可再生能源友好的电网发展策略：美国的经验以及对中国的潜在借鉴

David Hurlbut 和 Ella Zhou
国家可再生能源实验室

Kevin Porter
Exeter Associates

Douglas J. Arent
战略能源分析联合研究所

这项工作是中国电网低碳未来计划的一部分，由儿童投资基金会资助。

国家可再生能源实验室是美国能源部
能源效率和可再生能源局的国家实验室
由 Alliance for Sustainable Energy, LLC 运营

本报告可从国家可再生能源实验室网站
www.nrel.gov/publications 免费获取。

技术报告
NREL/TP-6A20-66729
2015 年 9 月

合同编号 DE-AC36-08GO28308

NREL
NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY

可再生能源友好的电网发展策略：美国的经验以及对中国的潜在借鉴

David Hurlbut 和 Ella Zhou
国家可再生能源实验室

Kevin Porter
Exeter Associates

Douglas J. Arent
战略能源分析联合研究所

依 Task No. ACTC.1320 编制

国家可再生能源实验室是美国能源部
能源效率和可再生能源局的国家实验室
由 Alliance for Sustainable Energy, LLC 运营

本报告可从国家可再生能源实验室网站
www.nrel.gov/publications 免费获取。

国家可再生能源实验室
15013 Denver West Parkway
Golden, CO 80401
303-275-3000 • www.nrel.gov

技术报告
NREL/TP-6A20-66729
2015 年 9 月

合同编号 DE-AC36-08GO28308

声明

本报告是作为美国政府机构赞助的一项工作而编制。对于披露的任何信息、设备、产品或过程的准确性、完整性或有效性，无论是美国政府或其任何机构，还是其任何雇员都不作任何明示或暗示保证，或承担任何法律责任或责任，或表示其使用不会侵犯私人拥有的权利。本文提及的商品名、商标、制造商的任何特定商品、过程或服务或其他项目不一定构成或暗示由美国政府或其任何机构背书、推荐或赞成。本文作者的观点和意见不一定陈述或反映美国政府或其任何机构的观点和意见。

本报告可从国家可再生能源实验室网站
www.nrel.gov/publications 免费获取。

电子版可在 SciTech Connect http:/www.osti.gov/scitech 获取

向美国能源部
及其承包商支付一定加工费用，可以从以下地点获得纸质版：

美国能源部
科学和技术信息办公室
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831-0062
OSTI http://www.osti.gov
电话：865.576.8401
传真：865.576.5728
电子邮件：reports@osti.gov

可向公众出售纸质版，地点：

美国商务部
国家技术信息局
5301 Shawnee Road
Alexandria, VA 22312
NTIS http://www.ntis.gov
电话：800.553.6847 或 703.605.6000
传真：703.605.6900
电子邮件：orders@ntis.gov

封面照片由 Dennis Schroeder 拍摄：（从左至右）NREL 26173、NREL 18302、NREL 19758、NREL 29642、NREL 19795。

国家可再生能源实验室采用含再生材料的纸张印制。

前言

目前，中国每年的可再生能源电力装机量多于世界其他国家。中国的可再生能源发电以可变可再生能源电力为主，尤其是风能和太阳能发电。如何在发电过程中增加可变可再生能源电力的比重，是全世界关心的课题。中国对于此项课题的积极贡献主要体现在两方面：一方面是迅速扩大可再生能源电力的全国性布局，另一方面是认真学习和借鉴其他国家已有的经验。

本报告是阐述美国国家可再生能源实验室（National Renewable Energy Laboratory, NREL)、中国国家可再生能源中心及中国其他主要研究机构，以及丹麦能源署之间技术合作的系列报告的部分项目。这几方的合作主要致力于分享关于高比例可再生能源电网系统的规划、部署和运营方面的经验。此项为期五年的合作获得了英国儿童投资基金会(Children's Investment Fund Foundation, CIFF) 的大力资助。

第一年的核心任务是由专家主导在中国开展一系列工作，分享下述四个关键方面的技术知识和实践经验：

1. 综合能源情景设计与建模
2. 可再生能源友好的电网发展
3. 电力系统灵活性
4. 促进可再生能源分布式发电的发展。

这些工作植根于丹麦能源署和中国国家可再生能源中心专家之间已有的合作，并且使这种合作得以显著扩展。

本报告对于上述第二个主题的参与过程中所讨论的一些问题进行了总结。它侧重于说明美国市场的设计，并描述美国在规划和运营高比例可再生电网系统方面的经验。后续工作中将不断探讨美国经验对中国能源规划提供启示的可行性与操作模式，也要充分利用本报告提供的知识基础。 本报告中所展现的初期合作为实现双方的互相理解建立了良好的开端，并且启发了中国的研究人员开始考虑如何将从其他国家学习的经验转变为符合中国特有的的自然、经济、社会和政治环境下的模式。我们期待着此项合作已经初步获得的成功在未来的四年里得以延续。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

致谢

编者想感谢以下美国国家可再生能源实验室（National Renewable Energy Laboratory）同事进行审阅和提供意见：John Barnett、Kara Clark、Jaquelin Cochran、Jeffrey Logan、Patricia Statwick 和 Ravi Vora。此外，编者还想感谢中国国家可再生能源中心的陶冶和上海交通大学的冯东涵的审阅。这项工作是中国电网低碳未来计划的一部分，由儿童投资基金会 (Children's Investment Fund Foundation) 资助。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

缩略词

CAISO	California Independent System Operator 加州独立系统运营商
CHP	combined heat and power 热电联供
DC	direct current 直流
DOE	U.S. Department of Energy 美国能源部
EHV	extra-high voltage 超高压
EIM	energy imbalance market 能源不平衡市场
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas 德州电力可靠性委员会
FERC	Federal Energy Regulatory Commission 联邦能源管理委员会
GW	gigawatt 千兆瓦
ISO	independent system operator 独立系统运营商
km	kilometer 千米
kV	kilovolt 千伏
LMP	locational marginal price 节点边际电价
MISO	Midcontinent Independent System Operator 中西部独立系统运营商
NERC	North American Electric Reliability Corporation 北美电力可靠性公司
NREL	National Renewable Energy Laboratory 国家可再生能源实验室
NWP	numerical weather prediction 数值气象预测
NYISO	New York Independent System Operator 纽约独立系统运营商
PJM	PJM Interconnection 宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连
PSCo	Public Service Company of Colorado 科罗拉多州公共服务公司
REZ	renewable energy zone 可再生能源区
RTO	regional transmission organization 区域输电组织
SPP	Southwest Power Pool 西南电力库
UHV	ultra-high voltage 特高压
VG	variable generation 波动性能源发电

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

目录

1 简介 1
2 三种美国市场模式 4
2.1 电力公司垂直垄断模式 7
2.2 区域输电组织模式 9
2.3 区域电力市场： 介于两者之间的试验 12
3 可再生能源友好的电网策略 15
3.1 常规火力发电的资本成本回收 15
3.2 预测、计划和调度 18
3.2.1 建立风能或太阳能预测 20
3.2.2 太阳能预测 22
3.2.3 波动性能源发电预测的准确性 23
3.3 辅助服务和系统灵活性 24
3.3.1 CAISO 灵活性爬坡约束 28
3.3.2 MISO 29
3.3.3 ERCOT 未来潜在的辅助服务 30
3.3.4 PSCo（Xcel Energy 下属子公司） 30
3.4 电网规划 31
3.5 输电网接入和可再生能源区 35
3.6 可再生能源限电 37
4 结论 40
参考资料 42
附录：成本效益分析 53

图目录

图 1. 美国区域输电组织和垄断电力公司（非阴影区）的覆盖范围 7
图 2. 西部能源不平衡市场的覆盖范围 9
图 3. 设定市场出清价格 10
图 4. 输电拥塞导致的节点边际价格分离 11
图 5. 2010 之前的德克萨斯州区域市场 13
图 6. 德克萨斯州当前节点市场 13
图 7. 垄断电力公司市场中的资本成本、可变成本 16
图 8. 短期预测平均绝对误差示例，阿尔伯塔电力系统运营商（2012 年 8 月） 22
图 9. ERCOT 中的风能可再生能源区，拥有将风电连接至网络负荷点的 345 千伏线路 37
图 10. 美国西部可再生能源区，拥有将怀俄明州风电连接至加州负荷点的拟议 500 千伏直流线路 37

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

表目录

表 1. 两个美国电网运营模式中与可再生能源相关的特性 6
表 2. 美国常用的辅助服务类型 27
表 A-1. 怀俄明州–加州超高压线路建模要素的成本和收益.....55

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

1 简介

中国的可再生能源行业正在迅猛发展。截至 2015 年 2 月，中国国家并网风能发电总量超过 100 GW，与五年前相比，增幅超过 13 倍。其中 21 千兆瓦产能位于内蒙古，近 11 千兆瓦位于相邻的甘肃省（中国新闻网，2015）。

对风电行业的迅速发展和并网方面的研究正在不断增加，并逐步得出以下结论：进一步成功的扩建和能源贡献将有赖于对若干电网相关问题的妥善处理：如传输接入、运行灵活性、电力市场设计、省际交易以及可再生能源和电网发展的一致规划（Luo 等，2012；Zhao 等，2012）。 弃风是电网现有的问题之一，2014 年风电弃风率达约 12%（Xiao，2015）；。2015 年上半年，整体弃风率增加到 15%，其中吉林省超过 43%，甘肃省超过 31%，新疆超过 28.8%，内蒙古西部超过 20%（NEA，2015）。

弃风的主要原因是资源区（如内蒙古）到东部负荷中心的输电能力不足。系统灵活性的缺乏使问题加剧。缺乏灵活性的原因之一是政府职能部门优先考虑热电联合机组的运行，以使当地居民的供暖在漫长的冬季得以保证（中国循环经济协会可再生能源专业委员会，2015）， 由此经常导致火电机组取代风力发电的现象。 同时，冬季供暖需求降低了热电联合机组下调的能力，使得可再生能源发电并网更为困难（Zhao 等，2012）。

不仅如此，中国还缺乏组织有序、交易活跃的电力市场（RAP，2014）。年度省际间电力传输量由相关的地方政府决定。燃料价格也属政府监管的范围，且变化非常缓慢。中国的燃煤发电厂的固定电价是以每兆瓦时为基础进行设定的。 这种固定电价体制保证了发电厂一年内须运行的最低小时数，但同时也造成了“最低成本的系统调度”与“发电厂经济效益健全”这二者之间的潜在冲突。 实质上，机组发电组合并不是根据经济价值而制定，而是按照国家、地区、省、县、市级的逐层方式订立年、月和周计划。传统的管理发用电计划的重点是在年度合同发电量的基础上进行稳定提升，之后从行政角度将总计划向相关的发电厂进行摊派（Shi 等，2014）。目前在中国，辅助服务无论是在种类上还是在发电机组的收费上都非常有限。

2007 年出台的措施开启了中国走向“节能发电调度”的道路。若干项研究活动已经检测了优化机组发电组合和经济调度的使用情况（Sun 等，2014；Xia 等，2013；Li 等，

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

2012），以及定价机制的设计（Zhang 和 Sun，2013；Liu 等，2014；Pan 和 Xie，2006；Wang 和 Zhou，2007）。2015 年初，中国开始了新一轮的电力体制改革，藉此增强辅助服务、直接售购电和需求侧管理等市场机制的运用（国务院办公厅，2015；国家发改委，2015）。

本报告旨在简要总结美国在“可再生能源友好”电网管理方面的经验，尤其是那些适用于可中国的经验。本报告主要关注的是公用事业规模的可再生能源，而关于分布式发电相关的问题将另行论述。[1]

“可再生能源友好”指以最有效的方式实现风能、太阳能和其他可再生资源的技术特点的兼容。这些特点与常规火力发电有诸多不同。疏于考虑这些差异的规则和程序可能造成可再生能源新投资的市场壁垒, 或者会导致客户最终背负不必要的运营成本。大多数情况下，这类改革初期所付出的代价小于最终创造的成本节约和环境保护等方面的收益。

美国有两个互不相同且基本上相互独立的电网模式：区域输电组织 (regional transmission organization, RTO) 模式和电力公司（也可称为公用事业公司) 垂直一体化模式。本报告首先对这两个市场模式的主要特点进行描述和对比。 在这两种模式下，高比例可再生资源的使用给电网运营带来的挑战是类似的。某些解决方案之间可能存在一定差异，在不同的市场模式背景下对比这些解决方案将有助于确定哪些解决方案最适合中国市场改革的方向。

在此之后，报告重点介绍一些与美国公用事业规模可再生能源并网相关的关键问题，包括：

- 常规发电的资本回收：回收不足的风险如何影响可再生能源部署和解决方案制定
- 可再生资源预测在电网运营中的应用
- 当可再生能源在资源组合中占据的比重增加时，对于辅助服务的管理有哪些需求
- 电网规划和可再生能源区的使用

[1] 分布式可再生能源在此 CIFF 系列的关联报告 “Historical and Current U.S. Strategies for Boosting Distributed Generation” 中进行了讨论（国家可再生能源实验室报告 NREL/TP-6A20-68483）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

- 哪些因素可以减轻电网运行所造成的可再生能源限电现象。

中国电力行业的改革从中国特色出发，并将形成具有中国特色的解决方案。 美国一些地区的电网运作涉及高比例的可再生资源。本报告秉承的前提是：高度多样化的美国实践经验值得中国充分借鉴。 本报告末尾所做的总体评论涵盖相关的美国经验和已证明大有裨益的工具，及其对中国电力行业改革的潜在意义。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

2 三种美国市场模式

许多美国的电力公司以垂直垄断方式运营。联邦机构监管州际商业事宜；州政府和地方当局监管零售电力服务和设施选址问题。这种模式一直沿用至上世纪九十年代末。必须经州级和联邦监管部门批准的电力公司决策包括：终端用户收费标准、电力公司享有的边际收益、新发电机和输电线路的建设、购电协议和燃料合同的拟定，以及使用征用权获得通行权。[2] 在政府审批下，垂直垄断的电力公司涉足了其业务区域内涵盖电力生产、配送和销售的各个方面，包括第三方电力采购。

