考虑新能源并网的配电网功率损耗优化算法

顾延勋[1]，彭虹桥[2]，梁世锋[1]，张慧敏[3]，周兴华[3]，吴灏霖[4]
(1.广东电网有限责任公司珠海供电局，广东 珠海 519075；2.广东电网有限责任公司电网规划研究中心，广东 广州 510180；3.北京中恒博瑞数字电力科技有限公司，北京 100085；4.中国农业大学，北京 100083)

摘 要：与传统能源相比，新能源发电(特别是风电)具有显著的随机性、波动性和地域分布特征，其大规模并网将对电力系统运行产生多维度影响。文章以风电为研究对象，首先分析其出力特性及现有配电网线损计算方法，进而提出一种考虑风电波动性的改进型电网功率损耗计算模型。该模型通过引入平均电量与形状因子对月内典型日等效出力曲线进行动态校正，基于校正后的潮流计算获得典型日功率损耗，并通过时间尺度扩展实现月度线损估算。仿真算例表明，所提方法在保证计算精度的同时显著提升运算效率，为含高比例新能源的配电网线损分析提供了有效的工程化解决方案。

关键词：新能源；配电网；线损；校正
中图分类号：TK89；TM744 **文献标志码**：A **文章编号**：1671-5292(2025)11-1547-06

0 引言

在全球经济快速发展和化石能源日益匮乏的背景下，新能源产业迎来全球性增长[1,2]。尽管新能源是缓解当前能源危机的关键解决方案，但其出力具有波动性、随机性及显著的地域特征，这些特性会导致新能源并网时电网功率损耗计算的误差[3-5]。

国内外学者针对新能源接入电网的特性已开展广泛研究。文献[6]重点分析了新能源并网对功率损耗计算的影响，系统性地构建了异常定位模型并优化其核心功能模块，最终开发出计及新能源接入的智能配电网功率损耗异常定位系统。文献[7]分析了新能源接入智能配电网对功率损耗、电能质量及监测数据的影响特性，提出了一种计及负荷变化特性的分布式电源接入方案，实现了智能控制模式下的有序充电与新能源高效消纳。文献[8]针对新能源接入后的配电网功率损耗特性与重构问题展开研究，在分析功率调节机理的基础上，提出了一种两阶段功率协调降损优化模型。文献[9]针对新能源并网后因发电模式不匹配导致的电能损耗问题，提出了一种网损控制策略，基于配电网潮流计算精确量化网损，进而系统分析新能源接入影响网损的关键因素，据此建立以网损最小化为目标的优化控制模型，并确定相应的约束条件，构建了完整的配电网最优网损控制体系。

现有电网网损计算方法未能充分考虑新能源出力波动性对网损的影响，导致计算结果存在偏差。为此，本文以风电场为例，研究新能源接入的网损特性。首先，基于历史数据构建风电场月典型日预期出力曲线，并参照该月平均日用电量进行校准；其次，采用形状因子法修正得到等效月典型日出力曲线；再次，通过潮流计算获取典型日网损值；最后，基于典型日数据推演全月网损估计值。

1 配电网功率损失特性分析

由于风速的波动特性，风电出力在小时级和日级时间尺度上均呈现显著波动性。与传统水电和火电等稳定电源相比，风电出力具有明显的随机性和不可控性，这主要源于风速/风向的自然变化特性[10,11]。风电场的发电量在日内和年度尺度上均表现出强随机性，且缺乏显著规律性。此外，风电场出力在季节尺度上呈现明显差异。以湖北省北部某风电场为例，其出力呈现明显季节性特征：秋季平均出力最大，夏季最小，且夏季典型月的峰谷差显著大于冬季[12]。基于此，本文重点研究风电出力波动性对配电网网损的影响机制。

1.1 功率损耗计算方法

在配电网运行分析中，得益于完善的量测系统，潮流计算成为网损分析的主要方法。然而，若

收稿日期：2024-11-01。
基金项目：广东电网有限责任公司科技项目[GDKJXM20230346(030400KC23040003)]。
作者简介：顾延勋(1980-)，男，硕士，高级工程师，研究方向为电网规划、节能环保、线损及电碳。E-mail：1906103595@qq.com

