

# 能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室  
广东省新能源生产力促进中心  
第六期 2015年4月

## 目 录

总论 .....	1
2015 完善能源立法势在必行 .....	1
能源革命将是今后能源局管理工作的重心 .....	2
陶雄强：利用互联网改进能源系统 发展空间很大 .....	3
全球能源互联网产业首个 ISO/IEC 国际标准产生 .....	4
能源体制改革是行业基本市场制度的进一步健全和完善 .....	5
“十二五”能源消费总量控制目标面临调整 .....	6
生物质天然气应纳入国家能源战略 .....	7
新能源要破除产业发展的法律和体制障碍 .....	9
环保税不能“一征了之” .....	10
法国新法案规定新建筑需建绿色屋顶 .....	11
我国首个六位一体分布式能源互联网项目投入运行 .....	11
发展全球能源互联网 顶层设计刻不容缓 .....	14
哥斯达黎加完全靠可再生能源供电持续 75 天 .....	15
能源绿色革命关键在于体制机制改革 .....	15
拉美可再生能源逆境中崛起 .....	17
2014 年英国可再生能源总发电量已至 24.2GW .....	19
环保部重启绿色 GDP 研究 2.0 版明年试点 .....	19
“互联网+”融入能源行业 .....	20
互联网如何重塑新能源行业？ .....	22
许文发：“区域能源”可最大限度提高能源效率 .....	24
热能、动力工程 .....	25
中国中长期碳排放控制战略目标大体分三步走 .....	25
2015 可再生能源发电有望继续保持高速增长 .....	26
深圳投产国内最大填埋气制取天然气项目 .....	26
2020 年我国储能市场规模或达 136.97GW .....	27
2015 年煤电发展前景 .....	28
2015 能源行业进入壁垒或得到消除 .....	29
新电改方案首个配套文件公布 .....	31
深度解读新电改文件背后的潜台词 .....	33
中共中央国务院 关于进一步深化电力体制改革的若干意见 .....	37
新电改带给热电产业的期待 .....	42
各行人士如何看待新电改 .....	44
电改下：分布式能源后来居上 能源互联网翩翩起舞 .....	48
重庆页岩气产业发展规划出炉 .....	50

美水力压裂法细则出炉.....	50
碳市场健康发展亟须建立配套机制.....	51
新电改方案的逻辑.....	52
页岩气开采之忧.....	55
生物质能、环保工程.....	57
林改方案出台 助推生物质能源行业发展.....	57
分析我国生物质发电存在问题及对策.....	58
金沙县首家生物质发电项目投产至今运行正常.....	59
生物质发电标杆电价上涨已是必然之势.....	60
生物质燃油可一油多用.....	61
生物质合成车用柴油标准通过评审.....	61
太阳能.....	62
美国加州开始推进电力公司运营的社区太阳能项目.....	62
光伏产业大有陷入火电发展模式的尴尬境地.....	65
居民电价的回归 将推动分布式光伏进入千家万户.....	66
梁志鹏：光伏发电要参与电力交易市场.....	67
光电建筑：光伏应用市场的新高地.....	68
日本贸易巨头丸红进军住宅太阳能.....	71
迪拜推出太阳能光伏和净计量计划.....	71
英国住宅太阳能加储能的短期前景是“具有挑战性的”.....	72
国家能源局计划今年新增光伏 17.8GW.....	73
解读新版光伏发电建设方案.....	74
光伏业今年装机目标增 68% 分布式迎发展拐点.....	76
国网福建电力最大容量光伏电站并网发电.....	77
光伏发电目标到底能不能实现？.....	77
中国太阳能无人飞行器首飞成功.....	79
青海省在能源光伏领域的研究水平获得国际认可.....	80
2015 光伏电站建设将向地面和大型分布式倾斜.....	80
最新报告预计中国太阳能电池市场年增长率为 14%.....	81
光伏农业应真正立足农业.....	81
工业和信息化部公告《光伏制造行业规范条件（2015 年本）》.....	83
深度透彻分析北京市屋顶分布式光伏项目建设.....	86
海洋能、水能.....	87
中国水电装机达 3 亿千瓦.....	87
风能.....	88
中国电建“一带一路”风电项目正式落地.....	88
到 2050 年风电占全美发电总比将达 35%.....	92
风电制氢多联产：空中楼阁还是前景可期？.....	94
德国 EAB 新能源将与冰岛合作建风力发电场.....	97
日本风电缘何增长缓慢？.....	98
“小风年”呼唤风电长期预测.....	99
海水淡化.....	100
淡化海水项目能否成重要水源.....	100
核能.....	102

重启沿海核电是现实的选择.....	102
俄罗斯拓展全球核电版图.....	102

本刊是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表本刊赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本刊用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。  
联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。

# 总论

## 2015 完善能源立法势在必行

“《电力法》确定了国家电网公司的权力，我们分布式发电项目进行多余电量的售电，虽然有相关政策的支持和容许，但根据《电力法》完全是违法行为。”

“确实不匹配，但目前国家电网对上述情况也并不追究，也是无条件接受的。《电力法》应该修改到与我们的现实、与现今政府引导的方向相匹配。”

在 3 月 9 日的一场全国政协委员小组讨论会上，全国政协委员、保利协鑫董事局主席朱共山和全国政协委员、中南电力设计院副院长尹镇龙之间的这段对话，可以说是我国能源领域法律立改废问题的一个缩影。

一直在期盼 今年特别多

2014 年 6 月 13 日，国家主席习近平在中央财经领导小组第六次会议上特别强调要启动能源领域法律法规立改废工作，随后全面依法治国作为“四个全面”之一上升为国家发展战略，为能源领域的法制建设吹来阵阵暖风。今年两会期间，完善能源立法也成为代表委员们热议的话题。

全国政协委员、中电国际董事长李小琳提交了《关于加快完善国家能源法律法规体系的建议》。她表示，全面依法治国，科学立法是前提，当前我国能源法律法规体系中，基础性的《能源法》长期缺位，建议尽快出台，同时加快修订《电力法》。

《电力法》与我国电力行业发展实际严重脱节早已形成共识。十年前，就有专家和代表委员提出修改《电力法》，但该修订法案长期处于“一直在讨论，始终无结论”的状态，目前修订稿已经到了第八稿。“这使得我们在实际工作中有些无所适从，我们希望通过法律得到保护，但现在做不到，所以各地纷纷出台了一些条例来调节市场和企业之间的关系。”全国政协委员、四川省电力公司总经理王抒祥在接受《中国能源报》记者采访时呼吁，希望《电力法》修订法案能够尽早出台。

而上世纪 80 年代就已启动立法工作，但至今仍未出台的《原子能法》也是与会委员们积极关注的对象，作为核领域的基本法，全国政协委员、中广核董事长贺禹，全国政协委员、国核董事长王炳华，全国政协委员、中国核动力研究院院长罗琦等都在采访中表示，希望已在推进中的《原子能法》能够加快出台。“无法可依，不是不能做，但会付出比较大的成本和代价。”王炳华表示。

有成绩也有问题

“我认为这几年我国能源领域法律法规的制定成绩很显著，比如我国新能源发展能这么快，离不开《可再生能源法》的出台。”

当记者问到如何看待当前能源领域法律存在的问题时，全国政协经济委员会副主任、国家能源局原局长吴新雄表示，法律法规建设也是为改革提供法律依据，目前能源领域的法制建设确实需要加强，比如分布式能源大规模接入后与现有《电力法》产生的矛盾等。但法律作为一个需要不断完善的体系，要整体设计和考虑，先急后缓，分步实施，这有一个过程。“国家对此高度重视，立法工作会加快，我对此充满信心。”

目前，我国能源领域已经出台了《煤炭法》、《可再生能源法》、《节约能源法》和《石油天然气管道保护法》等相关法律，以及《分布式发电管理暂行办法》等一系列法规政策，这些都促进了我国能源产业向着规范、有序、科学的方向发展，但母法和一些重要单行法比如《原子能法》、《油气法》的长期缺位也会造成一些问题。“法律体系不够成型，就会出现很多不衔接，甚至互相抵牾的地方，所以应该从上位法开始来理顺，我认为这个事情势在必行。”全国政协委员、财政部财政科学研究所原所长贾康对记者表示。

改变方式或破解难题

能源领域法律法规的立改废推进如此艰难的原因是多方面的，其中主要一点是“婆婆多”，各方

利益始终无法平衡，在法律制定过程中，相关主管部门总是会先考虑自己的利益诉求。

如何解决这个问题？全国政协委员、中国电力建设集团有限公司原董事长范集湘告诉记者，应该改变一些方式方法，充分发挥第三方或者全国政协的资政作用。“它没有利益，不代表任何一方。否则站在不同的角度看到的肯定不同，就像爬山，有人看到的是森林，有人看到的是庙宇，只有站在山顶时再做结论才是中立的、全面的。另外，所有的法律和方案都不是完美的，都需要在权衡当中有一个取舍，但让自己取舍自己，自己割自己的肉，这怎么可能？”

贾康则表示，在能源领域法律法规的立改废问题上，应该遵循有法可依、有良法可依，然后是执法必严、违法必究这样的逻辑链条，他认为如果没有良法，后面的执法必严、违法必究反而会在现实中造成很多负面效应。

此外，我国电力与能源体制方面的改革，使得一些法律的牵头单位随之发生了变化，也在一定程度上导致法治工作进展的滞后。吴新雄强调，能源领域立法首先要根据职能明确牵头单位，同时一定要做好监管，“简政放权是好事，成效显著。但同时也需要有统一、规范、有序、有效的监管体系，这方面的法律法规我们目前有些还没完全跟上，我相信未来会进一步得到加强”。

中国能源报 2015-03-17

## 能源革命将是今后能源局管理工作的重心

能源生产和消费革命、控制能源消费总量、完善资源性产品价格等能源战略问题，写入今年政府工作报告。对于能源执政者而言，能源革命将是当前及今后管理工作的重心。

在全国两会期间，国家能源局局长努尔·白克力(全国人大代表)，副局长王禹民、史玉波(全国政协委员)均对能源革命等问题作出回应，明确 2015 年度重点工作。

努尔·白克力提出，今年将拟订丝绸之路经济带能源生产和消费革命行动计划。以丝绸之路经济带沿线的能源资源富集省区为重点，研究打造绿色能源示范带、能源生产和消费革命示范带。

选择 1-2 个典型省开展能源革命试点

2014 年 6 月，中央财经领导小组第六次会议专门研究能源安全问题，首次明确确立了“四个革命”、“一个合作”的能源工作总要求。此次会议后，能源行业内试图点燃能源生产和消费革命的导火索，颠覆旧有秩序。

在努尔·白克力 2015 年的工作列表中，首先是制定能源中长期战略规划。

具体而言，以 2030 年前后二氧化碳排放达到峰值、2030 年非化石能源消费比重提高到 20% 左右为基准，拟订 2030 年能源生产和消费革命战略；统筹做好总体规划与专项规划、重点规划之间的衔接平衡，编制能源发展“十三五”规划及煤炭、电力、油气、核电、可再生能源、科技装备等配套专项规划。

其次是，贯彻落实国家区域发展战略，拟订丝绸之路经济带能源生产和消费革命行动计划。以丝绸之路经济带沿线的能源资源富集省区为重点，研究打造绿色能源示范带、能源生产和消费革命示范带。

发挥典型示范带动作用，开展能源生产消费革命试点工作。从能源资源富集地区、主要消费地区各选择 1-2 个典型省(区、市)开展试点。

新疆作为资源大省，有望成为试点地区之一。两会期间，努尔·白克力介绍，国家发改委、能源局已考虑进一步健全新疆的能源规划体系，把“一带一路”经济带能源规划在新疆落地，梳理、落实一些重大项目，力争列入“十三五”规划当中，然后逐步去实施。

除此之外，2015 年继续组织实施重大战略工程和惠民项目。研究论证西南水电开发、核电建设、分布式能源、非常规和海上油气勘探开发、煤炭清洁开发利用、能源领域关键技术创新、主要用能领域能源消费方式变革等重大战略。

惠民工程的清单包括，2015 年全面解决无电人口用电问题，开展全国光伏扶贫调查摸底，推进光伏扶贫工作；实施气化城镇民生工程，新增天然气优先保障居民生活用气。

### 新电改解决垄断等五个问题

推进能源体制机制改革无疑是硬骨头。根据政府工作报告的安排，今年将加快电力、油气等体制改革。不失时机加快价格改革，发挥市场在资源配置中的决定性作用。

我国电力体制改革和电价改革推进多年后，新一轮改革正在酝酿。国家能源局副局长王禹民在“两会”期间介绍，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》即将出台。电力体制改革重点解决电价形成机制、打破市场垄断等五方面问题。

具体而言，一是还原电力商品属性，形成由市场决定电价的机制，以价格信号引导资源有效开发和合理利用。二是构建电力市场体系，促进电力资源在更大范围内优化配置。三是支持清洁能源发展，促进能源结构优化。四是逐步打破垄断，有序放开竞争性业务，调动社会投资特别是民间资本积极性，促进市场主体多元化。五是转变政府职能，进一步简政放权，加强电力统筹规划。

王禹民认为，电力体制改革应建立市场化交易体系，在发电侧和售电侧形成有效竞争；逐步放开上网电价和销售电价，把输配电价与发售电价在形成机制上分开；改革发用电计划，完善政府公益性调节性服务；促进新能源和可再生能源开发利用，积极发展分布式能源；优化电源和电网布局，加强电网统筹规划，完善电力监管措施和手段，改进监管方法。

能源局副局长史玉波则特别强调，在积极推动能源生产和消费革命、加快能源转型升级的时代背景下，重视电力安全稳定运行。他认为，在我国电能替代战略实施过程中，出现了一些新问题。

比如：电能大容量、远距离输送引起的电网结构复杂性和脆弱性大幅增加的问题，低电压等级电网本地电源支撑不足的问题，风能、太阳能等可再生能源的调节能力不足等问题。

史玉波认为，当前的重点工作是，在认真总结电网发展经验和客观规律的基础上，科学论证，制定科学的电网发展规划。强调安全责任落实，把风险管控落实在每一个环节，强调科技创新，加强监管。（记者 王秀强）

21 世纪经济报道 2015-03-17

## 陶雄强：利用互联网改进能源系统 发展空间很大

中国普天集团党组成员、副总经理陶雄强

3月17日消息，中国普天集团党组成员、副总经理陶雄强在接受由国资委宣传局、国资委新闻中心共同主办的“对话新国企？引领新常态”网络访谈时表示，普天对电动车领域充满信心，正在加快布局。利用互联网的概念，来改造各种行业，来做合同能源管理，做能源系统的改进，空间是很大的。

电动车运营盈利只是时间问题

靠信息通信产业起家的中国普天是最早进入新能源电动车领域的央企之一。陶雄强介绍，当时由国资委牵头，16家中央企业组建了电动汽车联盟，普天就担任充换电运营服务组副组长单位。目前普天已经是电动车领域最大的运营商。

“我们最初的想法，是想做电池，但是后来发现，没有运营网络来带动，电池也销不出去。也就是说，必须先要有网络运营，通过运营来带动制造，通过运营来促进产业发展，这个时候产业才能真正地发展起来。所以，我们经过思考后，就把主要精力放在运营上。一方面，通过运营带动自己内部产业，同时还带动整个产业链往前走”。陶雄强这样描述当时普天战略转型的思路。

他坦言，当时普天的终端产业已经无路可走，必须要转型，关键是向什么方向转。近两年在同行业不够景气的背景下，普天的年增长率能超过20%，也是由于前几年转型基础扎实。

陶雄强在接受新浪财经采访时表示，虽然目前从全球来看，电动车运营企业亏损的还比较多。但是普天已经在深圳实现了盈利，成为电动车运营领域唯一盈利的企业。

目前普天在深圳已经建成74座充电站，覆盖深圳9个行政区，3900辆新能源汽车，是目前全球最大的城市新能源汽车基础设施运营网络。普天深圳充电设施网络实现了同时服务纯电动、混合动力、公交车、出租车等多种类型车辆的兼容性。2014年普天深圳充电设施网络累计充电1.34亿度。

陶雄强介绍，“这套系统不光做电动车运营，同时还为入网车辆提供智能化管理，可以为车主提供就近的充电桩信息，电动车电流、电压及其位置信息，后台还可以对车况进行管理，关注车辆安全问题，及时检测，一旦发现情况及时提醒车主采取措施。”

陶雄强表示，普天对电动车板块发展的未来充满信心。“这条路还是可以走下去的，盈利只是时间问题。主要还是目前电动车的规模没有上来，要安装充电桩等基础设施，前期投入比较大，未来有了足够的车辆运转，前期投入就会收回来。只要未来车的发展速度加快，运营商盈利的机会就会更大”。

为了早日实现规模效益，抢占市场先机，普天目前正在继续加快电动车运营领域的布局。陶雄强表示，在深圳建成充电设施网络之后，普天在北京、深圳、上海、合肥、广州、盐城等六个城市推广这样的应用模式。

“正在谈的城市就更多了。二线城市中，比如贵阳、昆明、成都、西安都在谈如何尽快启动。这些城市，今年不启动，最晚明年也会启动”，陶雄强透露，普天正在国内大中型城市开拓充电设施业务，以每年3—5个城市的速度扩展充电设施网络。

将来电池也是互联网的

此外，普天在能源领域投入比较大的还有合同能源管理，以及针对机房的改造。

“经过改造后的大楼，跟没改造之前相比，至少会节省20%-30%的用电消耗，节能空间是非常大的”，陶雄强说。

其实更有创新性的还是针对机房的改造。

随着云计算、大数据的发展，现在机房已经呈现越来越集中的趋势。机房本身耗能非常大，而且云计算设备使用中不允许电源有任何间断。所以，现在普遍都是利用UPS来为机房提供不间断电源，但实际上，目前UPS的利用效率并不高。

“新型分布式不间断储能电源系统，加上信息化和互联网的概念，可以将目前闲置的UPS电池容量盘活成为储能能力，也就是说，将来电池也是互联网，能够做成分布式的，可调配的，实现互联网化的管控，这样机房的面积可以省下来，耗电还可以大幅度节省”。陶雄强这样描述了普天的设想。

此外，陶雄强表示，未来能耗测评也将会更为普及。普天正在研究一套针对所有APP应用的能效测评系统。

“我们带着手机出去，不知道电池是五点钟用完，还是六点钟？哪个应用耗电多，心里也是没底的”。陶雄强表示，未来每个应用都可以标上一个能耗等级，只要装上这套能效测评系统后，就可以随时对手机能耗进行检测，告诉机主电池还能用到几点，并帮助降低智能终端能耗。“所以说，利用互联网的概念，来改造各种行业，来做合同能源管理，做能源系统的改进，这个空间是很大的”。

从2004年被彻底推向市场之后，普天逐步实现了战略转型。陶雄强对普天发展道路的总结是，普天在市场的海洋中提前锻炼了，现在通过打拼也培养出了自己的能力。“普天会继续关注智慧城市，关注政府治理现代化，以及工业化，把信息化技术应用到各个行业去，通过信息化和工业化两化融合，实现比较大的效率提升”。(新浪财经 刘丽丽 发自北京)

新浪财经 2015-03-17

## 全球能源互联网产业首个 ISO/IEC 国际标准产生

ISO/IEC（国际标准化组织国际电工委员会）近日正式发布，由天地互连主导的IEEE 1888标准通过ISO/IEC最后一轮投票，成为全球能源互联网产业首个ISO/IEC国际标准。从2012年至今，经过将近3年的时间，IEEE 1888能源互联网标准向ISO/IEC的转化终获成功。

随着网络技术的飞速发展，越来越多的人开始将传统能源产业的未来聚焦点和突破口放在能源互联网。在构建能源互联网过程中，数以百亿计的设备需要与网络互联互通，同时这些设备产生的海量数据需进行格式统一并最终保证数据安全。在此过程中，其标准的制订及统一一直是行业的关

键问题。为解决设备与设备、设备与网络、信息与数据间存在的“孤岛”问题，最终实现能源互联网产业的全球部署，由中国主导的全球能源互联网产业首个 ISO/IEC 国际标准——IEEE 1888 国际标准应运而生。

IEEE 1888 标准又称为泛在绿色社区控制网络标准，通过该标准，将电、水、气等能源数据化，应用大数据、云计算等互联网新技术，达到提高能效、节能减排等作用。（记者陈瑜）

科技日报 2015-03-18

## 能源体制改革是行业基本市场制度的进一步健全和完善

对于能源行业来说，2014 年是极其重要的一年，也是从全局、整体角度谋划开篇之年。无论从思想认识、战略规划等顶层设计方面，还是能源产业链条及能源国有企业自身方面，政府决策部门与能源企业自身均出台了众多政策措施或者改革方案。

2015 年是“十二五”的最后一年，也是推动能源体制改革落地的行动之年，一些重大改革措施将出台。从目前形势看，今年我国能源体制改革的有利因素和不利因素并存，改革需要审慎推进，防范风险。

有利因素方面，一是高层高度重视，这是推动能源体制改革的强大动力。在党的十八届三中全会提出的全面深化改革任务中，只有能源领域的改革被上升到革命的高度，这是其他行业所没有享受到的“待遇”。从改革到革命，既显示出中央高层对能源改革的高度重视，又暗含着能源体制改革的压力和紧迫性。

二是国际、国内能源市场供需相对宽松，是能源体制改革的一个重要前提条件。历史经验表明，在能源需求快速增长、供需偏紧的时期，能源体制改革很难进行，因为保证能源供给，满足能源需求是第一要素。如今，全球能源供需状况和供应格局发生了很大变化，卖方竞争加剧、买方需求不足、供给过剩，如果没有地缘政治的干扰，短期内能源供应将相对宽松。

国内也是如此，经济进入新常态，增速放缓导致能源需求增长放缓，煤炭、电力、石油等主要能源行业产能过剩，难以再像过去那样出现大幅度波动和规模性短缺的现象。这为推进体制改革、提高能源利用效率创造了一个相对稳定的内外部环境条件。

三是以页岩油气为代表的新能源发展和新技术提升，是推动能源体制改革的重要支撑。在市场机制作用下，美国出现了“页岩气革命”，推动其逐步实现“能源独立”，显示了能源体制改革对能源安全的重要作用。另外，对于电力行业来说，交易平台、智能电网等技术平台的建设和完善，为电力体制改革提供了相对较好的技术支撑。

四是社会对于治理环境污染的紧迫感为能源体制改革提供了操作空间。当前，雾霾等环境污染及日益凸显的能源约束已让公众切身感受到能源消费对环境产生的负外部性，整体而言，公众支持通过推动体制改革治理雾霾，缓解能源约束。公众一方面愿意选择更加清洁的能源消费方式，另一方面也比较愿意为环境治理分担成本。这样，能源体制改革比较容易获取公众的理解和支持。国际经验也表明，民众对清洁发展的认可，可以倒逼政府和企业走清洁发展之路。

同时，能源体制改革面临的不利因素也不可忽视。一是能源体制“碎片化”改革的问题。事实上，能源体制改革的口号和具体措施已提出多年，但总的来看，之前的改革过多地局限于某一部分，没有顶层设计，缺乏系统性和全盘性，过于分散和“碎片化”，导致社会公众存在“体制改革就是涨价”的误解。

二是缺乏一个合理的能源体制改革风险或成本分摊机制。任何一项改革都是既有收益又有风险的，需要付出一定的成本。目前，推进能源体制改革将面临着降低能源消耗与保持经济高速发展的矛盾、保障国家能源安全与当前国际能源市场动荡的矛盾等风险。对于这些风险，如何应对，成本如何分摊，目前各方尚未达成一个全面详细的共识。

三是能源行业不同主体之间利益博弈。推动能源体制改革，势必会改变目前的利益分配格局，从而带来新一轮的利益博弈过程。之前获得利益的相关方不愿意因改革而造成巨大的利益损失，对



推动改革的意愿不强，甚至暗中阻挠。

初步判断，今年最有可能在能源行业准入和行业结构、价格形成机制、政府调控和监管等方面出台改革措施，某些方面或许有较大的突破。能源行业可能将实行市场准入“负面清单”制度，行业进入壁垒将得到有效消除。同时，能源行业市场化改革步伐也将加快，部分环节或领域的垄断局面将逐步打破，价格日趋市场化。

需要强调的是，能源体制改革也是能源行业基本市场制度的进一步健全和完善。就目前而言，无论是从行业管理上看还是从改革和发展的要求上看，涉及能源的法规体系都不够完善，有的要新立，有的要补充修改。2015年，国家将完成一些法律法规的重新清理、修改和新立，还会为适应新的形势而修订和制定过去由能源企业执行的一大批国标、行标和内部规章等。（【无所不能 |刘满平】）

财新-无所不能 2015-03-18

## “十二五”能源消费总量控制目标面临调整

“十二五”能源消费总量控制目标面临调整，而之前展开的“十三五”能源规划前期研究，也要重新测算。

“基本上是全推倒了重来，很多数字要重新计算。”一位专家对21世纪经济报道记者说，原因是经过第三次全国经济普查，国家统计局对2013年的能源数据进行了修正。

国家统计局公布的数据显示，2014年初步核算全年能源消费总量42.6亿吨标准煤，比上年增长2.2%。按此估算，2013年全年能源消费总量在41.7亿吨标准煤左右。这比国家统计局原先公布的全年能源消费总量37.5亿吨标准煤增加了约4亿吨。

21世纪经济报道获悉，新的2013年能源消费总量数据是在第三次全国经济普查时获得的，经过普查新增的4亿吨标煤能源消费量将分摊到过去几年，目前这项工作正在紧锣密鼓地进行。受此影响，2010年的能源消费数字也将向上修正。

今年是“十二五”最后一年，国家能源“十二五”规划确定2015年中国能源消费总量应控制在40亿吨标煤左右。上述“红线”是在过去2010年能源消费量的基数上算出的。2010-2013年能源消费数据修正，则意味着2015年能源消费总量目标也需要调整。

中国能源研究会副理事长、能源经济专业委员会主任委员周大地认为，2015年能源消费总量控制目标从40亿吨标煤调整为45亿吨可能有些偏高；但是完成“十二五”单位GDP能耗下降16%的目标问题不大。“因为(经过第三次经济普查后)GDP(国内生产总值)也调整了，过去的能源消费量也调整了，所以节能目标实现问题应该不大。”

“十二五”能源消费“红线”放宽？

第三次全国经济普查主要针对2013年度数据，普查结果在2014年12月对外公布。

据统计系统人士透露，经过第三次全国经济普查2013年能源消费数字修正为41.7亿吨标准煤左右，2014年的能源消费数据是在2013年普查的基础上进行测算的。

受此影响，2013年之前几年的能源消费数据也需要相应调整。“现在2012年以及之前几年能源消费数字还没调整，何时能修订完，目前还不好说。”上述统计系统人士说。

根据国家能源“十二五”规划，“十二五”期间国家实施能源消费强度和消费总量双控制，能源消费总量控制目标为40亿吨标煤，单位GDP能耗比2010年下降16%；能源综合效率提高到38%，2015年非化石能源消费比重达到11.4%，比2010年的8.6%增加2.8个百分点。

美国自然资源保护委员会高级顾问杨富强测算认为，由于能源消费统计数据的修正，原定2015年能源消费总量40亿吨标煤的控制目标应调整为44亿吨标煤，这样2015年能源消费总量的“十二五”目标基本可以实现。

目前，国家统计局只公布了一部分经过普查后修订的能源数据，其中，2013年原煤产量由36.8亿吨修订为39.7亿吨。

原煤产量的变化，也涉及到非化石能源比重，以及单位 GDP 能耗这两个约束性指标的调整。

长期进行节能和碳排放预测研究的全国工商联环境商会秘书长骆建华告诉记者，能源消费总量数据调整后，将牵一发而动全身，单位 GDP 能耗、单位 GDP 碳排放，以及煤炭消费占能源消费总量的数据都需要调整。“比如煤炭的消费数字增加，则意味煤炭占能源消费的比重会有变化。”

单位 GDP 能耗涉及到能源消费总量和 GDP 总量两个指标的比值，GDP 总量每年也会有初步核算和最终核算的数字，经过第三次全国经济普查后，也会被修订。

“十二五”能源指标有望完成

目前各研究机构正在对能源“十二五”规划目标，以及“十三五”规划目标进行重新研究。

除了尚待调整的能源消费总量目标，“十二五”单位 GDP 能耗比 2010 年下降 16%，单位 GDP 二氧化碳排放比 2010 年下降 17% 也有望实现。

杨富强透露，由于过去几年风电、太阳能发展较快，尽管普查后煤炭消费数字增加，但是不会影响“十二五”非化石能源占一次能源消费比重达到 11.4% 目标的实现。

根据国家统计局此前发布的第三次全国经济普查结果，并对 2013 年国内生产总值(GDP)初步核算数修订后为 588019 亿元，比初步核算数增加 19174 亿元，增幅为 3.4%。

国家统计局此前公布 2014 年全国单位 GDP 能耗下降 4.8%，为近年来最大降幅。根据政府工作报告，今年单位 GDP 能耗预期下降 3.1% 以上。

有统计系统专家指出，这是在新修订后的指标基础上测算得出的，这也表明“十二五”前 4 年节能目标完成进度良好。

21 世纪经济报道获悉，今年国家将编制“十三五”规划，对“十二五”规划的目标完成情况的评估是其中一个重要参考指标。（记者 定军）

21 世纪经济报道 2015-03-18

## 生物质天然气应纳入国家能源战略

能源是一个国家的命脉，我国的能源结构总体表现为多煤、贫油、少气。2014 年全国天然气消耗量为 1830 亿立方米，其中进口 595 亿立方米，进口依存度 31.7%。加快以秸秆为代表的生物质资源转化可极大地提高我国天然气占一次能源的比重。

去年，国务院办公厅印发的《能源发展战略行动计划(2014—2020 年)》和国务院办公厅转发的《关于建立保障天然气稳定供应长效机制的若干意见》中非常规天然气只包括煤层气、页岩气和煤制气，这些都是不可再生能源，总有一天会枯竭，而能够永续发展的生物质天然气却没有纳入发展范畴。



生物质天然气生产基地图片来源：百度图片

秸秆的应用多样

秸秆的应用方式很多，2014年12月，国家发改委会同农业部发布的《秸秆综合利用技术目录》中列举了五个方面共19项，即秸秆的肥料化(4项)、饲料化(4项)、原料化(4项)、燃料化(6项)和基料化利用(1项)。

在对上述技术的对比研究中，多数技术存在专业性强、路线单一、运行成本高、关键技术受制于人和能源、资源浪费等现象。如秸秆的肥料化利用不论是堆沤、腐熟还是直接还田，都损失了秸秆的饲料和燃料功能。同时，秸秆腐烂过程中产生的甲烷排空，其温室效应是二氧化碳的25倍。

有一些项目还会造成二次污染，而秸秆的沼气转化是非常适合我国调整能源结构和保护环境的综合项目，其产业链条不论是前端还是后端都可长可短。有畜禽保有量的地方可充分发挥秸秆的饲料功能，再用畜禽粪便生产沼气，沼气提纯就是天然气，既是清洁能源又是化工原料。

此外，“沼渣、沼液”还是非常好的有机肥。这一模式可以充分挖掘秸秆的饲料、燃料和肥料功能，完成秸秆产于农田再回归农田的无污染式循环生产。

秸秆化沼气有优势

秸秆的沼气转化是成本低、效率高、操作简便、大面积推广前景最好的综合项目。

一是沼气转化装置的技术成熟、运行稳定、管理成本低。同一套装置还可以转化餐厨垃圾、人畜禽粪便、经过分类的生活垃圾及其他有机物。二是沼气净化、提纯后就能得到优质天然气，用途广泛。三是原料丰富。我国每年产生的秸秆达8亿吨之多，仅此一项转化为沼气再提纯每年就可得到含甲烷95%以上的天然气2000多亿立方米，即使仅转化30%的秸秆，也能得到700多亿立方米天然气，超过2014年全国天然气进口总量。四是可以改变我国的能源结构，减少环境污染，推动清洁能源汽车发展。五是沼渣、沼液是非常好的有机肥，长期使用可以改良土壤、培肥地力，脱水的沼渣还可制食用菌菌棒。

存在的问题及建议

发展秸秆沼气转化还存在诸多问题。一是没有统一的标准和发展模式，造成了大量资金和资源浪费。二是沼气转化装置大多是小型户用沼气池，管理成本高、使用寿命短，与城镇化发展不相适应。三是规模不合理，大多数1000立方米以上的厌氧装置因产出的气消化不了，都没有满负荷运行，沼气发电效率低下。四是在全国沼气池发展到4000多万口的今天，大多数地方沼气既没有走出农村，也没有在农村普及，仍然被当作小能源。农作物秸秆、餐厨垃圾、人畜禽粪便的处理和应用仍然是困扰城乡人居环境的重点难题。五是现行的国家补贴政策重建设、轻管理，没有发挥有效的引导作用，没有形成规模化生产的格局。

针对上述问题，笔者提出了几点建议。

一是强化顶层设计，确定发展模式，明确应用方向，将生物质天然气纳入国家能源战略中，将以秸秆为代表的生物质资源通过厌氧发酵获得沼气并提纯成天然气，确定为国家引导生物质资源应用的主推模式。

二是通过财税政策引导生物质天然气的产业化布局、规模化经营、标准化技术、专业化管理、多元化投资和适度化补贴，推动清洁能源基地上规模、上水平。

三是转变沼气是小能源的传统观念。将转化装置建成单体规模适度、区域布局合理、各自分散运行、统一调度管理的清洁能源产业集群。

四是“十二五”期间在有条件的省份开展试点，“十三五”将生物质资源的沼气转化、提纯纳入国家能源战略中并加以推广，促进清洁、可持续的生物质天然气基地快速、健康发展。(王天戈)

(作者系全国政协委员、台盟吉林省委主委)

中国科学报 2015-03-18

## 新能源要破除产业发展的法律和体制障碍

弃风、弃光的根源在哪里？海上风电的标杆电价是否合理？如何破解新能源补贴不到位难题？针对新能源产业发展中的一系列问题，本报记者日前专访了全国人大代表、明阳新能源投资控股集团董事局主席、中国明阳风电产业集团董事长兼首席执行官张传卫。

### 新能源发展必须有法律保障

近年来，我国可再生能源进入全面、快速、规模化发展阶段，可再生能源开发和利用取得了巨大成就，可再生能源发电装机规模已跃居世界第一，张传卫在接受采访时表示，在看到发展成绩的同时也要看到，我国可再生能源产业的战略定位尚未以法律的形式加以明确，可再生能源产业市场环境建设滞后，全额保障性收购制度难落实，各方利益协调机制不畅，可再生能源技术进步和金融保险服务体系创新动力不足等一系列问题仍制约行业健康发展。

张传卫表示，这些问题都需要通过修订《可再生能源法》进行规范和调节。据了解，现行的《可再生能源法》是2005年2月十届全国人大常委会审议通过的，2009年12月进行了修订。

“由于新能源已经从过去的配角变成了如今的主角，在新能源地位发生了根本性变化的情况下建议对《可再生能源法》开展有针对性的修订工作，细化和明确老问题，纳入新形势和新任务，解决新问题，使《可再生能源法》始终保持与产业和国家发展需求高度同步，使我国可再生能源产业始终沿着法制的轨道健康发展。”张传卫说，“与此同时，《电力法》也应加紧修订，剔除不适应新能源发展的内容。”

在张传卫看来，弃风弃光的根源在于新能源在法律地位上是缺失的。长久以来，我国能源生产主体是化石能源。因此电力调度上，优先保证的是火力发电4500小时利用小时数，没有保证风电等可再生能源的发电小时数。

“必须从法律上、体制上、机制上，形成发展可再生能源的环境，清除固有的障碍，”张传卫强调，“当然，这些障碍并不是哪一个部门刻意设置的。”或许，这也是张传卫建议修订《可再生能源法》的初衷。

除了从法律上明确新能源的定位外，张传卫认为，新能源在能源消费总量中所占指标要像碳排放指标一样，必须是具有约束力的刚性指标。“在这样机制的导向下，地方政府才会去着力破除新能源发展的重重障碍。”

### 依托“一带一路”实现新能源走出去

海外拓展是明阳风电的一大战略。2013年11月，明阳风电与罗马尼亚潘尼斯库集团签订了200兆瓦风电开发及项目EPC与设备供货协议，这是当时中国最大的风电设备出口合同。

“据我了解，国外一些装备制造企业融资是零利率，而我们“走出去”的财务成本再加上其他成本，要高出十几个点，这严重影响了中国新能源企业在海外的竞争力。”张传卫说。

“中国的制造企业都是单纯的制造业，西方的制造企业都是综合体，从设计、制造到金融全覆盖，这大大增强了其整体的竞争力。”张传卫表示，“目前，国内金融租赁市场只有银行能获批，新能源企业想成立金融租赁公司非常困难。诸如此类种种限制都影响了新能源企业做大做强。”

张传卫告诉记者，新能源产业必须要在全球配置资源。“不论国内市场还是欧洲市场，每个市场都有每个市场的问题，要在不同市场环境下学会成长。”他建议企业在“走出去”时必须管控好风险，解决商业模式的问题，同时不能单打独斗，要利用好政府的扶持政策、外交政策以及产业自身优势。

张传卫建议，可以把青藏高原、陕北高原、新疆、内蒙古等地区建成世界上最大的可再生清洁能源供应基地，通过海上丝绸之路向全球输出新能源装备、技术和资本等。让清洁能源成为“一带一路”建设发展的主引擎。这也有利于推动以新能源技术、产品、装备为重点的“中国制造”开拓国际市场。他认为，中西部地区的突出特点就是能源丰富，这些地区可以发展风电、光伏等新能源和新能源装备，用新能源点亮丝绸之路。

### 审批管理机制阻碍海上风电起步

按照规划，到2020年，我国海上风电将实现并网装机3000万千瓦。这意味着，未来几年，海

上风电复合增速为 90%，远超风电行业整体装机增速。

“目前来看，发展海上风电的最大问题是审批权重叠问题。海上风电开发涉及海洋、气象、军事、交通等领域，管理环节多，部门之间职责不明确，项目审批核准困难。”张传卫举例说，“比如海洋环保的问题，海洋局、环保局等多个部门都会参与。”在他看来，多头管理、重复管理审批阻碍了海上风电开发。

张传卫认为，国内风电机组技术已经具备了“下海”的条件，海上风电的工程技术和能力已经基本形成，海上风电具备了规模化开发的可能。

对于目前确定的 0.85 元的海上风电标杆电价，张传卫表示，这一电价也仅仅是过渡性电价，没有规模就没有经济性，什么样的电价最合适，必须干起来才知道。“既然标杆电价已经定了，现在要做的就是去考虑怎么干了。”张传卫对记者说。

不论是海上风电还是陆上风电，新能源面临的核心问题都是如何降低度电成本问题。张传卫告诉记者，补贴滞后、不能及时到账等现象，容易导致全行业相互拖欠，会影响整个产业的健康发展。

张传卫表示，若能将与可再生能源补贴资金收支有关的资金确定方式、收支操作流程、管理和监督工作等实现公开化，可再生能源行业将能获得明确的发展规模参考，有助于解决资金征收与实际需求之间存在缺口的现象，有关部门的管理权限也将相应得到明确，使得补贴资金的发放或补发能够及时、顺利地进行，从而使得补贴资金得到更高效的利用。

中国能源报 2015-03-19

## 环保税不能“一征了之”

在环保税为环境改善带来一系列好处的同时，需要注意的是我国环保税征收仍处于探索期，环保税开征之后，如何建立一个“环保税税收体制”、长期有效的提高环保税的经济社会效率，需要我们深入研究。

“做好环保税立法工作”已写入今年的政府工作报告，我国全面开征环保税箭在弦上。征收环保税对改善我国环境将起到重要的推动作用：环保税的征收能够通过提高污染物排放成本，降低污染物排放量；环保税的征收也利于节能环保技术的研发与推广；环保税的征收还将有助于解决我国环保资金匮乏等问题。

然而，在环保税为环境改善带来一系列好处的同时，需要注意的是我国环保税征收仍处于探索期，环保税开征之后，如何建立一个“环保税税收体制”、长期有效的提高环保税的经济社会效率，需要我们深入研究。环保税税收体制的内涵理论上讲是一个较为宽泛的概念，涵盖环保税征收、税收支出和征税监管等诸多方面内容，是各种有利于改善环境的财政税收政策的总和。目前得到广泛关注和讨论的环保税仍是一个较为狭义的概念，主要指环保税征收方面的内容。长期而言，由环保税的征收、支出、监管等要素组成的环保税税收体制的建立与完善，是我国基于财税手段调控环境问题成败的关键所在。现阶段，环保税税收体制中至少有三方面内容需要我们深入探讨并完善。

首先，在环保税征收方面主要有三方面的内容。第一，逐步扩大环保税纳税范围的问题。据悉，环保税法草案将征收范围基本定在二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、粉尘、氨氮。然而，我国固体废弃物、废水、汽车尾气、噪音等污染也十分严重，逐步扩大税收范围是大势所趋，何时扩大、如何扩大环保税纳税范围的问题需要进一步探讨。第二，扩大纳税主体的问题。现阶段我国环保税的纳税主体很可能是污染大户，也就是大型企业，然而，中小企业、居民消费污染等都被纳入缴纳税主体，探索中小企业，居民缴纳环保税对环境改善，公平发展等问题同样意义重大。第三，税收优惠政策的问题。不仅需要环保行业节能减排技术的研发和推广给予税收优惠，同时也应建立针对排污企业节能减排，技术升级改造以及技术推广等的税收优惠支持政策。

其次，在环保税支出方面，需要我们长期探索的问题有：第一，优化环保支出，提高环保领域支出效率，逐步改变以往粗放型的支出政策，在环保支出层面建立支出效率考核以及跟踪机制；第二，建立居民因污染致病的定向补偿机制，定向补偿在污染重灾区居住生活的居民，建立污染致癌

致病定向补偿基金，帮助污染严重地区居民解决有病无钱医治等问题；第三，逐步完善环保税收支一体化体系建设。由于我国环保税征收，使用的职权分属国家税务总局与财政部，两部门在环保税的收支方面应充分协调，长远布局，力争使环保税在“收与支”两方面都发挥最大的作用。

再者，在征税监管方面，需要建立完善的监控、处罚机制。第一，针对不同计税主体，建立差异化的监控体制。由于环保税计税主体的特殊性与差异性，动态制定符合不同税基特性的监管机制尤为重要，尽可能在源头堵住偷排偷放，瞒报数据等偷税漏税行为。第二，建立完善的处罚机制。建立偷排偷放纳税递增处罚机制，对偷排偷放主体给与严厉的税收惩罚，大幅度增加偷排偷放主体的税率。同时，建立环保税“黑名单”，对黑名单企业实时跟踪，重点监控。

总之，环保税开征对环境改善有着巨大的推动作用，但环保税并不能“一征了之”，更重要的是建立并完善环保税收入、支出、监管等诸多方面的制度体系，努力提高环保税的经济、社会效益。环保税税收体制应该是一个动态调节、长效的机制，这一税收机制能够在社会经济不同的发展阶段动态调节，有助于长期高效地改善环境，提高居民生活质量。同时，“环保税税收体制”是一个动态调整的、不断优化的体制，需要政界、学界、实业界广泛参与并完善。

（作者单位：北京理工大学能源与环境政策研究中心）

吕鑫 曹红 赵鲁涛 中国能源报 2015-03-24

## 法国新法案规定新建筑需建绿色屋顶

据美国“数字趋势”新闻网 22 日报道，法国议会近日通过新法案，规定商业区的新建筑物须由植物或太阳能电池板组成的绿色屋顶覆盖。

生态学家表示，绿色屋顶具有隔离效果，帮助调节建筑的室内温度，达到“冬暖夏凉”的效果。绿色屋顶还能贮存雨水，减少地表径流，是城市排水系统的有效补充。不仅如此，绿色植物还能为鸟类提供筑巢之地，有利于维护生物多样性。

不过，获得通过的法案同环保人士的最初提议相比，范围有所缩小，环保人士起初要求对境内所有新建筑物进行强制性“绿色”覆盖。加拿大多伦多市 2009 年也曾通过类似法案，“绿色覆盖”工业和住宅建筑。（记者 葛元芬）

人民网 2015-03-25

## 我国首个六位一体分布式能源互联网项目投入运行

2015 年 3 月 21 日，苏州协鑫工业应用研究院天然气分布式能源站经过紧张的调试，天然气燃机发电并网成功，标志着协鑫首个“六位一体”能源互联网项目投入运行。

苏州协鑫工业研究院一期建筑面积 19515 平方米，试验办公楼总用能需求（电力、空调用冷用热、卫生热水）计算负荷约 3000KW 左右、比常规能源配置节约 2000KW 左右。屋顶光伏已于 2015 年 1 月底投运，可提供 350KW 的电能；天然气内燃机可提供 400KW 电能、400KW 热（冷）能，并配套 100KW 储能、风光互补、电动汽车、微电网、LED 等多项能源技术，具有创能、储能、节能、绿能、微能、多能的突出特点，自供能率超过 50%，整个建筑节能达到 30% 以上。

随着社会的进步，发展和使用新能源已上升为一种新文化，成为社会建设的一个重要组成部分，“六位一体”分布式微能源系统在向用户供应电力的同时，还为用户提供了热能、冷能。综合利用效率的提高可降低用户能源消费的总成本，在政府的经济激励政策下，用户还可继续降低用电成本。发展“六位一体”分布式微能源网已成为满足企业和民众参与节能减排和增加清洁能源供应意愿的有效途径，营造节能减排的氛围。作为示范工程，工研院“六位一体”分布式能源网的成功建设将为“六位一体”在全国范围内推广工作奠定良好的基础。

协鑫电力将把“六位一体”分布式能源网作为下一步开发重点，在全国 40 多个开发区内抢点布局，争取年内投运一批“六位一体”分布式能源互联网项目，为节能减排工作做出我们的贡献。



内燃机组（卡特彼勒 CG132-08 型 400KW）



溴化锂机组



冷却塔



工研院屋顶 350K 光伏供电





风光互补路灯

砥砺网 2015-03-23

## 发展全球能源互联网 顶层设计刻不容缓

中国国家电网董事长刘振亚在其新著《全球能源互联网》中，提出的以实施清洁能源替代以及以智能电网技术为支撑的“两个替代”，对改变全球能源秩序，维护全球能源安全，重塑全球能源治理架构，实现人类能源可持续发展具有极为重大的战略意义。

近年来，随着全球经济总量和规模日益加大，全球面临的能源资源瓶颈和生态失衡日趋严重。

从国内情况看，中国经济社会发展面临资源制约、环境污染、生态退化的严峻挑战，粗放的资源依赖型发展方式已难以为继。近 10 年来，我国能源消费弹性系数平均高达 0.7 左右，能源环境压力和发展瓶颈日益增大。

国际经验表明，发达国家在第一和第二次工业革命中对化石能源的过度消耗和对地球环境容量的过度占用，造成了今天世界性资源缺乏和全球生态安全，以及气候变化等全球环境灾难，严重压缩了未来全球的资源供给和环境容量的空间。发展中国家不可能再沿袭发达国家以无节制地消耗地球资源和以生态环境损坏为代价的工业化模式。

此外，全球能源消费与资源禀赋之间存在空间的异质性，如何克服能源分布的不平衡和禀赋差异，使其更有效率地服务于整个人类社会，形成覆盖全球的能源供需平衡与调节体系，是未来世界可持续发展面临的巨大挑战，迫切需要一种新的全球能源体系和能源治理架构来解决这些发展困境和发展难题。

而第三次工业革命恰恰为这种新模式和新治理架构的形成提供了强大的技术支撑。随着“制造数字化、能源网络化、电力分散化、汽车电动化”为核心的“第三次工业革命”的到来，以互联网通信以及分布式可再生能源相结合的“全球能源互联网”正在形成。

一方面，全球能源互联网可以有效解决全球能源资源分布和市场需求严重失衡的问题。

贸易全球化、生产全球化、金融全球化、区域经济一体化等早已渗透到能源领域，能源市场已

成为全球化的市场。各国能源相互依赖加深，能源安全越来越超越消费国和生产国的界限，呈现出全球化的特征。以石油为例，中东和俄罗斯石油产量约占全球的 45%，其消费量只占 13%；北美、欧洲和亚太石油产量只占全球的 36%，而消费量却占 76% 以上。此外，能源市场分散，要求风能、太阳能的集中规模化开发和借助特高压等技术的电力远距离输配也成为必然的趋势。因此，要解决这些问题必须加快全球能源合作，实现“能源一体化”，创造一个更加一体化、充分竞争的市场以及能源合作机制。

