

我国光伏“用增量化解存量”的传统发展模式失效该何去何从



在“去杠杆、去补贴和通货紧缩”的大背景下，存量光伏电站补贴拖欠、新增规模指标冻结，我国光伏行业“用增量化解存量”的传统发展模式失效，光伏经济何去何从？

只有认清形势、正视困难、革故鼎新，充分发掘光伏能源作为可再生能源和绿色电力的独特经济价值，释放光伏经济的红利并与全民分享，才能让这个产业的明天更精彩。

短期内难以成为刚需能源

从传统能源的角度看，光伏发电有着自身显著的特点，优势较为突出，劣势同样明显。

其优势在于，资源无穷无尽、分布广泛，可与用能终端同步移动，系统装机规模也是可大可小、任意灵便。劣势则在于，靠天吃饭、能量密度低，在现有能源体系中竞争力较弱。

由于光照资源的不稳定性和不可控，光伏发电具有季节性、区域性和间歇性的特点，其电力生产带有明显的波动性和随机性特征，在洪灾、旱灾、冰雹等极端天气下，还存在颗粒无收的风险。

同时，与火电、水电、核电乃至风电相比，光伏发电的单位规模产出相对偏弱，低能量密度的特点决定了其规模效益需要密集的资金和土地空间作为支撑，会受到来自土地、环境、空间、消纳等方面的深层次约束。

加之成本偏高，造成光伏发电的竞争力明显较弱，短期内还难以像火电、汽油那样成为供应民生的刚需能源。

重生产轻应用，产业价值曲线被严重扭曲

这些年光伏产业火得一塌糊涂，但在供给侧主导推动的发展中，产能投资和装机规模一路狂飙突进，而补贴拖欠和限电等影响终端投资回报的关键问题却一再被忽略。

2013年前，中国光伏产业是典型的“两头在外”，原材料来源和产能消化几乎都完全依赖国外市场，因此整个产业因欧美“双反”被打得落花流水。

但2013年后，却又在国产化和内需战略下走向另一个极端，整个产业链基本全部自产自销自用，国内产能和装机规模迅速超出规划上线，造成补贴严重不足，决策层不得不压制内需，导致行业内外苦不堪言。

从数据上看，虽然“531”政策对装机指标进行了冻结式严控，但实际上装机增长依旧强势。

数据显示，2018年前9个月，国内光伏新增装机34.5GW；多晶硅产量17.84万吨，同比增长4.94%；硅片产量约63.3GW，同比增长2.1%；电池片产量约53.6GW，同比增长5.1%；组件产量54.9GW，同比增长约3.58%。

但与规模装机并不匹配的是，由于限电限发问题突出，致使许多光伏电站设备利用率常年严重不足，造成极大的投资浪费。

不仅如此，其输配电设备利用率也极其低下。

相比其他能源发电模式(风电除外)基本可全天候24小时生产，按照目前集中电站全年平均发电小时数低于1400小时，也就是日均4个小时计算，光伏电站对输配电设备的利用率只有16.7%，其输配电资产每年约83.3%的时间处于闲置，造成极大的浪费。

能源消费升级滞后，制约光伏经济崛起

从体量上来说，光伏经济在整个国民经济中的比重较小，在能源版图上地位微弱，其实际影响力远远小于产业名声。

在上市公司中，光伏企业的整体实力远不如石化能源企业；在社会生活中，光伏与民生领域的耦合度也远小于石化能源；在全社会发电量总版图上，光伏发电量的占比甚至可以忽略不计。2017年，全国光伏发电量1182亿度，与全国发电量6.5万亿度相比，占比不到1.82%。

即便如此，在政府主导和强补贴政策的推动下，随着我国能源转型进程不断加快，光伏产业的产能规模和装机规模都迅速成为全球领头羊，产业崛起已是不争的事实。

但另一方面，由于对能源生产的环境成本缺少共识，使得光伏电力的绿色能源价值一直被回避，“低环境成本”的绿色电力与“高环境成本”的石化能源电力形成价格倒挂，绿色电力的市场主体不仅在物质方面得不到回报，在精神层面也没有获得感，造成终端能源消费依旧以传统石化能源为主。

比如，电网公司作为光伏能源的最大接收方，接入了全球最大规模的分散的、间歇性的新能源，但却没有获得与此相匹配的正面评价，不但没有获得更好的经济效益，相反还耗费了很多人力、物力，甚至连赔本赚吆喝的结果都得不到。

