

电力市场下高比例可再生能源消纳配额分配方法

张汉艺¹, 郭顺达¹, 李刚¹, 王帮灿²

(1.大连理工大学 水电与水信息研究所, 辽宁 大连 116024; 2.昆明电力交易中心有限责任公司, 云南 昆明 650011)

摘要:合理确定可再生能源配额比例,最大程度促进可再生能源消纳、尽量减少配额义务主体成本,是当前电力市场研究中亟须解决的难点。文章对比分析了适合中国的可再生能源配额目标,以市场参与主体利益最大化为目标,同时考虑电源特性、市场特征、资源特点等情况,提出了可再生能源配额比例非合作博弈双层优化模型。发电厂商位于模型上层,与其他发电厂商进行非合作博弈,基于边际成本确定最优报价,实现利润最大化。配额义务主体位于模型下层,通过调整购电方案使发电厂商优化申报电量和电价,使购电总费用最小。算例分析表明,构建的模型不仅增加了市场参与主体的利益,还促进了可再生能源消纳。

关键词:可再生能源配额; 可再生能源消纳; 电力市场; 非合作博弈

中图分类号: TK51; TK81 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)12-1642-11

0 引言

我国可再生能源配额比例分为可再生能源总量配额和非水电可再生能源配额两类^[1-4]。配额义务主体配额比例的确定,将会对市场主体产生多方面的影响,最终导致市场参与主体成本、利润发生变化^[5-7]。

目前,关于可再生能源配额制的研究主要集中在市场机制设计^[8-12]、施行可再生能源配额制对电力市场的影响^[13,14]以及可再生能源配额制与碳交易对可再生能源消纳的影响^[15-17]等方面。这些研究大都假设基于合理的新能源配额比例进行,却鲜有文献提及如何合理地确定可再生能源配额比例,也没有一套较为系统的评价方法对配额比例效果进行评价。现有文献在描述配额比例时,大多仅粗略提及可再生能源配额制理念,而对于可再生能源配额比例提及较少。现有研究仅依靠可再生能源历史消纳情况或发展预测情况,制定下一年度的消纳配额,没有较强的针对性,也很少结合研究背景探讨配额比例方法的优缺点^[18,19]。此外,前述文献对于市场参与主体现实利益考虑不充分,因而不能系统地分析影响配额比例制定的各种因素。

本文基于高比例可再生能源电力市场下消纳配额分配方法的研究,在考虑电源特性、市场特征

以及资源特点等基础上,建立可再生能源配额比例非合作博弈双层优化模型。其中,发电厂商作为供给方位于模型上层,通过申报电量和电价主动调节市场供需关系,与其他发电厂商进行非合作博弈,并基于边际成本确定最优报价,实现利润最大化。配额义务主体作为需求方位于模型下层,通过调整购电方案使发电厂商不断优化申报电量和电价,使总的购电费用最小。本文采用综合特性方法对发电厂商进行归类,用粒子群算法进行求解,在双层优化模型的上、下层通过两个粒子群算法协同迭代同步进行优化。结合云南电力市场实际情况进行算例分析,验证了本文所提方法的可行性和有效性,并对综合特性方法的几种情景以及风光高渗透率对可再生能源配额比例的影响进行了分析。

1 可再生能源配额目标

可再生能源配额制作为借助市场手段和政府政策的工具,均衡了不同地区能源开发,促进了可再生能源消纳^[20]。我国已经历了装机容量大幅提高而造成的资源浪费,且风电和光伏发电技术更新较快,容易造成企业成本回收困难,损害前期投入可再生能源发电厂商的利益,有失竞争公平。因此,可再生能源装机容量目标、新增可再生能源装机容量目标不适合我国配额制的实际情况。终端

收稿日期: 2023-11-15。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51879030, 52039002)。

通信作者: 李刚(1979-),男,博士,副教授,研究方向为电力市场、电力系统经济运行等。E-mail: glee@dlut.edu.cn

消费可再生能源比重目标和可再生能源电量比重目标虽然也具有相似性,但是后者需要更加复杂的政策保障,成本控制困难,在我国复杂的电力市场条件下,无疑会增加配额制施行难度。而对比终端消费可再生能源比重目标,主要从最终消费者出发,既考虑终端消费者消纳能力和成本波动,也对实际负荷需求和发电能力进行预测。此外,我国各地区资源差异较大,也应该在各地区制定不同的终端配额目标,以增强我国配额目标的适用性。随着我国电力市场的发展,售电公司可以通过设计售电套餐组合促进可再生能源消纳,还可以施行实时电价培养终端消费者用电习惯,进一步促进可再生能源消纳。综上,终端消费可再生能源比重目标较为适合我国可再生能源配额制。我国配额目标也经历了从其他配额目标^[9]向终端消费可再生能源比重目标的转变。

2 可再生能源配额比例非合作博弈双层优化模型

2.1 理论框架

电力市场是一个博弈的市场,根据市场参与主体之间是否有约束力的协议,分为合作博弈和非合作博弈。合作博弈是研究合作中如何分配利益,非合作博弈则强调自身利益最大化。在可再生能源配额比例的研究中,主要目的是将可再生能源的环境友好性外部化,让全社会承担其发电高出常规能源电价的差价,使发电厂商进行市场化交易。而市场化的发电厂商都具有趋利性,均以自身收益最大化为经营目标,尤其是可再生能源发电厂商,由于其发电几乎不需要燃料成本,追求较高的配额比例以获得更多的售电量,实现收益最大化。但配额义务主体会因较高配额比例引起成本大幅上涨,会在不同时期购买不同电源电能的数量来调整购电成本,满足配额比例要求的同时使购电总费用最小来平抑成本的波动。因此,发电厂商在发电能力范围内,通过策略性申报电量和电价主动影响配额义务主体购电方案,配额义务主体在满足电力负荷需求和配额比例要求的前提下,通过调整购电方案反向使发电厂商不断优化申报电量和电价。如此反复博弈,最终达到发电厂商收益最大,配额义务主体购电总成本最小的市场均衡状态。由于配额义务主体在发电厂商所申报电量和电价范围内优化购电方案,所以发电厂商总收益最大位于双层优化模型的上层,配额义

