

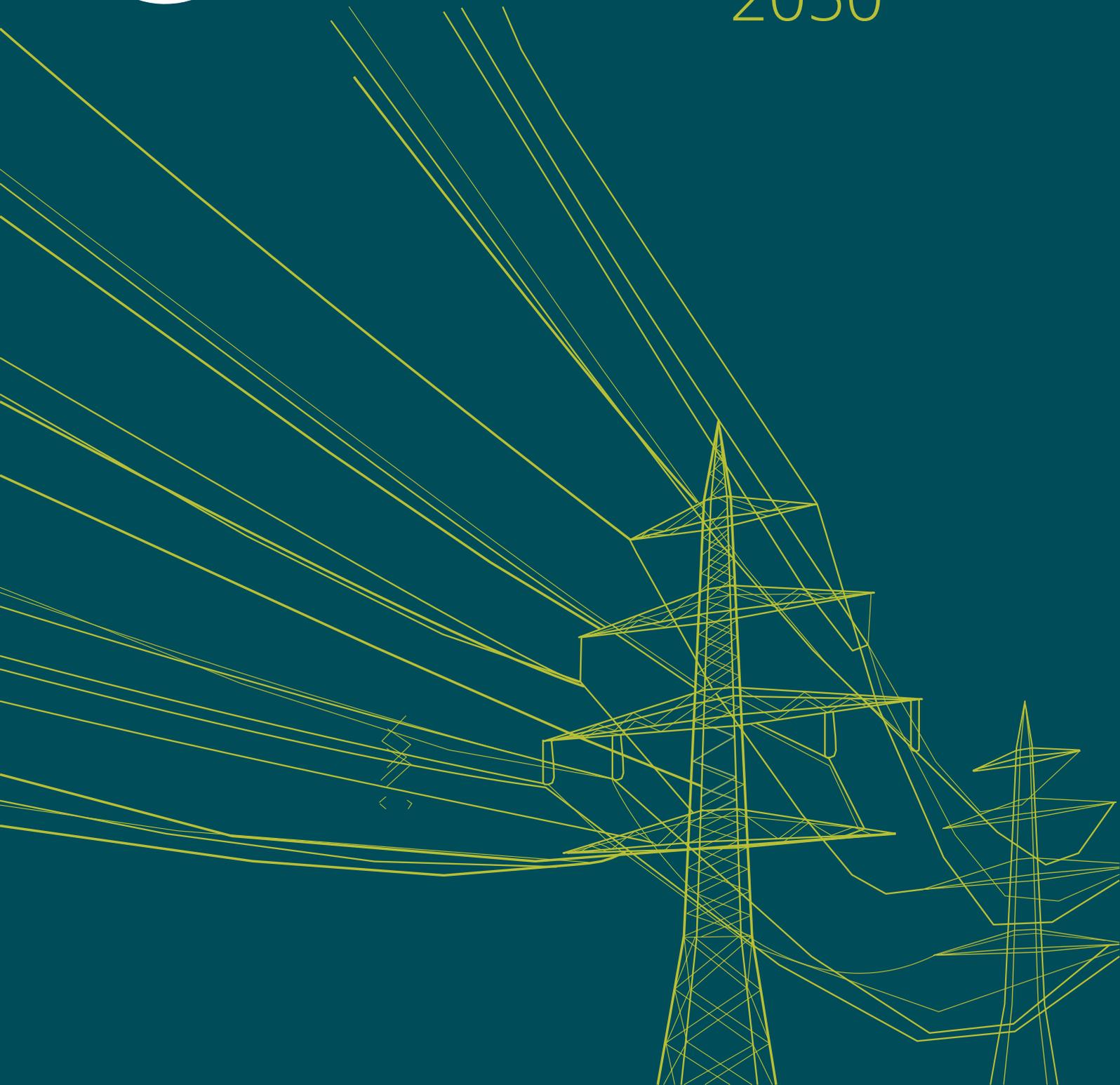
TransnetBW有限公司的研究项目



STROMNETZ
2050

电网

2050



内容

前言	01
内容提要	03
1.0 导论	07
1.1 研究动机	08
1.2 目标和步骤	08
1.3 研究项目顾问委员会	10
2.0 世界能源 2050	11
2.1 部门耦合能源互补和电气化	12
2.1.1 能源系统的低碳化	12
2.1.2 电力需求的灵活性	13
2.1.3 提高能源效率	14
2.2 方法论、数据基础和假设	14
2.2.1 系统边界和前提	14
2.2.2 气候和能源政策目标	16
2.2.3 未来的能源基础设施	16
2.2.4 终端能源消费的发展	18
2.2.5 关于区域化的假设	19
2.3 模拟研究的结果	19
2.3.1 部门耦合能源互补：能源流	19
2.3.2 电力行业的未来	21
2.3.3 欧洲内部电力市场	25
2.3.4 欧洲低碳化能源系统	27
2.4 巴登-符腾堡州的概览	28

3.0 电网2050	31
3.1 2050年电网发展规划的方法论	32
3.2 初始情况分析	33
3.2.1 参考电网	33
3.2.2 特高压电网的负荷率	34
3.2.3 所选线路潮流状况的评估	36
3.3 到2050年的高压直流输电线路的扩建	39
3.3.1 高压直流输电线路技术的重要性	39
3.3.2 确定与巴符州连接的其他高压直流输电线路	39
3.4 到2050年未来电网的发展情况	41
3.4.1 针对目标电网发展的假设	41
3.4.2 TransnetBW的一揽子措施	41
3.4.3 未来电网情况	45
3.5 未来电网的潜在规划方案	45
3.5.1 与巴伐利亚州电网互联	45
3.5.2 高压直流输电线路通过高压直流电网与瑞士电网互联	47
<hr/>	
4.0 针对能源世界2050的问卷调查	49
<hr/>	

前言

近年来，能源转型引发了社会、经济和新技术发展方面的巨大变化。然而，距离成功实现所有能源转型和气候保护目标，我们还有很长的一段路要走。毋庸置疑的是：电网基础设施的建设将对能源转型的成功发挥决定性的作用。

我们目前确定了2050年能源系统的要求，即实现德国和欧洲的碳中和。在未来十年至十五年，《电网发展规划（NEP）》是基于需求的电网渐进式发展规划。

TransnetBW恰恰聚焦于此：2050年电网研究项目（Studie Stromnetz 2050）旨在为德国和欧洲基本达到碳中和的能源系统制定目标蓝图，并以巴登-符腾堡州的电网开发为例，提出开发长期电网结构的系统方法。

实现能源和气候政策目标的核心条件是进一步扩大可再生能源发展以及热力供应产业和运输产业的广泛电气化。研究表明，因电气化而产生的净电力需求增幅达到50%以上。我们所制定的目标蓝图显示，相较于2018年，2050年风能和光伏系统的装机容量将提高三至四倍。

若要在2050年成功实施能源转型，《电网发展规划2030》所规划的未来电网不足以满足需求。可再生能源的集成需要一整套在全德范围内实施的措施，该套措施远远超出了《电网发展规划》涵盖的措施，不但要求广泛地加强电网建设，还需建造额外的高压直流输电线路。

欧洲内部电力市场也将同步增长，欧洲各电力市场彼此之间的跨境电力贸易将呈增长态势。整个欧洲将继续普及可再生能源的使用。各地可再生能源的资源禀赋不同，可以平衡供需关系在时间和地区之间的波动，并将太阳能和风能资源充足的地区与负荷中心连结在一起。

2050年电网研究项目是对电网发展规划在方法论上的延伸。在TransnetBW看来，当前的电网发展规划是满足电网扩建需求所迈出的重要的第一步，有助于成功实现能源转型。这项研究可用于检验所设计的输电网络的长期可持续性。本研究采用“自上而下”法进行了前所未有的详尽分析，我们非常愿意将研究成果与所有有识之士共同分享，一同探讨。

内容摘要

德国和欧洲将实现气候保护目标

本研究项目假定，在电力、供热和交通运输应用领域，化石能源燃烧所引起的二氧化碳排放量相较于1990年将下降90%。为了实现欧洲能源系统的完全碳中和，我们必须采取额外措施，以减少本研究未涉及的其他领域（主要包括航空和航运、工业的热力需求、农业）的温室气体排放。为此，进口零碳的氢能或合成碳氢化合物是有意义的举措。

通过电气化增加电力需求

若要在德国和欧洲降低能源领域的温室气体排放，就有必要对能源系统做一番全面的转型改革，包括提高电力部门的可再生能源发电比例，特别是风能和光伏的利用，以及推动热力和交通运输部门的电气化进程。各部门的能源互补电气化转型预计将大幅提高电力需求。德国电力需求净值的增加比例预计将超过50%，增长至800太瓦时以上（再加上40太瓦时的电网损耗）。其中，热力和交通运输部门的电气化就需要315太瓦时的电力供应。

未来系统的柔性电力需求：大规模波动性的可再生能源发电对需求侧响应和储能设施的需求越来越大。热力、交通运输和气体能源部门在电力、热力和气态能源的储存领域具有很大的潜力。部门的能源互补综合能源利用能够挖掘电力需求侧响应能力和储能设备潜力。例如，在可再生能源供给充沛的时段，电动汽车可以利用可再生能源的电力充电。这些灵活用电设施的同时使用能将电力最大负荷提高两倍，提升值超过200吉瓦。

热力生产以电力和天然气为主：通过采用高效热泵和电阻加热器，德国热力供给体系到2050年将实现近40%的电气化，间接使用可再生能源供能。带热电网产的高效燃气和汽轮机发电厂、小型和大型热网集中供暖网络中的供热厂和分布式的燃气采暖系统可以满足大约60%的热力需求。此外，储热设施可以智能控制热力生产（从而调节电力需求）。

电动出行将主导交通运输部门：为了实现运输部门的低碳化，内燃机机动车将主要被电动汽车所取代。长途运输则采用能源密度更高且充电时间更短的燃料电池汽车。然而，相对于电池驱动的机动车，燃料电池汽车只占假定汽车行驶里程很小的一部分。在交通领域的能源转型背景下，交通运输部门的终端能源消耗也将明显降低，电动汽车消耗每千瓦时电力的行驶里程大约是使用超级汽油（0.11升超级汽油的能量含量相当于1千瓦时的电力）、内燃机的同类机动车的大约3.5倍。电动汽车的优化充电和储电性能有助于提高电力部门的高度灵活性。

大刀阔斧的风能和光伏设施扩建 德国能源转型的基础

电力部门的可再生能源扩建为全面建立碳中和的能源系统奠定了基础。今后将继续扩大大陆上和海上的风力设施以及屋顶和空地光伏系统。这个过程需要关注扩建工程对人（例如民众的接受度）和环境（例如物种保护）的影响。因此，随着可再生能源的普及，屋顶光伏系统的重要性渐增。陆上风电的技术潜力还并未得到充分的挖掘。德国风电装机容量将从2018年的58吉瓦增长到2050年的177吉瓦，提高了两倍之多。其中，55吉瓦来自于海上风电设施。与此同时，光伏设施的装机容量从2018年的44吉瓦升值2050年的173吉瓦。不同部门的能源互补综合能源利用使得能源需求实现高度的灵活性，从而使可再生能源的电力生产能够几乎完全融入。

德国不太可能建立氢能或基于电力的碳氢化合物相关生产：氢能或基于电力的碳氢化合物预计将用于满足工业的热力需求，并在航空和航运中发挥作用。根据我们的假设，鉴于技术和经济框架条件的限制和可再生能源的有限潜力，德国不太可能生产基于电力的碳氢化合物。欧洲以外的合适产地将主要负责这类产品的生产和出口。

燃气发电厂确保供电安全

为了保障电力和热力供给，除了上文所述的储能方案之外，高效的汽轮机以及带有热电联产功能的气体和蒸汽组轮机将得到广泛的应用。以典型气象年为基础，德国需要的燃气发电厂净额定功率大约需要达到50吉瓦。

更多的可再生能源，更多的电力 运输——电网发展规划的输电网络 还不足够

本研究所展示的2050年（能源转型的目标年）电力供给系统要求进一步发展《电网发展规划2030》和2019年远景目标中所确定的输电网络。首先，德国北部和西北部的目标电网系统将出现较为严重的网络阻塞。造成这种情况的主要原因是北海海上风电设施的扩建，这些海上风电设施的发电量约占可再生能源发电总量的三分之一。所生产的电力必须运送到德国西部和南部人口稠密及高度工业化的负荷中心，这些地区的热力和交通运输部门因高度电气化，其电力需求将进一步强劲增长。南北干线上的输电需求也相应增长。全德范围内，必须在2019年版的《电网发展规划2030》的基础上进一步扩建电网体系，总长度需增加15700多公里，这样方能实现能源转型。所增加的长度相当于德国当前输电线路的40%。当前的电网发展规划是满足电网扩建需求所迈出的重要一步，有助于成功实现能源转型，但也只是第一步而已。

数字化和创新推动电网的智能化 发展

除了通过不同部门的能源互补来灵活调节电力需求和充分运用蓄电池的功能之外，创新型的运行设备也有助于优化电网负荷率。高压直流输电线路和相位闸门变压器（PST）可灵活地控制功率通量，以提高目标电网的利用率。依据天气情况的架空电线运营（WAFB）模式借助实时测量的天气数据，也能显著提高电网的负荷率。

**巴登-符腾堡州：
作为欧洲的电力进口商和电力枢纽，需要可靠和强大的电网连接**

巴登-符腾堡州（Baden-Württemberg，简称巴符州）未来将扩大对其他联邦州或海外的电力进口。到2050年，巴符州的电力需求只有一半来自于本地的电力生产，为此急需运作良好的电网连结。

2050年，巴符州所生产的电力中，每两度电里就有一度电来源于光伏设备。风能及联合循环燃气轮机将各自贡献25%的电力。

确保地区供给，加强与相邻地区的电力连结：根据需求扩建的高性能输电网络有助于满足大量的进口需求，并在未来确保地区的能源供给。此外，我们也须保证与国内相邻地区和欧洲邻国之间的可靠电力输送体系。

扩建高压直流输电线路，以满足进口需求：由于进口需求不断升高，在电网发展规划所制定的措施之上，有必要进一步建设通向巴符州的高压直流输电线路，应在德国北部和西北部建立两条各2吉瓦的高压直流输电线路。这意味着，到2050年，巴符州总共8吉瓦的高压直流输电线路将与德国北部的发电中心相联。

需要进一步扩建交流电网络：2019年版本的《电网发展规划2030》所确立的TransnetBW措施对2030年后能源经济的发展同样重要。此外，TransnetBW公司必须对其700多公里的特高压电网，也就是40%以上的输电线路额外进行加固。

欧洲寄希望于可再生能源和强化能源交流

部门的能源互补和可再生能源的扩大应用不仅是德国未来能源系统的核心元素，也一样适用于整个欧洲的能源体系。相较于2018年，欧洲的电力净需求加上电网损耗到2050年将提高70%以上，增至大约5600太瓦时。风能和光伏将几乎完全取代传统电厂的电力生产：超过90%的发电量净值来自于可再生能源。考虑到特定的区位条件，风能和光伏的应用存在很大的地区差异。意大利和伊比利亚半岛将以光伏发电为主，而风电设施主要运用在北欧、不列颠群岛和东欧。对于德国、法国和欧洲东南部的电力生产，风能和光伏几乎平分秋色。斯堪的纳维亚和阿尔卑斯山区国家则主要采用水力发电和季节性的电力储存。热力发电厂的净额定功率到2050年下降大约65%，减少到200吉瓦以下。除了燃气发电厂之外，一些欧洲国家预计将继续使用核能（27吉瓦）来发电。

欧洲内部电力市场谋求共同成长：供电方和耗电方的结构将发生改变，欧洲内部电力市场走强，欧洲跨境电力贸易预计将随之增长大约80%。德国与邻国的电力贸易增长有望超过平均水平。到2050年，德国的电力进口将翻三番，接近140太瓦时。在欧盟电网扩建规划的基础之上，我们从今天的角度来看，欧洲各电力市场之间的贸易能力到2050年将几乎翻一番。供需关系在时间上和地区上的波动将由此得到平衡，太阳能和风能充沛的地区将与负荷中心地区连结。

1.0

导论



1.0 研究动机

能源转型的目标

德国联邦政府在《2010年能源方案》（德国联邦经济及能源部，德国联邦环境、自然保护和核安全部，2010年）中确立了能源转型的目标，并在进一步的决议中对其进行细化（德国联邦经济及能源部，2015a）。指导原则是到2050年基本实现碳中和（德国联邦环境、自然保护和核安全部，2016）。2050年能源转型的量化目标包括：

- / 相较于1990年，温室气体排放量至少减少80%到95%。
- / 可再生能源在电力总消耗中至少占80%，在终端能源消耗总量中至少占60%。
- / 提高能源效率：相较于2008年，一次能耗到2050年下降50%，建筑的一次能耗减少80%。
- / 2022年前退出核能，2038年前告别煤电。

脱碳

能源系统的脱碳指减少对石油、煤炭或天然气等烃类能源的使用。

1.1 目标和步骤

ENTSO-E

欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）的总部设在布鲁塞尔，是欧洲输电系统运营商的协会（TSO）。该协会由来自36个国家的43个输电网络运营商组成，始建于2008年12月。

ENTSO-E负责履行法律规定的任务，所创建的《十年电网发展规划》（TYNDP）包含了2030年至2040年欧洲的发展情景分析。（电网发展规划，2020）

德国和欧盟都渴望在本世纪中叶建立一个碳中和的能源和经济体系。该目标已经确立。然而，脱碳的未来的清晰设想还未明确。能源系统从化石燃料向可再生能源的全面转型若要取得成功，电力部门必须做出根本性的贡献。我们希望为电力部门制定具体的目标蓝图，指出能源转型和气候保护目标向输电网络所提出的挑战，以及应对之策。

按需扩建电网基础设施是能源转型成功的核心前提条件。扩建虽是艰巨的挑战，但并非不可实现。具有前瞻性的长期规划是实施的先决条件。2050年电网研究项目为之提供了讨论的基础。

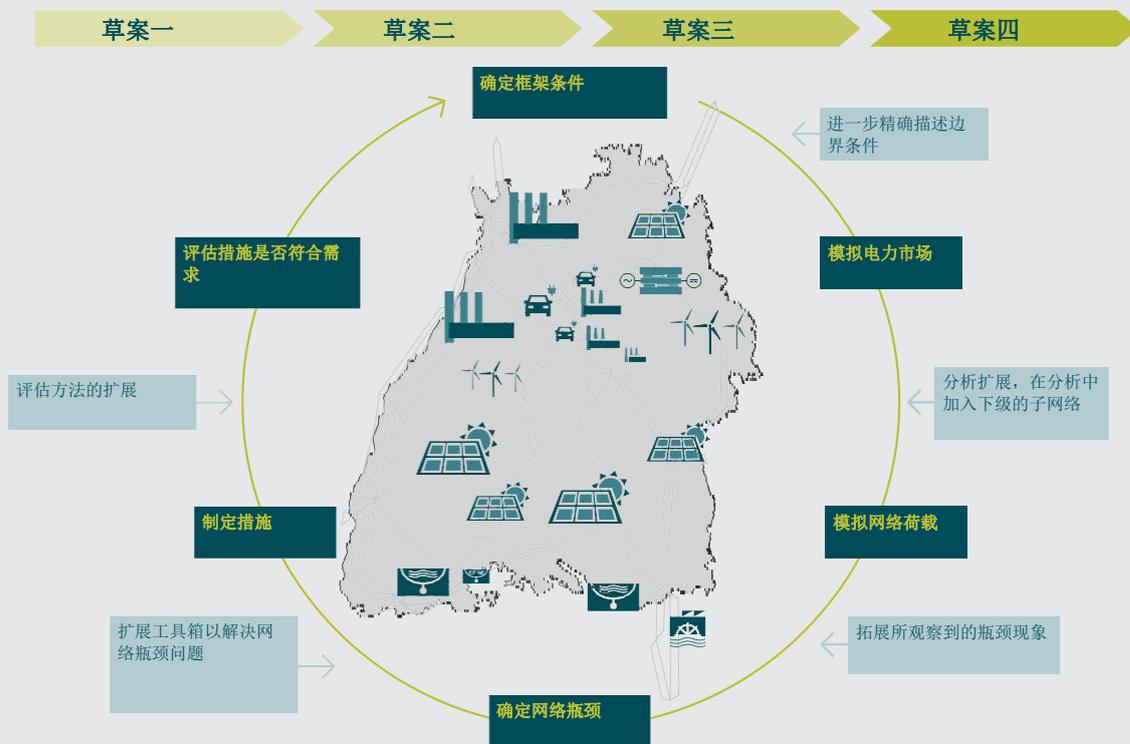
从2012年开始，德国四大输电网络运营商一直致力于电网发展规划（NEP）的制定，希望能预测未来电网的扩建需求。在今天看来，电网发展规划所着眼的时限比德国联邦政府的长期能源政策目标要短。后者旨在本世纪中叶前基本实现能源系统的脱碳。欧洲层面也一样：ENTSO-E当前的《十年电网发展规划》（TYNDP）将欧洲输电网络运营商视为未来欧洲的网络，该计划对2030年发展情况的展望不够长远，因此不足以充分预测欧洲的能源转型。

