



ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව

2026 දෙවන විදුලි ගාස්තු
සමාලෝචනය පිළිබඳ මහජන
උපදේශන ලේඛනය

2026 - පෙබරවාරි

කෙටි යෙදුම් ලැයිස්තුව

2025H1	2025 ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා කාලය
2025H2	2025 ජූලි සිට දෙසැම්බර් දක්වා කාලය
2026Q1	2026 ජනවාරි සිට මාර්තු දක්වා කාලය
2026Q2	2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලය
AWPLR	සාමාන්‍ය බරිත ප්‍රමුඛ ණය පොලී අනුපාතිකය
BSOB	තොග සැපයුම් මෙහෙයුම් ව්‍යාපාරය
BST	තොග සැපයුම් ගාස්තු
BST	තොග සැපයුම් ගාස්තු
BSTA	තොග සැපයුම් ගනුදෙනු ගිණුම
CAPEX	ප්‍රාග්ධන වියදම්
CBSL	ශ්‍රී ලංකා මහ බැංකුව
CCPI	කොළඹ පාරිභෝගික මිල දර්ශකය
CEB	ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය
CPC	ලංකා බනිජ තෙල් සංස්ථාව
DL	බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභියා
GDP	දළ දේශීය නිෂ්පාදනය
GWh	ගිගා වොට් පැය
HFO	දැව් තෙල්
IPP	ස්වාධීන බලශක්ති නිෂ්පාදකයින්
kWh	කිලෝ වොට් පැය
LECO	ලංකා විදුලි (පුද්ගලික) සමාගම
MLKR	ශ්‍රී ලංකා රුපියල් මිලියන
MW	මෙගා වොට්
NCRE	සාම්ප්‍රදායික නොවන පුනර්ජනනීය බලශක්තිය
O&M	මෙහෙයුම් සහ නඩත්තුව
OPEX	මෙහෙයුම් වියදම්
PPA	විදුලිබල මිලදී ගැනීමේ ගිවිසුම
PPIUS	ඇමරිකා එක්සත් ජනපදයේ නිෂ්පාදක මිල දර්ශකය
ROA	වත්කම් මත ප්‍රතිලාභ
ROE	කොටස් මත ප්‍රතිලාභ
SES RIP	විදුලිබල සැපයුම් විශ්වසනීයත්වය වැඩි දියුණු කිරීම සඳහා සහාය වීමේ ව්‍යාපෘතිය
TL	සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියා
ToU	භාවිත කාලය අනුව ගාස්තු
UNT	ඒකාකාරී ජාතික අයකුමය
UNTA	ඒකාකාරී ජාතික අයකුමය ගැලපීම
VRS	ස්වේච්ඡා විශ්‍රාම යෝජනා ක්‍රමය
WIP	සිදු කෙරෙමින් පවතින වැඩ

අන්තර්ගතය

කෙටි යෙදුම් ලැයිස්තුව.....1

 ඇමුණුම්..... 2

 1. පසුබිම3

 2. උපදේශන මාතෘකා.....4

 2.1. CEB විසින් පුරෝකථනය කරන ලද විදුලි ජනන සංයුතිය සහ පිරිවැය.....4

 2.2. ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය විසින් (CEB) විසින් භාවිතා කරන ඉන්ධන සඳහා පිරිවැය6

 2.3. සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැය (Transmission Cost)7

 2.4. බෙදාහැරීමේ පිරිවැය8

 2.5. තොග සැපයුම් මෙහෙයුම් ව්‍යාපාරයේ මූල්‍ය පිරිවැය9

 2.6. සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාගේ ආදායම් අතිරික්තය /හිඟය10

 2.7. යෝජිත ගාස්තු ව්‍යුහය11

 2.8. ගාස්තු ඉදිරිපත් කිරීම සම්බන්ධ කොමිෂන් සභාවේ විශ්ලේෂණය13

 2.9. බලපත්‍රලාභීන්ගේ පිරිවැය කළමනාකරණය සහ කාර්යක්ෂමතාව වැඩි දියුණු කිරීම සඳහා පාර්ශ්වකරුවන්ගේ යෝජනා.....13

ඇමුණුම්

- ඇමුණුම 1 - ගාස්තු යෝජනාවලිය ඉදිරිපත් කරන ලෙස ලංවිම (CEB) වෙත උපදෙස් ලබා දෙමින් කොමිෂන් සභාව විසින් නිකුත් කළ ලිපිය.
- ඇමුණුම 2 - ගාස්තු යෝජනාවලිය ඇතුළත් ලංවිම (CEB) ලිපිය.
- ඇමුණුම 3 - ගාස්තු සංශෝධනය සඳහා ලංවිම (CEB) විසින් යෝජිත අනුපාත වගුව (Rate Table).

1. පසුබිම

2009 අංක 20 දරන ශ්‍රී ලංකා විදුලිබල පනතේ 30 වන වගන්තිය, විදුලිබල කර්මාන්තය සඳහා වන පොදු ප්‍රතිපත්ති මාර්ගෝපදේශ සහ කොමිෂන් සභාව විසින් අනුමත කරන ලද 'අය ක්‍රම(ගාස්තු) ක්‍රමවේදය- 2021' ට අනුකූලව, 2026 දෙවන කාර්තුව සඳහා වන ගාස්තු යෝජනාවලිය 2026 පෙබරවාරි 13 දිනට පෙර ඉදිරිපත් කරන ලෙස ලංකා විදුලි බල මණ්ඩලයට (ලං.වි.ම.) උපදෙස් දෙන ලදී (ඇමුණුම - 1). ලං.වි.ම. විසින් ඉදිරිපත් කළ අවසාන පාරිභෝගික සහ තොග සැපයුම් ගාස්තු යෝජනා 2026 පෙබරවාරි 13 වන දින කොමිෂන් සභාව වෙත ලැබුණි (ඇමුණුම - 2). මෙම යෝජනාවලිය මගින් 13.56%ක ගාස්තු වැඩි වීමක් ලං.වි.ම. විසින් ඉල්ලා ඇත. කොමිෂන් සභාව විසින් මේ වන විට එම යෝජනාවලිය පිළිබඳ සමාලෝචනය සහ විශ්ලේෂණය ආරම්භ කර ඇත.

2002 අංක 35 දරන ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභා පනතේ 17 (ආ) වගන්තිය සහ 2009 අංක 20 දරන ශ්‍රී ලංකා විදුලි බල පනතේ 30(3) (ආ) වගන්තිය ප්‍රකාරව, මෙම ගාස්තු සමාලෝචනය සම්බන්ධයෙන් පාර්ශ්වකරුවන්ගේ අදහස් විමසීමට කොමිෂන් සභාව අපේක්ෂා කරනු ලබයි.

ඒ අනුව, පහත ලැයිස්තුගත කර ඇති කරුණු කෙරෙහි පමණක් අවධානය යොමු කරමින් සිය අදහස් ඉදිරිපත් කරන ලෙස පාර්ශ්වකරුවන්ගෙන් මෙයින් ඉල්ලා සිටිනු ලැබේ.

1. ලංවිම විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද පුරෝකථනය කළ විදුලි ජනන සංයුතිය සහ පිරිවැය
2. ලංවිම විසින් භාවිතා කරන ලද ඉන්ධන සඳහා පිරිවැය
3. සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැය
4. බෙදාහැරීමේ පිරිවැය
5. තොග සැපයුම් මෙහෙයුම් ව්‍යාපාරයේ (Bulk Supply Operations Business) මූල්‍ය පිරිවැය
6. සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාගේ ආදායම් අතිරික්තය/උනතාවය
7. ලංවිම විසින් යෝජනා කරන ලද ගාස්තු ව්‍යුහය (ගාස්තු වගුව ඇමුණුම 3 හි ඇත)
8. යෝජිත අයකුමය පිළිබඳ කොමිෂන් සභාවේ විශ්ලේෂණය
9. බලපත්‍රලාභීන්ගේ පිරිවැය සහ කාර්යක්ෂමතාව ඉහළ නැංවීම සඳහා පාර්ශ්වකරුවන්ගේ යෝජනා

ඉහත කරුණු පිළිබඳ විස්තර මෙම ලේඛනයේ ඉදිරි කොටස්වල සාකච්ඡා කෙරේ. පාර්ශ්වකරුවන්ගේ අදහස් විමසන කාලසීමාව තුළ, කොමිෂන් සභාව විසින් සිදුකරනු ලබන ඕනෑම වැඩිදුර විශ්ලේෂණයක් හෝ බලපත්‍රලාභීන්ගෙන් ලැබෙන වැඩිදුර තොරතුරු කොමිෂන් සභාවේ වෙබ් අඩවියේ උඩුගත කරනු ලැබේ. තවද, ගාස්තු තීරණය කිරීමේ ක්‍රියාවලිය පාලනය කරන ක්‍රමවේදය ද කොමිෂන් සභාවේ වෙබ් අඩවියේ ප්‍රකාශයට පත් කර ඇති අතර, එය පහත සබැඳිය ඔස්සේ ලබා ගත හැක: https://www.pucsl.gov.lk/wp-content/uploads/2022/06/Tariff-Methodology-amended-Version_2021.pdf.

මේ සම්බන්ධයෙන් පාර්ශ්වකරුවන්ගේ සියලු ම ලිඛිත අදහස් 2026 මාර්තු 17 දින හෝ ඊට පෙර, විද්‍යුත් තැපෑල (email), ෆැක්ස් (fax) හෝ තැපෑල (post) මාර්ගයෙන් කොමිෂන් සභාව වෙත යොමු කළ යුතුය. වාචික උපදේශන සැසි (oral consultation sessions) 2026 මාර්තු 07 දින සිට පහත කාලසටහනට අනුව පවත්වනු ලැබේ.

අනු. අංකය.	පළාත	දිනය
1	නැගෙනහිර පළාත (අම්පාර)	2026 මාර්තු 07
2	උතුරු පළාත (වව්නියාව)	2026 මාර්තු 11
3	මධ්‍යම පළාත (මාතලේ)	2026 මාර්තු 12
4	දකුණු පළාත (හම්බන්තොට)	2026 මාර්තු 16
5	බස්නාහිර පළාත (කොළඹ)	2026 මාර්තු 18

පවත්වන දිනය 2026 මාර්තු 09 ලෙස සංශෝදනය කරන ලදී.

2. උපදේශන මාතෘකා

2.1. CEB විසින් පුරෝකථනය කරන ලද විදුලි ජනන සංයුතිය සහ පිරිවැය

ගාස්තු ක්‍රමවේදයට (Tariff Methodology) අනුව, පුරෝකථනය කරන ලද උත්පාදන පිරිවැය පහත සංරචකවලින් සමන්විත වේ.

1. ධාරිතා පිරිවැය (Capacity Costs)

සෑම විදුලිබල මිලදී ගැනීමේ ගිවිසුමක් (PPA) යටතේ සිදුකරන ධාරිතා ගෙවීම්වල මාසික සමාකරණයක් (monthly simulation) මත පදනම්ව, විදුලි උත්පාදකයන් වෙත සිදුකරන පුරෝකථනය කරන ලද ධාරිතා ගෙවීම්වල එකතුව මෙය වේ.

2. බලශක්ති පිරිවැය (Energy Costs)

සෑම විදුලිබල මිලදී ගැනීමේ ගිවිසුමක් PPA යටතේ බලශක්ති ගෙවීම්වල මාසික සමාකරණයක් සහ ඉදිරි මාස 12 ක කාලයක් සඳහා වාර්ෂික මෙහෙයුම් සැලැස්මක් මත පදනම් වූ උත්පාදන කාලසටහනක් මත පදනම්ව, 70% ක සිදුවීමේ සම්භාවිතාවක් සැලකිල්ලට ගනිමින්, ජනක යන්ත්‍ර සඳහා පුරෝකථනය කරන ලද බලශක්ති ගෙවීම්වල එකතුව මෙය වේ .

ඒ අනුව, CEB විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද පරිදි, එක් එක් බලාගාරයේ විදුලි උත්පාදන ධාරිතා පිරිවැය පහත දැක්වේ:

වගුව 2 : 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලසීමාව සඳහා පුරෝකථනය කරන ලද විදුලි උත්පාදන ධාරිතා පිරිවැය

විදුලි බලාගාරය / බලාගාර සංකීර්ණය	ඒකකය	26- අප්‍රේල්	26- මැයි	26- ජූනි
මහවැලි - ජල	MLKR	371	370	370
ලක්ෂපාන - ජල	MLKR	462	462	462
සමනල - ජල	MLKR	509	509	508
නම්බපවති - සුළං	MLKR	525	525	525
සපුගස්කන්ද පැරණි - උදුන් තෙල්	MLKR	50	50	50
සපුගස්කන්ද දිගුව. - උදුන් තෙල්	MLKR	51	51	51
කැලණිනිස්ස small GT - ඩීසල්	MLKR	20	20	20
කැලණිනිස්ස GT7 - ඩීසල්	MLKR	36	36	36
කැලණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 1 - නැප්තා / ඩීසල්	MLKR	61	61	61
කැලණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 2 - ඩීසල්	MLKR	55	55	55
ලක්විජය - ගල් අඟුරු	MLKR	1,167	1,165	1,164
නව චුන්තාකම් - උදුන් තෙල්	MLKR	24	24	24
චුන්තාකම් සහ දූපත් - ඩීසල්	MLKR	10	10	10
බාප් - උදුන තෙල්	MLKR	27	27	27
30MW හම්බන්තොට - ඩීසල්	MLKR	30	30	30
20MW මතුගම - ඩීසල්	MLKR	20	20	20
වෙස්ට්කෝස්ට් IPP - උදුන් තෙල්	MLKR	1,416	1,478	1,434
සෝබාධනව් IPP - ඩීසල් / LNG	MLKR	1,205	1,244	1,205
සූර්ය බලශක්ති උත්පාදනය	MLKR	-	-	-
අනෙකුත් පුනර්ජනනීය	MLKR	-	-	-
එකතුව	MLKR	6,040	6,138	6,053
		18,231		

2026 දෙවන කාර්තුව සඳහා ඉදිරිපත් කරන ලද ලංවිම (CEB) බලාගාරවල ඉහත ධාරිතා පිරිවැය (Capacity costs), 2025 දෙසැම්බර් මාසයේ ගාස්තු යෝජනාවට ඇතුළත් වූ එම කාලසීමාවට අදාළ පෙර ධාරිතා පිරිවැයට වඩා රුපියල් මිලියන 858 කින් ඉහළ අගයක් ගනී. ලංවිම යෝජනාවේ සඳහන් වන පරිදි, ස්වේච්ඡා විශ්‍රාම

2026 දෙවන විදුලි ගාස්තු සමාලෝචනය පිළිබඳ මහජන උපදේශන ලේඛනය

ගැනීමේ යෝජනා ක්‍රමය (VRS) තෝරා ගන්නා සේවකයින් සඳහා ගෙවනු ලබන පාරිතෝෂික දීමනා (Gratuity payments) මෙම වැඩි වීමට හේතු වී තිබිය හැකි ය. මෙම පිරිවැය වැඩි වීම සම්බන්ධයෙන් පැහැදිලි කිරීම් ලබා ගත යුතු ව ඇත.

CEB විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද පරිදි, එක් එක් බලාගාරයේ විදුලි ජනන සංයුතිය සහ බලශක්ති පිරිවැය පහත දැක්වේ;

වගුව 2: 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා පුරෝකථනය කරන ලද විදුලි උත්පාදනය සහ බලශක්ති පිරිවැය

විදුලි බලාගාරය/බලාගාර සංකීර්ණය	ඒකකය	26- අප්‍රේල්	26- මැයි	26- ජූනි
මහවැලි/ලක්ෂපාන/සමනල - ජල	GWh	377.69	437.09	402.97
	LKR/kWh	-	-	-
තම්බපවනි - සුළඟ	GWh	5.75	42.98	58.88
	LKR/kWh	-	-	-
සපුගස්කන්ද පැරණි - දැවි තෙල්	GWh	22.79	5.36	19.70
	LKR/kWh	42.88	52.79	43.36
සපුගස්කන්ද දිගුව. - දැවි තෙල්	GWh	34.83	17.74	31.14
	LKR/kWh	39.93	41.75	40.16
කැලණිතිස්ස small GT - ඩීසල්	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
කැලණිතිස්ස GT7 - ඩීසල්	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
කැලණිතිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 1 - නැප්තා / ඩීසල්	GWh	82.91	66.46	71.82
	LKR/kWh	39.16	38.87	39.23
කැලණිතිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 2 - ඩීසල්	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
ලක්විජය - ගල් අඟුරු	GWh	502.65	514.27	365.06
	LKR/kWh	16.67	16.66	16.99
නව චුන්නාකම් - දැවි තෙල්	GWh	9.23	2.26	8.53
	LKR/kWh	40.78	47.26	40.95
චුන්නාකම් සහ දූපත් - ඩීසල්	GWh	0.20	0.20	0.20
	LKR/kWh	92.71	92.71	92.71
බාජ් - දැවි තෙල්	GWh	27.70	6.48	22.38
	LKR/kWh	40.28	47.36	40.80
30MW හම්බන්තොට - ඩීසල්	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
20MW මතුගම - ඩීසල්	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
වෙස්ට්කෝස්ට් IPP - දැවි තෙල්	GWh	57.37	23.48	62.40
	LKR/kWh	48.47	51.91	48.64
සෝබාධනවි IPP - ඩීසල් / LNG	GWh	-	-	2.18
	LKR/kWh	-	-	117.28
සූර්ය බලශක්ති උත්පාදනය	GWh	203.55	198.87	189.02
	LKR/kWh	28.70	28.70	28.70
අනෙකුත් පුනර්ජනනීය	GWh	143.06	257.57	302.69
	LKR/kWh	20.44	18.64	18.37
ජනනය කරන ලද මුළු බලශක්තිය	GWh	1,468	1,573	1,537
මාසික බලශක්ති පිරිවැය	MLKR	27,052	24,335	26,682
මුළු බලශක්ති පිරිවැය	MLKR			78,070

2026 දෙවන විදුලි ගාස්තු සමාලෝචනය පිළිබඳ මහජන උපදේශන ලේඛනය

දෙවන කාර්තුව සඳහා ඉදිරිපත් කරන ලද විදුලි උත්පාදන පුරෝකථනයේ ඇති කැපී පෙනෙන වෙනස නම්, 2025 දෙසැම්බර් මාසයේ ගාස්තු යෝජනාව සමඟ එම කාලසීමාව සඳහා ඉදිරිපත් කළ පුරෝකථනය හා සසඳන විට, ලක්විජය බලාගාරයේ (ගල් අඟුරු) විදුලි උත්පාදනය 37 GWh කින් අඩු වීමයි.

