

英国电力市场改革

— 差价合同与电价

英国驻华使馆

2014年3月

目录

1. 引入	3
1.1 电力市场改革概况	3
1.2 英国大不列颠电力市场简介	4
1.3 可再生能源义务向差价合同过渡	5
2. 差价合同的政策框架	6
2.1 征费控制框架下差价合同政策的预算	6
2.2 针对可再生能源技术的差价合同执行价 (2014/15-2018/19)	7
2.3 制定差价合同执行价的方法	7
2.3.1 总体考量	8
2.3.2 RO-X：与“可再生能源义务”并行期间的执行价 (2014/15至2016/17)	9
2.3.3 可再生能源义务关闭后的执行价 (2017/18和2018/19)	13
2.4 基准价格的制定	13
2.5 特殊情况下的差价合同支付	14
2.6 差价合同的长度	15
2.7 电力供应商义务	16
3. 差价合同的分配以及项目的执行与交付	18
3.1 差价合同的分配	18
3.2 项目执行和交付	20

1. 引入

1.1 电力市场改革概况

英国电力市场改革是为了帮助政府实现有关电力充足供应、减碳以及确保电费支出合理性等方面的政策目标。虽然英国电力市场一直拥有足够的容量富余来保障安全供应，但是由于大规模间歇性可再生能源的接入、大量电厂容量的关闭¹以及电力市场条件未能给予投资发电设施所必须的确性，英国电力市场可能面临容量紧张的局面。此外，为了在 2020 年前实现 15% 的可再生能源目标，英国需要确保 30% 的电力来自于可再生能源。但是，在目前的市场条件下²，投资低碳发电项目相比于传统电力项目更具有风险。为了应对这些挑战，电力市场改革计划引入容量市场（Capacity Market）和差价合同（Contracts for Difference）两大主要机制。

容量市场通过给予可靠容量以经济支付，确保在电力供应紧张的时候市场拥有充足的容量从而保证电力供应的安全。英国的容量市场对电力供应端和需求端资源（例如，需求响应和储能）开放。第一次的容量市场拍卖将会在 2014 年举行，并计划于 2018/19 年冬季交付³。

差价合同的设计是为了给予所有的低碳电力（包括核电、可再生能源以及碳捕捉与储存）最有效的长期支持。在差价合同下，发电商像往常一样通过电力市场出售电力产出，然后获得电力售价与执行价（strike price）之间的差别支付（difference payment）。当电力市场价格高于执行价时，发电商需要返还电力售价与执行价之间的差别，从而避免对发电商的过度支付。通过在收益方面给予投资者更大的确定性，差价合同能够降低项目的融资成本以及政策成本。差价合同政策计划从 2014 年起开始实施，并在 2017 年前与可再生能源义务（Renewables Obligation）并行运行。

英国电力市场改革也会受到其它一些相关政策的支持。这包括最低碳价（Carbon Price Floor）、适用于化石燃料电厂的碳排放绩效标准（Emissions Performance Standard）、节约用能的激励措施以及支持市场流动性和独立可再生能源发电商进入市场的措施。

在机构设置方面，系统操作机构（the System Operator，即英国国家电网）承担了英国电力市场改革执行方的角色，并向政府提供有关容量市场和差价合同的分析。在差价合同制度下，政府会设立并拥有一个私人公司，即差价合同订约方（CfD Counterparty），负责签署和管理差价合同以及管理差价合同支付。

本报告针对英国电力市场改革下的差价合同机制进行了概括整理。通过分析有关差价合同机制的政府意见征求以及相关政府文件，本报告总结了英国能源与气候变化部在执行价与基准

¹ 2011 年可用容量的 20% 将在 2020 前关闭。

² 传统发电项目拥有相对较低的前期投入，并且具有决定价格的能力。

³ 在获得欧盟国家资助限制批准的前提下。

价格确定、差价合同长度、电力供应商义务、差价合同的分配以及项目执行交付等主要方面的政策考量。

1.2 英国大不列颠电力市场⁴简介

英国电力市场是世界上少数私有化以及自由化程度较高的市场⁵。目前英国的电力市场分为四个相对独立⁶的部分：发电、输电、配电和供电。英国电力与天然气办公室（Ofgem）负责对电力市场进行监管，并通过政策手段提高电力市场运行的效率和公平性。另外，英国电力与天然气办公室也通过“低碳电力网络基金（Low Carbon Network Fund）”支持英国智能电网方面的试点和发展。

- **发电**——直接与国家输电网相连接的大型发电站是目前英国电力的主要来源，不过也有相当数量的小型发电容量（比如，光伏或热电联产）可以连接到区域配电网。参与发电行业的机构包括大型的跨国公司以及相对小型的商业机构，有关发电设施建设投资的决定是机构根据市场条件与政府政策做出的。
- **输电**——英国国家电网负责输电网的运行管理，同时有义务确保电网的实时平衡。由于输电网的自然垄断属性，英国电力与天然气办公室通过价格控制框架来核定输电价格以及激励输电网公司的绩效和创新。RIIO-T1⁷价格评估框架将会在2013年4月至2021年3月间适用。该价格评估体系的建立是基于对之前“第四次输电价格控制评估（TPCR4）”⁸的评估以及对接下来输电网所面临挑战的预测（例如，确保输电设施投资足够以应对增长的电力需求以及新能源并网）。RIIO-T1的建立是为了更好地建设智能电网，以促进低碳能源的转型。
- **配电**——大不列颠地区拥有属于6个集团的14家区域配电网公司，分别负责各个区域配电网的运行管理。与输电网类似，英国电力与天然气办公室正在计划2015年4月至2023年3月期间实行新的RIIO-ED1价格控制评估框架，同样也是为了建设智能电网以促进低碳能源转型的需求。
- **供电**——电力供应商从电力批发市场或直接从发电商处购买电力，然后再出售给终端用户。在具有竞争性的电力零售市场，终端用户可以选择任一电力供应商来购买电力。英国电力与天然气办公室希望通过目前正在进行的“电力零售市场评估（Retail

⁴ 大不列颠与北爱尔兰的电力市场相对独立，但是差价合同机制适用于北爱尔兰。

⁵ 有关英国电力市场自由化的历史过程，请参阅《Liberalisation, privatisation and regulation in the UK electricity sector》

（http://www.pique.at/reports/pubs/PIQUE_CountryReports_Electricity_UK_November2006.pdf）

