

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA

ELIAS BRUECKHEIMER SKAF

**Precificação e análise da contratação de energia renovável com desconto
na TUSD/TUST e das exposições financeiras no mercado de curto prazo**

São Paulo

2019

ELIAS BRUECKHEIMER SKAF

Precificação e análise da contratação de energia renovável com desconto na TUSD/TUST e das exposições financeiras no mercado de curto prazo

Trabalho apresentado ao PECE- Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica para obtenção do título de especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo

2019

AGRADECIMENTOS

RESUMO

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABELAS

LISTA DE ABREVIACÕES

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
1.1 Consumidores de Energia.....	12
1.2 Estrutura tarifária do Brasil	14
1.3 Custos com Energia	17
1.3.1 Tarifa de Energia (TE)	19
1.3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).....	20
1.4 Premissas de precificação de energia elétrica	21
1.4.1 CMO e PLD.....	21
1.4.2 Capacidade Instalada e Produção de Energia – SIN	23
1.4.3 Consumo de Energia – Carga do SIN	25
1.4.4 Energia Natural Afluente – SIN.....	30
1.4.5 Energia Armazenada – SIN	34
2. OBJETIVOS	36
2.1 Objetivos gerais.....	36
2.2 Objetivos específicos.....	36
3. METODOLOGIA.....	37
3.1 Premissas gerais	37
3.2 Premissas específicas	37
4. RESULTADOS	39
4.1. Contratação de energia incentivada com desconto4.1.1 Cliente A x Cliente B – Alteração dos Fatores de Carga.....	39
4.1.1. Fatores de Carga – Custos totais (R\$):	40
4.1.2 Fatores de Carga – Custos médios (R\$/MWh)	41
4.1.3 Precificação: Cliente A x Cliente B	41
4.1.4 Análise: Cliente A x Cliente B	43
4.2 Cliente B x Cliente C – Alteração dos Fatores de Consumo Ponta	44
4.2.1 Fatores de Consumo na Ponta – Custos totais (R\$):	46
4.2.2 Fatores de Consumo na Ponta - Custos médios (R\$/MWh):	47
4.2.3 Precificação: Cliente B x Cliente C	47
4.2.4 Análise: Cliente B x Cliente C	48
4.2.5 Melhor contratação entre HS VERDE x HS AZUL:	49
5 EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS AO MCP	51

6. BIBLIOGRAFIA	52
-----------------------	----

1. INTRODUÇÃO

As particularidades da base regulatória e da estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro permitem que o consumidor escolha as condições de contratação de energia não somente pela perspectiva técnica, mas também pelo financeiro. As opções disponíveis geram diferentes custos totais em cada cenário, permitindo análises de viabilidade de alteração do meio de contratação vigente e, conseqüentemente, redução nos custos totais com energia elétrica.

O desempenho das empresas de setores industriais e comerciais não dependem somente do preço final de seus produtos ou serviços, mas também dos custos operacionais atrelados à produção ou atividade. Neste contexto, a gestão eficiente dos recursos e insumos tem grande importância na ampliação da margem de lucro. Dependendo da atividade de cada empreendimento, os custos com energia elétrica podem ter grande representatividade e, neste caso, devem ser controlados de modo racional e econômico.

A gestão de custos com energia elétrica exige o prévio conhecimento das parcelas de cobrança e das regras de faturamento estipuladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para os consumidores finais, a cobrança de energia é dividida em duas parcelas principais, que são a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), ou Transmissão (TUST). Em resumo, a parcela da TE remunera majoritariamente os custos com a geração da energia enquanto a TUSD ou TUST cobre os custos relacionados ao transporte deste insumo.

Para os consumidores finais conectados à alta tensão, algumas características relativas à conexão, classe de tensão e carga podem torná-los elegíveis à desvinculação parcial da distribuidora que estão conectados fisicamente, e participação do mercado livre de energia. Esta possível desvinculação é parcial pois a unidade consumidora permanece conectada à rede de distribuição e continua contratando a TUSD com o concessionário regional, porém, pode contratar a parcela relativa à energia diretamente com geradores ou comercializadores de energia, substituindo a Tarifa de Energia (TE), faturada pela distribuidora de energia e definida pela ANEEL, pelo preço

contratado de maneira bilateral. A depender desta contratação, o consumidor pode obter economia financeira, reduzindo seus custos nesta parcela de TE.

Outras alternativas como as políticas de incentivo às fontes renováveis também podem propiciar redução nos custos dos consumidores finais, como no caso da contratação de energia incentivada, que proporciona descontos na TUSD/TUST. Estas políticas de incentivo, que inicialmente foram criadas para promover a diversificação da matriz e suprir a demanda por expansão do sistema, continuam vigentes e compõem o escopo de variáveis atreladas à gestão dos custos financeiros inerentes à contratação de energia.

Neste trabalho avaliamos as alternativas de contratação de energia, comparando consumidores com diferentes características de consumo, modalidades de contratação e, principalmente, diferentes tipos de energia. Estas comparações geram correlações técnicas que contribuem na compreensão do faturamento de energia elétrica dos consumidores elegíveis ou vinculados ao mercado livre de energia.

Apresentamos também as características técnicas e premissas estruturais do Sistema Interligado Nacional (SIN) que balizam a lógica operativa e, conseqüentemente, refletem nos custos da produção de energia elétrica no Brasil. Estas características consideradas de maneira integrada produzem o Custo Marginal de Operação (CMO) e, posteriormente o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que afetam diretamente na parcela de Energia, equivalente a TE, para os consumidores do ambiente livre de contratação.

1.1 Consumidores de Energia

No Brasil existem três principais categorias de consumidores: os Cativos, que fazem a contratação de sua energia elétrica, relativa a parcela de TE junto à concessionária local; os livres e especiais, que continuam conectados à rede da distribuidora local, pagando aos distribuidores as devidas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), porém, realizam a contratação de sua energia de maneira bilateral no mercado livre de energia.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019), caracteriza os diferentes tipos de consumidores conforme abaixo:

***“Consumidor cativo:** Consumidor ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, e, por isso, não participa do mercado livre e é atendido sob condições reguladas.*

***Consumidor livre:** Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.*

***Consumidor especial:** Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que não satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.”*

Fonte: ANEEL, 2019

Os consumidores livres e especiais, são os agentes participantes do Ambiente Livre de Contratação (ACL) e devem permanecer vinculados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Estes consumidores podem comprar sua energia através de contratos bilaterais com Agentes Geradores ou Comercializadores, e negociar livremente os preços de aplicação referentes a Tarifa de Energia (TE).

A energia negociada por um gerador não é a mesma energia entregue ao consumidor comprador da energia no mercado livre. A energia produzida pelo gerador vai para a rede de distribuição ou transmissão e atende as cargas conectadas nas proximidades. Por esta razão, a efetivação das negociações e faturamento ocorre contratualmente por meio de compensações intermediadas pela Camara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A principal diferença entre a caracterização de Consumidor Livre ou Especial está atrelada às demandas contratadas junto à distribuidora local. Os consumidores especiais devem ter ou somar demandas contratadas superiores a 500kW e inferiores a 3000 kW. Estes consumidores só podem contratar energia de fontes renováveis (CCEE, 2019). Já os consumidores livres devem possuir demanda contratada superior a 3000 kW e podem escolher a contratação de energia sem restrições do tipo de fonte produtora a ser escolhido.

Atualmente no país, como é apresentado nos tópicos abaixo, a contratação da Energia pode ocorrer com geradores que produzem seu produto por meio de fontes renováveis que concedem desconto nas parcelas de TUSD/TUST dos consumidores finais. Estes descontos podem reduzir custos globais referentes à energia elétrica, dependendo das características de consumo e dos valores de negociação da Energia Incentivada.

1.2 Estrutura tarifária do Brasil

A estrutura tarifária do país possui dois itens principais que englobam todos os itens de cobrança ao consumidor: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Estas tarifas são compostas por diversos itens menores de cobrança, que remuneram os custos de transportes, energia, perdas e encargos. Nos Procedimentos Gerais da ANEEL, módulo 7 e submódulo 7.1, que dispõe sobre a estrutura tarifária das concessionárias de distribuição, são apresentadas as figuras abaixo com a separação dos itens da composição tarifária.

A Tarifa de Energia corresponde ao valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia (ANEEL, 2019).

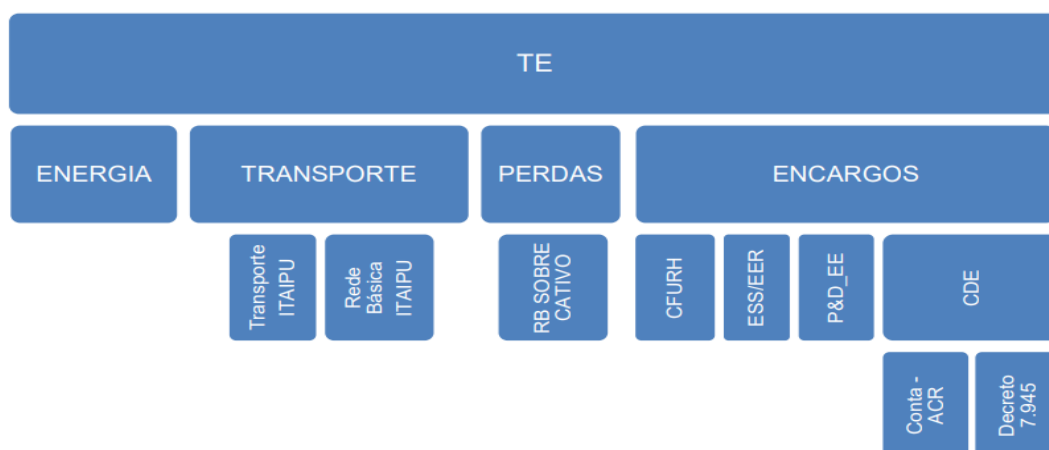


Figura 1: Componentes tarifários da TE

Fonte: Extraído de PRORET - módulo 7.1 (ANEEL, 2018)

O material da ANEEL apresenta as subdivisões da Tarifa de Energia conforme abaixo:

“As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente Procedimentos de Regulação Tarifária Assunto Submódulo Revisão Data de Vigência PROCEDIMENTOS GERAIS 7.1 2.3 D.O. 10/07/2017 Página 12 de 16 7.2 7.3 7.1 de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii)

geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída.

TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de: a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER; b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, compreendida por: i. Amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA – ACR; e ii. Devolução dos recursos da CDE de que trata o Decreto nº 7.945, de 8 de março de 2013.

TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.”

Fonte: ANEEL, 2019

Já a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição corresponde ao valor determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (ANEEL, 2019).



Figura 2: Componentes tarifários da TE e da TUSD

Fonte: Extraído de PRORET - módulo 7.1 (ANEEL, 2018)

O material da ANEEL apresenta subdivide as parcelas da TUSD conforme abaixo:

“As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:

a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de: a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

III. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com: a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora; b) Perdas não técnicas; c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; d) Receitas Irrecuperáveis.”

Fonte: ANEEL, 2019

Estas tarifas são calculadas pela ANEEL e divulgadas via resolução homologatória para os concessionários realizarem a cobrança aos consumidores finais. No cálculo das tarifas são consideradas todas as premissas para a divulgação por classe de tensão, posto tarifário, modalidade e parcela principal (TE e TUSD). Com estes valores e com a precificação da Energia no mercado Livre são realizados os estudos de viabilidade econômica em cada meio de contratação de Energia Elétrica.

1.3 Custos com Energia

O faturamento dos consumidores do Grupo A, conectados a alta tensão, como apresentado anteriormente, é distribuído nas parcelas de TE e TUSD. As tarifas de aplicação definidas pela ANEEL são apresentadas conforme a figura 2.

GRUPO	SUBGRUPO	MODALIDADE	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
A (≥ 2,3 kV)	A1 (≥230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
	A2 (88 kV a 138 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3a (30 kV a 44 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A4 (2,3 kV a 25 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh

Figura 2: Tarifas dos Subgrupos e Modalidades Tarifárias

Fonte: Extraído de PRORET - módulo 7.1 (ANEEL, 2018)

Em cada subgrupo, definido pela classe de tensão, demonstrado na segunda coluna apresentada na figura 2, ocorre a distinção entre as modalidades Azul, Distribuição e Geração. Para as classes A3a e A4, existem mais duas modalidades: Verde e Convencional. Neste estudo são realizados comparativos nas modalidades Horosazonal Azul e Verde.

A ANEEL define que a Estrutura tarifária horosazonal é caracterizada por diferenciação na aplicação das tarifas horárias, relativas ao consumo de energia elétrica e a demanda de potência (ANEEL,2019). Esta diferenciação ocorre conforme as seguintes especificações:

“a) Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia;

b) Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. ”

Fonte: ANEEL, 2019

A principal diferença está na aplicação de tarifa única de demanda de potência na modalidade Verde, enquanto na modalidade Azul ocorre com tarifas diferenciadas a depender da utilização. Esta diferenciação ocorre com base na utilização no denominado Posto Tarifário.

O Posto tarifário se refere aos horários do consumo de energia elétrica e é subdividido em “P” e “FP”, referentes Ponta e Fora de ponta, respectivamente. A ANEEL caracteriza os postos conforme abaixo:

”Posto tarifário fora de ponta

Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário.

Resolução Normativa ANEEL n. 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial de 12 de abr. 2012, seção 1, p. 48)

Posto tarifário ponta

Período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão...

...Resolução Normativa ANEEL n. 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial de 12 de abr. 2012, seção 1, p. 48)”

Fonte: ANEEL, 2019

Na figura 3 são demonstradas as tarifas da CPFL Paulista, divulgadas para pela ANEEL para aplicação no faturamento de energia dos consumidores. Este são os valores de referência utilizados nos comparativos de custos, que comparam a contratação nas duas modalidades, com diferentes fatores de consumo em cada posto tarifário, e diferentes fatores de carga. Sobre estes valores também são aplicados os preços de energia no mercado livre de energia.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
				TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	26,74	75,67	436,86
			FP	10,35	75,67	263,30
	AZUL APE	NA	P	26,74	18,93	0,00
			FP	10,35	18,93	0,00
	VERDE	NA	NA	10,35	0,00	0,00
			P	0,00	726,16	436,86
			FP	0,00	75,67	263,30
	VERDE APE	NA	NA	10,35	0,00	0,00
			P	0,00	669,42	0,00
			FP	0,00	18,93	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	Cemig-D	P	18,10	12,08	0,00
			FP	8,19	12,08	0,00
			MA	0,00	0,00	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	2,85	0,00	0,00

Figura 3: Tarifas Verde e Azul, grupo A4 - CPFL

Fonte: RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.526, DE 2 DE ABRIL DE 2019

A aplicação da TUSD ocorre em duas parcelas de cobrança, sendo uma em R\$/kW, que é aplicada sobre as demandas contratadas, e outra em R\$/MWh, aplicadas sobre o consumo de energia elétrica. A TE é faturada em R\$/MWh, também sobre o consumo de energia elétrica.

1.3.1 Tarifa de Energia (TE)

Para os consumidores que contratam energia no Ambiente Regulado de Contratação (ACR), nas modalidades Verde e Azul, as tarifas de energia (TE) são as mesmas. A diferença entre as tarifas demonstradas ocorre nos postos tarifários, com valores na ponta cerca de 65% superiores, saltando 263,30 R\$/MWh no posto fora de ponta, para 436,86 R\$/MWh no horário de ponta. No caso dos consumidores livres de energia, estas parcelas são substituídas pelos valores de seus respectivos contratos de compra de energia elétrica.

Na parcela de TE dos consumidores livres e especiais não ocorre diferenciação por posto tarifário, nem o faturamento desta parcela pela distribuidora de energia. Estes consumidores pagam os valores da energia adquirida diretamente aos vendedores, e, deste modo, pagam o mesmo valor de seu contrato de energia nos dois postos tarifários.

Entretanto, estes consumidores que estão vinculados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tem regras estipuladas para o pagamento de consumo em horários específicos, que consideram suas curvas de carga e seus contratos de compra de energia. Para estes consumidores esta cobrança é denominada exposição financeira ao Mercado de Curto Prazo (MCP).

1.3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Na modalidade Horosazonal Verde, a tarifa demonstrada de TUSD, relativa a parcela de Demanda, em R\$/kW, ocorre no posto tarifário descrito como “NA”. Conforme apresentado no início do capítulo, nesta modalidade de contratação, a cobrança desta parcela de TUSD-Demanda, ocorre sem diferenciação de posto tarifário. Em contrapartida, a tarifa de TUSD-Encargos, faturadas em R\$/MWh, sofre significativo aumento no posto tarifário de Ponta. No horário de ponta a tarifa é de R\$ 726,16 /MWh, enquanto no posto fora de ponta é apenas R\$ 75,67 / MWh.

Para os consumidores contratados na modalidade Horosazonal Azul, a aplicação da tarifa de demanda, ocorre com valores diferentes nos os dois postos tarifários. No caso a TUSD-Demanda na ponta corresponde à R\$ 26,74/kW enquanto a fora ponta é de R\$ 10,35/MWh. A contratação nesta modalidade tem a aplicação da parcela da TUSD-Encargos nos dois postos tarifários, porém com os mesmos valores de aplicação, de R\$ 75,67/MWh.

Para os consumidores do mercado livre de energia, a cobrança da TUSD continua ocorrendo com a distribuidora local, com os mesmos valores de aplicação, exceto nos casos em que o consumidor livre ou especial adquire energia renovável incentivada, que concede fatores de desconto sobre as parcelas da TUSD.

1.4 Premissas de precificação de energia elétrica

1.4.1 CMO e PLD

Para os consumidores livres e especiais o PLD - Preço de Liquidação das Diferenças corresponde ao valor monetário relacionado à contratação de Energia no mercado de Curto Prazo. Estão expostos a este mercado os agentes que não possuem contratos de longo prazo firmados para o mês de referência.

O CMO – Custo Marginal de Operação que é calculado pelo Operador Nacional do Sistema considerando todas as premissas operativas relacionadas a produção de Energia no Sistema Interligado Nacional.

A ANEEL caracteriza os termos conforme abaixo:

“Custo Marginal de Operação – CMO: Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 47)

Preço de liquidação de diferenças – PLD: Preço a ser divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada Período de Apuração e para cada Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 48)”

Fonte: ANEEL, 2019

No Brasil há preponderância de usinas hidrelétricas na produção da energia elétrica. Com isto é necessário que ocorra equilíbrio operativo para garantir a melhor utilização dos recursos hídricos, considerando a disposição geográfica das bacias hidrográficas, as previsões meteorológicas, os níveis dos reservatórios de Energia (CCEE, 2019).

Por meio do controle dos níveis armazenados é possível determinar o balanço entre produção de energia hidráulica, que tem custos baixos e energia térmica que tem custos mais altos. Para aferir este balanço são aplicados os modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP (CCEE, 2019). Estes modelos valoram os custos com combustíveis de usinas térmicas, dados de carga do sistema, restrições operativas entre regiões e, principalmente, o valor atrelado ao recurso hídrico.

O objetivo desta metodologia é otimizar a operação no curto, médio e longo prazo, precificando o benefício presente da utilização água e o benefício futuro de seu armazenamento (CCEE, 2019).

“A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.”

Fonte: CCEE, 2019

A figura 14 demonstra o Histórico de PLD divulgado pela CCEE, em base mensal, e o nível de Energia Armazenada do Sistema Interligado Nacional divulgado no Histórico da Operação do ONS.

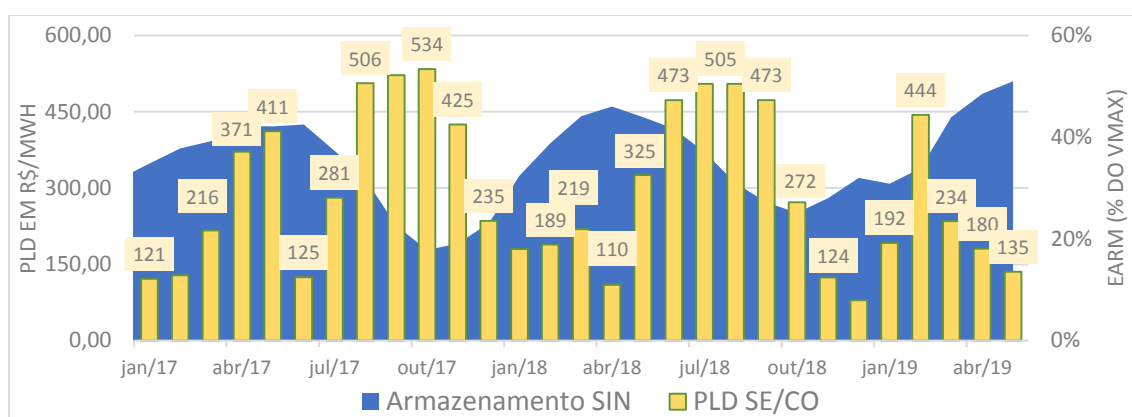


Figura 14: Sobreposição EARM e PLD SE/CO

Fonte: Confecção própria baseada nos dados do ONS (ONS, 2019)

A figura 14 apresenta a recorrência de preços elevados nos meses em que os níveis de Armazenamento estão mais baixos. Este sinal pode ser justificado pela análise da disponibilidade de longo prazo dos recursos para a produção de Energia hidráulica, que são fundamentais na precificação da Energia no país.

