

# 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  
第七期 2015年4月

## 目 录

总论 .....	1
2017年中国实现可再生能源目标需融资 1.58 万亿 .....	1
GE：我国将步入分布式能源新时代 .....	1
中美绿色创新合作交流倡导能源市场化生态体系 .....	3
公众在能源领域中的角色要正确定位和充分尊重 .....	5
清洁能源是能源转型升级的必由之路 .....	6
长江中游城市群能源一体化建设提速 .....	8
报告显示我国必将走高比例可再生能源发展之路 .....	9
商务部与国家发改委共同推进“互联网+回收”模式 .....	10
中国为世界贡献全球清洁能源解决方案 .....	11
市场化与清洁化将成新电改时代的特征 .....	14
《促进新能源发展白皮书》阐释新能源与大电网之间的关系 .....	16
热能、动力工程 .....	18
青岛建国内首个页岩油气全产业链项目 .....	18
“不温不火”的新电改却意义深远 .....	18
最新发布：我国油气探明储量持续高位增长 .....	21
3月全社会用电量 4448 亿千瓦时 .....	22
节能标准化体系目标出炉 .....	23
新电改影响电力十三五 电网规划纠结未解 .....	25
浅议“十三五”电力发展 .....	26
新电改方案将撬动万亿规模的能源互联网市场大发展 .....	29
节能标准化目标出炉 能效指标多项未达国际水平 .....	31
解读《关于加强节能标准化工作的意见》 .....	32
奥巴马向联合国递交减排计划书 .....	33
解读新电改：细则比方案更重要 .....	34
曾鸣解读新电改对环保工作产生的影响 .....	37
生物质能、环保工程 .....	39
生物质能遇发展思路岔口 .....	39
荷兰在生物质能源产业展现的商业“智慧” .....	40
三部门拟制定促进生物质能供热发展的指导意见 .....	42
生物燃料乙醇将对生态环境作出莫大贡献 .....	42
太阳能 .....	43
用大数据平台促进光伏业理性繁荣 .....	43
光伏电站开启“互联网+”新模式 .....	45
想不明白的夏普光伏 .....	46

光伏“新周期”已来临.....	47
2015 一季度全国新增光伏发电并网装机容量 504 万千瓦.....	49
习近平访巴见证“一带一路”全球单体规模最大光伏电站项目开启.....	51
江苏发改委下达 2015 年度光伏发电新增建设规模的通知.....	51
汉能将在武汉建砷化镓薄膜太阳能电池研发制造基地.....	53
青海光伏装机容量达 413 万千瓦 居全国第二.....	53
中国光伏电力投融资联盟成立.....	54
从统计数据中寻找光伏投资优选省份.....	54
“互联网+”带动光伏行业升级.....	58
海洋能、水能.....	59
国内水电开发再上“新高度”.....	59
风能.....	60
风电供暖如何迈向市场化.....	60
上海崇明风储联合发电系统投入运行.....	61
内蒙古风电并网规模达 2070 万千瓦 位居全国首位.....	62
氢能、燃料电池.....	62
东芝公司启动 H2One 示范运营.....	62
核能.....	63
世界首座商用第四代核电站有望在江西瑞金建成.....	63
日本计划 20% 的电力供应来自核能.....	64

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

### 2017 年中国实现可再生能源目标需融资 1.58 万亿

(原标题): 安永发布《中国太阳能和风能市场的创新融资模式》报告——

2017 年中国实现可再生能源目标需融资 1.58 万亿

融资难一直是可再生能源产业发展中难以破除的“魔咒”之一。

4 月 8 日, 国际会计事务所安永在北京发布《中国太阳能和风能市场的创新融资模式》的报告称, 2014 年到 2017 年, 中国为实现太阳能发电与风能目标至少需要融资 1.58 万亿元, 分布式太阳能发电项目就至少需要 5220 亿元。

按照规划, “十二五”末, 太阳能发电装机容量将达到 35GW、风能装机容量将达到 100GW, 风能装机目标 2014 年即已提前实现“十二五”目标。国家发改委近期发布的消息称, 到 2017 年, 太阳能发电装机容量将达到 70GW, 风能装机容量将达到 160GW。

显然, 要完成预定目标, 必须打通产业与资本市场的通道。

钱从哪儿来?

事实上, 可再生能源行业一直未停止对融资途径的探索, 但效果并不理想。报告称, 公司抵押贷款是太阳能发电与风能项目常见的融资形式。而贷款与公司债券的发行更偏向大型国企和上市公司, 私营企业很难筹集到足够的资本。此外, 贷款通常用公司资产作为抵押而非项目资产, 这在一定程度上削弱了对高质量项目的激励。

另据安永分析, 分布式太阳能发电在投资总额中的比重将越来越大, 从 2014 年预计的仅 800 亿元增至 2017 年的 1780 亿元。传统的融资方案多用于国内较大规模且成本较低的风能及太阳能项目, 当巨大的资本需求遭遇有限的融资机制, 企业必须寻求新的融资模式填补传统融资机制的空白。

安永认为, 传统贷款和上市还将是主要的融资途径外, 中国可借鉴国际上较为流行的四种创新融资模式, 从而实现可再生能源发展目标、增加低成本的融资渠道并鼓励优质项目。

安永清洁技术咨询服务总监毕艾伦强调, 新的融资方式多是根据项目本身进行融资, 更加注重效率和收益。

比如, 把可再生能源项目单独打包, 成立收益公司上市募集资金; 对大规模项目的融资可采用机构融资的模式; 租赁模式最适合分布式太阳能项目的融资方式; 众筹和社区募资则适用于较小规模的分布式太阳能项目。

毕艾伦同时表示, 可通过建立行业标准和准则促进行业发展, 对潜在项目进行更精确的风险和质量定价以吸引融资。

吴莉 中国能源报 2015-04-10

### GE: 我国将步入分布式能源新时代

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》于 3 月 15 日甫一发布, 能源业界便普遍认为, “中国将有序步入分布式新能源时代”。问题是, 中国如何才能进入“分布式新能源时代”? 作为全球领先的分布式能源企业, 日前, GE 分布式能源业务亚洲区总裁 Paul Corkery 和 GE 可再生能源业务中国区总裁李枫就此话题接受了《中国经营报》记者的采访。

政策体系和市场环境将逐步形成

《中国经营报》: 过去 15 年, 中国虽然鼓励发展分布式能源, 但实际效果不尽如人意, 现实低于预期的症结何在?

Paul: 中国煤炭资源相对丰富, 燃料获取成本比较低, 因此, 一直以来, 以燃煤为主的集中供电模式在中国的能源结构中占据了主导地位。

中国虽然早在十多年前就提出了分布式能源的建设，但由于起步晚、技术和设备落后、政策支持不足以及行业标准、市场体制的不完善，因此并没有得到快速发展。

近几年，随着中国能源转型和应对环境问题的需要，分布式能源的发展逐渐进入升温阶段。

《中国经营报》：中国近期出台了新电改方案，关于分布式能源也有了一些明确提法，业界期许“中国将有序步入分布式新能源时代”。你如何看待这一愿景及意义？

Paul：中国的新电改方案充分体现了清洁、高效、安全、可持续发展的电力系统发展方向，以及坚持节能减排的基本原则，无疑将推进中国分布式能源的发展。

随着能源领域混合所有制改革以及电力体制改革的深入，限制分布式能源的体制障碍将逐步清除，支持分布式能源发展的政策体系和市场环境也将逐步形成。

调整能源结构最倚重分布式能源

《中国经营报》：中国已经提出了控煤、增气、发展清洁能源的“能源革命”总体目标。结合新电改方案，应该如何分析天然气、光伏、风能、生物质等分布式能源系统的市场前景？

Paul：伴随着越来越多的项目落地，分布式能源的市场将迎来新的爆发。

根据 GE《分布式能源白皮书》，2012 年，分布式能源技术的投资达到 1500 亿美元，包括在全球电气、电力、机械传动和推进应用领域的燃气轮机、往复发动机和太阳能光伏产品。到 2020 年，分布式能源技术的投资将从 1500 亿美元增加到 2060 亿美元。这也就意味着分布式能源的“黄金时代”即将到来。

中国能源消费结构正在朝着低碳化的方向发展。目前，煤炭和石油的消费量双双创出新低，能源结构也在进一步改善。预计未来分布式能源将成为中国调整能源结构最为倚重的手段。

《中国经营报》：GE 深耕中国能源市场，在太阳能、风能等分布式能源领域均有涉猎。目前，GE 中国在这些领域的进展如何？未来主要的发力方向在哪里？

Paul：GE 一直倾力参与中国能源产业发展，认真倾听政府决策建议，与行业合作伙伴共同发展，在中国建立新型能源体系，提高能源效率的变革进程中发挥积极作用。

在天然气分布式能源方面，2014 年 10 月，GE 与华电合作在国内组装生产的首套航改型燃气轮机发电机组宣告顺利下线，这是 GE 帮助中国实现燃气轮机发电机组国产化的又一步。

GE 在分布式能源市场上一个突出的竞争优势就在于能够提供最完整的产品线。GE 不但可以提供从 200 千瓦到 100 兆瓦的发电设备，如内燃机、航改机等，还可以根据客户的用电量和日常运作情况，为客户量身定制分布式能源解决方案。

GE 将继续引进最先进的能源技术，加快本土化进程，加强并扩大合作伙伴关系，开发更加适应中国市场需求的能源解决方案，创造一个美好的能源的未来。

GE 希望增加在中国的装机量

《中国经营报》：最近几年，外资能源企业在中国不断遭遇挑战。最为典型的是风电，数据显示，2004 年时，外企占据中国风电设备份额达 75%，但到了 2014 年，8 家中资企业在风电设备市场上的份额已达到 73% 左右。市场为何“反转”？作为外企代表，GE 将如何进一步提升自己在中国的市场地位？

李枫：近年来，中国风电市场发展迅速。中国本土企业在风电设备市场上不断发展，成为“后起之秀”。中国整机商纷纷推出针对中国环境气候特点的低风速、高海拔、抗低温、抗台风等多种细分产品，获得不错的市场效果。同时，本土企业专注于大功率风电机组产品的投放。另外，中国本土品牌也有一定的价格优势。

中国未来的风电市场需要一个更多元化的产品体系来不断适应中国的辽阔区域及不同的资源环境。这也是 GE 努力的目标。GE 希望能够不断增加自身在中国的装机量，把我们倡导的工业互联网概念引入其中，提升整个风电行业运行的智能性和可靠性。利用工业互联网，通过大数据把所装的机组互联，像 PowerUp 的服务项目可以帮助现在的风机，不断增强运力及稳定性。

风电行业的发展基础是最先进的风机技术和最高的可靠性。此外，持续降低发电的度电成本也

至关重要。而最重要的，是承诺的兑现。承诺不仅停留在纸面，而是深入到风场的实际运行当中。GE 风机的可靠性和发电量都有非常高的保证，这对中国风电行业至关重要。（李正豪）

中国经营报 2015-04-13

## 中美绿色创新合作交流倡导能源市场化生态体系

2015 年 4 月 13 日，百余名来自政府、行业以及国内外能源企业的嘉宾齐聚北京，出席“中美绿色创新合作交流”，从政策、创新、合作，以及工业互联网在能源领域的应用等多维度探讨中国能源的未来发展路径。交流会上，通用电气（GE）公司分享了其在全球范围内的创新实践、与本土产业伙伴的最新合作成果，以及构筑基于工业互联网的未来能源生态系统的愿景。

经济新常态下，以绿色低碳循环发展新方式实现产业升级和可持续发展，培育新的绿色经济增长点，需要尽快推动能源体制改革和全行业创新，构建有效竞争的市场体系和价格机制。

GE 公司认为，构建一个清洁、高效、低碳、智能的未来能源产业，需要加强政府、企业和社会的全方位合作，推动以市场为导向，以创新为驱动的能源改革，并且积极探索工业互联网技术在能源行业的应用。

GE 公司高级副总裁兼大中华区总裁段小缨表示：“作为全球最大的油气开采、运输和发电设备综合企业，GE 公司希望与政府和国内外企业共同打造一个公开、透明、市场主导的能源生态系统，促进投资、竞争和新技术应用，以应对能效、排放和雾霾等长期困扰产业和社会的关键挑战，为中国能源的未来共同打造可持续发展之路。”

推动能源市场改革，构建以市场为导向的能源价格体系

在交流会上，GE 公司分享了对欧美各国电力市场和天然气市场的定价研究。美国和欧洲的能源市场改革进行了几十年，迄今仍在变革之中。这些改革都经历不断试错的过程，才到达现在的阶段。GE 的研究表明：

能源市场的改革是一个长期的过程而且没有一个普遍适用的标准化路径；每个市场都是独一无二的，需要根据自身的体制和目标制定不同的路线图。

市场化并不一定总能降低价格，但市场化确实可以提高效率和降低成本。并且在公平竞争的环境下，市场可以通过价格信号反应供需平衡情况。

开放的能源体系，可以为用户创造更多的选择，多方参与的竞争机制能够更有效地平衡市场供需。

中国正在积极推进能源价格改革，在这一进程中，政府应该发挥积极引导作用，制定改革时间表，为市场和企业提供确定性和政策上的指导；不单纯以价格高低判断改革成果，最大限度地减少市场价格信号扭曲。合理的能源价格应该充分反应能源的外部环境成本；加强市场透明度，设立可行的准入方法，引入更多的市场参与者，创造一个有效竞争的市场环境。

效率和创新是低油价时代保持油气行业可持续发展的重要途径

油气行业是全球能源重要组成部分。油气勘探、开发不断增加的复杂性和油价的下跌正在挑战传统的作业方式。面临着资源、人才、成本、环保等方面的严峻挑战，解决问题的出路只能是依靠不断的创新，加强管理，降低成本。

GE 公司认为未来石油天然气产业的发展有几大趋势：

1. 工业设备产生的数据量将加倍增长，日益复杂，工业互联网，对油气田的开采、管理、运输、综合利用等领域有巨大的应用价值。

2. 开放式创新引发新的技术突破，创新生态系统成为主流趋势，企业更多利用协同创新，共同解决行业难题。

3. 先进制造技术广泛应用于油气产业，对于适应恶劣运营环境的可靠性耐用性强的产品，数据化设计、生产，材料和工艺创新成为主流。

GE 高级副总裁兼石油天然气集团总裁罗澜索（Lorenzo Simonelli）表示，“在复杂多变的油气时

代，不断创新是保持竞争力的最好选择。GE 一直致力于通过差异化的产品和技术，帮助客户提高产品全生命周期内的生产效率。创新的技术和解决方案是我们自身的优势。GE 在中国有本土的生产、研发，我们在全中国范围内和很多中国公司合作。未来，我们会以更多形式加强和本土企业合作，为客户提供更先进更可靠的服务和产品。”

协同创新，推动中国清洁发电技术发展

中国和全球电力市场有四个共同的趋势，天然气时代的到来，分布式能源崛起，可再生能源增加和工业互联网的应用。当前，中国处于能源需求较快增长时期，而环境压力日益紧迫，新增能源供应优先选择清洁能源的市场需求很大。强劲的市场需求正是新技术创新和推广的强大动力。

GE 在发电领域的先进技术和解决方案，可以助力中国提高发电效率，提升清洁能源的利用，应对环境挑战。在中国，GE 致力于和本土的合作伙伴建立多元化合作关系，将最先进的发电技术引入中国。目前，GE 和华电集团、哈电、华能等多家大型国有企业都有合资或者合作，引进和生产航改型燃气轮机、重型燃机以及最先进的智能风机等。去年年底，GE 和华能集团签约，将为华能位于云南大理的龙泉风电场提供 55 组低风速智能风机，总装机容量为 151MW。2014 年 10 月，GE 和华电合资生产的第一台航改型燃气轮机下线，分布式能源核心装备的国产化将为中国分布式能源产业的快速发展提供有力支撑。GE 公司与哈电集团在燃气轮机制造和服务领域合作十余年来，创造了燃机技术与先进的本土配套设备高效服务电厂的诸多成功案例。双方共同探索的“本土化协同创新”硕果累累。去年 10 月并网的北京大唐高井热电厂，与 GE 9F.05 燃机配套的是由哈电自主研发的首台 350 兆瓦全空冷发电机组和国内首台具有国际先进水平的大型联合循环热锅炉，成为双方合作历程中新的里程碑。2014 年 7 月，双方有关 9HA 高效率、低排放燃气轮机联合循环发电机组的设计、制造及示范项目入选“中美绿色合作伙伴计划”。

GE 中国发电事业部总经理杨丹表示：“解决清洁能源发电的众多技术挑战，需要有责任的中外企业共同努力，在开发中创新，在竞争中合作。GE 公司将继续与哈电集团、南汽集团及其他合作伙伴共同推进本土化协同创新方式，为中国能源产业提供更多的可持续创新参考路径。”

工业互联网：构建全新能源生态体系

互联网与能源的融合正当其时，工业互联网技术和应用的不断推出正在推动，能源产业脱离高能耗高排放的传统业态，加速向多样化，智能化，高效率，低风险，可持续模式的转型与升级。伴随中国“互联网+”行动计划的出台，各类移动互联网、云计算、大数据、物联网和现代制造技术已经为能源产业的未来创造了全新的发展空间。

对于拥有大量基础设施资产的能源行业而言，从行业生态链的高度优化资产效率和管控排放将带来巨大的经济和社会效益。两会期间李克强总理曾指出，中国政府将加大基础设施投资来实现稳增长和调结构之间的平衡，而改革和环保正是保证这一战略得以实施的重要手段。工业互联网正是利用物联网、大数据、云计算及移动等新兴互联网技术手段，为中国的能源行业提供从制造到运营全面提效的手段。GE 认为将远程传感器、通信技术、云计算与工业机器有机结合，工业互联网在能源领域的应用可以显著提高工业生产力和能源效率。

工业互联网更着重于信息化技术的落地，利用信息化技术推进工业制造进行转型，产能提升。这恰好也是中国能源行业面临的需求，将信息化技术和传统能源体系相结合，完成智能能源的转型。

GE 工业互联网中国总经理杨涛表示：“将大数据分析技术、物联网、云计算、智能管控等技术和传统工业融合，是大势所趋。工业互联网的出发点是服务我们的客户和市场，由产业升级需求而自发产生的。自 2012 年以来，GE 已经发布了 40 个工业互联网解决方案，帮助企业通过大数据数据分析及预测，实现资产优化运营高效以及智能决策，为中国的工业和制造业企业的产能转型、升级换代以及可持续发展提供更可靠的支持。未来，我们将进一步致力于合作创新，与行业伙伴携手拓展互联网技术在能源领域的应用，共筑基于工业互联网的未来能源生态系统。”

新华网 2015-04-14

## 公众在能源领域中的角色要正确定位和充分尊重

需要强调的是，能源法律政策里即使出现公众的地方，也没有将公众视为真正意义上的独立主体。公众总是处于被引导、被建构的地位。总体来看，在中国能源经济领域的诸多事务中，公众成为了失语者。事实上，公众在公共事务中的角色要正确定位和充分尊重，能源领域也不例外。

在现代社会，政府、企业和公众是经济运行的三个利益主体，三者紧密联系推动着经济不断发展。在长期计划经济主导下，由于能源更多涉及国计，民生作用不太突出，以致公众在能源经济领域中的作用没有引起充分重视。

中国能源经济运行主要围绕政府和企业的关系而展开，公众在能源经济活动中的角色弱化状况一直延续到当下，突出表现在公众的作用尚未引起能源政策制定者的注意，在各种能源法律 and 政策的条文中，很难觅到公众的身影。如 2009 年 12 月 26 日通过的《中华人民共和国可再生能源法修正案》只是有一句很短的话与公众间接相关，“国家鼓励单位和个人安装和使用太阳能热水系统、太阳能供热采暖和制冷系统、太阳能光伏发电系统等太阳能利用系统”。&nbsp;2014 年 11 月 19 日公布的《关于印发能源发展战略行动计划(2014-2020 年)的通知》中，涉及到公众的条文也只有一句话，“开展全民节能行动”。

实施全民节能行动计划，加强宣传教育，普及节能知识，推广节能新技术、新产品，大力提倡绿色生活方式，引导居民科学合理用能，使节约用能成为全社会的自觉行动”。今年 3 月 15 日发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，公众的地位似乎有所提升，有多处内容与公众有关，如“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”、“充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务的供给”、“政府主要核定输配电价，并向社会公布，接受社会监督”、“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秩序稳定”、“放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气&ldquo;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和终端用电系统&rdquo;、“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”。

需要强调的是，能源法律政策即使出现“公众”这样的字眼，也没有将公众视为真正意义的独立主体，公众总是处于被引导、被建构的地位。总体看来，在中国能源经济领域的诸多事务中，公众成为了失语者。其实，公众在能源产业发展中的作用是非常重要的。公众不仅是能源产业终端产品消费的重要组成部分，还能通过对能源产业发展诸如税收、价格、环境等政策的反应，影响能源产业的投资、研发和生产等供给侧活动。

公众对中国能源领域的评价其实很理性。但作为一个分散的群体，这种理性一直受到怀疑。事实上，公众的这种个体理性需要充分沟通才能形成集体理性，否则个人理性容易导致集体非理性，这已被博弈论中的囚徒悖论所证明。在互联网时代，个体之间的沟通既是容易的，又是困难和无序的。因此，公众在公共事务中的角色要给予正确定位和充分尊重，能源领域也不例外。

笔者设计了比较简明的调查问卷，针对公众对中国能源总体态势、节能减排和新能源发展的认识进行了访问，结果表明公众对中国能源经济领域的评价不仅理性，还非常客观，非常符合中国能源经济运行的实际。

公众对中国总体能源经济运行态势的能源安全、能源公平、能源结构、能源市场、能源效率 5 个方面的评价存在显著差异。以百分计，公众对能源安全、能源公平、能源结构、能源市场、能源效率的满意度分别为 66.89、59.31、62.22、63.66 和 59.40，表明中国近几年加大对保障能源安全的投入和制度建设的措施还是得到公众较高认可的。公众对中国能源公平和能源效率的满意度相对更低，表明公众对以价格、能源企业为核心的能源利益分配是比较不满的，也对中国目前经济运行的高耗能状况表示担忧。

公众对节能减排更有认知意识。能源领域的市场化改革、关停并转为主的行政命令和产业结构

调整是中国当前节能减排的主要措施，公众就上述三个措施的满意度、实施困难程度以及可持续性评价体现出客观性和科学性，在满意度上，市场化、行政命令和产业结构调整得分分别为 63.27、64.72 和 62.75；在实施的困难程度上，市场化、行政命令和产业结构调整得分分别为 71.20、62.61 和 72.28；在实施的可持续性上，市场化、行政命令和产业结构调整得分分别为 75.98、67.8 和 73.99。公众对依靠行政命令进行节能减排较为满意，认为较为容易实施，但可持续性却不高，而对市场化、产业结构调整在节能减排中的地位充满期待。

我国应充分提高公众参与能源领域的水平。首先，能源产业发展涉及到很多公共利益，也存在诸如环境污染等负外部性问题，要充分发挥公众人多面广的信息优势，通过公众监督辅助政府，监管能源市场失灵。其次，能源经济越来越具有“民生”性质，建立起能源产业发展与公众之间的紧密关系，争取能源产业变成公众日常生活的一部分，使公众更好熟知能源产业，建立有效的，诸如反馈、公众调查等政府出台相关能源产业政策的公众联系机制。最后，动员公众积极参与能源产业发展规划等重大能源问题的讨论，并在相关决策上能产生积极的、理性的影响，形成公众积极成为能源产业发展重要主体的自觉性。（作者单位：中国石油大学（北京）工商管理学院）

中国能源报 2015-04-15

## 清洁能源是能源转型升级的必由之路

随着环境问题的日益突出，在全球范围内，从非清洁能源向清洁能源、从化石能源向非化石能源、从高碳能源向低碳能源转型成为新一轮能源变革的基本趋势。但是由于资源、技术选择的多样性以及对一些基础性问题认识的不同，对于我国能源结构转型升级的方向与路径仍存在争议，特别是近年来由于雾霾频发，不少业内人士主张加快“去煤炭化”，像英国、美国等发达国家一样从煤炭向油气转型，主张天然气在我国能源转型升级中扮演关键性角色。这一思路是否可行，值得商榷。

### 一、油气难以成为能源升级的主要方向

从资源和生产供应角度来看，油气难以扮演能源升级的主角。我国常规油气资源技术可开采储量有限。根据《2013 年国土资源公报》，我国石油剩余探明技术可采储量为 33.3 亿吨，仅占世界的 1.4%，天然气剩余探明技术可采储量为 4.4 万亿立方米，仅占世界的 2.4%。“十二五”以来，我国原油产量基本稳定在 2 亿吨左右，天然气产能以每年 100 亿立方米左右的速度增长，未来大幅度提升生产供应能力的难度较大。

页岩气等非常规油气资源开发面临诸多制约，存在较大不确定性。国内对页岩气的勘探刚起步，是否拥有战略意义的页岩气可采储量仍有待确认。我国页岩气资源分布广而散、埋藏深，与美国差异很大，超大规模开发面临地质条件复杂、钻井成本高、耗水量大和生态环境污染等硬约束。在可预期的未来，非常规油气资源实现超大规模开发的可能性不大。

油气进口面临复杂多变的国际环境，过高的对外依存度对国家能源和经济安全始终是一种威胁。我国是当前世界最大的石油净进口国，2014 年石油对外依存度达 62% 左右，天然气对外依存度达 31% 左右。到 2030 年若油气供应比重达到当前世界平均水平，石油进口需要在目前进口水平上翻两番，天然气进口将是目前进口量的 10 倍多。同时，我国油气主要进口国地区地缘政治复杂、部分国家政局持续动荡。短期内我国还不具备像美国那样强大的全球军事威慑能力、通道保障和资源控制能力，在出现重大事件时单纯依靠市场和合同难以确保巨量的外部资源的可靠供应。

从市场消纳的角度来看，天然气在与其他能源的竞争中整体优势不足，需求侧不足以支撑“天然气时代”的到来。尽管天然气是一种优质能源，但在终端利用的主要领域经济性成为其主要瓶颈。天然气在居民生活领域有较好的市场拓展潜力，但在真正决定其发展空间的发电领域、燃料、交通领域等领域则面临复杂形势。

在发电领域，我国主要地区燃气发电成本在 0.7-0.8 元/度电，远高于水电、核电和煤电（0.3-0.4 元/度电），即便考虑煤电超低排放的环境治理成本，气电作为常规电源依然无法与其竞争，国家也不可能长期大规模补贴气电发展。同时，随着风电、太阳能发电技术的飞速发展，风电度电成本已

远低于气电，光伏发电度电成本也已与气电相当，且仍在快速下降之中。

作为调峰电源，其经济性难以与抽水蓄能电站相比，在抽蓄站址条件不足的地区有一定发展空间，在分布式多联产以及与可再生能源混合系统中有一定潜力，但从能量角度看，拓展的总量不大。在交通运输领域，油气面临电能的有效竞争。特别是电动汽车在终端具有零排放优势，技术不断趋向成熟，全寿命成本具有越来越显著的竞争优势，交通领域的油气需求近期发展空间仍然较大，但中长期由于技术替代逐步走低则是大概率事件。

还有很关键的一点，在应对全球气候变化的大背景下，油气的化石能源本质也决定了难以承担能源系统绿色转型的重任。天然气只是相对清洁的能源，无论是从全球还是中国来看，从煤炭转换为油气，温室气体排放的“硬约束”依然难以解决。要实现温室气体减排目标，关键还是要依靠“以核（能）代煤”、“以水（能）带煤”、以清洁可再生能源代替煤炭及石油。

## 二、以非化石能源发电为中心是能源转型升级的大势所趋

从生产供应侧来看，大力发展清洁能源发电是能源转型升级的重点。在非化石能源取代化石能源成为一次能源供应主体的进程中，核能、水能、风能、太阳能开发利用规模将持续快速增长，这些非化石能源的主要利用形式是发电，因此电力部门必然成为能源加工转换的中心环节，同时也必然致使电能占终端能源消费的比重大幅提升，这也是国际能源署在 2014 年《世界能源展望》中发布“电力部门引领全球能源转型”观点的主要原因。

我国清洁能源在资源和技术上具备大规模快速发展的条件。资源方面，我国水电资源技术可开发容量约 5.7 亿千瓦、发电量 2.6 万亿千瓦时，陆上 80 米高度、风功率密度超过 150 瓦/平方米的风能资源潜力约 20 万亿千瓦时，太阳能资源潜力超过 85 万亿千瓦时，仅这三者的资源潜力就超过 300 亿吨标准煤。技术经济方面，目前水电开发技术已经非常成熟，自主三代核电技术也基本成熟，平均发电成本低于煤电、气电。风电技术发展迅猛，2020 年具备平价上网的条件。太阳能光伏发电和光热发电技术近年来在材料、电池、联合优化运行等方面取得重大突破，按照当前的研发进展，2020 年光伏发电成本将降至 0.6 元/千瓦时水平，具备平价销售的条件。

从消费侧来看，电能占终端能源比重持续提升是一个必然趋势。电力与其他能源相比，具有许多不可比拟的优越性。电能是一种最方便、最容易控制和转换的能源形态，是最现代化的动力。电力网络与其他网络相比具有覆盖范围更广的优势。电能可以方便地获取并转换为动力、光和热能，以及化学物理作用。电能也是最清洁的能源，相对煤炭、石油和天然气，电力在终端使用具有零排放的特征。在能源的使用效率上，电能占终端设备的利用效率比其他能源的效率都高。经济越发展、社会越进步，工业化、城镇化、信息化程度越高，电气化水平就越高，这是各国经济社会发展的一般规律。国外各大机构的研究表明，电能将是本世纪增长最快的终端用能，电能替代各种化石能源将成为终端能源消费变革的主旋律。