消费端激励机制的滞后，已严重制约包括光伏发电在内的绿色能源的发展，能源消费激励机制转型已迫在眉睫。

近期，宏观金融形势相对较为严峻，在融资渠道不畅和补贴长期到不了账的背景下，作为资本密集型的光伏电站资产，仅仅依靠脱硫煤电价收益，很难产生正现金流，造成企业收支失衡、流动性枯竭的风险很高。

一旦出口受阻，或者补贴取消，光伏经济很可能会应声向下，甚至从此萎靡不振，而基础科研和应用创新滞后、低端产能出清等行业短板的补齐，也将遥遥无期。

相比石化能源，作为清洁能源的光伏发电在现有能源体系中的市场竞争力明显偏弱，其可持续发展受到政策、市场、土地、补贴等多重因素制约，加之前期扶持政策执行不彻底、补贴拖欠严重等原因，造成行业技术升级不如预期、市场化发展模式还在探索。

短期来看，行业要实现市场化循环发展还较为困难，仍需政策面一定程度的扶持。

政策双轨导致供求割裂

从实际情况来看，产业政策已明显滞后于行业发展，市场手段和计划干预不够协调，造成光伏经济价值被多重侵蚀。

(1)前端市场经济，后端计划经济，用户侧动力不足

目前，在光伏电站投产以前的整个光伏产业链各环节，都已经市场化，如硅材料、电池、组件的生产与销售、电气设备材料的采购、电站的设计施工选择等，完全由市场说了算。