务主体总购电费用最小为下层,构成非合作博弈双层优化模型,如图1所示。

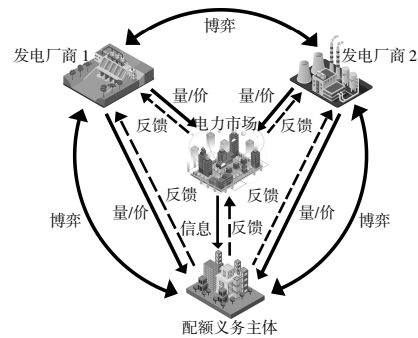


图1 非合作博弈双层优化模型

Fig.1 Bilevel optimization model in non-cooperative games

2.2 非合作博弈双层优化模型

2.2.1 目标函数

①上层目标函数—发电厂商总收益最大

发电厂商作为发电决策主体,在市场出清后,按照申报电量发电并核算成本^[21-23]。而电能可认为是同质产品,可在统一出清电价下核算售电收入,得到发电厂商售电收益函数:

$$\max P = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^Z [q_{i,j,k} UMP_{i,j} - f(q_{i,j,k})] \quad (1)$$

式中: P 为发电厂商总收益; i 为月份; j 为电源类型; k 为发电厂商; N 为月份个数; M 为电源类型个数; Z 为发电厂商个数; $q_{i,j,k}$ 为第*i*月第*j*类电源第*k*个发电厂商的电量; $UMP_{i,j}$ 为第*i*月第*j*类电源的统一出清电价; $f(q_{i,j,k})$ 为第*i*月第*j*类电源第*k*个发电厂商的发电成本。

②下层目标函数—配额义务主体总购电费用最小

假定配额义务主体只有电网企业和售电公司,配额义务主体为购进电量的决策主体,按照统一出清电价购入各电源电量,配额义务主体的购电成本函数为

$$\min B = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^Z (UMP_{i,j} q_{i,j,k}) \quad (2)$$

在购电量固定的情况下,配额义务主体总成本最小,要求统一出清电价最低,而统一出清电价由市场出清得到。因此,只要发电厂商报价最低,就能够得到:

$$\min B = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^Z (R_{i,j,k} q_{i,j,k}) \quad (3)$$

式中: B 为配额义务主体总购电成本; $R_{i,j,k}$ 为第*i*

月第 j 类电源第 k 个发电厂商的报价。

2.2.2 发电厂商成本

发电厂商成本一般由固定成本和变动成本两部分构成^[24]。固定成本与发电量无关,仅包括建设及维护管理成本,如发电设备折旧和摊销等;变动成本与发电量有关,包括税金和燃料成本。通常用二次函数表示发电厂商成本^[25,26]。

$$f(q_{i,j,k})=a_{j,k}q_{i,j,k}^2+b_{j,k}q_{i,j,k}+c_{j,k} \quad (4)$$

式中: $a_{j,k}, b_{j,k}$ 为成本系数,由于火电有燃料成本,所以 $a_{j,k}$ 为正数,而可再生能源几乎没有燃料成本,所以可再生能源 $a_{j,k}$ 为负数; $c_{j,k}$ 为固定成本。

2.2.3 统一出清电价

目前,电力市场出清多采用统一边际出清或者按报价出清,而这两种出清方式目前还没有优劣之分^[27],本文采用统一边际出清的方式来核定电价。所谓边际出清,就是将成本函数对电量求一阶导数,得到边际成本函数,即:

$$\frac{\partial f(q_{i,j,k})}{\partial q_{i,j,k}}=2a_{j,k}q_{i,j,k}+b_{j,k} \quad (5)$$

由于边际成本函数是一个关于电量的线性函数,而发电厂商为获得利润和竞价中标,会以边际成本为基准进行报价,假定报价函数为

$$R_{i,j,k}=\alpha_{i,j,k}+\beta_{i,j,k}q_{i,j,k} \quad (6)$$

式中: $\alpha_{i,j,k}$ 与 $\beta_{i,j,k}$ 为发电厂商报价系数。

电能可认为是同质产品,按照市场同质同价的规则,将报价由低到高进行排序并累加对应价格的电量,直至某个电价累加的电量满足负荷需求,此时的价格即为统一出清电价 $UMP_{i,j}$ 。

2.2.4 约束条件

假定不考虑当年新增装机的影响且市场供求关系灵敏,为保证电力市场平稳有序运行并满足电力负荷需求,避免过高预测发电量和虚假申报电量,非合作博弈双层优化模型须满足相关约束条件。

①发电量约束

$$q_{i,j,k} \leq q_{i,j,k} \leq \overline{q_{i,j,k}} \quad (7)$$

式中: $\underline{q_{i,j,k}}$ 和 $\overline{q_{i,j,k}}$ 分别为第 i 月第 j 类电源第 k 个发电厂商的发电能力下限和上限。

②需求平衡约束

$$\sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^Z q_{i,j,k}=u_i \quad (8)$$

