

**AUDIÊNCIA PÚBLICA – AP025/2002**

Determinação das tarifas de energia elétrica de concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição.  
Tabela analítica de contribuições agrupadas por sugestão/entidade/aproveitamento

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
ABRACEE /IBS/ ABICLOR/ABAL	No art. 1º Inserção de parágrafo único: "A determinação das tarifas de energia elétrica, assim como das tarifas de uso do sistema de distribuição, conforme previsto nesta Resolução, não poderá implicar alterações nos valores totais pagos atualmente pelos consumidores do Grupo A e do Grupo B em razão do fornecimento de energia elétrica."	Não Aceito	A abertura das atuais tarifas de fornecimento em tarifas de energia e tarifas de transporte não altera o valor total da atual tarifa de fornecimento, apenas explicita suas componentes. Contudo o Realinhamento tarifário previsto na Resolução nº 12 do CNPE implica em alteração dos valores totais pagos atualmente pelos consumidores dos grupos "A" e "B", em razão do fornecimento de energia elétrica. Cabe ressaltar que a aplicação dos disposto na minuta de resolução não irá modificar o montante de receita da concessionária, mas sim a forma dela auferir tal receita.
	No art. 3º. Os encargos setoriais previstos nos incisos I, II e III, bem como as perdas comerciais a que se refere o caput do artigo 3º, não devem ser acrescidos às tarifas de uso dos sistemas de distribuição, pois, além de constituírem encargos variáveis, não estão vinculados à atividade de disponibilização do sistema pela concessionária. Como o acesso aos sistemas é assegurado a todos os consumidores mediante o ressarcimento dos custos envolvidos, as tarifas de uso devem refletir os custos reais dessa atividade.	Não Aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo. Cabe ressaltar que os encargos setoriais a serem agregados às tarifas de uso serão definidos em função do consumo de energia elétrica.
	A Quota de CCC (inciso I) deve ser recolhida de acordo com o mesmo procedimento utilizado para o pagamento dos encargos tarifários extraordinários, conforme artigos 13 e 14 desta minuta de Resolução, assegurando-se a transparência tarifária almejada, reiteradamente mencionada no processo de revitalização.	Aceito Parcialmente	A definição dos critérios e formas de recolhimento da quota de CCC não é objeto desta Audiência Pública. No entanto, cabe ressaltar que este encargo será agregado às tarifas de uso de forma que se possa identificar seus valores (em R\$/MWh), promovendo desta maneira a transparência almejada.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	Os Encargos de Serviço de Sistemas ESS (inciso II) são recolhidos ao MAE e devem ser pagos diretamente pelo consumidor, quando Agente de Mercado; ou por seu representante no MAE, conforme prevê a minuta de Resolução submetida à Audiência Pública nº 22/2002; ou, em último caso, pela distribuidora, mediante cobrança específica, nos mesmos moldes dos encargos tarifários previstos nos artigos 13 e 14 desta minuta de Resolução.	Não aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser considerados os encargos setoriais de responsabilidade do consumo.
	A tarifa de transporte da energia de Itaipu (inciso III) deve ser repassada através da tarifa de energia, em conjunto com as parcelas descritas no artigo 4º desta minuta de Resolução, por se tratar de tarifa de uso exclusivo da energia elétrica de Itaipu.	Não aceito	A tarifa de transporte da energia de Itaipu será tratada como encargo de conexão. Devendo, portanto, agregar as tarifas de uso. Caso não seja rateada por todos os consumidores, a opção do consumidor livre por outro fornecedor impactaria as tarifas dos consumidores remanescentes.
	As perdas comerciais (caput) estão diretamente relacionadas ao gerenciamento da atividade de distribuição de energia elétrica e devem, portanto, ser incluídas na composição da tarifa de energia elétrica.	Não Aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser consideradas as parcelas apropriadas das perdas de energia elétrica.
	Sugere-se a supressão do artigo 3º e inclusão de dispositivos que estabeleçam o procedimento de recolhimento da CCC e ESS na forma ora proposta.	Não Aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser considerados os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.
	No art. 4º Em face dos comentários e sugestões ao artigo 3º anterior, propõe-se a modificação do inciso II: "II – tarifa de repasse de potência e de transporte da energia proveniente de ITAIPU Binacional, aplicável para as concessionárias e permissionárias de distribuição detentoras de quotas-parte de ITAIPU Binacional."	Não aceito	A tarifa de transporte da energia de Itaipu será tratada como encargo de conexão. Devendo, portanto, agregar as tarifas de uso. Caso não seja rateada por todos os consumidores, a opção do consumidor livre por outro fornecedor impactaria as tarifas dos consumidores remanescentes.