但电站投产后的产品销量和售价，却仍由行政核定，供求双方只能被动执行，完全没有自由谈判权。因此，直白点说，供求双方只需交往好行政机构，就能实现利益最大化。

(2)扶持政策提前迈入拐点，补贴缺口暂无解决良策

2013年，为应对外部市场“双反”被动局面，中国政府启动了度电补贴的产业扶持模式。这一模式具有以下特点：

补贴与可再生能源基金挂钩，解决了钱的来源问题，又没有增加财政负担；

基金夹在电费里(用电量年年增长、资金来源有保障)，由电网公司征收则等于政府为补贴来源背书；

电站建好后集中并网，所发电量按规定电价强制出售给电网公司；

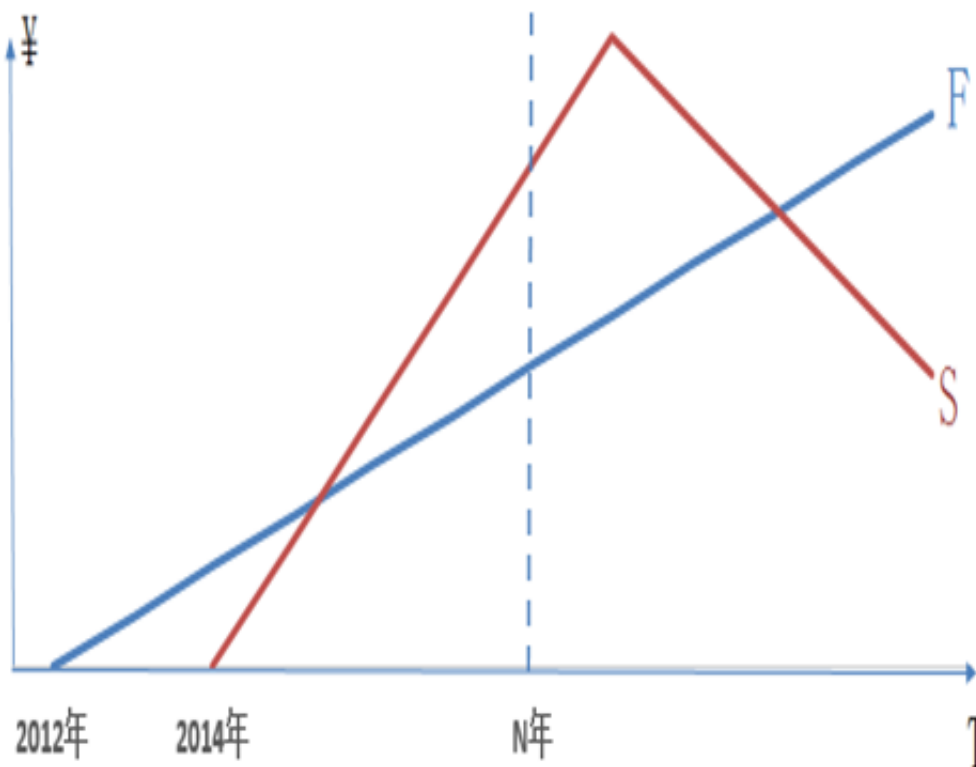
补贴连续20年，收益有保障，又有电站资产抵押，金融机构看不到任何风险；

补贴发放由国家能源局、财政部、电网公司之间“三权分立、相互制衡”。

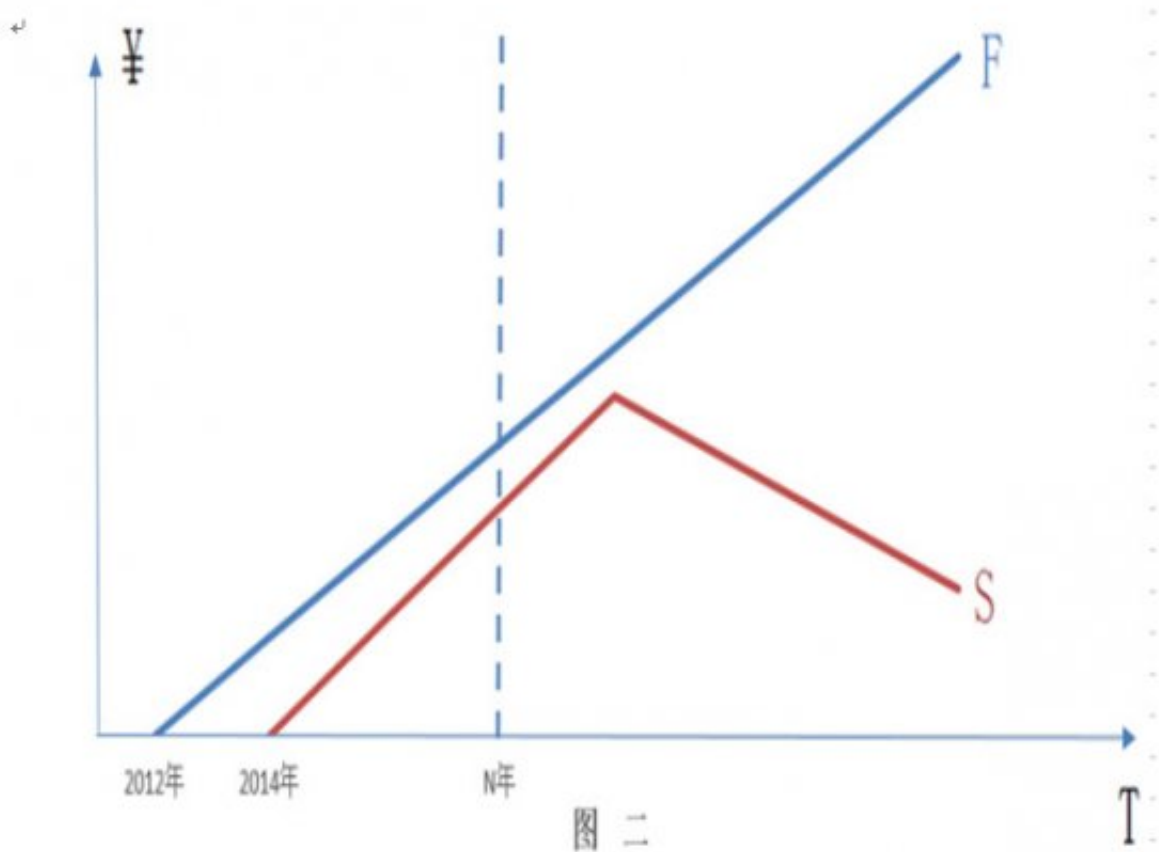
这一制度设计，可以说是非常完美。实践也证明该制度行之有效，不但连续5年让中国光伏装机增长领先世界各国，也让中国光伏制造业在欧美市场围堵下仍得以快速壮大，并逼得欧美同行纷纷破产。

