

基于预测电量偏差调节的新能源场站收益均衡方法研究

陈沛光¹, 王勇¹, 赵泽豪², 王梓衡², 董吉哲²

(1. 国网吉林省电力有限公司经济技术研究院, 吉林 长春 130000;

2. 长春工业大学 电气与电子工程学院, 吉林 长春 130012)

摘要:提出了一种基于偏差结算优化的交易策略,旨在从结算角度优化分配场站收益,提高新能源出力的积极性和稳定性。首先,新能源场站根据本月预测电量对去年年末已生成的本月机制电量进行调整,并引入市场资金池进行电量转让交易。而后,在月底交易结算日,利用惩罚系数对场站惩罚金额进行计算,并结合实际上网电量指数比例因子计算各场站收益,得出资金池剩余利润,完成交易结算。研究表明,该策略在优化场站收益的同时,增强了新能源场站发电积极性和稳定性,使得电网可以接受更多的新能源电力,间接提高了新能源消纳率。

关键词:电力市场;偏差电量;收益优化;市场资金池;差价结算

中图分类号:TM73 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed26687

New Energy Field Station Output Incentive Strategy Based on Deviation Settlement Optimization

CHEN Peiguang¹, WANG Yong¹, ZHAO Zehao², WANG Ziheng², DONG Jizhe²

(1. *Economic and Technical Research Institute of State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130000,*

Jilin, China; 2. *School of Electrical and Electronic Engineering, Changchun University of Technology,*

Changchun 130012, Jilin, China)

Abstract: A transaction strategy based on deviation settlement optimization was proposed, aiming to optimize the distribution of power plant revenues from a settlement perspective and enhance the proactive and stable output of renewable energy. First, renewable energy power plants adjusted the mechanism-based electricity generation for the current month, which was generated at the end of last year, based on the predicted electricity generation for the current month, and introduced a market fund pool for electricity transfer transactions. Then, on the settlement day at the end of the month, penalty coefficients were used to calculate the penalty amounts for power stations, and combined with the actual grid-connected electricity index proportion factor to calculate the revenue for each power station, resulting in the remaining profit of the fund pool, thereby completing the transaction settlement. The research results indicate that this strategy not only optimizes power station revenue but also enhances the willingness and stability of new energy power stations to generate electricity, enabling the power grid to accept more new energy electricity and indirectly improving the renewable energy consumption rate.

Key words: electricity market; deviation electricity; revenue optimization; market fund pool; price difference settlement

在“双碳”战略目标指引下,我国能源转型持续推进,构建以新能源为主体的新型电力系统已成为重要发展方向。然而,随着新能源装机占比快速提升,其出力波动性与预测偏差问题日益凸

显。当前,对新能源场站出力偏差普遍采用固定偏差考核机制,其“惩罚性”设计难以适配高比例新能源场景下的动态调节需求。如何通过预测偏差的提前调节,构建电力市场环境下的场站

基金项目: 国网吉林省电力有限公司科技项目(SGJLJY00ZLJS2400021)

作者简介: 陈沛光(1984—),男,博士,高级经济师,主要研究方向为技术经济及管理,Email: chenpeiguang@163.com

通讯作者: 董吉哲(1985—),男,博士,副教授,主要研究方向为电力系统及其自动化,Email: jizhedong@yeah.net

间收益均衡模型,既保障电网安全运行,又提升场站主动优化出力的经济性,已成为实现新能源规模化消纳的关键突破口。本文提出一种基于预测电量偏差调节的新能源场站收益均衡方法,通过建立市场化的电量交易框架,量化预测精度与收益分配的关联性,旨在缓解消纳矛盾的同时,推动新能源场站从“被动考核”向“主动调节”转型,为新型电力系统下新能源参与市场机制设计提供理论支撑^[1-2]。

目前,研究人员已开展多种尝试促进新能源消纳能力的提升。文献[3]提出四种提高供热机组运行灵活性的热电解耦技术方案,并通过对比分析各方案对风电消纳能力与机组煤耗水平的影响,筛选出具备较高实施潜力和推广价值的优化措施。文献[4]提出一种面向清洁能源消纳的电网多目标优化规划方法,通过融合电力系统运行模拟与新能源消纳能力评估,对多个电网规划备选方案进行多维度技术经济比较,筛选出能够兼顾清洁能源消纳目标与电力系统安全经济运行要求的最优规划方案。文献[5]通过梳理新能源并网运行特征与消纳瓶颈,深入解析弃风弃光现象的成因机理,并识别影响新能源高效利用的关键制约因素;从灵活性电源配置、火电灵活性改造、跨区电网互联及需求侧响应能力提升等维度,构建了多目标协同的新能源消纳促进体系。

除运用调度优化手段,研究人员也从市场的角度开展了相关研究。文献[6]针对当前结算电价存在的问题,考虑系统在不同负荷水平下的发购电成本差异,提出参考电价与合同电价分开结算的模式。文献[7]针对跨省区电能交易结算结果中出现负线损率问题,提出一种计及偏差电量分解的跨省区电能交易结算方法。文献[8]针对偏差电量的实时价格属性,提出基于虚拟分时电价的偏差电量处理方法。文献[9]按照事前、事后两类偏差分别定价的结算定价方法,提出一种交易执行偏差处理方式,明确两级交易组织间的结算关系。

在电力市场的结算市场中,包含着多重结算市场,其中包括电力盈余或短缺,这些盈余或短缺是根据预测进行买卖的,最初以远期方式结算,然后根据实际生产和消费进行结算^[10]。通过研究如何优化对新能源发电产生偏差电量的结算机制,可以优化新能源场站偏差电量的收益分配机制,合理平衡少发场站与多发场站间经济收