采用逐日潮流计算获取月累计网损，将面临计算量过大而导致的工程实用性问题。为此,工程实践中通常采用典型日网损计算值外推估算月总网损的方法[13]。

传统潮流计算法假定典型日的时序负荷与发电出力保持恒定,则典型日网损 ΔW_{d} 为

$$\Delta W_{\mathrm{d}}=\Delta W_{\mathrm{R}}+\Delta W_{\mathrm{G}} \tag{1}$$

式中:ΔW_{R} 为线路损耗;ΔW_{G} 为变压器铁芯损耗,在近似计算中可看作常数。

$$\begin{cases}\Delta W_{\mathrm{R}}=\sum\limits_{n=1}^{N}\left[3\sum\limits_{t=1}^{24}\left(I_{t,n}^{2}R_{t,n}\right)\right]\times10^{-3}\\ \Delta W_{\mathrm{G}}=\sum\limits_{m=1}^{M}\left[\sum\limits_{t=1}^{24}\left(V_{t,m}^{2}G_{t,m}\right)\right]\times10^{-3}\end{cases} \tag{2}$$

式中:N 为电网线路及变压器支路数量;M 为电网变压器的数量;$R_{t,n}$ 为 t 时刻第 n 条支路的电阻;$I_{t,n}^{2}$ 为 t 时刻第 n 条支路的电流;$V_{t,m}^{2}$ 为 t 时刻第 m 个节点的电压;$G_{t,m}$ 为第 m 台变压器铁芯损耗的等值电导。

1.2 误差校正

通过输入发电机的有功/无功功率及负荷数据执行潮流计算，可获取各节点电压与支路电流分布[14]。在网损计算中,鉴于功率表测量精度通常低于电能表,本文采用如下校正方法:当二者读数一致时,直接采用日功率积分值;若存在偏差,则基于负荷曲线与发电出力曲线进行逐小时功率校正[15,16]。

在 t 时刻,节点 i 的有功负荷系数 $f_{i,t}$ 为

$$f_{i,t}=P_{i,t}/P_{\mathrm{avi},t}=\frac{24f_{i,t}}{\sum\limits_{i=1}^{24}P_{i,t}} \tag{3}$$

式中:$P_{i,t}$ 为有功功率;$P_{\mathrm{avi},i}$ 为日平均有功功率。

若电网存在 H 个节点,则负荷系数可表示为

$$F_{\mathrm{p}}=\begin{bmatrix}f_{1,1} & f_{1,2} & \cdots & f_{1,24}\\ f_{2,1} & f_{2,2} & \cdots & f_{2,24}\\ \vdots & \vdots & & \vdots\\ f_{H,1} & f_{H,2} & \cdots & f_{H,24}\end{bmatrix} \tag{4}$$

输入典型日各节点的供电量数据,基于式(1)计算得到全月的负荷量为

$$P_{i,t}=\frac{f_{i,t}W_{m,i,p}}{0.024T_{m}} \tag{5}$$

式中:$W_{m,i,p}$ 为节点 i 的全月有功供电量;T_{m} 为月天数。

综上，电量法可有效消除功率表与电能表间的测量误差。基于此,可进一步求解月累计网损总量 ΔW_{m} 为

$$\Delta W_{m}=T_{m}\cdot\Delta W_{d} \tag{6}$$

2 新能源接入的网损改进算法

2.1 计算月典型日期望出力曲线

风力发电出力的随机性导致在风电并网规划中,难以通过单日数据反映其长期输出特征。现有网损计算方法因未能充分考虑风电波动特性,会产生显著偏差。为此,本文创新性地引入形状系数量化风电出力波动特征，并建立基于输出特性的月典型日出力曲线生成方法。

为分析风电场月度出力特性，需首先完成逐时出力数据的采集工作。具体流程如下:①收集风电场全月每日 24 h 的出力数据;②将同一小时段的数据进行代数累加；③用各时段总和除以当月天数,获得每小时平均出力值。基于该计算结果,可绘制月典型日期望出力曲线，该曲线能有效表征风电场在目标月份内的典型出力特征。对于系统中其他发电单元及负荷模块，仍维持传统典型日选取方法。

某风电场风电出力有功功率表达式为

$$\sum_{k=1}^{T_{m}}P_{m,k,t}=T_{m}\cdot P_{m,t} \tag{7}$$

式中:k 为时间,d;$P_{m,t}$ 为在 t 时刻有功功率的期望值。

基于式(7)计算该月每小时风电有功功率的平均值,生成风电场月典型日期望曲线,用以替代月典型日的出力曲线。然后,结合该月平均日电量对曲线进行修正，并开展潮流计算以求解典型日的电网功率损耗。最后,基于式(6)估算全月电网功率损耗的总量。