式中: u_i 为第 i 月的社会电力需求,即在第 i 月所有发电厂商所发电量总和等于第 i 月社会负荷总需求。

③报价约束

$$\underline{R_{i,j,k}} \leq R_{i,j,k} \leq \overline{R_{i,j,k}} \quad (9)$$

式中: $\underline{R_{i,j,k}}$ 和 $\overline{R_{i,j,k}}$ 分别为第 i 月第 j 类电源第 k 个发电厂商报价下限和上限。

由于报价 $R_{i,j,k}$ 通过报价函数式(6)实现,因此报价约束可以转换为对报价系数范围的约束。

$$\underline{\alpha_{i,j,k}} \leq \alpha_{i,j,k} \leq \overline{\alpha_{i,j,k}} \quad (10)$$

$$\underline{\beta_{i,j,k}} \leq \beta_{i,j,k} \leq \overline{\beta_{i,j,k}} \quad (11)$$

式中: $\alpha_{i,j,k}$ 为与电量无关的报价系数; $\underline{\alpha_{i,j,k}}$ 和 $\overline{\alpha_{i,j,k}}$ 为第 i 月第 j 类电源第 k 个发电厂商报价系数的下限和上限; $\beta_{i,j,k}$ 为与电量相关的报价系数; $\underline{\beta_{i,j,k}}$ 和 $\overline{\beta_{i,j,k}}$ 为第 i 月第 j 类电源第 k 个发电厂商报价系数的下限和上限; $\alpha_{i,j,k}$ 和 $\beta_{i,j,k}$ 系数的范围共同决定了报价的上限和下限;当电源为火电时需要燃料费用, $\beta_{i,j,k}$ 为正数;当电源为可再生能源时几乎没有燃料成本, $\beta_{i,j,k}$ 为负数。

2.2.5 配额比例

配额比例定义为可再生能源总量配额比例 σ_1 和非水电可再生能源配额比例 σ_2 ,且 $\sigma_1 \in [0, 1]$, $\sigma_2 \in [0, \sigma_1]$,其计算式^[28]为

$$\sigma_1 = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{M_1} \sum_{k=1}^Z q_{i,j,k} + Q_s}{\sum_{i=1}^N u_i + Q_s} \times 100\% \quad (12)$$

$$\sigma_2 = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{M_2} \sum_{k=1}^Z q_{i,j,k} + Q_s - Q_w}{\sum_{i=1}^N u_i + Q_s} \times 100\% \quad (13)$$

$$Q_s = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 - Q_5 \quad (14)$$

式中: M_1 为可再生能源电源个数; M_2 为非水电可再生能源电源个数; Q_s 为不参与优化计算的消纳量; Q_1 为购买的超额消纳电量; Q_2 为购买的绿色证书消纳电量; Q_3 为全额消纳量; Q_4 为其他方式消纳的可再生能源电量; Q_5 为输出的可再生能源电量; Q_w 为水电消纳电量。

3 模型求解

3.1 上下层协同迭代的粒子群算法

双层优化模型是一类具有二层递阶关系的系

统优化问题^[27],目前求解双层优化模型的方法大致有精确算法、群智能算法和启发算法3类。大多数精确算法需要模型符合特定的条件,难以运用到本文所提模型求解。而许多启发算法本身比较

