第 49 卷 第 1 期：118-129 高电压技术 Vol.49, No.1: 118-129
2023 年 1 月 31 日 High Voltage Engineering January 31, 2023
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20220221

考虑负荷灵活分配的综合能源系统站−网−荷协同规划方法

刘 沅[1,2]，赵海彭[3]，文 明[1,2]，杨志豪[3,4]，廖 菁[1,2]，苗世洪[3,4]
（1. 国网湖南省电力有限公司经济技术研究院，长沙 410004；2. 能源互联网供需运营湖南省重点实验室，长沙 410004；3. 华中科技大学电气与电子工程学院，武汉 430074；4. 华中科技大学中欧清洁与可再生能源学院，武汉 430074）

摘 要：综合能源系统的规划建设是构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系的重要组成部分。针对目前综合能源系统能源站与多能网络联合规划存在的灵活性与协同性不足问题，提出一种考虑多能负荷灵活分配的综合能源系统站−网−荷协同优化规划方法。首先，基于图论理论与 P 中位模型，提出多能负荷灵活分配的综合能源系统能源站选址，以及考虑站间互连的多能网络布局规划方法。其次，构建计及网络约束的综合能源系统运行架构，进一步建立能源站设备、负荷侧设备与多能网络管线的容量协同配置模型。最后，建立综合能源系统的站−网−荷协同优化规划模型，并将其转化为混合整数线性规划问题进行求解，得出包含站点选址、网络布局以及设备配置的系统规划方案。算例分析表明，所提方法能有效减小系统投资建设成本与网络传输损耗，使规划方案更为经济合理。
关键词：综合能源系统；网络规划；容量配置；P 中位模型；协调互补

Station-grid-load Collaborative Planning Method for Integrated Energy System Considering Flexible Distribution of Load

LIU Hang[1,2], ZHAO Haipeng[3], WEN Ming[1,2], YANG Zhihao[3,4], LIAO Jing[1,2], MIAO Shihong[3,4]
(1. Economic Research Institute of State Grid Hunan Electric Power Company, Changsha 410004, China; 2. Hunan Provincial Key Laboratory of Energy Internet Supply and Demand Operation, Changsha 410004, China; 3. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 4. China-EU Institute for Clean and Renewable Energy, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: The planning and construction of integrated energy system is an important part of building a clean, low-carbon, safe and efficient modern energy system. To solve the problem of insufficient flexibility and synergy in the joint planning method of energy station and multi-energy network of integrated energy system, this paper proposes a station-network-load collaborative optimization planning method of integrated energy system in which flexible distribution of load is taken into consideration. Firstly, based on the graph theory and the P-median model, the integrated energy system planning method is proposed, in which the flexible distribution of load is taken into consideration, including the location of energy stations and the network layout considering the interconnection between stations. Secondly, the integrated energy system operation architecture is constructed that takes into account network constraints, and a collaborative configuration model of energy station equipment, load-side equipment and multi-energy network pipeline capacity is further established. Finally, the station-network-load collaborative optimization planning model of the integrated energy system is established, and it is transformed into a mixed integer linear programming problem to solve. Moreover, a system planning scheme including energy station location, network layout and equipment configuration is obtained. The analysis of an example shows that the method proposed in this paper can be adopted to effectively reduce the cost of system investment and construction and the power loss of network transmission, and to make the planning scheme more economical and reasonable.
Key words: integrated energy system; network planning; capacity configuration; P-median model; coordination of complementary

基金资助项目：国网湖南省电力有限公司科技项目(5216A221000P)。
Project supported by Science and Technology Project of State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd.(5216A221000P).

0　引言

为实现国家的“碳达峰”与“碳中和”目标，积极建设灵活高效与绿色环保的综合能源系统(integrated energy system, IES)十分关键[1-2]。作为未来能源系统发展的重要方向之一，综合能源系统规划问题被广泛研究[3-4]。目前，综合能源系统的规划主要有确定能源站内部设备的配置方式，以及能源站的选址、配置与网络联合规划[5]。

在能源站设备容量配置方法研究方面，文献[6]与文献[7]计及风光、负荷等不确定性因素，提出了综合能源系统设备容量配置方法。文献[8]考虑不确定性影响以及综合需求响应的作用，基于能源枢纽模型提出了用户级综合能源系统设备容量配置方法。文献[9]从环境保护和可持续发展角度，提出了面向工业园区的综合能源站设备配置方法。文献[10]建立了考虑可再生能源与需求响应协同的能源枢纽设备规划方法。能源站的设备优化配置方法，忽略了能量由能源站传输至用户端的过程，适用于小型园区综合能源系统规划建设，在较大规模的园区综合能源系统中难以应用。为考虑多能网络对规划方案的影响，文献[11]在上述研究基础上，考虑已有的能源传输网络结构，提出了综合能源系统能源站设备与能量传输管线容量的联合规划配置方法，扩大规划方法的适用范围。在原有多个能源系统拓扑基础上，进行设备与线路容量规划，是现有独立能源系统向综合能源系统转化的有效方法。然而，原始的系统结构依据各系统特点独立规划，缺乏系统间的有效协调。

能源系统联合规划运行是能源体系发展的重要趋势，仅考虑能源站设备配置的规划方法难以满足综合能源系统快速发展需要，亟需考虑能源站选址与设备配置、能量传输网络规划布局、荷侧协调互动的多元协同规划方法。为此，文献[13]提出了考虑综合能源系统拓扑特性的能源站和管线规划方法，但忽略了系统运行特性与负荷时序特征。文献[14]考虑综合能源站的最优供能半径以及蜂窝网络理论，提出了能源站选址、能源供应区划分和管网布置的交替优化方法框架。文献[15]进一步考虑负荷时序特性互补，有效提高了综合能源系统站网协同规划的经济性；该方法可以任意规划能源站所处位置，但未能考虑能源站选址的约束。文献[16]基于图论理论与 P 中位模型，提出了能距的概念，并实现了综合能源系统能源站数量、站址的选择、储能中心定址和管线布局的协同规划方法。文献[17]考虑自然因素与社会经济因素的影响，采用评分优选法及枚举法进行综合能源系统能源站选址与能源传输管网路径优化布局。文献[18]构建了考虑能源站投资建设成本的改进 P 中位模型，并考虑荷侧需求响应作用，提出了包含电−热−气的综合能源系统站−网协同优化方法。文献[19]进一步推广 P 中位模型，提出了考虑能源站之间连通的站网协同规划方法，有效缓解了能源站分区供能和峰谷需求所带来的供能不足或过剩的问题。上述方法从站点选址、网络布局以及协同配置的角度，并考虑能源站间的协调配合，对综合能源系统进行了合理的规划。

综上所述，现有研究已为综合能源系统规划提供了丰富的理论基础。然而，相关方法仍然存在一定的不足：①综合能源系统运行存在多种能量刚性耦合问题，如热电联产、电转气反应热回收等梯级利用设备的输出耦合，需要通过负荷合理配比与站间协同互动加以优化[20-21]。仅通过能源站间的连通进行能量交互，将导致能量的远距离传输损耗提升，并增加系统站间线路的配置成本，因此需要更加有效的解决方案。②多能负荷的峰谷时段存在差异，为满足不同能量负荷的峰值进行供能管线容量配置，将导致规划成本增加。因此，可以考虑发挥负荷侧的能量耦合效应，将部分峰时段的能量需求转移至其他类型能量，实现负荷的削峰以减少供能管线的配置容量。

为此，本文提出一种考虑多能负荷灵活分配的综合能源系统站−网−荷协同规划方法。首先，基于图论理论与 P 中位模型，提出多能负荷灵活分配的系统多能网络拓扑规划方法，将多能负荷合理分配至不同的能源站。其次，构建考虑能源站与多能负荷双侧配置有设备的园区综合能源系统运行架构，并建立能源站设备、多能网络、负荷设备的容量配置模型，实现多个能源站在源侧与荷侧的协调互动以及多能负荷的有效调节。最后，建立综合能源系统站−网−荷协同的优化规划模型，确定能源站选址、多能网络布局与容量，以及能源站与多能负荷侧的设备配置情况。算例结果表明，本文所提方法与传统方法相比，在减小投资建设成本与多能网络损耗方面具有显著优势。