2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලසීමාව සඳහා පුරෝකථනය කර ඇති ප්‍රභව අනුව විදුලි උත්පාදන සංයුතිය සහ පිරිවැය පිළිබඳ සාරාංශය පහත වගුවේ දැක්වේ.

වගුව 3: පුරෝකථනය කරන ලද විදුලි උත්පාදන සංයුතිය සහ පිරිවැය පිළිබඳ සාරාංශය

මූලාශ්‍රය	2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා පුරෝකථනය කරන ලද උත්පාදනය		2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා පුරෝකථනය කරන ලද උත්පාදන පිරිවැය	
	GWh	%	MLKR	%
ප්‍රධාන ජල විදුලිය	1,218	26.60%	4,024	4.18%
තාප - ගල් අඟුරු	1,382	30.19%	26,647	27.67%
තාප - තෙල්	575	12.57%	33,795	35.09%
NCRE	1,402	30.64%	31,834	33.06%
එකතුව	4,577	100.00%	96,301	100.00%

2.2. ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය විසින් (CEB) විසින් භාවිතා කරන ඉන්ධන සඳහා පිරිවැය

ගාස්තු ක්‍රමවේදය (Tariff Methodology) සඳහන් පරිදි ඉන්ධන මිල පුරෝකථනයන්, අත්සන් කර ඇති ඉන්ධන සැපයුම් ගිවිසුම් (Fuel Supply Agreements) මත පදනම් විය යුතු බව දක්වා ඇත. ලං.වි.ම. (CEB) යෝජනාව සඳහා සලකා බැලූ ඉන්ධන මිල ගණන් පහත දැක්වේ.

වගුව 4: 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලය සඳහා ලං.වි.ම (CEB) විසින් සැලකිල්ලට ගන්නා ලද ඉන්ධන මිල ගණන්

ඉන්ධන වර්ගය	ඒකකය	26- අප්‍රේල්	26- මැයි	26- ජූනි
ගල් අඟුරු	LKR/kg	39.53	39.53	39.53
දැව් තෙල්	LKR/Ltr.			168.00
නැප්තා	LKR/Ltr.			141.00
ඩීසල්	LKR/Ltr.			277.00

ලංවිම (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද වාර්තාවේ සඳහන් වන්නේ, ගල් අඟුරු මිල ගණන් සැබෑ හෝ පුරෝකථනය කරන ලද මිල ගණන් මත පදනම් වන බවයි. භාවිතා කර ඇති ද්‍රව ඉන්ධන මිල ගණන් ලංකා බනිජ් තෙල් නීතිගත සංස්ථාව විසින් තීරණය කරන ලද ඒවා වේ. මේ සම්බන්ධයෙන් නිකුත් කර ඇති උපදෙස් නොතකා, ලංවිම සිය විදුලි උත්පාදන බලාගාර සඳහා ඉන්ධන සැපයුම් ගිවිසුම්වලට (Fuel Supply Agreements) තවමත් එළඹ නොමැති බව සඳහන් කළ යුතු ය. 2026 පෙබරවාරි 21 දිනට පෙර ඉන්ධන සැපයුම් ගිවිසුම් අත්සන් කිරීම අවසන් කරන ලෙස මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව විසින් ලංවිම උත්පාදන බලපත්‍රලාභියා වෙත බලාත්මක කිරීමේ නියෝගයක් (enforcement order) නිකුත් කර ඇත.

2.3. සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැය (Transmission Cost)

ගාස්තු ක්‍රමවේදය (Tariff Methodology) මගින් සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැයට පහත සඳහන් සංරචක ඇතුළත් වන බව හඳුනා ගනී.

1. සම්ප්‍රේෂණ අනුමත ආදායම (Transmission Allowed Revenue)

'සම්ප්‍රේෂණ අනුමත ආදායම' යනු බහු-වාර්ෂික ගාස්තු කාලසීමාව සඳහා බලපත්‍රලාභියා විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද වාර්තා මත පදනම්ව අනුමත කරනු ලබන්නක් වන අතර මෙයට විදුලි සම්ප්‍රේෂණ ක්‍රියාකාරකමට අදාළ ව පුරෝකථනය කරන ලද මෙහෙයුම් වියදම් (OPEX), ක්ෂයවීම් (Depreciation) සහ වත්කම් මත ප්‍රතිලාභය(Return on Asset) ඇතුළත් වේ. මෙම 'අනුමත ආදායම' බහු-වාර්ෂික ගාස්තු කාලසීමාව තුළදී, ආදායම් පාලන සූත්‍රය (Revenue control formula) භාවිතා කරමින් වාර්ෂිකව ගැලපුම් කරනු ලැබේ.

2. තොග සැපයුම් මෙහෙයුම් ව්‍යාපාර අනුමත ආදායම (Bulk Supply Operations Business Allowed Revenue)

මෙය බහු-වාර්ෂික ගාස්තු කාලසීමාව සඳහා බලපත්‍රලාභියා විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද වාර්තා මත පදනම් ව අනුමත කෙරෙන්නක් වන අතර මෙයට විදුලි තොග සැපයුම් ව්‍යාපාරික ක්‍රියාකාරකමට අදාළ පුරෝකථනය කරන ලද මෙහෙයුම් වියදම් (OPEX) සහ ඕනෑම සක්‍රීය ප්‍රාග්ධන දීමනාවක් (Working capital allowances) ඇතුළත් වේ. මෙම 'අනුමත ආදායම' බහු-වාර්ෂික ගාස්තු කාලසීමාව තුළ දී, ආදායම් පාලන සූත්‍රය භාවිතා කරමින් වාර්ෂිකව ගැලපුම් කරනු ලැබේ.

වර්තමානයේ, 2024 - 2026 බහු-වාර්ෂික ගාස්තු කාලසීමාව ක්‍රියාත්මක වෙමින් පවතී. ඒ අනුව, ගාස්තු ක්‍රමවේදයේ (Tariff Methodology) දක්වා ඇති පරිදි, ආදායම් පාලන සූත්‍රය (revenue control formula) භාවිතා කරමින් 2026 වසර සඳහා ඉහත සඳහන් අනුමත ආදායම් තීරණය කළ යුතු ය.

2026 වසරේ දෙවන කාර්තුව සඳහා ලංවිම (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැයේ විස්තරය පහත වගුවේ දැක්වේ.

වගුව 5: 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලසීමාව සඳහා ලංවිම (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැය

විස්තරය		ඒකකය	මුදල
2026 දෙවන කාර්තුව (2026Q2) සඳහා සම්ප්‍රේෂණ අනුමත ආදායම		MLKR	5,139.52
2026 දෙවන කාර්තුව (2026Q2) සඳහා තොග සැපයුම් මෙහෙයුම් ව්‍යාපාරික අනුමත ආදායම		MLKR	528.64
අසාමාන්‍ය පිරිවැය සංරචක	VRS අයදුම්පත් හේතුවෙන් සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියා ගෙවන පාරිතෝෂික දීමනා	MLKR	153.04
	රක්ෂණ සංචිත අරමුදල සඳහා දායකත්වය	MLKR	150.65
	විදුලක්ෂය ප්‍රධාන කාර්යාල ගොඩනැගිලි ව්‍යාපෘති පිරිවැය	MLKR	68.35
2026 දෙවන කාර්තුව (2026Q2) සඳහා මුළු සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැය		MLKR	6,040.20

ආදායම් පාලන සූත්‍රය භාවිතා කරමින් විදුලිබල මණ්ඩල සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභීන්ගේ ආදායම් සීමාවන් (Revenue Caps) කොමිෂන් සභාව විසින් ගණනය කිරීමේදී තරමක් වෙනස් ප්‍රතිඵල ලැබුණි. සූත්‍රය සමඟ සලකා බලන ලද දර්ශක පරාමිතීන්හි (indexing parameters) වෙනස්කම්, විවිධ කාල පරිච්ඡේද තෝරා ගැනීම නිසා විය හැකි වෙනස්කම්, මෙම වෙනස් ප්‍රතිඵල ලැබීමට හේතු විය හැකිය.

සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභීන්ගේ 2024 වසර සඳහා අනුමත කරන ලද මුදලට සාපේක්ෂව, සැබෑ වියදම්වල පවතින වෙනස්කම් මත මෙම 'අනුමත ආදායම්' නැවත අය කරගැනීම් (claw-backs) වලට යටත් වන බව විශේෂයෙන් සඳහන් කළ යුතු ය. 2024 වසරට අදාළව සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාගේ ඇස්තමේන්තුගත ප්‍රාග්ධන වියදම් (CAPEX) නැවත අය කරගැනීමේ වටිනාකම රුපියල් මිලියන 7,132කි.

2.4. බෙදාහැරීමේ පිරිවැය

ගාස්තු ක්‍රමවේදයට (Tariff Methodology) අනුව, බෙදාහැරීමේ පිරිවැය පහත සඳහන් සංරචකවලින් සමන්විත වේ.

1. බෙදාහැරීමේ පිරිවැය (Distribution Cost)

බෙදාහැරීම සඳහා අවසර ලත් ආදායම' (Distribution Allowed Revenue) අනුමත කරනු ලබන්නේ, බහු-වර්ෂ ගාස්තු කාල සීමාව සඳහා බලපත්‍රලාභියා විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද අයදුම්පත් මත පදනම්ව ය. මෙයට විදුලි බෙදාහැරීමේ ක්‍රියාකාරකමට අදාළව පුරෝකථනය කළ මෙහෙයුම් වියදම් (OPEX), ක්ෂයවීම් සහ වත්කම් මත ප්‍රතිලාභ ඇතුළත් වේ. මෙම 'අවසර ලත් ආදායම', ආදායම් පාලන සූත්‍රය (revenue control formula) භාවිතයෙන් බහු-වර්ෂ ගාස්තු කාල සීමාව තුළ වාර්ෂිකව ගැලපුම් කරනු ලැබේ.

2. සිල්ලර සේවා පිරිවැය (Retail Service Cost)

'සිල්ලර සේවා සීමාව' (Retail Service Cap) අනුමත කරනු ලබන්නේ, බහු-වර්ෂ ගාස්තු කාල සීමාව සඳහා බලපත්‍රලාභියා විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද අයදුම්පත් මත පදනම්ව ය. මෙයට විදුලි බෙදාහැරීමේ ක්‍රියාකාරකමට අදාළ පුරෝකථනය කළ මෙහෙයුම් වියදම් (OPEX) සහ බොල් ණය (bad debts) ඇතුළත් වේ. මෙම 'සිල්ලර සේවා සීමාව', ආදායම් පාලන සූත්‍රය භාවිතයෙන් බහු-වර්ෂ ගාස්තු කාල සීමාව තුළ වාර්ෂිකව ගැලපුම් කරනු ලැබේ.

දැනට 2024–2026 බහු-වර්ෂ ගාස්තු කාල සීමාව ක්‍රියාත්මක වේ. ඒ අනුව, සෑම බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභියෙකුගේ ම 2026 වර්ෂය සඳහා වන බෙදාහැරීමේ පිරිවැය (Distribution Cost) සහ සිල්ලර සේවා පිරිවැය (Retail Service Cost), ගාස්තු ක්‍රමවේදයේ (Tariff Methodology) දක්වා ඇති පරිදි ආදායම් පාලන සූත්‍රය (revenue control formula) භාවිතයෙන් තීරණය කළ යුතුවේ. විදුලිබල මණ්ඩලය (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද, ආදායම් පාලන සූත්‍රය මත පදනම් වූ බෙදාහැරීමේ පිරිවැය (සිල්ලර සේවා පිරිවැය ද ඇතුළුව) පහත වගුවේ දැක්වේ.

වගුව 6: 2026 වසර සඳහා විදුලි බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභීන්ගේ අනුමත ආදායම පිළිබඳ ලංවිම (CEB) යෝජනාව

විස්තරය	ඒකකය	DL1	DL2	DL3	DL4	එකතුව
ආදායම් පාලන සූත්‍රය මත පදනම්ව 2026 වසර සඳහා වූ සමස්ත අනුමත ආදායම	MLKR	26,898	29,612	18,882	16,314	91,706

ලං.වි.ම (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද විදුලි ගාස්තු යෝජනාවලියේදී, දින ගණන සැලකිල්ලට ගනිමින් ඉහත සඳහන් පිරිවැය 2026 වසරේ දෙවන කාර්තුව සඳහා බෙදා වෙන් කර ඇත. මීට අමතරව, අසාමාන්‍ය පිරිවැය අයිතම කිහිපයක් ද ඊට ඇතුළත් කර ඇත. 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලසීමාව සඳහා ලං.වි.ම විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද මුළු බෙදාහැරීමේ පිරිවැය පහත වගුවේ දැක්වේ

වගුව 7: 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලය සඳහා ලං.වි.ම (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද බෙදාහැරීමේ පිරිවැය

විස්තරය		ඒකකය	DL1	DL2	DL3	DL4	එකතුව
ආදායම් පාලන සූත්‍රය පදනම් කරගත්, 2026 වසරේ දෙවන කාර්තුව සඳහා වන සම්පූර්ණ අනුමත ආදායම.		MLKR	6,706.2	7,382.7	4,707.5	4,067.3	22,863.7
අතිවිශේෂ පිරිවැය සංරචක	2026 ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා රක්ෂණ සංචිත අරමුදල සඳහා දායකත්වය	MLKR	116.9	90.5	127.8	99.1	434.3
	බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභීන්ගේ (DL) ස්වේච්ඡා විශ්‍රාම යෝජනා ක්‍රම (VRS) අයදුම්පත් සඳහා පාරිතෝෂික ගෙවීම්	MLKR	191.6	415.7	258.4	139.2	1,004.9
	2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා SESRIP ව්‍යාපෘතියේ ක්‍රියාත්මක වෙමින් පවතින කාර්යයන් (WIP)	MLKR	328.9	350.3	224.0	114.8	1,018.0
	2026 මැයි මස SESRIP ණය ආපසු ගෙවීම	MLKR	287.7	306.4	195.9	100.4	890.4
	2026 ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා විදුලිකරණ වියදම් බෙදා වෙන් කිරීම	MLKR	54.0	20.1	11.6	9.3	95.0
	2026 ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා පොදු අංශවල (Common Divisions) රක්ෂණ සංචිත අරමුදල් දායකත්වය	MLKR	0.4	0.4	0.2	0.2	1.2
	පොදු අංශවල ස්වේච්ඡා විශ්‍රාම යෝජනා ක්‍රම (VRS) අයදුම්පත් සඳහා පාරිතෝෂික ගෙවීම්	MLKR	8.7	8.2	5.7	4.5	27.1
2026 වසරේ දෙවන කාර්තුව සඳහා වන සම්පූර්ණ අනුමත ආදායම	MLKR	7,694.4	8,574.3	5,531.1	4,534.8	26,334.6	

ආදායම් පාලන සූත්‍රය භාවිතා කරමින් විදුලිබල මණ්ඩල බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභීන්ගේ ආදායම් සීමාවන් (Revenue Caps) කොමිෂන් සභාව විසින් ගණනය කිරීමේදී තරමක් වෙනස් ප්‍රතිඵල ලැබුණි. සූත්‍රය සමඟ සලකා බලන ලද දර්ශක පරාමිතීන්හි (indexing parameters) වෙනස්කම්, විවිධ කාල පරිච්ඡේද තෝරා ගැනීම නිසා විය හැකි වෙනස්කම්, මෙම වෙනස් ප්‍රතිඵල ලැබීමට හේතු විය හැකිය.

ලංකා විදුලි පුද්ගලික සමාගමේ (LECO) බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභියාගේ පිරිවැය ද ආදායම් පාලන සූත්‍රය මත පදනම් ව 2026 වර්ෂය සඳහා තීරණය කළ යුතු වේ.

මෙම 'අනුමත ආදායම්' (Allowed Revenues), 2024 වර්ෂය සඳහා අනුමත කරන ලද මුදල් ප්‍රමාණයන් හා සසඳන විට සැලකිල්ලට පවතින වෙනස්කම්වලට අදාළව, ආපසු අය කරගැනීම්වලට (claw-backs) යටත් වන බව සැලකිල්ලට ගත යුතු ය. 2024 වර්ෂයේ සිට බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභීන්ගේ ඇස්තමේන්තුගත ප්‍රාග්ධන වියදම් (CAPEX) ආපසු අය කරගැනීමේ අගය පහත වගුවේ දැක්වේ.

වගුව 8: 2024 වසරේ සිට බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභීන්ගේ ඇස්තමේන්තුගත ප්‍රාග්ධන වියදම් (CAPEX) ආපසු අය කරගැනීම් (Claw-backs)

විස්තරය	ඒකකය	DL1	DL2	DL3	DL4	DL5
CAPEX Claw-back මුදල	MLKR	52	-	127	253	804

2.5. තොග සැපයුම් මෙහෙයුම් ව්‍යාපාරයේ මූල්‍ය පිරිවැය

තොග සැපයුම් ගනුදෙනු ගිණුමේ (BSTA) ද්‍රවශීලතාව (liquidity) සහතික කිරීම සඳහා අවශ්‍ය වුවහොත්, අතිරේක මූල්‍ය පිරිවැයක් සඳහා අයදුම් කිරීමට සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාට (Transmission Licensee) අවසර ලබා දෙන විධිවිධාන ගාස්තු ක්‍රමවේදය (Tariff Methodology) තුළ අන්තර්ගත වේ.

ඒ අනුව, 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා කාලසීමාව සඳහා අතිරේක මූල්‍ය පිරිවැයක් ලෙස රුපියල් මිලියන 7,856 (MLKR 7,856) ක මුළු මුදලක් ලං.වි.ම (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කර ඇත. මෙම පිරිවැයේ අනුබණ්ඩනය පහත වගුවේ දැක්වේ.

වගුව 9: ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය (CEB) විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද මූල්‍ය වියදම් අනුබණ්ඩනය

විස්තරය	ඒකකය	26-අප්‍රේල්	26 -මැයි	26 -ජූනි	එකතුව
කාලීන ණය සඳහා පොලිය	MLKR	494	493	632	1,619
බැංකු අයිරා පොලිය	MLKR	361	373	361	1,095
ණයකර පොලී ගිණුම	MLKR	-	-	-	-
IPP ගෙවීම් සඳහා ප්‍රමාද පොලිය	MLKR	40	42	44	126
NCRE ගෙවීම් සඳහා ප්‍රමාද පොලිය	MLKR	6	6	6	18
කාලීන ණයවල ප්‍රාග්ධන ආපසු ගෙවීම්	MLKR	1,079	1,079	1,579	3,738
සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාගේ (TL) ණය ආපසු ගෙවීම - සෝජිට්ස් (Sojitz) වෙත ගෙවීම් පියවීම	MLKR	631	628	-	1,259
එකතුව	MLKR	2,612	2,621	2,622	7,856

BSTA (තොග සැපයුම් ගනුදෙනු ගිණුම) හි පවතින ශේෂය සැලකිල්ලට ගත් විට, ඉදිරිපත් කර ඇති බැංකු අයිරා (overdraft) පොලී පිරිවැය සැලකිය යුතු ලෙස ඉහළ මට්ටමක පවතී. මෙම මුදල් ගණනය කර ඇති ආකාරය පිළිබඳව පැහැදිලි කිරීම් ලබා ගැනීමට නියමිත ය.