另一方面，全球能源互联网带来能源形式、生产方式、存储形式、分享机制等广泛的变革。

根据世界生物能源协会预测，到 2020 年，30% 的电力将来自绿色能源。以交通为例，到 2030 年，插电式电动车的充电站和氢能源燃料电池车会普及全球，并将为主电网的输电、送电提供分散式的基础设施。到 2040 年，75% 的轻型汽车将由电驱动。“能源互联网”基础设施为插电式电动车、氢燃料车、家庭和工厂提供充足的电力，有望形成全新的经济模式。

特别是随着大数据的发展，能源管理智能化已经成为新的大趋势。能源产业可以利用大数据分析天然气或其他能源的购买量、预测能源消费、管理能源用户、提高能源效率、降低能源成本等；大数据与电网的融合可组成智能电网，涉及发电到用户的整个能源转换过程和电力输送链，主要包括智能电网基础技术、大规模新能源发电及并网技术、智能输电网技术、智能配电网技术及智能用电技术等，是未来电网的发展方向等。

因此，中国必须以发展能源互联网为契机，加快提升基础制造和能源生产能力，做好关键技术和设备的储备，将积极发展全球能源互联网提升为重大的国家战略，做好能源互联网的战略顶层设计刻不容缓。（©张茉楠 作者为中国国际经济交流中心副研究员）

每日经济新闻 2015-03-25

## 哥斯达黎加完全靠可再生能源供电持续 75 天

哥斯达黎加今年为环保事业做了一次表率，根据该国电力协会 Costa Rican Electricity Institute (ICE) 宣布，该国已经完全依靠可再生能源运行了整整 75 天，全程没有化石燃料为能源进行发电，由于瀑布资源丰富，该国依靠水力发电站为主，并辅以风力发电，太阳能发电以及地热发电设施维持全国电力运行。该国家一直拥有良好的可再生能源使用记录，去年全年该国的电力 80% 依靠水电提供。

而由于哥斯达黎加的瀑布对能源结构相当重要，去年由于哥斯达黎加经历了一次干旱，不得不依靠柴油来作为备用能源。ICE 称，该国家正在计划建设造价为 9.58 亿美元的地热发电项目来作为解决方案，挖掘该国家丰富的火山资源补充能源结构。在能源覆盖方面，哥斯达黎加达到了 99.4% 住户的电力覆盖，在中美洲地区仅次于乌拉圭排名第二。预计三座地热发电厂建成后，首座地热发电站发电容量为 55MW，其余两座为 50 兆瓦。建成后将会为哥斯达黎加提供相当低成本的电力供应，帮助该国实现其 2021 年的“碳中和”减碳目标。

cnBeta.COM 2015-03-26

## 能源绿色革命关键在于体制机制改革

编者按 能源生产和消费革命，关乎发展与民生。当前，我国经济正进行深度调整，经济增长由高速调整为中高速。这必然会带来能源需求和消耗方面的重大调整。李克强总理在今年的《政府工作报告》中明确提出，要大力发展风电、光伏发电、生物质能，积极发展水电，安全发展核电，开发利用页岩气、煤层气。控制能源消费总量，加强工业、交通、建筑等重点领域节能。这为我们下一步以结构变革支撑能源绿色革命指明了方向。

今年《政府工作报告》中关于能源生产和消费革命的论述，引发了社会各界的热议。绿色中国梦、美丽中国梦是十几亿中国人民的共同梦想。为了实现这个伟大的梦想，我们要以“四个全面”的重大战略思想为行动指南，以能源结构和时空布局变革，实现能源绿色革命的突破。

能源绿色革命刻不容缓

这些年来，面对世界能源绿色革命的浪潮，中国极力促进能源绿色低碳转型，2011年成为世界主要的清洁能源生产国，之后在全球清洁能源竞争中的领先地位得到巩固。根据国家能源局的数据分析测算，2014年末全国并网太阳能发电装机容量2652万千瓦、增长67.0%；并网风电装机容量9581万千瓦、增长25.6%，新增装机容量创历史新高；水电装机容量30183万千瓦，增长7.9%；核电装机容量1988万千瓦，增长36.1%。

非化石能源的比重从2013年的9.8%提升到11.1%。同时，全国能源消费总量、化石能源消费量和进口量、能耗突破性下降：2014年全国能源消费总量为38.4亿吨标准煤左右，增幅较2013年有所回落；用电总量同比增长3.8%，也创下新世纪(156.90, 4.11, 2.69%)以来最低增速；煤炭产量14年来同比首次下降，煤炭占我国一次能源消费的比重已从2013年的66%降至64.2%。其中，电力、钢铁、建材3个“用煤大户”的耗煤量分别同比下降了3.4%、1.4%和1.1%；全国进口煤炭（包括褐煤）、成品油同比分别下降了10.9%、24.2%；单位GDP能耗同比下降4.8%，这是近年最大降幅。

但也应看到，我国要跟上全球能源清洁化和低碳化的步伐尚需加大赶超步伐。中国是全球第一大能源消费国、最大的煤炭生产国和消费国，在一次能源消费构成中，2014年煤炭的份额远高于世界平均值；天然气消费量占全国能源消费总量的6.0%，增幅在2010年之后呈现最低水平，天然气进口量增速相比2013年增速回落10个百分点以上。能效低，单位GDP能源供应量、电耗均大幅高于世界平均水平。煤和燃油等化石能源的大量使用导致二氧化碳排放量的大量增长。以控煤和提高能效为主要路径修复生态环境，任务十分艰巨、十分紧迫，尚需付出巨大的努力。

#### 实现能源绿色革命新突破

我们必须从国家发展和安全的战略高度，审时度势，借势而为，找到顺应能源大势之道。推动能源消费革命，抑制不合理能源消费；推动能源供给革命，建立多元供应体系；推动能源技术革命，带动产业升级；推动能源体制革命，打通能源发展快车道。全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。实现这个战略目标，必须控制能源消费总量和提高能源总体效率，以能源技术创新的突破推进能源结构和时空布局的变革，实现有质量的增长，实现能源绿色革命的突破。

第一，实现有质量的增长，就是要变革能源结构，发展绿色清洁新能源，发展绿色技术、清洁技术，实现能源供给逐步向优质化转变。紧跟国际能源技术革命新趋势，分类推进新技术和新兴产业的国际合作，利用世界最现代化、最先进的技术来解决能源环境问题。

一要以技术创新驱动能源生产结构和经济结构变革。

二要推进以天然气、能源绿色技术为中心的化石能源高效清洁利用。包括天然气的绿色开发、碳捕捉与储存技术等；使用液化空气工程技术将煤、天然气、焦油砂残留物等资源生产合成气，或是转化为低污染的燃料，实现清洁干净地生产。

三要推动能源供给革命，实现能源供给逐步向优质化转变。着力发展非煤能源，提高石油、天然气油品质量，同步加强能源输配网络和储备设施建设，大幅度提升新能源、可再生能源的电力供应，实现多能互补。

第二，实现有质量的增长，就是要抑制不合理能源消费，节能优先、整合创新，提高能源总体效率。

一要变革不合理的能源消费结构。比如，大幅度推升天然气在一次能耗中的比重，为大比例提高可再生能源比例奠定基础，完成我国能源清洁化的进程，同时构建我国能源走向低碳、零碳的道路和桥梁。

二要提高能效标准和油品标准。立足于长远发展，从源头抓起，在设计研发新产品新技术时，就紧跟国际最新产品准入标准，使我国产品与国际能源效率指令要求接轨；必须提高油品标准，使用清洁汽油替代普通汽油，将汽车燃料从源头上实现清洁化。同时，大力推广新能源汽车，推广应用“车联网”、物联网；加快淘汰黄标车和老旧车辆。

三是提高能源综合利用率。必须通过科学、合理、综合、集成利用能源，避免高能低用，实现梯级利用；限煤改气，大力发展分布式能源；以新技术的创新和应用提高全社会各个领域的能效并

降低能耗，达到节能减排效果。比如，利用多种生物技术手段提高太阳能的利用率：运用基因工程等手段，使动物、微生物都可以通过光合作用产生可利用的能量；培育出可独立进行光合作用的细胞材料铺在马路、楼顶等地方，只要有阳光就可以源源不断地产生能源，供人们使用。还可利用微生物进行污水处理，减少污水处理厂的能耗问题，达到绿色处理污水的效果，降低二次污染的可能性。

关键在于体制机制改革

推动能源绿色革命，需要在能源结构和时空布局上有重大的突破，任重而道远。在这一过程中，全面深化改革、变革体制机制是关键。

其一，建立气候与环境友好型的能源体制机制。建议建立适应绿色能源发展的体制机制，清除可再生能源发电在输送、分配、存储等环节的瓶颈，解决其并网和消纳问题。形成市场化的能源价格机制，更加真实地体现能源产品的稀缺性，促进企业和公众节约、节能和使用清洁能源，有效地改善国内能源消费结构。

构建各级政府绿色政绩考核体系，推广绿色 GDP 核算等，使能源结构优化、能源利用效率和环境质量改善成为重要考核指标和问责因由，建立和完善自然资源、生态环境损害责任终身追究制度，切实让政绩考核真正转移到“以绿色发展论英雄”上来。

转变政府对能源的监管方式，建立健全能源法治体系，对污染排放实行最严格的监管，让污染排放、非绿色能源生产和消费付出的代价远大于使用清洁能源技术、实行绿色能源生产和消费付出的成本。推进以碳排放权交易和排污权交易为代表的环境权益交易创新探索，为绿色能源产业的成长提供金融支持，促进企业改进技术工艺，控制好温室气体排放。

设立绿色投资银行或在现有的银行业务中加大绿色能源投资优先领域，大大增强绿色低碳零碳能源、节能减排、节能增效、新能源汽车等优先领域的经济刺激力度。在推进气候与环境友好型变革的同时，要增强能源的安全供应、经济可支付性，加快农村地区清洁能源发展。

其二，加快传统能源价格市场化改革步伐，逐步与国际市场接轨。未来的发展要有新视野，目前是油气改革的良好时期，要在开放上游市场、监管中游市场、实现下游市场动态管理、摸索天然气战略储备以平抑气价的基础上，理顺天然气与可替代能源的比价关系，改变我国的天然气定价与国外进口价格完全脱节等情况，以利于集约用气和引进国外天然气资源，加大天然气替代散烧煤的步伐，有效地改善国内能源消费结构。

其三，以绿色能源消费理念的普及促进能源生产结构的变革。如果仅有绿色能源的研发和生产，缺少普通民众的消费使用，最终将虚有其表。普及国民的绿色文化理念和绿色能源消费理念显得急迫和重要。当前和今后一个时期，要在全社会进一步普及非绿色消费就是增加自身健康成本、绿色消费就是提高健康效益的消费理念。在这一过程中，政府应承担更多的绿色责任，以资源性产品价格改革、绿色文明教育等推进能源绿色消费革命，倡导绿色生产生活方式。

企业要在环保的社会责任上作出表率，培育绿色能源消费文化，形成从原材料到产品功能以及销售整条链的绿色化，使之造福企业和社会。学校、民间组织特别是高等学校要注重教育的示范作用，引导整个社会绿色能源消费理念的培育。公民要进一步提高环保意识，购买环保车，少开一次车，抵制消费高耗高污产品，进行绿色消费。

经济日报 2015-03-26

## 拉美可再生能源逆境中崛起

自国际油价一路下滑以来，全球能源产业发展均受到了不同程度的影响。传统意义上而言，油价低迷并不利于可再生能源产业的发展。然而，在拉美地区，情况却恰恰相反，可再生能源产业发展非但没有受到低油价的影响，反而呈现了稳步上升的态势。

低油价难挡前进步伐

根据此前发布的《Climatescope 2014》报告，拉美地区已经成为全球可再生能源产业发展最为快

速的地区之一。2006 年至 2013 年间，该地区可再生能源产业对投资的吸引力，在全球也是名列前茅的，其中，巴西、智利、乌拉圭、墨西哥还跻身全球十大可再生能源产业增长国度之列。

以拉美地区最大的可再生能源电力产业水电为例，根据国际可再生能源署（IRENA）的数据，巴西水电装机量已经达到 86 吉瓦；墨西哥水电装机量也超过了 11 吉瓦；另有阿根廷和哥伦比亚，均达到了 10 吉瓦左右。

“拉美各国都在积极推动可再生能源的发展。”墨西哥城自治大学教授爱德华多·林科恩在接受采访时表示，“这一做法也将持续下去，因为各国已经从中看到了收获。以风电为例，目前风力发电的经济性已经可以媲美天然气循环电厂，同水电相比也几乎不相上下。与此同时，可再生能源的广泛利用还有助于减少对化石燃料的依赖、降低二氧化碳排放，加上发展该产业还能增加就业、吸引投资，大家何乐而不为。”

《Climatescope 2014》报告的统计数据显示，仅巴西一个国家在 2006 年至 2013 年间就吸引了 963 亿美元投资。目前，可再生能源发电装机量已经占到巴西总装机量的 15%。与此同时，墨西哥也吸引了大约 113 亿美元的投资，可再生能源发电装机量达到了 64 吉瓦，占到电力装机总量的 5%。

智利也是拉美地区发展清洁能源态度积极的国家之一。《Climatescope 2014》报告统计显示，2006 年至 2013 年间，智利清洁能源产业吸引投资 71 亿美元，电力装机量实现了 17.8 吉瓦，占总装机量的 8%。另有秘鲁，同期也获得了 34 亿美元的投资，实现了 10 吉瓦的可再生能源电力装机量。

中长期目标引领发展方向

拉美地区的可再生能源产业之所以能在低油价的环境下逆势发展，与该地区各国的产业发展指导思想密不可分。

据了解，拉美国家大多对可再生能源发展定有中期或长期目标。IPS 的信息显示，阿根廷计划到 2016 年，实现可再生能源占能源需求总量的 8%；智利则计划到 2025 年，实现可再生能源电力占比达到 20%；还有墨西哥，希望在 2018 年实现 23% 的能源消费来自清洁能源，到 2024 年将这一比例提升至 25%，到 2027 年则进一步提升该比例到 26%。

拉美及加勒比地区经济委员会（ECLAC）能源与自然资源部负责人雨果·文图拉指出，事实上有两大因素推动了拉美地区可再生能源产业在低油价环境下逆势增长。“一方面，拉美国家近年来都在寻求能源供应多样化，增加可再生能源应用比例，摆脱对化石能源的严重依赖。”文图拉表示，“这同时对减少二氧化碳排放、保护环境也大有好处。另一方面，拉美能源领域投资者的目光也开始放得更远，对产业的目标设定也朝着长期的方向发展了。”

文图拉同时预计，国际油价短期内很难恢复此前每桶超过 100 美元的高位，或许在 2016 年会稳定在每桶 70 至 80 美元，这对拉美地区可再生能源产业发展而言并非坏事。“油价不超过 100 美元/桶对可再生能源发电而言，反而是有利可图的。”文图拉说，“在这种环境下，投资者反而更容易在可再生能源电力领域寻找到稳定的机会。许多已经开工的可再生能源项目，很快就将投入运营，加上新的项目招标也在不断筹划，整个地区的可再生能源产业将保持增长的势头。”

世界风能协会（WWEA）的研究也证实了文图拉的说法。该协会在其发布的 2014 年年度报告中，用“十分光明”来描述风能在拉美地位未来的发展前景，并声称，拉美地区“风电投资仍在以巨大的步伐快速前进”。WWEA 秘书长斯特凡·桑格表示：“风电在拉美、非洲等新兴市场的重要性正越来越明显的显现出来。在许多地方，风电正以廉价且可靠的电力的身份，成为电力供应的主力之一。”

除了长远规划外，成本的大幅下降也是拉美地区可再生能源产业快速发展的重要推动力。

根据 IRENA 发布的《2014 可再生能源发电成本》报告，在目前的形势下，可再生能源发电的成本已经可以抗衡天然气一类的化石燃料。如果再将化石能源发电的环境成本计算在内，可再生能源发电甚至已经更具成本竞争力。

IRENA 的研究数据显示，目前太阳能发电的平均成本已经下降到了与化石燃料发电相当的水平。其中，在南美洲，2013 年和 2014 年太阳能的发电成本为每千瓦时 11 美分；在北美，同期的数字为

12 美分；中美洲及加勒比地区略高一些，但也仅有 31 美分/千瓦时。而占到拉美可再生能源发电“大头”的水电，平均成本却是最低的，仅有 4 美分/千瓦时。

如此低廉的成本，真是想不发展都难。林科恩对此表示：“如今，人们已经意识到发展可再生能源的重要性，我们也需要向低成本的能源体系过度，可再生能源所利用的都是免费的资源，是上天的恩赐。下一步需要做的，就是细化和完善推动可再生能源产业发展的政策。”

李慧 中国能源报 2015-03-27

## 2014 年英国可再生能源总发电量已至 24.2GW

英国政府官方数据证实，2014 年，英国可再生能源对电网的贡献有史以来首次超越核电。统计数据显示，2014 年，可再生能源占总发电量的比例为 19.2%，超过核电占比 19%。

报告声称，2014 年，英国可再生能源总发电量已至 24.2GW，较 2013 年高出 4.5GW，增幅约 23%。

尽管太阳能光伏仅占可再生能源发电的 6%，但 2014 年英国光伏装机量暴增 93%，至 2.8 GW，太阳能发电量则为 3.9TWh。目前，尚无其他可再生能源能够与之媲美。

2014 年，对英国电网贡献最大的绿色电力技术是生物能，占到可再生能源总发电量(64.4 TWh)的 36%。陆上风电、海上风电及水电的占比则分别为 28%、21%及 9%。

与此同时，煤炭发电占总发电量的比例为 29%，稍低于天然气(英国电力的最大来源)占比 30.2%。数据显示，2014 年英国耗电量较 2013 年削减 4.3%，主要源于天气转暖与能源效率提高。

英国绿色和平组织(Greenpeace U.K.)首席科学家 Doug Parr 表示，这是一个令人欢欣鼓舞的趋势——可再生能源发电占比提高，煤炭发电占比正持续下滑。如今，英国政府正源源不断的支持可再生能源产业，“逐步淘汰”最为肮脏的化石燃料，这一趋势有望得以延续。

“去年，自 2007 年以来，英国经济增速快于以往，碳排放量却急剧下降。”Parr 指出，“这进一步证明减少碳污染与提振经济完全可以携手并行。”

2014 年，苏格兰可再生能源发电量已可满足全国总需求的近 50%，其中太阳能光伏、生物质能、风能及水电纷纷达到创纪录的水平。不过，苏格兰北部陆上风电依然是最具主导地位的清洁能源，占到总用电需求的 30%。

“在苏格兰，可再生能源发电的地位愈来愈重要。我们很高兴的看到可再生能源发电占比达 50%的目标提前一年实现。”苏格兰能源部部长 Fergus Ewing 说道，“充分利用苏格兰巨大的能源财富拥有多种好处——削减碳排放、增加就业机会与投资以及为岛屿带来光明。”

国家能源与气候变化部秘书长 Ed Davey 声称：“就低碳排放量而言，2014 年是我们创记录的一年。我们提倡低碳经济。事实上，我们的碳排放量减少了 8%，可再生能源发电量增长，而经济也在蒸蒸日上。我们将继续构建基于本土资源的低碳能源部门，因为这对改善能源安全、提振经济及减少碳排放量而言至关重要。”

出于保障能源安全考虑，英国政府计划 2050 年温室气体排放较 1990 年减少 80%。展望 2030 年，以海上风电等可再生能源、核电以及装备了碳捕捉和封存(CCS)设施的燃煤和燃气电厂为基础的低碳电力系统将是主要能源态势。(编译：卞小云)

新浪财经 2015-03-30

## 环保部重启绿色 GDP 研究 2.0 版明年试点

环境保护部 3 月 30 日宣布重启绿色 GDP(绿色国民经济核算)研究。此举意味着，曾一度让地方官员害怕的环境污染损失榜单可能暴露在阳光下。

环保部政策法规司司长李庆瑞对记者表示，环保部近日召开建立绿色 GDP2.0 核算体系专题会，重新启动绿色 GDP 研究。

他表示，开展环境经济核算，核定环境容量，核算经济社会发展的环境成本代价，将对定量分析和判断环境形势，探索环境资产核算与应用长效机制，建立体现生态文明要求的经济社会发展评

价体系，推动形成资源消耗低、环境污染少的绿色产业结构和绿色生产生活方式提供有力支撑。

绿色 GDP 最早由联合国统计署倡导的综合环境经济核算体系提出。推行绿色 GDP 核算，就是把经济活动过程中的资源环境因素反映在国民经济核算体系中，将资源耗减成本、环境退化成本、生态破坏成本以及污染治理成本从 GDP 总值中予以扣除。其目的是弥补传统 GDP 核算未能衡量自然资源消耗和生态环境破坏的缺陷。

我国绿色 GDP 的研究始于 2004 年，原国家环保总局和国家统计局联合开展绿色 GDP 核算的研究工作。2005 年，北京、天津、河北、辽宁等 10 个省、直辖市启动了以环境污染经济损失调查为内容的绿色 GDP 试点工作。

2006 年 9 月，原国家环保总局和国家统计局联合发布了《中国绿色国民经济核算研究报告 2004》，该报告是我国第一份经环境污染损失调整的 GDP 核算研究报告。

但从 2007 年开始，环保部再也没有公布过绿色 GDP 核算报告。当时，国家统计局对外表示，目前绿色 GDP 统计方法还不成熟，不宜对外公布。

而据知情人士透露，环保部第一份环境污染损失榜单公布后，让许多地方官员感到不快。统计部门也感到了压力。

但绿色 GDP 研究“搁浅”后，环保部仍在坚持。中国环境规划院副院长王金南曾对本报记者表示，“在环保部，绿色 GDP 核算一直就没有中断过。”

中国环境规划院 2010 年度环境经济核算结果表明，“十一五”期间环境退化成本上升 89.6%，直接物质投入上升 55%，2010 年环境退化和生态破坏成本合计 15513.8 亿元，约占当年 GDP 的 3.5%。

李庆瑞表示，绿色 GDP 至今仍是一个正在研究、有待成熟的项目，是基于对现行经济核算体系的有益补充而非否定。和绿色 GDP1.0 相比，绿色 GDP2.0 将寻求创新。

在内容上，增加以环境容量核算为基础的环境承载能力研究，圈定资源消耗高强度区、环境污染和生态破坏重灾区，摸清“环境家底”。在技术上，克服前期数据薄弱问题，夯实核算的数据和技术基础，充分利用卫星遥感、污染源普查等多来源数据，构建支撑绿色 GDP 核算的大数据平台。

李庆瑞介绍，绿色 GDP2.0 主要包括四方面的内容：一是环境成本核算，同时开展环境质量退化成本与环境改善效益核算，全面客观反映经济活动的“环境代价”；二是环境容量核算，开展以环境容量为基础的环境承载能力研究；三是生态系统生产总值核算，开展生态绩效评估；四是经济绿色转型政策研究，结合核算结果，就促进区域经济绿色转型、建立符合环境承载能力的发展模式，提出中长期政策建议。

根据环保部确定的绿色 GDP2.0 核算体系的研究计划。第一阶段(2014~2015 年)：联合各相关部门与研究机构，开展国际经验学习借鉴、核算框架体系构建、技术规范研究及全国层面环境容量核算、生态系统生产总值核算，初步建立政策应用体系，形成核算技术支撑能力，组织建立绿色 GDP 核算的相关技术规范。

第二阶段(2016-2017 年)：为了检验绿色 GDP2.0 核算方法的可行性，选择不同地区开展试点工作，试点内容包括环境成本与环境效益核算、环境容量核算、生态系统生产总值核算以及经济绿色转型政策试点。不同地区根据其经济发展和生态环境特征不同，可选择不同的试点内容。由于这是一项前沿性、创新性的研究项目，国际上尚无成功经验可借鉴，需要较长时间的探索。环保部表示，研究结果以何种形式、在何时公布，将视研究进程而定。

第一财经日报 2015-03-31

## “互联网+”融入能源行业

近日有媒体报道称，国内首座数字化热电厂北京朝阳区东北热电厂今年夏天将投入运营，该电厂首创将互联网、大数据技术运用到传统电力行业，运用大数据进行生产管理。

当前“互联网+”时代风起，新一轮电改启航，市场纷纷预期“能源互联网”概念正加速在中国落地。业内人士指出，从中短期来看，这一市场“蓝海”的风口在于新电改实施下的配电侧市场

化，通过引入互联网促进万亿元售电侧市场加速开启。同时，清洁能源电力分布式接入电网加速替代传统能源，催生储能等新兴产业崛起。

#### 变革能源利用方式

近年来，“能源互联网”成为热点。今年政府工作报告中首次提出将制定“互联网+”行动计划，而新一轮电改方案的发布，更是激起了业界对于能源互联网的期待。

上述将投入运营的国内首座数字化热电厂，区别于传统热电厂的最大特征在于将互联网、大数据技术运用到传统的电力行业，运用大数据进行生产管理。这种能源生产方式其更大的意义在于能源利用方式上的变革。

国家能源局原副局长吴吟在近期召开的一次会议上表示，能源互联网更深层内涵是将各种一次能源，特别是可再生能源转化成二次能源电力，通过分布式采集和使用的交互形式，结合互联网平台技术，实现公众实时的能源互联和共享。

国网能源研究院首席专家冯庆东对中国证券报记者表示，事实上，能源互联网在欧美多个国家已经“开花结果”。以德国为例，德国近年来推出 E-Energy 计划，投资 1.4 亿欧元，利用 4 年时间使得整个能源供应系统实现全面的数字化联网，以及计算机控制和监测。通过这种方式，目前德国 1000 多家电力公司中，其可再生能源发电在整体能源消费量中占比达到 25%。这一数字高出中国一倍多。

吴吟指出，能源互联网得以实现的一个根本是各种能源利用形式的有效互联，除了目前占主导地位的电力之外，未来包括热力、冷源或者天然气等均将纳入到能源传输的“大网”之中。

申万宏源证券研究员认为，能源互联网将重构现有的能源交易体系，大幅提升能源的生产及使用效率，实现能源消费量交易的融合。

#### 促进新能源发展

近日，国家公布新电改“9 号文”正式启动停滞多年的电力体制改革进程。“9 号文”最大的亮点当属电网“三放开”原则，而售电侧放开则有望打开万亿元的售电业务产业化市场空间。

申万宏源证券认为，电网的售电业务上游承载发电、输配电和分布式等多维供给，下游承接工商业、居民和园区等多维度用户，其作为未来整个能源交易的数据交换中心，通过互联网技术手段推进能源流、信息流和业务流的融合势在必行。

而进一步的分析则指出，未来电网售电侧将通过培育多个售电主体引入竞争机制，这种背景下，拥有互联网融合技术优势的售电公司将更具市场竞争力。这也倒逼售电公司加大对能源互联网技术的投资。

冯庆东表示，相比智能电网，能源互联网含义更广泛，其投资空间远比智能电网广阔。智能电网对于分布式发电的消纳能力限制于局部，而能源互联网通过大电网与微电网的技术融合，使得分布式发电的消纳范围大大扩大。这对于当前受制于电网安全性顾虑而裹足不前的风电、光伏和天然气等分布式能源有望在能源互联网时代实现质的飞跃。

众多券商在研报中指出，能源互联网将激发分布式能源大发展，带动电力储能市场爆发式发展。冯庆东指出，能源互联网化要发挥作用，足够的能量存储空间是基础，电力的潮流控制、分布式电源及微网将实现广泛应用。据中电联预计，到 2020 年全国发电总装机将达 1600GW，如果其中储能发电装机占比设定为 5%-10%，届时储能装机容量将达 80GW-160GW。以目前国内锂离子电池储能系统的综合初始投资成本为 600 万元/千瓦计算，到 2020 年，若储能装机全部以锂电池储能项目计，其投资规模可达 4800 亿-9600 亿元。

#### 上市公司积极布局

伴随着“互联网+”的发展，不少企业已提早布局能源互联网业务，其中不乏上市公司身影。

积成电子近来频频发力能源互联业务。公司投资 1 亿元设立积成能源公司，重点投资智慧能源产业、智能微电网及新能源、工业节能和节能服务等领域。公司多年在智能电网、智慧水务、智慧燃气以及节能信息化等领域积累了丰富的技术、品牌和资源优势。

在分布式光伏逆变器市场占据主力地位的阳光电源，去年以来通过与三星 SDI 合作，布局储能



业务；公司储能变流器能在独立的系统环境下（即并网系统，孤岛系统，混合系统中）提供削峰填谷、应急独立逆变功能、灵活接受电网的调度指令、动/静态电网支撑以及无功功率补偿等。市场分析认为，其逆变器的技术潜力将在储能业务领域更具发展空间。

有券商研究员认为，能源大数据采集是实现互联网融入能源领域的第一步，具备能源工业大数据基础的上市公司将更加容易把握能源互联网时代的节奏。在此方面，创业板公司安科瑞近几年积累了深厚的工业互联网大数据资产，特别是在智能电力监控、电能管理及电气安全等领域。

国泰君安证券分析师对记者表示，过去几年，互联网对消费行业的改造诞生了 BAT 这样的行业巨舰，而能源行业与互联网的融合值得期待。（记者 郭力方）

中国证券报-中证网 2015-03-31

## 互联网如何重塑新能源行业？

编者按

今年“两会”的政府工作报告提出制定“互联网+”行动计划。在当前能源革命的背景下，“互联网+”行动无疑将深刻影响和重塑能源格局。新能源被认为是“互联网+”行动计划的突破口，也是实现能源互联网的切入点。对此，新能源行业相关人士怎么看？

中国管理科学研究院节能所互联网信息安全研究中心主任周秩立

节能提效是互联网和新能源的交集

互联网已经融入到了我们的日常生活，可以说，已经能让我们看得见，摸得着。新能源和互联网最大的关联是，互联网节约了我们的能源资源。新能源是基于传统能源而言，也意味着节省能源资源，如果浪费能源资源就不叫新能源。李克强总理在今年“两会”特别提出“互联网+”，我认为，就是突破了原有的互联网只是传输信号的模式，而是把互联网带入了一种产业经济格局中。互联网是载体，+就等于创造，突破互联网原有的模式，把它带到了新的经济的创业点和增长点。今年总理讲到了创客、众创，就是要通过互联网去创意、创造以前没有的产业结构和模式，而且众创就是要鼓励所有的人来关注互联网经济。

互联网给国家节省了能源，互联网加速了周转，互联网给所有人都带来了商机。去年互联网的产值、收益远远超过了以往所有年度。能源的节省就是要通过互联网这种低成本的运营模式，来带动附加值，也就是增值服务。我们用的互联网越多，能耗就越少，因此，互联网和新能源永远站在一条线上。互联网产业发展振兴了，就降低了能源的消耗。所以凡是利用互联网的产业，一定意义上就都可以说是在利用新能源，利用可再生能源来带动经济发展。互联网发展就是节省能源最好的途径。

互联网+就是要在互联网的基础上再去挖掘，利用互联网这个载体，大众去创造型地思考。今后越来越多的经济领域都能通过互联网来实现，这就是互联网+、众创、创客的含义。

包括光伏扶贫，也要加载互联网，如果不能把农户分布式光伏电站用互联网平台管理好，光靠人力是不行的。因此，怎么用互联网思维去管理农户分布式电站，远程操纵和指挥电站电量采集，这就是互联网经济，如此，效能将会提高更多。

无锡尚德太阳能电力有限公司副总裁吴海恒

有助大幅提高传统电力系统效率

最近光伏业内，能源互联网的提法引起广泛关注。能源互联网的一个定义是在未来的能源结构中，我们将需要创建一个能源互联网，让亿万人能够在自己的家中、办公室里和工厂里生产清洁可再生能源。多余的能源则能够与他人分享，就像我们现在在网络上分享信息一样。光伏做为清洁可再生能源是发展较为迅速的一部分，在未来 30 年内将发挥重要的作用。

目前的能源互联网主要包括六大板块：智能发电，智能电网，智能储能，智能用电，智能能源交易，智能管理和服务。这六个板块构成完整的能源互联网，无法割裂，浑然一体，互联网的顺畅能够打破行业中的信息不对称，极大提高传统能源电力系统的效率，降低成本。

电站建设从最初的选址到建成后的监控，都可以使用能源互联网的工具得出最优的设计方案。在建设前就能够通过数据统计来评估建站地区的光照、气候等条件，为提出最优的建设方案提供坚实的基础，人力物力都可以得到节省。建成电站后，通过智能系统来进行实时监测，通过整合运行数据、天气数据、气象数据、电网数据、电力市场数据等，进行大数据分析、负荷预测、发电预测，能为大型电厂和小型家用太阳能设备提供最优的能源利用方案，突发状况和发电的不理想都能通过监测系统来实时反应，前瞻性和及时性都能得到大大的提升。尚德在为客户设计电站方案时就已经使用天气数据、气象数据和电网数据，为客户提供最优设计方案。

对于光伏市场，能源互联网能够极大减少由于电力长距离输出造成的损耗，增加用户的电力收益。尚德的 AC 组件能够使电站监控具体到每一块组件，同时使监控结果能够具体到每一块组件，极大减少了客户由于组件故障损失的几率，增加了客户的收益率。

中海阳能源集团董事长薛黎明

能源互联网分“三步走”

能源互联网的“入口”应该是分布式能源的推广和普及，概略言之，可分为三步走：第一步，大力推广智能化分布式能源，不断提高分布式能源在整个能源体系中的占比；目前我国的分布式光伏、分布式天然气等均以国家法律法规的形式在宣导推广，但实际装机量与规划值差距较大，我们要探讨深层次原因，在较短的时间段内出台更有针对性、更有实效性的政策激励措施，让实际装机量实质性超过规划值；第二步，分步分片实现区域性能源互联网；对智能化分布式能源推广好的社区、园区、城镇，渐进试点区域能源互联网。国家层面正在制定《低碳社区试点建设指南》，我认为低碳社区的概念可以延拓到“低碳园区”、“低碳城镇”，这样区域性的能源互联网就可涵盖亿万民众生活、工作的各个领域；第三步，区域性能源互联网达到一定的普及率，相互之间互联互通就自然形成了一张庞大的国家甚至全球性的能源互联网。

基于以上步序，我们基本上可以得出一个结论：分布式能源将成为撕开能源互联网层层大幕的那个契机；互联网平台将成为其中最有力的推手；当然，以分布式能源撬动的能源互联网，最终其内涵和概念肯定会远远大于分布式能源之间的融合发展，大于新兴能源之间的互联互通，发展到成熟阶段应该是所有能源形态都可以在一个平台之间实现融合，比如煤炭、石油与电力、天然气、太阳能、风能等。

如果把利用分布式能源之间的融合发展比喻为撬动能源互联网那个 0 到 1 的工作的话，那之后其他能源形态，或者说所有能源之间的融合发展，就是 1 到 2、到 3 甚至到 10、到 100 的工作了。但整个过程中一定要首先抓住和做好分布式能源融合发展这个 0 到 1 的工作。我认为，从目前来看，这是实施能源互联网最合理、最具现实可操作性、也最具有向广大民众快速推广的契机和入口。

太阳雨集团总裁陈荣华

助力清洁能源高效开发和配置

能源与新的互联网技术相结合，无论是油气、电力还是新能源，无论是能源生产、分配还是消费，通过互联网进行的数据采集、传输和储存正变成行业的标准行为。这可以改变目前的能源格局，并将能源的边际成本降为零，从而诞生一个全新的能源供应体系。

全球气候变化与化石能源大量开发使用密切相关，建立在化石能源基础上的能源发展方式难以为继。根本出路是构建全球能源互联网，加快清洁替代和电能替代，推动能源变革，实现清洁能源大规模开发、大范围配置、高效率利用。

分布式能源，如分布式光伏，具有众多优势，同集中式发电相比，分布式光伏倡导就近发电，就近并网，就近转换，就近使用的原则，不仅能够有效提高同等规模光伏电站的发电量，同时还有效解决了电力在升压及长途输电中的损耗问题，通过在需求现场灵活满足用户对能源的不同需求，实现能源精益化生产和消费。分布式能源是中国能源互联网建设面向未来的窗口。

互联网思维的核心就是用户思维，产品设计、用户体验和口碑传播等，都离不开用户的参与。能源互联网是否会带给新能源产业商业模式创新，必须实现“以用户为中心”，让消费者参与到能

源生产消费链条的每一个环节中，让消费者能够自主选择所用能源来源，并且允许消费者不仅消费能源，还能参与生产、销售能源，打造一个开放的生态体系，吸引更多的参与者进入能源价值链，汇集全社会的智慧，能源企业才能和用户共同赢得未来。

能源企业的商业模式、营销模式、研发模式、运营模式、服务模式等，都必须以互联网的时代特征为出发点进行重构。能源互联网，不是简单的能源+互联网，不是仅把互联网作为工具叠加在电力或者其他能源行业之上，重构能源电力企业的思维模式是最重要的，因为思维决定了行动和方向。

北京东润环能科技股份有限公司市场总监韩东升  
促电力生产由“以需定产”变为“以产调需”

能源互联网是互联网和新能源技术相融合的全新的能源生态系统。具体说来，能源互联网是以互联网理念构建的新型信息能源融合“广域网”，以开放对等的信息能源一体化架构，真正实现能源的双向按需传输和动态平衡使用，因此可以最大限度地适应新能源的接入。新能源在现有能源结构中受关注度、市场活跃度都非常高，再加上新能源本身的特性，在能源结构转型中扮演重要的角色，换言之，我国能源互联网起于新能源互联网，尤其是在分布式电源广泛推广与应用之后。

传统的能源生产消费方式是以需定产，能源互联网将彻底颠覆这一模式，实现以产调需，可更大程度上解决“弃风”、“弃光”等新能源消纳问题。分布式光伏大规模发展和应用，成为整个新能源产业互联网的突破口。分布式特点是配电侧并网，这就决定要考虑区域配电负荷情况，配合电网公司进行区域负荷和发电功率预测，为智能配电网调度管理提供依据。在风电运维方面，预计在未来几年内将会出现风电运维市场的 O2O 互联网服务应用。能源互联网可实现储能相关技术及应用形式在调峰方面的突破，最终可以降低整个社会的用电交易成本，倒逼生产方式的转变。

东润环能基于气象和地理的资源禀赋条件，已经尝试将互联网技术与新能源大数据相融合，推出了互联网平台“新能源门”，通过关注微信公众号即可应用。借此可以凭借多年历史气象数据积累、经过系统整理与专业模型开发，将地理信息系统与气象数据相结合，对全国风能、太阳能实现专业资源评估与实时新能源气象预报。

能源互联网首先要实现能源信息的互联，但目前在实际操作过程中也面临各种问题。我们呼吁建立统一适应能源互联网发展的接口标准与数据通讯标准，在保护相关企业商业利益的基础上，将能够开放的数据尽量通过标准化数据输出，促使能源互联网向前迈进一步。

（本报记者张子瑞 成思思采访/整理）

中国能源报 2015-04-02

## 许文发：“区域能源”可最大限度提高能源效率

“效率低下，浪费惊人！”4月2日，在中国分布式能源发展与余热利用论坛上，全国区域能源专业委员会理事长许文发十分痛心地表述我国能源利用情况。

据统计，我国能源效率约为36%，比发达国家低约10个百分点，产品能耗与国际先进水平有较大差距，能源消费总量大、能效极低。对此，许文发表示，“区域能源可把各种能源综合、集成利用，把能源‘吃干、榨尽’，用最少的能源完成更多的工作，把我国能源利用率从36%提升到50%、72%甚至90%。”

据介绍，世界能源平均利用效率为50.32%，印度39%，美国51%，日本56%，丹麦72%，我国仅为36.81%。世界平均每百万美元GDP耗能为2.49吨油当量，我国却达到7.18吨油量。

“必须提升能源利用效率，减少能源浪费和二氧化碳排放，实现能源多次利用势在必行。”针对我国能源只一次性利用，而没有二、三次有效利用的浪费情况，许文发非常痛心。他认为，区域能源能够控制能源消费增加过快，降低能耗；能够降低煤炭消费比重，推进多种能源综合、集成应用；推进天然气的梯级综合利用，建设分布式能源，实现“三联供”。同时，区域能源还可以为能源与互联网相结合提供广阔前景。

许文发说：“人类社会发展至今所有一切用于生产和生活的能源，在一个特指的区域内得到科

学、合理、综合、集成的应用，完成能源生产、转换、供应、输配、使用和排放全过程，称为区域能源。”区域供暖、区域供冷、区域供电以及解决区域能源需求的能源系统和它们的综合集成统称为区域能源。这种区域可以是行政区划的城市和城区，也可是一个居住小区或一个建筑群，还特指开发区、园区等。区域能源系统可以是锅炉房供热系统、冷水机组供冷系统、热电厂系统、冷热电联供系统、热泵供能系统、太阳能供能系统、风电系统等，所用能源还包括燃煤、燃油、燃气、可再生能源、太阳能热水系统、地下水源热泵系统、地表水源热泵系统、污水源热泵、土壤源热泵系统、光伏发电系统、风力发电系统、生物质能等。

关于区域能源的发展前景，许文发认为，区域能源可以推动能源消费革命。

首先，区域能源能够控制能源消费增加过快，降低能耗。因为，区域能源可实现多种能源的科学、合理、综合、集成的应用，在需求侧实现品位对应，温度对口，梯级利用，多能互补，可使各种能源得到适得其所，发挥其特长，降低总能耗、降低单位产品的能耗、降低单位 GDP 的能耗。

其次，区域能源可降低煤炭消费比重，推进多种能源综合、集成应用。我国煤炭消耗占一次能源结构近 70%，煤炭利用能效低，排放污染较高；而世界各国都在降低煤炭的消费比例，平均占能源消费的 25% 左右。若实现能源革命，必须降低煤炭消费量。区域能源可以更多地利用多种一次化石能源：石油、天然气（常规、非常规、页岩气、煤层气等）；可再生资源：太阳能、风能、地热能、生物质能等；各种低品位能源：余热、废热。尽量少烧煤、不烧煤。

再次，区域能源推进天然气的梯级综合利用，建设分布式能源，实现“三联供”。天然气是一种高效清洁的化石能源，我国将它们一次烧掉，不仅能效低（仅有 40% 左右），而且排放污染高。为实现天然气的综合梯级利用，世界各国都在大力发展天然气分布式能源。利用天然气的高品位——发电产生高品位二次能源；再利用天然气发电的余热——低品位，为各种产业和建筑提供能源。实现汽、热、电“三联供”，梯级利用天然气能效可达 90% 以上。

许文发认为，区域能源还可为能源与互联网相结合提供广阔前景、推进能源国际合作。“区域能源为天然气分布式能源提供了广阔的空间，它不仅可以自己形成独立的能源系统，同时它还可以和其它形式的能源集成为一个综合高能效的系统。”

中电新闻网 2015-04-03

## 热能、动力工程

### 中国中长期碳排放控制战略目标大体分三步走

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心副主任徐华清 16 日在广州举行的中英(广东)低碳周上表示，中国作为一个发展中大国，低碳发展是一项前所未有的事业，未来必须着力把握低碳发展规律，明确“三步走”的中长期碳排放控制战略目标。

他介绍说，首先是要围绕全面建成小康社会，大幅降低碳排放强度，这是中国在控制温室气体排放方面迈出的第一步。第二步是围绕大力推动生态文明建设，要从碳排放强度转向碳排放总量控制，在控制温室气体排放方面迈出实质性的一步。第三步，在控制碳排放总量、大幅度降低碳排放强度的基础上，要尽快实现碳排放峰值的到来。

据悉，2014 年 11 月，中国在《中美气候变化联合声明》中宣布计划在 2030 年左右实现二氧化碳排放峰值且将努力早日达峰，同时计划到 2030 年非化石能源占一次性能源消费比重提高到 20% 左右。

围绕 2030 年的目标，徐华清提出“十三五”期间(2016 年-2020 年)低碳发展的总体思路：主动适应国内经济发展的新常态，加快构建低碳发展的新模式；建立全国碳强度和碳排放总量双控制度。推动建立全国碳排放权交易市场，为 2030 年左右达峰奠定基础；通过经济结构调整，加快淘汰过剩产能，推动工业部门碳排在 2020 年之前达峰。

徐华清称,目前来看,碳排放强度在 2020 年前大幅下降已经是相关政府规划中明确提出的目标。“十三五”期间,尽管就全国而言,将碳排放总量控制作为一次性指标难度很大,但对东部发达地区和碳排放交易试点地区,提出碳排放总量控制目标已经是时候了。

中国新闻网 2015-03-17

## 2015 可再生能源发电有望继续保持高速增长

“总的来看,今年可再生能源发电有望继续保持高速增长的势头。”中国电力企业联合会副秘书长欧阳昌裕在接受《经济日报》记者专访时说。

欧阳昌裕分析说,2015 年,我国电力行业平稳运行的基本态势将继续延续,电力行业总体供需形势也将维持总体宽松,但电力行业结构将进一步趋于优化。

日前发布的中经电力行业景气指数报告显示,2014 年四季度,中经电力产业景气指数为 98.3,与三季度基本持平;中经电力产业预警指数为 66.7,连续 3 个季度保持平稳。

虽然电力行业运行总体平稳,但由于宏观经济增速放缓及气温因素,电力供需形势总体宽松,导致全社会用电量增速去年出现了较大幅度的下滑。

今年,“三期叠加”的影响持续蔓延,我国宏观经济运行仍然面临较大的下行压力。不过,电力行业固定资产投资有望继续回暖,主营业务收入和利润等经营指标增长持续放缓趋势有望改善,将对电力行业景气度的提升提供支撑,景气指数有望小幅回升。

根据中经电力产业景气指数的模型测算,2015 年一、二季度中经电力产业景气指数有望小幅回升,具体数值分别为 98.4 和 98.5;预警指数未来 2 个季度稳中有升,具体数值均为 70.8。

值得注意的是,在电力行业景气指数回升的同时,发电量结构也将进一步优化。记者了解到,在刚刚过去的 2014 年,我国可再生能源利用快速发展,电力结构优化的态势已经进一步显现。

电力行业内部投资增速的分化,也反映了结构的变化。按照中电联的统计,去年四季度,水电投资同比增长 27.1%,全年则同比下降 21.5%;核电投资四季度同比下降 23.9%,全年同比下降 13.8%;风电投资四季度同比增长 42.2%,全年同比增长 52.8%。

欧阳昌裕认为,2015 年,随着资源环境约束力的进一步加强,可再生能源发电同比将继续保持较快增长。

值得注意的是,在国家出台下调陆上风电标杆上网电价政策的背景下,去年下半年特别是四季度,不少风电企业加快了风电的建设进程,导致风电装机容量大幅增长。而随着政策的落地,风电新增装机容量能否继续保持较快增长,仍然有待观望。

有关专家指出,可再生能源发电在电力行业发展中将扮演越来越重要的角色。对于电力行业而言,最为关键的仍然是加快电网建设和通道建设,建设跨省跨区输电通道,解决好“弃风、弃光”问题。当前,应改变风电和光伏发电思路,分散和集中相结合,近中期要以分散为主,在有资源条件的东中部地区优先分散布局。

经济日报 2015-03-17

## 深圳投产国内最大填埋气制取天然气项目

备受瞩目的“中国水业集团旗下下坪填埋气制取天然气项目”于 3 月 9 日在深圳投产,这是国内最大填埋气制取天然气项目。该项目投产后,预期天然气年产量 4500 万立方米,年产值 1.2 亿元,年碳减排量达到 80 万吨,为创建低碳城市、建设环境友好型社会,进一步减少臭气污染,化害为利,变废为宝做出了卓越的贡献。

中国水业集团旗下附属企业——深圳市利赛实业发展有限公司承建并实施了该项目,该公司在 2005 年开始建设下坪场填埋气收集综合利用项目,下坪填埋场每天处理生活垃圾 4000 吨,覆盖深圳罗湖、福田及盐田部分区域。生活垃圾在填埋场处置会产生沼气,沼气主要由甲烷(CH<sub>4</sub>)、二氧化碳(CO<sub>2</sub>)、氮气(N<sub>2</sub>)、氧气(O<sub>2</sub>)与硫化氢(H<sub>2</sub>S)以及其他微量气体组成,其中甲烷(CH<sub>4</sub>)占大部分,其次是二氧化碳(CO<sub>2</sub>),其他气体占比例小,沼气因含有硫化氢略带臭味。该项目实施一方面可治理填

