电消纳量，在减少 IES 购电量的同时，有效地降低了 IES 的综合成本。此外，从本例中的功率型储能系统出力情况亦可以

看出，功率型储能系统仍留有一定的容量裕度，当风电预测误差出现时，有能力对预测误差产生的风电进行消纳。

4.4 绿证-碳交易价格对 IES 运行影响

绿证价格与碳交易价格会直接影响 IES 中清洁能源的用能占比与碳排放量，因此当绿证-碳交易联动时，会随着绿证价格和碳交易价格的变化调整区域综合能源系统的清洁能源出力 and 上级购电量，进而影响系统的运行。为了分析绿证-碳联动价格对系统碳排放量与综合成本的影响，在此绘制两者的曲线如图 12、图 13 所示。

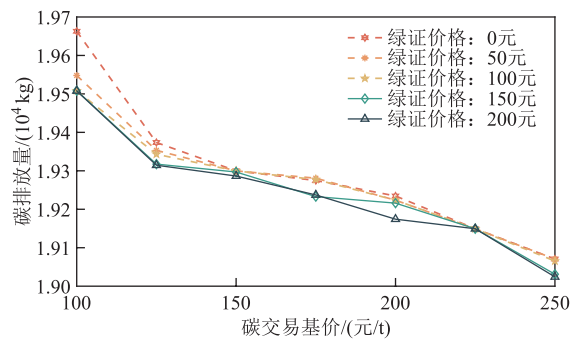


图 12 绿证-碳联动价格对系统碳排放量的影响

Fig.12 The impact of green certificate-carbon linkage prices on system carbon emissions

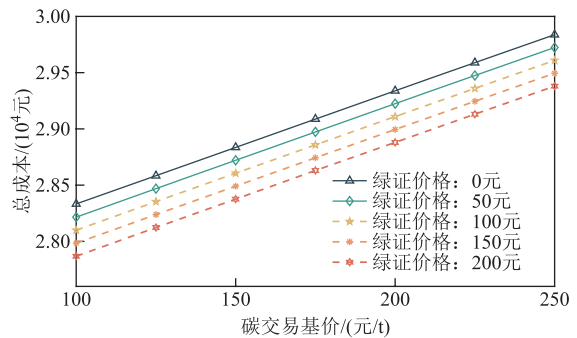


图 13 绿证-碳联动价格对综合成本的影响

Fig.13 The impact of green certificate-carbon linkage prices on comprehensive costs

由图 12 和图 13 可以看出，在碳交易基价由 0.1 元/kg 增至 0.125 元/kg 的过程中，绿证价格较高，导致弃风率较低，同时系统外购能源由碳排放量较高的电力转向碳排放量较低的天然气，因此系统的碳排放量曲线下下降速度较快。在碳交易基价由 0.125 元/kg 增至 0.2 元/kg 的过程中，随着碳交易基价的增加，绿证价格与碳交易基价逐渐持平，绿证收益向碳交易成本转换，因此系统的碳排放量曲线下下降速度变缓。在碳交易基价由 0.2 元/kg 增至 0.25 元/kg 的过程中，由于较高的 CET 价格刺激系统限制碳排

放量, CET 价格越高, 系统对碳排放量的约束越强, 带来碳交易成本的增加, 因此系统的碳排放量曲线下降速度较快。碳交易基价的逐渐增大导致系统内的低碳机组逐渐趋近于满发, 进而导致碳排放量曲线在碳交易基价在 0.2 元/kg 增至 0.25 元/kg 处的斜率比碳交易基价在 0.1 元/kg 增至 0.125 元/kg 处的斜率小。

