



Ambassade de France à Sri Lanka et aux Maldives
Service économique de Colombo

Colombo, le 01 avril 2022

La production d'électricité à Sri Lanka

Sri Lanka dépend encore largement des énergies fossiles pour la production de son électricité. Néanmoins, le gouvernement soutient le développement des énergies renouvelables : il entend porter leur contribution à 70% de la production d'électricité d'ici 2030 et s'est engagé à ne plus mener de nouveau projet de production d'électricité à base de charbon. D'importants investissements seront nécessaires pour accomplir ces objectifs et répondre à la demande d'électricité, celle-ci devant croître en moyenne de 5% au cours des 20 prochaines années. Des opportunités existent pour les entreprises françaises, notamment dans le secteur des renouvelables. En outre, les autorités promeuvent un recours croissant des partenariats publics-privés pour le développement des infrastructures en vue de limiter l'endettement externe de l'Etat.

I – En 2020, une couverture quasi universelle du territoire mais des pénuries d'alimentation épisodiques, actuellement exacerbées par la crise de change

Le secteur électrique est dominé par **Ceylon Electricity Board (CEB)**. Cette entreprise publique, créée en novembre 1969, est « habilitée à produire, transporter et distribuer l'électricité à tout type de consommateur et à percevoir des recettes... » (Parliamentary Act n°17 of 1969). Elle est le principal producteur du pays avec 72% de l'électricité générée en 2020, le reste étant fourni par des producteurs privés indépendants (PPI), avec lesquels CEB a négocié des contrats d'achats individuels (PPA). Ces contrats d'achats, qui doivent être approuvés par la **Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL)**, ont en général une durée de 20 à 30 ans. Un appel d'offres est théoriquement obligatoire sur l'ensemble des projets de production d'électricité sauf en cas d'urgence, d'accord de gouvernement à gouvernement ou s'il s'agit de petits projets dans le secteur des énergies renouvelables (ENR).

La régulation du secteur est assurée par la PUCSL, qui en vertu du *Sri Lanka Electricity Act* de 2009, doit s'assurer du bon fonctionnement du système, accorder les licences d'exploitation et gérer les tarifs d'achat. La PUCSL doit également valider les futurs projets du secteur (production, transmission et distribution). La **Sri Lanka Sustainable Energy Authority (SLSEA)**, créée en 2007, encourage les projets ayant recours aux énergies renouvelables et accorde les licences d'exploitation pour ceux-ci. Après cette obtention, le porteur du projet doit obtenir un accord d'achat (PPA) auprès de CEB.

La connexion électrique est quasi-universelle: 99,4% des foyers étaient connectés au réseau électrique en 2020, ce qui constitue une très bonne performance par rapport aux autres pays d'Asie du Sud¹.

CEB est le principal distributeur d'électricité (90% du marché), le reste de la distribution étant assurée par une de ses filiales, Lanka Electricity Cy Pvt Ltd (LECO) ; cette dernière intervient en basse et moyenne tension

¹ Lowest Cost Long-Term Generation Expansion Plan (LCLTGEP) - 2018-2037, Ceylon Electricity Board

essentiellement sur la côte Ouest (sur les zones autour de Colombo, Negombo, Kalutara et Galle). LECO dispose d'une filiale, ANTE LECO, joint-venture (détenue à 70%) avec la société chinoise Ante Meter Cy (30%), seul fabricant de compteurs électriques du pays.

La capacité installée est insuffisante pour répondre à la demande. En 2020, la puissance installée était de 4612 MW, en hausse de 2,5% en g.a malgré la crise sanitaire. La production totale d'électricité a légèrement baissé pour atteindre 15 714 GWh en 2020 (-1,3% par rapport à 2019), du fait des restrictions imposées pour lutter contre la pandémie du COVID-19, particulièrement le confinement de mars à mai 2020..

