劳伦斯伯克利国家实验室

电力消费、需求及竞争性市场中美合作：对广东、吉林、江苏和上海的试点的建议

Max Dupuy、Fredrich Kahrl、Frederick Weston
睿博能源智库（RAP）

Bo Shen、Andy Satchwell、Peter Cappers、Jenifer Potter、Wei Qi
劳伦斯伯克利国家实验室

Ella Zhou、Yingchen Zhang、John Barnett、Travis Lowder、Laqiqige Zhu
国家可再生能源实验室

Lars Bregnbæk
Ea能源分析

2017年12月

本项工作由美国国务院能源资源局通过与加利福尼亚大学校董会编号DE-AC02-05CH11231的合同提供资助。

报告免责声明

本报告来自于美国政府机构资助的课题。虽然本文件所含信息据信是准确的，但是美国政府及其机构以及加利福尼亚大学董事会及其员工，对于这里提供的任何信息、仪器、产品或信息披露过程的准确性、完整性或可用性，均未做出明示或暗示保证，对此不承担与之相关的任何法律责任，同时亦未表明使用上述信息、仪器、产品或信息披露过程时不会侵犯私人所有权。本文件所述任何具体商用产品、流程或服务的商品名、商标、制造商或其他内容不能构成或暗示其已获得美国政府及其任何部门或加利福尼亚大学董事会的认可、推荐或支持。本报告作者在文中表达的观点不代表或体现美国政府或其任何部门或加利福尼亚大学董事会的观点和意见。

劳伦斯伯克利国家实验室是提供平等就业机会的雇主。

目录

鸣谢 ii

首字母缩略词和缩略语 iii

执行摘要 1

政策建议摘要 3

一、 推动电力市场竞争和直接电力交易 1
主要建议 1
试点背景 1
具体建议 1
1 大规模发展“现货市场” 1
2 零售市场的开发 11
3 让可再生能源资源更多地参与到市场中 13
附录I-A：报告/估算发电机组运营成本 17
附录I-B：美国常用辅助服务的种类 19
附录I-C：德克萨斯州电力标签示例 20

二、增加可再生能源的就近消纳 21
主要建议 21
试点背景 21
具体建议 22
1. 建立有利于电热和灵活负荷的商业模式 22
2. 可再生能源开发的市场化和政策扶持方法 25
3. 供热行业改革与协调 31
附录 II-A: 风电锅炉的经济性分析 33
附录 II-B: 丹麦利用风电为区域供热的经验 35

三、加强电力需求响应，促进需求侧资源利用 48
主要建议 48
试点背景 48
具体建议 49
1. 提高需求响应的价值 49
2. 加大用户需求响应参与度 53
3. 扩大需求响应规模的市场化发展和驱动政策 58
附录 III-A: 美国基于时变价格的需求响应 63
附录 III-B: 美国基于补偿的DR项目 65
附录 III-C: 美国推动需求响应的相关政策简介 67

鸣谢

作者感谢美国国务院能源资源局通过加利福尼亚大学董事会编号#DE-AC02-05CH11231合同对本工作提供资助。

首字母缩略词和缩略语

A/S	辅助服务
AutoDR	自动化需求响应
BA	电力平衡区
DR	需求响应
CfD	差价合约
CHP	热电联产
ComEd	联邦爱迪生公司（芝加哥）
ConEdison	联合爱迪生公司（纽约市）
CPP	尖峰电价
CPUC	美国加州公用事业委员会
DER	分布式能源
DOE	美国能源部
DRAM	加利福尼亚需求响应拍卖机制
DSM	需求侧管理
EE	能源效率
EERS	能源效率资源标准
EIM	电力不平衡市场
EV	电动汽车
FERC	美国联邦能源管理委员会
FIT	上网电价
FYP	五年计划（中国）
GHG	温室气体
ISO	独立系统运营商
M&V	测量与验证
NDRC	国家发展和改革委员会（中国）
NEA	国家能源局（中国）
NERC	北美电力可靠性委员会
PG&E	太平洋天然气和电力公司
PJM	PJM电力互联体
PPA	购电协议
PV	太阳能光电板
RE	可再生能源
REC	可再生能源证书
REV	能源愿景改革
RPS	可再生能源配额标准
RTO	区域输电管理机构
RTP	实时电价
SBC	系统效益收费
SPP	西南部电力池
SREC	太阳能可再生能源证书
T&D	输电与配电

TOU	分时电价
TSO	输电系统运营商
USofA	统一会计制度
V2G	电动汽车与电网融合
WECC	西部电力协调委员会

执行摘要

在中美电力消费、需求和竞争性市场合作项目（“合作”）中，中国和美国在组织机构和政策方面进行合作，以在中国建立具有竞争力、透明且可持续发展的电力系统。两国围绕以下三个主题共同确定解决方案，从而通过试点项目改进中国电力部门全面改革的关键因素：

1. **推动广东地区的电力市场竞争和电力直接交易：**制定支持电力部门全面改进的市场规则、政策和监督机制，同时在市场中引入更多清洁能源资源。
2. **提高吉林省可再生能源本地消纳水平，减少弃风：**通过促进吉林省电力和供暖部门更加灵活地利用风力发电等措施，改善弃风现象。
3. **增强江苏和上海地区的需求响应（DR）并推动需求侧的资源利用：**开发支持性政策框架和市场机制，用以鼓励并扩展工业、商业和居民用户参与需求响应，同时创造旨在实现需求响应价值的电力市场设计。

自2016年开始，中美已就这一合作在两国进行了考察并讨论了初步建议，最终共同制定了本报告，提出对试点的改进政策建议，以指导其在各省的应用。

支持中国试点政策建议的前提是形成更为开放且更具竞争力的电力市场，容纳多样化的市场参与者和多样化的能源资源；使中国电网更加可靠、灵活且高效，并且减少其长期运行的总成本；同时改善空气质量并降低温室气体（GHG）排放。

应谨慎地协调中国更为广泛的经济和环境改革与电力部门改革的关系，从而更好地确保这些改革不会出现南辕北辙的现象，并且提供更好的机会以便真正实现电力部门竞争带来的物理性和经济性的效率收益。

下面的政策建议清单中列出了试点的近期和长期关键建议。这些建议主要围绕四个主题：

1. **将经济调度制度化并建立现货市场，以提高效率和竞争力：**现货市场能够通过市场力量提高经济效率，从而帮助中国实现电力行业改革的目标。结构完善的现货市场能够通过经济调度（根据边际成本调度资源）最大程度的降低总运营成本。美国的经验表明，现货市场的设计较为复杂且充满挑战性。其所面临的挑战包括如何保证足够的竞争力等问题，对此，应确保采用适合现货市场的审慎手段。其中一种方式可以是根据定期更新的报告的发电机组成本进行经济调度，产生单一的市场结算价格，作为过渡到充分竞争的市场的一种方式。其中成本报告应根据公开并统一的方法。通过本方法能够设定日前和日间竞价的基准，从而帮助中国监管部门、系统运营商和市场参与者适应经济调度、市场运行和规则，并且更普遍地参与到市场中。

   在市场设计阶段（而非设计之后）制定市场监测和市场力管制防护措施。在设计有效的市场监测和管制措施时，最为重要的一步是应深入了解发电机组成本并确立成本登记和报告机制，要求所有公司均使用相同的方法。通过扩大市场范围创建区域市场，能够提高经营效率和电力系统的灵活性，并且在既有体系（如区域电网公司）和机制（如东北辅助服务市场）的基础上构建区域市场。最后，淘汰过剩发电机组，

应在规定的时间内限制对退役机组的补偿转移支付的规模，从而避免低效发电机组长期运营并为消费者节约更多成本。

2. **增加需求响应以提高效率和灵活性：**作为一种成本效益好的替代发电、输电和配电设施的手段，需求响应对加强中国电力系统的可靠性和灵活性，降低用电成本具有巨大潜力。需求响应可以削减尖峰负荷，承担备用容量、助力消纳可再生能源、促进电网运行效率。需求响应目前无法在中国扩大应用的原因有三：1）缺乏鼓励和推动需求响应参与的资金和激励机制，2）缺乏需求响应盈利模式和市场扩大机制，3）缺乏需求响应服务商适用的商业模式。美国鼓励和推动参与需求响应的策略包括：稳定和成本效益好的消费者付费机制有利于需求响应相关成本的回收；推动需求响应的补偿机制以及未响应的处罚措施；以及有效驱动需求负荷变化的电价机制。中国可以采用上述策略扩大需求响应。此外，美国的经验还提供了能够给需求响应服务带来利润以使其在中国扩展的策略。这个进程可由电力公司通过双边协议或拍卖的形式从需求响应服务商购买需求响应服务开始，随后将需求响应引入电力市场以推动其扩展。最后，需求响应服务商实行可行的商业模式，拓展其服务范围，例如获取并管理电力用户需求响应资源、并提供 “叠加多种效益” 的多重服务，以满足配电公司和电网运营商的需求。

3. **将可再生能源整合到电力市场中，以降低电力成本：**随着风力发电和太阳能发电机组的成本大幅降低，通过改进政策以及将可再生发电整合到电力市场中，能够让电力市场转型到一个更具竞争力的模式。这个模式能够带来更低的价格、更高效地利用可再生能源，更体现市场参与者的多样化。中国可以加强既有可再生能源政策的实施力度，同时引用竞争性采购和合同来实现这个转型。有效的现货市场有助于确保可再生能源发电的有效并网与运行。

4. **支持零售价格的改革和市场化，以达到政策目标：**实施有效的零售价格可以促使电力用户行为与电力系统在全国和各省的目标一致。近期而言，调整销售电价（如实行季节性分时电价）能够增加需求侧的灵活性并使用户用电时间与系统运行成本低的时段相吻合。长期而言，更加动态或实时的电价可以加强需求侧响应的程度，因为这些动态或实时电价能够更好地反映电网实时的状况。对于具有竞争性的零售市场而言，及时且准确地传送标准化的信息和有效售电规则有助于消费者做出合理的用电决策。

政策建议摘要

一、 推动电力市场竞争和电力直接交易

广东试点力图建立市场规则、政策和监管机制，同时将清洁能源（如可再生和需求侧资源）更快整合到重组后的市场体系中。本文件根据美国的经验，从三个特定领域为该试点提供了以下几条建议：1）大规模发展“现货市场”；2）发展零售市场；3）采取必要措施，推动可再生能源更广泛地加入市场。

<u>1.大规模发展“现货市场”：</u>本文中的“现货市场”是指以“实时”电力市场为中心的一组市场机制，包括日前市场（即，以最低费用并按计划供需满足第二日的预计需求）、日间市场以及以合理方式补偿辅助服务的机制。该市场机制的特点为按每个日间阶段（在美国，该阶段为十五分钟或更短的时间间隔）获得结算价。

- ***在市场建设初期，根据报告的运营成本，按优先顺序调度方法建立现货市场（建议1）***
  - 市场设计是指明确监管和市场机制的最佳组合，以最大程度减轻低经济效率现象的过程。结构完善的现货市场能够以优先顺序的方法，根据资源边际成本进行调度，从而最大程度降低运营成本。
  - 在现货市场中建立优先顺序调度的方法包括：1）发电机组报告成本竞价模式，以及2）以发电机组和其他资源短期竞价为基础的模式。两者均可与单一市场结算价格组合使用。使用单一市场结算价格时，所有供应商均收到市场结算价格和所有附加费。
    - 在发电机组报告成本竞价模式中，系统运营商根据每个发电机组的预估短期可变运营成本，建立优先顺序并设定市场结算价格。该价格通常等于满足需求所需最高成本发电机组的运营成本。预估成本均需要经过确认或审计。
    - 在发电机组短期竞价模式中，利用竞价买卖电力，从而引发竞争，诱导发电机组披露其运营成本，以建立优先顺序并设定市场结算价格。该价格等于满足需求所需最高成本发电机组的成本。
    - 根据对各个方法有效性的信任程度，选择发电机组报告的成本竞价模式或发电机组短期竞价模式。同时，应考虑准确披露运营成本、保持市场和系统运营商的独立性以及加强严格的市场监测和市场力管制的制度。
  - 由于现货市场设计比较复杂且具有一定的挑战性，很难确保具备足够的竞争力。因此，必须要有一种可靠的竞争力评估方法。
  - 美国的现货市场经验表明，确保市场竞争力非常困难。因此，在市场建设初期，本文推荐使用发电机组报告的成本竞价模式作为最终步入全面短期竞价市场的一个权宜之计。该模式将确立与运营成本报告相关的基本要素、输入和输出位置的价格以及短期竞价模式和报告成本模式都必需的市场监测和市场力管制措施。这样从长远角度而言，该模式可作为向发电机组短期竞价模式转型的初步过渡。
  - 在发电机组报告的成本竞价模式中，利用广泛、统一应用的方法对行政过程中产生的运营成本进行评估，有利于帮助监管部门、系统运营商和市场参与者适应优先顺序调度方法，从而大大增加了后期采用发电机组短期竞价模式的可能性。
- ***建立有效防止对优先顺序调度干扰的机制（建议2）***

- 美国拥有一套经过长期讨论所确立的法律监管框架，能够确保调度决策始终基于效率和运行成本最低，可以简要概括成三种模式：1）无发电或输电资产的独立系统运营商，2）垂直一体化公司中有发电或输电资产的系统运营商，以及3）电网公司中无发电资产但有输电资产的系统运营商。
- 无论选择哪种模式，都要确保最低成本的经济调度不受外界干扰，执行规则确保：1）调度决策受到监管和审查，2）输电系统运行方式 “公开”并能为任何有需求的发电机组提供并网。
- 就短期而言，可以建立新的规则，通过要求发布市场和调度程序以及发布每月、每日、每小时系统状况的详细信息和相关预测信息（例如结算价格、拥塞时重新调度、负荷和风能/太阳能预测、输电中断、辅助服务需求），从而培养高效运营，并促进竞争。为保护机密信息，可综合市场数据和系统状况进行发布。
  - 市场和调度程序以及系统状况的透明性有助于市场参与者准确地观察状况并且制定有效的策略。这种透明性还能支持有效的监管。

- ***制定向市场转型的战略，通过限制对退役发电机组的补偿，慎重地促进过剩装机容量淘汰（建议3）***
  - 在大量过剩发电产能的背景下，一个精心设计的批发市场应发出价格信号关闭发电能力，尤其是运营成本较高的发电机组（即效率相对较低的发电机组）。所面临的挑战是要确保市场信号可以使不必要的产能平稳地退役。
  - 关于交易策略的近期和长期建议如下：
    - 限制市场外支付，减少对过度建设产能的回报；同时避免对市场信号不必要地干扰，以支持中国中央政府对发电公司不得投资过剩产能的警告。
    - 将对目前退役机组的补偿限制在明确的较短过渡期内，从而避免延长低效产能的运营，同时在适当情况下促使低效的发电机组退出市场。
    - 以长期区域规划和资源充裕度评估为理论基础，确定保证可靠性需要的资源，从而为这些资源采取临时措施，进行市场设计调整。

- ***建立严格的市场监测、市场力管制和市场规则实施框架（建议4）***
  - 为建立有效的保护，中国中央政府应在各省进行市场设计的早期阶段就开始针对市场监测和市场力管制问题设计方案，而非事后才考虑。
  - 在设计有效的市场监测和防范措施时，最为重要的一步是深入了解发电机组成本并确立成本登记和报告机制，要求各家发电公司均使用相同的方法。
  - 发电机组报告成本竞价模式可以形成市场管制、市场力监管和执行结构的基础，从而在今后过渡到全面市场竞价模式。发电机组报告成本竞价模式中收集的用以评估运营成本的信息应当按照一致的会计规则（例如在美国是联邦电力监管委员会的统一会计规则）维护账目和记录。
  - 收集的上述信息也能用于发动机组进行全面市场短期竞价模式下的监测和管制实施。例如，如果广东决定短期内实施发电机组报告成本竞价模式，本文建议按发电机组建立一个参考成本数据库，从而能够对成本数据进行调查和验证。这样能够更好地确保成本报告机制可以发展为今后的短期成本竞价模式，并拥有强有力的市场监测和管制实施能力。
  - 如果广东选择在短期内实施发电机组短期成本竞价模式的现货市场，应当先设立强有力的并且有效的市场监测和管制。因为短期成本竞价模式易受市场力的

影响，为了电力供应和需求在每一秒内都达到平衡，可能有时机被市场参与者利用。如果无法适当地激励发电机组透露准确的运营和机会成本，具有市场支配力的发电机组会做出对电力用户和电力系统有极其破坏性的运营行为（例如保留产能不发）。

  - 为了最终实施发电机组短期成本竞价模式，本文建议执行市场力评估并制定管制方法。这些评估方法应当包括考察：1）发电机组根据竞争力和电网约束分析施行市场力的潜力；2）发电机组在市场中的股权集中度；以及3）发电机组实际提交的报价明显超出其自身真实运营成本的程度。其他的要求应当包括：1）以透明的方式执行管制和惩罚；以及2）建立独立的市场监管体，通过报告总体市场运营来促进提升透明度。

- ***扩大市场覆盖面建立可以多省综合经济调度的区域市场（建议5）***
  - 如果设计良好，更大的市场覆盖面可以通过连接更多样的发电机组和负荷以及更大的备用容量来降低可再生能源的变化性，提高运营效率和电力系统的灵活性。
  - 本文建议推进完全综合的多省经济调度。其形式可以是先在省级平衡区之间进行备用容量共享，然后发展成为协调调度、电力不平衡市场（EIM），最后形成完全综合市场。
    - ***备用容量共享***是指两个或多个电力平衡区（BA）共同维护、分配和供应每个电力平衡区所需的储备。
    - ***协调调度***是指建立1）发电机组可用性和成本信息交换系统；2）电能交换和输电使用的监测系统和金融补偿机制；以及3）根据日前或短期调度进行的输电可用性计算。
    - 在***电力不平衡市场***中，单独的电力平衡区或市场运营商负责实施实时安全性约束的能量调度，来调节或减少多个电力平衡区之间的负荷和发电失衡，而单个电力平衡区保留其余的可靠性功能（例如调频）。
    - 还需要考虑定价和合同改革来解决所述调度程序更改对发电商造成的经济影响。
  - 就长期而言，本文建议***在南方电网范围内建立完全综合的地区现货市场***。
- ***根据系统可靠性和稳定性要求设计辅助服务（建议6）***
  - 应当对电量和辅助服务（A/S）进行分类定价，从而尽可能避免成本平均化（例如，阻塞成本、储备成本或其他成本），因为平均化的成本不能给各个特定的服务供应提供正确价格信号。否则系统运营商将不能购买最低成本的辅助服务产品来满足运行需求，导致总体系统运营成本较高并且存在违反可靠性的风险。
  - 辅助服务市场应对各类资源保持中立，并且根据运行表现支付补偿，使所有供应方和需求方资源都能够在公平的环境中竞争，前提是其能够可靠地按照所需的参数提供所需的服务。
  - 就近期而言，本文建议启动基于系统可靠性研究的过程，来明确所需的辅助服务，这些辅助服务可以暂时先用行政手段基于成本进行分类定价。
  - 在中长期，本文建议每种所需的服务都建立辅助服务机制，并且允许所有供应方和需求方资源能够根据资源的可靠性贡献在辅助服务市场中进行竞争。

2. 发展零售市场：美国的历史经验表明，应当基于公平、经济效率和可持续性三个原则设计中国零售市场。

- *鼓励在竞争激烈的新零售市场中进行“智能”定价（建议7）*
  - 通过影响客户的行为，使其有助于达成电力系统和环境的国家及省级目标。本文的建议是基于广东现有的“智能”定价策略，具体如下。
  - 就近期而言，延续对大型工业终端用户基于各自的能耗分类继续采用“差别定价”即对高能耗产业使用用电附加费用的定价方式，即使他们购买的是经过市场竞争的零售产品。
    - 就长期而言，促进更加灵活、动态的实时定价，例如给零售商开放获得实时现货市场价格的渠道、对先进的电表和基础建设的最低绩效要求和技术规范，并且建立重视和奖励需求侧灵活性的批发市场机制。
  - 零售竞争市场的管理要注意与逐步形成并运行的国家碳排放市场的衔接。所面临的挑战是要更好地保证这两种举措相互对立的定价趋势——零售市场带来的降价趋势以及碳排放市场带来的升价趋势——不会产生背道而驰的作用。加强定价策略的差异有助于协调这些趋势。
- *通过建立标准化的信息披露程序促进零售市场的透明（建议8）*
  - 如果不能得到及时准确的产品和服务信息，客户就无法做出合理的购买决策。美国的一些州已经实施了所有供应商都必须满足的信息披露制度。该方法使得零售市场中可用零售产品透明、可比。
  - 就近期而言，可以对零售商和供应商采用标准化的信息披露格式（例如合同条款、定价、排放物含量）。
  - 就长期而言，考虑建立监管体系，通过随机审查零售商的公开声明对比其真实的资源比例（包括自身拥有的资源和购买的资源）来监督并测试零售商信息的真实性。这可以与中国的“绿色证书”方案相结合，要求宣称拥有可再生能源的零售商证明购买了相应的可再生能源额度。

3.促进可再生能源更多地参与市场：美国通过一系列政策支持了可再生能源参与到电力市场中。

- *设计有效的可再生能源配额制，辅以绿色认证（建议9）*
  - 中国的省级可再生能源配额制（RPS）规定，将绿色证书作为跟踪和审查可再生能源目标达标情况的机制，但是实施细节可进一步明确。
  - 在美国，实施可再生能源配额制是对负荷服务实体（包括零售电力供应商）的一项要求，不达到要求将会受到惩罚，并且伴随着可交易的绿色证书（被称作REC：可再生能源证书）以促进负荷服务实体遵守。
  - 根据美国的配额制经验，本文建议明确配额制的实施方或责任方，例如让负荷服务实体（包括零售商和大型终端用户）承担购买义务，并且对违规行为实施严格的惩罚，确保配额制有效。
  - 应当建立能够处理绿色证书跟踪和认证的中央机构以及成熟的合同框架。作为电力需求较高但是公用事业规模的太阳能和陆上风能潜力相对较低的省份，广东可以通过购买省外可再生能源或绿色证书达到较高配额制目标。

- 就长期而言，本文建议协调配额制，优化资源规划并使两者相辅相成，使得配额制能够随着成本下降变得更加严格，并且成为减少可再生能源补贴的关键之举。

- ***通过提供可满足客户业务需求的采购方案，实现企业对可再生能源的采购（建议10）。***
  - 在美国，企业终端用户推动了大量新型可再生能源开发。企业的出发点在于防范电力价格波动和展示企业对可持续性的承诺。
  - 可为企业客户提供针对中国国内可再生能源的一系列采购方案，使其能够选择和采购最能满足自身业务需求的方案。
  - 这些方案包括分布式发电、新推出的绿色证书机制以及现有电力公司的绿色电费，后者需基于成本价格上采用可核实的绿色能源跟踪。
  - 本文还建议鼓励包括外省资源在内的可再生能源发电机组参与中长期市场，为省际贸易附加压力。
  - 在中长期内，使企业客户能够与可再生能源发电商或采购可再生能源的第三方达成差价合约形式的购电协议。
  - 最后，发展综合的区域性电力批发市场将指导可再生能源项目开发在最为经济的地点，跨省时也是如此。

二、 增加可再生能源的就地消纳

吉林试点主要通过一系列提高该省电力和供暖部门灵活性的举措来消纳风力发电，以此降低该省的弃风电现象。本文根据美国的经验，围绕下面三个主题为该试点提供了若干建议：1）针对电供暖和负荷灵活性的商业模式，2）基于市场且有政策支持的可再生能源开发及 3）电力与供暖部门改革和协调。

1. 针对电供暖和负荷灵活性的商业模式

- ***探索能够创造针对电供暖和负荷灵活性的商业模式的新型零售电价设计（建议1）***
  - 调整电力负荷使其更好的匹配风力发电的时段，以减轻弃风现象。在没有激励措施的情况下，客户不太可能投资能够实现在电力需求方面具有更大灵活性和响应性的技术。新型零售电价设计能够通过创造针对新技术供应商和零售客户的商业模式来帮助提供激励手段，并可激发传统的需求响应。
  - 吉林目前拥有针对工业客户和独户房屋居民住宅电热的传统高峰和低谷定价。在此基础上，本文建议吉林探索扩展现有的并设计新的零售电价，旨在创造投资提高需求侧灵活性的商业模式。
  - 就近期而言，通过以下三个渐进步骤改变监管下的零售电价，以增加需求侧的灵活性：1）将分时（TOU）电价扩展到所有住宅和小型商业客户，最初采用选择性加入的方式；2）除了满足高峰发电量需求之外，探索能够更好地与高弃风时段契合的季节性分时定价；以及3）将零售电价改革与负荷灵活性技术（例如电热和制冷）的确定和鼓励相结合。
  - 就长期而言，可以通过更多重大举措来激发需求侧灵活性：1）鉴于分时电价在准确和及时反映净负荷变化模式时所面临的各种挑战，可以将受监管的零售定价与现货市场价格紧密地联系起来，从而将定价与电网条件相匹配；2）转向能

够激发高效利用输电和配电系统的价格；以及3）鼓励发展能够实现更大负荷灵活性的各种需求响应和储能技术。

- *使更大型电热负荷和热电联产机组参与现货市场（建议2）*
  - 冬季供暖的热电联产（CHP）机组缺乏灵活性，是造成吉林省弃风现象的一个重要因素。虽然蓄热能够增加热电联产机组的灵活性，但是投资蓄热需要具备可持续的商业模式。
  - 在吉林，东北区域辅助服务市场和由国家电网组织的区域性可再生能源现货市场在目前能够产生短期批发市场价格。本文建议吉林要倡导使电锅炉、热泵和区域供暖系统中的热电联产机组参与这些现有市场和未来的现货市场。
    - 现货市场价格能够促进热电联产机组根据电力系统条件有效的调节发电量，并且激发针对蓄热、电锅炉和电热泵的高效投资。
    - 在吉林，为区域供暖网络供暖的电锅炉在目前的电价为零售价，而不是批发价。相对于热量销售收入，零售电价目前对于电锅炉来说过高，不足以覆盖其成本。
    - 在目前热价下，电锅炉和热泵最为经济的利用目前只是在每年有限的小时数内减轻弃风和弃光现象。能够成本有效的平衡风力和光伏发电的电锅炉和热泵的规格和数量相对较小。
  - 就近期而言，两个可采取的步骤为：1）中央政府建立一个与现有储能框架相似的监管框架，其能够使发电侧锅炉和热泵参与东北辅助服务市场；以及2）吉林政府机构与热电联产业主建立密切联系，帮助其评估针对东北辅助服务市场和未来电力市场的投资和运营战略，包括蓄热和电锅炉投资的成本效益以及降低热电联产机组最低发电水平的经济性。
  - 就长期而言，我们建议不断发展的电力市场设计要实现需求侧参与，并考虑激发热电联产机组灵活运行所需的市场规则。促进需求侧参与电力市场的规则还有助于实现更广范围的需求响应。

2. <u>基于市场且有政策支持的可再生能源开发策略</u>

- *通过加强中国现有可再生能源目标的实施和支持最近实施的绿色证书体系，激发可再生能源的更高效利用和可再生能源成本的分担（建议4）*
  - 本文建议在中国现有制度——非强制性的省级非水力可再生能源目标和最近建立的绿色证书框架的基础之上，探索上网电价（FIT）以外的各种方案，将其作为发展可再生能源的主要驱动因素。
  - 就近期而言，探索将上网电价转变为强制性的且有明确量化目标的可再生能源保障机制及严格的实施手段。
    - 在设置省级配额时，可能要考虑鼓励可再生资源贫乏的省份从可再生资源富裕省份购买至少一部分配额的方式。
  - 与中央政府合作建立自愿性可再生能源市场，确定有助于扩展和支撑市场的领头企业。
  - 基于量化目标的强制性保障机制和自愿性市场两者均可利用竞争性采购和合同作为降低可再生能源成本和实现其更高效利用的策略。

- 就长期而言，使可再生能源保障政策和中国新的全国碳排放市场交易方案相协调。要实现较高比例的风力和光伏发电，排放定价可能是一个保障可再生能源更高效的方法。

- *开发区域性的现货市场激励风能的有效使用（建议5）*
  - 改善地区电力系统运营商之间的协调有很大的潜力降低高比例风电和太阳能发电并网的成本。在美国，区域性的现货市场使得电力系统较小的州能够实现更大的风力发电比例。在美国独立系统运营商/区域输电组织（ISO/RTO）的市场中，弃风率为总风力发电潜力的5%或更少。
  - 对于非独立系统运营商/区域输电组织地区，区域市场也脱颖而出，进而从风力和太阳能发电的区域平衡中受益（以西部的电力非平衡市场（EIM）和西南部电力联营体（SPP）的扩大为例）。
  - 就近期而言，能用于扩大东北辅助服务市场中交易量和交易透明度的步骤包括：1）在描述规则、职责和程序的公开“市场管理规程”文件中正式建立市场制度；2）公开市场结果数据；以及3）扩大燃煤发电机组竞价进入市场的出力范围以减少其发电量。
  - 就长期而言，本文建议从东北区域辅助服务市场和国家电网组织的可再生能源发电现货市场交易过渡到按照广东试点建议书中提出的原则设计的单一区域现货市场。
    - 东北区域辅助服务市场与美国常见的辅助服务市场相比，更加接近非平衡或重新调度市场，例如美国的西部EIM。

- *使可再生能源和输电规划工具和过程制度化，使得能够有效扩展可再生能源和输电系统（建议6）*
  - 在中国和美国，最高质量的可再生能源通常远离负荷中心。这种资源质量与负荷中心距离之间的相关性带来了经济上的权衡。为这些权衡寻找成本最低的解决方法需要规划上的创新，尤其是在区域输电规划方面。
  - 就近期而言，通过对输电线路的成本效益的评估将经济建模融入输电规划中，并且使电力系统经济优化模型的使用制度化。使用经济优化模型评估输电线路价值将与批发市场结果相一致。
  - 就长期而言，考虑采用更正式的区域输电规划进程，并且将这些进程与区域现货市场的开发相协调，从而在开发高质量和低质量可再生资源以及输出这些资源所需的输电投资之间取得更好的平衡。
    - 协调意味着更少的跨省电力交换障碍。
    - 输电规划的经济分析、区域性的规划以及各省和各地区电力交换的障碍都有利于更有效地使用现有的输电网络，在高压或低压输电扩容之间取得更优化的平衡。

