

国家能源局福建监管办公室文件

闽监能市场〔2020〕44号

国家能源局福建监管办公室关于印发《福建省电力调峰辅助服务交易规则（试行）（2020年修订版）》的通知

各有关电力企业、电力用户：

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的有关要求，结合福建省电力调峰辅助服务市场运行情况，我办组织有关专家和市场主体对原《福建省电力辅助服务（调峰）交易规则（试行）》（闽监能市场〔2017〕107号）进行了修订，并公开征求各方意见，形成调峰辅助服务交易规则2020年修订版，现印发给你们，自印发之日起施行，原《福建省电力辅助服务（调峰）交易规则（试行）》（闽监能市场

(2017) 107 号) 同时废止。执行中如有重大问题请及时报告。

附件：《福建省电力调峰辅助服务交易规则（试行）（2020 年修订版）》



抄送：国家能源局市场监管司，省政府办公厅，省发改委，省工信厅，华东能源监管局。

国家能源局福建监管办公室

2020年6月28日印发

附件

福建省电力调峰辅助服务交易规则（试行） （2020年修订版）

第一章 总则

第一条 为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、《华东区域发电厂并网运行管理实施细则（试行）》（华东监能市场〔2019〕30号）、《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）》（华东监能市场〔2019〕30号）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。已有辅助服务规则中相关条款与本规则不一致的部分，按照本规则执行。

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”）负责福建省电力辅助服务市场（以下简称“市场”）

的监督与管理，监管本规则的实施。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。卖方暂为燃煤火电以及核电机组,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 机组参与深度调峰成交的售出电量,根据成交价格获得经济补偿,不影响机组年度基数计划电量。

第十二条 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。

为提高核电机组安全性和减少三废排放,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。

第十三条 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。

第十四条 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%及以上	$M \leq 600$

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 （取值范围 0-2，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） $\times$ 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
 $\times$ 机组批复的上网电价

机组批复的上网电价含税，不含脱硫、脱硝、除尘、超低排放等环保电价，不含政府补贴（下同）。条件具备时，可将计费周期内上网电量按照该机组签约的各种交易电量比例分解，然后分别乘以相应的交易价格，最后总加得到机组等效上

网电费。

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：

机组分摊上限=当日全网深度调峰服务费 × 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，并可按第二十六条获得电厂出力预测偏差考核费用。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 对于水电站、风电场和光伏电站，计算计费周期内电厂的日前计划出力和实际出力偏差电量，并根据偏差电量计算考核费用，按福建省电力调频辅助服务交易规则奖励

给同时段提供 AGC 调频服务机组。由于流域内上游水电站非计划调整出力、电网需要等原因造成水电站出力偏差，可免于考核，调度机构和电厂等相关单位应做好情况记录备查。

计算公式如下：

当水电站出力偏差电量超出实际发电量 5%时，偏差考核电量按照偏差电量的 5%计算。

当风电场和光伏电站出力偏差电量超出并网容量可发电量 10%时，按照偏差范围分段计算偏差考核电量。

偏差考核电量

$$= \begin{cases} K_2 \times \text{超发或欠发电量} & 30\% \geq \text{偏差范围} > 10\% \\ K_3 \times \text{超发或欠发电量} & 50\% \geq \text{偏差范围} > 30\% \\ K_4 \times \text{超发或欠发电量} & \text{偏差范围} > 50\% \end{cases}$$

根据市场运行实际情况，可对 K_2 、 K_3 、 K_4 进行调节，在市场试运行期间 K_2 暂时取 0.01， K_3 暂时取 0.04， K_4 暂时取 0.07。

电厂出力偏差考核费用 = Σ （电厂出力偏差考核电量 × 电厂批复的上网电价）

第二十七条 待机组深度调峰市场相对成熟后，建立日前、日内电厂出力偏差市场化处理机制。

（一）每工作日 11:00 前，具备日内调节能力的机组向电力调度机构提交次日（遇节假日则顺延）相对预计出力曲线的上/下调报价，报价采用计费周期的调节功率报价形式，随上/下调幅度依次递增报价。

(二)在日内阶段,电厂可根据市场信息修正2小时后的上/下调报价。电力调度机构依据“按需调用,按序调用”原则,优先调用低价资源,直至系统满足上/下调需求。

(三)电力调度机构根据实际调用情况确定机组参与偏差调节的电量,因机组自身原因导致的实际发电曲线与预计发电曲线的偏差不视为调节电量。机组计费周期内结算价格为计费周期内其所在调节功率区间内的报价。机组偏差调节费用计算公式为:

机组偏差调节费用=Σ(机组单位计费周期内调节电量×机组单位计费周期内结算价格)

(四)日内非调峰交易时段,未参与调节的机组,其实际发电曲线与预计发电曲线间的偏差需进行考核,偏差电量为其实际发电曲线与预计发电曲线间偏差的积分电量。其单位电量考核价格为:

单位电量考核价格=当日机组偏差调节总费用/当日总偏差电量

第二十八条 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 机组启停调峰交易

第二十九条 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。水电机组出力暂定超过15%额定功率作为机组有效开机依据，具体比例可根据电网实际运行情况调整。

第三十一条 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：

福建启停调峰市场电厂报价上限表

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]	$M \leq 160$

第三十二条 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。

第三十三条 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。

第三十四条 启停调峰交易根据机组日前报价按台次结算。

第三十五条 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。

第五章 用户侧参与调峰机制

第三十六条 为体现不同用户负荷特性对电力系统调峰影响的差异和应担责任, 对大用户直接交易市场化电量的峰谷价格结算机制加以完善, 采用大用户直接交易电量低谷时段的结算价格随直接交易费用偏差调整机制, 以激励参与直接交易的大用户削峰填谷。

第三十七条 用户参与直接交易的市场化电量实行低谷时段结算价格调整机制。

第三十八条 根据所有参与直接交易用户的上月直接交易费用、平时段直接交易价格和直接交易电量计算上月市场直接交易费用偏差：

上月市场直接交易费用偏差

$$= \sum_{i=1}^n (\text{用户}i\text{上月直接交易电费} - \text{用户}i\text{上月直接交易电量} \\ \times \text{用户}i\text{上月平时段直接交易电价})$$

其中 n 为参与直接交易的总用户数。

第三十九条 根据所有参与直接交易用户的上月低谷时段用电量、低谷时段时长以及用户报装容量计算全体用户低谷平均负荷率与用户 i 低谷平均负荷率：

全体用户低谷平均负荷率

$$= \frac{\sum_{i=1}^n \text{用户}i\text{低谷时段用电量}}{\sum_{i=1}^n (\text{用户}i\text{报装容量} \times \text{低谷时段时长})} \times 100\%$$

$$\text{用户}i\text{低谷平均负荷率} = \frac{\text{用户}i\text{低谷时段用电量}}{\text{用户}i\text{报装容量} \times \text{低谷时段时长}} \times 100\%$$

第四十条 根据上月市场直接交易费用偏差、全体用户低谷平均负荷率和用户 i 低谷平均负荷率对当月直接交易价格进行调整，即：

(一) 当上月市场直接交易费用偏差为正时，对于低谷平均负荷率高于全体用户低谷平均负荷率的用户 i (H)，在其现有的直接交易低谷电价的基础上，适当下调价格，即：

用户 $i(H)$ 当月低谷电价下调值

$$= \frac{\text{上月市场直接交易费用偏差}}{\sum_1^p \text{用户 } i(H) \text{ 当月预计低谷直接交易电量}}$$

其中 p 为低谷平均负荷率高于全体用户低谷平均负荷率的总用户数

(二) 当上月市场直接交易费用偏差为负时, 对于低谷平均负荷率低于全体用户低谷平均负荷率的用户 $i(L)$, 在其现有的直接交易低谷电价的基础上, 适当上调价格, 即:

用户 $i(L)$ 当月低谷电价上调值

$$= \frac{\text{上月市场直接交易费用偏差}}{\sum_1^q \text{用户 } i(L) \text{ 当月预计低谷直接交易电量}}$$

其中 q 为低谷平均负荷率低于全体用户低谷平均负荷率的总用户数

第四十一条 每月 25 日由电网企业计算并公布当月需要调整低谷电价直接交易用户名录、名录内用户低谷电价上/下调值, 以及所有参与直接交易用户当月峰、平、谷直接交易价格。

第四十二条 初期, 分别开展发电侧深度调峰和用户侧调峰交易, 分别建设技术支持系统并独立结算。条件具备时, 可建立发电侧和用户侧同时参与、传导衔接的市场化调峰交易。

第六章 可中断负荷调峰交易

第四十三条 可中断负荷调峰是指在负荷高峰时段,与电网企业签订可中断交易合同的电力用户,根据电网需求,通过削减用电负荷,在用电侧为电网提供的调峰服务。

第四十四条 在《电网紧急限电序位表》目录中且由政府有权部门认定的可参与直接交易的电力用户,可参与可中断负荷调峰交易。参与可中断负荷调峰交易的用户,其最大用电功率须达到1万千瓦及以上,且能够将实时用电信息上传至电网企业。

第四十五条 参与可中断负荷调峰交易的用户申报最大可中断负荷功率及其被调用的价格,电力调度机构根据系统需要以价格优先、量大优先的原则确定中标的可中断负荷。中标的用户与电网企业签订可中断交易合同,无偿向电网企业提供上备用服务。当出现系统上备用不足时,电力调度机构根据实际需要以价格优先、量大优先的原则调用可中断负荷,并在调用前至少1小时通知可中断用户,接收到通知的可中断用户需根据系统需求通过负控系统直接切除约定负荷。

第四十六条 可中断负荷被实际调用后,按照报价和实际被中断的电量进行结算,并实行日清月结。可中断负荷提供的调峰服务费用计算公式如下:

可中断负荷用户调峰服务费用=用户实际停电时间×实际中断容量×该用户的可中断服务报价

第四十七条 可中断负荷调峰交易补偿费用的来源

(一)对于已与电网企业签订可中断交易合同,在实际调

度过程中拒绝执行电网指令的电力用户需进行考核，考核费用作为可中断调峰补偿资金来源之一。具体考核标准为：

用户可中断考核费用=用户调度计划停电时间×调度计划中断容量×考核价格

考核价格暂设为 1 元/kWh。

（二）电厂因非计划停运产生的考核费用，也可根据对用户负荷中断影响情况，将部分考核费用作为可中断负荷调峰服务费用的资金来源之一。

（三）考核与补偿资金偏差部分，纳入总体辅助服务补偿与考核资金池中。

第七章 电储能调峰交易

第四十八条 本规则所称电储能调峰交易，指一定容量的蓄电储能设施通过在低谷或弃风、弃核时段吸收电能，在其他时段释放电能，从而提供调峰服务的交易。电储能既可在发电侧，也可在负荷侧或以独立市场主体为系统提供调峰等辅助服务。

第四十九条 合理配置电储能设施。鼓励发电企业、售电企业、电力用户、电储能企业等投资建设电储能设施；鼓励集中式间隙性能源发电基地配置适当规模的电储能设施，实现电储能设施与新能源、电网的协调优化运行；鼓励在小区、楼宇、工商企业等用户侧建设分布式电储能设施。

第五十条 在电厂计量出口内建设的电储能设施，作为

电厂储能放电设备改善机组调频调峰等发电性能，可与机组联合参与调频调峰，或作为独立主体参与调峰辅助服务市场交易。

（一）电厂侧电储能充电：电厂侧电储能设备可利用所在电厂内富余电力进行充电，也可与其他发电企业签订低谷时段调峰交易合同进行充电。

（二）电厂侧电储能放电：电厂侧电储能放电电量等同于发电厂发电量，具体电费结算按照国家有关规定执行。

第五十一条 在用户侧建设的电储能设施作为用户的储能放电设备既可自用也可参与调峰市场交易。

（一）用户侧电储能充电：充电电量既可执行目录电价，也可参与直接交易购买低谷电量。

（二）用户侧电储能放电：在现货市场建设前，放电电量用户可自用，也可视为分布式电源就近向用户协商出售电量，放电价格按照独立电储能放电价格执行。

第五十二条 独立电储能作为电力市场主体参与电储能调峰交易，其充放电状态接受电力调度统一调度指挥。电网企业要为其设施接入电网提供服务；各电储能设施经营运行单位要加强电储能设备运行和维护工作，提高电储能设施的安全可靠性。

（一）独立电储能充电：充电电量既可执行目录峰谷电价，也可参与直接调峰交易购买低谷电量。

（二）独立电储能放电：放电电量作为分布式电源就近向

电网出售电量，放电价格按照有关规定执行。

参与调峰交易的电储能设施，其充电规模不小于 10 兆瓦/40 兆瓦时。

第八章 计量与费用管理

第五十三条 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。

第五十四条 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。

第五十五条 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。

第五十六条 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。

第五十七条 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。

第九章 信息发布

第五十八条 调峰市场结算信息分为日信息、月度信息以

及年度信息，内容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。

第五十九条 当日信息由电力调度机构、电力交易机构在下一个工作日 12 时前发布。各市场主体如对日信息有异议，应于发布之日的 15 时前向电力调度机构、电力交易机构提出核对要求。电力调度机构、电力交易机构每日 17 时前发布确认后的统计结果。

第六十条 市场运营机构应在每月开始的 5 个工作日内发布上月市场月度信息。各市场主体如对月信息有异议，应于发布之日的 15 时前向市场运营机构提出核对要求。市场运营机构于当日 17 时前发布确认后的统计结果。

第六十一条 电力调度机构、电力交易机构在每年第一季度发布上一年调峰市场年度分析报告，针对上一年各类调峰交易的执行、补偿、分摊以及市场监管情况进行信息披露。

第十章 市场监管

第六十二条 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）市场主体履行电力系统安全义务的情况；
- （二）市场主体参与交易的情况；
- （三）市场主体的集中度和行使市场力情况；
- （四）市场主体的运营情况；

- （五）执行调峰辅助服务市场交易规则的情况；
- （六）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （七）市场履约等信用情况；
- （八）市场信息披露和报送情况；
- （九）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- （十）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。

第六十三条 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备案。

第六十四条 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。

第六十五条 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）第四季度因“三公”进度，需要对调峰市场机组进行限定时；

（七）其它必要情况。

第六十六条 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。

第六十七条 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。

第十一章 附则

第六十八条 本规则由福建能源监管办负责解释。

第六十九条 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。

第七十条 本办法自发布之日起实施。