综上所述, 随着绿证价格的增加, 综合能源系统的碳排放量和综合成本均降低, 这是因为绿证价格的增加意味着系统需要消纳清洁能源以获得更多的绿证收益, 同时随着系统的绿电含量增大, 而电负荷不变, 因此会减少系统的购电需求, 从而降低系统的碳排放量和综合成本。随着碳交易基价的增加, 系统为降低碳交易成本, 外购能源由碳排放量较高的电力转向碳排放量较低的天然气, 导致综合能源系统的购能成本增加, 综合成本随之增加。然而, 当碳交易基准价格上升至某一水平后, 上级电网中发电机组的进一步减排潜力趋于减小, 这意味着过高的碳交易基价可能会反向抑制碳排放的有效调控。因而, 在设定绿色证书与碳交易定价策略时, 应当谨慎平衡绿色证书与碳交易基础价格, 旨在优化系统整体的低碳经济效能。

4.5 分解模态数 K 的取值对 IES 运行的影响

鉴于本文所提出的调度策略在利用 VMD 分解方法处理风电、电/热/气负荷等不确定性变量时, 需预先设定分解模态数 K 的值, 而该值的选取具有显著的不确定性, 可能对 IES 的优化调度结果产生差异性影响。因此, 为深入探究不同 K 值对 IES 运行结果产生的影响, 本算例通过调整 VMD 中的 K 值参数, 进行了一系列计算并展示了不同 K 值所对应的优化调度结果, 如图 14 所示。

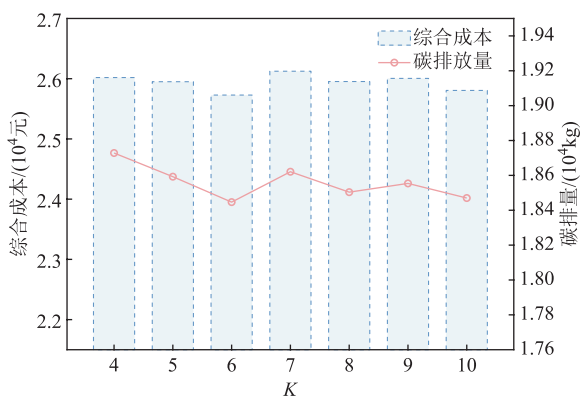


图 14 分解模态数 K 的取值对 IES 运行的影响

Fig.14 Decomposing the effect of the value of the modal number K on IES operation

由图 14 可以看出, 在 VMD 的参数 K 值由 4 递增至 10 的过程中, IES 的综合成本和碳排放量变化均较小。本算例中, IES 的综合成本平均值为 25 940.68 元; 在 $K=6$ 时取得最低综合成本, 数值为 25 728.31 元; 在 $K=7$ 时取得最高综合成本, 数值为 26 124.22 元; 相较于综合成本的平均值, 变化范围在 $-0.82\% \sim 0.71\%$ 。在碳排放量方面, 其平均值为 18 559.46 kg; 在 $K=6$ 时取得最小碳排放量, 数值为 18 446.65 kg; 在 $K=4$ 时取得最大碳排放量, 数值为 18 728.32 kg; 相较于碳排放量的平均值, 变化范围在 $-0.61\% \sim 0.91\%$ 。这是由于 IES 中的中大型设备具有一定的调节能力, 能调节低频分量中的部分波动量, 因此在对低频分量划分时无需过于苛刻。同时, 考虑到储能设备容量和响应速率的限制, 可将频率较小的模态函数划分为低频分量, 通过多元设备之间的相互配合, 使 IES 中的中大型设备承担一部分调节任务, 进而使储能设备有效且快速地响应中/高频分量, 以此显著提升储能设备的容量利用率, 降低 IES 的综合运行成本。

综上所述, 根据不同的分解模态数 K 形成的不同低/中/高频分解方案, 对基于不确定变量 VMD 的调度策略优化结果的影响较小, 证明了本文提出的调度策略在划分低、中、高频信号分量时, 具有较好的鲁棒性。

5 结论

为了挖掘 IES 多元设备对新能源与负荷等不确定变量的响应能力, 本文提出一种考虑不确定变量 VMD 及绿证-碳联合交易的综合能源系统经济优化调度方法, 充分分析 IES 的多元设备运行特性和不确定变量波动特性之间的耦合关系, 研究多元设备响应潜力、GCT-CET 联合机制对 IES 优化运行的影响。通过算例仿真得到如下结论:

1) 将风电预测功率、电负荷、热负荷、天然气负荷通过 VMD 分解为低、中、高频分量适合储能设备的运行特点和响应特性, 有效地提高了储能设备的利用率, 进而提高了系统消纳新能源的能力。在本算例中, 相较于场景 4、场景 5 的风电弃风率由 6.3% 降低至 0%。

2) 与单个储能设备相比, HESS 可以根据风电的不同频率特性, 更好地平抑和消纳不同频段的风电, 从而消除更多的弃风, 降低系统的综合成本。在本算例中场景 5 比场景 4 综合成本降低了 3 430 元。

3) 相较于单一采用 CET 机制或 GCT 机制, GCT-CET 联动机制不仅能够提高综合能源系统可再生能源的消纳能力, 还能促进系统的碳排放量进一步降低, 在本算例中场景 5 比场景 4 碳排放量减少了 478.0 kg。

综上所述, 采用 VMD 对电-热-气负荷等不确定变量分解后分别进行优化调度, 能够有效提高系统的新能源消纳能力; 进一步, 引入 GCT-CET 联动机制后, 能使系统在获得更多绿证收益的同时, 进一步降低系统的碳排放量。

附 录

模型线性化处理的方法与思路:

1) 由于可调热电比的热电联产模型和氢燃料电池模型均为非线性模型且具有相似性, 需对此模型进行线性化以提高求解速度, 以可调热电比的热电联产模型为例, 具体的线性化方法和流程为

$$P_{\text{CHP},e}(t) = \eta_{\text{CHP}}^e P_{\text{g,CHP}}(t) \quad (\text{A1})$$

$$P_{\text{CHP},h}(t) = \eta_{\text{CHP}}^h P_{\text{g,CHP}}(t) \quad (\text{A2})$$

$$k_{\text{CHP}} = \frac{P_{\text{CHP},h}(t)}{P_{\text{CHP},e}(t)} \quad (\text{A3})$$

$$P_{\text{g,CHP}}^{\min} \leq P_{\text{g,CHP}}(t) \leq P_{\text{g,CHP}}^{\max} \quad (\text{A4})$$

$$\Delta P_{\text{g,CHP}}^{\min} \leq P_{\text{g,CHP}}(t+1) - P_{\text{g,CHP}}(t) \leq \Delta P_{\text{g,CHP}}^{\max} \quad (\text{A5})$$

$$k_{\text{CHP}}^{\min} \leq k_{\text{CHP}} \leq k_{\text{CHP}}^{\max} \quad (\text{A6})$$

步骤 (1): 将式 (A3) 代入式 (A6), 得到

$$k_{\text{CHP}}^{\min} \leq \frac{P_{\text{CHP},h}(t)}{P_{\text{CHP},e}(t)} \leq k_{\text{CHP}}^{\max} \quad (\text{A7})$$

步骤 (2): 在步骤 (1) 的基础上, 在不等式两边同时乘以 $P_{\text{CHP},e}(t)$, 得到

$$k_{\text{CHP}}^{\min} P_{\text{CHP},e}(t) \leq P_{\text{CHP},h}(t) \leq k_{\text{CHP}}^{\max} P_{\text{CHP},e}(t) \quad (\text{A8})$$

步骤 (3): 在步骤 (2) 的基础上, 将不等式解列成两个公式, 即

$$\begin{cases} k_{\text{CHP}}^{\min} P_{\text{CHP},e}(t) \leq P_{\text{CHP},h}(t) \\ P_{\text{CHP},h}(t) \leq k_{\text{CHP}}^{\max} P_{\text{CHP},e}(t) \end{cases} \quad (\text{A9})$$

通过上述步骤即可实现可调热电比的热电联产模型的线性化。

2) 本文中的阶梯式碳交易机制模型为分段函数, 具体线性化流程为

$$y = \begin{cases} f_1(x) & a_1 \leq x \leq b_1 \\ f_2(x) & a_2 \leq x \leq b_2 \\ \vdots \\ f_m(x) & a_m \leq x \leq b_m \end{cases} \quad (\text{A10})$$