复杂,加之本文模型的复杂性,求解效率和效果难以保证。

本文采用文献[29,30]所提粒子群算法对双层优化模型进行求解,算法流程如图2所示。

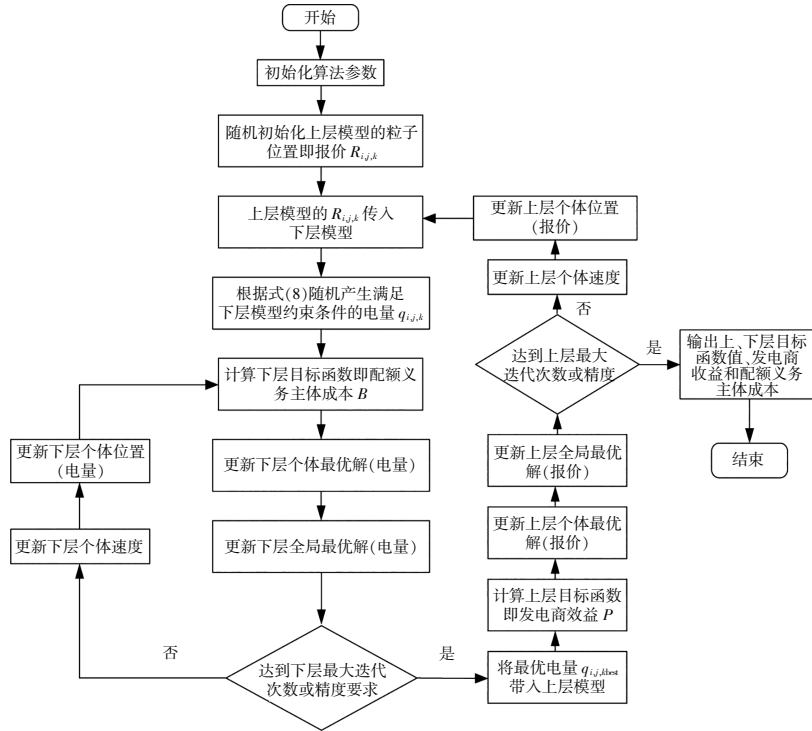


图2 算法流程
Fig.2 Algorithm flow

3.2 发电厂商综合特性方法

本文考虑水电、风电、光伏和火电4种类型,对发电厂商、报价和成本分别按如下方法进行处理。

①发电厂商特征归类

各水电厂报价方式、运行调度以及资源状况都有所不同,而调节性能大致相同的水电厂在上述3方面具有相似性,因此对水电厂按调节性能进行划分,如图3所示。

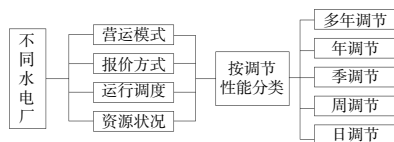


图3 水电厂分类
Fig.3 Classification of hydropower plants

资源状况是风电和光伏参与市场化交易最为重要的影响因素,他们具有明显的资源区域聚集特性,同一行政区域边际成本和报价方式最为接近,相比于单个电站市场规律更加明显,发电能力预测更加稳定,能更好地贴近实际情况。因此,对

风电和光伏按行政区域划分发电厂商。在高比例可再生能源电力市场下,火电一般作为备用电源,汛期发电量非常有限,分类为1个发电厂商。

②综合特性下的报价方法

电力市场下发电厂商报价与供需关系、资源特点和调节性能等特性密切相关,并存在报价区间,须按特性分类报价。水电受调节性能和汛枯期影响明显,按月分段报价;风电和光伏受供求关系影响明显,无调节性能,可不按月分段报价;火电受供求关系和发电特性影响,也按月分段报价。报价时,先拟合实际价格曲线得到报价系数,再依据近3a实际价格曲线上、下浮动一定比例形成报价系数区间。

③最大成本估算方法

发电厂商为获得利润和竞价中标,会以边际成本为基准进行报价,由式(5),(6)可知,报价系数和边际成本函数系数存在 $2a=\beta, b=\alpha$ 的数量关系,可以由报价系数得到边际成本系数 a, b ,进而

得到成本函数。风电、光伏和火电价格参考文献[31]确定。

4 算例分析

4.1 算例背景

为验证本文所提模型的有效性,以云南省2018年的电力市场化交易数据进行算例分析。2018年云南省可再生能源占比为86.59%,其基本数据如表1所示。

表1 云南电力市场基本情况

Table 1 Basic situation of Yunnan electricity market 亿 kW·h

电源类型	总发电量	西电东送电量(Q ₅)	优先电量(Q ₄)	全额消纳电量(Q ₃)	市场化电量
水电	2344.13	1366.72	279.51	0.00	697.90
风电	219.29	12.36	0.00	88.86	118.07
光伏	32.42	1.42	0.00	18.42	12.58
火电	208.69	0.00	186.25	0.00	22.44
总计	2804.53	1380.50	465.76	107.28	850.99

本文研究的负荷需求采用云南省2018年实际负荷数据,扣减优先电量、全额消纳电量和西电东送电量后参与优化计算,如图4所示。

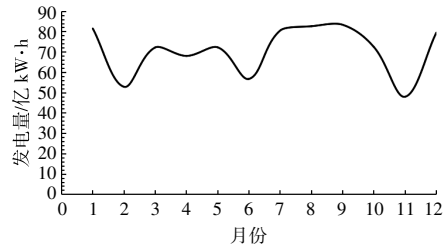
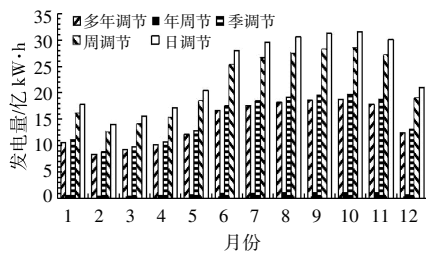


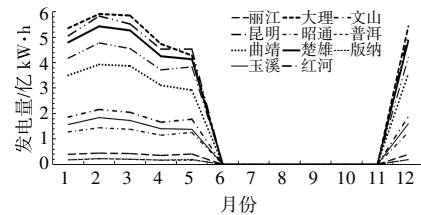
图4 云南省2018年负荷需求

Fig.4 Load demand of Yunnan Province in 2018

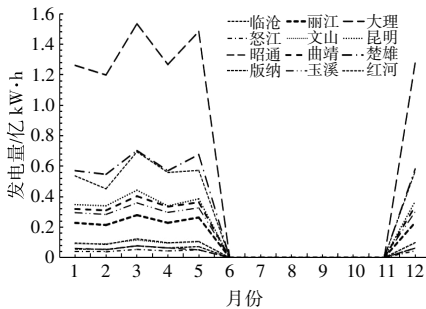
将水电、风电、光伏、火电分别划分为5个、11个、12个、1个发电厂商。将2018,2019,2020三年发电能力最大值扣减非市场化电量后作为发电能力预测值,水电、风电、光伏、火电发电能力预测值分别如图5所示。



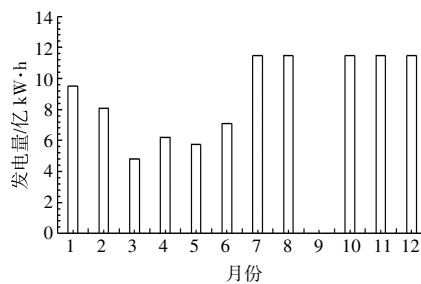
(a)水电



(b)风电



(c)光伏



(d)火电

图5 各电源发电能力预测

Fig.5 Generation capacity prediction of each power source

各发电厂商报价系数通过拟合2018年实际价格曲线得到,分析2018,2019,2020年价格曲线,将报价系数上、下浮动5%形成报价系数区

间,如表2所示。由报价系数得到成本函数系数,如表3所示。本文用Python语言实现粒子群算法进行模型求解,参数设置如表4所示。

表2 发电厂商报价系数

Table 2 Quotation coefficient of power generation companies

电源	分类	报价月份	β_{min}	β_{max}	α_{min}	α_{max}
水电	多年调节	1-5,11-12	-0.000 000 26	-0.000 000 24	209.950 000 00	232.050 000 00
		6	-0.000 028 35	-0.000 025 65	155.960 171 10	172.377 031 21