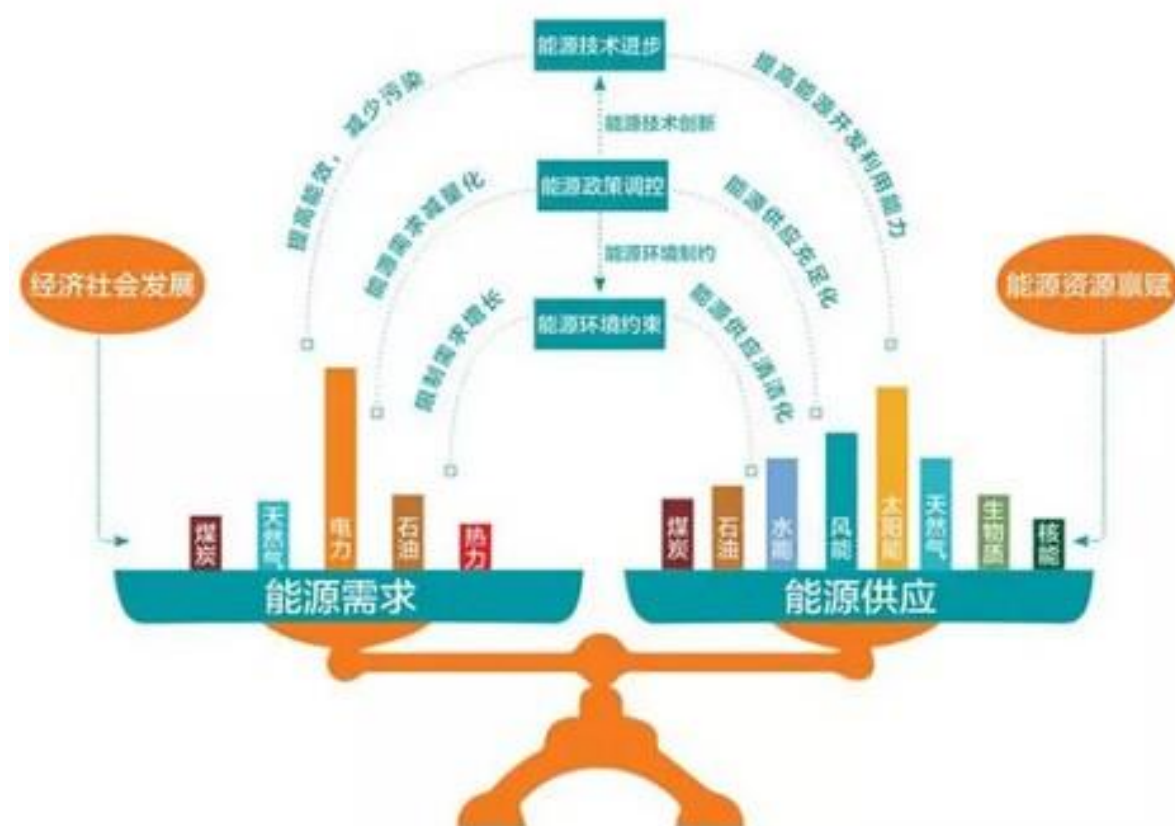
埋场产生的臭气，另一方面可将沼气转变为能源—天然气。深圳利赛实业公司将利用公司核心技术将沼气中的 CO<sub>2</sub>、O<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S 等气体分离出来，制取符合国家要求的工业或民用天然气。运行至今，本项目已收集填埋气总量超过 3.5 亿立方米；累积生产碳减排量 250 万吨，各项数据位居全国第一。

据介绍，该项目于 2014 年开始建设，是目前国内建成的最大的生活垃圾填埋气制取天然气项目，为国内填埋场填埋气的利用和节能减排提供了典型示范，该项目的成功实施将成为中国填埋气制取天然气标杆，也是中国水业集团的一个新的发展战略。（记者刘传书）

科技日报 2015-03-18

## 2020 年我国储能市场规模或达 136.97GW

能源互联网需要更多新能源接入，同时电力的潮流控制、分布式电源及微网将实现广泛应用，储能技术将是协调这些应用的至关重要的一环。国信证券认为，全球储能市场近年复合增长率达到 45%，预计 2020 年我国化学储能装机将达到 67GW，增长千倍。



### 能源互联网离不开储能

能源互联网作为未来全球能源的发展方向，它要求能源的双向流动，所有的个体都既是电力的使用者，又是电力的生产者，而且他们之间可以直接发生关系，从而从根本上改变现在的发、输、变、配、用的环节配置。

这就决定了未来电力的潮流控制、分布式电源及微网将实现广泛应用，储能技术将是协调这些应用的至关重要的一环。

我国在近些年来着重推动多种储能技术快速发展，大有追赶美日德等先进国家之势。我国储能技术，尤其是以锂电、液流和钠硫为首的化学储能项目仍主要以示范性项目为主。我国在多种储能技术均有项目应用和技术进展，相关产业对其需求巨大且强硬，未来发展势头良好。

2014 年我国储能项目累计装机容量 81.3MW，同比增长 55%。从技术选择来看，2013 年锂离子

电池占 66%，铅蓄电池与液流电池分别占 20%和 14%;2014 年锂离子电池已经超过 70%。

#### 储能市场容量巨大

从整体来看，除传统的能源套利外，风光电站、分布式及微网发电、调频辅助服务等对储能均需求巨大。

《2014 年储能产业研究白皮书》预计，到 2020 年我国储能市场规模将达 136.97GW;而我国截至 2013 年抽水储能装机容量 21.53GW，计划 2020 年达到 70GW;压缩空气目前没有应用项目;锂电池、液流电池、钠硫电池等新型储能技术将瓜分其余约 67GW 的市场份额，我国目前上述储能技术仅有 81.3MWMW，约有超过 1000 倍的发展空间。

另外，随着新能源发电比例逐渐升高，其对电网冲击以及弃风弃光问题也需要储能参与解决。

根据十二五规划和《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》，我们预计储能比例应该在 10%左右，由此推算仅风光电站配套储能的市场空间就有 30GW;分布式发电和微网储能是近年来热点，我国主要关注无电人口用电、孤岛电网方面，我国目前还没有相关补贴政策，但可以预计一旦有政策落地，户用储能将会跨越式增长。

大众证券报 2015-03-18

## 2015 年煤电发展前景

2015 年是“十二五”收官之年，也是全面深化改革的关键之年，更是治理雾霾改善大气环境的重要一年。雾霾治理的关键在于清洁利用煤炭，作为燃煤大户的煤电，要实现清洁发展，面临哪些问题？日前，中电联发布《中国电力工业现状与展望》，对煤电清洁发展面临的问题进行了梳理。

#### 低成本超低排放技术还需突破

按照规定，2014 年 7 月 1 日，现役燃煤电厂开始实施《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011);同年 4 月，环境保护部要求京津冀地区所有燃煤电厂在 2014 年底前完成特别排放限值改造;9 月 12 日，发改委、环保部、能源局印发《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014~2020 年)》，要求燃煤电厂达到燃机排放水平。仅 2014 年，对燃煤电厂污染物排放要求就有三次变化，致使大量燃煤电厂环保设施重复改造，边际成本增大。

中电联初步分析认为，目前烟气治理 2.7 分/千瓦时的环保电价对应的煤质污染物排放浓度限值为：烟尘 20 毫克/立方米、二氧化硫 100 毫克/立方米（一般含硫量）、氮氧化物 100 毫克/立方米（高挥发分煤）。多个超低排放改造项目的成本体现在电价上，是在现行 2.7 分/千瓦时基础上再增加 0.5-2 分/千瓦时甚至更高，即在低硫、低灰和高挥发分煤的条件下，比起特别排放限值规定，烟尘再降 10 毫克/立方米、二氧化硫降 65 毫克/立方米、氮氧化物降 50 毫克/立方米，致使超低改造的污染物控制边际成本过高，且能耗增加。降低每千克污染物的排放量的代价为 12-60 元。如果仅烟尘治理需增加 0.5 分钱的话，则去除每千克烟尘的代价为 100 元以上，而全社会的治理成本约为 2 元。

中电联称，低成本超低排放技术还需突破。2014 年，有数家电厂燃煤机组超低排放（比特别排放限值的要求排放还少）改造后投入运行。采取的主要措施：一是对已有技术和设备潜力（或者裕量）进行挖掘、辅机改造、系统优化；二是设备扩容，增加新设备；三是研发采用创新性技术；四是对煤质进行优化。总体来看，采用设备扩容（如增加脱硫塔）、增加新设备（如采用湿式除尘器）的方法较多，而采用创新性低费用的技术较少。在面对超低排放改造新要求时，大量煤质难以保障、场地受限、技术路线选择困难的电厂实现超低排放改造的困难很大。

#### 考核更加严格

《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)没有明确火电厂大气污染物的达标考核的方式。但实际考核中，有的地方政府按小时均值考核，也有按 4 小时均值，或日均值、或周均值考核的。

2014 年 3 月，国家发改委、环保部印发了《燃煤发电机组环保电价与环保设施运行监管办法》(发改价格[2014]536 号)，该文件变相明确了按照浓度小时均值判断是否达标排放，是否享受环保

电价和接受处罚等。

中电联在《中国电力工业现状与展望》中表示，按小时均值考核要求远严于按日、月均值考核。煤电机组受低负荷（烟气温度不符合脱硝投入运行条件）、环保设施临时故障、机组启停机等影响，都会导致污染物排放的临时性超标。按小时均值考核成为世界最严考核方式，企业的违法风险加大。在美国，排放标准以 30 天的滚动平均值考核，煤矸石机组则是以 12 个月的滚动平均值进行考核；欧盟则按月均值考核，同时规定小时均值不应超标准 200%，日均值不超 110%。

提效空间越来越小

2005 年以来，供电煤耗快速下降。据中电联统计快报显示，2013 年全国 6000 千瓦及以上火电机组供电标准煤耗 318 克/千瓦时，同比下降 3 克/千瓦时，比 2005 年下降了 52 克/千瓦时。中电联表示，这既缘于积极对现有机组进行节能改造，更缘于大量新建低煤耗机组提高了行业清洁利用水平。

受国家宏观经济及产业结构调整影响，目前煤电发展速度明显低于“十一五”及“十二五”初期。中电联称，经过“十一五”以来大规模实施节能技术改造，现役煤电机组的经济节能降耗潜力很小，再改造的经济投入与产出比大幅度下降，继续提高效率空间有限。同时，伴随风电、太阳能等可再生能源发电比重的快速提高，煤电调峰作用将显著增强，机组参与调峰越多，煤耗越高。且通过增加新机组方法优化煤电机组结构降低供电煤耗的空间越来越小。数据显示，2014 年火电平均利用小时同比减少 314 小时，是 1978 年以来的最低水平。火电利用小时、负荷率将持续走低，也严重影响机组运行经济性，尤其是大容量、高效率机组的低煤耗优势得不到充分发挥。

中电联指出，煤电节能与减少排放矛盾日趋加大。受技术发展制约，主要靠增加设备裕度、增加设备数量等来提高脱硫效率，在去除污染物的同时，也增加了能耗。如一台 60 万千瓦机组脱硫改造时增加了一个吸收塔，造成脱硫系统阻力增加 1000 帕，电耗增加 3800 千瓦，增加厂用电率 0.5-0.6 个百分点。根据企业实际反映，环保改造影响供电煤耗 1.2 克/千瓦时以上。（李凤琳/整理）

中国能源报 2015-03-20

## 2015 能源行业进入壁垒或得到消除

对于能源体制的定义或范畴，当前社会存在一定的认识误区，即简单地将能源市场主体竞争结构和关系，将能源体制改革仅仅理解成打破垄断，价格形成或者重组能源局等方面的改革，这种认识不够全面。准确地说，能源体制是指一定区域内（通常为一个国家）能源行业或能源领域内资源配置的具体方式、市场运行以及监管制度模式等各种关系的综合，包括“能源市场基本制度”、“能源市场竞争结构”、“能源市场运行机制”和“能源市场管理与监管体制”四大构成因素，所以，能源体制改革应包括上述四大构成因素全方位的改革。

2015 年是“十二五”的最后一年，也是推动能源体制改革落地的行动之年，一些重大改革措施将会出台。初步判断，今年最有可能在能源行业准入和行业结构、价格形成机制、政府调控和监管等方面出台改革措施，某些方面或许有较大的突破。

一是能源行业可能将实行市场准入“负面清单”制度，行业进入壁垒将得到有效消除。

十八届三中全会通过的全面深化改革决定要求“实行统一的市场准入制度，在制定负面清单基础上，各类市场主体可依法平等进入清单之外领域”，目前，上海自贸区正在进行“负面清单”制度试点。按照今年经济体制改革总体部署，国家或许公布实行市场准入“负面清单”制度的具体实施意见或方案，全国范围内将全面推行市场准入“负面清单”制度。作为行业垄断程度高，市场竞争不充分，政府干预过多，市场准入门槛高，竞争地位不平等的能源行业来说，最有必要也最应该实行“负面清单”制度。

二是加快能源行业市场化改革步伐，逐步打破部分环节或领域的垄断局面，价格日趋市场化。

首先，2015 年，油气体制改革将成为能源体制改革的重中之重，在油气产业上、中、下游，可能均会出台一些改革措施：在上游环节，在国务院授权下，由国土资源部对准入资质做出新的符合



现今实际和改革要求的解释。在油气区块的获得资质上，修改之前的行政授予方式，以页岩油、页岩气或新增常规油气区块为突破口，采取招标方式，允许其他经注册登记合法的石油公司进入。在中游环节，对于运输管网来说，现阶段将三大石油公司所建管网，分拆出来建立新的管网公司的可能性不大，可以按照“财务独立—业务独立—产权独立”三步走的战略逐步推进管道业务与生产、配气、销售业务分开，并向第三方公平提供输送和储运服务，出台《油气管网设施公平开放监管办法》的具体实施细则。对于储备库来说，放开投资准入限制和价格管制，引入社会资本多家投资、多家经营，并执行独立核算。在下游环节，放开成品油经营批发资格限制，改变当前城市天然气特许经营机制，改为许可经营制，以促进竞争。

在油气价格机制方面，考虑到成品油定价改革相对比较成熟，社会适应性强，改革难度相对较小，可以试点将成品油定价权下放给企业，并由第三方机构发布国际原油价格权威信息，增强透明度。尽快实行天然气价格并轨三步走策略，将增量气和存量气价格并轨后，像深圳输配电价改革试点一样择机选择上海、新疆等地实行天然气价格形成机制改革试点，探索天然气输配气价改革经验。另外，建议在川渝地区或新疆试点开展能源综合改革试验区，打破垄断，放开价格管制，进行全方位、系统性的改革，以能源改革推动经济发展。

其次，电力行业将按照新一轮电力体制改革方案确定的改革思路，逐步落实：一是电力大用户与发电企业直接交易试点范围逐步扩大，更多的地区将实行“直购电”试点，“多买、多卖”的市场竞争机制逐步形成；二是“输配电价改革”试点范围从深圳扩大到内蒙古蒙西电网，如果进展顺利，一些电力资源丰富或消费区域，例如东北区域、新疆或上海等也可能开展此类试点，为准确监管输配电价提供更丰富的素材；三是电网企业的一些辅助功能，例如规划、设计或房地产、传媒等其他不关联的业务或投资受到抑制，电网企业业务逐步收缩，不再统购统销，主要集中于从事电网投资运行、电力传输配送等；四是配售电业务放开，该领域将涌现出非常多的主体，这是新一轮电改所带来的最大红利。

笔者认为，今后能够获得售电牌照的主体主要包括：不承担电力输配任务的市县级供电局，重组为独立的售电公司，从发电企业直接购电，缴纳输电费用，自主向用户售电；以五大电力为主的发电企业，在企业内部组建售电部，直接与用户谈判，在大用户直接交易的同时从事售电或配电业务；高新产业区、工业园区内可以组建配售电主体，为园区或开发区内部企业提供售电打包服务；与电网相关的工程建设公司，与用户贴近的节能服务公司、公共服务行业公司均可有参与售电竞争的机会；分布式电源用户、社会资本成立的独立售电企业等也有望获得售电牌照。五是电价方面，上网电价更加体现竞价上网，终端销售电价与上网电价及时联动。在试行输配电价改革试点的深圳、内蒙古等地，终端销售电价有可能下调。

另外，在当前国内煤炭行业低迷时候，该行业的主要改革措施应是继续执行2014年出台的脱困政策，更多地遵循市场规律，关键要调整好供求关系，重点围绕对煤矿违法违规建设生产、不安全生产、超能力生产和劣质煤生产消费等四个方面严格治理。

三是进一步健全和完善能源行业基本市场制度。

能源行业基本市场制度主要包括能源法律法规制度和能源税收制度。对于前者，无论是从目前的行业管理上看还是从改革和发展的要求上看，涉及能源的法规体系都还不够完善，有的要新立，有的要补充修改。2015年，国家将完成一些法律法规的重新清理、修改和新立，还会为适应新的形势修订和制定过去由能源企业执行的一大批国标、行标和内部规章等，部分行业标准、政策会被废除。对于能源税收制度，主要是执行新的煤炭资源税、成品油消费税政策，并在征收环节、方式，税收优惠方面出台一些细则。同时，进一步加强涉及能源行业不合理的行政事业性基金、收费等清理。例如，各种附加在电力、成品油价格里面的基金、收费项目。

四是进一步加大能源行业混合所有制改革力度。

首先，进一步剥离国有油气企业办社会职能，还原其企业的本质职能。例如，扩大国有油气企业“三供一业”的分离移交试点范围；推进企业离退休人员社会化管理；对原先由企业举办的医院、

学校、非专业类消防资产等社会性事务采取关闭、改制、统一管理或移交政府等多种处置方式进行分类处置。

其次，继续深化油气企业市场化经营机制的改革。例如，适当扩大市场化选聘企业经营管理人员的比例，采取股票期权、限制性股票、岗位分红权等方式建立长效激励约束机制，建立一个能够合理流动，优胜劣汰的企业人才利用机制。

第三，出台具体举措让非国有资本既能“进得来、留得住”，还能“过得好”。能源行业混合所有制改革并不是简单地让非国有资本进来壮大其自身的资本实力，而是应相互发挥自身的优势，取长补短，最后达到资本配置和运行效率双提高，国有和非国有资本“双赢”的目的。（【无所不能 | 刘满平】）

财新-无所不能 2015-03-18

## 新电改方案首个配套文件公布

能源网综合 发改委今日（3月23日）在其官网发布了《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》。其文件主要包括四项主要内容：一、统筹年度电力电量平衡，积极促进清洁能源消纳；二、加强日常运行调节，充分运用利益补偿机制为清洁能源开拓市场空间；三、加强电力需求侧管理，通过移峰填谷为清洁能源多发满发创造有利条件；四、加强相互配合和监督管理，确保清洁能源多发满发政策落到实处。

意见指出，各省（区、市）政府主管部门组织编制本地区年度电力电量平衡方案时，应采取措施落实可再生能源发电全额保障性收购制度，在保障电网安全稳定的前提下，全额安排可再生能源发电。

在确定年度发电计划和跨省区送受电计划后，电力企业应据此协商签订购售电合同，并通过替代发电（发电权交易）、辅助服务等市场机制，实现不同类型电源的利益调节，促进清洁能源多发满发。具备条件的地区，可跨省区实施。

以下是文件全文

国家发展改革委 国家能源局

关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见

发改运行[2015]518号

北京市、河北省、江西省、河南省、陕西省、西藏自治区发展改革委，各省、自治区、直辖市经信委（工信委、工信厅、经贸委、经委），国家能源局派出机构，中国电力企业联合会，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、神华集团有限责任公司、国家开发投资公司：

为贯彻中央财经领导小组第六次会议和国家能源委员会第一次会议部署，落实《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号）有关要求，现就改善电力运行调节，促进清洁能源持续健康发展，提出以下指导意见：

一、统筹年度电力电量平衡，积极促进清洁能源消纳

（一）各省（区、市）政府主管部门组织编制本地区年度电力电量平衡方案时，应采取措施落实可再生能源发电全额保障性收购制度，在保障电网安全稳定的前提下，全额安排可再生能源发电。

（二）在编制年度发电计划时，优先预留水电、风电、光伏发电等清洁能源机组发电空间；鼓励清洁能源发电参与市场，对于已通过直接交易等市场化方式确定的电量，可从发电计划中扣除。对于同一地区同类清洁能源的不同生产主体，在预留空间上应公平公正。风电、光伏发电、生物质发电按照本地区资源条件全额安排发电；水电兼顾资源条件和历史均值确定发电量；核电在保证安全的情况下兼顾调峰需要安排发电；气电根据供热、调峰及平衡需要确定发电量。煤电机组进一步

加大差别电量计划力度，确保高效节能环保机组的利用小时数明显高于其他煤电机组，并可在一定期限内增加大气污染物排放浓度接近或达到燃气轮机组排放限值的燃煤发电机组利用小时数。

（三）各省（区、市）政府主管部门在统筹平衡年度电力电量时，新增用电需求原则上优先用于安排清洁能源发电和消纳区外清洁能源，以及奖励为保障清洁能源多发满发而调峰的煤电机组发电。

（四）能源资源丰富地区、清洁能源装机比重较大地区在统筹平衡年度电力电量时，新增用电需求如无法满足清洁能源多发满发，应采取市场化方式，鼓励清洁能源优先与用户直接交易，充分挖掘本地区用电潜力，最大限度消纳清洁能源。

（五）京津冀、长三角、珠三角以及清洁能源比重较小地区在统筹平衡年度电力电量时，新增用电需求优先满足清洁能源消纳，明确接受外输电中清洁能源的比例并逐步提高，促进大气环境质量改善。

（六）政府主管部门在组织国家电网公司、南方电网公司制定年度跨省区送受电计划时，应切实贯彻国家能源战略和政策，充分利用现有输电通道，增加电网调度灵活性，统筹考虑配套电源和清洁能源，优先安排清洁能源送出并明确送电比例，提高输电的稳定性和安全性。对于同一地区内同类清洁能源的不同生产主体，在送出安排计划上应公平公正。

（七）跨省区送受电各方应统筹电力供需、输电通道能力，充分自主协商确定年度送受电计划，尽可能增加清洁能源送出与消纳，全力避免弃水、弃风、弃光。经协商无法达成一致意见的，由国家发展改革委协调确定，协调结果抄送国家能源局。

（八）国家发展改革委会同各省（区、市）政府主管部门、电力企业，按照简政放权和规范行政审批事项的要求，健全省级发电计划和跨省区发电计划协商机制。省级年度发电计划、跨省区送受电计划在每年一季度前报国家发展改革委备案。经备案的年度发电计划、跨省区送受电计划纳入各省（区、市）电力电量平衡，电网企业负责组织实施。

## 二、加强日常运行调节，充分运用利益补偿机制为清洁能源开拓市场空间

（九）各省（区、市）政府主管部门在确定年度发电计划和跨省区送受电计划后，电力企业应据此协商签订购售电合同，并通过替代发电（发电权交易）、辅助服务等市场机制，实现不同类型电源的利益调节，促进清洁能源多发满发。具备条件的地区，可跨省区实施。

（十）各地应建立完善调峰补偿机制，加大调峰补偿力度，鼓励通过市场化方式确定调峰承担方，鼓励清洁能源直接购买辅助服务。对于煤电机组为避免弃水、弃风、弃光而进行的深度调峰或机组启停，应通过增加发电量等方式进行奖励，所需电量在年度电量计划安排中统筹考虑，年终结清。

（十一）可再生能源消纳困难的地区，可通过市场化的经济补偿机制激励煤电机组调峰。调峰深度没有达到平均调峰率的，不予补偿；调峰深度超过平均调峰率的，予以递进补偿；实施启停调峰的，予以一次性补偿。补偿所需费用由受益的可再生能源和煤电机组根据程度进行相应分摊。补偿与分摊费用应保持平衡。

（十二）水电装机比重较大地区应研究制定水火发电互济机制。在明确煤电机组最小开机方式的前提下，组织水电机组、煤电机组进行替代发电，对为保障水电多发满发而减发的煤电机组进行补偿。如产生电网增收，应主要用于煤电机组补偿。并可尝试通过梯级电站流域补偿、冷备用补偿、股权置换等方式实现不同发电主体间的利益调节。

（十三）各省（区、市）政府主管部门应会同相应能源监管机构，结合运行经验和供需形势，重新核定煤电机组（含热电）的最小技术出力和开机方式，不断研究探索水电、风电、光伏发电与煤电（含热电）等联合运行和优化运行。

（十四）健全跨省区送受电利益调节机制。跨省区送受电协议已由国家协调明确价格的应遵照执行，市场机制比较完善的也可由送受电双方根据实际运行情况，按照风险共担、利益共享原则全部或部分重新协商确定，并将协商结果报送国家发展改革委和国家能源局；国家未明确价格的，由

送受电双方协商确定送电价格和电量。

(十五) 各省(区、市)政府主管部门应和有关部门定期公布发电运行考核结果,及时公开发布电网运行信息和机组调峰参数等信息。能源监管机构应按月向省(区、市)政府有关部门通报辅助服务管理和并网运行管理数据。

三、加强电力需求侧管理,通过移峰填谷为清洁能源多发满发创造有利条件

(十六) 各省(区、市)政府主管部门应加强电力需求侧管理,鼓励电力用户优化用电负荷特性、参与调峰调频,加大峰谷电价差,用价格手段引导移峰填谷,缓解发电侧调峰压力,促进多消纳清洁能源。

(十七) 各省(区、市)政府主管部门要加快电力需求侧管理平台开发建设,推广在线监测,帮助用户实现用电精细化,为减少电网峰谷差提供技术支持。

(十八) 各省(区、市)政府主管部门要积极尝试开展需求响应试点,以在线监测和互联网技术为支撑,综合运用补贴政策、价格政策等,对在高峰时段主动削减负荷的用户给予经济补偿,或通过清洁能源开展直接交易给予补偿。

(十九) 各省(区、市)政府主管部门应研究完善配套政策,创新工作思路,督促电网企业落实分布式发电并网政策,促使电网企业多吸纳分布式发电。

(二十) 鼓励有条件的地区推广热电机蓄热技术,开展低谷电力供热试点。

四、加强相互配合和监督管理,确保清洁能源多发满发政策落到实处

(二十一) 清洁能源发电企业应满足并网技术要求,提高出力预测精度,加强生产运行管理,提升电能质量,减轻电网稳定运行的压力。

(二十二) 电网企业应统一负责清洁能源发电出力预测,科学安排机组组合,充分挖掘系统调峰潜力,合理调整旋转备用容量,在保证电网安全运行的前提下,促进清洁能源优先上网,落实可再生能源全额保障性收购;加快点对网输电线路改造,提升吸纳可再生能源能力。有条件的电网,可以开展清洁能源优先调度试点,即以最大限度消纳清洁能源上网电量为目标,联合优化调度,灵活安排运行备用容量。

(二十三) 电网企业应加强清洁能源富集地区输电通道的建设,发展智能电网技术,改善清洁能源并网条件,扩大资源配置范围。

(二十四) 各省(区、市)政府主管部门应会同相应能源监管机构,加强对电力调度、发电运行和年度发电计划实施的监督,定期组织通报电力运行信息,协调清洁能源并网及运行矛盾,切实保障清洁能源多发满发。

(二十五) 能源监管机构要对可再生能源全额上网情况进行监管,对未能全额上网的,应查明原因,理清责任,督促相关方限期改正。

国家发展改革委

国家能源局

2015年3月20日

中国能源报 2015-03-23

## 深度解读新电改文件背后的潜台词

9号文件很多人都看了,但是你确定自己真的都看到并且看懂了么?其中有些句子背后的深意,都足够单独写个分析报告了。参与9号文件方案讨论的专家首次公开深度解读文件背后的潜台词。如果当年你错过了5号文件,这次难道还要错过9号文件么?

9号文件相比5号文件有哪些继承、调整和超越?

总体而言,本轮电改方案是比较务实的,综合考虑了改革需求和可操作性原则,相比于12年的“5号文”,更具有现实意义。虽然两个文件都是围绕“放开两头、管住中间”这条基本路径展开讨论,但9号文件体现的核心价值取向与当年的5号文件具有本质的不同,因而不是其简单延伸。

与上轮电改不同的一个重大前提是，本轮电改的大背景已经发生了历史性的根本变化。变化的两个重要标志：一是国家已经明确了“能源革命”战略构想，二是中央已经决定全面建设“法治社会”。

9号文件在如下几方面有所超越当年的5号文件：

第一，核心价值取向的不同。本轮电改的核心价值取向是旨在建立一个绿色低碳、节能减排和更加安全可靠、实现综合资源优化配置的新型电力治理体系，推动我国顺应能源大势的电力生产、消费及技术结构整体转型。而上轮电改的价值取向旨在通过厂网分开，打破垄断，引入竞争，剥离关联交易，加快扩大电力供给规模。

第二，暂时不考虑输配分开和电网调度独立。当年的5号文并没有达到预期的改革目标，此次方案制定过程中也进行了反思。我也曾经在多个场合、多个研究报告中提出，调度独立和输配分开并不是科学合理的选择。

第三，明确提出要加强规划。12年后，最大变化就是可再生能源并网的比例越来越大，使发电侧和用电侧具有双侧随机性，电力系统的整体规划必须强化。从这个方面来讲，此次电改绝对不是12年前5号文的延续，应当形成一套新的电力体制规划方法体系。

第四，本轮电改的关键不在于电力企业的拆分重组和盈利模式的改变，而在于新型电力治理体系管理框架的顶层设计，其中政府能否在改革的政策激励和法制环境设计上有所作为至关重要。政府在改革的顶层设计阶段对于如何运用市场杠杆，以及如何用“看得见的手”对市场化体制、机制、政策措施、法律法规、监管等方面进行设计、建立和引导，激励改革目标的实现等方面，必须能够发挥主导性甚至决定性作用。

如何理解三个“有序放开”？

三个“有序放开”是为了发电侧和售电侧能够建立电力市场而提出的，就是要将发电侧原有的发电计划，发电厂的上网电价放开；售电侧的终端用户电价以及用电计划放开。这样利于形成发电用电市场。当然，放开的是可以进入市场的电量和服务，经营性之外的电量和服务不能放开。

方案中特意强调了“有序放开”，这意味着这几个方面要循序渐进，分阶段的放开，不能短时间内彻底放开。具体地，对于每一个“放开”，有序有不同的意义。

对于输配以外的竞争性环节电价，用户选择权的放开应分阶段、分用户类别有序进行。根据国际经验，应首先开放大用户的购电选择权作试点，其次建立合理的输配电价形成机制，妥善处理销售电价的交叉补贴问题，逐步放开中小用户选择权。

对于向社会资本放开配售电业务，应分阶段构建多元化的售电主体。售电侧市场放开需要逐步引入多元化的售电公司，随着售电侧市场化改革的稳步推进，不同售电主体的构建或引进还应充分考虑可操作性、市场成熟度等因素，分阶段、有规划的开展，降低改革风险。

对于公益性和调节性以外的发用电计划，不能短时间内彻底放开，需要一个循序渐进的过程。在供应侧，各机组的初始投资，使用寿命以及机组状况都不尽相同，各电厂不太可能站在同一起跑线上参与市场竞争，现阶段完全依靠市场可能会造成资源浪费，甚至国有资产流失，对于清洁能源发电尤其如此。在用电侧，一些特殊时段区域电力系统仍会出现一定的电力缺口，需要对用户用电进行计划，保证电力系统安全稳定运行。

交叉补贴未来是否要通过逐步涨价解决？

交叉补贴机制的改革应循序渐进，不可一蹴而就。在我国现有国情下，短期内完全取消交叉补贴是不现实的，更是不可行的。因此在改革交叉补贴机制的过程中应秉持效率优先的原则，充分考虑各地区工商业用户和居民的电价承受能力，在维持现有销售电价水平的基础上，以明补代替暗补、少补代替多补，逐渐提高居民电价、适当降低工业用户电价，逐步减少销售电价中交叉补贴。

另外，交叉补贴机制改革应保护民生，不可盲目提价。我们之前已经做过相关研究，以西南某省为例测算，取消交叉补贴可提高GDP及人均可支配收入。然而，作为居民而言，百姓最关心的是电价的上涨会“增加百姓负担”。

因此，在交叉补贴改革的过程中不应盲目提价，对居民电价的调整可以通过生命线电价的方式实现，具体而言，就是规定居民用户每人每月用电量在一定标准以下时，仍按现行的优惠电价予以收费，超出此规定范围的电量除收取其电费外可以征收适量的电力普遍服务基金。在以后条件成熟时，再逐渐提高居民用电价格。

如何有效监管和规范电网企业成本？

按成本加收益方式对电网输配电业务实行独立定价，监管电网企业的输配电总收入，这是政府加强对网络型自然垄断环节价格监管的重要举措和有益探索。为了有效监管和规范电网企业的成本，应在电网有效资产的具体核定方面下工夫。但确实存在一定难度。

原因有多方面，例如电网的有效资产包括哪些？每个省电网公司的情况都不一样，电网有效资产核定起来比较困难，尤其是存量部分历史形成因素比较复杂；又例如普遍服务所需要的交叉补贴，怎么有效核定？采用什么模式实施？怎么配合两头电价进入市场？这些问题可能要比很长时间逐步解决，因此目前还是以试点为主。

辅助服务分担共享新机制和辅助服务市场有什么异同？

建立辅助服务分担共享新机制是一个解决老问题的新方法。要实现市场化交易，解决好辅助服务是关键。在原来的体制机制下，切实有效的辅助服务责任分担机制可以说几乎是没有的。在本轮改革思路下，配售电业务要放开引入社会资本，对此，电网将不再无条件保障用户的用电需求，此时建立新的辅助服务机制非常关键。

辅助服务分担机制是一种被动承担的模式，而辅助服务市场则是制度框架下主体主动通过市场来承担的模式，两者之间还是有差别的。但是，就目前的国情来看，通过分担机制作为过渡，应当是理性的、合理的选择。

而《意见》中按照“谁受益、谁承担”的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制，主要通过合约方式由发电企业或者电网企业来提供，应该说符合实际情况和大众思想。但是，未来还是应该探索建立“辅助服务市场”等更加灵活的形式。

未来的电力期货和电力场外衍生品交易需要满足什么条件？

未来，随着电力市场化改革的推行，竞争环境下的电力生产和消费方式将发生根本性变化，以电价剧烈波动为首的市场风险凸显，因此电力期货和电力场外衍生品交易还是有可能产生的，这类衍生交易可规避电力市场的价格风险，优化资源配置，进而有利于电力体制改革深化及电力系统的稳定发展，但是目前来看，可能距离这种交易还比较远。

当前，我国正在进行电力体制改革，电价依然由国家实行监管，电力现货市场尚未完全放开，对于建立何种模式的电力期货未有定论，但电力市场化改革和电力期货上市二者之间相辅相成的关系将成为未来电力市场发展的动力之一。

鉴于国外成熟电力市场相继引入了金融衍生品交易，有的成功运营至今并不断完善，有的则以失败告终，在建立我国电力期货及衍生品交易时，有必要结合我国电力市场发展的进程和特点，对我国电力金融衍生品交易的可行性和有效性进行探讨和论证，尤其需要剖析国外成功市场的经验，探寻其交易机制和模式上的优势。

如何理解“继续完善主辅分离”？

“主辅分离”是2002年电改提出来的主要任务之一，此次电改再次提到“继续完善主辅分离”，在我看来不应当是上次电改的简单延续，而应当具有新的含义。

在此次电改中，节能减排、绿色低碳再次被摆到了一个更重要的位置上，因此这里的“主辅分离”的新含义应当是充分调用各类辅助服务资源，包括分布式发电、需求侧响应、负荷优化等技术，为清洁能源发电提供辅助服务，从而降低清洁能源发电对电网安全稳定运营的不利影响、提高清洁能源发电并网比例、促进清洁能源的高效开发利用。

电力交易机构如何产生？相对独立如何理解？

要实现电力交易机构的独立，必须具备三个方面的市场基础条件：一是灵活合理的价格机制，

二是严格完善的监管体系，三是坚强统一的大电网平台。只有在以上三个条件同时具备时，电力市场竞争的公正、公平和透明度才能更好的实现，才能为供需两侧市场的有序开放以及“多买多卖”市场格局的形成创造条件。

但就目前我国电力市场运行状况来看，交易机构独立的三个条件并不具备。在这种情况下，不宜将电力交易机构独立。但是我国未来售电侧放开、大用户直购电交易是改革的重点方向、同时也是改革需要，因此电力交易机构的“相对独立”仍然是比较可取的过渡手段。

社会资本进入增量配电业务和售电业务，需要满足什么条件？

社会资本投资增量配电业务，技术条件和资质条件肯定要过关，这是必须要满足的。这里想多谈一些关于社会资本的投资责任问题。电网的投资建设，尤其是配电网的投资建设不仅是一项经济行为，更多的是要承担社会普遍服务的责任。

我国还有很多地方，尤其是边远农村、山区、落后地区，网架结构还很薄弱，在这些地方进行配电网投资是很难收回成本的，投资者不应当只顾为大用户、工业用户增加配电网投资而忽视了社会普遍服务的责任。同时，既然引入市场机制，那么未来如何刺激市场参与者为这些落后用户提供配电网建设，也值得我们深思。

要进入售电领域，技术水平、技术指标也必须要过关，关键在于要保证进入售电市场的售电主体必须满足节能减排的要求。在这方面，应综合考虑国家的环保要求与能耗标准，优先开放污染排放低的发电企业参与直购电，鼓励煤耗低、排放少、节水型火电机组参与直购电，限制能耗高、污染大的机组，已到关停期限或违反国家有关规定的机组，不得开放。

从目前情况来看，传统燃煤发电在大用户直购中的优势明显，风电、光伏发电等低碳化电源的先天劣势在短期内无法弥补。因此，这就需要设立碳减排标准，通过行政手段强制发电企业提高发电低碳化水平，确保大用户直购的电是符合国家要求的、低碳的电。

进入售电市场被认为看起来很美，实际上很难，企业需要注意什么？

只能提供一些售电侧市场建设需要注意的地方，但是这些建议也是将来想要进入售电行业的企业必须重点关注的。此次售电侧改革必须要研究解决以下几个具体问题：

第一，研究需求侧响应资源如何引入到售电侧市场中来，使得终端用户真正有能力、有可能、有动力选择供电商，充分利用不断进步的智能电网技术，为用户提供更为个性化的用电方式；

第二，研究如何让新售电机构有激励并且有义务为用户提高用电效率、优化用电模式、增加清洁能源消费比例，并且优化整个电力系统用电负荷曲线。未来新的售电机构不能通过采用增供促销的手段来盈利，重点应放在竞争出售用电(节电)服务方面。政府对于售电机构的监管与考核应该是用户的用电效率、用户单位用电的效益等指标，而不是用电量。

对于提高用电效率的售电机构要给予奖励，反之则要惩罚。如果通过售电侧放开，引入竞争机制能够促进用户节电、提高用电效率、节能减排，比目前垄断下的节能减排更有效率，那么电改才算成功了；

第三，提出售电侧放开的各阶段目标和措施，明确售电机构的盈利机理和模式，同时要保证普遍服务，并且能最低限度影响售电侧市场的经济效率。同时，要有严格的监督保障机构来保证这套机制的执行，最关键的是保证用户的正当权益得到保障，要充分保护用户的选择权、知情权、市场定价的参与权等基本权利，也要保障新成立的售电公司的正当权益。

第四，电力的稀缺性、安全性、短期价格无弹性、普遍服务要求、对于环境的影响、投资的专一性等等，将使得建立一个公平充分竞争、消费者利益有保证的市场比较困难，因此未来如何在市场中规避市场力，尽可能降低其寡头特征，提高市场竞争效率等，是亟需研究解决的问题。

如果上述问题不能获得有效解决，就会是这样一种前景：只管住了中间，而两头放开将迟迟实现不了。也就是说，12年前厂网分开一夜之间实现，竞价上网等了12年还没有到来的情况将再次重演。

还有哪些方面的改革会在条件合适时继续推进？

电改还需贯彻落实售电侧市场改革、加强电力系统规划和法律法规制定三个方面。

对于规划层面，必须实现电源规划与电网规划统筹协调、国家电力规划与地方电力规划的有效衔接，同时提升规划的科学性和权威性。在这方面，综合资源规划应当在电力体制改革过程中占有重要的战略地位。

满足电力需求增长的传统思维模式是单纯注重增加资源供应，综合资源规划和电力需求侧管理建立了以提高需求方终端用电效率所节约的资源同样可以作为供应方替代资源这样一个新概念，使可供利用的资源显著增加，可节省大量供应侧资源投入，同时提高需求侧用电效率，当未来大规模的间歇性随机性的新能源电力接入电网之后，综合资源规划和电力需求侧管理及需求侧响应对于实现电网电力的瞬间平衡具有重大的意义。

在法律法规建设层面，主要有以下几个关键点：第一，重新制订《电力法》，并与《可再生能源法》、《节约能源法》等配套法规相衔接，形成涵盖电力供应、消费、技术、体制诸方面的电力法规体系。

第二，新《电力法》的核心价值取向应由过去的“加快发展、保障供应”转向“绿色低碳、节能优先”，绝不是仅仅在原来基础上的文字增删修订，而应作“革命性”的重塑。

第三，应当在新《电力法》中做到四个明确：明确建设能源节约型社会中全社会和全体公民必须承担的法律义务；明确国家电力工业综合资源规划设计主体的法律定位；明确电力市场主体各自的法律定位，尤其是规定电网企业强化公用事业的性质以及作为 IRP 实施主体的功能定位；明确保障、鼓励分布式发电、微电网和智能化电网大力发展的相关条款。

第四，尽快出台与新《电力法》相配套的政策措施，建立相应的监督机制和实施保障机制。（文/能见派(微信号 nengjianpai)首席记者 刘丽丽）

能见派 2015-03-26

## 中共中央国务院 关于进一步深化电力体制改革的若干意见

为贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中全会精神及中央财经领导小组第六次会议、国家能源委员会第一次会议精神，进一步深化电力体制改革，解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题，促进电力行业又好又快发展，推动结构调整和产业升级，现提出以下意见。

### 一、电力体制改革的重要性和紧迫性

自 2002 年电力体制改革实施以来，在党中央、国务院领导下，电力行业破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局。

一是促进了电力行业快速发展。2014 年全国发电装机容量达到 13.6 亿千瓦，发电量达到 5.5 万亿千瓦时，电网 220 千伏及以上线路回路长度达到 57.2 万千米，220 千伏及以上变电容量达到 30.3 亿千伏安，电网规模和发电能力位列世界第一。

二是提高了电力普遍服务水平。通过农网改造和农电管理体制等工作，农村电力供应能力和管理水平明显提升，农村供电可靠性显著增强，基本实现城乡用电同网同价，无电人口用电问题基本得到解决。

三是初步形成了多元化电力市场体系。在发电方面，组建了多层面、多种所有制、多区域的发电企业；在电网方面，除国家电网和南方电网，组建了内蒙古电网等一些地方电网企业，在辅业方面，组建了中电建、中能建两家设计施工一体化的企业。

四是电价形成机制逐步完善。在发电环节实行了发电上网标杆电价，在输配环节初步核定了大部分省的输配电价，在销售环节相继出台差别电价和惩罚性电价、居民阶梯电价等政策。

五是积极探索了电力市场化交易和监管。相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易、发电权交易、跨省跨区电能交易等方面的试点和探索，电力市场化交易取得积极进展，电力监管积累了重要经验。



同时，电力行业发展还面临一些急需通过改革解决的问题，主要有：一是市场交易机制缺失，资源利用效率不高。售电侧有效竞争机制尚未建立，发电企业和用户之间市场交易有限，市场配置资源的决定性作用难以发挥。节能高效环保机组不能充分利用，弃水、弃风、弃光现象时有发生，个别地区窝电和缺电并存。

二是价格关系没有理顺，市场化定价机制尚未完全形成。现行电价管理仍以政府定价为主，电价调整往往滞后于成本变化，难以及时并合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度 and 环境保护支出。

三是政府职能转变不到位，各类规划协调机制不完善。各类专项发展规划之间、电力规划与能源规划之间、全国规划和省级规划之间难以有效协调，电力规划的实际执行与规划偏差过大。

四是发展机制不健全，新能源和可再生能源开发利用面临困难。光伏发电等新能源产业切块制造产能和建设、运营、消费需求不匹配，没有形成研发、生产、利用相互促进的良性循环，可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，新能源和可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决。

五是立法修法工作相对滞后，制约电力市场化和健康发展。现有的一些电力法律法规已经不能适应发展的现实需要，有的配套政策迟迟不出台，亟待修订有关法律、法规、政策、标准，为电力行业发展提供依据。

深化电力体制改革是一项紧迫的任务，事关我国能源安全和社会经济发展全局。党的十八届三中全会提出，国有资本继续控股经营的自然垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革。《中央全面深化改革领导小组 2014 年工作要点》、《国务院批转发展改革委关于 2014 年深化经济体制改革重点任务意见的通知》对深化电力体制改革提出了新使命、新要求。社会各界对加快电力体制改革的呼声也越来越高，推进改革的社会诉求和共识都在增加，具备了宽松的外部环境和扎实的工作基础。

## 二、深化电力体制改革的总思路和基本原则

### (一)总体思路

深化电力体制改革的指导思想和总体目标是：坚持社会主义市场经济改革方向，从我国国情出发，坚持清洁、高效、安全、可持续发展，全面实施国家能源战略，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式，建立健全能源法治体系，为建立现代能源体系、保障国家能源安全营造良好的制度环境，充分考虑各方面诉求和电力工业发展规律，兼顾改到位和保稳定。通过改革，建立健全电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制，努力降低电力成本、理顺价格形成机制，逐步打破垄断、有序放开竞争性业务，实现供应多元化，调整产业结构、提升技术水平、控制能源消费总量，提高能源利用效率、提高安全可靠，促进公平竞争、促进节能环保。

深化电力体制改革的重点和路径是：在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究，进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

### (二)基本原则

坚持安全可靠。体制机制设计遵循电力商品实时性、无形性、供求波动性、同质化等技术经济规律，保障电能的生产、输送和使用动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，提高电力安全可靠水平。

坚持市场化改革区分竞争性种垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

坚持保障民生。结合我国国情和电力行业发展现状，充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务的供给。妥善处理交叉补贴问题，完善阶梯价格机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等 I 电价格相对平魂，切实保障民生。

坚持节能减排。从实施国家战略全局出发，积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，促进经济结构调整、节能减排和产业升级。强化能源领域科技创新，推动电力行业发展方式转变和能源结构优化，提高发展质量和效率，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例。

坚持科学监管。更好发挥政府作用，政府管理重点放在加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，加强市场监管。完替电力监管机构、措施和手段，改进政府监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等的科学监管水平。

### 三、近期推进电力体制改革的宜点任务

#### (一)有序推进电价改革，理顺电价形成机制

1.单独核定输配电价。政府走价的范围主要限定在重要公用事业、公益性服务和网络型自然垄断环节。政府主要核定输配电价，并向社会公布，接受社会监督。输配电价逐步过渡到按“准许成本加合理收益 i 原则，分电压等级核定。用户或售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付费用。

2.分步实现公益性以外的发售 i 电价格由市场形成。放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。合理确定生物质能发电补贴标准。参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价；(含线损)、政府性基金三部分组成。其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量，以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，继续执行政府定价。

3.妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，通过输配电价回收。

#### (二)推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制

4.规范市场主体准入标准。按接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。按电压等级分期分批放开用户参与直接交易。参与直接交易企业的单位能耗、环保排放均应达到国家标准，不符合国家产业政策以及产品和工艺属于淘汰类的企业不得参与直接交易。进一步完普和创新制度，支持节能环保高效特别是超低排放机组通过直接交易和科学调度多发电。准入标准确定后，省级政府按年度公布当地符合标准的发电企业和售电主体目录，对用户目录实施动态监管，进入目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场交易主体。

5.引导市场主体开展多方直接交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电量和价格，按国家规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易，短期和即时交易通过调度和交易机构实现，为工商企业等各类用户提供更加经济、优质的电力保障。

6.鼓励建立长期稳定的交易机制。构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边市场模式，任何部门和单位不得干预市场主体的合法交易行为。直接交易双方通过自主协商决定交易事项，依法依规签订电网企业参与的三方合同。鼓励用户与发电企业之间签订长期稳定的合同，建立并完善实现合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。

7.建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务的新要求，完善并网发电企业辅助服务考核机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质圣，按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制。用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。

8.完善跨省跨区电力市场交易机制。按照国家能源战略和经济、节能、环保、安全的原则，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。鼓励具备条件的区域在政府指导下建立规范的跨省跨区电力市场交易机制，促使电力富余地区更好地向缺电地区输送电力，充分发挥市场配置资源、调剂余缺的作用。积极开展跨省跨区辅助服务交易。待条件成熟时，探索开展电力期货和电力场外衍生品交易，为发电企业、售电主体和用户提提供远期价格基准和风险管理手段。

