

基于风电出力概率预测模型的源荷储日前概率优化调度

张紫菁,张芳,姚文鹏

(天津大学 智能电网教育部重点实验室,天津 300072)

摘要:为提高电力系统应对风电出力不确定性的能力,基于概率优化方法,构建源荷储日前概率优化调度模型,该模型在考虑风电出力概率分布的同时避免了大量场景的生成与缩减过程,且能够考虑风电出力偏离预测值后常规机组的调整情况,实现备用容量在各机组间的最优分配。在对储能设备进行日前调度时,根据荷电状态的变化动态调整储能设备的充放电功率上限值,改进储能设备的数学模型,避免储能设备发生过充和过放。采用IEEE 6节点系统进行算例分析,验证了所建模型的有效性。

关键词:风电;核密度估计;源荷储协调调度;概率优化;日前调度

中图分类号:TM 73;TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202205014

0 引言

近年来随着国家对环境保护问题的重视,越来越多的风电机组实现了并网,风电逐渐成为我国第三大电源,然而风力资源本身所具有的波动性与随机性给电力系统安全运行带来了巨大的挑战。

为保证电力系统的安全稳定运行,在调度过程中需要考虑风电出力不确定性的影响,传统调度模式通常以预留一定备用容量的方式来应对风电出力的不确定性。文献[1]按照风电点预测出力的百分比为系统设置正负备用容量,但这种方式难以确定该百分比。文献[2-4]对系统各时段的备用容量大小进行动态设置,然而动态设置备用容量的方法仅能对系统内的总备用容量进行优化,难以实现各机组间备用容量的优化。有学者采用场景法^[5]和鲁棒法^[6-7]应对风电出力的不确定性。除上述方法外,文献[8]提出一种概率优化方法,单独考虑各时刻系统可能发生的扰动事件及其发生的概率进行优化调度,以应对系统中可能出现的机组故障或线路故障情况,目前尚未有研究将该方法应用于含风电的电力系统调度中。

在电力系统日前调度模型中,通常以风电点预测结果为依据,假设风电点预测误差服从某种特定的概率分布函数,文献[2-3]均采用该方法描述风电出力的不确定性,然而以特定的概率分布函数描述风电出力的不确定性对分布函数形式及其参数的选取具有一定的依赖性。非参数化的风电概率预测能够直接计算出预测误差分布的分布函数或分位点,不存在分布假设不合理的问题,但由于预测结果无法直接用解析式的形式表示,这对其应用造成了一定的困难,目前较少有研究将风电的非参数概率预测结果应用于电力系统日前调度中。

风电并网规模的增大增加了火电机组的调节压力,使储能设备和柔性负荷参与电力系统优化调度是提高系统灵活性、缓解火电机组调节压力的有效途径。文献[9]对用户负荷进行精细分类,并考虑蓄电池和电动汽车的充放电功能,构建智能小区内综合能源日前优化调度模型。文献[10]在优化过程中将储能设备的初始荷电状态SOC(State Of Charge)作为优化变量同时进行优化,并作为上一个调度时刻调整的依据。文献[11]将可中断负荷与储能设备作为灵活性资源,构建计及灵活性的随机优化调度模型。然而上述文献在构建储能设备的调度模型时,均只考虑储能设备最大充放电功率约束及最大、最小SOC约束,忽略了运行过程中SOC对储能设备充放电能力的影响。

在上述研究的基础上,本文将风电的非参数概率预测结果应用于电力系统日前调度中,摆脱了特定形式的概率分布函数对参数的依赖,更准确地描述了风电出力的不确定性。本文利用文献[8]中的概率优化调度方法解决风电出力的不确定性,构建含风电电力系统的源荷储日前概率优化调度模型,并根据SOC的变化动态调整储能设备充放电功率的上限值,改进了储能设备的数学模型。与现有调度模型相比,本文构建的日前调度模型具有以下优点:在考虑风电出力概率分布的前提下进行日前调度,避免了调度结果过于保守以及大量场景的生成与缩减过程;考虑风电出力偏离预测值后常规机组的调整情况,实现了备用容量在各机组间的最优分配;对储能调度模型的改进使储能设备的SOC维持在更安全的范围内,降低了储能设备发生过充或过放的风险。采用IEEE 6节点系统进行算例分析,验证了所建模型的有效性。

1 风电出力概率预测

高精度的风电出力预测是一项提高含风电电力

系统安全性的重要技术。点预测是目前最常用的风电出力预测形式,然而由于风资源本身具有随机性,且风电出力预测模型存在一定的固有缺陷,这使得风电出力点预测误差难以避免。风电出力的概率预测是利用气象数据、历史风电预测数据和实际数据,对未来时段风电出力的出力区间或概率密度函数 PDF(Probability Density Function)进行预测。非参数概率预测方法不需要预先假设密度函数的表现形式,不存在分布假设不合理的问题,预测效果更好。目前,常用的非参数概率预测方法包括核密度估计法和分位数回归法,其中核密度估计法得到的预测值与观测值之间的匹配程度更高^[4],因此,本文采用该方法进行风电出力概率预测,具体过程如下。

1) 获取待预测风电场的历史数据,包括风电出力日前点预测数据和实测数据,计算各时段的标准出力点预测误差,计算公式为:

$$e_{w,t} = \frac{P_{w,t}^{\text{real}} - P_{w,t}^{\text{pred}}}{P_{w,t}^{\text{pred}}} \quad (1)$$

式中: $e_{w,t}$ 为 t 时段风电场 w 的标准化误差,在无特别说明的情况下,后文所采用的预测误差均为标准化误差; $P_{w,t}^{\text{real}}$ 、 $P_{w,t}^{\text{pred}}$ 分别为 t 时段风电场 w 的实际出力和日前点预测出力。

2) 根据风电场的装机容量对风电出力日前点预测数据进行归一化处理,计算公式为:

$$P_{w,t}^{\text{pred, stan}} = \frac{P_{w,t}^{\text{pred}}}{P_w^{\text{capa}}} \quad (2)$$

式中: $P_{w,t}^{\text{pred, stan}}$ 为 t 时段风电场 w 的归一化日前点预测出力; P_w^{capa} 为风电场 w 的装机容量。

3) 根据各时段的归一化日前点预测出力对待预测风电场的历史数据进行区间划分。采用核密度估计法对每个区间子集的点预测误差 PDF 进行估计,其估计量为:

$$\hat{f}(e) = \frac{1}{Nh} \sum_{e_{w,t} \in E} K\left(\frac{e - e_{w,t}}{h}\right) \quad (3)$$

式中: $\hat{f}(e)$ 为点预测误差 PDF 的估计量, e 为表示点预测误差的自变量; N 为区间子集的样本总数; h 为核密度估计的窗宽; E 为核密度估计样本的区间子集; $K(\cdot)$ 为核密度估计的核函数,本文选取高斯核函数进行估计,如式(4)所示。

$$K(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{2}\right) \quad (4)$$

式中: x 为核函数的自变量。

4) 对未来 t 时段的风电出力进行日前点预测,对日前点预测出力进行归一化处理,判断归一化日前点预测出力所处区间,并将步骤3)中对应区间的点预测误差 PDF 估计结果作为未来 t 时段的点预测误差 PDF。

2 储能侧及负荷侧调度模型

随着大量风电并网,部分常规电源被清洁能源所取代,这造成电力系统灵活性降低,仅依靠常规电源提供备用的传统调度模式难以有效应对净负荷的波动^[11],因此,本文考虑储能设备及可调度负荷参与电力系统日前调度,以提高电力系统的经济性与灵活性。

2.1 储能设备数学模型

对于储能设备,主要考虑其一次投资成本以及运行维护成本,在投资回收期 t 时段的平均运行成本 C_t^s 可表示为:

$$C_t^s = \sum_{s=1}^{N_s} c_s \left(\eta_s^{\text{ch}} P_{s,t}^{\text{ch}} + P_{s,t}^{\text{dis}} / \eta_s^{\text{dis}} \right) \quad (5)$$