上世纪九十年代末，一些电力公司开始进行联合运营，最终成为区域输电组织。 电力生产和输电系统的控制权（而并非资产持有权）转移到了独立系统运营商手中；该系统运营商拥有独立的管理结构和完善的利益相关者管理流程。各个区域输电组织制定了一套统一的运行协议、输电电价和市场规则，以此替代了所参与组织的电网公司的单独收费机制。这个新模式中最重要的变化是电网运营转变为开放式接入，从而为非公用事业公司的发电机与公用事业发电公司的发电机在成本优化方面的竞争创造了可能。该模式所形成的转变旨在降低运营成本和提高可靠性。

表 1 对比了区域输电组织和垄断电力公司模式在与可再生能源发展有特定关联方面的差异。图 1 中阴影部分表示美国由区域输电组织提供服务的地区，非阴影部分表示电力公司垂直垄断模式的服务地区。

表 1 中对于区域输电组织特性的描述体现了重组市场的高度竞争性。然而，在实践中，各个区域输电组织在批发和零售层面可供给客户进行商业化选择的程度有所不同 (Treadway 2014)。 加州三大公用事业在加州独立系统运营商（California Independent System Operator, CAISO) 区域中仍占主导地位， 为输电组织区域内超过四分之三的客户提供电力服务。 CAISO 在商业化购电选择方面的排名较低。 因此 CAISO 介于表 1 中

[2] 征用权是指州或国家政府征收私人财产用于公共用途的权力。 美国宪法第五修正案规定政府应向财产所有人提供合理的补偿 (Cornell University 2015)。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

所对比的两个模式之间。与加州相反，德克萨斯州呈现出高度的竞争：该州将原有的电力公司拆分为独立的公司，分别提供发电、零售服务和输电/配电，且只有最后一项功能须遵循政府制定的服务成本监管制度。3 今天，所有的发电厂，包括继承原有电力公司的发电厂，均被视为德州电力可靠性委员会 (Electricity Reliability Council of Texas, ERCOT) 运营范围内的非电力公司发电方。因此，表 1 中所示的两种模式代表美国电力市场运作方式的两个极端。

[3] 在服务成本管制下，监管机构确定收入要求，该收入要求反映了电力公司回收其成本并获得合理回报应收取的费用总金额。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

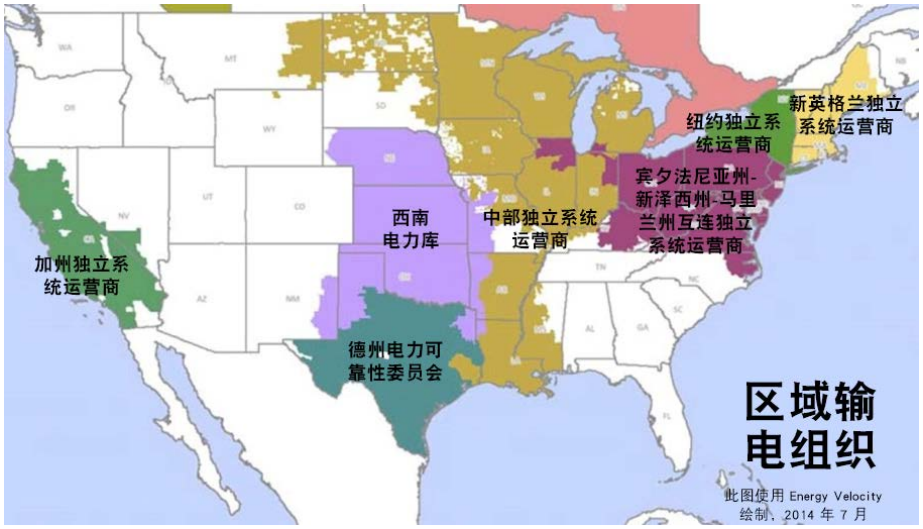
表 **1.** 两个美国电网运营模式中与可再生能源相关的特性

电力公司垂直垄断模式	经具有竞争性的区域输电组织重组市场
被垄断的零售客户群：电力公司是唯一的服务供应商	零售客户可以从若干有竞争力的零售电力供应商中选择
电力公司有其自己的发电厂，而且是非电力公司电力的唯一购买方	所有发电都为非公用事业电力；零售电力供应商是批发电力的购买方；区域输电组织不持有发电厂
电力公司有发电配额标准以及适用于所有客户的可再生能源/常规发电组合	任何零售服务供应商的可再生能源供应配额均可能在 0 到 100% 之间
所有的客户费率由监管机构决定（州立或地方机构，具体取决于特许经营授权当局）	零售电价由各服务供应商设定，同时受到政府针对反竞争行为的监督。输电和配电价格仍然受政府监管
电力公司发电的资本成本通过监管费率从被垄断的客户群中回收；财务风险较小	非电力公司发电机组从超边际收益中回收资本成本[b]，有时通过远期容量市场款项予以补充；投资决策中会考量风险
电力公司与可再生能源供应商签订的合同必须由监管机构批准	零售服务供应商与可再生能源供应商签订的合同无需政府批准
电力公司运营其自己的网络	电力公司将网络运营交给独立系统运营商
电力公司决定发用电计划和调度	独立系统运营商在最低成本基础上进行发电调度（安全约束下的经济调度）
电力公司利用其自己的资源管理可再生能源并网，并通过零售电价回收其成本[a]	独立系统运营商针对可再生能源并网的管理结合了市场化机制与合同机制；大部分成本向社会摊派
如果政府有可再生能源要求（规定可再生能源供电的最低比例），则合规责任由电力公司承担	如果政府有可再生能源要求（规定可再生能源供电的最低比例），则合规责任由各零售服务供应商承担

[a] 近期，一些电力公司直接对波动性能源发电机征收单独的并网费用。

[b] 超边际收益的定义和解释如下文第 12 页所述。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。



用于负荷的能源，2014 年（GW，仅美国）

区域输电组织	非区域输电组织
2,408	1,402

图 1. 美国区域输电组织和垄断电力公司（非阴影区）的覆盖范围

来源： FERC，2015；EIA，2015a

2.1 □力公司垂直□断模式

区域输电组织之外的大多数美国电力公司从非公用事业开发商（独立电力生产商）购买风电和太阳能电力；它们很少自己建立可再生能源项目。因此，一个潜在的可再生能源项目常面临的是仅有一个潜在买家的市场；超过三分之二的美国风电容量只可售电于一家垄断电力公司（美国能源部，2015a）。发展机会取决于电力公司购买额外可再生能源电力的需求和意愿。影响电力公司需求的三个重要因素为： (a) 州政府对可再生能源采购的要求；(b) 电力公司管理波动性可再生资源纳入电网的能力；以及 (c) 电力公司缓解常规发电燃料（尤其是天然气）价格波动性的能力。 电力公司发出可再生能源项目征求建议书的频率直接影响到该市场的增长速度 。美国国家环境保护局于 2015 年 8 月发布的清洁能源计划 （Clean Power Plan) 是潜在的第四个因素。清洁能源计划要求至 2022 年，发电厂将二氧化碳排放量从 2005 年水平降低 20%，至 2030 年降低 32%（EPA，2015）。众多遵从清洁能源计划规定所设计的策略包括了风能和太阳能发电。

垄断电力公司通常根据其对次日的预测需求，自行安排资源计划。当然，公司以成本最低化作为调度目标还需要权衡其他因素，例如对其他方履行输电承诺以及与非电力公司发电

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

者签订的购电协议条款。尽管电力公司一般会在经济激励下尽量保持最低的调度成本，但是相关的发用电计划和调度不需要通过电脑进行优化计算。而是通常使用该电力公司的自有储备来保持需求、发电量和与周边电力公司调换电量的实时平衡。

研究和运营经验表明， 覆盖面积大、地域多样化的主干电力系统有利于波动性可再生资源（如风能和太阳能）的管理 ，并可降低并网成本（Cochran 等，2012；Bird 等，2012；通用电器能源集团，2010；Holttinen 等，2009）。单一的电力公司电力系统通常缺乏这样的多样性，但一些美国电力公司通过与周边地区协调有效地增加了其地理多样性。

增加地理多样性的解决方案之一，是在能源服务有限的条件下汇集一个较大区域内的发电和负荷。例如，美国西部四个电力公司正在与 CAISO 合作建立一个共同的实时能源不平衡市场 (energy imbalance market, EIM)，如图 2 所示。与完备的区域输电组织不同，能源不平衡市场的功能限于解决较大地理范围内发电量和负荷之间的 “五分钟失衡”。地理多样性的增加实现了三方面的效益： 结合各电力公司的失衡组合而产出的经失衡往往相对较小；可利用的平衡资源库更加丰富； 太阳能和风能的结合可以减少波动性 （CAISO，2015）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

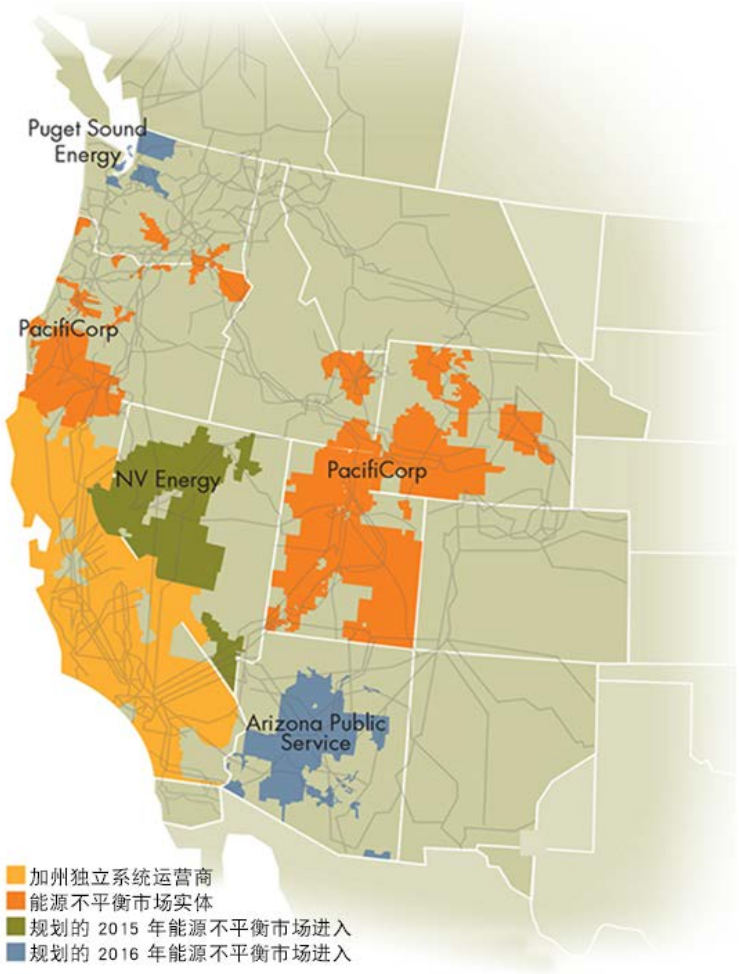


图 2. 西部能源不平衡市场的覆盖范围

来源： Puget Sound Energy 2015

2.2 区域输电组织模式

区域输电组织运行模式的特点主要呈现于两方面：一是通过全系统范围内的竞价机制确定哪些机组会最终被调度以满足符合，二是利用节点边际价格[4]设定负荷服务实体支付给发电商的款项。这两个特点为可再生能源带来了在垂直垄断结构中从未有过的机遇与挑战。

[4] 节点边际价格表示根据供应报价和需求竞标在电网特定位置供应下一个增量的电力需求的边际成本。节点边际价格最大程度地降低了能源成本、输电拥塞成本（若有）和输电损耗成本（若有）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

电力竞价有两种。“日前竞价”针对第二天中的每个运行小时进行，并提供主要调度顺序。实时市场通常每 5 至 15 分钟运作，主要用于消除实时负荷与根据日前竞价结果调度的发电量之间的失衡。辅助服务的容量竞价与日前电力市场一起运行。

发电公司通过提交其机组每小时可供调度的报价参与竞价。报价曲线中的每个数据点表示 (a) 一个价格，以及 (b) 发电机组以该价格提供的电量。在竞争激烈的环境中，每个价格点即代表机组的发电边际成本。对于火电机组，边际成本主要包括燃料成本（根据每日市场情况有所不同）、机组的热效率以及可变的运维成本。

市场出清价格代表了全系统范围内发电的边际成本。如图 3 所示，这是区域输电组织可以获得足够能源来满足所有市场需求的最低统一价格。换个方法说，它是需求增加一兆瓦时将招致的额外系统成本。

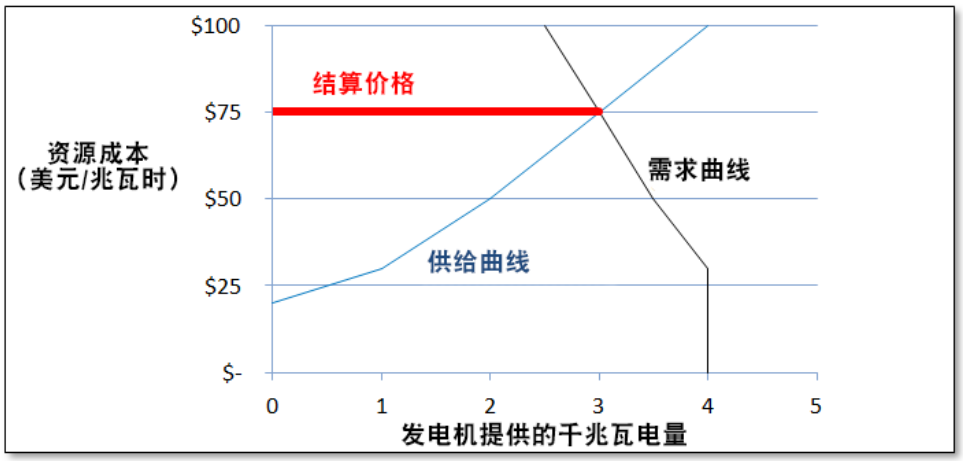


图 3. 设定市场出清价格

来源：ERCOT 节点边际价格等值线图示例 (2015)。红色点表示计算节点边际价格的节点位置。

所有被调度用于一个运行间隔的能源供应均获得市场出清价格。除了市场出清的那一项报价，出清价格与发电机组边际成本之间的差异等于利润扣除固定成本（包括资本成本）后的净收入。