එසේ ම, සෝජිට්ස් කැලණිස්ස (පුද්ගලික) සමාගමට මැදිහත් වීමේ නින්දාවක් (arbitration related settlement) අනුව ගෙවීමට ලබාගත් ණය පියවීම සඳහා රුපියල් මිලියන 1,259 (MLKR 1,259) ක මුදලක් ද මෙම මූල්‍ය පිරිවැයට ඇතුළත් වේ.

2.6. සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාගේ ආදායම් අතිරික්තය /හිඟය

අයකුම ක්‍රමවේදයේ ‘Tariff Methodology’ හි 2.5.3 සහ 2.5.4 වගන්තියට අනුව, ‘p’ කාලපරිච්ඡේදය තුළ සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාගේ (තොග සැපයුම් සහ මෙහෙයුම් ව්‍යාපාරයෙන් සිදුවනු ලබන) ආදායම් අතිරික්තය/හිඟය, ‘p+2’ කාලපරිච්ඡේදය සඳහා ගාස්තු තීරණය කිරීමේදී ගෙවිය යුතු ය. මේ අනුව, 2025 ඔක්තෝබර් සිට දෙසැම්බර් දක්වා අතිරික්තය/හිඟය සම්බන්ධයෙන් 2026 අප්‍රේල් සිට ජූනි දක්වා ගාස්තු නියම කිරීමේදී සලකා බැලිය යුතු ය (ගාස්තු සමාලෝචන කාර්තුවකට වරක් සිදුවීම මත). කෙසේ වෙතත්, ලංවිම (CEB) විසින් වාර්තා ඉදිරිපත් කිරීම ප්‍රමාද වීම හේතුවෙන්, 2025 වසරේ තෙවන කාර්තුවට අදාළ ආදායම් අතිරික්තය හෝ ඌනතාවය ගාස්තු සමාලෝචන සඳහා තවමත් සලකා බලා නොමැත. ඒ අනුව, 2025 වසරේ අවසාන කාර්තු දෙක සැලකිල්ලට ගනිමින්, මෙම ගාස්තු සමාලෝචනය සඳහා රුපියල් මිලියන 3,795 (MLKR 3,795) ක ආදායම් අතිරික්තයක් ලංවිම විසින් ඉදිරිපත් කර ඇත.

‘2025 ඔක්තෝබර් විදුලි ගාස්තු පිළිබඳ තීරණය’ මගින්, ගණනය කරන ලද ආදායම් අතිරික්තයෙන් ඉතිරි කොටස වන රුපියල් මිලියන 16,975 (MLKR 16,975), ඊළඟ ගාස්තු යෝජනාව සමඟ ඇතුළත් කරන ලෙස කොමිෂන් සභාව විසින් ලංකා විදුලි බල මණ්ඩලය වෙත උපදෙස් ලබා දෙන ලදී. ඒ අනුව, (2026 වසරේ පළමු කාර්තුවේ ගාස්තු සමාලෝචනය සිදු නොවූ බැවින්) මෙම ගාස්තු සමාලෝචනය සමඟ එම අතිරික්තය සලකා බැලීම සුදුසු වේ. කෙසේ වෙතත්, ලංකා විදුලි බල මණ්ඩලය විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද යාවත්කාලීන දත්ත සැලකිල්ලට ගනිමින් සහ කොමිෂන් සභාවේ මූලික ගණනය කිරීම්වල දී අධි තක්සේරු කර තිබූ සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභී (TL) ආදායම නිවැරදි කිරීමෙන් පසු, මෙම අතිරික්තයේ වටිනාකම මේ වන විට රුපියල් මිලියන 9,813 (MLKR 9,813) ක් වේ.

සංකල්පීය වශයෙන්, මෙම ගාස්තු සමාලෝචනය සඳහා ලංකා විදුලි බල මණ්ඩලය විසින් ඉදිරිපත් කර ඇති ආදායම් අතිරික්තය තුළ, 2025 ඔක්තෝබර් ගාස්තු සමාලෝචනයෙන් ඉතිරි වූ එම අතිරික්ත කොටස ද ඇතුළත් කර ඇති බව පෙනේ. කෙසේ වෙතත්, ඉදිරිපත් කර ඇති වියදම් / ආදායම් දත්ත තහවුරු කර ගැනීමටත්, දරා ඇති වියදම් කොමිෂන් සභාව විසින් අනුමත කරන ලද සහ කාර්යක්ෂම ඒවා බව සහතික කර ගැනීමටත්, CEB ගිණුම් තවදුරටත් පරීක්ෂා කිරීම අවශ්‍ය වේ.

2.7. යෝජිත ගාස්තු ව්‍යුහය

2026 අප්‍රේල් සිට ජුනි දක්වා කාලය සඳහා CEB යෝජිත ආදායම් සහ පිරිවැය සාරාංශය පහත වගුවේ දක්වා ඇත.

වගුව 10 : 2026 අප්‍රේල් සිට ජුනි දක්වා ඉදිරිපත් කරන ලද වියදම් සහ ආදායම් සාරාංශය

විස්තරය		ඒකකය	මුදල
ජනන පිරිවැය	ජනන බලශක්ති පිරිවැය	MLKR	78,070
	ජනන ධාරිතා පිරිවැය	MLKR	18,231
සම්ප්‍රේෂණ පිරිවැය		MLKR	6,040
බෙදාහැරීමේ පිරිවැය - CEB		MLKR	26,334
මූල්‍ය පිරිවැය		MLKR	7,856
මුළු පිරිවැය		MLKR	136,531
වර්තමාන ගාස්තු අනුව ඇස්තමේන්තුගත ආදායම		MLKR	116,889
පෙරට ගෙන ආ ආදායම් අතිරික්තය/(හිඟය)		MLKR	3,795
අතිරික්තය/ (හිඟය)		MLKR	(15,847)
ආදායමේ ප්‍රතිශතයක් ලෙස අතිරික්තය / (හිඟය)		%	-13.56%

ඉහත සඳහන් කරන ලද පුරෝකථනය කරන ලද ආදායම් හිඟය සැලකිල්ලට ගනිමින්, 2026 අප්‍රේල් 01 දින සිට බලාත්මක වන පරිදි 13.56% ක විදුලි ගාස්තු වැඩිවීමක් සඳහා ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය (CEB) විසින් යෝජනා කර ඇත.

මෙම සංශෝධනය සඳහා ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය විසින් යෝජනා කර ඇති අනුපාත වගුව (ගාස්තු) ඇමුණුම 3 හි දක්වා ඇත. යෝජිත ගාස්තු සංශෝධනයේ ගාස්තු කාණ්ඩය/කොටස් අනුව බලපෑම් ඒකාකාරී ලෙස දිස්වන අතර පහත වගුවේ දක්වා ඇත.

වගුව 11: පාරිභෝගික කණ්ඩායම් සඳහා CEB යෝජිත ගාස්තු ඉහළ යාමේ බලපෑම

කාණ්ඩය		% යෝජිත ආදායම් වෙනස
ගෘහස්ථ සමස්තය		13.56%
ගෘහස්ථ	0-30	13.56%
	31-60	13.54%
	61-90	13.57%
	91-180	13.56%
	180<	13.56%
	D-TOU	13.57%
පොදු කාර්යය		13.56%
රජයේ		13.56%
හෝටල් අරමුණ		13.56%
කාර්මික අරමුණ		13.56%
ආගමික සහ පුණ්‍ය අරමුණු		13.57%
විදි ලාම්පුව		13.56%
සමස්තය		13.56%

ඇමුණුම 3 හි දක්වා ඇති වගුවට අනුව, පාර්ශවකරුවන්ගේ පහසු අවබෝධය සඳහා පහත නියැදි බිල්පත් සහ සාමාන්‍ය මිල ගණන් ගණනය කර ඇත.

වගුව 12: ගෘහස්ත අංශයේ පාරිභෝගික බිල්පත් සංසන්දනය

ගෘහස්ත අංශයේ පාරිභෝගිකයන්		
මාසික විදුලි ඒකක පරිභෝජනය	මාසික බිල්පත [බදු ගෙවීමට පෙර] (රු.)	
	2026 පෙබරවාරි 1 වන දිනට	අප්‍රේල් මාසය සඳහා CEB යෝජිත සංශෝධනය සමඟ
30	215.00	244.15
60	585.00	664.18
90	1,720.00	1,953.34
120	3,040.00	3,452.20
150	4,770.00	5,416.80
180	6,000.00	6,813.60
210	8,430.00	9,573.06
240	10,260.00	11,651.16

වගුව 13: ආගමික සහ පුණ්‍ය කාණ්ඩ පාරිභෝගික බිල්පත් සංසන්දනය

ආගමික සහ පුණ්‍ය කාණ්ඩයේ පාරිභෝගිකයන්		
මාසික විදුලි ඒකක පරිභෝජනය	මාසික බිල්පත [බදු ගෙවීමට පෙර] (රු.)	
	2026 පෙබරවාරි 1 වන දිනට	අප්‍රේල් මාසය සඳහා CEB යෝජිත සංශෝධනය සමඟ
30	210.00	238.47
60	470.00	533.72
90	605.00	687.02
120	995.00	1,129.76
150	2,515.00	2,855.98
180	3,085.00	3,503.38
210	4,265.00	4,843.52
240	5,045.00	5,729.42

වගුව 14: කර්මාන්ත, හෝටල් සහ පොදු කාර්ය කාණ්ඩයේ පාරිභෝගිකයින්ගේ සාමාන්‍ය ඒකක මිල

පාරිභෝගික ගාස්තු කාණ්ඩය/ උප කාණ්ඩය	සමස්ත සාමාන්‍ය ඒකක මිල [බදු ගෙවීමට පෙර] (රු./ ඒකකය)	
	2026 පෙබරවාරි 1 වන දිනට	අප්‍රේල් මාසය සඳහා CEB යෝජිත සංශෝධනය සමඟ
කර්මාන්ත (I)	20.46	23.24
හෝටල් (H)	19.88	22.58
පොදු අරමුණු (GP)	39.96	45.38

2.8. ගාස්තු ඉදිරිපත් කිරීම සම්බන්ධ කොමිෂන් සභාවේ විශ්ලේෂණය

බලපත්‍රලාභීන් විසින් ඉදිරිපත් කරන ලද දත්ත සමඟ විදුලි ගාස්තු සංශෝධන යෝජනාව කොමිෂන් සභාව විසින් සමාලෝචනය කරනු ලැබේ. අතිරේක තොරතුරු / පැහැදිලි කිරීම් පිළිබඳ තොරතුරු විමසීම් බලපත්‍රලාභීන් වෙත යොමු කර ඇත. කොමිෂන් සභාව විසින් සවිස්තරාත්මක සමාලෝචනය සඳහා පහත සඳහන් ප්‍රධාන ක්ෂේත්‍ර / කාර්යයන් හඳුනා ගෙන ඇත.

1. ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලයේ බලාගාරවල උත්පාදන ධාරිතා පිරිවැය වැඩි වීම.
2. පුරෝකථනය කරන ලද ගල් අඟුරු බලාගාර විදුලි උත්පාදන සැපයුමේ (dispatch) අඩු වීම.
3. සම්ප්‍රේෂණ සහ බෙදාහැරීමේ බලපත්‍රලාභීන් සඳහා ආදායම් පාලන සූත්‍රය මත පදනම් වූ අනුමත ආදායම් ගණනය කිරීම් සහ ආපසු ලබාගැනීමේ (claw-back) ගණනය කිරීම්.
4. සම්ප්‍රේෂණ සහ බෙදාහැරීමේ පිරිවැය සමඟ ඇතුළත් කර ඇති අසාමාන්‍ය පිරිවැය අයිතම.
5. මෙම ගාස්තු සමාලෝචනය සඳහා අදාළ වන සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍රලාභියාගේ ආදායම් අතිරික්තය/(ඌනතාවය).
6. 2026 වසරේ දෙවන කාර්තුව සඳහා විදුලි අලෙවි ආදායම.
7. BSOB හි බැංකු අධිරා (overdraft) පොලිය සහ අනෙකුත් අමතර මූල්‍ය පිරිවැය.

2.9. බලපත්‍රලාභීන්ගේ පිරිවැය කළමනාකරණය සහ කාර්යක්ෂමතාව වැඩි දියුණු කිරීම සඳහා පාර්ශ්වකරුවන්ගේ යෝජනා

බලපත්‍රලාභීන්ගේ පිරිවැය කළමනාකරණය සහ කාර්යක්ෂමතාව වැඩි දියුණු කිරීම සඳහා යෝජනා ලබා දෙන ලෙස පාර්ශ්වකරුවන්ට ආරාධනා කෙරේ.



ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව
இலங்கைப் பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு
PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF SRI LANKA



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date }

January 12, 2026

Eng. K. S. I. Kumara,
General Manager,
Ceylon Electricity Board,
No. 50, Sir Chittampalam A. Gardinar Mw.,
Colombo – 02.

First Electricity Tariff Review of 2026

Reference is made to;

- [1] Section 30 of Sri Lanka Electricity Act (SLEA) No. 20 of 2009,
- [2] General Policy Guideline for the Electricity Industry (Amended),
- [3] Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated October 22, 2025, informing the submission day for 2026 quarter 1 tariff proposal,
- [4] CEB letter (Ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf. 2026 Q1) dated December 24, 2025, with the proposal for the first quarter tariff review of 2026 (Received on December 29, 2025), and
- [5] Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated January 05, 2026, directing CEB to re-submit the proposal,
- [6] Chief Engineer (Tariff), CS & RA, CEB, email dated January 08, 2026, informing on the delay in re-submission of the tariff proposal.

As provided in the General Policy Guidelines for the Electricity industry, the electricity tariffs are to be reviewed quarterly. In line with this requirement, CEB was directed to submit the proposal for the first quarter tariff review of 2026, by November 14, 2025 (Reference No. 3). However, the submission of CEB for the above tariff review was received on December 29, 2025 (Reference No. 4), with a considerable delay. Due to the mismatches existed in the submission, subsequently, the CEB was directed to re-submit the tariff proposal by January 08, 2026 (Reference No. 5). This re-submission is yet to be received and CEB has informed about further delays for the re-submission (Reference No. 6).

The first quarter tariff review considers the period of January to March 2026. Given the present status of the tariff proposal, the review process is practically possible to be completed only by the latter part of the first quarter of 2026. Consequently, any revenue deficit/surplus discovered in the review process will have to be recovered/discounted within a shorter period, as against the whole quarter. This inevitably results in a significant tariff change.

06. වන මහල, ලංකා බැංකු වෙළඳ කුඹ්ඵ, 28. ශාන්ත මයිකල් පාර, කොළඹ 03.

06 ஆவது மாடி, இலங்கை வங்கி வர்த்தகக் கோபுரம், 28, சென் மைக்கல் வீதி, கொழும்பு 03.

Level 06, BOC Merchant Tower, 28, St. Michael's Road, Colombo 03, Sri Lanka.

Tel : +94 11 2392607/8

Fax : +94 11 2392641

E-mail: info@pucsl.gov.lk

Web : www.pucsl.gov.lk

සභාපති }
தலைவர் }
Chairman }

+94 11 2392606

අධ්‍යක්ෂ ජනරාල් }
பணிப்பாளர் நாயகம் }
Director General }

+94 11 2392606

Considering the above variation and its potential negative impacts to the national economy, and due to the absence of valid proposal for review from CEB, the Commission has decided to forego the first quarter tariff revision for 2026. Accordingly, you are hereby directed to submit the proposal for the 2nd quarter tariff review of 2026, by February 13, 2026.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'K. P. L. Chandralal', with a stylized flourish at the end.

Prof. K. P. L. Chandralal
Chairman



Your ref:

My ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf. 2026 Q2

Date: February 13, 2026

Director General,
Public Utilities Commission of Sri Lanka,
6th Floor, BOC Merchant Tower,
No.28, St, Michael's Road,
Colombo 3.

Dear Sir,

Proposal for the Quarterly Electricity Tariff Review – 2nd Quarter of 2026

Reference is made to;

1. Section 30 of Sri Lanka Electricity Act (SLEA) No. 20 of 2009,
2. General policy Guideline for the Electricity Industry (Amended),
3. Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated October 22, 2025,
4. CEB letter No. DGM(CS&RA)/TRF/Trf.2026 Q1 dated Dec. 24, 2025, with the tariff proposal 1Q 2026.
5. PUCSL letters (Ref: PUC/E/Tariff/01)
 - a. dated January 05,2026, directing CEB to re-submit the proposal.
 - b. dated January 12, 2026 regarding the Commission's position on the first electricity tariff revision.
6. CEB letter (Ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf.2026 Q1) dated January 19, 2026 requesting to re-visit the Commission's position on the first electricity tariff revision 2026.
7. CEB letters (Ref: DGM (CS & RA)/ TRF/BST-Vol.II)
 - a. dated January 23, 2026 requesting the decision document of BST for the 1H 2026.
 - b. dated January 27, 2026 reminding the decision document of BST for the 1H 2026
8. PUCSL letter No. PUC/E/Tariff/01 dated February 02, 2026 regarding the Commission's position on the first electricity tariff revision.
9. Email dated 2026-02-10 by Mr. Hasanka Kamburugamuwa, Director, PUCSL regarding the formulation of CEB electricity tariff proposal for the Q2 of 2026

This submission is made further to the CEB tariff proposal for the first quarter of 2026, for which a tariff determination has not been received from the Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL). In addition, this submission is made pending the Commission's decision on the Bulk Supply Tariff (BST) and the approved allowed revenues requested under Reference 7.

In this context, the tariff revision proposal for the second quarter of 2026 is hereby submitted as Annex I. The proposal has been prepared in compliance with Section 30 of the Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009 and reflects the revisions arising from the first quarter 2026 tariff submission. Any necessary adjustments will be effected upon the operation of the Sri Lanka Electricity Act No. 36 of 2024 (as amended) on the Appointed Date.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Third Floor, No. 50, Sir Chittampalam A. Gardiner Mawatha, Colombo 00200, Sri Lanka.
Tel: +94 11 232 0953/5340 / Fax: +94 11 232 3935 | e-mail: gm@ceb.lk | www.ceb.lk

The applicable BST relevant to this proposal is attached as Annex II. The key features of the tariff revision proposal are set out below.

1. Generation Forecast from April to June 2026

The estimated total net generation for April to June period is 4,578 GWh. The monthly net generation forecast is outlined below.