2050年电网研究项目旨在为能源转型提供开发目标网络结构的一套体系。我们希望能推动电网发展规划的进一步发展，促使规划能够适应2030年后的能源经济发展，利于按照需求可持续地规划电网新建项目。

了解未来用电中心和电力生产中心对规划能源转型电网至关重要。因此，考虑到2050年部门将实现能源互补，我们必须尽可能精准地预测电力需求变化。只有当电力需求假定在脱碳背景下充分反映了能源经济必要因素，才能切实从用电需求出发，确定未来电网的扩建需求。在能源政策领域，为了实现气候保护目标，存在着多种多样的方案和潜在发展道路。2050年电网研究项目不再研究各种情景变体，而是着眼于尽可能碳中和的未来，在当前认知和知识基础上，为电力供给体系描摹一幅结论性的目标蓝图。在这个过程中，我们尽可能确定“底部的”电网扩建需求，针对目标蓝图的四种迭代连续、不断变化的发展草案不断递推。

下文图1通过图示介绍了迭代法的运作机制。

图1: 迭代方法



每个草案首先划定2050年能源系统配置的框架条件，随后为电力市场进行相应建模。在此结果的基础之上，每项草案都模拟了电网荷载，随后确定网络阻塞，并为巴符州制定相应的电网措施。在草案实施过程中所获得的新认识将继续汇聚到其他草案的制定过程中。这样一来就能重复检验和调整各类不同的影响因素，从而在这个递推过程的最后形成经得起推敲和验证的结果，由此建立的电力供给系统在各类专家看来合乎逻辑，也具有说服力。

图2展示了不同草案经过建模的电力需求和电力生产情况，让读者能够了解能源经济可能出现的变化情况。此外，比较对象选取的是2018年的数据（德国联邦经济及能源部，2019a）。根据预测，能源产业到2050年主要呈现两大变化趋势，在现有草案中，这两种趋势在地理和技术特点上有所不同：

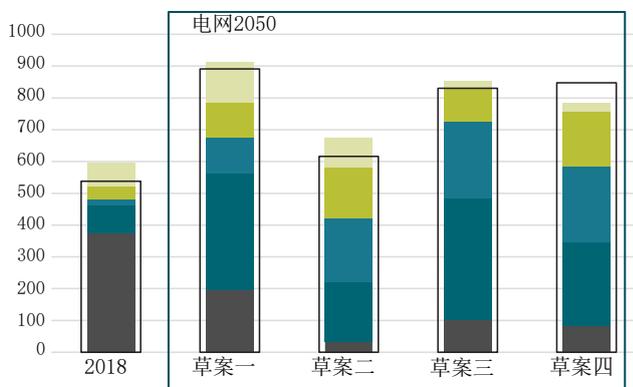
- / 热力和交通运输部门的电气化进程导致电力需求增加，电力需求的灵活性要求提高。
- / 可再生能源的使用逐步普及；传统发电厂的电力生产越来越多地被可再生能源（特别是风能和光伏）发电取代。

图2:

实现2050年欧洲电力供给体系目标的不同发展路径草案。德国电力生产和电力消耗的净额变化。



电力生产和电力消耗的净额变化（太瓦时）



不同框架条件下的研究结果:

草案一：其他部门电气化程度高的**德国能源转型**

基础：德国能源署DENA的主题研究（技术混合95）和2016欧盟参考情景分析

草案二：其他部门电气化程度低的**欧洲能源转型**

基础：欧洲电网十年规划2018（TYNDP情景分析至2050年的外推）

草案三：其他部门电气化程度高的**欧洲能源转型**

基础：TransnetBW能源系统模型

草案四：TransnetBW和顾问委员会的**欧洲电力供给系统目标蓝图**

基础：TransnetBW能源系统模型

发展路径

研究内容

图2所展示的2050年欧洲电力供给体系的目标蓝图（草案四）由一个来自科学界、政界和能源产业的代表组成的顾问委员会共同讨论和制定。此前各个草案的研究工作为这一成果铺设了坚实的基础，下文将不再展示前序的方案草案。

1.2 研究项目顾问委员会

2050年电网研究项目聚焦于未来。为此，一个由科学家、政府代表和行业专家组成的顾问委员会专门为项目的开展保驾护航。我们提出的想法和解决方案不断接受着检验。顾问委员会的问题、建议和讨论推动了我们的工作，也进一步深化了我们的专有技术和知识。

与顾问委员会的合作为本项目的开展建立了重要和广泛的信息基础，涵盖政治、科学和技术的各个领域。

顾问委员会的成员如下：

- / Wilhelm Bauer 博士教授（巴登-符腾堡州经济部）
- / Michael Becker 博士（卡尔斯鲁厄市政电网服务有限公司）
- / Andreas Bett 博士（弗劳恩霍夫太阳能系统研究所）
- / Wolf Fichtner 博士教授（卡尔斯鲁厄理工学院）
- / Katrin Flinspach（Teranets bw有限公司）
- / Martin Konermann 博士（巴登-符腾堡州电网有限公司）
- / Felix Christian Matthes 博士（生态研究院）
- / Helmfried Meinel 部长（巴登-符腾堡州环境部）
- / Stefan Tenbohlen 博士教授（斯图加特大学）

TransnetBW感谢顾问委员会成员在编写研究报告过程中所提供的帮助、富有建设性的讨论和专业意见。TransnetBW对本研究结果负责。

2.0

能源世界2050



我们将在这一章节里描摹2050年巴符州、德国和欧洲能源世界的未来图景。

2.1 部门的能源互补和电气化

若要实现章节1.0规定的气候和能源政策目标，就必须对能源系统进行全面转型改革。转型的根本任务是告别化石燃料，将可再生能源纳入电力、热力和交通运输应用领域（下称电力、热力和交通运输部门）。不同部门的能源互补是热力和交通运输部门脱碳的重要工具（参见章节2.1.1），在整合波动性的可再生能源时也能充分挖掘需求的灵活性潜力（参见章节2.1.2），提高能效及降低一次能源需求（参见章节2.1.3）。

2.1.1 能源系统的低碳化

总用电量

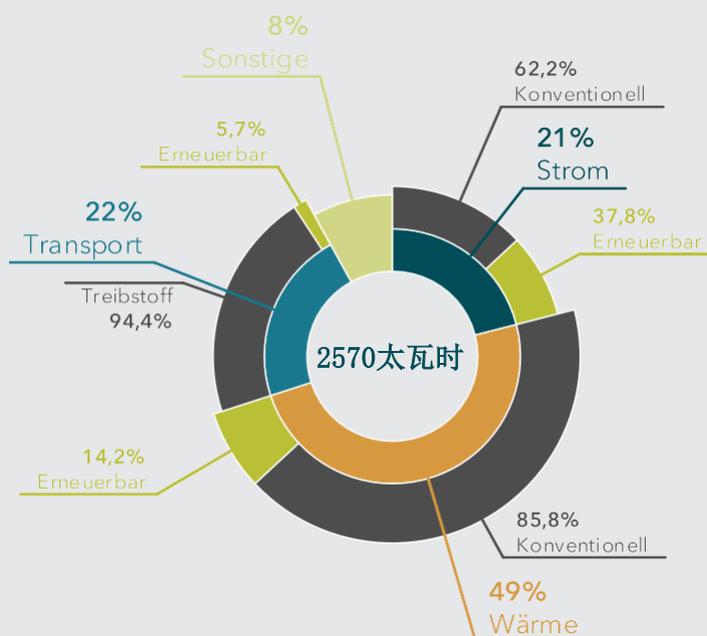
总用电量是国内电力总产量（风电、水力、太阳能、煤电、石油、天然气等）加上国外电力进口总额再减去出口电力总量后的所得结果，其中包含了电网损耗和能源转换损失，以及发电厂自身的电力消耗。（德国联邦经济及能源部，2019）

1990年出台的《并网上网法》（并网上网法，1990）和2000年生效的《可再生能源法》（EEG，2000）为德国的能源转型奠定了核心基础。可再生能源在**总耗电量**中的占比由此从1990年的3.4%提高至2018年的37.8%（德国联邦经济及能源部，2019b）。过去二十年的风电、太阳能和生物质发电增加是上述变化的原因所在。一方面，可再生能源接入电力供给系统已经取得了很大的进步，另一方面，热力和交通运输的转型却异常困难：热力领域的可再生能源占比在2018年增至14.2%，运输领域则只有5.7%。德国终端能耗中的可再生能源占比总共只有不到14%（德国联邦经济及能源部，2019b）。德国2018年归因于可再生能源使用的减排量达到了大约1.87亿吨二氧化碳当量，相当于德国全年温室气体排放量（2018年达8.66亿吨）的20%左右（联邦环境署，2019）。根据当前估计，2019年相较于参考年份1990年，二氧化碳的排放量总共减少了35%（Agora，2020）。目前减排总量中有近77%由电力部门贡献。热力和交通运输部门需要进一步加强能源系统的脱碳工作。为大幅降低这些部门的矿物燃料使用比例，必须推进电动出行和热力部门的电气化进程，与此同时提高电力部门的可再生能源占比。此外也可以使用基于电力、碳中和的碳氢化合物，鉴于可再生能源的有限潜力和经济框架条件，未来有可能在德国之外的地区生产这类碳氢化合物。

图3:

2018年电力、热力和交通运输部门的终端能源消耗。
资料来源：德国联邦环境署（德国联邦环境署，2019），自行计算。

Transport: 交通运输
Strom: 电力
Wärme: 热力
Konventionell: 常规
Erneuerbar: 可再生
Treibstoff: 发动机燃料
Sonstige: 其他



终端能源消耗

终端能源消耗（EEV）指能源的使用量在扣除了能量转换损失、线路损失、能量转换部门的自身耗能以及所用一次能源的非能量消耗之后所剩余的有效能部分。（德国联邦经济及能源部，2018）

2.1.2 电力需求的灵活性

柔性

柔性指的是响应外部信号（价格信号或激活）调整发电上网或负荷用电的做法，其目的在于为能源系统提供服务。（德国联邦网络管理局，2017）

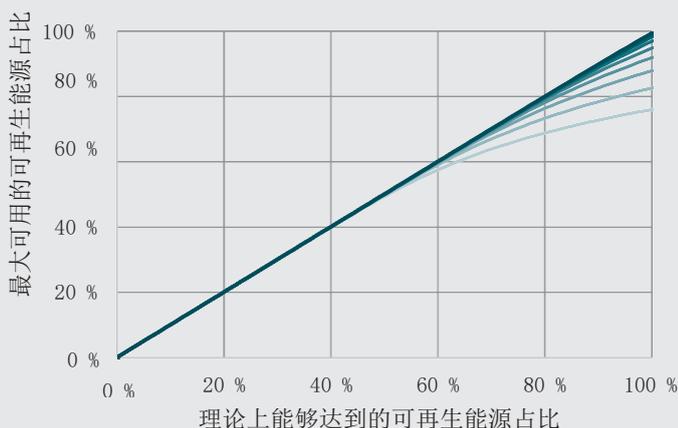
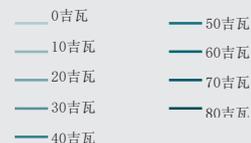
当前德国**终端能源消耗**中的化石燃料占比超过了80%。为了实现气候和能源政策目标，该比例必须远远低于20%。只有大幅提高风能和光伏的使用，同时推动热力和交通运输部门的电气化，方能实现上述目标。

到目前为止，电力供给体系集成可再生能源主要依靠灵活使用传统的发电厂以及扩建输配电网络。然而，为了保障供应安全，同时提高可再生能源占比，实现电网的可再生能源集成，需求侧和供给侧也须长期提高柔性及灵活度（参见图4）。一旦可再生能源占比超过50%，就存在储存电力和用电需求柔性发展的要求，因为这样才能尽可能多地集成可再生能源。德国若要实现电力系统的完全可再生能源供给，预计需要大约80吉瓦的**柔性空间**（假定存在足够的储能容量，根据泛欧市场建模数据库和泛欧气候数据库自行计算（ENTSO-E，2019a））。

图4:

德国可再生能源的理论可用和最大可用比例取决于柔性方案的可用功率。资料来源：根据泛欧市场建模数据库和泛欧气候数据库自行计算（ENTSO-E，2019a）。

柔性



直接储存电力（主要利用抽水蓄能式水电站和蓄电池）及电力需求的柔性发展往往成本高，潜力也有限。另一方面，热力、交通运输和用气部门拥有储存电力（电动出行）、热力（敏感、潜热和热化学热力储存设备）及氢气或甲烷（用气基础设施）的较高技术及经济潜力。部门的能源互补能够挖掘电力需求柔性化发展的储能设备潜力。柔性运行的热电厂和供热厂也有助于保障电力和热力的供应。燃气发电厂则可以通过使用基于电的碳氢化合物或沼气，以部分或完全碳中和的方式发电或产热。

部门的能源互补一方面为热力和交通运输部门的脱碳提供了机会，另一方面也为电力部门内波动性可再生能源的集成创造了必要的灵活性。

2.1.3 提升能源效率

热泵

热泵作为热发生器，在存在能源供应（通常是电力）的情况下，可在低温条件下额外吸收环境能量，并使其用于加热目的。（Baunetz Wissen, 2020）

热电联产

热电联产（CHP）指在热力学过程中将所使用的能量同时转化为机械能或电能以及可用热力。发电同时产生的热力用于加热和热水制备或生产工艺。热电联产有助于减少能源消耗和二氧化碳排放。（德国联邦环境署, 2020）

为了进一步降低能源相关的二氧化碳排放，实施能效提高措施是必须之举。内燃机驱动技术向电池电动汽车的转轨能够显著降低交通运输部门的一次和终端能源需求。热力部门则主要通过进一步对楼宇开展节能改造来实现减排。改善后的隔热保温可降低终端能源消耗，**热泵**供热或热电联产则有助于提高一次能源的使用效率。天然气取代褐煤和硬煤更是锦上添花之举。这是因为天然气的二氧化碳单位排放系数更低，特别是气体和蒸汽组合轮机，它们的有效系数远远高于燃煤发电厂。此外，燃气发电厂的运行高度灵活，可以充分适应风电和光伏的波动性。

热电联产、热泵及电动出行结合后，有助于减少一次能源需求，为提高能源效率做出巨大贡献。

2.2 方法论、数据基础和假设

此次研究旨在展示德国和欧洲能源经济到2050年的发展路径，并由此推演出输电网络的扩建需求，以实现气候和能源政策目标。

我们在研究能源产业发展和变化的过程中使用了一个能源系统模型。该模型基于开放源代码PyPSA模型（Brown, Hörsch & Schlachtberger, 2018），涵盖了欧洲的电力、热力、交通运输和用气部门，并根据本研究的重点进行了配置和扩展，加入了额外的功能。基本输入变量包括：

- / 电力、热力和交通运输部门的终端能源消耗加上输电网络的损失；
- / 现有能源基础设施和可再生能源的发展潜力；
- / 能源转换、储存和运输技术的技术和经济性参数；
- / 欧洲和德国的气候和能源政策目标。

能源系统模型用以计算出最低成本（投资和运营成本）情况下的能源基础设施扩建及使用情况，同时考虑到电力、热力和交通运输部门的供应任务（章节3.2.2）以及气候和能源政策目标（章节3.2.3）。根据德国和欧洲的气候保护目标，假定研究对象部门的能源相关二氧化碳排放量应较1990年总体减少90%。此外，根据德国《可再生能源法》（EEG, 2016）假定，德国至少80%的电力需求须由可再生能源覆盖。2040年至2050年期间的能源经济发展状况借助了全球气候行动（Global Climate Action）的情景分析（《十年电网发展规划》，2018）。

2.2.1 系统边界和前提

能源系统模型涵盖了电力、热力和氢能终端能源消耗量的大约四分之三，还包括了家庭、GHD（手工业、商业、服务业）、工业和运输部门的输电网络损失。未纳入考虑范围的是工业的热需求（工艺流程用热、室内采暖和热水）以及航运和航空的终端能源消耗。基于对输电网络的保守解释，我们假定未被纳入考虑的

这部分终端能源消耗主要通过直接使用碳中和的能源（基于电力的碳氢化合物）来覆盖，因此不属于扩建输电网络的驱动因素。

铜版画

假定市场区域内不存在网络阻塞，因此实行统一电价。研究项目在此基础上确定和规划必要的电网扩建工作。

北欧

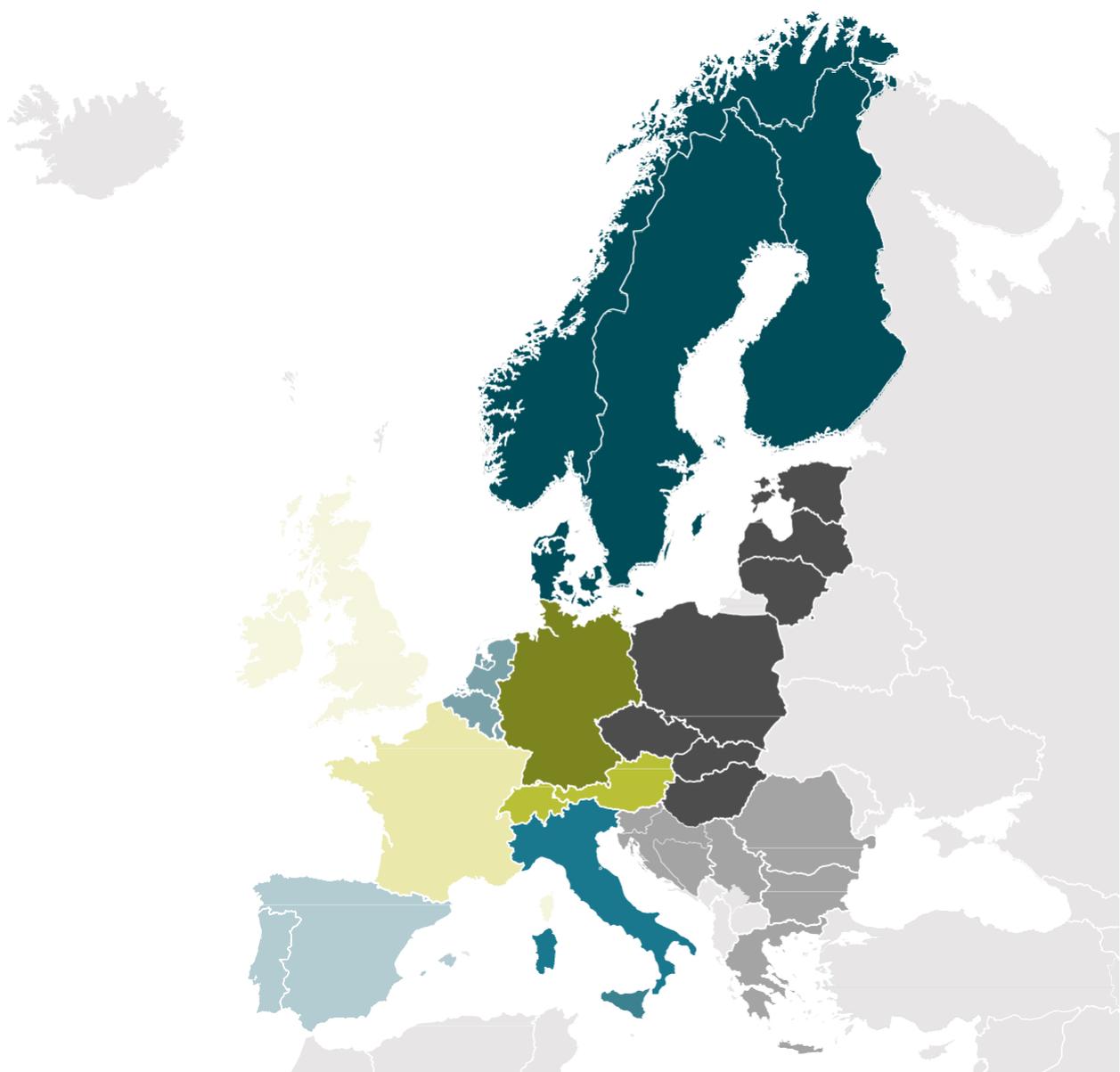
北欧电网同步地区包括了挪威、芬兰、瑞典和丹麦东部。

本研究重点关注的领域仅限于欧洲输电网络运营商协会负责的领土范围，不含阿尔巴尼亚、冰岛、黑山、马其顿北部、土耳其和塞浦路斯。模型中最小的空间实体是国家：因此，国内输电网络扩建不包括在研究范围之内（**假定无传输限制**）。丹麦的东西部划分是一个例外，这是为了将欧洲大陆联合网络与**北欧**同步电网区域进行区分。

