

计及源荷储综合灵活性的电力系统日前优化调度

张高航, 李凤婷

(新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要:充分利用灵活性资源的调节作用能够有效平抑风电的随机波动,提高风电接纳能力。提出一种计及源荷储综合灵活性的电力系统日前优化调度方法。分析了电力系统灵活性需求及源荷储灵活性供给特性,综合考虑系统运行灵活性概率平衡特性;基于条件风险价值(CVaR)度量灵活性不足给电力系统带来的风险损失,将CVaR融入目标函数以优化分配有限的灵活性资源;构建了计及灵活性的随机优化调度模型。以IEEE 39节点系统和实际区域电网为算例验证了所提方法和模型的可行性、有效性。

关键词:灵活性;灵活性资源;优化调度;运行风险;条件风险价值;日前调度;电力系统

中图分类号:TM 734

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202010009

0 引言

灵活性是电力系统运行的重要特性,但大规模风电并网导致系统灵活性需求剧增,部分常规电源被风电等可再生能源替代又进一步减少了系统的灵活性电源。单纯依靠备用容量保障系统安全的传统调度运行方式难以有效响应净负荷的快速变化,电网安全面临较大的风险^[1],而合理优化灵活性资源能够充分发挥系统灵活调节的能力,提升风电消纳能力和运行经济性。因此有必要挖掘源荷储的灵活性潜力,统筹调度,以提高系统运行的灵活性和经济性^[2]。

关于系统运行灵活性的研究,文献[3]提出风电接入系统的运行灵活性评估方法,但仅考虑了常规机组单一灵活性资源;文献[4-5]提出了指导电力系统长期规划的灵活性评价指标;文献[6]建立了电源侧灵活性评价模型,但忽略了灵活性供需间的牵制关系,易造成部分时段灵活性冗余。目前关于系统灵活性的研究大多以原理分析和定性评价为主,对系统灵活性的供需关系以及源荷储等灵活性资源的协调优化考虑不足。

针对系统优化调度的运行灵活性研究主要分为优化电源组合以提升电源侧的灵活调节能力和利用源荷储等灵活性资源提升系统的调度灵活性。文献[7]提出了一种利用多电源互补特性的协调优化调度方法,但未考虑需求响应、储能等灵活性资源。文献[8]提出利用热网互联和建筑物蓄能特性提升系统运行灵活性,但没有考虑灵活性需求的不确定性。

文献[9]考虑了灵活性需求的时空特性,但对爬坡时间裕度进行均匀化处理牺牲了系统运行的经济性。文献[10]分析了可中断负荷和储能对提升配电网运行灵活性的积极作用。文献[11]利用多类型柔性负荷的调节能力提升风电接纳能力。文献[12]建立了计及灵活性的多时间尺度微电网调度模型。目前调度计划的制定大多采用定性模式处理不确定性,不考虑源荷储各环节灵活性资源的统筹调度,缺乏灵活性需求和供给的协调优化,经济性差。而相关研究中对系统灵活性需求及各种灵活性资源的综合应用考虑不够全面。

本文提出一种计及源荷储综合灵活性的电力系统日前随机优化调度方法。由于风电功率具有随机波动特性,首先考虑适应净负荷随机波动的灵活性需求概率特性;然后,将可中断负荷与储能作为灵活性资源,刻画源荷储灵活性的供给特性,进而考虑电力系统运行灵活性概率平衡特性;最后利用条件风险价值 CVaR (Conditional Value-at-Risk) 度量灵活性不足给电力系统带来的风险损失,以运行成本和风险成本最小为优化调度目标,构建计及源荷储综合灵活性的随机优化调度模型。采用线性化手段将优化调度模型转化为混合整数规划模型以降低求解难度,并通过算例验证所提调度方法的可行性和有效性。

1 电力系统的运行灵活性

电力系统的灵活性是指在所关注的时间尺度下,通过优化调配各类可用资源,响应净负荷随机波动的能力。因此在日前优化调度阶段,合理优化各类灵活性资源,能够提升系统应对负荷及新能源随机波动的能力,保证系统运行的经济性和可靠性。

1.1 灵活性需求特性

电力系统的灵活性需求可表示为系统应对净负

收稿日期:2020-06-03;修回日期:2020-08-13

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51767023);新疆维吾尔自治区科技援疆专项(2017E0277)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51767023) and the Special Supportive Project for Xinjiang Uygur Autonomous Region(2017E0277)

荷随机波动性的调节能力。对于含风电的电力系统而言,其灵活性需求主要是满足负荷、风电随机波动性对灵活性的需求,风电出力预测精度越低、相邻时段净负荷波动越大,则对系统灵活性需求越大。本文中的系统净负荷是指负荷需求与风电功率之差。则 t 时段系统的灵活性需求 F_t 如式(1)所示。

$$F_t = P_{\text{netload},t+1} - P_{\text{netload},t} \quad (1)$$

$$P_{\text{netload},t} = P_{\text{load},t} - P_{w,t} \quad (2)$$

其中, $P_{\text{netload},t+1}$ 、 $P_{\text{netload},t}$ 分别为 $t+1$ 、 t 时段的系统净负荷; $P_{\text{load},t}$ 、 $P_{w,t}$ 分别为 t 时段系统负荷功率、风电功率。

目前,负荷预测精度可达95%以上,相比于风电功率预测要精确得多,因此本文重点考虑负荷的确定波动及风电功率的随机波动对灵活性的需求。

综上可知,准确刻画系统灵活性需求需要建立风电功率波动的概率分布模型。本文采用对风电波动分布具有较好拟合效果^[13]的混合高斯模型建立风电波动概率模型 $f(\Delta P_w)$:

$$f(\Delta P_w) = \sum_{m=1}^M \omega_m N_m(\Delta P_w; \mu_m, \sigma_m) \quad (3)$$

$$\begin{cases} \sum_{m=1}^M \omega_m = 1 \\ 0 \leq \omega_m \leq 1 \end{cases} \quad (4)$$