⁶ 同一家公司可以拥有多个部分，比如法国电力公司（EDF）涉及或拥有发电、配电和供电业务。

⁷ 即，收益（Revenue）=激励（Incentives）+创新（Innovation）+产出（Outputs）。

⁸ TPCR4针对于2007年4月至2012年3月，之后为了更好地对之前的价格控制框架进行评估，TPCR4被延长到2013年3月。

Market Review) ” 以及其它政策 (比如, 智能电表的普及) 促进大不列颠电力零售市场竞争性的提升。

根据交付的时间不同, 电力批发交易可以在不同平台上进行。发电商与电力供应商之间可以进行远期交易 (例如, 年前交易), 许多这种远期交易都有中间商的参与。短期的电力交易 (例如, 日前和日中交易) 可以用来对远期交易进行微调, 这一般都通过电力交易平台 (例如, APX 和 N2EX) 进行⁹。之后, 作为负责电力系统平衡的机构, 英国国家电网需要通过采取包括 “平衡机制 (Balancing Mechanism) ” 在内的一系列措施来确保电力供需实时平衡¹⁰。在平衡机制下, 英国国家电网会根据每半个小时交易区间内电力供需差异的情况接受提高或降低电力供应/需求的投标。如果市场参与者 (发电商或电力供应商) 未能生产或消费合同签署的电量, 他们会被根据差额收取基于英国国家电网系统平衡成本的 “非平衡费 (cash-out) ” 。

1.3 可再生能源义务向差价合同过渡

可再生能源义务是目前英国政府支持大型可再生能源项目的主要政策。首先, 英国天然气与电力办公室根据符合规定的可再生电力产出向可再生能源发电商颁发可再生能源义务凭证 (Renewables Obligation Certificates); 然后, 发电商可以向电力供应商或交易机构出售可再生能源义务凭证, 从而获得电力批发价格之外的补贴。可再生能源义务凭证的出售和电力产出的出售是相对独立的。电力供应商有义务向英国天然气与电力办公室证明已经获得与其电力供应量相对应数量的可再生能源义务凭证, 否则将会受到处罚。自 2002 年设立以来, 可再生能源义务已经将英国可再生能源装机容量从 2002 年的 3.1GW 提高到了 2011 年的 12.3GW。但是, 可再生能源义务的问题 (例如, 高成本、可再生能源义务凭证价格波动对投资者带来的不确定性等) 促使英国政府通过电力市场改革向差价合同过渡。

根据英国能源与气候变化部 2013 年 7 月公布的《有关从可再生能源义务向差价合同过渡的意见征求》, 可再生能源义务与差价合同将在 2014 年至 2017 年初并行运行, 其间新项目可以选择申请两者之一¹¹。2017 年 4 月起可再生能源义务不再接受新申请, 但是会继续为已经获得认证的项目提供最多 20 年的支持。此外, 考虑到可再生能源义务停止接受新申请后其支持项目的减少以及可能引起的价格波动, 政府计划执行固定价格的凭证制度, 从而给予投资者以及项目运行方有关可再生能源义务收入的确定性。另外, 由于可再生能源义务允许海上风电项目分阶段获得支持¹², 还未对项目装机容量进行完全注册的项目可以在 2017 年 4 月可再生

⁹ 短期交易直至 “交易关闭 (Gate Closure) ”, 即交易所针对期间的前一小时。

¹⁰ 平衡机制在短期电力批发交易关闭后开始。

¹¹ 已经获得可再生能源义务认证项目大于 5MW 的新增容量在两政策并行期间可以选择申请二者之一; 在可再生能源义务停止接受新申请后, 大于 5MW 的新增容量可以申请差价合同。

¹² 每一阶段可以获得最多 20 年的支持 (在可再生能源义务政策终止前)。海上风电项目可以在最多 5 年的时间内最多分 5 个阶段, 第一阶段至少交付项目总计划注册装机容量的 20%。

能源义务停止接受新申请前对余下装机容量进行注册，或者也可以为未注册的装机容量申请差价合同。

2. 差价合同的政策框架

2.1 征费控制框架下差价合同政策的预算

政府的征费控制框架（Levy Control Framework）规定了通过向消费者征费来支持政府电力市场减碳目标的年度最高额度（表1），涵盖了一系列的政策项目，其中包括可再生能源义务、小范围的上网电价补贴（Small Scale Feed In Tariffs）、投资合同以及差价合同。

表 1：低碳征费资助项目的征费控制框架（2011/12 年的价格水平）

2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21
43 亿英镑	49 亿英镑	56 亿英镑	64.5 亿英镑	70 亿英镑	76 亿英镑

2013 年 12 月公布的《电力市场改革执行计划》列出了在可再生能源义务和上网电价补贴方面已经承诺的支出，以及有关新建可再生能源/低碳发电项目年度预算的估计（表2）。差价合同预算将会来自于针对新建可再生能源/低碳发电项目的资金以及“可再生能源最终投资决定（Final Investment Decision Enabling for Renewables）”机制中剩余¹³的资金。差价合同预算（CfD budget）将会分为¹⁴较为成熟技术预算和较不成熟技术预算（请见本报告第3部分）。对于特定的技术，政府提议设定差价合同预算的最高值或最低值。

表 2：征费控制框架下各低碳政策的预算

单位：亿英镑，2011/12 价格水平	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
征费控制框架下预算总额	43	49	56	64.5
小规模上网电价补贴的预计花费（已承诺）	7.6	7.6	7.6	7.6
可再生能源义务的预计花费（已承诺）	29	27.9	27.9	27.9
已承诺预计花费的总额	36.6	35.5	35.5	35.5
征费控制框架下用于新建项目预算总额	6.4	13.5	20.5	29
小规模上网电价补贴新项目花费的预算	0.4	1.3	2	2.6
征费控制框架下用于大规模新建项目预算（可再生能源义务、差价合同以及可再生能源最终投资决定）	6	12.2	18.5	26.4
可再生能源最终投资决定最高预算	2.6	4.5	7.2	10.1
征费控制框架下用于大规模新建项目预算（除可再生能源	3.4	7.7	11.3	16.3

¹³ 2014 年春季最终可支付性评估和授予投资合同（Investment Contracts）之后

¹⁴ 有关较为成熟和较不成熟技术的分类，英国能源与气候变化部在 2014 年 1 月发布的《电力市场改革：差价合同分配（Electricity Market Reform: Allocation of Contracts for Difference）》中进行了意见征求。

最终投资决定以外)

来源：《电力市场改革实施计划》，2013年12月

2.2 针对可再生能源技术的差价合同执行价（2014/15-2018/19）

2013年12月公布的《电力市场改革执行计划》公布了适用于2014/15-2018/19最终的差价合同执行价（表3）。根据估算，该执行价水平能够帮助英国在2020年前实现43GW的可再生能源装机容量，并能够满足30-36%的电力需求（109TWh）。