2.2 计算月典型日等效曲线

为更全面评估风电场出力波动对电网功率损耗的影响，本节将每小时划分为更精细的时间段(而非单一时间点)，通过增加每小时采样点数量以捕捉出力动态特性。

在既定时间 T 内,每一条线路的能量损耗为

$$\Delta W=\frac{3\left(\sqrt{\frac{\int_{0}^{T}I_{\mathrm{eq}}^{2}\mathrm{d}t}{T}}\right)^{2}RT}{10^{3}}=\frac{\left(P_{\mathrm{eq}}^{2}+Q_{\mathrm{eq}}^{2}\right)RT}{10^{3}V^{2}} \tag{8}$$

式中:I_{eq},P_{eq},Q_{eq} 分别为电流、有功功率和无功功率的等效值。

对于恒定电压系统，等效值的计算结果即等于其均方根值。电流、有功功率和无功功率的均方根值可通过其平均值(I_{av},P_{av},Q_{av})与对应形状因子(G,K 和 L)的乘积计算得到。

引入形状因子后,功率损耗为

$$\Delta W=\frac{RT}{10^3V^2}\left(K^2P_{av}^2+L^2Q_{av}^2\right) \tag{9}$$

将风电场的典型日出力曲线与形状因子相关联,设定运行周期 T=1 h。针对目标月份,统计每天相同时段的出力数据，计算其平均值和均方根值,以评估该时段的风电场出力稳定性。基于此,可对风电场的平均有功功率及特定时段 t 的均方根值进行校正处理，从而更精确地表征实际出力特性。

$$\begin{cases} P_{m,ave,t}=\dfrac{\sum_{k=1}^{T_m}\sum_{n=1}^{N}P_{k,n,t}}{T_mN} \\ P_{m,eq,t}=\sqrt{\dfrac{\sum_{k=1}^{T_m}\sum_{n=1}^{N}P_{k,n,t}^2}{T_mN}} \end{cases} \tag{10}$$

式中:$P_{m,ave,t}$ 为该月有功出力的平均值;$P_{m,eq,t}$ 为该月有功出力的等效值;$P_{k,n,t}$ 为该月 N 个采样点的有功出力;N 为 1 h 的采样点数。

由形状因子的定义可得:

$$K_{m,t}=\sqrt{\frac{T_mN\sum_{k=1}^{T_m}\sum_{n=1}^{N}P_{k,n,t}^2}{\left(\sum_{k=1}^{T_m}\sum_{n=1}^{N}P_{k,n,t}\right)^2}} \tag{11}$$

式中:$K_{m,t}$ 为该月形状因子。

基于式(10)计算风电场当月每小时有功出力的平均值，进而生成风电场月典型日出力期望曲线。利用月平均日电量对该期望曲线进行修正,得到:

$$P'_{m,ave,t}=\frac{A_{m,p}P_{m,ave,t}}{T_m\sum_{t=1}^{24}P_{m,ave,t}} \tag{12}$$

式中:$P'_{m,ave,t}$ 为经过电量法修正后的该月每小时有功出力的平均值;$A_{m,p}$ 为月实际测试有功出力。

基于式(11)推导的形状因子 $K_{m,t}$ 对 $P'_{m,ave,t}$ 进行修正后，可计算每小时风电出力有功功率的等效值,最终生成月典型日等效出力曲线为

$$P'_{m,eq,t}=K_{m,t}P'_{m,ave,t} \tag{13}$$

式中:$P'_{m,eq,t}$ 为该月每小时有功出力的等效值。

基于每小时月典型日等效出力曲线替代月典型日风电场出力曲线,开展潮流计算,最终求解全月电网功率损耗。

综上，改进后的电网功率损耗计算流程如图 1 所示。

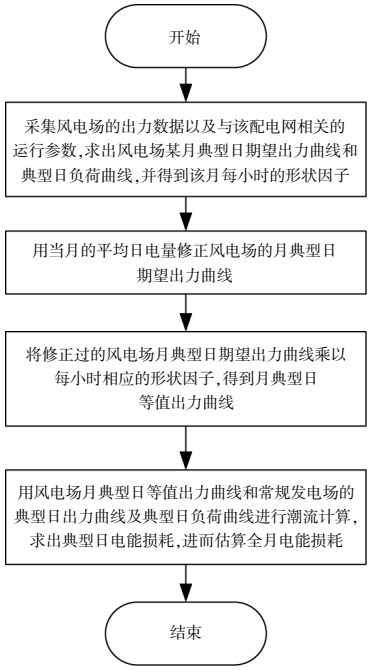


图 1　改进后电网功率损耗计算流程图

Fig.1 Improve the flowchart of power grid energy loss calculation

3　算例分析

以图 2 所示的某地区配电网结构为例，分析该地区某月份的功率损耗情况。该网络包含两个发电厂(发电厂 1 为平衡节点,电压为 113 kV;发电厂 2 为风电场,设为 PQ 节点)、5 个负荷节点和

