

国家能源局福建监管办公室

闽监能函〔2021〕116号

福建能源监管办关于征求《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）》（2022年修订版）（征求意见稿）意见的函

国网福建电力、华电福建公司、国家能源集团福建公司、华能福建公司、大唐福建分公司、国家电投福建公司，福建能化集团、福建投资集团，福建电力交易中心，各有关电力企业、电力用户：

为全面贯彻落实新发展理念，促进清洁能源消纳，推动构建新型电力系统，根据国家能源局和福建省政府关于积极稳妥推进福建省电力辅助服务市场试点工作要求，结合福建省电力调峰辅助服务市场运行情况，在前期征求意见的基础上，我办组织起草了《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》（征求意见稿），现征求各相关单位意见，请你单位于1月28日前将书面意见（含电子版）反馈至我办。

联系人：邱立钟

联系方式：0591-87028927 87028915（传真）

邮箱：scfjb@nea.gov.cn

附件：《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》（征求意见稿）

国家能源局福建监管办公室

2021年12月28日



抄送：福建省发展和改革委员会

附件

福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行） （2022年修订版）（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为适应新型电力系统建设，建立电力辅助服务分担共享新机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进福建省电力系统安全、稳定、经济运行，提升水电、风电、光伏、核电等清洁能源消纳空间，实现调峰责任在不同类型电源及用户间的公平分摊，制定本规则。

第二条 本规则根据《中华人民共和国电力法》、《电力监管条例》等国家有关法律、法规和行业标准，遵循《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家电网调度控制管理规程》等规定，并结合福建电网运行实际制定。

第三条 本规则适用于福建省电网开展的电力辅助服务（调峰）交易，所有市场成员应遵守本规则。其他有关调峰的考核和补偿的条款不再重复执行。本规则将根据福建电力市场建设进程逐步完善。

第四条 国家能源局福建监管办公室（以下简称“福建能源监管办”）负责福建省电力调峰辅助服务市场（以下简称“市场”）的监督管理。福建省地方政府电力管理部门根据职责依法实施监管。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括参与交易的市场主体、电网企业和市场运营机构，市场主体包括并网发电企业（火电、水电、风电、光伏、核电等）、拥有自备电厂的企业、售电企业、参与市场交易的电力用户、储能等辅助服务提供商。市场运营机构包括国网福建电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）和福建电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）。

第六条 凡在电力交易机构注册的市场主体均应按要求参加福建电力辅助服务市场交易。市场主体权利义务包括：

（一）按要求提供基础技术参数以确定调峰服务的能力，或提供有资质的单位出具的调峰服务能力测试报告；

（二）负责电力设备的运行与维护，确保能够根据电网调度指令提供符合规定标准的调峰辅助服务；

（三）按规则参与调峰市场交易，根据电网调度指令提供调峰辅助服务；

（四）按规则参与电力调峰辅助服务市场结算；

（五）及时获取电力调峰辅助服务交易相关信息；

(六) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第七条 电网企业权利义务包括:

(一) 按规则传输和配送电能,保障输电通道等输配电设施的安全稳定运行,为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务;

(二) 具体管理、运营福建电力调峰市场;

(三) 保障电力系统统一调度,按规定建设、运行、维护和管理电网配套电力调度交易平台;

(四) 按规定向市场主体提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务;

(五) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第八条 市场运营机构权利义务包括:

(一) 电力调度机构主要职责包含:建立、维护发电侧调峰市场的技术支持平台、拟定相关技术服务标准;依据市场规则组织交易,按照交易结果进行调用;向电力交易机构提供调峰市场出清结果;发布、报送市场信息;评估市场运行状态,对市场规则提出修改意见;紧急情况下中止市场运行,保障系统安全运行;组织参与跨省跨区调峰辅助服务市场交易;依法依规实施有关电力调度工作等;

(二) 电力交易机构主要职责包含:负责市场交易主体的注册管理;负责提供电力交易结算依据及相关服务;发布、报送有关市场信息等;