表3：差价合同执行价（英镑/MWh，2012年的价格水平）¹

技术	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
高级转化技术 ²	155	155	150	140	140
厌氧发酵技术	150	150	150	140	140
生物质转化 ³	105	105	105	105	105
专用生物质的热电联产	125	125	125	125	125
配有热电联产的垃圾发电 ⁴	80	80	80	80	80
地热发电	145	145	145	140	140
水电（>5MW且<50MW） ⁵	100	100	100	100	100
垃圾填埋沼气发电	55	55	55	55	55
污水沼气发电	75	75	75	75	75
海上风电	155	155	150	140	140
陆上风电（>5MW）	95	95	95	90	90
光伏（>5MW）	120	120	115	110	100
潮汐流能 ⁶	305	305	305	305	305
波浪能 ⁶	305	305	305	305	305
苏格兰岛屿-陆上风电（>5MW）	-	-	-	115	115

1. 有关潮汐泻湖和潮汐坝的执行价未列出。由于缺少有关成本的可用数据，英国能源与气候变化部会根据项目具体情况考虑如何最好地设定执行价以及差价合同长度。
2. 标准和高级的气化和热解技术，包括高级的生物质液体技术。
3. 根据生物质合同在2027年到期的情况制定。
4. 与可再生能源义务政策一致，未装配热电联产的垃圾发电不会得到差价合同的支持。
5. 对于装机量超过50MW的大型水电项目，英国能源与气候变化部会根据项目具体情况考虑如何最好地设定执行价以及差价合同长度。
6. 针对潮汐流和波浪能项目的执行价适用于相应项目前30MW的装机容量。由于预算原因，如果项目规模超过30MW，超过的部分将会获得最高为海上风电差价合同执行价的执行价。

来源：《电力市场改革实施计划》，2013年12月

2.3 制定差价合同执行价的方法

差价合同执行价的制定需要帮助政府实现其减碳、发展可再生/低碳能源以及确保电力供应安全的政策目标，同时也要确保其经济影响是消费者能够承担范围内的。英国能源与气候变化部在2013年7月发布的《有关电力市场改革实施草案的意见征求》中描述了差价合同执行价的确定方法¹⁵。

2.3.1 总体考量

制定执行价需要考虑诸多因素，其中包括：

- **技术自身的因素**（比如，投资和运行成本、融资成本以及建设的实际限制等）；
- **市场条件**（比如，电力批发市场的价格水平以及发电商在签订“电力购买协议（Power Purchase Agreement）”时给予折扣等）；
- **政策考量**（比如，有关实现可再生能源目标¹⁶和不同技术组合方面的政策决定以及差价合同的具体设计等）。

需要注意的是，基于这些因素制定的针对某一特定技术的执行价将不同于其“均化成本（levelised cost）”。执行价具体是相比于均化成本高或低将取决于不同的因素，其中包括：

- 英国能源与气候变化部标准均化成本未包括的成本——差价合同的支付是在考虑了发电商在电力运输损耗中份额（即“输电损耗乘数（Transmission Loss Multiplier）”）后根据发电量计算的，因此执行价会相应地调高；
- 电力购买协议——发电商获得的收益来源于电价和差价合同的补足（即执行价与基准价格之间的差值），如果发电商因为在签订电力购买协议的时候以低于市场价格的折扣价格出售电力产出¹⁷而不能达到基准价格，那么执行价需要相应地提高来进行补偿；
- 合同长度——如果差价合同的长度短于发电项目的运行寿命¹⁸并且合同结束后电力批发市场价格和容量市场的收益低于均化成本，那么执行价应该相应地提高来进行补偿；
- 其它政策——“征费免除凭证（Levy Exemption Certificates）”能够提供5英镑/兆瓦时的支持。与获得可再生能源义务支持的电厂相同，差价合同电厂预计也能获得征费免除凭证机制的支持，因此执行价会相应地降低。

¹⁵ Annex B: Strike price methodology

(https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223652/emr_consultation_annex_b.pdf)

¹⁶ 英国国家电网就不同差价合同执行价对实现政府可再生能源发展目标的影响做了详细的分析。具体的报告请参阅《Final report with results from work undertaken for DECC in order to support the development of strike price under Feed in Tariffs with Contracts for Difference (CfD) for renewable technologies》

(https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223655/emr_consultation_annex_e.pdf)