其中, ΔP_w 为风电功率波动量; M 为混合高斯成分的数量; ω_m 、 μ_m 、 σ_m 分别为第 m 个正态分布的概率密度函数 $N_m(\Delta P_w; \mu_m, \sigma_m)$ 的权重系数、均值以及标准差参数。

结合负荷预测波动量 $\Delta P_{l,t}$,得到各时段灵活性需求概率模型 $f(F_t)$,如式(5)所示。

$$f(F_t) = \sum_{m=1}^M \omega_m N_m(F_t; -\mu_m + \Delta P_{l,t}, \sigma_m) \quad (5)$$

1.2 源荷储灵活性供给特性

所有能够应对波动性和不确定性的调节手段均可作为灵活性资源。常规机组是系统内提供向上、向下灵活性的主要灵活性资源。储能装置可基于荷电状态和运行策略提供一定的向上、向下灵活性。可中断负荷可通过调整用电行为提供一定的灵活性。系统源荷储灵活性供给特性如式(6)和式(7)所示。

$$\begin{cases} F_t^{\text{up}} = \sum_{i=1}^{N_g} F_{g,i,t}^{\text{up}} + \sum_{j=1}^{N_s} F_{s,j,t}^{\text{up}} + \sum_{k=1}^{N_{\text{IL}}} F_{\text{IL},k,t}^{\text{up}} \\ F_{g,i,t}^{\text{up}} = \min \{ R_{g,i}^{\text{up}} \Delta T, P_{g,i,\text{max}} - P_{g,i,t} \} \\ F_{s,j,t}^{\text{up}} = \min \left\{ P_{D,j,\text{max}} - P_{s,j,t}, \frac{(E_{j,t} - E_{j,\text{min}}) \eta_D - P_{s,j,t} \Delta T}{\Delta T} \right\} \\ F_{\text{IL},k,t}^{\text{up}} = P_{\text{IL},k,\text{max}} - P_{\text{IL},k,t} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} F_t^{\text{dn}} = \sum_{i=1}^{N_g} F_{g,i,t}^{\text{dn}} + \sum_{j=1}^{N_s} F_{s,j,t}^{\text{dn}} + \sum_{k=1}^{N_{\text{IL}}} F_{\text{IL},k,t}^{\text{dn}} \\ F_{g,i,t}^{\text{dn}} = \min \{ R_{g,i}^{\text{dn}} \Delta T, P_{g,i,t} - P_{g,i,\text{min}} \} \\ F_{s,j,t}^{\text{dn}} = \min \left\{ P_{C,j,\text{max}} + P_{s,j,t}, \frac{(E_{j,\text{max}} - E_{j,t}) + \eta_C P_{s,j,t} \Delta T}{\eta_C \Delta T} \right\} \\ F_{\text{IL},k,t}^{\text{dn}} = P_{\text{IL},k,t} - P_{\text{IL},k,\text{min}} \end{cases} \quad (7)$$

其中, F_t^{up} 、 F_t^{dn} 分别为 t 时段系统上调、下调灵活性; N_g 、 N_s 、 N_{IL} 分别为系统中火电机组、储能、可中断负荷的数量; $F_{g,i,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{g,i,t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时段火电机组 i 提供的上调、下调灵活性; $P_{g,i,t}$ 及 $P_{g,i,\text{max}}$ 、 $P_{g,i,\text{min}}$ 分别为 t 时段火电机组 i 的出力及其上、下限; $R_{g,i}^{\text{up}}$ 、 $R_{g,i}^{\text{dn}}$ 分别为火电机组 i 的向上、向下爬坡能力; $F_{s,j,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{s,j,t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时段储能 j 提供的上调、下调灵活性; $P_{s,j,t}$ 为 t 时段储能 j 的出力; $P_{C,j,\text{max}}$ 、 $P_{D,j,\text{max}}$ 分别为储能 j 的最大充电、放电功率; $E_{j,t}$ 为 t 时段储能 j 的电量值; $E_{j,\text{max}}$ 、 $E_{j,\text{min}}$ 分别为储能 j 电量存储的上、下限; η_C 、 η_D 分别为储能的充电、放电效率; $F_{\text{IL},k,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{\text{IL},k,t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时段可中断负荷 k 提供的上调、下调灵活性; $P_{\text{IL},k,t}$ 及 $P_{\text{IL},k,\text{max}}$ 、 $P_{\text{IL},k,\text{min}}$ 分别为 t 时段可中断负荷 k 的中断量及其最大、最小值; ΔT 为调度时间间隔。

1.3 灵活性概率平衡特性

灵活性需求中含有风电预测误差导致的随机波动,使得系统灵活性具有概率特性,因此电力系统灵活性供需平衡应在概率框架下进行分析,如式(8)和式(9)所示。

$$p_r(F_t \leq F_t^{\text{up}}) \geq \alpha_t^{\text{up}} \quad (8)$$

$$p_r(-F_t^{\text{dn}} \leq F_t) \geq \alpha_t^{\text{dn}} \quad (9)$$

其中, α_t^{up} 和 α_t^{dn} 为满足不等式约束条件的置信水平; $p_r(F_t \leq F_t^{\text{up}})$ 、 $p_r(-F_t^{\text{dn}} \leq F_t)$ 分别为向上灵活性、向下灵活性充足的概率。

各时段系统向上与向下灵活调节能力满足置信水平 α_t^{up} 、 α_t^{dn} 的灵活性需求,置信水平越高,则系统灵活性的需求越大。但是,置信水平过大会导致系统成本较高,置信水平过小则系统面临较高的运行风险,因此本文利用CVaR度量不同灵活性供给下的风险成本,通过灵活性和经济性的协调优化确定最优置信水平的灵活性供需平衡。

