

考虑新能源波动性的调峰辅助服务成本定价研究

姚刚, 赵翔宇, 张耀, 伍仕红, 石珂, 杜江
(贵州电网有限责任公司电力调度控制中心, 贵州 贵阳 550002)

摘要:为保障电网安全、优质、经济运行,维护电力企业合法权益,有必要针对新能源电厂进行辅助服务的研究。本文主要对电力市场环境大下大规模新能源并网引发的调峰、备用辅助服务成本补偿机制进行了研究,提出了一种电力市场模式成本补偿方式,该补偿方式是一种集中竞价,统一出清的辅助服务交易模式,可实现辅助服务资源的优化配置,同时,辅助服务成本分摊时考虑了“谁享受,谁承担”和“谁引致,谁承担”的原则,充分体现了公平性和合理性。同时提出了一种考虑新能源固有波动特性的调峰辅助服务成本定价模式,既考虑了新能源上网电量的影响,又考虑了新能源电力峰谷差的作用,更能体现新能源对调峰资源的消耗因素,实现了结果导向型补偿机制和过程导向型补偿机制的有机结合,更具公平性。

关键词:新能源;辅助服务;补偿机制

文章编号:2096-4633(2019)07-0076-06 **中图分类号:**TK01 **文献标志码:**B

对于辅助服务成本补偿,中国采用的是辅助服务行政考核和补偿机制,主要思想是对辅助服务提供进行考核和成本测算,然后由发电企业共同承担起成本。根据国家电监会的原则性规定,各区域电网须要按照专门记帐、收支平衡、适当补偿的原则,建立辅助服务补偿机制^[1]。同时依据各区域电网实际情况,可以选择按照补偿成本和合理收益的原则对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿,或者选择将相关考核费用按贡献量大小对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿^[2-7]。当然,对于以上两种不同的补偿方式的选择不同,其补偿费用的依据及补偿标准的制定也是不相同的。

波动性是风电、光伏发电新能源最典型的自然特性之一。新能源大量消耗调峰辅助服务主要源于新能源出力的固有波动特性。现有“两个细则”关于新能源消耗调峰辅助服务的补偿依据基于新能源的上网电量,是典型的结果导向型补偿机制,无法反映新能源的波动过程,有失公平性。

因此本文通过研究新能源补偿调峰辅助服务定价和基于市场化环境下的补偿方式,建立合理性、公平性的新能源参与市场化的补偿机制。

1 新能源波动性

波动性概念常见于物理学,指物质的一种运动

形式,其成因是介质中质点受到相邻质点的扰动而随之运动,并将振动形式传播开来。波动性强调变化,即事物是否发生了变化,只要有变化,就说明其具有波动。新能源的波动性,直观来看,指的是风电、光伏发电输出功率随时间的变化,是由于大气中各个质点随自然界风力、光照变化而出现的运动形态。波动性是新能源的固有特性,是气象因素以及地形地貌多种因素综合作用的体现,它不随新能源发电技术的发展而消失^[8-10],这与新能源的不确定性不同。

波动性反映了新能源在指定时空尺度上的逐点变化特性。新能源出力变化及变化率是刻画新能源波动性的主要指标。

(1) 新能源出力变化(波动):指相隔某一时间段 T 的 2 个时间点新能源出力之差 ΔP :

$$\Delta P = P(t + T) - P(t) \quad (1)$$

式(1)中, $P(t)$ 和 $P(t + T)$ 分别为 t 时刻、 $t + T$ 时刻的新能源场站出力。

(2) 新能源出力变化率(波动率):指新能源出力变化占新能源场站装机容量的百分比 k :

$$k = \frac{P(t + T) - P(t)}{P_{install}} \quad (2)$$

式(2)中, $P_{install}$ 为新能源场站的装机容量。

按时间尺度划分,有新能源的秒级、分钟级和小

时级波动;按空间尺度划分则有单机、厂级(集群)和区域波动等。

2 新能源辅助服务市场模式补偿方式

2.1 上网电量比例分摊成本补偿方式

随着新能源发电大规模接入电网,火电厂分摊的辅助服务成本将不断增加,因此需要新能源场站也分摊辅助服务成本。新能源场站分摊辅助服务成本最简单的方式就是将新能源场站也纳入现行辅助服务成本考核和补偿机制,按照上网电量比例分摊所有辅助服务成本^[9-11]。按照上网电量比例分摊辅助服务成本即同等对待所有并网发电厂,将该辅助服务品种总费用按照每个发电厂当月上网电量比例分摊至各个电厂。目前,南方电网采用的辅助服务成本补偿方式是按照上网电量比例由所有并网发电厂进行分摊。