3. <u>供暖部门的改革与协调</u>

- *对新住宅建筑实施供暖费率改革试点（建议3）*
  - 在吉林，通过减少过度消费，以及创造替代技术（非蒸汽）的商业模式，向以消费为基础的、反映成本的供暖费的转移可以缓解风力消纳的问题。

- 吉林短期内可以在新建建筑中试行供暖费和供暖计量，采用不同的计量（例如，建筑物或公寓）、温控器和定价（例如，成本的分摊比例、两部制价格）选项来衡量有效性、可行性和客户接受度。
  - 作为这些努力的一部分，本文建议在新建建筑中探索采用非蒸汽供暖选项（例如，电热泵、地源热泵、电水暖、地源热泵）的技术和电价选项。
- 从长期来看，所有客户向消费型、反映成本的供暖费过渡，符合吉林省政府的清洁环保目标。

- ***制定长期的跨部门能源规划流程，以协调不同的政府机构和部门（建议7）***
  - 美国各州对能源政策和法规拥有高度管辖权，传统上孤立的能源部门之间不断增长的相互联系促进了州内多机构规划流程的发展。这些长期规划流程为不同的州立机构提供了共同发展未来愿景、协调政策的平台。
  - 吉林负责电力、建筑节能、交通能源、空气质量和水资源的不同机构可以制定跨部门的长期规划流程，以：1）发展对环境目标、政策和法规的共识，和2）创造对技术路径、成本和成本分配的共识，以及跨部门政策协调的策略。

三.加强需求响应，促进需求侧资源

上海和江苏试点旨在制定有效的政策框架和市场机制，以扩大工业、商业和居民的需求响应（DR）项目，促进电力市场化改革，获取更多价值。本报告根据美国相关经验，从三个角度对试点提出建议：（1）提升需求响应的价值，2）加大需求响应的参与；3）推动需求响应发展的市场机制和政策。

1. <u>提升需求响应的价值</u>

- ***将需求响应融入电力系统调度流程（建议1）***
  - 作为可调度的资源，需求响应的价值还没有在中国的电网调度中得到充分认可。中国的电网运营商应该考虑将需求响应资源整合到其电网调度中。
  - 美国区域电力系统运营商（ISO/RTO）都具有某种形式的基于可靠性的需求响应手段和明确的协议，以便在一定的操作条件下调度需求响应。中国的电网运营商应提出明确的条件，对基于容量或应急的需求响应进行调度，以使需求响应得以更高效利用。
- ***开发削减尖峰以外的需求响应机会，挖掘需求响应的潜力（建议2）***
  - 目前，中国试点的需求响应主要应用于削减高峰负荷，但需求响应提供的价值远超出了峰荷消减。如果充分挖掘需求响应的能力，对电网上的任何不平衡做出实时响应，则需求响应的价值将最大化。然而，这种实时响应需要采用智能量表、信号通信和负荷控制技术。
  - 在美国，需求响应被用于应对电力系统可靠性问题，降低市场高价格的风险。同时需求响应也在可再生能源与电网整合的过程中发挥重要作用，降低可再生能源的弃电。
  - 作为近期方案，可考虑需求响应的价值评价和潜力研究，以便更好地掌握需求响应在提高电网运行的可靠性和灵活性方面可以发挥的作用。
  - 作为长远方案，考虑制定必要的机制和框架，以推动先进的需求响应技术应用。中国可完善开放通信协议和技术标准，实现需求响应通信和自动化的无缝连接。
- ***为需求响应服务商创造商机，以挖掘更大的需求响应潜力（建议3）***

- 在中国，需求响应服务商进行的为用户安装数据采集器及为用户提供电能服务并没有产生扩大需求响应的商业模式。
- 在美国，需求响应服务商整合大量用户的需求响应资源，并协调这些资源，以确保这些整合的资源可供电力公司或电网运营商使用。
- 服务商通过下列服务获取价值：（1）承担客户的未响应风险，（2）为电力公司和电网运营商提供充足的容量资源和负荷灵活性服务，（3）为用户提供捆绑需求响应、能效提升、分布式发电和/或储能等的“效益叠加” 综合服务。
- 作为近期方案，中国的需求响应试点应该考虑以下方面：
  - 利用需求响应服务商采集的大量用电数据，识别可调度的负荷和具有快速响应能力的负荷；
  - 鼓励需求响应服务商创造更多元化的服务，并将服务延伸到用户能效和电能管理以外，更好地服务于电力系统的需要。

    随着需求响应服务商作用的扩大，监管机构和系统运营商应该持续考察电力系统需要，使需求响应的效益最大化的同时不会意外消弱对输电系统或配电系统的运营和协调能力。
- 作为长远方案，中国的需求响应试点应该考虑以下方面：
  - 需求响应服务商的商业模式可以扩大，以整合电动汽车、用户端储能和分布式发电；
  - 随着中国电网可再生能源渗透率的提高，需求快速响应的应用将变得越来越重要；
  - 建设自动需求响应（autoDR）基础设施和需求响应管理系统对于部署快速需求响应资源至关重要，以提高需求响应效率并降低履约风险。

2. <u>加大需求响应参与度</u>

- ***实施更有效的价格，以增加用户响应（建议4）***
  - 中国的需求响应试点可对电价进行设计，以突出价格的时间性，创造更强的价格信号，诱导用户响应。
  - 在美国，基于时间的电价设计通过使用时间差别化电价改变客户的电力消费，撬动满足电力系统平衡的需求响应。
  - 中国可考虑采取以下四个渐进步骤，通过零售电价的设计，扩大需求响应，包括：
    - 首先着眼于工业和大型商业用户的电价设计，增加其响应的灵活性；
    - 设计响应紧急事件的尖峰电价，并使其价格比正常分时电价的峰价高得多，以更好地反映紧急时段负荷管理的价值。
    - 逐步将分时电价扩展至更多的用户群体（如居民和小商业用户）。这些用户群体目前只使用基于用电量的阶梯电价，未使用随时间变化的电价。
    - 考虑到价格变动比较敏感，可在实现尖峰电价的事件期间，允许用户选择价格的保护，缓解向新价格过渡带来的冲击，或向弱势人群提供优惠价格。
  - 从长远来看，可以考虑对零售电价做出更大的改进：
    - 采取更动态的定价方案，如浮动性峰段定价。在分时电价方面，设计更大的季节和时间差异化，以提高需求弹性；
    - 探索更具创新性的电价机制，以体现需求侧资源的“全部价值”。

- *建立稳定的成本回收和资金机制，推动需求响应资源化（建议5）*
  - 在中国，需求响应成本回收机制尚未建立。这种机制将允许电力公司收回投资需求响应的成本，包括管理成本、设备成本和用户财务补偿。
  - 能效和需求响应成本回收机制旨在使电力公司整体回收用于能效和需求响应的成本。在美国，电力公司相关成本通常是通过零售电价从所有用户那里收回，以电费账单上的明列附加费的形式，称为“系统效益收费”（SBC）。电力批发市场的项目成本一般由市场参与者和受益人支付。
  - 在短期内，本文建议采取以下优先行动，建立需求响应成本回收和筹资机制：
    - 政府可就电力公司如何将需求响应的投资纳入其提供可靠电力服务的允许成本而提供具体的指导意见。
    - 江苏采用的在尖峰事件中向大工业用户收取比分时电价峰时价格略高的尖峰价格，并利用这个价差的收入补偿紧急尖峰期间削减负荷的其它用户。这种做法可以通过以下方式进行优化，以收获更多的资金：（1）增加特别尖峰价格的用户数；（2）探索通过市场模式处理削减负荷的用户与需要维持负荷的用户之间补偿的解决方案。
  - 长期的措施可以包括以下方面：
    - 利用中国输配电（T&D）定价改革，允许电力公司将包含需求响应在内的分布式能源成本有效的投资纳入到输配电成本核算中；
    - 考虑通过电价附加，创建旨在支持需求响应的系统效益收费的筹资机制。从用户筹资有助于创建稳定持续的资金，以支持需求响应的发展。从用户筹资是因为所有电力用户都会从需求响应中受益，因为这有助于减少对尖峰机组和/或对高价格燃料的需要，同时提高了电力系统的整体效率。
- *建立有效的补偿激励措施，激发需求响应（建议6）*
  - 中国需求响应试点目前仅为实际产生的负荷削减提供补偿，无激励用户做出调整负荷的预先承诺的固定补偿。
  - 而美国的补偿激励措施为用户预先承诺提供固定补偿金，以寻求有效的、可预测的响应。为了使需求响应试点的补偿方案更加有效，本文对短期的建议包括以下几方面：
    - 创建更灵活的自愿性负荷削减补偿项目，例如用户需求响应竞标和有计划的削减安排，以更好地适应用户的需要。
    - 给用户创造因预先承诺而获取固定支付金的机会。用户为负荷削减做出预先承诺。当用户在需求响应事件发生之前做出承诺，则响应可预测，结果可以保证。
    - 以差别化的补偿策略代替无差别的补偿。可根据不同考量因素，如提前通知的时间长度、紧急事件的启动数量以及系统出现拥塞的地点等因素，提供具差别化的财务补偿。
  - 建立需求响应履约保证制度和符合性规则，并使有效的爽约惩罚措施到位。
  - 长远而言，可将激发性电价和有效补偿相结合，以建立更有效的策略，弥补单一手段的偏颇效果。
    - 财务补偿加有效的电价有助于激发用户响应。依靠多个而不是单一策略可以发挥需求响应在平衡电网供求中作为可靠的资源的作用。

3. 扩大需求响应的市场化发展和驱动政策

- ***需求响应通过电力市场盈利（建议7）***
  - 美国建立了以下电力市场架构，使需求响应资源参与电力市场并通过市场盈利：
    - ***需求响应双边协定：***需求响应服务商（如负荷集成商）和电力公司（常常是政府管制环境下的垂直一体化公司）之间签署的协议
    - ***需求响应服务拍卖：***使电力公司通过竞标从需求响应服务商那里竞争性地获得需求响应服务，以帮助电力公司满足政府对其为社会提供充足资源的要求，以及
    - ***需求响应作为能源资源参与区域电力批发市场。***
  - 对中国需求响应试点如何开始发展市场机制以扩大需求响应的近期建议如下：
    - ***电力公司通过与需求响应服务商签署双边协定获得需求响应，***双边协议可通过已建立的集中电力交易系统出清。
    - ***电力公司可选择使用设计有效的需求响应拍卖机制，以获取所需的需求响应资源。***需求响应拍卖可使电力公司能够以比双边协议达成的价格更具竞争力的价格获得需求响应。对拍卖中的报价进行审慎审核有助于消除市场力。
  - 通过电力市场使需求响应盈利的一些较长期建议包括：
    - ***需求响应参与 “现货市场”，提供辅助服务（例如备用与调频服务）。***需求响应可以提供这些服务，由于响应持续时间短，对用户的用电舒适或方便性影响不大。
    - ***允许分布式资源（包括需求响应）参与竞争性的电力批发市场。***如果设计得当，这类市场将为需求侧资源提供公平竞争环境，使之成为可用的资源，成本有效地与供给侧资源在电量、容量和辅助服务等方面展开竞争。
- ***改进政策，有效推动需求响应大规模的部署（建议8）***
  - 中国可以通过建立政策框架，让电力公司在投资供给侧资源之前优先选择低成本的需求侧资源。
  - 美国联邦和各州有多种政策机制使需求侧手段包括需求响应作为一种资源，使电力市场更高效地运行。
  - 一些旨在增强中国的需求响应政策框架的近期建议包括：
    - 制定具体实施措施，有效实现《有序放开发用电计划》中关于将需求响应作为灵活的调峰能力实现最大负荷的3%这一目标。
    - 加强需求响应相关的设备、通信和操作要求的标准化工作，以提高需求响应技术的互动之可操作性。
    - 重视需求响应相关的测量和验证（M&V）工作，这对开发稳健的需求响应市场至关重要。
  - 在构建需求响应政策框架时，中央和省级政府需要考虑的一些长期建议包括：
    - 改变电力公司热衷于加大固定资产投资的模式，让电力公司有动力推动需求响应。
    - 建立需求侧资源组合标准（或叫责任目标），以多种形式设定具体的需求侧资源发展目标，推广分布式资源包括需求响应。设定目标有助于创立对分布式资源持续不断的需求，以推动其市场的发展。

- 将分布式资源纳入发电和输电规划。要求电力公司将需求响应和储能的投资作为建设新调峰机组的替代方案。电力规划应该评估成本效益好的方案，包括非架线等方案可发挥的作用。

一、 推动电力市场竞争和直接电力交易

主要建议

- 制定切实可行的大规模“现货市场”办法，支持高效调度、合理补偿和系统灵活性，支持可再生能源并网（具体建议1至6）。
- 确保零售侧改革通过“智能”电价激励终端用户，并具有足够的透明度（具体建议7和8）。
- 通过发展可再生能源配额制、绿色证书和企业承包，促进可再生能源的市场参与（具体建议9和10）。

试点背景

广东电力市场竞争和直接电力交易试点侧重于中国电力部门改革的核心目标：开发电力批发和零售市场。在批发方面，广东正在开发1）“中长期市场”，其特征是发电商和大终端用户之间以竞争性方式确定的年度或月度合同；2）较短期的“现货市场”。在零售方面，广东一直在鼓励发展相互竞争的零售供应商。这项合作旨在帮助地方监管机构制定市场规则、政策和监督机制，同时促进在重组市场体系中纳入可再生能源和需求方解决方案等清洁能源资源。如果设计得当，这一试点可以促进市场繁荣，支持清洁能源资源的发展，并帮助控制消费者的电费。

根据广东试点文件，这项改革的“指导原则”包括：（1）增加竞争（批发和零售层面）；（2）环保和节约能源；（3）“新技术”的整合[1]。对于广东（和整个中国）这些指导原则面临的几个基本挑战，特别是：

- 提高电力部门的整体运作效率（调度）；
- 合理调整燃煤发电的过剩产能；
- 促进可再生能源并网；
- 实现空气质量和碳排放的宏伟目标。

具体建议

借鉴美国的经验，本文在此提出了一些具体建议，并按三个单独的专题整理，本文认为广东当局在推进改革工作时可以利用这些经验。

1 大规模发展“现货市场”

国家“电力部门第十三个五年计划”致力于发展“现货市场”，而作为南方电网现货市场试点的牵头省份，广东省现在正准备推进现货市场的发展。

[1] “广东省经济和信息化委 国家能源局南方监管局 关于开展售电侧改革试点的请示”

本文采用了“现货市场”这一概念，它与美国在区域输电运营商和独立系统运营商（RTO/ISO）方面的经验一致。[2]本文提出了一套市场机制，以‘实时’市场为中心，以节点边际电价为特征，并针对每个同日间时段（在美国以十五分钟或更短的时间间隔为基础设定）产生了市场结算价格。这套机制还包括日前市场，以及以合理方式补偿辅助服务。

如果设计得当，现货市场可以帮助广东电力部门应对几个重要的挑战，并在减少排放和降低成本方面有所助益。更具体地说，设计得当的现货市场有助于实现以下目标：[3]

- **提高系统运行的效率：**以最低成本调度的“优先顺序”法是设计得当的现货市场的核心。更具体地说，优先顺序法意味着按运营成本调度可用资源（包括发电机组和需求响应），从而降低成本和排放。
- **引导投资朝着更加合理的资源组合方向发展：**设计得当的现货市场将发出更好的信号来支持所需的资源，以最大限度地降低投资成本，支持可靠性和达到排放目标。
- **增加系统灵活性，实现可再生资源和其他新技术并网：**设计得当的现货市场可以灵活、高效地处理同日间风电和太阳能发电输出波动。

在美国，虽然新的技术和商业模式的不断出现意味着要‘准确掌握细节’很困难，但是区域输电运营商和独立系统运营商批发电力市场在应对类似的挑战方面一直起着有益作用。如何更好地设计批发和零售市场以降低成本和新技术并网仍然是美国的热门话题。例如，关于如何最大限度地设计市场规则，让市场认识到分布式资源（如屋顶太阳能和需求响应）的成本和效益范围，并使这些资源与传统发电商在公平竞争的环境下竞争。[4]

在更广泛的层面上，广东和中国的一些条件与美国不同，这些条件可能会在开发富有竞争性的现货市场方面提出挑战：

- 中国的“年度发电规划”与“优先顺序法”并不一致。美国区域输电运营商和独立系统运营商是在习惯于优先顺序调度并具有相关经验的行业背景下发展的（在垂直一体化的公用事业机构和跨多个公用事业机构的电力“库”都是如此）。
- 缺乏成本和运营条件的透明度，使得竞争者难以理性地评估市场机遇。
- 国有企业（SOE）主导的电力部门，其积极性激发的方式可能与利润最大化的商业企业不同。
- 在产能过剩时期，相对低效的产能在市场中将难以弥补成本，从而刺激一些产能被淘汰。这是市场的理性特征，但可能会因此遭受亏损的发电业主对市场改革的抵制。

---

[2]ISO/RTO是指美国各个不同地方的市场，集中于独立的系统运营商（ISO）或区域输电组织（RTO），这两个术语的含义（至少就本文而言）几乎相同：它们是独立（“自愿”）的组织，经营短期市场，并对输电系统进行功能控制，以确保电力供应与需求随时协调。

[3]现货市场的实施并不是实现这些目标的唯一途径。考虑到中国的国情，有可能设计出一套行政机制，也可以达到类似的结果，并可能以更易于管理和低风险的方式达到类似的结果。例如，美国的一些地方没有实施ISO/RTO市场，但在本文所列问题方面取得了重大的进展。然而，作为出发点，本文接受了中国政府对现货市场实施的承诺。

[4]有关需求响应和与现货市场的相互作用的更多讨论，请参见本系列论文中“对吉林当地可再生能源消费试点的建议1和2”。

广东发展并逐步扩大了“中长期”市场（也被称为“直接交易”）。中长期市场围绕需求方实体（零售商和大型工业最终用户）和发电商之间的竞争性年度和月度外包进行组织。值得注意的是，中长期市场本身将无助于改善按小时计算的运行。现货市场需要在更短的时间内使发电机组补偿和运营合理化。[5]广东打算让中长期市场与新现货市场并行运行。然而需要注意的是，美国并没有直接等同于广东中/长期市场的市场结构。相反，在美国，较长期外包的形式多种多样，私人缔约方在广泛的时间尺度上签订了金融合同，包括比广东更长的期限。一般而言，在区域输电运营商和独立系统运营商地区，由于合同一般是金融性质的，因此系统运营商并不关心这些金融合同的条款。此外，美国的一些远期市场非常活跃，远期能源交易每天都在进行。最后，所有美国市场都是多结算市场，既能保证给发电资源的可靠性合理定价，又能使需求方积极参与。

以发电机组报告的运营成本为基础，建立优先顺序调度的现货市场（建议1）

市场设计是确定明确监管与市场机制优化组合以提高经济效率的过程。设计得当的现货市场可以通过按资源边际成本进行电力调度的优先顺序法来使运营成本（或短期可变成本）最小化。

美国市场的特征是按优先顺序法进行调度，也就是说，每种资源根据相应的运营成本进行排序，并受制于可用性和输电限制。[6]关键问题是如何确定每种资源的运营成本。实际上，任何设计得当的现货市场方法都需要发电机组公开其运营成本。在美国区域输电运营商和独立系统运营商背景下，当市场运作良好时，竞争压力一般会促使发电机组以符合运营成本的投标价格进入市场。也就是说，竞争会诱导每个发电机组揭示其运营成本。然而，建立充分的竞争并非易事。（针对广东在建立有效竞争方面面临的一些特别挑战，本文在建议#4下对这些问题进行了进一步阐述。）

在近期内，本文建议广东考虑如何建立现货市场，使其合理地反映出运营成本，并将其转化为优先顺序。最初的市场设计应该着眼于在更长期的基础上，为持续提高成本信息的准确性奠定基础。

本文建议广东的决策者应该考虑采取两种方法来建立具有优先顺序调度的现货市场。这两种方法都有优先顺序，即按运营成本（短期可变成本）对发电机组（及其他资源）进行排序。这两种方法都有单一的市场结算价格。所有供应商和所有负荷都要支付市场结算价格。市场结算价格以优先顺序为基础。更具体地说，市场结算价格通常相当于满足需求所必需的最高成本发电机组的运营成本。

在第一种方法中，发电机组在报告成本中“竞价”。本文将这种方法称为“发电机组报告成本竞价模式”。在这里，系统运营商在行政上收集来自发电机组的报告，对与各发电机组相关的运营成本进行估算。然后，系统运营商使用这些估算来构造优先顺序，并设定市场结算价格。这些估计成本需要经过确认或审计。

---

[5]例如，请参见http://www.raponline.org/wholesale-electricity-markets-pricing-china-reform-going/?_sft_region=china

[6]“资源”可能是特定的火力发电机组，但也可以是需求方的火力发电机组，例如，客户需求响应或分布式发电。

在第二种方法中，全面充分竞争诱导发电机组揭示运营成本。本文将这种方法称为“发电机组短期竞价模式”。市场参与者进行竞价出售和购买电力。[7]如果市场具有足够的竞争力，给定发电机组通常会通过反映该机组运营成本的出价来实现利润最大化。与第一种方法一样，系统运营商利用这种关于运营成本的信息来构造优先顺序并设定市场结算价格。

发电机组报告成本竞价模式和发电机组短期竞价模式之间的选择将取决于使用每种方法的能力的相对信心，除此之外，要揭示准确的运营成本，保持市场和系统运营商的独立性，实行严格的市场监控和市场力管制制度。

下表1高度概括了这两种方法的近期利弊。

表1. 两种现货市场优先顺序法的近期利弊

	发电机组报告成本竞价模式	发电机组短期竞价模式
优先顺序的准确性/效率	一般（假设成本报告准确）	非常高（假设有效竞争）
市场力的风险	低	中等
需要提高部分市场参与者的成熟度	低	高
需要增加参与者数量和所有权的多样化	低	中等
需要提高透明度（例如定价、业务信息）	低	高
提高审计或官方收集运营成本信息能力的重要性	高	高（作为市场监控制度的一部分）

运作良好的发电机组短期竞价模式可能是长期黄金标准，但鉴于中国目前的制度特征，可能不会在短期内产生最高程度的改进。发电机组短期竞价模式需要市场监控基础设施和规则，对不符合行为实施强有力的、可实施的惩罚，以产生有效率的成果。可供选择的发电机组报告成本竞价模式仍将具有现货市场的关键特征（包括市场结算价格）和功能。然而，在行政过程中，运营成本的评估（其中方法是众所周知的，并得以持续应用）将有助于使监管机构、系统运营商和市场参与者习惯于优先顺序调度方法。在短期内，使用发电机组报告成本竞价模式可以为之后采用发电机组短期竞价模式的打好基础。事实

[7]需要注意的是，在美国术语中，供应方资源提供了有竞争力的“报价”。然而，本文将发电机组称为“竞价”进入市场。

上，成本报告和评估（按照统一会计制度记录）是发电机组短期竞价模式中市场监控/执行制度的一个基础。

目前，美国区域输电运营商和独立系统运营商地区正在根据本文中所称的“发电机组短期竞价模式”进行组织。然而，美国有一些基于报告成本、类似于现货市场的设计方面的经验。例如，在某些情况下，区域输电运营商和独立系统运营商从几十年前业已建立的“电力库”演变而来，使各种垂直一体化公用事业之间可以进行贸易。在这些电力库中，公用事业根据报告的运营成本对共享资源进行调度。在更广泛的领域，这些电力库非常成功地提高了运营效率，增加了可靠性，降低了成本。

最近，科罗拉多某地区一直在开发一种市场机制，其目的是基于报告的成本，提供不平衡能源，称为“联合调度”，并具有优先顺序和市场结算价格。市场是基于发电机组报告的运营成本，而不是竞争性的出价，并提供给数据平台。[8]尽管目前参与度不高，但是这种市场设计的初衷是，以和市场大致相同的方式，在区域输电运营商和独立系统运营商地区工作，相应地，根据运营成本和调度，实时关注各种可用资源的排名。在这种联合调度的情况下，发电机组根据报告的运营成本而不是出价进行调度。除了为调度提供基础，在联合调度示例中，由数据平台收集的成本信息大致相当于区域输电运营商和独立系统运营商完成的数据收集，以验证发电机组运营成本的估算（称为“参考值”），区域输电运营商和独立系统运营商借此判断市场是否具有竞争性，发电商是否正在行使市场力。（见附件A。在建议#4中，本文还讨论了市场力。）

在短期内，广东最好采取第一种做法：实施发电机组报告的成本竞价模式。从广泛的角度来看，对于现货市场设计的复杂性而言，这将是一种慎重的初步方法，原因如下：

- 它将回避短期竞价市场所需的充分竞争性，而美国现货市场的经验表明，充分竞争是很难保证的。
- 它将是运营成本报告、投入和产出的区域定价、市场监控和市场力管制的建立的基础。

简而言之，第一种方法的实施（发电机组报告的成本竞价模式）将为最终转向第二种方法（发电机组短期竞价模式）奠定基础。

最后，由于定价的确定是任何电力市场设计成功的关键因素，价格形成的细节将需要更深入的审查，以确保适当的性能和效率，降低市场扭曲的可能性。这包括需要对资源产出地点的运营成本和定价的所有组成部分进行准确评估。

建立有效防止对优先顺序调度干扰的机制（建议2）

如先前章节所述，任何现货市场的主要功能均旨在确定不同可用资源的运作成本（可通过报告成本或竞争性招标进行确定），然后按照运作成本顺序调度可用资源。这种“最低成本”方法有助于降低成本并减少排放。

从整个系统来看，防止监管系统运作和市场运作与本方法出现偏差是十分重要的，因为出现偏差会使得效率低下，且成本升高。但是，广东（和中国）境内可能并不具有能够确保调度决策集中于有效且费用最低的法律法规框架（即，根据与运作成本有关的合理准

[8] https://www.oasis.oati.com/PSCO/PSCOdocs/Welch_Testimony.pdf

确的信息，确保调度决策遵循费用最低的优先顺序方法）。关于中国相关制度结构的争论（例如调度是否应在电网公司内）已经持续了多年。[9]本文对中国的一些制度选项进行了探讨。

通过借鉴美国和全球的其他国家经验，大致可归纳出三种机构组织模型。

1. **独立系统运营商：**对于每个独立系统运营商/区域输电组织地区，美国系统运营商/区域输电组织机构均设有独立系统运营商（也负责处理市场运作）。独立系统运营商/区域输电组织并非政府机构，且不拥有任何输电或发电资产。关于入网授权，该模型强调独立系统运营商的独立性，旨在确保调度机构不会特别优待或排斥任何特定发电机组或客户。该模型的逐渐发展是为了服务于大范围地区，在这些地区内，通常由不同的公用事业公司对输电进行控制。在实践中，已经取得成功：事实上，独立系统运营商/区域输电组织的行为均已独立且透明化，并以非歧视作为履行责任。
2. **垂直一体化的公用事业单位内的系统运营商（SO）：**在美国的非独立系统运营商/区域输电组织部分中，并无集中性的市场，因此无市场运营商。相反，系统运营商职能属于公用事业单位职能，同时，公用事业单位也拥有输电和发电资产。广义地说，作为一体化的公用事业单位，系统运营商可以有效的方式调度其自有的发电商，以降低运作成本。此外，州监管机构或公用事业委员会通常会要求最低成本调度，而联邦监管机构 – 美国联邦能源管理委员会（FERC）会要求根据FERC行为准则将发电业务与调度决策相分离。
3. **未拥有发电资产但拥有输电资产的电网公司内的系统运营商：**在英国和新西兰等国家存在这种模型，这种模型有时称为“输电系统运营商”（TSO）模型或“输电公司”模型。尽管在这种模型中，电网公司（输电业者）履行系统运营商职能，但电网公司并不拥有任何发电资产，而是拥有输电资产。[10]可由电网公司或与电网公司签约的第三方实体履行市场运作职能（只要电网公司或第三方实体受到保护，不受利益方的干扰）。

每个模型都有优点和缺点，因此本文提供了关于中国和广东采用的模型的简要评论。关于第一个模型，值得注意的是在中国作为“监督部门”或致力于协调行业的独立的非政府组织并不常见。很难适当地隔离独立的系统运营商（要比发电公司和电网公司的规模小得多），使其免受干扰侵害。但是，如果监管官员致力于确保“独立系统运营商”的“独立性”方面，则有可能成功复制美国在独立系统运营商方面所取得的经验。关于第二个模型，作为从2002年开始开展的改革工作的一部分，由于中国已就将发电资产与电网公司相分离开展了大量工作，因此本文认为，广东不会采取激进措施，将发电商重新并入垂直一体化的实体内。至于第三个选项，它的优点与中国的现状较为相似。因此，不需要进行重大改革。另一方面，出于政治考虑，中国政府也许偏向于缩小电网公司履行职能的范围。

---

[9] 例如，参见国际能源署（2006）*关于中国电力部门改革的报告：下一步要做什么？*也可参见：国家电力监管委员会（2009）*关于中国的输电和配电系统改革的研究报告。*

[10] 变量包括法国所采用的方法，在法国，允许输电系统运营商拥有发电资产，但应以合法的分离方式拥有。参见Pollitt，Michael（2008）“支持或反对能量传输网络所有权分类计价的争论”。下载网址：https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/194717/0737%26EPRG0714.pdf?sequence=1

无论选择哪个模型，重要目标均旨在确保履行费用最低的经济调度职能，不会受到市场参与者或其他利益方的不当干预。本文建议广东颁布法规，即，要求对调度决策进行管理监督和审查，并要求以“开放”方式运作输电系统，从而为任何想要使用输电系统的发电机组提供便利。更具体地说，在短期内，本文建议颁布要求发布市场和调度程序、以及发布每月、每天和每小时系统状况的详细信息和相关预测信息（例如，结算价格、拥挤重新调度、负荷和风/太阳能预测、输电中断和辅助服务要求）的新法规。透明性（特别是市场和调度程序以及系统状况）允许市场参与者准确地了解情况，并制定有效的策略，对于促进有效运作和支持竞争十分重要。这种透明性也利于有效的监管。