2 系统灵活性不足风险成本

CVaR是指损失超过风险价值VaR(Value-at-Risk)的条件均值,能够反映损失超过VaR阈值时的平均损失^[14]。当系统灵活性需求超出灵活调节能力时,系统运行安全面临风险。灵活性需求概率密度函数曲线如附录中图A1所示。由图可见,当向上灵活性需求超出上调灵活性时,系统需要采取切负荷

措施以保证系统安全;当向下灵活性需求超出下调灵活性时,系统需要削减部分风电出力以保证系统安全运行。切负荷风险成本 $C_{\text{CVar}, \text{up}}$ 、弃风风险成本 $C_{\text{CVar}, \text{dn}}$ 及灵活性不足风险成本 C_{CVar} 分别如式(10)——(12)所示。

$$C_{\text{CVar}, \text{up}} = \sum_{t=1}^T \delta_{\text{shed}} \int_{F_t^{\text{up}}}^{F_t^{\text{max}}} (u - F_t^{\text{up}}) f_{F_t}(u) du \quad (10)$$

$$C_{\text{CVar}, \text{dn}} = \sum_{t=1}^T \delta_{\text{spill}} \int_{F_t^{\text{dn}}}^{F_t^{\text{max}}} (u - F_t^{\text{dn}}) f_{-F_t}(u) du \quad (11)$$

$$C_{\text{CVar}} = C_{\text{CVar}, \text{up}} + C_{\text{CVar}, \text{dn}} \quad (12)$$

其中, δ_{shed} 、 δ_{spill} 分别为系统切负荷、弃风惩罚系数; $f_{F_t}(\cdot)$ 、 $f_{-F_t}(\cdot)$ 分别为 F_t 和 $-F_t$ 的概率密度函数; T 为总时段数。

3 计及灵活性的随机优化调度模型

本文计及系统灵活性需求的概率特性,协同优化常规机组、储能及可中断负荷的灵活调节能力保证一定置信水平下系统灵活性供需平衡,考虑电网运行约束,以系统总成本最小为目标建立日前随机优化调度模型。

3.1 目标函数

日前随机优化调度模型的目标函数如式(13)所示。

$$\min F = F_g + F_s + F_{\text{IL}} + C_{\text{CVar}} \quad (13)$$

$$\begin{cases} F_g = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} (C_i(P_{g,i,t}) + C_{i,t}^{\text{U}} + C_{i,t}^{\text{D}}) \\ F_s = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_s} \frac{C_j^{\text{ESS}} P_{C,j,t} \Delta T}{M_j^{\text{ESS}} C_{\text{cap},j}} \\ F_{\text{IL}} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{\text{IL}}} a_{\text{IL},k} P_{\text{IL},k,t} \end{cases}$$

其中, F 、 F_g 、 F_s 、 F_{IL} 分别为系统总成本、火电机组成本、储能运行成本、可中断负荷成本; $C_i(P_{g,i,t})$ 、 $C_{i,t}^{\text{U}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{D}}$ 分别为 t 时段火电机组 i 的发电成本函数、启动成本、停机成本; C_j^{ESS} 、 M_j^{ESS} 、 $C_{\text{cap},j}$ 分别为储能 j 的购置成本、充放电循环寿命次数、额定容量; $P_{C,j,t}$ 为 t 时段储能 j 的充电功率; $a_{\text{IL},k}$ 为可中断负荷 k 单位中断量的补偿成本。

3.2 约束条件

(1) 各时段系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{g,i,t} + P_{w,t} + \sum_{j=1}^{N_s} P_{s,j,t} = P_{\text{load},t} - \sum_{k=1}^{N_{\text{IL}}} P_{\text{IL},k,t} \quad (14)$$

(2) 火电机组运行约束。

$$P_{g,i,\min} \leq P_{g,i,t} \leq P_{g,i,\max} \quad (15)$$

$$-R_{g,i}^{\text{dn}} \Delta T \leq P_{g,i,t} - P_{g,i,t-1} \leq R_{g,i}^{\text{up}} \Delta T \quad (16)$$

$$\sum_{t=1}^{H_i} (1 - u_{i,t}) = 0, H_i = \min \{T, (T_{u,i} - U_{i,0})u_{i,0}\} \quad (17)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_{u,i}-1} u_{i,n} - T_{u,i}(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0$$

$$t = H_i + 1, H_i + 2, \dots, T - T_{u,i} + 1 \quad (18)$$

$$\sum_{n=t}^T [u_{i,n} - (u_{i,t} - u_{i,t-1})] \geq 0$$

$$t = T - T_{u,i} + 2, T - T_{u,i} + 3, \dots, T \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^{L_i} u_{i,t} = 0, L_i = \min \{T, (T_{d,i} - S_{i,0})(1 - u_{i,0})\} \quad (20)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_{d,i}-1} (1 - u_{i,n}) - T_{d,i}(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0$$

$$t = L_i + 1, L_i + 2, \dots, T - T_{d,i} + 1 \quad (21)$$

$$\sum_{n=t}^T [(1 - u_{i,n}) - (u_{i,t-1} - u_{i,t})] \geq 0$$

$$t = T - T_{d,i} + 2, T - T_{d,i} + 3, \dots, T \quad (22)$$

$$y_{i,t} - z_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1} \quad (23)$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1 \quad (24)$$

其中, $u_{i,0}$ 为火电机组 i 的初始运行状态, $u_{i,t}$ 、 $u_{i,t-1}$ ($t = 1, 2, \dots, T$) 分别为 t 、 $t-1$ 时段火电机组 i 的运行状态, 取值为 0 表示机组停运, 取值为 1 表示机组运行; $T_{d,i}$ 、 $T_{u,i}$ 分别为火电机组 i 的最小停机时间和最小运行时间; $U_{i,0}$ 、 $S_{i,0}$ 分别为火电机组 i 的初始开机、停机运行时间; $y_{i,t}$ 、 $z_{i,t}$ 分别为 t 时段火电机组 i 的开机变量、停机变量。式(15)为火电机组的出力限值约束, 式(16)为火电机组的爬坡约束, 式(17)——(19)为火电机组最小运行时间约束, 式(20)——(22)为火电机组最小停机时间约束, 式(23)和式(24)为火电机组开/停机约束。