式中: N_s 为储能设备总数; c_s 为储能设备 s 折算后的单位充放电成本; $P_{s,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时段储能设备 s 逆变器电网侧的充电和放电功率; η_s^{ch} 、 η_s^{dis} 分别为储能设备 s 的充电和放电效率。

储能设备在运行过程中需满足的约束主要包括最大充放电功率约束,最大、最小 SOC 约束以及调度周期内充放电功率平衡约束。在现有研究中,储能设备的最大充放电功率约束主要考虑储能并网逆变器容量的限制,忽略了储能设备运行状态的影响,但在实际运行中,储能设备的充放电能力受到其 SOC 的影响,当 SOC 较大时,储能设备充电能力降低,此时应降低储能设备允许的最大充电功率限制,避免其 SOC 迅速达到最大值,造成储能设备在日内调整阶段没有充电能力,同理,在 SOC 较小时,应尽量降低储能设备允许的最大放电功率,使储能设备为日内调整阶段留有一定的放电空间,因此,本文改进储能设备的数学模型,其在运行过程中需满足的约束如下:

$$S_{\text{OC},s,t} = S_{\text{OC},s,t-1} + \frac{\eta_s^{\text{ch}} P_{s,t}^{\text{ch}}}{E_s} \Delta t - \frac{P_{s,t}^{\text{dis}}}{\eta_s^{\text{dis}} E_s} \Delta t \quad \forall s, t \quad (6)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{ch}} \leq \min \left\{ u_{s,t}^{\text{ch}} P_s^{\text{ch, max}}, \frac{S_{\text{OC},s,t}^{\text{max}} - S_{\text{OC},s,t}}{S_{\text{OC},s}^{\text{max}} - S_{\text{OC},s}^{\text{mid}}} P_s^{\text{ch, max}} \right\} \quad \forall s, t \quad (7)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{dis}} \leq \min \left\{ u_{s,t}^{\text{dis}} P_s^{\text{dis, max}}, \frac{S_{\text{OC},s,t} - S_{\text{OC},s}^{\text{min}}}{S_{\text{OC},s}^{\text{mid}} - S_{\text{OC},s}^{\text{min}}} P_s^{\text{dis, max}} \right\} \quad \forall s, t \quad (8)$$

$$S_{\text{OC},s}^{\text{mid}} = \frac{S_{\text{OC},s}^{\text{min}} + S_{\text{OC},s}^{\text{max}}}{2} \quad \forall s \quad (9)$$

$$u_{s,t}^{\text{dis}} + u_{s,t}^{\text{ch}} \leq 1 \quad \forall s, t \quad (10)$$

$$S_{\text{OC},s}^{\text{min}} \leq S_{\text{OC},s,t} \leq S_{\text{OC},s}^{\text{max}} \quad \forall s, t \quad (11)$$

$$S_{\text{OC},s,T} = S_{\text{OC},s,0} \quad \forall s \quad (12)$$

式中: $S_{\text{OC},s,t}$ 为 t 时段储能设备 s 的 SOC; E_s 为储能设备 s 的容量; Δt 为日前调度步长,本文取值为 1 h; $u_{s,t}^{\text{ch}}$ 、 $u_{s,t}^{\text{dis}}$ 分别为表示储能充电和放电状态的 0-1 变量,当储能设备 s 处于充电状态时, $u_{s,t}^{\text{ch}} = 1$ 、 $u_{s,t}^{\text{dis}} = 0$,当储能设备 s 处于放电状态时, $u_{s,t}^{\text{ch}} = 0$ 、 $u_{s,t}^{\text{dis}} = 1$; $P_s^{\text{ch, max}}$ 、 $P_s^{\text{dis, max}}$ 分

别为储能设备 s 的最大充电和放电功率; $S_{OCs}^{\max}$ 、 $S_{OCs}^{\min}$ 分别为储能设备 s 的 SOC 上限和下限; S_{OCs}^{mid} 为储能设备 s 的 SOC 均值; T 为调度周期内的总时段数, 本文取值为 24。对式 (7) 中储能设备充电功率 $P_{s,t}^{\text{ch}}$ 上限值的分析如下: 当储能设备 s 的 $S_{OCs,t} < S_{OCs}^{\text{mid}}$ 时, 该储能设备充电能力较强, 此时允许其以最大充电功率进行充电; 当储能设备 s 的 $S_{OCs,t} > S_{OCs}^{\text{mid}}$ 时, 随着 $S_{OCs,t}$ 的增大, 该储能设备充电能力减弱, 因此, 逐渐降低其允许的最大充电功率, 当 $S_{OCs,t}$ 达到 $S_{OCs}^{\max}$ 时, 不再允许该储能设备充电。同理可分析式 (8), 此处不再赘述。式 (10) 保证 t 时段储能设备 s 不能同时处于充电和放电状态。式 (11) 为储能设备 SOC 的上、下限约束, 避免储能设备过充或过放。式 (12) 为保证储能设备在调度周期始、末时段 SOC 相等的约束, 有利于循环调度。

2.2 可调度负荷数学模型

本文主要考虑可转移和可中断 2 类负荷参与电力系统日前调度, 2 类负荷的价格激励方式参考文献 [12-13] 进行设置, 具体模型如附录 A 式 (A1) — (A5) 所示。

3 日前概率优化调度模型

在应对系统不确定性的方法方面, 文献 [8] 提出一种概率优化方法, 单独考虑各时段系统可能发生的扰动事件及其发生的概率进行优化调度, 以应对系统内可能出现的机组或线路故障情况。本文将该方法应用于含风电电力系统的调度中, 构建日前概率优化调度模型。

3.1 风电出力不确定性的处理

在含风电的电力系统中, 系统的扰动事件主要为风电实际出力和负荷实际值偏离预测值的情况。现阶段, 负荷预测的精确度远高于风电预测的精确度, 因此, 本文忽略负荷的不确定性, 将风电实际出力偏离预测值视为系统的扰动事件。本文利用风电出力点预测误差 PDF 的分位点对点预测误差 PDF 进行分段, 并将各段点预测误差的期望转换为风电实际出力的期望, 从而建立风电出力的多状态模型, 点预测误差 PDF 的分段数即为风电出力状态数。风电出力的多状态模型如附录 B 图 B1 所示, 图中的分布函数为基于核密度估计法得到的 t 时段风电场 w 出力的点预测误差 PDF。对于风电出力状态数为 $N_{K,w}$ 的多状态模型, 其在各状态发生的概率及风电出力的期望分别为:

$$P_r(P_{k_w,w,t}^W) = \begin{cases} \int_{e_{w,t}^{k_w}}^{e_{w,t}^{k_w+1}} f_{w,t}(e) de & k_w = 1, 2, \dots, N_{K,w} - 1 \\ \int_{e_{w,t}^{k_w}}^{+\infty} f_{w,t}(e) de & k_w = N_{K,w} \end{cases} \quad (13)$$

$$P_{k_w,w,t}^W = \begin{cases} P_{w,t}^{\text{pred}} \left(1 + \frac{\int_{e_{w,t}^{k_w}}^{e_{w,t}^{k_w+1}} e f_{w,t}(e) de}{\int_{e_{w,t}^{k_w}}^{e_{w,t}^{k_w+1}} f_{w,t}(e) de} \right) & k_w = 1, 2, \dots, N_{K,w} - 1 \\ P_{w,t}^{\text{pred}} \left(1 + \frac{\int_{e_{w,t}^{k_w}}^{+\infty} e f_{w,t}(e) de}{\int_{e_{w,t}^{k_w}}^{+\infty} f_{w,t}(e) de} \right) & k_w = N_{K,w} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_r(P_{k_w,w,t}^W)$ 为 t 时段风电场 w 处于第 k_w 个出力状态的概率, $P_{k_w,w,t}^W$ 为 t 时段风电场 w 第 k_w 个出力状态的实际出力的期望; $e_{w,t}^{k_w}$ 为 t 时段风电场 w 第 k_w 个出力状态的点预测误差下限, 本文取为点预测误差 PDF 的 $(k_w - 1) / N_{K,w}$ 分位点; $f_{w,t}(e)$ 为 t 时段风电场 w 点预测误差的预测 PDF。