Table 1: Net Generation Forecast for April to June 2026

2026	Apr.	May	June	Total
Net Generation Forecast (GWh)	1,468	1,573	1,537	4,578

2. Dispatch

The generation dispatch schedule has been updated to reflect the latest hydroelectric reservoir data, ensuring optimal utilization of available water resources. As per the Seasonal Outlook for February to April (Annex III) issued by the Department of Meteorology, Sri Lanka, rainfall during the February–April 2026 period is expected to be near normal across most parts of the country. While short-term and localized variations may occur, no significant deviation from average rainfall conditions is anticipated. Accordingly, hydro inflows during this period are expected to remain broadly in line with long-term average levels, subject to normal weather variability.

Based on the current outage programme, several major maintenance activities are scheduled during the second quarter of 2026, affecting generation availability in April, May, and June. In April, Randenigala Unit 02 is planned to be out of service for approximately four weeks for annual maintenance and panel refurbishment, while West Coast Power Plant GT-02 will undergo combustion inspection and annual maintenance for about two weeks. During May, Victoria Unit 02 is scheduled for an extended five-week annual maintenance programme. In June, Samanala Wewa Unit 02 will be unavailable for nearly four weeks due to annual maintenance and spiral casing inspection, while Bowatenna Unit 01 will be taken out of service for approximately seven weeks commencing in early June for annual maintenance, sandblasting, and penstock painting.

These planned outages have been incorporated into the generation dispatch schedule to ensure system reliability during the Q2 2026 period.

Accordingly in the second quarter of 2026, approximately 1,218 GWh of energy is expected from hydro, while thermal and other renewable energy sources are anticipated to contribute 1,957 GWh and 1,402 GWh, respectively. The expected hydro inflow is estimated as 1,193 GWh.

3. Sales Forecast

The forecast of electricity sales for the second quarter of 2026 is estimated as 4,230.3 GWh. Of this, direct CEB sales is projected as 3,774.7 GWh, while sales to LECO, measured at the 33 kV boundary, is projected as 455.6 GWh. Please refer to Table 2 below.

Table 2: Sales forecast for April to June 2026

2026	CEB End User Customers (Nos.)	CEB End User Sales (GWh)	LECO 33 kV Sales (GWh)	Total Sales (GWh)
April	7,293,377	1,205.1	152.8	1,357.9
May	7,300,496	1,300.7	152.1	1,452.8
June	7,309,566	1,268.8	150.7	1,419.5
Total	-	3,774.6	455.6	4,230.2

4. Expenditure

This submission is made in accordance with the instructions of the PUCSL, with reference to Section 30(2) of the Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009. It is to be noted that the allowed revenues and finance costs reflected in this proposal are pertaining to the existing Licensees. Upon the gazetting of the Appointed Date under the ongoing reform process, the allowed revenues attributable to the respective successor entities will be submitted separately for the Commission's review and approval.

Expenditure projections incorporate actual or forecast fuel prices at CEB's boundary, with liquid fuel prices determined by CPC externally and beyond CEB's control. Coal prices are based on actual/forecast figures. Updates to fuel prices, exchange rates and VAT reflect the latest information from CPC and IPP invoices (Table 3).

Table 3: Fuel Prices and the Exchange rate used in the Tariff Proposal April - June 2026

2026	Auto Diesel (Rs./l)	Furnace oil (Rs./l)	Naphtha (Rs./l)	Coal (Rs./kg)	Ex. Rate (Rs./USD)
April – June	277.00	168.00	141.00	39.53	313.52

During the ongoing reform process, employees who were not willing to join the successor entities were provided with an opportunity to opt out under a Voluntary Retirement Scheme (VRS). It is envisaged that the cost of the VRS will be funded by the Government and, accordingly, will not be passed on through the customer tariff. However, the gratuity liability not covered under the VRS has been considered for the period under review, on the assumption that the Appointed Date will be gazetted prior to the commencement of the second quarter of 2026.

Accordingly, the total estimated cost relating to gratuity amounts to LKR 1,518 million. This estimate reflects the net impact after considering anticipated salary savings from employees exiting under the VRS, as well as the additional costs to be incurred in respect of remaining staff, including allowances, overtime, and the engagement of new recruits on a contract or permanent basis, as appropriate.

The total Transmission Allowed Revenue, including the contribution to the Insurance Reserve Fund and gratuity payment incorporating salary savings, amounts to LKR 6,040 million for the period from April to June 2026.

The finance cost has been updated based on the latest AWPLR of 8.87%. Accordingly, the finance cost for the period from April to June 2026, has been estimated at LKR 7,856 million.

The revised Allowed Revenues of CEB DLs for the second quarter of 2026 are presented in Table 4 below.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Table 4: DL Allowed Revenues from April to June 2026

In LKR million

Description	DL1	DL2	DL3	DL4	Total
Total indexed AR for 2026 without claw-back	26,898.4	29,612.0	18,881.9	16,313.9	91,706.2
AR for Q2 of 2026 (for 91 days)	6,706.2	7,382.7	4,707.5	4,067.3	22,863.7
Additional AR requirement					
Insurance reserve fund (from Jan. to June 2026)	116.9	90.5	127.8	99.1	434.3
Gratuity payment incl. salary savings	191.6	415.7	258.4	139.2	1,004.9
SES RIP WIP (from Apr. to June 2026)	328.9	350.3	224.0	114.8	1,018.0
SES RIP loan repay. in May 2026	287.7	306.4	195.9	100.4	890.4
Vidulakpaya apport. for DLs (from Jan to June 2026)	54.0	20.1	11.6	9.3	95.0
Insurance reserve fund for Common Div. (from Jan. to June 2026)	0.4	0.4	0.2	0.2	1.2
Gratuity payment for Common Div. incl. salary savings	8.7	8.2	5.7	4.5	27.1
Total AR req. for Q2 of 2026	7,694.4	8,574.3	5,531.1	4,534.8	26,334.6

5. Revenue

The forecast revenue for both CEB and LECO has been calculated, giving due consideration to the transfer price for bulk sales from CEB to LECO. The LECO transfer price excluding solar payments is taken as 24.31 LKR/kWh for the second quarter of 2026. The total estimated CEB revenue for the second quarter of 2026 from the existing tariff is LKR 116,889 million.

In accordance with the approved Tariff Methodology, the tariff proposal for the current period “p” (i.e. Q2 2026) is required to incorporate the revenue difference arising from the period “p-2” (i.e. Q4 2025). In addition, since a tariff determination was not issued by PUCSL for the period “p-1” (i.e. Q1 2026), the revenue difference pertaining to the period “p-3” (i.e. Q3 2025), which has not been incorporated, is also required to be reflected in the present submission. Accordingly, an estimated reconciliation of the Transmission Licensee’s revenue difference has been carried out by considering the full year 2025.

Accordingly, based on the monthly sales and energy data submitted through the Licensee Information Submission System (LISS) up to December 2025, the Bulk Supply Transaction invoices issued to the Distribution Licensees (including all available correction files up to December 2025), and the actual Generation Transaction Notes issued up to December 2025, the total estimated revenue shortfall of the Transmission Licensee for the year 2025 has been computed at LKR 53,274 million (Annex IV).

However, according to CEB’s calculations, the total revenue surplus available for set-off in 2025, carried forward from 2024, amounts to LKR 57,069 million, based on the actual 2024 data submitted to PUCSL (Annex V).

Accordingly, the estimated net revenue surplus to be considered for the Q2 2026 electricity tariff determination is LKR 3,795 million.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

6. Conclusion

The summary of expenditure for April to June 2026 considered for the tariff revision is tabulated below.

Table 5: Summary of Expenditures considered for April to June 2026

Description	Unit	April – June 2026	Source
Generation - Energy Cost	MLKR	78,070	BST 2026 H1- Annex II
Generation - Capacity Cost	MLKR	18,231	-do-
Transmission Allowed Revenue	MLKR	6,040	-do-
Finance Cost	MLKR	7,856	-do-
Distribution Allowed Revenue	MLKR	26,334	Derived as per Table 4
Total Cost	MLKR	136,531	-
Est. Revenue at present tariffs	MLKR	116,889	Derived as per item 5
B/F Revenue Surplus/(Deficit)	MLKR	3,795	-do-
Surplus/(Deficit)	MLKR	(15,847)	-
as a % of Revenue	%	-13.56%	-

Based on the above analysis, a deficit of LKR 15,847 million has been estimated for the period from April to June 2026 requiring a tariff increase of 13.56 %. Any variations in the estimate, whether an excess or a shortfall, will be accounted for in the BSTA and considered in the next tariff revision.

Accordingly, to ensure financial and operational stability and to mitigate potential risks to the reliability of electricity supply, CEB proposes a revision to the current tariff structure, as presented in Annex I. The Board-approved tariff proposal for the second quarter of 2026 is hereby submitted to the Commission for its approval and subsequent implementation please.

Yours faithfully

CEYLON ELECTRICITY BOARD

Eng. K.S.I. Kumara

General Manager

Ceylon Electricity Board

Eng.K.S.I.Kumara

General Manager

Ceylon Electricity Board

Copy to:

1. Secretary to the Treasury - fi & na pl.
2. Chairman, CEB - fi pl.
3. Addl. GM (CS) - fi pl.
4. FM, CEB - fi pl.

EFFECTIVE FROM (for each 30 - day billing period)		Existing Tariff				2026-04-01				
DOMESTIC										
		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		
Consumption 0 - 60 kWh per month										
Block 1 : 0 - 30 kWh		4.50		80.00		5.11		90.85		
Block 2 : 31 - 60 kWh		8.00		210.00		9.08		238.48		
Consumption above 60 kWh per month										
Block 1 : 0 - 60 kWh		12.75		N/A		14.48		N/A		
Block 2 : 61 - 90 kWh		18.50		400.00		21.01		454.24		
Block 3 : 91 - 120 kWh		24.00		1,000.00		27.25		1,135.60		
Block 4 : 121 - 180 kWh		41.00		1,500.00		46.56		1,703.40		
Block 5 : 181 and above		61.00		2,100.00		69.27		2,384.76		
Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff for Dom. Consumers										
Day (05:30 - 18:30 hrs)		35.00		2,100.00		39.75		2,384.76		
Peak (18:30 - 22:30 hrs)		67.00				76.09				
Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		21.00				23.85				
RELIGIOUS & CHARITABLE INSTITUTIONS										
Consumption 0 - 180 kWh per month										
Block 1 : 0 - 30 kWh		4.50		75.00		5.11		85.17		
Block 2 : 31 - 90 kWh		4.50		200.00		5.11		227.12		
Block 3 : 91 - 120 kWh		8.00		350.00		9.08		397.46		
Block 4 : 121 - 180 kWh		19.00		1,300.00		21.58		1,476.28		
Block 5 : 181 kWh and above		26.00		1,700.00		29.53		1,930.52		
OTHER CONSUMER CATEGORIES			Industrial / Hotel		General Purpose / Government		Industrial / Hotel		General Purpose / Government	
Volume differentiated monthly consumption			IP/H 1-1 (≤ 300 kWh/mth)	IP/H 1-2 (> 300 kWh/mth)	GP/GV 1-1 (≤ 180 kWh/mth)	GP/GV 1-2 (> 180 kWh/mth)	IP/H 1-1 (≤ 300 kWh/mth)	IP/H 1-2 (> 300 kWh/mth)	GP/GV 1-1 (≤ 180 kWh/mth)	GP/GV 1-2 (> 180 kWh/mth)
Rate 1 Supply at 400/230 V Contract demand ≤ 42 kVA	Energy Charge (Rs. /kWh)		8.00	17.00	25.00	34.00	9.08	19.31	28.39	38.61
	Fixed Charge (Rs./mth)		300.00	800.00	500.00	1,600.00	340.68	908.48	567.80	1,816.96
Rate 2 Supply at 400/230 V Contract demand > 42 kVA	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 - 18:30 hrs)	15.00		41.00		17.03		46.56	
		Peak (18:30 - 22:30 hrs)	28.00		47.00		31.80		53.37	
		Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)	12.00		31.00		13.63		35.20	
	Demand Charge (Rs./kVA)		1,400.00		1,500.00		1,589.84		1,703.40	
	Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00		5,678.00		5,678.00	
Rate 3 Supply at 11 kV & above	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 - 18:30 hrs)	14.00		39.50		15.90		44.86	
		Peak (18:30 - 22:30 hrs)	27.00		46.00		30.66		52.24	
		Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)	11.00		30.00		12.49		34.07	
	Demand Charge (Rs./kVA)		1,350.00		1,450.00		1,533.06		1,646.62	
	Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00		5,678.00		5,678.00	
STREET LIGHTING										
Street Lighting (Rs./kWh)			50.00				56.78			
EV CHARGING OF CEB CHARGING STATIONS			DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)		DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)	
Day (05:30 - 18:30 hrs)			87.00		70.00		87.00		70.00	
Peak (18:30 - 22:30 hrs)			111.00		90.00		111.00		90.00	
Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)			53.00		40.00		53.00		40.00	
AGRICULTURE - Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff			Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Rate 1 Supply at 400/230V Contract demand ≤ 42 kVA	Day (05:30 - 18:30 hrs)		13.00		750.00		14.76		851.70	
	Peak (18:30 - 22:30 hrs)		23.00				26.12			
	Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		7.00				7.95			

Bulk Supply Tariff Jan - June 2026

Index

Capacity Charge

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Capacity Charge	Generation capacity						
	Transmission	2,026,844.01	2,048,353.62	2,011,221.15	2,191,007.57	2,317,148.94	2,356,545.48
	Bulk Supply Service	620,075.59	604,970.72	582,218.72	621,422.56	646,772.86	666,934.02
BST (C)		655,932.58	926,417.76	924,454.56	1,056,356.32	1,102,946.43	1,137,766.71
	SLR/MW	3,302,852.18	3,579,742.09	3,517,894.43	3,868,786.46	4,066,868.23	4,161,246.21

BST (C)	SLR/MW	3,739,260.17
6-Month Weighed average		

Energy Charge

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Block1	Transmission Loss Factor B1	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%
	Generation energy Cost B1	19.20	26.41	22.34	19.00	15.95	17.90
BST (E1)	SLR/kWh	19.85	27.31	23.10	19.65	16.50	18.51
Block 2	Transmission Loss Factor B2	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%
	Generation energy Cost B2	24.96	34.34	29.05	24.70	20.74	23.27
BST (E2)	SLR/kWh	26.04	35.83	30.31	25.78	21.64	24.28
Block 3	Transmission Loss Factor B3	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%
	Generation energy Cost B3	11.52	15.85	13.41	11.40	9.57	10.74
BST (E3)	SLR/kWh	11.80	16.23	13.73	11.68	9.80	11.00

BST (E1)	SLR/kWh	20.72
6-Month Weighed average		
BST (E2)	SLR/kWh	27.18
6-Month Weighed average		
BST (E3)	SLR/kWh	12.31
6-Month Weighed average		

E1 - Day
E2 -peak
E3 -off peak

Capacity Payment

Plant\Month	Unit	Capacity Payment					
		Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Mahaweli	Mn. SLR	292.11	392.18	323.82	370.76	370.47	370.18
Laxapana	Mn. SLR	423.97	465.03	431.61	462.46	462.39	462.31
Samanala	Mn. SLR	276.59	355.21	489.96	509.27	508.52	507.76
Mannar Wind	Mn. SLR	520.91	530.71	520.91	524.82	524.82	524.82
DSP1	Mn. SLR	36.85	46.02	41.50	49.80	49.77	49.74
DSP2	Mn. SLR	37.90	47.34	42.69	51.22	51.19	51.17
GT16	Mn. SLR	16.05	22.11	16.05	20.21	20.21	20.21
GT07	Mn. SLR	28.84	39.72	28.84	36.32	36.32	36.32
CCKP	Mn. SLR	50.09	65.71	50.09	61.17	61.17	61.17
CCKP 02	Mn. SLR	42.23	57.09	42.23	54.56	54.56	54.56
CPUT	Mn. SLR	1,085.34	1,202.84	1,121.50	1,166.71	1,165.36	1,164.01
DNCHU	Mn. SLR	23.03	25.30	23.03	24.26	24.26	24.26
Island Gen	Mn. SLR	10.19	10.39	10.19	10.26	10.26	10.26
BARGE	Mn. SLR	24.65	30.33	24.65	27.22	27.22	27.22
30MW Hambantota	Mn. SLR	17.69	31.93	29.09	30.01	30.01	30.01
20MW Mathugama	Mn. SLR	11.79	21.28	19.39	20.01	20.01	20.01
CCKW	Mn. SLR	1,458.67	1,330.13	1,458.85	1,416.15	1,477.54	1,434.23
SGPS (100MW)	Mn. SLR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DEMB	Mn. SLR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DMAT	Mn. SLR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sobadhanavi	Mn. SLR	1,243.0	1,127.3	1,243.6	1,205.1	1,243.6	1,205.1
RENEW	Mn. SLR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	Mn. SLR	5,599.9	5,800.6	5,918.0	6,040.3	6,137.7	6,053.3
Depreciation	Mn. SLR						
ROE	Mn. SLR						
Generation Capacity cost	Mn. SLR	5,599.9	5,800.6	5,918.0	6,040.3	6,137.7	6,053.3
				17318.45			18231.30

Generation Capacity cost

Unit	Generation Capacity cost					
	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
SLR/MW	2,026,844.01	2,048,353.62	2,011,221.15	2,191,007.57	2,317,148.94	2,356,545.48
Generation Capacity cost						

Energy price and Energy generated in each plant

Plant/Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Mahawell	GWh	491.700	165.750	329.322	377.694	437.093	402.973
	SLR/kWh						
Laxapana	GWh						
	SLR/kWh						
Samanala	GWh						
	SLR/kWh						
Mannar wind	GWh	20.345	20.999	12.183	5.748	42.976	58.877
	SLR/kWh						
DSP1	GWh	22.607	27.418	30.355	22.793	5.364	19.700
	SLR/kWh	45.04	42.36	42.12	42.88	52.79	43.36
DSP2	GWh	30.739	34.474	38.167	17.736	17.736	31.139
	SLR/kWh	40.22	39.95	39.77	39.93	41.75	40.16
GT16	GWh	0.000	0.000	0.000	0.000	FALSE	0.000
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GT07	GWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SLR/kWh	61.1	84.5	84.5	82.9	66.5	71.6
CCKP	GWh	39.32	39.15	39.15	39.16	38.87	39.23
	SLR/kWh	1.1	20.3	20.3	0.0	0.0	0.0
CCKP 02	GWh	122.54	75.55	78.71	0.00	0.00	0.00
	SLR/kWh	376.1	469.9	520.3	502.7	514.3	365.1
CPUT	GWh	16.84	16.43	16.00	16.67	16.66	16.99
	SLR/kWh	9.4	10.7	11.8	9.2	2.3	8.5
DNCHU	GWh	42.82	40.49	40.31	40.78	47.26	40.95
	SLR/kWh	93.37	92.71	92.71	92.71	92.71	92.71
Island Gen	GWh	19.1	27.2	30.1	27.7	6.5	22.4
	SLR/kWh	43.3	40.3	40.1	40.3	47.4	40.8
BARGE	GWh	0.064	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	260.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30MW Hambantota	GWh	0.053	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	222.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20MW Mathugama	GWh	10.4	15.1	13.18	57.4	23.5	82.4
	SLR/kWh	49.74	47.10	47.13	48.47	51.91	48.64
CCKW	GWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SGPS (100MW)	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEMB	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DMAT	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sobdhanavi	GWh	24.40	32.91	21.1	0.00	0.00	2.18
	SLR/kWh	73.42	71.78	118.80	0.00	0.00	117.28
RENEW	GWh	151.121	119.002	128.625	143.050	257.571	302.691
	SLR/kWh	19.20	20.33	21.11	20.44	18.64	18.37
Solar Rooftop Generation	GWh	208.615	209.488	229.818	203.555	198.672	189.021
	SLR/kWh	28.70	28.70	28.70	28.70	28.70	28.70
TOTAL generated energy	GWh	1,522.935	1,388.997	1,589.638	1,467.745	1,572.760	1,536.980