La demande d'électricité a ainsi atteint 14,286 kWh en 2020, en légère baisse par rapport à 2019 (-2,2%), principalement à cause de la baisse de la demande du secteur industriel, qui a été en partie compensée par la hausse de la demande du secteur domestique. La demande d'électricité est en hausse de 5,7% par an en moyenne entre 2014 et 2019, ce qui est légèrement supérieur à la hausse moyenne annuelle de la production sur la même période (+5,1%) et très au-delà de celle des capacités (+2,7%). De la même façon, le pic de demande a atteint 2717 MW en 2020 (+1,9% par rapport à 2019), en hausse de 4,4% par an en moyenne entre 2014 et 2019. En 2020, le pic de demande a ainsi représenté 59% des capacités installées.

La consommation d'électricité en 2020 est à 40,7% liée aux ménages, à 31,1% imputable au secteur industriel, à 26,6% au secteur commercial, à 0,9% à l'éclairage public et à 0,6% aux bâtiments religieux. La consommation par tête a atteint 652 kWh sur cette année, en faible baisse par rapport à 2019 (670kWh) mais en hausse constante à long terme (+4,7%/an en moyenne entre 2014 et 2019).

Par ailleurs, si les capacités de production d'électricité ont augmenté depuis 2014, celles des installations pilotables sont stables depuis cette date (autour de 3600 MW). Aucune unité de production significative n'a été ajoutée au réseau depuis 2015. La hausse revient donc exclusivement aux installations non-pilotables (plus de 20% des capacités totales en 2020), ce qui interroge sur la capacité de l'opérateur à répondre aux variations de demande, a fortiori dans le cadre d'une stratégie de développement des énergies renouvelables à moyen/long terme.

Ces dernières années, le Ceylon Electricity Board a été obligé à plusieurs reprises de procéder à des coupures de l'alimentation (crises énergétiques en 2015, 2016 et 2019). C'est la conséquence notamment de la forte part de production d'origine hydraulique dans le mix énergétique. Les capacités hydroélectriques représentent en effet près de 39% de la capacité installée du pays (1 793 MW en 2020 en incluant le mini-hydro). Leur production est directement impactée par le changement climatique (sécheresses récurrentes, modification de la durée et du schéma des moussons). En plus des coupures locales d'électricité, des pannes à l'échelle nationale ont eu lieu le 17 août 2020 en raison d'une défaillance dans une sous-station du réseau, et le 29 novembre et le 3 décembre 2021 en raison de la défaillance de lignes de transmission. Les différents scénarios prévus par le plan directeur du Ceylon Electricity Board retiennent une croissance de la demande en électricité autour de 4 à 5% par an dans les 25 prochaines années, en-deçà des chiffres constatés ces dernières années. D'après un rapport de la Banque mondiale daté de 2019, il faudrait 7 Mds USD d'investissements dans le secteur de l'énergie pour atteindre la demande projetée d'ici 2026, dont 5 Mds en matière de production, 1,1 Md pour la transmission et 229 M pour la distribution². Compte tenu de l'endettement important du pays et des besoins en devises, CEB compte faire appel aux investisseurs privés (via des PPP) pour le développement de nombreux projets.

² Sri Lanka Energy InfraSAP, Banque mondiale, avril 2019

CEB accuse un déficit financier récurrent, qui s'explique notamment par l'absence de révision du tarif de l'électricité depuis 2014³. Le prix moyen de vente à l'unité était de 16,7 Rs/kWh en 2020 pour un coût moyen de production de 13,6 Rs/kWh au point de génération et de 21,2 Rs/kWh au point de vente (cf. annexe 3). CEB affiche ainsi de lourdes pertes annuelles, bien qu'elles se soient réduites en 2020 (69,2 Mds LKR) puis 2021 (22,0 Mds LKR) par rapport à 2019 (97,4 Mds LKR)⁴. Entre 2011 et 2020, 66,9% des coûts totaux supportés par CEB sont attribuables à la production d'électricité⁵. Les résultats de l'entreprise dépendent notamment du niveau de production d'hydroélectricité sur une année, dont le coût de production est le plus faible. Dans le cadre du programme de Facilité Elargie de Crédit (FEC), qui visait à pousser les autorités à mettre en place des réformes économiques à Sri Lanka, le FMI souhaitait que celles-ci mettent en place un mécanisme de fixation automatique des prix de l'électricité⁶. Cette mesure n'a cependant jamais été adoptée du fait de son coût politique⁷ et le programme est arrivé à son terme en juin 2020.