(三) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第三章 机组深度调峰交易

第九条 机组深度调峰交易，指在每日系统负荷低谷时段(0:00-6:00, 12:00-14:00)需要开机的机组主动调减出力至负荷率小于有偿调峰基准时，以机组调减出力为标的的交易。负荷率大于等于有偿调峰基准的调峰服务属于机组承担的基本义务，由电力调度机构根据系统运行需要无偿调用。

第十条 参加机组深度调峰交易的电厂范围为电力调度机构直调及许可电厂。卖方暂为燃煤火电、核电机组以及储能电站，买方为系统负荷低谷时段在运机组。LNG 机组、执行两部制电价的抽水蓄能机组，以及不完全季调节性能及以上水电机组暂不参与深度调峰市场交易。

第十一条 各类型发电机组有偿调峰基准按下表执行：

机组类型	有偿调峰补偿基准
燃煤火电机组	负荷率 60%
核电机组	负荷率 75%

根据电厂最小运行方式、电网调峰需求以及辅助服务补偿资金情况，有偿调峰基准可进行适当调整。

核电企业要始终贯彻保守决策的原则，保证在任何时候、任何情况下，始终将核安全放在最高优先级，上级集团给予核电厂机组参与调峰明确的决策指导意见。电网企业应尽量减少安排核电机组

调峰，在确保核电机组安全运行前提下，可根据实际需要安排核电机组参与调峰。一般情况下，电网企业应提前 1 周通知核电厂营运单位进行评估准备；特殊情况下，应提前 2-3 日通知核电厂营运单位。

第十二条 电力调度机构在日前或者日内进行负荷预测和计算负备用，当预计福建电网负备用小于裕度值，需要将一台及以上并网机组降至有偿调峰基准值以下时，开展深度调峰交易。

第十三条 发电企业以机组有偿调峰基准负荷率为起点，采用下调容量比率形式报价。以下调机组 5%的额定容量比率作为一个报价区间，随调峰深度增加依次递增报价，下调容量比率对应的申报价格上限详见下表。参与报价的电厂按机组报价，每台机组的下调功率应报至最小技术出力为止。

下调容量比率	申报价格 M (元/兆瓦时)
(0%, 5%]	$M \leq 100$
(5%, 10%]	$M \leq 200$
(10%, 15%]	$M \leq 400$
(15%, 20%]	$M \leq 500$
(20%, 25%]	$M \leq 600$
(25%, 40%]	$M \leq 1000$

其中：区段申报价格与下调容量比率成等比例增加；机组有偿调峰结算费用为各分段区间对应实际深度调峰未发电量与中标价格乘积的合计数。

第十四条 储能电站参与深度调峰辅助服务市场模式：

模式一：如储能电站选择参与调峰辅助服务市场，当系统负荷不足，调度部门优先调用储能电站参与系统调峰，并按照当天深度调峰辅助服务市场平均出清价格予以结算；

模式二：如储能电站接入电网存在安全运行约束，需要储能电站参与调节。储能电站应按照调度部门下达曲线运行。储能电站深度调峰补偿费用按其当天调峰时段充电电量和调峰辅助服务市场平均出清价格进行结算。如果当天调峰市场未启动，则按照前一次深度调峰辅助服务市场平均出清价进行结算。

第十五条 按照“按需调用，按序调用”原则，在负荷下降过程中，优先降低报价低的机组出力；在系统负荷爬坡过程中，优先加大报价高的机组出力；相同报价的按时间优先原则调用。因系统调峰需要，电力调度机构调用未报价机组参与系统调峰，按照该机组最近一次有效报价进行调峰补偿，并免除调峰时段机组出力偏差考核。如该机组没有有效报价记录，则按照该时段其它机组最低调峰报价进行补偿。