2.2 引致比例分摊成本补偿方式^[12-13]

新能源发电的大规模并网对常规电源辅助服务的需求越来越大,导致电力系统辅助服务成本大大提高。按上网电量比例分摊成本补偿方式由并网发电厂按照上网电量进行分摊,完全采用发电系统内部循环的方式,并没有考虑到辅助服务由谁引致以及引致多少的问题,从而会造成不公。例如,风电、光伏等新能源的波动性和不确定性会消耗大量的辅助服务,而消耗的这部分辅助服务要求火电、水电等其他类型电厂共同分摊,明显有失公平。因此,根据“谁引致,谁承担”的原则,应该由新能源场站承担其引发的辅助服务成本,其余辅助服务成本由其他电厂分摊。按照引致比例分摊辅助服务成本相对更加合理,更能促使新能源场站通过不断改进技术来减少辅助服务成本,从而提高电力系统运行的可预见性。

2.3 电力市场模式成本补偿方式

按上网电量比例分摊成本补偿方式和按引致比例分摊成本补偿方式均以行政方式考核和补偿辅助服务,不利于提高各发电厂提供辅助服务的积极性,也不适应电力市场化改革的发展需求^[14]。随着市场化的不断推进,利用市场化手段建立调峰、备用交易机制是解决辅助服务补偿问题,促进新能源消纳的必然选择。南方电网“两个细则”针对辅助服务也提出“鼓励采用市场机制提供辅助服务,发挥市场在资源配置中的决定性作用,保障南方区域电力

系统安全、优质、经济运行”。

通过电力市场方式提供辅助服务,辅助服务成本补偿资金按照“谁引发,谁付费”的原则进行确定,通过引入市场化机制调动火电机组等自愿调峰、提供备用的积极性,充分挖掘现有资源的辅助服务提供能力。本文结合目前的电力市场化发展进程提出一种电力市场模式成本补偿方式,如图1所示。

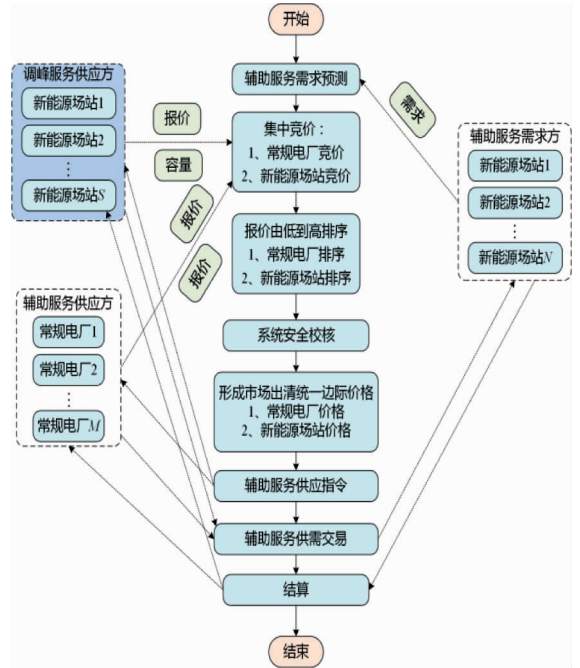


图1 电力市场模式成本补偿方式

Fig. 1 Cost compensation method for power market mode

该补偿方式是一种集中竞价,统一出清的辅助服务交易模式。

(1)电力调度中心根据辅助服务需求预测在交易中心发布辅助服务市场需求。

(2)市场交易主体中的辅助服务供应方根据各自机组的性能、已签订的发电合同以及各自的报价策略,在交易进行前,向交易中心申报可提供的辅助服务容量以及辅助服务报价。

(3)市场申报截止后,交易中心依据辅助服务供应方的报价数据,由低到高依次排序,而后交由调度中心进行安全校核,并在满足系统安全及辅助服务需求的基础上基于辅助服务购买成本最小化的原则形成市场出清的统一边际价格。

