不同市场设计下北海混合型海上资产的最优电网布局

Stephen Hardy[1], Andreas Themelis[2], Kaoru Yamamoto[2] *IEEE*会员，，Hakan Ergun[1] *IEEE*高级会员，以及 Dirk Van Hertem[1] *IEEE*高级会员，[1]鲁汶大学/EnergyVille，鲁汶/亨克，比利时 [2]九州大学，日本福冈

arXiv:2301.00931v1 [eess.SP] 3 Jan 2023

摘要—**本文研究不同市场出清机制下海上电网的发电与输电扩展（GATE）规划问题：本土市场设计（HMD）、分区出清海上竞价区（zOBZ）和节点出清海上竞价区（nOBZ）。本文旨在回答两个问题。**

1) **要实现有效的发电与输电扩展规划，是否必须预先了解市场结构？2) 哪种市场机制能带来最高的整体社会福利？**

为此，本文针对节点和分区市场设计，建立了多周期随机GATE规划模型。该方法考虑混合型海上资产（HOA）利益相关方的成本与收益，以及消费者总剩余（GCS）。本文基于欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）《十年网络发展计划》（TYNDP）中的项目，在北海测试电网上验证了该方法。本文计算了分区市场设计下潜在社会福利的上限，并得出结论：从发电和输电的角度看，基于nOBZ假设进行规划可获得最佳风险调整收益。

索引词—**扩展规划、电网拓扑、网状高压直流电网、混合整数优化、海上风能、发电、输电。**

术语表

$\mathcal{A}^{\mathrm{br}}$ 平衡责任方优化变量$\mathcal{A}^{\mathrm{te}}$ 输电扩展优化变量$\mathcal{A}_{\mathrm{j}}$ 储能开发商优化变量$\mathcal{A}_{\mathrm{o}}$ 输电开发商优化变量$\mathcal{A}_{\mathrm{w}}$ 海上风电场开发商优化变量$\alpha^{\ell,\ \mathrm{br}}$ 区内候选线路二进制决策变量$\alpha^{\ell,\ \mathrm{te}}$ 区间候选线路二进制决策变量α^{ℓ} 候选线路二进制决策变量$\boldsymbol{P}^{\mathrm{j},\ \mathrm{abs}}$ 储能吸收功率变量集。$\boldsymbol{P}^{\mathrm{j},\ \mathrm{inj}}$ 储能注入功率变量集。$\boldsymbol{P}^{\mathrm{u}}$ 瞬时需求变量集。$\boldsymbol{\alpha}^{\ell}$ 候选输电线路变量集。$\boldsymbol{\theta}$ 电压角变量集。$\sim\boldsymbol{P}^{\mathrm{g}}$ 候选发电机输出变量集。$_\boldsymbol{P}^{\mathrm{g}}$ 现有发电机输出变量集。

$\sim\mathcal{S}_{\mathrm{g}}$ 候选发电机集合 $\sim\mathcal{S}_{\ell}$ 候选输电线路集合$\sim\theta$ 候选电压角$\Delta\theta^{\max}$ 最大电压角差$\Delta E^{\mathrm{j},\max}$ 储能容量变化δI^{ζ} 换流器扩建投资δI^{g} 发电扩建投资δI^{j} 储能扩建投资$\Delta P^{\mathrm{g},\max}$ 发电容量变化$\Delta P^{\zeta,\max}$ 换流器容量变化$\Delta\boldsymbol{E}^{\mathrm{j},\max}$ 最大储能容量变化变量集合。$\Delta\boldsymbol{P}^{\zeta,\max}$ 最大换流器容量变化变量集合。$\sim\Delta\boldsymbol{P}^{\mathrm{g},\max}$ 最大发电机容量变化变量集合。$\mathcal{E}$ 所有（有向）边的集合$\mathcal{E}^{\mathrm{AC}}$ 交流网络边集合$\mathcal{E}^{\mathrm{DC}}$ 直流网络边集合$\mathcal{E}^{\mathrm{br}}$ 区内边集合$\mathcal{E}^{\mathrm{te}}$ 区域间边集合$\mathcal{E}^{\mathrm{AC}}$-交流与直流网络之间的所有边集合$\eta^{\mathrm{j},\mathrm{abs}}$ 储能充电效率$\eta^{\mathrm{j},\mathrm{inj}}$ 储能放电效率$_\mathcal{S}_{\mathrm{g}}$ 现有发电机集合$_\mathcal{S}_{\ell}$ 现有输电线路集合γ^{j} 自放电率λ 市场出清价格$\mathcal{N}$ 所有节点集合$\mathcal{N}^{\mathrm{AC}}$ 所有交流节点集合$\mathcal{N}^{\mathrm{DC}}$ 所有直流节点集合π_s 场景概率 $s\Psi^{\mathrm{g}}$ 可再生能源发电机时间序列Ψ^{u} 需求时间序列$\mathcal{S}_{\mathrm{g}}$ 所有发电机集合$\mathcal{S}_{\mathrm{j}}$ 储能设备集合$\mathcal{S}_{\ell}$ 所有输电线路集合$\mathcal{S}_{\mathrm{s}}$ 情景集合$\mathcal{S}_{\mathrm{t}}$ 小时集合$\mathcal{S}_{\mathrm{u}}$ 需求集合$\mathcal{S}_{\mathrm{y}}$ 年份集合τ 变压器变比θ 电压角$\theta^{\max}$ 最大电压角$\theta^{\min}$ 最小电压角$\frown E^{\mathrm{j},\max}$ 候选储能最大扩建容量 $\frown P^{\mathrm{g},\max}$ 候选发电机最大扩建容量 $\frown P^{\zeta,\max}$ 候选换流器最大扩建容量

本项目获得了CORDOBA项目的资助。该项目由佛兰德创新与企业署（VLAIO）在佛兰德蓝色增长先锋集群（蓝色集群）框架下资助，资助编号为HBC.2020.2722；此外，本项目还获得了日本学术振兴会（JSPS）KAKENHI资助，项目编号为JP19H02161、JP20K14766和JP21K17710。特别感谢Michiel Kenis和Jef Berten教授就能源市场建模提供意见。

ξ^{c} 最大充电速率 ξ^{d} 最大放电速率
$\mathcal{Z}$ 市场分区集合 b 输电线路电纳 C^{g}
发电机报价 C^{u} 消费者报价 $E^{\max}$ 候选储能最大容量 E^{j} 候选储能容量 f^{H} 每小时收益净现值系数 f^{Y} 年度收益净现值系数 I^{ℓ}
候选线路投资 L^{ζ} 换流器损耗系数 $P^{\ell,\max}$
最大输电线路功率 P^{ℓ} 瞬时输电线路功率 P^{g},
$^{\max}$ 最大发电机功率 P^{g} 瞬时发电机功率 P^{j},
$^{\mathrm{abs}}$ 瞬时储能充电功率 P^{j},$^{\mathrm{inj}}$ 瞬时储能放电功率 P^{u},$^{\max}$ 最大需求功率 P^{u} 瞬时需求功率 P^{ζ},$^{\max}$ 最大换流器功率 P^{ζ},$^{\mathrm{AC}}$ 瞬时交流侧换流器功率 P^{ζ},$^{\mathrm{DC}}$ 瞬时直流侧换流器功率 P^{ζ},$^{\mathrm{loss}}$ 瞬时换流器功率损耗 T 每个仿真年的小时数

一、引言

A. 研究动机

欧洲能源格局正遭遇完美风暴。气候变化问题日益紧迫，而最近乌克兰遭到入侵，更凸显了减少对俄罗斯天然气依赖的迫切需求。为应对这场入侵，欧盟委员会近期公布了规模达3000亿欧元的REPowerEU计划，旨在迅速扩大可再生能源（RES）的规模并推动电网电气化。该计划建立在“Fit for 55”计划所设定的雄心勃勃目标之上，将可再生能源发电目标从1067吉瓦提高至1236吉瓦，到2030 [1]。

北海海上风电对于实现这些目标至关重要。比利时、丹麦、荷兰和德国等北海沿岸国家承诺，到2030年将北海海上风电场的装机容量提高至65吉瓦，并在 2050 [2]年前提高至150吉瓦。这是朝着欧盟到2050年实现240至450吉瓦海上风电的目标迈出的重要一步，而这也是实现《巴黎协定》所商定气候目标的必要条件 [3], [4]。

除了扩大海上风电规模，还需要投资建设输电基础设施。为此，欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）每两年发布一次《十年网络发展计划》（TYNDP），以确定必要的基础设施投资 [5]。截至目前，共有43个海上输电项目计划于2035年前投运，包括互联线路、混合型海上资产（HOAs）和海上风电场（OWPP）连接项目，总容量为65.6吉瓦。根据欧盟条例2022/869第14条，到2024年，项目数量还将进一步增加，因为TYNDP必须为每个正在开发的海盆纳入一份高层级基础设施投资计划 [6]。

B. 背景

长期规划：针对北海电网的监管、技术和经济方面已开展了大量研究 [7]–[9]。普遍认为，这种电网将采用网状高压直流（HVDC）结构。选择高压直流的经济和技术优势总结于 [10]，而一些技术挑战则见于 [11]。

发电与输电扩展（GATE）规划问题旨在确定成本最低的电力系统设计，其完整形式是一个混合整数非线性规划（MINLP） [12]。由于此类问题难以求解，通常会忽略非线性潮流方程中的无功功率分量，并假设采用线性“直流”潮流 [13] 或凸松弛方法，例如 [14]–[16] 。

最常见的形式是从中央规划者的角度处理该问题，如 [17], [18]所示。另一种常见的建模方式是将其表示为均衡模型，如 [19], [20]所示。该问题可以建模为静态（单个时间步）问题[19], [21]，也可以建模为动态（多步）问题 [22], [23]。不确定性通常通过随机规划处理，如[24]–[26] 所示；也可以采用稳健优化，如 [27]–[29]所示。在分析采用分区市场出清的能源市场时，已有研究采用多层规划，例如 [30], [31]。

能源市场：在自由化能源市场中，既有节点市场结构，也有分区市场结构。前者的例子见于北美，而在欧洲，基于分区的体系是常态。有关市场设计的更多详情，请参阅 [32], [33]。