制定向市场转型的战略，通过限制对退役发电机组的补偿，慎重地促进过剩发电能力的淘汰（建议3）

在发电产能过剩的背景下，一个合理的设计周密的批发市场均可发出价格信号关闭发电，特别是运作成本较高的发电机组（即，相对低效的发电机组）。尽管从经济和环境角度来看，这些信号较为合理，但是效率更低的发电业者有理由抗拒实行改革，并可请求支持继续运作。所面临的挑战是如何确保发市场信号可以使不必要的产能平稳的退役。

美国在20世纪90年代时遇到过类似的情况，到目前为止，已经在发电产能过剩的背景下（至少在国家的某些地区内）实施了迈向竞争市场的计划。[11]工业大用户和其他终端用户渴望“直接进入”新的有竞争力的批发市场，在这种有竞争力的批发市场中，充裕的发电产能能够以较低的价格出售，进而发挥竞争优势。但是，拥有非竞争发电机组的公用事业公司要求监管机构对因为竞争性市场实现而减少的发电资产的价值进行补偿。

根据经验，本文提出以下建议。首先，在短期内开始限制对过剩产能的补偿（市场外付款）。在广东（和中国），如果政府已对发电公司发出不得投资过剩产能的政策公告或警告，那么对发电业者因改制所造成的资本价值的损失支付全部补偿的举措是十分欠考虑的。[12]这种谨慎的限制补偿的做法有助于减少对过剩产能的任何奖励。避免干扰有关过剩产能的市场信号。

第二，补偿机制应避免延长无效产能的运营。且应将补偿限定在明确的较短过渡期内。对退役机组，最好一次性付清支付补偿。若适当，这将有助于激励现有的低效发电机组退出市场。

第三，制定更好的长期区域资源充裕度和可靠性规划，以补充市场。必须始终留心观察市场设计和市场结果，以确保市场能够在投资、退役、资源类型、灵活性、可靠性、排放和其他考虑因素方面产生合理的结果。美国区域输电组织/独立系统运营商进行了长期的区域规划，使用资源充裕度评估，以“在规定的可靠程度条件下，评估资源供应和需求

---

[11] 参见Borenstein和Bushnell（2015）“改制20年后的美国电力行业”。网址：https://ei.haas.berkeley.edu/research/papers/WP252.pdf

[12] http://m.companies.caixin.com/m/2017-01-17/101044635.html http://news.bjx.com.cn/html/20170112/803056.shtml
http://www.jsdpc.gov.cn/zixun/tzgg_1/201605/P020160506368498872942.pdf
http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201604/t20160425_798979.html
http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto84/201609/t20160923_2300.htm

方面是否充分满足电力整合需求…”。[13]更具体地说，每个区域输电组织/独立系统运营商通常会根据“十年内的某一日的”电力不足时间期望值原则，进行年度长期资源充裕度评估（涉及十年规划周期）和季节可靠性评估（涉及每年的夏季和冬季）。[14]该过程包括资源组合、能源市场供给曲线、发电机组的电力断供和可用性、经济和应急需求响应资源、负荷增加、天气不确定性和匮乏情况的建模。[15]例如，在广东，如果确定市场鼓励停产某些资源，但出于可靠性认为这些资源必要，则1）可能需要采取临时措施支持这些资源；2）应对市场设计的相关细节进行调整。同时，不允许不必要且低效率资源的持有人为了保护其资产而持有不必要的“可靠性”异议十分重要。随着时间的流逝，需要制定必要的资源充裕度和可靠性规划。国家能源局的2016年电力行业规划法规是制定该规划过程的良好开端。

制定严格的市场监测、市场力管制和市场规则实施框架（建议4）

建议1建议首先使用“发电机组报告成本竞价模式”实现现货市场，然后在长期内转向竞争性现货市场（“发电机组短期竞价模式”）。在这一点上，本文讨论发电机组报告成本竞价模式如何作为市场监测、市场力管制和执行结构的基础，支持竞争性现货市场的长期实现。

根据发电商报告成本竞价结构收集的信息与必须根据基于竞价的市场收集以支持监测和执行的信息相类似。换句话说，如果广东决定在短期内实现发电机组报告成本竞价模式，本文建议同时进行工作，以确保成本报告机制能够逐渐发展成稳健的市场监测和执行结构。相反，如果广东选择在短期内实现竞争性的发电机组短期竞价模式，则关注市场监测和执行的必要性将会更加紧迫。

电力生产的性质和需求可能会为在竞争性的发电机组短期竞价模式现货市场中行使市场力提供机会。对于消费者来说，这可能意味着过高的价格。也会削弱竞价的信息内容：在运作良好的竞争性市场中，竞价应揭示每个发电机组的运作成本，允许系统运营商形成有效的调度顺序。但是在存在市场力时，发电机组不再具有揭示其真正的运作成本的机会，并可能表现出不利于消费者的行为（例如，保留产能不发）。

美国和其他国家最有竞争力的市场均依赖警惕的市场监测和执行，给与决策人和公众信心，即市场在按预期运作。监管机构必须具有确定、校正并惩罚（和阻止）市场力滥用的方法。在稳健且有效的市场监测和执行结构就位前，不能实现基于竞价的现货市场。

需要认识到的是，在美国的经验（和其他国家的经验）中，对市场力的注意侧重于“现货市场”交易。由于必须持续匹配电力供应与需求（在有限的存储资源条件下），竞

[13] 北美电力可靠性公司（2008）“可靠性评估指南”。
http://www.nerc.com/docs/pc/ragtf/Reliability Assessment %20Guidebook%20v1.2%20031909.pdf

[14] 北美电力可靠性公司（NERC）。2014。*必要可靠性服务工作小组：关于以大容量电力系统可靠性为特点的必要可靠性服务的概念性文件*。新泽西州，普林斯顿：北美电力可靠性公司。http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSTF%20Concept%20Paper.pdf。

[15] Pfeifenberger、Johannes, Kathleen Spees、evin Carde和Nick Wintermantel。2013。“资源充裕都要求：可靠性和经济意义”
https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/02-07-14-consultant-report.pdf

争性的现货市场容易受到市场力的影响。此外，全天内的输电情况不断变化，因此单独的发电机组有时可能与竞争者相分离，并能够作为临时“垄断者”。即使这种垄断状态仅持续几小时或更短的时间，发电机组也能够大幅提高价格，并对消费者造成重大损害。相反，由于长期性质意味着发电机组不太可能发现其在竞争中处于优势地位，因此对长期市场（例如，广东的“中期和长期”市场）中的市场力的关注较少。[16]这就是说，在发电领域可能存在过渡巩固或有效垄断的问题，继而削弱短期能源市场和中期和长期市场中的竞争益处。

在美国，FERC会对批发市场进行监督，并制定法规，解决潜在市场力问题。这包括：

- 要求每个独立系统运营商/区域输电组织建立市场监管机构。
- 快速确认并对市场力采取补救措施的规则和程序。

在为广东设计有效的市场监测和减轻措施时，一项重要的举措就是更深刻的理解发电机组成本并确立成本登记和报告机制，要求各个发电公司保持一致。根据发电机组报告成本竞价模式收集的用于估算运作成本的信息应与根据一致的会计规则（例如，FERC的统一会计制度）保存的账目和记录相一致。

对于发电机组短期竞价模式的最终实现，本文建议进行市场力评估并编制管制方案。这应包括：

- 根据现有的竞争者和电网约束分析，确定任何给定发电机组是否具有行使市场力的潜力的程序。（例如，FERC的“三个关键供应商评估”。）
- 发电商在市场中的股权集中度评估。
- 确定任何发电机组是否能够根据显著的利润实际提交超过发电机组真实运作成本的竞价的程序。（FERC将其称为“行为和影响评估”。）
- 问题发电机组的真实运作成本（FERC术语中的“参考水平”）的估计。估算运作成本的实践可能由规定的方法发展而来，以根据基于要求的“报告成本”现货市场模型检验并验证成本数据，以根据统一会计制度保存账目和记录。（参见附录A。）
- 明确的将责任和权利指定给特定的监管机构，以透明的方式进行这些检测、做出评估、将出价“降至”（根据规则要求）估算出的增量成本和额外的惩罚（甚至可能取消市场参与者资格）。
- 市场监管机构的建立。在美国独立系统运营商/区域输电组织的经验中，独立的市场监管机构在提升透明度和报告市场整体功能方面发挥着关键性作用。在每个独立系统运营商/区域输电组织中，监测机构发布十分详细的季度和年度报告。在这些报告中，监管机构提供有关于市场发展、资源成本、市场力范围和证据的数据和评论。监管机构也会对规则变更提出建议，以完善市场。

扩大市场覆盖面建立可以多省综合经济调度的区域市场（建议5）

在广东（和中国），存在支持使用省内资源的省级平衡、税收和投资政策遗留问题。在美国，增加电力系统灵活性的一种重要方法为增加电力平衡区（BA）的覆盖范围。这通常涉及通过强化输电网络物理关联邻近的平衡区域，但如果做不到这一点，则可通过平衡

[16] 美国强制性远期市场 – 例如容量市场 – 存在广泛的市场支配力管制。

区域之间合作，实现大部分好处。[17]更大的市场覆盖面提供更丰富多样的发电和负荷以及更大储备库。在再生能源并网方面，更大的覆盖面能够通过地理平均而显著减少可再生能源的波动性。[18]可使用扩大的市场覆盖面显著降低整合调节储备要求和产生的系统运作成本。

电力平衡区域协调水平通常从备用共享（第一步）转到协调调度，再转到完全综合区域市场的协调运作。即使难以实现完全综合市场，推进电力平衡区域之间协作的前两个步骤也可以提高运作效率，降低变化风险和不确定性影响（包括与风、太阳能和水力发电输出有关的影响），降低总运行成本，并有利于更有效的区域间输电规划和投资。备用共享系指两个或多个电力平衡区域共同保持、分配并供应每个电力平衡区域所需的备用容量。日前机组组合和短期调度与负荷跟踪均会需要协调调度。其可以采取多种形式，并可能涉及到信息交换系统的设立（适用于发电机组可用性和成本）、监测系统和经济补偿机制的设立（适用于能源交换和输电使用）以及运作条件下的输电可用性计算。[19]电力不平衡市场（EIM）为在美国西部出现的协调调度的一种形式。中国的电力平衡区域可选择采用其他形式的协调，根据中国的政策和经济范式进行工作，作为迈向完全完全综合区域性市场的过渡措施。

在短期内，本文建议广东分析完全综合多省经济调度的好处。在中期内，电力不平衡市场为这个方向内的可行措施。在长期内，本文建议广东在南方电网覆盖范围内开展工作，致力于实现完全综合的多省电力平衡区域和现货市场。（吉林试点的建议5也讨论了区域性市场的发展。）

根据系统可靠性和稳定性要求设计辅助服务（建议6）

根据FERC在指令888中的规定，辅助服务为对客户提供基本输电起到必要作用，同时确保持续电力服务的可靠性。在美国，电力市场设计的一个原则为，能源和不同辅助服务的价格应分类计价，尽可能地以避免成本平均化。这是因为平均化的成本（拥堵、备用或其他成本）并不能给各个特定的服务提供商提供正确的价格信号。[20]如果将辅助服务和能源的成本捆绑在一起（与大多数中国的电力系统的当前情况相类似），则系统运营商无法购买能够满足运行要求的最低成本的辅助服务产品。这意味着，整个系统的运作成本更高，且存在违反可靠性的风险。

另一个关键原则为，辅助服务市场应为资源中立市场，且应基于运行表现和绩效付款。这意味着，在供应和需求方面，只要资源能够提供可靠性服务并满足所需参数要求（例如，通知期限、响应速度、响应深度和性能持续时间），即允许所有资源在市场中平

---

[17] Milligan、Michael、Bethany Frew、Ella Zhou和Douglas J. Arent。2015。*高渗透再生能源整合的先进系统灵活性*。NREL/TP-6A20-64864。Golden有限公司：国家可再生能源实验室

[18] Muzhikyan, A.、A. M. Farid和T. Mezher，“风力发电地理平滑对运作储备要求的影响”，2006美国控制会议（ACC），马萨诸塞州波士顿，2016，第5891 - 5896页。

[19] 国家可再生能源实验室。2015。*平衡区域协调：将再生能源有效融入电网*。Golden有限公司：国家可再生能源实验室。 https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63037.pdf

[20] O’Neill，R.P.U。Helman、P.M. Sotkiewicz、M.H.Rothkopf和W.R.Stewart。2001“监管演变、市场设计和机组组合。”In Hobbs等人（eds.）*下一代电力机组组合*。纽约州，纽约市：Kluwer学术出版社。

等竞争。[21]在美国通常使用的辅助服务类型包括调频、负荷跟踪、旋转备用、非非旋转和追加备用（参见附录B）。FERC指令755规定，无论技术如何，均应根据运行表现向辅助服务提供商付款。例如，当从两个电力来源（无论是风力发电机组还是电池组）进行同等的频率调节时，应该获得相同的补偿。对于美国独立系统运营商/区域输电组织，可根据北美电力可靠性公司（NERC）可靠性标准（例如，CPS1、CSP2、DCS和BAL-003）和/或西部电力协调委员会（WECC）电压稳定指南，运作某些辅助服务产品。[22]

在短期内，本文建议广东根据系统可靠性研究，定义一系列所需的辅助服务。这取决于广东的系统的特征，可能与FERC的定义不同。然后，确定的服务应分类计价并单独定价。可根据相应的成本，从行政管理方面设定辅助服务的价格。在中期到长期内，广东应根据可靠性贡献，为每种服务建立辅助服务机制，允许在辅助服务市场内竞争所有资源，包括再生能源和需求方面的资源。这与对能源现货市场提出的建议1相类似，其中，本文建议首先在发电机组报告成本竞价模式（在长期内发展成为发电机组短期竞价模式）上发展市场机制。

2 零售市场的开发

从整体来看，美国的历史经验表明，设计零售市场时应考虑以下原则：

- 公平性——市场不为满足一部分消费者的利益而牺牲其他消费者的利益。
- 经济效率——市场向零售商和消费者揭示其消费决策的经济价值（成本）（例如，需求响应）。
- 可持续性——市场使消费者能够在消费选择方面（例如，燃料和排放数据的披露、特定“绿色”资源产品的可用性以及透明的定价和产品条款和条件）做出明智的决定。

本节将探讨在广东省零售市场发展的同时兼顾上述原则的方法。

在新的竞争性零售市场中鼓励“智能”定价（建议7）

美国的经验表明，向零售消费者提供价格的结构是非常重要的，其会对消费者、零售商及其他行业参与者的行为产生影响。要面临的挑战是，以“智能”的方式影响这些参与者，在此本文将其定义为，激励参与者以某种方式行事，且该行事方式可帮助实现国家和省级电力系统与环境部门的目标。

根据此定义，广东省已经有一些“智能”的定价政策，其中包括针对工业部门的分时电价、针对住宅消费者的分层电价以及针对工业消费者的差异电价。这些政策在决定向零售竞争转移前就已制定。事实上，中国在不少此类领域可以说是领先于美国的。将要面临的挑战是，在广东省扩大其零售竞争的同时，如何对这些智能价格结构进行保护和创新。

---

[21] Milligan、Michael、Bethany Frew、Ella Zhou和Douglas J. Arent。2015。*高渗透再生能源整合的先进系统灵活性*。NREL/TP-6A20-64864。Golden有限公司：国家可再生能源实验室

[22] Zhou、Zhi、Todd Levin和Guenter Conzelmann。2016。“美国辅助服务市场调查”，阿贡国家实验室能源系统部门。http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2016/01/124217.pdf

接下来本文将分析影响智能定价具体因素，以及如何将其应用于广东省的零售竞争。

分时电价和动态变化的实时电价：每小时和季节性变化的基本供电成本——如波动的需求、电网和天气条件——理论上，客户应接触到与该波动成本有关的一些信号。正如本文最后一节所述，精心设计的现货市场将在批发层面反映这些波动的成本。然而，只拥有精心设计的现货市场是不够的，还需要关注零售最终用户是如何看待这些批发成本的。修正针对能源消费者的收费方式可以说服消费者在关键时段对负荷进行管理，以帮助电网运营商在全天候的供求波动中管理电网。

在分时电价价格结构方面，美国和广东省都有相关的经验。然而，对于更加灵活和动态的“实时定价”费率的设计，美国部分地区还处在讨论中。在此定价下，消费者面对的价格按小时波动，并且直接与电力批发成本的实时变化相挂钩。迄今为止，实时定价通常仅用于大型工业或商业消费者，他们可能拥有可自动监视和反映价格变化的智能工具，例如，智能冷冻库、热水锅炉或电动车辆，这些工具可被设置为推迟到一天中电价较低时再启动。

阶梯电价：分层电价按照每月的用电量向住宅消费者收费，所以高消耗家庭会面临更高的边际利率，这样在保护低收入家庭的同时，又鼓励了节能。中国目前在全国范围内对住宅消费者实行分层定价，与此相反，美国仅有个别州采用了这种计费结构。广东省面临的挑战是，如何在零售竞争的环境下，保护费率设计中的这一实用方面。

差异电价：根据中国的“差异定价”政策，按生产过程的能源效率对一些工业和商业消费者进行分类，相对地，对于低效率的消费者，会对其收取较高的单位价格，借此给予他们双重激励来提高其对电力的使用效率（说是双重，是因为由于效率低下，他们已比其竞争对手使用了更多的单位电力去进行工业产出——例如，生产每吨铝的电力；每千瓦时增长的价格进一步增加了其成本惩罚）。

排放定价：广东省已经试行了一项碳排放交易方案，中国也实施了一项国家级方案。美国在碳排放交易方面也有区域性经验（如东北部和加利福尼亚州）。

根据上述观察结果，本文对广东省提出了几点建议。在近期，广东省应该：

- 根据最终用户的能耗类别，通过继续要求其按此价格付费来维持差异定价，即使他们购买的是经过市场竞争的零售产品。
- 对国家碳排放定价方案向完善过渡的初期阶段进行认真的管理，因为国家方案的实施可能会使排放上限逐步收紧，同时排放价格也逐步上涨，也许几年时间就会达到理想水平（即外部因素完全内在化）。与此同时，向零售竞争的快速转变将为最终用户的价格带来骤降的压力，特别是在电力产能过剩的情况下。要面临的挑战是，如何避免这两种趋势之间的矛盾，以及如何实现平稳过渡。巩固差异定价政策将有助于此。

从长远来看，本文建议采取更加灵活和动态的实时定价方案，包括，允许零售商获得实时现货市场价格（只要现货市场开始运行）、审核先进计量基础设施的最低性能要求和技术规格（着眼于更好地使零售商从消费者驻地获取实时计量数据）以及建立重视供需灵活性并为之提供奖励的批发市场机制。

制定建立标准化的信息披露程序促进零售市场的透明（建议8）

如果没有获得及时准确的产品和服务信息，消费者将无法做出理性的购买决定。在电力方面，排放量、价格、条款和条件方面的信息及零售商/供应商的电力比例（即，向消费者提供的各种资源类型的相对份额方面的信息）中的资源，这些对各阶层消费者来说是十分重要的。然而，零售公司可能不愿提供这类信息，这其中有一部分原因是，公示信息会增加营销和管理成本，还有一部分原因是，透明度的缺失有时能让零售商欺骗对市场了解甚少的消费者。

美国某些州已经采用了所有供应商必须遵守的信息披露制度，该制度通常要求供应商根据其供应比例的特点向消费者提供定期通知，其中包括成本、资源类型、排放量及其他环境数据。提供此类信息有助于满足消费者对清洁电力的需求。

附录C展示了德克萨斯州所使用的标准化信息披露表格，该表格是德克萨斯州对全部零售商提出的要求中的一部分，该要求需要全部零售商提供统一的信息披露。[23]该标准化报告中需包含以下内容：

- 每千瓦时的平均价格（根据用电量）；
- 合同条款和取消费用；
- 发电种类，说明燃料类型；和
- 每千瓦时的排放量。

这个方法为市场上广泛存在的零售选项带来了一定的透明度和对比性。在美国，此方法所增加的透明度主要是面向住宅和中小型商业公司的。但是，在面对较大规模的最终用户时，其中包括对长期获得可再生资源有兴趣的用户，包含历史和实时定价在内的标准化披露也同样有用。

在近期，本文建议广东省为所有零售商和供应商制定信息披露的标准化格式，其中包括合同条款、定价和排放量。在长期，广东省应实行一套监管体系，以随机审核的方式监督和检验零售商信息的真实性，将其公开声明的内容与其实际的资源比例（包括持有的和购买的）进行比较。这可以与“绿色证书”方案（见建议9）挂钩，这样声称使用可再生能源的零售商就应该按要求提供相应的可再生能源额度。

3 让可再生能源[24]资源更多地参与到市场中

美国的经验包括为让可再生能源参与到电力市场中所做的一系列工作，其中包括以政策推动的方法，如可再生能源配额制和来自支持可再生能源资源的企业的倡议。接下来分析两套建议，它们可在前两个市场建议基础上，更好地支持可再生能源。

设计有效的可再生能源配额制，辅以绿色认证（建议9）

根据《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》[25]，建立了中国的省级“可再生能源配额制”，其中规定，绿色证书将被用于实现可再生能源目标

[23]德克萨斯州在美国的零售竞争程度最高，根据某一替代供应商提供的全州范围的总负荷比例测得。

[24]此处的可再生能源指的是产生自风能、太阳能、生物量和地热等可再生资源的能源。由于水电已在中国电力来源中占据了极大的比重，因此在讨论可再生能源的推进时，本文未将水电包括在内。

[25]国家能源局(NEA).2016.《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》/

的跟踪和审核机制。但是，文件中未提供足够具体信息来说明如何实施配额制和绿色证书，例如，文件中提到的关于责任方、检验机制和违规处罚的内容并不多。因此，截至2016年，包括广东省在内的多个省份均未实现其可再生能源的消纳目标。[26]

在美国，自2000年以来，配额制的要求使所有非水电的可再生能源的发电量增长了60%，并使所有新的非水电的可再生能源的装机容量增长了57%。[27]在美国，配额制作为对负荷服务实体（包括零售电力供应商）的一项要求而实施，并通常附有某种形式的不履行处罚和可交易的绿色证书（通称REC：可再生能源证书）计划，以此促进规定的执行。例如，加利福尼亚州的SB-350，其要求美国加州公用电力委员会采用违规处罚表，并规定罚款不能按照消费者的收费标准收取。[28]一些州有替代合规付款（ACP）机制（若零售商或公共事业公司无法获得可再生能源证书）。ACP的设定水平通常高于在预估竞争性市场购买可再生能源证书的成本和通过产生所需的可再生能源而满足需求所需的成本。[29]用于满足配额制要求的可再生能源证书通常比自愿市场上的可再生能源证书具有更高的价格。在对配额制太阳能目标做出具体规定的州中，受监管的实体使用“太阳能可再生能源证书”来证明其资质。太阳能可再生能源证书通常比其他合规的可再生能源证书更加昂贵，这是因为，与其他可再生能源发电技术相比，太阳能发电的成本相对较高。[30]

根据美国在配额制方面的经验，本文建议广东省将配额制的责任明确落实到负荷服务实体（包括零售商和大型最终用户），并对违规行为实行严格的处罚，以确保配额制的效力（见吉林省试点的建议4）。配额制的设计有助于广东省实现其可再生能源目标和经济发展目标。中国新启动的绿色证书制度有实现配额制目标的潜力，但必须具有处理跟踪和认证能力的中央权威机构，以及一个完善的合同框架。[31]对于像广东省这样一个电力需求高且太阳能和海上风能的潜力相对较低的省份来说，可以通过购买省外的可再生能源或可再生能源证书来实现较高的配额制目标。将太阳能部分添加到配额制中，这将会增加复杂性，并需要额外的验证水平，但这可能有助于提升太阳能的发电量，而且符合中国的经济利益。因此，广东省应考虑增加一项太阳能配额制，以促进省内的太阳能发电，尤其是分布式光伏的发展。从长期看，本文建议使用改良的资源规划流程（例如，随着可再生能源成本的下降，配额制可能变得更加严格，并且配额制可能是降低可再生能源补贴的关键）来协调配额制。

使企业能够获得可再生能源（建议10）

---

[26]国家能源局(NEA)，2017年，《国家能源局关于2016年度全国可再生能源发电的监测与评估的通报》/

[27]Galen Barbose著，2016年，《美国可再生能源比例标准2016年度现状报告》，伯克利，加利福尼亚州，劳伦斯伯克利国家实验室

[28]加利福尼亚州议会SB-350。

[29]美国能源部（DOE），2017年，《可再生能源比例标准》，2017年7月12日读取于https://energy.gov/savings/renewables-portfolio-standard-0

[30]SREC贸易，2017年，《SREC市场》，2017年7月12日读取于http://www.srectrade.com/srec_markets/

[31]Jan Hamrin、Ryan Wiser和Seth Baruch著，2015年，《适用于中国的可再生能源比例的设计标准：原理、设计选项及意义》，资源解决方案中心

在美国，为防止电价波动及兑现企业的可持续性承诺，企业推动了大量新的可再生能源的发展。约有1000家企业自愿承诺每年使用3000万千瓦时以上的绿色电力。[32]有多种机制可以让企业获得可再生能源，其中包括购电协议和绿色电费。[33]

购电协议是一份合同，在该合同中，承购商（如一个企业消费者）同意从可再生能源发电商处以已定的合同价格购买预定期限（如20年）的电力，同时将工程的财务责任和投资风险从消费者转给了发电商。[34]这种风险的转移促进了这些企业消费者对可再生能源的投资，持有和运营可再生能源不再是企业的核心业务。许多购电协议是按照差价合约（结构起草的：承购商向可再生能源发电商提供价格保证，但不直接接收电力，只接收可再生能源证书，生产的电力之后在批发市场出售。根据差价合约，如果市场价格高于合同价格（通称“履约价”），那么发电商向承购商支付差价。相反，如果市场价格低于履约价，则承购商向发电商支付差价。以这种方式，双方能够为未来能源价格的不确定性设立所需的长期预防手段。

对于对可再生能源感兴趣的企业消费者，其还有另一种选择，就是从现有电力公司或竞争性零售能源供应商处，以“绿色电费”购买“绿色电力”。现有电力公司或零售商通常使用绿色电力的各项收入来获取和废止非捆绑的可再生能源证书，此类可再生能源证书购自在线市场、第三方代理或直接购自发电厂。在某些情况下，各项收入将被用于支付电力公司所有的可再生能源的发电成本。不同于非绿色（“无差别的”）电力，零售商以不同的价格提供绿色电力；在某一特定时期，价格是固定的，通常为两年或更短。受监管的电力公司以溢价出售绿色电力，加到消费者的无差别电力的零售价中。2014年，在美国这种溢价平均为每千瓦时1.7美分。[35]

在中国，支持企业购买可再生能源的短期选项包括分布式发电、新推出的绿色证书机制以及用于现有电力公司的与可核查的绿色能源追踪相结合的绿色电费。根据绿色电费，现有的电力公司（如“广东电网”）可以以基于成本的价格（通常不同于正常电费的税率）向有兴趣的企业消费者提供可再生能源电力。当购买可再生电力时，企业可从这些选项中进行选择。本文建议鼓励可再生能源发电商，包括省外资源，参与到中长期直接交易市场中。在没有覆盖多省份的现货市场的情况下（见建议5），参与中长期直接交易市场并不能成为解决省际贸易壁垒的那颗“灵丹妙药”。但是，这为省际贸易创造更多的压力。从中长期来看，本文建议，政府应允许企业消费者与可再生能源发电商签订购电协议（通常按差价合约结构起草），或通过第三方进行购买，这对可再生能源的消纳有巨大的作用，并能满足企业对绿色电力的需求。正如本文在建议5中的讨论，这对广东省及其周边地区开发综合批发市场也是有好处的，从跨省角度来看，这样可以实现在最具经济效益的地方

---

[32]Eric O’Shaughnessy、Chang Liu和Jenny Heeter著，2016年，《美国自愿绿色电力市场的现状与趋势（2015年数据）》，NREL/TP-6A20-67147，戈尔登，科罗拉多州：国家再生能源实验室

[33]美国正在使用的其他机制，其中包括可再生能源发电的直接企业所有权。

[34]Timothy C.Hassett与Karin L. Borgerson著，2009年，《利用自然力量：实地可再生能源的有效利用和融资》，华盛顿特区：世界资源研究所；David Gardiner & Associates著，2013年，《电力前瞻：为何世界上最大的公司正在投资可再生能源》，日内瓦：世界野生动物基金会；世界可持续发展工商理事会著，2016年，《企业可再生能源购买协议》，日内瓦：世界可持续发展工商理事会。

[35]国家可再生能源实验室，《美国自愿绿色电力市场的现状与趋势（2014年数据）》，2015年10月，下载于http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65252.pdf。

进行工程开发。通过对市场力量和配额制的运用，广东省可以改变其发电构成，同时还可以优化系统，并以高性价比的价格提供充足的电力。

附录I-A：报告/估算发电机组运营成本

正文中提到的两个记录成本的示例，其中包括区域输电运营商和独立系统运营商市场中的“联合调度”示例和参考成本的评估结果。本附录为区域输电运营商和独立系统运营商参考成本（依据美国联邦电力监管委员会（FERC）的统一会计制度）中的各类成本提供了总体概述。

具体细节相当复杂，一个独立系统运营商，例如PJM市场，有一本128页的《开发成本指南》手册，其中详细地列出了参考水平成本的计算方法。[36]本文在此提供关于关键成本输入类别的概述，它们通常是由发电机组记录或者根据发电机组计算。[37]

净热耗率曲线：净热耗率是由一家火力发电商的燃料输入（例如，在中国以克表示煤当量，或简写为gce）中的能含量除以其净输出功率（如，以MW为单位）得出的。[38]净热耗率随机组净输出水平的变化而变化，从而形成平均净热耗率曲线。换言之，一条净热耗率曲线可以显示出发电机组在不同输出水平时的净热效率。净热耗率通常以每单位能量（MWh）记录，而不是功率（MW）。[39]

燃料价格：燃料价格可基于合同交付价格或参考现货市场燃料价格加上运输成本。燃料价格应该以能量为基础（如在中国以远/kCal表示）。[40]

可变运行与维护（O&M）成本：可变**运行与维护**成本包括随输出而变化的其他成本，其中又包括定期维护的非资本支出和运行中使用的化学品、水和其他输入物的成本。可变**运行与维护**成本通常以输出单位表示（如$/MWh）。