(3) 储能运行约束。

$$E_{j,t+1} = E_{j,t} + \eta_c P_{C,j,t} \Delta T - P_{D,j,t} \Delta T / \eta_D \quad (25)$$

$$P_{s,j,t} = P_{D,j,t} - P_{C,j,t} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{C,j,t} \leq c_{j,t} P_{C,j,\max} \quad (27)$$

$$0 \leq P_{D,j,t} \leq d_{j,t} P_{D,j,\max} \quad (28)$$

$$c_{j,t} + d_{j,t} \leq 1 \quad (29)$$

$$E_{j,\min} \leq E_{j,t} \leq E_{j,\max} \quad (30)$$

$$E_{j,T} = E_{j,1} \quad (31)$$

其中, $c_{j,t}$ 、 $d_{j,t}$ 为 0-1 变量, 分别表示 t 时段储能 j 的充电、放电状态, 取值为 1 表示处于相应的状态, 取值为 0 表示不处于相应的状态; $P_{D,j,t}$ 为 t 时段储能 j 的放电功率; $E_{j,1}$ 、 $E_{j,T}$ 分别为储能在初态、终态的电量值。式(25)为储能电量平衡约束, 式(26)为储能功率约束, 式(27)和式(28)分别为储能充电、放电功率限值约束, 式(29)为充放电状态约束, 式(30)为储能电量限值约束, 式(31)为始末储存电量约束。

(4) 可中断负荷运行约束。

$$P_{\text{IL},k,\min} \leq P_{\text{IL},k,t} \leq P_{\text{IL},k,\max} \quad (32)$$

$$(u_{\text{IL},k,t} - u_{\text{IL},k,t-1})(T_{\text{IL},k,t-1}^{\text{D}} - T_{\text{IL},k,\min}^{\text{D}}) \leq 0 \quad (33)$$

$$\sum_{t=m}^{m+T_{IL,k,\max}^D} u_{IL,k,t} \leq T_{IL,k,\max}^D \quad m=1, 2, \dots, T-T_{IL,k,\max}^D \quad (34)$$

$$(u_{IL,k,t-1} - u_{IL,k,t})(T_{IL,k,t-1}^U - T_{IL,k,t}^U) \leq 0 \quad (35)$$

$$\sum_{t=1}^T u_{IL,k,t} (1 - u_{IL,k,t-1}) \leq N_{IL,k,\max} \quad (36)$$

其中, $u_{IL,k,t}$ 、 $u_{IL,k,t-1}$ 分别为 t 、 $t-1$ 时段可中断负荷 k 的调用状态, 取值为1表示调用, 取值为0表示不调用; $T_{IL,k,t-1}^D$ 为 $t-1$ 时段可中断负荷 k 的累计中断时间; $T_{IL,k,\min}^D$ 、 $T_{IL,k,\max}^D$ 分别为可中断负荷 k 的最小中断时间、最大中断时间; $T_{IL,k,t-1}^U$ 为 $t-1$ 时段可中断负荷 k 的累计未中断时间; $T_{IL,k,\min}^U$ 分别为可中断负荷 k 的最小中断间隔时间; $N_{IL,k,\max}$ 为可中断负荷 k 的最大可中断次数。式(32)为可中断负荷 k 的中断量约束, 式(33)、式(34)分别为最小、最大中断时间约束, 式(35)为最小中断间隔时间约束, 式(36)为中断次数约束。

4 模型的转化与求解

本文建立的随机优化调度模型的决策变量为火电机组、储能及可中断负荷等灵活性资源的出力计划, 随机变量为灵活性需求。由于目标函数中的风险成本 C_{CVaR} 存在非线性积分项, 难以直接对模型进行优化求解。风险成本中的 $C_{CVaR, up}$ 、 $C_{CVaR, dn}$ 具有凸性和单调性, 参考文献[15]对式(10)和式(11)进行分段线性化处理, 将其转化为易处理的线性项。式(10)的转化结果如式(37)所示, 式(11)的转化过程类似, 故不再赘述。

$$\begin{cases} C_{CVaR, up} = \delta_{shed} \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{S-1} (a_{s,t}^u F_{s,t}^{up} + b_{s,t}^u U_{s,t}^u) \\ F_t^{up} = \sum_{s=1}^{S-1} F_{s,t}^{up} \\ \sum_{s=1}^{S-1} U_{s,t}^u = 1 \\ o_{s,t}^u U_{s,t}^u \leq F_{s,t}^{up} \leq o_{s+1,t}^u U_{s,t}^u \quad s=1, 2, \dots, S-1 \end{cases} \quad (37)$$

其中, $a_{s,t}^u$ 和 $b_{s,t}^u$ 为 t 时段向上灵活性不足 CVaR 线性分段函数曲线第 s 段的线性化参数; $o_{s,t}^u$ 为 t 时段第 s 段曲线两端对应的向上灵活性供给能力; $U_{s,t}^u$ 为标识 t 时段系统向上灵活性供给能力是否位于第 s 段曲线的0-1变量, 若位于则取值为1, 否则取值为0; $F_{s,t}^{up}$ 为 F_t^{up} 在第 s 段曲线内的取值; F_t^{up} 由 $F_{s,t}^{up}$ 、 $U_{s,t}^u$ 共同确定; S 为曲线分段数。

经过上述线性化处理, 计及灵活性的随机优化调度模型转换为混合整数线性规划模型, 通过 Yalmip 工具箱调用 CPLEX 求解器, 在 MATLAB 中实现模型求解。

