



关于电力市场过渡路径设计的思考

洞见报告

2018年11月

报告综述

曹艺严

ycao@rmi.org

Lena Hansen

lhansen@rmi.org

林若思达

rlin@rmi.org

蒙姿合

zmeng@rmi.org

Dan Wetzel

dwetzel@rmi.org

建立电力市场是复杂的系统性工作。尽管有相关国际经验可以借鉴，中国要在较短时间内实现从政府计划向现货市场的转变，仍面临着来自规则设计和平衡相关方利益方面的较大挑战。在此背景下，本报告结合各国电力市场改革经验，探讨了电力市场过渡方案的设计思路，旨在采用分步骤控制风险的方法，减少改革初期的难度和阻力，帮助稳步建立电力市场。具体设计思路分三个阶段：第一阶段，全电量变更为基于成本的经济调度，但通过收益保障（金融性）协议保证发电企业收益基本不变；第二阶段，扩大市场化定价范围，将收益保障协议转变为市场协议，将市场带来的成本降低红利逐渐传导至消费侧；第三阶段，完全放开发电和用户参与现货和中长期市场，采用竞争性报价，充分发挥市场作用。由于篇幅有限，本报告仅围绕一种过渡设计展开，但希望其中探讨的各市场元素设计和原则能够为目前各省的现货市场试点设计工作提供参考。

一、引言

2015年9号文的发布掀起了新一轮电改的帷幕，主要的改革目标是在保证电网安全运行的前提下，降低系统成本，降低电价，提高系统灵活性，合理引入竞争，提高环境效益。改革的工作重点可总结为“三放开，一独立，三强化”，而建立电力市场则是实现改革目标的一项重要的工作内容。

设计一套完善的电力市场体系绝非易事，而中国电力改革面临的更大一项挑战是如何从现有的“计划分配”模式向市场化机制的过渡。市场模式本身所需的思维方式转变以及对改革结果的不确定性使各利益相关方较为踌躇。各方对改革都各有顾虑：发电企业对市场竞争准备不足；电网公司需考虑如何在应对自身角色的变化、建立新的商业模式的同时保证电网安全运行；监管者则需适应新的监管职能，平衡各方利益。因此，制定一条市场化过渡路径，培育市场主体，分步骤帮助其逐步转型，与电力市场设计本身同样重要。

世界上其他国家在电力部门改革初期也经历过此类问题和挑战，这些国家根据自身情况采取了不同的过渡方案。过渡方案的某些经验（如，如何建立交易平台，采用市场化调度等）可以直接借鉴到中国，而更多的元素则需要针对各个国家特定的体制结构和电力部门现状，例如，电力资产的历史归属，监管职能划分等而专门设计。中国也可以博采众长，在充分结合已有经验的基础上，制定出符合自身特点和需求的电力市场改革过渡方案。