1 综合能源系统供能管线规划方法

园区综合能源系统结构如图 1 所示，其中包括综合能源站节点、多能供能网络以及多能负荷节点。多能供能网络拓扑涉及了电、热、冷等多种能源的供能管线，各类供能管线由能源站出发，沿路网拓扑分布，最后交汇于负荷节点[22-23]。

1.1 能源站选址与网络布局架构

综合能源系统的能源站选址与网络布局属于图论理论的路径优化问题。首先，构建能源站选址与网络布局架构。待规划的综合能源系统可视为多个点与多条边组成的有向赋权图，将其定义为 $G=\langle N,B,W(B)\rangle$，其中，集合 N 为顶点集，包含 n_{S} 个候选能源站节点、n_{R} 个路网节点以及多能负荷节点与 n_{D} 个多能负荷节点；集合 B 为边集，包含 n_{SR} 个能源站与路网节点连接支路的边、n_{RR} 个路网节点间连接的边以及 n_{RD} 个路网节点与多能负荷节点连接的边；$W(B)$ 为边集各元素对应的权重集，$W(B)$ 中元素与边集 B 中元素一一对应，表示各个边对应的权重系数。

在本文的协同规划问题中，顶点集 N 的能源站节点数量与能源站选址结果相关，路网节点与多能负荷节点固定不变。边集 B 中，能源站至路网节点支路、路网节点至多能负荷节点支路为单向的边，路网节点间支路为双向的边。权重集 $W(B)$ 中的元素由各边的长度、供能管线建设成本等因素决定。

为实现多个能源站对所有负荷节点的有效供能，且考虑供能管线建设成本问题，需要确定合适的能源站选址、能源站−负荷组合及相应的网络拓扑结构。P 中位问题研究如何选择 P 个服务站，使得需求点和服务站之间的距离与需求量的乘积之和最小。综合能源系统的能源站选址与网络布局规划，是研究选择多个能源站，满足多能负荷到供应站之间的供能网络建设与运行成本之和最小的问题。因此，综合能源系统的管线布局优化模型，可以基于 P 中位模型进行构建。

1.2 基于图论理论的选址布局规划模型

在进行能源网络布局时，传统布局方法局限于能源站与多能负荷的一一对应关系，即多能负荷的电/热/冷负荷均由选定的单一能源站供应，也就造成了电/热/冷能的供能网络耦合，不利于发挥综合能源系统的运行优势。能源站间连接互通的方法可以适当改进该问题，但将使得网络建设成本显著提升，且会造成能量的远距离传输进而增加损耗。因此，考虑将各多能负荷视为时空重合的多个不同能源类型负荷，各类型负荷可由不同能源站进行供应，解除多能负荷与能源站的耦合，提升综合能源系统整体的规划运行灵活性。综合能源系统多能负荷灵活分配对应的多能网络规划结构如图 2 所示。其中，多能负荷的独立规划优势体现在 2 个方面：一是各类型负荷灵活分配可以协调能源站服务的电/热/冷负荷比例与时序特征，有利于缓解热电联产机组的输出耦合弊端，减小能源站的负荷峰谷差距，提高能源生产效率；二是多能负荷的各类型负荷存在于不同网络中，其能量耦合效应即发挥了能源站间能量生产互补的作用。

考虑多能负荷灵活分配后，以综合能距为基础的 P 中位模型不再适用，规划问题根据系统中的能源种类，分层为多个单一能源的 P 中位问题，并在能源站节点处汇总。基于 P 中位模型，综合能源系统的选址布局优化模型可以表示为：

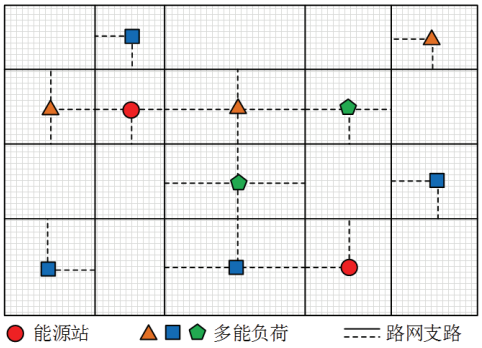


图 1 园区综合能源系统结构

Fig.1 Park-level integrated energy system structure

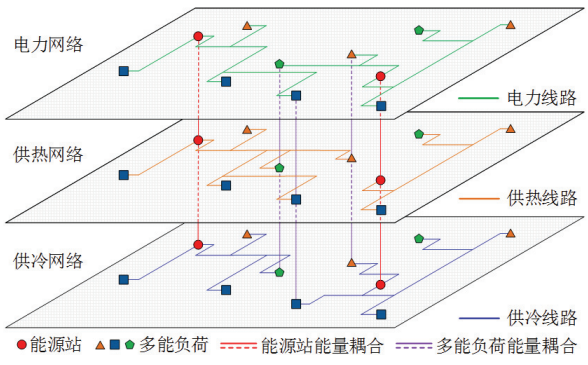


图 2 综合能源系统的多能网络规划示意

Fig.2 Decoupling of multi-energy network planning for integrated energy system

$$C_{\mathrm{PM}}=\sum_{s\in N_{\mathrm{S}}}\sum_{i\in I}\left(\sum_{s'\in N_{\mathrm{S}}}\left(y_{s,s'}^{i}\zeta_{s,s'}^{i}\right)+\sum_{d\in N_{\mathrm{D}}}\left(x_{s,d}^{i}\zeta_{s,d}^{i}\right)\right) \tag{1}$$

$$\begin{cases}\sum_{s\in N_{\mathrm{S}}}x_{s,d}^{i}=1,\ \forall i\in I,\ \forall d\in N_{\mathrm{D}}\\ z_s=f_{\parallel}\left(x_{s,d}^{i},i\in I,d\in N_{\mathrm{D}}\right),\forall s\in N_{\mathrm{S}}\\ y_{s,s'}^{i}=y_{s',s}^{i},\ \forall i\in I,\ \forall s,s'\in N_{\mathrm{S}},s\neq s'\\ 0\le y_{s,s'}^{i}\le f_{\&}\left(z_s,z_{s'}\right),\forall i\in I\\ x_{s,d}^{i},y_{s,s'}^{i},z_s,z_{s'}\in\{0,1\}\end{cases} \tag{2}$$

式中：C_{PM}为投资建设总成本；I为能源类型集合；N_{S}为候选能源站点集合；N_{D}为多能负荷集合；$\zeta_{s,s'}^{i}$为候选能源站s与候选能源站s'之间规划i类型能源网络的权重；$\zeta_{s,d}^{i}$为候选能源站s与多能负荷d之间规划i类型能源网络的权重；$y_{s,s'}^{i}$表示候选能源站s与候选能源站s'是否有i类型的能源连通；$x_{s,d}^{i}$表示候选能源站s与多能负荷d是否相连，考虑到能源分配网络的辐射状结构，因此要保证有且仅有一个能源站向一个负荷点供能；$f_{\&}(\cdot)$为与运算函数；$f_{\parallel}(\cdot)$为或运算函数；z_s与$z_{s'}$为布尔变量，表示候选能源站s是否被选中，如果所有负荷均与s不相关，则表示s未被选中。

能源站−能源站以及能源站−多能负荷间的管网网络拓扑权重可以表示为

$$\begin{cases}\zeta_{s,s'}^{i}=\sum_{b\in B_{\mathrm{SS},s,s'}^{i}}\psi_i l_b\left(\alpha_i Q_{\mathrm{S},s,b}^{i}+\beta_i\right)/2\\ \zeta_{s,d}^{i}=\sum_{b\in B_{\mathrm{SD},s,d}^{i}}\psi_i l_b\left(\alpha_i Q_{\mathrm{D},s,b}^{i}+\beta_i\right)/\delta_{s,b}^{i}\end{cases} \tag{3}$$

式中：$B_{\mathrm{SS},s,s'}^{i}$与$B_{\mathrm{SD},s,d}^{i}$分别为能源站s至能源站s'以及能源站s至多能负荷d的网络拓扑支路集合；ψ_i为i类型能源网络管线的等年值系数；l_b为支路b的长度；$\delta_{s,b}^{i}$为i类型供能网络支路b的复用折算系数，反映支路b在供给多个负荷的复用情况，假如支路b存在于n个站荷路径中，则其值为n；$Q_{\mathrm{S},s,b}^{i}$为站间网络支路b的规划容量；$Q_{\mathrm{D},s,b}^{i}$为站荷网络支路b的规划容量；α_i为i类型能源供能管线的单位长度、单位容量投资建设成本；β_i为i类型能源供能管线的单位长度投资建设成本。

