上海需求响应市场潜力及效益评估

作者

牛津大学环境变化研究所
牛津能源研究所

委托单位

自然资源保护协会

支持单位

英国驻华大使馆外交和联邦事务部中国繁荣战略项目基金
能源基金会

2015 年 7 月

NRDC
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

英国驻华大使馆

ENERGY FOUNDATION
能源基金会

2015 年 7 月

上海需求响应市场潜力及效益评估

作者

牛津大学环境变化研究所
牛津能源研究所

委托单位

自然资源保护协会

支持单位

英国驻华大使馆外交和联邦事务部中国繁荣战略项目基金
能源基金会

鸣谢

这份报告是由牛津大学环境变化研究所（Environmental Change Institute, ECI）和牛津能源研究所（Oxford Institute for Energy Studies, OIES）的团队成员合作完成的。ECI 和 OIES 合作整合了利用、支持及评估需求响应的国际经验。ECI 带领团队进行了市场潜力评估，OIES 在价值评估中起到了领导作用，而双方都为这些方面的工作做出了重要的贡献。

我们对金亨美女士和她在自然资源保护协会（NRDC）需求侧管理项目团队的同事表示感谢，感谢他们在项目各个阶段给予的指导、支持和反馈。我们非常感谢上海需求响应项目专家组的宝贵支持，包括上海市经济与信息化委员会、国家电网上海市电力公司用电负荷控制中心、自然资源保护协会（NRDC）、上海腾天节能技术有限公司、上海电器科学研究所、北京南瑞智芯微电子科技有限公司、杭州天丽科技有限公司、同济大学、霍尼韦尔、量云能源科技（上海）有限公司。我们也感谢各位专家提供十分宝贵而独到的意见和指导：自然资源保护协会（NRDC）的 Pierre Bull 先生和 Jennifer Chen 女士、Energy Solutions 的 Steve McCarty 先生、Energy+Environmental Economics 的 Fredrich Kahrl 博士、同济大学的韩延民教授、上海电器科学研究所的张少迪博士。我们还要感谢自然资源保护协会科学中心（NRDC Science Center）、英国驻华大使馆中国繁荣战略项目基金（SPF）以及能源基金会对本研究的慷慨资助。

本报告的内容全部由作者负责，不一定代表牛津大学环境变化研究所、牛津能源研究所或其成员的观点。

目录

鸣谢 1
图目录 3
表目录 4

执行摘要 5

1. 简介 17

2. 国际经验 18
2.1 背景 18
2.2 需求响应资源的描述 21
2.3 需求响应资源的价值 34
2.4 开发需求响应市场的支持性框架 40
2.5 结束语及对中国的影响 53

3. 上海需求响应市场的潜力和效益评估 56
3.1 简介 56
3.2 框架和方法 56
3.3 上海需求响应潜力和价值的评估方法 63
3.4 评估结果 81
3.5 进一步研究建议 87

参考文献 89

附录 91

图目录

图 1 美国联邦能源管理委员会调查中需求响应项目报告的预期峰荷削减量 29
图 2 美国联邦能源管理委员会调查的需求响应项目及其报告的预期峰荷削减量 29
图 3 美国独立系统运营商或区域输电运营商电力批发市场中的需求响应资源及其报告预期峰荷削减量 30
图 4 区域输电运营商 / 独立系统运营商批发市场的需求响应项目及其预期峰荷削减量 31
图 5 宾新马输电组织区域按负荷削减方式和部门分类的紧急需求响应资源 32
图 6 近几个季节按燃料类型分类的短期运行备用资源 33
图 7 2030 年前家庭部门和中小型企业需求响应项目的成本节约潜力 36
图 8 为满足英国家庭部门和中小型企业需求而开展的高峰发电容量投资 37
图 9 2025 年前需求响应（5% 的削减）导致的二氧化碳排放削减量 38
图 10 加州一电力公司需求响应项目的成本和效益 40
图 11 美国需求侧管理成本回收监管机制 45
图 12 2007- 2014 年间宾新马输电组织 RFM 市场发电机的等效可用系数 52
图 13 需求响应市场潜力分析的关键步骤 57
图 14 按部门统计的上海近年用电总量 64
图 15 上海最大系统高峰需求的历史增长及预测 64
图 16 上海未来系统高峰需求预测（2020 年、2025 年和 2030 年） 65
图 17 典型夏季工作日上海电力需求产生的逐时综合负荷（2014 年 8 月 6 日） 66
图 18 发电容量成本的计算步骤 78
图 19 上海需求响应市场潜力的评估 81
图 20 2020 年至 2030 年间折现系数为 7% 情形下的可避免容量成本 83
图 21 2020 年至 2030 年间折现系数为 0% 情形下的可避免容量成本 83
图 22 2020 年至 2030 年间折现系数为 10% 情形下的可避免容量成本 84
图 23 可避免能源成本 85
图 24 可避免二氧化碳成本 85
图 25 可避免输配电损耗成本 85
图 26 其它所有可避免成本（能源、二氧化碳和输配电损耗）的范围 86
图 27 2020 年至 2030 年间的全部可避免成本 86

表目录

表 1 需求响应资源参与容量机制情况介绍 21
表 2 需求响应资源参与辅助服务情况介绍 24
表 3 低碳网络基金资助的工商业用户需求响应试验案例 26
表 4 英国容量市场首次 4 年远期容量拍卖会出清的容量数（按燃料类型分类） 34
表 5 需求响应对电力系统不同活动的潜在效益 34
表 6 不同类型服务的基准价格 36
表 7 可避免发电容量和电网成本 38
表 8 运用加州公用事业委员会方法估算可避免成本时涵盖的主要因素描述 39
表 9 不同电力行业结构下的需求响应商业模式 41
表 10 用户参与率估算技术示例 60
表 11 平均削荷效果估算技术示例 61
表 12 2020 年、2025 年和 2030 年各次级部门用户数及其年用电量预测 68
表 13 有负荷曲线信息的样本用户的分布情况 70
表 14 各次级部门高峰负荷系数预测和假设 71
表 15 2020 年、2025 年和 2030 年各次级部门的预计总高峰需求和各用户平均高峰需求 72
表 16 未来里程碑年份（2020 年、2025 年和 2030 年）的用户参与率假设 74
表 17 关于用户平均削荷效果的假设 76
表 18 部分燃气电厂或发电机组的装机容量和投资成本 79
表 19 开式 / 联合循环燃气轮机发电厂的成本参数和税率 79
表 20 容量成本估算结果（人民币元 / 千瓦 - 年） 79
表 21 估算其它可避免成本时使用的参数 80
表 22 估算其它可避免成本时使用的参考电厂的技术特性 80

执行摘要

中国的电力系统正在发生变化。随着能源系统的低碳转型，间歇性可再生能源和电动汽车的大规模并网将会对电网的运行和管理带来挑战。此外，日益增长的用电需求和高峰负荷，以及减轻环境影响、改善电网运行经济效率的政策目标，都强调了中国改变电力系统运作和规划方式的迫切性。各相关方，特别是高层决策者，对探索电力需求侧潜力的兴趣日渐浓厚，希望通过电力需求侧为电力供需平衡、减碳、环境保护和提升经济效率等政策目标作出贡献。

电力需求响应（DR），是能够帮助实现这些政策目标的一种重要的电力需求侧资源。按照定义，电力需求响应是指通过能够反映电力系统边际成本的电价，或者提供给用户资金奖励以要求他们在系统需要的时候减低负荷的机制，激励用户改变原有的用电行为，从而实现高峰负荷的降低或转移。作为有序用电项目的一部分，中国的电力公司在实施行政性负荷管理项目方面拥有一定的经验，这些项目包括削峰填谷以及在电力严重短缺情况下的用电控制和需求削减。但是，由于缺少电力需求响应常常采用的市场机制，行政性负荷管理在调动用户参与意愿方面常常能力有限且缺乏灵活性，因此不适用于支持需求侧资源的长期发展。

正因为如此，电力需求响应在中国的发展愈发重要。2014 年，上海市成为国家发展改革委指定的中国首个需求响应试点城市。目前该试点项目重点集中在工商业用户上，旨在探索通过市场机制来挖掘需求响应资源。在上海需求响应试点工作进行的同时，国家发改委对四个电力需求侧管理（DSM）城市（即北京、苏州、唐山和佛山）发布通知，要求规划和开展需求响应试点工作。中国在开展需求响应方面经验有限，尤其缺乏市场化机制的实施模式，因此，国际经验，特别是已经成功运用需求响应解决电力系统需求国家（如英国和美国）的实践和经验，对中国来说参考价值很大。

本报告总结了国际上开展电力需求响应项目的实践和经验，并针对上海需求响应的市场潜力和效益进行了评估，这些研究成果能够对上海试点或其他地区的类似工作作出贡献。在国际经验层面，报告回顾了需求响应资源的应用背景和现状，英国和美国在评估需求响应潜力和效益方面的研究成果，以及促进需求响应发展必需的政策支持。鉴于中国与英美等经合组织国家之间在电力系统管理和市场条件等方面存在显著差异，本报告特别提出了一些启示性的建议，以助于更好地理解经合组织国家的经验。为评估需求响应的市场潜力和效益，本研究首先介绍了评估的总体框架和方法，然后基于国际经验和上海本地数据来衡量需求响应的市场潜力和效益。我们的工作为如何开展此类评估提供了范例，并为同领域的研究提供参考建议。

国际经验

• 电力系统的变革为需求响应等需求侧资源的发展创造了机遇

由于电力存储难且成本高，电力供应和需求应满足实时平衡。一般来说，供需平衡的责任主要落在了供给侧，需求侧本质上被视为是被动的，其主要原因在于人们熟悉电力供给侧资源的特性，如可控性和可靠性、易于协调和整合，并在调度灵活性方面具有较高的经济效益。

电力系统的新兴变革激发了使用需求响应和其他需求侧资源来补充甚至替代供给侧资源的兴趣。这些变革包括间歇性可再生能源、分布式发电以及智能电表和家电的日益普及，市场的自由化，强调通过价格信号来实现系统平衡，用于电力监测和管理的智能技术成本的下降，以及能源系统减碳和环境保护的政策目标。

在美国，电力需求响应的历史可追溯到 1970 年代，当时受监管的电力公司为应对不断上升的夏季用电高峰，提出了需求响应项目。在电力行业重组后，2000-2001 年发生的电力能源危机和电力价格急剧上涨等一些问题，促使政策制定者和监管者发现了需求响应在电力批发市场有效运作中的价值。在欧洲，虽然政策一直侧重于提升能源效率，但是各类新趋势，如电力高峰负荷的增长、对可再生能源发展的远大目标、智能电表和其他支持技术成本降低以及“主动”需求侧所具备的潜力，提高了需求响应在欧盟能源政策中的重要性。

• 需求响应资源可以提供不同的系统服务

电力供需平衡需要在不同的时间尺度（例如每年、每天或每小时）得以确保。因此，多种需求响应产品已经被设

计出来，以满足不同的系统需求。这些需求响应产品的性质和重要性在很大程度上取决于相关电力系统的具体特性（例如峰荷期、导致系统峰荷的因素以及对不同的系统服务的需求等特点）。电力需求响应还可以根据是针对整个电力系统平衡或容量充足还是针对某一特定区域的电网瓶颈，进行进一步的划分。

发电容量充足性——电力系统实现节约最大的潜力来自于长期来看对容量要求的降低，特别是发电容量的降低。在美国和欧洲，许多实现了行业重组的电力系统已经引入或正在建立电力容量市场， 为建设新的发电容量或保留已有的发电容量提供激励，以履行满足容量资源充足之义务（例如，美国要求电力公司确保其采购的发电容量要高于预计峰荷需求的 10-20% 以上），并在间歇性发电日益增长的背景下实现电力系统的平衡。在很多情况下，这些市场允许需求响应资源的参与。这些方案通过竞拍的方式来采购供给侧或需求侧的容量资源，从而确保可以满足预期的电力负荷需求。目前新英格兰独立系统运营商（ISO-NE）和宾新马输电组织（PJM）的远期容量市场、英国容量市场以及纽约独立系统运营商（NYISO）和美国中西部独立系统运营商（MISO）的容量机制采用了这种做法。

经济响应——经济或基于电价的需求响应是指客户对电价信号做出反应的一种减少（或增加）用电负荷的项目类型，用户改变用电行为是基于用户当时的意愿和直接利益，而不是为了履行已经承诺提供的特定系统服务。在系统价格较高的时候（一般是用电负荷达到高峰的时候），用户可以减少负荷或者将负荷移到价格较低的时段。经济或基于电价的需求响应包括电力公司提供的不同电价项目（例如分时电价、尖峰定价）。在美国一些实现行业重组的电力市场（例如 PJM、ISO-NE 和 NYISO），需求响应资源也可以直接向电力批发市场投标，减少批发电价较高时段的电力消耗。随着间歇性可再生能源（例如风能和太阳能）的发展，需求响应资源可以在这些能源类型发电输出高从而导致电力批发市场价格低的情况下，增加电力需求，尤其是与储能相结合时，需求响应可发挥更大的作用。

辅助服务——由于电力系统经常遇到供需平衡的短期变动，为确保系统可靠性，辅助服务是必不可少的。在美国已经对电力系统实现行业重组的地区，独立系统运营商（ISO）或区域输电运营商（RTO）提供辅助服务，以帮助管理输电系统的运作和平衡。对于其他还未进行行业重组的地区，电力公司或负责电力系统平衡的机构可以提供或者采购此类服务。符合条件的需求响应资源可以提供这些辅助服务，例如德州电力可靠性委员会（ERCOT）和 PJM 的备用服务。在英国，国家电网作为其系统运营商，提供平衡服务（例如备用服务和频率响应），以支持大不列颠输电系统的供需平衡。需求响应资源已成功参与到这些辅助服务市场中，其中绝大多数是提供短期运行备用（STOR）服务。

电网过网费与监管——英国电力行业已经实现了发输配的重组，输电和配电网之间彼此分离且与其他部分（例如，竞争性的发电和零售市场）并不相连。输配电网过网费受政府监管，首先向能源供应商征收，然后转嫁到用户身上，以此回收输配电网的维护和升级成本。目前在电网过网费方面，有一些机会可以促使大用户参与到需求响应中（例如，输电网过网费（TRIAD）规避项目 [1]、配电网过网费以及与系统运营商的双边协定）。

- **需求响应资源可以为电力系统的运作和规划作出显著贡献，其他国家的需求响应项目已从各类行业和终端用途上获取了需求响应资源**

国际上的研究估计需求响应的潜力巨大。例如，根据 2009 年联邦能源管理委员会（FERC）《需求响应潜力国家评估》报告的估算，在最乐观的情况下 [2]，美国 2019 年可通过需求响应削减 1.88 亿千瓦的高峰负荷，这相当于当年假设没有需求响应情况下预计峰荷值的 20%[3]。

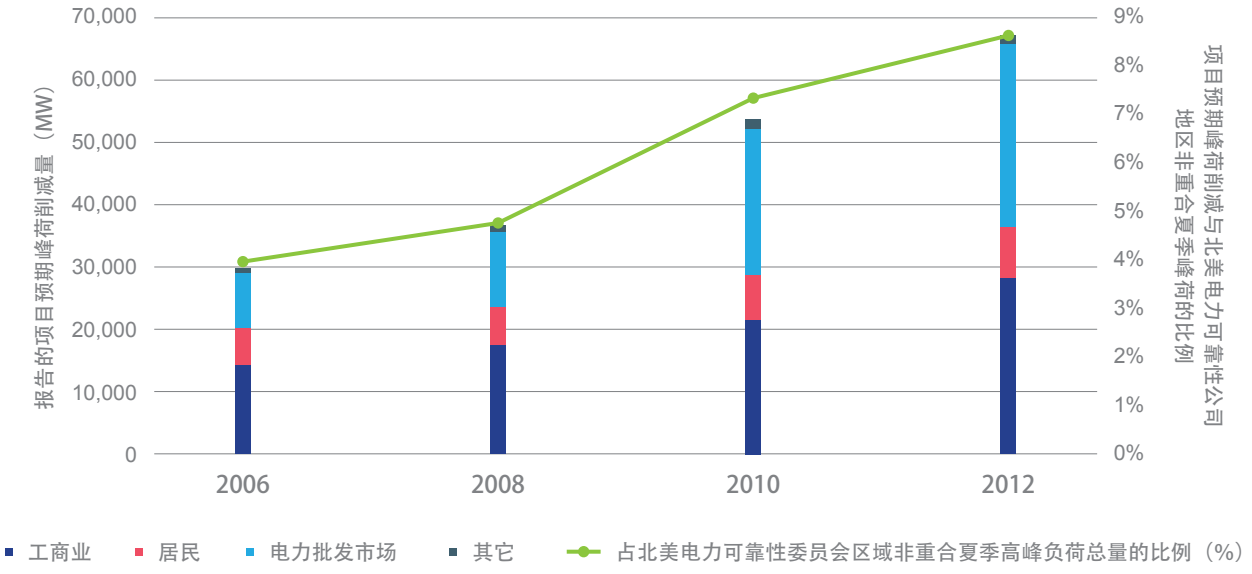
根据美国 2005 年《能源政策法案》，联邦能源管理委员会负责每两年针对智能电表的普及和需求响应发展的进度进行全美调查。调查结果显示，需求响应项目的预期峰荷削减量从 2006 年的 2970 万千瓦增加至 2012 年的 6600 多万千瓦（图 ES 1）。与此同时，需求响应项目的预期峰荷削减量在美国非重合用电峰荷的占比也由 2006 年调查的 4% 上升至 2012 年调查的 8.5%。在 2006 至 2012 年两次调查间，参与到电力批发市场和针对工商业的需求响应项目的预期峰荷削减量出现了显著增长，两类项目均占 2012 年调查中需求响应项目预期峰荷削减总量的 40% 左右。此外，在 2006 和 2012 年两次调查间，居民需求响应项目的预期峰荷削减量增长了 40%。

1. 大型的工商业用户可以通过在全年中系统负荷最高的三个半小时时段中减低其电力负荷，从而减少需要支付的输电网过网费。

2. 最乐观的情景假设智能电表的全面普及，分时电价作为默认选项并与支持性技术配套向用户提供。

3. 根据北美电力可靠性公司 2008 年长期可靠性评估，针对于全美非重合夏季高峰负荷，考虑了能效提升的影响但是没有考虑需求响应的影响。

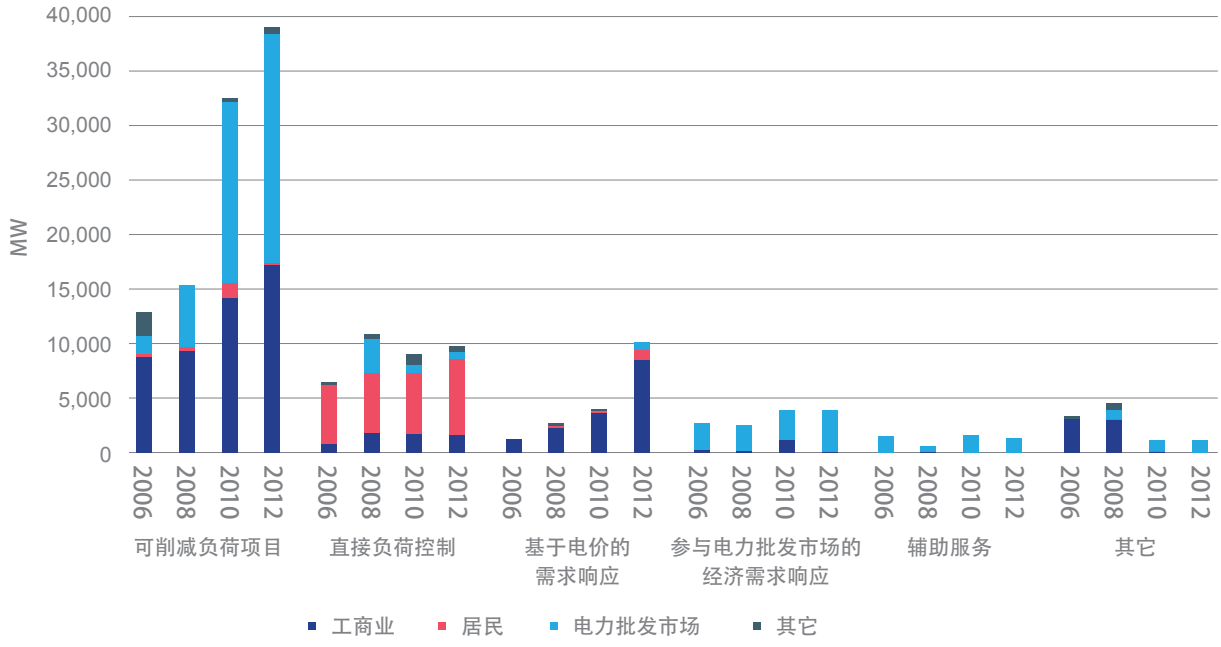
图 ES 1 美国联邦能源管理委员会调查中需求响应项目报告的预期峰荷削减量



注：北美电力可靠性公司地区非重合夏季峰荷占比，即联邦能源管理委员会调查中北美电力可靠性公司地区（即美国除夏威夷和阿拉斯加外其他地区）需求响应项目预期峰荷削减量与相应年份非重合夏季总峰荷的比值

来源：联邦能源管理委员会（2012 年、2011 年、2008 年和 2006 年）和美国能源信息管理局（2013 年）

图 ES 2 美国联邦能源管理委员会调查中需求响应项目及其报告预期峰荷削减量



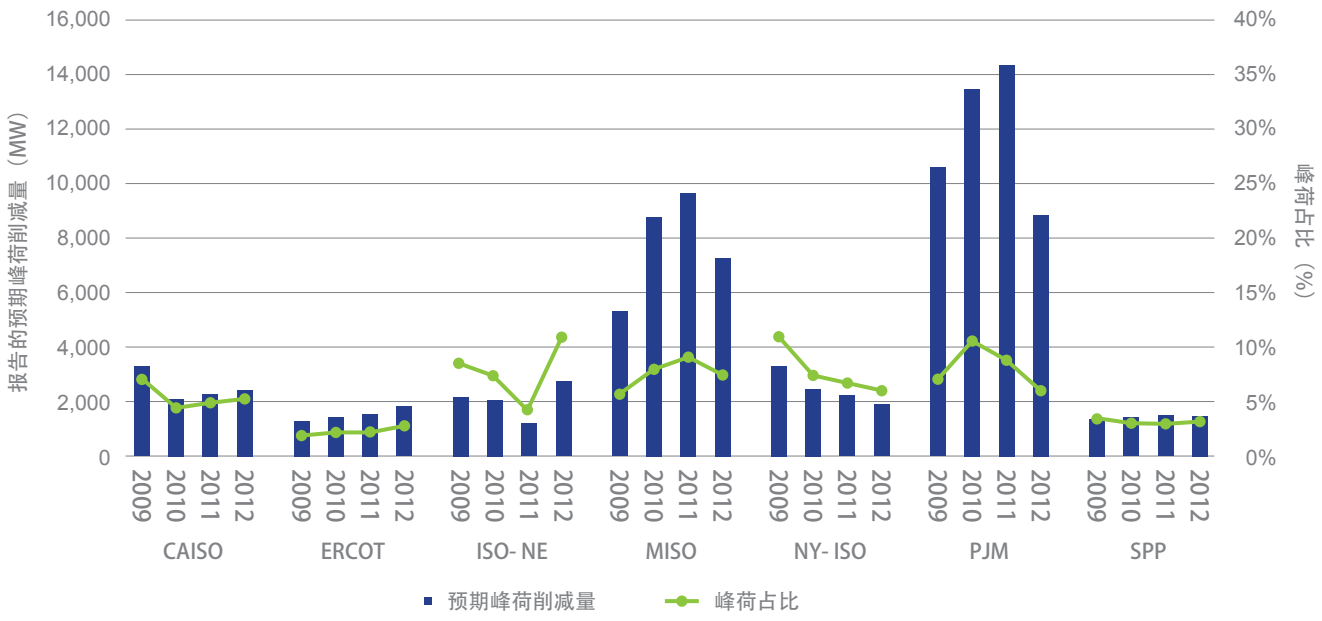
来源：改编自联邦能源管理委员会（2012 年、2011 年、2008 年和 2006 年）

在美国，相比于其他项目，用来满足容量充足的可调度需求响应项目（例如可削减负荷项目[4]和直接负荷控制项目[5]）贡献了更多的预期峰荷削减量，但是基于电价的非可调度需求响应项目也在 2006-2012 年间两次调查中呈现显著增长（图 ES 2）。在 2012 年的调查中，可削减负荷项目和直接负荷控制项目占了需求响应项目预期峰荷削减量的近 70%。工商业用户提供的需求响应资源主要集中在可削减负荷项目和基于电价的需求响应项目（主要是分时电价）。另外，参加电力批发市场的需求响应资源主要集中在可削减负荷项目以及需求投标与回购项目（即经济需求响应项目），同时也参与辅助服务市场提供旋转和非旋转备用等服务。相比之下，居民需求响资源则主要通过直接负荷控制项目和基于电价的需求响应项目（主要是分时电价）参与，而直接负荷控制项目也适合小型的工商业用户。

不同独立系统运营商或区域输电运营商中，参与电力批发市场的需求响应资源之规模也有所不同（图 ES 3）。与其他系统运营商相比，PJM 和 MISO 明显具备更高的需求响应峰荷削减量。需求响应的预期峰荷削减量占 CAISO、ISO- NE、MISO、NYISO 和 PJM 高峰用电总需求的 5- 10%，但是在 ERCOT（2- 3%）和 SPP（3- 4%）的贡献较小。

需求响应资源可以来自于多种终端用途。例如，备用发电、暖通系统和制造业在 PJM 远期容量市场“紧急需求响应”项目中贡献了最多的负荷削减（70- 90%），同时照明和制冷的贡献也比较大。需求响应资源的来源中，约 50% 的峰荷削减能力来自于工业或制造业，约 20% 来自于商业和公共建筑，终端居民用户占 15%。

图 ES 3 美国独立系统运营商或区域输电运营商电力批发市场中的需求响应资源及其报告预期峰荷削减量



来源：美国联邦能源管理委员会（2014 年、2011 年）

英国电力系统高峰用电时期在冬季，根据 2012 年《非居民部门的需求侧响应》预测，非居民建筑的需求响应潜力[6]为 120- 450 万千瓦（或系统峰荷的 3- 8%）。此外，据“英国电力需求项目”指出，2012 年 1800 万千瓦负荷（系统峰荷的 34%）在技术层面上可视为适于提供需求响应。这一潜力将在 2025 年增长至 2500- 3200 万千瓦（预计系统峰荷的 37- 55%）。

对英国而言，目前电力市场中需求响应的参与程度一般。Ward 等人（2012 年）估计 2012 年需求响应的参与规模达到了 100 至 150 万千瓦，而“真正意义上的”负荷削减（即非通过使用备用发电实现的需求削减）将达到约 40

4. 可削减负荷项目指的是用户需要在电力公司或电力系统运营商要求的时候，削减高峰负荷的可调度项目（例如可中断负荷项目、紧急需求响应项目和作为容量资源的项目）。可中断负荷项目指的是用户在预定系统情况出现时削减用电负荷，从而获得电价补贴的项目。紧急需求响应项目指用户同意在系统紧急情况出现时削减用电负荷的项目。作为容量资源的项目要求用户在预定系统情况出现时，履行义务减少预定额度的用电负荷削减。9. 在直接负荷控制项目中，用户允许电力公司或电力系统运营商远程控制其用电，从而获得需求响应补偿。

5. 在直接负荷控制项目中，用户允许电力公司或电力系统运营商远程控制其用电，从而获得需求响应补偿。

6. 在不考虑能够影响用户参与的经济或其他因素时，在系统高峰时段以及技术层面上能够被认为适合进行需求响应以及灵活的终端用电。

至 60 万千瓦。即使加上通过“需求侧平衡备用（DSBR）”项目[7]和英国容量市场新采购的需求响应资源，需求响应预期的峰荷削减量最多达到 200 万千瓦，仅占冬季峰荷 5800 万千瓦的约 3%。迄今为止，国家电网的“短期运行备用（STOR）市场”占据了现有需求响应资源的绝大部分，需求侧资源在最近几期竞标中贡献了 140 至 200 万千瓦的峰荷削减，占 STOR 总资源的约 50%。但是， 这些需求侧资源大部分实际上是供给侧的解决方案（即使用备用发电设备），而“真正意义上的”负荷削减仅贡献了 11 至 23.7 万千瓦容量，仅占近几期竞标中 STOR 资源的 4- 7%。除此之外，目前需求响应在国家电网其他平衡服务市场和英国容量市场中的参与度也有限。

• 需求响应能够为电力系统带来显著效益

需求响应具有多种效益，包括可避免容量成本、可避免能源成本、可避免电网成本、可避免环境外部性成本、参与者电费节约以及如系统安全等其他益处（表 ES 1）。因为“可避免成本”无法直接可见，所以有必要对没有需求响应情况下产生的成本进行假设，但这必然会带来分析的不确定性。需要记住的是，需求响应资源的效益对不同的电力系统而言可能大有不同，这主要取决于电力系统的结构和评估需求响应所采用的方法，特别是容量建设的基础。建造发电容量和输配电网来满足高峰用电需求时，如果电价不能完全反映高峰时期的供电成本，电力需求峰荷可能比经济学意义上的最优水平高。在这种情况下，需求响应可能有效地弥补价格信号的不足，从而可能避免建造非必需的发电容量。

很多国际研究估计了需求响应的效益。例如，英国 Element Energy 和 RedPoint 公司（2012 年）预测，在 2030 年高需求的情景下，来自于居民和中小型企业的需求响应之潜在效益可达到每年 5 亿英镑。英国天然气与电力市场办公室（2010 年）提供了另一个预测，估计英国通过需求响应获得可避免发电容量和可避免电网容量成本的潜力。对美国而言，Brattle 集团采用基 于模拟的方法来估计需求响应（每个大西洋中部区域的 高峰负荷削减 3%）在 2005 年对 PJM 能源市场的影 响。研究总结得出，取决于市场状态，需求响应对整个 PJM 系统的效益达到每年 0.65 至 2.03 亿美元。此外，监管部门和其他利益相关方已采用三益公司（Energy and Environmental Economics）开发的“可避免成本计算器”来评估可节约的成本。

表 ES 1 需求响应对电力系统不同活动的潜在效益

	运营	扩容	市场[1]
发电	• 减少用电高峰时期的发电：减少能源成本，减少排放[2] • 辅助供需平衡（对间歇性发电尤其重要） • 减少为了增强供应短期可靠性所需要的运转备用容量需求	• 避免调峰机组的投资 • 减少容量备用需求或增强供电的长期可靠度 • 允许更多间歇性可再生能源接入电网[3]	• 减少供需不平衡的风险 • 限制市场权力 • 减少价格波动
需求	• 加强用户对成本、用电量及环境影响的认知 • 为用户提供选择从而实现效用最大化 • 减少电费或获得报酬的机会	• 在对用电量和成本认知度提高的情况下作出投资决策	• 增加需求弹性
输配电	• 缓解输配电网拥塞 • 管理意外事件，避免电力中断 • 减少整体损耗 • 推动技术操作[4]	• 推迟电网升级改造的投资需求或增强电网长期可靠度	
零售[1]			• 减少供需不平衡风险 • 减少价格波动 • 新产品，为用户提供更多选择

[1] 仅适用于自由化市场；[2] 取决于电力能源结构；[3] 在鼓励可再生能源发电的系统中可视为益处；[4] 保持频率和电压水平，平衡有功和无功功率，控制功率因数等。

来源：Conchado 和 Linares（2012 年），表 3

7. “需求侧平衡备用”项目通过给予大型用户支付，要求他们在冬季工作日的下午 4 点至下午 8 点间在国家电网给出指令后，削减用电负荷或使用备用发电设备。该项目在 2014 年由国家电网启动，为了在英国容量市场第一个交付年（2018 年）前解决中长期容量富余减少的问题。

• 技术和社会经济的有利条件对于需求响应市场的长期发展至关重要

本报告介绍了一些能够支持需求响应市场发展的政策和市场方面的关键条件。为了创建这个市场，电力公司和电力系统运营商需要有激励来将需求响应作为一种资源使用并且需要对需求响应资源的可靠性有信心，与此同时，用户需要获得足够的经济效益和支持来长期参与。尽管本报告的案例主要来自于已经实现行业重组而且最终电价是通过竞争性零售市场决定的电力系统，但是这些结论也适用于其他电力市场结构（例如垂直整合的电力系统）。市场监管者和政策制定者在设计支持性的监管和政策环境时，应考虑到相关电力系统的特征。

需求响应项目的商业模式——需求响应资源需要有机会和机制提供电力系统服务。根据电力行业的结构和特性，可使用不同的商业开发获取需求响应资源，包括零售端基于电价的项目、基于激励可调度的项目或者参与电力批发市场项目等（表 ES 2）。

给予包括电力公司在内的行业相关方有力的政策激励以促进需求响应发展——无论市场结构如何，需求响应长期发展的一项必要前提是主要利益相关方意识到需求响应的广泛价值（例如经济、可靠度和环境效益），并且有合适的激励来获取其能带来的效益。相关项目的融资（至少从民间资本的角度）要求实施需求响应获得的效益可靠而且可以被投资需求响应项目的实施主体获得。对受监管的电力公司而言，政策框架应该给予足够的激励（例如对发电资源采购经济性的要求）来鼓励电力公司获取需求响应能够实现的经济和电力系统运行方面的效益。此外，为了需求响应项目的长期发展，电力公司需要有途径回收需求响应项目的成本以及在合理范围内获得针对收入损失的补偿。为了进一步激励电力公司，监管者也可以根据电力公司在促进需求响应发展方面的绩效给予奖励。对电力批发市场以及实现了行业重组的电力系统而言，预测和获取需求响应的效益可能比较困难， 因为存在不同的价值流而某些价值流（例如对电网的效益）可能无法直接地被项目投资者获得。在这种情况下，因为没有单一的行业相关方可以获得所有的效益，即使成本效率高的需求响应项目也不一定得以实施。简而言之，对于需求响应能够带来的某一价值，如果没有相应市场的存在，那么不仅难以估计真实的价值，而且该价值是非电力公司的其他个体难以获得的。至关重要的是有一个稳定透明的市场机制，使得需求响应的价值能够得以体现，并且行业相关方能够获得相应价值。监管政策应为需求响应参与这些市场移除障碍，确保电价和市场规则能增强利益相关方参与需求响应的兴趣，并且确保需求响应资源有机会获得相应的收益。

负荷集成商能够在需求响应资源采购方面起到支持作用——负荷集成商能够依靠创新的商业模式，向电力系统运营商、电力公司和用户提供“增值服务”。负荷集成商的三大主要商业模式包括提供负荷削减服务、支持电力系统运营商 / 电力公司直接采购需求响应资源以及提供其他能源方面的服务。负荷集成的好处有很多，包括开发小型的需求响应资源、用户和市场开发、绩效风险管理和创新机会。更重要的是，负荷集成商本身应该就有激励来尽可能地开发需求响应资源。为支持负荷集成商的发展，监管机构和政策制定者应增强其发展用户和获得需求响应商机的渠道，为需求响应产品创造市场，并且在负荷集成产品能够降低系统成本的前提下确保该商业模式的经济可行性。

表 ES 2 不同电力行业结构下发展需求响应的商业模式

市场结构	实施主体	需求响应项目产品 [1]			
		不可调度的项目		可调度的项目	
		类型	执行方式	类型	获取方式
垂直整合	电力公司	两部制电价； 分时电价和尖峰电价	行政方式决定电价	直接负荷管理； 可削减负荷	双边合同； 行政方式设计的产品； 特别举行的竞标
单一买家模式	“单一买家实体” 或电力系统运营商	两部制电价； 分时电价和尖峰电价	行政方式决定电价	直接负荷管理； 可削减负荷	双边合同 行政方式设计的产品； 特别举行的竞标
竞争批发市场	电力系统运营商； 配电电力公司	两部制电价； 分时电价、尖峰电价 和实时电价 [2]	行政方式决定电价； 对电力批发市场电价作 出响应	直接负荷管理； 可削减负荷； 参与电力批发市场 的经济需求响应	双边合同 行政方式设计的产品； 特别举行的竞标； 电力批发市场（“多 资源竞标”）
完全竞争	电力系统运营商； 配电网运营商； 电力零售供应商	两部制电价； 分时电价、尖峰电价 和实时电价； 分时的过网费	行政方式决定的电价； 对电力批发市场电价作 出响应	直接负荷管理； 可削减负荷； 参与电力批发市场 的经济需求响应	双边合同 行政方式设计的产品； 特别举行的竞标； 电力批发市场（“多 资源竞标”）

[1] 一般来说，非可调度需求响应指的是基于电价的项目，而可调度需求响应则指的是基于激励的项目。但是，“可调度”的程度在不同的资源类型间可能有差异，取决于包括资源绩效违约的惩罚程度在内的一些因素。

[2] 理论上，实时电价也可以在垂直整合或单一买家模式下推行，但是这种做法并不常见。

用户的技术能力、参与激励和宣传是非常重要的——如果用户长期参与到需求响应项目中，他们需要实施需求响应的技术能力、参与需求响应项目的适度经济激励以及有关为什么需求响应重要和如何参与等方面的知识。用户需要获得能够帮助他们发掘需求响应潜力以及确定所需支持性技术的资源。这包括有机会获得负荷集成商或其他资源提供的技术支持、双向的表计和通讯设备以及可以监测需求响应实施成果的能源管理反馈系统。需求响应项目可以考虑提供免费或带有补贴的技术支持，以及向支持性技术提供经济激励。根据电力系统的需要和用户对需求响应的熟悉程度，需求响应项目的设计也应该多样，从而满足用户不同的需求和用电特性。除此之外，用户也需要获得足够覆盖参与成本（例如投资支持性技术的直接成本和间接参与成本）的效益，但是同时项目的经济激励需要和需求响应给电力系统带来的效益相匹配。因此，需求响应项目需要在潜在的经济收益方面给予用户信心，并且确保用户看到参与需求响应项目的好处（比如对用户电力支出的影响）。最后，持续的用户沟通和宣传对需求响应项目的长期发展是至关重要的。这主要是因为在了解如何成为“更智能用户旅程”的不同阶段，用户可能会有不同的需求。当用户对需求响应这个概念不太熟悉时，教育宣传对于解决用户有关参与项目风险的担忧是非常重要的。一旦用户获得了一些经验并且对参与的好处有了更好的认识，用户的宣传沟通提供了很好的机会鼓励用户进一步发掘其提供需求响应的能力。

需求响应资源可靠性——电力公司和系统规划机构需要对需求响应资源的可靠性（针对其提供如频率响应和发电容量充足性等系统服务的具体特征）有信心。这对于使用需求侧资源替代供给侧资源至关重要。项目的设计（比如对未能履行需求响应义务进行处罚）可以给予促进可靠性的激励，与此同时，能够提高用能可控性的技术也可以发挥支持作用。另外，项目的实施主体需要对项目进行定期的评估，对项目实现的峰荷削减进行测量验证，从而增强有关需求响应资源可靠性的数据。这对于非可调度需求响应项目尤其重要，因为这类项目通常没有促进可靠性的激励机制。

支持性技术——先进量测基础设施（AMI）是市场范围需求响应项目的一项关键技术，尤其是对基于电价的项目。其他技术（例如智能家电、能源管理系统或工商业用户的过程控制系统）也是需求响应项目的重要推手，尤其是对于需要快速响应和自动化的项目。此外，各类用电终端负荷的实时数据对于增加需求响应成果的“可见度”以及挖掘提供不同需求响应项目的潜力是很有帮助的。最后，备用发电设备的使用可能会增强用户提供需求响应的积极性和能力，但是备用发电设备只是一种替代性的供应端解决方案，而且很有可能带来比所节约的系统成本更高的环境和能源成本。

- **电力系统运行方面的差异对需求响应目前在中国的发展有一些阻碍，不过正在进行的电力体制改革为需求响应今后的发展提供了机会**

尽管上述驱动需求响应发展的因素及其潜在的效益与中国相关，经合组织国家的经验也许不能被直接借鉴，这在本质上是因为中国电力系统与经合组织国家电力系统的发展十分不同。这种不同凸显了根据中国特定监管政策环境设计需求响应项目的必要性，同时也必须对管理电力系统运作的实践方法和制度框架作出改变。这也提出了在估计需求响应资源潜力和效益时需要考虑的若干实际因素。

行政需求规划与市场化机制的需求响应不兼容。年度需求规划起源于供电短缺的 1970 年代，至今依然存在。需求规划存在一些限制，譬如行政措施的经济损失、用户改变用电行为的激励不足以及设计需求响应项目满足不同系统需求（例如应对系统紧急事件之外的需求响应，如促进间歇性可再生能源入网的辅助服务）可能性有限。从行政需求规划向市场化需求响应转型不仅需要监管变革，也需要合适的用户教育沟通和项目设计。此外，行政需求规划可能会对电力需求产生压制，因而减弱了市场化机制的需求响应的效益。

资源规划与调度的体制与管理框架不够灵活，会对需求响应造成限制。如 Kahrl 和 Wang（2014 年）所述，年度发电规划和机组发电计划，连同电网运营规划，一起构成了发电调度规划的基础[8]。年度发电规划通常需要维持发电容量一定的运行时间。结合区域间与省际间电力交易[9]的固定安排，该调度模型可能会限制需求响应的使用范围，因为需求响应的应用可能会对发电机组的运行时间产生影响。此外，调度模型的多层级结构也会增加省间共享需求响应资源及其效益成本的复杂性。

资源规划与调度中缺乏经济效益的驱动力，可能会阻碍需求响应的发展。不同于英国和美国，追求经济效益的驱动力在中国的电力系统中不强。例如，对所有发电能源类型（如煤炭、天然气、水电和可再生能源）缺乏优化的经济调度（如日前与运行备用），或在某些时候通过临时手段调度发电资源，这就意味着经济效率低的机组可能会以降低经济效益高机组的运行为代价生产。这对需求响应的影响有两方面：第一，具有成本效率的需求响应的潜在效益可能无法在电力系统现有调度和运行模式下完全体现；第二，在电力系统规划中没有激励来将需求响应作为一种替代资源进行考虑。

电力系统中的定价信号缺失，给估计需求响应效益造成困难。在英国和美国的部分地区，可以基于竞争性电力批发市场中获取容量、能源和辅助服务、金融输电权和二氧化碳排放许可等信息，估算需求响应资源的效益。对于具备竞

8. 年度发电计划由省级规划部门制定，从而保证发电商的运行小时数。对于使用基于能效的调度模式的省份，发电组合方案基于发电排序表制定。电网运行计划考虑了输电系统的安全和限制因素。

9. 跨区域和跨省的电力调度计划在省级调度机构制定调度计划前确定。

争市场机制的系统，需求响应资源可直接与供给侧以及其他需求侧资源竞争，或者通过竞争机制获取需求响应资源，同时确定特定需求响应服务的价格。对于不具备竞争市场机制的系统，通常会有一些经济信息，使得需求响应的行政价格可以反映对可避免成本的估计 。相比之下，中国的电力系统主要还是受制于集中规划，价格、发电厂运行时间和高峰电力需求所都已经被提前设定。由于不存在竞争性市场机制来确定价格，需求响应成为了规划过程的一部分，而非被电价信号所驱使。定价信号的缺失给评估需求响应全部的经济效益带来困难。此外，因为消费者没有获得能够反映系统运行状况和经济成本的价格信号，他们参加需求响应项目获得的利益可能会相对较低，从而影响他们参与的兴趣。

但是，中国近来有关电力体制改革的政策举措应该能够在中长期支持需求响应的发展。在 2015 年公布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中，国务院不仅明确了需求响应和其他需求侧资源在确保电力供需平衡上的重要作用，而且重点提出了深化电价改革以及引入市场机制的目标。在这些领域的进一步努力有助于增强电力系统运行中的价格信号以及资源规划和调度的灵活性。此外，有序地缩减行政需求规划以及鼓励用户与电力公司签订可中断负荷合同也是政策鼓励的方向。从本质上来说，这些举措应该能够为需求响应的发展提供更加有利的环境。

基于中国现有的电力体制，“分阶段”的方式发展需求响应市场应该更加适合。在最初的阶段，需求响应项目可以考虑比较简单的设计（例如向特定用户群推广用于保证发电容量充足性的可削减负荷项目），也可以通过试点的形式，主要是为了增强用户对市场化机制需求响应的兴趣和认识。一旦用户对于参与需求响应项目有了一定的经验，就有机会设计更加细致的项目来满足用户的不同特征和电力系统的不同需求。从“用户旅程”的角度来看，这种方式的价值在于更好地促进用户兴趣和学习，这可以通过持续的用户教育宣传支持。电力公司和负荷集成商在其中需要扮演重要角色。另外，定期的项目评估对于增强对需求响应可靠性的实际认识、分享“最佳实践”以及寻求项目的改善都是非常重要的。除此之外，在政策的层面上，建议把握进一步电力体制改革所提供的机会，让用户逐渐“熟悉”电价的市场特性。这可以包括推广分时电价或尖峰电价来增加用户在高电价时段参与需求响应的效益。监管者和电力公司也应该进一步提升系统成本核算和更细致地定义系统服务，从而更好地支持对需求响应系统价值的估算。这些应该与通过政策手段促进电力资源采购的成本效益和对电力公司的激励等方面的工作进行互补。

需求响应的市场潜力和效益估计：以上海为例

为促进使用需求侧资源提供系统服务，很重要的一部分内容是评估需求响应资源的潜力和效益。这种评估能够帮助电力公司、电力系统运营商、政府和其他关键利益相关方明确需求响应资源的预期规模、来源、对电力系统的潜在价值，从而帮助制定需求响应发展的目标和战略。

• 估计需求响应市场潜力的框架和方法

市场潜力指的是考虑能够影响用户参与度和用电负荷削减潜力的实际因素后（例如项目设计、激励、用户参与、用电特点、监管和市场条件），能够在系统高峰时段减低用电负荷的潜力。国际上对需求响应市场潜力的研究采用的分析方法各有不同。然而，他们潜力分析的总体框架有一些共性，其中之一就是通过“自下而上”的方法评估需求响应的潜力，而该方法的使用是有充分理由的。例如，各类用户减少需求从而实现需求响应的潜力很大程度上取决于其用电特性，而各用户群体的用电特性很可能出现差异。特定的终端用途及支持性技术的普及率也能够影响用户提供需求响应资源的多少。此外，考虑到各用户群体在满足项目要求、参与动机和项目其他特点等方面的具体特点，不同用户群体参与需求响应项目的能力和意愿可能不同。图 ES 4 展示了“自下而上”方法在评估需求响应市场潜力中的框架和步骤。

图 ES 4 分析需求响应市场潜力的关键步骤

• 评估需求响应效益的框架与方法

需求响应的效益是基于需求响应项目使电力公司可以避免的成本（被称为可避免成本，即没有需求响应项目时，满足额外的电力负荷需求而产生的成本）计算出来的。通常考虑不同类型的可避免成本。

可避免新增发电容量成本——这是相比较于没有进行需求响应情景下的电力高峰负荷需求（包括规划备用容量[10]，并考虑可避免的边际输配电损耗），需求响应项目能够通过避免新增发电容量而实现的发电容量减少。估计的需求响应潜力（通常以兆瓦为单位）可作为参考点，用来计算可避免发电容量的规模。可避免新增发电容量成本（每兆瓦）可以通过对合适的参考电厂的投资成本和固定运行维护成本进行“自下而上”的分析进行估计（图 ES 5）。

图 ES 5 估计可避免新增发电容量成本的步骤

可避免能源成本——该成本的计算方式有多种。例如，使用历史负荷曲线和预计的未来负荷曲线，并结合对电力平均批发价值的预测（或是对电力批发市场价格的预测，如果这个价格存在的话）进行计算。在没有电力批发市场的地区，可避免能源成本可通过比较两种情形下的能源成本而确定：一种实施需求响应，一种不实施需求响应。然而，可避免成本很难评估，因为没有真正意义上的与实际情况相反的情况 。

可避免辅助服务成本——类似地，可避免辅助服务成本的估计也存在定义与实际情况相反情况的困难。在很多国家存在辅助服务的市场；这些市场内的价格可能会为其对系统的价值提供合理的评估。

