

DOI:10.3969/j.issn.1674-1951.2019.11.004

几种基于可靠性指标的容量支持机制电力市场分析

Analysis on several capacity support mechanisms in electric
market based on reliability index

郭乐,张丹丹
GUO Le,ZHANG Dandan

(南京国电南自电网自动化有限公司,南京 211100)
(Nanjing SAC Power Grid Automation Company Limited,Nanjing 211100, China)

摘 要:基于边际成本出清机制的电能量市场不能回收发电机组的固定成本,减少发电商收益的同时不利于引导投资,会在未来引发电容量充裕性问题,导致电力系统可靠性下降。介绍了国外电力市场针对这一问题的 3 种解决方案:稀缺电价机制、战略备用和容量市场,并分析了各自优缺点,最后针对中国电力市场现状,提出了逐步开展容量市场的建议方案。

关键词:可靠性;容量支持机制;电力市场;容量市场;综合能源服务

中图分类号:TM 9;F 407.61 **文献标志码:**A **文章编号:**1674-1951(2019)11-0012-06

Abstract:The electricity market based on marginal cost clearing mechanism cannot recover the fixed cost of generating units. Then reducing the revenue of generating enterprises is not conducive to investment, which is harmful to generation capacity adequacy and will lead to the decline in power system reliability. Three solutions to this problem from foreign electricity market are introduced which are scarce price mechanism, strategic readiness and capacity market. Their advantages and disadvantages are analyzed. Finally, according to the current situation of China's electricity market, a proposal for capacity market is put forward.

Keywords:reliability;capacity support mechanisms;electricity market;capacity market; integrated energy service

0 引言

截至 2017 年年底,中国全口径发电装机容量 1.78 TW。同年,全口径发电量 6.42 PW,高居世界第一,告别了电力供应短缺的状态。但由于缺乏有效的投资引导机制,近年来发电设备年利用小时数呈现逐年减少的趋势,从 2004 年的 5 455 下降到 2014 年的 4 286^[1],电厂效益持续下降。

同时,我国还面临着降低碳排放强度的压力。到 2020 年,单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%~45%,非化石能源占一次能源消费比重达 15%左右^[2]。降低碳排放落实到电力工业,就是改变发电结构,用光、风等可再生能源发电替代化石能源发电。由于可再生能源发电存在间歇性的缺点,必须有稳定电源给予支撑。因此,未来会有更多

火电机组不再作为基荷机组而是作为调峰机组使用,年利用小时数更加不容乐观。发电设备年利用小时数过低不仅仅带来现阶段的电厂效益问题,还会对未来机组投资产生不利影响,引发电容充裕性问题。

实现发电充裕、提高电力系统的可靠性,需要解决 2 个关键问题:一是如何保证既有机组的收入;二是如何有效引导未来机组投资。我国目前用的是行政命令方式,包括上网电价的核准、新上机组的审批等。由于缺乏有效的市场引导信号,很难做到资源的最优配置。

近年来,出现了综合能源服务、能源互联网等新业态,可以作为实现能源转型、提高能源利用效率的有效手段。但由于受到诸多因素的约束,很多项目往往是轰轰烈烈开场、马马虎虎收场,甚至中途夭折。因此,实现能源体制改革,建立竞争充分、规则完善、监管有力的市场机制非常重要。这其中,容量

支持机制可以实现能源长期安全、可靠的供应,同时保障各类机组的收益。本文对国外成熟的电力市场中几种容量支持机制进行介绍,最后给出建议。

1 可靠性指标

国外电力市场普遍采用基于变动成本的边际定价模式,通过单一电能量市场,理论上只能回收燃料、人员工资等变动成本。机组的初始投资等固定费用能否回收、怎么回收将直接影响发电商的利润,进而影响发电充裕性和系统安全性。

发电充裕性属于可靠性管理范畴,首先要确定可靠性指标。可靠性是个主观性很强的概念,一方面各地区定义不同,另一方面存在性价比的问题,比如是否愿意以 2 倍的代价换取 5% 可靠性指标的提升。国外多采用失负荷价值作为衡量指标,通常采用以下几种^[3]。