当网络阻塞出现时，市场出清价格分解成不同的节点边际价格（即边际价格因位置不同而变），如图 4 所示。高使用率线路的安全约束限制了成本较低机组的使用，并要求更多

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

地使用在满足负荷时不受输电约束且成本较高的机组。 系统上每个节点对边际系统成本（即增加一兆瓦需求的系统成本）都有独特的影响，并反映在每个节点边际价格中。

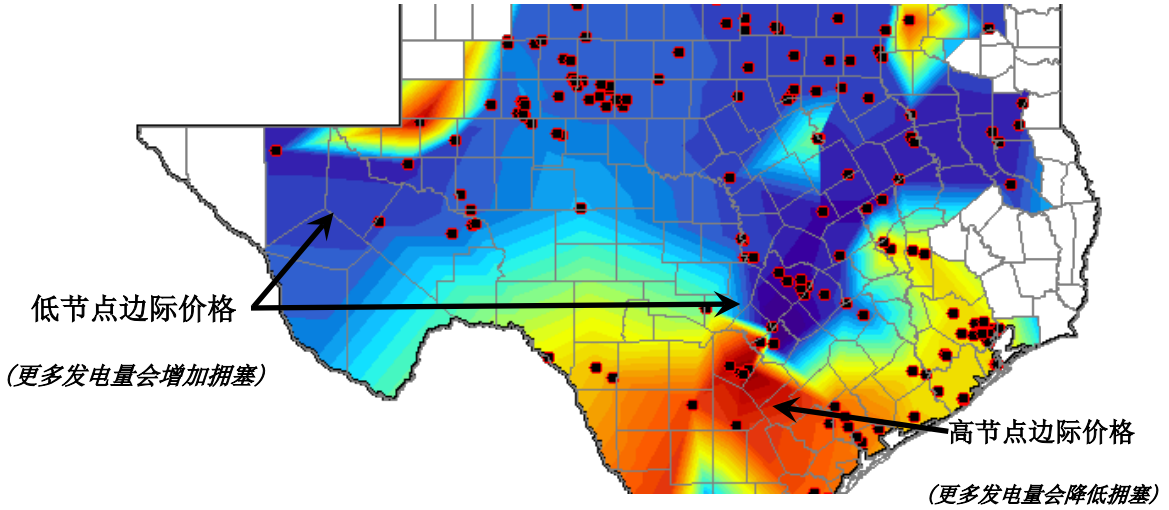


图 4. 输电拥塞导致的节点边际价格分离

在大多数情况下，风力和太阳能发电机组提供的报价为零。这种做法被称为“受价”，意思是可再生能源发电机组只要在竞价时被调度，就会接受任何市场出清价格。由于风能和太阳能没有燃料成本，且边际成本几乎为零，对于这些发电方来说，“受价”是一项低风险的战略。

将节点边际价格用作引导、鼓励和处罚发电机组行为的价格信号与公共事业公司垂直垄断模式决策机制形成了对比。然而，节点边际价格（实际上包括区域输电组织模式本身）仅在某些先决条件都执行到位时才有效。最重要的先决条件包括：

- 开放试输电网系统：在该系统中，所有合格的市场参与者应得到公平对待
- 缺乏市场支配力： 没有任何市场参与者可控制价格或阻止其他各方进入市场
- 市场透明化： 市场参与者不允许获得任何可能导致不公平优势的电网内部信息
- 成本响应市场: 市场参与者可以根据其真实边际成本变化及时调整行为（即成本直接由供需决定，而不是以行政方式设定）
- 公开的利益相关者程序： 用于制定市场规则和仲裁市场参与者之间的纠纷。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

政府在区域输电组织市场中的角色因为这些新要求而发生改变。在这种模式中，监管机构不设定电价。[5] 它们的工作重点在于确保市场能够以充分竞争、开放和透明的形式运行，以产生公正合理的价格。虽然它们可能对市场机制进行审批，例如鼓励竞争和非歧视原则的新发电量的远期容量市场机制，但他们不会保证任何发电机组的特定需求。监管部门提供重要的市场管辖职能，包括执法和惩罚犯规者以防止市场操纵，并审查市场协议以确保公平竞争。

至于美国的哪种模式（区域输电组织或垂直垄断电力公司）对中国的电力市场改革最为适用，这个问题超出了本报告的范围和目的。中国是否应该在国家和省层面建立一个类似于区域输电组织，包括各个方面系统运行的市场，则属于一项超出可再生能源范畴的临界决策。问题的关键是，美国的一些可再生能源友好电网实践仅在区域输电组织的背景下有效。如果这是改革的方向，那么本节所描述的做法即可适用。否则，电力公司垂直垄断模式有可能更合适。

在美国两种电力市场建设模式中，无论节点边际价格是否存在，市场都趋向于更频繁的发用电计划、更大的控制区域以及其他转变，以帮助可再生能源扩展并降低整体电网运行成本。在区域输电组织模式中，实现这些可再生能源友好改进的具体机制往往紧密依赖于阻塞管理、调度和对整个市场运行至关重要的其他功能。

2.3 区域电力市场：介于两者之间的试验

区域市场在运营模式上介于节点区域输电组织市场和常规电力公司垂直垄断模式之间。一个区域的覆盖面积类似于一个大的垄断电力公司的输电服务领域（或中国省级电网管理局），该区域内的负荷点和发电机组可以一同管理。例如，ERCOT 在 2010 年全面实施节点市场之前，作为一个区域市场运作；图 5 和图 6 说明了本节中所述的差异。

[5] 受管制的垂直垄断模式确实允许协商购买某些电力。不受管制的第三方发电机组可以要约以并非由监管机构直接设定的价格，向公用事业公司出售电力。然而，监管机构最终审查购电协议，以确定成本是否合理，如果合理，则还要确定该公用事业公司是否可以通过其零售价收回成本。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

区域市场中电力公司、发电机组和负荷服务实体设定各自的日前发用电计划，但要求提交给市场运营商的每个计划都要反映预测的负荷和承诺的发电量之间的平衡。 发电量和负荷之间的实时失衡通过平衡电力竞价，以最低的代价得以解决。相比而言，节点区域输电组织市场中日前计划和实时平衡都要通过竞价来确定。

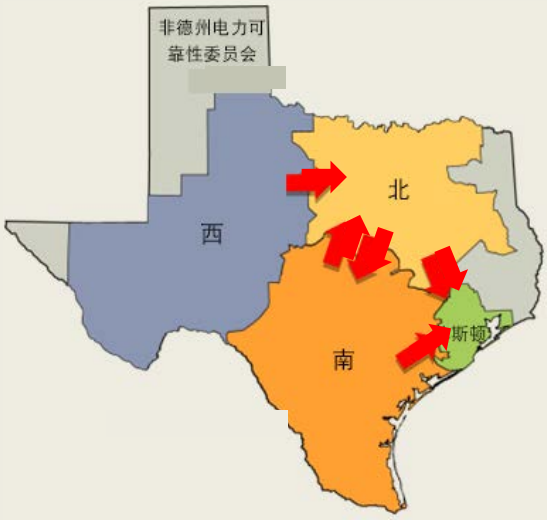


图 5. 2010 之前的德克萨斯州区域市场

来源：ERCOT (2015)。

（箭头表示区域间主要潮流关口；西部和南部地区之间没有关口）

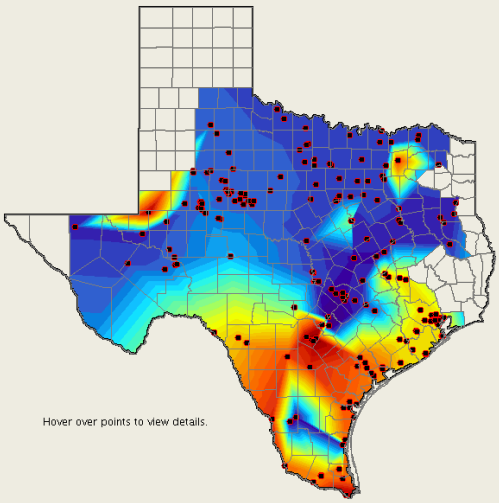


图 6. 德克萨斯州当前节点市场

来源：ERCOT 节点边际价格等值线图示例 (2015)。

（典型市场区间；蓝色表示最低价格区域，红色表示最高价格区域）

电力跨过潮流关口（可作为单一接口监视和管理的两个区域之间输电要素的组合）在各区域之间移动。只要一个区域到另一个区域的潮流关口不拥塞，负荷和发电量的平衡就可像在同一个市场内那样运作。如果潮流关口阻塞，则区域级市场互相分割，每个区域都按照其自己的市场出清价格平衡电力。区域内阻塞通过运营商规定的限电和调度解决，并以区域市场出清价格付款。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

在区域市场内管理阻塞可导致高比例的波动性可再生能源限电。在德克萨斯州，风电发展的第一阶段发生在西部地区，当时 ERCOT 在该地区按照区域市场模式运作。 西部和北部地区之间的阻塞往往会压低西部的市场出清价格。该区域内的阻塞按运营商规定的限电量施以人工控制。整个区域仅存在单一价格信号，而且缺乏向低阻塞地点导入新开发电量所必须的明确性（Fink，2009；EIA，2014）。

今天，ERCOT（以及曾采用区域模式的其他美国市场）作为一个节点市场运行，市场中位置特定的节点边际价格的价格信号可将新开发电量引导至低阻塞位置。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

3 可再生能源友好的电网策略

3.1 常规火力发电的资本成本回收

结构重组一旦威胁到发电机组固定资本成本的可回收性，则可能导致市场扭曲，如产生搁浅资产、削弱新投资的积极性，以及助长市场操纵的不良动机。这些问题不影响可变运营成本（如燃料），也不影响折旧完毕、付清全款的发电机组。[6]

批发电力市场的设计可能造成资本成本无法回收的风险，这可能会对大规模的可再生能源部署造成影响。如何公平、有效地分担这种财务风险，是市场改革的重要考虑因素。例如，如果系统的调度基于发电机组的报价，且补偿主要是（或完全是）以调度为基础，那么有着高昂成本的现存传统发电机组一旦在调度计划中的位置则被低报价的新型发电机组所取代（因为新资源没有边际成本或获得了生产激励)，则有可能岌岌可危。市场改革需要协调社会义务，使得传统发电机组的存续与社会整体经济效率和清洁能源的扩张使用等目标相一致。行政管理部门如果只是一味地决定保持传统机组的运行，哪怕是价格低廉的，情况下，也很可能因此降低新型可再生能源在能源配比中发挥效应的空间。

此外，为了实现更高比例的可再生能源使用往往需要额外的灵活性发电量，但只有在业主期待回收资本成本的情况下，才可能选择建设这些灵活性发电机组。例如，2013 和 2014 年美国快速爬坡的天然气燃烧涡轮机以低于 5% 的年平均发电利用率运行（EIA，2015b；EIA，2013）。仅靠电力销售可能无法提供足够的收入来确保回收资本成本。

美国电网的两种运行模式——经典的电力公司垂直垄断和区域输电组织，以不同的方式解决了资金回收不充分的风险。在电力公司垂直垄断模式中，资本成本从可变成本中剥离出来，然后在所有客户中间进行分摊。这确保了任何机组无论实际运行多长时间，所有发电投资的资本成本都可全面回收。图 7 说明了决定被监管的电力公司在设定客户费率时所考虑的主要因素。

[6] 全部折旧完毕的发电机组可以继续有效运行。让折旧完毕的发电机组过早退出虽然可能会有其他经济后果，但这不涉及搁浅资本成本。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

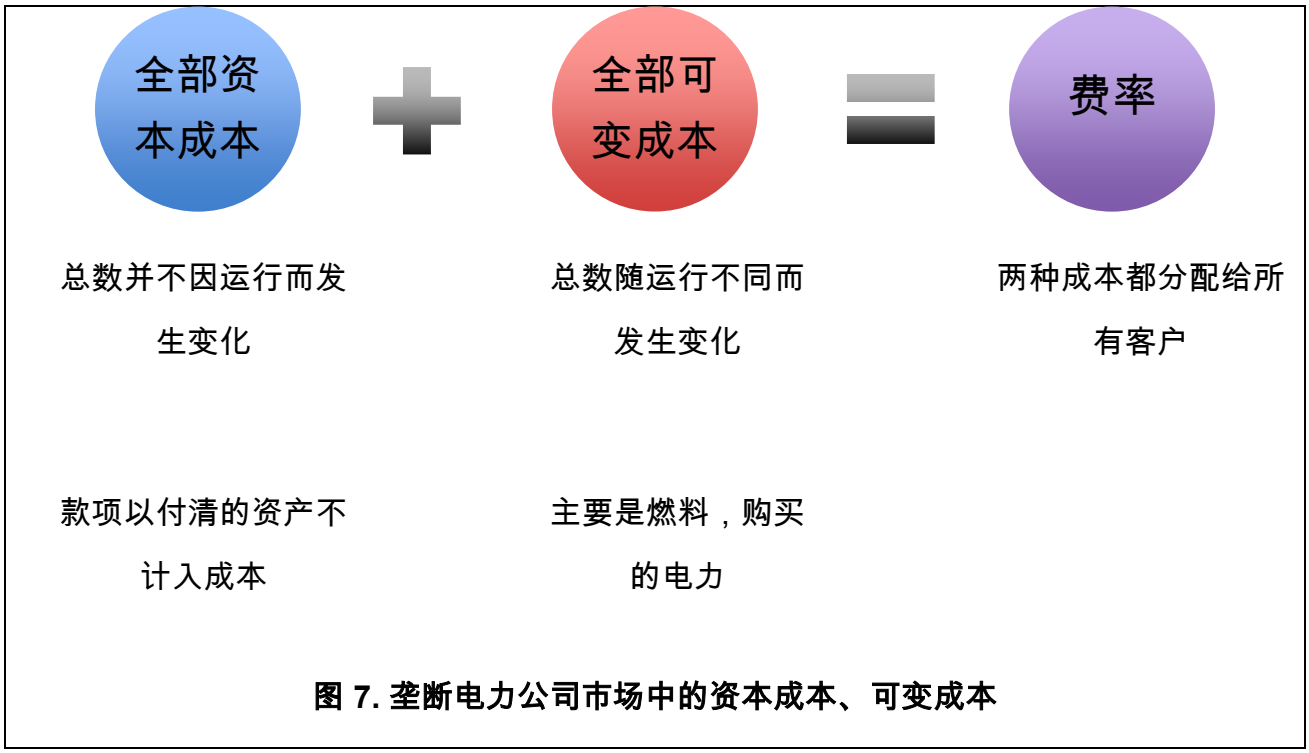


图 7. 垄断电力公司市场中的资本成本、可变成本

例如，如果用更多的可再生能源发电意味着煤炭发电机组运行更少，那么煤炭发电机组的资本成本仍将从最终使用客户收取的费用实现回收，哪怕它的实际发电量降为零，。这种方法也保证了仅在高峰供电或快速爬坡需要时调度的新灵活备用的资本成本回收。

