

考虑移动氢储能和高密度可再生能源的 主动配电网优化调度

朱俊澎,袁 越,吴 涵
(河海大学 能源与电气学院,江苏 南京 211100)

摘要:随着可再生分布式电源(RDG)在配电网中的渗透率逐步提高,局部地区已出现配电网对RDG消纳能力不足的情况。已有研究表明主动配电网中的各类有功、无功灵活性资源对RDG消纳具有促进作用。为此,基于氢储能的移动特性,提出一种新型的含高密度RDG的主动配电网优化调度模型。考虑RDG出力的随机性和氢能在多座氢储能电站之间运输的时间约束,以及无功补偿装置、软开关等传统调节手段,提出了软开关模型精确线性化建模方法,建立了多座氢储能电站在配电网内的优化调度混合整数线性规划模型。以某一实际农村配电网为算例对所提方法进行仿真,量化分析了考虑可移动特性的多氢储能电站协同优化的效果,并验证了所提线性化模型的精确性。

关键词:主动配电网;可再生分布式电源;氢储能;软开关;灵活性资源;线性规划模型;优化调度

中图分类号:TM 734;TK 91

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202012004

0 引言

随着全球范围内能源需求的提升,传统化石能源日渐短缺以及环境问题受到广泛的关注,积极开发可再生能源以提升清洁能源在能源结构中的占比已经成为广泛共识。2019年中国可再生能源发电的总装机容量达到 7.94×10^8 kW,占全部发电装机容量的39.5%^[1],含水电在内的可再生能源电力的实际消纳量占全社会用电量的27.5%^[2]。同时,近年来,以风力发电、光伏发电为主的可再生分布式电源RDG(Renewable Distributed Generation)技术已经成为国内外的研究热点,RDG在电力系统内的渗透率也稳步提高,而电力系统对RDG出力消纳能力不足的情况也逐渐体现。

已有文献从有功/无功控制、综合能源系统、电力市场、网络重构、电网规划及RDG优化配置等多个角度研究了配电网内促进可再生能源消纳的模型和方法。在有功/无功控制方面,文献[3]通过光伏并网逆变器的无功控制进行电压就地分散式调节,提升了电网的消纳能力;文献[4]同时考虑静止无功补偿装置SVC(Static Var Compensator)、储能、电容器组CB(Capacitor Bank)等多类有功无功调节装置,建立了分级调度模型,验证了有功、无功协调控

制对促进RDG消纳的作用。在综合能源系统方面,文献[5]定量评估了电转热技术对电力系统和热力系统概率能量流的影响。在电力市场方面,文献[6]以广东电力市场为研究对象,完善了消纳责任下的广东批发市场和消纳量交易市场体系,并对促进可再生能源消纳的需求侧灵活性机制进行了分析。在网络重构方面,文献[7]分析了网络动态重构对分布式光伏消纳的促进作用,然而网络动态重构对配电系统的自动化水平提出了较高的要求。在电网扩展规划方面,文献[8]经过态势察觉、态势理解和态势利导三阶段模型得到了提升可再生能源消纳水平的规划方案。在RDG优化配置方面,文献[9]为了减少跨电压等级的功率倒送,提出了一种服务于规划的集群划分方法,避免了集群内荷-储调节能力利用不足的问题,进而提高了集群的可再生能源消纳能力。综合上述研究可知,在当前提升可再生能源消纳的主流策略中,综合能源系统以多种能源形式的耦合为前提,电力市场机制需要有良好的市场和政策基础,网络重构依赖于先进的配电系统自动化水平,而网络及RDG规划则立足于长时间尺度。就运行层面而言,有功、无功协调控制仍然是相对高效的优化手段。

随着能源互联网的发展,氢储能因具有无污染、能量转化及应用方式多样和可移动性等特点,正得到越来越多的重视,近年来国内外也开展了利用新能源发电电解水制氢的示范项目^[10]。文献[11]研究了氢储能电站HSS(Hydrogen Storage Station)参与电力市场需求响应的优化调度模型;文献[12]研究了含制氢储能的混合传动风电系统的基本架构,验证了含制氢储能的混合传动风电系统可以有效平抑

收稿日期:2020-05-22;修回日期:2020-10-09

基金项目:国家重点研发计划项目(2016YFB0900100);国家自然科学基金资助项目(51807051);江苏省自然科学基金资助项目(BK20180507)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2016YFB0900100), the National Natural Science Foundation of China(51807051) and the Natural Science Foundation of Jiangsu Province(BK20180507)

输出功率的波动,提高系统的故障穿越能力和持续运行稳定性。同时,作为一种新型的有功无功调节资源,软开关SOP(Soft Open Point)在配电网中的应用正受到越来越多的关注。SOP由全控型电力电子器件组成,可以对2条馈线之间传输的有功功率进行灵活控制,并提供一定的无功功率支撑。文献[13]通过SOP的合理规划,显著提升了配电系统运行的经济性和控制的灵活性;文献[14]应用SOP解决了间歇性源、荷带来的问题,并建立了响应鲁棒优化模型;文献[15]提出了一种基于智能SOP的实时电压和无功控制方法,并验证了其有效性。

本文以提升运行经济性、促进RDG消纳为目标,提出了一种考虑移动氢储能和SOP等有功无功调节装置的主动配电网优化调度模型,通过HSS实现电-氢的能量交换,在不依赖其他氢能生产或消费用户的情况下,多座HSS之间允许氢能共享,以实现多区域储能的跨时间、跨空间能量调节作用。为了避免过度竞争而导致效率下降的问题,本文建立了集中优化调度模型以获得全局最优运行策略,并量化分析了考虑可移动特性的多HSS的协同优化效果。

1 HSS模型

HSS实现了氢能和电能的相互转换。通常而言,HSS中包含电解装置模块、燃料电池模块和氢能存储模块。电解装置模块包含变流器和电解槽,电解槽在直流电的作用下,通过电化学反应将水分子解离,分别在阴、阳两极析出氢气与氧气;燃料电池模块的基本原理则为电解制氢的逆反应;氢能存储模块包含氢气压缩装置和储氢罐等。