当站间支路集$B_{\mathrm{SS},s,s'}^{i}$与站荷支路集$B_{\mathrm{SD},s,d}^{i}$为2点之间的最短路径支路集合时，对应的$\zeta_{s,s'}^{i}$与$\zeta_{s,d}^{i}$权重最小，C_{PM}才能取得最优解，因此需通过求解最短路径获取$B_{\mathrm{SS},s,s'}^{i}$与$B_{\mathrm{SD},s,d}^{i}$。Dijkstra算法可用于计算无向图或有向图中一个起始节点到其他所有节点的最短路径。本文采用Dijkstra算法求取能源站−能源站、能源站−多能负荷的最短距离及对应支路集。

2　综合能源系统设备容量配置模型

在综合能源系统多能网络规划基础上，进一步研究系统容量配置方案。传统规划方法仅在综合能源站中配置能量转换与存储设备。然而，考虑多能负荷日负荷曲线特性，各类型负荷均具有日内峰谷差特性，易造成为满足短期负荷峰值耗费高额网络建设成本的不利情况。此外，冷能与热能传输过程损耗相比于电力更加显著，在部分运行场景下适合于在负荷附近生产。多能负荷作为多能流交汇点，可以考虑在负荷侧装设部分小型化设备以及冷热能生产设备。因此，有必要研究综合能源系统站−网−荷容量协同配置方法。

2.1　考虑荷侧设备配置的 IES 运行架构

综合能源系统通过外部输入能源，经内部转换，满足用户的多能需求。系统运行主要包括能源生产与转换、传输、消耗过程，涉及了系统中设备输入输出转换关系以及网络节点功率平衡2部分。

① 设备运行特性模型

综合能源系统常见能量转换设备包括热电联产机组(combined heat and power, CHP)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、电锅炉(electric boiler, EB)、电热泵(heat pump, HP)、电制冷机(electrical chiller, EC)以及吸收式制冷机(absorption chiller, AC)等。同时，综合能源系统可以配置多类型储能，提升系统运行的灵活性，主要有电储能(electrical energy storage, EES)与热储能(thermal energy storage, TES)。此外，风电(wind power, WP)与光伏(photovoltaic, PV)等新能源机组是系统重要的能量生产设备。

能量转换设备的运行特性可表示为

$$P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i}=\eta_{\mathrm{DEV},k}^{i,i'}P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i'},\ i,i'\in I,\forall k\in K \tag{4}$$

式中：$P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i}$与$P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i'}$分别为设备$k$输出的$i$类型能量功率与输入的$i'$类型能量功率；$\eta_{\mathrm{DEV},k}^{i,i'}$为对应的能量转换效率；$K$为系统中所有待配置设备的集合。

电储能与热储能的运行模型可以统一表示为：

$$E_{\mathrm{ES},s,t}^{i}=E_{\mathrm{ES},s,t-1}^{i}+\left(\eta_{\mathrm{ESC}}^{i}P_{\mathrm{ESC},s,t}^{i}-P_{\mathrm{ESD},s,t}^{i}/\eta_{\mathrm{ESD}}^{i}\right)\Delta t \tag{5}$$

$$\begin{cases}0\le P_{\mathrm{ESC},s,t}^{i}\le\tau_{\mathrm{ESC},s,t}^{i}P_{\mathrm{ESC},s}^{i,\max}\\ 0\le P_{\mathrm{ESD},s,t}^{i}\le\tau_{\mathrm{ESD},s,t}^{i}P_{\mathrm{ESD},s}^{i,\max}\\ 0\le\tau_{\mathrm{ESC},s,t}^{i}+\tau_{\mathrm{ESD},s,t}^{i}\le1\end{cases} \tag{6}$$

$$E_{\mathrm{ES},s,\mathrm{end}}^{i}=E_{\mathrm{ES},s,0}^{i} \tag{7}$$

式中：$E^i_{\mathrm{ES},s,t}$ 为储能的能量状态；η^i_{ESC} 与 η^i_{ESD} 分别为储能的充放能效率；$P^i_{\mathrm{ESC},s,t}$ 与 $P^i_{\mathrm{ESD},s,t}$ 分别为储能的充放能功率；$P^{i,\max}_{\mathrm{ESC},s}$ 与 $P^{i,\max}_{\mathrm{ESD},s}$ 分别为储能的最大充放能功率；$\tau^i_{\mathrm{ESC},s,t}$ 与 $\tau^i_{\mathrm{ESD},s,t}$ 为布尔变量，其值为 1 则表示储能处于充能与放能状态；$E^i_{\mathrm{ES},s,0}$ 为储能初始的能量状态；$E^i_{\mathrm{ES},s,\mathrm{end}}$ 为储能结束时刻的能量状态；Δt 为调度的单位时间。

能源站考虑配置有风电、光伏、热电联产机组、燃气锅炉、电锅炉、电热泵、电制冷机、吸收式制冷机以及储能装置。此外，能源站可以从外部电网进行购能。能源站内的能量生产与转换关系如式(8)所示。负荷侧考虑的设备类型包括热泵、电制冷机以及吸收式制冷机。多能负荷灵活分配后，由于多能负荷的耦合作用，其中的不同类型负荷可能存在多个能源站中。多能负荷 d 的 i 类型负荷由能源站 s 提供，则对应的 i 类型能源转换由能源站 s 承担，否则其值为 0，因此需要将 n_{D} 个负荷节点的设备运行模型分别处理为 n_{S} 个独立的能源站−多能负荷能量转换模型，如式(9)所示。

$$P^i_{\mathrm{S},s,t}=\sum_{k\in K_s}\left(\rho^i_k P^i_{\mathrm{DEV},k,t}\right)+P^i_{\mathrm{BUY},s,t}+P^i_{\mathrm{NE},s,t}+P^i_{\mathrm{ES},s,t} \tag{8}$$

$$P^i_{\mathrm{D},s,d,t}=\sum_{k\in K_d}\left(x^i_{s,d}\rho^i_k P^i_{\mathrm{DEV},k,t}\right) \tag{9}$$

式中：$P^i_{\mathrm{S},s,t}$ 为能源站 s 在 t 时刻生产与转换后的 i 类型能源的功率，包含有电/气/热/冷功率；$P^i_{\mathrm{NE},s,t}$ 为新能源机组出力；$P^i_{\mathrm{BUY},s,t}$ 为外部购能功率；$P^i_{\mathrm{ES},s,t}$ 为储能出力，放能为正值，充能为负值；ρ^i_k 为方向系数，表示设备 k 与 i 类型能源的关系，其值为 1/−1/0 即代表 i 类型能源与设备 k 为输出关系/输入关系/无关；$P^i_{\mathrm{D},s,d,t}$ 表示能源站 s 所属的多能负荷节点 d 的 i 类型能源转换功率，包含有电/热/冷功率；K_s 为能源站 s 规划的能量转换设备集合；K_d 为多能负荷 d 规划的设备。

② 网络节点能量平衡

根据节点类型，综合能源系统网络拓扑中的节点可分为能源站节点、负荷节点以及路网节点 3 类。其中，能源站节点连接能量传输管线包括能源站−多能负荷以及能源站−能源站 2 部分，并且内部包含能量的生产与转换。负荷节点连接能源站−负荷能量传输网络，其内部包含能量转换关系以及多能负荷。路网节点为能量传输网络的过渡节点，仅与能源站−负荷能量传输网络相关。因此，能源站 s 对应的 i 类型能量传输网络的节点功率平衡关系可以表示为

$$\begin{cases}\displaystyle\sum_{b\in B^i_{\mathrm{SS},s}}\left(\left(1-\gamma^i_b\right)P^{i,\mathrm{in}}_{s,b,t}-P^{i,\mathrm{out}}_{s,b,t}\right)-\sum_{b\in B^i_{\mathrm{SD},s,s}}\left(P^i_{s,b,t}\right)=P^i_{\mathrm{S},s,t}\\ \displaystyle\sum_{b\in B^i_{\mathrm{SD},s,d}}\left(\left(1-\gamma^i_b\right)P^i_{s,b,t}\right)=x^i_{s,d}L^i_{\mathrm{D},d,t}-P^i_{\mathrm{D},s,d,t}\\ \displaystyle\sum_{b\in B^{i,\mathrm{in}}_{\mathrm{SD},s,n}}\left(\left(1-\gamma^i_b\right)P^i_{s,b,t}\right)-\sum_{b\in B^{i,\mathrm{out}}_{\mathrm{SD},s,n}}\left(P^i_{s,b,t}\right)=0\end{cases} \tag{10}$$

