

高比例可再生能源受端区域电网调峰的出力网际分配

徐熙林¹, 宋依群¹, 姚良忠², 严正¹

(1. 上海交通大学 电气工程系 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240;

2. 中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘要: 随着我国可再生能源大规模并网, 低谷调峰成为诸多高比例可再生能源受端区域电网运行的困难之一。通过区域电网直调机组网际出力分配可以缓解区域内各省网的调峰压力。建立了以省网负荷平稳性和区域直调机组收益最大化为优化目标的二次规划模型, 引入价格杠杆和调峰压力系数, 以协调各省网的调峰需求。在此基础上, 考虑风电功率的不确定性, 建立机会约束规划模型, 通过蒙特卡洛模拟技术进行求解, 验证不确定性和风险存在条件下, 网际出力配置模型的有效性。华东直调系统简化算例的仿真结果表明, 所提模型能够有效地解决高比例可再生能源受端电网的调峰难题。

关键词: 调峰; 出力配置; 高比例可再生能源; 机会约束规划; 蒙特卡洛方法

中图分类号: TM 732

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.08.006

0 引言

随着我国可再生能源并网规模逐步扩大, 华东电网等区域电网作为受端电网, 受到高压直流输电(HVDC)馈入功率大而难以灵活调节等问题影响^[1]。水电通过 HVDC 线路的大规模馈入, 使得受端区域电网在负荷低谷时段出现“发电容量过剩”现象。同时, 受到受端区域电网内火电机组启停机灵活性限制, 电网调峰能力有限。尤其对于风电高渗透电网而言, 其常规机组容量大量被风电代替, 调峰压力增大, 在等效负荷低谷时段, 会出现机组出力供大于求的调峰困境, 具体表现为任何机组组合方式都无法同时满足日负荷高峰和低谷的需求。在某些极端情况下, 最小开机方式的最低出力仍会高于负荷低谷。若再考虑高比例新能源不确定性的影响, 电网调峰形势将更紧张, 调峰能力的不足对其区域内各级电力系统稳定运行的影响不容小视^[2-3]。

针对有高比例可再生能源并网的调峰问题, 目前已有一些研究。文献[4]从电网调峰能力的角度评估了电网消纳风电的能力; 文献[5-7]分别提出将风电与水电、抽水蓄能或储能构成互补能源系统联合优化运行, 缓解系统调峰压力; 文献[8]基于机会约束规划建立风电的准入功率极限模型, 研究在给定置信水平下的风电接入能力; 文献[9]基于序贯蒙特卡洛方法提出风电并网的调峰裕度测算方法。但上述研究大多以弃风作为缓解区域电网调峰压力的手段, 并未理想发挥区域电网内优质调峰资源的作用。因此, 为了有效缓解区域内各省网的调峰压力,

需合理分配网内优质的调峰资源^[10-11]。华东电网等许多区域电网内都拥有数目可观的直调机组。这些直调电站包含火电、水电以及抽蓄等类型机组, 其发电容量大、调度调节性能佳, 必将在解决调峰困境中发挥理想作用。但目前直调机组出力网际分配过程中采用的按等比例分配各时段出力的方法未顾及各省网负荷特性的差异, 无法理想地发挥电站的调峰作用。文献[12]针对华东电网水火核系统的调峰问题构建优化模型, 但未考虑高比例可再生能源馈入对模型的影响, 且模型中限制了调度分配比例, 使出力网际分配丧失了灵活性。文献[13]则提出采用智能算法来进行调峰资源分配, 但只对抽水蓄能站群进行了建模。上述对直调机组出力网际分配的研究仍然基于完全计划型的调度机制, 经济效率较低, 供电的安全可靠性也难以得到保障。

基于上述考虑, 首先在基于风电功率精确预测的背景下, 考虑水电和风电的馈入, 通过价格杠杆将需求侧响应原理引入区域电网调峰的网际出力配置, 发挥市场价格对资源配置的指导作用。以电网负荷过程平稳性和区域直调机组收益最大化为优化目标, 构建网际出力优化配置模型。再考虑风电功率预测的不确定性, 引入预测误差, 建立机会约束网际出力配置模型, 在计及高比例可再生能源不确定性带来的风险条件下, 分析区域电网网际出力配置模型的有效性。所提模型均以华东电网为背景, 制作仿真实例进行验证。仿真结果表明, 所提模型均能够有效解决高比例可再生能源受端电网的出力网际分配问题, 解决区域内多省网的调峰难题。

1 出力网际分配问题分析

目前, 区域电网工程实用的直调机组出力分配

收稿日期: 2017-01-17; 修回日期: 2017-06-29

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900105)

Project supported by the National Key R&D Program of China (2016YFB0900105)

方案为计划型的等比例模式。本文希望在高比例可再生能源并网背景下引入价格因素和风电的不确定因素,进行半开放型的出力网际分配。在直调机组发电计划已知的前提下,为了更加合理经济地分配各时段内直调机组出力至各省网,需构建出力网际优化分配模型,同时对其中的某些技术问题进行研究。图 1 展示了出力网际分配问题对区域电网调峰压力的缓解作用(图中阴影部分为由区域直调机组提供的功率)。定义等效负荷为原始负荷需求减去区外可再生能源送入功率;剩余负荷(余荷)为等效负荷需求减去直调机组提供的调峰出力支援。由图 1 可以看出,高比例可再生能源受端区域电网的等效负荷峰谷差较原始负荷峰谷差增大且低谷负荷更低,这主要源于风电的反调峰特性和水电的高比例馈入,使得受端电网的调峰压力加剧,而在直调机组网际出力的支援下,区域内各省网的剩余负荷曲线的平稳性有了较好改善,峰谷差减小,调峰压力得到缓解。

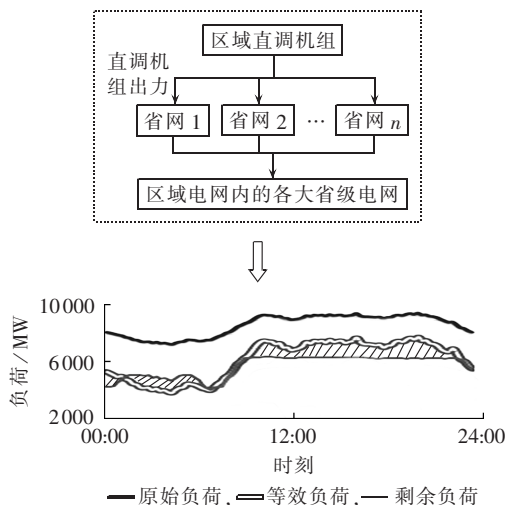


图 1 区域直调机组网际出力配置图

Fig.1 Power-output allocation of directly-dispatched regional generators

受端区域电网调峰的网际出力配置过程中,主要有以下 2 点技术难题需要解决:如何协调受端区域电网内各省网差异性的调峰压力和调峰需求,使得调峰资源能够得到合理利用;如何将风电功率的不确定性因素纳入配置模型。本文将主要通过 2 类优化模型来解决上述问题。