	Modificação do inciso III - "III – compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, quando não incluída no inciso I."	Não Aceito	A compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos tratada no inciso III se refere somente a geração própria, não tendo nenhum vínculo com a energia comprada para a revenda.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	Especificar as parcelas que compõem os custos de comercialização, a fim de que haja transparência e a possibilidade de acompanhamento pelo consumidor.	Não Aceito	Esta sugestão não é objeto desta Audiência Pública.
	Quanto ao §2º - Especificar melhor o conceito e a determinação do cálculo tratado neste parágrafo	Aceito	Este conceito é explicado na Nota Técnica nº 036/2002/SRD/SER/ANEEL referente ao assunto tratado nesta Audiência Pública.
	Art. 5º A supressão proposta para o previsto no artigo 3º, com a exclusão dos acréscimos à TUSD, deve estar refletida no texto deste artigo 5º, de forma a serem descontados das tarifas de fornecimento os encargos de CCC e ESS da Parcela I.	Não Aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser considerados os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.
	Solicita esclarecimentos nos pontos abaixo: a) se as tarifas serão calculadas por unidade consumidora, concessionária, nível de tensão, sub-grupo tarifário ou outro critério; b) como serão considerados o fator de carga e a modulação de cada unidade consumidora, dados essenciais para o estabelecimento de sua tarifa de energia; c) a que se refere o "consumo total faturado de energia" mencionado no inciso II: carga total da distribuidora, carga da unidade consumidora, carga total do nível de tensão, carga total do sub-grupo tarifário ou outro critério.	Aceito	Este conceito é explicado na Nota Técnica nº 036/2002/SRD/SER/ANEEL referente ao assunto tratado nesta Audiência Pública.
	Retirar do texto por ser repetitiva: "bem como as referidas tarifas de uso dos sistemas de distribuição."	Aceito	O texto da Resolução será modificado para melhor compreensão.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
ABRADEE	<p>TUSD - Entendemos que a metodologia de cálculo da TUSD já foi objeto da Audiência Pública 013/2002, desenvolvida por essa Agência. A alteração proposta, de inclusão de encargos como CCC, ESS e tarifa de transporte de Itaipu não se coadunam com a metodologia de apuração da tarifa-fio, e contribui para desvirtuar o seu sinal econômico. Entendemos que esses encargos pertencem ao consumidor, e não à TUSD. Dessa forma, reiteramos nosso posicionamento quando da realização da AP 013.</p>	Não Aceito	<p>O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo. Cabe ressaltar que os encargos setoriais a serem agregados às tarifas de uso serão definidos em função do consumo de energia elétrica.</p>
ABRADEE	<p>A RTE foi criada para promover a recuperação dos valores de receita em função do racionamento de 2001. Se mantida a proposta da Minuta de Resolução, tal fato incorrerá em um prazo maior do que o previsto para cada concessionária, e limitado em Lei. A definição do prazo de recuperação foi calculada com base na tarifa de fornecimento, e na proposta em análise o desmembramento da tarifa deverá manter o nível de recuperação original. Se aplicado o mesmo percentual da RTE das tarifas de fornecimento na TUSD, a recuperação não será possível no tempo determinado. Assim, o percentual de RTE que deve ser aplicado à TUSD deverá gerar valores equivalentes aos hoje percebidos pelas concessionárias na fatura global.</p> <p>Sugerimos que a RTE seja definida como encargo em R\$/MWh, calculada pela tarifa de fornecimento para cada nível de tensão e devendo ser arrecadada junto com os demais encargos na fatura da TUSD, como no caso do encargo de energia emergencial. Caso contrário, conforme está colocado no art. 8 da Minuta de Resolução, as empresas ficarão à descoberto na parcela referente à energia, ou serão obrigadas a aumentar o prazo de arrecadação, quando ocorrer o caso de um determinado cliente optar em contratar energia livremente.</p>	Aceito	<p>A sugestão será incorporada à minuta de Resolução submetida a esta AP.</p>

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	<p>O texto da Minuta de Resolução não leva em consideração a existência de consumidores na tensão A1 atendidos por concessionárias distribuidoras. Assim, ficam dúvidas sobre qual procedimento deve ser adotado nesses casos, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Como fica a cobrança da TUST para esses clientes? Selo estadual específica para esse segmento?</li> <li>- E os demais encargos (ESS, perdas comerciais, Transporte Itaipu)?</li> <li>- Como deve ser cobrada a RTE nesses casos? Aplica-se na TUST, encargo de conexão e na fatura de energia?</li> <li>- Como deve ser reajustado o preço da energia? Aplica-se IGPM?</li> </ul>	Aceito	A ANEEL publicará as TUSD referentes aos consumidores pertencentes ao subgrupo tarifário A1. Os demais aspectos já estão sendo tratados pela minuta de Resolução.
