



Danish Energy
Agency

丹麦电力部门 的市场化 (1995-2020)

国际视野下
的经验总结

2020年9月

版权

除另有规定，该出版物中的材料可自由使用、分享或重印，但须注明出处。该出版物的引用格式如下：丹麦能源署（2020）：丹麦电力部门的市场化（1995-2020）。国际视野下的经验总结。

联系信息：

Loui Algren，丹麦能源署， loa@ens.dk

Andrea Isidori，丹麦能源署， ani@ens.dk

Alex Newcombe，丹麦能源署， alcn@ens.dk

Mattia Baldini，丹麦能源署， mbal@ens.dk

Mikael Togeby，Ea 能源分析公司， mt@eaea.dk

鸣谢

该报告的撰写得到了很多重要专家的协助，特此感谢Hans-Henrik ClodSvensson（Elkraft前运营总监）、Flemming G. Nielsen（曾供职于丹麦能源署，现供职于哥本哈根大学）、Sigurd Lauge Pedersen（丹麦能源署）、Knud Pedersen（曾供职于丹麦能源署，现供职于Radius）、Jette Miller（The Free Energy Companies（De Frie Energiselskaber））、Kristine Bak（曾供职于丹麦能源署）、Jørgen Nielsen（曾供职于Vattenfall，现供职于TVIS（区域供热输送公司））、Henning Parbo、Peter Jørgensen、Anette Ikast（均供职于Energinet）、Mads Lyndrup、Frederik Roose Øvlisen、Thorbjørn Nejsun（丹麦公共事业监管局）和Kaare Sandholt（曾供职于Elkraft System，现供职于中国国家可再生能源中心）。

前言

电力部门的市场化，以及老牌垂直整合公用事业机构的拆分，引领丹麦走到了可再生能源的前列。现如今，丹麦电力生产中可变可再生能源的占比（2019年为50%）已雄踞世界第一多年。风电和太阳能发电，配合灵活热电厂及国际输电网络，以低廉的电价满足了丹麦的电力需求，同时也保障了世界级的供电安全。

基于多年的经验积累，丹麦能源署承担起了协助世界各地国家发展这一供电模式的使命，通过一种安全且经济实惠的方式，推动电力系统的脱碳化。

之所以能取得这些成就，离不开电力部门的结构转变，包括使发电摆脱输配电服务的国家垄断。丹麦电力部门的市场化，包括让所有发电商公平接入电网，促成了利益相关方之间的良性竞争，为丹麦可再生能源产业的发展奠定了基础，同时也在不断压低可再生能源技术的成本。

世界各地诸多国家争相效仿丹麦，在考虑甚至已开始推行电力部门的市场化。市场化和拆分进程可能带来很多积极影响，例如降低可再生能源整合的难度、吸引外国融资以及压低成本。但是，这一进程也可能充满挑战，因为它要求从根本上改变及重组电力部门中的机构、角色和责任。根据丹麦的经验，要就电力部门的转型达成一致意见困难重重，因为这一进程非常复杂，几乎找不到明确的单一解决方案，不同机构就此进程的特定方面可能持有不同意见。

该报告着重介绍了丹麦市场化进程中可资借鉴的关键经验，举例说明了此进程之中及之后产生的积极成果以及面临的挑战。丹麦就是通过市场化才能在可再生能源整合方面处于世界领先地位，我们希望该报告能够激发合作伙伴的灵感，在市场化进程中，为其提供指导。

Kristoffer Böttzauw
丹麦能源署署长

目录

前言	3
缩写	6
执行摘要	7
当前电力市场概况	7
1995-2020年市场化进程中的关键经验	8
1. 市场化进程	10
1.1. 始于1995年	13
1.2. 1995-1998年：第三方准入和拆分	14
1.3. 1999年：电力部门改革和资本进入发电公司	15
1.4. 2000-2005年：“优先”电力的单独安排	17
1.5. 2004年：新所有权、输电系统运营商（TSO）合并和新配电系统运营商（DSO）法规	18
1.6. 2005-2010年：市场上的小型热电联产（CHP）项目和负电价	19
1.7. 2010-2015年：西丹麦和东丹麦互联及国际协调	20
1.8. 2014年：电力监管委员会	22
1.9. 2016-2020年：单一账单、智能仪表和电价	25
1.10. 当前市场与监管	26
2. 几个聚焦点	30
2.1. 2020年状态：成功的批发市场	30
2.2. 零售市场上的转变较慢	32
2.3. 发电和输电的顺利拆分	34
2.4. DSO的未决问题	34
2.5. 电厂的市场化转型	35
2.6. 供应安全	37
2.7. 风电和太阳能发电的整合	38
3. 经验教训	40

3.1. 文化和愿景的转变.....	40
3.2. 政治共识	41
3.3. 过渡安排	41
3.4. 彻底拆分（TSO）.....	42
3.5. 强有力的监管机构.....	42
3.6. 新数字技术的采用.....	43
3.7. 绿色转型的新法规.....	44
参考文献	45
附件1：电力公司	48
DONG/Ørsted.....	48
Vattenfall——丹麦.....	50
附件2：欧洲输电运营商联盟的系统充裕度活动	51
短期充裕度展望	51
中期充裕度	54
参考文献.....	55

缩写

ACER	能源监管机构合作署
CHP	热电联产
DEF	Danske Elværkers Forening
DSO	配电系统运营商
ENTSO-E	欧洲输电运营商联盟
EPAD	电价区域差异
EU	欧盟
PSO	公共服务税
REMIT	能源批发市场诚信和透明度法规
SIDC	单一日内市场耦合
ToU	分时电价
TPA	第三方准入
TSO	输电系统运营商
UMM	紧急市场信息

执行摘要

“……建立内部电力市场对提高发电、输电和配电效率极其重要……”（EU，1996）

“市场化的目的是创造更好的竞争条件，从而提高生产资源的利用率，并通过网络运营效率的提高创造收益。”（NordReg，2006）

两个平行事件推动了丹麦电力部门的市场化：挪威和瑞典电力市场的发展，欧盟集中精力发展欧盟内部市场——将电力也视作一种应该跨国境自由贸易的商品。即欧盟内部市场的目的是实现商品、人员、服务和资本的自由流通。

当前的电力批发市场以日前市场为主，充满活力和流动性，存在高度竞争。丹麦能够高效整合50%的风电和太阳能发电，在很大程度上就是依赖于批发市场的活力。

零售市场的发展较为缓慢，智能仪表等相关的重要基础设施很快就会落实。零售市场在市场化中获得的收益则没那么明显。

丹麦的供电安全性一直很高。推行市场化之时，丹麦正处于发电产量过剩时期。这与之前实现自给自足的政策以及垄断时期优惠的投资融资规则有关。今天，可调度发电总量（即不含风电和太阳能发电）不足以满足峰值用电需求。因此，目前在风电和太阳能发电匮乏期间，只有通过电力进口保障供电安全。

尽管电力部门在很多方面已经实现了市场化，但还有一些领域需要关注。其中包括对垄断（DSO和TSO）的监管、大规模发展需求响应以及开放跨越欧盟边境的储备市场和辅助服务市场竞争和跨技术竞争。参见图1。

当前电力市场概况

今天，所有丹麦用户都可以自己选择供电商和不同类型的合同，例如一定期限内的固定电价、可变电价或者固定及可变电价的各种组合。目前，用户有38个供电商、总计295种合同可选。更改供电商或者合同类型的方式很简单，都可以通过线上操作完成。目前，43%的电力销售采用可变电价合同，电价与每日批发市场价格挂钩，剩余部分则采用三个月或更长期限的固定电价合同。

1

供电商是主要的用户接口。所有供电商和发电商都与平衡责任方有关联。平衡责任方向TSO提供发电、需求和贸易计划。供电商和平衡责任方都是商业公司，都可以在电力交易所（日前和日内）购买及售电。供电商和发电商均可通过签订涉及未来电价的融资合同，降低价格不确定性。

¹Forsyningstilsynet, 2019。

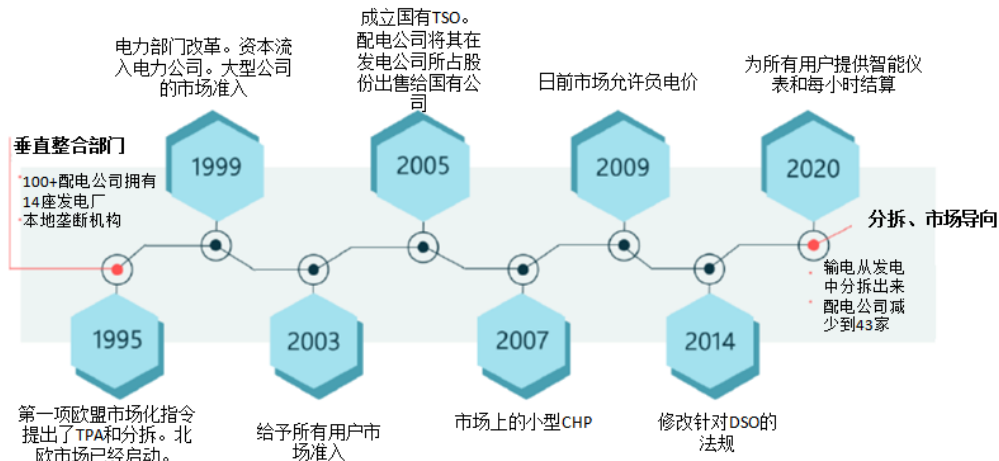


图1.丹麦市场化进程概况

DSO负责配电网，测量电力需求（通过远程抄表完成），向数据中心发送此数据。供电商、平衡责任方和TSO可从数据中心提取相关数据。

核心市场参与者的简化陈述，见图2。

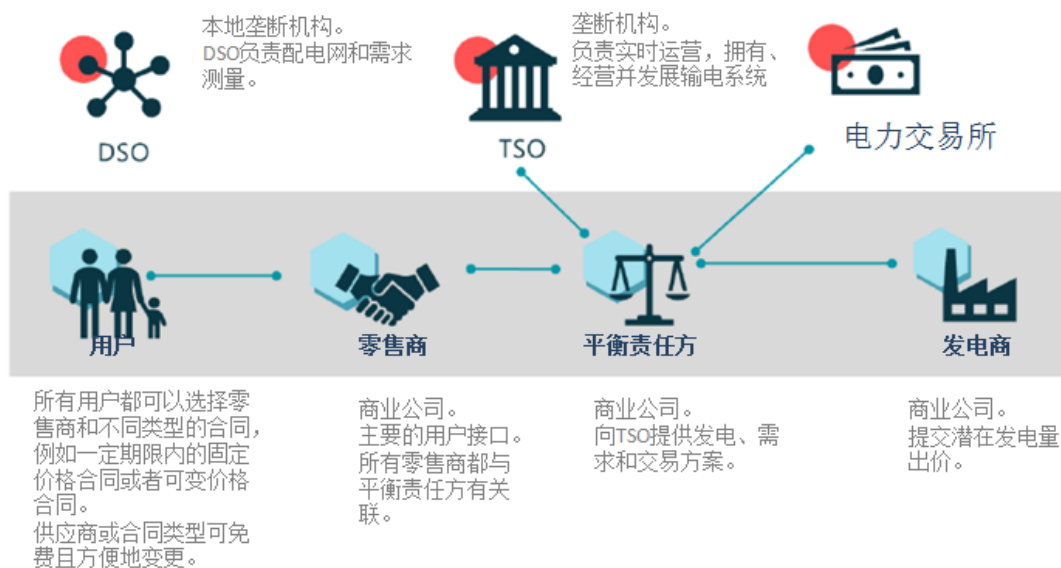


图2.当前电力系统的核心参与者。用户与DSO的接触有限。DSO负责电网和电表。

1995-2020年市场化进程中的关键经验

当前报告的第1章详细介绍了丹麦电力部门的市场化进程，而第2章介绍了从此进程中可资借鉴的经验。关键方面包括：

- 1999年，创立了具有输电系统所有权、负责设计市场规则的中立TSO，这是一个重要的里程碑。其中的关键在于发电公司与TSO的分离。
- 1999年还达成了一份协议，为发电商做好了迎接新商业世界的准备。作为协议的

一部分，资本被转移给发电商。这是确保在新监管制度下有一个良好开端的必要政治进程。

- 来自邻国的竞争是日前市场运转良好的关键。投资新建的多个跨境输电线路促进了这种竞争。
- 为了进一步发展市场，还采取了很多附加措施，例如：
 - 让市场收入成为分布式发电的主要收入（即燃气热电联产机组）。
 - 制度转变，从以固定上网电价为核心的风电补贴制度，转变为基于市场价格加上通过招标机制获得的溢价的机制。
 - 日前市场允许负电价。
 - 协调23个国家的日前市场，让电力成为欧盟内部市场上的真正商品，以及
 - 欧洲日内市场的全面整合，辅助服务市场的持续协调，拓宽了跨境竞争的领域。
- 投资为所有用户提供可逐时测量的现代电表。此过程将在2020年底之前完成。
- 对垄断机构（主要是DSO）的监管。这种监管相当复杂，且发生过多次变化。
- 用户在此过程中扮演相对被动的角色。家庭用户对理解新的可能性、更改合同类型或供应商兴趣不大。对几乎所有用户而言，需求响应仍处于非常早期的发展阶段，但每日结算可能创造更多的利益。

1. 市场化进程

在欧洲，电力市场的理念发起于20世纪80年代撒切尔夫人执政期间的英国。挪威的经济学家也提出了某些类似的观点，劝阻本地水电项目的过度投资。在欧盟，欧盟委员会想要将以贸易为主的联盟扩展到其他领域，以期实现进一步的整合和经济繁荣。这些趋势形成丹麦市场化的外向推动力，直到现在，进一步整合欧洲能源市场的欧盟法规一直是丹麦的主要驱动力。

引进竞争可能是提高电力部门效率²的一种方式，允许私人资本进入也是。理想的市场化电力部门的一些关键特征包括：

- 拆分——为了确保输电网能在尽可能最大的范围内为竞争提供支持。发电机容量的所有方一定不能通过控制输电网的使用来限制竞争。
- 根据所有发电技术的边际成本完成的每小时调度。
- 竞争——为了确保有充足数量的发电机组提供可调度容量，能够提供辅助服务，符合环境和气候目标。

这些方面理解不难，但落实的过程却可能很复杂。从垂直整合公司（发电、配电、售电）转变成商业单位（发电和售电）与受监管的垄断机构（输电和配电）并存的拆分体制，可能带来成功者和失败者——可能需要达成艰难的妥协。强大的利益可能不利于变革。

丹麦的市场化进程始于1996年，而其监管仍在不断发展。近年来，对垄断机构（DSO和TSO）的监管和零售市场的发展一直是关注的焦点。

在市场化起始阶段，丹麦用电需求呈低增长之势（大约每年1%），存在产能过剩的问题。造成产能过剩的原因一方面是监管有利于发电商（公司可以提前从用户处收回75%的投资成本），另一方面是因为颁行的政策突出了国家的焦点：丹麦应该有能力自行满足本国的峰值电力需求。

表1说明了市场化之前和之后的关键角色和责任方。

电力部门	1996年之前		现在，2020年	
	结构	价格管制	结构	价格管制
生产	本地垄断机构 垂直整合	非营利 价格中仅包含必要的成本 由监管部门监管	商业	一般反垄断法规 欧盟法规：REMIT
输电			垄断机构	非营利。 仅必要的成本。
分布			垄断机构	成本上限 由监管部门监管
供应商	-	-	商业	一般反垄断法规 欧盟法规：REMIT

表1 丹麦电力部门概况——市场化之前和之后。

² “效率”指的是以低成本提供服务，涵盖电力部门的各个部分，包括技术选择、员工数量等。

循序渐进

在20世纪90年代发起市场化进程之前，丹麦的电力部门是由本地垄断机构构成的。从1977年起，这些公司就受到《电力法案》的规管。该法案规定电力部门不得营利（用户电价中仅包括必要的成本）。电价由公共监管机构监控。只有获得主管部门的批准，才可以新增输电和发电容量，公司可以提前从用户处收回75%的投资成本。

在垄断时期，发电公司优先考虑的是供电安全，每一家公司负责为“自己的”区域和“自己的”用户供电。存在互惠互利时，丹麦会与邻近地区/国家进行电力交易，双方通过签订双方协定分享收益。

不论过去还是现在，市场化体制转型都是一项根本性的变革，要推翻电力部门所有众所周知的结构、思维和文化。因此，这是一个历史数十载、循序渐进的过程，很多里程碑都正在进行（见下方文本框）。