第十六条 按照“日前报价、实时出清”的交易机制，以15分钟为一个计费周期，机组单位计费周期内结算价格为其相对基准负荷下调功率未发电区间内的报价，实行日清月结。

第十七条 交易期间，全网机组深度调峰服务费的计算公式如下：

全网机组深度调峰服务费= $K \times \Sigma$ （机组各分段区间对应深度

调峰电量与中标价格乘积的合计数)

其中，深度调峰电量为机组主动调减出力至负荷率小于有偿调峰基准时形成的未发电量。

为合理调控机组深度调峰服务费总盘子范围，设置调节系数K（暂取1），可根据市场运行实际情况进行调节。

第十八条 深度调峰服务费用由调峰交易时段运行的火电机组、可再生能源发电机组（风电、光伏）、水电机组以及核电机组按各自在计费周期内的上网电费比例进行分摊。具体计算公式为：

机组深度调峰成本分摊金额 = (计费周期内该机组上网电费 / 计费周期内所有参与分摊机组上网电费) × 计费周期内系统深度调峰服务费

系统深度调峰服务费 = Σ (机组的深度调峰服务费)。

机组深度调峰时段的上网电费计算公式如下：

计费周期内机组上网电费 = 计费周期内该机组上网电量 × 机组上网电价

火电机组的上网电价取基准电价；其余类型机组的上网电价取政府批复的上网电价。

考虑福建外送联络线安控系统要求“安控机组的升压变高压侧功率不低于50%机组额定功率”的实际情况，投入安控装置的发电机组暂定60%负荷率以下对应发电量不参与省内调峰费用分摊，60%负荷率以上对应电量仍参与省内调峰费用分摊。

根据热电机组在线监测实际情况，热电比超过0.5的热电联产

机组在供热时段,机组 20%发电量暂不参与省内调峰服务费用分摊;其余热电比超过 0.15 的供热机组在供热时段,机组 10%发电量暂不参与省内调峰服务费用分摊。

考虑水库最小生态下泄流量要求,所有水电厂参与分摊的电量为其装机容量的 10%及以上出力所发电量。此外,有通航要求的水电站上网电量暂按 80%比例剔除。

第十九条 考虑特殊时期可能出现个别机组分摊的深度调峰服务成本相对其发电收入占比太高的情况,对机组设定分摊金额上限,计算公式如下:

$$\text{机组分摊上限} = \text{当日全网深度调峰服务费} \times 0.2$$

当机组按照第十八条规则计算得出的分摊费用大于分摊金额上限时,按上限进行支付。

第二十条 当出现上述条款中支付费用达到上限情况,需要重新进行深度调峰成本分摊。首先从当日深度调峰服务总成本中扣除达到分摊金额上限机组需支付的费用,然后剩余机组按各自上网电费比例对剩下的深度调峰服务成本进行分摊。

第二十一条 对由于开机、停机,非停或自身原因影响出力至有偿调峰基准以下的机组,不视为提供深度调峰服务,不予补偿,电力调度机构和电厂应将原因详细记录备查。

第二十二条 由于电网安全约束对出力有特殊要求的机组,不分摊系统深度调峰服务费成本,电力调度机构应将原因详细记录备查。

第二十三条 对已出清且在实际运行中无法提供相应深度调峰服务的机组，根据计费周期内机组的调峰中标电量和实际发电量计算电量偏差。

电量偏差=调峰中标电量-调峰实际发电量

其中，调峰中标电量按照计费周期内有偿调峰基准功率发电量减去计划电量来计算；调峰实际电量按照计费周期内有偿调峰基准功率发电量减去实际电量来计算。

如果电量偏差小于 2%，并且调峰实际电量大于调峰中标电量，机组深度调峰服务费按照调峰实际电量和中标电价结算；如果调峰实际电量小于调峰中标电量时，机组深度调峰服务费按照调峰实际电量和实际出力对应的档位报价结算。

