

储能与AGC机组协同的鲁棒调度

孙东磊¹, 郑志杰¹, 马逸然², 韩学山², 王明强², 杨 思¹, 王轶群¹

(1. 国网山东省电力公司经济技术研究院, 山东 济南 250021; 2. 山东大学 电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要:利用储能所具有的调节速率快的特点参与自动发电控制(AGC)机组调度,对应对风光间歇性具备明显的优势。已有计及储能的调度决策方法往往不能准确刻画储能应对风光间歇性的作用。为此,提出了储能协同AGC机组应对风光间歇性的两阶段鲁棒优化调度模型,将储能与AGC机组在控制中的动作轨迹抽象为任意2个瞬间之间的过程,利用储能所具有的快速充放电特点,弥补AGC机组响应速度的不足,提高其爬坡能力来释放机组的调节潜力,从而应对可再生能源发电的间歇性问题。所提两阶段模型具有解耦复杂、迭代次数多的特点,采用列约束生成(C&CG)算法进行求解。算例结果表明,与不考虑利用储能应对间歇性的模型相比,所提模型具有较强的鲁棒性,可有效降低对电力系统调度的配置需求,在经济和效率上有明显的优势。

关键词:自动发电控制;储能;间歇性;协同调度;鲁棒优化

中图分类号:TM 734

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202102024

0 引言

大力发展和利用可再生能源是全球呼声^[1-2],但对于电力系统而言,其必须在统一的频率下同步运行,而风光等可再生能源不具有传统发电机的惯性响应特性^[3],其输出功率具有时变的间歇性与概率波动性,其中风光的间歇性特征是指其发电功率在短时段内有较大的波动幅度,大规模接入会使电网的调度与控制面临困境^[4]。在以火电为主导的电力系统经济调度中,大多依靠自动发电控制(AGC)实现功率平衡调度。AGC机组一般以15 min为一个基点决策区间,在面对风光出力间歇特征越来越显著的情形下,AGC机组的爬坡速率慢,亟待研究其各区间决策基点是否可行的问题,这对于有效接纳可再生能源具有实际意义。

针对上述问题,以储能系统为代表的主动资源作为一种新兴资源,具有环境污染小、充放电灵活、响应速度快等优点^[5-6],其与AGC机组进行协同调度,可以大幅减轻AGC机组的调度压力,提高可再生能源的消纳比例。目前,储能系统参与电力系统调度已成为国内外的研究热点,具有重要的意义。近年来,输电网和配电网级别都在研究储能的应用问题,研究思路大多集中在将储能应用于削峰填谷^[7]、提高可再生能源利用率^[8]或平滑可再生能源出力^[9]、提高电能质量^[10]等方面。虽然已有关于储能参与消纳风光能源的研究,但先前的许多工作都是基于较长时间尺度描述储能系统对不确定量的消纳作用,无法体现实际应用中不确定量具有间歇性的不均衡情景。文献[11]在给定风电功率预测的情景下,储能以小时级固定的时间表配合调度调节,这

其实牺牲了储能所具有的快速调节性优势,同时也没有考虑时段内瞬间的间歇性限制。文献[12]虽然建立了多个机会约束描述不确定性,但仍以确定的预测误差分布进行描述,无法解决调度基点间牵制是否可行的问题,其时段间的决策结果并不一定能完全实现。文献[13]以风电功率的范围、速率及速率的变动微分对风电间歇性特征予以刻画,为应对间歇性特征提供了较好的思路。

已有研究提出了若干应对间歇性因素的运行与控制方法,包括随机优化法^[14-15]、强化学习算法^[16]、鲁棒优化法^[17-19]等。随机优化法的前提是要显形化各场景转移模型的概率分布,而对于间歇量无法准确表达的模型而言,其决策策略实际上是不能实现的;强化学习算法没有完整的收敛性证明,对参数的敏感程度很高,其结果不具有普遍性规律。这2种算法仅侧重于概括地描述不确定量(如概率的有限场景近似或区间表达),但无法体现间歇性瞬间不均衡的情景,难以度量和解决上述问题。文献[20]引入不确定性,建立了两阶段调度优化模型;文献[18]利用对偶原理和线性近似法将鲁棒模型进行分层求解,将其转化为确定性规划,但这种线性近似法对适用模型的要求高,导致适用普遍性差;文献[19]利用列约束生成C&CG(Column and Constraint Generation)算法求解一个包含非线性方程与布尔变量的混合整数非线性的两阶段模型,结果表明C&CG算法不仅可以提高计算速度与解的质量,还可以用于求解布尔变量的非线性问题,适用性广。

为此,本文提出了一种储能协同AGC机组应对间歇性的两阶段鲁棒优化调度模型,基于双层模型协同储能调节速率快的特点和AGC机组的控制作用进行优化调度。在建模过程中充分考虑了不确定

量的间歇性,刻画了储能配合AGC机组在控制中动作轨迹在任意2个瞬间之间的过程。以15 min为一个时段间隔,两阶段模型不仅在时段内部考虑了储能提升机组爬坡能力应对间歇性的问题,还考虑了时段间储能对间歇性影响的缓解。算例结果表明,与不考虑利用储能应对间歇性的模型相比,所提模型具有较强的鲁棒性,可弥补传统机组响应速度的不足,提高爬坡能力来释放机组的调节潜力,并可有效降低储能的配置成本,使其充放电效率有明显的优势,从而提高了整个电力系统的经济性和安全性。