内华达州针对与煤炭发电机组降低相关的搁浅成本颁布了法律法规（内华达州修订法规，2013），意在达到更广泛的政策目标：增加使用可再生能源和天然气发电，同时保障电力公司的财务可行性。

区域输电组织模式对于新发电量投资者来说风险更大。在区域输电组织结构中，新常规发电的资本成本回收从未得到保证。由于容量市场、双边合同或其他收入来源的缺失，节点边际价格是区域输电组织中大部分发电机组付款的基础，但节点边际价格的定义是满足按负荷计的最后增量的电力需求对于最后一个发电机所接受的价格。[7] 资本成本并非节点边际价格的一部分，至少是不直接构成节点边际价格。

[7] 在一些区域输电组织市场中，零售电力供应商将通过双边合同从特定电力生产商购买电力。这些交易通常涉及一些机制，这些机制用于协调双边合同价格与市场结算的节点边际价格之间的差异。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

超边际收益是发电机组获得付款的节点边际价格与机组的实际边际成本之间的差值。它是经营利润，理论上可以覆盖资本支出和其他固定成本。在一个简单的不阻塞且市场出清价格统一的市场中，提供市场结算报价的发电机组没有超边际收益。对于该机组，其边际成本等于节点边际价格。其他所有选中的机组的边际成本较低，超边际收益较高。 这意味着，为了增加新发电量，开发商必须坚信能源的超边际收益会大到足以收回新机组的资本成本。否则，新增投资将过于冒险。

通过辅助服务的单独竞价，可以获得一些额外容量相关的付款。这些竞价为特定辅助服务备用持有的每兆瓦容量提供款项。在能源竞价中，容量的市场出清价格规定了备用用于辅助服务的所有发电机组的费用。不管该服务实际部署了多少机组部署，均可获得容量款项。如果部署，机组也按照当时每兆瓦时的节点边际价格获得能源付款。对于可能独立于电力市场定价的燃气涡轮机和其他机组，这些辅助服务市场可提供额外的收益源，减少了搁浅成本的风险。

要求垄断电力公司以及区域输电组织规划的备用余量按每年峰值负荷和预计在高峰时段可用的发电容量进行衡量。 儿童投资基金会 (Children's Investment Fund Foundation, CIFF) 研究 Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration 中描述了与规划备用余量相关的其他指标（Milligan 等，2015）。备用余量太小则意味着系统容易受到可靠性问题的影响因为总资源量无法满足电力需求。

对于区域输电组织之外的垄断电力公司，确保充足备用的方法是向监管机构证明新的发电机组的需求且新发电机组的获取计划的高度审慎。然后，批准的成本将被添加到电力公司的费率机制中，保证资金成本回收。

在区域输电组织中保证充足的备用更为复杂， 因为区域输电组织禁止独立系统运营商拥有任何发电，即使是为确保可靠性也不例外 。因此，区域输电组织必须依靠市场机制和其产生的价格信号为新产能投资提供足够的经济激励。区域输电组织一般使用下述两种方法之一：

- *含能源价格限制的远期容量市场*。这提供了独立于发电机组节点边际价格款项的额外收益源。这种方法根据每兆瓦容量付款，具体价格通过竞价决定。对在电力不足

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

的情况下，节点边际价格可以上升的幅度也存在局限。（有关宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连 (PJM-Interconnection， PJM) 容量市场如何运作的详细信息，请参见 PJM [2015]。）

- *单一能量市场*。使用这种方法时，节点边际价格可能非常高，但没有提供补充的远期容量款项。它假定：(a) 当利润率变小时，节点边际价格出现飙升的频率更高，且 (b) 这些周期性价格波动将提供足够的收入，以鼓励新的投资。

关键的问题是，这两种方法都由区域输电组织的运行方式决定。离开区域输电组织的背景，两种方法都不适用。两种方法都是间接的，都假定只要价格信号是正确，市场将在未来合适的时间提供最具成本效益的解决方案。如节点边际价格和其他市场出清价格未能提供真实的价格信号，这两种方法都有可能无法成功地刺激新的投资。

可再生能源友好的电网应将发用电计划和调度决策与成本回收的能力分离开来。区域输电组织和垄断电力公司应根据市场运作的方式以不同的方法来达成这个结果。

3.2 预测、计划和调度

波动性能源发电的预测（主要包括风能和太阳能）是有效并网的关键[8]。 波动性能源发电预测有多种用途。它允许区域输电组织和电力公司维持较少的运行备用（即随时准备用来处理突发事件的发电量或需求），比用其他方式所需要的运行备用少。它也有助于电网运营商预期波动性能源发电产量发生的中等到显著的，无论是上升还是下降的变化（NERC，2010）。波动性能源发电预测还可帮助电网运营商更有效地计划和调度发电厂，避免了因调配太多或太少常规发电厂所造成的成本和影响；这些益处包括减少空气污染物的排放、提高发电厂效率、降低燃料成本及降低运营和维护费用。对于机组组合和计划过程（日前或更早），波动性能源发电预测可以提供信息以进行与水库、天然气购买和管理输电阻塞相关的选择（Bird 等，2012）。

[8] 本节的内容更多地侧重风能预测而非太阳能预测，这是因为进行风能预测的历史更长。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

电网运营商之外的市场参与者经常购买或建立自己的波动性能源发电预测。风能和太阳能公司使用波动性能源发电预测来预计低产能和高产能周期，并规划其设备维护时间。能源贸易商和其他批发市场参与者利用波动性能源发电预测协助日前电力市场价格预测。金融交易商利用波动性能源发电预测来将日前市场和实时市场之间的价格差异资本化。对于拟议的风能和太阳能项目，也经常需要波动性能源发电预测来获取项目融资。

波动性能源发电预测有若干种类。 最常见的类型包括：

- *天气态势感知预测*提供恶劣天气警报。风暴会导致波动性能源发电输出快速变化。
- *日前预测*提供未来几天每小时的的电力值电力生产估值，通常每 6 到至 8 小时更新一次。机组组合过程通常涉及到日前预测，主要用于帮助电网运营商决定 第二天将使用的发电机组。火电机组的启动不仅会产生成本， 也可能需要较长的启动时间；预测有助于避免不必要的起停。
- *日内预测*通常提供未来数小时的电力生产估值（通常提前 4 至 8 小时）。此预测的更新率为至少每小时 一次，而且往往更为频繁，如每 10 分钟更新一次。日内预测是一个受到特别关注的领域，强调的不仅在于其准确性，还在于其预测波动性能源发电爬坡的功能。日内预测也有助于调度具有先进控制能力的波动性能源发电。
- *节点预测*汇集每个节点或输电传送点的波动性能源发电预测（波动性能源发电预测为上文所述的类型）。节点预测通过输电阻塞规划的过程协助电网运营。
- *持续法预测*简单地假设当前输出水平在近期（提前时间在几分钟至一到两个小时之间不等）将保持不变。由于风力发电厂产能的变化缓慢，持续法预测在一小时内往往比较准确，对短期决定非常有用。
- *集合预测*是两个或多个预测结果（采用多个服务商或多种预测方法）的汇总。 完全准确的预测不存在，因此许多波动性能源发电预测用户选择依靠集合预测。 每当可以从多个预测中选取获得经验丰富的判断，而且拥有产能和观测数据记录来指引集合的结果中不同时刻预测的选取，此类预测方法尤其有用（NERC，2010）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

- *爬坡预测*是一项单独的预测，并主要用于风电。 此预测用来衡量发生重大向上或向下爬坡的概率。 ERCOT 有针对风电的单独的爬坡预测。关于单独的爬坡预测的必要性，波动性能源发电预测者之间没有达成一致意见。支持其必要性的预测者认为，在确定爬坡的时间和幅度时，相位误差（即预测的变化发生了，但发生的时间与预测的不一致）很常见（Zavadil 等，2009）。相反的观点提出，频繁更新的小时内与日前预测足以预测爬坡现象 (Ahlstrom 2011)。

3.2.1 建立风能或太阳能预测

波动性能源发电的预测利用各种资源，从观察到的天气数据到数值气象预测模型。数值气象预测模型已经成为六小时和更长时间预测范围的标准 (IEA 2013)。这些大型模型从当前的天气观测开始着手，并利用复杂的物理模型处理这些信息，对未来的天气状况做出预测。 最常用的模型由公共机构运行，列如美国国家海洋和大气管理局 (National Oceanic and Atmospheric Administration)、加拿大气象局 (Meteorological Service of Canada) 和国家大气研究中心 (National Center for Atmospheric Research) 等单位。数值天气预报模型包括世界各地组织收集的全球气象资料（NOAA，2015；Widiss 和 Porter，2014）。

然而，数值天气预报模型有其内在的局限性。该模型只能考虑我们目前所掌握的影响天气的因素，所以重要变量可能会缺失，或分辨率可能不足，或可能是在不适当的地点进行收集。例如，商业风力发电机通常安装在 80 米或更高的位置，然而，大多数气象站位于地面以上 10 米或更低的高度。数值天气预报模型使用的空间分辨率可能无法获取低于 10 千米网格的地形差异（Bird 等；Widiss 和 Porter，2014）。

在中国，大多数风力发电预测系统使用从外国商业公司购买的数值天气预报模型。虽然大气结果经常通过应用基于已知地形特征的调整缩放至较高的分辨率（5 千米 x 5 千米），但大气预报的地理分辨率相对较低（45 千米 x 45 千米）(Yongning 2015)。 然而，国外的模型往往不适合中国特定的天气模式（中国电力科学研究院，2012）。中国气象局将高分辨率数值天气预报模型确定为 2014-2020 年要处理的重点研究项目之一，目标是实现 1–3 千米的分辨率（中国气象局，2014）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

由于这些模型的局限性，电力公司、区域输电组织和波动性能源发电预测者经常会将更多的数据和统计分析纳入数值天气预报模型中。收集当地气象的资料、建立统计模型可用于研究当地地形对于波动性能源发电量的影响。更具体地说，运用统计模型旨在研究一般天气模型和特定站点历史天气条件的数据与波动性能源发电产能之间的关系。然后，可将数值天气预报模型结果和站点特定的历史数据相结合，用来预测波动性能源电力生产量。由于对历史数据的依赖，统计模型用于估计正常天气条件下的输出的效果更好，除非建立的统计模型专门用于不规律情况的预测。（Bird 等，2012；Widiss 和 Porter，2014）。

对于时间很短的预测（接下来的五到十分钟），持续性预测被视为标准（见图 8）。大部区域域输电组织使用两种持久性方法中的一种，将风电包含在日前机组组合和安全约束经济调度中。第一种方法依靠短期（提前 10 分钟或更快）持续性预测（NYISO、ERCOT、SPP）。第二种方法是依靠持续性和预测模型的滚动五分钟预测（MISO、PJM、加拿大安大略省独立电力系统运营商 Independent Electricity System Operator）(Ahlstrom 2015)。然后电网运营商每五分钟对整个系统进行一次调度，包括风电。一些预测可能将第一个两小时之后的数值天气预报值结合起来。例如，NYISO 使用持续性预测，专门用于非常短期的预测，并结合未来八小时的短期预测。对约六小时至六天的较长期预测，主要是依靠数值天气预报预测。六到十天之后，数值天气预报模型不准确，应当使用气候预测（即按季节和一天中某个时间计的长期平均值）（NERC，2010）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

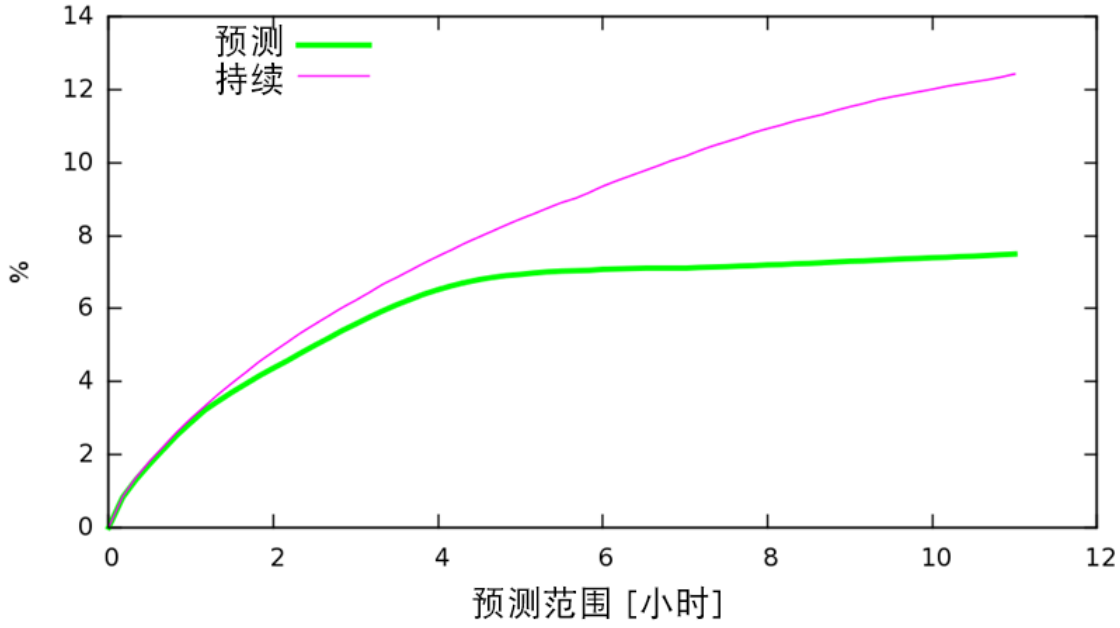


图 8. 短期预测平均绝对误差示例，阿尔伯塔电力系统运营商（2012 年 8 月）

来源： Ahlstrom (2015)。 幻灯片由阿尔伯塔电力系统运营商 Jacques Duchesne 提供。

3.2.2 太阳能预测

大型太阳能开发最近才开始在美国出现。相对于风力发电预测，太阳能发电预测正处于初期发展阶段。 单一光伏电站的短期波动性可能很大，而多个光伏电站则受益于地理的多样性，所以短期波动性相对较小（Mills 和 Wiser，2010）。运营商一般可以预测到太阳能发电波动较大的时段将在一周内什么时间出现。与太阳能相对比，风能在每小时之间和每小时之内的波动性较低，但一周内的情况一般较难预测（Lew 和 Brinkman，2013）。

