文章编号：1674-0629(2026)09-0054-12 中图分类号：TM712 文献标志码：A
DOI：10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2026.09.005

基于时序生产模拟的藏东南受端系统频率稳定风险分析及对策

陈亦平[1,2]，黄济宇[1]，郑外生[2]，许士锦[3]，王嘉阳[2]，刘升伟[2]
（1. 南方电网电力调度控制中心，广州 510663；2. 南方电网科学研究院，广州 510663；3. 中国南方电网有限责任公司，广州 510663）

摘要：传统与送端水火电基地相匹配的直流输电通常能够主动适应受端的负荷特性，未来在新能源大基地模式下，受端电网则需要适应经直流耦合的送端新能源波动特性。根据“十四五”规划，南方区域将形成云南、藏东南同时馈入中东部受端电网的异步互联形态，藏东南直流日内波动特性对受端频率稳定风险具有显著影响。一方面，当前以季节典型场景为基础的频率稳定工程校核受到严峻挑战。另一方面，直流、新能源等非同步电源高渗透小时数剧增造成常规调频备用匮乏，大容量直流闭锁下受端电网低频风险突出。因此提出了一套适应藏东南受端系统的频率稳定性分析框架，首先设计了基于时序生产模拟和静态风险指标的场景生成和缩减方法，确定了典型频率高风险场景。随后结合南方区域新型资源禀赋特点提出了基于资源复用的多调频资源协调配合体系，提升了高风险场景下的频率稳定水平。通过2025年藏东南规划数据循序渐进地验证了设计方案的合理性和有效性。

关键词：新能源直流外送系统；时序生产模拟；频率稳定；多调频资源协调；资源复用

Risk Analysis and Countermeasures for Frequency Stability of Receiving End System in Southeast Tibet Based on Time Series Production Simulation

CHEN Yiping[1,2], HUANG Jiyu[1], ZHENG Waisheng[2], XU Shijin[3], WANG Jiayang[2], LIU Shengwei[2]
(1. Power Dispatching and Control Center, CSG, Guangzhou 510663, China; 2. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China; 3. China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510663, China)

Abstract: Conventional HVDCs that match the hydropower and thermal power bases at the sending end are typically capable of actively adapting to the load characteristics at the receiving end. However, in the case of the receiving grid under the development of large-scale renewable energy bases, it needs to adapt to the fluctuating characteristics of the renewable energy at the sending end through HVDC coupling. According to the "14th Five-Year Plan", the China Southern Area will develop an asynchronous interconnection architecture where Yunnan and Southeast Tibet simultaneously deliver power to the central-eastern receiving-end grid. The frequency stability risks in the receiving-end grid are significantly influenced by the intraday fluctuation characteristics of Southeast Tibet HVDC. On one hand, existing frequency stability engineering verification methods based on seasonal typical scenarios face severe challenges. On the other hand, the dramatic increase in high-penetration hours of non-synchronous sources (e. g., HVDCs and renewable generation) leads to insufficient conventional frequency regulation reserves, exacerbating low frequency risks in the receiving-end grid during large-capacity HVDC blockings. This paper proposes a frequency analysis and control scheme for the receiving end of Southeast Tibet. It involves scenario generation and reduction methods based on time series production simulation and a static risk index. Besides, it also includes a resource reuse-based frequency control system dominated by multi-resource coordination, according to the new resource endowment of the China Southern Area. The rationality and effectiveness of the above scheme are gradually validated based on the 2025 planning data concerning Southeastern Tibet.

Key words: HVDC sending system of renewable energy; time series production simulation; frequency stability; multi-frequency regulation resource coordination; resource reuse

0　引言

随着新型电力系统的建设，新能源已成为满足负荷增长的主体电源，西北火风光基地、西南水风光基地经多直流馈入华中、华东、南方区域等中东部负荷中心，直流输电成为跨区域资源优化配置的主体。以藏东南水光基地为代表的大基地开发模式下将形成高比例新能源直流外送系统，其输出功率由光伏、风力发电出力特性主导，无法按照受端系统的负荷特性安排直流联络线调峰运行。午间光伏大发下直流大功率运行，受端系统面临的直流闭锁频率稳定风险贯穿全年，尤其是在冬春季节东部负荷低谷期，保障系统安全稳定运行的挑战愈发严峻[1-3]。

由于传统水电直流外送的大功率送电模式集中在丰水期，与东部电网的夏季负荷高峰匹配度较高，通常以丰大、丰小方式作为典型风险场景，支撑频率响应规律研究[4]。高比例新能源主导直流系统接入后，直流运行与受端负荷失配场景常态化（例如受端负荷规模较小时直流仍保持大规模馈入），频率稳定风险水平取决于直流送电与负荷水平、新能源渗透率的多时间尺度耦合特性，在日内频繁切换，高风险时段也将在年尺度上大幅扩展。这使得基于季节典型场景的频率稳定校核难以为继，迫切需要研究高风险场景的精细化辨识和分析方法。

基于 8 760 h 的生产模拟是厘清未来电网从中长期到短期机组组合和功率安排的重要工具，通过对典型月、周、日的运行规律分析可抽象出所需的高风险场景。中长期运行模拟反映新能源发电量对系统总发电成本的影响，为短期模拟提供检修计划、水量分配等边界，由后者提供新能源概率特性下的机组启停方案[5-6]。其中，区域内的研究涵盖灵活性调峰资源利用[7]、源储优化配置[8-9]、负荷侧资源配比优化[10]，而区域间研究的着重于考虑联络线容量和电量约束[11-12]。上述方法多场景、多区域的研究思路尚未拓展到新能源直流外送系统馈入受端电网场景，后者存在直流运行季节特性、日特性交织的特点。这导致已有的生产模拟方法难以服务于这类馈入受端的风险辨识。

在明确频率设防场景和校核情况后，根据调频需求选择合适的调频资源、建立合理的调频体系是规避低频减载的有效手段。华东电网、西南电网等致力于改进安全稳定控制策略，缓解特定紧急事件下的一次调频压力[13-15]。随着直流、新能源等非同步电源高渗透小时数剧增，同步机调频备用紧缺成为受端电网运行常态。由于所需的稳控动作切负荷量增加、社会影响大，优质的新型调频资源吸引了业界的广泛关注。文献[16]综述了源网荷资源参与频率支撑的现状，涵盖新能源惯量控制和一次调频、独立储能电站调频以及分布式负荷侧资源调控。到 2025 年，南方区域中东部电网（以下简称“中东部电网”）风电、光伏规划装机分别为 65 770 MW、86 070 MW，广东区域储能装机达到 3 000 MW[17]，深圳虚拟电厂建设了覆盖通信基站备用电源、分布式储能、电动汽车、楼宇空调等可调节负荷资源总功率约为 3 500 MW[18]，异步分区间配置有相互支援能力的直流频率限制器（frequency limit control，FLC）[19]。整体上新型资源类型多且容量充裕，在应对受端电网常态化频率风险方面扮演重要角色。特别地，与独立储能电站等投资成本高的新型资源相比，可资源复用的大规模负荷侧资源在赋能新型调频体系方面的巨大潜力仍待挖掘。

综合已有研究不足和应用需求，本文在藏东南投运背景下，提出了一种适应高比例新能源外送系统受端的频率稳定分析基本框架，并提供了一系列关键技术作为支撑，包括：

1）提出了基于时序生产模拟和静态风险指标的频率稳定校核方法，提高了频率高风险场景的覆盖率。其中，时序生产模拟用于生成藏东南受端系统 8 760 h 机组组合和功率安排，静态风险指标用于场景缩减，二者实现高风险场景辨识；

2）根据受端的频率动态特性提出了满足经济性和安全性的资源复用型调频体系。通过多资源协调的降阶系统频率响应（system frequency response，SFR）模型，优化了资源间协调配合策略，实现了新能源虚拟惯量控制与负荷侧调频的多时段配合。

基金项目：国家自然科学基金企业创新发展联合基金集成项目（U22B6007）；中国南方电网有限责任公司科研项目（ZDKJXM20210034）。

Foundation item：Supported by the Enterprise Innovation and Development Joint Fund of National Natural Science Foundation of China（U22B6007）；the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co.，Ltd.（ZDKJXM20210034）.

