

考虑供需关系的新疆发电企业经济效益区间优化

梅书凡¹, 檀勤良^{1,2,3}, 李渝⁴, 丁毅宏¹, 徐婕琮¹

(1. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206; 2. 北京市能源发展研究基地, 北京 102206;
3. 新能源电力与低碳发展研究北京市重点实验室, 北京 102206; 4. 国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830000)

摘要:为缓解各类型发电企业的利益冲突问题,构建基于电力市场交易的风光火电源经济效益均衡模型。考虑到新疆电网的复杂性且不同地区发电企业间的成本和收益具有较大差异,将火电分为北疆、南疆2个区域,风电和光伏按照资源区进行划分。将市场化交易电量占比设为区间数,在电力市场中考虑供需关系变化对电价的影响,并对3类电源的发电并网及交易策略进行分析。研究表明,通过3类电源参与市场交易,能够在保障三方利益的同时提升新能源的利用率。

关键词:电力市场;供需关系;发电企业;利益均衡;区间优化

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202012008

0 引言

由于常规化石能源的日益枯竭,以及因其过度消耗带来的空气污染、气候变化等环境问题,大力发展清洁、可持续的新能源电力将成为打破能源危机、推动能源转型的重要举措^[1]。中国新能源电力发展较发达国家起步较晚,但受政策层面的有力支持,新能源产业发展迅猛。截至2018年底,并网风电及太阳能装机容量达 2.5×10^8 kW,装机占比提升至19.8%^[2],中国已成为新能源装机第一大国。但新能源利用效率仍不高,2018年中国火电发电量占比达73.3%,而风电及光伏并网发电量占比仅为6.1%^[3]。因此,探究如何充分利用现有发电资源提升新能源消纳水平,是实现电力结构优化的有效途径。

风电、光伏的大规模并网对火电行业造成了冲击,新能源发电与传统火力发电间的协调运行已成为研究重点。文献[4]采用场景法处理风电的不确定性,并以发电总成本最小协同优化电力系统。文献[5]在大规模风电并网的背景下,考虑火电机组的深度调峰成本构建两阶段鲁棒优化模型。文献[6]利用不同能源互补的特性,将风-光-水-气-火-储集成到电力系统中处理弃风、弃光问题,但过多的发电组件增加了系统的复杂性。现有风光火多主体利益均衡模型通常是在满足系统约束的情况下实现总发电成本的最小化,不能很好地缓解各主体间的利

益冲突问题,在约束条件中忽视了对可再生能源消纳的保障,也没有充分利用市场化的手段^[7-8]。

2015年中共中央国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发[2015]9号)》,开启了中国新一轮电力体制改革,电力市场将成为促进新能源发展的又一机遇^[9]。多元化市场交易机制的建立能使电力市场在资源分配中发挥决定性作用,从而使新能源企业以更灵活的方式促进其消纳^[10]。同时,如何保障市场中其他参与方的利益,是方案能否有效实施的关键。本文首先梳理在电力市场交易机制下火电、风电和光伏企业的经济效益构成;其次,充分考虑机组盈亏平衡、新能源弃电率及配额制要求、电力市场供需关系等因素,并将市场交易电量占比设为区间数建立以发电利润最大化为目标的区间优化模型;最后,以新疆电网为例,分析三方主体利益均衡时的电量最优分配策略,验证模型有效性。

1 新疆电力发展现状分析

新疆作为国家重要能源基地,其电网和电源正处于大规模建设和跨越式发展关键时期。各类电源与电网间的健康协调发展对推动能源结构转型以及构建“清洁、低碳、安全、高效”的现代能源体系有重要意义。当前,新疆电源发展面临3个问题:①新能源消纳问题仍存在,由于新能源装机规模过大,新疆新能源弃电率一直处于较高水平,已连续3年被列入新能源开发投资红色预警区域;②市场化交易机制需进一步完善,电力市场中缺乏新能源与火电间的协调机制,新能源发电的波动性及市场参与方式直接影响火电及电网运行情况;③多方主体利益诉求难以协调,新能源的大规模并网挤占了火电发电份额,各类发电企业利益诉求间的矛盾日趋加剧。此外,由于新疆幅员辽阔,不同区域的发电企业具有各自成本收益特性。南疆地区受制于煤炭价格、运输成

收稿日期:2020-03-02;修回日期:2020-10-16

基金项目:教育部哲学社科重大课题攻关项目(18JZD032);
国家自然科学基金资助项目(71874053,71373077);国网新疆电力有限公司科技项目(SGXJ0000TKJS1900287)

Project supported by the Key Philosophy and Social Science Research of Ministry of Education(18JZD032), the National Natural Science Foundation of China(71874053,71373077) and the Science and Technology Project of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd.(SGXJ0000TKJS1900287)

本,其火电企业发电成本较北疆地区高,而处于一类发电资源区新能源企业的发电能力高于其他资源区。不同成本收益特性及发电水平因素直接影响发电企业参与电力市场的策略,因此以新疆为例,厘清不同发电企业间的利益关系,研究电力市场背景下兼顾各类发电企业利益诉求的新能源消纳机制,对新疆及其他地区合理分配发电并网份额具有参考意义。