式中, $f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)$ 均为线性函数。

步骤 (1): 确定分段数 m , 并引入 m 个 0-1 变量 α_i ($i=1, \dots, m$), 使满足

$$\begin{cases} y = \sum_{i=1}^m \alpha_i f_i(x) \\ \sum_{i=1}^m \alpha_i = 1 \end{cases} \quad (\text{A11})$$

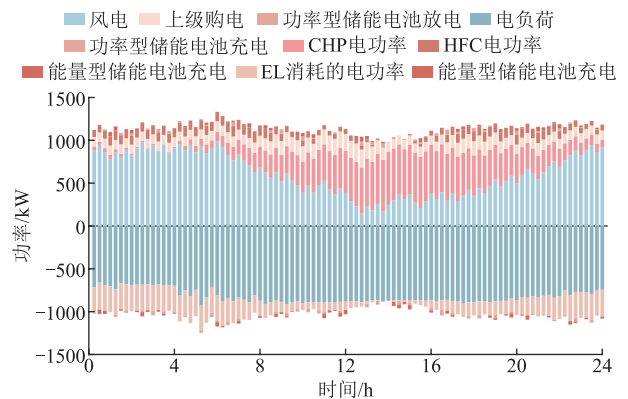
步骤 (2): 定义两个连续变量 d_1 和 d_2 , 使 d_1 和 d_2 满足

$$\begin{cases} x \geq d_1 \\ x \leq d_2 \\ \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_1 & a_2 & \dots & a_m \\ b_1 & b_2 & \dots & b_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \vdots \\ \alpha_m \end{bmatrix} \end{cases} \quad (\text{A12})$$

通过式 (A12) 确定连续变量 x 属于第 i 段分段函数, 进而可通过 Gurobi 求解分段函数。

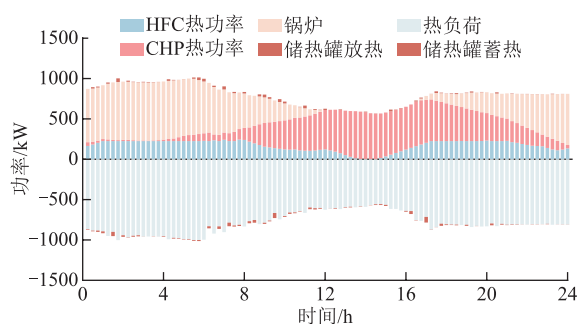
附表 1 系统参数

App.Tab.1 System parameters			
参数	数值	参数	数值
η_{CHP}^e	0.8	η_{CHP}^h	0.8
k_{CHP}^{\min}	0.48	k_{CHP}^{\max}	2.07
η_{EL}	0.87	η_{GB}^h	0.8
η_{MR}	0.87	E_{Green}	0.2
η_{HFC}^e	0.95	η_{HFC}^h	0.95
k_{HFC}^{\min}	0.5	k_{HFC}^{\max}	2.1
λ_{buy}	0.728	α_h	0.4
c_{CET}	250	η_{MR}	0.85
γ_1	0.2	γ_2	0.3



