热力实时定价机制下热电联产机组多能源市场 协同决策研究

汤木易1,罗 毅1,胡 博2,韩 越1,赵苑竹2,李 斌2,

朱伟业1,童齐栋1,李 丁1,吴亚宁1

(1. 华中科技大学 电气与电子工程学院,湖北 武汉 430074;2. 国网辽宁省电力有限公司,辽宁 沈阳 110300)

摘要:随着能源市场化改革逐步深入,市场机制下热电联产(CHP)机组的运行与决策受到广泛关注,而以热 定电限制了CHP机组的灵活性,影响其独立参与市场的收益。基于此,采用实时定价的热力市场机制挖掘需 求灵活性,提出热力实时定价机制下CHP机组在多能源市场中的协同决策双层模型,即CHP机组参与电力 市场的同时,在热力市场制定实时热价进行负荷管理释放灵活性,以最大化参与能源市场的利润。其中上层 模型为CHP机组最优电力报价与热力定价模型,下层模型为电力批发市场出清模型与热用户决策模型。利 用KKT条件等将双层模型转化为混合整数线性规划模型以进行求解。通过算例验证所提模型的可行性与有 效性,算例结果表明热力实时定价在有效提高CHP机组电力侧灵活性与机组利润的同时,改善了用户与社会 福利。最后,探究了热力实时定价机制下CHP机组在电力市场的策略报价行为。

关键词:热电联产机组;热力实时定价;电力批发市场;双层模型;KKT条件 中图分类号:TM 73;TK 01;F 123.9 文献标志码:A DOI:10.16081/j.epae.202108021

0 引言

电热联合系统,其能源利用的高效率^[1]以及多 能流之间的互补特性^[23],对缓解能源消费现状有实 际意义。广域/跨区级电热联合系统是我国北方普 遍存在的综合能源利用形式^[4],大型热电联产 (CHP)机组连接了输电网与区域供热热网,是广域 电热联合系统的核心。随着能源市场逐步开放,传 统的垂直一体式调度逐步向交互竞争型市场运行方 式转变,CHP机组处于电力、热力多能源市场不对称 的管理运行模式^[5],其运行优化与市场决策成为研 究热点。

目前电力市场的相关理论较为成熟,大型CHP 机组一般与输电网相连,研究主要关注其参与批发 市场。文献[6-7]研究以CHP机组为主体的虚拟电 厂(VPP)作为价格接受者在日前、日内等电力市场 的运行优化。CHP机组在未来能源系统中拥有重要 地位^[5],其在电力市场中会扮演价格制定者的角色。 文献[8]建立双层模型分析了VPP在电力市场中的 竞标决策,其中上层与下层模型分别为VPP竞标决 策模型和为以节点边际电价(LMP)出清的日前电力 批发市场模型。文献[5]借助古诺模型进行季度运 行模拟,分析含CHP机组的能源供应商在发电侧市 场的市场权力,并与完全竞争模型进行对比。

收稿日期:2021-04-13;修回日期:2021-06-28 基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0902100) Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2017YFB0902100)

相比于电力系统,热力系统规模较小,热力市场 仅限于区域热网覆盖的区域,具有天然的垄断性[9]。 目前,热力市场远不如电力市场成熟[10-11]。文献 [10,12]将LMP理论推广至热力系统,构建以最优 热力潮流出清的热力市场。文献[5]设计热力市场 以双向合同热价与功率进行交易,并探究CHP机组 在参与电力市场的同时在热力市场的耦合决策。目 前以 CHP 机组为主体的 VPP 在市场环境下的运行 分析已有深入研究,而CHP机组独立参与市场以及 单独运行时电热耦合对多能源市场的影响机理等 仍有待深入分析。文献[10,12]考虑CHP机组独立 参与市场,但针对的是区域电热联合系统。作为 区域供热系统(DHS)的核心热源,CHP机组独立供 热时,以热定电约束了电力侧调节能力,势必会限制 其在电力市场的报价灵活性与市场权力[5],严重影 响市场收益。因此,从利润最优出发,CHP机组独立 参与市场时,迫切希望控制热功率需求,实现热电 解耦以改善电力侧灵活性。将热负荷纳入需求侧管 理是提升热需求灵活性的有效手段。现有管制热力 市场中的成本加成定价模型,与放松管制市场中的 边际成本等定价模型[13]均为静态定价方式,缺乏时 效与热负荷调节功能。而实时定价、分时电价、尖峰 定价等动态定价策略已被广泛应用于电力系统负荷 管理中。其中,实时定价机制凭借实时性优势控制 效果最佳,随着热力测量设备的不断完善,实时定价 在DHS同样有应用价值^[13]。CHP机组作为热能供 应商,在监管与保证用户福利的前提下可以扮演零 售商的角色,并通过实时零售热价实施热需求响应 提供机组灵活性。文献[14-15]也验证了区域综合 能源系统中以实时能源价格为核心的零售交易模式 的可行性。

基于此,本文提出了热力实时定价机制下CHP 机组多能源市场决策模型,该模型考虑CHP机组在 热力市场中制定实时热价进行负荷管理,释放机组 参与电力市场的灵活性,最大化CHP机组参与能源 市场的利润。将CHP机组电力市场报价与热力实 时定价协同决策问题抽象为双层模型,其中上层模 型为CHP机组决策模型,下层模型为电力市场出清 模型和热用户决策模型,充分体现市场环境下利益 主体的交互与竞争。采用KKT条件将双层模型转化 为带均衡约束的数学模型(MPEC),应用强对偶理论 及线性化方法转化为混合整数线性规划(MILP)模 型。通过算例验证所提模型的可行性,结果表明研 究热力实时定价对CHP机组电力侧灵活性、机组利 润有提升作用,对热用户及社会福利有积极影响。 最后,探究了热力实时定价机制下CHP机组在电力 市场的策略报价(strategic bidding)行为。

1 CHP决策框架

广域电热联合系统示意图见附录A图A1,由电 力系统与多个规模较小的DHS组成^[4,16],系统中电 能可以在输电网的数百千米范围内平衡,而热能则 可以在每个DHS十到数十千米的区域内传输。电 能的流动范围与CHP机组的电能流向是其区别于 区域电热联合系统的主要特征。广域电热联合系统 中,CHP机组处于多能源市场环境下,电热耦合使得 CHP机组的决策是复杂的耦合决策,亟需深入研究。

电力批发市场由独立系统运营商(ISO)管理,系 统内发电厂与负荷根据自身的成本与用能需求确定 报价,ISO接受报价以社会福利为优化目标进行日 前调度,出清结果为功率和电价,系统内各单元依据 出清结果结算。而系统内有能力行使市场支配力的 发电厂可以调整报价影响出清结果,在系统处于某 些出清状态时提高出清价格,获取更多利益,称为策 略报价。

CHP机组作为DHS的主要热能供应商,热功率 输出受到供热的刚性约束,且现有热力市场机制无 法发挥热力系统的灵活性,其独立参与电力市场时 功率受限,报价灵活性、市场权力受到严重制约。以 热定电下机组电出力呈现的逆峰谷特性^[17]也与电价 变化趋势冲突,CHP机组利润受到极大影响,亟需释 放热力侧的灵活性。将热负荷纳入负荷管理是提升 供热灵活性的重要手段。热用户参与市场时,价格 对弹性热用户的用能会起引导作用。热力市场中 CHP机组借助实时定价机制能有效实施热负荷管 理,释放机组在电力市场的灵活性。

热力实时定价下,CHP机组在多能源市场的决 策涉及与电力系统ISO以及热用户的交互,其双层 决策框架如图1所示。CHP机组与电力市场ISO之 间以报价和出清功率进行交互并达到均衡,描述 CHP机组作为价格制定者在电力市场的行为与决 策。热力侧,CHP机组与热用户间以实时零售热价 为纽带组成区域热力市场,CHP机组制定热价,同时 进行热负荷管理提供机组灵活性。





CHP机组决策是包括电力报价与热力实时零售 定价两部分的复杂问题。电热耦合使 CHP 机组的 利润直接或间接地受两侧决策影响:热价决定热用 户所需功率,影响 CHP 机组所需生产热功率以及售 热利润;由于电热耦合,热功率需求会影响机组向电 力市场的报价,而向市场的报价又会影响市场出清 结果及利润。因此,CHP 机组需进行两侧协同决策。

2 热力实时定价下 CHP 机组在多能源市场 联合决策双层模型

2.1 CHP机组最优电力报价与热力定价(上层模型)

CHP机组利润由两部分组成:一部分是参与电 力市场以及向热用户售热构成的收益,另一部分是 CHP机组的耗能成本。本文中电力市场机制借鉴文 献[18]中以Bertrand模型描述的日前电力能量与备 用市场,其中机组投标的容量是确定的,决策变量为 边际成本。投标在电力市场被出清后,CHP机组将 以市场出清确定的LMP以及备用价格获取收益。 热力侧采用实时定价的零售模式,CHP机组则按其 制定的热价获得收益。本文采用线性模型表示机组 耗能成本,并假设机组组合已经被制定,不考虑机组 启停状态与启停成本。