(三)建立相独立的电力交易机构，形成会平规范的市场文易平台

9.遵循市场经济规律和电力技术特性定位电网企业功能改变电网企业集电力输送、电力统购统销、调度交易为一体的状况，电网企业主要从事电网投资运行、电力传输配送，负责电网系统安全，保障电网公平无攻视开放，按国家规定展行电力普遍服务义务。继续完善主辅分离。

10.改革和规范电网企业运营模式。电网企业不再以上网和销售电价价差作为主要收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网费。确保电网企业稿定的收入来源和收益水平规范电网企业投资和资产管理行为。

11.组建和规范运行电力交易机构。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行。电力交易机构按照政府批准的章程和规则为电力市场交易提供服务。相关政府部门依据职 i 责对电力交易机构实施有效监管。

12.完善电力交易机构的市场功能。电力交易机构主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同，负责市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

(四)推进发用电计划改革，吏多发挥市场机制的作用

13.有序缩减发用电计划。根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。

14.完善政府公益性调节性服务功能政府保留必要的公益性调节性发用电计划，以确保居民、农业、重要公用亭业和公益性服务等用电，确保维护电网调峰调频和安全运行，确保可再生能源发电依照规划保障性收购。积极开展电力需求侧管理和能效管理，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排。加强老少边穷地区电力供应保障，确保无电人口用电全覆盖。

15.进一步提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平。政府有关部门要按照市场化的方向，从需求侧和供应侧两方面入手，搞好电力电量整体平衡，提高电力供应的安全可靠水平。常态化、精细化开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民等重点用电需求不受影响加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保紧急状态下社会铁序稳定。

(五)稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务

16.鼓励社会资本投资配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。

17.建立市场主体准入和退出机制。根据放开售电侧市场的要求和各地实际情况，科学界定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主；体准入条件。明确售电主体的市场准入、退出规则，加强监管，切实保障各相关方的合法权益。电网企业应无坟视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户有电可用。

18.多途径培育市场主体。允许符合条件的高新技术园区或经济技术开发区，组建售电大体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售，允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易，鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入食电市场，从夺售电业务。

19.赋予市场主体相应的权责。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、通过集中竞价购电、向其他售电商购电等。售电主体、用户、其他相关方依法签订合同，明确相应的权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项。鼓励售电主体创新服务，向用户提供包括合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定承担电力基金、政策性交叉补贴、普遍服务、社会责任等义务。

#### (六)开放电网公平接入，建五分布式电源发展新机制

20.积极发展分布式电源。分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。

21.完善并网运行服务。加快修订和完善接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，支持新能源、可再生能源节能降耗和资源综合利用机组上网，积极推进新能源和可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。加快制定完善新能源和可再生能源研发、制造、组装、并网、维护、改造等环节的国家技术标准。

22.加强和规范自备电厂监督管理。规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设和运行应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行相应的调峰义务。拥有自备电厂的企业应按规定承担与自备电厂产业政策相符合的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。完善和规范余热、余压、余气、瓦斯抽排等资源综合利用类自备电厂相关支持政策。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许在公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。

23.全面放开用户侧分布式电源市场。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家宾根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网络和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

#### (七)加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平

24.切实加强电力行业特别是电网的统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与能源等规划之间、全国电力规划与地方电力规划之间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格按规划有序组织实施电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

25.切实加强电力行业及相长领域科学监管。完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运营效率监管，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

26.减少和规范电力行业的行政审批进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规则，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。

27.建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序有关部门要建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可横查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

28.抓紧修订电力法律法规。根据改革总体要求和进程，抓紧完成电力法的修订及相关行政法规

的研究起草工作，充分发挥立法对改革的引导、推动、规范、保障作用。加强电力依法行政。加大可再生能源法的实施力度加快能源监管法规制定工作，适应依法监管、有效监管的要求，及时制定和修订其他相关法律、法规规章。

#### 四、加强电力体制改革工作的组织实施

电力体制改革工作关系经济发展、群众生活和社会稳定，要加强组织领导，按照整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行的要求，调动各方面的积极性，确保改革规范有序、稳妥推进。

(一)加强组织协调。完善电力体制改革工作小组机制，制定切实可行的专项改革工作方寒及相关配套措施，进一步明确职责分工，明确中央、地方、企业的责任，确保电力体制改革工作顺利推进。

(二)积极营造氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围。加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识、形成工作合力。

(三)稳妥有序推进。电力体制改革是项系统性工程，要在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。逐步扩大输配电价改革试点范围。对食电侧改革、组建相对独立运行的电力交易机构等重大改革事项，可以先进行试点，在总结试点经验和修改完善相关法律法规基础上再全面推开。

中共中央办公厅秘书局 2015年3月1日 印发

中共中央办公厅 2015-03-27

### 新电改带给热电产业的期待

《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号)(以下简称《意见》)印发后，引起广泛热议，也出现各类解读。热电行业作为我国能源领域的重要组成部分，对促进国民经济和社会发展起到了重要作用，截止2013年底，我国热电联产年供热量324128万吉焦；6MW及以上热电联产装机已达25182万千瓦，占同容量火电装机容量的29.12%，占全国发电机组总容量的20.3%，位居世界第一。在本轮电力体制改革中热电行业将面临怎样的机遇，或者说电改对热电行业会产生哪些影响？现就《意见》实施后，对上述问题简略探讨如下。

#### 热电企业发电直供将成为现实

当前我国很多热电联产机组建在热负荷的中心，许多工业园区内均建设了热电机组，这些机组与热用户仅有一墙之隔，且热电厂的上网电量可以就近消化。因此，应加快推进大用户直供电，不仅可以减少电网输、变电工程费用，而且可降低电网线损率，既省钱又安全，还提高了企业的经济效益和竞争力。

《意见》提出：“引导市场主体开展多方交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确认交易对象、电量和价格，按国家规定的输配电价格向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易。”“鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务”。

可以想见，热电企业相比发电企业而言更具发电直供的优势。

热电企业特别是以供热为主的热电企业虽然节能环保，但在财务成本，环保成本，煤炭成本，设备利用率和电价补贴等方面与大型凝汽火电厂尚存在一些差距。

《意见》提出：“分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。合理确定生物质能发电补贴标准。参与市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。”

这意味着热电企业要在售电市场上竞争，除坚持“以热定电”原则，努力提高热电比以提高效率外，更要加快技术革新和进步，进一步降低成本，提高市场竞争力。

热电联产机组是目前我国城市主要的集中供热基础设施，承担着广泛的社会责任和义务，在节约能源和改善环境方面也发挥了巨大作用，同时使节约用地效益提高，对不同煤种适应性强。另外，热电

冷联供系统可独立于电网运行,也可与电网构成电力供应联合体,大大增强用户电力供给的安全性和可靠性。但在实际操作中,由于各地对热电联产节能原理不了解,加之对此前一些文件精神理解偏差,往往将机组发电容量大小作为界定热电联产机组与“小火电”的标准,进而受到了“关停”等多种不公正待遇。

《意见》指出:“规范市场主体准入标准。按照接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。参与直接交易企业的单位能耗、环保排放均应达到国家标准。不符合国家产业政策以及产品和工艺属于淘汰类的企业不得参与直接交易。进一步完善和创新制度,支持节能环保高效特别是超低排放机组通过直接交易和科学调度多发电。”

这一规定不仅有利于突出体现热电企业在节能减排方面的优势,而且对科学界定热电机组各类技术指标和标准起到实际指导作用。

自备热电企业将进一步规范

热电企业因供热用户不同,分为公用热电厂和自备热电厂,自备热电厂绝大多数为工业热负荷自用汽单位。自备热电项目在形式上有些是独立法人,有些是集团内部的供热或供能中心;同时,用能单位涉及领域较多,分布于机械、造纸、橡胶、化工等多个行业,在这些行业单位投资项目时,供热或供能中心作为辅助支持系统全部或部分取得了批复/核准手续;加之长期以来热电行业的政府管理部门不明确,管理职能分散,产业监管弱化等多种原因,导致自备热电企业在手续、运行和管理等方面存在不规范现象。

《意见》指出:“加强和规范自备电厂监督管理。规范自备电厂准入标准,自备电厂的建设和运行应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求”,“完善和规范余热、余压、余气、瓦斯抽排等资源综合利用类自备电厂相关支持政策。规范现有自备电厂成为合格市场主体,允许在公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。”

随着《意见》的实施及相关配套细则的陆续出台,期望自备热电企业上述问题逐步改善。

热电联产规划应起更好指导作用

国家要求纳入区域装机容量的抽凝燃煤热电联产工程要编制热电联产规划,有些省级环保厅也要求将热电联产规划作为背压热电机组《环评批复》的前置条件。由于《热电联产规划范本》迟迟未下发,各编制单位均根据自己的意愿编制,其突出的问题主要表现在:未从当地的能源需求与来源出发,仅考虑缺电因素;为上项目而搞规划;未按要求做热电联产与热电分产的方案比较;只考虑上热电项目,对垃圾发电、生物质能源,热泵、沼气、太阳能等未论述;经济效益计算太理想,热电厂投产后达不到理想值;供热机组的选择未做方案比较很多热电联产规划未突出节能环保的主题,未强调热电联产的建设应以供热为主增加电力供应只是副产品,等等。

《意见》指出:“切实加强电力行业特别是电网的统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责,优化电源与电网布局,加强电力规划与能源等规划之间、全国电力规划与地方电力规划之间的有效衔接”。

这些规定,对与热电联产规划的衔接提出了要求,有助于弥补热电联产规划编制中不足,以起到更好指导作用。

期待对热电项目审批简化

2014年,国家发改委将背压机组核准权重新下放到省级发改委,审批环节有所减少。但背压机组很难调峰,便于调峰的抽凝式燃煤热电项目“由省级政府在国家依据总量控制制定的建设规划内核准”,实际调峰的抽凝机组一般容量较小,基本不在总量控制制定的建设规划内,获批可能性极小。无调峰机组,背压与抽凝机组配置失调,不能合理确定热电机组选型和规模,困扰业主投资,进而影响热电行业的健康发展。

《意见》指出:“减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、减政放权,取消、下发电力项目审批权限。”

期待《意见》的实施把转变政府职能、减政放权落到实处，改善热电行业在项目审批中的困境。明确热电联产法律地位值得期待

作为电力工业的重要组成部分，比热电分产具有更好节能环保效益的热电联产，却在《中华人民共和国电力法》中只字未提。在当前国家大力倡导节能减排，鼓励发展热电联产的形势下，更显缺憾。

《意见》提出：“根据改革总体要求和进程，抓紧完成电力法的修订及相关行政法规的研究起草工作”。

建议在修订的《电力法》中增加有关热电联产及分布式能源站的建设和运行管理等内容的章节，进一步明确热电联产的法律地位和重要作用。通过修订完善电力法律法规，避免热电联产和以凝汽发电为主的“小火电”概念混淆，使“上大压小”政策与热电联产优化行业结构不再混淆，使热电行业发展更加有法可依，有章可循。

行业协会将发挥更大作用

《意见》提出：“加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。”

在我国热电领域，中国电机工程学会热电专业委员会成立二十多年来，为国家热电能源政策建言献策，并为促进热电行业发展发挥着重要作用；2014年成立的中国节能协会热电产业联盟也加入到热电事业发展中来，特别在热电节能服务方面有许多好的做法，并分别在山东和辽宁成立了地方理事会；地方热电协会中，浙江节能协会热电专业委员会走在了前面；热电第一大省山东也于2014年成立了山东节能协会热电专业委员会，在“反映诉求、提供服务、规范行为”的职能指导下，通过《中国热电行业网》等多种途径服务于热电事业。相信随着热电行业的不断发展，协会将发挥更大的作用。

综上所述，《意见》的发布，对作为电力工业重要组成部分的热电行业既提出了新的更高的要求，又是一次难得的历史发展机遇。只要我们认清形势，找出不足，顺应潮流，奋发进取，积极作为，一定能够使我国从热电大国迈向热电强国！（作者系山东省热电设计院院长，中国电机工程学会热电专业委员会副主任委员，中国节能协会热电产业联盟副理事长）

中国能源报 2015-03-30

## 各行人士如何看待新电改

9号文重在解决电力市场缺失的问题

景春梅

9号文出台后，一些人觉得不够解渴或者觉得保守。但我觉得9号文继承了5号文的基本要旨，即通过推进市场化改革，构建一个多买多卖的电力市场，最终形成由合理的价格机制来引导投资和资源配置，同时让老百姓都能够享受改革带来的实惠。

9号文旨在解决电力市场缺失的问题。那如何构建有效竞争的电力市场体系和市场结构？一要放开配售电，重新界定电网企业功能。通过改革，构建多个售电主体，让电网企业专注于输电业务，能够逐步实现用户选择权的放开，形成“多买多卖”市场格局。二放开电价。占到全国用电量八成的工商业用电将由市场来定价，这是电价机制的根本性改变。三有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。此次改革就是要遵循市场规律，让企业自主决策。

水、电、煤、气都属于国民经济基础性行业，但电的基础性特征更明显。可以说，电力在经济社会发展的能源系统中扮演着“神经中枢”的角色，其在能源品种里覆盖面最广，影响力最大，所以改革必须要慎重，不能出现误判。与其不切实际地追求“一步到位”而踟躇不前，不如“小步快走”务实推进。此次改革方案是相当务实的，是电改的“升级版”，应该能够成为一个阻力较小，收效明显的改革方案。

未来，在配套措施和实施细则上，以下几方面问题需明确：关于售电侧放开，文件明确符合条

件的发电企业等 5 类企业将来可能成为新的售电主体，不同售电主体如何公平竞争？文件里指出组建相对独立的交易中心，什么是相对独立？谁来组建？谁来投资？谁来运营？监管机构是谁？文件规定过渡期间仍由电网申报，通过输配电价回收。过渡期有多长？从根本上改变交叉补贴的配套措施是什么？

（作者系中国国际经济交流中心信息部副研究员、内参处副处长、经济学博士）

新电改带来分布式能源发展的春天

冯江华

9 号文在电力市场化方面的改革目标，将从根本上扫除电力体制方面的障碍。天然气分布式能源“在 2020 年实现 5000 万千瓦装机容量的发展目标”将有可能实现。

9 号文充分肯定了分布式能源的必要性，在发展分布式能源方面提出的诸多开放性措施，使我们这些在这个领域工作多年的人非常感叹。

9 号文提出的“在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术、提高系统消纳能力和能源利用率”。这正是我们提出的“智慧能源系统”的理念和技术。因为没有一个开放的电力市场，不能实现区域能源的“一体化”，因此不可能实现区域能源结构的“最优化”。多年来我们为此做过大量的努力，但成效甚微。9 号文打破了电网公司的垄断，使实现能源“一体化”和“结构最优化”成为可能。

目前我们设计的天然气分布式供能系统实际为电网做了调峰的贡献。9 号文提出的“建立辅助服务分担共享的机制”也将有利于提高分布式供能项目的经济性。

当然开放的电力市场对分布式供能项目可靠性和经济性提出更严格的要求，这要求我们在发展分布式供能工程技术方面做出更多的努力；在投资方面也提出了一些新问题，如在用户可以选择时如何保证项目供能合同的可持续性。目前风电和光电国家都有相应的补贴政策。而对天然气分布式能源只有上海、长沙和青岛有一些地方政策。9 号文还没有对如何体现天然气分布式能源为节能减排和治理大气环境方面所做贡献的市场价值进行说明。如果只从价格上与煤电比拼，天然气分布式能源项目建设的再好也很难有优势。

（作者系北京恩耐特分布式能源技术有限公司总经理）

新电改或将开启可再生能源的微网时代

孙航

对于风电、太阳能、生物质能等可再生能源而言，本轮电力改革最大的冲击，可能就是在输配以外的经营性电价放开之后，其将不得不与水、火、核等较为成熟的传统电力进行正面竞争。目前看来，上述可再生能源在成本及稳定性上还无法与水火电相比，鉴于当下中国电力市场处于过剩局面，可以预见未来的竞争将会更加激烈，这将成为可再生能源面临的主要挑战。

不过，值得注意的是，在经营性电价放开方面，9 号文选择了相对平缓的“有序放开”方式，固然力度不如业内预期，但风电、太阳能、生物质也由此获得了一些发展时间，这期间其竞争力的提高应由以下三方共同努力：组件装备企业应提升技术水平，在不影响产品质量同时降低其价格；发电企业应提高管理水平，压缩工程造价及度电成本；各级政府则应着手完善适合于本地的相关机制，以确保可再生能源的并网消纳。

正如“危机”一词中既包藏“危”又蕴含“机”，新电改中亦不乏可再生能源的发展机遇。九号文明确要放开用户侧分布式电源建设，其中包括风能、太阳能、生物质、燃气热电冷联产等，辅电网盈利的新模式，以及新增配售电市场的放开，未来分布式可再生能源将有望成为部分企业或工业园区的电力来源，或许可借此开启中国可再生能源的微电网时代。

总体而言，9 号文对于可再生能源还是给予了不小的关注，预计未来一段时间，包括可再生能源配额在内的多项配套政策有望陆续出台，在其共同作用之下，市场化与清洁化两条主线同时推进，



将成为新电改时代最为明显的特征。

（作者供职于中国能源经济研究会）

电改万亿市场有望一触即发

韩启明

随着电改政策出台，全国 5.5 万亿度售电对应的万亿元级别市场即将开启，具备电改先行条件的全国各省区域性电力平台有望受益发、售电两端改革。

由于用电量、用电成本高，广东省电改进程领先全国。我们认为，广东省的电改模式揭示了新一轮电改的路径。拥有多元电网输配端和供电能力过剩的地区或将是率先开展新一轮电改的试点地区。

内蒙古电力资源丰富，最容易开展输配电改和市场化交易。由于拥有非独家垄断的输配端形态，且发电能力过剩，我们判断内蒙古或将开展输配电改、扩大经营性电价市场化的综合电改。

云南省和东北三省供电能力过剩，或将扩大经营性电价市场化规模。

四川、陕西和山西等拥有省级地电企业的省份更易开展输配电价改革。独立于国家电网及南方电网的地方电力公司，目前主要有蒙西电网、陕西地电、广西水利电业、四川水电投资、山西国际电力和新疆建设兵团等 6 家，合计经营 13 个地级市电网和近 400 个县级电网。其中蜀、陕、晋三地拥有大型的独立省级地电企业，在各自省内拥有较大规模的发电、输配电市场。多元的输配端形态使得政府更易监控和核定输配电力成本，为开展输配电改提供基础。

新电改三个确定的逻辑分别是发电端（上网电价）有望率先引入市场化机制；售电侧（售电价）或采取多元化方式引入竞争。6 类企业或成为新的售电主体，独立配售电资源企业和发电企业由于已有销售渠道和生产优势，更利于涉入售电市场业务；电改是电价改革，长期看有利于降低全社会用电成本，改善下游全产业链（原材料、制造等环节）盈利水平。

（作者系上海申银万国证券能源分析师）

电改是能源互联网最大的制度红利

曹寅

能源互联网特别强调能源电力系统的端到端互联，而电改前的电力行业体制导致发电侧和用户侧的互联根本无法谈起，分布式发电项目的开发也困难重重。

但是随着 9 号文出台，新一轮电改大幕开启，即有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配电业务和售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，全面放开用户侧分布式电源市场，力度不可谓不大。“放开”为能源互联网在中国的发展，扫清了体制障碍。未来，在电改得到有力落实的前提下，发电、售电、配电行业的竞争将前所未有的激烈，售电价格竞争将会出现，但以服务和消费者体验为核心优势的新型售电和配电企业将会走得更快，也能走得更远。而发电企业的核心竞争力也将不仅仅是发电资产的规模大小，更需要在提供优质低价电力的基础上，推出增值服务来吸引并粘住售电企业和用户。

这就需要仰赖能源互联网的技术和商业模式来实现。通过大数据和云计算，收集并分析不同电力用户的用能和生活习惯，设计并精准提供有针对性的差异化方案来满足用户的需求。并且由于电力商品的实时性、无形性、供求波动性，同质化等经济技术规律，电力行业的市场化更需要先进的信息和通信技术来保障电能的生产、输送、使用动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

此外，李克强提出的“互联网+”行动计划掀起了中国传统行业接受互联网改造的浪潮。松开了体制束缚的能源互联网，未来还可以和其他产业互联网融合对接。能源互联网甚至会成为包络一切产业互联网的网上之网，成为中国产业互联网化最重要的动力和基础设施。

（作者系迈哲华投资管理咨询有限公司咨询总监）

新电改准确把握了全球电源发展趋势

寇楠楠

“指导意见”通过回顾自 2002 年电力体制改革以来所取得的巨大成就，阐明了这一轮改革所面临的环境与亟需通过改革解决的问题。

如果说上一轮改革要解决的问题是如何加强我国电力工业的建设，以满足我国快速工业化进程对电力的刚性需求，那么这一轮深化改革也同样准确地把握了当今全球电源发展的大趋势：如何向清洁能源转型，如何提高能源使用效率，如何加强电力系统的安全，如何实现可持续性发展。

这次改革面临的主要矛盾包括：第一、资源利用效率不高；第二、市场化定价机制尚未形成；第三、各类规划协调机制不完善；第四、新能源和可再生能源发展利用面临困难；第五、立法修法工作相对滞后。归纳起来，核心目标就是要提高能源利用效率、改善能源结构，保证能源安全。

从总体思路来看，改革的重点是“三放开、一独立、一深化、三加强”。相比此前的“征求意见稿”，新增了“深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究”以及“强化政府监管、强化电力统筹规划”。这一方面反映出目前对区域电网建设和输配体制还缺乏统一的认识，另一方面反映出政府对能源行业监管的转型。

综合来看，如何处理好政府和市场的关系，使市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用这个主题。一方面提出要进一步明确发电、输配电、交易、售电和用户等各个市场主体的身份、定位和交易的规则，减少政府对电力行业的直接干预；另一方面，加强政府对规划的制定和执行、对各个环节的经营与安全进行监管、以及对立法的完善。

近期来看，输配电价核定试点范围扩大、发用电计划，以及促进可再生能源消纳等相应改革可能会有较为明显的进展。

（作者系彭博新能源气电分析师）

生物质发电产业有了量价齐升的可能

苏江

9 号文正式拉开了新电改的序幕，文件规格超过以往，对生物质利好明显。作为 9 号文的配套实施方案之一的“指导意见”，进一步明确了生物质发电在电力改革中的定位。

本轮电改方案明确提出，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，要合理确定生物质能发电补贴标准。这就意味着生物质发电产业有了量价齐升的可能性。

“9 号文”指出将规范市场主体准入标准，环保将成为重要门槛指标，这将大幅提升火电的环保成本。而生物质发电以其优越的环保性，相比火电在环保成本上的优势将体现出来，另外，生物质发电成本中 50%-60% 的利益分配给了广大农民，这种社会效益也是火电甚至光伏和风电所不具备的。而生物质发电标杆电价的上涨，也将刺激国内的生物质发电企业不断扩大规模，从而大幅提升生物质发电在我国电力供应结构中的地位。

今年“两会”上，全国人大代表、阳光凯迪新能源集团董事长陈义龙建议将生物质电价上调至 0.9 元/千瓦时，该建议期待获得落实。

由于国家电网逐步退出购销环节，生物质电厂将逐步与售电公司进行交易，这就需要政府成立专门机构对电价中的政府性基金及附加进行征收、管理，以及对生物质发电进行补贴，确保补贴落实到位。同时，忽视生物质的环保性，要求生物质电厂与火电一样执行脱硫脱硝装置的建设和运营，不仅未能减排，反而增加了污染物的排放。带来的成本增加明显，建议取消。

（作者系阳光凯迪新能源集团董事长）

9 号文实效有待观察

王润川

笔者认为，9号文科学严谨，必将对中国的电力行业带来积极而深远的影响，但还有不少遗憾，力度也还不够，实际效果有待观察。

9号文的规格很高，是以中共中央和国务院的名义共同下发的，一方面说明了国家对电力改革的重视，但另一方面也暗示了改革的难度。科学的把电力行业科学的分为发电、输电、配电和交易四个环节，放开发电和交易环节，监管输电和配电环节，通过市场化机制提高电力行业效率。

但仍有不少问题令人不安，例如：为何售电环节只对新增市场开放？过网费如何确定？如果电力交易机构由原有电网企业派生，是否不够独立？如何保证拥有硬件天然垄断优势的电网企业，一视同仁的对待新设售电机构以及成本仍然较高的新能源？为何没有提及流传已久的可再生能源配额制？如何保证新能源的全额上网、补贴的及时下发？

另外，还有消息说，本次改革影响最大的电网公司对9号文的制定参与度有限，可以预期，这块骨头不容易啃。

一句话，电力改革任重而道远，9号文确实令人期待，但实际效果仍充满疑虑。

（作者系华澳国际信托有限公司新能源研究员）

中国能源报 2015-03-31

## 电改下：分布式能源后来居上 能源互联网翩翩起舞

历经13年后，电力体制改革终于又重装上阵，近期政府相继出台多项政策，在电价形成中引入市场化机制。同时，光伏、风电等能源也搭上了互联网的快车，以解决能源消费中发电端与用电端的信息不对称，提高资源利用效率。在此背景下，以科陆电子、彩虹精化、安科瑞、通宝能源等为代表的能源互联网概念股也按耐不住热情，开始翩翩起舞。

“电改”为能源互联网铺路

3月15日，市场期盼已久的《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》内部印发，不久将正式发布。这是2002年5号文的延续，也是时隔13年之后再次开启的新一轮电力体制改革。《意见》可以概括为“四放开、一独立、一加强”，即输配以外的经营性电价放开、售电业务放开、增量配电业务放开，公益性和调节性以外的发供电计划放开，交易平台独立，加强规划。

“新电改9号文”最大亮点在于理顺交易机制、推进价格改革、形成竞争性售电市场。券商分析师认为这从根本上破除了电网“独买独卖”的垄断格局，与此同时，新“电改”方案将从对分布式可再生能源的支持开始，为能源互联网的发展铺路。3月23日，发改委和国家能源局也联合下发了《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》，其目的就在于配合落实《意见》(即“新电改9号文”)有关要求促进清洁能源发展。

其实，“能源互联网”一词最早源于国家电网公司董事长、党组书记刘振亚撰写的《全球能源互联网》一书。内容涵盖全球能源发展现状与挑战、清洁替代与电能替代、全球能源观、全球能源电力供需、构建全球能源互联网等方面，描绘了一幅未来能源互联网发展的全景图。记者了解到，能源互联网的本质是降低人类获取能源的成本。能源成本的降低有赖于资源的最优化配置，在全球范围内进行能源资源的最优化配置需要建设以特高压技术为基础建设的全球能源互联网。正如《全球能源互联网》所说，全球能源互联网实际上是“以特高压电网为骨干网架(通道)，以输送清洁能源为主导，全球互联泛在的坚强智能电网”。

华泰证券认为，能源互联网是一种在现有配电网基础上通过先进的电力电子技术和信息技术，融合了大量分布式可再生能源发电装置和分布式储能装置，能够实现能量和信息流动的新型高效电网结构。它是一个能将大型集中式发电机组、分布式可再生发电端、储能设备、各类终端用电器通过自动化、智能化软硬件连接起来的信息物理系统。可再生能源和互联网的结合将颠覆传统的能源系统，并从根本上解决能源安全的问题。从能源互联网应用的核心逻辑来看，我国石油对外依存度增长过快以及传统电网存在重大安全隐患的情况下，发展以分布式可再生能源互联互通为本质的能源互联网将是大势所趋。

“分布式能源”公司后来居上

本次新电改方案是能源体制改革重要一环。研究人士认为，新电改方案的出台，将开启全国 5.5 万亿度售电对应的万亿元级别市场，而具备电改先行条件的区域性电力平台如内蒙古、四川、云南等省份必将受益。去年 11 月，深圳市率先实施输配电价改革试点。今年 1 月，发改委批复深圳市输配电价改革试点首个监管周期电网准许收入和输配电价。此外，内蒙古西部电网获准启动输配电改革。这意味着新一轮电改将以边试点边扩容方式进行，拥有多元电网输配端和供电能力过剩地区将是率先开展电改的试点地区。

方正证券分析认为，此次新电改将使上市公司会分阶段受益。第一，具有竞争力的发电企业以及第一批售电牌照获得者，预计第一批牌照将发放给试点区域内拥有国资背景的发电公司，比如深圳能源、深南电 A、粤电力 A 等龙头电企。而发电计划放开之后，竞争将造成市场分化。尤其是拥有优质水电、坑口煤电、核电等成本较低的发电企业，以及形成规模效应的发电集团，比如长江电力、国投电力、桂冠电力等将在市场竞争中占有优势地位；第二波受益者则是分布式能源，电改将解决分布式能源发展的根本性问题——体制性障碍，进而催生多种商业模式解决分布式目前遇到的发展瓶颈，最后达到促进分布式发展的结果；第三波受益者为致力于电网自动化，能源互联网建设的电力设备企业，其能够整合电力数据信息与金融服务，在碳交易等领域或能源服务领域有独特优势的企业。而记者也注意到，近期表现强势的均为区域型龙头或大型火电公司，这与方正证券分析电改受益路线相符，而这也意味着在接下来阶段，与“分布式能源”相关的上市公司或存在一定的市场表现机会。

所谓“分布式能源”是指分布在用户端的能源综合利用系统。一次能源以气体燃料为主，可再生能源为辅，利用一切可以利用的资源；二次能源以分布在用户端的热电冷(植)联产为主，其他中央能源供应系统为辅，实现以直接满足用户多种需求的能源梯级利用，并通过中央能源供应系统提供支持和补充；在环境保护上，将部分污染分散化、资源化，争取实现适度排放的目标。在 A 股市场中，具体涉及“分布式能源”的上市公司主要有海陆重工、建投能源、天壕节能、准油股份等标的，其中，海陆重工产品以工业余热锅炉为主，属于节能环保的新兴产品，是余热锅炉领域龙头企业，公司在多个细分领域处领先地位，市场占有率一直排名第一；而准油股份则是受益于国家对于油气田勘探开发的支持，是新疆地区唯一一家能够提供动态监测和增产措施技术作业的专业化公司，服务一体化使公司具有综合竞争优势。

储能技术是能源互联网关键环节

能源互联网需要更多新能源储存，电力的潮流控制、分布式电源及微网将实现广泛应用，储能技术将是协调这些应用的至关重要的一环。

资料显示，风光电站、分布式及微网发电、调频辅助服务等对储能均需求巨大。据《2014 年储能产业研究白皮书》预计，到 2020 年我国储能市场规模将达 136.97GW；而我国截至 2013 年抽水储能装机容量 21.53GW，计划 2020 年达到 70GW；压缩空气目前没有应用项目；锂电池、液流电池、钠硫电池等新型储能技术将瓜分其余约 67GW 的市场份额，而我国目前上述储能技术仅有 81.3MW，约有超过 1000 倍的发展空间。另外，随着新能源发电比例逐渐升高，其对电网冲击以及弃风弃光问题也需要储能参与解决。根据十二五规划和《能源发展战略行动计划(2014~2020 年)》，预计储能比例应该在 10% 左右，由此推算仅风光电站配套储能的市场空间就有 30GW；而分布式发电和微网储能是近年来热点，我国目前还没有相关补贴政策，但可以预计一旦有政策落地，户用储能将会跨越式增长。

“预计‘新电改’政策的破局将成为储能产业的政策‘风口’之一。”浙商证券认为，短期来看，“新电改”初步方案中提出的放开售电侧、鼓励分布式发电及微网发展的政策将极大推动国内储能产业的发展。在“新电改”初步成型的政策文件中，明确提出要“积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和资源利用效率”，表明政策高度重视储能产业的发展。

国金证券也认为，我国目前面临产业升级与经济转型，未来将有大量高新技术产业涌现，因此对电力质量将有较高需求，这为储能创造高收益制造机遇。建议关注储能产品具备竞争力、业务布局具有先发优势及出口能力的企业，如阳光电源(三星锂电合资+光伏销售渠道)、圣阳股份(铅碳电池)、南都电源、比亚迪、科陆电子等。

记者注意到，阳光电源与三星 SDI 合作储能业务，未来随着储能成本的不断降低，储能和光伏电站运维结合，将可以进一步的为客户提供增值服务，创造价值。公司全面布局光伏逆变器、电站、储能和新能源汽车等相关业务，对售电业务理解、准备充分，将成为电改的最大受益者之一，未来有望打造真正的能源互联网，并从中创造新的盈利模式。科陆电子目前是我国唯一一家提供全系列光储产品线的公司，公司的愿景是打造世界级能源服务商，公司于 2013 年介入光伏电站运营领域，2014 年通过收购、自建的方式，光伏电站体量迅速提升。根据目前在手项目，预计 2016 年，公司新能源电站净利润约 2.2 亿元，收入约 7 亿元。另外，公司储能业务起步于国内无电区光储项目，今年海外、国内市场齐头并进，从目前拓展情况来看，订单或将实现翻倍。

证券市场周刊 2015-03-31

## 重庆页岩气产业发展规划出炉

重庆市政府办公厅近日印发《重庆市页岩气产业发展规划（2015-2020 年）》，根据这一规划，到 2017 年，全市页岩气产业将累计投资 878 亿元，实现页岩气产能 150 亿立方米/年，全产业链产值 730 亿元。

据新华网 3 月 29 日消息，规划提出，全市将打造全国页岩气开发利用综合示范区。在页岩气勘探开发方面，将加大中国石化涪陵、彭水，中国石油宣汉-巫溪、忠县-丰都等重点区块的页岩气勘探开发力度，力争 2017 年实现产能 135 亿立方米，产量达到 91 亿立方米；2020 年实现产能 240 亿立方米，产量达到 165 亿立方米。加快丁山核心区、荣昌-永川、渝西、酉阳、黔江、城口、秀山等有利区块勘探开发进程，力争 2017 年实现产能 15 亿立方米，2020 年实现产能 60 亿立方米。

同时，页岩气将成为未来重庆市 LNG 的重要原料。规划提出，到 2017 年，全市 LNG 车辆达到 1.2 万辆，LNG 船舶达到 190 艘，年消纳页岩气 7 亿立方米，实现产值 59 亿元；到 2020 年，LNG 车辆达到 5 万辆，LNG 船舶达到 400 艘，年消纳页岩气 14 亿立方米，实现产值 112 亿元。

城市居民家里也将用上页岩气。到 2017 年，全市将实现民生用页岩气 4 亿立方米，实现产值 10 亿元；到 2020 年达到 8 亿立方米，实现产值 20 亿元。

据之前“十三五”页岩气的发展目标指出，到 2020 年年产量突破 300 亿立方米，占国产天然气比重的 15% 左右。在今年李克强总理的政府工作报告中也提出，需要开发利用页岩气，实施新能源重大项目。

广发证券分析师表示，目前中国页岩气发展情况大约符合美国 10 年前的产业情况，正处于前瞻布局中的良好投资时点。建议关注具有核心产品技术竞争力的设备提供商以及在市场开放中直接受益的差异竞争型民企油服企业。A 股中海油科技、通源石油、恒泰艾普、惠博普等概念股，后期值得重点关注。

中国证券网 2015-03-31

## 美水力压裂法细则出炉

3 月 20 日，美国内政部酝酿 3 年的联邦水力压裂法细则终于出炉，旨在建立水力压裂技术的国家标准，将于 6 月底正式实施。法规要求在联邦土地上开采必须公开其使用的化学药剂，恪守油气井的建设标准，并安全处理受到污染的水。消息一出，立即引发争议，油气公司抱怨新规“不必要”且“过于繁琐”，环保主义者则认为“太保守”。

就在法案公布后几分钟，美国独立石油协会（Independent Petroleum Association of America）联手西方能源联盟（Western Energy Alliance）向怀俄明州联邦法院提起诉讼，控告这项新规基于“未经证实的担忧”。

《金融时报》援引美国石油协会（American Petroleum Institute）主管 Erik Milito 的话称，新规是对已有法规的重复，“没有必要”，水力压裂作业已经安全运行了数十年，并希望联邦土地管理局（BLM）认真对待新规将造成的成本负担和工程延期。

有人算了一笔账，新规将使每口井的开采成本增加 9.7 万美元。油气业内人士称，新规不仅将导致能源产量下降，把成本负担转嫁给消费者，还将阻碍美国经济发展。

油价网撰文称，奥巴马的水力压裂新规让所有人感到失望。甚至连环保组织都不买账。美国环保组织山脉俱乐部（Sierra Club）土地保护主管 Athan Manuel 称：“我们感到沮丧，奥巴马政府为地面以上的气候政策做出了历史性贡献，但在保护地下化石能源问题上却态度不明。”另有人士称，既然美国政府努力削减碳排，那就应该让水力压裂法在联邦土地上完全禁止。

据悉，联邦水力压裂法自 2012 年开始酝酿。根据美内政部数据，美国陆上超过 90% 的油井都采用水力压裂技术。联邦土地上的压裂活动仅占一小部分，油气产量分别占全美总消费的 5% 和 11%。大多数压裂活动出现在私有或州土地上，然而各州和公司一般依照地方水力压裂规定经营。

联邦土地管理局表示，新规将成为各州完善地方法规的导向与标准。现行的联邦钻探法规使用已经超过 30 年，与现今的开采技术完全脱节。

美内政部长萨莉·朱厄尔表示，细化和完善水力压裂法规将为各州以及油气公司提供一个安全监督框架以及防泄漏草案，以更负责任的态度开发联邦油气资源。

她还称：“公众非常担忧水力压裂技术的恶劣影响，特别是对地下水的潜在威胁。新规将兼顾可持续发展与保护公共土地资源。这项法规将惠及全美所有人。我相信，将为美国人民提供一个基本舒适的环境，这是一件正确的事。”

保育选民联盟(The League of Conservation Voters)称，新法规是美国能源可持续发展的重要一步，即使它还不够严格。白宫高级顾问 Brian Deese 说：“为了页岩产业长期稳定发展，需要新法规来平衡保护公众健康、安全与负责任开采的双重利益。”

《基督教科学箴言报》指出，美国政府努力繁荣油气产业，又不忘保护环境与应对气候变化，奥巴马是利用水力压裂法新规在两者间寻找平衡。

张琪 中国能源报 2015-03-31

## 碳市场健康发展亟须建立配套机制

党中央、国务院高度重视低碳发展与应对气候变化。2011 年我国开始碳排放权交易试点工作。2014 年，国家发改委颁布了《全国碳排放权交易管理暂行办法》，提出将在“十三五”期间形成全国性的碳排放权交易市场。2015 年全国两会上，李克强总理在政府工作报告中明确提出：“积极应对气候变化，扩大碳排放权交易试点。”

气候变化是当今人类面临的共同挑战。积极应对气候变化，加快推进低碳发展，已经成为国际社会的普遍共识。当前，国际社会正致力于就 2020 年后应对气候变化的强化行动和措施达成新的协议。2014 年 11 月，中美两国政府发表《中美气候变化联合声明》，我国宣布将在 2030 年左右实现排放峰值，并将非化石能源一次能源消费比重提高到 20% 左右，表明了我国在控制碳排放、应对全球气候变化方面的信心和决心。

在碳市场建设提速的背景下，我国亟须完善市场配套政策，激发各类市场主体积极性，以较低成本实现碳减排目标。

目前，我国已成为温室气体排放第一大国，总排放量占到全球的 29%，未来能源消费和温室气体排放还将持续增长，减排形势非常严峻。2011 年，我国在北京、上海、天津等 7 省市开展碳排放权交易试点。目前，7 个试点的碳交易市场已全面启动，配额总量近 12 亿吨，控排企业数量超过 2000 家。广东省碳交易市场现已成为世界第二大碳市场，我国碳交易市场建设取得初步成效。按国家相关计划，全国性碳交易市场将于 2016 年下半年启动，并于“十三五”末期进入高速运转模式。届时，我国将成为全球最大的碳市场，更有助于提升我国在全球碳定价及碳市场规则制定方面的话语权。

然而，我国碳交易市场刚刚起步，还处于试点、摸索阶段，由于各试点建设速度较快，准备工作并不完全充分，在市场流动性、市场机制、法律法规、能力建设等方面尚存在一些问题。首先，市场的规模和流动性较小，且流动性不均衡。我国碳交易市场目前主要是现货交易，7省市碳市场累计交易量约1700万吨，占配额总量的1.5%，交易规模尚小。

各地碳市场普遍存在平时交易冷清，履约期集中交易现象，市场流动性不均衡。此外，大部分试点在政策设计、配额分配、排放数据、交易数据等方面的透明度多少还有所缺失。企业不能完全了解政策和市场情况，对碳交易的认知和参与程度不高。

其次，法律法规体系亟待完善。碳交易政策的实施须有强制法律约束力作为保障。我国尚未出台国家层面的应对气候变化和碳排放权交易方面的法律法规，大部分碳交易试点省市在开展试点工作缺乏法律指导和上位法的支撑。

再次，碳市场基础能力建设有待加强。政府、企业、交易机构等各层面的碳管理体系建设、专业人才培养、技术和管理手段创新等均需加强。围绕碳交易的低碳服务产业尚需培育和发展。目前第三方审定和核证机构、碳资产管理公司、碳咨询及碳金融机构的数量还较少，促进低碳服务产业发展的激励机制还需要建立完善。

此外，电力行业的特殊性问题尚未有效处理。我国7个试点均把电力企业作为强制减排对象，共有100多家电力企业纳入试点。但我国电力行业还未完全市场化，发电量指标主要由政府分配，电力市场化改革的进度从某种程度上也影响着碳市场建设的进程。

由此，尽管我国已明确2016年下半年将启动全国性的碳市场，但涉及全国碳市场覆盖范围、总量控制目标、配额分配方案、地区和行业减排衔接等问题均未明确，亟待进一步研究明确。与此同时，建立健全碳市场相关法律法规和配套政策也是当务之急。国家主管部门应加快推进应对气候变化和碳交易方面的立法进程，在《全国碳排放权交易管理暂行办法》的基础上研究制定相关配套政策和监管制度，增强碳交易政策的强制性和约束性。

鉴于电力是我国碳排放的大户，也是关系国计民生的基础性产业，因此有必要对电力行业开展碳交易问题进行重点研究，包括电力行业参与碳交易的核心要素和碳交易对电力发展的影响等。目前，我国电力市场化改革正逐步推进，国家层面应统筹考虑电力市场与碳交易市场的建设，推动两个市场协调发展、相互促进。

目前，我国碳交易市场建设方向已经明确，企业应增强减排意识，采取积极行动推进碳减排工作。除直接减排之外，还应重视供应链上下游企业协作实现间接减排。以电网企业为例，在实现自身减排的同时，可通过清洁能源开发利用、引导用户节能、服务电动汽车和分布式能源发展等推动发电侧和用户侧的碳减排，间接减排潜力巨大。近年来，能源互联网成为新的发展趋势，未来发电企业、电网企业、用户联系更为紧密、互动更为频繁，将为整个电力供应链实现更大减排效益创造条件。

国家电网公司作为我国电力行业的骨干企业，长期致力于推动绿色、低碳、智能的电网发展。为推进国家电网公司绿色发展的整体战略部署，南瑞集团正积极探索建立集团碳排放管理制度，完善低碳产业链，组建专业化碳资产管理公司——上海置信碳资产管理有限公司，并率先发布《南瑞集团碳资产管理办法》，为国家电网公司加强碳排放管理体制建设奠定了良好的基础。（上海置信碳资产管理有限公司 魏晓浩）

国家电网报 2015-04-02

## 新电改方案的逻辑

新电改方案终于出台。可以预料的是，该方案的出台不会是一场大讨论的终结，而只会是一个新的开始。

对电改的讨论和参与能从业内扩散到业外，是本轮电改的一个巨大进步，也是进一步推动电改的动力和良好土壤所在。在一定意义上说，新电改要为“能源民主”打开一扇大门，让电力行业从

封闭走向开放，从集中走向多元，让众多的电力消费者拥有自主选择权和参与权。

“大文件”出台之后，更重要的是大量中观配套文件和微观实施细则的制定和出台，以及多个专项和综合试点的展开，新电改之路任重道远。无论是电改政策的制定者、实施者，还是一个普通的利益相关者，在当前节点思考讨论电改，都应紧紧把握基本的前提和逻辑，把握问题的层次和“颗粒度”，避免无限扩大争论边界，以免混淆概念、涣散主题、扰乱思想，甚至拖延改革。

要把握住新电改，首先要把握住新电改的两个重要基础和前提。

第一个重要的基础和前提是十八届三中全会精神，以及党和国家领导人对电力能源行业的重要讲话精神。这为新一轮电改指明了方向、目标和路径，同时也基本框定了未来的电力体制、机制和行业管理模式。

第二个重要的基础和前提是我国上一轮电力体制改革、全球电力市场化改革，以及我国其他经济领域（特别是与电力相似行业）的市场化改革，这些改革中的成功经验和良好实践为我国新一轮电改提供了重要的模式和路径参照，其巨大成就和改革红利则为之注入了宝贵的信心和动力。

我们就从上述两个基础和前提出发，来对电改的一些重要概念和基本逻辑做一些梳理，希望能让更多的人有一个更清晰的认识，而不是在众说纷纭的争论中无所适从。

电改的逻辑之一:方向、目标和路径

十八届三中全会通过的《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》，首次提出要让市场在资源配置中起决定性作用。该决定明确提出，经济体制改革是全面深化改革的重点，核心问题是处理好政府与市场的关系，使市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用。必须积极稳妥从深度、广度上推进市场化改革，大幅减少对资源的直接配置，推动资源配置依据市场规则、市场价格、市场竞争实现效益最大化和效率最优化。建设统一开放、竞争有序的市场体系，是使市场在资源配置中起决定作用的基础。

习近平总书记在中央财经领导小组第六次会议上首次提出“能源革命”，包括能源体制革命，坚定不移推进改革，“还原能源商品属性”。李克强总理在主持召开新一届国家能源委员会首次会议时也明确指出，调整能源结构，关键要推进能源体制改革，要加快电力体制改革，推动供求双方直接交易，让市场在电力资源配置中发挥决定性作用。

我们不难总结出，电改作为经济体制改革的一个重要组成部分，方向就是市场化，改革的目标就是建设统一开放、竞争有序的电力市场体系，还原电能商品属性。

同时，十八届三中全会实际上也为电力改革指明了路径。

会议指出，准确界定不同国有企业功能，国有资本加大公益性企业的投入，在提供公共服务方面做出更大贡献。国有资本继续控股经营的自然垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革，根据不同行业特点实行网运分开，放开竞争性业务，推进公共资源配置市场化，完善主要由市场决定价格的机制。凡是能由市场形成价格的，都交给市场，政府不进行不当干预。推进水、石油、天然气、电力、交通、通信等领域价格改革，放开竞争性环节价格，政府定价范围主要限定在重要公用事业、公益性服务、网络型自然垄断环节，提高透明度，接受社会监督。

基于以上，我们也不难总结出，电改的路径至少有以下几个主要节点：

第一个节点，准确界定好电力行业各环节的性质。第二个节点，实现符合电力行业特点的网运分开。第三个节点，做好与电力相关的网络型自然垄断环节、重要公用事业、公益性服务的政府定价。第四个节点，搭建好统一开放、竞争有序的现代电力市场体系，逐步放开全部竞争性环节价格。

值得注意的是，把握好这几个节点的顺序非常重要。前一个节点没走完，没走稳，还留有尾巴的话，后一个节点不可能走得开，走得动，走得快，顶多试点探探路，不可能甩开膀子大面积铺开。上一轮改革停顿，很大程度就是因为没处理好前几个节点，直扑第四个节点，结果被前三个节点绊住了腿脚，摔了个结实，趴了十多年。

下面，我们针对每一个节点做进一步的梳理，首先谈谈电改的第二个逻辑：垄断性竞争性和政



策性。

电改的逻辑之二：垄断性、竞争性和政策性

垄断和竞争是经济学上的一对核心命题，反垄断则是现代政府在经济领域一个重要而永恒的职责。反垄断的成效如何，往往直接决定一个国家的经济活力和可持续发展动力；所以，人们通常把“反垄断法”称为“经济宪法”。

在这里，我们要讨论的是电力工业的垄断性环节和竞争性环节。可以说如今已没人否认输电和配电作为网络型自然垄断环节存在，而发电、售电及至用电服务则属于竞争性环节。

实际上，电力在百多年间绝大部分都作为一体化的垄断行业存在，无论私有垄断还是国有垄断。直到近 30 年，得益于相关技术（主要是信息通信技术和自动控制技术）和经济学理论的进步，其发输配售各个环节逐步具备了分离的条件，同时发电端、售电端和用户侧资源逐步具备了竞争的条件。且随着各国电力工业重组的不断推进和完善，市场建设和政府管制手段的改进和提升，以“垄断环节和竞争环节彻底分离，用户主动性和互动性逐步提升”为主要特征的新的电力工业组织结构，已经成为全球电力工业的主流。