续表 2

电源	分类	报价月份	β_{\min}	β_{\max}	α_{\min}	α_{\max}
水电	年调节	7-10	-0.000 000 49	-0.000 000 44	142.312 706 87	157.292 991 80
		1-4, 11-12	-0.000 055 15	-0.000 049 90	219.972 667 31	243.127 684 92
		5-6	-0.001 173 89	-0.001 062 09	222.864 773 49	246.324 223 33
	季调节	7-10	-0.000 009 96	-0.000 009 01	114.928 509 71	127.026 247 58
		1-4, 12	-0.000 053 39	-0.000 048 30	217.251 598 30	240.120 187 60
	水电	周调节	5, 11	-0.000 032 20	-0.000 029 14	206.041 309 30
6-10			-0.000 050 03	-0.000 045 27	148.005 655 36	163.585 198 03
1-4, 12			-0.000 007 82	-0.000 007 08	213.241 849 66	235.688 360 15
日调节		5, 11	-0.000 008 27	-0.000 007 48	207.190 773 13	229.000 328 19
		6-10	-0.000 002 49	-0.000 002 26	124.661 164 63	137.783 392 48
		1-4, 12	-0.000 005 85	-0.000 005 29	219.016 957 66	242.071 374 25
风电	丽江	5, 11	-0.000 001 65	-0.000 001 49	199.436 117 97	220.429 393 54
	大理	6-10	-0.000 019 18	-0.000 017 35	147.910 662 24	163.480 205 64
	文山	1-5, 12	-0.000 157 89	-0.000 142 85	217.411 615 09	240.297 048 25
	昆明	1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	160.559 500 00	177.460 500 00
	昭通	1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	123.509 500 00	136.510 500 00
	普洱	1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	208.050 000 00	229.950 000 00
	曲靖	1-5, 12	-0.000 008 69	-0.000 007 87	218.042 561 57	240.994 410 16
	楚雄	1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	160.559 500 00	177.460 500 00
	版纳	1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	123.509 500 00	136.510 500 00
	玉溪	1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	208.050 000 00	229.950 000 00
	红河	1-5, 12	-0.000 009 62	-0.000 008 70	217.003 289 45	239.845 740 97
	光伏	临沧	1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	160.559 500 00
丽江		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	123.509 500 00	136.510 500 00
大理		1-5, 12	-0.000 072 73	-0.000 065 80	216.918 263 02	239.751 764 39
怒江		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	160.550 000 00	177.450 000 00
文山		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	123.500 000 00	136.500 000 00
昆明		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	208.050 000 00	229.950 000 00
昭通		1-5, 12	-0.000 105 82	-0.000 095 74	217.437 614 60	240.325 784 56
曲靖		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	160.550 000 00	177.450 000 00
楚雄		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	123.500 000 00	136.500 000 00
版纳		1-5, 12	-0.000 296 32	-0.000 268 10	218.053 074 54	241.006 029 75
玉溪		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	160.550 000 00	177.450 000 00
红河		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	123.500 000 00	136.500 000 00
火电		1-5, 12	-0.000 000 11	-0.000 000 10	208.050 000 00	229.950 000 00
		1-5, 12	-0.000 206 80	-0.000 187 11	223.816 048 61	247.375 632 67
		1-5, 11-12	0.000 002 06	0.000 002 28	207.721 154 79	229.586 539 50
		6-8	0.000 001 97	0.000 002 18	149.147 927 56	164.847 709 40
		10	0.000 000 95	0.000 001 05	88.350 000 00	97.650 000 00

表 3 发电厂商成本系数
Table 3 Cost coefficient of power generation companies

电源类型	电站名称	a	b	c
水电	多年调节	-0.000 013 50	149.802 849 33	16 732 013.124 568 40
	年调节	-0.000 558 99	120.977 378 65	2 274 809.266 262 70
	季调节	-0.000 025 42	155.795 426 70	16 726 655.211 200 30

续表 3

电源类型	电站名称	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
水电	周调节	-0.000 021 10	131.222 278 55	21 060 870.453 254 40
	日调节	-0.000 003 94	155.695 433 94	44 880 330.622 696 90
风电	丽江	-0.000 075 18	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	大理	-0.000 004 14	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	文山	-0.000 004 58	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	昆明	-0.000 005 49	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	昭通	-0.000 023 90	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	普洱	-0.000 168 48	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	曲靖	-0.000 006 27	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	楚雄	-0.000 004 00	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	版纳	-0.000 112 22	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	玉溪	-0.000 009 46	130.000 000 00	74 700.000 000 00
	红河	-0.000 006 99	130.000 000 00	74 700.000 000 00
光伏	临沧	-0.000 034 13	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	丽江	-0.000 049 89	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	大理	-0.000 006 14	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	怒江	-0.000 380 09	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	文山	-0.000 454 83	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	昆明	-0.000 404 64	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	昭通	-0.000 257 83	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	曲靖	-0.000 140 60	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	楚雄	-0.000 097 98	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	版纳	-0.000 171 71	130.000 000 00	65 610.000 000 00
	玉溪	-0.000 028 24	130.000 000 00	65 610.000 000 00
红河	-0.000 071 23	130.000 000 00	65 610.000 000 00	
火电	火电站	0.000 001 18	120.337 818 48	23 233.431 036 68