相关研究为2030、2060等远景规划下接纳新能源直流外送系统的受端频率稳定分析与控制提供了重要的工程指导。

1 适应藏东南受端的频率稳定分析框架

工程上，现有受端频率稳定分析遵循图1的典型流程，以分析年的直流送电计划、负荷需求曲线、装机容量等作为运行边界形成典型工况，作为调频体系设计的基础。目前调频体系设计基本由同步机主导，通过时域仿真分析频率稳定风险，从而确定所需的同步机调频备用，进而考虑稳控切负荷构成的第二道防线。

2025年，藏东南光伏基地通过柔直送电中东部电网，后者包含广东、广西、贵州、海南四省区。藏东南、昆柳龙两条代表性直流的送电计划曲线展示在图2中。为保证光伏最大化消纳目标，藏东南直流输送功率匹配光伏的日内出力特性，全年大功率运行(>6 GW)小时数达2 402 h。昆柳龙直流兼顾季节性的水电消纳和受端负荷特性，大功率运行小时数仅为1 207 h。

结合图3的典型日分析，昆柳龙直流随枯水期、丰水期运行功率存在显著差异，季节特性突出，在日内跟随负荷变化幅度不大。藏东南直流运行功率则在日内呈现大幅变化。整体来看，季节特性/日特性共存，但对于实时性较强的调频需求，日内的强波动性占主导地位。另一方面，直流受入、新能源出力和负荷水平的时序耦合主导受端电网常规机组启停状态，常规调频备用水平在日内大范围频繁切换。基于工程经验的组合工况难以这类满足多因素、多时间尺度耦合的日内场景分析需求，对稳控依赖愈发严重的同步机主导调频体系面临可靠性、经济性双重不足的局面。

因此，本文提出了图1中适用于藏东南受端的频率稳定分析框架，包括以下关键技术。

1)首先基于时序生产模拟，根据直流、负荷、新能源等边界条件的多时间尺度耦合特性进行建模，生成大量符合电网实际的运行场景。

2)其次，基于静态的运行断面信息，利用工程常用的调频备用指标来刻画风险在日内各个小时、年度各个季节的分布特性，从中聚合出小范围的风险场景集。

3)最后，考虑频率动态，梳理除同步机以外的多类型调频资源，从经济性和安全性的角度给出推荐的多时段调频手段组合模式。采用计及新型调频资源的低阶SFR模型，基于静态机组组合信息完成对风险场景集的快速动态校核。对于处于临界失稳的少量样本，可详细建模配合时域仿真作进一步校核，完成高可靠的调频体系设计与验证。

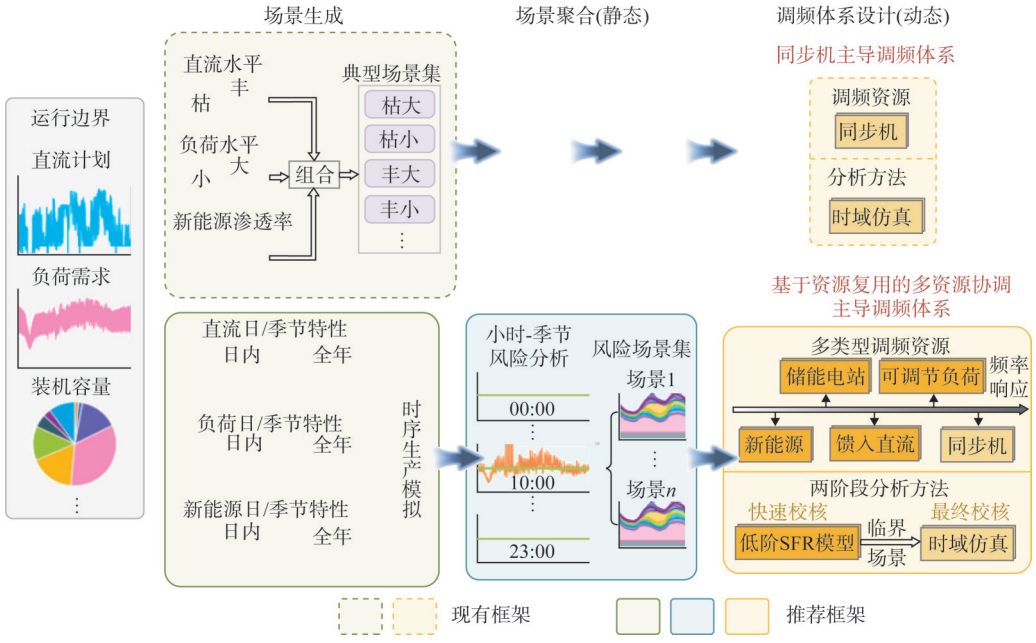


图1 推荐的藏东南受端频率稳定分析框架

Fig. 1 Proposed frequency stability analysis framework of southeastern Tibet receiving end

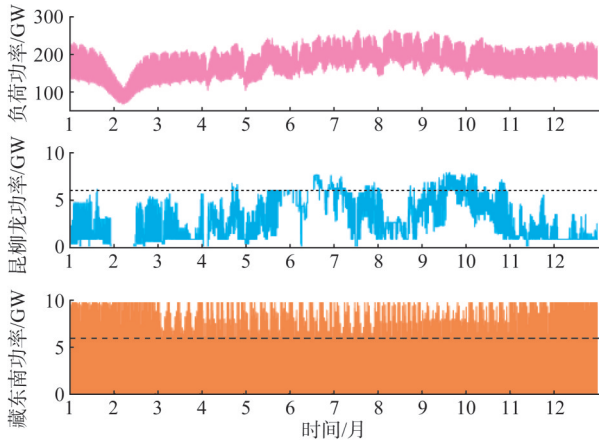


图2　2025年负荷功率与藏东南、昆柳龙直流送电曲线

Fig. 2　Load power and the planning operation curves of southeastern Tibet, Kunliulong HVDC in 2025

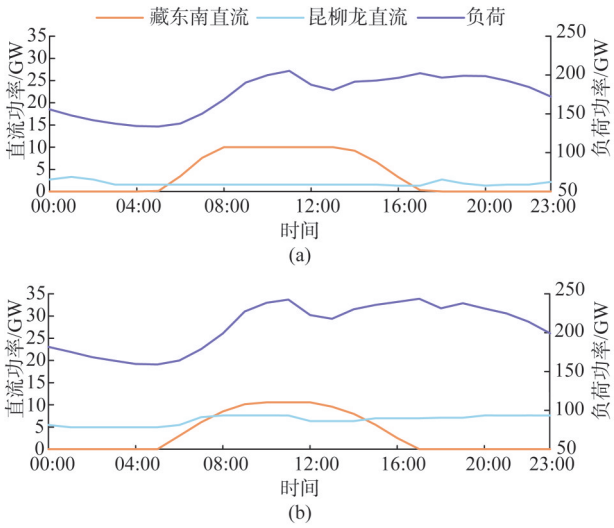


图3　藏东南接入后直流、负荷功率

Fig. 3　HVDC power and load power with Southeast Tibet connected

2　基于时序生产模拟的频率稳定高风险场景辨识

2.1　藏东南馈入受端的时序生产模拟建模

以省区为单位，系统运行经济成本最小、电力电量平衡和清洁能源消纳为目标，本文的生产模拟本质上为机组组合问题，其目标函数f如式(1)所示。

$$\min f=\underbrace{\sum_{i=1}^{I}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}\left(P_{i,t}\right)+C_{i,t}\left(P_{i,t}^{\mathrm{ch}}\right)+C_{i,t}^{\mathrm{U}}+C_{i,t}^{\mathrm{D}}\right]}_{\text{运行成本+启停成本}}+\underbrace{\sum_{t=1}^{T}C_{t}^{\mathrm{L}}\left(L_{t}^{\mathrm{c}}\right)+\sum_{t=1}^{T}C_{t}^{\mathrm{L}+}\left(L_{t}^{+}\right)}_{\text{保供应}}+\underbrace{\sum_{t=1}^{T}C_{i,t}^{\mathrm{c}}\left(P_{i,t}^{\mathrm{c}}\right)}_{\text{保消纳}}\tag{1}$$

