

[风电]

基于风电可信度的年度电力电量平衡测算方法

文/广西电网电力调度控制中心 卢纯颢 莫 东
北京清大科越股份有限公司 黄红伟 张德亮 毛文照 游成彬

针对年度电力电量测算要求，设计了风电等效可调出力和风电等效可发电量两项评价指标，改进了传统的年度电力电量平衡测算方法，提出了基于风电可信度的年度电力电量平衡测算方法，并基于我国某省区电网实际数据构造算例，验证了所提出方法的有效性。

年度电力电量平衡算是中长期运行方式安排的重要内容，其主要内容是基于电源发电能力测算、负荷预测和送受电计划等基础数据，评估逐月电力电量供应充裕度，提前揭示可能的电力电量缺额。年度电力电量平衡测算结果对中长期市场交易、基础电量测算与分解影响较大，随着我国电力市场改革的不断深入，市场成员对年度电力电量平衡测算准确性的要求日益提升。

传统的年度电力电量平衡测算模型所涉及的基础评价项目中，送受电计划相对固定，因此该问题的研究重点在于准确评估电源发电能力和负荷预测。火电、燃气等传统电源发电能力主要受其检修计划影响，测算结果相对稳定，在年度电力电量平衡测算中往往采用历史等效负荷率来估算其可发电量。而梯级水电的发电能力受降水影响较大，为解决年度预测中梯级水电可发电量指标计算方法问题，基于马尔科夫链的梯级水电发电能力评估方法在实际应用中取得了良好的应用效果。而作为中长期运行方式的重要基础数据，负荷预测也已得到深入的研究，大量的预测方法被应用于该问题中，对提升年度电力电量测算的准确性效益显著。

然而，随着以风电为代表的新能源快速发展，传统的年度电力电量测算方法正面临挑战。

不同于梯级水电、火电和燃气等传统电源类型，风电等新能源出力可控性较差，发电能力严重依赖于气象条件。由于中长期气象预测准确率相对较低，风电等新能源年度发电能力，特别是可调出力指标预测准确率难以保证，已成为制约年度电力电量平衡测算的技术瓶颈。当前的年度电力电量平衡测算中往往采用根据人工经验给定风电场发电能力或用历史典型日数值替代的方式，均难以满足实际应用的要求。

为此，本文将提出基于风电可信度的年度电力电量平衡测算方法，以解决风电大规模接入下的测算分析问题。首先介绍了风电可信度基本概念，通过历史数据挖掘设计了风电等效可调出力和等效可发电量指标；然后在此基础上提出基于风电可信度的年度电力电量平衡测算方法；最后基于我国某省电网实际数据构造算例，验证了所提出方法的有效性。

风电可信度基本概念与指标设计

1. 基本概念

风电可信度最早应用于风电场规划设计领域，用于评估大规模风电接入对电力系统调度运行的影响，其基本概念可表述为在等可靠性的前提下，风电机组可替代的常规电源容量，一般常

规电源设定为煤电机组。

风电可信度的价值在于使具有间歇性的风电与煤电等传统电源在装机容量可用性上具有等效比较关系。更重要的是,风电可信度可不依赖于未来气象预测,可通过对风电场历史数据分析挖掘,评估其出力特征实现。目前,国内学者在风电可信度量化计算方面做了大量的工作。在不同的应用场景下,风电与常规电源的等效替代关系可以不同物理量衡量,因此风电可信度在不同问题下其表示形式不同。

风电可信度概念为年度电力电量平衡测算中风电场发电能力分析提供了新的思路。当前已有文献将风电可信度概念用于中长期运行方式领域中的典型日电力电量平衡分析中,然而尚未有研究将该方法用于年度电力电量平衡测算中的研究。为此,本文将在风电可信度概念基础上根据电力平衡和电量平衡测算的实际需要,分别设计风电等效可调出力和等效可发电量指标。

2. 指标设计

结合年度电力电量平衡测算问题中电力平衡和电量平衡测算的要求,本文将基于风电可信度基本概念出发,分别设计风电等效可调出力和等效可发电量指标。

(1) 等效可调出力

本文所提出的风电等效可调出力指标主要应用于年底电力平衡分析,其基本概念可表示为考虑风电出力的随机波动性、受限率等因素影响后,给定装机容量的风电场可等效替代火电机组可调出力值。在年度电力平衡测算中,火电机组在第 m 月的可调出力评估重点考虑其检修计划和出力受限两方面因素影响,其计算公式可表示为

$$P_m^{f,C} = (S_m^{f,S} - S_m^{f,m})(1 - \gamma_m^{f,Z}) \quad (1)$$

式中, $P_m^{f,C}$ 为火电机组第 m 月的可调出力, $S_m^{f,S}$ 、 $S_m^{f,m}$ 分别为当月火电机组装机容量和平均检修容量; $\gamma_m^{f,Z}$ 为火电机组受限率,一般用其历史同期受限率替代。