为了概括展示研究结果，我们将一些国家合并为了地区来研究（参见图5）。

图5：
能源系统模型的重点地理区域

- 北欧
- 不列颠群岛
- 荷比卢
- 德国
- 东欧和波罗的海国家
- 阿尔卑斯山区
- 欧洲东南部
- 意大利
- 法国
- 伊比利亚半岛



2.2.2 气候和能源政策目标

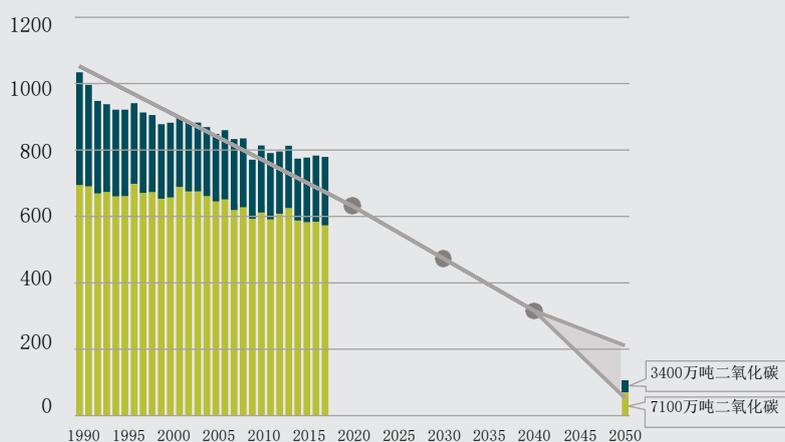
2050年的剩余二氧化碳预算值是最为基本的气候政策目标值：模型所列的二氧化碳排放量高于1990年参考值的比例不得超过10%。这一规定既适用于德国，也适用于整个研究区域。这里并没有考虑其他人为造成的温室气体排放（例如工业流程和农业）。

模型所涵盖的排放源约占1990年二氧化碳排放量的68%。假设将90%的二氧化碳减排目标分配给属于和不属于研究对象的排放源，则模型所研究的部门2050年的排放总量不得超过7100万吨（参见图5）。

图6：
德国二氧化碳排放量的变化情况。资料来源：自行计算。

- 其他部门
- 纳入考察的部门
- 气候政策目标

二氧化碳排放（百万吨）



能源系统的进一步脱碳预计需要应用基于电的（碳氢化合）氢能且达到工业规模化的使用程度。研究假设，这类能源的产地位于具有良好区位条件的欧洲以外地区，生产后出口至欧洲和德国。

2.2.3 未来的能源基础设施

能源系统模型从电力、热力和交通运输部门现有或已计划的能源基础设施出发，计算成本最低的扩建需求（能源生产、储能和转换技术，以及跨境贸易能力）。我们在这个过程中考虑到技术和经济潜力、接受因素以及可再生能源和其他技术的政策目标。人们对可再生能源的接受度和对环境保护举措的理解通过额外土地限制得到了加强，这也降低了可以挖掘的潜力。另外，我们假定整个欧洲到2050年将完全脱碳，能源部门不采用碳收集和碳储存技术。

电力部门

2050年，电力将基本上或完全依靠零碳的方式生成。除了风能、太阳能光伏和水利等可再生能源之外，热电联产的气体和蒸汽组合轮机、汽轮机和德国以外地区的核电厂也在其列。跨境电力交易的能力至少达到《十年电网发展规划2018——全球气候行动情景分析》中针对目标年2040年的规定值。

电动出行领域的储能容量

电动汽车可用的技术储能容量大致是1太瓦时。相比之下：德国抽水蓄能电站的储能容量目前约为40吉瓦时。

热力部门

热力供应原则上通过小区或大型热网及分布式的供热方式。为此可采用下列技术：燃气冷凝锅炉、热泵、电阻采暖设备、热电联产的气体和蒸汽组合轮机、燃气热电厂和太阳能热电厂，再加上热水储存设备的使用。热泵借助环境热量，相对于其他技术具有非常高的有效系数。假设热功率与驱动能（电力）的平均比率为3。

交通运输行业

此外假定，交通运输部门在脱碳过程中主要用电动汽车（80%）和燃料电池车辆（20%）取代内燃机车辆。电池电动车辆的储存容量也可以部分用于平衡电力部门的供求关系。我们假设，用于此目的的技术储能容量约为1太瓦时，但因用户行为的问题，该储能容量仅部分开放给能源系统。

气体部门

气体部门包括了天然气、合成甲烷、沼气和氢气。合成甲烷可以通过电解和萨巴蒂耶（Sabatier）工艺由水、二氧化碳和电力生成。假定二氧化碳供应来自于大气中的捕集（直接空气捕获DAC）。能源和经济体系的全面脱碳使得其他二氧化碳来源的可用性有限。因利用环境大气中的二氧化碳捕集，制造合成甲烷的整个工艺有效系数相对较低（使用电力生成合成甲烷的整个工艺有效系数为60%（Brown, Schlachtberger, Kies, Schramm, & Greiner, 2018）。使用其他二氧化碳来源，例如水泥、钢和铝生产中的二氧化碳捕集和储存，有助于达到更高的有效系数。然而，出于上述技术细节的深度问题，本次研究无法将这类工艺纳入考虑范畴。

气态能源可以借助现有的天然气基础设施进行运输和储存，借助各种技术用于电力和热力生产，也可以作为燃料直接用于燃料电池车辆。与电力、热力和交通运输部门相比，现有天然气基础设施的储存能力和效率相对较高。将不超过5%的氢气混合到天然气网的做法具有技术上的可行性。至于更高的混合比例是否可行，这也是当前研究的一大主题，但在本文中未加以考虑。我们假设2050年将不再为生物质能源应用项目提供资助，但沼气厂负责把生物废料加工成沼气，制备成具有天然气形式的气体，然后输入天然气网络（德国联邦能源与水经济协会，2019）。

天然气作为燃料的进口成本价格假设为21.60欧元/MWhth（定价基于较高的热值）（Schröder, Kunz, Meiss, Mendelvitch, & von Hirschhausen, 2013）。由可再生电力制成的合成甲烷作为燃料的进口成本价格为120欧元/MWhth（Agora, 2018）。

2.2.4 终端能源消费的发展

提示信息：净电力需求

（净）电力需求包括电力的终端能源消耗以及热力、气体和交通运输部门的电力需求，但发电厂的自身能耗和电网损耗排除在外。

电网损耗

电网损耗这个概念指的是输电或变压过程中损失的电力。电网损耗可视为馈送点处的能量读数与最终用户处的计费能量之间的差值。（Dipl.-Ing. Zebisch, 1959）

从油箱到车轮

“从油箱到车轮”指将加油或充电的能源转换为行驶公里数的效率（从车辆中的能源储存设备到行驶公里数）。（德国联邦环境署，2013）

电力部门

研究假定电力终端能源消耗到2050年基本保持稳定，提升能效的措施和耗电设备（主要因为数字化）的增加两者的作用正好抵消。2050年的终端能源消耗以2017年的**电力需求净值**为基础（德国：520太瓦时）（德国联邦经济及能源部，2019a）。在计算终端能源消耗时，用电需求净值去除了热力和交通运输的用电量：用电需求净值中扣除了室内采暖和热水制备的用电量（51太瓦时），以及燃气烹饪和柴油铁路运输的完全电气化所需的电力需求（19太瓦时）。由此得到的终端能源消耗为488太瓦时电力。根据预分析，电网损耗估计为39太瓦时。事后的电网计算得出实际的**电网损耗**是37太瓦时，与估计值相差不大。由此可得，2050年电力的终端能源消耗加上电网损耗总共为527太瓦时。因热电联产而产生的额外电力需求（例如电动汽车充电或热泵的电力消耗）也体现在模拟结果中，将在章节2.3中另行介绍。

热力部门

研究假定，建筑部门的热力终端能源消耗因能效提升到2050年有明显的下降。我们预计德国家庭、工商业、贸易和服务的室内采暖、热水制备和其他工艺用热的终端能源消耗量为427太瓦时。本研究未考虑工业的热力终端能源消耗（理由见章节2.2.2）。为了确保网络规划的切实可行，我们假设上述应用领域的效率相较于2008年（823太瓦时）提高了48%。各种研究在做趋势情景分析时将效率提升幅度设置为较2008年上升了30%至50%，包括《建筑物能效战略》（德国联邦经济及能源部，2015b）、《能源参考预测》（德国联邦经济及能源部，2014）、《气候保护情景分析2050》（德国联邦环境、自然保护和核安全部，2015）和《来自可再生能源的100%热力研究》（德国能源与环境研究所等，2014）均设置了上述效率提升区间。

交通运输部门

本研究假设，货物和商品的运输量未来基本保持不变。但因能源效率的提高，德国运输部门的终端能源需求将从2018年的622太瓦时下降到2050年的186太瓦时。

能效提升主要得益于从内燃机转变为电池电驱动（BEV）或燃料电池（FCEV）驱动的驱动技术转型。从平均值来看，电动汽车消耗每千瓦时电力的行驶里程大约是使用内燃机的同类车辆的大约3.5倍，使用超级汽油也消耗同等能量（Brown, Schlachtberger, Kies, Schramm, & Greiner, 2018）；0.11升超级汽油的能量含量相当于1千瓦时的电力（德国能源署，2013）这种近似计算示例的基础是内燃机乘用车的平均终端能源消耗（2011年版本：0.7千瓦时/公里），而当前电池电驱动汽车的“**油箱到车轮**”能耗为0.2千瓦时/公里。本研究没有考虑可以减少交通运输部门终端能源需求的其他措施，例如出行方案和消费者行为改变。交通运输部门涵盖了公路和铁路运输的终端能源消耗，而航空和航运的终端能源消耗未纳入考虑范围（理由见章节2.2.2）。

2.2.5 关于区域化的假设

能源系统模型依据章节2.2的描述内容建构了欧洲市场区域。为了模拟输电网络并就巴符州的情况得出结论，需要针对德国市场区域对结论做区域化的研究。为此，研究对于地区的人口和经济发展、可再生能源和传统发电厂的区域化发展做了假定。

在对热力和交通运输需求的区域化特点做假设时，选用了取决于人口分布的按比例分摊方法，并以德国联邦统计局对德国人口发展的预测作为基础。地区电力需求净值（加上电网损耗）的计算则使用了《电网发展规划2030》、《2019年远景目标》的方法论，借助了所定义的参数。参数主要涉及人口、就业人数、总增加值、住房存量、家庭数量和结构及当地交通平均里程数等区域数据（德国输电网络运营商，2018a）。

FREM

FREM是能源经济研究所（FfE）的高分辨率时间及区域化能源系统模型。基于统计数据和空间数据，我们可以借助这一模型确定波动性可再生能源的用地潜力和区域性扩建计划。（FFE e. V., 2017）

电力的重新调度

重新调度指的是对发电厂发电能力进行干预，避免（预防性）或消除（治愈性）电网瓶颈。如果在电网的某个点出现瓶颈，则瓶颈这一侧的发电厂并入电网功率须降低，而瓶颈另一侧的发电厂必须提高并入电网功率。这样便可以产生应对瓶颈的功率通量。（德国联邦网络管理局，2019b）

TransnetBW委托能源经济研究所（FfE）对2050年可再生能源的区域化做分析研究。区域化分析的基础是TransnetBW针对可再生能源的装机总量和年发电量所确定的框架指标，再加上当前的既有发电厂数量、地区特定的潜力和法律框架条件。研究项目借助FREM模型进行了区域化分析。

常规发电厂的区域化分析假定燃气发电厂除了供电之外还负责确保热力供应。就当前的热电联产发电厂而言，研究项目以热力缺口功率为基础，按比例进行了分配。假设汽轮机的安装是为了确保供应安全和在现有天然气基础设施所在地进行电力的重新调度。

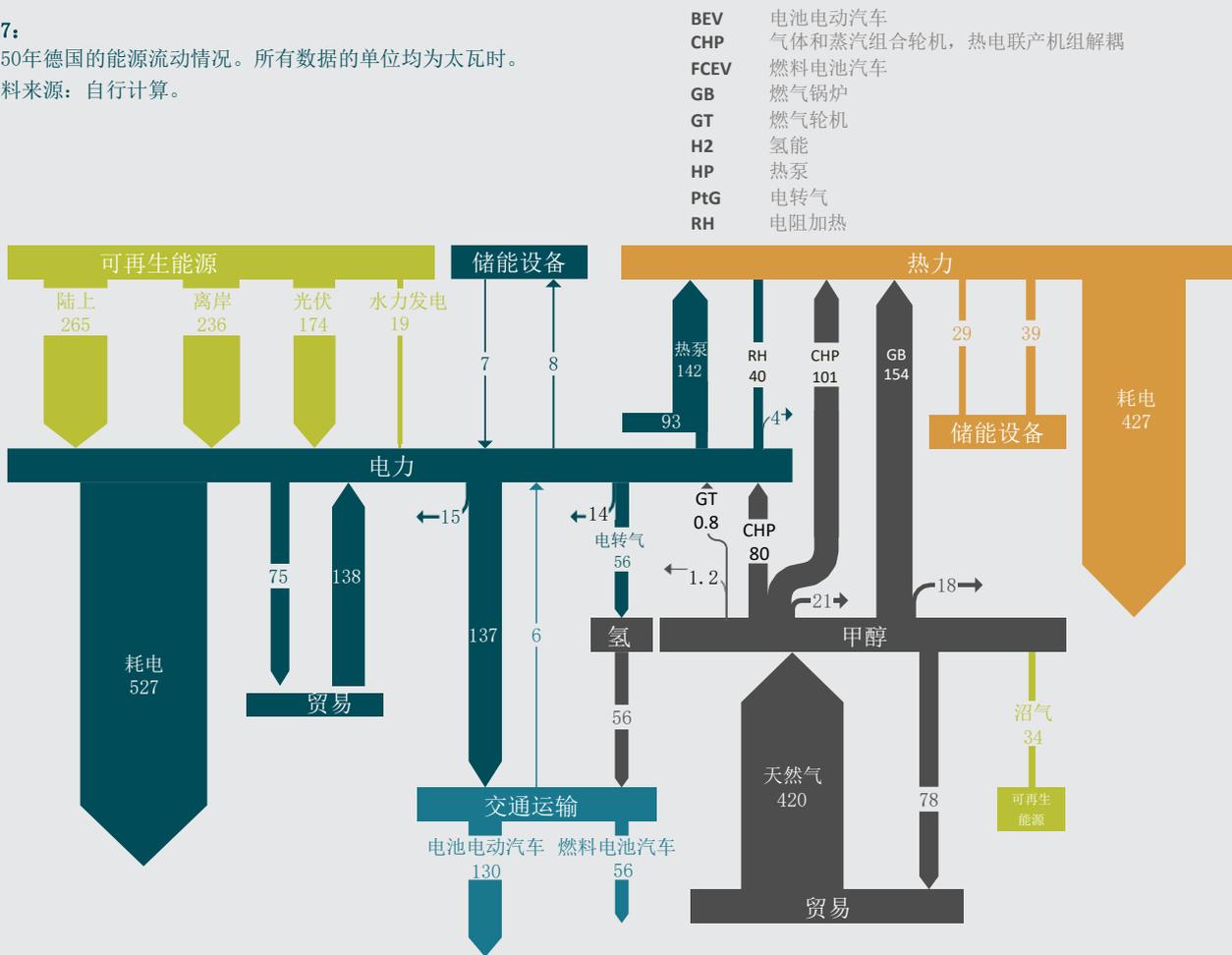
2.3 模拟研究的结果

根据上述假定，能源系统模型的模拟结果如下：首先，模拟结果显示了德国电力、热力、交通运输和气体部门未来的能源流动情况。接着，关注重点放在德国和欧洲的电力部门上，并讨论了电力基础设施、发电和用电需求以及跨境电力交易。研究最后评估了欧洲二氧化碳排放量的变化情况。

2.3.1 部门耦合的能源互补：能源流

能源系统模型的核心成果之一是分析展示了2050年电力、热力、交通运输和气体部门内部及部门之间的能源流动情况。图7显示了德国的能源流动情况。

图7:
2050年德国的能源流动情况。所有数据的单位均为太瓦时。
资料来源：自行计算。



研究对象部门的终端能源消耗总值为1140太瓦时（包含了输电网络的电网损耗）：其中电力部门的终端能源消耗占比为46%，热力部门为37%，交通运输部门为16%。电力消耗净值加上电网损耗的总量为842太瓦时，其中电力终端能源消耗（传统用电需求）为527太瓦时，热力和交通运输部门直接和间接电气化的耗电量为315太瓦时。实施了能效提升措施后，热力和交通运输部门的终端能源消耗大幅减少。

2050年最为重要的一次能源是可再生能源（特别是风能和光伏），以及开采或进口的气态能源（天然气和基于电力的碳氢化合物）。根据所做的假设，德国利用太阳能产热不属于具有经济性的替代方案。然而，未纳入考虑范畴的应用领域可能存在对太阳能热负荷的需求。一方面，褐煤和硬煤是目前重要的化石一次能源。另一方面，常规发电厂的电力和热力生产未来将主要使用天然气、沼气和基于电力的碳氢化合物。基于技术和经济框架条件，我们假定基于电力的碳氢化合物主要依靠从欧洲以外地区的进口。我们假设，随着气候目标的要求逐步提高，基于电力的碳氢化合物需求量也将上升。相较于2018年，一次能源（特别是铀、煤、天然气和石油）的进口依赖程度正在减少。与此同时，对波动性一次能源（风能和光伏）的依赖度却在增加。

针对热泵的假设

我们假设，一台4千瓦热功率的热泵足够可以为四人居住的120平米单户独栋被动式房屋提供6个小时封闭时间的热量（单位热需求15瓦/平方米）。

德国的水电站和固定式蓄电池设备

受地理条件的限制，德国水力发电厂的经济效益潜力较低。固定式蓄电池储能系统的投资成本高，价格差距小，其运营很难创造经济效益。

部门的能源互补加强了电力、热力、交通运输和用气部门之间的能量交换。特别是热力和交通运输部门的电气化，电气化进程有助于电力部门进一步集成进入能源系统。电力和用气部门未来将成为脱碳后能源系统的支柱。可再生能源充沛的时候，所有部门的能源需求将主要通过电力部门来满足。此外，一些时段有限的富余电力可以储存在交通运输和热力部门。这种灵活性可以让波动性的可再生能源实现几乎完全的集成。电力行业集成的关键技术在于直接和间接的电动出行技术。电池电动汽车的电力需求净值（加上电网损耗）占比为大约20%，另外8%来自于燃料电池汽车的氢能制造。车辆到电网（Vehicle-to-Grid）的柔性潜力大约相当于2018年抽水蓄能机组的柔性（能量核算，2019）。供热产生约11%的净电力需求（加上电网损耗）。**热泵**在今后私人家庭室内采暖和热水供应方面将发挥核心作用。热泵可提供38吉瓦的热功率，为950万单户独栋房屋供热，从而满足大约三分之一的热力需求。储热设备的投资花费低，从电直接转化为热的有效系数高，这些特点有助于将可再生能源高效集成纳入热力部门。热电联产的燃气轮机发电厂和热电厂在可再生能源供应量较少的情况下用以确保供热。

储能创造了时间上的灵活性，有助于高效控制供求。**直接储存电力**的技术经济潜力非常有限，而用气基础设施却具有巨大的储能容量。未来还可以充分挖掘热力和交通运输部门的巨大潜力。部门的能源互补有助于发掘用气（用气基础设施）、交通运输（蓄电池和氢能储能设备）以及热力（热水储能设备）的储能潜力。

欧洲2018年气体储能容量达到1400太瓦时，其中德国的容量为227太瓦时（GIE，2020）。2050年的气态能源储能容量预计也将维持在这一水平。其他储能方式包括热水储能设备，存储容量可达2.5太瓦时，热力瓶颈容量为54吉瓦。从容量上看，排在其后的是电池电动汽车（0.9太瓦时）和氢能储存设备（0.5太瓦时）。