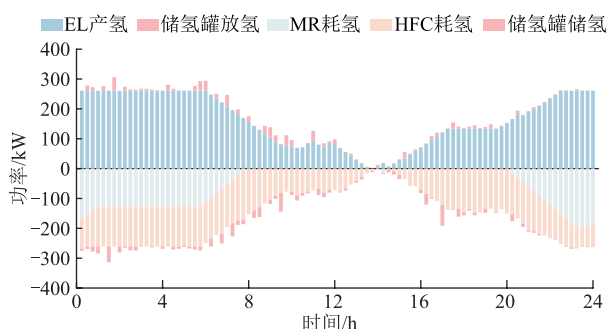
附图 1 电功率平衡图

App.Fig.1 Diagram of electric power balance



附图2 热功率平衡图

App.Fig.2 Diagram of thermal power balance



附图3 氢能功率平衡图

App.Fig.3 Diagram of hydrogen power balance

参考文献

- [1] 李鹏, 钟瀚明, 马红伟, 等. 基于深度强化学习的有源配电网多时间尺度源荷储协同优化调控[J]. 电工技术学报, 2025, 40(5): 1487-1502.
Li Peng, Zhong Hanming, Ma Hongwei, et al. Multi-timescale optimal dispatch of source-load-storage coordination in active distribution network based on deep reinforcement learning[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(5): 1487-1502.
- [2] 宋梦, 林固静, 高赐威, 等. 考虑多重不确定性的广义共享储能优化配置方法[J]. 电工技术学报, 2025, 40(5): 1521-1539.
Song Meng, Lin Gujing, Gao Ciwei, et al. A generalized shared energy storage optimization configuration method considering multiple uncertainties [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(5): 1521-1539.
- [3] 印欣, 张锋, 阿地利·巴拉提, 等. 新型电力系统背景下电热负荷参与实时调度研究[J]. 发电技术, 2023, 44(1): 115-124.
Yin Xin, Zhang Feng, Adili Balati, et al. Study on participation of electricity-driven thermal load in real-time scheduling of new power system[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(1): 115-124.
- [4] 刘妍, 胡志坚, 陈锦鹏, 等. 含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(1): 31-40.
Liu Yan, Hu Zhijian, Chen Jinpeng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture power plant and multi-utilization of hydrogen energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 31-40.
- [5] 叶宇静, 邢海军, 米阳, 等. 考虑低碳需求响应及主从博弈的综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 34-43.
Ye Yujing, Xing Haijun, Mi Yang, et al. Low-carbon optimal scheduling of integrated energy system considering low carbon demand response and Stackelberg game[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 34-43.
- [6] 杨航, 张涛, 冉华军, 等. 考虑需求响应与碳价不确定性的综合能源系统优化调度[J/OL]. 现代电力, 2024: 1-11. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0195>.
Yang Hang, Zhang Tao, Ran Huajun, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems considering demand response and carbon price uncertainty[J/OL]. Modern Electric Power, 2024: 1-11. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0195>.
- [7] 王利猛, 刘雪梦, 李扬, 等. 阶梯式碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力建设, 2024, 45(2): 102-114.
Wang Limeng, Liu Xuemeng, Li Yang, et al. Low-carbon optimal dispatch of integrated energy system considering demand response under the tiered carbon trading mechanism[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(2): 102-114.
- [8] 曾艾东, 邹宇航, 郝思鹏, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的园区工业用户综合需求响应策略[J]. 高压电压技术, 2022, 48(11): 4352-4361.
Zeng Aidong, Zou Yuhang, Hao Sipeng, et al. Comprehensive demand response strategy of industrial users in the park considering the stepped carbon trading mechanism[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4352-4361.
- [9] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划