CHP机组决策模型是在满足机组运行约束的前提下,以自身利润最大为目标,确定电力市场报价以及实时定价机制下的热价,具体如式(1)—(6)所示。

$$\max \sum_{b,t} \lambda_{\alpha_{m,t}} p_{m,b,t}^{G} + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} r_{m,t}^{D} \right) + \sum_{t} \left(\mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} r_{m,t}$$

$$\sum_{t} p_t Q_t - \sum_{b,t} c_b p_{m,b,t}$$
(1)

$$a_{m,b,t} \ge 0 \quad \forall b,t \tag{2}$$

$$a \ge a \quad \forall b,t \tag{3}$$

$$a_{m,b,t} \ge a_{m,b-1,t} \quad \forall b, t \tag{3}$$

$$p_t \leqslant p \qquad \forall t \qquad (4)$$

$$Q = \sum_{i=1}^{n} q_i \qquad \forall t \qquad (5)$$

$$Q_t - \sum_{y} q_{y,t} \quad \forall t \tag{3}$$

$$\sum_{b} p_{m,b,t}^{G} = KQ_{t} \quad \forall t \tag{6}$$

 $p_{m,b,t}^{\mathrm{G}}, r_{m,t}^{\mathrm{U}}, r_{m,t}^{\mathrm{D}}, \boldsymbol{\lambda}_{\alpha_{m},t}, \boldsymbol{\mu}_{t}^{\mathrm{U}}, \boldsymbol{\mu}_{t}^{\mathrm{D}} \in \operatorname{argmax} \mathrm{P}_{1}^{\mathrm{L}}$

 $q_{y,t} \in \operatorname{argmax} \mathbf{P}_2^{\mathrm{L}}$

式中:K为热电比; c_b 为 CHP 机组第b个投标能量块 的耗量成本; $a_{m,b,t}$ 为t时刻系统内第m台机组(即 CHP 机组)第b个投标能量块的报价,需要说明的是 本文针对单台 CHP 机组进行研究,m为所研究的单 台 CHP 机组在电力系统所有发电机组中的编号; p_t^{H} 为t时刻 CHP 机组制定的热价; $p^{\text{H},\text{max}}$ 为热价上限; $p_{m,b,t}^{\text{G}}$ 为t时刻系统第m台机组第b个投标能量块的 出清功率; $r_{m,t}^{\text{D}}$ 分别为t时刻系统第m台机组出清 上旋和下旋备用功率; α_m 为系统第m台机组在电网 中的节点编号; $\lambda_{\alpha_m,t}$ 为t时刻第m台机组所在节点的 LMP; μ_t^{U} 、 μ_t^{D} 分别为t时刻出清的上旋和下旋备用价 格; Q_t 为t时刻的热功率; $q_{y,t}$ 为t时刻热用户y的热功 率; P_1^{L} 、 P_2^{L} 分别为下层的电力市场出清模型和热用户 决策模型。

CHP机组决策目标函数(式(1))中, $\sum_{b,i} \lambda_{\alpha_m,i} p_{m,b,i}^{C}$ 、 $\sum_{\iota} (\mu_{\iota}^{U} r_{m,i}^{U} + \mu_{\iota}^{D} r_{m,i}^{D})$ 分别为 CHP 机组从电力市场获得 的能量和备用收益, $\sum_{\iota} p_{\iota}^{H} Q_{\iota}$ 为供热收益, $\sum_{b,\iota} c_{b} p_{m,b,\iota}^{G}$ 为 CHP 机组耗能成本。本文主要针对背压式 CHP 机组进行分析, 采用线性成本模型时, 背压式 CHP 机组的成本是关于电功率的线性函数。式(2)、(3) 为报价约束, 表示 CHP 机组能量块报价非负, 且不 递减; 式(4)表示为保证用户福利, 热价不能大于上限,本文热价上限取文献[19]中的区域供热热价; 式 (5)为热力侧功率平衡约束, DHS 有天然的垄断性, 系统中热用户可能只与单独的热源相连^[13], 此处忽 略热力系统中可能存在的其他热源; 式(6)为背压式 CHP 机组电热耦合约束。

在 CHP 机组决策模型中,决策变量为投标价格 $a_{m,b,\iota}$ 与热价 p_{ι}^{H} ,而 $p_{m,b,\iota}^{\text{C}}$ 、 $\lambda_{\alpha_{m},\iota}$ 、 $q_{y,\iota}$ 等为由下层电力市 场与热用户决策模型确定的变量。

2.2 电力市场出清模型(P^L)

假设电力系统ISO负责日前批发市场的管理, 在日前市场,ISO接受能源供应商和负荷(或零售 商)提交的投标进行市场出清。本文市场出清模型借鉴文献[18]的日前能量与备用联合出清模型。输电网采用直流潮流模型,能量以LMP结算,备用采用统一定价方式。本文电力市场出清模型如式(7)-(21) 所示。

$$\max \sum_{j,c,t} b_{j,c,t} p_{j,c,t}^{\mathrm{D}} - \sum_{i,b,t} a_{i,b,t} p_{i,b,t}^{\mathrm{G}}$$
(7)

$$\sum_{i \in \psi_n} p_{i,b,t}^{\rm G} + \sum_{w \in \varphi_n} p_{w,t}^{\rm W} - \sum_{l \mid s_l = n} f_{l,t} + \sum_{l \mid r_l = n} f_{l,t} = \sum_{j \in \phi_n} p_{j,c,t}^{\rm D} \quad \forall n, t \ (8)$$

$$f_{l,t} = B_l \left(\delta_{s_l,t} - \delta_{r_l,t} \right) \quad \forall l, t$$
(9)

$$-f_l^{\max} \leq f_{l,t} \leq f_l^{\max} \quad \forall l, t \tag{10}$$

$$-\pi \leq \delta_{n,t} \leq \pi \quad \forall t, n \neq 0 \tag{11}$$
$$\delta_{t} = 0 \quad \forall t, n = 0 \tag{12}$$

$$0 \leq p_{i,k}^{G} \leq p_{i,k}^{G,\max} \quad \forall i, b, t$$

$$(13)$$

$$0 \leq p_{j,c,t}^{\mathrm{D}} \leq p_{j,c,t}^{\mathrm{D},\max} \quad \forall j,c,t$$

$$0 \leq r^{\mathrm{W}} \leq r^{\mathrm{f}} \quad \forall m t$$
(14)

$$\mathbf{U} \leqslant \boldsymbol{p}_{w,t} \leqslant \boldsymbol{p}_{w,t} \quad \forall \boldsymbol{w}, t \tag{13}$$

$$0 \leq r_{i,t}^{\mathrm{D}} \leq R_{i}^{\mathrm{D},\max} \quad \forall i,t$$

$$(10)$$

$$\sum_{i} r_{i,t}^{\mathrm{U}} \ge k_{\mathrm{d, res}} \sum_{j}^{\mathrm{W}} p_{j,c,t}^{\mathrm{U}} + k_{\mathrm{w, res}} \sum_{w} p_{w,t}^{\mathrm{W}} \quad \forall t \qquad (18)$$

$$\sum_{i} r_{i,t}^{\mathrm{D}} \ge k_{\mathrm{d, res}} \sum_{j} p_{j,c,t}^{\mathrm{D}} + k_{\mathrm{w, res}} \sum_{w} p_{w,t}^{\mathrm{W}} \quad \forall t \qquad (19)$$

$$\sum_{i,b} p_{i,b,t}^{\mathrm{G}} + r_{i,t}^{\mathrm{U}} \leq \sum_{i,b} p_{i,b,t}^{\mathrm{G,max}} \quad \forall i,t$$

$$(20)$$

$$\sum_{i,b} p_{i,b,t}^{\mathrm{G}} - r_{i,t}^{\mathrm{D}} \ge p_{i}^{\mathrm{G,\min}} \quad \forall i,t$$

$$(21)$$

式中:a_{i,b},b_{i,c}分别为t时刻系统内发电机组i(包括 CHP机组)第b个投标能量块和负荷i第c个投标能 量块的投标价格; $p_{i,b,t}^{G}$, $p_{i,c,t}^{D}$ 分别为t时刻系统内发 电机组i第b个投标能量块和负荷 i 第c个投标能量 块的出清功率; $p_{i,h,t}^{G,max}$, $p_{i,h,t}^{D,max}$ 分别为t时刻发电机组i第b个投标能量块与负荷 i 第c个投标能量块的容 量;r^u_{ii},r^b_{ii}分别为t时刻发电机组i的出清上旋和下旋 备用功率;R^{U, max}、R^{D, max}分别为发电机组i的上旋和下 旋备用容量; $p_{w,t}^{w}$ $p_{w,t}^{f}$ 分别为t时刻风电场w的出清 功率和预测功率;kdres、kwres分别为负荷和风电备用 需求系数; $p_i^{G,\min}$ 为发电机组i出力下限; $f_{l,i}$ 、 f_l^{\max} 分别 为t时刻传输线l的功率和容量; δ_{n} 为t时刻节点n的电压相角;B₁为支路l的电纳;s₁、r₁分别为支路l的 首端和末端节点; $l|s_l=n,l|r_l=n$ 分别为以节点n为首 端和末端节点的支路; $\psi_n, \varphi_n, \phi_n$ 分别为与节点n关 联的发电机组、风电场和负荷集合。