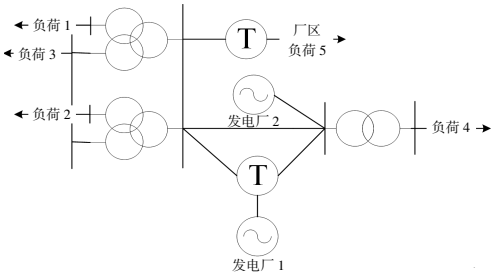


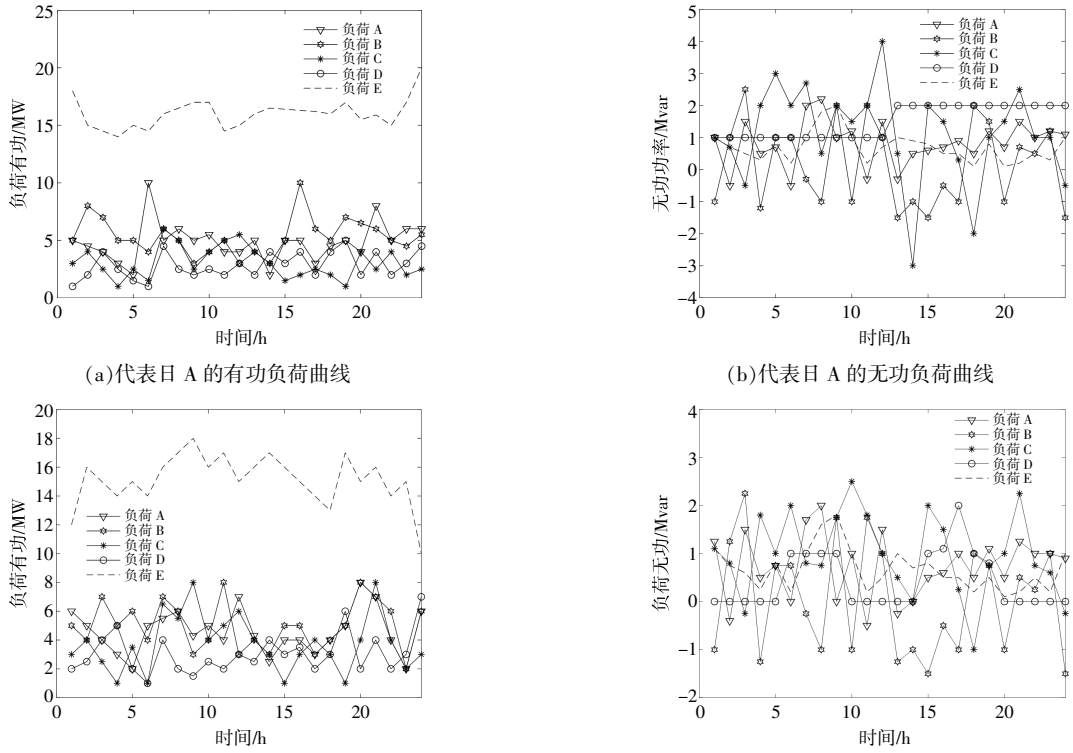
图 2　某地区电网结构示意图

Fig.2 Schematic diagram of power grid structure in a certain region

4 条输电线路。

受数据采集限制,采用 4 次/h 潮流计算的频率逐日计算电能损耗。通过累加当月日损耗值,确定全月电能损耗总量为 20 万 kW·h,并将其作为基准值,用于对比传统潮流计算法与本文改进算法的性能。

在选取不同代表日计算配电网电能损耗时,计算结果存在显著差异。为验证传统潮流计算法的误差与不确定性,本文选取该月的代表日 A 和代表日 B 进行对比分析,其负荷曲线见图 3。