2 协调区域内多省网的二次规划模型

本节将主要考虑如何协调区域内各电网的调峰压力。主要通过差异性的目标权重设置方案和价格杠杆来解决这一问题。在构建二次规划目标函数时,将优化目标拟定为出力网际配置过程中电网剩余负荷波动最小化和区域直调机组收益最大化。

2.1 约束条件

需满足以下约束条件。

a. 直调机组某一时段的出力平衡约束。

$$\sum_{g=1}^G P_{m,g}^t = P_m^t \quad (1)$$

其中, $P_{m,g}^t$ 为第 m 号直调机组在时段 t 对第 g 号省网的出力; P_m^t 为第 m 号直调机组在时段 t 的出力; $m=1, 2, \dots, M$, M 为参与调峰的直调机组总数; $g=1, 2, \dots, G$, G 为区域内省网总数; $t=1, 2, \dots, T$, T 为调度日内时段数目。

b. 省网受电的平衡约束。

$$\sum_{t=1}^T P_{m,g}^t = P_m R_{m,g} \quad (2)$$

其中, $P_m = \sum_{t=1}^T P_m^t$ 为第 m 号直调机组的日出力; $R_{m,g}$ 为第 m 号机组对第 g 号省网出力占第 m 号机组出力总和的比例, $0 \leq R_{m,g} \leq 1$, 且有 $\sum_{g=1}^G R_{m,g} = 1$ 。

c. 机组出力约束。

$$\begin{cases} P_{m,g}^t \geq 0 & \text{发电工况} \\ P_{m,g}^t < 0 & \text{抽水工况} \end{cases} \quad (3)$$

其中,抽水工况约束仅针对抽蓄机组成立。

d. 网际联络线容量约束。

要求通过网际联络线分配的直调机组出力不能超过联络线安全容量,即:

$$|P_{m,g}^t| \leq P_{L}^{\max} \quad (4)$$

其中, $P_{L}^{\max}$ 为联络线的安全容量。

e. 各省网发电机组利用小时数约束。

为了保障接受调峰支援的省网内的本地机组发电资源利用率,避免由于省网接受过多的调峰出力而造成本地机组利用小时数明显下降,造成各省网发电资源利用不平衡,设置式(5)所示约束。

$$t_g S_g / \Delta t \geq \sum_{t=1}^T R_g^t + t_0 S_g / \Delta t \quad (5)$$

其中, t_g 为第 g 号省网日均发电机组利用小时数; t_0 为直调机组集团日均发电机组利用小时数; $t_g S_g / \Delta t = \sum_{t=1}^T C_g^t - \sum_{t=1}^T P_{w,g}^t - \sum_{t=1}^T P_{h,g}^t - \sum_{t=1}^T P_{m,g}^t$, C_g^t 为分配第 m 号机组出力时第 g 号省网面临的原始负荷需求, $P_{w,g}^t$ 为第 g 号省网在时段 t 接受的风电功率, $P_{h,g}^t$ 为第 g 号省网在时段 t 接受的水电功率, S_g 为第 g 号省网的装机容量; R_g^t 为时段 t 第 g 号省网的运行负备用; Δt 为单时段时长。

2.2 目标函数

a. 各省网剩余负荷均方差最小化目标。

在直调机组的发电计划已知的前提下,为了保证负荷高峰时段与负荷低谷时段内各省网剩余负荷的平稳程度,可采用剩余负荷均方差最小化构建调峰目标函数^[14]。

针对第 g 号省网,第 m 号机组的出力网际分配目标函数可表示为最小化该省网剩余负荷均方差:

$$\min D_g = w_{g1} \sum_{t \in \Lambda_{g1}} (X_{g1}^t - \sum_{i \in \Lambda_{g1}} X_{g1}^i / T_{g1})^2 + w_{g2} \sum_{t \in \Lambda_{g2}} (X_{g2}^t - \sum_{i \in \Lambda_{g2}} X_{g2}^i / T_{g2})^2 \quad (6)$$

其中, $X_{g1}^t = C_{g1}^t - P_{w,g}^t - P_{h,g}^t - P_{m,g}^t$ 为剩余负荷; $P_{w,g}^t$ 、 $P_{h,g}^t$ 分别为基于精确预测的风电功率值和水电功率,暂不考虑风电功率的不确定性影响; w_{g1} 、 w_{g2} 分别为负荷低谷时段、负荷高峰时段的目标权重,其取值由直调机组发电情况及对应时段负荷特点决定,如果直调机组集中在负荷高峰时段发电,应相应减小 w_{g1} ,或者令 $w_{g1}=0$; T_{g1} 、 T_{g2} 分别为第 g 号省网负荷低谷与高峰时段的总时长; Λ_{g1} 、 Λ_{g2} 分别为第 g 号省网负荷低谷以及高峰时段所构成的时段集合。

式(6)仅为第 g 号省网的目标函数,但出力网际分配模型涉及区域内多个省网,为一个典型的多目标优化问题,难以直接进行求解。因此,引入目标权重对多个目标进行加权,转化为单一目标,同时对不同省网的负荷进行数量级归一化。并将式(2)与 $X_{g1}^t = C_{g1}^t - P_{w,g}^t - P_{h,g}^t - P_{m,g}^t$ 代入式(6),得到:

$$\min D = \sum_{g=1}^G \frac{w_g}{(C_{g1}^{\max})^2} D_g = \sum_{g=1}^G \frac{w_g}{(C_{g1}^{\max})^2} \left[\frac{w_{g1}}{T_{g1}^2} \sum_{t \in \Lambda_{g1}} \left[T_{g1} (C_{g1}^t - P_{w,g}^t - P_{h,g}^t - P_{m,g}^t) - C_{g1}^{\text{sum}} + \sum_{i \in \Lambda_{g1}} P_{m,g}^i \right]^2 + \frac{w_{g2}}{T_{g2}^2} \sum_{t \in \Lambda_{g2}} \left[T_{g2} (C_{g2}^t - P_{w,g}^t - P_{h,g}^t - P_{m,g}^t) - C_{g2}^{\text{sum}} + P_{m,g} R_{m,g} - \sum_{i \in \Lambda_{g2}} P_{m,g}^i \right]^2 \right] \quad (7)$$