- [J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6141.
- Zhang Xiaohui, Liu Xiaoyan, Zhong Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6141.
- [10] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含碳-绿色证书联合交易机制的综合能源系统日前优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 248-255.
- Luo Zhao, Qin Jinghui, Liang Junyu, et al. Day-ahead optimal scheduling of integrated energy system with carbon-green certificate coordinated trading mechanism [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 248-255.
- [11] 蒋轶澄, 曹红霞, 杨莉, 等. 可再生能源配额制的机制设计与影响分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(7): 187-199.
- Jiang Yicheng, Cao Hongxia, Yang Li, et al. Mechanism design and impact analysis of renewable portfolio standard[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(7): 187-199.
- [12] 曹雨微, 郭晓鹏, 董厚琦, 等. 计及消纳责任权重的区域综合能源系统运行优化研究[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2022, 49(3): 84-95.
- Cao Yuwei, Guo Xiaopeng, Dong Houqi, et al. Operation optimization of regional integrated energy system under responsibility of renewable energy consumption[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2022, 49(3): 84-95.
- [13] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含绿色证书跨链交易的综合能源系统运行优化[J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1311-1319.
- Luo Zhao, Qin Jinghui, Liang Junyu, et al. Operation optimization of integrated energy system with green certificate cross-chain transaction[J]. Power System Technology, 2021, 45(4): 1311-1319.
- [14] 刘晓军, 聂凡杰, 杨冬锋, 等. 碳捕集电厂-电转气联合运行模式下考虑绿证-碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2207-2217.
- Liu Xiaojun, Nie Fanjie, Yang Dongfeng, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering green certificates-carbon trading mechanism under CCGT-P2G joint operation model[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2207-2217.
- [15] 赵靖英, 乔珩埔, 姚帅亮, 等. 考虑储能 SOC 自恢复的风电波动平抑混合储能容量配置策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(16): 5206-5219.
- Zhao Jingying, Qiao Hengpu, Yao Shuailiang, et al. Hybrid energy storage system capacity configuration strategy for stabilizing wind power fluctuation considering SOC self-recovery[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5206-5219.
- [16] 韩丽, 陈硕, 王施琪, 等. 考虑风光消纳与电动汽车灵活性的调度策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(21): 6793-6803.
- Han Li, Chen Shuo, Wang Shiqi, et al. Scheduling strategy considering wind and photovoltaic power consumption and the flexibility of electric vehicles[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(21): 6793-6803.
- [17] 熊康, 黎灿兵, 樊飞龙, 等. 电池储能温度-功率特性建模及其在综合能源系统中的应用[J]. 电工技术学报, 2024, 39(16): 5238-5250.
- Xiong Kang, Li Canbing, Fan Feilong, et al. Modeling of temperature-power characteristics of battery energy storage and its application in integrated energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5238-5250.
- [18] 李建林, 李雅欣, 刘海涛, 等. 计及储能电站安全性的功率分配策略研究[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 5976-5986.
- Li Jianlin, Li Yaxin, Liu Haitao, et al. Research on power distribution strategy considering the safety of energy storage power station[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 5976-5986.
- [19] 李翠萍, 司文博, 李军徽, 等. 基于集合经验模态分解和多目标遗传算法的火-多储系统调频功率双层优化[J]. 电工技术学报, 2024, 39(7): 2017-2032.
- Li Cuiping, Si Wenbo, Li Junhui, et al. Two-layer optimization of frequency modulated power of thermal generation and multi-storage system based on ensemble empirical mode decomposition and multi-objective genetic algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(7): 2017-2032.
- [20] 马伟, 王玮, 吴学智, 等. 平抑光伏并网功率波动的混合储能系统优化调度策略[J]. 电力系统自动

- 化, 2019, 43(3): 58-66.
- Ma Wei, Wang Wei, Wu Xuezhi, et al. Optimal dispatching strategy of hybrid energy storage system for smoothing power fluctuation caused by grid-connected photovoltaic[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 58-66.
- [21] Cui Dai, Jin Yicheng, Wang Yibo, et al. Combined thermal power and battery low carbon scheduling method based on variational mode decomposition[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 145: 108644.
- [22] Wang Yongli, Song Fuhao, Ma Yuze, et al. Research on capacity planning and optimization of regional integrated energy system based on hybrid energy storage system[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 180: 115834.
- [23] Dragomiretskiy K, Zosso D. Variational mode decomposition[J]. IEEE Transactions on Signal Processing, 2014, 62(3): 531-544.
- [24] 田波, 朴在林, 郭丹, 等. 基于改进 EEMD-SE-ARMA 的超短期风功率组合预测模型[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 72-79.
- Tian Bo, Piao Zailin, Guo Dan, et al. Wind power ultra short-term model based on improved EEMD-SE-ARMA[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(4): 72-79.
- [25] Meng Yuxiang, Ma Gang, Yao Yunting, et al. Nash bargaining based integrated energy agent optimal operation strategy considering negotiation pricing for tradable green certificate[J]. Applied Energy, 2024, 356: 122427.
- [26] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
- Cui Yang, Zeng Peng, Zhong Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.
- [27] Wang Rutian, Wen Xiangyun, Wang Xiuyun, et al. Low carbon optimal operation of integrated energy system based on carbon capture technology, LCA carbon emissions and ladder-type carbon trading[J]. Applied Energy, 2022, 311: 118664.
- [28] Ju Liwei, Lü Shuoshuo, Zhang Zheyu, et al. Data-driven two-stage robust optimization dispatching model and benefit allocation strategy for a novel virtual power plant considering carbon-green certificate equivalence conversion mechanism[J]. Applied Energy, 2024, 362: 122974.
- [29] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48-55.
- Chen Jinpeng, Hu Zhijian, Chen Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55.