不过，任何产业政策都有拐点，一旦拐点出现，很可能就会出现负激励。

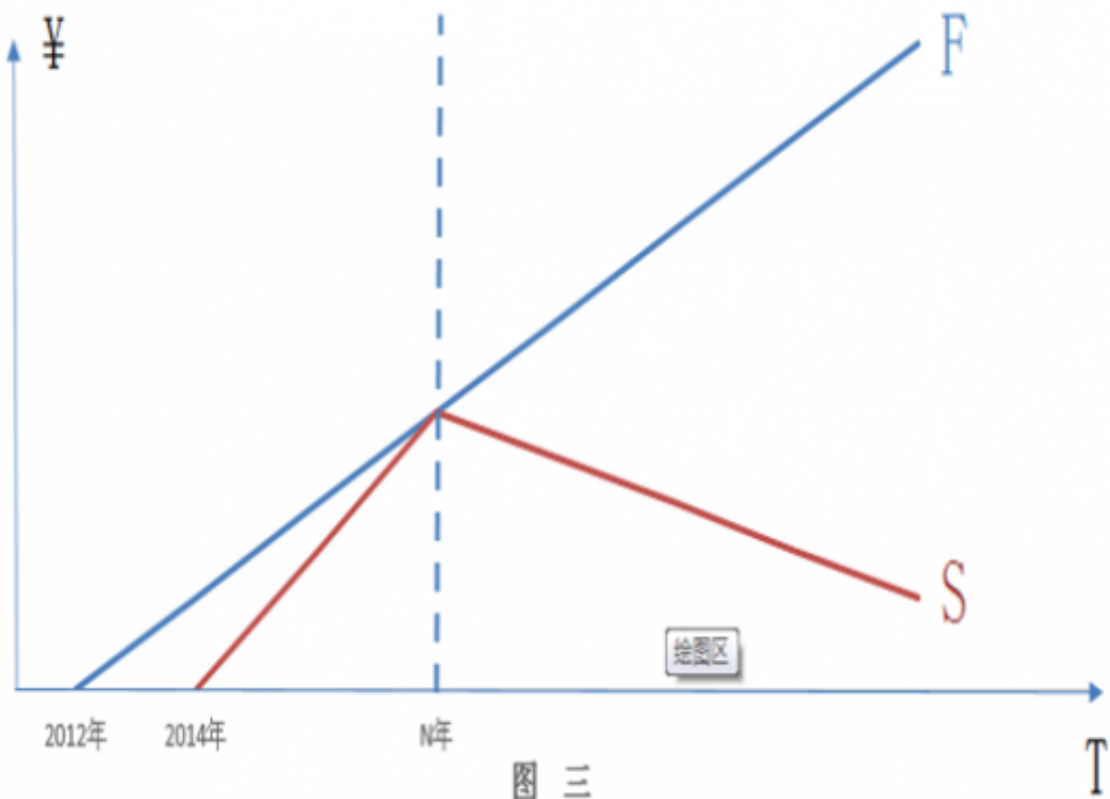
笔者认为，现行光伏产业扶持政策的拐点，可以从“年度可再生能源附加收取总额(光伏部分)”和“年度光伏补贴总额”之间的函数关系来看，其结果可能存在着粗放型增长、极端化增长和高质量增值等三种走向。



图一：粗放型增长模式



图二：极端化增长模式



图三：高质量增值模式

备注：N：新增光伏补贴完全退坡之年；F：年度可再生能源附加收取总额(光伏部分)；S：年度光伏补贴总额

在粗放型增长模式下，疯狂追求数量的增长和规模的叠加，年度装机规模增长过快，无法保证行业的高质量发展。补贴退坡之年还没到，年度可再生能源附加收取的总额就已远远低于年度光伏补贴总额，补贴需求将快速超出资金供给，造成光伏发电补贴没法按时支付。

在极端化增长模式下，理想的状态是装机规模增长均衡，年度可再生能源附加收取总额的增长速度远远大于年度光伏补贴总额的增加，补贴需求小于资金供给，始终有资金结余，补贴随时可以退坡。但最糟糕的状态是光伏装机增幅缓慢或停滞不前，几乎没有补贴需求，行业发展不起来，产业扶持政策失效。

而高质量增值模式中，在保持一定速度增长的同时，还能兼顾高质量，装机规模增长可控，行业良性发展。年度可再生能源附加收取总额的增长速度与年度光伏补贴总额的增加的函数关系能随时调控，补贴需求适度大于资金供给，恰好在补贴退坡之年，实现补贴与资金需求平衡，但始终不会出现补贴拖欠。

中国光伏的度电补贴制度在前期对产业的促进作用非常明显，但后期却产生了严重的路径依赖，行政干预之手没能及时退出，也没有壮士断腕式的及时调整，导致拐点提前，出现粗放型增长的情况，使得装机规模增长严重超预期，并产生巨额补贴缺口和带来以下一些列并发症：