Energy Cost:	SLR	*****	35,582,370,769	34,451,124,323	27,052,281,575	24,335,034,823	26,682,395,962
Energy Cost:	SLR/Million		28,361	34,451	27,052	24,335	26,682
			28,361	34,451	27,052	24,335	26,682

Total Energy cost for six-months	LKR Million	176,463.86
Total energy dispatch for six-months	GWh	9,079.055
Six-month average energy cost	LKR/kWh	19.44
loss adjusted six-month average energy cost	LKR/kWh	20.10

Loss factor %		96.69
		97.18

Loss Calculation Prepared by CS as at April 27, 2024		98.394
		4.502
		78.070
		4.577

Notes		
TOU energy ratio is charged as follows. These ratios were calculated using actual sales to DLs from May 2018 to April 2019 considering a consistent period of 12 months.		
TOU Factors	Day 58.0%	Peak 19.7%
		Offpeak 22.3%

Capacity Transmission tariff (TR) & Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)

Item	Unit	Jan-26		Feb-26		Mar-26		Apr-26		May-26		Jun-26	
		Mn. SLR	Mn. SLR	1,713	176	1,713	176	1,713	176	1,713	176	1,713	176
Transmission system allowed revenue *													
BSSO allowed revenue *													
Long / Short Term Interest Account	Mn. SLR	422.73		406.45		407.24		494.45		492.80		632.09	
Overdraft Interest Account	Mn. SLR	1.50		1.50		373.07		361.04		373.07		361.04	
Debt Interest Account	Mn. SLR	158.82		158.82		158.82							
Delayed Interest on TPP Payments	Mn. SLR	35.00		249.00		39.00		40.00		42.00		44.00	
Delayed Interest on NCRE Payments	Mn. SLR	5.00		6.00		6.00		6.00		6.00		6.00	
Capital repayments of Working Capital loans	Mn. SLR	937.76		937.76		875.26		1,079.26		1,079.26		1,579.26	
TL Additional OPEX Requirement													
System Coincidental Peak demand	MW	2763		2832		2942		2757		2649		2569	

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Capacity Transmission tariff (TR)	SLR/MW	620,076	604,971	582,219	621,423	646,773	666,934
Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)	SLR/MW	655,933	926,418	924,455	1,056,356	1,102,946	1,137,767

Transmission Losses Factor

Block 1	Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Block 1	Forecasted transmission losses	GWh	30	27	31	29	31	30
	Total forecasted energy supplied	GWh	883	806	922	851	912	891
	Forecasted TLF	%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%

Block 2

Block 2	Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Block 2	Forecasted transmission losses	GWh	13	12	14	13	13	13
	Total forecasted energy supplied	GWh	300	274	313	289	310	303
	Forecasted TLF	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%

Block 3

Block 3	Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Block 3	Forecasted transmission losses	GWh	8	7	9	8	8	8
	Total forecasted energy supplied	GWh	340	310	354	327	351	343
	Forecasted TLF	%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%

Capacity Transmission tariff (TR)	SLR	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03
Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)	SLR	1,812,241,636.08	2,623,457,643.76	2,720,200,635.79	2,912,225,236.83	2,921,488,446.56	2,922,616,895.99
avg tx loss factor	%						3.38%

	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Aug-26	Sep-26	Oct-26	Nov-26	Dec-26	Total
Total Net Generation	1523	1388.796	1589.43	1467.551	1572.557	1536.786	1603.976	1608.722	1531.141	1566.256	1486.9	1532.043	18406.9
Total Net Generation/day	49.1	49.6	51.3	48.9	50.7	51.2	51.7	51.9	51.0	50.5	49.6	49.4	605.0
Generation Red. due to SPP	380.1	349.5	370.6	352.4	499.4	550.6	540.0	543.8	527.4	511.6	450.5	447.1	5522.9
													0.0
No. of days	31.0	28.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	365.0
Generation (Centrally dispatch)	1142.6	1039.3	1218.8	1115.2	1073.1	986.2	1064.0	1065.0	1003.7	1054.7	1036.4	1084.9	12883.9
Reqd. Generation/day(Centrally)	36.9	37.1	39.3	37.2	34.6	32.9	34.3	34.4	33.5	34.0	34.5	35.0	423.7
IPP/CEB emergency													0.0
Sobadanavi	24.4	32.9	2.1	0.0	0.0	2.2	17.6	3.4	0.0	0.9	7.8	4.2	95.5
WCPP	104.4	155.1	151.8	57.4	23.5	62.4	54.9	33.3	5.8	62.2	122.3	89.0	922.0
TOTAL IPP	128.8	188.0	153.9	57.4	23.5	64.6	72.5	36.7	5.8	63.1	130.1	93.2	1017.5
CEB Thermal Generation													
LAKVIJAYA1	75.4	156.6	173.4	167.8	171.1	29.4	173.4	166.8	155.2	161.9	167.8	173.4	173.4
LAKVIJAYA2	116.7	156.6	173.4	167.5	171.9	167.8	30.4	170.2	157.1	160.9	167.8	173.4	5278.4
LAKVIJAYA3	186.0	156.6	173.4	167.4	171.3	167.8	173.4	168.7	154.1	0.0	0.0	173.4	
SAPU B	30.7	34.5	38.2	34.8	17.7	31.1	26.2	24.2	4.8	14.6	35.9	38.2	332.0
SAPU A	22.6	27.4	30.4	22.8	5.4	19.7	15.4	13.0	1.6	11.2	29.4	27.8	226.6
BARGE	19.1	27.2	30.1	27.7	6.5	22.4	21.2	18.8	1.6	12.9	33.0	26.9	247.5
Uthuru Jannanee	9.4	10.7	11.8	9.2	2.3	8.5	8.1	6.2	0.6	4.5	11.5	11.8	94.5
KCCP Naptha	61.1	84.5	84.5	82.9	66.5	71.8	64.5	55.4	16.2	34.3	74.8	0.0	696.5
KCCP Diesel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GT7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SMALL_GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KCCPS 2	1.1	31.3	20.3	0.0	0.0	0.0	2.1	9.2	1.9	4.0	21.3	26.3	117.4
Hambanthota-CEB	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Matugama-CEB	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Total CEB Thermal Generation	522.2	685.5	735.6	680.1	612.6	518.6	514.7	632.5	493.1	404.3	542.6	651.2	6993.1
Prospective Gen. / Energy shortfall													
Total Thermal Generation	651.0	873.6	889.5	737.5	636.0	583.2	587.2	669.2	498.9	467.4	672.7	744.4	8010.6
Hydro Gen Req'd.	491.7	165.8	329.3	377.7	437.1	403.0	476.9	395.7	504.9	587.2	363.7	340.5	4873.4
Deficit	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Power cut saving	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Actual hydro req'd.	491.7	165.8	329.3	377.7	437.1	403.0	476.9	395.7	504.9	587.2	363.7	340.5	4873.4
Inflow	275.0	153.3	141.3	249.0	473.4	470.5	483.1	441.1	417.1	548.6	505.3	403.5	4561.2
Drawdown from reservoirs	-216.7	-12.5	-188.0	-128.7	36.3	57.6	6.2	45.4	-87.8	-38.6	141.6	63.0	
STARTING STORAGE	1128	911	899	711	582	618	686	692	738	650	611	753	
Month End Storage	911	899	711	582	618	686	692	738	650	611	753	816	
% Storage	0.71	0.70	0.56	0.46	0.48	0.54	0.54	0.58	0.51	0.48	0.59	0.64	

1. This Estimated Energy Dispatch Forecast has been formulated incorporating the "Seasonal outlook for February to April" which was provided by the Department of Meteorology, Sri Lanka. (The relevant document has been attached separately.)

2. Please note that this Estimated Energy Dispatch Forecast has been prepared considering latest fuel prices (Naptha- 141 Rs/l, Furnace Oil - 168 Rs/l, Diesel 277 Rs/l, Coal- 38.82 Rs/kg).

3. Also, it should be emphasized that the forecasted hydro generation stated here shall strictly depend on the directives issued by the Water Management Secretariat at the monthly meeting held on the first Friday of each month, as well as the weekly meetings conducted on every Friday.

	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Aug-26	Sep-26	Oct-26	Nov-26	Dec-26
Mini Hydro	82.9	51.9	43.3	68.0	123.4	125.7	108.9	108.8	112.6	143.6	150.1	121.7
CEB Wind	20.3	21.0	12.2	5.7	43.0	58.9	52.4	51.1	48.4	21.4	14.3	20.9
IPP Wind	23.5	22.4	27.4	13.9	66.2	110.3	90.8	96.0	79.2	43.2	23.5	35.0
Bulk Solar	31.29	32.5	44.5	48.1	54.6	53.7	59.9	59.4	48.1	70.7	54.7	53.5
Bio mass W2E	13.4	12.1	13.4	13.0	13.4	13.0	13.4	13.4	14.0	14.6	14.1	14.6
CEB Roof Top Solar	178.2	179.3	196.9	174.6	170.7	162.4	184.5	185.2	194.4	188.1	167.2	174.0
LECO Roof Top	30.4	30.2	32.9	29.0	28.1	26.6	30.0	29.9	30.7	30.0	26.5	27.4
Total NCRE	380.1	349.5	370.6	352.4	499.4	550.6	540.0	543.8	527.4	511.6	450.5	447.1

Please note Actual NCRE generation data for January is not yet fully available as at 03.02.2026 and thus estimated figures have been considered for that month.



காலநிலை விஞ்ஞான துறை
வளிமண்டலவியல் திணைக்களம்
DEPARTMENT OF METEOROLOGY
ශ්‍රී ලංකාව இலங்கை SRI LANKA

Consensus Seasonal Weather Outlook
February, March and April (FMA)2026
Seasonal Rainfall and Temperature for Sri Lanka

These forecasts are prepared using

- The prevailing global climate conditions.
- Forecasts from different climate models from around the world.
- Statistical downscaling of GCM output using CPT

Issued by Centre for Climate Change Studies (CCCS)

and

Research Division

1. Prevailing global climate conditions

During the last four weeks, equatorial SSTs were below average in the east-central and eastern Pacific and were above average in the western Pacific. The rest of the equatorial oceans were mostly near average. (source-CPC-NOAA)

1.1 El Nino and La Nina update

La Niña persists, followed by a 75% chance of a transition to ENSO-neutral during January-March 2026. ENSO-neutral is likely through at least Northern Hemisphere late spring 2026. (source-CPC-NOAA)

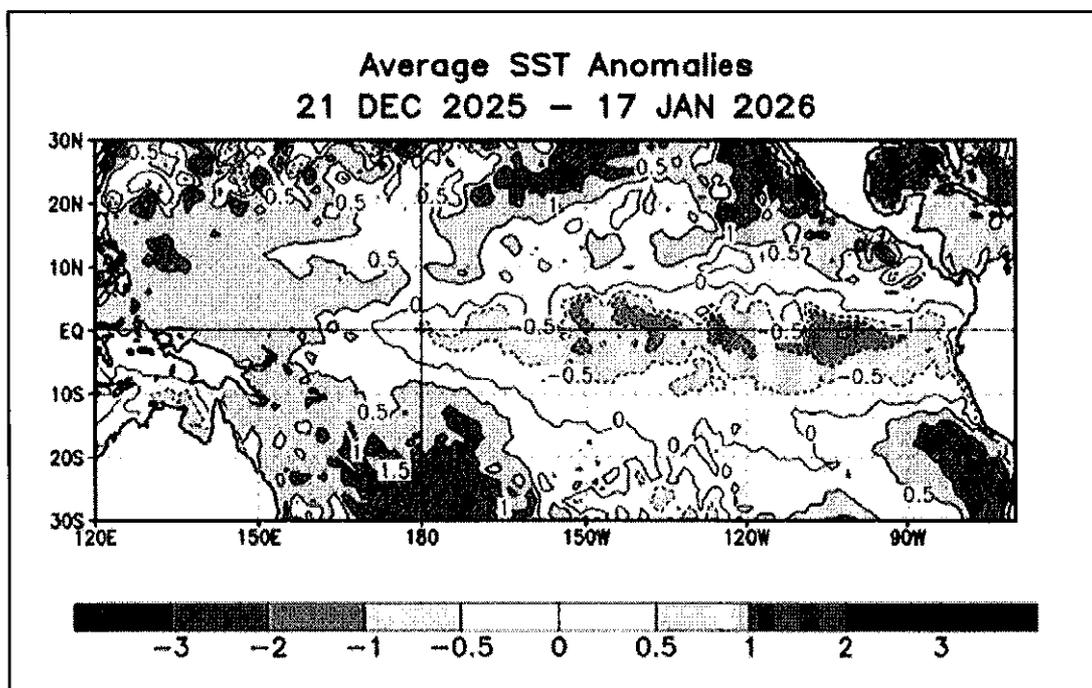


Fig 1: Observed Average Sea surface temperature (SST) anomalies (°C)

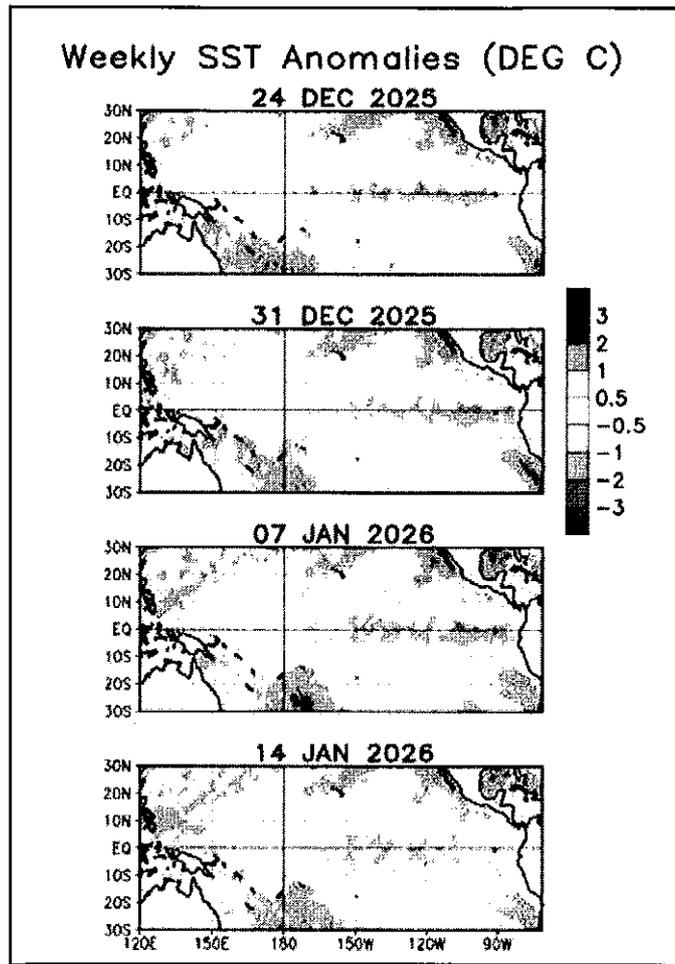


Fig 2: Weekly Observed Average Sea surface temperature (SST) anomalies (°C)

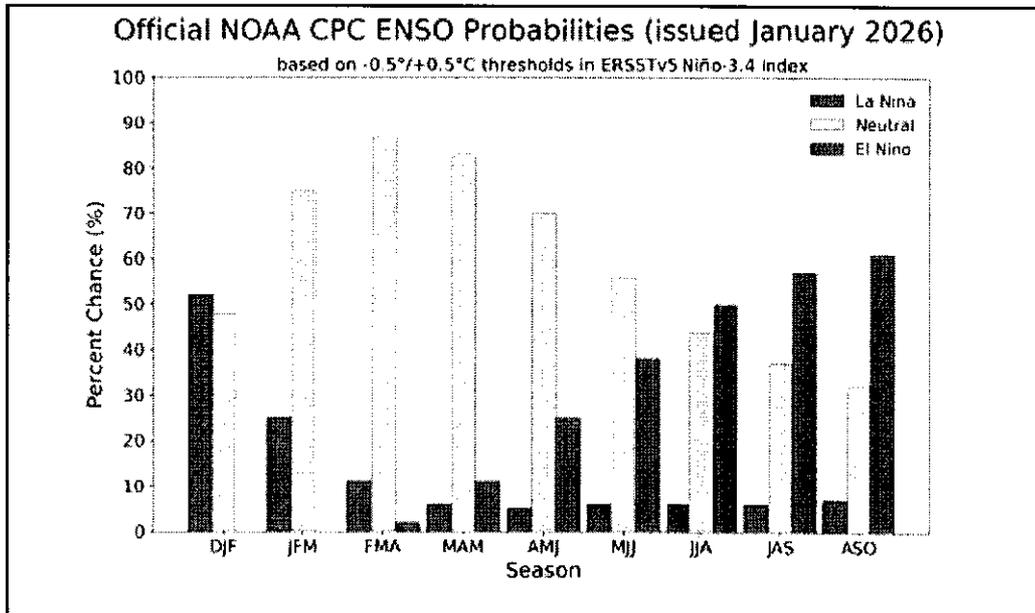


Fig 3a: ENSO forecast from Climate Prediction Center (CPC)/ IRI Forecast

1.2 The Indian Ocean Dipole (IOD) update

The Indian Ocean Dipole (IOD) is expected to remain neutral until at least the end of autumn (May) 2026. The IOD is typically inactive from December to April. (source- BOM, Australia).