Le début de l'année 2022 illustre la faible résilience du réseau de production d'électricité sri lankais : la déficience technique de la centrale de Norochcholai a d'abord accru la pression sur les autres unités de production thermiques, alors que la saison chaude réduit les capacités hydroélectriques. La pénurie de dollars complique les importations de mazout par la Ceylon Petroleum Corporation, auprès de laquelle CEB est largement endettée (94 Mds LKR fin 2021). Les centrales ne fonctionnent plus qu'avec des réserves à très court terme, et des coupures d'électricité (jusqu'à 13 heures par jour) sont planifiées pour limiter la consommation. Dans ce cadre, le développement des énergies renouvelables, à plus long terme, rejoint aussi l'objectif d'alléger la dépendance et la facture énergétique liée aux importations de carburant.

II – Les énergies fossiles, principales sources d'énergie

[Le pays est fortement dépendant des importations en pétrole et charbon.](#)

Le mix énergétique reste encore majoritairement carboné : alors que l'hydroélectricité assurait jusqu'en 1995 près de la totalité de la couverture des besoins en électricité du pays, il se répartit en 2020 entre l'hydroélectricité (25%)⁸, le charbon (37%), le pétrole (27%) et les énergies renouvelables non-conventionnelles (NCRE, 12%)⁹ (cf. Annexe 1). En 2020, la production d'électricité générée par le charbon et le pétrole a été de respectivement 5754 GWh (+7,3% en g.a.) et de 4182 GWh (-16,6%). La production thermique demeure donc indispensable. La seule centrale à charbon du pays, Lakvijaya Coal Power Plant, située à Norochcholai (Nord-ouest), représente 19,5% de la capacité totale du pays (900 MW). De fabrication chinoise, elle a été mise en service en 2014 et nécessite un entretien régulier.

[La composition du mix énergétique, sujet de controverses entre le producteur national et le régulateur, est à l'origine du retard dans le développement des projets du secteur.](#)

Le gouvernement avait émis le souhait à la fin 2020 de réformer, voire de supprimer complètement le régulateur PUCSL, l'accusant de retarder les projets. Ce projet semble cependant pour le moment en suspens. A l'inverse, le régulateur affirme que ces retards viennent de CEB qui ne respecte pas toujours la réglementation lors du développement de certains projets.

³ La dernière hausse des tarifs date de 2013, une baisse de ceux-ci a ensuite été décidée en novembre 2014.

⁴ Rapport annuel 2020 du Ministère des Finances (p.157), CEB Interim Financial Statements (site du Colombo Stock Exchange) et CEB Annual Reports

⁵ Rapports annuels du Ministère des Finances sur la période.

⁶ FEC : prêt de 1,5 Md USD accordé par le FMI pour la période 2016-2020

⁷ PUCSL a établi une méthodologie tarifaire mais elle n'a pas encore été mise en place, faute de volonté gouvernementale. Elle permettrait de revoir les prix tous les 6 mois, voire une fois par an.