益,提升场站出力的积极性,激励场站进行发展改进,提高电网对新能源电量的接受能力,降低弃风弃光率^[11]。

本文基于对电力市场和新能源消纳现状的深入分析,优化了现有市场化偏差结算方法。在借鉴文献[12]提出的新能源替代利益补偿方法和文献[13]关于现货市场红利冗余构建市场资金池的基础上,对偏差结算流程进行了调整:将基数电量转变为机制电量(mechanism electricity, ME)开展执行与结算,允许新能源场站依据预测结果动态调整,引入差价结算机制平衡少发与多发电量的收益。此外,通过数学建模验证了优化策略在提升新能源发电企业收益、增强市场竞争力和促进新能源消纳方面的有效性。

1 当前新能源出力偏差结算方式描述

1.1 固定阈值考核机制

当前我国电力市场为加强对新能源电源出力计划的管控与系统调度的协同效率,普遍对风电、光伏等新能源场站设立出力偏差考核机制。该机制主要以月度为结算周期,系统运营方会依据新能源场站每月实际发电量与其在月内或日前滚动计划中上报的计划电量之间的偏差,开展经济性考核与结算。

具体而言,新能源场站在参与电力市场交易过程中需提交月度或日内的发电预测计划,系统运营机构在结算周期结束后,对比实际出力与计划出力的差额,判断是否存在偏差,并据此执行考核。一般而言,为兼顾新能源出力的随机性与调度管理的可控性,市场规则设定了固定的偏差容忍区间,当前主流设定为 $\pm 10\%$ 。在此容忍区间内的偏差电量不纳入经济处罚,视为可接受的自然出力波动。然而,一旦新能源场站的出力偏差超出此区间,其超额偏差电量将被视为调度失信或计划执行不力,需按照考核规则进行354453e经济补偿。

考核方式通常包括:按照偏差电量对应的实时市场电价、日前市场电价或事先确定的考核基准电价(如平均电价或惩罚电价)进行差价结算。部分省份还设置阶梯型考核机制,对超出不同偏差幅度的电量采用递增的考核力度。该机制的核心目标在于提升新能源场站的出力预测准确性,减少无序波动对系统安全及市场稳定造成的冲击。

1.2 偏差电量结算与收益分配

在偏差电量结算过程中,新能源场站的经济责任依据其发电计划的完成情况进行认定。若场站实际出力小于计划出力,即少发电量超出容忍阈值,则需对未完成的合同电量(contract electricity, CE)或机制电量承担相应的违约补偿义务。这部分电量由电网调度统一安排其他调峰资源予以替代或由其他多发场站补充,少发场站则需按照偏差考核电价支付补偿费用,构成实质上的经济惩罚。

反之,对于多发电量超出计划的新能源场站,虽然在理论上其多发行为增加了系统的供给能力,但由于超额电量未纳入事前市场计划,其结算存在较大不确定性。多发电量若被系统接纳,往往面临低价结算的问题,若系统调度能力有限,则这部分电量可能直接被弃用,不予计价,导致场站承担经济损失。在现实市场运行中,超发所带来的收益预期不确定,使部分新能源企业在报送计划时趋于保守,进一步影响市场整体预测准确率。

在部分率先推进市场化改革的省份,已尝试建立偏差电量交易机制,允许少发场站通过购买其他场站的富余出力完成合同履约,或允许多发场站将其超发电量通过交易平台售出。但总体来看,多数地区仍处于以行政化分摊和事后人工调节为主的管理模式,市场机制不健全、价格信号不明确、交易自由度不足,新能源场站间尚缺乏高效的自主交易通道与灵活的市场化调节能力。此种状况不仅制约了新能源出力的市场价值实现,也影响了新能源企业积极参与电力市场交易的动力。

因此,进一步优化偏差结算机制,完善与其配套的市场交易规则,提升新能源场站的收益可预期性与调度灵活性,已成为当前电力市场改革的重点方向之一。

1.3 经济学理论分析

由于风电、光伏等新能源的随机性与间歇性,场站发电功率存在显著的不确定性。在日前或日内市场中,新能源场站在提交发电预测时常出现偏差,这种预测误差不仅增加了电网调度的复杂性,还可能引发系统平衡失衡、频率波动以及备用容量调动等额外成本。这类系统性风险实质上构成了典型的负外部性,即由新能源场站的预测行为带来的社会化成本往往由电网运营

商或其他市场主体共同承担。为缓解这一问题,电力市场普遍引入偏差电量考核与结算机制,通过将预测误差转化为场站自身的经济损益,实现外部性的内部化,提升预测行为的效率与责任性。

偏差电量考核与结算机制的经济逻辑在于通过差异化电价或罚金,将预测误差对应的风险成本直接反馈给新能源场站。若预测失准,场站将面临实际收益下降甚至罚款;反之,如果预测准确,则可能获得一定的补偿。这种安排使场站在市场中承担了与其预测能力相匹配的风险,并迫使其主动改进预测模型、强化调度响应能力,从而减少供需错配和系统冗余负担。换言之,这一机制在制度设计上符合激励相容原则,即通过奖惩机制使市场主体的最优选择与系统整体效率目标保持一致。与此同时,风险分担的合理化也得以实现。