区别于综合能源系统,本文所提调度模型不依赖其他的氢能生产和消费用户,因此在一个调度周期(24 h)的始末,约束HSS内的储氢量不变。同时,区别于传统的电化学储能,氢气作为HSS的能源介质在一定的条件下可以压缩储存在标准储氢罐中,从而与电解槽、燃料电池等能源转化装置之间有一定的相对独立性,且可以在不同的HSS之间运输。因此,当多座HSS共同存在于一个配电网区域时,其约束条件可以松弛为一个调度周期内HSS集合的总储氢量不变,同时计及储氢罐在不同HSS之间的运输成本。基于此,建立HSS的调度模型如下:

$$\eta_{EH} = \Delta t \sigma_{EH} / k_{ved} \quad (1)$$

$$\eta_{HE} = k_{ved} \sigma_{HE} / \Delta t \quad (2)$$

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + p_{H,i,t}^{cha} \eta_{EH} - p_{H,i,t}^{dis} / \eta_{HE} \quad (3)$$

$$0 \leq V_{i,t} \leq V_i^{\max} \quad (4)$$

$$0 \leq p_{H,i,t}^{cha} \leq M b_{H,i,t}^{cha} \quad (5)$$

$$0 \leq p_{H,i,t}^{dis} \leq M (1 - b_{H,i,t}^{cha}) \quad (6)$$

$$\sum_{i \in \Psi_H} V_{i,T} = \sum_{i \in \Psi_H} V_{i,1} \quad (7)$$

$$C_{transp} = \gamma_{transp} \sum_{i \in \Psi_H} |V_{i,T} - V_{i,1}| \quad (8)$$

$$0 \leq V_{i,t} - (V_{i,T} - V_{i,1}) \leq V_i^{\max} \quad T - T_{transp} \leq t \leq T \quad (9)$$

其中, σ_{EH} 、 σ_{HE} 分别为电解装置模块、燃料电池模块的能量转换效率; Δt 为单位调度时长; k_{ved} 为标准储氢罐条件下氢气的体积能量密度; η_{EH} 为单位电功率(单位为kW)在 Δt 时间内电解制氢的体积(单位为 m^3); η_{HE} 为 Δt 时间内燃烧单位体积的氢气所发出的电功率; $V_{i,t}$ 、 $V_{i,t+1}$ 分别为节点*i*处的HSS在*t*、*t*+1时刻的储氢量; $V_i^{\max}$ 为节点*i*处HSS储氢量的上限值; $V_{i,1}$ 、 $V_{i,T}$ 分别为调度周期始、末节点*i*处HSS的储氢量; $p_{H,i,t}^{cha}$ 、 $p_{H,i,t}^{dis}$ 分别为节点*i*处HSS的充电、放电功率; M 为足够大的正数; $b_{H,i,t}^{cha}$ 为二进制变量,当节点*i*处HSS在*t*时刻充电时取值为1,否则取值为0,其约束了HSS在同一时刻仅能处于充电或放电中的一种模式; Ψ_H 为接入HSS的节点集合; C_{transp} 为调度周期结束后各座HSS之间进行氢能运输所产生的总成本; γ_{transp} 为单位体积氢能的运输成本系数; T 为调度周期; T_{transp} 为各HSS之间的最大运输时间。

式(3)描述了HSS的储氢量与充放电功率间的关系;式(4)为HSS的储氢量约束;式(5)和式(6)分别为HSS的充电、放电功率约束;式(7)表示在调度周期的始、末时刻,HSS的储氢总量不变;式(8)中的总运输成本可以由调度周期结束时刻所需要转存的氢能总量计算得到;考虑氢储能的运输时间,实际的氢储能再分配开始的时间需要在调度周期结束前有 T_{transp} 时间的提前量,式(9)为氢储能的运输时间约束,即考虑氢储能的提前运输再分配的情况,约束各HSS的储氢状态仍能保证调度计划的执行。

2 含移动氢储能的主动配电网优化调度

本节针对高密度RDG接入的主动配电网,考虑HSS、SVC、SOP和CB这4类有功无功调节资源,以1 d为调度周期,建立主动配电网优化调度的线性模型。通常而言,灵活性资源包括所有能够应对波动性与不确定性的调节手段^[16],因此广义上功率可调节的RDG也是灵活性资源的一种。然而,由于本文主要应对高密度RDG接入引起的消纳能力不足的问题,且应对手段主要依赖于RDG之外的其他类型的灵活性资源,因此,下文中提到的灵活性资源特指不包含RDG自身的各类有功无功调节手段。

2.1 SOP及无功补偿装置

本文考虑了SVC、SOP这2类功率调节装置。其中,SVC安装在母线或用户侧,而SOP主要安装于联络开关处。SVC、CB、SOP的数学模型如式(10)~(15)所示。

$$Q_{SVC,k}^{\min} \leq Q_{SVC,k,t} \leq Q_{SVC,k}^{\max} \quad (10)$$

$$Q_{CB,l,t} = N_{CB,l,t} Q_{CB}^{\text{cap}} \quad (11)$$

$$P_{SOP,i,t} + P_{SOP,j,t} + P_{SOP,i,t}^{\text{loss}} + P_{SOP,j,t}^{\text{loss}} = 0 \quad (12)$$

$$Q_{SOP,\tau}^{\min} \leq Q_{SOP,\tau,t} \leq Q_{SOP,\tau}^{\max} \quad \tau \in \{i,j\} \quad (13)$$

$$P_{SOP,\tau,t}^{\text{loss}} = A_{SOP,\tau} \sqrt{P_{SOP,\tau,t}^2 + Q_{SOP,\tau,t}^2} \quad \tau \in \{i,j\} \quad (14)$$

$$\sqrt{P_{SOP,\tau,t}^2 + Q_{SOP,\tau,t}^2} \leq S_{SOP,\tau} \quad \tau \in \{i,j\} \quad (15)$$