5 算例分析

将本文所提调度方法应用于 IEEE 39 节点系统和新疆实际区域电网, 验证所提调度方法的有效性

和实用性。计算机配置为 Intel Core i5-3210M 系列, 主频 2.5 GHz, 内存 2 GB。

5.1 IEEE 39 节点系统算例

改进的 IEEE 39 节点系统中包含 1662 MW 火电以及 600 MW 风电。算例中源荷储主要参数参考文献[16-18]确定, 详细参数见附录中表 A1、A2 和图 A2。弃风风险系数和切负荷风险系数分别为 80、200 \$/(MW·h)^[19-20]。

5.1.1 计及灵活性的有效性分析

为了验证计及系统运行灵活性的有效性, 对以下2种调度方案(均不考虑可中断负荷和储能)进行对比分析: 方案1依据最大负荷固定比例2%预留备用容量制定调度方案, 方案2考虑系统灵活性制定调度方案。

2种方案的调度结果对比见表1、图1和图2, 火电机组的调度结果见附录中图 A3、A4。对比优化调度结果可知: ①在 06:00—11:00 时段, 系统净负荷快速增加, 向上灵活性容量需求较高, 方案1仅考虑经济性最优, 部分发电成本低的机组接近满负荷运行,

表1 2种方案的调度结果对比

Table 1 Comparison of scheduling results between two schemes

方案	系统 总成本/\$	火电机组 运行成本/\$	$C_{CVaR, dn}$ / \$	$C_{CVaR, up}$ / \$	C_{CVaR} / \$
1	434 905	408 904	1 922	24 078	26 000
2	424 942	416 658	1 607	6 676	8 283

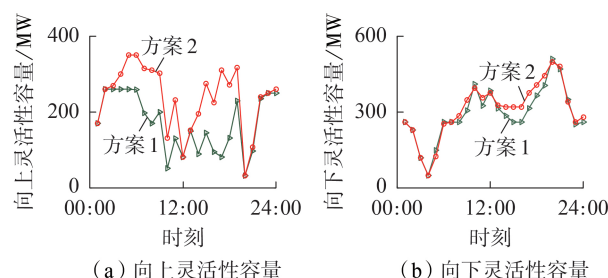


图1 2种方案的灵活性容量对比

Fig.1 Comparison of flexibility capacity between two schemes

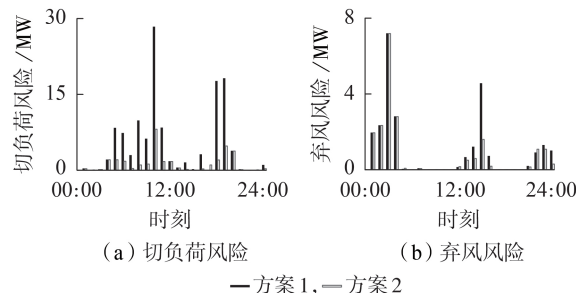


图2 2种方案的切负荷风险、弃风风险对比

Fig.2 Comparison of load shedding risk and wind curtailment risk between two schemes

系统向上灵活性小,无法响应风电预测误差较大时的净负荷向上剧烈波动,面临较高的切负荷风险,而方案2计及系统运行灵活性,通过增加火电机组的开机数量并优化火电机组的出力使其均能提供向上调节容量,增加了系统向上灵活性容量,切负荷风险大幅降低;②在13:00—16:00时段,净负荷向下快速降低,向下灵活性容量需求较高,方案1中火电机组的开机数量减少且仅由部分机组提供向下灵活性容量,应对净负荷随机波动的能力有限,面临较高的弃风风险,而方案2计及系统运行灵活性,合理优化火电机组组合、出力,系统向下灵活性容量增加,应对净负荷随机波动的能力增强,有效降低了弃风风险。

由上述结果可知,相比于方案1,方案2考虑了系统运行灵活性,合理优化火电机组的开机数量和出力计划,向上、向下灵活性容量显著增加,提高了系统运行的灵活性。与方案1相比,方案2的火电机组运行成本有所增加,但降低了灵活性不足的CVaR成本(即弃风风险和切负荷风险成本之和),系统总成本最小,保证了运行经济性。

5.1.2 源荷储灵活性资源的作用分析

在方案2的基础上设定以下3种调度方案进行对比分析,均考虑系统运行灵活性进行调度方案制定:方案3引入3个可中断负荷,最大可中断功率为100 MW;方案4引入储能,最大充放电功率为100 MW,容量为300 MW·h;方案5引入可中断负荷和储能,参数分别与方案3和方案4中相同。不同方案下的调度结果如表2、附录中图A5—A7所示。

表2 不同方案的调度结果

Table 2 Scheduling results of different schemes

方案	系统 总成本/\$	灵活性资源 运行成本/\$	$C_{CVaR, dn}$ / \$	$C_{CVaR, up}$ / \$	C_{CVaR} / \$
2	424 942	416 658	1 607	6 676	8 283
3	423 321	416 354	1 500	5 467	6 967
4	416 120	412 596	302	3 221	3 524
5	413 007	410 349	187	2 471	2 658

由表2、附录中图A5—A7可知,方案3的 C_{CVaR} 较方案2降低了15.8%,这是因为可中断负荷在峰荷时段削减了部分负荷,减小了净负荷峰谷差,降低了灵活性需求,并提供了一定的灵活性容量,增强了系统灵活调节能力;方案4的 C_{CVaR} 较方案2和方案3分别降低了57.4%和49.4%,系统运行灵活性进一步增强,这是因为储能在峰荷时段发电、在谷荷时段充电,具有削峰填谷的作用,降低了灵活性需求且缓解了火电机组的调节压力,发电成本降低,同时具有双向调节及快速响应能力,提供了充足的向上、向下灵活性容量;方案5中协调优化火电机组、可中断负荷和储能出力,进一步提升了各时段灵活调节能力, C_{CVaR} 最小,灵活性和经济性达到最优。