其中, w_g 为协调各省网调峰压力的目标权重; C_{g1}^{sum} 、 C_{g2}^{sum} 分别为第 g 号省网的等效负荷在低谷与高峰时段的负荷需求总和; $C_{g1}^{\max}$ 为第 g 号省网该调度日内等效负荷的最大值。

针对协调各省网调峰压力的目标权重 w_g , 提出 3 种设置方法:按照等比例设置;按照各省网负荷水平设置;按照各省网的调峰压力设置。各省网目标权重与对应的该省网调峰压力系数成正比,所有目标权重加和为 1。

可用调峰压力系数定量评估各大省网的调峰压力。调峰压力系数可表示为:

$$\delta = \frac{[(L_{\text{eq,max}} + R_u) - (L_{\text{eq,min}} - R_d)] / (L_{\text{eq,max}} + R_u)}{\sum_{i=1}^{N_G} (P_{i,\max} - P_{i,\min}) / \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,\max}} \quad (8)$$

其中, $L_{\text{eq,max}}$ 、 $L_{\text{eq,min}}$ 分别为研究日内电网剩余负荷 X_g^t 的最大值和最小值; R_u 、 R_d 分别为该研究日电网的正备用、负备用; $P_{i,\max}$ 、 $P_{i,\min}$ 分别为第 i 号机组的最大出力和最小出力; N_G 为该研究日内实际开机方式下的机组数目。

显然,式(8)中 $L_{\text{eq,max}}$ 、 $L_{\text{eq,min}}$ 的取值由研究日内 X_g^t

曲线决定,而 X_g^t 与决策变量 $P_{m,g}^t$ 有关。因此,引入调峰压力系数设置目标权重的优化方案是一个动态优化过程,具体的动态优化实现方法将在 2.3 节详细介绍。

b. 直调机组收益最大化目标。

引入价格杠杆成为协调多省网调峰压力的第 2 种手段。价格体现了该省网对调峰资源的需求情况。调峰压力相对较大的省网会通过提高价格来获取更多的调峰支援。负荷低谷时段,抽蓄机组提供等效下调调峰容量,在调峰市场中得到支付补偿。不提供下调调峰服务的火电机组参与分摊。根据区域直调机组收益最大化目标建立目标函数:

$$\max F = \sum_{g=1}^G \left(- \sum_{t=\lambda_1}^t \rho_g^t P_{m,g}^t \right) \Delta t - C_{m,\text{ch}} \quad (9)$$

其中, ρ_g^t 为时段 t 内第 g 号省网的调峰服务价格; $C_{m,\text{ch}}$ 为第 m 号机组提供调峰服务的成本。

在此基础上,引入 w_F 、 w_D 将双目标进行归一化,如式(10)所示。

$$\min Y = \min \left(w_D \frac{D - D_{\min}}{D_{\max} - D_{\min}} - w_F \frac{F - F_{\min}}{F_{\max} - F_{\min}} \right) \quad (10)$$

其中, $D_{\max}$ 、 $D_{\min}$ 分别为目标 D 可能的最大与最小取值; $F_{\max}$ 、 $F_{\min}$ 分别为目标 F 可能的最大与最小取值。

通过构建以式(10)为目标函数、以式(1)~(5)为约束条件的优化模型,可以求解出高比例可再生能源馈入背景下协调各省网调峰压力的网际出力分配方案。

2.3 引入调峰压力系数的动态协调优化方法

引入调峰压力系数设置目标权重的优化方案具有动态协调特性。调峰压力系数会影响直调机组网际出力分配结果,进而影响各省网的剩余负荷;而各省网的剩余负荷又会影响到调峰压力系数。因此,设计迭代协调优化方法,使得最终得到的收敛解满足最优性,实现直调机组资源的最优配置。具体方法如下。

a. 设置迭代计数器 $i=0$;根据电网该日的等效负荷情况,计算得到该日的调峰压力系数初始值 $\delta(0)$,并据此设置各省网的目标权重 $w_g(0)$ 。

b. 开始新一轮迭代,迭代计数器 $i=i+1$ 。

c. 根据此时的目标权重,构建以式(10)为目标函数、以式(1)~(5)为约束条件的优化模型,求得直调机组网际出力分配解 $P_{m,g}^t(i)$ 。

d. 根据 $X_g^t = C_{g1}^t - P_{w,g}^t - P_{h,g}^t - P_{m,g}^t$ 计算此时各省网的剩余负荷,据剩余负荷计算此时各省网的调峰压力系数 $\delta(i)$ 及相应的目标权重 $w_g(i)$ 。

e. 判断 $|\delta(i) - \delta(i-1)| < \bar{\omega}$ 是否成立,若成立迭代结束,此时得到的网际出力分配解 $P_{m,g}^t(i)$ 即为最优解;若不成立转步骤 b 开始新一轮迭代。其中 $\bar{\omega}$ 为一

个很小的正数,其决定收敛精度。

3 考虑风电功率不确定性因素的机会约束规划模型

由于风电出力的随机性、波动性以及间歇性,风电功率的预测精确程度又往往无法达到系统安全稳定运行的要求标准,考虑风电并网的网际出力优化问题势必会更加困难。为了将风电功率的不确定性因素纳入配置模型,计及风电功率不确定性带来的风险,建立机会约束规划模型,在考虑风险的情况下分析网际出力配置模型的优化计算效果。

3.1 机会约束规划

由于风电功率预测的不确定性,确定性建模方案可能会因为过于保守和约束性过强等问题而不再适用于解决区域电网调峰问题。而考虑风电功率不确定性的概率性建模方案则可较好地体现风电实际功率的概率性分布。

机会约束规划适用于目标函数以及约束条件中含有风电功率等随机变量的优化问题,且此类优化问题要求在实测到风电功率之前就做出决策。而显然在考虑风电不确定性的情况下,可能会出现一些极端情况,违反约束条件,但这些情况出现的概率不高。为了避免由于为满足任何可能发生的极端情况而造成的过于保守问题,机会约束规划建模方法允许决策方案在一定程度上违背约束,但该决策应使约束条件得到满足的概率不低于可接受的某一个置信水平。