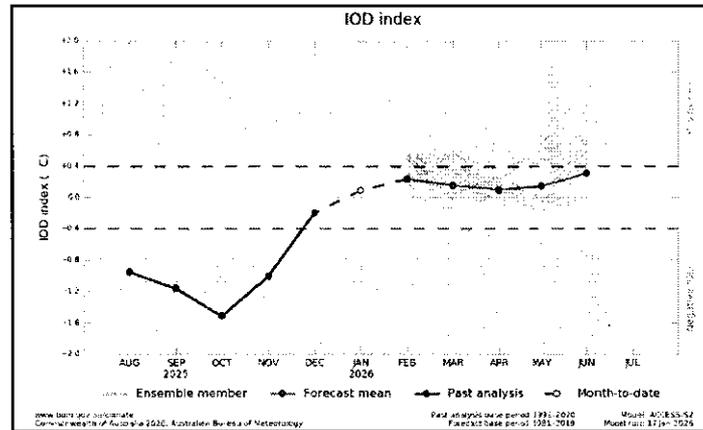


Figure 4a: IOD forecast from Australian Bureau of Meteorology

2. Forecasts from different climate models from around the world

2.1 February to April (FMA) 2026 season

Figure 5 shows the probabilistic multi model ensemble forecast which prepared by using dynamical models from 12 Global Producing Centers (GPC) for FMA season. According to that below normal rainfalls are possible over most parts of the country during the FMA 2026 season.

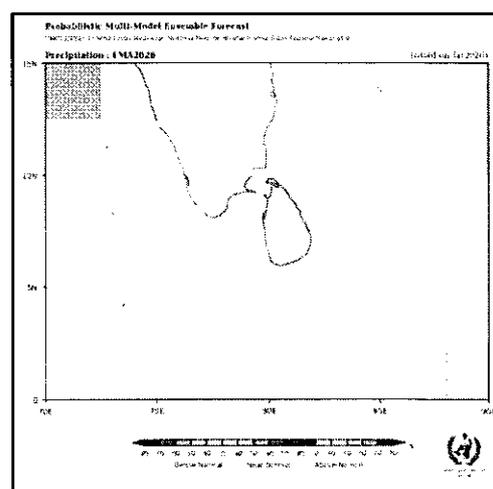


Fig 5: Probabilistic multi model ensemble forecast for FMA using dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

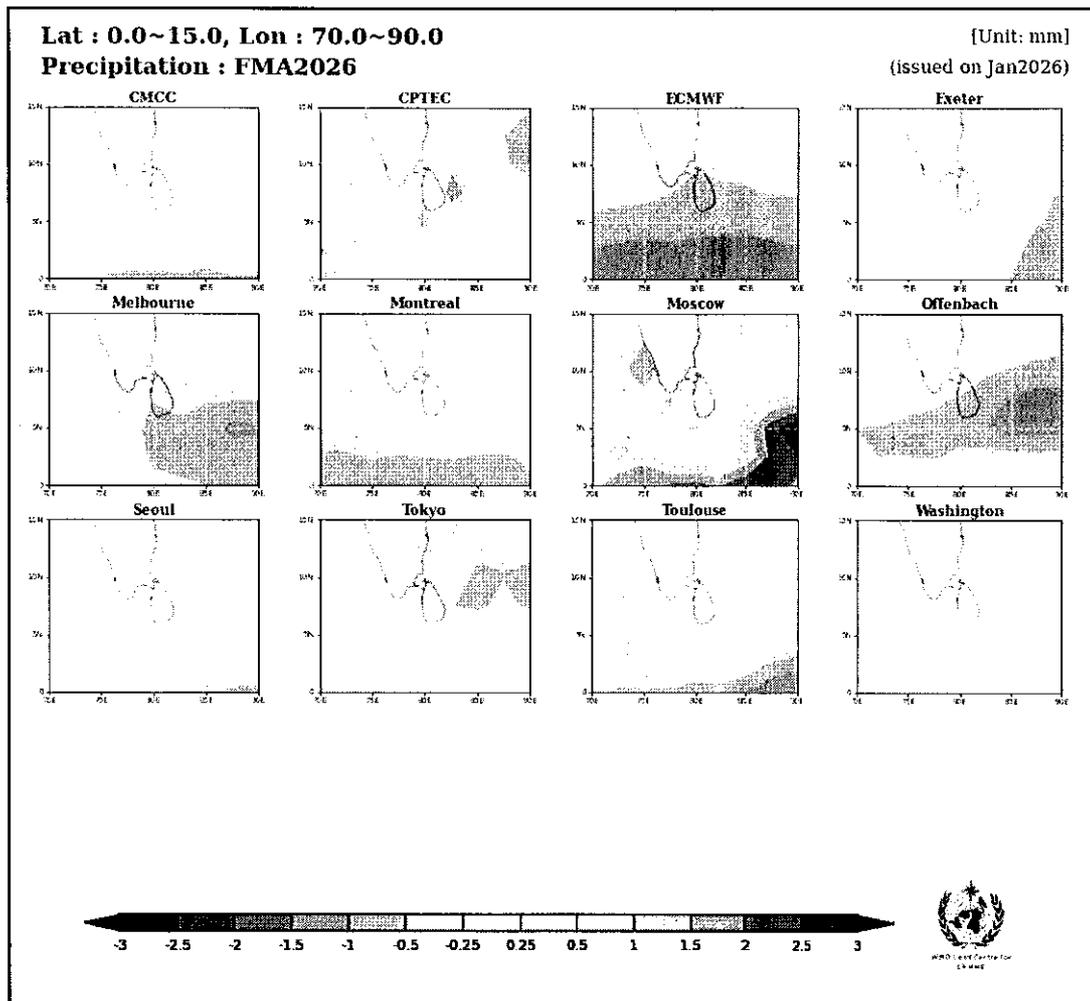


Fig 6: Individual forecasts for FMA 2026 season by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 6 depicts individual forecasts provided by same GPC centers for the FMA season. Out of 12 GPC individual models, 3 GPC models predicted below normal rainfall. There is no clear signal indicated in 9 GPC models. Accordingly, equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall all over the country during the FMA 2026 season.

2.2 Monthly Forecast for February, March and April 2026

Figure 7 shows the probabilistic multi model ensemble forecasts, which are prepared by using dynamical models from 12 global producing centers (GPC), for the months of February, March and April 2026. According to that, during the months of February, near normal rainfalls are likely over Northern, Northwestern and North Central provinces and Trincomalee district and there is no clear signal indicated over remaining areas of the country. During the month of March there is no clear signal indicated over most parts of the country, except some areas in Puttalam district where near normal rainfalls are likely. During the month of April, below normal rainfalls are likely over some areas in Western, Southern, Sabaragamuwa, Central and Uva provinces and Ampara and Batticaloa districts and there is no clear signal indicated over remaining areas of the country. Hence equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall over no signal areas of the country during the period.

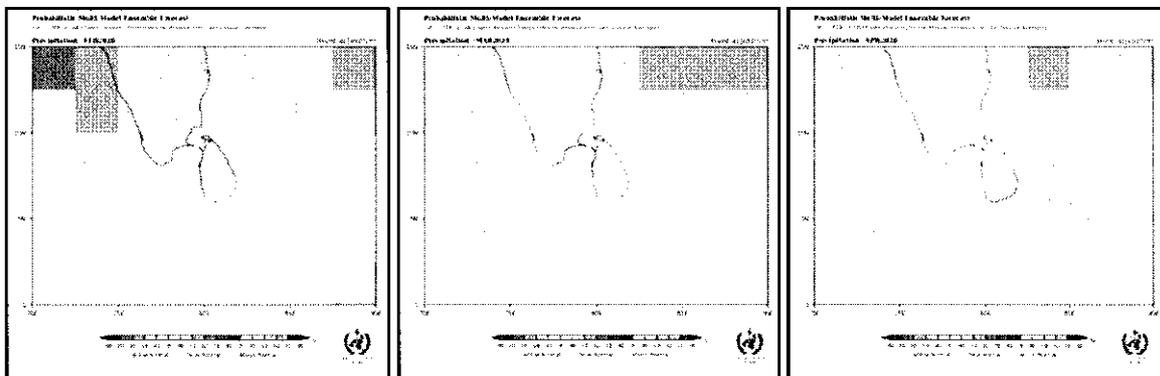


Fig 7: Probabilistic multi model ensemble forecast for February (left), March (middle) and April (right) 2026 using dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

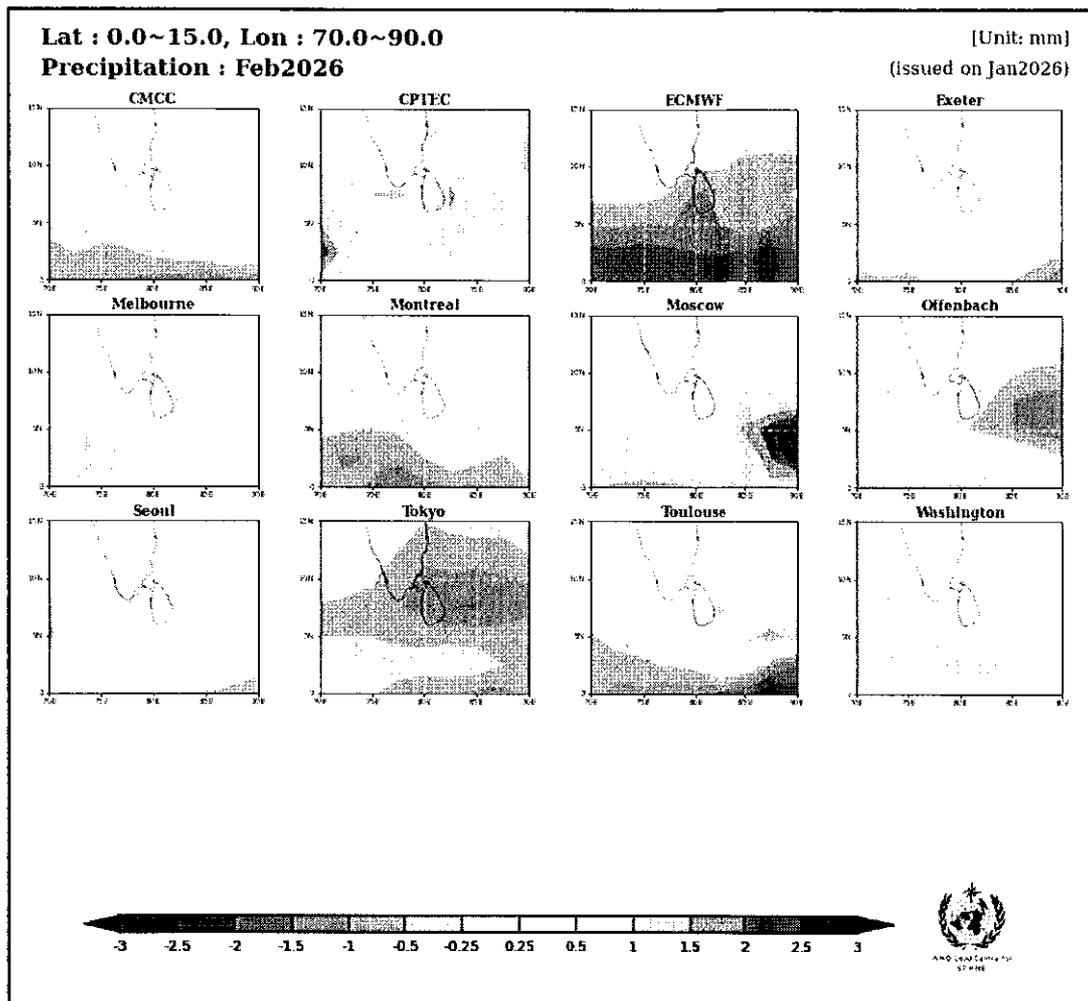


Fig 8: Individual forecast for February 2026 by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 8 shows the monthly forecasts from individual global producing centers (GPC) for February 2026. Out of 12 GPC forecasts, 2 GPC models predicted above normal rainfalls and 2 GPC models predicted below normal rainfalls over the country. There is no clear signal indicated in 8 GPC models. Accordingly, equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall all over the country during month of February 2026.

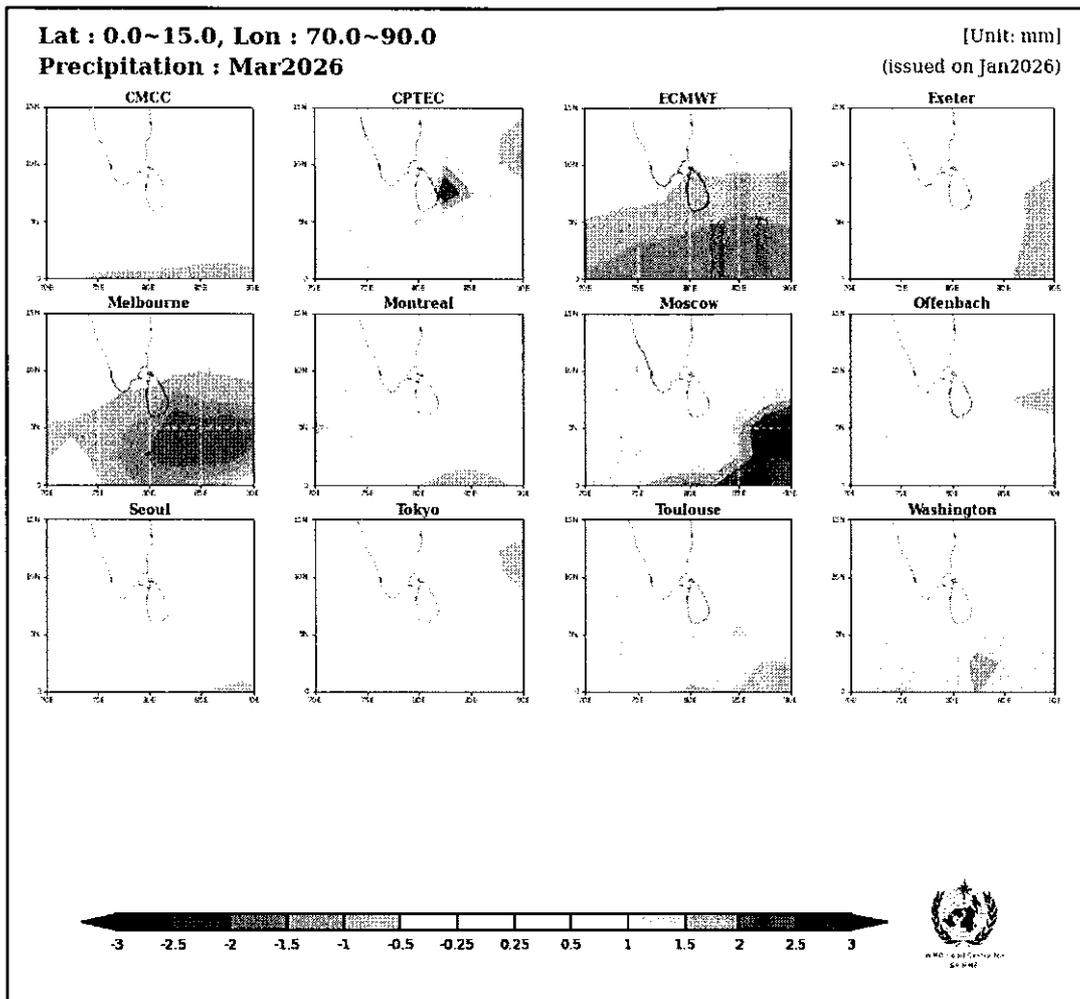


Fig 9: Individual forecast for March 2026 by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 9 shows the monthly forecasts from individual global producing centers (GPC) for March 2026. Out of 12 GPC forecasts, 2 GPC models predicted below normal rainfall and there is no clear signal indicated in 10 GPC models. Accordingly, below, about or above normal rainfalls are likely over the country during the month of March 2026.

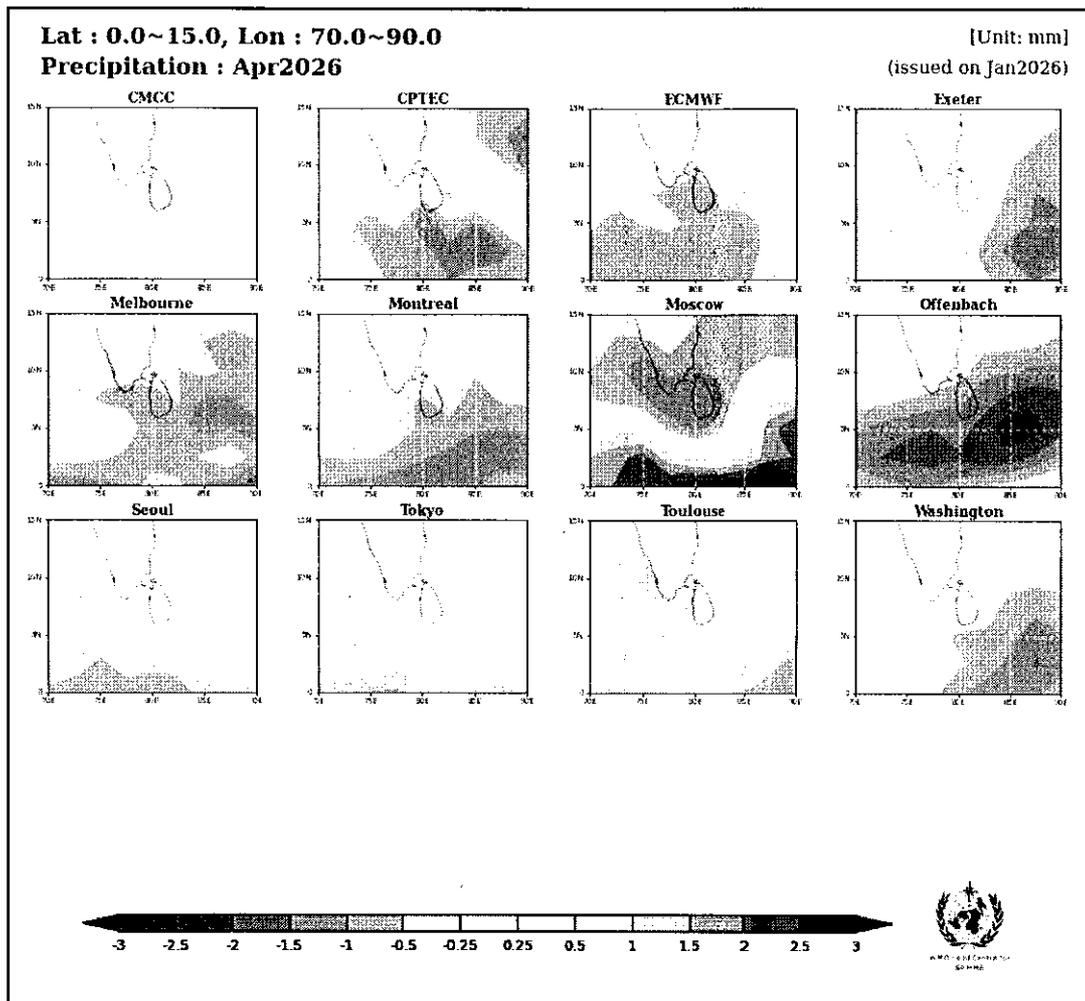


Fig 10: Individual forecast for April 2026 by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 10 shows the monthly forecasts from 12 individual global producing centers (GPC) for April 2026. Out of 12 GPC forecasts, 4 GPC models indicate below normal rainfall and 1 GPC model indicate above normal rainfall over the country. There is no clear signal indicated in 7 GPC models. Accordingly, it can be expected below, about or above normal rainfall over the country during the month of April 2026.