基于中国现状以及国际电力市场改革的成功经验，并结合国内相关课题的研究成果，本报告提出了一种可能的市场过渡方案，希望能够抛砖引玉，为各省建立电力现货市场提供参考。

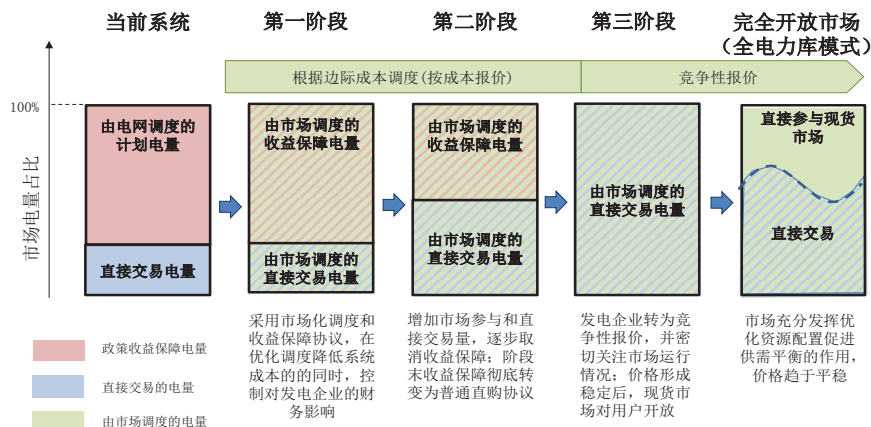
二、过渡目标与路径

过渡路径的制定需服务于最终要实现的理想市场模式。本报告认为，以全电力库¹边际成本调度为基础，现货市场加中长期金融协议的市场结构能够有效实现回归电力的商品属性，优化资源配置，降低系统运行成本，释放社会红利的改革目标。在着眼于最终目标的基础上，过渡方案还应遵循以下原则以保证平缓过渡：

- 展现市场的有效性，实现节能减排、经济高效等电改目标
- 缓冲改革对各市场参与者经济利润的冲击，减少抵触情绪
- 市场规则由简入繁，帮助市场参与者逐步学习并适应市场
- 协调现有的改革计划，减少政策冲突和冗余
- 对市场关键机制进行分段调试，控制潜在的负面影响，并针对出现的问题适时进行调整

基于以上目标和设计原则，我们建议采用三步走的过渡方案：

- 1) 第一阶段：**改变调度模式，但确保发电企业的收益不受影响。实行竞价上网和边际成本报价以优化调度，降低系统成本。同时辅以收益保障协议，控制市场调度对各利益相关方带来的财务影响。
- 2) 第二阶段：**逐步提高市场化交易电量比重，鼓励供需双方参与市场。增加电力直接交易，逐步移除收益保障，扩大用户参与范围，将成本降低带来的红利释放到用户侧。
- 3) 第三阶段：**放开市场竞争，充分发挥市场对价格和供需的调节作用。引入竞争性报价，去除收益保障，允许发电企业与用户双方通过金融中长期市场和现货市场进行自由交易。



下文将对每一阶段的具体设计思路和机制做进一步的阐释。

1. 选择全电力库模式的具体思考详见补充讨论一

第一阶段：实行市场化调度，利用保障协议缓解市场冲击

第一阶段的主要目标是实现市场化调度以降低成本，同时维持发电厂的收入和用户侧电价水平不变以控制风险。在此情况下，系统从用户侧得来的总收入不变，暂时将市场化调度带来的收益（由系统成本降低产生）仅在发电侧分配。具体方式为，各发电厂提交基于边际成本的报价，经审核后竞价上网，并按市场调度结果和价格进行结算。考虑到发电厂与电网公司可能会顾虑新的市场规则下其利益将会受损往往有所抵触，在此阶段，设计为电网与发电厂之间按政府原计划小时数与价格签订收益保障协议，市场与协议的价格和电量差在试点期结束后（或定期）进行结算。

（一）实行市场化调度：电网根据各发电厂的边际成本进行调度，以降低系统成本

市场化调度，即竞价上网调度，是全球范围内电力系统运行的最佳实践经验之一。实行市场化调度，需要各发电厂向电网公司或调度中心提交成本曲线。调度机构随后将这些报价从低到高进行排列，并按此顺序选择被调度的电厂，直到该时刻的电力需求得到满足。最后一个被选中的发电厂所提交的报价即为市场出清价格，所有被调度的电厂都按此出清价格结算。在此机制下，发电机组的报价越低，越有可能被系统优先调用。因此发电厂会按边际成本报价，以保证在不亏损的情况下能被最大程度地调度。最终市场化调度可实现按边际成本调度，系统实现以最低成本满足电力需求。

市场化调度模式能带来诸多效益，是电力部门改革成功的基石：

- 体现电力在不同时刻的成本和真实价值，还原电力的商品属性，激发系统灵活性，避免不合理的电力支出，并引导电源投资建设；
- 通过优先调度低成本的清洁能源和高效电厂，提高系统效率，减少弃风弃光，降低污染和碳排放。同时，通过减少对化石燃料的依赖提高能源安全性。