目前正在讨论的一个议题是海上电网的能源市场结构，尤其是混合海上资产（HOA） [32]。混合海上资产使海上风电场与电网扩建相得益彰，将输电、发电和储能整合为单一资产。然而，对于单个利益相关者而言，基于市场设计和监管的预期盈利能力存在很大的不确定性。目前，受到认真考虑的市场设计有三种：本土市场设计（HMD）、分区式海上竞价区（zOBZ）和节点式海上竞价区（nOBZ） [34]。在本土市场设计中，混合海上资产被视为其所在专属经济区（EEZ）能源市场的一部分。在分区式海上竞价区中，多个或所有混合海上资产被归入一个共同的海上市场区，并采用统一的市场价格。在节点式海上竞价区中，所有混合海上资产都位于独立的市场分区，从而可以根据节点间拥塞进行完全本地化的能源定价。

贡献与论文结构：本文构建了一个基于主体的、多层、多周期随机混合整数线性规划（MILP）。该模型基于文献 [35] 中提出的模型，并利用 Julia 编程语言中的 PowerModels(ACDC).jl 软件包实现潮流方程 [15], [36], [37]。混合整数线性规划采用 Gurobi 求解器 0.9.14 [38] 版求解。

本研究的主要贡献包括：

- 针对GATE规划问题中不同市场结构的建模公式。
- 衡量采用分区市场设计时社会福利上限的一种方法。
- 对比 HMD、nOBZ 和 zOBZ 的北海测试案例成本效益分析。

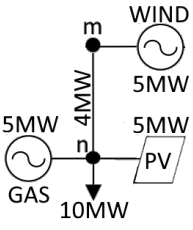
本文结构如下。下一节将简要讨论节点市场和分区市场。随后介绍建模方法，首先在 §III-A 中介绍节点市场模型，接着在 §III-B 中介绍分区市场模型。在 §IV 中介绍北海测试电网及建模假设。在 §V 中展示结果。最后，在 §VI中总结建模结果，并提出结论和建议。

II. 节点市场与分区市场

为体现透明度，本研究作者声明，鉴于拥塞和供给不足等网络低效问题所产生的价格信号，他们原本就倾向于节点定价。这些信号在分区系统中可能受到抑制，因而极具价值，尤其是在预计网络将大规模扩建的当下。作者认为，局部定价应当成为默认选择，任何偏离都应谨慎为之，且只有在有强有力证据支持时才应进行。

尽管节点定价已知有诸多收益，但也有例子表明，分区定价可能为消费者带来更好的结果。研究这些例子有助于我们实质性地参与有关北海市场结构的持续讨论。为说明这一点，我们给出一个简化的市场出清示例，其中涉及一名关键供应商。假设市场结构为日前按出清价支付（统一定价方法）市场 [39]，失衡通过理想化的监管再调度成本补偿（RDCC）机制结算 [40]。假设市场参与者均按照其生产边际价格诚实报价。

在关键供应商情景下，我们采用了与图1类似的拓扑结构。在节点 m，存在 5 MW 的风力发电。在节点 n，存在 5 MW 的光伏、5 MW 的火力发电和 10 MW 的需求。一条最大容量为 4MW 的输电线路连接节点 m 和n。假设可再生能源和火力发电的发电边际成本分别为 10 欧分/兆瓦时和 100 欧分/兆瓦时。 = =



	P^{g}_{WIND} [MW]	P^{g}_{PV} [MW]	P^{g}_{GAS} [MW]	Cost [€]
节点				
ID	4.0	5.0	1.0	640
分区				
ID	5.0	5.0	0.0	100
RD	-1.0	0.0	1.0	100
		分区总计：		200

ID：初始调度 RD：再调度

图 1：简化市场出清拓扑的单线图（左）。节点和分区市场出清机制中的调度与再调度数量及成本（右）。

在节点市场出清模型中，从一开始就考虑节点 m 和 n 之间的 4 MW 容量限制，从而得到以下最优调度：节点 m的风力发电为 4 MW，节点 n 的光伏为 5 MW，节点 n的火力发电为 1 MW。由此产生的出清价格为：节点 m 为 10 欧分 / 兆瓦时，节点 n为 100欧分/兆瓦时。供应负荷的总成本为 640欧分。

与分区出清模型形成对比的是，该模型最初忽略了 m 与 n 之间的线路拥塞，因此最优调度为：在节点 m处调度 5 MW 风电，在节点 n 处调度 5 MW 光伏，分区出清价格为 10 欧分/兆瓦时。再调度前的成本因此为 100 欧分。然而，由于节点 m 至 n 的容量约束被违反，平衡机构指示将节点 m 处的风电向下调节至 4 MW，并将节点 n处火电厂的出力向上调节至 1 MW。平衡责任方向火电厂支付总计 100 欧分的再调度成本，而供给负荷的总成本为 200 欧分（假设海上风电场没有可避免的可变成本）。

可以说，这对消费者而言是更理想的结果。当然，在关键供应商的情形下，可以正确地指出，市场效率会形成较高的出清价格，以此发出信号，表明需要增加 m 至n 之间的输电容量，或增加节点 n 处的发电量。然而，在可再生能源渗透率较高、且电源出力波动剧烈的电网中，风能或太阳辐照异常低的日子可能会使某个发电商成为关键供应商。是否有必要投资增加输电或发电容量，则更为复杂，因为这取决于关键供应商对能源价格产生负面影响的频率。

III. 规划模型

特殊符号：

- x： n （x 位于节点 n）。
- x： mn （x 位于有向边 mn）。
- x： $_{\{mn\}}$ （x 位于无向边 mn）。

A. 节点市场模型

1) 目标函数： 现有网络运营商（$\mathcal{A}_{e}$）以及海上风电场（$\mathcal{A}_{w}$、海上输电（$\mathcal{A}_{o}$和储能（$\mathcal{A}_{j}$）的开发商，其运营和开发相关的成本与收益如（1）至（4）所定义。成本与收益分为两个不同部分：小时运行成本与收益，以及年度战略投资。小时和年度收入与支出流的净现值（NPV）等值由标量 f^{H}_{y}和 f^{Y}_{y} 分别确定。假设折现率为 4%。

海上风电场开发商（$\mathcal{A}_{w}$）可以像（1a）那样，进行战略性年度投资，以扩建海上风电场（$\Delta P^{\max}_{\tilde{g}}$）的容量。随后，可通过在现货市场以价格 λ_{n}出售所发能源，获得每小时收益。假设边际生产成本为零。

$$\mathcal{U}^{w}_{y,s} = -f^{Y}_{y}\Big[(1a)\Big] \tag{1}$$

$$\sum_{n\in\mathcal{N}^{AC}}\sum_{\tilde{g}\in\tilde{\mathcal{S}}_{g:n}} \delta I^{g}_{\tilde{g}:n,y}\cdot\Delta P^{g,\max}_{\tilde{g}:n,y} \tag{1a}$$

海上输电开发商（$\mathcal{A}_{\mathrm{o}}$）可以像（2a）那样，进行战略性年度投资，建设新的输电线路（$\alpha_{\tilde{l}}^{\ell}$），和/或像（2b）那样，扩建高压直流换流器容量（$\Delta P^{\zeta,\text{最大值}ne}$）。随后，可通过对位于不同能源市场的价格差异（$\lambda_m-\lambda_n$）进行空间套利，获得每小时收益。这也称为拥塞租金。

$$\mathcal{U}^{\mathrm{o}}_{y,s}=-f^{\mathrm{Y}}_{y}\Big[(2a)+(2b)\Big] \tag{2}$$

$$\sum_{\substack{\{mn\}\subseteq\mathcal{N}\\ mn\in\mathcal{E}}}\sum_{\tilde{l}\in\tilde{\mathcal{S}}_{\ell:\{mn\}}}\alpha^{\ell}_{\tilde{l}:\{mn\},y}\cdot I^{\ell}_{\tilde{l}:\{mn\},y} \tag{2a}$$

$$\sum_{ne\in\mathcal{E}^{\text{AC-DC}}}\delta I^{\zeta}_{ne,y}\cdot\Delta P^{\zeta,\max}_{ne,y} \tag{2b}$$

储能开发商（$\mathcal{A}_{\mathrm{j}}$）可以像（3a）中那样，每年进行战略性投资以扩大储能容量（$\Delta E^{\mathrm{j},\max}_{j}$）。随后通过对价格差异进行时间套利（$\lambda_{n,t}-\lambda_{n,t+\Delta t}$）获得每小时收益。假设充电和放电的边际成本为零。

$$\mathcal{U}^{\mathrm{j}}_{y,s}=-f^{\mathrm{Y}}_{y}\Big[(3a)\Big] \tag{3}$$

$$\sum_{n\in\mathcal{N}}\sum_{j\in\mathcal{S}_{\mathrm{j}:n}}\delta I^{\mathrm{j}}_{j:n,y}\cdot\Delta E^{\mathrm{j},\max}_{j:n,y} \tag{3a}$$

现有网络运营商的成本和收益按小时计，与现有发电（4a）和消费（4b）相关。现有发电商在现货市场上以高于其边际生产成本（$P^{\mathrm{g}}_{\tilde{g}}$）的价格（$\lambda_n$）出售能源（$C^{\mathrm{g}}_{\tilde{g}}$），从而获得每小时收益。能源价格 λ_n 低于消费者的出价（C^{u}_{u}）时，消费者便能受益并获得剩余。

$$\mathcal{U}^{\mathrm{e}}_{y,s}=f^{\mathrm{H}}_{y}\sum_{t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}}}\Big[(4a)+(4b)\Big] \tag{4}$$

$$\sum_{n\in\mathcal{N}^{\text{AC}}}\sum_{\tilde{g}\in\bar{\mathcal{S}}_{\mathrm{g}:n}}(-C^{\mathrm{g}}_{\tilde{g}:n,t,y,s})\cdot P^{\mathrm{g}}_{\tilde{g}:n,t,y,s} \tag{4a}$$

$$\sum_{n\in\mathcal{N}^{\text{AC}}}\sum_{u\in\mathcal{S}_{\mathrm{u}:n}}C^{\mathrm{u}}_{u:n,t,y,s}\cdot P^{\mathrm{u}}_{u:n,t,y,s} \tag{4b}$$