电力部门监管的里程碑

1991年： 欧盟内部电力市场指令的第一份提案

1993年： 欧盟内部电力市场指令的修订提案

1996年： 通过了欧盟内部电力市场指令：逐步开放市场（3个阶段），从年用电量超过100吉瓦时的用户开始

丹麦法律落实了年用电量超过100吉瓦时的用户的市场准入权。

1999年： 丹麦电力部门的全面法律改革：新的公司基本结构与监管：输配电将继续作为与新市场化活动（生产和交易）彼此分离的自然垄断。到2000年年底之前，年用电量超过1吉瓦时的用户进入市场，到2002年年底之前，所有用户进入市场。建立新的监管机构。

关于电力公司经济问题的政治协议。因为电价相对较低，在从非营利体制转型为市场化体制时，必须从经济上激励电力生产商。作为回报，东丹麦（Elkraft）和西丹麦（Elsam）的电力公司同意合并。

2000/01年： 落实输电公司（2000年）和配电公司（2001年）的期初余额和收入上限。

2003年： 新欧盟内部电力市场指令。该指令确立了发电、输电和配电的通用规则，以及关于电力部门组织形式和功能和市场准入的规定。它为采购、许可和网络运营设立了标准和程序。

2004年： 丹麦全面电力改革一揽子计划，基于广泛的政治协议。新的欧盟指令得以施行，更重要的是，允许公司处理在当时已被绑定的公司股权。作为交换，公司将输电网络和TSO的所有权转让给国家。新建了国有的全国性电气TSO（Energinet.dk）。新的法规带动了一波出售与合并的浪潮，从根本上改变了丹麦能源部门的所有权结构。

2007年： 欧盟委员会提出了第三份市场化一揽子计划，包括改进与跨境电力交易相关的电网准入条件，拆分发电、输电及贸易活动所有权的提案，以及建立能源监管机构合作署（ACER）的新法规的提案。

2010年： Energinet负责将数据中心打造成一个中央登记处，所有市场参与者都可以从中获取用于计费、处理供应商变更的所有相关测量数据。

2011年： 欧盟能源批发市场诚信和透明度法规（REMIT）。此法规强化了监管机构的作用，以防止

滥用，推动能源批发市场上公开公平的竞争，确保用户对电气市场诚信的信心。2013年，丹麦法律落实了此项法规。

2014年：按照外部电力监管委员会的建议，废除了“最后供应商”（*forsyningspligt*），以供电义务取而代之——即要求电力交易公司承担起为所有家庭用户有偿供电的义务。

2019年：监管机构发布了关于DSO透明度和中立性的研究报告。

过去几十年间，丹麦与邻国的交易量不断增长（见下文图4）。在此期限内，各国与市场区域之间的输电容量大幅增长，而在以水电为主导的挪威和瑞典，干旱年和潮湿年之间存在巨大的年际变化。此外，在市场化之前，各国之间的区域交易主要是基于公用事业机构之间的双边贸易。

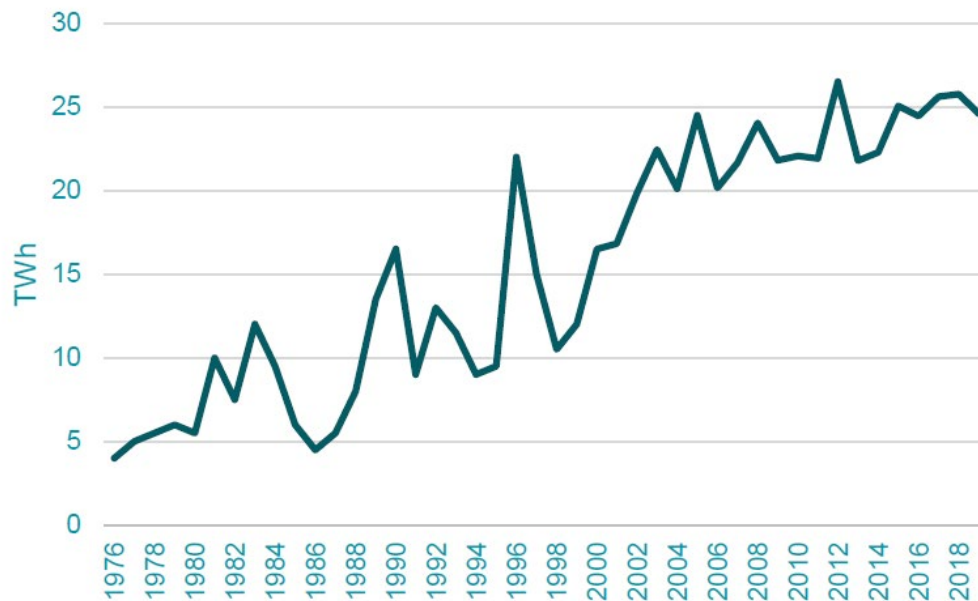


图3：贸易指标。所有进出口总和。来源：1976-2000年的数据源于：（Jakobsen，2007）。2001-2019年的数据源于Energinet。

拆分

在垂直整合体制下，由一家公司负责特定区域的发电、输电、配电和售电。这可作为通过规则确保高效运营的中央计划系统的一部分。在此种系统中，公司若有意通过自行发电取代电力进口，可能会面临种种困难，或者新的发电技术可能难以接入系统。

和第三方准入一样，“拆分”是电力系统市场化的重要步骤。发电商不再负责输电，这可能也意味着供电商不再负责配电。因此，基础设施（电网）是中立的，任何市场参与者都可以使用，例如新增发电量或来自邻国的发电商。

丹麦的输电电网的所有权和运营权归属于国有输电系统运营商（TSO）。在其他国家（例如在美国），电网可能归私营公司所有，但电网运营由独立系统运营商（ISO）控制。两种体制都保障了电网的开放，包括各种技术之间以及本地和外国参与者之间的竞争。

拆分类型	
所有权拆分	供应商不能归DSO所有，或者拥有与DSO相关的所有权。
法律和功能上的拆分	单独的公司、单独的执行委员会（委员会成员可能重叠）
身份拆分	于2017年引入。DSO和供应商必须拥有不可混淆的名称和标识。

身份拆分的范例（CEER，2019）：

供应商（责任公司）	原DSO标识	新DSO标识
		

1.1. 始于1995年

此次回顾的出发点是1995年丹麦电力部门的状态。1995年，丹麦电力系统的特征包括：

- 配电公司是本地垄断机构，要么是归用户所有的合作社，要么是归市政所有的公司。
1995年，丹麦有200多家配电公司（Copenhagen Economics，2014）。到2019年，此数字下降到43。法规只是为公司合并创造了适度的激励。
- 配电公司拥有发电公司，这些发电商通过两家区域性公司合作开展日常运营和规划：Elsam（在西丹麦）和Elkraft（在东丹麦）。这是一种自然拆分，因为在2010年之前，西丹麦和东丹麦并没有相互连通。
- 法规保障了公司的顺利合并。发电公司可以收取资金用于未来投资。电力公司的价值预计在150亿美元到200亿美元之间，而它们的债务大约为10亿美元（Miljø og Energiministeriet，1995）。

其他北欧国家的发展在一定程度上促进了丹麦电力部门的市场化。挪威从1991年起朝着开放竞争的方向大步迈进，瑞典是在1994年，芬兰是在1996年。

1995年，丹麦、挪威、瑞典和芬兰的能源部长³在丹麦签署了路易斯安那宣言，提出了一个自由开放、没有边界的市场。北欧地区协调市场的发展也被认为是一种影响欧盟法规的方式。今天，我们可以得出这样一个结论：欧盟关于日前市场的法规似乎在很大程度上是受到了北欧电力

³北欧能源部长理事会

交易所（Nord Pool）⁴的启发。

1996年，挪威和瑞典创立了Nord Pool。芬兰于1998年加入，丹麦于1999/2000年加入。不同价格区域之间的所有输电容量都分配到Nord Pool的日前市场。可能发生双边贸易，但仅限于同一价格区域内。⁵This rule led to high liquidity in Nord Pool.今天，日前市场整合了23个欧盟国家，发电架构变得复杂得多，其中风电和太阳能发电占据了显著份额。没有国际电力市场，当前系统的运营会变得极具挑战性。在包含大量可变发电容量、仅部分发电容量可预测的大型互联系统中，最优调度可能不再是基于一两个电话。⁶

案例：瑞典和东丹麦之间的贸易——市场化之前

Nordel（北欧发电运营者（也拥有输电）合作机构）制定了国家之间进行电力交换的规则。系统是基于信任，每一侧都应提交增加或减少其本地发电量的边际成本。

在东丹麦，是由Elkraft基于本地热电厂成本结构的详细模型提供此类价格。在瑞典侧，由Vattenfall和Sydkraft提供自身系统的边际价格。瑞典系统由核电和水电（各占约50%）构成，所以边际价格取决于水值。水值指的是应该使用（有限）进水的最低价格。

当两侧都认为交易有吸引力时，就会不断进行交易（逐时交易）。使用Nordel的规定计算价格——两侧边际价格的中间点。

在瑞典创立Nord Pool（1996年）之后、东丹麦开设Nord Pool（2000年）之前，Elkraft作为对外贸易商在瑞典市场上进行交易。在市场化系统中，与瑞典的交易相当活跃，但交易局限于少数市场参与者。在挪威系统中，干旱年和潮湿年的交易量特别高。

电力交易所和程序可追溯到1978年Elkraft创设之前。⁷西丹麦和挪威、瑞典及德国之间的交易野鲮鱼类似原则。

1.2. 1995-1998年：第三方准入和拆分

在1988年关于内部能源市场的绿皮书中，欧盟第一次描述了电力部门的市场化。此绿皮书中包含的关键点有：

- 开放输电网准入权
- 消除发电公司的垄断地位
- 拆分为发电、输电和配电。

⁴Peter Jørgensen, Energinet.

⁵北欧日前市场是一种分区定价系统。关于分区定价和节点定价系统的描述，见丹麦能源署（2020）。

⁶Peter Jørgensen, Energinet.

⁷基于与Hans-Henrik Clod-Svensson——1978到2004期间Elkraft的运营监管人——的采访。

绿皮书提出市场化最多可以节省12%的总成本（Petersen & Rüdinger, 2009）。

1988年，出现了对电力部门市场化的广泛怀疑。在包括丹麦在内的很多国家，这种怀疑持续到1995/96年。1995年，PA Consulting受丹麦发电公司委托完成了一份报告。此报告建议拆分，这也成为怀疑消除的起点（Petersen & Rüdinger, 2009）。发电商有机会在高电价期间跨境出售电力，就是发电商放弃双边合同，转而通过市场出售电力的动力。

1995年，一个新建的交易商Dansk Kraftimport请求获得销往东丹麦的电力进口许可。而当时，所有进出口的权利均归Elkraft所有，由此也引发了一场漫长的法律纠纷。此过程引起了政治关注，很明显，通过现有法规，根本无法解决争端。

20世纪90年代，在大多数全国电力及天然气市场仍被垄断之时，欧盟及其成员国就决定逐步开放此类市场的竞争。第一项市场化指令（第一项能源一揽子计划）分别于1996（电）和1998年（气）通过，后于1998（电）和2000年（气）置入成员国的法律系统。

1996年，丹麦议会通过了第一部电力市场市场化监管法律。其中包括第三方接入电网的权利以及建立TSO的理念。基于欧盟市场化指令的授权，需求超过100吉瓦时的用户现在可以与自己选择的供电商签订供电合同。但是当时，只有六家丹麦公司超过了这一门槛。

1997年，丹麦电力公司协会（DEF）发布了一份有关市场化和全面竞争的建议报告。此报告成为电力部门（市场化）的转折点（Petersen & Rüdinger, 2009）。自1996年起，电力部门的总体态度即是要突破欧盟指令和丹麦法律的限制。发电公司看到了市场体系中减少政府控制的可能性。

1.3. 1999年：电力部门改革和资本进入发电公司

1999年，就电力部门的立法改革达成了广泛的政治协议。当年的晚些时候，此协议被落实到法律中。此协议旨在明确分离电力部门内与公共义务相关的任务和商业活动，其基础是由市政所有公司或用户所有公司构成的分散式结构。西丹麦和东丹麦建立了两家TSO（分别是Eltra和Elkraft System），接管发电公司的协调工作，包括调度和系统规划。

协议的另一个目的是通过增加竞争、对电力部门垄断部分施加更有效的价格管控，提高电力部门的效率。为实现此目的，配电公司引进了收入上限监管。在新建的框架体系中，由监管机构确定每一公司每一年的收入上限，且此种上限应该反映公司的效率潜力。

作为协议的一部分，目前，更多用户可以自行选择供电商。而在2000年，只有年需求量超过10吉瓦时的用户可以自行选择供电商。到2001年，这一数字所见到1吉瓦时。到2003年，所有用户都可以自由选择。

1999年，改革协议的一项补充协议让从TSO到发电公司的资本转移成为可能。TSO在金融方面的根本目标是通过用户支付的输电费，承担TSO成本。但在转型阶段，向TSO收取了一些附加成本，用以支持发电公司。原则上，本也可以通过国家预算支付此项成本，即由纳税人支付成本，而非电力用户。纳税人和电力用户在很大程度上是同样的人群和机构，但两种情况下，账单的分担方式不同。

根据改革协议，发电公司必须承担成本，包括在垄断时期向公司征收的成本。这些成本包括：

- 搁置成本（照付不议燃气采购协议、老旧电厂报废和养老金债务）
- 以合理的价格履行向区域供热用户的供热义务。当在电力市场上不可行时，热电联产厂可能必须自行生产（来满足用热需求），不能提高供热价格。
- 利用生物质，扩大风电规模，尽管这些技术在当时并没有竞争力，但必须发展这些技术来实现政治目的。

但在1999年，发电公司产生了一种担忧，担心自己在经济上无力承担此种义务，有破产的风险。

来自发电部门、丹麦能源署以及经济和财政部的一组专家受命分析发电部门的经济状况。

专家确定在2000年初，发电厂的净负债约为4亿欧元。因为发电厂没有可以利用的存款或储备，所以短期内收入和开支的发展情况对它们至关重要。因为当时电力市场上的电价较低，所以发电厂没有很大的利润空间，而电厂的边际成本又与电力销售价格处于同一水平。如果这种情况持续更长时间，发电厂就无法负担自身的固定成本。

因此，根据所使用的假设——即发电部门一开始的盈利能力为负，再加上低电价以及在建电厂剩余投资的存在，大约4亿欧元的净负债最初会有所增长。到2006年左右，净负债预计达到19亿欧元左右，之后，发展形式逆转。

基于这一组专家的计算，政府和多数议会成员认同在不提高盈利能力、不增强资本基础的情况下，发电厂会无力承担搁置成本以及与满足环境义务相关的成本。

因此，最后议定应该通过以下方式，补偿发电厂为环保发电和燃气采购协议而付出的额外成本：

- 应向发电公司拥有的现存可再生能源电厂提供发电的绿色证书。
- 在四年转型期间，发电公司拥有的现存可再生能源和小型燃气热电联产厂也会收到监管补贴（对售价的补充）。
- 发电公司会收到燃气采购承诺搁置成本的补偿。

此外，发电公司有机会通过以下方式巩固资本基础：

- 允许发电公司保留未使用的保证金，而在市场化之前，垂直整合实体有义务将未使用的保证金退还给用户。
- 输电网的重新估值（在输电网等的期初余额中，在从非营利价格管制到新价格管制的转型期间）可能资本化。
- 发电公司应从TSO处收到与TSO接管供电安全责任相关的辅助服务付款。

TSO和输电网公司通过贷款为此项资本注入筹措资金。

发电公司总共收到了12亿欧元，以确保其具有在未来市场上运营的能力。在十年期限内，由TSO收取成本，以降低对用户的短期影响。

根据欧盟法规，拨款用于上述目的，例如为风力涡轮机和小型燃气热电联产项目提供的补贴，以及未来退休金成本的债务。基于丹麦的一项倡议，1996年的欧盟指令规定公共利益服务也要考虑环境影响，并于之后转入现行的公共服务税（PSO）。此项规定推动了此后丹麦的绿色转型，例如风力涡轮机补贴（见下文条款1.4）。

作为资本转移的回报（作为协议的一部分），发电公司同意并入两家公司，分别位于大贝尔特海峡（Great Belt）的两侧（西丹麦和东丹麦）。因为当时的经济状况，尽快实现可能的效率增益被认为是必不可少的。除此之外，在垄断时期，还向两个发电公司集团（分别为ELSAM和Elkraft）强加了某些义务，通过合并这个集团内的公司，就不必对各个公司之间进行复杂的义务拆分。