作者简介

刘晓军 女, 1979年生, 硕士, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统继电保护与稳定控制、综合能源系统优化运行。

E-mail: lxjnedu@126.com

王艺博 男, 1989年生, 博士, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为配电网柔性调控、直接式 AC-AC 变换、电力市场交易与新型电力系统优化调度等。

E-mail: 469682939@qq.com (通信作者)

Economic Optimization of Integrated Energy System Scheduling Considering Uncertainty Variables Variational Mode Decomposition and Green Certificate-Carbon Joint Trading

Liu Xiaojun Xiong Jian Wang Yibo Liu Chuang Xu Yueyang

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

Abstract With the increasing volatility and randomness of uncertain variables such as load and new energy, how to rationally dispatch multiple equipment such as cogeneration, gas boiler and energy storage equipment in integrated energy system (IES) according to the response characteristics of the existing potential response

resources in IES to cope with the changes of uncertain variables has become the key to explore the differentiated response ability of IES multiple equipment. To solve the above problems, this paper proposes an economic optimal scheduling method for integrated energy systems, which takes into account variational mode decomposition (VMD) of uncertain variables and green certificate-carbon joint trading. By analyzing and mining the potential differential response ability of multiple devices in IES, the response ability of IES system to uncertainty variable volatility and randomness is improved.

Firstly, according to the commonness and difference of multiple types equipment operating response in time scale and regulatory amplitude in IES, uncertain variables such as wind power, electricity/heat/gas load are decomposed into low/medium/high frequency components with different amplitude and frequency through VMD to adapt to the response characteristics of multiple types equipment. Secondly, on the basis of considering the green certificate trading mechanism (GCT) and the carbon trading mechanism (CET), quantitatively calculate the carbon emission reduction of new energy compared with fossil energy in the process of online access, and offset part of the carbon emission through the carbon emission reduction caused by the green certificate, so that the carbon emission source can be reduced to a certain extent in the calculation of carbon emissions, which indirectly affects the carbon trading mechanism. Based on this, the green certificate-carbon joint trading mechanism is constructed. Finally, the medium and large-sized equipment with large inertia responds to the low-frequency component with low frequency and large amplitude, and the energy storage equipment that needs repeated charging and discharging responds to the medium/high-frequency component with small amplitude and positive/negative periodic oscillation, and then an economic optimisation scheduling model of the IES with the objective of minimising the comprehensive cost is established on the basis of the model, which is then passed layer by layer and iteratedly solved based on the order of VMD's low/medium/high-frequency components.

Through theoretical analysis and case simulation, the following conclusions are drawn: (1) The predicted power, electrical load, thermal load and gas load of wind power are decomposed into low, medium and high frequency components through VMD, which are suitable for the operation characteristics and response characteristics of energy storage equipment. The scheduling method proposed in this paper reduces the operation state of overcharge and overdischarge of energy storage equipment, which can effectively improve the utilization rate of energy storage equipment and further improve the system's ability to absorb new energy. (2) Compared with a single energy storage device, the hybrid energy storage system can better smooth and absorb wind power in different frequency bands according to the different frequency characteristics of wind power, so as to eliminate more wind abandonment and reduce the comprehensive cost of the system. (3) Compared with the single CET or GCT mechanism, the GCT-CET linkage mechanism can not only improve the absorption capacity of renewable energy in the integrated energy system, but also promote the further reduction of carbon emissions of the system.

Keywords: Variational mode decomposition, green certificate trading mechanism, carbon trading mechanism, wind power consumption, integrated energy system

(编辑 赫 蕾)