如果电量偏差大于 2%，除了按上述原则结算外，另外收取违约金，违约金=计费周期内调峰中标电量 × 市场平均出清价格 × K1，K1 暂取 0.2。

第二十四条 为保证电网稳定运行，参与调频的机组不参与深度调峰市场。在特殊情况下，电力调度机构可以根据电网调峰需求采取临时增加运行机组调峰深度或安排机组应急启停等措施。

第二十五条 机组深度调峰交易流程如下：

（一）工作日 9:00 前，季调节性能以下的水电站、风电场以及光伏电站制定本厂（站）次日发电计划报送电力调度机构，电力调度机构有权根据调峰需求在不改变季调节性能以下水电站次日发电量的前提下对其发电曲线进行必要调整。次日，季调节性能以

下的水电站、风电场以及光伏电站可根据最新预测滚动更新发电计划并上报电力调度机构。

(二) 工作日 11:00 前, 有意愿提供深度调峰服务的火电、核电厂在调峰交易平台上向电力调度机构申报次日机组有功出力下调区间及对应报价。

(三) 工作日 20:00 前, 电力调度机构根据机组申报信息、负荷预测和电网运行情况编制并发布次日发电计划。

(四) 调峰计算模块根据最新的超短期负荷预测, 结合机组日前报价和电网运行情况, 以定点模式滚动启动计算并修正电厂预计出力曲线。深度调峰市场启动后, 调峰计算模块按照交易规则计算每个计费时段内各机组的深度调峰服务费和调峰成本分摊费, 累加得到机组每日总收益。

(五) 电力调度机构可在节假日前集中组织多日调峰申报, 发布后续多日发电计划, 节假日期间按需开展调峰交易。

第二十六条 计费周期内电厂的计划出力和实际出力偏差考核费用, 按照《福建省电力调频辅助服务市场交易规则》相应条款执行。

第二十七条 根据《华东电网调峰辅助服务市场运营规则》, 在福建省内电力电量平衡后调峰资源如有盈缺, 为保证电网安全运行和福建清洁能源消纳, 可通过市场化方式在华东电网调峰辅助服务市场进行交易。即:

当电力调度机构预测次日低谷负备用不足, 可以通过华东辅助

服务交易市场向其他省市购买调峰资源；华东辅助服务市场出清电量根据相应时段福建省直调及许可的机组按照上网电量比例进行分摊，并按市场出清电价进行结算。

如果在满足省内电力电量平衡后调峰资源仍有盈余，30万千瓦及以上燃煤火电机组可以通过华东辅助服务市场卖出调峰资源。

第四章 机组深度调峰容量市场交易

第二十八条 为鼓励火电企业开展机组深度调峰改造、保障火电企业投资收益，开展机组深度调峰容量市场交易。参与深度调峰容量市场交易机组的出力区间应达到35%额定容量以下，经福建能源监管办、电力调度机构、有资质科研机构进行现场试验确认，在机组并网调度协议中对深度调峰能力予以明确。并网协议认定的深度调峰持续时间不小于4小时，并结合电网实际调度运行，适时开展机组深度调峰能力验证。

第二十九条 为保证市场平稳发展，根据常规机组深度调峰改造成本，核定福建深度调峰容量市场机组报价上限。市场初期，福建深度调峰容量市场各档位机组报价上限如下表所示：

机组出力区间	机组报价上限 (元/MW·日)
额定容量 30% ≤ 实际出力 < 额定容量 35%	400
额定容量 25% ≤ 实际出力 < 额定容量 30%	500
额定容量 20% ≤ 实际出力 < 额定容量 25%	550

额定容量 15% ≤ 实际出力 < 额定容量 20%	600
额定容量 10% ≤ 实际出力 < 额定容量 15%	650
额定容量 5% ≤ 实际出力 < 额定容量 10%	800
额定容量 0% < 实际出力 < 额定容量 5%	950