中国目前弃风弃光现象严重，降价诉求强烈，在实施改革的初始阶段将目前的计划电量和双边协议电量实行市场化调度能够降低系统成本，实现降价目标，而非让发电厂或电网进行持续让利。

（二）签订收益保障协议：电网与发电企业按原计划电量和价格签订保障协议，维持发电厂收益，减小改革阻力，留出适应时间

尽管市场化调度有诸多优势，但其对个体参与者带来的收益变动和不确定性是阻碍改革实施的一大原因。因此，设立“缓冲带”，控制改革风险，给予发电企业适应新机制和找到应对策略的时间，缓解在市场建立初期价格形成不稳定给电网和发电企业带来的财务冲击，是顺利迈出市场转型第一步的关键。因此，在第一阶段实施市场化调度的基础上，应暂时让电网与发电企业按原计划电量与政

府电价签订收益保障协议。从而无论市场调度结果如何，都将在试点结束后按协议进行结算，多退少补，保障参与方收益与试点前保持一致，维持发电侧收支平衡。这将有助于减轻发电企业对市场改革的顾虑，给各方充分的适应时间。

该合约不仅仅是保障价格的差价合同，而是同时明确了电量的总收益保障合同²。如果某发电厂的实际市场调度电量小于协议电量，相当于在某些时段市场价格低于该发电厂的发电成本时，系统将自动帮其选择从市场上购买价格更低的电来履行合约义务，节约其发电成本。相反，如果该发电厂的实际市场调度电量多于协议电量，则表示该厂因边际成本较低，价格优势明显而更多被调度。多出电量部分均以市场价格结算，为该发电厂额外收益。总结来说，即高成本发电厂选择节约发电成本，将其直接用于从市场买电；而低成本电厂获得这部分收益，替高成本电厂发电，赚取利润，系统总收支平衡不变。该结算机制在加拿大安大略省电力市场被广泛应用于直购协议结算，而最近由计划调度转向市场调度的墨西哥也采用了类似机制帮助向电力市场平稳过渡。在此规则下，无论发电厂因系统调度多发还是少发，都是收益最大化的优化结果，从机制上减少了其报价作假，盲目争取发电小时数的风险。对发电企业来说，尽管在试点结束时，将会对市场收益与合同收益之间的差额进行结算保障其收益，但企业能够通过真正参与竞价上网的模式，了解到自身成本在市场环境中的竞争力水平和预期收益，为未来脱离政策保障的全面市场化做好充分准备。

在第一阶段，通过建立此“缓冲带”，将市场化调度带来的变动暂时控制在发电侧，观察系统成本和 market 价格的变动。在第二阶段，市场价格逐步稳定，系统成本降低得到验证后，会进一步将红利释放到用户侧。

（三）规范边际成本报价：试点初期，要求发电厂按边际成本报价规范进行报价，降低报价复杂度和市场操纵风险

虽然本阶段单边电力库加收益保障协议的市场框架有助于引导发电厂进行边际成本报价以最大化自身收益，但发电厂仍可能利用报价进行市场操纵，特别是在改革初期，市场参与方较少，存在发电厂达成共谋的风险。因此，在第一阶段试点应要求发电厂进行边际成本报价，辅以一系列监管措施，而不是直接进行竞争性报价，以保证改革初期市场秩序的稳定。

首先，监管方应在此阶段提供报价的规范性指导，规定边际成本的核定项目和计算方法，指导发电厂进行标准化的边际成本计算和报价。发电厂提交报价后由相关部门进行审核，通过审核后直接作为竞价上网依据。边际成本报价的计算方法和规范在其它电力市场（如PJM）也普遍存在，相对成熟，可以作为中国设定此类标准的重要依据。其次，在此阶段应减少报价频率，延长每次报价的有效期，放大扭曲报价对该电厂造成的不良影响，从而减少其操纵价格的动机。既要避免在改革初期就进行每日报价，减轻复杂度和审核负担，又要预留电厂学习和