## 三、推进清洁替代和电能替代是近期能源转型升级的重要抓手

能源转型升级是一个长期过程，将呈现动态优化的趋势，体现相应时代的技术经济特征和可持续发展要求。就近期而言，大力实施清洁替代和电能替代，推进能源系统的综合优化，转变用能方式和习惯，是现实而迫切的举措。

清洁替代主要是从能源生产革命的角度，通过化石能源的清洁化利用、非化石能源大规模开发，全面提升能源供应清洁化水平，&nbsp;具体包括：加强煤炭的集中、深度洁净利用。提高煤炭的洗选比例，改原煤供应为经洗洗筛分的商品煤供应；大幅提高煤炭用于发电的比例，严格控制终端部门对散煤的消费量；积极研发和推广超超临界发电技术、多联产技术和燃煤烟气污染控制技术，大幅提高煤炭利用效率和净化程度。

积极推进天然气的勘探开发和高效应用。一是协调发展天然气产运销，将天然气发展作为基础设施建设、城镇化建设的重点领域之一，加快建设管网和储气设施；二是科学推进海洋及非常规天然气的勘探开发利用；三是加强天然气的综合高效利用，推广天然气分布式能源、多联产以及多能混合系统。

加快非化石能源的大规模开发利用和智能电网建设。优先发展水电，有序推进金沙江、澜沧江、大渡河、雅砻江等重点流域的水电开发规划和建设；积极推进核电建设，在确保安全的前提下适当加快核电机组审批和建设步伐；有序开发风电，优化风电开发布局，统筹推进华北、东北、西北和沿海资源丰富地区的风电建设；加快发展太阳能发电，分布与集中相结合推进光伏发电，更加重视光热发电的研发和示范应用。进一步提升电网智能化水平，加大抽蓄、燃气等灵活电源建设力度，强化可再生能源系统的出力预测和储能设施配置。

电能替代是从能源消费革命的角度，通过“以电代煤”、“以电代油”，全面提升终端用能效率、大幅减少排放，具体包括：

推广“以电代煤”。我国煤炭“散烧”的数量高达8亿吨左右，“散烧”煤污染排放水平是燃煤发电等集中利用方式的数倍甚至数十倍。“以电代煤”的方式主要有工业锅炉电气化、餐饮服务电气化、交通出行电气化和居民生活电气化。近期需要政府针对散煤利用制定更为严苛的环保标准，淘汰一批高消耗、高污染的散煤燃烧装置，同时对“以电代煤”项目配套相应的电价、税收优惠政策。

推广“以电代油”，通过“以电代油”，可以有效降低石油对外依存度和燃油排放。方式主要有交通电气化和工业燃油装置电气化，具体包括发展电动汽车、轨道交通、农业电排灌、港口岸电替代、电窑炉替代等。近期需要政府对相应的替代项目予以适当的投资补贴，加快电动汽车等关键技术的研发和推广应用，完善充电服务网络。

强化科学用能、智能用电。绿色、低碳的用能理念和模式是能源消费革命的必然要求。一是在全社会营造节约用能、科学用能和使用绿色能源的消费理念，引导用户优化用能习惯和用能方式；二是加强节能节电产品研发和推广，深入推进节能改造和节能产品惠民工程；三是加强需求侧管理，积极推广智能用电。依托智能电网平台和市场化机制，优化用电方案，提高能源利用效率和对清洁能源的消纳能力。（周原冰 朱发根 作者供职于国网能源研究院）

中国能源报 2015-04-16

## 长江中游城市群能源一体化建设提速

国务院4月5日批复同意《长江中游城市群发展规划》（以下简称“规划”），“这是我国批复的第一个跨区域城市群规划，对于加快中部地区全面崛起、探索新型城镇化道路、促进区域一体化发展具有重大意义。”国家发改委政策研究室主任施子海4月16日在解读《长江中游城市群发展规划》发布会上表示。

长江中游城市群是以武汉城市圈、环长株潭城市群、环鄱阳湖城市群为主体形成的特大型城市群，总面积约31.7万平方公里，承东启西、连南接北，是长江经济带三大跨区域城市群支撑之一。初步测算，长江中游城市群去年经济总量在6万亿元左右，约占全国总量的8.8%，与珠三角地区九个核心地市的经济体量大体相当。“如果把长江经济带比喻成一条长龙，那么长江中游城市群就是龙腰，如果这一段不活，龙头、龙尾必然联系不上。”国家发改委地区司副司长于合军说。

规划提出，到2020年，长江中游城市群整体经济实力明显增强，交通、能源等基础设施要全面对接联网。

### 通盘布局能源产业建设

规划明确提出，要统筹区域能源储备基地建设，推进泛武汉、长株潭、环鄱阳湖大型煤炭储配基地建设，重点建设荆州、岳阳、九江等煤炭物流园区，选择有条件的城市布点煤炭交易（集散）中心，有效保障煤炭供应。

规划还明确，要加快输油管道建设，重点建设兰州-郑州-长沙成品油管道和江西支线、湘潭-娄底等成品油输送管道、仪征-长岭原油管道复线，建设武汉、长沙、湘潭、九江、樟树等成品油油库。

在完善天然气输送网络建设方面，重点是建设西气东输三线工程、永清—泰山联络线工程、新粤浙管道、武汉-宜昌、株洲-衡阳和江西省天然气管网工程等项目。

在能源保障体系建设方面，规划提出，长江中游城市群要坚持园区化、集约化和精细化发展，

依托武汉、岳阳、九江、荆门等地产业基础，重点发展精深加工石油化工产品，共建长江中游绿色石油化工产业集群。同时加快武汉、荆门、岳阳、九江等大中型石油化工企业技术改造和改扩建工程，建设长江中游原油储备基地，加快建设天然气储备设施建设，重点建设九江湖口、孝感云（梦）应（城）等储气库。

#### 创新机制协调区域利益

长江中游城市群涉及三个省、31 个市，推进协同发展面临的核心难题如何协调区域际利益关系。“如何实现一步一个脚印地推进一体化，是我们在研究编制规划时的一个难点和重点。因此，我们把改革创新先行先试作为城市群发展的支撑和动力。”于合军说。

为了更完善能源网络通道，规划要求长江中游城市共同制定能源开发与保障长期规划，逐步统一能源保障监测体系和能源调度管理，建立和完善能源战略储备和能源危机联合防控机制，构建统一的能源安全体系及应急处置体系。

未来还将加强长江中游城市群环境准入与管理合作，逐步统一城市群工业项目、建设项目环境准入和主要污染物排放标准，推进环保信用体系建设，探索建立环保“黑名单”制度，加快建立环保守信激励、失信惩戒机制。

中国能源报 2015-04-21

## 报告显示我国必将走高比例可再生能源发展之路

一项最新研究显示：2050 年可再生能源满足我国一次能源供应 60% 以及电力供应 85% 以上在技术上是可行的，在经济上是可承受的；届时电力将占到整个终端能源消费的 60% 以上。这是国家发展和改革委员会能源研究所/国家可再生能源中心日前在京发布的《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》项目成果，得到各界广泛关注。

当前，应对资源环境挑战成为全球共同的重大课题，实现“高比例可再生能源发展”是“世界能源发展进入以无碳化为核心的第三次能源变革时代”的重要标志，“中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究”正是为探索化石能源逐步退出中国能源发展的主导地位、可再生能源成为未来能源核心所进行的情景及路径研究。国家能源局副局长刘琦为《研究报告》作序，充分肯定了该研究为我国探索一条通往未来以可再生能源为核心的能源创新之路所做出的努力，并指出，要以坚定的信心走向未来高比例可再生能源发展之路。

《研究报告》以资源、环境和碳排放为约束，倒逼我国能源发展路径的清洁化，基于情景假设，以高比例可再生能源发展为目标，对电力技术经济特性、电力系统运行、能源资源价格、宏观经济影响、环境外部性等进行了分析；研究了参考情景和高比例可再生能源情景下的电力和能源系统优化发展方案，并对方案的经济、就业、环境等进行了影响评价；在此基础上，提出了可供选择的发展路径和行动计划。

《研究报告》提出高比例可再生能源发展路径选择的五大原则：

一是高比例可再生能源之路坚持市场化选择，通过技术经济分析和能源系统优化，提出了高比例可再生能源发展的技术方案。

二是高比例可再生能源之路践行经济可承受，通过可再生能源技术不断进步，可以在较小成本或无增量成本的前提下，实现可再生能源发电比基年水平大幅增加。

三是高比例可再生能源之路强化技术及制度支撑，通过新增灵活发电容量、提高火电厂的灵活性、使用储能技术和需求响应机制、扩展输电基础设施以及建立灵活的电力市场，使系统能够对高比例风力发电和太阳能发电引起的波动性和不确定性进行适应性管理。

四是高比例可再生能源之路兼顾未来与当前发展需求，为适应中国未来的能源转型形势，将实现高比例可再生能源发展作为国家能源战略的重要组成部分；在制定国家能源战略的过程中，将可再生能源作为实现国家 2020 年和 2030 年非化石能源发展目标和实现能源生产和消费革命的核心手段。



善资源综合利用产品及劳务增值税政策。同时，银行业金融机构对符合循环经济发展要求的企业和项目，加大资金支持力度；对不符合国家产业政策规定、市场准入标准、达不到国家环评和排放要求的企业和项目，严格限制任何形式的新增授信支持。鼓励引导银行业金融机构加大对循环经济相关领域技术改造等方面的信贷支持。加快研究绿色债券、市场化碳排放机制等正向激励的绿色金融政策。（记者 左永刚）

证券日报 2015-04-21

## 中国为世界贡献全球清洁能源解决方案

全球能源互联网方案作为一个统揽全球的能源低碳化方案，为世界各国合作推进气候变化进程，从技术视角提供了一种可能方案。

能源互联网是《第三次工业革命》作者杰里米·里夫金提出的一个新概念。在他的设计中，能源互联网把互联网技术与可再生能源相结合，将全球的电网变成能源共享网络，实现由集中式化石能源利用向分布式可再生能源利用的转变。里夫金也论及洲际共享能源的可能性：“当地球的一半处于黑夜时，富余的能源可以通过互联网智能地转移到处于白昼的另一个半球。”在不少人认为里夫金的理论是天方夜谭时，中电联理事长、国家电网公司董事长刘振亚则计划将其付诸实践，他在2015年2月出版的新著《全球能源互联网》中，为能源互联网概念规划了完整的全球蓝图。他展望，全球能源互联网将依托先进的特高压技术和智能电网技术，形成连接北极地区风电、赤道地区太阳能发电和各洲大型可再生能源基地与主要负荷中心的跨国、跨洲、全球互联泛在的坚强智能电网，并计划2050年形成全球互联格局。

中国为世界贡献全球应对气候变化的清洁能源解决方案

根据联合国气候变化专门委员会（IPCC）于2014年发布的第五次评估报告，如果到2100年全球二氧化碳当量浓度约为450ppm或更低，则有可能将本世纪的温度变化保持低于2摄氏度。在此情景下2050年全球温室气体排放要比2010年降低41%~72%，2100年排放水平接近于零，甚至更低。能源系统必须要有大规模改变，大幅提高低碳能源的供给。IPCC预测，低碳能源占一次能源的百分比在2030年和2050年要分别达到24.5%和60%，2100年甚至要高达90%以上。

IPCC只是对未来减排情景进行预估，但并没有提出减排的技术路径。如何减排由各个国家自己提出构想，如德国就制订《面向2050年能源规划纲要》，明确2050年德国的可再生能源的目标是，占总能源消费比例达到60%，占总电力消费比例达到80%。世界各国都在按照2015年巴黎气候大会的谈判进程需求，积极准备在上半年发布各国的“国家自主决定贡献”（INDCs）。

全球能源互联网是个伟大的规划，其伟大之处在于它不仅提出了中国的清洁能源解决方案，而且为世界贡献了一套全球应对气候变化的整体能源解决方案。国际上对能源资源的分布、状况研究很多，有区域性解决方案，比如撒哈拉沙漠的太阳能跨洲向欧洲输送，但是全球可持续发展的能源解决方案很少有人提出。工业和信息化部产业政策司司长冯飞认为《全球能源互联网》是第一个。根据该书描述，依托全球能源互联网，全球各地的风能、太阳能、海洋能等可再生能源可以方便地输送到全球各地的各类用户，到2050年，清洁能源占一次能源消费总量的80%左右，成为主导能源，此时全球能源碳排放仅为1990年的50%左右，可以实现全球温升控制在2摄氏度以内的目标。中国科学院院士、清华大学教授卢强认为它是“站在全球高度提出的，具有可行性的顶层设计”。

在2014年9月24日的联合国气候首脑峰会上，中国国务院副总理张高丽作为习近平主席的特使在发言中强调，“中国作为一个负责任的大国，将以更大力度和更好效果应对气候变化，主动承担国际义务”。对中国而言，积极参与全球气候谈判是积极参与国际治理的重要平台。中国的责任不仅是国内的减排，还包括与世界各国共同提出全球应对气候变化的技术解决方案，并以中国强大的政府行政能力、强大的技术创新能力、强大的制造业扩展能力，建设全球的清洁能源体系。

全球能源互联网方案作为一个统揽全球的能源低碳化方案，为世界各国合作推进气候变化进程，从技术视角提供了一种可能方案。国际气候治理本身也是政治和经济和科技的互动过程，中国的这

个技术构想无疑具有重要意义，它对于引导各国未来的减排行动提供了一种新思路，对于目前气候谈判中屡屡陷入僵局的低碳技术转移问题提供了一种新的技术合作思路。

全球能源互联网的意义还不仅在于远距离输送清洁能源，它还强调“国家泛在智能电网适应风电、太阳能发电等间歇式电源以及各种分布式电源的友好接入和各种用能设备即接即用，并与互联网、物联网、智能移动终端相互融合”。这将使得清洁电源的发电行为、消费侧的用电行为等信息得到广泛采集，这将对温室气体核算提供技术支撑，对于形成具有全球统一标准的碳减排 MRV（可衡量、可报告、可验证）提供了一种潜在的可能性。另一方面，分布式发电和分布式储能依托能源互联网实现了数据集成，它保障了分布式减排项目数据的可采集性和真实性，大大降低了项目核证成本，使分布式减排项目组合为 CDM 减排项目或中国的 CCER 减排项目提供了技术可能性，为繁荣碳市场乃至推进全球碳市场的建立提供了新的技术可行性。

全球能源互联网的一个目标、两个基本点

对全球互联网来说，其核心目标是以输送清洁能源为主导。特高压技术是国家电网近年来重要的技术创新成果，刘振亚将其贡献给能源互联网概念，把里夫金所构想的能源互联网在全球尺度上规划了发展蓝图。特高压输电技术和能源互联网技术这两项技术共同构成了全球能源互联网的两个基本点，两者互不可缺。

如果离开了能源互联网技术，仅仅是利用特高压技术实现洲际联网，只能被称为全球特高压电网；如果特高压电网输送的电力主要是大型燃煤发电厂发的电，而不是主要输送风电光伏等清洁能源，那它就与里夫金所说的能源互联网并无关系。真正的能源互联网通过利用互联网技术使可再生能源成为主导能源。用特高压把全球的区域能源互联网联接起来，真正实现全球可再生能源的共享，就真正形成了全球能源互联网。

这样就必须要回答三个问题：第一是微型的能源互联网是否已经实现接纳较大比例的可再生能源；第二是特高压输电技术是否确认了远距离大规模输电的可行性；第三是互联网技术是否能够帮助特高压大规模输送波动性的风电光伏。

微型能源互联网是以清洁能源为主的电力体系

里夫金所构想的能源互联网是分散化的信息通信技术和分布式的可再生能源融合，可再生能源在能源体系中占据主导地位。然而，让电力系统接受更多波动性很强的风电和光伏是个很大的挑战。在这方面，西欧各国的探索进展最大。丹麦的电力结构中，风电已经占到 30% 多。但丹麦毕竟只是一个国土面积仅 4.3 万平方千米，人口仅 500 多万的小国。而德国作为全球 GDP 第四的大国，在减排目标和行动上都是欧盟的领头羊，其对于新型能源体系的探索更令世界瞩目。2011 年德国政府宣布 2022 年前关闭全部核反应堆，2014 年 12 月在利马气候大会上，德国宣布将在未来五六年关闭一些燃煤发电厂，以实现 2020 年前减排 40% 的目标。弃核减煤的德国靠可再生能源能够保障能源供给吗？德国的努力确实卓有成效：可再生能源占德国发电量的比率 2010 年为 16.4%，2014 年已经达到约 25%，预计到 2020 年将上升到 35%。德国正在创造一个有可能引领世界潮流的新型能源体系。

德国希望通过技术革新来满足未来分布式能源供应的需求。德国联邦经济技术部与环境部于 2008 年在智能电网的基础上推出名为 E-Energy 的技术创新促进计划，提出打造新型能源网络的目标。E-Energy 为满足未来以分布式能源供应结构为特点的电力系统的需求，充分利用信息和通信技术开发新的解决方案，在整个能源供应体系中实现综合数字化互联以及计算机控制和监测，最后达到的状态是“以电力生产决定消耗”，最大限度地利用风电和光伏。

它将实现电网基础设施与电器之间的相互通信和协调，例如，当风力特别强时，电力就会过剩，因而非常便宜，消费者便能适时开启电器，如电冰箱、洗衣机、洗碗机。电动车与电力系统的双向互动功能尤其强大，车主能够为汽车下达指令，以最低的成本为电池充电，或者只用“绿色电力”为电池充电。E-Energy 系统甚至可以从电池汲取剩余电力，反馈至电网，在用电需求高峰时提供补充。当进入用电负荷高峰时，ICT 网关能够协调小型热电联产厂的循环，或使蓄电系统提供补给。E-Energy 将可能形成一个全新的电子能源市场，客户自己能够作为小型电力供应商（例如通过太阳

能电池板)发挥更积极的角色。这个市场中将出现全新的服务,比如“允许推迟接通时间”、“在用电需求高峰时向电网返还电力”、“只在阳光强烈或强风时使用”等。在市场中,能源生产者和消费者能够因为促成了安全、符合成本效益和环保的电力供应而受到奖励。

德国的 E-Energy 计划目前正在六个地区试点,每个地区都有不同的能源互联网试验主题。比如哈茨地区的 RegMod 项目,哈茨位于德国中部的山区地带,风力和水力等可再生能源资源丰富。RegMod 项目是一个综合性的能源互联网项目,其核心示范内容是整合储能设施、电动汽车、可再生能源和智能家用电器的虚拟电站。当可再生能源发电有富余的时候,抽水蓄能电站和电动汽车可以储存多余的电力,智能家用电器,比如智能洗衣机、智能洗碗机、智能热水器等,也会及时开启消费多余电力;在电力需求攀升的时候,这些储能设施可以和智能用电器一起构成虚拟电站,通过释放所存储的电力以及减少智能电器的用电量来满足紧张的电力消费需求。RegMod 项目包含了很多能源互联网元素,包括电动汽车、分布式可再生能源、智能用电器、储能设施等,是能源互联网的雏形。

特高压技术的远距离输电能力得到检验

现在的能源互联网技术上已经可以实现小区域内电力系统容纳较高比例的可再生能源,然而,远距离的电力输送仍然是必要的。像北京这样的负荷中心,即使把全部屋顶都铺上太阳能光伏板,也远不能实现能源自给,必须要从外地调入大量电力,而新疆自治区、蒙古国的风力和太阳能资源也无法在当地消化,需要转成电力外送华北等地的负荷中心。分布式能源的发展仍然需要特高压技术实现远距离输电。

2014年1月27日,哈密南—郑州±800千伏特高压直流工程正式投运,这是目前世界输送容量最大的直流工程,也是国家电网建设的输电距离最长的特高压工程。线路起点在新疆哈密南部能源基地,落点郑州,线路全长2210千米。该工程是国家实施“疆电外送”战略的第一个特高压输电工程。据公开数据报道,新疆2014年度外送电力175亿千瓦时,其中哈郑直流特高压是主要输电通道(此外还有750千伏通道对西北电网送电)。据了解,新疆计划2015年度外送电力359亿千瓦时,比2014年翻一番。哈郑特高压外送电量未来最高可达500亿千瓦时。哈郑特高压技术已经表明,2000~3000千米的远距离输电在技术和成本上是可行的。而且哈郑特高压在吸纳风电光电方面也成绩卓著,2014年疆电外送电量中风电光电达到22.43亿千瓦时,占全部疆电外送约17%。原电力部部长史大桢认为,“国家电网公司累计建成的‘三交四直’特高压输电工程,全面验证了特高压输电的可能性、先进性、安全性、经济性和环境友好性”。

适逢治理华北地区严重雾霾的背景,特高压建设骤然提速。2014年6月国家能源局下发的《关于加快推进大气污染防治行动计划12条重点输电通道建设的通知》中就包括9条特高压项目,含国家电网公司8条特高压工程,以及南方电网公司1条特高压工程。同月,习近平总书记在中央财经领导小组第六次会议上阐述能源革命的时候,明确要“发展特高压大规模远距离输电技术”。

至2015年,特高压又成为支撑“一带一路”战略的重要战略技术。国家电网特高压在2015年将着手建设我国到中亚五国的输电通道,以及俄罗斯、蒙古向我国的特高压线路,支持我国“一带一路”战略。俄罗斯叶尔科夫齐—河北霸州±800千伏特高压直流工程等多条线路2015年开始开展前期工作,其中哈萨克斯坦埃基巴斯图兹—南阳±1100千伏特高压直流工程的距离大约3000多千米,将成为全球输电距离最长的特高压线路。这些工程都表明了特高压超远距离输电的技术可行性和经济可行性,以及大规模发展的前景。

特高压未来应以输送清洁能源为主

目前的特高压项目已经显现了洲际电能输送的能力。但里夫金所构想的洲际电网是输送可再生能源,而目前的特高压则是以输送煤电为主、风光电为辅。2014年度新疆外送电力中风光电仅占17%,主要运送的是哈密能源基地的煤电。煤电的远距离输送虽然保障了华北地区的能源供应,有助于缓解华北地区的雾霾问题,但污染物的总量并没有减低,只是在华北还是新疆排放的差别。目前规划的国际特高压项目中,叶尔科夫齐—河北霸州±800千伏特高压直流工程的送端电源主要是俄罗斯

阿穆尔州烧褐煤的叶尔科夫齐火电站，哈萨克斯坦埃基巴斯图兹—南阳±1100千伏特高压直流工程的送端电源也是煤电。

在全球能源互联网的远期规划中，中国利用特高压从哈萨克等中亚国家输入的应该是光伏和风电，从俄罗斯远东输入的应该是水电和北极的风电。要想通过特高压对风电光伏进行远距离传输，就需要依托互联网技术配套远距离、大容量的需求侧响应能力。这时，特高压电网不仅是电能输送载体，而是通过“与互联网、物联网、智能移动终端等相融合，成为我国未来的能源互联网平台，实现对清洁能源的大规模开发利用”。

能源互联网能够实现远距离、大容量的需求侧响应

能源互联网发展的核心目的是利用互联网技术，促进以电力系统为核心的大能源网络内各类设备的信息交互，实现能源生产与消耗的实时平衡。海量分布式设备的广域协调和未来即插即用能够实现双向互动的分布式储能，能够提供远距离、大容量的需求侧响应能力。电动车、家庭储能、楼宇储能、天然气发电及电转气技术都将发挥积极作用。

巨量智能家居设备形成的分布式能量调节系统。在能源互联网中，家庭中的冰箱、空调、家庭储能装置所构成的巨量智能家居形成规模庞大的分布式能量调节系统。试想，如果北京的数百万个家庭的冰箱和空调以主动或被动的方式纳入电力调度体系，其所构成的需求侧响应能力是惊人的。

巨量电动车形成的分布式储能系统。交通行业是除发电行业之外的另一化石能源消耗大户。2010年，交通运输行业占最终能源使用的27%。交通行业的最大减排潜力将是电动汽车为核心的电气化交通体系。电动汽车可以用作备用电源和移动存储器，在用电较少的时段进行充电，在用电高峰时将电力反哺到电网。当百万辆计的电动车构成的分布式储能系统与电力系统高度一体化时，将不但使电动汽车对电网的影响降到最低，还能形成规模巨大的虚拟电厂，具有很强的需求响应能力。

天然气网络与电网耦合形成强大的调峰能力。天然气在电力系统的比重正在迅速上升。美国2013年宣布新建电厂的碳排放标准后，新建火力发电厂均为燃气电厂。燃气电厂具有很好的调峰功能，尤其是中小功率燃气轮机机组。最近出现的电转气技术颇引人关注，它可将水电解后产生氢气与氧气，再将氢气与二氧化碳混合产生甲烷。电转气的转化效率可达60%~70%，德国目前已经在进行商业示范。电转气技术将可再生能源机组的多余出力转化为甲烷，可以直接注入天然气网络中进行运输和储存，这使得未来的电力系统与天然气网络之间的能量流动将由单向变为双向。广泛分布于发电端和用户端的小型燃气发电和电转气设施，将形成功能强大的分布式储能体系。

大规模分布式储能装备要想在全球能源互联网中高效运行，最不可少的制度支撑是动态电价和全球电力市场。足够大的峰谷电价差可以吸引投资者和普通家庭积极进入电力市场。依托发达的互联网技术，消费者能够根据实时电价自动调整用电消费行为和储能设备的运行状态。李克强总理在2015年政府工作报告中提出要制定“互联网+”行动计划。“互联网+能源革命”，可以理解为就是能源互联网。2015年将出台的新电力体制改革方案，应实质性纳入“形成市场决定电价的机制”和“构建电力市场体系”，以落实李克强总理的“互联网+”行动计划，推动中国能源互联网的建设，推动中国乃至世界的能源革命。（本文刊载于《中国电力企业管理》（综合）2015年4期，作者系清华大学能源环境经济研究所博士后）

何继江 中国电力企业管理 2015-04-07

## 市场化与清洁化将成新电改时代的特征

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。

继《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（以下简称新电改9号文）之后，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，以光伏、风电为代表的可再生能源获得了发展良机，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。

4月中旬，国家能源局连发两个特急文件，关注风电的“弃风限电”问题以及摸底可再生能源

补贴缺口。

在此之前，国家能源局已经给光伏行业发了一个大红包：在国家能源局下发的 2015 年光伏发电建设实施方案，明确 2015 年全国新增光伏电站建设规模为 1780 万千瓦，这一数字远超行业内预期。同时，与往年不同的是，能源局不再对地面光伏电站、分布式光伏电站的具体规模做出限定，交由地方自行申报；屋顶分布式光伏发电项目及全部自发自用地面分布式光伏项目不限制建设规模。

“新电改 9 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，辅以电网盈利的新模式，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。”中国能源经济研究会孙航认为，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。

#### 新电改带来的机遇

新电改 9 号文的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 9 号文对我国可再生能源面临的困境作出分析：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。此外，可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决。

事实上，弃风、弃光、弃水一直是可再生能源发展的老大难问题。

近日，国家能源局公布的《关于做好 2015 年度风电并网消纳有关工作的通知》中称，2014 年，全国风电弃风限电问题进一步缓解，全国风电平均利用小时数同比下降约 180 小时。但“弃风限电”问题仍是影响我国风电健康发展的主要矛盾。

对此，能源局提出了六项解决手段，包括确保重视风电上网消纳工作、做好项目建设管理的前期工作、加快风能源的就地利用和外送基地建设、促进南方和东部的风电开发建设、开拓适应风能资源特点的风电消纳市场、加强风电场的建设和运行管理工作等内容。

国家发改委能源研究所副研究员胡润青在 4 月 15 日召开的第九届中国新能源国际高峰论坛上表示，近年来，我国可再生能源发展基本符合预期，但仍存在不少亟待解决的问题。

“2014 年，弃风限电现象虽有好转，但并未消除。光伏产业虽增长迅速，但新增装机容量中大型电站占 80%，并没有达到国家对分布式能源发展的预期。太阳能光热发电在 2014 年出现了 20 年以来首次行业下降，降幅 18%，光热发电行业面对国内外市场竞争激烈的挑战。”胡润青说。

在新电改 9 号文公布后，发改委和国家能源局又联合下发了《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》（下称《指导意见》），其目的就在于配合落实新电改 9 号文有关要求促进清洁能源发展。

2006 年 1 月 1 日可再生能源法正式实施，提出电网企业对可再生能源电力实行全额收购和优先调度，但实际执行过程中大打折扣。

此次指导意见从电力电量平衡、利益补偿机制、需求侧管理三方面提出 25 条措施保障清洁能源发展。

《指导意见》提出，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；各地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，在制定跨省区送受电计划时，优先安排清洁能源送出并明确送电比例等。

#### 配额制是关键

不过，在孙航看来，对于风电、太阳能、生物质能等可再生能源而言，机遇中也面临着挑战一

——在输配以外的经营性电价放开之后，可再生能源将不得不与水、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，这将成为清洁能源面临的主要挑战。”孙航认为。

中国可再生能源学会专家吴达成认为，可再生能源再次获得政策支持，与以往不同的是本次纳入到电改的框架内，并付诸部委文件，关键是落实可再生能源发电全额保障性收购制度。

事实上，此次《指导意见》也重申落实可再生能源发电全额保障性收购制度。目前，虽然国家版的可再生能源电力配额制尚未出炉，但近期内蒙古、湖北等省份已经出台了该省配额制的相关文件。

近日，内蒙古自治区下发了《关于建立可再生能源保障性收购长效机制的指导意见》(以下简称《意见》)，明确 2015 年全区可再生能源上网电量占全社会用电量达到 15%，到 2020 年达到 20%。其中，2015 年风电和光伏发电限电率分别控制在 15%和 6%以内。具体额度分配到发电企业和电网公司，完成情况将作为考核电网公司负责人的重要指标。

业内人士认为，作为首个省级可再生能源配额制，《指导意见》的出炉，对内蒙古电网、发电企业和政府都起到了强制性约束作用，并网这一最大难题将得以缓解，当地新能源产业尤其是风电、光伏将获得极大利好。