其中, $Q_{SVC,k,t}$ 为节点 k 处 SVC 在 t 时刻的无功出力; $Q_{SVC,k}^{\max}$ 、 $Q_{SVC,k}^{\min}$ 分别为节点 k 处 SVC 无功出力的上、下限; $Q_{CB,l,t}$ 为节点 l 处 CB 在 t 时刻的无功出力; $N_{CB,l,t}$ 、 Q_{CB}^{cap} 分别为 t 时刻节点 l 投入的 CB 数量和单个 CB 提供的无功出力; $P_{SOP,\tau,t}$ 、 $Q_{SOP,\tau,t}$ 分别为 t 时刻 SOP 在节点 τ ($\tau \in \{i,j\}$, i, j 为 SOP 两端接入的节点) 注入的有功、无功功率; $P_{SOP,\tau,t}^{\text{loss}}$ 为 t 时刻 SOP 在节点 τ 的有功损耗; $Q_{SOP,\tau}^{\max}$ 、 $Q_{SOP,\tau}^{\min}$ 分别为 SOP 在节点 τ 注入无功的上、下限; $A_{SOP,\tau}$ 为节点 τ 处 SOP 的网损系数; $S_{SOP,\tau}$ 为节点 τ 处 SOP 的容量。

式(10)、(11)、(13)分别为 SVC、CB、SOP 的无功出力约束; 式(12)为 SOP 的有功功率平衡约束; 式(14)描述了 SOP 的有功损耗; 式(15)为 SOP 的容量约束。其中, 式(14)和式(15)为二次约束。已有文献提出了 SOP 的二阶锥松弛模型^[15], 考虑到有功损耗系数一般较小(通常取值约为 0.02), 因此本文将式(14)中的均方根用算术平均值代替, 如式(16)所示。

$$P_{SOP,\tau,t}^{\text{loss}} = A_{SOP,\tau} \left(\left| P_{SOP,\tau,t} \right| + \left| Q_{SOP,\tau,t} \right| \right) / 2 \quad \tau \in \{i,j\} \quad (16)$$

同时, 采用圆形约束的线性化方法^[17], 对式(15)进行线性化松弛, 以实现 SOP 模型的线性化, 具体表达式为:

$$-S_{SOP,\tau} \leq P_{SOP,\tau,t} \leq S_{SOP,\tau} \quad (17)$$

$$-S_{SOP,\tau} \leq Q_{SOP,\tau,t} \leq S_{SOP,\tau} \quad (18)$$

$$-\sqrt{2} S_{SOP,\tau} \leq P_{SOP,\tau,t} + Q_{SOP,\tau,t} \leq \sqrt{2} S_{SOP,\tau} \quad (19)$$

$$-\sqrt{2} S_{SOP,\tau} \leq P_{SOP,\tau,t} - Q_{SOP,\tau,t} \leq \sqrt{2} S_{SOP,\tau} \quad (20)$$

2.2 主动配电网的优化调度模型

考虑上述可调节元素, 包括 RDG 和其他灵活性资源, 选取主动配电网的运行成本最低作为优化目标, 基于配电网的 DistFlow 潮流建立优化调度模型。本文采用线性化 DistFlow 模型^[18]描述网络潮流约束。在 HSS、SOP、SVC 建模的基础上, 建立主动配电网优化调度模型如下:

$$\min F_{\text{obj}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Psi_s} \lambda_t P_{S,i,t} + C_{\text{transp}} \quad (21)$$

$$\sum_{i \in v(j)} P_{ij,t} = \sum_{k \in w(j)} P_{jk,t} + P_{j,t} \quad (22)$$

$$\sum_{i \in v(j)} Q_{ij,t} = \sum_{k \in w(j)} Q_{jk,t} + Q_{j,t} \quad (23)$$

$$P_{j,t} = P_{S,j,t} + P_{G,j,t} + P_{H,j,t} + P_{SOP,j,t} - P_{L,j,t} \quad (24)$$

$$Q_{j,t} = Q_{S,j,t} + Q_{SVC,j,t} + Q_{CB,j,t} + Q_{SOP,j,t} - Q_{L,j,t} \quad (25)$$

$$U_{j,t}^{\text{sqr}} = U_{i,t}^{\text{sqr}} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) \quad (26)$$

$$U_{j,t}^{\text{sqr}, \min} \leq U_{j,t}^{\text{sqr}} \leq U_{j,t}^{\text{sqr}, \max} \quad (27)$$

$$P_{G,j,t} \leq P_{G,j,t}^{\max} \quad (28)$$

$$P_{G,j,t}^{\max} \sim N(P_{G,j,t}^{\max, \text{exp}}, \sigma_{G,j,t}^2) \quad (29)$$

其中, Ψ_s 为变电站接入节点的集合; $v(j)$ 、 $w(j)$ 分别为节点 j 的上游节点集合、下游节点集合; λ_t 为 t 时刻的电价; $P_{G,j,t}$ 、 $P_{S,j,t}$ 、 $P_{H,j,t}$ 、 $P_{L,j,t}$ 分别为 t 时刻节点 j 处 RDG、变电站、HSS、负荷的有功功率; $Q_{S,j,t}$ 、 $Q_{L,j,t}$ 分别为 t 时刻节点 j 处变电站、负荷的无功功率; $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为 t 时刻支路 ij 传输的有功、无功功率; $P_{j,t}$ 、 $Q_{j,t}$ 分别为 t 时刻节点 j 注入的有功、无功功率; $U_{j,t}^{\text{sqr}}$ 、 $U_{i,t}^{\text{sqr}}$ 分别为 t 时刻节点 j 、 i 电压幅值的平方; $U_{j,t}^{\text{sqr}, \max}$ 、 $U_{j,t}^{\text{sqr}, \min}$ 分别为电压幅值平方的上、下限; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为支路 ij 的电阻和电抗; $P_{G,j,t}^{\max}$ 为 t 时刻节点 j 处 RDG 的出力上限, 为随机变量, 其满足期望值为 $P_{G,j,t}^{\max, \text{exp}}$ 、标准差为 $\sigma_{G,j,t}$ 的正态分布。