ABRADEE	Entende-se pela Minuta de Resolução que a partir de Julho de 2005 não mais existirão as atuais modalidades tarifárias. Preocupamos o fato de que a extinção pura e simplesmente de sinal tarifário estimula a desmodulação por parte dos consumidores. Há necessidade, então, para estabilidade do sistema, de que haja essa sinalização no valor do preço da geração de energia.	Aceito	Este conceito é explicado na Nota Técnica nº 036/2002/SRD/SER/ANEEL referente ao assunto tratado nesta Audiência Pública.
ABRADEE	Entendemos como importante incluir na Minuta de Resolução tratamento que deve ser dado a potência reativa (fator de potência), principalmente para os consumidores livres a serem supridos por outras empresas, como é tratado na Resolução 456, já que é de responsabilidade da concessionária distribuidora o suprimento desse reativo	Não Aceito	Esta sugestão não é objeto desta AP, no entanto, será regulamentada pela ANEEL oportunamente.
APINE/TRACTE BEL ENERGIA	A inclusão das perdas comerciais de energia elétrica na TUSD rateia entre todos os consumidores (cativos e livres) tais perdas. Este procedimento não estimula a eficiência do serviço prestado pela empresa distribuidora. As perdas comerciais da distribuidora devem ser ônus da própria empresa, e não devem ser repassadas/rateadas entre os consumidores. Caso sejam repassadas, as perdas comerciais de energia elétrica devem ser incluídas na tarifa de energia elétrica.	Não Aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser consideradas as parcelas apropriadas das perdas de energia elétrica.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	<p>A tarifa de transporte de energia de Itaipu, segundo a Resolução 358/02, deve ser “aplicada aos contratantes daquela energia”. Sendo assim, este encargo não deve ser incorporado à TUSD, pois nem todos os consumidores pagadores da TUSD são compradores da energia de Itaipu (consumidores livres). Sendo assim, a tarifa de transporte de energia de Itaipu deve ser incluída na tarifa de energia elétrica. Além disso, a tarifa de transporte de Itaipu é equiparada a um encargo de conexão, portanto, de responsabilidade de seus acessantes. Incorporar este encargo à TUSD cria o precedente de que outros projetos de geração com custos de conexão expressivos (aproveitamentos na Amazônia e interligações internacionais) tenham esses custos rateados por todos os consumidores, alterando a competitividade desses projetos</p>	Não aceito	<p>A tarifa de transporte da energia de Itaipu será tratada como encargo de conexão. Devendo, portanto, agregar as tarifas de uso. Caso não seja rateada por todos os consumidores, a opção do consumidor livre por outro fornecedor impactaria as tarifas dos consumidores remanescentes.</p>
	<p>O §1º do Art. 4º dispõe que: “Os encargos setoriais deverão incluir as parcelas referentes à CDE e ao Proinfa, quando regulamentados”. Como o Art. 4º não menciona encargos setoriais, não está claro de que forma e em qual parcela da tarifa serão incluídos os encargos CDE e Proinfa. Considerando que a minuta de resolução inclui o encargo CCC na “nova TUSD”, sugere-se que os encargos CDE e Proinfa também os sejam. Isto se deve ao fato de que tais encargos possuem a mesma natureza da CCC (a CDE é, inclusive, considerada sucessora da CCC).</p>	Aceito Parcialmente	<p>A Lei 10.438/2002 estabelece em seu §1º que uma das fontes de recursos da CDE são as quotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia com consumidor final. Portanto, a CDE deve compor a parcela de energia.</p> <p>O Proinfa, conforme a Lei 10.438/2002, deve ser rateado entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, logo deverá incorporar as novas tarifas de uso destes consumidores.</p>
	<p>O §2º do Art. 4º dispõe que: “A parcela de que trata o inciso IV equivale à diferença entre o valor pago pela distribuidora em função do uso da rede básica e as respectivas TUST”. Há uma inconsistência de unidades (valor pago em R\$ x tarifa em R\$/kW mês).</p>	Aceito	<p>Não há inconsistências de unidades uma vez que a Tarifa de energia elétrica resulta da diferença entre as tarifas de fornecimento e uso. A parcela tratada no inciso IV terá a estrutura da TE.</p> <p>No entanto, este conceito é explicado na Nota Técnica nº 036/2002/SRD/SER/ANEEL referente ao assunto tratado nesta Audiência Pública.</p>

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	<p>O Art. 5º da minuta de resolução estabelece as parcelas que irão compor a tarifa energia elétrica, entre os anos de 2003 e 2006. Segundo seu inciso I, a Parcela I será calculada com base nas tarifas de fornecimento, descontadas a nova TUSD e a TUST. No entanto, a Resolução CNPE 12/2002, prevê que a Parcela I será calculada com base na tarifa de fornecimento da estrutura tarifária atual, descontadas TUSD e TUST. Conclui-se que há um conflito entre o disposto na minuta de resolução e na Resolução CNPE 12/2002.</p>	Aceito	O texto da minuta de Resolução será modificado para incorporar a sugestão.