(1)失负荷期望(LOLE)。一年中切负荷事件发生次数的期望值。

(2)电力不足概率(LOLP)。切负荷事件发生的概率。在北美电力可靠性公司(NERC)的定义中,特指给定时间内负荷超过可用发电功率的概率。

(3)电力不足小时数(LOLH)。一年中切负荷事件的期望小时数。

(4)缺供电期望(EUE)。无法为负荷供电的电能量期望值(MW·h)。

以澳大利亚为例,采用的是 EUE 指标,目前采用的停电概率为 0.002%,即在 100 GW·h 的总需求中,停电电量不允许超过 2 MW·h。

不同市场采取不同的可靠性指标,与其为保证可靠性采取的方案有关系,并直接影响方案中的具体参数,比如稀缺定价的高低、战略备用容量的多少等。

国外的电力运营商根据可靠性指标,制定合适的容量支持机制,确保既有机组的收益和新机组的有效投资,反过来确保可靠性指标的实现。常用的容量支持机制有 3 种:稀缺定价机制、战略备用机制、容量市场。

2 稀缺定价机制

在美国德克萨斯州电力市场(ERCOT)和澳大利亚国家电力市场(NEM),采用稀缺定价机制来实现可靠性,即通过供应短缺时的尖峰电价来回收边际机组的固定成本。为有效利用好稀缺电价模式,电力监管机构和系统运营商需要确保以下几点。

- (1)供应短缺时,允许价格尖峰出现。
- (2)进行有效的监管,以消除发电企业的市场力。

(3)需求侧资源对电价敏感并能及时调整用电行为。

NEM 按照 0.002% 的可靠性标准计算出来的稀缺价格 13 500 澳元/(MW·h),而正常的现货价格为 100 澳元/(MW·h)。ERCOT 的稀缺价格从 2011 年的 3 000 美元/(MW·h)上涨到 2015 年的 9 000 美元/(MW·h),而 2011 年平均现货价格为 53.23 美元/(MW·h)^[4]。

尽管稀缺定价模式可以在一定程度上解决可靠性问题,但存在以下问题。

(1)为了避免炒高的稀缺电价成为社会焦点,同时出于削弱发电商的市场力考虑,监管机构或运营商设定的稀缺价格上限往往远低于失负荷价值(VOLL)。基于此,在容量短缺时间段,就会出现收益损失的问题,如图 1 所示。

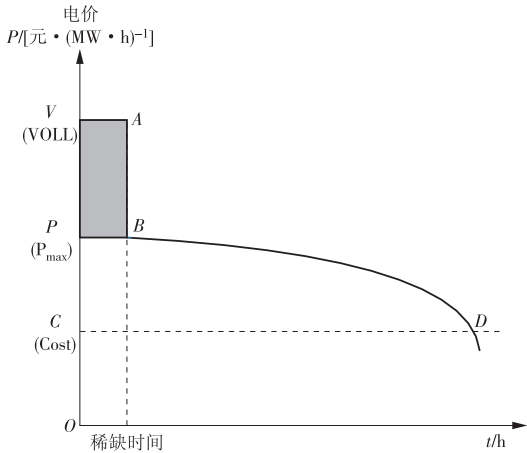


图 1 收益损失示意
Fig.1 Loss of income

图中阴影部分对应损失的收益,此时机组的回报率下降,固定成本不能有效回收。

(2)在系统电力供应严重短缺的情况下,即使采用了稀缺定价,市场价格也可能不足以实现出清。稀缺电价出清示意如图 2 所示,图 2 中: D_1 为需求曲线; Q_{max} 为系统最大发电量,代表市场所有可用机组最大发电能力下的发电量; Q_1 为稀缺电价触发点对应的发电量; P_{max} 为稀缺电价。由于严重的供需不平衡,包含稀缺电价部分的供应曲线 S 和需求曲线 D_1 没有交点。此时,即使价格上升到 P_{max} ,仍然不能出清。

如果通过需求侧管理减少电量需求,以实现出清。如图 3 所示,需求侧主动减负荷,需求曲线由 D_1 变为 D_2 ,与 S 曲线交于稀缺电价 P_{max} 。但是,现阶段受限于技术手段(智能电表的普及率等)和市场手段(缺乏适当的补偿机制),需求侧管理还难担大任。因此,系统运营商往往切负荷来达到目的,由于属于市场外调节手段,切负荷行为往往引人诟病。