启动成本和空载成本：启动成本是启动发电机组所需的燃料、化学品、水和其他输入物的成本。对于蒸汽机组，启动成本取决于锅炉的状况（热、温、冷），并经常被记为冷却时间的函数，以每次启动成本（$/启动）表示。空载或最小负载，其成本是维持机组最低输出水平所需的燃料成本。空载成本以每小时美元（$/小时）表示。

排放率：排放率是给定净输出水平（如kWh）时或启动时的平均排放水平（如SO_2的克数）。排放量随机组的净输出水平变化而变化，从而形成排放率曲线。排放率可通过连续监测排放装置或使用燃料排放因子（如每kCal煤炭的SO_2克数）乘以净热耗率曲线来计算。

排放价格：排放价格是可交易排放许可证的价格或费用，以排放单位成本（如每吨二氧化碳多少美元）表示。可交易许可证的价格可以基于不同的公开市场价格或发电机组上报的固定价格。

审核与批准：以上信息由区域输电运营商和独立系统运营商定期审核和批准，具体细节因区域输电运营商和独立系统运营商地区而异。在“联合调度”的示例中，协议允许任何发电机组审计任何其他发电机组的记录，“认为有必要即可”对提供给平台的数据的

---

[36] http://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m15.ashx

[37] 关于科罗拉多州“联合调度”方法的信息可参见于此：https://www-static.bouldercolorado.gov/docs/PSCo_Open_Access_Transmission_Tariff-1-201611041332.pdf

[38] 净输出功率是单位产生的总功率减去工厂运行辅助和污染控制设备所消耗的任何功率。

[39] 在这种情况下，这两者是相等的。能源热耗率假定平均输出功率在超过一个小时的时间里是恒定的。

[40] 确定燃煤发电的燃料成本是相对简单的。其他资源（如水库蓄水发电）有着更复杂的成本决定因素，还有每日、每周或更长时间内的能源上限。

“准确性进行验证”。若经审计发现记录不准确，则上报不准确信息的发电机组需要对由此产生的多付或少付情况进行补偿（如有）。[41]

FERC的统一会计制度：受FERC监管的公司必须根据FERC的统一会计制度（USofA）保留其账簿和记录。[42]

[41]在争议的情况下，各方可能会把问题提交至法院。显然，中国将不得不寻找适用于自身法律系统和制度的审核和处罚方法。在中国，由政府机构负责审核和处罚也许会更好。

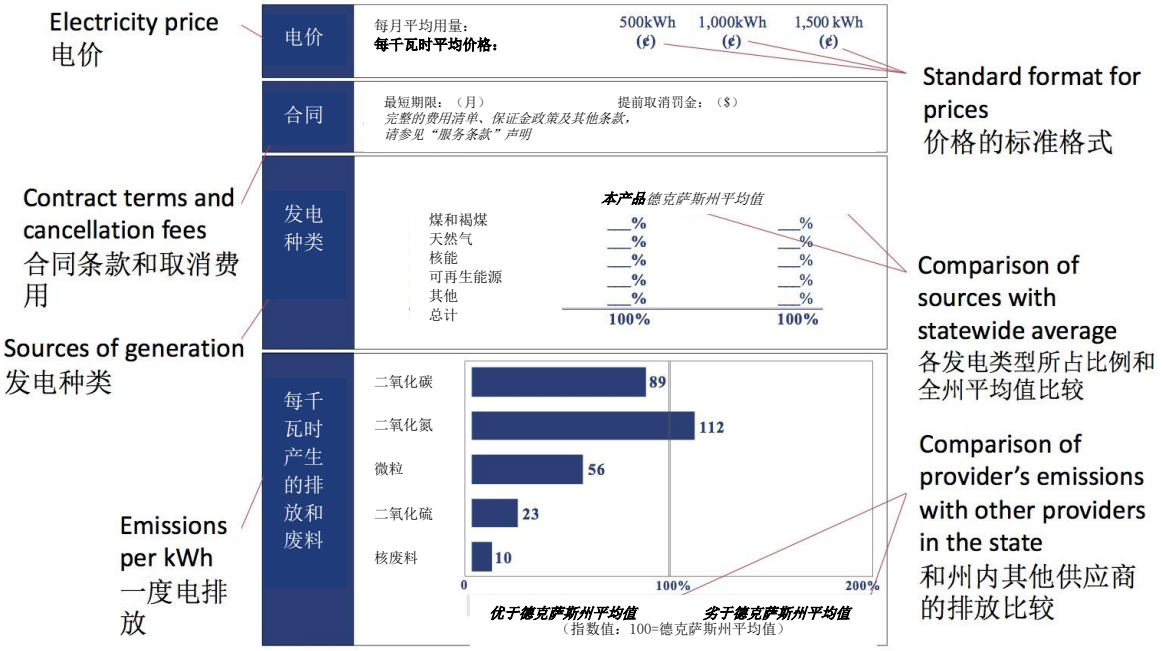
[42]USofA的官方纸质副本可以从美国政府印刷办公室获得，其电话为1-866-512-1800（免费）或202-512-1800（仅限特区范围）。参见《美国联邦法规》第18款“电力和水资源的保护”，第1-399段，于今年4月1日修订。也可以在线购买：http://bookstore.gpo.gov/。对管辖区的电力公司、天然气公司、石油管道公司和集中式服务公司的会计要求可分别参见第101、201、352和367段。

附录I-B：美国常用辅助服务的种类

类目	描述与操作
调频	• 用于管理负荷和资源之间的实时差异，并纠正发电机输出时发生的意外波动，以符合NERC的《实际功率平衡控制性能标准》（BAL-001-1和BAL-001-2）
负荷跟踪	• 跟踪负荷和资源的不平衡情况，以追踪计划时段内每小时的负荷波动
旋转备用	• 与电网同步的联机资源，可响应发电机或输电中断而增加输出，并可在10分钟内达到完全输出，以符合NERC的《实际功率平衡控制性能标准》（BAL-001-1和BAL-001-2） • 通常在意外事故发生后使用 • 通常提供更快更可靠的响应 • 可变发电机可以是非旋转式的，但应可以用作旋转备用
非旋转备用	• 与旋转备用的用途类似，但是，该类资源可以脱机，并能在被调用后15分钟内达到必需的输出 • 通常在意外事故发生后使用
补充备用	• 该资源用于将旋转和非旋转备用恢复至意外事故前状态 • 在意外事件发生后进行配置 • 响应不需要立即开始

来源：北美电力可靠性公司（NERC），2014年，《必要的可靠性服务特别工作组：关于塑造大容积电力系统可靠性的必要可靠性服务的概念性文件》，普林斯顿，新泽西州：北美电力可靠性公司。

附录I-C：德克萨斯州电力标签示例



来源：德克萨斯州公共事业委员会

二、增加可再生能源的就近消纳

主要建议

- 通过设计零售电价，扩大参与现货市场定价，支持提出新的商业模式，以提高需求侧和供应侧的灵活性（建议1和2）
- 在新兴区域市场的基础上，在东北地区建立一个现货市场（建议4）
- 对新建住宅楼进行热费改革试点（建议3）
- 鼓励跨政府机构和跨行业的长期能源规划之间的协调（建议7）

试点背景

吉林省在鼓励风电发展方面做得非常成功。 然而，成功的背后却带来了省内弃风现象的快速上升。弃风率从2014年的15％上升到2015年和2016年的30％以上[43]。吉林省弃风现象的主要动因是在冬季使用不灵活的热电联产（CHP）电厂供暖，从而减少了电网吸纳的风电。

吉林省可再生能源就近消纳试点项目旨在通过一系列措施，使全省电力和供热行业更加灵活地适应风力发电，以减少省内弃风量。试点的目标是“十三五”期间每年减少弃风1太瓦时（TWh）。

更具体地，该试点包括七项措施：（1）用风电产热；（2）对火电机组进行灵活性改造；（3）用风电替代火电；（4）扩大电供暖试点范围；（5）大客户直接购买风电；（6）建立可再生能源微电网；（7）用风电制氢[44]。

此外，还有其它一些中央、地区和省的举措将影响试点的成功。其中包括：（1）建立东北地区辅助服务（A/S）市场，用风电和核电机组取代煤电发电机组减少产出，将煤电产量降低到一定水平[45]；（2）国家电网公司组织的可再生能源区域现货市场试点，让可再生能源发电企业可将本地无法消纳的“增量”能源销往外省；（3）中央政府对风电和太阳能发电规定了最低保证运行小时数，以及各省为实施这些保证所做的努力；（4）开展吉林的零售电力市场试点，类似广东试点；（5）吉林省正在进行的热费改革。

吉林弃风现象严重反映了该省能源部门面临的一些经济和协调问题的表现。正如吉林试点的设计中所认为的那样，降低风电弃风率需要采取多种策略。

---

[43] 数据来自国家能源 局（NEA’s）*Wind Interconnection and Operation*（风电并网运行情况）series.

[44] 这七项措施来自于吉林能源局2016年10月的考察报告。 原先的试点方案包括两项措施：优化能源结构和改善运行方式，增加资源丰富地区的出口能力。见吉林省能源局，吉林省“可再生能源就近消纳试点方案”，2016年，http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201604/W020160411375906107931.pdf.

[45]这种“辅助服务”市场与美国通常被认为的A/S市场相比，更像是一种不平衡市场或电力再调度市场。

具体建议

1. 建立有利于电热和灵活负荷的商业模式

本文的建议侧重于价格改革和基于数据的规划，目的是：（a）增加可再生能源的就近消纳量（*本地消费*）；（b）更有效地利用中国北方地区的可再生能源（*区域消费*）。

本文建议开展七项主要行动，按照针对本地或区域性的可再生能源消费分为两大类：

1) 调研零售电价的新设计方案，为电热和其他灵活性用电负荷提出新的商业模式（本地消费）；
2) 允许大型的电热和热电联产电厂参与现货市场（本地消费）；
3) 对新建住宅实行热费改革（本地消费）；
4) 鼓励提高可再生能源的利用效率，通过加大中国现有可再生能源并网目标的实施力度，支持最近颁布的可再生能源证书制度，分担可再生能源的成本（本地消费）；
5) 建立一个地区现货市场，鼓励风电的高效利用（区域消费）；
6) 可再生能源和输电系统规划方法的制度化，简化审批流程，使可再生能源和输电系统得到更高效的发展（区域消费）；
7) 制定长期能源规划流程，实现跨政府机构和跨行业间的协调（本地消费）。

本节下面将详细阐述每项建议。

调研零售电价的新设计方案，为适应电加热和其他灵活性用电负荷提出新的商业模式（建议1）

改变电力负荷，以更好地适应风力发电的时段，可以减少风电的弃风率。如果没有适当的激励措施，客户不太可能投资那些能够在电力需求方面提供更大的灵活度和响应能力的技术，包括电热水器，电取暖，电动汽车（EV），分布式发电，以及客户端储能电池等。新的零售电价设计有利于提供激励措施，为新技术制造商和零售客户创建新的商业模式。除了通过负荷转移来减少弃风和弃光以外，新的零售电价设计方案还可以鼓励更多的需求响应（DR）。为江苏和上海的DR试点提出的建议4讨论了DR的零售电价设计方案。

在美国，风能和太阳能发电占比日益增加的各州正在开始探索新的零售电价设计方案。这些新的设计方案旨在通过扩大分时电价（TOU）客户的数量、增加TOU价格的细度来提高对需求的灵活度。例如，加州计划在2019年之前将所有的电力公司用户改为分时电价[46]。加州也正考虑在分时电价定价中加大季节差和小时差，以更适应受太阳能发电影响越来越大的需求改变和各小时成本的差异(见图 1)。

[46] 这里的“电力公司”指那些零售价格由加州公共事业委员会管理的公司。 截至2017年，加利福尼亚州的大部分电力客户仍然由该州三大电力公司提供服务。 有关加州零售关税改革的更多信息，请参见 http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12154.

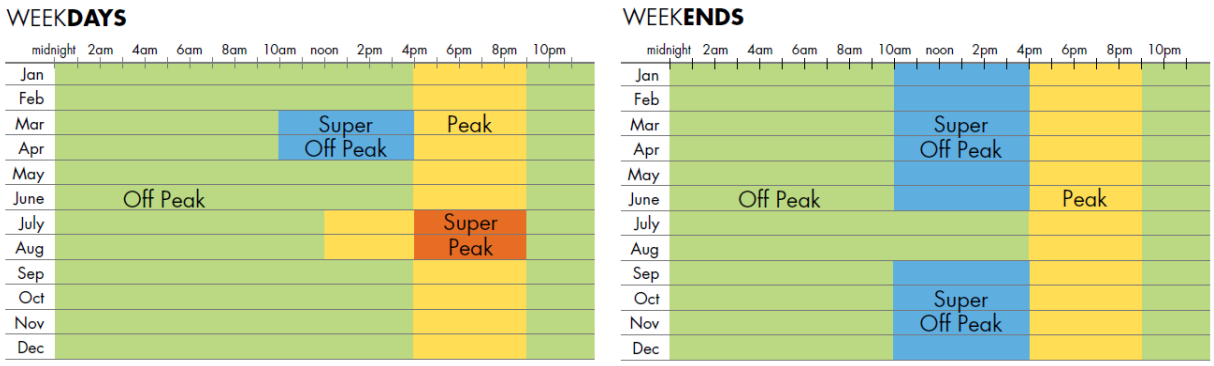


图 1. 加州独立系统运营商（CAISO）提出的加州季节性分时电价方案[47]

其他州也在考虑对零售电价做更大的改变，以更接近电力系统的边际成本。例如，作为改革能源愿景（REV）行动方案的一部分，纽约州正在探索一种可选择的三段制零售电价，将基于边际成本的价格与电网基础设施的成本回收价相平衡[48]。原则上，基于边际成本的价格为需求侧灵活性投资提供了最经济有效的信号。但是，基于边际成本的电价往往是波动性的，而且以往客户很难对这些价格做出响应。现在，新的“智能”技术的出现让对价格的响应更敏感。

由于这些议定的零售电价设计方案尚未实施，因此其有效性和效率尚不确定。例如，还不清楚TOU需要分多少个时段才能使分时电价与风力发电相匹配。但是原则上，零售电价的改变可以作为提高电力系统灵活性的一种低成本、低风险的手段，因为它们不需要额外投资，可以围绕可预测的风电或太阳能发电时间进行设计，并且可以进行结构化，通过用户参与的的设计更好地针对目标客户。

吉林目前有针对工业用户和单户住宅电力供暖用户传统的高峰和非高峰价格。在这些电价的基础上，本文建议吉林研究扩大零售电价的使用范围，并提出新的设计方案，以便为需求侧灵活性投资创建多种商业模式。

在近期内，本文建议采取三个渐进步骤，通过改变政府制定的零售电价来提高需求侧灵活性：（1）扩大对所有居民住宅和小型商业用户的分时定价，最初可能采取选择性加入的方式；（2）除高峰发电产能需求外，探索季节性分时电价，与弃风率高的时期相吻合；（3）将零售电价改革与电加热和电制冷等灵活性负荷技术的认可与鼓励相结合。

从长远来看，本文建议进行更重大的调整，以鼓励实现需求侧的灵活性：（1）将规定的零售电价与现货市场价格更紧密地联系起来，以更好地将定价与电网条件相匹配；（2）逐

[47] 本图引自 CAISO，“Matching Time-of-Use Rate Periods with Grid Conditions Maximizes Use of Renewable Energy，” https://www.caiso.com/Documents/MatchingTimeOfUsePeriodsWithGridConditions-FastFacts.pdf.

[48] 这种三段式“全值”电价包括用户月基费（$/月），对过去输配电系统成本的收费（$/kW-年），以及一笔边际成本费，包括每小时市场成本以及输配电估算边际成本费。有关电价的细节请参见Energy and Environmental Economics，2016，“Full Value Tariff Design and Retail Rate Choices，”（全值电价设计与零售价格选择）http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7BA0BF2F42-82A1-4ED0-AE6D-D7E38F8D655D%7D.

步利用价格来鼓励输配电系统的高效利用；（3）继续鼓励开发不同类型的需求响应和储能技术，以实现更大的负荷灵活度。

加大电热负荷，让热电联产电厂参与现货市场（建议2）

为吉林冬季供热的热电联产电厂灵活度低，是吉林省弃风的重要原因[49]。电热锅炉和电热泵可以在供暖季增加电力系统的灵活度，但通常这是一种昂贵的供热方式。储热可以提高CHP电厂的灵活度，但对储热的投资需要可持续的商业模式。现货市场价格可以鼓励热电联产电厂有效调节电力输出，以适应电力系统的条件，并可以鼓励对储热，电锅炉以及电热泵进行合理投资，以实现平衡。

在吉林，目前要求为区域供热网络供热的电锅炉按零售价格而不是批发价格购电。相对于供热收入，这些零售价格目前对电锅炉来说过高，无法收回成本。

图2显示了电锅炉按不同供热价格（元/吉焦）和锅炉不同使用小时数的保本电价，即电锅炉收回成本所需的平均电价（见附录II-A）。即使在锅炉利用率很高的情况下，*平均保本*电价也可能低于0.10元/kWh。

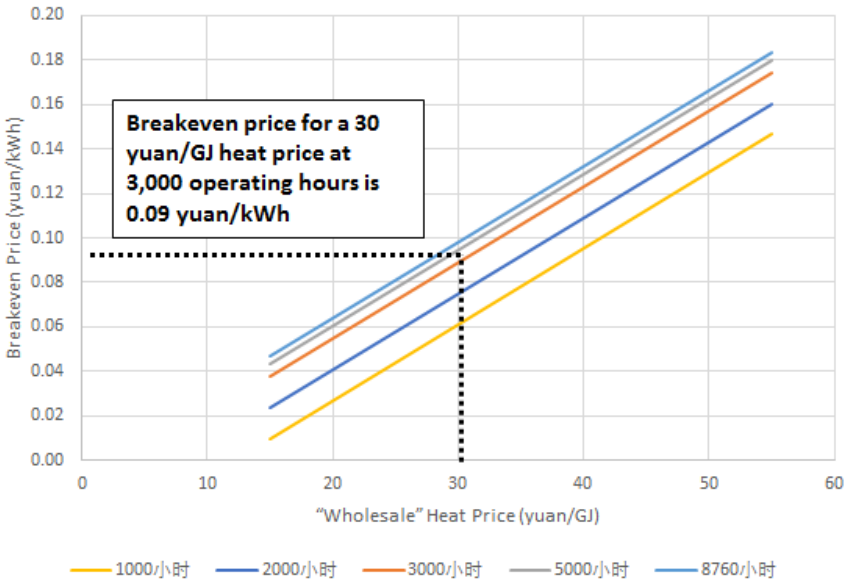


图 2. 电锅炉的保本电价（y-轴，元/kWh）作为批发热价（x-轴，元/GJ)和电锅炉运行小时数的函数关系（斜线）

图 2表明，电锅炉只有在以下情况下才具有成本效益：（1）电价非常低，例如在风电弃风期间的现货价格为零或负值；或（2）热价或排放价格非常高，如果按照空气质量法规要求限制烧煤供热，就会出现这种情况。假如热价继续保持在目前的水平上，电锅炉和热泵最经济的用途就是每年只运行很少的时间用来降低弃风和弃光（1，在上述两种条件下）。 要揭示什么时候会发生这些情况，现货市场价格可以提供一些信号，来指导对平

[49] 在冬季，热电联产电厂将发电作为供热的“副产品”。来自热电联产电厂的这种固定电力出力排挤了风力发电。

衡风电和太阳能发电的电锅炉和热泵进行合理投资。用于平衡风电和太阳能发电的具有成本效益的电锅炉和热泵的规模和数量都相对较小。

美国大规模的区域供热网络较少。丹麦的能源系统则更好地说明了现货市场价格如何引导电锅炉、热泵和储热设备的投资和运营。在丹麦，电热锅炉和储热装置与热电联产设施配套。现货市场价格基本决定了热电联产企业投资多少储热和电锅炉的能力，以及如何优化运行储热、电锅炉和热电联产电厂。当价格高时，热电联产电厂增加电力和热量产出，储存多余的热。当价格低时，热电联产电厂减少电力和热量输出，利用储存的热量来满足其供热负荷，而那些有电锅炉的电厂则从市场上购买电力来运行锅炉。丹麦热电联产机组的最低发电量可低至额定功率的10%。附录II-B给出了丹麦经验的细节。

在吉林，东北辅助服务市场和国家电网组织的可再生能源区域现货市场是目前两个可能产生短期批发市场价格的市场。本文建议吉林省鼓励在区域供热系统中采用的电锅炉、热泵和热电联产装置参与这些现有的市场机制和未来的现货市场。

近期，本文建议采取两个跟进步骤：（1）中央政府建立一个类似于现有电力储存框架[50]的监管框架，让发电侧的电锅炉和热泵能够参与东北辅助服务市场;（2）吉林省机构与热电联产企业合作，帮助他们评估东北辅助服务市场和未来电力市场的投资和运营战略，包括储热和电锅炉投资的成本效益，以及降低热电联产机组最低发电量的经济性分析。

从长远来看本文的建议是，通过不断发展的市场设计促进需求侧要素的参与，并考虑市场规则 – 例如有关自我调度和价格底线的规则[51]，以鼓励热电联产电厂的灵活运营。促进需求侧参与电力市场的规则也将使需求响应更为普及。

2. 可再生能源开发的市场化和政策扶持方法

鼓励提高可再生能源利用效率，通过加大中国现有可再生能源并网目标的实施力度，推广近期颁布的可再生能源配额制度，分担可再生能源成本（建议4）

中国的可再生能源上网电价（FIT）政策在鼓励可再生能源开发与发展可再生能源产业方面成绩斐然。但是，推进吉林乃至全国可再生能源持续发展的政策机制尚不明朗。有两个关键且相互牵制的问题是，如何鼓励有效利用可再生能源，以及如何公平分配成本。

在美国各州，强制性可再生能源配额制（RPS），可再生能源自愿市场和地区电力市场相结合，推动了可再生能源的快速普及、成本分配和有效利用。2000年，风能和太阳能发电量仅在一个州（加利福尼亚州）达到了总发电量的5%以上；到2015年，有10个州的风能

[50] NEA, 2016, *Notice on Encouraging Storage Participation in the "Three Norths" Ancillary Services Market*（关于促进电储能参与"三北"地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知），http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160617_2267.htm.

[51] 当发电厂或其调度机构将没有相应价格的一定发电量投标给系统运营商现货市场时，就会发生"自我调度"，通常意味着发电厂自己内部价。 这种做法可限制了系统操作员经济地调度系统的能力。较低的价格底线提供了一种鼓励经济投标的手段，通过让自我调度电厂支付系统运营商在价格为负时保持上网。

和太阳能达到了15％以上（图3）[52]。目前，实行配额制和自愿性市场分别占新增可再生能源装机容量的60％和40％左右[53]。

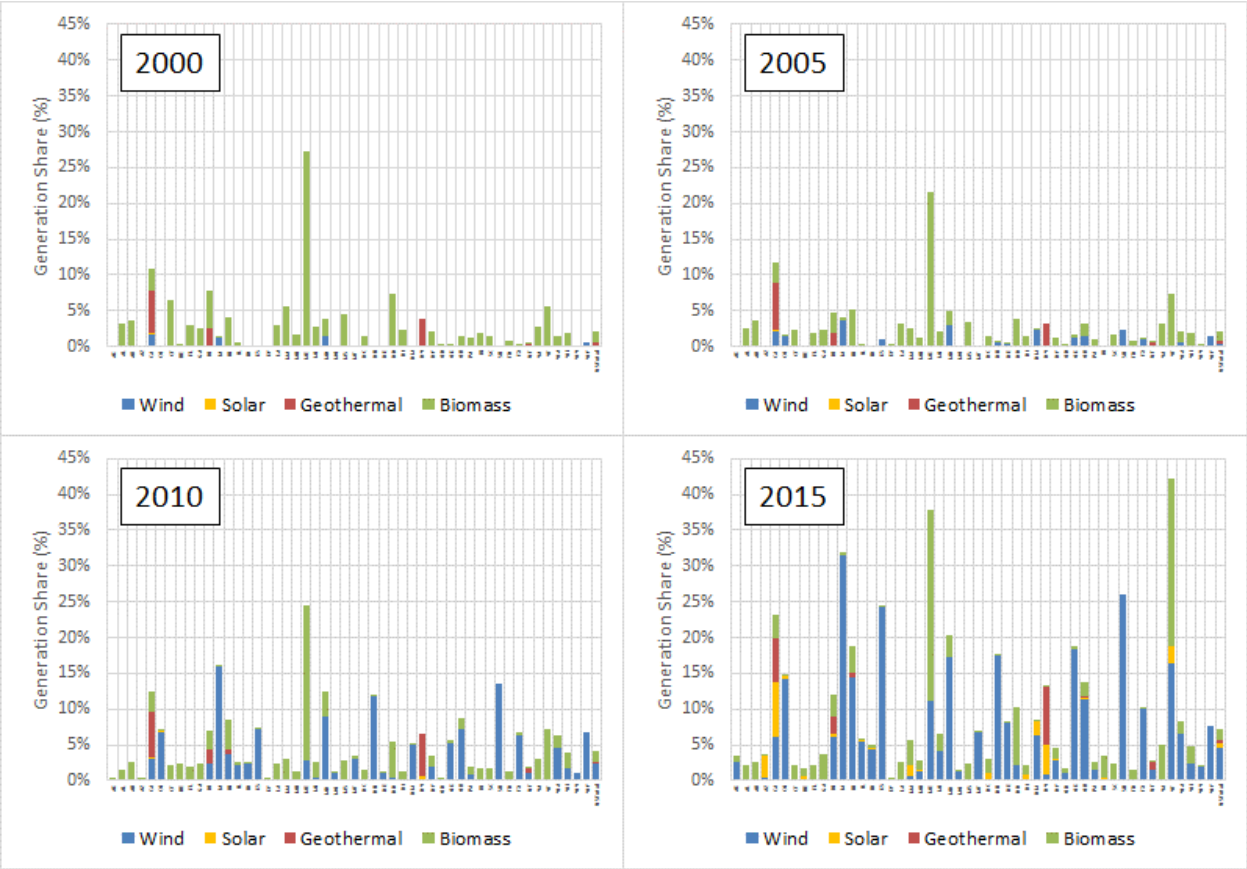


图 3. 美国各州2000-2015年可再生能源发电在总发电量中的比例[54]

无论配额制要求还是自愿市场，都为风能和太阳能的有效利用提供了激励政策。RPS的指标形成了弃风和弃光的成本：即，要购买更多可再生能源来代替放弃的可再生能源，并避免违规处罚所带来的成本费用。此外，不论配额制制度还是自愿市场内的合同通常都包含了分配弃电成本的条款，并提供有效利用可再生能源的激励措施。区域电力市场在支持配额制和自愿市场方面发挥了作用，正如下一项建议所讨论的那样。

[52] 这10个州有加利福尼亚州，科罗拉多州，爱荷华州，爱达荷州，堪萨斯州，明尼苏达州，北达科他州，俄克拉荷马州，南达科他州和佛蒙特州。

[53] See, for example, National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Voluntary Green Power Procurement," http://www.nrel.gov/analysis/green-power.html.

[54] 数据来自美国能源信息署，"Net Generation by State by Type of Producer by Energy Source," https://www.eia.gov/electricity/data/state/annual_generation_state.xls.

美国可再生能源的采购量越来越受到可再生能源技术成本下降的推动。如图 4 所示，美国电力公司的太阳能光伏购电协议（PPA）的平均价格从2010年初的约140美元/兆瓦时（1.0元/kWh）下降到2017年初的不到40美元/兆瓦时（0.3 元/kWh）。

某些地区新建风电场的购电协议价格低于天然气发电的燃料成本，这表明，利用新建风电场发电，将已有的天然气发电作为备用容量源资源，这样做成本更低。这种成本的下降可能会减少各州RPS配额及温室气体（GHG）减排目标对消费者的影响。例如在加州，要完成到2030年可再生能源占电力销售总量的70%以上的目标，预计将使总用电成本增加3%左右[55]。

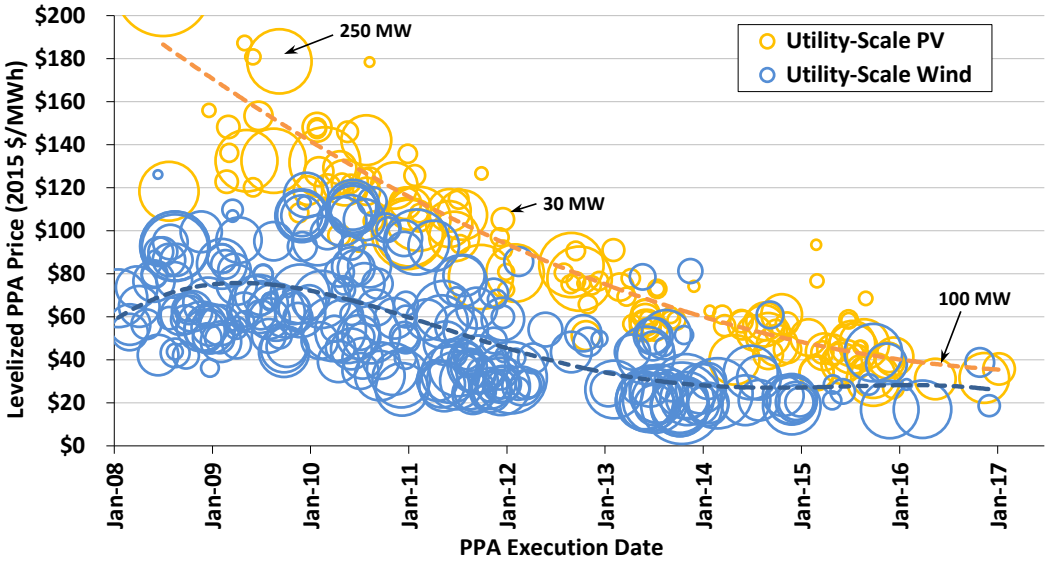


图 4. 美国2008-2017年电力公司的光伏和风电购电协议价格走势。
(泡泡的大小表示购电协议的容量，单位：兆瓦)[56]

除上网电价之外，中国还制定了非水电可再生能源的省级目标，但没有约束力。国家发改委、财政部和国家能源局2017年还出台了可再生能源绿色电力证书制度（RECs）的监管框架[57]。本文建议在这些现有制度安排的基础上，探索除了上网电价以外能进一步推动可再生能源发展的其他主要驱动力。

---

[55] 这种成本上涨是相对于可再生能源占加州总电力销售三分之一的基准情景而言的。 “70%以上”情景下的增量成本来自CPUC和E3，2017年“CPUC综合资源规划初步建模结果”http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUCWebsite/Content/UtilitiesIndustries/Energy/EnergyPrograms/ElectPowerProcurementGeneration/irp/17/CPUC_IRP_Preliminary_RESOLVE_Results_2017-07-19_final.pdf; Baseline costs are from E3, 2014, Investigating a Higher Renewables Portfolio Standard in California, https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2017/01/E3_Final_RPS_Report_2014_01_06_ExecutiveSummary-1.pdf.