对于仅含有 1 座风电场的电力系统而言, 概率优化调度模型中将包含 $N_K = N_{K,w}$ 个扰动事件, 即扰动事件发生的概率为风电场各出力状态发生的概率。对于含有 N_W 座风电场的电力系统而言, 系统可能发生的扰动事件为各风电场不同出力状态的组合, 即存在 $N_K = \prod_{w=1}^{N_W} N_{K,w}$ 个扰动事件, 在 t 时段, 第 k 个扰动事件 X_t^k 发生的概率 $P_r(X_t^k)$ 为各风电场所处状态发生概率的乘积, 即:

$$P_r(X_t^k) = \prod_{w=1}^{N_W} P_r(P_{k_w,w,t}^W) \quad (k_1, k_2, \dots, k_{N_W}) \rightarrow k \quad (15)$$

式中: $(k_1, k_2, \dots, k_{N_W}) \rightarrow k$ 为一种映射关系, 表示在第 k 个扰动事件中风电场 w 处于第 k_w 个出力状态。

3.2 目标函数

由于储能设备的 SOC 与各时段的充放电功率密切相关, 改变储能设备的充放电功率有可能影响后续时段的充放电能力, 日前调度的主要目的是得到各时段储能设备的 SOC 参考值, 而可转移负荷需在整个调度时段内保持出力平衡, 不能单独改变某时段的用电量, 因此, 在扰动事件发生后, 本文不考虑利用储能设备和可转移负荷进行调整, 储能设备和可转移负荷的运行状态与扰动事件发生前相同。综上, 本文概率优化调度模型的目标函数 F 为:

$$F = \min \sum_{t=1}^T \left(C_t^0 + \sum_{k=1}^{N_K} P_r(X_t^k) C_t^k \right) \quad (16)$$

$$\begin{cases} C_t^0 = C_t^{\text{G,op}} + C_t^{\text{G,st}} + C_t^{\text{G,rc}} + C_t^{\text{S}} + C_t^{\text{L}} + C_t^{\text{W}} + C_t^{\text{Lshd}} \\ C_t^k = C_{k,t}^{\text{G,ad}} + C_{k,t}^{\text{Lcut}} + C_{k,t}^{\text{W}} + C_{k,t}^{\text{Lshd}} \end{cases} \quad (17)$$

式中: C_t^0 为 t 时段扰动事件发生前的系统运行成本; C_t^k 为 t 时段第 k 个扰动事件发生后的调整成本和风险成本之和; $C_t^{\text{G,op}}$ 、 $C_t^{\text{G,st}}$ 、 $C_t^{\text{G,rc}}$ 分别为 t 时段扰动事件

发生前火电机组的燃料成本、启动成本和正负备用成本; C_t^S 为 t 时段扰动事件发生前储能设备的运行维护成本; C_t^L 为 t 时段扰动事件发生前可中断负荷和可转移负荷的调度成本,当出现系统的调节能力不足等紧急运行场景时,需要切除部分电力用户的负荷以维持系统功率的实时平衡^[14],本文将该部分用户非自愿的切负荷量描述为失负荷量,与可中断负荷实际调用的切负荷量进行区分; C_t^W 、 C_t^{Lshed} 分别为 t 时段扰动事件发生前弃风惩罚项和失负荷惩罚项; $C_{k,t}^{G,ad}$ 、 $C_{k,t}^{Leut}$ 、 $C_{k,t}^W$ 、 $C_{k,t}^{Lshed}$ 分别为 t 时段第 k 个扰动事件发生后火电机组的正负备用调用成本、可中断负荷实际切负荷功率补偿成本、弃风惩罚成本和失负荷惩罚成本。 C_t^S 可由式(5)计算得到,其余各项成本的计算方法如附录A式(A6)所示。

3.3 约束条件

日前概率优化调度的约束条件主要包括扰动事件发生前系统的运行约束和扰动事件发生后系统的调整约束。扰动事件发生前系统的运行约束包括火电机组和风电机组的运行约束、系统需满足的功率平衡约束和线路容量约束以及储能设备、可中断负荷和可转移负荷的运行约束。扰动事件发生后系统的调整约束包括火电机组、风电机组和可中断负荷的调整约束以及系统应满足的功率平衡约束和线路容量约束。各约束条件参考文献[1,13]进行设置,具体约束条件如附录A式(A7)~(A20)所示。

4 算例分析

采用IEEE 6节点系统进行算例分析,验证所建日前概率优化调度模型的有效性,该系统包含7条线路和3台火电机组。本文在节点2接入装机容量为100 MW的风电机组,在节点4接入1台储能设备,节点3—5为负荷节点,负荷数据参考文献[15],3个节点的负荷分配比例为1:2:2^[3],各负荷节点均包含1个可中断负荷,节点5还包含1个可转移负荷。IEEE 6节点系统结构如附录B图B2所示,火电机组、可转移负荷以及储能设备参数分别如附录B表B1—B3所示^[12,16]。本文在MATLAB 2019b平台上采用商业求解器Gurobi 9.1.0对所建的前日概率优化调度模型进行求解。在无特殊说明的情况下,弃风惩罚项成本系数 $c^W=150$ \$/MW^[17],失负荷惩罚项成本系数 $c^L=1000$ \$/MW,风电多状态模型的状态数为10,可中断负荷的单位容量成本 $c_n^{Leut, cap}=10$ \$/MW,单位切负荷容量补偿费用 $c_n^{Leut, ele}=100$ \$/MW^[14]。

4.1 风电非参数概率预测方法验证

本文以比利时国家电网2019年全年的风电日前点预测数据和实测数据为依据^[18],对风电的非参

数概率预测方法进行验证。将归一化日前点预测出力离散为 $[0, 0.2)$ 、 $[0.2, 0.4)$ 、 $[0.4, 0.6)$ 、 $[0.6, 0.8)$ 、 $[0.8, 1.0]$ 5个区间,以风电的日前点预测出力是否落入对应区间为样本分离条件,形成5个样本子集,采用核密度估计法求取各子集点预测误差的PDF,如图1所示(图中点预测误差为标么值,后同)。以 $[0.2, 0.4)$ 区间的数据为例,分别采用非参数核密度估计模型与正态分布模型对其分布情况进行拟合,得到的结果如图2所示。核密度估计法的最优窗宽由MATLAB自带函数ksdensity根据拇指原则自动选取。

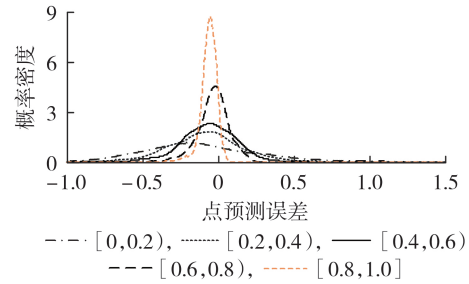


图1 不同区间内点预测误差的PDF预测结果

Fig.1 PDF prediction results of point prediction error in different intervals

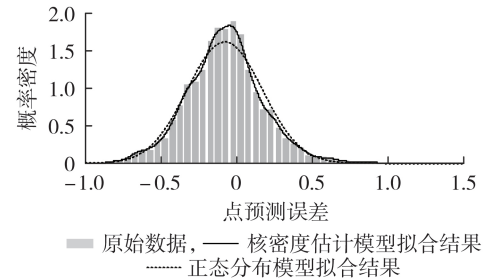


图2 不同模型下的点预测误差PDF拟合结果

Fig.2 PDF fitting results of point prediction error for different models

由图1可见,不同日前点预测出力区间对应的点预测误差PDF存在明显差异。当日前点预测出力较小时,点预测误差的方差较大;当日前点预测出力较大时,点预测误差的方差较小。此外,不同点预测出力区间中产生的预测误差为负值的概率也不同,当日前点预测出力处于 $[0, 0.2)$ 、 $[0.2, 0.4)$ 、 $[0.8, 1.0]$ 区间内时,预测误差为负值的概率高于为正值的概率,当日前点预测出力处于 $[0.4, 0.6)$ 、 $[0.6, 0.8)$ 区间时,预测误差为负值的概率和为正值的概率近似相等。