(4)辅助服务消费后,采用关于调峰、备用辅助服务成本定价方法计算各个新能源场站的辅助服务补偿费用。

(5) 新能源场站主动参与调峰是在常规电厂在市场上提供的调峰量小于调峰辅助服务需求方的需求量时才能执行。此时,调度中心根据新能源场站申报的主动参与调峰量为系统提供调峰支撑,并形成相应的市场出清统一边际价格。

值得说明的是,上述电力市场模式成本补偿方式是一种单边集中竞价模式。电网企业根据系统运行需要,确定辅助服务总需求量,发电企业通过竞价的方式提供辅助服务。对于辅助服务需求方,仍然以补偿形式分摊辅助服务成本。该模式的特点^[15]如下:

(1) 通过竞争方式确定辅助服务供应方及其市场统一出清边际价格,以市场决定价格的机制有利于促进辅助服务提供主体的积极性和主动性,提高提供品质,让性能好、成本优的辅助服务资源在市场中获得更多的参与机会。

(2) 通过补偿形式让辅助服务需求方根据消费辅助服务的多寡分摊辅助服务成本,有利于督促新能源场站努力通过技术创新来不断降低辅助服务成本。

(3) 通过集中竞价,统一出清的补偿方式有利于实现辅助服务资源的优化配置,降低成本,从而减轻新能源场站的补偿负担。

值得注意的是,如若该模式失效,即辅助服务需求方的需求总量大于辅助服务供应方愿意提供的服务总量时,调度中心将根据事先制定的辅助服务供需不平衡紧急调度预案,结合当前的电网运行方式和各发电机的当前运行状态迅速调整部分发电机的辅助服务供给量,确保辅助服务供需平衡,保证系统的安全稳定运行。

当然,如果将所有辅助服务(本文特指调峰和备用)成本按照“谁引致,谁承担”的原则全部由新能源场站分摊,新能源场站需要承担的辅助服务成本会很高,因此单纯依靠新能源场站来承担辅助服务成本是不太可能的,需要有相应的辅助服务成本分摊机制。

2.4 补偿方式分析比较

不同辅助服务成本补偿方式出发点不同,其实施效果也不相同,各种补偿方式的对比结果如表 1 所示。

表 1 辅助服务成本补偿方式对比

Tab. 1 Comparison of auxiliary service cost compensation methods

补偿方式	分摊机制	优点	缺点
上网电量比例分摊成本补偿方式	全网发电厂按上网电量分摊	计算简单、新能源补偿成本低	行政化,欠缺公平性,不利于激发火电厂积极性
引致比例分摊成本补偿方式	新能源场站分摊	相对公平,可督促新能源提高预测精度	行政化,新能源场站负担过重
电力市场模式成本补偿方式	调峰成本由消费者分摊,备用成本由新能源场站分摊	公平、合理,可激发火电厂积极性,督促新能源提高预测精度,利于资源优化配置,降低辅助服务补偿成本	要求建立相应的技术支持系统

3 新能源补偿调峰辅助服务定价分析研究

3.1 新能源补偿调峰辅助服务定价分析

调峰辅助服务主要是由于新能源出力波动所带来的,体现在新能源出力峰谷差较大且峰谷交替频繁。由于电力系统的瞬时平衡性,为平衡新能源出力波动,需要其他发电资源作相反波动,这就是新能源出力的波动性所导致的调峰辅助服务。另外,风电的自然特性使其在多数情况下呈反调峰特性,即在负荷高峰时段,新能源出力较小,而在负荷低谷时段正好又是风电大发的时段。电网为此需调用其他常规能源为系统提供更多的调峰服务,以确保电力系统安全