式中：i为机组编号；I为省区内机组的数量；t为时段编号；T为所考虑的总时段数量；$P_{i,t}$为机组i在时段t的出力；$C_{i,t}\left(P_{i,t}\right)$、$C_{i,t}\left(P_{i,t}^{\mathrm{ch}}\right)$、$C_{i,t}^{\mathrm{U}}$、$C_{i,t}^{\mathrm{D}}$分别为机组$i$在时段$t$的运行费用、抽水和充电费用、启动费用、停机费用，用于量化运行经济成本；$C_{i,t}^{\mathrm{c}}\left(P_{i,t}^{\mathrm{c}}\right)$为机组$i$在时段$t$的弃电电力惩罚；$P_{i,t}^{\mathrm{c}}$为机组$i$在时段$t$的弃电电力，仅对水电、风电、光伏机组有效，其他类型机组有$P_{i,t}^{\mathrm{c}}=0$，保证新能源最大化消纳；L_t^{c}、L_t^{+}分别为在时段t的切负荷值和负荷松弛量；$C_t^{\mathrm{L}}\left(L_t^{\mathrm{c}}\right)$、$C_t^{\mathrm{L}+}\left(L_t^{+}\right)$分别为在时段$t$的切负荷、负荷松弛惩罚，保证电力电量平衡。

$$C_{i,t}\left(P_{i,t}\right)=\alpha_{i,t}C_i^{\min}+K_i\left(P_{i,t}-P_{i,t}^{\min}\right)\tag{2}$$

$$C_{i,t}^{\mathrm{U}}=\eta_{i,t}C_i^{\mathrm{U}}\tag{3}$$

$$C_{i,t}^{\mathrm{D}}=\gamma_{i,t}C_i^{\mathrm{D}}\tag{4}$$

$$C_{i,t}^{\mathrm{c}}\left(P_{i,t}^{\mathrm{c}}\right)=M_{i,t}^{\mathrm{c}}P_{i,t}^{\mathrm{c}}\tag{5}$$

$$C_t^{\mathrm{L}}\left(L_t^{\mathrm{c}}\right)=M_t^{\mathrm{L}}L_t^{\mathrm{c}}\tag{6}$$

$$C_t^{\mathrm{L}+}\left(L_t^{+}\right)=M_t^{\mathrm{L}+}L_t^{+}\tag{7}$$

式中：$C_i^{\min}$为机组i最低技术出力对应的费用；K_i为机组i费用系数；$C_{i,t}\left(P_{i,t}^{\mathrm{ch}}\right)=K_i^{\mathrm{ch}}P_{i,t}^{\mathrm{ch}}$，$P_{i,t}^{\mathrm{ch}}$为抽蓄抽水功率(储能充电功率)，$K_i^{\mathrm{ch}}$为对应的费用系数；$\eta_{i,t}$、$\gamma_{i,t}$分别为启动、停机的切换变量，$\eta_{i,\,t}$表示机组$i$在时段$t$是否切换到启动状态，$\gamma_{i,t}$表示机组$i$在时段$t$是否切换到停机状态；$C_i^{\mathrm{U}}$、$C_{i,t}^{\mathrm{D}}$分别为启动费用、停机费用；$M_{i,t}^{\mathrm{c}}$、$M_t^{\mathrm{L}}$分别为弃电、电力不足惩罚系数；$M_t^{\mathrm{L}+}$为负荷响应费用系数。

首先，将藏东南、云南、受端内部的直流联络线及各交流联络线的送电计划嵌入省内负荷平衡约束中，如式(8)所示。

$$\sum_{i=1}^{I}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{J}T_{j,t}=L_t-L_t^{\mathrm{c}}+L_t^{+}\tag{8}$$

式中：j为联络线编号；J为联络线数量；$T_{j,t}$为联络线j在时段t的计划功率(送入为正、输出为负)；L_t为时段t的省内负荷。从而，式(8)使得直流的日内、季节多时间尺度耦合特性造成的影响被反映在受端电网的机组组合结果中。

考虑省区整体的正备用容量约束，有：

$$\sum_{i=1}^{I}\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\max}+\sum_{j=1}^{J}T_{j,t}+L_t^{\mathrm{c}}-L_t^{+}\geqslant L_t+R_t^{\mathrm{U}}\tag{9}$$

式中：$\alpha_{i,t}$为机组i在时段t的启停状态，$\alpha_{i,t}=0$表示机组处于停机状态，$\alpha_{i,t}=1$表示机组处于运行状

态；$P_{i,t}^{\max}$为机组i在时段t的最大出力；R_t^{U}为在时段t的系统正备用容量要求。

在此基础上考虑机组级约束。机组受限于最大/最小出力，即：

$$\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\min} \leqslant P_{i,t} + P_{i,t}^{\mathrm{c}} \leqslant \alpha_{i,t}P_{i,t}^{\max} \tag{10}$$

式中$P_{i,t}^{\min}$、$P_{i,t}^{\max}$分别为机组i在时段t的最小、最大出力。

机组上/下爬坡时，均应满足爬坡速率要求，数学表达如式(11)所示。

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leqslant \Delta P_i^{\mathrm{U}}\alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min}(\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + \\ \qquad P_{i,t}^{\max}(1 - \alpha_{i,t}) \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} \leqslant \Delta P_i^{\mathrm{D}}\alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min}(\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + \\ \qquad P_{i,t}^{\max}(1 - \alpha_{i,t-1}) \end{cases} \tag{11}$$

式中：ΔP_i^{U}为机组i最大上爬坡速率；ΔP_i^{D}为机组i最大下爬坡速率。

机组需满足最小连续开/停时间约束，即：

$$\begin{cases} T_{i,t}^{\mathrm{D}} - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_{\mathrm{D}} \geqslant 0 \\ T_{i,t}^{\mathrm{U}} - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_{\mathrm{U}} \geqslant 0 \end{cases} \tag{12}$$

式中：T_{U}、T_{D}分别为机组的最小连续开/停机时间；$T_{i,t}^{\mathrm{U}}$、$T_{i,t}^{\mathrm{D}}$分别为机组i在时段t时已经连续开/停机的时间，可由状态变量$\alpha_{i,t}$表示：

$$\begin{cases} T_{i,t}^{\mathrm{U}} = \sum\limits_{k=t-T_{\mathrm{U}}}^{t-1}\alpha_{i,k} \\ T_{i,t}^{\mathrm{D}} = \sum\limits_{k=t-T_{\mathrm{D}}}^{t-1}(1 - \alpha_{i,k}) \end{cases} \tag{13}$$

在日内，还需满足启停次数限制：

$$\begin{cases} \sum\limits_{t=1}^{T}\eta_{i,t} \leqslant \eta_i^{\max} \\ \sum\limits_{t=1}^{T}\gamma_{i,t} \leqslant \gamma_i^{\max} \end{cases} \tag{14}$$

式中$\eta_i^{\max}$、$\gamma_i^{\max}$分别为机组i启动、停机的切换最大数量。

机组在运与启停变量关系限制：

$$\eta_{i,t} - \gamma_{i,t} = \alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1} \tag{15}$$

特别地，水电站需满足三段式出力约束，表达为：

$$\begin{cases} \sum\limits_{h=1}^{R}(P_{h,t} + P_{h,t}^{\mathrm{c}}) \leqslant P_r^{\max} \\ \sum\limits_{t=1}^{T}\sum\limits_{h=1}^{R}(P_{h,t} + P_{h,t}^{\mathrm{c}}) = \sum\limits_{t=1}^{T}P_r^{\mathrm{avg}} \\ \sum\limits_{h=1}^{R}(P_{h,t} + P_{h,t}^{\mathrm{c}}) \geqslant P_r^{\min} \end{cases} \tag{16}$$