由图2可见,风电出力点预测误差的实际分布情况并不明显服从某种特定的概率分布形式,与采用正态分布模型拟合得到的PDF相比,核密度估计模型因能够摆脱特定形式的概率分布函数对参数的依赖,拟合得到的概率分布结果能够更准确地描述风电出力预测误差的真实分布情况,进一步提高了

预测模型的精确度。

4.2 日前概率优化调度模型有效性验证

本节仅考虑火电机组参与日前调度,为验证本文日前概率优化调度模型的有效性,将其与另外3种现有日前调度模型进行对比。通过对比利时国家电网2019年风电历史数据的分析发现,其总体点预测误差近似服从标准差为0.26的正态分布,因此各模型设置如下:模型1,确定性日前调度模型^[19],系统各时段的总备用容量设置为风电日前点预测出力的26%;模型2,确定性日前调度模型^[19],系统各时段的总备用容量设置为风电日前点预测出力的52%;模型3,文献[4]中的日前调度模型,利用风电非参数概率预测结果动态设置系统备用,系统各时段的总备用容量根据点预测误差累积概率分布函数的0.05分位点和0.95分位点进行设置;模型4,本文构建的日前概率优化调度模型。

采用比利时国家电网2020年1月的风电数据进行仿真,将各时段的风电数据均根据比利时电网风电场装机容量与IEEE 6节点系统风电场装机容量的比值进行等比缩减。上述4种模型在某天的备用容量优化情况以及在1月的系统实际运行情况分别如图3和表1所示。图3中, $r_{i,t}^u, r_{i,t}^d (i=1,2,3)$ 分别为火电机组*i*在*t*时段提供的正备用容量和负备用容量。

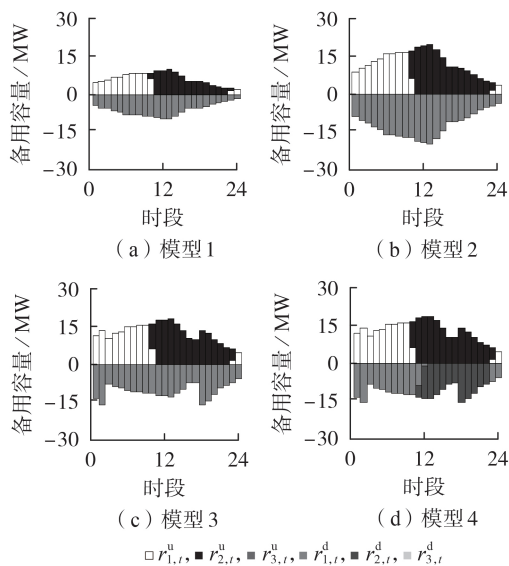


图3 各模型的机组备用容量优化结果

Fig.3 Optimization results of unit reserve capacity for different models

模型1和模型2中均根据风电出力以固定比例设置系统的正负备用容量。由于模型1中设置的备用容量较小,优化结果过于冒进,系统在实际运行时存在大量的弃风和失负荷现象,尽管系统的运行成本最低,但由弃风和失负荷引起的调整成本和风险成本之和过高,造成系统总成本最高。模型2中为系统设置了较为充足的备用容量,其弃风量和失负荷量较模型1明显减少,但在风电日前预测出力较小时,由于风电日前点预测误差较大,该模型仍不能为系统提供充足的备用容量,存在部分不必要的失负荷现象,而在风电日前预测出力较大时,由于风电日前点预测误差较小,该模型为系统提供了大量的备用容量,造成系统的运行成本和总成本过高。

模型3和模型4中均以风电出力的概率预测结果为依据进行优化调度,均能实现对系统备用的动态调节,使系统以最合理的机组组合方式运行,在降低系统运行成本的同时减少了系统的弃风量与失负荷量。但在动态调节系统的备用容量时,模型3中仅能考虑各机组提供的备用总量满足系统备用需求的约束,而模型4能够考虑各机组的调整成本,优化备用容量在各机组间的分配,使系统的调整成本更低。此外,在风电出力状态数为10的情况下,与模型3相比,模型4中为系统设置了更大的备用容量,系统的弃风量与失负荷量进一步减少。

综上,模型4的总成本、弃风量和失负荷量均为4种模型中的最小值,证明了本文所建日前概率优化调度模型的有效性。

4.3 参数变化对日前调度结果的影响

在日前概率优化调度模型中,扰动事件数、弃风惩罚项成本系数及失负荷惩罚项成本系数均会对日前调度结果产生影响,本节分析这3个参数对1月日前调度结果的影响。

1) 扰动事件数对日前调度结果的影响。

在本文的调度模型中,扰动事件数主要受到风电出力状态数的影响,风电出力状态数对日前调度结果的影响如图4所示。

由图4可见,由于选取的弃风惩罚项成本系数及失负荷惩罚项成本系数较大,系统的运行状态主要受到风电多状态模型中端点状态(3.1节中的第1个和第 $N_{K,w}$ 个状态)下的出力期望 $P_{1,w,t}^w$ 和 $P_{N_{K,w},w,t}^w$ 的影响。随着风电出力状态数的增多,机组提供更大

表1 各模型的系统实际运行情况

Table 1 Actual system operation situation of different models

模型	运行成本 / \$	调整成本和风险成本之和 / \$	总成本 / \$	弃风量 / (MW·h)	失负荷量 / (MW·h)
1	2851386.4	156005.7	3007392.1	96.47	130.19
2	2965534.1	26262.8	2991796.9	25.15	15.23
3	2864423.9	28310.7	2892734.6	25.35	11.19
4	2868595.7	19299.8	2887895.5	20.40	7.35

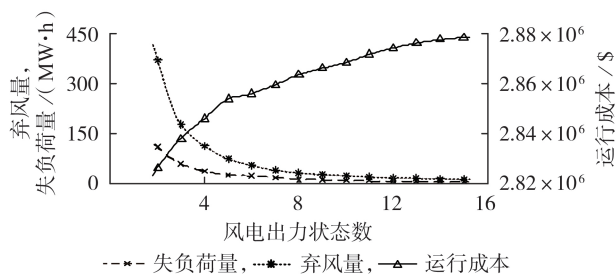


图4 风电出力状态数对日前调度结果的影响

Fig.4 Influence of wind power output status number on results of day-ahead dispatching

的正负备用容量以保证系统的安全运行,运行成本逐渐增加,系统的弃风量和失负荷量逐渐减少,此外,风电在端点状态下的出力期望 $P_{1,w,t}^w$ 和 $P_{N_{K,w},w,t}^w$ 的变化量逐渐减小,系统弃风量和失负荷量减少的趋势以及运行成本增长的趋势均逐渐减缓。通过调整概率优化模型中的风电出力状态数,即扰动事件数,能够实现弃风量和失负荷量与系统运行成本之间的平衡。

2) 弃风惩罚项成本系数对日前调度结果的影响。

弃风惩罚项成本系数 c^w 对日前调度结果的影响如附录B图B3所示。 c^w 的取值体现了系统对风能利用率的重视程度,其值越大表示系统对风能利用率的要求越高,系统需提供的负备用容量越大,运行成本越高,系统的弃风量越少。当 c^w 增至30 \$/MW后,系统的运行成本和弃风量均不再变化,这意味着此时在优化过程中的各种风电出力状态下,机组均已提供充足的负备用容量以避免弃风现象的发生,但由于实际风电出力仍有极端状态出现,这导致此时的弃风量无法避免。需要说明的是,在本算例中,使系统运行成本和弃风量不再变化的弃风惩罚项成本系数临界值为30 \$/MW,该临界值受到风电出力状态数 $N_{K,w}$ 的影响。