⁸ Hors mini-hydro

⁹ Les NCRE incluent la mini-hydro

CEB doit faire valider par PUCSL le *Long-Term Generation Expansion Plan* (LTGEP) qui planifie les projets dans le secteur pour les vingt prochaines années et qui est théoriquement actualisé tous les deux ans. Le dernier en date, le LTGEP (2022-2041), a été publié le 5 octobre 2021, après un échec à faire aboutir le LTGEP 2020-2039. Ce LTGEP a cependant été préparé avant la révision de la politique gouvernementale, en particulier l'objectif de 70% d'électricité d'origine renouvelable en 2030 et la fin du développement du charbon, et n'a donc pas été approuvé par la PUCSL. Ces objectifs ne seront donc reflétés que dans le prochain LTGEP pour la période 2023-2042. La PUCSL appelle CEB à le faire aboutir prochainement, et ce dernier espère le soumettre d'ici fin juin 2022.

Etant donné les difficultés financières du gouvernement sri-lankais, CEB compte sur les sociétés privées pour développer les projets de production d'électricité. Les projets annoncés sont cependant souvent annulés, en raison de désaccords sur les conditions ou modalités de financement, de complexités administratives ou de revirements politiques.

(i) Le gouvernement a décidé d'investir dans le développement de centrales au GNL. Le dernier LTGEP prévoit par ailleurs la conversion de centrales opérant au diesel, naphtha et mazout (à Kelanithissa et Yugadanavi-Kerawalapitiya) au GPL, une fois développées les structures d'approvisionnement nécessaires.

Des accords inter-gouvernementaux ont été conclus depuis 2016 dans ce sens avec :

- La Chine pour une centrale de 400MW à Hambantota ;
- L'Inde pour une centrale au gaz naturel de 300 MW à Kerawalapitiya ;
- Le Japon pour une autre centrale au GNL de 300 MW dans la même localité.

Ces trois projets semblent avoir été abandonnés.

Deux autres projets de GNL sont en cours sur le site de Kerawalapitiya :

- Pour le 1^{er}, un appel d'offres a eu lieu en 2016 et a été remporté par la société locale Lakdhanavi pour développer la centrale de Sobhadanavi. En février 2021, le régulateur PUCSL a approuvé le contrat d'achat d'électricité entre Lakdhanavi et CEB, signé en juillet 2021. Une première phase doit ajouter 200 MW au réseau d'ici fin 2023, une deuxième phase 150 MW supplémentaires d'ici fin 2024. La centrale devrait être construite selon le modèle BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*). Celle-ci devrait dans un premier temps fonctionner au diesel avant de passer au GNL.
- Pour le 2^{ème} projet, un appel d'offres a été lancé en juin 2021. La construction devrait avoir lieu sur un modèle BOOT. La mise en service est projetée en 2024.

Un terminal GNL servira pour l'approvisionnement des centrales de Kerawalapitiya. Ce terminal devrait être construit par l'entreprise américaine New Fortress Energy (NFE). Le ministère des Finances a en outre signé un accord-cadre avec NFE pour que cette dernière achète 40% des parts de la centrale en activité de Yugadanavi (310 MW). Après une forte opposition politique et syndicale au sein de CEB, ce projet a obtenu le feu vert de la Cour suprême.

L'entreprise SOCAR de l'Etat azéri a par ailleurs rejoint l'entreprise texane Pearl Energy, qui a signé en avril 2020 un accord à ce sujet avec le BOI, afin de développer un « hub GNL » régional à Hambantota. Il prendra la forme d'une capacité de stockage flottante, pour un investissement de 100 MUSD, qui pourrait précéder l'établissement d'une centrale. Le lancement de l'étude de faisabilité a été annoncé pour février 2022.

ii) Le gouvernement a décidé d'abandonner le développement du charbon. Le projet d'extension sur fonds chinois de 300 MW de la centrale thermique de Norochcholai, soutenu un temps par CEB qui souhaitait produire de l'électricité à bas coût, est à l'arrêt, à la suite de l'annonce du président de la République indiquant qu'il ne souhaitait plus de nouveaux projets basés sur le charbon. Dans la continuité, Sri Lanka a depuis lancé l'initiative « Global Energy Compact for No New Coal Power » en septembre 2021 aux côtés de 5 pays européens et du Chili, et s'est ainsi engagé à ne plus développer de nouvelle centrale à charbon.