[56] 此图来自伯克利国家实验室Lawrence Berkeley National Laboratory.

[57] NDRC, MoF, and NEA, 2017, *Notice on Pilot Implementation of a System for Issuance and Voluntary Procurement of Green Power Certificates* (关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知), http://www.nea.gov.cn/2017-02/06/c_136035626.htm.

对近期，本文建议中央政府继续探索其他方案，通过严格执法，从可再生能源固定上网电价向强制性量化支持机制转变。省级配额的设定，可以考虑鼓励可再生能源资源贫乏省份从可再生能源资源富足的省份采购一部分配额。本文建议吉林与国家发改委合作，支持建立一个可再生能源自愿市场，发掘企业优势，帮助扩大和支持市场。两种机制都将采用竞争性采购和合同作为减少可再生能源成本和更有效利用可再生能源的战略。

从长远看，本文建议将可再生能源扶持政策与中国正在形成的二氧化碳限额与交易制度相协调。随着风电和太阳能发电比例的提高，可以通过减少负价格的出现频率，使得排放定价成为支持可再生能源的一种更为有效的办法。

建立一个区域现货市场，鼓励风电的高效利用（建议 5）

随着可再生能源研究的不断深入，最可靠的结论之一是，可以通过加强系统运营商之间的区域协调，降低更多风电和太阳能发电的并网成本[58]。扩大平衡风能和太阳能发电的地理区域，有利于减少这些电源的波动性，降低预测误差，并增加更多的水电和火电用来平衡。其结果能够是减少弃风、弃光，降低总的电力成本。

在美国，区域现货市场使得电力系统规模相对较小的州也能实现更高的风电渗透率。例如，在爱荷华州，堪萨斯州和南达科他州，虽然这几个州的人口和用电负荷相对较小，但风力发电量超过了全州总发电量的20％[59]。 所有这三个州的电力公司都是区域输电组织（RTO）的成员，这使得风电能在较大的RTO区域而不仅仅是在州内得到有效平衡。 美国独立系统运营商市场的弃风率只占风电总量的不到5％(图 5)[60] 。

[58] 见以下文献 Michael Milligan and Brendan Kirby, 2010, *Impact of Balancing Areas Size, Obligation Sharing, and Ramping Capability on Wind Integration*, http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/41809.pdf; GE Energy, 2010, *Western Wind and Solar Integration Study: Executive Summary*, http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47781.pdf; EnerNex Corporation, 2011, *Eastern Wind Integration and Transmission Study: Executive Summary and Project Overview*, http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47086.pdf; Energy and Environmental Economics, 2014, *Investigating a Higher Renewable Portfolio Standard in California*, https://ethree.com/documents/E3_Final_RPS_Report_2014_01_06_with_appendices.pdf.

[59] 数据来自美国能源信息署(EIA), “Net Generation by State by Type of Producer by Energy Source,” https://www.eia.gov/electricity/data/state/annual_generation_state.xls.

[60] 在这些独立系统运营商中，中部独立系统运营商（MISO）在2015年的风电弃风预估水平最高，为5.4％。见美国能源部风电技术市场报告： 2016, *2015 Wind Technologies Market Report*, https://emp.lbl.gov/sites/all/files/2015-windtechreport.final .pdf.

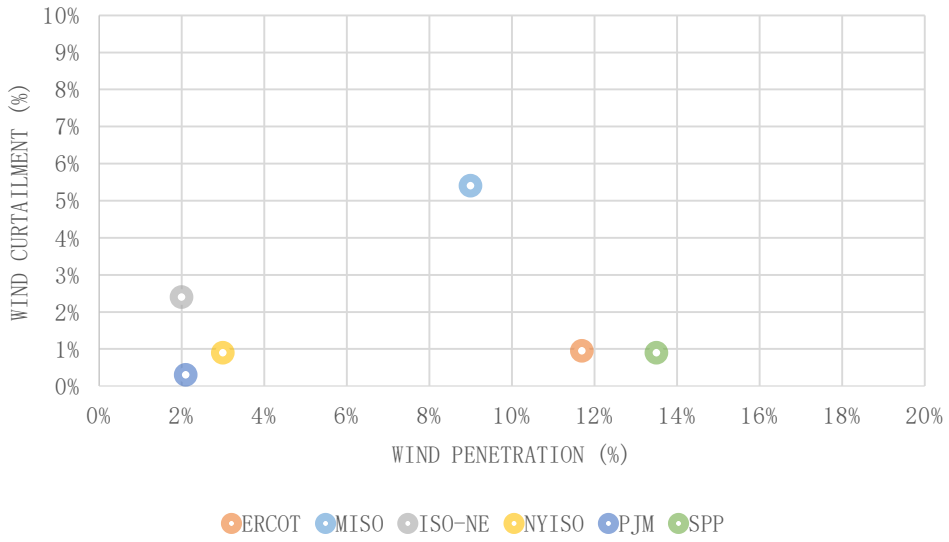


图 5. 2015年美国独立系统运营商市场的弃风率与风电比例[61]

对不属于RTO的地区，如美国西部，风能和太阳能发电的区域平衡带来的潜在效益已促成了地区市场的建立和扩大。西部能源不平衡市场（EIM）创建于2014年，旨在提高区域调度效率，更有效地利用风能和太阳能发电。科罗拉多州和怀俄明州的电力公司目前正在考虑加入西南电力市场（SPP），部分原因也是为了让更多的风力发电并网运行。

在中国东北地区，东北辅助服务市场和国家电网组织的区域再生能源现货市场交易可能成为东北地区现货市场的前身。东北辅助服务市场让风电和核能发电厂支付取代燃煤发电厂，从而提供更大的经济上和运行上的灵活度。国家电网的区域再生能源现货市场中，允许某地区内的各省决定可出口到邻省的多余风电的价格。这些举措反映了区域现货市场的一些功能，通过实现区域经济调度降低了该地区的整体运营成本。本文建议中央政府在短期内支持这些工作，从长远来看，将它们转型成为单一的区域现货市场。

在近期内，本文建议逐步扩大东北辅助服务市场的交易量和透明度，具体包括：（1）以“市场运行规范”文件的形式阐述市场规章制度，以明确市场规则、责任和操作程序[62]；（2）公布市场结果数据；（3）扩大电厂出力范围，煤电机组可在市场上投标，降低产量。

从长远看，本文建议将东北辅助服务市场和可再生能源现货市场交易转型为单一的区域现货市场。广东试点建议中所描述的市场设计原则和方法也可以为东北地区的现货市场设计提供参考。

---

[61] 弃风率指风电潜能的百分比，数据来自美国能源部：U.S. Department of Energy, 2016, *2015 Wind Technologies Market Report*, https://emp.lbl.gov/sites/all/files/2015-windtechreport.final .pdf. 风电渗透百分比是风力发电总量的百分比。 风力渗透百分比数据来自各种系统运营商报告。.

[62] For an example, see the CAISO’s business practice manuals at https://www.caiso.com/rules/Pages/BusinessPracticeManuals/Default.aspx.

可再生能源和输电系统规划方法的制度化，简化审批过程，让可再生能源和输电系统得到更高效的发展（建议 6）

不论在中国还是美国，最优质的可再生资源往往都远离负荷中心。资源禀赋与距负荷中心的距离之间的这种负相关性，在可再生资源成本，可再生能源到负荷中心的输电成本，以及可再生能源的并网成本之间产生了多种经济折衷的方案。寻找到最低成本的解决方案需要在规划，特别是在区域输电规划中做出创新。

美国的输电系统规划过去都以物理可靠性标准为主。联邦法规现在要求输电供应商参与区域规划过程，除了可靠性之外，还要根据经济和公共政策利益来评估区域输电投资方案[63]。这个区域规划流程还必须有一个合理的方法和明确的规则，用来分配输电提供商之间的输电成本，通常跨越州界，用定量分析确定分配方案。

要扩大输电投资评估的范围，要求RTO和其他传输电系统提供商在输电规划中纳入可再生能源的发展情景预测。这些预测通常是为了找出具有最低综合资源成本和输电成本的可再生能源资源组合，并确定在不同情景下稳健的输电系统投资，支持实现可再生能源的发展目标。类似的例子包括CAISO采用的输电经济评估方法（TEAM）和MISO使用的多价值项目（MVP）组合分析法[64]。

美国逐渐成熟的批发市场不应该埋没可再生能源发电和输电投资的长期、协调规划的作用。市场价格有利于对新的可再生能源项目的估值，有利于跨地区的成本和收益分配，但投资决策通常仍然由长期规划流程来决定。在这些流程中，模型通常被用来模拟市场结果。

在中国，资源与负荷地之间距离远的问题已经得到了一定程度的解决，部分方法是通过建设长距离高压输电线路，将可再生能源富裕省份组成的的可再生能源区连接到东部和南部省份的负荷中心。然而，在“十三五”规划（2016 – 2020年）期间，国家发改委和国家能源局将支持可再生资源发展的重点转向了离负荷中心更近的各省。本文建议，随着“十三五”规划的实施，国家发改委和国家能源局运用经济分析的方法，支持当地可再生能源资源的开发与长距离输电之间的平衡，并与预期的市场设计保持一致。

近期内，本文建议通过开展省际输电线路的成本效益评估，将经济学模型纳入输电规划，形成制度化。建模工作可在现有的规划工作（如五年计划）中开展，在现货市场定价之前，经济优化建模可在发电厂成本估算的基础上进行。运用经济优化模型来评估输电线路的价值，这与批发市场的结果大体一致[65]。要求在输电规划中运用经济模型，可明显提高中国近年来形成的建模能力。

---

[63] FERC, 2011, *Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities*, Order 1000, https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2011/072111/E-6.pdf.

[64] CAISO 文献见：https://www.caiso.com/Documents/TransmissionEconomicAssessmentMethodology.pdf; MISO 文献见：https://www.misoenergy.org/Planning/TransmissionExpansionPlanning/Pages/MVPAnalysis.aspx.

[65] 输电扩容优化模型可用于开发资源组合，评估输电能力价值。 生产模拟模型可用于评估能源（减少拥堵）的价值和灵活度（降低弃风弃光）的价值。

从长远来看，本文建议采取更加制度化的区域输电规划流程，并与地区现货市场的发展相协调[66]。从建模和运营两个角度来看，协调一致意味着跨省交换电力的障碍更少。输电规划的经济分析，区域范围的规划，减少省区间的交易障碍，这几项措施的结合将有利于更有效地利用现有输电网络，实现低压与高压输电扩容之间更优化的平衡，从点对点的传输变成网到网的传输。这种结合还将有助于在开发高质量和低质量的可再生能源资源与建设输电网络投资之间的平衡。

3. 供热行业改革与协调

实施新建住宅供热价格改革（建议 3）

吉林省大部分建筑物的采暖仍是按建筑面积来供应和收费的，用户无法按需对采暖设备进行控制。另外，供热价格不完全反映供应的全部成本，特别是煤炭和污染治理成本。吉林省很大一部分供热需求的增长来自新建的热电联产机组，主要用来供热，而不是发电，这进一步减少了对风电供热的需求，加剧了风电的弃风现象。逐步实行基于消费的、反映成本的采暖价格，可通过降低供热需求，为其它（非蒸汽型）供热技术创建各种商业模式，进而缓解弃风问题。

二十一世纪初以来，吉林乃至全国的区域供热改革一直在进行。热价改革仍然是吉林省政府的重点工作[67]。主要问题包括热价设计方案，客户接受度和机构间协调。价格设计和客户接受问题一部分来自吉林省大多数空调建筑的多单元特性。整个建筑物的传热会带来成本分摊的难题。例如，顶层的客户采暖费可能非常低，因为他们正在“消费”从底层客户传来的热量。单位间的协调问题来源于区域供热政策和规划的碎片化，这涉及到不同的省市机构和企业。

短期内，本文建议吉林省对新建筑物实行新的热价并按计量收费开展试点，通过不同的计量方式（例如按建筑物或单元住房），恒温控制和定价（例如成本分摊系数，二部制价格等），来评估各方案的有效性、可行性和客户接受度。作为这些工作的一部分，本文建议对新建筑物探索采用非蒸汽供热的多种技术（如电热泵，电热循环加热，地源热泵等）和价格方案。这项试点工作可与大学开展合作研究，最终争取在全国范围内推广。

从长远来看，本文建议向所有客户逐步实行以消费量为基础、反映成本的供热价格，这与吉林省政府的目标一致。最近的试点工作可以为将来过渡到这个目标提供参考。

制定长期能源规划流程，实现跨部门跨行业的协调（建议 7）

从历史上看，中国和美国的能源政策和监管都是根据最终能源用途和能源来源，在不同的政府机构内部进行，如电力、工业、建筑供暖和交通运输。随着能源行业日益紧密关联，这种缺乏有机协调的能源管理方式已经开始影响到行业整体的经济和环境表现。

在美国，各州对能源政策和监管拥有举足轻重的管辖权，传统上各自为政的能源部门之间形成了日益增长的相互联系，正在促成制定全州范围多机构参与的规划工作流程。这些制

---

[66] 理想情况下，这些区域现货市场也有效率很高的拥塞定价。

[67] For instance, heat tariff reform was part of the Jilin government’s 2016 *Implementation Guidelines on Promoting Price Mechanism Reform* (关于推进价格机制改革的实施意见).

定长期规划的流程为各政府机构提供了一个交流平台，相互之间开展对话，制定未来的共同愿景，并协调制定政策[68]。例如，在加利福尼亚州，能源决策者工作组（Energy Principals Group）作为该州空气质量、能源和水资源管理部门的一个交流平台，定期讨论各项战略和机构间协调，以实现加州的长期温室气体（GHG）减排目标。该工作组的讨论中用到了很多定量分析。

在吉林省，为了体现空气质量、温室气体减排和电力 – 热力部门的相互作用，需要部门之间加强协调。要实现空气质量和温室气体减排的长远目标，可能需要大量的燃料替代，美国也是如此[69]。本文建议负责电力，建筑能源，运输能源，空气质量和水资源的吉林各机构通过成立一个工作组，协调制定跨部门的长期规划工作流程。这个流程有助于：1）对环境目标，政策和法规达成共识；2）围绕技术路线，成本和成本分配战略，通过跨部门的政策协调达成一致。

[68] 各州能源规划工作概况请参见 http://www.naseo.org/stateenergyplans.

[69] See, for instance, California’s 2017 “Scoping Plan” for meeting 2030 GHG goals, https://www.arb.ca.gov/cc/scopingplan/2030sp_pp_final.pdf; New York’s 2015 State Energy Plan, https://energyplan.ny.gov/Plans/2015.aspx.

附录 II-A: 风电锅炉的经济性分析

电锅炉保本电价是让锅炉能够收回成本的最高电价（元/kWh）。 这个盈亏平衡价格是以下四个因素的函数：

1) 热的“批发价格”，即锅炉能够以此价格出售它的热产出（元/吉焦）；
2) 电锅炉成本 (元/kW)；
3) 锅炉的效率 (%)；[70]
4) 电锅炉的年运行小时（年利用率）。

由于批发热价格较低，锅炉成本较高，效率较低，年运行时间较短，电锅炉要求比较低的电价才能实现保本。

下图说明了假设不同批发热价与不同运行时间之间的这种关系，假设一台95%热效率电锅炉的成本为170元/ kW[71]。例如，以30元/ GJ的热价和每年3000小时的利用率，电锅炉*平均*需要0.09元/ kWh的电价才能达到保本。一台电锅炉假定要用5%的高峰电价为0.40元/kWh，这意味着非高峰电价应为0.08元/kWh。

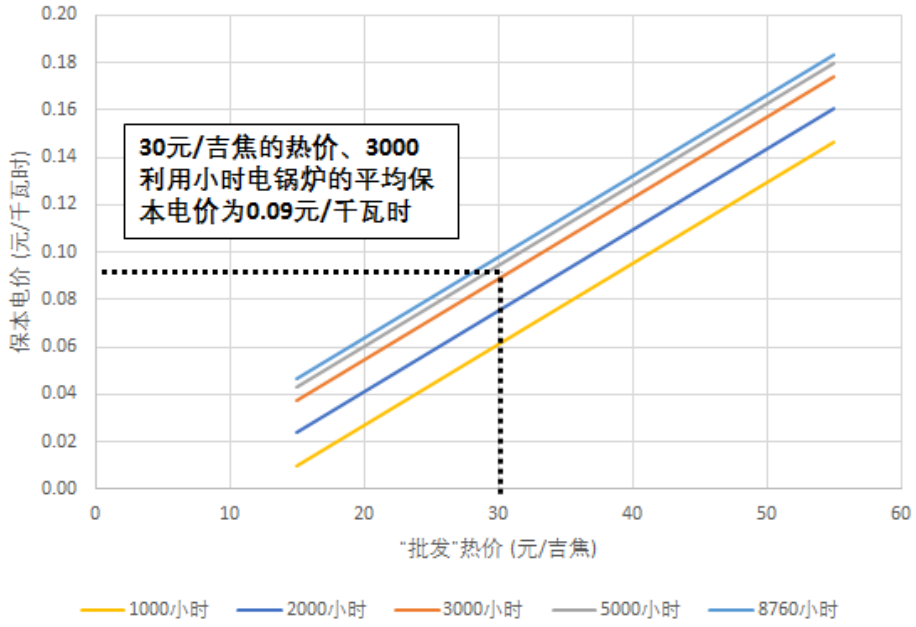


图 6. 批发热价与运行小时数之间的关系

这种保本电价远远低于中国目前的零售电价。提高批发热价和锅炉利用率并没有从根本上改变这一结果。一台运行效率为95%，成本为170元/kW的电锅炉运行8760小时，热价按40元/GJ，则保本电价应为0.13元/kWh。降低电锅炉成本将会进一步增加这一保本电价，但增幅不大。

[70] 这假定需要通过批发供热价格回收的供热损失只有锅炉损失。如果锅炉也承担一部分供热网络损失（例如，从供热设施到区域供热网络的连接），则效率项将会更低，并且盈亏平衡的电价将会更高。.

[71] 下面的计算也假设锅炉年利率为7%，共5年，年度成本为41元/ kW-年。

这一结论突显了这样一个事实：至少在近期内，使用电锅炉集中供暖可能只是为了平衡风能而具有成本效益。这里的平衡是指当风电过剩时，相对于其最小保证或合同运行小时数，多发的电会以非常低的价格出售。电锅炉保本所需的低电价也意味着要低于平均输电价格，如作为一种虚价。

集中供暖规模的电锅炉还有一种用途是替代独立的燃煤锅炉，特别是在城市地区。但是，评估用电锅炉代替燃煤锅炉的成本效益，应该与改善空气质量和替代燃煤锅炉的其他潜在选择相对照。

电锅炉盈亏成本分析公式

风电锅炉的技术损益等于

$$\text{净收入} = \text{收入} - \text{成本}$$

锅炉收入来自热力销售，其成本包括电锅炉的成本，电力成本以及运营和维护（O&M）成本

$$\text{热力售价} = \text{锅炉成本} + \text{用电成本} + \text{O\&M}$$

费用最直接的计算方法为

热力售价(元/kWh$_e$)．对每千瓦时电热输入（= 3.6 MJ），热力售价等于热输出，净热效率损耗，乘以批发热价（元/GJ）

$$\text{热售价} = \frac{3.6 \times (1 - \text{损耗}) \times \text{批发热价}}{1000\text{MJ/GJ}}$$

锅炉成本（元/kWh$_e$)．锅炉成分为锅炉的单位成本，单位为元/ kW，乘以资本回收（年化）系数，再除以锅炉年运行小时数

$$\text{锅炉成本} = \frac{\text{锅炉单位成本} \times \text{资本回收系数}}{\text{运行小时数}} = \frac{\text{年度锅炉单位成本}}{\text{运行小时数}}$$

用电成本（元/kWh)．按照每千瓦小时计算，用电成本（元/kWh）为平均电价，按不同使用时间价格小时的消费加权平均数计算

$$\text{用电成本} = \text{平均电价}$$

运行维护成本（元/kWh)．O&M 成本相对于锅炉的成本通常较小，在这里忽略不计。

因此保本平均电价为：

$$\text{保本电价} = \frac{3.6 \times (1 - \text{损耗}) \times \text{热价}}{1{,}000} - \frac{\text{锅炉年度单位成本}}{\text{运行小时数}}$$

附录 II-B：丹麦利用风电为区域供热的经验

丹麦政府的目标是，到2020年，传统电力消费的一半以上将由风力发电供应[72]。在波恩《联合国气候变化框架公约》第二十三届缔约方大会(COP 23)上，丹麦政府承诺到2030年将煤炭从发电中彻底剔除。作为政府到2050年实现零化石燃料目标的一部分，预计风电开发进一步扩大。风电（近年来也包括太阳能发电）的上网涉及到各级能源系统的改变，涉及对能源市场扶持政策、税收、系统服务采购的技术措施和适应，以及与供热部门的整合。

丹麦电力系统的发展与现状

过去15年来，丹麦的年用电量（包括电网损耗）一直相当稳定，每年约为35 TWh，负荷在2100 MW和6200 MW之间。虽然需求基本保持不变，但丹麦的电力系统已经从几乎只有大型火电厂发展到包括大型机组、小型机组，自备电厂、风电和太阳能发电设备等。

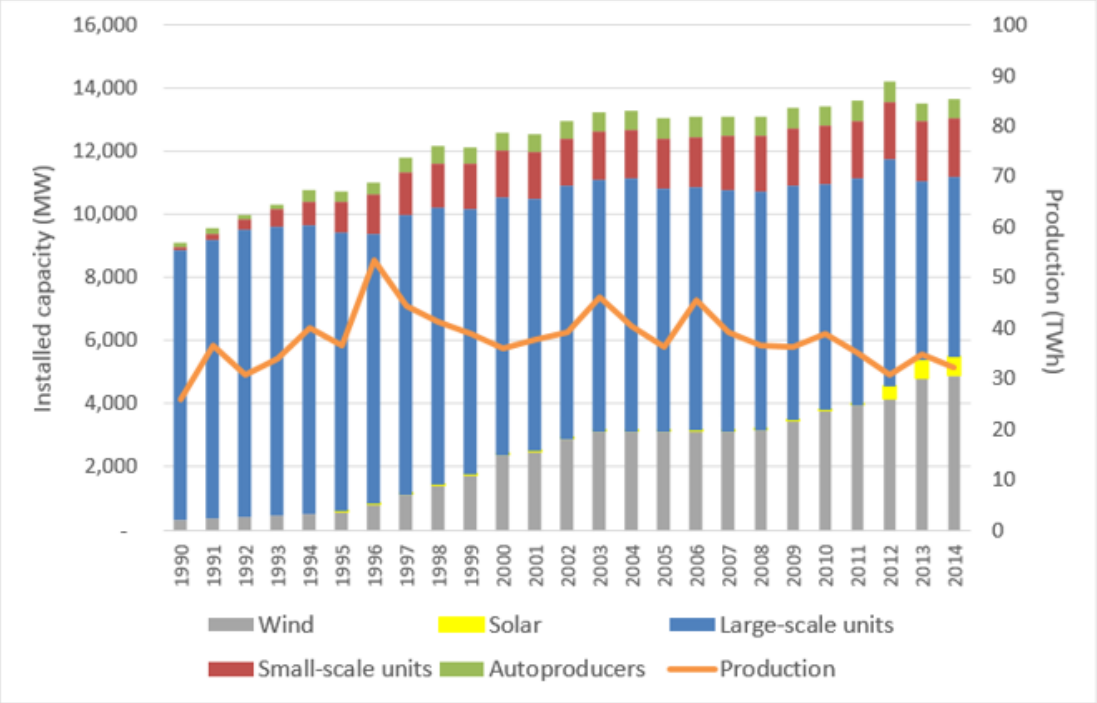


图 7. 1990-2014年丹麦发电装机容量（左轴)和总发电量（右轴）的增长情况
(Danish Energy Agency, 2015a)（丹麦能源署，2015a）

图7显示了过去25年来丹麦的风电装机容量的增长如何在很大程度上取代了大型发电厂。在丹麦，所有的小型，而且绝大多数的大型机组都属于热电联产（CHP）。就产量而言，图 8 显示了过去6年风电（以及最近的太阳能发电）大大增加了在丹麦电力生产中的份额，主要是取代了大型中央电厂。

[72] 传统的电力消费囊括了各种现在仍有的电力消费，如照明用电和家用电器。而非传统电力消耗是指热泵和电动汽车的预期电力消耗，这将导致总体电力需求上升。

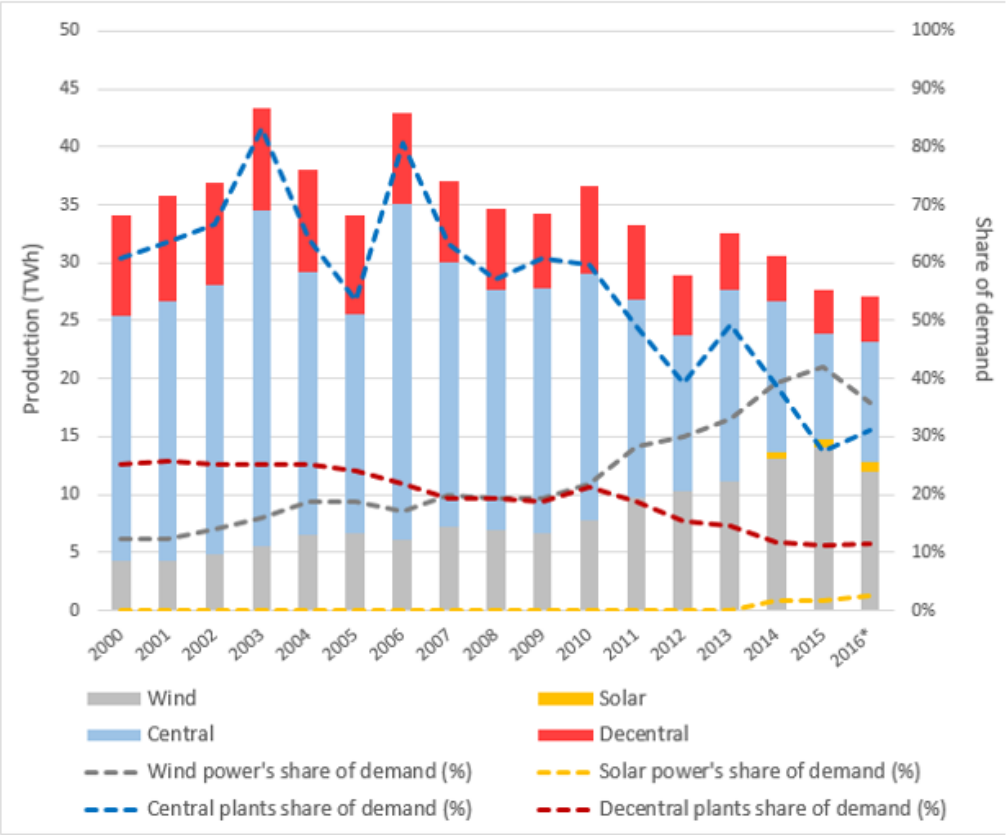


图 8. 丹麦各发电种类的年发电量（左轴），以及满足年用电需求的比例（右轴）

2016年的数据只有到10月底，并按比例分配，因此可能导致对风电总产量估计不足，太阳能产量被高估。值得注意的是，2015年是一个风电丰年（风能比正常年份多出14%），而2016年的风能情况非常差（风能相对于正常年份减少了大约18%）(Energinet.dk, 2016a).