2 数学模型及求解方法

2.1 发电企业经济效益均衡模型

2.1.1 目标函数

在电力市场交易机制下,火电企业、风电企业和光伏企业之间的经济效益互相制约,为促进3类电源协调有序发展,本文以各主体发电利润最大为目标建模,从而合理安排发电企业的市场化交易计划。

(1) 火电企业。

$$\max \pi_{th} = R_{th} - C_{th} \quad (1)$$

其中, π_{th} 为火电企业利润; R_{th} 为火电企业收入; C_{th} 为火电企业成本。火电企业收入包括向电网及电力市场售电所获收益,如式(2)所示,对于参与市场交易的电量,按照市场交易电价获取收益,其余电量则按照标杆上网电价出售。火电企业成本主要考虑煤炭购买、运输成本以及机组的运维成本,如式(3)所示。

$$R_{th} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^2 [p(1 - \xi_{i,t}^{th}) + p_t^{th} \xi_{i,t}^{th}] G_i^{th} H_{i,t}^{th} \quad (2)$$

$$C_{th} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^2 c_i^{th} G_i^{th} H_{i,t}^{th} \quad (3)$$

其中, T 为优化周期,取12个月; $i=1,2$ 分别表示北疆、南疆区域; p 和 p_t^{th} 分别为火电企业标杆上网电价和市场交易电价; $\xi_{i,t}^{th}$ 为区域 i 火电企业 t 月的市场交易占比; $H_{i,t}^{th}$ 为区域 i 火电企业 t 月的发电利用小时数; G_i^{th} 为区域 i 火电企业装机容量; c_i^{th} 为区域 i 火电企业单位发电成本。

(2) 风电企业。

$$\max \pi_w = R_w - C_w \quad (4)$$

其中, π_w 为风电企业利润; R_w 为风电企业收入; C_w 为风电企业成本。风电企业收入 R_w 同样包括向电网及电力市场售电所获收益,如式(5)所示。与火电企业不同的是,新能源发电享有优先调度的权利。对于保障性收购利用小时数以内的发电量,电网公司须全额按照当地燃煤火电标杆上网电价进行收购,而超出的电量则可通过电力市场出售来增加自身收入。但无论是保障性收购以内的电量还是市场交易电量,新能源发电均能获得可再生能源发电补贴。

$$R_w = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^2 [(p + p_j) H_{j,t}^w G_j^w] + \sum_{j=1}^2 [(p_j^w + p_j) H_j^{wsc} G_j^w] \quad (5)$$

其中, $j=1,2$ 分别表示一类和三类风能资源区; p_j 和 p_j^w 分别为区域 j 风电补贴电价和市场交易电价; $H_{j,t}^w$ 为区域 j 风电企业 t 月的发电利用小时数; G_j^w 为区域

j 风电企业装机容量; H_j^{wsc} 为区域 j 风电企业市场交易小时数,其计算方法如式(6)所示。

$$H_j^{wsc} = \begin{cases} \sum_{t=1}^T H_{j,t}^w - H_j^w & \sum_{t=1}^T H_{j,t}^w \geq H_j^w \\ 0 & \sum_{t=1}^T H_{j,t}^w \leq H_j^w \end{cases} \quad (6)$$

其中, H_j^w 为区域 j 风电企业保障性收购利用小时数。

风力发电不存在燃料成本,其发电成本主要考虑发电过程中的运维成本,如式(7)所示。

$$C_w = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^2 c_j^w G_j^w H_{j,t}^w \quad (7)$$

其中, c_j^w 为区域 j 风电企业单位发电成本。

(3) 光伏企业。

$$\max \pi_{pv} = R_{pv} - C_{pv} \quad (8)$$

其中, π_{pv} 为光伏企业利润; R_{pv} 为光伏企业收入; C_{pv} 为光伏企业成本。核算方式与风电类似,即:

$$R_{pv} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^2 (p + p_k) G_k^{pv} H_{k,t}^{pv} + \sum_{k=1}^2 (p_k^{pv} + p_k) G_k^{pv} H_k^{pvsc} \quad (9)$$

$$C_{pv} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^2 c_k^{pv} G_k^{pv} H_{k,t}^{pv} \quad (10)$$

$$H_k^{pvsc} = \begin{cases} \sum_{t=1}^T H_{k,t}^{pv} - H_k^{pv} & \sum_{t=1}^T H_{k,t}^{pv} \geq H_k^{pv} \\ 0 & \sum_{t=1}^T H_{k,t}^{pv} \leq H_k^{pv} \end{cases} \quad (11)$$

其中, $k=1,2$ 分别表示一类和二类太阳能资源区; p_k 和 p_k^{pv} 分别为区域 k 光伏补贴电价和市场交易电价; $H_{k,t}^{pv}$ 为区域 k 光伏企业 t 月的发电利用小时数; G_k^{pv} 为区域 k 光伏企业装机容量; H_k^{pvsc} 为区域 k 光伏企业市场交易小时数; H_k^{pv} 为区域 k 光伏企业保障性收购利用小时数; c_k^{pv} 为区域 k 光伏企业单位发电成本。