¹⁷ 电力购买协议以折扣价格出售电力产出反应有关电力交易、预测和非平衡成本等因素。其中非平衡成本指的是发电商管理合同规定交付电量和实际交付电量之间差额的成本。

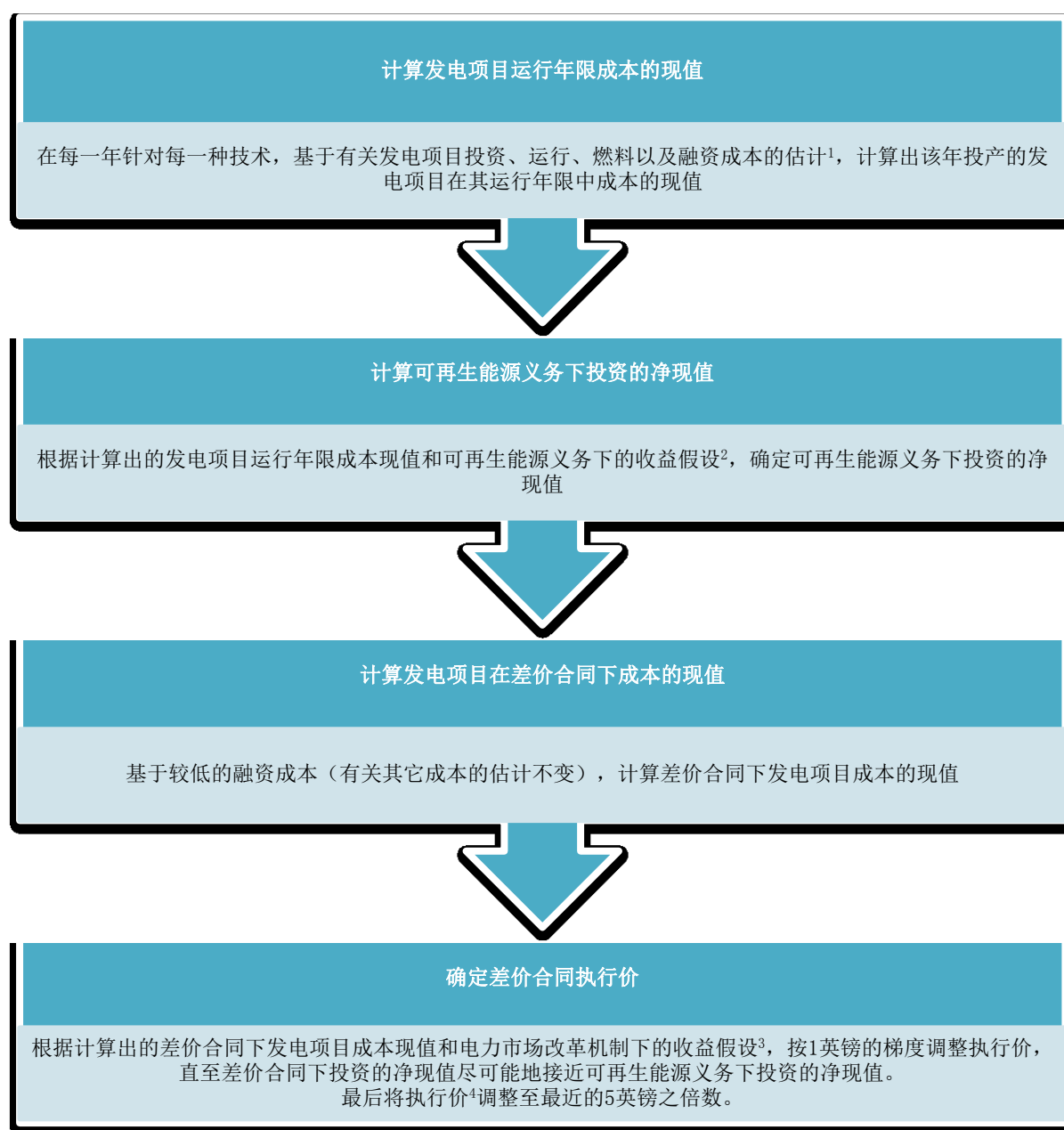
¹⁸ 均化成本的定义针对于发电项目的整个运行寿命周期。

2.3.2 RO-X：与“可再生能源义务”并行期间的执行价（2014/15至2016/17）

差价合同执行价的制定方法

2014/15-2016/17 期间可再生能源义务和差价合同机制并行运行，差价合同执行价的制定遵循“RO-X (Renewables Obligations minus X)”的原则，从而使可再生能源义务和差价合同对于投资者的激励等同。该原则反映了差价合同机制相比于可再生能源义务能够降低最低资本回报率 (hurdle rate) 以及电力购买协议的风险水平。所有技术的执行价在长期来看将保持不变或逐渐下降。图 1 展示了根据 RO-X 计算执行价的步骤。

图 1 差价合同执行价的制定步骤



- 1、成本项目包括：项目前期开发、监管或行政审批、投资成本、固定运行成本、可变运行成本以及燃料成本。融资成本是通过使用针对特定技术和时间的投资回报率来计算成本和收益的现值而体现的。
- 2、收益项目包括：电力批发市场价格、可再生能源义务支付、征费免除凭证、容量市场支付（如适用）以及供热收益（如适用）。收益会根据假设的电力购买协议折扣做调整。
- 3、收益项目包括：电力批发市场价格、差价合同支付、征费免除凭证、容量市场支付（如适用）以及供热收益（如适用）。收益会根据假设的电力购买协议折扣做调整。
- 4、5 英镑的梯度设置是为了与可再生能源义务下的梯度保持一致。支付给发电商的实际执行价会随着通货膨胀的水平作出相应的上浮。

对于特定技术，基于 RO-X 计算执行价也需要考虑另外的一些因素：

- 在可再生能源义务政策下被归为一类的技术将会适用一个统一的执行价；
- 受到“可再生能源义务区段评估 (Renewables Obligation Banding Review)”中海上风电区段限制的技术将会获得与海上风电相同或较低的执行价¹⁹；
- 生物质转化技术差价合同将在 2027 年到期，这与可再生能源义务机制的到期时间一致；
- 垃圾填埋沼气项目的执行价反映了电力批发市场价格的预期水平从而提供了最低的支持水平。该水平与可再生能源义务下开放式垃圾填埋沼气获得的“零区段”支持水平相当。由于开放式和封闭式垃圾填埋沼气之间的成本差别很小，针对这两种技术的执行价是同一水平的。

风险分配：比较差价合同与可再生能源义务

2013 年 7 月发布的《有关电力市场改革实施草案的意见征求》公布了英国能源与气候变化部对于差价合同与可再生能源义务如何影响可再生能源项目的风险作出了评估（表 4）。总的来说，差价合同能够降低可再生能源项目的风险，从而降低融资成本。

表 4 差价合同与可再生能源义务对可再生能源项目风险的影响

风险种类	可再生能源义务	差价合同	差价合同对该风险的相对作用
总收益的波动和承购风险	发电商承担电力承购风险、预测/平衡风险以及电力批发价格风险。可以通过垂直整合或电力购买协议（某些情况下）进行规避。支持收益需要通过向电力供应商出售义务凭证获得。该义务也可能激励电力供应商购买可再生能源的电力产出。	解决了电力批发价格的长期风险，稳定了收益。发电商承担电力承购风险和预测/平衡风险。同样地，有些发电商可以通过电力购买协议规避承购和非平衡的风险。支持收益的形式为现金。	减少
支持水平变化的风险	区段支持水平的变化不适用于已有的受可再生能源义务支持的投资。但是能源大臣可以改变对新建或已有可再生能源项目的支持水平。	差价合同在项目建设初期就确定了该项目最终会获得的执行价，这将远远早于可再生能源义务。能源大臣不能改变合同中已经明确的执行价水平。	减少