太阳能发电的产能根据地球接收到的太阳辐射的转化而变，而太阳辐射随着云、水蒸汽和大气颗粒物的变化而变。时前光伏发电预测需要利用统计模型，这些统计模型依靠站点特定的日照数据、站外测量的云和太阳辐射结果的时间序列，以及可能会影响太阳辐射量的水蒸气的卫星图片。日前光伏发电预测利用包含类似数据的物理模型。更长时间段的预测可能需要数值天气预报模型来估计云的形状、大小和移动。

不同时间尺度的太阳能发电预测需要多种预测方法。目前，云以及云移动的测量是短期太阳能预测的基础。此外，位于太阳能发电厂附近的天空成像仪可以协助寻找向所在地点移

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

动的云，并判断其可能对太阳能发电产生的影响。 卫星图像还可以帮助定位和估计云移动的方向和速度（Porter 等，2012）。数值气象预测模型对于数天日照辐射量进行预测是必要的 （NERC，2010）。

3.2.3 波动性能源发电预测的准确性

波动性能源发电预测的准确性对于实施和依靠此预测的实体来说十分重要。 风能开发商需要针对每个项目的准确预测，以用于安排机组维修和预测短期收入。 电网运营商更关心整个系统的聚合效应。波动性能源发电预测也可以用来识别可靠性风险的增加。 在电网压力大的情况下，如低电力需求（最低负荷）时段，小的预测误差的影响比正常运行条件下大的预测误差的影响更为显著（NERC，2010）。

电网运营商的初衷是希望实现持续改进。建立于多年的负荷预测经验，日前负荷预测的误差现在可控制在 1% 至 3% 的范围之内（Bird 等，2012）。波动性能源发电得预测的准确性相对偏低。 因此，一些电力公司和区域输电组织报告反映，虽然波动性能源发电预测有助于确定波动性能源发电产量的趋势和近似时间，但他们在解读时非常谨慎，甚至进行必要的调减，尤其是针对较长的时间范围的情况（Widiss 和 Porter，2014）。

为了提高电力行业的数值天气预报的预测准确性，需要在更高的大气层内高度以及额外的地理多样性的情况下获取测量结果， 同时还需要增加测量和模型运行的频率。在美国，这些尝试预计将需要政府和私营部门的合作及政府的财政支持（Bird 等，2012）。

还有一些其他的方法可以显著提高波动性能源发电的预测准确度。运用更大平衡区和更充分的地理多样性可以减缓风能和太阳能发电量的波动性，并且降低预测结果的净误差。这种风力发电的汇总方式一般可以使预测净误差降低 30%–50%（NERC，2010）。 所谓的“虚拟”平衡区，例如由能源不平衡市场创建的平衡区（如本文前面所描述），可以提供类似的效益（Chase 等，2011）。

日内更短的发用电计划时段和更频繁的预测更新可提高预测准确度； 越接近于调度以满足负荷的预测，误差则越低。这意味着持续预测可以发挥更大作用，因为持续性预测在很短的时段内非常准确。对于十分钟或更短时间内的预测， 持续性风电预测的误差近似于负荷预测误差（NERC，2010）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

3.3 辅助服务和系统灵活性

辅助服务是允许容量和能量从资源传输到负荷，同时保证持续电力服务可靠性所需的服务。在 1997 年联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）Order 888 中，FERC 要求输电供应商提供六种辅助服务，其描述和定义如下文所述（FERC ，1996）：

- *发用电计划、系统控制和调度：*输电运营商在计划和调度其系统上的资源时提供这项服务。
- *无功供应和电压控制*将输电系统电压维持在在规定的范围内，维持交流电设备的磁场，并对输电设施的无功损耗进行补偿。无功功率通常作为基于成本的服务，对外提供 (Open EI[9])。
- *调节和频率响应服务：*调节是通过自动控制信号来调配发电量或需求响应，从而将发电量与负荷快速变化（通常为一小时不到，经常是快至 5 分钟）联系在一起 (Monitoring Analytics 2012)。
- *能源失衡服务*：此服务处理日前计划和实时交付的发电量之间的任何差异以满足负荷。
- *运行备用-同步备用服务*由与电网同步并能快速响应（一般在 10 分钟内）的发电或需求侧资源提供。
- *运行备用-补充备用服务*由未同步到电网，但可以在规定时间内响应（通常规定为 30 分钟内）的发电或需求侧资源提供 (Kirby 2007)。

虽然 FERC 对所有批发市场的辅助服务的要求是一致的，但它们的获得方式却有很大差异。传统的垄断电力公司根据 FERC 批准的费率表获得辅助服务并付费。区域输电组织

[9] 无功电力：http://en.openei.org/wiki/Definition:Reactive_Power。2015 年 8 月 8 日访问。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

的辅助服务大部分从竞争激烈的市场中进行采购。 近期的市场体系改善使得区域输电组织的各种辅助服务采购可以与日前能源采购相得益彰。

高比例波动性能源发电可能在几个方面影响辅助服务市场。例如，将高比例波动性能源发电引入系统可能需要重新评估备用要求——它们的数量、时间、持续时间，甚至包括如何对其进行界定。在一般情况下，随着更多波动性能源发电被并入，备用量可能需要增加（Porter 等， 2012）。辅助服务市场的其他潜在影响包括：

- 通常依靠辅助服务来管理波动性和不确定性。当系统的波动性和不确定性随着波动性能源发电比例的增加而增加时，可能需要更多的辅助服务。增加对辅助服务的要求可能增加需求，因而提升辅助服务的价格。
- 波动性能源发电可能取代同步的频率响应型发电厂。可能需要在市场设计中实施额外的行动或变化，以确保有足够的频率响应可用。
- 如果由于机组组合、输电或爬坡限制约束等因素的综合作用，波动性能源发电的变化性和不确定性导致辅助服务要求无法满足，波动性能源发电就可能会增加电力不足事件的发生率。这可能进而导致单价的飞升。
- 总体波动性和不确定性的增长可导致更大的系统灵活性的需要，转而可能要求辅助服务设计的改变、市场设计的改变和/或引进新型辅助服务。

表 2 包含了北美电力可靠性公司 （North America Electric Reliability Corporation, NERC) 的辅助服务定义，以及负荷跟踪的定义。这些定义略有冗余和偏颇。负荷跟踪并非 NERC 或 FERC 所需的辅助服务；它被定义为发电量和响应负荷在数分钟或数小时内的变化，以解释净负荷（负荷减去风电再减去太阳能）的变化。对于发电，这包括根据短期需求预测、机组组合和调度得出的经济调度命令（NERC，2014）。

其他辅助服务，如“黑启动”，在需要时一次运行数小时，并按成本或优惠费率提供 (Monitoring Analytics 2015)。 黑启动服务是在停电后恢复电网时所需的服务。黑启动资源必须能够在无外部电源的情况下启动，能在不同负荷下保持频率和电压，并能够在相当长的时段内（如 16 小时）保持额定输出。许多区域输电组织会发出黑启动服务的请求，并对这些资源运用以成本为基础的回收机制（Ela 等，2014）。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

市场采购辅助服务产品的价格反映了在每个位置提供所需量的边际成本。这项价格是根据满足产品要求的最高报价和“产品代替能量”的机会成本来设定。分析表明，辅助服务的价格在很大程度上取决于发电机群的运营灵活性，包括爬坡速率和机群中可用于提供备用的机组比例（Hummon 等，2013）。此外，诸如需求响应和储能等作为辅助服务的替代来源，可以按照较低的成本供应这些产品。因此，辅助服务产品的价格也可能受到这些替代来源所具备的市场参与能力的影响。

还有其他一些服务，如一次频率响应和惯性响应，并非随时可以使用基于成本的机制或市场机制。一次频率响应由同步发电机涡轮调速器提供，对频率变化（无论上升还是下降）作出比例响应。一次频率响应可校正频率的变化，并将频率稳定在新的稳态水平上。惯性响应通常被定义为通过同步发电机旋转质量的储存动能直接注入有功功率。惯性响应有助于降低频率下降的变化速度。一次频率响应和惯性响应都是关键性的服务，帮助维护电力服务可靠性和避免低频减载、机器损坏和停电的可能。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

表 **2.** 美国常用的辅助服务类型

类别	说明和运行方法
调节	● 用于管理每分钟负荷和资源之间的差异，纠正发电机输出的意外波动，以符合 NERC 的 Real-Power Balancing Control Performance Standards (BAL001-1, BAL-001-2)
负荷跟踪	● 按照负荷和资源的失衡，跟踪计划时段内的小时内和小时间负荷波动
旋转备用	● 属于在线资源，将其同步到电网可以提高输出，以应对发电机或输电中断，并能在 10 分钟内达到全输出，以达到 NERC 的 Real-Power Balancing Control Performance Standards (BAL-001-1, BAL-001-2) ● 通常在意外事件后使用 ● 一般情况下，提供更快、更可靠的响应 ● 波动性能源发电可能是非旋转的，但也可以用作旋转备用
非旋转备用	● 用途类似于旋压备用；然而，这些资源可以是离线资源，能够在 15 分钟内达到必要输出。 ● 通常在意外事件后进行使用
补充备用	● 将旋转和非旋转备用恢复至预应变状态的资源 ● 在意外事件后进行部署 ● 无需即刻响应

来源： NERC，2014

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

波动性发电机不是同步发电机，也不会根据电网频率改变输出。虽然波动性能源发电的这一特性并不会直接增加一次频率响应需求，但高比例的非同步波动性能源发电可能替代通过自动频率调节器提供一次频率响应和惯性响应的资源（Cochran 等，2013）。一些研究表明，在过去 20 年或更长的时间里，在美国，特别是东部互连，频率响应一直在减少，但这并非由波动性能源发电增加所导致。可能的原因包括调速器不灵敏区较大、发电机在不提供频率响应备用的模式下运行、调速器未启用、直接驱动电机负荷的百分比降低等等。然而，一些人认为，导致下降的主要原因是批发电力市场设计、激励机制缺乏，甚至存在提供一次频率响应服务的障碍（Ela 等，2014a）。不过，如果不采取任何控制或改变，非同步波动性能源发电比例增加可能进一步降低一次频率响应和惯性响应。

持续的波动性能源发电技术进步也是造成该下降的原因之一。较新的风力发电机能够提供频率响应和惯性响应，而先进的逆变器可以提供或吸收无功功率，并能够承受电压或系统频率的变化。不过，拥有这些能力有时需要额外的投资成本，并有可能涉及降低电力输出以提供所需的服务。 虽然较新的波动性能源发电厂在技术上可以提供这些服务，但考虑到额外的成本，他们可能放弃这些战略（Ela 等，2014b；Van Hulle 2014）。

可用发电量或响应需求资源的灵活性将决定是否可以适应可再生能源发电增加的波动性和不确定性，或是否需要采取其他行动，如增加日前承诺中的资源或创造新的或改进的辅助服务（如爬坡或灵活备用）。爬坡或灵活备用可解决旋转或非旋转备用无法处理的系统事件的概率。加州独立系统运营商、ERCOT、中西部独立系统运营商 (Midcontinent Independent System Operator, MISO) 和 Xcel Energy 的科罗拉多州公共服务公司（Public Service Company of Colorado, PSCo) 正在尝试下文所讨论的多种方法。

3.3.1 CAISO 灵活性爬坡约束

当爬坡能力不足现象开始呈现时， CAISO 设立了“灵活性爬坡约束”。CAISO 将这些不足归因于多个因素，如在没有充分通知的情况下资源关闭、波动性能源发电预测误差、预期交付时间突然改变、意外事件和高水溢流（Porter 等，2012）。

灵活性爬坡约束是强加于市场结算引擎的附加约束，用以保证在实时组合和实时调度过程中有足够的上调能力可供使用。与未获得上调能力时相比，添加这样的一个约束不仅降低了不可行调度的发生率，而且减少了对规定或对邻近平衡区的依赖需求。运营商基于以下

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

几点确定所需的上调能力：(1) 预期时段的波动性；(2) 负荷和波动性能源发电预测误差导致的潜在不确定性；以及 (3) 每小时 15 分钟平均净负荷水平和实际 5 分钟平均净负荷水平之间的差异。 这些数据根据历史数据确定，并由 CAISO 公布全部必要的要求（Ela 等，2014）。关于 CAISO 灵活性爬坡约束的更多信息内容，请参见 CIFF 系列的关联报告“Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration”。

3.3.2 MISO

2014 年 10 月，FERC 批准了 MISO 确立通过其能源市场采购上调和下调爬坡性能产品的申请。MISO 在其申请中向 FERC 解释，有时突然的净负荷变化会导致短期电力稀缺。[10] MISO 说明：所有可调度的资源均有可用容量，但它们不能的响应速度（向上或向下爬坡）不足以应对净负荷的突然变化。即使不存在对电力可靠性的威胁，稀缺事件也会导致电价在单一的 5 分钟调度时段或多个连续调度时段上涨 。短期电力稀缺导致 MISO 中每小时电力价格大幅度地增涨。通过提供针对特定可靠性和经济需求的价格信号，MISO 预期它的爬坡性能产品可以对小时内的稀缺、备用不足、不经济的资源组合和相关成本起到有效的降低作用，每年将节约 380 万到 540 万美元。值得注意的是，由于爬坡性能产品是对 MISO 其他辅助服务的补充，所以 MISO 不将爬坡性能产品看作是单独的辅助服务。

与 CAISO 类似，爬坡性能产品对 MISO 的日前市场和实时市场增加了一个约束。如果需要，MISO 的市场模式将从提供当前 5 分钟调度时段的能源中保留资源，以保持足够的容量来实现在随后的 5 分钟调度时段内所需的爬坡能力。MISO 表示，其将依靠负荷预测和历史净负荷变化率数据来确定服务的要求（FERC ，2014）。MISO 指出，在 2016 或 2017 年之前，其爬坡性能产品不会全面实施（Porter 等，2015）。

[10] “净负荷”是系统能源需求减去系统上所有波动性能源发电的重合输出。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

3.3.3 ERCOT 未来潜在的辅助服务

ERCOT 近期在重新评估其辅助服务结构（ERCOT，2013）。 备受争议的问题是根据历史实践所采纳的服务对当今的发电组合是否足够，ERCOT 目前的发电组合中平均每年风电占到 10%，且这一比例将继续增长。