表 4 粒子群算法参数
Table 4 Parameters of PSO

参数	数值
群体规模 <i>n</i>	30
学习因子 <i>c</i> ₁	2
学习因子 <i>c</i> ₂	2
<i>r</i> ₁	0~1 均匀分布的随机数
<i>r</i> ₂	0~1 均匀分布的随机数
最大惯性系数 ω_{max}	0.9
最小惯性系数 ω_{min}	0.4
上层最大迭代次数 <i>iter</i> _{Max1}	100
下层最大迭代次数 <i>iter</i> _{Max2}	300
变异系数 η	0.2
上层粒子维数 <i>D</i> ₁	696
下层粒子维数 <i>D</i> ₂	348
收敛精度 ϵ	10 ⁻¹⁰
自定义变异参数 <i>ld</i>	0.1

4.2 算例结果分析

云南省可再生能源总量配额如表5所示。

表 5 可再生能源配额比例结果对比分析
Table 5 Comparative analysis of renewable energy quota proportion results

项目名称	本文模型	文件规定
水电优化电量/亿 kW·h	736.78	717.31
风电优化电量/亿 kW·h	91.39	31.74
光伏优化电量/亿 kW·h	8.83	3.38
火电优化电量/亿 kW·h	14.00	98.56
可再生能源总量配额/%	85.94	80.00
非水电可再生能源配额/%	14.57	10.00
水电利润/亿元	42.87	33.40
风电利润/亿元	10.01	3.00
光伏利润/亿元	0.95	0.29
火电利润/亿元	1.01	6.31
水电成本/亿元	125.24	121.87
风电成本/亿元	20.73	7.05
光伏成本/亿元	2.01	0.73
火电成本/亿元	2.70	18.28

由表 5 可知,优化后可再生能源总量配额比例、非水电可再生能源配额比例分别增长 5.94% 和 4.57%,对应消纳量增长 84.56 亿 kW·h 和 65.09 亿 kW·h。其中,水电消纳量增加 1.95%,风电消纳量增加 49.46%,光伏消纳量增加 24.97%,可再生能源消纳量增加明显。在配额比例大幅增长的情况下,优化后总成本为 150.68 亿元,虽然比优化前 147.93 亿元增长 2.75 亿元,但增幅仅为 1.86%,且主要体现在可再生能源的购买上,尤其是风电和光伏成本分别增长 13.68 亿元与 1.28 亿元,增加较多。而水电成本增加 3.37 亿元,增加较少。最后,发电厂商利润增加 11.85 亿元,增幅为 27.55%。其中,水电收益增加最多,风电次之,分别为 9.47 亿元与 7.01 亿元。光伏利润增加 0.66 亿元,就其体量而言利润增长也较多。综合来看,本文所提方法能在不显著提高配额义务主体购电总成本的情况下,通过购买不同电源电能的数量,使配额义务主体成本结构得到优化,显著提高发电厂商利润。可再生能源消纳得到促进的同时,避免了配额义务主体购电成本快速增长带来的不利影响,提高了可再生能源发电厂商参与电力市场化交易和资源开发的积极性。

优化后云南省各电源月发电量如图 6 所示。

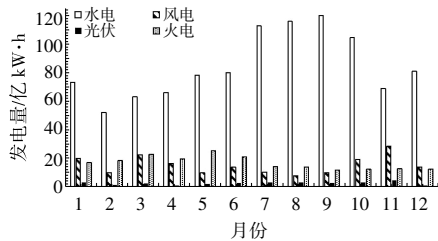


图 6 各电源月发电量

Fig.6 Monthly power generation of each power supply

目前可再生能源消纳配额只能有条件累积到下一年度,且未来配额比例计算将更加精确化和长远化^[32]。而本模型能提供月完成配额比例参考值,帮助配额义务主体规避配额比例完成过程中“前松后紧”带来的成本增加和完成不到位风险,有利于可再生能源配额制的顺利实施。

4.3 影响因素分析

4.3.1 发电厂商归类分析

本文将发电厂商按特征归类,为验证发电厂商分类对可再生能源消纳配额的影响,设置了 3 种情景与本文模型进行对比分析,如表 6 所示。

表 6 多情景特征归类分析

Table 6 Analysis and classification of multiple situational features

项目名称	情景 1	情景 2	情景 3
水电优化电量/亿 kW·h	735.90	714.90	692.93
风电优化电量/亿 kW·h	90.97	120.15	108.69
光伏优化电量/亿 kW·h	4.71	4.76	15.42
火电优化电量/亿 kW·h	19.41	11.18	33.95
可再生能源总量配额/%	85.56	86.14	84.54
非水电可再生能源配额/%	14.25	16.31	16.25
水电利润/亿元	41.38	39.86	36.77
风电利润/亿元	9.97	15.06	13.55
光伏利润/亿元	0.49	0.39	1.23
火电利润/亿元	1.27	0.87	2.98
水电成本/亿元	129.34	121.93	120.96
风电成本/亿元	20.57	27.55	25.02
光伏成本/亿元	1.07	1.05	3.23
火电成本/亿元	3.61	2.22	7.09

情景 1:水电为 1 个发电厂商,风电、光伏、火电与本文模型相同;情景 2:水电、火电与本文模型相同,风电和光伏各归类为 1 个发电厂商;情景 3:水电、风电、光伏各归类为 1 个发电厂商,火电与本文模型相同。