目标函数(式(7))表示 ISO 根据负荷与发电厂的投标以社会福利最大进行优化,即以最少的发电成本供应更多的负荷,模型认为风电的边际成本为0,在市场出清中拥有优先权^[5]。式(8)—(12)为直流潮流模型,其中式(8)为节点功率平衡约束, 其对偶变量 $\lambda_{n,t}$ 为t时刻电力市场出清得到的节点n的LMP, $\lambda_{n,t}$ 中n为全网节点编号的任意值,当n取为 α_m 时, $\lambda_{n,t}$ 即为2.1节中的 $\lambda_{\alpha_m,t}$;式(13)、(14)分别为 发电厂和负荷投标能量块功率约束;式(15)为风电 功率约束;式(16)、(17)分别为机组上旋和下旋备用 容量约束;式(18)、(19)分别为系统上旋和下旋备用 需求约束,系统的备用需求和负荷功率与风电功率 成正比,约束的对偶变量 μ_t^{U} 、 μ_t^{D} 分别为t时刻上旋和 下旋备用的价格;式(20)、(21)分别为计及备用的机 组功率上、下限约束。

本文认为市场出清中其他机组和负荷的报价为 已知变量,而 CHP 机组报价为上层模型的决策变 量,对于下层模型也是已知变量,故目标函数(式 (7))为线性。此外模型的约束也为线性,故电力市场 出清模型为线性模型,决策变量为出清价格以及各单 元能量生产与消费计划,包括 p^G_{i,b,i}、p^D_{w,i}、r^U_{i,i}等。

2.3 热用户决策模型

2.3.1 弹性热负荷模型

热用户建筑物温度耗散是长时间尺度的惯性 过程,在用户舒适温度区间内,热用户的热功率需 求具有一定灵活性。本文采用简化的一阶等效热参 数(ETP)模型描述建筑物的温度动态过程^[20],如式 (22)所示。

$$C^{\rm b} \frac{\mathrm{d}T^{\rm b}_{y,t}}{\mathrm{d}t} = q_{y,t} - \frac{T^{\rm b}_{y,t} - T^{\rm env}_t}{R^{\rm b}}$$
(22)

式中: $T_{y,t}^{\text{env}}$, T_{t}^{env} 分别为t时刻建筑物(热用户)y的室 内温度和室外温度; C^{b} 为建筑物的热容; R^{b} 为建筑 物的热阻。对微分项采用差分法进行离散化,并整 理得式(23)。

$$T_{\gamma,t}^{\rm b} = k_1 T_{\gamma,t-1}^{\rm b} + k_2 q_{\gamma,t} + k_3 T_t^{\rm env}$$
(23)

式中:k₁—k₃为简化的建筑物热特性系数;T^b_{y,t-1}为t-1 时刻建筑物y的室内温度。由式(23)可知,温度的 动态耦合使热功率需求也是时间耦合的;当热用户 室内温度允许在一定舒适度范围内波动时,热功率 需求是灵活可变的。

2.3.2 热用户效用模型(P₂)

热用户根据CHP机组制定的热价,在热功率的 动态约束下,以用能效用最大为目标决定所需热功 率。热用户的用能效用为效用函数减去用能成 本^[14]。效用函数表示用户用能的满意度,一般为非 减的凹函数,本文采用文献[14]中的对数型函数作 为效用函数。考虑热功率动态约束,用户y的效用 模型如式(24)—(29)所示。

$$\max -\sum p_{t}^{H} q_{y,t} + \sum k_{y}^{U} \ln (1 + q_{y,t})$$
(24)

$$T_{\gamma,t}^{\rm b} = k_1 T_{\gamma,t-1}^{\rm b} + k_2 q_{\gamma,t} + k_3 T_t^{\rm env} \quad t \ge 2$$
 (25)

$$T_{\gamma,t}^{\rm b} = k_1 T_{\gamma,T_0}^{\rm b} + k_2 q_{\gamma,t} + k_3 T_t^{\rm env} \quad t = 1$$
 (26)

$$T^{\mathrm{b,\,min}} \leq T^{\mathrm{b}}_{\mathrm{y},t} \leq T^{\mathrm{b},\,\mathrm{max}} \quad \forall t \tag{27}$$

$$T^{\mathrm{b,\,min}} = T^{\mathrm{com}} - \Delta T^{\mathrm{max}}, \ T^{\mathrm{b,\,max}} = T^{\mathrm{com}} + \Delta T^{\mathrm{max}}$$
$$T^{\mathrm{b}}_{v,T} = T^{\mathrm{b}}_{v,T_{\mathrm{c}}}$$
(28)

$$q_{\gamma}^{\min} \leq q_{\gamma,t} \leq q_{\gamma}^{\max} \quad \forall t \tag{29}$$

式中: k_{y}^{u} 为用户y的用能偏好参数; $T^{\text{b,min}}$ 分别 为建筑物室内温度允许波动上、下限; T^{com} 为用户舒 适温度; ΔT^{max} 为允许波动温度差; $T_{y,r_{o}}^{\text{b}}$ 为用户y初始 状态室内温度; q_{y}^{max} 、 q_{y}^{min} 分别为热用户y热功率上、 下限。

用户决策目标函数(式(24))中, $\sum_{t} p_{t}^{H}q_{y,t}$ 为用能 成本, $\ln(1+q_{y,t})$ 为效用函数。用户目标函数为凹函 数,决策模型为凸优化模型。 k_{y}^{U} 表征用户用能偏好, 即 k_{y}^{U} 越大,用户为追求更佳的用能满意度用能需求 越大,对价格的承受能力更强。式(25)、(26)为热功 率动态约束;式(27)为室内温度波动范围约束;式 (28)为整个调度周期室内温度平衡约束;式(29)为 热用户功率约束。

因对数函数是非线性的,可以采用分段线性化 方法进行线性化。线性化之后得到的热用户决策模 型为:

$$\min \sum_{i} p_{i}^{\mathrm{H}} q_{y,t} + \sum_{i} \theta_{y,t}$$
(30)

s.t.
$$\begin{cases} \theta_{y,t} \ge \beta_{y,z} q_{y,t} + \alpha_{y,z} & \forall z, t \\ \overrightarrow{x} (25) - (29) \end{cases}$$
(31)

式中: $\theta_{y,t}$ 为t时刻热用户y的效用函数项的辅助变量; $\beta_{y,z}$ 、 $\alpha_{y,z}$ 分别为热用户y对数项线性分段z的斜率和截距。式(30)将式(24)的最大化问题转化成最小化问题。

热用户决策模型的决策变量为热功率 q_{y,t} 与室 内温度 T^b_{y,t}。热价 p^H_t是上层模型确定的变量,对于 下层模型是已知变量,因此将对数函数线性化后,下 层模型为线性模型。需要说明的是,①该模型是单 个热用户聚合的决策模型,其他用户的模型结构一 致,参数有所区别。多个热用户的分析是单个模型 的叠加。②CHP机组与热用户之间确定的是用户舒 适度范围内的最优日前热功率生产计划。日内阶 段,CHP机组备用容量被使用时,其生产的热功率会 与日前决策相区别,CHP机组可以通过激励型需求 响应或舒适度补偿等方式对用户进行补偿。本文不 对日内阶段调度场景进行分析。

3 模型求解方法

3.1 MPEC 模型

双层模型难以通过商业求解器直接求解^[21],采 用迭代的求解方法定义收敛指标较复杂。考虑到本 文下层模型均为线性、凸优化模型,当可行解非空 时,可以通过其KKT条件进行等效替代^[22]。将下层 模型的KKT条件添加到上层模型中,即构成单层的 MPEC模型,降低了求解复杂度。

双层模型KKT转化后的MPEC模型如式(32)—(36)所示。

$$\max f_{\mathrm{U}}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}) \tag{32}$$

$$\boldsymbol{a}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}) \ge 0, \ \boldsymbol{e}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}) = 0 \tag{33}$$

$$\frac{\partial}{\partial y} f_{\rm L}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}) - \frac{\partial}{\partial y} \boldsymbol{A}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y})^{\rm T} \boldsymbol{\delta} + \frac{\partial}{\partial y} \boldsymbol{E}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y})^{\rm T} \boldsymbol{\zeta} = 0 \quad (34)$$

$$\boldsymbol{E}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}) = 0 \tag{35}$$

$$0 \leq A(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \perp \boldsymbol{\delta} \geq 0 \tag{36}$$

式中:x、y分别为上、下层模型的决策变量; $f_v(x, y)$ 、 $f_L(x, y)$ 分别为上、下层模型的目标函数;a(x, y)、 e(x, y)分别为上层模型的不等式约束、等式约束; A(x, y)、E(x, y)分别为下层模型的不等式约束、等式 约束; δ 、 ζ 分别为下层模型不等式和等式约束的对 偶变量;"⊥"表示其左右侧2个非负值至多有1个可 以严格大于0。式(34)—(36)为下层模型的KKT条 件,其中式(34)为一阶最优性条件;式(36)为互补松 弛条件,式(36)等价于式(37)。