可避免输配电成本——实际上，可避免输配电成本难以评估，因为成本取决于时间段、具体位置和系统的总体配置。评估的起始点通常是找出未来可能存在的电网拥塞，并考虑无需求响应情景下用于缓解电网拥塞所需的容量。

实施需求响应项目的潜在成本——需要记住的是，实施需求响应也存在潜在的费用，例如安装需求响应设备所涉及的资本支出。需求响应项目的成本和效益间的平衡将取决于相关电力系统的性质。由于相应数据无法获得，本研究没有能够估计实施需求响应的现在成本。

• 针对上海需求响应市场潜力的评估结果

本研究重点预测至 2030 年直接空调负荷控制项目（针对居民和中小工商业用户）以及可削减负荷项目（针对工商业用户）的需求响应市场潜力。研究基于三个情景，以反映不同级别的参与率和用户平均负荷削减水平。图 ES 6 展示了在未来几个主要年份（2020 年、2025 年和 2030 年）需求响应市场潜力的评估结果。在“最佳”情景中，分析显示 2030 年，需求响应资源的市场潜力能够达到 250 万千瓦，为该年预期高峰用电需求的 4%。而“中等”情景中，估计 2030 年市场潜力总量为 79 万千瓦，达到该年预期高峰用电需求的 1%。至于更加保守的“基本”情景中，估计 2030 年需求响应市场潜力达到 21.4 万千瓦，即该年预期高峰用电需求的 0.3%。

工商业可削减负荷项目贡献了预期需求响应市场潜力的主要份额。据估计，约 64- 73% 的需求响应市场潜力来自上海工商业的可削减负荷项目。特别是工业可削减项目，在不同情景下的主要年份中预计能够贡献需求响应市场总潜力的 43- 59%。在“最佳”情景下，2030 年总计 250 万千瓦的需求响应市场潜力中，工业和商业用户的可削减项目可以分别实现 110 万千瓦和 50 万千瓦的峰荷削减。

直接空调负荷控制项目能够为需求响应市场潜力做出显著贡献。虽然针对中小型工商业用户的空调直接负荷控制项目的贡献很少，但是在不同情景下的主要年份中，针对居民空调的直接负荷控制项目可占预期需求响应市场潜力的 20-35%。在“最佳”情形下，2030 年针对居民空调的直接负荷控制项目可以减少 80 万千瓦的峰荷。

10. 我们在计算可避免容量时加入了一个备用富余。但是今后的研究分析需要针对上海电网规划和运行的实际情况进行详细的分析。

图 ES 6 上海需求响应市场潜力的估计

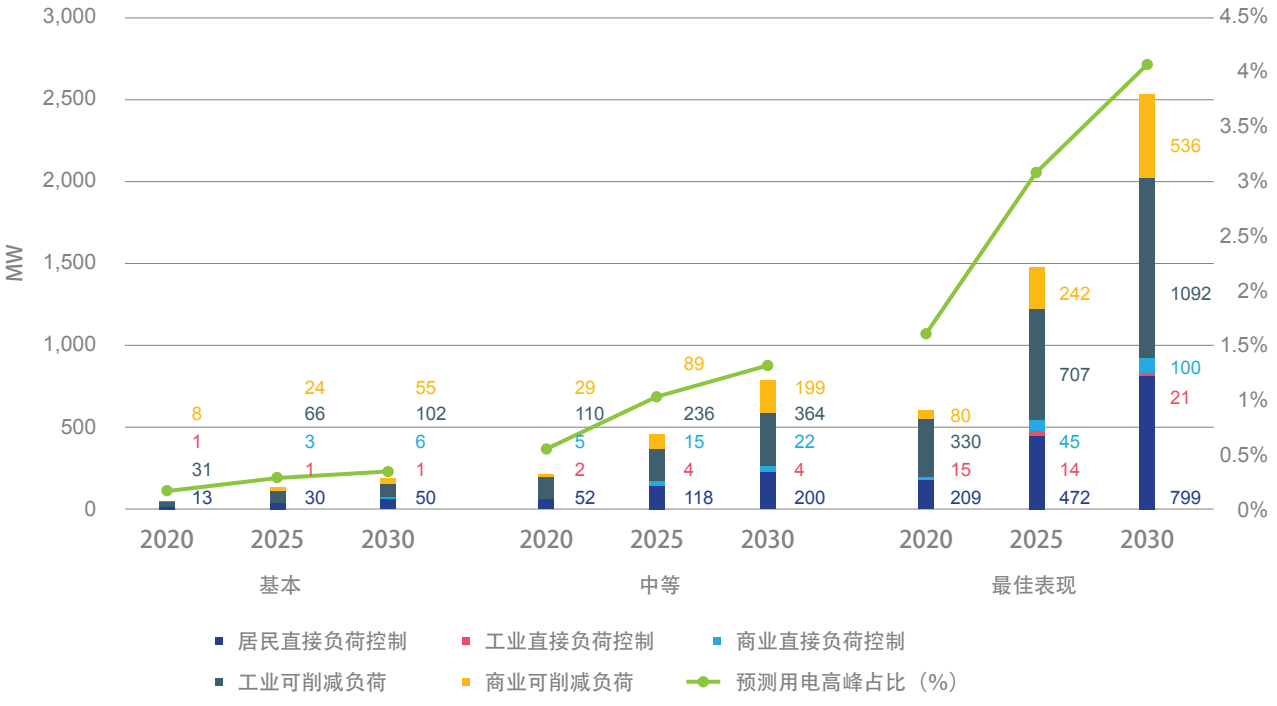
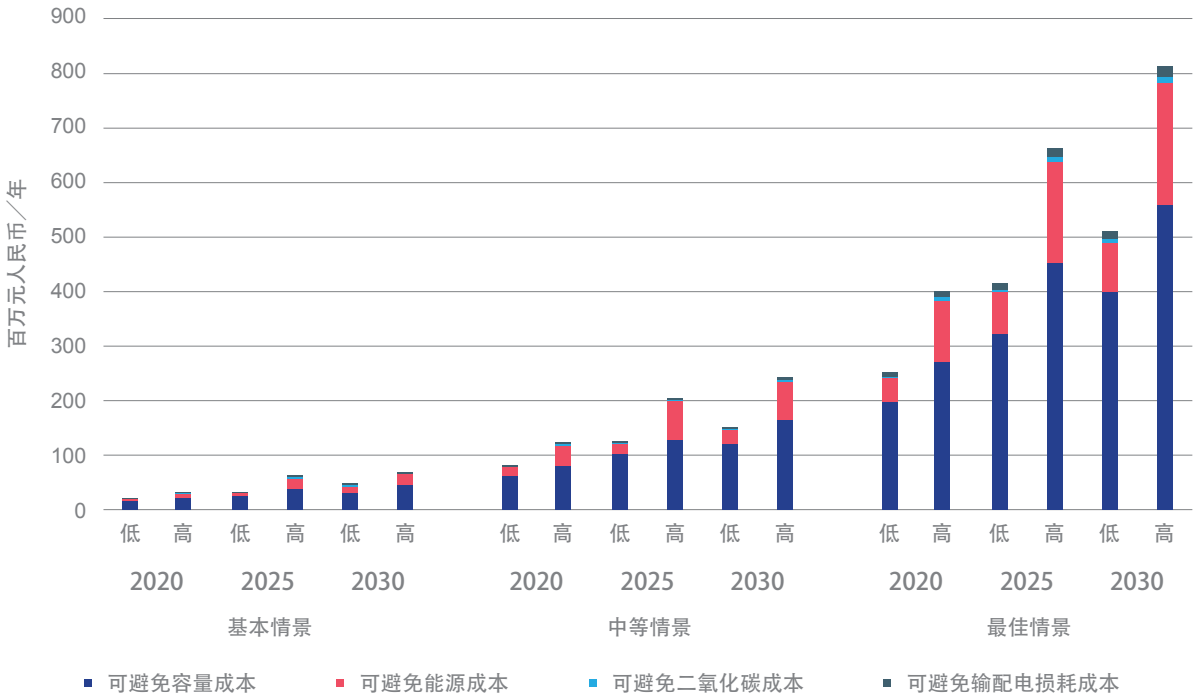


图 ES 7 2020 年至 2030 年间可避免的总成本



• 针对上海需求响应可避免成本价值的估计结果

上海需求响应的可避免总成本包括与作为参考的燃气电厂相关的可避免发电容量以及其他可避免成本（包括可避免能源成本、可避免二氧化碳排放成本以及可避免输配电成本）。本研究假设估计的需求响应市场潜力可以通过削峰而不是移峰或是使用备用发电设备实现[11]。图 ES 7 展示了 2020 至 2030 年期间预期的年度可避免总成本。该图表明，折现率为 7% 时，2030 年可避免总成本将达到 8.112 亿人民币。可避免发电容量成本对可避免总成本的贡献最大（所占比例在 68.3% 至 79.7% 之间），其次为可避免能源成本（在 17.8% 至 28.1% 之间）。可避免输配电成本和可避免二氧化碳成本合计占可避免总成本的 2.5% 至 3.8%。

本研究有几点需要说明的地方。一方面，我们的估计只考虑了可调度需求响应（即基于激励的需求响应项目）。因为如基于电价的非可调度需求响应项目没有包括在内，以及由于数据有限我们无法估计可避免电网扩展建设的成本，我们的分析可能低估了需求响应市场潜力和效益。另一方面，针对考虑了的可调度项目，我们的研究有可能高估了需求响应的价值。第一，我们的效益分析假设所有估计的市场潜力可以通过削峰实现， 但是如果部分的市场潜力实际上是通过移峰或使用备用发电设备实现的话，从系统角度来看的总可避免成本可能低于我们的估计值。第二，行政性质的用电需求计划可能会抑制电力需求，而这有可能降低了需求响应的“真实的”经济效益，因为已有的容量本身就可能低于经济学意义上满足高峰负荷的最优水平。第三，因为缺少有关未来年份用电负荷和用电量的详细预测，我们的研究只能进行非常简单的估计，而这些估计可能并不能准确反映用电负荷和用电量未来变化的趋势。最后，数据的限制使得我们无法估计实施需求响应的潜在成本。

• 未来研究领域

最后，本研究还对未来有研究价值的几个领域进行展望。

加强负荷曲线研究。本研究的主要挑战之一是缺少不同用户群体的典型负荷曲线。进一步的研究将得益于更为严谨的用户负荷曲线分析，尤其是样本容量大、持续计量时间长的分析。这将帮助研究者确定关键的用电特征，从而改善用户群体的划分。智能电表在上海的普及率很高，因此可以利用智能电表量测系统提高对用户负荷曲线的了解。针对不同终端用途（例如照明、空调、插座负荷）的负荷曲线也将促进对用户需求响应潜力的分析。

为参与率和需求响应负荷削减量建立更为丰富的证据基础。许多因素可能影响用户对需求响应项目的接受程度和参与的能力，这包括商业生产行为及其用电需求的灵活性、支持性技术的普及率和功能以及参与需求响应项目和其他解决方案（比如备用发电和能源替代等）的成本效益。随着需求响应试点的发展，将出现更多本地特有的证据或数据来显示上述因素在用户群体间如何不同，而这可以为未来进一步的潜力分析提供信息。因此，对需求响应项目全面和定期的评估是有必要的。

对上海 2015 年的需求响应试点项目进行评估分析。该试点的数据对于分析需求响应如何影响不同用户群体和用电终端用途是非常有帮助的。对这些信息的分析有助于为上海和其他地区进行需求响应项目设计提供详细的参考。

分析不同需求响应策略的相对潜力大小。今后的研究可以考虑上海用户实现峰荷削减可能采取的不同策略（比如削峰、移峰或备用发电设备的使用）。这些信息将有助于效益分析在可避免能源成本、可避免二氧化碳排放成本以及系统层面上可避免发电容量成本等方面作出更有根据的假设。这就需要更好地了解商业生产行为及其用电特性，支持性技术对于不同响应策略的作用，以及用户角度的成本效益。

针对用电终端和其他需求响应类型进行详细的潜力分析。由于数据有限，本研究没有能够针对不同用电终端类型（例如空调、工业过程或冷藏）或其他需求响应类型（例如非可调度基于电价的需求响应）进行潜力分析。今后的研究可以借助不同用户群体用电终端水平的实时用电负荷数据，以及有关用户用电价格弹性的证据基础来进行分析。

进一步定义需求响应产品。随着需求响应在系统运行和规划中的角色日趋重要，评估单个需求响应产品的潜力和价值，从而为系统规划和运营提供更为详细的需求响应潜力和效益的估量，这样做是有用的。然而，这可能增加对证据或数据的需求，以表明不同用户在参与需求响应产品以及提供响应资源方面的差异。换而言之，这需要对用户进行更为深入的了解。

加强长期高峰用电需求预测。需求响应的最大效益可能是长期来说的可避免发电容量成本和可避免输配电成本，而需求响应项目在达到特定水平的参与率或负荷削减效果之前，通常具有一个“爬坡增长”的阶段。基于这些原因，对

11. 主要是因为本研究获得的数据有限，不能反映出削峰、移峰和使用备用发电设备在项目层面上对峰荷削减贡献的关系。

需求响应在中长期的潜力和效益的考虑是有意义的。这需要将高峰电力需求预测的时间段延长至更长的时期，其中要考虑到电力系统中可能出现的、影响高峰负荷的因素。

制定用户宣传沟通战略。持续的用户教育宣传对于需求响应项目的长期发展是十分关键的，而且应该在全面的需求响应发展计划中有所体现。今后的研究可以对国际上进行用户宣传沟通的模式进行细致研究。

获得更好的系统成本信息，以更好地评估系统效益。为了更为准确地估计可避免成本，需要更为详细的有关需求响应会影响哪些电厂以及这些电厂具体的增量成本方面的信息。从长远来看， 在市场化的系统中，或是电价可以反映边际成本且调度基于边际成本的系统中，可通过预测实时的可避免电力成本来计算系统的可避免成本。另外，评估需求响应能够实现可避免电网容量扩展建设的潜力也是很重要的。

评估需求响应项目成本。理解需求响应项目能够为系统运营和规划带来的真正价值，就必须评估需求响应项目的成本。因此，我们可以评估需求响应项目的净价值，并就项目应如何设计（例如如何减少项目成本）或特定项目是否值得推出（例如需求响应的成本效益）做出明智的决定。

考虑增加其他环境外部效应。目前这项研究将二氧化碳作为一项潜在的重要可避免成本纳入分析。进一步的研究可以将其他可避免环境外部效应囊括其中，包括 PM10 的排放。

1. 简介

与其它许多国家的电力系统一样，中国的电力系统正在发生变化。低碳能源转型需要间歇性可再生能源的大规模融合和电动汽车的大规模渗透，这对系统运行和网络管理造成了重大挑战。电力消耗和高峰需求的不断增长，环境问题的不断增加和政策对经济效率的关注都突显了改变中国电力系统运行和规划方式的紧迫性。尽管监管规定和电力行业政策往往以供给侧为重点，但目前出现了一种探索需求侧在实现供需平衡及碳排放减降、环境保护和经济效率等关键目标方面的贡献潜力的新趋势。

中国的电力公司在运作行政性负荷管理项目方面拥有一定的经验。作为有序用电项目的参与者，他们参与了移峰和避峰项目，同时还采用了限制用电和削减需求等方式来解决严重电力短缺问题。另外，中国也有 4 个城市（北京、苏州、唐山和佛山）正在试点需求侧管理（DSM）项目。但是，这种行政性负荷管理项目通常以永久性高峰需求削减项目为重点，或是缺乏能够影响用户改变其用电模式意愿的灵活性。在这种背景下，政策制定者对推广需求响应项目，并对将其作为一种具成本效益的可解决当前电力系统问题的替代方式抱有浓厚的兴趣。

需求响应主要指引导用户在高峰期间减少其用电量的项目[1]，其引导方式包括通过向用户发送能够反映系统边际发电成本的价格信号，或向用户提供经济激励以换取其按要求减少高峰需求的承诺。美国、加拿大、英国和欧洲大陆已成功将需求响应用于提供各种系统服务——这些国际需求响应市场的发展程度不一。目前，中国国家发改委已指定上海为中国实施首次市级需求响应试点的城市，其关键目标就是探索需求响应这种市场机制的潜力，以支持其长期发展。2014 年，上海于夏季工作日午后（1 点至 3 点）实施了旨在降低系统高峰需求的需求响应试验。

本研究总结了利用和支持需求响应资源方面的国际经验，并对上海需求响应市场的潜力和效益进行了初步评估，从而增进了对上海需求响应潜力的了解。通过分享国际经验（第 2 节），本报告回顾了需求响应资源的应用背景和现状、英国和美国在需求响应方面的努力、用以评估需求响应的潜力以及价值及推广需求响应所必需的支持性政策和监管因素。鉴于中国和经济合作与发展组织（OECD）成员国在电力系统监管和市场状况等方面存在的差异，本报告在解读经济合作与发展组织成员国经验时，特别强调了若干影响和值得注意之处。为估算需求响应的市场潜力和价值（第 3 节），本研究首先总结了总体评估框架和方法，然后基于国际经验和上海地方数据，对上海需求响应的市场潜力和效益进行了评估。这项工作为如何开展此类评估提供了范例，并就未来研究提出了一些建议。

1. 需求响应还可在非高峰期间为系统提供灵活性，如应对供应中断或间歇性可再生能源生产等。需求向响应不仅包括需求削减，还包括需求增加。

2. 国际经验

2.1 背景

随着技术、经济和政策的变化，在全球范围内，人们对电力需求响应的兴趣正与日俱增。这一表象下的根本问题，也是一个对电力系统运行非常重要的问题，是电力存储难且成本高这一问题，特别是在用户端方面。通常，电力供需在任何时候都应保持平衡，以保证系统的稳定性和安全性。一般而言，这种平衡责任主要由供应方承担，而需求方则基本上处于被动地位。在实践中通常的做法是，人们首先会预测在相关时间尺度内（如下一小时、下一天或下一年）的需求水平，然后由电力系统运行商采取措施保证供应容量的充足，以满足所预测的需求。在集中式系统中，这种任务主要由中央运营商承担。而在市场体系中，市场会向私营公司发出价格信号，从而激励其建设并运行发电容量。不管怎样，这两个体系传统上都适用相同的原则，即它们的首要任务都是满足需求，而提供灵活性并保证发电容量充足且能满足需求的任务总是由供应方承担。

2.1.1 供给侧方法的基本原理

这种以供给侧为重点的体系运行良好，是建立在人们对电力供应基本特性的传统认知这一基础之上的：

- 可控性和可靠性：电力系统由数量相对较少的大规模发电厂（其运行可由系统运营商直接控制）组成，同时为数以百万计的用户（其用电行为无法直接控制，在大多数情况下甚至无法实施实时监控）提供电力服务。因此，对电力系统运行商而言，对供给侧施加影响比对需求侧施加影响要容易得多。
- 协调和整合：即便需求侧可直接控制，与大量用户的协调和整合相关的交易成本和不确定性也是使用需求侧资源的一大障碍，特别是在需要即时响应的情况下。
- 灵活性的经济效益：从技术上的灵活性来看，供给侧和需求侧的选择是显而易见的：在需求侧，降低需求就是关掉设备这么简单[2]；而在供给侧，发电设备通常需要一定时间才能爬升到必要的生产水平。但是，从经济上来看，供给侧过去提供的灵活性要大得多：发电设备的启动和爬升成本，仅为总成本内相对较小的一部分；且根据设计，发电厂就是要构成一个相互联系的供应体系的一部分并在其中运行。但需求侧的情景则不同：在需求侧，电力是一种互补品，其成本通常仅占家庭或商业总成本的一小部分；电力是没有价格弹性的——对消费者而言，其价值通常比消费者支付的价格要高得多，所以需求对价格的依赖性并不是很大。正因为如此，所谓的电力失负荷价值（VOLL，即消费者放弃每一单位电力消费应获得的回报）通常比电力本身的成本要高得多。比如，上世纪 90 年代引入“电力池”时，英国就采用了一个相当于电力失负荷价值的要素，并将其价格定为 2 英镑 / 千瓦时——这个价格大约是当时批发电价的 100 倍，而近期估算更将其价格确定在 17 英镑 / 千瓦时（LE，2014）。

2.1.2 电力系统正在发生变化

尽管过去依靠供给侧来提供灵活性的取向有其充分原因，但电力系统目前正在发生变化，且人们对将需求侧作为与供给侧同样重要的系统资源来使用的兴趣正越来越浓。这种变化反映了电力系统的某些重大根本趋势：

- 技术变革正在供需两侧发生。间歇性可再生能源（如风能）对电力系统的渗透正日益加深，使得供给侧不再那么可控。与此同时，诸如太阳能光伏之类的分布式能源的使用正日益广泛，改变了传统的电力供应格局。现在，我们再也不能理所当然地认为，供给侧的可控性比需求侧更大或供给侧需要整合的资源比需求侧更少了。另一方面，需求侧也在发生重大的技术变革，其中包括智能电表和智能设备的采用等。此外，本地化发电量的增长也被人们视为一种潜在的需求侧资源，有助于改善需求侧的灵活性和可控性。

2. 但是，用户可能会重新安排某些商业或工业活动，从而导致重大运行变化。

- 而且，随着市场的自由化，运营商越来越习惯于使用价格信号而非中央控制来实现系统平衡。如今，在许多自由化市场中，是否投资建设电厂是由私人投资者自己决定；在一些市场中，电厂所有人甚至可自行调度电力资源，而不是由系统运营商来统一调度（尽管运营商仍需承担短期平衡的责任）。因此，人们对于将设计良好的市场作为系统安全保障的作法越来越有信心了。在这种背景下，运营商也更容易接受将需求侧作为资源使用，尽管需求侧的直接可控性较低。

- 经济效益也在发生变化。随着新兴智能技术的发展，用户协调和整合成本及对用户用电行为实施远程监测和控制的成本正在降低。此外，关于电力失负荷价值的传统假设也正在过时。任何特定数据——如上文引述的 17 英镑 / 千瓦时——都掩盖了特定情形下特定用户不同失负荷价值的巨大差异。过去，采用这种单一数据是有必要的，因为人们无法识别不同的用户群体，即无法在切断某些用户电力供应的同时又向其他用户供电。但是，当前的技术变革，意味着将那些电力失负荷价值较低的用户识别出来（或让用户自己识别并自行决定何时降低其需求）如今已经可行。另一方面，供给侧的经济效益也在发生变化。间歇性能源的增长，要求具备灵活性的发电厂以更高的频率调整其发电量，且其运行时数也在降低。因此，启动和爬升成本占总收入的比重越来越大。即便还未过时，灵活性的经济效益更青睐供给侧的这种观点如今已越来越不清晰。

- 在许多国家，政府政策也在发生变化，越来越强调去碳化和降低对环境的影响。各国政府都在鼓励可再生能源及其它低碳电厂的建设，而其中大多数都是间歇性、不可调度（如风电厂和太阳能发电厂）或在经济上不具备灵活性的（如核电厂和碳捕捉和存储型电厂）发电厂。简而言之，政府政策正强化降低供给侧的灵活性和加强其多样性。此外，气候变化方面的忧虑，也导致人们日益重视削减碳排放和减少资源的利用。因此，尚未建设的发电厂和尚未进行的碳排放本身越来越被人们视为一种有益目标。

除这些变化外，电力存储领域也正在发生着迅猛的经济和技术进步。正如本报告开头所指出的，正是电力难以存储这一事实激发了人们对需求响应的大部分兴趣。因此，如果有经济上可行的存储技术出现，它将对电力系统的运行产生根本性的影响。目前，相关技术正迅速发展。尽管尚未具备充分的经济性，但未来可能产生颠覆游戏规则的影响。广义上讲，电力存储技术主要有 3 种类型：

- 电力公司集中存储：这是一种主要的传统存储形式。在许多系统中，这种形式的存储主要采用抽水蓄能法，即将水作为存储媒介。但是，这种存储方式的可行性取决于是否有合适的地点。一般而言，这种存储方式可作为需求响应的一种替代。

- 消费者存储：从技术上来看，如客户端有专门的存储设施，从系统其它部分的角度看，这个设施即构成了消费者的需求响应潜力。尽管人们的出发点通常并不是为了实施需求响应，而是为了保障电力供应，但实际上，人们对电力存储的兴趣一直都在增强。比如，高盛公司（其电力失负荷价值非常高）之类的大型金融机构通常都会投资于电池存储设施，以保证电力供应的稳定。这种存储设施可作为需求响应的一种补充——毕竟，自己拥有存储设施的消费者按要求降低有效需求的难度要低得多。

- 交通工具存储：因为环境原因，许多国家都在推广电动交通工具。如果发展显著，这种交通工具将对电力系统产生重大影响。尽管电动交通工具本身会增加大量新的电力需求，但同时也会导致消费者存储容量的大规模增加。目前，宣称这种交通工具将如何影响电力系统的运行和需求响应的可行性仍为时过早。但是，如果要以最优方式整合这种新资源，批发和零售电价的确定可能要进行重大变革，但这些变革本身也可能强化人们对需求响应的兴趣。

其它类型的存储技术可能也具有相关性。比如，热的存储通常比电的存储更容易。这一特性将扩大非直接电力存储的空间，如将非高峰期电力辅以加热蓄电技术的方式或使用热泵辅以大量冷热水以有效控制温度的方式。目前，人们感兴趣的另一个领域与太阳能光伏板成本的迅速下降有关。如与电力存储设施（通常为电池）合并使用，太阳能光伏可使消费者在很大程度上独立于电力系统而存在。

2.1.3 经济合作与发展组织（OECD）成员国发展需求响应的历史背景

在美国，需求响应项目的历史可追溯至 20 世纪 70 年代，那时还未实施电力行业重组。当时，受监管的电力公司可提供基于时间的电价（如分时电价）和基于激励的项目（如直接负荷管理、可中断 / 可削减负荷项目）以应对主要因空调使用的增加而不断增长的夏季高峰需求。随着 20 世纪 90 年代电力行业重组的进行，电力批发市场开始引入竞争机制。改革后，电力系统实现了“去捆绑”，垄断电力网络被独立于竞争性发电及（某些情形下）电力零售业务领域之外。一些地区成立了区域系统运营商即区域输电运营商（RTO），或独立系统运营商（ISO）来管理批发市场[3]。区域

3. 批发市场可能包括能源市场、辅助服务市场及某些情形下的容量市场。

输电运营商和独立系统运营商同时也负责输电系统的运行、发电活动的协调和区域长期规划等工作。目前，美国共有 7 个区域系统运营商[4]，管理着 60% 左右的全国电力流量（美国能源信息管理局，2011）。在其它地区（如太平洋西北部地区、西南部地区和泛西部山区等），垂直整合的（即“捆绑式”）电力公司模式仍被保留了下来。这些地区的需求响应项目由电力公司和 / 或电力供需平衡机构负责运作（Hurley 等，2013）。

行业重组将维护电力系统可靠性的职责从受监管电力公司转移到了区域输电运营商 / 独立系统运营商，因此相关地区的电力公司实施需求侧管理的动力就减小了。这使得美国的需求侧管理总支出从 1993 年的 27 亿美元下降到了 2003 年的 13 亿美元（Hurley 等，2013）。但是，重组后发生的事情（如 2000- 2001 年的西部电力危机、电价暴涨等）使政策制定者看到了需求响应在“电力批发市场高效运作”中的价值（Cappers 等，2010）。如下文所深入探讨的那样，美国联邦能源管理委员会和各州监管机构为需求响应提供了监管支持，并对现有市场规则进行了若干修订，以支持需求响应项目参与批发市场的运作。需求响应资源提供商（如电力公司和负荷削减服务提供商）可进入能源、辅助服务和容量市场，也可为批发市场和 / 或电力网络的运行提供具有成本效益的多元化服务。

大体上，需求响应项目可分为可调度式项目（即为应对系统可靠性事件或高企的批发价格，系统运营商或电力公司可要求用户按需实施负荷削减的项目）和不可调度式项目（如用户对价格信号的响应度不明确情形下实施的分时电价项目）。本报告第 2.4.1 节将进一步讨论需求响应项目的类型。但是，Hurley 等（2013）根据需求响应项目与批发市场的整合度及需求响应资源的特性进行了以下分类：

- 与批发市场实现了充分整合的项目：在这类项目中，需求响应资源可参与并设定能源（如日前或即时市场）、辅助服务（如频率监管、旋转和非旋转备用等）和 / 或容量市场的出清价格。下文表 1-3 简要描述了需求响应资源参与这些批发市场的方式。电力公司需求响应项目可参与适当的批发市场，但整合需求响应资源的负荷削减服务提供商（CSP）和批发客户也可通过批发市场发出邀约。
- 相对于批发市场的被动式需求响应项目：一些需求响应项目在设定市场出清价格方面的能力是有限的，但它们可根据市场信号参与调度。这类项目的一个例子是美国新英格兰独立系统运营商的日前负荷响应项目：在这个项目中，出价低于日前出清价格的需求响应资源将被调度至即时能源市场。换句话说，需求响应的参与仅对即时能源市场而非日前能源市场的价格产生影响。鉴于即时能源市场对消费成本的影响有限，日前负荷响应项目本质上可视为就市场信号作出响应的被动式项目。
- 非市场需求响应项目：在美国没有批发市场的地方（如太平洋西北部地区的邦纳维尔电力局）或需求响应未参与批发市场的地方（如加利福尼亚州），当地电力公司或电力供需平衡机构可将需求响应项目作为满足系统需求的实惠资源使用。

直到最近，欧盟及其大多数成员国的能源政策都在强调能源效率及其在应对环境和能源安全问题方面的潜力，而不是强调需求响应。由于上述及其它因素，包括需求响应支持性基础设施（如智能电表）的缺乏和市场的自由化等，需求响应倡议项目的发展“很大程度上在政策层面被忽视了”（Torriti 等，2010）。但是，许多新兴趋势——如高峰需求的增长、间歇性可再生能源雄伟目标的制定、智能量测及其它支持性技术成本的下降、“积极”需求响应潜力的增加等——都突显了需求响应在欧盟能源政策中的重要性。欧盟 2012 年《能源效率指令》第 15.8 条就要求成员国“保证本国监管机构鼓励”需求响应及其它需求侧资源“参与批发和零售市场”，并“推动需求响应资源进入并参与供需平衡、备用容量及其它系统服务市场”。成员国还应取消阻碍需求响应资源参与市场的输配电费用方面的任何抑制性措施。

2014 年，根据市场准入、支持性项目设计、计量和验证（M&V）、经济补偿等标准，智能能源需求联盟（SEDC）对欧盟成员国在实施《能源效率指令》方面的进展进行了评估（智能能源需求联盟，2014）。从这次评估中可以看出，欧盟成员国监管框架支持需求响应发展的程度并不相同。尽管比利时、英国、瑞士、芬兰、法国和爱尔兰的需求响应市场显示出了相对较高的商业化水平，但其它成员国的监管障碍则限制了需求响应项目的发展。不过，需要指出的是，其它欧洲国家（如意大利、西班牙和瑞典）在使用工业部门提供的需求响应资源作为备用（如可中断负荷项目）或针对商业和居民用户引入分时电价方面也拥有一定的经验（Torriti 等，2010）。

4. 包括新英格兰独立系统运营商（ISO-NE）、纽约独立系统运营商（NYISO）、宾新马输电组织（PJM）、中西部独立系统运营商（MISO）、西南电网（SPP）、加州独立系统运营商（CAISO）、德州电力可靠性委员会（ERCOT）等。

2.2 需求响应资源的描述

2.2.1 需求响应在电力系统中的运用

实现供应与需求之间的平衡需要在不同的时间尺度上进行。因此，人们设计了各种类型的需求响应项目及不同的政策和市场工具来满足在不同时间尺度上实现供需平衡这一需求。这些项目的性质和重要性在很大程度上取决于相关电力系统的特定性质（如高峰需求时长、系统高峰需求推动因素、不同系统服务需求等系统特性）。而且，我们还可将需求响应资源进一步划分为以下两类，即旨在协助平衡整个电力系统或保证系统资源充足性的需求响应资源（即从系统运营商角度来看）和旨在应对特定地点电网瓶颈的需求响应资源（如保证配电网有足够的容量来满足需求）。尽管从长期来看，整个系统的平衡和资源充足性的保证可能更为重要——特别是因为发电容量成本通常要高于电网资产成本，但电网瓶颈问题（如配电网的不足）可能因需求变化（如电动汽车使用量的增加和分布式电源的整合）而较早在特定地点出现。如后文所述，运用需求响应来应对配电网络相关问题是电网运行和监管方面的一个新兴领域。

通过对英美两国需求响应项目参与电力系统和市场运行的方式进行案例研究，本节介绍了需求响应资源可参与并作出贡献的各种系统服务。需要指出的是，英美两国的电力系统有着不同的特征（如高峰需求推动因素、市场结构、监管和政策背景等），这不可避免地影响了需求响应资源助力系统管理和运行的方式。比如，与美国许多地区相反的是，英国的电力系统是冬季高峰系统，而这对可用于提供需求响应服务的不同技术或终端用途的确定及其参与方式有重大影响。因此，需求响应的评估取决于系统特性，无法从一个系统直接嫁接到另一个系统。

发电容量充足性

电力系统的最大节余潜力来自长期容量需求，特别是发电容量需求的降低。在美国和欧洲，许多去捆绑电力系统已经引入或正在建立容量市场或机制。通过这些市场或机制，为新增发电容量的建设或现有发电容量的保留提供激励，从而履行资源充足性义务（比如，美国要求负荷服务实体采购的发电容量要高于预计高峰需求的 10- 20%），并在间歇性电力日益增长的背景下实现系统的平衡。在许多情况下，这些电力系统都允许需求响应资源的参与。他们的出发点通常都是为了确保拥有一定水平的发电容量或需求响应资源，以保证预期需求的满足。而其实现方式则是要求投标人就未来特定时刻提供供给侧或需求侧资源作出保证。表 1 介绍了英美两国不同的容量市场及需求响应资源进入这些市场的不同方式。

表 1 需求响应资源参与容量机制情况介绍

项目	描述
	美国
远期容量市场	一些区域输电运营商 / 独立系统运营商成立了远期容量市场，以采购充足的容量满足未来几年内的系统高峰预测需求（包括备用容量）。这些市场通常每年都会举行远期拍卖会，就未来交割年份需要的容量邀请各方投标。而且，接近交割年份时，他们通常还会举行额外拍卖会，以便对容量采购实施“微调”。如果容量资源拍卖成功，则资源所有人将以拍卖价格获得相应款项，并承诺在系统可靠或紧急情况下交割预先规定的容量。如不遵守承诺，所有人将接受惩罚。目前，美国有两个远期容量市场，即宾新马输电组织的可靠性定价模型和新英格兰独立系统运营商的远期容量市场。这两个市场都允许需求响应及其它需求资源（如能源效率、分布式电源等）的参与。 • 新英格兰独立系统运营商：两个需求响应产品（即实时需求响应项目和实时紧急发电项目）都要在收到新英格兰独立系统运营商调度令后的 30 分钟内作出响应。 • 宾新马输电组织：紧急需求响应项目（如限期夏季需求响应项目、展期夏季需求响应项目和年度需求响应项目）需要在收到宾新马输电组织调度令后的 30 分钟内作出响应。
其它容量机制	需求响应资源也可参与其它类型的容量机制： • 纽约独立系统运营商：需求响应项目可作为特殊类型资源（即按月获得报酬并负有响应义务的资源）参与装机容量市场或自愿式紧急需求响应项目（其价格以实时能源市场价格与 500 美元 / 兆瓦时中较高者为准）。如运行容量短缺，纽约独立系统运营商将征召需求响应资源救急。 • 中西部独立系统运营商：资源充足性项目包括紧急需求响应项目（其支付价格以项目自身报价与节点边际价格中的较高者为准）、负荷减缓资源项目（需求响应资源可用于满足配电公司的部分月度容量义务，其价格以项目与电力公司达成的合约为准）和需求响应资源项目（需求响应资源以竞标方式进入能源市场）。

英国	
英国容量市场	作为电力市场改革的一部分，英国创建了远期容量市场，以保证满足高峰需求所需的充分容量。根据高峰需求预测，远期容量市场会就每一交割年份举行一次 4 年远期容量拍卖会（T- 4），而这种拍卖会又会以 1 年远期拍卖会（T- 1）作为补充，以便对容量采购进行微调。根据若干标准（如 2 兆瓦最低容量规模、资格预审要求等），拍卖会上拍出的容量资源在系统压力事件中有提供合同约定容量的义务（如额外发电或削减需求）；如未提供合同约定容量，将面临处罚。如预测到系统压力事件，远期容量市场将发布容量市场预警（CMW），并在 4 小时内生效。在容量市场预警生效且系统压力事件持续期间，容量资源提供商应履行容量义务，否则将面临处罚。如市场在系统压力事件发生之前未发布预警，则前者的发生将自动触发后者，且容量资源必须在触发后 4 小时内进行交割。容量义务的履行是“负荷跟踪式的”（如仅需合同约定总容量 80% 的容量，则每一容量提供商仅需履行最多 80% 的合同约定容量义务）。 除传统发电容量外，英国容量市场还允许需求响应资源（包括嵌入式发电和小规模电力存储资源）的参与。另一方面，电力需求削减试点项目正尝试未来让能源效率资源参与容量市场的可能性。参与英国容量市场的需求响应资源在必要时有提供容量的义务（“容量义务”），作为回报，市场将以容量拍卖会确定的额度按月向其支付报酬。需求响应资源可同时承诺向英国容量市场和国家电网平衡服务机构（Balancing Services of National Grid）提供资源（如后文所述的短期运行备用资源，但非需求侧平衡备用资源）。在这种情况下，如平衡服务的提供影响了容量义务的履行，为避免对需求响应资源提供商进行处罚，容量市场会对需求响应资源提供商的基线额度和履约条件进行调整，以反映其提供平衡服务产生的影响。但是，如需求响应资源对市场信号作出了响应，则市场将不会调整其容量义务。 为支持需求响应资源的参与，远期容量市场将引入单独的“过渡期安排”。需求响应资源首次过渡期拍卖已于 2015 年举行。在过渡期安排第 1 阶段，需求响应资源可作为“负荷跟踪式”或“分时段式”产品参与 2016- 2017 年和 2017- 2018 年这两个交割年份的 2 年远期拍卖。与发电容量相比，需求响应资源适用的违约处罚机制也较为宽松。

来源：英国能源与气候变化部（2014c）；Hurley 等（2013）

在英国，国家电网于 2014 年启动了需求侧平衡备用项目及补充平衡备用项目（SBR），以便应对英国容量市场首个交割年份即 2018 年到来之前几年内冬季预期容量富余减少这一中期问题。需求侧平衡备用项目将向大规模电力用户支付报酬；而作为回报，大规模电力用户应在冬季工作日下午 4 点至 8 点期间按照国家电网的指令削减负荷需求或使用嵌入式发电设备。接到指令后，需求响应资源应在 2 小时内作出响应并持续至少 1 小时。需求侧平衡备用项目被称为用尽其它所有服务后采取的“最后手段”。这个项目针对的不是已参与输电网过网费规避项目（见下文）的用户和已签署冬季短期运行备用合约的用户。需求侧备用资源的采购是通过招投标进行的，而其价款则是根据一个“阶梯式费率表”（如在交割容量中，第一个 25% 是免费的，第二、三、四个 25% 则分别按协议使用费率的 50%、150% 和 200% 计算）确定的。此外，需求响应资源还可竞标获得每兆瓦 1 万英镑的开办费，以支持其开展需求削减能力建设。

需求响应的一种替代方式，是鼓励用户的长期峰荷削减努力，如激励用户安装负荷需求较低的设备，以便从总体上降低长期容量需求。2015 年 1 月，英国举行了一次电力能效项目拍卖会，竞拍标准则是项目在削减系统高峰需求方面的潜力。最终，英国政府为 22 个获胜项目提供了资助。作为条件，这些项目必须通过计量和验证方式证明其在冬季工作日下午 4 点至 8 点期间的峰荷削减效果[5]。这次拍卖会上的高峰需求削减成本为 229 英镑 / 千瓦。大多数需求削减量都涉及照明系统的改进，而拍卖会的赢家主要是对多个地点的负荷需求进行整合的公司。应该指出的是，能源效率与需求响应之间的关系可能会因下列因素而复杂化：一方面，用电取暖但保温效果提高的建筑物可能会使用户参与需求响应服务的时间延长，但效率更高的电气设备的使用却可能降低特定终端用途需求响应的潜力（如降低负荷转移量）。在项目实施方面，将能源效率与需求响应结合起来可能会大有益处。因为这样既可强化面向用户的价值主张，又可提高项目的实施效率（如在能效改装项目中安装低成本控制系统，以允许需求响应的参与）。因此，将能源效率与需求响应协调起来考虑是有价值的。

经济响应

前一类型的需求响应指为获得报酬而提供特定服务的行为。经济型或价格敏感型需求响应则指下列直白情形，即用户对电价信号作出响应而减少（或增加）消费量的情形。这种响应是用户自愿的，且是符合其直接利益的，而不是用户为履行承诺而提供的特定服务。如第 2.4 节所述，要使这种需求响应生效，必须要有适当的价格信号。实际上，如果

5.11 月和 2 月的工作日

所有电力和网络价格均能完美地反映成本，那么我们可能也不再需要需求侧措施了。但在实践中，所有当前系统都离这一理论上的理想境界差了一大截。因此，本报告描述的其它机制仍有其用武之地。

经济型或价格敏感型需求响应可包括基于时间的电力公司零售项目（如分时电价项目、尖峰电价项目）。如第 2.2.2 节所述，一些基于时间的项目（特别是分时电价项目）近年来在美国实现了巨大的增长。在英国，主要能源供应商长期以来一直都在实施静态分时电价项目（如“经济 7”和“经济 10”项目）。拥有夜间蓄电加热器或可将用电时间转移至夜间非高峰、低成本时段的用户可能从这种电价中受益。随着智能量测技术在居民和小规模商业用户中的全面展开，能源供应商们开始尝试创新的价格敏感型需求响应项目，包括那些旨在解决配电网运行问题的项目（如低碳网络基金资助的动态、居民价格敏感型需求响应项目）。鉴于用户对价格信号反应的不确定性，基于时间的需求响应项目，通常不被视为可供调度并为电力系统运行服务的“坚实”资源。

在美国的一些去捆绑市场中，需求响应资源也可通过投标方式直接进入批发能源市场，并降低电网批发价格较高时段的电力需求。随着间歇性可再生能源（如风能和太阳能）的渗透，需求响应资源还可用于增加发电量较大、批发价格较低情形下的电力需求 [6]，特别是在与储能相结合的情况下。这方面的例子包括：

- 宾新马输电组织：经济型需求响应项目，允许需求响应资源在批发电价高于宾新马输电组织净收益价（net benefit price）时自愿进入能源市场并降低负荷需求。净收益价是宾新马输电组织按月发布的，指因经济型需求响应资源降低批发电价所产生的收益，高于宾新马输电组织支付给经济型需求响应资源的报酬时的价格。
- 新英格兰独立系统运营商：价格响应项目中，在日前能源市场价格高于 100 美元 / 兆瓦时的情况下，需求响应资源可自愿降低负荷需求，并因此以实时能源价格与 100 美元 / 兆瓦时中的较高者为准获得补偿 [7]。日前负荷响应项目是需求响应资源在其价格低于日前市场出清价格时进入实时能源市场的另一路径。换句话说，需求响应的参与会对实时价格而非日前价格产生影响。需求响应资源将按实时市场出清的负荷削减量以日前价格偿付，而任何新增负荷削减量都将按实时价格偿付。
- 纽约独立系统运营商：日前需求响应项目允许需求响应资源向日前能源市场提供负荷削减服务，其入市方式与发电容量相似。如成功出清，需求响应资源有义务在规定时数内提供出清的负荷削减量。为保证需求响应资源仅在高价时段参与，市场为其设置了最低标价。

辅助服务

由于电力系统经常遭遇供需平衡的短期变化，为确保系统的可靠性，辅助服务是必不可少的。表 2 简要描述了需求响应资源参与辅助服务的方式。在电力部门已经去捆绑化的美国地区，独立系统运营商或区域输电运营商负责提供辅助服务，以协助管理输电系统的运行和平衡；而在电力部门仍捆绑在一起的其它地区，提供这种服务的则是电力公司或电力供需平衡机构。在英国，国家电网作为系统运营商负责平衡服务（如备用服务和频率响应），以支持英国输电系统的供需平衡。辅助服务通常包括运行备用服务及其它短期辅助服务：

- 运行备用服务指在系统突然断电（如发电故障、输电中断等）或出现未预见需求增长情况下，可迅速投入运行的保留或备用容量。在美国和欧洲的许多电力系统中，运用需求响应资源提供运行备用的作法很普遍。
- 其它短期辅助服务（如频率响应或监管服务）对于保证可接受频率的维系必不可少。这种服务要求在几分钟或几秒钟内调配资源，以应对持续时间甚至更短的系统失衡问题。一些需求响应资源可提供这类短期辅助服务，美国相当多的电力系统都会使用这种需求响应资源。

6. 但是，这种形式的需求响应在美国仅有基于试点获得的有限经验。

7. 价格敏感型需求响应资源实际上并没有“退出”实时能源市场价格，而是充当了实时市场拟采购负荷的“替代品”。所以，价格响应项目的成本在实时市场外按比例分摊到了这些负荷上。

表 2 需求响应资源参与辅助服务情况介绍

项目	描述
	美国
备用服务（如旋转和非旋转备用服务）	旋转备用是与电网同步运行的，可在 10 分钟内对偶发事件作出响应，而非旋转备用可在 30 分钟内作出响应并替代旋转备用的容量。备用服务响应期限通常为 10- 120 分钟。例子如下： • 德州电力可靠性委员会 : 负荷资源项目是一个旋转备用项目，需求响应资源须在收到调度令后 10 分钟内降低其负荷需求，并在事件结束后 3 小时内恢复至事件前负荷需求的 95%。需求响应资源将按可获的日前市场电价受偿。另一个项目是紧急可中断负荷服务（非旋转备用项目）。在这个项目中，德州电力可靠性委员会征集并与需求响应资源订立合约，然后要求其在不同季节的全部或部分预定时数内接受调度。合约资源须在收到调度令后 10 分钟内作出响应，并按合约价格受偿。 • 宾新马输电组织：2 级同步（旋转）备用项目允许需求响应资源按市场出清价格参与备用服务的提供，需求响应资源须在收到调度令后 10 分钟内作出响应。
平衡服务和负荷跟踪服务	平衡服务（如频率监管）和负荷跟踪服务是针对正常供需波动的。随着间歇性可再生能源渗透率的提高，这些服务正变得越来越重要。适合提供此类服务的需求响应资源包括几乎可立即对调度令作出响应且带有储电功能（如热储、气储、水储等方式）的负荷。目前，需求响应资源参与上述服务的情形（如宾新马输电组织监管市场的参与）仍非常有限，但其它区域输电运营商 / 独立系统运营商（如新英格兰独立系统运营商）和地区（如邦纳维尔电力局）已多次推广或尝试让需求响应资源在这些服务中扮演角色。
	英国
备用服务（如快速备用和短期运行备用服务）	快速备用是国家电网应对突发或未预见供应短缺问题（如不可预测的短期需求增长、短期频率控制需求等）的最快备用服务。它可在收到调度令后 2 分钟内通过增加发电量或降低负荷需求作出响应。快速备用服务至少要有 50 兆瓦的容量，启动和关闭速度至少应达到 25 兆瓦 / 分钟。为保证运行灵活性，快速备用资源的最低运行时间至少为 2 分钟，一般最大运行时间为 5 分钟，且要求保持这种能力至少 15 分钟。此外，将容量小于 50 兆瓦的小型机组整合起来也在允许范围之内。快速服务是一种基于合约的机制：如国家电网发出调度令，快速备用资源将在协议参数内提供约定水平的电力。国家电网通过按月举行的招标程序从合格资源中选择并确定采购目标（提前一个月公布）。 短期运行备用是需要在国家电网发出调度令后最迟 240 分钟内作出响应（如增加发电量或削减负荷需求）的另一备用服务。通常，响应时间少于 20 分钟的资源就会被国家电网采购。提供约定水平电力的时间最低为 2 小时。最佳的短期运行备用资源是国家电网负责日常管理的那些电力资源（根据资源供应历史记录和以兆瓦衡量的已采购短期运行备用服务确定）。可在 20 分钟内作出响应的资源将被作为最佳短期运行备用资源采购，而其它资源在经济效益显著时也会被采购。短期运行备用资源每周至少应能够投入运行 3 次，且至少具备 3 兆瓦的电力供应能力。当然，整合资源也在允许之列。短期运行备用服务是一种基于合约的机制：如国家电网发出调度令，相关资源将在预先议定的参数内提供约定水平的电力。为反映系统需求的季节变化，国家电网指定了 6 个短期运行备用采购季（3 个工作日采购季和 3 个非工作日采购季）。每年，国家电网会进行 3 次招标程序，以采购短期运行备用资源，而相关资源则可竞投 1 个或多个短期运行备用资源采购季（但合约期限最长为 2 年）。在国家电网合约下，短期运行备用资源可获得两种报酬，即可用性报酬和实际使用报酬（即调度实际发生情形下的报酬）。短期运行备用服务有 3 种类型： • 承诺服务：在合约期内所有可用窗口期内，资源均需具备提供服务的能力； • 灵活服务：资源可选择其计划提供服务的可用窗口期提供服务； • 优质灵活服务：资源可选择对国家电网而言价值最大的“优质”可用窗口期提供服务，而国家电网则承诺采购其提供服务日的 85%。
频率响应服务（如 FFR 和 FCDM）	实频响应服务（FFR）是逐秒系统平衡管理中其它频率响应服务的补充。对低频服务而言（即需求大于供应的情形），资源必须在 10 秒内提供全部约定水平的电力并继续持续 20 秒，或在 30 秒内提供全部约定水平的电力并持续 30 分钟。对高频服务而言，资源须在 10 秒内提供全部约定水平的电力并无限期保持。资源至少应具备 10 兆瓦的电力容量，但整合资源也在允许范围之内。国家电网通过月度招标程序采购实频响应服务。资源报酬由 3 部分组成，即可用费、提名费（被征用提供服务的费用）和选付费（如需求侧资源作出响应所需能源的补偿费）。 当出现大规模频率偏移时（如发电能力大规模丧失情形），通过需求管理实现频率控制的服务（FCDM）是必不可少的。在这种服务中，需求侧用户应作好中断负荷 30 分钟的准备。FCDM 服务的征召频率为每年 10-30 次。资源须在调度后 2 秒内作出响应，并提供至少 30 分钟的服务。此外，资源至少应具备 3 兆瓦的容量。国家电网是通过双边协议的方式采购 FCDM 资源的。