式中：r为水电站编号；h为水电站内机组编号；R为水电站内机组数量；$P_{h,t}$、$P_{h,t}^{\mathrm{c}}$分别为第r座水电站内第h台机组出力、弃水电力；$P_r^{\max}$、P_r^{avg}、$P_r^{\min}$分别为第r座水电站月度预想出力、平均出力、强迫出力。

最后，抽水蓄能、储能需满足充电功率约束和荷电状态约束。充电功率约束可表示为：

$$\alpha_{i,t}^{\mathrm{es}}P_{i,t}^{\mathrm{es,min}} \leqslant P_{i,t}^{\mathrm{ch}} \leqslant \alpha_{i,t}^{\mathrm{es}}P_{i,t}^{\mathrm{es,max}} \tag{17}$$

式中：$P_{i,t}^{\mathrm{es,min}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{es,max}}$分别为抽水蓄能(储能)$i$在时段$t$的最小、最大充电功率；$\alpha_{i,t}^{\mathrm{es}}$为抽水蓄能、储能充电状态0-1变量。

发电和抽水充电互斥约束为：

$$\alpha_{i,t} + \alpha_{i,t}^{\mathrm{es}} \leqslant 1 \tag{18}$$

荷电状态约束为：

$$\begin{cases} E_{i,t}^{\mathrm{es}} = E_{i,t-1}^{\mathrm{es}} - P_{i,t}^{\mathrm{ch}}\eta_i^{\mathrm{ch}}\Delta t - (P_{i,t}/\eta_i^{\mathrm{dis}})\Delta t \\ \underline{E_{i,t}^{\mathrm{es}}} \leqslant E_{i,t}^{\mathrm{es}} \leqslant \overline{E_{i,t}^{\mathrm{es}}} \end{cases} \tag{19}$$

式中：η_i^{ch}、η_i^{dis}分别为抽水蓄能、储能i的充放电效率；$E_{i,t}^{\mathrm{es}}$为抽水蓄能、储能i在时段t的荷电状态；$\overline{E_{i,t}^{\mathrm{es}}}$、$\underline{E_{i,t}^{\mathrm{es}}}$分别为抽水蓄能、储能$i$的荷电状态的上限、下限；$\Delta t$为时间间隔。

2.2 基于小时-季节风险指标分布的场景聚合

在同步机主导的调频体系下，煤电、气电和水电机组是提供一次调频备用的主力电源。定义最大备用系数λ_i，其中i表示机组类型，以及t时刻运行功率$P_i(t)$，开机容量$S_i(t)$。不考虑机组过负荷，每类机组的最大备用不应超过总上调容量，则对应的调频备用$P_{\mathrm{R}}(t)$可表示为：

$$P_{\mathrm{R}}(t) = \sum\nolimits_i \min\left(\lambda_i S_i(t), S_i(t) - P_i(t)\right) \tag{20}$$

假定t时刻第r条直流闭锁对应的静态调频需求为当前直流运行功率$P_r(t)$，那么针对该直流闭锁的调频裕度可表示为当前备用与需求的比值：

$$\eta_r(t) = \frac{P_{\mathrm{R}}(t)}{P_r(t)} \tag{21}$$

显然，调频裕度越小时频率稳定风险越大。基于式(21)对时序生产模拟得到的全年8 760 h的场景进行校核，可快速缩减待分析场景并锁定频率稳定风险时段。

3 调频体系设计

3.1 新型调频资源及控制手段

如图4所示，2025年的非同步电源渗透率超过

40 %的场景遍布全年，总小时数为 1 157 h，直流大负荷运行小时数大于 2 400 h。在此背景下，现有中东部受端的同步机主导调频体系存在较大隐患。

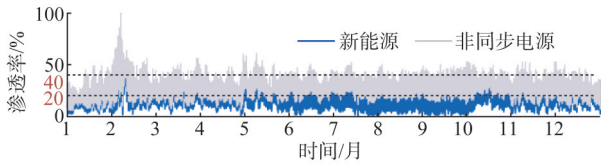


图 4　2025 年非同步电源和新能源渗透率

Fig. 4　Penetration of non-synchronous source and new generation in 2025

根据控制标准，暂态频率不应低于海南与主网解列限值为 49. 4 Hz（低频减载限值为 49. 2 Hz，预留 0. 2 Hz 裕度），准稳态恢复频率为 49. 8 Hz。以南方电网 2022 年丰小方式作为运行边界，不同非同步渗透率下的频率动态如图 5 所示。可以看出，频率越限在非同步电源高渗透率背景下无法规避，亟需引入新型调频资源，减轻对同步机调频和稳控切负荷的依赖，提升系统运行经济性和安全性。

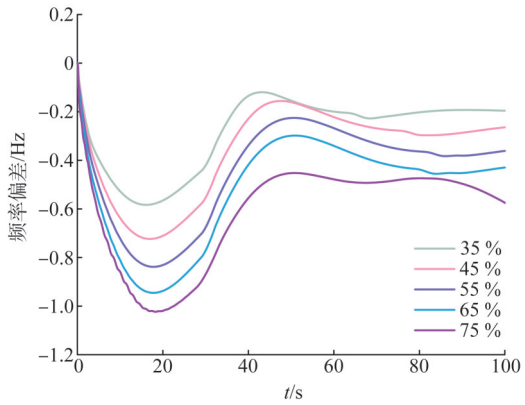


图 5　2022 年昆柳龙直流闭锁的频率动态时域仿真

Fig. 5　Frequency dynamics time domain simulation under Kunliulong HVDC blocking in 2022

在本文，受端新型调频手段包括直流 FLC、新能源/储能虚拟惯量和下垂控制、可调节负荷下垂控制。简洁起见，下文新能源机组的分析均围绕风机开展，其调频死区为±0. 03~0. 1 Hz[20]，以 Δf_1 表示，越过、恢复至死区时间分别记为 t_1、t_6。火电、水电机组等同步机死区分别为 0. 033 Hz、0. 05 Hz，也在此范围内。储能电站、负荷侧分布式储能采用同样的小死区[4]。直流送端 FLC 的死区通常在±0. 14 Hz 以上，受端 FLC 激活后实际上是调用送端的调频资源。为了尽可能利用区内的资源，减小对弱送端的影响，死区可设置为±0. 3 Hz 及以上，以 Δf_1 表示，超出死区时间、恢复至死区时刻分别记为 t_2、t_5。一般地，负荷侧调频还涉及大量分布式资源的集中优化和控制通信，启动延迟通常为若干秒，记为 t_3。由图 5 的仿真结果确定系统到达频率最低点 Δf_{max} 的时间 t_4 在 15~20 s 之间，从而有 $t_4>t_3>t_2>t_1$。

其中，风机下垂控制需预留备用，不满足新能源最大化消纳原则，并以经济损失为代价，其容量完全可由发展迅猛的储能电站、可调节负荷所替代[21-23]。值得注意的是，响应稍慢的可调节负荷可弥补风机惯量控制二次下跌的弊端，二者配合后既可抑制频率变化率、钳制频率下跌，还可促进频率恢复，近似等效于储能调频的效果。在建设资源复用型调频体系时增大可调节负荷的参与容量，可进一步提高多资源调频的经济性。以非同步机高渗透场景为背景，本文所推荐的调频体系如图 6 所示。

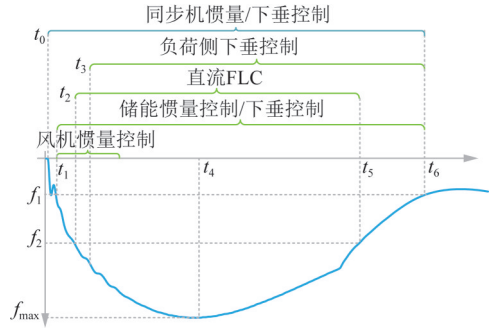


图 6　不同调频手段的作用时段

Fig. 6　Action periods of different frequency controls

1）在故障发生瞬间 t_0 时刻，同步机惯量响应抑制频率变化率；

2）在 t_1 时刻，风机惯量、储能惯量/下垂控制和同步机下垂控制启动。一方面，风机利用转子动能提供数秒的短时惯量响应，当转速下降至安全下限时（对应时刻位于 t_3、t_4 之间），惯量响应中止；另一方面，储能整体调节量短时到达上限，主要作用于 t_1~t_4 的前半段。当非同步机渗透率较高时，同步机调频量通常在 t_2 甚至 t_3 以后才开始快速增加；