对两个TSO来说，设计市场的任务非常艰巨。很多方面在法律中并没有定义，而是基于挪威和瑞典的启发制定的。TSO创立了平衡责任方的新角色。平衡责任方必须在运营前一天提交每小时需求和发电计划，并承担根据该等计划注入及收回电力的经济责任。在运营时间内，TSO会购买用以平衡系统的必要调节电力。之后，会基于实际的不平衡，由平衡责任方分担此种平衡电力的成本。以这种方式分配成本的目的是为了创造“实现平衡”的动机。北欧共同调节电力市场，尤其是获取瑞典和挪威的低成本水电调节电力，是以较低成本解决丹麦不平衡性的关键所在。

1.4. 2000-2005年：“优先”电力的单独安排

在很长一段时间内，都是在单独的系統内管理小型燃气热电联产机组和风力涡轮机的电力。计算这些优先来源的发电量，所有用户都有义务以调节价格购买其电力需求份额。

2005年，系统得到简化，所有电量都可在自由市场上销售，但引入了专项税用于收取优先发电补贴，即公共服务税（PSO）。但在2014年，欧盟认为此种体制的一部分违反了欧盟协定，因此，成本也从TSO专项税转入国家预算。此过程始于2017年，将在2022年之前逐步落实。

1.5. 2004年：新所有权、输电系统运营商（TSO）合并和新配电系统运营商（DSO）法规

2004年，丹麦议会通过了一项重要的电力法修正案。丹麦的两个TSO：西丹麦的Eltra和东丹麦的Elkraft合并成一个TSO（Energinet）。Energinet成为电气TSO。之前的所有人（合作社和市政当局）将输电网的所有权转让给国家。作为此种所有权转让的回报，废除了劝阻出售发电公司的法规，根据新通过的法规，如果合作社和市政当局选择出售自己拥有的发电公司的股份，允许它们保留收益。

由此导致了大量廉价出售，最初是卖给占主导地位的丹麦和瑞典国有发电公司——Dong Energy和Vattenfall。今天，Ørsted（前Dong Energy）巩固了自己作为丹麦最大发电公司的地位。2014年，公司的少数股份被转让给私人投资者。2016年，Dong Energy在证券市场上市。丹麦政府仍然持有多数股份。

案例：两家大型发电公司合并——和竞争管理局

2004年，ELSAM和NESA合并，竞争管理局（今天的丹麦竞争与消费者管理局）密切仔细调查了合并过程。为了确保竞争不会受到负面影响，很多行为被定义为合并的一部分。

ELSAM的所有归属于西丹麦的45个市政当局和DSO。公司拥有3,500兆瓦的大型电厂、400兆瓦的分布式热电联产厂和400兆瓦的风力涡轮机。ELSAM所有方也持有供应商的股份。NESA是哥本哈根地区（东丹麦）的DSO，也拥有一定的发电量（52兆瓦小型热电联产）以及东丹麦大型发电公司E2的股份和供应商活动。NESA是股份公司，大股东是两个市政当局。

为了在合并之后维持竞争，授权行为包括：

- 出售小型热电联产厂
- 以虚拟电厂的形式提供600兆瓦容量：在其他参与者可以控制此容量的情况下，举行拍卖。此过程可被视作增加竞争的一种方式，因为拍卖胜出者不一定要自己拥有或经营发电容量，所以预期会有更多的竞买人参与拍卖。
- Elkraft（东丹麦的TSO）的股份卖给了国家。

通过对北欧电力市场上竞争（例如输电阻塞的时间段）的调查，主管部门得出了一个结论：采取上述行动后，可以允许合并（Konkurrencetilsynet, 2004）。

考虑到配电公司新获取的财务自由，对经济法规进行了修订。自2000年起，假设公司维持高效运营，配电公司就要满足基于必要成本的收入上限。假设公司维持高效运营，基于2004年1月根据实时价格、活动水平维持不变条件下计算出的电价，公司的收入不可能增加。基于公司2004年的收入，设定了电网公司未来的收入上限。

案例：从私营输电线路到完全市场运营

电力市场要顺利运转，就离不开竞争。在丹麦，跨境交易以及由此产生的源自于邻国发电商和电力交易商的竞争是市场开放的重要因素。在市场开放之前，国际连接输电容量的很大一部分被保留下来，用于垂直整合电力公司之间的长期合同。在市场开放方面，TSO释放了各国家之间的连接容量，所以可以用于日前交易。因此，输电系统运营商将交易容量分配给不同国家和价格区域之间现货市场交易。

1991年，Vattenfall和Energi E2（瑞典和丹麦的发电公司）同意在东丹麦和德国之间搭建600兆瓦的直流电缆，电缆于1996年投入运行。根据协议，Vattenfall有权向德国输送350兆瓦。

1999年，Energi E2的所有权被转移给Elkraft（当时东丹麦的TSO），Vattenfall的运输权被保留下来。

当连接两侧的日前市场都发展起来时，同意将容量移交给市场。通过2003、2005和2006年签订的三份协议完成了此项工作。在一段时期内，Vattenfall收到了连接造成的部分输电阻塞租金。Energinet自2003年开始组织线路使用的直接拍卖。从2010年起，丹麦和德国日前市场充分整合（称为输电容量的隐式拍卖）（Højesteret, 2013）。

1.6. 2005-2010年：市场上的小型热电联产（CHP）项目和负电价

较早时候，基于天然气的热电联产（CHP）项目使用分时电价（TOU）支付。制定电价促进环境和分布式发电。丹麦安装了数百个此类机组，为本地区域供热系统供应热力，时至今日，总容量大约为1,900兆瓦。之后引进了一个新系统，将容量费与市售电力整合在一起。2005年，容量超过10兆瓦的机组被投放于此市场，到2007年，这一限额下降到5兆瓦。从2018年开始，所有热电联产机组的唯一电力生产收入来自于市场，而向本地区域供热系统出售热力会产生附加收入。

在日前市场上，特定小时内特定区域内的价格代表了边际成本，即提高1千瓦时的需求，拥有未使用容量的最低成本机组就有机会生产额外电力。不同的电价代表不同的电力价值。

2009年之前，现货价格不可能低于零，这意味着在发电量过剩的期限内（例如来自于风电，因为补贴，而可能产生负边际成本），无法直接找出市场价格。为解决此问题，所有发电都会被要求按比例减少产量。随着负价格的引入，谁能够以最低成本减少发电量成为一项竞争。启动/停止成本可能导致发电厂必须在短期内接受负价格。负价格导致了传统发电动态经营状况的改善。例如，目前有些燃煤发电厂的最低发电量只有满负荷的10%。以下文件描述了现有发电厂动态的改进：（DEA, 2015）、（Agora-Energiewende, 2017）和（Clean Energy Ministerial, 2018）。

1.7. 2010-2015年：西丹麦和东丹麦互联及国际协调

2010年，跨越西丹麦和东丹麦之间的大贝尔特海峡的600兆瓦直流线路投入使用，两个区域第一次直接连通（见图4）。



图4. 内部和外部输电线路和服役年份。

欧洲日前市场的整合是在2010-2015年期间发展起来的。今天，欧盟23个国家拥有一个共同的日前市场，从挪威到葡萄牙，从波兰到爱尔兰（见图5）。在一个相关价格区域内出价会对其他区域产生影响，取决于可用的输电容量。因为市场参与者数量巨大以及发电技术的变化，大型市场被认为在竞争方面取得了长足的进步。有大量提高输电容量的投资正在进行，例如正在搭设三条从德国北部（拥有充足的风电和太阳能发电装机）到德国南部需求中心的三条直流线路。



图5：日前市场充分整合的国家。23个国家，用电需求为2,900太瓦时/年。（ENTSO-E）

类似的欧盟倡议正在进行中，包括在大范围内协调日内和辅助服务市场。2018年6月，启动了单一日内市场耦合（SIDC）。SIDC创造了单一的欧盟跨区域日内电力市场。简而言之，在需要能源之日，欧洲各地的能源买卖双方可以彼此合作，不断交易电力。今天，参与的国家有14个，包括北欧和波罗的海国家、比利时、法国、荷兰、西班牙、葡萄牙、德国和奥地利。预计有七个国家很快也会加入（见图6）。



图6. 协调的日内市场

随着可变可再生能源发电量的不断增长，人们对日内市场交易的兴趣也在不断提高，因为在日前市场关闭之后，市场参与者谋求平衡时遇到的挑战可能会变得越来越大。在更接近交期的时间点维持网络平衡既有利于市场参与者，又有利于电力系统，原因包括可以降低对储备电力及相关成本的需求等。此外，日内市场是允许市场参与者将消费和断电期的意外变化纳入考虑范围的基本工具。⁸

1.8. 2014年：电力监管委员会

作为2012年政治协议⁹的一部分，建立了一个负责分析丹麦电力部门法规的独立委员会¹⁰。该委员会的职责之一是调查现行法规能否在确保为用户提供必要保护的同时，支持电力市场上的有效竞争。此外，它还应调查提高电力部门效率的激励措施，尤其是调查对垄断机构（配电公司和Energinet）的金融监管能否为效率改进提供充分的激励。部长指定以能源专家、部门代表、用

⁸参见：en.energinet.dk/About-our-news/News/2019/06/13/xbid-first-anniversary-and-second-golive

⁹政府与四个反对党派就2012-2020年丹麦能源政策签订的2012年3月22日协议

¹⁰Udvalg for el-reguleringseftersynet

户代表和绿色组织作为委员会成员。

自2004年对收入上限法规修订案颁布以来，它经历了多次修正（2005年到2011年之间修正了4次）。除了收入上限以外，公司还须满足收益率上限和基准点。不论收入上限如何，公司都不能超过其电网资产的最大设定收益率（加上2个百分点的周转资本）。基准点确定了每一家配电公司维持高效运营的成本水平。如果公司的实际成本高于此水平，则公司会被要求提高效率。落实要求，永久性缩减收入上限。

但是，此规定被认为不够灵活，缺乏适当的激励机制。因此，委员会提出了一种新结构，即收入上限由以下部分构成：1）成本框架；2）收益率；3）交付质量欠佳遭受处罚的可能性。引进了五年监管期，每五年打造一次收入上限的总体框架。基于前一监管期的平均、历史、总运营成本 and 折旧，确定成本框架。针对效率要求和外在因素，包括改变的活动、改变的活动水平、价格发展和电网损失，不断调整成本框架。公司还须遵守根据基准点确定的个别效率要求（见图7）。

在新的法规中，将废除收益率上限，相反，必须将收益率纳入收入上限的组成部分。必须基于历史上可能的回报，确定配电公司历史资产基础的回报。必需基于监管机构确定的基于市场的加权平均资本成本（WACC），确定未来资产基础的回报率。

委员会工作的主要成果就是2014年的一部法律，废除了自1999年起推行的体系，以规定价格向未在市场上选择供应商的用户提供“最后的供应商”（拥有特定区域供应许可的供应商）。此法律被交易公司向提出要求的用户供应电力的一般义务所取代。

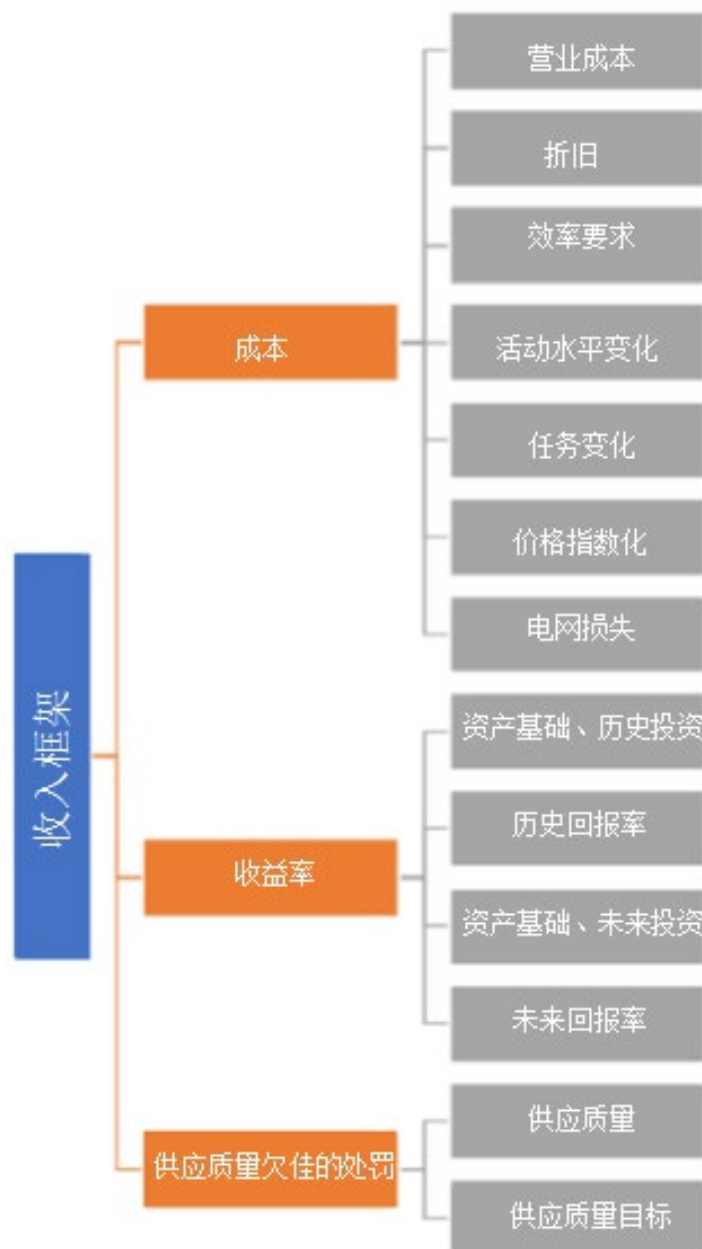


图7.配电公司收入监管提案的要素

2016年，引进了以供应商为中心的模式（用户直接与供应商沟通，DSO可见性下降）。实践证明所需数据系统技术的开发并不容易，在最终落实之前不得不多次推迟。以供应商为中心的模式的核心要素就是数据中心（见下文）。所有DSO都要将自己的需求测量发送到数据中心，供应商可以访问数据中心（而非单个DSO）的数据。用户向供应商付款，包括电力税，而供应商将款项转给DSO（DSO税费）和TSO。最后，DSO向税务部上缴税款。管理税收流的过程复杂，必须通过漫长的谈判才能达成协议。对家庭用户而言，税收金额甚至超过了电力原价，所以此税种的金额巨大。

1.9. 2016-2020年：单一账单、智能仪表和电价

今天，占主导地位的供应商依然是前身为配电公司的公司。有些独立供应商进入了市场，但因为用户不愿更换供应商，尤其是家庭用户，所以它们在总市场中占据的份额有限。只有6%-8%的用户每一年选择一个新的供电商（大用户中的此比例更高）。所有电力中的62%被卖给被动用户，即未主动选择供应商的用户（Forsyningstilsynet, 2019）。

在丹麦，供热构成总能源消耗的重要部分，但一般都是通过区域供热或者天然气供应。因此，丹麦家庭用户的年度电力需求较低，结合上文所述的高电力税，就意味着市场上的实际电价仅在总电费单中占到相对较小的一部分，因此很可能降低用户变更供电商或合同类型的兴趣。例如，丹麦典型独栋住宅（通过区域供热或者天然气供热）的电力消耗大约为4,000千瓦时/年。此项成本大约为1,300美元（包括税费和增值税），因此电力原价在总价中的占比仅为17%。不含增值税（25%）的上网电价和税费是固定的，不会因为变更供应商而受到影响（见图8）。

