

ANEXO I DA NOTA TÉCNICA Nº 0004/2011-SRD/ANEEL, de 09/02/2011
RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº015/2010

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL

EMENTA: Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição.

Questões para Consulta Pública

A) Caracterização dos empreendimentos

A1. Qual seria a melhor forma de caracterização de uma pequena central geradora distribuída, além da fonte primária de energia? Deve-se utilizar a potência instalada ou potência injetada na rede?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	No caso da geração solar, deve-se fazer a distinção entre a geração solar fotovoltaica e a geração termossolar. Deve-se utilizar a potência instalada, sendo esta entendida como a máxima potência que o sistema de condicionamento seja capaz de fornecer à rede. Por exemplo, no caso da geração fotovoltaica, a potência máxima de saída CA do inversor ou conjunto de inversores.		1
ABINEE/EBES	Deve ser caracterizada pela potência instalada.		2
ABRACEL	Em nosso entendimento, a caracterização de uma pequena central geradora distribuída deve considerar a potencia máxima instalada do empreendimento e o nível de tensão do		3

	<p>ponto de conexão, que teoricamente poderiam ser diferenciados em função da fonte primária de geração.</p> <p>Além das fontes citadas no item 12 da Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/Aneel, é importante incluir também a co-geração qualificada no conceito de pequena central geradora distribuída.</p> <p>A co-geração qualificada, regulamentada pela REN Aneel nº 235/2006, apresenta os benefícios descritos no item 13 da referida Nota Técnica, se caracterizando por ser uma fonte não poluente de geração distribuída, proporcionando maior eficiência ao processo produtivo e reduzindo as emissões de CO2.</p>		
ABRAGEL	<p>A melhor forma para caracterizar uma central geradora é fundamentada em seus aspectos técnicos. Sendo assim, para caracterizar uma central geradora que será conectada ao sistema de distribuição para operar como Geração Distribuída, não é adequado que se use a potência injetada na rede. A potência injetada é um valor variável, que depende de diversos fatores, como o fator de capacidade, a eficiência do processo de geração, a corrente elétrica drenada pela carga, entre outros.</p> <p>Por outro lado, a potência instalada é um valor que é conhecido a partir do projeto, de dados do fabricante dos equipamentos ou ainda a partir de testes e ensaios adequados nas instalações de geração.</p> <p>Por estes motivos, é mais adequado que uma central geradora distribuída seja caracterizada em termos da fonte primária de energia utilizada (eólica, solar etc) e da sua localização e tensão de conexão, do que simplesmente se arbitrar uma potência de referência, podendo deixar de fora importantes projetos.</p>		4
AES Tietê/APINE	<p>Pela potência de geração que será conectada ao sistema de distribuição. Sugerimos a utilização de potência injetada na caracterização de pequena central de geração distribuída.</p>		5
Cemig	<p>Para a Distribuidora é importante ter o conhecimento tanto da potência instalada quanto da injetada. A potência da máquina reflete condições dinâmicas no sistema, ou seja, mesmo que a potência injetada seja menor, é relevante a potência total.</p> <p>Além das fontes citadas no item 12 da Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/Aneel, é importante incluir também a co-geração qualificada no conceito de pequena central geradora distribuída.</p>	<p>A co-geração qualificada, regulamentada pela REN Aneel nº 235/2006, apresenta os benefícios descritos no item 13 da referida Nota Técnica, se caracterizando por ser uma fonte não poluente de geração distribuída, proporcionando maior eficiência ao processo produtivo e reduzindo as emissões de CO2.</p>	6

Copel	Entendemos que a potência definidora da usina seja a potência instalada pois do contrário deveriam entrar nas considerações as questões relacionadas a: perdas, cargas internas, disponibilidade do sistema da distribuidora, etc..		7
CPFL Energia	A caracterização da central geradora distribuída deve levar em consideração a potência instalada.	Os níveis de curto circuito são afetados pela potência instalada, independente do montante a ser exportado.	8
Elektro	As centrais geradoras a partir de combustíveis fósseis não deveriam ser caracterizadas como pequenas centrais geradoras distribuídas, de modo que não sejam criados sinais que incentivem o uso deste tipo de energia primária. A pequena central geradora distribuída deve ser caracterizada a partir da capacidade instalada, pois ao limitar-se esta característica reduz-se a possibilidade de impactos mais relevantes na rede acessada (por exemplo: elevação do nível de curto-circuito, o que pode exigir investimentos para adequação).		9
Enel	A melhor forma é de caracterização, é a de potência total instalada. O novo sistema contará com um medidor bidirecional, a medição deve estar voltada para valores totais gerados e totais consumidos e a sua posterior relação para cada horário. Sim, pode haver um excedente a ser creditado no mês seguinte (seguindo alguns limites), mas é importante que haja cuidado na elaboração da conta de energia que permita um contrabalanceamento da geração e do consumo através de uma tarifa de troca entre o gerado e consumido. O sistema assim funciona como uma espécie de bateria com memória, viabilizando os pequenos empreendimentos. No caso da tensão de conexão, a melhor escolha pode ficar a cargo de questões técnicas apenas, maiores potências requerendo maiores tensões.		10
Eng. Thomas Rénatus Fendel	A fonte primária não interessa. CO2 é o gás da vida. Quanto mais CO2 no ar, mais crescem os vegetais. Estamos em resfriamento global. A propalada variação de 0,005% de CO2 na atmosfera em nada influe sobre o comportamento refletivo e raiativo do conjunto dos gases atmosféricos. Para efeito de caracterização das usinas, deve-se utilizar a potência instalada. A foto acima, é de um cogenerator assíncrono a óleo vegetal (fritura), com 2 kW elétricos e 3 kW térmicos (residuais), com rendimento total de 80%.		11

<p>FIERGS</p>	<p>Critério por fonte:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) PCH ATÉ 30 MW b) CGH até 20 MW c) Biomassa até 15 MW d) Eólica até 30 MW e) Solar Fotovoltaica até 10 MW f) Resíduos Urbanos até 15 MW g) Metano até 10 MW <p>- Para pequenos geradores sugerimos caracterizá-los pela potência instalada. - Para empresas caracterizadas com Produtor Independente de Energia Elétrica, sugerimos caracterizá-los pela potência injetada na rede.</p>	<p>12</p>
<p>Energisa</p>	<p>Potência instalada, tendo em vista a necessidade de adequação do Sistema Elétrico.</p>	<p>13</p>
<p>Guascor</p>	<p>A melhor forma de caracterizar uma pequena central geradora distribuída deve ser a sua localização. Independentemente da fonte primária de energia, o conceito de geração distribuída está associado à sua presença próximo aos centros de carga. Assim, considerar por exemplo a conexão em tensão inferior a um determinado valor pode ser um fator para caracterizar uma geração distribuída. Quando à potência, em função de variados fatores de capacidade, a melhor opção seria a potência injetada na rede, o que pode ser um fator preponderante para viabilizar ou não um empreendimento.</p>	<p>14</p>
<p>Eng. Joel P. Martins</p>	<p>Potência instalada</p>	<p>15</p>
<p>Light</p>	<p>A caracterização de uma central geradora distribuída poderia se dar pela sua localização dentro da área de concessão da distribuidora não se limitando à conexão a rede de distribuição. Quanto a potência, sugerimos que seja caracterizada pela máxima a ser injetada na rede da Distribuidora acessada ao longo do ano. Este valor que será levado em consideração na realização dos estudos para avaliação do impacto dos geradores distribuídos na rede de distribuição (impacto no nível de tensão, variação das perdas, variação de carregamento e etc).</p>	<p>16</p>

Neoenergia	Os dois parâmetros são importantes, a potência instalada define os níveis e contribuições de curto-circuito, necessários ao dimensionamento de equipamentos e realização de estudos de proteção; já a potência injetada tem influência nos fluxos de potência ao longo dos alimentadores, possibilidades de operação em ilhas, etc. Mas, como elemento de caracterização de uma pequena central, o parâmetro da potência instalada é mais representativo, visto que irá estabelecer a contribuição desta para a estabilidade do sistema e seus efeitos durante distúrbios, como um curto-circuito, etc.	17
Petrobras	<p>A atual definição de geração distribuída, conforme o art. 14 do Decreto 5.163/2004, não exclui a geração termelétrica da classificação de geração distribuída, apenas define limites de eficiência energética para a classificação desta fonte primária.</p> <p><i>“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:</i></p> <p><i>I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e</i></p> <p><i>II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.</i></p> <p><i>Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”</i></p> <p>Há um grande potencial para produção de vapor e outras utilidades associadas à geração de energia elétrica em hotéis, shoppings, hospitais e prédios públicos, com sistemas abastecidos a gás natural (fonte primária). Normalmente, estas instalações estão localizadas em centros de carga e proporcionam todos os benefícios para o setor elétrico descritos no item 13 da Nota Técnica 043/2010-SRD/ANEEL.</p> <p>Portanto, a cogeração qualificada a gás natural não deve ser excluída da classificação de “pequena central geradora distribuída”.</p> <p>Com relação à potência instalada ou injetada, entendemos que pode ocorrer a necessidade de complementação de energia da rede (quando a geração falha ou está</p>	18

	sujeita à intermitência da fonte primária – eólica, solar etc.) ou injeções de excedentes de energia produzida na rede da distribuidora. Portanto, o critério de energia injetada parece mais adequado, tanto para os produtores (em termos de dimensionamento de contratos de acesso e uso), quanto para os compradores da energia (expectativa de lastro de energia).		
Renove	A forma de caracterização deve procurar realmente procurar atingir aqueles consumidores cativos (classe residencial e rural) que tenham por objetivo instalar geração de energia para venda de parte ou totalidade da eletricidade produzida por qualquer processo de comercialização como processo “feed-in”, ou “net-metering” de forma que seja feito diretamente a concessionária de distribuição, para consumidor especial, ou agente de comercialização. Deverá caracterizar pelo tipo de fonte, nível de tensão (baixa tensão) e limite de potência instalada, de modo a se diferenciar daqueles empreendimentos de porte e objetivo puramente comercial		19
Ricardo Augusto Pufal	Potência Instalada, pois ela poderá ser a nominal.		20
Rodrigo Lopes Sauaia	Para um sistema fotovoltaico, a caracterização deve ser realizada pela potência nominal instalada (em Watt pico - Wp).		21
Solaria	Deve-ser utilizada a potência instalada, todavia incluindo garantias mínimas referente a potência injetada na rede calculador sobre o determinado período.		22
Sulgás	Acreditamos que a melhor forma de caracterizar uma pequena central geradora é pelo seu impacto no sistema elétrico, por isto sugerimos utilizar a potência injetada na rede para esta caracterização.		23
Ventos do Brasil	Creemos que a referência pela capacidade instalada pode ser mais simples de se administrar. Trata-se de um dado mais palpável e mais fácil de ser comprovado por catálogos e dados técnicos em geral.		24

A2. A potência máxima a ser injetada na rede de distribuição por pequenos geradores deveria ser limitada? Favor especificar os valores por nível de tensão, incluindo a baixa tensão.

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Sim, essa potência deve ser limitada. A limitação deve depender da demanda contratada		25

	<p>pela UC. Para potências instaladas até o valor da demanda contratada pela UC, o nível de tensão pode ser o da distribuição secundária e, para potências instaladas maiores que essa demanda, o nível de tensão deverá ser o da distribuição primária. Em ambos os casos, sugere-se a limitação em 5 MW, levando também em consideração que a soma das potências instaladas nas UCs ligadas ao mesmo alimentador não poderá exceder 50% da capacidade da rede.</p>	
ABINEE/EBES	<p>Sim, nos seguintes limites:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 6 kW em BT monofásico - 75 kW em BT trifásico - 1 MW em MT 	26
ABRAGEL	<p>Como visto no item anterior, é mais adequado que se caracterize uma central geradora em termos de sua fonte primária de energia e da sua localização, do que simplesmente pela sua capacidade (em kW ou MW).</p> <p>A extensa faixa de potência instalada existente atualmente na geração distribuída – de dezenas a milhares de kW – justifica a idéia de se fixar um valor que caracterize determinados empreendimentos como de “pequeno porte”. Em [1], sugere-se a divisão em três níveis de GD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Geração Doméstica ($P \leq 10$ kW); - Microgeração ($10 \text{ kW} < P \leq 100$ kW); - Midigeração ($100 \text{ kW} < P \leq 1.000$ kW). <p>Estes números podem ser adequados para se fixar o conceito de GD de pequeno porte, parte do objeto dessa Consulta Pública, no entanto o conceito de GD de forma geral não pode ser deixado de lado, principalmente quando se trata da questão da compra mediante processo de chamada pública, conforme veremos adiante, que é mais adequado à GD de maior porte.</p> <p>Assim, é importante nessa Consulta Pública que se fixem dois conceitos:</p> <p>A GD de forma geral já tem um conceito bem definido e critérios de comercialização bastante discutidos, especialmente a questão do consumidor especial (500 kW a 3.000 kW) os quais devem ser mantidos e preservados bem como o modelo de comercialização, tanto no ACL quanto no ACR, que já está bem definido;</p> <ul style="list-style-type: none"> - A GD de pequeno porte, que carece de regulamentação e ajustes no modelo setorial, para instituir a 	27

	figura do consumidor/gerador no conceito de “net metering”, contabilização da energia produzida, regras de mercado, entre outros conceitos.		
AES Tietê/APINE	Entendemos que a potência injetada de pequena central geradora distribuída na rede deve ser limitada a 500 kW, de forma a separar esta micro geração da geração incentivada comercializada com consumidores especiais, acima de 500 kW. O nível de tensão dependerá da análise e das condições de acesso de cada distribuidora envolvida na conexão da geração distribuída com características de micro geração.		28
Cemig	<p>Deve-se ficar claro que o montante de geração e seus impactos ao sistema de distribuição variam de acordo com cada caso. Desta forma, especificar um montante não é o ideal, visto que 1 MW pode não ser nada para um determinado sistema e muito para outro. Sendo assim a implantação de tarifas diferenciadas que se suportam na metodologia do sinal locacional pode ser um bom referencial para a definição e limitação do pondo de implantação da GD.</p> <p>Para conexões em média tensão além do sinal locacional, outra maneira de estabelecer o limite é através das análises de tensão. A tensão mínima em qualquer ponto do alimentador imediatamente após o religamento deverá ser maior ou igual a 90% da tensão nominal. Este limite foi definido considerando o valor crítico de tensão estabelecido no PRODIST (90% do valor de referência da tensão – VRT). Por praticidade considerou-se o VRT igual à tensão nominal.</p> <p>Para conexões em baixa tensão: o controle deverá ser feito pelo estabelecimento de limites percentuais de conexão por transformador de distribuição.</p> <p>Exemplificando: para um transformador de distribuição com potência de 75 kVA, poderia ser instalada uma unidade de geração distribuída total de até 50% (37,5 kVA).</p>		29
Copasa	Para quem já é acessante a potência máxima a ser injetada deveria ser no mínimo igual à capacidade dimensionada para o consumo. Para quem não é acessante a capacidade deve ser limitada à capacidade técnica da rede local, podendo ser ampliada.	O dimensionamento da rede independe do sentido do fluxo de energia da rede.	30
Copel	<p>A potência máxima a ser injetada pela usina dependerá das características de cada linha e subestação a que será conectada, devendo-se efetuar estudos caso a caso, não havendo assim um critério único e pré-definido. A título orientativo, apresentamos os critérios gerais adotados pela COPEL e que estão contemplados no Manual de Acesso de Geração Distribuída desenvolvido pela Copel Distribuição S.A.:</p> <p>BT(220/127 Volts) – máximo de 75 kW MT(13,8 kV) - máximo de 1MW para pingo na rede</p>		31

	<p>MT(13,8 kV) - linha expressa acima de 1MW limitado a 15 MW MT(34,5 kV) - máximo de 2MW para pingo MT(34,5 kV) - linha expressa acima de 2 MW limitado a 30 MW AT(69, 138 kV) - da ordem de 100 MW</p> <p>Quando a potência total dos geradores suplantar 20% da demanda da barra da subestação da COPEL, na qual os alimentadores destes pequenos geradores se conectarão, especificamente no patamar de carga leve e para qualquer configuração de rede possível das subestações radiais, <u>deve-se realizar as adequações na proteção das subestações</u> (instalação de relé de subtensão, sobretensão, sub e sobrefrequência, etc) e <u>implementar-se “transfer trip” da subestação a montante</u>. Sendo assim podem ocorrer situações em que os custos tornem inviável economicamente essa conexão.</p>		
CPFL Energia	A princípio não.	A potência injetada influi nos aspectos de tensão e proteção. Dependendo do local de instalação e da configuração do sistema elétrico, a potência precisa ser limitada e o limite de injeção dependerá de cada caso.	32
DME Energética	Entende-se por geração distribuída, unidades de geração que injetam pequenas quantidades de potência no sistema, conectadas geralmente em redes de distribuição próximas a centros de carga, que não são despachadas centralizadamente, e que utilizam fontes alternativas de energia como elemento primário.	Observa-se na literatura que não existe uma definição universal para geração distribuída. Em alguns países geração distribuída é definida em função do nível de tensão da rede à qual o gerador está conectado, em outros a definição se refere ao sistema no qual os consumidores estão conectados e, já em outros países, de acordo com a fonte primária de energia. Caracterizamos os geradores distribuídos como pequenas unidades, em relação às grandes centrais, uma vez que desempenham um papel de complemento da geração centralizada. Também caracterizamos a potência injetada nas redes em que estão	33

		conectados ao invés da potência instalada, uma vez que a injeção de potência é o fator real que impacta o sistema. Ainda definimos que a geração distribuída utiliza fontes alternativas de energia que é um meio de otimizar os recursos energéticos, tendo como consequência menos impactos nocivos ao meio ambiente, e além disso atualmente estas fontes estão atraentes economicamente. A comunhão desses fatores configura uma tendência mundial para a utilização de fontes alternativas de energia. Por fim definimos que os geradores distribuídos são despachados descentralizadamente principalmente em função da aleatoriedade da disponibilidade das fontes alternativas de energia.	
Elektro	<p>Os casos de conexão em Média Tensão devem manter a prática atual de realização de estudos específicos para cada conexão.</p> <p>No caso de conexão em Baixa Tensão, sugere-se o estabelecimento de limite de exportação das centrais geradoras conectada a um determinado circuito até o qual não se façam necessários estudos específicos. Note-se que tal limite deverá ser referente ao conjunto de centrais geradoras e não a cada uma individualmente (este seria determinado pelo indicado no item A1).</p> <p>Considerando as características diversas das concessionárias existentes, a determinação do limite aqui proposto deve ser realizada com a participação das distribuidoras.</p> <p>Atingido o limite conforme sugerido, toda nova conexão deverá ser precedida de estudos específicos para determinação das eventuais adequações das redes acessadas.</p>		34
Enel	Esta é uma resposta que é mais bem respondida pelas distribuidoras, pois a quantidade de energia a ser injetada, depende do portfólio de geração de cada distribuidora, assim como suas necessidades de		35

	expansão e capacidade do sistema.		
Eng. Thomas Renatus Fendel	Não. O que deve variar é o preço. Energia gerada em baixa tensão, distribuída, social, deve ter um valor maior.		36
FIERGS	Para a definição da potência a ser injetada na rede, entendemos que deverá ser buscada, dentro de uma faixa adequada que permita na concepção do empreendimento a busca de uma relação de custo benefício favorável, observado o tipo de fonte de geração, colaborando assim com a modicidade tarifária, observados os limites sugeridos no item A1.		37
Energisa	Os valores constantes na Nota Técnica, apresentados no item 49 (Seção 3.3 do Módulo 3 do PRODIST), estão adequados. Temos preocupação com o dimensionamento de circuitos secundários antigos; provavelmente, quando da conexão na Baixa Tensão, deverá haver reforma do circuito secundário, aumentando o custo da solução.		38
GTZ	O capítulo 5 sobre "Impacto da geração descentralizada nas curvas de carga e infraestrutura de distribuição" atende a pergunta A2. Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.		39
Guascor	A questão da potência máxima injetada depende de fatores técnicos que são definidos pelas concessionárias de distribuição. Assim, provavelmente os valores devem variar em função do nível de tensão, especialmente na' baixa tensão para pequenos geradores conectados em residências, no conceito "net metering". A experiência internacional pode balizar a definição desses valores.		40
Eng. Joel P. Martins	<i>Para BT, até o equivalente a 100% da fonte primária de energia, acima disso, deve ser negociada com a concessionária.</i>		41
Light	Sim, deve ser limitada por nível de tensão. O carregamento máximo admissível para uma linha de distribuição é determinado pela capacidade térmica do condutor, sendo que este valor dependerá principalmente da bitola do condutor. É possível estipular uma faixa aproximada de carregamento máximo de uma linha de distribuição (em A ou MVA) e com isso os valores máximos de potência injetada na rede de distribuição para cada nível de tensão. É importante destacar que o módulo 3 do PRODIST faz uma análise que vem ao encontro do questionamento feito neste item. Na seção 3.3 (Requisitos e Projeto), Sub-item 5.1, página 29, são		42

	<p>relacionados a potência instalada do gerador com um nível de tensão proposto. Tais valores estão coerentes, e deveriam ser utilizados como referência para estipular o nível de tensão da conexão em função do montante a ser injetado na rede. Segue a tabela apresentada no PRODIST:</p> <p>TABELA 1 – NÍVEIS DE TENSÃO CONSIDERADOS PARA CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS</p> <table border="1" data-bbox="517 443 1216 855"> <thead> <tr> <th>Potência Instalada</th> <th>Nível de Tensão de Conexão</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10 kW</td> <td>Baixa Tensão (monofásico)</td> </tr> <tr> <td>10 a 75 kW</td> <td>Baixa Tensão (trifásico)</td> </tr> <tr> <td>76 a 150 kW</td> <td>Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão</td> </tr> <tr> <td>151 a 500 kW</td> <td>Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão</td> </tr> <tr> <td>501 kW a 10 MW</td> <td>Média Tensão / Alta Tensão</td> </tr> <tr> <td>11 a 30 MW</td> <td>Média Tensão / Alta Tensão</td> </tr> <tr> <td>> 30 MW</td> <td>Alta Tensão</td> </tr> </tbody> </table>	Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão	< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)	10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)	76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão	11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão	> 30 MW	Alta Tensão		
Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão																		
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)																		
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)																		
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão																		
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão																		
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão																		
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão																		
> 30 MW	Alta Tensão																		
Neoenergia	<p>Não deve haver limitação prévia em função do nível de tensão. A própria capacidade dos sistemas de distribuição, incluindo níveis de curto circuito, de tensão e estabilidade, nos seus diversos níveis de tensão, que devem limitar a máxima potência capaz de ser injetada na rede já existente. Os reforços e ampliações quando necessários devem ser de acordo com o critério de menor custo global e a responsabilidade dos custos conforme definição do regulador.</p> <p>A diversidade de situações existente, assim como a quantidade de requisitos necessários à operação ótima das pequenas centrais, como, por exemplo, operação em ilha, inviabiliza a padronização de limites previamente.</p> <p>Adicionalmente, a limitação da potência injetada assim como a possibilidade ou não de ilhamentos para cada situação específica pode permitir a simplificação dos requisitos técnicos-operacionais para a conexão de pequenas centrais à rede de distribuição, de forma que estas possam dar sua contribuição energética ao sistema, mesmo que não haja o correspondente incremento de continuidade, visto que as mesmas seriam desligadas nos casos de perturbações ou contingências.</p>		43																
Petrobras	<p>Entendemos que a limitação de potência injetada é pertinente, sendo necessário um estudo detalhado para determinação dos limites adequados. Possivelmente, em função de restrições técnicas das malhas de</p>		44																

	distribuição, os limites de potência injetada em cada distribuidora serão diferentes. Assim, a questão dos investimentos por parte das distribuidoras para a adequação e homogeneidade dos limites de potência injetada deve estar abordada na regulação.		
Renove	Sim para atender ao critério de microgeração distribuída por fontes renováveis deverá ser limitada na baixa tensão (residencial e rural) até 10kW, e na média tensão, 50 kw. No entanto acreditamos ser prudente incluir este assunto em uma audiência pública presencial com os agentes do setor elétrico e consubstanciar o tema com estudos encomendados a terceiros para estudar os alimentadores típicos e possíveis limitações de injeção de potência, harmônicos, bem como a experiência internacional.		45
Ricardo Augusto Pufal	Em baixa tensão não		46
Solaria	Entendemos que não, todavia isso poderia ser um fator limitador do sistema elétrica de distribuição que varia em cada região do país. O que necessita ser definida melhor é a interpretação e suas características da “pequena geração”. Do nosso entendimento a pequena geração é geração residencial até 10kW e comercial/industrial com até 250kW.		47
Sulgás	Baixa tensão – até 100 kW Média tensão: de 100 kW até 1.000 kW Alta tensão: de 1.000 a 15.000 kW		48

A3. Qual são os custos médios da energia gerada a partir das fontes hídrica, eólica, solar, biomassa e biogás, relativos à pequena geração distribuída?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABINEE/EBES	Para energia fotovoltaica, em sistemas de até 6kW, cerca de R\$0,60 / kWh produzido, nas condições atuais de preços dos equipamentos, ou seja, sem produção nacional em larga escala.		49
ABRAGEL	A questão dos custos médios a partir de cada uma das fontes depende muito das condições em que essa fonte será instalada. Fatores tais como distância ao ponto de conexão, combustível a ser utilizado, forma de operação, entre outros, podem afetar significativamente o valor da geração distribuída. A discussão dos valores para definição de Valores Econômicos da tecnologia específica de cada fonte devem ser discutidos mais adiante, inclusive já considerando eventuais reduções advindas de programas de redução da carga tributária, entre outros.		50
AES	As fontes referenciadas estão sendo negociadas no mercado pelos seguintes preços médios:		51

Tietê/APINE	Eólica R\$ 130,86/MWh Biomassa R\$ 144,20/MWh PCHs R\$ 150-155/MWh Resíduos (Lixo) R\$ 180-200/MWh Fotovoltaica Solar R\$ 290/MWh (preços médios)		
Copel	Não temos informações próprias validadas para contribuir, pode-se sim observar que os custos da energia proveniente da GD de pequeno porte são mais elevados que os das centrais de maior porte principalmente por não haver ganho de escala tecnológica e de produção. Sabe-se também que os custos médios de energia diferem entre as diferentes fontes, portanto seria interessante criar custos padrões aos moldes do antigo VN.		52
Elektro	Dentro dos projetos especiais para atendimentos a comunidades isoladas atendidas pelo programa LPT, têm se praticado o valor de aproximadamente R\$ 34 mil por kW instalado para empreendimentos de geração fotovoltaica e potência gerada de 24,5 kW.		53
Enel	No que diz respeito ao solar fotovoltaico, hoje na Itália, no mercado de varejo, são praticados os seguintes preços, sem impostos, entregues instalados e operando. Modalidade “chave na mão”. 1,5kW: 7.040 euros, energia média produzida: 2,1MWh/ano. Tarifa incentivada de 0,422 Euro/kWh. 3kW: 15.000 euros, energia média produzida: 3,75MWh/ano. Tarifa incentivada de 0,422 Euro/kWh. 5kW: 23.500 euros, energia média produzida: 6,25MWh/ano. Tarifa incentivada de 0,403 Euro/kWh. 10kW: 44.500 euros, energia média produzida: 12,25MWh/ano. Tarifa incentivada de 0,403 Euro/kWh. 20kW: 76.000 euros, energia média produzida: 25MWh/ano. Tarifa incentivada de 0,403 Euro/kWh. 50kW: 174.000 euros, energia média produzida: 62,5MWh/ano. Tarifa incentivada de 0,422 Euro/kWh. Vale lembrar que para cada classe de potência, tecnologia utilizada, modo de instalação, (se sobre teto, sobre o chão, etc) há uma tarifa diferente. A taxa (TIR) média, para tais produções é entre 8 a 15%. Os custos acima já incluem a TIR e são relativos às tarifas incentivadas pelo governo. Traduzindo-se em preço de energia, tem-se um preço médio por volta de R\$0,60/kWh		54
FIERGS	Os custos médios da geração das fontes renováveis serão definidos caso a caso dentro do estudo de viabilidade econômica para cada tipo de empreendimento, e serão determinantes da implementação ou não mesmo.		55
GTZ	Os capítulos 2.12, 2.14 e 3.1 tratam dos custos e impactos nas tarifas dos consumidores finais em outros países (exemplos de Alemanha e Estados Unidos). Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se		56

	disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.		
Guascor	A questão dos custos médios a partir de cada uma das fontes depende muito das condições em que essa fonte será instalada. Fatores tais como distância ao ponto de conexão, combustível a ser utilizado, forma de operação, entre outros, podem afetar significativamente o valor da geração distribuída.		57
Eng. Joel P. Martins	<i>Os custos para geração com fontes hídrica, eólica e solar são somente os de manutenção, visto que estas estão disponíveis. Em particular o custo de instalação da geração fotovoltaica em BT é de estimados R\$20,00/W (sem considerar o medidor eletrônico).</i>		58
Renove	No caso da fonte solar fotovoltaica, o custo de geração está ao redor de 600 a 1000 R\$/MWH dependendo das condições de aquisição dos sistemas, impostos em vigor, e porte da instalação;		59
Rodrigo Lopes Sawaia	Os custos de médios variam de acordo com os parâmetros utilizados na simulação dos sistemas, mas encontram-se atualmente entre R\$ 600-1200,00/MWh, dependendo da potência e condições de instalação (solo ou telhado), equipamentos e componentes (balanço do sistema – <i>Balance of System BOS</i>) utilizados.		60
Sulgás	Custo médio para geração a gás natural: Manutenção – R\$ 100,00/MW Valor do gás natural – R\$ 250,00/MW		61

B) Conexão à rede

B1. A distribuidora da sua área de concessão possui normas técnicas para a conexão de pequenos geradores em qualquer nível de tensão? Em caso afirmativo, essas normas são muito restritivas? Em quais aspectos?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Não é de nosso conhecimento a existência de procedimentos formais. Entretanto, algumas concessionárias estão exigindo dispositivos de proteção adicionais.		62
ABINEE/EBES	Não, as distribuidoras não possuem normas para conexão da geração distribuída de pequeno porte		63
AES Tietê/APINE	Não existem normas técnicas para conexão em baixa tensão, de pequena central de geração distribuída. Na ocorrência de solicitação, cada caso será avaliado individualmente com base na fonte de geração e nos requisitos estabelecidos no PRODIST. As distribuidoras/ o grupo AES estão desenvolvendo projetos em pesquisa e desenvolvimento para adequação técnica, comercial e regulatória de pontos de geração distribuída com características de micro geração.		64

Copasa	Não	Em resposta a uma consulta nossa, a CEMIG informou-nos por e-mail que não possui norma sobre o assunto, mas que pretende editar uma cartilha a respeito futuramente.	65
Copel	<p>A Copel Distribuição possui requisitos consolidados para o acesso de geradores por meio de ramal expresso (linha exclusiva).</p> <p>No entanto, a experiência com a conexão de pequenos geradores (com potência inferior a 1 MW) diretamente à rede é relativamente pequena, de modo que cada caso vinha sendo estudado e acompanhado de forma particular.</p> <p>Visando rever os critérios e padrões técnicos para a conexão dessas unidades geradoras ao sistema elétrico de distribuição da Copel, e também disponibilizar aos acessantes uma regra clara e objetiva, iniciamos a elaboração de um Manual de Acesso de Geração Distribuída, o qual irá abranger o atendimento em todos os níveis de tensão de distribuição (baixa, média e alta tensão). Nossa expectativa é que esse manual esteja pronto para ser divulgado, em forma final, ainda em novembro de 2010.</p> <p>Quanto ao questionamento sobre os requisitos da Copel serem ou não restritivos, ressaltamos que a reavaliação dos requisitos, no Manual, teve como premissa buscar a solução ótima de conexão de forma a minimizar os custos sem abrir mão da segurança: do sistema, dos grupos geradores, dos consumidores, das equipes de manutenção e dos operadores. Além disso, se está exigindo o estritamente necessário a uma boa performance dos geradores no sistema, sem que os custos inviabilizem estes tipos de conexão.</p> <p>Nossa percepção na reta final desse trabalho de revisão dos requisitos é que muitos dos pequenos empreendimentos poderão ter sua conexão viabilizada.</p>		66
CPFL Energia	<p>A CPFL tem normas para conexão na Média Tensão.</p> <p>A norma tem requisitos técnicos mínimos a serem cumpridos de acordo com o Prodist.</p>	Como a norma trata especificamente da conexão em SDMT e SDAT, haverá necessidade de desenvolvimento de norma para atender conexão no SDBT.	67
Elektro	<p>A ELEKTRO possui normas para ligação de centrais geradoras apenas na Alta e na Média Tensão. Para baixa tensão a ELEKTRO não possui normas técnicas que trate do paralelismo entre geradores e sua rede.</p> <p>Maior restrição: na Média Tensão a ligação deve ser em barramento de subestação. As normas foram elaboradas no sentido de que ao inserir uma central geradora seja mantido o desempenho do sistema no que tange à segurança, continuidade, confiabilidade e qualidade</p>		68