电池电动汽车的储能容量计算以章节2.2.3所示假设为基础。

2.3.2 电力行业的未来

提示信息：供应安全

为了按照欧洲和国家规定保障供应安全，视情况需要新建一批发电厂（或者实现消耗侧的柔性发展）。在供应安全研究的框架内，我们可以计算出所需的安全功率，其结果也值得推敲，站得住脚。这一结果包含了各种不同的气象和能源经济情景分析，考虑到了电力和热电厂的不可用性以及网络运行设备。

为了在2050年之前达成气候和能源政策目标，电力供给体系有必要实施根本性的转型（参见图8）。德国转型过程中的两大趋势是：1）大幅增加可再生能源的使用；2）用热电联产的燃气和汽轮机发电厂代替煤炭发电厂。光伏设施的装机容量将从2018年的44吉瓦上升至2050年的173吉瓦，相当于是原先的四倍。大约75%的装机容量预计来自于屋顶和楼宇外立面的光伏设备。陆上和海上风电的装机容量额定功率净值将增加总共120吉瓦，在现今的水平上增长两倍多。特别是海上风电的可用性高，资源充沛，因此将发挥非常重要的作用。陆上风电规模的扩大主要依靠两项举措：一是在合适地点新建风电场，二是用功率更大的设备替换掉现有设备（旧风场改造）。对于风力较弱或阳光不充沛的时段，为了**保障电力和热力生产**，需要建造46吉瓦的燃气发电厂，这里主要依靠热电联产的燃气和汽轮机发电厂。

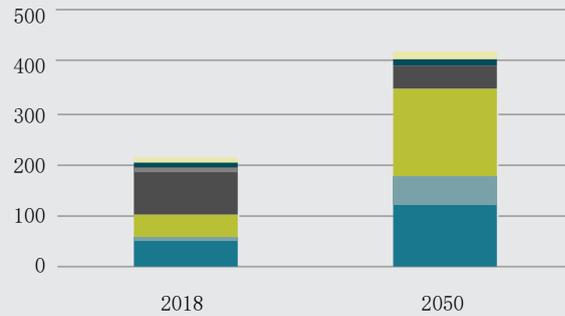
这些设备的运行主要依靠天然气、合成甲烷和制备获得的沼气。同章节3.2.3所述，生物质材料的回收再利用主要用以生产沼气，而不直接发电。

图8:

德国各类发电技术的额定功率净值变化情况。资料来源：2018年ENTSO-E统计概况介绍（ENTSO-E，2019b），自行计算。



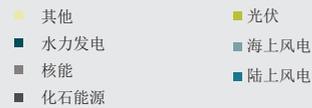
额定功率净值（吉瓦）



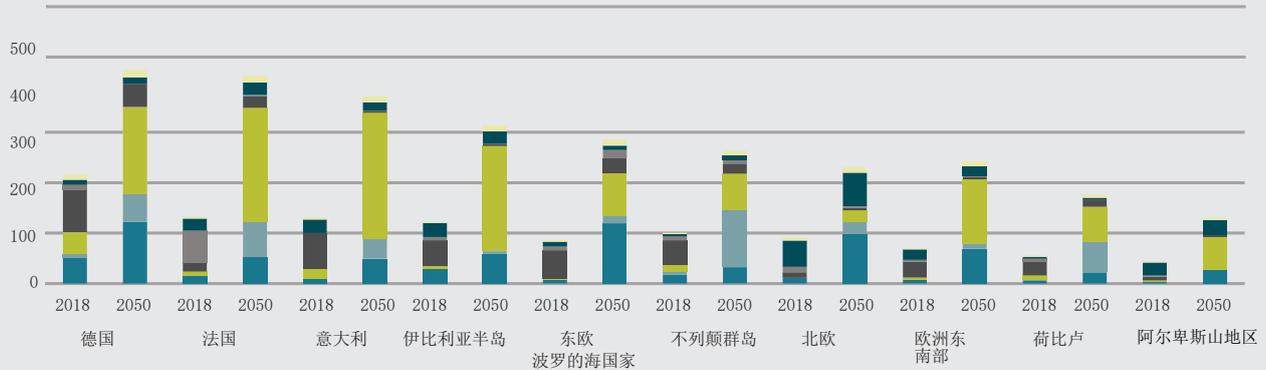
欧洲同样将呈现这一发展趋势（参见图9）。

模拟结果显示，整个欧洲都将追求这一雄心勃勃的目标，致力于扩大可再生能源的使用：相较于2018年，光伏发电设施的装机容量将从112吉瓦增加到1298吉瓦，风能发电设施的装机容量则将从171吉瓦提升至1044吉瓦。依据区位条件，南欧（法国、意大利和伊比利亚半岛）地区将加大光伏发电设备的应用，而风力资源丰富的中欧、北欧和东欧沿海地区则首选加大风力发电。斯堪的纳维亚和阿尔卑斯山区国家则主要采用水力发电和季节性的电力储存技术。热力发电厂的净额定功率到2050年下降大约65%，跌至186吉瓦。除了燃气发电厂之外，欧洲预计将继续运营核电站以供电（27吉瓦）。在有限的范围内，核电站从经济效益上看可以满足正常负荷需求。在波动性可再生能源占较大比例的电力系统中，燃气发电厂具有一定的优势，它可以被高度灵活应用，投资花费也较低。此外，热电联产也是提高能效的一项关键技术。

图9:
欧洲各类发电技术的额定功率净值变化情况资料来源：
2018年ENTSO-E统计概况介绍（ENTSO-E，2019b），自行计算。



额定功率净值（吉瓦）



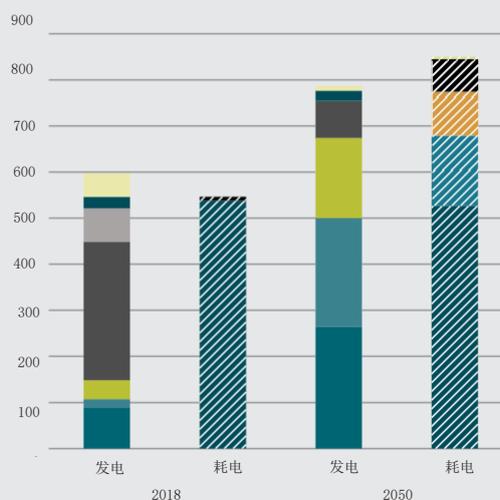
因其他部门的电气化，德国电力需求净额加上电网损耗到2050年将增长至842太瓦时，相当于上升了大约40%（参见图10）。根据假设，电力终端能源消耗加上电网损耗的数值将基本维持在一个稳定的水平。与此同时，热力和交通运输部门的电气化和电解制氢的工艺将产生额外的315太瓦时用电需求。尤其是交通运输部门的电气化将大幅推高电力需求：电池电动汽车将直接消耗152太瓦时（包括15太瓦时的能源转换损失）电力，几乎完全用于燃料电池汽车的氢能制造则需用电70太瓦时（包括14太瓦时的能源转换损失）。利用热泵和电阻加热设备对热力部门实施部分的电气化时，净电力需求将提高93太瓦时。考虑到部门的能源互补，电力需求净额加上电网损耗的最大值将明显提升。峰值负荷将达到216吉瓦，这个数字是目前峰值负荷（82吉瓦）的2.5倍多（德国输电网络运营商，2019b）。净电力需求的最大值主要取决于交通运输部门（105吉瓦）和热力部门（41吉瓦）的电气化。交通运输和热力部门的柔性方案通过灵活使用储能设备等技术，能够在可再生能源充沛的时段内实现可再生能源的集成。另外的68吉瓦则归于电力部门的非柔性终端能源。

在德国，可再生能源逐步挤占了常规发电技术的位置。相较于2018年，可再生能源发电量升至675太瓦时，增加了4.5倍，从而成为最重要的一次能源来源。陆上风电在净发电量中的占比最大（34%），紧随其后的是海上风电（30%）和光伏发电（22%）。这类发电技术总共贡献了净发电需求加上电网损耗的80%。不同部门的能源互补使得能源需求实现高度的灵活性，几乎能够完全集成可再生能源的发电。热电厂的发电量将减少80%，跌至80吉瓦。这类热电厂的运行也极为灵活，平均可达到1760个满载小时。

图10:
德国净电力需求加上电网损耗的数值变化情况以及净发电量的变化情况。
资料来源：2018年ENTSO-E统计概况介绍（ENTSO-E，2019b），自行计算。

- | 耗电 | | 发电 | |
|------------|------|------|------|
| 其他 | 其他 | 其他 | 其他 |
| 水电 | 水电 | 水电 | 水电 |
| 电转气 | 核电 | 核电 | 化石能源 |
| 电转热 | 光伏 | 光伏 | 海上风电 |
| 电转交通 | 最终能耗 | 最终能耗 | 陆上风电 |
| 2018年的电力需求 | | | |

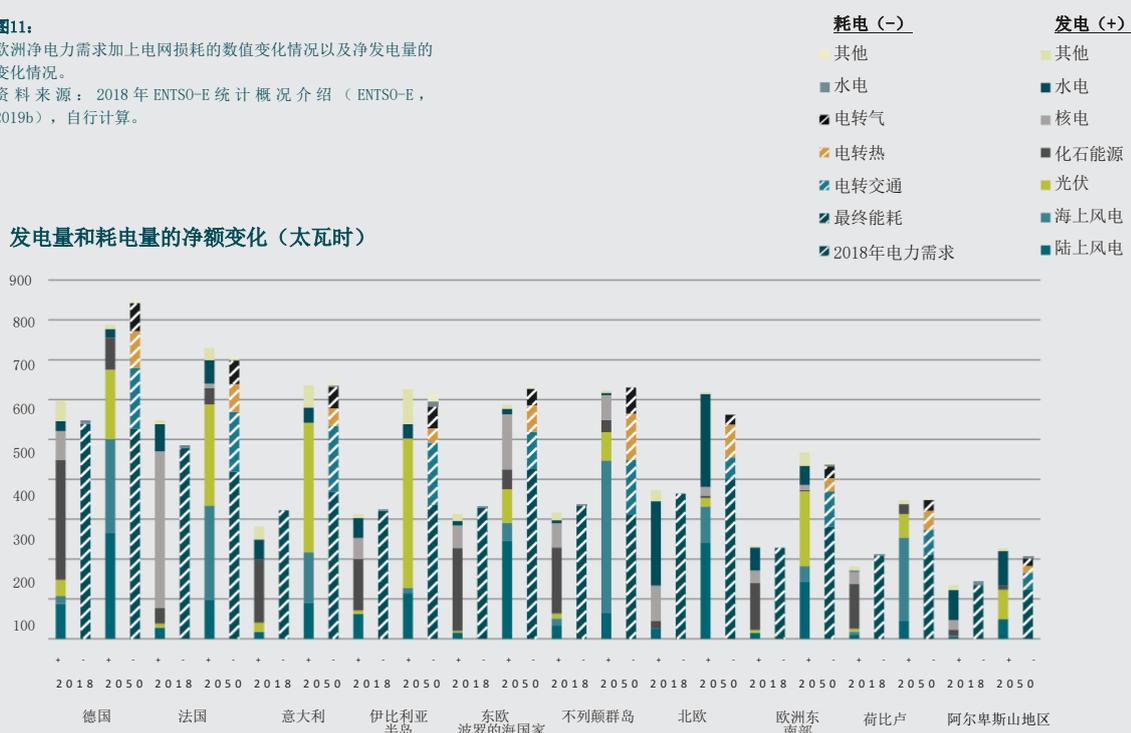
发电量和耗电量的净额变化（太瓦时）



在欧洲，不同部门的热电联产也提高了电力需求（参见图11）：对比2018年，净发电需求加上电网损耗上升至5615太瓦时，增长幅度超过70%。特别是在意大利、伊比利亚半岛、波罗的海国家和东欧，电力需求的增长幅度超过平均水平。欧洲的风电和光伏几乎完全替代了常规发电厂的电力生产。超过90%的发电量净值来自于可再生能源。考虑到特定的区位条件，风能和光伏的应用存在很大的地区差异。意大利和伊比利亚半岛将以光伏发电为主，而风电主要运用在北欧、不列颠群岛和东欧。德国、法国和欧洲东南部地区在可再生能源方面的能源组合相对同质。

图11:
欧洲净电力需求加上电网损耗的数值变化情况以及净发电量的变化情况。
资料来源：2018年ENTSO-E统计概况介绍（ENTSO-E，2019b），自行计算。

发电量和耗电量的净额变化（太瓦时）



2.3.3 欧洲内部电力市场

跨境电力交易对于在可再生能源主导的电力供应系统中有效管理供求而言非常重要。到2050年，用于德国电力进口和出口的净输电容量（NTC）将显著增长（参见图12）。2020年的出口容量大约为17.5吉瓦，进口容量为21.1吉瓦，上述容量到2050年将翻一番，出口容量升至39吉瓦，进口容量增加到40.5吉瓦。模拟结果表明，在2018年《十年电网发展规划》所确定的范围之外，没有必要扩大从德国出口或德国进口电力的跨境贸易容量。

图12:
德国输电容量净值的变化。
资料来源：2019年需求分析（情景“t+1”），自行计算

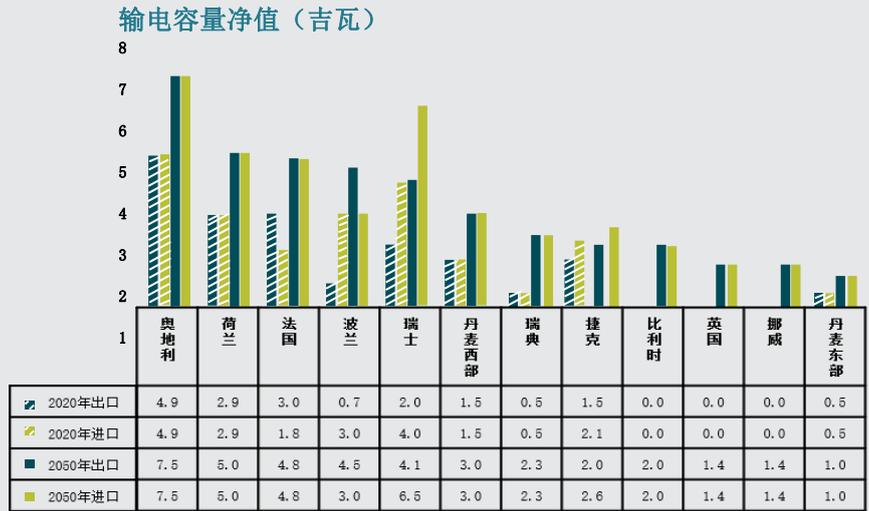
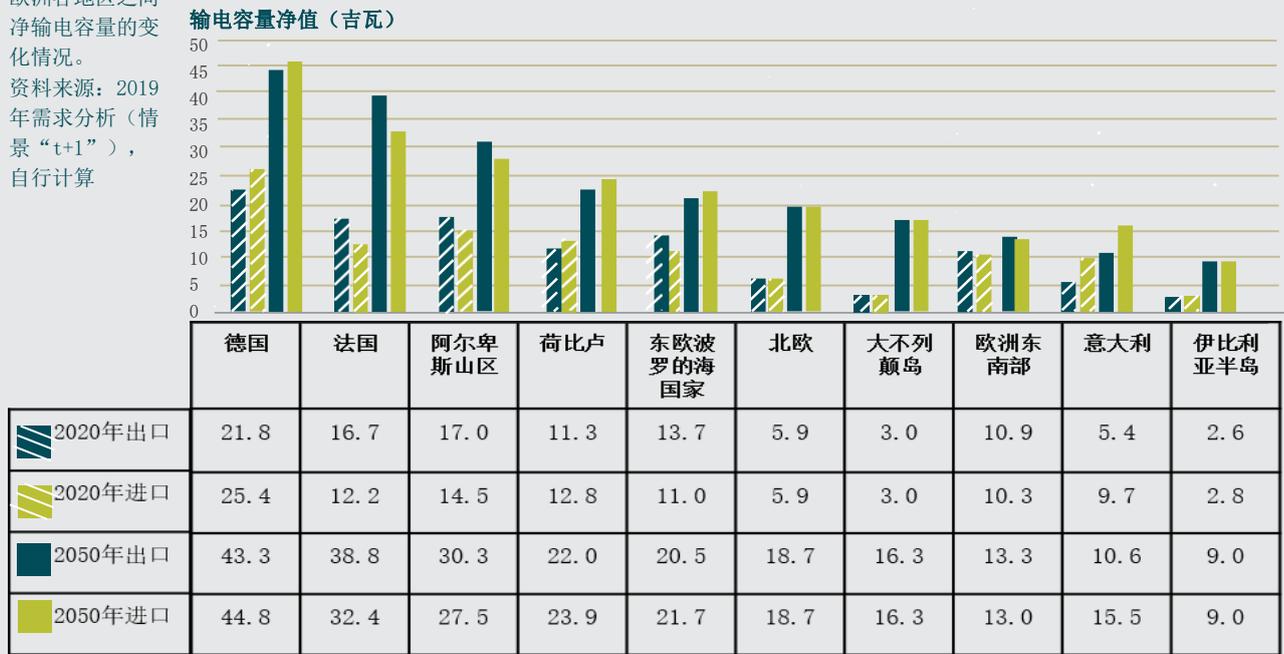


图13展示了欧洲各地区之间净输电容量的变化情况。相较于2020年，所有研究对象区域之间的净输电容量到2050年将显著增长。从《十年电网发展规划2018》的参考值出发，只有挪威和瑞典之间的净输电容量扩大了大约0.6吉瓦（增幅约为14%）。

图13：
欧洲各地区之间
净输电容量的变化
情况。
资料来源：2019
年需求分析（情
景“t+1”），
自行计算



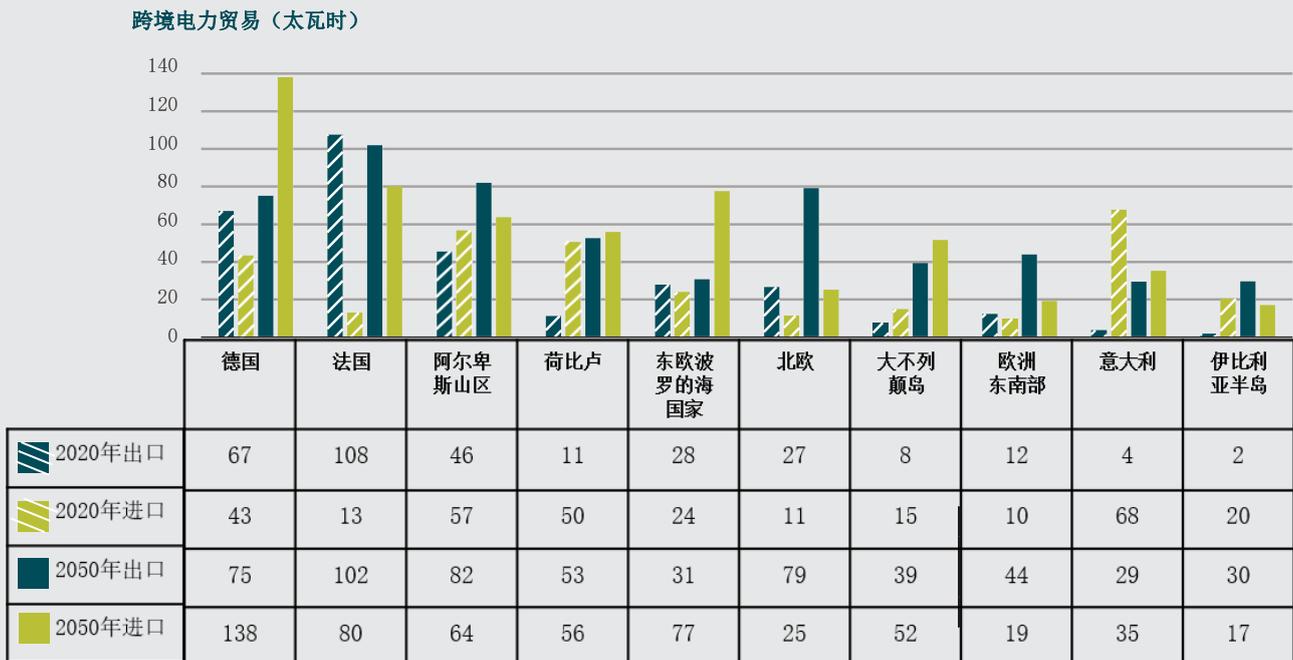
2019年需求分析，情景分析“T+1”

该需求分析是由四家输电网络运营商依据德国能源法编制的，用以研究未来电网稳定调度措施所需的发电厂储备容量（输电网络运营商，2018）。2019年需求分析中的情景“T+1”对2020年的电力系统做了一番研究。