2. 具体结算方法详见补充讨论二

改进报价的空间。另外，也建议相关监管机构出台各类机组的参考性报价，在一定程度上帮助能力不足的电厂提供报价辅助，方便审核，初步识别不合理报价。

以市场机制为引导，规范性指导为手段，减少报价频率为辅助，同时结合能力建设和价格参考等措施，尽可能在改革初期能够达到避免市场操纵、培育市场参与者和监管者的目的。

第二阶段：市场向更多参与者开放，逐渐取消收益保障协议

进入到第二阶段，各方对市场化调度有所适应，并积累了一定的市场参与经验，市场将进一步放开。逐渐减少政府保障部分的电量，扩大直接交易范围，鼓励售电侧直接参与批发市场，将市场红利释放到用户侧。

在这一阶段，应鼓励发电企业合理竞争，更多地签订直接交易协议，放开大用户和售电公司参与直购市场，不设定电量上限。与现在签订双边协议后电厂自身的保障电量相应扣减不同，该阶段中发电厂通过签订新的用户直购协议获得附加电量，而相应减少的保障电量将由所有发电企业共同承担。这样一来，发电企业越早签订用户直购协议，越能抢占优势、锁定更多合同电量，增加发电企业参与市场的动力，逐步提高市场化手段在稳定价格方面的作用，为后续撤销行政干预做好准备。该方式可以加强市场竞争，具有成本优势的高效电厂将签订更多的协议电量，直购协议价格也将呈下降趋势，经济调度的降价趋势将传导至用户端。同时，直购协议也应从工业大用户逐渐向商业和居民用户开放，以售电公司代理的形式，扩大用户参与范围。

在售电市场开放的过程还需考虑设定兜底供电商，以保证短期内无法承受市场电价的用户的利益。在此阶段，可由原有的电网供电公司承担兜底职责，但在初期应注意降低用户转向市场的门槛，对愿意转向市场的用户给予足够的支持鼓励，并确保电网对售电公司提供公平开放的输配电服务。其次，对电网供电公司提供的兜底服务给予足够且合理的补偿。最后，随着用户协议不断增加，电力企业逐渐具备独立参与市场的能力，在该阶段的适当时机，电网将不再与企业按原政府标杆电价签订保障协议，而是作为普通售电商，可以按双方商议价格与发电厂签订普通的直购协议，并与其电网服务业务进行切割。此阶段应尽可能保证电力交易和调度机构的独立性。

此时，如德克萨斯州ERCOT等众多电力市场的普遍做法，随着双边协议占比增大，协议中应开始要求提交曲线，将系统平衡责任分担至市场参与主体，提高其负荷管理能力，鼓励商业模式创新，培育用户侧未来参与批发市场的力量。但值得注意的是，在系统预测和平衡责任分担到各售电公司之前，应对电网公司承担的这部分职能给予合理的补偿，否则电网公司可能会因成本问题而对进一步的市场化产生抵触。

第三阶段：引入竞争性报价，向售电侧放开现货市场

当市场框架基本建立，市场交易初具规模，交易主体趋向成熟，监管职能不断完善时，应进一步去除改革初期为减少风险设立的行政化管控措施，转为用市场化手段对系统进行调控，提高竞争性。由于中国的发电结构相对单一，若持续采用严格基于边际成本的报价，可能出现大多时段市场最终出清电价与电厂边际成本十分接近，缺乏尖峰电价时段大部分电厂获利的状况。这将导致发电厂难以收回长期运营所必须投入的其它成本。因此，在第二阶段取消收益保障协议的基础上，本阶段应放开边际成本报价限制，转为竞争性报价³。这样，大部分时段发电企业出于竞争压力仍会按边际成本报价以争取被调度，而用电高峰时段则会选择抬高报价形成尖峰电价。这些尖峰电价时段能够帮助企业收回其它成本，保证关键电厂的盈利和系统安全，避免需求高峰时的供应短缺。

在拥有竞争性报价的基础上，电力市场的平均价格与发电资源的全成本（边际成本和非边际成本）逐步趋近，售电侧进入现货市场的时机趋于成熟。系统应向售电侧放开现货市场，加上之前的售电侧直购选项，系统正式形成双向现货市场加长期虚拟协议的市场格局。此时，发电企业将基于市场价格自主抉择进入或离开市场，从而达到市场供需的动态平衡。