式(21)表示本文模型的目标函数为总运行成本最低, 包含购电成本和氢能运输成本; 式(22)、(23)分别为节点有功、无功功率平衡约束; 式(24)、(25)分别为节点有功、无功功率的表达式, 除了变电站、负荷、RDG 的功率外, 本文还考虑了 HSS、SVC 和 SOP 的有功无功调节作用; 式(26)为支路 ij 两端节点电压降的表达式, 通过引入电压幅值的平方项实现约束的线性化; 式(27)为电压幅值约束; 式(28)、(29)分别为 RDG 出力约束、RDG 最大出力的概率分布。

由于式(29)将 RDG 的最大出力 $P_{G,j,t}^{\max}$ 建模为随机变量, 因此 RDG 的实际注入功率所满足的约束式(28)本质上为随机约束。通常可采用机会约束规划或模拟法等方式处理潮流方程中的随机约束。由于本文中的 RDG 最大出力为相互独立的正态分布随机变量, 因此也可以采用解析法进行等效变换。在一定的置信水平下, 式(28)可改写为:

$$P_{G,j,t} + \omega \sigma_{G,j,t} \leq P_{G,j,t}^{\max, \text{exp}} \quad (30)$$

其中, ω 为表征置信水平大小的变量, 如当置信水平为 95% 时, $\omega = 1.65$ 。此时, 可以进一步引入切机功率变量对式(30)进行等价转化, 即:

$$P_{G,j,t} + \omega \sigma_{G,j,t} + P_{G,j,t}^{\text{cur}} = P_{G,j,t}^{\max, \text{exp}} \quad (31)$$

$$P_{G,j,t}^{\text{cur}} \geq 0 \quad (32)$$

其中, $P_{G,j,t}^{\text{cur}}$ 为 t 时刻节点 j 处 RDG 的切机功率。式(31)、(32)将随机约束式(28)按照一定的置信水平等价地转换为确定性约束, 从而使得调度模型仍保留了混合整数线性规划的形式。因此, 可以采用成熟的商业软件如 CPLEX 对所建模型进行求解, 以求得全局最优解。

3 算例分析

本文以安徽省金寨某 110 kV 变电站的 2 条 10 kV 馈线为例进行分析验证。测试系统的网络结构、RDG 和各类灵活性资源的接入位置如附录中图 A1 所示。馈线参数、负荷数据分别见附录中表 A1 和表 A2。光伏、风电的最大出力期望值和负荷的波动曲线如附录中图 A2 所示, RDG 预测功率的标准差为其期望值的 7%。RDG 和各类灵活性资源的容量参数见附录中表 A3, 其他仿真参数的取值如下: $\sigma_{EH} = 73\%$ [19], $\sigma_{HE} = 64\%$ [20], $k_{ved} = 2.78 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^3$ [11], $\gamma_{transp} = 0.2 \text{ 元} / \text{m}^3$ 。电价参数以测试算例所在安徽省的分时电价为参考: 09:00—12:00、17:00—22:00 时段的高峰电价为 0.75 元 / (kW·h), 08:00—09:00、12:00—17:00、22:00—23:00 时段的平段电价为 0.59 元 / (kW·h), 23:00 至次日 08:00 时段的低谷电价为 0.31 元 / (kW·h)。

3.1 优化调度结果分析

调度结果显示, 由于算例系统中的负荷较轻, RDG 的渗透率较高, 功率以倒送为主, 使得总购电成本为负值, 从而体现为电能收益。在考虑 HSS、SOP、SVC、CB 等灵活性资源前后, 系统典型日的总运行收益、电能收益、氢能运输成本及 RDG 切机结果如表 1 所示。

表 1 系统典型日的运行结果

Table 1 Operation results of system on typical day

是否考虑灵活性资源	总运行收益 / 元	电能收益 / 元	氢能运输成本 / 元	RDG 切机电能 / (kW·h)
否	14459.57	14459.57	0	15193.45
是	20029.43	20497.46	468.03	1592.40

由表 1 可知, 在考虑 4 类有功 / 无功灵活性资源后, 总运行收益提升了 27.81%, RDG 切机电能减少了 89.52%。根据 RDG 总量计算结果可知, 考虑灵活性资源后, RDG 总消纳比例从 78.32% 提升至 97.73%。

HSS 储氢量、系统节点电压 (标幺值)、分时电价以及 RDG 切机功率如图 1 所示。

由图 1 可知, 在初始时段 (00:00—07:00), 2 座 HSS 均以充电为主, 其中 HSS₁ 所处馈线的节点 (节点 2—21) 电压未越限, 该馈线上的 RDG 没有切机, HSS₁ 充电的原因是此时电价较低, 而 HSS₂ 所处馈线的节点 (节点 22—39) 电压已达到上限, 且存在 RDG 切机, 其充电的主要原因是为了消纳多余的 RDG 功率; 在 2 个高峰电价时段 (09:00—12:00、17:00—22:00), HSS₁ 以较大的功率放电, 而 HSS₂ 则由于电压约束, 仅出现小幅度放电; 在平段电价阶段, RDG 未出现切机, HSS 均无明显充放电行为; 在最后的低谷电价时段 (23:00—24:00), 2 座 HSS 均以一定的功率充电, 在减小 RDG 切机的同时, 满足总储氢量在调度周期内恒定的约束。

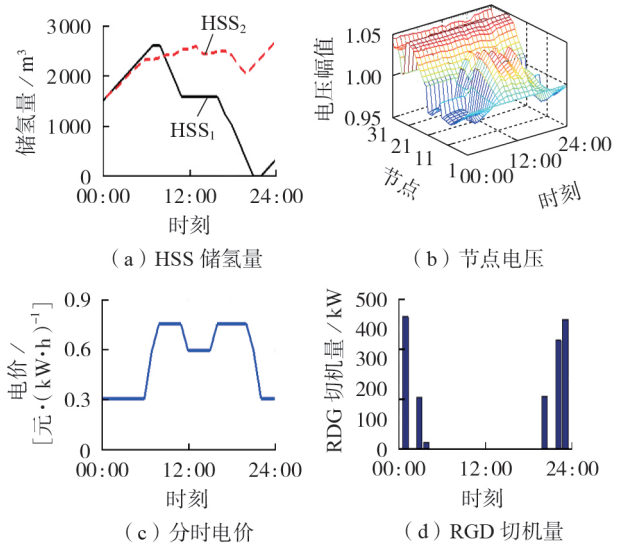


图 1 HSS 储氢量、系统电压、分时电价和 RDG 切机功率
Fig.1 Stored hydrogen of HSS, node voltage of system, time-of-use electricity price and RDG curtailment power

