

优化电力交易策略，实现新能源项目收益最大化！

我国电力体制改革的不断深化，市场交易电量比例不断扩大，电力现货交易也要全国范围开展，新能源发电企业机遇与挑战并存。

新能源的发电量被分成三部分：

基数计划电量（地方保障小时数内电量，以煤电基准价结算，保量保价）；

中长期交易计划、现货交易计划电量（市场化交易电量，以交易价格结算，保量不保价）。

随着基数电量的逐年减少，越来越多的电量参与交易，新能源在交易中如何决策才能使项目收益最大化？先来看一个甘肃新能源项目的例子。

一、通过优化电力交易策略实现高收益案例

1、甘肃保障小时远低于国家核定数值

2019年，甘肃全省新能源场站平均基数电量（按煤电基准价结算的电量）563.67小时，其中风电584小时，光伏531小时；

如果再剔除特许权、扶贫电站等特殊类型项目，甘肃省常规新能源场站结算平均基数电量仅有480小时，较2018年减少68小时，较2017年减少83.67小时，远低于国家保障性收购政策核定的利用小时。

超出基数电量以外的电量，都要参与市场化交易。在实际交易中，风电、光伏项目签订省间、省内各类“中长期”合约；而根据2019年的数据，新能源“中长期”合约的平均价格约小于0.2元/kWh，远低于标杆上网0.3078元/kWh，使项目的收益大幅低于预期。

2、“中长期+现货”相结合，保障收益

2019年底，甘肃省启动省内现货交易试结算。以11月中旬7天的交易价格为例，现货市场日前、实时价格比某些中长期交易成分价格要高许多，具体如下图所示。



新能源电站通过合理的交易策略，将现货交易与中长期交易相结合，相比于只发中长期电量，项目收益会大幅提高。下表是甘肃省某电站5天的实际交易情况。通过参加现货交易，该电站5天实现增收7.104万元。

表1：甘肃某电站参与电力市场交易情况

仅开展中长期交易	中长期交易+现货交易	
	中长期交易部分	现货交易部分
交易电量：143.709MWh	交易电量：143.709MWh	交易电量：75.322MWh
交易电价：0.11 元/kWh	交易电价：0.11 元/kWh	电费增收：1.89 万元
总收益：1.5808 万元	总收益：1.5808 万元	额外补贴：5.214 万元
参加现货交易后总增收：1.89+5.214=7.104 万元		

以甘肃试结算的某日数据为例，选取不同机组类型交易数据看，不同机组类型在现货市场中使用合适的交易策略是可以盈利的。下图为甘肃试结算某日各类电站的盈亏情况。

单位：元/兆瓦时、元

电厂名称	中长期参考价格	中长期日计划电量	现货正电量	正现货电费	现货负电量	负现货电费	交易TMR	补贴	tmr-中长期	实际均价	tmr当中长期盈亏	含补贴盈亏
XXX光伏	236	0	131	15911	-18	-1541	113	640	113	106	-14637	57656
XXX光伏	236	224	228	19204	-43	-6708	401	640	176	150	-34640	78174
XXX风电场	180	3997	521	87048	-3491	-378906	1056	240	-2941	338	167012	167012
XXX风电场	180	1389	1975	211279	-1142	-164941	2196	240	807	111	-150943	42770
XXX火电厂	270	56034	6611	1275927	-4887	-798863	57763	0	1729	272	138962	138962
XXX火电厂	270	95286	3088	854155	-23137	-5111764	75238	0	-20049	280	767423	767423
XXX水电厂	230	1752	172	31600	-294	-49927	1626	0	-126	232	3225	3225
XXX水电厂	230	4534	4931	895728	-4418	-690602	5044	0	510	220	-50766	-30766

二、新能源项目参与电力市场化交易是大趋势

上述甘肃省的情况，在全国并非个案。

在全国人民代表大会常务委员会执法检查组《关于检查〈中华人民共和国可再生能源法〉实施情况的报告》中提到：

宁夏2018年自行制定风电最低保障性收购利用小时数为750—850小时，甘肃2018年自行设置的风电、光伏发电保障性收购小时数分别为774小时和479小时。

上述小时数大幅低于项目实际可发小时数，大部分电量要全部参与市场化交易。虽然上述做法被行业诟病，但越来越多的电量参与市场化交易是大趋势，新能源项目也将逐步参与到市场中来。