来源：Hurley 等（2013）；英国国家电网（2013a，2013b，2015）

电网过网费与监管

英国的电力行业已经实现了去捆绑化，即输电网和配电网之间彼此分离，且与其它网络（如竞争性发电和电力零售市场）不相连。电网过网费受政府监管，首先向能源供应商征收，然后转嫁到用户身上，以此回收输配电网的维护和升级成本。在电网过网费方面，目前有一些机会可以促使大用户参与到需求响应中来。

- 输电网过网费规避项目：输电网系统使用费（TNUOS）的征收面向所有发电商和能源供应商，其目的是为了回收输电网的升级和维护成本。能源供应商承担的输电网系统使用费份额，是基于其在一年中系统负荷最高的 3 个半小时时段中服务的负荷数来计算的（“输电网过网费”）。这个负荷数是无法事先获知的，但通常发生在冬季工作日的下午稍晚或晚间稍早时段。能源供应商之后会将输电网系统使用费转嫁到消费者身上。为避免缴纳过高的输电网系统使用费，大规模工商业用户（如半小时计量用户）可选择在上述 3 个时段降低电力需求或使用备用电源。

- 配电网系统使用费（DUOS）及与配电网运营商之间（DNO）的双边协议：与输电网系统使用费类似，配电网系统使用费面向能源供应商征收，然后转嫁到消费者身上，以此回收配电网运营成本。对于大规模工商业用户（如半小时计量用户）而言，配电网系统使用费又被分成了若干组成部分：（1）容量费：基于用户最大协议负荷按日征收的固定费用；（2）机组费：基于全天 3 个不同电价时段（如工作日下午 4 点至 7 点这一电价最高时段）实际用电量征收的费用；（3）无功功率费：即向无功功率（如空调）高于预定水平的用户征收的费用；（4）就维持连接按日征收的固定费用。因此，半小时计量用户可通过降低高电价时段的用电需求、减少无功功率的使用（如安装电容器）、降低最大协议负荷等方式，降低其配电网系统使用费。作为替代，配电网运营商可与大规模半小时计量用户（如非实连协议——在这类协议下，如配电网出现瓶颈，用户将允许配电网运营商削减器其负荷，但作为回报，用户将获得较低的并网费和配电网系统使用费）和非半小时计量用户（如采用无线遥控开关控制电热器的协议）订立双边协议，以寻求一种强化配电网络和延迟投资的替代方式。

交通工具（如电动汽车）和加热设备（如热泵）的电气化及分布式电源（如太阳能光伏电源）的渗透是英国低碳能源转型战略的核心。但是，它们同时也给英国的电力网络特别是配电网的运行和管理带来了挑战（如高峰需求的增长和开展大规模网络基础设施投资的必要性等）。这些都构成了需求响应在未来电力系统中将愈发重要这一假设的背景。为支持配电网运营商寻找应对这些挑战的创新型解决方案，英国能源市场监管机构 Ofgem 成立了低碳网络基金（2010-2015），以协助配电网运营商试验新的技术、运行和商业安排（如需求响应及其它需求侧解决方案）。这些试验中许多都将重点放在了需求响应资源在应对更“地方化”网络问题的潜力上（如作为临时发电或切断用户等传统方式的替代），从而延迟投资或为分布式网络瓶颈的管理提供一种替代解决方案。这些都可转化为配电网运营商的巨大资金节约，最终也将构成用户的巨大资金节约。表 3 对低碳网络基金以工商业用户需求响应解决方案为特征的一些试验进行了总结。

如上所述，人们设计了各种各样的需求响应工具来满足电力系统运行的不同要求和需求。这些工具应根据相关系统的具体特性（如对不同系统服务的需求、总体政策目标等）进行调整。在需求响应资源的取得方面，以维持短期系统平衡、保证长期资源充足性和解决网络问题（特别是配电网瓶颈问题）等不同目的设计的激励型或调度型需求响应机制可能会有所不同（如触发调度的条件、响应特征等）。换句话说，潜在需求响应资源的开发和使用并没有“放之四海而皆准”的方法。不同利益相关方（如配电网运营商、系统运营商、供应商等）在使用需求响应资源时可能会产生协同效应，也可能会产生冲突，具体取决于同一需求响应资源是否能够同时满足这些利益相关方的要求。此外，各利益相关方执行需求响应事件的时间框架和频率也不相同（如配电网运营商需要需求响应资源应对网络瓶颈问题或变电站高峰需求，而系统运营商为容量目的需要需求响应资源的频率可能更高一些）。而且，配电网运营商获取需求响应资源的方式具有局限于特定地点的特征。因此，如某些需求响应资源已为其它利益相关方获取（如通过一些合约中规定的排他性条款），配电网运营商寻找替代资源的能力可能会受到限制。鉴于这些考量，各利益相关方之间有必要建立一个支持性商业和 / 或运行框架，以协调其需求响应资源的获取和信息共享（如英国电网，2014）。

表 3 低碳网络基金资助的工商业用户需求响应试验案例

配电网运营商	项目
英国电网（UKPN）	低碳伦敦——工商业用户需求响应项目 英国电网与 37 个工商业用户（其中，21 个为以削减负荷为目的的水泵或暖通空调设备用户，其总需求响应能力达 4.2 兆瓦，16 个为嵌入式发电用户，其总需求响应能力达 14 兆瓦）订立了合约。大多数用户都是通过第三方需求响应资源集成商参与项目的。 需求响应用户的补偿包括可用性报酬（50/70/100 英镑 / 兆瓦时，取决于需求响应资源是削减负荷资源还是嵌入式发电资源及是否针对现有网络瓶颈等因素）和实际使用报酬（200 英镑 / 兆瓦时）。需求响应用户必须在网络变电站高峰时期某一时间窗口（上午 10 点至下午 4 点、中午 12 点至下午 6 点、上午 9 点至晚上 9 点、上午 7 点至晚上 7 点、上午 8 点至晚上 8 点、下午 2 点至晚上 8 点）中接受调度。调度令是通过自动系统直接发给合约用户的。需求响应的征召限于每天 1 次、每周 3 次和每个试验期 10 次。对大多数试验参与者而言，它们的最长响应时间以 30 分钟为限，而需求响应事件的持续时间则固定为 1 小时（19 个用户）或介于 1 小时至 3 小时之间（18 个用户）。 项目于 2013 年夏季（6 月至 8 月）和 2013-2014 年冬季（12 月至 2 月）完成了两次试验，共模拟了 185 次需求响应事件（向一个用户发出一次需求响应请求即视为一次需求响应事件），总共产生了 254 兆瓦时的需求响应资源。需求响应事件的平均持续时间为 1.26 小时，提供的需求响应资源平均为 1.4 兆瓦时。需求响应调度令的响应率为 90%，且大多数需求响应事件的响应时间均在 30 分钟这一窗口期内。三分之二的需求响应事件实现了 90% 或以上的合格率（即实际需求响应资源等于或多于合约量的时间所占的比例）。
北方电网	用户主导的电网革命：工商业用户需求响应试验 2012 年，北方电网实施了首次工商业用户需求响应试验，3 个场所通过 2 个集成商参加了这次试验。通过电话，北方电网共向这 2 个集成商发出了 13 次调度令，其中 10 次获得了响应。需求响应资源的报酬由可用性报酬和实际使用报酬两部分组成，且两者都是基于国家电网的短期运行备用市场确定的。需求响应资源的可用窗口为工作日下午 3 点至晚上 7 点之间，响应时间为 20 分钟。 第二次试验是 2014 年春季完成的，14 个场所签约参与了这次试验（1 个是直接与配电网运营商签约的，还有 13 个是通过集成商签约的）。北方电网共发出了 33 次需求响应调度令，其中 31 次得到了响应。这次试验采用了两种不同的报酬支付模式：10 个场所采用了可用报酬（10 英镑 / 兆瓦时）加实际使用报酬（300 英镑 / 兆瓦时）的模式，用户提供的需求响应资源量则是根据基准对照法计量的（即以需求响应调度令发出前那一刻每半小时计量确定的负荷需求为基线）；其它 4 个场所则采用了按日计费模式（306 英镑 / 兆瓦 / 日），而用户提供的需求响应资源数量则是通过“底线法（floor methodology）”确定的（即首先议定需求响应事件期间各场所获许使用的最大负荷，然后将该最大负荷与双方就相关时段议定的平均负荷之差作为用户提供的需求响应资源量）。需求响应资源的可用窗口为工作日下午 3 点至晚上 7 点之间，响应时间为 20 分钟。在这次试验中，需求响应资源的综合可靠率（即可用率与实际使用率的乘积，该比率衡量的是需求响应调度令获得响应的比例）为 47%。但是，如果除去那些无法参与整个试验的场所，综合可靠率将达 83%。

来源：MacLennan（2014）；英国电网（2014）

2.2.2 英美两国需求响应潜力研究

许多研究从不同尺度（如国家、地区、特定系统或电力公司服务区域等）对不同部门的需求响应潜力进行了估算。这些研究通常采用的是“自下而上”的估算方法。如美国联邦能源管理委员会（2009）所指出的那样，支持这种方法的理由很充分。比如，用户降低需求从而提供需求响应资源的潜力，在很大程度上取决于他们在系统高峰时段的用电特性，而不同用户群体的用电特性可能各不相同。而且，某些技术（如备用电源、能源控制和管理系统、空调或对负荷有明显影响的其它设备等）的存在及成本也是用户能够提供的需求响应资源量的影响因素。第 3 节详细讨论了开展需求响应潜力评估的一般框架和方法。在这里，我们首先对一些国别需求响应潜力评估进行了回顾，以证实英美两国需求响应或其潜力的实际规模。

- 美国联邦能源管理委员会 2009 年就美国市场委托开展的需求响应潜力国别评估

这是美国第一次在全国范围内开展的需求响应潜力评估。它对 2019 年之前美国可实现的需求响应项目潜力（如激励型和价格型项目）进行了考察。这次评估涉及以下内容：

1 构筑不同用户群体（如居民、大 / 中 / 小规模工商业用户）在系统高峰期间的典型负荷曲线；

2 估算不同需求响应类型和用户群体的用户削荷效果[8]：对价格型项目而言，这种估算是基于对价格弹性的分析和价格差异的假设进行的；对激励型项目而言，这种估算则是基于现有项目证据的综合分析进行的[9]；

3 估算不同需求响应类型和用户群体的参与率：这种估算是基于当前参与水平（如美国联邦能源管理委员会调查结果）相关证据、定价政策相关假设（如动态定价是否为默认选择）和先进量测基础设施（AMI）的渗透等因素进行的。这样估算出来的参与率可视为能够影响特定群体参与特定需求响应项目的经济（即用户参与特定项目所面临的成本和效益）和 / 或非经济因素的反映。尽管从理论上来讲，对用户需求响应的成本和效益进行考察是有益的，但用户群体的异质性使得各用户成本和效益的准确评估非常困难。尽管如此，如第 2.4.6 节所述，如果要激励用户参与，用户从提供需求响应服务中获得的效益必须大于其成本（如技术投资、交易成本等）。

4 用成本效益分析筛选需求响应项目并判断是否将其纳入评估[10]。

根据这次评估，如 2009 年的现有和规划需求响应项目能够扩张并提高先进量测技术及其它支持性技术的普及程度（“现有业务扩大情景”），相对于未实施需求响应情形下的预测基线需求[11]，美国到 2019 年可实现 82 吉瓦的负荷削减量（即 9% 的削减量）。在最乐观的情景下（“充分参与”情景，即先进量测技术被普遍采用、基于时间的电价成为默认选择、支持性技术被广泛采用的情形），需求响应资源的潜力到 2019 年可达 188 吉瓦，占当年未实施需求响应情形下预测高峰需求的 20%[12]。

- 英国 2012 年开展的非家庭部门需求响应评估

这次评估由 Element Energy 有限公司主导，对英国非居民建筑的需求响应“技术性潜力”（即系统高峰期间在技术上适宜并可灵活削减且未考虑可能影响用户参与的经济及其它因素的终端用途负荷）进行了重点评估。评估首先构建了不同用户群体的负荷曲线，但与上文提到的美国联邦能源管理委员会开展的调查不同，这次评估描述的是基于量测数据和可用能源消费量数据勾勒出的终端用途（如照明、暖通空调、热水器等）的负荷曲线。然后，评估又找出了在技术上适宜提供需求响应服务的终端用途（如暖通空调、储能热水、制冷和照明灯），并就这些终端用途在不同情景下为提供需求响应服务可“现实”削减的负荷比例进行了假设，以考察不同终端用途在削减负荷方面不同程度的技术灵活性。这些假设是基于专家意见和现有文献作出的。换句话说，这次评估的结果应视为基于技术适宜性和灵活性这种主观评估估算出来的“技术性需求响应潜力”。

这次评估将英国非居民部门的“技术性需求响应潜力”估算为 1.2- 4.5 吉瓦（如去掉照明，则为 0.6- 1.8 吉瓦）。在所有评估情景下，零售、教育和商业场所都占了预计潜力的一半左右。1.2- 4.5 吉瓦的“技术性潜力”占英国冬季典型工作日傍晚时段系统高峰负荷需求的 3- 8%。

- 英国 2014 年开展的（2012 年和 2025 年）英国电力需求评估

与 Element Energy 有限公司开展的评估类似，作为英国电力需求项目组成部分的这次评估也以构建不同用户群体（如居民和工商业用户）的终端用途负荷曲线为重点。但是，这次评估仅识别了在技术上适宜增减的终端用途（如空间和水的加热、用水和制冷家电、空气压缩等），而没有考虑其技术灵活性（特定终端用途被增减的程度）、经济因素（用户参与特定项目面临的成本和效益）及可影响用户灵活使用特定终端用途能力和意愿的其它因素。

对于冬季工作日傍晚时段的系统高峰期，该评估指出，2012 年英国可能适宜实施需求响应的负荷约为 18 吉瓦（34%），而居民部门贡献的潜力为 9- 10 吉瓦。2025 年，在技术上适宜实施需求响应的负荷规模预计将增加到 25 吉瓦左右（占英国能源与气候变化部《2050 年路径》假设的“一切照常”情景下预测高峰需求的 37%），甚至可能增加至 32 吉瓦[13]（占“最绿色”情景下预测高峰需求的 55%——这种情景假设电力系统将发生重大变化，包括电动汽车和热泵的高度渗透）。

8. 高峰期间用户可削减并提供需求响应服务的负荷比例

9. 对仅涉及中央空调的直接负荷管理项目而言，估算是基于美国联邦能源管理委员会调查得出的平均负荷削减量（千瓦）或默认假设进行的；而对其它激励型需求响应项目而言，估算则是基于用户可能削减的负荷比例（%，基于美国联邦能源管理委员会调查）进行的。

10. 采用的是总资源成本法。如需求响应项目需要安装支持性技术（如动态定价项目、直接负荷管理项目），则每个州将就该项目的成本（如技术采用成本、项目实施成本）和效益（如可避免容量成本）分别进行估算。如效益大于成本，则该项目将被纳入该州的需求响应潜力评估。另外，不需要支持性技术的其它需求响应项目则被假设为具有成本效益并被纳入需求响应潜力评估。

11. 这一预测是基于北美电力可靠性公司为预测全国夏季高峰需求开展的 2008 年长期可靠性评估进行的。这次评估仅考虑了能源效率问题，而未考虑需求响应问题。

12. 参考脚注 33

13. 约 7 吉瓦潜力来自在技术上适宜实施需求响应的电动汽车的预测负荷需求。

2.2.3 当前需求响应资源的规模和来源

除需求响应潜力评估外，本报告还考察了英美两国目前正参与电力零售商或系统运营商通过批发市场提供的各种需求响应项目的需求响应资源。

美国的经验

根据 2005 年的《能源政策法案》，美国联邦能源管理委员会负责对先进量测技术和需求响应的发展情况进行两年一度的全国性调查。下面总结了近期调查的结论：

- 报告的预期峰荷削减总量 [14]

2006-2012 年间，美国联邦能源管理委员会开展了 4 次调查，其调查结果现已公布（见图 1）。其中，居民和工商业用户需求响应项目指由电力零售公司提供和经营的项目；而批发需求响应项目 [15] 则指那些以竞标方式直接进入区域输电运营商 / 独立系统运营商批发市场（如能源、辅助服务和容量市场）的项目，或由包括邦纳维尔电力局和田纳西河流域管理局在内的批发电力营销机构提供的项目。需求响应资源支持电力系统运行的方式（如通过电力零售项目参与或以直接进入批发市场的方式参与）取决于具体地区的监管和政策背景（如批发市场的存在与否、监管机构和法律是否允许需求响应资源参与这些市场等）。

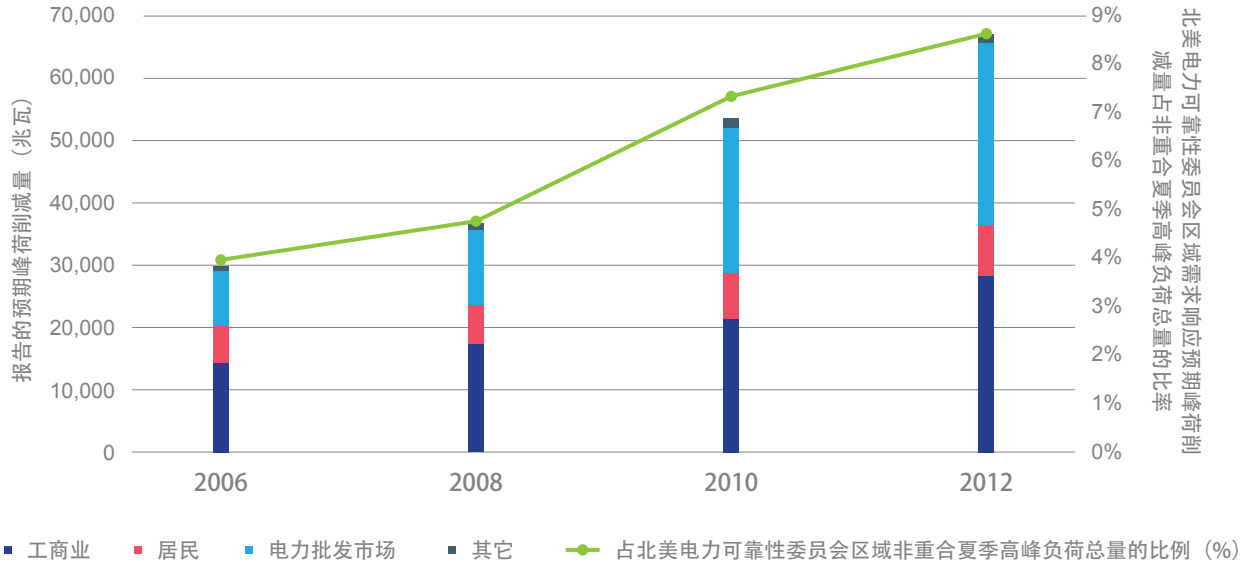
根据调查结果，需求响应项目报告的预期峰荷削减量从 2006 年的 29.7 吉瓦增加到了 2012 年的 66 吉瓦以上。对于北美电力可靠性公司覆盖区域 [16] 而言，这也标志着需求响应项目报告的预期峰荷削减总量占夏季非重合高峰负荷总和 [17] 的比率出现了增长，从 2005 年的 3.9% 上升到了 2011 年 8.5%[18]。在 2006-2012 年间，批发性需求响应项目和工商业用户需求响应项目的报告预期峰荷削减量都出现了显著增长，两类项目均占 2012 年调查中需求响应项目预期峰荷削减总量的 40%。此外，居民需求响应项目报告的预期峰荷削减量同期也增长了 40%。

- 项目趋势

很明显，诸如可削减负荷项目 [19] 和直接负荷管理项目 [20] 之类的可调度资源充足性需求响应项目贡献了更多的报告预期峰荷削减量，而一些价格型项目在 2006-2012 年间的增长也非常迅速（见图 2）。在 2012 年调查中，可削减负荷项目和直接负荷管理项目几乎占了需求响应项目报告的预期峰荷削减总量的 70%。大多数工商业需求响应资源都参与了可削减负荷项目和价格型需求响应项目（主要是分时电价项目）。美国大部分批发性需求响应资源都集中在可削减负荷项目及需求投标与回购项目中，但同时也参与旋转和非旋转备用这类辅助服务市场。相比之下，居民需求响应资源主要参与的是直接负荷管理和价格型需求响应项目（主要是分时电价项目），而直接负荷管理项目也适用于小规模工商业用户。

14. 报告的预期峰荷削减量指需求响应项目参与者的峰荷削减能力，而不是实际上的峰荷削减量。它是由被调查者在美国联邦能源管理委员会的调查中自己报告的。由于并非所有实体都报告了这一数据，因此美国联邦能源管理委员会采用了其它信息对他们的预期峰荷削减量规模进行估算。但是，这种估算结果并没有在这里反应出来。
15. 由于一些零售需求响应项目也涉足了批发市场，因此美国联邦能源管理委员会的调查将这些项目报告的预期峰荷削减量从批发性需求响应项目报告的数据中予以了扣除，从而避免了重复计算。
16. 仅包括北美电力可靠性公司覆盖的美国区域（即不包括夏威夷和阿拉斯加的美国其它地区）。
17. 美国北美电力可靠性公司覆盖区域的夏季高峰负荷之和。它属于非重合夏季高峰负荷，因为北美电力可靠性公司覆盖区域的夏季高峰负荷发生在不同时段。
18. 日历年 2005 年为美国联邦能源管理委员会 2006 年调查的报告期，而日历年 2011 年则为美国联邦能源管理委员会 2012 年调查的报告期。
19. 可削减负荷项目指要求用户按电力公司或电力系统运营商的指令电力需求的可调度项目（如可中断负荷项目、紧急需求响应项目和作为容量资源的项目）。可中断负荷项目指根据电价或合约安排应予削减或中断负荷的项目，而作为用户同意在系统紧急事件中削减负荷的回报，用户将获得一定的电价折扣或电费减免优惠。紧急需求响应项目指赋予用户一定的经济激励、使其同意在系统紧急状况被触发时削减负荷的项目。作为容量资源的项目指出现系统紧急情况时要求用户承诺削减预定额度负荷的项目。
20. 在直接负荷管理项目中，用户允许电力公司或系统运营商以远程方式控制其电力需求并以此获取需求响应报酬。

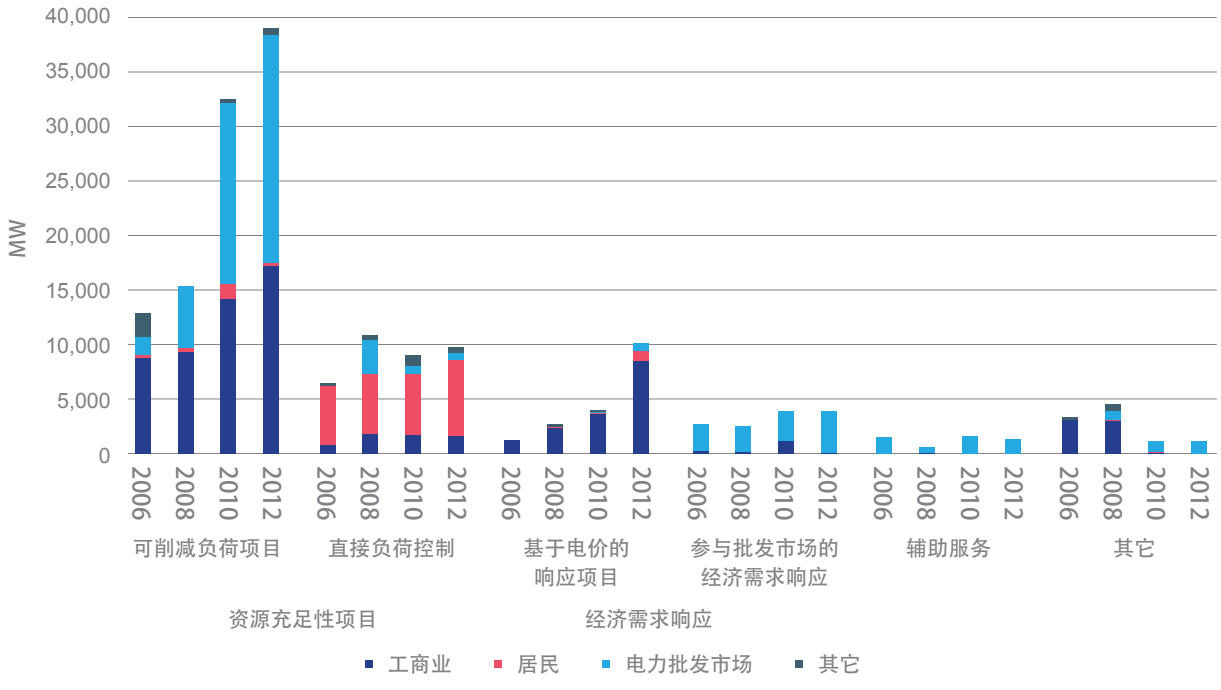
图 1 美国联邦能源管理委员会调查中需求响应项目报告的预期峰荷削减量



注：占北美电力可靠性委员会区域非重合夏季高峰负荷总量的比例（%）指北美电力可靠性委员会所覆盖美国区域（即除阿拉斯加和夏威夷之外的美国其它地区）的需求响应项目报告的预期峰荷削减量与上述相同区域的非重合夏季高峰负荷总量的比率。

来源：基于美国能源信息管理局（2013）及美国联邦能源管理委员会（2006，2008，2011a，2012）

图 2 美国联邦能源管理委员会调查的需求响应项目及其报告的预期峰荷削减量

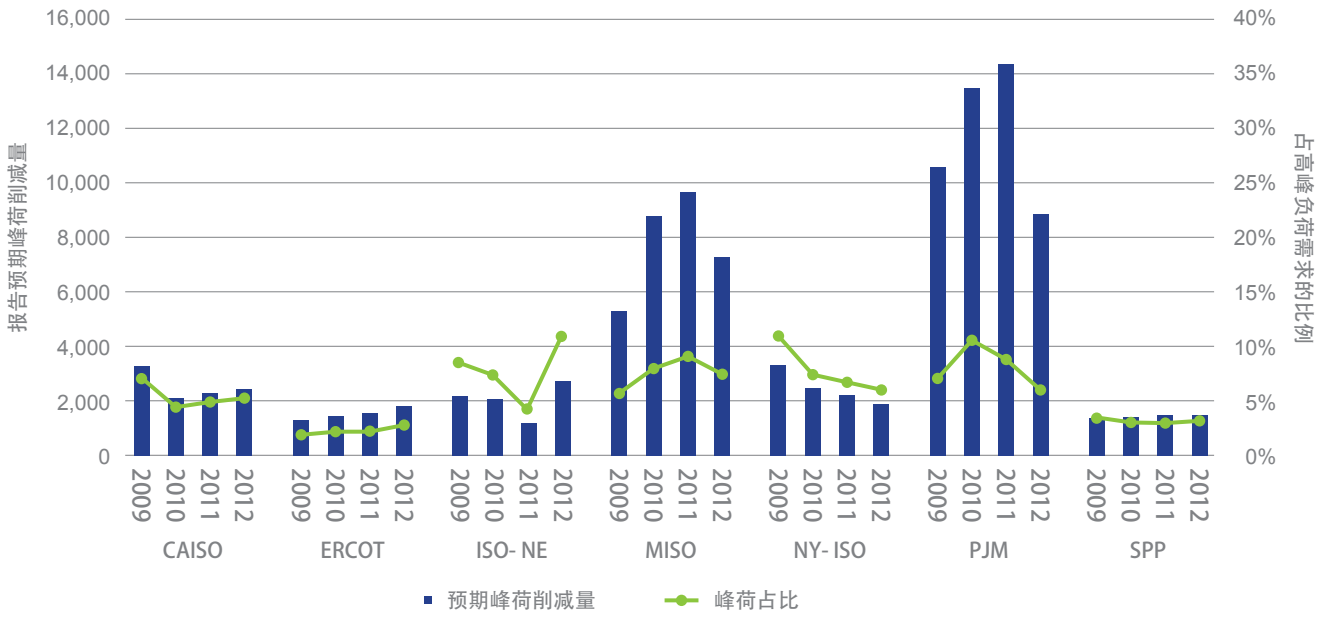


来源：改编自美国联邦能源管理委员会（2006, 2008，2011a，2012）

- 区域输电运营商 / 独立系统运营商的需求响应资源 [21]

图 3 显示了区域输电运营商 / 独立系统运营商批发市场中需求响应项目报告的预期峰荷削减量。与其它区域系统运营商相比，宾新马输电组织和中西部独立系统运营商需求响应资源报告的峰荷削减量明显更高 [22]。需求响应项目报告的峰荷削减量占加州独立系统运营商、新英格兰独立系统运营商、中西部独立系统运营商、纽约独立系统运营商和宾新马输电组织全部高峰需求的 5- 10%，但它们在德州电力可靠性委员会（2- 3%）和西南电网（3- 4%）的贡献率却较低。

图 3 美国独立系统运营商或区域输电运营商电力批发市场中的需求响应资源及其报告预期峰荷削减量



来源：基于美国联邦能源管理委员会（2011b，2014）的数据进行的统计

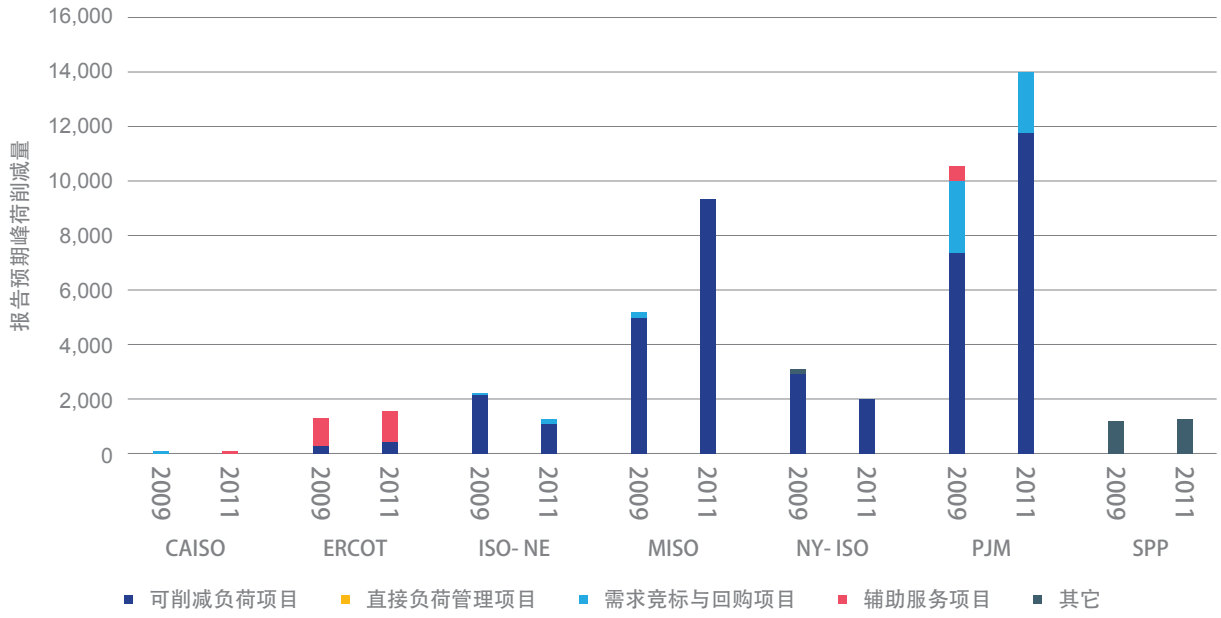
美国联邦能源管理委员会 2010 年和 2012 年的调查，还包含了这些需求响应资源在 2009 年和 2011 年参与区域输电运营商 / 独立系统运营商各批发市场（如能源、辅助服务和容量市场）的方式的信息。如图 4 所示，需求响应资源在各批发市场间的分布状况，因区域输电运营商 / 独立系统运营商的不同而不同。服务于资源充足性这一目的的可削减负荷项目（如参与远期容量市场的紧急需求响应项目）占新英格兰独立系统运营商、中西部独立系统运营商、纽约独立系统运营商和宾新马输电组织需求响应资源的绝大部分 [23]。需求投标与回购项目（如宾新马输电组织经济需求响应项目）也占了宾新马输电组织需求响应资源的显著份额。在没有既定容量市场的德州电力可靠性委员会区域，需求响应资源主要集中在提供旋转备用服务方面，但也通过紧急需求响应项目提供了资源充足性服务。在加州，需求响应资源主要由配电公司经营，且没有被纳入加州独立系统运营商的批发市场。但是，配电公司须将第二天的预计负荷削减量告知加州独立系统运营商。

21. 零售电力公司也可能将需求响应项目提供给集成商并将其投入批发市场。为避免重复计算，美国联邦能源管理委员会的调查将可能与零售需求响应项目相关需求响应资源的预期峰荷削减能力从批发性需求响应项目的预期峰荷削减能力中予以了扣除。但是，图 5 和图 6 仅反映了区域输电运营商 / 独立系统运营商需求响应项目的预期峰荷削减能力，并没有就重复计算作出调整。

22. 这可能部分反映了它们服务的用户更多（因而负荷更大）这一事实。但是，这些市场在需求响应资源的捕捉及其系统效益的运用方面所作的倡导和监管努力更大这一事实也许是需求响应在这些市场中角色更为显著的原因之一。

23. 对宾新马输电组织而言，2010 年调查与 2012 年调查间需求响应资源参与紧急项目情况及作为容量资源的负荷的变化主要应归因于宾新马输电组织关于紧急需求响应项目分类方式及项目参与情况的变化。

图 4 区域输电运营商 / 独立系统运营商批发市场的需求响应项目及其预期峰荷削减量



注：CAISO：加州独立系统运营商；ERCOT：德州电力可靠性委员会；ISO- NE：新英格兰独立系统运营商；MISO：中西部独立系统运营商；NYISO：纽约独立系统运营商；PJM：宾新马输电组织；SPP：西南电网

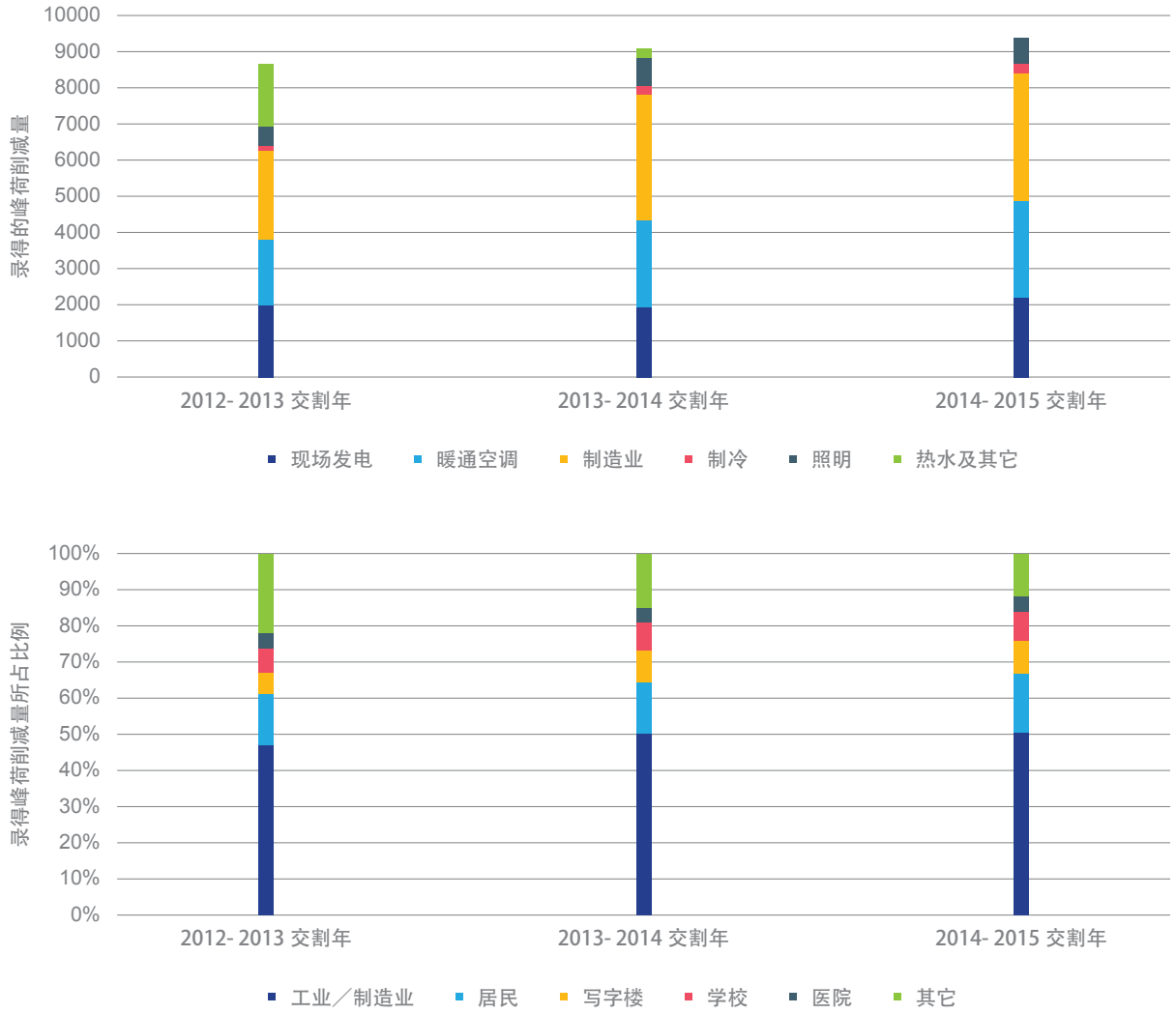
来源：根据美国联邦能源管理委员会（2011a，2012）改编

鉴于宾新马输电组织区域内需求响应的市场规模[24]，本研究还考察了需求响应资源在该区域各部门和需求削减方法中的分布情况。在宾新马输电组织区域内，紧急和经济需求响应项目是两大需求响应参与类型。紧急需求响应资源参与的是 3 年远期容量市场（即可靠性定价模式）。如在容量拍卖中成功拍出，紧急需求响应资源将承诺在系统可靠性或紧急事件中将需求降低至预定水平。如未提供预定的负荷削减量，紧急需求响应资源将接受处罚。目前，宾新马输电组织的紧急需求响应项目有三类（即限期需求响应项目、展期需求响应项目和年度需求响应），他们是按照可用性承诺和最长响应期限这些标准进行分类的。相比而言，经济需求响应资源可在批发电价高于宾新马输电组织净收益价时，自愿进入能源市场并提供负荷削减服务。此外，经济需求响应资源还可提供辅助服务（如同步备用服务、日前计划备用服务和监管服务），但以基础设施的存在和满足宾新马输电组织的资格审查为条件。在 2012 年至 2015 年这 3 个交割年份，紧急需求响应资源几乎贡献了该区域需求响应资源负荷削减潜力的 80%（宾新马输电组织，2013，2014，2015）。

如图 5 所示，现场发电、暖通空调和制造业是宾新马输电组织远期容量市场紧急需求响应项目的主要负荷削减手段（占 70- 90%），但照明和制冷的贡献也很显著。就这些需求响应资源的来源而言，约 50% 的峰荷削减潜力来自工业 / 制造业部门，其后为一些商业和公共部门用户（占 20%），再后为居民终端用途（占 15%）。

24. 鉴于法院去年通过的一项判决，宾新马输电组织目前正重新审视其处理需求响应的方式（http://www.pjm.com/~/media/documents/reports/20141007-pjm-whitepaper-on-the-evolution-of-demand-response-in-the-pjm-wholesale-market.ashx）。

图 5 宾新马输电组织区域按负荷削减方式和部门分类的紧急需求响应资源



来源：基于 Monitoring Analytics（2015）的数据和宾新马输电组织（2013, 2014, 2015）进行的汇总

英国的经验

目前，需求响应资源在英国市场的参与情况顶多只能算差强人意。根据与关键行业利益相关方的讨论，Ward 等人（2012）估计 2012 年英国需求响应参与量为 1- 1.5 吉瓦，而“真实的”负荷削减量（即相对于使用备用电源削减的电网用电需求）约为 400- 600 兆瓦。即便考虑需求侧平衡备用项目和英国容量市场采购的新需求响应资源，英国的需求响应资源至多为 2 吉瓦，仅占英国冬季最大高峰需求（约 58 吉瓦）的 3% 左右。

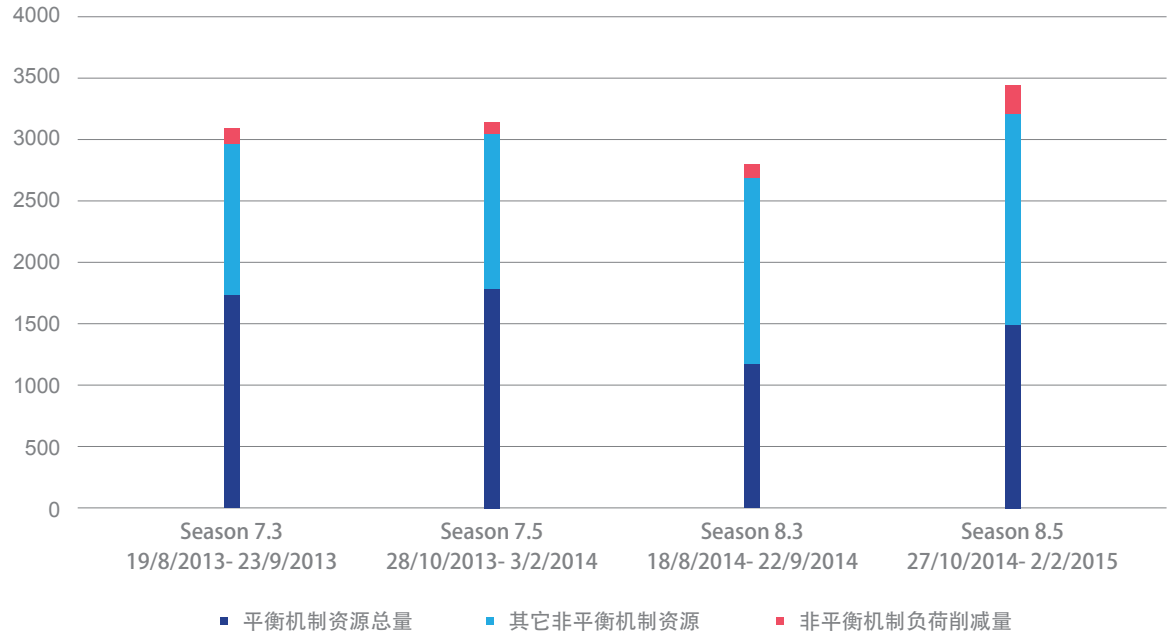
• 国家电网的平衡服务

英国国家电网将短期运行备用市场的资源分成了两大类，即平衡机制（BM）资源和非平衡机制资源。平衡机制资源指那些直接与英国输电网相连或容量大到可在平衡机制备案的资源；而非平衡机制资源则通常指那些规模较小且与配电网相连的资源。对英国国家电网而言，非平衡机制资源通常被视为“需求侧资源”，但同时也包括嵌入式发电及实际上削减的负荷资源。图 6 显示了近几个季节按燃料类型分类的短期运行备用资源的类型。尽管非平衡机制资源在近几个季节中贡献了 1.4- 2 吉瓦的需求响应资源，占短期运行备用资源总量的 50% 左右，但其中大部分为供给侧解决方案如嵌入式发电（柴油发电、联合循环燃气轮机发电和开式循环燃气轮机发电等）提供的资源。因此，真实的负荷削减量仅为 110- 237 兆瓦，占短期运行备用近期资源的 4- 7%。

一些需求响应资源还参与了英国国家电网的其它平衡服务。比如，实频响应项目从商业加热设备这一渠道采购了 3- 5 兆瓦的需求响应资源，而对于需求管理频率控制项目（FCDM）而言，需求响应资源的潜在市场规模预计将超过 500 兆瓦（Ward 等，2012）。在快速备用服务中，无线遥控蓄电加热渠道也贡献了约 250 兆瓦的资源。

对需求侧平衡备用项目而言，在对资源成本（如为鼓励特定资源采购提供的激励）和效益（如峰荷削减产生的潜在经济结余）进行均衡考量后，英国国家电网确定了在 2014- 2015 年冬季最多采购 330 兆瓦容量的目标。这些容量是需求响应参与者调低额定容量后产生的，而这次采购也属于试验性质。在招标中，共 319 兆瓦资源成功中标，代表着 431 个能够持续削减负荷 1- 4 小时的场所或量测点的需求响应资源（国家电网 2014）。对于 2015- 2016 年冬季而言，需求侧平衡备用和补充平衡备用项目的最大容量采购目标为 1800 兆瓦。

图 6 近几个季节按燃料类型分类的短期运行备用资源



来源：英国国家电网数据

- 英国容量市场

英国容量市场于 2014 年末举行了针对 2018-2019 交割年份的首次 4 年远期容量拍卖会。这次拍卖会以 19.4 英镑 / 千瓦 / 年的出清价格结束。在被授予 49259 兆瓦总容量的合同中，需求响应资源仅贡献了 174 兆瓦（占 0.35%）。表 4 按燃料类型显示了通过资格预审、参加拍卖会并成功中拍的容量数。值得注意的是，在这次拍卖会上占主导地位的是现有发电厂。为竞得报酬，这些发电厂的投标非常成功，而作为回报，发电厂承诺在交割年份之前不停止运行。在大多数情况下，电厂作出上述承诺所涉及的额外成本非常低——如果有额外成本的话——因此，拍卖出清价格很低，超过 70% 通过了资格预审的需求响应资源都退出了拍卖。但是，这是一个特殊情形下的产品，并不能反映相对于新增发电容量的需求响应资源的竞争力。

也有一些批评认为，按当前形式设计的容量市场可能会使需求响应资源在与发电资源的竞争中处于劣势。比如，在 4 年远期容量拍卖会中，新增发电容量的协议期限可长达 15 年，而需求响应资源的合约仅有 1 年。因此，英国能源与气候变化委员会建议考虑延长需求响应资源的合约期限（英国能源与气候变化委员会，2015），而英国政府也在夏季表达了对这一问题的关切及对其它问题进行研究的意向。此外，利益相关方还表达了其它关切，如“一刀切”的模式（如调度次数和期限、启动时间、分时段需求相应产品被排斥于长效机制之外的可能性等）可能会带来抑制某些需求响应资源参与的风险（英国智能电网，2013）。

表 4 英国容量市场首次 4 年远期容量拍卖会出清的容量数（按燃料类型分类）

	参与拍卖的容量（兆瓦）	拍卖会上出清的容量（兆瓦）	退出拍卖会的容量（兆瓦）
联合循环燃气轮机发电	31,106	22,259	8,847
煤炭 / 生物质发电	13,731	9,232	4,499
核电	7,876	7,876	0
热电联产与自动发电	4,777	4,235	542
开式循环燃气轮机与往复活塞式发动机发电	3,446	2,101	1,345
储电	2,748	2,699	49
水电	682	682	0
需求侧资源（DSR）	603	174	429
合计	64,969	49,259	15,710

来源：英国国家电网数据（2014）

2.3 需求响应资源的价值

2.3.1 需求响应资源的效益评估方法

一个普遍的共识是，需求响应能够给电力系统带来显著效益。Conchado 和 Linares（2012）提供了一个有用的表格，总结了需求响应对电力市场中不同活动的潜在效益（见表 5）。如上所述，需求响应的主要效益在于，规避为保证供需平衡必然会产生的系统成本。如表 5 所示，需求响应的效益有多种，其中包括可避免容量成本、可避免能源成本、可避免网络成本、可避免环境外部性成本、参与者电费节余及其它效益（如系统可靠性的改善）。在这些效益中，有些可用金钱来表示，即对各市场主体的成本节约额。比如，需求响应为系统运营商提供了一种新的灵活性。它可降低系统运营商对新增高峰发电容量的需求，因而可能对所有消费者有益。同时，它还可降低需求响应项目参与者的发票成本（invoiced cost）。另外，还可避免环境外部性成本，这对整个社会都有利。

表 5 需求响应对电力系统不同活动的潜在效益

	运营方面	扩容方面	市场方面 *
发电	• 降低高峰时段的发电量：降低能源及潜在的排放成本 b • 促进供需平衡（对间歇性发电尤其重要） • 提高短期供应可靠性，从而降低运行备用需求	• 避免投资于调峰机组 • 降低容量备用需求或提高短期内供应的可靠性 • 提高间歇性可再生能源的渗透率 c	• 降低失衡风险 • 限制市场力量 • 减少价格波动
需求	• 提高消费者的成本和用电量甚至环境影响意识 • 赋予消费者实现效用最大化的选项 • 提供减少电费或获得报酬的机会	• 提高投资决策时的成本和用电量意识	• 提高需求弹性
输配电	• 缓解拥塞 • 管理意外事件、避免电力中断 • 降低总成本 • 辅助技术操作 a	• 推迟电网改造投资需求或提高电网长期可靠性	• 低失衡风险 • 减少价格波动 • 增加新产品，为消费者提供更多选择
零售 *			

注：* 仅适用于自由化市场；a 保持频率和电压水平，平衡有功和无功功率，控制功率因数等；b 取决于电力市场结构；c 在鼓励可再生能源发电的系统中可视为益处 .