2.1.2 约束条件

(1) 机组盈亏平衡约束。在本文的目标函数中,只是对某种发电形式的利润进行最大化优化,而没有考虑该类型下不同区域发电企业的经济效益。因此,为保障所有区域发电企业的收益,根据工程经济学理论测算不同区域下各发电企业的盈亏平衡利用小时数,并约束发电企业实际年利用小时数大于等于该盈亏平衡利用小时数。

$$\sum_{t=1}^T H_{i,t}^{th} \geq H_i^{\min-th}, \sum_{t=1}^T H_{j,t}^w \geq H_j^{\min-w}, \sum_{t=1}^T H_{k,t}^{pv} \geq H_k^{\min-pv} \quad (12)$$

其中, $H_i^{\min-th}$ 、 $H_j^{\min-w}$ 和 $H_k^{\min-pv}$ 分别为区域 i 火电企业、区域 j 风电企业和区域 k 光伏企业的盈亏平衡年利用小时数。

(2) 电力市场交易容量约束。整个年度周期内的电力市场交易容量应受到全社会用电量的限制。

$$\gamma^{\min} \sum_{t=1}^T D_t \leq Q \leq \gamma^{\max} \sum_{t=1}^T D_t \quad (13)$$

其中, D_t 为 t 月总用电需求; Q 为年度总市场化交易

电量,计算方法如式(14)所示; $\gamma^{\max}$ 和 $\gamma^{\min}$ 分别为电力市场交易容量上、下限比例系数,其值取决于参与市场化交易电量占总用电量的比例。

$$Q = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^2 \xi_{i,t}^{\text{th}} G_i^{\text{th}} H_{i,t}^{\text{th}} + \sum_{j=1}^2 G_j^{\text{w}} H_j^{\text{wsc}} + \sum_{k=1}^2 G_k^{\text{pv}} H_k^{\text{pvsc}} \quad (14)$$

其他常规约束,如电力电量平衡约束、机组出力范围约束、新能源弃电率约束和新能源渗透率等约束可参考相关文献^[11]。

2.2 基于供需关系的电价测算模型

市场交易电价取决于电力市场中的申报供应电量 Q_i^{sy} 和申报需求电量 Q_i^{xq} ,其计算方法为:

$$Q_i^{\text{sy}} = \sum_{i=1}^2 \xi_{i,t}^{\text{th}} G_i^{\text{th}} H_{i,t}^{\text{th}} + \sum_{j=1}^2 \xi_{j,t}^{\text{w}} G_j^{\text{w}} H_j^{\text{wsc}} + \sum_{k=1}^2 \xi_{k,t}^{\text{pv}} G_k^{\text{pv}} H_k^{\text{pvsc}} \quad (15)$$

$$Q_i^{\text{xq}} = \theta_i^* D_t \quad (16)$$

其中, $\xi_{j,t}^{\text{w}}$ 和 $\xi_{k,t}^{\text{pv}}$ 分别为区域 j 风电企业和区域 k 光伏企业 t 月市场化交易电量占发电量的比例; θ_i^* 为 t 月市场化交易电量占总用电量的比例,并用区间数表示为 $\theta_i^* = [\theta_i^-, \theta_i^+]$, θ_i^+ 、 θ_i^- 分别为区间的上、下限。

根据电力市场供需关系,市场电价的计算方法及其上下限约束为^[12]:

$$p_i^{\text{th}} = p[1 - \lambda(Q_i^{\text{sy}} - Q_i^{\text{xq}})/Q_i^{\text{xq}}] \quad (17)$$

$$\eta^{\min} p \leq p_i^{\text{th}} \leq \eta^{\max} p \quad (18)$$

其中, λ 为电价供需差波动系数; $\eta^{\max}$ 和 $\eta^{\min}$ 分别为电力市场交易价格上、下限比例系数。

实际交易电量 Q_i^{y} 为申报供应电量和申报需求电量的较小者,而各月实际交易电量总和应与式(14)中年度总市场化交易电量相等,计算方法和约束为:

$$Q_i^{\text{y}} = \min\{Q_i^{\text{sy}}, Q_i^{\text{xq}}\} \quad (19)$$

$$Q = \sum_{i=1}^T Q_i^{\text{y}} \quad (20)$$

2.3 模型转化

本文所构建的考虑供需关系的发电企业经济效益区间优化模型属于不确定性多目标优化,在进行求解时,首先根据区间数学理论,通过不确定约束转化和不确定目标函数转化,将不确定性问题转化为确定性问题^[13-14],再进行多目标优化的求解。求解多目标优化的方法有多种,常用的将多目标优化转化为单目标优化的方法主要有线性加权组合法和主要目标法。当采用线性加权组合法时,权重的选择难免会有一定的主观性。而本文所提出的火电、风电和光伏利润最大化重要性是相等的,无法使用主要目标法将其他目标转化为约束条件。除了转化为单目标外,也可采用智能算法直接求解,但这些算法计算复杂或在确定参数时同样带有主观性,具有一定的局限性。此外,启发式算法获得的折中解和最优解之间的偏差程度通常无法估计,而且可能会存在求解收敛时间过长甚至无法收敛的情况^[15-16]。考虑到本文所构建经济效益均衡模型具有3个目标函