1 储能应对间歇性过程的问题描述

风光的间歇性分量是指在很短的时间尺度内存在较大的出力波动。但短时段内AGC机组的爬坡斜率约束限制了其应对可再生能源间歇性的能力,因此仅靠AGC机组不可能完全消纳风光这类具有高间歇性的能源波动。

为此,本文将整个调度时段划分为无数个极短的时间断面,每一时间断面可看作一条具有较大斜率的直线,然后划定不确定量间歇性变化的范围,并用线性方程进行表达。本节以某一机组的一个时间断面描述储能配合AGC机组应对间歇性的过程,如图1所示。图中,阴影部分为储能配合AGC机组协调充放电溢出或不足的能量; P^G 为AGC机组的出力; $P^{G(0)}$ 为AGC机组初始功率基点。在一个时间断面 Δt 内,当间歇性强的风光出力波动陡然升高(如出力轨迹为 $C \rightarrow D$)时,AGC机组发出调度信号,调整机组出力,但其接纳轨迹仅为 $A \rightarrow B$ 。图中区域 $ABDC$ 表示储能参与后以充电的形式弥补AGC机组的爬坡不足,减轻了机组的调度压力。

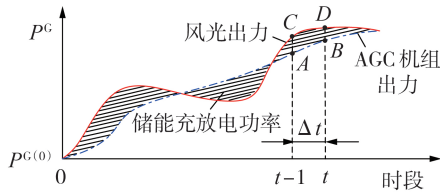


图1 储能配合AGC机组消纳间歇性的过程

Fig.1 Absorbing intermittent process of energy storage combined with AGC unit

显然,波动量的最大变化速率越大,表明爬坡约束越苛刻,机组的调度压力越大,对其决策解的影响也越大。可见,储能的加入不仅可以增大AGC机组对间歇性波动的接纳范围,也能减小机组的调度压力。因此储能协同AGC机组调度应对间歇性是储能在电力系统中的有效应用,使储能不仅可以在时段间对可再生能源的波动性进行消纳,还可以利用其快速响应的特点在相应时段内消除可再生能源间歇性的影响。针对上述问题,本文提出了两阶段鲁

棒优化调度模型,以最大限度地利用储能资源。

1.1 间歇性过程建模

从鲁棒优化的角度出发,其不确定性集合具有明确的上下界。根据风光所在区域的特点和历史信息,可以确定各时段风光的预期输出量 P_t^U 以及周期内波动范围的上下界。假设各时段风光实际输出功率为 $\tilde{P}_t^U$,则其不确定性集合可表示为:

$$U = \{ \tilde{P}_t^U = P_t^U + \Delta \tilde{P}_t^U, |P_t^U - P_{t+1}^U| \leq P_{\Delta}^U \} \quad (1)$$

其中, U 为具有不确定性波动变量的集合; $\Delta \tilde{P}_t^U$ 为不确定波动量; P_{Δ}^U 为各时段内间歇性波动之间的偏差量,即“不确定性预算”,可通过历史数据总结得到, Δt 为时段间隔。在2个极短的时段内风光实际输出功率 $\tilde{P}_t^U$ 可视为线性变量。 P_{Δ}^U 的值代表预期波动偏差的范围大小,其值减小会导致不确定集合的范围减小,求得的鲁棒模型的解将更加保守。

1.2 应对间歇性过程建模

AGC机组通过参与因子自动承担系统的功率不平衡量,以维持系统在规定的频率范围内运行。AGC机组输出功率的上下限受一定时段内机组运行基点 $P_i^{G(0)}$ 以及升降速率 r_i 的影响。储能参与调度后,将储能的主动性和快速性特点纳入决策中,从而减小风光出力波动对AGC机组的扰动,使得对参与因子的决策结果更有利于充分释放AGC机组的能力,进而降低调度基点与最优经济运行点之间的偏差,优化AGC机组的运行协调控制区域。AGC机组 i 协调运行功率的上限 $\bar{P}_i^G$ 、下限 $\underline{P}_i^G$ 为:

$$\begin{cases} \bar{P}_i^G = \max \{ P_i^{\max}, P_i^{G(0)} + r_i \Delta t + P_i^s \} \\ \underline{P}_i^G = \min \{ P_i^{\min}, P_i^{G(0)} - r_i \Delta t - P_i^s \} \end{cases} \quad (2)$$

其中, $P_i^{\max}$ 、 $P_i^{\min}$ 分别为AGC机组 i 允许输出的功率上、下限; P_i^s 为 t 时段储能系统的出力。当储能充电时,允许AGC机组按功率上限运行;当储能放电时,允许AGC机组按功率下限运行。