结合（1）–（4），可得由全知的集中式管理机构执行的全局目标，即最大化系统社会福利（$\mathcal{U}$），如（5）所示。因此，社会福利定义为所有情景 $\mathcal{S}_{\mathrm{s}}$ 下的消费者总剩余（GCS）与开发商净收益之和。开发商收益和GCS的最终分配根据由此得出的市场出清价格 $\boldsymbol{\lambda}_n$ 计算。长期规划的不确定性通过给定情景发生的概率 π_s 体现。多周期规划在整个生命周期内进行，并考虑集合 $\mathcal{S}_{\mathrm{y}}$ 中定义的年份。

$$\max_{\mathcal{A}_{\mathrm{w}},\mathcal{A}_{\mathrm{o}},\mathcal{A}_{\mathrm{j}},\mathcal{A}_{\mathrm{e}}}\mathcal{U}:=\sum_{s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}}\pi_s\sum_{y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}}}\mathcal{U}^{\mathrm{w}}_{y,s}+\mathcal{U}^{\mathrm{o}}_{y,s}+\mathcal{U}^{\mathrm{j}}_{y,s}+\mathcal{U}^{\mathrm{e}}_{y,s} \tag{5}$$

其中

$$\mathcal{A}_{\mathrm{w}}=\big(\widetilde{\boldsymbol{P}}^{\mathrm{g}},\Delta\widetilde{\boldsymbol{P}}^{\mathrm{g},\max}\big),\quad \mathcal{A}_{\mathrm{o}}=\big(\boldsymbol{\theta},\boldsymbol{\alpha}^{\ell},\Delta\boldsymbol{P}^{\zeta,\max}\big),$$
$$\mathcal{A}_{\mathrm{j}}=\big(\boldsymbol{P}^{\mathrm{j,inj}},\boldsymbol{P}^{\mathrm{j,abs}},\Delta\boldsymbol{E}^{\mathrm{j},\max}\big),\quad \mathcal{A}_{\mathrm{e}}=\big(\bar{\boldsymbol{P}}^{\mathrm{g}},\boldsymbol{P}^{\mathrm{u}}\big)$$

2）约束：由可再生能源和常规发电共同构成的发电量必须保持在容量限制范围内。约束（6）确保了这一点。对于可再生能源，参数 Ψ^{g}_{g} 表示单位可再生能源发电时间序列；对于常规发电商，该参数等于 1。

$$\begin{gathered}0\le P^{\mathrm{g}}_{g:n,t,y,s}\le\Psi^{\mathrm{g}}_{g:n,t,y,s}\cdot P^{\mathrm{g},\max}_{g:n,y}\\ n\in\mathcal{N}^{\text{AC}},\quad g\in\mathcal{S}_{\mathrm{g}:n},\quad t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}},\quad y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}},\quad s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}\end{gathered} \tag{6}$$

在发电机是正在考虑扩建的候选海上风电场这一特定情况下，$P^{\mathrm{g},\max}_{\tilde{g}}$ 受一上限约束，该上限为 $P^{\mathrm{g},\max}_{\tilde{g}}$，并且其容量只能逐年增加或保持不变，如下所示：

$$\begin{gathered}P^{\mathrm{g},\max}_{\tilde{g}:n,y}\le\widehat{P^{\mathrm{g},\max}_{\tilde{g}:n}},\quad P^{\mathrm{g},\max}_{\tilde{g}:n,y-\Delta y}\le P^{\mathrm{g},\max}_{\tilde{g}:n,y}\\ \tilde{g}\in\tilde{\mathcal{S}}_{\mathrm{g}:n},\quad n\in\mathcal{N}^{\text{AC}},\quad y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}},\end{gathered} \tag{7}$$

其中 Δy 表示建模年份之间的间隔年数。$P^{\mathrm{g},\max}_{\tilde{g}:n,y-\Delta y}$ 第一年的值假定为零。需求通过时间序列 Ψ^{u}_{u} 设置，如式（8）所示。对负荷削减设置较高的成本，以确保其仅作为最后手段。

$$\begin{gathered}0\le P^{\mathrm{u}}_{u:n,t,y,s}\le\Psi^{\mathrm{u}}_{u:n,t,y,s}\\ n\in\mathcal{N}^{\text{AC}},\quad u\in\mathcal{S}_{\mathrm{u}:n},\quad t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}},\quad y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}},\quad s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}\end{gathered} \tag{8}$$

储能设备在每个时间步Δt 的荷电状态 E^{j}_{j} 由以下约束定义：

$$\begin{aligned}E^{\mathrm{j}}_{j:n,t,y,s}=&(1-\gamma^{\mathrm{j}}_{j:n})^{\Delta t}E^{\mathrm{j}}_{j:n,t-\Delta t,y,s}\\ &+\Delta t(\eta^{\mathrm{j,abs}}_{j:n}P^{\mathrm{j,abs}}_{j:n,t,y,s}-\tfrac{P^{\mathrm{j,inj}}_{j:n,t,y,s}}{\eta^{\mathrm{j,inj}}_{j:n}})\\ j\in\mathcal{S}_{\mathrm{j}:n},\quad n\in\mathcal{N}^{\text{AC}},\quad &t\in\mathcal{S}^{*}_{\mathrm{t}},\quad y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}},\quad s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}},\end{aligned} \tag{9}$$

其中，$\mathcal{S}^{*}_{\mathrm{t}}$ 表示除第一个时间步之外的所有时间步的集合。这里，γ^{j}_{j} 为自放电率，$\eta^{\mathrm{j},\mathrm{abs}}_{j}$ 和 $\eta^{\mathrm{j},\mathrm{inj}}_{j}$ 分别为充电效率和放电效率。

当前荷电状态受限于零和设备额定容量 $E^{\mathrm{j},\max}_{j}$ 之间。设备额定容量最多可扩大至 $E^{\mathrm{j},\max}_{j}$，但只能逐年增加或保持不变，如下所示：

$$\left.\begin{aligned}0\le E^{\mathrm{j}}_{j:n,t,y,s}&\le E^{\mathrm{j,max}}_{j:n,y}\\ E^{\mathrm{j,max}}_{j:n,y-\Delta y}&\le E^{\mathrm{j,max}}_{j:n,y}\le\widehat{E^{\mathrm{j,max}}_{j:n}}\end{aligned}\right\}\begin{aligned}&n\in\mathcal{N}^{\text{AC}},j\in\mathcal{S}_{\mathrm{j}:n}\\ &t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}},y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}}\\ &s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}.\end{aligned} \tag{10}$$

在第一年，$E_{j:n,y-\Delta y}$ 假设为零。储能设备的充电和放电速率有最大值，这由（11）保证。$\xi^{\mathrm{j},\mathrm{c}}_{j}$ 和 $\xi^{\mathrm{j},\mathrm{d}}_{j}$ 是归一化充放电速率。

$$\left.\begin{aligned}0\le P^{\mathrm{j,abs}}_{j:n,t,y,s}&\le\xi^{\mathrm{j,c}}_{j:n}\cdot E^{\mathrm{j,max}}_{j:n,y}\\ 0\le P^{\mathrm{j,inj}}_{j:n,t,y,s}&\le\xi^{\mathrm{j,d}}_{j:n}\cdot E^{\mathrm{j,max}}_{j:n,y}\end{aligned}\right\}\begin{aligned}&n\in\mathcal{N}^{\text{AC}},j\in\mathcal{S}_{\mathrm{j}:n}\\ &t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}},y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}}\\ &s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}\end{aligned} \tag{11}$$

约束条件（12）将每年的初始和最终荷电状态设为容量的一半。储能的最后一项约束是不允许同时充电和放电，但并未明确施加该约束——

而是通过小于 1 的充电和放电效率隐式保证这一点。

$$\left.\begin{aligned} E^{\mathrm{j}}_{j:n,1,y,s} &= \tfrac{E^{\mathrm{j,max}}_{j:n,y}}{2} + \eta^{\mathrm{j,abs}}_{j:n} P^{\mathrm{j,abs}}_{j:n,1,y,s} - \tfrac{P^{\mathrm{j,inj}}_{j:n,1,y,s}}{\eta^{\mathrm{j,inj}}_{j:n}} \\ E^{\mathrm{j}}_{j:n,T,y,s} &= \tfrac{E^{\mathrm{j,max}}_{j:n,y}}{2} \end{aligned}\right\} \begin{array}{l} n \in \mathcal{N}^{\mathrm{AC}} \\ j \in \mathcal{S}_{\mathrm{j:}n} \\ y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}} \\ s \in \mathcal{S}_{\mathrm{s}} \end{array} \tag{12}$$

下文所述的交流和直流网络约束通过 PowerModels(ACDC).jl 软件包实现 [36][37]。交流网络支路采用母线注入模型，并使用式（13）中的线性“直流”潮流近似。变压器通过变比 τ纳入支路模型；若无需变压器，变比为 1。

$$\begin{aligned} P^{\ell}_{\bar{l}:mn,t,y,s} &= \tfrac{b_{\bar{l}:\{mn\}}}{\tau}[\theta_{m,t,y,s} - \theta_{n,t,y,s}] \\ P^{\ell}_{\widetilde{l}:mn,t,y,s} &= \tfrac{b_{\widetilde{l}:\{mn\}}}{\tau}[\widetilde{\theta}_{\widetilde{l}:mn,t,y,s} - \widetilde{\theta}_{\widetilde{l}:nm,t,y,s}] \end{aligned} \tag{13}$$

$$\begin{aligned} |P^{\ell}_{\bar{l}:mn,t,y,s}| &\le P^{\ell,\max}_{\bar{l}:\{mn\}} \\ |P^{\ell}_{\widetilde{l}:mn,t,y,s}| &\le P^{\ell,\max}_{\widetilde{l}:\{mn\}} \cdot \alpha^{\ell}_{\widetilde{l}:\{mn\},y} \\ mn \in \mathcal{E}^{\mathrm{AC}},\quad \bar{l} \in \bar{\mathcal{S}}^{\mathrm{AC}}_{\ell:\{mn\}},\quad \widetilde{l} &\in \widetilde{\mathcal{S}}^{\mathrm{AC}}_{\ell:\{mn\}} \\ t \in \mathcal{S}_{\mathrm{t}},\quad y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}},\quad s &\in \mathcal{S}_{\mathrm{s}} \end{aligned} \tag{14}$$