(a)代表日 A 的有功负荷曲线

(b)代表日 A 的无功负荷曲线

(c)代表日 B 的有功负荷曲线

(d)代表日 B 的无功负荷曲线

图 3 负荷特性变化曲线

Fig.3 Load characteristic change curve chart

从图 3 可以看出,代表日 A 与代表日 B 的负荷曲线存在一定差异,但由于时间跨度仅一个月,其差异幅度相对有限。通过将代表日 A 和代表日 B 的电能损耗值分别乘以当月天数,得到的月度损耗估算结果如表 1 所示。

表 1 不同代表日的全月功率损耗

Table 1 Monthly electricity loss for different representative days

代表日	电能损耗/10^4 kW·h	参考值/10^4 kW·h	相对误差/%
A	14.58	20.16	27.68
B	12.89	20.16	36.06

根据表 1 数据可知,不同代表日估算的全月电能损耗值存在显著差异,且各估算结果与参考值的相对误差较大。这表明传统潮流计算法在电能损耗计算中存在稳定性不足的问题,计算结果易受输入条件影响而产生较大波动。因此,该算法用于月度配电网电能损耗估算时可靠性较低,难以保证结果的准确性与一致性。

基于本文提出的优化方案,对全月配电网电能损耗进行全面评估。首先,将常规风电场的典型日出力曲线与典型日负荷曲线通过科学方法转换,生成具有全月代表性的月度典型日曲线。基于该曲线进行电能损耗计算,并绘制月典型日期望出力曲线和月典型日等效出力曲线(图 4)。这两条曲线直观反映了风电场在全天不同时段的出力特性,为后续电能损耗分析提供了可靠依据。

通过对图 4 的分析表明,月典型日期望出力曲线与月典型日等效出力曲线的变化趋势高度一致,验证了数据的可靠性,同时说明每小时形状因子期望值在全月范围内波动极小,稳定性较高。进一步对比发现,每小时等效出力值始终高于用电量法校正后的期望出力值,表明形状因子期望值

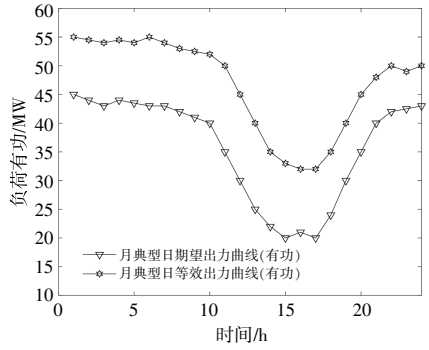


图 4　月典型日期望/等效出力曲线

Fig.4 Expected/equivalent output curve for typical monthly days

均大于 1。为直观展示这一规律,图 5 给出了月典型日形状因子 K 的变化曲线,清晰反映了其随时间的变化特征。

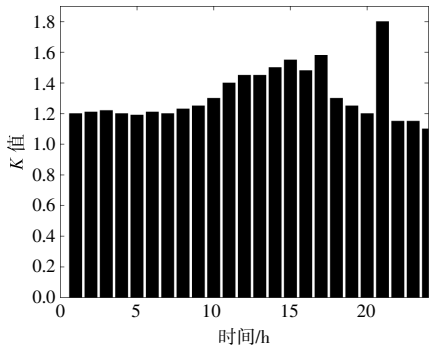


图 5　月典型日形状因子 *K* 的变化曲线

Fig.5 The variation curve of the shape coefficient K for typical days of a month

表 2 对比了传统潮流计算法与本文改进算法的配电网电能损耗计算结果。

表 2　不同算法下的性能对比

Table 2 Performance comparison under different algorithms

算法类型		电能损耗 10^4 kW·h	参考值 10^4 kW·h	相对误差 %
潮流计算法	代表日 A	14.58	20.16	27.68
	代表日 B	12.89	20.16	36.06
改进算法	日期望曲线	15.73	20.16	21.97
	日等效曲线	18.62	20.16	7.64

算例对比分析表明，传统潮流计算法在电能损耗计算中误差较大,不仅影响计算精度,也制约了算法的工程适用性。进一步研究发现,采用不同代表日数据时,计算结果波动显著,表明算法受不可控因素影响，导致结果存在稳定性和可重复性问题。

针对上述缺陷，本文对算法进行了两阶段优化:第一阶段采用风电场月典型期望曲线计算,使相对误差降至 21.97%,初步验证了算法改进的有效性；第二阶段进一步引入月典型日等效曲线计算,将相对误差降至 7.64%,显著提升了算法的准确性和可靠性。

改进后的算法显著降低了电能损耗的计算误差,提升了结果的准确性与稳定性,对风电场能效优化具有重要意义。

4　结束语

针对传统潮流计算效率低的问题，本文提出一种基于平均电量与形状因子的风电场功率损耗计算方法。该方法通过动态校正典型日等效曲线,仅需少量计算即可高精度估算全月功率损失,显著提升了工程实用性。

参考文献:

[1] 吴健,吴奎华,崔灿,等.分布式新能源配电网输出线路负载诊断模型分析[J].沈阳工业大学学报,2023,45(3):259-263.