由表 6 可知,不论发电厂商是否归类,经过本文所提方法的优化,可再生能源配额比例和发电厂商利润均有不同程度的提高,配额义务主体成本增加较小。①情景 1 与本文模型表明,水电归类分别提高了可再生能源总量配额比例和非水电可再生能源配额比例 0.38% 和 0.32%,发电厂商总利润提高 1.75 亿元,配额义务主体成本降低 3.93 亿元,相比于水电未归类时优化效果更好。②情景 2 与本文模型表明,在风电和光伏未归类的情况下,可再生能源总量配额比例、非水电可再生能源配额比例以及对应的发电厂商利润均比本文模型高且配额义务主体成本相差不大。但是,非水电可再生能源配额比例高达 16.31%,几乎等于其占比总量 (16.71%),有配额比例过高不能完成的风险,说明对风电和光伏不归类是偏离工程实际的,虽然各项指标均优于本文模型,实际上过于激进而不可取。③情景 3 与本文模型表明,发电厂商未归类会大幅降低水电消纳量,虽然风电和光伏消纳量有所增长,但光伏配额比例过高,非水电可再生能源配额比例总体偏高,与本文模型相比可再生能源总量配额比例下降 1.40%,成本增加 5.64 亿元。总体上发电厂商未归类时,优化结果不理

想,既不能达到合理促进可再生能源消纳的目的,还存在配额比例执行风险,不利于工程实际问题的解决。

4.3.2 风光高渗透率影响分析

按照我国能源战略规划,到 2025 年非化石能源消费比重将提高至 20%左右^[33],这意味着我国电源结构将发生深刻改变。为模拟我国电源结构改变对可再生能源配额比例的影响,根据我国发电能力增长速率和社会负荷需求增长速率,结合云南省电源结构特点,假设水电发电能力提高 1%,风电和光伏发电能力提高 12%,社会负荷需求增加 5%,其他条件不变,计算结果如表 7 所示。

表 7 风光高渗透率对消纳配额的影响
Table 7 The impact of high wind power and photovoltaic penetration on the quota ratio

项目名称	数值
水电优化电量/亿 kW·h	758.79
风电优化电量/亿 kW·h	111.76
光伏优化电量/亿 kW·h	7.20
火电优化电量/亿 kW·h	15.78
可再生能源电量/亿 kW·h	1 264.55
非水电可再生能源电量/亿 kW·h	226.25
可再生能源占比/%	86.22
非水电可再生能源占比/%	15.43

由表 7 可知,在可再生能源比重不断增加的情况下,可再生能源总量配额比例增长 0.29%,非水电可再生能源配额比例增长 0.86%。分电源来看,水电和光伏配额比例分别下降了 0.56%与 0.16%,风电增长 1.02%。总体上,随着电源结构中可再生能源尤其是非水电可再生能源的快速增长,可再生能源总量配额比例涨幅较小,而非水电可再生能源增长较为迅速。

5 结论

本文针对高比例可再生能源电力市场下如何科学制定配额比例,促进可再生能源消纳,实现市场参与主体利益最大化问题,对比分析了适合我国的可再生能源配额目标,构建了可再生能源配额比例非合作博弈双层优化模型,提出发电厂商特征归类法。以云南省可再生能源消纳配额分配为算例进行验证,得到如下结论。

①终端消费可再生能源配额目标对我国复杂电力市场适用性好,能合理促进可再生能源发展。

②构建的模型充分考虑市场参与主体和电力市场特性,能获取最有利的可再生能源配额总量比例和非水电可再生能源配额比例,可以实现发电厂商利益最大化。在配额比例大幅增长情况下,保持配额义务主体成本小幅增长,实现成本结构优化。

③发电厂商特征归类法在分析各电源特性的基础上,最大限度地拟合了电源特性、市场特征、资源特点,可有效避免可再生能源配额比例偏离实际带来的执行困难。

参考文献:

- [1] 陈国平,董昱,梁志峰.能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J].中国电机工程学报,2020,40(17):5493-5506.
- [2] 舒印彪,薛禹胜,蔡斌,等.关于能源转型分析的评述(二)不确定性及其应对[J].电力系统自动化,2018,42(10):1-12.
- [3] 舒印彪,张丽英,张运洲,等.我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J].中国工程科学,2021,23(6):1-14.
- [4] 陈启鑫,刘学,房曦晨,等.考虑可再生能源保障性消纳的电力市场出清机制[J].电力系统自动化,2021,45(6):26-33.
- [5] Trent B,Mark J.The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey [J]. Energy Policy,2001,29(4):263-277.
- [6] Yin H,Powers N. Do state renewable portfolio standards promote in -state renewable generation? [J].Energy Policy,2010,38(2):1140-1149.
- [7] Andrew Ford,Klaus Vogstad,Hilary Flynn.Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind[J].Energy Policy,2007,35(1):91-111.
- [8] 蒋轶澄,曹红霞,杨莉,等.可再生能源配额制的机制设计与影响分析 [J]. 电力系统自动化,2020,44(7):187-199.
- [9] 董福贵,时磊.可再生能源配额制及绿色证书交易机制设计及仿真 [J]. 电力系统自动化,2019,43(12):113-121.
- [10] 赵新刚,梁吉,任领志,等.能源低碳转型的顶层制度设计:可再生能源配额制[J].电网技术,2018,42(4):1164-1169.
- [11] Antonio M Bento,Teevrat Garg,Daniel Kaffine. Emissions reductions or green booms? General equilibrium effects of a renewable portfolio standard[J].