同时，在新的行业组织结构确立初期，因拆分所导致的运营效率损失、协调成本增加等负面效应，都在这些年通过技术、管理和管制手段的提升得以弥补和消除，而竞争环节的彻底分离和需求侧资源的有效参与所带来的竞争效益、消费者选择效益，特别是为分布式、智能电网、能源互联网等新兴生产力和新经济业态打开了闸门，迸发了强大的经济能量。

但电力工业重组的复杂性没有停留在垄断环节和竞争环节这一维的划分上。由于电力工业多年来一直作为公共产品和准公共产品提供者，在还原电能商品属性的过程中，在较长一段的过渡期内，虽然购售电环节整体是竞争性环节，但在公益性、调节性发用电和公共事业用电等方面，还将保留政府管制定价，我们将这些统称为政策性。同样，在输配电整体作为垄断性环节的同时，一部分的输电和配电，则是可以开展市场化运作的。所以，对电力行业各环节的性质界定，还存在市场化和政策性的划分。

我们可以画一条横轴，左边是竞争性，右边是垄断性；再画一条纵轴，上边是市场化，下边是政策性。由此得出一个四象限图：第一象限是市场化的竞争环节，第三象限是政策性的竞争环节；第二象限是市场化的垄断环节，第四象限则是政策性的垄断环节。

在改革的启动阶段，最早可以进入第一象限的，包括作为公用发电企业的煤电、核电、部分水电，取得了市场主体资格的自备电厂，部分分布式发电，符合放开条件的工商业用户，各类市场化的售电主体；而保留在第三象限的，包括风电、光伏、生物质等各类新能源可再生能源发电，部分水电，居民、农业、公益性用电、暂未放开的工商业用户，承担保底任务的政策性售电主体。其中，新能源可再生能源发电，可以采用在“度电补贴”的基础上，直接进入市场化的方式，在第一阶段即进入第一象限。

对于水电而言，非政府拨款建设的水电应创造条件直接进入市场，考虑到现有水电上网价格普遍低于煤电，如果能在市场建设一开始就采用容量、电量和辅助服务分别计价，在容量价格核定时将水电历史成本因素考虑进去，则更为公平和平稳。分布式发电，特别是具良好调节性能的天然气多能联供分布式，可直接获得用户电价，并以需求响应资源的形式参与批发市场，而分布式光伏也可暂时沿用现有补贴模式。

在改革的第一阶段，垄断环节中的直流输电和专用配电也将开始引入市场化运作方式。直流输电可以采用单个项目引入社会资本的方式，也可以采用将整个直流输电资产打包整体上市的方式引入公众资本。增量配电尤其是增量专用配电，则可以完全向社会资本开放；而存量配电，以及增量公用配电，则可以采用混合所有制的方式进行改造。直流输电、公用配电、专用配电等均采用基于社会平均成本的标杆输、配电价。这些，就构成了电力工业新的组织结构中的第二象限。

而第四象限则是其余全部的输配电网。值得注意的是，第三象限和第四象限均作为政策性环节，都存在交叉补贴。在第三象限，是不同性质的用户之间的交叉补贴，第四象限，则是不同地域的发

用电主体之间的交叉补贴。这两种交叉补贴应区分处理，前者采用公共基金的形式对公益性、保护性用户进行明补；后者则统筹进入输配电价。随着改革的深入，交叉补贴规模要尽可能缩小，输配电价机制要不断完善，最终发展到节点价格，以精确反映空间信号。

以上是对电力工业各环节性质的简要分析。从分析中可以得出以下结论：我国的新电改首先是一个行业改革，遵循电力行业的普遍规律；同时也是国资国企改革的重要组成部分，要符合我国国资国企改革的总体方向。准确界定国有电力企业功能，特别是作为以网络型自然垄断业务为主的电网企业，必须要分环节界定，而无法作为一个整体进行界定。明确而言，那就是，输配电环节和购售电环节决不能作为一个整体来看待和处理，二者必须有某种形式的切分，至少在内部分离。（王冬容 作者系中电国际政研室副主任、中国能源研究会专家组成员）

中国能源报 2015-03-31

## 页岩气开采之忧

“中国页岩气第一省”四川提出今年要开发页岩气 20 亿立方米 高开发难度高成本高水耗成“拦路虎” 专家称页岩气革命“看起来很美”应适度“踩刹车”

页岩气是近年来国家重点发展的新能源。四川是我国页岩气资源最为丰富的省份。四川页岩气资源量约为 27.5 万亿立方米,占全国 21%;可采资源量达 4.42 万亿立方米,占全国 18%,资源量和可采资源量均居全国第一。今年两会期间,国家发改委和国土资源部都表示支持四川设立国家页岩气综合开发改革试验区。上周,四川还成立了页岩气专家咨询委员会,这也标志着“中国页岩气第一省”在推动页岩气商业化上已经走上了“快车道”。

不过,记者近日调查发现,由于开采难度大,开采成本高,部分已开采的页岩气项目并非像预想中的那么顺利。有专家也对页岩气开发中可能产生的水耗和环境污染问题表示担忧。

到 2013 年年底,四川省已钻完页岩气井 36 口,占全国 20.2%;已完成页岩气井压裂 31 口,约占全国 25%。累计开采出页岩气 9385 万立方米,销售使用页岩气达 7565 万立方米,分别占全国的 42.3%和 37.1%。九三学社四川省委员会的调研显示,四川页岩气资源约占全国的 1/3,超过常规天然气的资源量,居全国第一位。

“第一省”四川:对页岩气开采信心满满

坐拥丰富页岩气资源的四川,在发展页岩气方面也是雄心勃勃。四川已将页岩气确定为五大高端成长型产业之一,将力争成为全国最大的页岩气生产地。

根据《四川省页岩气“十二五”发展规划(2013-2015)》中显示,四川力争在 2015 年页岩气产能建设达到 20 亿立方米。未来几年,每年新增 1000 口井、500 亿元的投资规模 (与美国 Barnett 地区目前情况相近),形成以油气装备、工程服务、天然气化工、CNG、LNG 等全产业链的万亿元产业。

在中国石油西南油气田公司勘探开发研究院王世谦研究员看来,主要原因是在页岩气开发技术上尚未获得突破性进展,而开发难度的增大和带来的环境破坏,也让开发方越来越谨慎。

然而,四川省经信委主任王海林还是对四川省页岩气开发信心满满,并希望加快开发步伐。“目前四川在开发页岩气方面,资金不存在问题,技术也不存在问题,关键问题在审批环节严格,民企还不具备进入条件。四川有关方面也正在呼吁,希望国家有关部门给予政策支持。”

王海林告诉记者,我国每年进口的天然气超过 400 亿立方米,成本巨大,从这一点来看,页岩气的市场需求非常迫切。开发一口页岩气井需要 6000 万元,虽然成本不低,但是若能引进社会资本,降低进入门槛,这个问题就能解决。

中国“瓶颈”:水资源与页岩气的矛盾

多年从事油气地质综合评价研究的王世谦教授直言,国内许多页岩气勘探成果实际上仅停留在“点火成功”、“产出了页岩气流”这类既无稳定测试成果更无长时间试生产数据的所谓“成功”和“突破”上,名不副实。

他表示,从已公布的压裂测试成果来看,这些井深分布在 1500 米左右的直井经压裂后的测试产气

量一般只有 1500~2500 立方米/天,连工业气井的标准都达不到。

长期关注四川页岩气开发的环境保护部西南环境保护督查中心专家程为表示,开采页岩气通常要先打直井到几千米地下,再向水平方向钻进数百米到上千米,并采用大型水力压裂技术,通过向地下注入清水、陶粒、化学物等混合成的压裂液,以数十到上百兆帕的压力,将蕴含天然气气流的岩层“撬开”。在同样产量情况下,页岩气的井田面积大约是常规天然气井田面积的十几倍,钻井数量则达到常规天然气 100 倍甚至更多。水平井钻井和水力压裂法是目前用于页岩气开采的核心技术。压裂开采需要消耗大量水资源,即使实现较高的返排率,其耗水量仍将达到常规天然气的 10 倍。有研究机构甚至把中国水资源和页岩气开采之间的矛盾称为中国“瓶颈”。

#### 环境威胁:废水含上百种化学废物

而页岩气开发面临的危机不仅是水耗,更大的威胁是对环境的破坏。程为表示,页岩气开采主要应用的是水平井钻井和水力压裂法技术,需要大量耗水,而且开采过程中需要向页岩中注入含有化学试剂的高压裂液。在页岩气开采过程中,一般大部分压裂液会回流到地面先储存,然后再进行处理回收和再利用,在这个过程中压裂液若渗入地下或随雨季到来外溢,极易造成对当地浅层和地下水质的污染。

此外,页岩气开采过程中产生的油基泥浆和废弃钻屑污染问题也一直没有得到足够重视。目前,含油污泥和开采废水已经成为页岩气开采的两大污染物来源。一方面,页岩气开采需要消耗大量淡水资源,对当地和区域的水资源可持续利用造成影响;另一方面,页岩气开采过程中会产生噪声、废水、废气及开采事故灾害等引起的环境污染。

页岩气开采产生的废水包含碳氢化合物、重金属、盐分及放射性物质等 100 多种化学物质。若灌注工艺不满足要求或者灌注层选择不当,都可能造成地下水污染。页岩气资源集中的川渝黔等西南地区地质条件复杂,地下暗河溶洞多,地下水污染的预防与控制难度更大。

#### “复制”经验:照搬美国经验技术碰壁

我国近年来对页岩气的越发重视,与美国开展的“页岩气革命”不无关系。2006 年,美国页岩气产量为当年天然气总产量的 1%;2010 年该比例跃升至 17%,超过 1000 亿立方米。5 年间,美国页岩气产量增长近 20 倍。

九三学社四川省委主委黄润秋在把脉四川页岩气发展时表示,由于地质条件、技术条件和市场条件与美国不同,四川的页岩气开发还面临着“成本”与“环保”的双重压力。目前美国已开发的页岩气气藏不仅地层海相沉积稳定、构造平缓,且埋藏深度大部分在 180~2000 米之间。而我国的页岩气地下结构复杂,褶皱强烈,储层埋深变化大,大多数超过 3000 米,技术难度更大,开发成本更高。

页岩气开发的有利区多以丘陵山地为主,人口密集且土地和水资源短缺,受技术条件的制约,页岩气开采所使用的水压破裂技术需要挤占大量的土地和水资源。大量的水还会回流到地表,钻井使用的化学添加剂会对地下水 and 地表造成污染威胁,一旦处理不当,将会加剧当地资源短缺的矛盾和环境污染的风险。

著名能源问题专家夏义善也告诉记者,四川盆地页岩气埋藏深度比较深,一般在 2000 米到 3000 米之间,而在我国其他地区开发难度更大,埋藏深度一般在 5000 米上下。在美国一些富含页岩气的地区,埋藏深度多在 800 米到 2000 米之间。页岩气埋藏深度,直接影响着勘探和开发成本。我国页岩气开发时间较短,技术不够成熟,又因为中国和美国的地质条件不同。而当前则主要是在复制美国的技术。

西南石油大学资源与环境学院副院长王兴志直言,当前国内对四川盆地海相富有机质页岩地质研究过于粗糙,其特征及主控因素尚未明确,还不适合页岩气的大规模勘探与开发。我国多采用北美地区页岩气地质评价体系,缺乏适合四川盆地页岩气储层的评价方法与标准。四川盆地页岩气资源量和有利分布区块尚不十分清楚,还缺乏页岩气远景区带和有利区带划分依据。四川盆地内相对有利于页岩气勘探的川南地区处于丘陵地带,人口密度大,水资源较为匮乏,不利于大规模的钻探和水压裂开发。

#### “成本”巨大:要降低成本提高产量

不仅是页岩气研究专家,一些开发页岩气的公司负责人也坦承,高成本导致投入难以收回。

国土资源部油气资源战略研究中心研究员李玉喜表示,由于我国页岩气储存条件差,开发周期长,工程作业费用比较高,导致开发成本高,甚至亏本。而页岩气要实现效益开发,必须降低成本和提高产量。国外主要采用工厂化作业和大型同步体积压裂来进行页岩气开发,而国内的四川等地,一直采用传统的作业模式,相关设备缺乏,工艺技术和作业流程不完备,导致成本较高。

为推进页岩气市场化开发,国土资源部于 2011 年 6 月和 2012 年 9 月两次共推出总面积 3.1 万平方公里的 23 个区块,面向社会各类投资主体公开招标出让页岩气探矿权。

张建华(化名)的公司就是在 2012 年的招标中参与了四川一处页岩气片区的开发。张建华告诉记者,开发成本实在太高,水平钻井周期要 80 天,水平井单井成本要 7000 万元,页岩气的开采成本要 3 元/立方米,从 2013 年参与四川某市的页岩气以来,两年时间他的公司一共投入了 6 亿元,公司也负债 2 亿元。

“我后来才知道,美国的页岩气跟我们的不一样,它含有相当高比例的氦,大概是 10%,而一般国内的页岩气的含氦量不到千分之五。氦是非常有用的一种气体,而且售价很高。美国专家跟我说,要想赚钱,年出气量必须达到 5000 万立方米以上,成本在 2 元/立方米以下。”张建华说,页岩气开采出来,要想赚钱,还有很长的路要走。(肖欢欢)

广州日报 2015-04-03

## 生物质能、环保工程

### 林改方案出台 助推生物质能源行业发展

国务院近日印发了《国有林场改革方案》和《国有林区改革指导意见》,并发出通知,要求各地区各部门结合实际认真贯彻执行。方案明确提出,到 2020 年,我国森林面积增加 1 亿亩以上,森林蓄积量增长 6 亿立方米左右。管理体制全面创新,确保政府投入可持续、资源监管高效率、林场发展有后劲。

这一明确表述,意味着生物质能源行业迎来了新的发展契机。林改方案的主要意图,在于构建可持续的国有林场发展模式。新的发展模式下,经济效益将与生态效益、社会效益能够得到共同体现。而可持续的发展模式,正是生物质能源的优势所在。广袤的森林是天然的绿色油田,以农林业废弃物主要原料的生物质能源行业,经济效益与生态效益、社会效益能够相得益彰。森林内的干柴、树枝等得以变废为宝的同时,这些林业废弃物的收储环节,提供了大量的就业岗位。生物质能源的生态效益、社会效益、经济效益的共同实现,正是本次林改方案的精神所在。

我国农林业资源丰富

我国现有 18 亿亩耕地及 85 亿亩林地及宜林地,若这些土地上所产生的生物质全部投入生物质能源行业,至少每年可贡献 50 亿吨标准煤的生物质能源,可带动 1 亿人就业。

目前,就农业废弃物的利用,阳光凯迪集团已经走在了行业前沿。通过“大客户+村级点”的原料收储模式,阳光凯迪集团解决了此前对行业形成瓶颈的原料问题。凯迪的原料收储环节,不仅解决了大学生就业问题,更让大量的农民通过收集、运输、储存秸秆的环节,获得大量收入。2014 年,阳光凯迪集团通过生物质原料收储环节,向农民转移支付的原料收购资金达到 26 亿元。2015 年随着更多生物质电厂的投入运营、发电量规模的进一步扩大,这一资金规模将达到 60 亿元。阳光凯迪集团解决的不仅是生物质原料的来源问题,更让大量的农民参与到能源改革的收入分配之中。

与相对分散的农业耕地相比,分布集中的森林资源是更大的宝库。85 亿亩林地及宜林地,每年将带来数十亿吨标煤的生物质能源。更重要的是,生物质能源行业的发展,将构建一个可持续的林业生态环境,并让林业工人的就业得到保障。

机制激发发展活力

本次林改计划明确提出,推进国有林场政事分开、事企分开,鼓励优强林业企业参与兼并重组,

这一思想将在机制上推动生物质能源的发展。另一方面，生物质能源的发展，其产生的经济效益与社会效益，也将进一步推动我国林业的发展。

在国有林场平台之上，以市场化形式将林业工人组织起来，收集干柴、树枝等废料，将形成规模化、专业化的生物质原料供应组织。与阳光凯迪集团良性运转的农业废料收储体系相比，林业的机制创新将激发更高的生产效率。林业废料的弱周期性，也将对生物质能源行业的生产起到更大的支撑作用。随着我国生物质能源产业的扩大，将有更多地企业参与到林改之中，为我国森林保护与产业化发展注入更多活力。

公开资料显示，生物质发电行业上市公司——凯迪电力在重组完成之后，将拥有超过 1000 万亩的林地储备。这正是凯迪电力向上游布局的重要举措，也是我国生物质能源行业与林业整合发展的重要事件。本次林改方案，将推动数十亿亩的国有森林资源，进一步参与生物质能源的发展。与以往不可持续的采伐模式不同，生物质能源的原料收集模式变废为宝，并向广大的林业工人、农民群体分配大部分利益，从而进一步鼓励森林资源的保护，是典型的可持续发展模式。

《人民日报》指出，我国尚有宜林地约 40 亿亩，若用以种植能源林、能源草，则可在增加国土绿化面积的同时，改善和修复生态环境；我国有林地约 45 亿亩，若每亩活立木蓄积量达到发达国家先进水平，则我国林业吸碳、固碳能力将会提升 6 倍以上，在增加森林财富的同时，能有效应对气候变暖，美丽中国、生态中国、富裕中国的梦想便能因此实现。

中国新闻网 2015-03-20

## 分析我国生物质发电存在问题及对策

生物质发电在欧美等发达国家已经是成熟产业，生物质发电已成为欧美部分发达国家重要的发电方式。生物质发电技术的研究与开发已成为世界重大热门课题之一，许多国家都制定了相应的发展计划，形成了各具特色的发展模式，产业规模持续扩大，技术水平逐步提高，呈现出良好的发展前景。生物质发电这个前景光明的再生能源产业，在我国从无到有，其产业化的进程里，还存在一些制约整个行业发展的的问题，有待于进一步解决。

### 1 研究背景

我国是世界上人口最多的国家，国民经济发展面临资源和环境的双重压力。从人均化石能源资源量看，煤炭资源只有世界平均水平的 60%，石油只有世界平均水平的 10%，天然气只有 5%。从能源生产和消费来看，目前我国已经成为世界上第二大能源生产国和第二大能源消费国，大量生产和使用化石能源所造成的环境污染已经十分严重。随着经济的发展和人民生活水平的提高，我国的能源需求将快速增长，能源、环境和经济三者之间的矛盾也将更加突出，因此，加大能源结构调整力度，加快可再生能源发展势在必行。

### 2 生物质发电技术

利用大气、水、土地等通过光和作用而产生的各种有机体，即一切有生物命的可以生长的有机物质通称为生物质。生物质发电就是利用贮存在生物质里面能量来发电，把生物质能转化为电能的过程。

其中利用最广泛的就是利用植物的枝干，秸秆，枝叶来发电。其形式主要有农林废弃物直接燃烧发电、农林废弃物气化发电、垃圾焚烧发电、垃圾填埋气发电、沼气发电。

生物质直接燃烧发电（简称生物质发电）是世界上仅次于风力发电的可再生能源发电技术。我国生物质资源生产潜力可达 650 亿吨/年，折合 33 亿吨标准煤，相当于每年化石资源消耗总量的 3 倍以上。

大力加强生物质产业的开发与培育，对于缓解能源短缺、改善环境、扩大乡镇产业规模、促进循环经济的发展具有重要意义。

### 3 生物质发电产业化现存主要问题

总体上看，我国生物质发电产业化尚处于起步阶段，产业化和商业化程度较低，效益不乐观，

市场竞争较弱，主要处在一下一些问题：

3.1 建设和运营成本相对较高。上网电价难以支撑生物质能发电厂的正常运营。据测算,在现有的技术水平下,生物质发电成本约为煤电的 1.5 倍,主要体现在启动资金高、机组热效率低于常规火电机组、燃料运输保存成本较高等方面。

3.2 技术开发能力和产业体系较薄弱。目前,国内生物质发电设备主要依靠进口,国内缺乏核心技术和设备的研发能力。这也是造成电厂建设和运营成本相对较高的重要原因之一。

3.3 生物质秸秆燃料组织较困难。①收购难。农民出售秸秆的意识不强,存在惜售心理。尤其是经济较发达的地区,因秸秆收购价格不可能较高,往往达不到农民的期望价格,影响农民出售秸秆积极性。②储存难。由于农作物秸秆收购具有很强的季节性要求,不能做到均衡连续收购。生物质发电企业一般至少需储存半年的秸秆量。同时,农作物秸秆密度较小,堆放存储场地要求较大,还需进行防雨、防潮湿、防火和防雷设施建设,故占用土地多,投资建设费用和维护费用大。

#### 4 我国生物质发电产业化对策分析

4.1 完善政府宏观调控政策,加大对生物质发电产业的支持力度。我国生物质发电要尽快实现产业化,离不开政府的政策支持和资金支持。银行也应该逐渐加大对生物质发电技术的低息贷款、免息贷款支持。

4.2 完善价格政策。国外的生物质发电是在不同的政策激励和扶持下逐渐发展起来,并形成了目前蓬勃发展的生物质发电产业。国外鼓励生物质发电发展的政策主要体现在价格激励、财政补贴、减免税费等方面。因此,参考国外相关政策,由于我国生物质发电厂建设成本和运营成本较高,在某些地区,生物质发电所适用的电价仍不能实现盈利,需要加大对生物质发电的相关补贴。

4.3 科技是第一生产力,生物质发电产业化发展离不开关键技术和核心装备的研发和改进。引导科研院所、科研高校和具备相关技术开发能力的电厂,鼓励他们跨地区科研项目合作,积极开展对外交流合作,不断推进我国生物质发电技术开发和装备研究水平。

4.4 加强生物质能源利用的宣传力度。发展生物质能源具有良好的生态效益和社会效益。法国政府认为,发展生物质能源,不仅可以保护环境,缓和气候变化,还能促进农业的可持续发展;美国的实践表明,生物质能源发电的劳动密集程度比传统发电方式高。我国劳动力成本低,发展生物质能源比发达国家更具竞争力,将为成千上万的人创造就业机会。国家制定相应的配套政策。国家应通过制定能源税、环境保护税等政策来促进生物质能源的发展,使环保意识及可持续发展意识深入人心。(作者:国能德惠生物发电有限公司谢宏波)

能源情报 2015-03-23

### 金沙县首家生物质发电项目投产至今运行正常

1月14日,贵州金沙金泉生物质发电公司30MW机组一次并网发电成功,成为贵州省毕节市金沙县第一家实现并网发电的绿色直燃生物质发电项目,至目前为止一切运行正常。

贵州金沙金泉生物质发电项目位于毕节市金沙县茶园乡循环经济工业园,项目于2013年7月成立,总投资2.57亿元,建设一台130T/H高温高压联合炉排生物质直燃锅炉,配一台30MW凝汽式汽轮发电机组。投产后年发电2.16亿KWH,向国家电网输送绿色电力1.9亿KWH,实现年销售收入1.43亿元,利税3000万元。

项目建成后,生物质收购及运输将为农民创造大量的就业机会,每年将增加农民收入6000多万元。年燃用农作物秸秆及林业废弃物等生物质燃料30万吨,节约标准煤16万吨。

贵州金沙金泉生物质发电项目的并网发电成功,是继12月31日下午3:39,济南商河玉泉生物质发电项目胜利并网发电以来,集团公司新能源产业布局迈出的又一坚实一步,金沙金泉与商河玉泉一起,携手创造了集团公司新能源发展第一阶段的辉煌战绩。

金泉项目自定址贵州金沙以来,遇到了前所未有的挑战。项目异地建设审批难;关系协调、手续办理难;外部环境适应难;金泉全体员工顽强拼搏,发扬逢山开路、遇河架桥的琦泉铁军精神,

坚信金泉面前无困难，良好业绩惠公司的信念，克服生活习惯、语言风俗、交通等不利因素，在集团公司生物质安装指挥中心、锦泉热力安装公司、琦泉检修安装公司等部门的全力协助和江苏华能等公司的配合支持下，狠下一条心、付出一身力、拧成一股绳、干好一件事。终于在今天并网发电成功。特别是后期的外网协调，设备调试，可以说是全力以赴，奋勇拼搏。尤其是并网线路在跨越高速公路施工过程中，遭遇层层阻力，最终另辟蹊径，清除障碍。建设过程中涌现出了像于海洋、丛明、崔衍振等一批建设先模人物，展示了集团公司卓越的对外形象。

金沙金泉生物质发电项目的并网发电成功，标志着集团公司走出山东，走向全国，将琦泉的光明和温暖送到了黔贵大地，在集团公司完成百年琦泉、百亿琦泉目标，实现二次创业“双百琦泉梦”的征程中创造了跨省发展的一个奇迹，成就了集团公司创业开局之年的大好局面。（陈世海）

新华网 2015-03-20

## 生物质发电标杆电价上涨已是必然之势

日前，有媒体报道称各方期待已久的【中发〔2015〕9号】新电改方案已内部下发。媒体分析指出，本轮电改在十八届三中全会深化体制改革的背景下，以中共中央和国务院名义发表，在规格上远远超过了上轮电力体制改革。这份名为《关于深化电力体制改革的若干意见》在高层的强势推动下，对我国电力能源结构的转型升级起到强力推动作用，将会给电力市场的未来格局带来根本性变化。

在中央调结构、转方式的大发展思路下，火电在电力供应结构中的主体地位，正在逐步让位于清洁能源。本轮电改方案明确提出，强化能源领域的科技创新，推动电力行业发展方式转变和能源结构的变化，提高发展质量和效率，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例。电改方案着重强调，要合理确定生物质能发电补贴标准。

业界专家认为，在以生物质发电等清洁能源逐步取代火电的国家战略意图下，生物质发电标杆电价上涨已是必然之势。本轮电改方案被广泛认为是生物质发电进入高速发展期的关键节点，生物质发电标杆价格的提升，将大幅提升生物质发电在我国电力供应结构中的地位。

### 积极利用生物质发电优势

有关资料显示，国内各类清洁能源的资源量及占比排序分别为：生物质(11.71 亿吨标煤，占比 54.5%)、水电(5.84 亿吨标煤，占比 27.2%)、风电(3.35 亿吨标煤，占比 15.5%)以及核电(0.58 亿吨标煤，占比 2.7%)。通过对比可以看到，生物质能源是资源量最为丰富的形态。生物质发电是能够实现生物质能源大规模高效产业化利用的技术之一，同时也是 CO<sub>2</sub> 减排量最大的一种利用形式之一。

生物质发电的原料以秸秆、树枝、干柴等农林废弃物为主。在生物质发电行业缺位的情况下，这些农林废弃物大多数都被农民野外焚烧，在我国造成了很大程度的污染，也是雾霾的成因之一。发展生物质发电行业，不仅能够变废为宝，让本来露天燃烧的农林废弃物变成电力能源，更可以通过收储环节实现农民增收。据媒体报道，生物质发电龙头企业——凯迪电力，电力商品售价的 60% 用于生物质原料收储，直接反馈给农民。这一分配比例在我国能源行业中是独有的，正因为凯迪电力找到了合理的比例，凯迪电力成为了我国生物质发电行业为数不多的良性运转并实现稳定盈利的企业之一。在 2014 年，凯迪电力大股东阳光凯迪集团共向农民支付了 26 亿元收购生物质原料，2015 年随着更多电厂投产、产能扩大，这一数字将达到 60 亿元左右。

本轮电改方案的另一个亮点，就是对分布式能源的支持，明确提出对分布式电源提高系统消纳能力和能源利用效率，进一步落实保障性收购制度。生物质发电与光伏发电是典型的分布式电源，其进一步发展能够降低电力输送成本和过程中碳排放。分布式电源并网政策的进一步优化，生物质发电在电力供应结构中的地位无疑将得到明显提升。

### 建立公平评价体系

与火电相比，生物质发电拥有环境友好、带动农民增收、增加社会就业等方面的优势。然而，以生物质能源为代表的新能源在与化石能源的竞争中，长期处于不利地位。其根本原因在于，化石

能源的使用虽然给环境带来了污染，但企业自身生产成本却相对较低。

全国人大代表、阳光凯迪集团董事长陈义龙在今年的两会议案中，一针见血地指出，对产业发展是否具有可持续性的判断，必须立足产业发展全周期以及生态效益、社会效益和经济效益各维度来进行，据此建立的科学公平的评价体系是产业政策制定的重要依据。相比于传统煤电以及新能源中的风能、太阳能发电，生物质发电产业均已具备绝对竞争优势。

生物质电价与火电价格不对等的竞争关系，长期以来抑制了行业发展。为促进行业发展，业内人士一直在呼吁生物质标杆电价的上涨。2014年两会上，全国政协委员、中国节能环保集团董事长王小康建议生物质电价提高至0.95元/千瓦时；2015年两会，全国人大代表、阳光凯迪新能源集团董事长陈义龙再次建议生物质电价上调至0.9元/千瓦时。经过国家相关部委充分研究之后，生物质电价提升问题将在本轮电改中予以落地。

我国当前处于能源结构转型升级的关键时期，本轮电改担负着建立公平评价体系、提升清洁能源比重的使命。正是在这样的背景下，通过提升生物质发电标杆价格，进一步鼓励生物质发电行业发展，让更多社会资本进入生物质发电领域，成为我国电力改革的重要手段之一。

中国新闻网 2015-03-25

## 生物质燃油可一油多用

降低使用成本，实现废油循环利用

昆明红火科技有限公司自主研发的“微生物催化油脂制备生物燃油”项目科技成果评价会日前在北京召开，技术采用生物质原料制备4种不同型号的燃油，既可以实现地沟油等废油的再利用，也降低了燃油的使用成本。

据了解，这项技术以地沟油、动物油、废弃油和非粮植物油等油脂以及水、生物（秸秆、米糠等）、甲醇、微生物为原料，经过固态发酵技术生产复合催化剂，然后制备生物质燃油。制成的热值为4000大卡/公斤~10100大卡/公斤的4种型号的生物质燃油，分别应用于民用灶具、工业、锅炉、抽水发电、交通运输等领域，可取代现行燃料。

评价委员会认为，经国家相关机构检测，产品符合GB 16663-1996《醇基液体燃料》标准，可在民用灶具燃油、工业及锅炉燃油等领域应用。

技术发明人刘一江表示，技术用微生物法取代了化学法、物理法、高温高压法制备燃油，使生产成本降低至1600元/吨~3800元/吨，可为用户节约燃料费用30%~50%。

另据了解，这项技术一方面可以有效解决地沟油、鱼类、病死牲畜的处理问题，避免以传统的填埋和焚烧方式付出巨大的经济和环境代价。另一方面，产品在制备过程中无需使用酸、碱等化学物质，制成的生物质燃油在燃烧过程中不产生烃、苯、硫、甲烷等有害物质，能够实现生产过程和使用中安全环保。

此外，刘一江表示，为保障生物原料的持续大量供应，他们选择了出油率高达60%的麻疯树作为生物原料支柱，并总结出培植、养分、受粉、挂果等成套实用技术，确保项目原料稳定充足。

项目科技成果评价会由中国高科技产业化研究会组织举办。

中国环境报 2015-03-31

## 生物质合成车用柴油标准通过评审

“《生物质合成车用柴油》具有自主知识产权，生产工艺可靠，所研制的产品标准满足国家强制性标准《车用柴油（V）》要求。其中硫含量、芳烃含量和十六烷值等关键性能指标均优于国V车用柴油标准，部分指标优于欧洲生物质柴油现行标准”。日前，由中科院化学研究所、湖北省标准化研究院、国家汽车检测中心（襄阳）等单位专家组成的专家组，同意《生物质合成车用柴油》标准通过评审。据悉，由阳光凯迪集团研发的这一企业标准，填补了国内空白。

据了解，与一般生物柴油多用于调和燃料相比，生物质合成车用柴油是对秸秆、树枝、谷壳等农林业废弃有机物，经处理合成提炼而成的能够直接用于压燃式发动机汽车使用的成品油。不仅可



实现农林业废弃物的高效利用，消除其带来的环境污染问题，而且在能源生产消费过程中所形成的二氧化碳可进入自然界碳循环，实现二氧化碳零排放，缓解环境污染和温室效应，充分体现绿色和循环的特点。

国家汽车检测中心（襄阳）进行的汽车排放试验结果显示，生物质合成车用柴油可以直接加入到汽车中使用，无需对发动机进行改造，并且在不同发动机转速下，燃油消耗率比标准国 V 柴油低约 3%，动力性能优于国 V 标准柴油。同时，其 CO、HC 和 PM 排放量远低于国 V、欧 V 和欧 VI 柴油的排放标准，可直接替代常规车用柴油，消费成本与传统化石燃料相当。

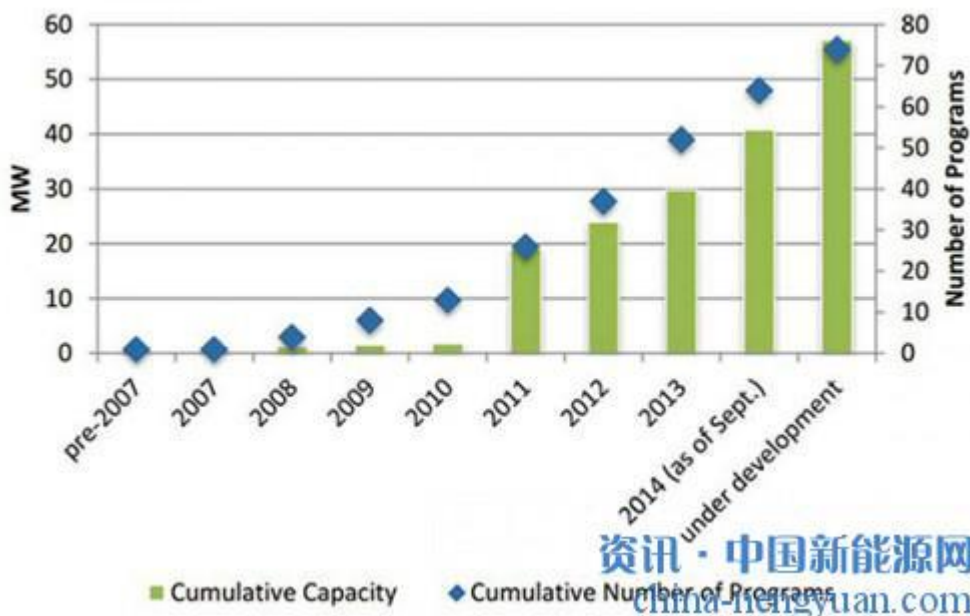
评审组组长、中科院院士韩布兴表示，阳光凯迪集团研制的《生物质合成车用柴油》标准，成功地将生物质合成车用柴油这一领先世界的创新技术转换为产品标准，不仅对生物质燃料产品的定义、技术指标要求和试验方法等进行了标准规范，填补了我国目前缺乏生物质合成燃料技术和相关标准的空白，更重要的是通过标准对技术的放大和扩散作用，将使生物质能源的自主创新技术走向市场，为在市场竞争中提升产品质量提供保障的同时，以标准实现新技术传播和市场主导，进而引领和带动新能源产业发展方向。

据阳光凯迪集团相关负责人介绍，《生物质合成车用柴油》标准通过评审，意味着该公司研发的生物质车用柴油符合上市要求，为该产品走向市场开出了“通行证”，打开了生物质车用柴油产业化的大门。该集团将在武汉兴建一个年产 60 万吨生物质柴油的生产基地，进一步降低生产成本，加快产品上市步伐。同时，抓住国际市场发展机遇，以标准为先导，逐步推动其技术和产品走向世界，依靠核心技术和标准输出占领全球新能源市场竞争的制高点。

中国质量报 2015-03-31

## 太阳能

### 美国加州开始推进电力公司运营的社区太阳能项目



社区太阳能系统的累计设置数量（蓝点）和累计装机容量（绿线）（出处：NREL）



佛蒙特州北斯普林菲尔德设置的 150kW 的社区太阳能系统（摄影：Soveren Solaris）



亚利桑那州佛罗伦萨的 Copper Crossing Solar Ranch（摄影：SRP）

在美国，“社区太阳能”受到了开发商和投资者的关注。社区太阳能针对的是由于日照等原因无法在家中或建筑物中设置光伏发电系统，或者虽满足设置条件但无力负担光伏发电系统安装费用的电力用户，是促进这类用户利用光伏发电系统的机制。

用户无需在自家屋顶或周围设置光伏发电系统，可以购买当地社区及其附近设置的部分光伏发电系统（社区太阳能）使用。社区太阳能发电的电力可以像自家设置的光伏发电系统一样出售给电力公司，由此削减每月的电费。

这样一来，开发商就能够向难以设置光伏发电系统的电力用户开拓业务。

2006 年设置首例社区太阳能系统

据说美国首例社区太阳能是 2006 年在华盛顿州埃伦斯堡设置的 70.5kW 系统。现在，科罗拉多

州、明尼苏达州、加利福尼亚州等 10 个州也在通过相关法律和法规，促进社区太阳能的设置。

美国国家可再生能源实验室（NREL）发布的报告“Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market（美国自发推进的绿色电力市场的现状与趋势）”显示，截至 2014 年 9 月，全美共有 64 个社区太阳能系统，合计输出功率达到 40MW。另外，还有近 60MW 的项目正在建设。

社区太阳能大多由电力公司、当地的 NPO 法人、开发商运营，电力公司与其他机构共同运营。美国有很多电力公司加盟了 SEPA（Solar Electric Power Association：美国太阳能电力协会），对这些加盟企业进行调查发现，现有的社区太阳能中 87% 都是由电力公司运营的。

以 20.7 美分/kWh 的价格销售 10 年

佛蒙特州从几年前就开始通过法律促进社区太阳能的设置。在佛蒙特州设有开发基地的美国开发商 Soveren Solar 正在该州的 5 个地方建设中等规模的社区太阳能。该公司 2014 年春在北斯普林菲尔德建成了包括 150kW 系统在内的 6 个系统。为该地区提供服务的电力公司 Green Mountain Power（GMP）的电力用户可以购买这些社区太阳能。

项目参与者以 250W 为单位、4 美元/W 的价格从 Soveren Solar 公司购买太阳能电池模块。购买的模块所发的电力从参与者的用电量中扣除，用户只需向 GMP 公司支付差额。顺便一提，1kW 系统的年发电量约为 1300kWh。

佛蒙特州的法律规定，电力公司购买光伏发电系统发电的电力时，需要在原来的电价基础上提高 6 美分/kWh。Soveren Solar 公司社长 Peter Thurrell 介绍说，“社区太阳能的参与者可以在 10 年里以 14.7 美分/kWh 的价格从 GMP 公司购电，然后以 20.7 美分/kWh 的价格售电”。

顺便一提，由于项目参与者实际上是部分系统的“所有者”，因此可以利用联邦政府的 ITC（投资税收抵免）制度。利用该制度，光伏发电系统购买价格的 30% 可以享受税收抵免。也就是说，项目参与者以 4 美元/W 的价格购买系统时，利用投资税收抵免制度后的单价为 2.8 美元/W。

在佛蒙特州，电力用户甚至可以通过购买社区太阳能来满足自家全年的所有用电量。据 Soveren Solar 介绍，1kW 太阳能电池模块每年发电的电力相当于约 250 美元。如果是每年的电费为 1500 美元的电力用户，则购买 6kW 的模块即可抵消掉全年的用电量。住宅用途和商业用途加在一起，北斯普林菲尔德的 150kW 项目共有 31 家电力用户参与。

1kW 的模块每年可发电 2700kWh

亚利桑那州的电力公司 Salt River Project（SRP）从 2011 年开始在该州佛罗伦萨地区运营 20MW 的社区太阳能系统“Copper Crossing Solar Ranch”。该系统由 6.4 万块太阳能电池模块构成，由西班牙开发商 Iberdrola Renewables 设置。

SRP 的电力用户以 1kW 为单位购买太阳能电池模块，最多可满足自家全年 50% 的用电量。光伏发电系统为地上追踪型，配合良好的日照条件，1kW 模块的年发电量多达 2700kWh。

亚利桑那州的案例与佛蒙特州的不同之处在于，社区太阳能的参与者是从光伏电站购买电力，而不是电力公司的火力发电站。住宅用电力用户签订五年合约，以 11.25 美分/kWh 的价格从 Copper Crossing Solar Ranch 购电。

这个价格比普通的电价稍高。电力用户参与社区太阳能项目的好处是，不但可以为自然能源的导入做贡献，购电的单价还能 5 年保持不变，可以防止电费上涨。为了增加社区太阳能的参与者，SRP 在 2014 年 5 月将电价由 11.25 美分/kWh 下调为 9.9 美分/kWh。

加利福尼亚州也开始涉足

社区太阳能的普及离不开电力公司的力量。不过，美国的电力公司与日本有很大不同。美国主要有三种电力公司，一种是和日本的电力公司一样、成为山市公司的民间电力公司（IOU：Investor-Owned Utilities），一种是地方政府运营的公共团体电力公司（Municipal Utilities），还有一种是当地消费者所有的“合作社”运营的电力公司（Coop：Rural Electricity Cooperatives）。顺便一提，在亚利桑那州运营 20MW 社区太阳能系统的 SRP 就是合作社型电力公司。

据 SEPA 调查，在电力公司主导的社区太阳能系统中，有 44% 是由当地消费者组成的合作社运

营；其次是公共团体电力公司，占 33%；民间电力公司占 26%。

不过，估计这个比例今后会大幅改变。美国最大的光伏发电市场加利福尼亚州决定通过法律促进社区太阳能系统的设置。2015 年 1 月，加利福尼亚州公益事业委员会（CPUC: California Public Utilities Commissions）要求该州的三大电力公司（IOU）总计要设置 600MW 的社区太阳能系统。

这些电力公司首先要在 2015 年至少完成 110.5MW。电力公司与开发商的合作分工形式是，开发商负责开发和建设光伏发电系统，电力公司负责包括客户管理在内的运营事宜。（特约撰稿人：Junko Movellan）

日经 BP 社 2015-04-02

## 光伏产业大有陷入火电发展模式的尴尬境地

目前各路资本正密集进入光伏电站领域，许多原本从事光伏行业中上游的上市公司出于业绩或者转型原因，也纷纷加大了对光伏电站的投资力度。不过，有专家认为，以目前的模式来看，光伏行业大有陷入“重资产、高负债”的火电发展模式的尴尬境地。其背后涉及的根本问题，则是光伏电站资产至今仍然没有找到有效的盘活路径。

数据显示，截至 2014 年，我国光伏电站装机总量已经接近 30GW。即便以每瓦 10 元的投资成本来看，这部分存量电站的投资成本也要在 3000 亿元左右。

晖保智能科技(上海)有限公司副总经理许瀚丹在接受记者采访时表示，对于光伏电站而言，通过资产证券化等方式，来充分实现其本身所具有的金融属性，已经成为业内的共识。

“但不能忽略的是，要想实现电站的资产证券化，前提是要先实现电站的智慧化和数据化，一方面通过智慧化、数据化的维护，实现光伏电站发电的可控，满足电网的调度要求，并由此尽最大可能的减少‘弃光’、‘限电’，以确保光伏电站的发电量以及相应的发电收入；另一方面，可以满足电站交易中的估值、发电量提升等要求。”许瀚丹说。

### 业绩集体报喜

光伏行业一些上市公司发布的业绩预报可谓是频频报喜。

爱康科技近日发布的 2014 年业绩快报显示，报告期内实现营业收入 32.25 亿元，同比增长 67.03%；归属母公司净利润 0.93 亿元，同比增长 998.23%。

资料还显示，业绩出现大涨的并非爱康科技一家公司。

京运通也发布报告称，经财务部门初步测算，预计公司 2014 年度实现归属于上市公司股东的净利润与上年同期相比将增长 100%到 120%。其他发布业绩预增的光伏业上市公司还包括森源电气、中科科技等。

对于业绩出现大增的理由，也均存在类似之处，包括光伏行业整体回暖以及自身光伏电站装机规模的扩大。数据还显示，作为一个“重资产”行业，光伏电站投资规模的大增，也使得一些上市公司的资产出现了大幅增加。以爱康科技为例，该公司 2014 年公布的三季报显示，其总资产较上年度末增加了 65%。

### 面临资产盘活难题

对比可以发现，对于大部分光伏业的上市公司而言，由最初的为了消化制造业的产能而被迫进入光伏电站领域，到将光伏电站的投资作为一个主要的业务板块，是其发展方向的转移。

但对于“光伏电站专业投资商”这种模式而言，其面临的软肋也显而易见，包括资金链可能断裂、负债大增带来的财务成本上升等风险。

长江证券发布的报告则称，从爱康科技 2014 年的业绩快报来看，本次快报实际业绩接近利润下限，可能主要受财务费用影响：为快速扩充电站规模，锁定当前的优势电价，公司使用了部分高成本融资，影响了整体盈利水平。

而在应对高负债方面，大部分上市公司主要采用的是通过定增来募集资金的方式。以海润光伏为例，正是通过定增，其资产负债率由 2013 年年末的 80%下降至 2014 年三季度末的 64%。

在许瀚丹看来，尽管近几年，光伏电站的资产证券化屡屡被业内提及，但总体感觉，进展比较缓慢。“我的感觉是，仍然处于‘剃头挑子一头热’的情况，虽然光伏行业很期盼，热情也很高，但与之相关的信托、保险等行业兴趣并没有那么高。”

有业内人士则认为，对于光伏电站而言，虽然其电价补贴是确定的，但受限电、电站的建设质量等因素影响，其整个电站的收入仍然面临着很大的不确定性，这个问题不解决，将会大大降低对投资者的吸引力。

以海润光伏为例，该公司在公告中就表示，2014年，对个别并网时间比预期晚且存在弃风弃电地区的电站以及根据国家政策存在一定风险的电站计提了减值合计约1.66亿元的减值损失。

“要想尽快打通光伏电站交易属性，大数据的作用绝对不能低估。如果一个光伏电站有了几年完整的运营数据积累，通过对这些数据的分析，基本上就能对该电站每年的发电量以及收入有了一个相对稳定的判断。通过数据说话，才能免去包括投资者、保险公司等各方的后顾之忧，让他们真正有兴趣参与进来。”许瀚丹最后表示。（记者 包兴安）

证券日报 2015-04-02

## 居民电价的回归 将推动分布式光伏进入千家万户

近期中央发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》文件(中发[2015]第9号，以下简称9号文)，引起国内能源界和经济界的广泛关注和热议，电改的车轮在停滞了13年后，终于又启动了，而且这次将驶向改革的深水区。

取消交叉补贴居民电价必将上涨

坊间关注的热点之一是电改后，居民电价是否会上涨?答案是肯定的。中国目前的居民电价大大低于欧美各国居民电价水平，是不正常的，是用工商业电价补贴居民电价的结果，是非市场经济因素干预的异常，是计划经济时代的遗毒。

据发改委透露的信息显示，中国居民电价长期低于欧美等地。欧盟统计局最新数据显示，欧洲平均居民电价最高的是丹麦、塞浦路斯、德国和意大利，价格分别是29.7欧元/100度、29.1欧元/100度、26.8欧元/100度和23欧元/100度。最低的是保加利亚的9.6欧元/100度。欧盟27个国家同期平均电价是19.7欧元/100度，约1.4元人民币/度。最贵的丹麦是2.3元人民币/度，最便宜的保加利亚是0.76元人民币/度。可以大致参考的是，上海居民平均电价为0.53元人民币/度。我国居民电价平均水平为0.51元/度。

欧美是工业电价低，居民电价高。和欧美相反的是，中国的居民用电价格(约0.5元)大大低于工业用电价格(约1.0元)。大家想想就明白，工业用电对于电网来说相当于批发用户，居民用电对于电网来说相当于零售用户，正常来说，按照销售规模和管理费用，显然批发价不应该高于零售价。中国的居民电价和工业电价的倒挂，是中国长期以来计划经济体制下的产物。国家在用工业用电价格补贴居民用电价格，这一点大多数人没有意识到。可是这个电价政策真的是有利于我们这些居民吗?答案是否定的。道理很简单，羊毛出在羊身上。在市场经济环境下，高额的工业电价被记入生产成本，加入产品售价中，最终仍然是消费者-居民买单。你消费得越多，你支付的隐性电价就越多。电价费用对于个人来说，从可控变成不可控，最终你每月支出的给电网的电费账单是少了，可实际支出隐形电费要大大增加。

9号文指出，中国电力“价格体系没有理顺，市场化定价机制尚未完全形成。现行电价管理仍以政府定价为主，电价调整往往滞后于成本变化，难以及时并合理反映用电成本、市场供求状况”，要求“妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴”。“结合我国国情和电力行业发展现状，充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务的供给。妥善处理交叉补贴问题，完善阶梯价格机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳”。