来源：Conchado 和 Linares（2012），表 3

因此，从不同受益人的角度对需求响应项目进行评估是非常重要的，特别是在要鼓励参与的情况下。而且，由于“可避免成本”无法被直接观测到，必须对没有需求响应情形下必然产生的成本进行假设，而这必然又会带来不确定性。另外必须注意的是，需求响应资源的价值在不同电力系统之间的差异可能会非常显著，具体取决于系统配置、需求响应评估采用的方法，特别是能力建设的依据等因素。在建设发电及网络设施以满足高峰需求的情况下，如果价格无法充分反映高峰时段的供应成本，则电力需求可能会比经济学意义上的理想状态 “更高”。在这种情形下，需求响应可有效弥补价格信号的不足，从而避免不必要的容量建设。第 3.2.2 节详细论述了需求响应效益评估的方法。

2.3.2 英国的需求响应效益评估

英国的电力需求项目正在开展研究，以估算需求响应的效益，并识别需求响应的市场潜力及需求削减潜力。研究从不同市场主体包括系统运营商、供应商、配电网和集成商的角度对需求响应的价值进行了考察（Ward 等，2012）。

- 如前所述，英国的系统运营商可受益于需求响应资源提供辅助服务（如频率响应、快速备用和短期运行备用）的潜力。这些服务的总价值每年达 3.83 亿英镑 [25]。但是，拥有备用电源的消费者提供了其中的大部分价值，而“真实的”需求响应（即无备用电源的情形）仅占需求侧短期运行备用资源的四分之一左右，即 200 兆瓦。这些服务的提供者，无论是在需求侧还是供给侧，都可根据其可用性和系统实际使用服务的情形获得补偿（见下文表 5）。

- 供应商是从可避免成本的角度看待需求响应价值的 [26]。但是，供应商倾向于将供应保障放在第一位，并认为各消费者的潜在结余或需求响应潜力非常小。在英国，直接针对供应商的需求响应政策工具非常少，而这个市场部门对需求响应的兴趣也往往有限。

- 由于上述监管变革的激励，配电商（即拥有和管理配电网但不销售电力的公司）对需求响应表示出了更大的兴趣。通常，政府政策倾向于引导新负荷的增长（如电动汽车和热泵的使用），而这会对配电网造成挑战。需求模式哪怕发生相对较小的变化，都可能使这些新负荷的入网成本显著降低——从广义上讲，高峰期 10% 的峰移即可使配电网投资推迟 20 年。所以，电力系统的这个部门对需求响应的兴趣相当大 [27]。但是，配电网的可避免成本在不同网络区域（如偏远地点与中心地点）和网络类型（如高压网与低压网）之间的差异非常显著。根据计算，配电商的年均可避免成本可能处于 40 英镑 / 千瓦至 60 英镑 / 千瓦这一范围内——相对而言，这点成本仅占英国家庭平均电费相对较小的一部分。

- 集成商通过需求响应为系统运营商提供平衡服务。这些服务涉及初始投资成本（如硬件和软件投资成本），且其成本回收通常以参与水平为基础，因此集成商会面临某些风险。但是，集成商提供高效服务的动机也很强烈。他们的潜在收益可能会相当大。对 100 千瓦的单点用户而言，其收益可达 2- 3 英镑 / 千帕，而对大规模多点用户而言，其收益可达 1- 2 英镑 / 兆帕。

英国电力需求评估采用“基准价格”方法考察了需求响应的可避免成本。这种方法列出了不同类型服务的基准价格，以显示需求响应的潜在可避免成本（表 6）。

25. 其中包括 1.93 亿英镑频率响应服务价值、9200 万英镑快速备用服务价值和 9800 万英镑短期运行备用服务价值。

26. 英国的供应商从批发市场购买电力，然后将其转卖给零售消费者。它们自己并不发电、输电或配电。它们的成本（包括购买电力的成本）占英国家庭消费者最终平均电费的 50-60%。

27. 配电费占家庭消费者平均最终电费的 18% 左右。

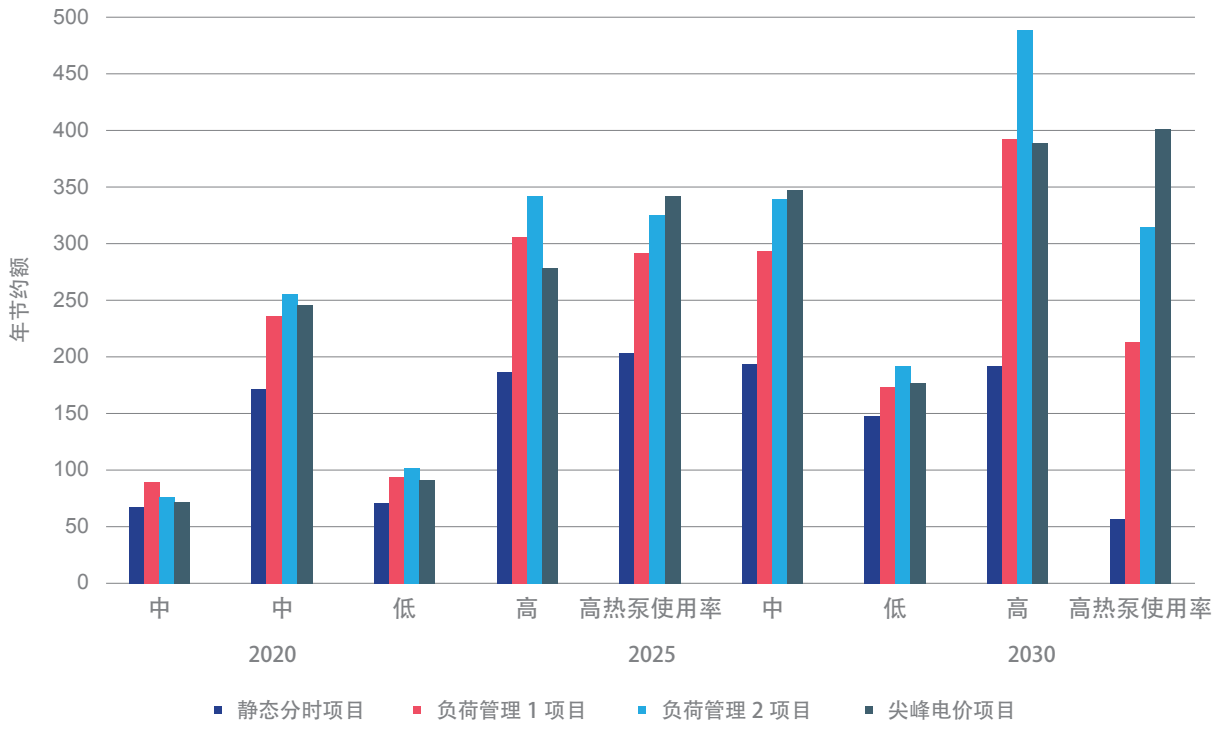
表 6 不同类型服务的基准价格

服务	基准价格及描述
实频响应服务（2011- 2012 年）	50- 60 英镑 / 千瓦 / 帕
	包括可用性、持有和实际使用等费用
快速备用服务（2009 年平均）	50 英镑 / 千瓦 / 帕
	可用性报酬：44 英镑 / 千瓦 / 帕；实际使用报酬：6 英镑 / 千瓦 / 帕
短期运行备用服务（2011- 2012 年）	可用性报酬：8 英镑 / 兆瓦时；实际使用报酬：225 英镑 / 兆瓦时
输电网过网费规避服务	输电网系统使用费：10.74- 31.17 英镑 / 千瓦 / 帕
配电网服务	可避免升级改造成本：40- 60 英镑 / 千瓦 / 帕

来源：Ward 等（2012）

Element Energy 和 RedPoint（2012）考察了 2030 年之前英国家庭部门和中小型企业的需求响应潜在效益。它们计算的需求响应潜在效益包括发电和配电部门的可避免资金和运营成本。该研究考察了未来需求分别为低、中、高水平及热泵使用率很高等预测情景下的 4 种假设性需求响应项目，即静态分时项目、负荷管理 1 项目（适用于每年 30 个高峰日）、负荷管理 2 项目（适用于全年）和尖峰电价项目。表 7 显示，家庭部门和中小型企业需求响应的成本节约潜力将随着时间的推移而增加（因为诸如电动汽车之类的灵活负荷将随着时间的推移而增加），并在“高需求”情景下于 2030 年达到每年 5 亿英镑。

图 7 2030 年前家庭部门和中小型企业需求响应项目的成本节约潜力

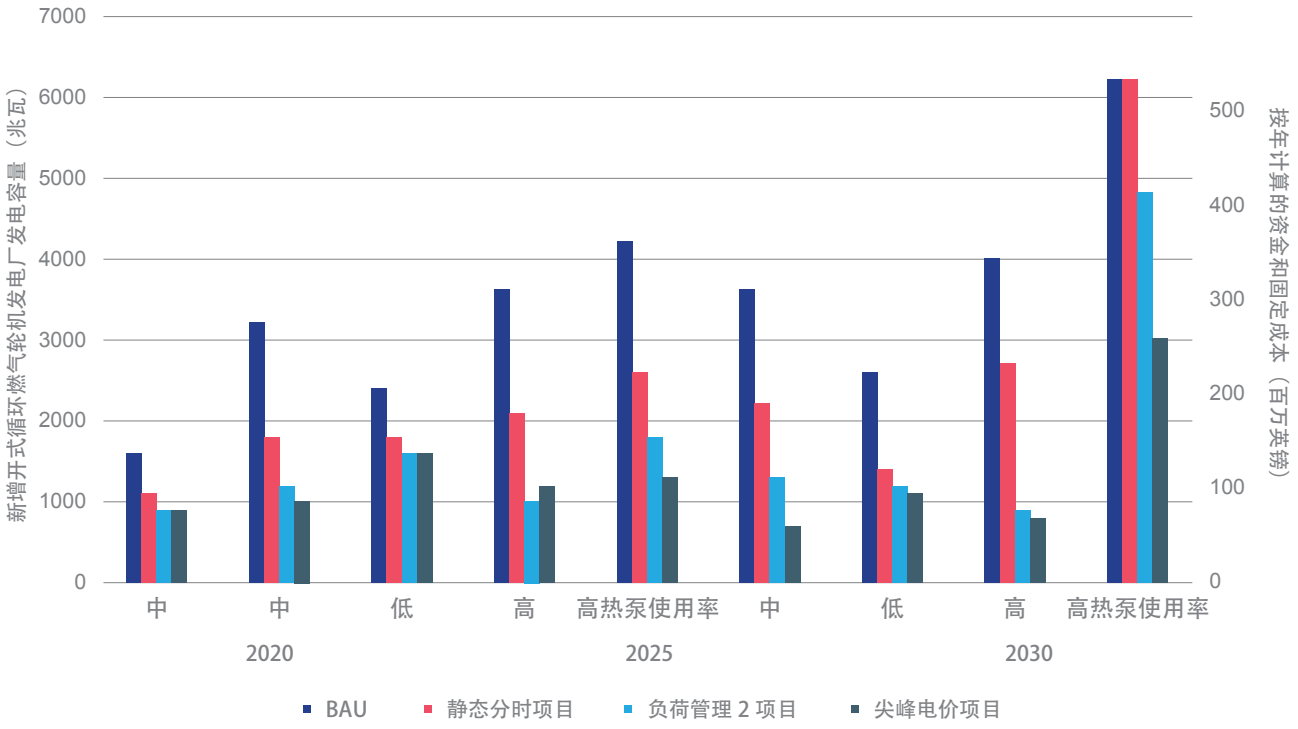


来源：Element Energy 和 RedPoint（2012），第 22 页

这次评估假设可避免高峰发电容量是由开式循环燃气轮机发电厂提供的，而可避免容量成本则是通过比较实施需求响应（静态分时项目、负荷管理 2 项目和尖峰电价项目情景）和未实施需求响应（BAU 情景）两种情形下的高峰发电投资成本计算出来的。结果显示，2030 年容量成本节约潜力最为显著的情形，均发生在高需求和高热泵使用率情景下的尖峰电价项目中。而且，可避免发电容量相关年节约额预计为 2.66 亿英镑（见图 8）[28]，而这是基于每年削减开式循环燃气轮机发电厂 3.2 吉瓦高峰发电容量计算出来的。

英国议会科学技术办公室的文件（第 452 号，2014 年 1 月）引用这些可避免容量成本对英国需求响应项目的效益进行了说明。但是，该研究仅考察了家庭部门和中小型企业需求响应的可避免容量成本。如将工业部门纳入，实际数额可能会高得多。

图 8 为满足英国家庭部门和中小型企业需求而开展的高峰发电容量投资



来源：Element Energy 和 RedPoint（2012），第 29 页

Ofgem（2010）提供了关于英国需求响应可避免发电和电网容量成本潜力的另一个估算结果。为估算这种潜力，Ofgem 采用了 2009 年和 2010 年两个典型冬日和 2009 年一个典型秋日的需求曲线来比较实际需求量和需求削减量（基于 5% 和 10% 这两个高峰需求削减量假设）。可避免容量成本的计算方法为将高峰负荷削减量（吉瓦）乘以调峰电厂的资金成本（联合与开放循环燃气轮机发电厂的资金成本分别假设为 93.73 英镑 / 千瓦 / 年和 57.69 英镑 / 千瓦 / 年）。基于高峰需求削减量将导致等量的电网投资成本削减这一假设（即 5% 的高峰需求削减将导致 5% 的电网投资成本削减），Ofgem 的报告还估算了英国需求响应的可避免电网投资成本。另外，年度规划电网投资被假设为 2.8 亿英镑。表 7 呈现了这次研究的成果，并再次证实了可避免发电容量成本是需求响应节约潜力的主要来源这一事实。

28. 高峰发电容量（兆瓦）削减量和可避免容量成本（百万英镑）的计算方法为将 BAU 情景下的数值减去静态分时项目、负荷管理 2 项目和尖峰电价项目等情景下的数值。

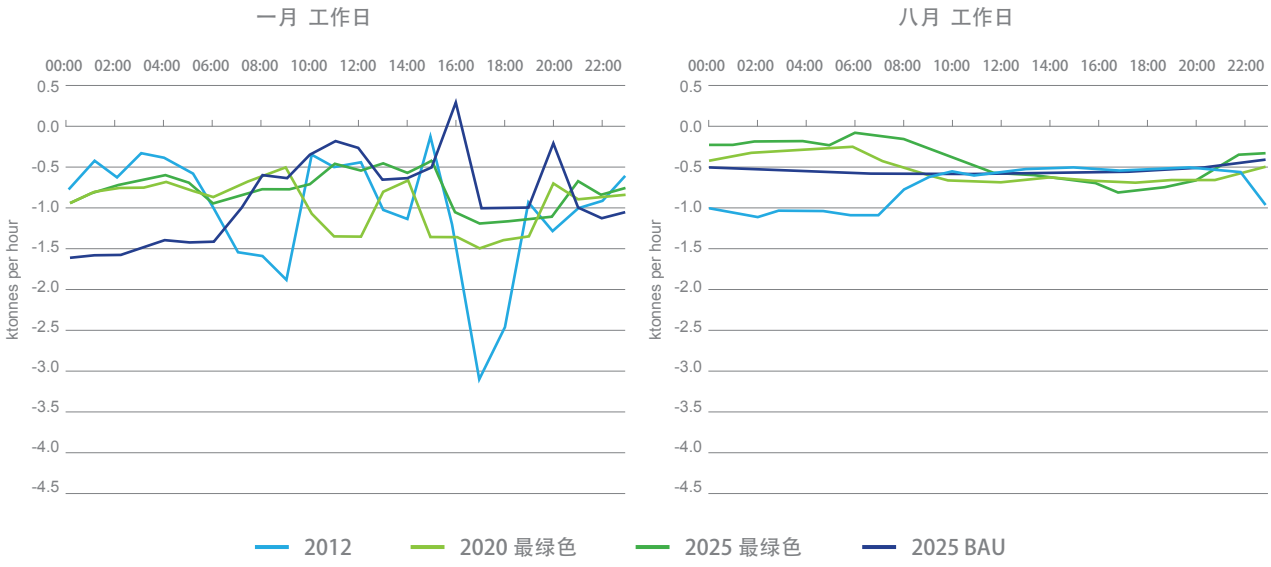
表 7 可避免发电容量和电网成本

	10% 的高峰负荷削减量（4.6- 5.7 吉瓦）	5% 的高峰负荷削减量（2.2- 2.8 吉瓦）
年度容量成本节约额	2.65- 5.36 亿英镑	1.29- 2.61 亿英镑
年度电网投资成本节约额	2800 万英镑	1400 万英镑

来源：改编自 Ofgem（2010），需求侧响应，表 2- 1，出处：< https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/57026/dsr-150710.pdf>

其它研究还估算了需求响应对削减二氧化碳排放量的影响。比如，Hesmondhalgh 等人（2014）估算了电力需求降低对英国二氧化碳排放量的影响（见图 9）。他们的研究表明，冬季工作日高峰时段 5% 的电力需求削减对二氧化碳排放量的影响要大于电力需求较低时段如夏季周末等量电力需求削减对二氧化碳排放量的影响 [29]。但是，夏季非高峰时段需求响应对二氧化碳排放量的影响又要大于冬季非高峰时段的影响，因为夏季需求响应足以使电力系统避免使用煤炭发电，而煤炭本来属于边际发电来源。该研究还预测了未来的二氧化碳排放削减情况，但就英国而言，需求响应降低二氧化碳排放量的潜力将随着时间的推移而下降，因为英国电力系统正逐步实现去碳化。

图 9 2025 年前需求响应（5% 的削减）导致的二氧化碳排放削减量



来源：Hesmondhalgh 等人（2014），图 18

2.3.3 美国的需求响应效益评估

在美国，Brattle 集团采用基于模拟的方法（即模拟每一大西洋中部区域高峰负荷均削减 3% 的情形）评估了 2005 年需求响应对宾新马输电组织能源市场的影响（Brattle 集团，2007）。这次模拟捕捉了供、需和输电市场的实时波动情况，并考虑了相关价格变化。最终，模拟得出了以下结论，即需求响应对宾新马输电组织整个系统的效益每年介于 6500 万美元至 2.03 亿美元之间，具体取决于市场状况。基于所选区域高峰负荷 3% 的削减量，能源市场价格可平均降低 5% 至 8%。此外，模拟还就需求响应项目参与者的潜在效益进行了粗略估算。根据模拟，需求响应参与的效益有两个来源：（1）因负荷降低产生的可避免能源成本：这种成本预计为每年 900- 2600 万美元；（2）满足高峰负荷需求的可避免容量，其价值预计高达 7300 万美元。

29. 在英国，电力需求通常在冬季工作日下午 4 点至晚上 7 点之间达到高峰。

其它研究则采用三益公司为加州公共事业委员会开发的可避免成本计算器对需求响应的可避免电力成本进行了估算（三益公司，2004）。这种方法考察了 3 个因素，即可避免发电成本、可避免输配电成本和可避免环境外部性成本。成本的估算则以不同地点的逐时电力和容量价格为基础，反映了电力和容量成本随着时间和地点的推移而发生的变化。可避免总成本的计算方法为将一年内所有逐时可避免成本相加。2011 年，这种方法进一步扩大范围，涵盖了另外 3 个要素（三益公司，2011）。比如，可避免发电成本被分解成了可避免容量成本和可避免能源成本。另外，还包括了可避免辅助服务成本和因最新可再生能源组合标准产生的可避免成本 [30]。三益公司的计算器原本是为计算能效项目的可避免电力成本开发的。为解决需求响应特定问题，加州公用事业委员会（2010）参考上述方法并根据需求响应特性对其进行了调整。表 8 列出了计算需求响应可避免成本的主要因素。

表 8 运用加州公用事业委员会方法估算可避免成本时涵盖的主要因素描述

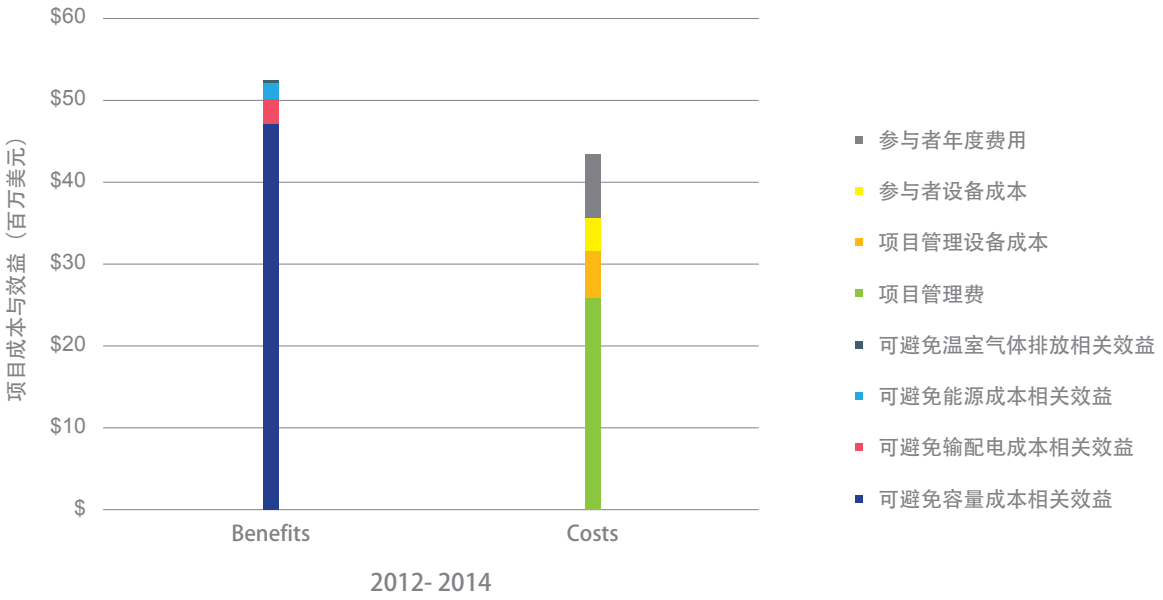
可避免成本	描述
可避免容量成本	按年计算的新增一个燃气轮机的固定成本减去该燃气轮机在实时电力和辅助服务市场运行产生的净营业收入（毛利润）
可避免能源成本	日前与实时市场的逐时电力价格（价值流取决于需求响应项目的特性）
可避免环境成本	因可避免热力发电导致的温室气体排放减少的价值
线路损耗	发电与零售交付之间线路损耗导致的额外成本

来源：加州公用事业委员会（2010）《2010 年需求响应成本效益规则》，表 3

图 10 呈现了加利福尼亚州一个电力公司运用加州公用事业委员会方法，对其需求响应项目的成本和效益进行对比的结果。该图显示，占可避免总成本最大份额的是需求响应项目的可避免容量成本，其次为可避免输配电成本和可避免能源成本。相对于其它可避免成本而言，温室气体排放相关效益较低（当然，这取决于电力系统的碳强度——这一指标在加州相对较低，还取决于市场赋予碳排放削减量的价格）。另一方面，需求响应项目管理费占项目成本的最大份额。此外，项目成本还包括运营维护成本、需求响应系统运行与通信成本、营销与外展成本及评估、计量与验证成本等。“项目管理资金成本”则包括信息技术设备和需求控制技术的成本。而且，因参与需求响应项目导致的生产损失也被计入了参与者年度费用。这个需求响应项目还涉及硬件、软件和设备等费用。总而言之，需求响应的效益超过了成本。但是，我们还可以看到，需求响应的净效益相对较低。在一定程度上，这是因为这个电力公司仅为加州电力系统的一部分。但是，这个案例提醒我们，需求响应项目是存在成本和效益问题的，对整个系统和特定主体而言，莫不如此。

30. 可再生能源组合标准是一个要求电力供应公司利用可再生能源生产一定比例电力的监管要求。

图 10 加州一电力公司需求响应项目的成本和效益



来源：Woolf 等（2013），图 6- 1，第 61 页

2.4 开发需求响应市场的支持性框架

本节总结了支持需求响应发展及其对系统运营贡献的若干政策和监管规定。尽管参考的主要是存在电力批发市场及最终电价由零售市场竞争决定的地方案例（如美国和欧洲），下文讨论的大多数问题仍与其它电力系统结构（如垂直整合电力公司）相关。这些政策和监管“支持性因素”是按照若干主题组织起来的，包括需求响应的商业机遇、针对供给侧主体及参与需求响应消费者的激励措施、需求响应成功实施所需的商业前提条件等。应该注意的是，这些主题代表的是需求响应发展“良好实践”的普遍原则，而任何政策和监管规定均应参考相关电力系统的特定条件和背景。

除下文讨论的主题外，一些实施和治理问题对用户的成功参与也非常重要。因此，为了需求响应项目的长期可持续性，这些问题也是值得考察的。具体而言，这些问题包括执行合约的法律和行政框架（特别是激励型项目）、治理透明度、需求响应资源参与系统运行和规划时的公平待遇（如通过独立监管和运营的方式）、反映特定时间发电和输电成本的定价机制等。

2.4.1 需求响应项目的商业模式

我们应创造机会和机制，使需求响应资源能够提供如第 2.2 节所述的系统服务。根据所有权结构和电力部门的特性，我们可采用不同商业模式来获得需求响应资源，如零售电价项目、由系统运营商管理的激励型可调度项目、消费者在电力批发市场中的参与等资源（见表 9）。价格型需求响应项目，如分时电价项目和尖峰电价项目，通常都是不可调度的，因为电力公司或系统运营商不确定到底有多少用户会对价格信号作出响应；可调度需求响应项目则通常采用高峰需求削减合约的形式，而作为回报，参与者将获得经济报酬或可参与电力批发市场。需要注意的是，集成商几乎在所有市场结构下均可在需求响应的获取和实施中扮演重要角色，第 2.4.3 节将对此作深入探讨。

表 9 不同电力行业结构下发展需求响应的商业模式

市场结构	发起主体	需求响应项目产品 [1]			
		不可调度项目	可调度项目		
		类型	实施方式	类型	获取方式
垂直整合	电力公司	两部制电价 分时电价与尖峰电价	行政方式决定	直接负荷管理与可削减负荷项目	双边合约 行政筹集 专门拍卖
单一买家模式	“单一买家实体”或电力系统运营商	两部制电价 分时电价与尖峰电价	行政方式决定	直接负荷管理与可削减负荷项目	双边合约 行政筹集 专门拍卖
竞争批发市场	电力系统运营商 配电电力公司	两部制电价 分时电价、尖峰电价与实时电价 [2]	行政方式决定 对电力批发市场作出响应 / 纳入电力批发市场	直接负荷管理与可削减负荷项目 批发市场参与项目	双边合约 行政筹集 专门拍卖 批发市场（“多资源拍卖”）
完全竞争	电力系统运营商 配电网运营商 电力零售供应商	两部制电价 分时电价、尖峰电价与实时电价 分时过网费	行政方式决定 对电力批发市场作出响应 / 纳入电力批发市场	直接负荷管理与可削减负荷项目 批发市场参与项目	双边合约 行政筹集 专门拍卖 批发市场（“多资源拍卖”）

[1] 一般来说，不可调度需求响应指的是基于电价的项目，而可调度需求响应则通常指的是基于激励的项目。但是，“可调度”的程度在不同的资源类型间可能存在差异，这取决于诸如不履约情形下处罚的严格程度之类的因素。

[2] 理论上，实时电价也可以在垂直整合或单一买家模式下推行，但是这种做法并不常见。

发起主体

电力行业的所有权结构决定了需求响应项目的实施主体。在发电、输电、配电和电力零售等活动垂直整合的结构下，或在由单一买家从发电商及其它供应商处采购电力的单一买家模式下，负责系统调度和规划的实体（如垂直整合的电力公司或“单一买家”）通常就是需求响应资源的采购组织。

在电力批发市场已经确立的地方，系统运营商（如独立系统运营商 / 区域输电运营商）可允许需求响应资源在不同程度上参与不同批发市场（如能源、辅助服务和容量市场）。如 2.3 节所述，配电公司或零售供应商也可保留行业重组之前引进的“遗留需求响应项目”，或将需求响应资源的采购作为避免较高批发电价的一种策略。如引进电力批发与零售之间的充分竞争，独立配电网运营商也可将需求响应项目作为传统电网升级改造或瓶颈管理的一种替代方式。

项目产品

价格型（不可调度）需求响应

价格型需求响应项目采用与需求挂钩的电价或基于时间变化的电价来激励用户降低或管理其电力需求，特别是在系统高峰时期。

- 与需求挂钩的电价是基于用电量（千瓦时）和最大电力需求（千瓦）这两个因素对用户进行收费的。经济学家通常认为这种两部制电价比基于容量计量的电价（即仅基于用电量的电价）更高效，因为电力需求收费反映了系统的固定成本，而用电量收费则反映了系统的可变成本。这种电价的典型实施方式是与用户就其最大需求量（千瓦）达成合约，并规定超过该需求量的额外需求将成为可中断需求 [31]。对大规模用户而言，一种替代方式为直接计量其最大需求并收费 [32]。与需求挂钩的电费可在大多数电力系统中实施，无论系统重组程度如何。

31. 这是西班牙实施的方法。在该国，电费中的固定部分占电费的份额很大，且仍在增长。

32. 一些电力系统会区分发电容量与电网容量。在英国，一些大规模“纯电力”用户需以输电网过网费的形式就输电容量付费。

- 基于时间变化的电价旨在利用较高电价鼓励用户在系统紧张期间降低其需求：

  1 分时电价通常在预设的高电力需求时段提高价格[33]，且通常被认为具有经济上的高效性。但前提是，这种电价的设计应反映系统在一天当中不同时段的边际成本。此外，分时电价项目（如英国的“经济 7”项目）还可与蓄电加热或其它蓄能项目打包出售。

  2 尖峰电价通常在一年中特定天数内的系统负荷最大期间大幅提高电价（如为非尖峰电价的 5- 10 倍）。系统运营商会提前通知用户尖峰电价的实施时间。比如，法国就引入了所谓的“红灯电价”来协助平衡其电力系统。因为在法国，不灵活的核电占了全国发电容量的很大一部分。在这种电价制度下，消费者大多数时候均可享受比正常价格要低的电价，但是在系统紧张期间，他们支付的价格则要高得多。这些紧张时刻是通过安装在消费者场所的红灯通知消费者的。与分时电价相比，尖峰电价在系统紧张期间削减负荷的效果通常要更好。一项研究预测，分时电价可降低的高峰负荷为 5% 左右，而尖峰电价可降低的则可高达 20%（Fox- Penner，2014）。相关电价设计还包括尖峰电费返还，即不提高系统高峰时段的电价，而是在消费者将其需求降低到预定水平时向其返还部分电费。

     - 实时或动态电价会经常变化（如逐时），以反映实时的系统边际成本或批发市场价格。这些价格可提前一天确定（通过日前市场）并公布。它既可作为定价选项之一实施，也可作为所有消费者的默认选择，除非另有替代定价方式（如西班牙即将实施的方式）。如果消费者能够对短期系统边际成本或价格信号作出响应，则实时电价可有效诱发需求响应。但是，它也有若干不利之处：

     - 实时电价不仅复杂，而且易变，因此通常只适用于大规模用户。但是，随着能够对市场价格作出响应的智能设备在小规模用户中的普及，这种状况可能会发生改变[34]。

  3 实时电价需要运行良好的批发市场（或准确、透明的短期系统边际成本）来提供短期价格信号。在没有即期市场的地方、批发市场被补贴扭曲的地方（如可再生能源技术，其成本时在批发市场之外回收的）或短期系统边际成本不准确或不透明的地方，实时电价的实施困难重重。

尽管基于时间变化的电价选项取决于特定系统的结构和特性，但所有这些选项均可受益于短期系统边际成本的准确评估，以便向消费者传递适当信号。但是，这不仅要求有支持性技术（如智能量测和管理设备），还要求有适当的价格监管框架。

在一些地区（见第 2.2.1 节），需求响应资源——通常为大规模用户提供的资源——可通过需求竞标的方式进入电力批发市场。一旦其投标为电力批发市场所接受，这些需求响应资源将被要求在适用时段提供预定的负荷削减量。因此，这些资源属于可调度资源，不同于因基于需求或时间变化的电价产生的需求响应资源。这是因为由于用户响应的不确定性，后者是不可调度的。

激励型（可调度）需求响应

激励型需求响应项目通常向参与者提供经济补偿，以换取其在预先规定的系统可靠性或其它状况发生时将特定终端用途（如通过直接负荷管理）的电力需求或总用电量（如通过可中断负荷合约）削减一定数量的承诺。这类项目可通过多种机制实现：

- 系统运营商 / 电力公司通过以行政方式确定的报酬或返还额度直接采购：这种模式适用于大多数电力系统，无论其是垂直整合的还是去捆绑式的。比如，夏威夷电力公司控制着 25 万个电热水器。当电力短缺时，该公司可短时关闭全部或部分热水器[35]。在德克萨斯州奥斯汀市，当地电力公司与 7000 个用户签署了协议，承诺只要用户采用互并网驱动的恒温器，即可获得 85 美元的回扣。通过自动调低恒温器上的温度，该公司可削减 10 兆瓦的夏季高峰需求[36]。在其它项目中，系统运营商可向用户发出降低需求的指令，并处罚未将需求降至预先规定水平的用户。比如，在法国和西班牙，大规模用户可同意应系统运营商要求降低其需求，并因此获得补偿。

33. 高峰电价通常可为非高峰电价的 2 倍。

34.《经济学人》杂志最近指出，“Nest 正在整个北美地区销售其项目，而最近还进入了英国市场，其‘高峰期回报（Rush Hour Rewards）’项目参与者可选择提前一天获知历时 2- 4 小时的‘事件’（即恒温器被自动开 / 关的操作）或提前 10 分钟获知历时半小时的‘事件’。这种方式可削减多达 55% 的高峰负荷。在另一个方案中，用户则同意在为期 3 周的时间内允许其恒温器温度出现 1 度以内的变化。”（《经济学人》，2015 年 1 月 7 日）。

35.Peter Fox- Penner，同前，第 260 页 .

36. 经济学人，特别报告：能源与技术：能源效率，2015 年 1 月 17 日，第 2 页

- 参与批发市场：在有批发市场的地区（第 2.3.1 节），需求响应可获许在辅助服务或容量市场中与供给侧及其它需求侧资源进行竞争。如需求响应资源在上述市场中出清，则用户需承诺根据市场规则提供事先规定的需求削减量。与系统运营商或电力公司直接采购的需求响应资源类似，负有削减需求义务的用户在收到系统运营商发出的调度指令后，应按合约履约，否则将面临处罚。

无论是以直接控制的方式还是以应指令作出响应的方式中断负荷，中断的条件通常都是在用户与系统运营商或地方电力公司签署的合约中事先规定好的。一般来说，用户能够从中获得补偿。比如，在西班牙，大规模用户 2013 年通过可中断电价获得的补偿超过了 7 亿欧元。根据项目设计，需求响应的补偿可采用不同形式：

- 定期报酬（如按月）：就必要时提供需求削减服务的义务或可提供需求削减服务的状态（如新英格兰独立系统运营商、宾新马输电组织和英国远期容量市场项目、纽约独立系统运营商装机容量市场的特殊资源项目）支付的报酬；
- 需求响应资源实际使用报酬：需求响应资源提供者根据其实际提供的需求削减量获得的报酬（如纽约独立系统运营商的紧急需求响应项目）；
- 可用性报酬与实际使用报酬的结合：（如英国国家电网的短期运行备用市场及频率响应项目、英国低碳网络基金的工商业用户需求响应试点）

激励型需求响应资源的获取机制

激励型需求响应资源的获取机制主要有三种：

- 双边合约：双边合约可用来获取需求响应资源。这种合约通常事先规定提供需求削减服务的要求和补偿，但不涉及资源之间的竞争（如英国国家电网的需求管理频率控制项目）。
- 行政筹集：这种方式可向签约参与项目的用户提供预先设定的标准经济补偿。可中断服务的受监管报酬是否具有经济效率取决于补偿水平、项目设计和市场状况等条件（如电价、电力需求削减的效益等）。
- 专门的可中断服务拍卖：这种方式可用来确定服务的提供主体和价格。最近，西班牙政府决定用拍卖代替之前实施的可中断服务行政价格。在拍卖中，工业用户竞相投标提供可中断服务。最终，西班牙政府拍出了 2000 兆瓦的可中断负荷。这些负荷涉及两个产品，而且是分别拍卖的。其中，1190 兆瓦是由 238 个 5 兆瓦容量块提供的，810 兆瓦是由 9 个 90 兆瓦的容量块提供的。拍卖的最终成本为 5 亿欧元，而提供服务的公司数比实施行政价格情形下（仅限于规模很大的用户）的公司数要多。应该说，整个系统均可从这类拍卖中受益。因为如果拍卖设计得当，拍卖价格将非常有竞争性。但是，这种拍卖的缺点在于，设计拍卖并不容易，可能存在博弈（反竞争行为）和隐性补贴的空间。在英国容量市场，一个长期理念是到 2018 年让需求响应资源直接与发电容量资源进行竞争。但在此之前，英国的过渡安排是特意为需求响应资源保留部分的容量采购额。由于这对用户而言是一个新理念，监管者正考虑鼓励用户参与的方式——如减轻用户未兑现承诺的处罚力度、设计可为需求响应轻松兑现的产品（如期限相对较短的产品）、提供需求响应资源与发电商合作提供组合服务的产品等。
- 多资源拍卖：这是电力批发市场采用的一种模式。在这种模式下，诸如需求响应之类的需求侧资源可与供给侧资源展开竞争，以满足短期能源和系统需求（如能源批发市场的需求竞标、辅助服务等）以及 / 或长期资源充足性需求（如容量市场）。只要需求响应及其它需求侧资源（如能效资源）的成本比供给侧解决方案的更低，多资源拍卖就可成为一种满足系统需求的经济高效的方式。但是，这种拍卖的设计和组织都很复杂，通常需要运行良好的批发市场支持。此外，一旦消费者成为需求响应及其它需求侧资源（如分布式发电和储电资源）的重要来源，这种方式还需要对市场运作方式进行实质意义上的重新思考。在相关改革中，有些改革相对直接，如协助负荷整合，以便让消费者参与现有市场。其它改革则更具创新性，比如，纽约州监管者提出了一个将需求侧资源纳入批发市场的新系统 [37]。我们在牛津能源研究所的同事也提出了一个区分“可用”能源（其边际成本通常为零）和“应需”能源（需要化石染料能源，因而会产生边际成本）的创新型解决方案。这样的设计是为了鼓励消费者反映其消费和投资决策中的价格 [38]。

37.http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/26BE8A93967E604785257CC40066B91A?OpenDocument

38.Malcolm Keay, John Rhys 和 David Robinson, 分布式发电时代的电力市场 . 出处：F. P. Sioshansi（编），《电力工业中的分布式发电》, 学术出版社，2014, 第 2 页 , 177- 182.