稳定运行。新能源发电和常规发电最大的区别在于新能源发电的资源是不可存储和不可控制的,其出力根据风力、光照强度大小来决定,而且由于不可控制,事先进行预测也存在很大偏差。而常规发电的资源(主要是煤炭、水力)则可以存储和控制,其出力可以根据负荷需要来大小调整。可见新能源发电特性和负荷比较类似,只是负荷是用电端^[16-17],而新能源发电属于发电端,因此新能源发电可以被认为是一种“负”负荷。新能源发电出力减少了常规发电的发电量,但却增加了常规发电的出力波动,增加了辅助服务成本。大规模新能源并网带来的波动性需要常规发电厂提供大量的调峰辅助服务作为支撑,为了补偿

常规发电厂提供的调峰辅助服务,“两个细则”规定新能源场站“按其上网电量缴纳深度调峰辅助服务费”。这是一种典型的结果导向型补偿定价模式,表面上看体现了中发(2015)9号文《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》里提出的“谁受益、谁承担”的辅助服务分担共享机制,然而,通过深入分析可知这种结果导向型补偿定价模式最大的问题在于不能体现新能源场站对调峰资源的消耗多寡,即对调峰资源的需求过程。以图2所示两个新能源场站A和B为例简单说明。

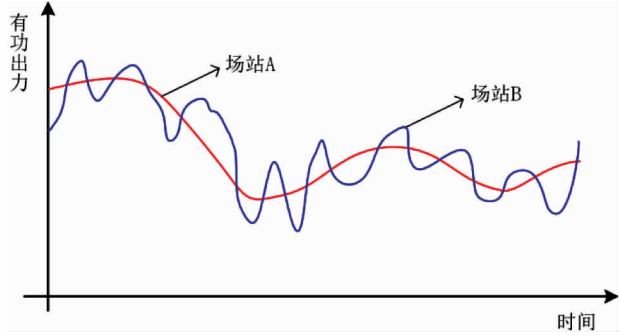


图2 新能源场站出力波动性示意图

Fig. 2 Diagram of new energy station output volatility

假设新能源场站A和B的上网电量相同,均为 Q ,由图可知,两个场站出力的波动和波动率是不相同的,场站A出力相对比较平滑,而场站B的出力波动较大,因此,场站B消耗的调峰资源明显多于场站A。这种情况下,如果单纯按照上网电量缴纳调峰辅助服务费,则两个场站需要缴纳的调峰辅助服务费相同,均为:

$$R_A^{fj} = R_B^{fj} = V_{fj}^p \cdot Q \quad (3)$$

式(3)中, R_A^{fj} 和 R_B^{fj} 分别为新能源场站A和B缴纳的调峰辅助服务费; V_{fj}^p 为调峰辅助服务费价格。

若按照上述模式缴纳调峰辅助服务费,对场站A有失公平,这是因为场站A实际消耗的调峰资源明显少于场站B。事实上,影响新能源对调峰辅助服务消耗量的因素除了电量外,最主要的因素是新能源出力的峰谷频繁转换以及峰谷差。因此需分为电力、电量两个部分对调峰辅助服务补偿分别进行计算。由于新能源峰谷转换频繁,发电调度一般于日前按照15分钟间隔将一天划分为96个点编制发电计划,因此,新能源消耗的调峰电力可按照发电计划每15分钟间隔的峰谷差将每日96个间隔对应的峰谷差进行累加,计算得到每日累积峰谷差,如下式所示。

$$\Delta P_i^{fj} = \sum_{t=1}^{96} \rho_i(t) \quad (4)$$

式(4)中, ΔP_i^{fj} 为第 i 个新能源场站一天的调峰电力消耗量; $\rho_i(t)$ 为第 i 个新能源场站第 t 个间隔的有功出力峰谷差。

待求出新能源场站消耗的调峰电力后,其对应的辅助服务补偿费用为:

$$R_i^{fj,p} = V_{fj}^p \cdot \Delta P_i^{fj} \quad (5)$$

式(5)中, V_{fj}^p 为调峰电力的补偿价格。

针对电量部分,仍可按照式的方式缴纳调峰电量辅助服务补偿费用,但价格需做出调整,假设调整为 V_{fj}^q ,此时调峰电量辅助服务补偿费用计算为:

$$R_i^{fj,q} = V_{fj}^q \cdot Q_i \quad (6)$$

因此,新能源场站共需缴纳的调峰辅助服务补偿费用为:

$$R_i^{fj} = R_i^{fj,p} + R_i^{fj,q} = V_{fj}^p \cdot \Delta P_i^{fj} + V_{fj}^q \cdot Q_i \quad (7)$$