福建深度调峰容量市场试运行过程中，可结合市场运行情况对各档位机组报价上限进行调整。

第三十条 市场运营机构根据市场运营规则，采用“单边竞价，边际出清”的模式，按照市场成本最低的原则，按福建深度调峰容量市场申报价格由低到高排序，对相应申报容量依次成交，直至最后一个市场主体的容量累加等于调峰容量需求，成交最后 1 千瓦的申报价格为福建深度调峰容量市场边际出清价格，若出清价格由两家及以上市场主体的报价确定，则按各家该时段申报容量比例分配出清量。

市场出清完成后，市场运营机构将市场出清结果发送至火电厂（企业）。

第三十一条 福建深度调峰容量市场组织流程：

（一）福建深度调峰容量市场可按照年度或者季度开展交易。福建深度调峰容量市场开市前，市场运营机构应提前至少 7 个工作日发布福建深度调峰容量市场交易公告。

（二）福建深度调峰容量市场交易公告发布后，市场运营机构应在 3 个工作日内组织火电厂（企业）完成市场申报。

（三）市场申报截止后，市场运营机构根据市场规则，在 3 个

工作日内完成市场出清并发布市场出清结果。

(四)原则上,市场运营机构应在6个工作日内完成福建深度调峰容量市场的申报和出清工作,并提前至少1个工作日将市场出清结果向火电厂(企业)发布。

(五)市场成员应遵循及时、真实、准确、完整的原则,按照规定报送,并在市场技术支持系统披露相关市场信息。

(六)火电厂(企业)的调峰容量费用,随福建调峰市场调峰服务费用一并结算,日清月结。

第三十二条 中标福建深度调峰容量市场的火电机组每天获得的调峰容量费用计算公式如下:

$$F_{\text{容量}}^i = \sum_{j=1}^7 (P_{\text{容量}}^j \times C_{\text{容量}}^{i,j})$$

式中:

$F_{\text{容量}}^i$ 为中标福建深度调峰容量市场后,火电机组*i*每天获得的调峰容量费用(元);

$P_{\text{容量}}^j$ 为福建深度调峰容量市场第*j*档位出清价格(元/MW·日);

$C_{\text{容量}}^{i,j}$ 为火电机组*i*在福建深度调峰容量市场第*j*档位的出清容量(MW)。

第三十三条 机组深度调峰能力得到现场试验确认,并且在机组并网调度协议中予以明确。从并网调度协议正式签订之日开始计算机组深度调峰容量市场补偿时间。

第三十四条 对于机组并网调度协议中已认定、而实际调用不

具备的深度调峰能力，除扣除深度调峰容量补偿外，另外收取违约金，违约金= $F_{容量}^i \times K2$ ，K2 暂取 0.1。

第三十五条 深度调峰容量费用由每日运行的热电联产机组、可再生能源发电机组（风电、光伏）、水电机组以及核电机组按全网上网电费比例进行分摊。具体计算公式为：

机组深度调峰容量分摊金额 = （该机组上网电费/所有参与分摊机组上网电费）×系统深度调峰容量费用

系统深度调峰容量费用 = Σ （机组深度调峰容量费用）

机组上网电费计算公式如下：

机组上网电费 = 机组上网电量 × 机组上网电价

火电机组的上网电价取基准电价；其余类型机组的上网电价取政府批复的上网电价。

考虑福建外送联络线安控系统要求“安控机组的升压变高压侧功率不低于 50%机组额定功率”的实际情况，投入安控装置的发电机组暂定 60%负荷率以下对应发电量不参与深度调峰容量费用分摊，60%负荷率以上对应电量仍参与深度调峰容量费用分摊。

根据热电机组在线监测实际情况，热电比超过 0.5 的热电联产机组在供热时段，机组 20%发电量暂不参与深度调峰容量费用分摊；其余热电比超过 0.15 的供热机组在供热时段，机组 10%发电量暂不参与深度调峰容量费用分摊。