任一支路的潮流都必须满足式（14）中的支路限值。节点电压相角限值以及相连节点之间的最大相角差受式（15）约束。

$$\left.\begin{aligned} \theta^{\min} \le \theta_{n,t,y,s} &\le \theta^{\max} \\ |\theta_{n,t,y,s} - \theta_{m,t,y,s}| &\le \Delta\theta^{\max} \\ \theta^{\min} \le \widetilde{\theta}_{\widetilde{l}:mn,t,y,s} &\le \theta^{\max} \\ |\widetilde{\theta}_{\widetilde{l}:mn,t,y,s} - \widetilde{\theta}_{\widetilde{l}:nm,t,y,s}| &\le \Delta\theta^{\max} \\ |\widetilde{\theta}_{\widetilde{l}:mn,t,y,s} - \theta_{m,t,y,s}| &\le (1 - \alpha^{\ell}_{\widetilde{l}:\{mn\},y}) \cdot M \end{aligned}\right\} \begin{array}{l} mn \in \mathcal{E}^{\mathrm{AC}} \\ \widetilde{l} \in \widetilde{\mathcal{S}}^{\mathrm{AC}}_{\ell:\{mn\}} \\ t \in \mathcal{S}_{\mathrm{t}} \\ y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}} \\ s \in \mathcal{S}_{\mathrm{s}} \end{array} \tag{15}$$

式（15）中的最后一个约束仅在考虑候选支路时才有必要。该约束在候选支路未纳入时不限制候选线路相角，即 $\alpha^{\ell} = 0$；而支路投入运行时，则要求其与现有电压相角相等，即 $\alpha^{\ell} = 1$。交流网络通过一个高压直流换流器与直流网络相连，该换流器的交流侧容量上限为 $P^{\zeta,\max}$。$P^{\zeta,\max}$ 受到⌒的上限约束，该上限为 $P^{\zeta,\max}$，并且其数值只能逐年增加或保持不变，如下所示：

$$\left.\begin{aligned} |P^{\zeta,\mathrm{AC}}_{ne,t,y,s}| &\le P^{\zeta,\max}_{ne,y} \\ P^{\zeta,\max}_{ne,y-\Delta y} \le P^{\zeta,\max}_{ne,y} &\le \widehat{P^{\zeta,\max}_{ne}} \end{aligned}\right\} \begin{array}{l} ne \in \mathcal{E}^{\text{AC-DC}} \\ t \in \mathcal{S}_{\mathrm{t}} \\ y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}} \\ s \in \mathcal{S}_{\mathrm{s}}. \end{array} \tag{16}$$

交流侧功率通过非负的换流器损耗与直流侧功率相关联：L^{ζ}。此外，直流侧功率的上限设定如下：

$$\left.\begin{aligned} |P^{\zeta,\mathrm{DC}}_{en,t,y,s}| &\le (L^{\zeta} - 1) P^{\zeta,\max}_{ne,y} \\ P^{\zeta,\mathrm{loss}}_{ne,t,y,s} &= L^{\zeta} P^{\zeta,\mathrm{AC}}_{ne,t,y,s} \ge 0 \\ P^{\zeta,\mathrm{AC}}_{ne,t,y,s} + P^{\zeta,\mathrm{DC}}_{en,t,y,s} &= P^{\zeta,\mathrm{loss}}_{ne,t,y,s} \end{aligned}\right\} \begin{array}{l} ne \in \mathcal{E}^{\text{AC-DC}} \\ t \in \mathcal{S}_{\mathrm{t}} \\ y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}} \\ s \in \mathcal{S}_{\mathrm{s}}. \end{array} \tag{17}$$

在直流网络中，线性化潮流简化为净流量模型（18）。直流侧功率通过输电线路的潮流必须保持在（19）所示的限制范围内。

$$\begin{aligned} P^{\ell}_{\bar{l}:ef,t,y,s} &= -P^{\ell}_{\bar{l}:fe,t,y,s} \\ P^{\ell}_{\widetilde{l}:ef,t,y,s} &= -P^{\ell}_{\widetilde{l}:fe,t,y,s} \end{aligned} \tag{18}$$

$$\begin{aligned} |P^{\ell}_{\bar{l}:ef,t,y,s}| &\le P^{\ell,\max}_{\bar{l}:\{ef\}} \\ |P^{\ell}_{\widetilde{l}:ef,t,y,s}| &\le P^{\ell,\max}_{\widetilde{l}:\{ef\}} \cdot \alpha^{\ell}_{\widetilde{l}:\{ef\},y} \\ ef \in \mathcal{E}^{\mathrm{DC}},\quad \bar{l} \in \bar{\mathcal{S}}^{\mathrm{DC}}_{\ell:\{ef\}},\quad \widetilde{l} &\in \widetilde{\mathcal{S}}^{\mathrm{DC}}_{\ell:\{ef\}} \\ t \in \mathcal{S}_{\mathrm{t}},\quad y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}},\quad s &\in \mathcal{S}_{\mathrm{s}} \end{aligned} \tag{19}$$

最后，交流和直流电网都必须满足基尔霍夫电流定律。交流侧的节点功率平衡由（20）给出。交流节点平衡方程是一个将优化变量联系起来的复杂约束。该约束的对偶变量为 λ_m，即能源边际价格。

$$\left.\begin{aligned} &\sum_{e \in \mathcal{N}^{\mathrm{DC}}_m} P^{\zeta,\mathrm{AC}}_{me,t,y,s} - \sum_{n \in \mathcal{N}^{\mathrm{AC}}_m} \sum_{l \in \mathcal{S}^{\mathrm{AC}}_{\ell:\{mn\}}} P^{\ell}_{l:mn,t,y,s} \\ &+ \sum_{g \in \mathcal{S}_{\mathrm{g:}n}} P^{\mathrm{g}}_{g:m,t,y,s} - \sum_{u \in \mathcal{S}_{\mathrm{u:}n}} P^{\mathrm{u}}_{u:m,t,y,s} \\ &+ \sum_{j \in \mathcal{S}_{\mathrm{j:}n}} P^{\mathrm{j,inj}}_{j:m,t,y,s} - \sum_{j \in \mathcal{S}_{\mathrm{j:}n}} P^{\mathrm{j,abs}}_{j:m,t,y,s} = 0 \end{aligned}\right\} \begin{array}{l} m \in \mathcal{N}^{\mathrm{AC}} \\ t \in \mathcal{S}_{\mathrm{t}} \\ y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}} \\ s \in \mathcal{S}_{\mathrm{s}} \\ (:\lambda_{m,t,y,s}) \end{array} \tag{20}$$

其中，$\mathcal{N}_m = \{n \in \mathcal{N} \quad mn \in \mathcal{E}\}$ $\mathcal{N}_m = \{e \in \mathcal{N}^{\text{交流}}: me \in \mathcal{E}^{\text{AC}}\}$ 交流：交流和直流：直流：-直流} 分别表示 $m \in \mathcal{N}$的交流邻居节点和直流邻居节点。在直流网络侧，节点功率平衡方程是非复杂约束：

$$\sum_{m \in \mathcal{N}^{\mathrm{AC}}_e} P^{\zeta,\mathrm{DC}}_{em,t,y,s} + \sum_{f \in \mathcal{N}^{\mathrm{DC}}_e} \sum_{l \in \mathcal{S}^{\mathrm{DC}}_{\ell:\{ef\}}} P^{\ell}_{l:ef,t,y,s} = 0. \tag{21}$$
$$e \in \mathcal{N}^{\mathrm{DC}},\quad t \in \mathcal{S}_{\mathrm{t}},\quad y \in \mathcal{S}_{\mathrm{y}},\quad s \in \mathcal{S}_{\mathrm{s}}.$$

B. 分区市场模型

为了对分区市场进行建模，我们首先将电网节点划分为一组互不相交的市场分区，使得$\mathcal{N} = \bigcup_{z \in \mathcal{Z}} z$。边也被划分为区域间边 $\mathcal{E}^{\mathrm{te}} \subseteq \{mn : z \in \mathcal{Z},\ m \in z,\ n \notin z\}$ 和区内边 $\mathcal{E}^{\mathrm{br}} \subseteq \{mn : z \in \mathcal{Z},\ m \in z,\ n \in z\}$。为简化记法，这些边上输电线路的优化变量分别记为（θ^{te}, $\alpha^{\ell,\mathrm{te}}$）和（$\theta^{\mathrm{br}}$, $\alpha^{\ell,\mathrm{br}}$）。上标表示我们将引入的两个新主体：输电扩建代理（$\mathcal{A}^{\mathrm{te}}$）和平衡责任代理（$\mathcal{A}^{\mathrm{br}}$）。我们将优化变量重新归组到主体 $\mathcal{A}^{\mathrm{te}}$ 和 $\mathcal{A}^{\mathrm{br}}$ 中，如下所示：

$$\mathcal{A}^{\mathrm{te}} = (\mathcal{A}_{\mathrm{w}}, \mathcal{A}_{\mathrm{j}}, \mathcal{A}_{\mathrm{e}}, \mathcal{A}^{\mathrm{te}}_{\mathrm{o}}) \quad \text{and} \quad \mathcal{A}^{\mathrm{br}} = (\mathcal{A}_{\mathrm{w}}, \mathcal{A}_{\mathrm{j}}, \mathcal{A}_{\mathrm{e}}, \mathcal{A}^{\mathrm{br}}_{\mathrm{o}}),$$

其中，$\mathcal{A}^{\mathrm{te}}_{\mathrm{o}}$与 $\mathcal{A}_{\mathrm{o}}$ 的区别在于，所考虑的输电线路仅限于区域间连接。 $\mathcal{A}^{\mathrm{br}}_{\mathrm{o}}$则是其补集，仅考虑区域内连接。此外，