数且量纲一致,因此可直接采用理想点法将其转化为单目标,在简化计算过程的同时保证求解的客观性^[17](详细转化原理见附录A)。将以火电、风电和光伏利润最大化为单目标求解的最优值分别作为各自的理想解 π_{th}^* 、 π_{w}^* 和 π_{pv}^* ,则转化后的目标函数为:

$$\min Z = \sqrt{(\pi_{\text{th}} - \pi_{\text{th}}^*)^2 + (\pi_{\text{w}} - \pi_{\text{w}}^*)^2 + (\pi_{\text{pv}} - \pi_{\text{pv}}^*)^2} \quad (21)$$

为分析不同求解策略对优化结果影响,设置火电、风电和光伏利润单独最大及风光火整体利润最大(式(22))4种单目标优化策略与理想点法比较。

$$\max \pi = \pi_{\text{th}} + \pi_{\text{w}} + \pi_{\text{pv}} \quad (22)$$

3 算例分析

3.1 基础数据

以新疆2000—2018年月度负荷数据为基础,采用多元线性回归分析法,选取地区生产总值、产业结构(第二产业占比)、能源结构(化石能源消费占比)及城镇发展(城镇化率)为自变量,对2020年新疆月度用电量数据进行预测^[18],见附录B图B1。

通过对新疆不同区域风光火典型电厂的调研,获取其考虑运维及燃料等因素下的单位发电成本参数、不同月份风电及光伏的理论发电利用小时数以及新能源企业市场化交易平均电价,并进一步基于电厂可研报告,考虑电厂初始投资、银行还本付息、资金回收及货币的时间价值等因素测算各类型电厂盈亏平衡年利用小时数。新能源保障性收购利用小时数及可再生能源补贴电价则根据国家相关政策进行设置,具体参数见附录B表B1。

根据国家发展改革委发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》(发改价格规[2019]1658号),将现行燃煤发电标杆电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。在过渡期,基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%,下浮原则上不超过15%。新疆当前燃煤机组标杆上网电价为0.25元/(kW·h),则火电企业市场交易电价的波动范围为0.2125~0.2750元/(kW·h)。根据多个电力交易市场试点经验,供需差每增大1%,现货交易平均价格降低0.57%,则本文中电价供需差波动系数 $\lambda=0.57$ 。根据《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》(发改能源规[2018]1575号),新疆2020年风电、光伏的利用率分别要求为85%和90%。根据《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(发改能源[2019]807号),新疆2020年非水电可再生能源电力最低消纳责任权重为13%。同时,考虑到电网运行安全,新能源渗透率不得高于30%。电力市场月度交易电量占比 $\theta_i^* = [40\%, 60\%]$,年度总交易容量设置为全社会用电量的50%~60%。

3.2 结果分析

鉴于本文是区间优化问题,目标函数的最优值均为区间形式,因此选择最优区间的中心值作为各目标的理想解;不确定约束均为强制约束,可能度水平均取1;优化目标的期望值和稳定性同样重要,目标权衡系数取0.5。考虑到采用理想点法转化后的新模型属于单目标非线性优化问题,采用数学规划软件Lingo 17.0求解该模型,该软件能自动识别优化问题的类型并选择相应求解器进行计算,具有速度快、求解稳定等特点。由于本文只考虑火电、风电和光伏这3种发电类型,需在全社会用电需求中扣除水电的发电份额作为3类电源提供的实际用电量。而由于新能源企业保障性收购利用小时数以外的电量较低,对新能源市场化交易平均电价的影响不大,因此假定该电价保持不变。根据求解方法的不同,分为5种策略:策略1—3分别为以火电、风电和光伏发电利润最大进行求解,策略4为以风光火整体利润最大进行求解,策略5采用理想点法进行求解。

通过软件计算得到各区域风光火电源在各月的电量分配,以及3类电源在实现利益均衡时的市场化交易策略。表1为5种求解策略下得到的新疆风光火企业总利润区间。从表中可见,不同求解策略下发电企业总利润区间中心值均在340~350亿元,但总利润区间半径相差较大。策略4直接对整体利润进行优化,由于仅仅是各发电主体经济效益的简单相加,因此风光火各企业间的利益相互牵制,使得总利润区间的范围最广,虽然该策略下总利润期望最好,但稳定性最差。风电企业由于享受可再生能源补贴,上网电价高,且发电成本低,导致策略2下也出现了策略4期望高、波动大的情况。而策略3下,光伏发电企业虽然也拥有电价补贴,但由于其发电量小,因此虽然该策略下稳定性好,但总利润较低。与之类似,策略1下火电企业虽然发电量大,但电价低,同样也出现了波动小、期望低的情况。从发电主体来看,5种策略下风光火发电利润中心值如表2所示。由表可见,以火电利润最大为优化目标的策略1火电经济效益最好,本文所提策略5火电经济效益次之。策略5采用理想点法对新疆风光火发电企业利润进行优化,可以获得较高的期望以及较