	<p>do serviço aos acessantes já conectados.</p> <p>Existem casos em que o cliente faz paralelismo permanente com a rede da ELEKTRO em 13,8 kV e não somente no barramento da subestação. Cabe ressaltar que a ELEKTRO não teve nenhuma solicitação de instalação de paralelismo na Baixa Tensão até o momento.</p>		
Enel	<p>No caso específico da CEB, onde esta sendo construída uma planta de 50kW no Projeto Embaixada Verde da Embaixada Italiana em Brasília, em um sistema que prevê a conexão direta a rede de distribuição (380V), a concessionária, através de resposta a consulta de acesso, via protocolo 20002387/01/01 Projeto 03106A, requisitou as seguintes informações:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Apresentação de estudo informando a incidência de harmônicas e fator de potência na rede a ser conectada; - Registro junto a ANEEL; - Licença ambiental junto ao órgão responsável; - Apresentação de projeto do sistema de medição; - Apresentação de projeto do padrão de entrada de energia, conforme NTD-6.05 da CEB atentando ao item 10.1; - Contemplar no projeto do padrão de entrada de energia, sistema de proteção e controle para conexão, conforme item 0.5 seção 3.3 do PRODIST; - Após aprovação, celebrar contrato para comercialização de energia excedente junto a CEB; - Prever relé secundário junto a proteção geral na cabine de média tensão da CEB, o qual deverá possuir as funções ANSI: 27,59, 59N, 81, 32, 67, 67N, 50/51, 50/51N; <p>Também foi informado: “A CEB manterá o religamento do alimentador de classe 15kV que atende a unidade consumidora.; Os religamentos serão feitos 2 segundos após o primeiro desligamento. Os ajustes de proteção da unidade consumidora deverão desfazer o paralelismo antes que ocorra o primeiro religamento, devendo certificar de que o fornecimento foi normalizado para refazer o paralelismo com o sistema CEB.”</p> <ul style="list-style-type: none"> - Levantamento de campo das instalações elétricas da embaixada e revisão dos diagramas unifilares existentes incluindo a conexão da planta solar <p>Estes requisitos foram aplicados para uma central de geração cujo único propósito seria de exportação de energia no caso em que a geração exceda o consumo. Para um sistema de geração para consumo e exportação do excedente, não há uma normativa existente e os requisitos indicados na consulta de acesso muitas vezes não são aplicáveis, sendo sugerida uma revisão das normas para abrangência para esta finalidade.</p>		69

Eng. Thomas Rénatus Fendel	Normas demais restritivas. Desconhecem completamente as vantagens da geração assíncrona.	70
Energisa	Não existem normas técnicas para a Baixa Tensão, mas observamos que as exigências devem ser restritivas, tendo em vista os aspectos de segurança das instalações e das pessoas.	71
Eng. Joel P. Martins	Sim, porém somente para potência acima de 500kW	72
Light	A Light possui norma para conexão de geradores síncronos em média e baixa tensões. A norma não é restritiva e atende ao previsto atualmente no PRODIST. Para outros tipos de conexão de geração, tais como solar fotovoltaica, e outras por conversores de CC para CA, conforme proposta da NT 043/2010 – SRD/ANEEL, a Light ainda não possui norma específica.	73
Neoenergia	As distribuidoras do Grupo NEOENERGIA não possuem normas técnicas para conexão de geradores em paralelo com a rede de distribuição de baixa tensão, entretanto a CELPE possui requisitos para paralelismo momentâneo (geração em rampa). Existem normas técnicas para conexão de geração em paralelo com a rede de média e alta tensão (13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV e 138 kV) e estas seguem diretrizes do PRODIST.	74
Petrobras	O PRODIST deverá ter um capítulo específico para acesso de pequenos geradores distribuídos, de forma a padronizar a conexão e o acesso. Este procedimento deve ser mais simples do que o existente hoje para conexão e acesso de autoprodutores e produtores independentes.	75
Renove	Sim, em geral as concessionárias de distribuição possuem em seus webistes normas técnicas para conexão a rede de “geradores” que até então estavam mais relacionadas à instalação de grupos geradores a diesel para uso durante os horários de pico, para fins de economia de energia elétrica. Estas regras são praticadas a mais de 12 anos pelo menos. Por exemplo, no caso da AES Eletropaulo (Grupo AES), existe a norma técnica NT-6.009, que estabelece os requisitos para operação permanente em paralelo com sua rede (http://bit.ly/elma2x), no caso da COELBA (Grupo Iberdrola) a norma é a PCI.00.02 (http://bit.ly/coelba2) Ambas trazem roteiros detalhados para conexão a rede e operação em paralelo, diagramas elétricos, passo-a-passo dos procedimentos e referência as normativas da ANEEL. Porém sempre com exigência de cabines primárias e diversos arranjos operativos, de proteção e intertravamento. São esquemas necessários, contudo mais justificáveis para empreendimentos e/ou unidades geradoras com finalidades mais	76

	industriais e de porte significativo. São exigências por demais onerosas para, por exemplo, sistemas fotovoltaicos de geração de energia na faixa de até, por exemplo, 50kWp, que trariam custos significativos para o produtor. No caso destas normas todas as exigências são restritivas em relação aos custos e ao volume físico das instalações, bem como as exigências legais e operativas para aprovação das instalações. Ressalta-se ainda que as concessionárias exigem a observância da NR-10 para a operação dos geradores, trazendo mais um ponto de inviabilidade para estes empreendimentos.		
Ricardo Augusto Pufal	Não muito específicas. Aqui na CEEE dependem de quem analisa teu projeto.		77
Solaria	Não possui.		78
Sulgás	Algumas distribuidoras do Rio Grande do Sul dificultam a conexão de pequenos geradores para tensões de até 4.000kW. Por vezes estas empresas critérios tão restritivos que inviabilizam a conexão com a rede. Por vezes as concessionárias de distribuição de energia elétrica não autorizam a instalação de qualquer sistema para operar em paralelo permanente com a rede de distribuição.		79
Ventos do Brasil	Em consulta direta para aerogeradores de 6KW e 100KW, não nos informaram quaisquer normas.		80

B2. As distribuidoras informam adequadamente quais são os procedimentos para a conexão de pequenos geradores em paralelo com a rede de distribuição?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Não		81
ABINEE/EBES	Não, mas deveriam ser padronizados, pelo menos, os sistemas de medição e conexão.		82
AES Tietê/APINE	Para os casos de conexão em baixa tensão, os critérios técnicos para conexão serão informados pela distribuidora mediante elaboração de documento com as condições de acesso. Para os demais casos, os procedimentos encontram-se disponíveis no sítio da distribuidora.		83

Copasa	Não	As informações são segmentadas e particularizadas para cada caso e diferentes em cada distribuidora.	84
Copel	A Copel informa todos os procedimentos necessários e, com a conclusão do Manual de Acesso de Geração Distribuída, todas as informações necessárias estarão consolidadas num só documento facilitando a consulta e simplificando o contato inicial com a COPEL. A Copel dispõe de um processo específico para conduzir as análises das solicitações de conexão dos empreendimentos de geração distribuída, dando todo o apoio ao acessante nos assuntos que envolvem a concessionária, desde a consulta de acesso até a entrada em operação dos geradores. Ao longo desse processo, informamos aos interessados os requisitos e os procedimentos a serem seguidos.		85
CPFL Energia	Sim, para SDMT.	Para o conhecimento dos procedimentos e requisitos a CPFL disponibiliza um conjunto de Normas Técnicas que padronizam o fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição, formado por 5 documentos do Acervo Eletrônico (também denominado GED – gerenciamento eletrônico de documentos): nºs 33, 2855, 2856, 2858, 2859 e 2861; 4732 – Sistema CPFL de Projetos Particulares Via Internet – Fornecimento em Tensão Primária. Tais documentos, podem ser obtidos na página da Internet da CPFL em arquivos do tipo pdf, no seguinte caminho: http://www.cpfl.com.br/new/servicos/inf_publicacao_normas.asp	86
Elektro	A ELEKTRO conta com Instruções internas e Normas Técnicas que são disponibilizadas aos clientes. Acrescenta-se a existência de área específica para atendimento aos clientes (Gerência de Relacionamento Personalizado com Clientes). Entretanto, A ELEKTRO até o momento não dispõe de procedimento para conexão de geradores em Baixa Tensão.		87
Enel	Às vezes. Como a tecnologia solar fotovoltaica		88

	<p>aplicada a microgeração distribuída é considerada por muitos ainda uma novidade, assim como muitas outras tecnologias de microporte, uma série de dúvidas quanto às características de operação e segurança de tais sistemas vem à tona. Isto pode acarretar em erros de entendimento a respeito do assunto tratado e algumas vezes, ausência de suporte por parte dos serviços de atendimento ao cliente.</p>		
FIERGS	<p>Se nos contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica firmados com as distribuidoras está previsto a existência e cumprimento dessas normas técnicas (para conexão de pequenos geradores) elas devem estar cumprindo, devem ser fiscalizadas pela ANEEL. Caso contrário, cabe ao poder concedente as providências para tal ação.</p>		89
Energisa	<p>As informações são prestadas de acordo com a necessidade. Nas áreas de concessão das distribuidoras da Energisa (Paraíba, Borborema, Sergipe, Nova Friburgo e Minas Gerais) não há gerador interessado que não tenha sido atendido.</p>		90
Eng. Joel P. Martins	<p>Sim, com a CPFL e Elektro.</p>		91
Light	<p>Sim, no caso de geradores síncronos. Outro tipo será analisado caso a caso.</p>		92
Neoenergia	<p>Sim, para os geradores conectados em média e alta tensão. As normas de acesso informam os requisitos e existe um canal de comunicação aberto entre o solicitante e a área técnica. Além disso, são celebrados acordos</p>		93

	operativos com qualquer agente que estabeleça paralelo entre sua geração e o sistema elétrico de distribuição, dentre eles os exportadores. O documento normativo contempla as regras de convivência operacional as quais incluem os procedimentos de comunicação referente às conexões e desconexões do paralelo.		
Petrobras	Cada distribuidora possui procedimentos próprios, que devem ser padronizados. A sugestão é que o PRODIST trate deste assunto.		94
Renove	Sim, embora sejam economicamente inviáveis as exigências, a informação é bem detalhada e concisa. Não existe caracterização do que é um pequeno gerador, mas especifica a possibilidade de conexão em paralelo nos sistemas de distribuição de baixa e média tensão (SDBT e SDMT).		95
Ricardo Augusto Pufal	Não		96
Solaria	Não, porque não existe regulamentação.		97
Sulgás	As concessionárias do Rio Grande do Sul têm critérios diferentes entre si para conexão de pequenas unidades geradores ao sistema elétrico. Muitas vezes estes critérios não são claros e também não são disponibilizados de forma clara difundida.		98
Ventos do Brasil	Idem acima, não nos informaram nenhum procedimento para conexão em paralelo.		99

B3. Os interessados em instalar geração distribuída de pequeno porte conseguem obter as informações necessárias no sítio da ANEEL? E no sítio da distribuidora?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
-------	-------	---------------	----

ABENS	No sítio da ANEEL apenas para registro, e no da distribuidora, não.		100
ABINEE/EBES	De forma geral, as informações disponíveis sobre a inserção de microgeração distribuída de solar fotovoltaico nos sítios das concessionárias é bastante pobre. A ANEEL disponibiliza toda documentação de regulação vigente hoje no que se refere ao assunto, entretanto como existem poucos empreendimentos desta natureza e como não existem regras específicas para o setor, a busca de informação é ainda um pouco difícil.		101
ABRAGEL	Sítio da ANEEL: Informações consolidadas e encontradas nos módulos do PRODIST. Sítio da distribuidora: na maior parte delas, não há informações específicas para GD.		102
AES Tietê/APINE	Não existem parâmetros para avaliar essa situação. Como não existem procedimentos para conexão em baixa tensão as informações deverão ser obtidas individualmente quando da solicitação de conexão, por meio de parecer de acesso.		103
Copasa	Não	No caso da ANEEL somente informações para fins de registro/autorização. No caso da CEMIG nada é disponível.	104
Copel	Apesar de todas as informações estarem disponíveis no sítio da ANEEL, o acesso às informações sobre Geração Distribuída não é fácil nem direto. Portanto sugerimos que a ANEEL procure reestruturar seu sítio promovendo acesso mais simplificado e que as questões referentes à legislação sejam colocadas em termos mais simples para facilitar a compreensão dos interessados. Como exemplo cabe mencionar que mesmo o PRODIST, que traz as diretrizes necessárias para o acesso, é de difícil compreensão para os empreendedores desse tipo de geração. Quanto às informações no sítio da COPEL, todas as informações necessárias serão disponibilizadas em ambiente especificamente criado para o Manual de Acesso de Geração Distribuída.		105
CPFL Energia	Sim, conforme as considerações do item B1.	Idem ao item B2.	106
Elektro	Como mencionado no item B2 acima, a ELEKTRO até o momento não dispõe de procedimento para conexão de geradores em Baixa Tensão.		107
Enel	De forma geral, as informações disponíveis sobre a inserção de microgeração distribuída de solar fotovoltaico nos sítios das concessionárias é bastante pobre. A ANEEL disponibiliza toda documentação de regulação vigente hoje no que se refere ao assunto, entretanto como existem poucos empreendimentos desta natureza e como não existem regras específicas para o setor, a busca de informação é ainda um pouco difícil.		108
FIERGS	Essa informação poderá ser consolidada após o encerramento dessa consulta pública e também		109

	junto aos setores com tal competência da ANEEL e Distribuidoras de energia.		
Energisa	De forma centralizada e clara, não. Pela parte das distribuidoras as informações são disponibilizadas quando das chamadas públicas, onde a internet é utilizada como importante ferramenta de divulgação.		110
Eng. Joel P. Martins	<i>Não tive problema.</i>		111
Neoenergia	A COELBA e a COSERN não apresentam informações sobre geração distribuída no seu sítio. A CELPE disponibiliza as normas de acesso de geradores e grandes consumidores às redes de média e alta tensão.		112
Petrobras	Dentro do espaço de empreendedor no sítio da ANEEL deveria haver uma seção sobre geração distribuída de pequeno porte, contendo material sobre os aspectos técnicos, regulatórios e comerciais relacionados a esta forma de geração, para possibilitar aos potenciais empreendedores uma literatura básica sobre o tema.		113
Renove	Sim, existem informações no sítio da ANEEL e das concessionárias de distribuição, apesar de ser necessária uma pesquisa mais detalhada, pois não existe um link de fácil acesso para se chegar as informações. Em alguns sítios de concessionárias faltam glossários e maiores explicações para pessoas leigas se informarem sobre esta possibilidade.		114
Ricardo Augusto Pufal	Os interessados em instalar geração distribuída de pequeno porte conseguem obter as informações necessárias no sítio da ANEEL? Sim E no sítio da distribuidora? Não.		115
Solaria	Não		116
Sulgás	Acreditamos que a ANEEL está muito distante para do produtor de pequeno porte. Por mais que haja informações no sítio da agência reguladora, o contato do consumidor/auto produtor é sempre realizado com a distribuidora de E.E. Por sua vez, as distribuidoras não disponibilizam claramente as informações para os interessados em instalar um sistema de geração de pequeno porte.		117
Ventos do Brasil	Não conseguimos localizar informações para estes casos acima.		118

B4. Quais são as principais limitações técnicas da rede da distribuidora para a conexão de geradores em média e baixa tensões? Quais são os riscos existentes? Há risco para os equipamentos e para as pessoas?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	A principal limitação é a sua capacidade de potência, tanto na média quanto na baixa tensão. Para uma instalação e equipamentos adequados, não há riscos		119

	adicionais aos de uma instalação elétrica convencional, nem para equipamentos nem para pessoas.		
ABINEE/EBES	Não há riscos, se forem utilizados equipamentos adequados como inversores com sistema de segurança (só injeta quando há tensão dos dois lados – geração/injetada na rede) além de corrigir a frequência/tensão. Em conexões em baixas tensões de 110 ou 220 V é necessária proteger a instalação e o manuseio do sistema devido a circulação contínua de corrente elétrica. Os geradores fotovoltaicos, por exemplo, têm tensão em seus terminais enquanto estiverem iluminados. Todas as normas de instalações elétricas relevantes a conexão, manutenção e segurança do sistema devem ser respeitadas e apropriadas, em alguns casos, revendo-se as atuais normas vigentes no país.		120
AES Tietê/APINE	Os sistemas de proteção da rede da distribuidora não estão preparados para circulação bidirecional de fluxo de potência, além da limitação da capacidade nominal e de ruptura de equipamentos de proteção e manobra. Também não são previstos sistemas de supervisão para geração distribuída, instalados apenas quando solicitados. Operação inadequada, sobrecarga, ausência de informações de grandezas elétricas. Sim, há riscos, pois sem a supervisão há a possibilidade de operação inadequada.		121
Cemig	O sistema de Distribuição não é planejado para comportar a geração distribuída, desta forma poderão ocorrer dificuldades na operação do sistema, no controle de tensão adequado, nos ajustes de proteção e instabilidade eletromecânica. As soluções técnicas existem para tais limitações, porém inviabilizam economicamente a GD ou mesmo oneram os clientes da distribuidora uma vez que estes reforços devem ser reconhecidos na base de remuneração da concessionária. As preocupações relativas às dificuldades no controle da tensão para BT se tornam maiores em função de que nos sistemas de BT não existem dispositivos para monitoramento e controle (os tapes dos transformadores são fixos). Reforçando a necessidade de se estabelecer um limite de geração. O limite a ser utilizado terá de ser validado para as condições das redes utilizadas pelas distribuidoras brasileiras. Existe o risco de ocorrência de sobretensões nas fases não faltosas durante um		122

	<p>curto-circuito fase-terra no sistema de média tensão, caso exista GD conectada na BT. Para evitar tal situação em conexões na MT a CEMIG adotou o critério de exigir que o transformador do acessante esteja ligado em estrela aterrado no lado CEMIG.</p>		
<p>Copel</p>	<p>As principais limitações técnicas são:</p> <ul style="list-style-type: none"> - perda de sensibilidade da proteção quando a injeção de potência se situar numa faixa de carga muito próxima a do alimentador; - necessidade de estudos mais detalhados e incremento no sistema de proteção quando da ocorrência de ilhamento da geração seguido de um possível religamento automático do sistema de distribuidora; <p>Os principais riscos são:</p> <ul style="list-style-type: none"> - o gerador poderá ser danificado se sair fora do paralelo com a concessionária e vier a se conectar fora de fase; - risco de morte ou lesões graves por choque elétrico se houver uma energização da linha quando a rede estiver em manutenção; - não atuação da proteção quando do rompimento de cabo, energizando a rede por retorno, aumentando o risco de acidentes, tanto para equipamentos como para as pessoas e animais; - risco de acidentes por falta de atuação dos equipamentos de proteção. A Copel adota medidas, como por exemplo, a exigência de relé de verificação de sincronismo para permitir a conexão do gerador à linha (o gerador não se conectará a rede se a mesma estiver desenergizada). - Atualmente, um dos maiores riscos existentes é a conexão 'clandestina' de geradores em instalações consumidoras, sem conhecimento da distribuidora. Tais geradores energizam ramais supostamente desenergizados, com risco às equipes de manutenção de redes, consumidores e animais. <p>Os pontos mais importantes, que as boas práticas nos proporcionam é o fato de que: os bons procedimentos operacionais são aqueles que garantirão em última instância a segurança das pessoas. Não se deve esquecer que os relés de proteção se prestam a proteger equipamentos e sistemas e não o ser humano,</p>		<p>123</p>

	para o qual as medidas operacionais são indispensáveis.		
CPFL Energia	<p><u>Limitações:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - nível de curto circuito (suportabilidade dos equipamentos) - nível de tensão - sensibilidade das proteções - fluxo de reativos (fator de potência) - perdas - flexibilidade do sistema - multiplicidade de geradores numa mesma rede <p><u>Riscos:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - injeção de harmônicas na rede - segurança para manutenção e operação da rede - sobretensão em carga leve - desequilíbrio de tensão e corrente na rede para geradores monofásicos - religamento do sistema pode causar danos ao acessante, demais consumidores e para a própria concessionária - dependendo da quantidade de geradores conectados numa mesma Subestação pode haver comprometimento do Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS) e do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) em função da possibilidade de fluxo de potência reverso pelo transformador da Subestação. 	<ul style="list-style-type: none"> - em caso de contingência, a flexibilidade fica comprometida; - a multiplicidade de vários geradores numa mesma rede traria dificuldades de monitoramento e controle e responsabilidade por parte da concessionária; - concessionária não tem domínio sobre o controle da geração; - para evitar religamento do sistema com o gerador ainda conectado, há necessidade de adequações de proteção que podem onerar o acesso. Os riscos de religamento devem ser avaliados pelo acessante (gerador de pequeno porte) para que o mesmo decida pela sua implementação ou não; - estimular exportação de energia no horário de ponta. 	124
Elektro	<p><u>Limitações:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Ainda não são permitidas ligações na Baixa Tensão devido principalmente aos riscos à segurança, à carência de regulação específica e aos altos custos de adequações, conforme descrito a seguir. - Circuitos com vários sinalizadores de falta que não funcionam com fontes à jusante e requerem adequações que inviabilizam, pelo custo, a ligação de geração em derivação na Média Tensão. - Os transformadores de MT/BT são protegidos apenas no lado MT por chaves fusíveis, e de acordo com o PRODIST – Módulo 3 – Seção 3.3 – 		125

	<p>Item 5.8 “<i>não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia</i>”. Esta é uma limitação muito onerosa para eliminar. Qual tipo de proteção seria utilizado para os transformadores MT/BT?</p> <ul style="list-style-type: none">- Os religamentos automáticos existentes nos níveis Alta Tensão e Média Tensão podem causar danos significativos em geradores síncronos instalados à jusante, principalmente em Baixa Tensão. Nesse contexto, surgem questões tais quais: como garantir a saída desses geradores quando da ocorrência de defeitos em níveis de tensão a montante? Como manter a qualidade de atendimento proporcionado pelo religamento automático aos demais acessantes? Sugerimos o tratamento e definição destas questões antes da implantação de programas de incentivo à geração em baixa tensão.- Dependendo do tipo da geração para efeito de contribuição em curto-circuitos e do seu tamanho em termos de capacidade de contribuição (kVA nominal), poderá ocorrer sensível interferência no desempenho da proteção. Isto atualmente já é considerado pelas transmissoras que foram respaldadas pela resolução da ANEEL nº 068/2004, limitando a forma de conexão de cogerações em derivação nas linhas de transmissão, para não afetar o alcance das proteções. Observamos que grande parte das subestações da ELEKTRO são do tipo derivação (TAPE).” <p><u>Riscos Existentes:</u></p> <ul style="list-style-type: none">- Um grande número de geradores conectados na Baixa Tensão dificultaria a operação da rede em manutenções, pois por exigência da NR-10 (Ministério do Trabalho), para manutenção em redes desenergizadas é obrigatório o seccionamento visível do circuito e aterramento dos lados adjacentes ao local do serviço. Com isso surgem questões tais quais: como assegurar a abertura de tais dispositivos a qualquer hora do dia e da noite? Qual a localização de tais dispositivos? Existem circuitos Baixa Tensão com configuração em anel ou duplo anel (8) que contém dezenas (quase uma centena) unidades consumidoras conectadas.- Este fato sugere necessidades tais como a revisão dos procedimentos de segurança do trabalho, aquisição, treinamento e disponibilização de novos	
--	--	--

	<p>ferramentais e métodos de execução dos serviços, de modo a garantir a segurança das pessoas.</p> <p>- Na ocorrência de rompimento de cabos, uma parte do cabo ficará conectada ao sistema da concessionária e a outra ficará conectada à parte da rede onde está a geração distribuída. A parte conectada ao SIN será desligada através das proteções atuais, cujo desempenho já é conhecido das empresas. Sugerimos discussão das especificações necessárias à interface gerador/rede de modo a conseguir proteção confiável do ponto de vista da segurança das pessoas, principalmente quando a geração estiver localizada na baixa tensão e os transformadores MT/BT forem do tipo Delta-Estrêla aterrada.</p>		
Enel	<p>Esta pergunta pode ser mais bem respondida pelas próprias distribuidoras, porém baseando na experiência Italiana, pode-se dizer que as barreiras técnicas, tanto de controle, como medição, proteção e operação já estão completamente solucionadas. O grande desafio das distribuidoras é na verdade fazer a escolha de qual sistema lhes é mais conveniente dentro de sua estrutura, levando em consideração as possíveis adaptações necessárias.</p>		126
Eng. Thomas Rhenatus Fendel	<p>A geração assíncrona é intrinsicamente segura. Quando acaba a excitação da rede (queda de energia) a geração assíncrona cessa instantaneamente. Não há risco nem para os equipamentos e nem para as pessoas.</p>		127
FIERGS	<p>Tais questões devem ser analisadas pela ANEEL e cada Distribuidora, pois são vinculadas as características técnicas do sistema elétrico de cada área de concessão.</p>		128
Energisa	<p>As principais limitações técnicas dizem respeito à proteção e à complexidade operativa. Não há limitações técnicas com relação à medição.</p> <p>As redes são radiais, sem interligações e com capacidade limitada de transporte de energia em função de que foram dimensionadas para o perfil da carga que é muito reduzida. Para a Baixa Tensão há necessidade de soluções de proteção e de medição para a operação sincronizada.</p> <p>Há riscos no controle da tensão, harmônicos, de danos a terceiros, mas principalmente, de choque elétrico às equipes de manutenção, assim como para terceiros, em situações de emergência, tendo em vista a fragilidade das redes</p>		129

	aéreas, sujeitas a abalroamento de postes, vegetação, objetos estranhos na rede e vendavais.		
GTZ	Os capítulos 2.2 a 2.6, 5 e 6 atendem as perguntas de B4. Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.		130
Eng. Joel P. Martins	<i>Em BT e potência < 10kW já é uma prática regular em outros países com tecnologia disponível comercialmente..</i>		131
Light	Dentre as limitações existentes, os sistemas de média tensão não têm um nível de supervisão e automação tão robusto quanto os sistemas de transmissão. Em relação às redes de baixa tensão, a situação é ainda menos favorável. Isso torna a operação destas redes ainda mais complexa, principalmente no que diz respeito às situações de manobras no sistema de distribuição. Outro ponto importante se refere às situações de distúrbio na rede de distribuição que podem ocasionar a operaçãoilhada. A supervisão da rede, no sentido de obter a informação de que o gerador está operando de formailhada, e o controle da rede, no sentido de garantir que o gerador esteja atendendo aos consumidores dentro dos níveis de qualidade, são dois grandes desafios. É importante salientar que não é possível garantir que não ocorrerá o ilhamento mesmo no caso da distribuidora ter ajustado a proteção no sentido de não ocorrer a operaçãoilhada. Com a conexão de geradores em média e baixas tensões serão necessários a coordenação e o ajuste da proteção da rede de distribuição. Os equipamentos deverão estar ajustados para enxergar defeitos a montante e a jusante, pois com a conexão de um gerador distribuído o fluxo de potência não ocorrerá mais em um único sentido. O gerador passará a ter duas fontes de contribuição para correntes de curto-circuito. Na baixa tensão, não é fácil encontrar equipamentos de proteção com estas funcionalidades.		132
Neoenergia	Entre as limitações técnicas verificadas nos estudos realizados para conectar uma geração distribuída às redes de distribuição estão a adequação da potência de curto-circuito, o controle de flutuação de tensão, desequilíbrios de tensão e		133

	<p>alterações na qualidade de energia elétrica, inclusive com possibilidade de incremento nas distorções harmônicas.</p> <p>Outra limitação fundamental diz respeito às questões de segurança, a exemplo do não desligamento da conexão dos geradores após o seccionamento da rede pela concessionária, principalmente em situações de equilíbrio carga-geração.</p> <p>Entre os riscos existentes estão as dificuldades na coordenação da operação do sistema, entre o Centro de Operação da Distribuidora e o gerador, especialmente durante intervenções ou manutenção da rede, podendo, por exemplo, em decorrência de alguma discordância, ficar mantida a alimentação de um curto-circuito, com riscos para pessoas. Em conseqüência, ainda poderá ser gerado outro risco que é o da definição da responsabilidade civil/financeira por danos causados a terceiros em decorrência de flutuação de tensão e/ou problemas de frequência.</p> <p>Ou seja, a inclusão de geração distribuída nas redes de distribuição acarreta sobretudo uma modificação do modo de operação destas redes. Com isso, sua própria característica irá impor requisitos técnicos que poderão se constituir em limitadores a estas conexões. Por exemplo:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Qualidade do fornecimento ao conjunto de clientes, tais como: controle dos níveis de tensão e, potência reativa para operação normal e em condições de contingências nas redes, visto que hoje tais controles são exercidos e coordenados a partir dos barramentos das subestações e a presença da geração distribuída altera os parâmetros atuais de controles; e 2. Necessidades de controlar os riscos de energizações indevidas, operações em ilhamentos, inversões de fluxos de potências em equipamentos de controle de tensão não projetados para operação com fluxos reversos, etc., acarretando necessidades de incremento de elementos de proteção dos sistemas como transformadores de acoplamentos e esquemas e intertravamentos 		
Petrobras	<p>A principal limitação está relacionada à definição de que tipo de esquema de proteção deve ser instalado (TCs, TPs, monitoramento de qualidade de energia etc.) para operação em paralelo com a distribuidora e até mesmo para os casos em que ocorrendo injeção na rede, por alguma razão, a rede da distribuidora repentinamente ficar indisponível, fazendo com que toda a geração seja</p>		134

	bruscamente voltada para a carga, causando sérios problemas. Deve haver procedimentos padrões para instalação e ajuste da proteção que sigam normas técnicas como IEEE e ABNT.		
Renove	A principal limitação é relacionada ao carregamento das redes e de transformadores, que exigirão por parte das concessionárias um melhor estudo/planejamento e muito provavelmente necessidades homens/hora que deverão ser contabilizados e calculados impactos sobre a remuneração de ativos e empresa de referência no longo prazo. Os riscos sempre serão existentes se as adequadas atitudes em relação às questões elétricas não forem observadas, no entanto na experiência internacional não se observam relatos de riscos quanto aos equipamentos / pessoas. O que se observou é em relação ao carregamento de redes, quedas de tensão e harmônicos que tão pouco podem causar riscos as pessoas, mas aos equipamentos podem causar envelhecimento precoce dependendo dos níveis de carregamento/sobrecarga e novamente, como isto se refletiria na remuneração de ativos		135
Ricardo Augusto Pufal	Qualidade da alimentação.		136

B5. Há a necessidade de que a ANEEL estabeleça e padronize critérios técnicos de interconexão de pequenas centrais geradoras à rede, com a finalidade de reduzir custos aos agentes geradores e garantir a confiabilidade técnica desses sistemas às distribuidoras? Até que ponto esse regulamento deveria orientar a elaboração das normas técnicas das distribuidoras?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Sim. Há necessidade dessa padronização. O regulamento deve orientar as concessionárias para estabelecerem seus padrões de conexão e medição. Por exemplo, há que decidir se no Brasil os sistemas fotovoltaicos conectados à rede terão a parte de corrente contínua flutuante, como na Europa, ou aterrada, como nos Estados Unidos. Também deve ser exigido que os equipamentos utilizados atendam aos requisitos técnicos (níveis de tensão, frequência, distorção harmônica, proteção contra ilhamento, etc.) sejam certificados pelo órgão competente.		137

ABINEE/EBES	<p>Sim. O conhecimento em relação às diversas formas de geração não é uniforme o que dificultaria a elaboração de uma norma técnica adequada tanto do ponto de vista da distribuidora quanto da unidade geradora.</p> <p>Além disso, em alguns países, apesar do contexto legislativo favorável, os grandes obstáculos ao desenvolvimento das fontes renováveis são: dificuldade do processo de autorização por parte da autoridade competente e dificuldade de conexão com a rede da distribuidora. O que, normalmente, ocorre devido à falta de conhecimento de como inserir corretamente os elementos de energia renováveis aos sistemas convencionais.</p> <p>Portanto, a elaboração de um documento que definiria um “típico elétrico de interconexão” com algumas variáveis a serem definidas pela distribuidora visando à compatibilidade com a rede existente facilitaria o desenvolvimento deste tipo de geração garantindo confiabilidade e otimização de recursos.</p> <p>Na realidade, para algumas fontes como, por exemplo, a solar, o ideal seria um “guia” com típico não só para a interconexão entre unidade geradora e rede, mas para a unidade de geração como um todo. Ou seja, definição de critérios mínimos de proteção lado DC e AC a fim de garantir a segurança da instalação.</p>		138
ABRAGEL	<p>A participação da ANEEL é importante para se garantir condições de acesso que viabilizem a inserção, principalmente da geração de pequeno porte, na rede de distribuição. Cada concessionária deve ter autonomia para elaborar suas normas técnicas específicas, porém obedecendo critérios mínimos que garantam o acesso desses pequenos produtores, sem inviabilizar economicamente sua inserção no sistema.</p>		139
AES Tietê/APINE	<p>Entendemos necessário a ANEEL estabelecer e padronizar os critérios para interconexão, porém, sem interferir nos padrões e particularidades dos sistemas de cada distribuidora, submetidos previamente à audiência pública para consenso dos distribuidores. Estabelecendo as proteções básicas, bem como o sistema de medição e a participação nos investimentos.</p>		140
Cemig	<p>Entendemos ser de grande importância a padronização por parte da ANEEL, tendo em vista o estabelecimento de regras. Entretanto, deve haver abertura para que as distribuidoras possam definir os critérios peculiares que atendam situações específicas de suas redes.</p>		141