2.4.2 针对行业利益相关方的监管激励

在世界范围内，许多政府或市场监管机构都要求电力公司降低其系统高峰负荷（如实施可量化目标），或将具有成本效益的需求响应及其它需求侧资源纳入其资源组合（如资源充足性和成本效益要求）。在重组后的电力市场，支持需求响应及其它需求侧资源参与市场的政策意图也很强烈。无论市场结构如何，需求响应长期发展的一个关键前提是，关键利益相关方要认可需求响应的广泛价值（如经济、可靠性和环境等效益），并有适当激励去实现这些效益。如第 2.3 节所述，需求响应的效益是分散在电力系统不同部门中的。这意味着，旨在推广需求响应的监管框架也可因特定市场的所有权结构和状况的不同而不同。根据英美两国的经验，下文总结了激励受监管电力公司和批发市场推广需求响应及其它需求侧资源（如需求侧管理项目）的主要监管规定：

受监管电力公司

认可需求响应资源的价值（如经济、可靠性和环境等效益）是受监管电力公司长期推广需求响应兴趣的基础。有鉴于此，监管框架应充分落实激励措施，以鼓励电力公司将需求响应视为经济高效的另类系统资源。为此，监管者可引进针对电力公司的资源采购要求（如资源采购中的成本效益、环境影响和风险管理等要求）。

但是，鉴于需求响应对电力公司业务的潜在影响，激励电力公司（如垂直整合的电力公司、“单一买方”和受监管配电公司 / 电网运营商）参与需求响应的长期推广还需要额外监管支持。影响包括以下方面：

- 项目成本的回收：需求响应项目的资金供应至关重要。由于需求响应项目的设计和运行都会产生成本（如通信和管理基础设施投资成本和用户报酬等），受监管电力公司必须有回收投资和运营成本的机会和措施，甚至是合理的回报率，这是非常关键的。
- 收入损失：这主要是因为需求响应及其它需求侧资源（如能效资源）可降低发电、输电和配电等基础设施的投资需求，为此电力公司通常可获准取得一定比例的回报。而且，需求响应及其它需求侧管理项目甚至可导致电力销售额的下降，继而导致电力公司的收入损失，从而对电力公司固定成本的回收造成影响。

美国一些区域已采用若干政策选项来解决需求响应项目的成本回收和收入损失等问题，甚至提供了诸如“脱钩（decoupling）”之类的经济激励来鼓励受监管电力公司采购和投资于需求侧资源（见图 11）。这些政策都以激励电力公司投资于能源效率为首要目标，因为受价格调节的电力公司是美国大多数地方能效市场的重要主体。但是，能效领域面临的一些问题同样适用于需求响应。应该指出的是，这些政策工具的确切形式因区域的不同而不同，而且是由多种地方因素共同决定的。

项目成本回收

受监管电力公司可通过以下 3 种主要方式回收其谨慎经营产生的项目成本（如成本效益测试成本）：

1. 用户电费附加费：系统效益费（SBC）或电费附加费（tariff riders）是在电费基础上征收的费用，仅适用于包括需求响应、能源效率和 / 或可再生能源发展等在内的项目。这是目前使用最为广泛的项目成本回收方式。系统效益费通常以电费的一定比例征收或表现为每单位用电量的固定费用，而电费附加费则为在电费基础上另行征收的额外费用。系统效益费和电费附加费通常每年调整一次，以平衡所收附加费总额与实际项目支出。
2. 在费率厘定程序中作为电力公司法定盈余处理：这种方式将项目成本作为定期费率厘定程序（如零售电价的确定）中的法定盈余处理。但是，监管机构费率厘定程序之间的间隔，会抑制受监管电力公司增加需求响应及其它需求侧资源方面的支出。
3. 在会计中作为待摊费用处理：在这种方法下，项目成本可随着时间的推移在费率厘定程序中作为监管资产（regulatory assets）进行摊销，从而解决受监管电力公司在费率厘定程序之间增加项目支出受到抑制的问题。但是，关于未来费率厘定程序或市场状况的预测风险，可引发电力公司对这种管制资产可回收性的担忧。

收入损失

美国的电力监管机构设计了 3 种监管方式来解决因需求响应及其它需求侧项目对电力销售产生的潜在影响而对电力公司形成的抑制问题。

1 “脱钩”作法：美国一些地区——如加利福尼亚州——引进了这种方法来切断电力公司收入与电力销售之间的联系。这种方法通常需根据合资格或获许固定成本及可变成本等因素，确定电力公司可予以回收的收入额。如实际收入低于（或高于）获许额度，则不足（或多余）部分可通过向用户征收（或返还）相关费用进行调整。

2 收入损失调整法：与一些项目成本回收方法类似，这种方法需计算可归因于需求响应或其它需求侧项目的收入损失，然后通过未来费率厘定程序或征收电费附加费的方式回收损失的收入。

3 固定成本可变定价法（SFV）：由于收入损失影响了电力公司固定成本的回收，这种方法致力于通过对用户分别收费的方式来回收这种成本。它与电力公司的实际电力销售额无关。

图 11 美国需求侧管理成本回收监管机制

州	成本回收方式	收入损失回收方式	有无绩效激励措施	项目节约额占销售额比例（%）
阿拉巴马州	费率厘定程序确定的收费	电力和天然气项目均采用收入损失回收作法	电力和天然气项目均有	0.08%
阿拉斯加州	费率厘定程序确定的收费	无	无	0.02%
亚利桑那州	电费附加费	电力项目收入损失回收作法待定，天然气项目脱钩作法待定	分级式股东 APS 激励	0.78%
阿肯色州	电费附加费	电力和天然气项目均采用收入损失回收作法	电力和天然气项目均有	0.14%
加利福尼亚州	系统效益费，电费附加费，费率厘定程序确定的收费	电力和天然气项目均采用脱钩作法	电力和天然气项目均采用风险回报机制	0.88%
科罗拉多州	电费附加费	天然气项目部分采用脱钩作法，电力项目采取抵消收入损失作法	电力和天然气项目均有	0.50%
康涅狄格州	系统效益费	电力项目采用脱钩作法，天然气项目采用收入损失调整作法	电力项目有	0.84%
特拉华州	费率厘定程序确定的收费，电费附加费	电力和天然气项目采用脱钩作法均待定	无	0.00%
哥伦比亚特区	系统效益费	电力项目采用脱钩作法	电力和天然气项目均有	0.46%
佛罗里达州	电费附加费	电力和天然气项目均待定	已获立法批准，但电力和天然气项目仍待定	0.16%
佐治亚州	电费附加费	电力项目采用收入损失调整作法已获批	电力项目有	0.04%
夏威夷州	系统效益费	电力项目采用脱钩作法	电力和天然气项目均有	1.12%
爱达荷州	电费附加费	电力项目采用脱钩作法	无	0.82%
伊利诺斯州	电费附加费	天然气项目采用脱钩作法	无	0.40%
印第安纳州	电费附加费	电力和天然气项目均采用脱钩和收入损失调整作法	电力和天然气项目均有	0.04%
爱荷华州	电费附加费	已获批，但尚未实施	无	0.94%
堪萨斯州	电费附加费	电力项目采用收入损失调整作法	已获批，但尚未实施	0.00%
肯塔基州	电费附加费	电力和天然气项目均采用收入损失调整作法	电力和天然气项目均适用共享节余机制	0.07%
路易斯安那州	费率厘定程序确定的收费	电力和天然气项目可回收	电力和天然气项目均有	0.00%
缅因州	系统效益费	已获批，但尚未实施	已获批，但尚未实施	0.83%
马里兰州	电费附加费	电力和天然气项目脱钩均已落实	已获批，但尚未实施	0.44%
马萨诸塞州	系统效益费	电力和天然气项目采用脱钩作法均已落实	电力和天然气项目均有——基于绩效	0.84%

密歇根州	电费附加费	电力和天然气项目采用脱钩作法均已落实	电力和天然气项目均有	0.38%
明尼苏达州	电费附加费	天然气项目采用脱钩作法已落实，电力项目采用脱钩作法待定	电力和天然气项目均有	1.00%
密西西比州	已获批收取电费附加费	已获批，但尚未实施	无	0.07%
密苏里州	已获批通过待摊处理或收取电费附加费回收	天然气项目采用可变定价作法已落实	已获批，但尚未实施	0.11%
蒙大拿州	系统效益费	电力和天然气项目均可回收	已获批，但尚未实施	0.40%
内布拉斯加州	费率厘定程序确定的收费	无	无	0.23%
内华达州	电费附加费	电力项目采用收入损失调整作法，天然气项目采用脱钩作法	已获批，但尚未实施	1.28%
新罕布什尔州	系统效益费	已获批，但尚未实施	电力和天然气项目均有	0.64%
新泽西州	系统效益费	电力和天然气项目均采用脱钩作法	无	0.66%
新墨西哥州	电费附加费	电力和天然气项目均待定	电力项目有	0.27%
纽约州	系统效益费	电力和天然气项目均采用脱钩作法	有，电力项目为法定，天然气项目为可选	0.68%
北卡罗来纳州	电费附加费	电力和天然气项目均采用脱钩或收入损失调整作法	电力项目有	0.04%
北达科他州	费率厘定程序确定的收费	无	无	0.02%
俄亥俄州	电费附加费	采用收入损失调整、脱钩和可变定价作法	电力项目有	0.36%
俄克拉荷马州	电费附加费	电力项目采用收入损失调整作法	电力项目有	0.04%
俄勒冈州	系统效益费	电力和天然气项目均采用脱钩作法	无	0.61%
宾夕法尼亚州	电费附加费	无	未达标将面临处罚	0.19%
罗德岛	系统效益费	电力和天然气项目采用脱钩作法均待定	电力和天然气项目均有	1.07%
南卡罗来纳州	通过收取电费附加费回收待摊和摊销成本	电力项目采用收入损失调整作法	电力项目有	0.06%
南达科他州	电费附加费	电力和天然气项目均采用收入损失调整作法	电力和天然气项目均有	0.20%
田纳西州	费率厘定程序确定的收费	天然气项目采用收入损失调整作法	无	0.13%
德克萨斯州	电费附加费	无	电力项目有	0.22%
犹他州	电费附加费	天然气项目采用脱钩作法，电力项目待定	已获批，但尚未实施	0.64%
佛蒙特州	系统效益费	电力项目采用脱钩作法	电力项目有	1.64%
弗吉尼亚州	电费附加费	天然气项目采用脱钩作法，电力项目采用收入损失调整作法仍待定	已获批，但尚未实施	0.00%
华盛顿州	电费附加费	天然气项目采用脱钩或收入损失调整作法	未达标将面临处罚	0.00%
西弗吉尼亚州	费率厘定程序确定的收费	无	无	
威斯康辛州	电费附加费	电力项目采用脱钩作法，天然气项目采用收入损失调整作法	电力和天然气项目均有	0.88%
怀俄明州	电费附加费	天然气项目采用脱钩作法，电力项目采用收入损失调整作法	无	0.04%

来源：改编自 Hedman 和 Steiner（2013）

绩效激励

尽管电力公司通常可从供给侧投资中获得回报，但需求响应或需求侧管理项目并不产生类似经济激励。因此，这会使电力公司倾向于采用供给侧解决方案。为此，美国一些州已引入相关机制，允许电力公司从需求侧资源投资中获得一定的回报。

1 共享节余机制：这一规定允许电力公司留存需求侧项目的部分净效益（即可避免系统成本与项目成本之差）。在电力公司与用户共享净效益之前，共享节余机制通常会规定一个项目必须达到的最低绩效标准。

2 绩效奖励报酬：另一个机制是，如电力公司实现了需求侧项目预先设定的最低绩效，即可获得相应奖励。奖励报酬的支付可依据项目支出、项目目标的实现或净效益等情况确定。

3 回报率：在费率厘定程序中，需求响应及其它需求侧资源投资可作为监管资产处理，从而获许取得一定比例的回报。在一些地区，需求侧项目的回报率可高于供给侧资源投资的回报率。

尽管英国的电力部门已高度去监管化，但英国的输配电公司仍是受价格监管程序约束的受监管电网公司。为支持输配电公司采用需求响应作为配电网运行与管理的替代解决方案，英国监管机构已创建一个新的价格控制框架，即 RIIO-ED1 框架，以激励配电网运营商就英国电网面向低碳能源的过渡寻找具成本效益的创新性解决方案。RIIO- ED1 框架下的价格控制模式，规定了配电网运营商在 2015- 2023 年间获准取得的收入额度。同时，也在配电网长期规划中纳入了创新型电网解决方案相关激励措施（即配电网运营商的收入是产出、创新和激励的函数）。在 2015- 2023 年这一价格控制期，配电网运营商还在其业务计划中指出了需求响应发展的推动因素，其中包括推迟电网升级改造投资和管理电网瓶颈或计划断电等机遇。

在能源效率的推广方面，监管也可扮演重要角色。能源效率具有降低高峰需求的潜力，而监管者通常会要求电力公司或能源供应商采购能效资源（如要求供应商履行补贴能效设备或进行设备改造的义务），或以法规形式要求建设更多高能效建筑和制造更多高能效电气设备。这种作法可适用于大多数电力系统，无论其自由化程度如何。这样做在经济上的吸引力主要是降低了系统成本。此外，如果高能效设备降低了电力消费量和 / 或改善了舒适度（如使房屋更温暖），抑或提供了补贴，特定消费者也能直接受益于能源效率的提高。但是，能效改善通常会导致反弹效应，即能源服务成本的降低会导致消费量的增加。而且，这些项目代价高昂。而就供应商的义务而言，一些消费者将成为赢家，另一些消费者却将成为输家，这具体取决于成本和效益的分配方式。因此，我们难以对这种措施的长期效率或分散影响进行总体评估。

批发市场与重组后的电力行业

对批发市场和重组后的电力行业而言，由于存在不同的价值流且某些价值流（如电网效益）可能无法直接地为项目投资者获得，预测和捕捉需求响应的价值可能会比较困难。在这种情况下，由于没有单一的行业主体可以获得所有效益，导致即便是具备成本效益的需求响应项目也不一定能够付诸实施。简而言之，对于需求响应能够带来的某一价值，如果没有相应市场的存在，那么不仅难以估计真实的价值，而且电力行业外的任何私人主体也难以捕捉该价值。这无疑突显了稳定、透明市场机制的重要性。因为只有这种市场机制才可体现需求响应的价值，并使利益相关方能够捕捉相应价值。监管机构应努力为需求响应参与市场移除障碍，确保电价和市场规则能够激励利益相关方参与需求响应，并支持需求响应资源获得适当收益。

电力批发市场的价格能够反映不同资源之于电力系统的价值。对于以投标方式进入批发市场的需求响应资源（如通过受监管电力公司或负荷削减服务提供商进入的资源）而言，参与批发市场产生的支出和收入足以成为项目发起者回收项目成本并赚取部分利润的依据。维持批发市场的系统运营商，则可将获取需求响应资源的成本作为批发市场收费的一部分转嫁到最终消费者身上。

由于批发市场通常以供给侧资源的参与为重点，目前仍存在一些破坏工业利益相关方开发需求响应资源并将其在批发市场出售积极性的障碍（美国联邦能源管理委员会，2009）。因此，根据 2005 年的《能源政策法案》——该法案强调了需求响应项目的重要性，美国联邦能源管理委员会引入了若干命令，以消除需求响应资源参与批发市场的障碍，并强化工业利益相关方参与需求响应项目的动机（Hurley 等，2013）。

- 第 890 号命令（2007 年 2 月）允许非发电资源提供具体辅助服务，并要求将需求响应视为可与输电规划中的传统资源相提并论的资源；

- 第 719 号命令（2008 年 10 月）要求能源市场价格反映系统电力短缺时的电力价值，以倡导需求响应及其它新资源，同时允许需求响应资源参与辅助服务，并允许集成商参与批发市场投标（除非法律或法规禁止）；
- 第 745 号命令（2011 年 3 月）要求按“充分的能源市场价格”补偿需求响应资源 [39]，而这样产生的成本将从因需求响应的参与而从较低能源价格中受益的用户那里进行回收，以强化需求响应的经济依据 [40]；
- 第 755 号命令（2011 年 10 月）要求补偿提供监管服务的需求响应资源，以反映响应速度和表现方面的差异。

在英国，由于电力零售活动并不在监管之列（即只有电网为被监管对象），监管机构传统上很少介入消费者控制的需求侧资源。另外，电力供应商能效项目的市场份额虽然显著，但这些项目主要是受强加于供应商的特定义务而非价格激励推动的。自 2012 年起，这些义务几乎全部集中在天然气项目上。因此，尽管电力消费方面的能效改善潜力非常大（英国能源与气候变化部，2013），但与其相关的唯一政策工具却仅为可能被纳入英国容量市场的电力需求削减试点。

就英国国家电网或配电网运营商采购的需求响应服务而言，相关成本可计入电力批发价格或电网费用，然后转嫁到用户身上。但是，正如 Ofgem（2013）指出的那样，目前仍有一些反激励因素在抑制行业利益相关方进一步开发需求响应资源。因此，人们提出了许多监管变革建议。比如，除上文探讨过的英国容量市场和 RIIO-ED1 价格控制框架外，另一个变革是电力平衡规则与结算安排改革（electricity balancing code and settlement arrangement）。在英国容量市场，如果发电量或需求与合约头寸不符，发电商和能源供应商将开始支付失衡价格（或“套现”价格）。在本质上，这种价格被视作一种激励，可鼓励发电商或能源供应商努力“平衡”其在英国市场中的交易头寸。但是，由于缺乏足够的短期价格信号来充分反映“系统紧张期间供应灵活性和安全性的价值”（Ofgem，2013），需求响应的激励措施不是最优而是次优。基于这一原因，Ofgem 已启动电力平衡重大规则评估（Electricity Balancing Significant Code Review），以寻找解决方案。而且，由于大多数用户的电力需求都是基于预测负荷曲线在批发市场中结算的，能源供应商将需求响应作为这些用户交易选项的动机很弱。随着智能电表的推广 [41]，采用准确的实时需求数据改善结算过程并为需求响应创造机遇也成为可能。

2.4.3 整合的角色

由电力公司（即独立或电力公司所有的商业公司）之外的其它机构来整合能效项目资源的作法在北美和欧洲并不常见。因为在能效领域，监管机构倾向于要求配电公司或零售供应商自行开展能效改进活动 [42]。相比之下，需求响应资源的整合更为常见，因为该活动似乎无需与用户直接接触即可惠及系统运营商和电网公司。

集成商的业务模式

整合活动可强化创新型商业模式，向系统运营商、电力公司和用户提供“增值服务”。集成商可提供的服务主要有 3 种类型：

- 负荷削减服务：在一些引入了零售与批发市场相互竞争机制的美国地区（如新英格兰独立系统运营商、纽约独立系统运营商和宾新马输电组织所属区域），诸如负荷削减服务提供商之类的非电力公司也可整合需求响应资源并将其直接投入批发市场。诸如 EnerNOC 和 Kiwi Power 之类的许多负荷削减服务提供商在英国需求响应市场也很活跃。
- 支持系统运营商 / 电力公司直接采购需求响应资源：集成商可在多种市场结构下与系统运营商和 / 或电力公司合作实施需求响应项目。在一些情况下，这意味着系统运营商和 / 或电力公司可“购买”集成商开发的需求响应资源。
- 其它能源相关服务：对用户而言，这些服务可包括能源使用和成本管理解决方案、能源效率、绩效优化和基于信息进行的分析等服务。对系统运营商和 / 或电力公司而言，集成商可在用户参与、以监测项目绩效和发现潜在机遇为目的进行的先进分析、能效项目技术和工具等方面提供支持。

39. 如需求响应资源有助于供需平衡且具有成本效益的话。

40. 这个命令已被哥伦比亚特区联邦巡回上诉法院以美国联邦能源管理委员会无权发布该命令为由推翻。目前，该命令相关上诉程序仍在进行之中。http://breakingenergy.com/2015/01/27/another-step-forward-for-demand-response-ferc-order-745-case/

41. 根据英国能源与气候变化部的最新影响评估，2014a, 关于家庭和中小型非家庭部门智能电表普及的影响评估 . 英国能源与气候变化部，从现在起至 2030 年这一时期，智能电表在英国居民和中小型非居民部门中的普及将耗费 109 亿英镑，但其效益将达 171 亿英镑。

42. 在美国一些州（如纽约、佛蒙特和俄勒冈），缴费人资助的能效项目是由州立机构或州政府任命的承包人管理的。

整合的效益

在需求响应项目或市场，集成商的参与可为项目发起者和用户带来多重利益，从而支持需求响应资源的长期发展。

- 小规模需求响应资源的开发：需求响应的潜力并不仅限于大规模工商业用户。实际上，随着需求响应在系统运行和规划中的重要性越来越大，我们有必要捕捉并利用小规模用户的灵活需求。由于许多需求响应项目和批发市场都要求需求响应资源满足最低容量要求（如因管理原因），集成商可“聚合”这些小用户资源并将其提供给需求响应项目或市场。这样，小规模用户也可从需求响应中获得其本来无法获得的利益。

- 用户参与和市场开发：需求响应项目的成功取决于项目发起人（如系统运营商或电力公司）充分获取资源的能力。这种资源的获取是一项大规模商业活动。在重组后的市场中，诸如系统或电网运营商之类的一些项目发起人可能并不具备与用户进行互动的手段。另一方面，由于集成商通常拥有专门的市场和用户团队，它们可接触到更广泛的用户，并提供规模经济效益和具有成本效益的采购服务。而且，配置资源对不同用户类型的需求响应潜力进行识别，并利用诊断技术和需求响应计划定制服务帮助不同用户、从而为消费者和项目发起人带来附加值是符合集成商自身利益的。有证据表明，负荷削减服务提供商通过其市场活动和服务提供在新需求响应资源的筹集方面就发挥了非常有价值的作用（Cappers 等，2010）。在一定程度上，这是因为存在让集成商尽可能参与需求响应市场的激励，而传统电力项目发起人通常面临“相互冲突的经济激励”（Hurley 等，2013）。

- 绩效风险管理：像其它资源甚至传统的供给侧资源那样，需求响应资源并非总能兑现其负荷削减承诺。这就导致依赖这些资源的系统运营商或电力公司将面临绩效风险。由于集成商通常拥有可供其调配的资源组合，可在管理与需求响应资源提供人签署的商业合同和提高需求响应资源可靠性方面扮演重要角色（至少从需求响应项目发起人的角度看是这样）。在本质上，这意味着将绩效风险从项目发起人转移到了集成商身上，而集成商对市场和用户需求的了解更为深刻——虽然这是值得商榷的。

- 创新空间的扩大：由于用户与集成商之间的合约独立于集成商与需求响应项目发起人之间的合约而存在，在如何创建协议和如何征召需求响应资源等方面都可能存在创新的空间（如通过以滚动方式调度大量用户向项目发起人提供约定的需求响应资源）。

- 最大限度采购需求响应资源的动机：更重要的是，与受监管电力公司不同，集成商有着发展需求响应市场的“天然”动机。只要市场存在，他们就会致力于提供创新型产品及必要支持服务，以满足用户需求，同时增加需求响应资源的采购量。

整合的支持

要支持整合业务模式，监管框架下的若干规定和市场条件非常重要：

- 用户和批发市场的准入：首先，应允许集成商与需求响应资源提供者签署协议，将需求响应资源打包并向需方出售（如电力公司或独立系统运营商）。这包括允许集成商通过双边或其它安排（如签约加入标准项目或参与专门的需求响应资源拍卖）向电力公司提供整合后的需求响应资源，或在允许需求响应资源参与的地方赋予集成商以竞标方式进入批发市场的资格。

- 市场规模和机遇：一方面，需求响应的市场规模应足够大，从而使整合业务模式具备合理性；另一方面，需求响应项目发起人应承认整合业务的价值。随着需求响应及其它需求侧资源采购目标的提高，电力公司可能会逐步体会到以“更廉价、更迅速、更好的”方式从负荷削减服务提供商那里“外购”上述资源的好处（Cappers 等，2010）。另一方面，集成商可致力于降低需求响应项目发起人进入特定用户群体的难度，向其提供能够满足其特定需求的定制型解决方案，或向其提供项目设计和运行方面的专业技术。随着需求响应资源在系统规划方面重要性的提高，集成商承诺的负荷削减或其它响应服务的可靠性将越来越有吸引力。

- 整合业务模式的财务可行性：整合业务模式必须有足够的收入才能向需求响应项目或市场提供资源和 / 或向系统运营商或电力公司及用户提供其它服务（面向系统运营商或电力公司的如需求响应项目的实施、客户营销和开发等服务，面向用户的如分析方法的开发和需求响应计划的制定、其它能源管理等服务）。

- 赚取合理利润的前景：集成商的收入应足以回收其向提供需求响应资源的用户支付的报酬，并与其向用户提供的服务及其营销和采购成本相称。因此，集成商也会深耕某些需求响应市场。比如，美国的负荷削减服务提供商就专注

于那些能够就其承诺的负荷削减量提供初始或持续回报的容量及其它项目（Cappers 等，2010）。换句话说，需求响应项目的设计也会影响整合业务模式的收入和财务状况。

- 其它收入来源的存在：如前所述，许多集成商还会向用户提供服务（如能源效率、能源分析和实施优化及其它能源管理等服务），利用他们对市场和用户的相关专业知识创造额外收入。这将强化面向用户的价值主张，从而提高用户参与的可能性，并推动市场对集成商服务的需求。此外，集成商还可向系统运营商或电力公司提供服务（如提供技术支持需求响应项目的实施及其监测等），以支持后者的需求响应项目。

2.4.4 用户的技术能力、激励和教育

要长期接触并参与需求响应项目，用户必须有实施需求响应的技术能力，并要从参与需求响应项目中获得适当的经济利益。为此，用户教育非常重要，特别是要回应他们在参与风险方面的关切。

- 不同需求响应服务的技术潜力：用户的电力消费模式应适合需求响应项目，而终端用途则要具备技术上的灵活性。特别是在对电力系统非常重要的时间窗口（如配电或输电网的系统平衡、高峰期）上，用户要有转移或降低负荷的意愿。此外，潜在终端用户负荷也要符合特定需求响应项目的参数（如响应时间、需求响应事件的时限、征召频率等），而这些参数也必须为消费者所接受。

  1 需求响应潜力的评估非常重要。用户应有对各场所或终端用途参与需求响应项目的可行性进行评估，并根据特定要求和特性制定适当需求响应实施计划的资源。尽管许多大规模工商业用户往往有专门的能源管理人协助其开展分析，但诸如集成商及其它能源服务提供商之类第三方提供的协助也非常宝贵。

  2 支持性技术对需求响应能力非常宝贵。如第 2.4.6 节所述，许多技术均可支持用户参与需求响应项目。比如，自动需求响应和能源管理系统可以中央方式对不同场所的不同终端用途服务进行监测和控制，从而使用户能够轻松对需求响应调度指令作出响应。这可使用户参与需要频繁并迅速作出响应的需求响应项目，并对用户实施的负荷削减服务进行监测。对于小规模工商业用户而言，诸如室内显示屏之类反馈技术的使用，实现了电力需求及与用户互动的“可视化”。因为这种技术可让它们看到何时需要或何时正在接受需求响应服务，并使其得以将高峰需求的削减与其所采取的行动联系起来。此外，现场发电技术的使用还可增加用户可提供的（电网）负荷削减量，但要以提供需求响应服务的效益超过现场发电的成本为前提。正如我们在面向工商业用户的用户主导电网革命需求响应试点（Customer-Led Network Revolution DR trial）中看到的那样，现场发电技术的使用为新用户参与需求响应提供了一个合适的“切入点”（MacLennan，2014）。但是，使用现场电源会增加二氧化碳排放、加重空气污染和 / 或其它环境影响。此外，由于现场发电只是替代了大宗发电容量的一部分，整个电力系统层面的容量节余潜力并不如通过削峰或移峰来实现高峰需求削减情形下的潜力那么大。根据项目特性和市场状况，提供经济激励促进支持性技术的市场渗透并强化用户参与需求响应的商业理据和技术能力可能是一个可行的选项。

  3 实现需求响应项目供应的多元化：由于用户的用电特性大相径庭， 他们在需求响应服务的提供方面可能存在着不同的需求和能力。与此同时，正如前文指出的那样，需求响应服务的参数也因其满足不同系统需求（如容量资源或辅助服务）方式的不同而不同。因此，从长期看，需求响应组合应提供满足不同用户需求的多元化需求响应项目（如英美两国所做的那样），以捕捉更大的需求响应潜力。但是，提供的项目类型一定不能过多向，特别是在用户的需求响应知识和经验有限的情况下。随着用户提供需求响应服务经验的增加及对其所能获得价值的信心的增强，引入更为复杂或精密产品和项目的难度应当会逐步降低。

- 用户提供需求响应服务的经济利益：为了需求响应项目的长期生存，必须适当激励用户，特别是经济激励，才能让用户致力于提供长期的需求响应服务。这意味着系统运营商或批发市场必须对需求响应资源有相当大的需求才能支撑需求响应市场的长期发展。

  1 用户利益须大于用户成本。比如，就提供需求响应服务作出的经济补偿，应足以使用户回收其参与需求响应项目进行的必要投资（如能源控制或管理系统成本、实施需求响应的运营成本等），并足以激励用户提供需求响应资源（如电费的大幅下降）——甚至在扣除用户参与需求响应项目所产生的所有业务成本（如各场所需求响应计划的设计、计量和验证要求的满足等成本）后也应如此。了解用户的成本和效益是如何产生并作用于用户的对于帮助他们寻找参与特定需求响应项目的商业依据非常重要。这可能不同于从系统运营商角度进行的成本效益分析，而需要对不同用户类型的需求和能力有着深刻的认识。

2 项目报酬应反映需求响应的价值。就报酬水平而言，需求响应资源不应因区别于提供相当系统服务的其它资源而受到歧视。这就要求我们有对需求响应所提供系统服务的价值（如可避免发电容量或电网投资或辅助服务）进行估算的手段。而且，只要需求响应资源提供不同的系统服务，它们获得的报酬水平就应有所不同，以反映这些服务的不同价值（如宾新马输电组织远期容量市场 3 个不同的紧急需求响应项目）。这对用户的长期参与和需求响应项目的长期生存非常重要。

3 项目设计也很重要。首先，如前所述，需求响应项目有许多不同的报酬支付方法（如可用性和实际使用报酬、就提供负荷跟踪服务支付的容量报酬等）。尽管支付方法的设计取决于具体项目，但均应给用户以信心，使用户相信能够从项目参与中获得有意义的经济补偿；此外，支付方法还应透明并易于理解。如新英格兰独立系统运营商、FCM 和宾新马输电组织的经济需求响应项目所示，需求响应资源的报酬水平可能是影响用户参与的一个重大因素（Hurley 等，2013）。在宾新马输电组织体系中，需求侧服务在 2013 年大约赚了 7 亿美元，其中大部分都来源于容量市场。和其它资源一样，需求响应资源的提供者也对报酬是否可靠和充分更感兴趣。其次，需求响应项目参与协议的期限也是一个考量。期限更长的协议和更具预测性的收入能够赋予用户急需的确定性，从而吸引更多用户的参与（Hurley 等，2013）。但是，这些均应与用户提供给项目发起人或电力系统的需求响应服务的潜在价值放在一起进行考量。

4 零售电价应反映短期内的系统边际成本。消费者参与的另一障碍与零售电价有关。大多数用户无需面对反映发输电实时成本的零售电价，因此他们参与需求响应服务的动力是不充分的，特别是在零售电价非常低的情况下。但是，零售电价结构本身的变化可能并不足以“推动”需求响应的发展；如前所述，它必须与其它技术条件和额外激励合作才能发生作用。即便进行了合作，价格和技术二者可能仍不足以对家庭层面的需求响应产生影响：为此，我们通常需要精心设计的消费者参与方案；在方案中，我们必须就消费者的消费情况作出明确、有益的反馈，并就其可如何参与需求响应及这样做为什么很重要等提供指导（VaasaETT，2010，2011）。

- 用户教育与互动：对许多用户而言，需求响应仍是一个新概念。因此，除技术能力和经济激励外，持续的用户教育与互动对于需求响应项目的成功、进而对需求响应市场的长期发展都至关重要。由于用户需求可能因其在需求响应方面的经验而有所不同，“用户旅程”这一概念对于帮助我们明确用户互动活动的重点非常有意义（VaasaETT，2011）。特别是在“用户旅程”的初期，教育应着眼于用户参与需求响应项目的风险。比如，英国的低碳伦敦工商业用户需求响应试点（Low Carbon London C&I DR trial）就发现，用户对服务层次、舒适度和设备等潜在风险的看法是比技术和经济因素大得多的障碍（英国电网，2014）。因此，基于具体用户特性组织专门的用户教育活动并传播经过验证的“成功故事”以增进用户信心是非常有意义的。

  1 持续的用户参与可为需求响应能力的进一步开发提供机遇。对于已经取得了某些需求响应经验并对参与效益有更深了解的用户而言，持续参与有助于“推动”其进一步开发需求响应相关技术或运营能力。随着需求响应市场的发展和项目组合的多元化，电力公司及其它项目发起人也应能够强化其以往的积极用户经验，以增强用户对新项目的兴趣。此外，定期沟通有助于发现用户相关问题，而这又可为项目设计和实施的改善提供指导。

  2 能量反馈可扮演支持性角色。除专门的教育和外展活动外，反馈技术也可充当用户参与的杠杆，因为它们可使用户对其电力需求和需求响应的实施进行监测。关于智能电表和居民需求响应项目的评估[43]表明，用户响应可因“可转移”负荷量（特别是热负荷）、定价结构、用户用眼观察和了解其消费量的程度等因素而大相径庭（Darby 和 MacKenna，2012）。这些评估还显示了用户信息显示屏[44]与智能电表结合使用的价值：这种配置通常能够提高分时电价项目的响应度（如 Faruqui 等，2010；Jessoe 和 Rapson，2012）。

2.4.5 需求响应资源的可靠性

行业利益相关方尤其是电力公司和系统规划当局应对需求响应资源的可靠性充满信心——根据服务特性（如频率响应服务或作为容量资源的服务），需求响应资源有着不同的要求。这对将需求响应资源作为供给侧解决方案的替代物至关重要。由于需求响应项目尤其是那些达到了全面部署规模项目相关影响历史证据的不足——当然这仅是部分原因，人们对需求响应资源能否可靠提供服务存在一些担忧（美国联邦能源管理委员会，2009）。尽管具体项目设计（如在兑现需求响应承诺方面表现不佳时将面临处罚）可提供可靠性方面的激励，但旨在促进终端用途可控性的技术也可扮演支持角色。此外，项目发起人开展定期评估、计量和验证活动，从而加强需求响应资源可靠性相关证据的作法同样非常重要。

43. 注意，这些项目中许多并不需要集成商；它们只是用户与零售商或电网运营商之间的双边安排。

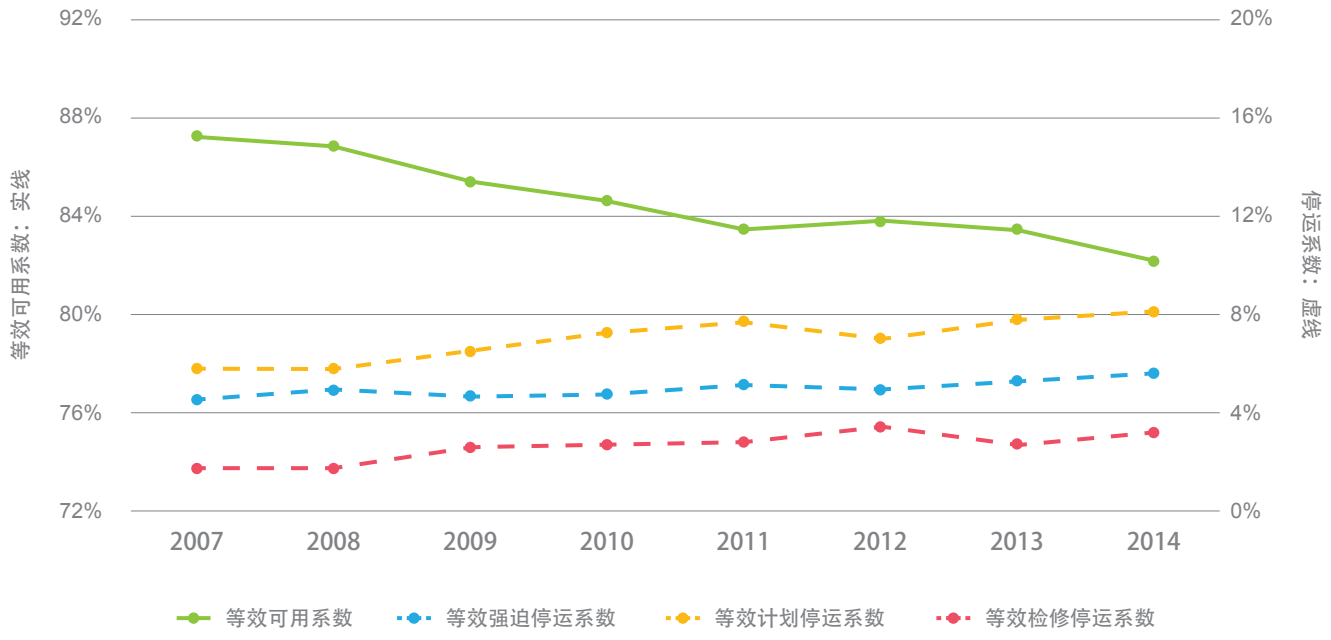
44. 这些显示屏形式多样，从根据电价改变颜色的“orbs”到显示实时及既往用电量的数字显示器，不一而足。

尽管某些需求响应项目相关因素（如响应速度、时限和频率、现场电源的临时不可用等）可影响各需求响应资源提供者的可靠性，但从项目发起人的角度看，强化项目层面总体可靠性的证据也许更为重要，因为项目发起人对综合影响更感兴趣。这对不可调度需求响应项目尤为重要，因为这类项目通常没有可靠性方面的激励。此外，电力行业也进行了某些努力，以改善需求响应资源可靠性相关证据库。比如，北美电力可靠性公司就创建了一个需求响应可用性数据系统（DADS）。这个系统规定了以评估需求响应资源表现为目的的数据收集要求。如今，北美和欧洲已拥有大量能效项目相关评估证据，表明能源节约目标已经实现。但是从历史角度看，这些项目的实施不如事前预测的那么乐观。不过随着评估证据的成熟，这种状况正在逐步改善（Wade 和 Eyre，2015）。

对需求响应而言，相关评估证据相对较新，但在使用了评估证据的容量市场中，这类证据受到的初期审查甚至更为严格。通过比较实际负荷削减量与项目认购的削减量，Cappers 等人（2010）对纽约独立系统运营商和新英格兰独立系统运营商需求响应资源的可靠性进行了评估。结果显示，在纽约独立系统运营商和新英格兰独立系统运营商（2001-2007）带有违约处罚机制的容量项目中，需求响应资源的可靠性分别为 64% 和 77%。而纽约独立系统运营商自愿紧急需求响应项目的可靠性为 52%。另外，新英格兰独立系统运营商经济需求响应项目的可靠性水平介于 9% 至 53% 之间，平均为 32%。这些表现可归结于用户缺乏项目经验和项目缺乏违约处罚机制等。

容量项目中的需求响应资源还显示出一个特征，即它们的可靠性变动范围比自愿或经济需求响应项目的可靠性变动范围更小。Hurley 等人（2013）发现，宾新马输电组织和新英格兰独立系统运营商远期容量市场，以及德州电力可靠性委员会紧急可中断负荷服务项目中的需求响应资源，都有着非常高的可靠性（90- 100%）。北美电力可靠性公司已成立一个需求响应可用性数据系统工作小组，以报告和评估需求响应资源的表现及其它问题。该小组的第一份报告基于北美 126 个实体的数据对需求响应资源的可靠性进行了评估，发现 2011 年夏季和 2011- 2012 年冬季，相关需求响应资源实现了 87% 和 79% 的高可靠率（北美电力可靠性公司，2013）。今后，该小组将努力分析这种可靠率在不同季节、时间、部门、服务类型和其它因素之间发生变化的原因及方式。至于英国的短期运行备用市场，需求响应资源的可用率为 67- 85%（英国电网，2014）。在低碳伦敦工商业用户需求响应试点中，嵌入式发电和真实负荷削减项目分别实现了 78% 和 62% 的可靠率（英国电网，2014）。与这些可靠率相对应的是，2014 年，宾新马输电组织 RFM 市场中发电容量资源的等效可用系数（EAF）[45] 为 82.3%，略低于 2007 年的 88%（见图 12）。

图 12 2007-2014 年间宾新马输电组织 RFM 市场发电机的等效可用系数



来源：Monitoring Analytics（2015）

45. 所有发电机组均可用且不存在任何强迫、检修和计划断电情形的特定运行时长的比率。

从这些发现中，我们可以得出一个结论，即正式的违约制裁 / 绩效奖励可能是提高需求响应资源（如带有履约合约而非基于自愿的容量项目）可靠性的一个重要设计特征。其它考量如用户在发现、提供和评估需求响应服务方面的经验和技术及参与需求响应项目的经济价值等，也可影响用户对调度令作出的反应（Cappers 等，2010）。这突显了用户互动对需求响应项目尤其是项目长期表现的重要性。

2.4.6 支持性技术

先进量测基础设施是大规模实施需求响应项目的一项关键技术，这很大程度上是因为这项技术具有进行间隔计量、频繁信息通信和远程管理 / 控制的能力。在英国，政府已创建了一个在 2020 年之前将智能电表普及到家庭和小规模商业用户的计划。协助实施需求响应这一需求已被纳入该普及计划和相关技术规范。目前，美国（如美国联邦能源管理委员会，2014）和诸如意大利、瑞典、芬兰和西班牙之类的国家均已在智能电表的普及方面取得了相当大的进展[46]。

能源管理和控制技术（如面向工商业用户的智能控制器和门户、能源监测或管理系统、过程控制系统等）也可成为需求响应项目的支持因素，特别是对那些需要作出迅速反应和自动化处理的项目而言。而且，关于各种终端用途实时需求的节点式数据对于提高需求响应行动影响的“可见度”，和发现这些终端用途在提供不同需求响应资源方面的潜力也非常有用。对于投资于这些支持性技术的用户而言，这样做必须有充分的成本效益依据。其中，效益可能是业务活动（如能源管理）管理或优化方法的改善，也可以是参与需求响应项目的收入前景。另一方面，这些技术本身也应具备成本效益。正如美国联邦能源管理委员会（2009）指出的那样，提高这些技术市场渗透率的选项有许多，其中包括设备制造商与零售商 / 安装承包商之间的营销伙伴关系，和能源效率项目中采用的那些方法（如面向特定技术的经济激励、教育和意识提升活动等）。

许多考量都与支持性技术的技术方面有关。随着技术的发展，我们必须落实适当措施来降低相关资产沦为过时和“搁浅”资产的风险，而这可能会破坏需求响应项目的成本回报和用户投资需求响应项目的兴趣。其次，采用基于相互兼容规则和开放标准的技术协议和标准，以推动产品或服务的创新和竞争也是有价值的。就可能对需求响应项目的实施具重要性的家电消费品（如制冷、加热和暖通空调设备等）而言，产品标准应包含必要的功能切换规定（如自动和 / 或遥控功能切换），以及通常的最低能效标准。

2.5 结束语及对中国的影响

2.5.1 国际经验

本节对英美两国采用需求响应提供不同系统服务的背景和经验、旨在评估需求响应资源潜力和效益的研究活动及对需求响应市场长期发展至关重要的政策和监管考量等进行了回顾。要点如下：

- 技术和政策发展推动了全球对需求响应兴趣的增长。间歇性可再生能源和电动汽车的渗透、先进量测基础设施的日益增加、人们对环境的关切和经济效率目标的追求等因素，都突显了需求响应可为系统运行和资源规划带来的益处。这些因素都与中国相关，特别是在低碳能源转型、经济再平衡和持续电力行业改革这一背景下。因为这一原因，政策制定者和行业利益相关方都应认真考虑需求响应的价值，并采取具体行动在具备经济效率的情况下推动其发展，这是非常重要的。

- 不同部门和终端用途的需求响应可提供多种系统服务。国际经验已经显示了需求响应资源服务于短期系统平衡和长期资源充足性的可行性。此外，需求响应资源还可改善电力批发市场的经济效率。需求响应机遇可存在与某些特定部门、用户群体和终端用途类型。因为这类部门、群体或终端用途相比而言可能更适合提供特定需求响应服务。当前，需求响应最重要的价值似乎仍在于推迟或避免新增容量投资及总体的资源节约。

- 需求响应的性质和重要性在很大程度上取决于电力系统的具体特性，包括系统高峰需求的推动因素、间歇性可再生能源的并网情况和电网瓶颈等。这些特性对需求响应项目及相关政策的设计和实施具有重大影响。比如，它们可决定需求响应项目应针对哪些终端用途和用户群体、应提供哪些激励和系统服务、应设定哪些响应调度、速度、期限

46. 参见：http://www.escansa.es/usmartconsumer/documentos/USmartConsumer_Landscape_2014_Final_pr.pdf

和频率方面的要求、应采用哪些支持性技术及应由哪些实体采购和利用需求响应资源等问题。因此，系统运营商及负责电力系统运行和规划监管工作的中国政府机构，应对中长期系统需求及需求响应是否能为这些系统需求提供具有成本效益的解决方案进行严格评估。而这又要求系统运营商和政府部门改善能够为这些需求（如辅助服务）提供支持的资源的定义和治理，特别是在电力系统可能发生变革的背景下（如增加可再生能源的并网使用）。

- 有利的技术和社会经济因素对于需求响应市场的长期发展非常重要。为创建需求响应市场，电力公司和系统运营商应获得将需求响应作为一种资源使用的激励措施，并对需求响应的可靠性充满信心；而用户则需就其长期参与需求响应项目获得充分的效益和支持。这方面的关键在于需求响应的商业机遇、激励电力公司和系统运营商采购需求响应资源并尝试创新性需求响应资源的监管框架、用户的技术能力、激励和教育、有助于用户参与和商业创新的整合业务所享有的支持、对需求响应可靠性和支持性技术可用性的信心等。为支持需求响应市场，行业利益相关方应看到将需求响应作为一种资源来使用的价值，这是至关重要的。此外，项目发起人应着眼于消除用户参与需求响应项目的障碍，并设计可为用户提供充分价值的需求响应项目。

- 国际社会已经获得了估算需求响应潜力并对其价值进行量化处理的经验。需求响应的本质是改变用户的用电方式，因此其潜力在很大程度上取决于特定时段（如系统高峰期）不同用户群体的用电模式。随着区间量测数据（特别是终端用途层次的数据）和需求响应项目表现相关证据的不断增加，对需求响应的潜力进行详细评估已成为可能。此外，在需求响应效益（如可避免容量成本、可避免能源和辅助服务成本、可避免输配电成本等）的计算和旨在鼓励需求响应的监管和市场机制的设计方面，国际社会也已取得一定经验。这些评估方法可协助中国的电力公司和政府规划机构就需求响应的发展做出知情决策。鉴于中国区域或省市电力系统的异质性，上述评估应在特定电力系统层面进行并定期更新，以便为需求响应相关政策的制定提供指导。

2.5.2 对中国的影响

尽管需求响应的推动因素及上述需求响应市场发展经验都与中国具有相关性，但经济合作与发展组织成员国的经验并不能直接嫁接到中国来使用，尤其是因为中国的电力系统与经济合作与发展组织成员国的电力系统大不相同。这种差异突显了让设计反映中国特定监管背景的需求响应项目的必要性，同时也突显了考虑电力系统运行相关实践和制度框架的变化的必要性。此外，这种差异还预示了中国在估算需求响应资源潜力和价值时的若干现实考量。下文是这些方面的一些要点总结：

- 行政需求规划与市场化机制的需求响应不兼容。尽管源于电力供应紧缺的上世纪 70 年代，但年度需求规划这一作法至今仍在中国存在。通过这种规划，中国的省级政府规划部门可在各辖区之间进行电力供应的分配并对负荷管理和定量配给项目实施监督[47]。从原则上来讲，这是一种与基于市场的需求响应完全不同的作法。在需求响应机制下，用户将对激励作出响应，从而改变其用电模式，但需求规划则存在许多局限性。首先，行政性的负荷管理措施可能导致重大经济损失。其次，需求规划无法充分激励用户自愿改变其电力需求。第三，需求规划促进需求响应发展的空间有限。比如，行政性负荷管理项目主要聚焦于大规模工业用户，因此几乎将其它用户群体（如居民和商业用户）的需求响应潜力置于被荒废的境地。而且，这类项目的主旨是应对资源不足之类的系统紧急状况，其灵活性可能不足以支持提供其它系统服务（如推动可再生能源的并网这种辅助服务）。如果需求响应要在系统运行和规划中扮演更重要的角色，则探索不同部门提供各种需求响应服务的潜力是必需的。第四，行政性需求管理及其抑制需求的效应可能会破坏基于市场的需求响应的价值。因此，从行政性方法向基于市场机制的模式的过渡就显得非常重要了。但是，这不仅要求中国进行监管变革，而且要求中国要有设计良好的需求响应项目——这类项目不仅要反映用户群体的需求和特征，而且要能够提供必要支持。

- 资源规划与调度的体制与管理框架不够灵活，会对需求响应造成限制。如 Kahrl 和 Wang（2014）深入探讨的那样，年度发电规划和机组发电计划及电网运行计划一起构成了发电调度计划的基础[48]。年度发电规划通常需要发电容量维持一定的运行时数。结合区域间与省际间电力交易[49]的固定安排，该调度模式可能会限制需求响应的使用范围，因为需求响应的部署可能会对发电容量的运行时数产生重大影响。此外，调度模式的多层级结构也会增加省际需求响应资源共享及其成本和效益分摊的复杂性。

47. 负荷管理包括负荷转移和负荷规避，而负荷配给则指限制使用和负荷削减。

48. 年度发电计划由省级规划部门制定，从而保证发电商的运行小时数。对于使用基于能效的调度模式的省份，发电组合方案基于发电排序表制定。电网运行计划考虑了输电系统的安全和限制因素。

49. 跨区域和跨省的电力交易计划在省级调度机构制定调度计划之前既已确定。

- 资源规划与调度中缺乏经济效益的驱动力，可能会阻碍需求响应的发展。不同于英美两国，经济效率激励机制在中国的大多数电力系统中都不存在。比如，所有电力类型（如煤电、气电、水电和可再生能源）最佳经济调度方式（如日前市场和运营备用）甚至在某些情形下临时调度方式的缺乏意味着经济效率较低机组的运行可能会以经济效益较高机组为代价。这对需求响应的影响是双重的：首先，具成本效益需求响应的潜在效益可能在电力系统现有调度和运行模式下无法完全实现；其次，在电力系统规划中几乎没有什么激励机制可用来鼓励将需求响应作为一种替代资源进行考虑。

- 电力系统中的定价信号缺失，给估计需求响应效益造成困难。在英国和美国的一些州，参照需求响应资源（或替代性资源）在容量、能源和辅助服务、金融输电权和二氧化碳排放许可等竞争性电力批发市场中可能获得的利润，对其价值进行评估通常是可能的。对于具备竞争性市场机制的系统而言，需求响应资源可直接与供给侧及其它需求侧资源竞争，或者通过竞争机制确定需求响应服务的价格。对于不具备竞争性市场机制的系统而言，则通常会有一些经济资讯，使得以行政方式确定的需求响应价格可反映预测的可避免成本。相比之下，中国的电力系统主要还是受制于集中规划，价格、发电厂运行时间和高峰电力需求都是预先设定的。由于不存在竞争性市场机制来确定价格，需求响应成了规划过程的一部分，而不是由价格信号驱动的。价格信号的缺失使得难以评估需求响应的全部经济效益。此外，由于消费者不用面对能够反映系统运行状况和经济成本的边际价格，他们可能会觉得参加需求响应项目获得的利益并没有那么高，从而使其参与项目的积极性受到限制。

即便存在这些问题，中国的电力系统仍处于变革之中，而需求响应则很可能会成为一种更具价值的资源。以服务型经济为导向的经济再平衡将推动居民和商业部门电力需求的增长，而这正好说明了发掘这些部门需求响应潜力的必要性和机遇。和其它国家一样，可再生能源的并网和电动汽车渗透率的提高，将强化需求响应在系统运行中所扮演角色的重要性。

更重要的是，监管层面也出现了一系列能够为需求响应未来发展铺平道路的新进展。比如，在 2015 年发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中，中国国务院不仅强调了需求响应及其它需求侧解决方案在保证供需平衡中的重要性，而且强调了实施电价改革和引进市场机制的目标。这些领域的深入发展将有助于强化系统运行中的价格信号，而且有助于加强资源规划和调度的灵活性。此外，中国国务院还有以有序方式缩减行政性需求规划，并允许用户与电力公司签署自愿可中断负荷合同的意图。这些努力将为需求响应的发展创造一个更加有利的环境。2015 年，中国国家发展和改革委员会也向中国 4 个需求响应试点城市（北京、苏州、唐山和佛山）发布了要求这些城市根据国际和上海需求响应试点的经验实施基于市场的需求响应试点的通知。因此，在需求响应领域开展试验的依据是非常充分的，这些试验可保证未来电力需求不会导致不必要的系统压力或产生不必要的系统成本。

鉴于中国电力系统的监管状况，“阶段式”方法似乎更适合中国需求响应市场的发展。在初期，需求响应项目可考虑比较简单的设计（如向特定用户群体推广旨在保证资源充足性的可削减负荷项目），甚至可考虑以试点方式实施这类项目，以便强化用户对不同于行政性需求规划的这种市场化方法的兴趣和认识。表 9 列出了几个需求响应类型，特别是可在中国当前电力行业结构下实施的分时电价、尖峰电价、直接负荷管理和可削减负荷等项目。一旦用户对参与需求响应项目有了更多的认识，引进更多需求响应项目（如具有更多差异化需求响应要求和报酬水平的项目）来契合更具多元化的用户特性和不同系统需求的机遇自然就会出现。

从“用户旅程”的角度来看，这种方法具有改善用户参与和学习的价值，而持续的用户教育和协助又可为其提供支持。在这方面，电力公司和集成商可扮演非常重要的角色。另外，定期开展项目评估也非常重要，因为评估可获取关于需求响应可靠性的证据，可分享需求响应“最佳实践”，并发现需要改进的地方。与此同时，在监管层面，利用当前电力市场改革提供的机会让用户“熟悉”电价的市场特性也是可取的。比如，可引入分时电价或尖峰电价来提高用户在高电价时段参与需求响应的效益。此外，监管者和电力公司还应改善核算体系和系统服务定义，以便更准确地评估需求响应对系统运行的价值。这些都应该与旨在提升资源采购成本效益和促进电力公司参与需求响应的监管激励构成互补。