与2020年相比，跨境电力贸易大幅增长（参见图14）。2020年的参考值基于2019年需求分析中情景分析“T+1”的研究结论。2050年，德国将从毗邻的市场进口138太瓦时的电力，相对于2020年的参考值增长大约300%。相反，电力出口涨幅缓和，从67太瓦时升至75太瓦时。德国将从电力出口国转变为电力进口国。北欧、欧洲东南部、瑞士、奥地利、法国和西班牙今后将越来越多地出口电力，为欧洲供应能源。

图14：

欧洲各国跨境电力贸易变化情况。资料来源：2019年需求分析（情景“t+1”），自行计算。



避免二氧化碳排放的成本

为了避免进一步的二氧化碳排放而花费的成本。

2.4 巴登-符腾堡州的实践

2050年，所有研究对象部门和地区用以**降低二氧化碳排放的成本**花费为185欧元/吨二氧化碳。相比之下：2018年，欧洲排放权贸易体系（EU-ETS）中拥有排放权（EUA）的平均价格大约为15欧元/吨二氧化碳（最高25欧元/吨二氧化碳，最低7欧元/吨二氧化碳）。

根据上文的假设，巴符州2050年将比2018年更多地依赖电力进口（图16）。该联邦州的电力缺口将从2018年的8太瓦时上升到2050年的60太瓦时。这一情况主要源于以下因素的相互作用：净电力需求上升，可再生能源扩大使用的程度有限，热电厂的发电量下降。特别是工业、家庭和工商业的较高终端能源消耗以及热力和交通运输部门的电气化进程，使得巴符州的净电力需求不断上涨。总体而言，净电力需求加上电网损耗从2018年的65太瓦时（巴符州联邦州统计局，2019a）增长到2050年的108太瓦时。

巴符州成为电力进口商

图16比较了2018年和2050年的净发电量和净电力需求。

图16:

2018年至2050年的巴符州电力平衡比较。

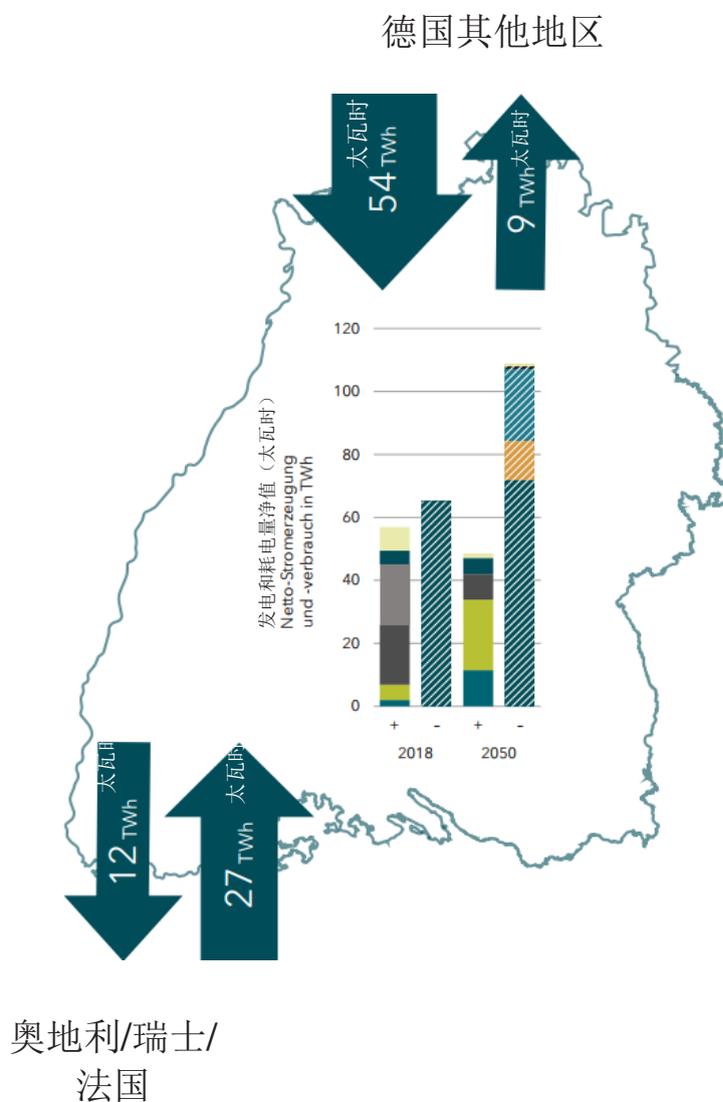
资料来源：巴符州联邦州统计局（巴符州联邦州统计局，2019a）（巴符州联邦州统计局，2019b），自行计算

耗电 (-)

- 其他
- 水电
- 电转气
- 电转热
- 电转交通
- 终端能源消耗
- 2018年的电力需求

发电 (+)

- 其他
- 水电
- 核电
- 化石能源
- 光伏
- 风电



目前，巴符州的大部分净发电来自硬煤发电厂和核电厂，如曼海姆（Mannheim）的大型发电厂、卡尔斯鲁厄（Karlsruhe）的莱茵哈芬蒸汽发电厂以及内卡西海姆（Neckarwestheim）和菲利普斯堡（Philippensburg）的核电厂。依据计划，在脱碳退核的过程中，上述发电设施将停止使用，预计部分由燃气发电厂替代。我们预计热电厂的净额定功率将从大约10吉瓦（德国联邦网络管理局，2019a）降低至2050年的近5吉瓦。与此同时，化石燃料发电厂或核电厂的净发电量将从38太瓦时降至8.1太瓦时。

在能源转型的框架内，巴符州将进一步扩大可再生能源的使用。该联邦州在光伏发电方面拥有得天独厚的区位优势，可以充分利用屋顶光伏发电设施和空地发电设施的潜力。预计到2050年，光伏发电设施的净额定功率将从6吉瓦（德国联邦网络管理局，2019a）升至22.2吉瓦。光伏发电设备的净发电量则从4.9太瓦时（巴符州联邦州统计局，2019a）增长至22.4太瓦时。与德国北部和中部相比，巴符州在风电方面的技术和经济潜力有限。我们预计，巴符州风电设施的净额定功率将从1.6吉瓦（德国联邦网络管理局，2019a）上升到5.3吉瓦，净发电量则将从2太瓦时（巴符州联邦州统计局，2019a）上升至11.5太瓦时。这仅仅相当于德国陆上风电净额定功率和净发电量的4%。由于当地的发电量下降，并且热力和交通运输部门的电气化导致用电需求提升，2050年预计将出现60太瓦时的电力缺口。为了保证巴符州的供应安全，需要加大从德国、法国、奥地利和瑞士的电力进口。

巴符州2050年的装机功率见下面表1的总结。

表1:
TransnetBW控制区域内的发电装机容量。资料来源：德国联邦网络管理局（德国联邦网络管理局，2019a），自行计算。

巴符州净额定功率的说明

TransnetBW的控制区域还包括位于奥地利的（抽水蓄能）发电厂，它与TransnetBW的输电网络之间存在连接。

净额定功率	热电联产的燃气和汽轮机发电厂	燃气轮机	陆上风电	光伏	水力发电站	（抽水）蓄能发电站
2018	0.4吉瓦	0.3吉瓦	1.6吉瓦	6.0吉瓦	0.5吉瓦	3.9吉瓦
2050	4.3吉瓦	0.6吉瓦	5.3吉瓦	22.2吉瓦	0.5吉瓦	3.9吉瓦

残余负荷

残余负荷指的是扣除了风电和光伏等可再生能源波动性并网电力后的所需电功率（RP能源词典，2020）。必须借助可控的发电（例如气体和蒸汽组合轮机）来覆盖残余负荷，从而确保发电和用电需求之间时时刻刻的平衡。

峰值负荷和残余负荷的升高

除了净电力需求的增长之外，热力和交通运输部门的电气化将使巴符州的峰值负荷发生显著增长。预计净电力需求加上电网损耗后的最大值将从2018年的10吉瓦升高至2050年的近30吉瓦。由于热力和交通运输部门的需求灵活性高，电力需求和可再生能源的发电量之间也存在高度相关性：风能和太阳能充沛的情况下，可以用可再生能源生成的电力为储热设备加注热力，为电池充电，以及制备燃料电池汽车所需的氢能。交通运输和热力部门的柔性电力需求净值总共约为20吉瓦。

从供应安全的角度来看，需对可再生能源资源少、电力需求高的情况进行更为严格的评估。一般来说，这种情况容易出现在冬季（主要是夜间），电力和热力需求在这时比较高，而太阳能和风能资源少，发电量也很少（无风或无阳光的情况）。在这种情况下，因当地可控发电厂有限，巴符州依赖于电力进口。

结果显示，加上电网损耗总量，巴符州的最大残余负荷将上升到大约18吉瓦。尽管交通运输部门通常具有较高的灵活性，但在这种情况下，电池电动车辆的净电力需求为13.4吉瓦。当出现长时间的再生资源短缺情况时，车辆电池必须在上下班高峰开始前完成充电。同时，可再生能源的净发电量将达到2.7吉瓦，当地燃气发电厂的净发电量（热力解耦最大时）可以达到3.2吉瓦。为了满足剩余的电力需求，巴符州将从德国、法国、奥地利和瑞士进口14.7吉瓦的电力。这种情况下，海上风电（德国、法国和荷比卢）以及德国和法国的热电厂将为保障供应安全做出重大的贡献。

3.0

电网2050

在以下章节中，我们将对前文描述的能源世界2050对电网的影响进行分析。除此之外，我们正在为巴符州开发解决方案，帮助其避免未来可能出现的网络阻塞，为电网运行提供安全保障。



3.1 2050年电网发展规划的方法论

故障模拟

故障模拟是对电力供应网络中操作设备故障的模拟，目的是了解如果发生过载可能导致哪些故障。（Schaefer, 2013年）

(N-1) 标准

这是网络规划的通用准则。该标准指出，在进行所有预测的规划与测量相关的水平和垂直输电任务过程中（电网使用），如果出现（n-1）故障（电力网络中的任意一个元件发生故障）或因运营需要激活打开某一运行设备，这时仍要能保证电网安全，即没有任何电网元件超出运行限值，那就说明该电网的规划符合（n-1）标准。（德国输电网络运营商, 2018b）

网络阻塞

网络阻塞指超出电网运行设备能力或技术参数不符合供电要求。一般来说，出现网络阻塞是由于超出了网络运行设备的有功功率容量（由电流导致）或者是由于未遵守某一个网络运行设备或整个网络区域的电压质量（由电压导致）。（德国联邦网络管理局, 2019b）

目标电网

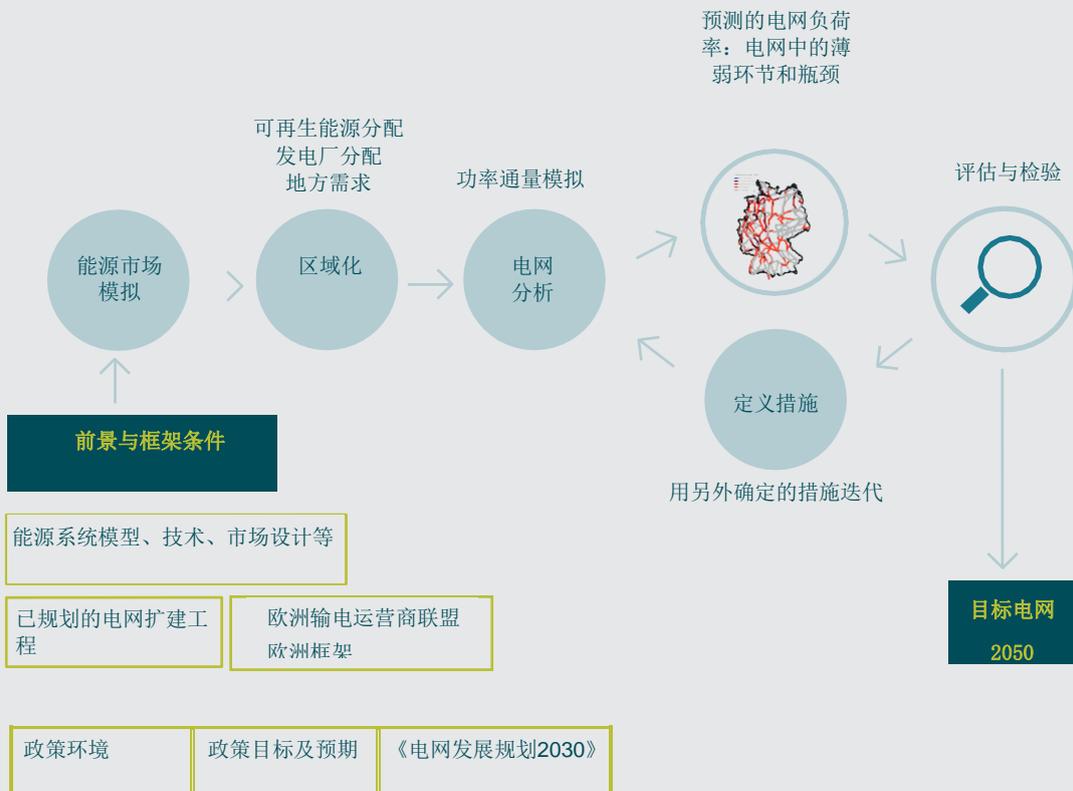
目标电网是指实现所有确定的电网扩建措施后理论上的电网扩大状态。

从第二章描述的能源系统转型以及由此引起的电力行业发电结构的转变可知，输电网络面临着要求颇高的新任务。下面首先对2050年的电网做一番分析，并在故障模拟的基础上评估超高压电网的负荷率，从而描述输电方面的具体任务。

根据德国四大输电网络运营商的规划原则，在规划超高压电网时必须遵守（n-1）标准（德国输电网络运营商, 2018b）。电网元件的负荷率若超过100%，我们就称之为网络阻塞或过载。

图17展示了建立目标电网2050所必需的各项步骤，包括最开始的制定框架条件，一直到明确电网的扩建措施。

图17：开发目标电网2050的步骤和模拟



区域化

区域化一方面指将发电设备和负荷分配给某一特定区域，另一方面指将各区域及发电设备分配给网络节点。要进行市场模拟和网络计算，就需要首先完成上述的分配工作。（德国联邦网络管理局，2019b）

NOVA原则

NOVA这一缩写的含义是：优化电网先于强化电网，强化先于扩建。该原则描述了有助于实现电网扩建需求最小化的电网规划所应遵循的基本准则，即首先优化既有基础设施，然后再强化之，最后才考虑扩建。（德国输电网络运营商，2018b）

依据天气情况的架空电线运营（WAFB）

电网的输电能力因季节和天气变化而异。例如，在气温较低、有冷风的时候，电网可传输的电流比高温的夏季时节多。借助WAFB可极大提升电网的负荷率。基于最新测量数据，可精确计算在当前的天气条件下允许功率通量的最大值，从而使输电线路的垂度保持在技术规格的范围內。

移相变压器（PST）

与常规变压器不同，电网元件带有交叉稳压器，有助于控制交流电网中的功率通量。PST在德语区也被称为交叉控制变压器。

更换缆绳

用传导能力更强的新缆绳替换当前电路使用的导电缆绳。

高温导线（HTL/HTLS）

与“传统的”铝制/钢制电缆相比，这种导电缆绳采用的材料可以在更高的温度下（大于80℃时）运行。由此，高温导线在横截面和几何形状相同的情况下具有更高的电流负载能力。可用的材料有耐热铝（TAL）导线，其最大的运行温度可达150℃。

此外，还有高温低垂（HTLS）导线，其特点不仅是电流负载能力高，而且（借助特殊的核材料）还具有格外小的垂度。高温低垂导线的最大运行温度为210℃。（德国输电网络运营商，2018b；德国输电网络运营商，2019c）

基于对2050年能源市场的模拟和供电系统结果的区域化解析，我们可以在电网分析中模拟超高压电网每小时的负荷率，并识别电网瓶颈。接下去的一步是定义消除瓶颈的（电网建设）措施，并检验其有效性。这一系列的工作旨在完成2050年的输电任务并满足其供电系统的要求。研究所提出的各项措施组合将作为2050年目标电网的发展目标。措施的制定将采用其它规划程序（例如德国电网发展规划）通用的NOVA原则。

在电网优化的框架内，原则上采用依据天气情况的架空电线运营（WAFB），这也是当前的电网发展规划所采用的方法。

在输电网的功率通量控制中采用有源元件，例如移相变压器（PST），可调控的高压直流输电线路也可以优化电网。此外还要检查是否能在符合（n-1）标准的情况下，将个别电路的负荷率提高至最大4000安培。同时，我们也需要研究诸如变电站母线分离等拓扑措施是否有助于消除瓶颈。

强化电网则是用功率更强的元件替换现有的运行设备，在这个过程中通过更换高温导线（HTL）或通过铺设新电路来提高输电能力。若要充分利用现有电路的传输能力，还可以扩展变电站和配电设备。如果上述措施不能消除出现的瓶颈，最后一步才会选择扩建电网，规划用于远程输电的新路线、新的配电设备或高压直流输电线路。这一程序有助于将对人和环境的影响降到最低，并最大限度地减少因消除网络阻塞而采取必要措施所需花费的劳力和成本。

3.2 初始情况分析

3.2.1 参考电网

参考网络

参考电网指假定的电网扩建状态，它是电网计算的初始点。

为了说明2050年超高压电网的初始情况，需定义一个相应的参考电网。这一参考电网除了当前既有的传输电网之外，还包含正在实施或2019版的《电网发展规划2030》中经主管部门批准的其他措施。

因此我们假定以下措施到2050年将得以实现：

/ 《联邦需求规划法》（BBPlG）和《能源管路扩建法》（EnLAG）的电网扩建措施

/ 已确认的2019版《电网发展规划2030》专门措施

/ 2019年8月31日前经由德国联邦网络管理局**暂时确认**的2019版《电网发展规划2030》的措施

欧洲电网发展计划《十年电网发展规划2018》通常被用作海外电网（欧洲）扩建状态的基础。

提示信息：暂时确认的措施

开展本研究时，2019版《电网发展规划2030》尚且没有给出最终确定的措施。最终版的确认信息发布于2019年12月20日。

3.2.2 特高压电网的负荷率

过载能量

每个单独的电路分别计算过载能量，计算依据为在符合（n-1）标准的情况下因发生过载将无法传输的每小时功率总和。

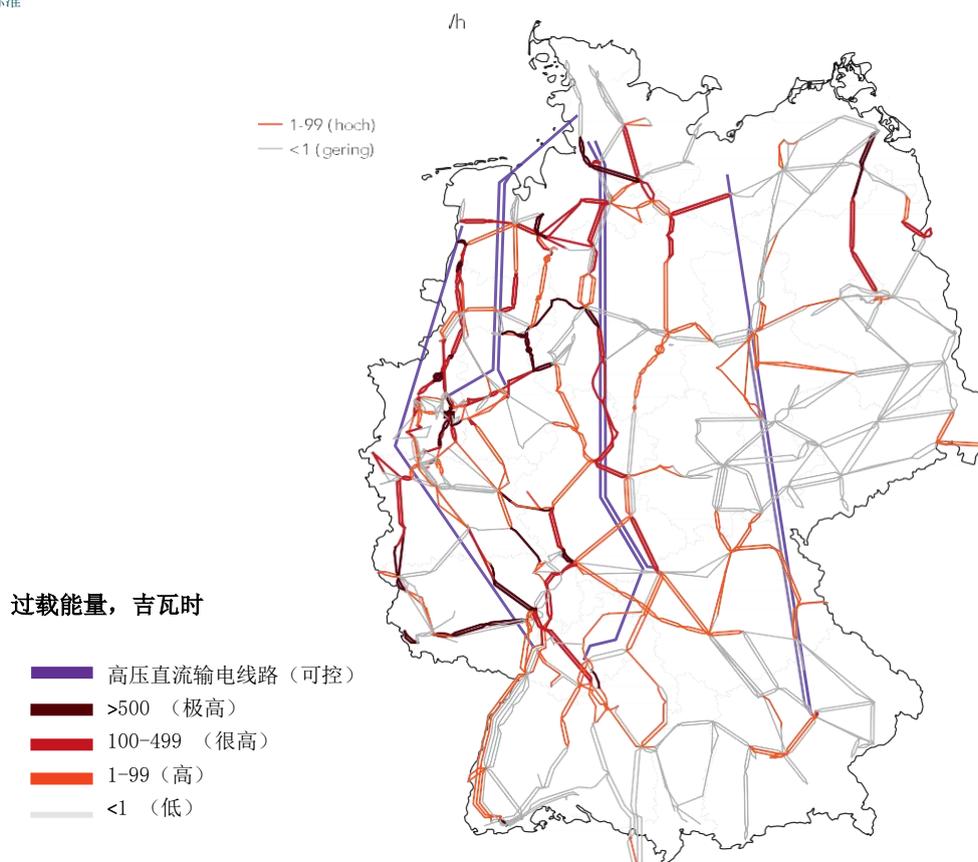
在符合（n-1）标准的情况下，评估电网负荷率时会计算不可传输的能量（简言之：**过载能量**）。过载能量非常高的电路负载频率高且负载量大。很少过载的电路则具有较低的过载能量值。