表1 不同求解策略下风光火发电企业总利润区间

Table 1 Total profit ranges of wind-photovoltaic-thermal power generation enterprises under different solving strategies

策略	总利润区间 / 亿元	区间中心值 / 亿元	区间半径 / 亿元
1	(340.73, 344.72)	342.72	1.99
2	(334.57, 363.57)	349.07	14.50
3	(337.94, 344.66)	341.30	3.36
4	(329.66, 370.05)	349.86	20.20
5	(345.06, 351.28)	348.17	3.11

表2 不同求解策略下风光火发电企业利润中心值

Table 2 Expected profit values of wind-photovoltaic-thermal power generation enterprises under different solving strategies

策略	利润中心值 / 亿元		
	火电	风电	光伏
1	127.84	120.95	93.93
2	123.49	130.32	95.26
3	120.30	120.16	100.84
4	124.56	128.96	96.34
5	125.89	124.71	97.57

好的稳定性,能够在保障风电、光伏收益的同时,提升火电的经济效益,实现三方共赢,在求解策略上相较于另外4种优化策略具有一定的优越性。

基于理想点法实现总利润区间中心值时的各类电源发电并网情况见图1。并网电量中,火电仍占据主导地位,南疆火电企业由于盈亏平衡,其利用小时数较高,为保证整体火电的发电经济性,北疆火电牺牲了一部分发电份额,使其利用小时数较南疆地区低。新能源企业在发电资源好的一类区域的电量较其他区域低,这是由装机规模小造成的,实际发电利用小时数仍然是一类区域高。从月份来看,由于居民使用空调等需求增加,且风电、光伏发电资源较丰富,7月既是全年的负荷高峰月,也是新能源理论利用小时数最高的月份,因此3类电源的并网量均较高。而在冬季,由于居民采暖等需求增加,负荷仍较高,但新能源发电水平较低,因此以火电并网为主。

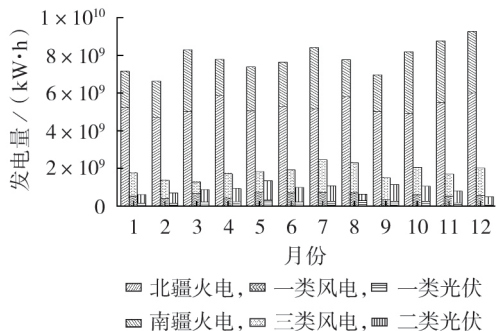


图1 各区域风光火电源月度并网电量

Fig.1 Monthly grid-connected power of wind-photovoltaic-thermal power sources in each region

表3展示了各类电源整体的发电经营情况。火电、风电和光伏总利润分别为125.89、124.71、97.58亿元,3类电源盈利状态较好。发电量并网占比方面,火电、风电和光伏发电份额分别为73.70%、17.59%和8.71%。相较于2018年,火电份额下降约5.67%,风电和光伏则分别增加约2.01%和3.66%。同时,风电、光伏利用率分别升至86.71%和93.37%,新能源电量渗透率达26.29%,均满足国家相关要求。这说明经过优化后的3类电源发电策略能在保证三方利益均衡的同时更好地促进了新能源的消纳。

表3 各区域风光火电源运行与经营情况

Table 3 Operation state of wind-photovoltaic-thermal power sources in each region

发电类型	区域	利润 / 亿元	发电利用小时数 / h	并网占比 / %
火电	北疆	88.07	4 347	49.83
	南疆	37.82	4 685	23.87
风电	一类	34.81	2 451	5.32
	三类	89.90	2 115	12.26
光伏	一类	25.61	1 587	2.34
	二类	71.97	1 372	6.36

市场交易方面,交易电量占总发电量的52.96%(3类电源占比分别为火电93.86%、风电5.71%、光伏0.43%),较2019年的47%提升了近6%。在参与市场交易的电量中,火电占有绝对优势。这主要是由两方面原因造成的:一方面,新能源发电相较于火电而言体量较小,且发电量超出保障性收购利用小时数的部分较低(其中风电超出866 h,而光伏仅超出109 h),导致整体上新能源能够参与市场交易的电量不高;另一方面,现阶段新能源电力市场交易机制仍待完善,配套的辅助服务需要进一步加强,对新能源参与市场交易及安全并网有一定的限制。火电市场交易平均电价为0.2667元/(kW·h),较标杆上网电价高,有利于提升火电企业的盈利能力。非交易电量占总发电量的47.04%(3类电源占比分别为火电51.02%、风电30.96%、光伏18.02%),火电与新能源的并网比例相差不大,均在50%左右。

图2为各月风光火电源的市场交易情况。与发电情况类似,除7月外,3类电源在各月的交易电量占比相对稳定,火电、风电和光伏的上网电量市场化率分别为67.35%、21.41%和3.14%。而在7月,风电的交易电量占比达51.31%,光伏交易也超过10%。可见,在市场交易机制下,火电企业能将一部分电量通过参与电力市场交易并网,从而为新能源提供空间,新能源发电企业则能在出力较多时,通过参与电力市场交易提升自身利用率,不仅有助于促进新能源的消纳,也相应增加了3类电源的发电收入。