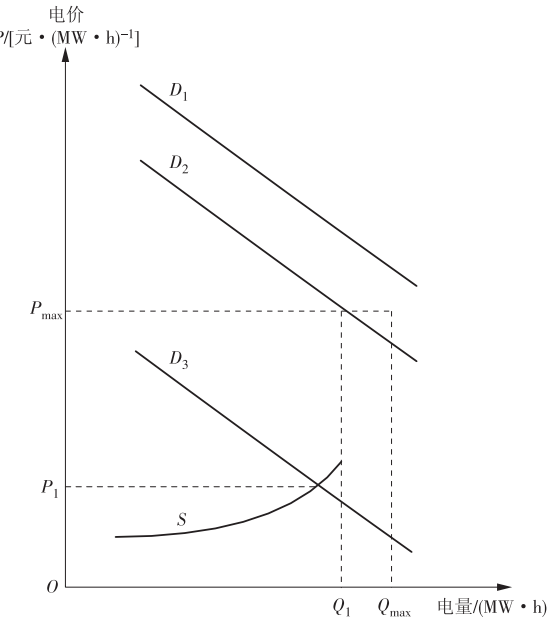


图 2 稀缺电价出清示意

Fig. 2 Scarce electricity price clearing

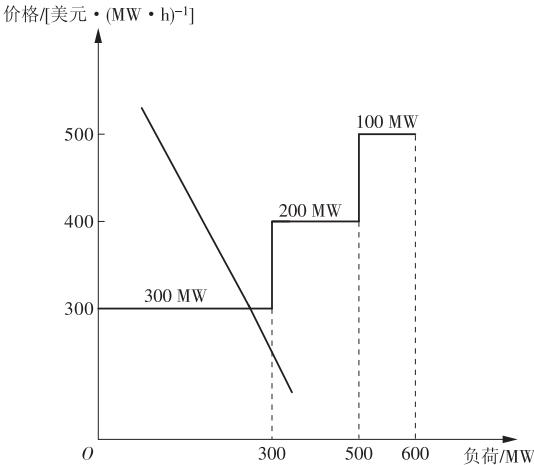


图 3 原出清示意

Fig. 3 Original clearing

(3)单一电量市场,电厂只有发电才能有收益。而在系统紧急情况下,为了保证安全,不管是需求侧管理还是系统运营商的切负荷行为都极有可能带来用电量过度下降。如图 2 中 D_3 的需求曲线,出清价格同步降到远低于稀缺电价的 P_1 。不能有效回收成本。

(4)市场交易过程中,稀缺价格时段与峰值负荷时段不一致,往往滞后于峰值负荷出现时间。例如,2012-02-09 T 22:00—23:00,法国电网出现了最高 2 000 欧元/(MW·h)的尖峰电价,而实际峰值负荷出现在 19:00 之前。关键出力机组并没有得到合理的报酬,而其他机组“搭便车”得到了不应得的收益。

(5)稀缺电价带来的现金流不连续给发电商日常经营带来困扰。

3 战略备用机制

通过签订合同对一部分仅在容量短缺情况下使用的发电容量或需求响应进行约定,称之为战略备用或容量备用。在该机制下,一些面临退役或停用的发电机组要求保持在备用状态,以应对电力紧缺的情况。

通常仅在系统资源紧缺概率较高的几个月内要求战略备用容量的可用性。为避免市场扭曲,签订战略备用合同的资源不允许参与电量市场,因此,为系统提供备用容量是其唯一的收入来源。

战略备用容量的本质作用,是在系统面临可靠性问题时,通过发电或减负荷,保证系统的充裕性。其优点是可以快速实施,实施、交易和退出成本都很低。战略备用容量通常采用招标方式进行特定规模(MW)的采购,比如每年 1 次,对战略容量提供者的补偿机制在竞价合同中规定。战略备用容量的成本通常是通过输电价格或平衡费用等进行回收,最终转嫁到用户身上。

战略备用容量是将一部分发电机组置于市场规则之外,满足了稀缺时段的供电可靠性要求,但却不能给发电新投资带来直接的、正向的引导作用。同时,能否增加既有机组的盈利能力,与留作战略备用机组的报价水平密切相关。举例说明,图 3 为没有战略备用的出清曲线,出清价格为 300 美元/(MW·h)。将 150 MW 的低价机组留作战略备用机组,供应曲线整体左移,出清价格由 300 美元/(MW·h)增加到 400 美元/(MW·h),从而增加了机组的利润,如图 4 所示。