1.4.2 Capacidade Instalada e Produção de Energia – SIN

Para aferir a capacidade instalada do sistema, o ONS realiza o somatório das potências verificadas dos empreendimentos geradores e das instalações de importação de energia entre as regiões. Neste somatório é desconsiderada a parcela referente à parte paraguaia da usina de Itaipu (ONS, 2019).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade responsável por prestar serviços de estudos e pesquisas para a aplicação no planejamento do setor energético, realiza anualmente o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que apresenta a visão atual da expansão do sistema e faz projeções para os próximos anos. Os dados expressos no PDE 2027 são demonstrados na tabela abaixo:

POTÊNCIA INSTALADA POR FONTE DE GERAÇÃO (MW)			
FONTE DE GERAÇÃO:	2017	2022	2027
HIDRÁULICAS	93.555	101.916	103.410
PCH+CGH	5.985	6.751	8.868
EÓLICAS	12.325	15.351	26.672
BIOMASSA + BIOGÁS	13.517	13.806	16.582
SOLAR	479	3.639	8.639
RENOVÁVEIS	125.861	141.463	164.171
URÂNIO	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL	12.510	15.759	23.021
CARVÃO	3.075	3.420	3.420
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.721	3.696	1.368
ÓLEO DIESEL	1.488	1.694	776
NÃO RENOVÁVEIS	22.784	26.559	31.980
TOTAL	148.645	168.022	196.151

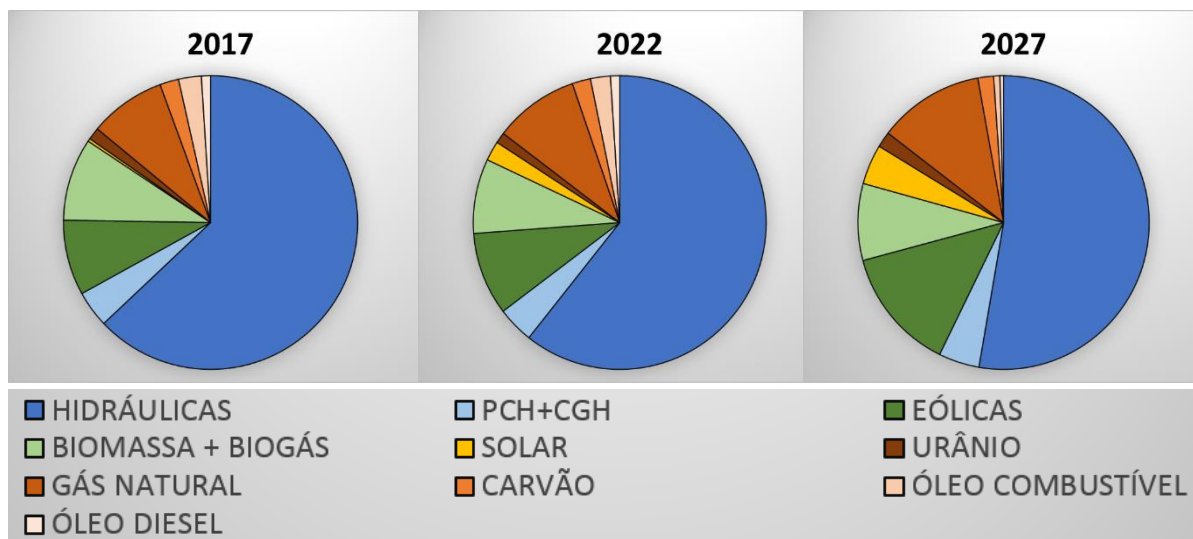
Figura 4: Potência Instalada do Sistema (MW)

Fonte: Confecção própria, com base nos dados do PDE 2027 (EPE,2018)

Com base nos dados apresentados pela EPE, o ano de 2018 demonstram preponderância de usinas hidráulicas, totalizando 93,5 GW em 2017, com a expectativa de expansão para 103,4 GW para 2027. Neste horizonte de longo prazo as projeções apontam para um aumento significativo na capacidade das

usinas Eólicas, que em 2027 devem compor a segunda maior parcela do sistema, com a projeção de 26,7 GW de potência instalada.

As figuras abaixo apresentam a composição da matriz energética do sistema:



Fonte: Confecção própria com base no PDE 2027(ONS,2019)

Em razão da principal parcela da capacidade instalada ser de fontes hidráulicas e, considerando que é possível armazenar água nos reservatórios das usinas e, assim, controlar a produção desta fonte de geração, é necessário controlar a utilização da água. Este controle é fundamental já que os recursos hidráulicos são limitados e dependem de eventos climáticos periódicos. Eventos como períodos úmidos e secos, ocorridos nas regiões Norte, Nordeste e, principalmente, Sudeste regulam as vazões disponíveis nas bacias hidráulicas de produção de Energia Elétrica do país e, com isto, afetam a disponibilidade desta produção.

A segunda parcela mais representativa da capacidade instalada é a de fontes Térmicas. Estas fontes possuem a vantagem de disponibilidade praticamente imediata, mediante à queima de combustíveis como Óleo Diesel, Gás e Carvão. A desvantagem desta fonte ao alto impacto ambiental e aos elevados custos dos combustíveis fósseis.

Neste contexto é necessário haver um equilíbrio entre a produção de fontes hidráulicas e térmicas que equacione o benefício presente do uso da água

e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas (CCEE, 2019). O Operador Nacional do Sistema – ONS é responsável por este balanço e controla a produção de Energia do Sistema Interligado Nacional – SIN (ANEEL, 2019).

A figura 5 apresenta o balanço energético ao longo de no Histórico da Operação do Sistema, disponível para consulta na página do ONS.

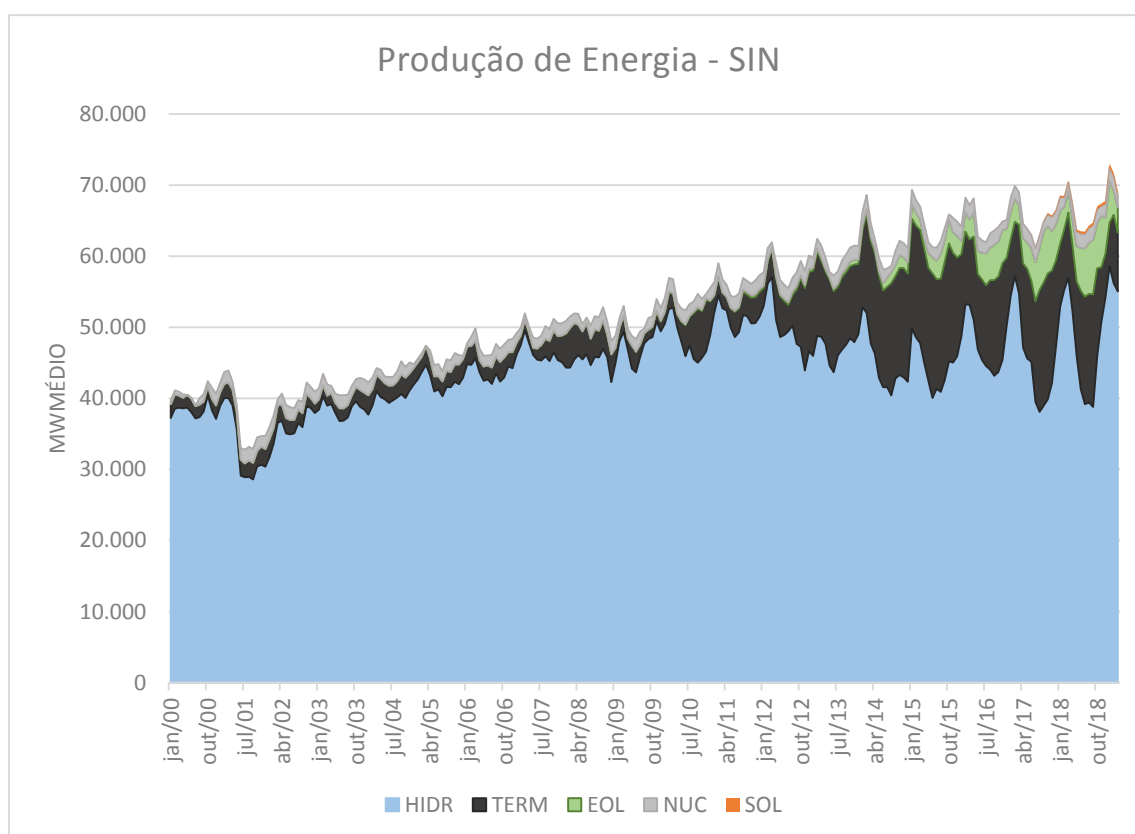


Figura 5: Produção de Energia no SIN

Fonte: Confecção própria baseada no Histórico da Operação (ONS, 2019)

1.4.3 Consumo de Energia – Carga do SIN

De acordo com o ONS, o dado de carga do sistema é equivalente a uma unidade de energia, expressa pela média da potência ativa que, multiplicada por uma unidade de tempo, corresponde a energia ativa de consumo. Este é o dado que representa a quantidade de energia que as fontes de geração de energia deverão suprir em cada instante.

Para garantir o atendimento as cargas do sistema a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em conjunto com o Operador Nacional do Sistema – ONS, e Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, realiza estudos contínuos e gera cenários com as expectativas de consumo para os próximos anos. A atualização das expectativas de longo prazo é fundamental para que haja o devido planejamento da expansão do setor energético, com a implantação de usinas que garantam a capacidade suficiente ao atendimento prospectado e com infraestrutura de rede para a entrega efetiva da energia.