图18展示了参考电网电路的各种不同的过载能量，同时也显示了高压直流输电线路。后者可控可调，因此这些线路不会出现过载。

从图上可以看出存在跨区域的超出安全范围的过载，特别是在南北方向上。有些电路的过载能量超过了500吉瓦时，主要涉及北部和西部的一部分电路。

图18:

2050年的参考电网中，符合（n-1）标准的情况下的过载能量（不可传输的能量）



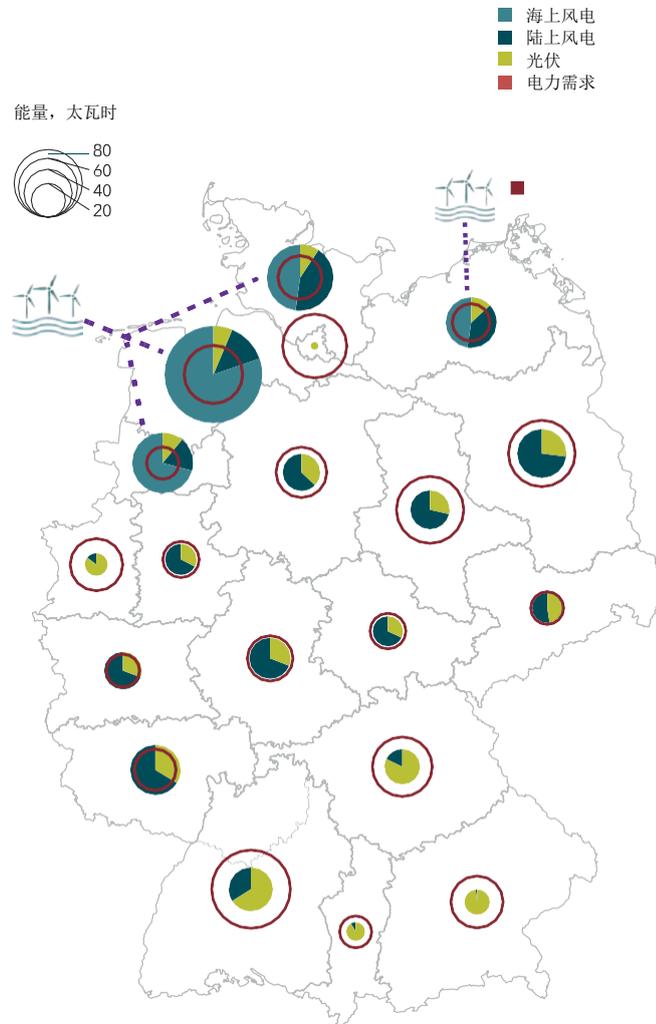
这意味着，若不采取加强电网的措施，那么将有500多吉瓦时电流（例如风力设施的发电）无法通过电网进行传输。德国大约35500公里的超高压电网中有约15700公里，亦即44%的电网存在超出安全范围的过载。

德国所有电路的过载能量总和到2050年将超过200太瓦时。从德国联邦网络管理局对2019版《电网发展规划2030》的确认文件可推导出，预计在实施全部联邦需求规划措施后，到2030年将只存在大约25.9太瓦时的过载能量（德国联邦网络管理局，2019b）。虽然本研究参考电网的电网扩建情况更进一步，但2030年至2050年期间的过载能量仍增加了近十倍。也就是说，参考电网无法完成2050年的输电任务。

发电设施及用电方的空间分布是造成大面积过载的背景因素。图19展示了2050年德国不同区域的可再生能源风力发电和光伏发电的情况，也记录了2050年的电力需求情况。

2050年，陆上风电和海上风电的功率提高，这对南北方向的跨区域输电需求将产生根本性的影响。从图19上可以看出，北海的风能具有很大的开发潜力，

图19.
德国不同地区2050年（非同时）的可再生能源发电并电及电力需求情况



并网电量将远远超过了区域的用电需求，尤其是在下萨克森州（Niedersachsen）和石勒苏益格-荷尔斯泰因州（Schleswig-Holstein）。相反，南部的巴伐利亚州（Bayern）和巴符州电力缺口严重。这种状况形成了从德国西北部向南部输电的巨大需求，从而造成大面积的电网严重过载。如图18所示，如果不加强输电网络，就无法在德国传输和分配电力，特别是可再生能源生产的电力。

3.2.3 所选线路潮流状况的评估

为了更好地了解输电网络的负荷率，本研究选择了两种典型的用电需求和发电情景，并评估其对电网负荷率的影响。该评估格外关注巴符州的情况。在比较德国电力需求与可再生能源发电量的基础上，确定了关键时间点。下图显示了在符合（n-1）标准的情况下电路最大负荷率的研究结果。

情景1：2050年2月强风强负载情景，早晨的指标

表2：
2050年2月强风强负载情景，早晨的指标

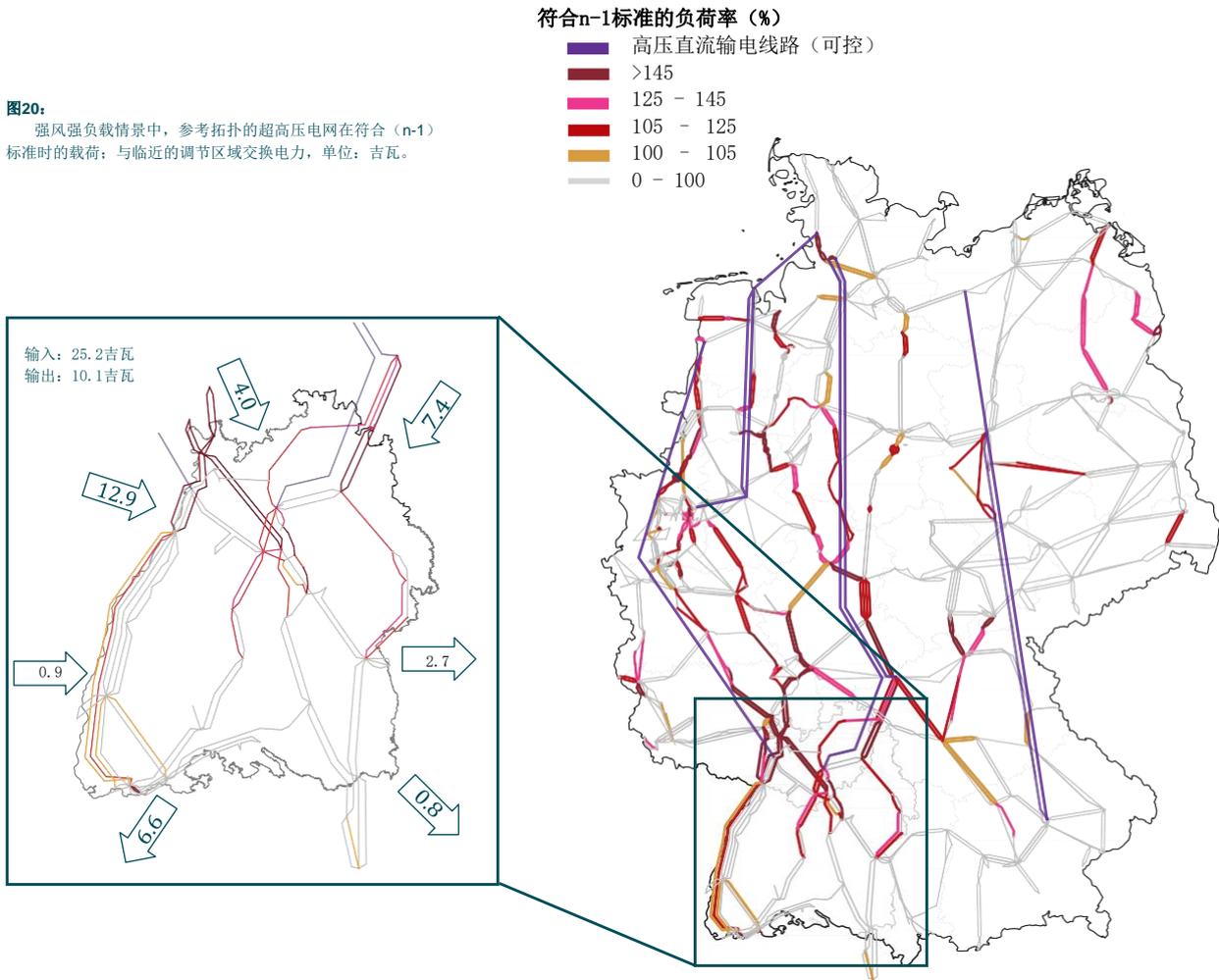
P_{最大值}
发电的最大功率，或2050年的电力需求

指标	功率	P/P _{最大值}
德国海上风电并网量	52.2吉瓦	100%
德国陆上风电并网量	108.7吉瓦	97%
德国光伏并网入网量	30.5吉瓦	29%
巴符州电力需求	25.7吉瓦	88%

在这种情况下，海上风电的最大功率达52.2吉瓦，巴符州的电力需求很高，达25.7吉瓦（见表2）。德国北部的海上风电并网入网量很大，加之地区的光伏发电量低，存在极大的北电南输需求。图20显示了由此产生的瓶颈。这里也展示了符合（n-1）标准情况下的负荷率。

强风强负载情况的发生频率

2050年有超过350个小时存在类似的强风强负载情况，这些情况会相应导致输电网络出现极端情况，这一情况主要发生在冬季。



从图20中可以看出, 由北向南的输电需求增大是造成电路过载的主要原因。巴符州在该情景中从电网取电25.2吉瓦, 其中的24.3吉瓦由德国北部的联邦州供应。2018年, 巴符州与其他德国联邦州的最大电力交换总量为7.3吉瓦, 也就是说, 到2050年最大交换量将是2018年的三倍。

巴符州输入电功率中共有10.1吉瓦将继续输往南方(传输流)。相比之下, 2018年巴符州向奥地利、法国和瑞士传输的最大交换电量为5.4吉瓦, 也就是说, 向德国境外的最大传输流翻了一番。

传输流

传输流指通过网络传输功率。传输是一个电网输入和输出量之间的差额。

电力潮流在巴符州这一段发生进一步的分流: 现有的高压直流输电线路的负载率为4吉瓦, 西北和东北的电路则存在过载。同时, 对巴伐利亚州、瑞士和奥地利的电力出口十分强劲。传输流在电力进口之外进一步加剧了电路的过载情况。

表3:
2050年4月强日照强负载情况下，中午的指标

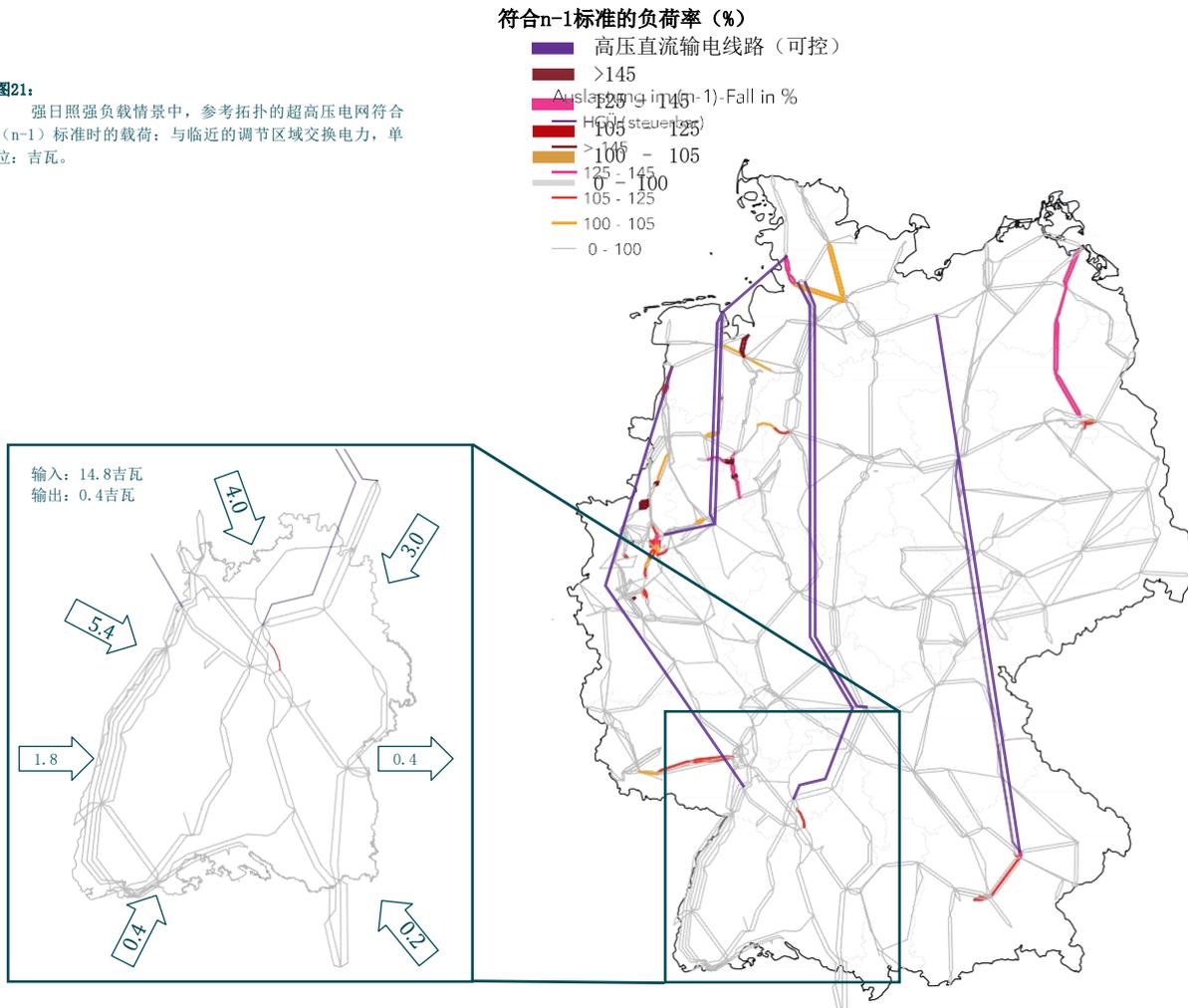
情景2：2050年4月强日照强负载情景，中午的指标

指标	功率	P/P _{最大值}
德国海上风电并网量	42.5吉瓦	81%
德国陆上风电并网量	60.5吉瓦	54%
德国光伏并网量	83.2吉瓦	78%
巴符州电力需求	27.7吉瓦	95%

强日照强负载情况的发生频率
2050年有600多个小时存在这种情况。

在此情景中，巴符州的电力需求为27.7吉瓦。与此同时，光伏发电量非常高。与强风情景相比，光伏发电设备的大面积区域分布降低了北电南输的需求。图21展示了由此产生的瓶颈。

图21:
强日照强负载情景中，参考拓扑的超高压电网符合(n-1)标准时的载荷：与临近的调节区域交换电力，单位：吉瓦。



尽管巴符州在该情景下的电力需求为27.7吉瓦，比前文所述的强风强负载情景要高，但是德国电网的负荷率在此时段明显要低得多。与参考电网相比，此时只有个别电路存在过载。

3.3 到2050年的高压直流输电线路的扩建

3.3.1 高压直流输电线路技术的重要性

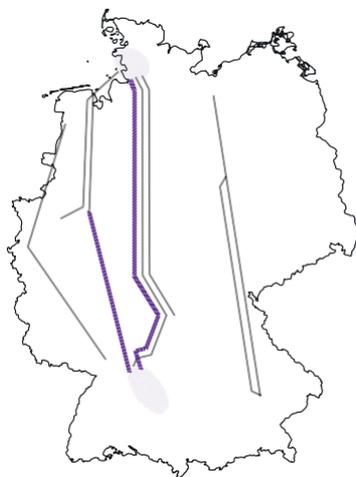
交流站

变流器把交流电转换为直流电，或者反过来把直流电转换为交流电。“转换”一词的拉丁文是：converte，变流器（Konverter）由此而来。因此，我们把变流相关的结构体称作变流站或整流站。

如果没有变流器，高压直流输电线路就无法接入联合电网。因此，高压直流输电线路的起点和止点都必须安装变流器。

3.3.2 确定与巴符州连接的其他高压直流输电线路

图22：
目标电网2050所需的高压直流输电线路



— 直流电参考电网
 // 直流电增建电网

三相电流技术（AC）有助于以很低的成本传输高压电流。如果存在多个为地区供电或接收区域发电的电缆终端，这种情况下采用上述技术就特别有意义。

而对于长距离输电，高压直流输电线路技术比三相电流技术具有更多优势。与三相电流相比，采用高压直流电进行传输的损耗更小。此外，高压直流输电线路**变流站**为电网提供了额外的灵活性，这是由于通过调节高压直流输电线路的工作站点，可以有针对性地控制和调节电网中的电流，从而提高系统的安全性和稳定性。高压直流输电线路也可以铺设地下电缆，无需配备其他大型的补偿设备。高压直流输电线路的缺点是成本相对较高，因为该方案必须要建设把高压直流输电线路与三相电流网络相连的变流站。

以较低的损耗远程传输电流，这是高压直流输电线路经济优势的最大体现。德国主要涉及的是南北连结线路，该线路旨在将北部富余的电力输往南部的用电中心。高压直流输电线路也可以用于在日照强风力弱的时段把南方的电力输往北方。因此，TransnetBW的输电网络在规划方面扮演着统领全局的作用，它能够把巴符州与遥远的发电中心相连接，对TransnetBW负责的调节区域供电安全亦十分重要。

电网分析旨在开发制定长期电网方案，通过改变能源系统来高效且具有经济性地减少超高压电网预计将出现的瓶颈。未来巴符州的电力将愈发依赖来自其他联邦州的电力输入和来自其他欧盟国家的电力进口。这里需要强大的电网连接作为基础。必须增设能高效且有针对性地将巴符州（用电中心）与德国北部（发电中心）相连的输电线路。

2019版《电网发展规划2030》的电网分析指出，三相电流电网的扩建将在目标年2035年达到技术上的极限。要想建设符合需求的高效电网，就必须增建其他高压直流输电线路。2050年电网发展情景研究也表明，从参考网络来看还存在巨大的输电需求。德国北部和巴符州之间的三相电流网络将在关键电网情景中出现严重过载。因此，在目前已确定的高压直流输电线路基础上做进一步的扩建工作，此举意义重大。

额外的连接线路需求（参考图22）如下：

- / 延长2吉瓦的走廊B：
- / 从北莱茵-威斯特法伦州（Nordrhein-Westfalen）到巴符州
- / 在德国中部增建2吉瓦的高压直流输电线路：从石勒苏益格-荷尔斯泰因州到巴符州

确定变流站位置的规划过程非常复杂且需要大量协调工作，因此，我们并未在本研究框架内对网络节点做出最终定义。对于接下来的建模需注意确定高压直流输电线路变流器的临时位置。延长走廊B时可把阿尔特巴赫（Altbach）作为网络连结点。