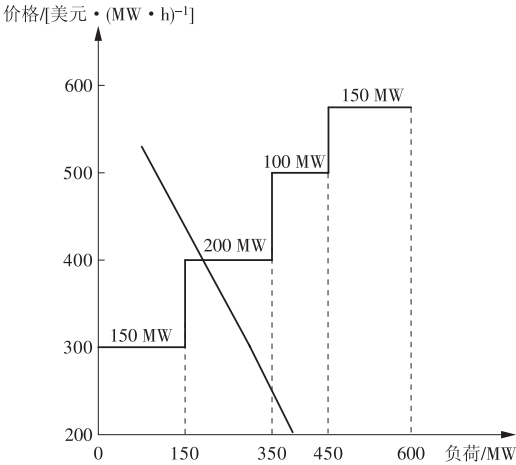


图 4 战略备用出清示意

Fig. 4 Strategic readiness clearing

如果留作备用的机组是高价机组,供应曲线不能左移,机组收益得不到改善。

战略备用在瑞典、芬兰等北欧国家采用,多采用即将报废的机组作为备用机组^[5]。

4 容量市场(以 PJM 为例)

PJM 是宾夕法尼亚 - 新泽西 - 马里兰电力市场的独立运营商,位于美国东部,是最成熟的电力市场。PJM 对容量市场的定位:容量市场是一种正式的市场机制,兼具行政监管和市场竞争的双重成分,以分配为保证特定可靠性而带来的容量成本。容量市场时序是这样的:PJM 给出容量需求曲线、PJM 组织竞拍,市场成员参与竞拍、中标机组在承诺期内履行容量义务。

4.1 需求曲线

PJM 采用倾斜的带凸点的容量需求曲线,称之为可变资源需求曲线^[6],如图 5 所示。图中 A、B、C 3 点坐标值见表 1。表中:FRR 为用户容量自供应部分,各电力市场运营商要求不同,PJM 允许容量自供应,但 5 年内要连续自供应,不能部分自供应、部分从容量市场采购,这部分比例大约为 20%;gross CoNE 为新建机组总成本,PJM 参考的是联合循环燃气轮机(CCGT);net CoNE 为新进入机组净成本,对应机组在电量市场和辅助服务市场不能回收、需要在容量市场回收的成本; L_t 为 PJM 预测的可中断负荷的容量。

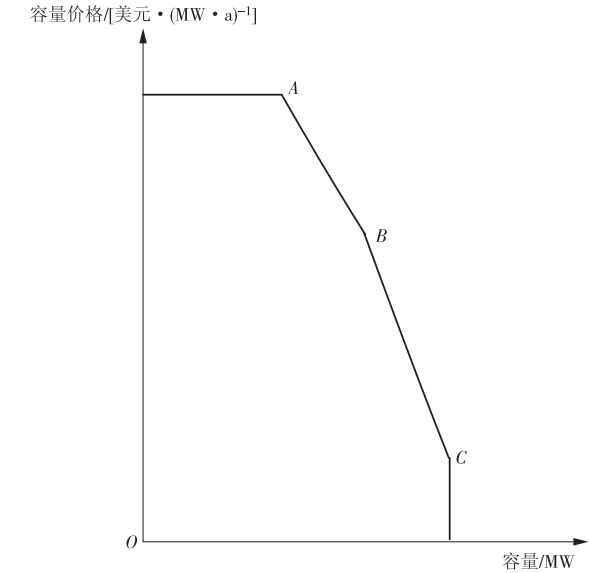


图 5 变动资源需求曲线

Fig.5 Variable resource demand curve

区域可靠性需求(R)反映了 PJM 为满足可靠性

指标所需的自然容量。该指标无法通过市场手段有效获取,需要由 PJM 行政方式确定。计算公式为

$$R = L_p IRM(1 - E) - FRR,$$

式中: L_p 为 PJM 预测的区域峰值负荷; IRM 对应满足可靠性指标设定的装机容量裕度,对应峰值负荷的百分数,PJM 目前取值为 1.15 MW; E 为机组的等效停机率,基于 5 年历史数据计算而来; FRR 为用户的容量自供应部分。