逐步取消交叉补贴，恢复电价的市场定价机制是电改的目标之一。取消交叉补贴后，居民电价

势必上涨，工商业电价必然下调。工商业电价下调，必然导致社会整体商品物价水平相应下降，包括柴米油盐酱醋茶、住房、医疗、交通等等，居民生活无所不包。我们知道，电费在居民生活费用中比重很小。一个北京普通居民3口之家平均用电大约为每月100度电，电费50元，占居民生活支出(按平均5000元计算)比重仅为1%。以1%的部分的涨价换来99%的部分的降价，显然中国城乡居民整体支出将大幅下降。以小博大，何乐不为?居民终将是电改的受惠者。

居民电价的回归将推动分布式光伏进入千家万户

分布式光伏电站是对应集中式光伏电站来说的。是指建在用户侧，所生产电力主要自用，多余上传，夜间从电网购电。可以应用在工业厂房/公共建筑/居民屋顶上，是最适合光伏特点的应用，也为欧美所鼓励。2011年以来，欧美陆续修改光伏政策，削减对大型集中式光伏电站的补贴，向小型分布式电站倾斜。在政策推动下，分布式发电装机占比相当高，德国达到20%，日本和印度分别达到14%和18%，美国占7.8%，而中国不到1%。分布式光伏在中国市场推广的巨大阻力之一是中国居民电价过低。电价过低，造成光伏发电收益偏低，居民对分布式光伏系统投资热情不高。目前，以北京居民计算，一套5KW屋顶光伏发电系统的投资回收期需要7年(含国家给的光伏度电补贴0.42元每度电)。投资回收期过长，市场推广困难重重。

当电改后取消交叉补贴，居民电价走上正轨后，分布式光伏收益会大大提高，投资回收期会缩短到5年左右。这样，普通居民就更容易接受分布式光伏产品。在没有实现平价上网之前，光伏都是政策市场。光伏的平价上网有三条重要因素：1.组件成本 2.电池发电效率 3.用电价格。前两点取决于光伏技术，后一点取决于电价。居民电价的上涨会缩小光伏电和市电的价差，同时工业电价的下调会降低光伏组件的成本。最终加速光伏实现平价上网。也就是说，光伏发电在没有补贴的支持下，可以直接和市电竞争。

分布式屋顶光伏电站实际上一个稳定的投资回报产品。粗略计算一下，实现平价上网后，光伏发电成本0.8元每度电，按照年有效发电1500小时计算，5年内发电量就足以收回光伏系统投资成本，此后的20年(组件寿命为25年)，她就会给业主源源不断地发电创造价值，风险比证券产品低，基本不需要维护费用。比经营一家餐馆、公司等实业容易得多。

届时，毫无疑问的是，当光伏发电实现平价上网，政策上能够保障光伏电的并网接入时，光伏的国内应用市场将完全打开。就如同中国80年代的彩电和2000年左右的轿车进入普通家庭的情况一样，当人们认识到光伏的使用灵活性、投资回报的稳定性、后期维护的廉价性，消费者的购买和投资欲望自然被唤醒。光伏走入寻常百姓家将无法阻挡。

财新网-无所不能 2015-04-03

## 梁志鹏：光伏发电要参与电力交易市场

国家能源局新能源和可再生能源司副司长梁志鹏在今天举行的中国光伏电力投融资联盟成立大会暨2015中国光伏投融资论坛上表示，2015年光伏发展主要做好四项关键工作。他强调，光伏发电要参与电力交易市场，扩大市场空间，分布式光伏要确立售电主体权利。

梁志鹏表示，2015年的关键工作主要有四方面。首先就是，如何做到质量可靠。要建立监测认证制度，目前能源局已经和认监委、工信部建立了检测认证制度，今后要进一步加强检查和监督。还要开展质量的监督检查。梁志鹏透露，目前检查方案已经形成，正在等待领导批复。还要完善信息监测和发布制度，要让社会全面了解光伏发展情况。

其次是，如何做到不限电。在规模调控以及合理布局方面，在限电地区停止新上规模，同时按照《可再生能源法》细则，建立全额保障收购制度，加强配套输电网的规划建设，协同规划集中式电站和配套配电网。

第三，如何推进技术进步。首先要严格执行光伏制造规范条件，滚动调整技术标准，严格检测认证。其次，实施“领跑者”计划，明确先进技术产品标准，组织国家级示范基地建设。通过先进技术引领，规范技术门槛，淘汰落后产品。

第四，如何通过改革促进发展。光伏发电要参与电力交易市场，扩大市场空间。对于分布式光伏，要探索建立地市级分布式电力市场，确立分布式光伏发电企业售电主体权利。建设分布式光伏与天然气分布式发电结合的新能源微网。

此外，梁志鹏对传统金融机构提出了几点建议：成立专门的融资部门，对小微项目设立专门网点，实行简单规范的融资服务流程，简化审核环节，贷款条件标准化，提高效率。并加大长期贷款、小额贷款、利率适度下浮的绿色信贷、灵活抵押、项目融资、收益权质押模式等金融产品创新。

梁志鹏还表示，要好好利用互联网金融创新的众筹模式和投资基金，开辟全民投资光伏电力新时代，专业投资机构与大众投资结合，创新风险分担和收益分成新模式。建立光伏投融资银企合作平台，尤其是地方政府可以与银行建立融资平台，牵头建立公共担保基金或统借统还基金，满足分布式光伏发电项目融资需求，消除资金偿还风险。

有关数据显示，目前可再生能源在全球电力总装机和新增装机中比重越来越高。2013年可再生能源新增装机比例已经超过化石能源。

“金融机构关心的是每年的新增装机谁是主要的。现在每年的水电、风电、太阳能和生物质能新增装机加起来，已经远远超过了火电”，梁志鹏说。

新浪财经 2015-04-03

## 光电建筑：光伏应用市场的新高地

我国建筑为经历海外双反冲击的光伏企业重振提供了一个绝无仅有的最佳试验场。而我国光电建筑也将引发光伏应用市场的又一场激烈竞争。

### 建筑带给光伏的机遇

珠海东澳岛，位于万山区群岛中部，是珠海市 140 个岛屿中具有旅游开发价值的岛屿之一。每年来海岛旅游的人数增长约为 30%，旅游旺季时，岛上每天游客多达 2000 人。电力供应历来是困扰海岛经济发展的瓶颈。由于岛上正在兴(扩)建 5 个旅游度假酒店和会所，对电力的需求剧增。

珠海市和万山区政府一直强调，寻找一个基于可再生能源利用的海岛能源供给方案是解决海岛深度开发、可持续发展、建设生态海岛的关键。因此，该市决定以太阳能光伏应用为切入点，改善海岛过去使用柴油发电成本高、电压不稳定、每天供电只有 2 个小时~3 个小时的状况。

中国兴业太阳能技术控股有限公司是国内光伏建筑一体化的一家知名企业。该企业根据海岛的自然条件和土地资源，规划建设了东澳岛文化中心、游客中心、码头综合楼三处大型建筑屋面光伏发电系统，利用海岛上的空地建设了地面电站。该项目建成后年发电量 1128.14 万度，是东澳岛此前柴油发电 100 万度的 10 多倍。公司董事会主席刘红维说，东澳岛太阳能发电模式成功运行，开辟了海岛及缺电地区电力供应新模式，对可再生能源规模化开发及商业推广具有独特的示范意义。

东澳岛太阳能光伏发电的利用想到了大地，也想到了建筑，是建筑影响人类生产生活重要性的一种凸显。目前我国建筑节能已从建筑保温隔热全面转入绿色建筑这一崭新的发展时期。集合了建筑结构、暖通空调、可再生能源利用和环保等诸多技术的绿色建筑已成为我国节能减排的重要领域。应对双反，光伏企业将海外市场部分回迁并落脚在建筑上是大有可为的。据统计显示，建筑能耗占我国能源消费总量的 27.5% 以上；在我国既有的 400 多亿平方米建筑中，99% 属于高耗能建筑。到 2020 年我国将新增建筑面积 200 多亿平方米，建筑能耗在全社会总能耗的占比将达到约 35%，超越工业用能成为用能的第一领域。如何降低这部分的建筑能耗，方法之一就是建筑上应用光伏，获得将太阳能直接转换为电能的高节能贡献率。

大型企业总是先知先觉。在今年的“两会”上，汉能控股集团主席、全国政协委员李河君的《希望国家可以扶持光伏建筑一体化的发展》提案受到关注。李河君认为，发展光伏建筑一体化对提高我国建筑节能水平、实现新型城镇化目标具有重要意义。他说，我国现有建筑面积超过 500 亿平方米，由此推算，我国现有建筑外墙面积为 180 亿平方米。如以现有建筑外墙面积的 1%、新增建筑外墙面积的 30% 安装建筑光伏计算，则可安装面积达 12.6 亿平方米，总装机规模可达 81.9GW，

潜在市场规模将达到 1.6 万亿元。在他看来，我国光伏建筑一体化产品已经成熟，市场需求开始扩大。

越来越多的光伏企业也将目光聚焦于建筑，在这里，全方位拓展建筑光伏应用商业成为规模。“欧洲国家的光伏建筑一体化在太阳能发电中的运用比重超过 80%，在美国这一比例也达到 67%。”不少企业表示，随着分布式光伏发电的大力推动，建筑光伏被公认为是未来光伏发电的最大市场和最主要的方向。占据光伏终端市场 90% 的建筑光伏在未来几十年将形成上万亿元的产业规模。

光伏产品都能用于建筑吗？

建筑光伏领域的技术突破和商业化推广，可使我国建筑由传统能源消耗大户变成能源生产大户，使得我国可再生能源生产与绿色能源建筑发展紧密结合，顺应趋势，抢占高地，汉能等企业全面加速推进了光伏民用建筑一体化市场的扩大战略。但是在建筑上应用光伏产品或技术和在地面上一样吗？

有专家表示，从早期的光电建筑示范项目到“金太阳工程”，再到如今的分布式发电，光伏发电项目都是由光伏制造公司如光伏组件制造商、BOS 平衡系统制造商、EPC 公司等执行建设，这些企业关注的方向更多在于电站的发电量，比较少关注光伏与建筑的结合，以及光伏系统对建筑物的影响，因此造成安全和火灾隐患、破坏建筑保温和防水系统等质量问题层出不穷。

以屋顶光伏为例，专家介绍，我国既有和在建筑中工业建筑占 15%、公共建筑占 15%、住宅建筑占 70%。屋顶光伏按照屋顶的属性，分为工商企业的屋顶光伏应用、政府与学校等公建屋顶光伏应用、民居屋顶光伏应用三大类。根据已建成的项目案例来看，形势严峻并突出的技术障碍是，光伏技术或产品与建筑物屋面的结构荷载、抗震标准、系统自重、风荷载、雪荷载、抗风负荷、防火、防雷击、屋顶设施空间布局，阴影遮挡及光伏支架对接点建筑物屋面保温防水层的保护等诸多建筑技术要求的适应性问题。特别是，国内既有建筑大部分在当年的建筑设计和结构设计时未考虑安装光伏发电设施，制约了光伏系统在既有建筑上的大规模应用。有些地方标准更是明确禁止“损坏房屋承重结构和破坏房屋外貌”。

按照光伏方阵与建筑结合的方式不同，建筑光伏的应用分为两大类：一类是光伏方阵与建筑的结合。这种方式是将封装好的光伏组件平板或曲面板以支架和平铺的方式安装在建筑物的屋顶，光伏发电系统作为附加构件依附于建筑物上，建筑物作为光伏方阵载体，起支撑作用。另一类是光伏方阵与建筑的集成。这种方式是光伏组件以一种建筑材料(屋面瓦、屋面隔热板、防水卷材、外墙砖、外墙保温装饰一体化板等)或建筑构件(遮阳板、雨篷、阳台护板、阳光房、装饰构件等)的形式出现，光伏构件成为建筑物不可分割的一部分。

据了解，在这两种方式中，光伏方阵与建筑的集成是光电建筑的一种高级形式。它要求光伏组件不仅要具备光伏发电的功能，还要兼顾建材的遮风、挡雨、保温隔热、防水防火、装饰、防护等功能，并与建筑物有机结合、融为一体。但目前我国现有的光伏建筑项目中光伏方阵大多是通过简单的支撑结构或以平铺的方式将光伏组件附着在建筑屋面，不属于国家标准规范所要求优先采用的建材型光伏构件和建筑构件。

“以建筑光伏系统为主流的分布式光伏系统，与地面光伏电站是截然不同的两个技术领域。传统的晶硅等太阳能光伏组件主要用于地面集中电站，技术和制造工较简单，已成为成熟的产业。光伏构件是光伏发电模块和建材相集成的技术产品，因此它必须同时具备光伏组件特性和建材特性，必须满足包括建筑安全和建筑节能在内的诸多技术标准。在欧、美、日等发达国家，建筑光伏一体化已成为一个单独的高新技术产业门类，其涉及的领域包括光电建筑设计、光伏建材集合技术、光伏构件的高端设备制造、光电建筑施工建造等。我国建筑光伏一体化起步较晚，前瞻性的系统研究不够，技术基础比较薄弱。特别是光伏构件的研发难以跟上日益增长的市场需求。”该专家表示到。

如何在建筑上安装光伏产品

光伏的建筑应用在住建领域被统称为光电建筑。目前住建部已发布了一批光电建筑标准，涉及设计、施工、验收、维护、并网等，以期从建筑的角度规范建筑光伏应用，涉及光电建筑的各类设



计规范、技术标准也将会进一步完善细化，用于指导光电建筑建设。

2009年，根据住建部《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》的精神，为贯彻落实光电建筑在城乡建设领域的规模化、专业化应用，中国建筑金属结构协会光电建筑应用委员会于当年成立，负责光电建筑应用的行业管理。

面对光电建筑应用行业的现状，光电建筑应用委员会相关负责人就在建筑上应用光伏产品或技术提出了指导性意见。

光伏组件用于建筑外围护结构，应满足室内环境的要求。一是采光要求。在满足室内采光要求的前提下，考虑采用光伏透明幕墙、光伏采光顶、光伏窗；光伏组件透光率与发电量成反比，应根据室内采光系数，计算光伏组件透光率和发电量，并进行经济分析。二是通风要求。在满足室内通风开口有效面积的前提下，考虑采用光伏幕墙、光伏窗，并应进行经济分析；光伏组件不宜设置为开启扇。三是保温要求。光伏透明幕墙、光伏采光顶、光伏窗所用光伏组件，应符合所在气候分区的传热系数限值；此类光伏组件应采取散热措施（太阳能电池工作温度不应大于85摄氏度）；提倡使用非透明的玻璃幕墙，光伏组件可采用夹胶玻璃。四是隔热要求。在夏热冬暖地区，用于光伏采光顶、光伏幕墙的光伏组件，应符合热惰性指标；夏热冬暖地区的光伏组件屋顶，应采取隔热措施；夏热冬暖地区应鼓励采用光伏遮阳。五是隔音要求。光伏幕墙、光伏窗所用的光伏组件，应符合空气隔声性能要求；此类光伏组件应采取散热措施（太阳能电池工作温度不应大于85摄氏度）。

光伏组件用于建筑构造，应满足建筑构造的要求。一是建筑屋面。在既有建筑屋面附加安装光伏组件，要充分考虑保护原有屋顶防水层的问题；根据建筑防火等级，屋面光伏组件应符合燃烧性能要求；屋面光伏组件的玻璃应采用安全玻璃。二是建筑幕墙。光伏幕墙应符合建筑幕墙的物理性能要求；此类光伏组件应通过建筑幕墙物理性能检测。三是建筑遮阳。户用光伏系统适宜采用光伏遮阳；光伏组件尺寸应依据建筑外遮阳系数计算确定。四是建筑阳台。光伏阳台栏板构件的选择问题，比如光伏组件强度、安全玻璃、电气安全、燃烧性能、保温性能等。

光伏系统安装于建筑，应符合建筑安全的要求。一是荷载。在既有建筑上大面积安装光伏组件，应进行建筑结构荷载安全性复核；光伏屋顶、光伏幕墙、光伏遮阳应符合抗风压等级的要求；支撑结构、节点连接的承载力应进行计算。二是防火。光伏组件背板、光伏线缆的燃烧性能应通过检测。三是防雷。建筑光伏系统的防雷措施，例如与建筑避雷网连接、接线箱内的防雷装置、配电柜内的浪涌保护器、并网接口设备的防雷装置、等电位连接。四是电气。光伏组件应通过绝缘电阻、漏电流的检测；容易与人接触的地方，应考虑设置直流安全电压。

#### 光电建筑的商机

“按照绿色建筑的设计理念，光伏发电系统应与建筑节能、其他可再生能源（光热、小型风能、地热能、生物能等）、家用电器（空调、通换风、室内空气净化）、采暖系统（地暖、空气热泵）和智能建筑等进行系统整合，通过多能互补以实现各种能源系统的合理利用、集成优化和能效最大化，建立基于太阳能综合利用的多能互补动态耦合能源系统，最终实现太阳能等可再生能源技术突破并实现规模化应用。”专家表示，光电建筑从单项技术运用向综合技术集成发展并提供系统解决方案，已成为绿色建筑和零能耗建筑的发展方向。

作为能发电的带电建筑，光电建筑比普通建筑要复杂得多。“所面临的技术问题，不是某个单向技术的突破就能解决的，而是需要在一系列新技术的综合开发利用和不同行业部门之间在协调管理方面都取得制度性合作实效的基础上，才能完成的一项复杂的系统工程。”该专家表示，作为一个多学科综合的交叉学科，光电建筑需要将传统的建筑学与光电工程学紧密结合在一起，开展多学科、跨专业的协同研究，合作攻关。与地面电站相比，光电建筑最显着的特点是形式的多样化，光电建筑的多样化，决定了其市场的细分化；光电建筑市场的细分化，决定了光伏构件产品的差异化；光伏产品的差异化，决定了原始技术创新的无限可能性。随着未来国内外加大光电建筑应用领域及应用范围，尤其是各类民用和公用建筑对光伏构件集成系统的产品寿命、强度、重量、美观、个性、安全以及与建筑结构的适应性等方面都将有更多、更高要求，这将对光伏构件的研发和创新提出更大的

挑战。

不言而喻，光电建筑应国家节能减排之劲风而舞，作为光电建筑建筑材料的光伏构件将带给光伏企业一个抢拼赶超、激烈竞争的新市场。

中国建设报 2015-04-03

## 日本贸易巨头丸红进军住宅太阳能

已经涉足光伏产业上下游行业的日本最大的贸易公司之一丸红，日前进军国内住宅太阳能市场。

丸红昨日宣布，其产品将包括组件、逆变器和支架系统。通常在日本，大多供应商以这种方式以完整套件形式销售住宅太阳能。

在二月下旬东京举办的PVExpo上，丸红美国分公司的AlessandroFujisaka接受记者采访。Fujisaka表示，该公司的住宅套件将包括中国一级供应商晶澳太阳能的电池板、美国制造商ZEPSolar的支架系统及当地公司Omron的逆变器。

根据彭博社昨日关于该公告的报道，韩华QCells还将为新产品提供组件。丸红表示，其将对新产品提供广泛质保。在工程方面拥有背景的销售和营销经理AlessandroFujisaka在接受记者采访时表示，质保是丸红新产品的一个关键部分，尤其是在具有品牌和质量意识的日本市场。

Fujisaka表示：“在制造商质保的基础上，我们包含丸红对于系统的质保。”

“在日本市场有一个问题，如果电池板来自中国，质保为二十五年，我不知道是否该公司将兑现该质保。人们说‘丸红，我知道这个名字，它不会跑’。”

丸红广泛参与太阳能。该公司不仅提供及加工原材料，还提供电池板、开发项目以及持有和收购发电资产。尽管该公司并未制造其自己的电池板，但是它是包括天合光能在内的电池板制造商的设备和材料供应商，并且是天合光能下一级供应链的客户之一，在丸红自己的项目中启用天合光能的电池板。

该公司，如日本巨大的贸易集团中其他大公司，深入参与紧随2012年上网电价补贴全面启动的日本大型“megasolar”行业。AlessandroFujisaka简要说明丸红现在将住宅领域的潜力视作一个稳定但不断发展的开发太阳能的平台。

Fujisaka表示：“您可能看到日本市场已取得巨大发展，但是其日前也从megasolar向商业转移，目前我认为将越来越专注于住宅市场。”

“对于megasolar的上网电价补贴大幅降低是一个明显的原因。土地是另一个。在日本您不可能在每个地方都有土地。因此我认为住宅太阳能成为一个更稳定并且不断发展的机会。”

日本政府支持可再生能源增长的最新举动，承接上网电价补贴政策以及对于锂离子储能及氢燃料电池部署的支持，将补贴零能耗住宅，房屋可以实现碳中和甚至更好。其他太阳能公司，包括SolarFrontier，日前也参与这一领域。SolarFrontier与一家生产住宅建筑公司SekisuiHeim合作。

日本正在准备在2020年当上网电价补贴期满后完全丢弃它，而其还预计从明年开始放松其电力零售市场的管制，这可能使个人能够以最优惠的价格购买并出售电力，其中包括住宅光伏系统所有者。

中国太阳能网 2015-04-03

## 迪拜推出太阳能光伏和净计量计划

迪拜水电局(DEWA)通过推出Shams Dubai将为该酋长国带来净计量，这是一项旨在鼓励和监管商业和住宅太阳能项目开发的新举措。

该计划周日启动，将鼓励业主通过Shams Dubai框架安装太阳能光伏电池板，使他们能够通过一个免费的在线门户网站直接向DEWA递交规划申请。

申请人之后必须从预先核准的名单中任命顾问和承建商，以申请无反对意见证明，此后，DEWA将批准计划并检查安装项目以确保其符合。

无需为连接到迪拜电网支付，申请者必须支付智能电表一千五百迪拉姆(四百美元)的成本来计算

和验证使用，DEWA 预计，申请过程从开始到结束约耗时四周。

这些项目产生的电力将用于抵消该建筑的能源需求，任何多余电力将分配给 DEWA 的国家电网，用于抵消电费账单。在周日启动的活动上，战略和业务开发执行副总裁瓦利德·阿里·阿曼·萨尔曼(Waleed Ali Ahman Salman)表示，对于可以输出的能量没有限制。

DEWA 总经理兼首席执行官赛义德·穆罕默德·阿尔塔耶尔(Saeed Mohammed Al Tayer)表示，对于 Shams Dubai 将批准的项目数量没有限制，对于允许输出回迪拜电网的电量也没有限制，迪拜电网目前未使用装机容量为 2.6GW。

阿尔塔耶尔补充道：“使用智能互联系统，(Shams)将使该城市的设施和服务能够被管理，提高迪拜居民和游客的生活标准。”

该计划包括迪拜 2030 年综合能源战略的一部分，负责确保该酋长国到 2020 年能源需求的 7% 来自可再生能源，到 2030 年为 15%。

阿尔塔耶尔表示，Shams 已收到十一份申请，总计装机容量 8.5MW。&nbsp;

OFweek 太阳能光伏网 2015-03-17

## 英国住宅太阳能加储能的短期前景是“具有挑战性的”

根据一位分析师，英国住宅太阳能加储能的短期前景是“具有挑战性的”，但是可再生能源产业要求的某种简单的监管改变可以真正发挥作用。

彭博新能源财经(BNEF)的 Logan Goldie-Scot 上周在接受记者采访时表示，在住宅和商业层面安装电力存储结合光伏的情况“可能是非常引人注目的”，但是该新兴市场仍需要教育。

Goldie-Scot 表示：“对于在欧洲的住宅光伏加储能，许多人都提出了英国市场是第二或第三最具吸引力的市场，落后于德国，也许与意大利竞争，这取决于政策的奏效程度。(然而)在最近的将来，我认为该市场具有挑战性。”

对于英国而言，一个明显的政策障碍是距离大选只有刚刚超过两个月的时间，并且该国经历电力市场改革过程，政府日前明确排除了最近对储能出台政策框架。

英国可再生能源协会(REA)上个月举办了其储能小组成立会议。该小组旨在听取一系列利益相关者的意见并与之合作，从原始设备制造商(OEM)，包括光伏组件企业到设计、采购和施工(EPC)公司到建筑承包商、分销网络运营商(DNOs)、政府部门和非政府组织。

该会议出现的一个结论与全球业界共识一致，是储能不需要以补贴或上网电价补贴溢价的形式直接援助以在一定规模达到经济可行性。相反，监管可被重新配置来认可储能可以通过市场机制提供利益。

BNEF 的 Goldie-Scot，上周在德国 Energy StorageEurope 活动上接受记者采访时发言，给出一个例子关于政府、公共和电力行业利益可以通过市场力量保持一致的方式。

“几乎在所有情况下，光伏和储能所有者仍并网。他们仍使用电网电力，比方说，30%的时间。他们仍依赖电力网络，如果他们不支持，很难看到维持较长时期。”

尽管这可能不会立即被一些太阳能拥护者接受，但是 Goldie-Scot 表示，对结合太阳能和储能的系统征收“固定网络费用”并且改变补贴结构，以便并网装机容量以千瓦支付，而非每千瓦时的发电量，可在储能供应商和其他开发商及政府之间提供一种“持续的猫捉老鼠的游戏”。就其本身而言，德国最近移动到“注入限制”系统，在德国，只有一定比例的光伏产生的电力可以在任何时间注入电网。此外，为了帮助支持该国向可再生能源的过渡，商业光伏系统所有者必须根据自己的系统规格支付附加费，但是系统低于 10kW——因此包括绝大多数住宅用户——被豁免。

“如果基于您的峰值需求我们切换到固定网络连接费，因此如果在欧洲，我们抛弃欧元每千瓦时补贴，转移至欧元每千瓦并网补贴，那么对于储能有不同的机会，您将在储能供应商和其他开发商及政府之间有这种不断的猫捉老鼠的游戏。这是一个自然的市场发展。因此有相关风险，但也各自伴随机遇。”

Goldie-Scot 还表示，另一中选择可能是强制储能与可再生能源安装项目一道安装。

使得这一技术——及任何其他新技术——对于市场具有长期的吸引力的其他方面是降低成本。英国可再生能源协会顾问雷·诺布尔(Ray Noble)主持该小组的储能会议，上周表示，他对于该领域的机会非常乐观，尤其是如果电动汽车的采用可以与固定储能连接。在英国关于太阳能融资的会议上发言，诺布尔表示，锂离子电池的技术进步很大程度上由汽车行业推动，意味着对于住宅安装项目的蓄电池可能在两三年内负担得起。

目前，一个为英国普通三居室家庭提供足够储能的锂离子电池预计将耗资约两千五百英镑至四千英镑。然而，诺布尔表示，他预计这将在三年内减半，使其成为一个对于住户安装商一个可行的选择。

诺布尔表示：“由于价格下降，该市场将开放，(商业)模式将改变，不同的商业模式将开始发挥作用。”

改造机会

Logan Goldie-Scot 还表示，他的团队一直惊讶的是，一直没有更多强调对德国现有安装项目改装电池，从某种程度上德国被认为是欧洲小型储能的当前市场领导者。

“根据几个媒体报道以及我们交谈的几家安装商，在德国出售的十个系统中九个是新建而非改造。我们经常思考改造数量相对较少的原因。”

“对于许多系统，我们认为，逆变器必须在七到十年之间被替换，但是并非经常被谈论的东西。许多逆变器制造商认为，会有一个更长的寿命，这很好，但是我们了解的是，整个二十五年的寿命一些更换可能是必要的。”

“更换点确实似乎是对储能而言一个非常引人关注的机会，但是该市场目前正在由新建主导，我认为，现在这仅仅是一个销售问题，在德国大多数光伏安装商专注于新机遇。在逆变器更换时间(改装电池)可能会令人关注。”

PV-Tech 2015-03-17

## 国家能源局计划今年新增光伏 17.8GW

3月16日晚，国家能源局以“国能新能【2015】73号文”下发《关于下达2015年光伏发电建设实施方案的通知》(以下简称《通知》)。按照《通知》中制定的规划，2015年全国新增光伏电站建设规模从征求意见稿时的15GW正式调整为17.8GW。

消息一出，立刻在光伏圈引发了热议。凤凰财经记者发现，此次下达的指标，相比2014年，时间更早不说，建设规模也比去年多了3.8GW。

2014年14GW成乌龙

2014年，国家能源局光伏指标姗姗来迟，年度目标为14GW，其中分布式8GW、地面电站6GW。彼时消息一出，业内人士均认为这将成为“不可能完成的任务”。果然，在2014年上半年仅完成330万千瓦后，8月初国家能源局果断将目标下调，国家能源局前局长吴新雄提出“力争全年光伏发电新增并网容量达到13GW以上”。此后又进一步将装机并网目标下调到10GW，最终才勉强完成。最终，2014年全国并网光伏发电容量10.6GW，完成年目标的76%，其中力推的分布式仅完成26%。

业内人士普遍认为，2014年目标未完成的主要原因在于，光伏项目改核准制为备案制后各地审批节点普遍延后、项目建设融资困难、土地租赁问题无法得到很好地解决等。“也就是说方方面面都没有准备好。”阳光电源[-2.98%资金研报]股份有限公司(以下简称“阳光电源”)副总裁郑桂标告诉记者。

对于14GW光伏指标，如今业界想起来都心有余悸。国家能源局前局长吴新雄终究没能架住包括五大发电集团在内的人士的忽悠和鼓吹，将目标尤其是分布式目标定得太高，导致14GW成为了中国光伏2014年最大的乌龙事件。

“实际上指标只从电力行业方面考虑了，没有从投资人方面考虑。”郑桂标说。据凤凰财经记者

了解，相比西部大型光伏地面电站，年利用小时数一般在 1600-1800 小时之间，加上规模效益和可再生能源补贴，光伏年收益率一般都在 8%-10%左右，属于有利可图。但分布式就不一样了，分布式在东部地区年利用小时数下降到 1000-1200 小时，规模上不去，加上屋顶租赁等各方面的问题，对投资人来说实在很难挣到钱。如果再遇到屋顶租赁方坐地起价、电费收不上来的话，情况则更糟。

因此，整个 2014 年光伏指标就是一个“看上去很美”的故事。

降电价或许是个好办法

对于刚刚出来的这个《通知》，业界则表示了欢迎。光伏绿能宝发起人、SPI 董事长彭小峰对凤凰财经记者表示，这对于他和他的绿能宝来说更加有利了。郑桂标也高兴地对记者表示，得益于这个《通知》，阳光电源今年的出货量也更上一层楼。

凤凰财经记者也发现，这次国家能源局公布的这个指标，一方面不再提分布式的硬数字，因此避免了造成类似 2014 年分布式目标完不成的尴尬局面；另一方面则在文件中明确要“鼓励结合生态治理、设施农业、渔业养殖、扶贫开发等合理配置项目”，这就意味着将原先不享受政策的渔光互补、农业大棚等光伏项目也纳入到享受电价政策的范围之内。

《通知》还明确，优先安排电网接入和市场消纳条件好、近期具备开工条件的项目。鼓励通过竞争性方式配置项目资源，选择技术和经济实力强的企业参与项目建设、促进光伏发电上网电价下降，对降低电价的地区和项目适度增加建设规模指标。

《通知》要求各省抓紧确定项目清单，连同往年结转在建的光伏电站项目，一并形成 2015 年光伏发电建设实施方案。这就意味着，2014 年来不及完成的项目指标今年仍然有效。与此同时，为了防止拿到路条之后不动工或者倒卖路条，《通知》还规定了“2014 年底前未安排的年度规模指标作废，各地区对符合规模管理的已备案项目要督促开工建设，对不具备建设条件的项目要及时清理。”

对于 17.8GW 是否能完成提出的疑问，郑桂标则笑言，或许可以借鉴德国以降电价来倒逼行业的模式。“假如国家能源局宣布光伏从 2016 年 1 月 1 日起要降电价，这样一来大家肯定一窝蜂抢装，组件就会因供不应求涨价，从而逼迫开发者去想方设法降低成本。如果这样的话，17.8GW 肯定能装完。”

凤凰财经 2015-03-18

## 解读新版光伏发电建设方案

3 月 17 日公布的《国家能源局关于下达 2015 年光伏发电建设实施方案的通知》（以下简称《通知》），顷刻引起了行业内外人士的关注，在微信上更掀起了朋友圈的刷屏狂潮。笔者仔细研究之后，不由自主的为这份计划的出台拍手叫好。从《通知》具体分析看，这个方案不仅仅是促进中国光伏产业发展的重要文件，更是肩负了提振中国经济增长的重要责任。

一、规模之大，前所未有

1、装机容量

《通知》把上月征求意见稿的 15GW 提升到了 17.8GW，比起 2014 年实际完成光伏装机容量高出了 6GW。这一方面反映了能源局发展新能源的信心，更显示了中国政府节能减排，消除雾霾的决心和勇气。我们可以预见到，从 2015 年到 2020 年，每年中国光伏发电的装机容量都将超过 15GW。从 2021 年到 2030 年，每年太阳能发电的装机容量将不低于 10GW。从而使得光伏产业成为中国经济长久和稳定的发动机。

2、项目投资

按照以上预测，光伏发电产业从 2015 年到 2020 年，每年平均直接投资将超过 1200 亿元，6 年累计投资将超过 7200 亿元。从 2021 年到 2030 年，累计每年平均投资将超过 600 亿元，10 年投资将超过 6000 亿元。考虑到光伏产业属于长期的朝阳产业，在替代传统能源的过程中，受到经济周期的影响很小，因此，此类投资给中国经济的发展将带来强劲的动力。

3、分布式风景独好

《通知》在提出规模方案的同时，明确屋顶分布式和自发自用地面分布式的配额无上限，使得无论是地面电站，还是分布式电站都有了非常大的想象空间。这意味着，各省发展的屋顶分布式电站越多，可以建设的地面电站配额将越多。而分布式电站的发展从世界潮流来看，将是光伏发电产业的重要方向。特别值得注意的，由于屋顶分布式电站的不设上限，使得有可能 2015 年的装机容量超过 17.8GW，从而给光伏发电产业带来更多的机会。

## 二、涉及之广，超越期待

从《通知》中我们可以看出来，中国政府已经将光伏产业作为带动经济发展的重要引擎来鼓励和支持。而光伏发电产业所涉及的产业之广，给部分已经进入经济低潮的产业注入了活力。

### 1、光伏上游

中国有全世界产能最大的光伏上游产业。在光伏发电的投资中，组件投资占 55% 以上，这意味着每年至少有 650 亿以上的直接投资投向中国的光伏上游产业，光伏上游企业将成为规模扩大的最直接受益者。可以预见，在 2015 年底这个政策界限上，今年下半年的组件价格将有较大幅度的上涨，从而使得光伏上游企业的利润整体增加，更加有利于光伏上游产业的健康发展。

### 2、电力设备

目前光伏电站的电力电气设备占总投资的 15% 左右，这意味着每年大约有 200 亿的市场份额。虽然比起传统产业来说，这些投资不算太大，但是长期稳定每年 200 亿的市场份额，也使得这类企业能够获得良好的发展前景。

### 3、农业种植

目前和光伏伴生的设施农业建设已经成为各地发展农业经济的重要途径。在《通知》17.8GW 的规模中，其中有大片荒漠土地的省份装机容量有 5.9GW（内蒙古、陕西、青海、甘肃、宁夏和新疆），剩下的 11.9GW 都分布在中国土地资源比较稀缺的地区。由于屋顶分布式的无上限，这就意味着 2015 年有可能出现总装机容量 10GW 的农光互补和渔光互补项目。根据农光互补专家的测算，按照农光互补电站每 GW 投资 80 亿元计算，形成良性循环配套设施农业的投资将不低于 30 亿元。如果按照每年农光互补项目 5GW 的容量计算，每年带动农业投资超过 150 亿元。这为中国农村发展提供了巨大的机遇。

### 4、渔业养殖

根据几年的实践，利用滩涂，浅水河滩集光伏和渔业养殖为一体的渔光互补模式成为真正产业双赢的典范。渔业养殖比农业种植的市场风险要小，同时从食物结构而言，渔业消费也符合世界发展的潮流。因此，假设 2015 年渔光互补的项目达到 5GW（和农光互补平分秋色），也将大大带动渔业投资，使得渔业养殖朝着更加集约化的方向发展。

### 5、电网建设

为确保光伏发电产业的良性发展，电网建设将是配套光伏发电的重要支撑。而目前光伏地面电站建设的地点往往电网薄弱，难以输送。因此，可以预见政府为保证光伏发电产业的健康发展，势必提前布局和建设好输电网络。以确保清洁能源能够得到最优化的利用。

### 6、钢铁制造和建筑材料

和光伏电站的电气设备投资一样，涉及工程施工的钢铁制造和建筑材料的投资也将每年至少为两个产业带来数百亿的市场机会。其中电站建设支架和特高压输变电支架的需求将使得疲软不堪的钢铁行业带来一定的复苏。而从房地产行业退潮分流的建筑行业也能在项目建设中得到一定的发展。

## 三、促进之深，耐人寻味

从《通知》中我们还能看到更深的一些信息。

### 1、特高压

由于对弃光有严格限制，西部光伏的发展将使得特高压的进程加快。不管国内对特高压技术和管理体制如何质疑，《通知》隐含了最高层对于特高压项目的肯定意图。而内蒙古、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆 5.9GW 的规模，加上西藏无上限的安排，西北省份的总装机容量将超过 6GW。仅

仅为这些地区的长远发展和输电需要，预计特高压整体投资将超过 5000 亿元。

## 2、农业发展

作为一个农业大国，农业发展集约化和工业化的进展一直不尽人意。以光伏为引子，设施农业为根本的农光互补模式，是中国农业和新能源产业结合的最佳契合点。这也反映了高层在产业结构调整，农业发展新常态下探索新的发展道路所作的努力。

## 3、农村扶贫

1.4GW 的扶贫光伏安排，将为农民带来每年至少 10 亿的收入，25 年高达 250 亿的电费收入将给贫困家庭带来巨大的利益。如果长期坚持光伏扶贫的政策，这意味着中国的贫困问题得到大大的缓解。

## 4、电力改革

在《通知》中更为重要的一条是，为了促进光伏发电企业在地面电站的良性发展，鼓励地方采取竞价上网的方式划分指标。这为未来的电力改革奠定的一定的基础。而对分布式无上限的支持，也将使得屋顶分布式光伏电站成为售电侧放开的潜在市场参与者，为打破电力垄断提供了良好的社会基础。

综上所述，此次《通知》的颁发，不仅仅吹响了光伏发电产业大发展的号角，同时也使得多个行业、多个领域获得扩大发展的机遇。鉴于光伏发电属于长期稳定的产业发展方向，在未来的 15 年甚至更长时间内，长盛不衰的光伏发电产业将成为中国经济发展的强劲动力。光伏行业成为中国经济发展的支柱产业指日可待。（彭立斌）

世纪新能源网 2015-03-19

## 光伏业今年装机目标增 68% 分布式迎发展拐点

光伏业发展态势良好。数据显示，目前发布 2014 年年报的上市光伏企业中七成业绩飘红，其中三成净利润增长率超 100%，而阿特斯、晶澳、晶科等在美国上市的光伏巨头业绩更是靓丽，净利润增长率均在 200% 以上。

这一火热态势在今年可能继续上演。近日国家能源局下发《2015 年光伏发电建设实施方案》（下称“方案”），提出全年新增光伏建设目标为 17.8GW，比去年实际完成量提升 68%。作为光伏发展的重点，屋顶分布式光伏发电及全部自发自用地面分布式光伏发电项目将不限制建设规模。

业内人士认为，政策力度之大前所未有的，中国光伏业已处于风口上，2015 年将进入强劲周期，光伏电站尤其是分布式光伏电站的建设将迎来盈利拐点，并拉动整个产业链受惠。倘若以光伏电站每瓦 8.5 元计算，2015 年的光伏终端市场将扩充约 612 亿元的投资规模。

经历了几年的持续低迷后，在国内政策利好不断和国际新兴市场崛起下，光伏企业 2014 年经营状况得到改善，部分企业现盈利拐点。数据显示，目前发布 2014 年年报的十家上市光伏企业中，七家企业归属母公司的净利润同比正向增长，其中隆基股份(40.52 +3.31%, 问诊)增长率更是高达 313.85%，实现归属母公司净利润 2.94 亿元。

晶科、阿特斯、晶澳等在美国上市的光伏巨头也是全面交出了靓丽的成绩单。晶澳 2014 年营收高达 113 亿元，同比大增 57%，其净利润则从 -4.265 亿元上升至 4.467 亿元，实现扭亏为盈。晶科全年实现总收入为 99.8 亿元，较上一年增长 41%，净利润则从 2013 年的 1.88 亿元暴增到 6.73 亿元，上升幅度达到 258%。而阿特斯则实现净营收增长 79.2% 达 180.8 亿元，净利润 14.60 亿美元，比去年同期的 1.94 亿元飙升 652.6%。

长江证券(14.85 -0.93%, 问诊)分析师张垚告诉记者，今年的 17.8GW 相比去年更理性，从各地的配额分配来看就较合理，充分考虑了不同地区并网条件的影响，而融资环境又有改善，随着商业银行、信托资金对光伏电站认识的加深，银行等金融资本也对光伏电站支持力度增加，从而化解行业的资金瓶颈。

更值得注意的是，2014 年发展并不如人意的分布式光伏获得额外优惠，将迎来发展拐点。除了

配额无上限，方案还鼓励各地区优先建设以 35 千伏及以下电压等级（东北地区 66 千伏及以下）接入电网、单个项目容量不超过 2 万千瓦且所发电量主要在并网点变台区消纳的分布式光伏电站项目，电网企业对分布式光伏电站项目按简化程序办理电网接入手续；同时，明确将鼓励结合生态治理、设施农业、渔业养殖、扶贫开发等合理配置项目，优先安排电网接入和市场消纳条件好、近期具备开工条件的项目。

“由于屋顶分布式电站的不设上限，使得有可能 2015 年的装机容量超过 17.8GW。”北京君阳投资有限公司分析师彭立斌预计，从 2015 年到 2020 年，光伏发电产业每年平均直接投资将超过 1200 亿元，其中至少有 650 亿元以上的直接投资投向上游产业，而电力电气设备则每年大约有 200 亿元的份额，此外带动农业投资超过 150 亿元，其余电网建设、建筑材料等行业也将受益。

经济参考报 2015-03-20

## 国网福建电力最大容量光伏电站并网发电

3 月 13 日，福建省最大容量的光伏电站—信义太阳能光伏电站正式并网发电。

信义太阳能光伏电站位于福建省南平市松溪县旧县乡下段村信义光伏园内，是福建首座容量最大、纯光伏发电的地面光伏电站，总投资规模约 9 亿元，全站面积 1.11 万平方米，总计安装 22 万块多晶硅太阳能电池板，建设总容量为 50 兆瓦，一年约可发电 6640 万千瓦时，占松溪全县小水电发电总量的三分之二，可持续运营 25 年。

据了解，松溪县的电网电源主要以小水电发电为主，目前全县小水电总容量 41.27 兆瓦，全年发电量 11724.41 万千瓦时。由于电力缺口较大，单一的电源结构已难以满足当地用电需求。为进一步补充清洁能源结构，积极开发利用本地区的太阳能等清洁能源已势在必行。松溪县地处闽北边陲，北纬 27 度，属中亚热带湿润季风气候，四季分明，近十年年平均年峰值日照时数为 1556.4 小时，属我国太阳能资源四类区域，适合建设太阳能光伏发电项目。

据信义太阳能光伏电站总工程师陈成华介绍，该光伏电站由农业设施光伏和地面光伏组成，其中农业设施光伏占地 2 万平方米，地面光伏约占地 30 万平方米。工程计划两年建成，工程为两个场区分两期建设。首期 1 场区项目计划投资 4.61 亿元，建成 30 兆瓦光伏发电装置，工程于 2014 年 9 月开工，2015 年 3 月并网发电。投产初期的运行管理水平以及光伏发电效率系数为 0.8，年发电量约 3534 万千瓦时。2 场区的第二期 20 兆瓦光伏发电装置将于 2015 年之前建设完成。发电站总体上冬夏出力大，春秋出力小，典型日发电曲线呈抛物线型。发电站最大出力 80%，枯水期水电出力 15%，丰水期水电出力按 100%。

为确保全省最大容量的光伏电站按时并网发电，南平供电公司及松溪供电公司及时启动实施供电服务提升工程，主动上门服务，组织人员完成了松溪县外屯 35 千伏变电站至旧县光伏线 T 接线路架设施工。同时，安排客户经理，全程参与光伏企业实施并网工作，主动提供技术支持，对接入系统审查等工作开通“绿色通道”，做好全程服务。

近年来，南平供电公司本着服务社会和服务环境为宗旨，对新型能源并网服务采取“欢迎、支持、服务”原则，不断开拓绿色环保的能源进行宣传，加大新能源推广宣传，信义太阳能光伏电站具有环保和综合利用的效益，符合国家产业政策，可实现经济、社会、环境三个效益的统一，工程建成后对于缓解松溪县电网供电压力、改善南平地区的电源结构将起到积极的作用。

英大网 2015-03-20

## 光伏发电目标到底能不能实现？

2015 年光伏发电建设实施方案（国能新能【2015】73 号）一出，17.8GW 的目标激动无数光伏人。不过，去年 14GW 目标都没完成，新局长怎么敢跨越式地提出 17.8GW 的目标？难道真是艺高人胆大？不得不说，这次新政更加强调市场化竞争，要政策有政策，要保障有保障，谁能抢到市场，凭本事来！

能源局局长为了调动大家积极性也是拼了，新招有：鼓励通过竞争性方式配置项目资源，选择



技术和经济实力强的企业参与项目建设，促进光伏发电上网电价下降，对降低电价的地区和项目适度增加建设规模指标。

在4月底前，对未将新增建设规模落实到具体项目的地区，其规模指标将视情况调剂到落实好地区。7月底前，经综合平衡后，对建设进度快的地区适度追加规模指标。10月底前，对年度计划完成情况进行考核，并网规模未达新增建设规模50%的，调减下一年度规模指标。

一句话：市场很大，但咱们得拼实力。

2015年下达全国新增光伏电站规模为1780万千瓦。

指标又创历史新高，国家能源局对光伏绝对是真爱啊。

各地区2015年计划新开工的集中式光伏电站和分布式光伏电站的总规模不得超过下达的新增光伏电站建设规模，规模内的项目具备享受国家可再生能源基金补贴资格。

建设也要有章法，规模还是硬指标，备案进省盘才有补贴，不进就别想了。

优先满足新能源示范城市、绿色能源示范县和分布式光伏发电示范区等示范区域的建设规模指标需求，示范区域在已下达规模内的光伏发电项目建成后，可向国家能源局申请追加建设规模指标。

示范区域继续有优先权，这么看来，规模指标也不是一成不变的，这里面还有余地呢。要想加指标，还可以多建几个示范区。

对屋顶分布式光伏发电项目及全部自发自用的地面分布式光伏发电项目不限制建设规模，各地区能源主管部门随时受理项目备案，电网企业及时办理并网手续，项目建成后即纳入补贴范围。

因为去年分布式指标没完成，导致市场、银行贷款、配套厂商对分布式心有余悸，今年的文件没有做详细规定，也是留了余地的意思。自由搭配，弹性掌握。屋顶及全部自发自用分布式项目不受指标限制，可以撒开了建，分布式并没有被抛弃。

光伏扶贫试点省区（河北、山西、安徽、宁夏、青海和甘肃）安排专门规模用于光伏发电试点县的配套光伏电站建设。

光伏扶贫项目另起炉灶，独立计算，言外之意就是规模必须保证一定量啊，这事靠谱。

鼓励结合生态治理、设施农业、渔业养殖、扶贫开发等合理配置项目。优先安排电网接入和市场消纳条件好、近期具备开工条件的项目。

业界人士认为，分布式项目中的地面集中模式将受热捧。

鼓励通过竞争性方式配置项目资源，选择技术和经济实力强的企业参与项目建设，促进光伏发电上网电价下降，对降低电价的地区和项目适度增加建设规模指标。

说到底，可再生能源发展还是要算经济账。补贴资金也是全国人民一分一厘交上来的，必须提高使用效率，促进优胜劣汰，以后要获得更多规模指标，可以考虑降低电价。光伏产业发展到今天，价格战可以再打一打了。

鼓励各地区优先建设35千伏及以下电压等级（东北地区66千伏及以下）接入电网、单个项目容量不超过2万千瓦且所发电量主要在并网点变台区消纳的分布式光伏发电项目，电网企业对分布式光伏发电项目按简化程序办理电网接入手续。