	<p>No procedimento de cálculo previsto na minuta, a Parcela I inclui compra de energia de Contratos Iniciais e energia "nova". Por outro lado, a Parcela I determinada pela Resolução CNPE 12/2002 inclui apenas as compras da estrutura tarifária atual, ou seja, apenas Contratos Iniciais.</p> <p>Este conflito também ocorre na determinação da Parcela II. A Resolução CNPE 12/2002 determina que a tarifa de energia seja calculada com base no custo da energia disponível para venda. Enquanto que na minuta de resolução a Parcela II é determinada com base em todos os contratos de energia da distribuidora.</p>	Não aceito	A parcela referente a Energia comprada para revenda leva em consideração tanto a energia referente aos contratos iniciais quanto a energia "nova".
CEMIG	A minuta deve deixar claro que o cálculo da parcela I deve ser feito em DRP.	Aceito	O texto da Resolução será modificado para incorporar a sugestão.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	<p>Uma questão muito importante para as distribuidoras: Não queremos nem podemos inchar artificialmente a TUSD, pois isto criaria uma ilusão no mercado que de as tarifas de uso são altas. Assim, não queremos aplicar uma TUSD com preço fechado. É fundamental para nós a discriminação da conta, explicitando cada parcela componente da TUSD, principalmente a TUSD FIO, para que o consumidor saiba o que a Distribuidora efetivamente recebe pelo Uso da Rede. Além disso o repasse dos encargos não relacionados a TUSD deve estar condicionado à arrecadação, como se faz com a CBEE. A Distribuidora não pode arcar com encargos relacionados a energia de consumidor livre, como CCC, ESS, etc.</p>	Aceito Parcialmente	<p>A distribuidora não irá arcar com os encargos setoriais relacionados à energia de consumidor livre, como CCC e ESS. Contudo, o repasse dos encargos não estará condicionado à arrecadação. Cabe ressaltar que os encargos setoriais a serem agregados às tarifas de uso serão definidos em função do consumo de energia elétrica.</p>
	<p>Com relação aos encargos, deve-se observar que faltou P&amp;D (que a ANEEL especificou na minuta que trata de atendimento de consumidores por geradores). A CDE parece estar incluída nos demais encargos setoriais, mas a minuta trata disso no artigo 5o (contrato de energia), mas esse encargo precisa também ser arrecadado pela D. Se ficar no contrato de energia, quando o cliente ficar livre ele não pagaria o encargo ou pagaria para o Produtor Independente, que seria o arrecadador - muito mais complicado. Logo o parágrafo que trata do assunto deveria ser transferido para o artigo 4º.</p>	Aceito Parcialmente	<p>A parcela relativa ao P&amp;D será incorporada quando da revisão tarifária. O texto da Resolução será modificado para incorporar a sugestão.</p> <p>A Lei 10.438/2002 estabelece em seu §1º que uma das fontes de recursos da CDE são as quotas anuais pagas pelos agentes que comercializem energia com consumidor final. Portanto, a CDE deve compor a parcela de energia.</p>
	<p>Pela minuta ficou subentendido que metade das perdas da Rede Básica estaria sendo paga via tarifa de energia. Mas isto deve ficar mais claro, ou seja, o cliente quando ficar livre deverá pagar o valor do bilateral no centro de gravidade, contratando seu mercado mais metade das perdas da RB (as perdas da D estão na TUSD). A Distribuidora não pode arcar com esse custo, a não ser que no contrato de Uso de Rede conste também esse "encargo" a mais. O cliente cativo também deveria pagar no nosso contrato de energia o mix mais 1/2 das perdas da RB.</p>	Não Aceito	<p>Esta sugestão não é objeto desta AP e será tratada em regulamentação da ANEEL.</p>

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	A RTE é um encargo para cobrir perdas oriundas do racionamento da DISTRIBUIDORA. Assim, em momento algum, uma parte dela pode ser cobrada no contrato de energia pois, quando o cliente ficar livre a D não mais receberá essa parcela de RTE. A nota técnica mostra consciência sobre o assunto mas não apresentou solução. Nós achamos que o mais lógico é transformar para cada subgrupo a RTE em um encargo em R\$/MWh (como os demais – CCC, CBEE, ESS, etc.) e incluí-lo no Contrato de Uso de Rede. Esse encargo deverá ser reajustado pelo IRT médio (Uso + Energia)	Aceito	A sugestão será incorporada à minuta de Resolução submetida a esta AP.