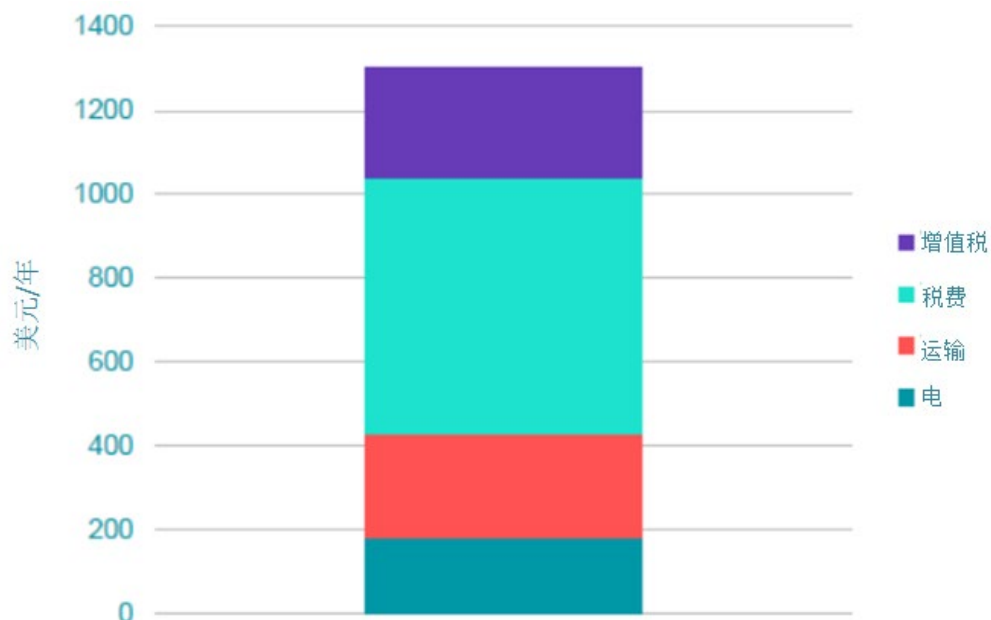


图8. 需求为4,000千瓦时/年的丹麦家庭电费单的典型构成。

在2016年之前，选择新供应商的用户会收到两份电费单，一份来自配电公司（上网电价和税费），一份来自供应商。今天，已经为了用户简化了系统，只会发送一份电费单。供应商电费单中也包含了上网电价和税费，因此，供应商是客户唯一的联系点。

在2020年底之前，所有用户都将拥有具备远程读取和每小时结算功能的智能仪表。届时，用户就能够通过创新的合作类型购买电力，例如包含每小时价格的现货价格。智能仪表的普及在一定程度上是受到欧盟法规的推动。

举个例子，热泵就是一种能从每小时价格中获益的技术，如今提供的热泵可以连接互联网，能够收集现货价格，而用户可以指定根据价格调整生热的敏感度，分为从1到5五个等级（分别针对空间供热和热水）。电动车也可以通过类似方式充电。

尽管自2003年起，DSO电价就一直以固定价格为主，但现在，分时电价（TOU）的使用范围在不断扩大。对家庭而言，分时电价分为两阶（见以下图9）。高峰期的定义是10月到3月的7:00到20:00之间。对公司而言，使用三阶分时电价。

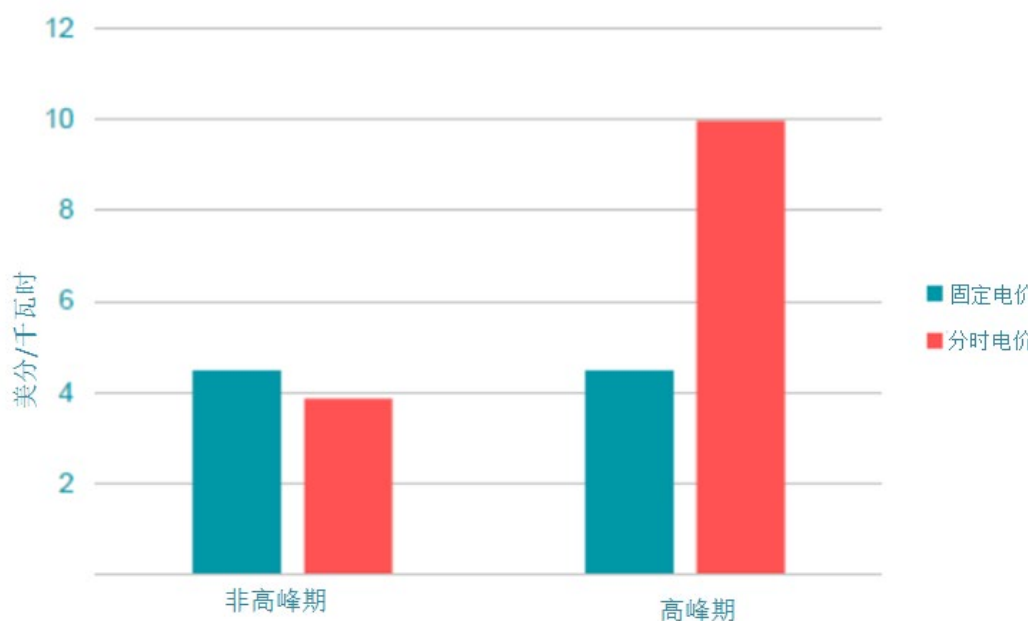


图9.DSO 电价。来自哥本哈根DSO的范例：Radius。固定电价是针对没有智能仪表的用户，而分时电价（TOU）是针对每小时结算的用户。

1.10. 当前市场与监管

关键电力市场

今天，主要的电力市场是日前市场。在运营前一天的12:00以前，发电商和供应商向Nord Pool现货市场提交出价。典型的出价格式（每小时出价）应指明当价格高于X欧元/兆瓦时，发电商愿意在特定的小时内发电。其他出价格式包括涵盖几个小时的区块出价。基于出价和到其他价格区域的输电容量，结算每一小时的价格。协调23个国家的日前市场，总的来说，还是存在激烈的竞争。根据边际价格结算价格，所以一个价格区域内所有已启动的发电商都可以收到相同的价格——等于已经激活的最贵出价。通过输电线两侧区域的出价确定线路的进口/出口（称为隐式拍卖¹¹）。日前市场上通过的出价是就下一天规划运营向TSO发出的第一份计划的主要依据。

¹¹这被称为输电容量的隐式拍卖，因为确定联网电路流量的出价是针对潜在发电量的边际价格。通过总成本的最小化，激活相关出价，遵守联网电路的最大流量，也藉此确定联网电路的实际方向和流动。早些时候，使用的是隐式出价，例如在丹麦和德国的边界上。另请参阅：丹麦能源署和电力规划与工程学院（2020）。

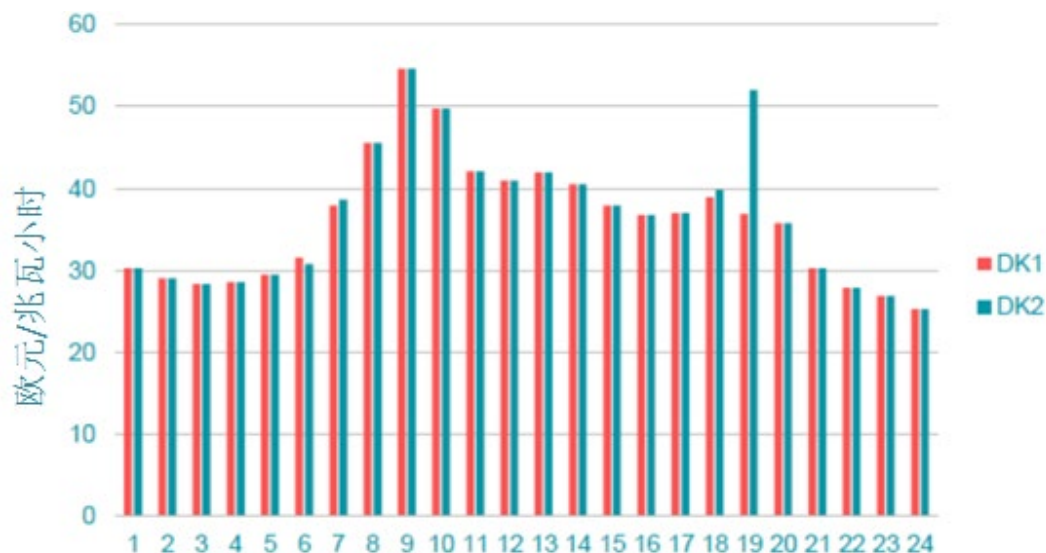
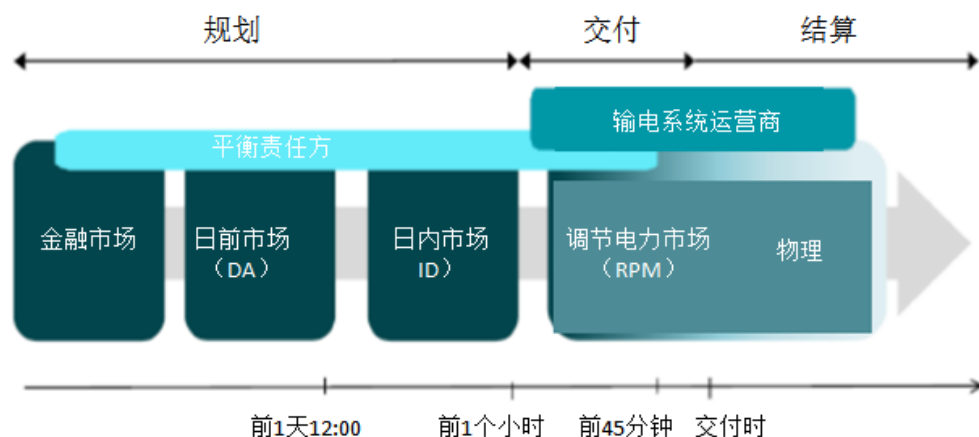


图10. 日前价格，2020年3月5日。西丹麦（DK1）和东丹麦（DK2）。Nord Pool。

日前市场结清之后，开放日内市场。在日内市场上，最晚可以在运行时间之前一小时进行电力交易。日前市场是所有出价的协调拍卖，而日内市场是基于匿名、连续的双边交易（类似于证券交易所）。当买入出价和销售出价匹配时，交易即告完成。日内市场上的交易量不断增长，但与日前市场相比还是规模较小。



在运行时间内，TSO使用**调节电力**调整需求和发电之间的平衡。这是可以提前15分钟发出通知激活的人为储备（也称为mFRR）。调整可以是向上或向下调整。北欧国家有一份激活出价作为调节电力的共同清单（NOIS清单）。如果输电容量允许，可在其他价格区域激活出价。全国性TSO是唯一的买家，但提出出价的技术却多种多样，例如水电、小型分布式发电和风电（风电通常仅为下降调节）。

通过调节电力的最贵出价确定不平衡的成本（不平衡指的是与规划运营的偏差）。价格的构建方式是为了平衡责任方有维持平衡的动力。北欧系统中存在大量水电，因此其不平衡成本较低。仅在几个小时范围内（通常没有任何可用的进口容量），不平衡价格可能非常高。

金融合约

对发电商而言，关键市场是日前市场，因为物理调度是在日前市场上确定的。逐小时确定价格，当此价格高于短期边际成本时，发电商将通过机组发电。但是，发电商可以通过签订金融合约降低风险。金融合约是可以在纳斯达克等地方交易的商业产品。¹² 目前存在多种不同产品，表2提供了一些范例。这些产品是针对日前市场上系统价格采取的措施。系统价格指的是输电系统没有阻塞情况下会存在的人造参考价格。从表中可以看出，未来几年的交易量最高（未平仓量指的是交易的净合同量）。

产品	价格 (欧元/兆瓦时)	未平仓量 (兆瓦)
2021	20.55	6,679
2022	23.50	2,409
2023	24.55	1,027
2024	25.74	441
2025	27.35	167
2026	28.42	80
2027	30.39	102
2028	30.57	65
2029	30.72	0

表2 选定未来的价格。这些产品涵盖了特定年份的系统价格（见文本）。2020年3月25日的数据。

未来季度、月份、周和天的合同也可以交易。也可以购买电价区域差异（EPAD）合同，用以解决系统价格和特定区域价格之间的价格差异。

此外，供应商可以使用金融合约降低风险。例如，可能向用户提供固定价格合同，以同一期限内的金融合约平衡此项。发电商和供应商使用金融合约降低价格风险时，被称为对冲。投资者也可以使用金融合约作为投机对象，与石油、金属或食品等其他商品未来价格的投机类似。投机提高金融产品市场的流动性。

能源批发市场诚信和透明度法规（REMIT）

REMIT是一项旨在提高欧盟能源市场透明度的欧盟法规，降低内线交易和市场操纵的增加工具。2011年，欧盟通过了REMIT。国家监管机构和欧盟机构ACER负责按照REMIT监管能源市场。法规的功能包括：

- 定义市场滥用。其中包括市场操纵、未遂的市场操纵或者内线交易，
- 明确禁止市场滥用，
- 要求市场参与者及时有效地向公众披露内部信息，

¹² 参见：www.nasdaq.com/solutions/nordic-power-products-european-commodities
价格范例参考网站：www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices

- 责成专业安排交易的公司（例如TSO和联合电力系统）报告可以的交易。

TSO和电力交易所（例如Nord Pool）必须报告它们是否遵守可疑的交易。发电商必须公布对市场价格具有重要意义的所有信息。这可能是必须在紧急市场信息（UMM）中公布的发电厂或输电线路停运。参见图11。

事件	基础设施	可用	不可用	事件起始时间	事件停止时间
电力传输 中断	 DE-LU →  DK2	600 MW	0 MW	from 01.04.2020 07:00	to 03.04.2020 17:00

图11.UMM的范例。通过分享该等信息，所有市场参与者都可以作出反应。来源：
umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=nextweek

2. 几个聚焦点

2.1. 2020年状态：成功的批发市场

输电线路上的流动是基于不同价格区域的价格。协调的欧洲电力批发市场涵盖23个国家，其2,900太瓦时/年的规模可能是世界最大的。竞争激励，市场不能只在少数几个购买时间结算。关于北欧电力市场的描述，参见（DEA和EPPEI，2020，丹麦能源署和Energinet，2018）。日前市场被认为能够实现可提供有效定价的顺利运行——是一种成功。

日前市场为电热锅炉等新技术提供的投资机会。负价格的出现推动了这些技术的发展，而这些技术的安装又限制了超低价格出现的频率。丹麦目前的风电发电量相当于年用电需求的47%。可变发电的有效整合严重依赖三个电力市场：日前、日内和调节电力。丹麦风电和挪威及瑞典的水电通过这些市场相互作用。简而言之，水电基本上就是按照市场价格发电，是作为风电的低成本储存。

丹麦日前市场具有很高的流动性，80%以上的电力都是在日前市场上完成交易。其核心原因是位于相对较小的丹麦价格区域之外的任何交易，都必须通过日前市场完成。通过日前市场上的出价确定跨境线路上的流动（称为前文描述的隐式拍卖）。流动总是从低价格区域流入高价格区域。

为了开发具有流动性的日前市场采取了很多措施。如前一章节所述，在2004年之前，是通过包含三级电价的分时电价支付小型燃气热电联产厂的发电价款。生产是作为“优先生产”进行调度，未整合到市场中。2004年，系统发生改变，摒弃了优先生产的理念，吸纳了市场上的小型生产商，提高了电力交易量。之前的电价包含可观的补贴要素，挑战在于如何处理300多个小型生产商的输电过程。解决方案是将补贴系统转变为“与发电相独立的容量付款”，最长期限为15年。补贴目前独立于发电之外，因此它不再会干扰这些发电机组的市场调度。发电的激励机制很明确：机组应在电价最高的时间内，尽可能多发电——不管该等电价何时出现。扩大风电装机规模指的是不单纯以峰值需求确定高电价时间段，还要考虑何时风电产量低。补贴计划终止于2018年，现在，燃气热电联产厂只从日前市场（或者它们主动参与提供调节电力等活动的其他市场）上收取电力收入。

自1999/2000年引入以来，日前市场实际上在所有的时间段都交付基于市场的价格。只有在少数的极端情况下才无法实现市场结算。在发电量不足的罕见情况下，要按比例下调所有的需求出价（在几乎没有需求的情况下，情况正好相反）。

日前市场上的价格变化让传统发电技术产生了提高自身灵活性的动力。现有燃煤电厂已完成翻修，现在，它们能够在低至总容量10%的最低发电量下运行。此外，如前文所述，低电价推动了与用于工业目的的工艺用热相关的电热锅炉及区域供热厂的投资。近年来，热泵还被引进用于满足某些低温供热需求。（丹麦能源署和Energinet，2018；清洁能源部长级会议活动，2018）。

自2003年起，年需求超过100,000千瓦时的用户就能够与供应商签订现货价格合同。此种价格往往低于固定价格，提供了根据每小时价格调整需求的动力。到2020年底，包括家庭用户在内的所有用户都将配备智能仪表，从而具备这种可能性。使用电力供热（直接电力供热或者热泵）或电动车的家庭用户可以提高其在低电价时间段的需求。现如今，市售的某些热泵可以自动下载价格，基于用户的简单输入调整发热量。

图12展现了丹麦电力系统在1985年到2015年期间的转变。观察图12可以发现，最明显的发展就是出现了大量分布式电厂（以蓝色圆圈标注）和风电（蓝色菱形）。尽管后者在国际范围内获得了大量关注，但大量分布式电厂不断提高的灵活性（部分受到上文描述的市场化的驱动）是可以在丹麦能源系统中整合大量风电的原因之一。