此外,偏差结算机制在降低电网调度压力的同时,还能够提升电力市场的资源配置效率。一方面,它促使新能源场站通过更精细的预测与运行优化,减少备用容量需求和实时平衡压力;另一方面,若配合引入偏差电量交易机制,还可在市场中实现不同主体之间的风险对冲。预测偏差较小的企业可以通过交易获得额外收益,而预测偏差较大的企业则需支付相应成本,由此形成新的市场流动性与效率提升路径。这种机制不仅提升了市场灵活性,也有助于新能源企业更加积极地参与电力市场,推动市场整体向着低成本、高效率方向演进。

在理论与实践层面,已有研究为偏差电量结算机制提供了充分的支撑。例如,文献[14]提出通过引入金融风险管理中的条件风险价值(CVaR)来建模风险偏好,从而为电价的优化调整提供决策支持,可有效应对可再生能源不确定性所带来的风险。

综上,偏差电量考核与结算机制涉及市场激励与风险分担,通过经济惩罚措施,激励新能源场站提高发电预测准确性,减少对电网系统的负面外部性。此外,市场化偏差电量交易机制的引入有助于优化资源配置,激励新能源企业积极参与与电力市场交易,从而提升市场效率^[15]。

2 基于新能源预测偏差的结算策略概述

本文围绕新能源发电偏差电量的合理分配

与结算,设计如下交易与收益分配策略:

1)在月度发电计划执行期间内,新能源场站根据自身本月预测发电量,与已签订的合同电量 and 分配机制电量进行对比。根据对比结果,新能源场站间开展一次电量转让交易,按照交易结果完成机制电量执行。

2)在月底交易结算日,对各类交易电量进行结算,其中,机制电量按照机制电价结算,合同电量则按照合同电价结算。对于没有按合同约定完成发电计划的新能源场站(少发场站),未完成发电量从机制电量中扣除。少发场站和多发场站之间完成相关的电量交接,由多发场站替代少发场站完成交易。

3)在月底结算时,引入差价结算机制和资金池。差价结算机制主要针对机制电量结算,即当市场交易均价(average price, AP)与机制电价出现差异时,由电网企业按照规定对纳入机制的电量进行差价结算。资金池为依托电网公司设立的资金管理平台,管理交易双方资金流动,除合同电量交易外,差价结算收支、多发场站激励金额、少发场站惩罚金额、差额电量的发电权结算金额以及场站交易发电服务费均由资金池负责管理结算。

3 新能源场站电量动态调整框架

3.1 月度发电计划执行期间机制电量确认

月度发电计划执行流程如图1所示。在月度发电计划执行之前,交易中心统计新能源场站当

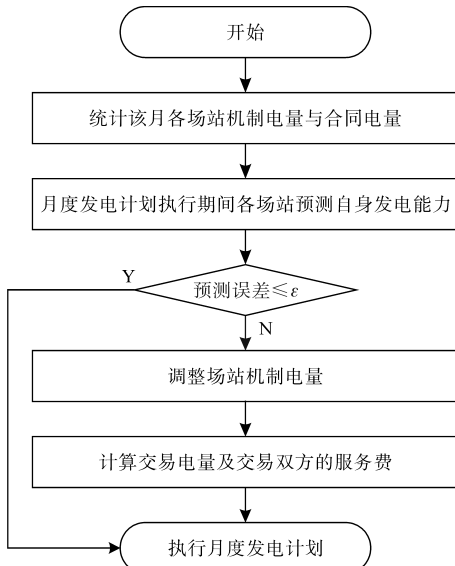


图1 月度发电计划执行流程

Fig.1 Monthly power generation plan execution process

月机制电量和持有合同电量。两者与在交易结算日统计的各场站月度上网电量一同作为结算依据。

1)新能源场站月度总机制电量 Q^{mech} 为

$$Q^{\text{mech}} = \sum_{i=1}^n Q_i^{\text{mech}} \quad (1)$$

式中: Q_i^{mech} 为新能源场站 i 该月的机制电量; n 为新能源场站数量。

2)新能源场站月度总合同电量 Q^{contr} 为

$$Q^{\text{contr}} = \sum_{i=1}^n Q_i^{\text{contr}} \quad (2)$$

式中: Q_i^{contr} 为新能源场站 i 与电力用户签订的合同电量。

3)新能源场站月度上网总电量 Q^{grid} 为

$$Q^{\text{grid}} = \sum_{i=1}^n Q_i^{\text{grid}} \quad (3)$$

式中: Q_i^{grid} 为新能源场站 i 实际上网电量(grid connected electricity, GCE)。

在月度发电计划执行期间,新能源场站对自身发电能力进行预测,当预测值与应发电量偏差较大时,可按一定比例减少自身机制电量,以减少结算时的惩罚金额。一般而言,当预测误差在 ε (预测误差限值)以内,满足无惩罚条件,无需寻求交易;若预测误差超 ε ,将其偏差系数 β 设置为预测误差值减去预测误差限值 ε ,可得该场站需调整的电量(adaptive electricity, AE)为

$$Q_i^{\text{adapt}} = \beta \cdot Q_i^{\text{mech}} \quad (4)$$

式中: Q_i^{adapt} 为场站 i 需调整的电量。

若场站 i 存在发电裕度,则该场站可以考虑接受另一个场站提出的电量转让交易,替代提出交易场站进行发电,并获得更多的市场份额。此次交易完成后,接受交易场站在下一次签订合同电量时,其合同电量上限将会提高;提出交易场站在下一次签订合同电量时,其合同上限暂时保留不变。接受交易场站和提出交易场站的机制电量分别为

$$Q_i^{\text{mech, accept}} = Q_i^{\text{mech}} + Q_i^{\text{adapt}} \quad (5)$$

$$Q_i^{\text{mech, propo}} = Q_i^{\text{mech}} - Q_i^{\text{adapt}} \quad (6)$$

式中: $Q_i^{\text{mech, accept}}$ 为接受交易场站的机制电量; $Q_i^{\text{mech, propo}}$ 为提出交易场站的机制电量。