图 2 展示了 SVC、SOP 的功率曲线。由图 2 可知, 由于 SVC₁ 所处的馈线 1 未出现电压越限情况, SVC₁ 没有出力, 而 SVC₂ 始终处于吸收无功的状态; 由于 CB 只能提供无功注入, 因此 CB 的运行特性与 SVC₁ 一致, 没有动作; SOP 实现了联络线之间的有功定向传输, 在馈线 2 出现 RDG 切机的时段, 始终以最大功率实现馈线 2 至馈线 1 的功率传送, 但由于不存在无功平衡约束, SOP 的无功特性与 SVC 类似。需要指出的是, 得到上述优化结论的原因是本文采取的线性 DistFlow 潮流忽略了网络损耗, 而当计及网络损耗时, 馈线 1 中无功电源的调节能力将发挥更为明显的作用。

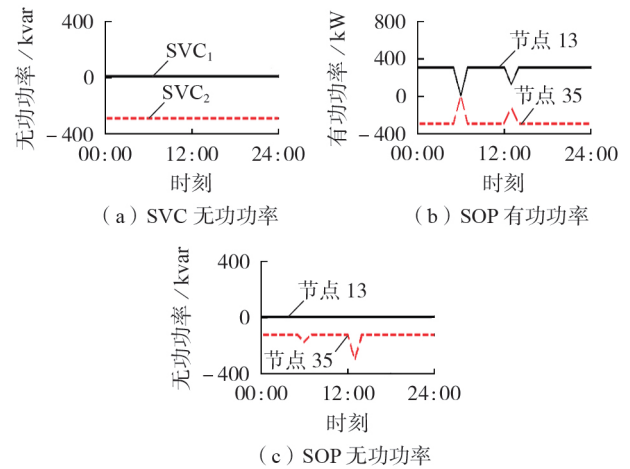


图 2 SVC 和 SOP 的功率曲线
Fig.2 Power curves of SVC and SOP

3.2 HSS 协同优化的有效性分析

为了验证本文所提可移动储能的效果, 首先通过将约束式 (7) 替换为式 (33) (即不考虑储能的可移

动性),进行对比算例测试。

$$V_{i,T} = V_{i,1} \quad i \in \Psi_H \quad (33)$$

约束替代后,原来的调度周期始末时刻 HSS 的储氢总量恒定约束变换为调度周期始末时刻各 HSS 的储氢量恒定,显然式(33)的约束力更强,且不存在氢气运输成本。同时,式(33)也对应了一般电化学储能优化调度中的荷电状态约束。考虑与不考虑储能可移动性时的优化结果对比见表 2。不考虑储能可移动性时的储氢量和切机功率见图 3。

表 2 考虑与不考虑储能可移动性时的优化结果对比

Table 2 Comparison of optimization results between considering and without considering mobility of energy storage

是否考虑可移动性	总运行收益/元	电能收益/元	氢能运输成本/元	RDG 切机功率/(kW·h)
是	20029.43	20497.46	468.03	1592.40
否	18985.06	18985.06	0	5713.87

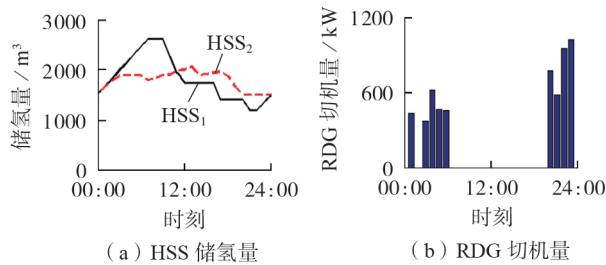


图 3 不考虑储能可移动性时的储氢量和 RDG 切机功率
Fig.3 Stored hydrogen of HSS and RDG curtailment power without considering mobility of energy storage

由表 2 可知,相比于考虑储能可移动性的情况,不考虑储能可移动性时的总运行收益降低了约 5.21%,而 RDG 切机量提升了 258.82%。比较图 1 和图 3 可知,当不考虑储能可移动性时,HSS 将几乎不具备平抑 RDG 区域分布不平衡的能力,从而削减了 HSS 作为可调资源的灵活性,降低了其促进 RDG 消纳的作用,同时也验证了本文所提模型的有效性。

进一步地,分别分析 HSS 单独和协同参与主动配电网调度时,对提升综合收益和促进 RDG 消纳的边际贡献。为了分析方便,将 SVC₁、SVC₂ 和 CB 共同视为一个参与主体,此时参与优化调度的灵活性资源主体为 HSS₁、HSS₂、SOP、SVC (含 CB),将其记为 P₁—P₄。以 P₁ 为例,其在各种可能的合作中所创造的边际贡献如表 3 所示。表中, $v(X)$ 表示当参与集合为 X 时的边际贡献。

由表 3 可知,当 HSS₂ 不参与时,HSS₁ 的加入创造的边际收益很低,且不会促进 RDG 的消纳;而当 HSS₂ 参与时,HSS₁ 的加入创造的边际贡献会大幅提升,同时会有效地促进 RDG 消纳,体现了考虑氢能可移动特性的多区域 HSS 协同优化的效果,从而