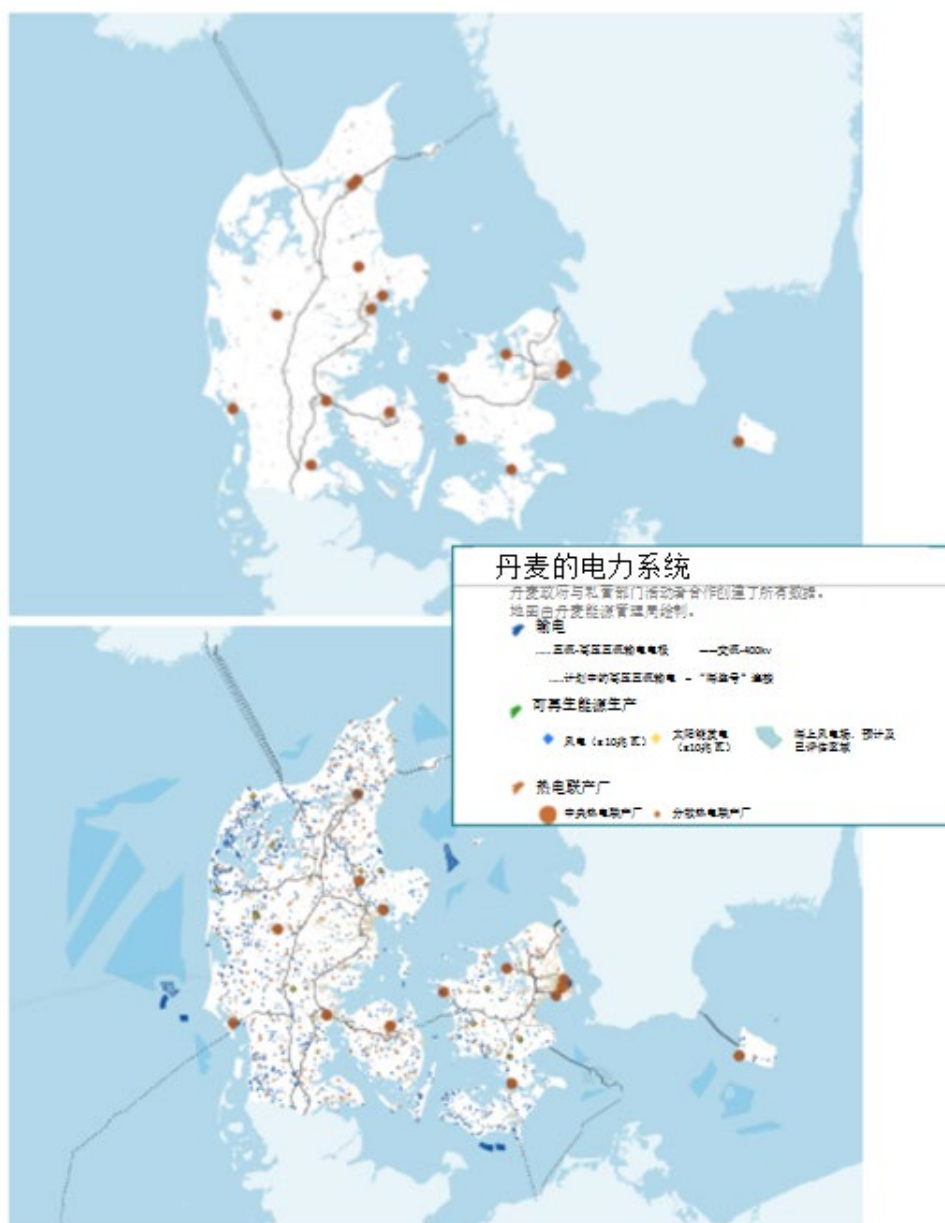


图12. 丹麦的电力系统，1985和2015。红色圆圈是中央发电厂，蓝色圆圈是分布式电厂，菱形是风电厂。
ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/foer_efter.pdf

2.2. 零售市场上的转变较慢

涉及DSO合并的流程持续不断，但进展缓慢。今天，有16家大型DSO以及超过26个较小型DSO（见图13）。Cerius的所有者Andel最近收购了Radius，从而覆盖到东丹麦的大部分地区，而N1将覆盖西丹麦的大部分地区。DSO数量比以前少了，但考虑到服务对象还不到600万人，公司的数量可能依然被认为是相对较高。

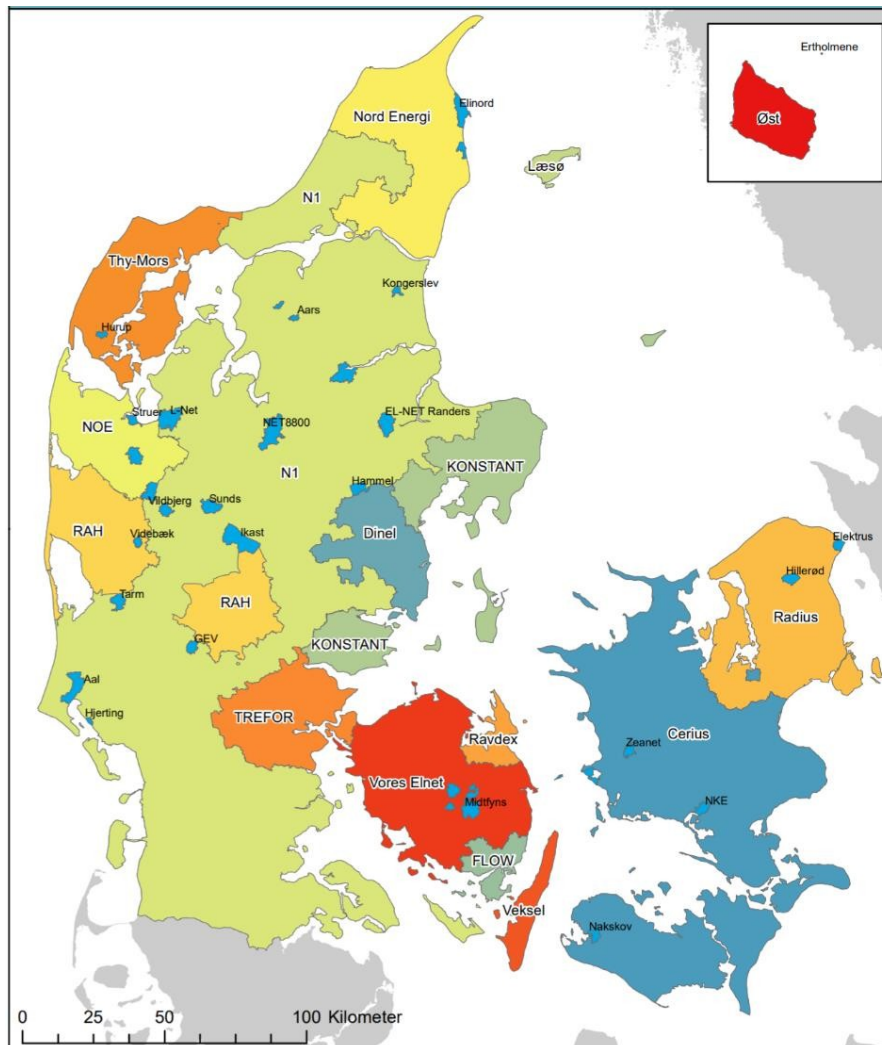


图13. 丹麦的DSO，2020。 ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/elnetgraenser.pdf

新供应商进入零售市场，但所占市场份额有限。（Energinet数据中心，2020）。法律拆分是供应商和DSO之间的要求，而所有权拆分并不是适用欧盟法规提出的要求。例如，在出售之前，Radius（DSO）归Ørsted（同时拥有发电和供应公司的能源集团）所有，所以尽管DSO和供应是独立的公司、不同的法律实体，但它们依然归属于同一集团Ørsted。采取了多项措施减少当前供应商将与DSO连接的途径和收益：名称和标识必须明显不同（2017），通过单一账单改革（2016），DSO变得越来越没有可见性，因为客户现在的主要联系点是供应商。监管部门分析了提高DSO效率的潜力，包括集团内部合同滥用的可能性（Forsyningstilsynet，2020，b）。

迄今为止，用户选择新供应商和/或合同的兴趣有限。如前文章节1.9所述，用户兴趣这么低，高税费（固定的）可能要承担部分责任。下文图14中呈现的发现部分确认了这一结果。图14列出了受访用户不更新供应商的理由。大约35%的受访者指出节省的费用不够大，所以他们没有变更的动力，仅次于认为变更难以理解的受访者。

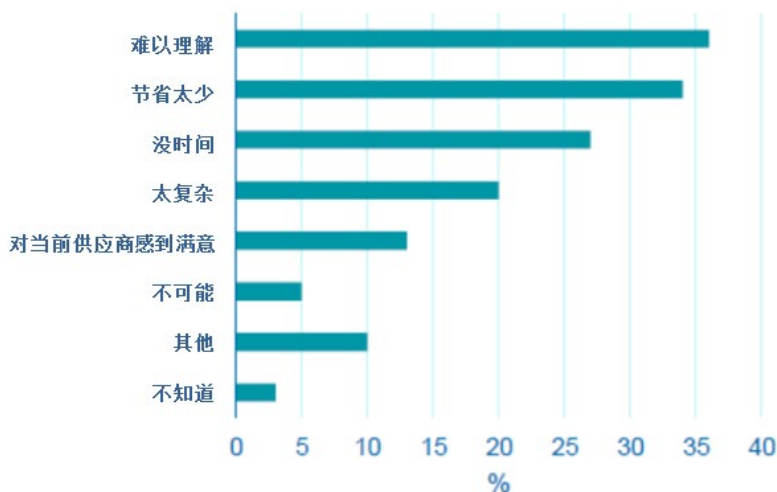


图14. 不变更供应商的理由——在考虑变更的受访者中。EnergiWatch/Voxmeter执行的调查（2018）。2,000次采访。

基于2011年的分析得出一个结论：从1995到2009年，对大用户而言，电价的发展相对恒定，但对家庭用户而言，电价提高了（Ea Energianalyse, 2011）。造成这种差异的部分原因可能是当时针对不主动变更供应商的用户，落实了一项法规。此项最后供应商法规通常会导致用户支付的电价高于主动变更供应商的用户。丹麦监管机构预计通过选择最佳合同，一般家庭用户（4,500千瓦时/年）一年可能节省20到120美元（Forsyningstilsynet, 2019）。2014年，这一项法规被废除，最后供应商法规被供电公司以市场价格而非规定价格向该等用户供电的义务所取代。



图15.家庭和工业用户的电价2009年价格。不含税、增值税和公共服务税（清洁能源补贴）¹³。¹⁴

总结

丹麦电力部门的市场化似乎对大用户尤为有利。大用户获得了提前进入市场的权利，获得了稳定的价格（1995-2009）。与此同时，家庭用户获得的价格在2003-2009年期间不断上涨，在2011-2015年期间却在不断下降。零售市场可能演变，在落实新数据技术时，用户变得更加活跃。到2020年底，所有家庭用户都将配备新的智能仪表，能够通过把需求从一天内的高价时期转到低价时期，减少电费支出，这样，用户就有了挑选此类产品供应商的更大动力。随着电力密集型运输和供热（电动车和热泵）主导地位的增强，此种动力只会更强。已经完成或正在执行很多研发项目，证明支持此项发展的新型数字商业模式。

自1999年起，DSO法规经历了无数次发展变化，但到目前为止，打造一个简单、可预测的法规结构的目标仍未实现。事件的复杂性似乎是一种障碍，但尽管如此，DSO的效率还是提高了，用户价格也只是适度上升——所以，收获还是有的。

2.3. 发电和输电的顺利拆分

丹麦一开始并不接受市场化的理念，但后来还是顺应了北欧国家和欧洲的发展。重要的是，丹麦一直以来就把确保市场发展支持环境问题（可再生能源、能效和全面绿色转型）当作优先事项。

在电力部门，发电、输电网络和交易的拆分是此过程的重要起点。拆分转变了新公司的身份和基本原理——不论是商业公司还是垄断公司，这是公司在市场系统中承担新角色的前提条件。在有些国家，让现有垄断机构放弃其某些活动的控制权和所有权是一个漫长的过程，与此相反，丹麦的拆分从一开始就比较彻底。

丹麦之所以能在相对较短的时间内，克服部门的早期怀疑和阻力，可能也是得益于此。公司开始专注于探索新制度下的可能性，影响其落实过程——而不是对抗它。

减小转型阻力的事实包括：丹麦在市场开放的一开始，就存在生产部门容量过剩的问题；同时，丹麦可以在发电公司面临竞争之前，将资本转给它们，提供经济上的支持（更多内容见下文章节2.5）。

2.4. DSO的未决问题

目前的要求是供应商不论在法律上还是身份上，都要与和供应商有利益关系的任何DSO进行拆分（Energitilsynet, 2018）。但是，针对零售市场上的竞争以及能否通过进一步倡议加强分

¹³来源：1995-2002：Ea Energianalyse, 2011。2003-2019：Forsyningstilsynet（<https://forsyningstilsynet.dk/talfakta/priser/elpriser/prisstatistik-4-kv-2019>）和Danmarks statistik（<https://www.dst.dk/da/Statistik/emner/priser-og-for-brug/forbrugerpriser/forbrugerprisindeks>）

¹⁴日前价格发展，见图16。

离垄断和竞争活动以推动竞争，仍在进行分析。分析仍在进行当中，尚未得出任何结论。但根据部分分析结果，我们可以得出这样一个结论，即当前的DSO法规尚有进一步改进的空间。很多案例中都强调一个问题：DSO只有少数员工，DSO的很多活动都是在子公司实现的。DSO与子公司的所有内部交易合同都必须“以市场为基础”，监管机构可能难以管控，所以这对监管机构可能是一项挑战。自2012年起，法规就明确规定所有内部交易都必须以市场为基础，即不允许任何转移定价。

在一项最新的判决中，DSO因为就其必须实现的能效活动过度收费，而被定罪（Forsyningstilsynet, 2020）。因此，DSO从用户处收取了额外成本，价值被转移给不受监管的子公司。DSO已提出上诉。

DSO的未来监管

基于对丹麦零售市场进行的部分竞争分析，监管机构指出现行的DSO法规可能进一步改进（Implement, 2019）。分析还发现了不少问题，即分离、透明性和监管不足以根除可能减少竞争的行为：

- 未公平对待所有活动者：DSO可能向关联公司提供优先服务。¹⁵
- DSO可能支付主要让关联公司受益的营销费用。
- DSO和关联公司有共同的员工，因此不可避免地会出现知识分享。DSO通常不会聘用员工或者只有很少数员工。由子公司承担所有职能（也为商业公司提供服务）。
- 办公室也是共享的，也可能存在知识交流。
- IT系统是共享的。这可能提供商业数据的访问权，例如用户数据。
- 很多DSO没有到位的制度监督及确保独立决定。
- 子公司提供了很多服务，因此存在转移定价的风险。不存在可证明公平市场价格的文档（尤其是在小型DSO内）。
- 很多DSO直接从关联公司购买电力，以弥补电网损失。

研究专注于这些可能的劣势。它并未证明实践中是否利用了这种可能性。

研究发现，可通过两种途径改善情况：

- 加强监管，提高对透明度和公平价格证明文档的要求。
- DSO及其他公司所有权的拆分。这会导致监管需求的降低，但被认为是具有入侵性的做法，也会破坏公司之间的任何协同效应。

2.5. 电厂的市场化转型

在1999年市场化之前，丹麦热电厂基本上分为两组：

- a) 八家发电公司，拥有及运营14个大型发电厂，在市场化早期转为市场化运营模式
- b) 几百家小型电厂和几个垃圾焚烧厂，沿用其现有分时电价制度，在市场外继续运营了几

¹⁵丹麦的DSO在法律上已从母公司分拆出来。并未要求必须对所有权进行拆分。

年。今天，所有这些电厂也在共同市场上出售其所有发电量。

总的来说，较大规模的发电公司能从市场开放中看到积极的前景。人们相信丹麦的发电厂会因其高效率和热电联产而非常具有竞争性。此外，某些活动者希望（预计）商业市场环境中的“监管”会放宽。但是，在市场开放后的第一个十年内，发生了两件事，威胁到这种积极的预期。