同时,借鉴贵州省对市场化电力交易的收费标准,规定交易双方市场资金池缴纳一定的服务费,主要用作维持电力交易中心处理此交易的相关费用。该部分金额基于机制电价确定,如下

式所示:

$$S_i^{\text{adapt}} = Q_i^{\text{adapt}} \cdot P^{\text{mech}} \cdot 1\% \quad (7)$$

式中: S_i^{adapt} 为交易双方市场资金池缴纳的服务费; P^{mech} 为机制电价; 1% 为收费比例。

3.2 月度发电计划执行后差额电量确认

假设某场站的实际上网电量为 Q_i^{grid} 、机制电量为 Q_i^{mech} 、合同交易电量为 Q_i^{contr} , 当其满足下式:

$$Q_i^{\text{more}} = Q_i^{\text{grid}} - Q_i^{\text{mech}} - Q_i^{\text{contr}} \quad (8)$$

$$Q_i^{\text{grid}} > Q_i^{\text{mech}} + Q_i^{\text{contr}} \quad (9)$$

式中: Q_i^{more} 为多发差额电量。

式(9)恒成立, 否则该场站的 Q_i^{more} 为0。则该场站为多发场站。

反之, 则该新能源场站视为少发场站, 满足下式:

$$Q_i^{\text{less}} = Q_i^{\text{mech}} + Q_i^{\text{contr}} - Q_i^{\text{grid}} \quad (10)$$

$$Q_i^{\text{grid}} < Q_i^{\text{mech}} + Q_i^{\text{contr}} \quad (11)$$

式中: Q_i^{less} 为少发差额电量。

式(11)恒成立, 否则该场站的 Q_i^{less} 为0。

对于多发场站, 其多发差额电量纳入机制电量范畴, 并按当期市场交易均价进行结算。对于少发场站, 其少发电量将影响其后续可签订合同电量上限。若少发场站希望恢复或提升合同电量额度, 须在后续月份积极参与市场交易, 从其他出现少发情况的场站获取当月多发差额电量, 从而提高自身后续的合同交易电量上限。整个市场中, 基于多发场站与少发场站间的供需关系, 各场站会寻求相关的电力交易, 将此时进行相关交易的电量称为多发差额电量或少发差额电量, 二者恒等。

4 基于电量调整的交易结算机制

4.1 电量价格计算

4.1.1 市场交易均价(结算机制电量)

差额电量确认后, 依据此时中长期同类项目各个交易电量和交易价格确定同类项目平均价格, 即市场交易均价 C^{AP} 定义为

$$C^{\text{AP}} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Q_{ij}^{\text{contr}} \cdot C_{ij}^{\text{contr}}}{Q^{\text{contr}}} \quad (12)$$

式中: m 为交易品种的总数; Q_{ij}^{contr} 为场站 i 交易品种 j 的月度合同电量; C_{ij}^{contr} 为场站 i 交易品种 j 的合同交易价格。

4.1.2 差额电量结算价格(结算差额电量)

1) 少发差额电量结算价格。少发差额电量

结算价格由新能源场站参与每种交易项目的少发合同电量和价格决定。新能源场站每一类交易项目月度少发合同电量表示为

$$Q_{ij}^{\text{less}} = \frac{Q_{ij}^{\text{contr}}}{\sum_{j=1}^m Q_{ij}^{\text{contr}}} \cdot Q_i^{\text{less}} \quad (13)$$

式中: Q_{ij}^{less} 为新能源场站每一类交易项目月度少发合同电量。

该场站少发差额电量结算价格为

$$C_i^{\text{less}} = \frac{\sum_{j=1}^m Q_{ij}^{\text{less}} \cdot C_{ij}^{\text{contr}}}{\sum_{j=1}^m Q_{ij}^{\text{less}}} \quad (14)$$

式中: C_i^{less} 为该场站少发差额电量结算价格。

2) 多发差额电量结算价格。借助少发差额电量结算价格计算多发差额电量结算价格:

$$C_i^{\text{more}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i^{\text{less}} \cdot C_i^{\text{less}}}{\sum_{i=1}^n Q_i^{\text{more}}} \cdot e^{\varphi_i} \quad (15)$$

其中

$$e^{\varphi_i} = e^{\frac{Q_i^{\text{grid}}}{Q_i^{\text{mech}}}} \quad (16)$$

式中: C_i^{more} 为多发差额电量结算价格; e^{φ_i} 为场站 i 实际上网电量指数比例因子。

根据其构成形式, 可以看出, 在发电侧总上网电量不变情况下, 当多发场站积极参与调峰时, 多发场站贡献越大, 其多发电量的收益越高。

差额电量结算价格计算的相关流程如图2所示。

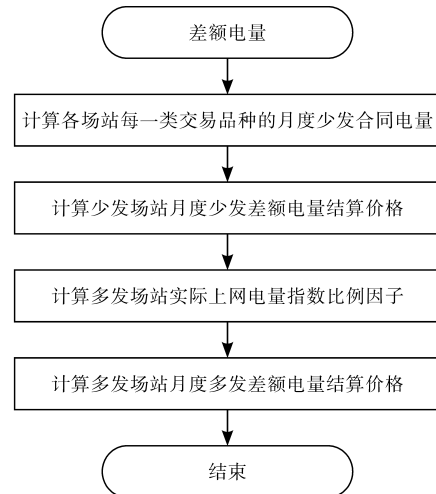


图2 差额电量结算价格计算流程

Fig.2 Calculation process for differential electricity settlement prices

4.2 月底交易结算步骤

月底交易结算分四步展开:

1) 差额电量结算。借鉴 PJM 电力市场中的交易方式,场站多发差额电量结算金额由多发场站支付给资金池;少发差额电量结算金额由资金池支付给少发场站。此过程相当于资金池从少发场站购买发电指标,并将其出售给多发场站。完成该交易流程后,多发场站即可在市场上进一步开展对差额电量的相关交易。多发和少发差额电量结算金额分别表示为

$$S_i^{\text{more}} = Q_i^{\text{more}} \cdot P^{\text{mech}} \quad (17)$$

$$S_i^{\text{less}} = Q_i^{\text{less}} \cdot P^{\text{mech}} \quad (18)$$

式中: S_i^{more} 为多发差额电量结算金额; S_i^{less} 为少发差额电量结算金额。

2) 实际发电量(合同电量和交易后机制电量)结算。为避免重复结算,将该部分电量分为场内结算 S_i^{in} 和场外结算 S_i^{out} ,场内结算包括各场站合同电量结算与机制电量的市场化交易结算,场外结算则指针对机制电量开展的差价结算,分别表示为

$$S_i^{\text{in}} = C^{\text{AP}} (Q_i^{\text{mech}} + Q_i^{\text{more}} - Q_i^{\text{less}}) + \sum_{j=1}^m Q_{ij}^{\text{contr}} \cdot C_{ij}^{\text{contr}} \quad (19)$$

$$S_i^{\text{out}} = (P^{\text{mech}} - C^{\text{AP}}) Q_i^{\text{mech}} \quad (20)$$

3) 激励惩罚结算。在完成上述两步结算后,开展激励惩罚结算,即多发场站可从资金池中获得激励金;少发场站则需向资金池缴纳惩罚金,该金额与惩罚系数 ω_i 相关:

$$F_i^{\text{more}} = Q_i^{\text{more}} (C_i^{\text{more}} - C^{\text{AP}}) \quad (21)$$

$$F_i^{\text{less}} = \omega_i \cdot \delta \cdot Q_i^{\text{less}} \cdot P^{\text{mech}} \quad (22)$$

其中

$$\omega_i = e^{\frac{Q_i^{\text{less}}}{Q_i^{\text{more}}}} \quad (23)$$

式中: δ 为补偿系数; F_i^{more} 为对多发场站的激励金额; F_i^{less} 为对少发场站的惩罚金额。

4) 资金池及各场站收益计算。完成上述差额电量结算、实际发电量结算和激励惩罚结算后,可计算资金池及各场站收益:

$$S^{\text{mcp}} = \sum_{i=1}^n (S_i^{\text{adapt}} - S_i^{\text{out}} - S_i^{\text{less}} + S_i^{\text{more}} + F_i^{\text{less}} - F_i^{\text{more}}) \quad (24)$$

$$S_i^{\text{FS}} = S_i^{\text{in}} + S_i^{\text{out}} - S_i^{\text{adapt}} + S_i^{\text{less}} - S_i^{\text{more}} - F_i^{\text{less}} + F_i^{\text{more}} \quad (25)$$

式中: S^{mcp} 为资金池收益; S_i^{FS} 为场站 i 的收益。

月底交易结算流程如图3所示。

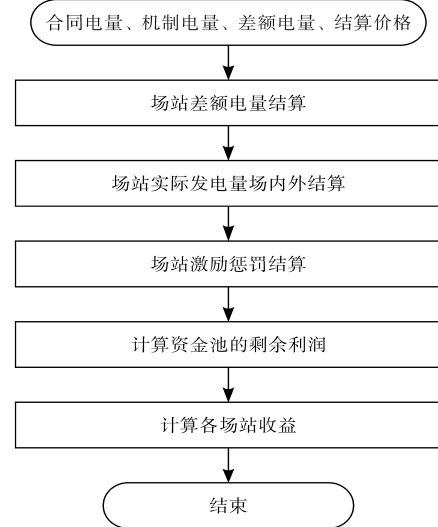


图3 月底交易结算流程

Fig.3 End-of-month trade settlement process

5 算例分析

5.1 算例系统及数据

以某省五家新能源场站(场站A、场站B、场站C、场站D和场站E)参与交易开展算例分析。表1给出五家场站某月需执行的机制电量、上网电量、各场站需要执行的各类合同电量及其对应电价。补偿系数按照广东省对新能源场站的规定取值为1^[16],机制电价基于某省新能源电力交易均价设定为0.334元/(kW·h)。关于预测误差限值(10%),我们选取依据当前电力市场中针对新能源场站免偏差考核的相关政策文件^[17],场站C、D的偏差系数分别取5.73%,4.56%。取三种场景开展对比实验:

场景1:不考虑预测偏差电量,无电量交易调整及激励措施。

表1 各电厂的电量及合同电价

新能源场站	机制电量/(GW·h)	上网电量/(GW·h)	各类交易品种合同电量/(GW·h)	各类交易品种合同电价/[元/(kW·h) ⁻¹]
A	95.47	331.753	131.151	0.338
			94.02	0.345
B	52.84	170.164	70.326	0.343
			48.972	0.359
C	42.15	166.25	83.22	0.344
			49.37	0.346
D	27.42	97.631	23.83	0.357
			50.115	0.346
E	35.845	103.881	12.78	0.362
			52.17	0.345