这对监管措施的细致程度和执行力度提出了更高的要求。一方面根据前几阶段的试点情况对规则进行修改完善，另一方面应针对竞争性报价和用户侧参与增加新的管理策略以控制风险。国际上的所有电力市场（ERCOT、CAISO等等）都有竞争性报价的监管措施，如设立最高报价限制、进行垄断测试、行为影响测试等以避免潜在的市场操纵，中国可以参考和借鉴此类措施，完善此阶段的监管职能。

小结

在完成上述三个阶段的过渡后，系统已经基本构建了“电力库模式”的市场框架，其具备以下特点：

- 基于竞争性报价的全电量竞价上网调度，根据供需平衡形成实时市场价格
- 中长期虚拟双边协议帮助发电企业和用户稳定电力价格
- 开放的售电竞争环境，用户可签订购电协议或直接从现货市场购电，同时整合用户侧资源为系统提供价值。

尽管此时已具有相对成熟的能量市场结构，但这并不是市场改革的终点。随着可再生能源和分布式资源的不断发展，应根据需求不断完善市场规则，并适时搭建其它辅助市场。值得注意的是，建立额外市场（如容量市场）的主要目的是弥补能量市场的不足，这需要建立在能量市场运行已基本稳定，价格和供

3. 竞争性报价的相应监管请详见补充讨论三

需实现均衡的基础上（国际普遍经验显示这通常需要两年左右的时间）。谨防将能量市场尚未稳定所带来的问题与能量市场本身的缺陷混淆起来，在过渡期间过早的加快进度或引入其它市场。这可能会造成未预测到的市场扭曲，很难建立健康的电力市场，实现预期目标。

本报告中，最终希望建立的“电力库模式”是目前很多电力系统（如澳大利亚等）采用的一种基础结构，却并非唯一合理的模式。下表中总结了本过渡方案中的各设计元素，即使希望最终建立的是其它市场模式，但仍可参考本报告中的部分设计和原则，加以调整来帮助改革实施，实现市场转型。

	现行系统	第一阶段	第二阶段	第三阶段	最终市场
调度	按照计划分配进行“三公”调度	按边际成本报价进行最小化系统成本调度	按边际成本报价进行最小化系统成本调度	按竞争性报价进行最小化系统成本报价	按竞争性报价进行最小化系统成本报价
政策保障协议	政府计划分配	按原政府计划定价定量； 无曲线； 不影响调度	按原政府定价； 电量不断减少； 无曲线； 不影响调度	无	无
用户直购协议	双方商议定价定量； 无曲线； 影响调度	双方商议定价定量； 无曲线； 不影响调度	协议总量增加； 双方商议定价定量； 开始提交曲线； 不影响调度	双方商议定价定量； 有曲线； 不影响调度	双方商议定价定量； 有曲线； 不影响调度
用户参与	大工业用户可参与直购协议	大工业用户可参与直购协议	大工业用户和售电公司可参与直购协议	大工业用户和售电公司可参与直购协议	大工业用户和售电公司参与直购协议或直接参与现货市场
平衡预测	电网承担所有平衡和预测责任	电网承担所有平衡和预测责任	电网承担所有平衡和预测责任	购电双方通过提交曲线承担部分平衡和预测责任	购电双方通过提交曲线承担部分平衡和预测责任
价格监管	审核保障成本回收的电量和电价	审核边际成本报价	审核边际成本报价	设置报价上限，监控市场操纵行为	设置报价上限，监控市场操纵行为

特殊机组过渡建议

在市场设计过程中，应意识到系统中的某些发电机组（如电热联产、可再生、水电、跨省交易等）由于自身属性和行政管理等方面的挑战，需单独考虑。在试点阶段，为了更好地整合发电资源，降低改革难度，若该发电资源的调配方式有单独的明确规定，则在市场改革初期以遵循这些规定为主，同时辅以相应机制鼓励这些资源分阶段逐步参与市场，给予学习和适应的空间，以最终实现全面市场化。以下列出了几类特殊电力如何与过渡方案结合的具体建议。