	A minuta de resolução não esclarece como tratar os cliente A1 atendidos pela Distribuidora. A CEMIG acha que deve ser como os demais consumidores - dentro do Contrato de Uso de Rede, também e sempre assinado com a D, com a diferença única que a TUSD Fio e as perdas técnicas seriam nulas. Estariam presentes no contrato a TUST e todos demais encargos inclusive RTE	Aceito	A ANEEL publicará as TUSD referentes aos consumidores pertencentes ao subgrupo tarifário A1. Os demais aspectos já estão sendo tratados pela minuta de Resolução.
	A ANEEL coloca o custo de Comercialização no Contrato de Energia. Isto irá prejudicar as D/Cs entre as Revisões na medida em que os consumidores se tornarem livres, e na Revisão provocará aumento de tarifa nos consumidores remanescentes, o que desrespeita § 5º, do artigo 15, na lei nº 9074/95	Não aceito	O inciso II do § 2º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12 determina que o custo de comercialização seja incorporado à tarifa de energia elétrica.
	Não está claro na minuta a forma de considerar a CVA nas parcelas I e II, no período de transição.	Aceito	Este conceito é explicado na Nota Técnica nº 036/2002/SRD/SRE/ANEEL referente ao assunto tratado nesta Audiência Pública.
	Na Resolução não se fala em TUSD (demanda) em ponta e fora de ponta. Por isso resolvemos reiterar nosso total e irrestrito apoio a continuidade do sinal tarifário, pelo menos, nas tarifas de Uso de Rede	Aceito	Este conceito é explicado na Nota Técnica nº 036/2002/SRD/SER/ANEEL referente ao assunto tratado nesta Audiência Pública.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
CEMIG	<p>A CEMIG fez uma simulação da aplicação da minuta em discussão e verificou que o sinal tarifário, ou melhor, a redução de fatura que hoje um consumidor do grupo A tem, ao modular sua carga na hora da ponta, reduzirá em 50% hoje e 60% quando o cliente estiver pagando energia no patamar do VN. Isto porque a componente de energia é muito grande nesse mercado (principalmente nos subgrupos A1, A2 e A3 – praticamente todo mercado atual potencialmente livre), e essa componente não terá sinalização de ponta e fora de ponta e nem contratação de capacidade de ponta de geração. Isto seguramente irá diminuir a modulação, ou aumentar a carga na hora da ponta do Sistema. O custo médio de expansão de potência desde a geração até o 138 kV é da ordem de 180 R\$/kW.ano, isto equivale a um acréscimo médio de investimento de 1000 R\$/kW. No caso CEMIG isto representa um investimento de 1 bilhão para ampliar a capacidade de geração, transmissão e distribuição em 138 kV em 1000 MW (atual modulação da CEMIG). Estima-se que no país haja uma redução de carga provocada pelas tarifas Azul e Verde de 3 a 4 mil MW. O retorno de 2 MW de carga na ponta trará um investimento adicional e desnecessário de 2 bilhões de reais para um país nas condições em que se encontra. O MME e ANEEL deveriam analisar muito antes de assumir esse ônus. Felizmente essa volta se dará paulatinamente, durante o período de transição, desde que após a assinatura do contrato, não se permitam alterações nos valores de demanda e energia utilizados no cálculo da Tarifa de Energia. Deve-se deixar claro, que a Tarifa de Energia, irá variar de consumidor a consumidor (mesmo que o subgrupo tarifário não varie), conforme a sua modulação e fator de carga em cada posto. Consumidores que modulam mais, obterão uma tarifa de energia menor. Ou seja, conforme os valores já contratados, ou que venham a ser recontratados, se vierem, a TE terá um valor, para ou para menos conforme a modulação.</p>	Aceito	<p>A preocupação da CEMIG é pertinente e está alinhada com as intenções desta agência. No entanto, este não é o fórum mais adequado para dirimir as questões levantadas, que serão oportunamente tratadas pela ANEEL.</p>