Copasa	Sim, há necessidade de estabelecer e padronizar os critérios técnicos e o regulamento deve ser o mais abrangente possível.	A falta de padrão de critérios deixa os potenciais geradores à mercê das distribuidoras, inviabilizando os pequenos projetos na maioria dos casos, por exigências descabíveis.	142
Copel	Entendemos que não existe necessidade da ANEEL entrar neste nível de detalhes, deixando essa missão para as concessionárias que o farão atendendo as especificidades dos seus sistemas. Entretanto entendemos que a ANEEL deve estar atenta a custos de interconexão desproporcionais ao porte do empreendimento. Por exemplo, a medição padrão ONS/CCEE em comparação com a medição padrão Grupo A.		143
CPFL Energia	Sim.	A ANEEL deve definir claramente os critérios técnicos e requisitos mínimos de segurança para os acessantes e acessados, bem como as responsabilidades pelos respectivos custos envolvidos nas adequações da Distribuidora.	144
Elektro	A diversidade de padrões de rede e características dos sistemas elétricos, como filosofia de proteção e recursos para operação desses sistemas, constituem uma grande dificuldade para uma única normatização. Nossa sugestão é que tal tarefa fique a cargo de cada concessionária, detentora do conhecimento dos detalhes que cercam a questão. Um exemplo de limite adequado pode ser encontrado no atual PRODIST, em que se determina que um novo acesso não pode comprometer a qualidade, confiabilidade e segurança das conexões já existentes.		145
Enel	Sim, sem dúvida. A questão central é estabelecer qual será o mecanismo de utilização destas tecnologias, nas diferentes aplicações e classificações, sejam elas por ordem de potência instalada, tensão (BT e MT) e/ou por tecnologia. Levando-se em consideração a grande dependência das distribuidoras em relação às normas da ANEEL, é imprescindível o estabelecimento de regras claras de comercialização/troca, padronização da conexão e certificação de equipamentos. Já a necessidade de expansão pode ficar a cargo das distribuidoras.		146
Eng. Thomas Renatus Fendel	O corpo técnico envolvido desconhece a geração descentralizada assíncrona. Urge treiná-los.		147
FIERGS	Sim, se consideradas as suas competências, e seus princípios de:		148

	Regulação que abrange os aspectos de regulamentação, fiscalização e mediação; Pela delegação do Poder Concedente que abrange as ações de concessão, permissão e autorizações necessárias a expansão da Oferta e de Serviços de Energia Elétrica.		
Energisa	Embora não seja uma prioridade, não somos contrários a uma normatização. Devem-se levar em conta as especificidades das redes das empresas. Uma restrição adicional é que no Brasil temos níveis de tensão bastante diversificados.		149
Guascor	A participação da ANEEL é importante para se garantir condições de acesso que viabilizem a inserção, principalmente da geração de pequeno porte, na rede de distribuição. Cada concessionária deve ter autonomia para elaborar suas normas técnicas específicas, porém obedecendo critérios mínimos que garantam o acesso desses pequenos produtores, sem inviabilizar economicamente sua inserção no sistema.		150
Eng. Joel P. Martins	Sim, pelos menos para os requisitos básicos e em consenso com as concessionárias de forma a propiciar segurança e confiabilidade mínima ao sistema.		151
Light	Sim, conforme proposta desta Consulta, poderia haver tópicos exclusivos para os novos tipos de conexão não convencionais, da mesma forma que o PRODIST orienta a conexão em corrente alternada com frequência de 60 Hz.		152
Neoenergia	Sim. Essa padronização pode consolidar e uniformizar critérios e padrões técnicos para facilitar as avaliações de viabilidade técnico/econômica a serem feitas pelos agentes geradores, garantir a segurança das instalações e das pessoas e para manter a qualidade da energia elétrica. Os padrões também deverão contribuir para assegurar a cobertura tarifária dos custos incorridos pela distribuidora (investimento e operação). As normas técnicas das distribuidoras devem estar alinhadas ao regulamento e aos padrões.		153
Petrobras	Sim. As normas devem ser padronizadas para todas as distribuidoras e definidas por meio de Resolução da ANEEL ou inseridas no PRODIST.		154
Renove	Sim, existe necessidade de regulação via PRODIST com os critérios máximos que podem ser exigidos pelas concessionárias de distribuição, explicitando as mesmas por nível de tensão e porte dos sistemas de geração, de modo que atendam tanto a critérios econômicos e técnicos.		155

	O regulamento expedido pela ANEEL por meio do PRODIST deverá ser adotado/adaptado para produção das normas técnicas das concessionárias sendo assim as exigências máximas aceitáveis para elaboração.		
Ricardo Augusto Pufal	Sim. Deverá ser normativo, para que as distribuidoras cumpram a regra geral.		156
Rodrigo Lopes Sauaia	É necessário que a ANEEL defina regulamentação objetiva e descomplicada para a interconexão de sistemas fotovoltaicos interligados à rede. Tal regulamentação deve servir de subsídio obrigatório para as eventuais normas adicionais elaboradas pelas distribuidoras. A padronização é essencial para desonerar os agentes geradores e deve ser elaborada de forma a simplificar o processo de requerimento de interconexão e injeção de energia na rede, facilitando a entrada, especialmente, aos empreendimentos de menor porte, por exemplo, sistemas de potência nominal ≤ 10 kWp (normalmente, produtores residenciais e comerciais).		157
Solaria	Sim. O regulamento deveria orientar integralmente as distribuidoras.		158
Sulgás	Acreditamos que é fundamental a participação da ANEEL na regulação dos critérios técnicos e legais para interconexão de pequenas centrais geradoras à rede, caso contrário, as concessionárias continuarão orientando as necessidades técnicas para interconexão de conforme o interesse específico do desenvolvimento da geração distribuída.		159
Ventos do Brasil	Talvez a regulamentação se faça necessária para evitar que as distribuidoras exijam muito e dificultem a viabilidade econômica da pequena geração.		160

B6. Quais seriam as possíveis dificuldades técnicas das distribuidoras, caso um consumidor ligado em baixa tensão adquira um painel solar e injete (exporte) energia na rede elétrica durante o dia e consuma (importe) energia à noite?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Nenhuma, desde que a potência máxima instalada seja inferior à demanda máxima estabelecida para a UC.		161
ABINEE/EBES	As possíveis principais dificuldades são: medição da energia gerada e transmissão de dados, proteção e segurança da rede externa e interna (do consumidor), além da preocupação com o atendimento aos requisitos de qualidade da energia elétrica.		162
ABRAGEL	Para que um consumidor possa comercializar a sua energia, primeiramente é necessário que as instalações sejam munidas de net metering (i.e., com medidor capaz de registrar fluxo de energia em ambos os sentidos) ou dual metering (medição exclusiva em cada sentido do fluxo).		163

	<p>No caso do net metering, a dificuldade técnica está associada ao fato de que hoje o Brasil ainda não conta com larga escala na utilização de medidores eletrônicos. Este é um problema que tende a ser contornado nos próximos anos, pois tem sido realizadas medidas para padronizar estes medidores (tal matéria está, inclusive, em processo de Audiência Pública na ANEEL).</p> <p>Outras dificuldades técnicas estão associadas ao monitoramento da qualidade da energia. Unidades de geração conectadas à rede de distribuição não devem ser fonte de instabilidade e transientes que possam degradar a qualidade do serviço oferecido aos outros usuários do sistema. Medidores mais robustos podem fazer o monitoramento de aspectos como harmônicos e fator de potência, porém os dados coletados tem de ser analisados por algum técnico para que alguma medida seja tomada nos casos necessários</p>		
AES Tietê/APINE	<p>Há que se considerar que a injeção de energia na rede de fonte solar durante o dia e consumo durante a noite, dada a tecnologia existente, não evita a necessidade de dimensionamento da rede para atendimento da maior demanda do consumidor sem a presença da geração. Apresentam-se ainda outras dificuldades técnicas tais como: (i) necessidade de adequação do sistema de proteção de entrada e medição do consumidor/gerador, de forma a evitar distorções harmônicas, correntes de curto circuito e tensão para a rede na ocasião de uma falha ou desligamento.</p>		164
Cemig	<p>Dependendo do montante de GD e do ponto onde a mesma está conectada, poderão ocorrer dificuldades no controle de tensão. O sistema de medição deverá passar a utilizar medidores bidirecionais para contabilizar os fluxos de energia direta e reversa. A existência de consumidores que eventualmente atuarão como produtores implicará também na necessidade de adequação dos sistemas comerciais da distribuidora e na mudança de seus processos.</p> <p>É necessária a utilização de inversores com características de proteção incorporadas de modo a atender os requisitos técnico-operativos.</p> <p>Devem ser contempladas pelo menos as seguintes funções de proteção:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sub e sobre-tensão, - anti-ilhamento (fluxo reverso), - sobrecorrente e - desvio na frequência. <p>É importante ressaltar que não existe no mercado nacional equipamento com estas características. Os equipamentos importados têm custo elevado e podem tornar onerosa a utilização.</p>		165
Copel	<p>As principais dificuldades técnicas a serem destacadas são:</p> <ul style="list-style-type: none"> - que os sistemas das distribuidoras são preparados para injeção de potência da subestação para o consumidor e não 		166

	<p>no sentido contrário, sendo em muitos casos necessário ajustes e implementação de equipamentos de proteção diversos do que se tem hoje aumentando os custos;</p> <ul style="list-style-type: none"> - são introduzidos efeitos harmônicos na rede de distribuição; - dificuldade de controle dos níveis de tensão nos alimentadores, em função da intermitência da irradiação solar sobre os painéis; - dificuldades relacionadas à medição com necessidade de troca por equipamentos de medição eletrônica; - injeção no horário fora de ponta e consumo no horário de ponta não representando um alívio para o sistema da distribuidora; <p>Para a definição exata é necessário implementar-se um projeto piloto para levantamento de todos os dados de engenharia, operação e manutenção, de modo que no momento não é possível responder objetivamente esta questão.</p>		
CPFL Energia	São as mesmas apontadas no item B4.	Idem B4.	167
Elektro	<p>A disseminação em grande escala deste tipo de uso da rede pode resultar em aumento dos investimentos necessários, considerando que a rede foi planejada para operar de forma radial, a partir do sistema interligado. Investimentos adicionais poderão ser necessários no que tange aos sistemas de proteção (fusíveis em série e sistemas de religamento automático), aos procedimentos, <i>softwares</i> e dimensionamento das equipes de operação dos sistemas, aos equipamentos de manobra do sistema, aos equipamentos de suporte de reativo e correção tensão ao longo dos alimentadores (automação e direcionalidade do fluxo) e treinamento de equipes para lidar com as novas tecnologias.</p> <p>Estritamente com relação às dificuldades técnicas, o painel solar, ao exportar energia na rede elétrica, poderá ocasionar distorção no perfil de energia, problemas associados à harmônicas, além de variações de tensão e corrente, o que pode afetar a qualidade de energia entregue aos clientes. Nesse sentido, ressalta-se a importância que só deve ser generalizado esse tipo de geração quando houver todas as garantias técnicas de que os clientes não serão afetados pela exportação de energia na rede elétrica por pequenos geradores. Entretanto, hoje ainda há muitas dúvidas a serem esclarecidas e, por isso, deve-se ter cautela.</p>		168
Eng. Thomas Rhenatus Fendel	Os inversores capazes de injetar EE nas redes, já possuem os controles necessários, e inclusive atendem as normas CE (mercado comum europeu).		169
FIERGS	Tais questões devem ser analisadas pela ANEEL e a área de engenharia de cada Distribuidora, pois são vinculadas as características técnicas do sistema elétrico de cada área de concessão.		170
Energisa	Nenhuma adicional, salvo as já citadas.		171
GTZ	Os capítulos 3 e 6 respondem às perguntas de B6.		172

	Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.	
Eng. Joel P. Martins	<i>Não veja nenhuma, visto que a rede estaria funcionando como um grande reservatório de energia. Durante o dia a energia FV supriria (evidentemente não exclusivamente) a rede, atendendo a demanda típica desse horário, entre 10:00h e 15:00h, de máquinas e iluminação da indústria e comércio, economizando energia hidráulica, por exemplo, que poderia ficar perfeitamente armazenada para que durante a noite fosse, aí sim, utilizada.</i>	173
Light	<p>Seria necessário reavaliar alguns procedimentos de operação, bem como treinar as equipes de operação.</p> <p>Um ponto preocupante é a segurança das equipes de campo. A partir desta nova configuração do sistema, ao realizar alguma intervenção na rede, o desligamento do alimentador de distribuição (ou parte dele) não garantirá que a rede esteja desenergizada. A rede de baixa tensão poderá estar energizada pelo painel solar, e conseqüentemente haverá energização da rede de média tensão através dos transformadores de distribuição. Para evitar este tipo de acidente na rede de distribuição, este fato deve ser muito bem analisado.</p> <p>Além disso, poderá ocorrer a operação ilhada, em caso de desligamento do alimentador, ou de parte dele. É necessário avaliar se este painel alimentará os outros consumidores do mesmo alimentador, respeitando os índices de qualidade de fornecimento de energia elétrica. Caso algum consumidor seja atendido precariamente, ou seja, lesado de alguma forma, a distribuidora poderá ser responsabilizada e penalizada por tal fato alheio a sua vontade.</p>	174
Neoenergia	<p>Entendemos como positivo para a diversificação da matriz energética brasileira o estímulo à geração de energia fotovoltaica, entretanto, o regime apresentado, onde a geração é realizada fora de ponta e o consumo dentro do horário de ponta, não exime a distribuidora de dimensionar o sistema para atender toda a carga da ponta, o que não reduziria a necessidade de investimentos na rede, logo, o benefício da geração não seria sentido na sua expansão.</p> <p>As dificuldades técnicas seriam as mesmas do regime de geração convencional para a manutenção da qualidade da energia e a segurança das instalações e das pessoas, ou seja, adequação dos níveis de tensão, flutuações harmônicas, tempo/quantidade de interrupções e medição para registro do fluxo de energia nos dois sentidos.</p> <p>Adicionalmente, será necessário elaborar estudos técnicos para verificar os impactos que esta injeção de potência irá acarretar à rede, em regime normal ou durante a ocorrência de um distúrbio, e assim definir os sistemas de proteção requeridos a tal tipo de conexão.</p> <p>Ainda existirão as dificuldades de caráter regulatório quanto aos procedimentos de contabilização da energia nos diferentes patamares de carga, bem como as questões fiscais e tributárias envolvidas.</p> <p>Portanto, deverá ser dado um sinal econômico adequado para que este tipo de geração opere interligado à rede de distribuição.</p>	175
Petrobras	(i) Medição: existe o questionamento sobre quem deve implementar e arcar com os custos do investimento, operação e manutenção dos sistemas de medição. Além dos custos, também deve ser definido quem irá realizar a operação e a	176

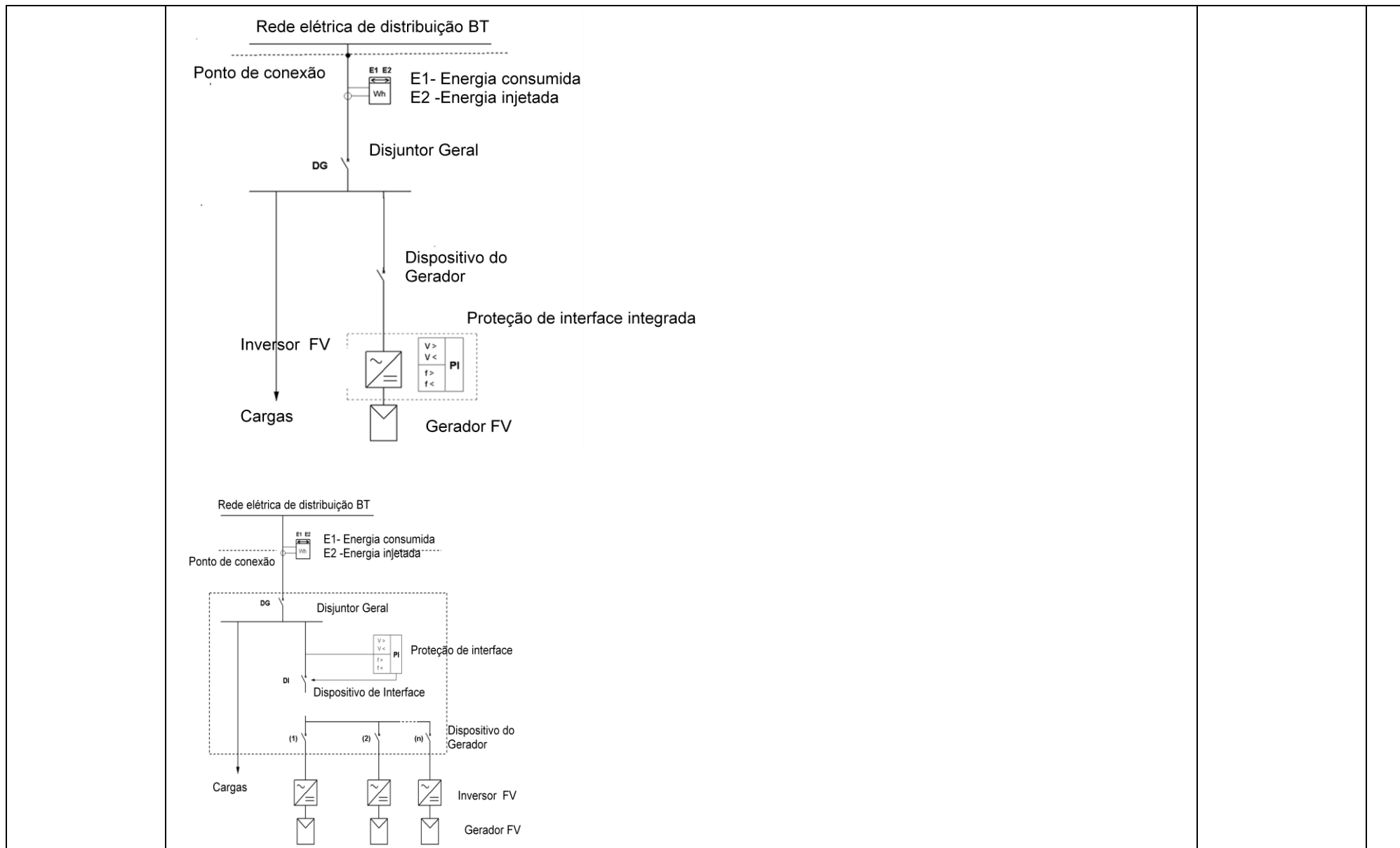
	<p>manutenção, além de garantir a comunicação com a central da concessionária ou da CCEE.</p> <p>(ii) Padrões de operação: as instalações do pequeno gerador distribuído poderá operar em paralelo com a concessionária de distribuição?</p> <p>(iii) Contratação de acesso e uso: existe a dificuldade hoje de se enquadrar o pequeno gerador distribuído nas categorias de contratação existentes. Tal gerador seria entendido como um consumidor, e pagaria uma tarifa correspondente, ou seria classificado como um autoprodutor? Nos casos em que o pequeno gerador injete energia na rede em certos momentos e consome energia da rede em outros, ele deverá pagar duplamente pelo uso da rede (CUSDg e CUSDcarga)? Sugerimos que seja elaborado um ambiente de contratação de acesso e uso específico e mais simples para os pequenos geradores, sob o risco de inviabilizá-los caso tenham que se submeter às mesmas regras de contratação existentes hoje para geradores de maior porte.</p> <p>(iv) Tarifação: Deve ser definida uma estrutura tarifária para valorar a energia injetada na rede e a energia consumida. Este assunto poderia ser tratado juntamente com os estudos que estão sendo conduzidos pela ANEEL sobre a alteração da estrutura tarifária da distribuição.</p>		
Renove	<p>Dificuldade técnica alguma. Resolvidas as questões técnicas e exigências para conexão a rede, os seguintes pontos devem estar elucidados e regulamentados:</p> <p>a. Níveis de harmônicos tolerados;</p> <p>b. Medição e faturamento da eventual injeção de harmônicos;</p> <p>c. Desenvolvimento de “ferramenta” que previna a exposição a mercado spot de aquisições de energia no caso eventual não disponibilidade da geração distribuída (períodos chuvoso, nublados, defeitos, etc.)</p> <p>d. Estudos técnicos e de planejamento deverão ser mais precisos e detalhados para correta adequação de equipamentos, sistemas e operação das redes;</p>		177
Rodrigo Sauaia	Lopes	<p>É mais adequado medir separadamente a energia injetada e a energia consumida pelo proprietário do sistema fotovoltaico, de modo a permitir futuras remunerações distintas (por exemplo, tarifas <i>feed-in</i>). Para tanto, será necessária padronização de equipamentos de medição a serem utilizados quando da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Cabe ressaltar que a maioria dos inversores para sistemas fotovoltaicos é capaz de contabilizar a energia produzida pelo sistema e poderia ser utilizada para esta função (por exemplo, por exigência técnica de equipamentos com esta funcionalidade), evitando onerar desnecessariamente os agentes geradores ou a concessionária com equipamentos adicionais para tal finalidade.</p>	178
Solaria		<p>As possíveis principais dificuldades são: medição da energia gerada e transmissão de dados, proteção e segurança da rede externa e interna (do consumidor). Outras condições técnicas e comerciais que necessitam ser levadas em consideração:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Qualidade e quantidade da energia a ser comercializada; 2. Localização da disponibilidade do suprimento no sistema; 	179

<p>3. Alterações necessárias e análise das perdas no sistema elétrico;</p> <p>4. Depreciação de equipamentos, tributos, taxas e contribuições associadas;</p> <p>5. Custos de fornecimentos em emergências;</p> <p>6. Eventual atendimento das exigências dos órgãos licenciadores ambientais;</p> <p>7. Apresentação da documentação que comprove a regularidade de suas instalações e processos;</p> <p>8. Estar apto a fornecer energia elétrica em qualidade e confiabilidade compatíveis com o sistema elétrico.</p> <p>9. O acesso aos sistemas de transmissão e distribuição é assegurado mediante o pagamento dos encargos de uso da rede elétrica, bem como dos custos de conexão. As transações de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição são regidas por Contratos de Conexão com a Rede Elétrica e com Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição;</p> <p>10. O uso das Redes de Transmissão e Distribuição de energia elétrica não pode acarretar redução do nível de confiabilidade de operação do sistema elétrico interligado. O montante das perdas adicionais, verificadas no sistema elétrico em decorrência desse uso, deve ser compensado.</p> <p>11. O paralelismo deve ser realizado em corrente alternada trifásica equilibrada, na Frequência de 60 Hz.</p> <p>12. Para viabilizar a conexão do Agente de Geração com o sistema elétrico de distribuição, equipamentos de manobra, medição e proteção devem ser instalados, pelo Acessante no local denominado ponto de conexão. O propósito da instalação desses equipamentos é garantir a separação dos sistemas do Agente de Geração e da Distribuidora quando da ocorrência de anomalia no sistema elétrico da Distribuidora ou na própria instalação do Agente de Geração.</p> <p>13. A Distribuidora não assume qualquer responsabilidade pela proteção das instalações do 14. Agente de Geração, bem como de qualquer outra parte do sistema elétrico particular atendido por esse Agente. O Agente de Geração é totalmente responsável pela proteção de seus equipamentos, de tal maneira que falhas, surtos atmosféricos ou outras perturbações no sistema da Distribuidora não causem danos às instalações do Acessante. O Agente de Geração deve ainda ser alertado de que certas condições do sistema elétrico da Distribuidora podem causar correntes de seqüência negativa que podem afetar o seu gerador. A proteção do gerador contra correntes de seqüência negativa excessivas é de responsabilidade do Agente de Geração.</p> <p>15. É da responsabilidade do Agente de Geração a instalação, operação e manutenção</p>		
--	--	--

	<p>Dos seus equipamentos que permitem o estabelecimento das condições de sincronismo por ocasião de cada manobra de execução do paralelismo de seus geradores com a Distribuidora.</p> <p>16. Os equipamentos de controle, manobra, proteção e interrupção, bem como os circuitos de interligação, devem atender às exigências do sistema elétrico com o qual está se realizando o relacionamento. A operação do paralelismo e o sistema de comunicação entre as empresas devem ser baseados nas instruções fornecidas pela Distribuidora, bem como no estabelecido no Acordo Operativo.</p>		
--	--	--	--

B7. Quais adaptações são necessárias no sistema de proteção de uma unidade consumidora caso esta instale um pequeno gerador distribuído? Qual o custo desse novo sistema de proteção?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	<p>Nenhuma adaptação é necessária, desde que o equipamento de condicionamento de potência seja adequado à instalação. Por exemplo, nos sistemas fotovoltaicos os inversores de conexão à rede modernos e de boa procedência já possuem as devidas proteções. Assim sendo, não há custos extras ao sistema instalado.</p>		180
ABINEE/EBES	<p>No caso de sistemas fotovoltaicos, deveria ser considerada uma proteção de interface com a distribuidora (Max. e Min. Tensão, Max. e Min. Freq.) que atuaria em caso de falha na rede do distribuidor. Essa proteção, normalmente, está inclusa no inversor fotovoltaico. Porém, em alguns países ela só é aceita para conexões monofásicas até um determinado valor de potência (por exemplo 6kW). Ou ainda, para instalações trifásicas realizadas com, no máximo, três inversores monofásicos até um determinado limite de potência (por exemplo 20kW). Para os casos fora destes limites, deve ser considerada uma proteção de interface externa.</p> <p>Além dessa proteção, deverá ser previsto um dispositivo de interface, que no caso da BT, pode ser um contator ou um disjuntor automático com bobina de mínima tensão que atuará sobre as três fases e neutro, desconectando, automaticamente, o sistema da rede elétrica.</p>		181



	<p>Rede Elétrica MT do Distribuidor</p> <p>Rede Elétrica MT do Produtor</p> <p>Dispositivo Geral</p> <p>E1 - Energia consumida E2 - Energia injetada</p> <p>Cargas MT</p> <p>Transformador MT/BT</p> <p>Proteção Geral</p> <p>Proteção de Interface</p> <p>Dispositivo de Interface</p> <p>Disjuntor Gerador</p> <p>Cargas BT</p> <p>Quadro paralelo com geradores 1, 2 e 3</p>		
<p>AES Tietê/APINE</p>	<p>Instalação de dispositivos de proteção que atuem com bidirecionalidade para eventos de sobrecorrente e estejam preparados para eventos de tensão (sobre e subtensão), bem como a adequação da capacidade de ruptura dos equipamentos de manobra. Não dispomos dos valores, baseado em cotações, referentes a este novo sistema de proteção.</p>		<p>182</p>
<p>Copel</p>	<p>A COPEL está participando de um projeto piloto de geração distribuída em BT, a biogás, com geradores até 75 kW. Nos mesmos foram instalados sistemas de proteção com as funções de sobrecorrente instantâneo e temporizados, sobrefrequência, subfrequência, salto de vetor, verificação de sincronismo, subtensão e sobretensão, atuando no disjuntor do gerador.</p> <p>O custo da proteção incluindo-se o sistema de controle dos geradores é da ordem de R\$ 32.000,00.</p> <p>Com o intuito de reduzir os custos e melhorar o sistema de proteção contra manuseio indevido dos ajustes desta proteção, pelos pequenos empreendedores, a Copel baseada nos estudos do projeto piloto adotará para os casos de conexão em BT, a filosofia de atuação da proteção em um disjuntor instalado na entrada de serviço, ficando a critério dos produtores a proteção adicional dos geradores. Os custos da proteção na entrada de serviço são os que seguem:</p>		<p>183</p>

	<p>Infraestrutura - R\$ 2.000 Disjuntor com bobinas de trip e close - R\$ 3.500 Relés de proteção - R\$ 13.000 Baterias e carregador - R\$ 300 Outros - R\$ 2.000 Total - R\$ 20.800</p> <p>Esse valor se refere ao sistema de proteção que a princípio pode ser adotado para todas as demais Gerações Distribuídas de pequeno porte.</p>		
CPFL Energia	Como a normas em vigor tratam especificamente de conexões no SDAT e SDMT, há necessidade de desenvolvimento de uma nova norma para atendimento na BT.	Há necessidade de avaliação.	184
Elektro	Para os casos em que a unidade consumidora já possua dispositivos de proteção do tipo secundário (relés) a adaptação seria relativamente mais simples. Ocorre que a maioria das unidades consumidoras possui uma única proteção de sobrecorrente através de disjuntor termomagnético ("Quick-Lag") e ainda de atuação monopolar. Nestes casos a alteração é significativa, uma vez que o conjunto de grandezas a serem monitoradas será aumentado (além da corrente, no mínimo tensão e frequência), bem como a direcionalidade da ocorrência, isto visando salvaguardar o sistema acessado e também o próprio gerador do acessante. Não possuímos referencia de custos para este tipo de proteção.		185
Eng. Thomas Rhenatus Fendel	Além de cessar automaticamente a geração assíncrona, o próprio disjuntor de um gerador assíncrono "desarma" quando ocorre uma interrupção ou falha na rede. Portanto este custo é zero.		186
FIERGS	Pelos motivos anteriores, tal situação deverá ser objeto de um estudo de cada caso.		187
Energisa	Na Média Tensão as empresas já possuem experiência e regulamentos. Na Baixa Tensão não temos experiência e haveria necessidade de estudo mais detalhado das soluções.		188
GTZ	O capítulo 6 "Questões de Proteção e Medição" responde às perguntas de B7. Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.		189
Eng. Joel P. Martins	<i>Existem equipamentos tipo inversores, já disponíveis comercialmente que integram diversos recursos, dentre eles o de proteção.</i>		190
Ligth	Deverá ter análise técnica / econômica para cada situação. O custo desse sistema dependerá do porte desta geração e da		191

	<p>complexidade da carga que estará conectada, por isso é difícil estimá-lo.</p> <p>De uma maneira geral, será necessária a instalação de uma proteção de acoplamento entre o gerador e a rede da concessionária para geradores síncronos. Esta proteção garante que o gerador não prejudique o desempenho e a segurança da rede de distribuição. A proteção inerente ao disjuntor de acoplamento deverá ser independente da proteção do gerador e possuir, no mínimo, as seguintes funções de proteção: Função 67 (Proteção para sobrecorrente direcional de fases, tempo inverso), Função 59G (Proteção para sobretensão residual, temporizada), Função 27 (Proteção para subtensão de fases, temporizada, ligação fase-neutro), Função 59 (Proteção para sobretensão de fases, temporizada, ligação fase-neutro), Função 32 (Proteção para reversão de potência de fases, temporizada), Função 81O/U (Proteção de frequência, com níveis de ajustes independentes e simultâneos para sobre e subfrequência), Função 25 (Proteção de verificação de sincronismo).</p> <p>Para Autoprodutores que vendam excedentes, o relé função 32 poderá ser dispensado e os relés funções 27 e 59 deverão possuir 2 (dois) estágios de ajustes, independentes, para cada função. Para alguns casos específicos, pode ser solicitada alguma outra função de proteção não citada acima.</p>		
Neoenergia	<p>A principal adaptação será para garantir o desligamento das conexões dos geradores após o seccionamento da rede da concessionária. São necessários equipamentos que garantam o isolamento imediato da geração na falta de energia da Distribuidora ou em casos que comprometam a qualidade da energia na rede, inclusive com intertravamento.</p> <p>Os custos podem ser elevados quando comparado às proteções atualmente utilizadas, especialmente em situações de equilíbrio carga-geração, em função da necessidade de implantação de canais de teleproteção, bem como de equipamentos para realizar um seccionamento visível da geração com a rede da concessionária, com o objetivo de garantir a segurança dos empregados nas intervenções de urgência na rede e a integridade das instalações elétricas.</p>		192
Petrobras	Ver questão B4		193
Renove	<p>Depende em muito das normas técnicas atuais que em geral exigem o relé 27 para operação em paralelo além de uma cabine própria. E, novamente fica a pergunta vaga em relação ao conceito de pequeno gerador distribuído, versus o custo para preparação de um esquema completo conforme exigido nas normas que pode alcançar valores acima de 50 mil reais, ultrapassando em muito o custos de uma usina fotovoltaica de 1kWp que pode custar cerca de 8 a 12 mil reais.</p> <p>É importante saber que os inversores são certificados segundo rigorosas normas internacionais que garantem forma de onda senoidal, e sincronismo com o sinal da rede de distribuição, ou seja, para um inversor de sistema solar fotovoltaico poder injetar na rede a eletricidade produzida é necessário obrigatoriamente a existência de energia na própria rede, assim sendo é impossível um sistema fotovoltaico injetar eletricidade na rede caso a mesma esteja desenergizada, extinguindo-se assim as possibilidades de energização reversa e risco as pessoas, equipamentos, ou a funcionários trabalhando nas redes.</p>		194