首先，在1999/2000左右（通常称为“潮湿年”），北欧水电价格因为巨大的降水量而骤然下跌（见图16）。

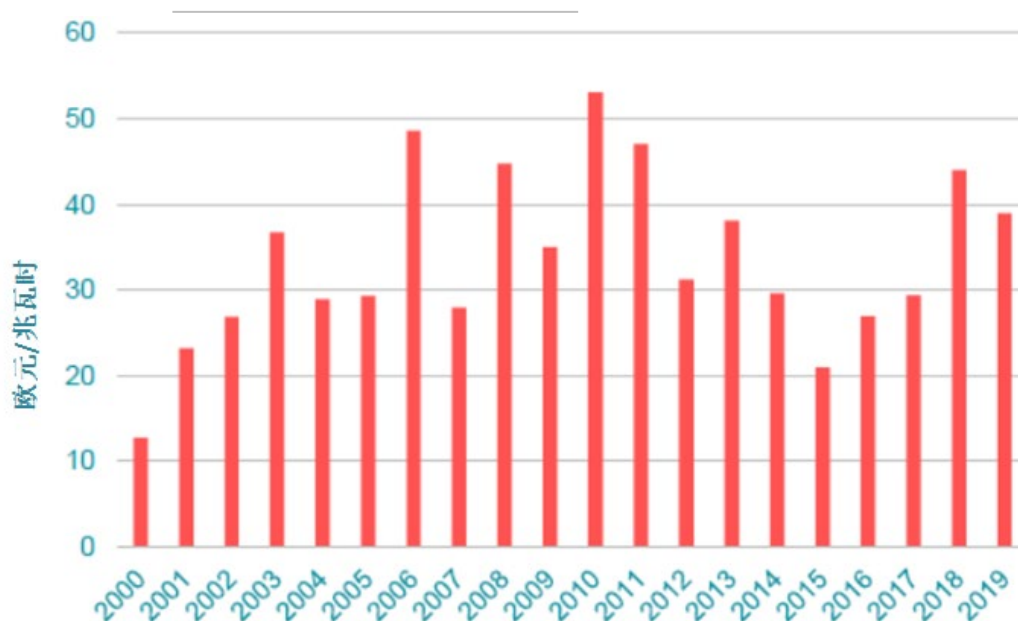


图16. Nord Pool系统价格。系统价格指的是北欧系统没有阻塞情况下会存在的理论价格。

没有任何实质性权益或担保信用的丹麦发电公司立刻遇到了流动性挑战。因此，政治家决定向发电公司转移12亿欧元，前提是公司合并成两家生产公司，且作为交易的一部分，同意向TSO提供供应安全服务。¹⁶ 很难设定必要的资本金额，部分是因为1999年的电价低，可能增加了对资本的需求。1999年协议中的一个条款规定：在假设发生变化的情况下，它可能重新开放。但是，此条款从未被激活，发电公司成功适应了市场条件，没有任何公司停止经营。

其次，2008年全球金融危机导致了耗电量下降和低电价。在包括丹麦在内的整个欧洲范围内，电力部门市场化都带来了巨大的损失。当时，按照两大公司之一的一位核心行动者的说法，金融危机大幅提高了制定决策的效率。此次危机还导致Vattenfall为了遏制损失，而将其所有热电联产厂卖给了本地市政当局。

从这段经历中可以总结出一项经验，即严重的冲击可能带来效率的大幅提升，不论是在资产管理和运营方面，还是在调度方面。由此会导致投资决策更加明晰，运营更加灵活（可再生能源

¹⁶关于此过程的更详细描述，见章节1.3。

整合），对满足供应安全目的的必要生产充裕度的定义也会更加明确。

2.6. 供应安全

供应安全可能分为两部分：充裕度（存在所需的发电量和输电量）和安全（系统可以承受突然发生的故障）。

原则上，北欧电力批发市场是单一能源市场。¹⁷日前市场上的价格被设定为边际价格（满足电力需求所需的最昂贵的出价）。发电商基于其短期边际成本递送出价，当每小时价格高于其出价时，此种出价被激活。每小时出价和每小时结算价格之间的差值（价差）可以用来支付固定成本。新发电技术的情况也是如此：应使用在单一能源市场上收到的价差进行投资。

自引进单一能源市场以来，就在讨论能否吸引足够的新发电量。讨论的某些关键因素包括：

- 某些技术（例如可再生能源）收到了干扰市场的补贴。这种得到补贴的投资减少了需要无补贴发电技术提供的发电量，也压低了其价格和销量。
- 存在充足的需求响应量被认为是单一能源市场为新发电技术创造了适当激励的论据。需求响应是对价格做出反应的需求。因此，需求响应应该作为峰值发电商，在电力平衡紧张的时间段设定价格。需求响应通常是行业需求，但也可能是家庭需求，例如源自热泵或电动车的需求。

未来，没有补贴的风电和太阳能发电预计会更大量地进入市场，可能对单一能源市场造成挑战。基本负荷热电厂的生产量会下降，对峰值发电的需求仍会存在。但是，对于很少满负荷运行的热电厂而言，可能难以创造可行的商业案例。对这些具体“高峰时段”高价格的依赖性将变大。其挑战在于价格预测（尤其是这些高峰时段的价格）具有高不确定性。

欧盟、欧洲输电运营商联盟（ENTSO-e）和多个国家都表达了对电力市场未来生产充裕度的担忧。因此，引进了不同类型的容量机制，欧盟委员会将其分为两大类：

- **容量市场**，原则上，所有市场参与者都可以将自身符合条件的容量在单独市场上出价。容量市场被看作是处理充裕度的永久框架。
- **战略储备**，有些市场参与者退出了普通日前市场，只在市场出清有危险时才发挥储备作用。战略储备被认为是一种临时框架，在有理由充分信任单一能源市场（包括需求响应）能够提供必要的生产充裕度时，可逐步淘汰战略储备。

两种类型的容量机制都必须遵守严格的欧盟审批流程，以避免临近电力市场的非必要扭曲。

丹麦支持需求存在情况下的战略储备模式。到目前为止，还没有购买过任何战略储备。

¹⁷在其他市场上，也存在容量市场。在北欧市场上，从单一能源市场获得的收入预计能涵盖发电商的资本成本。其原因在于每小时价格被定义为边际价格，而因为每小时结算价格往往高于其边际成本，所以发电商能从中获益。美国、欧洲和中国市场的比较，参见丹麦能源署和电力规划与工程学院（2020）。

TSO规定必须通过公平竞争流程确定战略储备的数量和付款，包括参与需求响应。只有在达到市场上限价格时（目前为3欧元/千瓦时），才可以激活战略储备。此规定是确保在激活战略储备之前，所有可用市场资源已经在市场上出价。

可以通过丹麦容量平衡的预期发展，阐明丹麦关于容量机制需求的讨论（见图17）。今天，可调度发电几乎能够满足丹麦的峰值需求（这里不考虑对储备的需求）。但是，在未来几年，供应严重依赖于进口以及不断提高的需求侧灵活性。

尽管与供应安全相关的国家任务减少了，但欧洲的任务增加了。ENTSO-E（欧洲TSO）一直从国际化视角对充裕度进行监督。关于ENTSO-E中短期充裕度分析的描述，见附件2。

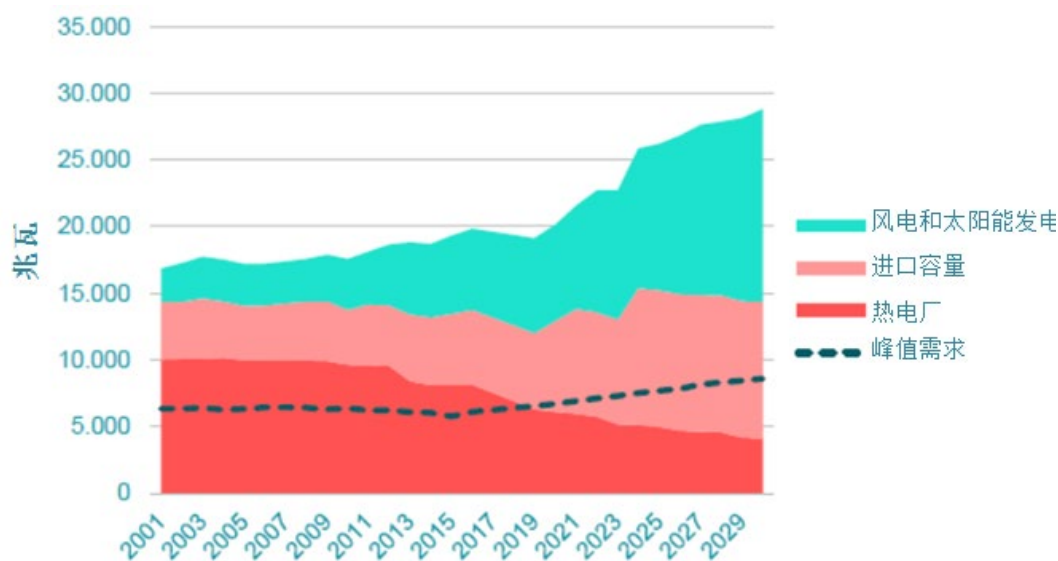


图17. 全国容量平衡的发展。历史数据（2001-2016）结合预期数据（2019-2030）。插补2017和2018年。来自Energinet和DEA的数据。

2.7. 风电和太阳能发电的整合

1980年，丹麦电力部门由经营14家电厂的几个发电公司主导。20世纪90年代，建造了数百家分布式热电联产厂，为本地区域供热系统供应热力。2000年之后，风电规模扩大。近年来，太阳能发电也达到一个巨大的数量。今天，风电和太阳能发电提供了将近50%的年度电力需求。

市场制度，包括联网电路中基于市场的交易，在可变发电的高效整合中扮演着关键角色。在有风电或太阳能发电时，必须减少其他发电量，这是由电力市场内开放、技术中立的竞争决定的。本地和国际发电彼此竞争——在输电容量可用的范围内。

比较相距500-1000公里的地点时，风电只有松散的相关性，这一事实可能推动远距离的电力交易。风能的延伸较小，因此存在平缓过度。

丹麦是大量南北电力流动的中转国。瑞典和挪威的水电厂通过丹麦与巨大的欧洲电力系统交互。这也意味着阻塞会经常发生，但在很多情况下，阻塞要么发生在丹麦北部，要么发生在丹麦南部——不会在两个市场同时发生。因此，可能发生至少与两大市场之一相关的竞争，分别是丹

麦北部或南部。

现货市场上的剧烈竞争和动态定价（包括负价格的可能性）是提高传统发电灵活性的主要驱动力。参见：部长级会议活动（2018）、丹麦能源署和Energinet（2018）、丹麦能源署（2018）和丹麦能源署和电力规划设计总院（2020）。

私人投资者承担了很大一部分的新风电和太阳能发电投资。

3. 经验教训

在丹麦，电力部门市场化的早期驱动力是欧盟法规的变化以及邻国发生的市场化进程。丹麦的“非营利”电力部门被认为是低价而高效的部门，信用评级AAA，满足高供应安全标准。丹麦国内没有实现电力部门市场化的强烈政治欲望。

但回顾过去，市场化进程和新市场结构在效率改进、结构明晰化和创造性方面取得了令人瞩目的成绩，最重要的是，提高了整合风电和太阳能发电形式的大量可变可再生能源的能力。尽管在垄断时期，绿色转型也取得了进展（例如大型及小型热电联产、生物质和能效的发展），但如果没有某种形式的市场化和拆分，绿色转型可能很难取得如此快速的发展（尤其是风电的大规模扩张）。

讨论其他国家的电力部门市场化时，所面临的挑战可能更加突出。潜在的范例可能包括融资渠道、与供应安全相关的挑战和/或较弱的治理结构。

成功市场化的基本前提是以强大而公正的公共监管作为公众与私营领域的接口。

3.1. 文化和愿景的转变

市场化和拆分是漫长的过程。北欧国家和欧盟已经耗费了数十年时间，但至今尚未实现100%的拆分。

此过程与之前存在的垄断机构存在利益冲突。有些垄断机构接受改变，有些机构对抗改变。从垄断到市场化的转变推翻了现有结构，在很多情况下，还会改变电力的地位以及在部门内的影响力和角色。对新结构的抵抗和怀疑是意料之中的。

市场化意味着公司文化变得更加以业务为导向。不管是商业机构，还是剩余的垄断机构，情况都是如此。例如，在某些情况下，丹麦原有受管控的非营利垄断公司人员臃肿，还有一些可疑开销的情况（Trong和Limann，2009）。

拆分是市场化进程的起点，向决策者和一般公众解释市场化的意义是一项重要任务。对大多数人而言，这并不总是一个易于理解的概念。拆分之后，会出现新角色以及各种不同的新公司愿景和结构。举个例子，Ørsted从聚焦于本国、基于化石燃料的电力及基础设施公司转变为海上风电部署的国际知名领军企业。如果没有拆分和市场化的推动，此种转变很可能无法达到此种程度。关于Ørsted发展的描述，见附件1。

但是，丹麦的经验也证明了在落实之前，不向决策者和一般公众“过分吹嘘”市场化影响的重要性：

- 1999年的丹麦电力部门改革预计能让一般家庭用户享受到更低的价格。但结果证明，并非所有用户都能从中获益。
- 人们往往预期市场化会带来监管的放宽。但事与愿违，市场化实际上并没有带来监管的放

宽，而是更加严格。例如，新的法规包括与透明度和竞争相关的规定（REMIT）以及新的DSO法规。

3.2. 政治共识

为了克服市场化的阻力，强有力的监管需要得到多数派政党的大力支持，这可能成为一项驱动力。在丹麦，推动全面改革的里程碑事件包括：始于1996年的欧盟内部电力市场指令；始于1999年的能源改革一揽子计划；1999年资本注入发电公司；以及2004年允许发电公司所有方保留股份销售收益的法规。

但是，丹麦的经验也表明不一定非要等到全面法规的大规模落实，才能开始市场化转型。在欧盟法规颁布之前，挪威开始引进市场制度（防止水电的过度投资），并从这里开始逐步拓展到其他北欧国家。

还应该注意：丹麦市场制度并不只是通过几项重大措施就能落实的，而是通过法规与部门内落实的持续交互实现的。规则和法规也经过多次调整，以反映切实的经验，解决意料之外的问题。如上文所述，事实证明了对电力部门垄断部分进行监管的复杂性，这在一定程度上是由公司结构和金融体制的复杂性造成的。但是，实现了效率增益，因此，监管还是取得了部分成功。这是基于两个重要的先决条件：

- 在市场化进程的一开始就彻底拆分，以实现商业活动和垄断活动（TSO）的完全分离。
- 需要一个强大、积极且独立的监管机构。监管机构也需要从用户的角度评估电力市场。这是因为没有活动者代表用户，非专业人士很难理解法规。

3.3. 过渡安排

不断变化的法规可能造成阻力，改变资产价值，引发沉没成本。要缓解监管风险和阻力，一个有效的途径可能是设计过渡安排，给利益相关方留出更多适应时间。欧盟法规展示了此种过渡安排的几个范例。关键要求是：

- 安排必须获得欧盟的批准。不得向国营公司提供国家补助。
- 安排应该有一个截止日期。
- 范围应该有限，例如为小型发电商提供更长的过渡期。
- 安排应该是朝着理想最终状态的转变，例如基于市场的调度。

丹麦的该等过渡安排集中于以下领域：小型热电联产厂、用户的市场准入以及智能仪表和每小时结算的使用。对小型热电联产厂而言，这种安排确保了在市场化之前创建的小型热电联产厂的电力生产价值最多在15年内，不会受到低市场价格的影响。

3.4. 彻底拆分（TSO）

通过拆分，电力生产侧和需求侧的活动者实现了彼此独立，有了新的发展动力，透明度与垄断非营利机构的透明度相比也有所提高。

要落实新TSO的角色，明确的责任划分具有重要意义。参见图18。TSO的主要目标是确保：

- 主要电力基础设施的高效运营和扩张，
- 所有用户可公开、公平地进入电网，
- 运行良好的市场。

在丹麦，TSO负责维持短期和长期的供应安全，包括应急准备。

数据收集是TSO运营的一个重要部分，不论是在市场职能方面，还是在供应安全方面。例如，丹麦TSO能够发现生产商方面是否有可疑行为，并于之后向生产商通报此种行为。如果发生了可疑行为的情况，TSO也能为竞争主管部门或监管机构提供协助（按照欧盟法规的要求）。