由式(7)可知,第二项调峰电量辅助服务补偿费用体现的是结果导向型补偿定价模式,而第一项调峰电力辅助服务补偿费用体现的则是过程导向型补偿定价模式,两者有机结合在一起,可以很好地体现新能源对调峰辅助服务的消耗因素,从而更加合理,更加公平。

采用式提出的调峰辅助服务补偿定价模式重新计算图2所示新能源场站A和B的调峰辅助服务补偿费用,分别为:

$$R_A^{fj} = V_{fj}^p \cdot \Delta P_A^{fj} + V_{fj}^q \cdot Q_A \quad (8)$$

$$R_B^{fj} = V_{fj}^p \cdot \Delta P_B^{fj} + V_{fj}^q \cdot Q_B \quad (9)$$

两者缴纳的调峰辅助服务补偿费用之差为:

$$\begin{aligned} \Delta R_{AB}^{fj} &= R_A^{fj} - R_B^{fj} = V_{fj}^p \cdot (\Delta P_A^{fj} - \Delta P_B^{fj}) \\ &= V_{fj}^p \cdot \left(\sum_{t=1}^{96} \rho_A(t) - \sum_{t=1}^{96} \rho_B(t) \right) \\ &= V_{fj}^p \cdot \sum_{t=1}^{96} [\rho_A(t) - \rho_B(t)] < 0 \quad (10) \end{aligned}$$

由式(10)可知,在新能源场站上网电量相同的情况下,有功出力波动小的场站所需缴纳的调峰辅助服务补偿费用小于有功出力波动大的场站,这是符合实际情况的,更能体现公平性。

3.2 算例分析

本小节以图2所示新能源场站A和B为例,两者的装机均为100 MW,对新能源调峰辅助服务补偿费用进行计算。假设调峰电力补偿价格 $V_{fj}^p = 2$ 元/MW·h,调峰电量补偿价格 $V_{fj}^q = 10$ 元/MW·h。新能源场站A和B某日的调峰资源消耗数据如表2所示。

表 2 新能源场站调峰辅助服务资源消耗量

Tab. 2 Resource consumption of peak adjustment auxiliary service in new energy stations

	新能源场站 A	新能源场站 B
总上网电量 $Q/(MW \cdot h)$	1 200	1 200
调峰电力消耗量 $\Delta P^{df}/(MW)$	960	2000

则根据式和可知:新能源场站 A 所需缴纳的调峰辅助服务补偿费用为:

$$R_A^{df} = V_{df}^p \cdot \Delta P_A^{df} + V_{df}^Q \cdot Q_A = 2 \times 960 + 10 \times 1\ 200 = 13\ 920(\text{元})$$

新能源场站 B 所需缴纳的调峰辅助服务补偿费用为:

$$R_B^{df} = V_{df}^p \cdot \Delta P_B^{df} + V_{df}^Q \cdot Q_B = 2 \times 2\ 000 + 10 \times 1\ 200 = 16\ 000(\text{元})$$

可知,在上网电量相同的情况下,新能源场站 B

由于自身出力波动性强于新能源场站 A,从而需要多缴纳 2 080 元调峰辅助服务补偿费用。

4 结语

由于新能源调峰辅助服务成本和备用辅助服务成本是由于不同原因所造成的,调峰辅助服务成本由风电、光伏的出力波动引起,而备用辅助服务成本由风电、光伏的有功功率预测偏差引起,因此需要根据不同辅助服务成本引发的根本原因采取不同的补偿方式。出力波动是由于风电、光伏资源的固有特性所导致的,不能通过技术手段消除,是客观因素,是发展新能源必须承担的代价,因此需要通过提高上网电价来进行补偿,并最终转移到消费者身上。而新能源预测偏差则是由于目前预测方法有限所带来的,更多的是主观因素,可以通过技术创新不断减小预测偏差,因此理应由新能源场站自身承担相应辅助服务成本。