储能的参与使得AGC机组 i 在较短的时间尺度 Δt 内的最大向上、向下爬坡能力分别为 r_{ui}^G 、 r_{di}^G ,其增量分别为 Δr_{ui}^G 、 Δr_{di}^G ,如式(3)所示,从而可增大AGC机组 i 的协调功率 ΔP_{ii}^G 如式(4)所示。

$$\Delta r_{ui}^G = \frac{\bar{P}_i^G - P_i^{G(0)}}{\max \{ r_i \} \Delta t} r_{ui}^G, \Delta r_{di}^G = \frac{P_i^{G(0)} - \underline{P}_i^G}{\min \{ r_i \} \Delta t} r_{di}^G \quad (3)$$

$$\Delta P_{ii}^G = \begin{cases} \Delta r_{ui}^G \Delta t & \text{向上爬坡} \\ \Delta r_{di}^G \Delta t & \text{向下爬坡} \end{cases} \quad (4)$$

在高风光渗透率的情况下,可以认为发电功率与负荷平衡的波动主要由风光电源引起,储能充放电是抑制这一波动的主要力量。因此,记 t 时段AGC机组 i 的功率基值为 $P_{i,t}^G$,则 t 时段AGC机组 i 的实际出力 $\tilde{P}_{i,t}^G$ 为:

$$\tilde{P}_{i,t}^G = P_{i,t}^G + k_{i,t}(\tilde{P}_t^U - P_t^U) + \Delta P_{ii}^G \quad (5)$$

其中, $k_{i,t}$ 为 t 时段 AGC 机组 i 的参与因子。

通过上述分析可知, 储能不仅对风光出力波动有抑制作用, 而且储能配合 AGC 机组可将备用需求转化为 AGC 机组的爬坡能力, 通过对这些特征的提升可减轻 AGC 机组的调度压力。

2 两阶段鲁棒优化模型

2.1 目标函数

本文所提两阶段鲁棒调度模型的目的是利用两阶段模型将 AGC 机组调度的自动控制优势与储能快速响应的优势相协同。将 AGC 机组的经济调度看作主问题, 将储能的充放电问题看作子问题, 该子问题将对主问题的求解值进行可行性校验, 确保 AGC 机组调度与储能的配合在时段内和时段间都能够切实可行。因此储能的参与不仅提高了风光功率的消纳率, 还提升了 AGC 机组的爬坡能力, 从而扩大了机组的调度范围。

利用鲁棒优化方法处理风光功率波动的不确定性, 避免了因不确定性的概率描述不清晰而导致的储能利用率低下的问题, 以最优的储能协同功率提高电力系统调度的灵活性和经济性。在以总成本最小为优化目标的前提下, 求解 AGC 机组的最优功率基点和储能的最优配合出力。两阶段鲁棒自适应经济调度的目标函数为:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} F_{i,t}(P_{i,t}^G) + \max \min \sum_{t=1}^T F_t(P_{c,t}^s, P_{d,t}^s) \quad (6)$$

$$F_{i,t}(P_{i,t}^G) = a_i (P_{i,t}^G)^2 + b_i P_{i,t}^G + c_i \quad (7)$$

$$F_t(P_{c,t}^s, P_{d,t}^s) = M_s (P_{c,t}^s \eta_{c,t}^s + P_{d,t}^s / \eta_{d,t}^s) \quad (8)$$

其中, T 为时段数; N_G 为 AGC 机组数量; $F_{i,t}(P_{i,t}^G)$ 为 t 时段 AGC 机组 i 的发电成本; $F_t(P_{c,t}^s, P_{d,t}^s)$ 为 t 时段储能系统的充放电成本; a_i, b_i, c_i 分别为 AGC 机组 i 发电成本的二次项、一次项、常数项系数; $P_{c,t}^s, P_{d,t}^s$ 分别为 t 时段储能系统的充电、放电功率; M_s 为储能系统单位充放电功率的成本系数; $\eta_{c,t}^s, \eta_{d,t}^s$ 分别为 t 时段储能系统的充电、放电效率。

2.2 约束条件

为了在可行的不确定性场景内保证系统运行的安全性和可靠性, 所提模型应考虑储能充放电功率约束、爬坡速率约束以及时段内和时段间的运行约束。具体约束条件如下。

(1) 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^T \left(\sum_{i=1}^{N_G} \tilde{P}_{i,t}^G + P_t^s + \tilde{P}_t^U \right) = \sum_{i=1}^T P_t^L \quad (9)$$

其中, P_t^L 为 t 时段的净负荷功率。

(2) AGC 机组约束。考虑时段内和时段间的爬坡速率、运行阈值等约束:

$$\begin{cases} \Delta P_{i,t}^G = k_{i,t} (\Delta \tilde{P}_t^U - \Delta P_t^s) \\ \sum_{i=1}^{N_G} k_{i,t} = 1, k_{i,t} > 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} \underline{P}_i^G \leq P_{i,t}^G + k_{i,t} (\Delta \tilde{P}_t^U - \Delta P_t^s) \leq \bar{P}_i^G \\ \underline{P}_i^G \leq P_{i,t+1}^G + k_{i,t+1} (\Delta \tilde{P}_{t+1}^U - \Delta P_{t+1}^s) \leq \bar{P}_i^G \\ -r_{di}^G \leq P_{i,t+1}^G - P_{i,t}^G - \\ k_{i,t+1} (\Delta P_{t+1}^s + \Delta \tilde{P}_{t+1}^U - \Delta P_t^s - \Delta \tilde{P}_t^U) \leq r_{ui}^G \end{cases} \quad (11)$$