我们为交流和数据中心网络分别定义分区功率平衡方程，如（22）和（23）。

$$\left.\begin{aligned}&\sum_{m\in z}\Bigg(\sum_{e\in\mathcal{N}_m^{\mathrm{DC}}}P^{\zeta,\mathrm{AC}}_{me,t,y,s}-\sum_{g\in\mathcal{S}_{\mathrm{g}:n}}P^{\mathrm{g}}_{g:m,t,y,s}\\&+\sum_{n\in\mathcal{N}_m^{\mathrm{AC}}}\sum_{l\in\mathcal{S}^{\mathrm{te,AC}}_{\ell:\{mn\}}}P^{\ell}_{l:mn,t,y,s}-\sum_{u\in\mathcal{S}_{\mathrm{u}:n}}P^{\mathrm{u}}_{u:m,t,y,s}\\&+\sum_{j\in\mathcal{S}_{\mathrm{j}:n}}P^{\mathrm{j,inj}}_{j:m,t,y,s}-\sum_{j\in\mathcal{S}_{\mathrm{j}:n}}P^{\mathrm{j,abs}}_{j:m,t,y,s}\Bigg)=0\end{aligned}\right\}\begin{aligned}&z\in\mathcal{Z},\\&t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}},\\&y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}},\\&s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}},\\&(:\lambda^{\mathrm{z}}_{z,t,y,s})\end{aligned}\tag{22}$$

$$\sum_{e\in z}\Bigg(\sum_{m\in\mathcal{N}_e^{\mathrm{AC}}}P^{\zeta,\mathrm{DC}}_{em,t,y,s}+\sum_{f\in\mathcal{N}_e^{\mathrm{DC}}}\sum_{l\in\mathcal{S}^{\mathrm{te,DC}}_{\ell:\{ef\}}}P^{\ell}_{l:ef,t,y,s}\Bigg)=0\tag{23}$$

$$z\in\mathcal{Z},\quad t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}},\quad y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}},\quad s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}$$

在分区市场中，(22) 给出了市场出清条件。该约束的对偶变量是分区内所有节点的能源边际价格 z。由于同一市场分区内的所有节点具有相同的能源价格，拥塞价格信号会受到抑制。这使 GATE 本已棘手的问题变得更加复杂。为克服这一困难，采用多层方法，通过四步求解方法实现扩展规划。该求解方法见图2。

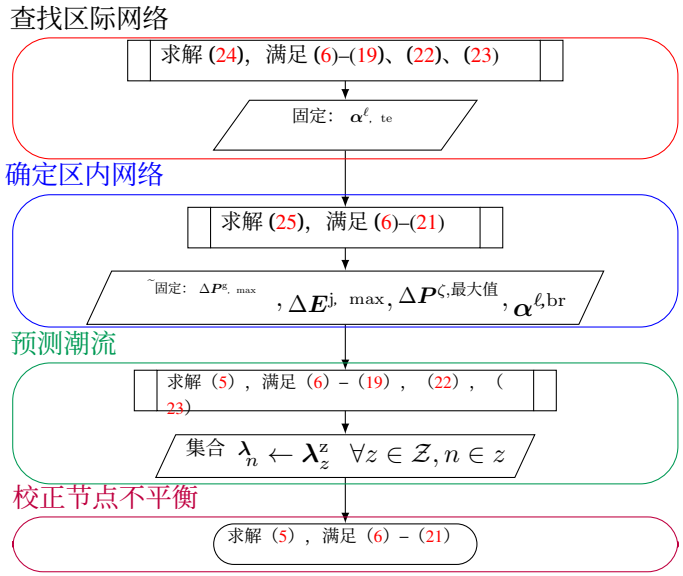


图2：分区市场出清建模求解方法的流程图。“求解”是指在考虑先前确定的固定决策变量的情况下，求解所指定的方程。

第一步是计算区际网络扩建。代理 $\mathcal{A}^{\mathrm{te}}$ 求解 (24) ((5) 中以 (24a) 替换 (2a))，并满足约束 (6) 至 (19) 以及分区功率平衡约束 (22) 和 (23)。这将确定市场分区之间输电线路的位置和容量。变量 $\boldsymbol{\alpha}^{\ell,\mathrm{te}}$ 将传递给代理 $\mathcal{A}^{\mathrm{br}}$，以进行区内输电和发电扩建。

$$\begin{aligned}\max_{\mathcal{A}^{\mathrm{te}}}\mathcal{U}:=&\sum_{s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}}\pi_s\sum_{y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}}}f^{\mathrm{H}}_y\sum_{t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}}}\Big[(4a)+(4b)\Big]\\&-f^{\mathrm{Y}}_y\Big[(1a)+(2b)+(3a)+(24a)\Big]\end{aligned}\tag{24}$$

$$\sum_{\substack{\{mn\}\subseteq\mathcal{N}\\mn\in\mathcal{E}^{\mathrm{te}}}}\sum_{\widetilde{l}\in\widetilde{\mathcal{S}}_{\ell:\{mn\}}}\alpha^{\ell,\mathrm{te}}_{\widetilde{l}:\{mn\},y}\cdot I_{\widetilde{l},y}\tag{24a}$$

第二步 是计算区内扩建。代理 $\mathcal{A}^{\mathrm{br}}$ 在遵守区际容量限制和节点功率平衡的前提下执行此步骤。因此，在满足节点功率平衡约束 (20) 和 (21)，以及其余网络约束 (6) 至 (19) 的情况下，求解目标函数 (25) ((5) 中以 (25a) 替换 (2a))。为以最低成本实现节点平衡，代理 $\mathcal{A}^{\mathrm{br}}$ 可以通过建设新线路 $\alpha^{\ell,\mathrm{br}}$、扩建或削减新增海上风电场和/或储能（$\widetilde{P}^{\mathrm{g}}_{,\widetilde{g}}{}^{\max},E^{\mathrm{j}}_{,j}{}^{\max}$），或削减网络发电机组的出力和/或对其进行再调度（S_{g}），来消除区内拥塞。

$$\begin{aligned}\max_{\mathcal{A}^{\mathrm{br}}}\mathcal{U}:=&\sum_{s\in\mathcal{S}_{\mathrm{s}}}\pi_s\sum_{y\in\mathcal{S}_{\mathrm{y}}}f^{\mathrm{H}}_y\sum_{t\in\mathcal{S}_{\mathrm{t}}}\Big[(4a)+(4b)\Big]\\&-f^{\mathrm{Y}}_y\Big[(1a)+(2b)+(3a)+(25a)\Big]\end{aligned}\tag{25}$$

$$\sum_{\substack{\{mn\}\subseteq\mathcal{N}\\mn\in\mathcal{E}^{\mathrm{br}}}}\sum_{\widetilde{l}\in\widetilde{\mathcal{S}}_{\ell:\{mn\}}}\alpha^{\ell,\mathrm{br}}_{\widetilde{l}:\{mn\},y}\cdot I_{\widetilde{l}:\{mn\},y}\tag{25a}$$

第三步在网络扩建后执行。举行仅考虑区际容量约束的电力拍卖。该步骤模拟日前现货市场，并基于最优调度提供区际潮流预测和分区市场出清价格。在潮流无拥塞的情况下，这便是最后一步。当存在拥塞时，则需要增加再调度步骤以缓解拥塞并平衡网络。

第四步：再调度。分区出清能源市场的最终成本取决于所选择的再调度机制。在欧盟，市场化再调度和基于监管的再调度均存在 [40]。在本研究中，我们选择了理想化的 RDCC，并认为这代表了可能获得的分区市场收益的上限。论证如下。

在 RDCC 中，全知的平衡机构会调用成本最低的可用发电和/或负荷，在再平衡操作期间进行向上或向下调节。被要求向上调节的发电商将按其边际价格获得补偿，而被要求向下调节的发电商则可以保留从现货市场中获得的利润，但必须返还所有节省下来的可变成本（例如未使用的燃料成本）。由于 RDCC 的参与者在合同上有义务按其边际价格参与，并且我们假设发电商对其边际成本和可用容量完全透明，因此，基于市场的再调度充其量只能实现相同的再调度成本。

当然，在实践中，假设市场参与者完全透明并不现实，因为这需要共享私人信息。因此，我们并不是在主张 RDCC 优于基于市场的再调度机制。

相反，我们认为，它在理想化形式下描述了高效再调度的上限。

步骤一至四共同描述了在分区市场中用于 GATE规划的方法。单独来看，步骤三和四描述了一种能源拍卖，可在此前确定的任何拓扑上运行。例如，使用第 III-A 节所述的节点市场方法确定的拓扑，可以在分区市场结构中运行。

IV. 测试案例

A. 领域

本文对北海的一个测试电网（$\mathcal{G}$）进行建模。图 3 展示了所考虑的陆上和海上节点，其坐标列于附录的表 IX 中。

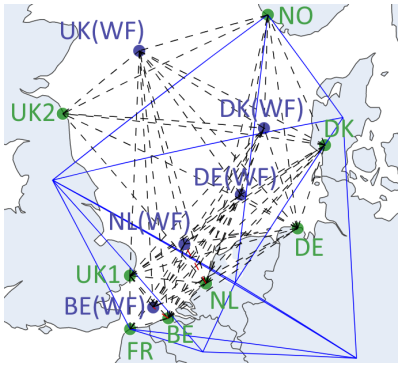


图3：北海区域。线路：净传输容量（蓝色实线）、高压直流（黑色虚线）、高压交流（红色虚线）。

表I：基础设施成本（不含电缆）。

组件	海上风电场	陆上换流器	海上换流器	陆上储能	海上储能
Cost	2100	192.5	577.5	183	275

*成本单位为 €/kW 和 €/kWh（储能）

B. 候选扩建

候选发电、输电和储能资产可按表中规定的成本扩建 I。OWPPs 的最大允许容量（$P^{g,\max}$）、HVDC 换流器 $(P^{\zeta,\max})$和储能（$E^{j,\max}$）列于附录表 IX 中。假设陆上节点的设计事故为 3 GW，因此陆上换流器容量上限为 3 GW，而海上换流器容量可达 4 GW。储能采用四小时持续时间的锂离子系统。图中展示了高压交流和高压直流的候选连接。3。各连接所包含的候选电缆详情及其成本汇总于附录表 V 和 VI中。

C. 现有发电

各国现有的能源结构（$\boldsymbol{P}^{g}$）取自 ENTSO-E TYNDP，其中提供了欧洲国家能源结构的基准情景和未来情景。预测情景对应 2030年和 2040 [41], [5]。更多详情见下文。发电能源的边际成本假设列于附录表 VII 中。