 $A(\mathbf{x},\mathbf{y}) \ge 0, A(\mathbf{x},\mathbf{y})\boldsymbol{\delta} = 0, \, \boldsymbol{\delta} \ge 0$ (37)

下层模型的KKT条件本文不具体列出。

3.2 线性化

利用下层模型的KKT条件进行转化解决了双 层模型需要迭代计算的缺陷,但引入了非线性元素。 目标函数以及互补松弛条件的双线性项使MPEC模 型为非线性优化问题,难以求解。本节将双线性项 线性化,使模型转化为MILP。

3.2.1 目标函数线性化

目标函数中的双线性项可以采用强对偶理论和 KKT最优性条件线性表示^[23-24]。线性化的目标函数 如式(38)所示,推导过程参考文献[23-24],具体过 程见附录B。

$$\max - \sum_{i \neq m, b, t} a_{i,b,t} p_{i,b,t}^{C} + \sum_{j,c,t} b_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D} - \sum_{i \neq m, b, t} p_{i,b,t}^{C, \max} \chi_{i,b,t}^{\max} - \sum_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D, \max} \mu_{j,c,t}^{\max} - \sum_{w,t} p_{w,t}^{t} \nu_{w,t}^{\max} - \sum_{i \neq m,t} R_{i}^{U, \max} \gamma_{i,t}^{U, \max} - \sum_{i \neq m,t} R_{i}^{D, \max} \gamma_{i,t}^{D, \max} - \sum_{i \neq m,t} p_{i,b,t}^{G, \min} \varphi_{i,t}^{\max} + \sum_{i \neq m,t} p_{i}^{G, \min} \varphi_{i,t}^{\min} - \sum_{l,t} f_{l}^{\max} \left(\phi_{l,t}^{\max} + \phi_{l,t}^{\min} \right) - \sum_{n \neq 0,t} \pi \left(\xi_{n,t}^{\max} + \xi_{n,t}^{\min} \right) - \sum_{y,t} \theta_{y,t} + \sum_{y,z,t} \alpha_{y,z} \psi_{y,z,t}^{\min} + \sum_{y,t} k_{3} T_{t}^{\exp} \omega_{y,t} + \sum_{y,t} k_{1} T_{y,T_{0}}^{b} \omega_{y,t} - \sum_{y,t} T_{y,T_{0}}^{b, \min} \zeta_{y,t}^{\max} - \sum_{y,t} q_{y}^{\max} \sigma_{y,t}^{\max} + \sum_{y,t} q_{y}^{\min} \sigma_{y,t}^{\min} - \sum_{b,t} c_{b} p_{m,b,t}^{C}$$

$$(38)$$

式中: $\chi_{i,b,t}^{\max}$ 、 $\mu_{y,c,t}^{\max}$ 、 $\gamma_{i,t}^{U,\max}$ 、 $\gamma_{i,t}^{D,\max}$ 分别为式(13)— (17)右侧不等式对应的对偶变量; $\varphi_{i,t}^{\max}$ 、 $\varphi_{i,t}^{\min}$ 、 $\omega_{y,t}$ 、 $\omega_{y,1}$ 、 ε_{y} 、 $\psi_{y,t}^{\min}$ 分别为式(20)、(21)、(25)、(26)、(28)、 (31)对应的对偶变量; $\phi_{l,t}^{\max}$ 、 $\phi_{l,t}^{\min}$ 分别式(10)右侧、左 侧不等式对应的对偶变量; $\xi_{n,t}^{\max}$ 、 $\xi_{n,t}^{\min}$ 分别为式(11) 右侧、左侧不等式对应的对偶变量; $\zeta_{y,t}^{\max}$ 、 $\zeta_{y,t}^{\min}$ 为式 (27)右侧、左侧不等式对应的对偶变量; $\sigma_{y,t}^{\max}$ 、 $\sigma_{y,t}^{\min}$ 分 别为式(29)右侧、左侧不等式对应的对偶变量。 3.2.2 互补松弛条件线性化

互补松弛条件中的双线性项可以采用大M法进 行线性化^[22],即式(37)可以采用式(39)表示。

 $0 \leq A(x, y) \leq Mz, \ 0 \leq \delta \leq M(I-z)$ (39)

式中:M为足够大的正常数;z为整型变量;I为各元 素均为1的矩阵。可见互补松弛条件线性化引入了整 型变量。

线性化后的 MPEC 模型包括线性化目标函数、 上层模型约束条件、下层模型 KKT 最优性条件、下 层模型等式约束,以及互补松弛条件线性表达式,为 MILP,可以通过商业求解器求解,其完整模型不再 列出。

4 算例分析

本文算例示意图如附录C图C1所示,由一个修改的6节点电力系统和一个含3个热负荷聚合的 DHS组成。电力系统包含2台常规机组、1台CHP机 组和1座风电场。算例说明及具体参数见附录D。

4.1 模型优化结果及主体交互关系分析

图2和图3分别展示了在CHP机组的报价策略下,电力系统的LMP和备用价格以及下旋备用出 清情况。由图2及图3可知,同一时刻各能量块的报 价一致,并统一于机组所在的节点6的LMP。电力 报价与LMP的关系反映了CHP机组与电力市场的 交互。

系统在时段 01:00 — 03:00、05:00 — 06:00 及 23:00 — 24:00 产生弃风。在风电大发时刻 01:00 和 03:00,弃风产生的原因为机组最小出力与供热限 制。由图 3 可知,在时刻 02:00、05:00 和 06:00,出清





图 3 出清下旋备用与备用价格



下旋备用达到可用备用上限,系统受下旋备用限制 产生了弃风现象,下旋备用拥有了价格。弃风时刻, LMP远低于发电成本,CHP机组在电力侧的利润为 负。在时段10:00-16:00,风电出力降低使传输线 功率输送需求增大,网络出现阻塞,图2中各节点的 LMP不再相同。网络阻塞在一定程度上会降低社会 福利。

实时定价下热价与热用户用能安排如附录E图 E1所示。热用户的热功率与热价有相反的变化趋 势,热价与热功率的耦合关系体现了CHP机组热负 荷管理时与热用户之间的交互关系和价格机制引导 关系。在CHP热价引导下,热用户在中午电负荷高 峰时段购得更多热能,对建筑物进行热量存储,使室 内温度达到上限,而在早晚电负荷低谷时段减少能 量使用。

4.2 热力实时定价对系统优化结果的影响

为分析热力侧实时定价负荷管理对CHP机组 利润以及用户福利、社会福利的影响,设置以下2 种不同的情况进行对比:Case a 是采用本文所提优 化模型进行优化;Case b是在本文所提模型的基础 上,控制热力侧热价为固定值(设为p^{H,max})的优化 模型。热价固定时,CHP机组对热用户没有用能 引导。

4.2.1 热力实时定价对CHP利润的影响

图4给出了策略与无策略报价下不同情况 CHP 机组节点的LMP。由图4(a)可知,热力侧实时定价 时(Case a), CHP机组节点的LMP在多个时刻高于 热价固定的情况(Case b)。将模型确定的CHP机组 电出力输入完全竞争电力市场模型,可以得到 CHP 机组以实际边际成本报价(即无策略报价)时系统的 LMP, 如图4(b)所示。图4(a)与图4(b)的对比可以 分析某些边界出清情况下CHP机组策略报价对 LMP的影响(非边界出清情况下策略报价的影响需 具体分析)。由图4(a)与图4(b)可知, Case a中策 略报价提高了多个时刻的LMP,而Case b中策略报 价无法提高LMP。

在某些特定出清情况下策略报价可以提升



LMP, 而Case b中热价固定热功率不可调, 电力侧几

乎不可能恰好匹配至 CHP 拥有市场权力的出清状 态,即CHP机组无法影响出清电价。Case a中,在 热力侧实时定价配合下电力侧拥有一定灵活性,为 匹配报价提升LMP的系统状态,CHP可以对热功率 进行一定范围内的主动调整。即热力侧实时定价提 升了CHP机组电力侧灵活性,继而提升了在电力市 场的市场权力。LMP 越高, CHP 机组获取的利润就 越多。

CHP机组的策略报价行为及电力报价与实时热 价的配合关系在4.3.2节具体分析。

图5展示了实时热价对热需求功率的调整效 果。Case b中,热价固定,在没有实时热价引导时, 热用户为满足用能需求与温度限制,在室外温度较 低时购入更多热能,在温度较高时减少能量使用,热 功率呈现中间低两边高的趋势。而Case a中,CHP 机组通过实时热价调节热负荷,为参与电力市场提 供灵活性的同时,其输出电功率呈现正峰谷的趋势, 这与电价趋势相一致。相比于Case b,电出力特性 的改善也会提升CHP机组电力侧利润。