表 3 P₁ 在各种可能的合作中所创造的边际贡献

Table 3 Marginal contribution of P₁ created in various possible collaborations

已有合作主体	P ₁ 边际贡献的计算公式	HSS ₁ 对总收益的边际贡献/元	HSS ₁ 促进 RDG 消纳的边际贡献/(kW·h)
∅	$v(\{P_1\})$	218.16	0
{P ₂ }	$v(\{P_2, P_1\}) - v(\{P_2\})$	1571.28	4974.68
{P ₃ }	$v(\{P_3, P_1\}) - v(\{P_3\})$	218.16	0
{P ₄ }	$v(\{P_4, P_1\}) - v(\{P_4\})$	218.16	0
{P ₂ , P ₃ }	$v(\{P_2, P_3, P_1\}) - v(\{P_2, P_3\})$	1571.28	5615.32
{P ₂ , P ₄ }	$v(\{P_2, P_4, P_1\}) - v(\{P_2, P_4\})$	1571.28	5211.61
{P ₃ , P ₄ }	$v(\{P_3, P_4, P_1\}) - v(\{P_3, P_4\})$	218.16	0
{P ₂ , P ₃ , P ₄ }	$v(\{P_2, P_3, P_4, P_1\}) - v(\{P_2, P_3, P_4\})$	1262.53	4121.46

验证了本文所提可移动储能模型在提升总收益和促进 RDG 消纳方面的有效性。

3.3 线性模型的精确性及求解速度分析

在同样的注入功率下,对比采用 SOP 精确模型和线性模型时电网的运行状态,以验证本文所提 SOP 线性模型的精确性。由于电压幅值是影响 RDG 消纳的关键状态变量,在采用精确潮流模型的基础上,分析 SOP 线性模型和精确模型的电压分布。以调度时段 1 为例,基于 2 种模型的电压幅值(标幺值)对比如图 4(a)所示。由图 4(a)可知,本文建立的 SOP 线性模型均可以保持较高的精度,与采用 SOP 精确模型相比,采用线性模型时的节点电压分布几乎没有偏差,最大偏差值仅为 0.015%。为了验证本文所采用的线性化 DistFlow 模型的精确性,类似地,在选用 SOP 精确模型的基础上,计算调度时段 1 的电压分布,采用线性化和精确 DistFlow 模型得到的电压幅值(标幺值)对比如图 4(b)所示。相比而言,本文采取的线性化 DistFlow 模型计算得到的电压存在一定的误差,且电压波动较为明显的节点的误差相对较大,但是最大误差仅为 0.32%,满足工程应用要求。具体地,采用线性化 DistFlow 模型时由于支

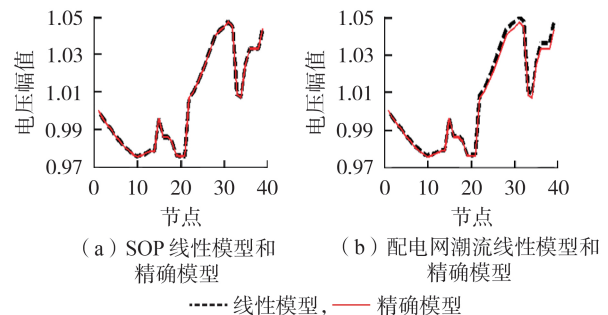


图 4 不同模型下的电压幅值对比

Fig.4 Comparison of voltage magnitude between different models

路电压降被高估,实际潮流结果更为保守,因此采用线性化 DistFlow 模型不会导致电网运行的安全性问题。

在计算速度方面,通过 MATLAB 和 YALMIP 调用商业优化软件 CPLEX 求解本文所提混合整数线性规划模型,得到全局最优解。求解配置为: Intel Core i7-7700HQ CPU 2.8 GHz 处理器和 16 GB 内存的 Thinkpad 笔记本电脑,基于 MATLAB 2010b 编程调用 CPLEX V12.5 进行求解,优化求解时间为 0.02 s,求解效率满足应用要求。

4 结论

本文提出了一种考虑可移动氢储能的主动配电网优化调度模型,考虑多座 HSS 之间协同优化调度约束和氢能运输时间约束,以及 RDG 出力预测的不确定性,提出了 SOP 的精确线性化建模方法,建立了优化调度的混合整数线性规划模型,通过算例仿真得到以下结论:

(1) 本文所提 HSS 模型可以充分发挥氢能的可移动特性,平抑 RDG 在空间分布上的不平衡性,促进经济效益的提升和 RDG 的消纳;

(2) 本文建立的线性化方法可以有效降低配电网调度模型的复杂度,确保求得稳定的近似全局最优解,求解效率较高,且误差在可接受的范围内;

(3) 基于实际算例,通过边际效益分析验证了基于移动氢储能的多 HSS 协同优化可以更大程度地发挥其作为可调资源的灵活性。

本文建立的模型具有单目标和全局优化的特点,然而在实际的能源系统中,HSS、配电网和 RDG 运营商有可能从属于不同的利益主体,因此后续还需要从综合能源市场及电力辅助服务市场的角度对 HSS 等灵活性资源的交易和运行模型展开进一步研究。