典型的机会约束规划模型^[15]如式(11)所示。

$$\begin{cases} \min \bar{f} \\ \text{s.t. } p\{f(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi}) \leq \bar{f}\} \geq \beta \\ p\{g_j(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi}) \leq 0, j=1, 2, \dots, p\} \geq \alpha \end{cases} \quad (11)$$

其中, $\mathbf{x}$ 为决策向量; $\boldsymbol{\xi}$ 为概率分布已知的随机量向量; $f(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi})$ 为目标函数; $g_j(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi})$ 为随机约束函数; $p\{\cdot\}$ 为 $\{\cdot\}$ 中事件成立的概率; α, β 为对应的决策者给出的置信要求水平; $\bar{f}$ 为目标函数在成立概率以上时所取的最小值。

3.2 目标函数

以协调各省网调峰压力的网际出力配置模型为基础,建立目标函数。由于模型中要计及风电功率的不确定性,含有不确定性的风电功率的目标函数也将包含随机变量,因此采用固定形式来表示目标函数变得不再有意义,需要以原优化目标的期望形式来表示优化目标,引入概率形式的目标函数可以表示为:

$$\min E(Y) = \min E \left(w_D \frac{D - D_{\min}}{D_{\max} - D_{\min}} - w_F \frac{F - F_{\min}}{F_{\max} - F_{\min}} \right) \quad (12)$$

其中, D 为剩余负荷平稳性优化目标,需要指出的是,此时 $P_{w,g}^t, P_{h,g}^t$ 虽仍然为第 g 号省网在时段 t 内接受的高比例可再生区外来电功率,但此值是基于风电功率的实际值和水电功率, $P_{w,g}^t$ 为随机变量,将风电功率的不确定性因素纳入模型; F 为经济性优化目标; $E(\cdot)$ 表示 $(\cdot)$ 中关于不确定量的数学期望。

3.3 约束条件

在表示约束条件时也应采用不同于确定性模型的形式来表示。本节的建模方法基于机会约束规划,因此约束条件可以在一定的置信度上以概率成立的形式来表示。而置信度的大小表示对系统运行约束程度和稳定水平的要求。置信度要求过高的系统安全水平也较高,但可能因过于保守而增加不必要的成本。

本文模型的约束条件由确定性约束和机会约束构成。确定性约束仍然可以用式(1)~(4)表示;而概率性机会约束则需要对原约束式(5)进行修改。为了明显体现机会约束中包含的随机变量 $P_{w,g}^t$, 对式(5)进行变量代换 $t_g S_g / \Delta t = \sum_{i=1}^T C_g^t - \sum_{i=1}^T P_{w,g}^t - \sum_{i=1}^T P_{h,g}^t - \sum_{i=1}^T P_{m,g}^t$, 机会约束可表示为:

$$p \left\{ \sum_{i=1}^T C_g^t - \sum_{i=1}^T P_{w,g}^t - \sum_{i=1}^T P_{h,g}^t - \sum_{i=1}^T P_{m,g}^t \geq \sum_{i=1}^T R_g^t + t_0 S_g / \Delta t \right\} \geq \beta \quad (13)$$

其中, β 为要求该约束条件成立的置信水平。

即本文模型的约束条件为确定性约束式(1)~(4)与机会约束式(13)。

3.4 风电功率随机变量的处理

机会约束规划中的随机变量需要已知概率密度分布函数。对本文模型中风电功率随机变量 $P_{w,g}^t$ 而言,需要获取风电功率的预测值以及对应的实测值,从而获得风电功率实际值 $P_{w,g}^t$ 的概率密度分布特性。目前建立正确可行的风电实际功率分布模型的方法主要有基于全部预测误差评价的正态分布方法和基于局部预测误差评价的 Beta 分布方法^[16]。本文采用 Beta 分布方法。

首先构建与一个给定的风电功率预测结果相关的实际风电功率集,从中筛选出符合条件的对象来构建 Beta 分布模型。用 $(\hat{P}_{w,g}^t, P_{w,g}^t)$ 表示风电预测功率与相关实测风电功率构成的对象,在所有搜集到的对象 $(\hat{P}_{w,g}^t, P_{w,g}^t)$ 中进行搜索,构建符合如下条件的子集:

$$S(\hat{P}_{w,g}^t, P_{w,g}^t) = \left\{ (\hat{P}_{w,g}^t, P_{w,g}^t) \mid \hat{P}_{w,g}^t - \varepsilon \leq P_{w,g}^t \leq \hat{P}_{w,g}^t + \varepsilon \right\} \quad (14)$$

其中, $\varepsilon > 0$ 用来表示筛选构建 Beta 分布模型对象的

标准,可根据对象数量与建模要求等情况来确定。

在搜索到的子集 $S(\hat{P}_{w,g}^t, P_{w,g}^t)$ 中,集合风电实测功率可构建 Beta 分布模型所需的数据集合:

$$S_{pw} = \{P_{w,g}^t \in S(\hat{P}_{w,g}^t, P_{w,g}^t)\} \quad (15)$$

得到构建 Beta 分布模型需要的数据集后,可以计算得到数据的均值以及方差:

$$\mu = \frac{1}{N} \sum_{P_{w,g}^t \in S_{pw}} P_{w,g}^t, \quad \sigma^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{P_{w,g}^t \in S_{pw}} \left(P_{w,g}^t - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N P_{w,g}^t \right)^2 \quad (16)$$

其中, N 为数据集 S_{pw} 所含样本数目。

由于 Beta 分布概率密度函数以及期望值和方差本身就可以用形状参数 a, b 表示为:

$$\begin{cases} f_w(P_{w,g}^{t*}) = \frac{(P_{w,g}^{t*})^{a-1} (1-P_{w,g}^{t*})^{b-1}}{\int_0^1 (P_{w,g}^{t*})^{a-1} (1-P_{w,g}^{t*})^{b-1} dP_{w,g}^{t*}} \\ \mu = \frac{a}{b+a}, \quad \sigma^2 = \frac{ab}{(a+b)^2(1+a+b)} \end{cases} \quad (17)$$

其中 $f_w(P_{w,g}^{t*})$ 为 $P_{w,g}^{t*}$ 的概率密度函数; $P_{w,g}^{t*} \in [0, 1]$ 为被统计的随机变量 $P_{w,g}^t$ 的标么值形式; $a \geq 0, b \geq 0$ 为分布函数的形状参数。