3. Statistical downscaling of CFSv2 global forecast output

3.1 Probabilistic rainfall forecast for FMA season 2026 using Climate Predictability tool

(CPT)

The following district wise probabilistic rainfall forecasts for the season of FMA 2026 have been prepared with the multi model ensemble method to downscale, SST data of CFSv2, CCSM4, GFDL and ECMWF by using CPT.

The district wise 30-year average rainfalls during FMA season are given in the column 2 of the table 1. Chance (probability) of receiving below/about/above average is given in the columns 3, 4, and 5 respectively in the table 1.

District	Average rainfall (mm) -FMA (1981-2010)	Probability%		
		Below	Normal	Above
Colombo	495.4	60	20	20
Kalutara	626.7	60	20	20
Galle	567.2	60	20	20
Matara	487.2	20	30	50
Hambantota	237.5	20	20	60
Ampara	271.7	20	25	55
Batticaloa	244.0	20	30	50
Trincomalee	191.4	20	35	45
Mullaithivu	169.2	30	30	40
Jaffna	105.0	30	30	40
Killinochchi	145.2	30	30	40
Mannar	208.5	50	30	20
Puttalam	257.3	50	30	20
Gampaha	420.8	55	25	20
Kegalle	592.7	55	25	20
Ratnapura	648.4	25	30	45
Monaragala	334.3	20	20	60
Badulla	432.7	30	30	40
Pollonnaruwa	268.0	30	30	40
Vavuniya	195.6	30	30	40
Anuradapura	245.7	40	30	30
Kurunegala	337.3	60	20	20
Matale	380.3	45	30	25
Kandy	393.7	20	30	50
Nuwaraeliya	430.5	20	20	60

Table 1: Probabilistic Rainfall Forecast for FMA season 2026 using CPT

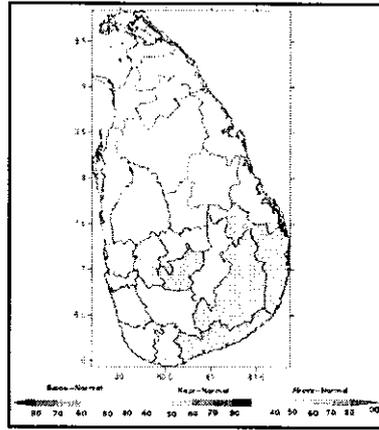


Fig 11: Probabilistic rainfall forecast for February –April 2026 using CPT

According to the CPT (Fig 11 and table 01), above normal rainfalls can be expected in, Kandy, Nuwaraeliya, Rathnapura, Matara, Hambantota, Monaragala, Ampara, Batticaloa and Trincomalee districts and below normal rainfalls are expected in Kurunegala, Gampaha, Colombo, Kalutara, Galle and Kegalle districts. There is no clear signal indicated in remaining areas of the country. Accordingly, equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall over no signal areas of the country for FMA Season 2026.

3.2 Probabilistic rainfall forecast for FMA 2026 season using RIMES FOCUS System

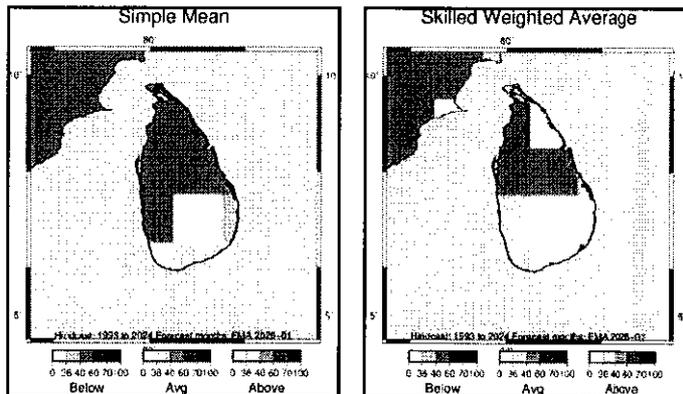


Fig 12. Probabilistic rainfall forecast for February-April 2026 using RIMES FOCUS System

Figure 12 depicts the Probabilistic rainfall forecast for FMA 2026 season, which has been prepared by using RIMES FOCUS System. According to the model outputs below normal rainfall can be expected in some areas of the Northwestern, Northcentral and Northern Provinces. There is no clear signal indicated over remaining areas of the country during FMA season 2026.

3.3 XCAST Output - Ensemble Forecast (CFSV2, and CCSM4) February 2026

XCast is a Python Climate Forecasting toolkit - It is a set of flexible functions and classes that implement any forecasting workflow. It uses Xarray and Dask Parallelism to apply statistical and machine learning methods to any kind of gridded climate data quickly and efficiently.

Deterministic RF Forecast (Anomaly)

Probabilistic RF Forecast

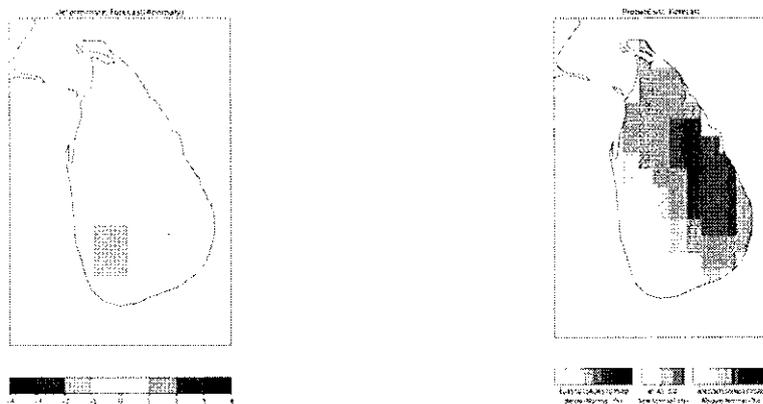


Fig 13. Deterministic rainfall Forecast (Anomaly)-(left) and Probabilistic Rainfall Forecast (right) for February 2026 using XCAST Tool

1. Deterministic Forecast (Anomaly) — February 2026

The Most parts of Sri Lanka, especially the southwest and central regions, are expected to get below-normal rainfall. Some northern and eastern areas may be slightly drier.

2. Probabilistic Forecast — February 2026

Most of the country has a 60–80% chance of above-normal rainfall, meaning wet conditions are likely in February 2026.

4. SUMMARY:

SUMMARY of MODEL FORECAST for FMA 2026 season for SRI LANKA					
SEASON	WMO LC MME	WMO GPC	CPT	Impact of Global conditions	Final Rainfall Forecast
FMA season 2026	BN	BN	AN-Eastern province and Nuwaraeliya, Kandy, Rathnapura, Matara, Hambantota, Monaragala districts. BN-Western province, Galle and Kegalle districts No Signal- Remaining areas	La Niña persists, higher possibility to transition to ENSO-neutral during January-March 2026.	Near normal rainfall over Sri Lanka.
February 2026	AN-Northern parts of the Island No signal elsewhere	No Signal			Near normal rainfall over Sri Lanka.
March 2026	No Signal	No Signal			Near normal rainfall over Sri Lanka.
April 2026	BN- Southern parts of the Island NN-elsewhere	No Signal			Near normal rainfall over Sri Lanka.

Table 2: Summary of Model Forecasts for FMA season 2026

BN: Below Normal

NN: Near Normal

AN: Above Normal

CP: Climatological Probability

4.1 Summary of prevailing global climate conditions

Equatorial SSTs are cooler than average in the east-central and eastern Pacific and warmer in the western Pacific, indicating ongoing La Niña conditions. La Niña is expected to transition to ENSO-neutral with a 75% probability during January–March 2026, with neutral conditions likely continuing through late Northern Hemisphere spring 2026. The Indian Ocean Dipole is forecast to remain neutral until at least May 2026 and is typically inactive from December to April.

5. Consensus Seasonal outlook for February, March and April 2026

Considering the prevailing global climate conditions, forecasts from different global climate models and statistical downscaling of GCM output using CPT, consensus forecasts for February to April 2026 season is concluded as follows.

5.1 Rainfall forecast for the three months' period during February-March-April (FMA) 2026

Near normal rainfalls are expected over most parts of the Island during FMA 2026 season as a whole (Fig.14).

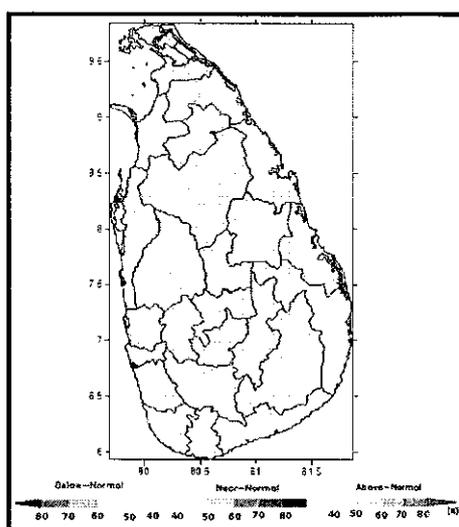


Fig 14. Consensus Probabilistic rainfall forecast for February–April 2026

5.2 Rainfall forecast for February 2026

There is a higher chance of having near normal rainfall over the country during the month of February 2026. In addition to that ground frost is also possible during the month in Nuwara Eliya district.

5.3 Rainfall forecasts for March 2026

There is a possibility for near normal rainfall over most parts of the country during the month of March 2026.

5.4 Rainfall forecasts for April 2026

According to the available global model forecasts, there is a chance of having near normal rainfall over most parts of the country during the month of April 2026.

****Remarks-:** The predictability is also limited due to strong day-to-day atmospheric variability caused by the passage of the synoptic scale systems such as lows and depressions. Intraseasonal Oscillations such as Madden Julian Oscillations (MJO) is also another atmospheric phenomenon which can't be underestimated.

5.5 Probabilistic Temperature Forecast from February to April 2026 (FMA)

The probabilistic Temperature forecast for February, March and April season (FMA) 2026 for Sri Lanka as given below.

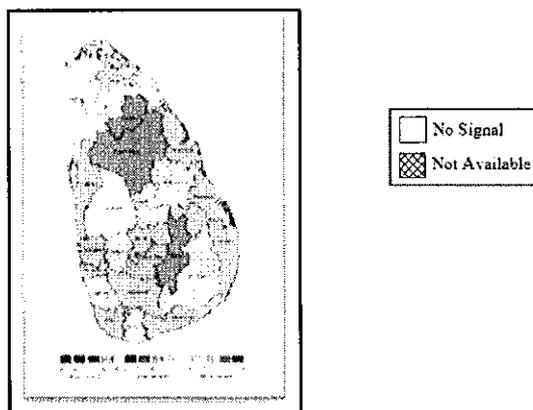


Fig 15: Probabilistic forecast for Maximum Temperatures for FMA season 2026

Fig 15 and Table 3 show the probabilistic forecast for Maximum Temperatures during FMA season 2026.

There is a higher chance of experiencing slightly above the normal Maximum Temperatures in Kandy, Colombo, Hambanthota, Rathnapura, Batticaloa, Ampara and Trincomalee districts, below the normal Maximum Temperatures in Anuradhapura, Vavuniya and Badulla districts and near normal Maximum Temperatures in Puttalam, Gampaha, Nuwara Eliya and Galle districts for the FMA season 2026.

District	Average Maximum Temperature (°C) – (FMA)	Probability %		
		Below	Normal	Above
Anuradhapura	34.1	45	35	20
Badulla	29.5	60	30	0
Batticaloa	30.6	20	30	50
Colombo	31.8	10	40	50
Galle	31.1	30	45	25
Hambantota	31.3	10	30	60
Katugastota	31.2	20	35	45
Katunayake	32.6	20	45	35
Mannar	32.2	30	35	35
Mahalluppallama	33.2	25	35	40
NuwaraEliya	22.1	30	40	30
Pottuvil	31.7	25	30	45
Puttalam	32.9	25	40	35
Ratnapura	33.8	15	40	45
Ratmalana	32.4	15	35	50
Trincomalee	31.6	10	25	65
Vavuniya	33.7	40	35	25
Kurunegala	34.0	30	35	35
Bandarawela	25.6	35	35	30

Table 3: probabilistic forecast for Maximum Temperature for FMA season 2026

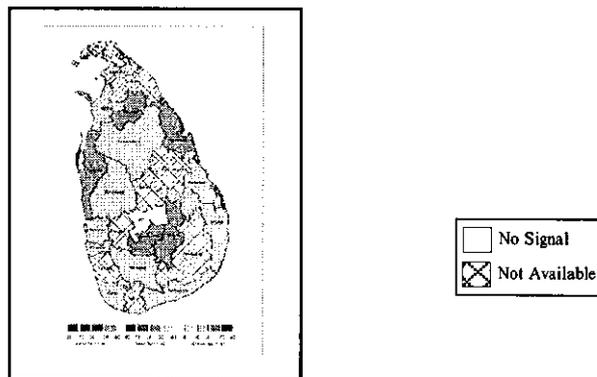


Fig 16: Probabilistic forecast for Minimum Temperatures for FMA season 2026

Fig 16 and Table 4 provide the probabilistic forecast for Minimum Temperatures during FMA season 2026. Accordingly, there is a higher chance of experiencing slightly above the normal Minimum Temperatures in Anuradhapura, Kurunegala, Gampaha, Colombo, Galle, Hambantota, Rathnapura, Ampara, Mannar and Batticaloa districts and below the normal Minimum Temperatures

in Vavuniya, Trincomalee, Puttalam, Nuwaraeliya and Badulla districts. There is no clear signal indicated in Kandy district during FMA season 2026

District	Average Minimum Temperature (°C) – (FMA)	Probability %		
		Below	Normal	Above
Anuradhapura	23.3	20	30	50
Badulla	18.3	55	25	20
Batticaloa	24.4	10	20	70
Colombo	24.2	10	20	70
Galle	24.4	15	25	60
Hambantota	24.2	10	20	70
Katugastota	20.0	35	30	35
Katunayake	23.5	35	20	45
Mannar	24.7	20	25	55
MahaIlluppallama	22.3	30	30	40
NuwaraEliya	10.8	45	25	30
Pottuvil	23.3	20	25	55
Puttalam	23.5	40	25	35
Ratnapura	22.9	20	25	55
Ratmalana	24.0	5	20	75
Trincomalee	25.0	45	25	30
Vavuniya	22.2	55	20	25
Kurunegala	22.5	30	25	45
Bandarawela	15.7	30	30	40

Table 4: Probabilistic forecast for Minimum Temperatures for FMA season 2026

Note- Temperature forecasts are not available in Matara, Kegalle, Kalutara, Monaragala, Polonnaruwa, Jaffna, Killinochchi, Mullativu and Mathale districts due to unavailability of Climate data.

		2025 Q4	2025 Q3	2025 H1
TL revenue from Electricity Sales 2025	MLKR	86,304.24	96,228.31	151,098.70
UNT Adjustments (Estimate)	MLKR	3,598.52	2,346.08	2,506.49
Tr. Customer Revenue	MLKR			
Total TL Revenue for 2025 a	MLKR	89,902.76	98,574.39	153,605.18
Actual Cost of Energy as per Actual BST submission	MLKR	68,832.58	73,992.48	141,999.22
Actual Cost of Capacity as per Actual BST submission	MLKR	22,109.80	20,046.55	26,981.12
TL Allowed revenue	MLKR	5,567.11	5,567.11	10,677.79
Finance costs	MLKR	5,829.59	7,229.35	6,524.00
Total TL Costs for 2025	MLKR	102,339.08	106,835.48	186,182.12
Revenue Surplus/ (Deficit)	MLKR	(12,436.32)	(8,261.09)	(32,576.94)

		2025 Q4	2025 Q3	2025 H1
CEB End Customer Revenue	MLKR	97,381.16	104,925.72	173,899.80
LECO UNT	MLKR	536.43	1,195.28	854.30
33kV LECO Sales Revenue	MLKR	11,293.58	11,740.07	20,396.79
Energy Cost	MLKR	68,832.58	73,992.48	141,999.22
Capacity Cost	MLKR	22,109.80	20,046.55	26,981.12
Transmission Allowed Revenue	MLKR	5,567.11	5,567.11	10,677.79
Distribution Allowed Revenue	MLKR	19,308.40	19,286.68	38,519.40
Finance Cost	MLKR	5,829.59	7,229.35	6,524.00
Diffrence between Loss Adjusted Energy Payment	MLKR		-	(3,026.30)
Revenue Surplus/ (Deficit)	MLKR	(12,436.32)	(8,261.09)	(32,576.94)

Total Revenue Surplus Considered to claw back for 2025 from 2024	MLKR	60,461.00
Total estimated actual revenue Surplus/Deficit calculated 2025	MLKR	(53,274.35)
Correction for the revenue surplus considered for 2024	MLKR	(3,391.45)
Remaining estimated Revenue Surplus of 2024 at end of the 2025	MLKR	3,795.20

Note:

Loss adjusted energy has not been computed to eastimate the UNTA for Q3 and Q4.