¹⁹ 在某些情况下，由于较低的最低资本回报率，可再生能源义务区段评估中与海上风电有关的技术将会获得比海上风电执行价低的执行价。

透明度 and 未来市场条件	<p>区段评估给予 4 年的价格透明度，但是具体水平可以在财政承诺后且发电商获得认证前修改。该机制的预算通过修改各区段的支持水平进行管理。</p>	<p>实施计划发布未来五年的执行价。该执行价适用于分配到的每一个项目。同样地，执行价也可以在未来的年份通过更新的实施计划做出修改。如果总的申请规模超过预算范围，可能会采取配给的方式分配差价合同。</p>	<p>可再生能源义务和差价合同都需要在同一预算范围内运行。差价合同在支持水平上能够提供更好的确定性。但是如果限制分配被启动，差价合同可能不能就是否取得支持提供确定性，而可再生能源义务可以通过修改支持水平管理预算。所以总的来说，差价合同在这一项没有显著的影响。</p>
信贷风险	<p>可再生能源义务凭证可以出售给不同的电力供应商或者在承购商违约的情况下进行拍卖。供应商的回收价值以及发电商获得的收入会出现变化，但是可再生能源义务共担基金可以确保上述收益不受供应商破产的影响。</p>	<p>差价合同订约方设置一个保障机制来确保支付，这包括要求供应商提供抵押和共担机制等。</p>	<p>没有显著影响</p>
法律变动	<p>可再生能源义务不提供有关法律变化的保护。但是发电商可以通过他们的电力购买协议收回部分法律变动导致的成本，或者为某些法律变化的风险购买保护。</p>	<p>有关具体区别性变化以及具有区别性后果的一般变化（不具客观理由的），合同提供一定程度的保护。这包括针对不能在电力批发价格中反映之事件的保护。对于其它的一般性变化不提供保护。为某些网络费用变化（有关系统平衡和输电损耗）提供保护。针对那些限制发电商交付产出或获得适当支付的法律变化提</p>	<p>降低</p>

		供保护。与可再生能源义务一样，发电商可以通过电力购买协议购买额外的保护。	
指数挂钩	每年预期的可再生能源义务价格与零售物价水平挂钩；电力批发价格可能会反映边际电厂成本的增加。	执行价完全与居民价格指数挂钩。	对于风险没有明显变化
持续长短	资产寿命周期内承受电力批发市场风险；获得 20 年的补贴（除了生物质转化技术）。	15 年的补贴（除了生物质转化技术），之后资产承受电力批发市场风险（但是对投资决定影响较小）。	对于风险没有明显变化

2.3.3 可再生能源义务关闭后的执行价（2017/18 和 2018/19）

由于 2017 年后差价合同不再与可再生能源义务并行，执行价的制定需要考虑征费控制框架下可以承受的范围以及对于技术未来成本的预期。技术未来的成本取决于对特定技术“学习速率（learning rates）”的预期和假设以及全球技术部署的情况，因此存在很大的不确定性。

2.4 基准价格的制定

基准价格是用来反映电力的市场价格从而计算与执行价之间的差别支付。在决定基准价格的形式和来源时，政府需要确保基准价格可靠而且不易被投机行为操纵。这也就意味着基准价格必须要来源于拥有合理流动性和足够透明度的市场。除此之外，发电商必须要能够以接近基准价格的水平出售所产电力，从而实现差价合同的价值。虽然基准价格不一定完全吻合电力交易的实际价格，但是基准价格的制定需要能够反映发电商能够获得的价格水平。最后，基准价格的制定不应该扭曲激励电厂有效运行的因素，即电厂仍然需要对市场提供的能够激励稳定有效运行的价格信号做出反应。英国能源与气候变化部 2013 年 8 月公布的《电力市场改革——差价合同：合同和分配总览》政府对于基准价格制定的想法。

对于间歇性发电项目（intermittent generation），基准价格是依照 2013 年欧盟市场联动机制下大不列颠地区日前市场每小时的价格（hourly day-ahead GB Zone Price）²⁰。这主要是因为间歇性发电比较难以对未来的发电量做出可靠的预测，而且日前市场指数能够实现管理发电量风险和激励减少间歇性影响之间的平衡。

对于基荷发电项目（baseload generation），政府决定最先根据远期季度指数²¹（forward season index/indices）来确定基准价格，并且计划引入两个基准价格来对应每一

²⁰ 如果大不列颠地区日前市场每小时的价格信息不可用，APX 和 N2Ex 平台的价格数据将会作为计算基准价格的依据。如果这些信息都不可用，差价合同订约方会使用历史价格信息来计算基准价格。

²¹ 政府正在与行业相关方考虑在差价合同中确定选用何种指数依据的客观标准

年的上下半年。远期市场指数的选择一方面是为了鼓励基荷发电商通过远期合同售电从而实现稳定性，另一方面也是为了确保基荷发电商对正常的系统激励做出反应从而在系统紧张时能够运行²²。另外，有关基荷发电项目差别支付水平的清楚预期能够帮助电力供应商明白差价合同支付可能的数额，从而帮助有效地管理风险和规划用户电费。当市场条件允许的时候，基荷发电项目的基准价格将会以年前价格（year-ahead price）的基准制定²³。

2.5 特殊情况下的差价合同支付

差价合同政策针对执行价与基准价格之间的差额进行支付。英国能源与气候变化部在2012年11月公布的《电力市场改革：政策总览》中考虑了两种特殊情况下差价合同应该如何支付：

- **差价合同电厂限产**（curtailment of CfD plant）——由于系统平衡、操作和输电限制等原因，系统操作机构（the System Operator）可能需要限制电厂的产出。在这种情况下，差价合同发电商可以通过系统平衡机制（Balancing Mechanism）来获得补偿（即，以与差别支付的负值相当的水平在平衡机制叫价）。相比于给予差价合同电厂“可用性支付（the availability payment）”，通过系统平衡机制获得补偿能够让系统平衡机构在平衡操作和规划投资时更好地考虑限产差价合同电厂的实际成本，并且能够相应地减少限产低碳电厂的可能性²⁴；
- **负基准价格**²⁵——差价合同电厂愿意以负的日前价格（最低为执行价的负值）出售电力产出，同时差价合同支付的最大值为执行价，这也意味着总的来说发电商获得少于执行价的支付。与可用性支付的效果类似，这种基于产出的支付也可以避免为负的价格进一步降低²⁶。但是可用性支付会增加执行过程中的难度，而且基于产出的支付可以缓和可用性支付中可能出现的“悬崖现象”²⁷。对于投资者来说，当基准价格为负时，基于产出的支付会导致收益的确定性降低从而可能影响融资成本。但是政府注意到可再生能源义务下的投资者已经能够接受此类风险，并且系统操作机构的分析显示基准价格为负的情况在中短期不太有可能出现。也就是说，该风险的影响程度较小。

²² 针对于使用日前市场指数的意见，政府认为对于基荷发电项目，该方法可能会减弱促进可靠性和运行效率的激励因素、削弱远期市场增强流动性的政策努力以及可能导致日前市场的负价格。另外，使用年度远期市场价格也可能带来一些问题，比如较差的流动性以及可能导致的基准风险（即，发电商不能以基准价格出售其电力产出）。

²³ 但是为了避免合同签署的复杂性，拥有基于远期季度指数的差价合同的发电商可以选择使用何种基准价格。

²⁴ 通过差价合同的可用性支付意味着发电商不会承担失去差别支付的风险，所以可能会以接近零的价格在平衡机制中叫价。这将给予系统操作机构“免费”的操作机会，从而增加限产低碳电厂的可能性。