厦门大学能源经济协同创新中心主任林伯强认为，配额制以行政手段，要求发电企业和地方政府的可再生能源发电量必须达到一定的比例，这能够促进各地发展可再生能源的积极性，也是解决可再生能源发电并网消纳有效的办法之一。

在林伯强看来，地方政府是可再生能源配额义务的承担主体，从内蒙古、湖北等省公布的配额制文件来看，说明地方对于新能源并网消纳的重视，这也符合新电改 9 号文的精神。预计随后将有更多省份公布配额制方案，这也是在国家配额制纲领稳健性做出的实施细则，意味着国家版的配额制将在近期出台。

不过，在中国可再生能源学会光伏专委会副主任、国家发改委能源所研究员王斯成看来，要从根本上解决消纳问题，仍需要加强统一规划、优先调度，而且要加快跨区的通道建设。

人民政协报 2015-04-21

## 《促进新能源发展白皮书》阐释新能源与大电网之间的关系

国家电网公司 4 月 2 日在京发布其最新版《促进新能源发展白皮书》，对新能源与大电网之间的关系作了迄今最为系统性的阐释。

风电、光伏年发电量够一个中等发达省份之用

《白皮书》显示，2014 年我国风能、太阳能、生物质能、地热能、潮汐能等可再生能源中，风电装机占 73%，太阳能发电装机占 20%，生物质及其他发电装机占 7%。风、光仍为新能源主力。

截至 2014 年底，全国累计并网风电装机容量达到 9581 万千瓦，其中国家电网调度范围达到 8790 万千瓦，是全球接入风电规模最大的电网；累计并网光伏发电容量达到 2652 万千瓦，其中国家电网调度范围并网容量达到 2445 万千瓦。并网风电、光伏发电装机容量突破 1 亿千瓦，全年发电量近 1800 亿千瓦时，相当于一个中等发达省份的全年用电量。

在衡量新能源运行质量的更重要指标——设备利用小时数上，2010—2014 年，全国风电设备平均利用小时数保持约 2000 小时的较高水平。蒙东、甘肃电网风电瞬时出力占当地负荷比例最大值、风电年发电量占用电量比例等指标，与丹麦、西班牙、德国等风电强国相当。2012 年以来连续 3 年没有发生大规模风机脱网事故。

针对风电利用小时数 2014 年(1905)比上年(2025)少 120 小时的疑问，国家电网公司新闻发言人张正陵解释，原因在于 2014 年来风状况不如上年，少了 15%；实际上 2014 年风电弃风率为 6.3%，同比下降 3%左右。

所谓“并网难”实为消纳难

新能源发展数量、质量指标均优，为何社会舆论有关新能源“并网难”的说法仍不绝于耳？

张正陵指出，所谓新能源“并网难”，其实是消纳难。他介绍，风电、光伏等新能源所固有的随机性、波动性和间歇性特点，导致其大规模并网对电网产生冲击；随着我国在新能源可测、可控、可调技术领域取得系统性突破，这一问题已基本解决，“国家电网在大规模接受新能源方面，具备比国外电网做得更好的技术能力”。所以，风电等新能源接入电网并不难，问题其实出在接入之后的消纳环节。

而提升新能源消纳能力，他建议，电源、负荷、电网“三管齐下”：电源侧要提高电源灵活性，增加抽水蓄能、燃气发电等灵活调节电源，充分发挥火电机组调节能力；负荷侧要实施需求侧管理，在充分利用已有消纳市场的同时，推进以电代煤和以电代油，积极拓展本地消纳市场；电网侧要扩大新能源消纳范围，加快跨省跨区输电通道建设，打通制约新能源在更大范围内消纳的输送瓶颈。分析表明，2015—2020年期间，电源侧、负荷侧、电网侧对全国新增风电装机消纳的贡献度分别为15%、52%和33%。“三北”地区仍然是我国未来风电开发的重点地区，2020年本地消纳占60%，跨省跨区消纳占40%。

“新能源上网电价高于传统能源”纯属想当然

有关新能源“并网难”的原因追究中，“新能源上网电价高于传统能源”致使电网消极对待，长期占据舆论主流。对此，张正陵回应：“这纯属想当然！”

他表示，现阶段新能源发电成本的确高于传统能源，但在接入电网时，国家对发电企业给予补贴，电网企业执行的是统一的标杆电价。“对我们来说，新能源和传统能源上网电价不存在谁高谁低的问题”。

张正陵介绍，与此种想当然恰恰相反，国家电网为促进新能源发展做了多少事，“局外人是很难看见的”。就在3月20日，国家发改委、国家能源局下发《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》，“我们看了都很欣慰，因为我们多年来所做的，正是政府所希望的”。

促新能源发展，电网做了什么？将做什么？

“全额收购，优先调度”，张正陵以此来概括国网公司对新能源的基本态度。

他透露，截至2014年底，国网公司累计投资795亿元，建成新能源并网及送出线路4万千米，其中风电3.7万千米、太阳能发电2625千米。其中，建成新疆与西北主网联网750千伏第二通道、哈密南—郑州±800千伏特高压直流工程（首个主要用于新能源电力送出工程），开工建设锡盟—山东1000千伏特高压交流工程、宁东—浙江±800千伏特高压直流工程等。

“变大齿轮为小齿轮”，是优先调度新能源的特色做法。张正陵介绍，将新能源发电纳入年、月、周、日前运行计划，优化设备检修安排和常规电源开机方式，日内根据风电、光伏发电超短期预测结果，滚动调整各类电源出力，尽最大能力消纳新能源。

为此，还有一套完整的集新能源场站信息接入、发电功率预测、调度计划编制、功率自动控制、评价于一体的新能源调度支持系统，以及世界上规模最大、信息最全面的风电运行实时调度监控网络，实现全覆盖；国内首个专门用于风电/光伏功率预测的国家电网数值天气预报中心，风功率预测覆盖972座风电场，预报精度85%以上；风电功率自动控制系统，实现“三北”地区风电场全覆盖……

他透露，“十三五”期间，国网将每年建设2700万千瓦新能源并网工程，保障2020年前风电年均新增规模1700万千瓦、光伏发电1000万千瓦装机的并网。

科技日报 2015-04-07

## 热能、动力工程

### 青岛建国内首个页岩油气全产业链项目

国内首个页岩油气全产业链项目—青岛页岩油气智能装备研发产业园近日落户青岛高新区。

该产业园集页岩油气智能装备研发试验、分析测试、技术服务、装备生产于一体，由青岛高新区、市科技局、青岛科技大学、青岛金王集团共同建设。产业园规划筹建页岩油气增产工程技术研究院、智能开采装备产业基地和相关工程技术服务公司，并结合高新区现有软件与电子信息产业基础，大力研发控制系统、电子仪器仪表等配套设备。

据介绍，青岛页岩油气智能装备研发产业园力争到 2020 年，在页岩油气各领域年专利授权量达到 100 件，科研人员达到 1000 人，孵化器面积达到 20 万平方米，页岩油气相关产业主营业务达到 100 亿元，初步形成页岩油气勘探开发技术研发、装备制造与技术服务产业集群，成为推动我市经济发展的新兴产业。

中国石油新闻中心 2015-04-08

### “不温不火”的新电改却意义深远

为何应推进电力改革

首先，从电力系统的整个流程上讲，包括发电、输电、配电和售电是一个完整的链条。现在中国的模式是，发电厂根据指标进行电力生产，然后将电力上网进入输电的环节，也就是通过高压、超高压输电线将发电厂的电输往变电所，输电网络是整个电力网中的主网架。第三步进入到配电环节，即配电网从输电网或地区发电厂接受电能。通过配电线路、配电所、配电变压器等配电设施就地或逐级分配给用户。最后一步是售电的环节，普通居民、工业用户或商业用户在终端得到电力。在整个流程中，最关键的保障措施是依靠电力调度系统来进行整体的统筹协调，以保证整个电力网络的有效运行。

电力系统的发展经历了不同的阶段，在上世纪 80 年代整体供不应求，当时关注的重点是解决电力不足的问题。1998 年对电力部的撤销，初步解决了政企分开的问题。2002 年国家 5 号文，解决了厂网分开的问题，并尝试实现竞价上网，试图通过引入竞争而提高电价的经济性。而最近的中央 9 号文，更进一步，更关注电力充足性、公平性、经济安全性以及清洁性的要求。

充足性。最近几年我国的电力供应整体上供大于求。2011 年之前电荒还比较常见，尤其在夏季用电高峰时期，比如 2011 年有 17 个省份拉闸限电。但自从 2012 年经济进入下行期以及新常态之后，整体的电力供应没有太大的问题。

公平性。最早的电价核定是一种成本倒推的方法，一厂一价甚至一机一价，政府通过信用担保和行政计划手段保证每一台新建发电机组和发电厂的投资回报，以此核定电价并给予各种交叉补贴。但是这种方法导致当地电力企业盲目提高成本，从而造成大量资源浪费。2002 年后采取了各省标杆电价的概念，也就是根据各省某一时期新建火电机组的平均造价，设定事先公布的基础电价。这样就会导致不同省份有不同的标杆电价，比如河北与内蒙古的上网电价一度可相差 1 毛 2 分，这会为企业造成完全不一样的成本，导致工业用户用电的不公平。

除此以外，截止到 2012 年底，我国仍有 273 万人没有用上电。而农村人口的平均电配量比城市人口小很多，这样会导致在用电高峰期限制他们对电磁炉、空调等大功率电器的使用。这也导致了普通用户用电的不公平。

经济性。通过与美国的比较，我们国家工业和商业电价高于美国，居民电价低于美国。这样造成企业用电成本比较高。因为电力是整个社会经济活动的基础，电价的轻微调整都将对整个社会和经济造成巨大的影响。如何提高电价的经济性，使其在国民经济活动中起到最优的配置作用，这或许是国家开展新一轮电力改革的一个重要考虑因素。

安全性。现有的普遍措施造成各大电网都有巨大的容量浪费，并习惯以冗余来保障事故时的急需，以便支撑电网的正常运行。这种冗余造成了大量资源浪费。

清洁性。现在中国以清洁能源为主的分布式发电已经迅速发展起来，但是因为间歇性等技术问题，风水太阳等清洁能源电力在并网时会造成极大的不稳定，所以这些可再生能源电会被电网视为垃圾电，不被电网接受。例如 2014 年放弃的风电量为 133 亿度，而海南全省一年的用电量仅为 250 亿度。这种浪费极为惊人。

通过对以上问题的分析，可以窥探国家持之以恒进行电力改革的原因。从根本上讲，这些问题主要由以下几个因素导致：

电网企业的全程垄断。现在的电力系统不能称之为电力市场，主要是因为电网企业在其中的作用太大，同时扮演了输电、配电、售电、调度等角色，其职责包含了规划编制、电力调度、普遍服务、电网投资建设、电网运行管理、标准制定、电源投资建设与管理、售电服务等大部分环节。一手托两头，一边承担了部分政府应该承担的职能，一边又拿走了下游本应该由竞争性企业自主参与市场的职能，从而造成了整个体系的混乱和庞杂。

问题尤其反应在价格形成机制中。在整个环节中，先是跟据每个区域或省的平均成本制定燃煤标杆电价，然后按企业输配电成本制定输配电价，上网电价加上输配电价以及交叉补贴和政府性基金之后，形成分类销售电价。但在这个过程中，因为全行业的企业都被视为了公用事业公司，电价的形成机制成为一种混沌的混合形态，成本完全不透明，且无法测算。

这些情况造成了一系列的问题，比如说各省标杆电价有一定的刚性，当能源成本的市场价格发生巨大变化时，标杆电价不会随之改变，这样会导致电力企业因为成本问题主动停止发电。如 2011 年市场煤炭价格走低，但是实际成本仍然是政府规定的刚性成本，居高不下，导致电力企业一发电就亏损，由此而造成了 2011 年的电荒。另外，就公平性而言，上网电价由政府决定，而农村的成本明显比城市要大。在经济性方面，因为缺乏竞争性的机制，企业成本完全黑箱，电力企业根本没有动力去主动提高自己的效率，这也同样导致了冗余问题，因为成本容易摊到整个成本中去，企业可以不计成本地去扩大输电方面的投资建设，造成与欧美等发达国家相比，我们的整体电网效率非常低下。

基于这些问题的分析，必须继续对整个电力系统进行系统性的改革。

改革应该改什么

改革的总体思路是理顺政府、公用事业公司以及竞争性企业三者之间的关系。也就是说，应该让三者各得其所，各司其职。具体而言，公用事业公司（各大电网）应该将规划编制、电力普遍服务、标准制定以及运行调度等权力上交到政府手里，而同时将电源投资建设、电源运行管理、售电服务等环节下放到竞争性企业手里。自己手里现有的输配电网从本质上只是起到类似于高速公路这样一个基础设施的作用，而把发电和售电的两头放开，慢慢形成一定的市场价格机制，只有这样，才能打破现有的垄断环节，逐步在发电和售电端形成市场交易的机制。

这里需要防范两种极端的论点，分别是垄断有罪论和自由市场万能论。电力行业是涉及到国计民生的特殊行业，电力除了商品的属性，还有一大部分是公共服务用品的属性，在这方面垄断是有一定必需性的。因为电力的普遍服务原则如果完全交由市场来发展，在成本和收益之间会存在巨大的亏损，不大可能解决。电力供应有一定的公共责任，这决定了这个市场本身需要一定的垄断性。

总结而言，首先应该理顺整个电力市场中的主体和其分别对应的责任。涉及的主体分为三部分：政府应该承担完全公益性的工作并负责整体的调度，公用事业公司承担部分公益性，但以保本微利的原则进行运作，最后是竞争性企业，他们应该尽量依据市场机制进行成本核算并进行交易，交易的结果应直接反映到相关的价格信号中。

改革应该怎么做

改革的方向明确后，可以在以下几个方面寻找突破口，探讨具体的改革应该如何逐步推进：

首先，调度独立。这个可以参考现有的铁路调度系统。铁路调度系统由国家掌控，并根据国民

经济的发展需要进行整体统筹，完全是追求公共利益最大化，所以在铁路运行中很少听到堵车概念。电力系统也应该引入中立的调度机构，这个机构应该是受政府委托的第三方，没有自己的利益。而政府也应该对这个机构和其调度行为进行严格的监督管理，防止寻租现象发生。这样才可以改变调度权力完全掌握在各大电网手中，它们同时既是运动员，又是裁判员，规则缺乏中立性和独立性。如果建立这样一个独立的调度系统，最少会有三个方面的益处：可以保证交易的公平；可以获得第一手的运行数据资料；便于全面掌握整体电网运行的情况，方便政府制定规划进行统筹管理。

其次，混合所有制改革。如果调度独立实现了，电网公司的作用就是投资建设和保障设备可用，类似于只是进行带有一定公益性质的基础设施投资建设和设备维护。在这个前提下，才可以划小核算单元，让投资和建设成本公开化和透明化，并尝试进行混合所有制改革。

混合所有制可以引入私人投资者，并划小核算的单元。这样就会有更多的样本企业，更方便比较和核算输配电的实际成本，从而改变现在输配电成本一片混乱的现状。此外，混改还可以建立现代企业制度，帮助企业进行更加有效地治理。在经营管理和输配电服务水平方面，混改还可以一定程度地打破现有的垄断，引入竞争，从而提高整体的服务水平。

再次，费改税。现有的电价形成机制中，有各种形式的政府交叉补贴，比如包含南水北调建设基金、农网改造还贷基金、三峡水库移民后期扶持资金、可再生能源附加基金等，总体对电价的补贴合计可以达到 4-5 分/千瓦时。但关键的问题是政府的基金在付给电网企业之后，它无法核算这些基金到底是多大程度地用于电价的直接补贴，抑或是用于摊薄其隐性的各种不正常成本。这时，可以考虑费改税的思路，比如向化石能源行业征税，以调节化石能源和可再生能源的成本差异。或者向高耗能产业征税，因为一般高耗能产业都是耗电大户，他们一般能谈到比较低的电价。通过定点的征税，可以增加其运营成本，从而控制其盲目扩张和电力损耗。

最后，建立高效的普遍服务机制。这部分属于公益性质的用途，而其中的具体投入成本往往是一笔糊涂帐。应该尝试引入一定的管理和核算机制，真正算明白，企业到底在普遍服务方面投入了多少成本，从政府手里拿到的垄断收益或者各种补贴是否能够涵盖这些成本，而不能是一笔糊涂帐。

如何看 9 号文

9 号文的重点首先在于厘清垄断环节和竞争性环节。延续以往的改革思路，从政企分开到厂网分开，从竞价上网到输配分开和主辅分离，追求的都是建立市场化机制这一目的。这里明显可以看到 9 号文与 5 号文的延续性。因为经过这么多年的改革，电力市场还是缺乏明确的市场主体，更惶论建立一个市场机制了。

在这些环节里面，输配分开并不是改革的重点。因为输电和配电环节本质上是需要垄断的，现实中很难做相应经济效益的比较，看是否可以通过输配分开以达到更高的效益。

而在之前的改革尝试中，关注于前端的厂网分开也是失败的。2009 年前后曾经在东北做过改革试点，希望能够在发电侧实现厂网分开，以便形成明确的市场主体，鼓励这些发电厂通过竞价上网把电卖给电网公司。但当时的改革结果是，不仅发电企业普遍亏损，盈亏无法平衡，电网企业也不乐意接受这种做法，因为导致其电力供应的不稳定。最后由电监会牵头的改革只能不了了之。

2009 年改革失败的主要原因是缺乏市场主体。即便在发电端实现了厂网分开，但一方面发电厂绝大多数是国有企业，在原有国家定价的路径依赖下，对价格信号完全不敏感。另一方面，相对应的用电端根本没有真正的市场主体。比如普通用户完全没有任何对于电力价格进行议价的能力。也就是说，2009 年的改革目的原希望通过前端的厂网分开，来建立一个市场价格的形成和反馈机制。但是当时并没有考虑到，在输电、配电、售电等环节完全由各大电网垄断的前提下，后端根本形成不了任何可以与发电厂相对应的市场主体。到最后才发现，市场本身还是没有建成，而相对应的价格也不可能真正放开，只能是传统的标杆价格。

所以从这个角度看 9 号文的重点，它最重要也最核心的目的是帮助建立一个完善的市场。这之中最关键的一步就是将电网企业现有的垄断环节逐步剥离出来，使之不再成为市场的主体，而是成为市场的通道或者平台。这里的整体思路，即应理顺政府、公用事业公司以及竞争性企业三者之间

的关系。

首先，各大电网应该只承担电力基础设施投资和建设的职能，而应将规划编制、电力普遍服务、标准制定以及运行调度等权力上交到政府手里，而政府应该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，不能让这部分成本混乱地进入最后电价的总成本之中。

其次，各大电网应该将电源投资建设、电源运行管理、售电服务等环节下放到竞争性企业手里，并尝试在售电侧进行混合所有制的改革，争取引入更多的主体。这样才能吸取 2009 年改革的教训，在上下游建立一个有明确主体的完整的电力市场机制。只有这一步实现了，才能进一步依靠供求关系实现有效的价格信号。

在这个过程中，9 号文最大的改革措施是改变了电网企业的地位和盈利机制，改变了其垄断的地位。改革后，各大电网公司手里现有的输配电网络从本质上只是起到类似于高速公路这样一个基础设施的作用，只是作为市场交易的一个平台或通道。从盈利机制上看，各大电网公司应该逐步以收取输配电价为主要盈利方式，而不是依赖电价在前端和后端的差价。与此同时，通过对发电和售电的两头放开，引入社会资本，鼓励售电侧和发电侧直接在平台上交易，慢慢形成一定的市场价格机制，从而逐步推动电力改革的进展。

这个过程应该稳重求进，尤其关注增量的部分，而不能一蹴而就。9 号文的改革措施表面看起来不温不火，实质意义却非常深远，因为它最关键的一点是通过改变对电网企业地位和职能的改革，试图在发电和售电端建立一个完善的市场机制。从这个意义讲，9 号文的内容虽然短期不会有实质性的激烈改革措施，但是从中长期来看，它会以蝴蝶效应的方式，逐渐扩散到整个电力行业中，并通过市场的力量继续推动改革的进一步深化。

中国能源报 2015-04-08

## 最新发布：我国油气探明储量持续高位增长

《中国能源报》记者 4 月 16 日从国土资源部获悉，2014 年我国油气探明储量持续高位增长，石油新增储量 10.61 亿吨，天然气新增储量总量超过 1.1 万亿立方米，创历史最高水平。

与此同时，煤炭资源储量增速减缓。“受煤炭价格下降及化解产能过剩等因素影响，新增资源储量与 2013 年相比减少 20.3%。”国土资源部储量司司长许大纯告诉记者。

### 石油新增储量再超 10 亿吨

许大纯表示，在勘探市场不景气、国内找油难度不断加大的情况下，我国原油探明储量仍保持了高位增长，为石油稳产增产奠定了基础。记者获悉，2014 年我国石油勘查新增探明地质储量第 12 次，也是连续第 8 次超过 10 亿吨，达 10.61 亿吨，其中新增探明技术可采储量 1.87 亿吨。

此外，去年我国新增探明地质储量大于 1000 万吨的中型以上储量规模油田共有 25 个，合计新增储量 86748.41 万吨，占总量 82.6%。新增探明地质储量仍以大中型油田为主，其中中国石油长庆新安边油田新增探明储量过亿吨。此外，2014 年全国石油产量为 2.11 亿吨，同比增长 1.0%。

### 页岩气新增储量超千亿方

石油持续增储的同时，我国天然气、页岩气和煤层气等能源类气体储量也呈快速增长态势。2014 年天然气新增探明地质储量达 11107.15 亿立方米，是历史最好年份。与此同时，2014 年天然气产量达 1249.70 亿立方米，较上年增长了 7.2%。

据了解，天然气探明地质储量仍保持了“十五”以来的增长态势，勘查新增 9437.72 亿立方米，同比增长 53%，新增探明技术可采储量 4749.56 亿立方米。新增储量超过 1000 亿立方米的大气田有 5 个，占总量的 80% 以上，其中神木气田新增探明地质储量超过 2000 亿立方米。与此同时，深水天然气勘探获得新突破，新探明深水陵水 17-2 气田，天然气储量达 1020 亿立方米。

值得注意的是，2014 年我国页岩气、煤层气等非常规油气资源新增储量也取得了突破性进展，达 1669.43 亿立方米，占能源类气体新增储量的 15%。其中页岩气的新增探明地质储量 1067.50 亿立方米，新增技术可采储量 266.88 亿立方米。这是我国 2011 年设定页岩气新矿种“户籍”后，首次

提交探明储量。此外，去年我国页岩气产量也达到了 10.81 亿立方米。

关于今年的页岩气产量，许大纯告诉记者，“按照《页岩气发展规划（2011-2015 年）》，今年完成 65 亿立方的产量目标应该没有问题”。

与此同时，煤层气储量和产量也在快速攀升。2014 年我国煤层气新增探明地质储量 601.93 亿立方米，同比增长 155.3%，新增探明技术可采储量 305.31 亿立方米，同比增长 159.0%。煤层气产量则达到了 35.47 亿立方米，同比增长 21.5%。

#### 煤炭储量增速减缓

相比持续高位增长的油气，煤炭新增储量则开始放缓脚步。

据了解，2014 年煤炭资源储量共计新增 536.2 亿吨，较 2013 年减少了 20.3%。全国新发现的煤炭大中型矿产地共 43 处，其中新疆新增 243.7 亿吨、内蒙古 184.7 亿吨、河南 36.1 亿吨、山西 33.7 亿吨、贵州 13.7 亿吨。

“目前我国煤炭经济形势存在下行趋势，煤价下降且产能过剩，所以现在储量增速减缓是在适应目前的市场需求，对供应安全没有影响。”许大纯解释说。

#### 油气“三率”指标即将公布

“我国矿产资源需求总量仍呈增长态势，石油等大宗矿产资源供需矛盾突出。”许大纯指出，“为适应我国经济发展新常态要求，实现矿业质量效益集约型增长，必须通过矿产资源节约与综合利用改善缓解供需矛盾。”

据了解，国土部组织制定的《矿产资源综合利用技术指标及其计算方法》已于近日公告实施。这项标准规定了矿产资源综合利用主要技术指标，即开采回采率、选矿回收率、共伴生矿产综合利用率、矿产资源综合利用率等 5 个新行业标准的发布，统一了我国矿产资源综合利用技术指标及其计算，建立了考核矿产资源利用水平统一要求。

“过去各部门、各行业对于这些指标没有一个统一的说法，为推进整体矿产资源节约与综合利用工作，需要有一个统一的指标和体系。”许大纯补充道。

截止目前，国土资源部已连续 3 年共发布了 3 批共 20 个矿种的“三率”（开采回采率、选矿回收率和综合利用率）指标要求，这其中涵盖了能源矿种的煤炭。

据了解，公告要求新建或改扩建的矿山“三率”指标应达到各相应指标要求，现有生产矿山要在指标发布后两年内达到本指标要求。作为约束性指标，该指标是矿山企业开发利用矿产资源的“最低要求”，是矿山企业矿产资源节约与综合利用的“红线”。

许大纯还向本报记者透露，石油和天然气“三率”指标标准目前也已完成起草工作，“近期将向社会公开征求意见”。

赵唯 中国能源报 2015-04-17

### 3 月全社会用电量 4448 亿千瓦时

4 月 16 日，国家能源局发布 3 月份全社会用电量等数据。

3 月份，全社会用电量 4448 亿千瓦时，同比下降 2.2%。

1-3 月，全国全社会用电量累计 12901 亿千瓦时，同比增长 0.8%。分产业看，第一产业用电量 171 亿千瓦时，同比下降 1.9%；第二产业用电量 9079 亿千瓦时，下降 0.6%；第三产业用电量 1749 亿千瓦时，增长 7.0%；城乡居民生活用电量 1901 亿千瓦时，增长 2.6%。

1-3 月，全国发电设备累计平均利用小时为 954 小时，同比减少 84 小时。其中，水电设备平均利用小时为 609 小时，增长 58 小时；火电设备平均利用小时为 1106 小时，减少 122 小时。

1-3 月，全国电源新增生产能力(正式投产)1807 万千瓦，其中，水电 159 万千瓦，火电 994 万千瓦。

附：全国电力工业统计数据

指标名称	计算单位	本月		本月止累计	
		绝对量	增长	绝对量	增长
全国全社会用电量	亿千瓦时	4448	-2.2	12901	0.8
其中：第一产业用电量	亿千瓦时	61	-0.9	171	-1.9
第二产业用电量	亿千瓦时	3177	-4.3	9079	-0.6
工业用电量	亿千瓦时	3134	-4.1	8908	-0.7
轻工业用电量	亿千瓦时	446	-13.4	1440	1.8
重工业用电量	亿千瓦时	2688	-2.4	7469	-1.1
第三产业用电量	亿千瓦时	565	4.6	1749	7.0
城乡居民生活用电量	亿千瓦时	645	3.2	1901	2.6
6000千瓦及以上电厂发电设备容量	万千瓦			133708	9.2
其中：水电	万千瓦			26530	8.0
火电	万千瓦			92341	6.6
核电	万千瓦			2104	34.1
风电	万千瓦			10064	26.9
全国供电煤耗率	克/千瓦时			308	-7.4
全国线路损失率	%			4.66	-0.6
全国供热里	万百万千焦			121410	3.7
全国供热耗用原煤	万吨			7353	1.1
全国供电量	亿千瓦时			11136	0.3
全国售电量	亿千瓦时			10617	1.0
全国发电设备累计平均利用小时	小时			954	-84
其中：水电	小时			609	58
火电	小时			1106	-122
风电	小时			483	4
全国发电累计厂用电率	%			5.2	0.06
其中：水电	%			0.3	-0.06
火电	%			5.9	0.20
电源基本建设投资完成额	亿元			546	
其中：水电	亿元			133	
火电	亿元			157	
核电	亿元			95	
电网基本建设投资完成额	亿元			594	
发电新增设备容量	万千瓦			1807	
其中：水电	万千瓦			159	
火电	万千瓦			994	
新增220千伏及以上变电设备容量	万千伏安			5075	
新增220千伏及以上线路长度	千米			7369	

国家能源局网站 2015-04-16

## 节能标准化体系目标出炉

日前，国务院办公厅印发《关于加强节能标准化工作的意见》提出，到2020年，建成指标先进、符合国情的节能标准体系，主要高耗能行业实现能耗限额标准全覆盖，80%以上的能效指标达到国际先进水平，标准国际化水平明显提升。

《意见》提出节能标准化工作目标形成节能标准有效实施与监督的工作体系，产业政策与节能标准的结合更加紧密，节能标准对节能减排和产业结构升级的支撑作用更加显著。

#### 能效“领跑者”树立行业标杆

《意见》明确创新工作机制、完善标准体系、强化标准实施等三个方面的重点工作，要求创新节能标准化管理机制，健全节能标准体系，强化节能标准实施与监督，有效支撑国家节能减排和产业结构升级。

《意见》提出，完善节能标准立项协调机制，每年下达 1~2 批节能标准专项计划，急需节能标准随时立项。完善节能标准复审机制，标准复审周期控制在 3 年以内，标准修订周期控制在 2 年以内。

值得注意的是，在探索能效标杆转化机制问题上，摒弃高能效产品和企业的意图明确，行业“领跑者”的水平将成为准入指标。《意见》要求，适时将能效“领跑者”指标纳入强制性终端用能产品能效标准和行业能耗限额标准指标体系，将“领跑者”企业的能耗水平确定为高耗能及产能严重过剩行业准入指标。能效标准中的能效限定值和能耗限额标准中的能耗限定值应至少淘汰 20% 的落后产品和落后产能。

中国标准化研究院副院长、全国能源基础与管理标准化技术委员会秘书长李爱仙认为，能效“领跑者”指标是指同类型可比产品中能源效率领先的指标。“意见提出能效标杆转化机制。”李爱仙说，能效“领跑者”制度将定期发布领跑能效指标，树立行业标杆。