其中, $\Delta P_{i,t}^G, \Delta P_t^s$ 分别为 t 时段内 AGC 机组 i 、储能系统的功率变化量。

(3) 储能系统约束。

优先调用储能系统充放电应对风光的间歇性, 缓解 AGC 机组的调节压力, 在有限的 AGC 机组发电功率下更友好地接纳可再生能源。储能的充放电功率可表示为:

$$\begin{cases} P_t^s = P_{c,t}^s \omega_c + P_{d,t}^s \omega_d \\ 0 \leq \omega_c + \omega_d \leq 1 \\ \omega_c, \omega_d \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (13)$$

其中, ω_c, ω_d 分别为指示储能处于充电、放电状态的控制标志, 取值为 1 表示处于对应的状态, 取值为 0 表示不处于对应的状态。

储能系统内部的运行约束如下:

$$\begin{cases} E(t) = S_{soc}(t) E_{cap} \\ E(0) = E(T) \\ E_c(t) = E_c(t-T) + (P^U + P^L) T \eta_c \\ E_d(t) = E_d(t-T) + (P^U + P^L) T / \eta_d \\ E(t) = E_c(t) + E_d(t) \end{cases} \quad (14)$$

$$S_{soc}(t) = (1-\rho) S_{soc}(t-1) + \frac{\omega_c P_c^s(t) \Delta t \eta_c - \omega_d P_d^s(t) \Delta t / \eta_d}{C_s} \quad (15)$$

$$\underline{P}^s \leq P_t^s + \Delta P_t^s \leq \bar{P}^s \quad (16)$$

其中, $S_{soc}(t)$ 为 t 时段储能系统的荷电状态 (SOC); E_{cap} 为储能系统的额定能量; $E(t)$ 为 t 时段储能系统的能量; $E(0), E(T)$ 分别为初始时刻、最终时刻储能系统的能量; $E_c(t), E_d(t)$ 分别为 t 时段储能系统的充电能量、放电能量; C_s 为储能系统的容量; ρ 为储能系统的自放电率, 本文中取值为 0.95; $\bar{P}^s, \underline{P}^s$ 分别为储能系统充放电功率的上、下限。

3 模型求解算法

3.1 鲁棒模型的处理

将目标函数确定为 min-max-min 形式, 分为 AGC 机组经济调度主问题和储能系统优化子问题。处理后的两阶段鲁棒模型的目标函数和约束条件分别如式 (17) 和式 (18) 所示。

$$\min_y c^T y + \max_{u \in U} \min_{x \in F(y, u)} b^T x \quad (17)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} Ay \geq d & y \in S_y \\ By = c & y \in S_y \\ F(y, u) = \{x \in S_x: Dx - E - Gy - hu\} \end{cases} \quad (18)$$

其中, y 为 AGC 机组运行基点的解向量; x 为内层储能系统的配置容量; u 为任意不确定场景; $F(y, u)$ 为求解变量 x 在不确定集合的任意场景下均需满足的约束条件; A, B, D, E, G 为约束条件的系数矩阵; c, b, d, h 为常数量向量; S_x, S_y 分别为 x, y 的割平面解集。不等式约束包括式(11)、(12)、(16); 等式约束包括式(9)、(10)、(13)~(15); 约束 $F(y, u) = \{x \in S_x: Dx - E - Gy - hu\}$ 强调了不确定性模型中不确定节点的注入量被限制在一定的范围内。

将主问题的不确定波动限制在确定的范围内后, 根据对偶理论将内层模型中的子问题转化后与外层模型合并求解。转化后的主问题就变为单层求最小值问题, 即:

$$\min_y c^T y + \eta \quad (19)$$

$$\eta \geq \max_{u \in U} \min_{x \in F(y, u)} b^T x \quad (20)$$

约束条件除了包括式(9)~(12)外, 还包括迭代求解子问题后返回到主问题中的约束。该优化问题用于求解风光出力不确定场景下 AGC 机组出力的最优基点。在子问题产生相应的约束返回到主问题之前, 该问题尚未考虑机组出力对不确定性的适应性和储能系统约束的影响, 是一个线性规划问题。储能系统优化子问题主要考虑储能系统约束对 AGC 机组调度基准值和爬坡释放能力的影响, 其目标函数为:

$$\begin{cases} \max_{u \in U} \min_x b^T x & x \in F(y, u) \\ F(y, u) = \{x \in S_x: E - Gy - hu\} \end{cases} \quad (21)$$

利用 C&CG 算法返回不确定场景下储能系统的相应约束和子问题校验的相应约束之后, 该问题则变成一个混合整数规划问题。

3.2 C&CG 算法的求解

经 3.1 节将目标函数和约束条件改为标准的鲁棒优化模型后, 可用 C&CG 算法进行求解。C&CG 算法通过枚举不确定性集合中每个场景的变量和约束, 可以构造一个等价的单边优化公式。而对于将一个单调优化问题转化为等价地在凸集上求凸函数极大的问题而言, 可用外逼近算法求取全局最优解。因此, 利用 C&CG 算法使第一阶段主问题的机组调度决策和第二阶段子问题的储能调度决策对所有不确定波动都具有鲁棒性, 且第二阶段储能调度方案对不确定性具有充分的适应性。C&CG 算法求解两阶段鲁棒模型时, 能在最坏的场景下通过最小化成本得到对不确定性免疫的第一阶段决策量和第二阶