²⁵ 主要针对间歇性发电项目，因为其基准价格基于日前市场指数，而基于远期市场的基荷电厂基准价格不太可能出现负价格。

²⁶ 可用性支付中，如果价格为负，发电商有激励“自我限产”；基于产出的支付中，当价格低于某一水平时，发电商没有经济激励继续生产。

²⁷ 即发电商的生产决定会对价格信号十分敏感。如果基准价格为零或以上，电厂会生产并获得差别支付；如果价格为负，电厂“自我限产”然后获得可用性支付。这样会增加系统操作机构运行难度，同时要求更多的备用容量来应对这导致的不确定性，进而增加总体的成本。

2.6 差价合同的长度

差价合同的合同长度可以影响向发电商支付补贴的净现值。其它因素包括征费控制框架下的负担能力以及其它政策考量也会影响合同长度的最终确定。为了确定合适的差价合同长度，英国能源与气候变化部以陆上和海上风电项目为例进行了模型分析²⁸，计算出了四种不同合同年限下对于独立投资者²⁹来说具有吸引力的执行价³⁰。该分析基于项目成本和收益评估能够满足最低股权回报率率的执行价，其中成本和收益项目分别包括：

- 成本项目——投资建设和运行成本、利息、股利以及当前和递延的税项；
- 收益项目——已签订合同的电力产出收益、征费免除凭证以及差价合同支付。
- 有关最低股权回报率之假设的设定基于最高的负债股权比（Debt-to-equity ratio）³¹。对于项目融资的分析基于一些主要的假设³²：
 - 项目在其寿命周期内满足最低 1.3 的偿债备付率（Debt Service Coverage Ratio）³³；
 - 投资者与信用良好的承销商达成为其 15 年的电力购买协议，并且能够在 15 年后续签具有同样条款的合同；
 - 所有项目在差价合同年限内还清所有负债且负债的最长年限是 12（差价合同长度 12 年）或 15 年（差价合同长度 15、18 或 20 年）³⁴。

图 2 展示了针对陆上和海上风电项目的分析结果。对于这两种风电项目，我们可以看出较短的合同长度拥有较高的执行价，同时也会推高每一单位产出的补贴支持净现值³⁵，但是较短的合同能够使对项目补贴支付总额的净现值较低。因此，根据该分析的核心假设，较短的差价合同长度（15 年，拥有较高的执行价）优于较长的合同长度。

²⁸ Contract length analysis for Feed-in Tariff with Contracts for Difference (https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/227491/CfD_contract_length_note.pdf)

²⁹ 该分析针对独立投资者而非电力公共事业企业，这主要是因为独立投资者是重要的投资来源但可能面临更高的融资成本且要求更高的最低资本回报率。

³⁰ 具有吸引力的执行价被定义为能使股权内部回报率（equity IRR）达到了最低资本回报率。

³¹ 在确定的利率基础上且保持合理的偿债备付率。本分析设定最高负债股权比不能高于 75%。

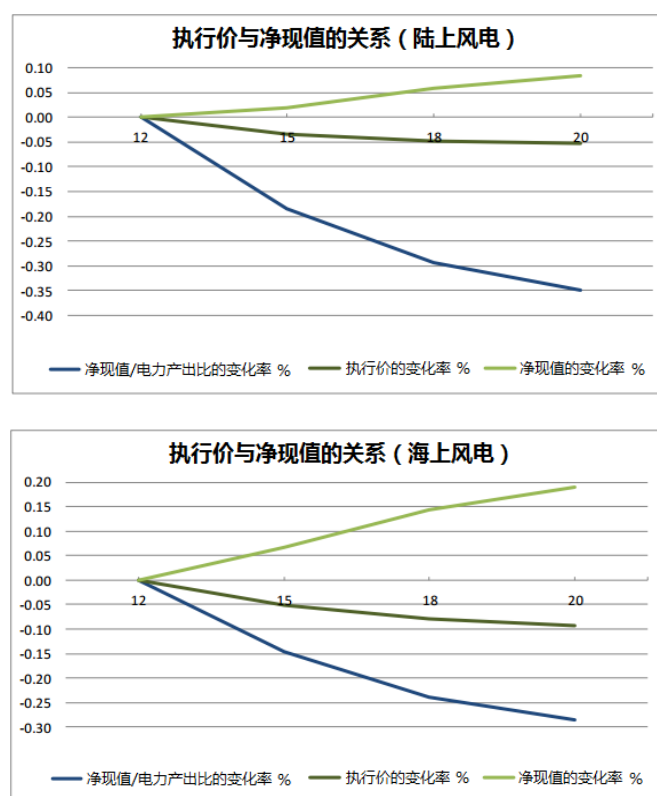
³² 分析基于的假设是英国能源与气候变化部咨询投资领域人士后制定的。

³³ 该水平的最低偿债备付率能够确保项目有偿付能力。

³⁴ 该分析认为负债的最长期限是 12 或 15 年，即使差价合同长度长于这个数字。

³⁵ 即补贴支付的净现值除以项目电力产出（未折扣）。

图 2 不同差价合同长度假设下执行价与净现值的关系（陆上和海上风电为例）



来源：英国能源与气候变化部分析

2.7 电力供应商义务

通过“电力供应商义务（Supplier Obligation）”，差价合同订约方可以向大不列颠和北爱尔兰的电力供应商收取用以支持差价合同支付的费用，同时也负责计算需要向发电商支付的数额并进行支付。电力供应商义务是一项强制征费，按照各个电力供应商的市场份额³⁶进行征收。由于差价合同需要在投资低碳发电项目方面给予发电商信心和确定性，电力供应商义务的设计必须确保差价合同订约方能够按照合同规定向发电商进行支付。与此同时，该义务的设计也需要考虑其对电力供应商和消费者的影响。

英国能源与气候部在 2013 年 10 月公布了政府有关电力供应商义务最新的政策考量³⁷，特别是针对如何管理支付的波动与如何应对电力供应商无法支付的情况：

- **电力供应商义务征费方式**——政府计划采用“单位固定费率”的方式征费，即差价合同订约方在征费年前预计年度差价合同支付的总额且确定费率³⁸（£/MWh），然后电

³⁶ 市场份额的计算基于指定能源的供应量。

³⁷ Electricity Market Reform: Consultation on Proposals for Implementation (https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/255254/emr_consultation_implementation_proposals.pdf)