考虑水库最小生态下泄流量要求，所有水电厂参与分摊的电量为其装机容量的 10%及以上出力所发电量。此外，有通航要求的水

电站上网电量暂按 80%比例剔除。

第五章 机组启停调峰交易

第三十六条 机组启停调峰交易是指根据调度指令,机组在日内通过启停以缓解电网调峰压力的交易。参加机组启停调峰交易的电厂范围为电力调度机构直调及许可调度发电厂,单机容量不低于 50 兆瓦。卖方为水电机组、燃煤火电机组,买方为当日在运机组;LNG 机组以及执行两部制电价的抽水蓄能机组暂不参与启停调峰市场交易。

第三十七条 在 24 小时内,燃煤电厂启停调峰 1 次及以上,水电厂启停(含空转)调峰 3 次及以上作为市场启动条件。火电机组出力暂定低于 20%额定功率、水电机组出力暂定低于 15%额定功率作为机组有效开停机依据,具体比例可根据电网实际运行情况调整。

第三十八条 按照机组额定容量对应启停调峰服务报价区间浮动报价。各级别机组的报价上限参见下表:

机组额定容量级别(兆瓦)	报价上限 M(万元/台次)
[50, 150]	$M \leq 6$
(150, 250]	$M \leq 8$
(250, 400]	$M \leq 100$
(400, 700]	$M \leq 130$
(700, 1100]	$M \leq 160$

第三十九条 每个工作日 11:00 前,有意愿提供启停调峰服务

的电厂在调峰交易平台上申报次日机组启停报价。节假日前，电厂可申报多日的机组启停报价。

第四十条 机组有偿启停调峰资源根据机组报价由低到高依次调用，报价相同则优先调用容量大的机组。

第四十一条 启停调峰交易根据机组日前报价按台次结算。火电启停调峰中标机组还可根据机组的深度调峰交易报价，获得从有偿调峰基准负荷率至 20% 负荷率区间的深度调峰费用。

第四十二条 机组启停调峰服务费用由当日市场内所有运行的机组按各自的上网电费比例进行分摊。具体计算公式为：

机组启停调峰成本分摊金额 = $\Sigma [(\text{当日该机组上网电费} / \text{当日所有参与分摊机组上网电费}) \times \text{当日全网机组启停调峰服务费}]$

机组上网电费参照第十八条规定计算。

第六章 可调节负荷调峰交易

第四十三条 可调节负荷调峰是指在负荷低谷时段，与电网企业签订可调节负荷交易合同的用户，根据电网需求，通过增加用电负荷，在用电侧为电网提供的调峰服务。包括但不限于分布式储能、电动汽车（充电桩、充换电站）、电采暖、虚拟电厂等负荷侧调节资源。

第四十四条 可调节负荷可通过独立、委托代理方式参与电力辅助服务。

独立参与方式：具备与电力调度机构数据交互，能够响应实时调度指令的电力用户可作为可调节负荷独立参与电力辅助服务，根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，调节自身用电负荷曲线，提供辅助服务，纳入辅助服务补偿和分摊机制。

委托代理参与方式：电力用户也可与聚合商、虚拟电厂签订委托代理协议，按照公平合理原则协商确定补偿和分摊分配方式，由其代理参与电力辅助服务。聚合商、虚拟电厂参与方式同电力用户独立参与。

第四十五条 可调节负荷参与条件

（一）可调节负荷应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，或经法人单位授权的非独立法人主体。

（二）可调节负荷暂定调节容量不小于2.5MWh、最大充（用）放电功率不小于5MW，满足电网接入要求，实现电力和电量数据分时计量和传输，数据准确性与可靠性规范的要求，通过电力调度机组进行的测试。

（三）可调节负荷需与市场运营机构签订并网调度协议，需在福建省电力交易中心平台完成市场注册和准入，完成注册的可调节负荷需向福建能源监管办备案。

（四）可调节负荷进入市场后参与市场运行至少1个自然月，如退出市场至少提前15天向福建能源监管办和电力调度机构书面报告，妥善处理交易事宜并结清参与市场产生的费用，按合同约定