ERCOT 的未来辅助服务概念研究考虑了五种永久性服务：

- *同步惯性响应服务*，即出现干扰后从同步机器不断自我部署的瞬时响应
- *快速频率响应服务*，在 0.5 秒内完成对不断变化的频率的完整响应
- *一次频率响应服务*，针对频率偏差采取的瞬时调速器或调速器式行动，一般在 12 秒到 14 秒内全部完成
- *向上和向下调整备用服务*，在 5 分钟安全约束经济调度时段之间平衡系统，能够提供和维持备用部署长达 10 分钟
- *紧急备用服务*，其目的是确保 ERCOT 能够在出现干扰控制标准事件或较大的净负荷预测误差之后恢复互连频率，该服务可在 10 分钟内提供，以使频率可以在 15 分钟内恢复。

截至本文编纂时，ERCOT 正在研究如何将这些服务整合到它的运营中。问题包括用什么方法来确定每种服务的需求量，以及如何通过 ERCOT 的开放市场系统来经济地优化采购（ERCOT，2015）。

3.3.4 PSCo（Xcel Energy 下属子公司）

CAISO 和 MISO 都在其区域输电组织市场框架范围内进行了爬坡相关的改进。另一方面，PSCo 是一个传统的垄断电力公司，正面临类似的灵活性需求。PSCo 于 2014 年 5 月提交了建立 Flex Reserve Service 灵活备用服务的申请，五个月后，FERC 有条件地批准了该申请，建立听证和解决程序，以解决该案例中提出的重大问题（FERC ，2014）。如果 FERC 发现 PSCo 的建议费率不合理，则该服务须予以退款。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

PSCo 将灵活备用服务定义为：在其系统上的风电由于风速下降而降低 100 兆瓦或更多且持续至少 30 分钟以上的情况下维持发电量和负荷平衡的补充备用。随着风电的增加，离散时间间隔内风电产能下降次数增加，PSCo 在 2008 年添加了灵活备用服务。在 2010 年和 2013 年之间，该电力公司经历超过 300 兆瓦的风电下调（最高达 788 兆瓦）的次数增加（PSCo，2014）。[11]

灵活备用服务由在线但无负荷的发电量、可在 30 分钟内启动的发电量，或可以在 30 分钟内提供容量的可中断资源或其他非发电资源提供。用风电来满足平衡区内外负荷的任何 PSCo 输电或辅助服务客户必须购买灵活备用服务或自行提供该服务。 PSCo 警告称其系统条件可能改变，且如果添加了更多风电容量和/或如果太阳能被纳入需要灵活备用服务的范围，则 PSCo 可能要向 FERC 提交单独的申请，以更新灵活备用服务的需求量。灵活备用服务仅适用于风能，但 PSCo 认为，如果太阳能容量显著增加，也可能将太阳能纳入其中（PSCo，2014）。

PSCo 解释，无法用紧急备用来应对较大的风电爬坡速率，因为 NERC 的电网干扰标准不包括较大的风电下调量。此外，NERC 标准代表 15 分钟或更短时间的电网干扰，而风电爬坡发生在更长的时间段内。PSCo 也不想使用调节和频率响应备用，原因是提供此类服务将耗尽 PSCo 的资源。

3.4 电网规划

由于最佳波动性能源发电资源的位置可能偏远且距离负荷位置非常遥远，而现有输电线路又无法容纳新的发电量，所以可能需要额外的输电线路用于增加的波动性能源发电部署。今天，波动性能源发电公用事业规模发电厂可以在相对短的时间内（如几个月到一两年）实现（从计划到电网连接）。这一相对扩建速度与一般情况下批准和建立新输电线路需要的时间相比（如 5 到 10 年），耗时更长（DOE，2015）。在某些情况下，前期输电规

[11] 风电上调仍然通过下调旋压容量的方式解决，这样对紧急备用没有影响。如果上爬坡速率超过其旋压容量可以调节的范围，

PSCo 还可以启用风能限电。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

划的缺失可能导致波动性能源发电项目需要支付新输电线路相关的费用，该线路上的后来项目则不必缴纳相关费用。

电力公司和区域输电组织都参与输电规划，以确保电网的短期和长期可靠性。输电规划在美国随电网运营商而变化，可能包括单个电力公司、电力公司联盟，或区域输电组织，或者可能在互连范围内完成。 输电计划通常包括预期负荷需求的长期预测、已知增加的发电量、机组退出计划和新输电线路、输电线路升级或维持电力服务可靠性所必要的其他升级。可靠性计划亦或减少或不减少输电阻塞，输电阻塞往往需要单独建模（Fink 等，2011）。

规划过程包括从四个来源对拟议输电项目进行评估：满足可靠性标准（即 NERC 标准）所需的可靠性升级、经济项目、输电服务和并网申请及客户资助项目（也被称为参与者资助项目）。成本回收取决于：该项目或升级归谁所有；这四类需求中正在推动成本回收的是哪类需求，以及所有者的运营是根据哪种收费制度。要求可靠性的项目的成本通常从所有者输电收费制度覆盖范围内所有负荷的所有客户中回收；新发电量互连或输电服务申请的成本可从服务请求者所拥有的所有客户中回收，或者两种情况分开处理。电力生产商与电网互连的直接成本由电力生产商承担。经济项目只有在满足社会价值成本效益检验时才会上马，例如整体阻塞成本降低。客户资助的项目，理所当然由客户支付（Fink 等，2011）。

输电规划已向着新的目标稳步发展，如减少温室气体排放、连接更多可再生能源和天然气资源、更换旧基础设施、增加系统的灵活性、降低输电阻塞成本、提高可靠性和增加电网的弹性（DOE，2015b）。此外，作为美国应对 2008–2009 年经济衰退的措施的一部分而实施的基础设施投资计划，包括了针对美国三个主要互连的为期四年的综合输电发展计划 (Cowart 2013)。该专项规划工作是跨司法管辖区进行，集结了联邦官员、州监管机构、区域输电组织和整个互连中拥有输电线路的公用事业公司。

在过去近 20 年，FERC 已经颁布了多条与推进输电规划相关的命令。1996 年，FERC 要求 FERC 辖区内输电供应商将针对批发电力客户的开放获取输电收费登记备案，并要

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

求其他输电供应商统一使用（FERC ， 1996）。[12] Order 2003 于 2003 年 7 月发布，规定了发电量与输电电网互连的要求，并阐述了发电机组和 FERC 辖区内输电供应商之间的成本分摊担责任（FERC ，2003）。2007 年，FERC 发布了 Order 890，其中要求 FERC 辖区内输电供应商以公开透明的方式进行输电规划并纳入九条标准：

- 协调
- 公开程度
- 透明度
- 信息交流
- 可比性
- 争端解决
- 区域参与
- 经济规划研究
- 新项目的成本分摊（FERC ，2007）。

FERC 于 2011 年发布了一条综合命令，要求 FERC 辖区内输电供应商参与公共区域输电规划过程。该命令强化了之前的命令中规定的原则，并要求供应商制定区域输电计划。无论当地还是区域的输电计划都必须包括由州或联邦法律或法规订立的公共政策下，驱动的输电要求，例如州立可再生能源采购标准。FERC 辖区内输电供应商需要协调确定是否有更高效或更具成本效益的解决方案。

该命令还要求相邻的输电规划区域进行区域间的协调。FERC 引导规划实体共享有关区域输电要求和可能的解决方案的信息。FERC 将区域间输电设施定义为位于两个或更多相邻输电规划区域内的输电设施。FERC 并不要求制定区域间传输计划或参与互连电网规划。

[12] 一些输电供应商（如联邦电力管理局）并不在 FERC 的管辖范围内。对于这些供应商，FERC 建立了“互惠费率”原则，根据这一原则，非辖区内输电供应商可以提出咨询费率。尽管 FERC 没有权力批准费率和互惠费率的条款，但互惠费率可促进辖区内和非辖区内输电供应商之间的交易。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

该命令还限制在 FERC 批准的收费制度和协议下使用联邦政府批准的“优先购买权”。一旦生效，地区现有的公用事业公司将有权优先建立新传输线路，即使该项目是另一个想自行建立和运营该路线的商业实体提出的。FERC 的命令出于成本分摊目的，在一定条件下排除了现有输电公用事业公司获得区域输电计划中所选新输电设施的优先购买权。

此外，区域输电计划必须包括符合六大原则的区域性成本分摊方法。如果某个区域无法就成本分摊方法达成协议，则 FERC 将根据记录作出决定。相关的六大原则为：

1. 分摊的成本与估计收益“大致相称”。
2. 非受益于输电服务的实体不必为其付费。
3. 从收益-成本角度出发，不得将净收益可观的项目排除在外。[13]
4. 除非其他区域同意，否则不得在区域以外进行成本分摊。
5. 成本分摊方法和受益人的认定必须透明。
6. 不同的成本分摊方法可以适用于不同类型的输电设施，包括因不同需求所驱动的项目的成本分摊方法，例如可靠性、经济性和公共政策等方面的需求。（FERC ，2011）。

FERC 辖区内输电供应商已就区域和区域间的输电计划进行了备案。FERC 正在审查区域输电计划和区域间输电计划。FERC 已有条件地接受了以下实体提出的区域间计划：东南区域输电规划过程区 (Southeastern Regional Transmission Planning Process Region) 和西南电力库 (Southwest Power Pool， SPP)；SPP 和 MISO；MISO 和 PJM；PJM、新英格兰独立系统运营商（ISO New England) 和纽约独立系统运营商 (New York Independent System Operator)；以及美国西部被称为西部实体的一些规划区域。在审查这些计划的过程中，成本分摊一直是 FERC 的主要关注点之一。例如，FERC 命令 CAISO 根据其邻近区域确定区域间输电项目收益的方法制定相应的方法，因为 FERC 担心 CAISO 可能为这些项目“支付了比例不当的低份额成本”(Wiser 2015)。

[13] FERC 将 1.25 用作收益和成本间的指示比值。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

尽管有了这些进展，但一些行业团体和市场参与者认为，有必要进一步进行改变。WIRES 是由有意增加更多输电容量的各方组成是作为一个成员组织。WIRES 委托 Brattle Group 对输电规划的状态进行了研究（Pfeifenberger 等，2015）。该报告明确表示，输电规划者和政策制定者对于高成本以及输电基础设施不够强大和不够灵活的风险，或输电投资在风险降低方面的价值，没有进行充分考虑。该小组推断，由于未考虑输电投资能够带来的全方位收益，输电规划者和政策制定者低估了这些项目的预期价值。这份报告为政策制定者提出以下建议：

- 不要假设输电投资的减少可以使投资成本更低。
- 呼吁规划者摆脱“最小遗憾” 的输电规划仅确定通常情况下有利项目的思维模式，在进行输电规划的同时也顾及那些由于基础设施不足，可能导致高成本支出的潜在“遗憾情况”。
- 强烈建议输电规划者不再将项目划分为“可靠性”、“经济性”和“公共政策”项目。
- 扩大区域间规划流程，以准许对解决不同区域和不同需求的项目进行评估。
- 避免在区域间规划过程中只考虑“最低共同标准”，该方法只能考虑到各个区域收益的一部分。
- 考虑所有互连区域的收益衡量的综合指标，同时也考虑区域间输电项目所提供的独特附加价值，如增加过网收入或备用共享的效益（Pfeifenberger 等，2015）。

3.5 输电网接入和可再生能源区

可再生能源区模式的开展是为了将大规模可再生能源开发引导至具有最高成本效益的区域。可再生能源区基于自然发展潜力的技术评估与开发者财务承诺的展示。 其目标是最大限度地提高能量传递（兆瓦时），同时最大限度地减少所需的容量（兆瓦）。 这确保了提升输送电力至负荷点所需的超高压或特高压输电网的利用率。美国风能可再生能源区通常以风力发电容量系数达到 40%至 50% 或更高的范围作为目标。

可再生能源区在发电机组开发之前制定新的输电计划， 而这不同于美国输电规划的惯例。大型火电站规划与其输电建设所需的时间相同，因此二者可同时进行。风能和太阳能发电项目开发的时间相对更短，这意味着所需的超高压/特高压输电建设必须在安装发电容量

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

之前提前几年开始。否则，具有成本效益的风能和太阳能项目的开发速度会下降，同时已运营的风能和太阳能项目的限电现象会增加（EIA，2014）。

基于完整的实践，可再生能源区及其相关输电系统建立计划的步骤如下：

1. 完成可**再生能源资源评估**。理想情况下，评估应模仿一个典型气象年的每小时风能和太阳能输出，并应反映地理空间差异，有足够的空间粒度来识别发电利用率相对高的区域。同时还应该找出已知的地热潜能。
2. 利用可再生能源资源评估的信息，确定发电利用率和发电量较高的**研究领域**。利用地理信息系统分析，制定和应用**环境筛选**来排除那些已知的将导致项目开发偏离实际的敏感栖息地和地形特征。
3. 设定开放期，在此期间可再生能源开发商可提供具体研究区域的**商业利益的实际证明**。[14]
4. 对将研究区域与最大商业利益互连的输电情景**建立生产成本模型和经济分析**（成本效益分析背景见附录。在可再生能源区经济分析中，通常结合使用成本效益分析与生产成本建模。）
5. 从研究区域中选择筛选出的**可再生能源区，具备**发展潜力密度最高、商业利益最大和系统生产成本降低潜力最大的特点。
6. 批准所选可再生能源区的**输电系统建设计划**。

在美国，可再生能源区政策已经解决了电网内和跨区域输电问题。 德克萨斯州开发了一系列新的 345 千伏线路，以支持优质风区，缓解阻塞，并提高了整个电网的电压稳定性（图 9）。在美国西部，规划重点在于 500 千伏或更大的直流线路，以将优质风电长距离输送到主要负荷中心，同时不影响沿线的中间网络（图 10）。

[14] 输电开放期为输电供应商对有兴趣在规定的时间内采购输电服务的投标人发出投标建议请求的一段时间。价格可能是投标人提交的价格，或者可以在建议请求发出之前预先设定。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

可再生能源区模型的各种变体已经应用于区域输电组织市场以及电力公司垂直垄断模式的区域。 在这两种情况下，最终的成功取决于法律和监管机构，可再生能源区选择通过该机构获得输电计划批准。