3）t_2 时刻，频率超出 FLC 死区，直流功率开始上调，在避免支援区域频率越限的情况下调用调频备用，主要作用于 t_1~t_4 的前半段；

4）t_3 时刻，分布式储能、可调节负荷等资源开始根据特定的下垂系数下调功率，作用于 t_1~t_4 的后半段；

5)若机组的调频备用充足，机组调节量增加并复归新型资源调节量。t_5时刻，频率越过最低点并恢复至FLC死区以内，直流逐渐恢复至计划值。在t_6时刻恢复至储能、负荷侧调频和同步机调频的死区以内，三者恢复至运行基线。

3.2 含多调频资源的SFR模型构建

时域仿真需要详细的网络拓扑、潮流分布和动态参数，而时序生产模拟的每个场景仅包含直流、负荷和机组组合情况等，分布式负荷资源动态特性详细建模困难。因此，本文假定同步网内频率一致，采用降阶的SFR模型，直接以生产模拟结果作为输入信息，通过合理的动态参数等值来模拟时域仿真的频率动态过程，实现调频性能快速校核。本文推荐的异步互联多资源协调SFR模型如图7所示。

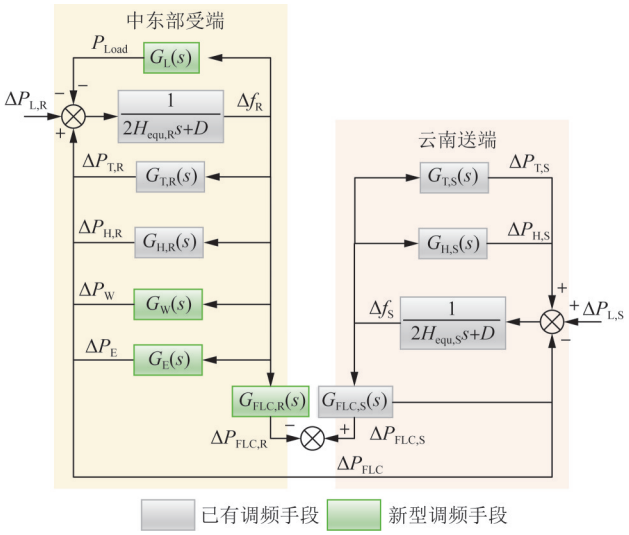


图7 降阶的异步互联多资源协调SFR模型

Fig. 7 Reduced-order asynchronously connected multi-resource coordinated SFR model

图7中，$G_{\mathrm{T,R}}(s)$、$G_{\mathrm{T,R}}(s)$、$G_{\mathrm{H,R}}(s)$、$G_{\mathrm{H,R}}(s)$分别为典型的火电、水电中东部受端和云南送端的传递函数。新型调频手段中，受端的直流FLC、风机惯量控制、储能虚拟惯量和下垂控制、负荷侧下垂控制分别以$G_{\mathrm{FLC,S}}(s)$、$G_{\mathrm{W}}(s)$、$G_{\mathrm{E}}(s)$和$G_{\mathrm{L}}(s)$表示。

4 算例验证

4.1 藏东南受端场景生成与聚合验证

基于南方电网自主开发的电力电量平衡软件，根据约束式(2)—(11)对目标函数进行全年365 d的逐日滚动优化，可得到每个省区的生产模拟结果，按机组类型叠加后即为整个受端的生产模拟结果。在得到生产模拟结果后，从季节、日内两个方面来可视化昆柳龙、藏东南直流闭锁下的调频裕度分布状态。前者由全年8 760 h的调频裕度曲线描述，而后者由24个时刻、每个时刻365 d的调频裕度曲线描述，当裕度小于1 h则表明存在风险。煤电、气电及水电机组的最大备用系数λ_i分别取0.06、0.06和0.1。

图8—9给出了昆柳龙直流闭锁的调频裕度分布状况。如图8所示，全年越限小时数为509 h，丰水期小时数占90 %。从图9来看，越限明显时段涵盖17—21时。这表明昆柳龙主导的频率稳定风险季节特性和日特性明显。

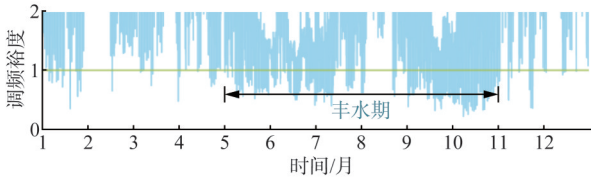


图8 昆柳龙闭锁的调频裕度季节特性

Fig. 8 Season characteristics of frequency control margin under Kunliulong HVDC blocking

图10—11分析了藏东南直流闭锁的调频裕度分布状况。显然，调频裕度全年均存在越限风险，受图1(b)的负荷季节特性影响，最小裕度集中于春节附近时段，一定程度上存在季节特性。从图11的日内变化来看，调频裕度越限场景覆盖9—16时，日特性突出。

综合上述分析，不同送端直流闭锁导致的调频裕度越限风险均呈现季节特性、日特性共存的现象。结合负荷水平与机组运行特性，高风险时段可总结为丰水期晚间(17—21时)大方式、枯水期日间(9—16时)腰方式和丰水期日间(9—16时)大方式3大类。结合典型日结果，最大风险场景展示如下。

1)丰水期晚间大方式：昆柳龙直流大功率运行，若电力供应紧张导致机组上调容量不足，调频裕度可能越限。如图12所示，10月3日晚间负荷为200 GW，抽水蓄能为发电工况，无切泵容量。尽管非同步渗透率水平不高，但19时机组上调备用仅为3.5 GW，调频需求缺额高达3.3 GW，频率稳定风险最大，昆柳龙直流闭锁将引起大量切负荷。

2)枯水期日间腰方式：整体负荷水平低，开

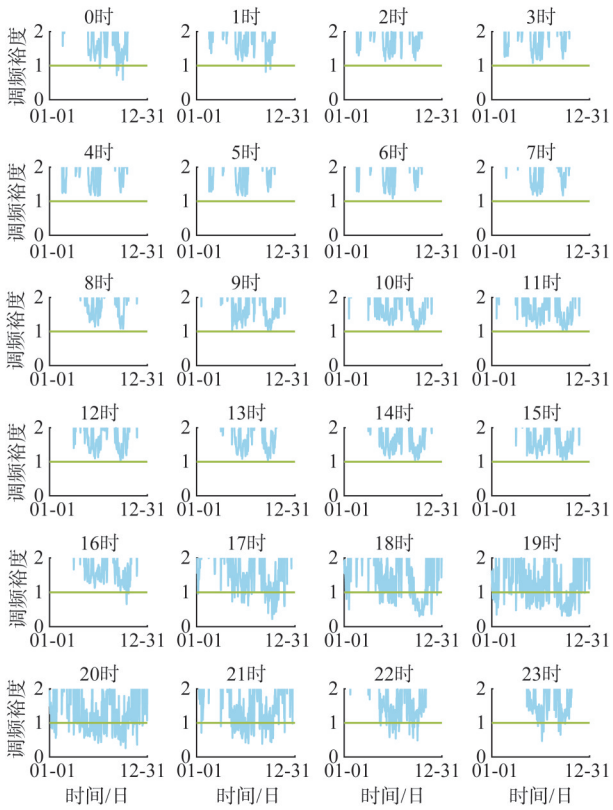


图 9　昆柳龙闭锁的调频裕度日内特性

Fig. 9　Introday characteristics of frequency modulation margins under Kunliulong HVDC blocking