不考虑可中断负荷容量 L_t 和机组等效停机率 E ,A 点容量大约对应 0.97 倍容量裕度,价格对应上限;B 点对应 1.01 倍容量裕度,价格为新建机组净成本;C 点为 1.05 倍容量,价格为新建机组净成本的 20%。

4.2 容量竞拍市场

PJM 的容量拍卖市场为多重市场,包括 1 个基本拍卖市场(BRA)、3 个追加市场(IA)和 1 个双边市场(BM)。

容量市场的一大目的是引导投资,因此 BRA 要考虑一定的提前量,以允许新的、未建成的容量参与竞争。PJM 基于联合循环燃气机组的建设周期,设定为 3 年。PJM 定义每年的 6 月 1 日到次年的 5 月 31 日为一个容量交付年(DY),BRA 在每个容量交付年前 3 年的 5 月份举行。

PJM 规定,区域内可用自然容量(UCAP)的现有机组必须参加 BRA 竞拍,区域外的机组、规划建设中的机组、现有或规划的负荷资源、获得审批的输电升级计划可自愿选择参加。

需求曲线由 PJM 提供,供给曲线由容量资源提供者报价确定,拍卖以最小化购买成本为目标函数得到市场出清结果。同电量市场一样,容量市场也是采用边际价格,出清点为需求曲线和供给曲线的交点,如图 6 所示。

以图中 2 组报价为例。 S_1 有 5 个机组参与容量竞拍,第 4 个机组为边际机组,第 5 个机组由于价格太高,没有中标。 D 点对应的出清结果代表了充裕度不够,容量价格较高,释放出鼓励投资的市场信号。 S_2 则是 4 个机组参与竞拍,第 3 个机组竞价容量大,成为最终边际机组。 E 点对应的出清结果表示资源相对过剩,释放出投资要谨慎的市场信号。

表 1 变动资源需求曲线说明

Tab.1 Variable resource demand curveexplanation

曲线点	容量价格/[美元·(MW·a) ⁻¹]	容量/MW
A	Max(gross CoNE,1.5×net CoNE)/(1-E)	$R(IRM-3\%)/IRM-L_t$
B	1.0×net CoNE/(1-E)	$R(IRM+1\%)/IRM-L_t$
C	0.2×net CoNE/(1-E)	$R(IRM+5\%)/IRM-L_t$

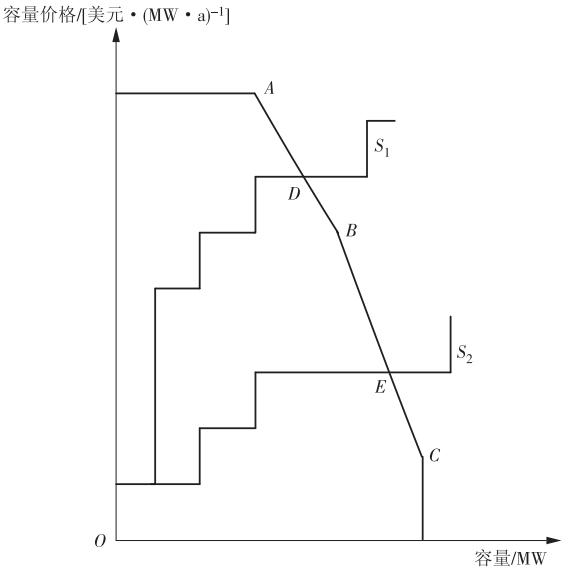


图 6 容量市场出清示意
Fig. 6 Capacity market clearing

得到出清的资源从 PJM 获得容量收益,PJM 通过地区可靠性费用将容量购买费用按负荷大小分摊给各负荷服务商。

BRA 之后,PJM 在每个容量交付年之前还有 3 个追加拍卖市场,以应对因素(负荷、机组建设等)的变化,安排时间分别为交付年提前 20 个月、10 个月、2 个月^[7]。

BRA 中标者可能由于项目延迟、取消或由于强迫停运等原因而不能按期交付容量,允许其在第 1、第 3 次追加拍卖市场中,购买其他市场成员的资源以替代原中标容量。

第 2 次追加拍卖前,PJM 重新进行负荷预测,如果高于 BRA 市场中预测负荷 100 MW 及以上,则组织追加拍卖以弥补差额。

如果全市场采用统一的容量价格,容易导致区域性容量短缺和过剩,带来了局部可靠性问题。为此,PJM 将整个市场分为 27 个节点交付区域(LDA),形成不同的出清价格。