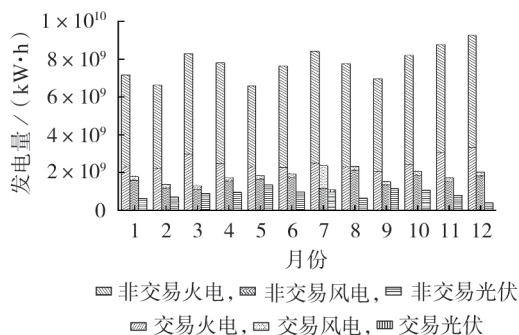


图2 风光火电源月度并网构成情况

Fig.2 Monthly grid-connection composition of wind-photovoltaic-thermal power sources

4 结论

新能源电力的发展有利于改善能源结构、推动可持续发展,而火力发电在促进新能源并网消纳、保障电网安全稳定运行方面发挥重要作用。因此,充分考虑各类型发电企业利益诉求,对新能源与火电的协调发展具有重要意义。本文以新疆电网为研究对象,从宏观角度探讨电力市场交易机制下新疆风光火电源利益均衡时的电量分配。研究表明,通过对电力市场化背景下3类电源发电策略的优化,充分考虑各主体的利益诉求,能在不损害火电企业经济效益的同时提升新能源电力的消纳效果。现阶段,3类电源的发电利用小时数偏低,可暂缓新增装机,进一步挖掘现有发电资源的利用效率空间。总体而言,本文构建的发电企业经济效益区间优化模型能借助市场化工具,合理有效地分配电力资源,促成一个三方均衡、整体效益提升的共赢局面。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 张怡,张锋,朱炳铨,等. 适用于新能源发电接入的日内滚动发电计划闭环控制系统[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(3): 162-168.
ZHANG Yi, ZHANG Feng, ZHU Bingquan, et al. Closed-loop control system of intraday rolling generation schedule for renewable energy generation integration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(3): 162-168.
- [2] 李明节,陈国平,董存,等. 新能源电力系统电力电量平衡问题研究[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3979-3986.
LI Mingjie, CHEN Guoping, DONG Cun, et al. Research on power balance of high proportion renewable energy system[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3979-3986.
- [3] 谢和平,吴立新,郑德志. 2025年中国能源消费及煤炭需求预测[J]. 煤炭学报, 2019, 44(7): 1949-1960.
XIE Heping, WU Lixin, ZHENG Dezhi. Prediction on the energy consumption and coal demand of China in 2025[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(7): 1949-1960.
- [4] 谢敏,罗文豪,吉祥,等. 随机风电接入的电力系统动态经济调度多场景协同优化[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 27-33.
XIE Min, LUO Wenhao, JI Xiang, et al. Multi-scenario collaborative optimization for dynamic economic dispatch of power system with stochastic wind power integration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11): 27-33.
- [5] 王淑云,娄素华,吴耀武,等. 计及火电机组深度调峰成本的大规模风电并网鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 118-125.
WANG Shuyun, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Robust optimal dispatch of large-scale wind power integration considering deep peak regulation cost of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 118-125.
- [6] 李志伟,赵书强,刘金山. 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 214-223.
LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LIU Jinshan. Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system based on chance-constrained goal programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 214-223.
- [7] NUTKANI I U, LOH P C, WANG P, et al. Decentralized eco-

- conomic dispatch scheme with online power reserve for micro-grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(1):139-148.
- [8] 乐健,周谦,赵联港,等. 基于一致性算法的电力系统分布式经济调度方法综述[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3):44-54.
LE Jian, ZHOU Qian, ZHAO Liangang, et al. Overview of distributed economic dispatch methods for power system based on consensus algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3):44-54.
- [9] 谈金晶,李扬. 多能源协同的交易模式研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22):6483-6497.
TAN Jinjing, LI Yang. Review on transaction mode in multi-energy collaborative market[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22):6483-6497.
- [10] 邹鹏,陈启鑫,夏清,等. 国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13):18-27.
ZOU Peng, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Logical analysis of electricity spot market design in foreign countries and enlightenment and policy suggestions for China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13):18-27.
- [11] TAN Q L, MEI S F, YE Q, et al. Optimization model of a combined wind-PV-thermal dispatching system under carbon emissions trading in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 225:391-404.
- [12] 程瑜,张粒子,李渝. 考虑需求价格弹性的销售电价帕累托优化折扣[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(24):10-13, 27.
CHENG Yu, ZHANG Lizi, LI Yu. Pareto optimization on electricity price discount considering demand price elasticity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(24):10-13, 27.
- [13] 张刘冬,袁宇波,孙大雁,等. 基于两阶段鲁棒区间优化的风储联合运行调度模型[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12):59-66, 93.
ZHANG Liudong, YUAN Yubo, SUN Dayan, et al. Joint operation model of wind-storage system based on two-stage robust interval optimization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12):59-66, 93.
- [14] 孙婧卓,江全元,程中林,等. 大规模电储热参与调峰辅助双边交易容量及价格区间优化模型[J]. 电网技术, 2019, 43(6):1995-2001.
SUN Jingzhuo, JIANG Quanyuan, CHENG Zhonglin, et al. Capacity and price range optimization model for large-scale electric heat storage participating in auxiliary peaking service in bilateral transactions[J]. Power System Technology, 2019, 43(6):1995-2001.
- [15] TAN Q L, MEI S F, DAI M, et al. A multi-objective optimization dispatching and adaptability analysis model for wind-PV-thermal-coordinated operations considering comprehensive forecasting error distribution[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 256:120407.
- [16] FADAEI M, RADZI M A M. Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, 16(5):3364-3369.
- [17] 应玫茜. 多目标规划的理想点法[J]. 系统科学与数学, 1981, 1(1):1-8.
YING Meiqian. An ideal point method for multiobjective programming[J]. Journal of Systems Science and Mathematical Sciences, 1981, 1(1):1-8.
- [18] 彭鹏,彭佳红. 基于多元线性回归模型的电力负荷预测研究[J]. 中国安全生产科学技术, 2011, 7(9):158-161.
PENG Peng, PENG Jiahong. Research on the prediction of power load based on multiple linear regression model[J]. Journal of Safety Science and Technology, 2011, 7(9):158-161.