目前，西北很多省份的新能源项目，大比例电量以中长期交易的方式参与。2019年下半年，甘肃、山西、蒙西等三省区，作为现货试点区，新能源已经参与到现货交易中。从这三个现货试点的试结算来看，新能源项目主要通过降低电价，甚至地板价，来获取发电权，即“保量不保价”。

三、电力市场化交易中的关键决策

在市场化交易中，发电企业如何实现理智报价，从而获取更高收益？“国能日新”的电力交易解决方案项目负责人给出三个建议：

- 1) 通过中长期市场提前锁定收益；
- 2) 优化现货交易策略实现整体利益最大化；
- 3) 利用专业的交易辅助决策工具。

策略1：通过中长期市场提前锁定收益

国家发改委日前发布了《关于做好2020年电力中长期合同签订工作的通知》，鼓励市场主体高比例签约中长期，并且未来的中长期交易采用带电力负荷曲线交易机制。

当前电力直接交易、集中竞价交易、跨区跨省交易为中长期主要交易品种，交易周期覆盖年度、季度、月度、月内、日前多时间维度。其中，基础电量、双边协商、竞价交易、挂牌交易、发电权交易等多种交易模式相互交织、相互影响、相互制约，且每省、每种交易规则都不尽相同，交易模式和交易品种趋向多元化。

新能源发电企业一方面需要通过现货价格信号，来指导中长期合约签订的价格，另一方面需要精准的中长期发电量预测，并核算签订中长期合约的比例。中长期合约的价格以及签约多少电量至关重要，直接影响整体收益。

策略2：优化现货交易策略实现整体利益最大化

现货交易的本质是偏差结算，其体系基本颠覆了现有交易和结算模式。

对于新能源发电企业来说，对交易策略的精细化、日前、实时出力预测的准确性以及交易人员的综合素质都带来挑战。

如何通过现货市场的中长期分解机制、精准的出力预测、合理的报价策略，达到在现货市场偏差结算中的收益最大化，需要发电企业统筹考虑中长期与现货两个市场交易，需要对中长期市场与现货市场的价格趋势、电量比例分配有精准的分析、预测与测算。

通过现货市场的合理策略，能达到交易收益最大化。

策略3：利用交易辅助决策工具分析决策

市场化改革在快速推进，对新能源发电企业的快速响应能力、市场分析能力、决策能力、风险规避能力提出更高要求，大量的数据分析、统计、决策无法人工开展、手动完成，迫切需要专业化的分析工具。

目前大家普遍认为，中长期交易能提前锁定收益。“并不是签订的中长电量越多，收益越大”国能日新电力交易项目负责人介绍，“如果价格过低，可以考虑把部分电量放到现货市场上交易，通过现货市场获取更高的收益。”

因此，对于发电企业来说，中长期签订价格在多少范围内，以及签订多少电量，需要考虑现货的整体价格水平以及对自身中长期发电量的预测。新能源发电企业需要精准的交易辅助决策工具来分析市场，对现货市场的风险进行评估，作出精准决策，达到中长期+现货市场整体收益最大化。

四、结语

电力市场改革在不断尝试中前进，对于新能源发电企业来说，虽然现状已打破了原有的计划保障体制，但在带来风险挑战的同时，机遇也增加了。

随着国家经济的快速发展，能源已经成为支柱国民经济的重要产业，而新能源更是未来主体能源，电力交易市场化机制的推行，势必会刺激电力发电企业和用电企业的积极性。

我们期待着未来市场中会有更多的电量进入现货交易，到那时，复杂的市场环境、各主体的利益诉求的不同会让现货交易更充分的发挥其价格信号，市场主体则可利用自动化、智能化的预测分析工具来更加精准的获取预测报价方案，最终实现电力交易价值。国能日新电力交易决策支持平台即可为发电企业提供从中长期电量预测到“中长期+现货”交易决策整体解决方案，实现智能、自动报价决策分析。（王淑娟）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/151854.html>