4.3 容量承诺和承诺期

PJM 规定默认承诺期为 1 年,特殊情况下可以延长,最长为 3 年。

容量市场中标资源必须在承诺期内,保证提供约定的发电容量,在系统运行需要时被调用。首先,在系统短缺时,接受 PJM 的调度,以市场价格发电或削减负荷,保证发电充裕和系统可靠。其次,PJM 规定容量资源必须在日前电量市场报价,参与批发市场。前者体现了容量市场与稀缺定价机制的区别;后者体现了与战略备用机制的不同。

PJM 对未能履行其义务的容量资源实施惩罚:在未能履行义务的第 1 年,容量报酬减半,第 2 年降

至 25%,第 3 年取消。该惩罚办法不适用于水电以及太阳能、风电等波动性电源。

4.4 PJM 容量市场实施效果

从可靠性、灵活性和竞争性 3 个方面来衡量,容量市场十分有效^[4]。容量市场的价格提高,收益可以激励新的燃气联合循环机组投资。同时灵活性很高,适应了天然气和煤炭价格剧烈波动,兼顾了新的环保政策的重要影响,并考虑了需求的大幅增长和可再生能源的接入。

但容量市场并非对所有机组一视同仁,从实践效果来看,RPM 鼓励投资新建燃气联合循环机组,一定程度上鼓励新建燃气机组,不鼓励新建煤电机组(CP)。

近年来美国提高了环保要求,在 PJM 的 2014 年,2015 年的容量市场直接得以体现,PJM 的容量价格提高了 34%,有效覆盖了环保升级带来的成本增加。部分老旧机组由于环保改造费用过高,在容量市场没有中标,不再具备经济性而选择了退役。

容量市场对需求侧资源也起了很好的激励作用。2011 年,PJM 市场向需求侧资源支付总量的 97.7% 来自容量市场,即 4.87 亿美元。同期,需求侧资源在电量市场仅获益 200 万美元,在旋转备用市场的获益也只有 940 万美元。可见,容量市场可以有效地激励新技术的使用^[8-9]。

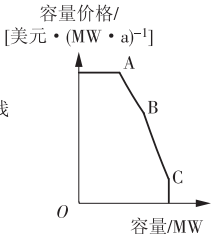
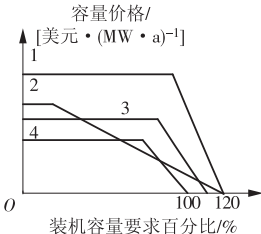
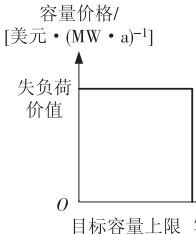
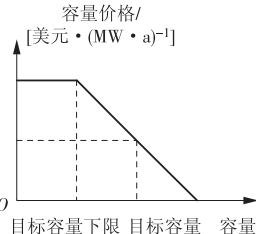
到 2012 年,PJM 批发市场的电价为 47.77 美元/(MW·h),其中容量电价为 47.77 美元/(MW·h),占比 12.6%。可见容量市场已经成为 PJM 市场不可或缺的一部分,下面举一个具体案例说明:2009—2010 年,美国容量价格在 35000~86000 美元/(MW·a) 区间波动,假设为 50000 美元/(MW·a)。考虑某机组容量为 1000 MW,年容量收益为 5000 万美元。该机组同时参与电量市场,年利用小时数为 4500 (PJM 装机 180 GW,年发电量在 800 TW·h,推算而来),美国批发电价中,电能部分为 35.23 美元/(MW·h),电量市场的收入为 1.6 亿美元左右。

除了 PJM,美国纽约(NYISO)、新英格兰地区(ISO-NE)以及英国的电力市场也采用了容量市场机制,各容量市场对比见表 2。

表 2 中:VRE 为波动可再生能源,DR 为需求侧响应资源,EE 为对应能效资源报价,互联指区外发电机组通过互联电网提供的容量资源;NYISO 分为若干容量区域;曲线 1 为 J 区,对应纽约市;曲线 2 为 K 区,对应长岛;曲线 3 对应其他区域;曲线 4 为纽约控制区。