3. 上海需求响应市场的潜力和效益评估

3.1 简介

对需求响应资源的潜力和效益进行估算是倡导使用上述非供给侧资源提供系统服务的重要努力之一。这种估计可协助电力公司、系统运营商、政府及其它关键利益相关方明确需求响应预期资源的规模和来源及其对电力系统的潜在价值，还可为需求响应发展的目标和战略设定这类决策程序（如拟实施的项目和拟针对的用户群体等）提供指导。

本节旨在对上海需求响应资源的潜力和价值进行评估，总结了分析过程中使用的方法及涉及的主要考量，并就上海需求响应资源的潜力和效益提供了一个估算结果。本节评估应视为根据地方特定数据和信息（如不同用户群体或终端用户的负荷曲线、影响需求响应项目参与的因素等）对需求响应潜力和价值规模作出的一种预示。我们的意图是向利益相关方演示需求响应潜力和效益分析的整个过程，以便其在未来具备更多地方特定数据和信息的情况下能够进行类似分析。本节首先对现有文献和需求响应潜力领域的国际研究成果进行了回顾，并在此基础上提出了需求响应潜力和效益评估的框架和方法，然后根据国际需求响应项目和上海试点项目得出的证据及宝贵的地方专业知识提出并探讨了关于上海需求响应潜力和效益的评估结果。

3.2 框架和方法

3.2.1 需求响应潜力的评估

需求响应潜力的定义

在将特定因素纳入考量的情况下，需求响应的潜力是可以预期的。相关国际研究文献采用多个概念对需求响应潜力的类型进行了划分。

- 技术潜力：对特定需求响应项目或整个市场而言，这个术语基本上是指所有适用用户适合提供需求响应资源的所有电力终端用途均作出需求响应时的需求响应潜力。换句话说，这个术语并未考虑任何经济或其它因素（如需求响应的成本效益、市场和用户的参与情况、监管和市场状况、个别企业的用电特性等），而这些因素均可影响用户参与需求响应项目的意愿度或其用电需求的灵活度。
- 市场潜力：与技术潜力不同的是，市场潜力（一些研究将其称为“可实现潜力”）说明的是可影响用户参与提供需求响应资源程度和 / 或作出响应降低用电需求程度的现实考量（如项目设计 / 激励、参与需求响应项目的经济考量、用户参与、用电特性、监管和市场状况等）。如后所述，市场潜力的评估要以对一些重要参数作出的假设为前提，而根据国际和地方证据及专门模型，这种假设是可能的。本研究将把重点放在响应需求的市场潜力上。

总体框架和方法

需求响应市场潜力相关国际研究所采用的分析方法各不相同。但是，它们在分析潜力时所采用的总体框架却有一些共同特性，而其中之一就是被称为“自下而上式”的方法。正如美国联邦能源管理委员会（2009）指出的那样，使用这种“自下而上式”的方法是有充分的理由的。比如，用户减少用电需求、从而提供需求响应资源的潜力在很大程度上取决于用户在系统高峰期间的用电特性，而这种特性又可能因用户群体的不同而不同。特定终端用途的存在（如

对负荷影响较大的空调及其它电气设备）及支持性技术的拥有（如备用发电系统和能源控制及管理系统等）也可影响用户提供需求响应资源的多寡。而且，鉴于不同用户群体在参与模式、响应要求、经济补偿及其它项目设计方面的具体特点，他们参与需求响应项目的能力和意愿也可能不同。

图 13 显示了需求响应市场潜力估算中“自下而上式”分析方法的总体框架和关键步骤。作为指导，下节描述了这些关键步骤的细节和一些分析技术案例及其优缺点。

图 13 需求响应市场潜力分析的关键步骤

步骤 1 确定分析范围

在分析需求响应潜力之前，应根据下列两个维度确定需求响应潜力的分析范围。

- 需求响应项目的类型：需求响应潜力分析应明确拟考察需求响应项目的类型（如价格型或激励型），甚至应明确拟通过需求响应资源（如容量、辅助或能源等资源）提供的系统服务类型。这在很大程度上是因为，需求响应项目的类型和设计可影响用户的参与率和 / 或响应度，因而有必要对各种需求响应类型进行区分。下列因素可为需求响应类型的确定提供指导：

  1 系统运营商和政策制定者的兴趣：比如，需求响应预计将提供的系统服务（如容量或辅助服务）和可能需要需求响应资源的时间（如工作日和 / 或周末、夏季和 / 或冬季等，具体取决于电力系统的具体特性）；

  2 具体的市场结构和状况：比如，批发电力市场或零售选择的存在与否、电力系统边际成本反映方式的存在与否和引进基于价格的需求响应项目的可行性等；

  3 支持性基础设施的供应情况：比如，先进量测基础设施（AMI）或智能量测系统是否存在或已计划展开——与电力公司数据管理 / 计费系统一样，这是基于价格的需求响应项目必不可少的基础设施。

- 目标用户群体：这要求根据部门（如居民、商业和工业部门）和 / 或用电需求水平（如高峰用电需求）对用户群体进行细分。特定需求响应类型（如实时电价型）可能更适合某些用户群体（如大规模工商业用户），因此目标用户群体的确定对于需求响应类型的选择和相关研究重点的确定意义重大。确定具体用户群体时，相关决策影响因素包括：用户群体对系统高峰需求的贡献程度；用户提供需求响应服务的技术能力（如工商业活动是否具备提供需求响应服务的足够灵活性）；市场和监管状况；系统运营商和政策制定者的兴趣（如是否愿意针对特定用户群体实施具体的需求响应项目）等。

  1 对于针对具体终端用途的项目而言（如针对空调或热水器的直接负荷管理项目），这些终端用途的市场渗透程度是确定谁有资格参加需求响应项目的一个重要因素。

  2 对于基于价格的需求响应项目而言，先进或智能量测系统的部署进度应为确定谁有资格参加需求响应项目的一个考量因素。

步骤 2 划分用户

目标用户群体对特定需求响应项目的适宜度或应需求作出响应的方式各不相同，因此需要对他们进行进一步的细分。换句话说，不同的用户群体在参与特定需求响应项目方面的意愿度，或作出响应降低用电需求的程度会有所不同。如果潜力分析以设计具体的需求响应项目为目的，则其有必要对项目要求（如响应频率和期限、需求响应触发条件、补

偿和惩罚、技术要求等）和项目特性（如参与项目的“交易成本”、合同安排等）对不同用户群体参与率和潜在削荷能力的影响进行评估。而且，用户细分的原因还可以是现实考量（如项目战略和营销等）。正如 Goldman 等（2007）指出的那样，用户群体的考察在市场潜力分析中是单独进行的，因此用户群体的细分过程应“抓住”影响用户在需求响应项目中的参与度及其响应程度的“显著趋势”。与此同时，现实考量（如描述每一用户群体典型负荷曲线所需详细数据的存在情况）也应反映在用户细分决策中。在需求响应潜力相关国际研究中，通用的用户细分标准包括：

- 业务活动的类型（如生产制造、商业和管理等），因为业务活动与用户参与某些需求响应项目的意愿度及其响应度之间“通常存在着很强的相关性”（如 Goldman 等，2005）。现有用户分类（如标准行业分类）可用于根据关键业务活动对用户进行的分组。
- 高峰用电需求的规模：根据其高峰需求水平，我们可将用户分为大、中、小型用户。许多需求响应潜力相关国际研究都使用这一指标来反映不同用户的不同用电特性（如美国联邦能源管理委员会，2009）。用户的高峰用电需求可通过分析区间量测数据或在某一特定收费类型用户平均用电需求 [50] 的基础上适用假定负荷系数 [51] 的方式进行估算。

步骤 3 分析各类用户典型负荷曲线

对每一明确划分的用户群体而言，用户在没有根据需求响应项目的要求作出负荷响应情形下的典型负荷曲线（即用电需求水平）都要予以明确。在最低限度上，至少应对用户在可能用上需求响应资源期间（如夏季工作日的下午或冬季工作日的傍晚，具体取决于电力系统的特性）的典型负荷曲线进行估计。鉴于需求响应潜力相关研究的要求和数据的可用性，典型负荷曲线可描述为相关期间的平均逐时负荷或整个相关期间的平均负荷。比如，美国联邦能源管理委员会（2009）计算了 15 大系统高峰需求日（即典型的需求响应事件日）下午 2 点至 6 点这一期间用户逐时用电负荷的平均数，并以此作为估算用户在相关期间需求响应潜力的典型用电负荷。

在理想情况下，用户的典型负荷曲线可根据对每一用户群体中具代表性用户样本进行的计量研究进行构建。这样的用户样本应该足够大，且通常应进行分层（如根据包括用电量、部门和关键业务活动在内的指标进行），以反映不同用户的多样化用电特性。客户抽样应以随机方式进行，然后在合理期限内对其用电需求进行计量，从而捕捉其负荷特征的时间差异（如周负荷、月负荷、季负荷等）。关于制作用户负荷曲线的详细指导可随时从诸如批发市场结算机构之类的各类机构处获得 [52]。高峰负荷系数（PLF）可表示为年均负荷需求（即以每年 8760 个小时计算、以千瓦时为单位的年均用电需求）与估算出来的高峰负荷需求的比率。此外，负荷曲线系数还可表示为特定时数的即时用电需求与平均用电量之间的比率。由于总用电量（千瓦时）数据相对而言更容易获取，可将高峰负荷系数或负荷曲线系数适用于用户的典型年用电量，以预测其典型负荷曲线。

但是，通过专门计量研究得出的具代表性用户样本的逐时负荷数据不一定存在，因此需求响应潜力相关国际研究采用了其它方法，如小规模用户样本（如 Element Energy，2012）和基于现有负荷曲线信息进行回归分析（如美国联邦能源管理委员会，2009），对用户在相关期间的典型负荷曲线进行了预测。尽管这些方法使需求响应潜力分析成为了可能，但又不可避免地造成了分析的不确定性，同时也突显了负荷研究的重要性。

步骤 4 评估用户群体和项目的参与率

对于某一特定需求响应项目而言，估算参与率指有望参与项目的合资格用户的比例。它反映了不同用户群体提供需求响应服务的意愿程度。参与率的估算承认了一个现实，即并非所有合资格用户最终都会参加特定需求响应项目 [53]。估算参与率时，有几个方面值得注意：

- 可能对需求响应项目参与率产生影响的因素：考虑这些因素意味着从用户的角度（如参与项目的成本效益）对参与率进行估算，并关注不同用户群体出现不同参与率的原因：

50. 以负荷曲线分析为依据。

51. 以一年内所有小时数计算的年平均用电量。

52. 关于负荷曲线研究的详细指导可在英国 Elexon 公司（https://www.elexon.co.uk/reference/technical-operations/profiling/）及其它许多国际电力公司和 / 或系统运营商处获得。

53. 即便是在特定需求响应项目（如分时电价项目）作为默认选项提供的情况下，用户通常仍有退出项目的选择权。

1 项目设计是一个非常重要的决定性因素。它包括参与程序、响应要求（如频率和期限）、经济激励程度和违约规则（如未充分履行需求响应承诺的情形）等；

2 相关分析应考虑提供需求响应服务所需支持性技术（如旨在提升需求响应频率和速度的能源管理系统或自动需求响应系统）的渗透率及其成本效益，以及进行能源转换的可能性和成本效益（以符合环境法规为前提）；

3 除上述因素外，还有必要考虑项目外部因素（如零售电价、监管状况、用户参与具体需求响应项目所需的专业技术等）的相关性。

4 对于预计将发生重大变化的项目而言，无论变化是发生在项目内部还是外部，都要考虑这些变化将如何影响那些能够决定不同用户群体参与率的因素。

- 新需求响应项目的“爬坡增长”：在需求响应项目“爬坡增长”至需求响应项目“成熟和确定”之间，项目参与率可能会随着用户群体对项目规则的熟悉及需求响应服务提供专业“技巧”的共享而逐步提高。但要注意，由于项目内部或外部因素的作用，项目参与率在项目“爬坡增长”期间可能会出现波动。
- 不同需求响应项目之间的潜在互动：在考察不同项目之间的关系时，至少有两个维度需要考虑：

1 用户同时参与多个需求响应项目的资格：存在多个需求响应项目时，有必要确定用户的“参与顺序”（即当两个项目相互排斥时，应确定首先向用户推荐哪个项目，被拒后又应向用户推荐哪个项目）。就某一特定用户群体而言，当不同需求响应项目预计参与率之和大于单个需求响应项目的预计参与率时，确定这样的顺序尤其重要。

2 同时参与多个需求响应项目是否影响单个需求响应项目的参与率：如用户可同时参与不同的需求响应项目，则有必要进行相应分析，以判断同时参与多个项目是否会影响单个项目的参与率。如影响显著，则参与率的估算应考虑这种影响。

需求响应项目参与率的估算有若干分析技术可用（见表 10）。这些技术往往会就影响用户参与的各种因素作出不同假设。比如，基准对照法就包含了一个含蓄假设，即其它项目甚至其它区域观测到的证据，可适用于相关系统的参与率估算。鉴于项目设计及监管和市场状况（如用户是否会收到边际价格信号、电价、既往需求响应经验、支持性技术或协助的存在、参与项目的市场障碍）等方面的潜在差异，基于相关系统具体状况对参与率假设作出调整是很明智的。同样，其它分析技术如效益门槛法和选择模型法则往往假设经济因素在用户参与决策中扮演了关键角色，而这种假设可能会无视非经济因素的潜在影响。

同时要注意的是，这些分析技术都要求不同水平的数据投入和研究努力。比如，基于效益门槛（即参加具体需求响应项目的成本效益）进行的估算就需要有与用户有望获得的回报有关的地方特定证据或假设及适用于不同用户群体的最低成本效益要求（如最长静态回收期、最低能源支出节约额等）。如没有地方特定证据可用于显示效益门槛与参与率之间的关系，一个可行的策略是开展用户调查，根据调查作出假设，然后随着地方证据的逐步显现对这种假设进行调整。

上述考量表明，项目参与率的估算存在着不确定性。因此，使用不同技术的组合（如使用基准对照法时，同时使用专家判断法和 / 或用户调查法）进行“三角测量（triangulate）”，或基于不同的参与率假设对需求响应潜力进行估算是非常有意义的作法，这样可降低估算过程中的特定偏好。鉴于需求响应潜力相关研究资源往往是有限的这一事实，分析技术的选择应基于研究的具体需求和现实约束（如对相关市场和用户群体进行具体分析所需数据的可用性）作出。

表 10 用户参与率估算技术示例

技术	描述	优点	缺点
专家判断法或德尔菲方法	就不同需求响应或用户类型的假设参与率咨询专家意见	• 易于实施 • 适合无法进行详细参与分析的情形	• 主观评估 • 需要与需求响应项目和目标用户群体相关的专业知识
基准对照	将其它区域观察到的参与率适用于目标用户群体	• 易于实施 • 适合无法进行详细参与分析的情形 • 利用其它市场的真实参与率数据	• 系基于以下假设，即市场和监管状况、需求响应类型的选择、用电需求的特性和用户群体等均与目标群体类似
用户调查	就参与需求响应项目的潜在兴趣对目标用户群体开展调查	• 能够提供相关市场和目标用户群体的具体信息	• 并非需求响应项目的真实参与率，尤其是在用户缺乏直接参与需求响应项目经验的情况下
效益门槛	基于用户参与是受预期效益推动的这一假设，估算各用户参与需求响应项目获得的效益是否大于某一设定值（如最低成本回收期、能源支出节约额等）	• 能够提供相关市场和目标用户群体的具体信息 • 系估算参与率的系统性方法	• 需要高水平假设 • 未考虑影响参与率的非经济因素，如用户宣传沟通情况、用户参与项目的技术能力等
选择模型	根据源于类似市场 / 用户群体的证据或通过市场调查得出的证据，就影响用户参与项目的因素进行统计模型的构建	• 系估算参与率的系统性方法	• 取决于证据的收集方式；潜在问题包括源于类似市场或用户群体证据的相关性及市场调查的假设性质等

来源： Goldman 等（2007）和 Faruqui 等（2014）

步骤 5 评估用户群体和项目的平均削荷效果

平均削荷效果指用户在相关期间（如系统高峰期）相对于既定基线的用电需求平均减降值。它既可以表示为负荷削减的绝对数（千瓦时），也可以表示为相对于既定基线需求的削减比例。在需求响应潜力分析中，不同用户群体和需求响应项目的平均削荷效果应单独估算。

需求响应潜力相关国际研究使用了不同的技术来估算需求响应项目的平均削荷效果（见表 11）。与参与率的估算一样，这些技术在数据要求、相关市场和用户群体特定分析的范围、解释影响平均削荷效果各因素的灵活性（如支持性技术和 / 或备用发电设备的存在与否、激励水平的高低、用电特性）等方面都各不相同。尽管削荷效果相关分析应体现相关市场和用户群体的特异性（如使用当地的现有证据或试验成果），但仍需考虑其它现实因素——包括需求影响潜力研究中相关数据和资源的可用性等。

这些技术适用于具体需求响应类型的能力各不相同。比如，工程法适用于直接负荷管理项目，但其估算基于时间定价项目的平均削荷效果的能力就有限，特别是在存在差别定价的情况下。对于基于定价的需求响应项目，一些国际研究转而对用户的价格弹性进行了估算。所谓用户的价格弹性，是指当电价发生一个单位的百分比变化时，用户用电负荷发生的百分比变化幅度。估算出价格弹性后，再将其乘以高峰期间和非高峰期间的价格差异，即可得出用户用电负荷在相关期间（如系统高峰期）相对于基线标准的百分比削减幅度。鉴于大多数情况下特别是与相关市场和用户群体相关证据的有限性，以及分析的不确定性，因此使用这些技术的组合（如使用基准对照法的同时，对地方需求响应或类似项目的证据进行审查）或就平均削荷效果作出多种假设以估算需求响应潜力的作法是非常有价值的。

表 11 平均削荷效果估算技术示例

技术	描述	优点	缺点
工程	将通过专家判断或基准对照估算出的平均削荷比率适用于特定终端用途负荷或存量设备（如空调）的电力需求	• 能够提供相关市场和目标用户群体的特定信息和分析	• 通常需要相关期间（如系统高峰期）不同终端用途负荷的详细负荷曲线 • 未考虑不同激励层次的潜在影响，因此不适用于基于价格的需求响应项目
用户调查	对目标用户群体在假定需求响应项目下的预期行为进行调查，以描述可能出现的平均削荷效果	• 能够提供相关市场和目标用户群体的特定信息	• 并非真实的平均削荷效果，特别是在用户缺乏参与需求响应项目的直接经验的情况下
基准对照	将其它区域观测到的平均削荷效果适用于目标用户群体	• 易于实施 • 适合目标市场和用户群体特定信息缺乏的情形 • 运用的是其它市场的平均削荷效果真实数据	• 未考虑市场和监管状况、需求影响项目设计、用电需求和用户群体的特性等方面差异的潜在影响
价格弹性	综合运用估算的价格弹性和预期价格差异来估算平均削荷效果	• 运用真实数据预测价格与平均削荷效果之间的关系 • 可调节相关市场和用户群体特定因素对平均削荷效果的影响（如空调的渗透率、气候差异、支持性技术如程控式可通信恒温控制器的供应等）	• 价格弹性的估算可能对数据有较高的要求，具体取决于所选择的方法（如需求价格弹性法、替代价格弹性法和弧弹性法等）

来源：基于 Goldman 等（2007）

在平均削荷效果的估算中，另一值得考虑的因素是用户在需求响应事件中应系统运营商呼吁作出响应的比率。除系统运营商可直接控制（如直接负荷管理）的需求响应资源外，并非所有用户都愿意或能够（由于技术或操作原因）应系统运营商要求降低其用电需求，尽管这可能取决于项目设计和规则（如不响应或响应不足的惩罚措施）或参与用户的特性（如业务活动的运营要求）。因此，通过基准对照或基于当地需求响应项目及其它相关体验或证据估算出的响应率可用于调节用户群体和需求响应项目的平均削荷效果。

步骤 6 评估需求响应的市场潜力

最后一步，就是将前面 5 个步骤得出的证据和假设集中起来，并估算出不同用户群体和项目的需求响应市场潜力。如评估意图为考察未来不同项目年份的需求响应市场潜力，则应逐年就前面 5 个步骤考察的关键参数（如用户的典型负荷曲线、合资格用户群体的规模、项目“爬坡增长”期间的参与率和平均削荷效果等）作出假设。这些假设的依据可以是上述参数被观察到的发展趋势——这是需求响应市场潜力、政策目标和专家预期存在的基础。无论具体假设如何，一定要保证所有假设的透明，以便新证据出现后需要修订时可对其进行调整。

3.2.2 需求响应效益的评估

需求响应产生的效益是参照需求响应项目使电力公司成功避免的成本（被称为“可避免成本”）进行计算的。可避免成本指电力公司在没有需求响应项目情况下，因满足额外用电需求而产生的成本。在下节中，我们将介绍在评估英美两国需求响应项目效益过程中考察过的不同类型的可避免成本 [54]。

54. 第 2.3 节介绍了将可避免成本用于需求响应项目的背景。

可避免新增发电容量成本

可避免新增发电容量成本是最为显著且最难以计算的可避免成本之一。如第 2.3.3 节所述，可避免容量成本占需求响应总效益的大部，正如美国加州一家电力公司显示的那样（见图 12）。原则上，这种成本的计算应该是简单的，即可避免容量成本源于在没有需求响应项目情况下为满足高峰负荷需求（包括了规划备用容量[55]（PRM），但同时也考虑了可避免的输配电网增量损耗）本应增加但因需求响应项目的存在而实际上并未增加的那部分发电容量的成本。在简易情形下，估算出来的需求响应潜力（通常以兆瓦为单位）可作为计算建设一个发电容量相当发电厂所需资金成本的参考；需求侧资源的价值就体现在这些成本的规避上。

可避免容量成本 = 可避免发电容量的价值 X（1+ 规划备用容量）/（1- 输配电网损耗）

但在实践中，可避免容量成本的计算却并不简单。许多方法均可用于这种成本的计算，具体则取决于发电系统的性质、新电厂类型的选项和相关需求响应项目的结构等因素。在批发电力市场充分发达的情况下，这些市场的价格通常可用作计算这种成本的参照点：

- 在存在容量市场的情况下，可在适用情形下用容量市场来反映容量的价值，并用作上述计算的基准。
- 在只存在能源市场但该能源市场足够健全并已实现发电容量成本内在化的情况下，可能没有必要去单独计算容量成本，因为可避免能源成本已被视为包含了可避免边际发电成本和发电容量成本。这个方法的问题在于，容量成本是否已充分内在化通常并不明确（因此，建立单独的容量市场是一个全球趋势）。另一方法是致力于将能源成本和容量成本从能源市场价格中分离出来（Woolf 等，2013）。

在许多情形下，健全市场并不存在；而在某些情形下，即便市场存在，容量或可靠性市场仍需必要的参照点。在这种情况下（如英国容量市场和 PJM 可靠性市场），人们通常采用一种被称为 CONE 的基准。CONE 是“Cost of New Entry”的缩写，意为“新入市成本”。它代表着一个新入市发电源为收回资本投资和固定成本而必须实现的年收入额（Brattle 集团 , 2014）。通常，新入市成本是通过自下而上的成本分析方法计算出来的，其分析对象包括发电设备、电厂设计、排放控制设备、电厂建设等成本——这些成本通常占发电容量成本的大部分，同时还包括诸如物业税、保险和固定人力需求等固定成本。在相关电厂的假定寿命期内，将这些成本按年取平均值，然后加上其应得的资本回报，即可得到 CONE 值[56]。通常，CONE 值将被换算为“CONE 净值”——在估算出来的 CONE 值基础上，再减去假定的能源和辅助服务利润（margins），即可得到“CONE 净值”。这样得到的数字说明了一个电厂为补偿其容量供应而必须实现的年收入（除其它来源获得的收入外）。这种计算取决于各种假设，包括参照电厂的选择、区域建设成本等。比如，Brattle 集团（2014）估算了 5 个不同地区开式及联合循环燃气轮机的 CONE 值，指出每年每千瓦容量的 CONE 值介于 138 美元至 204 美元之间。相比之下，英国方面为支持容量市场而采用稍微不同方法计算出来的 CONE 净值为每年每千瓦 49 英镑（DECC，2014b）。如果信息充分，我们建议上海采用这种方式计算可避免容量成本。但是，鉴于目前获得的信息，我们决定采用三益公司（Energy and Environmental Economics）开发的发电成本模型来计算可避免发电容量成本（作为 CONE 法的替代）。这个模型将被用于计算在中国建设和运营不同类型热电厂所需的固定和可变成本[57]。

可避免能源成本

因必要发电量减少产生的可避免能源成本同样有多种计算方式。比如，可使用历史负荷曲线和预计的未来负荷曲线并结合对电力批发平均价值的预测（或对电力批发市场价格的预测，如果这个价格存在的话）进行计算。在没有电力批发市场的地区，可通过比较两种情形下的能源成本——即实施需求响应情形下的能源成本和不实施需求响应情形下的能源成本——来确定可避免能源成本。然而，可避免能源成本的估算不仅困难，而且具有争议性，因为并没有真正意义上与实际情况相反的情形，我们根本就不知道没有需求响应项目情形下的需求会是什么样子[58]。

55. 在可避免容量成本的计算中，我们加入了备用容量这一因素，但在未来分析中，可避免容量成本的计算还需根据上海电力系统的规划和运行情况考虑更多因素。

56. 关于 CONE 法的详情，请参考第 3.2.2 节 .

57. 关于三益公司模型的详情，请参考 https://www.ethree.com/public_projects/generation_cost_model_for_china.php

58. 在美国，可避免能源成本仅为需求响应相关全部可避免成本的一小部分。但是，中国的情形可能会不一样，因为中国的需求响应潜力（以小时数计）很可能比其它国家的要大。

可避免辅助服务成本

可避免辅助服务成本（如二级备用服务和三级备用服务）是需求响应的另一重大效益，但其估算同样面临着缺乏与实际情况相反的情形这一难题。尽管如此，由于许多国家都存在辅助服务市场，这些市场中的价格可能会为这些服务对于系统的价值提供一个合理的估价。

可避免输配电成本

通过可避免输配电成本及可避免线路损耗，需求响应也有一定的节约潜力。可避免输配电成本的大部分价值都体现在容量而不是运营上。实际上，可避免输配电成本难以评估，因为它取决于时间段、具体位置和系统的总体配置等因素。评估的起点通常是找出未来可能存在的电网拥塞，并考虑无需求响应情形下用于缓解这种电网拥塞所需的发电容量。在一些情形中，需求响应可能有助于规避或推迟大规模系统成本的发生。

与发电容量的计算一样，可避免输配电网成本可参考市场价格（如有）来计算。比如，分析师有时会参考分区边际电价来评估可避免输电成本。但是，这只是较短时期内的评估方法，且仅与某些电网有相关性。可避免配电投资成本则更为复杂，通常取决于特定情形。这方面的可避免损失可参考发电地点与零售地点之间线路损耗造成的额外成本进行确定。

总而言之，这些可避免成本的确定从原则上讲都相对容易，但在实践中，需求响应项目的效益却是难以计算的。它取决于项目的性质、时机和不确定性（如在提供容量资源方面，直接负荷管理项目的确定性可能比实时电价项目的要大）、电力系统的配置及是否有健全的市场作为参照点等因素。

实施需求响应项目的潜在成本

上文论述的重点是需求响应的效益，而不是需求响应成本的高低和分配。但是，必须记住的是，需求响应的实施也会产生成本。比如，需求响应设备如智能电表的安装和需求控制技术的使用等都会产生资本支出。因此，确定需求响应项目细节时，一定要参考不同利益相关方，包括系统运营商、需求响应项目参与者及其它消费者的意见，以明确需求响应项目的成本和效益。成本与效益的平衡和分配取决于相关电网和法规的性质[59]。

3.3 上海需求响应潜力和价值的评估方法

根据上文论述的总体框架，本节将描述用于评估上海需求响应潜力和效益的具体分析方法。在这方面，我们面临的一大挑战是缺乏一些关键参数相关数据，而这些参数是评估需求响应潜力及效益评估的基础。为此，本研究使用了特定假设和技术对这些参数进行大致估算。由于这种作法引入了不确定性，未来的需求响应潜力和效益研究将受益于上海地方特定证据的改善。

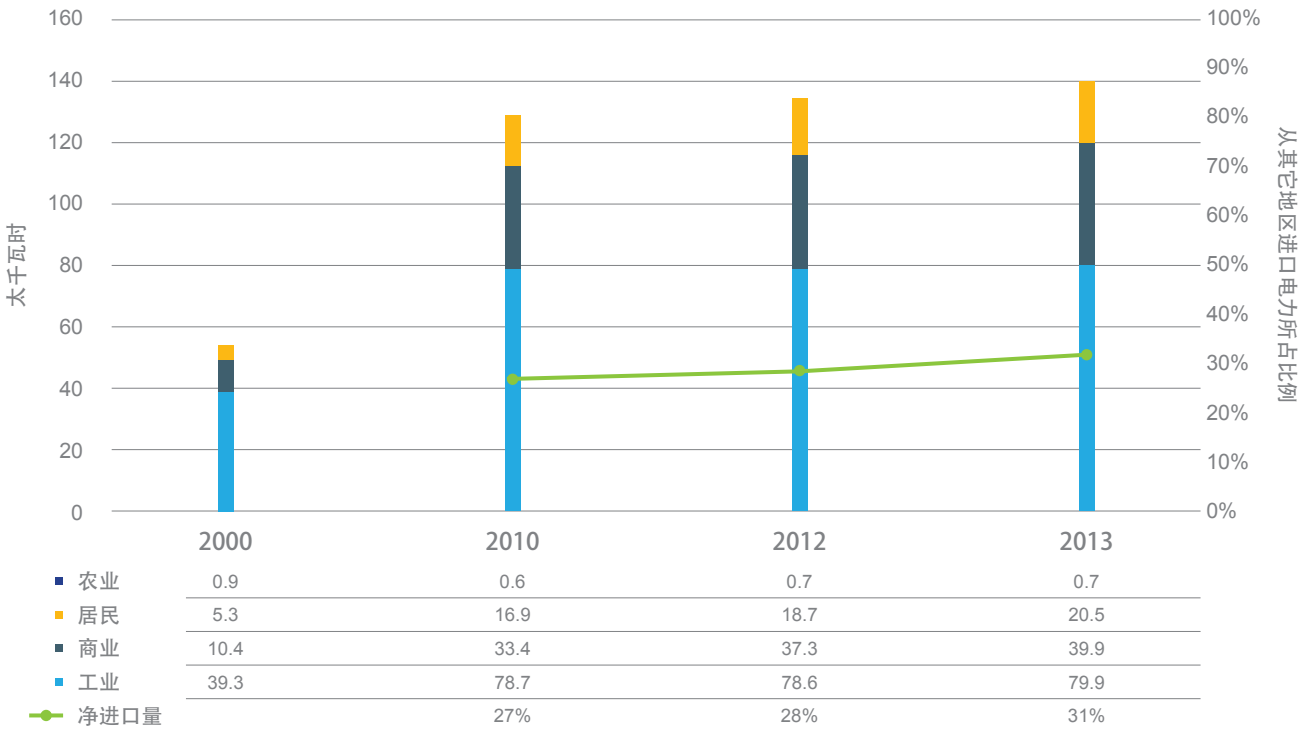
3.3.1 需求响应潜力的评估

上海电力系统的背景

近年来，上海用电量的增长幅度相当大，从 2000 年的 56 太千瓦时增加到了 2013 年的 141 太千瓦时，年均增长率达 7.4%（见图 14）。2000-2013 年间，上海工业用电量的年均增长率为 6%。同期，上海商业和居民用电量的年均增长率为 11%；而农业用电量却出现了下降，年均降幅为 2%。工业用电量占据了上海全部用电量的最大份额——尽管该份额一直在下降，已从 2000 年的 70% 下降到了 2013 年的 57%。相比之下，上海商业和居民用电量的份额同期内却分别从 19% 和 10% 上升到了 28% 和 15%。从其它地区进口的电力为上海电力供应作出了显著贡献，其份额近年来维持在 30% 左右。

59. 第 2.3.3 节从利益相关方的角度对需求响应的潜在效益进行了论述，并从美国加利福尼亚州一家电力公司的角度对需求响应的成本进行了明确。

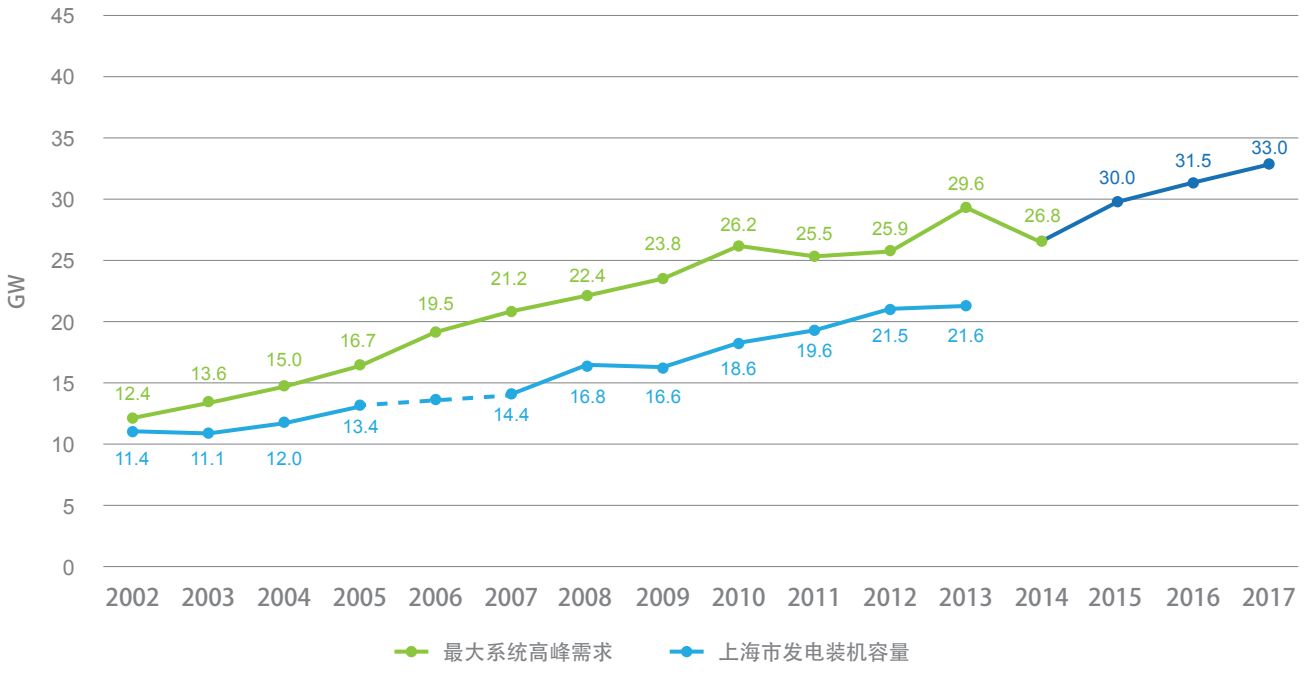
图 14 按部门统计的上海近年用电总量



	2000	2010	2012	2013
农业	0.9	0.6	0.7	0.7
居民	5.3	16.9	18.7	20.5
商业	10.4	33.4	37.3	39.9
工业	39.3	78.7	78.6	79.9
净进口量		27%	28%	31%

来源：上海市统计年鉴（2014）、上海市统计年鉴（2013）和上海市统计年鉴（2011）

图 15 上海最大系统高峰需求的历史增长及预测

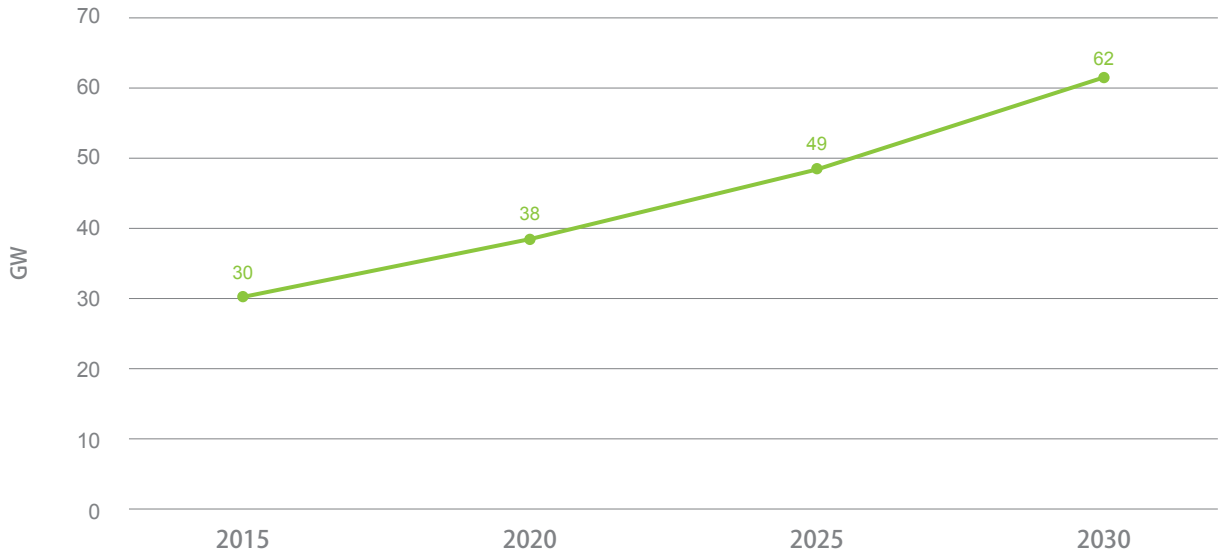


深蓝线代表国家电网上海分公司预测的 2015- 2017 年间最大系统高峰需求的变化情况

上海市 2006 年的发电装机容量数据仍处于缺失状态

来源：上海市统计年级（2014）、上海市统计年鉴（2011）和上海市统计年鉴（2006）；国家电网上海市分公司数据

图 16 上海未来系统高峰需求预测（2020 年、2025 年和 2030 年）



上海电力系统一年中最大的高峰需求出现在夏季，其典型系统高峰期[60]出现在夏季工作日下午的 1 点至 3 点期间。2002-2013 年间，上海市的年度最大高峰需求出现了显著增长（见图 15）。同期，上海市年度高峰需求的年增长率为 8.2%。至于 2015 年、2016 年和 2017 年，国家电网上海分公司预测的系统高峰需求分别为 30 吉瓦、31.5 吉瓦和 33 吉瓦。如下所述，本研究对 2020 年、2025 年和 2030 年这三个里程碑年份上海市的需求响应市场潜力进行了考察。鉴于 2017 年之后年度高峰需求预测的缺乏，本研究对 2020 年、2025 年和 2030 年的系统高峰需求进行了非常简单的估算，即假设这些年份系统高峰需求的增长率将与国家电网预测中暗示的相同（即年增长 5%）（见图 16）。但是，应当注意的是，电力需求的增长通常会随着经济体和市场的日益成熟而放缓。

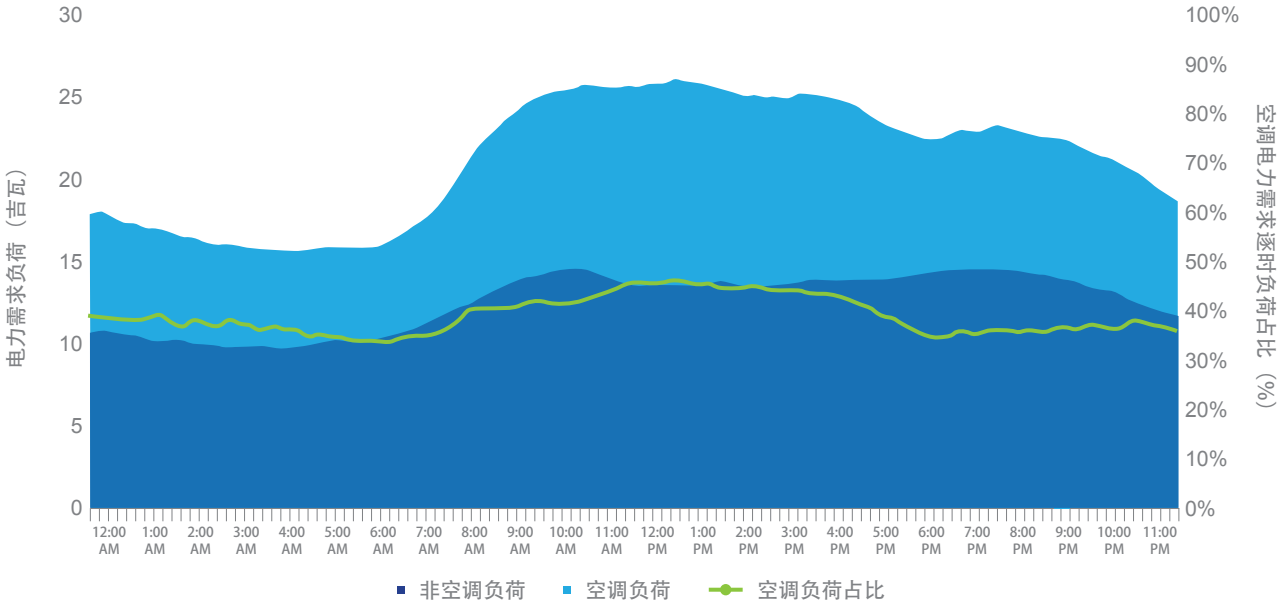
尽管上海的发电装机容量一直在以 6% 的年均速度增长，但其仍仅能满足 70-80% 的高峰需求。2013 年，上海市 21.6 吉瓦的发电装机容量大概是由 12 吉瓦的煤炭发电装机容量、7 吉瓦的天然气发电装机容量和 2.6 吉瓦的用户现场发电装机容量构成的。与此同时，上海还有 14 吉瓦来自其它地区的外部发电装机容量可用，其中约三分之二为水电。上海的负荷跟踪作法首先依赖的是其热电装机容量，而其中天然气发电装机容量是首选。

负责输配电及电力零售服务的国家电网为我们提供了典型夏季工作日中上海整个电力系统的综合负荷曲线（见图 17）。就国家电网选择的夏季工作日而言，下午 1 点至 3 点的系统高峰需求平均为 26.1 吉瓦。其中，空调负荷贡献了系统总负荷中相当大的一部分[61]，占国家电网选择的典型夏季工作日下午 1 点至 3 点期间系统总负荷的 45-50%。

60. 即系统高峰需求达到最高水平的时期。

61. 国家电网提供了上海的空调负荷数据。这个负荷是通过将所选夏季工作日 24 小时逐 15 分钟负荷减去 4 月份另一工作日 24 小时逐 15 分钟负荷估算出来的。这种算法系基于以下假设，即：1）这两个工作日的非空调负荷是保持不变的；2）所选的 4 月工作日不存在空调负荷。

图 17 典型夏季工作日上海电力需求产生的逐时综合负荷（2014 年 8 月 6 日）



来源：国家电网上海分公司提供的数据

上海的夏季电力需求显示出了显著的日峰谷差[62]。比如，2013 年，上海电力系统最大高峰需求日的峰谷差为 12 吉瓦，占当天最大高峰需求的 41%。同样，2009- 2011 年间，上海最大系统高峰需求日的峰谷差占当天最大系统高峰需求的 40- 50%。巨大的峰谷差导致了较低的发电容量使用时数。2013 年，尽管上海的最大高峰需求为 29.4 吉瓦，但系统需求超过 24.4 吉瓦的时间只有 367 小时。这使得负荷系数和发电容量使用率较低，从而导致了整个系统运行在经济上的低效。而且，不断扩大的峰谷差还加大了热力发电容量跟踪负荷的压力。随着外部水电发电容量贡献的增加，同时考虑到上海可用的外部发电容量通常是在晚间系统需求处于低点的时候提供的这一事实，因此可以预见上海电力系统的负荷跟踪压力将进一步加大。

分析范围

在评估需求响应在上海的市场潜力时，本研究对商业、工业和居民等部门进行了考察。由于与其它部门相比，农业部门的用电量较小，本研究没有将农业部门列入考察范围。而且，本研究将重点放在了上海的激励式可调度需求响应项目机遇上。本研究希望这些项目能够为上海提供资源充足性方面的服务。之所以有如此希望，很大程度上是因为这类项目占国际上现有需求响应资源的份额较大（见第 2 节）。鉴于中国电力行业的当前结构，以提供资源充足性服务为目标的可调度激励式需求响应项目在不远的将来似乎是可行的。

至于价格型不可调度需求响应项目，尽管批发市场及边际成本发现机制的缺乏使得实时电价项目难以实施，但分时电价仍可长期服务于上海用户，且尖峰电价也即将在中国其它地区试行。不过，中国电力消费价格弹性相关证据的匮乏使得本研究无法进行严密分析。随着中国电力市场改革的进行，尤其是建立以市场为基础的定价模式这一方向的确立，在未来研究中对价格型需求响应项目的潜力进行考察是值得一试的。

本研究考察了两类激励型可调度需求响应项目。这两类项目在上海都具有可行性，它们分别是：

- 直接负荷管理项目：对居民用户而言，本研究作了一个假设，即当满足预先设定的系统条件时（如系统备用容量减少时），他们的空调使用行为可为系统运营商或项目发起实体以远程方式控制。除空调外，其它终端用途（如热水器）则被排除在本研究分析范围之外，这主要是因为缺乏能够显示这些终端用途使用模式（如多样性和巧合等因素）和市场渗透情况的数据。对于中小规模的工商业用户而言，直接负荷管理项目也可用于管理诸如空调之类的终端用途。

62. 即特定日期最大电力需求与最小电力需求之差。

- **可削减负荷项目：**这类项目通常要求用户在预先设定的系统条件触发时同意履行将其总体电力需求减少一定数量或将其降低至预先设定水平的义务，而作为回报，他们将获得一定数量的经济补偿。换句话说，可削减负荷项目针对的是总体电力需求而不是具体终端用途的减少。根据项目设计和目的的不同，这类项目可采用多种形式（如可中断负荷项目、紧急需求响应项目、以减荷换容量资源的项目和以减荷换辅助服务资源的项目等）。具体采用何种形式，则取决于系统和市场特性。在本研究中，我们假设可削减负荷项目可用于工商业用户。

本研究还假设上海需求响应的预计市场潜力将仅通过减荷这一方式实现，主要是因为有限的证据表明上海用户对不同需求响应策略（如减荷、移荷、现场发电等）的偏好。本研究的分析重点为夏季工作日下午 1 点至 3 点这一时段，因为这是上海电力系统一天中经历最大高峰需求的时段。此外，本研究还假设上海目前考虑的激励型需求响应项目需要一个为期 15 年的“爬坡增长”期。这主要是因为上海在这类项目尤其是以市场模式运作的项目方面的经验非常有限，电力公司和用户都需要时间和资源来打造或强化其大范围推广需求响应项目的能力。为评估需求响应项目在实现特定市场渗透水平（即项目参与率）方面的进展，本研究还选择了若干里程碑年份（2020 年、2025 年和 2030 年）。

鉴于数据和时间有限，本研究仅考察了需求响应市场潜力的“总体规模”，而未考虑这些潜力在有着不同参与要求（如响应期限和频率、最大响应时间和不响应的经济惩罚等）的需求响应产品中的分布情况。而且，尽管本研究在假设需求响应项目的削荷效果时尽可能考虑了具有潜在灵活性的终端用途负荷（如空调）的总体贡献[63]，但各终端用途详细负荷曲线的缺乏，仍使本研究难以对不同终端用途在提供需求响应资源方面的潜力进行考察。但是，随着需求响应经验的增长和详细量测数据供应的增加（如较大规模用户群体和各终端用途相关数据的增加），未来研究将可进行更详细的评估并提供更具针对性的估算，从而为需求响应项目和政策的设计提供指导。

用户细分

利用国家电网的分类体系，本研究根据所属部门及其主要业务活动对用户进行了分组。具体而言，我们将用户细分成了居民、农业和工商业等部门，然后又进一步将这些部门分成了次级部门。本研究对未来年份各次级部门用户的数量和年用电量进行了估算。表 12 汇总了 2020 年、2025 年和 2030 年用户的预计数量和年用电量等数据。