集中式光伏电站项目的建设规模应与配套电力送出工程相匹配，原则上单个集中式光伏电站的建设规模不小于3万千瓦，可以一次规划、分期建设。

用户侧消纳才是分布式项目的真谛，这个原则继续在文件中得以反映。集中式电站当然要有规模效益，两条道路，泾渭分明。

在4月底前，对未将新增建设规模落实到具体项目的地区，其规模指标将视情况调剂到落实好地区。7月底前，经综合平衡后，对建设进度快的地区适度追加规模指标。10月底前，对年度计划完成情况进行考核，并网规模未达新增建设规模50%的，调减下一年度规模指标。第四季度，编制下一年度光伏发电建设实施方案。

各省级能源主管部门按季公开发布本省光伏发电项目建设信息，包括在建、并网及运行等情况，以引导各地区光伏发电建设。

国家能源局的意思很明确，工作进度具体到时间点了，地方政府你们看着办吧，过时不候。干不完就把指标给别人，进度快的有奖励，进度慢的要惩罚，多快好省的劳动竞赛开始了。

目标到底能不能实现？

业界对 73 号文件的评价普遍正面，认为“不仅指标创历史新高，通知也体现了人性化，奖惩分明，公平合理”。但是 17.8GW 目标（同比增长 78%），显著超过 2015 年 1 月讨论意见稿提出的 15GW 目标。由于 2014 年国内光伏装机仅 10GW，市场普遍对 2015 年装机目标能否实现有质疑。

国君新能源认为，这次冲击 17.8GW 装机还是很有可能的。17.8GW 装机规模（相比市场预期高于 20%），再次表明了政府的态度，而且是努尔·白克力局长上任后对光伏的首个重磅政策，意义更加重大。

规划量提高将带来更充裕的项目储备，大路线及时下发将增强运营商规模兑现的确定性，开工和并网的时点都将提前。更重要的是，运营商的增长来自保有量，增长更为持续，后续会有大量的金融创新出来，如果在电站运维管理软件和系统、碳排放交易、证券化、P2P 互联网金融产品领域深入布局，具备更大的想象空间。但后续的兑现将使运营板块去伪求真，如果风一过，无法兑现规模、发电数据和融资创新的“猪”可能会摔得很惨。

结合后续即将落地的可再生能源配额制、分布式加码政策、光伏十三五规划、金融创新（资产证券化、互联网金融、众筹）、碳排放交易和可能的抢装等系列催化剂，非常看好光伏企业在资本市场的表现。

他们认为：

（1）分布式推广不利是造成 2014 年装机低预期的核心原因，文件对分布式规模不做限定，各地可根据实际情况做调配，解决指标设置不合理的问题，地面电站的量有望大幅提升；

（2）加强项目监测和考核，要求 4 月底前落实项目并上报，10 月底前考核，并网规模未达新增规模 50% 的，调减下一年规模指标，预计 4-5 月大路线将下发（提前 2 个月左右），Q2 末有望开工，避免出现年底来不及并网现象。

（3）对光伏扶贫试点省区安排 1.5GW 指标，鼓励结合生态治理、设施农业、渔业养殖等合理配置项目，预计地面分布式项目会快速上量。

（4）该政策再次表明国家支持光伏发展的决心，可再生能源配额制有望 Q2 落地，驱动地方政府和电网配合装机兑现，同时 2016 年标杆上网电价可能下调，2015Q4 可能出现抢装。

能见派 2015-03-20

## 中国太阳能无人飞行器首飞成功

中国航天科技集团公司 23 日发布消息说，其旗下第十一研究院研制的“彩虹”T 系列新型太阳能无人飞行器已取得首飞成功。



“彩虹”无人飞行器。(资料图片)

据介绍,“彩虹”太阳能无人飞行器造型奇特、个头超大,是继美国 NASA 系列之后世界上最大的太阳能无人飞行器。“彩虹”成功首飞的这一阶段飞行试验克服了复杂的气象条件,圆满完成各项指标的验证,并为后续飞行试验提供充分的飞行数据。业内专家称,“彩虹”首飞试验成功,将开启中国太阳能无人飞行器探索的新篇章。

另据中国航天科技集团五院消息,该院所属 508 所民用轻小型无人机研制也获得突破,其首次承担的北京市科委项目“5 千克级机载全色多光谱成像系统研制”近期已顺利通过项目验收。

深圳特区报 2015-03-24

## 青海省在能源光伏领域的研究水平获得国际认可

如何以清洁方式解决报废航空器的回收利用问题是一道国际难题。经过实地考察和充分论证,近日美国波音公司与青海大学签署协议,委托青海大学开展《利用太阳能光热回收航空航天飞机碳纤维示范工程》项目。这是我省首个与美国波音公司签署的国际研究项目。项目成功签约显示我省在能源光伏领域的研究水平获得国际认可。

据青海大学新能源光伏产业研究中心常务副主任铁生年教授介绍,与美国波音公司签署的合作项目,主要是利用太阳能光热技术回收航空航天飞机中碳纤维材料,这是一个具有国际水准的新能源领域的研究项目,美方就此项目曾对多个国家的多个相关研究机构进行了合作考察,我方凭借在能源光伏领域已取得的多项国家授权专利技术(《一种利用太阳能熔炼金属的装置》等)为研究项目的获得奠定了基础。

美国波音公司是全球航空航天业的领袖公司,是一家人才济济且极富创新精神的企业,研究人员来自全球约 2700 家大学,几乎涵盖了所有技术领域。

青海大学新能源光伏产业研究中心 2014 年 3 月成立,研究人员由清华大学、青海大学专家学者组成,中心以解决新能源材料和光伏发电系统可持续发展的科学技术问题为宗旨,依托高校的科学研究综合优势,开展与新能源光伏产业领域相关企业的合作研究,近年来开展的《太阳能多晶硅尾气回收液相二氧化硅提纯方法》、《新能源硅产业废料回收碳化硅粉体的研发》等研究成果获中国石油和化学工业联合会技术发明奖、中国材料研究学会科学技术奖等奖项,并与其他多项创新性研究成果取得国家发明专利,从而实现了多晶硅的清洁生产,显着提高了企业的社会、经济效益。

本研究项目的获得开创了我省新能源光伏研究机构与国际顶级企业合作的先例,打造了青海新能源光伏研究的国际平台,为青海新能源光伏研究成果走向国际奠定了基础。

青海日报 2015-03-25

## 2015 光伏电站建设将向地面和大型分布式倾斜

国家能源局近日下发了《2015 年光伏发电建设实施方案的通知》。《通知》将 2015 年光伏计划装机规模由征求意见稿中的 15GW(吉瓦)提高至 17.8GW,并对细则做出多项修改。

业内人士认为,2015 年装机规模再次提高超出预期,显示出国家支持光伏发展的决心。此外,对征求意见稿中一些细则的修改,则预示了国家政策的微调。今年 17.8GW 的装机预计能够实现,光伏电站建设将向地面和“大型分布式”倾斜。

除提高装机规模外,《通知》对征求意见稿中细则做出修改,显示政策的调整。第一,《通知》中取消对分布式和地面电站建设规模比例的划分,显示国家放宽对地面电站建设的限制。

从去年的建设情况看,地面电站建设速度明显快于分布式。根据国家能源局的统计数据,2014 年,我国完成大型地面电站 8.55GW,完成分布式电站建设 2.05GW,分布式电站建设远未达到计划的 8GW,而地面电站则超出计划 2.55GW。在国家不对地面电站建设比例进行限制的情况下,17.8GW 的装机规模将向地面电站倾斜。英利绿色能源相关负责人表示,国家将地面电站和分布式电站的建设比例由去年的 6:8 提高至征求意见稿的 8:7,再到最终出台《通知》时取消比例限制,显示出国家放宽对地面电站建设规模的限制。该负责人同时透露,有消息称明后年西部特高压建设速度将

加快，这将清除以往掣肘西部光伏发电等新能源电力发展的一大障碍，国家放宽对地面电站限制很可能跟西部特高压建设加快有关。

第二，《通知》明确鼓励农光互补、渔光互补等项目。根据《通知》，1.6GW的建设规模将专门用于光伏扶贫试点县的配套光伏电站项目。而此前的征求意见稿有意对农光、渔光等大型分布式项目进行限制。根据征求意见稿，在分布式总量不变的情况下，不限定屋顶分布式光伏的建设规模，显示出大型项分布式项目受到限制。

晶科能源有限公司品牌总监钱晶认为，今年大型分布式项目建设速度将会加快。此前，晶科能源董事长李仙德透露，晶科已经在沿海地区，有20个大型分布式项目在建。

第三，《通知》取消征求意见稿中对屋顶分布式3.15GW最低建设规模的限制，由硬性规定改为鼓励。

光伏研究机构NDPSolarbuzz高级分析师廉锐认为，国家取消最低规模限制，并不意味着国家支持屋顶分布式的政策基调发生改变。屋顶分布式发展中存在诸多问题，靠硬性规定并不能拉动其发展。目前，很多地方政府出台政策推动屋顶光伏的发展，预计今年屋顶光伏的装机会好于去年。近期，安徽、北京等省、市宣布将从省内、市内拨款给予分布式光伏建设补贴。

基于国家政策的持续大力扶持，以及市场的逐渐认可和追捧，业内人士预计，我国2015年17.8GW的光伏发电装机目标能够实现。

中国金融信息网 2015-03-24

## 最新报告预计中国太阳能电池市场年增长率为14%

《全球与中国太阳能电池产业发展现况与投资展望》的最新报告预计，2015~2018年，中国太阳能电池市场的年增长率为14%。届时，2018年的总安装量将达65吉瓦。

报告主要分析了中国储能市场规模、当前状况及预期需求、市场竞争以及大型太阳能制造商的状况。

报告指出，中国大力推广太阳能光伏的战略有助于加速电池部门的发展，中国在全球电池储能市场的地位将愈来愈重要。2009年，中国太阳能电池出货量为4.38吉瓦，占全球市场总额的比例为39.8%。而2013年，全球光伏电池出货量为36.5吉瓦，中国的出货量为28.86吉瓦，占比高达80%。

据悉，国家能源局近日公布，2015年太阳能安装目标为15吉瓦(2014年为10.5吉瓦)。预计，中国国内光伏市场规模也将持续提升。(卞小云)

中国环境报 2015-03-31

## 光伏农业应真正立足农业

编者按

光伏与农业的结合，一经推出便受到了行业力捧，各地区光伏农业项目频频涌现。虽有诸多优势，但处于起步阶段的光伏农业还面临不少问题。

日前，面对记者，中国光伏农业工作委员会会长张勇表示，光伏农业只有立足农业，做到光伏与农业的有机结合，才能健康持续地发展。

为光伏应用找到新路

中国能源报：现阶段，我国光伏与农业结合的总体情况如何？各地对光伏农业的积极性高吗？

张勇：光伏农业在我国尚处于起步阶段，各级政府和光伏企业积极投身光伏农业项目的投资与建设中，在实践中进行了一些有益的探索。

已建或在建的项目主要分布在内蒙、新疆、河南、山东、江苏、宁夏、青海等地。有的项目已经运营、经营状况良好，有的还未产生效益，也有的设计或运营模式不合理，成为了半拉子工程。

各地对发展光伏农业积极性很高，政府引导、企业转型等都呈现出井喷之势，

中国能源报：光伏与农业结合，光伏发电和农业生产的收益所占比例是多少？

张勇：光伏农业项目的效益体现在光伏、农业两块收益上，其中经营主体的经营管理水平至关

重要。光伏发电的收益主要取决于太阳能电池板的铺设面积，相对而言收益基本稳定。农业生产的收益取决于农业经营主体的经营内容、经营方式、政策、气候、市场价格等多种因素，较难以单位说清楚。如果农业生产经营中选择适合光伏农业的产品，引进设施农业、高效农业、科技农业、立体农业与光伏结合，那么农业收益将大于光伏收益。

中国能源报：光伏与农业结合会有哪些优势？

张勇：首先，光伏农业是新的光伏应用领域，使光伏得到更全方位的应用，为行业、企业、投资者都提供了机会；其次，帮助地方政府调整产业结构，提高土地利用效率，增加就业，在促进经济发展的同时保护环境；对于农户来说，可以帮助其转型为产业型农户，提高农产品收益，延长大棚使用期限，防治病虫害等。

可以说，《太阳能光伏产业“十二五”发展规划》、《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，以及刚出台的《2015年光伏发电建设实施方案》等文件都是重大利好，体现了国家支持光伏与农业结合的决心。

审批程序亟需简化

中国能源报：光伏农业与屋顶分布式光伏相比，推广过程哪个更复杂？

张勇：光伏农业与屋顶分布式光伏各有优势。屋顶分布式光伏在城市推广会面临产权不清晰等问题，但产权问题一旦解决，审批相对较简单；而光伏农业会牵扯到土地利用问题，操作起来在细节上非常复杂。

中国能源报：其实就是光伏农业的审批非常复杂？会有交叉、重复审批的问题吗？

张勇：光伏农业的审批非常复杂，每个项目都需要经过地方发改委、规划、水文、农业、国土、环评、消防、电力等十五个以上的政府部门审批，缺少任何一项审批，都会导致无法开工和并网。同时，各部门对政策的理解力、执行力不尽相同，一个光伏农业的项目，从开始申请到最后获批，最起码要三个月以上，这不仅浪费了资源，而且也会影响光伏农业的推进速度。

其实，有些环节是完全可以简化的。

制定标准 监管到位

中国能源报：现在光伏农业发展面临的最大问题是什么？

张勇：现在光伏农业处于一个无序发展的状态中，最大的问题就是标准缺失，不论是技术标准还是管理标准。

首先，光伏农业缺乏系统的理念研究与实践探索。目前各地热情很高，但是理论研究缺乏系统性、规模性，没有形成标准化；其次，具体政策上没有统一的标准。国内没有明确文件规定光伏农业享受哪些政策，只是参照设施农业享受补贴，实际执行上存在地区差异、理解差异；另外，光伏农业在设计、规模上也缺乏专业标准。光伏农业涉及面广、领域交叉、地域差异性大，经营主体不同，利益关系复杂，需要强有力的协调机制，明确经营主体、相关经营者之间的权责利关系；最后，蜂拥进入光伏农业，准入标准也是缺失的。

中国能源报：目前已经有人对光伏农业产生了担忧，担心有的企业会以光伏农业之名套取补贴、占用农业用地，就您了解的情况，是否有这种隐忧或现象？

张勇：据我观察，像中节能、协鑫等为代表的大型光伏企业是走在正确的光伏农业道路上的，但也已经有一些企业在这条路上走偏了。

前段时间我注意到一家企业，打着光伏农业的幌子占了很大一片土地建地面电站，仅仅是在电站下面建了一个很小的看样子只有一米高的工棚，连人都进不去，居然说是农业大棚，这简直就是开玩笑！像这样的项目，连样子工程都算不上。试想一下，25年见不到阳光的土地是会被完全毁掉的，这对土地是巨大的浪费和伤害。

虽然大家习惯于称“光伏农业”，但我认为称其“农业光伏”更合适，因为这一产业必须以农业为立足点，而不能本末倒置。目前，有些项目已经严重偏离了立足于农业的初衷。

中国能源报：让光伏农业真正立足农业，走良性发展道路，该采取哪些有效措施？

张勇：在光伏农业起步时就应该建章立制，形成统一的行业标准和规则。

一些企业挂羊头卖狗肉，打着光伏农业的幌子进行圈地，因此有必要设立门槛，加以约束。地方政府可向有意愿涉足光伏农业的企业进行筛选，并收取一定的质保金，企业立足农业并达到标准就予以返还，一旦出现偏离农业的情况，就予以没收，如此便能把不良企业挡在门槛之外。

现在光伏农业的问题是一方面审批繁琐，一方面监管不到位，国家必须出台统一标准和规范性政策，不能偏离发展农业的初衷，让这个产业毁掉。

成思思 中国能源报 2015-04-01

## 工业和信息化部公告《光伏制造行业规范条件（2015 年本）》

中华人民共和国工业和信息化部公告

2015 年 &nbsp;&nbsp;&nbsp;第 23 号

为深入落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24 号），进一步推动光伏产业结构调整 and 转型升级，持续加强行业管理，提高行业发展水平，经商有关部门，我们对《光伏制造行业规范条件》进行了修订，形成了《光伏制造行业规范条件（2015 年本）》。现予以公告。

附件：光伏制造行业规范条件（2015 年本）

工业和信息化部

2015 年 3 月 25 日

光伏制造行业规范条件（2015 年本）

为加强光伏行业管理，引导产业加快转型升级和结构调整，推动我国光伏产业持续健康发展，根据国家有关法律法规及《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24 号），按照优化布局、调整结构、控制总量、鼓励创新、支持应用的原则，制定本规范条件。

### 一、生产布局与项目设立

（一）光伏制造企业及项目应符合国家资源开发利用、环境保护、节能管理等法律法规要求，符合国家产业政策和相关产业规划及布局要求，符合当地土地利用总体规划、城市总体规划、环境功能区划和环境保护规划等要求。

（二）在国家法律法规、规章及规划确定或省级以上人民政府批准的基本农田保护区、饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要生态功能保护区和生态环境敏感区、脆弱区等法律、法规规定禁止建设工业企业的区域不得建设光伏制造项目。上述区域内的现有企业应逐步迁出。

（三）严格控制新上单纯扩大产能的光伏制造项目。对加强技术创新、降低生产成本等确有必要的新建和改扩建项目，报行业主管部门及投资主管部门备案。新建和改扩建光伏制造项目，最低资本金比例为 20%。

### 二、生产规模和工艺技术

（一）光伏制造企业应采用工艺先进、节能环保、产品质量好、生产成本低的生产技术和设备。

（二）光伏制造企业应具备以下条件：在中华人民共和国境内依法注册成立，具有独立法人资格；具有太阳能光伏产品独立生产、供应和售后服务能力；具有省级以上独立研发机构、技术中心或高新技术企业资质，每年用于研发及工艺改进的费用不低于总销售额的 3%且不少于 1000 万元人民币；申报符合规范名单时上一年实际产量不低于本条第（三）款产能要求的 50%。

（三）光伏制造企业按产品类型应分别满足以下要求：

- 1.多晶硅项目每期规模不低于 3000 吨/年；
- 2.硅锭年产能不低于 1000 吨；
- 3.硅棒年产能不低于 1000 吨；
- 4.硅片年产能不低于 5000 万片；
- 5.晶硅电池年产能不低于 200MWp；

- 6.晶硅电池组件年产能不低于 200MWp;
- 7.薄膜电池组件年产能不低于 50MWp;
- 8.逆变器年产能不低于 200MWp (微型逆变器不低于 10MWp)。

(四) 现有光伏制造企业及项目产品应满足以下要求:

- 1.多晶硅满足《太阳能级多晶硅》(GB/T25074) 1 级品的要求;
- 2.多晶硅片(含准单晶硅片)少子寿命大于  $2\mu\text{s}$ , 碳、氧含量分别小于 10 和 16PPMA; 单晶硅片少子寿命大于  $10\mu\text{s}$ , 碳、氧含量分别小于 1 和 16PPMA;
- 3.多晶硅电池和单晶硅电池的光电转换效率分别不低于 17% 和 18.5%;
- 4.多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别不低于 15.5% 和 16%;
- 5.硅基、铜铟镓硒(CIGS)、碲化镉(CdTe)及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 8%、11%、11%、10%;
- 6.含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于 96%, 不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于 98% (微型逆变器相关指标分别不低于 94% 和 95%)。

(五) 新建和改扩建企业及项目产品应满足以下要求:

- 1.多晶硅满足《硅多晶》(GB/T12963) 2 级品以上要求;
- 2.多晶硅片(含准单晶硅片)少子寿命大于  $2.5\mu\text{s}$ , 碳、氧含量分别小于 8 和 6PPMA; 单晶硅片少子寿命大于  $11\mu\text{s}$ , 碳、氧含量分别小于 1 和 16PPMA;
- 3.多晶硅电池和单晶硅电池的光电转换效率分别不低于 18.5% 和 20%;
- 4.多晶硅电池组件和单晶硅电池组件光电转换效率分别不低于 16.5% 和 17%;
- 5.硅基、CIGS、CdTe 及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 12%、13%、13%、12%。

(六) 多晶硅电池组件和单晶硅电池组件衰减率在 1 年内分别不高于 2.5% 和 3%, 25 年内不高于 20%; 薄膜电池组件衰减率在 1 年内不高于 5%, 25 年内不高于 20%。

### 三、资源综合利用及能耗

(一) 光伏制造企业和项目用地应符合国家已出台的土地使用标准, 严格保护耕地, 节约集约用地。

(二) 光伏制造项目能耗应满足以下要求:

- 1.现有多晶硅项目还原电耗小于 65 千瓦时/千克, 综合电耗小于 120 千瓦时/千克; 新建和改扩建项目还原电耗小于 55 千瓦时/千克, 综合电耗小于 100 千瓦时/千克;
- 2.现有硅锭项目平均综合能耗小于 8.5 千瓦时/千克, 新建和改扩建项目小于 7 千瓦时/千克; 如采用多晶铸锭炉生产准单晶或高效多晶产品, 项目平均综合能耗的增加幅度不得超过 0.5 千瓦时/千克;
- 3.现有硅棒项目平均综合能耗小于 45 千瓦时/千克, 新建和改扩建项目小于 40 千瓦时/千克;
- 4.现有多晶硅片项目平均综合能耗小于 45 万千瓦时/百万片, 新建和改扩建项目小于 40 万千瓦时/百万片; 现有单晶硅片项目平均综合能耗小于 40 万千瓦时/百万片, 新建和改扩建项目小于 35 万千瓦时/百万片;
- 5.电池项目平均综合能耗小于 10 万千瓦时/MWp;
- 6.晶硅电池组件项目平均综合能耗小于 6 万千瓦时/MWp; 薄膜电池组件项目平均能耗小于 50 万千瓦时/MWp。

(三) 光伏制造项目生产水耗应满足以下要求:

- 1.多晶硅项目水循环利用率不低于 95%;
- 2.硅片项目水耗低于 1400 吨/百万片;
- 3.电池项目水耗低于 1700 吨/MWp。

(四) 其他生产单耗需满足国家相关标准。

### 四、环境保护

(一) 新建和改扩建光伏制造项目应严格执行环境影响评价制度，未通过环境影响评价审批的项目不得开工建设。按照环境保护“三同时”要求，项目配套建设环境保护设施应依法申请项目竣工环境保护验收，验收合格后方可投入生产运行。企业应有健全的企业环境管理机构，制定有效的企业环境管理制度，符合环保法律法规要求，依法获得排污许可证，并按照排污许可证的要求排放污染物，定期开展清洁生产审核并通过评估验收。

(二) 废气、废水排放应符合国家和地方大气及水污染物排放标准和总量控制要求；恶臭污染物排放应符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554)，工业固体废物应依法分类贮存、转移、处置或综合利用，企业危险废物贮存应符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597)相关要求，一般工业固体废物贮存应符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18559)相关要求，SiCl<sub>4</sub>等危险废物应委托具备相应处理能力的有资质单位进行妥善利用或处置。厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)。

(三) 鼓励企业通过 ISO14001 环境管理体系认证、ISO14064 温室气体核证、PAS2050/ISO/TS14067 碳足迹认证。

(四) 光伏制造项目应按照环境影响报告书(表)及其批复、国家或地方污染物排放(控制)标准、环境监测技术规范的要求，制定自行监测方案，开展自行监测工作，公开自行监测信息。

## 五、质量管理

(一) 光伏制造企业应建立完善的质量管理体系，配备质量检验机构和专职检验人员。电池及电池组件生产企业应配备 AAA 级太阳模拟器、高低温环境试验箱等关键检测设备，鼓励企业建设具备 CNAS 认可资质的实验室。

(二) 光伏产品质量应符合国家相关标准，通过国家批准相关认证机构的认证。

(三) 企业应通过 ISO9001 质量管理体系认证，组件使用寿命不低于 25 年，质保期不少于 10 年，逆变器质保期不少于 5 年。

(四) 企业应建立相应的产品可追溯制度。

## 六、安全、卫生和社会责任

(一) 光伏制造项目应当严格落实安全设施和职业病防护设施“三同时”制度要求。企业应当遵守《安全生产法》、《职业病防治法》等法律法规，执行保障安全生产、职业健康的国家标准或行业标准，当年及上一年度未发生一般及以上生产安全事故。

(二) 企业应当建立健全安全生产责任制，加强职工安全生产教育培训和隐患排查治理工作，开展安全生产标准化建设并达到三级以上。

(三) 企业应当依法落实职业病危害防治措施，对重大危险源有检测、评估、监控措施和应急预案，并配备必要的器材和设备。

(四) 企业应当遵守国家相关法律法规，依法参加养老、失业、医疗、工伤等各类保险，并为从业人员足额缴纳相关保险费用。

## 七、监督与管理

(一) 新建和改扩建光伏制造企业及项目应当符合本规范条件要求。

(二) 现有光伏制造企业及项目应当符合本规范条件要求，未满足规范条件要求的企业及项目根据产业转型升级的要求，在国家产业政策的指导下，通过兼并重组、技术改造等方式，尽快达到本规范条件的要求。

(三) 对光伏制造企业及项目的投资、土地供应、环评、节能评估、质量监督、安全监管、职业病防治、信贷授信、应用扶持等管理应依据本规范条件。

(四) 光伏制造企业自愿提出申请，对照规范条件编制相关申报材料，通过省级工业和信息化主管部门报送工业和信息化部。各级工业和信息化主管部门会同有关部门对当地光伏制造企业执行本规范条件的情况进行监督检查。工业和信息化部组织行业协会、检测机构对企业进行检查，定期公告符合本规范条件的企业名单，并会同有关部门组织行业协会、检测机构从市场上对已公告企业



产品等进行抽查，实行社会监督、动态管理。

(五) 公告企业有下列情况，将撤销其公告资格：

1. 填报资料有弄虚作假行为；
2. 拒绝接受监督检查；
3. 不能保持规范条件要求；
4. 发生重大安全和污染责任事故；
5. 违反法律、法规和国家产业政策规定。

工业和信息化部拟撤销公告资格的，提前告知相关企业，听取相关企业陈述和申辩。

(六) 有关行业协会、检测机构要协助行业主管部门做好本规范条件的实施和跟踪监督工作，组织企业加强协调和自律管理。

#### 八、附则

(一) 本规范条件适用于中华人民共和国境内（台湾、香港、澳门地区除外）所有类型的光伏制造企业，本规范条件所指的光伏制造行业主要为光伏用多晶硅、硅棒、硅锭、硅片、电池、电池组件、逆变器等制造行业。

(二) 本规范条件涉及的法律法规、国家标准和行业政策若进行修订，按修订后的规定执行。

(三) 本规范条件自发布之日起实施，由工业和信息化部负责解释，并根据行业发展情况和宏观调控要求会同有关部门适时进行修订。原《光伏制造行业规范条件》（工业和信息化部公告 2013 年第 47 号）同时停止执行。

工业和信息化部 2015-03-31

## 深度透彻分析北京市屋顶分布式光伏项目建设

### 一、北京市太阳能资源情况

北京地区太阳辐射量全年平均为 4600~5700MJ/m<sup>2</sup>。两个高值区分别分布在延庆盆地及密云县西北部至怀柔东部一带，年辐射量均在 5600MJ/m<sup>2</sup> 以上；低值区位于房山区的霞云岭附近，年辐射量约为 4650MJ/m<sup>2</sup>。

北京地区年平均日照时数在 2000~2800h 之间，大部分地区在 2600h 左右。年日照时数分布与太阳辐射的分布相一致，最大值分布在延庆县和古北口，为 2800h 以上，最小值分布在霞云岭，为 2063h。夏季正当雨季，日照时数减少，月日照在 230h 左右；秋季日照时数虽没有春季多，但比夏季要多，月日照在 230~245h；冬季是一年中日照时数最少季节，月日照不足 200h，一般在 170~190h。

太阳能总辐射主要集中在 4~8 月，占全年总辐射的 55.1%，是太阳能利用最佳月份。

通过测算，北京市如果按照最佳倾角 31° 敷设光伏电池板，年满发小时数为 1087.45h，其中 0° 敷设光伏电池板的满发小时数为 989.0474h。

### 二、北京市分布式光伏建设条件

#### 政策

北京市的投资政策环境良好，根据能源局发布的《2015 年光伏发电建设实施方案》，北京市屋顶项目有下限无上限，鼓励建设分布式屋顶。北京市光伏补贴执行国家光伏补贴政策，光伏标杆上网电价为 0.95 元/kWh。

《北京市朝阳区节能发展引导资金管理办法》(暂行)对新建的新能源和可再生能源项目，年产量在 50 吨标煤以上的，按照项目年实际节能量，每节约 1 吨标煤的新能源给予 600 元的补贴。

《北京市海淀区人民政府关于印发本区节能减排支持办法的通知》海行规发【2014】13 号，凡纳入海淀区分布式太阳能光伏发电示范区建设的项目，按期并网发电后，按装机容量给予业主单位 0.3 元/W 的资金奖励，最高不超过 100 万元。

#### 电站形式

工业产业园是北京建设分布式电站的最佳选择，目前北京工业和产业园区主要有：中关村科技

园区(一区十园)、延庆(2个)、怀柔(2个)、密云(1个)、昌平(6个)、海淀(7个)、顺义(11个)、平谷(4个)、通州(13个)、大兴(14个)、丰台(2个)、房山(3个)、门头沟(1个),北京工业屋顶资源相对丰富,消纳能力较强,适宜建设分布式光伏电站。

除屋顶外,农业光伏大棚也将是北京市发展分布式光伏电站的重要形式,特点是不占用土地、不改变土地性质,就近并网节约投资,建设形式多样,即可以依托原有大棚改造,又可以新建生态大棚与有机农业、观光农业结合。

另外,停车场车棚、充电桩、带储能的独立光伏电站都是未来北京发展分布式的方向。

#### 布置方式

一般情况下,最佳倾角的发电量最高,但是根据实际情况,混凝土屋顶以安装容量和发电量等多维比较中,选择最佳方案,并不一定选择最佳倾角方案。

彩钢瓦屋顶一般都顺着彩钢瓦屋顶的走向坡度,不另外加高。

车棚棚顶布置组件角度一般有限考虑车棚的使用功能,角度在 $5^{\circ} \sim 10^{\circ}$ 之间。

#### 三、投资

分布式项目不需要基础、就近并网或者自发自用,不需要投资开关站、升压站,项目投资相对可控。一般情况下,混凝土屋面的光伏电站主要关注在项目屋顶的防水处理、与原有厂房走线的配合等,视项目具体建设条件,单位投资在 $7.5 \text{元/W} \sim 9 \text{元/W}$ 之间;彩钢瓦屋顶建设相对容易,一般需要夹具檩条将光伏电池板和彩钢板连接,一般支架费用在 $0.25 \text{元/W}$ 左右,项目投资控制较好的情况下,可以控制在 $7.5 \text{元/W}$ ;车棚投资相对较高,仅支架费用就在 $2.5 \sim 3.5 \text{元/W}$ ,但一般在项目建设中,车棚由于容量有限,一般不单独建设,故投资可以与其他平摊。

#### 四、收益

根据以上分析,以一般的混凝土和彩钢瓦屋顶分布式光伏电站为例,采用北京市的一大工业用电为例,企业24h均负荷用电,目前与用电企业所谈的电价一般为8~9折,在投资为 $8.8 \text{元/W}$ 的投资水平下,光伏项目销售电价为 $1.1 \text{元/W}$ (含补贴,90%自用)情况下,项目融资前税前投资收益可以达到10%以上,资本金收益率在15%以上,投资回收期在7.5年左右。

#### 五、结语

在北京冬奥申委提交的《申办报告》中,北京将“空气治理”列为重点解决问题。分布式能源的广泛应用是北京城市发展的必由之路,北京光照条件良好,有较丰富的光能资源;如果能应用太阳能光伏发电,将大大减少燃煤产生的污染物排放,“甚至实现零排放”。

发展分布式光伏发电在2015年的北京将拥有最大政策、收益空间!

计鹏新能源 2015-04-01

## 海洋能、水能

### 中国水电装机达3亿千瓦

3月24日讯,据中国电力企业联合会3月发布的年度快报统计,2014年,随着溪洛渡、向家坝、糯扎渡、锦屏等一批重点水电工程陆续竣工投产,全国水电装机容量达到3.0亿千瓦。水电、风电、核电和太阳能发电等非化石能源发电装机容量达到4.5亿千瓦,占全国发电装机总容量13.6亿千瓦的33.3%,占比达到1/3。

2014年,全国全口径发电量5.55万亿千瓦时,其中非化石能源发电量1.42万亿千瓦时,非化石能源发电量占总发电量比重自新中国成立以来首次超过25%。其中水电发电量1.07万亿千瓦时,首次超过1万亿千瓦时;水电设备利用小时3653小时,达到9年来的最高水平。随着水电等非化石能源发电量的大幅增长,全国火电发电量自1974年以来首次出现负增长。同时,经火电机组的节能减排综合升级改造,电力大气污染物排放量大幅下降。电力烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放量预计

分别降至 98 万吨、620 万吨、620 万吨左右，分别比 2013 年下降约 31.0%、20.5%、25.7%。与 2006 年排放最高时相比，烟尘、二氧化硫、氮氧化物三项污染物排放之和减少了约 50%。

水电是可再生清洁能源，优先开发水电，这是国家优化能源结构，治理环境污染的战略选择。中国水电八局作为水电建设的骨干企业，光荣地成为三峡第一度电的生产者，并创造了年装机 1000 万千瓦的纪录。全国已建和在建十大水电站为三峡(装机 2250 万千瓦)、白鹤滩(装机 1600 万千瓦)、溪洛渡(装机 1386 万千瓦)、乌东德(装机 1020 万千瓦)、锦屏(装机 840 万千瓦)、向家坝(装机 784 万千瓦)、龙滩(装机 630 万千瓦)、糯扎渡(装机 585 万千瓦)、小湾(420 万千瓦)、拉西瓦(装机 420 万千瓦)。十大水电站总装机 9935 万千瓦，中国水电八局参与了其中排名前 9 座水电站的建设。

红网 2015-03-25

## 风能

### 中国电建“一带一路”风电项目正式落地

(原标题) 琴瑟既已起 笙箫焉能默

——中国电建以更加昂扬之姿汇入“一带一路”大合唱

2015 年 1 月 15 日，中国电力建设集团旗下山东电建一公司承建的印度巴考电厂项目 1 号机组一次点火成功，开始热态冲洗。

巴考电厂由 4 台 300 兆瓦机组组成，印度韦丹塔集团投资兴建，山东电建一公司以 EPC 方式总承包。

这是中国电建目前正在“一带一路”区域实施的 571 个工程建设项目中的一个。

所谓“一带一路”，是指“丝绸之路经济带”和“21 世纪海上丝绸之路”，最早由国家主席习近平于 2013 年 9、10 月间提出，是中国近几十年来地缘政治和地缘经济的历史性突破。2014 年，“一带一路”被确定为我国国家战略。

我国领导人倡议的“一带一路”地域和国别范围首先是中亚、俄罗斯、南亚和东南亚国家；其次是中东和非洲国家；第三是欧洲。

有关资料表明，“一带一路”战略将至少覆盖全球 60% 的人口，重点涉及 26 个国家和地区，拥有约 21 万亿美元的经济规模。

中国电建集团董事长晏志勇说，参与服务“一带一路”建设，中国电建已经有了良好的基础。我们在这个区域已经精耕细作了三十多年。

晏志勇说，作为全球规模最大、产业链最完整的电力建设企业，中国电建懂水熟电，擅规划设计，长施工建造，能投资运营，业务覆盖基础设施全领域，经过多年征战国际市场，积累了大量的国际营销和项目实施经验，具有一定的特有优势和比较优势。

海外之田：精耕细作三十年

作为立足亚非辐射全球的综合性国际工程企业，中国电建第一个走出国门建设的工程是旗下子企业水电十一局 1964 年开工建设的援外项目——几内亚金康水电站。

改革开放后，中国电建在海外承揽工程，最早可追溯到 1980 年代初。当时，多家中国电建子企业走出国门，开始了海外业务开拓之路。湖北电建一公司就是其中之一。

1983 年，中国电建子企业湖北电建一公司代表我国电力施工企业，首次以承包商身份承建巴基斯坦古杜电站 4 号机组，迈出了走向海外的第一步。至今，在竞争激烈的国际市场上，中国电建已经坚守了三十多年，海外经营风生水起，业绩斐然。

据中国电建集团公司海外事业部亚洲部总经理庞旭介绍，截至 2014 年 12 月底，中国电建及所属成员企业在 91 个国家执行工程施工、设计咨询等承包合同 1360 项，在建项目合同总金额约 911.03 亿美元。

从 1980 年代初到现在，历经三十多年的发展，在海外工程承包和投资领域，中国电建已形成了以亚洲、非洲为中心，辐射美洲、大洋洲和东欧的多元化市场格局。2014 年，在 ENR 全球最大 250 家国际工程承包商排名中，中国电建旗下中国水电名列第 14 位，在商务部评选的“2014 年我国对外承包工程业务新签合同额前 50 家企业”中，中国水电位居第 2。

“一带一路”战略的核心区域是亚洲，这与中国电建海外业务和经营重点完全吻合。

亚洲是中国电建的传统市场，中国电建的第一个驻外办事处，第一个海外项目，第一个海外 BOT 项目，第一个海外 EPC 项目，都在亚洲。可以说，中国电建“走出去”的脚步是从亚洲开始的。

中国电建目前海外在建项目的区域分布情况为：亚洲 736 个、非洲 448 个、美洲 88 个、欧洲 84 个、大洋洲 4 个。这一组数字也明白无误地告诉外界：中国电建海外业务的“半壁江山”在亚洲。

2014 年是“一带一路”战略全面实施的第一年，中国电建在亚洲取得了新签合同和营业收入在集团国际业务中双双过半的好成绩。

庞旭介绍说，在“一带一路”重点区域内的 26 个国家和地区中，中国电建在 21 个国家和地区承担工程承包和投资业务，在建项目 571 个，合同总额 324.21 亿美元。

更令人高兴的是，中国电建在“一带一路”重点区域实施的诸多项目，曾经或正在创造着“中国辉煌”。

中国电建承建的佳蒂格迪大坝是中国和印度尼西亚合作的第三个基础设施项目，也是印尼目前最大的水利项目。该大坝坝高 105 米，坝长 1.7 公里，建成后形成的水库可灌溉土地 9 万公顷，能够从根本上解决爪哇省电能短缺问题，是印尼水利电力建设史上浓墨重彩的一笔。2013 年 10 月 3 日，习近平主席访问印尼在印尼国会发表演讲时，特别提到中国电建承建的佳蒂格迪大坝项目，高度评价该项目为当地民众生产生活带来了极大便利。

2013 年 3 月 9 日，中国电建承建的巴基斯坦达瓦特大坝项目竣工。达瓦特大坝的建设和运行，不但为当地 4500 人带来了稳定就业，竣工后还可有效控制洪涝灾害，缓解能源危机，并为边远缺水地区方圆 100 平方公里的穷困百姓提供肥沃的耕地，为从根本上解决巴社会、经济和安全问题发挥了重要作用。

2011 年 12 月 7 日，中国电建首个海外投资建设的 BOT 水电站项目——柬埔寨甘再水电站举行竣工庆典，洪森首相夫妇亲自出席。柬埔寨拉闸限电的历史从此被改写。

多年来，中国电建承建的塔吉克斯坦杜尚别变电站、印度嘉佳电厂新建工程、伊朗塔里干水利枢纽工程、埃塞俄比亚泰克泽水电站、安哥拉卢班戈体育场、苏丹麦洛维水电站、柬埔寨甘再水电站、阿曼萨拉拉燃气蒸汽联合循环电站等 8 项工程先后获得中国建设工程鲁班奖（境外工程）。巴贡水电站是目前马来西亚最大的水电站，号称马来西亚的“三峡工程”，对马来西亚具有举足轻重的意义，该工程荣获我国首个海外工程金质奖。

中国电建子企业山东电建三公司自上世纪九十年代以来，先后进入尼日利亚、印度、约旦、沙特、阿曼、埃及、东盟等国家和地区，以 EPC 等方式承揽了 22 个海外项目，合同额近 200 亿美元，成为国际电站 EPC 市场的一匹黑马。在印度市场，山东电建三公司先后中标 7 个大型电站项目，总装机容量达 1221 万千瓦。在中东市场，山东电建三公司打破日韩企业的市场垄断，先后承建了 6 座大型电站，并涉足海水淡化项目，在中东打响了中国品牌，实现了区域化跨越式发展。

“建电站的地方，经济发展速度要比没有建电站的地方高三四倍。老挝水电资源丰富，欢迎更多有实力的中资企业来老挝开发水电资源，为老挝国民经济的发展提供更大的支持和帮助。”老挝官员如是说。

截至 2014 年底，中国电建旗下的中国水电在世界 50 多个国家建设了 120 多项水利水电工程，大大改善了当地的生态环境，不仅惠及当地民众，也扩大了中国水利在世界的影响，展示了负责任的中国企业形象，为解决世界水问题作出了重要贡献。

随着国际业务的拓展，中国电建通过产业传导，延伸了其产业链条，中国电建的设计、施工、制造等国际业务带动了与此相关的咨询、设备、材料、劳务、金融、服务等行业及企业的海外出口

业务。据不完全统计，当前，中国电建国际项目共带动国内设备、材料和其他产品出口累计超过数百亿美元，为我国经济发展作出了重大贡献。……

共赢之路：利人利己方久远

经贸往来，要看的，不能只是利己，还要看是否利人，否则必不能长久。

在“一带一路”上，中国电建秉承“互信方能共赢，互利才能长久”的信条，遵守所在国家法律法规，尊重当地民风民俗和宗教信仰，积极为当地创造就业机会，格外重视环境保护和节能减排，踊跃参与所在国家社会公益活动，获得了国际社会的广泛好评。

2013年10月8日，中国电建老挝南累克项目老挝籍员工康柏在当地《万象时报》发表感谢信，感谢中国电建老挝区域经理部在他生病住院期间给予他的关爱。康柏是南累克项目部一名大型货车司机，2013年8月，他因病住院。手术期间，中国电建老挝区域经理部多次派人到医院探望，并资助其全部医疗费用，使康柏一家人十分感动，也受到了当地人民的交口称赞。

还是在老挝，中国电建海外投资公司老挝钾盐矿项目为当地提供了260个长期工作岗位，并投资4.57万美元为老挝纳赛通县东波村及驻军专门修建泥结石路面道路，为纳赛通县东波村改善办公设施、卫生设施及村属小学教学设施。

海外投资公司尼泊尔上马相迪水电站项目公司还设立了当地社会事务办公室，配置管理人员与当地语翻译，专门处理与项目建设有关的社会关系事务。

非洲是中国电建在亚洲以外发展海外业务的重点地区，而安哥拉又是中国电建在非洲市场的重点国家。

2002年，安哥拉结束持续20多年的内战，进入国家重建期，大量基础设施类项目上马，吸引了包括中国在内的多个国家的大规模投资。但安哥拉当地建筑类人才短缺，且英文水平较低，导致与中国建筑企业间的专业和文化交流存在障碍，与中安合作，尤其是中安文化交流的快速发展不协调。

中国电建自2004年进入安哥拉市场以来，凭借先进的技术和良好的管理及履约能力得到了安哥拉政府和人民的认可。为了回报社会，支持安哥拉国家重建，同时也为了加强中安两国友谊，进一步促进中国水电与安哥拉经济、文化的交流与合作，提高其在非洲地区的形象和社会声誉，中国电建出资近2000万元人民币为安哥拉培养了一批建筑类人才。

从2008年开始，中国电建陆续选拔了60位安哥拉优秀学生，送入武汉大学接受汉语学习和本科教育。他们分别于2013年6月和2014年6月顺利毕业。安哥拉当局高度重视，建设部长及安哥拉驻华大使馆委派代表出席了毕业欢送典礼，并对中国电建为安哥拉国家重建和中安文化交流作出的贡献表示衷心感谢和高度赞赏。

这些学生一部分进入了安哥拉国家部委、省政府相关部门和监理公司，利用他们在中国学到的知识为国家的重建添砖加瓦。还有一部分进入中国企业工作。他们将作为中安文化交流的桥梁，加深中安两国人民的互相理解与了解，促进两国的经济合作与发展。

2013年9月，由我国商务部主办、中国电建中南勘测设计研究院承办的“巴基斯坦2013年防洪减灾官员研修班”在长沙开班，巴方18位官员接受了有关防洪减灾培训，这是中南院当年举办的第4期援外培训班。

2013年9月21日，肯尼亚首都内罗毕发生“西门商场”恐怖袭击事件，部分楼层受爆炸影响，出现坍塌现象，急需大型吊装设备。水电十三局在当地的项目部先后两次应当地政府的请求，出动大型吊车赶赴现场参加救援，得到了项目业主和当地政府的感谢和赞赏。

朱伟峰是柬埔寨华人，现为中国电建西北勘测设计研究院柬埔寨钻石岛项目部跟班翻译和司机。在接受记者采访时，他说，自己从2008年3月就开始为西北院做事，已经是西北院的“老员工”了。他越来越喜欢自己的工作，越来越喜欢西北院，希望能继续为西北院做事。

信一、库玛、茹安是三位来自同一个村庄的斯里兰卡人，现在在中国电建旗下河南电建一公司普特拉姆电站工作。该电站是斯最大的电源工程，也是中斯两国有史以来最大的经贸合作项目。信一

说：“我们的村子原来比较穷，很多年轻人要到很远的地方打工，中国公司来了以后，我们的生活发生了很大改变，不仅能得到较高的薪水，还能得到中国老板的尊重，中国工人都拿我们当兄弟看，还对我们进行技术培训。我们愿意一直为这家公司工作。”

还有技术转让。赤道几内亚能源矿产部项目评审委员会委员、大陆地区电力总监胡安·恩盖玛从 2008 年起就与中国电建打交道，他说：“已经建成的吉布洛水电站对我们国家太重要了，电站建成以后需要我国人员运行维护，中国电建在技术转让方面做得非常好。”

据不完全统计，在海外工程建设施工中，中国电建积极推行属地化经营，截至 2014 年底，中国电建外派常驻人员 29590 人，从国内输出劳务人员 14000 余人，雇佣所在国员工 52095 人，雇用第三国劳务人员 8233 人，不但为我国输出就业作出了巨大贡献，也在建设工程所在国承担了巨大的国际社会责任。

“一带一路”的构想，为发展的中国，也为中国企业“走出去”的国家带来了巨大的契机。互利互信、共享共赢，拉近了中国与“一带一路”国家和地区的距离，互联互通、务实合作，提升了中国企业与这些国家和地区的伙伴关系。

机遇之门：昂首阔步向明天

共建“一带一路”，顺应时代潮流，将促进经济要素有序自由流动、资源高效配置和市场深度融合，符合中国和国际社会的根本利益，有利于沿线各国实现多元、自主、平衡和可持续发展。

据新华网报道，“一带一路”倡议提出后，应者云集。沿线国家中，已有近 60 个国家明确表示支持和积极参与建设。

一带一路，基建先行，电力建设又是基建先导。而一带一路各国都有加快经济发展、调整产业结构、优先发展电力能源的战略。这与中国电建的主业优势和“走出去”的主要目标方向不谋而合。

2015 年 1 月 5 日，李克强总理在广东考察时指出，要消化国内过剩产能，必须促进我国电力设备走出去。

“一带一路”不仅能解决我国产能过剩、需求不足的矛盾，更能通过沿线国家和区域交通、电力、通信等基础设施规划，发展当地经济、改善民生，从而促进经济合作，实现中国梦，彰显大国气度和胸襟。

因此，已经在“一带一路”区域精耕细作了三十年的中国电建，也将迎来海外业务发展的大好契机。

中国电建属于“能源在外、资源在外、市场在外”的“三头在外”企业，“三头在外”的产业模式将使中国电建成为“一带一路”最为受益的企业之一。从商业模式看，中国电建海外业务中接近一半为水利水电业务，尤其是水电站项目属于沿线国家的战略能源命脉，后续有持续的运营收入作为保障。

而更让人振奋的是，中国电建与“一带一路”有三大“高度契合”。

中国电建董事长晏志勇介绍说，首先，中国电建实施国际优先发展战略，与“一带一路”可谓战略高度契合；其次，中国电建主营业务为能源和基础设施研究、设计、施工和建设，与“一带一路”业务高度契合；第三，中国电建目前在世界 85 个国家有项目，在 76 个国家设立了办事机构，覆盖了“一带一路”几乎所有主要国家，因此，与“一带一路”覆盖区域高度契合。有此三大“高度契合”，中国电建在“一带一路”上定能大有作为。