B8. Qual é a dimensão do custo para a distribuidora da análise dos projetos de inserção de geração distribuída de pequeno porte?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Para instalações conectadas na distribuição secundária, da mesma ordem de grandeza do custo da análise de pedido de atendimento a uma nova UC. Nas instalações conectadas na distribuição primária, apenas um pouco mais de custos de homem-hora para análise do projeto.		195
AES Tietê/APINE	Sugerimos 30 horas para elaboração de documento com as condições de acesso..		196
Copasa	Deveria ser um custo de reduzida significância.	O custo da análise dos projetos deve ser compatível com a dimensão do empreendimento.	197
Copel	Estima-se o dispêndio de 40 homens x hora a um custo de R\$ 123,43 /hora (Engenheiro Sênior), o que perfaz aproximadamente R\$ 5.000,00 incluindo a análise da rede de distribuição onde pretende se conectar o gerador, estudos para os ajustes de proteção da rede da distribuidora, estudos de Curto Circuito, carga existente no alimentador, análise do projeto do empreendedor, etc..		198
CPFL Energia		Há necessidade de capacitação de pessoal e adequação das normas e ferramentas em vigor, para que as análises e vistorias das instalações tenham fluxo estabelecido da mesma forma que um atendimento corriqueiro a acréscimos de carga.	199
Elektro	<p>O único item que teria um custo menor, considerando a regulamentação atual, seriam os procedimentos de vistoria das instalações de conexão. As demais etapas do processo de acesso requerem o envolvimento dos mesmos profissionais e o desenvolvimento das mesmas atividades que ocorrem na avaliação de uma conexão de maior porte, considerando os estudos necessários, emissão de pareceres, avaliação de projetos, celebração de contratos, comissionamento do SMF e outras.</p> <p>A simplificação dos processos de acesso e adoção de kits para conexão não evitariam a necessidade de estudos e avaliações adicionais da rede acessada, considerando que esta foi planejada e projetada para trabalhar de forma radial e</p>		200

	não considerou a disseminação de geradores de pequeno porte. Decorreriam desses estudos e análises necessidades de investimentos adicionais, principalmente em proteção e operação desta rede.		
Eng. Thomas Renatus Fendel	Não há custo. Há unicamente receita, pois a distribuidora comercializa a energia adicional.		201
FIERGS	Pelos motivos anteriores, tal situação deverá ser objeto de um estudo de cada caso.		202
Energisa	Dependeria do volume de solicitações e do nível de padronização dos equipamentos comercialmente disponíveis.		203
Eng. Joel P. Martins	Não deveria ser diferente daquele custo que as concessionárias já tem por exemplo para analisar e aprovar um projeto de rede subterrânea particular. Em alternativa as concessionárias poderiam, por exemplo, qualificar algumas empresas terceirizadas de instalação de sistema fotovoltaico com projeto pré-aprovado..		204
Neoenergia	Os custos para a distribuidora da análise dos projetos de conexão de pequenas centrais são de difícil quantificação.		205
Renove	Os custos para análise de inserção de geradores de pequeno porte ainda é uma incógnita, principalmente em relação à definição do conceito de pequenos porte, e no caso de um programa nacional de inserção de geração o volume de análises seria muito grande (e por isso a necessidade de simplificação de procedimentos). Tomando com base uma média encontrada em concessionárias do sudeste e nordeste do Brasil, podemos esperar um valor ao redor de 30horas/homem/produto como medida do custo, sendo que cada hhp depende da região que se está e valores adotados por cada empresa. Nos países Europeus, os custos de análise de projetos são muito inferiores, tendo em vista estar consolidado por lá a conexão de geradores fotovoltaicos a rede, bem como devido todos os equipamentos para a geração fotovoltaica estar padronizada e certificada junto a organismos internacionais que garantem as condições técnicas adequadas para conexão à rede e de segurança.		206

B9. A pré-certificação de sistemas de interconexão de pequenos geradores (kit para interconexão com a rede, incluindo proteção), já existente em outros países, facilitaria o ingresso desses geradores no sistema?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Com certeza absoluta. Entretanto, deve-se estudar cada qual o padrão mais adequado e desejável para o Brasil e estabelecer procedimentos nacionais de certificação dos equipamentos constituintes.		207
ABINEE/EBES	Sim. Esta ação evitaria a continua necessidade de estudos detalhados de impacto sobre a rede, o que diminuiria a burocracia e os custos, que do ponto de vista do microgerador, poderia inviabilizar o projeto. Com kits de interconexão, tanto as distribuidoras podem oferecer este serviço, como outras empresas terceirizadas.		208
AES Tietê/APINE	A experiência de outros países em sistemas de interconexão pode facilitar o ingresso destes geradores no sistema, no entanto, é preciso atestar que estejam de acordo com os requisitos nacionais, por meio de uma certificação brasileira.		209
Cemig	A pré-certificação é um passo necessário para possibilitar o acesso de pequenos geradores à rede. Deverá existir uma rede de entidades certificadoras coordenadas por um organismo central (ex. INMETRO) que validem as soluções de acesso certificando os inversores, além disso, ressalta-se mais uma vez a importância em se classificar a GD através de regulação específica, de maneira que os kits possam ser certificados.		210
Copasa	Sim	Devido à redução nos custos de engenharia, desde que não haja reserva de mercado para determinados fabricantes.	211
Copel	É necessário analisar as funções de proteção que os kits dispõem, bem como a sua operacionalidade. Obviamente que se proporcionarem o mesmo grau de segurança e desempenho não há porque recusá-los. No entanto, a experiência da Copel com o projeto piloto de biogás referido anteriormente nos permite inferir que estes kits não devem permitir, uma vez programados os parâmetros e ajustes da proteção, que os proprietários possam alterá-los, devendo obrigatoriamente receber um “lacre” nos ajustes aprovados pela Distribuidora.		212
CPFL Energia	Talvez.	Há necessidade em se criar os kits de interconexão e que os mesmos sejam certificados. As certificações devem ser adaptadas às condições (ambientais e técnicas) das normas técnicas brasileiras.	213

Elektro	Poderia ajudar. Entretanto é necessário avaliar se tais kits existentes cumprem todas as especificações necessárias para conexão nas redes utilizadas no Brasil (a começar pela frequência do SIN) e ainda verificar qual tipo de tecnologia e topologia de rede é utilizada no país de origem desses dispositivos. O seccionamento visível exigido pela Norma Regulamentadora N.º 10 do Ministério do Trabalho, dentre outras exigências, devem ser avaliadas.	214
Enel	Sim. Esta ação evitaria a continua necessidade de estudos detalhados de impacto sobre a rede, o que diminuiria a burocracia e os custos, que do ponto de vista do microgerador, poderia inviabilizar o projeto. Com kits de interconexão, tanto as distribuidoras podem oferecer este serviço, como outras empresas terceirizadas.	215
FIERGS	Sim, se houver compatibilidade dos mesmos com os sistemas de distribuição, se observadas as questões de custo para os empreendedores, não esquecendo os interesses da indústria nacional deste setor de equipamentos.	216
Energisa	Sim desde que seja adaptado às especificidades das redes das concessionárias e que os equipamentos sejam certificados (envolve a área de proteção e de medição – ABNT e INMETRO). Há necessidade de que a concessionária exija do interessado a Anotação de Responsabilidade Técnica – ART sobre essa instalação.	217
GTZ	Facilitaria, sim. A parte da proteção é o tema do capítulo 6 "Questões de Proteção e Medição". Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.	218
Eng. Joel P. Martins	<i>Sem dúvida. Esse seria um trabalho de "benchmarking", com o qual se poderia assimilar experiências.</i>	219
Neoenergia	Sim, facilitaria e é necessário, desde que a pré-certificação seja baseada em boas práticas de engenharia consolidadas em outros países e levem em conta particularidades do nosso sistema elétrico, a exemplo da existência de alimentadores bastante longos, com baixo nível de curto-circuito e com cargas desequilibradas.	220

Petrobras	Sim, os kits poderiam ser separados por potência e por nível de tensão de conexão. A ANEEL poderia ter uma tabela (atualizada anualmente) de custos padrão para estes kits em seu sítio (espaço do empreendedor) e também poderia ser definido (em Resolução) um tempo máximo para as concessionárias acessadas fornecerem os kits.		221
Renove	Sim, vencidas as demais barreiras culturais, técnicas, regulatórias, a pré-certificação de sistemas de interconexão para pequeno porte, aceitos e regulamentados, auxiliaria em muito a sistemática (e custos) internos para as concessionárias de distribuição, tendo em vista a redução de tempos de análise de projetos, aprovação e entrada em operação.		222
Ricardo Augusto Pufal	Creio que sim		223
Solaria	Sim, sem dúvida. Esta pré-certificação deverá ser a responsabilidade da distribuidora e não da ANEEL para simplificar sua implementação. Todavia as normas da pré-certificação deverão ser estabelecidas pela ANEEL para as distribuidoras.		224
Sulgás	Acreditamos que isto poderia minimizar o custo dos sistemas de interconexão.		225

C) Regulação

C1. Considerando as resoluções e procedimentos publicados pela ANEEL, quais são as barreiras regulatórias a expansão da pequena geração distribuída?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	A exigência de licença ambiental para registro de sistemas instalados em ambientes construídos de UCs e conectados na distribuição secundária. Prazos de concessão do registro para conexão à rede devem ser menores do que os 120 dias estabelecidos no Prodist. Por exemplo, para sistemas fotovoltaicos sugere-se 30 dias para os sistemas conectados na distribuição secundária e 60 dias para os demais.		226
ABINEE/EBES	Falta o estabelecimento, justamente, do que seja a geração distribuída de pequeno porte e quais seriam os mecanismos de remuneração correspondentes.		227
ABRACEL	É fundamental simplificar e desonerar o processo de conexão e participação no ACL dos pequenos consumidores e geradores, bem como reduzir suas exigências em relação ao sistema de medição.		228

	<p>Atualmente, os pequenos geradores e consumidores têm que atender às mesmas regras de um agente de grande porte, criando uma barreira econômica para a participação de pequenos consumidores no ACL e para a conexão de pequenos geradores às redes de distribuição.</p>		
<p>ABRAGEL/ Guascor</p>	<p>No que diz respeito aos instrumentos regulatórios que instituem a geração distribuída, considerando que essa geração distribuída é primordialmente proveniente de usinas térmicas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e usinas solares, pode-se dizer que os mesmos estão bem definidos e consolidados em regulamentação da ANEEL. Apesar de alguns importantes aspectos referentes à geração hídrica estarem em discussão, para aperfeiçoamento (Audiência Pública 042/2010 – Estudos de Inventário) pode-se dizer que os procedimentos para a “criação” de um empreendimento de geração distribuída já existem e atendem às necessidades do mercado.</p> <p>No entanto, não basta a criação de um empreendimento de geração distribuída, seja por um instrumento de registro ou mesmo uma autorização, para que isso signifique sua efetiva operacionalização e entrega de energia para o sistema. Grande parte dos empreendimentos enfrenta dificuldades após a obtenção da outorga, que inviabilizam ou postergam a sua entrada em operação comercial. Algumas das barreiras não estão diretamente relacionadas à ANEEL, fato que não justifica razões de desconhecimento.</p> <p>Apesar de atuar na regulação, a Agência deve estar atenta às demais questões que permeiam o setor de forma a trabalhar a regulação para minimizar ou mesmo afastar potenciais barreiras para o desenvolvimento dessas fontes.</p> <p>No que tange à ação direta da Agência, uma das dificuldades para se viabilizar a geração distribuída, especialmente a de pequeno porte, diz respeito à questão da medição, tanto do lado da geração, quanto do lado da carga. As soluções indicadas para atender os procedimentos de rede por vezes inviabilizam a solução completa e, no caso específico da carga, inibem a migração do consumidor especial (que pode se tornar livre se comprar energia de geração distribuída) para o mercado livre.</p> <p>Essa categoria de consumidor pode pagar um valor mais elevado pela energia, considerando sua categoria de atendimento, mas não o faz pois a recuperação do resultado financeiro da migração por vezes se justifica na diferença do valor da energia, mas é compensado pelo alto custo da solução de medição para atender a migração.</p> <p>No que diz respeito à geração distribuída de pequeno porte, existe uma lacuna regulamentar para instituir, por exemplo, o PIE residencial e a sua participação como gerador/consumidor de energia.</p> <p>Essa figura ainda é nova e precisa ser instituída, tanto em Lei quanto em regulamento específico da</p>		<p>229</p>

	<p>Agência. Até mesmo a comercialização de energia por esses pequenos produtores distribuídos ainda não está regulamentada e precisa ser avaliada.</p> <p>Outras questões, que serão abordadas adiante no documento, não são de responsabilidade exclusiva da ANEEL, pois envolvem alterações em Leis e Decretos, mas são hoje os maiores entraves ao desenvolvimento da geração distribuída em nosso país.</p>		
AES Tietê/APINE	<p>A legislação atual não garante à distribuidora o repasse integral dos custos de aquisição, limitando seu valor ao valor de referência (VR) bem como não prevê o repasse da aquisição de energia no mercado de curto prazo no caso de atraso ou indisponibilidade da unidade geradora, implicando em risco de subcontratação e penalidade por falta de atendimento da totalidade da carga da distribuidora. Desta forma, a distribuidora não encontra estímulo para a contratação de geração distribuída.</p>		230
Cemig	<p>Deve-se destacar que as novas resoluções e procedimentos que venham a incentivar a GD devam garantir também que os níveis de qualidade dos clientes sejam seguidos e mantidos após a inserção destas fontes. Além disso, deve-se haver uma regulação mais agressiva no sentido de viabilizar economicamente a geração que, de fato, esteja próxima à carga.</p> <p>É fundamental simplificar e desonerar o processo de conexão e participação no ACL dos pequenos consumidores e geradores, bem como reduzir suas exigências em relação ao sistema de medição. Atualmente, os pequenos geradores e consumidores têm que atender às mesmas regras de um agente de grande porte, criando uma barreira econômica para a participação de pequenos consumidores no ACL e para a conexão de pequenos geradores às redes de distribuição.</p>		231
Copasa	<p>A pequena geração distribuída está regulada pelas mesmas regras da geração de médio/grande porte.</p>	<p>Falta regular especificamente a pequena geração distribuída a fim de evitar exigências que inviabilizem sua implantação.</p>	232
Copel	<p>A principal limitação por parte da Distribuidora é a compra da energia elétrica gerada pelos empreendimentos de Geração Distribuída de Pequeno Porte, uma vez que estes normalmente não tem condições de fornecer uma energia assegurada, o que aumenta o risco da distribuidora por sub ou sobrecontratação de energia.</p> <p>Seria importante que a legislação permitisse uma flexibilização nos limites de contratação da distribuidora de forma a acomodar esta energia não redundando em penalidades.</p> <p>Outro ponto a ser mencionado, que não depende da ANEEL, pois carece de alteração na legislação setorial, é sobre o preço da energia elétrica gerada por estes pequenos empreendimentos (limitado</p>		233

	ao VR, quando da aquisição da energia pelas distribuidoras) que nem sempre é suficiente para incentivar ou mesmo viabilizar estes tipos de empreendimentos.	
Elektro	Entendemos que as barreiras são mais técnicas que regulatórias, para a conexão em Baixa Tensão de autoprodutores (operação em paralelo com a rede): a falta de soluções e equipamentos disponíveis para atender às necessidades de segurança do sistema elétrico e de pessoal, bem como da operação adequada do sistema de proteção. O equacionamento destas questões ensejará a adequação dos regulamentos	234
Endesa	<p>Ao nosso entender o principal impeditivo para a maior expansão da Geração Distribuída é de ordem comercial e regulatória. As fontes alternativas têm se mostrado competitivas nos últimos Leilões de Reserva e A-3. Os custos de empreendimentos de PCH's, eólicas e térmicas a biomassa estão se reduzindo. Ficou evidenciado que, ao promover os referidos leilões, o governo criou um ambiente comercial e regulatório propício para a entrada em larga escala destes empreendimentos. Essencialmente o governo resolveu dois grandes entraves: i) a conexão das usinas através das ICG's; e ii) contratos regulados de longo prazo com cláusulas comerciais que mitigam riscos de sazonalidade inerente a estes empreendimentos.</p> <p>A ANEEL poderia estudar o comportamento da geração e sazonalidade das diferentes fontes renováveis de geração distribuída, a fim de criar mecanismos comerciais, a exemplo do MRE, para mitigar os riscos de variação da geração de energia. É preciso enxergar quais são as complementariedades que tais fontes possuem e assim dar prognósticos para viabilizar a comercialização da energia.</p> <p>Seria de grande valia ainda que a ANEEL auxiliasse os empreendedores na obtenção de créditos de carbono. A ANEEL poderia se articular com os órgãos competentes para participar do processo, muito pode ser feito para facilitar a obtenção de créditos de carbono, o que traria grande incentivo econômico para a implementação de fontes renováveis de geração distribuída.</p>	235
Enel	A regulação atual não peca pela qualidade de seu conteúdo, mas sim pela sua dificuldade de enquadramento frente ao novo modelo proposto.	236
Eng. Thomas Rensus Fendel	Ignoram os benefícios da ENERED	237
Guascor	Uma outra dificuldade encontrada afeta principalmente comunidades localizadas nos sistemas isolados, onde a geração distribuída poderia ter um papel ainda mais importante. Trata-se dos	238

	Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI, regulamentados pela Resolução ANEEL n. 83, de 20 de setembro de 2004. A caracterização de cada uma das classes de atendimento (SGFI 13, 30, 45, 60 e 80) deveria ser melhor avaliada de forma a não inviabilizar projetos específicos de pequenas comunidades na região Norte.	
Eng. Joel P. Martins	<i>Falta de regulamentação específica ou pelo menos mais clareza nos casos de geração < 10kW, nos quais provavelmente se enquadrariam as residências e pequenos estabelecimentos comerciais/industriais</i>	239
Light	<p>Para a expansão da geração distribuída é necessária a modificação e/ou criação dos dispositivos listados abaixo:</p> <p>Repasse Uma das possíveis barreiras para a entrada de pequenas geradoras é o limite de repasse às tarifas dado pelo VR. Muitas vezes estas geradoras possuem custos superiores aos que a distribuidora se oferece a pagar e repassar aos seus consumidores. (ver explicação em I.3.5)</p> <p>Exposição Involuntária A ANEEL não considerou fundamental a realização de chamada pública para compra de energia elétrica proveniente de geração distribuída como esforço de compra para reconhecimentos das exposições involuntárias em 2009. É necessário, ainda, que a regulamentação conceda uma garantia às distribuidoras no sentido de que caso não se obtenha êxito na Chamada Pública de geração distribuída, ela estará contemplada pela exposição involuntária.</p> <p>Cogeração qualificada Apesar de a nota técnica dispor o contrário, os empreendimentos de Cogeração Qualificada não podem vender energia para os consumidores especiais. O artigo 26 da</p> <p>Lei 9.427 dispõe que:</p> <p>“Art 26 (...) §5º...os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada seja menor ou igual a 30.000 kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor, ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.</p>	240

	<p>(...)"</p> <p>Fontes Eólica e Solar</p> <p>A Garantia física é previamente calculada para usinas eólicas que vendem energia nos leilões do ACR. Além disso, os empreendimentos tem 4 (quatro) anos para formação do lastro. Desta forma, as usinas possuem a capacidade de se recompor de anos desfavoráveis.</p> <p>Esta regra deveria ser estendida para todas as usinas eólicas e solares independentemente do ambiente da venda de energia (ACR ou ACL), pois o país ainda não conta com dados históricos para cálculos de Garantia física destas novas tecnologias.</p> <p>Garantia Física</p> <p>Algumas fontes térmicas têm a apuração da garantia física diferente nos dois ambientes do comercialização (ACL e ACR). No ACR a garantia física é a média do ano civil e no ACL a garantia física é a média móvel dos últimos 12 meses, o que muita vezes dificulta a venda simultânea nos dois mercados inviabilizando o projeto. O tratamento deveria ser igual nos dois ambientes.</p> <p>MRE paras Eólicas</p> <p>Deveria ser criado um Mecanismo de Realocação de Energia para as usinas eólicas, nos moldes do existente para as usinas hidráulicas.</p>	
Neoenergia	<p>Há necessidade de alterar a legislação vigente para definir melhor geração distribuída, bem como os critérios de conexão dos geradores.</p> <p>Consideramos ainda que a limitação do VR para o repasse às tarifas das distribuidoras do preço da energia distribuída inibe as ofertas por parte dos produtores.</p>	241
Petrobras	<p>O §5º do Artigo 26 da Lei 9.427/1996 definiu que as centrais hidrelétricas de até 1MW, as PCH's, as UHE's com potência instalada até 50MW e as centrais com base em fontes solar, eólica, biomassa, com potência injetada na rede menor ou igual a 50MW podem comercializar diretamente energia com consumidores (ou conjunto de consumidores de mesmo CNPJ ou de áreas adjacentes) com carga maior ou igual à 0,5MW, sem restrição de nível de tensão.</p> <p>Contudo, em 2006, pela Resolução Normativa 247/2006, a ANEEL definiu tais consumidores como consumidores especiais e instituiu uma restrição de nível de tensão.</p>	242

	<p>No inciso I, § 1º, do Artigo 1º da Resolução Normativa 247/2006 (reproduzido abaixo) é estabelecido que os consumidores especiais devem pertencer ao Grupo A da distribuidora, ou seja, estarem conectados em níveis de tensão maiores ou iguais a 2,3kV.</p> <p>“... I - Consumidor Especial: consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW; e ...”</p> <p>A exigência de nível de tensão de Grupo A é uma barreira que provoca a diminuição do mercado para comercialização de energia oriunda da pequena geração distribuída. Portanto, a definição de consumidor especial deve ser alterada.</p> <p>Certamente, outra barreira à expansão da pequena geração distribuída é o limite de repasse à tarifa que tem como teto o VR. Dependendo da fonte de geração, este valor é inadequado.</p> <p>Uma alternativa para a questão do limite de repasse seria a permissão da utilização do custo de P&D para complementar o VR como pagamento às fontes alternativas.</p> <p>Outro ponto que poderia ser aperfeiçoado é a questão dos descontos nas tarifas de uso da rede, regulado pela Resolução ANEEL nº 77/2004. Para fontes com tecnologia menos maduras, como energia solar ou geotermica, poderia ser dado direito a 100% de desconto nas tarifas de uso de Transmissão e Distribuição (na produção e no consumo) da energia comercializada por estes tipos de empreendimentos.</p> <p>Além disso, deve haver um ambiente regulatório mais simplificado para estes pequenos geradores, no que se refere à contratação de uso e acesso da rede, contratação de compra/venda de energia e procedimentos de comercialização.</p> <p>Para incentivar, pelo menos num primeiro momento, os investimentos em pequena geração distribuída, deve-se discutir a possibilidade de garantia de compra da energia por parte das distribuidoras.</p> <p>Uma flexibilização dessas barreiras poderia levar a um maior incentivo à geração distribuída.</p>		
Renove	<p>Prazos para conexão</p> <p>Os prazos estabelecidos no PRODIST para “central gerador – registro”, que é o caso do “pequenos produtores de energia” termo utilizado nesta consulta pública, podem chegar a 120 dias. Tendo em vista a possibilidade de PIEs com potencia máxima instalada até 50 kWp, são prazos muito extensos para conexão de uma instalação mais simples de propriedade de pessoa física, e não um empreendimento de pessoa jurídica.</p>		243

	<p>Questões técnicas relacionadas à conexão em paralelo com a rede da concessionária As normas examinadas das concessionárias exigem arranjos considerados de alto custos para execução, por exemplo, de instalações de geração fotovoltaica de, por exemplo, até 10kWp, que podem custar mais que o próprio sistema completo, além de exigir uma área de construção muitas vezes indisponível. Há necessidade de padronização das exigências por nível de tensão e potência instalada. Como citado anteriormente, os próprios inversores de sistemas de geração fotovoltaicos tem sistemas de proteção contra energização reversa mais apurados e confiáveis que todas as proteções hoje exigidas pelas normas de concessionárias. Estes equipamentos atendem a diversas certificações internacionais e devem ser reconhecidos pela regulamentação da ANEEL e normas das concessionárias como suficientes para atender aos critérios de conexão a rede de distribuição com segurança.</p> <p>Custo do sistema de medição para venda a mercado livre A regulamentação vigente, módulo 12.2 dos procedimentos de rede, para padronização da medição quando vendendo energia ao mercado livre, é uma barreira regulatória a expansão de inserção de pequenos produtores de energia, e logicamente seus custos que podem estar na faixa de 15 a 25 mil reais dependendo da distribuidora. Existe necessidade de simplificar e padronizar os esquemas de medição para que a disseminação da geração de energia elétrica fotovoltaica possa estar presente em todas as regiões brasileiras. A impossibilidade de utilização de esquemas “net-metering” é outra barreira à disseminação da geração fotovoltaica de energia.</p> <p>Regras de comercialização As regras de comercialização vigentes são outra barreira a ser transposta para que seja factível e economicamente viável que empreendedores possam instalar suas próprias usinas em suas residências e comércios, e por meio de simples e eficientes mecanismos possam vender seus contratos de energia.</p>		
Rodrigo Lopes Sauaia	Criar regulamentação específica para a fonte solar fotovoltaica, simplificando os procedimentos de conexão à rede e tornando-os mais acessíveis aos usuários de energia elétrica interessados em geração distribuída.		244
Solaria	A questão da ANEEL/CCEE ser o órgão que autoriza a pequena geração distribuída. Sendo que o		245

	ideal seria que estes órgãos autorizassem, através por exemplo um teto máximo de potência, as distribuidoras para pequenos geradores.	
Sulgás	A falta de uma política, clara e simples, para incentivo a geração distribuída. Esta política deveria principalmente regular e controlar a ação das distribuidoras de energia frente as políticas de incentivo a geração distribuída.	246
Ventos do Brasil	A distribuidora alegou estar proibida de comprar energia. Ela incluiu a troca no sistema crédito e débito como compra também, e portanto, proibido de qualquer modo.	247

C2. Quais flexibilizações das exigências regulamentares seriam necessárias em função da potência instalada ou injetada na rede? Favor identificar os regulamentos que precisariam ser revistos e sugerir adaptação da redação aos mesmos.

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Regulamentar a isenção (“desconto” de 100%) na TUSD, conforme estabelecido na Resolução Normativa No 77, de 18/08/2004. Simplificação dos procedimentos e requisitos de medição da geração para os sistemas conectados na distribuição secundária.		248
ABINEE/EBES/Enel	<p>Abaixo, alguns comentários sobre os principais pontos que envolvem a inserção de geração distribuída fotovoltaica, onde também podem ser enquadradas outras tecnologias.</p> <p>1. Registro: O registro junto a ANEEL de fontes de geração distribuída de pequeno porte é bastante cabível, porém, sob o ponto de vista organizacional, seria interessante a criação de uma gama maior de classificações por potência, já que estamos falando de geração, na grande maioria dos casos, da ordem de 0,5kW e, dificilmente acima disto, dependendo da tecnologia. Quanto a TUSD, pode-se dizer que não seria inoportuno se a isenção fosse obrigatória e específica, e não, via solicitação. Além disso, deve-se discutir alguns pontos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - O cálculo da TUSD sendo feito em relação ao centro de gravidade do sistema, é justo? Considerando que o gerador pode estar do lado da carga? - Faz sentido tributar um gerador desta natureza? Uma vez que os benefícios de inserção de dessa geração podem ser extremamente vantajosos para o distribuidor, sem contar que este pode servir justamente como incentivo a estes tipos de fonte. <p>De acordo com a resolução 390/2009 exige-se um licenciamento ambiental. Não seria então mais fácil a padronização dos sistemas, através de termo de referência para aplicações específicas, onde apenas uma autorização com vistoria poderia ser feita, ao invés de correr o risco de em um médio ou longo prazo, onerar o órgão ambiental com milhares de pedidos de</p>		249

	<p>licença para geradores de pequeno porte?</p> <p>2. Lastro Contratual: Não existem maiores considerações em relação a este aspecto.</p> <p>3. Sistema de Medição: É importante salientar que o sistema de medição para o caso de geração distribuída de pequeno porte, ou outra tecnologia similar de pequeno porte, poderia ser revisto para a baixa tensão (127/220V//380/460/480V), onde muitos destes sistemas são instalados em sua maioria. Os procedimentos regulatórios atuais estão majoritariamente relacionados aos procedimentos da rede básica, com exceção de adendos específicos.</p> <p>4. Conexão: Quanto ao procedimento de acesso não existem muitos comentários, exceto quanto à questão da quantidade de solicitações. No caso que haja um aumento significativo do número de usuários, poderá ocorrer um número elevado de pedidos a distribuidora, causando atrasos nas solicitações. Talvez fosse interessante um procedimento simplificado fornecido pela própria distribuidora. Quanto aos procedimentos do Prodíst Módulo 3: deve-se fazer uma revisão onde sejam consideradas diferentes faixas de potência instalada, com solicitações simplificadas para acessantes com potências instaladas menores.</p> <p>5. Estrutura de Contratação: Acreditamos que a chamada pública não é o melhor instrumento para contratação desta energia. A chamada pública consiste em uma atividade bastante burocrática e especializada. O consumidor comum (potencial microgerador) normalmente constitui-se como uma pessoa leiga, não preparada para submeter-se a tal evento e não caracterizado como produtor independente de energia. Portanto a grande questão é averiguar como enquadrar diferentes níveis de geradores, desde aqueles que possuem capital para instalar em suas casas microgeração, mas dependeriam de um serviço especializado externo, até aqueles que veem como algum tipo de investimento na busca por retornos atrativos (indústrias ou comércio em geral).</p> <p>6. Sistema de Proteção: Deve ser estabelecido um critério básico para o sistema de proteção para conexão ao sistema, indicando objetivamente quais são as responsabilidades do acessante e da distribuidora.</p>		
AES Tietê/APINE	<p>Considerando apenas a Micro Geração¹, entendemos que a venda direta da energia produzida para a distribuidora, sem a necessidade de chamada pública, com repasse integral do custo de aquisição da energia injetada por micro geradores facilitaria esta contratação. Entretanto, seria fundamental uma reformulação da Resolução 167, de 2005, e do Decreto 5.163, de 2004, que estabelece as regras de repasse e de contratação, podendo inclusive aumentar o limite de contratação</p>		250

	<p>existente de 10% da carga do agente de distribuição.</p> <p>¹ A microgeração consiste na produção de energia elétrica até 500 kV, em baixa tensão, através de fontes de energia renovável como a energia solar, eólica e mini-hídrica.</p>		
Copasa	Facilitar a implantação da geração líquida (net metering) e que o crédito de geração possa ser utilizado no abatimento do consumo na própria unidade quanto em outras unidades consumidoras do mesmo grupo.		251
Copel	<p>Estabelecimento de uma Política Energética Nacional, onde essa geração de pequeno porte será tratada dentro de um programa específico voltado às Distribuidoras e com abrangência a cada área de concessão. Devido ao caráter compulsório de aquisição de energia, deverão ser contemplados:</p> <ul style="list-style-type: none"> - necessariamente tratamento comercial adequado para que as Distribuidoras possam assumir o compromisso de compra dessa energia sem exposição, por exemplo, remuneração adequada e preços adequados com repasse integral e possibilidade de subsídios diretos a título de incentivo adicionais aos existentes; - Para a situação em que as fontes de geração não apresentem garantia física (GF) a distribuidora não poderá ser penalizada por falta de lastro quando da aquisição dessa energia, na contabilização da CCEE relativo ao limite mínimo de contratação; por outro lado a distribuidora também deve ter o direito do repasse da energia quando de sobrecontratação superior aos 3 %; - que esse programa seja administrado por cada Distribuidoras, sendo necessário para tanto o desenvolvimento de regras, metodologias e procedimentos adequados, tanto comerciais quanto técnicos. Isto é, os montantes dessa geração não serão contabilizadas na CCEE simplificando-se assim as instalações do gerador e os controles da concessionária; - unificação e padronização dos contratos de compra, conexão, uso e acordo operativo; - isenção de multas decorrentes de sobrecontratação ou subcontratação por fatos imputados a geração distribuída. <p>Em função do exposto acima deverão ser revistos e/ou criados os regulamentos necessários.</p>		252
Elektro	Conforme nossa resposta acima, os obstáculos a superar são técnicos		253
Eng. Thomas Rénatus Fendel	Por exemplo na nota técnica 0043/2010 - para potências menores do que 10 kW, é dispensável o controle de sub e sobre tensão, bem como sub e sobre frequência. A própria rede "cuida" dessas coisas... Aliás assim como a ligação de um chuveiro de 7 kW, não tem e não precisa de nada disso...		254
Guascor	<p>Especificamente no que diz respeito à questão da potência instalada ou injetada na rede, não há necessidade de se fazer ajustes específicos. Recentes mudanças na legislação já corrigiram essa distorção para a questão do desconto na TUSD e comercialização com consumidores especiais, conforme texto da Lei 9.427/96, a seguir:</p> <p><i>Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar:</i></p>		255