段自适应的决策策略。在做出第一阶段决策并揭示其不确定性之后, 对第二阶段问题的决策进行求解。

C&CG 算法优于传统的 Benders 分解算法, 在不使用第二阶段决策问题对偶解的情形下也能产生约束, 将其简化为求解一个等价的混合整数规划主问题, 并对第二阶段的变量类型不敏感, 扩大了算法的适用范围。其中的外逼近算法保障了算法的可行性, 且收敛速度较快, 所得最优解的效果较好。

3.3 算法流程

首先, C&CG 算法根据对偶理论引入拉格朗日乘子 λ 将内层 max-min 问题进行解耦。事实上, 取对偶后约束多面体不会受内层求解变量 x 的影响, 而 x 只影响目标函数。引入不确定性调节参数对 U 进行改写, 将其表示为各个时段不确定变量取得边界值的状态。当储能配置子问题无解时, 说明主问题求解的 AGC 机组出力和储能系统的运行约束中有不可行的部分, 需向主问题中添加约束, 然后返回主问题重新进行求解。该问题是一个混合整数规划问题, 其求解难度大且求解变量多。C&CG 算法的求解流程见附录中图 A1, 具体步骤如下。

(1) 定义初始极点集合和极方向集合, 用于求解主问题, 初始集合应该是整个集合的子集或空集。

(2) 进行对偶化处理, 将内层问题转化为一个最大化问题 $\min c^T y + \eta$, 令 $Q(y) = \max \{(E - Gy - hu)^T \lambda\}$ ($\lambda \geq 0$), 求解可得到初始极点集合和极方向集合下的最优解 (y^*, λ^*) 。

(3) 生成切割平面形式 $\eta \geq (E - Gy - hu^*)^T \lambda^*$ 。

(4) 更新目标函数的下限 $L_B = c^T y^* + \eta^*$, 如果 L_B 的约束集合是空集, 则目标函数无解; 如果不是空集, 则可以找到约束集合的极点和极方向。

(5) 将得到的 x^* 作为已知值代入子问题, 并更新目标函数的上限 $U_B = \max \{U_B, c^T y^* + \eta^*\}$ (y^*, η^* 为更新函数上下限后得到的解)。

(6) 若最优目标函数值 $y > \delta$ (δ 为算法收敛验证的设定值), 则将最优解记为 y^* , 将对偶最优解记为 w^* , 当求解主问题和子问题的上下界非常接近时, 可设定一个很小的值 ε , 若 $U_B - L_B \leq \varepsilon$, 则得到最优解 (x^*, y^*) ; 若无解, 则在主问题中添加约束条件 $\eta \geq b^T x^*$, 更新约束 $Gy^* + Dx^* \geq E - hu^*$, 然后转到主问题求解 $Q(y^*)$, 并重复上述步骤。其中主问题的约束条件越来越多, 其最优解也越来越大, 也越来越接近真实最优解。

4 算例分析

本文设置一个含有 3 台 AGC 机组、1 座风电场、1 座光伏电站的电力系统为仿真算例, 对所提方法的有效性进行分析验证, 其参数设置见附录中表

A1。算例在 Windows 10 系统的电脑(配置为 4.0 GHz, 8 GB RAM)上基于 MATLAB 平台编码,通过 YALMIP 调用 CPLEX 求解器进行求解。算例优化过程均在 5 min 内完成。

风电场和光伏电站的预测出力曲线分别见附录中图 A2 和图 A3。由图可知,风光出力的间歇性波动表现明显,短时(5~15 min)最大波动幅值较大,15 min 时间尺度的最大波动为 86 MW。风光接入后电网 15 min 时间尺度的最大正向爬坡需求减小了 8 MW/h,最大反向爬坡需求增加了 5 MW/h。AGC 机组的爬坡速率决定了其备用容量能否释放,因此利用储能消除风光间歇性,减少系统的备用成本也是目前需要解决的问题。根据第 2 节所提两阶段鲁棒调度模型,针对以下 2 种场景分析储能参与 AGC 机组经济调度的结果:场景 1 中储能仅配合 AGC 机组增加容量,限制储能系统的协同作用,即目标函数中不考虑储能系统对爬坡能力的提升;场景 2 中储能系统在 AGC 机组控制的基础上提高机组爬坡速率,从而提升响应时段内整个系统的调度能力。2 种场景下储能系统的充放电功率和经济调度结果分别见图 2 和表 1(表 1 中最佳配比指 AGC 机组功率与储能系统功率之比,后同)。