（一）跨省交易：对于输出省份来说，输出电量将被视为增量负荷纳入该省总负荷中，仍然服从经济调度（竞价上网）规则。对于接收省份，由于现有

协议缺乏控制灵活性，跨省交易在过渡的第一阶段将不参与本省现货市场，在调度时可将其作为边界剔除。但由于部分省份跨省输入电量较大，在现货市场转型期间应尽量保证跨省电量的稳定性和可预测性，并在现货市场建立之后调度应逐渐响应市场价格的波动，与现货市场良好衔接。在第二阶段，当直购协议电价实现了从政府电价脱离后，跨省交易也逐渐进入直购市场。随着最终市场的建立与完善，也鼓励发电企业和用户通过现货市场进行跨省交易。

（二）可在生能源：可再生能源发电应在第一阶段就直接纳入市场化调度体系，同时也签订收益保障协议。协议价格和电量参考历史调度电量和煤电标杆电价。此外，收益保障部分电量可获得可再生能源补贴，而由于其低边际成本而获得的额外发电量不应收到补贴，仅按市场价格结算。此举有助于利用市场提高可再生能源消纳，同时锁定可再生能源补贴总量，防止过度补偿增加财政负担。第二阶段中鼓励可再生能源也参与用户直接交易，获取更多的市场化合同，同时逐步转向差价合同的形式。这是因为在直购合同参与方需要提交负荷曲线承担预测平衡责任时，差价合同的形式可弥补可再生能源可控性不足的问题。最终，可再生能源将依靠差价合同保持价格稳定和低成本报价保证优先调度的方式在电力市场体系下运行。

（三）热电联产机组和大型水电机组：热电联产机组和水电机组由于供热和灌溉有最低开机和出力要求，系统应相应地建立必开机组的处理方式，即在必须开机的时段默认其报价为零，保证其调度，并按市场价格支付。第一阶段中这些机组也将签订收益保障协议，按必开机组处理。从第二阶段开始，随着收益保障电量的逐步减少，热电联产机组和大型水电机组的开机运行逐渐直接暴露在市场价格下，由于没有协议的价格保障，机组将提高自身启停机和调整出力的灵活性，以避免过多地在市场价格低于其边际成本的时刻运行。

三、未来研究方向

电力市场设计是大到顶层架构，小到细节管理的系统工程。由于篇幅有限，本报告仅提供电力市场过渡方案的一种整体设计思路，旨在采用分步骤控制风险的方法，减少改革初期的难度和阻力，帮助稳步建立电力市场。落基山研究所希望下一阶段能够与国内相关研究机构、学者和监管部门积极合作，基于中国实际状况以及系统需求进一步细化方案，对因电力改革推进而出现的后续问题进行深入研究。包括：放开后的售电市场是否全部转为独立售电公司，或是仍由电网作为默认售电服务提供方；如何对带负荷曲线的虚拟金融合同管理和结算；必要时刻如何与区域市场相结合；是否允许发用电方跨省参与现货市场，以及电改过渡期间监管机构与职责的划分等。

四、附录

补充讨论一：现货市场模式：全电力库或净电力库

全电力库模式是指全电量竞价上网调度，双边协议均为金融虚拟协议，仅用于结算而不会影响实际调度，以起到稳定长期价格的目的。

净电力库模式是指以双边交易为主、集中交易为辅的模式。双边交易多数为物理协议，调度机构按发电厂与用户所签署的负荷曲线安排调度计划，现货市场主要用于平衡偏差。

两种模式各有优点。理论上当有充分的交易和流动性时，两种模式都能实现最优化的调度结果。但在实际运行当中，净电力库由于发电商会以自身利益最大化为目标安排调度，以及市场操纵等原因，常常不能实现充分交易和市场最优调度。对于采用何种模式一直存在争议，但出于以下几点考虑，本报告更倾向于推荐在中国采用全电力库的模式：