式中：$B^i_{\mathrm{SS},s}$ 为 i 类型站间网络中与能源站 s 相连的支路集合；$B^i_{\mathrm{SD},s,s}$ 为 i 类型能源站 s 供能网络中与其直接相连的支路集合；γ^i_b 为输能管线的损耗系数；$P^{i,\mathrm{in}}_{s,b,t}$ 与 $P^{i,\mathrm{out}}_{s,b,t}$ 表示能源站−能源站之间线路的输入与输出功率，能源站间管线中能量可以双向传输，此处用 2 个变量表示不同方向；$P^i_{s,b,t}$ 表示能源站−多能负荷间的网络支路传输功率；$B^i_{\mathrm{SD},s,d}$ 表示所有与多能负荷 d 直接相连的支路集合；$L^i_{\mathrm{D},d,t}$ 表示多能负荷 d 在 t 时刻的 i 类型负荷值；$B^{i,\mathrm{in}}_{\mathrm{SD},s,n}$ 与 $B^{i,\mathrm{out}}_{\mathrm{SD},s,n}$ 分别表示流入与流出节点 n 的支路集合。

2.2 系统设备与网络容量配置模型

能源站规划考虑热电联产机组、燃气锅炉、电锅炉、吸收式制冷机、热泵、电制冷机、风电光伏以及电/热储能。能源站 s 的设备容量配置模型为

$$\begin{cases}0\le P^i_{\mathrm{DEV},k,t}\le z_s Q^i_{\mathrm{DEV},k},\forall k\in K_s\\ 0\le P^i_{\mathrm{NE},s,t}\le z_s\mu^i_{\mathrm{NE},s,t}Q^i_{\mathrm{NE},s}\\ z_s e^{\min}_{\mathrm{ES}}Q^i_{\mathrm{ES},s}\le E^i_{\mathrm{ES},s,t}\le z_s e^{\max}_{\mathrm{ES}}Q^i_{\mathrm{ES},s}\end{cases} \tag{11}$$

式中：$Q^i_{\mathrm{DEV},k}$ 为设备 k 的配置容量；$Q^i_{\mathrm{NE},s}$ 为新能源配置容量；$Q^i_{\mathrm{ES},s}$ 为 i 类型储能配置容量；$\mu^i_{\mathrm{NE},s,t}$ 为新能源预测出力的标幺值系数；$e^{\min}_{\mathrm{ES}}$ 与 $e^{\max}_{\mathrm{ES}}$ 分别为储能装置的最小与最大储存能量比例。

多能负荷侧考虑建设热泵、电制冷机、吸收式制冷机。多能负荷 d 设备容量配置模型为

$$\begin{cases}0\le P^i_{\mathrm{DEV},k,t}\le Q^i_{\mathrm{DEV},k}\\ 0\le Q^i_{\mathrm{DEV},k}\le Q^{\max}_{\mathrm{DEV},k}\end{cases},\forall k\in K_d \tag{12}$$

式中，$Q^{\max}_{\mathrm{DEV},k}$ 为设备 k 的最大允许配置容量。

供能网络规划考虑站荷关联情况对应的网络拓扑结构，其中，能源站 s 的 i 类型能源供能网络容量配置模型如式(13)所示，其中支路是否被规划由负荷的分配变量 $x^i_{s,d}$ 所决定。当 $x^i_{s,d}=1$ 时，能源站 s 至负荷 d 最短路径上的 i 类型管线才能被规划，否则将规划容量限定为 0。能源站 s 与能源站 s' 间的 i 类型能源互通网络模型如式(14)所示，其中线路是否被规划由站间连接决策变量 $y^i_{s,s'}$ 所决定。

$$\begin{cases} 0 \le P_{s,t,b}^{i} \le z_{s,b}^{i} Q_{\mathrm{D},s,b}^{i} \\ z_{s,b}^{i} = f_{\parallel}\left(x_{s,d}^{i},\ d \in N_{\mathrm{D},s,b}\right) \\ z_{s,b}^{i} \in \{0,1\}, \forall b \in B_{\mathrm{SD},s}^{i} \end{cases} \tag{13}$$

$$\begin{cases} 0 \le P_{s,t,b}^{i,\mathrm{in}} \le \tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{in}} Q_{\mathrm{S},s,b}^{i} \\ 0 \le P_{s,t,b}^{i,\mathrm{out}} \le \tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{out}} Q_{\mathrm{S},s,b}^{i} \\ 0 \le \tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{in}} + \tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{out}} \le y_{s,s'}^{i} \\ \tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{in}}, \tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{out}} \in \{0,1\}, \forall b \in B_{\mathrm{SS},s,s,s'}^{i} \end{cases} \tag{14}$$

式中：$z_{s,b}^{i}$ 为布尔变量，用于确定是否进行支路 b 的规划；$N_{\mathrm{D},s,b}$ 为能源站 s 与多能负荷的最短路径中，包含支路 b 的多能负荷节点集合，可在求解最短路径时确定；$B_{\mathrm{SD},s}^{i}$ 为能源站 s 的 i 类型供能网络所有支路集合；$\tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{in}}$ 与 $\tau_{s,t,b}^{i,\mathrm{out}}$ 为布尔变量，表示站间能源互通管线的能源传输方向。

3　站−网−荷协同优化规划模型与求解

3.1　综合能源系统协同优化规划模型

综合能源系统站−网−荷协同规划问题涉及供能管线网络的拓扑规划、供能管线传输容量配置、能源站/多能负荷设备容量配置。考虑综合能源系统设备容量配置、运行经济性及环保性，本文以规划方案的全寿命周期投资建设成本、多典型场景运行成本以及计及碳排放量的环境成本之和最小为优化目标，构建综合能源系统站−网−荷协同优化规划模型，即

$$\begin{cases} C_{\mathrm{OBJ}} = \min\left(C_{\mathrm{INV}} + C_{\mathrm{RUN}} + C_{\mathrm{ENV}}\right) \\ \text{s.t.}\ \ 式(2)—式(14) \end{cases} \tag{15}$$

式中：C_{INV} 为系统网络及设备的投资建设成本；C_{RUN} 为系统运行中产生的能源消耗以及设备维护成本；C_{ENV} 为系统运行中产生的碳排放成本，包括内部燃烧天然气以及外购电能等效的碳排放成本。各项成本的详细构成如下

$$\begin{cases} C_{\mathrm{INV}} = \sum_{k \in K}\left(\psi_k \alpha_k Q_{\mathrm{DEV},k}^{i}\right) + C_{\mathrm{PM}} \\ C_{\mathrm{RUN}} = \sum_{r \in R}\sum_{t \in T} \omega_r \left(\sum_{i \in I} p_t^i E_{\mathrm{BUY},r,t}^{i} + \sum_{k \in K} p_k E_{r,k,t}^{i}\right) \\ C_{\mathrm{ENV}} = p_{\mathrm{CO2}} \sum_{r \in R}\sum_{t \in T} \omega_r \left(\sum_{i \in I} \pi^i E_{\mathrm{BUY},r,t}^{i}\right) \end{cases} \tag{16}$$

式中：ψ_k 为设备的等年值系数；α_k 为新能源机组、电/热储能以及能量转换设备的单位建设成本；R 为典型日的类型集合；T 为调度时段集合；ω_r 为典型场景的权重系数；p_t^i 为 i 类型能源 t 时刻的购入价格；$E_{\mathrm{BUY},r,t}^{i}$ 为系统在典型场景 r 中 t 时刻的 i 类型能源购入量，包括电能与天然气 2 类；p_k 为设备维护成本系数；$E_{r,k,t}^{i}$ 为设备输出能量；p_{CO2} 为碳税；π^i 为外购单位能源等效的碳排放系数，本文中考虑外购电能的等效碳排放系数以及外购天然气燃烧的碳排放系数。