补偿有关损失后退出。

第四十六条 初期,可调节负荷只需申报相对于基准功率曲线的可调节电量,以价格接受者的方式参与福建电力调峰辅助服务市场。随着市场的发展成熟,可调节负荷将逐步过渡到以报量报价的形式参与市场交易。

第四十七条 市场申报周期为日,法定节假日前最后一个工作日,完成次日至节假日后第一个工作日的申报。申报内容包括但不限于:

(一) 储能、V2G 型充电桩等充(用)放电设备申报充(用)放电容量(MWh)、充(用)电时间及时间范围(h)、转换效率、最大充(用)放电功率(MW)、日最大充(用)放电次数(次)、充(用)放电速率(MW/min)等。

(二) 普通充电桩、充换电站、电采暖等可控负荷充(用)电设备申报充(用)电功率曲线(MW)、最大充(用)电功率(MW)、充(用)电时间及时间范围(h)等。

(三) 聚合主体分类申报其代理的各类调节资源。仅有充(用)电功能的调节资源申报资源聚合调节容量(MWh)、最大聚合充(用)电功率(MW)、充(用)电时间及时间范围(h)。具备充(用)放电功能点解资源申报聚合调节容量(MWh)、最大聚合充(用)/放电功率(MW)、日最大充(用)放电次数(次)、聚合充(用)放电速率(MW/min)。

(四) 虚拟电厂申报聚合调节容量(MWh)、最大聚合充(用)

电功率（MW）、充（用）电时间及时间范围（h）、日最大充（用）放电次数（次）、聚合充（用）放电速率（MW/min）。

若可调节负荷未按时完成申报，则不参与调峰市场出清。

第四十八条 电力调度机构根据负荷预测，在负备用紧张时段安排可调节负荷提供调峰服务，直至满足出清时段调峰需求，完成福建调峰市场运行日预出清。

第四十九条 预出清结果作为运行日可调节负荷充（用）电功率计划曲线，独立参与方式的可调节负荷直接下发，代理参与方式的下发至代理商平台。

第五十条 市场组织流程：

（一）工作日10:00前，电力调度机构在福建电力辅助服务平台向可调节负荷发布运行日调峰市场需求信息；

（二）工作日11:00前，有意愿提供调峰服务的可调节负荷在福建电力辅助服务平台上向电力调度机构填报运行日调峰服务信息。

（三）工作日20:00前，电力调度机构根据市场主体申报信息、负荷预测和电网运行情况编制并发布运行日发电计划。

第五十一条 可调节负荷每15分钟时段中标获得的调峰服务费计算公式如下：

调峰服务费=K1 × Σ （中标调峰电量 × 市场结算平均价）

K1为市场调节系数，暂取1。

中标调峰电量为该时段相对于基准功率曲线的增用电量累计

积分计算而得。

第五十二条 调峰服务费用每15分钟时段清算、每日统计。电网企业每月与可调节负荷按签订的交易合同直接开展结算。

第五十三条 可调节负荷参与调峰市场的基准功率曲线采取“市场主体申报，调度机构核定”的方式确定。新型市场主体参照《GB/T 37016-2018电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》计算基准功率曲线。

第五十四条 可调节负荷的基准功率曲线由典型日用电曲线统计生成，典型日的确定分两种情况：

（一）调峰服务响应发生在工作日，选取调峰服务响应日前7天，其中需剔除非工作日、电力中断及新型市场主体参与调峰服务响应日，剔除后不足7天的部分向前顺序选取，应补足7天，从上述7天中再剔除新型市场主体日最大负荷最大、最小的两天，剩余5天称作典型日。

（二）调峰服务响应发生在非工作日，选取调峰服务响应日前最近的3个非工作日为典型日，其中需剔除电力中断及新型市场主体参与调峰服务响应日，剔除后不足3天的部分向前顺序选取，应补足3天。