- 未来年份每一次级部门的年用电量是通过在 2014 年每一次级部门电力消费量数据基础上适用其年均历史增长率的方式估算出来的，而 2014 年的电力消费量数据则是由国家电网上海分公司提供的。另外，每一次级部门年均历史增长率又是基于 2011-2013 年间上海每一部门[64]的年电力消费量数据估算出来的。

- 2008-2010 年间上海每一次级部门的用户数可从《电力工业统计资料汇编（2009- 2011）》中获得。鉴于近期数据的缺乏，本研究首先计算了居民、商业、工业和农业等部门用户数的平均百分变化率[65]，然后将平均百分变化率适用于 2010 年每一次级部门的用户数，以评估 2020 年、2025 年和 2030 年的用户数。随着中国经济转型的持续开展，下列假设似乎是合理的，即工业部门的用户数将下降，而商业和居民部门的用户数将上升。这将对每一用户群体的需求响应市场潜力及需求响应项目的设计和实施产生重大影响（如商业和居民部门提供的需求响应资源将增加）。但是，鉴于用户群体未来发展趋势专门研究的缺乏，本研究只进行了非常初级的估算，可能并未反映真实发展趋势[66]。

许多需求响应潜力相关国际研究都考虑了用户高峰需求规模对其提供需求响应资源潜力和能力的影响。同时，根据各用户最大高峰需求或最小削荷潜力限制其参与特定需求响应项目的作法也很普遍。这些因素使得根据用户高峰需求对其进行细分具有了必要性。鉴于上海用户高峰需求规模或其它用电特性将如何影响其需求响应潜力的经验证据的缺乏，本研究采用了美国联邦能源管理委员会（2009）的作法，即将用户划分为大规模工商业用户（>200 千瓦）、中等规模用户（20- 200 千瓦）和小规模用户（<20 千瓦[67]）。由于上海无法随时提供每一次级部门各类用户的重合高峰需求数据，本研究曾在下一步即各类用户典型负荷曲线的预测中考虑过对用户进行进一步细分。应当指出的是，在本研究中，各类用户典型负荷曲线仅代表每一次级部门内各类用户的典型高峰需求水平。尽管本研究可用数据不允许我们根据每一次级部门各类用户的高峰需求进行进一步的用户细分，但未来研究将受益于各类用户高峰需求相关详细信息，从而改善每一次级部门的潜力评估。

63. 比如，假设的需求响应削荷效果（削荷百分比）可能不大于灵活终端用途（如空调）的总体负荷贡献。
64. 由于相关数据并未按次级部门分别统计年度工业用电量，因此本研究仅确定了整个工业部门用电量的年均增长率。
65. 这样就降低了重大年变异性对估算结果的影响。
66. 根据美国经验，我们可作出以下合理预期，即工业用户数在后期将逐渐减少，而需求响应增量将越来越多地来自商业和居民用户数的增长。
67. 指各用户与夏季系统高峰期重合的平均高峰需求。

本研究还就有着不同高峰需求规模的用户参与需求响应项目假定了下列资格条件：

- 面向居民及中小规模商业用户的空调直接负荷管理项目：确定这类项目的参与资格时，一个关键因素就是确定空调的拥有情况。因此，估算空调的市场渗透率非常重要。对于居民用户而言，根据中国国家统计局的统计数据，2013 年上海家庭的平均空调拥有率为每 100 户家庭拥有 172 台。假设这些家庭平均拥有 2 台空调设备，则渗透率为 86%。对于工商业用户而言，本研究将空调渗透率假设为 100%。
- 面向大、中、小规模工商业用户的可削减负荷项目：由于数据的有限性，本研究假设上述类型所有用户及其所有负荷均有资格参加可削减负荷项目。但是，在实践中，参与资格还取决于具体的项目设计和项目发起人设定的目标。

因此，如果上海能够提供更多下列领域的证据，将有助于未来的研究：

- 可作为直接负荷管理项目实施对象的特定终端用途（如空调、热水器等）的市场渗透率；
- 不同用户群体中不适合实施需求响应项目的电力终端用途及其电力需求份额；
- 参与需求响应项目所需支持性技术的渗透率

表 12 2020 年、2025 年和 2030 年各次级部门用户数及其年用电量预测

	年用电总量（太千瓦时）						用户数（千）				
	平均增长率 *（%）	2014	2020	2025	2030	平均百分变化率 **（%）	2010	2014	2020	2025	2030
居民	3%	17.4	20.8	24.1	27.9	2%	7,947	8,757	10,129	11,436	12,911
农业	6%	0.7	1.0	1.4	1.8	- 4%	87	75	59	49	41
工业						- 0.1%	106	105	105	104	103
采矿	1%	0.0	0.0	0.0	0.0	- 0.1%	0.2	0	0.2	0.2	0.2
食品 / 饮料 / 烟草生产	1%	1.7	1.8	1.9	2.0	- 0.1%	8.2	8	8.1	8.1	8.0
纺织	1%	1.1	1.2	1.3	1.3	- 0.1%	4.1	4	4.0	4.0	4.0
服装制作	1%	0.8	0.8	0.9	0.9	- 0.1%	5.2	5	5.2	5.2	5.1
木材和家具	1%	0.6	0.7	0.7	0.8	- 0.1%	4.1	4	4.1	4.1	4.1
造纸	1%	0.8	0.8	0.9	0.9	- 0.1%	1.1	1	1.1	1.1	1.1
印刷业	1%	0.4	0.5	0.5	0.5	- 0.1%	1.3	1	1.3	1.3	1.3
文具制造	1%	0.2	0.2	0.2	0.2	- 0.1%	0.5	1	0.5	0.5	0.5
石油化工 / 焦炭 / 核材料	1%	2.4	2.6	2.7	2.8	- 0.1%	0.4	0	0.4	0.4	0.4
化学材料和产品	1%	8.5	9.0	9.5	9.9	- 0.1%	2.5	3	2.5	2.5	2.5
药品生产	1%	0.9	0.9	1.0	1.0	- 0.1%	0.7	1	0.7	0.7	0.7
化学纤维制造	1%	1.1	1.2	1.2	1.3	- 0.1%	0.3	0	0.3	0.3	0.3
橡胶和塑料制造	1%	3.7	4.0	4.2	4.4	- 0.1%	7.2	7	7.2	7.1	7.1
非金属矿产	1%	1.5	1.6	1.7	1.8	- 0.1%	2.1	2	2.1	2.1	2.0
黑色金属冶炼和压延加工	1%	15.2	16.2	17.0	17.9	- 0.1%	0.1	0	0.1	0.1	0.1
有色金属冶炼和压延加工	1%	0.6	0.7	0.7	0.7	- 0.1%	0.4	0	0.4	0.4	0.4
金属制品制造	1%	4.6	4.9	5.1	5.4	- 0.1%	14.6	15	14.5	14.4	14.3
机器制造	1%	6.1	6.5	6.8	7.2	- 0.1%	19.2	19	19.0	18.9	18.8
交通 / 电子 / 电气设备	1%	10.6	11.3	11.9	12.5	- 0.1%	7.4	7	7.3	7.3	7.2

工艺品及其它制造	1%	3.3	3.5	3.7	3.9	- 0.1%	12.1	12	12.0	11.9	11.9
垃圾管理和回收	1%	0.0	0.0	0.0	0.0	- 0.1%	0.3	0	0.3	0.3	0.3
电 / 气 / 水的生产和供应	1%	14.2	15.1	15.9	16.7	- 0.1%	5.7	6	5.7	5.6	5.6
建筑	1%	1.4	1.4	1.5	1.6	- 0.1%	7.8	8	7.8	7.7	7.7
商业						7%	697	907	1,345	1,867	2,593
运输、仓储和邮政	10%	4.1	7.3	11.8	19.0	7%	6	7	11	15	21
信息技术	5%	1.8	2.4	3.1	3.9	7%	24	31	46	65	91
商务和接待	3%	7.6	9.1	10.6	12.3	7%	111	146	219	307	431
金融、地产和商业	11%	16.5	30.9	52.0	87.6	7%	450	590	885	1,242	1,742
公用事业和公共治理机构	6%	8.8	12.5	16.7	22.4	7%	107	140	210	294	413

* 基于 2010 年、2012 年和 2013 年《上海统计年鉴》提供的 2008-2014 年间各部门年用电量数据；信息技术这一次级部门的增长率是基于 2013 年和 2014 年的数据确定的，因为之前的数据报告未反映该次级部门的年用电量。** 基于 2009- 2011 年间《电力工业统计资料汇编》提供的 2008 年、2009 年和 2010 年上海各次级部门的用户数数据；平均百分比变化率为负数表示用户数减少了。

来源：本研究根据可用数据进行的计算

各类用户的典型负荷曲线

在理想情况下，每一用户群体都应该有各典型用户的负荷曲线信息。这种信息可通过研究每一用户群体中具有代表性用户样本的量测数据生成。另外，还可通过用每一用户群体与系统高峰期重合的综合负荷除以该用户群体中用户数量的方式获得。然而在本研究中，我们既没有通过研究量测数据确定的典型负荷曲线，也没有每一用户群体与系统高峰期重合的综合高峰需求数据。因此，本研究根据夏季工作日下午 1 点至 3 点期间各类用户的平均电力需求，大致估算了每一用户群体的典型高峰负荷曲线。

本研究是依靠样本用户的负荷曲线来估算不同用户群体的典型负荷曲线的。作为样本的工商业用户的负荷曲线是基于国家电网上海分公司和 2014 年夏季上海实施的需求响应试点提供的数据绘制的；而作为样本的居民用户的负荷曲线则是基于杭州天丽科技有限公司提供的数据绘制的。一开始，本研究就估算了每一用户群体的平均高峰负荷系数（PLF）。根据数据质量，本研究采用了不同技术对工商业和农业用户及居民用户的平均高峰负荷系数进行了估算。

工商业和农业用户

国家电网上海分公司提供了两个夏季工作日下午 1 点至 3 点期间 60 个工商业用户的每 15 分钟电力需求数据[68]。此外，本研究也获得了 1 个农业用户、25 个商业用户和 6 个工业用户在一个工作日未作出负荷响应情形下的负荷曲线。表 13 显示了样本用户在不同次级部门之间的分布情况。从每一用户群体的用户数来看，样本的规模非常小，而且没有覆盖所有次级部门。此外，负荷数据也只是一天或两天的数据，可能无法反映整个夏季工作日的一般或典型负荷模式。这些因素突显了本研究在预测典型负荷曲线方面的不确定性。在未来研究中，样本规模的扩大和量测期间的延长将可降低这种不确定性。

对于样本中的每一用户，我们首先计算了他们在被选日下午 1 点至 3 点期间的平均电力需求（即平均高峰需求）。对于国家电网上海分公司提供的样本用户，我们则通过求取所选 2 个工作日下午 1 点至 3 点期间电力需求的平均数估算了每一用户的平均高峰需求。接着，通过将每一用户的年均需求（即按一年 8760 个小时计算的年均电力消费量）除以其预计平均高峰需求，我们算出了每一用户的高峰负荷系数。然后，根据每一次级部门所有样本用户的高峰负荷系数，我们又算出了每一次级部门的平均高峰负荷系数。由于一些次级部门未包括在用户样本中，我们又根据文献证据及其它需求响应潜力评估实践将这些次级部门的高峰负荷系数假设为 70%（如 Chen 等，2011；美国联邦能源管理委员会，2009）。

68. 2014 年 8 月 6 日和 29 日。

表 13 有负荷曲线信息的样本用户的分布情况

	国家电网上海分公司	上海 2014 年需求响应试点项目	合计
工业			
纺织	1	0	1
石油化工 / 焦炭 / 核材料加工	0	1	1
化学材料和产品	4	0	5
化学纤维制造	2	0	2
黑色金属冶炼和压延加工	1	1	2
有色金属冶炼和压延加工	1	1	3
金属制品制造	2	0	1
机器制造	7	1	7
交通、电子和电气设别	12	1	14
商业			
运输、仓储和邮政	1	0	1
信息技术	0	1	1
商务和接待	5	3	8
金融、地产和商业	16	20	36
公用事业和公共治理机构	8	1	9
农业	0	1	1

来源：国家电网上海分公司和上海 2014 年需求响应试点项目提供的数据

居民用户

本研究获得了 2014 年 8 月两个周末日 [69] 下午 1 点至 3 点期间上海 100 个家庭的负荷曲线。由于没有各样本家庭的年用电量相关信息，本研究首先确定了这 100 个样本家庭在上述两日下午 1 点至 3 点期间每 15 分钟的平均电力需求（即共 18 个平均值）。然后，我们求取了这 18 个平均值的平均数，并以此作为这些用户的平均高峰需求。接着，将居民用户年用电总量除以居民用户总数（前一节“用户细分”中已估算），我们又得到了 2014 年居民用户的平均年用电量。最后，我们将用户 2014 年的年均用电量除以一年 8760 个时数，再除以已估算出的平均高峰需求，即可大致确定居民用户的平均高峰负荷系数。

表 14 列出了不同次级部门的假设高峰负荷系数。由于这些高峰负荷系数是基于非常有限的负荷数据估算出来的，如与其它研究得出的结果或假设有出入并不令人奇怪。比如，基于上海、北京和天津这类城市中 100 多用户的负荷分析，Chen 等人（2011）估算出这些城市中工业用户的高峰负荷系数为 0.7- 0.95，商业用户的高峰负荷系数为 0.57- 0.83，而居民用户的高峰负荷系数为 0.74。与此同时，美国联邦能源管理委员会将工商业用户的高峰负荷系数假设为 0.6- 0.7。尽管这些数据可能并不具备直接可比性，但如果能以更加严格的方式（如采用规模更大、更具代表性的用户样本）估算高峰负荷系数，未来研究无疑将从中受益。

将高峰负荷系数适用于每一次级部门 2014 年的年用电总量，即可初步得出每一次级部门的平均高峰负荷需求。然后，将估算的每一次级部门的平均高峰负荷需求相加并按比例换算（即每一次级部门均适用同一换算比例），以符合 2014 年 26.8 吉瓦这一最大系统高峰需求数。对于每一次级部门，将换算出来的 2014 年平均高峰需求除以其用户数，即可估算出各用户的平均高峰需求（或“负荷状况”）。至于未来的里程碑年份（如 2020 年、2025 年和 2030 年），本研究为每一次级部门作了如表 15 中所示高峰负荷系数相关假设，并遵循了同样的“换算”过程来确定未来年份每一次级部门各用户的平均高峰需求。表 15 总结了 2014 年、2020 年、2025 年和 2030 年每一次级部门用户的预测平均高峰需求。对工商业部门而言，这是确定每一次级部门内一般用户是属于大规模用户、中等规模用户还是小规模用户的基础。

69. 对本研究而言，评估这些样本家庭之于上海整个居民部门的代表性是不可能的。毕竟，相关部门并未向我们提供工作日负荷曲线。

表 14 各次级部门高峰负荷系数预测和假设

次级部门	预计高峰负荷系数
居民	35%
工业	
采矿	70%*
食品 / 饮料 / 烟草生产	70%*
纺织	74%
服装制作	70%*
木材和家具	70%*
造纸	70%*
印刷业	70%*
文具制造	70%*
石油化工 / 焦炭 / 核材料	86%
化学材料和产品	68%
药品生产	70%*
化学纤维制造	58%
橡胶和塑料制造	70%*
非金属矿产	70%*
黑色金属冶炼和压延加工	30%
有色金属冶炼和压延加工	28%
金属制品制造	86%
机器制造	54%
交通 / 电子 / 电气设备	53%
工艺品及其它制造	70%*
垃圾管理和回收	70%*
电 / 气 / 水的生产和供应	70%*
建筑	70%*
商业	
运输、仓储和邮政	73%
信息技术	51%
商务和接待	47%
金融、地产和商业	41%
公用事业和公共治理机构	34%
农业	37%

* 指假设高峰负荷系数

来源：基于提供给本研究的负荷曲线数据及综合考量文献中其它证据后作出的估算

表 15 2020 年、2025 年和 2030 年各次级部门的预计总高峰需求和各用户平均高峰需求

	总高峰需求（兆瓦）				各用户平均高峰需求（千瓦）			
	2014	2020	2025	2030	2014	2020	2025	2030
居民	4,530	6,154	7,269	8,259	0.5	0.6	0.6	0.6
农业	179	289	393	516	2	5	8	13
工业								
采矿	5	5	6	6	26	32	34	35
食品 / 饮料 / 烟草生产	219	265	284	292	27	33	35	36
纺织	141	170	182	187	35	42	45	47
服装制作	101	122	130	134	19	23	25	26
木材和家具	83	101	108	111	20	25	26	27
造纸	101	122	131	135	93	113	121	126
印刷业	57	69	73	76	42	51	55	57
文具制造	25	30	32	33	48	58	62	64
石油化工 / 焦炭 / 核材料	257	311	333	343	708	860	926	959
化学材料和产品	1,136	1,372	1,470	1,514	453	550	592	613
药品生产	114	138	148	152	170	206	222	230
化学纤维制造	172	208	223	229	526	639	687	712
橡胶和塑料制造	487	588	629	648	67	82	88	91
非金属矿产	200	241	258	266	96	117	126	130
黑色金属冶炼和压延加工	4,634	5,597	5,993	6,174	33,714	40,963	44,086	45,642
有色金属冶炼和压延加工	206	248	266	274	469	570	614	635
金属制品制造	485	585	627	646	33	40	44	45
机器制造	1,031	1,245	1,333	1,373	54	66	71	73
交通 / 电子 / 电气设备	1,828	2,208	2,365	2,436	249	302	325	337
工艺品及其它制造	430	519	556	573	36	43	47	48
垃圾管理和回收	4	5	5	5	13	16	17	18
电 / 气 / 水的生产和供应	1,853	2,238	2,396	2,469	326	396	426	441
建筑	177	214	229	236	23	28	30	31
商业								
运输、仓储和邮政	515	1,039	1,704	2,690	71	96	112	126
信息技术	322	490	638	798	10	11	10	9
商务和接待	1,483	2,015	2,380	2,704	10	9	8	6
金融、地产和商业	3,668	7,806	13,402	22,135	6	9	11	13
公用事业和公共治理机构	2,360	3,809	5,193	6,811	17	18	18	16

来源：本研究根据可用数据进行的计算

按用户群体和项目进行的参与率估算

鉴于上海吸引用户参与需求响应项目相关经验证据的匮乏[70]，本研究使用国际基准对照法作为主要技术，对不同需求响应项目的用户参与率进行了假设。本研究对美国联邦能源管理委员会 2012 年需求响应调查的结果及若干国际需求响应潜力评估及评价报告进行了回顾，以便就上海用户的需求响应项目参与率作出假设。如第 3.2.1 节所述，基准对照法在充分捕捉可影响用户参与率的地方特定因素（如电价水平、旨在激励用户提高用电灵活性措施的存在、支持性技术 / 基础设施的存在等）方面具有其局限性。因此，本研究在进行假设时考察了国际基准对照法的成果及当地和国际专家的意见和建议。

在分析美国联邦能源管理委员会 2012 年需求响应调查的结果时，本研究把重点放在了第 731 号调查表的第 8 个问题上，因为 731 号表格是上述调查中唯一涉及参与率估算所需信息（如需求响应项目注册用户数）的表格。对 731 号表格列出的每一工商业需求响应项目，本研究首先将项目最大需求除以其注册用户数算出了用户的平均负荷需求，并将需求响应项目分成了针对大规模工商业用户（>200 千瓦）、中等规模用户（20-200 千瓦）和小规模用户（<20 千瓦）的项目。然后，对 731 号表格列出的每一个州，本研究都就不同用户群体（如居民、大 / 中 / 小规模工商业用户）和项目类型（如直接负荷管理和可削减负荷项目[71]）分别汇总了各需求响应项目的注册用户数。接着，将每个州按用户群体和项目汇总的注册用户数除以各用户群体的用户总数[72]，即得到按用户群体和项目计算的参与率。最后，对于特定需求响应项目类型，我们还对参与调查各州的估算参与率进行了分析比较（如找出第 25、50、75 等百分位数），发现了不同的参与率水平，以反映不同辖区参与率的变化情况。由于 731 号表格仅包含了零售电力公司实施的需求响应项目（即不包括直接面向批发市场的项目），且许多项目信息并不完整，本研究可能低估了真实的项目参与率。

在估算假设参与率时，本研究考虑了国际基准（如国际证据的综合和其它潜力研究的回顾）采用的高端参与率，并假设上述参与率从长期看（即 2030 年）是可实现的。由于项目假设了一个为期 15 年的“爬坡增长”期，项目参与率将逐渐从 2015 年的水平上升到 2030 年的假设水平。为反映 2030 年的不同参与率预期，我们假设了 3 种情景。表 16 总结了这 3 种情景下不同里程碑年份的假设参与率。本报告附件则对参与率相关国际基准进行了综合。

- “最佳”情景：这一情景假设 2030 年的参与率将达到国际需求响应项目已实现或其它需求响应潜力评估所假设的高参与率；
- “中等”情景：这一情景假设 2030 年的参与率将达到“最佳”情景下假设水平的一半；
- “基本”情景：这一情景假设 2030 年的参与率将达到“最佳”情景下假设水平的四分之一。

如能加强下列领域的证据收集（如通过项目评估），将有益于上海未来的参与率评估：

- 参与率与具体电力终端用途或工商业活动之间的关系；
- 项目设计元素（如响应频率和期限、响应速度、经济激励水平、不响应惩罚、用户互动和教育等）对不同用户群体参与率的影响；
- 支持性技术（如能源管理或自动需求响应系统、现场发电、用户可视化和通信界面等）扮演的角色及其在不同用户群体中的渗透率；
- 持续电价改革对用户群体参与意愿的影响

70. 特别是行政性负荷管理项目之外的市场型项目。

71. 包括可中断负荷项目、需求竞标和回购项目、紧急需求响应项目、以削荷换容量资源的项目及其它激励型需求响应项目，但不包括直接负荷管理项目。

72. 这是根据美国能源信息管理局 2011 年关于居民、商业和工业部门用户数等数据估算的。为估算大、中、小规模工商业部门的用户数，我们将美国联邦能源管理委员会（2009）估算的这些亚类的相对份额适用到了每个州的工商业用户总数上。

表 16 未来里程碑年份（2020 年、2025 年和 2030 年）的用户参与率假设

项目类型	部门	情景	参与率（合资格用户百分比）		
			2020	2025	2030
直接负荷管理	居民	最佳	7%	13%	20%
		中等	3%	7%	10%
		基本	2%	3%	5%
	小规模工商业	最佳	2%	3%	5%
		中等	1%	2%	3%
		基本	0%	1%	1%
	中等规模工商业	最佳	3%	7%	10%
		中等	2%	3%	5%
		基本	1%	2%	3%
可削减负荷项目	小规模工商业	最佳	2%	5%	7%
		中等	1%	2%	4%
		基本	1%	1%	2%
	中等规模工商业	最佳	3%	7%	10%
		中等	2%	3%	5%
		基本	1%	2%	3%
	大规模工商业	最佳	10%	20%	30%
		中等	5%	10%	15%
		基本	3%	5%	8%

来源：本研究基于分析进行的假设

按用户群体和项目进行的削荷效果估算

为估算用户需求响应的平均削荷效果，本研究参考了国际基准和上海 2014 年需求响应试点收集到的证据。除上海 2014 年需求响应试点外，国际基准（尤其是美国联邦能源管理委员会的需求响应调查）不允许我们就需求响应期限（如 1 小时或 2 小时）对平均削荷效果的潜在影响作任何综合分析。因此，如国际基准所示，本研究假设用户平均削荷效果可持续 2 小时，除非可用资料另有说明。

国际基准

与参与率的估算相似，用户平均削荷效果的估算也有赖于对美国联邦能源管理委员会 2012 年需求响应调查结果及若干国际需求响应潜力评估研究和评价报告的分析回顾。在分析美国联邦能源管理委员会 2012 年的需求响应调查结果时，本研究将重点放在了第 731 号调查表中第 8 个问题的调查结果上，因为 731 号表格是上述调查中唯一涉及削荷效果估算所需信息（如注册用户的数量和最大需求、峰荷削减潜力等）的表格。对于面向居民的空调直接负荷管理项目，我们将峰荷削减潜力（兆瓦）除以注册用户总数，得出了用户的平均削荷效果。对于其他空调直接负荷管理项目及可削减负荷项目，本研究将峰荷削减潜力除以注册用户的最大峰荷需求估算出了平均峰荷削减百分比。对于特定需求响应项目类型，我们又分用户群体和项目类型对调查中列出的所有项目进行了参与率水平比较（如找出第 25、50、75 百分位数），以反映不同项目削荷效果的变化程度。

上海 2014 年需求响应试点收集的证据

作为国际基准的补充，上海 2014 年需求响应试点的成果（如系统高峰期各参与者实现的负荷削减量）也在本研究的考察范围之内。

- 商业建筑参与用户：在 2014 年 8 月 29 日的需求响应试点中，27 栋大型商业建筑分两轮实施了需求响应行动，并在系统高峰期内实现了占它们总负荷需求 9% 的峰荷削减量。对各参与者负荷曲线的进一步分析证明了以下事实：（1）用户在下午 1 点至 3 点期间的平均负荷削减量可达基线负荷需求的 15%，而在某些 15 分钟间隔期内的瞬间负荷削减量几乎可达 30%；（2）一些参与单位在下午 1 点至 3 点期间成功将其空调负荷平均削减了多达 15%，而其中有参与单位甚至在 15 分钟间隔期内实现了高达 50% 的空调负荷削减量。

- 工业参与用户：只有 7 个工业用户参加了上海 2014 年需求响应试点。就“成功实施了需求响应”[73] 的参与者而言，它们在需求响应日下午 1 点至 3 点期间的平均削荷效果为 11- 29%，而其中一些参与者在某些 15 分钟间隔期内甚至实现了 40% 以上的负荷削减量。

由于要考察空调直接负荷管理项目的潜力，所以本研究还估算了商业和居民用户空调负荷占其平均高峰负荷需求的比重。上海 2014 年需求响应试点项目（有 26 个商业用户参与）和杭州天丽科技有限公司 (Hangzhou Telek Co., Ltd) 的数据集（含 100 个家庭）分别提供了样本用户在 1 个和 2 个夏季量测日下午 1 点至 3 点期间每 15 分钟的终端用途负荷数据。为估算空调负荷在电力总负荷中所占的平均比重，本研究计算了上述相同部门（即商业或居民）所有样本用户在量测日每隔 15 分钟的空调总负荷与电力总负荷之比。然后，通过求取这些逐 15 分钟负荷比的平均值，我们估算出了各用户空调负荷占其平均高峰负荷需求的比重：

- 居民用户：空调负荷占其平均高峰负荷需求的 86%（约 0.4 千瓦）。因此，本研究假设，通过“空调直接负荷管理”项目，每一合资格用户可削减的负荷多达 0.4 千瓦。

- 商业用户：空调负荷占其平均高峰负荷需求的 43%。至于其它终端用途，照明和插座负荷占了 42%，而电动机及其它类型则分别占其平均高峰负荷需求的 4% 和 11%。假设商业用户可削减多达 15% 的空调负荷（如上海 2014 年需求响应试点所示），本研究认为，通过空调直接负荷管理项目，每一合资格用户可削减多达 5% 的平均高峰负荷需求。

本研究也勾勒了 3 种情景，以反映各用户群体不同的平均削荷效果预期：

- “最佳”情景：这一情景假设用户的平均削荷效果将达到国际需求响应项目和上海 2014 年需求响应试点实现的或其它需求响应潜力评估假设的高水平削荷效果；

- “中等”情景：这一情景假设用户的平均削荷效果将达到“最佳”情景假设削荷效果的一半；

- “基本”情景：这一情景假设用户的平均削荷效果将达到“最佳”情景假设削荷效果的四分之一；

尽管用户平均削荷效果可能因次级部门或用户群体的不同（比如，用户高峰负荷需求的规模可能各异）而不同，但这些次级部门或用户群体终端用途负荷数据的缺乏，使我们极其难以进行非常详细的评估。因此，在同一情景下，本研究假设不同次级部门和用户群体的平均削荷效果（占基线负荷的百分比）都相同。随着地方特定证据的增加，这种假设将得以改善，从而反映用户之间不同的负荷削减潜力。

73. 即实际电力需求低于既定基线标准

表 17 关于用户平均削荷效果的假设 *

项目类型	部门	情景	需求响应效果（负荷削减千瓦数或百分比）	响应率
直接负荷管理	居民	最佳	0.4kW	90%
		中等	0.2kW	90%
		基本	0.1kW	90%
	小规模工商业	最佳	5%	90%
		中等	3%	90%
		基本	2%	90%
	中等规模工商业	最佳	5%	90%
		中等	3%	90%
		基本	2%	90%
可削减负荷项目	小规模工商业	最佳	40%	60%
		中等	20%	80%
		基本	10%	90%
	中等规模工商业	最佳	40%	60%
		中等	20%	80%
		基本	10%	90%
	大规模工商业	最佳	40%	60%
		中等	20%	80%
		基本	10%	90%

* 均假设为夏季工作日下午 1 点至 3 点期间用户的平均削荷效果

来源：本研究基于分析作出的假设

另一个考量因素是需求响应项目的响应率（即签字参加需求响应项目并实际应召作出响应降低其电力负荷的用户比例）。作为参考，针对上海工业用户的行政性负荷管理项目观测到了如下响应率：

- 如被要求削减 10% 的负荷，响应率为 80- 90%；
- 如被要求削减 30% 的负荷，响应率为 70%；
- 如被要求削减 50% 的负荷，响应率为 30%。

除直接负荷管理项目（其响应率被假定为 90%）外，可削减负荷项目的响应率根据假设的用户平均削荷效果被假定在不同的水平。表 17 总结了这些情景下需求响应项目的假设用户平均削荷效果。本报告附件则详细介绍了国际基准中削荷效果相关汇总情况。

鉴于本研究中终端用途层次的用户负荷数据非常有限，评估每一终端用途的削荷效果及其需求响应潜力非常困难。但是，由于需求响应本质上就是关于电力终端用途变更的，在注意项目实施和用户互动方式的同时详细评估各种终端用途在实施需求响应方面的潜力仍然有其自身价值。为了在未来研究中对终端用途的需求响应潜力进行评估，开发下列领域的证据非常重要：

- 每一用户群体具代表性样本用户在合理期限内的详细终端用途负荷曲线，以显示各终端用途的使用规律；
- 每一终端用途参与需求响应的技术适宜性及不同用户群体在这方面的差异
- 不同用户群体适合实施需求响应的每一终端用途的削荷潜力

3.3.2 需求响应效益的评估

计算可避免成本就是为了确定需求响应对上海社会的总体效益，包括直接节余和未定价二氧化碳排放的外部性价值。在本研究中，我们对估算夏季高峰时段渐进式需求响应的社会效益特别感兴趣。

可避免成本的计算一直都很困难，因为我们谈论的是实际上并未发生的成本。往后看，我们可以评估需求响应的影响，但我们并不知道与事实相反的情况是什么样的。换句话说，我们并不知道未实施需求响应激励措施情形下的成本和需求将如何变化。因此，我们或许可将某一需求或系统成本的下降归因于需求响应，但这种下降还有其它各种解释，包括消费者在没有激励措施情形下本来就会如此行事的可能性。往前看，由于确定用以比较需求响应项目对需求和系统成本影响的基线很困难，情况可能会更复杂。

在如中国等电力价格由政府而非市场确定的地方，电力系统可避免成本的估算尤其困难，特别是在行政定价并未反应可避免成本的情况下[74]。在市场体系内，我们至少还有可用来估算容量、能源和辅助服务替代供应源经济价值的基准。但在中国，可用于指示通过需求响应能够避免何种经济成本的健全市场价格非常少。而且，关于中国发电、输电和配电成本的信息也很有限。由于市场价格和成本信息的缺乏，可避免成本的估算非常粗略，而且都是以大致范围的形式报告的。

应当补充的是，我们并没有将经济合作与发展组织的经验至少在一些细节方面的经验转移到中国来的充分信心。关于需求响应可避免容量成本的价值，经济合作与发展组织的一个论断是，实际需求高峰可能会比最佳状态“更多”，因为高峰时期的价格通常并不反映边际供应成本。因此，对经济合作与发展组织成员国而言，实施需求响应的理据之一是，它纠正了价格缺陷并使电力系统避免了不必要的新增容量建设；正因为如此，容量节约就成了需求响应价值计算内容中的应有之物。但传统上，中国有着不同的电力定价方式：这种方式较少强调价格的成本反映能力，而是更多地强调用电秩序的行政安排，以实现供需平衡。这种定价方式对需求响应和最佳容量的影响是难以明确判定的，但根据经济合作与发展组织的标准，我们至少可以得出以下结论，即中国的高峰容量投资可能是少了，而不是多了。鉴于这种情况，避免新增容量建设这一效益对中国的需求响应项目而言就显得没那么重要了。但是，从更广阔的角度来看，上海电力系统的未来将显示两大关键特征，即它将出现更多的负荷高峰，且将更多地使用市场机制。所以，假以时日，它是可以以更接近经济合作与发展组织模式的方式发展的。鉴于其它因素，如纳入更多间歇性可再生能源的必要性，我们相信对中国的需求响应潜力进行考察的理由是非常充分的，而且，降低高峰时期的负荷需求及鼓励需求响应的实施以提供更大灵活性是有着明显经济效益的。但是，应该记住的是，由于中国国情的不同（及数据供应的有限），任何这类效益估算都会伴随着高度的不确定性。

因此，我们建议仅在可用信息设定的范围内对上海需求响应的潜在价值进行考察，同时考虑对任何系统作这类考察时都会面临的困难。在下面的计算中，我们区分了长期可避免发电容量成本和短期内的其它可避免成本（如可避免能源成本、可避免二氧化碳排放成本、可避免输配电损耗等）。

- 如下文详述，我们使用了燃气电厂作为估算可避免发电容量成本的参照电厂。我们理解，这是上海在一个最低成本扩张计划下将大力发展的技术，也是上海市法律法规明确要求采用的一种技术。以“人民币元 / 千瓦 - 年”为单位，我们提供了上海需求响应可避免发电容量成本的预计范围。为估算需求响应在发电容量方面的总节余额，我们将每千瓦容量的可避免成本乘以潜在的峰荷削减量（千瓦），即得出了总节余额。在计算需求响应的系统效益时，可避免容量成本还应包括备用容量及边际输配电损耗。在下文中，我们首先估算了增加 1 千瓦容量所产生的可避免成本。之后，我们还将备用容量和可避免输配电损耗纳入了总体效益评估。如国际经验所示，可避免发电容量成本占需求响应潜在结余的大部分。

- 在短期内，可避免成本主要取决于煤电占支配地位的当前电力系统。这类可避免成本的估算——很明显来自可避免能源供应、输配电损耗和二氧化碳排放——是以“人民币元 / 千瓦时”为单位报告的。为估算当前系统需求响应的节余额，我们将每千瓦时可避免成本乘以潜在的高峰需求削减量（千瓦时），即得出了总节余额。鉴于电厂运行是否会考虑边际效应的不确定性，我们对不同类型的燃煤电厂和燃气电厂进行了分析。更详细的可避免成本估算则需要边际资源价值相关信息。这些估算都可能随着时间的推移而发生变化，甚至包括以下可能性，即随着时间的推移，适用参照物由燃气电厂变成了燃气电厂与燃煤电厂的组合，因为需求响应很可能会导致系统中各类电厂产出的下降。

下面，我们进一步解释了本研究采用的方法和结论。

长期分析：可避免发电容量成本

如本报告第 3.2.1 节所述，经济合作与发展组织成员国计算容量节余的方法之一，是计算以年度成本表示的新入市成本（CONE）——这是可避免容量成本的合理替代成本。如果上海能够提供充分信息计算这种成本，我们将建议采用这种方法。但是，鉴于目前可用的信息，我们还是决定采用三益公司（E3）开发的发电成本模型来计算可避免容量成本。图 18 展示了计算发电容量成本的步骤。

74. 可避免成本要为需求响应项目提供指导，因此即便并不精确，也要相当准确。

图 18 发电容量成本的计算步骤

确定参考电厂和相关技术规范

可避免容量成本取决于参考电厂的选择及其规模、投资成本和其它必要的固定成本（即与发电量无关的成本）。通常，参考电厂是根据最低成本扩张计划建设的，以便系统能够满足符合系统资源充足性标准的高峰需求。它是一种假设电厂，其容量成本可通过需求响应进行规避。

在上海，我们认为适用于本研究的参考电厂应为燃气电厂，即上海最可能达到负荷高峰的电厂。由于这是一种假设电厂，故其到底采用何种技术发电并没有明确的答案。我们对燃气电厂的选择是基于下列考量：

- 首先，《上海市大气污染防治目标责任书》规定，除综合供热供电发电厂和整体煤气化联合循环电厂 (IGCC) 外，上海不允许新建煤电厂（环境保护部和上海市政府，2014）。
- 其次，《上海市清洁空气行动计划（2013-2017）》限制将天然气用于化学用途，但鼓励以提供调峰服务为目的建设天然气电厂（上海市政府，2013）。
- 最后，需求响应可能会消除建设这种电厂的必要性。尽管如此，由于上海电力系统在满足空调负荷需求过程中“高峰现象”的增加，我们预计，上海市的最低成本扩张计划很可能会包括燃气电厂[75]。当然，我们没有发现任何使用常规燃煤电厂作为参考电厂的合理性。

因此，我们选择了两类燃气电厂——即开式循环燃气轮机发电厂（CT）和联合循环燃气轮机发电厂（CCGT）——来计算燃气电厂的可避免容量成本。但是，由于关于上海燃气电厂的信息非常有限，我们无法报告这种电厂的具体特征。因此，我们根据三益公司模型提供的技术特性（如电厂热耗率、自耗率及其它）计算了燃气电厂的容量成本。

自下而上估算投资成本

自下而上的投资成本估算应考虑设备、材料和劳动力等成本，以及工程、采购、建设签约（涉及电厂设计及其它事项）、土地和融资等其它成本。

我们并没有充分的信息来进行这种自下而上的成本估算，但会在这里报告其它机构得出的计算结果，并将重点放在联合循环燃气轮机发电机组上（见表 18）。我们提供了上海一家联合循环燃气轮机发电厂的数据——这个电厂拥有 3 组 400 兆瓦的联合循环燃气轮机，其平均机组安装成本为人民币 2332 元 / 千瓦[76]。三益公司的数据则显示，一个 300 兆瓦联合循环燃气轮机发电厂的机组投资成本为人民币 3249 元 / 千瓦。为进行比较，我们还提供了 Brattle 集团报告（2014）中描述的一个联合循环燃气轮机电厂的成本数据。这个电厂由美国大西洋中部地区东区委员会（EMAAC）建设，拥有 668 兆瓦的装机容量，其平均机组成本为人民币 7502 元 / 千瓦（或 1210 美元 / 千瓦，汇率为 1 美元 =6.2 元人民币）。Brattle 集团的估算包含了上述其它计算结果没有包含的各种成本，比方说，天然气和电力网络投资就占了 Brattle 集团数据的 10% 左右。由于 Brattle 集团的成本没有可比性，我们并没有将其用于上海可避免容量成本的建模中。

75. 环境保护部与上海市政府（2014）联合制定的《上海市大气污染防治目标责任书》，出处：http://www.mep.gov.cn/ztbd/rdzl/dqst/mbzrs/201401/P020140127516343078870.pdf [中文版]; 上海市政府（2013）制定的《上海市清洁空气行动计划 （2013 - 2017）》，出处：http://www.shanghai.gov.cn/shanghai/node2314/node2319/node12344/u26ai37377.html [中文版]

76. 机组投资数据由中国华能集团（2010）华能上海燃机电厂提供，出处：http://www.chng.com.cn/n93521/n93759/n93873/c94360/content.html [中文版]

表 18 部分燃气电厂或发电机组的装机容量和投资成本

	来源	装机容量（兆瓦）	投资成本（人民币元 / 千瓦）
开式循环燃气轮机发电厂	三益公司	50	2697
	Brattle 集团	396	4706
联合循环燃气轮机发电厂	中国华能集团	400	2332
	三益公司	300	3249
	Brattle 集团	668	7502

估算固定运行维护成本

固定运行维护成本包括劳动力、材料、物业税、保险、资产管理等成本及营运资金，即不会随着发电量变化而变化的固定雇员、材料、物业税、保险、资产管理、营运资金及其它成本。关于上海电厂的这些其它成本，我们手头的资料非常有限。但是，三益公司的模型包含了许多成本参数和税率（包括保险费率、维护费率、劳动力成本、物业税、土地使用税及其它，见下文表 19）。我们用这些数据计算了上海电厂的其它固定成本。

表 19 开式 / 联合循环燃气轮机发电厂的成本参数和税率

项目	开式循环燃气轮机发电厂	联合循环燃气轮机发电厂
保险费率（%）	0.25%	0.25%
维护费率（%）	2.0%	2.0%
雇员薪资（人民币元 / 年）	50,000	50,000
雇员数	4	50
非工资成本增长率	60%	60%
物业税（%）	1.2%	1.2%
土地使用税（人民币元 /m2）	10	10

来源：三益公司计算器

估算上海参考电厂的可避免发电容量成本

利用资金投资成本和固定运营维护成本及财务参数（如自有资本比率、贷款利率、税后内部收益率、系统寿命期和折旧等），可对可避免容量成本进行估算。这种估算还考虑了项目风险和资产的预期寿命。表 20 显示了我们估算的容量成本范围。如前文所述，我们估算出的联合循环燃气轮机发电厂的成本是一个范围，因为我们没有充分信息确定我们选择的参考电厂是否合适，也没这些潜在发电技术在上海的可靠成本信息。此外，根据三益公司提供的数据，我们还提供了单循环燃气轮机（CT）的可避免容量成本估算结果。

表 20 容量成本估算结果（人民币元 / 千瓦 - 年）

	估算容量成本
单循环燃气轮机发电厂	406
联合循环燃气轮机发电厂	351（根据中国华能集团提供的数字估算）
	487（根据三益公司提供的数据估算）

短期分析：其它可避免成本

在短期内，需求响应可降低当前系统的成本，特别是通过规避能源、二氧化碳排放和输配电损耗等相关成本的方式[77]。这些可避免成本主要源于高峰期间将考虑边际运行成本的电厂，特别是燃料的碳含量、燃料成本、电厂效率和可通过减少发电量予以避免的二氧化碳排放物的影子价格等。表 21 列出了本研究使用的许多参数。

表 21 估算其它可避免成本时使用的参数

参数	值
一年中高峰需求时数占比[78]	4.2%
煤炭成本（人民币元 / 吨）	560
煤炭燃料成本（人民币元 / 公吨标准煤）	785
天然气成本（人民币元 /m3）	2.0
天然气燃料成本（人民币元 / 公吨标准煤）	1629
二氧化碳价格（人民币元 / 吨）	40

来源：高峰需求时数的占比是基于自然资源保护协会提供的上海相关数据计算的——该数据显示，上海 2013 年的高峰负荷时数为 367 小时。煤炭成本和天然气成本是由三益公司提供的；二氧化碳价格则来自《金融时报》（2014）[79]；煤炭和天然气的燃料成本是基于较低的热值（5000 千卡 / 千克煤炭和 8600 千卡 / 立方米天然气）及其它换算因素（1 公吨标准煤等于 29.31 吉焦，1 卡路里等于 4.184 焦耳等）计算的。

我们选择了三类燃煤发电厂（超临界燃煤发电厂（SPC）、超超临界燃煤发电厂（USC）和亚临界燃煤发电厂（SBC））和两类燃气发电厂（开式循环燃气轮机发电厂和联合循环燃气轮机发电厂）作为本研究中短期可避免成本分析的参考电厂，据我们了解，这些电厂是上海当前电力系统边际发电量的潜在来源。如果有更多关于上海未来电力系统的信息，特别是需求响应性质（即移峰或非移峰）和受影响电厂（燃煤电厂、燃气电厂或兼而有之）方面的信息，我们可对这些参考电厂进行调整。利用三益公司开发的模型，我们提供了这些燃煤电厂的技术特性（见表 22）。

上文论述的重点是需求响应的效益而非成本，但必须记住的是，需求响应的实施也会产生潜在费用。比如，智能电表这类需求响应设备的安装和需求控制技术的使用都会产生资本支出。如第 2.3.3 节所述，需求响应项目实施的潜在支出可能是巨大的，而这将对需求响应的净效益产生影响。成本与效益之间的平衡取决于相关电力系统的性质。由于缺失上海相关数据，本报告未包含需求响应成本相关内容。

表 22 估算其它可避免成本时使用的参考电厂的技术特性

	超临界燃煤发电厂	超超临界燃煤发电厂	亚临界燃煤发电厂	开式循环燃气轮机发电厂	联合循环燃气轮机发电厂
总热耗率（千克标准煤 / 兆瓦时）	315	285	330	368	246
电厂自耗率（%）	8%	9%	10%	3.4%	4.0%
净热耗率（千克标准煤 / 兆瓦时）	342	313	367	381	256
燃料利用率（千克标准煤 / 兆瓦时）	367	336	393	408	275
二氧化碳排放系数（吨二氧化碳 / 太焦）	94.5	94.5	94.5	56	56
电厂二氧化碳排放系数（千克二氧化碳 / 千瓦时）	1.02	0.93	1.09	0.67	0.45

注：可避免燃料消耗包括了输配电损耗（6.68%）这一因素。

77. 由于信息有限，本报告未考虑输配电投资成本。

78. 这是一个相当大的需求响应时数，以至于我们不得不思考以下问题，即到底是实施需求响应以降低需求好呢，还是直接投资于容量建设以满足需求或投资于能源效率的提高好。注意，需求响应项目及其它旨在应对高峰需求项目的成本可能会提高收回电价成本所必需的电价平均水平。

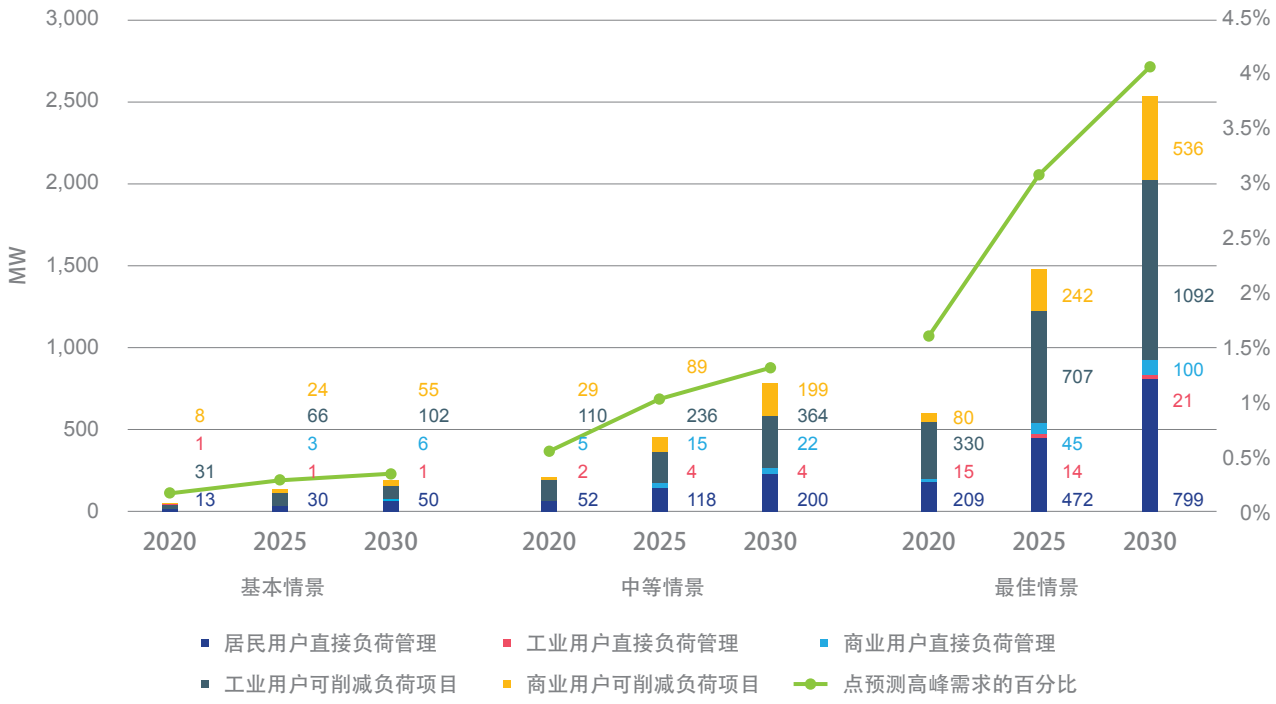
79.《金融时报》（2014），出处：http://www.ft.com/cms/s/0/c9b0faf8-d9e1-11e3-b3e3-00144feabdc0.html?siteedition=uk#axzz3bouqvySA