	<p>.</p> <p>.</p> <p>§ 1o Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.</p> <p>§ 5o O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1o e 2º deste artigo</p>		
Neoenergia	<p>Em caso de contingência, poderia haver flexibilização na questão operativa, ou seja, as próprias Distribuidoras executarem entrada/saída da geração distribuída sem interferência da ONS, desde que esteja previsto no Acordo Operativo.</p> <p>Outro ponto de flexibilização poderá ser a delegação para a Acessada da aprovação dos projetos de conexão, dentro de regras mínimas estabelecidas pela ANEEL, sem necessariamente passar por aprovação da Agência.</p>		256
Renove	<p>O PRODIST precisa ser revisado nas questões referentes à:</p> <ul style="list-style-type: none"> • simplificação de padronização de medição para venda em mercado livre (consumidores especiais), bem como a possibilidade de arranjos “net-metering”; • simplificação dos procedimentos e prazos para conexão de micro produção de energia elétrica • questões técnicas e exigências das normas das concessionárias para conexão de micro produtores de energia Resolução 77, de 18 de agosto de 2004, necessita regulamentar o desconto de 100% na TUSD para geração fotovoltaica. 		257
Solaria	<p>A flexibilização deve estar na competência da distribuidora para análise e autorização dos projetos de micro geração dentro das normas pré estabelecidas pela ANEEL.</p>		258

C3. Quais pontos ainda não foram regulados?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	A contabilização e a comercialização da energia entregue à rede.		259
ABINEE/EBES	<p>Sugestão de adaptações:</p> <p>Leilões de energia como citado pela Lei 10.848 de 15 de março de 2004 são importantes, porém poderia ser relevante especificar a magnitude da potência em discussão quando se tratando de fontes alternativas.</p> <p>No que se refere a Resolução Normativa nº77. A isenção da TUSD poderia se estender não só a resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento, mas também aos geradores de pequeno porte em suas classificações por potência.</p> <p>Quanto a Resolução Normativa nº391 de 15 de dezembro de 2009. As fichas técnicas contemplam apenas pessoas jurídicas. No caso de geradores de pequeno porte, o registro ficaria a cargo da ANEEL, ou seria parte de uma classificação maior a ser disponibilizada pela distribuidora dentro de uma classe específica de geradores?</p>		260
ABRAGEL	<p>No que diz respeito à geração distribuída de forma geral e sua comercialização no ACL (consumidores livres e especiais) e ACR (leilões e chamadas públicas) a regulamentação está bem definida.</p> <p>No entanto, conforme mencionado anteriormente, para a geração distribuída de pequeno porte, alguns pontos ainda carecem de regulamentação tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - a figura do PIE residencial/comercial de pequeno porte; - a possibilidade do consumidor residencial ou comercial que hoje não se enquadra como consumidor especial (menor que 500kW) poder se tornar um consumidor livre/cativo, aderindo ao conceito de “net metering”; - adequação dos contratos CUSD e CCD para atender a simplificação necessária no conceito “net metering”; 		261

	- adequação dos Procedimentos de Rede e Distribuição para ajustar questões relacionadas à medição e proteção.		
AES Tietê/APINE	<p>A geração distribuída tem caráter aleatório e intermitente de exportação de energia, não atendendo às vezes, a necessidade de sua presença no sistema exportando energia, o que demanda a adequação da rede, por parte da distribuidora para o atendimento de todos os seus consumidores e geradores acessados dentro dos padrões regulatórios de segurança, confiabilidade e estabilidade.</p> <p>Outra tendência da microgeração é a interatividade com o conceito smart grid, pois permite aos gerenciadores de redes prover controle da carga dos clientes conectados, bem como de suas unidades geradoras, obtendo assim o melhor aproveitamento da rede elétrica em todos os sentidos. A definição da política de smart grid, portanto, estará muito associada à regulação da micro geração.</p>		262
Copasa	Os critérios e padrões técnicos que devem balizar as normas técnicas das distribuidoras.		263
Copel	<p>Os pontos a serem regulados são:</p> <p>aqueles elencados na resposta à pergunta C2;</p> <ul style="list-style-type: none"> - política de tarifas e preço discretizada por fonte à semelhança do extinto VN; - reconhecimento dos custos incorridos pela Distribuidora pela implantação e gestão desse novo programa; - definição da fonte para subsídios diretos quando for o caso. 		264
CPFL Energia	Há necessidade de definição de critérios mínimos de conexão, bem como estabelecimento dos requisitos de medição e faturamento.	A ANEEL deve definir claramente as responsabilidades pelos respectivos custos envolvidos nas adequações da Distribuidora.	265
Elektro	<p>. Levando em consideração que a ELEKTRO já teve casos em que clientes se conectaram em tensão de distribuição e exportaram energia elétrica gerada por pequenos geradores distribuídos, sem qualquer tipo de autorização da concessionária, devem ser destacados alguns pontos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Deve-se cogitar uma punição para o cliente que se conectar indevidamente, sem prévia autorização da concessionária e/ou sem seguir os padrões técnicos exigidos. 2) Uma vez que há casos de pequena geração distribuída conectada em tensão de distribuição sem conhecimento da concessionária, deve-se estipular um prazo para a desconexão ou para a regularização da instalação. 		266

	Deve ser considerada a possibilidade de conexões irregulares causarem danos em outros clientes (tais como problemas em aparelhos eletroeletrônicos ou mesmo apenas a perda da qualidade da energia). Deve ser estabelecido como detectar as causas desses problemas e como ocorrerá o ressarcimento dos clientes prejudicados.	
Enel	Supondo-se que os modelos de comercialização sejam três: Feed-in tariff, Quotas e Net Metering, de fato não existe maiores impacto, pois o “cliente, nestes três casos são o governo ou a distribuidora, porém, como sugere o texto, aqueles microgeradores com potência instalada menor que 30MW, em teoria, estariam aptos a comercializar sua energia no mercado livre. Pensando desta forma pode ocorrer uma alta quantidade de vendedores de energia de microporte (0,5 – 5000kW) querendo vender sua energia no ML. De um certo ponto de vista pode ser vantajoso, mas talvez a regulação possa ir mais a fundo, listando quais categorias de geradores poderiam estar aptos, em relação a sua potência. Leilões de energia como citado pela Lei 10.848 de 15 de março de 2004 são importantes, porém poderia ser relevante especificar a magnitude da potência em discussão quando se tratando de fontes alternativas. No que se refere a Resolução Normativa nº77. A isenção da TUSD poderia se estender não só a resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento, mas também aos microgeradores em suas classificações por potência. Quanto a Resolução Normativa nº391 de 15 de dezembro de 2009. As fichas técnicas contemplam apenas pessoas jurídicas. No caso de microgeradores, o registro ficaria a cargo da ANEEL, ou seria parte de uma classificação maior a ser disponibilizada pela distribuidora dentro de uma classe específica de geradores?	267
Eng. Thomas Renatus Fendel	Urge diferenciar as tarifas, em escalas de potencias. Quanto menores as potencias, maiores as tarifas, sem necessidade de subsídios e benesses.	268
Guascor	No que diz respeito à geração distribuída de forma geral e sua comercialização no ACL (consumidores livres e especiais) e ACR (leilões e chamadas públicas) a regulamentação está bem definida. No entanto, conforme mencionado anteriormente, para a geração distribuída de pequeno porte, alguns pontos ainda carecem de regulamentação tais como: - a figura do PIE residencial/comercial de pequeno porte; - a possibilidade do consumidor residencial ou comercial que hoje não se enquadra como consumidor especial (menor que 500kW) poder se tornar um consumidor livre/cativo, aderindo ao	269

	<p>conceito de “net metering”;</p> <p>- adequação dos contratos CUSD e CCD para atender a simplificação necessária no conceito “net metering”;</p> <p>-adequação dos Procedimentos de Rede e Distribuição para ajustar questões relacionadas à medição e proteção.</p>	
Light	<p>A Lei 10.848/04 reconheceu legalmente a geração distribuída com uma das possíveis fontes de geração de energia, sendo a mesma regulamentada pelo Decreto 5.163/04.</p> <p>Entretanto, falta uma regulamentação mais específica para a chamada pública - com seus procedimentos e prazos, pois a REN 167/2005 trata quase que totalmente da geração distribuída proveniente de desverticalização.</p> <p>A geração distribuída também carece de uma normatização mais contundente que disponha sobre:</p> <p>i) o contrato – suas disposições obrigatórias, já que está modalidade não se enquadra no CCEAR, nem nos CCVE do Mercado Livre; e ii) o registro e as garantias. Esta falta de regulamentação está trazendo barreiras à implantação deste novo modelo, pois não há conhecimento técnico e legal suficiente sobre o mesmo.</p>	270
Neoenergia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cobrança de Excedente de Reativo na geração; 2. Nos casos de geração e carga no mesmo sítio é necessário regulamentar a possibilidade do corte da energia fornecida pela Distribuidora sem afetar a geração; 3. Níveis de Qualidade, Regularidade e Continuidade, dentro da programação de operação preestabelecida para a Geração e cobrança de penalidades por descumprimento; e 4. Estabelecimento das responsabilidades em caso de problemas gerados a outros consumidores (pedido de ressarcimento, nível de tensão, interrupções etc.) causados pela Geração Distribuída. 	271
Petrobras	<ol style="list-style-type: none"> i) Acesso e uso da rede de geração distribuída de pequeno porte. ii) Mercado de energia de geração distribuída. 	272
Renove	<p>Primeiramente deve-se conceituar o que é um pequeno produtor de energia elétrica, ou micro-produtor. A conceituação deve levar em conta a potência máxima instalada e nível de tensão do ponto de conexão pretendido, bem como o objetivo da geração, se é própria, venda a mercado, venda para concessionária, etc., com vistas a distinguir empreendimentos puramente comerciais dedicados somente a comercialização de energia como atividade finalística, de PIE de micro porte que são consumidores cativos de concessionárias e querem comercializar sua energia fotogerada.</p> <p>A injeção de harmônicos na rede precisa ser regulamentada para atender a necessidades dos critérios de qualidade, e carregamento das redes que possam por ventura causar custos não</p>	273

	tangíveis a operação e planejamento das redes. Aquisição de energia e medição pelo processo de “net-metering” ainda não estão regulamentados e devem estar na agenda regulatória da SRD para o devido estudo e preparação para a chegada destes novos agentes as redes de distribuição de energia elétrica de todas as concessionárias Brasileiras.		
Rodrigo Lopes Sauaia	A injeção na rede e comercialização de energia solar fotovoltaica para as concessionárias precisa ser regulamentada de forma mais clara e simples. É essencial exigir das concessionárias a garantia à conexão e injeção de eletricidade na rede pelo agente gerador, bem como a garantia de compra pela concessionária de toda a eletricidade produzida pelo agente gerador. A requisição por parte do agente gerador deve ser descomplicada em termos burocráticos, pouco onerosa e ter prazo máximo curto, caso contrário corre o risco de inviabilizar o empreendimento e desmotivar os interessados. Legislação internacional bem-sucedida (exemplo: EEG da Alemanha e as regulamentações definidas pelos agentes do setor elétrico do referido país) pode ser utilizada como subsídio para a formulação das políticas brasileiras neste setor.		274

C4. O Módulo 3 do Prodist, em sua seção 3.6, estabelece as cláusulas mínimas do CUSD e CCD. Quais exigências poderiam ser simplificadas? Há necessidade de haver um contrato específico para tais geradores?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABINEE/EBES	Um contrato padrão por tecnologia ou por classe de potência/tensão seria interessante como reconhecimento a um tipo específico de grupo gerador. Em geral as cláusulas mínimas do CCD e do CUSD são suficientes, entretanto deve-se avaliar como será realizada a comercialização e não só a conexão e taxaço por uso do sistema. A distribuidora pode realizar compra de energia apenas através de chamada pública e o mercado livre requer consumidores (grupo A4 ou superior) com demanda igual ou superior a 500kW, portanto é ainda necessária uma revisão.		275
ABRACEL/Cemig	O processo de exportação da micro-geração deve ser simplificado. Não deveria haver contrato específico para geração distribuída de pequeno porte, facilitando a implementação desse tipo de geração e evitando a necessidade de assinatura de um novo contrato junto à distribuidora. Para desburocratizar a geração distribuída de pequeno porte, sugerimos que os contratos básicos dos consumidores junto		276

	<p>às distribuidoras (CCD e CUSD) já contemplem a possibilidade do consumidor exportar energia para a rede de distribuição. A forma mais simplificada, e já adotada em diversos países (conforme NT 43/2010 da SRD/ANEEL) é a adoção da medição líquida (net metering). Uma forma mais elaborada é possibilitar que os consumidores comercializem sua energia excedente no mercado livre, diretamente ou através de uma comercializadora.</p> <p>Entendemos que as duas formas podem coexistir, sempre de forma voluntária para o consumidor, buscando aumentar as alternativas para viabilizar a geração distribuída de pequeno porte.</p> <p>Cabe observar que para o consumidor estar habilitado para o net metering o mesmo precisará naturalmente ter seu sistema de medição substituído por medidor eletrônico capaz de medir nos dois sentidos de fluxo. Entendemos que esta questão está sendo discutida paralelamente em outra audiência pública da ANEEL.</p> <p>A comercialização de excedente no mercado livre, por sua vez, exigirá esforço adicional, dado que atualmente o consumidor precisaria seguir o longo processo de adesão à CCEE, além de compatibilizar seu sistema de medição. Para viabilizar esse modelo de negócios sugerimos a flexibilização das regras de adesão de consumidores à CCEE, conforme a resposta ao item D3.</p>		
ABRAGEL	<p>Para a GD de forma, geral o CUSD e CCD estão adequados.</p> <p>No entanto, considerando a GD de pequeno porte, os instrumentos precisam ser revistos e refeitos, para embutir, principalmente o conceito de “net metering” e flexibilizar outros aspectos, viabilizando assim sua aplicação no sistema.</p>		277
AES Tietê/APINE	<p>Considerando especificamente a Micro Geração entendemos ser desnecessária a submissão de contratos de conexão e uso do sistema de distribuição, mas, necessária a celebração de contrato específico para estes geradores que disponha sobre, indicadores de qualidade para ambas as partes, condições de conexão e custos associados bem como responsabilidade por dano civil e financeiro decorrente de perturbação no sistema causado pelo micro gerador. Ressaltamos que os custos envolvidos na conexão, manutenção e operação devem ser absorvidos pelo acessante e/ou repassados na tarifa de distribuição.</p>		278
Copel	<p>Conforme sugerido e explicado na resposta da questão C.3, há necessidade de unificação dos seguintes contratos: compra, conexão, uso e acordo operativo.</p> <p>Seria também importante que os sistemas de medição fossem ainda mais simplificados para projetos de pequeno porte (75 kW), o que permitiria, por exemplo, que a geração de energia por painéis solares pudessem injetar diretamente na rede e não tivessem custos de medição desproporcionais em relação ao porte da geração, quando da ocorrência de comercialização diretamente com a distribuidora.</p>		279
Elektro	<p>No caso de Média Tensão, julgamos que o regulamento atual é adequado. Para conexão em Baixa Tensão acreditamos que poderia haver um tratamento mais simplificado, com um único contrato padrão.</p>		280
Enel	<p>Um contrato padrão por tecnologia ou por classe de potência/tensão seria interessante como reconhecimento a um tipo</p>		281

	específico de grupo gerador. Em geral as cláusulas mínimas do CCD e do CUSD são suficientes, entretanto deve-se avaliar como será realizada a comercialização e não só a conexão e taxação por uso do sistema. A distribuidora pode realizar compra de energia apenas através de chamada pública e o mercado livre requer consumidores (grupo A4 ou superior) com demanda igual ou superior a 500kW, portanto é ainda necessária uma revisão.		
Eng. Thomas Renatus Fendel	Assim como pequenos consumidores não tem contrato, o mesmo é analogamente desnecessário para pequenos geradores.		282
Guascor	O CUSD e CCD são contratos padrão, com cláusulas usualmente aceitas e utilizadas no setor. Foram feitos para serem utilizados de uma forma geral por todos os tipos de geradores/consumidores e não apresentam especificidades que justifiquem a elaboração de contratos diferentes para cada tipo específico de gerador, inclusive geração distribuída de uma maneira geral. No entanto, no caso específico de pequenos consumidores e geradores de menor porte, o CUSD e o CCD precisa ser refeito, para refletir a simplificação necessária que justifique a adoção dessa alternativa pelos pequenos geradores e consumidores.		283
Light	É necessário um contrato específico para a geração distribuída, conforme especificado no item 1.3.3, bem como nos casos em que houver importação e exportação de energia, com intuito de se retirar a responsabilidade da Distribuidora caso ocorra qualquer interferência na qualidade do fornecimento por culpa de tais geradores.		284
Neoenergia	Os contratos devem incluir regras para a operação do sistema e os níveis de qualidade a serem exigidos. Destacamos nestes contratos as cláusulas que deveriam ser melhoradas para, mesmo sem uma aparente simplificação, assegurar maior clareza aos instrumentos contratuais, facilitando sua aplicação e o relacionamento entre o acessante e acessado: CCD 1. Exigências Operacionais – remeter pontos polêmicos para o Acordo Operativo, poderá causar fragilidade no instrumento contratual, ações tipo: o acessante deve atender às determinações da distribuidora, inclusive reduzindo ou elevando a potência injetada no sistema de distribuição quando necessário à preservação da confiabilidade do sistema de distribuição, deveria estar explicitado no contrato; 2. Sistema de Medição – estabelecer melhor as responsabilidades de instalação e coleta de dados; 3. Qualidade e Continuidade - definição de índices de continuidade a serem observados pelas distribuidoras e penalidades pelo descumprimento e responsabilidade dos geradores quanto a perturbações no sistema de distribuição e por danos causados a terceiros. Estabelecimento de mediação pela Agência Reguladora em casos de conflitos na definição das responsabilidades pelos danos aos ativos do acessado ou do acessante; 4. Penalidades por descumprimento das cláusulas contratuais.		285

		<p>CUSD</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Montantes de uso a serem contratados, considerando o período de motorização escalonada das máquinas; 2. Critérios para alteração dos montantes contratados; 3. Cobrança de energia reativa excedente; 4. Sistema de Medição - estabelecer melhor as responsabilidades de instalação e coleta de dados; 5. Qualidade e Continuidade - idem CCD, inclusive com adaptações de fórmulas para cobrança por descumprimento dos índices de continuidade; 6. Penalidades por descumprimento das cláusulas contratuais. 	
Renove		<p>De acordo com o volume a ser injetado de energia (mWh/mês ou /ano), os CUSD e CCD devem ser simplificados para uma previsão anual de geração de energia, e de acordo com o objetivo da venda, por exemplo, “net-metering” ou venda a mercado livre.</p> <p>Devido ao baixíssimo volume de geração de energia elétrica injetado por pequenos produtores de energia, e considerando que a regulamentação vigente não exige lastros e garantias no caso de geração não despachada centralizadamente, deve-se simplificar questões contratuais que envolvam o ONS e CCEE e outros como aqueles encontrados nos itens 4.1 e 4.2 da seção 4, módulo 3 do PRODIST.</p> <p>Os contratos devem ser padronizados nacionalmente a exemplo do contrato de adesão para os consumidores cativos da classe residencial, os quais, inclusive, poderiam conter a possibilidade de os consumidores cativos virem a ser produtores de energia, diretamente, ou por meio de empresas comercializadoras de energia.</p> <p>Para grandes plantas acima, por exemplo, acima de 100 kWp, que tenham impacto mais significativos na rede, ou conectados em média tensão ou acima, poderiam ficar mantidas as normas atuais.</p>	286
Rodrigo Sauaia	Lopes	<p>Os modelos de contrato precisam ser revisados e um modelo que considere a inserção de fonte solar fotovoltaica precisa ser confeccionado. Tal modelo deve, por exemplo, reduzir consideravelmente os prazos médios para obtenção de acesso à rede e indicação de ponto de conexão e reduzir as especificidades exigidas nos estudos de pontos de conexão. Cabe ressaltar que outros módulos do PRODIST (Módulo 02, Módulo 05, Módulo 08, Módulo 12) também precisam ser revisados para simplificar e desonerar os agentes geradores de sistemas fotovoltaicos (vide relatório do GT-GDSF, mencionado na nota técnica desta Consulta Pública). De uma forma geral, é necessária uma revisão abrangente do marco regulatório atualmente utilizado, de modo a garantir uma receita atrativa aos empreendedores, sem prejuízo da qualidade da rede.</p>	287

C5. Considerando os incentivos já existentes para fontes renováveis e o princípio da modicidade tarifária, há necessidade de ampliar os benefícios? Para que fonte? Por quê?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Sim. Há necessidade tanto da ampliação dos benefícios já existentes, como por exemplo o desconto na TUSD, quanto a criação de novos benefícios, como por exemplo o estabelecimento de Valor Normativo (VN) para cada fonte.		288
ABINEE/EBES	Sim é necessário ampliar os benefícios, principalmente, para as fontes renováveis em desenvolvimento no país, como a solar e o hidrogênio energético. A grande questão é calcular o valor real desta energia, para remunerá-la convenientemente, levando-se em consideração os benefícios sobre o sistema, e assim o princípio da modicidade estaria mantido.		289
ABRACEL	<p>A Abraceel apóia a ampliação do desconto na TUSD/TUST de 50% para 100% para a geração de energia de fonte solar fotovoltaico, conforme o pleito do Instituto Ideal descrito no item 09 da Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/Aneel.</p> <p>A energia fotovoltaica é uma fonte limpa e renovável de geração distribuída, com enorme potencial no Brasil. Seus custos de geração, entretanto, ainda são consideravelmente mais elevados que os de outras fontes de energia também renováveis. Assim, geração fotovoltaica necessita de incentivos adicionais para atrair investidores e fabricantes, de forma a adquirir escala e reduzir seus custos.</p> <p>Cabe ressaltar que em áreas de concentração urbana e calor excessivo (como Nordeste e Rio de Janeiro) a geração fotovoltaica tem sua capacidade máxima nos horários de “pico” de consumo de energia, reduzindo a necessidade de ampliação de redes.</p> <p>Além disso, existem diversos projetos de instalação de painéis fotovoltaicos nos estádios que sediarão a Copa do Mundo e competições das Olimpíadas e a viabilidade destas soluções reside na necessidade de venda de seu excedente.</p>		290
ABRAGEL	<p>Em se tratando das fontes eólica e PCH, os benefícios existentes são suficientes para a viabilização de empreendimentos. A ampliação dos benefícios pode ter um efeito contrário, comprometendo os pilares da modicidade tarifária.</p> <p>No caso específico da biomassa, foi concedido o desconto de 100% da TUSD para empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto. Partindo do mesmo princípio,</p>		291

	<p>considerando que a fonte solar é uma fonte que ainda necessita de algum tipo de subsídio, o mesmo incentivo poderia ser concedido para essa fonte, com o objetivo de promover o seu desenvolvimento, limitado a um prazo máximo de aplicação do desconto.</p> <p>No entanto, mais do que aumentar os benefícios, deve-se trabalhar na redução da carga tributária para esses empreendimentos, ou mesmo uma estrutura de pagamento de tributos e encargos ao longo do período operacional da usina, deslocando o pagamento para uma etapa em que se tem um fluxo de caixa, ao invés de sobrecarregar o pagamento na etapa de implementação.</p>		
AES Tietê/APINE	<p>A geração distribuída de pequeno porte está mais adstrita a fontes de energia solar fotovoltaica, eólica e resíduos sólidos. As demais fontes, CGHs, PCHs e Biomassa possuem geração de porte mais elevado e com potências instaladas que demandam maiores suportes técnicos.</p> <p>Considerando esses aspectos entende-se necessária a junção de benefícios aos já existentes para fontes alternativas, principalmente em referência a fotovoltaica que possui custo de geração médio maior que de outras fontes. Usinas de Resíduos sólidos ainda estão em fase experimental e necessitam de maiores ajustes e políticas públicas para seu efetivo desenvolvimento. Quanto às eólicas, a Micro Geração é cada vez mais utilizada e poderia ser incentivada por meio benefícios específicos ligados a própria tarifa de energia.</p> <p>Para todos os casos, os custos envolvidos deverão ser absorvidos pela tarifa de distribuição ou repassados ao acessante.</p>		292
Cemig	<p>Sugerimos a ampliação do desconto na TUSD/TUST de 50% para 100% para a geração de energia de fonte solar fotovoltaico, conforme o pleito do Instituto Ideal descrito no item 09 da Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/Aneel.</p>		293
Copasa	<p>Sim, para fontes hidráulicas de pequeno porte.</p>	<p>Os aproveitamentos hidráulicos de pequeno porte, ou seja, CGH e MCH deveriam ser isentos da TUSD a fim de contribuir para viabilizar os projetos.</p>	294
Copel	<p>Conforme já mencionado nas respostas anteriores, a separação por tipo de fonte relativamente a incentivos e tarifa/preço, é necessária.</p>		295
Elektro	<p>Para a geração conectada em alta e mesmo média tensão não há necessidade de ampliação dos benefícios. Como já demonstrado nos últimos leilões, as fontes alternativas de energia já são economicamente viáveis. Aumentar-lhes os incentivos corresponderia a onerar desnecessariamente os consumidores. Quanto à geração de menor porte, com potência para conexão em Baixa Tensão, a</p>		296

	criação de incentivos adicionais é uma questão de política energética, a cargo do governo.	
Endesa	A lei e a regulamentação garantem desconto de 50% da TUSD sobre a produção e o consumo da energia comercializada através de fontes alternativas. Ademais, pequenos empreendimentos costumam a contar com benefícios fiscais relevantes. De maneira que, o incremento de benefícios ou desoneração de encargos para esta categoria pode vir a desequilibrar em demasia a competição com as fontes convencionais e trazer maior ônus a coletividade que paga integralmente encargos e tributos.	297
Enel	Sim, há necessidade de ampliar os benefícios para a fonte de geração a energia solar e outras tecnologias de microporte. A grande questão é calcular o valor real desta energia, levando-se em consideração os benefícios sobre o sistema, e assim o princípio da modicidade estaria mantido. Quanto à redução da TUSD, o fato é que talvez outras tecnologias, que não as distribuídas de microporte, não possuam características suficientes para que este benefício fosse ampliado. Outro benefício importantíssimo seria a redução das taxas de importação ou incentivos fiscais a produtores destes equipamentos, pois para o sistema de geração de energia fotovoltaica e também mini eólico e outras tecnologias, faltam produtores no Brasil capazes de atender uma forte demanda, sendo necessária a importação de muitos equipamentos.	298
Eng. Thomas Rhenatus Fendel	O que está feito está equivocado. Privilegia as falcatruas. O que urge é o comércio livre e irrestrito, sem negociatas, sem leilões e sem benesses. Basta escalonar os preços da energia elétrica, sem subsídios e sem maracutaias. Para isso claro, é necessário erradicar os estúpidos subsídios à energia eletrointensiva, verdadeira panacéia irracional, onde a Mariazinha paga 5 vezes ou mais pelo mesmo kw, do que o antonhão. Um crime hediondo. Absurdo dos absurdos. A realidade deveria ser oposta: os eletrointensivos pagariam o dobro do que o espoliado povo...	299
Energisa	Dentre os incentivos existentes para o desenvolvimento das fontes renováveis destaca-se o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, o qual chega a 100% em alguns casos, incidindo na produção e no consumo. Entendemos que esse desconto, dada a sua relevância, deve ser mantido e aperfeiçoado, mas apresentamos especial preocupação com o ônus decorrente dele. Pela regulamentação vigente, o ônus do desconto na TUSD e TUST (na produção e no consumo) recai sobre os consumidores da área de concessão, onde se encontra instalada a planta de geração ou o consumidor da fonte renovável. Essa regra faz com que haja excessiva alocação de custos aos consumidores das áreas abundantes em recursos naturais e, portanto, propícias para o	300

	<p>desenvolvimento destas fontes.</p> <p>Em muitos casos, tais áreas são também aquelas mais carentes do país, situadas nas regiões Norte e Nordeste.</p> <p>Os resultados dos últimos leilões de reserva e de fontes alternativas já mostram claramente o problema, que foi explicitado em artigo intitulado “O preço da limpeza”, Revista Brasil Energia, outubro de 2010. Nele o autor destaca que os estados do Ceará e Rio Grande do Norte receberão, até o ano de 2013, 57,3% da potência instalada de energia eólica do país e arcarão com os descontos de TUSD e TUST destinados a estes empreendimentos, sendo que representam apenas 6% dos consumidores do país e 4% da carga.</p> <p>Dessa forma, entendemos como imprescindível a revisão da regra de alocação dos custos decorrentes dos incentivos concedidos aos produtores e consumidores de energia renovável. A ANEEL deve buscar mecanismo que faça com o que os incentivos dados por meio de descontos nas tarifas de uso sejam repartidos entre todos os consumidores cativos e livres do país.</p> <p>Ainda relativamente ao questionamento C.5, pelo exposto na Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL observamos que, dentre as fontes renováveis de pequeno porte, a energia solar, fotovoltaica e concentrada, é aquela que teve maior dificuldade de se desenvolver no país.</p> <p>As demais fontes renováveis (PCH, biomassa e eólicas) têm conseguido ampliar suas participações no mercado, seja no Ambiente de Contratação Regulada – ACR ou no Ambiente de Livre Contratação – ACL. Entretanto, conforme ressaltado na referida Nota Técnica, o atual mecanismo de chamada pública realizada pela distribuidora não tem se mostrado atrativo para nenhuma delas, ponto que detalhamos na nossa manifestação à questão D.4.</p> <p>Apesar das limitações existentes no mecanismo de chamada pública, entendemos que ele deva ser mantido como um instrumento adicional de motivação para a ampliação das fontes renováveis de pequeno porte, mas para que seja efetivo, teria que haver uma revisão do limite de repasse da compra de energia pela distribuidora, o que poderia ser definido por fonte.</p> <p>Observemos em especial a fonte solar, que não ainda não alcançou desenvolvimento no país, apesar dos adequados índices de insolação observados em diversas regiões do Brasil.</p> <p>O preço da energia solar depende diretamente: tipo de tecnologia utilizada, porte da usina, preço dos equipamentos, nível de radiação solar (que impacta o fator de capacidade) e custos de O&M.</p> <p>Estudos mais específicos poderão detalhar de forma apurada os custos de geração de energia solar, assim como a sua evolução esperada no tempo, mas suponhamos, a título de exercício, o preço estimado pelos investidores brasileiros para a remuneração deste tipo de investimento em torno de US\$</p>		
--	---	--	--

300/MWh, ou cerca de R\$ 525/MWh.

Os valores atuais do Valor de Referência do ano de 2010 e projetados para 2011 e 2012 são os seguintes:

VR		
2010	2011	2012
145,41	149,57	157,18

VR 2010 e projeção para demais anos

Sendo o VR o limite de repasse para a compra de geração distribuída, resta claro, que não há forma de viabilização desta fonte por meio do atual mecanismo.

Considerando a hipótese acima, o preço limite de repasse da geração distribuída solar pela distribuidora teria que ser 3,6 vezes o valor atual!

Contudo, uma vez que fosse definido um preço diferenciado para a aquisição de energia por fonte nas chamadas públicas das distribuidoras, observaríamos fenômeno semelhante ao incentivo do desconto na TUSD/TUST. A regra de alocação deste custo elevado a determinados distribuidores faria com que ficasse alocado somente a alguns grupos de consumidores o ônus decorrente da decisão política de desenvolver a fonte solar, ou qualquer outra ainda não competitiva, no país.

Por esta razão, uma vez que a política energética decida como relevante o desenvolvimento da energia solar, haveria que ser pensada uma forma de rateio do custo adicional desta energia em relação à energia nova, convencional ou não.

Uma proposta a ser avaliada seria a destinação dos custos até o VR, que deve refletir os custos dos leilões de energia nova, aos consumidores da área de concessão e a diferença (entre o preço da energia solar e o VR) rateada entre os demais consumidores do país.

Exemplo:

Política energética estabelece o objetivo de instalação de 1.000 MW de energia solar no país, montante igual ao estimado pelo PROINFA para a implantação de eólicas, PCH e biomassa.