首先，从模式本身来看，当大量负荷都以双边协议物理调度时，现货市场能够调度的电量和机组有限，系统效率并没有实现最优化。尤其在市场改革初期，市场参与者相对较少，物理合约容易受市场力的影响，人为因素干扰更多，从而偏离系统最优解。而全电量报价进行经济调度的模式能够保证各时段的发电都是系统统一最优化的结果。

其次，带曲线的物理合约限制了电量市场本身能够提供的灵活性。由于大部分的电量被双边合约锁定，并且合约签订者往往是负荷相对稳定的大用户。余下的负荷变化较大，可调用资源较少，给现货市场提出了更高的平衡要求。同时，由于可再生能源发电的不确定性，越动态和短时的市场越有利于其参与市场。在以固定物理曲线协议为主的市场里并不具备优势，不利于促进可再生能源的消纳。面对将来可再生能源比例不断增加的系统，这种市场模式可能给调度、平衡和结算带来较大的负担。全电力库中的合同主要以金融合同为主，在有效对冲价格波动风险的同时并不会限制系统调用资源，与可再生能源的特性更加符合。

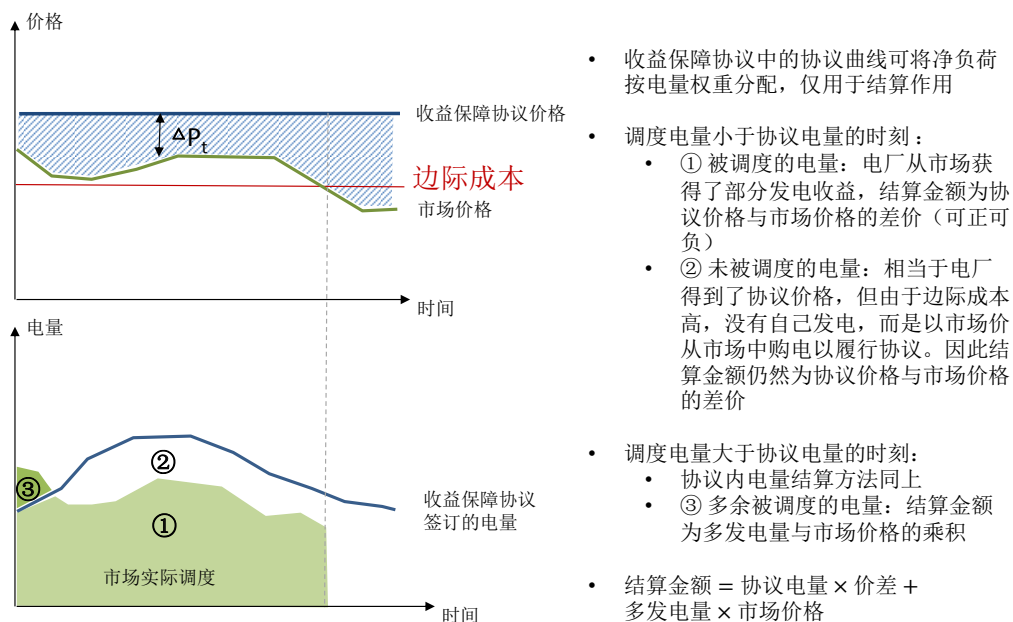
最后，净电力库模式对发电厂和用户的负荷预测和管理的能力有较高的要求。就中国目前情况而言，很多发电厂可能还不具备自行安排调度计划的能力。如果在市场形成初期就使用该模式，拥有更多的资源、实力较强的发电公司可能签署更多双边交易，抢占市场，从而无法形成合理竞争的市场格局，市场操纵的风险很高。而带物理曲线的双边合约需要与电网和调度机构进行多次迭代调整，以确保物理输送的可能性，增加了市场运行流程的复杂性。因此，采用全电量报价统一系统出清能够减少人为干预和对用户的要求，更适合中国目前已习惯统一调度模式，缺乏足够信息源和交易经验的实际情况。