场景 2:采用本文所提方法,即预测各场站偏差电量,并将电量调整、激励惩罚等措施加入模型。模型中预测部分采用 Prophet 月度电量预测模型^[18]。

场景 3:在本文所提方法的基础上,引入传统固定偏差考核,对于偏差电量占比在 10% 以内的场站不进行惩罚措施。

5.2 计算结果

5.2.1 有无优化策略结果对比

对于场景 1,在统计完本月各场站的上网总电量和合同电量之后,基于申报的机制电量进行结算。各场站的偏差电量如图 4 所示。可以看到场站 B,C,D 未能完成的发电量由场站 A,E 完成。

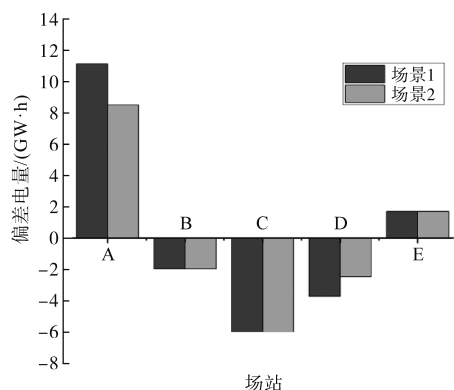


图 4 场站偏差电量对比图

Fig.4 Station deviation electricity comparison chart

对于场景 2,首先开展偏差电量预测,并将结果列于表 2。

表 2 预测误差百分比

Tab.2 Percentage error in forecasting

场站	预测误差/%				
	A	B	C	D	E
	8.64	-2.52	-15.73	-14.56	13.01

由表 2 可知,场站 A 和 B 误差绝对值均未超过 10%,且场站 A 属于正偏差,存在一定的发电裕度。场站 E 同样属于正偏差,且偏差较大,优先考虑减少出力,避免对电网造成冲击。场站 C 和 D 则属于负偏差,可能会发生发电量不足的情况,并且场站 C 和 D 预测偏差量均大于 10%,故需寻求电量转让交易。

考虑到场站 A 的发电能力强,并且存在一定的发电裕度,故将场站 A 作为交易对象。同时,场站 E 不安排交易行为,与场站 A 的交易行为形成对比。利用本文所提偏差结算优化策略开展交易,交易结算后的各场站偏差电量见图 4 中场景 2。

景 2。

由图 4 可见,在场站 C 和 D 与场站 A 完成机制电量交易后,场站 C 和 D 的少发电量和场站 A 的多发电量均减少,说明采用本文所提方法能够降低各场站的偏差电量,降低惩罚概率。

计算两种场景下的市场资金池收益、各场站收益,结果如表 3 所示。

表 3 有无优化策略时各场站及资金池收益对比

Tab.3 Comparison of station and fund pool returns with and without optimization strategies

场站	场景 1 收益/万元	场景 2 收益/万元	收益变化/万元
场站 A	11 152	11 205	+53
场站 B	5 858	5 854	-4
场站 C	5 421	5 501	+80
场站 D	3 336	3 352	+16
场站 E	3 569	3 569	0
资金池	694	549	-145
总收益	30 030	30 030	0

对比场景 1 可以看出,当采用本文提出的交易方法(场景 2)时,少发场站 C 和 D 的收益均有提高,而少发场站 B 的收益则有一定程度的减少。这主要是由于场站 C 和 D 积极开展发电量纠偏交易,有效降低自身的发电偏差,从而减少所缴纳的惩罚金额,相比之下,场站 B 未参与相应的偏差电量交易。同时,分析多发场站 A 和 E 的收益可得:积极参与市场中的电量纠偏交易可以扩大本场站的收益。在本文的研究中,特意将场站 B 和 E 作为对照组,保留其未参与交易的实际运行情况,与积极参与交易的场站 A,C 和 D 进行对比分析。通过对比,能够更直观地验证:当新能源场站主动参与电力市场偏差电量交易并进行发电量纠偏时,可显著降低差额电量比例及其对应的惩罚成本,进而提升整体经济收益。

对于资金池而言,场景 2 的收益明显小于场景 1,这是由于资金池中的利润主要来源于差额电量的发电权交易金额以及对少发场站的惩罚金额,而场景 2 中四个场站的总差额电量减小导致场站支付给资金池的金额减少。同时,资金池中的利润除差价结算部分外,代表着场站发电情况的稳定性。资金池中的利润越高,代表场站的差额电量越多,各场站的发电情况越不稳定,反之,各场站发电情况越稳定。

5.2.2 有无传统固定偏差考核区间结果对比

对于场景 3,首先按照本文所提的优化策略

进行计算,在月底交易结算日,引入 $\pm 10\%$ 的免偏差考核范围。由表4可知各场站的偏差电量占比,且该偏差电量占比与场景2的偏差电量占比相同。

表4 偏差电量占比

Tab.4 Percentage of deviated power

场站	偏差电量占比/%				
	A	B	C	D	E
	2.3	-1.1	-3.9	-2.5	1.7

基于表4可得各场站不需要进行偏差考核,无惩罚成本的支出,此时计算两种场景下的市场资金池收益、各场站收益,结果如表5所示。各场站少发电量占比如表6所示,收益率占比如表7所示。