A atual metodologia de previsão de Carga aplica uma previsão anual para o quinquênio à frente e mais duas revisões quadrimestrais em maio e em setembro do primeiro ano de análise. As tabelas 1 e 2 apresentam os dados projetados de Carga, em MW médios para o ano de 2019 e o quadriênio seguinte. De acordo com a projeção atual há expectativa de crescimento contínuo da carga do sistema, próximo a 3,9% a cada ano.

Tabela 1: Projeção de Carga do Sistema

Carga de energia (MW médios) Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023 1º RQ 2019-2023					
Subsistema	2019	2020	2021	2022	2023
Norte	5.590	6.045	6.269	6.519	6.984
Nordeste	11.257	11.804	12.316	12.870	13.445
Sudeste/CO	40.151	41.322	42.705	44.160	45.708
Sul	11.829	12.239	12.698	13.183	13.685
SIN	68.827	71.410	73.988	76.732	79.822

Fonte: Extraído de 1ª Rev. Quad. da Carga (EPE, 2019)

Tabela 2: Fatores de aumento da Carga do Sistema

Carga de energia - Taxas de crescimento (% ao ano)					
Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023					
1º RQ 2019-2023					
Subsistema	2019	2020	2021	2022	2023
Norte	4,0%	8,2%	3,7%	4,0%	7,1%
Nordeste	4,0%	4,9%	4,3%	4,5%	4,5%
Sudeste/CO	3,3%	2,9%	3,3%	3,4%	3,5%
Sul	3,0%	3,5%	3,8%	3,8%	3,8%
SIN	3,4%	3,8%	3,6%	3,7%	4,0%

Fonte: Extraído de 1ª Rev. Quad. da Carga (EPE, 2019)

Os dados da tabela 2 consolidam os dados de carga em uma média anual para viabilizar análises de longo prazo, considerando à capacidade total instalada frente as projeções de consumo. As notas técnicas disponíveis também subdividem as projeções anuais em submercados, que são subdivisões regionais do Brasil, correspondentes a áreas de mercado, cujas fronteiras são definidas em função da presença de reservatórios de energia e de restrições das linhas de transmissão (Gossário ONS, 2019). Nesta análise fica destacada a preponderância de consumo da região Sudeste/Centro-Oeste, com valores superiores a 40 GW médios, correspondentes a mais do que 58% do consumo total do país, previsto para 2019. As projeções para os submercados Sul e Nordeste indicam valores próximos, superiores à 11 GW médios. Para a região Norte a projeção de 2019 é de 5,6 GW médios.

Os dados expressos na nota técnicas também apresentam as expectativas por classe de consumo. Nesta análise o setor Industrial representa a maior classe de consumo, acima de 35% do consumo total desta análise. Após a classe industrial vem a classe residencial, com valores próximos a 29% para os dois horizontes. O setor comercial, com valores próximos a 17% é a classe com a terceira parcela mais significativa do consumo total do SIN. As figuras 6 e 7 apresentam estas distribuições para os anos de 2019 e 2023.

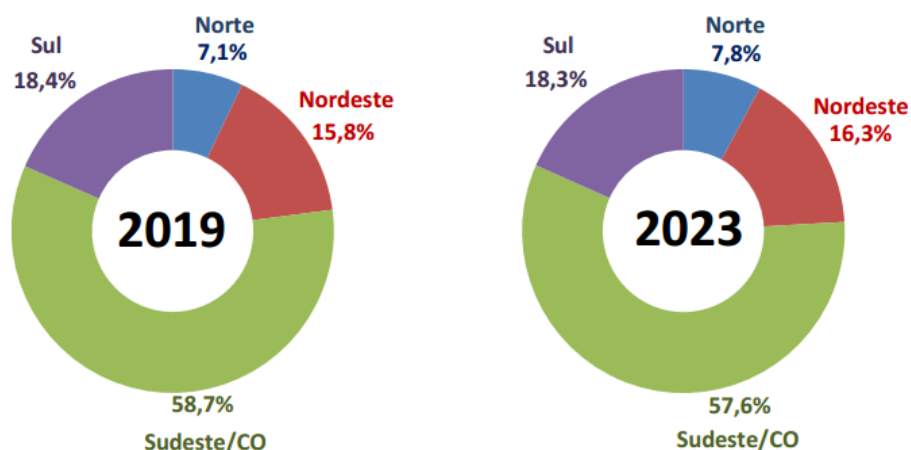


Figura 6: Carga 2019 e 2023 por SubmercadoFonte: Extraído de 1ª Rev. Quad. da Carga (EPE, 2019)

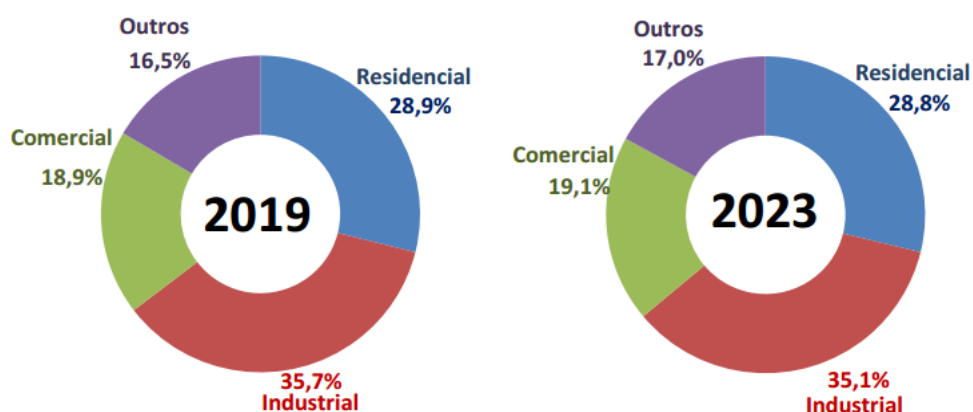


Figura 7: Carga 2019 e 2023 por classe de consumoFonte: Extraído de 1ª Rev. Quad. da Carga (EPE, 2019)

As projeções realizadas também precisam ser realizadas em base mensal para posterior aplicação dos valores esperados no Programa Mensal da Operação (PMO), que reflete as premissas mensais utilizadas para o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No PMO de maio/19 – Rev.0 é apresentado o seguinte gráfico com o consumo realizado e a expectativa de consumo para os próximos meses. Este comparativo também apresenta os valores verificados em 2017 e 2018.

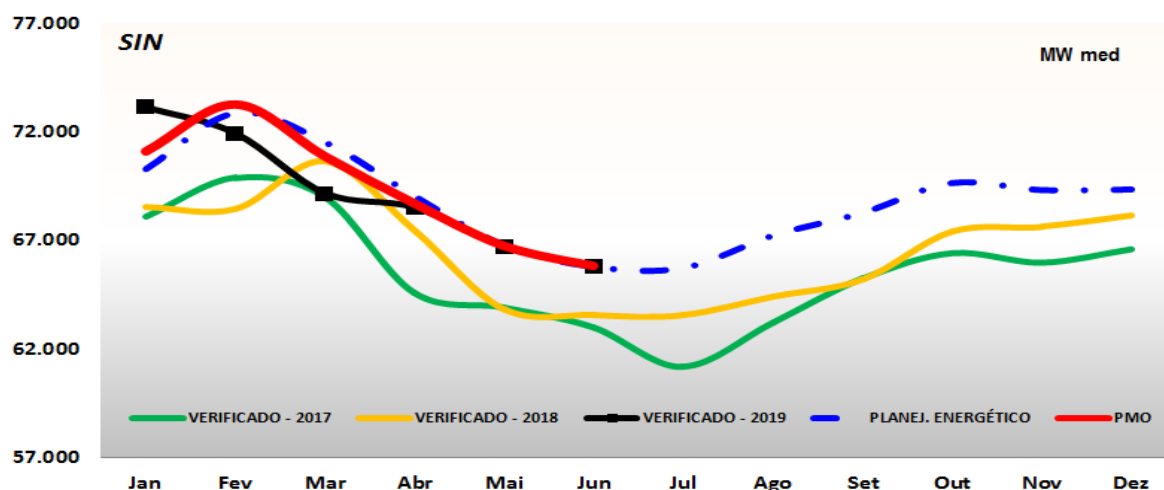


Figura 8: Carga SIN 2017-2019 (MW médios)

Fonte: Extraído do PMO MAIO/2019.REV0 (ONS, 2019)

Tabela 3: Dados de consumo SIN 2017-2019 (MW médios)

SIN	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
VERIFICADO - 2017	68.126	69.899	69.024	64.583	63.909	63.002	61.193	63.259	65.268	66.441	66.002	66.622
VERIFICADO - 2018	68.556	68.466	70.658	67.472	63.839	63.575	63.571	64.447	65.238	67.444	67.649	68.181
VERIFICADO - 2019	73.142	71.942	69.175	68.522	66.744	65.816						
CRESC. % (2019/2018)	6,7	5,1	-2,1	1,6	4,6	3,5						
PLANEJ. ENERGÉTICO	70.295	72.867	71.526	69.046	66.800	65.815	65.764	67.255	68.292	69.660	69.333	69.362
DESVIO % (VERIF. 2019/ PLANEJ. ENERGÉTICO)	4,0	-1,3	-3,3	-0,8	-0,1	0,0						
PMO	71.105	73.275	70.878	68.701	66.744	65.816						
DESVIO % (VERIF. 2019/ PMO)	2,9	-1,8	-2,4	-0,3								

Fonte: Extraído do PMO MAIO/2019.REV0 (ONS, 2019)

Nos três anos demonstrados é possível observar consumos mais altos no primeiro e no último trimestre de cada ano. O período entre maio e setembro registraram reduções nos consumos de 2017 e 2018, com os mínimos entre junho e julho e com expectativa de repetição deste sinal ao longo de 2019. Esta análise indica que no Brasil há maior consumo de Energia Elétrica nos meses mais quentes, e menores consumos nos meses mais frios. Pelo critério de eficiência energética é possível afirmar que no país, as cargas utilizadas para a refrigeração são os principais motivadores deste efeito que provoca maiores consumos médios entre fevereiro e abril de cada ano.

1.4.4 Energia Natural Afluyente – SIN

No Brasil, conforme demonstrado no tópico de Matriz Energética, a parcela preponderante de potência instalada do sistema é consolidada pelo somatório das potências das usinas de fontes hidráulicas. Consequentemente, a maior parte da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) é atendida pela geração de usinas desta fonte (Histórico da Operação – ONS, 2019), portanto análises da disponibilidade hidráulica devem ser realizadas constantemente, buscando o equilíbrio no balanço energético do sistema e a segurança do atendimento de longo prazo.