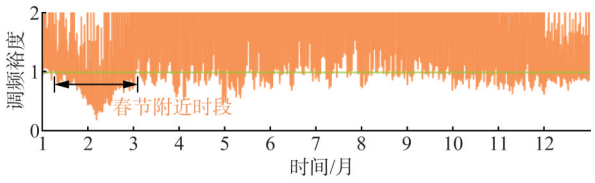


图 10　藏东南闭锁的调频裕度季节特性

Fig. 10　Season characteristics of frequency modulation margins under southeastern Tibet HVDC blocking

机方式小，藏东南运行规模大，调频裕度低。如图 13 所示，1 月 31 日上午系统负荷 125 GW，抽水蓄能泵功率从 10 时的 1. 7 GW 增至 12 时的 13 GW。10 时非同步电源渗透率在 28. 6 %左右，需求缺额 4. 1 GW，完全切泵缺额仍为 2. 4 GW。2 h 后尽管藏东南满送，非同步电源渗透率和功率缺额明显上升，但切泵后无风险。因此最大风险场景可锁定为 10 时。

3)丰水期日间大方式：与丰水期晚间大方式类似，可能由机组上调备用不足导致低调频裕度。如图 14 所示，11 月 1 日早间负荷已超过 190 GW，9 时藏东南直流满载运行，同步机调频缺额最大达到 3. 8

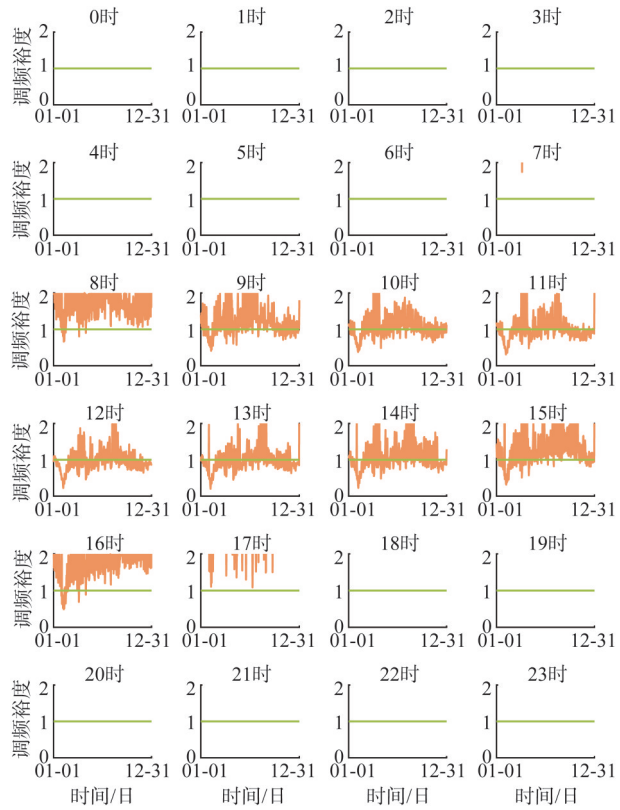


图 11　昆柳龙闭锁的调频裕度日内特性

Fig. 11　Introday characteristics of frequency modulation margins under southeastern Tibet HVDC blocking

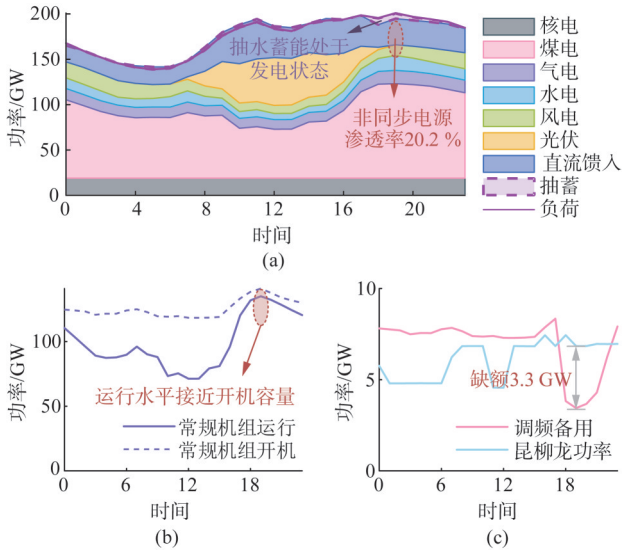


图 12　丰水期晚间大方式典型日展示

Fig. 12　Typical day of scenario 1

GW，叠加无切泵容量，频率风险最大。

综上，所述基于时序生产模拟的场景生成及静态指标的场景缩减方法能够有效地考虑多时间尺度的耦合，全面地覆盖了高风险场景。

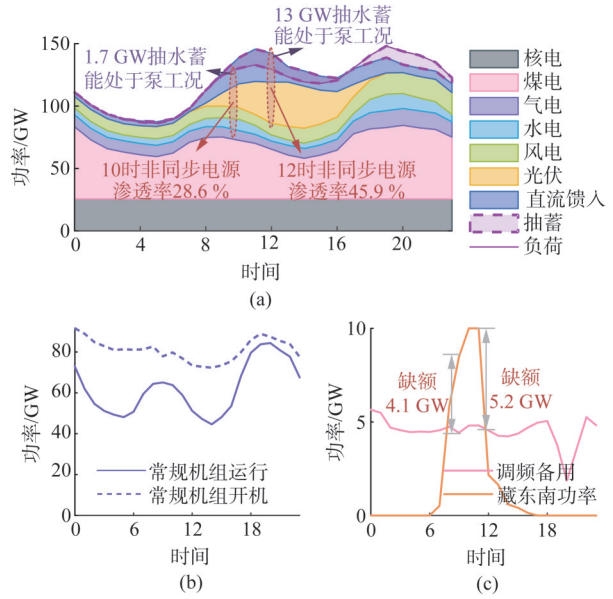


图 13 枯水期日间腰方式典型日展示

Fig. 13 Typical day display of waist mode during dry season

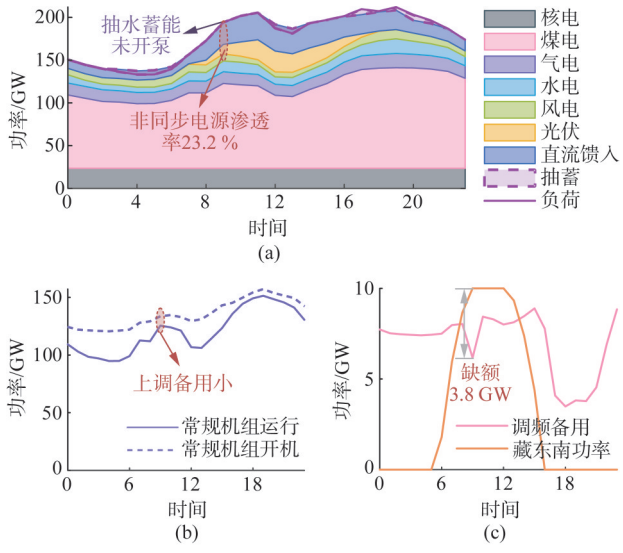


图 14 丰水期日间大方式典型日展示

Fig. 14 Typical day display of daytime large scale during the wet season

4.2 新型调频体系优势分析

结合上述 3 个场景和 3.2 的 SFR 模型，本文验证多资源协调主导调频体系的优势和各类调频手段在其中发挥的作用。

丰水期晚间大方式场景中，昆柳龙直流闭锁后频率响应如图 15 所示。由于机组接近满负荷运行，调频备用匮乏，短时间内已到达上限，系统频率最小值跌至 48.8 Hz 以下，如图 15(a)所示。采用多资源协调控制后，不仅有效遏制了频率变化率，缩

