

国网四川省电力公司代理购电价格公告

表 1

四川省省级代理购电工商业用户电价表

（执行时间：2026 年 9 月 1 日-2026 年 9 月 30 日）

用电分类		电压等级	非分时电度电价 (元/千瓦时)	其中				分时电度电价 (元/千瓦时)				容（需）量电价		
				代理购电价 格	上网环节线 损费用	电度输配 电价	政府性基金及附 加	系统运行费用 折价	尖峰时段	高峰时段	平段	低谷时段	需量电价 (元/千瓦·月)	容量电价 (元/千伏安·月)
公式		—	1=2+3+4+5+6	2	3	4	5	6	7	8	9=1	10	11	12
工 商 业 用 电	单 一 制	不满 1 千伏	0.631197	0.238821	0.014275	0.2563	0.04716875	0.074632		0.936835	0.631197	0.325559		
		1-10 千伏	0.604797			0.2299				0.894595	0.604797	0.314999		
		35 千伏	0.574097			0.1992				0.845475	0.574097	0.302719		
		110 千伏	0.487497			0.1126				0.706915	0.487497	0.268079		
		220 千伏及以上	0.468297			0.0934				0.676195	0.468297	0.260399		
	两 部 制	1-10 千伏	0.513997			0.1391			0.874817	0.749315	0.513997	0.278679	35	22
		35 千伏	0.487397			0.1125			0.823745	0.706755	0.487397	0.268039	30	19
		110 千伏	0.439297			0.0644			0.731393	0.629795	0.439297	0.248799	27	17
		220 千伏及以上	0.421497			0.0466			0.697217	0.601315	0.421497	0.241679	24	15

注：1.上表所列代理购电价格根据当月购电成本测算所得。

2.上表所列用电价格由代理购电价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。其中政府性基金及附加按照相关政策规定执行：农网还贷资金 2 分/千瓦时（其中：核工程铀扩散厂和堆化工厂生产用电按 0.3 分/千瓦时征收，用电价格在表列价格基础上降低 1.7 分/千瓦时；抗灾救灾用电免征农网还贷资金，用电价格在表列价格基础上降低 2 分/千瓦时）；重大水利工程建设基金 0.196875 分/千瓦时；大中型水库移民后期扶持资金 0.62 分/千瓦时；可再生能源电价附加 1.9 分/千瓦时（其中：汶川地震重灾区按 1.8 分/千瓦时执行，用电价格在表列价格基础上降低 0.1 分/千瓦时）。

3.符合我省分时电价政策执行范围的由电网企业代理购电的工商业用户和直接从电力市场购电的工商业用户，执行峰谷分时电价政策。分时电价时段划分：春秋季节（3—6、10、11 月）高峰时段 10:00—12:00，17:00—22:00；平段 8:00—10:00，12:00—17:00；低谷时段 22:00—次日 8:00。夏季（7—9 月）高峰时段 11:00—18:00，20:00—23:00；平段 7:00—11:00，18:00—20:00、23:00—次日 1:00；低谷时段 1:00—7:00。冬季（1、2、12 月）高峰时段 10:00—12:00，16:00—22:00；平段 8:00—10:00、12:00—16:00、22:00—24:00；低谷时段 0:00—8:00。高峰时段电价在平段电价上浮 60%，低谷时段电价在平段电价上下浮 60%。7—8 月全月、其他月份连续三日最高气温 $\geq 35^{\circ}\text{C}$ 时，对执行分时电价的大工业用户实行尖峰电价政策（其中：攀枝花市、凉山州、甘孜州、阿坝州大工业用户暂不执行），尖峰时段 13:00—14:00、21:00—23:00，尖峰时段用电价格在高峰时段电价基础上上浮 20%。

4.已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户、拥有燃煤发电自备电厂由电网企业代理购电的用户、由电网企业代理购电的高耗能用户，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

表 2

四川省省级执行 1.5 倍代理购电价格工商业用户电价表

（执行时间：2026 年 9 月 1 日-2026 年 9 月 30 日）

用电分类		电压等级	非分时电度电价 (元/千瓦时)	其中				分时电度电价(元/千瓦时)				容(需)量电价		
				代理购电价格	上网环节线损 费用	电度输配 电价	政府性基金及附 加	系统运行费用 折价	尖峰时段	高峰时段	平段	低谷时段	需量电价 (元/千瓦·月)	容量电价 (元/千伏安·月)
公式		—	1=2+3+4+5+6	2	3	4	5	6	7	8	9=1	10	11	12
工 商 业 用 电	单 一 制	不满 1 千伏	0.750608	0.358232	0.014275	0.2563	0.04716875	0.074632		1.127892	0.750608	0.373324		
		1—10 千伏	0.724208			0.2299				1.085652	0.724208	0.362764		
		35 千伏	0.693508			0.1992				1.036532	0.693508	0.350484		
		110 千伏	0.606908			0.1126				0.897972	0.606908	0.315844		
		220 千伏及以上	0.587708			0.0934				0.867252	0.587708	0.308164		
	两 部 制	1—10 千伏	0.633408			0.1391			1.104086	0.940372	0.633408	0.326444	35	22
		35 千伏	0.606808			0.1125			1.053014	0.897812	0.606808	0.315804	30	19
		110 千伏	0.558708			0.0644			0.960662	0.820852	0.558708	0.296564	27	17
		220 千伏及以上	0.540908			0.0466			0.926486	0.792372	0.540908	0.289444	24	15