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	<p>Observação importante: calcular TE com mercado modulado e depois deixar ele desmodular levará a uma perda de receita. Assim a CEMIG propõe que no caso de qualquer alteração nas cargas contratadas, a TE seja recalculada conforme os novos montantes. Deve-se observar, que mesmo garantindo uma volta gradual de carga na ponta, seguramente haverá pontos de estrangulamento, que deverão ser negociados prazos para expansão. O efeito na geração – falta ou maior necessidade de capacidade - será sentida no médio prazo pelo operador. Acontece porém que não há tarifação de potência (capacidade) de geração, para incentivar a entrada ou investimento em usinas de ponta ou motorização adicional de usinas novas e existentes. Acreditamos que quando o problema aparecer o regulador vai criar esse encargo. Como os investimentos demoram um pouco vamos gerar na ponta nas usinas térmicas mais caras e na CBEE, trazendo mais prejuízo ao consumidor. Assim, a CEMIG propõe a criação imediata de contratação de energia e potência de geração (como nos contratos iniciais) com todos, inclusive com os PIs. Deve-se observar ainda que TODAS distribuidoras que terão revisão em abril enviaram a ANEEL, planos de investimento, onde não estão previstas obras adicionais em função de desmodulação de carga de ponta. O mesmo vale para o planejamento da transmissão. O que distorcerá um pouco a análise do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras.</p>		

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
COELBA/COSERN/ CELPE	<p>É necessário rever a TUSD em função do percentual de comercialização de 15% da receita líquida total de distribuição e comercialização, considerado na Resolução ANEEL 594/2001. Este valor não é compatível com a definição da atividade de comercialização constante da Lei nº 9.427, de 26/12/96, Art. 26, p. 3º, com a redação dada pela Lei nº 9.648, de 27/05/98, Art. 11, p. 4º, e da Resolução ANEEL nº 265/1998, de 13/08/98, que se resume a comprar e vender energia no mercado livre.</p> <p>Desse modo os custos de comercialização compreendem apenas a contribuição ASMAE, Provisão para Devedores Duvidosos - PDD referente à energia comprada e os custos com pessoal, respectivos móveis e equipamentos, e viagens, necessários à comercialização de energia elétrica. Isso representaria um percentual da ordem de 1% da receita líquida total de distribuição e comercialização.</p> <p>Assim, a transferência de 15% da receita líquida total de distribuição e comercialização para o custo da energia tornará a Tarifa de Energia não competitiva com o mercado, causando a migração dos consumidores para o mercado livre e, conseqüentemente, gerando um desequilíbrio econômico-financeiro nas empresas, que perderão uma parcela da receita de distribuição juntamente com a opção do consumidor.</p> <p>Portanto é preciso rever, para aquelas empresas que não têm revisão até junho de 2003, a TUSD calculada a partir da metodologia estabelecida na Resolução ANEEL 594/2001</p>	Aceito	A Resolução ANEEL 594/2002 será modificada de forma a contemplar os novos custos de comercialização e distribuição, as novas regras de revisão tarifária, bem como a política tarifária estabelecida na Resolução CNPE nº 12/2002.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
ANTP (Conrado)	Não consta a regulamentação do disposto no § 3º do Art. 1º da Resolução 12 da CNPE de 17.09.02, que considera a definição de valores de tarifas para a unidade consumidora que diminua o consumo nos períodos de maior carga ou de suspender o consumo com o objetivo de aumentar a oferta.	Aceito Parcialmente	Esta sugestão não é objeto desta AP, no entanto, será regulamentada pela ANEEL oportunamente.
	No Artigo 3º não há razão para a cobrança do disposto no inciso I na TUSD, assim como não há razão para a cobrança especificada no inciso III, pois o sistema de transmissão, ao contrário da energia gerada em Itaipu é totalmente nacional.	Não aceito	A CCC é encargo de responsabilidade do segmento de consumo. Assim, conforme Resolução do CNPE, deve ser considerado nas Tarifas de uso.  A tarifa de transporte da energia de Itaipu será tratada como encargo de conexão. Devendo, portanto, agregar as tarifas de uso. Caso não seja rateada por todos os consumidores, a opção do consumidor livre por outro fornecedor impactaria as tarifas dos consumidores remanescentes.