表 2 各容量市场对比

Tab.2 Comparison of markets with various capacities

容量市场	PJM	NYISO	ISO-NE	英国
容量资源	发电机组(含 VRE)、DR、EE、互联既有发电机组强制参加	发电机组、DR	发电机组、DR	发电机组(不含 VRE)、互联既有发电机组不强制参加
需求曲线				
市场组织	基本容量: 提前 3 年 追加容量: 3 次	冬、夏 2 个容量期 容量期拍卖: 本容量期 月度拍卖: 容量期剩余 现货拍卖: 当月剩余	提前 3 年 有短期追加市场	首次: 提前 4 年 2 次: 提前 1 年
有效期	缺省 1 年 特殊 3 年	6 个月	缺省 1 年 申请, 可允许长期	既有机组 1 年 维修机组 3 年 新建机组 15 年

5 结束语

目前,发展可再生能源的这条转型之路已经成为各国政府的共识。我国正处于能源/电力改革的关口,提高可再生能源在一次能源中的占比至关重要。我国水电的开发量距可利用的水资源量已经不多,因此未来风、光等波动性可再生能源发电将是重点。为了平抑风、光等波动性电源对电网的影响,需要配套建设灵活性高、调控性好的资源予以支撑。

我国燃煤机组比重大,需要进行灵活性改造才能适应要求;我国天然气缺乏,建设燃气机组初期投资和运营成本大,导致投资意愿低;储能技术和需求侧响应技术也能解决波动性电源的问题,但同样存在投资收益率低的问题。因此,需要在电力市场设计中加入有效的容量支持机制,确保在提高更多风光可再生能源发电比例的同时不降低系统安全可靠。相比其他机制,容量市场在保证既有机组收益的同时,对未来资源投资能起到正向的引导作用,将是最为可行的模式。文献[10-11]持相同观点。

随着我国综合能源服务业务的推进,需要通过 对各国容量市场规则进行研究、分析,结合我国实际情况,形成因地制宜的市场规则,在既有资源与新建资源、常规技术与新技术之间实现平衡,在有效消除市场力的基础上尽量满足各市场成员的利益诉求。

燃气机组、储能等项目由于初期投资大,运行阶段也没有合适的市场机制保证其收益,导致现阶段投资意愿低,因此可以作为容量市场的试点资源。

从近年来“走出去”的海外项目来看,也有类似的支持机制。“建设-经营-转让”(BOT)发电项目的购电合同(PPA)电价绝大多数采用以容量电费

为主的“照付不议”形式,即在保证设备可利用率的前提下,BOT 方即可获得容量电费收入,容量电费占比总电费率很高。如印尼 BOT 燃煤项目,30 年设备平均可利用率保证在 85% 以上,即可获得超过 90% 以上的电费收入^[12]。

参考文献:

[1] 中国电力企业联合会. 中国电力工业现状与展望[R]. 2015.

[2] 中国发展改革委员会. 能源发展“十三五”规划[R]. 2016.

[3] 法国国际能源署. 重塑电力市场[M]. 国网能源研究院译. 北京:机械工业出版社,2017.

[4] FERREIDON P. S. 全球电力市场那个演进新模式、新挑战、新路径[M]. 王冬容,董军,雷晓蒙,等译. 北京:机械工业出版社,2017.

[5] PIPPO R, GUIDO C. 电力市场经济学理论与政策[M]. 杨争林,姚建国,马远东,等译. 北京:机械工业出版社,2017.

[6] PJM Manual 18: PJM Capacity Market Revision:40[R]. PJM,2018.

[7] 谢开. 美国电力市场运行与监管实例分析[M]. 北京:中国电力出版社,2017.

[8] 龙云,王冬容. BOT 发电项目中购售电合同谈判关键要素研究[J]. 能源技术经济,2011,23(6):52-56.

[9] 杨满成,陈伟. 热耗因素对境外 BOT 火电项目经济性的影响[J]. 华电技术,2013,35(6):69-71.

[10] 梁青,许诺,童建中. 美国 PJM 容量市场的新模式及其对华东电力市场的启示[J]. 华东电力,2009,37(7):1148-1152.