对于该规划模型，传统综合能源系统的站−网协同规划方法，采用“元启发式算法”或是“结合混合整数线性规划的枚举法”进行求解[17,19]。然而，元启发式算法不能保证得到问题的最优解，且随着问题复杂度的提升，求解准确性会降低。枚举法通过列举所有候选能源站的组合形式进行优化求解，仅适用于基于最短综合能距的规划方法，在考虑多能负荷灵活分配后，该方法已不再适用于本文模型求解。因此，本文对模型中的非线性约束条件进行线性化，将问题转换成混合整数线性规划模型，使其可采用商业求解器进行求解，提高模型的适用性与规划结果的求解精度。

模型中的非线性约束条件及转化方法如下：

①式(2)中包含 $f_{\&}(\cdot)$ 与 $f_{\parallel}(\cdot)$ 2 部分非线性因素，可将相关约束转化成以下等价形式

$$\begin{cases} 0 \le z_s \le \sum_{i \in I}\sum_{d \in N_{\mathrm{D}}} x_{s,d}^{i} \\ 0 \le y_{s,s'}^{i} \le z_s \\ 0 \le y_{s,s'}^{i} \le z_{s'} \end{cases} \tag{17}$$

②式(9)、式(11)、式(13)与式(14)中存在布尔变量与连续变量乘积形式。通过引入足够大的正值 M，式(9)与式(11)可分别转化为式(18)与式(19)的形式，式(13)、式(14)可参考式(11)的方法进行转化。

$$\begin{cases} P_{\mathrm{D},s,d,t}^{i} \le \sum_{k \in K_d}\left(\rho_k^i P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i}\right) + \left(1 - x_{s,d}^{i}\right) M \\ P_{\mathrm{D},s,d,t}^{i} \ge \sum_{k \in K_d}\left(\rho_k^i P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i}\right) - \left(1 - x_{s,d}^{i}\right) M \\ -x_{s,d}^{i} M \le P_{\mathrm{D},s,d,t}^{i} \le x_{s,d}^{i} M \end{cases} \tag{18}$$

$$\begin{cases} 0 \le P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i} \le z_s M \\ 0 \le P_{\mathrm{DEV},k,t}^{i} \le Q_{\mathrm{DEV},k}^{i} \\ 0 \le P_{\mathrm{NE},s,t}^{i} \le z_s M \\ 0 \le P_{\mathrm{NE},s,t}^{i} \le \mu_{\mathrm{NE},s,t}^{i} Q_{\mathrm{NE},s}^{i} \\ -z_s M \le E_{\mathrm{ES},s,t}^{i} \le z_s M \\ e_{\mathrm{ES}}^{\min} Q_{\mathrm{ES},s}^{i} \le E_{\mathrm{ES},s,t}^{i} \le e_{\mathrm{ES}}^{\max} Q_{\mathrm{ES},s}^{i} \end{cases} \tag{19}$$

通过约束条件转化，综合能源系统站−网−荷协同优化规划模型转换为混合整数线性规划模型。

3.2 规划模型求解方法

本文模型采用 Matlab 2020a 软件的 YALMIP 工具箱调用 Gurobi 求解器进行求解。模型的全流程求解步骤如图 3 所示。

4 算例分析

4.1 算例参数设置

本文选取北方某园区综合能源系统进行研究分析。待规划园区综合能源系统网络结构如图 4 所示，园区规模为 13 km×18 km，包含 6 个候选能源站节点、14 个多能负荷节点、62 个已建街区路网节点、58 个能源站与多能负荷接入路网节点，节点通过路网支路相互连接，组成了共计 140 个节点与 220 条支路的综合能源系统待规划网络结构。其中，候选能源站节点与多能负荷节点的编号已在图 4 中标出。光伏规划于 1、2、4 号候选能源站节点，风电规划于 4 号候选能源站节点。综合能源系统网络拓扑参数、设备与管线规划运行参数以及能源价格参数可参见文献[19]。负荷侧规划设备的运行效率设置为能源站同类型设备的 90%。根据系统风光出力与多能负荷特性，将全年归纳为过渡季(4 月/5 月/10 月)、夏季(6 月至 9 月)与冬季(11 月至次年 3 月) 3 个典型场景进行规划分析，各典型日的权重比为 92:122:151[19]。各典型日的节点多能负荷峰值参见附录 A 中表 A1，日负荷曲线参见图 A1、图 A2 与图 A3，风光预测出力曲线参见图 A4。等年值系数对应的时间尺度设置为 20 a，折现率为 0.08。

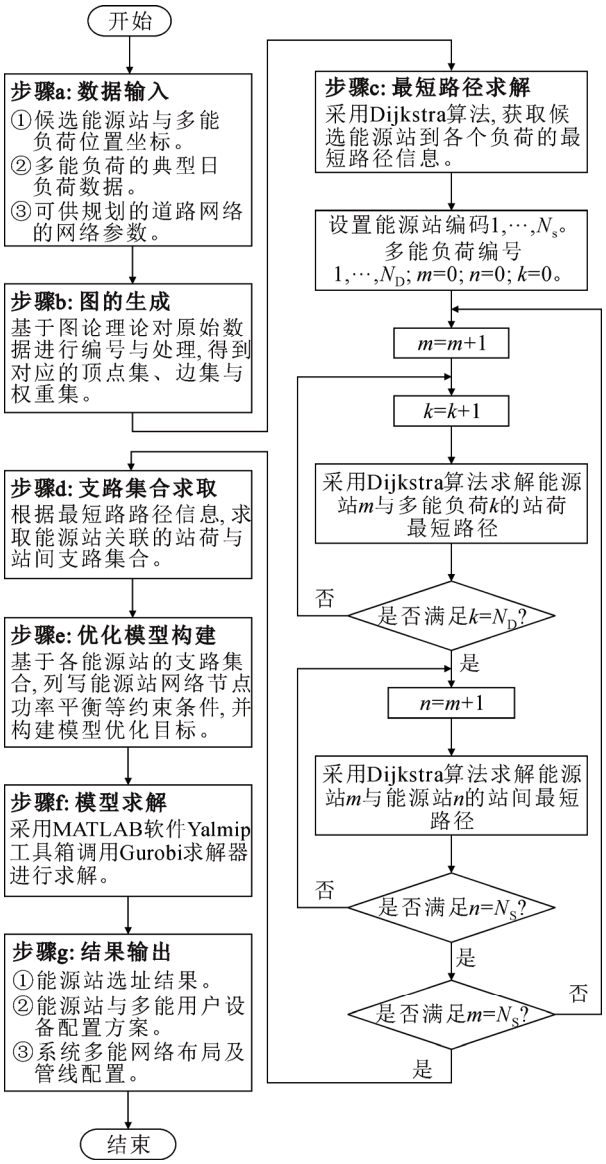


图 3 站−网−荷协同规划模型求解流程

Fig.3 Station-network-load collaborative planning model solution process

4.2 算例结果对比分析

4.2.1 多能负荷灵活分配作用分析

为分析多能负荷灵活分配规划的作用，设置如下场景进行对比分析。场景 S1：采用传统 P 中位模型进行优化规划。场景 S2：在场景 S1 基础上，考虑多能负荷灵活分配。场景 S3：采用站间连通的改进 P 中位模型进行优化规划。场景 S4：在场景 S3 的基础上，考虑多能负荷灵活分配。不同场景的设备配置结果如表 1 所示。

首先，从各场景规划方案的配置成本可以看出，场景 S4 优于场景 S3，场景 S2 优于场景 S1，可以得出考虑负荷灵活分配具有优化设备配置方案的作用。在设备配置方面，因受到 HP 与 HS 配置上限以及 CHP 机组运行特性的影响，场景 S1 为满足调峰需求，配置了较大容量的 GB 与 EB，体现了

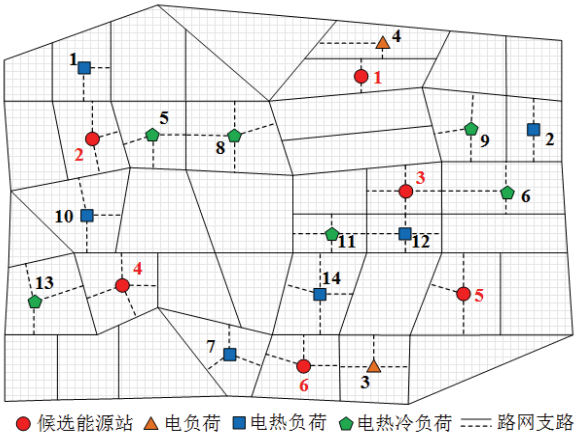


图 4 待规划园区综合能源系统网络结构

Fig.4 Network structure of the park-level integrated energy system to be planned

表 1　不同场景设备配置结果对比

Table 1　Comparison of device configurations in different scenarios

场景	CHP/kW	GB/kW	EB/kW	AC/kW	HP/kW	EC/kW	ES/kWh	HS/kWh	PV/kW	WP/kW	配置成本/万元
S1	9500	4000	800	5000	21 800	9800	7100	5600	12 000	6000	2248.273
S2	9500	2500	800	4400	21 600	9400	6700	9600	12 000	6000	2222.122
S3	10 000	0	0	3600	22 800	10 600	0	6000	12 000	6000	2109.849
S4	10 000	0	200	4200	23 000	9600	0	5000	12 000	6000	2106.149