力供应商根据自己在计费周期内实际供应量按照确定的费率支付。在征费年末，有关差价合同支付、发电量以及供电量的实际数据会指导差价合同订约方确定电力供应商实际应付的金额并进行调帐³⁹，从而确保征费年内从电力供应商获得的征费等于差价合同支付的总额。政府也考虑了其它的征费方式，包括波动费率、产出确定费率和完全固定费率（表5）。单位固定费率的优势在于能够减少电力供应商资金流的波动性，从而降低了供应商无法支付的风险以及对冲的需求。同时，相比于波动费率和产出确定费率，单位固定费率能够促进征费的透明度并且避免了电力供应商在电费中增加风险溢价的需要。

- **保障体系**——为了确保差价合同的顺利支付，电力供应商需注资成立“储备基金（reserve fund）”和“破产储备基金（insolvency reserve fund）”。储备基金⁴⁰的建立是为了管理由于每一个计费周期内电力供应商的征费和对发电商的支付不一定完全吻合而引起的不确定性。储备基金规模的确定将采取保守的风险策略，即基于在基准价格较低⁴¹和差价合同电厂产出较高⁴²的情景下对差价合同支付的预测。破产储备基金的设立则是为了应对电力供应商无法偿付的情况⁴³。根据政府的提议，破产储备基金的规模需要能够应付3家最大的小型电力供应商⁴⁴连续38天无法偿付的情况。每个电力供应商需要提交的破产储备金将会与储备基金的额度一起公布。另外，所有的电力供应商都需要提交足以覆盖账单日至付款截止日期间⁴⁵需要支付总额的抵押，同时为了简化程序，政府提议需要提交的抵押额度将依据过去21天内已经开具发票的征费总额确定⁴⁶。如果电力供应商提供了较多的抵押，其可以要求返还多余的部分或使用金额较低的资信证明书。

³⁸ 差价合同订约方会在下一个征费年的第一笔账单开出之前至少三个月向电力供应商通知电力供应商。征费将采用日结的方式根据当日的供应量进行结算，电力供应商需要在账单日后的5个工作日内进行支付。相同的时间安排也适用于基准价格高于执行价时发电商需要向差价合同订约方进行的支付。订约方会在相应账单日的28天内向发电商进行支付，这可以给予订约方在管理现金流方面的灵活性。政府会在接下来的立法文件中发布有关单位固定费率如何确定的信息。

³⁹ 根据现行的“平衡与结算规则（Balancing and Settlement Code）”，最初的结算常常依赖于估计（特别是拥有大量非半小时计量电表的电力供应商）。之后平衡与结算规则会根据实际数据对最初的估计进行调整（在14个月的时间区间内）。

⁴⁰ 电力供应商需要在每一财年初，根据其市场份额向储备基金提交现金支付。在当前财年结束的时候，电力供应商会收到有关其储备基金结余的通知；在下一财年开始前的至少3个月，电力供应商会收到有关下一财年预计贡献额度的通知。下一财年预计贡献额度是基于电力供应商最先对储备基金的贡献以及调帐后征费的余额确定的。

⁴¹ 例如较低的化石燃料价格

⁴² 例如可再生能源发电较高的负荷系数

⁴³ 该基金资金的启用是在无法偿付的电力供应商所提交的抵押已经用完的情况下，该供应商提交的破产储备金将被首先使用，之后其它仍有偿付能力供应商提交的破产储备金将会按比例使用。

⁴⁴ 即市场份额排第7、8、9位的电力供应商。前6为的供应商被称为大型电力供应商。政府预计大型电力供应商无法偿付的可能性很小。

⁴⁵ 总共21天，包括1个工作日的计费区间、7个工作日的发票开具区间、5个工作日的付费区间、2个工作日的付费更正区间以及周末6天。

⁴⁶ 由于一段时间内的供应量并不会出现巨大变化，这种滚动式的计算方法可以减少某一天供应量波动产生的影响。

表 5 电力供应商义务不同的征费方式

征费方式	定义
波动费率	征费基于任一周期的电力产出表计数据、执行价、基准价格以及电力供应量。在任意时期，从电力供应商获得的全部征费必须等于向发电商进行的支付。由于不同时期内具体征费的数目会有差异，电力供应商需要各自计算和收取正确的费用并且承担由此产生的风险。
产出确定费率	与波动费率类似，但是基于的是对电力产出的估计而非电力产出的表计数据。调节机制确保计费期间从电力供应商获得的全部征费必须等于向发电商进行的支付。
单位固定费率	与产出确定费率类似，但是采用的是先前确定的对基准价格的预测而非基于实际电力批发价格的基准价格。由此差价合同订约方确定单位固定费率（£/MWh），电力供应商根据自己在计费周期内实际供应量按照确定的费率支付。调节机制确保征费年内从电力供应商获得的全部征费必须等于向发电商进行的支付。
完全固定征费	所有的变量都基于差价合同订约方的预测，电力供应商支付固定的费用（根据其市场份额）。调节机制确保征费年内从电力供应商获得的全部征费必须等于向发电商进行的支付。

3. 差价合同的分配以及项目的执行与交付

3.1 差价合同的分配

英国能源与气候变化部于 2014 年 1 月的《电力市场改革：差价合同的分配》中提出了有关差价合同如何分配的政策提议并向社会进行意见征集。为了保证不同类别技术项目申请的有序以及对差价合同预算有效的监控管理，政府计划都实行轮次分配（allocation rounds），即分配分期进行且电力市场改革执行方⁴⁷会根据申请和预算的情况进行分配。这适用于较为成熟和较不成熟的技术。该提议的政策考量来自于：

- 2013 年 10 月《电力市场改革：有关实施提议的意见征求》的社会反馈⁴⁸；
- 欧盟有关环境和能源政府资助的指导意见；
- 可再生能源技术开发和部署的实际数据⁴⁹；
- 最新征费控制框架下的预算。

⁴⁷EMR Delivery Body，即英国国家电网（National Grid）

⁴⁸ 大部分的社会反馈支持对某些技术在较早的时间就实行竞争性的分配

⁴⁹ 来自于监测可再生能源项目（>0.01MW）从计划、规划、建设到运行阶段进展的“可再生能源规划数据库（REPD）”

政府提出了有关较为成熟和较不成熟技术的分类（表 4）并进行社会意见征求。其中分类的依据是较为成熟的技术已经通过较为成熟的供应链和早期研发的经验实现了大规模的成本降低，特别是在某些情况下这些技术正在得到大规模应用。需要注意的是，虽然大规模光伏项目仍然较为昂贵，但是其成本预计会随着光伏在国际市场（特别是中国和美国）的大规模应用得到进一步的下降。相比之下，其它某些技术还处在开发应用的早期。比如，作为全球最大的海上风电市场，英国对海上风电的投资有助于开发创新的技术和发展具有竞争性的供应链，从而实现大规模的成本降低。