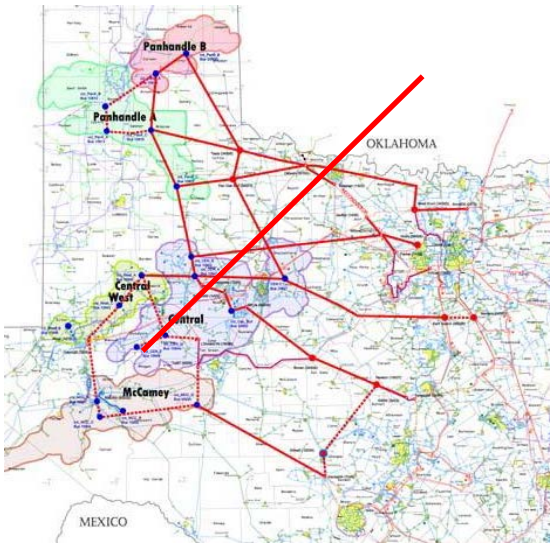


图 9. ERCOT 中的风能可再生能源区，拥有将风电连接至网络负荷点的 345 千伏线路

来源：ERCOT，2008

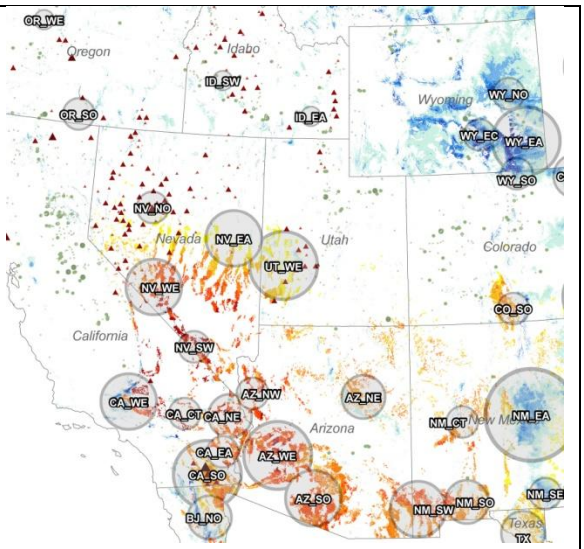


图 10. 美国西部可再生能源区，拥有将怀俄明州风电连接至加州负荷点的拟议 500 千伏直流线路

来源：Western Governor' Association，2009

3.6 可再生能源限电

在开发出有效的电网管理工具之前，区域输电组织和电力公司有时会由于可靠性原因而限制风电的生产。前几节所描述的工具和做法减少或消除了电网运营商弃风、弃光的现象 (Bird 2014)。

区域输电组织的市场竞价机制已实现机组调度的系统化， 以致大部分与阻塞相关的风电或太阳能输出减少都是经济性的。传输限制可能会导致出现“发电量袋”，该“袋”连接至系统一小部分的发电量在某些情况下比输电线可以容纳的电量要多。 边际成本高于零的火

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

电机组将是受限的第一批机组。如有太多的剩余发电量定价为零，则区域输电组织运营协议将决定如何将受限的调度容量有规律地进行分配。在一些地区，美国风力发电机组采用了负定价策略：以低于零的价格提交报价，以确立高于定价为零的报价的调度优先权。[15] 由此产生的节点边际价格可能是负数，这意味着定价为零的报价不会被调度，而最低的负报价机组必须要付款才能被调度。有规律的负节点边际价格可以为风电开发商提供有力的价格信号，在几乎不存在阻塞的位置建能，并增强更大范围的风电并网的能力。

大多数区域域输电组织所拥有的市场机制可以使波动性能源业主（以及任何其他电力生产商）从财务角度对冲阻塞风险。这些对冲机制通常被称为阻塞收益权 (congestion revenue rights) 或金融性输电权 (financial transmission rights)，它们并不保证实际调度，但在阻塞限制了电力从发电量袋中流出的情况下，它们可以提供相应的付款。例如，考虑图 6 所示的阻塞。德克萨斯州中部的红色高节点边际价格区域对应于该州最大的负荷中心圣安东尼奥。德克萨斯州大部分风电位于该州西部的蓝色低节点边际价格区域。 这两组节点边际价格之间的差异构成了“阻塞输电租费”——圣安东尼奥因输电阻塞对来自德克萨斯州西部风电支付较高的批发电力成本。

与圣安东尼奥签订合同为其提供可再生能源电力的德克萨斯州西部波动性能源发电所有者可能在竞价竞价中出价竞买阻塞收入权利。当波动性能源发电到圣安东尼奥的阻塞输电租费成为可能，如果该所有者成功获得对应于时段的阻塞收入权利，则波动性能源发电所有者将根据阻塞收入权利代表的兆瓦时数量和节点边际价格差值获得付款。该阻塞收入权利款项对冲了波动性能源发电所在地出现负节点边际价格的可能性，以及未进行经济调度的可能性。

在电网运营商使用人工调度系统而不使用节点边际价格的垄断电力公司服务区域内，购电协议可包含解决运营商指定限电的具体规定。这样的条款规定了购电协议条款范围内可容

[15] 风电负定价策略在财政上因联邦政府激励措施（按每兆瓦时电量付费）而成为可能。因此，报价为负的风力发电机可能向待调度的区域输电组织付费，但仍然会获得联邦政府的激励款项。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

纳的限电量。这可能对电力生产商和电力公司之间的限电经济风险的分摊造成一定影响，但不会由电力生产商承担所有风险 (Bird 2014)。

控制系统的改进让新的风能和太阳能项目能够提供一些辅助服务。由此，曾被运营商指定的限电量现在可用于部署辅助服务，同时风能或太阳能设施可以拿到提供适当的补偿。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

4 结论

美国批发电力市场—包括区域输电组织操作的市场，以及通过其与传统垄断电力公司的交易和传统垄断电力公司之间的交易运行的市场—多种多样，不断发展变化。获取管理高比例波动性可再生能源的能力一直是该市场发展的一个组成部分。

无论中国如何开展电力市场改革，从美国经验中学到的重要一课是对适应性的需求。无论市场设计在中国如何展开，都应该允许在未来对那些目前尚不明显的或尚不可预见的问题进行重新设计和修改。在利用最新技术进行可再生资源有效并网的过程中，这一点尤其重要。

美国的经验中其他可能适用于中国的方法包括：

- 费率和付款结构的设定：允许常规火力发电机组收回不属于可变经营成本的资本成本
- 扩展风能和太阳能资源预测的使用，尤其是在日前机组组合和发用电计划中等方面的运用
- 通过合并现有的平衡区或通过能源失衡等服务共享来扩大平衡区的有效规模
- 缩短发用电计划时段，以便风能和太阳预测信息能更有效地帮助部署灵活备用（发电机组以及需求响应）
- 将大规模可再生能源开发纳入主流电网规划中
- 为大规模超高压和特高压输电的发展指定可再生能源区，将新的可再生能源引导到具有最高容量系数的区域
- 开发可以提供辅助服务的资源，藉此推动大规模的风能和太阳能并网。

本报告中所描述的一些可再生能源友好的管理工具仅针对区域输电组织的有序批发市场的超短运行时段。由于区域输电组织采用高度一体化的运行模式，这些工具可同时满足其他市场运作任务的需求，如阻塞管理。在本报告中探讨这些工具，并不意味着中国在采用区域输电组织结构方面的必要性和迫切性。这个更为广泛的问题已超出了本报告的范围，但本报告可以让读者知悉这个问题。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

本报告讨论了在美国实证成功的几种常见的波动性能源发电并网策略。关键因素包括：灵活性发电的可用性、，现有的发电资源组合以及国家和地方电网互连 。适应特定环境的波动性能源并网的有效策略更有可能引出成本最低的解决方案以及社会效益的最大化。中国拟将开发的解决方案可能异于其他国家、州或省已经走过的路，并将为“如何以对社会最有利的方式进行波动性能源发电并网”的国际对话贡献新的篇章。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

参考资料

Ahlstrom, Mark, James Blatchford, Matthew Davis, Jacques Duchesne, David Edelson, Ulrich Focken, Debra Lew, Clyde Loutan, David Maggio, Melinda Marquis, Michael McMullen, Keith Parks, Ken Schuyler, Justin Sharp, and David Souder. 2011. "Atmospheric Pressure: Weather, Wind Forecasting and Energy Market Operations." IEEE Power and Energy Magazine. http://www.uwig.org/ahlstrom.pdf.

Ahlstrom, Mark. 2015. "Maximizing Wind and Solar Energy" Presentation before the Western Clean Energy, San Francisco, California; January 8, 2015.

Bird, Lori, Jaquelin Cochran, and Xi Wang. 2014. Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf.

Bird, Lori, Sari Fink, Mike Hogan, Dave Lamont, Brendan Kirby, Christina Mudd, Kevin Porter, Jennifer Rogers, and Lisa Schwartz. 2012. Meeting Renewable Energy Targets in the West at Least Cost: The Integration Challenge. Denver: Western Governors' Association. www.westgov.org/reports/cat.view/95-reports/263-2012.

CAISO (California Independent System Operator). 2015. Benefits for Participating in EIM. (Quarterly Report). July 30, 2015. Folsom, CA: CAISO.

Chase, L., D. Larson, S. Oxley, and V. Ravenscroft. 2011. "Energy Imbalance Market." Presentation at State-provincial Steering Committee meeting, San Diego, CA. http://www.westgov.org/EIMcr/documents/eim-spsc.pdf.

Chi, Yongning, and Shuanglei Feng, China Electric Power Research Institute (CEPRI). Email correspondence to Kevin Porter (on file with authors), August 19, 2015.

中国电力科学研究院 China Electric Power Research Institute. 2012. Project Report on Wind Power Forecasting System and Operating Mechanism. (In Chinese). http://www.efchina.org/Reports-zh/reports-20131002-zh.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

中国气象局 China Meteorological Administration. 2014. “Notice on the Implementation Plan for National Meteorological Technology Innovation Projects.” State Council of the People’s Republic of China. (In Chinese). http://www.gov.cn/gongbao/content/2015/content_2827236.htm.

China News. 2015. “China’s Grid Connected Wind Generation Capacity Exceeds 100 GW for the First Time.” China News, March 23. (In Chinese). http://finance.chinanews.com/cj/2015/03-23/7151858.shtml.

Cochran, Jaquelin, Lori Bird, Jenny Heeter, and Douglas J. Arent. 2012. Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53732.pdf.

Cochran, Jaquelin, Mackay Miller, Michael Milligan, Erik Ela, Douglas Arent, Aaron Bloom, Matthew Futch, Juha Kiviluoma, Hannele Holtinnen, Antje Orths, Emilio Gómez-Lázaro, Sergio Martín-Martínez, Steven Kukoda, Glycon Garcia, Kim Møller Mikkelsen, Zhao Yongqiang, and Kaare Sandholt. 2013. Market Evolution: Wholesale Electricity Market Design for 21st Century Power Systems. Golden CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57477.pdf.

Corbus, D.; Hurlbut, D.; Ibanez, E.; Milligan, M.; Brinkman, G.; Paduru, A.; Diakov, V.; and Hand, M. 2014. California-Wyoming Grid Integration Study: Phase 1—Economic Analysis. National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61192.pdf.

Cornell University Law School Legal Information Institute. 2015. “Eminent Domain.” Accessed October 20, 2015. https://www.law.cornell.edu/wex/eminent_domain.

Cowart, Richard. 2013. “Interconnection-Wide Planning.” Memorandum from the Department of Energy’s Electricity Advisory Committee to the Honorable Patricia Hoffman, Assistant Secretary for Electricity Delivery and Energy Reliability, U.S.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

Department of Energy. http://energy.gov/sites/prod/files/2013/06/f1/EAC_InteronRecs.pdf.

中国循环经济协会可再生能源专业委员会 CREIA (Chinese Renewable Energy Industries Association). 2015. “Electricity Demand Growth Slows Down, Wind Curtailment Increases.” http://www.creia.net/news/headline/4367.html.

DOE (U.S. Department of Energy). 2015a. “Chapter 3: Modernizing the Electric Grid.” Quadrennial Energy Review: Energy Transmission, Storage, and Distribution Infrastructure. http://energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/QER%20Chapter%20III%20Electricity%20April%202015.pdf.

———. 2015b. 2014 Wind Technologies Market Report. http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/2014-Wind-Technologies-Market-Report-8.7.pdf.

EIA (U.S. Energy Information Administration). 2013. “Natural gas-fired combustion turbines are generally used to meet peak electricity load.” Today in Energy, October 1, 2013. http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13191.

———. 2014. “Fewer wind curtailments and negative power prices seen in Texas after major grid expansion.” Washington, DC: EIA. Accessed September 15, 2015. http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=16831

———. 2015a. Form EIA-826. Data spreadsheets for various years. http://www.eia.gov/electricity/data/eia826/.

———. 2015b. “Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Fossil Fuels, January 2013-July 2015.” Electric Power Monthly, September 24, 2015. http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_6_07_a.

Ela, E.; M. Milligan, A. Bloom, A. Botterud, A. Townsend, and T. Levin. 2014a. Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

Generation. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf.

Ela, E; V. Gevorgian, P. Fleming, Y.C. Zhang, M. Singh, E. Muljadi, A. Scholbrook, J. Aho, A. Buckspan, L. Pao, V. Singhvi, A. Tuohy, P. Pourbeik, D. Brooks, and N. Bhatt. 2014b. Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60574.pdf.

EPA (U.S. Environmental Protection Agency). 2015. Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units ("Clean Power Plan"). 40 CFR Part 60, RIN 2060-AR33. http://www2.epa.gov/sites/production/files/2015-08/documents/cpp-final-rule.pdf.

ERCOT (Electric Reliability Council of Texas). 2008. Competitive Renewable Energy Zone (CREZ) Transmission Optimization Study. System Planning Report submitted to the Public Utility Commission of Texas in Docket No. 33672, Commission Staff's Petition for Designation of Competitive Renewable Energy Zones.

———. 2013. ERCOT Concept Paper: Future Ancillary Services in ERCOT. Draft. http://www.ercot.com/content/committees/other/fast/keydocs/2014/ERCOT_AS_Concept_Paper_Version_1.1_as_of_11-01-13_1445_black.doc.

———. 2015. "FAST Procurement and Pricing." May 18, 2015 FAST workshop presentation. http://www.ercot.com/content/wcm/key_documents_lists/62398/FAS_Procurement_and_Pricing_5_18_15.pptx.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1996. "Order No. 888: Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities." http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

———. 1999. “Order 2000: Regional Transmission Organizations.” http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/021507/E-1.pdf.