业内人士认为，随着我国经济的快速发展和工业化、城镇化进程的加快推进，我国资源环境承载能力已经达到或接近上限，能源问题日益成为制约经济社会发展和人民生活水平提高的“瓶颈”，这对节能标准化工作提出了更高要求。

国家发改委能源研究所能效中心主任郁聪认为，“如果能实现 80% 以上的能效指标都能和国际接轨的话，对于中国整个的能效提升计划还是很有帮助的。”现在的领跑者是行业内前 10%~20% 的企业，郁聪认为，一些企业将会被淘汰，肯定会有一个时间表，有一个时间裕度来给企业让产品逐渐达标，慢慢“领跑者”也会成为行业准入。

据了解，我国已发布家用电器、照明器具、工业设备等领域 65 项强制性能效标准和钢铁、有色、石化、建材等行业 79 项强制性能耗限额标准，取得了显著的节能效益。据测算，“2012-2013 年百项能效标准推进工程”发布的 49 项能耗限额标准如果能全面有效实施，则可实现节能量约 1.2 亿吨标准煤。

“我国节能标准化工作有待加强，节能标准覆盖面不够、更新不及时、标准有效实施的工作体系不健全，制约了节能标准化作用的有效发挥，必须大力加强节能标准化工作。”李爱仙认为。

李爱仙表示，将“领跑”指标纳入能效标准和能耗限额标准，一方面将领跑者取得的成果固化下来，另一方面可不断提高能效指标要求，引导企业追逐能效领跑者，形成推动用能产品和高耗能行业能效水平不断提升的长效机制。

#### 节能标准纳入政府考核

随着节能新一轮提标工作的推进，一些重点领域节能标准制修订工作也将提上议程，未来几年内，根据部署将实施百项能效标准推进工程。

根据《意见》要求，在工业领域，加快制修订钢铁、有色、石化、化工、建材、机械、船舶等行业节能标准，形成覆盖生产设备节能、节能监测与管理、能源管理与审计等方面的标准体系；完善燃油经济性标准和新能源汽车技术标准。在能源领域，重点制定煤炭清洁高效利用相关技术标准，加强天然气、新能源、可再生能源标准制修订工作。

以工业领域为例，《意见》要求，以强制性能耗限额标准为依据，实施固定资产投资项目节能评估和审查制度，对电解铝、铁合金、电石等高耗能行业的生产企业实施差别电价和惩罚性电价政策，对煤炭、石油、有色、建材、化工等产能过剩行业和稀土等战略资源行业的生产企业进行准入公告。

“随着绿色消费、绿色建筑，智慧能源新业态等兴起，以及公共机构、交通运输等领域推进节

能工作的需要，我国急需研制相关节能标准，健全体系。”李爱仙认为。

目前，我国基本形成了节能标准体系，支撑了淘汰落后产能和化解过剩产能、能效对标、节能产品认证、能效标识、节能产品惠民工程、节能产品政府采购等政策措施的实施，取得了良好的经济和社会效益。

据了解，“十二五”以来，国家标准委、发展改革委等有关部门联合实施“百项能效标准推进工程”，大力推进节能标准制修订工作。在节能领域已发布国家标准近300项，包括强制性能效标准、能耗限额标准和推荐性节能基础与管理标准。

同时，《意见》强调，将强制性节能标准实施情况纳入地方各级人民政府节能目标责任考核。专家认为，这些举措，对行业总体能效的提高是一个方向性的指引。

闫志强 中国能源报 2015-04-17

## 新电改影响电力十三五 电网规划纠结未解

2015年4月初，随着《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》(以下简称《意见》)的公布，新一轮的电改拉开大幕。

《中国经营报》记者获悉，在电改方案公布的同时，电力“十三五”规划也正在紧锣密鼓的制订中。由于电改是放开两头，强调的是市场手段调配电力资源，而电力“十三五”规划强调，提前预置电源和电网布局，统一调配。因此，与以往规划中电网全权负责调配相比，“十三五”电力规划制订中，难度和不确定性都有所增加。

### 电改影响“十三五”规划

记者从发改委官方公布的《意见》看到，“进一步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、放开两头的体制构架，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。”

参加多项国家相关政策制订的华北电力大学能源与电力经济研究咨询中心主任曾鸣简而言之形容电改方案，“就是发电侧和需求侧两头放开，由市场对供求进行调配。”

与此同时，计划在2015年中期对外公布的电力“十三五”规划也在紧锣密鼓地制订之中。

参与“十三五”电力规划制订的人士向记者透露，“由于电力体制改革和‘十三五’规划正在同时进行，所以两者之间存在着较大的影响。”

该人士解释，“由于市场供应和需求的关系是变化的，而供需的情况会直接影响‘十三五’规划中的电源布局、电网布局以及负荷中心的布局。”

“如果供需两侧不放开的话，那么就直接通过电网进行调配，规划就会有很多明确的内容，现在不确定性很大。”

于此同时，在电网看来，对供需两侧的规划预知又是必不可少的。因为电网对各种坑口电厂、就地发电的模式存在一定的芥蒂。

南方电网高层人士曾经对记者强调，未来电网建设的投资将变得更为谨慎，“现在发电站建设没有规划，经常两个发电站建设很近，重复建设。还有的发电站建在很远的位置上，需要重新建设电网。应该有电力规划部门对电厂进行规划。”

一位国外的电网设备供应商销售总监向记者表示，“电网的削权目前对市场没有任何影响，但是我们看到，电改范本——深圳模式具有一定的特殊性，因为深圳电网本身很简单，很难讲，全国会有短期的大规模推广。”

但是，电改的政府态度较为坚决，根据《意见》安排，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。要重点推进理顺电价形成机制、完善市场化交易机制、建立相对独立的电力交易机构、有序推进售电侧改革等重点任务。

“十三五”电力规划纠结之处，其实是不可避免的，也不存在利益之争，记者获悉，参与电力

体制改革和电力“十三五”规划制定部门都为国家发改委，且两个议题的参与人士存有重合。

风电、光电、特高压仍难确定

此外，另据知情人士透露，在电力“十三五”规划讨论过程中，也遇到了“艰难时刻”，“比如，目前讨论的热点就是，特高压的布局和风电、光电在西北地区的集中并网，这两个问题还在争论之中，还没有最终定下来。”

早在2014年，李克强总理就表示，当前经济下行压力大的情况下，中国应建设沿海核电、特高压输电、大水电等一批大项目。李克强总理也提到了在西北可以建设大型风电、光伏可再生能源项目。

资料显示，2014年我国并网风电设备平均利用小时1905小时，同比减少120小时，吉林、甘肃两地风电平均利用小时分别仅为1501和1596小时，低于1900~2000小时盈亏平衡点。

据了解，目前大规模并网技术仍是风电产业发展的短板，送出通道不足，调风、调频能力不足，局部消纳能力不足，电网稳定性问题，控制管理问题等种种问题都需通过技术手段来解决。

东三省电网布局加快进行

除了涉及电改和西北地区电网建设的不确定内容外，据专家介绍，“十三五”电力规划中，目前涉及东北三省、内蒙古、新疆的电网规划都已经全部完成。

记者在4月16日公布的《长江中游城市群发展规划》中看到，“长江中游城市群将重点加强与内蒙古、陕西、山西、河南、甘肃、新疆等煤炭基地的联系，支持输电通道等大型能源基础设施共建。”

从东三省和新疆、内蒙古的本身意愿来讲，其建设电网的意愿非常强烈，“我们的省领导已经多次前往北京，找各级部门，希望在规划中解决电网的问题，增加电网建设。”东北一位电力业内人士向记者透露，“而且，我们不能让别人知道，我们的规划线路，这样别的省都会来抢。”

参与“十三五”电力规划人士向记者透露，“东三省、新疆和内蒙古发电能力过剩，急于远距离输电。所以‘十三五’规划中，对这些地区要重点考虑，而且要加快进行。”

“目前东三省、内蒙古和新疆的输电线路基本已经定下来了，确实有争电网的情况，大家争取在本身的输电容量能多一些，以带动地方经济。”前述人士表示。

数据显示，目前已经公布的2014年GDP排名中，山西、黑龙江、辽宁和吉林以4.9%、5.6%、5.8%和6.5%的增速列倒数第一到第四。（索寒雪）

中国经营报 2015-04-20

## 浅议“十三五”电力发展

随着我国经济社会发展逐渐步入新常态，电力消费增速相应呈现换挡态势。2014年，我国全社会用电量同比增长3.8%，为近年来新低。特别是由于当前经济下行压力较大，一些业界人士对未来十年电力工业发展前景心怀隐忧，对电力投资空间是否广阔存有疑虑。我们认为，对电力发展空间和态势的判断，必须历史地、具体地分析，既要纵观世界主要国家工业化过程中电力工业发展普遍规律，又要考虑我国全面建成小康社会历史进程的现实需要。可以判断，今后五年我国电力工业将进入提质增效、科学发展的关键时期，未来的发展动力依然强劲，投资前景仍很广阔。

### 一、“十三五”电力需求研判

党的十八大以来，习近平总书记提出了“四个全面”的战略布局，将全面建成小康社会定位为“实现中华民族伟大复兴中国梦的关键一步”。我国经济总量已于“十一五”末超过日本，成为仅次于美国的世界第二大经济体。近年来我国经济在“新常态”下保持平稳运行，经济结构调整出现积极变化，全面建成小康社会的物质基础得到进一步夯实。未来电力、能源工业要为全面建成小康社会提供坚实保障和充足动力。

按照2020年全面建成小康社会的要求，2020年我国国内生产总值要实现在2010年基础上翻一番，达到13万亿美元（2010年价，下同），人均GDP要由2014年的6400美元提高到10000美元

左右，2014-2020年国内生产总值年均增速将保持在7%左右。根据国家城镇化发展规划，我国常住人口城镇化率将由2014年的54.8%提高到2020年的60%左右，平均一年增加约一个百分点。与此同时，产业结构调整将继续深化，据有关机构预测，一、二、三次产业比重将由2014年的9:43:48调整为2020年的8:39:53，其中二产业下降4个百分点，三产业上升5个百分点。

回顾世界主要发达国家的发展历程，根据有关经济、电力历史数据资料分析，受不同的工业化道路、城镇化进程、产业结构、发展水平、用能习惯等因素影响，各个国家电力增速有高低、快慢的差别。但总体来看，在与我国“十三五”期间相类似的发展阶段中，各国电力增速和电力弹性系数总体保持在较高的水平上。美国、日本、韩国是发达国家中的“老、中、青”典型，其发展历程具有较强的代表性。

从经济发展和城镇化水平的视角来看：美国作为老牌的发达国家，经济发展相对超前于城镇化（与我国相比较而言，下同），美国1940年人均GDP已经达到10000美元，1940-1950年城镇化率由56.5%提高至64%（相当于我国未来十年的城镇化进程），1930-1940年、1940-1950年用电年均增速分别为5.3%和7.2%，电力弹性系数分别为1.9、1.3。日本作为“二战”以后迅速发展起来的发达国家，1955-1963年处于工业化中后期，经济发展水平（人均GDP）、城镇化进程与我国未来十年相似，人均GDP由6000美元提高至10600美元，同时城镇化率也由56%提高至66%，用电年均增速高达11.5%，电力弹性系数为1.4。韩国作为新兴的发达国家，城镇化相对超前于经济发展，1979-1985年，韩国城镇化率由55%快速提升至65%，用电年均增速为8.8%，电力弹性系数为1.4。1986-1993年，人均GDP由6300美元提高至10400美元，用电量年均增速为12.2%，电力弹性系数为1.5。

从人均用电水平的视角来看：2014年我国人均用电量已突破4000千瓦时，相当于1961年的美国、1973年日本和1996年的韩国。美国1961-1966年GDP年均增速为5.8%，用电年均增速约为7.5%，单位GDP电耗为0.23-0.25千瓦时/美元并保持微增，电力弹性系数为1.3。日本1973-1978年GDP年均增速为3.1%，用电年均增速约为3.6%，单位电耗为0.18-0.19千瓦时/美元并保持微增，电力弹性系数为1.2。韩国1996-2000年的GDP年均增速为3.8%，用电年均增速约为8.9%，单位电耗逐年增加，由0.33提高到0.43千瓦时/美元，电力弹性系数为2.3。

我国是“后发”的工业化国家，应在吸取他国经验的基础上，立足国情做好谋划、科学发展。当前我国单位GDP电耗0.63千瓦时/美元，远高于发达国家，是美国的2.4倍、日本的3.5倍、韩国的1.4倍，具备较大的下降潜力。我国政府已经提出了“中国制造2025”、“互联网+”等一系列战略举措支持经济转型升级，随着产业结构调整成效逐步显现，单位电耗将呈现下降趋势。但应该指出，作为一个经济发展处于快速增长期、发展不平衡的大国，扭转经济发展惯性、推动经济转型升级需要时间和空间来循序、梯次推进，因而单位电耗下降将是一个渐进的过程，不可能一蹴而就。“十三五”期间，要实现经济平稳较快增长，客观上要求电力增速不能换挡过猛、减速太快。

综合测算表明，“十三五”期间电力增速将较“十五”、“十一五”期两位数的增长将有所下降，由高速增长转为中速增长，我们将以低于1的弹性系数、适中的电力增长速度支撑我国经济较快增长。从目前至2020年，实现“全面建成小康社会”的目标，全社会用电量年均增速5.5%-6.5%，电力弹性系数介于0.8-1区间内，2020年达到7.6-8万亿千瓦时，人均用电量达到5500-5700千瓦时，用电结构中二产业用电占比由74%下降至70%左右，三产业和居民生活用电量占比由24%提高至28%左右。2020年之后，我们将站在全面小康的新起点上向实现“中等发达”的长期目标稳步迈进。展望到2030年，我国全社会用电量达到10-11万亿千瓦时，人均用电量约为7000~8000千瓦时，期间用电增速进一步下降，用电结构中二产业用电占比继续下降，三产业和居民生活用电占比继续提升。

## 二、“十三五”电源发展前景

中央财经领导小组第六次会议的召开，标志着我国在全面建成小康社会的征程中，进入到能源生产和消费革命的新阶段。按照能源革命的总体要求，要加快电力结构优化调整，实施非化石能源发展和化石能源高效清洁利用并举，形成水电、可再生能源、核电、煤电、气电等各类电源协调发

展、多轮驱动的电力生产和供应体系。既要注重整体的结构调整，又要充分挖掘每个品种的优化潜力。

截至 2014 年底，我国发电装机总容量达到 13.6 亿千瓦，其中煤电、气电等化石能源发电装机占约 2/3，水电、核电、风电、太阳能发电等非化石能源发电装机占约 1/3。初步测算 2020 年我国发电装机总需求约 20 亿千瓦左右，2015-2020 年约需新增 6.5 亿千瓦左右。展望到 2030 年，电源装机总需求约 28 亿千瓦左右。未来电源发展要综合考虑开发潜力、开发成本、市场消纳、技术进步、环境社会影响等因素。

从资源禀赋和发展潜力来看，各类电源都具有较大发展空间，特别是非化石能源开发潜力相对较大。煤炭资源丰富，保有储量 1.38 万亿吨，按未来煤炭产量及可供用于发电用煤量来估算，可支撑装机 15 亿千瓦以上。通过积极进口补充，远景天然气用于发电的资源量可支撑气电装机 2 亿千瓦以上。水能、风能、太阳能资源丰富，其中常规水电技术可开发量约 6.6 亿千瓦、待开发程度达 60%，据有关机构测算风电、太阳能理论可支撑装机均可达到 10 亿千瓦以上。通过国内开发、海外开发、国际贸易等多渠道并举，未来核电开发有较为充足的资源保障。

另一方面，随着非化石能源的快速发展，“十三五”电源发展的清洁化、低碳化水平将明显提高，但总体发电成本、整体电价水平将呈现上升趋势。随着清洁高效煤电技术的推广应用，煤电工程造价将保持稳中有升，考虑碳税等外部成本内部化后发电成本将有所提高。气电国产化有利于工程造价降低，但用气价格上升将提高发电成本。后续水电大多远离负荷中心，要妥善处理生态保护、库区移民、国际关系等问题，工程造价、发电成本、送出成本将显著提高。随着核电安全标准的不断提高，核电工程造价总体上保持上升的趋势。随着可再生能源发电的规模化发展和装备技术的成熟，工程造价将会降低，但由于风电、太阳能发电具有随机性和波动性，需要通过加强系统调峰储能能力建设、健全辅助服务市场机制等手段来促进系统安全、稳定、经济运行。

按照“优先利用非化石能源发电、按需发展化石能源发电”的总体原则，要积极发展水电，安全发展核电，大力发展可再生能源发电，优化发展气电，清洁高效发展煤电。初步测算，到 2020 年，非化石能源和化石能源发电装机比约为 4:6，非化石能源发电装机比重较 2014 年提高约 6 个百分点。其中，水电（含抽水蓄能）装机达到 3.9 亿千瓦左右，新增 9000 万千瓦左右；核电装机达到约 5800 万千瓦，新增约 3800 万千瓦；风电、太阳能发电装机达到 3 亿千瓦左右，新增 1.8 亿千瓦左右；煤电、气电装机达到 12.2 亿千瓦左右，新增 3.3 亿千瓦左右；其他发电装机约 3000 万千瓦左右。展望到 2030 年，非化石能源发电装机比重将进一步上升，非化石能源和化石能源发电装机比约为 4.5:5.5。

### 三、“十三五”电力格局展望

能源资源禀赋及区域经济发展决定了我国的能源格局，电力格局要服从于能源格局。总体来说，东北将基本保持自平衡，华北主送华东，西北主送华中，西藏主送华中和南方。

从电源布局来看，受能源资源、环境保护、市场消纳等因素影响，“十三五”各类电源发展应加强统筹、科学规划，因时因地制宜，不能盲目扩张，也不能因噎废食。随着水电开发程度的不断提高，水电开发的“主战场”将进一步西移，“十三五”新增水电将主要集中在金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江等流域，2020 年西南水电基地开发规模将达到 1.8 亿千瓦左右，约占当年全国水电装机的 51%。核电开发必须坚持采用国际最高安全标准，确保安全运行，“十三五”核电开发主要布局在山东、江苏、浙江、辽宁、福建、广东、广西、海南等沿海地区，东部沿海核电带初步形成规模；远期在充分论证的基础上努力实现核电向内陆地区稳妥推进。

可再生能源发电要坚持开发、输送、市场同步规划，“十三五”将由集中开发为主向集中、分散开发并举转变，其中风电集中开发主要布局在三北地区和东部沿海，重点依托酒泉、哈密、蒙西、蒙东、冀北、吉林、黑龙江、山东、江苏等 9 个基地开发建设；太阳能发电集中开发主要布局在新疆、青海等西北地区；其他地区风电和太阳能发电主要以分散开发为主。煤电开发要坚持高效、清洁，大力推进高参数、大容量清洁发电技术的推广和应用，“十三五”重点依托鄂尔多斯、锡盟、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等 9 个煤电基地，建设规模约 1 亿千瓦左右；为满足中

东部地区负荷发展需要，依托蒙华铁路煤运通道等在中部地区建设一批煤电机组，在满足等煤量（减煤量）控制目标的前提下在东部地区发展一定规模的超低排放煤电机组。

从电力流向来看，为满足北方煤电、西南水电的电力送出和京津冀鲁、江浙沪、广东以及华中东四省等地区受电需要，到 2020 年，我国将新增大气污染防治行动计划十二条输电通道、酒泉-湖南、准东-皖南、东北外送、四川-华中东四省等输电通道，“西电东送”北、中、南三个通道的输电规模仍将保持快速增长势头，由目前的 1.3 亿千瓦提高至 2 亿千瓦左右。其中，北通道将延续山西、内蒙古送电京津冀鲁为主的格局，中通道形成三峡、西南水电与山西、蒙西、新疆火电并举送华东、华中的格局，南通道延续西南水电、火电送广东、广西的格局。

#### 四、“十三五”电力建设投资空间

“十三五”期间，我国电力工业将由规模扩张型发展向质量效益型发展转变，发展质量明显提升、结构更加优化、科技含量显著加强，电力建设和投资空间依然巨大。尽管“十三五”期间电力增速由高速转为中速，但由于我国电源装机基数巨大，年均增量装机规模仍将创历史新高。平均每年的新增装机约 1.1 亿千瓦，相当于一个意大利或巴西，相当于我国 1988 年的总装机。大致匡算 2015-2020 年电源项目投资需求约 3.2 万亿元左右，其中化石能源发电投资占约 40%，非化石能源发电投资占约 60%。

另一方面，国际电力建设和投资前景也十分广阔。广大的新兴经济体将是未来经济发展主要的“增长极”，我们与新兴经济体的互动和共同发展将创造出巨大的空间。“一带一路”战略从构想步入实施阶段后，我国将加快形成全方位开放的新格局，为促进产业转型升级、纾解过剩产能、充分利用两个市场和两种资源提供难得的机遇。

“加强能源基础设施互联互通合作”是“一带一路”的合作重点之一。目前，全球有 32 个新兴经济体的人均装机低于中国，若使其人均装机达到中国水平，将有约 16.5 亿千瓦的装机建设空间，按照平均单位造价约 8000 元/千瓦测算，投资需求约 13 万亿元，需求最大的印度装机建设空间达 7.5 亿千瓦，投资需求约 6 万亿元。电力建设需要巨大的资金、装备、技术和人才投入，我们可以充分发挥在电力装备制造、工程建设等方面的领先优势，同时借助亚洲基础设施投资银行、丝路基金、金砖国家开发银行等金融平台有效解决电力项目投融资难题，为促进新兴经济体电力基础设施的持续、快速发展，打造合作共赢的“中国+N 命运共同体”作出积极贡献。

电力工业具有资金密集、资源密集、技术密集以及项目建设周期长的特点，为避免电力发展的大起大落，电力工业应适度超前于国民经济和社会发展。“十三五”期间既是全面建成小康社会的攻坚阶段，也是电力工业发展的关键时期，电力建设任务依然繁重。有必要超前谋划、合理安排，把握好发展的节奏，更好地满足国民经济和社会发展需要。

#### 五、结语

新一轮电力体制改革大幕已经拉开，发展的动力和活力进一步迸发，改革红利不断释放，我国电力工业将进入新的战略机遇期。我们要把握发展大势，做好科学规划，抓住投资机遇，搞好电力建设，齐心协力促进电力工业科学发展，为全面建成小康社会提供坚强有力的支撑。（汪建平，中国能源建设集团有限公司董事长、党委书记，国家电力规划研究中心主任。 吴云，中国能源建设集团有限公司总工程师，国家电力规划研究中心常务副主任。）

中国能源报 2015-04-20

## 新电改方案将撬动万亿规模的能源互联网市场大发展

4 月 17 日，国家能源局在召开的能源互联网工作会议上称，国家能源互联网行动计划即将制定，力争三个月左右完成，最迟年底，同时成立中国能源互联网联盟。

随着“互联网+”的升温以及新电改的逐步深入，上市公司也开始纷纷布局能源互联网。

分析师认为，估计能源互联网的市场至少在 5 万亿元以上。新电改方案的逐步推进有望打破电网长期垄断，并撬动万亿元规模的能源互联网市场大发展。

## 能源互联网联盟将成立

据了解，大型发电集团、电网公司、民营互联网企业及研发机构、新能源车企和高校将参与该联盟。

这是官方层面首次提能源互联网的顶层设计，意在促进需求侧响应和清洁能源高效利用。

安信证券分析师黄守宏表示，目前我国用户端电力销售的金额大约 2.5 万亿元，加上建设投资，可以估计能源互联网的市场至少在 5 万亿以上。

实际上，随着“互联网+”不断升温，相关能源企业已经开始布局能源互联网。

4 月 17 日，中恒电气发布非公开发行股票预案，拟募资不超过 10 亿元，用于能源云联网平台、能源云联网研究院建设项目及补充流动资金。此外，阳光电源与阿里云于 2015 年 4 月 1 日签订了《战略合作协议》，将在智慧光伏电站、能源互联网、云计算、大数据、信息安全等领域广泛开展合作，以共同推进相关领域云服务业务的发展。

除了上述两家公司，郴电国际、正泰电器、金智科技等公司都向能源互联网发力。

值得注意的是，日前，电阳国际新能源技术服务(北京)有限公司与北京中洋美伊国际贸易有限公司签署了战略合作协议。根据协议内容，我国首个零碳能源互联网片区落户围场满族蒙古族自治县。

据了解，中洋美伊公司将把所有可以用于能源互联网建设的屋顶、土地、生物质、地下资源全部注入双方合资新成立的实体公司。该实体公司将根据电阳国际公司的新型能源互联网片区整体解决方案，整合节能建材、光热、光伏、生物质、风电、大规模储能、非燃油交通工具等资源，采用拥有自主知识产权的最新智能能源互联网管理系统，并通过全新的投融资商业模式，打造这一全新的片区。

这意味着首个能源互联网实践区域正在形成。

黄守宏认为，能源互联网的商业机会在电力调配、交易市场和微电网为中心的网络中传递，重点在寻找能源互联网的平台和入口。

能源互联网产业链条与互联网相结合，可以产生各式各样的商业模式，包括能源产品的交易、能源资产的服务、能源的增值服务、设备与解决方案的电子商务等。

## 新电改撬动能源互联网市场

值得注意的是，新电改 9 号文落地后，在快速向前推进。

近期，输配电价改革试点扩围。在深圳市、内蒙古西部率先开展输配电价改革试点的基础上，将安徽、湖北、宁夏、云南省(区)列入先期输配电价改革试点范围，按“准许成本加合理收益”原则单独核定输配电价，并鼓励具备条件的其它地区开展改革试点。

有分析师向《证券日报》记者表示，输配电价改革是后续放开售电侧市场的前提条件。此次输配电价改革的试点区，均是此前大用户试点直购电试点较为充分的地区，此轮试点规模超预期，这些地区也将是未来电力市场建设及售电侧改革优先区域。

根据新电改方案中提到的“放开两头 管住中间”是要提高发电方、售电方、用电方的市场化程度，使竞争更加充分，这也是电改最大的亮点。

业内认为，未来售电公司商业模式将变为贴近电力用户的多元化能源服务商，并有机会转入能源互联网领域。能源互联网随着电改的推进有望持续发酵。

需要一提的是，新能源发电具有随机性、间歇性的特点，因此一直不受电网公司待见，弃风弃光率居高不下，电改和能源互联网有望从根本上解决新能源发电并网难问题。

黄守宏还指出，新电改为能源互联网打开了空间，在配电网自动化领域有着先天优势的企业，能够为不同用户主体，包括分布式能源、工商业节能、居民节能等提供解决方案，能够整合电力数据并提供服务的企业将率先获益。

“新电改方案的逐步推进有望打破电网长期垄断，并撬动万亿规模的能源互联网市场大发展。”上述分析师称。(记者 李春莲)

证券日报 2015-04-21

## 节能标准化目标出炉 能效指标多项未达国际水平

未来5年，中国能效指标将全面提升。

近日，国务院办公厅印发《关于加强节能标准化工作的意见》（以下简称《意见》），对进一步加强节能标准化工作作出全面部署。提出坚持准入倒逼、坚持标杆引领、坚持创新驱动、坚持共治治理等四项基本原则。《意见》提出节能标准化工作目标是，到2020年，建成指标先进、符合国情的节能标准体系，主要高耗能行业实现能耗限额标准全覆盖，80%以上的能效指标达到国际先进水平，标准国际化水平明显提升。

同时，形成节能标准有效实施与监督的工作体系，产业政策与节能标准的结合更加紧密，节能标准对节能减排和产业结构升级的支撑作用更加显著。

对此，国家发改委能源研究所能效中心主任郁聪告诉记者，“如果能实现80%以上的能效指标都能和国际接轨的话，对于中国整个的能效提升计划还是很有帮助的。但是达标的目标怎么实现，这个有点难度。”

### 淘汰超20%落后产能

经济“新常态”下，节能标准的提升，显得更为重要。《意见》明确创新工作机制、完善标准体系、强化标准实施等三个方面的重点工作，要求创新节能标准化管理机制，健全节能标准体系，强化节能标准实施与监督，有效支撑国家节能减排和产业结构升级。

国家标准委、发展改革委、工业和信息化部等按职责分工负责创新机制的相关工作。《意见》提出，制定节能标准体系建设方案和节能标准制修订工作规划，定期更新并发布节能标准。建立节能标准化联合推进机制，加强节能标准化工作协调配合。完善节能标准立项协调机制，每年下达1~2批节能标准专项计划，急需节能标准随时立项。完善节能标准复审机制，标准复审周期控制在3年以内，标准修订周期控制在2年以内。

值得注意的是，在探索能效标杆转化机制问题上，摒弃高效产品和企业的意图明确，行业“领跑者”的水平将成为准入指标。《意见》要求，适时将能效“领跑者”指标纳入强制性终端用能产品能效标准和行业能耗限额标准指标体系，将“领跑者”企业的能耗水平确定为高耗能及产能严重过剩行业准入指标。能效标准中的能效限定值和能耗限额标准中的能耗限定值应至少淘汰20%的落后产品和落后产能。

现在的领跑者是行业内前10%~20%的企业，郁聪认为，一些企业将会被淘汰，肯定会有一个时间表，有一个时间裕度来给企业让产品逐渐达标，慢慢“领跑者”也会成为行业准入。

### 节能标准纳入政府考核

随着节能新一轮提标工作的推进，一些重点领域节能标准制修订工作也将提上议程，未来几年内，根据部署将实施百项能效标准推进工程。

根据《意见》要求，其中，在工业领域，加快制修订钢铁、有色、石化、化工、建材、机械、船舶等行业节能标准，形成覆盖生产设备节能、节能监测与管理、能源管理与审计等方面的标准体系；完善燃油经济性标准和新能源汽车技术标准。在能源领域，重点制定煤炭清洁高效利用相关技术标准，加强天然气、新能源、可再生能源标准制修订工作。