Fig.5 Comparison of heat powers and heating prices

CHP机组的利润、用户福利及系统风电消纳情况如表1所示。由上述分析及表1可知,Case a在电力侧的利润远高于Case b;虽然主动热价控制降低了平均热价,使Case a在热力侧的利润低于Case b,但总利润仍占优。这说明热力实时定价在一定程度上释放了CHP机组电力侧功率灵活性,提升了CHP机组在电力市场的市场权力并改善了出力特性,使电力侧利润大幅上升。在决策过程中,CHP机组可以统筹控制市场报价与热力定价,实现整体效益的协调优化。

表1 CHP利润、用户效用、风电消纳对比

 Table 1
 Comparison of CHP profits, customer's utility and wind power accommodation

场景	电力利 润 / 元	热力利 润 / 元	总利润 / 元	用户效用 / 元	风电消纳 功率 / MW
Case a	-85456	269010	183 554	542 500	1 2 3 2 . 2
Case b	-214956	300 03 1	85075	505 891	1154.6

4.2.2 热力实时定价对电力系统社会福利以及用户 社会福利的影响

由图5与表1可看出,CHP机组通过实时热价引导用户用能,降低了平均热价并提高了用户的用能效用,体现了热用户参与需求管理的积极性。此外, 热力实时定价下CHP机组电功率呈现正峰谷特性, 这对系统风电消纳更友好,由表1可知热力实时定 价机制下系统的风电消纳情况得到改善。风电消纳 提升的根源在于弃风会导致机组利润损失,CHP机 组在自身的灵活性范围内希望尽量减少弃风。

综合以上结论可知, CHP 机组在热力市场中通 过实时定价将热负荷纳入需求侧管理, 极大提升了 自身利润, 对用户与社会福利改善也有积极作用。 需要说明的是, 如果 CHP 机组通过直接控制的方式 实施热负荷管理, 同样可以改善机组灵活性与提升 利润, 但忽视了用户的市场行为以及用户利益。

4.3 热力实时定价机制下CHP机组策略报价行为4.3.1 CHP机组策略报价行为

模型确定的LMP是CHP机组考虑策略报价行 为的结果。图6展示了策略与无策略报价下能量与



备用价格对比。在电力市场能量与备用出清中, CHP机组策略报价在多个时刻提高了LMP。结合图 2、3 与图6,发现CHP机组在以下系统出清情况通过 策略报价提高了LMP:①处于风电大发,全网机组下 旋备用被充分使用,但不弃风的出清状态(在时刻 04:00、07:00、21:00等);②处于弃风且CHP机组下旋 备用被充分使用的出清状态(在时刻03:00、05:00); ③处于网络阻塞的出清状态(在时刻08:00)。

分析可知,风电大发时,系统备用需求较大,而 供热需求使CHP机组电出力较高,挤占了系统内其 他机组的出力,系统可用备用容量较少,这使CHP机 组在备用市场有一定市场权力。另外,网络阻塞时, CHP机组也拥有一定市场权力影响市场出清电价。

需要说明的是,①在全网机组下旋备用完全使 用、不弃风的出清状态下,CHP机组策略报价提高 LMP时虽然降低了备用价格,但能量的出清量远大 于备用的出清量,机组的收益仍是增加的。②如果 减小热负荷,CHP机组的出力降低,其他机组出力上 升将会拥有一定备用容量,CHP机组在备用市场的 市场权力将会减弱(具体结果不再展示)。而减小热 负荷会降低 CHP机组利用率,影响运行效率与经济 性,可能违背实际运行情况。③系统无阻塞、备用充 足时,CHP机组在能量市场通过抬高报价保留容量 提高 LMP,也拥有一定市场权力。

4.3.2 电力报价与实时热价的配合关系

由上文分析可知,策略报价提高电价需要热力 侧实时定价的配合。为简化采用以2h为调度周期 的算例分析热价与报价之间的配合关系。在前四 周期,热价与报价之间有明显的配合关系,为分析 热价的影响另外设置了以下2种热价受限制的情 况:Case c是属于低热价情况,前三周期热价固定为 110元/(MW·h);Case d是属于高热价情况,前三 周期热价固定为130元/(MW·h)。

图7展示了策略与无策略报价下的LMP对比以 及电力与热力侧的出清信息,附录E图E2给出了下 旋备用使用情况。算例只展示了前四周期的结果, 因为前四周期是弃风时段,室内温度会到达温度下 限,各情况后续出清结果相同,不再列出。

由图7(a)可知,Case a在时刻05:00的电价高于 Case c。由图7(a)—(d)与附录E图E2可知,Case a 在时刻05:00通过提高热价压低热功率并策略报价, 消纳较多的风电使备用容量紧缺,其在备用市场有 一定市场权力;而Case c在时刻05:00,由于热价限 制在较低位,CHP机组电、热出力较大无法吸纳足够 的风电,备用容量充足,报价无法影响出清电价。由 图7(a)—(d)可知,在时刻07:00,Case a与Case c都 通过提高热价压低热功率,使系统达到不弃风机组



图 7 3种情况下策略与无策略报价的LMP对比以及 其他出清信息

Fig.7 Comparison of LMP between with and without strategic bidding and other clearing results under three cases

备用完全使用的边界状态以至于抬高了LMP。由2 种情况在时刻05:00的对比可知,热力侧实时定价为 电力侧提供了功率灵活性,热价与策略报价配合制 定提高了电价。

Case d中,前三周期CHP机组高热价使供热量 较低,室内温度达到下限,导致在时刻07:00,CHP机 组受负荷温度下限约束无法压低热功率,系统产生 弃风(见图7(e)),也无法在备用市场行使市场权力, LMP较低电力利润受到极大影响。这说明由于热力 侧时间耦合约束,热价控制提供灵活性是一个持续 过程。

反观 Case a, Case a在时刻 05:00、07:00 持续压 低热功率的前提在于其在时刻 03:00 压低热价售 出较多热能, 使室内温度保持高位(见图 7(f)), 避 免后续受温度下限限制。可见 CHP 机组报价与热 价配合, 不仅包含单个周期内两者的协调配合, 而且 包含多时段之间的耦合配合。CHP 机组发现在时刻 05:00、07:00 保留容量压低功率,则可以持有备用容 量影响电价(与系统风电和负荷相关), 便在时刻 03:00 主动压低热价售出更多热能腾出放热空间, 为后续压低热功率做准备。同理, 4.2.1 节以1 h 为周 期的 Case a中, 在时段 01:00—02:00、03:00—05:00、 19:00—22:00 等有同样的配合关系。 上述分析继续验证了热需求受控时,电力侧拥 有一定灵活性与市场权力。CHP机组策略报价提高 节点电价是和多时段热价控制配合进行的,即CHP 机组通过之前时刻主动压低热价,与在对应时刻策 略报价并抬高热价配合,在电力系统下旋备用不充 足等时刻提高节点电价。

5 结论

广域电热联合系统中CHP机组在能源市场的 决策问题受到广泛关注。考虑到单独运行时以热定 电导致CHP机组灵活性与市场利润损失,本文提出 了热力实时定价机制下CHP机组多能源市场协同 决策双层模型,CHP机组在电力市场报价的同时,在 热力市场中通过实时价格调整热用户用能,释放机 组灵活性。所提模型在解决因CHP机组灵活性受 限导致市场利润损失的同时,为分析机组在多能源 市场下的运行提供了平台。

通过算例验证了模型的可行性,体现了 CHP 机 组与电力市场、热用户多个利益主体之间的交互与 决策关系。算例结果表明:

1)实时定价的热力市场机制有效释放了 CHP 机组电力侧功率灵活性, CHP 机组借此改善了出力 特性并拥有市场权力进行策略报价, 机组利润得到 明显提高;

2)CHP机组通过实时定价热负荷管理,对热用 户福利与电力系统社会福利也有积极改善作用;

3)在热价的配合下,CHP机组在电力系统下旋 备用不充足、网络阻塞等出清状态持有容量行使市 场权力,提高了出清电价;

4)当策略报价影响电价时,CHP机组电价与热 价的配合,是包括了提前腾出放热空间,以及对应时 刻报价与热价协同制定压低功率、持有容量的时刻、 多重决策的配合。

需要指出的是,本文电力市场中认为其他机组的报价已经制定,忽略了其他市场竞争性主体的存在,下一步将重点研究多竞争性主体参与下的市场决策架构。在热力侧本文忽略了热网结构,在热能传输延时效应下及考虑热能损耗下,CHP机组如何制定热价来引导与协调热用户用能值得进一步研究。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

 [1] 江岳春,曾诚玉,郇嘉嘉,等.基于改进NSGA-II的综合能源多 主体利益均衡优化调度[J].电力自动化设备,2020,40(7): 17-25.

JIANG Yuechun, ZENG Chengyu, HUAN Jiajia, et al. Multiagent interest balance optimization scheduling of integrated energy based on improved NSGA-II[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 17-25.

[2] 于壮状,曾鸣,刘英新,等. 基于分层次DBSCAN-VBSO算法的 区域综合能源系统两阶段调度优化[J]. 电力自动化设备, 2019,39(12):63-72.