注：1.上表所列代理购电价格适用于已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户、拥有燃煤发电自备电厂由电网企业代理购电的用户以及由电网企业代理购电的高耗能用户，为其他代理购电用户代理购电价格的 1.5 倍。

2.上表所列用电价格由代理购电价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。其中政府性基金及附加按照相关政策规定执行：农网还贷资金 2 分/千瓦时（其中：核工程铀扩散厂和堆化工厂生产用电按 0.3 分/千瓦时征收，用电价格在表列价格基础上降低 1.7 分/千瓦时；抗灾救灾用电免征农网还贷资金，用电价格在表列价格基础上降低 2 分/千瓦时）；重大水利工程建设基金 0.196875 分/千瓦时；大中型水库移民后期扶持资金 0.62 分/千瓦时；可再生能源电价附加 1.9 分/千瓦时（其中，汶川地震重灾区按 1.8 分/千瓦时执行，用电价格在表列价格基础上降低 0.1 分/千瓦时）。

3.符合我省分时电价政策执行范围的由电网企业代理购电的工商业用户和直接从电力市场购电的工商业用户，执行峰谷分时电价政策。分时电价时段划分：春秋季节（3-6、10、11 月）高峰时段 10:00-12:00，17:00-22:00；平段 8:00-10:00，12:00-17:00；低谷时段 22:00-次日 8:00。夏季（7-9 月）高峰时段 11:00-18:00，20:00-23:00；平段 7:00-11:00，18:00-20:00、23:00-次日 1:00；低谷时段 1:00-7:00。冬季（1、2、12 月）高峰时段 10:00-12:00，16:00-22:00；平段 8:00-10:00、12:00-16:00、22:00-24:00；低谷时段 0:00-8:00。高峰时段电价在平段电价上浮 60%，低谷时段电价在平段电价上下浮 60%。7-8 月全月、其他月份连续三日最高气温≥35℃时，对执行分时电价的大工业用户实行尖峰电价政策（其中：攀枝花市、凉山州、甘孜州、阿坝州大工业用户暂不执行），尖峰时段 13:00-14:00、21:00-23:00，尖峰时段用电价格在高峰时段电价基础上上浮 20%。

表 3

四川省省级代理购电公开信息表
(执行时间：2026 年 9 月 1 日-2026 年 9 月 30 日)

单位：万千瓦时、元/千瓦时

名称	序号	明细	计算关系	数值
预测电量	1	代理工商业购电电量规模	1=2+3	336,981
	2	其中：采购优先发电上网电量	2	64,465
	3	采购市场化发电上网电量	3	272,516
预测电价	4	代理工商业购电价格	4=5+6	0.238821
	5	其中：当月平均购电价格	5	0.217387
	6	历史偏差电费折价	6	0.021434
	7	代理工商业上网环节线损费用折价	7	0.014275
	8	系统运行费用折合度电水平	8=9+10+11+12+13+14	0.074632
	9	其中：1.煤电容量电费折合度电水平	9	0.008483
	10	2.天然气发电容量电费折合度电水平	10	0.009085
	11	3.保障居民农业用电价格稳定的新增损益等各项费用折合度电水平	11	0.036013
	12	4.新能源可持续发展价格结算机制差价结算费折合度电水平	12	0.021051
	13	5.跨省跨区电力应急调度差价结算费用折合度电水平	13	0
	14	6.辅助服务费折合度电水平	14	0

注：1. 工商业用户应分摊或分享系统运行费用，系统运行费用不参与分时电价浮动，不执行 1.5 倍代理购电价格。上网环节线损费用参与分时电价浮动，不执行 1.5 倍代理购电价格。
2. 当月平均购电价格含燃气发电上网电价差价费用折价 0.00695 元/千瓦时、燃煤机组运行成本补偿类费用折价 0.014607 元/千瓦时、外购差额资金折价 0.006419 元/千瓦时。
3. 直接参与市场交易（即直接向发电企业或售电公司购电）的用户，与四川电网代理购电用户按相同的标准分摊或分享系统运行费用，并承担燃气发电上网电价差价等费用，在电费结算环节收取或返还。
4. 上表中代理工商业购电电量为预测电量。按照代理购电信息公开要求，对代理购电工商业实际电量数据进行公开，2026 年 7 月代理购电工商业用户实际用电量为 459651 万千瓦时。