而对于风电场,可利用其历史数据统计其出力分布概率。图1为某省总装机为4 304 MW的风电在负荷高峰时段出力分布概率图。需要特别说明的是,年度电力平衡测算问题中,重点评估的是高峰时段的电力供需情况,因此在统计风电出力概率图时仅统计其高峰时段的出力情况。按照风电可信度概念,风电等效可调出力指标即为风电场期望出力,可表示为

$$P_m^{w,E} = \sum_{t \in W} \overline{P_{m,t}^{w,P}} \lambda_t^P = (1 - \gamma_m^{f,Z}) S_m^{w,EP} \quad (2)$$

式中, $P_m^{w,E}$ 为风电等效可调出力指标; $t \in W$ 表示属于图1中出力分布概率图的区间; $\overline{P_{m,t}^{w,P}}$ 为第 m 月区间 t 的风电平均出力; λ_t^P 为该区间分布概率; $\sum_{t \in W} \overline{P_{m,t}^{w,P}} \lambda_t^P$ 为考虑风电出力随机波动性后的高峰时段期望出力; $S_m^{w,EP}$ 为考虑风电出力随机波动性和火电机组受限率因素影响后的等效电力装机,其作用是在电力平衡测算中可将风电场等效为火电机组,以简化计算流程。

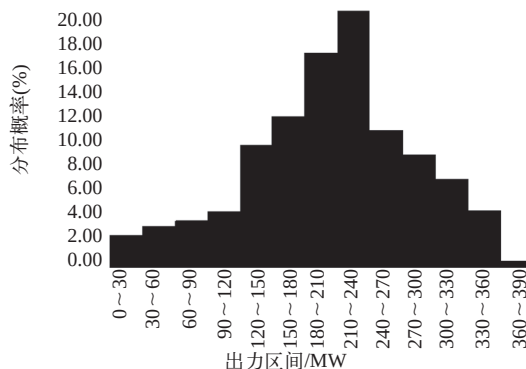


图1 风电出力分布概率图

(2) 等效可发电量

本文所提出的风电等效可发电量指标主要用于年度电量平衡测算,类似风电等效可发电量指标,其基本概念可表述为考虑风电出力的随机波动性、火电负荷率等因素影响后,给定装机容量的风电场可等效替代火电机组可发电量值。在年度电量平衡测算中,火电日可发电量主要考虑机组检修和负荷率因素影响,可表示为

$$E_{m,t}^{f,C} = 24(S_{m,t}^{f,S} - S_{m,t}^{f,m})\gamma_m^{f,Z} \quad (3)$$

式中, $E_{m,t}^{f,C}$ 为第 m 月第 t 日的火电日可发电量; $S_{m,t}^{f,S}$ 、 $S_{m,t}^{f,m}$ 为当天的火电装机及检修容量; $\gamma_m^{f,Z}$ 为火电负荷率,一般可用其历史数据等效代替,取值范围为[0.65, 0.75]。

则当月火电可发电量为逐日可发电量的累计值,可表示为

$$E_m^{f,C} = \sum_{t=1}^{Nm} E_{m,t}^{f,C} \quad (4)$$

式中, $E_m^{f,C}$ 为火电第 m 月可发电量; Nm 为当月天数。

对于风电,基于其历史数据,可统计其日发电量分布概率,图2为某省总装机为4 304 MW的风电日发电量分布概率图。则根据风电可信度基本概念,风电等效日可发电量应为期望日发电量,可表示为

$$E_{m,d}^{w,E} = \sum_{t \in W} E_{m,t}^{w,E} \lambda_t^E = 24 S_m^{w,EE} \gamma_m^{f,L} \quad (5)$$

式中, $E_{m,d}^{w,E}$ 为第 m 月风电日等效可发电量; $t \in W$ 表示属于图2中日发电量分布概率图的区间; $E_{m,t}^{w,E}$ 为第 m 月区间 t 的风电平均日发电量; λ_t^E 为该区间的分布概率, 则 $\sum_{t \in W} E_{m,t}^{w,E} \lambda_t^E$ 为考虑风电场出力随机波动性后的期望日发电量; $S_m^{w,EE}$ 为考虑风电出力随机波动性和火电机组受限率因素影响后的等效电量装机, 其作用是在电量平衡测算中可将风电场等效为火电机组, 以简化计算流程。