YU Zhuangzhuang, ZENG Ming, LIU Yingxin, et al. Two-stage dispatching optimization of regional integrated energy system based on hierarchical DBSCAN-VBSO algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12):63-72.

[3] 刘文霞,杨粤,李征洲,等.考虑多能流传输与热惰性的综合能源系统序贯模拟可靠性评估[J].电力自动化设备,2020,40(7): 10-18.

LIU Wenxia, YANG Yue, LI Zhengzhou, et al. Reliability evaluation of integrated energy system considering multi-energy flow transmission and thermal inertia based on sequential simulation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 10-18.

- [4] ZHOU Y, HU W, ZHENG L, et al. Power and energy flexibility of district heating system and its application in widearea power and heat dispatch[J]. Energy, 2020, 190:116426.
- [5] VIRASJOKI V, SIDDIQUI A S, ZAKERI B, et al. Market power with combined heat and power production in the Nordic energy system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5); 5263-5275.
- [6] 孙国强,周亦洲,卫志农,等. 能量和旋转备用市场下虚拟电厂 热电联合调度鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报,2017,37 (11):3118-3128.

SUN Guoqiang,ZHOU Yizhou,WEI Zhinong, et al. Thermal and electrical scheduling of a virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets based on robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(11):3118-3128.

- [7] KUMBARTZKY N, SCHACHT M, SCHULZ K, et al. Optimal operation of a CHP plant participating in the German electricity balancing and day-ahead spot market[J]. European Journal of Operational Research, 2017, 261:390-404.
- [8] FOROUGHI M, PASBAN A, AGHTAIE M M, et al. A bilevel model for optimal bidding of a multi-carrier technical virtual power plant in energy markets[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 125:106397.
- [9] ZHANG J, GE B, XU H. An equivalent marginal cost-pricing model for the district heating market[J]. Energy Policy, 2013, 63:1224-1232.
- [10] CHEN Y, WEI W, LIU F, et al. Energy trading and market equilibrium in integrated heat-power distribution systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4):4080-4094.
- [11] WU C, GU W, BO R, et al. Energy trading and generalized Nash equilibrium in combined heat and power market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5):3378-3387.
- [12] 方宇娟,魏韡,梅生伟,等.考虑节点边际价格的热电联产机组 主从博弈竞价[J]. 控制理论与应用,2018,35(5):682-687.
 FANG Yujuan, WEI Wei, MEI Shengwei, et al. Stackelberg game strategy for combined heat power unit considering locational marginal prices[J]. Control Theory & Applications,2018, 35(5):682-687.
- [13] LI H, SUN Q, ZHANG Q, et al. A review of the pricing mechanisms for district heating systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 42:56-65.
- [14] LIU N, HE L, YU X, et al. Multiparty energy management for grid-connected microgrids with heat- and electricity-coupled

demand response[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(5): 1887-1897.

- [15] WANG Y,JIANG C,WEN F,et al. Energy trading and management strategies in a regional integrated energy system with multiple energy carriers and renewable-energy generation[J]. Journal of Energy Engineering, 2021, 147(1):04020076.
- [16] PAN Z, GUO Q, SUN H. Feasible region method based integrated heat and electricity dispatch considering building thermal inertia[J]. Applied Energy, 2017, 192:395-407.
- [17] 潘扬,石立宝,姚诸香,等.考虑多风电场出力耦合特性的热电联合优化调度[J].电力自动化设备,2019,39(8):232-238.
 PAN Yang,SHI Libao,YAO Zhuxiang, et al. Optimal scheduling of combined heat and power system considering coupling characteristics of multiple wind farm outputs[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):232-238.
- [18] LAZAROS E, JALAL K, PIERRE P, et al. Impact of public aggregate wind forecasts on electricity market outcomes[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(4):1394-1405.
- [19] WANG J,BOTTERUD A,ZHANG N, et al. A cost-sharing approach for decentralized electricity-heat operation with renewables[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11 (3):1838-1847.
- [20] 仪忠凯,李志民. 计及热网储热和供热区域热惯性的热电联合 调度策略[J]. 电网技术,2018,42(5):1378-1384.
 Y1 Zhongkai,LI Zhimin. Combined heat and power dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating network and thermal inertia in heating area[J]. Power System Technology,2018,42(5):1378-1384.
- [21] QUASHIE M, MARNAY C, BOUFFARD F, et al. Optimal planning of microgrid power and operating reserve capacity[J]. Applied Energy, 2018, 260:1229-1236.
- [22] 王涛,刘雪飞,郑重,等. 基于潮流线性化的分布式发电选址定容新算法[J]. 电力自动化设备,2020,40(8):117-128.
 WANG Tao,LIU Xuefei,ZHENG Zhong, et al. Novel locating and sizing algorithm for distributed generation based on power flow linearization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020,40(8):117-128.
- [23] WANG C, WEI W, WANG J, et al. Strategic offering and equilibrium in coupled gas and electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1):290-306.
- [24] WANG C, YAN C, LI G, et al. Risk assessment of integrated electricity and heat system with independent energy operators based on Stackelberg game[J]. Energy, 2020, 198:117349.
- [25] LI Z, WU W, SHAHIDEHPOUR M, et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016,7(1):12-22.

作者简介:



汤木易(1997—),男,江苏南通人,硕 士研究生,主要研究方向为电热综合能源 系统等(E-mail:630744741@qq.com);

罗 毅(1966—),男,湖北武汉人,副 教授,博士,通信作者,主要研究方向为电 力系统运行与控制等(E-mail:luoyee@hust. edu.cn)。

汤木易

(编辑 李玮)

Research on multi-energy market joint decision-making of combined heat and power units under real-time heating pricing mechanism

TANG Muyi¹, LUO Yi¹, HU Bo², HAN Yue¹, ZHAO Yuanzhu², LI Bin²,

ZHU Weiye¹, TONG Qidong¹, LI Ding¹, WU Yaning¹

School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China;
 State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110300, China)

Abstract: With the deepening of energy market reform, the operation and decision-making of CHP (Combined Heat and Power) units under the market mechanism have been widely concerned. However, the strong interdependency of heat and power supply restricts the flexibility of CHP units and influences the profit when CHP units participate in the market independently. Based on this, the real-time pricing is applied to excavate demand flexibility in heating system. Then, a bi-level joint decision-making model for CHP unit in multi-energy market under real-time heating pricing mechanism is proposed. That is, when CHP units participate in the electricity market, the real-time prices are set in the heating market for load management that can release flexibility, so that maximizing the profit when participating in energy market. In the bi-level model, the upper-level is the model for the optimal electricity bidding and heating pricing of CHP units, and the lower-level is the clearing model of wholesale electricity market and the decision-making model of heating customers. The bi-level model is transformed into a mixed integer linear programming model by KKT conditions to be further solved. The feasibility and effectiveness of the proposed model are verified by numerical results, which indicate that the real-time heating pricing can not only effectively promote the power-side flexibility and profit of CHP units, but also improve the customer and social welfare. Finally, the strategic bidding behavior of CHP units in the electricity market under real-time heating pricing mechanism is explored.

Key words: combined heat and power units; real-time heating pricing; wholesale electricity market; bi-level model; KKT conditions



图 A1 广域电热联合系统示意图 Fig.A1 Diagram of wide-area combined heat and power system

(

(

附录 B: 目标函数线性化

1) 电力市场出清模型 KKT 条件。

$$a_{i,b,t} - \lambda_{\alpha_{i},t} + \chi_{i,b,t}^{\max} - \chi_{i,b,t}^{\min} + \varphi_{i,t}^{\max} - \varphi_{i,t}^{\min} = 0 \quad \forall i, b, t$$
(B1)

$$-b_{j,c,t} + \lambda_{\beta_{j,t}} + \mu_{j,c,t}^{\max} - \mu_{j,c,t}^{\min} + k_{d,res} \left(\mu_{t}^{U} + \mu_{t}^{D}\right) = 0 \quad \forall j, c, t$$
(B2)

$$-\lambda_{\rho_{w,t}} + \nu_{w,t}^{\max} - \nu_{w,t}^{\min} + k_{w,res} \left(\mu_t^{U} + \mu_t^{D} \right) = 0 \quad \forall w,t$$
(B3)

$$-\mu_{t}^{\mathrm{U}} + \gamma_{i,t}^{\mathrm{U,max}} - \gamma_{i,t}^{\mathrm{U,min}} + \varphi_{i,t}^{\mathrm{max}} = 0 \quad \forall i,t$$
(B4)

$$-\mu_t^{\mathrm{D}} + \gamma_{i,t}^{\mathrm{D,max}} - \gamma_{i,t}^{\mathrm{D,min}} + \varphi_{i,t}^{\mathrm{min}} = 0 \quad \forall i,t$$
(B5)

$$\lambda_{s_{l,t}} - \lambda_{r_{l,t}} - \phi_{l,t} + \phi_{l,t} - \phi_{l,t} = 0 \quad \forall l, t$$
(B6)

$$\sum_{l|s_{l}=n} B_{l} \phi_{l,t} - \sum_{l|r_{l}=n} B_{l} \phi_{l,t} + \xi_{n,t}^{\max} - \xi_{n,t}^{\min} = 0 \quad n \neq 0 \quad \forall t$$
(B7)