另外，还包括在建筑领域、交通运输领域、流通领域、公共机构领域、农业领域等多领域的体系、标准修订工作。

为了强化标准实施，将针对各领域的具体情况，进行针对性地规范和引导。

以工业领域为例，《意见》要求，以强制性能耗限额标准为依据，实施固定资产投资项目节能评估和审查制度，对电解铝、铁合金、电石等高耗能行业的生产企业实施差别电价和惩罚性电价政策，对煤炭、石油、有色、建材、化工等产能过剩行业和稀土等战略资源行业的生产企业进行准入公告。

同时，《意见》强调，将强制性节能标准实施情况纳入地方各级人民政府节能目标责任考核。郁聪认为，这些举措，对行业总体能效的提高是一个方向性的指引。

每日经济新闻 2015-04-07

## 解读《关于加强节能标准化工作的意见》

国务院办公厅《关于加强节能标准化工作的意见》于4日发布。意见提出，到2020年，建成指标先进、符合国情的节能标准体系，主要高耗能行业实现能耗限额标准全覆盖，80%以上的能效指标达到国际先进水平，标准国际化水平明显提升。记者就相关问题采访了中国标准化研究院副院长、全国能源基础与管理标准化技术委员会秘书长李爱仙。

能效“领跑者”指标将树立行业标杆

意见提出探索能效标杆转化机制，适时将能效“领跑者”指标纳入强制性终端用能产品能效标准和行业能耗限额标准指标体系。

李爱仙解释说，能效“领跑者”指标是指同类型可比产品中能源效率领先的指标。

“意见提出能效标杆转化机制。”李爱仙说，能效“领跑者”制度将定期发布领跑能效指标，树立行业标杆。

意见提出能效标准中的能效限定值和能耗限额标准中的能耗限定值应至少淘汰20%左右的落后产品和落后产能。

目前，已发布家用电器、照明器具、工业设备等领域65项强制性能效标准和钢铁、有色、石化、建材等行业79项强制性能耗限额标准，取得了显著的节能效益。

据了解，对钢铁、水泥等高耗能和产能严重过剩的行业，通过制定能耗限额标准，设定能耗限定值、新建准入值和能耗先进值，为淘汰落后产能、引导技术进步提供了技术依据。

李爱仙表示，将领跑指标纳入能效标准和能耗限额标准，一方面将领跑者制度的成果固化下来，另一方面可不断提高能效指标要求，引导企业追逐能效领跑者，形成推动用能产品和高耗能行业能效水平不断提升的长效机制。

形成覆盖重点领域的节能标准

意见提出完善标准体系。实施百项能效标准推进工程，形成覆盖工业、能源、建筑、交通、公共机构等重点领域的节能标准体系。

“十二五”以来，国家标准委、发展改革委等有关部门联合实施“百项能效标准推进工程”，大力推进节能标准制修订工作。

“工业是耗能大户，所以首先是要抓重点。”李爱仙分析说，针对主要产业领域完善涵盖节能设计、测试计量，分析评估和持续改进等各方面的节能标准。

目前，我国在节能领域已发布国家标准近300项，包括强制性能效标准、能耗限额标准和推荐性节能基础与管理标准。

李爱仙说，随着绿色消费、绿色建筑，智慧能源新业态等兴起，以及公共机构、交通运输等领域推进节能工作的需要，我国急需研制相关节能标准，健全体系。

李爱仙告诉记者，我国基本形成了节能标准体系，支撑了淘汰落后产能和化解过剩产能、能效对标、节能产品认证、能效标识、节能产品惠民工程、节能产品政府采购等政策措施的实施，取得了良好的经济和社会效益。

推动节能标准体系走出国门

意见提出推动节能标准国际化，扩大节能技术、产品和服务国际市场份额。

“完善节能标准体系，还要有国际视野和国际水平，面向国内国际两个市场。”李爱仙说。

据介绍，发达国家非常重视节能领域国际标准化工作，美国、欧盟等发达国家和地区积极推动全球特别是发展中国家参与能源管理体系国际标准的制定和实施。

近年来，我国也加大了节能领域的国际标准化工作力度，先后担任相关节能国际标准化组织技术机构的重要职务，积极参与制定了节能量测量和验证等一批有影响力的国际标准。

据了解，我国还积极参加了外部电源、微型计算机等领域能效标准的国际协调互认，电风扇、电饭锅、节能灯等产品的能效标准也已被巴基斯坦、越南、印尼等国家采用。

李爱仙说，意见将有利于积极探索中国能效标准走出去，支持我国节能技术、产品和服务走出

## 奥巴马向联合国递交减排计划书

到 2025 年将温室气体减少 26% 至 28%

3 月 31 日，奥巴马政府正式向联合国递交了 2025 年温室气体减排计划书，承诺在 2005 年的基础上，到 2025 年将温室气体排放量减少 26% 至 28%。《华尔街日报》指出，这是美国为遏制全球二氧化碳排放所做出的最新努力。

美国白宫当天发表声明说，此次向联合国递交的减排计划是基于奥巴马去年 11 月对华访问时，中美双方共同发表的《中美气候变化联合声明》，相关减排目标已写入该声明。

据了解，奥巴马政府此次提交的正式计划，仍围绕发电厂排放、车辆使用效率和建筑标准三个方面。按照规划，发电厂排放规则预计将于夏季完成，以期在 2005 年基础上，到 2030 年实现发电厂等能源行业减少 30% 的温室气体排放；中型和重型卡车的排放标准将于明年 3 月完成，将大大提升燃油性能和减排力度。

此外，奥巴马还大力推进建筑领域节能减排规划，并遏制其他气体排放量，希望到 2030 年实现累计减少二氧化碳 30 亿吨等。

作为全球第二大碳排放国，美国去年与中国正式携手应对气候变化，近来更是动作频频，先后和 200 个国家通过联合国缔结契约，希望壮大“控制导致全球变暖的气体排放量”的队伍。

奥巴马此举也是进一步向其他国家施压，尤其是那些尚未阐明具体减排规划的国家，如澳大利亚、加拿大和印度。美国气候变化特使托德·斯特恩表示：“我们的目标是通过自身的举措，鞭策其他国家尤其是那些‘尚未萌发减排意识’的国家，希望他们尽快迈出减排第一步。”

不过，与民主党不和的共和党，显然对奥巴马的“联邦排放规则”不以为然，甚至发表声明呼吁国际合作伙伴“谨慎行事”，称“切勿因不具有约束力且可望而不可即的协议造成负面影响”。

事实上，早前参议院多数党领袖米奇·麦康奈尔就曾公开批评中美减排协议，称可能拉高美国中产阶级依赖的廉价、清洁能源的价格，并冲击美国就业。

美国石油协会也不买账，称奥巴马政府的减排计划可能间接增加能源成本、遏制经济增长。该协会日前发表声明称：“只有在确保人类能拥有可靠、可负担的能源资源，且这些资源可以满足经济增长的前提下，探讨气候变化挑战才有意义。”

眼下，由于反对奥巴马政府削减温室气体承诺的共和党控制国会，因此任何有关温室气体减排的法案都难以通过，奥巴马政府透露，总统将继续以签署行政命令的方式，绕过国会推行减排计划。

3 月 19 日，奥巴马已签署行政命令，要求美国联邦政府机构到 2025 年在 2008 年基础上减排温室气体 40%。美国联邦政府机构拥有 36 万栋建筑物和 65 万辆车，按白宫的说法它是美国“最大的能源消费者”。

此前业内普遍预计，全球主要经济体将在 3 月底前提交各自的碳减排“贡献书”，但事实上只有少数兑现了承诺——美国、欧盟、墨西哥、挪威、瑞士和俄罗斯。

《华尔街日报》指出，在美国看来，一些发展中国家和资源依赖型经济体，正在拖气候变化问题的脚步。不过，及时提交减排规划的墨西哥和宣布减排目标的中国，则表明发达国家和发展中国家，在气候变化问题上的鸿沟正在逐渐缩短。

白宫高级顾问布赖恩·德泽强调：“奥巴马政府的减排计划雄心勃勃，现有法律授权是可以实现的。过去 8 年，我们在减少碳污染方面的成就超过全球任何一个国家，只有将目标形式化，才能明白环保和碳减排的重要性。”

奥巴马政府向联合国递交减排计划书到底想释放什么信息？对此，《基督教科学箴言报》认为，奥巴马此举是希望在今年 12 月于巴黎召开的气候变化大会之前，争取更多的国与国之间的交流机会，以期在巴黎气候大会上达成实质进展。

据悉,本轮谈判目标是“防止全球平均气温上升超过2摄氏度”,但业内普遍认为,巴黎气候大会很难达成任何实质性协议。专家指出,美国自身在气候变化方面的讨论都无法统一,民主和共和两党就“拧不成一股绳”,更别说国与国之间,达成一项国际协议几乎是“不可能完成的任务”。(王林)

中国能源报 2015-04-07

## 解读新电改：细则比方案更重要

### 新方案更具现实意义

当下,推进新一轮电改至少有以下几方面优势:一是政策推动。十八届三中全会明确提出经济体制改革是全面深化改革的重点。会议不仅制定了全面深化改革的总目标、总任务,还明确了改革方向和改革重点,表明改革从“口号”走向操作。而电力是国民经济的重要组成部分,此时推动电力体制改革,促使市场在电力资源配置中起决定性作用,正当其时;二是环境允许。当前,我国经济进入新常态,电力发展也不会像过去那样出现大幅度波动和规模性短缺的现象。这为改革创造了一个相对稳定的内外部环境条件;三是技术提升。

随着交易平台、智能电网等技术平台的建设和完善,为电改提供了相对较好的技术支撑;四是社会诉求。随着经济社会的持续快速发展,电力工业目前的体制机制已经无法完全满足市场需求,加上电力行业本身也存在着一些问题,使得改革的社会共识不断增加,社会各界对推进加快电力体制改革的诉求也越来越高。因此,选择这个时间重启电改,应该说是“大势所趋”。

通过对9号文的解读,笔者认为新方案的总体思想还是符合预期的。9号文中对于深化电力体制改革的总体思路比较符合我国国情和国家战略方针,也符合十八届三中全会的改革思路和《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》的文件精神,所提出的“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’的市场机制”的基本目标也契合实际需求,满足可操作性原则。文件中对于改革的重点和基本路径可以概括为“三放开、三加强、一独立”,体制框架设计为“放开两头,管住中间”,跟预期基本相同。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“5号文”,更具有现实意义。

当然,9号文只是一个纲领性和指导性文件,真正落实还需要各方面的政策法规、操作文件来配套,很多问题也还有待解决。3月20日,国家发改委和国家能源局联合下发了《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》,业内视其为第一个配套文件。此文件促进清洁能源高效利用,说明节能减排重要性,同时也反映了以计划为基础逐步走向市场而不是一步迈向市场的基本路径是促进我国清洁能源发展的合理途径。此外,这个配套措施也符合笔者一贯强调的节能减排、提高用电效率、促进集中式和分布式清洁能源发电等观点。因此,目前来看从宏观指导层面的新方案到操作层面的配套措施,都比较契合预期。(曾鸣)

### 实施细则比方案更重要

新一轮电力体制将按照“三放开、一相对独立、三强化”的原则重启深化改革,涉及七大重点任务28个子任务:电价改革、电力交易体制改革、组建相对独立的电力交易机构、推进发用电计划改革、售电侧改革、建立分布式电源发展新机制、加强电力统筹规划和科学监管等。

更加注重制度和机制建设,采取渐进而非激进的改革方式。从国际经验看,发达国家电力市场改革的方式主要有两种模式可以借鉴,一种是以调整电力市场结构为主的“激进式”改革模式,以英国为典型,主要特点是:对现有电力体制进行大规模结构重组、拆分和产权私有化改革;只要技术上允许的领域如发电侧、销售侧甚至包括输电建设上面都引入市场竞争机制,构造一个全新的机制。

另一种是以建立制度或市场机制为主的“自然发育式改革”(或叫“渐进式改革”),以美国为典型,主要特点是以颁布和实施一系列法案为标志,通过政府引导推动电力市场的自然形成和发展。以此比较,新电改方案并未涉及现有电网拆分等业内认为的顽疾,也未涉及“调度独立”、“输配分开”等内容,但准确界定了电力行业各环节性质,正确区分竞争性和垄断性环节,在发电侧和售电

侧形成有效竞争，重在建立电力市场制度和市场机制。

另外，电力体制改革涉及各方面的利益调整，不同利益主体在改革中的获益不同，电力市场的利益格局将重新划分。因此，在保证电力安全及社会稳定的目标指引下，管理层融合了各方的诉求，采取的是一种系统的、妥协、渐进的改革方案，选择一条推动相对容易的方案，折射出其稳妥、审慎的改革策略。这也说明新电改方案不是以拆分来实现市场化，而是通过构建有效竞争的电力市场结构和市场体系，形成主要由市场决定电力价格的机制。

主要亮点：界定电网性质和放开售电侧。上一轮电力体制改革，除了发电侧电源项目建设实现多主体竞争之外，全产业链的其他环节仍然为行政命令和垄断企业把持，市场竞争并未形成，尤其是电网企业，集电力输送、统购统销、调度交易为一体，内部运作封闭，成本不透明，靠吃购销差价“躺着挣钱”，企业始终存在扩大投资规模、追求过高利润的冲动。

如今，新电改方案对电网企业的职能有了新的定义：电网企业未来主要从事电网投资运行、电力传输配送、负责电网系统安全，保障电网公平无歧视开放，按国家规定履行电力普遍服务义务。即从事电网投资运行、电力传输配送的平台提供商，起到“电力输送通道”作用。可见，在重新界定电网性质后，新电改方案对电网行业最大的冲击将是其盈利模式的改变，即让电网公司从以往的购售电差价转变为成本和合理利润相结合的模式，将压缩电网的高额利润，让其回归到合理利润水平。也就是说，未来电网企业将失去其本不该有的、非企业的、非市场的职能，其盈利模式将由之前营利性单位变为公用事业单位，只收政府核定的输配电价，即“过路费”。

另外，新增售电业务放开也是新电改方案中最大亮点之一。在电力系统发、输、配、售四环节中，发电和售电环节是属于竞争性环节。尽管此次新电改也只是开放了新增售电业务，属于增量部分，并未如市场预期的那样放开原有售电，即存量部分。但无论如何，在电力系统全面引入市场交易机制已是大势所趋。只有让各利益相关方在电力市场中充分竞争，才能最大程度的还原电力在保供前提下的商品属性，让市场真正发挥配置电力资源的决定性作用。

具体实施细则比方案更重要。当然，新电改方案只是一个大的框架，只是指明未来改革的基本方向和思路，不可能涉及到具体的实施细节问题，也留下了一些后续待解决的问题，例如，如何保证电力交易机构相对独立？如何强化政府监管？居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格不属于放开之列，所以公益性和调节性的发用电计划不放开，如何保证发电企业不折不扣落实这些发用电计划？在网售仍未完全分开的条件下，如何保证电网的公平输送？

取消发用电计划后，电力调度怎么协调？放开竞争性电价后，标杆电价怎么定？售电侧放开，进入售电领域的主体应该具备怎样的标准？这些问题只能靠配套的N个实施细则解决，这些细则至少应包括稳步推进电力改革工作、有序售用电计划、促进电力市场化交易、电力交易机构组建和运营办法、配售电业务准入和监管办法、售电侧体制改革、社会资本进入增量配电领域和输配电价核定办法等指导意见。这些实施细则对电改的推动作用更为强大、更重要，更应引起社会关注和重视。（刘满平）

如何从方向变成行动有待明确

“9号文”这一客观上将指导未来若干年（尽管具体时间表仍不清楚）电改“顶层设计”的文件已经没有悬念。那么悬念就变成：基于9号文意见，新电改如何从方向变成行动，作用于电力体系的产业组织、行业管理、运行机制与政策？在这一过程中，需要秉承何种价值标准？有哪些需要进一步明确或者讨论的问题，将影响电力改革推进的成效与目标的实现？

“9号文”包含了体制改革之外的诸多内容。9号文包含的内容林林总总，覆盖的不仅是体制机制，而几乎是整个电力行业发展的全面问题，特别是明确了很多鼓励与限制性的政策措施，解决市场失灵或者市场临时缺位的问题，更像一个“大规划”。相当部分内容，严格讲，跟电力体制改革（组织、运行与规制）并没有直接关系。比如对分布式能源的鼓励政策、各种可再生能源与高效机组的优先上网问题、高耗能产业合理布局问题、节能减排目标与政策实施问题，以及规划的角色与作用问题等。

电改可能有助于这些体制改革之外问题的解决，或可能与这些问题完全无关，抑或可能会使这些问题变得棘手而必须辅以额外或者补充性的政策措施。但是，电力体制改革之于这些问题，最多只能算伴生影响。

电改可能带来一些新的问题，但这些问题的解决需要额外的政策，也并不意味着改革本身是有问题的，需要推倒重来。体制机制的改革，主要在于建立市场运行的基础设施、规则与监管能力；而不同的政策措施，着眼于解决市场失灵或临时缺失条件下不同的政策目标。相比动辄就需要“统筹”的说法，这一“分工”与着力点的明确，更能接近市场与政府运行的合理边界。

改革的实施路径、工作组与时间表待明确。电力改革涉及到发电、输电、配电、调度、售电与用电等多个方面，改革的实施路径、工作组与时间表将陆续建立。可以预见的，这将持续比较长的时间。

开放电网、公平接入无疑是这一改革文件的亮点之一，但是这一工作更像是个过程，并没有明确的目标。

电价形成机制、市场化交易涉及到基础设施的建设，需要很高的能力与细节设计，并且受到诸多电力行业内外因素的影响，就此设定成功的标准很难。

售电侧放开单独本身可能力度远远不够，其市场发育的竞争者——电网同时具有输、配电业务与售电业务，关联交易的存在可能性很难保证市场竞争的公平性。对输电网资产实施财务核算、功能与所有权方面的分离改革现在看来还比较遥远。

那么有没有一个相对简单、容易被决策者与公众理解的目标？笔者的研究团队过去两年对我国电价水平及其形成中燃料、发电、输配端、税负等因素的贡献进行全面分解研究，并进行了国际比较，笔者倾向于认为，将总体电价水平的实质性下降作为电改成果的标准将是合适的。从操作上讲，美国的电价水平和各种税负比例较低，市场发达流动性强，是一个很好的参考指标。考虑到世界能源价格日益具有联动性，我国电改的成功标准，似乎可以设定为上网电价低于美国 5%-10%左右，终端税前电价水平始终低于美国 10%-20%左右。基于投入要素的价格水平，这也是完全可以做到的。而税后的电价水平，取决于税负与各种基金的大小，不具时间上的稳定性，不宜作为标准。

连续区间的指标如何基于明确的价值标准确定。9号文中出现了诸多的原则性表述，比如跨省跨期电力交易要“经济、节能、环保、安全”等等。这些指标有非常高密度的体现。但是，由于这些指标并不存在二值选择，而是在一个连续的区间上，这些指标全部都需要参考性，以表达明确的意义与信息含量。参考系的选择，比如相对于历史水平的变化，发达国家的水平等等。这些都需要进一步明确，以确定相应的“政治性”标准。

在这个方面，明确的价值标准，也就是判断什么是好，什么是不好的价值标准必须显性化，以最大程度减少自由量裁。明确的价值标准需要应用在各种原则上，确定相应的“政治性”标准或者目标。这需要体现在9号文提及的“具备条件的地区”、“公平规范”、“价格合理”等等表述中。

新的市场与产业环境下如何做规划。综合资源规划是应用于电力行业的一种基于系统成本最低的整体规划方法。我国开展综合资源规划以及与之相关的电力需求侧管理等工作的时间非常早，经验丰富。

目前我国已经实现了厂网分开的改革，厂与网、厂与厂已经是各自独立决策的市场主体。最高程度的“大一统”在产业组织上已经不存在，电网环节的“大一统”也将打破。

在这种情况下，在多大程度范围内，用何种规划的方法，来制定并实施电力规划，无疑是个开放的问题。要使规划变得科学，与市场的运行机制相容，能够解决市场存在的失灵问题，但又不干涉各利益群体的正当权益，以下几个问题是亟待进一步讨论的：

其一，本质上，一个独立市场主体的决策为什么需要让渡给规划者？这是需要明确的标准。规划的统一程度，完全应该基于独立决策的成本与收益是否与社会的成本与收益一致的标准。如果二者是一致的，那么就没有必要将独立决策让渡给社会决策。过去的很多规划，尤其是产量方面的规划，往往成为侵犯企业自主经营权的行政干预。这种规划是亟待废除的。

其二，限于时间与精力，统一规划如何保证合理性，如何充分利用信息？但与此同时，规划面临的现实不确定性是固有的。如何在规划的合理性与规划的严肃性之间取得平衡？

其三，从规划的制定、颁布、实施、更新以及可能争议的解决，需要怎么样的公众、利益相关群体的参与？(张树伟)

突破体制瓶颈方可步入坦途

自“5号文”颁布以来，尽管改革逻辑已非常清晰，但进程极其缓慢。高层提出电改12年后的今天，电改顶层设计的上述目标依旧未能如愿实现，输配环节和销售的垄断力量反倒更加坚固和强大：电网企业通过低买高卖获得收益的模式并未得到改变，主辅分离仍不彻底，输配分开尚无时间表，竞价上网以及电价市场化还是遥遥无期，用电价格犹如芝麻开花。电力行业专家普遍认为，电网公司坐吃价差的盈利模式已经成为深化电力改革的拦路虎。而新电改正努力进一步促进电力市场化改革，促进相关企业加强管理、提高效率，引导电网合理投资，引导用户合理使用电力资源。

“9号文”明确提出，逐步向符合条件的市场主体开放增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式改革配电业务。要打破电改面临的困境，必须摆脱条块束缚，进行兼顾电力行业各方面的全方位的改革，一方面，明确改革目标，形成新的顶层设计机制。不仅避免传统模式下改革的片面性，更能够明确改革目标，使改革方案更加具有针对性。另一方面，从全局出发，形成科学合理的综合改革方案。电力系统具有“发输配售”四部分瞬间完成、瞬间平衡的物理特性，电力体制改革应当实现这四个环节的全局最优，以实现全行业的整体优化为主要目标，从而使改革政策的兼容性更好、适用性更强；此外，更新改革思路，与当前改革的内外部环境相适应。

中国电改的现实环境与2002年已有很大不同，在目前电力市场供需宽松的情况下，随着输配电价的明确和竞争性电力市场的形成，整个社会平均电价可能会有所下降。但随着后期经济回暖、电力需求增加，电价则会出现上涨的态势，新电价改革更大压力在于城乡居民用电领域，这种普遍服务所需要的交叉补贴怎么有效核定，成本如何在各用户之间分摊等都是需要解决的问题。

按照国家能源局副局长王禹民的说法，电改的节点还是落在电网。而围绕电网高度一体化的垄断经营模式，衍生出是否拆分和是否输配分离两个焦点问题。一度，围绕上述问题的争论甚嚣尘上，亦成为电改艰难步进的缩影。最终，9号文确定的电改路径是“放开输配以外的竞争性环节电价，放开配电业务，放开公益性和调节性以外的发电计划，交易机构相对独立、加强政府监管，强化电力统筹规划”。至于电网拆分和输配分开等破除垄断问题，文件表述为“深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究”，事实上回避了这一问题。

值得关注的是，9号文明确提出，有序推进售电侧市场改革，允许符合条件的高新产业区或经济开发区组建独立的售电主体直接购电、允许社会资本投资成立独立的售电企业、符合条件的发电企业投资和组建售电公司进入售电市场，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。虽然售电侧放开的具体细则还有待明确，但投资者的想象空间早已打开。业界普遍认为，售电侧市场开放后的总收入是万亿级别，而净利润将是千亿级别，市场空间极大。时下，一些从事输配电业务的公司都在密集准备在中国启动新一轮电改后抢入售电行业分一杯羹。(吴学安)

中国能源报 2015-04-07

## 曾鸣解读新电改对环保工作产生的影响

新电改方案出台，光伏、风电等新能源发电能否获得更多发展机会，值得关注。资料图片

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(以下简称《意见》)近日出台，标志着新一轮电改大幕开启。从2002年国务院正式批准《电力体制改革方案》算起，我国的电力体制改革已走过十余年的历程。如今的“再出发”会有哪些新意？

作为长期关注并参与电力体制改革的专家，中国电机工程学会能源系统专委会副主任肖鹏与华北电力大学教授曾鸣在去年公开发表的文章中提出，本轮电力体制改革必须顺应国际能源大势，对

准绿色低碳方向，紧扣能源革命主题，为推动我国加快形成能源节约型社会做出贡献，真正实现“蓝天常在、青山常在、绿水常在”的资源与生态梦想——这是检验“电改”成败的唯一标准和试金石。

如今，《意见》正式出台。本报记者专访曾鸣教授，请他解读《意见》可能对环保工作产生的影响。

是否顺应了绿色低碳的发展方向？

记者：您曾在文章中提出，电力体制改革应对准绿色低碳的方向，在您看来，最新出台的《意见》是否体现了这一点？

曾鸣：我认为，这次的《意见》在深化电力体制改革的总体思路和基本原则中充分体现了清洁、高效、安全、可持续的电力系统发展方向以及坚持节能减排的基本原则。《意见》明确了提高可再生能源发电和分布式电源并网比例、支持节能降耗机组上网、加强需求侧管理水平、完善跨省跨区电力市场交易等重点任务，将绿色低碳、节能减排放在了十分重要的位置。

此外，《意见》指出，要开放电网公平接入，完善并网运行服务以及开放用户侧分布式电源市场。鼓励支持分布式电源发展，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。这为我国分布式电源以及可再生能源发电指明了发展方向，对我国促进可再生能源发电消纳利用以及电力资源大范围优化配置都具有重要的现实意义。

3月20日，国家发改委和国家能源局联合下发《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》，业内视其为第一个配套文件。这一文件直接定位在促进清洁能源高效利用上，说明了节能减排的重要性，同时也反映了以计划为基础逐步走向市场而不是一步迈向市场的基本路径是促进我国清洁能源发展的合理途径。

记者：风电、光伏发电等新能源发电的上网问题一直备受关注，此次《意见》出台后，弃风、弃光问题是否能够得到缓解？

曾鸣：《意见》中指出要鼓励支持新能源的利用发展，从而实现我国电力能源结构的调整。但是由于新能源发电自身的波动性和间歇性等特征，使得大规模并网消纳受到很多客观条件的限制。

未来可再生能源发电的发展是大趋势，提高其电能占比也是必然。我认为，要进一步提高可再生能源的利用效率，至少要关注以下几个问题：第一，要积极发展用户侧的分布式电源，比如在西北地区推广屋顶光伏；第二，做好需求侧管理，通过供需双侧可控资源，协调系统电力电量平衡；第三，完善跨省跨区的电力交易机制，使我国东北、西北的可再生能源电力能够在中东部等负荷集中地区进行消纳，实现全国更大范围的电力资源优化配置。

成为售电主体需要满足什么条件？

记者：此次《意见》中明确了电力体制改革“三放开、一独立、三强化”的总体思路，您认为，这中间最大的亮点是什么？

曾鸣：在我看来，有序向社会资本放开配售电业务，是本轮电改新方案的最大亮点，标志着我国一直以来采用的电网公司的传统模式被打破。通过售电侧市场的逐步开放，构建多个售电主体，能够逐步实现用户选择权的放开，形成“多买多卖”的市场格局。

记者：我国的发电调度长期以来一直采用电厂或发电机组大致平均分配发电量指标的办法，大小火电机组不论能耗高低，都享有基本相同的发电小时数。现在，这种模式是否会被打破？要成为售电主体，需要满足什么条件？

曾鸣：要进入售电领域，技术水平、技术指标必须要过关，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。

从目前的情况来看，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。

直购电会让高耗能企业受益？

记者：在此次改革中，用电大户有望可与发电企业直接竞价交易，从而降低用电成本。有人认为，高耗能企业是此次电改的最大受益者。对此，您怎么看？

曾鸣：我个人认为，作为供需双方直接见面的双边合约交易模式，大用户直购电是比较符合我国实际情况的、具有可操作性的市场化改革措施。本轮电改最终要在“两端”实现“多买多卖”的市场格局，所以大用户直购电更多的应该视为是一种过渡模式。

此次《意见》中也指出要引导市场主体开展多方交易，大用户作为用户将拥有更多选择的权力。但同时，《意见》也提出参与直接交易的企业需要达到一定能耗标准和环保要求，也就是明确了其准入条件，这表明电改方案还是重点考虑了这些问题的。

记者：要避免高耗能企业因直购电降低成本而出现过多、过快发展的问题，需要完善哪些方面措施？

曾鸣：我认为至少可以从两个方面着手：一是完善大用户直购电的法律框架，建立健全大用户直购电合同管理制度以及相应的建立监管机制。从政策、管理体制以及监管制度上，避免高耗能企业借大用户直购回潮。

二是要对参与市场交易的用户设定合理的准入标准。直接交易的电力用户必须符合国家产业政策且环保排放达标，对于不符合产业政策、节能指标未完成、高耗能高污染的企业要坚决排除在外。鼓励战略性新兴产业和能效标杆企业，以及实施工业领域电力需求侧管理，实现用电科学、有序、节约、高效的企业参与直接交易。（记者刘秀凤）

中国环境报 2015-04-07

## 生物质能、环保工程

### 生物质能遇发展思路岔口

今年的《政府工作报告》将“生物质能”纳入“大力发展”范畴，并且与风光齐头并进。在众多生物质能界人士看来，这是一个非常令人振奋的信号，预示着生物质能产业有望得到国家战略层面的大力支持。

3月31日，第七届中国国际生物质能大会在京召开。来自中科院、林科院、清华大学、北航、中国农业大学等近30家国内外科研院所、高校及企业、协会人士分享各自在生物液化燃料、生物燃气、生物质发电供热生物质能领域三大主题的研究进展与成果，并对生物质能源行业未来的发展建言献策。