	O sistema tarifário horo-sazonal foi implantado com o intuito de imprimir melhor aproveitamento do sistema elétrico, conforme afirma a portaria que o criou, definindo valores diferenciados para a demanda e para o consumo, em função do período e do horário de utilização da energia elétrica. Esse raciocínio é lógico do ponto de vista do sistema elétrico das concessionárias, pois induz o consumidor de energia elétrica a administrar a sua utilização, evitando o consumo nos horários de maior custo.  Essa ação se aplica, por exemplo, ao consumidor industrial que pode adaptar a sua produção em horários convenientes, antecipando ou adiando turnos de trabalho. Ao setor de transporte público urbano eletrificado esse raciocínio não se aplica, pois no horário de tarifa mais elevada ocorre justamente o acréscimo da demanda de usuários e por consequência incrementa-se significativamente a oferta de transporte, contrariando a intenção deste sistema de tarifação, tornando inadequada a sua aplicação e redundando em elevação de custos com energia elétrica.	Não aceito	Esta sugestão não é objeto desta Audiência Pública.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	<p>A alteração para o sistema de tarifação horo-sazonal impôs um acréscimo do custo com a energia elétrica para as empresas do setor que atinge até 54%. Esse acréscimo de custo funciona como inibidor de novos investimentos no setor de transporte público urbano eletrificado. Tal desestímulo é extremamente indesejável, principalmente num momento em que se pretende maior participação de tecnologias limpas de transporte nos centros urbanos, como forma de melhoria da qualidade de vida nas cidades brasileiras; e em que a situação de conflito mundial coloca o petróleo sob risco permanente de não suprimento e de custos cada vez mais altos.</p> <p>Assim, a forma de cálculo da conta de fornecimento de energia elétrica das operadoras de transporte público urbano eletrificado deve ser isenta dos acréscimos decorrentes da estrutura tarifária horo-sazonal e considerar somente a simultaneidade dos seguintes fatores:</p> <p>-Tarifa para o consumo da energia elétrica: cobrança de uma única tarifa de consumo de energia elétrica ao longo das 24 horas do dia, durante todos os dias do ano, no valor da tarifa do consumo fora de ponta;</p> <p>-Tarifa no período úmido e seco para o consumo da energia elétrica: cobrança de uma única tarifa de consumo de energia elétrica ao longo de todos os doze meses do ano, no valor da tarifa de período úmido;</p>		
	<p>Sugere-se a apresentação de uma "conta modelo" contemplando todos os itens tarifários e suas parcelas, com suas respectivas memórias de cálculo.</p>	<p>Aceito Parcialmente</p>	<p>A nota técnica tem a prerrogativa de exemplificar e melhorar a compreensão dos itens de que trata esta AP. Portanto, esta sugestão será tratada no que couber na referida nota.</p>

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
ESCELSA/ENERSUL	<p>Inserir no art. 2º inciso IV letra f Recursos para Pesquisa e Desenvolvimento – P &amp; D, nos termos dos contratos de concessão de distribuição e da regulamentação do setor de energia elétrica.</p> <p>Justificativa: Necessidade de cobertura tarifária para os recursos dispendidos com Pesquisa e Desenvolvimento, para atender o estabelecido no Contrato de Concessão de Distribuição e na legislação e regulamentação do setor elétrico.</p>	Aceito Parcialmente	A parcela relativa ao P&D será incorporada quando da revisão tarifária. O texto da Resolução será modificado para incorporar a sugestão.
	<p>Inserir no art. 3º - Parágrafo único. Serão considerados na TUSD, onde couberem, os valores referentes à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, aos recursos para Pesquisa e Desenvolvimento – P &amp; D e ao PIS/PASEP e COFINS relativos aos acréscimos de que trata o “caput” deste artigo.</p> <p>Justificativa: Necessidade de cobertura tarifária para os recursos dispendidos com Pesquisa e Desenvolvimento, para atender o estabelecido no Contrato de Concessão de Distribuição e na legislação e regulamentação do setor elétrico.</p>	Aceito Parcialmente	A parcela relativa ao P&D será incorporada quando da revisão tarifária. O texto da Resolução será modificado para incorporar a sugestão.
FINDES/COINFRA	Art. 1º - Aplicação dos percentuais de 25, 50, 75 e 100% será verdadeiro face a dinâmica do mercado da concessionária (poderá se alterar). verificar fórmula para valores diferentes de contratação	Aceito	A fórmula atende adequadamente valores diferentes de contratação.
	Sugere inserir no inciso II do art. 4º a expressão “onde couber”	Não Aceito	A sugestão não agrega valor à minuta de Resolução.
	Art. 2º - Serão as perdas técnicas ou as perdas comerciais como mencionado no art. 3º desta AP? se forem perdas comerciais, entendemos ser necessário estabelecer limites às mesmas (consumidores não podem arcar infinitamente com inadimplência de outros	Não aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser consideradas as parcelas apropriadas das perdas de energia elétrica.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
	Art. 12º- Regularizar aqui, e não no futuro, principalmente no que concerne a preços e reajustes	Não aceito	Face ao prazo estabelecido pelo CNPE para regulamentação do disposto na Resolução 12, os aspectos referentes à TUSD serão tratados posteriormente em regulamentação específica.