图 8也清楚地表明，在2003年和2006年大量电力出口的情况下，这些大型中央电厂加大了发电量。

由于上述改变，丹麦电力系统近年来因其能够成功整合越来越多的风电和太阳能发电而在国际上享有盛誉。2015年，风电和太阳能发电占丹麦全国电力需求的44%（风电42%，太阳能2%），并在很多时段内，这个比例要高得多[73]。在总计超过440小时内（约5.0%的时间），丹麦的风电和太阳能发电量大于电力需求总量（仅风电本身就有400小时，占4.6%）。如果只考察有多少时间风电和太阳能发电能占电力需求80%以上，对丹麦全国而言，2015年这个时间接近了15%。

关于可再生能源灵活并网的挑战

一般来说，由于风能和太阳能发电的波动性和间歇性，发电上网有三大挑战：

1. 要确保有风和/或有阳光时的价值（在中国的情况下，这与减少弃风弃光有关）。

[73] 丹麦的大部分风电位于西部地区，西部地区2015年风电占电力需求的比例达到了55%，而丹麦东部仅为23%。

2. 要保证在没有风和/或没有太阳情况下有足够的产能。（即风电和和太阳能发电的大量开发导致建设基本负荷电厂的吸引力下降）。
3. 要平衡风电和太阳能发电量，即管理好风电和太阳能发电的波动性，以及部分不可预测的发电模式。

确保可再生能源的价值至关重要

如果风电和/或太阳能发电大部分以低价或负价销售，则会降低投资新建风场和太阳能发电设施的积极性。出于这个原因，确保风能和太阳能的价值至关重要，既要保证其社会经济价值，又要保持持续间歇性可再生能源发展的经济基础。解决的办法是减少其他发电机组的产量，向邻近地区出口，或者在经济上有吸引力的情况下增加用电量。已有的和新的电力消费方式（用电取暖，电动汽车等）也有帮助，也可以分时段在电力系统压力最大的时候暂停用电。

当这些方法都不奏效时，可以让一些风机和太阳能发电机组减产，可以是短短的几分钟，也可以长达几小时，这对于所有现代风电机组和太阳能机组都是可以做到的。因此，电力过剩并不是一个技术问题，而是一个经济问题，只要能源系统的其它部分是动态的，影响可以达到最小。在未来大比例风电和太阳能发电的情况下，偶尔停运一些风电和太阳能发电机组在经济上可能是有利的。

保证有充足的发电产能

确保充足发电产能可以通过几种方式来解决：建设燃气涡轮机组等高峰发电能力，或通过电网与周边地区紧密互联。灵活性电力消耗和启动应急发电厂也是不错的方案，而且在一定程度上已经这样做了。各种方案的价值取决于这种策略能用多久。虽然某些灵活电力消费只能解决几小时的产能不足，而有些办法，如启动尖峰负荷电厂，或国际电网互联，可以在风力发电不足的较长时间段采用，甚至有可能会持续几个星期。

平衡风电

例如，当由于风力或太阳能条件的改变，或者由于技术问题或机组损坏引起的生产问题，导致风电产量或功率出现意外下降时，就需要做出平衡。后者也适用于其他发电机组或输电连接出现中断的情况。要实现平衡，可以通知发电厂或用户在相对较短的时间内改变他们的生产/消费模式（参见下面的文本框）。燃气发电机组非常适合于这种需要，还有燃煤电厂和其他发电机组、电锅炉或电热泵等耗电设备也可以提供平衡服务。提高与邻国能源系统的连网程度，也可以提供更多的电力平衡资源。

上网问题的解决方法

整合不断增长的间歇性可再生能源的关键在于提高整个电力系统的灵活性。在丹麦，这主要涉及双管齐下的做法：

a）提高互连通道容量，改进系统稳定性工具

b）通过电力和供热市场的价格信号，提高参与者灵活度。

虽然本报告的关注重点是后者，但在此首先简要介绍丹麦的电网互联通道容量。

互联通道的运用

丹麦与德国，特别是挪威和瑞典的电网互联通道是解决并网风电的高效手段。在实践中，由于丹麦邻国内部电网的拥塞，互连通道（主要是与德国）用得很少。

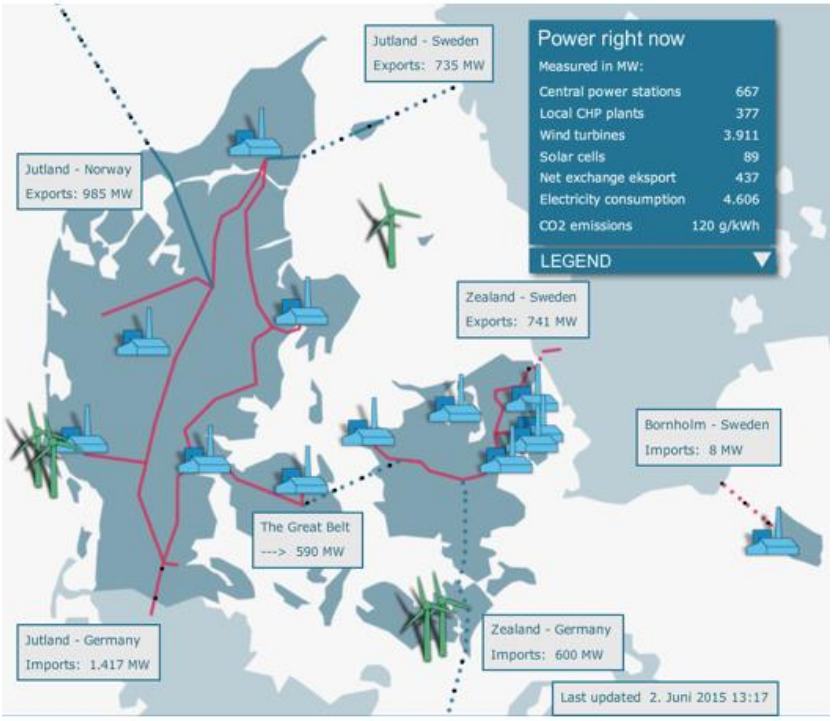


图 9. 丹麦电力系统2015年6月2日13:17时的状态

蓝色建筑物代表中央电站，而风力涡轮机符号则代表海上风电场。红线表示交流输电线路，蓝线表示直流输电线路（Energinet.dk，2015a）.

图 9显示了丹麦当前电力系统在2015年6月某一天的状态，其中包括与挪威，瑞典和德国互联通道的使用情况。目前，与挪威和瑞典的技术进出口容量分别为1,650 / 1,700兆瓦和1,980 / 2,440兆瓦，与德国为2,100 / 2,380兆瓦。另外，丹麦东部和西部通过一个600兆瓦直流输电线路进行连接。丹麦已规划了与荷兰（2019年前为700兆瓦）和英国（2022年前为1400兆瓦）的互联通道。此外，丹麦TSO（Energinet.dk）和德国TSO（TenneT）已同意将西丹麦和德国之间的相互连接升级到双向2500MW。到2022年，东丹麦和德国将通过Kriegers Flak项目增加400兆瓦的间接互联容量，该项目涉及建设两个海上风电场，通过一条海上电网将两个风电场相互连接，并连接到丹麦和德国。最后，目前正在开发一条长达770公里，容量达1400兆瓦的海底高压直流输电线缆，到2022年将丹麦与英国连接起来。

系统稳定性工具

在风力发电量高于电力需求的时段，仅靠有足够的输电能力来向丹麦邻国输出多余的电力还不够，还必须要确保系统的安全性。Energinet.dk最近经历了一天中央电厂全部停止发电的日子，但由于Energinet.dk现有7个同步冷凝器，整个系统中共有约2,100 MVar进行补偿，系统安全性得以保持。

利用价格信号以及在能源系统中整合取暖和制冷来实现灵活性

丹麦建设了一套高度灵活的电力系统，通过一直致力于能源系统的各部分的整和，能够将很大部分波动性可再生能源发电并网。如今，最重要的灵活性来源于能够调整中央热电联产机组的发电量，并在区域供热系统中使用储热。近年来，分布式热电联产电厂通过电力和供热部门的整合，在保障电网平衡方面发挥着越来越重要的作用。在整合过程中，区域供热的普及与电热泵和电锅炉的结合起着至关重要的作用。随着丹麦计划进一步提高可再生能源的产量，未来能源系统的平衡需求和灵活性将面临更大挑战，增加了对大型热泵、区域供冷、电力锅炉和新型存储技术的整合需求。

丰富多样的电力市场造就和鼓励了更大的灵活性

丹麦已形成了多样系列化的电力市场，通过北欧电力交易系统Nord Pool进行电力交易。这些市场满足了计划性和日间调整的需要，因为北欧电力市场是与技术进步和各国间互联通道平行发展起来的。丹麦电力市场分为日前现货市场和几个功率调节和辅助电力市场。这些市场已逐渐开始运行，功能如图 10所示，包括：日前现货市场（2005年），调节电力市场（2006年），自动主备用容量市场（2009年）。

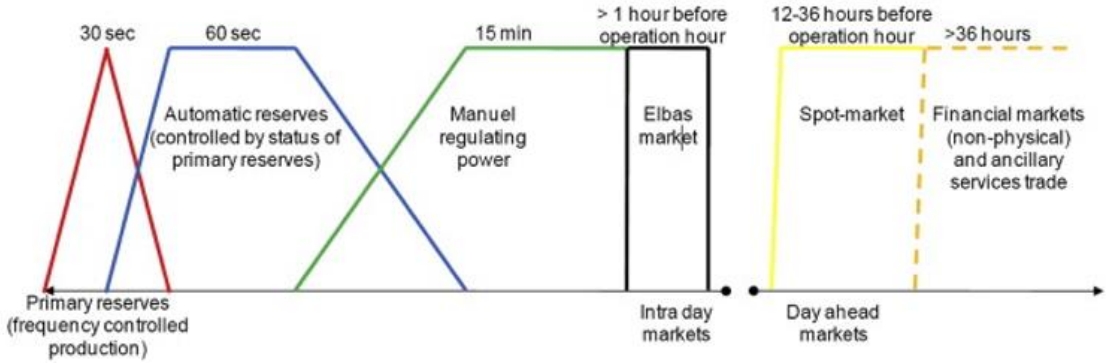


图 10. 丹麦的主要电力市场

(Sorknæs, Strøm, Tang, & Andersen, 2013)

灵活性电厂

如上所述，丹麦在过去25年中逐渐壮大起来的风力发电，为提高火电厂灵活性提供了最早的激励措施。从发电厂的角度来看，风力发电量比例高，导致了残余负荷波动较大，产生了较陡的负荷梯度。它还要求以低成本快速启动，并尽可能降低最低稳定发电量。

图 11说明了由于残余负荷波动的增加而导致火电厂面临的挑战。在可再生能源短缺（负荷超过RES-E发电）的情况下，对运行电厂的快速正负荷梯度的需求有所加大，也需要有快速热启动、温启动或冷启动的火电厂。反之亦然，在可再生能源过剩的情况下，需要运行电厂有快速负负荷梯度，以及尽可能低的最小稳定出力。在这两种情况之间，残余负荷的快速波动都需要较陡的正/负负荷梯度。

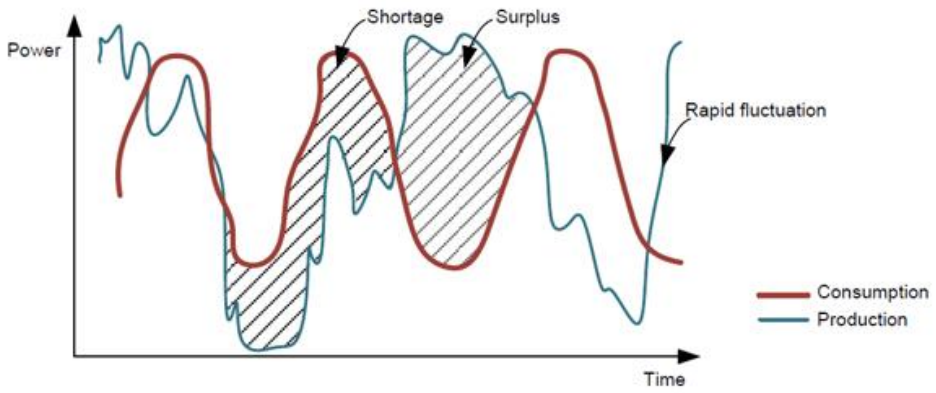


图 11 由于波动性需求和VRES-S生产给火电厂带来的灵活性挑战

(Blum & Christiansen, 2013)

因此，最初设计为基本负荷机组的丹麦燃煤电厂已经转变为世界上最灵活的电厂。目前，燃煤机组的负荷梯度为4%PN / 分钟（燃气机组的负荷梯度为9%PN / min），被作为丹麦的标准。最小负载可以降低到10%PN，不到1个小时就可以快速启动。

灵活电厂与区域供热系统

从电力系统的角度来看，热电联产电厂的灵活性和区域供热系统内的灵活性成为系统灵活性的一个非常重要的工具。丹麦的区域供热厂优化了对电力市场的竞标，以确保在考虑电力价格和灵活性的可能性时，尽可能降低供热的净成本。储热的利用，每个电网的多种生产技术，以及具有明确价格信号的运行良好的市场，加上对供热和制冷负荷的集成，这些都是灵活性的重要方面。系统的总体灵活性如下图 12所示。

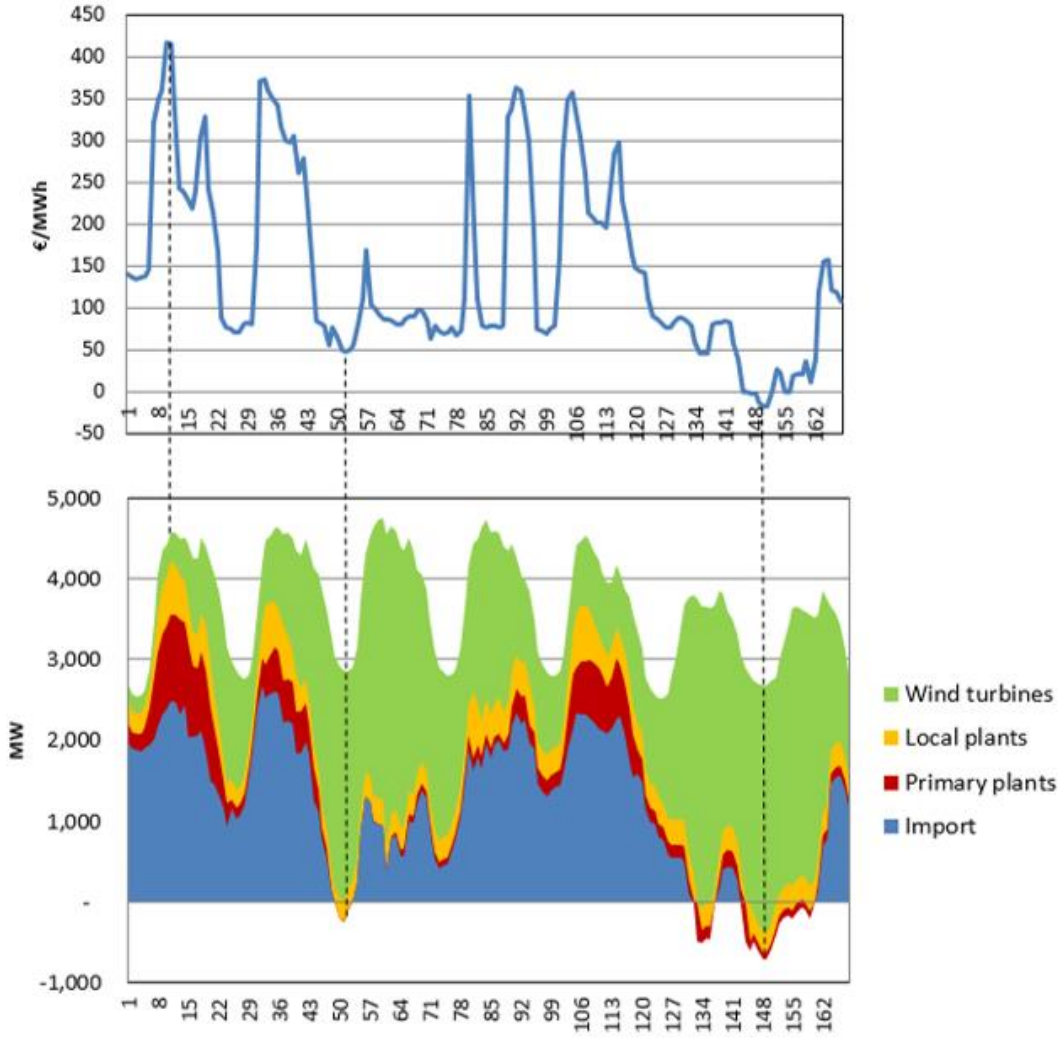


图 12. H2015年8月31日到9月6日一周内的各小时调度方案以及现货市场价格与调度之间的联系

(Energinet.dk, 2016b).

在图中所示的一周内，当风力很低（蓝色部分）时，通过国际互联通道进口了大量电力。此外，在此期间，大型主电厂（红色）和小型负荷电厂（黄色）的产量也都很高。与此同时，当风力发电量很高时，互联通道也被用来出口（特别是当周末需求低的时候）。另外，大风期间，大型主电厂和小型本地电厂都大大减产，或停止发电。

<u>从供热角度所需的灵活性</u>

大多数热电联产系统都有若干台大型热电联产机组，以及一些产热专用供热锅炉(HOB)，用于高峰期发电或备用发电容量。尽管供热锅炉的效率通常不如热电联产电厂高，但它们仍然是为整个系统提供灵活性的重要组成部分。过去，人们不会将电力转换成等量的热量，因为火力发电供热比直接供热的效率更低。然而从系统的角度，用带有供热锅炉HOB的热电联产机组，减少发电，并增加供热，可以更好抵消效率的损失；当电力的机会成本为零

（风能被放弃）时，可以使用免费的电力变成免费的热量，与储电相比，储热的效率更高，更便宜。

储热通常是用大型绝热储罐来存储热水。与电力不同，热是一种能量形式，可以非常经济地储存相当长一段时间，而没有显着的热损失。而且，与储电相比，这项技术比用电池蓄电和用水库蓄水都更便宜。储热可以用来将热电联产的发电与消费时间分开。因此，当需要发电时，热电联产可以生产和储存超过当时所需的热量。当风力充足时，热电联产也可以抑制电力生产，因为可以从储热设备供热。用储热提供的另一种灵活性是抽气式机组的热电厂，能在不影响供热的情况下提高灵活性。

区域供热和区域制冷网有大量的热水和冷水储存，与大型热泵、压缩机冷却器和电锅炉（区域供热网中有大约300MW的电锅炉）相结合，从系统的角度来看，这使得供暖和制冷网有可能以蓄电同样的方式影响电力系统，大电池在电价低的时候会吸收电力，在价格高的时候避免耗电。通过电力市场化的定价系统，对大容量储电的需求将是大幅度电价波动的及时反映。这将会鼓励投资者对需求侧能源系统的投入，包括区域供热与制冷储存以及热泵，作为相对的灵活性解决方案。

考虑一台热电联产机组，每单位燃料输入可产生0.3单位的电力和的0.6单位的热量。当发电效率为30%，产热效率为60%时，可使热电联产效率达到90%。

备用锅炉是一台老式设备，热效率为85%。在风电充足的情况下，从整体效率的角度来考虑，应该采用哪套机组来提供所需的热力呢？

虽然热电联产机组的整体效率较高，但发电的机会价值现在为零。让CHP电厂不发电 是为了降低弃电率。

用每单位热量不到半个单位的燃料生产同样数量的热力和电力，可以降低燃料成本，减少排放。风电场和区域供热厂的业主共同关心节能效益，如何实现共同的利益成为关键的制度挑战。

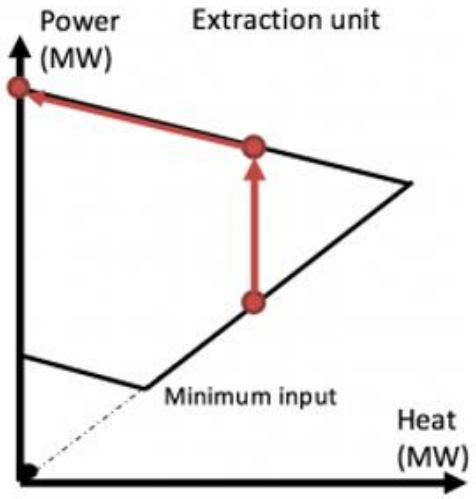


图 13. CHP 抽气式机组的生产范围

在平衡风电方面，热电联产的抽汽式机组可以发挥另一个重要的作用。抽汽式汽轮机热电联产在功率 – 热量输出组合方面具有相当大的灵活性（如图 13所示）。由于风能和太阳能的间歇性，电力生产并不是完全可预测的，因此有必要为应对发电量的下降留有一定的备用产能，一种方法是通过储热，停止热电厂产热，从而可以非常快地提高发电量，这种方式可以减少其他调峰装置在线的必要性。这一点很重要，每台火电机组在一个电力系统中上网，就会增加整个火电厂的最小出力，为风能和其他可再生能源留下了更少的发电量空间。通过储热和热电联产机组 的灵活运行所带来的更大的灵活性，可让供热公司以尽可能低的热量生产净成本（可变成本减去售电收入）规划运行，以最低的成本供热。出于生产计划的目的，发电净成本可以被表达为每种技术的电力价格的函数。图 14显示了根据电价计算的不同热电厂产热价格的比较。

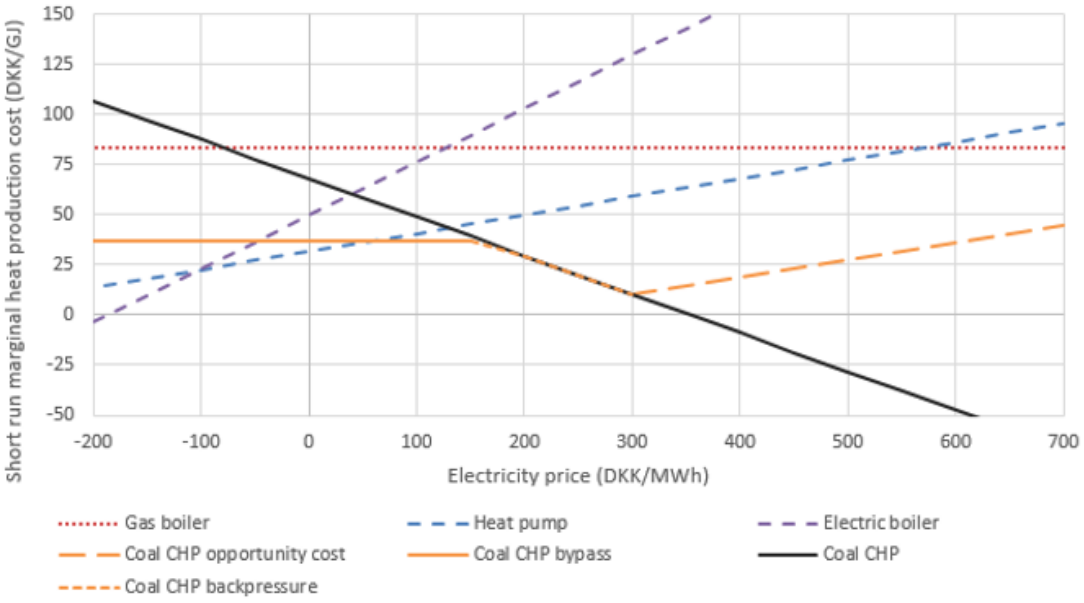


图 14. 根据电价得出的不同类型热电厂的短期边际产热价格

举例说明：实际价格将取决于燃料价格、排放价格、税收和补贴。

在超低（负）电价的情况下，电锅炉提供最便宜的价格，因为锅炉可以通过消耗低价电力来赚钱。随着电价的上涨，应先用效率更高的热泵，再将涡轮机通到热电联产电厂，这样做可能更经济。在价格高于约180 DKK / MWh时，最好由热电联产生产。如果热电联产电厂是抽汽式机组，电价又很高，就会产生机会成本，因为电厂会选择为了提高收入而多发电而不产热。结果，在电价非常高的情况下，燃气锅炉是最经济的选择。

丹麦分布式 热电联产电厂的例子

为了说明分布式热电联产在能源系统灵活性方面的作用，本报告用比较小型的Skagen电厂作为例子。它代表了分布式热电联产解决方案中柔性能源系统的技术设计，既可以平衡生产和需求，又可以满足电网电压和频率稳定的要求。下面的例子说明了在过去的5-6年里，在多个电厂是如何运行的。

电厂和市场的同步运行按照以下顺序进行：现货市场提前一天给出投标。热电联产机组的电力生产投标是根据替代使用燃气锅炉或电锅炉供热的成本决定的。在计算出价时，仔细考虑了储热选项。热电联产机组可以通过以下两种方式在调节电源市场上运行：如果赢得现货市场的运营，则可以向下调节；如果不是，则可以提供上调节。相反的情况适用于电锅炉。另外，热电联产机组可以在自动主备用容量市场上运行。这是通过将热电联产电厂在现货市场的投标按全部装机容量减去10％来进行。如果中标，则可以在主自动备用容量市场中按照每台机组加/减10％来运行。同样的原则可应用于电锅炉。

Unit	Size
CHP capacity	13 MW_e and 16 MJ/s (three 4.3 MW_e natural gas units)
Heat storage	250 MWh
Peak load boilers	37 MW
Electric boiler	10 MW
Compression heat pump	Under consideration

图 15. Skagen CHP 电厂概况

(EMD, 2016)

从图16中的实际生产数据中可以看到该电厂每周的发电产量。当天，三个热电联产机组投标（并被选中）在中午和晚上电价最高的时段满负荷进入现货市场。5月14日星期五，三个热电联产机组在现货市场交易活跃，当天中午电价高，但未满负荷，多余产能被交易到主要备用容量市场。5月16日星期天，电锅炉半负荷运行，用来提供上调主备用容量（减少电力消耗），也作为下调主备用容量（增加电力消耗）。 5月18日星期二，所有三个热电联产机组都在调节电力市场上启动，进行上调。 第二天，10MW电锅炉在调节性电力市场启动，用于下调。

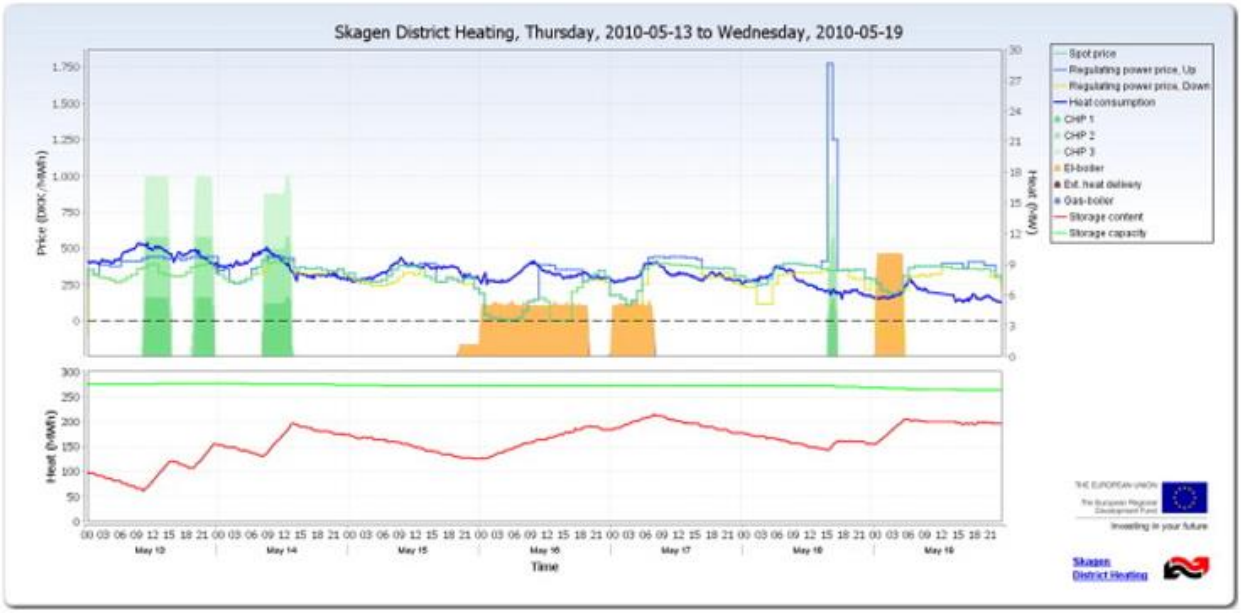


图 16. 2010年5月Skagen CHP 电厂的周发电量

(EMD, 2016)

Skagen热电联产调节潜力的另一个有趣的例子发生在3月25日，如图 17的日常运行情况所示。在当天的前4个小时，该电厂的10MW电锅炉被用来作为负主备用容量。因此，它在满负荷下运作。清晨3点之前，Skagen电厂被选中在调节电力市场上向下调节，所以电锅炉的出量增加到4兆瓦左右。与此同时，该电厂仍然被主备用市场选作提供频率调节。

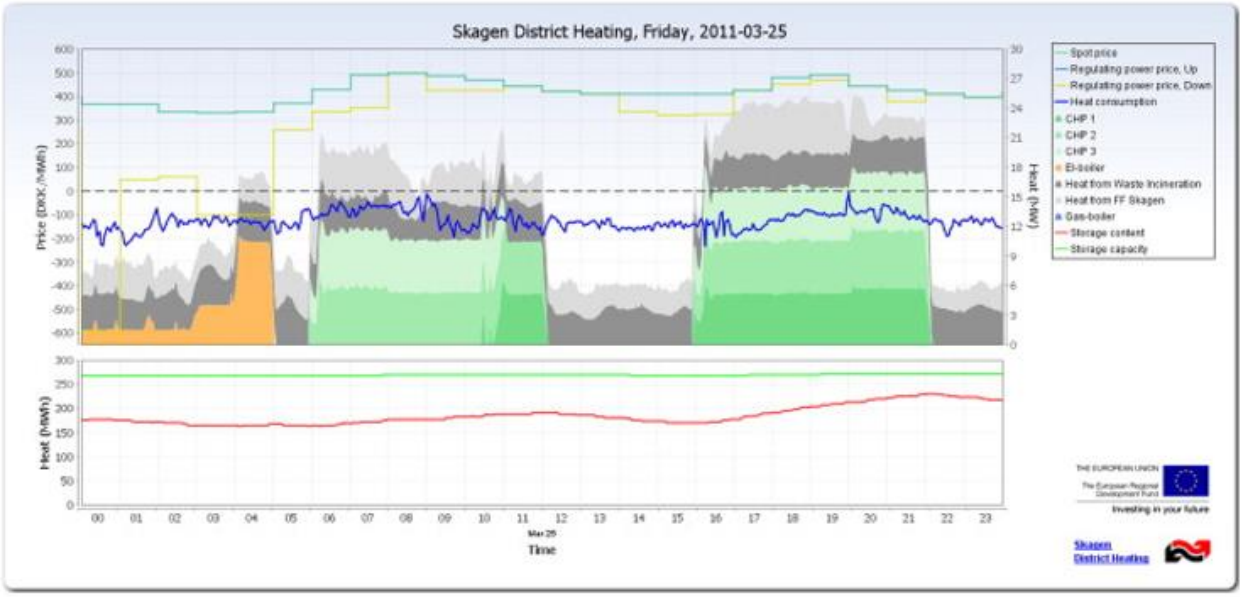


图 17. 2011年3月Skagen CHP 电厂的周产量

(EMD, 2016)

清晨4点以后，Skagen没有再中标主备用容量，因此电锅炉在满负荷下（10兆瓦）在调节电力市场上用来下调，运行一整小时。16时至20时，只有部分热电联产机组在现货市场出售，这使得在这4个小时内Skagen可以提供正调主备用容量和负调主备用容量。

供热行业可借鉴的经验教训

在总结上述整体经验教训时发现，丹麦成功实现了风力发电与区域供暖行业的一体化，这主要归功于两个密切相关的要素：

1）根据整体系统的价值来协调调度不同来源的供热生产。

2） 制定了一些激励措施，鼓励投资供热侧的灵活性，从而使供热企业面对不同的电价。

第一个要素涉及到在给定的时间框架内如何根据不同的电价来调度热力生产。正如上面的例子中强调的那样，有了更多的技术选择（如电锅炉，热泵，热电联产等），就可以参考电价来进行成本优化。将储热引入这个等式，就可以做进一步优化，增加最具成本效益的供热技术的运行小时数。

必须要在给定时间从各种加热技术中做出选择，让这些技术在能源系统中出力，这是第二个要素。要建立适当的激励措施和框架，推动对其他技术和储存的投资。丹麦通过为热电厂提供不同的电价，并让他们参与各种辅助服务市场，让他们知道他们可以通过提高灵活性来实现价值。

对中国的启示

将一般的经验教训放到中国背景下，丹麦经验对中国的启示包括(Bregnbæk, 2015):

- 丹麦的所有火电厂都是热电联产机组，但区域供暖系统也有备用的单独供热锅炉（HOB）和储热装置。这两者都提高了热电联产的灵活性。而且，发电厂通常安装抽汽式汽轮机组，让发电和供热之间的关系非常灵活。因此，从技术角度来看，丹麦火力发电厂可以灵活运行，且在必要时独立于当前的供热需求。

- 丹麦电力市场是北欧电力市场的一个组成部分，既有日前市场也有日内市场。 此外，负荷和供应之间的最终调整是用电力备用容量市场来进行的。这可以通过动态价格信号快速适应风电预测的变化。

- 丹麦热电联产电厂业主利用技术上的可能性和市场机制，在考虑电力生产收入的基础上，确保尽可能低的热价。这意味着，如果电价足够高，热力生产商就会回选择CHP电厂供热，如果电力价格低，则选择单独供热锅炉的储热器供热，当电力价格非常低（或负价格）甚至使用电锅炉。

- 丹麦的避免弃电机制可在中国成功使用。中国的热电联产电厂现代化程度高，可以灵活运作； 热电联产电厂的热储存是解决即时电力和热力生产分开运行的可行和低成本

的解决方案。通过适当的电力市场设计，可以极大地鼓励热电联产电厂企业提高灵活度，实现最低成本运行。

- 当然，这样一套系统不可能一蹴而就，必须考虑过渡方案，包括激励投资提高灵活度，运用多种储能技术。

参考文献

Blum, R., & Christiansen, T. (2013). High Flexibility Power Plants - 25 Years of Danish Experience. *ENS-China workshop meeting on Future Flexible Power System for Renewable Energy Grid Integration.* Beijing.