“应得到国家层面更多重视”

“当前的环境治理问题实际上给生物质能源的发展带来了很大的机遇。”中国林科院林产化学工业研究所所长蒋剑春说。

“发展清洁能源，推动能源革命”是这一届国际生物质能大会的主题。在不少专家看来，在新的条件下，与风能、太阳能相比，生物质能应该有更多新的发展机会。因为减少雾霾、减少PM2.5的一个主要手段是生物质能得到有效利用，这也是生物质能产业发展的动因。

中国可再生能源学会副理事长、中国科学院广州能源研究所所长吴创之指出，风能、太阳能只是减少了燃煤的消耗，但是生物质能可以供热、供液体燃料，可以提供环境治理的相关技术、污水等。“一般来说，风能和太阳能主要是以规模化发电为主，但我国目前更重要的问题不是电力问题，而是生态环境的保护问题，生物质能恰好在大气治理、废弃物治理这方面有独特的作用，所以我觉得在近十年内，生物质能应该在国家的层面得到更多的重视，获得更多的发展机会。”

结合新型城镇化

## 生物质能发展空间巨大

吴创之特别强调，在今后十几年中，生物质能产业应该更重视其在新型城镇化中的应用。在他看来，风能不可能为农村利用。太阳能发电，其投资和价格问题又很难为新型农村所能承受。

近日中共中央、国务院印发的《国家新型城镇化规划（2014-2020年）》专门提出，到2020年城镇可再生能源消费比重提升至13%的目标。

“这13%的可再生能源里，我觉得至少有10%应该是生物质能。虽然到目前还没有很具体或者很可行的行动方案，但我觉得这是一个过程，只要重视了，推动就有机会。”吴创之说。

吴创之指出，从应用角度看，围绕新型城镇化，适宜推广生物质能的几种途径：一是家用的直接采暖；二小型热电气联供的综合利用系统；三工业园区的供热系统；四村镇的环境治理需要的生物质能技术。从技术角度讲，诸如沼气、发电、生物柴油、纤维素乙醇等大部分技术仍是需要依靠补贴推动，但生物质的供热、采暖、生物质气化技术目前基本已成熟，是可以盈利的。

### 传统思路行不通

归纳起来，当前在生物质能源行业，受到普遍关注和重视的技术如发电和液体燃料因为技术含量高，成本也高。农村应用领域有利可图但又不受重视。

生物质能缺点是多而分散、质量参差不齐，规模化利用比较难。在专家们看来，这正契合目前生物质能在新型城镇化分布式利用的一些基本特征，但需要找到合适的商业模式推动其发展。而用传统能源工业的思路发展生物质能，特别是发展新型城镇化的生物质能，是行不通的。

吴创之建议，第一，在对生物质能的战略定位上一定要以服务国家节能减排、服务新农村建设这样一个思路来走；第二，生物质发展有区域性，应该在能源需求大的地方长江地区、长三角、环渤海等，发展生物质能产业；第三，应尽快建立一套生物质能产业的技术设备国家标准以及监管标准，以服务规范行业未来发展。

对于补贴问题，吴创之特别指出，“企业不能把补贴或者国家的经济政策支持当成一个救命稻草，在没有国家补贴的情况下能赚钱，才是生物质能行业发展的比较靠谱的一个前提。”

全晓波 中国能源报 2015-04-08

## 荷兰在生物质能源产业展现的商业“智慧”

毗邻北海的荷兰面积不足5万平方公里，是名副其实的欧洲小国。然而，尽管国土面积狭小，却并未束缚住荷兰人的商业智慧，这种商业智慧使荷兰一度称霸海洋，被人们誉为“海上马车夫”。如今，这群海上马车夫在生物质能源产业再次展现了其商业“智慧”。

与荷兰本国发达的风电产业相比，生物质产业虽然在“名气上”稍逊一筹，在“实力上”却是伯仲之间。面对格罗宁根气田产量下降及俄罗斯天然气供应的政治风险，荷兰人在天然气生产上另辟蹊径，大力发展生物质能源产业，使其成为重要的天然气的补充能源，确保了荷兰在欧洲的天然气输出地位。

### 从天然气到生物质的转型

荷兰北部，毗邻德国边境的格罗宁根市是一座典型的欧洲风情小镇，城市错落有致的运河、中央广场的白鸽、哥特式的民居与教堂让人很难将格罗宁根市与荷兰的能源心脏相结合。

这里不仅靠近北海，是欧洲未来发展海上风电的重要中心，而且蕴含了丰富的天然气宝藏。而格罗宁根市的名称也来源于世界十大天然气田——格罗宁根气田。从上世纪50年代起，格罗宁根气田一直保障着荷兰天然气出口地位。得天独厚的资源条件，也使格罗宁根省聚集了许多能源研发公司、科研机构，使格罗宁根省成为了荷兰的能源大省。

然而，天然气的光环在格罗宁根省正在逐渐退去。2014年初，荷兰政府突然宣布将大幅控制和削减格罗宁根气田的产量，究其原因，是因为巨大的气田之上出现了持续性的地震，导致当地社区民意沸腾，向政府施压，要求格罗宁根完全停止开发半个世纪的天然气开采。

这对欧洲天然气市场并非利好消息，虽然当前格罗宁根气田的开采量能勉强满足当地的能源需



破，商机来临，会通知产业链上其它企业一同参与，各自拿出看家本领，最大程度满足客户的需求，规避竞争风险，展现实力，互利共赢”。

战略同盟，将荷兰生物质全产业链的小型公司拴在了一起，尽管荷兰生物质产业起步较晚，但以科技含量高、技术投资小的优势，在欧洲生物质能源行业中，走出了适合自己的发展模式，渐渐吸引了国内外投资者的注意。生物质产业的蓬勃发展，也带动了荷兰北部的能源教育事业。当地知名的格罗宁根大学、Wetsus 实验室等机构均开设了生物质能源领域的课程，吸引着全球各地的学生从事生物质能源领域的研究。

或许这种商业智慧，不仅让 17 世纪的荷兰人成为垄断海上贸易的“海上马车夫”，也让荷兰成为欧洲生物质能源的后起之秀。（作者：闫笑炜）

新浪博客 2015-04-21

### 三部门拟制定促进生物质能供热发展的指导意见

4 月 20 日从发改委网站获悉，发改委制定了《2015 年循环经济推进计划》，计划提出制定《促进生物质能供热发展的指导意见》。

计划提出，由发展改革委、能源局、财政部牵头，制定《促进生物质能供热发展的指导意见》，加快出台成型燃料、成型设备、生物质锅炉、工程建设和锅炉排放等标准，实施生物质成型燃料锅炉供热工程，在京津冀鲁、长三角、珠三角地区建设 120 个大型先进生物质锅炉供热项目，替代燃煤锅炉供热；在粮食主产区有序推进生物质热电联产，鼓励对常规生物质发电实行热电联产改造，到 2015 年底热电联产机组容量超过 100 万千瓦。

申万宏源分析师表示，生物质发电未来 10 年发展增速有望在 20% 以上。生物质能行业瓶颈突破后有望迎来爆发式的内生增长，预计农林生物质直燃发电装机为 1000 万千瓦。A 股中迪森股份、华光股份、华西能源、盛运股份等生物质能供热行业龙头，值得关注。

中国证券网 2015-04-21

### 生物燃料乙醇将对生态环境作出莫大贡献

众所周知，生物燃料乙醇对于汽车领域的至大贡献在于：车用乙醇汽油的诞生，使得汽车能源领域更加环保和创新，同时，在一定程度上缓解当今的汽车尾气污染。实际上，生物燃料乙醇所带来的益处，还远不止是车用乙醇汽油呢，其实还有极大的潜能等待我们去挖掘，好好利用，将对我们的生态环境作出莫大的贡献。

广东省资源丰富,但随着经济的高速发展,带来了能源巨大消耗，导致常规能源供需矛盾突出显现，污染也同样存在。因此，发展生物燃料乙醇来补充和替代部分现有的车用汽油确是十分必要的。

#### 【专家拍案 齐扫盲】

专家：启用一种新的产业，必须要因地制宜，才能为该地的生态环境谋得改善。可能大家对我们生于斯长于斯的地域资源情况还是不甚了解，我们一起来看看：

广东省生物质资源种类繁多、数量巨大，主要分布于粤西和粤北经济较为欠发达地区。在广东，木薯是主要的非粮燃料乙醇原料，目前产量趋于稳定。另外，截止到 2012 年，全省未利用土地面积约为 52.4 万公顷，假设将其中 10% 作为能源基地，则全省能源基地的规模可达到 78.55 万亩，按照亩产 300 公斤乙醇计算，全省未利用土地产乙醇的潜力可达到 24 万吨。

专家：生物燃料乙醇产业一时之间风靡全国，那究竟它的发展方向如何？

目前，国内外已经建设了多个示范工程，有的在二期基础上进行扩大生产，有的则是关门歇业。可见，寻求适合产业在当地发展的商业模式是新兴产业发展的关键。结合生物乙醇生产特点和广东省生物质资源分布情况，认为本省生物乙醇产业发展应采用农业、林业和工业三业一体生态循环模式。

主要体现在：在边际土地密集区域进行集中治理，统一种植木薯、能源草、能源树木等能源植物，按照种植和收获季节进行安排，以减轻原料储存和常年供应的压力；在重金属污染土地密集区

域进行集中治理，统一种植可以吸收重金属进行土壤修复的植物，用作生物乙醇原料；生物乙醇生产过程产生的发酵废渣加工成有机肥对边际土地和受污染土地所种植的农作物进行施肥；发酵废水用于生物燃气制备原料，所产生的生物燃气经过处理后除了用于工程自身能源供给外，通过管道输送至农户家中作为生活用能；生物燃气发酵废渣经过加工处理后制备有机肥用作能源作物肥料。

在此模式的运营过程中，生物质从土地中来到土地中去，不仅可以有效保障产业发展所需的原材料供给，也可以反哺和修复土地。

#### 【疑难杂症 齐来解】

Q：生物燃料乙醇产业的覆盖面有多广？只是针对城市车用吗？

A：城市农村均会覆盖，不止城市车用。

生物燃料乙醇作为缓解当今车用汽油所产生的尾气污染的利器，其覆盖面是十分广泛的，其中包括了城市试点，也会包括广大的农村地区，为广泛的社会环保作出贡献。

Q：广东除了珠三角地区外，其实还有较大一部分农村地区，而农村会有哪方面的惠及呢？

A：乙醇产业的发展对于农村来说利大于弊。

其一，乙醇产业带动现有种植结构调整优化以及相关产业的协调发展。以木薯燃料乙醇为例，原料需求会促进木薯种植业；木薯供应给乙醇厂，其收获剩余物即叶和秆，也有多种用途，促使当地农业产业多样化。

其二，可改善农村生活现状，有利于保护生态环境。燃料乙醇产业对原料的大量需求可促使当地的荒山荒地开垦，闲置土地能被更高效地利用，加强水土保持。燃料乙醇生产中产生的固体废渣可直接燃烧或用于产沼气发电，废水也可用于产沼气发电，产生可供的电。

可增加周边农民收入，促进就业，提高生活的幸福指数。为燃料乙醇企业周边地区的农民可通过供给原料增加经济收入，同时，燃料乙醇厂的建设和运行可提供就业岗位。(专稿)

广州日报 2015-04-07

## 太阳能

### 用大数据平台促进光伏业理性繁荣

——专访远景能源光伏业务总经理孙捷

2014年，高调进入光伏市场的远景能源和华为被称为两个行业“颠覆者”。但与华为不同，风机制造商出身的远景能源“入光伏却未入制造”，仅携能源互联网思维踏入光伏领域，多少让业界有些看不懂。随着能源互联网的风生水起，以及能源互联网脉络日益清晰，作为国内第一家提出“能源互联网”思维的新能源企业，远景能源如今不仅是一个行业的“布道者”，更是一个能源互联网的引领者和实践者。近日，远景能源光伏业务总经理孙捷接受了《中国能源报》记者的专访。

中国能源报：远景能源在国内第一个提出能源互联网的概念，那么您如何看待能源互联网与能源行业的融合前景？

孙捷：实事求是地讲，现在这个市场的发酵速度比我们想象的要快得多。很多上市公司都在提能源互联网的概念，在资本市场上，这些公司的股票也基本处于涨停状态。远景能源当时提出能源互联网的概念并不是为了炒作，因为我们不是上市公司，只是因为我们很早就看到了能源互联网发展的大趋势。成立之初，远景能源的企业定位就是能源互联网技术公司。

在分布式能源中，我们特别看好光伏，未来光伏作为能源互联网的一个重要载体，会跟消费者走得很近，这个消费者既包括工商业企业，也包括居民。比如说我家里装了发电的装置，我每天要知道它发多少电、给我赚了多少钱，以及售电放开之后，用不完的电要卖给周围的邻居，我如何去控制等。但是，无论风电还是光伏，远景能源注意到行业多存在管理粗放、不够精细化、没有监控、缺少数据分析的问题，光伏行业更是处在“战国”时代，缺少一个具有公信力的能源大数据平台。远

景能源看准了这个市场需求，未来将建立一个能源数据和信息互联网平台，通过统一的标准、统一的语言对分布式能源进行管理和通讯。

在光伏领域，远景能源没有进入任何制造环节，目的是为了保证第三方大数据平台的公信力，避免出现“既当裁判，又当运动员”的局面，确保数据的采集、分析、展示、监控都是透明和公正的。同时，远景能源也是一个具有行业经验与互联网技术“双重基因”的企业。在风电领域，远景能源的风电大数据平台现已接入全球 20GW 的风电数据。在行业制造和互联网研发领域，远景能源都有自身的先天优势和经验，并且早已完成了从单一设备供应商向整体解决方案提供商的转型。

中国能源报：能源互联网的兴起，对能源行业的格局会产生什么样的影响？

孙捷：光伏行业与互联网的结合，对行业会有一个加速整合促进，并催生更多新的服务性业态。举个例子，现在远景能源“阿波罗光伏云平台”计划推出类似滴滴打车的“滴滴运维”功能，一方面对接电站的业主，一方面对接一些运维服务提供商。比如说有业主用了我们的平台，平台就会自动提示哪里出问题了，例如现在需要清洗光伏板，业主可以在平台上搜寻合适的服务提供商，就像滴滴打车一样，通过平台匹配司机和乘客。这些功能的实现，在某种程度上唤醒了一些原来没有想到要做这一块业务的公司，促成它们向服务商转型。比如那些擦洗大楼玻璃的公司未来也可以为光伏板提供清洗服务。所以更多的时候我们会看到，能源互联网能够创建一种新的业态。

现在的光伏行业缺少统一的标准，很多标准是企业自己的标准，导致市场上的产品良莠不齐，很多项目质量都会存在问题，只是现在还没有集中爆发。通过基于物联网、云计算、大数据等技术上的远景能源“阿波罗”光伏云平台会将之前很多不透明的东西变得透明，设想一下这会产生什么样的效果呢？那就是让所有东西都变得透明，无论好坏，从而实现优胜劣汰，同时还可以把很多潜在的风险揭示出来。

大数据平台不仅可为电站持有者创造价值，更重要的是为投资人、金融机构提供一个进入行业的工具和途径，最终实现行业效率的提高和整个行业的资金成本的降低。“阿波罗”光伏云平台同时还是一个风控平台，为每个电站进行全生命周期的资产风险评估和评级，综合评测电站整体性能，从而判断电站的交易可能和潜在交易价值。

中国能源报：能源互联网需要大数据的支撑，企业如何让自己规划的能源互联网蓝图落地？

孙捷：这正是我们目前的核心工作，让能源互联网从构想变为现实。我们在行业各个环节都有合作伙伴，“阿波罗”云平台有很多东西是需要线下服务的，比如说我们会同 TUV 南德、TUV 莱茵等一些中立的第三方检测机构展开密切合作。“阿波罗”云平台也是一个 O2O 的模式(online 2 offline)，线上发现问题，线下及时与检测机构合作。

“阿波罗”云平台目前已经做到全方位的数据采集，除了逆变器数据，从气象站、汇流箱、直流柜、电表，甚至直接从组串、光伏板上采集数据，进而形成一套具备多样性的数据，这比单一的数据更可靠。在接入项目运行数据之后，我们可以为客户进行电站绩效的对标、电站健康度体检、以及损失电量分析等工作。

远景能源的目标是到 2025 年，通过“阿波罗”云平台，让光伏和风电成为全球最主流的能源，没有之一。尽管远景能源有很多理念与里夫金在《第三次工业革命》中的描述不谋而合，但远景能源思考的深度和广度已经超越了这本书所写的内容。今年，远景能源计划斥资 5 亿资金，率先打造出一批“样板房式”的优质分布式光伏电站，利用远景能源的风控标准、理念、工具以及信息化平台，形成一整套分布式电站开发的标准和风控体系，打造分布式光伏电站的示范工程，成为能源互联网的实践者，进而提升更多投资人、基金公司以及整个行业的投资信心。远景能源追求的终极目标并不仅是行业标准的制定者，我们希望通过“阿波罗”平台让整个行业变得更理性、更繁荣，才是我们的终极目标。

钟银燕 中国能源报 2015-04-13

## 光伏电站开启“互联网+”新模式

“通过数字信息技术、互联网技术和光伏电站运营系统的融合，实现光伏发电智能化，将显著提升光伏电站的发电量和运营管理效率。这也将推动光伏发电加速迈向‘平价上网’。”中电投黄河上游水电开发有限责任公司（下称“黄河公司”）董事长谢小平在3月30日召开的中电投黄河水电公司智能光伏电站建设成果发布会上如是说。

本报记者在这次会议上了解到，随着黄河公司旗下的格尔木三期200兆瓦智能光伏电站和拉西瓦12兆瓦智能光伏电站的投产发电，以及光伏大数据中心的建立，光伏发电领域的“互联网+”新模式已正式起航。

### 光伏电站的“智能化”升级

据了解，截至目前，黄河公司拥有25座光伏电站，总装机容量162.01万千瓦，占中电投集团光伏装机的43.55%，占全国光伏装机的6.929%。格尔木三期200兆瓦和拉西瓦12兆瓦智能光伏电站的相继建成运营，为我国乃至世界光伏电站建设、运营提供了经验。

黄河公司光伏电站面积大、自然环境和生活环境恶劣、运维人员少等因素，给电站安全可靠运维带来一定困难。针对光伏电站规模化发展阶段的建设和运维中所存在的一系列问题，黄河公司携手华为技术有限公司（下称“华为”）将数字信息技术、互联网技术与光伏发电技术相融合打造的智能光伏电站，显著提升了发电量和光伏电站的运营管理效率。

其中，格尔木、拉西瓦两座智能光伏电站采用了领先的光伏专用4G无线系统，使宽带无线信号覆盖整个电站，为智能光伏电站实现“智能监控、远程诊断、实时维护”提供了“信息高速公路”的支撑，改变了光伏电站传统运维模式，是真正适应超大规模光伏电站管理模式的重大创新。

“智能光伏电站运用智能监控，将电站监控、安防、生产运营、预测等系统融合到智能监控系统，利用4G无线通信、蓝牙、PLC电力载波等通信技术，将智能手持终端、手机APP软件、智能巡检无人机与系统无缝融合，通过信息传输、数据分析，实现了无人值班、少人值守的智能化管理模式，进一步降低人工成本。”华为智能光伏电站解决方案总经理许映童说。

黄河公司光伏电站遍布陕甘宁青四省区，且电站点多面广、设备分散，巡检工作量巨大、故障排查效率低、无法准确及时对比分析电站技术指标，给电站安全生产管理带来困难。黄河公司董事长谢小平在会议间隙接受本报记者采访时表示，“电站设备数量非常大，单纯靠人没法解决，华为的智能光伏电站解决方案已经具备了能利用4G网络技术对数据进行传输，可将故障精确定位到每个组串，降低现场故障诊断难度，生产运行和维护巡检更加便捷；通过专家远程协助，把现场画面传过来，第一时间研究诊断，分析解决问题。同时对故障进行自动判别，提高故障排除及时性，减少技术人员配置，提高工作效率。”

在此次发布会上，为了更直观地体验智能化成果，会议现场实时演示了移动运维、远程诊断、无人机巡检、大数据分析、智能安防等项目，让与会嘉宾亲身体会了光伏电站的高度智能化运维。通过会议现场专家和电站运维人员协同工作，用实时视频和语音通讯，让专家提供“一站式”专业、安全、准确的技术支持，实现自动化高效运维。同时，数据实时采集、云存储、大数据挖掘及在线专家分析系统，使电站可自动体检，给出最优清洗、部件更换和维护等建议。

“基于智能监控和远程诊断，智能光伏电站的实时维护不再需要长时间等待、易执行，可以减少故障引起的发电损失。即使是一个500千瓦的逆变器，出现故障一周，发电损失就高达两万元。”许映童补充道，“智能光伏电站解决方案已经吸引了全球光伏产业界的目光，先后有50位日本、德国、美国的业界人士前来参观学习。”

“智能光伏电站提高了整体转换效率，降低了建设和运行成本，和电网结合也更加友好，这些都能带动行业健康发展，最终目的是希望能实现平价上网，如果长期依靠国家60%的补贴是不可持续的。”谢小平对本报记者说。

### “互联网+光伏”重在跨界融合

“两会期间李克强总理提出了‘互联网+’，为新常态下的能源创新提供了战略指导。智能光伏

电站符合这一战略构想，是未来的方向。”国务院参事、中国可再生能源学会理事长石定寰在会议间隙接受本报记者采访时曾这样说。

石定寰表示：“我们需要将信息技术、智能技术、能源技术等有效结合，才能带动能源发展，特别是新能源，如果没有智能技术，就很难克服其不稳定性。青海省，虽然相对属于欠发达地区，但其在这方面的技术已经属于领先地位，据我了解，青海省目前没有出现‘弃光’现象”。

“截至 2014 年 12 月底，青海全省并网装机容量达到 412 万千瓦，光伏产业装机规模位居全国前列，已形成了较为完整的光伏产业链。”青海省科技厅相关负责人介绍道。

“互联网能克服太阳能本身的弱点，需要进行进一步的技术创新，无论是光电转化技术，还是未来互联网技术。把光伏和互联网这两个都具有不稳定性的事物对接起来，在这方面青海作了很好的示范，对于推动‘一带一路’的建设也起到了很好的引领作用。”石定寰补充道：“互联网和新能源结合，关键就是要做好跨界融合，现在我们看到青海省政府、黄河公司、华为都参与了进来，联合创新，协同作战，这样才能做到优势互补，进一步推动‘互联网+光伏’的建设。”

一位与会的业内人士告诉记者：“智能光伏电站为我国从光伏大国走向光伏强国奠定了基础，实践了“互联网+”战略，同时也起到了示范作用。”

据了解，互联网和光伏的结合，目前我国处于起步阶段，还没有完整的经验可供借鉴。石定寰还告诉本报记者：“目前我们在这方面的共享还不够，一定要让多种体系和资源结合起来，包括人才的培养也应该做到超前。未来在智能光伏电站建设、‘互联网+光伏’建设方面，最重要的就是要跨界融合，协同发展。”

成思思 贾科华 中国能源报 2015-04-08

## 想不明白的夏普光伏

近两年，国际著名综合类企业退出光伏产业的信息不时见诸报端。对这类企业来说，“东方不亮西方亮”，及时剥离不盈利部门一定是个正确的选择。唯有近日夏普被传可能退出光伏，让人百思不得其解。

夏普的光伏之旅历史悠久、名声显赫，偏偏少见分析文章，笔者也曾简单评价日本光伏“起个大早，晚集也没赶上”，作为高端设备加工完败给中国也不意外。

夏普曾是最优秀的光伏企业，笔者总觉得把群体原因简单套用到对个体的解读似乎不够严谨，于是重读夏普光伏近年发展之路。遗憾的是，不读还好，一读更想不明白了。套用托尔斯泰的名言：快乐家庭的快乐原因都是一样的，不快乐家庭的不快乐原因一定是多样的。夏普光伏这个不快乐家庭近年的发展之路却是和快乐家庭是一样的，却为什么没有快乐的结果？

夏普光伏有着怎样的发展之路：

“在 1963 年到 2008 年中国厂商崛起之前的这 45 年中，夏普一直稳坐太阳能电池业界头把交椅。”

2011 年 11 月，“夏普的太阳能电池事业已连续 2 季亏损。”

2012 年 2 月，(2011 年 4 月-2012 年 3 月)“预估税后亏损将扩大至 3800 亿日元。”

2014 年一季度，“夏普的太阳能电池模块出货量时隔五年重返全球第一宝座。”

2015 年 3 月，“(2014 年 4 月-2015 年 3 月)合并纯益目标自原先预估的盈余 300 亿日元大砍至亏损 300 亿日元……考虑退出太阳能事业。”

夏普光伏曾经有过怎样的应对之策：

很早就进入终端市场，和今天最优秀光伏企业 Firstsolar 有着同样的选择。2010 年 1 月，夏普“宣布已与欧洲电力巨头意大利国家电力公司(ENEL)签署合同，合资建立公司在欧洲建设总产能达 500 兆瓦的多个太阳能发电站，经营发电事业。”从那以后，持续在世界各地建设光伏电站。

采取委托生产方式，及时控制产能。“夏普计划从 2011 年 10 月起的半年内，减少其日本太阳能电池产能的 20%。减少的产能部分，将会从亚洲的太阳能电池生产商采购。”可见，夏普比大多中国

光伏企业更早预见产业整合并采取行动。

为了减亏持续卖出资产。2012年8月“正与海外厂商进行协商，考虑出售其位于大坂(土界)市的太阳能电池厂，以借出售的资产来重振财务基本面。”从那以后，开始了持续的出让资产之路。

夏普光伏有着优秀企业应有的优秀：

强大的总公司背景。夏普公司曾经是“全球液晶之父”、家电标志性企业。

领先的光伏技术。2011年11月，“3层堆叠式化合物接合型太阳能电池转换率达36.9%创最高纪录”。2014年4月，“夏普宣布将晶体硅型太阳能电池单元的单元转换效率提高到了25.1%。这一数值仅次于松下2014年4月10日发布的25.6%。”6月，“现在日本厂商夏普拿出了全新的太阳能电池，效率是目前大多数太阳能电池效率的两倍。”

总结夏普光伏，有着优秀光伏企业的所有元素：曾经的全球龙头企业、雄厚的资本、领先的技术、正确的策略，可是今天全球一线光伏企业都扭亏的时候，夏普却因严重亏损或将退出光伏产业。除了扩张过快、负债过高这一明显缺点外，夏普光伏怎么看都不应走到今日之地步，可是它还是走到了。所以，它给中国光伏企业的教训也许更值得思考。

（作者系中国能源经济研究院首席光伏研究员）

红炜 中国能源报 2015-04-15

## 光伏“新周期”已来临

这“新周期”的光伏产业，能否经过了马克思所说的“惊险一跳”，从而确立光伏发电的完全商品地位？

将当前发展阶段定位为“光伏新周期”，这应是一个非常准确的定位，也是一个非常重要的时空划分点。不久前笔者也曾提出：中国光伏已经到了可以开始讨论从量变到质变的时候。如果那时对这一思考还不那么确信的话，现在则是坚定的，因为光伏市场在快速变化，因为分析当前光伏产业，既要看到看得见的变化，也要看到看不见的变化。

### 一、对“光伏新周期”的理解

首先，这个新周期一定不属于产业生命周期理论中幼稚、成长、成熟、衰退任何一个时期的结束和另一个时期的开始，如果一定要借用这一理论，笔者以为光伏产业尚未进入“幼稚期”。因为光伏发电还不是完整意义上的商品，光伏产业只有经过了从非完全市场化到完全市场化的蜕变，才能确立光伏发电商品的市场竞争地位，才能进入“幼稚期”。

其次，既然提到“光伏新周期”，则何为“新”，何为“旧”？

在时间划分上，笔者以为时间的划分点应在2013年。纵观全球光伏产业，起步于上世纪80年代，规模发展于上世纪末本世纪初，高速发展于2004年，当前正处于从2011年中期开始、持续时间约5年的产业整合阶段。更具体地说，处于经过2013年产业整合的最低谷进入深度整合时期。

在性质划分上，应当包含两层含义：一是光伏产业整合进入了新的发展时期。二是光伏产业开始了从非完全市场化向完全市场化过渡的时期，正所谓开始了从量变到质变的时期。

研究光伏产业，首先要知道目前这还是一个非完全市场化的产业，它的发展规律不同于完全市场化的产业，不能简单用完全市场化产业的供求关系、发展周期理论来解释，它们在产业周期的时间变化、供求变化方面的表现一定是不同步的。例如2008年的金融风波带来全球经济调整，其时的光伏产业也已严重的供大于求，本应随着全球经济周期的调整而调整，但事实不是这样。受各国光伏补贴电价的持续增加带来需求市场持续增加的影响，光伏产业不但没有进入供求调整期反而进入更快增长期，使得产业供求更加失衡、产业整合延迟到2011年中期才开始。即使在整合期内，受电价补贴这个非市场因素影响，光伏市场的表现不是需求下降带来产能下降以实现供求平衡，而是需求上升的同时产能有所下降以实现供求平衡。特别是在中国特殊的产业环境中，光伏非完全市场化产业独特的运行形式和速度表现尤为突出。

所以说光伏产业还在“前幼稚期”，是因为光伏发电由于补贴的存在，所以不是完整意义上的商

品。对于能源的选择，早期人类由于选择的唯一性是不计成本的，即在确立某种能源的产品属性同时就确立它的商品属性。现代人类为了能源供给的稳定和能源消耗对环境的保护创造了多种选择，并且不得不通过承担补贴成本方式来探讨它的商品属性。光伏发电就是选择之一，所以，光伏发电只有经过取消补贴过程，才具有完整的商品属性，才能进入“幼稚期”。