$$\sum_{l|s_l=n} B_l \phi_{l,t} - \sum_{l|r_l=n} B_l \phi_{l,t} - \xi_{n,t} = 0 \quad n = 0 \quad \forall t$$
(B8)

$$0 \le \left(f_l^{\max} - f_{l,t}\right) \perp \phi_{l,t}^{\max} \ge 0 \quad \forall l,t$$
(B9)

$$0 \le \left(f_l^{\max} + f_{l,t}\right) \perp \phi_{l,t}^{\min} \ge 0 \quad \forall l, t$$
(B10)

$$0 \le \left(-\delta_{n,t} + \pi\right) \perp \xi_{n,t}^{\max} \ge 0 \quad \forall n,t$$
(B11)

$$0 \le \left(\delta_{n,t} + \pi\right) \perp \xi_{n,t}^{\min} \ge 0 \quad \forall n,t \tag{B12}$$

$$0 \le \left(-p_{i,b,t}^{\mathrm{G}} + p_{i,b,t}^{\mathrm{G,max}}\right) \perp \chi_{i,b,t}^{\mathrm{max}} \ge 0 \quad \forall i, b, t$$
(B13)

$$0 \le p_{i,b,t}^{G} \perp \chi_{i,b,t}^{\min} \ge 0 \quad \forall i,b,t$$
(B14)

$$0 \le \left(-p_{j,c,t}^{\mathrm{D}} + p_{i,c,t}^{\mathrm{D},\max}\right) \perp \mu_{j,c,t}^{\max} \ge 0 \quad \forall j,c,t$$
(B15)

$$0 \le p_{j,c,t}^{\mathsf{D}} \perp \mu_{j,c,t}^{\min} \ge 0 \quad \forall j, c, t \tag{B16}$$

$$0 \le \left(-p_{w,t}^{\mathsf{W}} + p_{w,t}^{\mathsf{f}}\right) \perp v_{w,t}^{\mathsf{max}} \ge 0 \quad \forall w,t$$
(B17)

$$0 \le p_{w,t}^{\mathsf{W}} \perp v_{w,t}^{\min} \ge 0 \quad \forall w,t \tag{B18}$$

$$0 \le \left(-r_{i,t}^{\mathrm{U}} + R_i^{\mathrm{U},\max}\right) \perp \gamma_{i,t}^{\mathrm{U},\max} \ge 0 \quad \forall i,t$$
(B19)

$$0 \le r_{i,t}^{U} \perp \gamma_{i,t}^{U,\min} \ge 0 \quad \forall i,t$$
(B20)

$$0 \le \left(-r_{i,t}^{\mathrm{D}} + R_i^{\mathrm{D},\max}\right) \perp \gamma_{i,t}^{\mathrm{D},\max} \ge 0 \quad \forall i,t$$
(B21)

$$0 \le r_{i,t}^{\mathrm{D}} \perp \gamma_{i,t}^{\mathrm{D,min}} \ge 0 \quad \forall i,t$$
(B22)

$$0 \le \left(\sum_{i} r_{i,t}^{\mathrm{U}} - k_{\mathrm{d,res}} \sum_{j} p_{i,b,t}^{\mathrm{D}} - k_{\mathrm{w,res}} \sum_{w} p_{w,t}^{\mathrm{W}}\right) \perp \mu_{t}^{\mathrm{U}} \ge 0 \quad \forall t$$
(B23)

`

附录 A

$$0 \le \left(\sum_{i} r_{i,t}^{\mathrm{D}} - k_{\mathrm{d,res}} \sum_{j} p_{i,b,t}^{\mathrm{D}} - k_{\mathrm{w,res}} \sum_{w} p_{w,t}^{\mathrm{W}}\right) \perp \mu_{t}^{\mathrm{D}} \ge 0 \quad \forall t$$
(B24)

$$0 \le \left(-\sum_{b} p_{i,b,t}^{\mathrm{G}} - r_{i,t}^{\mathrm{U}} + \sum_{b} p_{i,b,t}^{\mathrm{G,max}}\right) \perp \varphi_{i,t}^{\mathrm{max}} \ge 0 \quad \forall i,t$$
(B25)

$$0 \le \left(\sum_{b} p_{i,b,t}^{\mathrm{G}} - r_{i,t}^{\mathrm{D}} - p_{i}^{\mathrm{G,min}}\right) \perp \varphi_{i,t}^{\mathrm{min}} \ge 0 \quad \forall i,t$$
(B26)

式(8)、(9)、(12) 其中, $\xi_{n,i}$ 为式(12)的对偶变量; $\chi_{i,b,i}^{\min}$ 、 $\mu_{j,c,i}^{\min}$ 、 $v_{w,i}^{\min}$ 、 $\gamma_{i,i}^{\text{U,min}}$ 、 $\gamma_{i,i}^{\text{D,min}}$ 分别为式(13)-(17)左侧不等式对应的对偶 变量; $\alpha_i \sim \beta_j \sim \rho_w$ 分别表示发电机组 *i*、负荷 *j*、风电 *w* 在电网中对应的节点编号。式(B1)-(B8)为最优性条 件; 式(B9)-(B26)为互补松弛条件。

2) 目标函数线性化过程。

目标函数线性化过程参考文献[23-24]。对 CHP 机组即机组 m 最优性条件式(B1)两侧乘 $p_{m,b,t}^{G}$ 得式(B27)。

$$\sum_{b} a_{m,b,t} p_{m,b,t}^{G} - \sum_{b} \lambda_{\alpha_{m,t}} \alpha_{i} p_{m,b,t}^{G} + \sum_{b} p_{m,b,t}^{G} \chi_{m,b,t}^{\max} - \sum_{b} p_{m,b,t}^{G} \chi_{m,b,t}^{\min} + \sum_{b} p_{m,b,t}^{G} \varphi_{m,t}^{\max} - \sum_{b} p_{m,b,t}^{G} \varphi_{m,t}^{\max} = 0$$
(B27)

对互补松弛条件式(B13)、(B14)和式(B25)、(B26)进行变化得:

$$p_{m,b,t}^{G,\max} \chi_{m,b,t}^{\max} = p_{m,b,t}^{G} \chi_{m,b,t}^{\max}, \quad p_{m,b,t}^{G} \chi_{m,b,t}^{\min} = 0$$

$$\sum_{b} p_{m,b,t}^{G} \varphi_{m,t}^{\max} = \left(\sum_{b} p_{m,b,t}^{G,\max} - r_{m,t}^{U}\right) \varphi_{m,t}^{\max}$$

$$\sum_{b} p_{m,b,t}^{G} \varphi_{m,t}^{\min} = \left(p_{m}^{G,\min} + r_{m,t}^{D}\right) \varphi_{m,t}^{\min}$$

代入式(B27)得:

$$\sum_{b} a_{m,b,t} p_{m,b,t}^{\rm G} - \sum_{b} \lambda_{\alpha_{m,t}} p_{m,b,t}^{\rm G} + \sum_{b} p_{m,b,t}^{\rm G,max} \chi_{m,b,t}^{\rm max} + \sum_{b} p_{m,b,t}^{\rm G,max} \varphi_{m,t}^{\rm max} - r_{m,t}^{\rm U} \varphi_{m,t}^{\rm max} - p_{m}^{\rm G,min} \varphi_{m,t}^{\rm min} - r_{m,t}^{\rm D} \varphi_{m,t}^{\rm min} = 0$$
(B28)

将最优性条件式(B4)、(B5)代入式(B28)得:

$$\sum_{b} a_{m,b,t} p_{m,b,t}^{G} - \sum_{b} \lambda_{\alpha_{m,t}} p_{m,b,t}^{G} + \sum_{b} p_{m,b,t}^{G,\max} \chi_{m,b,t}^{\max} + \sum_{b} p_{m,b,t}^{G,\max} \varphi_{m,t}^{\max} - r_{m,t}^{U} \left(\mu_{t}^{U} - \gamma_{m,t}^{U,\max} + \gamma_{m,t}^{U,\min} \right) - p_{m}^{G,\min} \varphi_{m,t}^{\min} - r_{m,t}^{D} \left(\mu_{t}^{D} - \gamma_{m,t}^{D,\max} + \gamma_{m,t}^{D,\min} \right) = 0$$
(B29)

互补松弛条件式(B19)-(B22)变换得:

$$\begin{split} r_{m,t}^{\mathrm{U}} \gamma_{m,t}^{\mathrm{U,max}} &= R_m^{\mathrm{U,max}} \gamma_{m,t}^{\mathrm{U,max}} , \quad r_{m,t}^{\mathrm{U}} \gamma_{m,t}^{\mathrm{U,min}} = 0 , \\ r_{m,t}^{\mathrm{D}} \gamma_{m,t}^{\mathrm{D,max}} &= R_m^{\mathrm{D,max}} \gamma_{m,t}^{\mathrm{D,max}} , \quad r_{m,t}^{\mathrm{D}} \gamma_{m,t}^{\mathrm{D,min}} = 0 \end{split}$$