作者简介:



梅书凡

梅书凡(1995—),男,湖北随州人,博士研究生,主要研究方向为能源环境建模与优化、电力市场、技术经济评价理论与方法(E-mail:120192106143@ncepu.edu.cn);

檀勤良(1969—),男,福建福州人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为能源经济与政策、能源环境建模与优化、技术经济评价理论与方法、决策分析与运作管理(E-mail:tan.qinliang1@gmail.com)。

(编辑 王锦秀)

Economic benefit interval optimization of Xinjiang's power generation enterprise considering supply and demand relationship

MEI Shufan^{1,2,3}, TAN Qinliang^{1,2,3}, LI Yu⁴, DING Yihong¹, XU Jieqiong¹

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Research Center for Beijing Energy Development, Beijing 102206, China;

3. Beijing Key Laboratory of Renewable Electric Power and Low Carbon Development, Beijing 102206, China;

4. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830000, China)

Abstract: In order to alleviate the interest conflict problem of various types of power generation enterprises, an economic benefit equilibrium model of wind-photovoltaic-thermal power sources is built based on electricity market transaction. Considering the complexity of Xinjiang Power Grid and great differences of costs and benefits among power generation enterprises in different regions, the thermal power is divided into two regions of northern and southern Xinjiang, and wind power and photovoltaic are divided according to the source areas. The proportion of market transaction electricity is set as an interval number, the influence of variation of supply and demand relationship on electricity price is considered in the electricity market, and the power generation grid-connection and transaction strategies of three types of power sources are analyzed. The research results show that the utilization rate of new energy is increased while the interests of three types of power sources are ensured by their participation in market transaction.

Key words: electricity market; supply and demand relationship; power generation enterprise; interest equilibrium; interval optimization

附录 A:

模型转化原理如下。

(1) 不确定问题转化。

一般的非线性区间优化模型为:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{X}} f(\mathbf{X}, \mathbf{U}) \\ \text{s.t. } g_i(\mathbf{X}, \mathbf{U}) \leq b_i^l = [b_i^-, b_i^+] \\ \mathbf{U} \in \mathbf{U}^l = [U^-, U^+] \\ U_j \in U_j^l = [U_j^-, U_j^+] \\ i=1, 2, \dots, l; \mathbf{X} \in \Omega^n; j=1, 2, \dots, q \end{cases}$$

其中, $\mathbf{X}$ 和 $\mathbf{U}$ 分别为决策变量矩阵和不确定变量矩阵; l 和 q 分别为不确定约束个数和不确定变量个数。根据区间数学理论, 将区间优化模型转化为确定性优化模型, 一般分为不确定约束转化和不确定目标函数转化 2 个步骤。

a. 不确定约束转化。

将区间可能度引入区间序关系来表示 2 个区间 $A \leq B$ 的概率, 从而将含有不确定参数的区间约束转化为确定约束, 即:

$$P(g_i^l(\mathbf{X}) \leq b_i^l) \geq \lambda_i$$

其中, $\lambda_i \in [0, 1]$ 为预先设定的可能度水平; $g_i^l(\mathbf{X})$ 为不确定约束 $g_i(\mathbf{X}, \mathbf{U})$ 在 $\mathbf{X}$ 处的取值区间, 可表示为 $g_i^l(\mathbf{X}) = [g_i^-(\mathbf{X}), g_i^+(\mathbf{X})]$, 其上、下限可以通过 2 次优化求解。

$$\begin{cases} g_i^+(\mathbf{X}) = \max_{\mathbf{U}} g_i(\mathbf{X}, \mathbf{U}) \\ g_i^-(\mathbf{X}) = \min_{\mathbf{U}} g_i(\mathbf{X}, \mathbf{U}) \end{cases}$$

b. 不确定目标函数转化。

$\forall \mathbf{X} \in \Omega^n$, 由不确定向量 $\mathbf{U}$ 所造成目标函数 $f(\mathbf{X}, \mathbf{U})$ 的可能取值范围为一个区间:

$$f^l(\mathbf{X}) = [f^-(\mathbf{X}), f^+(\mathbf{X})] = \langle f^c(\mathbf{X}), f^w(\mathbf{X}) \rangle$$