III – Des objectifs ambitieux en matière de développement des énergies renouvelables

Sri Lanka a pour objectif de produire 70% de son électricité de sources renouvelables d'ici à 2030. La part des renouvelables (hydro et NCRE) a varié entre 30 et 60% de la production d'énergie du pays au cours de la dernière décennie. La capacité installée en énergies renouvelables non-conventionnelles est certes en hausse (713 MW ; +12,1% entre 2019 et 2020), notamment grâce au développement de mini-centrales hydrauliques, mais leur production reste intermittente.

La poursuite de l'exploitation de la ressource hydraulique devient par ailleurs de plus en plus difficile en raison des impacts sociaux et/ou environnementaux. Le gouvernement continue cependant d'attribuer de nombreux permis de construction de petites centrales hydroélectriques au secteur privé, pour des projets d'une puissance maximale de 10 MW¹⁰. En 2020, CEB gérait directement 17 centrales hydrauliques de grande puissance (capacité totale de 1383 MW) et rachetait l'électricité provenant de 210 mini-centrales hydrauliques (capacité totale de 410 MW).

Différents projets ont avancé au cours des derniers temps :

- Barrage hydroélectrique d'Uma Oya, capacité de 122 MW, dont la finalisation est prévue d'ici le T3 2022. Si le projet a été initialement financé grâce à un prêt de l'Iranian Eximbank, la partie sri lankaise a pris le relais face aux difficultés rencontrées par le développeur iranien.
- Barrage hydroélectrique Broadlands, capacité de 35 MW, construit par China National Electric Equipment Corporation et financé à 85% par la Industrial and Commercial Bank of China. Il sera connecté au réseau en avril 2022.
- Barrage hydroélectrique de Moragolla, capacité de 30,2 MW, principalement financé par la BASD et dont la finalisation est prévue d'ici fin 2022.
- Parc éolien de Mannar, capacité de 100 MW, déclaré ouvert en décembre 2020.

Le principal potentiel de développement identifié réside dans les capacités solaires et éoliennes. Un programme national, *Battle for Solar Energy (Soorya Bala Sangramaya)*, a été lancé en 2016, sur 20 ans, et vise l'accès à l'énergie solaire pour 1M de foyers sri lankais. Il a permis l'ajout de 300 MW de capacité à la fin 2020 (contre une cible initiale de 200 MW), avec un objectif de 1000 MW d'ici 2025. Les ménages et entreprises fournissent l'électricité qu'ils produisent à CEB et cette dernière leur facture la différence avec leur consommation (*net metering system*).

Plusieurs projets d'ENR sont à l'étude, dont :

- Ferme solaire flottante : La SLSEA souhaite développer ce secteur, une seule existe actuellement à Sri Lanka (située à Jaffna) et elle est de très petite taille (42 KW). Un projet de ferme solaire flottante de 100 MW sur le

¹⁰ Ces petits projets ont permis d'accroître les capacités par 716 MW (dont 400 MW de mini-hydro et 128 MW d'éolien) . Source : *Sri Lanka Energy InfraSAP*, Banque mondiale, avril 2019

réservoir de Maduru Oya était évoqué, dont l'état d'avancement est incertain, ainsi qu'un projet de 1,5 MW sur Diyawanna Lake.

- Ferme solaire de 100 MW à Siyambalanduwa (District de Monaragala) : L'approbation de l'évaluation finale d'impact environnemental, déléguée par la *Central Environmental Authority au Department of Forest Conservation*, est toujours en attente sur ce projet.
- Ferme éolienne sur l'île de Mannar : 300 MW dont 100 MW déjà installés (1ère tranche). Des études de faisabilité et d'impact sont menées par CEB et la SLSEA pour la 2^e tranche de 100 MW. Une extension d'encore 50MW est à l'étude, qui se ferait sur financement de la BASD.
- Projet mixte solaire/éolien à Pooneryn, pour près de 400 MW.