- 光伏经济发展极度失衡。

出现电价和光照都好的光伏高地，以及电价和光照都差的光伏洼地。前者如山东、冀南、苏北等地区，资源争夺导致土地和电网资源不堪重负。后者如贵州、重庆、川东等地，尚能享受一定程度的光伏经济红利。

- 补贴在电站投资收益中比值过高。

补贴比值过高以及拖欠，严重影响了电站投资企业的营收和现金流。其中，又由于地面电站的情况好于分布式、全额上网模式好于自发自用模式，导致两种应用模式发展失衡，致使补贴拖欠进一步恶化。

- 补贴支付流程设计僵化。

致使补贴资金和数据在能源、财政和电网等部门之间空转，电站投资企业苦不堪言。

- 补贴资金来源设计前瞻性较弱。

可再生能源基金放在电费中，但征收不足，年度基金总额有限，已不能满足现有存量光伏电站和风电站所需补贴，更别说每年的增量。

- 政策调整幅度太大。

“531”政策调整，造成一些遗留问题和烂尾项目，这些成本如何消化、矛盾如何化解，至今没有突破口。

客观来看，现行光伏产业补贴制度有成为一种科举制度的趋势，在规模和成本的目标指挥棒下追求补贴利益的最大化。所有企业都去猜测政策会出什么题目、标准答案是什么，走捷径中标项目或拿到规模指标，成为整个行业追求的终极目标。

更可悲的是，以创新名义备受推崇的领跑者计划，还在继续强化这种科举制路径。

寒冬已然凛冽。补贴资金缺口越来越大，且尚无解决良策，随着金融和社会资本逐渐退出，市场主体将急剧减少，一些被拖欠补贴的电站企业很可能将无法度过这个冬天。

(3)产、销、用多方失衡

上游制造端已经完全市场化，进入和出清完全由市场自行调节，但下游市场需求端——电站的投资，则仍受计划主导，通过年度建设规模指标、土地资源、环境审批、并网容量等进行管控。

也就是说，供给侧产能以市场化方式不断扩张，但需求侧却面对并不确定的计划管控，市场手段和计划干预并行，造成产业链被强制割裂。

与此同时，在政策调控和规划布局上，过度重视一些难以在全行业复制推广的区域项目和重点项目，也在一定程度上制约了终端应用市场的创新和繁荣。

实际结果来看，一些领跑者基地项目和特批能源基地项目，不仅土地和接入落实不了，环评也过不去，不少项目建成很久都不能并网，还出现了类似山东微山湖渔光互补电站等走捷径和打插边球的违建项目，最终被强制拆卸，造成极大投资浪费。