D. 陆上电网

TYNDP 提供的选定国家之间的净传输容量（NTC）被建模为现有输电线路。其展示于图 3，并列于附录表 VIII 中。陆上净传输容量在模拟年份内保持静态。

E. 需求

每小时需求数据（$\boldsymbol{P}^{u}$）取自 TYNDP。理想情况下，应始终满足需求。然而，若无法做到，则可按 119 欧分/兆瓦时的成本削减定义为需求侧响应（DSR）的负荷。若还必须进一步削减负荷，则失负荷价值（VOLL）为 5 千欧分/兆瓦时。需求侧响应会影响市场价格形成，而负荷削减则不会。在负荷削减等极端能源短缺期间，根据欧盟法规 2022/1854 [42]实施 180 欧分/兆瓦时的能源价格上限。GCS 根据固定的 150 欧分/兆瓦时消费者报价计算。

F. 情景

在 TYNDP 中，通过设定不同情景，对未来发电和需求进行预测，这些情景考虑了迈向 2050年净零排放的不同路径。本研究纳入了国家趋势（NT）、分布式发电（DG）和全球愿景（GA）情景。简而言之，NT 基于国家能源与气候政策，DG 假设社会大规模采用分布式可再生能源，而 GA 则考虑全球共同迈向《巴黎协定》目标。更多详情请参阅 TYNDP [5]。将 2014 年和 2015 年的历史可再生能源发电时间序列（Ψ^{g}）进行配对后，可得出 $\mathcal{S}_s$ 中的六种情景。每种情景的发生概率均相同 π_s。

出于计算需求，每个仿真年被聚类为四个 24 小时日。仿真年分别为 2020年、2030年和 2040年。代表日通过 k-medoids 聚类方法确定 [43]。各时间序列之间的时间相关性得以保留。每个仿真年均考虑十个日历年：2020—2029 年采用 2020 年的数据建模，2030—2039 年采用 2030 年的数据建模，2040—2049 年采用 2040 年的数据建模。

V. 结果

所提出的方法应用于 $\mathcal{G}$，以比较在考虑多个海上风电场时，nOBZ、zOBZ 和 HMD 的影响。市场结构案例研究如下：

- 每个海上风电场都属于其所在的本地市场分区（HMD）。
- 所有海上风电场共同构成一个海上市场（zOBZ）。
- 每个节点各自构成一个市场分区（nOBZ）。

最终得到的拓扑结构如图 4至 6所示。图中展示了选定的输电线路及其容量，以及建设计划。表 II中提供了海上风电场、高压直流换流器和储能的相同信息。在所有拓扑结构中，混合海上资产都占据主导地位。只有在 HMD 情况下，且仅针对离岸最近的风电开发区域（比利时），才选择了辐射式连接。

表中列出了输电、海上风电场和储能开发商成本和收益的明细III。净收益、

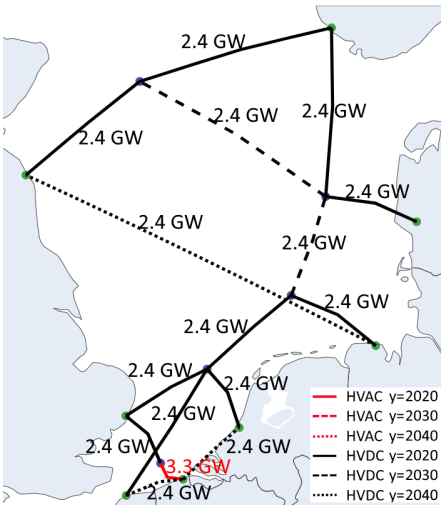


图4：nOBZ $\mathcal{G}$ 拓扑。

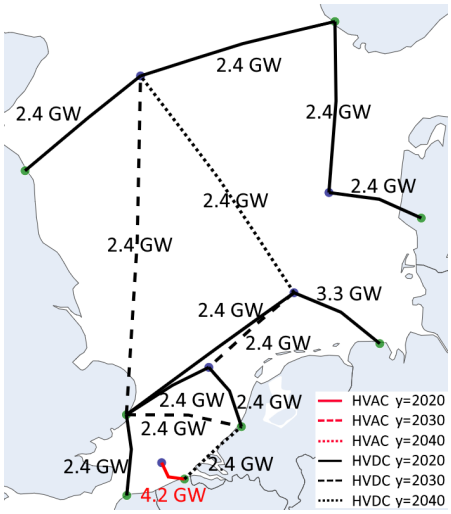


图5：HMD $\mathcal{G}$ 拓扑。

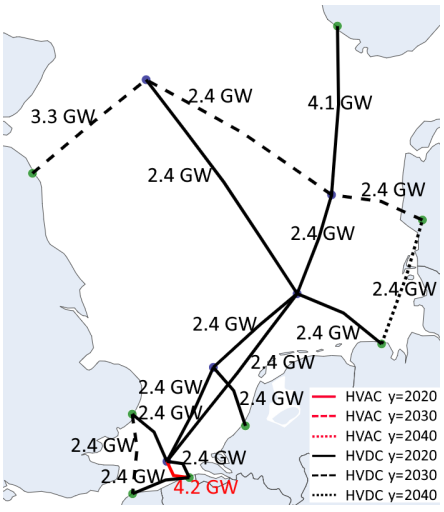


图6：zOBZ $\mathcal{G}$ 拓扑。

表II 电网 $\mathcal{G}$扩展规划时间表。

	nOBZ			HMD			zOBZ		
Year	’20	’30	’40	’20	’30	’40	’20	’30	’40
				$P_u^{\zeta,ne}$ [吉瓦]					
UK1	2.9		3	3	3	3	2.4		3
FR	2.4	2.4		2.4	2.4	2.4	2.4		3
BE	0	0	1.8	0	0	2.4	0	0.6	
NL	2.4			2.4		3	2.4		
DE	2.4	2.4	3	3	3	3	2.4	2.4	3
DK	1.6	2.4	2.4	1.7	1.9	1.9	0	2.4	2.4
NO	3 3			3 3			3	3	3
UK2	1.9			1.7			0	3	3
BE(WF)	0.5	0.6	0.6	0	0	0	0	0	0
DE(WF)	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.6	3.7	3.7
NL(WF)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
丹麦（WF）	3.7	3.7	3.8	3.7	3.7	3.8	3.7	3.7	3.8
英国（WF）	3.2	3.4	3.6	3.2	3.4	3.6	2.4	3.4	3.6

海上风电场：2020年全部为4 吉瓦（nOBZ、HMD）。除英国（WF）在2020年为3.9吉瓦、随后于2030年扩增至4 吉瓦外，其余2020年均为4 吉瓦（zOBZ）。**储能**：2040年计划在荷兰配置1 吉瓦时储能（nOBZ、HMD、zOBZ）。

表 III $\mathcal{G}$ 在 B C 的成本与收益汇总。

=

	输电 Cost	收益	OWPP Cost	收益	储能 Cost	收益
nOBZ	21.754	64.147	42.000	134.135	0.059	0.058
HMD*	22.380	64.722	42.000	133.700	0.059	0.058
zOBZ*	22.984	70.453	41.885	125.568	0.059	0.057
zOBZ	22.984	57.703	41.885	135.241	0.059	0.056
nOBZ**	21.754	53.452	42.000	139.866	0.059	0.057
nOBZ*	21.754	49.015	42.000	143.459	0.059	0.047
HMD	22.380	48.526	42.000	144.152	0.059	0.046

HMD*：在 nOBZ 市场中运行的 HMD拓扑。zOBZ*：在 nOBZ 市场中运行的 zOBZ拓扑。nOBZ*：在 HMD 市场中运行的 nOBZ拓扑。nOBZ**：在 zOBZ 市场中运行的 nOBZ拓扑。

表中各拓扑的 GCS 和再调度成本按社会福利排序IV。

在节点市场结构（nOBZ、HMD* 和 zOBZ*）的所有变体下，所得社会福利差异很小。三个不同的拓扑结构，其社会福利水平都相近，其中一个达到全局下界（nOBZ），这有力地说明了解空间较为平坦，

表IV B C 中 $\mathcal{G}$ 的社会福利汇总。

=

	Net 收益	GCS	Re-调度	社会福利	差值 [%]
nOBZ	134.527	1920.331	0.000	2054.858	-
HMD*	134.040	1920.299	0.000	2054.340	-0.03
zOBZ*	131.151	1922.617	0.000	2053.767	-0.05
zOBZ	128.073	1926.606	128.596	1926.083	-6.27
nOBZ**	129.561	1921.987	127.006	1924.543	-6.34
nOBZ* 128.707 1924.729 145.615				1907.821	-7.16
HMD 128.284 1916.556 155.168				1889.672	-8.04

*第一列中的条目与表格 III 相同。最后一列表示与 nOBZ 相比社会福利的变化。

因此，最优性证书的价值有限。规划者不应过于执着于制定唯一的最优配置，因为问题中的不确定性远远大于良好解与最优解之间的差值。

节点定价机制的优势得到了明确证明。与节点定价相比，所有分区定价模型的社会福利均下降了 6%–8%。表现最差的市场结构是 HMD。由此看来，从规划视角而言，事先了解市场结构并非必不可少，因为即使市场设计发生变化，各种设计仍能相对良好地运行。

尽管分区市场模型在其原本适用的分区市场中表现不佳，但其节点市场变体的高质量表明，从分解视角来看，这些模型仍有其价值。各方法的计算时间为：zOBZ/HMD： ≈2.5 小时；nOBZ：运行十二小时后停止，此时仍有 0.04% 的最优性间隙。由于可以沿区内和区间线路自然地进行分解，分区模型比节点模型更具可扩展性。

三种节点市场模型在社会福利方面可能差异不大，但主体收益的分配方式确实有所不同。例如，与 zOBZ* 相比，nOBZ 使海上风电场开发商的收益提高了 6.8%。当然，没有免费的午餐，因为输电开发商的收益因此减少了 9%。在不牺牲整体社会福利的前提下，调整利益相关者之间收益分配的