Deux mémorandums d'entente ont été conclus début mars 2022 prévoyant des investissements indiens (estimés à 600 MUSD) pour le développement d'un projet de 100 MW à Sampur (Trincomalee) par une joint-venture entre l'entreprise publique indienne National Thermal Power Corporation et CEB et de deux projets à Mannar et Pooneryn par Adani pour un total de 500 MW, qui pourraient recouper les projets envisagés ci-dessus.

Un appel à projets dans les énergies renouvelables d'une capacité supérieure à 50 MW a par ailleurs été lancé fin 2021 par le gouvernement sri lankais, pour des contrats de type BOO et d'une durée de 20 ans. Le budget 2022 entend par ailleurs encourager l'investissement privé dans les énergies renouvelables, avec l'objectif d'ajouter 2 GW à la production existante d'ici 2025.

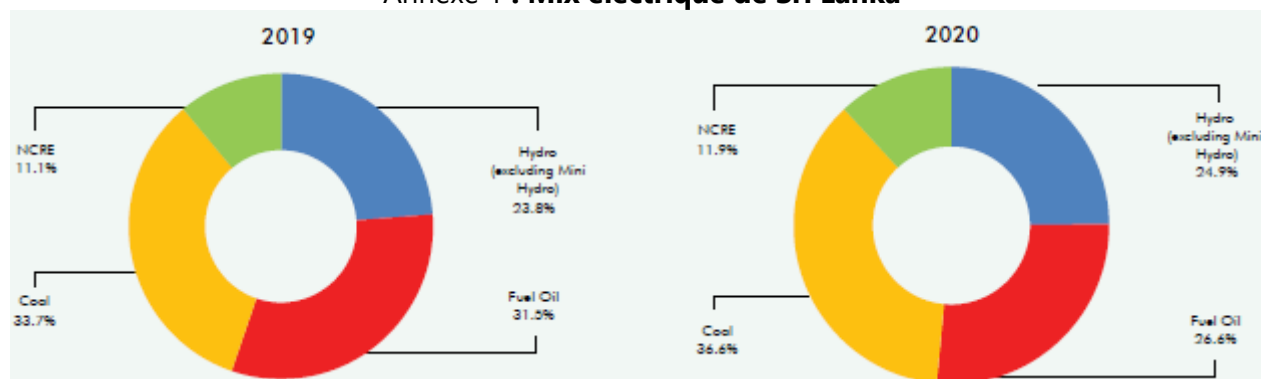
L'entreprise Windforce, la plus grande entreprise privée à Sri Lanka dans les énergies renouvelables (près de 170 MW installés) et la première dans ce domaine listée au Colombo Stock Exchange (IPO en 2021), a du reste annoncé commissionner deux projets en 2022 : un parc solaire de 10 MW à Vavunathivu en mai et la Hiruras Wind Power Plant de 15 MW à Mannar d'ici la fin de l'année.

Enfin, **la France intervient en soutien au renforcement des capacités énergétiques de Sri Lanka et de son tournant anticipé vers les ENR**. L'Agence française de développement (AFD) a financé depuis 2015 trois projets axés sur le renforcement du réseau de transmission (construction de sous stations, lignes de transmission) et destinés à soutenir l'intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique, dont deux sont en cours d'achèvement. L'AFD a par ailleurs financé en 2015 une assistance technique d'EDF (subvention FEXTE) qui a permis de soutenir CEB sur les méthodes de passation de marché innovantes, notamment d'allotissements. Une autre assistance technique auprès de CEB (réalisation d'études de modélisation du réseau, renforcement de l'expertise de sa branche ENR, renforcement de capacité dans la mise en œuvre des projets) financée sur un FEXTE en partenariat avec EDF a été accordée et devrait démarrer courant 2022.