3) 失负荷惩罚项成本系数对日前调度结果的影响。

失负荷惩罚项成本系数 c^l 对日前调度结果的影响如附录B图B4所示。 c^l 的取值体现了系统对满足负荷需求的重视程度,其值越大表示系统对满足负荷需求的要求越高,因此,随着 c^l 的增大,系统提供的正备用容量越大,运行成本逐渐增加,系统的失负荷量逐渐减少。当 c^l 增至700 \$/MW后,系统的运行成本和失负荷量均不再变化,这意味着此时在优化过程中的各种风电出力状态下,机组均已提供充足的正备用容量以避免失负荷现象的发生,但由于实际风电出力仍有极端状态的出现,这导致此时的失负荷量无法避免。

由上述分析可以看出,通过调整日前概率优化调度模型中的风电出力状态数、弃风惩罚项成本系

数及失负荷惩罚项成本系数,能够实现弃风量和失负荷量与系统运行成本之间的平衡,进一步验证了本文模型的优越性。

4.4 储能调度模型验证

为验证本文改进的储能设备数学模型的有效性,设置2种调度模型进行对比:模型5,本文日前概率优化调度模型,仅考虑储能设备参与日前调度,储能设备采用传统模型^[16];模型6,本文日前概率优化调度模型,仅考虑储能设备参与日前调度,储能设备采用本文改进的模型。2种模型中储能设备在某天的SOC情况如图5所示。

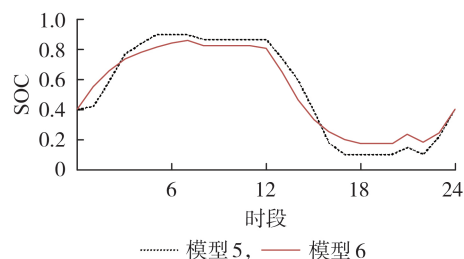


图5 储能设备的SOC

Fig.5 SOC of energy storage equipment

由图5可见:在时段5—7,模型5中储能设备的SOC已达到上限值,在日内系统功率发生波动时,SOC很容易超出上限值,造成储能设备过充,而尽管模型6中储能设备的SOC处于较高的水平,但始终维持在SOC上限值以下,为日内系统功率发生波动时留有了一定的调整空间,降低了储能设备发生过充的风险;在时段17—19,模型5中储能设备的SOC已达到下限值,在日内系统功率发生波动时,SOC很容易超出下限值,造成储能设备过放,而模型6中的储能设备仍具有一定的放电空间,降低了日内系统发生波动时储能设备发生过放的风险。综上所述,本文改进的储能设备数学模型能够使储能设备的SOC尽量处于较为安全的范围内,增大了储能设备的日内调整空间,降低了储能设备发生过充或过放的风险,更有利于储能设备的安全运行。

4.5 源荷储协调调度效果

为了验证储能设备与负荷侧调度对系统灵活性的影响,本节将各时段的负荷功率增大为原来的1.13倍,提高用电高峰时段的负荷量,增大负荷峰谷差,将模型4、模型6及如下2种调度模型进行对比:模型7,本文日前概率优化调度模型,仅考虑2种可调度负荷参与日前调度;模型8,本文日前概率优化调度模型,考虑2种可调度负荷与储能设备共同参与日前调度。

4种模型在1月实际运行时的总成本和失负荷量如附录B表B4所示。由表可知:模型4中仅有火电机组参与日前调度,在用电高峰时段,若风电出力

下降,则常规机组出力及爬坡能力的限制将造成系统灵活性不足,系统运行时的失负荷量较大;模型6中的储能设备能够在用电高峰时段放电,在用电低谷时段充电,实现了负荷转移,增强了系统灵活性,减少了系统运行时失负荷现象的发生;模型7中的可转移负荷起到了与储能设备相同的作用,同时可中断负荷能够在用电高峰时段为系统提供一定的等效正备用容量,增强了系统灵活性,减少了系统运行时的失负荷量;模型8中协同优化火电机组出力、负荷调度和储能设备出力,能够进一步增强系统灵活性,同时使系统经济性达到最优。

5 结论

本文考虑风电出力的不确定性,将风电的非参数概率预测结果应用于电力系统日前调度中,构建基于概率优化方法的电力系统源荷储日前概率优化调度模型,同时,考虑储能设备SOC对其运行状态的影响,改进储能设备的前日调度模型,最后采用IEEE 6节点系统进行算例分析,验证了所建模型的有效性,所得结论如下。

1)将风电概率预测结果应用于电力系统日前调度模型中,能够更准确地描述风电出力的概率分布情况,且非参数概率预测方法能摆脱特定形式的概率分布函数对参数的依赖,进一步提高了预测模型的准确度。

2)对现有储能设备的充放电功率约束进行改进,根据SOC的变化动态调整储能设备充电功率的上限值,能够在降低系统运行成本的同时,使储能设备的SOC维持在更安全的范围内,增大了储能设备的日内调整空间,降低了储能设备发生过充或过放的风险,更有利于储能设备的安全运行。

3)基于概率优化方法构建的源荷储日前概率优化调度模型能够在考虑风电出力概率分布的同时避免大量场景的生成与缩减过程,动态优化系统备用容量,同时优化备用容量在各机组间的分配,降低机组在风电出力发生偏差后的调整成本。通过调整风电出力状态数、弃风惩罚项成本系数及失负荷惩罚项成本系数,能够实现弃风量和失负荷量与系统运行成本之间的平衡。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 崔峰,曾鹏,王铮,等.考虑碳捕集电厂能量转移特性的弃风消纳多时间尺度调度策略[J].中国电机工程学报,2021,41(3):946-961.
- CUI Yang,ZENG Peng,WANG Zheng,et al. Multiple time scales scheduling strategy of wind power accommodation considering energy transfer characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(3):946-961.
- [2] 张丹宁,徐箭,孙元章,等.含风电电力系统日前备用动态评估

与优化[J].电网技术,2019,43(9):3252-3260.

ZHANG Danning,XU Jian,SUN Yuanzhang,et al. Day-ahead dynamic estimation and optimization of reserve in power systems with wind power[J]. Power System Technology,2019,43(9):3252-3260.

- [3] HUANG H Y,ZHOU M,LI G Y. An endogenous approach to quantifying the wind power reserve[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2020,35(3):2431-2442.
- [4] BOTTERUD A,ZHOU Z,WANG J,et al. Unit commitment and operating reserves with probabilistic wind power forecasts [C]//2011 IEEE Trondheim PowerTech. Trondheim, Norway: IEEE,2011:1-7.
- [5] ZENG Y,LI C,WANG H M. Scenario-set-based economic dispatch of power system with wind power and energy storage system[J]. IEEE Access,2020,8:109105-109119.
- [6] YAN X H,GU C H,ZHANG X,et al. Robust optimization-based energy storage operation for system congestion management[J]. IEEE Systems Journal,2020,14(2):2694-2702.
- [7] 符杨,邢馨月,李振坤,等.基于主从博弈的微电网多阶段鲁棒优化规划[J/OL].电力自动化设备.[2021-12-15]. <https://gfffg1b13095ec5284139sf5x9qofxc9bw6vbnfgfy.eds.tju.edu.cn/10.16081/j.epae.202112008>.
- [8] 查浩.电力系统概率优化调度理论研究[D].济南:山东大学,2009.
- ZHA Hao. Study of power system probabilistic optimal dispatching[D]. Jinan:Shandong University,2009.
- [9] 蔡紫婷,彭敏放,沈美娥.考虑需求侧资源的智能小区综合能源日前优化调度[J].电力自动化设备,2021,41(3):18-24,32.
- CAI Ziting,PENG Minfang,SHEN Meie. Day-ahead optimal scheduling of smart integrated energy communities considering demand-side resources[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(3):18-24,32.
- [10] 黄弦超,封钰.考虑机组灵活性的独立微网日前日内协调优化调度[J].电力自动化设备,2020,40(4):125-131.
- HUANG Xianchao,FENG Yu. Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of stand-alone microgrid considering unit flexibility[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(4):125-131.
- [11] 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 Gaohang,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.
- [12] 张简炼,罗刚,章立宗,等.计及负荷波动及线路可靠性的两阶段风险调度[J].电网技术,2020,44(4):1543-1552.
- ZHANG Jianlian,LUO Gang,ZHANG Lizong,et al. Two-stage risk dispatching considering load fluctuation and line reliability [J]. Power System Technology,2020,44(4):1543-1552.
- [13] 陈哲,王槽裕,郭创新,等.计及风电备用容量与需求响应的多备用资源鲁棒优化[J].电力系统自动化,2020,44(10):50-58.
- CHEN Zhe,WANG Luyu,GUO Chuangxin,et al. Robust optimization of multiple reserve resources considering reserve capacity of wind power and demand response[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(10):50-58.
- [14] 陈哲,张伊宁,马光,等.计及需求侧响应日前-日内两阶段鲁棒备用优化[J].电力系统自动化,2019,43(24):67-76.
- CHEN Zhe,ZHANG Yining,MA Guang,et al. Two-stage day-ahead and intra-day robust reserve optimization considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(24):67-76.
- [15] WANG J H,SHAHIDEHPOUR M,LI Z Y. Contingency-con-