由上述结果可知,可中断负荷和储能的引入均有效地提升了系统灵活性调节容量,降低了灵活性不足CVaR,系统总成本降低,但可中断负荷受调节次数、调节时间限制,对系统灵活性的提升效果劣于储能;同时引入可中断负荷和储能能够发挥源荷储综合灵活性,使得调度方案的灵活性、经济性最优。

5.1.3 灵活性不足惩罚系数对优化结果的影响

以方案5为例,不同灵活性不足惩罚系数(即弃风惩罚系数和切负荷惩罚系数,为了便于分析使两者相等)下系统灵活性不足期望、系统总成本和火电机组、储能及可中断负荷总成本如图3所示。

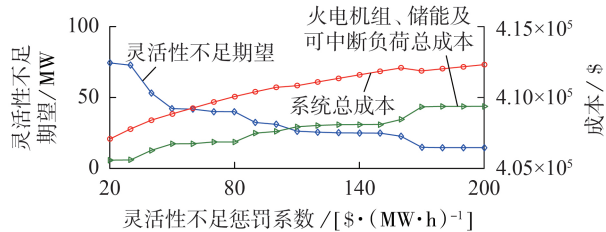


图3 灵活性不足惩罚系数对优化结果的影响

Fig.3 Influence of penalty coefficient of insufficient flexibility on optimization results

由图3可知,随着灵活性不足惩罚系数的增大,系统灵活性不足期望逐渐降低,系统运行的灵活性提高,而火电机组、储能及可中断负荷总成本逐渐增加,运行经济性下降,故通过调节灵活性不足惩罚系数能够有效折中调节系统运行的灵活性和经济性。当惩罚系数增加到某一阈值170 \$/(MW·h)后,系统灵活性不足期望和火电机组、储能及可中断负荷总成本保持不变,系统灵活调节能力达到极限,而系统总成本会继续增加。因此运行人员可根据风险偏好设置灵活性不足惩罚系数,以便在制定调度计划时协调系统运行的经济性和灵活性。

5.2 实际电网算例

采用新疆某区域电网进行仿真分析,进一步验证本文所提方法的有效性和可行性。该区域电网中含6835 MW火电、2663 MW风电,负荷、风电数据取自电网的实际运行数据,可中断负荷、储能运行参数与5.1节相同。本节设置以下3种运行方式进行对比分析:方式a,含火电机组(不含可中断负荷、储能),考虑系统运行灵活性制定调度方案;方式b,含火电机组、可中断负荷、储能,依据最大负荷固定比例预留备用容量制定调度方案;方式c,含火电机组、可中断负荷、储能,考虑系统运行灵活性制定调度方案。3种运行方式的调度结果如表3和附录中图A8所示。

可见,运行方式a仅含火电机组,系统灵活调节能力有限, C_{CVaR} 较高,整体运行经济性较差;方式b未考虑各时段的灵活性需求,没有发挥灵活性资源的调节能力,导致向上灵活性容量远小于方式a和

表3 3种运行方式的调度结果对比

Table 3 Comparison of scheduling results among three operation modes

运行方式	系统总成本/\$	灵活性资源运行成本/\$	$C_{CVaR, \text{dn}} / \$$	$C_{CVaR, \text{up}} / \$$	$C_{CVaR} / \$$
a	2253153	2225058	10022	18073	28095
b	2246929	2216924	7083	22922	30005
c	2219979	2211320	6500	3659	8659

方式c, C_{CVaR} 最大,运行灵活性较差;方式c充分考虑了系统各时段的灵活性需求,协调优化源荷储综合灵活性,各时段均具有充足的灵活性容量,应对净负荷随机波动能力增强, C_{CVaR} 相比方式a和方式b分别降低了69.2%、71.1%,运行灵活性和经济性最优。

由上述结果可知,如果不考虑运行灵活性,即使含有储能、可中断负荷等灵活性资源也难以发挥其灵活调节能力以提升系统灵活性,因此优化调度中计及系统灵活性是非常必要的。

5.3 调度模型的计算效率

IEEE 39节点系统和实际电网优化模型的计算时间如表4所示。

表4 模型的计算时间

Table 4 Computation time of model

系统	调度方案	计算时间/s	平均时间/s	系统	运行方式	计算时间/s	平均时间/s
IEEE 39节点系统	1	6.52		实际电网	a	43.34	
	2	10.11			b	57.82	66.08
	3	11.49	10.59		c	97.09	
	4	11.71					
	5	13.13					

由表4可知,对于IEEE 39节点系统而言,相比于调度方案1,调度方案2的计算时间有所增加,这是因为考虑了系统运行灵活性,使得优化模型中的优化变量增多,计算量增加;对比调度方案2—5可知,随着考虑灵活性资源类型的增加,协调优化的计算时间也略有增加。实际电网优化模型的计算时间大于IEEE 39节点系统,但最大计算时间和平均计算时间分别为97.09、66.08 s。可见,随着系统规模的增大,本文所建模型仍具有较好的计算效率,能够满足日前调度的时效性要求。

6 结论

本文提出了一种计及源荷储综合灵活性的电力系统优化调度方法,并对调度模型进行线性化处理以降低求解难度,最后在改进的IEEE 39节点系统和新疆某区域电网进行算例分析,验证了所提方法的有效性和可行性,所得结论如下:

(1)电力系统运行灵活性考虑源荷储灵活性供给特性及灵活性需求的概率特征,能准确地刻画运行灵活性的供需关系,有效提升系统运行灵活性;

(2)优化模型中融入灵活性不足风险成本,能够有效避免个别时段灵活性不足引起较大的风险损失,保证调度计划运行的经济性和灵活性;

(3)本文所建计及灵活性的随机优化调度模型能够充分挖掘系统源荷储的综合灵活性,合理制定机组组合和源荷储调度计划,提高灵活调节能力以有效地降低 $CVaR$,使得系统总成本最优,并且在IEEE 39节点系统和实际电网系统的计算效率均能满足日前调度的时效性。