[11] 侯孚睿,王秀丽,锁涛,等. 英国电力容量市场设计及其对中国电力市场改革的启示[J]. 电力(下转第 45 页)

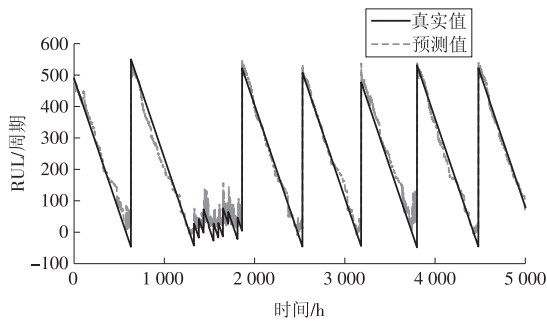


图 5 RUL 预测
Fig.5 RUL prediction

5 结论

本文介绍的“云+端”大数据驱动的预见性电厂设备维护系统架构,能够适应未来数字电厂的特点,该系统综合了电厂设备前端及云端处理的优势,通过分布式并行处理及机器学习方法,本着“治未病”“防患于未然”的原则,通过预测模型的生成及实时判断,在故障发生之前采取措施,防止和控制潜在故障出现。该系统旨在为电厂的安全、可靠运行提供有力的保障。

参考文献:

[1] BESSA R J. Future trends for big data application in power systems[M] // Big data application in power systems. San Diego:Elsevier Incorporated,2018:223 – 242.

[2] 李杰. 工业大数据:工业 4.0 时代的工业转型与价值创造[M]. 邱怡华译. 北京:机械工业出版社,2015.

[3] 王桂玲,王强,赵卓峰,等. 物联网大数据处理技术与实践[M]. 北京:电子工业出版社,2017.

[4] 黄罡,刘譞哲,张颖. 云-端融合应用模型与运行平台[J]. 中国计算机学会通讯,2016,12(11):23 – 27.

[5] 杨亚东. 火电基建质量管理大数据系统应用[J]. 华电技术,2018,40(12):24 – 26.

(上接第 17 页) 系统自动化,2015,39(24):103 – 105.

[12] 严小青. 印尼 BOT 燃煤发电项目商务谈判风险分析与应对[J]. 中国电力企业管理,2019(15):28 – 30.

(本文责编:齐琳)

[6] 朱永利,石鑫,王刘旺. 人工智能在电力系统中应用的近期研究热点介绍[J]. 发电技术,2018,39(3):204 – 212.

[7] 徐建利. 设备精密诊断技术在电厂的实践与应用[J]. 华电技术,2017,39(5):55 – 57.

[8] 张帆. 智慧电厂一体化大数据平台关键技术及应用分析[J]. 华电技术,2017,39(2):1 – 3,7.

[9] 白德龙,倪永中,司兴忠. 新型燃煤电站数字化建设关键技术分析[J]. 华电技术,2017,39(1):10 – 13.

[10] HÜRSCH W L, LOPES C V. Separation of concerns[R]. Boston:Northeastern University,1995.

[11] KREPS J, NARKHEDE N, RAO J. Kafka: A distributed messaging system for log processing[C] // Proceedings of the NetDB,2011:1 – 7.

[12] ZAHARIA M, CHOWDHURY M, FRANKLIN M J, et al. Spark:cluster computing with working sets[C] // Proceedings of the 2Nd USENIX conference on hot topics in cloud computing. HotCloud' 10. Berkeley:USENIX Association, 2010:10.

[13] VORA MN. Hadoop-HBase for large-scale data[C] // Proceedings of 2011 IEEE international conference on computer science and network technology,2011:601 – 605.

[14] MapR for predictive maintenance, data set[Z/OL]. 2019. <https://github.com/mapr-demos/predictive-maintenance/tree/master/notebooks/jupyter/PM3>.

(本文责编:白银雷)

作者简介:

王佳梓(1973—),女,山东济南人,工程师,从事电厂生产、基建技术管理方面的工作(E-mail:w15153577735@163.com)。

王桂玲(1978—),女,北京人,副研究员,博士,从事大数据、流数据处理与分析方面的研究。

作者简介:

郭乐(1974—),男,河北饶阳人,正高级工程师,从事综合能源服务、电力市场研究方面的工作(E-mail:xn.sac@163.com)。

张丹丹(1983—),女,江苏建湖人,工程师,从事综合能源服务方面的工作。