———. 2003. “Order No. 2003: Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedures.” https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/072303/E-1.pdf.

———. 2007. “Order No. 890: Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service.” http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/021507/E-1.pdf.

———. 2011. “Order No. 1000: Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities.” http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2011/072111/E-6.pdf.

———. 2014a. 2014. “Order Conditionally Accepting and Suspending Proposed Tariff Revisions, Subject to Refund, and Establishing Hearing and Settlement Judge Procedures.” Docket Nos. ER14-1969-000 through 002.

———. 2014b. “Order Conditionally Accepting Tariff Revisions. Midcontinent Independent System Operator, Inc.” Docket No. ER14-2156-000.

———. 2015. “Regional Transmission Organizations (RTO)/ Independent System Operators (ISO).” Accessed September 15, 2015. http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp

Fink, Sari, Kevin Porter, Christina Mudd, and Brett Morgenstern. 2009. Wind Energy Curtailment Case Studies. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46716.pdf.

Fink, Sari, Kevin Porter, Christina Mudd, and Jennifer Rogers. 2011. A Survey of Transmission Cost Allocation Methodologies for Regional Transmission Organizations. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49880.pdf.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

GE Energy. 2010. Western Wind and Solar Integration Study. National Renewable Energy Laboratory, Subcontract Report No. NREL/SR-550-47434. http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf.

Hannele Holttinen, Hannele, Peter Meibom, Antje Orths, Frans van Hulle, Bernhard Lange, Mark O'Malley, Jan Pierik, Bart Ummels, John Olav Tande, Ana Estanqueiro, Manuel Matos, Emilio Gomez, Lennart Söder, Goran Strbac, Anser Shakoor, Joao Ricardo, J. Charles Smith, Michael Milligan, and Erik Ela. 2009. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. Paris: International Energy Agency. http://www.ieawind.org/AnnexXXV/PDF/Final%20Report%20Task%2025%202008/T2493.pdf.

Hummon, Marissa, Paul Denholm, Jennie Jorgenson, David Palchak, Brendan Kirby, Ookie Ma. 2013. Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58491.pdf.

Kirby, Brendan. 2007. Ancillary Services: Technical and Commercial Insights. Report prepared for Wartsila. http://www.science.smith.edu/~jcardell/Courses/EGR325/Readings/Ancillary_Services_Kirby.pdf.

Lew, Debra, and Greg Brinkman. 2013. The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf.

Lew, Debra, Michael Milligan, Gary Jordan, and Richard Piwko. 2011. The Value of Wind Power Forecasting. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2011/lew_value_wind_forecasting.pdf.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

Li, Canbing, Su Lu, Yijia Cao, Lina He, Wei Zhang, and Zixia Cheng. 2012 “A New Method for Day-Ahead Unit Commitment Based on Energy-Saving Generation Dispatching.” Proceedings of the CSEE, China. Soc. For Elec. Eng. 32:70–76.

Liu, Jian, Dongxiao Niu, Mian Xing, Lei Guo, and Shaoming Zheng. 2014 “Research and Strategy of Dynamic Electricity Price Based Real-Time Dispatching Pricing of New Energy.” Power System Technology 38:1346–1351.

Luo, Guo-liang, Fei Zhi, and Xinying Zhang. 2012. “Inconsistencies between China’s Wind Power Development and Grid Planning: An Institutional Perspective.” Renewable Energy
48:52–56.

Milligan, Michael, Bethany Frew, Ella Zhou, and Doug Arent. 2015. Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Mills, Andrew, and Ryan Wiser. 2010. Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. http://emp.lbl.gov/sites/all/files/REPORT%20lbnl-3884e.pdf.

MISO (Midcontinent Independent System Operator). 2015. “LMP Contour Map and Table.” Accessed September 15, 2015. https://www.misoenergy.org/LMPContourMap/MISO_All.html.

Monitoring Analytics, LLC. 2012. “Section 9: Ancillary Service Markets.” Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September. http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2012/2012q3-som-pjm-sec9.pdf.

———. 2015. “Section 10: Ancillary Service Markets.” 2014 State of the Market Report for PJM. pp. 335–387. http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2014/2014-som-pjm-volume2-sec10.pdf.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

国家发改委 NDRC (National Development and Reform Commission). 2015. Guiding Opinions on Optimizing Power Sector Operation and Scheduling, Promoting Clean Energy. Beijing: NDRC and National Energy Agency (China).

NERC (North American Electric Reliability Corporation). 2010. Variable Generation Power Forecasting for Operations. Princeton, NJ: North American Electric Reliability Corporation. http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/Task2-1%285.20%29.pdf.

———. 2014. Essential Reliability Services Task Force: A Concept Paper on Essential Reliability Services that Characterizes Bulk Power System Reliability. Princeton, NJ: North American Electric Reliability Corporation. http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSTF%20Concept%20Paper.pdf.

Nevada Revised Statutes. 2013. Regulation of Public Utilities Generally. Section 704.110(13).

NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration). 2015. “Numerical Weather Prediction.” Accessed October 27, 2015. https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/numerical-weather-prediction.

Pan, Jingdong, and Kai Xie. 2006. “Optimization Principle of Locational Marginal Pricing.” Automation of Electric Power Systems 30:38–42.

Pfeifenberger, Joannes, Judy Chang, Akarsh Sheilendranath. 2015. Toward More Effective Planning: Addressing the Costs and Risks of an Insufficiently Flexible Electricity Grid. Prepared for WIRES Group. http://wiresgroup.com/docs/reports/WIRES%20Brattle%20Rpt_TransPlanning_042315.pdf.

Piwko, Richard. 2009. “The Value of Wind Power Forecasting.” Presentation before the Utility Wind Integration Group Workshop on Wind Forecasting Applications for Utility Planning and Operations, Phoenix, AZ, February 18–19.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2011/lew_value_wind_forecasting.pdf.

PJM Interconnection. 2015. PJM Manual 18: PJM Capacity Market. Rev. 28. http://pjm.com/~/media/documents/manuals/m18.ashx.

Porter, Kevin, Kevin Starr, and Andrew Mills. 2015. Variable Generation and Electricity Markets. Utility Variable-Generation Integration Group. May 18. http://uvig.org/newsroom/#!/6596/updated-summary-of-status-of-variable-generation-in-electricity-markets-released.

Porter, Kevin, Sari Fink, Jennifer Rogers, Christina Mudd, Michael Buckley, and Cali Clark. 2012. Task Report: Review of Industry Practice and Experience in the Integration of Wind and Solar Generation. PJM Renewable Integration Study. https://www.pjm.com/~/media/committees-groups/subcommittees/irs/postings/pris-task3b-best-practices-from-other-markets-final-report.ashx.

Public Service Company of Colorado. 2014. “Proposed Tariff Revisions.” FERC Docket ER14-1969. May 15.

Puget Sound Energy. 2015. “Energy Imbalance Market.” Accessed October 23, 2015. https://pse.com/aboutpse/EnergySupply/Pages/Energy-Imbalance-Market.aspx.

RAP (Regulatory Assistance Project). 2014. Integrating Renewable Energy into Power Systems in China: A Technical Primer. Beijing: RAP. http://www.raponline.org/document/download/id/7459.

Shi, Lei, Zhaowei Geng, Jing Zhang, Jianxun Song, Qixin Chen, Junhong Guo, and Hao Zhang. 2014. “Risk-Adaptable Monthly Generation Scheduling Mode.” Power System Technology 38:3384–3389.

中国国务院 State Council of People’s Republic of China. 2015. Opinions Regarding the Deepening of the Power Sector’s Reform. Beijing: The Central Committee of the Communist Party of China and the State Council of People’s Republic of China.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

Sun, Yujun, Yang Li, Beibei Wang, Huiling Su, and Xiaocong Liu. 2014. “A Day-Ahead Scheduling Model Considering Demand Response and Its Uncertainty.” Power System Technology 38:2708–2714.

国务院办公厅 The General Office of the State Council (China). 2007. “Notice of the General Office of the State Council on the Forwarding of Measures on Energy-Saving Generation Dispatching (for Trial Implementation) by National Development and Reform Commission and Other Agencies.” (In Chinese). http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbqt/200708/t20070828_156042.html.

Treadway, Nat. 2015. ABACCUS 2015: Annual Baseline Assessment of Choice in Canada and the United States. Distributed Energy Financial Group. July 28. http://defgllc.com/publication/abaccus-2015-annual-baseline-assessment-of-choice-in-canada-and-the-united-states/.

Wang, Xin-xing, and Hui Zhou. 2007. “Calculation of Locational Marginal Price Based on Primal-Dual Interior Point Method.” Power System Technology 31:23–28.

Western Governors’ Association. 2009. Western Renewable Energy Zones—Phase 1 Report. Joint Initiative of the Western Governors’ Association and the U.S. Department of Energy. Denver.

Widiss, Rebecca, and Kevin Porter. 2014. A Review of Variable Generation Forecasting in the West: July 2013 – March 2014. Subcontract Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61035.pdf.

Wong, Sue-lin, and Charlie Zhu. 2015. “Chinese Wind Earnings under Pressure with Fifth of Farms Idle.” Reuters, May 17. http://www.reuters.com/article/2015/05/17/china-windpower-idUSL3N0Y24DM20150517http://www.reuters.com/article/2015/05/17/china-windpower-idUSL3N0Y24DM20150517

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

Xia, Qing, Haiwang Zhong, and Chongqing Kang. 2013. “Review and Prospects of the Security Constrained Unit Commitment Theory and Application.” Proceedings of the CSEE, Chin. Soc. For Elec. Eng. 33:94–103.

Xiao, Qiang. 2015. “China’s Wind Generation Installation Accounts for One Quarter of the World’s Installations.” China Energy News 02, February 9. (In Chinese.) http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2015-02/09/content_1532917.htm.

Xinhua. 2015. “Inner Mongolia tops grid-connected wind generation capacity in China.” (In Chinese.) Xinhua, May 4. http://www.nmg.xinhuanet.com/xwzx/2015-05/04/c_1115161901.htm.

Zavadil, Robert, Nicholas Miller, Glenn Van Knowe, John Zack, Richard Piwko, and Gary Jordan. 2009. Technical Requirements for Wind Generation Interconnection and Integration. 128 pp. http://www.uwig.org/ISONEFinal16Nov09Interconnectionreqnewis_report.pdf.

Zhang, Senlin, and Yanming Sun. 2013. “Design of Two-Part Grid Purchase Price Mechanism based on Energy Conservation Generation Dispatching.” Power System Technology 37:1304–1310.

Zhao, X., S. Zhang, R. Yang, and M. Wang. 2012. “Constraints on the Effective Utilization of Wind Power in China: An Illustration from the Northeast China Grid.” Renewable and Sustainable Energy Reviews 16:4508–4514.

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

附录：成本效益分析

美国几乎每个电网运营商都利用成本效益分析来决定是否以及在何处增加新的输电。成本效益分析可以衡量超高压或特高压输电至优质风电区域的社会净收益，与那些不需要新增输电，开发劣势风资源所形成的社会净效益进行对比。

成本效益分析从拟议输电线路的成本开始着手。在美国的应用中，这涉及到三个主要输入数据：

- 项目成本（资本成本加上许可、税款、意外情况和其他因素的成本）
- 项目的经济寿命（回收所有资本成本的时间）
- 利率，往往以加权平均资本成本计算。

这些输入数据按年计算总成本，这样，它们可以适当地与年度收益进行比较，年度收益通常包括降低的生产成本（包括减少的阻塞和再调度成本）、提升的可靠性和其他避免发生的资金成本。其他类型收益根据能够变现的程度纳入其中。如果每年的预期成本和收益都不同，则规划者可应用净现值计算。

结果表示为收益成本比。如果该比值大于 1.0，则收益大于成本，但在许多情况下，规划者寻求大幅高于这个水平的比值，以更清晰地指示社会效益。 美国联邦准则中采用的界限值为 1.25。

稳健的成本效益分析包括针对难以预测因素的敏感性分析。在大多数美国电力市场中，批发电力价格因天然气价格的差异而各不相同，因而生产成本也各不相同。另一个不确定性因素是未来风能和太阳能的发电成本，这两类成本最近几年一直在下降。

成本效益分析应用于可再生能源开发的一个实例涉及风电从怀俄明州传输到加州的超高压输电，怀俄明州到加州的距离大致相当于内蒙古西部和北京之间的距离。怀俄明州风能的年发电利用率超过 50%；加州拥有美国西部最大的负荷中心。 对于该成本效益分析，NREL 对 500 千伏直流输电线的成本和若干潜在节省来源进行了模拟，包括：

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

- 避免的本地可再生能源发电资源的资本投入（由于发电利用率高，怀俄明州风能每年可以用更少的设备提供同样的电力容量）
- 测试资源的容量值变化
- 生产成本变化
- 避免的本地输电投资（因为开发本地资源需要进行一些网络升级，而利用怀俄明州风能则不需要）(Corbus 2014)。

下表显示了怀俄明州–加州超高压线路 40 年经济寿命中建模要素的成本和收益。由于发电机设备成本降低而产生的成本节省（第一行）反映了关于未来可再生能源成本的一系列合理假设。因为拟议的线路最终可能会因其他原因而建立，所以避免的输电建设（第四行）价值范围为 0 到 27 亿美元。

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。

表 **A-1.** 怀俄明州–加州超高压线路建模要素的成本和收益

要素	收益 [a]	成本 [a]
发电设备和固定成本的降低	64 亿—109 亿美元	
选定资源的容量值变化（资源妥适性）	-8.58 亿美元 [b]	
生产成本降低（系统可变成本）	3.26 亿美元	
节省的加州输电线路建设成本	0—27 亿美元	
怀俄明州-加州 500 千伏直流输电通道		36 亿美元
总计	59 亿— 131 亿美元	36 亿美元
净（超出成本的收益）	23 亿— 95 亿美元	
收益/成本比	1.62 — 3.62	

[a] 40 年的净现值。

[b] 容量值是负收益，因为怀俄明风电与加州的负荷不匹配，比加州资源（包括地热）的替代组合要少。此负值表示在怀俄明风电被选中的情况下要需要获得的额外可靠性的成本。

来源： Corbus 2014

本报告可从国家可再生能源实验室网站 www.nrel.gov/publications 免费获取。