[2] 王涛,贺春光,周兴华,等.基于分布式电源选址定容的配网降损方法研究 [J]. 可再生能源,2020,38(9):1246-1251.

[3] 蒋承刚,熊国江,帅茂杭.基于 DE-Jaya 混合优化算法的电力系统经济调度方法[J].传感器与微系统,2023,42(8):157-160,164.

[4] 徐宇,杨鹏杰,李磊.基于深度卷积门控神经网络的高比例新能源接入配电网故障分类研究[J].电气应用,2023,42(12):68-76.

[5] 李果,袁小凯,黄世平.基于神经网络模型的智能电网线损估计方法 [J]. 沈阳工业大学学报,2022,44(2):133-138.

[6] Qiang L,Yan J,Changyu D,et al. Low -carbon optimization of distribution networks under the consideration of new energy integration [J]. Journal of Physics:Conference Series,2023,2659 (1):181-189.

[7] Xinbin C,Honghui H,Cheng X,et al. The intelligent monitoring method of main distribution microgrid operation panorama considering the high percentage of new energy sources [J]. Journal of Physics: Conference Series,2023,2659(1):159-165.

[8] 吴丽珍,秦文彬,赵一凡,等.基于 TASSA-Mg LSTM 的配电网线损预测方法[J].电力系统及其自动化学报,2023,35(12):40-49.

[9] 章姝俊,陆海清,赵扉.新能源接入下配电网电能损耗控制方法研究 [J].电网与清洁能源,2024,40 (10):115-

121,131.
[10] 张娣.分布式新能源接入配电网的继电保护研究[J].自动化应用,2023,64(17):82-84.
[11] Rizwan M.计及分布式新能源接入的配电网协调保护控制策略研究[D].南京:东南大学,2021.
[12] Yang Y,Yanhui Y,Yu X,et al. Study on power supply structure of AC/DC distribution network considering different proportion of new energy access [J]. Journal of Physics:Conference Series,2020,1585(1):12-20.
[13] 钟天伟.新能源接入的配电网优化运行研究[D]. 武汉:华中科技大学,2020.
[14] 鲁璐.大规模新能源接入宁东电网对继电保护的影响研究[D].北京:华北电力大学,2018.
[15] 李钰.考虑新能源接入的电网功率损失改进计算方法[D]. 武汉:华中科技大学,2017.
[16] 潘凯岩,赵瑞锋,刘尚伟,等.考虑电力负荷需求和分布式电源不确定性的配电网重构 [J]. 可再生能源,2024,42(4):546-552.

Optimization algorithm for power loss in distribution network considering the integration of new energy into the grid

Gu Yanxun[1], Peng Hongqiao[2], Liang Shifeng[1], Zhang Huimin[3], Zhou Xinghua[3], Wu Haolin[4]
(1.Zhuhai Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co.,Ltd., Zhuhai 519075, China; 2.Guangdong Power Grid Co.,Ltd. Power Grid Planning and Research Center, Guangzhou 510180, China; 3.Beijing Zhongheng Borui Digital Power Technology Co.,Ltd., Beijing 100085, China; 4.China Agricultural University, Beijing 100083, China)

Abstract: Compared to traditional energy, new energy exhibits obvious randomness, volatility, and regional characteristics, and its large-scale integration into the power grid will undoubtedly have a profound impact on the operation of the power system. Therefore, this article takes wind power as the research object, first analyzes its output characteristics and common distribution line loss calculation methods, and proposes an optimized power loss calculation method for the power grid. Considering the fluctuation of wind power output, the equivalent output curve of typical days in the month is corrected by combining the average electricity quantity and shape factor to calculate the power flow. Furthermore, the power loss data of typical days is used to estimate the power loss situation of the entire month. Finally, the proposed improved power loss calculation method was validated through numerical examples, and the results fully demonstrated the engineering feasibility of the proposed improved algorithm, effectively improving work efficiency and providing important guidance for engineering applications.

Keywords: new energy; distribution network; line loss; correction