基准功率计算步骤：

（一）取典型日新型市场主体96点负荷数据。

（二）求不同典型日新型市场主体96点负荷数据的平均值，获得可调节负荷的基准功率曲线。

第五十五条 非电网原因造成可调节负荷在某个计费周期实际充（用）电电量少于其计划曲线对应电量所产生的偏差电量不超过 30%时，可调节负荷获得的调峰服务费用按实际调峰电力结算，偏差费用予以扣减，并由省网内的火电机组按调峰贡献率比例获得；偏差电量超过 30%时，该结算周期内调峰费用不予结算，其调峰服务费用由省网内的火电机组按调峰贡献率比例获得。在连续 7 个运行日内出现 24 个时段及以上偏差电量超过 30%的情况下，取消该可调节负荷参与调峰市场资格，待完善调峰能力且经过调度机构测试后可再次参与调峰市场。

第五十六条 可调节负荷调峰服务费用由当日市场内所有运行的机组按各自的上网电费比例进行分摊。

第七章 计量与费用管理

第五十七条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

第五十八条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统采集的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据等。

第五十九条 电力调度机构将发电侧深度调峰交易执行结果传递至电力交易机构，并由电力交易机构负责出具结算依据。

第六十条 调峰费用与其他辅助服务费用实行统一管理，按照收支平衡原则实行月度结算。

第六十一条 调峰费用采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。市场主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的调峰辅助服务补偿（分摊）费用额度，按照电费结算关系向电网企业开具增值税发票，与当月电费一并结算。

第八章 信息披露

第六十二条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核/补偿/分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第六十三条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第六十四条 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核、补偿和分摊公示信息，由电力交易机构于次月10日之前向所有市场主体公示。并网主体对公示有异议的，应在3个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的3个工作日内，应进行核实并予以答复。披露信息应体现电力调度机构管辖范围内所有市场主体的调峰服务补偿和分摊情况，包含且不限于补偿

/分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报国家能源局派出机构。

第九章 市场监管

第六十五条 福建能源监管办对福建省电力调峰辅助服务市场交易进行监管。主要包括且不限于：

- （一）市场主体参与交易的情况；
- （二）市场主体的集中度和行使市场力情况；
- （三）市场主体的运营情况；
- （四）执行调峰辅助服务市场交易规则的情况；
- （五）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （六）市场履约等信用情况；
- （七）市场信息披露和报送情况；
- （八）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- （九）其他法律法规所赋予的必要情况。

福建省地方政府电力管理部门依法依规按职责实施监管工作。

第六十六条 电力调度机构、电力交易机构应按要求将调峰辅助服务交易情况等信息报监管机构。

第六十七条 监管机构可采取现场或非现场方式对本规则实

施情况开展检查，依法依规对市场主体和运营机构违规行为进行处理。

第六十八条 发生以下情况时，监管机构可对市场进行干预，也可授权电力调度机构、电力交易机构进行临时干预：

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其它违规违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（二）电力系统或交易平台（包括而限于报价系统、日前计划系统、日内计划系统）发生故障，导致市场交易无法正常进行时；

（三）因华东电网故障需要事故支援需要紧急升机组出力，导致市场交易无法正常进行时；

（四）因福建省电力系统发生故障需要调整机组出力，导致市场交易无法正常进行时；

（五）因恶劣天气、节假日等原因造成负荷突变、电网运行方式发生变化，市场交易无法正常进行时；

（六）其它必要情况。

第六十九条 市场干预的主要手段包括且不限于：

（一）调整有偿调峰基准；

（二）调整市场限价；

（三）调整市场准入和退出；

（四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第七十条 因调峰辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生半年内向福建能源监管办提出

书面申请，福建能源监管办依据电力争议调解办法进行处理。

第十章 附则

第七十一条 本规则由福建能源监管办负责解释。

第七十二条 福建能源监管办根据市场实际运行情况，组织对相关标准和条款进行修改。

第七十三条 本办法自发布之日起实施。