Para quantificar a energia disponível proveniente de chuvas que venham a se tornar vazões de afluentes, rios ou de bacias hidrográficas é aplicado o conceito de Energia Natural Afluyente (ENA), resultante das vazões provenientes de precipitações acumuladas em uma determinada região, durante um período específico, multiplicada pela produtividade dos aproveitamentos hidráulicos desta região. Como o dado de produtividade de uma usina hidráulica considera também a parcela atrelada ao ressalto hidráulico, ou seja, considera o desnível entre a cota da água do reservatório, que é móvel conforme o nível de armazenamento, e a unidade geradora. Para normalizar as variações dos níveis de reservatórios que é móvel e determinar a produtividade utilizada no cálculo da ENA, o Operador Nacional do Sistema (ONS) considera o nível dos reservatórios a 65% de seu volume máximo (Procedimentos de Rede – ONS – Submódulo 23.5, 2019).

Após a consolidação das expectativas de vazões provenientes de chuvas, quando os índices pluviométricos são relacionados às respectivas áreas de uma determinada bacia hidrográfica, o dado resultante de vazão, em metros cúbicos dividido por um intervalo de tempo (m^3/s), é multiplicado pela produtividade de uma usina, em uma unidade de potência dividida por uma vazão ($\text{kW}/\text{m}^3/\text{s}$, $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$ ou equivalente). A resultante deste cálculo é a Energia Natural Afluyente, em megawatts hora (MWh), consolidando um período mensal ou em megawatts médios (MWm), que considera a divisão da quantidade de energia dividida por uma unidade de tempo. O dado de ENA é fundamental para a realização de estudos da disponibilidade energética proveniente de precipitações.

O Operador Nacional do Sistema aplica o dado de ENA como complemento de energia que auxilia no atendimento da carga. Analogamente, se os aproveitamentos hidráulicos de uma determinada bacia hidrográfica estiverem escoando água pelas turbinas, conseqüentemente ocorrerá um deplecionamento do reservatório e, quando houver chuva nesta mesma bacia hidrográfica, ocorre uma compensação nos níveis armazenados, portanto um replecionamento do reservatório.

Embasado pelas exposições apresentadas até aqui e considerando que o ONS tem como função otimizar os recursos hídricos para garantir a modicidade e segurança de suprimento (ANEEL, 2018), são aplicadas análises históricas dos registros nos postos pluviométricos, a partir de 1931. Para balizar se há maior ou menor vazão natural em um determinado período, é considerada a Média de Longo Termo (MLT). Esta média também é um dado de ENA, que representa a média equivalente histórica coletada a partir de 1931 (Procedimentos de Rede – ONS – Submódulo 23.5, 2019).

Abaixo, a tabela 4 apresenta a Média de Longo Termo utilizada pelo ONS para referenciar os valores calculados de ENA de um determinado período e quantificar desvios relativos à média histórica.

Tabela 4: Média de Longo Termo da Energia Natural Afluente (MLT da ENA)

* Valores em MW médios												
SUBMERCADO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SUDESTE	65.071	69.849	67.899	53.810	39.349	32.223	25.478	20.417	19.631	23.509	31.077	47.482
SUL	7.770	8.661	7.356	6.827	8.925	10.855	11.393	10.454	12.164	13.856	9.739	7.770
NORDESTE	13.811	14.519	14.355	11.722	7.102	4.691	3.870	3.374	3.016	3.292	5.381	9.985
NORTE	15.684	22.682	26.323	26.139	19.860	10.421	5.198	3.208	2.285	2.403	4.035	8.285
SIN	102.336	115.712	115.932	98.498	75.235	58.190	45.939	37.454	37.097	43.060	50.232	73.522

* Valores em GWh												
SUBMERCADO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SUDESTE	48.413	46.939	50.517	38.743	29.275	23.200	18.956	15.190	14.134	17.491	22.376	35.326
SUL	5.781	5.820	5.473	4.915	6.640	7.816	8.477	7.778	8.758	10.309	7.012	5.781
NORDESTE	10.276	9.757	10.680	8.440	5.284	3.378	2.879	2.511	2.172	2.449	3.874	7.429
NORTE	11.669	15.242	19.584	18.820	14.776	7.503	3.867	2.387	1.645	1.788	2.905	6.164
SIN	76.138	77.758	86.254	70.918	55.975	41.897	34.179	27.866	26.710	32.037	36.167	54.700

Fonte: Confecção Própria baseada nos dados do ONS – Histórico da Operação, 2019

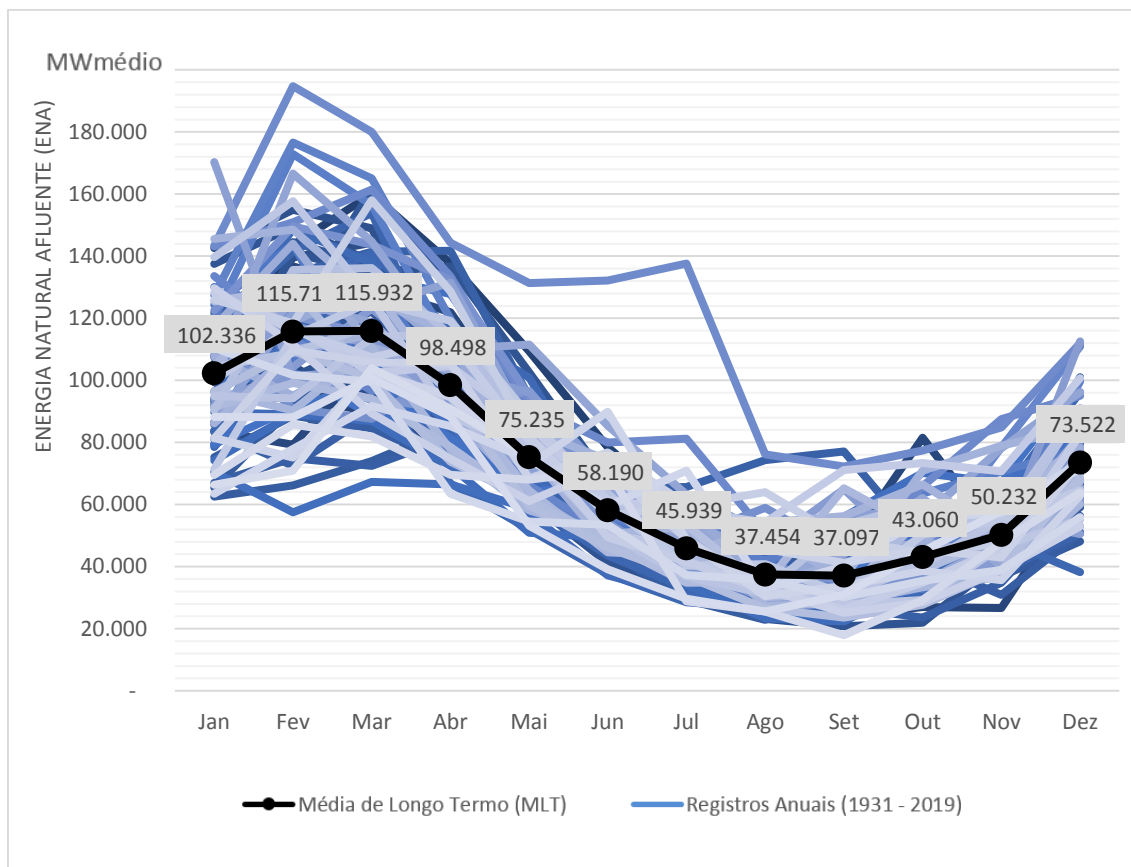


Figura 9: ENA e MLT

Fonte: Confeção própria baseada no Histórico da Operação (ONS, 2019)

A figura 9 demonstra que há um sinal sazonal das precipitações nos principais aproveitamentos de geração de energia hidráulica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para consolidar a análise e determinar o sinal sazonal ao longo dos anos, é apresentado o gráfico de Sazonalidade dos registros históricos (Figura 10). Neste caso são calculadas as médias de cada ano e posteriormente é realizada a divisão do registro mensal pela média do respectivo ano. Com isto obtém-se um percentual de contribuição de cada dado mensal na

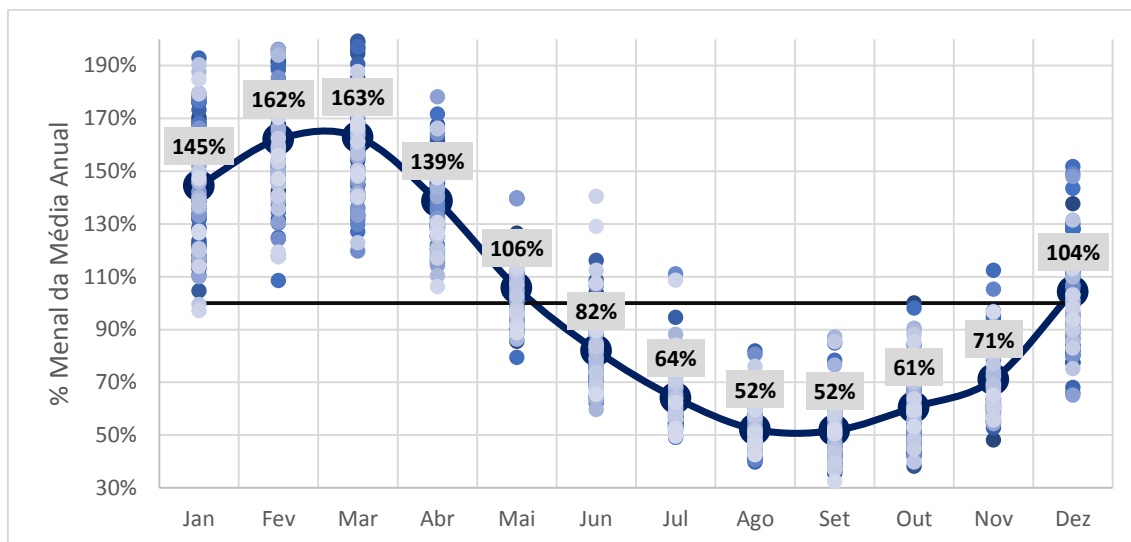


Figura 10: ENA e MLT

Fonte: Confeção própria baseada no Histórico da Operação (ONS, 2019)

Conforme apresentado e baseado na análise dos registros históricos apresentados pelo ONS, o mês de março apresenta o maior valor de MLT, ou seja, reflete o mês com a maior ocorrência de precipitações utilizadas para a produção de Energia Hidráulica. Logo após o maior valor de março, seguem os dados de fevereiro e janeiro. Estes meses representam o ápice do período chuvoso e, consequentemente, geram a maior expectativa de um movimento de acúmulo dos reservatórios de Energia.