Fator de capacidade: 20%;

Geração anual de energia: 1.752 GWh/ano;

Preço da energia solar: R\$ 525/MWh;

Valor de Referência - VR: R\$ 150/MWh;

Diferença a ser rateada = R\$ 375/MWh;

	<p>R\$/ano para rateio = R\$ 657,0 milhões/ano.</p> <p>Portanto, neste exemplo hipotético, teríamos um montante de R\$ 657 milhões a serem rateados entre todos os consumidores do país, na proporção de suas cargas.</p> <p>Este procedimento guarda semelhança com aquele estabelecido pela Lei 12.111/09, cuja regulamentação se encontra em Audiência Pública (AP nº 045/2010), que passou a reembolsar, via Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, os distribuidores do Sistema Isolado pela diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada - ACR do SIN.</p> <p>Já que mencionamos a CCC, somente a título de comparação para termos uma ordem de grandeza, os R\$ 657 milhões/ano, estimados no nosso exemplo hipotético, como necessários para o desenvolvimento da energia solar, representam menos de 2 meses dos atuais valores de CCC recolhidos por todas as distribuidoras do país.</p> <p>Em termos tarifários, a compra de 1.000 MW médios de energia solar, dentro das hipóteses apresentadas, traria um impacto estimado da ordem de 0,7% nas tarifas de energia aos consumidores finais.</p> <p>Adicionalmente, como forma de aumentar a atratividade do investidor em energia solar, caso esta seja uma decisão de política energética, além das tarifas adequadas na compra de energia, necessitariam ser implementados programas de redução dos custos na aquisição dos equipamentos, sejam fotovoltaicos ou em usinas concentradas. Isso poderia se dar por meio de financiamento do investimento com taxas atrativas e o reembolso de parte dos custos dos investimentos. Na Califórnia, que está dentre os estados americanos que mais investem no desenvolvimento de fontes renováveis, o governo reembolsa ao produtor até 30% do valor do investimento na aquisição de painéis fotovoltaicos por meio do <i>Investment Tax Credit</i> (ITC).</p> <p>No site do <i>Database of State Incentives for Renewables & Efficiency</i> (www.dsireusa.org), no link relativo à Energia Solar, há a relação das políticas públicas, federal e estaduais dos EUA, para incentivo deste tipo de tecnologia, descritas no tópico: <i>Federal Solar Incentives</i>.</p> <p>Como se vê, ainda há muito que reduzir o custo dos painéis fotovoltaicos até que estes sejam uma realidade competitiva como fonte energética. Entretanto, nos países aonde esta fonte vem se</p>		
--	--	--	--

	<p>desenvolvendo rapidamente, a implantação está baseada em fortes subsídios fiscais e tarifas <i>feed-in</i> elevadas, as quais são gradualmente reduzidas à medida que escala e eficiência dos painéis são ampliados, e conseqüentemente os custos de produção reduzem.</p> <p>Nota: A Resolução Homologatória nº 986, de 1 de junho de 2010, fixa os valores das quotas anuais a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro a dezembro de 2010, para crédito na CCC- ISOL em R\$ 4,757 bilhões.</p>	
Guascor	<p>No caso das fontes eólica e PCH, entende-se que os benefícios já foram muito bem trabalhados e sua extensão não é fundamental para a viabilização de empreendimentos.</p> <p>A ampliação dos benefícios pode ter um efeito contrário, comprometendo os pilares da modicidade tarifária.</p> <p>No caso específico da biomassa, foi concedido o desconto de 100% da TUSD para empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto. Considerando que a fonte solar é uma fonte que ainda necessita de algum tipo de subsídio, o mesmo incentivo poderia ser concedido para essa fonte, com o objetivo de promover o seu desenvolvimento.</p> <p>Mais do que aumentar os benefícios, deve-se trabalhar na redução da carga tributária para esses empreendimentos, ou mesmo uma estrutura de pagamento de tributos e encargos ao longo do período operacional da usina, deslocando o pagamento para uma etapa em que se tem um fluxo de caixa, ao invés de sobrecarregar o pagamento na etapa de implementação.</p>	301
Light	<p>Sim. No âmbito da compra de energia pela distribuidora, o repasse limitado ao VR, inclusive em fontes incentivadas, pode reduzir a participação dessas fontes nas chamadas públicas. Não se deve ter para a geração distribuída o mesmo limite de repasse utilizado na energia proveniente de leilões de ajuste, pois a geração distribuída apresenta vantagens, como exemplo, por estar conectada a rede da distribuidora, contribui para a redução das perdas (desde que não localizadas muito longe das cargas) e dos investimentos para a ampliação da rede de transmissão (além de desafogá-la no horário de ponta).</p> <p>O valor de repasse poderia ser limitado ao VR mais um valor equivalente aos benefícios técnicos e econômicos que a GD próxima a carga proporciona ao SIN.</p> <p>A modicidade tarifária estaria sendo satisfeita. O custo total aos consumidores finais poderia ser menor do que outro tipo de energia limitado ao VR, pois a energia proveniente de fontes renováveis localizadas na área da distribuidora não possui os custos de transmissão.</p>	302

	<p>Para as fontes que possuem como principal insumo Resíduo Sólido Urbano poderia existir um benefício para a distribuidora que incentive este tipo de geração, dada a importância deste tipo de geração na redução do volume do RSU que é um problema dos grandes centros urbanos.</p> <p>Poderiam ser propostas parcerias com os governos municipais.</p> <p>A comercialização do crédito de carbono, de forma proporcional entre o gerador e a distribuidora, representa benefício para distribuidora e de certa forma contribuiu para que a mesma incentive o desenvolvimento da GD em sua área de concessão</p>	
Neoenergia	<p>Os benefícios sempre poderão ser ampliados com o intuito de estimular o desenvolvimento de um segmento específico de geração, entretanto, nas condições atuais, deverão ser evitados subsídios cruzados que onerem as tarifas dos consumidores cativos, logo, estes poderão ser estabelecidos através de subsídios fiscais e/ou tributários.</p> <p>Um benefício imediato, de modo a propiciar a implantação de pequenas geradoras (a definir porte), será substituir o Sistema de Medição de Faturamento – SMF, padrão CCEE por um sistema de medição mais simples e sem redundância, dispensar o CUSD e a participação do gerador como agente da CCEE, desde que este venda 100% da sua geração a acessada, sob contrato. Portanto, as exigências atuais ficariam limitadas apenas ao CCD e Acordo Operativo.</p>	303
Petrobras	<p>Sim. Maiores descontos para fontes primárias não consolidadas, tais como geração solar e geotérmica de forma a incentivar o desenvolvimento destas fontes. Devem ser aplicados descontos por cada tipo de fonte: de 50 a 100%, dependendo o caso.</p>	304
Renove	<p>Para a fonte solar fotovoltaica ligados a baixa tensão e limitados a determinada potência máxima, bem como empreendimentos relacionados à COPA 2014 e Olimpíadas 2016, devem ter desconto da TUSD de 100%. Isenções de encargos setoriais como ESS e CDE devem ser atribuídos a esta fonte.</p> <p>O objetivo destes benefícios deve ser concedido por tempo determinado até que os custos de instalação destes sistemas sejam mais competitivos e acessíveis aos micro produtores de energia e a comercialização da energia produzida no mercado livre, por programa “feed-in”, ou metodologia “net-metering”, sejam economicamente viáveis a este novo tipo de atividade.</p> <p>Os novos agentes desempenharão papel fundamental para a busca da modicidade tarifária diversificando as opções energéticas, e este é o objetivo dos incentivos.</p>	305
Solaria	<p>Sim, no curto prazo (2 anos) há necessidade de incentivos para criar e desenvolver o mercado de (micro) geração distribuída de energia utilizando tecnologia fotovoltaica. Estes incentivos poderão ser criados a partir do subsídio (fiscal) no custo da instalação bem como no valor pago na tarifa para energia injetada na rede.</p>	306

Sulgás	<p>Deveria ser implementado o mecanismo regulatório “Net Metering” para centrais de cogeração qualificada a gás natural. Este mecanismo possibilitaria o dimensionamento das centrais geradores de forma a maximizar a eficiência do sistema. Com esta maximização possibilitaria o maior aproveitamento energético do combustível elem de promover o aumento do retorno financeiro do projeto de geração.</p> <p>É sabido que um dos maiores desafios para o dimensionamento de uma central cogeneradora qualificada é a equalização para atendimento da demanda elétrica e térmica. Caso o mecanismo de “Net Metering” estivesse disponível para centrais cogeneradoras, estas poderiam ser dimensionadas pela demanda térmica, importando ou exportando da rede de energia elétrica a diferença entre a demanda e o potencial de geração elétrico.</p>	307
Ventos do Brasil	<p>Creemos que a simples troca de kW/h por kW/h com o uso de medidores bi-direcionais ou de “sentido duplo” que retorna quando a energia entra na rede a partir da pequena geração já é um bom incentivo. Para isto se considera geração por empresas e residências consumidoras. Ou seja, a Distribuidora nunca paga mesmo que o consumidor/gerador fique em crédito.</p>	308

C6. Qual a Tarifa de Uso apropriada para esses pequenos geradores? Eles deveriam pagar TUSD, já que pela característica desse tipo de geração diminui-se o carregamento da rede?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	<p>Não deve ser paga Tarifa de Uso, uma vez que a geração distribuída de pequeno porte em ambiente urbano não sobrecarrega a rede além de sua capacidade e oferece suporte à mesma.</p>		309
ABINEE/EBES	<p>Não, pois pequenos geradores são também consumidores que já pagam tarifa para concessionária pelo fato de usufruírem dela, para manutenção da rede. Além disso, a geração de pequeno porte diminui o carregamento da rede.</p>		310
ABRAGEL	<p>É claro que para a GD tradicional, o pagamento da TUSD é devido. No entanto, no caso específico da geração distribuída de pequeno porte, no conceito “net metering”, considerando sua localização nos centros de consumo, muitas vezes nas próprias residências, uma forma alternativa de cobrança pode ser avaliada, inclusive levando-se em consideração que o cliente terá uma condição de livre/cativo.</p>		311
AES Tietê	<p>Uma das formas de compartilhar com os pequenos geradores o benefício</p>		312

	que eles trazem para a rede e incentivar o crescimento deste tipo de geração seria isentando-os do pagamento da TUSD. Todavia, deve ser celebrado contrato específico para esse tipo de geração considerando, entre outros itens, as condições de conexão e os respectivos custos envolvidos.		
APINE	Considerando-se a Micro Geração não seria adequado, sob o aspecto de incentivo, o pagamento ou a formalização de contratos de conexão e uso do sistema de distribuição. Deve ser celebrado, entretanto, contrato específico para esse tipo de geração considerando, entre outros itens, as condições de conexão e respectivos custos envolvidos.		313
Cemig	De um modo geral entendemos que a GD nem sempre reduz o carregamento da rede. Deve ficar claro que atualmente pela experiência da CEMIG os geradores considerados pela legislação atual como “incentivados”, não proporcionam redução no carregamento do sistema, e em sua grande maioria os geradores possuem capacidade de injeção muito superior à carga da região ocasionando inclusive aumento das perdas. Os geradores também não acompanham a curva de carga da concessionária e a Distribuidora também não tem controle sobre o despacho da GD, o que proporciona impactos para o sistema. Para os casos de GDs em que, realmente, contribuem para o sistema, tendemos a concordar com a redução tarifária.		314
Copasa	Deveria haver isenção da tarifa de uso e da TUSD.	A fim de contribuir para viabilizar os projetos e inserir seus benefícios no sistema.	315
Copel	Como já mencionado, os incentivos existentes devem ser mantidos e ampliados quando for o caso sempre lembrando que estes devem ser resultado de uma Política Energética Nacional. Esclarecemos que via de regra, a redução do carregamento da		316

	rede não deverá ser significativa ao ponto de se caracterizar como um benefício à rede da Distribuidora na fase de operação e planejamento.		
DME Energética	<p>A tarifa apropriada de utilização do sistema de distribuição para o gerador distribuído deve levar em consideração os impactos causados pela sua conexão. Caso seu impacto, por exemplo, fosse bastante positivo na redução das perdas, na melhoria do perfil de tensão em regime permanente em horários de ponta, esse gerador poderia até mesmo ser isento do pagamento da TUSD. Porém essa análise deveria ser realizada caso a caso, pois nem sempre esses pequenos geradores podem causar benefícios ao sistema aos quais estão conectados. Além disso não consideramos a TUSDg atualmente paga pelos geradores conectados em redes de distribuição com níveis de tensão abaixo de 88 kV adequadas, apesar dos descontos que podem ser aplicados a gerados que utilizam fontes alternativas de energia.</p>	<p>É de grande interesse considerar aspectos técnicos que são verificados por meio da conexão de geradores distribuídos na TUSDg, como por exemplo nas perdas técnicas e no perfil de tensão em regime permanente no horário de ponta, uma vez que esses benefícios podem ocasionar na postergação de investimentos na expansão dos sistemas da distribuidoras.</p> <p>Com relação a TUSDg paga pelos geradores conectados em níveis de tensão abaixo de 88 kV, é verificado que a metodologia de cálculo dessa tarifa é a mesma aplicada a unidades de consumo, o que não é adequado para os geradores, pois a natureza operativa desses agentes é oposta a da unidade consumidora (carga), utilizada como base de todo o cálculo. Ainda, observa-se que os custos da distribuidora são recuperados pela tarifa aplicada aos consumidores.</p> <p>Dessa forma, a aplicação da estrutura verificada na TUSDg paga por geradores conectados em redes com níveis de tensão abaixo de 88 kV tem o efeito de recuperar os custos da distribuidora novamente, agora junto aos geradores. Esse fato desfavorece a operação otimizada das redes de distribuição e a conexão de novos geradores nessas redes.</p>	317
Elektro	<p>A afirmação de que a geração distribuída reduz o carregamento da rede não é verdadeira. Isso pode ou não acontecer. No caso da ELEKTRO, na maioria dos casos existentes, o que ocorre é que o carregamento predominante passa a ser o da geração. Os geradores já gozam de descontos na TUSD de 50% a 100%.</p>		318
Enel	<p>O valor da energia gerada deve ser muito bem avaliado, deve-se pensar que não necessariamente deve vir de incentivo direto, mas sim do conjunto de receitas provenientes dos benefícios da tecnologia, seja o VR, mais TUSD proporcional (pois acreditamos que empreendimentos de microgeração deveriam ser isentos de TUSD, justamente devido a</p>		319

	<p>diminuição do carregamento da rede), mais o valor evitado da expansão marginal do sistema em determinada região do sistema da distribuidora. Pensando justamente em uma tarifa de uso justamente embasada sobre a manutenção do princípio da modicidade, é que vamos demonstrar que tipo de tarifa pode ser usada, vejamos a seguir: Supomos três possibilidades sobre valores hipotéticos:</p> <p>Caso Cliente 1: Consumo: 1 MWh/mês Geração: Zero Valor da tarifa de consumo: R\$600/MWh (R\$150 de impostos) Conta de energia no fim do mês: R\$600</p> <p>Caso Cliente 2: Consumo: 2 MWh/mês Geração: 1 MWh/mês Valor da tarifa: R\$600/MWh (R\$150 de impostos) Valor da tarifa de geração: R\$600/MWh (R\$450 da energia + R\$150 de uma suposta desoneração fiscal em prol da categoria de microgeradores) Conta de energia no fim do mês: R\$300</p> <p>Caso Cliente 3: Consumo: 1 MWh/mês Geração: 1 MWh/mês Valor da tarifa: R\$600/MWh (R\$150 de impostos) Valor da tarifa de geração: R\$600/MWh (R\$450 da energia + R\$150 de uma suposta desoneração fiscal em prol da categoria de microgeradores) Conta de energia no fim do mês: R\$0</p> <p>Caso Cliente 4: Consumo: 1 MWh/mês Geração: 2 MWh/mês</p>		
--	--	--	--

	<p>Valor da tarifa: R\$600/MWh (R\$150 de impostos) Valor da tarifa de geração: R\$600/MWh (R\$450 da energia + R\$150 de uma suposta desoneração fiscal em prol da categoria de microgeradores) Conta de energia no fim do mês: -R\$300 (Crédito a ser depositado no mês subsequente em forma de Reais ou energia)</p> <p>Comentários:</p> <p>Provavelmente algumas pessoas questionariam o porquê de uma tarifa como R\$450. Pois bem, vamos supor então um novo caso.</p> <p>Caso Cliente A: Consumo: 1 MWh/mês Geração: 2 MWh/mês Valor da tarifa: R\$600/MWh (R\$150 de impostos) Valor da tarifa de geração: R\$150/MWh (R\$150 da energia + R\$0 de impostos) Conta de energia no fim do mês: R\$300</p> <p>Como pode ser visto, fazemos um comparativo e verificamos quais são os resultados. De acordo com o que se pode ver no Caso Cliente 2 e no Caso Cliente A, verifica-se que o Cliente A, possuindo um consumo equivalente a metade do Cliente 2, e uma geração de energia equivalente ao dobro do Cliente 2, ele estará pagando <u>exatamente o mesmo valor na tarifa</u>. Facilmente se pode ver que não é nada justo. Desta forma, é muito mais vantajoso operar em um sistema isolado com folga.</p> <p>Portanto:</p> <p>Para que este modelo seja justo, e ainda assim coerente com o princípio de modicidade, é essencial que o valor da tarifa seja equivalente ao valor pago, especialmente em se tratando de uma geração no centro de</p>		
--	--	--	--

	<p>consumo, tarefa realizada por nenhum outro padrão de gerador, que não o de microporte.</p> <p>Existe mais uma razão para tal valor. Supondo um horário diurno de geração, é normal que a curva de geração seja incidente sobre a curva de consumo, isto agiria por si só como uma troca momentânea. Por outro lado, esta situação, pode vir a ser rara, como por exemplo, clientes que possuem seu consumo noturno. Supomos uma situação de painéis fotovoltaicos sobre o telhado de uma pequena casa noturna.</p> <p>Baseando-se no princípio democrático, não seria justo alguém que está gerando ao sistema, e que não tem condições de consumir no mesmo horário, não ter acesso aos mesmos direitos quanto à tarifa.</p> <p>Conclusões:</p> <p>De fato é imprescindível um balanço mensal do gerado e do consumido, porém, não se pode levar em consideração apenas os momentos em que as curvas de geração e curvas de consumo estão coincidindo.</p> <p>Como forma de ilustrar os possíveis impactos de um regime de troca, pode-se dizer que a geração influenciaria a estrutura de aplicação dos impostos, o ICMS por exemplo, mas isto é uma decisão que o governo poderia tomar também em prol dos microgeradores. Os clientes BT, por exemplo, sofreriam uma diminuição nos kWh consumidos mensalmente, um cliente que hoje consome cerca de 500kWh/mês, poderia passar a consumir, pelo ponto de vista da distribuidora, apenas 50kWh e passar então a ser enquadrado como consumidor de baixa renda (ou cliente gerador), eis aqui um benefício para aquele que gera no momento do consumo. A distribuidora por outro lado, não estaria perdendo esta receita, mas sim transformando-a em uma possibilidade de fornecer energia a mais consumidores, sem necessidade de expansão física.</p>		
--	---	--	--

	<p>Nos clientes de classes que utilizam tarifação horo-sazonal a questão de disponibilidade do fio é já um caso distinto, e não seria tão influenciado pela tecnologia fotovoltaica devido ao seu baixo fator de capacidade, entretanto outras tecnologias podem tirar maior proveito disto em detrimento de apenas visualizar a energia. Outro ponto para outras tecnologias é poder gerar durante o horário de ponta.</p> <p>Hoje no Brasil, de acordo com disponibilizado no site da ANEEL, a energia para classe consumidor B1 é comercializada a R\$439/MWh sem impostos, atingindo-se ao adicionar os encargos, valores próximos de R\$600/MWh (aproximadamente 0,35 Dólar/kWh), o que viabilizaria o uso de muitas tecnologias, caso um mecanismo de balanço energético fosse previsto, como ocorre na Itália.</p>		
<p>Eng. Thomas Renatus Fendel</p>	<p>Além de diminuir a carga da rede existente, pode-se preferencialmente elevar sua capacidade em "n" vezes, mediante a geração distribuída e descentralizada, sendo que para "n" maior do que 1,5, basta instalar controladores "conecte e funcione - ou - plug and play", elevando "n" de 1,5 a infinito... (detalhes - ENEREDE)</p>		<p>320</p>
<p>Guascor</p>	<p>Sim, o pagamento da TUSD é devido. No entanto, a regulamentação prevê um desconto mínimo de 50% e máximo de 100%. O desconto máximo de 100% deve ser reservado à fontes onde se deseja promover um desenvolvimento e cuja base de geração é ainda muito reduzida em nosso país, como no caso da biomassa a partir de resíduos sólidos ou biogás de aterro, que embutem uma componente de desimpacto ambiental, e também na fonte solar.</p> <p>No caso específico da geração distribuída de pequeno porte, no conceito "net metering", considerando sua localização nos centros de consumo, muitas vezes nas próprias residências, uma forma alternativa de cobrança pode ser avaliada, inclusive levando-se em consideração que o cliente terá uma condição de livre/cativo.</p>		<p>321</p>

Eng. Joel P. Martins	<i>Como a idéia é usar a rede de distribuição como um reservatório para a energia FV, creio ser pertinente essa tarifa.</i>		322
Light	A cobrança dos encargos pelo uso dos sistemas de distribuição deve ser mantida. A maioria das solicitações de acesso ao sistema da distribuidora pode aumentar o carregamento da rede, as perdas elétricas e exigir reforços no sistema (que serão custeados pela distribuidora). Portanto, o pagamento da TUSD deve ser mantido, pois grande parte destes geradores provoca prejuízo à Distribuidora.		323
Renove	Para inserções na rede de até 50kwp de fonte solar fotovoltaica, bem como de outras fontes renováveis, a TUSD deve ser zero, bem como para compradores de energia destes empreendimentos, TUSD zero também. Para os empreendimentos a partir de fonte solar fotovoltaica destinados a COPA 2014 e Olimpíadas 2016, devem também gozar de desconto 100% na TUSD, na origem e no consumo, tendo em vista os benefícios a rede, e variedade de opções de fornecimentos durante estes eventos		324
Rodrigo Lopes Sauaia	Desconto de 100% na TUSD/TUST para fonte solar fotovoltaica.	Viabilizar a venda da energia gerada a partir de geradores fotovoltaicos distribuídos para todas suas aplicações (residenciais, comerciais, industriais). Reconhecer os benefícios concedidos à rede (tanto em transporte, quando distribuição) por sistemas fotovoltaicos nela conectados, já citados na nota técnica desta Chamada Pública.	325
Solaria	A Tarifa de Uso apropriada deveria ser em torno de R\$500-600, todavia este valor depende do custo da instalação (fotovoltaica). Estes pequenos geradores não deveriam pagar TUSD (ou TUST).		326
Sulgás	As centrais cogeneradoras qualificadas poderiam pagar a TUSD, mas deveriam ser isentas da tarifa de demanda. A tarifa de demanda a ser isenta poderia ser igual a potência instalada do sistema de geração. Como o proprietário da geração distribuída disponibiliza para o sistema a capacidade de geração da sua planta, esta parcela da tarifa poderia ser		327

	<p>excluída da planta do auto produtor. Caso o cliente demande energia elétrica por indisponibilidade da planta de geração, este pagaria somente a tarifa de consumo.</p> <p>Isto é coerente para sistemas que possuem um índice de disponibilidade alto, como é o caso dos sistema de cogeração a gás natural.</p>		
Ventos do Brasil	<p>Para o consumidor/gerador, não deveria haver incidência de TUSD, porque ele não utiliza a rede para transportar à longas distâncias, em tese. Para um pequeno gerador que exporta toda a sua geração, então é justo o pagamento de parte da TUSD.</p>		328

D) Comercialização de Energia

D1. Quais são as barreiras técnicas, regulatórias e financeiras para ingressar no mercado livre?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	<p>Para grande parte das fontes não existem barreiras técnicas, sendo a principal barreira a financeira. Em termos regulatórios, a principal barreira é a falta de regulamentação adequada a esse tipo de sistema.</p>		329
ABINEE/EBES	<p>A complexidade administrativa da operação para centrais de pequeno porte.</p>		330
ABRACEL/ Cemig	<p>Entendemos que Geração Distribuída carece de regras especiais para mitigar os riscos do mercado livre, tais como o estabelecimento de Garantia Física para todas as fontes, para fins de apuração de lastro de venda e calculo do desconto na TUSD, independentemente da venda no mercado livre ou regulado, bem como avaliar a necessidade de criação de um sistema similar ao MRE das hidrelétricas para determinadas fontes de geração, como usinas eólicas.</p> <p>Também é fundamental reduzir as exigências para a conexão e participação de pequenos consumidores e geradores no mercado livre. Atualmente, os pequenos geradores e consumidores têm que atender às mesmas regras de um agente de grande porte.</p> <p>Além disso, os consumidores não possuem incentivos para a contratação de longo prazo no ACL, uma vez que a legislação proíbe a venda de energia pelos consumidores livres e especiais.</p>		331
ABRAGEL/ Guascor	<p>As principais barreiras para acesso ao mercado livre são aquelas relacionadas à eventuais restrições no acesso ao sistema de distribuição, ou seja requisitos técnicos elaborados (medição, sistema de faturamento, proteção, etc), além da necessidade real associada à cada pequeno empreendimento ou consumidor de menor porte, que inviabiliza sua venda/compra no mercado livre.</p> <p>Além disso, há também restrições financeiras, pois a venda de energia de uma geração distribuída para um único consumidor</p>		332

	<p>especial pode não ser suficiente para viabilizar o negócio, não pelo valor da energia, mas pelas restrições impostas pelos agentes de financiamento para a concessão dos empréstimos. Do ponto de vista das condições para obtenção do financiamento, os pequenos produtores são submetidos à exigências (prazo de amortização, índice de cobertura do serviço da dívida, garantias reais, etc) mais restritivas do que aquelas impostas aos projetos de grande porte, o que dificulta o financiamento e, quando são atendidas as condições, refletem-se em preços da energia mais elevados, inviabilizando a sua venda.</p>		
AES Tietê	<p>Não é possível assegurar que as regras e procedimentos de comercialização vigentes para o ACL sejam adequados à Micro Geração. O quadro regulatório, com todas as obrigações existentes, podem inibir inibem uma participação mais efetiva da Micro Geração sendo necessária a estipulação de regras específicas para este segmento. Como por exemplo, a elaboração de contratos de fornecimento de energia que disponha da conexão, da qualidade, das responsabilidades, dos custos e do caráter intermitente da pequena geração distribuída</p> <p>Ainda, tratando-se de Micro Geração o atendimento de Clientes Livres e mesmo Especiais demandaria o exercício da junção de várias fontes de geração através de um condomínio e/ou cooperativas.</p>		333
APINE	<p>Considerando-se a Micro Geração, o universo técnico, regulatório e financeiro possui uma escala proporcional à potência instalada.</p> <p>Dessa forma não é factível assegurar que as mesmas regras existentes no momento para o ingresso no mercado livre de fontes tradicionais (convencionais) e mesmo das alternativas de maior capacidade instalada, sejam base para comparação às mesmas (Micro Geração).</p> <p>O quadro regulatório, com todas as obrigações e restrições existentes, inibem uma participação mais efetiva da Micro Geração sendo necessária a estipulação de regras específicas para este segmento.</p> <p>Como exemplo, a elaboração de contratos de fornecimento de energia que disponha da conexão, da qualidade, das responsabilidades, dos custos e do caráter intermitente da pequena geração distribuída.</p> <p>Ainda, tratando-se de Micro Geração o atendimento de Clientes Livres e mesmo Especiais demandaria o exercício da junção de várias fontes de geração através de um condomínio e/ou cooperativas. Desta forma, recomendamos que esta geração fique restrita à distribuidora na qual está conectada.</p>		334
CCEE	<p>A participação na CCEE é obrigatória para os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW. Agentes de geração com capacidade instalada abaixo de 50MW (agentes facultativos) podem optar pela representação por uma comercializadora, para fins de contabilização e liquidação, mantendo, contudo, a obrigação de envio à CCEE de sua medição de acordo com as Regras e Procedimentos de Comercialização existentes. O Decreto 5.163/04, em seu artigo 50, prevê que todos os consumidores livres e especiais sejam agentes da CCEE, podendo ser representados para efeitos de contabilização e liquidação, por outros agentes na CCEE. Para</p>		335

	que um consumidor especial ou gerador de pequeno porte se torne agente da CCEE é necessário que atenda às regras e procedimentos de comercialização. Devem-se observar os procedimentos de comprovação dos quesitos legais para participação no mercado livre, de adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), regularidade fiscal e jurídica (atas, certidões e registros), abertura de conta bancária no agente custodiante, formalização dos contratos de adesão à CCEE, à Câmara de Arbitragem e de acesso e utilização do SINERCOM / SCDE, validação da adesão e modelagem do consumidor pela Distribuidora.	
Copasa	As barreiras são: a burocracia, o custo da adequação de medição e os limites de potência e tensão.	336
Copel	Deve-se mencionar: (i) a necessidade de representação do produtor na CCEE; (ii) custos relativos à adequação dos sistemas de medição e de envio diário das medições à CCEE e (iii) complexidade dos regulamentos.	337
Elektro	Barreiras: - Técnicas: alto custo dos medidores e dos diversos equipamentos de proteção necessários. - Regulatórias – Os pequenos produtores de energia não estão preparados para enfrentar os trâmites burocráticos na Aneel e CCEE. - Financeiras – No ambiente regulado, a exportação é limitada ao Valor de Referência (VR). Para o mercado livre, como as gerações são geralmente instáveis, não existe uma garantia física que lastreie seu fornecimento ao consumidor.	338
Endesa	Seria salutar que a ANEEL montasse um manual para a construção de fontes alternativas. O manual deve explicar principais as questões e orientar os interessados, mostrando regulamentações pertinentes e apontando os órgãos, departamentos e secretarias das diversas instituições estatais às quais deve se dirigir para realizar seu empreendimento e esclarecer questões. A barreira técnica mais comum às fontes alternativas está na variabilidade de sua produção. PCH's (e micro), térmicas à biomassa e eólicas sofrem de sazonalidade. As eólicas são ainda fonte de energia que sabidamente sofrem oscilações ao longo do dia e mesmo instantâneas que podem vir a comprometer a estabilidade da rede. Pequenos empreendedores não possuem acesso fácil aos consumidores especiais. A venda para pequenos consumidores é um trabalho laborioso de alto custo transacional que usualmente só pode ser vencido pela larga escala e especialização que as comercializadoras possuem.	339
Eng. Thomas Rénatus Fendel	Inúmeras e irracionais. Veja - ENEREDE	340
Energisa	Para os geradores de energia incentivada de eólica, solar e biomassa, é importante o estabelecimento do processo de requisição de Garantia Física na EPE, independentemente de o empreendimento participar do ACR ou do ACL. Além disso, a criação de um mecanismo de mitigação de risco da geração, a exemplo do MRE, é essencial para alavancar as vendas da energia gerada por estas fontes no mercado livre, em especial para as fontes eólica e solar, que são mais dependentes dos fenômenos climáticos. Vale notar ainda que, para os geradores de energia incentivada, não há a	341

	<p>possibilidade de se criar o lastro do desconto. Caso a geração seja a maior em um determinado mês, provocando sobra de lastro, o gerador terá que liquidá-la a PLD e poderá vender energia sem a cobertura de contratos em um próximo mês, quando a geração for inferior ao contrato. Entretanto, o desconto da energia incentivada não é carregado, pois é apurado mensalmente.</p>		
Lactec	<ul style="list-style-type: none"> • Barreiras Técnicas <p>A primeira barreira técnica associada aos pequenos e micro produtores, hoje ainda não pertinentes no sistema, para o ingresso no mercado livre está no elevado custo da conexão proposto pela atual regulamentação. Segundo os critérios estabelecidos pela concessionária, os equipamentos a serem instalados oneram excessivamente tal empreendimento.</p>		342

	<p>Para esta questão, sugere-se o estabelecimento de uma política de incentivo ao micro e pequeno produtor de energia elétrica, que viabilize sua participação no cenário elétrico, a exemplo de experiências internacionais. Podem ser citados sistemas de incentivo como o adotado pela Alemanha, baseado na tarifa <i>feed-in</i>, cujo beneficiamento depende principalmente da tecnologia de geração, da forma de instalação e dos níveis de potência do empreendimento. Esse mecanismo de incentivo é temporário, e baseia-se no pagamento de uma tarifa superior à tarifa convencional ao usuário que possui determinada instalação de geração de energia elétrica, por cada kWh injetado na rede. Essas tarifas estimulam o crescimento do mercado, em especial, de fontes renováveis de energia, particularmente quando estão garantidas por um período suficientemente grande para que os pequenos produtores tenham um retorno razoável ao investimento inicialmente realizado, tanto para a aquisição dos equipamentos, quanto para a conexão dos mesmos ao sistema de distribuição. Ainda na Alemanha, tem-se o exemplo da Lei das Energias Renováveis (<i>German Renewable Energy Sources Act – EGG</i>), que entrou em vigor em 2004, tornando obrigatória a compra de energia elétrica proveniente de fontes renováveis por parte das empresas fornecedoras de energia elétrica participantes do mercado.</p> <p>Do ponto de vista da medição, os microprodutores devem ser dotados de equipamentos que promovam a contabilização da energia nos dois sentidos monitorando, além da potência ativa efetivamente entregue, a potência reativa suprida. Alguns tipos de fontes de geração de energia elétrica não são capazes de fornecer reativos, o que, tecnicamente, pode representar uma grande barreira para a relação entre o microprodutor e a concessionária.</p> <p>Sugere-se que a questão dos reativos seja tratada de modo particularizado, uma vez que esta impacta diretamente no plano de negócio das concessionárias. Para o caso de fontes de geração que não promovam a injeção de reativos na rede, deve ser cobrada uma tarifa diferenciada.</p> <p>Do ponto de vista da operação, os custos de uso do sistema de distribuição ainda não são diferenciados de modo a viabilizar a participação do microprodutor. Propõe-se a criação de um plano de tarifas diferenciadas para pequenos e microprodutores, com isenção para aqueles que possuem instalações de geração cujo benefício para a rede elétrica seja comprovado.</p> <p>A escolha do ponto de conexão exige investimentos em estudos elétricos cuja</p>	
--	---	--