传统 P 中位模型在规划灵活性方面的不足。相比之下，场景 S2 减少了 GB 与 EB 的容量，增加了经济性较好的 HP 与 HS 配置，表明多能负荷灵活分配具有缓解能源站的负荷峰谷差距的作用。场景 S3 考虑了站间连通作用，各个能源站的配置与运行得以相互协调，因而 HP 配置容量显著提高，GB、EB 与 ES 需求均显著降低。场景 S4 相比于 S3 实现了进一步的优化，证明多能负荷灵活分配规划实现了缓解能源站能量刚性耦合效应与负荷峰谷差异影响的作用。

在站荷网络规划方面，不同场景的站荷网络规划能距结果如表 2 所示，对比场景 S2 与 S1 以及场景 S4 与 S3 可知，多能负荷灵活分配规划使得电网能距增大、冷网能距减小。多能负荷统一规划中，负荷中心整体分配至各个能源站，灵活性受限。多能负荷灵活分配，能够根据能量传输特性，对负荷中心的各类型负荷进行合理规划。其中，供热/冷网络能量传输损耗大，在考虑负荷协调的基础上优先选择最近候选站点进行供能；而电能损耗较小，电力负荷可综合考虑传输距离与建设成本进行协调分配。

在站间网络规划方面，场景 S3 与 S4 的站间网络规划与运行结果如表 3 所示，场景 S3 规划了 5 条站间电网与 1 条站间热网，场景 S4 则是 3 条站间电网与 1 条站间热网。相应地，场景 S4 的站间网络能距均有所减小，说明多能负荷灵活分配规划可以起到间接协调能源站间规划与运行的效果。

4.2.2　负荷协调配置效果分析

进一步分析负荷侧设备协调配置对系统规划结果的影响，设置场景 S5 为采用站间连通的改进 P 中位模型进行优化规划，并且考虑负荷侧设备协同配置。场景 S3 与 S5 的站荷网络规划与运行结果如表 4 所示。

在站荷供能网络的规划方面，场景 S5 相较于 S3，电网能距增加，热网与冷网能距减少。因此，场景 S5 以增加一定的电网配置为代价，通过负荷侧的能量转换效应，将热能与冷能的传输需求转换至负荷侧生产，降低热负荷与冷负荷峰值的影响以及热网与冷网的传输需求，因而使得热网与冷网的配置能距显著减少，提升规划方案的经济性。在站荷供能网络的运行方面，场景 S5 随着电网配置规模的扩大，相应的电能传输功率与损耗增加，代替了热能与冷能的传输与损耗。由于电能传输损耗较低，场景 S5 的整体功率损耗比场景 S3 显著减小。因此，负荷中心配置能量转换设备，可以有效协调不同类型能源网络的规划方案，减小短时负荷峰值

表 2　不同场景下站荷网络规划能距结果

Table 2　Energy distance results of station-load network planning in different scenarios

场景	电网能距/(MW·km)	热网能距/(MW·km)	冷网能距/(MW·km)
S1	53.112	111.615	57.501
S2	46.144	111.615	43.988
S3	44.567	108.225	49.819
S4	46.144	111.615	43.988

表 3　场景 S3 与 S4 的站间网络规划与运行结果

Table 3　Results of station-station network planning and operation in scenarios S3 and S4

场景	站间连接情况		网络能距/(MW·km)		日均能量交换/MW	
	电网	热网	电网	热网	电网	热网
S3	{1-3, 1-5, 2-3, 2-4, 4-6}	{2-4}	34.624	11.414	40.535	23.860
S4	{1-3, 2-4, 4-6}	{2-4}	17.462	11.414	22.639	25.413

表 4　场景 S3 与 S5 的站荷网络规划与运行结果

Table 4　Results of station-load network planning and operation in scenarios S3 and S5

参数名称	类别	场景 S3	场景 S5	S5 与 S3 差值
站荷供能	电	44.567	51.445	6.878
网络能距	热	108.225	75.800	−32.425
/(MW·km)	冷	49.819	26.566	−23.253
站荷网络	电	199.209	243.731	44.522
日均功率	热	510.831	355.418	−155.413
/MW	冷	85.529	36.540	−48.989
站荷网络	电	6.552	8.010	1.458
传输损耗	热	66.478	42.987	−23.491
/MW	冷	11.625	5.616	−6.009

对管线配置容量的不利影响。

4.2.3 联合优化规划结果分析

当同时考虑多能负荷灵活分配以及负荷侧协同规划时，负荷中心作为多能汇集点，起到了能源站之间间接连通的作用，将更加有效地优化规划方案。为此，设置场景 S6(考虑站间互连、多能负荷灵活分配与荷侧设备协同配置)进行对比分析。

场景 S6 的多能网络规划结果如图 5 所示。其中，多能负荷 7、8、9、10、11 节点分别由 2 个不同的能源站进行供能，在该处进行能量转换设备的协同配置能够实现能源站间的能量间接交换，与能源站间互连网络形成配合，实现多能网络与设备的灵活规划。

不同场景的经济性优化规划指标结果如表 5 所示。对比场景 S3 与 S1 可知，场景 S3 考虑站间相连，使得网络投建成本升高、运行成本与设备配置成本降低，有效提升了规划方案的经济性，说明基于改进 P 中位模型的站间相连规划方案，对缓解能源站的峰谷需求差异问题具有显著效果。场景 S4、S5 的规划结果均优于场景 S3，结合 4.2.1 节与 4.2.2 节分析结果可知，在站间相连规划基础上考虑多能负荷灵活分配或负荷侧协调配置，可以对规划方案进行进一步优化。场景 S6 与 S4、S5 相比，规划方案进一步优化，总成本进一步下降，表明采用多能负荷灵活分配与负荷侧协调配置结合的方式，可以使系统规划与运行更加灵活。对比传统的 P 中位模型规划方法，本文所提规划方法的规划方案总成本降低 1004.425 万元。此外，相比于考虑站间相连的改进 P 中位模型规划方法，本文方法的规划方案总成本降低了 524.608 万元，提升了 4.746%。

综上所述，本文提出的考虑多能负荷灵活分配的综合能源系统站−网−荷协同规划方法，能够充分发挥综合能源系统规划与运行的灵活性，缓解能量刚性耦合与负荷峰谷需求问题的不利影响，更具优势与价值。

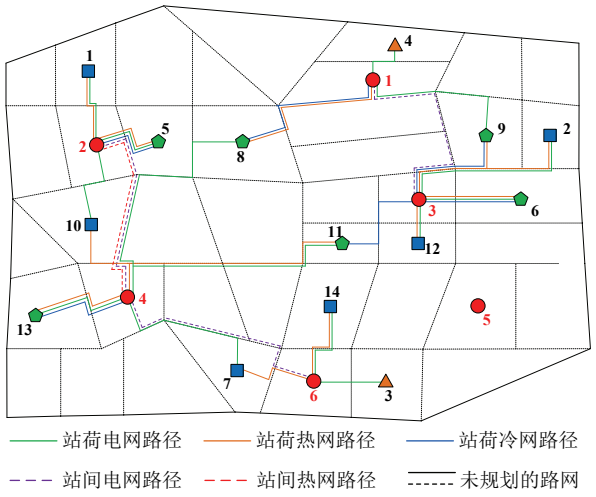


图 5 场景 S6 的系统网络规划结果

Fig.5 Result of system network planning for scenario S6

表 5 规划方案成本指标结果

Table 5 Result of the cost indicator of the planning option

场景	设备配置成本/万元	站间网络成本/万元	站荷网络成本/万元	运行与环境成本/万元	总成本/万元
S1	2248.273	0	791.470	8481.170	11 534.381
S2	2222.122	0	700.687	8304.227	11 238.554
S3	2109.849	199.192	722.957	8022.015	11 054.564
S4	2106.149	118.440	700.687	7967.814	10 893.923
S5	2079.801	125.469	675.710	7780.611	10 662.587
S6	2071.156	76.797	650.724	7730.779	10 529.956