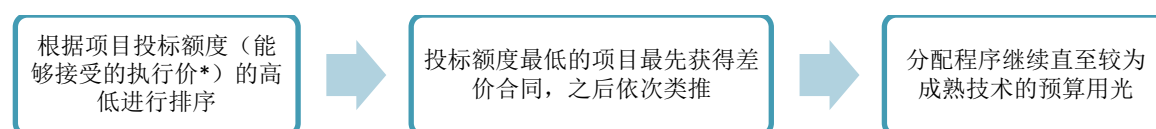
表 6：英国能源与气候变化部有关较为成熟和较不成熟的技术分类

较为成熟技术	较不成熟技术
陆上风电（>5MW）、光伏（>5MW）、配有热电联产的垃圾发电、水电（>5MW且<50MW）、垃圾与污水沼气发电	海上风电、波浪能、潮汐流能、高级转化技术、厌氧发酵、专用生物质的热电联产以及地热发电

对于较为成熟的技术，政府将设定适当的差价合同预算来确保分配程序从一开始就具有竞争性。根据欧盟有关环境和能源方面政府资助的指导草案，竞争机制应该适用于较为成熟的技术。这也符合英国政府鼓励低碳技术同时确保成本最低化的原则。图 3 反映了政府目前关于竞争性分配的顶层设计。政府目前偏向于实施“清算价格支付（pay-as-clear）”，即所有成功的差价合同项目获得相应的招标清算价格，不过政府也在考虑其它方式。差价合同下发电商获得的执行价不会高于针对相应技术的行政执行价。基于目前的技术成本，政府预计垃圾与污水沼气以及配有热电联产的垃圾发电项目投标额度最低，但是这些技术可能只占预算的很小一部分。陆上风电、水电和光伏项目会竞争余下的预算。

对于较不成熟的技术，政府决定在最初阶段这些技术不参与于较为成熟技术的竞争，这主要是为了确保目前尚未成熟的技术获得足够的投资，从而使其能够在应用中实现成本降低，促进可再生能源的多样性⁵⁰。如果较不成熟技术分类的预算能够支持所有该分类下的项目申请，所有项目将会以行政执行价获得差价合同。同时，如果某项技术的支持规模未能达到预期，那么多余的预算可以被用于支持其它技术。值得注意的是，政府计划在本次实施计划（2014/15-2018/19）中为波浪和潮汐流能项目预留 100MW 的最低分配额度⁵¹。

图 3：对于较为成熟技术的分配程序



⁵⁰ 与此同时，政府计划在未来合适的时候，对所有低碳技术实行竞争性分配。

⁵¹ 针对具体技术的最低或最高分配额度，英国能源与气候变化部计划在 2014 年 3 月进行专门的意见征求。

*默认的行政执行价或申请方提出的较低的执行价

3.2 项目执行和交付

差价合同分配之后，发电商和差价合同订约方需要根据最终确定的执行价签订合同。差价合同将包括有关“显著资金投入目标 (Substantial Financial Commitment Milestone)”、“目标交付区间 (Target Commission Window)”以及其它激励按时按量发电生产的措施条款：

- **显著资金投入目标**——在签署合同一年之内的“进展确认日期 (Milestone Delivery Date)”之前，发电商需要向差价合同订约方证明至少已经支出了项目成本总额的 10% 或提供有关项目按时进展的证据⁵²（比如，有关设施建设和供应的合同协议）。否则，差价合同将被终止并且其预算将会重新分配给新的发电商。
- **目标交付区间**——发电商需要指定一个目标交付日期，从而确定目标交付区间。在目标交付区间内完成交付的项目（包括满足合同中规定的进一步先决条件）不会受到处罚。如果项目未能满足合同中规定的进一步先决条件（除不可抗拒因素外），差价合同 15 年的有效期开始计算但是此时该项目还没有资格获得差价合同支付，即可以获得支持的时间段会随着项目交付的推迟而变短。考虑到建设的实际情况，不同技术可能会拥有不同的目标交付区间长度（比如，海上风电项目的目标交付区间是 1 年，而光伏项目的目标交付区间是半年）。当项目可以开始发电，发电商可以在目标交付区间内指定某个日期来开始接受差价合同支付。
- **交付最后截止日期**——如果项目在目标交付区间后规定的特定日期前还不能满足合同的进一步先决条件，差价合同订约方将会终止合同并且其预算将会重新分配给新的发电商。

对于需要分阶段交付的海上风电项目，在 2013 年 10 月公布的《电力市场改革：有关实施提议的意见征求》中，政府提议允许该类项目的每一阶段都获得第一阶段获得的执行价。同时，差价合同也会在显著资金投入目标、目标交付区间以及交付最后截止日期等方面对于分阶段的海上风电项目作出具体规定。对于目标交付日期，该意见征求提议分阶段海上风电项目最后阶段的目标交付日期为第一阶段目标交付日期两年后与 2021 年 3 月 31 日两者之间较早的日期。

另外，考虑到差价合同的申请早于发电商财务结算和建设开始，申请的装机容量可能需要根据项目的实际情况进行调整。针对这种情况，政府在 2013 年 12 月公布的《电力市场改革：有关差价合同条款的更新》文件中给出了最终的意见。发电商可以在进展确认日期前向差价合

⁵² 有关项目按时进展证据的具体要求会考虑技术间的差异，并在差价合同中注明。

同订约方申请降低预计装机容量（最多 25%），并且只有在交付了至少 95%修改后装机容量后才能开始获得差价合同支付。这样的安排主要是考虑到有关预计装机容量的不确定性主要出现在项目开展的初期。一旦项目规划得到进一步完善以及财政结算完成后，预计装机容量的变化可能性就减小了。如果项目在交付截止日期前仍未能交付进一步先决条件中规定的最低容量（修改后装机容量的 95%），差价合同就会被终止。

考虑到技术进步、市场结构变化或者欧洲电力系统整合可能对市场条件造成的影响，政府考虑保留对标准差价合同的条款进行修改的权力，从而使差价合同能够以最优的方式支持政府的政策目标。不过，为了保障投资者对可能进行的合同修改有足够的确定性，政府有义务在修改前进行意见征集，而且修改生效前就已经签署的合同不会受到相应修改的影响。在项目交付之后，差价合同订约方会按照合同规定给予支付，同时在合同有效期内管理合同（包括确保持续性地满足资格标准和计量义务，以及在需要的时候终止合同）。