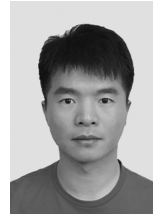
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 水电水利规划设计总院. 中国可再生能源发展报告 2019[R/OL]. [2020-10-09]. <http://www.huanjing100.com/p-11549.html>.
- [2] 国家能源局. 2019 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告[R/OL]. (2020-05-06)[2020-10-09]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-05/16/content_5512148.html.
- [3] 徐志成,赵波,丁明,等. 基于电压灵敏度的配电网光伏消纳能力随机场景模拟及逆变器控制参数优化整定[J]. 中国电机工程学报,2016,36(6):1578-1587.
XU Zhicheng, ZHAO Bo, DING Ming, et al. Photovoltaic hosting capacity evaluation of distribution networks and inverter parameters optimization based on node voltage sensitivity[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(6): 1578-1587.
- [4] ZHU J P, YUAN Y, WANG W S. Multi-stage active management of renewable-rich power distribution network to promote the renewable energy consumption and mitigate the system uncertainty[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 111: 436-446.
- [5] 孙娟,卫志农,孙国强,等. 计及 P2H 的电-热互联综合能源系统概率能量流分析[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 62-68.
SUN Juan, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Analysis of probabilistic energy flow for integrated electricity-heat energy system with P2H[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 62-68.
- [6] 黄龙,陈皓勇,钟佳宇,等. 促进可再生能源消纳的电力市场体系[J]. 广东电力, 2020, 33(2): 10-17.
HUANG Long, CHEN Haoyong, ZHONG Jiayu, et al. Power market system to promote renewable energy consumption[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(2): 10-17.
- [7] 朱俊澎,顾伟,张韩旦,等. 考虑网络动态重构的分布式电源选址定容优化方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5): 111-119.
ZHU Junpeng, GU Wei, ZHANG Handan, et al. Optimal siting and sizing of distributed generators considering dynamic network reconfiguration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5): 111-119.
- [8] 史智萍,王智敏,吴玮坪,等. 基于态势感知的电网消纳可再生能源发电评估与扩展规划方法[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2180-2186.
SHI Zhiping, WANG Zhimin, WU Weiping, et al. Evaluation of renewable energy integration capability and network expansion planning based on situation awareness theory[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2180-2186.
- [9] 毕锐,刘先放,丁明,等. 以提高消纳能力为目标的可再生能源发电集群划分方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6583-6592.
BI Rui, LIU Xianfang, DING Ming, et al. Renewable energy generation cluster partition method aiming at improving accommodation capacity[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6583-6592.
- [10] 李建林,田立亭,来小康. 能源互联网背景下的电力储能技术展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(23): 15-25.
LI Jianlin, TIAN Liting, LAI Xiaokang. Outlook of electrical energy storage technologies under energy internet background[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 15-25.
- [11] EL-TAWEEEL N A, KHANI H, FARAG H E Z. Hydrogen storage optimal scheduling for fuel supply and capacity-based demand response program under dynamic hydrogen pricing[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 4531-4542.
- [12] 尹文良,刘琳,张存山,等. 含制氢储能的混合传动风电系统建模与运行特性分析[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(10): 64-70.
YIN Wenliang, LIU Lin, ZHANG Cunshan, et al. Modeling and operation performance analysis of hybrid drive wind power generation system with hydrogen energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10): 64-70.
- [13] 王成山,宋关羽,李鹏,等. 考虑分布式电源运行特性的有源配电网智能软开关 SOP 规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(7): 1889-1897.
WANG Chengshan, SONG Guanyu, LI Peng, et al. Optimal configuration of soft open point for active distribution network considering the characteristics of distributed generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(7): 1889-1897.
- [14] 王志强,方正,刘文霞,等. 基于概率多场景的柔性配电网鲁棒运行优化[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(7): 37-44.
WANG Zhiqiang, FANG Zheng, LIU Wenxia, et al. Robust operation optimization of flexible distribution network based on probabilistic multi-scenario[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(7): 37-44.
- [15] LI P, JI H R, WANG C S, et al. Coordinated control method of voltage and reactive power for active distribution networks

- based on soft open point[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(4):1430-1442.
- [16] 鲁宗相,李海波,乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
- LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1):9-20.
- [17] CHEN X, WU W C, ZHANG B M, et al. Data-driven DG capacity assessment method for active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5):3946-3957.
- [18] TANG Y J, LOW S H. Optimal placement of energy storage in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6):3094-3103.
- [19] BODNER M, HOFER A, HACKER V. H₂ generation from alkaline electrolyzer[J]. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 2015, 4(4):365-381.
- [20] Fuel Cell & Hydrogen Energy Association(FCHEA). Commercially available fuel cell & related products[EB/OL]. [2020-07-30]. <http://www.fchea.org/reports/>.

作者简介:



朱俊澎

能源接入分析。

朱俊澎(1990—),男,江苏徐州人,讲师,博士,主要研究方向为主动配电网规划、运行与控制(E-mail: jzhu@hhu.edu.cn);

袁越(1966—),男,陕西西安人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统运行与分析、可再生能源发电系统等(E-mail: yyuan@hhu.edu.cn);

吴涵(1990—),男,江苏常州人,博士研究生,研究方向为电力系统中的可再生

(编辑 陆丹)

Optimal dispatch of active distribution network considering mobile hydrogen energy storage and high-density renewable energy sources

ZHU Junpeng, YUAN Yue, WU Han

(College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: As the permeability of RDG(Renewable Distributed Generation) in distribution network increases gradually, the consumption capacity of distribution network to RDG is insufficient in some local areas. Studies show that various active and reactive flexible resources in active distribution network can promote RDG consumption. Therefore, based on the mobile characteristics of hydrogen energy storage, a new optimal dispatch model of active distribution network with high-density RDG is proposed. Considering the randomness of RDG output and the transportation time constraint of hydrogen energy among multiple hydrogen energy storage stations, as well as the traditional regulation means such as reactive power compensation device, soft open point, and so on, an accurate linearized modeling method for soft open point is proposed, and the mixed integer linear programming model for optimal dispatch of multiple hydrogen energy storage stations in distribution network is established. A practical rural distribution network is taken as an example to simulate the proposed method, and the collaborative optimization effect of multiple hydrogen energy storage stations considering mobile characteristics is quantitatively analyzed, and the accuracy of the proposed linear model is verified.

Key words: active distribution network; renewable distributed generation; hydrogen energy storage; soft open point; flexible resources; linear programming model; optimal dispatch