表5 有无传统固定偏差考核时各场站及资金池收益对比

Tab.5 Comparison of station and fund pool returns with or without traditional fixed deviation assessment

场站	场景2收益/ 万元	场景3收益/ 万元	收益变化/ 万元
场站A	11 205	11 205	0
场站B	5 854	5 932	+78
场站C	5 501	5 914	+413
场站D	3 352	3 455	+103
场站E	3 569	3 569	0
资金池	549	-45	-594

表6 少发电量占比

Tab.6 Low power generation ratio

场站	少发电量占比/%				
	A	B	C	D	E
	—	17.59	60.29	22.12	—

表7 收益率占比

Tab.7 Yield ratio

场站	收益率占比/%				
	A	B	C	D	E
	—	1.3	7.5	3.1	—

对比场景3可以看出,当引入传统偏差考核区间时,由于各少发场站不再承担惩罚成本,收益均有提高。但结合表6和表7可以得出,由于少发电量的惩罚成本与惩罚系数有关,引入传统偏差考核区间后,场站B、C和D会出现收益率和少发电量占比呈正相关,即在免偏差考核范围内,场站少发电量越多,收益越高,此时,各场站的收益分配将不再保持均衡,部分场站可能会为追求收益最大化而选择增加场站少发电量,不利于场站积极提高自己的发电稳定性。当未引入传统偏差考核区间时,会直接对少发场站进行偏

差考核,由于惩罚系数的设定,少发场站的少发电量占比越大,该场站的惩罚金额就越多,反之,场站的惩罚金额就越少。

5.3 灵敏度分析

为进一步说明本文中相关参数对计算结果的影响,对补偿系数、机制电价、预测误差限值做灵敏度分析,分析结果如表8~表10所示。

表8 补偿系数的灵敏度分析对比

Tab.8 Sensitivity analysis comparison of compensation coefficients

	场站	补偿系数 δ		
		0.9	1.0	1.1
		收益/万元	收益/万元	收益/万元
	场站A	11 205	11 205	11 205
	场站B	5 862	5 854	5 846
	场站C	5 542	5 501	5 459
	场站D	3 362	3 352	3 342
	场站E	3 569	3 569	3 569
	资金池	490	549	609

表9 机制电价的灵敏度分析对比

Tab.9 Sensitivity analysis comparison of mechanism-based electricity prices

	场站	机制电价 $P_{\text{mech}}/[\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$		
		0.332	0.334	0.336
	场站A	11 186	11 205	11 224
	场站B	5 844	5 854	5 865
	场站C	5 494	5 501	5 507
	场站D	3 347	3 352	3 357
	场站E	3 561	3 569	3 576
	资金池	598	549	501

表10 预测误差限值的灵敏度分析对比

Tab.10 Sensitivity analysis comparison of prediction error limits

	场站	预测误差限值 ε		
		0.09	0.10	0.11
	场站A	11 215	11 205	11 195
	场站B	5 853	5 854	5 855
	场站C	5 513	5 501	5 488
	场站D	3 356	3 352	3 348
	场站E	3 569	3 569	3 569

由表8可以看出,补偿系数的取值并不会影响多发场站的收益,而资金池收益与补偿系数呈正相关,少发场站的收益与补偿系数呈负相关,这主要是由于补偿系数的变大会直接提高少发场站的惩罚金额。

由表9可以看出,由于机制电量的结算特点,当机制电价越高时,场外差价结算的值会先趋于零,然后越来越大,此时资金池的收益会越来越小,而各场站的收益与机制电价的取值成正比。

由表10可以看出,积极开展发电量纠偏交易的场站,其收益与预测误差限值的取值成反比;但资金池及其他场站的收益与预测误差限值的取值成正比。

6 结论

针对高比例新能源并网场景下传统偏差考核机制适应性不足的问题,本文提出基于预测电量偏差调节的新能源场站收益均衡方法,以实现新能源场站出力偏差的自主调节。在方法设计上,建立机制电量动态调整框架,允许场站依据月度电量预测值调整已签订电量计划,并通过市场资金池开展电量转让交易;在结算机制上,融合电量结算与奖惩结算,对场站收益分配进行调节。算例分析表明:采用所提方法后,参与交易的场站A、C和D收益增加,系统总偏差电量减少,资金池收益下降,验证了该方法在优化收益分配、降低偏差惩罚概率方面的有效性。此外,灵敏度分析表明,补偿系数与机制电价的取值与资金池收益呈负相关,预测误差限值与资金池的关系则相反。