作为央企“走出去”的排头兵，中国电建紧紧依托“一带一路”等国家重大战略，注重从规划、研究、设计等方面高端切入，切实搭建全球市场营销体系，牵头开展了中巴经济走廊能源合作规划、中亚五国可再生能源规划、东盟清洁能源路线图、孟中印缅经济走廊电力项目投资环境研究等项目。

2015 年 2 月 15 日，中国电建所属水电顾问承建的巴基斯坦萨察尔风电项目在北京正式签署贷款协议。该项目是中巴能源合作 14 个优先实施项目之一，也是“一带一路”建设中第一个完成贷款签约的新能源项目，协议的签署标志着中巴经济走廊首单项目融资落地。目前，中国电建在中巴经济走廊 14 个优先实施项目中拥有 4 个项目，其中中国电建直接投资项目卡西姆港燃煤电站位居 14

个项目的第一位。

好消息还有很多。

两年来，中国电建收购了哈萨克斯坦国家水电规划院，开拓俄语区域市场，进一步提升属地化经营的质和量，对促进中哈两国额尔吉斯河和伊犁河等国际河流水资源的综合利用开发具有重要意义。

2014年2月，中国电建成功收购德国 TLT 公司，一跃成为全球最大的电站风机供应商。通过这一跨国强强联合、优势互补，并有效规避文化差异和文化排斥现象，中国电建进一步提升了国际化能力，为我国开创高水平对外开放新局面作出了积极贡献。

2013年11月，中国电建与马其顿签署两条高速公路项目，总金额 8.7 亿美元。这表明中国电建向欧洲“开路”的步伐正在加快。

2014年，中国电建中标了世界上最大的河道整治项目——孟加拉帕德玛大桥项目，11.13 亿美元的合同金额使得中国电建一举跻身“国际疏浚俱乐部”。

2014年4月9日，由集团昆明勘测设计研究院编制完成的《缅甸联邦共和国电力系统规划》在缅甸首都正式发布。该规划对大湄公河次区域各国实现电力互联的研究具有较高的参考价值，为我国中长期“西电东送”通道规划提供了进一步的依据，为我国企业投资缅甸电力市场提供了良好的技术参考，具有很好的指导应用价值，为缅甸进一步开展电力系统相关专题研究和与周边国家的电力合作创造了条件和支撑。

2014年11月9日，中国水电国际公司与俄罗斯水电国际、成都院和浙富国际共同签署在俄设立合资公司的合作协议，为中国电建实质性进入俄罗斯市场奠定了基础。

河南第一火电建设公司以 PC 总承包方式建设的塔吉克斯坦杜尚别 2×50 兆瓦热电联产项目工程是塔国迄今为止最大的热电厂，该电站于 2014 年 8 月 23 日全部建成投运，标志着首都杜尚别等地冬季严重缺电和缺乏热水供暖的历史走向终结，是塔国改善民生的重要工程。2014 年 9 月，习近平主席在塔吉克斯坦进行国事访问期间，与塔吉克斯坦总统拉赫蒙共同出席了杜尚别热电厂一期工程竣工仪式，习主席在致辞中称赞“杜尚别热电厂是中塔务实合作的标志性项目，是两国人民友谊的象征，为改善杜尚别市民用电条件作出了突出贡献。”

2015年1月26日，斯里兰卡新总统西里塞纳冒雨视察了中国电建承建的摩拉加哈坎达和卡鲁干加水库项目，这是他就任总统后首次视察工程项目。西里塞纳总统称赞中国电建的建设者们几年来默默无闻地在斯奉献，并对中国政府和中国的企业的努力和贡献表示感谢。总统说，这是斯里兰卡最重要的项目，“将为岛国蔬菜种植基地提供持续水源，并使千万斯里兰卡民众受益。”

历史深处，丝路印记念念不忘；顺应时代，“一带一路”声声回响。

琴瑟既已起，笙箫焉能默。

已经在“一带一路”精耕细作了三十年的中国电建，搭乘国家战略的快车，将以更加昂扬之姿汇入“一带一路”大合唱，唱出更为辉煌壮丽的乐章！

韩磊 中国能源报 2015-03-19

## 到 2050 年风电占全美发电总比将达 35%

应对气候变化一直是奥巴马苦苦执着的政治遗产，所以对于减排利器——风电，美国政府似乎高看一眼。随着 3 月 10 日，美国能源部一份名为“风电视角：美国风电新纪元”报告的出炉，美国风电业看起来更美了。

35 年内占比持续递增

报告指出，到 2020 年，风电在美国电力结构中占比将达到 10%，2030 年将升至 20%，2050 年高达 35%。而目前这一数字仅为 4.5%。

“美国风电业的发展已经超出了人们的想象。”美能源部风电和水电技术办公室主任 Jose Zayas 表示，“我有信心，风电将在美国能源版图中发挥重要的作用。”

《基督教科学箴言报》撰文称，到 2050 年，美国风电市场份额将相当于今天的煤炭占比。这份报告是奥巴马 2013 年 6 月发布的“总统气候行动计划”（The President’s Climate Action Plan）的一部分，旨在由燃煤发电向清洁能源利用转型。

《今日美国》指出，风电也是奥巴马 2014 年 5 月发布的全方位能源战略（The all-of-the-above energy）的关键一环。风电将成为低价且零污染的最佳能源方式之一，其市场份额正日益扩大。扩大风电利用不仅有益于环境保护与经济发展，还能减少对化石燃料的依赖、降低电费账单、增加就业。

该报告是在 2008 年小布什时期发布的“到 2030 年，风电占比 20%”的基础上撰写的。相比之下，新报告以更长远的眼光拟定 2050 年风电占比达 35% 的远期规划。

奥巴马能源与气候变化顾问 Dan Utech 称：“美国正时刻准备着发展风电及其技术，而这份报告刚好有助于我们树立更强大的信心。”

#### 兼顾中长期利益

“风电已经成为美国多个州区最具竞争力的电力来源。”美能源部科学与能源秘书 Lynn Orr 表示，“到 2050 年，风电将成为全美 50 个州最便宜、最清洁的选择。”

彭博社也着重强调了风电的价格优势，称未来 10 年即使未获得政府每兆瓦时 23 美元的补贴，风电价格也要比天然气发电低。报告给出的原因是风电成本走低以及技术升级。

不过一些批评人士认为，白宫对可再生能源的效益过于夸大，称风电和太阳能的局限性很大，只有在阳光充足以及有风的情况下才能发电，而且风电是依靠补贴得以发展的，如没有政府支持，可再生能源行业前景不容乐观。

对此，报告给出了解决意见，包括风能与传统化石燃料结合。值得一提的是，在美国某些地区，风电已经完全不需要补贴，甚至可与传统能源相媲美，这种趋势有望在全美蔓延。

比如在爱荷华州和南达科他州等风力资源丰富的地区，风电成本已从 2008 年的每兆瓦时 71 美元降至 2013 年的 45 美元。“目前，德克萨斯州 13% 的电力来自风能，爱荷华州风电占比达 5%。”Utech 说，“而且近年来，风电在越来越多的州变得更具竞争力。”

另外，技术升级使风机高度更高、控制系统更先进，可捕获更多的风资源，进而促进发电成本走低。到 2050 年，风电成本有望降低 37%，节约成本达 140 亿美元。

报告还详细分析了发展风电的短期回报和长期效益。短期回报包括：自 2008 年，吸引私人投资达 1000 亿美元，满足了 1600 万用户的需求，自奥巴马 2009 年上任以来，风电装机翻了 3 番；目前，提供了超过 5 万个就业岗位，分布于 43 个州的 500 多个风电站中；2013 年，累积减排量达 1.15 亿立方吨，相当于 2400 万辆小型汽车的尾气排放量。

长期利益包括：到 2030 年，风电占比将达 20%，可创造 23 万个就业岗位，每年向土地所有者支付 6.5 亿美元土地费，向政府缴纳 18 亿美元税收，到 2050 年，创造就业 60 万个，为超过 1 亿户用户供电，向土地所有者支付 10 亿美元，上缴财税 32 亿美元；到 2050 年，将产生相当于 4000 亿美元的减排效益，减少因环境污染产生的医疗开支 1080 亿美元，避免 2.2 万人死于环境污染；到 2050 年，将为能源业节水 23%，约为 2600 亿加仑，节约价值 1490 亿美元的化石燃料开发成本。

#### 为目标做足准备

对于如何实现雄心勃勃的目标，报告也给出了建议：提高风速等指标的预测水平；增加基础设施建设，升级技术捕获速度更快的风资源；铺设更密集的电网，将风电从电价较低的地区向人口密集中心区输送；建立明确的法律法规，提高公众认识；培养技术人才，为其提供良好的工作环境。

报告特别提出了联邦层面的生产税收抵免（PTC）政策不稳定，直接导致风电行业难以拟定长期计划。PTC 优惠措施可使风电投资商获得每千瓦时 2.3 美分的联邦所得税抵免。该政策于 2012 年期满后于 2013 年重新修订，2014 年底再被搁置。

目前，美国国会对 PTC 仍存在争议，所以暂未重新修订，这直接导致投资者融资困难。Jose Zayas 指出：“报告强调了 PTC 的重要，不仅能保证更多的风电上网，也有利于增加基础设施建设，稳定



全美风电市场。”

美国务卿克里声援该报告，呼吁出于环境和经济原因，增加光伏和风电的利用率。清洁能源不仅有助于应对气候变化，也是建立电网等基础设施、降低对进口资源依赖的一个重大经济机会，同时还可增加就业。

白宫还算了一笔账：为实现 2050 年风电占比 35% 的目标，美国需要获得 400 吉瓦的风电装机，足够 1 亿用户的使用量。要达到 400 吉瓦的目标，就需每年增加 10 吉瓦，目前装机量为 60 吉瓦。以 2012 年为例，美国风电安装量就达 11 吉瓦，所以 10 吉瓦的年安装量不难实现。

“我们可以做到，”美国风能协会主席 Tom Kiernan 对《今日美国》说，“美国全行业为完成这一数字已做好了充分的准备。”

中国能源报 2015-03-19

## 风电制氢多联产：空中楼阁还是前景可期？

2014 年，我国风电产业保持强劲增长，累计并网装机容量达到 9637 万千瓦，占全部发电装机容量的 7%，占全球风电装机的 27%。图为我国的一个风电场。(CFP 供图)

“能源生产和消费革命，关乎发展与民生。要大力发展风电、光伏发电、生物质能，积极发展水电，安全发展核电，开发利用页岩气、煤层气。”李克强总理在 2015 年《政府工作报告》中的如此表述，引发了能源界的广泛关注。

一些业内人士表示，2014 年《政府工作报告》提及风电、光伏等清洁能源时用的是“鼓励发展”，而今年变成了“大力发展”，表明政府对风电等清洁能源的支持力度将进一步加大。

在此背景下，近来又有一些专家提出，可将风电制氢与煤化工用氢、石化用氢相结合，走多联产的绿色发展之路。这，到底是一种规划设想，还是具有工程化可行性的方案？中国化工报记者日前进行了调研采访。

减少能源消耗，降低污染排放——设想或可实现双赢

近几年，我国风电装机容量增长迅猛，但由于风电天生的不稳定性造成电网难以消纳等因素，伴生的弃风现象严重。所谓弃风，是指在风电发展初期，风机处于正常的情况下，由于当地电网接纳能力不足、风电场建设工期不匹配和风电不稳定等自身特点，导致的部分风电场风机暂停的现象。我国每年因弃风而损失的电量超过 100 亿千瓦时，造成了不小的浪费。

而我国煤化工产业的发展，则面临较大的二氧化碳排放压力。按我国规划的煤化工发展规模，到 2020 年煤化工排放的二氧化碳将在 2 亿吨/年以上。如果届时征收碳税，将在一定程度上削弱新型煤化工的综合竞争力。

此外，当前我国油品正在抓紧升级。石化企业油品一般采取加氢精制的方法，对氢气的需求日益增大。在氢气的来源中，煤制氢、炼厂干气制氢等方式，也存在二氧化碳的排放问题。

在这些背景之下，有业内人士提出了这样的设想：如果利用大规模的风电进行电解水制氢，可以减少化石能源消耗，降低污染物排放，实现风电与煤化工、石油化工的多联产。

中石化经济技术研究院高级工程师何铮认为，提到二氧化碳，大家都会将其看作环保的宿敌，其实如果转换看问题的角度，工厂排放的二氧化碳也是一种资源。当前，风力发电和电解水制氢已是成熟技术，而用风电制氢不产生二氧化硫和二氧化碳排放，水煤气变换反应也是成熟的技术。通过氢气和二氧化碳制取一氧化碳，逆变换反应以二氧化碳和氢气为原料，把风力发电、发电后电解水制氢、捕集二氧化碳、逆变换反应几个要素组合，就能实现煤化工的绿色变身。何铮表示，通过捕集二氧化碳，把煤化工产生的二氧化碳变成了资源，相当于将开采出的煤炭二次利用。以煤制甲醇为例，风电电解制得的氢气与捕集的二氧化碳，通过逆变换反应生产一氧化碳，一氧化碳与氢气生产甲醇，按一般甲醇生产工艺计，190 万吨一氧化碳和 24.5 万吨氢气，可生产甲醇约 170 万吨，相当于节省标煤约 260 万吨，消纳二氧化碳约 300 万吨。

中国成达化学工程公司高级工程师李琼玖提出，粉煤气化生成的合成气，其氢气与一氧化碳的

量比为 0.42，而合成甲醇要求量比为 2。因此，需要将多余的一氧化碳进行水蒸气变换成二氧化碳和氢气，则有 52.6%的一氧化碳变换成氢气，每吨甲醇需排放二氧化碳约 1.53 吨。如果用风电电解水制取氢气，煤气化产生的一氧化碳就不需变换成氢气。在相同煤耗的条件下，甲醇产量可增加约 1 倍，避免了大量二氧化碳排放。以年产 120 万吨甲醇装置计，可减排二氧化碳 182.6 万吨。水电解分离出的氧，还可以作煤气化用氧，代替深冷分离制氧的空分装置，利用含一氧化碳 63%的煤制合成气作水电解的反极化剂循环制氢，可使制氢的耗电量大幅降低。这样，风电与煤基甲醇生产集成，可实现经济效益与环境效益双赢的效果。

北京绿达源科技有限公司高级工程师郑尔历表示，如果采用风电制氢的模式，风电场就不用建设并网设备，风电机组会大大简化，风能的利用率也可得到有效提高。而且制氢模式并不需要特别先进的技术，绝大部分是利用成熟的电解技术和氢能应用技术的组合。不断扩大规模、逐步简化设备投资、提高投入产出比，应该是其未来发展的方向。

何铮认为，通过风电制氢作油品精制加氢的氢源，可替代干气制氢和煤制氢，替换出干气集约化利用，改善化工生产的原料和产品结构，生产绿色高端油品，实现炼化企业绿色生产质的飞跃。他表示，我国炼化企业已经形成环渤海、长三角和珠三角三个集群，陆上风力装机也具备了一定规模，海上风能发电也开始起步。到 2020 年，我国海上风电将走上规模化发展道路，已经具备风电制氢供油品精制加氢和炼厂干气集约利用的基本条件。风力发电不受燃料价格上涨的影响，未来制氢成本不会像干气随原油价格而上涨，再加上干气集约化利用并带动液化气的集约化利用，将产生更大效益。这 3 个炼油集群地区可根据今后发展的要求，综合考虑风电制氢对干气制氢的替代，在区域内甚至区域之间建设氢气管网，解决风电制氢的间歇性问题，保障氢气供应。

何铮认为，风电制氢并不是一个新思路，但与煤化工、石化产业联合，可破解风电不稳定、并网难平衡的“死结”。无论什么样的风速，只要发电机工作就能利用，风小电量小时电解的氢气数量较少，风大电量小时产生的氢气就多，在整个发电制氢过程中，所有的电能都可以全部转化为氢气。他表示，风电制氢多联产的方式，突破了煤化工二氧化碳排放的瓶颈，是风电、煤化工两个产业发展的突破与升级，与石化企业需求的绿色氢源也是互补双赢。

成本无优势，产量不匹配，储运有瓶颈——工程化难度非常大

近两年，国内一些石化企业为了油品升级加氢的需要，都上马了煤制氢装置。比如，茂名石化煤制氢生产能力为 20 万立方米/时，九江石化制氢能力为 10.51 万立方米/时，恒力石化(大连)有限公司煤制氢装置产能达到国内最大，为 32.1 立方米/时。

从事水电解制氢业务的苏州竞立制氢设备有限公司一位销售经理向记者介绍，目前国内运行的水电解制氢装置，规模最大的为 600 立方米/时，1000 立方米/时的装置正在设计之中。而煤化工或石化行业一般需要 10 万立方米/时的氢气需求，就要上 100 套 1000 立方米/时的水电解制氢装置，这不太现实，因为一套 1000 立方米/时的水电解制氢装置投资就为 700 万元。

正在从事风电制氢论证的中船重工 718 研究所新能源部高级工程师白峰向记者介绍，风力发电的上网价格是每千瓦时 0.5 元，弃风发电的上网价格也要在 0.25 元。如果用风力发电来电解水制备氢气，每生产 1 立方米氢气需要消耗电 5.1~5.2 千瓦时。

华东理工大学副教授周志杰等业内人士向记者初步测算，从风电制氢所消耗的电量看，按煤化工或石化行业一般需要的 10 万立方米/时氢气规模来计算，每小时就需耗电 50 万千瓦时，每年生产 8000 小时，一年就需 40 亿千瓦时电，所需要的电量、要建设的风电机组很庞大。从每生产 1 立方米氢气的成本来看，煤制氢成本不足 1 元，而即便按弃风发电价格每千瓦时 0.25 元计算，风电制氢仅电的成本就为 1.25 元，没有竞争优势。

“煤化工、石化行业用氢量一般很大，用风电制氢不合算。”白峰认为，风电制氢还面临其他制约环节。比如，需求氢气的石化企业大都在沿海，而风电机组都建设在内陆，风电还需借助火电的电网运输；煤化工企业也并不完全靠近风电场，氢气运输主要依靠车辆，运输成本高且费时费力，如果运输距离超过 300 千米就没有经济性了；如果建立氢气输送管网，靠管道运输，涉及占地拆迁等问

题，难度也很大。

中国天辰工程有限公司副总工程师林彬彬表示：“风电电解水制氢的投资很大，此外氢气不易液化，压缩能耗高，储存量有限。风电制氢用于煤化工、石化行业，在理论上可行，但工程化起来很难。氢气也不是什么紧缺产品，不值得这么做。”

华东理工大学洁净煤研究所所长于广锁、中石化宁波工程公司总工程师肖珍平则向中国化工报记者表示，风电不稳定，产氢量也不稳定，与煤化工、石化项目大规模的氢气需求不太匹配。

内蒙古京能锡林煤化有限责任公司工程师李文明也认为，风电制氢量太小，不能满足煤化工企业对氢气需要。此外，风力发电所在地一般都缺水，煤化工项目也离不开水，而电解制氢对水资源有需求，这也是风电制氢与煤化工结合的矛盾所在。总之，他认为风电制氢的投资及消耗很大，可操作性较差。

先行实验室试验，再寻发展契机——联产不会一蹴而就

针对风电制氢多联产的这些制约问题，一些业内人士也发表了自己的看法。

“有问题是好事，关键是促进了更多行业内的人来认识、讨论、论证这个事情，解决措施也就会随之而来。我们提出这个构想，本身是为了消除二氧化碳排放，不能因为一些问题来推翻这个大前提，并否定绿色发展这个概念。”何铮认为，随着技术进步、材料改进，有些问题可以逐步解决。比如储存，氢气运输在美国已实现管道运输。美国空气产品公司已成功依靠氢储存和氢气管网为墨西哥湾一带的炼厂提供氢气，从新奥尔良到休斯敦的氢气管道长达 1000 千米，这相当于北京到南京的距离。我国的环渤海、长三角和珠三角三个炼油集群地区也完全可以建设这样的氢气输送管道，当一个地区制氢负荷下降，可通过管道及时从其他地区增加供应。随着未来风电设备单位投资下降、机组效率提高，风电的成本、风电制氢的成本会随之下降。

李琼玖则认为，对于风电制氢，应当在前人开发试验的基础上，对工艺、物料、电化学过程建立数学模型，进行实验室试验，在取得数据后再经过工业试验评定，然后再进行放大设计，建设工业化生产装置。

江苏省宏观经济研究院院长顾为东指出，风电电解水制氢技术可以在大规模、超大规模风电场利用风能发电，通过必要的技术创新与集成，不经过常规电网，直接用于规模化制氢，使风电高效、低成本、低故障率地得到全部利用。不过，当前需要进一步制定完善的规模化制氢、大容量储氢、长距离输氢、加氢站、氢能汽车等技术标准，积累从规划、设计、建设到运行等各个环节的经验。

何铮认为，石化、煤化工行业转型升级不可能一蹴而就，需要积跬步而至千里。因此他建议，当前应对风电、风电制氢、替代干气制氢、炼厂干气和液化气集约化利用等内容，进行前期分析论证，发现最有利的地区；对逆水煤气变换反应提高转化率的催化剂研究进行扶持；对风电、电力传输、电解制氢、氢储存、二氧化碳捕集和运输、生产布局等方面，进行技术、标准、规则的跨行业持续交流；从多行业角度，包括环境成本和碳税等多方面进行经济可行性研究；对风电、绿色生产和二氧化碳减排展开跨行业合作研究，研究激励多行业合作积极性的机制。



图为德国新能源供应商 ENERTRAG 公司运营的混合发电厂一角。该电厂可利用多余的风电制取氢气，用作汽车燃料。(CFP 供图)



风电制氢与煤制甲醇二氧化碳零排放集成系统流程图

中国化工报 2015-03-26

## 德国 EAB 新能源将与冰岛合作建风力发电场

德国能源公司 EAB 新能源 (EAB New Energy) 近日表示, 将与冰岛地方政府合作, 在冰东北部的胡萨维克附近建设风力发电场。

据悉, 冰地方政府对风电项目及与 EAB 公司的合作态度积极, 双方合作已进入实质阶段, 并已

签署一份合作谅解备忘录。下一步双方将围绕风场选址、项目用地等问题进行讨论，并计划建设测试风机，以进一步研究当地风能条件。

证券时报网 2015-03-26

## 日本风电缘何增长缓慢？

自 2011 年福岛核事故以来，日本关停了 48 座核反应堆，此后，日本化石能源的进口量与日俱增，给日本经济和环境带来巨大压力。为了缓解能源供应紧张，日本在增加能源进口的同时，也开始推动国内可再生能源发展，风电正是其中之一。

然而，几年的时间过去了，日本风电产业的发展却并不尽如人意。根据 GWEC 此前发布的《2013 全球风电报告》，截至 2013 年底，日本风电装机总量为 2661 兆瓦，占其全国电力供应的 0.5%。而 2013 年，日本风电新增装机仅为 50 兆瓦，是自 2003 年以来的最低值。这其中，接近半数均为海上风电装机。陆上风电发展更为缓慢。据日本风电协会（JWPA）统计，2014 年，仅有 119 兆瓦陆上风电实现了并网。就连 JWPA 总裁 Manabu Takamoto 也抱怨称，日本风电的推进“太缓慢”了。

究竟是什么制约了日本风电的发展呢？

今年 3 月初，全球风能理事会（GWEC）秘书长史蒂夫·索亚在日本可再生能源基金会（JREF）2015 研讨会上指出，风电项目开发成本过高已经成为制约日本风电产业发展的一大弊端。

通常情况下，风机才应该是整个风电项目开支的“重头”。根据 GWEC 的数据，按照陆上风电场的国际标准模型，用于购买风机的花销大约会占到风电项目开发总成本的 65%。然而，在日本，风机的花费却仅占到项目总成本的 50%。造成这一现象的原因并非风机价格低廉，而是在日本，其他林林总总的相关费用居高不下。

比如，索亚就指出，日本的工程建设费用奇高无比，项目审批拖沓，导致项目建设时间延长，这些都给日本的风电项目增加了许多不必要的成本。“在日本，导致风电项目昂贵的原因简直不胜枚举。”索亚说，“工程建设费用高、环评费时费钱，工会也有诸多要求，还得给风机加装抗震保护系统，在有的风电场，甚至要给风机叶片加装抵御闪电的防护措施，这些都大大增加风电项目的总成本。”

除了高昂的项目成本，政策支持力度不够也是导致日本风电产业发展缓慢的主要原因。根据 GWEC 的统计数据，目前日本为陆上风电提供了 22 日元/千瓦时的上网电价，对海上风电则是 36 日元/千瓦时。但是，根据 JWPA 测算，这一上网电价相比风电项目的成本几乎是不值一提。

与此同时，日本还缺乏明确的可再生能源电力目标。“没有明确的发展目标，使得日本的风电产业、甚至整个可再生能源电力产业的发展都受到制约。行业需要一个明确的发展方向。”索亚说。

更为不利的是，日本政府还出台了更为严格的环境评估法案，导致大量装机在 10 兆瓦以上的风电项目被冻结。据 GWEC 统计，自该法案与 2012 年 10 月实施以来，截至 2014 年 1 月，日本仅有 5 个风电项目通过了环评，总装机量为 174 兆瓦。而等待审批的项目多达 88 个，装机总量 3963 兆瓦，是日本目前正在运行的风电装机量的 1.5 倍。

政策的不支持已经严重阻碍了日本风电的进一步发展。活跃在日本风电市场的企业对此也是叫苦不迭。GE 电力与水务日本分公司负责人 Hideyuki Ohnishi 就表示：“日本对企业来说不是个容易发展的市场。监管程序纷繁复杂，项目开发成本也不低。另外，产业也需要加快扩大规模的速度。比如建风电场，大型的有助于拉低成本。”

不过，日本政府也已经看到了这些制约风电发展的弊端，并开始着手解决问题。JWPA 目前正在致力于制定日本风电发展的长期路线图，计划到 2050 年实现风电装机总量 50 吉瓦的目标。日本首相安倍也在不同场合多次提到，要简化可再生能源电力项目的相关审批手续等，并将对电力系统进行改革，以接纳更多的可再生能源电力。

索亚表示，排出了阻挡产业发展的诸多障碍，日本风电产业的前景还是令人期待的，今年，日本风电市场就有望一改此前的停滞状态，重现活力。在日本已经安装了 300 多台风机的 GE 公司对

该市场也持乐观态度。“我们相信这里仍然有足够的发展潜力。” Hideyuki Ohnishi 说。

李慧 中国能源报 2015-03-27

## “小风年”呼唤风电长期预测

2015年2月，国家能源局发布2014年风电产业监测数据。令人略感疑惑的是，2013年至2014年中国风电平均利用小时数与弃风率显示出了不同的发展趋势：平均利用小时数下降了181小时，为1893小时；弃风率下降4个百分点，为8%。按惯常理解，弃风率下降应该对平均利用小时数的上升起到反推作用，而2014年的情况竟恰得其反。据专家分析，2014年平均利用小时数大幅下降的原因，应该更多地受到了“小风年”的影响。

其实，该专家的推论是有佐证的。本刊从国家气候中心了解到，2014年我国三北地区冬末和春季风速明显偏小。风能资源数值模拟结果显示，2014年我国大部分地区70m高度平均风速与近10年相比明显偏小，其中北方地区和华南大部偏小4%到8%。与2013年相比，除新疆、青藏高原外，我国中东部大部分地区70m高度平均风速偏小，其中黑龙江西南部、吉林西部、内蒙古中东部、河北张北和山西等地风速偏小8%到16%。

通过研究发现，这些区域常年以西风为主，但2014年2月至2014年5月500百帕环流场出现明显的异常，贝加尔湖至鄂霍次克海附近为显著的高度场正距平，内蒙古及东北地区对流层底层盛行东风或偏东风，极大地削弱了气候态的西风，从而导致我国北方地区风力明显偏小。

细分到我国8个千万千瓦级风电基地的来风情况可以发现，与2013年和近10年同期相比，蒙东和吉林西部风电基地2月到6月70m高度月平均风速明显偏小；蒙西和河北张北风电基地1月到4月和6月70m高度月平均风速明显偏小，5月平均风速偏大；甘肃酒泉风电基地1月到6月和9月到11月风速均偏低；新疆哈密风电基地3月、6月和9月风速明显偏低。江苏风电基地全年70m高度平均风速与2013年和近10年基本持平，山东风电基地年平均风速略偏小。

除了对风况进行了分析研究，国家气候中心还对我国2014年8个千万千瓦风电基地的理论可利用小时数进行了测算。

“我们选择了1.5兆瓦的风电机组数据，结合近10年这些地区的风速算出了理论发电小时数，并将可能存在的除风况因素以外所导致的停机时间统一按照30%进行折减，获得了8个千万千瓦级风电基地年理论发电总小时数年变化情况。”国家气候中心首席研究员朱蓉解释。

2004年至2014年，我国8个千万千瓦基地的理论发电利用小时数波动为正负7%之间，也就是说，最少和最多理论发电小时数的波动区间为14%。2014年刚好是这11年间理论发电小时数最低的一年，而2013年则刚好是最高的一年。由于2013年是波峰，2014年立刻遇到了波谷，使2014年理论发电利用小时数的下降表现得异常明显。

同时，国家气候中心将该数据折算成二氧化碳的减排量后发现，8个千万千瓦风电基地对二氧化碳的减排贡献相对2013年减少了15%。减排影响最大的是河北和吉林，都超过了20%。蒙东、蒙西均为18%，新疆和山东分别减少了6%和2%，江苏相对略好。

其实，早在国家能源局发布2014年风电产业监测数据之前，关于“小风年”对2014年风电影响的话题就已经在“2015中国风电新春茶话会”上备受关注。其中讨论最热烈的是，如何在未来能够提前预测风电集中地区，乃至某风电场未来一年的风况、理论发电小时数和碳减排量等。也就是将这些有用的数据从“回顾”，提前到“预测”，以便业主更好地去管理风电场。

“在2015年之前风况的长期预报并没有如此受到关注。”朱蓉谈到：“因为2014年风特别小，使大家一下子意识到了这个问题。”

而在风电行业，此前我国对于风资源的研究主要集中在风资源评估、风功率预测等方面，更多的精力被投放于1小时到4小时、24小时或48小时的短期预测。而在即将进入的“十三五”期间，风资源技术的发展方向除了短期预测外，也很有必要将长期预测作为一个探讨与发展的方向。

据悉，中国气象局早在1954年就已经开始了气候预测业务，目前国家气候中心是世界气象组织

(WMO)认可的长期预报全球产品中心(GPC),拥有雄厚的气候预测技术力量,提供全国、亚洲和全球气候预测业务产品。国家气候中心气候预测室副主任柯宗建博士介绍说:“目前的气候预测业务涵盖了延伸到年际尺度,为国家防灾减灾提供重要的科学支撑,在农、林、能源等行业发挥越来越重要的作用。”准确的气候预测离不开高科技的现代化技术支撑,据国家气候中心气候系统模式室研究员李巧萍博士介绍,国家气候中心的延伸期预测模式系统每天启动4个模式成员,向后预报55天,季节预测模式系统每个月初启动24个模式成员向后预测13个月,具备了为行业长期预测提供基础数据的能力。

行业基于自身的特点对于长期预测有其特殊的需求,需要行业专家与气候预测专家携手,进一步研发风电长期预测技术方法。例如,如何基于动力系统模型提高预测产品分辨率,也就是“降尺度”,从关注整个电网、风电基地、区域,到关注某个风电场的长期风况如何,为风电行业各类相关需求提供针对性服务。

英国气象局在针对电力系统预测方面的服务能力较强。目前,国家气候中心与英国气象局启动了一项名为“中英气候科学服务伙伴计划”的合作,通过借鉴、学习和研发,“搭起行业需求同气候预测业务间的桥梁”,从而为风电做好有针对性的长期预测服务。

《风能》 2015-04-01

## 海水淡化

### 淡化海水项目能否成重要水源

北调的南水已经进京“解渴”,然而南水北调并不足以解决华北水资源紧缺的全部问题。还有别的方法能给华北地区解渴吗?作为一种从长远发展来看经济、清洁和可持续的手段,海水淡化从众多办法中脱颖而出。近日,河北曹妃甸日产百万吨淡化海水项目获批,预计将于2019年投产并向北京输水,每年可供水超3亿立方米,相当于现在北京市年用水量的10%左右——

成本:过去15年降六成

海水淡化产业化发展需要政府扶持,应将海水淡化项目纳入公益性工程项目,给予基础设施建设资金补助和配套政策优惠

成本是海水淡化能否进入市场的关键因素。“近15年来,我们的海水淡化综合成本下降了60%,今后成本下降速度也许不像前面那么快,但一定会继续下降。”杭州水处理技术研究开发中心副主任王寿根对海水淡化的市场前景充满信心。

目前,在河北曹妃甸,日产5万吨项目示范工程已经投产运行。“从这个项目实际运行情况看,1吨水能耗是3.2度电,能列入国际先进水平。”王寿根说。这种能耗的淡化海水,算上设备折旧和材料损耗,出水成本大约为每吨5元钱左右,远高于南方2元多的水价。

不过,要把曹妃甸的淡化海水送到北京,需修建270公里输水管道,造价100亿元,核算下来每吨水的成本高达8元。

原全国节水办公室常务副主任、水资源专家吴季松认为,淡化海水送到天津,相比送到北京,工程投资和输送成本都低得多。“南水北调中线工程同时向北京、天津供水,如将天津的供水份额给北京,用海水淡化解决天津缺水问题,经济和技术上都更合理,且淡化海水水质好于到津南水。”吴季松说,这一方案需要中央和地方协调,补偿天津的建设成本。

国家海洋局天津海水淡化与综合利用研究所总工程师阮国岭说,海水淡化有热法、膜法两种方法,无论哪种方法,淡化水出来之后都是PH值6.3至6.8的弱酸性水,这种水能喝,但不能大规模进入城市自来水管网。因为市政管网大多是以钢管、镀锌管等金属管为主,承受不了大量酸性水,必须把淡化水的酸性改成碱性,这就增加了出水成本,而点对点的工业用水就没有问题。因此目前国内日产将近100万吨的淡化海水,70%以上都是解决工业园区的供水。“而目前在国际上,海水淡

化水主要用于市政供水，占工程规模的 61%，海水淡化已成为一些缺水国家、地区的基本水源。”

目前国际上海水淡化成本大多在 0.67 至 2.5 美元/立方米之间，最低可以达到 0.5 美元/立方米；我国海水淡化的成本一般在 5 至 8 元/立方米。不少业内专家建议，国家应该像支持新能源产业发展一样，出台适用于淡化海水的补贴体制和完整政策体系。中国工程院院士王浩坦言，海水淡化产业化发展需要政府扶持，“应将海水淡化项目纳入公益性工程项目，给予基础设施建设资金补助和配套政策优惠。”

产量：过去 10 年增加 30 倍

到 2030 年，全国用水总量力争控制在 7000 亿立方米以内。即使能达到该目标，并算上南水北调工程供水量，到 2030 年我国沿海地区年缺水量仍将达到 214 亿立方米，因此必须通过科技支撑，依靠海水淡化来提高沿海地区水资源保障能力

在我国，海水淡化从 1958 年开始起步，在走过技术研发、产业化等阶段后，目前正进入产业发展与应用阶段。截至 2013 年年底，我国已建成海水淡化工程 103 个，主要分布在沿海 9 个省市，北方主要以大规模的工业用海水淡化工程为主，南方则以民用海岛海水淡化工程居多。海水淡化总产水规模已从 2003 年的日产不足 3 万吨发展为 2013 年年底的日产 90.8 万吨。

这样的增长速度看起来惊人，其实并未达到预期。2013 年，全国自来水生产总量约为 495 亿立方米，日均 90.8 万吨海水淡化产能仅占自来水生产总量的 0.7%。中国水利协会脱盐分会秘书长郭有智表示，受多重因素影响，我国海水淡化产业发展并非一帆风顺，目前海水淡化产能与“十二五”规划的日产 220 万立方米水平相差较大。

我国人均淡水资源量仅为世界人均占有量的 1/4，沿海地区作为我国人口聚集和经济发展的重心，也是我国水资源最为短缺的地区。根据《全国水资源综合规划》，到 2020 年和 2030 年，全国用水总量力争分别控制在 6700 亿立方米和 7000 亿立方米以内。即使能达到这个目标，并算上南水北调工程供水量，到 2030 年我国沿海地区年缺水量仍将达到 214 亿立方米。因此，我们必须通过科技支撑，依靠海水淡化来提高我国沿海地区水资源保障能力。

从世界范围看，全球海水淡化规模近年来也不断攀升，截至 2013 年 8 月，全球 168 个国家和地区应用淡化技术，海水淡化日产量已超 8000 万吨。预计到 2018 年，全球淡化工程总装机容量将达到日产 1.38 亿吨。去年，美国研究机构发布的《2013-2018 年海水淡化设备市场全球趋势与预测报告》指出，至 2018 年，全球海水淡化设备市场的市值将有望达到 152.74 亿美元，2013 年至 2018 年的年复合增长率为 9.1%。

目标：技术更环保水质更好

更好的水质，是为了提升市民的接受度。若要提高水质，必须提升水处理技术。而海水淡化技术是水处理技术王冠上的那颗明珠，谁把海水淡化的技术做到全球最“牛”，那么其他水处理技术就迎刃而解了

这份《报告》还显示，反渗透技术由于不额外需要其他化石燃料，且能量回收设备的消耗较低，对膜材料的开发改进也较少，将成为最重要的海水淡化技术之一。未来亚太地区将成为反渗透技术的一个重要需求区域。

事实也证明了这一点。在我国已建的海水淡化装置中，反渗透法的“膜法”约占总容量的 74%，蒸馏淡化的“热法”约占 25%，其他海水淡化法约占 1%。在目前全球海水淡化市场份额中，“膜法”约占 65%，“热法”约占 30%。“反渗透膜的性能逐渐往高脱盐率和高出水量方向发展，目的是有效降低海水淡化的成本，并提升淡化水的水质。”中国膜工业协会理事金焱说。

更好的水质，是为了提升市民的接受度。“海水淡化技术是水处理技术王冠上的那颗明珠，谁把海水淡化的技术做到全球最‘牛’，那么其他水处理技术就迎刃而解了。”阮国岭说。更环保的技术，则包括降低能耗，并减少污染。能耗方面，目前先进技术在 3 度电出 1 吨水的水平，金焱表示：“理论上我们希望一度电制一吨水，但现在还达不到，这跟海水淡化自身水质特点和后续操作情况有关。”海水淡化工艺中，浓盐水、退役膜等都会造成一定污染。“一吨水进来了，通常 50%左右转成淡水，



还有 50%左右变成浓缩一倍的盐水回到海里了，这部分水对海洋有多少影响，专家内部还有争议。”阮国岭说，浓盐水可以考虑综合利用，提炼出里面的钙和镁等元素后，还可以晒盐。“渤海湾有几家大淡化厂在运转，把浓海水给盐场晒盐。”

阮国岭表示，目前我国海水淡化无论单机规模还是工程规模，与国际差距较大，高端膜市场国内产品占有率偏低。他建议国内厂家开发性能更好的膜来降低水的处理成本，开发特种性能的膜和工艺以应对未来不同的处理需求，尤其是零排放的需求。

经济日报 2015-03-17

## 核能

### 重启沿海核电是现实的选择

3月29日，辽宁红沿河核电站5号机组开工建设，这是去年中央提出抓紧启动东部沿海地区新的核电项目建设后的首个开工项目，成为我国重启沿海核电建设的标志事件。

2011年3月日本福岛核事故后，我国对全国核设施进行全面安全检查，并暂停了新核电项目的核准。一批事故前已通过核准但未开工的项目也延迟开工。尽管部分专家和公众对核电的安全性、可靠性存在一定担忧，但我国应适度发展核电已经成为业界和学界的共识。

第一，增强能源保障能力，确保能源安全。我国化石能源供给短缺，2014年我国石油对外依存度已升至近60%，天然气对外依存度超过30%。不仅如此，我国能源进口来源过于单一、通道安全缺乏保障的局面仍未彻底改变。适度加大核能开发是提升我国能源自给能力的重要途径。

第二，调整能源结构，推动节能减排。我国能源结构以煤为主，而煤炭消费是我国大气污染的主要来源。优化我国能源结构，必须大力降低煤炭比重。与水电以及风电、太阳能发电等相比，核电具有稳定性强、经济性好等特点，在改善环境方面也有明显优势。

与其他国家相比，目前我国核电的比例还非常低，我国内地运行核电机组总装机容量2010万千瓦，核电仅占我国发电量的2.2%。这一比例不仅远远低于法国的75%，也远低于全球约16%的比例。

第三，促进高端装备发展，推动核电“走出去”。近年，随着我国核电技术日益成熟，核电技术和装备出口已经成为与高铁技术并驾齐驱的拳头产品。目前我国在三代核电技术方面已拥有两大自主品牌——华龙一号和CAP1400。我国自主设计和建造的核电站建设周期更短、成本更低，具有较强的国际竞争力，通过一批三代核电项目的建设和运行，可以更好地打造核电领域的中国品牌。

在公众担心的核安全问题方面，我国一向把核安全放在和平利用核能事业的首要位置，保持了良好的核安全记录。福岛核事故后，我国停建所有基础建设中的核电站，并全部改用三代核电技术。三代技术的安全指标已在二代基础上大幅提高。当然，核电站的运行并不存在绝对的安全，但就多方面因素综合考虑，重启沿海核电建设、适度发展核电是我国的现实选择。(刘先云)

人民网-人民日报 2015-04-01

### 俄罗斯拓展全球核电版图

乌克兰危机、美欧制裁、油价暴跌让俄罗斯的日子很难过，眼看着天然气生意不好做，索性将重点转向了核技术出口。

核电站建设哪家想？俄罗斯主动来帮忙——中国、伊朗、阿联酋、南非、芬兰、埃及、匈牙利，如今又将约旦纳入其中。3月24日，俄罗斯与约旦签署了约旦首座核电站建设协议。“俄国制造”似乎成了反应堆品质的象征。

签下约旦首座核电站大单

3月24日，俄罗斯国家原子能公司（Rosatom）总裁基里连科与约旦原子能委员会（JAEC）主席哈利德·图坎出席签字仪式。根据协议，俄原子能公司将在约旦北部阿姆拉建成一座拥有两个1000

兆瓦反应堆的核电站，分别于2022年、2024年投运，总价值高达100亿美元，俄罗斯持股49%、约旦51%。

据图坎透露，约旦将与俄罗斯签署15年的电力购买协议；同时，政府每年将提供30个奖学金名额赴俄培训核电技能。

基里连科在新闻发布会上表示：“合建核电站是两国战略伙伴关系的体现。与约旦合作将为今后俄罗斯核燃料供应创造条件。”据悉，核电站建成后，约旦将从俄原子能公司购买核燃料，为期10年。

图坎称：“俄罗斯原子能公司是经过激烈竞争脱颖而出的，其技术完全契合约旦的能源需求现状，尤其是发电方面，电力成本极具竞争力。”约旦希望该核电站能够满足国内40%的电力。

由于人口增长和工业扩张，约旦的电力需求持续上扬，年增速超过7%，而该国近98%的原油和成品油依靠进口。随着邻国伊拉克和埃及政局的动荡，约旦电力供应受到严重威胁，发展核电似乎成为减少油气依赖的唯一选择。

事实上，早在2004年，约旦政府就将核能视为满足国内能源需求的最佳选择之一；3年后，宣布将“以和平和满足能源需求为目的发展核能”，制定了到2020年6%的电力需求来自核电的目标；2011年1月，确定了建设首座核电站的计划，然而日本福岛核事故阻碍了招标进程；2013年10月，建站招标工作提上日程，次年，俄罗斯击败法国、加拿大以及韩国公司，将约旦首座核电项目收入囊中。

有俄罗斯专家认为，在约旦建设核电站将大幅提高该国的能源独立性。对于俄罗斯而言，这一项目再度确认了俄罗斯作为核电站建设者在中东地区的雄厚实力。

路透社消息称，俄原子能公司的投资大部分来自俄国家财政，规定其每年在境内外建反应堆的预算在3000亿至5000亿美元之间。俄原子能公司雄心勃勃地承诺，所建核反应堆是世界上最安全的。

#### 谋求核电足迹遍布

2014年上半年，俄罗斯与乌克兰斗气、断气、谈判；下半年，在与乌克兰拉锯的同时，俄罗斯将拓展核电版图作为国家战略重心。

9月，俄罗斯与南非签署了核能战略合作伙伴协议。根据协议，俄将提供资金、技术支持，在2030年前为南非建造8个核电机组，总装机达9.6吉瓦。俄罗斯显然将南非视为通往其他非洲国家的窗口，其核电产业发展将辐射整个非洲。

10月，俄原子能公司与芬兰芬诺公司的核电项目如期动工，2015年，芬兰有望向俄罗斯出口电力。

11月，俄罗斯与伊朗签署核电协议，俄将在伊朗境内新建8座核反应堆。其中4座将位于布什尔核电站，也就是布什尔核电二期。2013年9月，俄伊完成了布什尔核电站一期“交钥匙”工程。俄罗斯选择伊朗具有重要的政治意义，发展核电将强化两国能源和地缘政治关系，有助于巩固俄罗斯在中东地区的政治地位。

12月，在普京访印期间，双方签署了《加强俄印在和平利用核能领域合作的战略远景》纲领性文件，俄原子能公司将在今后20年为印度建造12座核反应堆。目前，俄国制造的1座核电站已投运。

今年2月，俄罗斯又与埃及签署了埃及首座核电站建设谅解备忘录，俄原子能公司将在埃及北部、地中海沿岸的马特鲁省代巴地区建成4座各1200兆瓦的反应堆。俄方还承诺为埃及“打造全新的核电行业”。

俄《观点报》指出，俄罗斯核电技术已处于国际先进水平。目前，在海外由俄罗斯承建的核电站已达38座，占全球核电站总数的14%。基里连科透露，未来10年，俄原子能公司的海外订单总价值已超过100亿美元。

不难看出，近年来，俄罗斯核电布局正发生着改变。如果说以前主要集中在发达国家，如美国

和欧洲，那么今天便转向了发展中国家。俄原子能公司表示，核电需求较大的地区集中在中国、印度、泰国、越南、印尼以及北非国家，拉美的巴西和阿根廷发展核电的热情也很高，甚至秘鲁也有意与俄罗斯缔结核电情缘。

#### 匈牙利市场失意

就在俄罗斯如火如荼地扩张核电版图之时，欧盟却为其添堵，否决了匈牙利与俄罗斯 1 年前签署的合建核电站协议。

2014 年 1 月，俄匈双方签署了核能合作协议书，计划为匈牙利帕克什核电站（Paks）再建两台机组，并允诺提供 100 亿欧元贷款。基里延科指出：“这两台新机组将加强匈牙利能源独立与安全。”

今年 2 月，普京出访匈牙利，双方讨论了建设帕克什核反应堆的多项事宜。期间，匈牙利总理欧尔班发表激烈言论，称排斥俄罗斯是不合理、不明智的，没有与俄罗斯的伙伴关系和经济合作，就没有统一的欧洲。

作为欧盟成员，匈牙利的亲俄行为引发了欧盟的不满。《金融时报》3 月 13 日消息称，欧盟否决了俄匈核电合作协议，因为前者担心该协议将加大匈牙利对俄能源依赖。

据悉，与欧盟成员国签署的任何核燃料供应合约必须得到欧洲原子能共同体(Euratom)的批准，该机构对燃料供应的资金和技术都有所要求。日前，Euratom 拒绝批准匈牙利完全从俄罗斯进口核燃料的计划。随后，匈牙利表示，将针对这一裁决提出上诉。

另据《金融时报》3 月 25 日消息，匈牙利迫于欧盟压力已经妥协，将多元化核燃料来源，而不是从俄罗斯一国进口，并暂时搁置俄罗斯支持扩建帕克什核电站的计划。

3 月 20 日，欧尔班发表声明称，匈牙利政府根据欧盟提出的意见进行调整，将效仿俄罗斯在芬兰建设的核电项目。

匈牙利总理办公室负责人 Janos Lazar 在 3 月 24 日前往布鲁塞尔与欧盟方面展开磋商。有消息人士称，双方就帕克什核电协议做出了重大让步，欧盟同意俄罗斯为匈牙利核电站扩张后提供 10 年核燃料，一旦与俄 10 年协议到期，该核电站燃料供应将向其他国际竞标者开放。

Lazar 坦言：“匈牙利已经接受了欧盟的意见，双方达成了共识。”另外他还透露，俄原子能公司也表示，可以接受这样的安排。但是俄罗斯要想扎根匈牙利核电市场还有很长的路要走，欧盟仍在审查帕克什核电项目是否符合欧盟竞争规则以及政府补贴。（本报记者王林对本文亦有贡献）

中国能源报 2015-04-01