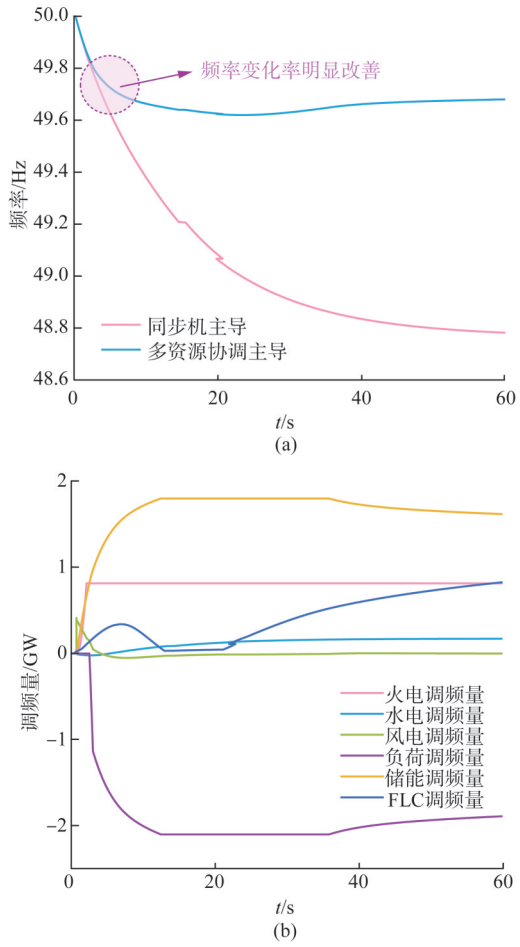


图 15 丰水期晚间大方式多调频资源响应情况

Fig. 15 Multi-resource frequency responses in high-load operation at night during wet season

短了系统的峰值时刻，还将频率最小值控制在 49.7 Hz 附近。对应地，各类调频手段的响应量展示在图 15(b)中。风机惯量在启动瞬时达到峰值，短时改善频率变化率，调节量下降时负荷侧开始响应，正好抑制了惯量控制退出的频率变化率恶化趋势，二者叠加恰恰与储能功率响应过程相似。直流 FLC 死区最大，最晚达到响应峰值。

枯水期日间腰方式场景中，藏东南直流大功率闭锁后频率响应如图 16 所示。未优化调频措施情况下，小开机、低惯量下频率变化率显著大于图 15(a)场景，尽管机组调频备用充足，但释放过程缓慢，频率仍下降至 48.9 Hz 左右，如图 16(a)所示。该场景对储能、风机惯量及可调节负荷等小死区的快速调频资源需求更为迫切，后者能够在 5.5 s 左右便遏制了频率的下跌趋势，并将频率极值提升至 49.57 Hz 附近。在火电的响应量充分爬升后，全部

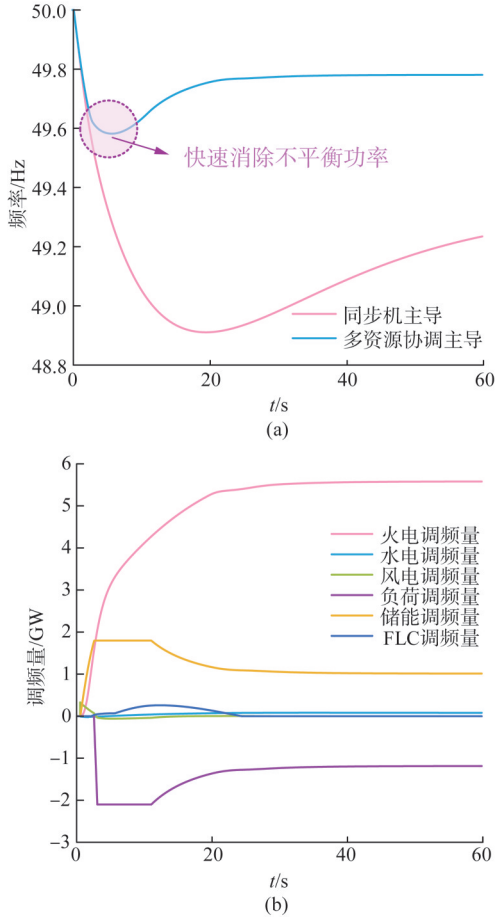


图 16　枯水期日间腰方式多调频资源响应情况

Fig. 16　Multi-resource frequency responses in medium-load operation in daytime during dry season

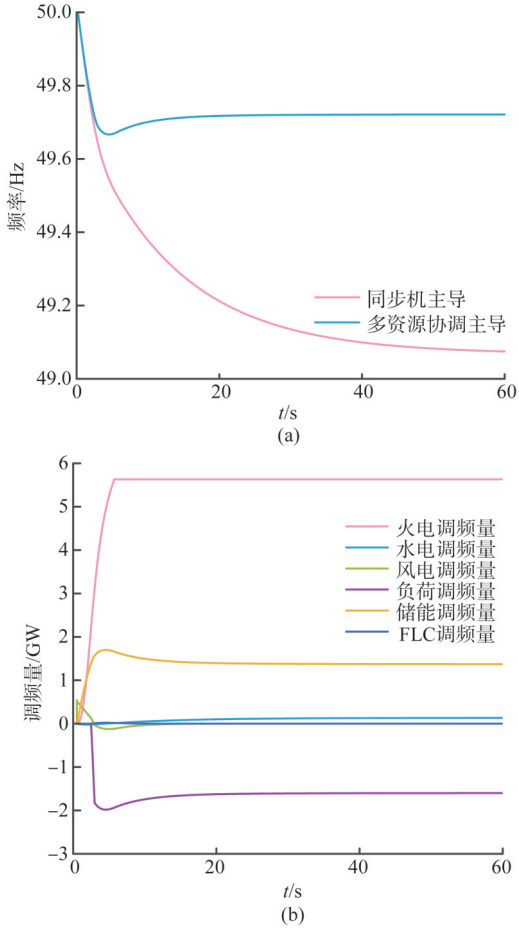


图 17　丰水期日间大方式多调频资源响应情况

Fig. 17　Multi-resource frequency responses in high-load operation in daytime during wet season

的直流 FLC 调节量和部分储能、负荷侧备用被及时复归。

最后，丰水期日间大方式场景中，藏东南直流大功率闭锁后多调频资源响应情况呈现在图 17 中。如图 17(a)所示，大方式下系统惯量较大，频率过程与图 16(a)类似，最小值在 49 Hz 左右，并在引入多资源协调主导调频体系后最小值上升至 49. 66 Hz。火电的响应特性与图 16(b)类似，但上限明显提高，因此储能、负荷侧的响应量减小，未达限值。最大频差越 FLC 死区幅度小、持续时间短，直流基本不参与调频。

综上，依托多类资源的多时段配合特性，多资源协调主导的调频体系在频率稳定高风险场景中具有较强的普适性和容错性，在藏东南馈入受端系统的应用前景广阔。

5　结论

本文以 2025 年藏东南馈入受端电网为背景，因地制宜地探讨了现有频率稳定分析框架的局限性及其改进措施，主要结论如下。

1)考虑直流计划的多时间尺度特性，提出了基于时序生产模拟的频率稳定高风险场景精细化建模，并采用静态风险指标进行场景缩减和风险时段锁定。

2)考虑频率动态与多类资源的响应特性，从市场化的角度出发，提出了多资源协调主导的资源复用型调频体系，基于低阶 SFR 模型完成调频体系设计及其校核。

本文旨在提出一种稳定分析框架及其可行思路，未来还需要借鉴国际经验，以市场化手段激励新型资源提供辅助服务，从而应对高比例新能源电

网的频率稳定问题[24]。目前，英国、美国德州和澳大利亚电网的一次调频辅助服务已投运，提高电化学储能和可中断负荷等负荷侧资源参与调频服务的积极性[25-27]。藏东南直流投运后负荷中心频率稳定风险激增，迫切需要制定新型资源提供一次调频的涉网技术标准和管理要求，并配套合理的辅助服务机制激发大容量大容量电网侧储能、5G基站、电动汽车、智能楼宇等海量负荷侧资源的积极性，保障多变运行方式下快速调频资源的充裕性和经济性。

参考文献

[1] 南方电网有限责任公司. 南方电网“十四五”电网发展规划出炉[Z]. 2021, https://ceppea.net/n/i/203106.

[2] 李兆伟, 吴雪莲, 庄侃沁, 等. “9·19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7):149 - 155.
LI Zaowei, WU Xuelian, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of east China grid after bipolar locking of “9.19” Jinping-Sunan DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 149 - 155.