Jean-Alexandre EGEA

ANNEXE

Annexe 1 : Mix électrique de Sri Lanka



Source : Rapport annuel 2020 de la Banque Centrale de Sri Lanka (CBSL), Ceylon Electricity Board

Annexe 2 : Performance du secteur de l'électricité

Item	2019 (a)	2020 (b)	Growth Rate (%)	
			2019 (a)	2020 (b)
Installed Capacity (MW)	4,217	4,263	4.1	1.1
Hydro (c)	1,399	1,383	-	-1.1
Fuel Oil (d)	1,282	1,268	12.8	-1.1
Coal	900	900	-	-
NCRE (e)	636	713	4.1	12.1
Units Generated (GWh)	15,922	15,714	3.6	-1.3
Hydro (c)	3,783	3,911	-26.5	3.4
Fuel Oil (d)	5,016	4,182	38.2	-16.6
Coal	5,361	5,754	12.5	7.3
NCRE (e)	1,761	1,866	-3.8	5.9
Total Sales by CEB (GWh)	14,611	14,287	3.7	-2.2
Domestic and Religious	4,863	5,172	4.8	6.4
Industrial	4,392	4,164	2.4	-5.2
General Purpose and Hotel (f)	3,563	3,238	4.4	-9.1
Street Lighting	109	109	0.1	0.2
Bulk Sales to LECO	1,684	1,605	2.7	-4.7
LECO Sales (GWh)	1,646	1,569	5.1	-4.7
Domestic and Religious	692	716	8.1	3.4
Industrial	293	269	1.7	-8.1
General Purpose and Hotel (f)	640	562	3.7	-12.1
Street Lighting	21	22	-	2.4
Overall Transmission and Distribution Loss of CEB (%)	8.2	9.1	-1.3	10.3
Number of Consumers ('000) (g)	6,501	6,636	2.3	2.1
o/w Domestic and Religious	5,692	5,792	2.0	1.8
Industrial	64	66	2.8	2.5
General Purpose and Hotel (f)	744	777	4.9	4.5

(a) Revised
(b) Provisional
(c) Excluding mini hydro power plants
(d) Inclusive of Independent Power Producers (IPPs)
(e) Refers to Non-Conventional Renewable Energy including mini hydro
(f) Inclusive of sales to government category
(g) Inclusive of LECO consumers

Sources: Ceylon Electricity Board (CEB)
Lanka Electricity Company (Pvt) Ltd (LECO)

Source: CBSL et Ceylon Electricity Board

Annexe 3 : Prix de production et de vente de l'électricité

Item	2019	2020 (a)	Growth Rate (%)	
			2019	2020 (a)
Average Cost of CEB (Rs./kWh)	12.91	9.90	36.0	-23.3
Hydro	2.49	2.32	38.6	-7.0
Fuel Oil	32.12	29.94	11.7	-6.8
Coal	12.45	9.81	25.4	-21.2
Average Cost of Private Sector (Rs./kWh)	26.47	22.56	8.2	-14.8
Fuel Oil	30.16	27.87	-5.7	-7.6
NCRE (b)	18.22	17.55	11.6	-3.7
Overall Average Cost (Rs./kWh)				
Selling Point	24.11	21.20	26.0	-12.0
Generation Point	16.62	13.56	30.3	-18.4
Average Tariff (Rs./kWh)	16.63	16.72	2.0	0.6
Domestic	14.13	14.87	3.9	5.2
General Purpose	23.94	23.91	0.7	-0.1
Government	18.18	18.06	-0.3	-0.7
Industrial	14.72	14.84	0.0	0.8
Hotel	17.71	18.13	0.6	2.4

(a) Provisional

Source: Ceylon Electricity Board

(b) Average cost of hydro is included under NCRE

Source: CBSL et Ceylon Electricity Board