3.4 评估结果

3.4.1 需求响应潜力的估算

表 18 显示了在用户参与率和平均削荷效果不同假设情景下，未来几个主要年份（2020 年、2025 年和 2030 年）需求响应市场潜力的评估结果。在“最佳”情景下，分析显示，需求响应资源的市场潜力到 2030 年可达到 2.5 吉瓦，占当年预测高峰需求的 4%。“中等”情景则将需求响应的市场潜力评估为 790 兆瓦，占 2030 年预测高峰需求的 1%。至于更保守的“基本”情景，需求响应市场潜力的评估结果较低，为 214 兆瓦，占 2030 年预测高峰需求的 0.3%。

图 19 上海需求响应市场潜力的评估



从分析中，我们可得出若干重大结论：

- 工商业可削减负荷项目贡献了预计需求响应市场潜力的主要份额。在评估中，约 64-73% 的需求响应市场潜力来自上海工商业部门的可削减负荷项目。特别是工业可削减负荷项目，在不同情景下不同里程碑年份均可贡献需求响应市场总潜力的 43- 59%。在“最佳”情景下，工商业用户可削减负荷项目可分别提供 1.1 吉瓦和 0.5 吉瓦的峰荷削减量，而 2030 年上海的需求响应市场总潜力为 2.5 吉瓦。
- 直接空调负荷控制项目能够为需求响应市场潜力做出显著贡献。尽管针对中小规模工商业用户的空调直接负荷管理项目仅能提供很小的贡献份额，但居民空调直接负荷管理项目却能提供不同情景下不同里程碑年份需求响应预计市场潜力的 23- 33%。在“最佳”情景下，居民空调直接负荷管理项目到 2030 年可削减 0.8 吉瓦的高峰负荷需求。

在解读评估结果时，一定要注意的是，我们的分析仅关注了激励型需求响应项目。尽管分时电价已在上海各类用户中实施了一段时间，但价格型需求响应项目仍有其发展机会，特别是在监管者努力进行电力市场改革和政策制定者对使用价格信号影响个人用电行为的作法越来越感兴趣的背景下。此外，上海智能量测基础设施的高渗透率也表明，

未来更具创新性价格型需求响应项目的实施已经作好了技术上的准备。换句话说，价格型和激励型两类需求响应项目的市场潜力均可大大超过本研究预测的数据。但是，本研究还有几个其它应该注意的地方：

- 本研究仅考虑了以提供资源充足性服务为目的的激励型可调度需求响应项目。这在很大程度上是因为：（1）我们认为这类项目在中国电力行业当前结构下可行，可在上海用户中实施；（2）我们缺乏上海用电价格弹性方面的证据，无法对价格型不可调度需求响应项目的市场潜力进行评估。但是，随着中国电力行业改革的新进展，价格型需求响应项目——尤其是中国某些地方已经实施的分时电价项目之外的项目——可能会成为一个可行选项并产生巨大的市场潜力。这意味着，本研究中的评估可能低估了上海的需求响应市场潜力。实际上，美国（如第 2.2.3 节所述美国联邦能源管理委员会开展的需求响应调查）和一些需求响应市场潜力研究结论（如美国联邦能源管理委员会，2009）收集的证据已经表明，价格型需求响应项目拥有相当大的市场潜力。

- 分析中考虑的直接负荷管理项目针对的仅仅是空调负荷，这主要是因为我们缺乏能够反映其它终端用途典型负荷贡献及相关设备市场渗透率的数据。由于其它终端用途如电力存储设备、热水器和制冷机（如居民和工商业用户使用的）都可提供需求响应服务，未来对这些终端用途的潜力进行考察是大有价值的。

- 鉴于高峰需求和用电量等方面详细预测的缺乏（如 2020- 2030 年间不同用户群体的相关数据），本研究只进行了非常简单的估算，可能并未准确反映上海高峰负荷需求和用电量的未来发展趋势。

- 有限的可用数据使本研究难以对不同次级部门和终端用途类型进行详细评估。

  1 在评估用户的平均削荷效果时，不同工商业次级部门主要终端用途类型对高峰负荷需求的贡献率这些信息不充分。尽管本研究依靠国际基准和一些地方特定证据进行了估算，但并未考察用电模式各异的次级部门的削荷潜力到底有何不同。

  2 不同次级部门对系统高峰需求的贡献数据有限及不同用户在高峰需求规模方面的构成状况可能已经影响了我们的评估结论。比如，尽管上海 2014 年需求响应试点的商业建筑参与者均属大规模用户（其高峰需求超过 200 千瓦），我们估算出来的结果却是商业次级部门用户的平均高峰需求仅为中小规模用户的水平。虽然我们的估算存在不确定性，但这种结论确实凸显了每一次级部门内部的多样性。由于大中小规模工商业用户之间的参与率假设各不相同，所有无法区分次级部门内部用户的规模可能会对需求响应市场潜力的评估产生影响。

- 鉴于数据的有限和项目工期的紧张，本研究未考虑可削减负荷项目下各需求响应产品（如各种辅助服务产品和容量资源）之间的差异。它指出了需求响应市场潜力的规模，但并未对有着具体技术和商业特性的各需求产品的潜力进行详细分析。随着上海需求响应经验和证据的增加，对特定需求产品的潜力进行深入研究是有价值的，特别是在需求响应成为电力系统运行重要资源的情况下。

- 本研究中的需求响应潜力分析未考虑需求响应项目的成本效益，而成本效益是判断是否将某一特定需求响应项目纳入需求响应潜力分析的一个常用指标。这主要是因为我们难以获得用于判断项目潜在成本（如直接负荷管理之类具体需求响应项目支持性技术的投资成本）的数据。随着上海相关需求响应项目证据（如削荷效果及相关成本和效益）的增加，未来研究可对各需求响应项目或产品的成本效益进行考察，以改进需求响应的潜力分析。

3.4.2 需求响应效益的估算

上海需求响应的总可避免成本，既包含假设性燃气电厂相关可避免发电容量成本，又包括参考电厂相关其它可避免成本（包括可避免能源成本，可避免二氧化碳排放成本和可避免输配电成本）。我们采用了 7% 的折现率（discount rate）来确定项目的净现值[80]；这个折现率适用于可避免容量成本和其它可避免成本，除非另有说明。

可避免发电容量成本的范围

为估算需求响应的价值，可将可避免发电容量成本（每千瓦成本）乘以图 19 呈现的不同情景下的预计需求响应潜力。在估算中，我们还将规划备用容量[81]（假设为 15%）和平均输配电损耗（6.68%）纳入了考量范围。图 20 呈现

80. 我们对未来现金流进行了折现，以反映货币的时间价值。折现系数的调整可在 Excel 表格中进行，以反映上海的真实情形。

81. 规划备用指用于保证充分能源供应以满足高峰需求的容量及必要的运行备用。

了 2020 年至 2030 年间的预计可避免容量成本。该图表明，在最佳情景下的 2030 年，预计需求响应潜力可达 2.5 吉瓦，联合循环燃气轮机发电厂最高容量成本为人民币 487 元 / 千瓦 - 年，因此可避免容量成本可达 5.542 亿元人民币。但是，可避免容量成本的范围变化显著。比如，基于最低的容量成本（人民币 351 元 / 千瓦 - 年）和基本情景下的需求响应潜力（0.2 吉瓦），2030 年的最低可避免容量成本仅为 3350 万元人民币。通过图 21 和图 22，我们还呈现了折现系数分别为 0% 和 10% 情形下的可避免容量成本。这两张图表明，折现系数不同，可避免容量成本差异显著。

图 20 2020 年至 2030 年间折现系数为 7% 情形下的可避免容量成本

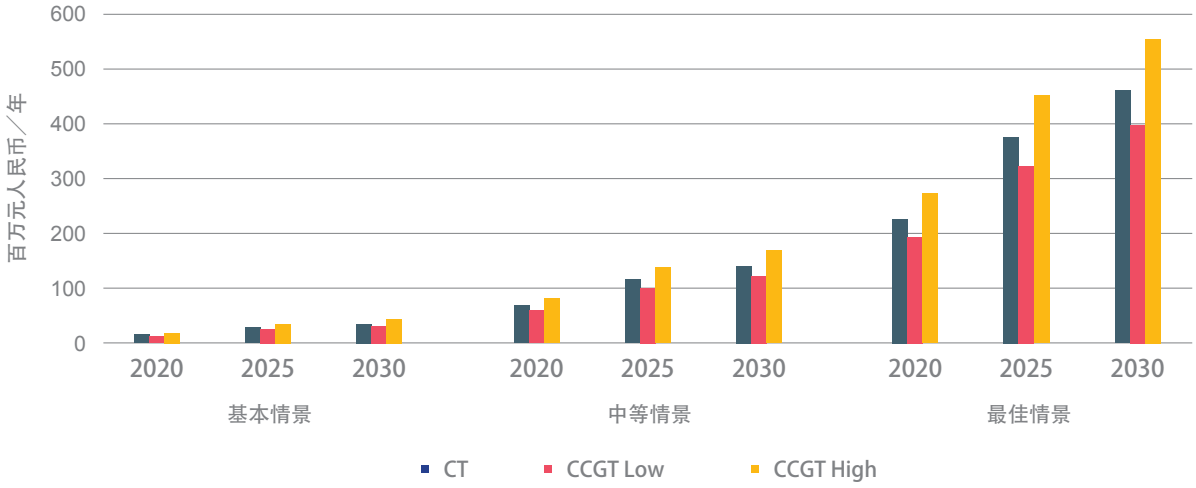


图 21 2020 年至 2030 年间折现系数为 0% 情形下的可避免容量成本

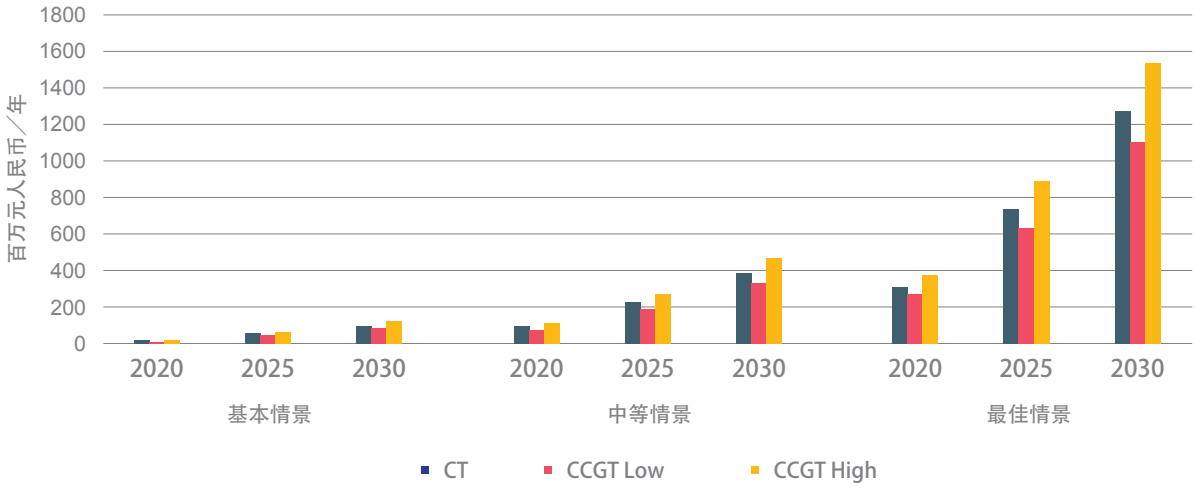
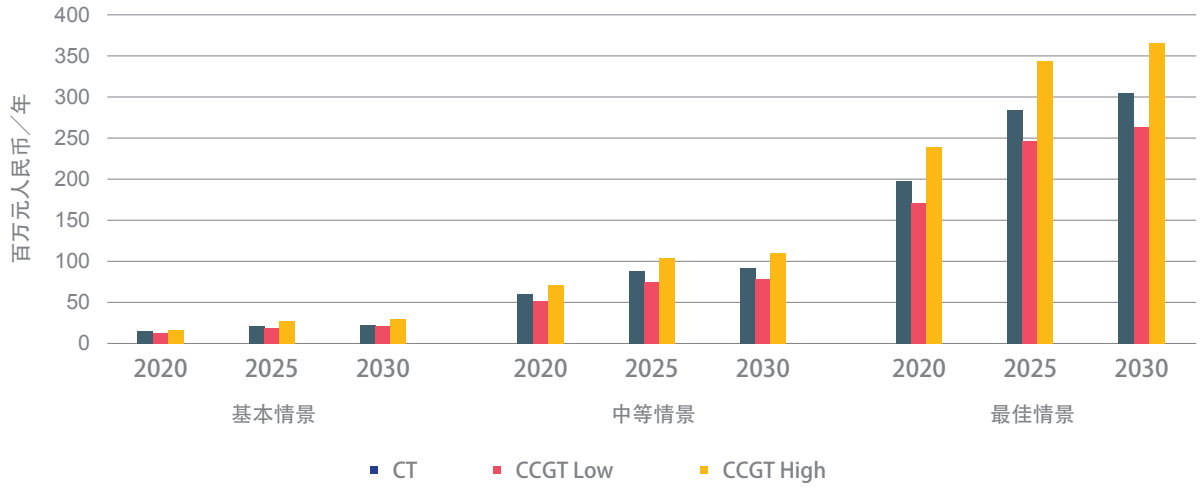


图 22 2020 年至 2030 年间折现系数为 10% 情形下的可避免容量成本



其它可避免成本的范围（人民币元 / 千瓦时）

其它可避免成本[82]是由高峰时段发电量削减潜力（千瓦时）决定的。高峰需求时数被假设为与 2013 年水平相同（即全年 8760 个小时的 4.2%）。因此，其它可避免成本的计算方法为将高峰期间的发电量削减潜力（千瓦时）乘以每千瓦时电力相关成本（如能源成本、二氧化碳排放成本和输配电损耗等，见上文表 21）。

图 23 表明，在最佳情景下的 2030 年，可避免能源成本将介于 8950 万元至 2.26 亿元人民币之间，具体取决于不同类型燃气电厂和燃煤电厂的使用情况[83]。开式循环燃气轮机发电厂的可避免能源成本比其它发电厂的要高得多，因为这种发电厂每单位电力输出的燃料消耗量最高（见表 22），而就同样的热功率而言，天然气的成本要高于煤炭的成本（见表 21）。至于图 24 所示的可避免二氧化碳成本，如二氧化碳价格为 40 元人民币 / 公吨，其年节余额到 2030 年将介于 610 万至 1480 万元人民币之间。除可避免能源成本和二氧化碳排放成本外，输配电损耗相关成本也具有节余潜力。图 25 呈现了可避免输配电成本的估算情况（基于上海 6.68% 的平均输配电损耗率）。由于输配电损耗量（千瓦时）在不同类型电厂之间都是相同的，每单位电力输出成本越高，输配电损耗的价值也将更高。由于这个原因，开式循环燃气轮机发电厂的可避免输配电成本较其它电厂为高。

包括可避免能源成本、可避免二氧化碳排放成本和可避免输配电损耗在内，其它可避免成本的范围可参考图 26 所示。该范围反映了使用不同煤电厂而非不同卡路里值煤炭进行的估算结果。如图 26 所示，其它可避免成本在最佳情景下的 2030 年将介于人民币 1.085 亿元至 2.513 亿元之间，但在其它情景下要低得多。

82. 注意，我们估算的其它可避免成本指削峰产生的可避免成本。如需求响应为移峰项目，则预计可避免成本可能会更低，因为部分或全部这类成本将无法削减，只是转移到了高峰期之外的其它时段。

83. 我们分别列出了燃煤电厂和燃气电厂的可避免能源成本，因为我们没有上海边际资源相关信息。另外，各类电厂的运行时数均假设相同。

图 23 可避免能源成本

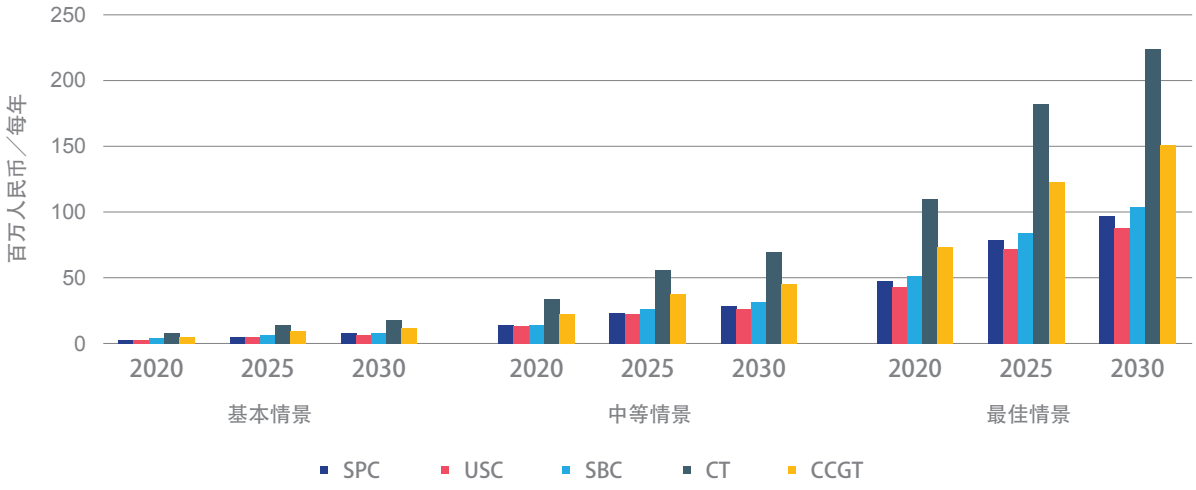


图 24 可避免二氧化碳成本

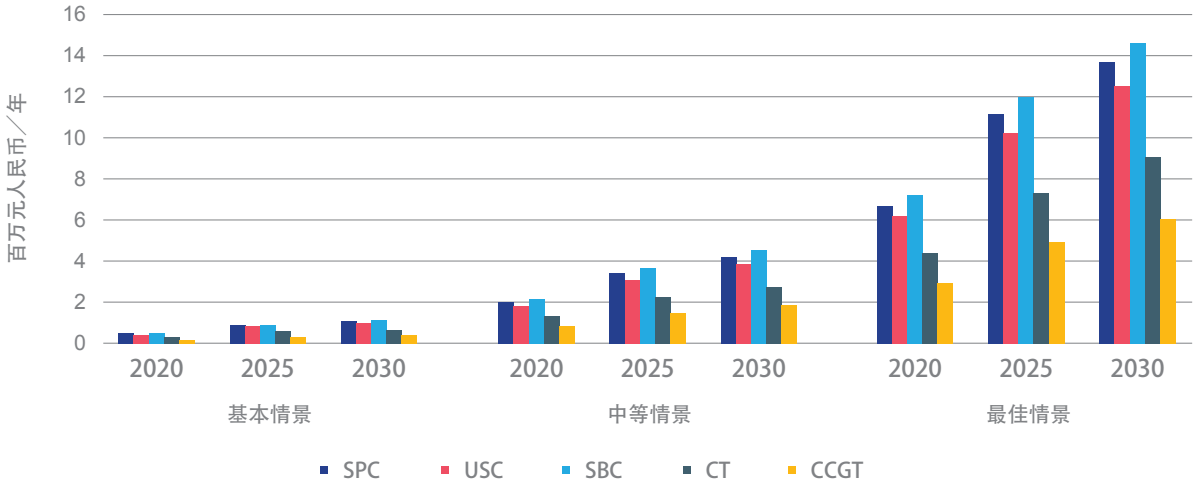


图 25 可避免输配电损耗成本

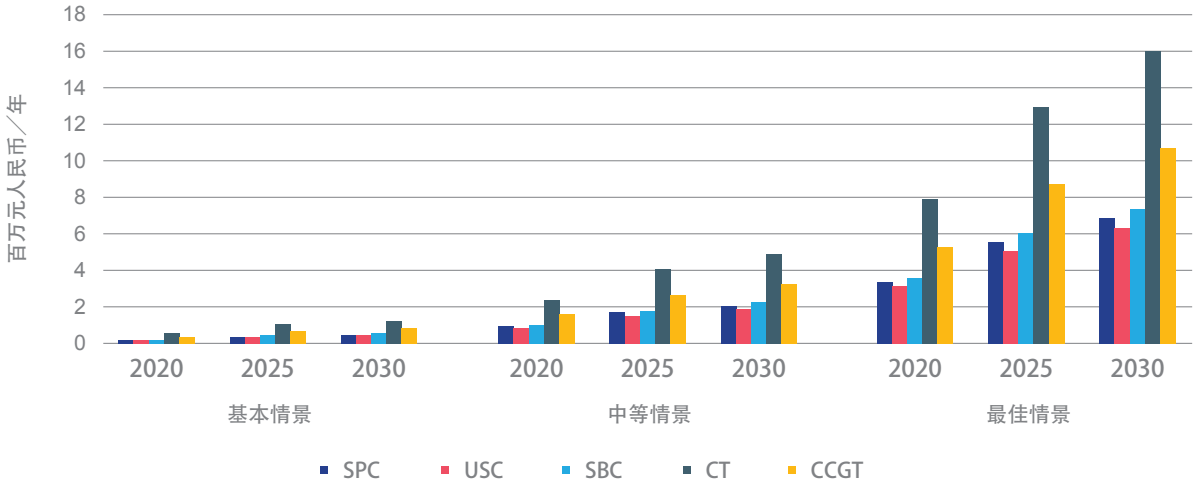
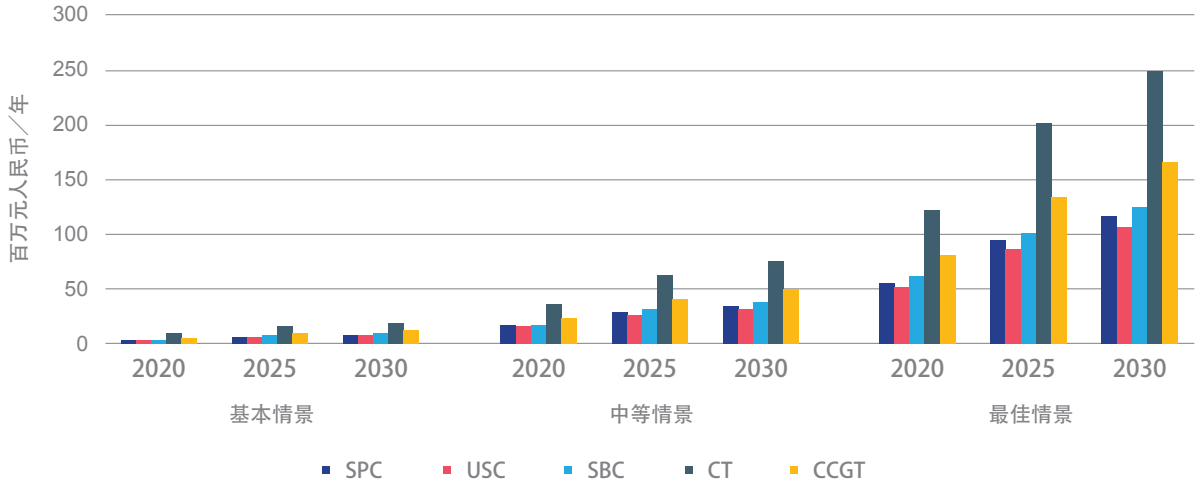


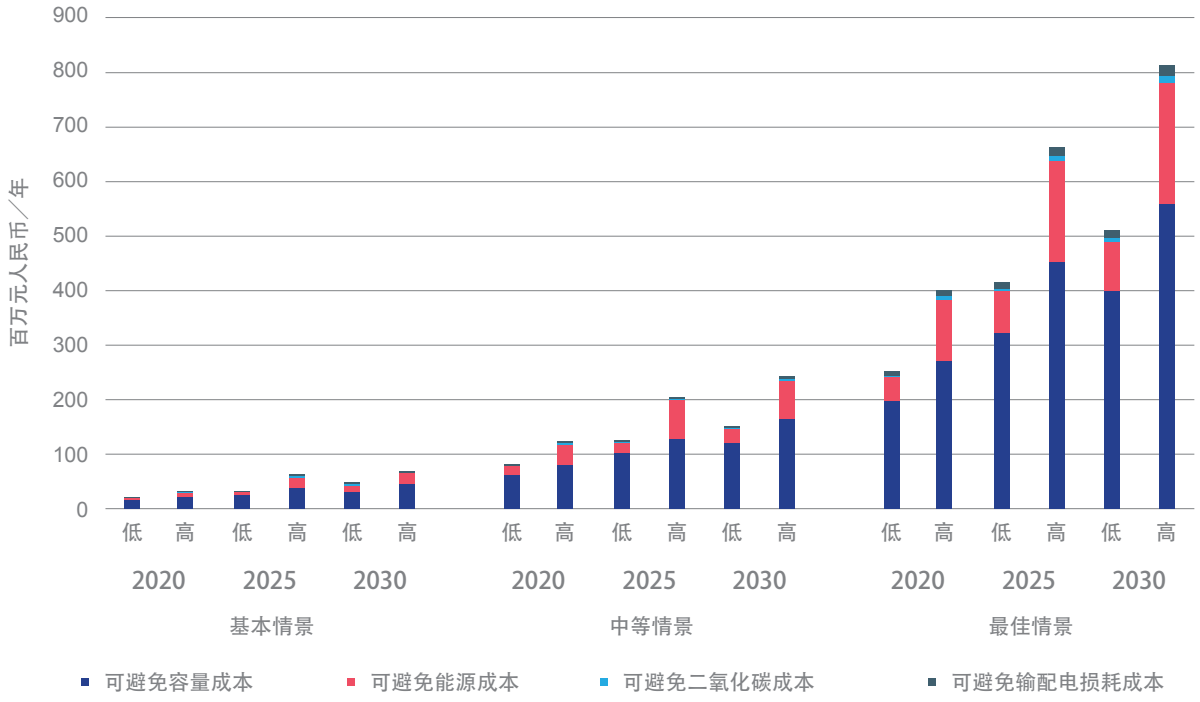
图 26 其它所有可避免成本（能源、二氧化碳和输配电损耗）的范围



总可避免成本

将所有可避免成本（长期容量成本和短期其它成本）相加后，图 27 呈现了 2020 年、2025 年和 2030 年需求响应年节余额的范围。该图表明，以 7% 的折现率计算，2030 年的总可避免成本可达 8.112 亿元人民币。其中，可避免发电容量成本贡献了最大份额（介于 68.3% 与 79.7% 之间）；可避免能源成本屈居第二（介于 17.8% 与 28.1% 之间）；可避免输配电损耗成本和可避免二氧化碳成本一起占全部可避免成本的 2.5% 至 3.8%。

图 27 2020 年至 2030 年间可避免的总成本



本研究有几个需要说明的地方。一方面，我们的评估仅考虑了可调度需求响应项目（即激励型项目）。而且，由于信息不足，我们没有尝试对电网扩张相关可避免成本进行估算。由于这些原因，我们的结论可能会低估需求响应的市场潜力和价值。另一方面，也有理由表明，我们的分析可能会高估需求响应的价值。首先，由于我们的估算系基于以下假设，即所有市场潜力均仅通过削峰的方式实现。因此，如部分需求响应潜力实际上是以移峰或现场发电的方式实现的，则实际可避免成本[84]可能会偏低。其次，在实践中，行政性需求规划作法抑制了需求。这可能会大大降低需求响应的"真实"经济效益，因为电网容量可能会低于满足高峰需求必须达到的最佳水平。再次，鉴于高峰需求和用电量详细预测的缺乏（如2020-2030年间数据），本研究只作了非常简单的估算，而这可能无法准确反映高峰需求和用电量的未来发展趋势。最后，我们未对启动需求响应项目的成本进行估算。

3.5 进一步研究建议

对需求响应资源的潜力和价值进行严格评估对监管者或决策者推广需求响应项目的努力及电力行业的系统运行和规划进程至关重要。除改善数据可用性这一一般需求外，本研究还明确了若干需要进一步努力的领域，以改善未来的潜力和价值分析。

加强负荷曲线研究：本研究面临的一大关键挑战，是不同用户群体典型负荷曲线的缺乏。因此，未来研究将受益于对用户尤其是大规模样本用户在长期量测期内的负荷曲线的严格分析。这将有助于研究者明确用户的关键用电模式，从而改进用户细分。由于先进量测系统在上海的渗透率很高，在利用这一系统改善对用户负荷曲线的了解方面潜力巨大。各终端用途（如照明、空调、插座负荷和冰箱等）的负荷曲线也有助于分析用户在实施需求响应方面的潜力。

为参与率和需求响应负荷削减量建立更为丰富的证据基础：许多因素均可影响用户对需求响应的接受度和实施需求响应的能力，包括商业活动及其用电行为的灵活度潜力、支持性技术及其功能的可用性、参与需求响应项目及其它解决方案（如现场发电和燃料转换）的成本效益理据等。随着需求响应试点的进展，更多地方特定证据或数据将出现并显示各类用户群体在这些因素方面的差异。这将为未来研究活动考察不同用户群体市场潜力的努力提供指导。为实现这一目标，对需求响应项目进行全面、定期评估是必要的。

对上海2015年的需求响应试点项目进行评估分析：这个试点项目的数据可能对明确需求响应之于不同用户类型和具体终端用途的影响非常有用。可对这些信息进行详细分析，以便为上海及其它城市的需求响应项目设计提供指导。

分析不同需求响应策略的相对潜力大小：在未来研究中，对上海用户可能采用的峰荷削减策略（如削峰、移峰和现场发电）进行考察是有价值的。这类信息将使对可避免能源和二氧化碳成本及系统层面的可避免容量成本进行知情假设成为可能，从而为需求响应的价值评估提供支持。这要求我们加深对商业活动及其用电行为、支持性技术在支持不同需求响应策略方面的角色及用户成本效益考量的了解。

针对用电终端和其他需求响应类型进行详细的潜力分析：由于数据有限，本研究没有对不同类型终端用途（如空调、工业程序和制冷等）或其它需求响应类型（如价格型不可调度需求响应项目）的潜力进行评估。因此，未来研究将受益于不同用户群体在终端用途层次的节点式负荷曲线数据，及用户在用电价格弹性方面的证据。

进一步定义需求响应产品：随着需求响应在系统运行和规划中的角色越来越重要，对不同需求响应产品的潜力和价值进行评估是有用的，因为这将为系统规划和运行提供更为详细的需求响应潜力和价值判断。但是，这可能增加对证据或数据的需求，以表明不同用户参与各种需求响应项目并实施响应的潜在方式。换句话说，这要求——如上所述——对用户有一个更加全面的了解。

加强长期高峰用电需求预测：从长期看，需求响应的最大效益最可能发生在可避免发电和电网容量成本方面；而且，在实现一定水平的参与率或削荷效果之前，需求响应项目通常都有一个"爬坡增长"期。因此，在中长期框架内对需求响应的潜力和价值进行考察是有意义的。这要求将高峰需求预测的时间框架设定在较长时期内，同时考虑电力系统中可能发生并对高峰需求产生影响的潜在变化。

84. 从系统角度看。

制定用户宣传沟通战略：如上所示，持续的用户宣传教育和拓展对于需求响应项目的长期发展至关重要。因此，任何全面需求响应计划都在这方面有所体现。对国际上的用户宣传沟通经验进行研究可能是推动这项工作的一种初步、有益尝试。

获得更好的系统成本信息，以更好地评估系统效益：可避免成本的估算需要更多关于需求响应将影响哪些电厂及这些电厂具体增量成本方面的信息。从长远看，在市场化或电价可以反映边际成本且调度基于边际成本的系统中，可通过预测逐时的可避免电力成本来计算系统的可避免成本。另外，判断需求响应是否且在多大程度上有助于电网容量扩张的规避也是很重要的。

评估需求响应项目成本：评估需求响应项目的成本对于理解需求响应项目能够为系统运行和规划带来的真实价值至关重要。通过这类评估，我们可对需求响应项目的净价值进行估算，同时就应如何设计项目（如如何降低项目成本）或是否应启动特定项目（如考虑需求响应的成本效益）作出知情决策。

考虑增加其他环境外部效应：当前评估将二氧化碳作为一项重要的可避免潜在成本，未来研究可加入其它可避免环境外部性因素，如 PM10 的排放。

参考文献

Cappers, P., Goldman, C., Kathan, D., 2010. 美国电力市场的需求响应：经验证据 . 《能源》, 第 35 期 , 1526-1535.

Chen, W., Yue, L., Cui, K., Li, J., 2011. 代表性用户的电力负荷与消费特征分析 .《能源技术与经济学》, 第 23 期 .

Conchado, A., Linares, P., 2012. x 需求响应项目对电力系统的经济影响：最新调查 . 出自： Sorokin, A., Rebennack, S., Pardalos, P.M., Iliadis, N.A., Pereira, M.V.F. (编),《电力系统网络手册（I）》. Springer Berlin Heidelberg 出版社 , 281- 301.

Darby, S.J., McKenna, E., 2012. 凉爽温带气候中居民需求响应的社会影响 .《能源政策》, 第 49 期 , 759-769.

DECC [英国能源与气候变化部], 2013. 电力需求削减的影响评估：容量市场条款的修订 .

DECC [英国能源与气候变化部], 2014a. 家庭与中小型非家庭部门（大不列颠地区）智能电表普及的影响评估 . 能源与气候变化部 .

DECC [英国能源与气候变化部], 2014b. 电力市场改革的影响评估（容量市场）. 能源与气候变化部 .

DECC [英国能源与气候变化部], 2014c. 电力市场改革的实施：电力市场改革实施最终政策立场 .

ECCC [能源与气候变化委员会], 2015. 电力市场改革的实施：2014-2015 年度第 8 次报告 . 下议院能源与气候变化委员会 .

EIA [美国能源信息管理局], 2011. 约 60% 的美国电力供应是由区域输电运营商管理的 . 美国能源信息管理局 .

EIA [美国能源信息管理局], 2013.《2011 年度电力报告》.

Element Energy, 2012. 非家庭部门的需求侧响应 . 委托人为 Ofgem.

Element Energy 和 RedPoint, 2012. 电力系统分析：基于所选需求侧资源情景的未来系统效益 . 英国能源与气候变化部 .

Energy and Environmental Economics [三益公司], 2011. 能源效率的可避免成本（2011 年更新）. 加州公用事业委员会 .

Faruqui, A., Hledik, R., Lineweber, D., 2014. Xcel Energy 北部各州电力服务区域的需求响应市场潜力 . The Brattle Group 和 YouGov America. 委托人为 Xcel Energy.

Faruqui, A., Sergici, S., Sharif, A., 2010. 能源消费信息反馈的影响：关于实验证据的调查 .《能源》, 第 35 期 , 1598- 1608.

FERC [美国联邦能源管理委员会], 2006. 需求响应与先进量测设备评估参事报告 .

FERC [美国联邦能源管理委员会], 2008. 需求响应与先进量测设备评估参事报告 .

FERC [美国联邦能源管理委员会], 2009. 需求响应潜力全国评估 . 美国联邦能源管理委员会 .

FERC [美国联邦能源管理委员会], 2011a. 需求响应与先进量测设备评估参事报告（2011 年 2 月）. 美国联邦能源管理委员会 .

FERC [美国联邦能源管理委员会], 2011b. 需求响应与先进量测设备评估参事报告（2011 年 11 月）. 美国联邦能源管理委员会 .

FERC [美国联邦能源管理委员会], 2012. 需求响应与先进量测设备评估参事报告（2012 年 12 月）. 美国联邦能源管理委员会 .

FERC [美国联邦能源管理委员会], 2014. 需求响应与先进量测设备评估参事报告（2014 年 12 月）. 美国联邦能源管理委员会 .

Fox-Penner, P., 2014. 智能电力：气候变化、智能电网与电力公用事业的未来 . Island 出版社 .

Goldman, C., Hopper, N., Bharvirkar, R., Neenan, B., Boisvert, R., Cappers, P., Pratt, D., Butkins, K., 2005. 应对日前市场逐时电价的用户策略 . 劳伦斯伯克利国家实验室 .

Goldman, C., Hopper, N., Bharvirkar, R., Neenan, B., Cappers, P., 2007. 大型工商业用户需求响应市场潜力的估算：概括研究 . 劳伦斯伯克利国家实验室 .

Hedman, B., Steiner, J., 2013. 费率厘定程序中的需求侧管理：供需资源平衡监管模式 .《公用事业双周刊》, 2013 年 1 月 .

Hesmondhalgh, S., Owen, G., Pooley, M., Ward, J., 2014. 2012 年和 2025 年英国电力需求预测：削峰和移峰对批发电价和碳排放的影响 . 基于 Brattle 模型的结果 . 出自： Sustainability First (编), 英国电力需求：资源的实现项目 .

Hurley, D., Peterson, P., Whited, M., 2013. 作为电力系统资源的需求响应：项目设计、表现和美国的经验教训 . 监管协助项目 (RAP).

Jessoe, K., Rapson, D., 2012. 知识就是（节约）能量：居民能源使用实验证据 . NBER 工作文件（第 18344 号）.

Kahrl, F., Wang, X., 2014. 中国可再生能源与电力系统的并网：技术启蒙手册 . 监管协助项目 . 中国北京 .

MacLennan, M., 2014. 用户主导型电网革命工商业需求侧资源试点 . 用户主导型电网革命 .

Monitoring Analytics, 2015. 2014 年宾新马输电组织市场状况报告 .

National Grid [英国国家电网], 2013a. 快速备用服务描述（2013）.

National Grid [英国国家电网], 2013b. 短期运行备用：常见问题 .

National Grid [英国国家电网], 2014. 最终拍卖结果：4 年远期容量市场拍卖（2014）.

National Grid [英国国家电网], 2015. 实频响应：常见问题 .

NERC [北美电力可靠性公司], 2013. 2011 年需求响应可用性报告 . 北美电力可靠性公司 .

Ofgem, 2013. 为需求侧响应创造适当的环境 .

PJM [宾新马输电组织], 2013. 2012 年负荷响应活动报告（2013 年 4 月). 宾新马输电组织需求侧响应事业部 .

PJM [宾新马输电组织], 2014. 2013 年需求响应事业市场活动报告 （2014 年 4 月）. 宾新马输电组织需求侧响应事业部 .

PJM [宾新马输电组织], 2015. 2014 年需求响应事业市场活动报告（2015 年 3 月）. 宾新马输电组织需求侧响应事业部 .

SEDC [智能能源需求联盟], 2014. 欧洲当前需求响应资源概述：《欧盟能源效率指令》第 15.8 条遵行情况跟踪 . 智能能源需求联盟 .

SmartGrid GB [英国智能电网], 2013. 2013 年能源法案：焦点下的需求侧资源与容量市场 . 英国智能电网 .

The Brattle Group, 2007. 宾新马输电组织需求响应效益的量化 . 宾新马输电组织和大西洋中部地区分布式资源行动（MADRI）, 马萨诸塞州剑桥 .

The Brattle Group, 2014. 基于 2018 年 6 月 1 日在线数据就宾新马输电组织燃气轮机与联合循环电厂新入市成本进行的估算 . 委托人为宾新马输电组织 ..

Torriti, J., Hassan, M.G., Leach, M., 2010. 欧洲的需求响应经验：政策、项目与实施 .《能源》, 第 35 期, 1575- 1583.

UKPN [英国电网], 2014. 服务于停电管理和作为电网升级改造替代措施的工商业需求响应 . 英国电网 .

VaasaETT, 2010. 赋予需求侧以力量：智能电表推动项目提升能源和系统效率的潜力：大规模比较试验 . http://www.cse.org.uk/pdf/vaasa_ett_2011_potential_of_smart%20meter_enabled_programs_etc.pdf

VaasaETT, 2011. 赋予需求侧以力量 2：通过信息通信技术实现能源效率——最佳实践案例与指导 . http://esmig.eu/sites/default/files/final_empower_2_demand_report_final_distr2.pdf.

Wade, J., Eyre, N., 2015. 能源效率评估：家庭部门能源效率项目能源节约证据 . 英国能源研究中心 .

Ward, J., Pooley, M., Owen, G., 2012. 需求侧服务可为电力部门提供什么价值？出自： Sustainability First (编), 英国电力需求：资源的实现项目 ..

Woolf, T., Malone, E., Schwartz, L., Shenot, J., 2013. 需求响应成本效益评估框架：需求响应国别行动计划 . 美国能源部和联邦能源管理委员会 .

附录

国际需求响应项目及潜力研究中的参与率和削荷效果

项目	部门	参与率（占比）	削荷效果（千瓦或占比）
直接负荷管理项目			
2012 年美国联邦能源管理委员会需求响应与先进量测设备调查	居民	0- 72% （第一四分位数： 0.1% 第二四分位数： 4% 第三四分位数： 9%）	第一四分位数：0.7 千瓦 第二四分位数：1.2 千瓦 第三四分位数： 3.6 千瓦
	小型工商业（<20 千瓦）	0- 24% （第一四分位数： 0.2% 第二四分位数： 0.4% 第三四分位数： 1.1%）	第一四分位数： 1 千瓦 第二四分位数： 1.6 千瓦 第三四分位数： 4.5 千瓦
	中型工商业（20- 200千瓦）	第一四分位数： 1.3% 第二四分位数： 2.4% 第三四分位数： 5.6%	第一四分位数： 5 千瓦 第二四分位数： 23 千瓦 第三四分位数： 57 千瓦
	大规模工商业（>200 千瓦）	第一四分位数： 2.4% 第二四分位数： 4.2% 第三四分位数： 8.7%	第一四分位数： 1.3 千瓦 第二四分位数： 250 千瓦 第三四分位数： 345 千瓦
2009 年美国联邦能源管理委员会需求响应潜力全国评估	居民	25% （第三四分位数）	19- 52% 如美国联邦能源管理委员会 2008 年需求响应与先进量测设备调查相关数据缺失，则假设为 1 千瓦。
	小型工商业（<20 千瓦）	1% （第三四分位数）	7- 17%
	中型工商业（20- 200千瓦）	7% （第三四分位数）	2- 5%
2010 年美国东部联合电网（Eastern Interconnection）需求响应与能源效率潜力评估	居民	15- 25%	关于 2009 年美国联邦能源管理委员会需求响应潜力全国评估的假设
	工商业	2.5- 5%	
2012 年波特兰通用电气公司需求响应潜力评估	居民	空调 20% 热水器 30%	
	小型工商业（<30 千瓦）	20%	
	大中型工商业	18%	
2013 年普吉特海湾能源公司（Puget Sound Energy）需求侧资源潜力综合评估（2014- 2033）	居民	中央供暖 20% 热水器 20%	中央供暖 1.74 千瓦 热水器 0.58 千瓦
2011 年田纳西河流域管理局潜力研究：需求响应潜力研究（第 3 卷）	居民	11- 21%	空调 - 1 千瓦 热水器 - 1 千瓦
	小型工商业	7.5- 8.5%	空调 - 1 千瓦 热水器 - 1 千瓦
2011 年 Brattle 集团 2020 年能源效率与需求响应预测：专家意见调查	居民	10- 15% （5-10%, 5- 30% 或 10- 30%，取决于区域）	
	工商业	5- 15% （2-10% 或 8.5- 32.5%，取决于区域）	
2009 年宾夕法尼亚州能源效率、需求响应与现场太阳能潜力评估	居民	15- 35%	0.6- 1 千瓦

2013 年太平洋燃气电力公司（PG&E）智能空调项目削荷效果评估	居民	3%	0.41 千瓦 （或占家庭平均负荷的 16-18%）
可削减负荷项目			
2012 年美国联邦能源管理委员会需求响应与先进量测设备调查	可中断电价项目		
	小型工商业（<20 千瓦）	0- 0.3% （平均 0.1%）	67%- 100% （仅 4 个项目）
	中型工商业（20-200千瓦）	0- 30.6% （第一四分位数： 0.1% 第二四分位数： 0.3% 第三四分位数： 1.3%）	平均 82% （17%- 100%，仅 22 个项目）
	大型工商业（>200 千瓦）	0- 33.4% （第一四分位数： 0.7% 第二四分位数： 1.9% 第三四分位数： 5.5%）	1- 100% （第一四分位数：50%，第二四分位数：75%）
	其它激励型需求响应项目		
	小型工商业（<20 千瓦）	无数据	无数据
	中型工商业（20-200千瓦）	0.2%- 23% （第一四分位数： 0.4% 第二四分位数： 1% 第三四分位数： 13.8%）	1- 100% （第一四分位数： 19% 第二四分位数： 25% 第三四分位数： 38%）
	大型工商业（>200 千瓦）	0- 44% （第一四分位数： 0.3% 第二四分位数： 1% 第三四分位数： 3.4%）	5- 100% （第一四分位数： 22% 第二四分位数： 38% 第三四分位数： 98%）
2009 年美国联邦能源管理委员会需求响应潜力全国评估	可中断电价项目		
	小型工商业（<20 千瓦）	无数据	无数据
	中型工商业（20-200千瓦）	2% （第三四分位数）	27- 100%
	大型工商业（>200 千瓦）	17% （第三四分位数）	13- 100%
	其它激励型需求响应项目		
	小型工商业（<20 千瓦）	无数据	无数据
	中型工商业（20千瓦- 200千瓦）	0% （第 75 百分位数）	39%- 100%
	大型工商业（>200 千瓦）	19% （第 75 百分位数）	10- 100%
2013 年加利福尼亚州可中断基准项目	大中型工商业	3%	84%
2012 年加利福尼亚州可中断基准项目	大中型工商业	3%	平均 75%
2011 年加利福尼亚州可中断基准项目	大中型工商业	3%	平均 63%
2010 年美国东部联合电网需求响应与能源效率潜力评估	工商业	0.10%	关于 2009 年美国联邦能源管理委员会需求响应潜力全国评估的假设
2012 年波特兰通用电气公司需求响应潜力评估	大型工商业（>200 千瓦）	17%	
2013 年普吉特海湾能源公司需求侧资源潜力综合评估（2014- 2033）	大中型工商业	20%	27- 34%
2009 年宾夕法尼亚州能源效率、需求响应与现场太阳能潜力评估	商业	10- 30% （占相关部门综合负荷的比例）	15- 25%
	工业	20- 40% （占相关部门综合负荷的比例）	20- 40%

2011 年 Brattle 集团 2020 年能源效率与需求响应预测：专家意见调查	工商业	3- 15% （3- 4% 或 40- 60%，取决于区域）	
2010 年美国东部联合电网需求响应与能源效率潜力评估	工商业	0.14- 0.23%	关于 2009 年美国联邦能源管理委员会需求响应潜力全国评估的假设
2011 年田纳西河流域管理局潜力研究：需求响应潜力研究（第 3 卷）	小型工商业	3- 7.5%	5- 30%
	中型工商业	3- 7.5%	12- 40%
	大型工商业	3- 19%	39- 40%
2011 年 Brattle 集团 2020 年能源效率与需求响应预测：专家意见调查	工商业	4- 15%（2- 9% 或 17.5- 55%）	
2013 年加利福尼亚州需求投标项目	工商业	9%	平均 8% （4- 39.4%）
2012 年加利福尼亚州需求投标项目	工商业	10%	平均 7% （4.6- 8.1%）
2011 年加利福尼亚州需求投标项目	工商业	10%	平均 7% （4.6- 8.1%）
2013 年加利福尼亚州集成商需求响应项目	大中型工商业	0.30%	容量投标平均： 19% （14- 31%） 集成商管理组合： 27% （9- 31%）
2012 年加利福尼亚州集成商需求响应项目	大中型工商业	0.40%	容量投标平均： 23% （3.3- 43.6%） 集成商管理组合：30% （27.7- 39%） 需求响应资源合约项目： 31% （29.1- 65.8%）
2011 年加利福尼亚州集成商需求响应项目	大中型工商业	0.30%	容量投标平均： 26% （16- 44%） 集成商管理组合： 平均 30% （27- 34%） 需求响应资源合约项目：平均 27%

再生纸印刷

联系我们

自然资源保护协会（NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编：100026
电话 : +86- 10- 5927 0688
www.nrdc.cn