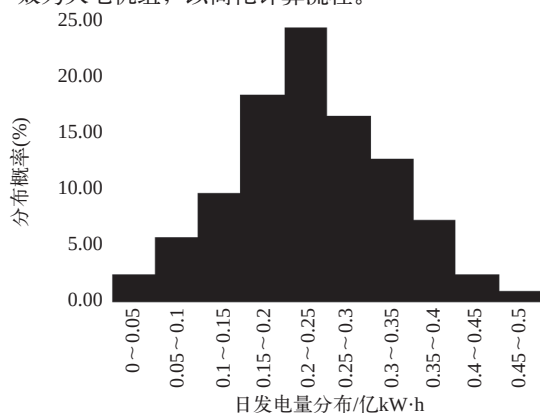


图2 风电日发电量分布概率图

进一步考虑各月的天数变化, 可得到第 m 月的风电等效可发电量为

$$E_m^{w,E} = N_m E_{m,d}^{w,E} \quad (6)$$

式中, $E_m^{w,E}$ 为第 m 月风电等效可发电量; N_m 为当月天数。

年度电力电量平衡测算实施方法

1. 实施步骤

基于上述风电可信度基本概念, 本文提出了风电等效可调出力和等效日发电量评价指标。本文所提出的基于风电可信度的年度电力电量平衡测算方法实施框架如图3所示, 主要包括基础数据准备、发电能力评估、用电需求评估和电力电量平衡测算四个步骤。

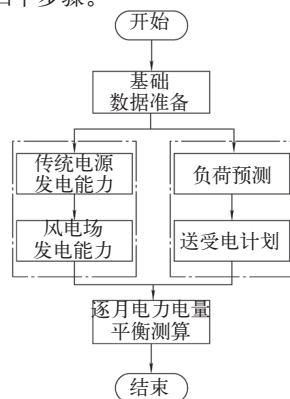


图3 实施框架

2. 基础数据准备

所需要准备的基础数据包括火电机组检修计划及运行参数、风电场运行历史数据、送变电计划和负荷用电数据。上述所需要的数据均可从能量管理系统和生产管理系统中直接获取。

3. 发电能力评估

当前传统电源发电能力评估的方法已较为成熟, 本文不再赘述其计算过程, 规定传统电源逐月可调电力序列为 $\{P_1^{T,C}, P_2^{T,C}, \dots, P_{12}^{T,C}\}$; 可发电量序列为 $\{E_1^{T,C}, E_2^{T,C}, \dots, E_{12}^{T,C}\}$ 。

风电等效可调出力和可发电量计算公式如式(2)和式(5)所示, 可通过其高峰时段出力分布概率图和日发电量分布概率图计算其数学期望得到, 也可以优先结算其等效电力装机和等效电量装机, 然而将其等效转化为火电机组形式, 计算其发电能力。规定风电逐月等效可调出力序列可表示为 $\{P_1^{W,C}, P_2^{W,C}, \dots, P_{12}^{W,C}\}$, 逐月等效可发电量序列可表示为 $\{E_1^{T,C}, E_2^{T,C}, \dots, E_{12}^{T,C}\}$ 。

综合考虑传统电源和风电发电能力评估结果后, 第 m 月全网可调出力和可发电量可表示为

$$\begin{aligned} P_m^{G,C} &= P_m^{T,C} + P_m^{W,C} \\ E_m^{G,C} &= E_m^{T,C} + E_m^{W,C} \end{aligned} \quad (7)$$

式中, $P_m^{G,C}$ 、 $E_m^{G,C}$ 分别为第 m 月全网可调出力和可发电量指标。

4. 用电需求评估

用电需求评估中重点考虑负荷预测与送变电计划两个方面。当前已经有成熟的负荷预测评估方法, 规定预测第 m 月的最大负荷和月度供电量分别为 $P_m^{L,N}$ 、 $E_m^{L,N}$ 。

算例分析

1. 基础数据

为验证本文所提出算法的有效性, 将在某省区实际数据基础上构造算例。算例中电源类型包括火电、水电和风电三类电源, 各类型电源装机及其比例详如表1所示。自2013年底首个风电场并网发电至今, 风电在电网装机比例不断增大, 而火电、水电等传统电源装机基本维持不变, 电源结构的改变, 导致风电对电网运行的影响日益显著。

表1 电源类型及装机容量

电源类型	装机容量/MW	占比(%)
火电	36 820	61.7
水电	18 560	31.1
风电	4 304	7.2

2. 风电可信度分析

基于历史数据统计分析, 所得的6月份风电高峰时段出力分布概率图和日可发电量分布概率图分别如图1和图2所示。据此可计算得到该省风电6月的等效可调出力和等效可发电量指标分别为204 MW、6.95亿kW·h。

需要特别说明的是, 风电在各月发电能力差异较大, 因此需要逐月统计其发电能力分布概率图。图4所示为该省风电全年等效可调出力和等效可发电量指标变化趋势, 冬季风电发电能力明显高于夏季, 对逐月电力电量平衡测算将产生影响。