- Journal of Environmental Economics and Management, 2018, 90: 78-100.
- [12] Chaoping Zhu, Ruguo Fan, Jinchai Lin. The impact of renewable portfolio standard on retail electricity market: A system dynamics model of tripartite evolutionary game[J]. Energy Policy, 2020, 136: 1-13.
- [13] 朱继忠, 冯禹清, 谢平平, 等. 考虑可再生能源配额制的中国电力市场均衡模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(1): 168-175.
- [14] Yicheng Jiang, Shengyuan Liu, Li Yang, et al. Bi-layer portfolio selection model for electricity retailers based on behavioural portfolio theory under quota obligation of RPS [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(14): 2857-2868.
- [15] 赵文会, 高姣倩, 于金龙, 等. 计及碳交易和绿色证书交易机制的发电权交易模型[J]. 可再生能源, 2016, 34(8): 1129-1137.
- [16] 陈威, 马永开, 白春光, 等. 配额制与碳税对可再生能源投资量决策影响的研究[J]. 电子科技大学学报(社科版), 2021, 23(5): 24-32.
- [17] 李彦吉, 王鑫陶, 康赫然, 等. 考虑效率、效益与碳减排提升的含可再生能源配电网投资优选模型[J]. 可再生能源, 2021, 39(12): 1662-1668.
- [18] 安学娜, 张少华, 李雪. 考虑绿色证书交易的寡头电力市场均衡分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 84-89.
- [19] Andy S Kydes. Impacts of a renewable portfolio generation standard on US energy markets [J]. Energy Policy, 2006, 35(2): 809-814.
- [20] 董力通. 电力市场下我国实行可再生能源配额制的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2006.
- [21] 赵新刚, 武晓霞. 绿色证书交易的国际比较及其对中国的启示[J]. 华北电力大学学报(社会科学版), 2019(3): 1-8.
- [22] 崔珈郡, 韩丽红. 发达国家可再生能源配额制实施对我国的启示[J]. 沈阳工业大学学报(社会科学版), 2014, 7(4): 321-325.
- [23] 刘玉洁, 袁旭峰, 邹晓松, 等. 基于柔性多状态开关的分布式电源消纳技术评述 [J]. 电测与仪表, 2022, 59(7): 1-8.
- [24] 汪向阳, 龙苏岩, 郭艳敏, 等. 计及虚拟电厂的多主体分段报价的电力市场竞争模型[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(1): 35-40.
- [25] 刘吉臻, 刘涛, 崔超. 基于风电成本和火电利润的风电定价机制[J]. 中国电力, 2015, 48(7): 89-94.
- [26] 孙谊媪, 凌静, 秦艳辉, 等. 考虑绿色证书的可再生能源跨区消纳竞价优化方法 [J]. 可再生能源, 2018, 36(6): 942-948.
- [27] 张宁, 朱昊, 杨凌霄, 等. 考虑可再生能源消纳的多能互补虚拟电厂优化调度策略 [J]. 发电技术, 2023, 44(5): 625-633.
- [28] Bracken J, McGill. Mathematical programs with optimization problems in the constraints [J]. Operation Research, 1973, 21: 37-44.
- [29] Fampa M, Barroso L A, Candal D, et al. Bilevel optimization applied to strategic pricing in competitive electricity markets [J]. Computational Optimization and Applications, 2008, 39(2): 121-142.
- [30] 赵志刚, 王伟倩, 黄树运. 基于改进粒子群的双层规划求解算法[J]. 计算机科学, 2013, 40(S2): 115-119.
- [31] 黄大为, 韩学山, 郭志忠. 计及机组爬坡速率约束的发电商竞价策略[J]. 电网技术, 2008, 32(11): 79-83.
- [32] 张翔, 陈政, 马子明等. 适应可再生能源配额制的电力市场交易体系研究[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2682-2690.
- [33] 林晓凡, 曾佳妮, 冯冬涵. 可再生能源消纳责任权重制下电力市场优化决策模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 158-168.

Method for allocating high-proportion renewable energy consumption quotas in the electricity market

Zhang Hanyi¹, Guo Shunda¹, Li Gang¹, Wang Bangcan²

(1.Institute of Hydropower and Hydroinformatics, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China; 2.Kunming Power Exchange Center, Kunming 650011, China)

Abstract: Reasonably determining the renewable energy quota ratio to maximize the consumption of renewable energy while minimizing the costs for quota-obligated entities is a critical challenge that numerous studies urgently need to address. In this article, the renewable energy quota target suitable for China is analyzed, with the goal of maximizing the interests of market participants, while considering factors such as power source characteristics, market features, and resource attributes. A non-cooperative game bi-level optimization model for renewable energy quota ratios is proposed. In this article, the renewable energy quota target suitable for China is analyzed, with the goal of maximizing the interests of market participants, while considering factors such as power source characteristics, market features, and resource attributes. A a non-cooperative game bi-level optimization model for renewable energy quota ratios is proposed. Power generators are positioned at the upper level of the model, engaging in non-cooperative games with other power generators to determine optimal pricing based on marginal costs for profit maximization. Quota-obligated entities are located at the lower level, adjusting their electricity purchase plans to optimize the reported electricity quantities and prices from power generators, thereby minimizing total electricity procurement costs. The case study analysis demonstrates that the constructed model not only enhances the benefits of market participants but also promotes the consumption of renewable energy.

Keywords: renewable energy quota; consumption of renewable energy; electricity market; non-cooperative game