Considerando a média de longo termo, os menores registros anuais ocorrem nos meses de setembro, agosto e outubro, em ordem crescente. Estes meses caracterizam os meses mais secos do ano e, como será demonstrado no tópico de Energia Armazenada, registram os meses com os menores níveis de armazenamento dos principais reservatórios de Energia do SIN.

1.4.5 Energia Armazenada – SIN

O dado de ENA tem como objetivo aproximar a possível produção de energia a partir de um determinado evento climático. Conhecida a sazonalidade das chuvas o ONS controla as vazões de saída das usinas hidrelétricas, de modo que a utilização dos recursos hidráulicos seja racional, segura e eficiente.

Dentro destas premissas o Operador armazena os excedentes pluviais do período úmido para a posterior utilização, ao longo do período úmido. A figura 11 demonstra o efeito deste controle centralizado nos últimos anos:

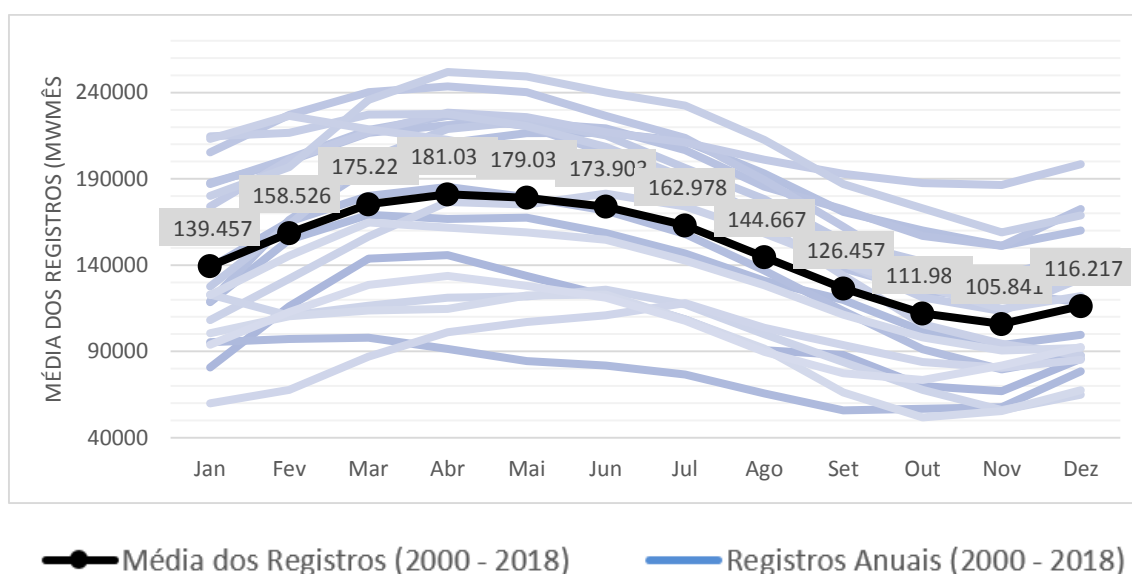


Figura 11: Energia Armazenada -SIN

Fonte: Confecção própria baseada no Histórico da Operação (ONS, 2019)

Análises da figura 11 demonstram que, para o Sistema Interligado Nacional há recorrência de índices mais baixos de volume armazenado entre os meses de outubro e dezembro. Este período é consecutivo aos três meses com as menores Médias de Longo Termo do SIN. Os valores de EARM mais elevados ocorrem entre março e junho, período que é um mês à frente dos meses mais chuvosos. Seguindo a mesma metodologia aplicada no estudo de ENA, com base nas médias de cada ano são calculadas as respectivas participações dos dados mensais de Energia Armazenada. Este estudo também tem o objetivo de apresentar o sinal sazonal do comportamento dos níveis dos reservatórios das

bacias hidrográficas com aproveitamentos hidráulicos para a produção de Energia elétrica no País.

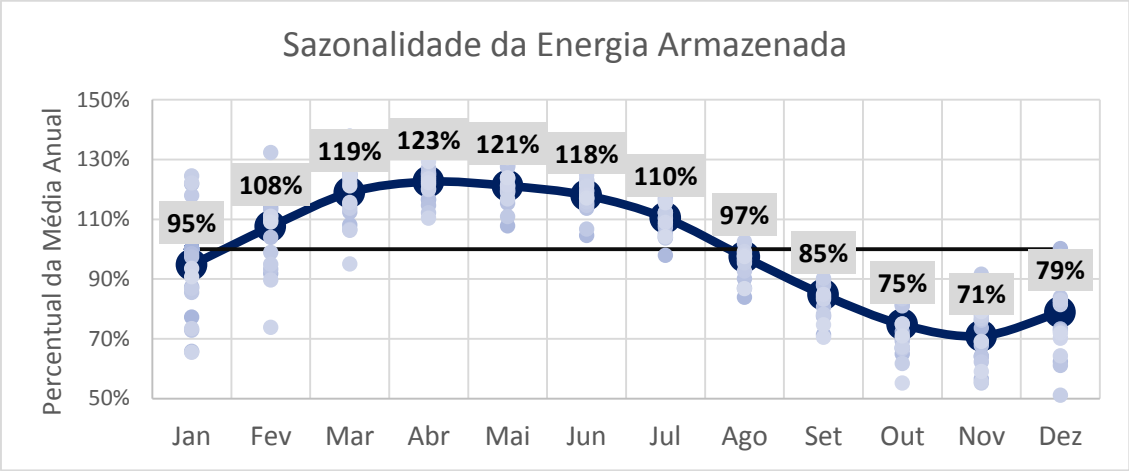


Figura 12: Sazonalidade do nível dos reservatórios

Fonte: Confecção própria baseada nos dados do ONS (ONS, 2019)

A figura 13 apresenta a sobreposição das curvas da Média de Longo Termo da Energia Natural Afluente e do sinal sazonal de Energia Armazenada.

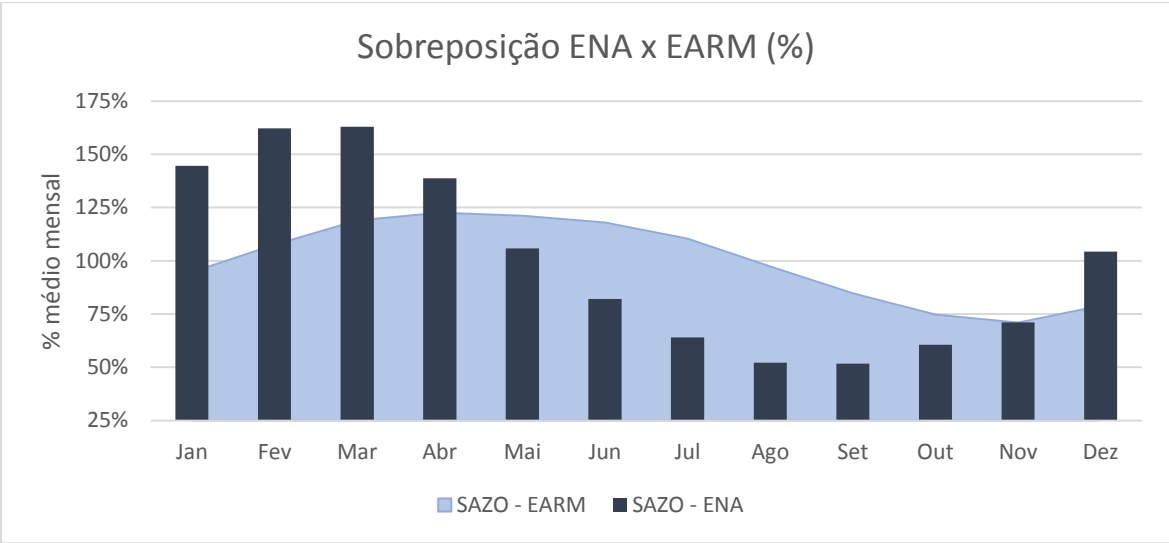


Figura 13: Sazonalidade do nível dos reservatórios

Fonte: Confecção própria baseada nos dados do ONS (ONS, 2019)

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivos gerais

O objetivo principal deste trabalho é elaborar um material técnico que replique as principais regras vigentes para a contratação de energia elétrica, de modo que instrua e que sirva como material de consulta para profissionais responsáveis pela gestão dos custos relacionados à energia elétrica.

A obtenção dos objetivos esperados depende inicialmente da segregação dos itens de cobrança de energia elétrica para os consumidores conectados à alta tensão. Após a diferenciação das parcelas relativas as Tarifas de Energia (TE) e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão é aplicado o conceito das energias renováveis com desconto na TUSD/TUST e posteriormente os critérios operativos que influenciam no preço de Energia, correspondente a parcela de TE para os consumidores livres e especiais.

2.2 Objetivos específicos

Replicar o faturamento de Energia relacionado à parcela de TUSD/TUST em diferentes quadros de contratação, considerando os efeitos na modalidade Horo-Sazonal Azul ou Verde, com diferentes fatores de consumo e diferentes consumos na Ponta ou fora ponta. O objetivo final é precificar os valores equivalentes aos descontos financeiros obtidos por meio da contratação de Energia Incentivada com 50% de desconto e 100% de desconto, indicando o cenário mais econômico de contratação no que se refere aos custos globais atrelados à Energia Elétrica.

Determinar o valor de equilíbrio, entre os descontos nas parcelas de Demanda Contratada e de Encargos de Ponta, sem impostos, e o ágio praticado no mercado de Energia para a negociação do produto para obtenção dos descontos.

3. METODOLOGIA

3.1 Premissas gerais

Conforme apresentado anteriormente, a contratação de energia incentivada pode proporcionar descontos nos itens de Demanda Contratada e também na TUSD Encargos de Ponta, no caso dos consumidores enquadrados na modalidade horo-sazonal verde. Usualmente as principais fontes renováveis possuem 50% de desconto na TUSD/TUST como é o caso da Energia I5, e, em menores quantidades 80% para energia I8, ou 100%, como é o caso das fontes geradoras de Energia I1. Em razão do balanço entre oferta e demanda destes tipos de energia, das condições operativas determinadas pelo Operador Nacional do Sistema e das estratégias comerciais de cada agente gerador, o ágio atrelado a estes tipos de energia varia mensalmente.