“光伏旧周期”的内涵应当包括哪些内容？

它的表现过程是：政策扶持带来需求市场的突起，需求市场的突起带来严重的供大于求，严重的供大于求带来产业整合的快速到来。

它的表现结果是：其一，不同于完全市场化产业，以上各阶段转化速度之快超出人们的想象。其二，在这个转化中，市场的调节作用是不完全的，也是滞后的。这一点在中国这个特殊市场环境中的具体表现是：一些地方政府对光伏产业，在 2008 年以后的盲目助推，在 2011 年以后的盲目保护，并主导着一些金融机构对光伏产业的盲目助推与保护。结果使得光伏产业，在 2008 年时已经供大于求的基础上更加供大于求，在 2011 年后本来可以用 3 年时间而实际需要 5 年以上的时间来完成产业整合。

“光伏新周期”的内涵又应当包括那些内容？

在时间上，中国光伏产业整合的结束时间应在 2016 年以后；光伏产业从非完全市场化到完全市场化过渡的完成时间应在 2020 年以后，具体时间难以估算。同时，各光伏应用大国受市场化环境和市场化手段不同的影响，过渡的完成时间也有不同。

在结果上，人们看得见的是：大规模的无竞争力企业破产，企业间的兼并日益增多、规模增大，有竞争力企业盈利水平日益提高、市场占有率日益提升，在终端市场大量“门口的野蛮人”涌进，新的商业模式不断出现，“光伏补贴标准下降、补贴形式变化”……人们看不见的是：无需补贴的光伏多用途产品正在从无到有，光伏产业正在实现从非完全市场化向完全市场化的过渡。

经过“新周期”的光伏产业，最终将实现一个看得见的“或者”：或者经过了马克思所说的“惊险一跳”，确立光伏发电的商品地位，确立光伏新能源的独特竞争力地位，确立光伏产业进入“幼稚期”；或者退出能源市场，只是这种可能性的概率很小。

## 二、“光伏新周期”已经和可能的变化

“光伏新周期”开始了光伏产业地位从探讨到结论的发展阶段，虽然它的发展难以超越一般产业的发展规律，但是由于传统能源、其它新能源、不同技术路线多重竞争带来的不确定性，使得发展速度、结果超出人们的想象也是可能的。无论何种结果，都是决定光伏产业历史地位的根本性结果。

伴随“光伏新周期”的到来，人们已经能够确信和能够感受到的变化是这样一些：

光伏产业从非完全市场化到完全市场化正在加速转化中。未来几年，主要光伏发电应用国都在忙着同一件事情：降低补贴标准、改变补贴形式。2014 年的印度，在提出到 2022 年实现 100GW 的同时坚定地推行招标制；2015 年的日本，10kW 以上的产业用光伏发电收购价格将自 32 日元降至 27 日元；2016 年的美国，光伏投资税收抵补率将从 30% 下降到 10%；2017 年的德国，光伏上网电价补贴将改为竞拍方式发放；当前的中国，无论传说中的补贴电价下降消息是否属实、下降幅度多少，不久前发布的《能源局关于征求 2015 年光伏发电建设实施方案意见的函》已经明确：光伏电站指标发放，将“采取招标等竞争性方式选择”。总之，各光伏应用大国都在极力推进“降低补贴标准、改变补贴形式”，光伏产业正加速从非完全市场化到完全市场化的过渡。

光伏企业将更加专业化、规模化。过去几年，由于产业整合，由于光伏产业链各环节的利润平均化阶段性地向终端市场倾斜，我们看到的是一个畸形混乱、群雄并起的光伏产业。在中上游市场，大批无竞争力企业与少数有竞争力企业同时并存，有竞争力企业大而不强；在终端市场，有各种资本的进入，有中上游生产性企业的进入，也有一批能够获得“路条”的非光伏企业的进入，甚至少数光伏业内个人也表示要通过争取“路条”进入终端市场。这是中国特定市场环境的必然产物，也是光伏产业新旧周期转换的必然产物，是典型的阶段性现象。在“光伏新周期”，伴随产业整合的逐

步完成，合理利润率必将回归光伏中上游环节；伴随《光伏制造行业规范条件》等产业政策的执行和产业技术、规模将发挥更多作用的影响，产业链各环节的有竞争力企业将变得不仅更大还将更强；伴随招标制等市场化手段的推出和国家严打“路条”现象，终端市场将更加有利于有竞争力企业探讨新的商业模式。

光伏投融资市场将更加丰富、完善。在“光伏旧周期”，中国光伏产业受非完全市场化性质和特定产业环境决定，投融资市场形式简单、屡遭诟病。2004年到2007年，早期光伏企业通过国际资本市场建立了融资平台的，其融资手段是最国际化和市场化的。2008年以后一批新的规模化光伏企业，那些在2011年前通过国内资本市场建立了融资平台的，逐步从当地政府推动的融资行为中解脱出来；那些没有建立公开资本市场融资平台的，则始终绑架着当地政府。

在“光伏新周期”，由于资本的逐利本性，由于市场环境的逐步成熟、市场未来的逐步清晰，光伏产业必将形成规范而多渠道的投融资环境，“融资难”也将不再是光伏产业的个性问题而是中国其他产业的共性问题。如果长时间关注中国光伏，人们会注意到：从2013年底以来，资本的进入、投融资手段的多样性消息要远远多于技术进步的消息。例如众筹方式在长时间的探讨后在光伏产业突破在即；例如资本与产业结合的中民投和协鑫、江山控股和禹航光伏的合作案例；例如银行与光伏企业紧密合作的工行与晶科的“分期宝”案例。不久前，一个光伏重点省份的银监局专门电话笔者，共同探讨银行服务光伏中上游产业问题。

无需补贴的光伏多用途产品市场正在呼之欲出。谈到光伏应用，人们必然想到补贴，并局限于电站范畴，这是被误导了的思维。光伏未来应用市场无限、产品多样，伴随光伏基础材料多样性的成熟和加工技术的不断提高，老红以为只要是发电应用都可纳入光伏产品的研究范畴，如果这些研究一旦变为现实产品将一改“补贴”和使用范围的误区。那时，人们购买这种产品是因为喜欢这种产品、接受这种产品的价格而购买，不是因为这种产品是否补贴而购买。当前，有关薄膜、有机、钙钛矿技术支持的光伏应用正在不断出现，让人们感觉到把这一可能市场变为现实市场就在不远的将来。

光伏产业从“中国制造”到“中国创造”会否变为现实。多少年来，中国人一直在呼吁要从“中国制造”到“中国创造”，但现实是残酷的，完成这一梦想还需时日，因为大量的“中国制造”还停留在国内消费市场和国际低端消费市场。光伏产业则完全不同，它从在中国规模化诞生那天起，就是服务国际市场需求的。从2004年起步到2008年，中国光伏就实现了全球产能第一，产品99%出口，2010年就实现了产品占据全球市场60%的份额，并持续保持至今。

今天的中国光伏，如果在“光伏新周期”能够得到健康、稳定的发展，在产品加工环节，继续保持全球60%甚至更大市场份额的可能性是存在的；在应用环节，虽然目前中国企业在境外市场的份额还很少、增长速度也有限，但是正在通过直接投资、收购境外企业方式逐步走向国际市场。同时，如果无需补贴的光伏多用途产品能在中国这个全球最大的消费市场快速发展起来，中国光伏从光伏大国到光伏强国、从“中国制造”到“中国创造”不是没有可能的。

中国光伏由于众多可能性的存在，就像一部故事复杂、结局值得猜想的长篇小说，充满了吸引力。也因如此，正在经历“光伏新周期”的中国光伏更让人充满了幻想、充满了期盼。（红炜）

能源杂志 2015-04-14

## 2015 一季度全国新增光伏发电并网装机容量 504 万千瓦

截至2015年3月底，全国光伏发电累计装机容量达到3312万千瓦，其中，光伏电站2779万千瓦，分布式光伏533万千瓦。2015年一季度，全国新增光伏发电累计装机容量504万千瓦，其中，新增光伏电站累计装机容量438万千瓦，新增分布式光伏累计装机容量66万千瓦。一季度光伏发电量约80亿千瓦时。

全国各省（区、市）中，累计光伏发电累计装机容量超过100万千瓦的达8个，分别为甘肃576万千瓦、新疆（含兵团）466万千瓦、青海426万千瓦、内蒙古384万千瓦、江苏300万千瓦、宁

夏 217 万千瓦、河北 152 万千瓦和浙江 142 万千瓦。一季度新增累计装机容量较大的地区为：新疆（含兵团）110 万千瓦、内蒙古 82 万千瓦、浙江 70 万千瓦、甘肃 59 万千瓦、江苏 43 万千瓦。全国各省（区、市）2015 年一季度光伏发电建设信息简况详见附表。

2015年一季度光伏发电建设信息简况

省（区、市）	累计装机容量		新增装机容量	
	总量	其中：光伏电站	总量	其中：光伏电站
总计	3312	2779	504	438
北京	14			
天津	14	6	4	3
河北	152	123	2	
山西	47	46	2	2
内蒙古	384	366	82	82
辽宁	15	8	4	3
吉林	6	6		
黑龙江	1	1		
上海	24	7	6	5
江苏	300	202	43	30
浙江	142	53	70	50
安徽	67	37	15	11
福建	22	10	11	10
江西	44	16	5	3
山东	78	35	17	13
河南	34	16	11	9
湖北	25	16	11	8
湖南	38	5	9	5
广东	56	2	4	
广西	13	6	4	4
海南	24	19	5	5
重庆	0.02			
四川	12	11	6	6
贵州				
云南	35	33	1	
西藏	15	15		
陕西	65	61	10	9
甘肃	576	574	59	57
青海	426	426	13	13
宁夏	217	217		
新疆	359	355	84	84
新疆兵团	107	107	26	26

国家能源局 2015-04-20

## 习近平访巴见证“一带一路”全球单体规模最大光伏电站项目开启

——中兴能源施建全球单体规模最大光伏电站工程

4月20日，中巴经济走廊优先实施项目——巴基斯坦旁遮普省900兆瓦光伏地面电站项目协议在中巴两国领导人国事访问期间正式签署，并已正式开工建设。国家主席习近平、巴基斯坦总理谢里夫出席并见证。

巴基斯坦旁遮普省900兆瓦光伏地面电站项目是目前为止全球范围内规模最大的单体太阳能发电工程，由中国企业中兴能源有限公司投资建设。项目被列入中巴经济走廊优先实施项目，是“一带一路”重点开局工程之一。项目总投资93.13亿元人民币，分三期建设实施，预计2017年全部实施并网发电。中方银行将联合为该项目提供融资支持。

电力紧缺一直是制约巴基斯坦经济社会发展的突出问题。巴基斯坦已安装的电力容量为21000兆瓦，但仍面临3000—5000兆瓦的电力缺口。巴基斯坦旁遮普省位于建设中的“中巴经济走廊”核心区，人口九千三百多万，该省的GDP占巴基斯坦GDP总份额的60%，每年消耗68%的国家电力，并且以6%—8%的速度递增。巴基斯坦正经受能源危机的严峻考验，电力紧缺对经济及民生产生诸多不利影响，导致工农商缺电停工减产，造成人口失业、国际投资减少，社会不稳定等不利影响。

太阳能光伏发电以其清洁、源源不断、安全等显著优势，成为全球关注重点。旁遮普省拥有优良的光照资源，当地政府希望通过大力发展太阳能发电，扭转电荒困局。900兆瓦电站位于旁遮普省巴哈瓦尔布尔市光伏工业园区。电站占地4500英亩，每年可提供清洁电力约12.71亿度，将极大的缓解旁遮普省及周边地区的用电紧缺局面，促进地区经济发展和民生改善。项目的开工建设可直接为当地创造3300多个就业岗位，有利于改善就业、减少贫困人口。项目利用太阳能发电，每年可节约标准煤约39.4万吨，减排二氧化碳82.6万吨，减排二氧化硫0.05万吨。电站将成为中巴经济走廊的光能绿洲，为这条中巴友谊之路、发展之路注入源源不断的新动力。

中兴能源总裁于涌表示，项目被列入“一带一路”中巴经济走廊优先实施项目，经济、政治意义重大。投资建设全球最大单体太阳能发电项目，对于公司资金、技术、管理等各方面都提出了极高的要求，中兴能源将充分发挥企业综合优势和国际间大型超大型工程统筹施建经验，将项目打造成为中巴经济走廊典范工程，为中巴友谊常青增色添力。

项目开工仪式上巴方代表表示，全球最大的单体太阳能发电项目落户旁遮普省，将极大缓解地区电力短缺，成为旁遮普省乃至巴基斯坦一张崭新的科技名片。项目具有重要的里程碑意义，必将成为载入史册的中巴友谊工程、民心工程。

中国能源报 2015-04-21

## 江苏发改委下达2015年度光伏发电新增建设规模的通知

各市发展改革委：

根据国家光伏发电有关管理规定和《国家能源局关于下达2015年光伏发电建设实施方案的通知》（国能新能〔2015〕73号）、《江苏省促进光伏产业健康发展实施办法》（苏政办发〔2014〕19号）和《省发展改革委关于推进分布式光伏发电健康发展的意见》（苏发改能源发〔2014〕1131号）等要求，在充分考虑各地2014年度光伏发电新增建设规模完成情况、资源条件等以及各方意见的基础上，结合各市报送的2015年度光伏发电实施计划草案，经研究，现将2015年度光伏发电新增建设规模分解下达给你们，并就有关要求通知如下：

一、严格把握规模管理政策。根据国家能源局国能新能〔2015〕73号《通知》，本年度光伏发电新增建设规模是指各市2015年计划新开工的集中式光伏电站和地面“全额上网”、“余额上网”分布式光伏电站项目的总规模，不包括“自发自用、余电上网”或“全额上网”屋顶分布式光伏发电项目，也不包括全部自发自用的地面分布式光伏发电项目。按照集中式与分布式并举的原则，各地要根据本地实际，继续推进光伏电站与分布式光伏发电协同发展。

二、严谨履行项目备案手续。按照现行规定，所有光伏发电项目均实行备案制管理方式。对于

实行规模管理的项目，请各市根据下达的光伏电站新增建设规模（附件1），依据《江苏省企业投资项目备案暂行办法》等规定，进行优选并备案。备案规模不得超过下达的年度规模。备案文件中应载明“集中式光伏电站”、“全额上网分布式光伏电站”或“余额上网分布式光伏电站”类别。

对于一次规划、分期建设的集中式光伏电站，可以一次备案、分期（不超过三期）实施，也可以分期备案、分期实施，但2015年拟开工建设的一期项目，必须明确本期建设规模，并且在以后年度安排时予以优先考虑。对于分布式光伏电站，应满足单个项目总规模不超过2万千瓦、接入电压等级不超过35千伏、所发电量主要在并网点变电台区消纳等3个条件，建设场地仅限于废弃土地、荒山荒坡、废弃物处置场所，以及不影响生态功能的滩涂、不改变农用地用途并且不影响生产功能的农业大棚和鱼塘。

对于分布式光伏电站项目，各市要会同当地供电部门等单位及时开展现场调查确认工作。经调查，符合分布式光伏电站建设条件的，方可受理并备案。对于屋顶分布式光伏发电项目和全部自发自用的地面分布式光伏发电项目，各地要严格执行《省发展改革委关于推进分布式光伏发电健康发展的意见》有关要求，随时受理项目申请，及时予以备案，项目建成后即纳入国家补贴资金支持范围。

三、严谨科学配置建设规模。各地要根据国家政策，结合本地实际，优先支持利用建筑屋顶及其附属场地建设的光伏电站；优先支持扶贫开发地区的光伏扶贫电站和对口支援项目建设；优先支持近期具备开工条件、且9月底前建成投运的光伏电站；优先支持具备资金、技术和管理实力的企业建设光伏电站；优先支持新能源示范城市（产业园区）、绿色能源示范县、分布式光伏发电应用示范区等建设进展好的示范区域建设光伏电站；鼓励分布式光伏电站项目建设。对于存在严重失信行为的社会法人、自然人，对其提出的建设规模要实行必要的限制配置。

四、积极稳妥开展光伏扶贫。去年，国家设立“扶贫日”，今年，省人大常委会审议通过《江苏省农村扶贫开发条例》。根据国家和省扶贫工作要求，今年在重点扶贫开发县、六大片区所涉及的县（区）尝试开展光伏扶贫工作（规模安排见附件1）。在下达各市的年度规模中，请有关市优先安排每个重点扶贫开发县5MW规模、每个片区内的县区（重点扶贫县以外）3MW规模。项目建设地点首选经济薄弱村，如果经济薄弱村无法选址，经商当地县（区）扶贫办同意，可以在本县（区）范围内选址。开发企业应与当地经济薄弱村签订用工合同、租地合同、经营收益分成合同，并报当地发展改革委、扶贫办。鼓励有关部门采用扶贫资金入股的方式参与光伏扶贫项目建设。

五、抓紧编报年度实施方案。各市要在规模指标下达后10日内，完成光伏电站项目备案，备案文件抄送省财政厅、物价局、能源局，作为申请国家补贴资金和省级电价补贴资金的依据。4月底前报送本市2015年光伏发电建设实施方案表（附件3），按照2015年新增项目、以往年度结转项目分类填报。其中，2015年新增项目是指纳入本年度规模的集中式光伏电站和地面全额上网、余额上网分布式光伏电站项目，包括2015年新增备案项目和2015年1月1日前已经核准或备案但今年开工的项目。2015年新增项目总规模不得超过下达的新增建设规模。以往年度结转项目是指2015年1月1日前已核准或备案、且已开工的光伏电站项目，须附送项目核准或备案文件、组件和逆变器供货合同、开工照片等相关材料。本年度规模指标不足的，可按附件4另附报送，作为调剂备选项目。

六、切实加强协调推进工作。请各市把握关键环节，加大协调力度，提高服务效率。超过时限未报送2015年光伏发电建设实施方案（表）或未将新增建设规模落实到具体项目的，将视情调剂该地区规模指标至落实情况好且有需求的地区。6月底，省发展改革委将组织开展年度规模内项目开工建设情况检查，建设进度快的地区可向省申请追加规模指标，由省通过省内调剂或向国家申请的方式予以追加（国家另有规定的，从其规定）。

原则上，6月底年度规模内项目开工率未达80%的，10月底年度规模内项目并网规模未达50%的，12月底年度规模内项目并网规模未达90%的，均调减本地区下一年度规模指标；12月底本年度新增备案全部自发自用地面分布式光伏发电项目、屋顶分布式光伏发电项目特别是“自发自用、余电上网”的分布式光伏发电项目的并网规模超过5万千瓦的，增加该地区下一年度规模指标。请省

电力公司依据下达的年度规模指标，加强对接，及时办理相关手续，开展配套送出工程建设，确保光伏电站建设与配套电网同步投产和运行。

七、充分发挥政策导向作用。按照国家 73 号文件，纳入年度建设规模的项目，享受国家可再生能源电价附加资金补贴政策。省级补贴资金扶持政策，结合各市年度建设规模、屋顶光伏建设规模和光伏扶贫项目建设规模等统筹安排。对于屋顶光伏和光伏扶贫项目，各市要优先落实省补政策。各市要在备案文件中载明是否给予省补扶持政策。

- 附件：1. 2015 年各市光伏电站新增建设规模安排表
- 2. 2015 年各市光伏发电省补规模安排表
- 3. 2015 年各市光伏发电建设实施方案报送表
- 4. 各市需要新增建设规模的光伏电站备选项目汇总表

江苏省发展改革委

2015 年 4 月 17 日

抄送：国家能源局江苏监管办，省财政厅、物价局，省扶贫办，省电力公司

OFweek 太阳能光伏网 2015-04-21

## 汉能将在武汉建砷化镓薄膜太阳能电池研发制造基地

日前，汉能薄膜发电集团有限公司在北京与湖北武汉市黄陂区政府签订投资合作协议，汉能薄膜发电将在黄陂临空产业园投资建设 10 兆瓦砷化镓（GaAs）薄膜太阳能电池研发制造基地，该项目将成为全世界产量最大的砷化镓太阳能电池生产基地。其中一期建设规模 3 兆瓦，并为实施项目设立项目公司。

这是汉能薄膜发电在 2015 年 1 月 27 日收购美国薄膜太阳能技术公司 Alta Devices 全部已发行股本之后，第一个在中国内地兴建的砷化镓薄膜太阳能电池研发制造基地项目。

除了代为建设厂房，以供项目公司租赁之外，黄陂区政府承诺加大在当地市场对汉能薄膜发电太阳能产品的推广应用力度，计划在协议生效后的 2 年内，完成 10 万套户用薄膜发电系统和 2 万亩光伏农业大棚建设推广应用，或完成发电总量 600 兆瓦的建设目标，总金额约 77 亿元人民币。该计划将推进武汉取得发展绿色能源、建设环保低碳城市的领先地位。

汉能薄膜发电是全球规模最大、技术最先进的薄膜太阳能企业，其拥有的柔性砷化镓技术是目前光电转换效率最高的太阳能电池技术，经过美国能源部可再生能源实验室验证的双结薄膜电池效率达 30.8%。结合其超轻超柔的特性，汉能薄膜发电生产的砷化镓电池可以广泛应用于多种移动能源领域，包括太阳能汽车、手机、无人机系统、物联网及多种消费类电子产品等。

临空产业园位于武汉中心城区北部，身处武汉天河机场、亚洲最大的铁路编组站武汉北编组和长江黄金水道的包围之中。水陆空多路交通网络四通八达，城市基础设施、配套服务日趋完善，能为产业工人提供完善的生活配套服务。（记者 于 南）

证券日报 2015-04-21

## 青海光伏装机容量达 413 万千瓦 居全国第二

据国家能源局日前发布的全国光伏发电统计信息显示，青海光伏累计装机容量达到 413 万千瓦，累计并网发电量 102.2 亿千瓦时，列全国第二位。

目前，青海光伏电站群发电量占国家电网经营区域内并网光伏发电总量的 18.8%，占全省发电装机总量的 22.7%。

根据青海省“十二五”能源规划，到 2015 年底，青海省太阳能清洁能源将占青海能源总量的 15% 左右。

届时，青海省将形成国内乃至世界上最大规模并网光伏发电产业集群，光伏产值将达 100 亿元。

青海日报 2015-04-07

## 中国光伏电力投融资联盟成立

4月3日，中国光伏电力投融资联盟（下称“投融资联盟”）在京成立。该联盟在中国循环经济协会可在生能源专业委员会以及能源基金会的支持下成立，旨在建立一个投资机构与融资项目及企业间的平台。目前联盟成员有中民新能、保利协鑫、阿特斯、天合光能、民生银行、华能天成租赁、中国电力科学研究院、鉴衡认证等十几家机构。值得注意的是，这里面包括了制造商、电站运营商，金融机构以及第三方研究机构。

国家能源局新能源与可再生能源司司长梁志鹏在会议中表示，光伏投融资创新在于，一是建立光伏电力投融资银企联盟，二是地方政府与银行建立融资平台。投融资联盟正在进行尝试这样的创新模式。

实际上，从成员机构的组成来看，便可看出该联盟成立的目的。光伏投融资问题一直是产业难题，金融机构有资金但是找不到好的项目，企业有项目但是筹不到钱，如何把投融资机构与光伏业界对接起来、开发更多的创新金融模式正是当下迫切需要解决的问题。

一直以来，电站建设质量问题导致了融资机构对光伏项目非常慎重。中民新能投资有限公司总裁韩庆浩表示，融资机构评估项目最关键的环节就是发电收入的稳定性。如果电站建设质量存在问题，金融机构对于项目融资是一票否决的。

除此之外，我国光伏制造以及电站运营上均缺乏技术标准，而保险公司在做光伏项目的保单时尤其需要参考技术标准，这就导致了保险公司难以对光伏项目进行承保。而投融资联盟中的中国电力科学研究院以及鉴衡认证即扮演第三方评估认证机构的角色，建立相关技术标准以及为联盟中企业的项目进行评估，提供足够的信息给金融机构。中国质量认证中心副主任宋向东认为，把质量信息有效地传递给金融机构、保险机构，同时对金融产品的推出也会有一个促进的作用。

而在最近一段时间里，金融机构也开始频繁与各大光伏企业有合作动向。就在4月2日，招商银行南京分行与协鑫新能源控股有限公司签订了战略合作协议，协议中南京招行将向协鑫新能及其子公司提供投行、租赁、银行贷款等总额不超过80亿元人民币的意向融资服务。

在今天的会议上，金融机构也共同探讨了其对光伏项目的实施情况。据招商银行总行战略客户二部副总经理杜毅介绍，目前，招商银行主要牵头光伏电站两个部分，一是电站前端EPC建设期，招商银行已经与行业的巨头来合作产业基金，以基金的形式把电站风险打包管理；二是终端的融资时期，在项目融资时期给予一年或者一年半的宽限期，并与企业不断地磨合，在财务数据、现金流稳定以及评级情况清晰的条件下，通过ABS，即发电资产担保债券来做融资。“我们正在逐渐把光伏融资项目变成一个公众行为，引发更多的金融机构来融入这个行业，未来会有更多的金融模式出现。”杜毅说道。（【无所不能 文 | 张程程】）

财新-无所不能 2015-04-07

## 从统计数据中寻找光伏投资优选省份

开发光伏电站，有很多明规则，如资源条件、收益率、开发流程，还有很多只有干干才知道的潜规则。明规则已经让选址的开发者们头疼，何况是难防的潜规则。然而，市场是双无形的手，真实的统计数据从来就不会骗人。从统计数据中寻找投资优选省份，应该还是比较靠谱的。

### 一、各省装机量统计

光伏电站是资金密集型项目。企业都是逐利的，谁都想获得最高的利润，不会让自己的钱打水漂。因此，

累计装机量高的省份，一定是头两年建设条件特别好、项目收益高的地方；2014年新增装机名次比累计装机名次下降色省份，如甘肃，一定是投资条件变恶劣了。

光伏发展到今天，到现在还没有装机的省份，如重庆和贵州，毫无疑问是太阳能资源太差，投资收益太差。

地面电站无论是累计装机还是新增装机，都集中在西北部地区，另外江苏和河北表现也十分突

出：

至今仍有 8 个省份的分布式装机量为 0，2014 年甚至有 13 个省份的分布式装机量为 0。

总之，尤其是 2014 年装机量高的省份，肯定是值得抢的；那些挂 0 的省份，投资前一定要慎重考虑。

表 1 2014 年光伏电站规模指标和实际完成情况

序号	省份	2014 年底累计装机容量(万 kW)			2014 年新增装机容量(万 kW)		
		总量	分布式	地面电站	总量	分布式	地面电站
	<b>总计</b>	<b>2805</b>	<b>467</b>	<b>2338</b>	<b>1060</b>	<b>205</b>	<b>855</b>
1	甘肃	517	0	517	97	0	97
2	青海	413	0	413	102	0	102
3	内蒙古	302	18	284	164	4	160
4	新疆	275	4	271	42	0	42
5	新疆兵团	81	0	81	17	0	17
6	江苏	257	85	172	152	57	95
7	宁夏	217	0	217	82	0	82
8	河北	150	27	123	97	8	89
9	浙江	73	70	3	30	27	3
10	山东	60	38	22	32	18	14
11	陕西	55	3	52	42	1	41
12	广东	52	50	2	22	20	2
13	安徽	51	25	26	43	18	25
14	山西	44	1	43	23	1	22
15	江西	39	26	13	26	15	11
16	云南	35	2	33	15	0	15
17	湖南	29	29	0	5	5	0
18	河南	23	16	7	16	9	7
19	海南	19	5	14	7	0	7
20	上海	18	16	2	0	0	0
21	西藏	15	0	15	4	0	4
22	北京	14	14	0	5	5	0
23	湖北	14	6	8	9	1	8
24	福建	12	12	0	4	4	0
25	天津	10	7	3	8	5	3
26	辽宁	10	6	4	5	4	1
27	广西	9	7	2	4	2	2
28	吉林	6	0	6	5	0	5
29	四川	6	1	5	3	1	2
30	黑龙江	1	0	1	0	0	0

## 二、装机量指标统计

根据 2014 年光伏规模指标的完成率数据可以看出，2014 年的分布式与国家能源局的期望值相差甚远，如果不是地面电站超规模安装，则总体数据会非常难看。没有一个省的分布式完成了年初的规模指标，仅有 5 个省份完成率超过 50%；11 个省份完成率挂零。尽管 2014 年国家能源局给了分布式光伏一系列的扶持政策，但由于政策效果需要一段时间才能显现，所以 2014 年的分布式可以用“惨淡”来形容。

也许为了避免上述尴尬，2015年并未给出分布式具体的规模指标，只提出屋顶分布式和全部自发自用的地面分布式不设上限。对于地面电站和地面分布式电站的额度进行了大幅调增。只有甘肃一省，规模指标下降了50%，山西少量增加，内蒙、青海增加60%和70%，其他各省都增加100%以上。

表2 2014年光伏电站规划容量完成率与2015年指标对比

省份	2014年指标完成率			2015年指标(万kW)		
	总量	分布式	地面电站	装机规模	调整量	调整幅度
总计	76%	26%	141%	1630	1175	194%
内蒙古	298%	80%	320%	80	30	60%
江苏	127%	57%	475%	100	80	400%
青海	185%	0%	204%	85	35	70%
甘肃	176%	0%	194%	25	-25	-50%
河北	97%	13%	223%	90	50	125%
宁夏	164%	0%	205%	80	40	100%
安徽	78%	60%	100%	60	35	140%
陕西	84%	10%	103%	80	40	100%
新疆	65%	0%	70%	130	70	117%
山东	27%	18%	70%	80	60	300%
浙江	25%	27%	15%	100	80	400%
江西	68%	50%	138%	60	52	650%
山西	51%	10%	63%	45	10	29%
广东	22%	22%	20%	90	80	800%
新疆兵团	85%		85%	50	30	150%
河南	21%	16%	35%	60	40	200%
云南	136%	0%	150%	60	50	500%
湖北	23%	5%	40%	50	30	150%
天津	36%	25%	150%	不设上限		——
海南	64%	0%	78%	20	11	122%
北京	17%	25%	0%	不设上限		——
湖南	20%	25%	0%	40	35	700%
吉林	33%	0%	100%	30	25	500%
辽宁	20%	20%	20%	30	25	500%
福建	11%	13%	0%	40	35	700%
广西	27%	20%	40%	35	30	600%
西藏	67%	0%	80%	不设上限		——
四川	30%	50%	25%	60	52	650%
贵州	0%	0%	0%	20	17	567%
黑龙江	0%	0%	0%	30	25	500%
上海	0%	0%		不设上限		——
重庆	0%	0%			0	