	<p>responsabilidade dos custos não está bem definida se será da concessionária ou do prosumidor (termo que define aquele que possui responsabilidades junto à rede, mais que apenas a de consumidor).</p> <p>A concessionária deveria arcar com os custos dos estudos para determinadas unidades geradoras, como, por exemplo, aquelas baseadas em fontes alternativas de energia (renováveis).</p> <p>De um modo geral, os custos associados à conexão no sistema de distribuição pelos pequenos e microprodutores, poderiam ser rateados pelos demais consumidores e usuários do sistema.</p> <ul style="list-style-type: none">• Barreiras Regulatórias <p>Do ponto de vista regulatório, a primeira barreira se estabelece na ausência de coerência do texto que trata da participação de pequenos e microprodutores de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição. Enquanto algumas leis e regulamentações estabelecem critérios claros para os grandes fornecedores, os pequenos e micro produtores não conseguem identificar com clareza em qual grupo estes devem se alocar.</p> <p>A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, cita que unidades de geração inferiores a 5 MW independem de concessão ou autorização para sua implantação, e também cita que estes são obrigados a se apresentarem ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente para fins de registro. Por sua vez, o órgão regulador não estabelece os critérios básicos para a inserção do microprodutor, passando tal incumbência para a concessionária. Já esta impõe diversas medidas que acabam por dificultar e até impossibilitar a participação do micro e pequeno produtor no sistema de distribuição.</p> <p>Propõe-se, então, o estabelecimento de regras claras para que o pequeno produtor possa identificar o correto procedimento para obter a conexão ao sistema, estando alocado em uma das categorias definidas pela regulamentação.</p> <p>Esta regulamentação deve abordar critérios a respeito da potência mínima necessária à conexão e de formas como os produtores de pequeno porte poderão se conectar.</p>		
--	--	--	--

	<p>Deverão ser especificados, por exemplo: se uma unidade geradora poderá se conectar ao sistema sozinha ou se esta deverá unir-se a outras unidades formando cooperativas; se a conexão poderá ser feita direto na baixa tensão ou, em virtude de condições específicas, na alta tensão. Os limites de tensão, por exemplo, poderão ser definidos por meio de uma análise dos impactos da injeção de potência ativa na determinada barra do sistema em estudo.</p> <p>Apesar de citar que fontes de energia incentivadas (pequena central hidrelétrica, biomassa, solar ou eólica) podem ser constituídas, não há regras claras quanto à questão da potência ou mesmo da forma de operação paralela quando conectada à rede.</p> <p>Existem ainda outras questões que deverão ser tratadas, como, por exemplo, a forma de controle de unidades geradoras. Considerando um agrupamento de pequenos produtores, por exemplo, um condomínio residencial, ao se avaliar a constituição de vários condomínios dentro de uma área geográfica da cidade é prudente considerar que tais unidades de geração devam ser controladas e até operadas de modo centralizado. Diferente dos grandes centros de controle, diversos pequenos centros poderão gerir tais fontes de modo a obter um melhor resultado para o sistema.</p> <p>Do ponto de vista do pequeno e microprodutor, deve ser garantido o atendimento aos critérios técnicos estabelecidos para a operação de suas instalações de geração, baseados na norma IEEE 1547.1 <i>'IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems'</i>. A conformidade com as normas aplicáveis a equipamentos conectados à rede garante a confiabilidade do sistema no que tange o suprimento de energia e a segurança das instalações.</p>		
Neoenergia	Não exatamente barreiras, mas, regras e procedimentos a serem seguidos pelos agentes de mercado para participarem do mercado livre, tais como:		343

	1. Adequação do SMF, com custos elevados para pequenos empreendedores; 2. Aporte de elevadas garantias financeiras associadas à volatilidade do PLD; e 3. O VR como limitador do preço da energia distribuída.		
Petrobras	Veja questão C1		344
Renove	<p>Por assim dizer tecnicamente, e principalmente tecnologicamente, não existem barreiras a inserção de geração de energia elétrica fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica, principalmente quando se constata a existência de mais de 30 GWp instalados por todo o planeta em sistemas conectados a rede.</p> <p>O que pode existir, se o assunto não for devidamente regulado pela ANEEL, são barreiras artificiais criadas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica de modo a dificultar e tornar financeiramente inviável que um produtor independente ou micro produtor independente de energia possa se conectar ao sistema elétrico local.</p> <p>Regulatoriamente falando, a existência de somente uma possibilidade de venda de produção de energia elétrica direto a concessionária de serviços públicos de energia elétrica local, por meio do mecanismo do VR, contido no Art.34 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, impede a atração de interessados em empreender neste sentido, haja vista que o VR reflete valores de leilões de energia relativos a empreendimentos de grande porte e localizados distantes dos centros de carga, sendo assim uma comparação injusta com a geração distribuída.</p> <p>Vale ressaltar que a geração distribuída por meio de fonte solar fotovoltaica carece de regras para mitigar os riscos do mercado livre, tais como o estabelecimento de garantia física para fins de apuração de lastro, independentemente da venda no mercado livre ou regulado, ou ainda a criação de um mecanismo nos moldes do MRE das hidrelétricas para a fonte solar fotovoltaica.</p> <p>Também é fundamental reduzir as exigências para a conexão e participação de pequenos consumidores e geradores no mercado livre. Atualmente, os pequenos geradores e consumidores têm que atender às mesmas regras de um agente de grande porte.</p>		345
Solaria	Não há barreiras técnicas, considerando energia solar fotovoltaica. O maior problema está na regulação e a falta de um sistema de recompensa financeira para energia elétrica injetada na rede para esta (micro) geração distribuída.		346
Ventos do Brasil	A energia eólica não pode garantir fornecimento em níveis de segurança comparáveis às hidrelétricas ou termelétricas. Para viabilizar a entrada desta geração no mercado livre, sugerimos a criação de normas específicas com maior flexibilidade.		347

D2. Há interesse dos pequenos produtores de energia de comercializar energia no mercado livre?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Acredita-se que, havendo um VN adequado para cada fonte, haverá esse interesse. No contexto do projeto ELETROSUL MEGAWATT SOLAR, o Instituto IDEAL e seus parceiros têm realizado reuniões com potenciais interessados na compra de energia solar no mercado livre, tendo já identificado uma quantidade considerável de interessados.		348

ABINEE/EBES/ Solaria	Sim, acreditamos que este interesse existirá a partir de instalações com 500kW em potência, injetando 100% da sua geração na rede elétrica.		349
ABRACEL	Sim, é comum recebermos consultas sobre essa possibilidade, mas as exigências técnicas e regulatórias inviabilizam financeiramente essa comercialização, tais como o padrão de medição e a conexão apenas em níveis de tensão classe A. O maior interesse dos pequenos produtores é em contratos no mercado livre de longo prazo (PPA) que permitam financiamento no BNDES. Neste sentido as grandes comercializadoras de energia tem papel fundamental.		350
ABRAGEL	Sim. Há na Lei dispositivo que cria um nicho do mercado que contempla, ao mesmo tempo, os interesses de consumidores (conhecidos como consumidores especiais, definidos nos termos do art. 26, § 5o da Lei nº 9.427) e produtores de energia elétrica a partir de fontes incentivadas: Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica; (...) VI - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não características de pequena central hidrelétrica. § 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo. (...) § 8º Fica reduzido para 50 kW o limite mínimo de carga estabelecido no § 5º deste artigo quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situar no âmbito dos sistemas elétricos isolados.		351
AES Tietê	Considerando os fatores de escala e o custo da fonte primária de energia é razoável supor que pequenos produtores de energia precisem perceber uma recompensa pelo benefício que trazem ao sistema. As formas de comercialização também		352

	precisam ser mais flexíveis permitindo, por exemplo, a venda de energia para outros consumidores ou para as distribuidoras. Havendo atratividade e estabilidade, é razoável supor que haja interesse dos pequenos produtores em participar do mercado livre.		
APINE	Ainda não é possível uma aferição específica tendo em vista que o mercado para a Micro Geração é muito incipiente, entretanto o interesse dependerá da forma e conteúdo produzido para esse tipo de fonte. Para produtores de energia de porte um pouco maior e não confundidos com Micro Geração as regras comerciais e regulatórias estão um pouco mais cristalizadas e não demandam muitas modificações, mas sim a manutenção de incentivos e ajustes regulatórios para sua melhor utilização.		353
CCEE	O número de usinas com capacidade instalada inferior a 1MW vem aumentando na CCEE, o que significa que essas usinas estão comercializando no mercado livre. Atualmente, há 63 pontos de medição cadastrados no SCDE de usinas desse porte conectados em Distribuidores. Somente em 2009, 41 pontos foram cadastrados na CCEE. Há 22 pontos de usinas as quais são representadas por comercializadores.		354
Cemig	Sim, é comum recebermos consultas sobre essa possibilidade, mas as exigências técnicas e regulatórias inviabilizam financeiramente essa comercialização, tais como o padrão de medição e a conexão apenas em níveis de tensão classe A. O maior interesse dos pequenos produtores é em contratos no mercado livre de longo prazo (PPA) que permitam financiamento no BNDES. Neste sentido as grandes comercializadoras de energia tem papel fundamental.		355
Copel	Pelo observado, junto aos pequenos produtores, alguns tem interesse em comercializar sua energia no mercado livre, porém entendemos que eles desconhecem todas as ações necessárias e quais as questões técnicas, regulatórias e financeiras envolvidas.		356
Elektro	Já houve consultas de empreendedores de CGH, eólica e solar para exportação de energia. Mas só há interesse caso forem devidamente remunerados e houver estabilidade regulatória.		357
Energisa	Sim. Por se tratar de energia que usufrui de desconto na TUSD, não inferior a 50%, a sua oferta no Ambiente de Livre Contratação - ACL pode se dar a preços mais competitivos do que no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, seja por meio dos leilões federais ou de Chamadas Públicas (para Geração Distribuída), pois nestas duas modalidades, não ocorre a incidência de desconto na TUSD/TUST paga pelo consumidor. Contudo, existem pontos que contam negativamente na oferta para o ACL em relação aos leilões federais como o prazo contratual e o risco de crédito. A previsibilidade de mercado dos consumidores livres/especiais individualmente é limitada, em função das incertezas da economia. Além disso, não há mecanismos regulatórios implementados que viabilizem a comercialização de excedentes, por parte destes consumidores. Em consequência, os prazos contratuais praticados no ACL são, em média, significativamente inferiores aos prazos contratuais estabelecidos nos leilões federais. Isso faz com que, muitas vezes, o gerador prefira vender a energia nos leilões federais (ACR) – ainda que a preços mais baixos – mas com garantia de receita pelo prazo		358

	<p>requerido pelos órgãos de financiamento.</p> <p>Some-se a isto que, nos leilões federais, a energia é vendida para o pool de distribuidoras, cujo risco de crédito é, na imensa maioria das vezes, bem inferior ao risco de crédito apresentado por um consumidor individual.</p>		
Guascor	<p>Sim. O mercado livre apresenta condições para venda da energia desses pequenos projetos que justificam um interesse cada vez mais crescente dos pequenos produtores para venda nesse mercado. Um dos fatores mais importantes é o nicho específico de mercado de consumidores especiais, entre 500kW e 3.000kW que somente podem se tornar livres ao adquirir energia de geração distribuída.</p> <p>Assim, é importante manter esse nicho específico, pois o nível tarifário encontrado nessa faixa de potência (subgrupos A4/A3) é suficiente para acomodar projetos competitivos das fontes PCH, Eólica e Biomassa, não devendo, portanto, ser modificado sob pena de comprometer o desenvolvimento dessas fontes.</p> <p>Assim, além da opção de venda no mercado regulado (leilões ou diretamente para as concessionárias de distribuição) o mercado livre é uma alternativa muito importante para a colocação da energia da geração distribuída.</p>		359
Eng. Joel P. Martins	<p><i>Entendo que o pequeno produtor (< 10kW) tenha interesse em somente diminuir a sua conta de energia no final do mês. O excedente, nesse faixa de potência, seria muito pouco para entrar no mercado livre.</i></p>		360
Light	<p>Sim. O maior interesse dos pequenos produtores é em contratos de longo prazo (PPA) que permitam o financiamento no BNDES. Neste sentido as grandes comercializadoras de energia tem papel fundamental.</p>		361
Neoenergia	<p>Os preços de venda de energia no mercado livre podem ser mais atrativos que no mercado regulado, a depender da ocasião e área de concessão. A negociação dos contratos é bilateral, permitindo a mitigação de riscos e penalidades. Este ambiente possibilita várias opções de gerenciamento da energia gerada, bem como venda aos consumidores livres e especiais. No entanto, há necessidade de redução das exigências técnicas e regulatórias para viabilizar financeiramente comercialização.</p>		362
Petrobras	<p>Sim, mas pode haver problema no relacionamento com a CCEE. Um pequeno gerador pode não ter fôlego financeiro para manter uma estrutura de medição e apuração contratual.</p> <p>Talvez a estruturação da medição e apuração da geração possa ser feita pela concessionária de distribuição ou por um comercializador de energia distribuída.</p>		363
Renove	<p>Sim, existe interesse em comercializar a energia produzida, desde que os custos para poder participar do mercado livre (medição, taxas e impostos, descontos TUSD, custos CCEE, etc.), bem como as receitas obtidas pela venda da energia incentivada resultem em saldo positivo para o proponente a produção de energia.</p> <p>Parte desta equação pode ser regulamentada pela ANEEL, mas outra parte, em especial no nível de políticas públicas, deve ser contemplado pelas esferas federais no Ministério de Minas e Energia e/ou pela Câmara dos Deputados.</p> <p>Uma alternativa para o mercado livre é a possibilidade de representação por empresa comercializadora de energia para</p>		364

	agregar os blocos de energia solar fotovoltaica produzidos e vendê-los a consumidores interessados em adquirir energia produzida por este tipo de fonte.		
Ricardo Augusto Pufal	Sim		365
Sulgás	O mercado livre de energia está muito distante de pequenos produtores, por isto, as distribuidoras de E.E deveriam ter o compromisso de aquisição da energia gerada por pequenos produtores, com valores regulados da mesma forma que é feita com a composição tarifária.		366
Ventos do Brasil	Sim, acreditamos que há interesse. Nossa empresa já fez estudos para Pequenas Centrais Eólicas na faixa de 1MW a 5MW que poderiam se direcionar para o mercado livre, caso a regulamentação fosse mais apropriada para esta fonte.		367

D3. Há interesse dos consumidores livres e especiais em adquirir energia proveniente desses pequenos empreendimentos?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABINEE/EBES	Sim, desde que os custos sejam diferenciados		368
ABRACEL/ Cemig	<p>Sim, principalmente no caso de empreendimentos com baixo impacto ambiental. Entretanto, é fundamental simplificar o processo de migração de pequenos consumidores para o ambiente de livre contratação e os processos de adesão e modelagem na CCEE.</p> <p>Cabe ressaltar que atualmente os pequenos consumidores têm que atender às mesmas regras de um cliente de grande porte, inviabilizando em muitos casos sua participação no mercado.</p> <p>Neste sentido, poderiam ser implementadas regras especiais que permitissem, voluntariamente, a representação de consumidores na CCEE por comercializadores e outros agentes da Câmara, facilitando a participação de consumidores de pequeno porte no mercado livre.</p> <p>As comercializadoras de energia poderiam ter um importante papel nesse processo, representando os ativos dos consumidores na contabilização e ficando responsáveis por todas as operações das unidades consumidoras modeladas. Assim, o consumidor representado não precisaria se tornar agente da CCEE nem apresentaria resultado na contabilização.</p>		369

	Esse novo modelo seria altamente benéfico aos consumidores especiais, que não têm área específica para a gestão dos contratos de compra e venda de energia e operações inerentes, reduzindo a imprevisibilidade financeira de seu negócio (Ex.: EER, ESS, participação do rateio na inadimplência dos agentes).		
ABRAGEL	Sim. Atualmente o consumidor especial, de acordo com a CCEE, representa aproximadamente 1% da energia elétrica no país, com 608 MW médios (CCEE, abril/2010). Se consideramos aperfeiçoamentos ao modelo, existe espaço para crescimento,		370
AES Tietê	Entendemos que diversificar as formas de aquisição de energia por parte dos consumidores livres e especiais pode contribuir para o atendimento de suas necessidades específicas. A composição de diversas fontes de contratação pode ajudar a moldar um produto ajustado às necessidades do consumidor. Nesse caso, é razoável supor que haveria interesse.		371
APINE	Da mesma forma que a questão anterior, ainda não é possível uma aferição específica tendo em vista que o mercado para a Micro Geração é muito incipiente, entretanto o interesse dependerá da forma e conteúdo produzido para esse tipo de fonte. Em tese, somente seria interessante aos consumidores livres e especiais a comercialização com fontes geradoras dispostas a garantir o fornecimento e aderirem a regras de mercado assumindo, portanto, os riscos da comercialização.		372
CCEE	Conforme exposto no item D2, ainda que pequeno, existe oferta desses pequenos geradores comercializada no ACL. Além disso, verifica-se que o número de consumidores especiais na CCEE aumentou 79% de dezembro de 2009 a agosto de 2010, o que representa 2% do mercado total (849 MW médio). Existe uma estimativa de manter esta taxa de crescimento nos próximos anos. Estudo feito pela Andrade & Canellas revela que o consumidor especial tem um potencial de 20% de participação do mercado total.		373
Copasa	Sim	O interesse pode ser o abatimento do consumo do próprio gerador em outra unidade consumidora (característica do setor de saneamento em geral, com inúmeras unidades consumidoras distribuídas geograficamente).	374

Copel	Existem consumidores manifestando interesse em adquirir energia de fontes incentivadas, mas não especificamente das fontes do porte aqui tratado. Estas consultas se referem a fontes que forneçam energia com entrega firme.	375
Elektro	Sim, mas o que os consumidores mais prezam, além do preço, é a garantia de fornecimento.	376
Endesa	No nosso entendimento há sim interesse de consumidores livres e especiais em adquirir esta energia no mercado livre, seja por razões de ordem econômica ou corporativa. De ordem econômica (comercial) destacamos: i) os contratos do ACL possuem cláusulas livremente negociadas; o desconto de 50% da TUSD; o preço contratual inferior às tarifas da distribuidora. De ordem corporativa: é notório que as corporações se vêem cada vez mais obrigadas à responsabilidade sócio-ambiental, de maneira que as mesmas cada vez mais se verão impelidas a consumir energia de fontes renováveis, podendo ainda utilizar tais contratos como forte e salutar propaganda de suas empresas.	377
Energisa	Sim, pois se trata de mais uma opção de aquisição de energia para os consumidores livres e especiais, com desconto na TUSD e baixo impacto ambiental.	378
Guascor	Pelas mesmas razões indicadas no item D.2, a resposta é sim, principalmente para aqueles consumidores enquadrados como especiais (500kW a 3000kW) que só podem adquirir energia se comprarem de geração distribuída. Nesse caso específico, é possível obter um preço competitivo da geração distribuída para migração ao mercado livre, razão pela qual existe interesse na compra.	379
Light	Sim. As empresas com programas de responsabilidade ambiental têm interesse em adquirir energia de empreendimentos com baixo impacto ambiental e/ou que contribuam para o meio ambiente.	380
Neoenergia	Dependerá do preço, dos prazos dos contratos e das garantias de fornecimento oferecidas em relação às tarifas do ACR.	381
Petrobras	Certamente, caso seja economicamente viável, há interesse por parte dos consumidores na aquisição de energia alternativa, inclusive em função do ganho de imagem. Entretanto, é necessário ter preços adequados. No caso da distribuidora, além do custo administrativo de processos licitatórios, o VR não remunera adequadamente os investimentos em fontes renováveis de uma maneira geral. No	382

	caso do mercado livre, o número de consumidores especiais tem crescido bastante e ainda existe um potencial bastante grande a ser explorado. Logicamente, são necessários preços adequados.		
Renove	<p>Sim, consumidores livres e especiais tem interesse em adquirir energia proveniente de pequenos empreendimentos, desde que os custos para aquisição dessa energia sejam menores que o custo atual para adquirir energia da concessionária de distribuição local, e principalmente para empreendimentos com baixo impacto ambiental, como é o caso na da energia solar fotovoltaica que não envolve impacto sobre regimes hídricos, animais silvestres ou ao bem estar do ser humano.</p> <p>É importante simplificar o processo de migração de pequenos consumidores para o ambiente de livre contratação (ACL), bem como os processos de adesão e modelagem na CCEE de modo a não inviabilizar sua participação no mercado, o que poderia ser garantido por regras especiais que permitissem, voluntariamente, a representação de consumidores na CCEE por agentes comercializadores ou outro tipo de agente especial a ser criado.</p> <p>As comercializadoras de energia poderiam ter um importante papel nesse processo, representando os ativos dos consumidores na contabilização e ficando responsáveis por todas as operações das unidades consumidoras modeladas. Assim, o consumidor representado não precisaria se tornar agente da CCEE nem apresentaria resultado na contabilização.</p> <p>Esse novo modelo seria altamente benéfico aos consumidores especiais, que não têm área específica para a gestão dos contratos de compra e venda de energia e operações inerentes, reduzindo a imprevisibilidade financeira de seu negócio (Ex.: EER, ESS, participação do rateio na inadimplência dos agentes).</p>		383
Ricardo Augusto Pufal	Sim		384
Solaria	Acreditamos que sim.		385
Sulgás	Acreditamos que não. Os consumidores de energia estão mais interessados em desenvolver as habilidades relativas ao negócio do que se envolver com a comercialização de energia. É por isto que acreditamos que as concessionárias devem ser as responsáveis pelo desenvolvimento deste mercado.		386
Ventos do Brasil	Acreditamos que sim, pelo ganho ambiental.		387

D4. Por que as distribuidoras realizaram, desde 2005, poucas chamadas públicas para contratar energia de geração distribuída? Quais são as dificuldades? Como os riscos das distribuidoras poderiam ser mitigados e quais benefícios poderiam ser criados?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº																																										
ABINEE/EBES	Entendemos que as distribuidoras não estão fazendo isso em função da falta de regulamentação, bem como em função do custo da energia.		388																																										
ABRACEL/ Cemig	Os riscos dessas contratações para as distribuidoras são bem maiores que a contratação convencional, via leilões do ACR, ambiente onde são consideradas, por exemplo, exposições involuntárias por frustração de compra, atrasos na entrada em operação de unidades geradoras etc. Além disso, o limite atualmente imposto como preço teto nas chamadas públicas realizadas pelas distribuidoras (Valor de Referência – VR), a nosso ver, é um parâmetro de custo para energias convencionais que não serve para energias especiais.		389																																										
ABRAGEL/ Guascor	A avaliação demonstra que os níveis de preço possíveis de serem praticados na contratação direta pelas distribuidoras, mediante Chamada Pública, estava limitada pelo Valor de Referência, que impedia a sua contratação. Apenas como referência, a tabela a seguir indica os VRs atualizados, para cada ano de entrega de energia: Valores de Referência <table border="1" data-bbox="362 865 1310 1107"> <thead> <tr> <th></th> <th>VR2007</th> <th>VR2008</th> <th>VR2009</th> <th>VR2010</th> <th>VR2011</th> <th>VR2012</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>77,7</td> <td>129,42</td> <td>129,88</td> <td>128,94</td> <td>135,38</td> <td>141,72</td> </tr> <tr> <td>Base</td> <td>dez/04</td> <td>dez/05</td> <td>jun/06</td> <td>jul/07</td> <td>set/08</td> <td>ago/09</td> </tr> <tr> <td>Atualização</td> <td>jan/07</td> <td>jan/08</td> <td>jan/09</td> <td>jan/10</td> <td>jul/10</td> <td>jul/10</td> </tr> <tr> <td>%IPCA</td> <td>9,51</td> <td>7,83</td> <td>11,48</td> <td>12,29</td> <td>8,64</td> <td>4,51</td> </tr> <tr> <td>Atualizado</td> <td>85,09</td> <td>139,55</td> <td>144,79</td> <td>144,79</td> <td>147,08</td> <td>148,11</td> </tr> </tbody> </table> Percebe-se que o VR começou a apresentar uma recuperação para energia entregue a partir de 2009, mas mesmo assim em patamares de preço inferiores aos necessários para viabilizar empreendimentos de PCH, Eólica e Biomassa e impraticáveis no caso da energia Solar. Esse é, portanto, o principal limitador para compra de energia pelas distribuidoras no processo de Chamada Pública.		VR2007	VR2008	VR2009	VR2010	VR2011	VR2012		77,7	129,42	129,88	128,94	135,38	141,72	Base	dez/04	dez/05	jun/06	jul/07	set/08	ago/09	Atualização	jan/07	jan/08	jan/09	jan/10	jul/10	jul/10	%IPCA	9,51	7,83	11,48	12,29	8,64	4,51	Atualizado	85,09	139,55	144,79	144,79	147,08	148,11		390
	VR2007	VR2008	VR2009	VR2010	VR2011	VR2012																																							
	77,7	129,42	129,88	128,94	135,38	141,72																																							
Base	dez/04	dez/05	jun/06	jul/07	set/08	ago/09																																							
Atualização	jan/07	jan/08	jan/09	jan/10	jul/10	jul/10																																							
%IPCA	9,51	7,83	11,48	12,29	8,64	4,51																																							
Atualizado	85,09	139,55	144,79	144,79	147,08	148,11																																							
AES Tietê/APINE	A resolução 167, de 2005, e o Decreto 5.163 de 2004, dão às distribuidoras pouca margem para a aquisição de energia na condição de geração distribuída. É fato inequívoco que a limitação, ainda existente, do repasse dos custos de aquisição ao VR (Valor de Referência), é uma das condições mais desfavoráveis a essa transação. Dessa forma, poucos geradores aderiram às		391																																										

	<p>chamadas públicas produzidas, tendo em vista que essa limitação de repasse prejudicava, sob o aspecto do contrato de compra e venda de energia, a viabilidade de seus negócios.</p> <p>Para que houvesse maior segurança nas transações o repasse integral à tarifa, retirando o limite do VR, e a garantia de repasse da energia adquirida no mercado de curto prazo em decorrência de atraso ou indisponibilidade da unidade geradora, deveriam ser perseguidos. Ademais, estabelecer uma forma de contratação de energia de caráter intermitente, que pudesse ajudar a distribuidora atender sua carga modulada também seria importante.</p>		
CCEE	<p>Há outros mecanismos de comercialização de fontes renováveis.</p> <p>Alternativa à contratação de GD, com mercado mais maduro e regras definidas, é a comercialização nos leilões de energia do ambiente regulado (Leilão de Energia Nova e Leilões de Energia de Reserva). São firmados contratos robustos, de longo prazo e de baixo risco. Verifica-se também expansão na comercialização dessa energia no ambiente livre, cujos contratos possuem preços livremente negociados e prazos flexíveis (curto, médio e longo prazos).</p> <p>A oferta da GD, limitada na área de concessão da distribuidora local, com impossibilidade de venda para outras distribuidoras, e o valor de referência (VR) podem ser motivos de baixa atratividade de venda de GD às Distribuidoras.</p> <p>A Lei nº 11.943/2009 que altera o limite da potência injetada, de 30 MW para 50 MW, permite às pequenas usinas ampliarem a oferta de energia para os consumidores especiais. Alteração do limite de potência de 30MW para 50MW também para fins de definição de GD poderia ampliar a oferta e aumentar a liquidez desse tipo de contratação. Para isso, haveria necessidade de alteração do Decreto 5.163/2004.</p>		392
Copel	<p>As gerações distribuídas proporcionam um gravame na operação e manutenção dos sistemas, trazendo-lhe mais insegurança e instabilidade, contribuindo para a redução da qualidade da energia entregue em função dos constantes desligamentos das unidades geradoras e trazendo mais riscos para os eletricitistas e para os consumidores da concessão.</p> <p>Do ponto de vista comercial geralmente o custo da energia é maior que a adquirida nos leilões da CCEE, aumentando o valor médio do custo da energia para o consumidor final. Além disso, normalmente há inexistência de lastro para a energia comercializada nos contratos, o que aumenta o risco das distribuidoras com esta aquisição.</p> <p>Todos os fatores anteriormente mencionados concorrem para a baixa comercialização da energia elétrica proveniente de fontes alternativas. O poder público, através de uma Política Energética Nacional onde estará previsto um programa específico que estabelecerá os incentivos necessários para a participação dos empreendedores e também para as concessionárias adquirirem este tipo de energia.</p>		393
Elektro	<p>Os descontos na TUSD para os consumidores que adquirem energia de fontes incentivadas faz com a venda da energia diretamente aos consumidores seja muito mais atraente para estes geradores que as distribuidoras. Os geradores incentivados só vendem aos distribuidores em condições muito particulares. A ELEKTRO realizou três chamadas públicas nos últimos anos,</p>		394

	mas o montante contratado ainda não foi significativo.		
Endesa	<p>As distribuidoras não contam com qualquer incentivo econômico para realizar chamadas públicas. Tampouco há obrigatoriedade de contratação destas fontes.</p> <p>No atual modelo de contratação das distribuidoras, o maior incentivo para realização de chamadas públicas está na possibilidade de realizar contratos com prazos e montantes adequados à distribuidora. De fato, se houvesse oferta significativa de geração distribuída, as distribuidoras poderiam resolver suas “lacunas contratuais”, que têm sido provocadas por motivos diversos (frustração em leilões regulados, remanejamento das cotas de Itaipu, resoluções contratuais, etc.). Antes mesmo de criar incentivos, é preciso viabilizar a compra de energia através das chamadas públicas, para tal, é necessário que a regulamentação permita que a distribuidora compre energia de geração distribuída não somente em sua área de concessão, mas sim energia de qualquer geração distribuída, conectada a qualquer rede de distribuição.</p> <p>Além disso, é preciso que a ANEEL avalie a obrigatoriedade de contratação de parte do mercado através de geração distribuída, tendo em vista sempre o não prejuízo comercial das distribuidoras e, sobretudo, ter em vista a modicidade tarifária de seus consumidores cativos.</p>		395
Eng. Thomas Rhenatus Fendel	Falta a ENERED. Falta bom senso.		396
Energisa	<p>Entendemos que as distribuidoras realizaram poucas Chamadas Públicas para contratar Geração Distribuída, nestes últimos anos, pelos fatores que seguem:</p> <p>(a) Em primeiro lugar, há vários mecanismos de aquisição de energia e, a maioria das distribuidoras já se encontra adequadamente contratada. Vale lembrar que a Geração Distribuída se constitui em uma alternativa para as distribuidoras que estão subcontratadas e que, em função da crise financeira de 2008, o mercado sofreu, de forma geral, impacto negativo;</p> <p>(b) A contratação da Geração Distribuída, da maneira como se encontra regulamentada, requer que haja uma coincidência entre o momento e o porte da necessidade de energia e da sua oferta, o que muitas vezes não ocorre. Ou seja, em um dado ano, a Distribuidora X pode estar subcontratada e não haver oferta de GD em sua área de concessão. Esta oferta pode existir, neste dado momento, na área da Distribuidora Y, que se encontra sobrecontratada; e</p> <p>(c) A baixa oferta de Geração Distribuída, que pode estar associada, por parte dos geradores, à preferência de venda da energia nos leilões federais (contratos mais longos para o <i>pool</i> de distribuidoras) ou à oferta no ACL em momentos de alta do PLD, acima do VR.</p>		397
Light	A falta de regras mais claras e abrangentes pode ter criado dificuldade para realização de chamadas públicas para a contratação de energia de geração distribuída. Outras, como já citadas anteriormente, seriam o baixo valor de repasse deste		398

	tipo de energia para os consumidores finais e o não reconhecimento como exposição involuntária no caso de frustração na chamada pública.		
Neoenergia	<p>Os leilões de geração regulada são o principal mecanismo de contratação de energia elétrica por uma distribuidora. Os contratos firmados nesses leilões garantem confiabilidade no suprimento energético ao mercado da distribuidora e favorecem a modicidade tarifária. O setor elétrico atingiu uma maturidade quanto à gestão desses contratos, tanto do ponto de vista operacional quanto regulatório, o que proporciona segurança para as partes envolvidas.</p> <p>As chamadas públicas de geração distribuída são uma alternativa para as distribuidoras contratarem energia elétrica, em complementação/substituição aos leilões. A geração distribuída apresenta vantagens, como a postergação de investimentos na distribuição e a flexibilidade na definição de prazos e montantes de contratos. Entretanto, ainda existem lacunas regulatórias que causam insegurança para as distribuidoras, que acabam sendo levadas a preferirem os leilões de energia regulada.</p> <p>Uma lacuna refere-se às situações de compras frustradas oriundas de chamadas públicas. Ao contrário dos leilões de energia regulada, não há garantias regulatórias de que a distribuidora não será penalizada por insuficiência de lastro devido a compras frustradas oriundas de chamadas públicas causadas exclusivamente por ausência de oferta, visto que estas não conferem à distribuidora garantias regulatórias que evitem penalidades por subcontratação. Como a oferta de geração distribuída tem sido pouco expressiva nos últimos anos, o risco de frustração é elevado, reduzindo o interesse das distribuidoras nesta modalidade de compra de energia.</p> <p>A legislação, conforme segue, também não estabelece obrigatoriedade contratual do gerador no fornecimento de energia à distribuidora. Nas situações em que o gerador não possui lastro para honrar o contrato, seja por problemas técnicos em seus equipamentos ou por escassez de recursos hídricos e/ou energéticos, a distribuidora será obrigada a recompor a energia do contrato no mercado de curto prazo, sem direito à cobertura tarifária dos custos incorridos.</p> <p>Parágrafos 3º e 4º do artigo 15 do Decreto 5.163/2004:</p> <p><i>§ 3º O contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.</i></p> <p><i>§ 4º As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica referida no § 3º deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas a modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.</i></p> <p>Como se vê, existe uma assimetria, dado que quando o PLD é alto o custo adicional não tem cobertura tarifária, no entanto, quando ele é baixo o ganho vai contribuir para modicidade tarifária. O ideal seria que o tratamento fosse igual em ambos os casos e houvesse, portanto, a integral cobertura tarifária do custo de aquisição da energia, no mercado de curto prazo, para atender ao seu mercado.</p> <p>Dessa forma, é importante a criação de mecanismos regulatórios específicos para a contratação de energia proveniente de</p>		399