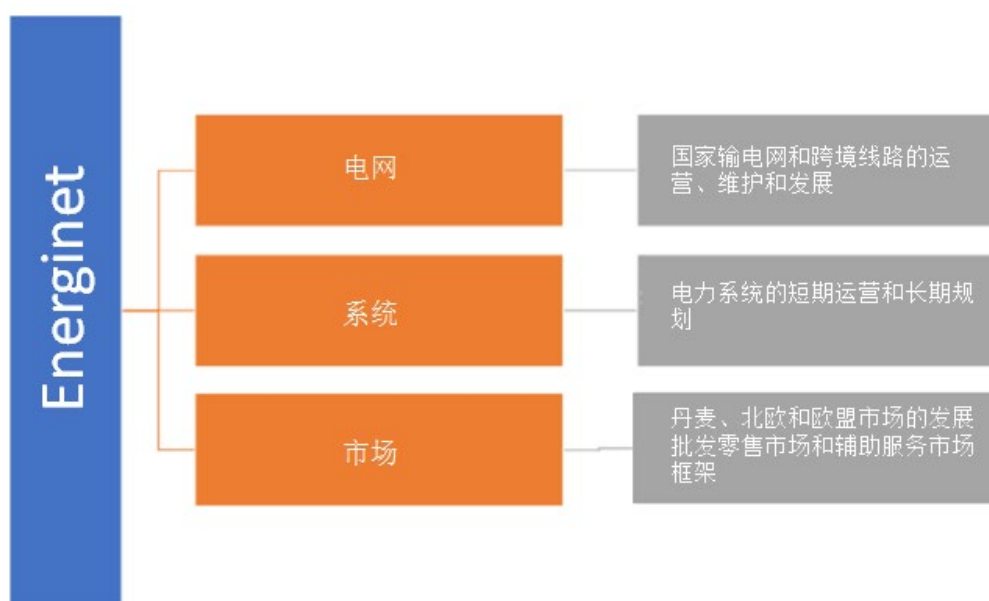


图18. 丹麦TSO的主要任务。不包括燃气业务。

3.5. 强有力的监管机构

进程和机构的合法性对从垄断到市场的顺利转型至关重要。对政治进程的信任、对公平平等监管的信任（由独立、积极、资源丰富且技能娴熟的监管局落实）以及对公平、透明市场的信任创造了一种有信心的活动方（包括潜在投资人）可以参与的环境。

监管局的一项重要职责就是保护用户。在自由市场上，需求侧个人用户和供应侧公司（也有大型企业）之间存在权力差距。因此，需要有效的部门监管。

丹麦公用事业监管局自垄断时期起就已经存在，之后经过了几轮扩张和改组，最近一次变动发生于2018年。一项对丹麦监管机构的评估建议丹麦公用事业监管局也就规则和法规的实际功能向相关部委提供反馈，包括对监管效率的临界评估。（RMC/IMG，2016）

今天，丹麦公用事业监管局负责监督所有三个公用事业部门：电力、区域供热和天然气。监管局宣称的目标是“努力提高效率，保障公用事业部门的用户权益，保障尽可能最低的短期和长期成本，保障稳定安全的供应，保障技术和气候友好型倡议取得具有成本效益的发展”。

具体而言，监管局负责监管DSO提供服务的价格（根据每一公司的收入框架），设定DSO经济效率的基准，计算个人效率要求以及向DSO施加的一般效率要求。监管局还负责TSO（Energinet）的经济监管，包括确保价格中仅包含必要的成本。

应该注意到自2004年起，家庭用户及其供应商之间的具体投诉都由上诉委员会（Appeals Board）负责处理，该委员会由客户权益代表和电力部门代表构成，由法官主持。

有多个问题必须得到监管局的批准。其中包括接入输配电网络的条款、条件和方法；市场参与者访问和使用数据中心的数据；TSO输电网络运营的方法、条件和条款；发电的连接要求；输配电网络的消费单位。

监管局通常监督能源公司是否遵守规定和法规，包括供电商确保可随时提供所有产品相关精确信息的义务，包括供电商网站上的价格和条款。此外，监管局要维持自身的电价指南（elpris.dk），包括电价信息、折扣以及丹麦电力市场的条款。这一点对挑选供应商的小用户尤为重要。

在市场化第一阶段，丹麦公用事业监管局在市场不端行为方面扮演着相当被动的角色，即只在提出投诉时才处理具体案件。但是，之后几年，丹麦公用事业监管局表现得更加积极，自愿发起案件。

如上文所述，价格管控的实际落实是一项复杂的工作，不论监管局多么强大，它都无法匹配公司的具体知识。因此，监管局和部门之间的信任和共同理解具有重要意义。

3.6. 新数字技术的采用

尽管电力批发市场的发展顺利，但出于上文所述的各种原因，丹麦零售市场的发展相对迟缓，缺少活跃用户。到2020年底智能仪表普及之时，这种情况有望取得改善，届时将会出现能反映峰谷电价的新销售产品。

20多年前，丹麦市场化进程启动之时，还没有这种技术。因此，直到今日才开始推行市场

化的国家可利用新数据技术的优势，创造需求响应，打造功能更加完善的零售市场。

3.7. 绿色转型的新法规

尽管近20年来的监管趋势都是减少垄断活动、增强开放市场的作用，但绿色转型可能需要一个新方向。随着来自于风电和太阳能发电的可变发电量的占比不断提高，某些投资从社会经济学角度来看，可能具有吸引力，但对私人投资人而言，不确定性过高。DSO和TSO可以得到一个提供有助于可变发电整合的角色——例如减少限电。这可能包括支持需求响应的新电网要素、蓄电设施或方案。未来的欧盟法规预计会加入效率与环保之间的平衡。

参考文献

Bach, & P.F.(2007).Nogle milepæle fra mine 4 årtier i jysk-fysk elforsyning.

CEER（2019）：TSO和DSO捆绑规定的实施，欧洲能源监管机构理事会。

CNREC和DEA（2020）：可再生能源并网的现货市场模型：国际经验和中国能汲取的经验教训。

清洁能源部长级运动（2018）：火力发电厂的灵活性。丹麦能源署，电力规划设计总院，中国国家可再生能源中心，Energinet和Ea能源分析公司。

Copenhagen Economics.(2014).Strukturanalyse af den danske eldistributionssktor.El-reguleringsudvalget.

丹麦能源署和Energinet（2018）：北欧电力市场设计和火力发电厂的灵活性。

丹麦能源署（2018）：促进电力市场可再生能源有效整合的欧洲经验。

丹麦能源署（2020）：高比例可再生能源系统现货市场模型方面的国际经验以及中国可借鉴的经验教训（草稿）

丹麦能源署和电力规划设计总院（2020）：有关可变可再生能源系统并网灵活性措施的三个区域报告：美国，欧洲和中国，落基山研究所，丹麦科威（COWI）咨询公司和Ea能源分析公司。

Dansk Energi.(2018).Elforsyningens nettariffer & priser Pr.1. januar 2018.

Ea Energianalyse.(2011).Udviklingen af elpriserne.Hvorfor er husholdningernes elpriser steget mere end erhvervenes?Og hvad kan der gøres ved det?

Ea Energianalyse (2013):Fremtidens Elpristavle En vej til flere aktive forbrugere, som er trygge ved at foretage elvalg.

ECON（2002）。测试时代：斯堪的纳维亚电力行业的未来。ECON经济分析中心。

Elkraft system.(2002).Temarapport om elprisen.Energinet Datahub.(2020).Markedsrapport

Energitilsynet.(2001).Elkraft Transmission overførsel af kapital til Energi

E2.Energitilsynet.(2001).Eltra overførsel af kapital til Elsam.

Energitilsynet (2011):Analyse af konkurrencen på detailmarkedet for el Energitilsynet

(2018):Vejledning.Netvirksomhedernes særskilte identitet.EnergiWatch/Voxmeter (2018):Survey among 2,000 Danish electricity consumers.

欧盟（1996）：1996年12月19日《欧洲议会和理事会关于内部电力市场共同规则的第96 /92/EC号指令》。

Federspiel, S. (2002).Dynamikken bag energien.Det østdanske produktionsog transmissionssamarbejde 1960-2000.Elkraft System, Elkraft Transmission og Energi E2.

Forsyningstilsynet (2019):Hvad kostede strømmen i 2018?Prisundersøgelse af elprodukter til private og mindre virksomheder.

Forsyningstilsynet (2020, a):Afgørelse om markedsmæssighed af Dinel A/S' koncerninterne aftale i kontrolåret 2014.

Forsyninstilsynet (2020, b):Effektiviseringspotentialet i eldistributionssektoren.Højesteret

(2013):Dom om erstatningskrav i forbindelse med Kontek-forbindelsen.

Implement Consulting Group (2019):Undersøgelse af konkurrencesituationen på elmarkedet med fokus på de koncernforbundne virksomheders aktiviteter

Jakobsen, M. L. (2007).Når usikkerheden er størst... En analyse af idéer, EU-krav og globaliseringens betydning for liberaliseringsprocesserne i den danske sektorer for telekommunikation og elektricitetsforsyning.Politica.

Konkurrencestyrelsen (2004):Fusionen mellem Elsam og NESA.

Larsen, A., Pedersen, Sørensen, L., E.Moll, & Olsen, O. (2006).Independent regulatory authorities in European electricity markets.Energy Policy, 2858-2870.

Miljø og Energiministeriet.(1995).Danmarks Energifremtiden.

Nordisk Ministerråd.(1994).Elhandel med lande uden for Norden.TemaNord 1994:626.Nordisk

Ministerråd.(2004).Liberalisering af energimarkeder.TemaNord 2004:563.

NordReg.(2006).The integrated Nordic End-user electricity market.Nordic Energy Regulators.

Ollila, J. (2017). Nordic Energy Co-operation: Strong today – stronger tomorrow. Nordic Council of Ministers.

Petersen, F., & Rüdinger, M. (2009). Elektricitet og politik i 1990'erne. Økonomi og politik, 5166.

Rigsrevisionen (2016): Rigsrevisionens beretning om kapitaludvidelsen i DONG Energy A/S og den efterfølgende børsnotering afgivet til Folketinget med Statsrevisorernes bemærkninger

RMC/ICG (2016): Effektivt, statsligt tilsyn med forsyningssektorerne. Rambøll Management Consulting, Implement Consulting Group

Trong, M. D. og J. Limann (2009): Kampen om energien, Børsens forlag

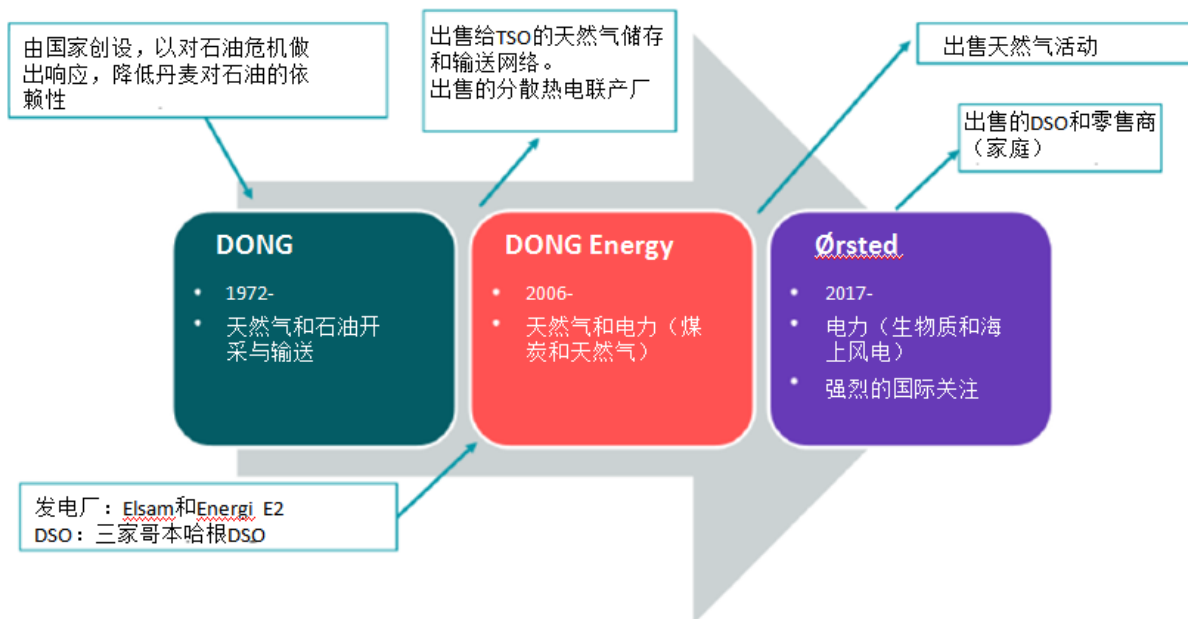
Udvalg for el-reguleringseftersynet. (2014). En fremtidssikret regulering af elsektoren.

附件1：电力公司

DONG/Ørsted

1972年，丹麦政府创立了Dansk Naturgas A/S公司，管理丹麦北海部分的油气资源。公司改名为Dansk Olie og Naturgas A/S（DONG）。在市场化进程方面，DONG收购了归用户和市政当局所有的公用事业设施，更名为DONG Energy。

2008年，DONG Energy开始绿色转型，决定全面重组公司的电力生产。其愿景是在2020年之前，从85%依赖于化石燃料转变为85%依赖于可再生能源。因此，公司斥巨资在丹麦和外国水域建造海上风电涡轮机，现在已成为绿色电力生产领域的全球领导者。油、气上游资产、管线以及电、气分配网络都被抛弃了。2017年，Dong Energy改名为Ørsted，标志着绿色转型的完成。



- 1972-2002年：DANSK OLIE OG NATURGAS A/S. 国有公司处理天然气和石油勘探、运输和交易。公司在丹麦引进天然气的过程中扮演着关键角色。之所以引进天然气，是为了降低丹麦对石油的高度依赖性。
- 1999年：572名员工。
- 2002-2006年：DONG A/S
- 2003年：1,156名员工
- 2005年：收购丹麦Ormen油田10%的股份
- 2006年：DONG Energy A/S：六家电力公司（DONG、Elsam、Energi E2、Nesa、Københavns Energi和Frederiksberg Forsyning）的合并。
- 中央发电厂：Asnæsværket（1,057兆瓦）、Avedøre（810兆瓦）、Esbjergværket（378兆瓦）、Kyndbyværket（664兆瓦）、Skærbækværket（392兆瓦）、Studstrupværket（700兆瓦）——主要是基于煤炭和天然气。
- DSO部分：DONG分配

- 2007（ultimo）：4,585个员工
- 5,682兆瓦热容量、828兆瓦可再生能源。20,000公里配电网。6,500公里天然气分配网。1,000,000电力用户、240,000天然气用户。丹麦、英国、挪威、瑞典、德国和波兰的活动。国家拥有73%的股份。
- 出售给TSO的输电网（132千伏）和天然气储存（Lille Torup）。
- 2011年：出售给Rambøll的工程段。转移了115位员工。
- 2013/2014年：出售给高盛公司和丹麦投资人的新股份（养老基金）。国家维持多数股权。
- 2016年：通过证券交易所交易的股份。
- DSO：新名称：Radius Elnet
- 2017年：新名称：Ørsted。出售的油气田。转移了1,400名员工。
- 2019年：DSO Radius（1,000,000最终用户）卖给了SEAS/NVE（东丹麦的另一家大型DSO）。包括来自零售部分的700,000住宅用户和街道照明合同。转移了750名员工。
- 员工：5,800
- 2019年，公司拥有的全球海上风电装机为6,820兆瓦，更多装机仍在建设中。2025年，公司有望拥有分布于诸多国家的15,000兆瓦海上风电装机。
- 68%的热力和电力是基于生物质。
- 发电厂部分或完全依赖于生物质：Studstuvværket（2016）、Asnæsværket（2020）、Avedøreværket（1990）
- 2018年：Ørsted收购了两家美国风电开发商——Deepwater Wind和Lincoln Clean Energy
- 2020年：Ørsted在《企业爵士》（Corporate Knights）2020年“全球最佳可持续发展企业百强”（Global 100 most sustainable corporations in the world）中排名第一。
- 2020年：所有木质生物质都被证明具有可持续性。
- 2025年：目标是实现碳中和