附录

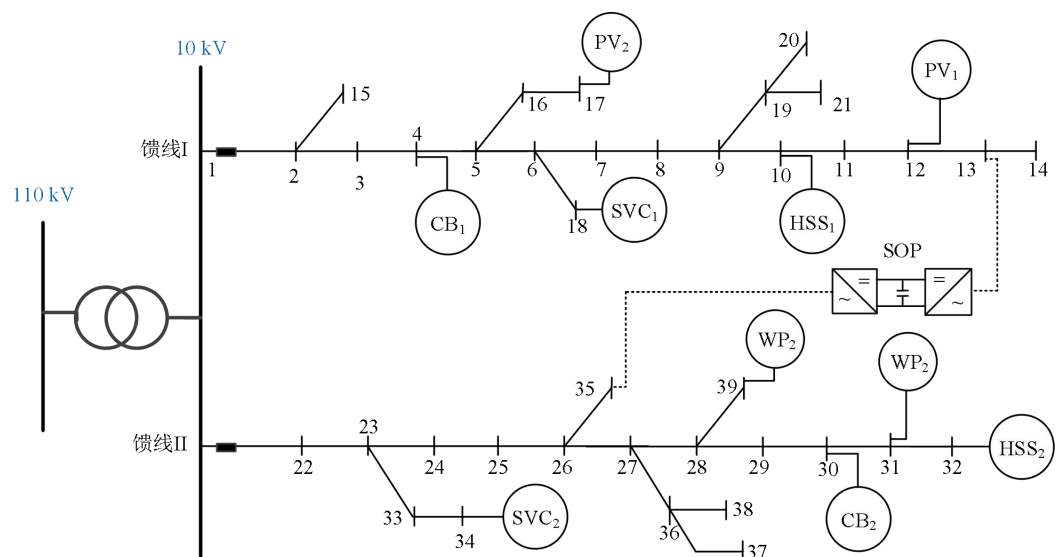


图 A1 测试系统结构示意图
Fig.A1 Structure diagram of test system

表 A1 线路参数

Table A1 Line parameters

始端节点	末端节点	线路长度/m	线路型号	电阻/ Ω	电抗/ Ω	始端节点	末端节点	线路长度/m	线路型号	电阻/ Ω	电抗/ Ω
1	2	1027	LGJ-70	0.46	0.38	19	21	869	LGJ-70	0.39	0.32
2	3	909	LGJ-70	0.41	0.33	22	23	780	LGJ-70	0.35	0.29
3	4	800	LGJ-70	0.36	0.29	23	24	988	LGJ-70	0.44	0.36
4	5	1078	LGJ-70	0.49	0.40	24	25	1040	LGJ-70	0.47	0.38
5	6	820	LGJ-70	0.37	0.30	25	26	1141	LGJ-70	0.51	0.42
6	7	1100	LGJ-70	0.50	0.40	26	27	948	LGJ-70	0.43	0.35
7	8	752	LGJ-70	0.34	0.28	27	28	860	LGJ-70	0.39	0.32
8	9	815	LGJ-70	0.37	0.30	28	29	726	LGJ-70	0.33	0.27
9	10	714	LGJ-70	0.32	0.26	29	30	533	LGJ-70	0.24	0.20
10	11	708	LGJ-70	0.32	0.26	30	31	841	LGJ-70	0.38	0.31
11	12	998	LGJ-70	0.45	0.37	31	32	928	LGJ-70	0.42	0.34
12	13	1056	LGJ-70	0.48	0.39	23	33	1170	LGJ-70	0.53	0.43
13	14	1132	LGJ-70	0.51	0.42	33	34	1020	LGJ-70	0.46	0.38
2	15	728	LGJ-70	0.33	0.27	26	35	1053	LGJ-70	0.47	0.39
5	16	776	LGJ-70	0.35	0.29	27	36	809	LGJ-70	0.36	0.30
16	17	522	LGJ-70	0.23	0.19	36	37	1114	LGJ-70	0.50	0.41
6	18	910	LGJ-70	0.41	0.33	36	38	662	LGJ-70	0.30	0.24
9	19	995	LGJ-70	0.45	0.37	28	39	771	LGJ-70	0.35	0.28
19	20	905	LGJ-70	0.41	0.33						

表 A2 负荷参数

Table A2 Load parameters

负荷节点	节点配变容量/kW	负荷类型	负荷容量/kW	负荷节点	节点配变容量/kW	负荷类型	负荷容量/kW
2	350	居民负荷	245	21	150	居民负荷	105
3	—	—	—	22	150	居民负荷	105
4	200	居民负荷	140	23	—	—	—
5	—	—	—	24	50	居民负荷	35
6	200	居民负荷	140	25	50	居民负荷	35
7	100	居民负荷	70	26	—	—	—
8	50	居民负荷	35	27	100	居民负荷	70
9	100	居民负荷	70	28	—	—	—
10	100	居民负荷	70	29	50	居民负荷	35
11	—	—	—	30	100	居民负荷	70
12	—	—	—	31	200	居民负荷	140
13	250	居民负荷	175	32	200	居民负荷	140
14	—	—	—	33	—	—	—
15	200	居民负荷	140	34	200	居民负荷	140
16	200	居民负荷	140	35	50	居民负荷	35
17	100	居民负荷	70	36	300	居民负荷	210
18	100	居民负荷	70	37	50	居民负荷	35
19	100	居民负荷	70	38	100	居民负荷	70
20	350	居民负荷	245	39	200	居民负荷	140

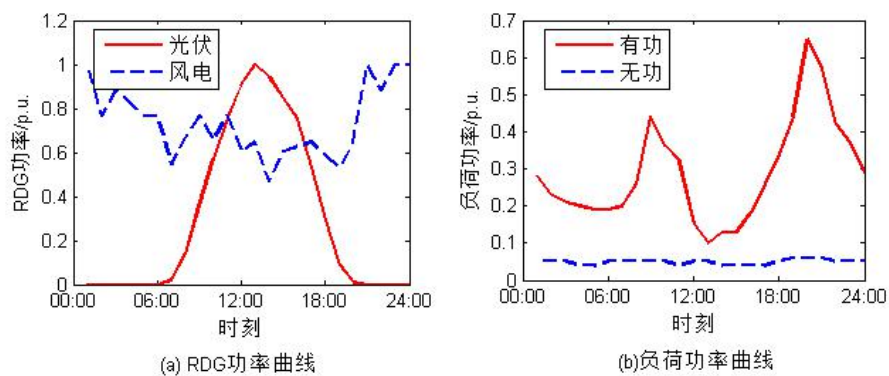


图 A2 RDG 出力和负荷曲线
Fig.A2 RDG output power and load curves

表 A3 RDG 和各类灵活性资源的容量

Table A3 Capacities of RDG and flexible resources

RDG 和灵活性资源	接入节点	容量
PV ₁	12	600 kW
PV ₂	17	800 kW
WP ₁	31	2200 kW
WP ₂	39	1200 kW
SVC ₁	18	±300 kvar
SVC ₂	34	±300 kvar
HSS ₁	10	±600 kW/3000 m ³
HSS ₂	32	±600 kW/3000 m ³
SOP	13, 35	300 kV·A
CB	4, 30	4×50 kvar