参考文献

- [1] 杨经纬,张宁,王毅,等.面向可再生能源消纳的多能源系统:述评与展望[J].电力系统自动化,2018,42(4):11-24.
Yang J W, Zhang N, Wang Y, et al. Multi-energy system towards renewable energy accommodation: review and prospect [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 11-24.
- [2] 王仕炬,刘天琪,何川,等.基于舒适度的需求响应与碳交易的园区综合能源经济调度[J].电测与仪表,2022,59(11):1-7.
Wang S J, Liu T Q, He C, et al. Comfort demand response and carbon trading based comprehensive energy economic dispatching in industrial parks[J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2022, 59(11): 1-7.
- [3] 裴哲义,王新雷,董存,等.东北供热机组对新能源消纳的影响分析及热电解耦措施[J].电网技术,2017,41(6):1786-1792.
Pei Z Y, Wang X L, Dong C, et al. Analysis of impact of CHP plant on renewable energy accommodation in Northeast China and thermoelectric decoupling measures[J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1786-1792.
- [4] 彭波,陈旭,徐乾耀,等.面向新能源消纳的电网规划方法初探[J].电网技术,2013,37(12):3386-3391.
Peng Bo, Chen Xu, Xu Qian Yao, et al. Preliminary research on power grid planning method aiming at accommodating new energy[J]. Power System Technology, 2013, 37(12): 3386-3391.
- [5] 舒印彪,张智刚,郭剑波,等.新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1):1-9.
Shu Y B, Zhang Z G, Guo J B, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-9.
- [6] 赵博石,严宇,刘永辉,等.基于区域发电成本核准的跨省区电力交易偏差电量定价方法[J].电网技术,2016,40(11):3334-3341.
Zhao B S, Yan Y, Liu Y H, et al. Pricing method of deviation electric quantity based on regional generation cost of cross-regional and cross-province electricity transaction[J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3334-3341.
- [7] 胡嘉骅,文福拴,蒙文川,等.计及偏差电量分解的跨省区电能交易结算新方法[J].电力系统自动化,2016,40(18):135-142,154.
Hu J H, Wen F S, Meng W C, et al. Settlement method for inter-provincial electricity trading considering allocations of unbalanced electric quantity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 135-142, 154.
- [8] 李竹,赵博石,延星.跨区跨省电力交易中的偏差电量分析与基于虚拟分时电价的偏差电量处理方法[J].电力建设,2016,37(7):40-46.
Li Z, Zhao B S, Yan X. Deviation electric quantity processing method in cross-regional and cross-province electricity transaction based on virtual time-of-use power price[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(7): 40-46.
- [9] 许喆,陈玮,丁军策.两级交易模式下南方区域省间中长期交易机制优化路径[J].电力自动化设备,2022,42(3):175-181.
Xu Z, Chen W, Ding J C. Optimization path of inter-provincial medium-and long-term transaction mechanism in Southern China under two-level transaction mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(3): 175-181.
- [10] Oprea S V, Băra A, Andreescu A I. Two novel blockchain-based market settlement mechanisms embedded into smart contracts for securely trading renewable energy[J]. IEEE Access, 2020, 8: 212548-212556.
- [11] 闫志彬,李立,阳鹏,等.考虑构网型储能支撑能力的微电网优化调度策略[J].中国电力,2025,58(2):103-110.
Yan Zhibin, Li Li, Yang Peng, et al. Optimal scheduling strategy for microgrid considering the support capabilities of grid forming energy storage[J]. Electric Power, 2025, 58(2): 103-110.
- [12] 刘敦楠,汤洪海,杨沫,等.促进新能源消纳的电力交易偏差结算补偿机制[J].电力系统自动化,2017,41(24):105-111.
Liu D N, Tang H H, Yang M, et al. Settlement compensation mechanism of power trading deviation with promotion of renewable energy consumption[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 105-111.
- [13] 谢旭,江长明,喻乐,等.基于发电侧全电量优化的现货市场红利计算方法[J].电力系统自动化,2021,45(12):158-166.

- Xie X, Jiang C M, Yu L, et al. Calculation method of spot market welfare based on optimization of total power quantity on generation side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 158-166.
- [14] 王斯琪, 曹昉, 姚力. 计及多级市场代理购电成本传导风险的分时电价定价模型[J]. 中国电力, 2025, 58(11): 25-37.
- Wang Siqi, Cao Fang, Yao Li. Time-of-use pricing model considering the risk of cost transmission in multilevel market agent electricity purchase[J]. Electric Power, 2025, 58(11): 25-37.
- [15] 徐帆, 谢旭, 施磊, 等. 电力中长期市场基数偏差电量处理方法分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 186-191.
- Xu F, Xie X, Shi L, et al. Analysis on settlement method for unbalanced base generated energy in medium- and long-term power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12): 186-191.
- [16] 广东省能源局. 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于2025年电力市场交易有关事项的通知(粤能电力[2024]50号)[R/OL]. (2024-11-21)[2025-06-27]. http://drc.gd.gov.cn/gdsnj/gkmlpt/content/4/4582/post_4582746.html.
- Guangdong Provincial Energy Bureau. Notice from the Guangdong Provincial Energy Bureau and the Southern Regulatory Bureau of the National Energy Administration on matters related to power market transactions in 2025(YueNeng Dianli[2024] No. 5) [R/OL]. (2024-11-21) [2025-06-27]. http://drc.gd.gov.cn/gdsnj/gkmlpt/content/4/4582/post_4582746.html.
- [17] 国家能源局东北监管局. 关于印发《吉林省电力中长期交易规则补充规定》的通知(东北监能[2025]1号)[R/OL]. (2024-11-22) [2026-06-27]. http://drc.gd.gov.cn/gdsnyj/gkmlpt/content/4/4582/mpost_4582746.html.
- National Energy Administration Northeast Regulatory Bureau. Notice on issuing supplementary provisions to the rules for medium- and long-term electricity trading in Jilin Province(Northeast Energy Supervision [2025]No.1) [R/OL]. (2024-11-22) [2026-06-27]. http://drc.gd.gov.cn/gdsnyj/gkmlpt/content/4/4582/mpost_4582746.html.
- [18] 赵阳, 范文奕, 安佳坤, 等. 基于智能加权混合模型的新型电力系统电量预测方法[J]. 电测与仪表, 2022, 59(12): 56-63.
- Zhao Y, Fan W Y, An J K, et al. A method of novel power system electricity forecasting based on intelligent weighted hybrid model[J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2022, 59(12): 56-63.

收稿日期: 2025-06-27

修改稿日期: 2025-10-09