联立式(16)、(17)求得 Beta 分布的形状参数 a, b 为:

$$\begin{cases} a = \frac{(1-\mu)\mu^2 - \mu\sigma^2}{\sigma^2} \\ b = \frac{(1-\mu)a}{\mu} \end{cases} \quad (18)$$

最终得到 $P_{w,g}^t$ 的 Beta 分布密度函数 $f_w(P_{w,g}^{t*})$, 完成对模型中风电功率 $P_{w,g}^t$ 这一随机变量概率分布的建模。本文模型中包含的 $G \times T$ 个风电功率随机变量 $P_{w,g}^t$, 均可采用该建模方式得到概率密度分布函数。

3.5 基于蒙特卡洛模拟的求解技术

由于模型目标函数和机会约束条件中包含随机变量 $P_{w,g}^t$, 且以期望值和置信度水平形式表示, 使得模型变得模糊, 数学性质不再清晰, 传统的基于导数的优化求解技术难以直接应用于本文模型。因此采用蒙特卡洛模拟将期望值模型转化为样本均值形式表示的数学规划。蒙特卡洛模拟也被称为随机抽样模拟, 能够在随机的基础上真实地模拟确切的物理过程, 因此模拟实验结果与实际结果相似度极高, 可以得到理想可靠的模拟结果。本文基于蒙特卡洛模拟的求解技术的具体步骤如下。

a. 构造辅助函数, 将机会约束转化为期望值形式, 形成等价的期望值模型。

首先构建辅助函数:

$$h(x, \xi) = \begin{cases} \beta - 1 & \text{机会约束式(13)成立} \\ \beta & \text{机会约束式(13)不成立} \end{cases} \quad (19)$$

针对辅助函数求解其期望, 可以表示为:

$$E(h) = (\beta - 1)p\{g(x, \xi) \leq 0\} +$$

$$\beta(1 - p\{g(x, \xi) \leq 0\}) = \beta - p\{g(x, \xi) \leq 0\} \quad (20)$$

其中, $g(x, \xi) \leq 0$ 表示决策量为 x 、随机变量为 ξ 的机会约束式(13)。

显然, 借助于辅助函数的构造, 模型可以变形表示为期望值模型, 如式(21)所示, 确定性约束省略, 没有表示在其中。

$$\begin{cases} \min E(Y(x, \xi)) \\ \text{s.t. } E(h(x, \xi)) \leq 0 \end{cases} \quad (21)$$

b. 借助蒙特卡洛模拟将期望值模型转化为模拟样本均值模型。

可按照 Beta 分布的风电功率分布模型通过概率随机生成每点可能的风电功率值, 并将每点的随机功率数据形成全研究时段的风电功率曲线。根据风电相邻时段的功率爬坡速率约束对曲线进行筛选。重复操作, 经筛选即可得样本容量为 L 的模拟样本。根据蒙特卡洛模拟理论, 当随机产生的样本数目充足时, 可以用样本的均值来反映期望值。因此, 模型中期望值形式的式(21)可进一步转化为模拟样本均值形式表示的模型:

$$\begin{cases} \min \bar{Y}(x, \xi) \\ \text{s.t. } \bar{h}(x, \xi) \leq 0 \end{cases} \quad (22)$$

其中, $\xi = [\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_L]$ 为模型中随机变量构成的向量, $\xi_k (k=1, 2, \dots, L)$ 为蒙特卡洛模拟产生某一条风电功率曲线包含的随机变量构成的向量; $\bar{Y}(x, \xi)$ 和 $\bar{h}(x, \xi)$ 如式(23)所示。

$$\begin{cases} \bar{Y}(x, \xi) = \frac{1}{L} \sum_{k=1}^L Y(x, \xi_k) \\ \bar{h}(x, \xi) = \frac{1}{L} \sum_{k=1}^L h(x, \xi_k) \end{cases} \quad (23)$$

c. 最终可以直接通过遗传算法求解经过蒙特卡洛模拟理论简化得到的模拟样本均值形式表示的模型式(22)来进行优化决策。

3.6 优化流程

机会约束规划模型的求解包含从风电功率预测值和基于 Beta 分布的风电功率随机分布模型中得到模拟风电功率曲线, 以及蒙特卡洛模拟简化和遗传算法求解等过程。

模型中待决策的最优解含 $T \times G + G$ 个决策变量 $\{P_{m,1}^1, P_{m,1}^2, \dots, P_{m,1}^T, P_{m,2}^1, P_{m,2}^2, \dots, P_{m,2}^T, \dots, P_{m,G}^1, P_{m,G}^2, \dots, P_{m,G}^T, R_{m,1}, R_{m,2}, \dots, R_{m,G}\}$ 。优化流程如图 2 所示。

需注意的是, 若协调多省电网调峰压力目标权重设置方案为按照调峰压力系数设置, 需要采用与 2.3 节相同的方法进行动态迭代优化计算。

4 算例分析

4.1 算例背景

以华东电网为背景研究高比例可再生能源受端

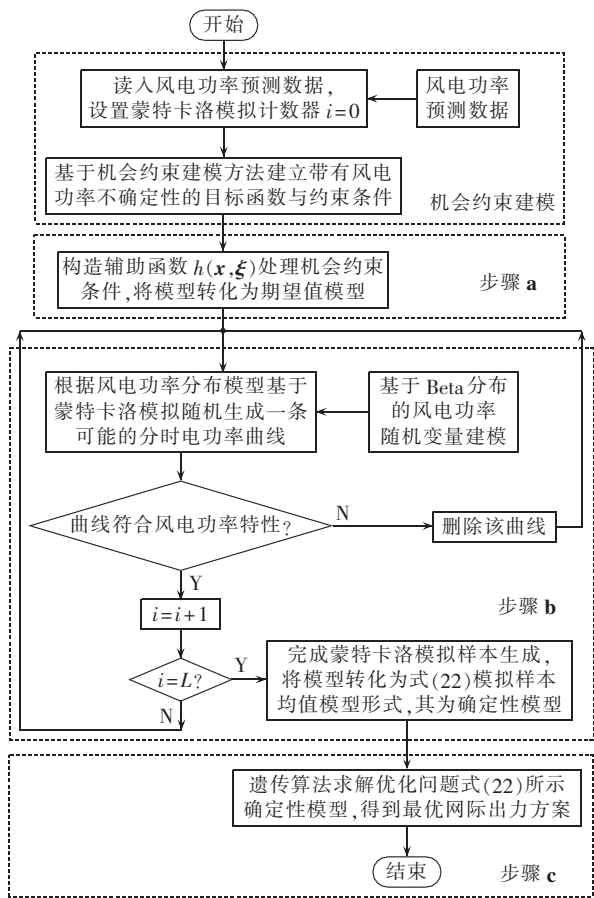


图 2 基于蒙特卡洛模拟的机会约束规划求解流程

Fig.2 Flowchart of chance-constrained programming solver based on Monte Carlo simulation