代入式(B29)得:

$$\sum_{b} a_{m,b,t} p_{m,b,t}^{G} = \sum_{b} \lambda_{\alpha_{m},t} p_{m,b,t}^{G} + \mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} - \sum_{b} p_{m,b,t}^{G,\max} \chi_{m,b,t}^{\max} - \sum_{b} p_{m,b,t}^{G,\max} \varphi_{m,t}^{\max} + p_{m}^{G,\min} \varphi_{m,t}^{\min} - \gamma_{m,t}^{U,\max} R_{m}^{U,\max} - \gamma_{m,t}^{D,\max} R_{m}^{D,\max}$$
(B30)

根据线性规划的强对偶理论,由下层电力市场出清模型式(7)-(21)得:

$$-\sum_{j,c,t} b_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D} + \sum_{i,b,t} a_{i,b,t} p_{i,b,t}^{G} = -\sum_{i,b,t} p_{i,b,t}^{G,\max} \chi_{i,b,t}^{\max} - \sum_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D,\max} \chi_{j,c,t}^{\max} - \sum_{i,t} p_{w,t}^{f} \chi_{w,t}^{\max} - \sum_{i,t} R_{i}^{U,\max} \gamma_{i,t}^{U,\max} - \sum_{i,b,t} p_{i,b,t}^{G,\max} \varphi_{i,t}^{\max} + \sum_{i,t} p_{i}^{G,\min} \varphi_{i,t}^{\min} - \sum_{f,t} f_{l}^{\max} \left(\phi_{l,t}^{\max} + \phi_{l,t}^{\min} \right) - \sum_{n \neq 0,t} \pi \left(\xi_{n,t}^{\max} + \xi_{n,t}^{\min} \right)$$

$$20) \oplus \sum_{i,t} a_{i,t} p_{i,t}^{G} + \chi_{i,t}^{G,\max} \left(B_{i,t}^{G,\min} - \sum_{i,t} f_{i}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right)$$

$$B31) = \sum_{i,t} a_{i,t} p_{i,t}^{G} + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G,\min} \left(B_{i,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} + \xi_{n,t}^{G,\min} \right) + \chi_{i,t}^{G$$

式(B20)中 $\sum_{b} a_{m,b,t} p_{m,b,t}^{G}$ 为式(B31)中 $\sum_{i,b,t} a_{i,b,t} p_{i,b,t}^{G}$ 的一部分,将式(B30)中代入式(B31)得:

$$\sum_{b,t} \lambda_{\alpha_{m,t}} p_{m,b,t}^{G} + \sum_{t} \mu_{t}^{U} r_{m,t}^{U} + \sum_{t} \mu_{t}^{D} r_{m,t}^{D} = -\sum_{i \neq m,b,t} a_{i,b,t} p_{i,b,t}^{G} + \sum_{j,c,t} b_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D} - \sum_{w,t} p_{w,t}^{f} v_{w,t}^{\max} - \sum_{i \neq m,b,t} p_{i,b,t}^{G,\max} \chi_{i,b,t}^{\max} - \sum_{i \neq m,b,t} p_{i,b,t}^{G,\max} \varphi_{i,t}^{\max} + \sum_{i \neq m,t} p_{i}^{G,\min} \varphi_{i,t}^{\min} - \sum_{i \neq m,t} R_{i}^{U,\max} \gamma_{i,t}^{U,\max} - \sum_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D,\max} \mu_{j,c,t}^{\max} - \sum_{l,t} p_{j,c,t}^{D,\max} \mu_{j,c,t}^{\max} - \sum_{l,t} f_{l}^{\max} \left(\phi_{l,t}^{\max} + \phi_{l,t}^{\min} \right) - \sum_{n \neq 0,t} \pi \left(\xi_{n,t}^{\max} + \xi_{n,t}^{\min} \right)$$
(B32)

至此目标函数式(1)中有关电力侧的双线性项已被线性表示。对 *p*^H_t*q*_{y,t}的处理如下所示。下层用户决策 模型式(31)、(32)和式(25)-(29)采用强对偶理论,并移项可得式(B33)。

$$\sum_{y,t} p_t^{\mathrm{H}} q_{y,t} = -\sum_{y,t} \theta_{y,t} + \sum_{y,z,t} \alpha_{y,z} \psi_{y,z,t}^{\min} - \sum_{y} T_{y,T_0}^{\mathrm{b}} \varepsilon_y + \sum_{y} k_1 T_{y,T_0}^{\mathrm{b}} \omega_{y,1} + \sum_{y,t} k_3 T_t^{\mathrm{env}} \omega_{y,t} - \sum_{y,t} T_{y,t}^{\mathrm{b,max}} \zeta_{y,t}^{\max} + \sum_{y,t} T^{\mathrm{b,min}} \zeta_{y,t}^{\min} - \sum_{y,t} q_y^{\max} \sigma_{y,t}^{\max} + \sum_{y,t} q_y^{\min} \sigma_{y,t}^{\min}$$
(B33)

式(B33)为 $\sum_{y,t} p_t^{H} q_{y,t}$ 的线性表达式。将式(B32)、(B33)代入目标函数式(1),得到目标函数的线性表达式,如式(B34)所示。

$$\max - \sum_{i \neq m,b,t} a_{i,b,t} p_{i,b,t}^{G} + \sum_{j,c,t} b_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D} - \sum_{w,t} p_{w,t}^{f} V_{w,t}^{max} - \sum_{i \neq m,b,t} p_{i,b,t}^{G,max} \chi_{i,b,t}^{max} - \sum_{i \neq m,b,t} p_{i,b,t}^{G,max} \varphi_{i,t}^{max} + \sum_{i \neq m,t} p_{i}^{G,min} \varphi_{i,t}^{min} -$$
(B34)
$$\sum_{i \neq m,t} R_{i}^{U,max} \gamma_{i,t}^{U,max} - \sum_{i \neq m,t} R_{i}^{D,max} \gamma_{i,t}^{D,max} - \sum_{j,c,t} p_{j,c,t}^{D,max} \mu_{j,c,t}^{max} - \sum_{l,t} f_{l}^{max} \left(\phi_{l,t}^{max} + \phi_{l,t}^{min} \right) - \sum_{n \neq 0,t} \pi \left(\zeta_{n,t}^{max} + \zeta_{n,t}^{min} \right) -$$
$$\sum_{y,t} \theta_{y,t} + \sum_{y,z,t} \alpha_{y,z} \psi_{y,z,t}^{min} + \sum_{y,t} k_{3} T_{i}^{env} \omega_{y,t} + \sum_{y} k_{1} T_{y,T_{0}}^{b} \omega_{y,1} - \sum_{y} T_{y,T_{0}}^{b} \varepsilon_{y} - \sum_{y,t} T^{b,max} \zeta_{y,t}^{max} + \sum_{y,t} T^{b,min} \zeta_{y,t}^{min} -$$
$$\sum_{y,t} q_{y}^{max} \sigma_{y,t}^{max} + \sum_{y,t} q_{y}^{min} \sigma_{y,t}^{min} - \sum_{b,t} c_{b} p_{m,b,t}^{G}$$

附录 C



Fig.C1 Configuration of integrated system

附录 D

电力系统网络参数、风电以及总负荷数据参见文献[25],其中风电数据进行相应缩小。负荷从节点 3 到 节点 5 按 5:3:2 的比例分配,简单起见,负荷出价采用单 Block 形式,并统一按照 300 元/(MW • h)进行报价。 备用系数 k_{w,res} = k_{d,res} =0.1。CHP 机组热电比设置为 1。CHP 机组与火电机组的能量块的边际成本,能量块容 量以及运行参数如表 D1 与表 D2 所示。热力系统中,不考虑热网约束,热用户认为是用户聚合,用户建筑物 热特性参数、室内舒适温度以及舒适温度允许波动参考文献[20],室外温度参考北方某地一月的温度。热用 户的参数如表 D3 所示。

表 D1 机组能量块成本

机组	Block1/ [元•(MW•h) ⁻¹]	Block2/ [元•(MW•h) ⁻¹]	Block3/ [元•(MW•h) ⁻¹]	Block4/ [元•(MW•h) ⁻¹]
常规机组1	235.04	247.04	293.36	343.28
常规机组2	241.92	255.84	266.16	281.28
CHP 机组	238.08	246	256.32	270.24

Table D1 Cost of blocks for units

表 D2 机组运行参数

Table D2 Parameters of units					
机组	Block 1-4 容量/MW	出力下限/MW	上备用容量/MW	下备用容量/MW	
常规机组1	25/32.5/32.5/25	25	40	40	
常规机组 2	68.45/49.75/40.4/40.4	60	14	15	
CHP 机组	54.25/38.75/31/31	35	30	30	

表 D3 热用户参数

Table D3 Parameters of heat customers		
参数	数值	
负荷面积/m ²	$4 \times 10^{7}/3 \times 10^{7}/3 \times 10^{7}$	
初始温度/℃	20	
舒适温度/℃	20	
允许温度差/℃	2	

附录 E