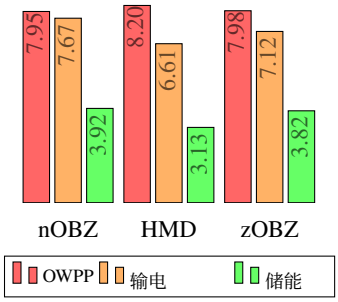


图7： $\mathcal{G}$的年度投资回报率。

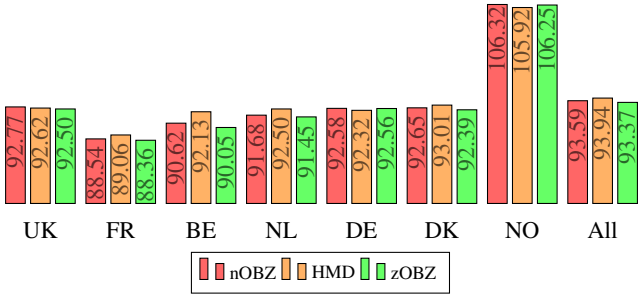


图 8： $\mathcal{G}$ [的平均陆上能源价格为 $\mathcal{G}$ [欧分/兆瓦时]。

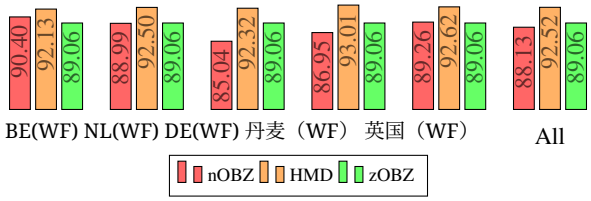


图 9： $\mathcal{G}$ [的平均海上能源价格为 $\mathcal{G}$ [欧分/兆瓦时]。

能力可能会很有用。

所有市场机制都为所有主体带来了正的投资回报（图7）。在 nOBZ 下，输电和储能开发商的回报最高，而海上风电场开发商在 HMD 下表现最佳。通过考察图8和9中各节点的平均能源价格，我们便能理解其中原因。HMD 的海上和陆上平均能源价格均为最高。虽然这使海上风电场开发商获利更高，却不利于消费者，并降低了整体社会福利。HMD、zOBZ 和 nOBZ 的欧洲范围能源平均价格分别为 93.23 欧分/兆瓦时、91.21 欧分/兆瓦时和 90.86 欧分/兆瓦时。

不同市场设计下的风电弃电量差异很小，基本为零。图10对此进行了展示。虽然 zOBZ 的弃电量约为 nOBZ 和 HMD 的三倍，但仍仅占能源总产量的约 0.5%。

不同分区市场模型的再调度成本差异很大。最高的再调度成本出现在本地市场设计中，最低的则出现在分区 OBZ 中。图中按发电类型细分了再调度成本。11。值得注意的是，在本地市场设计中，负荷削减约占再调度总成本的 5%。这并不是因为这种

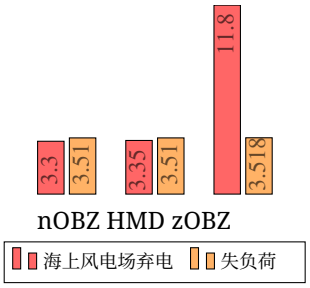


图 10：海上风电场弃电和失负荷，单位为太瓦时。潜在海上风电场发电量：2287 太瓦时（nOBZ/HMD），2284 太瓦时（zOBZ）。总负荷：50366 太瓦时。

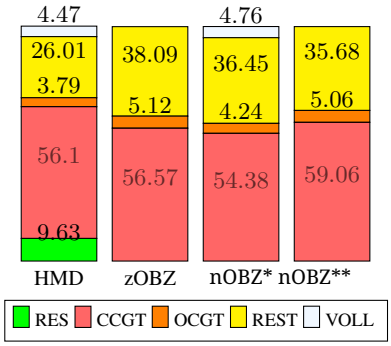


图 11：再调度成本的百分比构成。

市场结构下削减的负荷更多，因为所有市场模型中的负荷削减量都相当稳定，约为 3.5 太瓦时（图10）；而是因为陆上—海上拥塞约束处于约束状态，却未得到执行。这是对第II 节讨论的关键供应商问题的一种变体，不同之处在于，失负荷价值不会影响现货价格的计算方式，因此 zOBZ 和 nOBZ** 面对的是 180 欧分/兆瓦时的能源价格上限，而非 5k 欧分/兆瓦时的失负荷价值，从而避免了发电商获得暴利。

值得探讨的是，所有拓扑结构中选取的储能规模都偏低。这可能是因为成本过高，也可能是模型存在缺陷，因为模型尚未纳入特定类型的发电约束。爬坡时间、启动成本和季节性也完全未予考虑。若要充分体现储能的收益，可能需要进一步提高模型的细节程度。例如，挪威拥有超过 24 吉瓦的抽水蓄能，且具有显著的季节性。要有效发挥新增储能资产的价值，可能需要对这种季节性约束（以及其他约束）进行建模。本研究将留待未来开展。

VI. 结论

本研究开发了一种适用于节点和分区市场设计的发电与输电扩展规划模型，旨在最大化社会福利函数。该函数由发电、储能和输电系统开发商以及 GCS 的净收益构成。我们将该模型应用于北海的一个测试案例（$\mathcal{G}$），以研究市场设计对最优网络拓扑的影响。

通过对 $\mathcal{G}$ 的研究，我们得出以下结论。混合海上资产是海上输电拓扑中一项重要且具成本效益的特征。节点定价结构带来的社会福利最高。最优节点市场方案周围的解空间相当平坦，存在多个质量可接受的方案

。分区规划方法相比节点规划方法具有计算优势，对于规模较大的问题，可能是一种有效的分解策略。基于一种市场结构设计的拓扑结构，在另一种市场结构下也能良好运行。欧洲范围内的平均能源价格在 nOBZ 中最低，在 HMD 中最高。正如 HMD 中所显示的，分区市场的再调度中存在关键供应商效应。

根据所开展的分析，我们得出结论：发电与输电规划应以实施节点式海上竞价区为前提，因为所得到的拓扑在市场设计发生变化时也表现良好。不过，当计算能力成为限制因素时，可以采用基于分区市场设计的分解策略。未来的扩展还将考虑更高效、能够利用问题结构的优化策略，例如基于快速共识交替方向乘子法 [44] 或 Benders分解 [22],的方法。

参考文献

[1] 欧盟委员会，《以清洁能源为欧盟注入动力》，2022年。[2] D. Jorgensen、T. Van der Straeten、R. Jetten 和 R. Habeck，《能源部长关于将北海打造为欧洲绿色发电厂的宣言》，2022年。[3] 《巴黎协定》《联合国条约集》XXVII 7.d。[4] R. O'Sullivan，《2020年欧洲海上风电关键趋势与统计数据》，Wind Europe，技术报告，2021年。[5] 《ENTSO-E TYNDP十年网络发展计划》，访问日期：2022-05-17。[在线]。网址：https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/ [6] 欧盟委员会，《欧洲议会和理事会2022年5月30日第（EU）2022/869号条例》，《欧盟官方公报》，2022年。[7] D. Van Hertem 和 M. Ghandhari，《欧洲超级电网的多端电压源换流器高压直流：障碍》，《可再生能源与可持续能源评论》，第14卷，第9期，第3156–3163页，2010年。[8] J. De Decker 和 A. Woyte，《欧洲海上电网各种方案综述》，《可再生能源》，第49卷，第58–62页，2013年。[9] T. K. Vrana 和 O. B. Fosso，《北海超级电网的技术方面》，CIGRE Electra，2011年11月。[10] J.-B. Curis、J. Descloux、N. Grisey 等，《交付成果1.3：海上网状高压直流电网现有研究综述》，2016年。[11] E. Pierri、O. Binder、N. G. Hemdan 和 M. Kurrat，《欧洲高压直流电网的挑战与机遇》，《可再生能源与可持续能源评论》，第70卷，第427–456页，2017年。[12] A. J. Conejo、L. Baringo、S. J. Kazempour 和 A. S. Siddiqui，《发电与输电扩展规划》。瑞士Cham：Springer International Publishing，2016年，第115–167页。[13] B. Stott、J. Jardim 和 O. Alsac，《重新审视直流潮流》，IEEE电力系统汇刊，第24卷，第3期，第1290–1300页，2009年。[14] J. A. Taylor 和 F. S. Hover，《配电系统重构的凸模型》，IEEE电力系统汇刊，第27卷，第3期，第1407–1413页，2012年。[15] H. Ergun、J. Dave、D. Van Hertem 和 F. Geth，《交直流电网的最优潮流：公式、凸松弛、线性近似与实现》，IEEE电力系统汇刊，第34卷，第4期，第2980–2990页，2019年7月。[16] J. Dave、H. Ergun 和 D. Van Hertem，《高压直流电网输电扩展规划问题的松弛与近似》，《电力系统研究》，第192卷，第106683页，2021年。[17] L. Baringo 和 A. J. Conejo，《输电与风电投资》，IEEE电力系统汇刊，第27卷，2012年，第885–893页，第2期。[18] Y. Zhou、L. Wang 和 J. D. McCalley，《为发电扩展规划中的可再生能源设计有效且高效的激励政策》，《应用能源》，第88卷，第6期，第2201–2209页，2011年。[19] A. Chuang、F. Wu 和 P. Varaiya，《发电扩展规划的博弈论模型：问题建模与数值比较》，IEEE电力系统汇刊，第16卷，第4期，第885–891页，2001年。