Outro fator que afeta no valor adicional da energia incentivada é a sazonalidade de geração das fontes produtoras, pois afeta diretamente na oferta da energia incentivada, provocando reduções no ágio deste produto nos períodos de maior produção. Com base nos preços expressos no Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), o ágio do produto I5, que possui maior liquidez no mercado, é negociado entre R\$ 20,00/MWh e R\$ 60,00/MWh a depender das variações mencionadas acima. A Energia I1 tradicionalmente entre R\$ 60/MWh e R\$ 150/MWh. Estas variações permitem que os consumidores livres ou especiais analisem mensalmente a viabilidade de contratação das fontes com os descontos.

3.2 Premissas específicas

Considerando que, a depender das premissas mensais, o custo adicional para a contratação de Energia Incentivada varia, a metodologia aplicada inicialmente desconsidera estas variações na precificação do ágio. Isto é feito pois a economia obtida não está atrelada diretamente ao ágio do produto I5 ou I1, mas sim ao desconto obtido por meio de suas contratações. Neste caso, é calculado o desconto em R\$/MWh aplicado às tarifas da TUSD no subgrupo A4 (2,3 kV a 25 kV), da distribuidora CPFL PAULISTA, dispostas na respectiva resolução homologatória vigente (REH N°2526 04/2019).

Para que os efeitos representem variadas características de consumo, a análise é realizada sobre três consumidores fictícios, considerando as duas variantes de modalidade tarifárias (HS-AZUL e HS-Verde) para cada um destes. As principais diferenças entre os clientes estão atreladas aos fatores de carga (25% e 75% de utilização da potência contratada), no caso dos Clientes A e B, e dos fatores de consumo na ponta, com 5% e 15% do consumo total no horário de ponta para os Clientes B e C. A tabela 5 demonstra as variantes selecionadas para os estudos de caso:

Tabela 5: Modelos de clientes

HS - AZUL	Comparativo Fator de Carga		Comparativo Consumo Ponta	
	Cliente A	Cliente B	Cliente B	Cliente C
Demanda C.	3000	3000	3000	3000
Fator de Carga	25%	75%	75%	75%
Consumo Ponta	5%	5%	5%	15%
Distribuidora	CPFL Pta	CPFL Pta	CPFL Pta	CPFL Pta
Subgrupo:	A4	A4	A4	A4
Modalidade	AZUL	AZUL	AZUL	AZUL
Horas Mês	744	744	744	744

HS - VERDE	Cliente A	Cliente B	Cliente B	Cliente C
Demanda C.	3000	3000	3000	3000
Fator de Carga	25%	75%	75%	75%
Consumo Ponta	5%	5%	5%	15%
Distribuidora	CPFL Pta	CPFL Pta	CPFL Pta	CPFL Pta
Subgrupo:	A4	A4	A4	A4
Modalidade	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE
Horas Mês	744	744	744	744

Com estes dados é possível projetar os dados de consumo e calcular os custos médios com TUSD/TUST em R\$/MWh. Este cálculo é necessário para verificar as diferenças nos itens de cobrança em cada cenário de contratação. Inicialmente o comparativo é realizado com os consumidores A e B, para verificação dos efeitos dos diferentes fatores de carga nas parcelas da TUSD/TUST.

4. RESULTADOS

4.1. Contratação de energia incentivada com desconto

4.1.1 Cliente A x Cliente B – Alteração dos Fatores de Carga

Fator de Carga = 25%			ALTERADO			Fator de Carga = 75%		
Consumo Ponta = 5%			MANTIDO			Consumo Ponta = 5%		
Dados de Consumo		Cliente A				Dados de Consumo		Cliente B
Consumo PT		27,9	MWh			Consumo PT		83,7
Consumo FP		530,1	MWh			Consumo FP		1.590,3
Demanda PT - AZUL		3.000	kW			Demanda PT - AZUL		3.000
Demanda FP – AZUL		3.000	kW			Demanda FP – AZUL		3.000
Demanda - VERDE		3.000	kW			Demanda - VERDE		3.000

Na comparação entre o cliente A e B, a única diferença está relacionada aos fatores de Carga. Para o Cliente A o fator de carga é somente de 25% e, com isto, o consumo total mensal é menor, totalizando 558 MWh. O Cliente B totaliza 1674 MWh ao longo do mês, correspondente a FC=75%.

A seguir são apresentadas as tarifas dispostas na REH Nº2526 04/2019, que homologa o reajuste tarifário anual da CPFL Paulista. Sobre as tarifas foram aplicados os respectivos descontos considerando energia I5 e I1, que concedem 50% e 100% de desconto, respectivamente. Estes descontos incidem sobre as parcelas de Demanda tanto para a modalidade azul quanto na modalidade verde. Na modalidade verde, exclusivamente, os descontos incidem sobre uma parcela da tarifa dos Encargos de Ponta.

Tarifas: CPFL Pta – A4

TUSD - AZUL	S/ Desc	50% Desc	100% Desc	
Encargo PT	75,67	75,67	75,67	R\$/MWh
Encargo FP	75,67	75,67	75,67	R\$/MWh
Demanda P	26,74	13,37	0	R\$/kW
Demanda FP	10,35	5,17	0	R\$/kW

Demanda Única	0	0	0	R\$/kW
TUSD - Verde	S/ Desc	50% Desc	100% Desc	
Encargo PT	726,16	400,91	75,67	R\$/MWh
Encargo FP	75,67	75,67	75,67	R\$/MWh
Demanda P	0	0	0	R\$/kW
Demanda FP	0	0	0	R\$/kW
Demanda Única	10,35	5,17	0	R\$/kW

Na verificação das diferenças entre as tarifas, é possível concluir que, na condição de 100% de desconto, tanto na modalidade verde quanto na azul, as tarifas de aplicação são as mesmas. A partir da multiplicação dos dados de consumo e das tarifas da distribuidora são obtidos os seguintes resultados totais, sem a consideração de impostos e custos adicionais.

AZUL (TOTAL R\$)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%
Cliente A	25%	5%	R\$ 153.493	R\$ 97.858	R\$ 42.223
Cliente B	75%	5%	R\$ 237.941	R\$ 182.306	R\$ 126.671

VERDE (TOTAL R\$)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%
Cliente A	25%	5%	R\$ 91.422	R\$ 66.823	R\$ 42.223
Cliente B	75%	5%	R\$ 212.167	R\$ 169.419	R\$ 126.671

Quanto aos **custos totais da parcela de TUSD**, expressos nas tabelas acima é possível verificar que:

4.1.1. Fatores de Carga – Custos totais (R\$):

Tanto na modalidade azul quanto na verde os custos totais são maiores conforme aumento do fator de carga. Isto ocorre em razão da parcela da TUSD

Encargos, que é cobrada em R\$/MWh e, portanto, com um consumo maior, maior é a cobrança desta parcela da TUSD.

Para melhores análises os valores totais devem ser normalizados por meio da divisão pela quantidade total consumida. A resultante é em R\$/MWh, mesma base utilizada na precificação de comercialização de Energia Incentivada. As tabelas abaixo demonstram os resultados em R\$/MWh:

AZUL (R\$/MWh)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%
Cliente A	25%	5%	R\$ 275	R\$ 175	R\$ 75
Cliente B	75%	5%	R\$ 142	R\$ 108	R\$ 75

VERDE (R\$/MWh)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%
Cliente A	25%	5%	R\$ 163	R\$ 119	R\$ 75
Cliente B	75%	5%	R\$ 126	R\$ 101	R\$ 75

Quanto aos **custos médios da parcela de TUSD**, expressos nas tabelas acima é possível verificar que:

4.1.2 Fatores de Carga – Custos médios (R\$/MWh)

O cliente A possui custos médios mais altos que os do cliente B nas duas modalidades de contratação. Isto permite afirmar que quanto menor o fator de carga, maior o custo médio da TUSD. Isto ocorre pois, a parcela de Demanda, que é cobrada em R\$/kW não depende do consumo, mas sim da potência contratada, portanto, mesmo com consumos menores, sua cobrança ocorre da mesma maneira.

4.1.3 Precificação: Cliente A x Cliente B

Conforme metodologia expressa, foram calculadas as diferenças entre os custos médios da TUSD mediante a contratação de cada tipo de energia. Esta

diferença pode ser denominada de *Break Even* do ágio praticado nas negociações de Energia Incentivada. Esta análise tem base nos dados de consumo, tarifas vigentes da CPFL Paulista sem impostos. Diante destas premissas, a tabela abaixo apresenta os valores dos respectivos descontos na TUSD:

CLIENTE A				
AZUL (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Valor da TUSD	R\$ 275,08	R\$ 175,37	R\$ 75,67	
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 99,70	R\$ 199,41	

VERDE (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Valor da TUSD	R\$ 163,84	R\$ 119,75	R\$ 75,67	
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 44,08	R\$ 88,17	

CLIENTE B				
AZUL (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Cliente B	R\$ 142,14	R\$ 108,90	R\$ 75,67	
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 33,23	R\$ 66,47	

VERDE (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Cliente B	R\$ 126,74	R\$ 101,21	R\$ 75,67	
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 25,54	R\$ 51,07	

Fatores de Carga – Cálculo do Desconto (R\$/MWh): O cliente A, que possui menores fatores de carga, pelas regras descritas nas análises, tem os custos médios com a TUSD mais altos. Consequentemente o desconto obtido por meio da contratação de Energia Renovável é maior. Para o Cliente B, que possui maiores fatores de carga, os custos médios com a TUSD, em R\$/MWh são menores e, portanto, os descontos também.