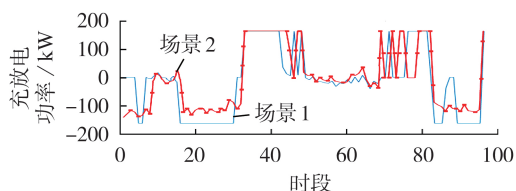


图2 2种场景下储能系统的充放电功率

Fig.2 Charging and discharging power of energy storage system under two scenes

表1 2种场景的经济调度结果对比

Table 1 Comparison of economic dispatching results between two scenes

场景	AGC最大可 调容量 / MW	储能调节总 功率 / MW	弃风弃光 率 / %	最佳配比	总成本 / 元
1	516	1064	5.74	1:0.3628	34479.375
2	667	938	6.43	1:0.2745	27698.620

由上述结果可知,场景 1 中储能系统消纳风光能量大,弃风弃光率低,但也导致 AGC 机组的可调范围减小,从而增加了成本;场景 2 中储能快速调节,配合 AGC 机组提升爬坡能力,增大了 AGC 机组的协调控制区,这样虽然牺牲了部分容量,增加了弃风弃光率,但降低了系统的总成本。

综合上述分析结果可知,由于 AGC 机组爬坡能力的限制,储能若仅保证消纳风光能源,储能调节量为 1064 MW,弃风弃光率仅为 5.74%,但牺牲了储能配合后的协调能力,不利于系统整体调度。因此,在场景 1 下,系统爬坡能力不满足最大波动需求,没有

体现储能调节的快速性对 AGC 机组的弥补作用,需要频繁调动 AGC 机组,因而总成本较高;而在场景 2 下,储能配合 AGC 机组优先应对间歇性,扩大了 AGC 机组的可调度范围,提高了爬坡能力,使 AGC 机组的实际可调用容量提高至 667 MW,系统爬坡能力满足最大波动需求,降低了机组调度基点与最优经济运行点之间的偏差,因而总成本较低。

对于 AGC 机组而言,储能参与调度的补偿作用在秒到分钟时间尺度上的能量调度不匹配,利用其可用上调和下调功率区间获取更多的收益。图 3 为 2 种场景下储能电池的 SOC 曲线。由图可见,储能在不确定性大的时段快速充放电,消除了风光能源的间歇性,同时使得储能电池的 SOC 在间歇过程中处于 20%~80% 可用性较高的范围内,保证了储能的性能表现满足要求。

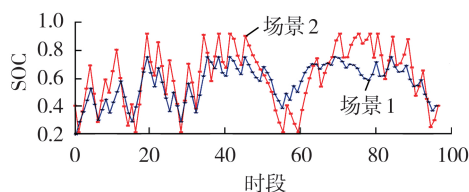


图3 2种场景下储能电池的 SOC 曲线

Fig.3 SOC curves of energy storage battery under two scenes

由上述分析可知,储能的主要作用是消纳能源还是配合 AGC 机组调度,取决于 AGC 机组出力与不确定量之间的相对关系。通过设置不同的不确定量和 AGC 机组出力,可以得到不同情况下的运行策略和优化结果。为了进一步分析实验结果,规划以下 5 种情形:①情形 1,AGC 机组出力不设限制,不确定量为 100 MW;②情形 2,AGC 机组出力为 3000 MW,不确定量为 400 MW;③情形 3,AGC 机组出力为 4000 MW,不确定量为 400 MW;④情形 4,AGC 机组出力不设限制,不确定量为 400 MW;⑤情形 5,AGC 机组出力不设限制,不确定量为 1000 MW。5 种情形下的储能充放电功率及最佳配比结果如表 2 所示。

表2 5种情形下的调度结果

Table 2 Dispatching results under five conditions

情形	AGC可调 容量 / MW	储能充电 功率 / MW	储能放电 功率 / MW	弃风弃 光率 / %	最佳 配比	总成 本 / 元
1	424	515	474	5.37	1:0.2535	26021.207
2	592	492	561	6.32	1:0.2878	28837.013
3	616	513	587	5.89	1:2832	28126.641
4	662	528	463	6.45	1:0.2725	27681.158
5	708	616	678	7.68	1:3587	35309.872

由表 2 可见,当不确定量较小时,储能系统适合优先消纳能源,所以总成本较低;当限制 AGC 机组出力时,虽然会导致储能的协同作用下降,但影响较

小,AGC机组与储能系统的最佳配比几乎没有差异。因此不确定量对总成本的影响要大于AGC机组出力对总成本的影响。随着不确定量的增加,储能调节快速的优点逐渐显现,其能在消纳能源的同时配合AGC机组调度,使得机组的爬坡能力提升,虽然弃风弃光率增加,但储能的充放电深度及成本降低,因此总成本仍较低。

5 结论

本文提出了一种储能协同AGC机组应对风光间歇性的两阶段鲁棒优化调度模型。相较于其他模型,所提模型的优势是:利用两阶段模型将AGC机组调度的自动控制优势与储能快速响应的优势相协同,并在建模过程中充分考虑了不确定量的间歇性影响,求得的最优AGC机组基点决策值和储能充放电功率相配合,不仅在时段内利用储能提升机组的爬坡能力以应对间歇性的影响,还考虑了时段间储能调节快速性对间歇性影响的缓解作用。利用算例对模型的有效性以及储能的协同作用进行了验证,所得主要结论如下:

(1)建模过程充分考虑了风光间歇性的影响,刻画了储能配合AGC机组应对间歇性的动作轨迹,使整个模型能更有效地应对风光间歇性带来的问题;

(2)所提两阶段模型不仅能够充分利用储能的快速调节能力,还在AGC机组控制的基础上进一步提高了其爬坡能力,从而释放整个系统的调节潜力,使电力系统运行具有更好的灵活性和经济性;

(3)针对所提两阶段模型存在解耦复杂、迭代次数多的问题,利用C&CG算法进行求解,所需迭代次数少,且所得最优解对参数变化的敏感性低、更具有普适性。

下一步的研究工作将考虑网络之间的约束,在电网的各节点分散配置储能,研究储能参与输配电网协同的整体模型。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 邹才能,赵群,张国生,等. 能源革命:从化石能源到新能源[J]. 天然气工业,2016,36(1):1-10.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, ZHANG Guosheng, et al. Energy revolution: from a fossil energy era to a new energy era[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 1-10.
- [2] 于大洋. 可再生能源发电并网协调策略的研究[D]. 济南:山东大学,2010.
YU Dayang. Research on the grid connection coordination strategy of renewable energy[D]. Jinan: Shandong University, 2010.
- [3] 王瑞琪. 火电机组AGC指令及负荷响应曲线特征分析[D]. 保定:华北电力大学,2014.
WANG Ruiqi. Analysis of characteristics of AGC command and load response curve of AGC units[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2014.
- [4] XU Yinliang, ZHANG Wei, HUG G, et al. Cooperative control of distributed energy storage systems in a microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(1): 238-248.
- [5] 姜宇轩. 大规模风电接入下储能参与电力系统有功调度策略研究[D]. 南京:东南大学,2018.
JIANG Yuxuan. Research on active power dispatch strategy of power storage system under large-scale wind power connection[D]. Nanjing: Southeast University, 2018.
- [6] YAN N, XING Z X, LI W, et al. Economic dispatch application of power system with energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2016, 26(7): 1-5.
- [7] 卫志农,张思德,孙国强,等. 计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(16): 4601-4609, 4885.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Power-to-gas considered peak load shifting research for integrated electricity and natural-gas energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16): 4601-4609, 4885.
- [8] 杨雪纯. 需求响应参与大规模风电消纳的运行机制研究[D]. 南京:东南大学,2016.
YANG Xuechun. Study on operation mechanism of demand response participating in large-scale wind power consumption[D]. Nanjing: Southeast University, 2016.
- [9] 娄素华,吴耀武,崔艳昭,等. 电池储能平抑短期风电功率波动运行策略[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(2): 17-22, 58.
LOU Suhua, WU Yaowu, CUI Yanzhao, et al. Operation strategy of battery energy storage system for smoothing short-term wind power fluctuation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(2): 17-22, 58.
- [10] 程亦直,张沛超,季琨杰,等. 分布式电池储能系统参与自动发电控制的协调控制方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 66-73.
CHENG Yizhi, ZHANG Peichao, JI Minjie, et al. Coordinated control strategy of distributed battery energy storage system participating in automatic generation control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 66-73.
- [11] LI N, UCKUN C, CONSTANTINESCU E M, et al. Flexible operation of batteries in power system scheduling with renewable energy[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 685-696.
- [12] 赵书强,王扬,徐岩,等. 基于机会约束目标规划的高风电接入比例下大规模储能与火电协调调度[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(4): 969-977.
ZHAO Shuqiang, WANG Yang, XU Yan, et al. Coordinated dispatch of large scale energy storage system and thermal generation in high wind power penetration level system based on chance constrained goal programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(4): 969-977.
- [13] 李本新,韩学山,蒋哲,等. 应对风电间歇性的火电机组组合模型与分析[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1569-1575.
LI Benxin, HAN Xueshan, JIANG Zhe, et al. Modeling and analysis of unit commitment to accommodate intermittent uncertainty[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1569-1575.
- [14] WU L, SHAHIDEHPOUR M, LI Z Y. Comparison of scenario-based and interval optimization approaches to stochastic SCUC[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 913-921.
- [15] 雷金勇,郭祚刚,陈聪,等. 考虑不确定性及电/热储能的综合能源系统两阶段规划-运行联合优化方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 169-175.
LEI Jinyong, GUO Zuogang, CHEN Cong, et al. Two-stage planning-operation co-optimization of IES considering uncertainty

- and electrical/thermal energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 169-175.
- [16] PARAMBATH I A T, JASMIN E A, PAZHERI F R, et al. Reinforcement learning solution to economic dispatch using pursuit algorithm[C]//2011 IEEE GCC Conference and Exhibition(GCC). Dubai, United Arab: IEEE, 2011: 263-266.
- [17] 张刘冬, 袁宇波, 孙大雁, 等. 基于两阶段鲁棒区间优化的风储联合运行调度模型[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 59-66, 93.
ZHANG Liudong, YUAN Yubo, SUN Dayan, et al. Joint operation model of wind-storage system based on two-stage robust interval optimization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 59-66, 93.
- [18] 刘万福, 赵树野, 康赫然, 等. 考虑源荷双重不确定性的多能互补系统两阶段鲁棒优化调度[J/OL]. 电力系统及其自动化学报. (2020-02-20)[2020-12-18]. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.000406>.
- [19] 张刚, 张峰, 张利, 等. 考虑碳排放交易的日前调度双阶段鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(18): 5490-5499.
ZHANG Gang, ZHANG Feng, ZHANG Li, et al. Two-stage robust optimization model of day-ahead scheduling considering carbon emissions trading[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18): 5490-5499.
- [20] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 考虑风储一体的多场景两阶段调度决策模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(1): 135-140.
GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. Multi-scenario two-stage dispatch decision-making model for wind farm with integrated energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 135-140.