Bregnbæk, L. (2015, October 09). *Efficient District heating operation helps integration of wind and solar power*. Retrieved from CNREC: http://boostre.cnrec.org.cn/index.php/2015/10/09/lars-bregnbaek-efficient-district-heating-operation-helps-integration-of-wind-and-solar-power/?lang=en

Danish Energy Agency. (2015a). *Energy in Denmark 2013.* Copenhagen: Danish Energy Agency.

EMD. (2016, 11 15). *Skagen Varmeværk*. Retrieved from EMB: http://www.emd.dk/desire/skagen/

Energinet.dk. (2015a, June 2). *Power right now.* Retrieved from Energinet.dk: http://energinet.dk/EN/El/Sider/Elsystemet-lige-nu.aspx

Energinet.dk. (2016a, April 14). *Udtræk af markedsdata*. Retrieved from Energinet.dk: http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx

Energinet.dk. (2016b, April 5). Energinet.dk and the Danish Energy System - Hami project. Fredericia.

Sorknæs, P., Strøm, S., Tang, J., & Andersen, A. N. (2013). Market integration of wind power in electricity system balancing. *Energy Strategy Reviews*, 174-180.

三、加强电力需求响应，促进需求侧资源利用

主要建议

本文认为，以下三点建议是在中国建立一种强大和持久的需求响应（DR）市场所需要做的最重要工作。

1. 建立稳定的成本回收和资金机制，使需求响应成为一种资源（建议5）
2. 开发削减尖峰以外的需求响应机会，最大限度地发挥DR资源潜力（建议2）
3. 明确需求响应服务商的角色定位和商业机会，挖掘更大的需求响应潜力（建议3）

试点背景

上海市和江苏省的需求响应（DR）试点的目标是，解决当前的电力需求侧管理（DSM）和DR挑战，建立一些长效机制，促进将需求响应作为加强电力系统运行可靠性和灵活性的一种可持续性和成本效益好的资源。这两个试点省旨在通过制定政策框架和市场策略，在工商业和居民用户中实施和扩大需求响应方案，探索电力市场的改革，以便从这些努力中获得更大的价值。

中美合作的目的在于提出一些切实可行的方案建议，解决试点省（乃至全国）推广需求响应所面临一些关键挑战，特别是：

- 电力公司不愿意为削减负荷提供补偿，因为按照中国的“有序用电”减负计划，电力公司可以免费削减用户的负荷；
- 中国电力行业产能过剩，导致电力供过于求，对需求响应的积极性不高；
- 除了削减高峰负荷以外，DR可被利用的机会有限；
- 缺乏激发用户响应的灵活性电价和有效的财务补偿措施；
- 缺乏支持DR规模化发展的持续和充足的专用资金；
- 缺乏电力市场或有效市场机制来补偿DR资源。

解决这些众多问题需要多种策略，其中一些策略必须同时出台，也有些策略则可能需要优先实施。本文根据美国在建立强大和持久的需求响应市场方面的经验，针对以下三个专题，为中国的需求响应试点提出建议：

1）提高需求响应的价值；
2）鼓励更多的用户参与需求响应；
3）建立DR发展的市场和政策。

围绕这三个专题，本文提出八项主要行动建议。列在前面的行动可以马上先开始，而后面的行动则需要等待对电力企业和电力市场结构进行较大的改变。

1）将DR资源融入电力系统调度流程
2）抓住除削减高峰负荷以外的其他机会，发挥DR的最大潜力
3）明确DR服务商的角色定位和商业机会，充分挖掘DR潜力
4）实行更有效的电价，提高用户的响应

5）建立稳定的成本回收和资金筹措机制，鼓励将DR作为一种资源
6）建立有效的补偿激励，激发DR
7）允许DR通过电力市场盈利
8）推动政策改变，有效促进大规模的DR应用

虽然美国在DR方面有很多的实际经验，但我们认识到中国目前还处于利用这一资源的初期阶段，并正在探索电力行业的更全面改革，而这些改革需要考虑本报告提供的信息和建议以外的内容。

具体建议

1. 提高需求响应的价值

将DR融入电力系统调度流程（建议1）

DR是一种可调度的资源，它可以提供系统容量、能源和辅助服务。然而，它的全部价值还没有得到中国电网调度流程的充分认识。《电力需求侧管理办法》之前的规定并没有重视对需求侧资源的调度。新修订的中国六部委联合制定的管理办法首次要求将DR资源纳入到电力系统调度运行，提高电网运行的灵活性[74]。虽然中国的电网运营商正在改进运营程序，以纳入DR，但美国将DR直接集成到调度指令中的做法可以为中国提供有益的借鉴。例如，美国的各电力系统运营商（ISO / RTO）都采用了某种形式的基于可靠性的需求响应计划，而且都制定了在某些运行条件下调度DR资源的明确协议[75]。

本文建议中国的电网企业明确将DR资源整合到电网运营协议中，并明确规定基于容量或应急情况下调度DR的条件，确保需求响应资源得到更有效的利用，并按照采购成本适当把握它的价值。DR并不是唯一一个有关调度的议题；合理调度也是吉林和广东试点的一个重要专题。

开发削减高峰负荷以外的所有机会，发挥DR的最大潜力（建议2）

中国需求响应试点目前的重点主要是基于DR事件来削减峰值负荷。这种窄化的工作中心可使DR全价值降低。需求响应能提供负荷削峰以外的多项增值服务。美国对电力公司的调查发现，通过调整传统的负荷管理，美国的电网企业开发了“更灵活的DR资源，这不仅可以应对可靠性问题，还可以减少受高昂的市场价格的影响[76]。”2015-2016开展的“加利福尼亚州需求响应潜力研究”项目预计，需求响应有可能以具成本竞争力的方式为加州的电力

[74] 《电力需求侧管理办法》（修订版）http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201709/W020170926634283414217.pdf
[75] 例如，请参与技术报告 ISO-NE (2017) OP-14 - Technical Requirements for Generators, Demand Response, Asset Related Demands and Alternative Technology Regulation Resources. Operating Procedures. ISO New England. Effective January 17, 2017.
[76] Cappers, P., Goldman, C. and Kathan, D. (2010) Demand response in US electricity markets: Empirical evidence. *Energy.* 35(4): 1526-1535

系统提供600兆瓦的功率调节服务以及350兆瓦的负荷追踪服务[77]。表2汇总了DR在美国的多种应用。

[77] Jennifer Potter and Andrew Satchwell, “Process for Developing and Conducting a Demand Response Potential Study,” a presentation in Jiangsu, China, October 28, 2016

表 1. DR在美国的应用.[78]

Product产品		Physical Requirements具体要求			
Product Type 产品类型	General Description 整体描述	How fast to respond 多快做出响应	Length of response 响应时长	Time to fully respond 完全响应时间	How often called 响应频率
Regulation 功率调节	Response to random unscheduled deviations in scheduled net load 应对规划好的净负荷中随时出现的变化	30 seconds 30秒	Energy neutral in 15 minutes 15分钟	5 minutes 5分钟	Continuous within specified bid period 在特定拍卖期间连续
Flexibility 灵活度	Additional load following reserve for large un-forecasted wind/solar ramps 给无法预测的风光电做额外的负荷跟踪储备	5 minutes 5分种	1 hour 一小时	20 minutes 20分钟	Continuous within specified bid period 在特定拍卖期间连续发生
Contingency 应急	Rapid and immediate response to a loss in supply 快速或瞬间对供给的缺乏作出反应	1 minute 1分钟	≤ 30 minutes 小于30分钟	≤ 10 minutes 小于十分钟	≤ Once per day 小于每天一次
Energy 电量	Shed or shift energy consumption over time 减少或转移负荷	5 minutes 5分钟	≥ 1 hour 大于1小时	10 minutes 十分钟	1-2 times per day with 4-8 hour notification 每天1-2次，4-8小时预先通知
Capacity 容量	Ability to serve as an alternative to generation 作为发电资源不足的替补	Top 20 hours coincident with balancing authority area system peak 与区域系统平衡运行机构的系统峰值相吻合的头20个小时			

随着可再生能源的快速增长，DR可在可再生能源并网并减少可再生能源弃电方面发挥重要作用。例如，据“加州需求响应潜力研究”项目估算，每天将客户10-15GWh的用电负荷转移到当天的中午时段，就可有效地解决“鸭子曲线”效应[79]，每年因减少可再生能源弃风弃光可节约4.5亿美元左右[80]。在亚利桑那州，当地电力企业亚利桑那州立公共事业服务公司（APS）最近推出了一项新的“反向需求响应”计划（例如负电价[81]），鼓励居民用户在中午时段增加用电负荷，通过安装“智能” 恒温器、电动汽车充电基础设施、储能和热水器计时器“等，以实时的方式消纳大量的太阳能发电[82]。

[78] Hummon, M., Palchal, D., Denholm, P., Jorgenson, J., Olsen, D., Kiliccote, S., Matson, N., Sohn, M., Rose, C., Dudley, J., Goli, S., Ma, O., 2013, Grid Integration of Aggregated Demand Response, Part 2: Modeling Demand Response in a Production Cost Model. NREL Technical Report, NREL/TP-6A20-58492. https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58492.pdf

[79] 鸭型曲线是指在有大量太阳能发电的地方，对太阳能和风能以外的其他发电种类的电力需要在日落后迅速增加，以弥补太阳能发电系统的发电损失，导致爬坡负荷曲线形状类似鸭子的轮廓.

[80] Jennifer Potter and Andrew Satchwell, “Process for Developing and Conducting a Demand Response Potential Study,” a presentation in Jiangsu, China, October 28, 2016

[81] 电力公司在可再生能源发电将被削减的时间段内不向消费者征收消费电力，而是向消费者支付用电费，从而产生负的价格。.

[82] http://www.utilitydive.com/news/arizona-utility-will-use-reverse-demand-response-to-avoid-renewables-curt/505943/

作为近期方案，本文建议中国DR试点开展DR应用评估和潜力研究，以更深入地理解DR在提高电网运行可靠性和灵活性方面可以发挥的多重作用。这一研究结果将有助于中国DR试点省尽可能找出DR更多的角色定位。本文还建议电网运营商、配电公司和/或负荷集成商利用需求响应来实时应对电网的不平衡，解决电力系统对灵活度、爬坡甚至对频率调节的需要。但是，这种实时响应要求普及智能电表，应用信号通信和负荷控制技术。

作为长远方案，中国需要建立必要的制度框架来支持运用先进的DR技术。为保证不同的DR技术和设备的兼容性和互操作性，建议中国加大力度开发开放式通信协议和技术标准，实现无缝通信和自动化。

明确DR集成服务商的角色定位和商业机会，挖掘DR的更大潜力（建议3）

DR集成服务商在中国的两个试点中都很积极，包括安装数据采集器，组织用户参与DR等，但这些服务商尚未建立一种持久的盈利型的商业模式，因为这些集成商在很大程度上依赖最终用户的用能源咨询服务，而不是协调用户的负荷来提供高价值的服务来满足配电公司和电网运营商的需求。这种似乎窄化的业务重点限制了负荷集成商创造更多收入的机会。

在美国，越来越多的电力公司都把需求响应服务外包给第三方集成商，按服务绩效付费[83]。这样做的目的是由于电力公司需要完成各州电力监管部门规定的削减需求的目标[84]。过去二十年来，美国的电力公司和DR集成商根据需求响应资源的管理和效益，在明确角色定位和业务责任的基础上，建立了需求响应的商业模式[85]。这些经验可能会为中国评估DR的商机提供启示。

绝大多数美国的DR集成服务商的营业收入来自于将用户聚合已完成ISO / RTO或电力公司的需求响应项目，或作为服务商负责实施电力公司需求响应项目的管理（例如附录B中所示的电力公司的需求投标项目）。DR集成商能够聚合大量用户的DR资源，协调这些资源的利用，确保电力公司或电网运营商随时掌握一定量的能源和/或发电容量等同资源。在向电力公司（零售层面）或电网运营商（批发层面）提供需求响应服务时，DR集成商需要履行合同在被调度时交付既定数量的容量。需求响应服务商还扮演着如聚集用户、市场营销、销售、客户维持、客户服务，甚至邀约客户资源调度、结算和报酬支付等所有角色。用户授权DR集成商全权处理为电力公司和电网运营商提供的所有需求响应服务，从而也将未完成任务的风险转嫁给集成商。电力公司做这些工作时完全让用户承担未完成风险。相比较电力公司而言，集成商在集成用户资源方面可做得更好。

---

[83] At PG&E, for example, on a MW basis, aggregators deliver roughly 40% of DR reduction while 60% coming from programs administered by the utility. The ratio is to shift closer to 50-50 over the next few years (interview with a PG&E DR program manager).

[84] Cappers, P., Goldman, C. and Kathan, D. 2010. Demand response in US electricity markets: Empirical evidence. *Energy*. 35(4): 1526-1535

[85] Cappers, P. and A. Satchwell. 2015. “Considerations for State Regulators and Policymakers in a Post-FERC Order 745 World.” LBNL Report 6977E.

集成服务商还可以提供“利益叠加”服务，在DR、能效、分布式发电和/或储能中创建捆绑式产品，以创造多种价值流，使他们在惠及电力企业和客户的同时获得更多收入[86]。

本文建议DR试点探索新的商业模式，为集成服务商创造更多的商业机会，深挖DR的潜力。作为较近期方案，本文建议中国的DR试点考虑开展以下几项工作：

1) 利用现有电能服务商收集的大量客户用电量数据，理清客户负荷类型及其响应特性。这有助于集成商明确识别具有快速响应能力的可调度负荷，通过对这些负荷的管理帮助集成商找到商业机会，满足电网运行需求；

2) 鼓励DR集成商开发更多元化的服务产品，并将服务拓展到客户电能咨询服务之外，将DR和能效捆绑在一起，并协调客户DR资源，以更好地满足电力系统的需求。DR集成商可以最好地利用电力市场的开放，与售电公司合作，并扩大捆绑DR和能效服务的客户群。值得注意的是，随着需求响应服务商作用的扩大，监管机构和系统运营商应该持续考察电力系统需要，使需求响应的效益最大化的同时不会意外消弱对输电系统或配电系统的运营和协调能力。

作为较长远方案，本文建议中国的DR试点工作考虑以下几点：

1) 将DR集成商的业务模式推广到电动汽车、储能和分布式发电；
2) 随着中国并网可再生能源的比例越来越高，集成商应用快速DR响应来提供辅助服务支撑将变得越来越重要；
3) 建设自动需求响应（autoDR）基础设施和需求响应管理系统对于部署快速需求响应资源至关重要，以提高需求响应效率并降低履约风险；
4) 监管部门需要决定对于不同类型的资源有哪些机会来提供价值，以及如何发掘这些价值。然后，监管部门要明确应由谁将这些资源推向市场，以及对该实体提供补偿。将不同的资源推向市场的方法越一致，集成商就越容易通过从单个客户那里获得多种资源来实现规模经济。

2. 加大用户需求响应参与度

实施更有效的价格，增加用户响应（建议4）

江苏试点中创新地实施了面向大工业用户的 “尖峰电价”（CPP）政策，用收费补偿其它愿意削减负荷的用户。但与现有的分时电价高峰时段价格相比，尖峰电价只略微上扬了不到10%。这样的上涨幅度尚未给出强烈的价格信号，难以鼓励大工业用户在尖峰时段减少用电量。从某种程度而言，江苏的尖峰电价举措更可视为一种创新的费用转移支付机制，以尖峰收费补偿削减负荷的用户，而并非一种劝阻用户停止在尖峰时段用电的价格策略。在美国，基于时间的电价体系已经形成，发出了非常强烈的价格信号（比现有价格高出500%），以鼓励根据电力系统情况对高峰做出响应[87]。此外，为了提高需求响应方案的有效

[86] http://www.brattle.com/system/news/pdfs/000/001/302/original/Stacked Benefits - Final Report.pdf?1505227794

[87] Faruqui, A. and Palmer, J. (2012) The Discovery of Price Responsiveness - A Survey of Experiments Involving Dynamic Pricing of Electricity. Social Sciences Research Network.

性，在美国能源部的支持下，开展了对消费者用电行为的研究，以评估客户对分时价格的接受程度、执行支持度和响应情况，以改进DR方案的设计和实施策略[88]。

本文针对通过电价来促进需求响应提出下列几点建议，这些建议也在吉林和广东试点的建议1和7中也分别提到了。

作为较短期的方案，本文建议中国采取四项渐进措施：

1) 由于中国对更改零售价格持谨慎态度，特别是对居民和小型商业客户，因此最好将零售价格改革的初期重点放在工业和大型商业客户，使其更加灵活地适应电网条件;
2) 制定基于紧急事件的尖峰价格（CPP），并让其比常规的分时高峰时段的电价高出很多，以更好地反映用电高峰期的电力系统状况。
   - 尖峰电价可按用户自愿加入或按自愿退出设计；然而，两种方式可能会产生不同的结果[89]。
   - 考虑采用容量预约收费（CRC）来补偿DR。如附录III-A所述，一些美国电力公司允许用户每月缴纳一定的预付费用，以预留部分负荷，使得在出现尖峰电价情况下这部分预留的负荷免交高峰电价。收取的预付费可用来对其他削减负荷的DR参与客户提供补偿。
3) 考虑到价格变动在中国的敏感性，可提供向新价格转换期的临时（12个月以内）价格保护措施（如价格优惠），特别是保护那些容易受超高电价影响的弱势人群[90]。
4) 逐步将分时电价扩大到更多的客户群体，如居民和小商业用户。目前这些用户使用只依用电量分层收费的阶梯电价，不实行分时计价。为最大限度地降低电价对小用户可能的影响，居民和小型商业客户的分时电价最初可以在自愿参与的基础上进行探索。

作为较长远的方案，建议对电价做较大改变：

1) 设计更加动态的分时电价结构，设计更大的季节和时间差异化，以提高需求弹性。例如，中国可采用更多的动态定价方案，如高峰时段浮动的电价。此种浮动性分时电价峰平谷的时段不变，但可以根据电力系统和电力市场条件使峰段价格浮动[91]。这有助于更紧密地将零售电价和现货市场价格联系起来。

---

[88] For an evaluation of DOE’s CBS, see: Cappers, P. and R. Scheer. American Recovery and Reinvestment Act of 2009: Final Report on Customer Acceptance, Retention, and Response to Time-based Rates from Consumer Behavior Studies.” November 2016. LBNL-1007279

[89] Cappers, P. and R. Scheer. American Recovery and Reinvestment Act of 2009: Final Report on Customer Acceptance, Retention, and Response to Time-based Rates from Consumer Behavior Studies.” November 2016. LBNL-1007279

[90] 对有关美国弱势群体对尖峰价格反映的更多信息，请参阅：Cappers, P., Spurlock, C. A., Todd, A. and Ling, J. (2016) Experiences of Vulnerable Residential Customer Subpopulations with Critical Peak Pricing. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA. September 2016. LBNL-1006294.

[91] 对这类电价的设计和美国的经验，可参阅: Oklahoma Gas and Electric (2011) OG&E Smart Study TOGETHER Impact Results. https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/GEP%20OGE%20Summer%202010%20Report%20Final-copyright%20corrected.pdf

2) 随着可能颠覆现有电力企业经营模式的分布式能源系统的兴起和渗透，中国的电网公司应考虑与政府合作，评估提出适应这种变化的零售电价设计的可行性。一种选择可能是“全价值”零售电价方案，根据分布式在电网上的“全价值”向用户收费及补偿分布式资源，并让电网公平地回收成本。美国的相关研究表明，全价值电价方案可以“更准确地补偿客户和第三方对电网管理的贡献，公平有效地收取电力企业嵌入成本，增加分布式能源服务的竞争力，并通过更有效地利用分发式系统降低客户的成本费用[92]。”

建立稳定的成本回收和融资机制，推动DR作为一种资源（建议5）

2010年及其最新修订的《电力需求侧管理办法》允许配电公司在供电成本中打入需求侧管理（DSM）相关的费用。但这项政策还没有被电力公司完全采纳，因为国家发改委尚未出台如何实施的具体指导意见。因此，中国尚未建立起允许电力公司通过收回成本（包括管理成本、设备成本和客户补偿）积极开展DR工作的有效的成本回收机制。

在美国，有46个州已实行了能效和需求响应成本回收机制[93]，允许电力公司全部回收与开发能效项目和开展DR计划相关的所有费用。按这种机制，项目成本可通过零售电价，或作为明文规定征收的电力附加费（通常称为系统效益费（SBC））从所有电力用户收取。这样做是因为所有用户都从能效 / DR项目中受益，因此需要为此付费。电力公司先要做好能效/DR项目的预算，电力监管部门对成本做核算，因为资金来自用户，必须确保这些项目必须具有成本效益。由于能效和DR的项目成本是通过电力收费来收取，而不是由政府预算支付，尽管自2008年金融危机以来美国许多州削减了公共开支，但过去几年能效/DR项目资金水平保持稳定。成本回收机制通常与对能效/DR项目实施机构的绩效奖励相结合，以实现更大的节能目标。

针对中国建立DR成本回收和筹资机制本文提出一些建议。作为较近期方案，建议开展以下工作：

1) 政府可就电力公司如何将需求响应的投资纳入其提供可靠电力服务的允许成本提供具体的指导意见。确保DR投资具有成本效益，保证开展DR项目投入的资源总收益超过资源的总成本，这一点非常重要。在美国，对于不具成本效益的DR项目，电力公司是无法收回投资成本的，因为使用用户资金的项目必须体现用户的利益。

2) 对江苏大工业用户（315KV及以上）在特定高峰期间收取略高的CPP价格，补偿其它愿意响应削减负荷的用户之模式的做法体现出谁受益谁支付的理念，因为持续用电的一方（即工业用户）要支付另一方（其它用户），补偿他们在高峰电力短缺的时段因减少用电所付出的牺牲。然而这种做法还可进一步改善，因为此模式尚未解决DR的资金

[92] 关于全价值电价的讨论，见 http://www.ethree.com/wp-content/uploads/2016/12/Full-Value-Tariff-Design-and-Retail-Rate-Choices.pdf.

[93] Institute for Electric Innovation [IEI] (2014). “State Electric Efficiency Regulatory Frameworks.” IEI Report, December.

不足，因为特别尖峰价格和普通峰段价格之间的价差是很小的，且目前只有少数工业用户受到这个特殊价格的影响。

这种方法似乎可做如下改善:

- 增加参与特殊电价的企业数量；
- 探索通过市场模式处理削减负荷的用户与需要维持负荷的用户之间补偿的解决方案。

3) 作为较长远的方案，本文的建议是：

- 利用中国输配电（T&D）定价改革，允许电力公司将包含需求响应在内的分布式能源成本有效的投资纳入到输配电成本核算中。为推动电力公司增加对分布式资源包括需求响应的投资，国家相关部门可考虑强制性的分布式资源发展目标（具体见建议8）
- 探索能创造稳定收入的商业模式（具体见建议3）;
- 使DR通过竞争性电力市场盈利（具体见建议7）;
- 考虑通过征收小额电费附加为DR创建持久稳定的资金机制。
    - 中国新修订的《电力需求侧管理办法》中，要求地方政府从差别定价和政府预算中设立需求侧管理的专项基金。这当然是为DR设立资金支持的一个好的举措。但是差别定价仅适用于少数行业，依靠政府预算和有限差别电价收费，中国仍将面临资金不足的难题。
    - 对所有用户征收小额附加费有利于建立长期稳定资金来源，支持稳健的DR市场。从用户筹资是遵循谁受益谁支付的原则，因为DR有助于减少建设成本昂贵的调峰机组和/或减少使用超高价燃料，同时提高了电力系统的整体效率，对所有电力用户都带来益处。

建立有效的补偿激励措施，激发需求响应（建议6）

中国的DR试点建立了补偿激励机制，以激发用户参与DR的热情，但客户参与的积极性还有待进一步开发。美国设立补偿激励机制的相关经验值得借鉴，其目的主要是：1）激发有效的需求响应; 2）保证响应的可预测性。

激发有效的需求响应

美国有不同的基于补偿的DR方案，为参与用户提供与电价机制分离或相互补充的激励机制。通常情况下，这些方案可分为两类：1）自愿性削减负荷，2）强制性削减负荷。就前一方案而言，用户自愿削减用电，以换取补偿。不响应也没有处罚。就后一方案而言，用户做出承诺，不论是否有需要，按月、季或年度收到固定的补偿支付金。当需要做出响应时，用户必须按承诺降低负荷。当电网接近极限时，美国的电力公司通常会启用这种方案。不是切断用户供电，而是电力公司宣布出现电网紧急情况，用户在此期间通过降低用电来做出响应，用户未履行承诺将面临高额罚款。除了收到按容量固定支付的补偿外，用户也会由于他们实际的削减量获得实时削减之补偿。电力公司或电网运营商要么按照容量市场上多年平均市场清算价格，要么按照传统的供应侧资源提供同样功能的服务所需的费用确定DR补偿额度。附录II-B介绍了在美国进行的一些基于补偿的DR项目。

在美国，关于基于价格和基于补偿的DR项目孰优孰劣存在不同的观点。部分市场观察人士认为，以补偿为基础的方案，特别是那些需要强制性削减负荷的方案，会激发更可靠的需求响应，因为不做出响应要受到处罚，避免这种处罚风险可能比采用电价省钱更有动力。然而，其他一些市场观察人士却批评在补偿方案中按尖峰负荷削减量作为基准计算补偿的弊病。他们还指出补偿模式可能会带来公平性的潜在问题，因为一些获得补偿的客户是搭顺风车。此外他们认为激励也会造成用电量的随机变化[94]。

对中国来说，评估潜在的问题很重要，应在衡量按价格还是按补偿之优劣的基础上，决定那种方案更有效。假如价格型能有效激励用户做出需求响应，则不必要为用户提供补偿。当用户已经实行了动态调整的电价时，提供补偿可能会导致出现不必要的补贴，而补贴往往会导致低效的市场结果。但是，改变价格结构在中国可能需要做更多的工作，而DR试点可能目前需要依靠补偿机制来提高用户对DR的参与度。

确保需求响应的可预测性

作为供给侧手段的一种可行的替代方案，DR必须在达到一种可预测的资源保证情况下，才能够与供给侧方案相媲美。然而，按照中国现在的DR试点，用户既没有义务改变负荷，也不会因不响应而受到惩罚。缺乏绩效保证可能使DR难以有效地与传统的增加供给的方式相提并论。如何保证补偿方案与有效的惩罚制度联系在一起，以保障效果，尤其是如果这种绩效是用来满足资源充足性要求，达到供需平衡。

美国所采用的自愿削减负荷不实行惩罚，而强制性削减负荷方案对于承诺的DR资源的未完成或部分完成将给予惩罚。比较这两种方案，自愿型方案的绩效缺乏确定性，而强制性方案下的需求响应是可以预测的。美国为满足容量的DR项目制定了绩效保证制度，按照这一制度，如果需求响应是强制性的，假如在预定的时间内没有做出响应或响应不足，将按绩效实行惩罚。例如，纽约ISO的日前需求响应项目规定，当日前市场为了能源供应所确定的DR资源不能实时提供即定的负荷削减，就会受到惩罚。处罚金额是以日前或实时边际价格中较大的买入价格决定的。为保证处罚的严格执法，市场结算机制中加入了违规检查的规则和罚金条款[95]。违规的惩罚可能非常高，它不仅会取消DR服务商获取的容量收入，还会另交罚金，收取高额罚金是因为电力公司或系统运营商必须支付更高的现货价格给其他供应商，以填补未交付的资源缺口[96]。总之，美国在DR方面的经验表明，方案设计的多种要素（如补偿额度，绩效处罚和对小负荷用户参与的集成要求等）都是影响DR可预测性的重要因素[97]。

---

[94]对基于补偿的DR相关问题的讨论，请参见: https://www.greentechmedia.com/articles/read/Peak-Time-Rebates-Money-for-Nothing

[95]纽约ISO实施的DR 方案就包括日常市场需求响应方案，见: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/services/market_training/workshops_courses/Training_Course_Materials/NYMOC_MT_ALL_201/Demand_Response.pdf

[96] Borgatti, M. “Comparison of Performance-Based Capacity Models in ISO-NE and PJM,” http://www.pjm.com/~/media/committees-groups/task-forces/urmstf/20160602/20160602-item-09-pay-for-performance-and-capacity-performance-comparison.ashx

[97] Cappers, P., Goldman, C. and Kathan, D. 2010. Demand response in US electricity markets: Empirical evidence. *Energy.* 35(4): 1526-1535