德国中部新建的高压直流输电线路将通过德门辛根（Dellmensingen）连接。

这两条高压直流输电线路会大面积缓解超高压电网的负载，尤其是在德国北部。2050年的过载能量将一共减少19太瓦时。

图23显示了向巴符州供电的两个额外高压直流输电线路中每个电路的过载能量。

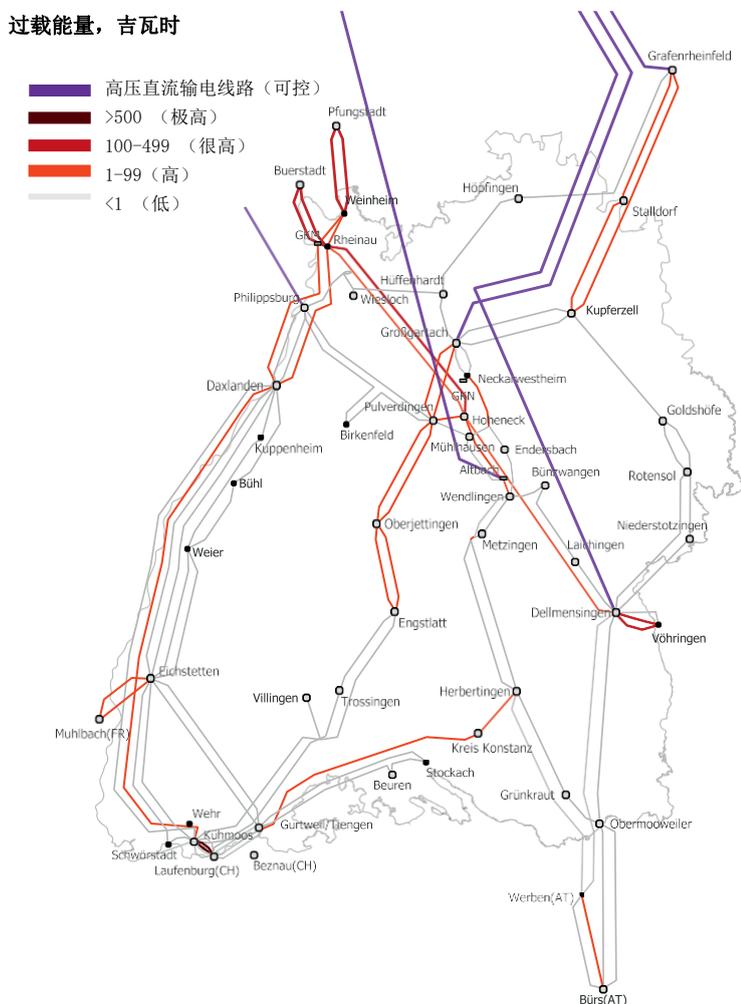
图23:

在含有两条额外高压直流输电线路的参考电网中，巴符州超高压电网的过载能量（不可传输的能量）

提示信息：变电站的选址

假定的变电站阿尔特巴赫（Altbach）和德门辛根（Dellmensingen）皆为临时地点。

确定这些临时地点是为了进行电网建模。



比较显示，巴符州若扩建高压直流输电线路，也将对电网起到缓解作用，特别有助于降低东北部的过载能量。在新建的高压直流输电线路变电站周围的地区，部分存在比参考电网的过载高的情况，但该问题可以通过三相电流措施来解决。

3.4 到2050年未来电网的发展情况

3.4.1 针对目标电网发展的假设

对于2050年的目标电网开发，将采用章节3.3确定的增建4吉瓦可调节能通量的高压直流输电线路这一方案，并在巴符州地区结合采用三相电流网络扩建措施。

TransnetBW电网预计将出现瓶颈问题，有必要额外采用三相电流措施，下文就将对该措施做一番介绍。前提是：须遵守德国四大输电网络运营商制定的规划基本原则，尤其是前文介绍过的NOVA原则。这意味着，首先应该使用所规划的具有调节能通量功能的运行设备（移相变压器、高压直流输电线路）优化电网载荷，再实施拓扑措施，同时考虑依据天气情况的架空电线，最后才建议扩建电网。

周边地区输电网络的规划和需求并不是本次研究的对象，因此研究未对相邻电网区域的瓶颈问题制定解决方案。在定义目标电网时，我们也将所有位于巴符州且不属于TransnetBW的超高压电网传输设备纳入考虑范畴之内。借助网络优化措施，可解决这些外部传输设备的严重过载问题。

值得注意的是，参考电网的状态符合2019年8月德国联邦网络管理局的暂时确认，本研究并未考虑2019年12月31日德国联邦网络管理局的最终确认版本。但这一情况并不影响所示一揽子措施的实施必要性。

要评估电网中的关键过载，需要对过载能量进行估值。若存在轻微过载（每段电路年过载能量小于1吉瓦时），可以通过重新调度使用（即调整发电厂运行计划）的方式来解决。

此外还应注意，此处所示的过载可能因邻近电网结构的变化而减弱、转移或加剧。出于这个原因，应为下文列举的一揽子措施开发替代方案。本报告未对替代方案做详尽的介绍，只有在与邻近输电网络的运营商共同制定有意义的长期方案时，才可能需要这些替代方案。

3.4.2 TRANSNETBW的一揽子措施

本节概述了此研究框架内为2050年目标电网所确定的措施。这些建议性措施并非2050年唯一可用的解决方案，而是根据假定，为了满足2050年能源世界的要求而制定的可选方案，从电网规划的角度来看，这些方案符合实际且意义重大。

图24:
巴符州确定的一揽子措施概要

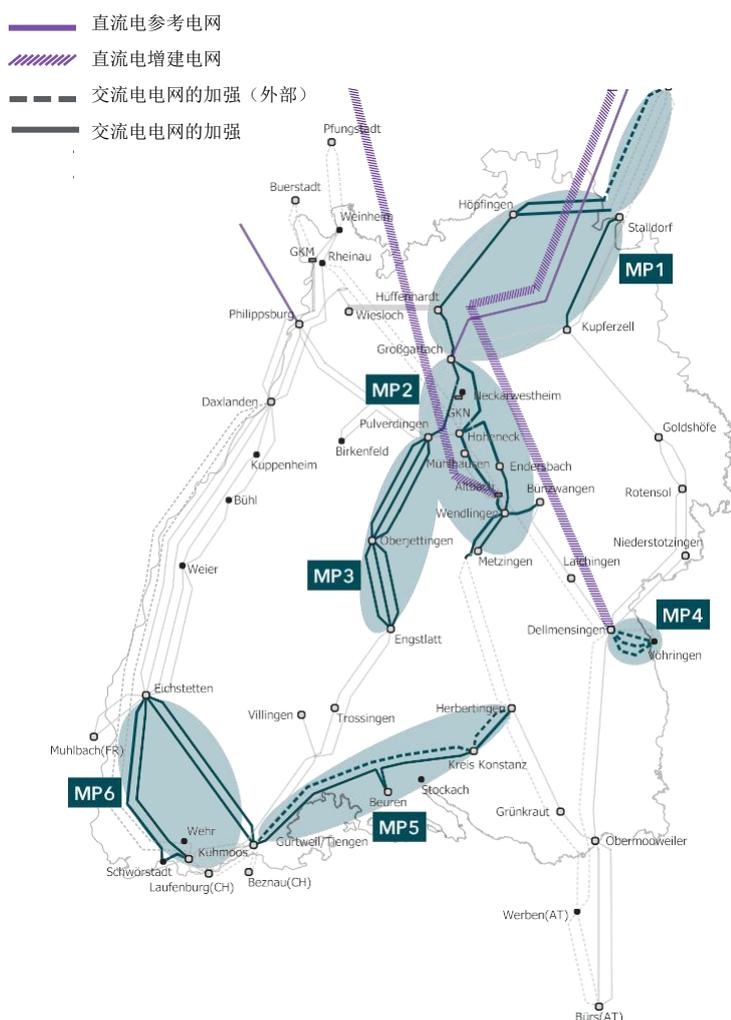


图24展示了建立目标电网2050所必需的措施。

一揽子措施MP1：加强输电轴线TenneT-TransnetBW

巴符州东北部是向斯图加特及周边人口密集区和工业中心供电的重要传输轴线和输电轴线之一。由于从格拉芬莱茵费尔德（Grafenrheinfeld，TenneT的调节区域）到莱因加尔滕（Großgartach / Leingarten）轴线上的北电南输流量较高，尽管已确认的规划措施（P48 M38a和M39）已经投入实施，我们预计这些电路在2050年仍会出现过载现象。因此必须加强TenneT和TransnetBW的输电轴，以保证电网的安全运行。

考虑到现有导杆能力尚未得到充分的利用，可以首先考虑使用现有的基础设施，既可以在现有电路更换电缆的过程中更换高温导线，也可以架设新电路，两项举措都能起到加强传输轴线的效果。

这一研究区域在2030年就将出现严重过载。所建议的措施也在2019年版的《电网发展规划2030》中获得了确认，包括P48 M38b、P332 M510、P302 M511和P303 M513。

提示说明：P302 M511

德国联邦电网管理局于2019年12月在2019年版的《电网发展规划2030》中确认了P302 M511。

一揽子措施MP2：内卡河中游地区

内卡河中游地区的能源需求极大。该地区的电路主要向斯图加特（Stuttgart）大区供电，从东北通向南部的输电线路也经过此地。莱因加尔滕的现有电路向南输电并进入内卡河中游地区的传输能力太弱，不足以应对预期的输电任务，在一些电网临界情况下超出安全范围的负荷率甚至超过100%。

为了均匀分配功率通量，该地区确定了多种不同的电网强化措施。其中包括建立莱因加尔滕—普威丁恩（Großgartach-Pulverdingen）的第三条电路，以及拆解莱因加尔滕—恩德斯巴赫—米尔豪森（Großgartach-Endersbach-Mühlhausen）三足鼎立的布局。为了确保内卡河中游地区新增的高压直流输电线路能够安全地向外输送功率，应强化阿尔特巴赫和文德林根（Wendlingen）两地的变电站，并将霍恩内克—黑伯廷根—麦琴根（Hoheneck-Herbertingen-Metzingen）的电路引入前者的配电设备

这一研究区域在2030年就将出现严重过载。2019年版的《电网发展规划2030》也确定了一些建议措施，包括P306 M518、P51 M37、P420 M630。

提示信息：P51 M37

德国联邦网络管理局于2019年12月在2019年版的《电网发展规划2030》中确认了P51 M37。

一揽子措施MP3：施瓦本汝拉山

施瓦本汝拉山（Schwäbische Alb）地区的现有电路构成了向南往瑞士输送电能的重要南北轴线。一旦普威丁恩、上耶廷根（Oberjettingen）、恩斯特拉特（Engstlatt）三地之间的电路出现故障，在符合（n-1）标准的情况下，平行电路将会过载。

《2030年电网分析》表明，由普威丁恩、上耶廷根和恩斯特拉特组成的输送轴线其电网扩建潜力已达极限，若要进一步强化，就需要改建大部分现有的电线杆。因此，有必要在现有路线上实施新建项目，从而让普威丁恩—上耶廷根和上耶廷根—恩斯特拉特之间各有三个导电性能为3600安培的电路。采用这些旨在强化电网的建议措施有助于克服该区域的电网瓶颈问题。

该研究区域在2030年就将出现严重过载。2019年版的《电网发展规划2030》也确定了项目P50这一建议措施。

一揽子措施MP4：乌尔姆地区

德门辛根—弗林根（Dellmensingen—Vöhringen）电路将乌尔姆（Ulm）地区与德国西部及西南部相连接。这部分电路可以在光伏并网量较低时提供电力供给支持，并在南北轴线上将电力输往奥地利方向。由于附加的2吉瓦高压直流输电线路和位于德门辛根的临时节点连接在了一起，所述电网区域须担负的输电任务将有所加强。

Amprion和TransnetBW的现有网络结构不足以胜任这些任务。因此，有必要在弗林根到德门辛根的既有路线上新建设施，并且接线连入另一组电路。离开了上文所建议的措施，德门辛根和弗林根之间现有的380千伏电路在基本情景及符合（n-1）标准的情况下会出现严重超出安全范围的负荷。

一揽子措施MP5：莱茵河上游

相关地区谷特维尔—博伊伦—施托卡赫（Gurtweil—Beuren—Stockach）的220千伏电网结构为康斯坦茨县（Konstanz）、博登湖县（Bodenseekreis）和锡格马林根（Sigmaringen）提供电力。与TransnetBW公司220千伏的电路相平行的，还有输电网络运营商Amprion公司的380千伏输电设备，配有一条380千伏和一条220千伏的电路。这些电路承接了把南德和瑞士并入欧洲电网系统的重要传输任务。预计到2050年，通往瑞士的流量会使这些电路明显过载。

为了加强该地区的供电安全并提高电力传输能力，旧的220千伏电网结构将被拆除，由380千伏电网取而代之。在黑伯廷根和计划新建的站点谷特维尔（即廷根，Tiengen）之间，要在现有路线上修建有两条380千伏的新线路。在博伊伦和康斯坦茨地区要分别新建380千伏和110千伏的变电站，它们应与新线路连接。引入新的网络拓扑后，黑伯廷根和廷根之间的电路瓶颈将得以消除，该地区的分区电网将从传输电网获取电能。

该研究区域在2030年就将出现严重过载。2019年版《电网发展规划2030》也确定了将建议措施作为**项目P206**实施。

提示信息：P206

德国联邦电网管理局于2019年12月在2019年版的《电网发展规划2030》中确认了P206。

一揽子措施MP6：莱茵河上游地区

该区域的电路连接德国、法国和瑞士的电网，并由此形成从北方将电力输往瑞士及意大利方向的重要传输轴心。北电南输的高能通量会导致艾希施泰滕（Eichstetten）、施沃施塔特（Schwörstadt）和库莫斯（Kühmoos）之间的既有电路在临界情况下出现过载。

一揽子措施中也包括将艾希施泰滕、施沃施塔特和库莫斯之间的现有电路更换为高温低垂导线，并把艾希施泰滕—谷特维尔的既有电路从220千伏调整为380千伏。实施这些建议措施后将提高传输轴心的输电能力，进一步解决瓶颈问题。

该研究区域在2030年就将出现严重过载。2019年版《电网发展规划2030》确定将项目**P333**作为建议措施进行实施。

3.4.3 未来电网情况

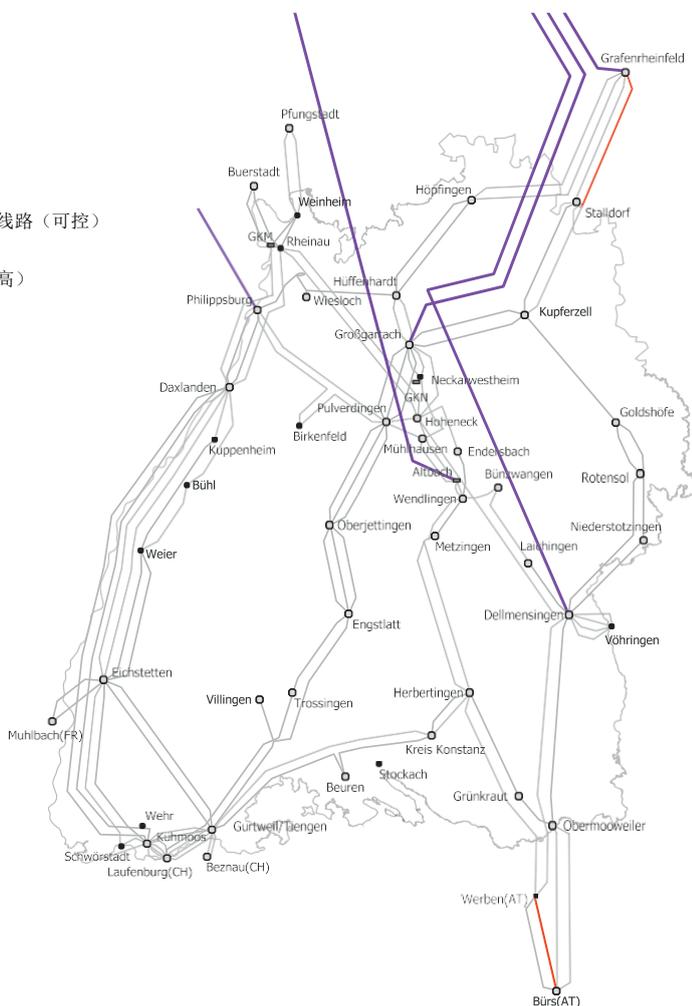
如图25所示，实施所有的一揽子措施后，巴符州的电网不再有严重过载的情况。

图25:

目标电网建成后（实施了所有确定的一揽子措施后）的巴符州过载能量（不可传输的能量）

过载能量，吉瓦时

- 高压直流输电线路（可控）
- >500（极高）
- 100-499（很高）
- 1-99（高）
- <1（低）



本研究还就目标电网对配电网的影响进行了分析，配电网的作用是在有限区域内分配电能。如果由配电网承担输电网络的输电功能，即所谓的传输流，那么下级子网络中可能发生过载。研究表明，无论是跨区域增建高压直流输电线路，还是在当地采取一揽子计划中的三相电流措施，都将导致配电网的传输流大幅减少（减少幅度最高可达45%）。增建目标电网可避免下级子网络发生过载。

3.5 未来网络的潜在规划方案

3.5.1 与巴伐利亚州电网互联

作为输电网运营商，TransnetBW在运营和规划电网时遵循（n-1）标准以确保供电安全。在电网规划和网络运行时要对单个元件的故障分别进行评估，从而确保在发生故障时

多级链路

多级链路指一个导电结构上至少同行两个电路。

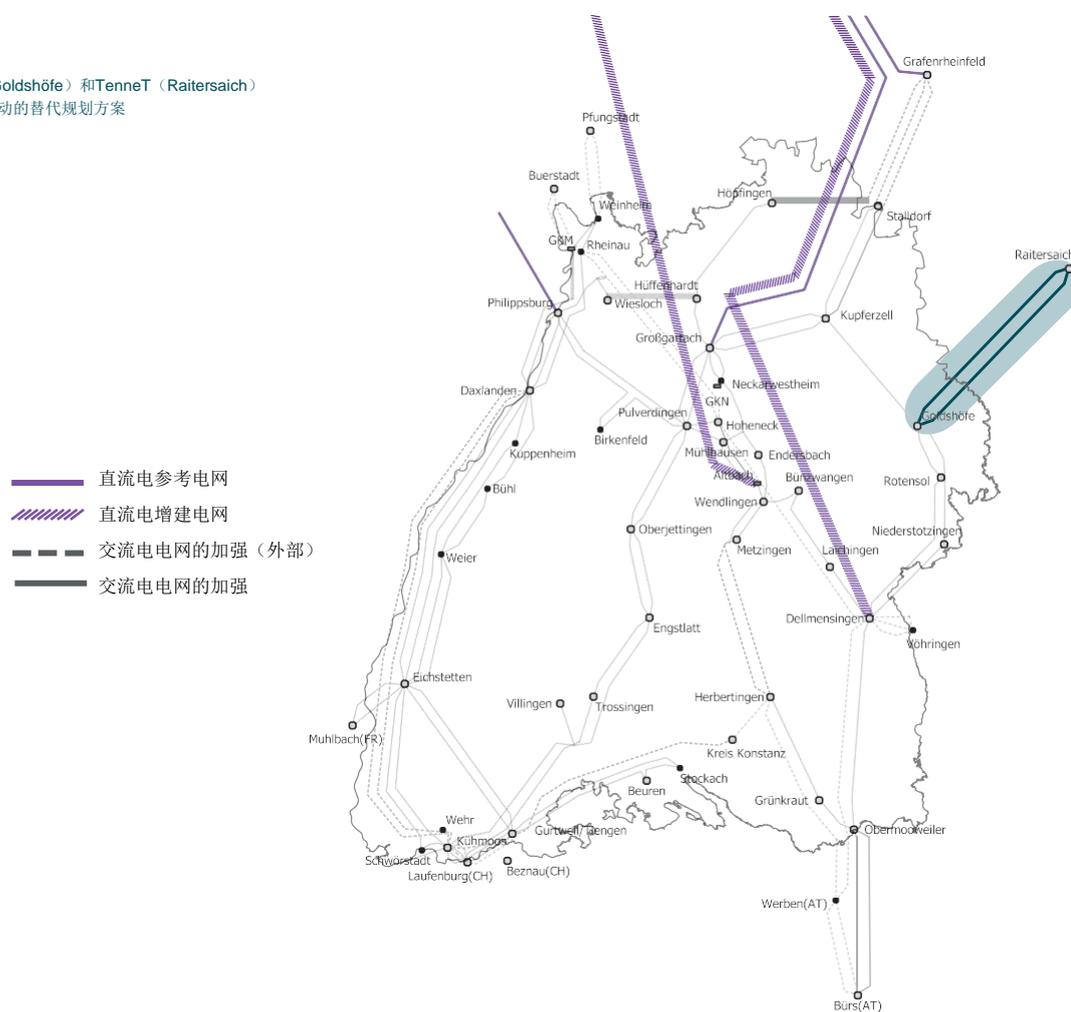
不会超出运行设备的极限值。此外，在几种设备同时不可用的情况下，也必须将其控制在有限范围内。这样做的目的是限制区域干扰，从而避免重大的跨区域型故障。一个**多级链路**失灵将导致几个电路同时出现故障。

采用目标电网2050的规划建议，可以通过一个包含四条380千伏电路的多级链路来在TransnetBW（巴符州）和TenneT（巴伐利亚州）之间的控制区域内建立起连接轴线。如果所述链路失灵，将导致这四条电路发生故障。在某些负载流情况下，这可能会对巴符州的供电安全构成威胁。