A partir das simulações de custos totais e médios da TUSD, as seguintes conclusões são apresentadas:

4.1.4 Análise: Cliente A x Cliente B

Análise de correlação nos Custos Totais (TUSD em R\$):

Menor Fator de Carga → Menor Custo total com a TUSD (R\$)

Maior Fator de Carga → Maior Custo total com a TUSD (R\$)

Análise de correlação nos Custos Médios (TUSD em R\$/MWh):

Menor Fator de Carga → Maior Custo médio com a TUSD (R\$/MWh)

Maior Fator de Carga → Menor Custo médio com a TUSD (R\$/MWh)

Análise de correlação no Desconto da TUSD (em R\$/MWh):

Menor Fator de Carga → Maior o valor do Desconto na TUSD (R\$/MWh)

Maior Fator de Carga → Menor o valor do Desconto na TUSD (R\$/MWh)

Precificação da contratação de Energia Incentivada:

CLIENTE A – Valor do Desconto = BreakEven do ágio (S/ Impostos)

Valor do Desconto (R\$/MWh)	Convencional		Inc. 50%		Inc. 100%	
AZUL	R\$	-	R\$	99,70	R\$	199,41
VERDE	R\$	-	R\$	44,08	R\$	88,17

CLIENTE B – Valor do Desconto = BreakEven do ágio (S/ Impostos)

Valor do Desconto (R\$/MWh)	Convencional		Inc. 50%		Inc. 100%	
AZUL	R\$	-	R\$	33,23	R\$	66,47

VERDE R\$ - R\$ 25,54 R\$ 51,07

4.2 Cliente B x Cliente C – Alteração dos Fatores de Consumo Ponta

Fator de Carga = 75%		MANTIDO	Fator de Carga = 75%	
Consumo Ponta = 5%		ALTERADO	Consumo Ponta = 15%	
Dados de Consumo	Cliente B		Dados de Consumo	Cliente C
Consumo PT	83,7	MWh	Consumo PT	251,1 MWh
Consumo FP	1590,3	MWh	Consumo FP	1422,9 MWh
Demanda PT - AZUL	3.000	kW	Demanda PT - AZUL	3.000 kW
Demanda FP – AZUL	3.000	kW	Demanda FP – AZUL	3.000 kW
Demanda - VERDE	3.000	kW	Demanda - VERDE	3.000 kW

Neste comparativo, entre os clientes B e C a diferença ocorre nos fatores de consumo na ponta. O **Cliente B**, como visto no primeiro exemplo, possui o fator de consumo na ponta de 5%, totalizando 83,7 MWh neste posto tarifário e 1590,3 MWh no posto fora de ponta. Para o **Cliente C** foi empregado o fator de consumo na ponta de 15% e, com isto, o consumo total na ponta é maior, totalizando 251,1 MWh, enquanto na fora ponta é 1422,9 MWh. Os dois clientes totalizam 1674 MWh ao longo do mês, correspondente a FC=75%. Considerando que a distribuidoras permanece a mesma, as tarifas abaixo correspondem as tarifas dispostas na REH Nº2526 04/2019, que homologa o reajuste tarifário anual da CPFL Paulista e, seguindo a metodologia apresentada, sobre estas tarifas foram aplicados os respectivos descontos considerando energia I5 e I1.

Tarifas: CPFL Pta – A4

TUSD - AZUL	S/ Desc	50% Desc	100% Desc	
Encargo PT	75,67	75,67	75,67	R\$/MWh
Encargo FP	75,67	75,67	75,67	R\$/MWh
Demanda P	26,74	13,37	0	R\$/kW
Demanda FP	10,35	5,17	0	R\$/kW

Demanda Única	0	0	0	R\$/kW
---------------	---	---	---	--------

TUSD - Verde	S/ Desc	50% Desc	100% Desc	
Encargo PT	726,16	400,915	75,67	R\$/MWh
Encargo FP	75,67	75,67	75,67	R\$/MWh
Demanda P	0	0	0	R\$/kW
Demanda FP	0	0	0	R\$/kW
Demanda Única	10,35	5,17	0	R\$/kW

Nas tabelas acima é possível verificar que, na condição das tarifas com 50% de desconto, tanto na modalidade verde quanto na azul, as tarifas de demanda correspondem a exatamente metade dos valores das tarifas de demanda sem descontos. Na condição dos encargos de ponta, na modalidade verde, esta correlação não é de exatamente 50%, pois também depende dos valores das tarifas de encargos fora de ponta.

A aplicação das tarifas aos dados de consumo traz os seguintes resultados totais da TUSD:

AZUL (TOTAL R\$)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%
Cliente B	75%	5%	R\$ 237.942	R\$ 182.307	R\$ 126.672
Cliente C	75%	15%	R\$ 237.942	R\$ 182.307	R\$ 126.672

VERDE (TOTAL R\$)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%
Cliente B	75%	5%	R\$ 212.168	R\$ 169.420	R\$ 126.672
Cliente C	75%	15%	R\$ 321.060	R\$ 223.866	R\$ 126.672

Quanto aos **custos totais da parcela de TUSD**, expressos nas tabelas acima é possível verificar que:

4.2.1 Fatores de Consumo na Ponta – Custos totais (R\$):

As alterações nos valores da simulação não provocaram mudanças nos custos totais da modalidade Horo-Sazonal AZUL. Já na modalidade Verde houve significativo aumento com a alteração dos fatores de ponta. Isto ocorre em razão da parcela da TUSD - Encargos de Ponta, que é significativamente mais cara na modalidade Verde.

De maneira similar a aplicação do primeiro caso, estes valores totais devem ser divididos pela quantidade total consumida para obtenção de um valor médio em R\$/MWh, para posterior determinação do valor de equilíbrio do ágio da Energia Incentivada. A tabela abaixo apresenta os resultados em R\$/MWh

AZUL (R\$/MWh)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional		Inc. 50%		Inc. 100%	
Cliente B	75%	5%	R\$	142	R\$	109	R\$	76
Cliente C	75%	15%	R\$	142	R\$	109	R\$	76

VERDE (R\$/MWh)	Fatores de Carga	Consumo na Ponta	Energia Convencional		Inc. 50%		Inc. 100%	
Cliente B	75%	5%	R\$	127	R\$	101	R\$	76
Cliente C	75%	15%	R\$	192	R\$	134	R\$	76

Os valores médios da TUSD calculados nas diferentes condições de contratação permitem a seguinte análise:

4.2.2 Fatores de Consumo na Ponta - Custos médios (R\$/MWh):

Na contratação na modalidade Horo Sazonal - AZUL, considerando que os consumos totais dos dois clientes são iguais e que os fatores de consumo na ponta não alteram os custos totais da TUSD, os custos médios também permaneceram iguais para os dois clientes. Já na modalidade Horo Sazonal – Verde há uma relação direta entre o fator de consumo na ponta e o aumento nos custos médios.

4.2.3 Precificação: Cliente B x Cliente C

Os custos médios apresentados possibilitam o cálculo do desconto obtido mediante à contratação de energia renovável. Estes valores representam o benefício financeiro na parcela de TUSD e, portanto, não podem ser superiores aos custos o ágio aplicado para cada fonte. As tabelas abaixo demonstram estes valores para os dois clientes:

CLIENTE B				
AZUL (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Cliente B	R\$ 142,14	R\$ 108,90	R\$	75,67
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 33,23	R\$	66,47

VERDE (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Cliente B	R\$ 126,74	R\$ 101,21	R\$	75,67
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 25,54	R\$	51,07

CLIENTE C				
AZUL (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Cliente C	R\$ 142,14	R\$ 108,90	R\$	75,67
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 33,23	R\$	66,47

VERDE (R\$/MWh)	Convencional	Inc. 50%	Inc. 100%	
Cliente C	R\$ 191,79	R\$ 133,73	R\$	75,67
Break Even do Ágio	R\$ -	R\$ 58,06	R\$	116,12

Fatores de Carga – Cálculo do Desconto (R\$/MWh): O maior valor de equilíbrio calculado ocorre no caso do Cliente C, na modalidade Horo

Sazonal Verde. Isto ocorre pois o Consumo de Ponta deste cliente é maior e as respectivas tarifas são mais caras. Não ocorre esta alteração na modalidade verde pois os consumos de ponta não alteram os valores da TUSD nessa modalidade.

A partir das simulações de custos totais e médios da TUSD, as seguintes conclusões são apresentadas:

4.2.4 Análise: Cliente B x Cliente C

Análise de correlação nos Custos Totais (TUSD em R\$):

Modalidade Horo Sazonal - AZUL: Sem alterações

Modalidade Horo Sazonal – VERDE

Menor Consumo na Ponta → Menor o custo total com a TUSD (R\$)

Maior Consumo na Ponta → Maior o custo total com a TUSD (R\$)

Análise de correlação nos Custos Médios (TUSD em R\$/MWh):

Modalidade Horo Sazonal - AZUL: Sem alterações

Modalidade Horo Sazonal – VERDE

Menor Consumo na Ponta → Menor o custo médio com a TUSD (R\$)

Maior Consumo na Ponta → Maior os custos totais com a TUSD (R\$)

Análise de correlação no Desconto da TUSD (em R\$/MWh):

Modalidade Horo Sazonal - AZUL: Sem alterações

Modalidade Horo Sazonal – VERDE

Menor Consumo na Ponta → Menor o desconto na TUSD (R\$/MWh)

Maior Consumo na Ponta → Maior o desconto na TUSD (R\$/MWh)

Precificação da contratação de Energia Incentivada:

CLIENTE B – Valor do Desconto = BreakEven do ágio (S/ Impostos)

Valor do Desconto (R\$/MWh)	Convencional		Inc. 50%		Inc. 100%	
AZUL	R\$	-	R\$	33,23	R\$	66,47
VERDE	R\$	-	R\$	44,08	R\$	88,17

CLIENTE C – Valor do Desconto = BreakEven do ágio (S/ Impostos)

Valor do Desconto (R\$/MWh)	Convencional		Inc. 50%		Inc. 100%	
AZUL	R\$	-	R\$	33,23	R\$	66,47
VERDE	R\$	-	R\$	58,06	R\$	116,12

Análise Adicional:

4.2.5 Melhor contratação entre HS VERDE x HS AZUL:

Quanto Menor Consumo na Ponta →

→ A TUSD em HS – VERDE fica mais econômica (R\$)

Quanto Maior Consumo na Ponta →

→ A TUSD em HS – AZUL fica mais econômica (R\$)

5 EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS AO MCP

Exemplo de curva de carga

- Contrato de Energia Flat e Curva de Carga

Figura Curva de Carga x Contrato FLAT

Figura Curva de Carga x Contrato Modulado

Metodologia – Recursos x Requisitos valorados ao PLD

- Gráficos PLD Semana Patamar x PLD Horário (JAN – MAR 2019)

Tabela Calculo de exposição contratual

- Curva de Energia Eolica (Dados geração SAGIC) x Contrato FLAT

Valoração das exposições ao PLD Semana Patamar

Valoração das exposições ao PLD Horário Sombra

6. BIBLIOGRAFIA