LKR	Q1			Q2			Total				
	DL1	DL2	DL3	DL4	DL5	DL1		DL2	DL3	DL4	DL5
Total Sales Revenue LKR	28,842,428,711.00	26,892,333,603.00	16,082,220,000.00	12,855,268,788.10	12,223,504,411.24	31,766,579,331.00	28,060,090,701.77	16,076,105,511.90	13,227,793,646.30	13,227,290,938.00	198,345,560,040.61
Total Sales Units (kWh)	1,088,699,840.00	1,193,294,380.00	709,094,090.00	529,878,210.00	436,287,910.00	1,194,515,199.00	1,190,023,107.00	723,016,632.00	567,070,949.00	457,644,131.00	8,079,525,347.00
LKR/kWh	26.58	22.54	22.85	24.26	28.02	26.60	23.88	22.23	23.74	28.89	
Capacity LKR	6,811,315,617.36	7,046,282,206.23	3,899,698,623.79	3,338,962,496.91	2,785,922,287.85	7,713,849,449.18	7,670,374,181.54	3,955,370,208.15	3,856,056,444.75	3,106,290,196.23	50,184,121,714.09
Energy LKR	16,882,490,947.16	11,386,178,703.68	7,505,099,150.80	4,772,857,266.33	6,987,552,720.90	18,486,357,595.92	13,804,280,414.48	8,122,257,566.11	5,870,398,132.74	7,517,020,594.10	100,914,574,082.22
Loss Adjusted Energy Payment LKR	16,975,240,000.00	11,974,440,000.00	7,946,420,000.00	4,910,830,000.00	7,127,850,000.00	18,924,980,443.92	13,958,191,166.54	8,772,146,082.05	5,904,043,902.55	7,677,756,547.03	104,241,707,648.08
a-b	(292,749,052.84)	(608,261,296.32)	(441,220,849.20)	(207,962,743.67)	(140,097,279.10)	(438,631,854.00)	(153,910,752.06)	(649,868,232.94)	(235,644,858.81)	(160,735,955.93)	- 3,327,133,566.87
DL Allowed Revenue LKR	4,716,886,944.00	6,976,959,405.00	3,685,844,911.33	3,871,790,892.00	1,946,047,875.00	4,724,809,416.00	6,981,056,822.92	3,688,218,828.17	3,874,070,575.00	1,847,796,839.33	42,413,244,903.75
DL Adjustment LKR	438,987,876.87	894,853,275.98	550,452,285.87	663,712,117.06	383,886,287.83	404,938,015.90	(549,543,269.23)	(339,629,316.46)	(411,377,468.00)	490,407,659.40	2,506,485,953.02

1. Positive adjustment refers to fund transfer from DL to T and vice versa.
UNT Q2 - Estimated by RUCSI

LKR	Q3			Q4			Total				
	DL1	DL2	DL3	DL4	DL5	DL1		DL2	DL3	DL4	DL5
Total Sales Revenue LKR	37,693,430,786.56	33,065,732,284.84	18,989,890,105.32	15,187,578,010.20	14,886,923,237.10	34,270,069,577.53	30,235,425,658.40	18,136,577,050.69	14,738,091,777.93	13,784,129,131.62	230,877,957,820.19
Total Sales Units (kWh)	1,239,357,268.00	1,284,493,481.00	736,792,043.00	547,762,857.00	462,882,745.00	1,137,783,185.50	1,188,354,188.00	701,498,752.00	534,449,869.00	440,955,461.00	8,274,329,899.50
LKR/kWh	30.41	25.74	25.77	27.73	32.16	30.12	25.44	25.85	27.58	31.26	
Capacity LKR	8,751,578,792.65	9,421,063,718.17	5,313,112,419.64	4,611,469,401.78	3,666,626,417.23	9,412,160,398.36	9,736,801,933.97	5,422,165,413.99	4,820,283,197.07	3,790,172,290.23	64,845,383,883.10
Energy LKR	20,224,138,855.83	18,486,219,675.26	10,389,351,777.68	7,281,317,233.29	8,073,445,396.38	16,053,917,135.47	15,016,350,001.13	8,548,837,217.06	6,000,181,571.40	7,503,405,837.74	117,587,165,201.04
kWh at 33kV LKR/kWh	1,151,683,988.00	1,223,018,318.00	675,276,978.50	524,172,998.00	423,278,341.00	1,063,040,827.00	1,132,044,227.89	684,314,574.03	500,999,338.63	401,583,742.00	7,759,412,734.05
DL Allowed Revenue LKR	4,733,235,744.00	6,984,696,204.17	3,692,085,400.17	3,876,660,834.00	1,951,571,379.00	4,742,707,104.00	6,989,084,608.08	3,686,603,126.00	3,880,008,264.67	1,954,125,548.33	
DL Adjustment LKR	3,974,476,994.28	1,896,247,312.76	(405,869,482.16)	(581,869,358.87)	1,195,280,044.49	4,061,284,939.70	(1,506,810,884.78)	468,971,293.64	36,648,644.79	536,425,955.32	190,291,971,618.19



Your ref:

My ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf. 2025

Date: November 6, 2025

Director General,
Public Utilities Commission of Sri Lanka,
6th Floor, BOC Merchant Tower,
No.28, St, Michael's Road,
Colombo 3.

Dear Sir,

Third Electricity Tariff Revision for 2025

This has referenced to your letter no. PUC/E/Tariff/01 dated 2025-10-14 regarding the decision of the third electricity tariff revision for 2025.

Accordingly, comments of the Generation Licensee and Transmission Licensee (TL) regarding the above PUCSL decision are forwarded herewith for necessary action, please.

1. Non-Inclusion of USD 5 Million (LKR 1.5 billion) for Uma Oya Delay Payments

It has been observed that the Commission has not approved the LKR 1.5 billion included in the capacity cost of the Uma Oya Power Plant, citing stakeholder concerns regarding cost efficiency and the absence of a CEB Board-approved payment plan.

The Generation Licensee wishes to emphasize that these payments have been mandated by the Cabinet of Ministers following several rounds of high-level negotiations. The decision was taken at the ministerial and cabinet level, beyond the operational control of the Generation Licensee, which functions solely as the executing entity for this government-approved obligation. According to the information received from the Uma Oya Project Branch, interim payments are being made upon the request of the Ministry of Agriculture, Livestock, Lands and Irrigation (MoA.L.I.), and the final settlement will depend on the completion of the defects liability period.

Non-recovery of these legitimate, government-mandated costs will adversely affect the financial sustainability of the Generation Licensee. Therefore, it is strongly recommended that the remaining delay payment claim be included in the next tariff revision.

2. Coal/Fuel Prices Submitted by the Generation Division and Progress of FSAs

The Commission has noted that CEB is yet to finalize the Fuel Supply Agreements (FSAs) despite previous directives, that an enforcement order process has been initiated, and that the fuel prices submitted have been accepted subject to possible claw-backs based on actual price variations.

In this connection, the Generation Licensee wishes to inform the Commission that it has been actively engaged in the formulation of FSAs and has already received the latest comments from the Commission.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Steps are being taken to incorporate those comments into the FSA framework to expedite the finalization process. However, the Generation Licensee continues to face certain practical challenges, particularly in relation to complex negotiations with the Ceylon Petroleum Corporation (CPC) on pricing mechanisms and the alignment of legal and contractual frameworks between the parties.

The Generation Licensee acknowledges and accepts the Commission's decision to proceed with the submitted coal and fuel prices for the current period, to apply both positive and negative claw-backs in future Actual Bulk Supply Tariff submissions when verified data become available, and to adjust costs in accordance with the provisions stipulated in the approved Tariff Methodology.

3. TL Revenue Surplus/(Deficit) for 2024

In our previous comments, it was emphasised that the BST excess revenue & UNTA for 2024 H2 as considered in the PUCSL Decision on the Second Electricity Tariff Revision for 2025 required further review and validation. This aspect has subsequently been addressed in the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, as presented in Table 14 - Calculation of Actual TL Revenue Surplus for 2024. However, upon detailed examination, certain inconsistencies and assumptions within the calculation remain a matter of concern. Accordingly, it is our position that the Transmission Licensee revenue surplus considered for 2024, as presented in Table 14 of the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, should be re-evaluated and revised, based on the computation provided in the below table.

		2024
TL revenue from Electricity Sales 2024 (As per UNT Decisions)	MLKR	437,983.13
UNT Adjustments	MLKR	13,780.18
Total TL Revenue for 2024	MLKR	451,763.31
Actual Cost of Energy as per Actual BST submission	MLKR	294,858.33
Actual Cost of Capacity as per Actual BST submission	MLKR	52,334.68
TL Allowed revenue	MLKR	22,490.00
Finance costs	MLKR	25,010.82
Total TL Costs for 2024	MLKR	394,693.83
Revenue Surplus/ (Deficit) for 2024	MLKR	57,069.47

As per Table 14: Calculation of Actual TL Revenue Surplus for 2024 in the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, the actual TL revenue surplus for 2024 has been calculated as MLKR 60,461. However, this computation has not considered the loss adjustment of energy payments pertaining to CEB Distribution Licensees (DLs), amounting to MLKR 3,391.45, which should be deducted from the direct sales revenue of CEB DLs when determining the TL sales revenue.

4. TL Revenue Surplus/(Deficit) for 2025 H1

As per Clause 6.1.1 of the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, a TL revenue surplus of MLKR 22,875 for the first half of 2025 has been considered for clawback. However, the calculations below indicate that the actual surplus is lower than this amount.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

		2025 H1
TL revenue from Electricity Sales 2025 H1*	MLKR	150,916.39
UNT Adjustments for 2025 Q1 & Q2*	MLKR	3,315.01
Total TL Revenue for 2025 1H	MLKR	154,231.40
Actual Cost of Energy as per Actual BST submission 2025 1H	MLKR	141,677.98
Actual Cost of Capacity as per Actual BST submission 2025 1H	MLKR	26,981.12
TL Allowed revenue for 2025 1H	MLKR	10,677.79
Finance costs for 2025 1H	MLKR	6,524.00
Total TL Costs for 2025 1H	MLKR	185,860.89
Revenue Surplus/ (Deficit)	MLKR	(31,629.48)

* TL sales revenue and UNT adjustments for 2025 Q1 and Q2 are based on the PUCSL Q1 Decision and the estimated Q2 UNTA, and are subject to change once the Q2 UNTA is finalized.

5. Total Revenue Adjustment

Accordingly, total revenue surplus considered in October 2025 Electricity Tariff Revision and the correction shall be as follows.

	MLKR	
Surplus considered for 2025 1H from 2024	51,098	A
Surplus considered for 2025 2H from 2024	11,858	B
Total surplus from 2024	62,956.00	C
Forecasted surplus utilized in 2025H1	46,843.98	$a=A*(162/181)+B*(19/203)$
Actual surplus utilized in 2025H1 (Deficit in 2025H1)	(31,629.48)	D
Difference	15,214.50	$b=a+D$
Forecasted surplus utilized from June-Oct from MLKR 11,858	7,301.72	$c=B*(125/203)$
Forecasted Balance surplus available for Oct-Dec from MLKR 11858	4,556.28	$d=B-c$
Balance from MLKR 51,098	5,363.88	$e=A*(1-162/181)$
Total surplus balance as forecasted from 2024	9,920.15	$f=d+e$
Total surplus availble from Oct 2025 as forecasted (assuming MLKR 62,956 is correct)	25,134.65	$g=b+f$
But, actual profit of 2024	57,069.47	E
Difference to be deducted	5,886.53	$h=C-E$

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Total Actual surplus available as balance	19,248.12	F=g-h
Applied claw-back amount by PUCSL on TL for 2025 4Q tariff revision	8,487	G
Remaining balance to carry forward	10,761.12	F-G

This results in a negative revenue adjustment of MLKR 6,214 compared to the amount accounted for in the PUCSL tariff decision. In addition, it reflects a remaining revenue surplus of MLKR 10,761 to be considered in the 2026 first quarter tariff review.

6. Additional cost to be paid to the Sojitz Kelanitissa (PVT) Ltd

As per Clause 4.1 of the PUCSL Decision, an additional cost item has been observed for the arbitration settlement payment to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd. However, this cost has neither been approved under TL Allowed Revenue nor explicitly rejected under Clause 4.2: Commission's Decision on Transmission and Distribution Costs.

According to the latest status of the settlement process, the Board approval of CEB has been already received and the Ministry of Energy has submitted a Cabinet Memorandum seeking the necessary approvals from the Cabinet of Ministers for the proposed payment. A Cabinet decision on this matter is expected in the coming weeks. Upon receipt of approval, the Settlement Agreement will be signed.

As per the terms of the Settlement Agreement, CEB is required to make a payment of LKR 2.5 billion to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd. on or before November 30, 2025. Failure to do so will result in the resumption of the currently suspended arbitration process. In addition, if the full payment is not made by the due date, interest will accrue on the outstanding amount at a rate of 5.33% per annum, calculated daily from the payment due date until settlement.

With reference to PUCSL letter no. PUC/E/Tariff/01 dated 2025-10-27, it has been instructed to consider the arbitration settlement payment to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd as an actual generation cost. However, at present, we have not included any expenses related to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd in our BST filing.

Furthermore, PUCSL has instructed that the payment be effected and subsequently claimed through the revenue surplus or deficit to be applied in Q2 of 2026.

According to the Transmission Licensee, there is insufficient cash flow to manage this payment at present. Therefore, approval has been given by the CEB Board to obtain a loan from DLI to finance the payment. The repayment schedule is provided below.

Loan Repayment Period	6 months
Interest Rate	6%
Total Capital Payment	LKR 2,500,000,000.00
Total Interest Payment	LKR 56,250,000.00

Your approval is kindly requested for the above arrangement and to incorporate this payment in the Actual BST for Q4 2025 and the Forecast BST for Q1 2026 accordingly.

The Decision of the Cabinet dated 2025-10-27 on the above subject is forwarded herewith for your reference, please.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

7. SESRIP Related Costs

According to Clause 4.2 of the Commission's Decision on Transmission and Distribution Costs, under which the approval of Works in Progress (WIP) for CEB Distribution Licensees (DLs) has been rejected. As per the same clause, only the additional allowed revenue relating to the SESRIP loan repayment due in November 2025 has been approved for the DLs.

Accordingly, it appears that other project-related costs may need to be managed through the portion of the TL's allowed revenue for 2025. In effect, although the expenditure in question relates to a distribution-level project, the operational expenditure that should be borne by the CEB Distribution (ICG) entity may need to be temporarily covered from TL's allowed revenue.

In this context, it is kindly requested that the Commission grant approval for the TL to record this expenditure as an actual cost for 2025, notwithstanding the fact that it was not included in the TL's tariff filing for the 2024–2026 period. If such approval is not granted, the TL would be subject to a claw-back of the same amount despite having incurred the cost. Alternatively, the TL should be permitted to recover the corresponding payment from the relevant Distribution Licensee.

Furthermore, it is noted that if WIP continues to be disallowed in 2026, similar complications are likely to arise in that year as well. Therefore, it is recommended that the Commission to consider allowing a reasonable WIP allocation to the DLs in future determinations, to ensure proper recognition of ongoing project-related expenditures and to maintain financial transparency between licensees.

The above is submitted for the kind consideration and necessary action of the Commission, please.

Yours faithfully

CEYLON ELECTRICITY BOARD



Eng. Wasantha Edussuriya
General Manager
Ceylon Electricity Board

Eng. W. Edussuriya
General Manager
Ceylon Electricity Board

Copy to:

1. Addl. GM (CS) - *fi pl.*
2. Addl. GM (DDI, 2, 3, 4) - *fi pl.*
3. Addl. GM (Generation) - *fi pl.*
4. Addl. GM (Projects) - *fi pl.*
5. Addl. GM (Tr. NWO) - *fi pl.*
6. FM, CEB - *fi pl.*
7. FM (SM&BSO) - *fi pl.*

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Third Floor, No. 50, Sir Chittampalam A. Gardiner Mawatha, Colombo 00200, Sri Lanka.
Tel: +94 11 232 0953/5340 / Fax: +94 11 232 3935 | e-mail: gm@ceb.lk | www.ceb.lk

Annex-03

EFFECTIVE FROM (for each 30 - day billing period)		Existing Tariff				2026-04-01			
DOMESTIC									
		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Consumption 0 - 60 kWh per month									
Block 1 : 0 - 30 kWh		4.50		80.00		5.11		90.85	
Block 2 : 31 - 60 kWh		8.00		210.00		9.08		238.48	
Consumption above 60 kWh per month									
Block 1 : 0 - 60 kWh		12.75		N/A		14.48		N/A	
Block 2 : 61 - 90 kWh		18.50		400.00		21.01		454.24	
Block 3 : 91 - 120 kWh		24.00		1,000.00		27.25		1,135.60	
Block 4 : 121 - 180 kWh		41.00		1,500.00		46.56		1,703.40	
Block 5 : 181 and above		61.00		2,100.00		69.27		2,384.76	
Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff for Dom. Consumers									
Day (05:30 - 18:30 hrs)		35.00		2,100.00		39.75		2,384.76	
Peak (18:30 - 22:30 hrs)		67.00				76.09			
Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		21.00				23.85			
RELIGIOUS & CHARITABLE INSTITUTIONS									
Consumption 0 - 180 kWh per month									
Block 1 : 0 - 30 kWh		4.50		75.00		5.11		85.17	
Block 2 : 31 - 90 kWh		4.50		200.00		5.11		227.12	
Block 3 : 91 - 120 kWh		8.00		350.00		9.08		397.46	
Block 4 : 121 - 180 kWh		19.00		1,300.00		21.58		1,476.28	
Block 5 : 181 kWh and above		26.00		1,700.00		29.53		1,930.52	
OTHER CONSUMER CATEGORIES		Industrial / Hotel		General Purpose / Government		Industrial / Hotel		General Purpose / Government	
Volume differentiated monthly consumption		IP/H 1-1 (≤ 300 kWh/mth)		IP/H 1-2 (> 300 kWh/mth)		GP/GV 1-1 (≤ 180 kWh/mth)		GP/GV 1-2 (> 180 kWh/mth)	
		IP/H 1-1 (≤ 300 kWh/mth)		IP/H 1-2 (> 300 kWh/mth)		IP/H 1-1 (≤ 300 kWh/mth)		IP/H 1-2 (> 300 kWh/mth)	
Rate 1		Supply at 400/230 V		Contract demand ≤ 42 kVA		Energy Charge (Rs. /kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
		8.00		17.00		25.00		34.00	
		300.00		800.00		500.00		1,600.00	
Rate 2		Supply at 400/230 V		Contract demand > 42 kVA		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
		Day (05:30 - 18:30 hrs)		15.00		41.00		17.03	
		Peak (18:30 - 22:30 hrs)		28.00		47.00		31.80	
		Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		12.00		31.00		13.63	
		Demand Charge (Rs./kVA)		1,400.00		1,500.00		1,589.84	
		Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00		5,678.00	
Rate 3		Supply at 11 kV & above		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Demand Charge (Rs./kVA)	
		Day (05:30 - 18:30 hrs)		14.00		39.50		15.90	
		Peak (18:30 - 22:30 hrs)		27.00		46.00		30.66	
		Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		11.00		30.00		12.49	
		Demand Charge (Rs./kVA)		1,350.00		1,450.00		1,533.06	
		Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00		5,678.00	
STREET LIGHTING									
Street Lighting (Rs./kWh)		50.00				56.78			
EV CHARGING OF CEB CHARGING STATIONS		DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)		DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)	
Day (05:30 - 18:30 hrs)		87.00		70.00		87.00		70.00	
Peak (18:30 - 22:30 hrs)		111.00		90.00		111.00		90.00	
Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		53.00		40.00		53.00		40.00	
AGRICULTURE - Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Rate 1 Supply at 400/230V Contract demand ≤ 42 kVA		Day (05:30 - 18:30 hrs)		750.00		14.76		851.70	
		Peak (18:30 - 22:30 hrs)				26.12			
		Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)				7.95			