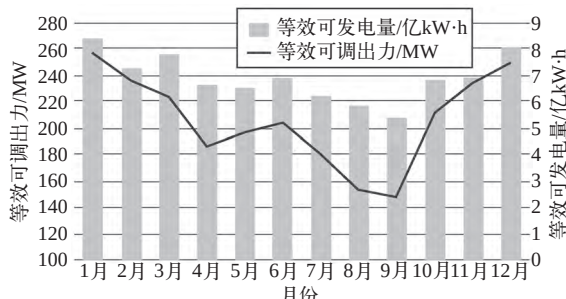


图4 风电发电能力变化

3. 电力电量平衡测算分析

基于火电、水电等传统电源的装机数据、气象预测和检修计划, 可计算其逐月可调出力和可发电量数值。如图5所示, 为算例中传统电源逐月可调出力和可发电量变化趋势。

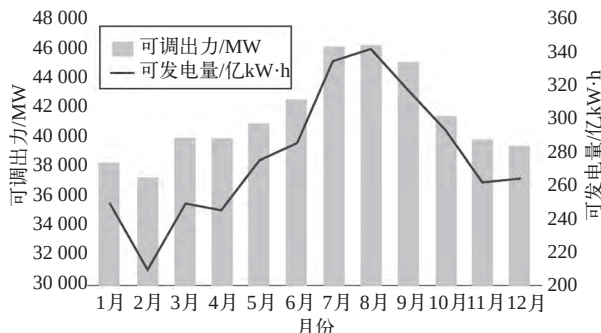


图5 传统电源发电能力变化

基于经济走势分析等基础数据和送受电计划协议, 该省区用电需求变化如图6所示。

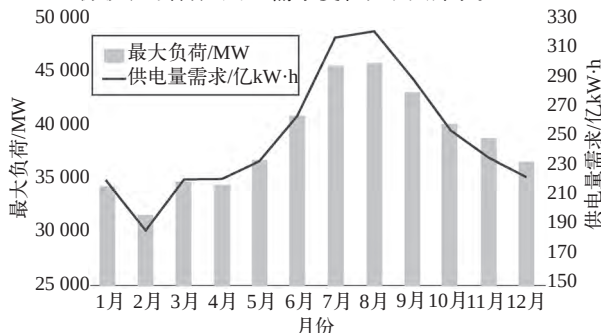


图6 用电需求变化

考虑全年备用容量均为1 000 MW、网损系数为1.1后, 逐月电力盈余和电量盈余如图7所示。可以发现全年电力和电量均有盈余, 而夏季七八月份, 电力盈余和电量盈余最为紧张, 其中7月份电力盈余仅932 MW, 电量盈余仅1.3亿kW·h; 8月份电力盈余仅557 MW, 电量盈余仅3.0亿kW·h, 而实际上七八月份该电网未安排水电和火电检修工作, 也就意味着该省区夏季的供应形势较为严峻。若风电评估不准确, 可能造成电力供应安排不合理的问题。

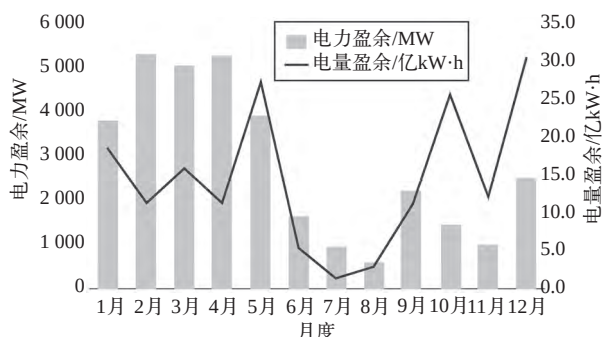


图7 供需盈余变化

人工经验和历史典型日是两种风电可调出力和可发电量计算方法。人工经验方法需要由调度运行人员依据自身经验, 给出风电发电能力评估值; 而历史典型日算法则是随机从去年同月中随机选择1天作为风电运行典型日, 并将其高峰时段电力和发电量作为可调出力和可发电量。相比于本文所提出的算法, 上述两种算法均缺乏可靠性参考依据, 没有充分挖掘风电历史数据中的出力变化和发电量变化特性。因此本文的风电发电能力评估更为合理, 对大电网年度电力电量平衡测算准确率提升具有促进作用。

结束语

本文围绕当前我国年度电力电量评估中所面临的风电大规模接入问题, 引入风电规划领域常用的风电可信度基本概念, 通过风电历史运行数据统计分析, 设计了风电等效可调出力和风电等效可发电量指标, 进而提出了一种基于风电可信度的年度电力电量平衡测算方法。相比于传统方法, 该方法充分考虑了风电出力特性, 具有更清晰的理论依据, 对提升风电大规模接入下中长期运行方式安排合理性具有重要作用。EA

(收稿日期: 2019.05.22)

(编辑: 朱金凤)