其中, $f^c(\mathbf{X})$ 和 $f^w(\mathbf{X})$ 分别为区间 $f^l(\mathbf{X})$ 中心值和半径, 类似于随机规划中不确定目标函数的期望值和标准偏差, 计算方法如下。

$$\begin{cases} f^c(\mathbf{X}) = \frac{f^+(\mathbf{X}) + f^-(\mathbf{X})}{2} \\ f^w(\mathbf{X}) = \frac{f^+(\mathbf{X}) - f^-(\mathbf{X})}{2} \end{cases}$$

不确定目标函数 $f^l(\mathbf{X})$ 的上、下限可以根据区间序关系方法, 通过 2 次优化求解:

$$\begin{cases} f^+(X) = \max_U f(X, U) \\ f^-(X) = \min_U f(X, U) \end{cases}$$

则含不确定参数的目标函数可以转化为确定性的目标函数，即：

$$\min_X f(X) = (1-\varphi) f^c(X) + \varphi f^w(X)$$

其中， $\varphi \in [0, 1]$ 为目标权衡系数，表示不确定目标优化的偏好。 φ 越大意味着对不确定目标函数半径的偏好越大，目标值的稳定性越好；而 φ 越小则意味着对不确定目标函数中心值的偏好越大，目标值的期望值越好。

通过上述步骤，不确定性优化问题可以转化为如下的确定性优化问题：

$$\begin{cases} \min_X f(X) = (1-\varphi) f^c(X) + \varphi f^w(X) \\ \text{s.t. } P(g_i^l(X) \leq b_i^l) \geq \lambda_i \quad i=1, 2, \dots, l \\ X \in \Omega^n, \varphi \in [0, 1], \lambda_i \in [0, 1] \end{cases}$$

(2) 多目标问题转化。

利用理想点法将多目标问题转化为单目标，其原理如下。

假定 X 是 n 维欧氏空间 E_n 的子集，在 X 上有 m 个目标函数 $F_i(x) (i=1, \dots, m)$ ，对每个 $F_i(x)$ 事先规定一个理想值 F_i^* ，一般而言，不一定存在 $x^0 \in X$ ，使 $F_i^* = F_i(x^0) (i=1, \dots, m)$ ，但可以求得 $\bar{x} \in X$ ，使向量 $(F_1(\bar{x}), F_2(\bar{x}), \dots, F_m(\bar{x}))$ 和向量 $(F_1^*, F_2^*, \dots, F_m^*)$ 尽量地接近，这时可以通过求解

$$\min \sqrt{\sum_{i=1}^m [F_i(x) - F_i^*]^2} \quad \text{得到最优解 } \bar{x}。$$

附录 B:

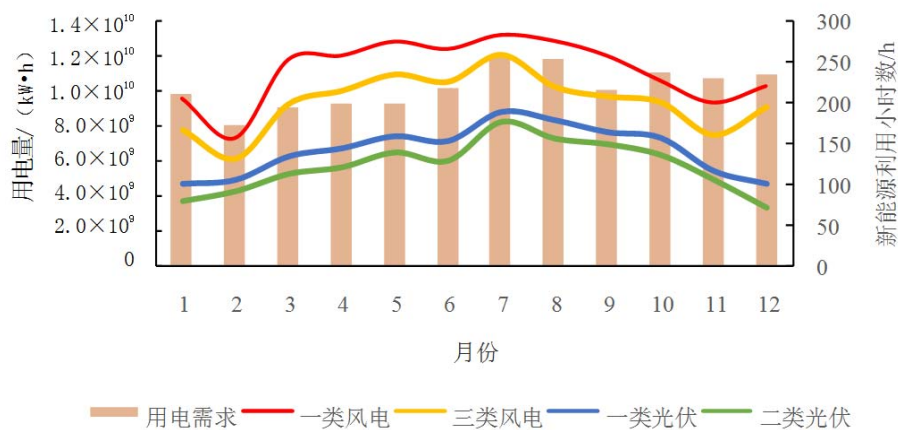


图 B1 新疆 2020 年全社会用电需求及新能源理论利用小时数

Fig.B1 Whole social power demand of Xinjiang in 2020 and theoretical utilization hours of new energy

表 B1 新疆各区域风光火发电企业运行参数

Table B1 Operation parameters of wind-photovoltaic-thermal power generation enterprises in each region of Xinjiang

参数	火电		风电		光伏	
	北疆	南疆	一类	三类	一类	二类
装机容量/MW	14 510	6 450	2 750	7 340	1 870	5 870
盈亏平衡小时数/h	4 176	4 498	1 810	1 735	1 293	1 223
单位发电成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.121 9	0.136 1	0.049 7	0.038 9	0.038 2	0.025 3
保障性收购利用小时数/h	—	—	1 900	1 800	1 500	1 350
可再生能源补贴电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	—	—	0.26	0.33	0.65	0.70
平均市场交易电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	—	—	0.073 1	0.132 0	0.052 8	0.122 6