因此，我们需要测试一揽子措施1的替代方案。为此，需要在巴符州和巴伐利亚州之间再额外设置一个复合联动。由于避免了对上述多级链路的最大化占用，这样可以为输往巴伐利亚州的现有传输轴线缓解压力，保证系统更高的安全性。

图26展示了TenneT与TransnetBW之间的其他复合联动，即增建的戈尔德霍夫—莱特塞（Goldshöfe—Raitersaich）链路。

图26:
TransnetBW（Goldshöfe）和TenneT（Raitersaich）
之间额外复合联动的替代规划方案



提高德国和瑞士之间的输电能力后，高压直流输电线路有利于欧洲的电力交换。此外，高压直流输电线路还可以将瑞士的抽水蓄能电站与德国境内高压直流输电线路的变流站连接起来，用以储存德国北部的风电。在本研究框架内，针对所建议的各种高压直流输电线路方案，我们都暂时选择了和SuedLink一样的网络连接点（莱因加尔滕）。除了能够缓解莱因加尔滕和恩斯特拉特之间的现有电路压力之外，新链路还具有其他优势，如提高电压稳定性、控制和调节功率通量以及减轻输往劳芬堡（Laufenburg，瑞士）的线路负载。

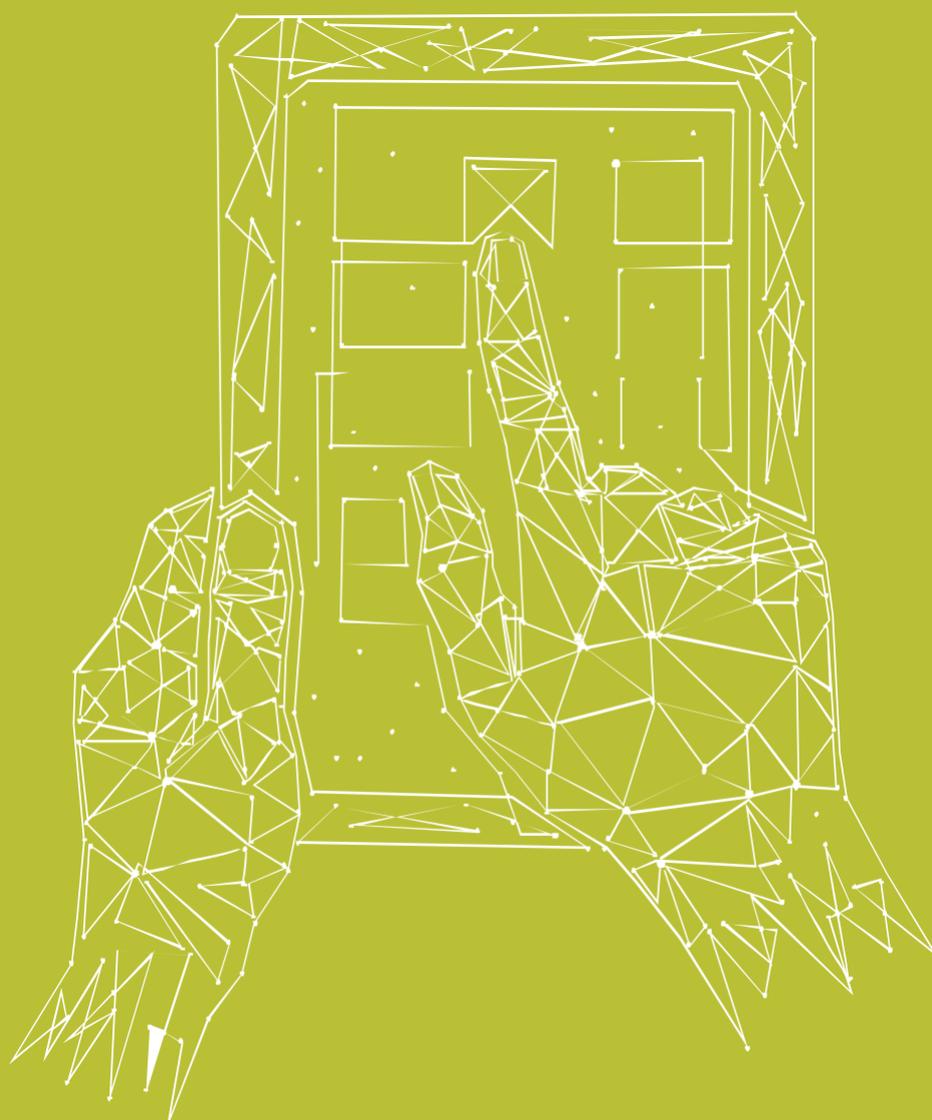
图27展示了额外的高压直流输电线路。

通向瑞士的高压直流输电线路可使得内卡河中游地区输电轴线的过载能量减少90%。因此就不再需要一揽子措施中德MP2（MP2-01 莱因加尔滕—普威丁恩）和MP3（MP3-01 普威丁恩—上耶廷根、MP3-02 上耶廷根—恩斯特拉特）了。另外，高压直流输电线路还能够控制和调节周边电网。但高压直流输电线路的相应施工成本显著高于拟议的三相电流方案。

总而言之，若只考虑巴符州的情况，增建通向瑞士的高压直流输电线路的成本极高，不符合需求。由此来看，要解决当地的瓶颈问题，采用一揽子措施MP2和MP3中的建议方案，即对三相电流网络进行强化，是成本较低的解决方案。这里需要注意的是，在此并未对高压直流输电线路方案的所有优势，尤其是它对于欧洲电力交换及对瑞士和意大利电网区域的有利影响进行考量。

4.0

针对能源世界2050的问卷调查



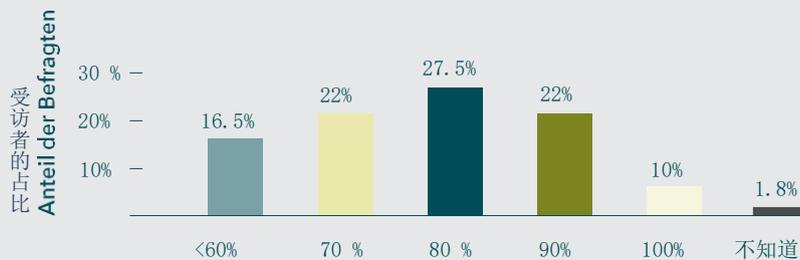
为了对未来源经济发展的假设进行批判性的审视，我们就“电网2050”研究中的一些假设在能源领域专家中开展了问卷调查。问卷调查与条件的假定同步进行，因此，问卷调查结果并不对本研究的假设产生影响，它实质上可以被看作是对本研究中假设的附加验证。本次问卷调查在“电力市场平台”的框架内进行。该平台是一个开放式网络，汇聚着来自科学、政治和经济领域的能源专家。共有109位专家参与了本次问卷调查。调查结果将在下文阐述，并与“电网2050”研究项目中的假设及结果做比较。

问题1:

根据联邦政府的气候保护计划，德国应在本世纪中叶尽可能实现碳中和。以1990年为参考，您预计到2050年温室气体排放量将减少多少？（2018年：约30%）

图28:
温室气体减排情况问卷调查（至2050年）

1990年至2050年德国温室气体减排量



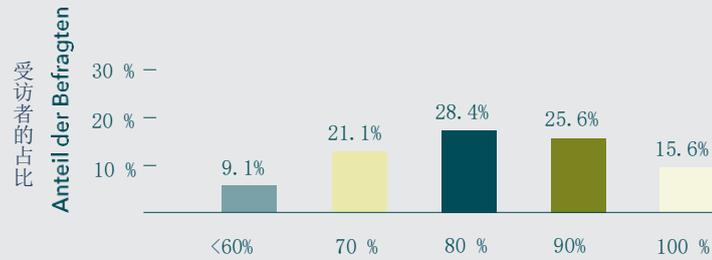
“电网2050”的假设：与1990年相比，电力、热力和交通运输三个应用领域的二氧化碳排放量将减少90%。

问卷调查中有32%的专家认为，能够实现温室气体减排量较1990年下降90%的目标，这与“电网2050”研究项目中的假设一致。与此同时，68%的专家认为温室气体减排比例将低于90%。需要注意的是，“电网2050”项目仅研究了电力、热力和交通运输三个应用领域及其二氧化碳排放量（参见章节2.2.2）。

问题2 根据联邦政府的能源方案，至2050年，德国可再生能源发电在总电力需求中的占比应至少达到80%。您认为德国到2050年可再生能源发电在总电力需求中的占比会是多少？（2018年：约38%）。

图29：
2050年可再生能源发电在用电总量中的占比调查

2050年德国可再生能源发电在总电力需求中的占比



“电网2050”的假设： 可再生能源发电在总电力需求中的占比将达80%。

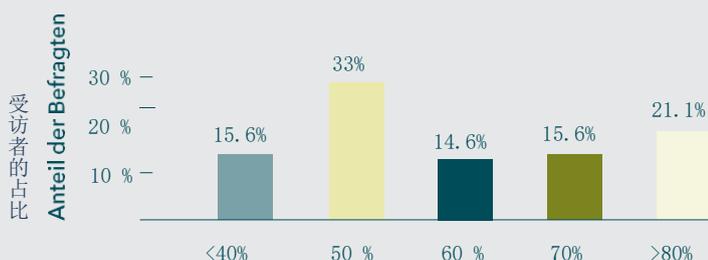
问卷调查中有70%的受访者认为，可再生能源发电占总电力需求的比重将增加至80%。近16%的专家甚至预测可再生能源发电在总电力需求中的比例将达到100%。“电网2050”研究项目中提出的前提假设以联邦政府能源方案的目标为基础，并体现在能源系统模型中。

问题3:

此外，至2050年，可再生能源在终端能源消费总量中的占比至少应达到60%。通过部门的能源互补，风电和光伏可用于热力和交通运输部门。此外，还可以通过太阳能热电设备或生物乙醇等方式提高可再生能源在能耗中的比重。您认为截至2050年，德国可再生能源在能耗中将占多少比例？（2018年：16.6%）

图30:
针对2050年最终能耗的问卷调查

2050年德国可再生能源在最终能源消费总量中的占比



“电网2050”的研究结果：可再生能源在终端能源消耗总量中的占比约为60%（所涉应用领域为电力、热力和交通运输）。

半数受访者认为，可再生能源在终端能源消耗总量中的比例可以达到60%。可再生能源在热力和交通运输领域的集成比电力领域困难得多，主要可通过电气化（热泵、电动汽车）和合成燃料（氢和甲烷）来实现。根据能源系统模型的分析结果，“电网2050”的一系列分析证实了联邦政府能源方案的可实施性。

问题4:

电力、热力、气体和交通运输部门的能源互补是实现碳中和目标的关键工具。在您看来，哪两种能量转换技术最有可能落实？

图31:
针对部门能源联产技术情况的
问卷调查

2050年重要的能源转换技术



“电网2050”的研究结果：针对所研究的供电系统，我们特别聚焦电转交通和电转热两大领域。电转气则在针对燃料电池汽车的制氢研究中发挥重要的作用。

问卷调查结果可与“电网2050”研究项目中的假设做比较。一方面，受访者认为电转热技术稍微领先于电转交通的技术，拥有最大的潜力。另一方面，本研究显示，电转交通技术（用电量为152太瓦时/年）对部门能源互补的影响最大。其次是电转热（93太瓦时/年）和电转气（70太瓦时/年）。热力和交通部门的电气化已经开展了数年。热泵和蓄电池电动车在技术方面已经成熟，目前也已经具备经济运营的条件。因此所建模型中的电动车和热泵比例很高。研究项目显示，电转气技术的市场渗透率相应较低。尤其是从经济角度来看，合成氢或甲烷可以从可再生能源发电成本较低的国家进口。需要注意的是，工业以及航运和航空领域中的热力过程未体现在能源系统模型中。

问题5:

联邦政府的《国家能效行动计划》明确规定，一次能耗到2050年应减少一半。然而，诸多研究项目预测耗电量会因部门的能源互补程度提升而增加。在您看来，2050年德国的总耗电量会有多高（太瓦时）？（2018年：598.7太瓦时）

图32:
针对2050年耗电量的问卷调查

2050年德国总用电量



“电网2050”的研究结果：净用电需求加上电网损耗，总额为842太瓦时。

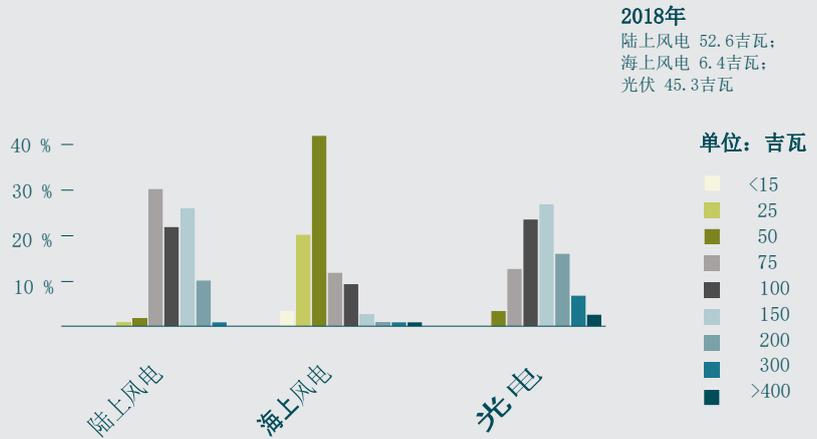
几乎所有受访者都认为，用电需求到2050年会增加。近60%的专家预计将增加到800太瓦时及以上。2050年电网研究项目通过模型分析得出的842太瓦时与专家的观点一致。

问题6:

1990年以来，德国一直致力于大规模推广可再生能源。您预计2050年德国可再生能源的净额定功率（吉瓦）会有多高？

图33：
针对2050年可再生能源设施装机情况的问卷调查

2050年德国可再生能源的净额定功率



“电网2050”的研究结果：陆上风电122吉瓦，海上风电55吉瓦，光伏173吉瓦。

大多数受访者预测陆上风电的规模将扩大，其2050年的装机容量将介于75吉瓦和150吉瓦之间。这意味着，三分之一的专家认为，与2018年的52吉瓦相比，陆上风电的装机容量至少会增加23吉瓦。至于海上风电，大多数受访者预计其装机容量将增至50吉瓦左右。在109名受访者中，有17人甚至预测将增至100吉瓦或以上。从绝对值来看，光伏的扩建规模最为明显。逾半数的受访者预计2050年光伏装机容量在100吉瓦至150吉瓦之间。近四分之一的受访者甚至认为其装机容量将达到200吉瓦或以上。

“电网2050”的研究结果和问卷调查结果非常接近。为实现气候和能源目标，需要大力发展陆上风电、海上风电以及光伏。由于陆上风电的反对声音越来越大，“电网2050”研究认为，德国陆上风电在技术和经济方面的潜力不会充分得到利用。根据能源系统模型分析结果，大力发展屋顶和室外空地的光伏设备可以对此进行补偿。

问题7:

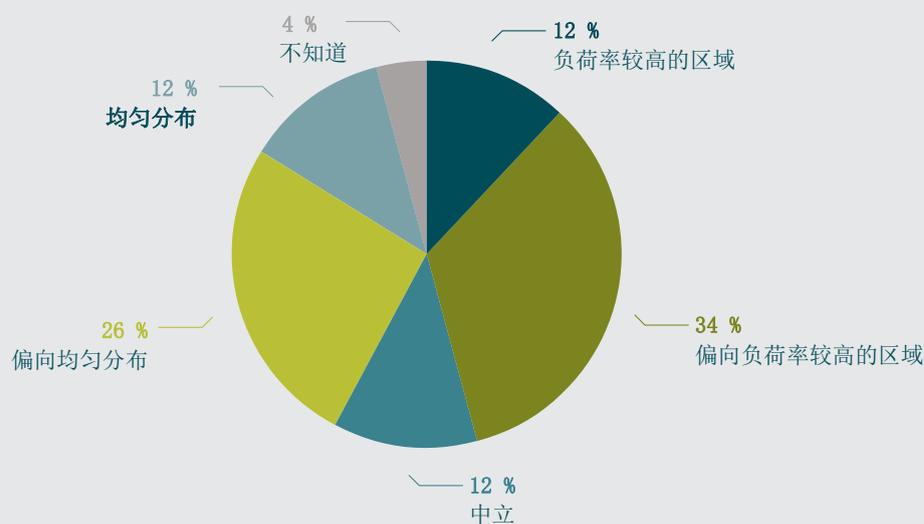
德国和欧洲已经明确了能源转型的目标。然而，对于如何能够有效地实现这些目标，仍然没有明确的定义。对此，德国和欧洲如何合理分配可再生能源显得至关重要。您怎么看待可再生能源的分配？

说明：由于德国北部优先发展风电，输电网越来越频繁地遇到瓶颈。为了打破瓶颈，尤其需要加强南北方向的电网建设。替代方案是：可再生能源设施（必要时降低其满负荷小时数）应优先安装在德国南部和西部的负荷中心附近。

若在利用效率很高的区域增建可再生能源设施，则德国北部的可再生能源功率会显著高于德国南部，从而提高了输电需求。若可再生能源设施分布均匀，输电需求会减少，德国南部对邻国（或相邻联邦州）进口能源的依赖性也会降低。由于效率低，需要更多的可再生能源设施才能实现目标。

图34：
针对可再生能源设施分布情况的问卷调查

增设可再生能源设施：高负荷率 VS 均匀分布



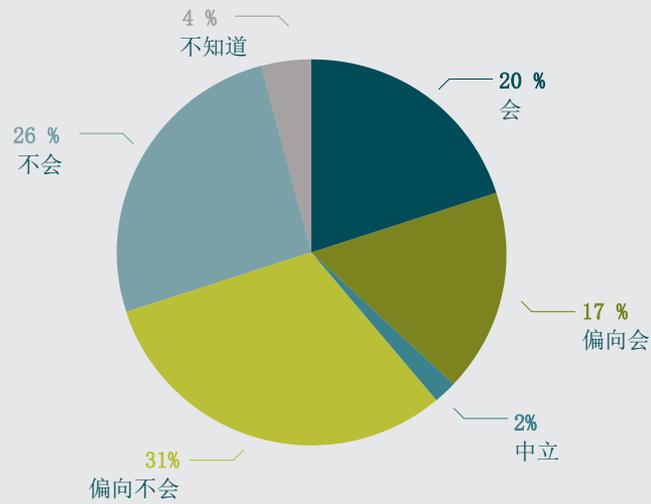
“电网2050”的假设：偏向负荷率较高的区域

问卷调查结果显示，受访者倾向于将可再生能源设施安装在负荷率较高的区域。无论是偏向于安装在负荷率较高的区域还是选择较为均匀的分布，都需要把握适度原则。2050年电网研究项目显示，德国可再生能源的分布主要以负荷率为导向，但也考虑居民在接受程度。这导致风电设备的分布总体上更为均匀，光伏发电的扩建规模则更大。这两大效应都会降低输电网络的负荷率，尤其是南北方向的输电网。

问题8:

欧盟委员会的长期战略是根据《巴黎气候协定》的目标（与工业化前的情况相比，将人为造成的全球变暖限制在2℃以下）建立碳中和的欧洲经济体系。您认为欧洲会实现该战略目标吗？

图35：
针对欧洲气候目标的问卷调查

欧洲气候目标的实现

“电网2050”的假设：总体而言，研究中所涉欧洲国家的二氧化碳排放量与1990年相比将减少90%（涉及领域为电力、热力和交通运输）。

在实现气候目标这一重要问题上，57%的专家认为欧洲肯定无法或可能无法实现设定的2050年目标。仅五分之一的专家相信可以实现该目标。

小结

2050年电网研究项目的假设及结果与大多数专家的意见基本一致。特别是在电力需求变化或可再生能源扩建等国家层面的主题领域，2050年电网研究项目成果基本与受访者的预期一致。仅在实现欧洲气候目标的问题上，两者间存在着明显差异。“电网2050”的研究根据模型分析，预测欧洲可以如期实现气候目标，而大多数受访者对此则并不乐观。

TransnetBW GmbH

公司地址：
Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

董事会：
Dr. Werner Götz
Michael Jesberger
Dr. Rainer Pflaum

注册地：
Registergericht Stuttgart
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

官网：transnetbw.de

负责人：
Christian Schorn

作者：
Jonas Lotze
Michael Salzinger
Boris Gaillardon
Markus Mogel
Kostiantyn Troitskyi

排版：
Ressourcenmangel Stuttgart GmbH

中文翻译：

中德能源与能效合作伙伴
Sino-German Energy Partnership
受德国联邦经济和能源部（BMWi）委托
由德国国际合作机构（GIZ）实施

网站：www.energypartnership.cn