5 结论

本文提出了考虑多能负荷灵活分配的综合能源系统站−网−荷协同规划方法。通过算例分析，得出如下结论：

1）多能负荷灵活分配规划满足了能源站之间的负荷协调分配需求，能够根据多能网络特性进行灵活布局与配置，有效缓解了能源站能量生产耦合效应与负荷需求不匹配的负面影响。

2）计及负荷侧设备协同配置的方法，充分发挥负荷侧的能量耦合效应，实现了多能网络容量配置的协调互补，降低了能源站−负荷供能网络的运行损耗。

3）本文提出的考虑多能负荷灵活分配的综合能源系统站−网−荷协同规划方法，能够提升规划方法的灵活性与协调性，相比于现有规划方法优势显著，更具实际应用价值。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 程耀华，张 宁，康重庆，等. 低碳多能源系统的研究框架及展望[J]. 中国电机工程学报，2017，37(14)：4060-4069.
CHENG Yaohua, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Research framework and prospects of low-carbon multiple energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4060-4069.

[2] 别朝红，王 旭，胡 源. 能源互联网规划研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报，2017，37(22)：6445-6462.
BIE Zhaohong, WANG Xu, HU Yuan. Review and prospect of planning of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(22): 6445-6462.

[3] 吕佳炜，张沈习，程浩忠，等. 考虑互联互动的区域综合能源系统

规划研究综述[J]. 中国电机工程学报，2021，41(12)：4001-4020.
LYU Jiawei, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Review on district-level integrated energy system planning considering interconnection and interaction[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4001-4020.

[4] 艾　芊，郝　然. 多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化，2018，42(4)：2-10，46.
AI Qian, HAO Ran. Key technologies and challenges for multi-energy complementarity and optimization of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 2-10, 46.

[5] 王　丹，孟政吉，贾宏杰，等. 面向新型城镇的能源互联系统规划关键技术研究及展望[J]. 电力系统自动化，2019，43(14)：16-28.
WANG Dan, MENG Zhengji, JIA Hongjie, et al. Research and prospect of key technologies for energy interconnection system planning for new-type towns[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 16-28.

[6] 曾贤强，张警卫，王晓兰. 计及多重不确定性及光热电站参与的区域综合能源系统配置与运行联合优化[J/OL]. 高电压技术，2022：1-15[2022-04-20]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail. aspx?doi=10.13336/j. 1003-6520. hve. 20211326.
ZENG Xianqiang, ZHANG Jingwei, WANG Xiaolan. Optimal configuration of regional integrated energy system taking into account multiple uncertainties and the participation of concentrating solar power stations[J/OL]. High Voltage Engineering, 2022: 1-15 [2022-04-20]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?doi=10.13336/j.1003-6520.hve.20211326.

[7] 袁铁江，曹继雷. 计及风电−负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J]. 高电压技术，2022，48(6)：2037-2044.
YUAN Tiejiang, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2037-2044.

[8] LI C Z, WANG N L, WANG Z, et al. Energy hub-based optimal planning framework for user-level integrated energy systems: considering synergistic effects under multiple uncertainties[J]. Applied Energy, 2022, 307: 118099.

[9] SUN J Q, RUZE N, ZHANG J J, et al. Capacity planning and optimization for integrated energy system in industrial park considering environmental externalities[J]. Renewable Energy, 2021, 167: 56-65.

[10] 曾　博，徐富强，刘　裕，等. 考虑可再生能源与需求响应协同增效的能量枢纽多目标区间优化规划方法[J]. 中国电机工程学报，2021，41(21)：7212-7224.
ZENG Bo, XU Fuqiang, LIU Yu, et al. Multi-objective interval optimization approach for energy hub planning with consideration of renewable energy and demand response synergies[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(21): 7212-7224.

[11] 黄武靖，张　宁，董瑞彪，等. 多能源网络与能量枢纽联合规划方法[J]. 中国电机工程学报，2018，38(18)：5425-5437.
HUANG Wujing, ZHANG Ning, DONG Ruibiao, et al. Coordinated planning of multiple energy networks and energy hubs[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18): 5425-5437.

[12] LU X J, WANG J, LIU G, et al. Station-and-network–coordinated planning of integrated energy system considering integrated demand response[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 39-47.

[13] 徐成司，董树锋，吴金城，等. 考虑区域综合能源系统拓扑特性的能源站和管线规划[J]. 电力系统自动化，2020，44(3)：74-82.
XU Chengsi, DONG Shufeng, WU Jincheng, et al. Planning of energy station and pipeline considering topological characteristics of regional integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(3): 74-82.

[14] LIU X O. Energy stations and pipe network collaborative planning of integrated energy system based on load complementary characteristics[J]. Sustainable Energy, Grids and Networks, 2020, 23: 100374.

[15] 刘　洪，郑　楠，葛少云，等. 考虑负荷特性互补的综合能源系统站网协同规划[J]. 中国电机工程学报，2021，41(1)：52-64.
LIU Hong, ZHENG Nan, GE Shaoyun, et al. Station and network coordinated planning of integrated energy systems considering complementation of load characteristic[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 52-64.

[16] 陈　娟，黄元生，鲁　斌. 区域能源互联网“站−网”布局优化研究[J]. 中国电机工程学报，2018，38(3)：675-684.
CHEN Juan, HUANG Yuansheng, LU Bin. Research on “stations-pipelines” layout and optimization of regional energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 675-684.

[17] 易文飞，俞永增，张艺伟，等. 基于 *p*-中位模型的区域综合能源系统能源站优化规划[J]. 电力系统自动化，2019，43(4)：107-112.
YI Wenfei, YU Yongzeng, ZHANG Yiwei, et al. *p*-median model based optimal planning of energy station for regional integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(4): 107-112.

[18] 黄　伟，柳思岐，叶　波. 考虑源-荷互动的园区综合能源系统站-网协同优化[J]. 电力系统自动化，2020，44(14)：44-53.
HUANG Wei, LIU Siqi, YE Bo. Station-network cooperative optimization of integrated energy system for park considering source-load interaction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 44-53.

[19] 黄　伟，刘文彬. 基于多能互补的园区综合能源站-网协同优化规划[J]. 电力系统自动化，2020，44(23)：20-28.
HUANG Wei, LIU Wenbin. Multi-energy complementary based coordinated optimal planning of park integrated energy station-network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 20-28.

[20] 崔　杨，纪银锁，仲悟之，等. 计及需求响应及环保成本的含储热 CHP 与风电联合优化调度[J]. 电网技术，2020，44(2)：655-663.
CUI Yang, JI Yinsuo, ZHONG Wuzhi, et al. Joint optimal dispatching of CHP with heat storage and wind power considering demand response and environmental protection cost[J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 655-663.

[21] 张　锴，郭小璇，韩　帅，等. 基于电转气反应热应用和合作博弈的电转气装置容量规划[J]. 电网技术，2021，45(7)：2801-2810.
ZHANG Kai, GUO Xiaoxuan, HAN Shuai, et al. Capacity planning of power-to-gas devices considering reaction heat recovery and cooperative game[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2801-2810.

[22] 中华人民共和国建设部，国家质量监督检验检疫总局. 城镇燃气设计规范：GB 50028—2006[S]. 北京：中国建筑工业出版社，2006.
Ministry of Construction People’s Republic of China, General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine. Code for design of city gas engineering: GB 50028—2006[S]. Beijing, China: China Architecture & Building Press, 2006.

[23] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 城镇供热管网设计规范：CJJ 34—2010[S]. 北京：中国建筑工业出版社，2011.
Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People’s Republic of China. Design code for city heating network: CJJ 34—2010[S]. Beijing, China: China Architecture & Building Press, 2011.



刘　沆
1988—，男，博士，工程师
主要从事综合能源系统规划与运行技术、电力市场与电价的研究工作
E-mail:790356101@qq.com

LIU Hang
Ph.D.