上述辅助服务成本分摊机制充分考虑了“谁享受,谁承担”和“谁引致,谁承担”的原则。一方面,消费者享受了新能源发电带来的各种福利,理应承担新能源自身固有波动特性引致的成本,体现了“谁享受,谁承担”的原则;另一方面,新能源场站功率预测偏差带来的不确定性是引致备用辅助服务的根源,新能源场站需要通过技术创新不断减小不确定性,体现了“谁引致,谁承担”的原则。

参考文献:

[1] 刘永奇,张弘鹏,李群,等. 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践[J]. 电力系统自动化,2017,41(10):148-154.
LIU Yongqi,ZHANG Hongpeng,LI Qun,et al. Design and practice of peak regulation ancillary service market for northeast china power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41

(10):148-154.
[2] 张轶姿,彭小东,杜敏,等. 分布式电源综合补偿机制研究[J]. 电力需求侧管理,2015,17(04):13-19.
ZHANG Yizi,PENG Xiaodong,DU Min,et al. Research on comprehensive compensation mechanism of distributed generation[J]. Power Demand Side Management,2015,17(04):13-19.
[3] 菅学辉,张利,杨立滨,等. 高比例风电并网下基于卡尔多改进的深度调峰机制[J]. 电力系统自动化,2018,42(08):110-118.
JIAN Xuehui,ZHANG Li,YANG Libin,et al. Deep-peak regulation mechanism based on kaldor improvment under high-penetration wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(08):110-118.
[4] 何永秀,陈倩,费云志,等. 国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示[J]. 电网技术,2018,42(09):2915-2922.
HE Yongxiu,CHEN Qian,FEI Yunzhi,et al. Typical foreign ancillary service market products and enlightenment to china[J]. Power System Technology,2018,42(09):2915-2922.
[5] 白宏坤,周脉玉,尹硕,等. 基于大比例新能源输电的受端电网调峰费用测算及补偿机制[J]. 中国电力,2016,49(08):121-125.
BAI Hongkun,ZHOU Maiyu,YIN Shuo,et al. Estimation of receiving-end grid power peaking cost and compensation mechanism based on large-proportion renewable energy transmission[J]. Electric Power,2016,49(08):121-125.
[6] 张昌,杨建华,帅航,等. 基于华中电网跨区电力交易的市场辅助服务研究[J]. 中国电力,2017,50(11):139-151.
ZHANG Chang,YANG Jianhua,SHUAI Hang,et al. Research on ancillary services market based on inter-regional electricity transactions in central china power grid[J]. Electric Power,2017,50(11):139-151.
[7] 王光辉,王欣,匡洪辉,等. 考虑不同电源运行特性的电网有偿调峰辅助服务需求计算方法[J]. 电源技术,2018,40(01):44-47.
WANG Guanghu,WANG Xin,KUANG Honghui,et al. Calculation method for auxiliary service of paid peak grid regulation in consideration of different operating characteristics of power supply[J]. Power Supply Techniques,2018,40(01):44-47.
[8] 张健,郑威,张德亮,等. 考虑风电波动性的调峰辅助服务交