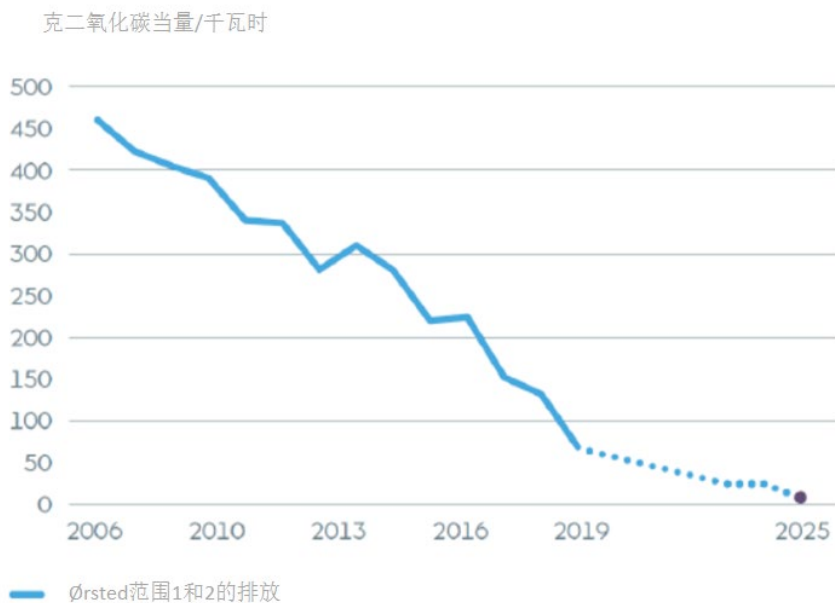


图19.具体的二氧化碳排放。实际和预后。

Vattenfall——丹麦

Vattenfall是瑞典国有电力公司。除了瑞典以外，公司还在丹麦、芬兰、德国、荷兰和英国发电。Vattenfall集团总共聘用了20,000多名员工，其中大约250名位于丹麦。其名称Vattenfall在瑞典语里是瀑布的意思。

1996年瑞典推行市场化之后，Vattenfall就开始将自己的收入投资于欧洲扩张，尤其是在热电厂领域。为了实现野心勃勃的国际扩张战略，公司自2006年起就开始收购丹麦的电力资产。过去十年间，Vattenfall越来越专注于风电技术。

- 2006-2015：2006年，Vattenfall收购了Fynsværket（439兆瓦）、Nordlyllandsværket（410兆瓦）和Amagerværket（218兆瓦）。后于2015年，转售给Odense、Aalborg和Copenhagen三个城市的本地区域供热公司（市政）。位于丹麦的员工：700。
- 2013年：Vattenfall Engineering被卖给COWI，转移了79名员工。
- 2020年：位于丹麦的员工：250。有不少在丹麦运营的陆上和海上风电场，包括Horns Rev 1和3（556兆瓦）。丹麦、英国、德国、荷兰和瑞典的总风电装机为3.3吉瓦。

附件2：欧洲输电运营商联盟的系统充裕度活动

欧洲输电运营商联盟（ENTSO-E）对其成员的一体化电力系统进行了系统充裕度分析。ENTSO-E发布了未来季节（冬季/夏季）的短期展望（一年两次），以及未来7-10年的中期展望。

短期充裕度展望

ENTSO-E的短期充裕度报告被称为季节性展望。对于每一短期展望，都附有对最近一个冬季/夏季的回顾。此外，还报告了发电容量的变化。在欧洲，典型临界情况的范例：

- 高需求：周三晚上7点
- 低需求加上风电和太阳能发电的高发电量：周日早上5点和11点。

夏季展望与最近一个冬季的回顾相结合。一年两次（分别在12月1日和6月1日之前）发布季节性分析。在ENTSO-E主页上发布数据。

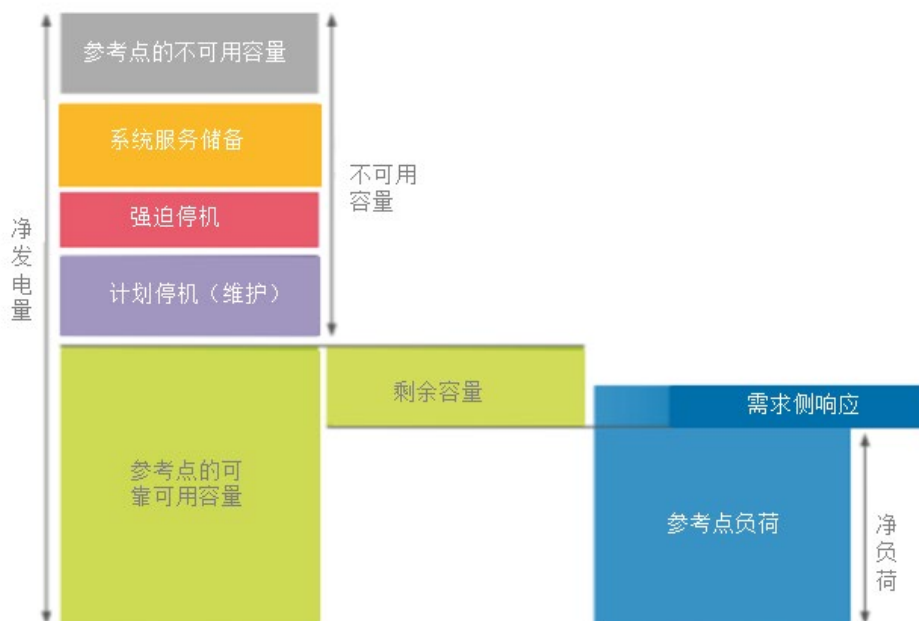


图20. 向上的充裕度方法

图20展示了计算正常条件和“恶劣条件”下“剩余容量”的通用ENTSO-E确定性方法。“正常条件”对应导致正常风电和水电产量以及平均停机水平的正常天气条件。“恶劣条件”对应需求更高、发电产量减少的极端天气条件（较低风量，发电厂生产受限）。

一开始在国家层面上执行季节性展望分析，后来在泛欧洲层面上执行季节性展望分析，审查邻国可能对应变电力系统的电力平衡做出多大贡献。针对已发现系统充裕度风险的国家，执行附加概率分析。

图21中的颜色体现了与峰值需求相比的发电容量。

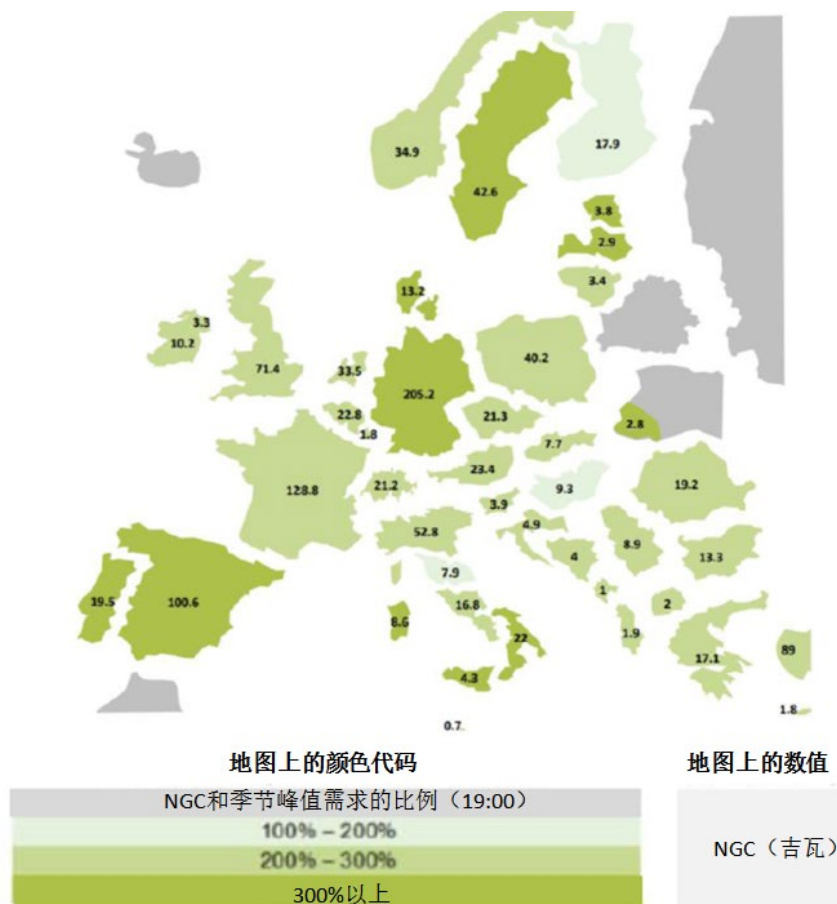


图21.净发电容量（单位：吉瓦）和根据其其与冬季预期全国峰值需求的比值标注的颜色

图22展示了研究期限内，哪些区域在正常条件下至少有一周依赖于进口，而图23展示了恶劣条件下的结果。恶劣条件指的是二十年一遇的情况：冬季的寒潮，夏季的热浪。之后，是恶劣条件与发生总体上非常低的风量和太阳辐照度的情况相结合（5%，基于涵盖34年的气象数据库）。

作为ENTSO-E季节性展望的一部分，监测水电水库的水位。

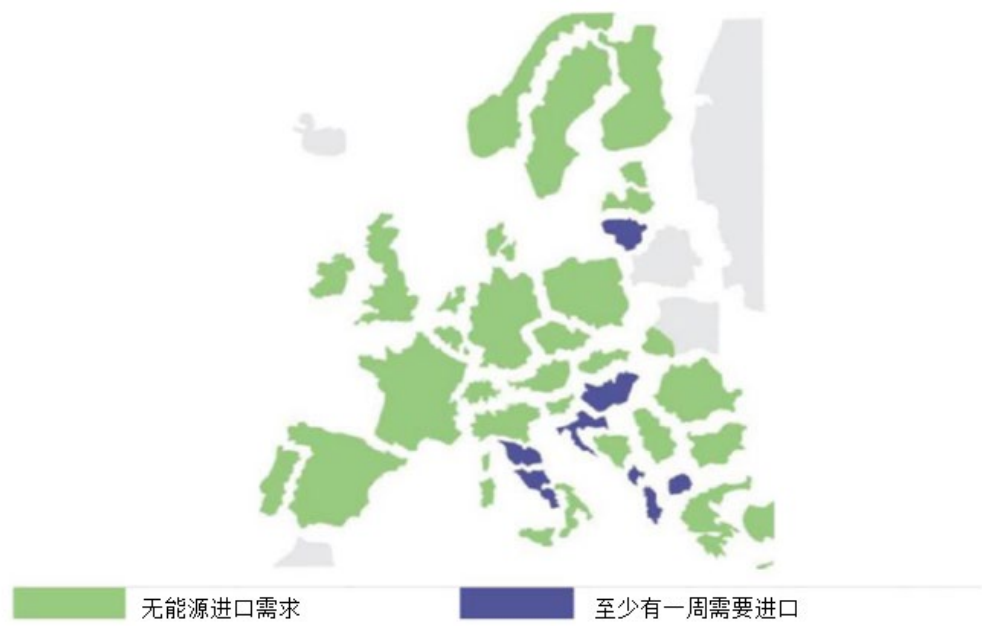


图22.正常条件下的充裕度。

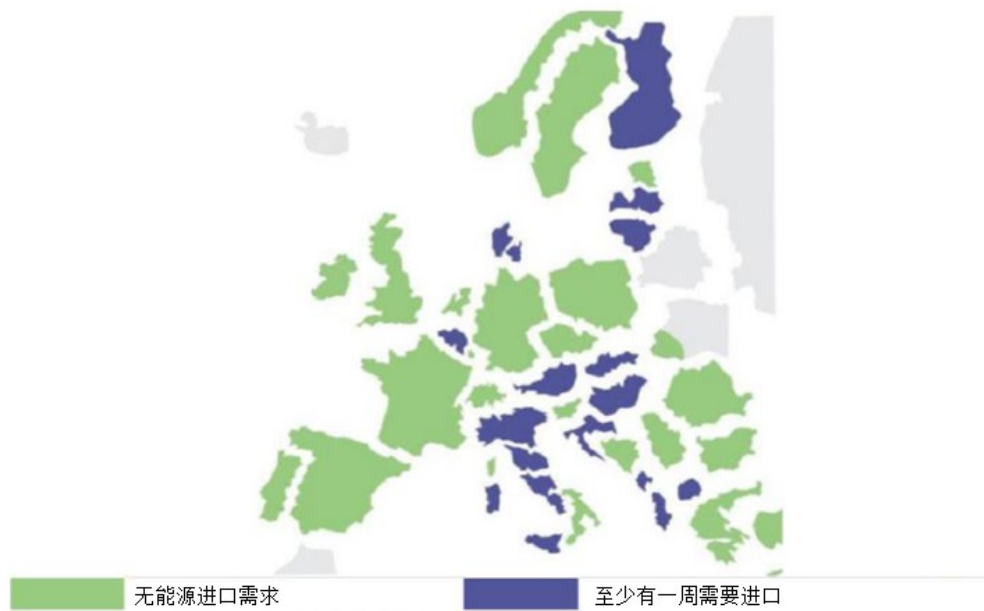


图23.恶劣条件下的充裕度。

在所有国家的确定性分析之上，还针对选定国家执行了随机分析。举个例子，图24展现了对意大利的分析。此图展示了依赖于日温度以及风电和太阳能发电水平的充裕度。绿色圆点代表无需进口电力就能确保充裕度的情况，而蓝色圆点代表只有通过进口才能确保充裕度的情况。没有红色圆点，红色圆点代表即便考虑到进口选择也存在缺口的情况。

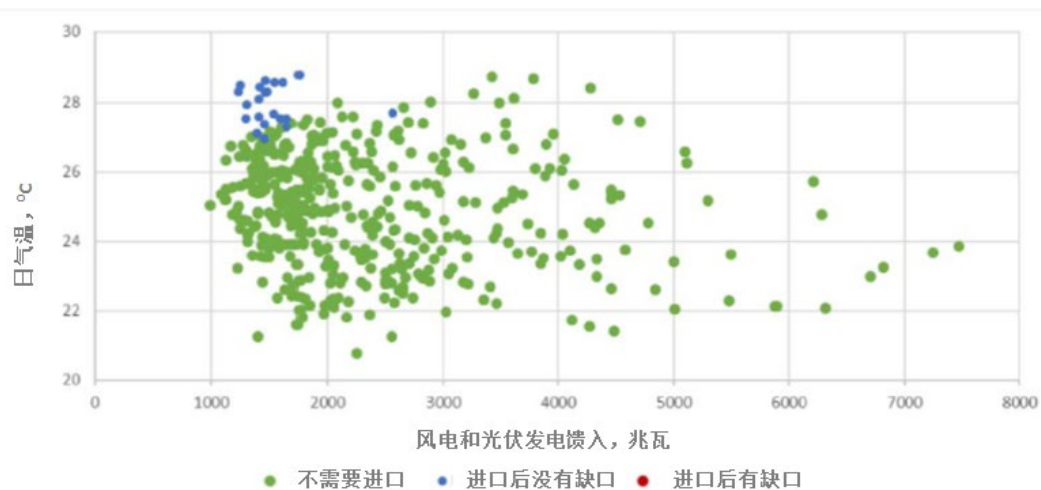


图24. 概率性敏感度分析的结果——意大利的第30周。所有意大利区域的结果。

中期充裕度

年度中期充裕度预测（MAF）研究未来10年的系统充裕度。中期分析的方法可以总结如下（参见图25）：

- 描述未来的电力需求和发电机组，加上对跨境输电容量的描述。
- 针对每一国家，建立温度和电力需求的经验关系。其中包括供热和供冷的影响。
- 使用34年的计量数据，得出一年内每一个小时可能的电力需求以及水电、风电和太阳能发电量。
- 针对解读的每一年，随机选取个别电厂和电网要素的停机，执行蒙特·卡罗（Monte Carlo）统计模拟。

资源充裕度：样本年解读

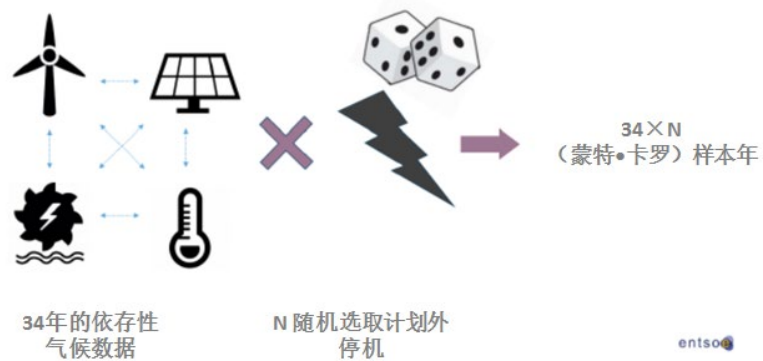


图25. 来源: ENTSO-E。

<https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/2018/MAF%202018%20Public%20Webinar%20-%202019.10.2018.pdf>

参考文献

2018年中期充裕度预测 (MAF) 欧洲输电系统运营商网络 (ENTSO-E)。

ENTSO-E (2018)：2018/2019年冬季展望。网络研讨会。

ENTSO-E (2018)：2018年中期充裕度预测附录1：方法论和详细结果。

ENTSO-E (2018)：2018/2019年冬季展望。2018年夏季回顾。

ENTSO-E (2019)：2019年夏季展望。2018-2019年冬季回顾。