区域电网调峰问题。应用华东直调系统对本文所提优化模型进行仿真模拟。该简化仿真系统包含 13 座直调电站及上海、江苏、浙江、安徽四大电网。

各省网负荷曲线依照 2015 年 8 月 6 日华东电网各省网负荷以及区外可再生能源来电功率进行设置。Beta 预测误差分布模型形状参数 $a=3.55$ 、 $b=4.14$ 。表 1 给出了参照当日实际运行工况计算的各电网调峰压力系数与相应的目标权重初始值。

表 1 各电网调峰压力系数与目标权重初始值

Table 1 Peak regulation pressure coefficient and initial objective weight for different provincial grids

电网	调峰压力系数	目标权重	电网	调峰压力系数	目标权重
上海	1.194	0.352	浙江	0.834	0.246
江苏	0.679	0.200	安徽	0.686	0.202

4.2 算例结果与分析

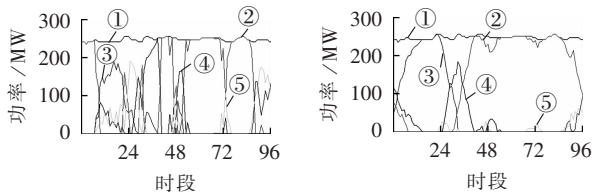
采用 MATLABR2015b 编制程序分别对 2 种模型进行优化计算。首先将目标权重设置为按照调峰压力设置方法。设置双目标权重为 $w_D=0.5$ 、 $w_F=0.5$ 。设置各电网的调峰服务价格如下：上海电网为 0.4 元/(kW·h)，江苏电网为 0.3 元/(kW·h)，浙江电网为 0.35 元/(kW·h)，安徽电网为 0.3 元/(kW·h)。表 2 给出了 2 种建模方式下的各省网调峰效果。为

了简明表述,下文以 QP(Quadratic Programming)方法表示协调各省网调峰压力的二次规划模型,以 SP(Stochastic Programming)方法表示考虑风电功率不确定性的随机机会约束规划模型。图 3 以直调电站中的安徽洛河电站为例给出了 2 种方法下的网际出力分配结果。图 4 给出了 2 种方法下华东直调机组出力网际分配对各电网的负荷平衡结果。

表 2 2 种模型的调峰结果

Table 2 Peak regulation results of two models MW

负荷	建模方式	电网	调峰效果			
			高峰	低谷	峰谷差	均方差
原始负荷	—	上海	7792	3828	3964	1374
		江苏	45383	39336	6047	1309
		浙江	34710	25104	9606	2569
		安徽	16214	12967	3247	810
剩余负荷	QP 方法	上海	6317	4015	2302	734
		江苏	42754	36517	6237	1589
		浙江	29125	23711	5414	1254
		安徽	15155	12698	2457	491
	SP 方法	上海	6512	2823	3689	998
		江苏	43676	37412	6264	1401
		浙江	32678	23428	9250	2278
		安徽	14445	11301	3144	632

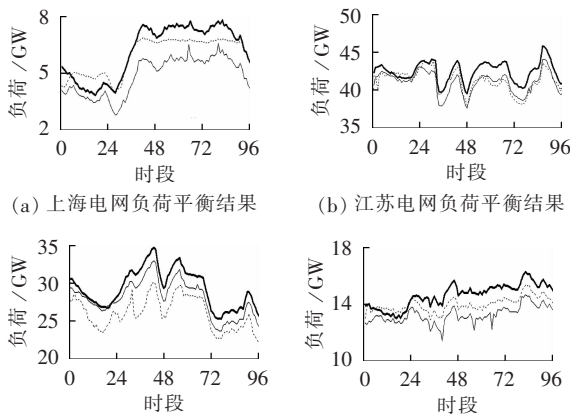


(a) QP 方法网际出力分配结果 (b) SP 方法网际出力分配结果

- ① 洛河电站日出力曲线, ② 分配至上海电网出力
- ③ 分配至江苏电网出力, ④ 分配至浙江电网出力
- ⑤ 分配至安徽电网出力

图 3 2 种模型的洛河电站网际出力分配结果

Fig.3 Results of power-output allocation of Luohe power plant for two models



(a) 上海电网负荷平衡结果 (b) 江苏电网负荷平衡结果

(c) 浙江电网负荷平衡结果 (d) 安徽电网负荷平衡结果

- 原始等效负荷需求, QP 方法剩余负荷需求
- SP 方法剩余负荷需求

图 4 2 种模型下各电网调峰效果

Fig.4 Peak regulation effect of two models for different provincial grids

a. 协调各省网调峰压力的二次规划模型。

从 QP 方法的调峰效果看,二次规划模型对区域内各省网的负荷曲线进行了良好的削峰填谷调节。由表 1 可知,上海和浙江电网的调峰效果最为显著。其中上海电网充分利用了抽水蓄能调峰资源。上海及浙江电网的峰谷差分别由 3 964 MW 和 9 606 MW 下降为 2 302 MW 和 5 714 MW,上海电网的低谷负荷从 3 828 MW 增长到 4 015 MW。相比之下,江苏电网和安徽电网的调峰效果欠佳。其主要原因是:首先,上海和浙江电网的实际调峰压力较大,在模型中占有较高的目标权重,因此在增加电网剩余负荷平稳性的目标支持下获得了更多的调峰出力,从而造成江苏和安徽调峰效果相对不理想;其次,各电网根据自身调峰压力申报的调峰服务价格存在差异,上海和浙江电网调峰困难,调峰服务价格较高,因此在区域直调机组收益最大化目标支持下获得了较高比例的调峰资源。