- 易方法研究[J]. 电气自动化,2018,40(05):70-72.
- ZHANG Jian, ZHENG We, ZHANG Deliang, et al. Research on peak regulation ancillary service transaction method considering wind power fluctuation[J]. Electrical Automation,2018,40(05):70-72.
- [9] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等. 关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(29):5029-5040.
- XUE Yusheng, LEI Xing, XUE Feng, et al. A review on impacts of wind power uncertainties on power systems[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(29):5029-5040.
- [10] VALLEE F, BRUNEAU G, PIRLOT M, et al. Optimal windclustering methodology for adequacy evaluation in system generation studies using nonsequential Monte Carlo simulation [J]. IEEE Trans on Power Systems,2011,26(04):2173-2184.
- [11] 李正文,刘刚,许静,等. 一种适用于多种电源结构的电力调峰辅助服务市场[J]. 东北电力技术,2017,38(08):1-5.
- LI Zhengwen, LIU Gang, XU Jing, et al. One maket of a variety of power stuctures for peaking regulation ancillary service [J]. Proceedings of the CSEE,2017,38(08):1-5.
- [12] 张钦,辛颂旭,白建华,等. 西北地区促进风电消纳的辅助服务市场机制研究[J]. 中国电力,2013,46(07):111-115.
- ZHANG Qin, XIN Songxu, BAI Jianhua, et al. Study of ancillary service market mechanism for the promotion of wind power consumption in northwest region [J]. Electric Power, 2013, 46(07):111-115.
- [13] SIQUEIRA J A C, CANEPPELE F D L, SERAPHIM O J. Characteristics of hybrid systems for electricity generation and applications in wind-photovoltaic systems / Características de Sistemas Híbridos de Geração de Energia Elétrica e Aplicações em Sistemas Eólicos Fotovoltaicos[J]. Philosophy,2014,8(01):84-96.
- [14] 王鹏,任冲,王世杰,等. 西北电网风电上网辅助服务补偿机制探索[J]. 供用电,2013,30(01):86-90.
- WANG Peng, REN Chong, WANG Shijie, et al. A study on wind power ancillary services compensation in northwest power grid [J]. Distribution & Utilization,2013,30(01):86-90.
- [15] 康重庆,杜尔顺,张宁,等. 可再生能源参与电力市场:综述与展望[J]. 南方电网技术,2016,10(03):16-23+2.
- WANG Peng, REN Chong, WANG Shijie, et al. Renewable energy trading in electricity market: review and prospect [J]. Southern Power System Technology,2016,10(03):16-23+2.
- [16] 伍仕红,张旭,杜江,等. 贵州高耗能负荷参与电网调峰辅助服务的探索[J]. 电力大数据,2018,21(S1):93-98.
- WU Shihong, ZHANG Xu, DU Jiang, et al. Research on high energy consumption loads participating in the peaking auxiliary service in Guizhou [J]. Power Systems and Big Data,2018,21(S1):93-98.
- [17] 刘维亮,范云其,李峰,等. 并网方式对分布式光伏发电项目成本与收益的影响[J]. 浙江电力,2016,35(11):23-26.
- LIU Weiliang, FAN Yunqi, LI Feng, et al. Influence of grid-connection mode on cost and benefit of distributed PV generation project[J]. Zhejiang Electric Power,2016,35(11):23-26.

收稿日期:2019-04-22

作者简介:



姚刚(1987),男,硕士,助理三级技术专家,高级工程师,主要从事电力系统调度运行与控制,新能源接入、控制和电网规划等研究。

(本文责任编辑:范斌)

Research on cost pricing of the peak load adjustment auxiliary service considering the new energy volatility

YAO Gang, ZHAO Xiangyu, ZHANG Yao, WU Shihong, SHI Ke, DU Jiang

(Power Dispatch and Control Center of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002 Guizhou, China)

Abstract: In order to ensure the safety, high quality and economic operation of power grids, and safeguard the legitimate rights and interests of power enterprises, it is necessary to research the auxiliary service for new energy power plant. This paper mainly studies peak modulation reserve auxiliary service cost compensation mechanism caused by large-scale new energy grid-connected in the power market environment, and proposes a power market model cost compensation method, which is a kind of centralized bidding and unified clearing of auxiliary service transaction model. It can achieve the optimal allocation of auxiliary service resources. At the same time, the principle of "who enjoys, who bears" and "who leads and who bears" is taken into account in the allocation of auxiliary service costs, which fully reflects fairness and reasonableness. Meanwhile, a kind of peak modulation auxiliary service cost pricing model that considering the inherent fluctuation characteristics of new energy is proposed. It not only considers the impact of new energy on-grid electricity, but also considers the role of new energy power peak to valley difference, and more reflects the influence of new energy in peak modulation resource consumption. This mode realizes the organic combination of the result-oriented compensation mechanism and the process-oriented compensation mechanism, which is more fairness.

Key words: new energy; auxiliary service; compensation mechanism