本文所提计及灵活性的优化调度方法暂未考虑网络安全约束,相关内容将在后续工作深入研究。

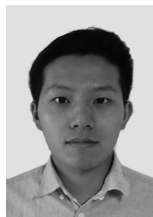
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 鲁宗相,李海波,乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20.
- [2] 李海波,鲁宗相,乔颖. 源荷储一体化的广义灵活电源双层统筹规划[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 46-54, 104.
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying. Bi-level optimal planning of generation-load-storage integrated generalized flexibility resource[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 46-54, 104.
- [3] 李海波,鲁宗相,乔颖,等. 大规模风电并网的电力系统运行灵活性评估[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1672-1678.
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1672-1678.
- [4] LANNNOYE E, FLYNN D, MALLEY M. Evaluation of power system flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 922-931.
- [5] LANNNOYE E, FLYNN D, MALLEY M. Transmission, variable generation, and power system flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 57-66.
- [6] 肖定焱,王承民,曾平良,等. 考虑可再生能源电源功率不确定性的电源灵活性评价[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7): 120-125, 139.
XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. Power source flexibility evaluation considering renewable energy generation uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 120-125, 139.
- [7] 苏承国,申建建,王沛霖,等. 基于电源灵活性裕度的含风电电力系统多源协调调度方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(17): 111-119.
SU Chengguo, SHEN Jianjian, WANG Peilin, et al. Coordinated dispatching method for wind-turbine-integrated power system with multi-type power sources based on power flexibility margin[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 111-119.
- [8] 魏炜,倪颖婷,罗凤章,等. 基于热网互联的电力系统灵活性调度模型[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 164-170.
WEI Wei, NI Yingting, LUO Fengzhang, et al. Power system flexibility dispatch model based on thermal network interconnection[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):

- 164-170.
- [9] 孙伟卿,田坤鹏,谈一鸣,等. 考虑灵活性需求时空特性的电网调度计划与评价[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):168-174.
SUN Weiqing, TIAN Kunpeng, TAN Yiming, et al. Power grid dispatching plan and evaluation considering spatial and temporal characteristics of flexibility demands[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 168-174.
- [10] 王洪坤,王守相,潘志新,等. 含高渗透分布式电源配电网灵活性提升优化调度方法[J]. 电力系统自动化,2018,42(15):86-93.
WANG Hongkun, WANG Shouxiang, PAN Zhixin, et al. Optimized dispatching method for flexibility improvement of distribution network with high-penetration distributed generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 86-93.
- [11] 江岳春,曾诚玉,邹嘉嘉,等. 计及人体舒适度和柔性负荷的综合能源协同优化调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):254-260.
JIANG Yuechun, ZENG Chengyu, HUAN Jiajia, et al. Integrated energy collaborative optimal dispatch considering human comfort and flexible load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 254-260.
- [12] 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.
- [13] WANG Z W, SHEN C, LIU F, et al. An adjustable chance-constrained approach for flexible ramping capacity allocation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(4): 1798-1811.
- [14] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value at risk[J]. Journal of Risk, 2000, 3(3): 21-41.
- [15] 于丹文,杨明,韩学山,等. 计及风电概率分布特征的鲁棒实时调度方法[J]. 中国电机工程学报,2017,37(3):727-738.
YU Danwen, YANG Ming, HAN Xueshan, et al. Robust real-time dispatch considering probabilistic distribution of wind generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(3): 727-738.
- [16] 谢毓广,江晓东. 储能系统对含风电的机组组合问题影响分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(5):19-24.
XIE Yuguang, CHIANG Hsiao-dong. Impact of energy storage system on the unit commitment problem with volatile wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5): 19-24.
- [17] 任建文,许英强,董圣孝. 考虑储能参与的含高比例风电互联电力系统分散式调度模型[J]. 电网技术,2018,42(4):1079-1086.
REN Jianwen, XU Yingqiang, DONG Shengxiao. A decentralized scheduling model with energy storage participation for interconnected power system with high wind power penetration[J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1079-1086.
- [18] 艾欣,周树鹏,陈政琦,等. 多随机因素下含可中断负荷的电力系统优化调度模型与求解方法研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(8):2231-2242.
AI Xin, ZHOU Shupeng, CHEN Zhengqi, et al. Research on optimal scheduling model and solving method for power system with interruptible load considering multi stochastic factors[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(8): 2231-2242.
- [19] 仇梦林,胡志坚,李燕,等. 基于可行性检测的考虑风电和需求响应的机组组合鲁棒优化方法[J]. 中国电机工程学报,2018,38(11):3184-3194.
ZHANG Menglin, HU Zhijian, LI Yan, et al. A robust optimization method for unit commitment considering wind power and demand response based on feasibility testing[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3184-3194.
- [20] WANG C, LIU F, WANG J H, et al. Robust risk-constrained unit commitment with large-scale wind generation: an adjustable uncertainty set approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 723-733.

作者简介:



张高航

张高航(1994—),男,河南漯河人,博士研究生,主要研究方向为可再生能源并网的电力系统优化调度(E-mail: 1027643386@qq.com);

李凤婷(1965—),女,河北平山人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为可再生能源并网技术与电力系统保护(E-mail: xjlf2009@sina.com)。

(编辑 陆丹)

Day-ahead optimal scheduling of power system considering comprehensive flexibility of source-load-storage

ZHANG Gaohang, LI Fengting

(College of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

Abstract: Making full use of the regulating effect of flexibility resources can effectively smooth the random fluctuation of wind power and improve the wind power acceptance capacity. A day-ahead optimal scheduling of power system considering comprehensive flexibility of source-load-storage is proposed. The flexibility demand characteristic of power system and the flexibility supply characteristic of source-load-storage are analyzed, and the probabilistic balance characteristic of system operation flexibility is considered comprehensively. CVaR (Conditional Value-at-Risk) is used to measure the risk loss of power system caused by insufficient flexibility, and is integrated into objective function to optimize the allocation of limited flexibility resources. A stochastic optimal scheduling model considering flexibility is constructed. The feasibility and validity of the proposed method and model are verified by the examples of IEEE 39-bus system and actual regional power grid.