这类只见投入不见效益、重装机轻管理的现象，不仅仅是个案。

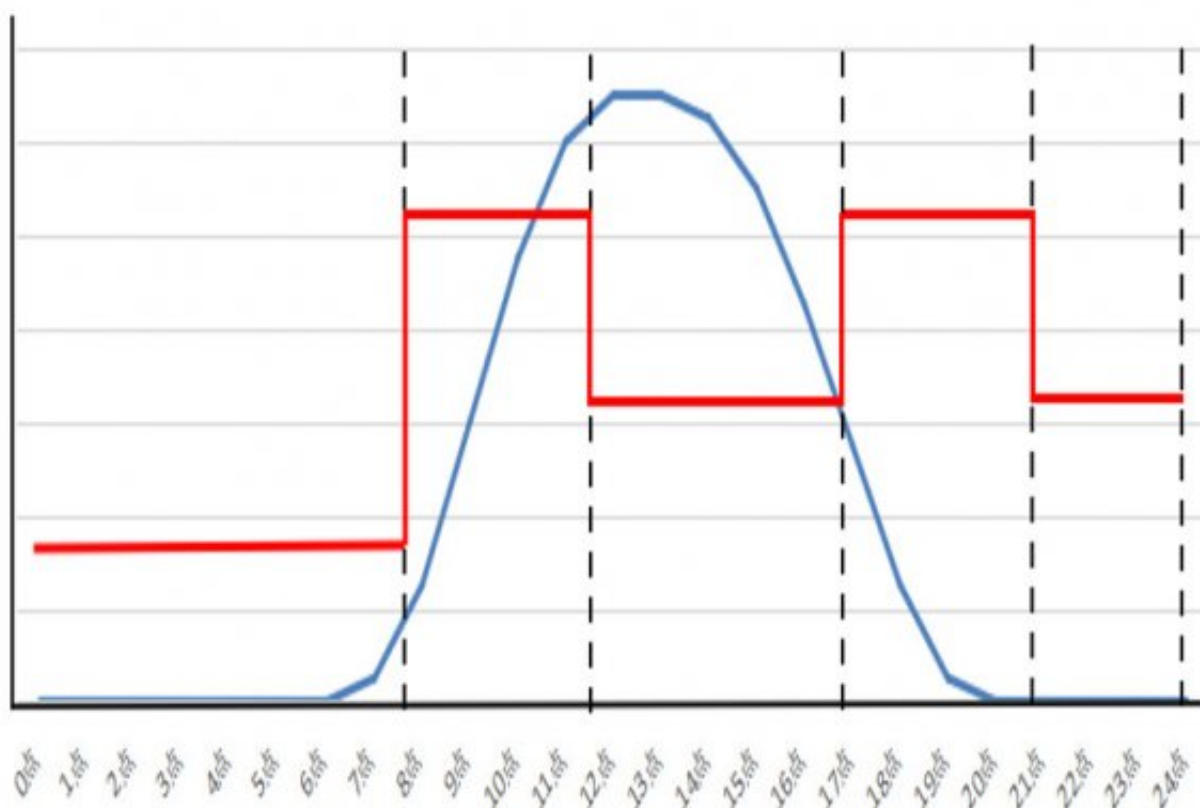
生产与需求逆向分布，影响光伏经济价值最大化

我国能源出力、负荷特点与现行大电网耦合性太弱，光伏能源的出现让能源生产与需求逆向分布的矛盾更尖锐。

现行光伏经济的商业模式与国情呈负相关关系，光伏出力中心与能耗负荷中心在时空上的双重背离，加剧了能源供求的结构性失衡，容易导致发电、输配、用电、监管等利益攸关各方的不满。

时间上的背离，导致光伏价值最优部分发电量难以实现经济利益最大化。

光伏出力集中在白天11-14点之间，这个时间段发电量多、发电质量好。但现行电价体制下，该时间段属于大工业用电的平价时段(0.64元/度，以江苏省为例)，相对于尖峰时段的1.07元/度，平时段电价偏低，度电的经济性并不强；加上这个时间点又属于午休时间，工业耗能需求量相对较小，光伏发电的瞬时消纳较弱。结果就是在价格和消纳方面，光伏发电没法实现价值最大化。



苏价工[2018]89号

自2018年5月1日起执行

单位：元/千瓦时

类别	时段	价格		
		高峰 8:00-12:00 17:00-21:00	平段 12:00-17:00 21:00-24:00	低谷 0:00-8:00
大工业用电	1-10千伏	1.0697	0.6418	0.3139
	20-35千伏以下	1.0597	0.6358	0.3119
	35-110千伏以下	1.0447	0.6268	0.3089
	110千伏	1.0197	0.6118	0.3039
	220千伏及以上	0.9947	0.5968	0.2989
100千伏安(千瓦)及以上普通工业用电	不满1千伏	1.2928	0.7757	0.3586
	1-10千伏	1.2678	0.7607	0.3536
	20-35千伏以下	1.2578	0.7547	0.3516
	35-110千伏以下	1.2428	0.7457	0.3486

备注：

7-8月季节性尖峰电价按照我省季节性尖峰电价相关实施文件执行。

备注：1.红线为江苏省大工业用电峰平谷时段价格及时间端；

2.蓝线为光伏发电分时间段出力比值

空间上的背离，远距离运输受制于电网体制，发、供、用难以实时瞬时平衡，光伏发电的供求平衡的价值最大化难以实现。

光伏发电主要装机在三北区域，而我国能耗负荷中心却集中于华东、华中、华南区域。为了消纳光伏能源，不得不逐年扩大光伏电力在“西电东送”和“北电南供”中的比例，这破坏了区域利益的稳定与平衡，加剧了条条与块块之间的矛盾。

电力经济的最佳闭环是发、供、用实时平衡，度电发出后，及时传送，瞬时消纳掉。光伏发电间歇性、波动性和随机性的特征，容易出现发、供、用的结构性错位；加上不具备常规电源性能，电网短路容量大幅下降，系统动态调节能力严重不足，这都加剧了全网电力生产与瞬时消纳的失衡。（未完待续）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/132469.html>