分别仿真计算 3 种目标权重设置方案下的出力网际分配模型,表 3 给出了 3 种方案的计算结果。从表 3 可知,在按照调峰压力设置方案中,上海和浙江电网由于区外高比例可再生能源馈入较大,调峰形势更加严峻,调峰压力系数较大,因此获得了较多的直调机组出力以缓解调峰压力;等比例设置方案则将直调机组出力更为均匀地分配至各省网;按照各省网负荷水平设置方法使得江苏电网的调峰深度大幅加深,日峰谷差更是减小为 4 987 MW,这是由于江苏电网负荷较高的缘故。

表 3 不同目标权重设置方案的调峰结果
Table 3 Results of peak regulation for different objective weight setting schemes MW

权重设置方案	电网	调峰效果		
		高峰	低谷	均方差
按调峰压力系数设置	上海	6 317	4 015	2 302
	江苏	42 754	36 517	6 237
	浙江	29 125	23 711	5 414
	安徽	15 155	12 698	2 457
按等比例设置	上海	6 463	4 064	761
	江苏	42 862	37 032	1 459
	浙江	29 612	23 971	1 352
	安徽	15 008	12 787	478
按电网负荷水平设置	上海	7 474	4 071	997
	江苏	41 412	36 425	1 421
	浙江	30 912	25 123	1 281
	安徽	14 801	12 387	531

b. 考虑风电功率不确定性的机会约束规划模型。

约束条件成立的置信度取 0.9。经过仿真实验,随机模拟样本数目达到 500 以上时,优化计算出的调峰深度值变化量不超过 1%。因此为了有效提高计算效率,通过蒙特卡洛模拟及对随机样本的筛选检验产生 500 个随机样本,应用随机模拟样本及 MATLAB 软件中遗传算法对机会约束规划模型进行求解。

可见,SP 方法也能够有效地解决区域内多省网的调峰难题。与 QP 方法相似的是,上海和浙江电网的调峰深度仍然较大,虽然理想程度弱于 QP 方法,但整体的电网负荷率仍有理想的改善。

由表 2 可以看出,SP 方法优化结果对电网安全性的优化弱于 QP 方法,绝大部分电网的负荷平稳性较确定性模型均有所下降。其原因在于:SP 方法考虑了风电功率的不确定性因素,这无疑会加大各电网调峰的难度;SP 方法求解基于蒙特卡洛模拟,在简化过程中,以均值代替期望值进行优化,同时求解过程借助于遗传算法,即求出的是近似最优解,这也会对优化结果产生一定影响。

c. 2 种模型的综合分析与比较。

由图 3 可以发现,采用 2 种优化方法时,直调电站的分时段出力均能够以不同比例分配到各大省网。不同省网所分配的出力不同,这主要是由于模型协调了不同省网的调峰现状。

由图 4 可以直观清晰地看出,分高峰低谷时段调峰目标可在一定程度上改善负荷高峰、低谷时段的相对平稳性,这在上海电网表现得尤为明显。表明 QP 方法与 SP 方法均具有较强的分段调节能力。

随着可再生能源馈入比例的持续提高,调峰压力将愈加明显。本文进行前瞻研究,增大风电馈入比例,使其馈入功率达到 4.1 节实际系统馈入功率的 3 倍,对这一环境下 2 种模型的计算结果进行比较。计算结果如表 4 所示(原始负荷数据同表 2)。

表 4 风电馈入功率比例提高后 2 种模型的调峰结果
Table 4 Peak regulation results of two models with increased wind power penetration ratio MW

建模方式	电网	调峰效果			
		高峰	低谷	峰谷差	均方差
QP 方法	上海	6 387	3 188	3 199	875
	江苏	41 676	35 387	6 289	1 345
	浙江	29 297	20 608	8 689	1 667
	安徽	12 498	9 765	2 733	621
SP 方法	上海	6 412	3 367	3 045	824
	江苏	40 469	35 055	5 414	1 401
	浙江	29 734	22 308	7 426	1 521
	安徽	13 397	10 275	3 122	633

由表 4 可以发现,风电馈入比例增高后,SP 方法应对风电功率不确定性风险的优势较表 2 结果更为突出,上海、江苏及浙江电网的峰谷差在 SP 方法作用下减小幅度比 QP 方法更大。这主要是由于:风电馈入比例增高后,其不确定性对模型的影响更大,而 QP 方法忽略了风电功率随机性,将其视为基于预测值的固定值。这样,当实际并网风电功率与预测值出现较大偏差时,QP 方法无法计及这一偏差,造成调峰优化效果弱于 SP 方法。

综上,2 种方法充分体现了在高比例可再生能

源馈入背景下,受端区域电网网际出力配置的必要性。SP 方法更良好地体现了针对风电功率不确定性和风险时,网际出力配置模型仍展现出良好的优化效果。综合分析表 2 和表 4 中 2 种不同风电功率馈入比例情况下的计算结果,考虑以下 2 种情况:在风电接入比例低于受端区域发电容量 10% 的区域,可基于较精确的风电预测结果采用 QP 方法,这一情况下,风电功率不确定性带来的风险影响较小,QP 方法因无需多次进行蒙特卡洛模拟,计算效率和结果精度较优;在风电馈入比例超过受端区域发电容量 10% 的区域则可采用 SP 方法,此时,风电功率的不确定性成为影响调峰效果的主要因素,SP 方法可较好计及不确定性影响,得到更优的计算结果。

5 结论

a. 本文 2 种模型能有效解决高比例可再生能源受端区域内多省网调峰需求下的网际出力配置问题,获得优于目前工程实际应用的等比例分配模式下的调峰效果,具有工程实用以及推广价值。

b. 水电、风电功率确定的网际出力配置模型引入价格杠杆和调峰压力系数对多省网调峰压力进行协调,实现了区域内多省网和多直调机组协同运行。

c. 考虑风电功率不确定性的机会约束规划模型验证了网际出力配置模型在不确定性和风险存在条件下的有效性。

d. 模型中的价格为确定的值,实际上可以构建低估调峰市场对调峰服务价格进行市场优化,后续研究将对此展开。

参考文献:

- [1] 田书欣,程浩忠,常浩,等. 特高压电网社会效益分析及评价方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):145-153.
TIAN Shuxin, CHENG Haozhong, CHANG Hao, et al. Analysis and evaluation of social benefit from UHV power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(2):145-153.
- [2] 郭小璇,龚仁喜,鲍海波,等. 含新能源电力系统机会约束经济调度的二阶锥规划方法[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(22):85-91.
GUO Xiaoxuan, GONG Renxi, BAO Haibo, et al. Second-order cone programming method of chance constrained economic dispatch considering renewable energy sources[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22):85-91.
- [3] 梅天华,甘德强,谢俊. 燃煤发电机组调停调峰成本的公平分摊[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):69-74.
MEI Tianhua, GAN Deqiang, XIE Jun. Fair allocation of coal-fired unit shutdown cost for peaking in valley time[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12):69-74.
- [4] 杨冬锋,周苏荃,鲍锋. 风电并网系统低谷时段的调峰能力分析[J]. 电网技术,2014,38(6):1446-1451.
YANG Dongfeng, ZHOU Suquan, BAO Feng. Analysis on peak load regulation capability of power grid integrated with wind farms in valley load period[J]. Power System Technology, 2014, 38(6):1446-1451.
- [5] 于婧,孙宏斌,沈欣炜. 考虑储热装置的风电-热电机组联合优化运行策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):139-145.
YU Jing, SUN Hongbin, SHEN Xinwei. Optimal operating strategy of integrated power system with wind farm, CHP unit and heat storage device[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):139-145.
- [6] 牛林华,龚庆武,黄炳翔,等. 大规模风电入网下的风气火电力系统联合优化调度[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):52-58.
NIU Linhua, GONG Qingwu, HUANG Bingxiang, et al. Optimal dispatch of wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11):52-58.
- [7] 陆秋瑜,胡伟,闵勇,等. 考虑时间相关性的风储系统多模式协调优化策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(2):6-12.
LU Qiuyu, HU Wei, MIN Yong, et al. A multi-pattern coordinated optimization strategy of wind power and energy storage system considering temporal dependence[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(2):6-12.
- [8] 姜欣,陈红坤,向铁元,等. 考虑调峰特性的电网风电接入能力分析[J]. 电力自动化设备,2014,34(12):13-18,25.
JIANG Xin, CHEN Hongkun, XIANG Tiejuan, et al. Wind power penetration capacity considering peak regulation characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(12):13-18, 25.
- [9] 张宏宇,印永华,申洪,等. 基于序贯蒙特卡洛方法的风电并网系统调峰裕度评估[J]. 电力系统自动化,2012,36(1):32-37.
ZHANG Hongyu, YIN Yonghua, SHEN Hong, et al. Analysis on influence of load rate on power system self-organized criticality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(1):32-37.
- [10] DASHTI H, CONEJO A J, JIANG R, et al. Weekly two-stage robust generation scheduling for hydrothermal power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6):4554-4564.
- [11] DUBEY H M, PANDIT M, PANIGRAHI B K. Ant lion optimization for short-term wind integrated hydrothermal power generation scheduling[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016, 83:158-174.
- [12] 申建建,程春田,李卫东,等. 多电网调峰的水火核电力系统网间出力分配方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(7):1041-1051.
SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, LI Weidong, et al. Solutions to power generation allocation among multiple power grids in peak operation of hydro, thermal and nuclear plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7):1041-1051.
- [13] 程雄,申建建,程春田,等. 大电网平台下抽水蓄能电站群短期多电网启发式调峰方法[J]. 电力系统自动化,2014,38(9):53-60.
CHENG Xiong, SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, et al. A short-term heuristic method for peak operation of pumped hydro-energy storage plants between multiple power grids on bulk power grid platform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9):53-60.
- [14] CHENG Chuntian, SHEN Jianjian, WU Xinyu. Short term scheduling for large-scale cascaded hydropower system with multi-vibration zones of high head[J]. Journal of Water Resources Planning and Management-ASCE, 2012, 138(3):257-267.

[15] 刘宝碁,赵瑞清,王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京:清华大学出版社,2003:23-31,79-112.

[16] 杨宏,苑津莎,张铁峰. 一种基于 Beta 分布的风电功率预测误差最小概率区间的模型和算法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(9):2135-2142.

YANG Hong,YUAN Jinsha,ZHANG Tiefeng. A model and algorithm for minimum probability interval of wind power forecast errors based on Beta distribution[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(9):2135-2142.

作者简介:



徐熙林

徐熙林(1994—),男,辽宁鞍山人,硕士研究生,主要研究方向为电力市场与电力系统优化运行(E-mail:xuxilin@yeah.net);

宋依群(1970—),女,浙江宁波人,副教授,博士,主要研究方向为电力市场及电力系统分析(E-mail:yqsong@sjtu.edu.cn)。

Power-output allocation for peak regulation of regional grid with high penetration of renewable energy resources

XU Xilin¹, SONG Yiqun¹, YAO Liangzhong², YAN Zheng¹

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: With the large-scale integration of renewable energy resources, peak regulation during valley-load period becomes an operational difficulty of regional grid with high penetration of renewable energy resources. Power-output allocation among the generators directly-dispatched by the regional grid can relieve the peak regulation pressure of provincial grids. A quadratic programming model with the load stability of provincial grids and the maximum profit of directly-dispatched regional generators as its objectives is built and the price leverage and peak regulation pressure coefficient are introduced to coordinate the peak regulation demands of different provincial grids, based on which, a chance-constrained programming model considering the wind-power uncertainty is built and solved by the Monte Carlo simulation technology to verify the effectiveness of the proposed power-output allocation model in the conditions of uncertainty and risk. The simulative results of a simplified example of East China Power Grid show that, the proposed model can effectively solve the peak regulation difficulty of regional grid with high penetration of renewable energy resources.

Key words: peak regulation; power-output allocation; high penetration of renewable energy resources; chance-constrained programming; Monte Carlo methods

(上接第 42 页 continued from page 42)

Multi-objective hierarchical stochastic chance-constrained programming considering optimal load-shedding direction

XIE Shiwei, HU Zhijian, NING Yue

(School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: A multi-objective hierarchical stochastic programming model with chance constraints is proposed, which takes the optimal shedding load and the optimistic voltage-stability margin as the upper-level objectives and the network loss expectation as the lower-level objective. The minimum static voltage-stability margin is calculated in the most dangerous load growth mode. A method is proposed to calculate the optimal load shedding direction, which is taken as a constraint. The non-dominated sorting genetic algorithm combined with Latin hypercube sampling-based Monte Carlo simulation is applied to solve the proposed model. The simulative results of IEEE 39-bus system show that, with ensured economy, the proposed method can improve the network security and voltage stability margin effectively.

Key words: optimal load-shedding direction; multi-objective hierarchical programming; chance constrained programming; stochastic simulation; voltage stability; optimization