Key words: flexibility; flexible resources; optimal scheduling; operational risk; CVaR; day-ahead scheduling; electric power systems

附录

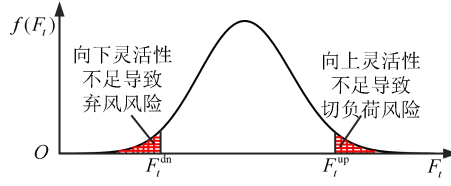


图 A1 灵活性需求的概率密度函数
Fig.A1 Probability density function of flexibility demand

表 A1 储能参数

Table A1 Parameters of energy storage

参数	取值	参数	取值
$E_{\max}$ /(MW·h)	300	$P_{C,\max}$, $P_{D,\max}$ /MW	100
$E_{\min}$ /(MW·h)	10	E_0 /(MW·h)	60
η_C	0.85	C_j^{ESS} /\$	1.2×10^7
η_D	1	M_j^{ESS}	6000

表 A2 可中断负荷参数

Table A2 Parameters of interruptible loads

可中断负荷	$a_{\text{IL},k}$ /[\$\cdot\$(MW·h) ⁻¹]	$P_{\text{IL},k,\min}$ /MW	$P_{\text{IL},k,\max}$ /MW	$T_{\text{IL},k,\min}^{\text{D}}$ /h	$T_{\text{IL},k,\max}^{\text{D}}$ /h	$T_{\text{IL},k,\min}^{\text{U}}$ /h	$N_{\text{IL},k,\max}$
IL ₁	30	10	30	2	4	3	1
IL ₂	35	10	30	1	3	4	2
IL ₃	30	10	40	2	5	2	1

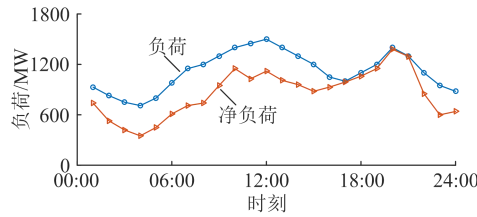


图 A2 系统负荷及净负荷预测曲线
Fig.A2 Prediction curves of system load and net load

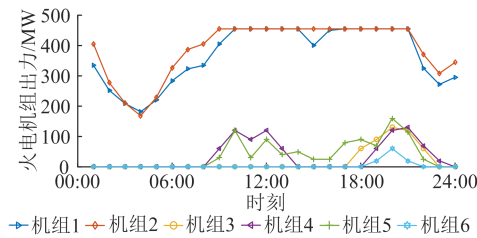


图 A3 方案 1 火电机组出力计划（仅含开机机组）
Fig.A3 Output plan of thermal power units in Scheme 1(only including start-up units)

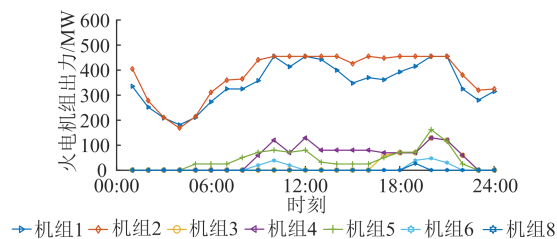


图 A4 方案 2 火电机组出力计划（仅含开机机组）

Fig.A4 Output plan of thermal power units in Scheme 2(only including start-up units)

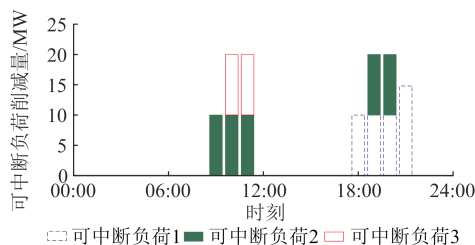


图 A5 方案 3 中可中断负荷削减量

Fig.A5 Interrupted amount of interruptible load in Scheme 3

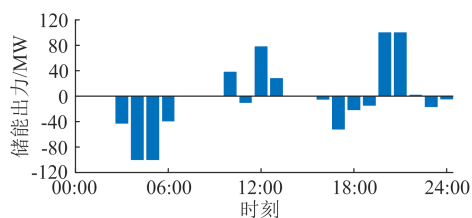


图 A6 方案 4 储能出力计划

Fig.A6 Power output plan of energy storage in Scheme 4

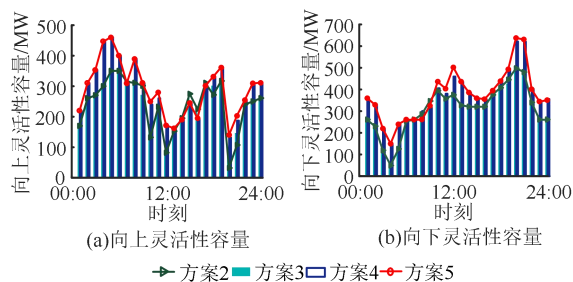


图 A7 4 种方案的灵活性容量

Fig.A7 Flexibility capacity of four schemes

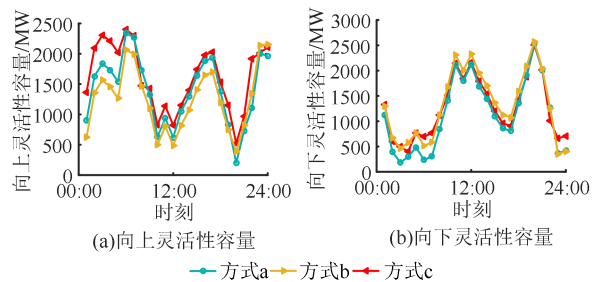


图 A8 3 种运行方式的灵活性容量

Fig.A8 Flexibility capacity of three operation modes