[3] 郑外生,陈亦平,周保荣. 云南新型电力系统运行控制体系的构想 [J]. 南方电网技术, 2022, 16 (9): 83 - 89.
ZHENG Waisheng, CHEN Yiping, ZHOU Baorong. Concept of operation and control system on Yunnan new power system [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16 (9): 83 - 89.

[4] 王晶晶, 廖思阳, 姚良忠,等. 基于一致性算法的直流受端电网分布式调频资源协同频率控制[J]. 电网技术, 2022 ,46 (3) : 888 - 900.
WANG Jingjing, LIAO Siyang, YAO Liangzhong, et al. Coordinated frequency control strategy for DC receiving-end power grid with distributed frequency regulation resources using consensus algorithm [J]. Power System Technology, 2022 ,46 (3) : 888 - 900.

[5] 元一平, 王建学, 张耀,等. 考虑多周期协调的新能源电力系统全景运行模拟方法与评估指标体系[J]. 电网技术, 2020, 44 (3) : 799 - 806.
YUAN Yiping, WANG Jianxue, ZHANG Yao, et al. Panoramic operation simulation approach and estimation index system for new energy power system considering multi-period coordination [J]. Power System Technology, 2020, 44 (3) : 799 - 806.

[6] 何伊慧,管霖,王彤,等. 南方电网新型电力系统规划建设的量化评估与分析 [J]. 南方电网技术, 2024, 18(10): 40 - 53.
HE Yihui, GUAN Lin, WANG Tong, et al. Quantitative evaluation and analysis of the new power system construction planning in China Southern Power Grid [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(10): 40 - 53.

[7] 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.

[8] 张东辉,康重庆,卢洵,等. 高比例新能源系统中储能配置规模论证 [J]. 南方电网技术, 2022, 16 (4): 3 - 11.
ZHANG Donghui, KANG Chognqing, LU Xun, et al. Demonstration on the scale of energy storage deployment in high-proportion new energy power system [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16 (4): 3 - 11.

[9] 刘新苗,刘俊磊,娄源媛,等. 基于时序模拟的风火打捆送出消纳规划优化方法 [J]. 南方电网技术, 2025 ,19 (8) : 53 - 63.
LIU Xinmiao, LIU Junlei, LOU Yuanyuan, et al. Planning optimization method for transmission and consumption of wind-thermal bundled based on time series simulation [J]. Southern Power System Technology, 2025 ,19 (8) : 53 - 63.

[10] 葛毅, 李琥, 刘国静. 基于时序生产模拟的电力需求响应优化配比研究[J]. 电力需求侧管理, 2021, 23(1):43 - 48,54.
GE Yi, LI Hu, LIU Guojing. Research on optimal proportioning of power demand response based on time sequence production simulation[J]. Power DSM, 2021, 23(1):43 - 48,54.

[11] 赵书强, 索琦, 许朝阳, 等. 考虑断面约束的多能源电力系统时序性生产模拟[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7):1 - 6.
ZHAO Shuqiang ,SUO Xun, XU Zhaoyang, et al. Time series production simulation of multi-energy power system considering section constraints [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7):1 - 6.

[12] 李湃, 王伟胜, 黄越辉, 等. 大规模新能源基地经特高压直流送出系统中长期运行方式优化方法[J]. 电网技术, 2023 ,47 (1) : 31 - 44 .
LI Pai, WANG Weisheng, HUANG Yuehui, et al. Method on optimization of medium and long term operation modes of large-scale renewable energy power base through UHVDC system[J]. Power System Technology, 2023, 2023 ,47 (1) : 31 - 44 .

[13] 邓晖, 楼伯良, 华文, 等. 基于直流闭锁事故的华东电网频率特性及控制措施[J]. 广东电力, 2018, 31(2):76 - 81.
DENG Hui , LOU Boliang, HUA Wen, et al. Frequency characteristic of East China power grid based on DC block accidents and control measures [J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(2):76 - 81.

[14] 李超, 颜云松, 熊俊, 等. 西南电网交直流协调控制系统设计与应用[J]. 电力系统自动化, 2020 ,44 (8) : 200 - 206.
LI Chao, YAN Yunsong, XIONG Jun, et al. Design and application of AC/DC coordinated control system in Southwest power grid of China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020,44(8): 200 - 206.

[15] 李兆伟, 方勇杰, 黄慧, 等. 系统保护中跨区直流频率调制与紧急功率支援的协调控制[J]. 电力系统自动化, 2020, 44 (22):31 - 36.
LI Zhaowei, FANG Yongjie, HUANG Hui, et al. Coordinated control of cross-region DC frequency control and emergency power support in system protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(22):31 - 36.

[16] 叶林, 王凯丰, 赖业宁, 等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 446 - 464.
YE Lin, WANG Kaifeng, LAI Yeling, et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage

frequency regulation control strategies in power system under low inertia level[J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 446 – 464.

[17] 费心懿. 广东新型储能驶入“快车道”：规划万亿产业营收 发挥“锂钠”集群效应[N]. 21 世纪经济报道, 2023 – 03 – 21(003).

[18] 陈小慧. 加强深圳虚拟电厂技术创新[N]. 深圳商报, 2023 – 03 – 07.

[19] 汪际峰, 陈亦平, 徐光虎, 等. 多分区异步互联电网的直流频率限制器协调控制策略研究[J]. 电网技术, 2023 ,47 (10) : 3971 – 3979.
WANG Jifeng, CHEN Yiping, XU Guanghu, et al. Coordination strategy of frequency limit control on multi-area HVDCs under asynchronous interconnection [J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 3971 – 3979.

[20] 张佳辉,张洪福,牛玉广,等. 考虑新能源出力不确定性的风-光- 柴- 储系统调度策略[J]. 电测与仪表, 2024, 61(3): 20 – 25.
ZHANG Jiahui, ZHANG Hongfu, NIU Yuguang, et al. Dispatching strategy of wind-solar-diesel-battery hybrid power generation considering renewable energy output uncertainty[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(3): 20 – 25.

[21] 汪进锋,田野,江霖,等. 计及碳-绿证市场耦合的新能源和储能虚拟惯量-阻尼调度方法[J]. 广东电力, 2025, 38(8): 80 – 90.
WANG Jinfeng, TIAN Ye, JIANG Lin, et al. Optimal virtual inertia-damping scheduling method for renewable energy and energy storage considering carbon-green certificate market coupling [J]. Guangdong Electric Power, 2025, 38(8): 80 – 90.

[22] 王凡,胥国毅,邵冲,等. 基于灵敏度分析的新能源电力系统同步机组调差系数优化方法[J]. 电测与仪表, 2024, 61(3): 145 – 152.
WANG Fan, XU Guoyi, SHAO Chong, et al. Optimization method of synchronous generator adjustment coefficient for new energy power system based on sensitivity analysis [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(3): 145 – 152.

[23] 国家市场监督管理总局,中国国家标准化管理委员会. 并网电源—次调频技术规定及试验导则:GB/T 40595—2021[S]. 北京:中国标准出版社,2021.

[24] 陈亦平, 卓映君, 刘映尚, 等. 高比例可再生能源电力系统的快速频率响应市场发展与建议[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10):10 – 20.
CHEN Yiping, ZHUO Yinjun, LIU Yinshang, et al. Development and recommendation of fast frequency response market for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10):10 – 20.

[25] 朱寰, 徐健翔, 刘国静, 等. 英国储能相关政策机制与商业模式及对我国的启示[J]. 储能科学与技术, 2022 ,11 (1) : 370 – 378
ZHU Huan, XU Jianxiang, LIU Guojing, et al. UK policy mechanisms and business models for energy storage and their applications to China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(1):370 – 378.

收稿日期：2024-10-28；**网络首发日期**：2026-03-28

作者简介：

陈亦平(1978)，男，高级工程师(教授级)，博士，研究方向为电力系统稳定分析与控制；

黄济宇(1996)，男，工程师，博士，研究方向为电力系统稳定分析和人工智能应用。

王嘉阳(1988)，男，通信作者，高级工程师，博士，研究方向为电力系统运行模拟、水电系统优化调度，jiayang_wang@163.com。