本文为中国DR试点提出一些建议，以期设计更有效的补偿方案。作为较近期的方案，本文建议：

1) 创建更灵活的自愿性负荷削减补偿项目，如附录III-B介绍的用户需求响应竞标和用户预定的削减安排等方式，以更好地适应用户的需要。
2) 为用户创造因做出预先承诺而获取固定支付金的机会。用户为负荷削减做出容量承诺，则响应可预测，结果可保证。
   - 中国的DR试点应注意按电量补偿（元/ kWh）与按容量补偿（元/ kW-月）之间的权衡。
   - 按电量支付可能会给DR服务商带来收入不确定性，因为如果某年DR事件没有或很少发生，他们的收入就会减少。
   - 相比之下，用附录B中所述的邀约的办法，能保证更稳定的收入，但如果电力公司对价格或数量的估计错误，可能导致电力企业多支付补偿。
3) 以具差别化的补偿策略代替无差别的补偿。可根据响应不同的需求，如提前通知的时间长度、紧急事件的启动数量以及系统出现拥塞的地点等因素，提供具差别化的财务补偿。ComEd的智能用电项目(Smart Usage Program)就是一个采用差别化补偿的例子（见附录III-B）。
4) 建立有效的DR绩效保证体系，有利于将DR定位为一种可信赖的资源。这样的保证体系应该建立必要的达标规则，并实施有效的处罚。.
   - 处罚也是保证体系的重要组成部分，虽然并非所有情况下都要有处罚。美国的经验表明，在系统运营商通过提前对响应进行支付以保证未来资源可用性，以代替供给侧投资时，处罚更适合于用DR来解决资源充足性和满足容量的需求。
   - 与容量市场不同，电量市场（一旦建立）中处罚可能不那么重要或不必要，这取决于DR方案的结构、目的以及已有的激励措施。

作为较长远的方案，本文建议建立一个更有效的制度，将激发性电价和有效补偿结合起来，以建立更有效的策略，弥补本节前面讨论的单一手段的偏颇。财务补偿加有效的电价有助于激发用户响应。依靠多个而不是单一方案可以发挥需求响应在平衡电网供求中作为可靠性资源的作用。

3. 扩大需求响应规模的市场化发展和驱动政策

DR通过参与电力市场获利（建议7）

在中国的DR试点中，似乎既没有已建立的电力市场也没有有效运作的市场机制能够让DR盈利以扩大规模。因此，中国DR试点要构建可行的市场架构，并采取有效的市场机制，通过电力市场来扩大DR规模。 美国通过建立以下市场架构，使DR资源能够参与并实现获利：（1）DR服务服务商和电力公司之间达成双边协议;（2）电力批发市场以外的需求响应拍卖机制；（3）DR资源参与竞争性的区域电力批发市场（在有批发市场的地区）。

双边协议

历史上，双边协议是大终端用户与电力公司之间通过可中断或可调节的费率来实现的。现在，提供DR服务的双边协议是在传统监管环境下负荷服务商与垂直一体化的电力公司之间签订的，或是在放开的市场结构下负荷服务商与配电网运营商之间的协议[98]。

拍卖机制

像加州的需求响应拍卖机制（DRAM）一样，这种机制能让电力公司通过拍卖这样的市场机制获得一定量的DR资源，以解决电网供求失衡问题以及资源充足性问题。这种拍卖的优势在于招标过程中使用标准化的产品定义和合同语言[99]。由于投标人在这个过程中获得了经验并习惯了市场活动，所以这些拍卖的平均价格已经有所下降。尽管如此，在构建这些拍卖时必须小心谨慎，以免投标人利用“赢标”策略产生低于成本的定价。

值得注意的是，加州需求响应拍卖机制也为整合DR与其他需求侧资源创造了条件。例如，加州拍卖机制要求参与DR的资源提供相当长时间的负荷削减，即：参与者必须承诺当电力公司需要时，要连续三天在指定的时段提供每天四小时的DR服务。从户用太阳能发电和电池储能到智能恒温器和家用电动汽车，经一定规模集成后，都可作为分布式能源参与拍卖。与传统的需要提前通知用户并等待用户响应的DR相比，由于有的用户不愿意被多次通知，因此储能型DR资源有可能改善这种做法，因为这些资源更有能力履行DR义务，而且对用户的打扰更小，因为他们可以直接从储能中获取电力。除了响应的速度和可靠性之外，基于储能的DR资源也可以被经常使用，相比传统DR的一个优点是，它不用依赖于用户是否乐意。虽然有这些优点，但要认识到储电目前还面临巨大的技术和财务局限，因而无法充分发挥这些优势。

参与电力批发市场

在美国，DR有很多现有的和新兴的方式参与区域电力市场，但各州情况有所不同，取决于每个区域系统运营商（ISO / RTO）的市场设计，可能涉及参与容量市场、电量市场或辅助服务市场。 参与市场的机会对美国DR的增长产生了重要的影响。需要了解的是，美国批发市场的大部分DR通过容量市场上的容量费得到补偿，在能源市场和辅助市场DR的参与则非常有限。中国现阶段情况可能并非如此，因为由于供电能力过剩，中国没有明显的需求来建立容量市场。但是，中国正在多个行业积极推进电能替代，特别是在工业和交通领域，电能过剩的状况可能会因此改变。

本文对广东和吉林试点的建议中，为如何在中国建立可发挥实际作用的电力市场提出了意见。此处，为帮助中国及其DR试点建立可行的市场机制，以实现需求响应提出具体的建议。作为较近期的方案，本文建议：

---

[98] Cappers, P. and Satchwell, A. (2015) Considerations for State Regulators and Policymakers in a Post-FERC Order 745 World. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA. February 2015. LBNL-6977E.

[99] 拍卖不同于竞争性招标和征求项目建议书（RFP），具体取决于拍卖机制的特定设计（例如，正向或反向拍卖）以及征求/ RFP方法。 在最基本的层面上，竞争激烈的拍卖会会导致价格接近或边际成本，因为价格是经过供应商多轮投标后才设定的。 招标/ RFP流程通常要求供应商以最具竞争力的价格进行猜测，只有一个机会提供报价。从这个意义上说，拍卖是竞争性市场的更好近似，并且可能提供比征求/ RFP更为透明的价格设置。

1) 鼓励电力公司通过与DR集成商签订双边协议来获得DR服务。广东这样的电力市场试点允许签署年度双边合同并通过市场结算，但目前只是燃煤发电参与。电力公司与负荷集成商之间可探索双边DR合同，并通过现有电力交易系统清算，这有助于简化交易；
2) 允许电力公司通过DR拍卖机制获取DR资源。鉴于中国还没有完备的电力批发市场，拍卖可作为电力公司竞争性采购DR的第一步，通过竞标可以获得低于双方协议达成的合约价的更好的价格。需要有精心设计的拍卖制度，防止出现为赢标而出现的低于真实成本的低价投标策略。

较长期的建议包括：

允许DR参与设计良好、功能完备的竞争性批发市场。设计精良的竞争性电力市场将为各种需求侧资源提供一个公平的竞争环境，以成为可与供给侧手段竞争的可行且具有成本效益的资源。这应该包括为DR提供市场参与的机会，提供旋转和非旋转备用及功率调节等辅助服务（见广东试点的建议6）。

- 最近发布的《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》鼓励第三方、需求侧资源以及储能设备积极参与提供电力辅助服务[100]。中国有必要通过政策推动将DR与其他资源，如分布式能源和天然气发电等叠加的策略提供有效的电力辅助服务。
- 有效投资负荷响应自动化，增加DR的快速性并减少DR对用户的用电舒适性和方便性的影响。
- DR提供电力辅助服务因为需要快速的响应和发电侧具有的调节技术，因此会限制潜在参与者的数量。虽然DR在参与辅助服务市场方面具有挑战，但美国的实践表现出其回报更高，补偿更大。

改进政策，有效推动DR大规模应用（建议8）

中国可通过建立有效的政策和监管框架让电力公司获得比供应侧成本更低的需求侧资源。如果DR能够成为平衡供需的可行的电网资源，就会起到这种作用。

美国在过去的三十年里已经建立了联邦和州层面的政策及监管框架。美国和各州已经实施了各种政策机制来实现需求侧解决方案，最终形成了将DR作为资源，使电力市场更有效地运作。联邦政策制定部门和监管机构采取了一系列立法和监管行动，以移除不必要的政策和市场障碍，为DR资源提供公平的竞争环境[101]。此外，联邦机构要求地方和区域性输电规划制定中必须考虑由公共政策驱动的输电需要，这为可再生能源和需求削减战略，如发展DR等创造了机会，因为开发这些资源是联邦和州政府公共政策的组成部分。

此外，州监管机构也为电力公司实现负荷削减目标创造盈利机会。各州的政策制定部门和监管机构建立了各种政策机制，推动包括DR在内的各种需求侧解决方案。这些机制包括：

---

[100] http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto92/201711/t20171122_3058.htm

[101] Cappers, P. and Satchwell, A. (2015) Considerations for State Regulators and Policymakers in a Post-FERC Order 745 World. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA. February 2015. LBNL-6977E.

- **综合资源规划（IRP）**要求电力公司在制定长期电力规划中考虑多种资源替代方案，包括发电能力（如火电，可再生能源等），输配电能力和能源种类。至少有27个州制定了IRP规划，或通过立法要求电力公司在上报IRP时必须包含需求侧资源[102]。
- **资源使用优先顺序**，将能效和需求响应作为电力公司最优先的采购资源，然后再考虑其他选项。
- **不扩建电网的解决方案**，美国电力公司的规划流程和对其监管要求中已经考虑到非架线的资源，反映了电力公司从过去传统的依赖新建设施向资本密集度更低，更灵活的方式转变，采用分布式发电、储能、电网控制设备及软件、以及需求响应，满足输配电不断变化的需求。
- **能效资源标准**，为电力公司规定一定时限内需要达到的最低节能量和/或高峰期需求削减指标。
- **绩效奖励机制，**旨在促进电力公司完成用户参与DR及实现负荷响应目标。
- **对电力公司投资进行监管，**使得电力公司能够累计DR投资相关的成本，作为审慎的监管性资产，打入计算电价的成本。对电力公司投资的监管也可使电力企业通过收入损失调节机制，弥补因需求侧管理措施而带来的收入损失。
- **收入脱钩机制**，通过打破电力销售与电力公司利润之间的耦合，消除对需求侧解决方案的抵触。

附录III-C给出了美国联邦和州层面实行的扶持政策的更多细节。

纽约能源改革愿景旨在推动该州的能源政策创新，将对电力公司的监管从目前只是收费服务的体制变成更多基于推动分布式资源绩效的管理指标，根据配电系统的效率和为用户侧资源服务满意度来决定电力企业的收益[103]。

有关加强中国DR监管框架的较近期的建议包括：

1) 制定具体实施措施，有效实现《有序放开发用电计划》中关于将需求响应作为灵活的调峰能力实现最大负荷的3%这一目标；
2) 加强需求响应相关的设备、通信和运行要求的标准化工作，以提高需求响应技术的互操作性，消除技术障碍，促进DR的普及;
3) 重视DR相关的结果计量和验证（M&V）工作，这对于开发强大的DR市场至关重要。

一些较长期建议如下：

1) 评估频繁创纪录的夏季用电高峰，以检验电力公司在是否有效管理系统高峰方面的表现。适度改变电力公司以用电高峰创历史新高为由扩大供给侧资产的投资模式。同时为电力公司开展需求响应提供积极的激励政策，补偿由削减负荷带来的收入下降。

[102] Wilson, R. and Biewald, B. (2013) Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning. Synapse Energy Economics. Prepared for Regulatory Assistance Project. June 2013.
[103] See https://rev.ny.gov/

2) 国家和地方可以考虑制定需求侧资源组合标准（demand-side resources portfolio standards），为包括DR在内的分布式能源制定具体发展目标。
   - 制定明确目标有助于创造持久的需求并推动用户侧资源的市场发展，但应谨慎对待指标的设定。
   - 目标的设定可以有以下几种形式：1）比例目标 – 要求电力公司完成将高峰负荷削减一定比例；2）减量目标 – 规定一定时期的累计削减负荷量或制定年度削峰指标;
3) 在发电和输电规划中考虑用户侧资源，将DR和储能等非架线资源整合到配电系统规划中。
   - 国家能源局2016年6月最新发布的《电力规划管理办法》为中国新一代电力行业规划流程提供了一个非常有用的蓝图，其目的是促进输电和发电投资和规划的协调，促进国家级和省级规划工作的结合，加强电力部门与环境规划的联系[104]。
   - 然而，新的管理办法并没有将需求侧资源纳入到电力行业规划过程。建议电力部门规划在评估具有成本效益的方案时，考虑需求侧资源及非架线方案。
   - 中国新修订的《电力需求侧管理办法》中，要求有关部门将电力需求侧管理的资源纳入到国家和地方的电力发展规划，并优先使用电力需求侧资源。 《电力规划管理办法》和《电力需求侧管理办法》应更好地协调。

[104] 这项新政策的分析请参见 http://www.raponline.org/excess-coal-generation-capacity-and-renewables-curtailment-in-china-getting-with-the-plan/

附录 III-A: 美国基于时变价格的需求响应

方案	说明	举例
超高峰定价	超高峰定价在夏季工作日的下午时段开始生效，价格明显高于当天的其它时段和非夏季的价格	亚利桑那州电力公司6-8月工作日下午3-6点的超高峰价格比夏季高峰期价格高出90％[105]。
尖峰电价 (CPP)	CPP是一种更为动态的分时价格形式。它以紧急事件为基础，只有当电力公司预期到批发市场价格过高或电力系统遇到紧急情况时才启用。电力公司可能会在特定的时间段内启用尖峰事件，这些事件发生时的电价非常高。 参与活动的客户通常享受夏季常规电价折扣，以换取一年中少数CPP活动日超高的价格。	太平洋天然气和电力公司的高峰日定价可以让客户在5月1日至10月31日之间享受折扣，换取这几个月9至15个尖峰事件中的高价格：下午2-6点的高峰期价格的基础上再加$ 0.60 / kWh[106]。
容量预约	容量预约是另一种选项，允许客户自行选择一部分容量（以kW为单位）不参加CPP事件期间的高电价。用户需要支付一笔固定的免除CPP容量预约月费。在CPP事件期间，根据客户的容量预约保护的用电量将不按CPP的价格，而未预约的容量在CPP事件期间的用电量将实行CPP收费。	圣迪亚哥燃气与电力公司为客户提供两种选择。一个是具有容量预约的CPP， 另一种方法是选择不参加CPP，后者采用可变分时电价，比CPP计划下的分时电价高[107]。
浮动尖峰定价 (VPP)	VPP是分时电价和实时定价的混合体，其中TOU时段预先定好，但高峰时段的电价因电力系统和电力市场条件而异。 而传统TOU每个时段的	OG＆E的SmartHours是一个可变的高峰价格方案，用户在6月1日至9月30日的每个工作日的下午2点-7点的繁忙时段支付浮动电价。客户提前收到第二天的

[105] Levin, R. and Torres, E., “Can Arizona’s Success with Time-of-Use Rates Be Replicated in California?” Center for Research in Regulated Industries 2014 Western Conference, Monterey, CA, June 9, 2014. http://www.dawg.info/sites/default/files/meetings/CRRI%20paper%20Levin-Torres%20June9%20final.pdf

[106] https://www.pge.com/en_US/business/rate-plans/rate-plans/peak-day-pricing/peak-day-pricing.page

[107] https://www.sdge.com/sites/default/files/documents/cpp_factsheet.pdf

方案	说明	举例
	时间和价格都是预先确定和固定的。	高峰时段价格通知。 SmartTemp是一种可编程温度调节器，很多客户用它按照浮动电价来更好地管理用电。智能恒温器允许客户设定他们的温度/价格偏好，根据用户预先设定的偏好，响应来自电力公司的价格信号[108]。
实时定价	实时定价反映客户根据相应的批发市场价格按每小时消费的电量收取的零售价格。要参与实时定价计划，客户必须安装能够每小时记录用电量的智能电表。	根据ComEd的居民分小时电价计划，价格是根据ComEd区划内PJM批发市场价格来确定的，根据实际的电力市场价格，每小时和每天都不同。当电力市场实时价格高或有可能会高时，客户会收到ComEd发出的警示，以便他们能够做出实时响应[109]。

[108] https://www.oge.com/wps/portal/oge/save-energy/smarthours/faq/
[109] 有关ComEd的居民小时定价方案，请参见 https://hourlypricing.comed.com/

附录 III-B: 美国基于补偿的DR项目

方案		说明	举例
尖峰电价返还（自愿性）		出现尖峰事件情况下，电力价格保持不变，但是客户按照事先确定的额度收到返还，用来支付用户比电力公司认为用户该消费的电量减少的电力消费。	Pepco的高峰节能积分是一个标准化的补偿计划，每年5月到9月的高峰节电日期间，向居民用户根据减少用电量的账单发放积分奖励。参与的客户如果将用电量降至高峰节电日基线以下，可获得1.25美元/kWh的电费抵用券。无需登记，用户可以参加任何一个特定的高峰节电日。他们将在事件发生前一天通过电话，短信或电子邮件收到通知，并在特定的时间内做出响应。如果客户决定不参加，也不予处罚[110]。
需求竞标和按计划减荷（自愿性）		客户要么通过竞标，要么选定自己希望削减负荷的时段，在特定的时段自愿减少用电。根据实际的削减负荷量，用户获得补偿金或账单扣减。 对没有减少用电不设惩罚。但是，若某活动期间的电量不减，客户将得不到付款或账单减扣。 鼓励用户错峰用电，但因是按照自愿模式，不保证消峰效果。	南加州爱迪生公司的需求竞标计划是一项全年的灵活的在线招标项目，为事件发生时自愿减少用电量的企业客户提供电费减免。参与的用户只要削减其投标削减量的50%至200%都可获得相应的电费减免[111]。低于或超过的部分将无资格获减免。 根据太平洋燃气与电力公司的“削减负荷计划”，客户可以在夏季高峰时段提前选择选定的时间段。该计划按实际削减负荷量向客户支付0.10美元/kWh。

[110] 关于 Pepco公司的高峰节能积分奖励项目详情，可参阅: http://www.pepco.com/my-home/save-money-and-conserve-energy/efficiency-rebates-and-incentives-and-programs/md-customers/frequently-asked-questions/

[111] For South California Edison’s DBP, see: https://www.sce.com/NR/sc3/tm2/pdf/ce185_2007.pdf

方案		说明	举例
			为获得这项奖励，客户只需在选定的工作日的特定时间段内按照承诺的削减负荷量减少用电[112]。
预约支付（强制性）		电力公司按参与客户承诺的削减额度，为客户提供每月固定的月费，再根据实际削减负荷额外支付实际削减补偿。无论DR事件是否发生，都将支付固定的月费。 未响应或响应不足的用户将接受惩罚。用户事先的承诺可对响应做预测。	ConEdison的智能用电奖励项目允许客户参与21小时提前通知或2小时提前通知两种方案。2小时通知项目每月支付客户$ 18- $ 25 / kW，21小时通知项目每月支付客户$ 6 - $ 18 / kW。 DR容量补偿也和地点有关。例如，在21小时通知模式下，斯塔滕岛和韦斯特切斯特的DR固定补偿为6美元/kWh/月，而布鲁克林区，布朗克斯区，曼哈顿区和皇后区的DR固定补偿为18美元/kWh/月。假如某区域中有超过5个事件发生，则预约补偿每月增加$ 5 / kW。客户实际削减负荷可另外获得 $1/KWh实际削减补偿金[113]。

[112] 关于太平洋燃气与电力公司的按调度削减负荷方案，见： https://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_SCHEDS_E-SLRP.pdf

[113] ComEd的智能用电奖励项目，见: https://www.coned.com/en/save-money/rebates-incentives-tax-credits/rebates-incentives-tax-credits-for-commercial-industrial-buildings-customers/smart-usage-rewards

附录 III-C：美国推动需求响应的相关政策简介

过去三十年来，美国州和联邦的监管机构和政策制定部门采取了许多促进和扩大DR的政策。本附录详细介绍如何通过监管政策的制定，促进美国在联邦和州层面实施DR。

联邦政府出台的需求响应政策

美国联邦政府出台了一系列法律法规，旨在克服电力行业总体改革中的监管、制度和市场方面的障碍，尤其是推动DR的发展。下表总结了相关的法律法规要点。

表 2. 联邦政府出台的法律法规

法律法规	出台/生效年份	要点
能源政策法 1992	1992	开始放松对美国电力行业的管制，打开了独立发电商参与电力批发市场的大门
FERC法令 888号	1996	强制性公开和公平地使用电力传输系统
FERC法令2000	1999	导致独立系统运营商（ISOs）的建立，负责经营区域批发市场
能源政策法 2005 (EPAct 2005)	2005	进一步立法规定，美国国家能源政策的一个主要目标是消除不必要的障碍，让终端用户和负荷集成商的DR资源参与能源、容量和辅助服务的零售和批发市场
FERC法令890号	2007	要求建立了“开放，透明，协调的输电计划流程”[114]。与联邦能源管理委员会888和2000年的法令一起，这些法规有助于向更广泛的市场参与者开放输电通道。
FERC法令719号	2008	打开需求响应参与批发市场的机会。该法令特别允许DR负荷集成商代表零售用户直接向有组织的市场投标DR，除非当地电力零售监管机构的有关法律禁止此类活动
FERC法令745号	2011	允许需求响应服务商对削减的电力负荷获得补偿，补偿标准按地区边际电价、或电力批发市场的能源价格，或按发电资源的相同价格
FERC法令1000号	2011	要求“地方和区域性传输规划流程中，必须考虑由联邦或州公共政策驱动的输电需求。每个公用电力企业的输电提供商都必须制定

[114] https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/021507/e-1.pdf

		规程，明确公共政策要求的输电需求，并评估提出的传输需求解决方案。每对相邻传输规划区域的公用电力企业输电提供商之间必须进行协调，以确定是存在更高效或更具成本效益的解决方案，满足相互间的输电需求”[115] 该规定将对可再生能源和需求削减战略产生重大影响，因为对这些资源的开发是联邦政府和国家公共政策的一部分。
FERC制定了规则，对储能和分布式能源集成服务商开放批发市场	2016年11月	这项规定如能实行，将允许储能和分布式能源资源集成商参与有组织的电力市场，从而消除这些资源参与批发市场的障碍，因为它们在技术上是有能力的[116]

或许与DR有关的最重要的一件事是，一批发电企业就FERC745号令的合法性问题诉至美国联邦最高法院。这些发电企业认为， FERC这一法令违反了州监管机构管理零售电力市场的专有权。美国最高法院于2016年1月做出最终裁定，认为：联邦能源管理委员会（FERC）可根据“联邦电力法案”行使其权力，对批发市场进行管制，即使联邦能源管理委员会（FERC）的规则制定对零售市场会产生间接影响。最高法院的裁决为DR带来法律的明确性，将确立市场对需求响应的信心[117]。除了对DR增长起到激励作用之外，最高法院裁定FERC对DR的管理权，可以使FERC制定后续政策，促进分布式发电、屋顶太阳能光伏和储能等一系列需求侧资源的利用。虽然目前还不清楚联邦能源管理委员会今后在这些方面将如何实行监管，但该委员会最近启动的关于储能和分布式能源资源集成参与批发市场的规制制定，已显示联邦能源管理委员会将在这一新领域发挥作用。

州层面的DR政策

资源优先次序及类似的规定

为实现未来的可持续能源，加利福尼亚州制定了“能源行动计划”，制定了“资源优先次序”，作为确定资源开发优先顺序的政府导向政策。加州资源优先次序将能效和需求响应作为该州优先级最高的采购资源，并为开发这些资源设定了积极的长期目标。可再生能源/分布式发电和传统发电分别在次序上被认为是第二和第三优先级，只有在所有的能效和

[115] https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-plan.asp

[116] http://www.kilpatricktownsend.com/~/media/LEGAL%20ALERTFERC%20Proposes%20Rule%20to%20Open%20Up%20Wholesale%20Markets%20to%20Energy%20Storage%20and%20Distributed%20Energy%20Resource%20Aggregations12202016.ashx and https://www.ferc.gov/media/news-releases/2016/2016-4/11-17-16-E-1.asp.

[117] http://www.utilitydive.com/news/what-the-supreme-court-decision-on-ferc-order-745-means-for-demand-response/413092/

需求响应资源用尽之后才被考虑[118]。此外，州政府要求实施能效和需求响应作为满足加州AB32法律规定的温室气体减排目标的关键战略，AB32是一项全面的政策，旨在创建切实的监管机制，遏制全球变暖。

2008年颁布的马萨诸塞州“绿色社区法”中，要求该州电力企业采购所有成本低于传统能源生产的能效资源。其中主要的规定是要求电力公司投资低于购电成本的节能和负荷削减项目。该法律使得该州能效和需求响应的投资激增，有利于该州实现到2020年将建筑物中化石燃料使用量减少10％，温室气体排放总量减少20％的目标[119]。

制定能效资源标准和强制性削减尖峰目标

在美国的许多州，能效资源标准（Energy Efficiency Resource Standard,EERS） - 也称为能效组合标准（Energy Efficiency Portfolio Standards, EEPS） - 已作为一种政策工具，用以帮助实现节能，削减高峰需求，降低能源成本，减少空气污染 ，并减缓气候变化。EERS类似于可再生能源组合标准（renewable portfolio standards）的概念，它要求电力公司必须完成一定比例的可再生能源发电，而EERS要求通过立法或行政命令，让电力和/或天然气公司按时完成一定比例的节能量， EERS并没有要求具体的效率措施，而是规定了最低限度的节能目标，使电力公司选择性地实现这些目标。

EERS可设置多种形式的目标。相对于现状，各州可要求当地电力公司节约电力或天然气销售量。一些州规定了一定时期的累计节能量，一些则规定了年度节能量目标，还有一些州既规定了年节能量也提出了累计指标。在这种情况下，每年或累计节能量可随时间的推移而增加。一些州的EERS目标中还包含削减高峰用电需求。例如在得克萨斯州，监管机构最初要求电力公司通过能效和需求响应计划削减20％的高峰电力需求预测增长，但随后将目标增加到2013年以后的需求增长的30％。伊利诺伊州的电力监管部门要求节电量目标提高到电力销售的2%。北卡罗来纳州允许电力公司通过提高能效和DR措施等措施实现可再生能源配额指标25％的目标（后增加到40％）[120]。

在美国，目前有22个州实行强制性EERS，4个州实行自愿EERS（不具约束力）。这些数十个州加起来服务于1.046亿用户[121]。帮助电力和天然气公司实现其EERS目标的各种方案包括：需求侧管理（DSM），需求响应，建筑标准规范，以及在某些情况下开发分布式能源和热电联产（CHP）系统。一些州还通过利用市场化的节能证书交易系统来完成EERS目标[122]。

尖峰需求强制削减负荷，最近已经成为鼓励DR的另一种政策机制。在宾夕法尼亚州，州立法机构于2008年10月通过了“第129号法案”，要求电力公司在2013年5月31日之前，将年度气温调整的总能耗降低3％，将最高需求时段的100小时的高峰需求降低4.5％。该法案

[118] http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-400-2005-043/CEC-400-2005-043.PDF
[119] ttp://www.analysisgroup.com/uploadedfiles/content/insights/publishing/analysis_group_gca_study.pdf
[120] https://www.ase.org/resources/energy-efficiency-resource-standard-eers
[121] https://www.ase.org/resources/energy-efficiency-resource-standard-eers
[122] http://www.c2es.org/us-states-regions/policy-maps/energy-efficiency-standards

有一项规定，要求对未完成降耗削峰任务的电力公司给予大额经济处罚[123]。科罗拉多州的立法机构于2007年4月通过了HB-07-1037法案，要求科罗拉多州公用事业委员会为该州投资者拥有的电力和天然气公司提出高峰需求削减目标。该法令规定，到2018年底前，应完成基准年（2006年）的零售系统高峰5％以上的全州尖峰需求削减目标[124]。

改革电力公司的经营模式

2016年5月，纽约公共服务委员会（NYPSC）批准启动电力公司的重大改革，帮助电力公司实现“能源愿景”中提出的清洁能源目标。纽约州于2014年启动的“能源愿景改革”战略通过激发对太阳能、风能和能效等清洁技术的投资，到2030年使得该州可再生能源发电可满足该州电力需求的50%，以应对气候变化，实现经济增长。这项公共服务委员会的指令旨在“告别几十年来由政府定价来鼓励投资大型集中式电力系统.....转而要求电力公司通过分布式能源资源的零售市场来开发更加高效更加清洁的电力网络，这些资源包括太阳能，地热能，风能，燃料电池，热电联产、电池存储，能效以及其他先进的能源服务等。这些新产品和新服务通过在客户和能源供应商之间建立 “交易型”电网，帮助客户管理能源使用并降低能源费用[125]”。

这项法令改革了电力公司的经营和收入模式，将其利润与关键的愿景目标相结合，如减少需求，避免成本高昂的基础设施建设，鼓励分布式发电，将受监管的电力公司变成分布式系统平台提供商，有利于电网接入各种第三方分布式能源资源。通过改革，电力公司可以通过利用分布式发电、需求侧管理或其他替代资源来满足电力需求，而不是仅依靠建设运营输电线路或大型电站获得规定的回报率。根据该法令，电力公司还可从“面向市场的平台活动”中获得收入 – 这些是电力企业向分布式能源开发商提供的服务，协助分布式能源资源的推广和连网。此外，该法令允许电力企业从“盈利调整机制”中受益 – 这是一种基于绩效的激励机制，主要根据下列成果确立电力公司获得的回报：（1）削减峰荷和改进负荷系数两项工作，提升电力系统效率，（2）在现有指标基础上，进一步提高能效，（3）协助可再生联网，提升可再生能源开发商的满意度，（4）提高具体项目的客户参与度。

[123] http://www.pjm.com/~/media/library/reports-notices/demand-response/20170628-pjm-demand-response-strategy.ashx

[124]http://www.leg.state.co.us/clics/clics2007a/csl.nsf/fsbillcont3/5EA2048E8A50B21287257251007B8474?Open&file=1037_enr.pdf

[125]http://www3.dps.ny.gov/pscweb/WebFileRoom.nsf/ArticlesByCategory/9B4FB5513905CB5985257FB8006DAD48/$File/pr16028.pdf?OpenElement