[20] F. H. Murphy 和 Y. Smeers，《不完全竞争的重组电力市场中的发电容量扩展》，《运筹学》，第53卷，第4期，第646–661页，2005年。[21] J. Wang、M. Shahidehpour、Z. Li 和 A. Botterud，《不完全信息下的战略性发电容量扩展规划》，IEEE电力系统汇刊，第24卷，第2期，第1002–1010页，2009年。[22] L. Baringo 和 A. J. Conejo，《风电投资：一种Benders分解方法》，IEEE电力系统汇刊，第27卷，第1期，第433–441页，2012年。[23] A. Botterud、M. Ilic 和 I. Wangensteen，《集中式与分散式决策下的最优发电投资》，IEEE电力系统汇刊，第20卷，第1期，第254–263页，2005年。[24] J. Lopez、K. Ponnambalam 和 V. Quintana，《基于随机规划的风险下发电与输电扩展》，IEEE电力系统汇刊，第22卷，第3期，第1369–1378页，2007年。[25] S. J. Kazempour、A. J. Conejo 和 C. Ruiz，《基于互补方法的战略性发电投资》，IEEE电力系统汇刊，第26卷，第2期，第940–948页，2011年。[26] S. J. Kazempour 和 A. J. Conejo，《通过Benders分解实现不确定性下的战略性发电投资》，IEEE电力系统汇刊，第27卷，第1期，第424–432页，2012年。[27] X. Zhang 和 A. J. Conejo，《表征长期与短期不确定性的稳健输电扩展规划》，IEEE电力系统汇刊，第33卷，第2期，第1329–1338页，2018年。[28] R. A. Jabr，《考虑不确定可再生能源发电与负荷的稳健输电网络扩展规划》，IEEE电力系统汇刊，第28卷，第4期，第4558–4567页，2013年。[29] B. Chen、J. Wang、L. Wang、Y. He 和 Z. Wang，《输电扩展规划的稳健优化：极小极大成本与极小极大遗憾》，IEEE电力系统汇刊，第29卷，2014年，第3069–3077页，第6期。[30] V. Grimm、A. Martin、M. Schmidt、M. Weibelzahl 和 G. Z¨ottl，《电力市场中的输电与发电投资：市场分割和网络收费制度的影响》，《欧洲运筹学杂志》，第254卷，第2期，第493–509页，2016年。[31] L. P. Garces、A. J. Conejo、R. Garcia-Bertrand 和 R. Romero，《市场环境下输电扩展规划的双层方法》，IEEE电力系统汇刊，第24卷，第3期，第1513–1522页，2009年。[32] 《ENTSO-E关于海上开发、市场与监管问题的立场》，2020年。[33] D. Sch¨onheit、M. Kenis、L. Lorenz、D. M¨ost、E. Delarue 和 K. Bruninx，《深入理解用于跨境电力交易的基于潮流的市场耦合》，《应用能源进展》，第2卷，第100027页，2021年。[34] 《北海海上混合项目的市场安排》，2020年。[35] H. Ergun、I. B. Sperstad、B. Espen Flo 等，《高电网灵活性输配电系统规划的概率优化及其可扩展性》，鲁汶大学，技术报告，2021年。[36] J. Bezanson、A. Edelman、S. Karpinski 和 V. B. Shah，《Julia：一种数值计算新方法》，《SIAM评论》，第59卷，第1期，第65–98页，2017年。[37] J. Dave、H. Ergun、T. An、J. Lu 和 D. Van Hertem，《网状高压直流电网的输电网络扩展规划："交流"、直流与凸形式》，《IET发电、输电与配电》，第13卷，第5523–5532(9)页，2019年12月。[38] L. Gurobi Optimization，《Gurobi优化器参考手册》，2020年。[在线]。网址：http://www.gurobi.com [39] A. Moser、N. Bracht 和 A. Maaz，《欧洲电力市场电力交易出价与价格上限模拟：S18报告》，欧盟委员会和能源总司，技术报告，2017年。[40] L. Hirth 和 I. Schlecht，《分区电力市场中的基于市场的再调度》，《IO：企业与市场实证研究》电子期刊，2018年。[41] ENTSO-E，《数据集：TYNDP 2020情景文件》。[42] 欧盟委员会，《欧盟理事会条例 EU 2022/1854：2022年10月6日关于紧急干预以应对高能源价格的条例》，《欧盟官方公报》，2022年。[43] L. Kaufman 和 P. Rousseeuw，《围绕中心点划分（PAM程序）》。John Wiley & Sons, Ltd，1990年，第68–125页。[44] A. Themelis、L. Stella 和 P. Patrinos，《非凸优化的Douglas-Rachford分裂与交替方向乘子法：加速算法与牛顿型算法》，《计算优化与应用》，第82卷，第395–440页，2022年。[45] PROMOTioN工作包1，《成本数据收集报告》，鲁汶大学，技术报告，2020年，（内部文件）。[46] ABB高压电缆部门，《HVDC Light电缆：海底及陆上电力电缆》，ABB，技术报告，2006年。

VII. 附录

表 V 高压交流和高压直流候选输电线路

线路			候选电缆（S_ℓ）
起始	end	km	$\mathcal{G}$
UK1	FR	175	DC1-DC3
UK1	BE	188	DC1-DC3
UK1	NL	250	DC1-DC3
UK1	DE	565	DC1-DC3
UK1	DK	754	DC1-DC3
UK1	BE(WF)	129	DC1-DC3
UK1	DE(WF)	443	DC1-DC3
UK1	NL(WF)	204	DC1-DC3
UK1	丹麦（WF）	639	DC1-DC3
UK1	英国（WF）	716	DC1-DC3
FR	BE	130	DC1-DC3
FR	DE(WF)	565	DC1-DC3
FR	NL(WF)	328	DC1-DC3
BE	NL	168	DC1-DC3
BE	DE	511	DC1-DC3
BE	DK	752	DC1-DC3
BE	BE(WF)	61	DC1-DC3、AC1-AC3
BE	DE(WF)	464	DC1-DC3
BE	NL(WF)	247	DC1-DC3
BE	丹麦（WF）	684	DC1-DC3
BE	英国（WF）	859	DC1-DC3
NL	DE	346	DC1-DC3
NL	DK	586	DC1-DC3
NL	NO	873	DC1-DC3
NL	UK2	713	DC1-DC3
NL	BE(WF)	189	DC1-DC3
NL	DE(WF)	308	DC1-DC3
NL	NL(WF)	146	DC1-DC3、AC4、AC5
NL	丹麦（WF）	531	DC1-DC3
NL	英国（WF）	770	DC1-DC3
DE	DK	280	DC1-DC3
DE	NO	679	DC1-DC3
DE	UK2	834	DC1-DC3
DE	BE(WF)	534	DC1-DC3
DE	DE(WF)	212	DC1-DC3
DE	NL(WF)	369	DC1-DC3
DE	丹麦（WF）	337	DC1-DC3
DE	英国（WF）	753	DC1-DC3
DK	NO	444	DC1-DC3
DK	UK2	836	DC1-DC3
DK	BE(WF)	761	DC1-DC3
DK	DE(WF)	311	DC1-DC3
DK	NL(WF)	550	DC1-DC3
DK	丹麦（WF）	201	DC1-DC3
DK	英国（WF）	654	DC1-DC3
NO	UK2	711	DC1-DC3
NO	DE(WF)	571	DC1-DC3
NO	丹麦（WF）	353	DC1-DC3
NO	英国（WF）	414	DC1-DC3
UK2	丹麦（WF）	638	DC1-DC3
UK2	英国（WF）	311	DC1-DC3
BE(WF)	DE(WF)	462	DC1-DC3
BE(WF)	NL(WF)	229	DC1-DC3
BE(WF)	丹麦（WF）	677	DC1-DC3
BE(WF)	英国（WF）	820	DC1-DC3
DE(WF)	NL(WF)	241	DC1-DC3
DE(WF)	丹麦（WF）	223	DC1-DC3
DE(WF)	英国（WF）	556	DC1-DC3
NL(WF)	丹麦（WF）	449	DC1-DC3
NL(WF)	英国（WF）	630	DC1-DC3
丹麦（WF）	英国（WF）	460	DC1-DC3

注：指定长度为欧几里得距离的 125%，以考虑最短路径上的障碍物。

表 VI：高压交流（直流）候选电缆 [45], [46]。

	n·cm²	MVA	km	Cost
AC1	12·16	4213	61	1520 MC =
AC2	11·10	3319	61	1065 MC =
AC3	8·10	2414	61	785 MC =
AC4	11·16	3236	146	3345 MC =
AC5	12·6.3	2479	146	2338 兆货币单位
DC1	4·15	4085	-	3.593 兆货币单位/公里
DC2	4·10	3288	-	3.194 兆货币单位/公里
DC3	2·20	2407	-	2.575 兆货币单位/公里

*此处列出具体的高压交流电缆，因为其容量取决于长度，这是由无功功率造成的。

表VII：发电商的边际价格 [41]。

发电类型	单位：欧分/兆瓦时
光伏、水电	18
陆上风电	25
海上风电	59
其他可再生能源	60
燃气联合循环	89
核能	110
DSR	119
燃气开式循环, Coal, 抽水蓄能、电转气, 其他非可再生能源	120
轻质燃油	140
重油，页岩油	150

英国-法国	英国-比利时	英国-荷兰	英国-德国	英国-丹麦
4	1	1	1.4	1.4
英国-挪威	法国-比利时	法国-德国	比利时-荷兰	比利时-德国
2.8	4.3	3	2.4	1
荷兰-德国	荷兰-丹麦	荷兰-挪威	德国-丹麦	丹麦-挪威
5	0.7	0.7	3.5	1.64

表 VIII：国家间的净传输容量，单位为吉瓦[41]。

表 IX 测试电网中节点的位置及候选基础设施的最大容量。

点	经度	纬度	$\widehat{P^{\zeta,\text{最大值}}}$ [GW]	$\widehat{P^{\zeta,\text{最大值}}}$ [GW]	$\widehat{E^{\text{imax}}}$ [吉瓦时]
UK1	52.21025	1.57374	3.0	-	1.0
FR	50.96332	1.82967	3.0	-	1.0
BE	51.32081	3.20768	3.0	-	1.0
NL	52.22215	4.49556	3.0	-	1.0
DE	53.67043	7.84620	3.0	-	1.0
DK	55.61420	8.72899	3.0	-	1.0
NO	58.43791	6.00292	3.0	-	1.0
UK2	55.68940	-1.91052	3.0	-	1.0
BE(WF)	51.53509	2.59644	4.0	4.0	0.02
NL(WF)	53.08300	3.51802	4.0	4.0	0.02
DE(WF)	54.34610	5.52400	4.0	4.0	0.02
丹麦（WF）	55.90115	6.22240	4.0	4.0	0.02
英国（WF）	57.33721	0.81425	4.0	4.0	0.02