- strained reserve requirements in joint energy and ancillary services auction[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3):1457-1468.
- [16] ZHOU Y Z, ZHAI Q Z, WU L. Multistage transmission-constrained unit commitment with renewable energy and energy storage: implicit and explicit decision methods[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(2):1032-1043.
- [17] 王淑云, 娄素华, 吴耀武, 等. 计及火电机组深度调峰成本的大规模风电并网鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 118-125.
- WANG Shuyun, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Robust optimal dispatch of large-scale wind power integration considering deep peak regulation cost of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1):118-125.
- [18] Elia Group. Wind-power generation data[EB/OL]. [2021-12-15]. <https://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/wind-power-generation>.
- [19] 杨柳青, 林舜江, 刘明波, 等. 考虑风电接入的大型电力系统多目标动态优化调度[J]. 电工技术学报, 2014, 29(10):286-295.

YANG Liuqing, LIN Shunjiang, LIU Mingbo, et al. Multi-objective dynamic optimal dispatch for large-scale power systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(10):286-295.

作者简介:



张紫菁

张紫菁(1997—),女,硕士研究生,主要研究方向为新能源电力系统源荷储协调优化调度(E-mail: zhangzijing@tju.edu.cn);

张芳(1972—),女,副研究员,博士,研究方向为柔性高压直流输电及灵活交流输电系统控制方法(E-mail: zhangfang@tju.edu.cn);

姚文鹏(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为柔性直流输电系统高频振荡及抑制(E-mail: 253329561@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

Day-ahead probabilistic optimal dispatching of source-load-storage based on probabilistic prediction model of wind power output

ZHANG Zijing, ZHANG Fang, YAO Wenpeng

(Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: In order to improve the ability of power system to cope with the uncertainty of wind power output, a day-ahead probabilistic optimal dispatching model of source-load-storage is constructed based on the probabilistic optimization method, which avoids the generation and reduction of a large number of scenarios while considering the probabilistic distribution of wind power output, and can consider the adjustment condition of conventional units after deviation of wind power output from the predicted value to achieve the optimal allocation of reserve capacity among each unit. When the day-ahead dispatching of energy storage equipment is carried out, the upper limit of charging and discharging power of energy storage equipment is dynamically adjusted according to the variation of the state of charge, and the mathematical model of the energy storage equipment is improved to avoid overcharging and overdischarging of energy storage equipment. The IEEE 6-bus system is adopted for case analysis to verify the validity of the constructed model.

Key words: wind power; kernel density estimation; coordinated dispatching of source-load-storage; probabilistic optimization; day-ahead dispatching

附录 A

1.可调度负荷数学模型

1)可转移负荷数学模型。

可转移负荷主要指部分对用电时间不敏感的负荷，如空调、洗衣机、高能耗企业等。这类负荷用户可以依据不同时段的电价选择其使用时间。本文依据可转移负荷用户在转移前后的负荷量对用户进行补偿，其机制与电价型模型类似。调度周期内 t 时段可转移负荷的补偿费用 C_t^{Ltrans} 可表示为：

$$C_t^{\text{Ltrans}} = \sum_{m=1}^{N_{\text{LT}}} c_m^{\text{Ltrans}} (\Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,u}} + \Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,d}}) \quad (\text{A1})$$

式中： N_{LT} 为可转移负荷用户总数； c_m^{Ltrans} 为可转移负荷用户 m 单位负荷量的转移补偿成本； $\Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,u}}$ 、 $\Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,d}}$ 分别为可转移负荷用户 m 在 t 时段增加、减少的负荷量。

可转移负荷在调度中满足的约束主要包括可转移负荷用电总量约束和转移负荷量上、下限约束：

$$\sum_{t=1}^T \Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,u}} = \sum_{t=1}^T \Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,d}} \quad \forall m \quad (\text{A2})$$

$$\begin{cases} P_m^{\text{Ltrans,u,min}} \leq \Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,u}} \leq P_m^{\text{Ltrans,u,max}} & \forall m, t \\ P_m^{\text{Ltrans,d,min}} \leq \Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,d}} \leq P_m^{\text{Ltrans,d,max}} & \forall m, t \end{cases} \quad (\text{A3})$$

式中： $P_m^{\text{Ltrans,u,max}}$ 、 $P_m^{\text{Ltrans,u,min}}$ 、 $P_m^{\text{Ltrans,d,max}}$ 、 $P_m^{\text{Ltrans,d,min}}$ 分别为可转移负荷 m 在单个时间段内允许增大、减小的最大、最小负荷量。

2)可中断负荷数学模型。

可中断负荷能够在系统负荷较大时减少负荷需求量，等效为电力系统提供了正备用容量。对于参与了可中断负荷调度的用户，电力公司不仅需对其支付实际切负荷量的电量补偿费用，还需支付其日前所提交的切负荷容量补偿费用，在 t 时段可中断负荷的运行成本 C_t^{Lcut} 为：

$$C_t^{\text{Lcut}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{LC}}} (c_n^{\text{Lcut,cap}} P_{n,t}^{\text{Lcut}} + c_n^{\text{Lcut,ele}} \Delta P_{n,t}^{\text{Lcut}}) \quad (\text{A4})$$

式中： N_{LC} 为可中断负荷用户总数； $c_n^{\text{Lcut,cap}}$ 、 $c_n^{\text{Lcut,ele}}$ 分别为可中断负荷用户 n 的单位切负荷容量成本和实际切负荷功率补偿成本； $P_{n,t}^{\text{Lcut}}$ 、 $\Delta P_{n,t}^{\text{Lcut}}$ 分别为可中断负荷用户 n 在 t 时段提交的切负荷容量和实际切负荷量。

可中断负荷在调度中满足的约束包括切负荷容量约束及切负荷量约束：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,t}^{\text{Lcut}} \leq P_{n,t}^{\text{Lcut,max}} & \forall n, t \\ 0 \leq \Delta P_{n,t}^{\text{Lcut}} \leq P_{n,t}^{\text{Lcut}} & \forall n, t \end{cases} \quad (\text{A5})$$

式中： $P_{n,t}^{\text{Lcut,max}}$ 为 t 时段可中断负荷 n 的最大切负荷容量。

2.概率优化调度模型目标函数中各项成本的计算

$$\begin{cases}
C_t^{G,op} = \sum_{i=1}^{N_G} \left\{ u_{i,t}^G \left[\alpha_i + \beta_i P_{i,t}^G + \gamma_i (P_{i,t}^G)^2 \right] \right\} \\
C_t^{G,st} = \sum_{i=1}^{N_G} c_i^{G,start} u_{i,t}^G (1 - u_{i,t-1}^G) \\
C_t^{G,re} = C_t^{G,re,u} + C_t^{G,re,d} = \sum_{i=1}^{N_G} (c_i^{G,ru} r_{i,t}^u + c_i^{G,rd} r_{i,t}^d) \\
C_t^L = C_t^{Ltrans} + C_t^{Lcut} \\
C_t^W = c^W \sum_{w=1}^{N_W} (P_{w,t}^{pred} - P_{w,t}^{W,plan}) \\
C_t^{Lshed} = c^L P_t^{Lshed} \\
C_{k,t}^{G,ad} = \sum_{i=1}^{N_G} (c_i^{G,pu} P_{k,i,t}^{G,pu} + c_i^{G,pd} P_{k,i,t}^{G,pd}) \\
C_{k,t}^{Lcut} = \sum_{n=1}^{N_{LC}} c_n^{Lcut,ele} \Delta P_{k,n,t}^{Lcut} \\
C_{k,t}^W = c^W \sum_{w=1}^{N_W} (P_{k,w,t}^W - P_{k,w,t}^{W,plan}) \\
C_{k,t}^{Lshed} = c^L P_{k,t}^{Lshed}
\end{cases} \quad (A6)$$