总体来说，尽管上述提到的净电力库的难点并非不可避免，但其涉及的人为因素更多，流程更加复杂，因而需要更加精细的市场规则和管理体系以避免市场操纵，确保系统实现优化。这对于改革初期的市场来讲，实施难度相对较大。加

州和澳大利亚电力市场在早期也是采用带物理曲线的合约为主的模式，但由于净电力库参与者寻求自身最优与系统整体最优之间的偏差，出现了很多人造制造阻塞，抬高电价的现象，后均改为了集中调度为主的全电力库模式。

补充讨论二：收益保障协议的结算方式

如文中所述，收益保障协议是为了过渡原有政府计划分配电量而设置的金融协议。协议中同时明确了价格和电量，但并不对实际调度造成影响。因此，能保证系统按经济最优结果进行调度的同时，通过合同对冲发电企业的经济利益冲击。金融协议意味着协议与实际发电的不一致，其结算方式如下图所示：



如图所示，该结算机制会对各电厂协议内被调度电量、协议内未被调度电量和协议外被调度电量分别进行结算。由于此类结算需要将各电厂的保障协议和直购协议电量分解成实时的发电曲线，而分解曲线对结算结果有较强的影响力，因此需制定公开透明协议曲线分解和审核机制。该过程也有助于供需双方理解电力实时平衡要求对市场收益的影响，为未来在成熟市场体制下签订双边协议奠定基础。

补充讨论三：竞争性报价监管

尽管对市场力和报价的监管应是贯彻市场化改革始终的，但在竞争性报价启动后，应设立专门的部门或机构来负责竞争性报价和市场结果监管，其职责包括：

- 进行市场报价行为模拟以及市场力测试，预先判断报价重点关注对象。例如ERCOT采用的单寡头垄断测试，PJM和CAISO采用的三寡头垄断测试，以及New York ISO和MISO采用的行为影响测试（Conduct and impact tests）。

- 设置报价管制条件来削弱发电厂和企业的市场操纵能力。竞争性报价容易在用电高峰时刻产生尖峰电价。如前文中提到，尖峰电价有利于电厂收回非边际的投资成本。然而，不同市场对于尖峰电价的限价措施也不同。澳大利亚电力市场最高限价很高，允许了尖峰电价的出现来指导投资，而英国及除德克萨斯州ERCOT电力市场之外的大部分美国电力市场都设定了相对严格的限价额度，以容量支付的方式来指导投资。设立报价限制的方法也各不相同，普通时段和用电高峰时段应有所区分，可采用的方法包括了如ERCOT使用的基于备用容量水平和价值的估算法；基于燃料价格的关联估算法；或PJM采用的分价格段用成本报价替代竞争报价等方法。
- 监测市场健康运营状况，识别市场操纵是否发生，平衡发电厂和用户的风险。
- 根据不同的违反市场规则的行为设置惩罚和黑名单制度。面对极恶劣的情况，提出限制企业参与市场（如，进一步限制其报价；直接采用参考报价；或让其成为“价格接受者”），或企业拆分建议。

值得注意的是对报价的干预应是随着市场机制逐渐成熟，信用机制越来越完善而从紧到松，从行政趋向市场的过程。

国际上几乎所有的电力市场，均设立了针对竞争性报价的监管措施。以美国加利福尼亚州电力市场为例，CAISO为确保市场健康运行，设立了价格上限和相应的措施减轻市场操纵的风险⁴。例如，报价以当日计算成本的125%为上限，若该成本至少30天未变动，上限可提高至150%，并明确了成本的具体组成部分，计算的细节和方法。同时展开一系列测试，如三寡头垄断测试，密切监控市场动态。CAISO定期召集各利益相关方，对市场报价表现进行评估，收集意见反馈，并及时做出调整。

4. http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/CommitmentCosts_DefaultEnergyBidEnhancements.aspx
<http://www.caiso.com/Documents/RevisedDraftFinalProposal-CommitmentCosts-DefaultEnergyBidEnhancements.pdf>