	Art. 9º - Alterar parágrafo único para § 1º na resolução 249. ortografia	Aceito	A sugestão será incorporada ao texto da Minuta de Resolução.
POWER FUEL	<p>Aplicação dos percentuais de 75, 50, 25 e 0 % da parcela I e 25, 50, 75 e 100 % respectivamente para a parcela II , com texto contido na Resolução No 12 CNPE, leva-me ao entendimento da aplicação da seguinte formula de apuração :</p> <p>Exemplo para 2003 ( valor da energia é hipotético ) :</p> <p>( 75 % x 80 R\$ + 25 % x 90 R\$ ) : ( 75 % + 25 % ) = situação ideal ;</p> <p>ou poderá ocorrer :</p> <p>( 75 % x 80 R\$ + 25 % x 0 R\$ ) : ( 75 % + 25 % ) = valor de energia inferior ao inicial. Esta é uma situação de perda de mercado de 25 % em 2003 para exemplo em foco. Várias outras situações poderão ocorrer .</p> <p>Face ao exemplo acima , caberia a meu ver detalhes outros ?</p>	Aceito	Este conceito é explicado na Nota Técnica nº 036/2002/SRD/SRE/ANEEL referente ao assunto tratado nesta Audiência Pública.
	No art. 2º São PERDAS TÉCNICAS ou PERDAS COMERCIAIS como mencionado no Art. 3º desta AP .	Esclarecimento	No art. 2º são as perdas técnicas. No art. 3º são as perdas comerciais.
	Art. 4º Creio que vale a pena mencionar prazo fim dos contratos iniciais.	Não aceito	A sugestão não é objeto desta AP.
	No art. 15º Alterar PARÁGRAFO ÚNICO para &10 parágrafo na Resolução 249. Agora passaram a ser dois os parágrafos.	Aceito	A sugestão será incorporada ao texto da Minuta de Resolução.

EMPRESA	CONTRIBUIÇÕES	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVAS/PROVIDÊNCIAS
Vânia	Retirar da tarifa de uso dos sistemas de distribuição os valores referentes a perdas comerciais de energia elétrica.	Não Aceito	O §1º do art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002 estabelece que na definição do valor das tarifas de uso de distribuição e transmissão deverão ser consideradas as parcelas apropriadas das perdas de energia elétrica.
	Retirar da tarifa de uso dos sistemas de distribuição os valores referentes à tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU Binacional.	Não aceito	A tarifa de transporte da energia de Itaipu será tratada como encargo de conexão. Devendo, portanto, agregar as tarifas de uso. Caso não seja rateada por todos os consumidores, a opção do consumidor livre por outro fornecedor impactaria as tarifas dos consumidores remanescentes.
SUPERVIA (Osmar de Araújo Nóbrega)	<p>Art. 3º§ considerar para os consumidores da classe “Serviço Público”, subclasse “Tração Elétrica” o que segue:</p> <p>Para o faturamento dos contratos de CCD, CUSD, CCT e CUST será considerada a demanda integralizada e a tarifa de fora de ponta para as 24 horas do dia, já que é comum ao sistema de transporte eletrificado de passageiros em grandes centros urbanos, ter mais de um ponto de recebimento de energia das concessionárias, a fim de manter a confiabilidade do transporte e que o transporte público urbano não tem como ser modulado para outros horários, pois é função do deslocamento da população e dos horários de trabalho das grandes cidades. A penalização do transporte urbano de passageiros em grandes centros com tarifas de ponta, foge completamente da lógica que instituiu o sistema tarifário horo-sazonal. Constitui um forte desestímulo à participação de formas limpas de tecnologia em transporte de passageiros em grandes centros e vai na contra mão da tendência mundial que é a de se fazer a despoluição dos grandes centros e de se proteger da alta do preço do petróleo, considerando que 90% da energia elétrica gerada provem de fontes hídricas.</p>	Não aceito.	A sugestão não é objeto desta AP.

	<p>DA DETERMINAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA</p> <p>§ considerar para os consumidores da classe "Serviço Público", subclasse "Tração Elétrica" o que segue:</p> <p>Pela mesmas razões acima, que penaliza e desestimula o transporte eletrificado de passageiros em grandes centros urbanos, estabelecer para a subclasse de consumidores "Tração Elétrica" a tarifa de energia de fora de ponta úmida para todos os dias do ano.</p>	Não aceito.	A sugestão não é objeto desta AP.
--	--	-------------	-----------------------------------