式中：\$N_G\$ 为火电机组总数；\$u_{i,t}^G\$ 表示火电机组运行状态变量，为 0-1 变量；\$\alpha_i\$、\$\beta_i\$、\$\gamma_i\$ 为火电机组 \$i\$ 的燃料系数；\$P_{i,t}^G\$ 为火电机组 \$i\$ 在扰动事件发生前的计划出力；\$c_i^{G,start}\$ 为火电机组 \$i\$ 的单次启动成本；\$c_i^{G,ru}\$、\$c_i^{G,rd}\$ 分别为火电机组 \$i\$ 正备用容量和负备用容量的成本系数；\$r_{i,t}^u\$、\$r_{i,t}^d\$ 分别为火电机组 \$i\$ 在 \$t\$ 时段提供的正备用容量和负备用容量；\$c^W\$、\$c^L\$ 分别为弃风和失负荷惩罚项的成本系数；\$P_{w,t}^{W,plan}\$ 为 \$t\$ 时段风电场 \$w\$ 在扰动事件发生前的计划出力；\$P_t^{Lshed}\$ 为扰动事件发生前系统由于供需不平衡造成的失负荷量；\$c_i^{G,pu}\$、\$c_i^{G,pd}\$ 分别为火电机组 \$i\$ 的正、负备用容量调用成本系数；\$P_{k,i,t}^{G,pu}\$、\$P_{k,i,t}^{G,pd}\$ 分别为 \$t\$ 时段第 \$k\$ 个扰动事件发生后火电机组 \$i\$ 的正备用和负备用出力值；\$\Delta P_{k,n,t}^{Lcut}\$ 为 \$t\$ 时段第 \$k\$ 个扰动事件发生后第 \$n\$ 个可中断负荷的实际调用负荷量；\$P_{k,w,t}^{W,plan}\$ 为 \$t\$ 时段第 \$k\$ 个扰动事件发生后风电场 \$w\$ 的计划出力值；\$P_{k,t}^{Lshed}\$ 为 \$t\$ 时段第 \$k\$ 个扰动事件发生后系统由于供需不平衡造成的实际失负荷量。

3. 日前概率优化调度模型约束条件

1) 扰动事件发生前系统的运行约束。

火电机组出力约束：

$$u_{i,t}^G P_i^{G,min} \leq P_{i,t}^G \leq u_{i,t}^G P_i^{G,max} \quad \forall i, t \quad (A7)$$

式中：\$P_i^{G,max}\$、\$P_i^{G,min}\$ 分别为火电机组 \$i\$ 的最大、最小出力。

火电机组爬坡约束：

$$\begin{cases} P_{i,t}^G - P_{i,t-1}^G \leq P_i^{G,\text{up}} \\ P_{i,t-1}^G - P_{i,t}^G \leq P_i^{G,\text{down}} \end{cases} \quad \forall i, t \geq 2 \quad (\text{A8})$$

式中：\$P_i^{G,\text{up}}\$、\$P_i^{G,\text{down}}\$ 分别为火电机组 \$i\$ 的上、下爬坡功率限值。

火电机组最短启停时间约束：

$$\begin{cases} \sum_{n=t}^{t+T_i^{\text{on}}-1} u_{i,n}^G \geq T_i^{\text{on}} (u_{i,t}^G - u_{i,t-1}^G) & \forall i, 1 \leq t \leq T - T_i^{\text{on}} + 1 \\ \sum_{n=t}^T [u_{i,n}^G - (u_{i,t}^G - u_{i,t-1}^G)] \geq 0 & \forall i, T - T_i^{\text{on}} + 2 \leq t \leq T \end{cases} \quad (\text{A9})$$

$$\begin{cases} \sum_{n=t}^{t+T_i^{\text{off}}-1} (1 - u_{i,n}^G) \geq T_i^{\text{off}} (u_{i,t-1}^G - u_{i,t}^G) & \forall i, 1 \leq t \leq T - T_i^{\text{off}} + 1 \\ \sum_{n=t}^T [(1 - u_{i,n}^G) - (u_{i,t-1}^G - u_{i,t}^G)] \geq 0 & \forall i, T - T_i^{\text{off}} + 2 \leq t \leq T \end{cases} \quad (\text{A10})$$

式中：\$T_i^{\text{on}}\$、\$T_i^{\text{off}}\$ 分别为火电机组 \$i\$ 的最小开机时间和最小停机时间。

火电机组备用容量约束：

$$\begin{cases} 0 \leq r_{i,t}^u \leq \min [u_{i,t}^G (P_i^{G,\text{max}} - P_{i,t}^G), r_i^{u,\text{max}}] \\ 0 \leq r_{i,t}^d \leq \min [u_{i,t}^G (P_{i,t}^G - P_i^{G,\text{min}}), r_i^{d,\text{max}}] \end{cases} \quad \forall i, t \quad (\text{A11})$$

式中：\$r_i^{u,\text{max}}\$、\$r_i^{d,\text{max}}\$ 分别为火电机组 \$i\$ 能够提供的最大正备用容量和负备用容量。

风电机组出力约束：

$$0 \leq P_{w,t}^{\text{W,plan}} \leq P_{w,t}^{\text{pred}} \quad \forall w, t \quad (\text{A12})$$

系统功率平衡约束：

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^G + \sum_{w=1}^{N_W} P_{w,t}^{\text{W,plan}} + \sum_{s=1}^{N_S} (P_{s,t}^{\text{dis}} - P_{s,t}^{\text{ch}}) = \\ P_t^L + \sum_{m=1}^{N_{\text{LT}}} (\Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,u}} - \Delta P_{m,t}^{\text{Ltrans,d}}) - \sum_{n=1}^{N_{\text{LC}}} \Delta P_{n,t}^{\text{Lcut}} - P_t^{\text{Lshed}} \end{aligned} \quad \forall t \quad (\text{A13})$$

式中：\$P_t^L\$ 为系统负荷的日前预测值。

线路容量约束：

$$\begin{cases} -P_l^{\text{max}} \leq P_{l,t}^{\text{Line}} \leq P_l^{\text{max}} \\ P_{l,t}^{\text{Line}} = -B_l (\theta_{l,t}^a - \theta_{l,t}^b) \end{cases} \quad \forall l, t \quad (\text{A14})$$

式中：\$P_l^{\text{max}}\$ 为线路 \$l\$ 上允许流过的最大有功功率；\$P_{l,t}^{\text{Line}}\$ 为 \$t\$ 时段线路 \$l\$ 上流过的有功功率；\$B_l\$ 为线路 \$l\$ 的

电纳；\$\theta_{l,t}^a\$、\$\theta_{l,t}^b\$ 分别为 \$t\$ 时段线路 \$l\$ 首、末节点电压相角。本文忽略线路中的无功及节点电压幅值对线路

潮流的影响，采用直流潮流模型近似计算各支路的有功功率。

储能设备、可中断负荷及可转移负荷的运行约束如式(6)—(12)、(A2)、(A3)、(A5)所示，不再赘述。

2) 扰动事件发生后系统的调整约束。

在风电实际理论出力偏离点预测出力值的扰动事件发生后，系统需对各火电机组出力、风电场计划出

力及可中断负荷实际中断负荷量进行调整，保证系统功率实时平衡。在调整过程中，火电机组及可中断负荷应满足其各自的调整约束，同时系统应满足功率平衡约束和安全稳定运行的线路容量约束，各约束条件的数学表达式如下。