赵海彭(通信作者)
1996—，男，硕士生
从事综合能源系统规划与运行技术的研究工作
E-mail:zhaohaipeng@hust.edu.cn

ZHAO Haipeng
Corresponding author

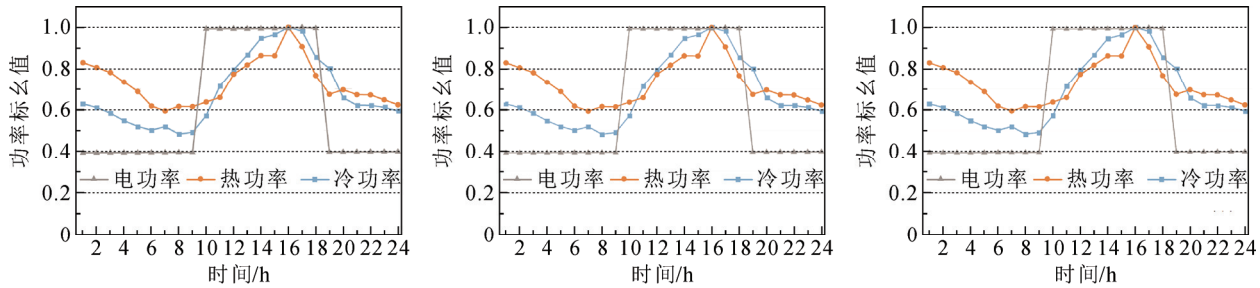
收稿日期　2022-02-25　在线出版日期　2022-06-01　　编辑　程子丰

附录 A

表 A1　负荷节点的电/热/冷需求功率峰值数据

Table A1　Electric/heat/cold demand power peak data of load nodes

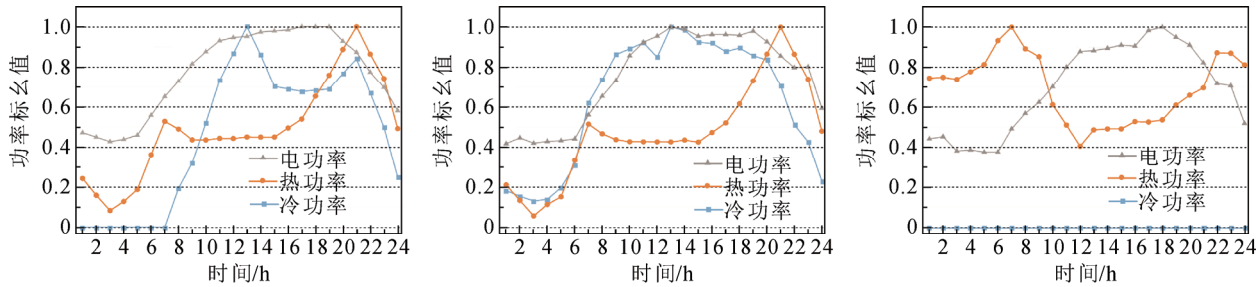
负荷	负荷类型	能源类型	过渡季(4 月、5 月、10 月)			夏季(6 月至 9 月)			冬季(11 月至次年 3 月)		
			电/kW	热/kW	冷/kW	电/kW	热/kW	冷/kW	电/kW	热/kW	冷/kW
1	工业负荷	电/热	1 172	10 548	0	1 289	11 603	0	1 231	11 075	0
2	工业负荷	电/热	879	879	0	967	967	0	923	923	0
3	商业负荷	电	1 172	0	0	1 289	0	0	1 231	0	0
4	工业负荷	电	1 099	0	0	1 209	0	0	1 154	0	0
5	居民负荷	电/热/冷	1 172	1 563	1 172	1 289	859	2 149	1 231	2 871	0
6	居民负荷	电/热/冷	1 172	1 563	1 172	1 289	859	2 149	1 231	2 871	0
7	工业负荷	电/热	806	3 223	0	886	3 545	0	846	3 384	0
8	居民负荷	电/热/冷	1 099	1 831	733	1 209	403	2 417	1 154	2 307	385
9	工业负荷	电/热/冷	879	1 465	586	967	322	1 934	923	1 846	308
10	居民负荷	电/热	1 099	1 648	0	1 209	1 813	0	1 154	1 731	0
11	商业负荷	电/热/冷	1 099	659	440	1 209	242	967	1 154	692	461
12	商业负荷	电/热	1 172	1 758	0	1 289	1 934	0	1 231	1 846	0
13	居民负荷	电/热/冷	952	1 587	635	1 047	349	2 095	1 000	2 333	0
14	居民负荷	电/热	879	1 319	0	967	1 450	0	923	1 384	0



(a) 过渡季典型日负荷曲线　(b) 夏季典型日负荷曲线　(c) 冬季典型日负荷曲线

图 A1　工业负荷过渡季、夏季与冬季典型日负荷曲线

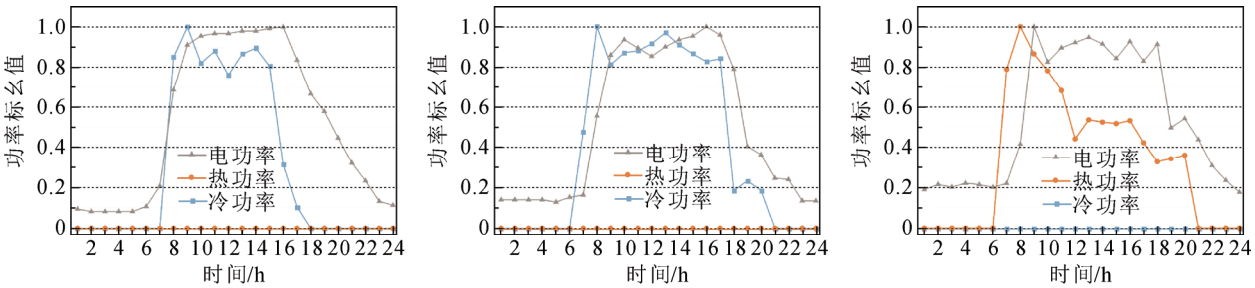
Fig.A1　Typical daily load curve of industrial load transition season, summer and winter



(a) 过渡季典型日负荷曲线　(b) 夏季典型日负荷曲线　(c) 冬季典型日负荷曲线

图 A2　居民负荷过渡季、夏季与冬季典型日负荷曲线

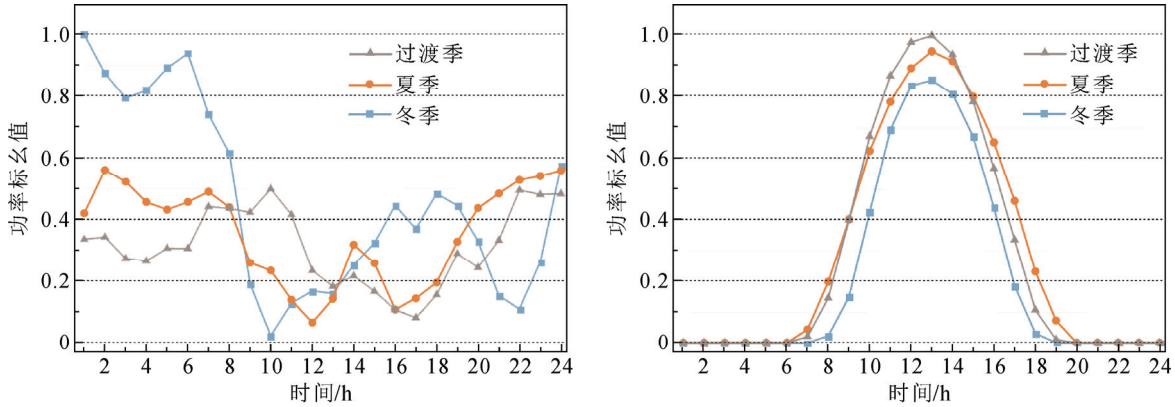
Fig.A2　Typical daily load curves of residential load transition season, summer and winter



(a) 过渡季典型日负荷曲线　(b) 夏季典型日负荷曲线　(c) 冬季典型日负荷曲线

图 A3　商业负荷过渡季、夏季与冬季典型日负荷曲线

Fig.A3　Typical daily load curves of commercial load transition season, summer and winter



(a) 风电典型日出力预测归一化曲线　(b) 光伏典型日出力预测归一化曲线

图 A4　风电与光伏的典型日出力预测归一化曲线

Fig.A4　Typical daily output forecast normalization curve for wind power and photovoltaics