作者简介:



孙东磊

孙东磊(1988—),男,山东济宁人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统规划(E-mail: sdsdle@sina.com);

马逸然(1996—),女,山东济南人,硕士研究生,通信作者,研究方向为电力系统运行与调度(E-mail: yiranm@mail.sdu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Robust dispatching of energy storage coordinated with AGC units

SUN Donglei¹, ZHENG Zhijie¹, MA Yiran², HAN Xueshan², WANG Mingqiang², YANG Si¹, WANG Yiqun¹

(1. Economic & Technology Research Institute of State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250021, China;

2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: Taking advantage of the fast regulation rate of energy storage to participate in the dispatching of AGC(Automatic Generation Control) units, has an obvious advantage to deal with the intermittency of wind and photovoltaic power. The existing dispatching decision methods considering energy storage are often unable to accurately depict the effect of energy storage in dealing with the intermittency. Therefore, a two-stage robust optimal dispatching model for energy storage coordinated with AGC units to cope with intermittency of wind and photovoltaic power is proposed. The action trajectory of energy storage and AGC units in control is abstracted as a process between any two moments. The characteristic of rapid charging and discharging of energy storage is utilized to make up for the lack of response speed of AGC units and improve their climbing ability to release regulating potential, so as to deal with the intermittent problem of renewable energy power generation. The two-stage model has the characteristics of complex decoupling and large iteration times, which is solved by C&CG(Column and Constraint Generation) algorithm. Example results show that, compared with the model without considering the energy storage's effect on intermittency, the proposed model has stronger robustness, can effectively reduce the configuration demand for power system dispatching, and has obvious advantages in economy and efficiency.

Key words: automatic generation control; energy storage; intermittency; coordinated dispatching; robust optimization

附录

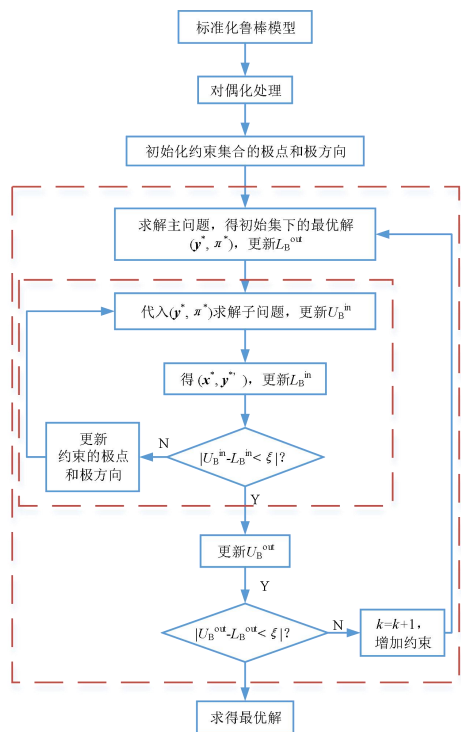


图 A1 鲁棒模型的求解流程
Fig.A1 Solution process of robust model

表 A1 AGC 机组的参数
Table A1 Parameter of AGC units

AGC 机组	出力上界/MW	出力下界/MW	爬坡限值/(MW·h ⁻¹)	燃料耗费曲线参数		
				<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
1	110	25	10	0.00756	7.52	261
2	150	40	20	0.00451	7.94	357
3	150	30	15	0.00418	7.83	315

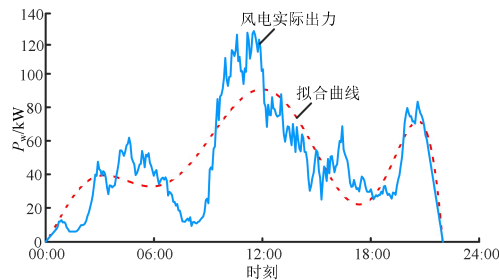


图 A2 风电场预测输出功率曲线
Fig.A2 Forecasting output power curve of wind farm

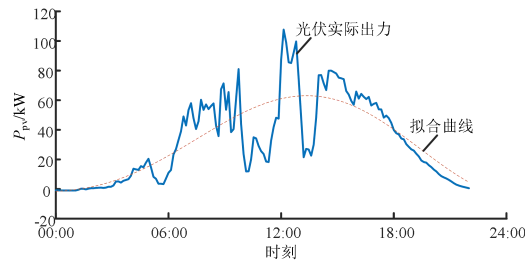


图 A3 光伏预测输出功率曲线
Fig.A3 Forecasting output power curve of photovoltaic