火电机组调整约束：

$$\begin{cases} P_{k,i,t}^G = P_{i,t}^G + P_{k,i,t}^{G,pu} - P_{k,i,t}^{G,pd} \\ 0 \leq P_{k,i,t}^{G,pu} \leq r_{i,t}^u \\ 0 \leq P_{k,i,t}^{G,pd} \leq r_{i,t}^d \end{cases} \quad \forall k, i, t \quad (A15)$$

式中： $P_{k,i,t}^G$ 为 t 时段第 k 个扰动事件发生后火电机组 i 的实际出力。

火电机组爬坡约束：

$$\begin{cases} P_{k,i,t}^G - P_{i,t-1}^G \leq P_i^{G,up} \\ P_{i,t-1}^G - P_{k,i,t}^G \leq P_i^{G,down} \\ P_{i,t}^G - P_{k,i,t-1}^G \leq P_i^{G,up} \\ P_{k,i,t-1}^G - P_{i,t}^G \leq P_i^{G,down} \end{cases} \quad \forall k, i, t \geq 2 \quad (A16)$$

风电机组出力约束：

$$0 \leq P_{k,w,t}^{W,plan} \leq P_{k,w,t}^W \quad \forall k, w, t \quad (A17)$$

可中断负荷实际切负荷电量约束：

$$0 \leq \Delta P_{k,n,t}^{Lcut} \leq P_{n,t}^{Lcut} \quad \forall k, n, t \quad (A18)$$

系统功率平衡约束：

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N_G} P_{k,i,t}^G + \sum_{w=1}^{N_W} P_{k,w,t}^{W,plan} + \sum_{s=1}^{N_S} (P_{s,t}^{dis} - P_{s,t}^{ch}) = \\ P_t^L + \sum_{m=1}^{N_{LT}} (\Delta P_{m,t}^{Ltrans,u} - \Delta P_{m,t}^{Ltrans,d}) - \sum_{n=1}^{N_{LC}} \Delta P_{k,n,t}^{Lcut} - P_{k,t}^{Lshed} \end{aligned} \quad \forall k, t \quad (A19)$$

线路容量约束：

$$\begin{cases} -P_l^{\max} \leq P_{k,l,t}^{Line} \leq P_l^{\max} \\ P_{k,l,t}^{Line} = -B_l(\theta_{k,l,t}^a - \theta_{k,l,t}^b) \end{cases} \quad \forall l, t \quad (A20)$$

式中： $P_{k,l,t}$ 为 t 时段第 k 个扰动事件发生后线路 l 上流过的实际有功功率； $\theta_{k,l,t}^a$ 、 $\theta_{k,l,t}^b$ 分别为 t 时段第 k 个扰动事件发生后线路 l 首、末两端节点的实际电压相角。

附录 B

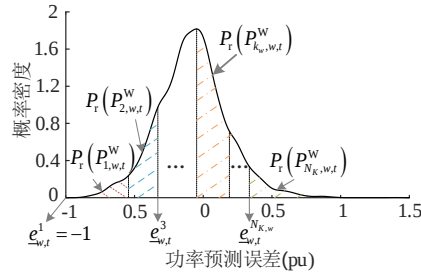


图 B1 风电出力的多状态模型

Fig.B1 Multi-state model for wind power

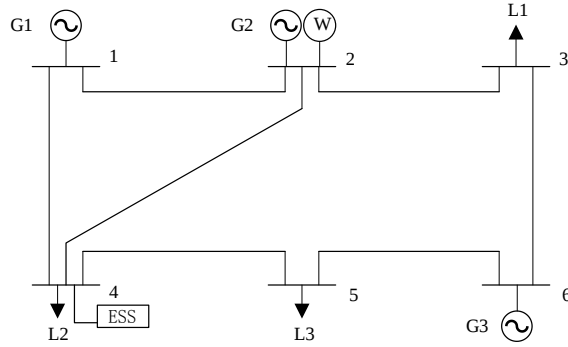


图 B2 IEEE 6 节点系统结构

Fig.B2 Structure of IEEE 6-bus system

表 B1 火电机组参数

Table B1 Parameters of thermal power units

机组参数	机组 1	机组 2	机组 3
燃料系数 $\alpha_i / (\$ \text{ MW}^{-2})$	0.000 4	0.001	0.005
燃料系数 $\beta_i / (\$ \text{ MW}^{-1})$	13.5	27.6	17.6
燃料系数 $\gamma_i / \$$	176.9	129.9	137.4
开机成本 $c_i^{\text{G,start}} / \$$	1 800	2 000	600
最大出力 $P_i^{\text{G,max}} / \text{MW}$	230	100	10
最小出力 $P_i^{\text{G,min}} / \text{MW}$	100	10	1
最小开机时间 $T_i^{\text{on}} / \text{h}$	4	2	2
最小停机时间 $T_i^{\text{off}} / \text{h}$	4	2	2
爬坡功率限值 $P_i^{\text{G,up}}, P_i^{\text{G,down}} / \text{MW}$	55	50	10
最大正备用容量 $r_i^{\text{u,max}} / \text{MW}$	30	20	0
最大负备用容量 $r_i^{\text{d,max}} / \text{MW}$	30	20	0
正备用容量成本系数 $c_i^{\text{G,ru}} / (\$ \text{ MW}^{-1})$	4	5	0
负备用容量成本系数 $c_i^{\text{G,rd}} / (\$ \text{ MW}^{-1})$	4	5	0
正备用容量调用成本系数 $c_i^{\text{G,pu}} / (\$ \text{ MW}^{-1})$	14	28	0
负备用容量调用成本系数 $c_i^{\text{G,pd}} / (\$ \text{ MW}^{-1})$	-13	-27	0

表 B2 可转移负荷参数

Table B2 Parameters of transferable load

节点	可转移上限 $P_m^{\text{Ltrans,u,max}}$,	可转移下限 $P_m^{\text{Ltrans,u,min}}$,	费用 c_m^{Ltrans} /
	$P_m^{\text{Ltrans,d,max}}$ /MW	$P_m^{\text{Ltrans,d,min}}$ /MW	(\$ MW ⁻¹)
5	5	0	37

表 B3 储能设备参数

Table B3 Parameters of energy storage system

容量/ (MW h)	最大充放电功率 $P_s^{\text{ch,max}}$, $P_s^{\text{dis,max}}$ /MW	充电效率 η_s^{ch} /%	放电效率 η_s^{dis} /%	单位充放电成本 c_s / (\$ MW ⁻¹)	SOC 上限 $S_{\text{OC}}^{\text{max}}$	SOC 下限 $S_{\text{OC}}^{\text{min}}$
50	10	90	90	3	0.9	0.1

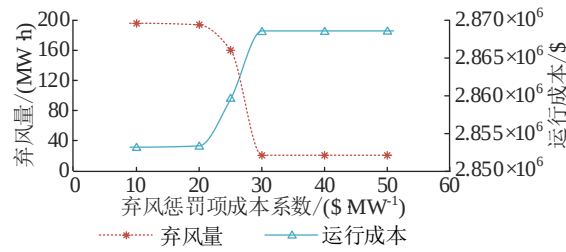


图 B3 弃风惩罚项成本系数对日前调度结果的影响

Fig.B3 Influence of cost coefficient of wind abandonment penalty on results of day-ahead dispatching

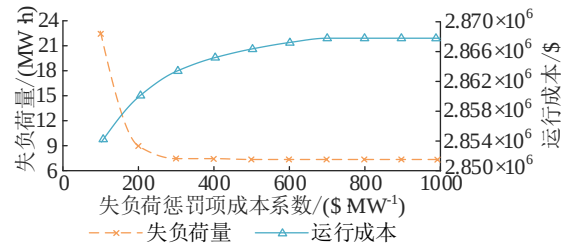


图 B4 失负荷惩罚项成本系数对日前调度结果的影响

Fig.B4 Influence of cost coefficient of load lose penalty on results of day-ahead dispatching

表 B4 各模型总成本和失负荷量

Table B4 Total operating cost and load loss of different cases

模型	总成本/\$	失负荷量/ (MW h)
4	3 813 811.8	181.6
6	3 545 776.8	36.0
7	3 505 221.4	29.2
8	3 461 853.4	7.35