说明：1) 由于2015年指标主要是给地面电站和上网的地面分布式，为了更加客观，因此采用了2015年规模指标与2014年地面电站规模指标的对比分析。

2) 由于扶贫项目主要为分布式，因此在对比时为扶贫项目规模。

### 三、装机量与用电量统计

光伏发电量要靠常规电力来消纳，哪些用电量占比超过5%、装机比例低于用电量比例的省份，

如浙江、山东、广东、河南，是大家给予多一些关注的省份。但这些省份，估计建地面电站很难有地，只能靠分布式了；表3中，装机比例：用电比例 $<1$ ，而资源量又不错的山西、陕西、云南也可以考虑。

而甘肃、青海这些用电量少、装机量大的省份，估计未来的发展空间会大大受限。

表3 2014年底光伏项目装机情况与2013年用电量数据对比

序号	省份	光伏总装机量 (万 kW)	装机量 占全国比例	2013年用电量 占全国比例	装机比例：用电比例
1	甘肃	517	18.43%	2.04%	9.03
2	青海	413	14.72%	1.29%	11.45
3	内蒙古	302	10.77%	4.15%	2.59
4	新疆	275	12.69%	2.55%	4.98
5	江苏	257	9.16%	9.42%	0.97
6	宁夏	217	7.74%	1.54%	5.02
7	河北	150	5.35%	6.18%	0.87
8	浙江	73	2.60%	6.57%	0.40
9	山东	60	2.14%	6.57%	0.33
10	陕西	55	1.96%	2.19%	0.90
11	广东	52	1.85%	9.18%	0.20
12	安徽	51	1.82%	2.91%	0.63
13	山西	44	1.57%	3.48%	0.45
14	江西	39	1.39%	1.80%	0.77
15	云南	35	1.25%	2.78%	0.45
16	湖南	29	1.03%	2.71%	0.38
17	河南	23	0.82%	5.51%	0.15
18	海南	19	0.68%	0.44%	1.54
19	上海	18	0.64%	2.68%	0.24
20	西藏	15	0.53%	0.06%	9.18
21	北京	14	0.50%	1.74%	0.29
22	湖北	14	0.50%	3.10%	0.16
23	福建	12	0.43%	3.23%	0.13
24	辽宁	10	0.36%	3.82%	0.09
25	天津	10	0.36%	1.47%	0.24
26	广西	9	0.32%	2.35%	0.14
27	吉林	6	0.21%	1.24%	0.17
28	四川	6	0.21%	3.71%	0.06
29	黑龙江	1	0.04%	1.61%	0.02

#### 四、小结

总的来说，光伏投资的主战场已经慢慢从西部省份转战到中东部省份；投资形式由地面电站慢慢转变为分布式。

个人非常看好内蒙，发电量好、政策好，最近有出台了保障可在生能源消纳的政策；其次，山东、广东这些资源较好、消纳空间大、有地方补贴的省份；另外，北京、上海、天津发展分布式的潜力也很大。

世纪新能源 2015-04-07

## “互联网+”带动光伏行业升级

“只要搭上‘互联网+’，任何一个行业都将被颠覆。”在日前召开的“中国能源互联网之路”白皮书发布会上，远景能源光伏业务总经理孙捷在接受《中国能源报》采访时如是说。事实上，在能源业界，这一观点已获普遍认同。孙捷认为，3-5年内，能源互联网将对传统能源市场进行再造，实现对能源行业的颠覆。

### 正逢其时

据记者了解，在今年《政府工作报告》提出“互联网+”概念前，能源领域已在摸索与互联网结合的最佳方式。如今，“互联网+”与能源的联姻正在大热的光伏行业成为现实。光伏全产业链自上而下，从制造端、应用端，到融资租赁等环节均同步掀起了一场“互联网+”的热潮。

“‘互联网+’拥抱光伏正逢其时。”国内最早致力于分布式光伏的航禹太阳能董事欧文凯在接受《中国能源报》记者采访时这样描述两者的关系，“2010年，中国完成了从PC互联网时代进入移动互联网时代的转变。实时在线的移动终端不仅改变了人们的消费方式，也催生了一大批颠覆性的商业模式和创新企业。迅速崛起的诸多互联网巨头，如小米科技，让传统企业猛然认识到互联网的生产力。”

在很多业内人士看来，2015年将是“互联网+”从消费领域进入生产领域的分水岭，国家力推、资本热捧的光伏行业成为首批试水者似乎也并不意外。欧文凯认为，在国内补贴和优惠政策的刺激下，中国已经成为全球第一大光伏应用市场，无论集中式还是分布式电站，都具有较高的投资回报率，吸引了大批投资者的关注，但光伏市场相对不透明和不规范、大量信息不对称，也在导致整个产业的交易费用长期居高不下。而“互联网+”带来的数据化、开放性，无疑将有助于行业的可持续发展。

### 百家争鸣

当前，与“互联网+”结合已成为光伏市场的最大卖点，携手“互联网+”也为光伏产业的发展创造出无限想象空间。但不可否认的是，互联网强大的颠覆能力对光伏产业既是发展机遇，也是巨大挑战。部分看似无坚不摧的光伏龙头企业，极有可能在短期内被率先找到“互联网+光伏”新路子的小企业颠覆。

在这个革故鼎新的过程中，光伏企业要想抓住机遇，首先要找到最适合自己的互联网化商业模式。据记者了解，目前光伏互联网结合的模式大体分为以下几类：光伏制造领域的B2B平台、光伏系统服务领域的B2C和B2B平台、第三方大数据运维公司、互联网众筹和互联网金融、光伏电站交易平台、光伏发电量交易平台。

从近期市场走势来看，光伏与互联网的结合已经脱离之前“小打小闹”阶段，呈现出百家齐鸣之势。SPI、爱康、昌盛日电等光伏企业均推出了与互联网结合的企业发展模式，一些光伏大企业也在提前布局。3个月前，远景就推出了以太阳神名字“阿波罗”命名的第三方光伏电站管理云平台。该平台借助大数据和高性能计算技术，以云服务的方式为行业提供免费、开放的平台，助力投资商、开发商全面管控新能源投资风险，开启了互联网对未来新能源发展趋势可测可控的新局面，同时为光伏资产交易铺平了道路。

“阿波罗光伏云平台帮助投资人和开发商实现光伏资产全生命周期的风险识别和风险管控。我们拥有自己的海量数据分析引擎，基于大数据分析，为客户实现场站、组件对标以及发电量损失分析，并通过对于电站的健康度体检，分析损失电量，提出改进措施，帮助客户提升发电量。”孙捷说。

### 数据支撑是关键

光伏互联网市场的炙手可热在某种程度上也反映出两者结合的诸多不确定性。在国家力推的背景下，光伏产业仍未呈现繁荣发展的景象，究其原因，有效数据的缺失导致投资光伏电站风险过大，进而“逼退”金融投资机构是重要原因。

而在光伏数据的收集上，国内光伏电站已不能完全照搬国外经验，国内必须找到适合自己的数据采集模式并高效运作。“有了大数据基础，国内光伏互联网的商业模式才能走得扎实。”欧文凯说，

“逆变器作为光伏电站运行数据的集散地，完全可将其看作是能源互联网在可再生能源电源侧的‘入口’，这也是光伏电站相关大数据采集的唯一端口。”

逆变器龙头企业阳光电源已意识到互联网大数据平台的市场潜力。4月1日，阳光电源宣布与“阿里云”达成战略合作协议，基于全新发布的“智慧光伏云 iSolarCloud”平台，共同推动新能源向“互联网+”的产业革新。阳光电源此次强势涉足互联网，引起行业极大关注，近20年逆变器生产、太阳能电站运维管理采集的大数据会令人刮目相看，被行业认为是光伏互联网合作迈出坚实的一步。同时，数十万太阳能电站接入“阿里云”，变身“互联网+”发电站，对电力行业乃至整个新能源产业都将产生深远的启示性影响。

据记者了解，阳光电源仅一项新型的智能精准解决方案，预计每年就可为光伏电站提升3%-7%的收益。未来，阳光电源将融合企业太阳能电站的运维管理经验以及全球领先的系统设计能力和产品技术，通过阿里云提供海量的计算、存储和网络连接能力，向太阳能电站提供智能运维服务。

“光伏发电将从单一的电站管理进入集团化电站管理阶段。”阳光电源副总裁赵为告诉《中国能源报》记者，“我们的光伏运维经验和大数据基础与阿里云计算的结合，为光伏产业里程碑升级提供了最好、最具想象力的平台。”

钟银燕 中国能源报 2015-04-07

## 海洋能、水能

### 国内水电开发再上“新高度”

4月17日，从水规总院获悉，环境保护部日前以环审〔2015〕78号文对金沙江乌东德水电站环境影响报告书进行了批复，同意开展金沙江乌东德水电站建设工作。工程左右岸各布置6台85万千瓦发电机组，总装机容量1020万千瓦，相当于半个三峡电站；同时，85万千瓦的单机容量也将刷新向家坝80万千瓦的世界水电单机容量最高纪录。

乌东德水电站以发电为主，兼顾防洪，是“西电东送”的骨干电源点之一。工程采用堤坝式开发，水库正常蓄水位975米，库容58.63亿立方米，具有季调解性能，防洪水位952米，相应库容24.4亿立方米。挡水建筑物为混凝土双曲拱坝，最大坝高270米。

记者了解到，考虑到在正常蓄水位975米时，回水将超过雅砻江河口，可能进一步降低水体自净能力，对水环境造成重大不利影响，存在重大环境风险隐患，批复文件同意中国长江三峡集团公司提出“工程按正常蓄水位975米一次建成，按965米水位控制运行”的方案，相应库容为46.88亿立方米。

批复文体还要求统筹协调流域保护和开发机制，要求中国长江三峡集团公司及其他单位不得在向家坝水电站坝址至三峡水库库尾长江干流河段和支流岷江、赤水河河段等自然保护区范围内，再规划和建设小南海、朱杨溪、石鹏水电站及其他任何拦河坝（闸）等涉水工程。

乌东德水电站坝址位于四川省会东县和云南省禄劝县交界的金沙江下游干流河段，坝址下游距规划的白鹤滩水电站约182公里，为国务院批准的《长江流域综合规划（2012~2030）》推荐的金沙江下游河段中最上游的梯级电站。根据规划，金沙江下游共分四级开发，即乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝四个梯级，其中装机容量1386万千瓦的溪洛渡和640万千瓦的向家坝水电站机组已与去年实现全部机组投产。上述四个梯级电站将与下游的三峡和葛洲坝形成6大巨型水电站群，总装机容量超过7000万千瓦。

批复文件要求，作为金沙江下游乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝和三峡、葛洲坝水利枢纽6个梯级电站的业主，中国长江三峡集团公司应在电站发电收益或成本中安排一定比例费用，设立生态保护基金，用于流域生态环境保护和研究。

与此同时，4月15日，记者从四川省发改委获悉重大消息，国家发改委已以发改能源〔2015〕

725 号文对大渡河双江口水电站项目核准进行了批复，同意建设双江口水电站。双江口水电站位于阿坝州马尔康县和金川县交界的大渡河干流上，电站安装 4 台 50 万千瓦混流式水轮发电机组，总装机容量 200 万千瓦，年均发电量 77 亿千瓦时。水库正常蓄水位 2500 米，相应库容 27 亿立方米，调节库容 19 亿立方米，具有年调节性能，总投资为 366 亿元。工程拦河坝为粘土心墙堆石坝，最大坝高 314 米，高于目前世界最高的四川雅砻江锦屏一级 305 米的混凝土双曲拱坝高度。

该项目由国电大渡河、大唐国际和华电国际按 78%、17% 和 5% 的比例共同出资组建的四川大渡河双江口水电开发有限公司负责建设和管理。作为龙头水库，双江口项目可增加下游梯级电站枯水年枯期平均出力 175 万千瓦、枯期电量约 66 亿千瓦时。

中国能源报 2015-04-20

## 风能

### 风电供暖如何迈向市场化

日前，国家能源局下发《关于做好 2015 年度风电并网消纳有关工作的通知》指出，在吉林、内蒙古和河北等省近年来开展的风电清洁供暖等示范工作，取得了良好的效果，但需要在全面分析本区风电并网运行现状和供暖需求的基础上，在具备条件的地区，结合新城建设和新城区开发规划，因地制宜，进一步完善体制机制，积极推广应用风电清洁供暖技术，着力解决周边地区存量风电项目的消纳需求。

据预计，2015 年，华北、东北和西北(简称“三北”)地区投产的风电规模会有较大幅度的提高，风电消纳的形势仍将非常严峻。业内人士告诉记者，作为就地消纳的一种有效形式，风电供暖试点以来取得了积极的效果，但要进一步推广，必须破解其中的难题。“风电供暖还仅仅是示范项目，甚至在一些地方被看作为民生工程，其经济性必须提高，市场化商业化才是其方向。”

#### 消纳新路实现节能减排

记者 3 月底从呼和浩特市城发投资经营有限责任公司了解到，该公司与亚洲开发银行签署了 1.5 亿美元贷款协议，标志着呼和浩特市低碳供热工程项目进入实施阶段。

据呼和浩特市城发投资经营有限责任公司相关负责人介绍，低碳供热工程采用清洁能源天然气和可再生能源风电资源实施集中供热，总投资 23.89 亿元，共计建设 14 台 70 兆瓦燃气热水锅炉，5 台 116 兆瓦燃气热水锅炉，2 台 25 兆瓦电热水锅炉，一级供热管网 73.76 公里，热力站 180 座，新增供热面积 2971.13 万平方米。这被认为是国内规模最大风电供热项目。

记者了解到，内蒙古是对风电消纳需求最迫切的地区，也是最早开展风电供暖的示范地区之一。从 2009 年起，内蒙古积极组织风电供热项目研究，探讨风电消纳新途径，增加地区用电负荷，解决风电在供热期电网低谷段上网困难，先后在察右中旗、四子王旗、巴林左旗、林西县、扎鲁特旗等 5 个旗县组织实施 9 个风电供热示范项目。据预计，未来两年风电供热消纳电量将达 30 亿千瓦时以上。

乌兰察布市科布尔镇项目是内蒙古的风电供热示范项目之一。当地的一座电热锅炉房，运行着 8 台 2500 千伏安电锅炉，配备 13 个单台体积为 115 立方米的高温承压蓄热水罐，供热面积 12 万平方米。据介绍，该项目于 2012 年 3 月 30 日建成投运以来，节省了煤炭、石油等常规能源，减少了有害气体及灰渣的排放。一个供热期可消纳低谷时段电量 2090 万千瓦时，节约标煤 3100 吨，减少二氧化碳排放 7700 吨，减少二氧化硫、氮氧化物、烟尘等有害物质排放约 130 吨。

国网能源研究院相关专家表示，冬季是供暖季节，同时也是风电消纳最困难的时期。风电的大风期、火电的供热期和“三北”地区水电的枯水期碰在了一起，增加了风电消纳的难度。过去，为了保证供暖，很多风机被迫停转弃发，给煤电供热机组让路。一边是清洁能源被浪费，一边是燃煤供热给大气污染带来巨大压力，二者实现互补，将为提高风电就地消纳提供有效途径。

需要配套技术支撑

吉林省地处我国风能资源丰富的“三北”地区，是我国风电大规模开发的重要地区之一，也是国家规划建设的千万千瓦级风电基地之一。但吉林风电发展体量与自身经济体量不匹配，总体用电量小，电源装机容量大，缺少外输线路，风电在当地无法消纳。洮南项目作为首个国家风电供暖示范项目就落户于吉林省。

国网吉林省电力公司相关人士介绍说，吉林省电源主要以火电机组为主，其装机容量占省调直调装机容量 78%，其中供热机组占到火电机组 80%。热电联产机组运行在“以热定电”模式下，发电出力可调节能力大大降低。而风电大发时节则是吉林电网调峰最困难的冬季供热期，电网调度必须保证担负供热任务的热电机组出力维持在一定水平之上。吉林省冬季供暖期较长，为保障居民供热，风电不得不为火电“让路”，所以冬季弃风现象严重，致使风电平均利用小时数低于全国。

“由于吉林省电源发展速度过快，与地方经济发展不协调，冬季又要保障供暖，供暖期里分给风电机组的负荷空间就会相应地降低，导致省内无法消纳过多风电。”华能马力风电场相关负责人向记者表示。

然而，风能转化为热能，不仅要有富余的风电，还需要智能电网技术、大容量储能技术等相关技术支撑。

今日集团总裁张文亮表示，处于起步阶段的相变储能可以和风电供暖形成很好的结合。“在电源端将风电同热电联产机组形成互补。通过应用电加热设备和大容量储热技术，实现风电与热电联产机组的热—电控制解耦，让供热出力积极响应风电出力的波动。这不仅将利用热网消纳风电，也改变了热电机组以热定电的刚性约束，让热电机组直接参与到电力系统的优化调度中，增强了电力系统运行的灵活性。”张文亮说。此外，也可以在负荷端设置弃风供暖系统，即在负荷侧增加大容量储热装置，白天风力发电上网，夜间富裕风能发电蓄热，提升风电的消纳能力。

提升经济性是关键

最新数据显示，2014 年我国并网风电设备平均利用小时 1905 小时，同比减少 120 小时，吉林和甘肃风电平均利用小时分别仅有 1501 和 1596 小时，低于 1900-2000 小时盈亏平衡点。

业内人士告诉记者，考虑到风电供暖的成本要高于火电供暖，一方面需要政府提供支持引导政策，在风电企业、电网企业和供暖企业之间合理分配被调增的成本，同时也应该促进业界加快技术调整，降低设备初期投资费用。张文亮认为，采用相变蓄能也有利于节约投资成本。

据了解，风电供暖在取得积极效果的同时也在运行中显现出一些问题，如规模较小、运营成本较高等。“电价则是这些问题的集中体现。”业内人士说。风电供暖的运行模式设计之初，考虑到风电企业的积极性和投资经济性，曾制定了一个补偿方案，也就是采用电量补偿的方式弥补项目单位的亏损，风电供暖的风电场不参与电网调峰，保障该项目的风电发电量全额上网，但这一补偿方案在实际操作中也遇到各种难题。

有关专家认为，风电供暖是目前新探索出来解决风电消纳的有效途径之一，市场化将是其必然趋势。建议继续出台相关配套措施，调动各方积极性，保障利益相关方的共赢；积极吸纳社会资金，形成投资主体多元化。比如，热力站和设备不一定由风电企业出资，有市场准入资格的企业都可以申请建设，其利润来源于较低的购电成本与正常的售热收入之差。

“风电供暖也仅仅是风电就近消纳的权宜之计，需要创新更多的风电就近消纳方式。”中国气象科学研究院研究员朱瑞兆对本报记者说。

张子瑞 中国能源报 2015-04-08

## 上海崇明风储联合发电系统投入运行

进入 4 月份，随着上海崇明东滩风电场风储联合发电系统的投入运行，崇明岛向低碳生态建设又迈出了坚实的一步。凭借容量为 2 兆瓦的储能系统，东滩风电实现了平滑波动和友好介入，崇明岛新能源实现 100% 消纳。这也标志着上海崇明县成为全国消纳绿电最多的地区之一。

引入储能系统，为的是调节风力来源不稳定和持续用电需求之间的矛盾。崇明岛是上海最适宜建设风电的地区，然而一年之中，风电能够满负荷发电的时间只有四分之一，而且风力资源与用电需求很难匹配——晚上风力大，用电负荷小，电能面临浪费；白天风力小，用电负荷大，电能又不够用。

国网上海电力公司崇明供电公司总工程师施侠告诉记者，要调节供需之间的不平衡，主要得靠两种手段：一是利用燃气发电对风电做补充，二是在发电过剩的时候进行储能。

在东滩投入试运行的储能系统，由四套 500 千瓦时电池系统、四台变流器、两台变压器、一套联合监控系统及其配套设施组成。每台 500 千瓦时电池集装箱由四个 125 千瓦时电池簇并联而成，并接入一台变流器。每两台变流器并联接入一台变压器，升压到 10 千伏并网。目前，该系统采用磷酸铁锂电池储能，总容量 2 兆瓦，5 小时周期内可储存约 1 万千瓦时电能。

崇明“绿电”为什么发展得这样迅猛呢？记者获悉，崇明岛生态环境较优，资源保护良好。“国际生态岛”的发展定位使得崇明得以探索低碳、可持续的发展模式。更为重要的是，崇明岛有丰富的风能、太阳能、生物质能、潮汐能等多种可再生能源。由于地处东亚季风盛行区，受冬夏季风影响，崇明地区风能资源尤其丰富。

国网上海电力抓住机遇，早在 2005 年便投资建设崇明东滩风电场一期发电机组。随着今年 2 月 9 日崇明北堡风电项目落成并网发电，崇明本岛共有 5 个风力发电项目，合计装机容量为 175 兆瓦，占本岛日均用电负荷(163 兆瓦)的 107.36%。预计今年 6 月，崇明前卫风电三期投运，崇明本岛城乡居民生活用电可基本实现 100% 依赖风电解决。届时，崇明绿色能源不仅实现本岛用电全消纳，还能有余电上网返供市区和江苏省。(记者李治国)

经济日报 2015-04-07

## 内蒙古风电并网规模达 2070 万千瓦 位居全国首位

记者从内蒙古自治区政府获悉，截至目前，内蒙古风电并网规模达 2070 万千瓦，位居全国首位。

据介绍，为提高电网吸纳风电比例、最大限度减少风电“弃风”现象的发生，内蒙古开发风电供热项目、增加地区用电负荷，利用现有电力外送通道开展风电外送交易。内蒙古将对风电发电量实行年度计划管理，确定各区域风电年平均利用小时数和各电站年度发电量计划。

内蒙古风能总储量居中国首位，技术可开发量达 1.5 亿千瓦，约占中国陆地的 50%，是我国发展风电产业较早的省份之一。(记者李云平)

人民日报海外版 2015-04-07

## 氢能、燃料电池

### 东芝公司启动 H2One 示范运营

东芝公司(TOKYO:6502)20 日宣布启动 H2One 示范运营，H2One 是一个基于可再生能源的独立能源供应系统，使用氢作为发电燃料。川崎市与东芝已在川崎港(Kawasaki Port)地区的川崎马林(Kawasaki Marien)公共设施及 Higashi-Ogishima-Naka 公园安装了该系统。

H2One 融合了光伏发电装置、蓄电池、电解水制氢装置、储氢罐、水箱及燃料电池。利用光伏发电装置产生的电能来电解水并制成氢气，再将制成的氢气存储在储氢罐中，随后用于在燃料电池中发电并产生热水。

由于 H2One 只使用阳光和水作为燃料，因此，在紧急时刻（甚至是生命线被切断的时刻）该系统可独立提供电力和热水。作为促进川崎港发展的市政设施，川崎马林及 Higashi-Ogishima-Naka 公园是指定的紧急疏散区域。在灾难中，H2One 将利用所存储的氢气为该场所大约 300 名灾民提供可维持大约一周的电力和热水。H2One 系统安置于容器之内，可用拖车将该系统运往受灾地区。

在非紧急情况的正常运行时期，H2One 的氢能源管理系统被用于实现电网电力高峰期转换(peak shift)，通过优化控制制氢、发电与电力储存来在用电高峰期减少对电网电力的需求。东芝正努力增强其储氢能力，以实现能源“地产地消”型电力自给自足解决方案。

该示范项目将验证川崎市两个场所的氢能应急发电及热水供给系统和氢能源管理系统在正常运行情况下的有效性。该示范项目还将支持系统整体效率的改进。

东芝公司致力于创造一个安心、安全、舒适的社会——包括利用可再生能源电解水制氢在内的“人类智慧社区”(Human Smart Community)。东芝将整合整个东芝集团的各种技术来实现这一承诺。

美国商业资讯 2015-04-21

## 核能

### 世界首座商用第四代核电站有望在江西瑞金建成

中国核工业建设集团公司董事长王寿君 4 月 20 日宣布，全球瞩目的第四代核电技术——高温气冷堆技术，历经基础研究、实验堆建设、示范堆建设，如今，我国已经系统掌握其全部技术，在国际上长期处于领先地位；在此基础上，江西瑞金高温堆核电项目有望成为世界首座商用第四代核电站。

从实验堆到示范堆、商用堆的发展历程

王寿君介绍，自 2003 年中核建携手清华大学共推高温堆技术产业化以来，10 余年间，高温堆技术不断走向成熟：由清华大学核研院研发、中核建建造的国家 863 计划项目——10 兆瓦高温气冷实验堆 2003 年 1 月 7 日实现并网发电；2012 年 12 月 9 日，中核建承建的山东荣成石岛湾高温堆示范工程开工建设，截至 4 月 20 日，土建施工进入尾声，将转入设备密集安装阶段，按进度计划将于 2017 年底建成发电。

至于公众关注的高温堆商用进程，他透露，日前，商用 60 万千瓦高温堆江西瑞金核电项目初步可行性研究报告已通过专家评审；下一步，中核建将联合江西省向国家发改委上报项目建议书，申请将该项目列入国家核电规划；在获“路条”后，项目将开展可行性研究工作，项目征地、五通一平、辅助设施建设等也将同步进行；在获得国家发改委核准、并获得国家核安全局颁发的建造许可证后，该项目一期工程 2 台机组计划于 2017 年开工，并在建党百周年之际并网发电。

任何情况下都不会发生大量放射性释放

“相比前三代核电技术，高温堆是一种革命”，因为“任何情况下的零风险，使它具备了固有安全性”。王寿君表示，在任何情况下，高温堆都不会发生堆芯融化事故和大量放射性释放事故，不会对人类健康和环境造成影响，所以是本质上的安全。

据了解，高温堆的固有安全性得益于极耐高温的燃料元件设计、耐高温全陶瓷堆芯设计、非能动安全系统设计、简化的系统设计和较低的功率密度。2004 年，由国际原子能机构主持，清华大学核研院就在 10 兆瓦高温堆实验堆上进行了固有安全验证实验。实验结果显示，在严重事故下，包括丧失所有冷却能力的情况下，不采取任何人为和机器的干预，反应堆能保持安全状态，并将剩余热量排出。

如今，经过实验堆的长期运行试验，高温堆的固有安全性已得到了充分验证。

如果说高温堆的固有安全性是其产业化的基础，那么多领域应用特性则是其产业化的优势之一。王寿君介绍，高温堆出口温度高，可以广泛应用于高效发电、石油化工、煤气化与液化、稠油热采、海水淡化、核能制氢、直接还原炼钢、油页岩提炼等领域，满足不同用户的需求。

名副其实的“中国创造”

与 CAP1400、华龙一号等三代核电自主品牌引进—消化—吸收—再创新的发展路径不同，高温气冷堆是名副其实的“中国创造”。

王寿君介绍，我国高温堆技术研发工作始于上世纪 70 年代。通过实施国家 863 计划，清华大学设计建造了 10 兆瓦实验堆，成为世界上第一座球床—模块式高温堆。中核建以高温堆工程化研究中心为载体，主导了与工程转化相关的科研课题，支持清华大学开展关键工艺相关的科研课题。而在设备研制上，去年以来，诸如数字化仪控系统、蒸汽发生器、主氦风机、控制棒驱动机等等一系列核心关键设备的研制、验证都取得了突破。目前，“除核级石墨材料国产化正在研发之外，高温堆 95% 以上的设备可以实现国产化”，极高的国产化率有利于核蒸汽供应系统的成套出口。

商用高温堆技术“走出去”的时机已经成熟

4 月 21 日，中核建将在京与南非核能公司签订高温堆合作的谅解备忘录。这是这一四代核电中国品牌“走出去”的最新一例。

“商用高温堆技术‘走出去’的时机已经成熟”。王寿君表示，在核安全标准普遍提升的背景下，新兴核电国家起步晚，起点高，坚持最高核安全标准，这正是中国核电实现“弯道超车”的历史机遇。

高温堆通过多模块组合的方式，可以建设 20 万千瓦、40 万千瓦、60 万千瓦、80 万千瓦、100 万千瓦等系列装机容量的核电机组，可以灵活适应市场，满足不同电网的需求，适合建设在靠近负荷中心以及拥有中小电网的国家和地区，特别是“一带一路”沿途部分国家和地区。

他透露，在国家能源局、国家原子能机构、科技部等主管部门的大力支持下，中核建针对阿联酋迪拜、沙特、南非等重点国家和地区，积极推进商用高温堆技术推广。目前，已与迪拜核能委员会签署了合作谅解备忘录；正在为沙特科技城提供高温堆海水淡化概念设计方案，与沙特能源城就签订高温堆合作谅解备忘录达成共识。为了向这些国家提供系统的商业化解解决方案，中核建还会同国内有关单位向国际市场提供核燃料供应、乏燃料回收、核电站运行、技术支持、人员培训等配套集成服务。（记者 瞿 剑）

科技日报 2015-04-21

## 日本计划 20% 的电力供应来自核能

据彭博消息，日本《产经新闻》未说明消息来源报道，制定中的 2030 年政府能源规划纲要中，核能发电约占总电力供应的 20% 左右。

火电机组将占约 30% 的电力供应，天然气和石油发电将占约 25%。水利和地热发电占比 10%，太阳能和其他可再生能源占比 15% 左右。

日本经济产业省最快在本月底完成 2030 年能源布局确定方案。

凤凰财经综合 2015-04-07