	<p>chamadas públicas, que protejam as partes, de forma semelhante ao tratamento atualmente dado aos leilões de geração regulada, ou seja, que proteja a distribuidora da exposição involuntária causada por ausência de ofertas de geração e durante a aquisição de contratos de energia distribuída e exijam lastro contratual por parte dos geradores, de forma semelhante ao que é adotado para os leilões de geração regulada.</p> <p>Por último, a limitação do VR para o repasse às tarifas das distribuidoras do preço da energia distribuída inibe as ofertas por parte dos produtores.</p>		
Solaria	<p>Entendemos que as distribuidoras não estão fazendo isso em função da falta de regulamentação, bem como em função do custo da energia. Um dos benefícios será ter uma geração de energia mais próximo ao ponto de consumos. Além disso, no caso da energia fotovoltaica, sua geração é justamente durante o horário comercial portanto o pico da demanda em função do (aumento) consumo será amenizado o que reduz a necessidade das distribuidoras reforçar sua rede elétrica para gerenciar os picos.</p>		400

D5. Como incentivar as distribuidoras a promover mais chamadas públicas para contratação de energia proveniente de geração distribuída?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABINEE/EBES	<p>Mediante a criação de uma regulamentação simplificada que dê segurança às distribuidoras para a aquisição da energia proveniente de pequenos geradores e a estes a segurança de que terão seu investimento pago num prazo razoável.</p>		401
ABRACEL/ Cemig	<p>Seria interessante que a regulamentação permitisse a definição de preços de repasse diferenciados, compatíveis com o estado de desenvolvimento de cada fonte de energia.</p> <p>A legislação vigente já permite que as distribuidoras contratem até 10% de sua carga a partir de geração distribuída. Ocorre que o valor de repasse (VR) estabelecido atualmente, mesmo quando associado a algum desconto de fio pago pelo gerador, é insuficiente para viabilizar economicamente a maioria dos projetos de geração distribuída de pequeno porte, principalmente nos casos da geração fotovoltaica e a partir de resíduos.</p> <p>Nota-se que já há um movimento no congresso nacional para definir fatores multiplicadores do VR para diferentes tipos de geração distribuída. Entretanto, entendemos que a política proposta possa ser aprimorada, de modo a estabelecer formas de redução gradual dos limites de repasse estabelecidos para determinadas fontes, que se encontram em estágio inicial de desenvolvimento, e considerar as especificidades de cada região.</p> <p>Uma alternativa para aumentar a contratação da geração distribuída de pequeno porte seria desvincular do VR o preço de repasse das distribuidoras para a contratação dessas fontes. Poderiam ser criados limites distintos de repasse às tarifas para</p>		402

	<p>cada fonte de geração distribuída, a fim de compatibilizar o valor de repasse pelas distribuidoras com a necessidade de incentivos para viabilizar cada fonte de geração.</p> <p>Não se propõe aqui alterar a metodologia do VR, pois este é utilizado não somente para limitar o repasse de geração distribuída, mas também para incentivar as distribuidoras a contratarem em leilões de maior termo (A-5) em detrimento a leilões de menor termo.</p> <p>A criação de um novo índice de referência possibilitaria ao poder concedente a criação de uma política de longo prazo para a geração distribuída de pequeno porte, com o estabelecimento de uma redução gradual de valores máximos de repasse para cada ano.</p>																																																		
<p>ABRAGEL/ Guascor</p>	<p>Nesse item, fica claro a importância da discussão da Consulta Pública não ficar restrita apenas à GD de pequeno porte. A contratação de energia proveniente da geração distribuída tem sua aplicação mais direcionada à projetos de maior porte, que estão hoje direcionando suas vendas aos leilões promovidos pelo Governo Federal.</p> <p>O estímulo pode vir pela adoção de um VR diferenciado, que permita a compra e o repasse por um valor superior ao valor de referência original.</p> <p>Dessa forma, por exemplo, se uma concessionária de distribuição quiser, ela pode comprar até 10% de sua carga a partir de geração distribuída, mediante chamada pública, limitando portanto o repasse às tarifas ao valor do VR no ano de entrega da energia. Assim ela pode comprar de uma PCH a R\$ 170,00/MWh que irá entregar energia em 2012. No entanto, ela só pode repassar para a tarifa o valor de R\$ 148,11/MWh, arcando com a diferença como despesa da concessionária. Assim, nenhuma negociação é feita com valores acima de VR e, considerando que a maior parte dos empreendimentos de GD situa-se acima desse patamar de preços, nenhuma negociação é feita segundo esse mecanismo previsto em lei.</p> <p>Para resolver o problema, a sugestão é comprar a energia pelo valor competitivo de cada fonte (eólica, solar, PCH e biomassa) - VETEF e complementar a diferença entre o VR e o VETEF com recursos da CDE. Para avaliar o quanto da CDE seria utilizado para esse fim, a seguinte simulação foi efetuada:</p> <table border="1" data-bbox="389 1091 1393 1315"> <thead> <tr> <th></th> <th>Qtde (MW)</th> <th>FC</th> <th>Energia Mensal MWh</th> <th>VETEF - R\$/MWh</th> <th>VR - R\$/MWh</th> <th>Diferença - R\$/MWh</th> <th>R\$/Ano</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PCH</td> <td>3.000</td> <td>0,55</td> <td>1.204.500</td> <td>170</td> <td>148</td> <td>22</td> <td>317.988.000</td> </tr> <tr> <td>Eólica</td> <td>3.000</td> <td>0,35</td> <td>766.500</td> <td>150</td> <td>148</td> <td>2</td> <td>18.396.000</td> </tr> <tr> <td>Biomassa</td> <td>2.500</td> <td>0,3</td> <td>547.500</td> <td>160</td> <td>148</td> <td>12</td> <td>78.840.000</td> </tr> <tr> <td>Solar</td> <td>500</td> <td>0,15</td> <td>54.750</td> <td>700</td> <td>148</td> <td>552</td> <td>362.664.000</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2.573.250</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>777.888.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Assim, ao comprar 9.000MW de geração distribuída aos VETEFs indicados, seriam necessários recursos da CDE da ordem de R\$ 778 milhões anuais. Considerando que em 2012 a CDE arrecadará R\$ 4 bilhões, o montante utilizado é de</p>		Qtde (MW)	FC	Energia Mensal MWh	VETEF - R\$/MWh	VR - R\$/MWh	Diferença - R\$/MWh	R\$/Ano	PCH	3.000	0,55	1.204.500	170	148	22	317.988.000	Eólica	3.000	0,35	766.500	150	148	2	18.396.000	Biomassa	2.500	0,3	547.500	160	148	12	78.840.000	Solar	500	0,15	54.750	700	148	552	362.664.000				2.573.250				777.888.000	<p>403</p>	
	Qtde (MW)	FC	Energia Mensal MWh	VETEF - R\$/MWh	VR - R\$/MWh	Diferença - R\$/MWh	R\$/Ano																																												
PCH	3.000	0,55	1.204.500	170	148	22	317.988.000																																												
Eólica	3.000	0,35	766.500	150	148	2	18.396.000																																												
Biomassa	2.500	0,3	547.500	160	148	12	78.840.000																																												
Solar	500	0,15	54.750	700	148	552	362.664.000																																												
			2.573.250				777.888.000																																												

	<p>aproximadamente 19% do total, sendo perfeitamente aceitável.</p> <p>O valor de 9.000 está condizente com a limitação dos 10% de carga da distribuidora. Obviamente, nem todas terão essa disponibilidade de GD em suas áreas de concessão para promover as Chamadas Públicas. No entanto, hipoteticamente, obteve-se esta referência no SAD – Sistema de Apoio à Decisão, disponível no site da ANEEL, a partir do total consumido em energia elétrica no mês de junho de 2010.</p> <p>Esse valor foi de 25.237.547 MWh. Assim, as diversas distribuidoras em todo o país poderiam comprar até 2.523.754 MWh em média a partir de geração distribuída, sem necessidade de leilão, por um simples processo de chamada pública. Se considerarmos as quatro fontes, o montante a seguir poderia ser contratado diretamente pelas concessionárias de distribuição, como geração distribuída:</p> <table border="1" data-bbox="383 587 1032 879"> <thead> <tr> <th></th> <th>Qtde (MW)</th> <th>FC</th> <th>Energia Mensal MWh</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PCH</td> <td>3.000</td> <td>0,55</td> <td>1.204.500</td> </tr> <tr> <td>Eólica</td> <td>3.000</td> <td>0,35</td> <td>766.500</td> </tr> <tr> <td>Biomassa</td> <td>2.500</td> <td>0,3</td> <td>547.500</td> </tr> <tr> <td>Solar</td> <td>500</td> <td>0,15</td> <td>54.750</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2.573.250</td> </tr> </tbody> </table>		Qtde (MW)	FC	Energia Mensal MWh	PCH	3.000	0,55	1.204.500	Eólica	3.000	0,35	766.500	Biomassa	2.500	0,3	547.500	Solar	500	0,15	54.750				2.573.250		
	Qtde (MW)	FC	Energia Mensal MWh																								
PCH	3.000	0,55	1.204.500																								
Eólica	3.000	0,35	766.500																								
Biomassa	2.500	0,3	547.500																								
Solar	500	0,15	54.750																								
			2.573.250																								
AES Tietê/APINE	Entendemos ser necessária, para todos os tipos de geração distribuída, a alteração do Decreto 5.163 de 2004, que limita o repasse do custo de aquisição ao VR, bem como não permite o repasse do custo da energia adquirida no mercado de curto prazo em decorrência de atraso ou indisponibilidade da unidade geradora.		404																								
CCEE	Necessidade de alteração na legislação que permita a contratação de GD conectadas nas redes de outras distribuidoras, não se limitando à área de concessão da distribuidora na qual a GD esteja conectada.		405																								
Copasa	Não tem que ter chamada pública para autoprodutor.		406																								
Copel	Primeiramente, há a necessidade da Política Energética Nacional contemplar um programa específico que incentive o desenvolvimento dessas fontes de geração de pequeno porte. Sendo assim, deve-se seguir as premissas estabelecidas na pergunta C.2.		407																								
Elektro	<p>Para pequenos empreendimentos não deveria ser necessário uma Chamada Pública, deveria haver apenas contratos padrões entre os pequenos geradores e a distribuidora, pois esses empreendedores não têm conhecimento do mercado de energia e uma burocracia maior afastá-los-ia.</p> <p>Não deveria haver quotas de contratação das Distribuidoras, pois os leilões se mostraram uma forma de contratação muito</p>		408																								

	<p>mais eficiente, como demonstrado nos últimos leilões de fontes alternativas realizados. E para pequenos empreendimentos a adoção do contrato acima seria suficiente.</p> <p>Deveria haver outra limitação de preço que não seja o VR, pois ela limita certas fontes de energia como a fotovoltaica. A criação de um Valor de Referência para cada tipo de fonte seria um exemplo.</p>		
Eng. Thomas Rénatus Fendel	Basta implantar a ENEREDDE.		409
Energisa	Para resolver o problema apontado na resposta (b) do item anterior, sugerimos que uma Distribuidora possa contratar Geração Distribuída localizada em qualquer parte do SIN e não apenas restrita à sua área de concessão.		410
Eng. Joel P. Martins	Se o caso é de geração < 10kW, falta regulamentação específica.		411
Light	Através da criação de uma regulamentação clara e que deixe a distribuidora neutra quanto à compra de energia de geração distribuída. Além do desenvolvimento de procedimento de comercialização específico.		412
Neoenergia	<p>A evolução tecnológica poderá ser a grande incentivadora deste tipo de contratação, propiciando a redução de custo da geração, pois, ao custo de hoje a energia proveniente de geração distribuída não contribui para modicidade tarifária e a distribuidora que utilizá-la em larga escala poderá ter dificuldades para atrair novos projetos industriais em sua área de concessão.</p> <p>Outra maneira de incentivar é que seja assegurado o lastro regulatório no caso de frustração de oferta nos leilões de geração distribuída, a exemplo do que já ocorrem nos leilões A-1, A-3 e A-5.</p> <p>Além disso, aumentar o limite de repasse da energia contratada para 104%, desde que pelo menos 1% seja de geração distribuída.</p> <p>Ainda como incentivo, sugerimos, para efeito de aplicação da Resolução Normativa nº 399/2010, que regulamenta a contratação do uso da Rede Básica, que a geração distribuída seja tratada como despachada centralizadamente pelo ONS, visto que a referida Resolução estabelece que para efeito do cálculo da:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. sobrecontratação de demanda, caracterizada pelo registro da demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado, e 2. ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST; apenas os geradores despachados pelo ONS não serão considerados para efeito de apuração de penalidades. Entretanto, o comportamento dos geradores conectados às redes de distribuição pode levar a distribuidora a situações de sobrecontratação, visto que parte da carga de uma determinada conexão é atendida pela geração local, reduzindo assim o atendimento pela Rede Básica. Por outro lado, falhas na operação destes geradores aumentarão imediatamente a demanda atendida pela Rede Básica, o que pode levar à ultrapassagem de demanda. 		413
Rodrigo Lopes Sauaia	Metas nacionais de capacidade de geração solar fotovoltaica (curto, médio e longo prazo), aliada a leilões específicos para fonte solar fotovoltaica.		414

	Justificativas: Gerar demanda e incentivar o desenvolvimento do setor fotovoltaico nacional. Fomentar a competição entre os atores do setor fotovoltaico e acelerar a redução de preços de sistemas fotovoltaicos, diminuindo o tempo necessário para que a tecnologia atinja a paridade tarifária.		
Solaria	Mediante a criação da regulamentação técnica, legal, fiscal e comercial a chamada pública deverá ser financeiramente interessante para o participante. Portanto deverá ser levado em consideração que esta energia necessitaria incentivos no curto prazo para ser viabilizado, permitindo a criação do mercado.		415
Sulgás	Através da obrigatoriedade, por parte das agencias reguladoras, de inserção de energia alternativas na sua matriz energética das distribuidoras.		416
Ventos do Brasil	Criando uma espécie de compensação pela compra de energia de geração distribuída, por ex: para cada MW comprado terá algum benefício fiscal no IR, PIS ou Cofins.		417

D6. Há necessidade de se criar um novo modelo de mercado para a venda da energia elétrica produzida pelos geradores distribuídos de pequeno porte? Como poderia ser esse novo modelo?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Não		418
ABINEE/EBES/ Enel	<p>Sim. Nos últimos anos uma série de fatores vem influenciando na mudança do modelo de negócio do setor elétrico mundial. Inserção de novas tecnologias, principalmente as renováveis de geração de pequeno porte, disseminação e consolidação do smart grid, busca por novas alternativas de saneamento da necessidade e expansão do sistema, melhora continua na qualidade da energia, busca por parte dos consumidores de um mecanismo que possibilite a contribuição direta dos mesmos em relação à segurança e sustentabilidade do sistema.</p> <p>Em outros países já houve avanços e hoje, devido às condições de desenvolvimento, o Brasil vem demonstrando também estas características.</p> <p>Portanto a criação de um novo modelo é essencial. O modelo de regulação, da forma como se apresenta atualmente, pode não ser totalmente adequado e deve ser pensado a partir de um novo ponto de vista, o da disseminação em massa da possibilidade de geração de pequeno porte. Isto pode acontecer em diversas tecnologias, desde solar fotovoltaico em residências, como eólico de pequeno porte, hidrogênio energético, e outras.</p> <p>Em resposta a questão, esse novo modelo pode sim ser como uma das alternativas já mencionadas nesta nota técnica. Abaixo alguns comentários adicionais:</p> <p>- Feed-in Tariff: Tem grande vantagem, pois usufrui de uma tarifa incentivada, que pode vir a criar de forma controlada, um</p>		419

	<p>novo mercado, no entanto existem algumas ressalvas. Políticas mal estruturadas podem criar bolhas de mercado. Em alguns países europeus, as políticas foram modificadas no médio prazo, causando alvoroço entre os investidores. Por outro lado, no caso de o governo não sinalizar interesse direto no incentivo a estas tecnologias, pode ser atribuída ao menos, uma forte política de desoneração fiscal (ICMS, IPI, TUSD).</p> <p>- Quotas: Neste caso existem alguns pontos a serem avaliados. De fato, a compra de quotas de energia por parte da distribuidora traz benefícios para a mesma, pois ocorre uma menor burocracia e um controle facilitado de como e de onde poderiam ser feitas essas aquisições. No que diz respeito ao custo, cabe a ANEEL avaliar qual deveria ser o preço pago por esta energia para cada tipo de conexão possível. No caso do valor a ser pago, tomando em conta os princípios do setor, o único valor hoje estabelecido que mantenha o interesse das distribuidoras seria o VR, porém deve-se avaliar se não é plausível a criação de uma referência diferente e exclusiva para geração de pequeno porte, já que cada distribuidora possui um custo marginal de expansão diferenciado para cada região de seu sistema.</p> <p>- Net Metering: A possibilidade de criação de um controle individual que meça o balanço entre o produzido e o consumido parece ser o mais conveniente. Quanto aos créditos, no caso de energia gerada além da consumida, é importante ter cuidado para que haja um limite em energia que um determinado gerador pode acumular num período de tempo. Na Itália, por exemplo, o objetivo estabelecido é que o balanço de energia entre a gerada e a consumida seja igual a zero no final do ano, com limitação de créditos a serem repassados aos meses posteriores, que não devem se estender por mais de um ano fiscal. Esta ação faz com que o sistema seja direcionado a uma sustentabilidade energética, possibilitando uma expansão natural do sistema como um todo. Gerações muito maiores do que aquelas consumidas podem causar anomalias no controle do sistema, acarretando comportamentos indesejados e sobrecargas na rede elétrica.</p>		
<p>ABRAGEL/ Guascor</p>	<p>Não há necessidade de um novo modelo de mercado. Contudo, alguns dispositivos deverão regulamentar a comercialização da energia entre o consumidor cativo e a distribuidora (no caso da central geradora pertencer a consumidor cativo) ou entre o agente do mercado livre e a distribuidora. Estes dispositivos deverão estar em consonância com outros dispositivos já publicados (e.g. Resolução Normativa nº 414/2010, PRODIST etc).</p> <p>Em se tratando de geração distribuída de uma forma geral, o modelo já prevê a utilização de recursos da CDE para esse fim. A necessidade seria apenas de inclusão da fonte solar, não prevista na destinação original da CDE.</p> <p>A CDE foi instituída pela Lei 10.438/2002, conforme indicado em seu artigo 13 reproduzido a seguir:</p> <p>Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, devendo seus recursos se destinar às seguintes utilizações:</p>		<p>420</p>

Ocorre que, dentre as destinações da CDE estava a universalização do serviço de energia elétrica e, portanto, toda a arrecadação dessa conta foi utilizada até o momento para servir o programa Luz para Todos. No entanto, a partir de 2012, com o conclusão do Luz para Todos, o recurso que está sendo arrecadado por todos os consumidores, poderá ser utilizado para outros fins da CDE, incluindo a competitividade das fontes listadas e, conseqüentemente, a geração distribuída.

O mesmo artigo 13 já indica, em seu inciso II, como será feita a utilização para as fontes indicadas, conforme a seguir:

Art. 13.

II - para pagamento ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólica, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, cujos empreendimentos entrem em operação a partir da publicação desta Lei, da diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva, quando a compra e venda se fizer com consumidor final;

Em resumo, define-se um valor para a energia competitiva (valor este que pode ser o Valor Anual de Referência – VR, pois o mesmo reflete as compras de energia no âmbito dos leilões) e um valor econômico para cada uma das fontes. A diferença entre o valor econômico e o valor econômico de cada fonte é complementado com recursos da CDE.

A pergunta que pode surgir é: existem recursos suficientes para a utilização da CDE na complementação para a GD? O quadro a seguir indica o montante previsto para arrecadação com a CDE, conforme Resolução ANEEL 921/2009.

Unidade: R\$

ITEM	2010	2011	2012	2013
- UBP	233.188.852,93	345.277.985,16	495.447.505,37	586.964.933,87
- CDE	2.960.564.112,07	3.108.623.817,67	3.264.055.008,56	3.427.257.758,99
-MULTAS APLICADAS	40.482.474,78	-	-	-
TOTAL	3.234.235.439,78	3.453.901.802,83	3.759.532.513,93	4.014.222.692,86

Para 2012, ano em que a universalização não deve usar mais recursos da CDE, a expectativa de arrecadação é da ordem de R\$ 4 bilhões. O mais importante disso tudo é que nenhum benefício ou subsídio adicional estará sendo criado. Apenas serão utilizados recursos que já são usualmente arrecadados pelos consumidores, para os fins que se previam em Lei e que nunca foram utilizados.

No entanto, em se tratando da geração distribuída de pequeno porte, conectada diretamente em residências, comércio,

	indústrias, entre outros, cujo objetivo principal é suprir a demanda própria com possível venda de excedentes, há necessidade de se adequar o atual modelo, principalmente no que diz respeito à comercialização da energia produzida, pois os principais agentes consumidores estariam abaixo do patamar mínimo para enquadramento como consumidor especial (500kW) e mesmo assim continuariam também como consumidores cativos da concessionária em parte de sua demanda, exigindo a adequação das relações comerciais e contratuais.		
AES Tietê	O modelo de comercialização de geração distribuída deve considerar alguns aspectos relevantes ao estabelecer mecanismos para: (i) permitir às distribuidoras adquirir energia de forma intermitente; (ii) de forma análoga, permitir que as distribuidoras comercializem energia ajustada às suas necessidades; (iii) possibilidade de simplificação do sistema de medição de faturamento; (iv) considerar a evolução do smart grid; e (v) compartilhar também com os geradores e distribuidores os benefícios da geração distribuída.		421
AES Tietê	Sim, devendo a estrutura estar associada à nova política de smart grid		422
CCEE	Aprofundar estudos de modelos de negócios adotados em outros países: Tarifa Feed-in, Quotas, Net Metering, Certificados de Energia, Investimento Público e Leilões de Energia.		423
Copasa	Sim. Facilitar o modelo para autoprodutor com consumo remoto.		424
Copel	Esta resposta já foi contemplada na questão C.2 e para melhor entendimento repetimos abaixo: Estabelecimento de uma Política Energética Nacional, onde essa geração de pequeno porte, será tratada dentro de um programa específico voltado às Distribuidoras, que devido ao caráter compulsório de aquisição de energia, deverão ser contemplado: <ul style="list-style-type: none"> - necessariamente tratamento comercial adequado para que as Distribuidoras possam assumir o compromisso de compra dessa energia sem exposição, por exemplo, remuneração adequada e preços adequados com repasse integral e possibilidade de subsídios diretos a título de incentivo adicionais aos existentes; - Para a situação em que as fontes de geração não apresentem garantia física (GF) a distribuidora não poderá ser penalizada por falta de lastro quando da aquisição dessa energia, na contabilização da CCEE relativo ao limite mínimo de contratação; por outro lado a distribuidora também deve ter o direito do repasse da energia quando de sobrecontratação superior aos 3 %; - que esse programa seja administrado por cada Distribuidoras, sendo necessário para tanto o desenvolvimento de regras, metodologias e procedimentos adequados, tanto comerciais quanto técnicos. Isto é, os montantes dessa geração não serão contabilizadas na CCEE simplificando-se assim as instalações do gerador e os controles da concessionária; - unificação e padronização dos contratos de compra, conexão, uso e acordo operativo; - isenção de multas decorrentes de sobrecontratação ou subcontratação por fatos imputados a geração distribuída. 		425

	Em função do exposto acima deverão ser revistos e/ou criados os regulamentos necessários.	
Elektro	Conforme citado anteriormente, o modelo de venda de energia pelos pequenos produtores deveria ser a mais simples possível, pois geralmente esses empreendedores não tem estrutura para conhecer esse mercado. Acredita-se que não há necessidade da interferência da Aneel ou CCEE. Dessa forma, um contrato padrão entre a Distribuidora e o cliente facilitaria o processo.	426
Endesa	A regulamentação deve viabilizar sim novos modelos de contratação que facilitem a comercialização de energia de gerações distribuídas, vislumbramos as seguintes novas formas : i) venda para as distribuidoras: a) Chamadas Publicas: permitir a compra de geração distribuída conectada a qualquer distribuidora. b) As usinas poderiam optar por vender sua geração à distribuidora local. A regulamentação deve dar a esta forma de contratação cláusulas que dêem flexibilidade de entrega da energia contratada, a fim de mitigar os riscos de variabilidade de produção. ii) venda para consumidores especiais: Os consumidores especiais que comprassem energia de geração distribuída poderiam complementar seus requisitos de energia através da distribuidora local ou repassar sobras compradas à distribuidora, neste caso a distribuidora, daria créditos em energia para consumo futuro. Em suma, os geradores repassariam o risco de produção ao contrato livre que possuiriam com consumidores especiais, estes, por sua vez, utilizariam a distribuidora local para complementar suas necessidades energéticas ou mesmo mitigar o risco de variabilidade da produção que fosse comprada. De certa maneira, tal facilitação foi sugerida no item E3 da Nota Técnica.	427
Eng. Thomas Rhenatus Fendel	Claro. ENEREDÉ.	428
Neoenergia	Há necessidade de se aprimorar alguns pontos do modelo, principalmente em relação aos custos inerentes à comercialização do excedente, participação na CCEE, investimento em equipamentos de medição e proteção, etc. O modelo sugerido seria tal que abrangesse todos os pontos já levantados anteriormente, como: 1. Assegurar o lastro de energia; 2. Aumentar o limite de repasse da compra de energia pelas distribuidoras para 104%, desde que seja 1% de geração distribuída; 3. Reduzir o custo da geração distribuída; 4. Tratamento da influência da geração distribuída nas redes de distribuição igual ao da energia despachada pela ONS.	429
Petrobras	Sim, poderia ser criado um dos dois modelos de mercado citados abaixo: a) Compra compulsória pela distribuidora (estabelecer quotas por fonte ou por tamanho de planta) b) Obrigação de realização de chamadas públicas (leilões) anuais pelas distribuidoras, específicas para compra de energia	430

		distribuída, com preço teto homologado pela ANEEL.	
Renove		<p>Sim, pode ser necessário, se os preços e custos de venda para o mercado livre não forem economicamente viáveis para produtores e consumidores.</p> <p>O novo modelo deve contemplar facilidade de acesso a rede, procedimentos simplificados para registro de contratos, medição e liquidação simplificada, possibilidade de uso de sistemas de “net-metering”, tarifas atraentes para participação de agentes de geração, possibilidade de uso de certificados de geração de energia elétrica, ambiente transparente e de livre regulação, bem como possibilidade de abatimento nas compras de energia pelas concessionárias distribuidoras do montante de energia deixado de ser adquirido pelos meios convencionais, bem como não penalização de compra no mercado spot quando da indisponibilidade dos novos agentes.</p> <p>O sistema “net-metering” é um dos modelos que apresenta maior vantagem de implantação, pois depende somente de avaliação da ANEEL, e referendo por meio de audiência pública, possuindo algumas vantagens de implantação com as atuais regras de mercado.</p> <p>Se um consumidor cativo se decide por instalar uma microgeração distribuída por energia solar fotovoltaica, ele acaba por “vender” sua eletricidade fotogerada por um valor mais atrativo que o valor de chamada pública (VR). Para isso é necessário a homologação pela ANEEL desta atividade, ou ainda a troca de medidores para modelos bi-direcionais.</p> <p>A metodologia “net-metering” traz a possibilidade de a concessionária reduzir suas perdas de distribuição e atenuar o carregamento de redes e transformadores especialmente naquelas regiões onde existem picos diurnos de energia e a geração solar fotovoltaica produziria ganhos para a mesma sem a necessidade de investimentos.</p>	431
Rodrigo Lopes Sauaia		<p>Sim. Criação de um modelo de mercado baseado em tarifas-prêmio (<i>feed-in tariffs</i>) para energia solar fotovoltaica, com garantia de remuneração das iniciativas por longo prazo (exemplo: 25 anos). As especificidades do modelo precisam ser simuladas e estudadas com maior profundidade, levando em consideração erros e acertos de outras experiências internacionais, a citar: Alemanha, Japão, Espanha, EUA, Canadá, Itália, França, Portugal, Índia, Austrália, Reino Unido, entre outros.</p>	432
Solaria		<p>SIM. O modelo deve incluir a obrigatoriedade de compra da energia pelas distribuidoras.</p> <p>Além disso o valor da tarifa deve incentivar e viabilizar financeiramente a realização das instalações e projetos.</p>	433
Sulgás		<p>Deve-se criar um modelo de venda de energia focado para o mercado cativo de energia elétrica.</p>	434

E) Propostas

E1. A autoprodução e a comercialização de energia por pequenos centrais geradoras aos consumidores livres e especiais são permitidas pela legislação em vigor, desde que cumpridos os diversos requisitos técnicos. Assim, pergunta-se se há viabilidade operacional para atribuir as distribuidoras a tarefa de medição e contabilização da energia injetada na rede pelos pequenos geradores distribuídos, além da energia consumida em sua instalação, ainda que de forma remunerada, para viabilizar economicamente aos respectivos agentes a injeção de energia na rede?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Sim, sem dúvida, principalmente considerando-se a introdução dos novos sistemas de medição eletrônica.		435
ABINEE/EBES	Existe seguramente esta viabilidade operacional, visto os exemplos já comprovados em todos os aspectos nos mercados de energia da Alemanha, Espanha, Itália, Estados Unidos, Coréia do Sul, Japão, etc, etc.		436
AES Tietê	Entendemos ser possível que as distribuidoras realizem esse papel, que deve demandar adequação da medição e das conexões, considerando que os custos da distribuidora sejam reconhecidos.		437
APINE	A energia produzida pela micro geração deve ser comercializada com a distribuidora local, podendo a distribuidora assumir as atividades envolvidas nesta gestão. Para tanto, existe a necessidade de realização de adequações técnicas e de medição, devendo os custos associados ser repassados à tarifa de distribuição. Quaisquer formas que desvinculem a distribuição do processo implicariam em maior dispêndio para os geradores de baixa potência instalada, Micro Geração, além de maiores encargos e responsabilidades de fornecimento, os quais onerariam de forma acentuada o valor e a complexidade das operações a serem realizadas.		438
Copasa	Entendemos que sim.	Se isso funciona em outros países não há porque aqui ser diferente no Brasil.	439
Copel	Sim, há viabilidade operacional. No entanto dependendo do número de interessados, existe necessidade de reforço nas equipes das concessionárias obrigando o incremento no número de empregados que prestarão estes serviços. Os custos com a leitura, envio de dados, implantação e manutenção do sistema de medição, devem ser de responsabilidade financeira exclusiva do acessante.		440

Elektro	<p>A gestão dos sistemas de medição por outros agentes que não a distribuidora local gera custos adicionais ao programa de incentivo.</p> <p>Quando o cliente optar por não vender energia no mercado livre (liquidação via CCEE) a atribuição de gestão do sistema de medição e contabilização da energia injetada deve ficar a cargo da distribuidora local.</p> <p>A sinergia com novas tecnologias de <i>Smart Grid</i>, associadas à medição de energia elétrica, devem contribuir significativamente para o desenvolvimento desse novo mercado.</p> <p>Os custos adicionais decorrentes da medição e contabilização da energia injetada devem ser compensados de forma direta ou indireta para não onerar as tarifas dos clientes cativos.</p>	441
Endesa	Sim, já há viabilidade operacional.	442
Eng. Thomas Rénatus Fendel	Muitos dos requisitos técnicos são irreais e desnecessários.	443
Eng. Joel P. Martins	Creio que sim, desde que seja devidamente regulamentada.	444
Neoenergia	<p>As responsabilidades e exigências para medição de faturamento dos agentes de geração feitas pelo ONS, CCEE e ANEEL são muito severas. O agente conectante de geração é responsável pelo monitoramento dos seus canais de coleta ativa, projeto eletromecânico, comissionamento da medição, classe de exatidão dos TIs, medidores para faturamento entre outros agregados do sistema, sendo passíveis de penalidades pela não adequação ou falta futura de dados de energia.</p> <p>Portanto, para se tornar viável e modernizada esta geração em baixa potência envolvendo o sistema de distribuição, as Resoluções da ANEEL e os Procedimentos de Rede, devem ser atualizados para tanto.</p> <p>Neste cenário atual de exigências feitas pelos órgãos competentes, é inviável a operacionalidade desta medição por parte dos pequenos produtores.</p> <p>Geradores de pequeno porte, ou seja, com potência injetada inferior a 10 MW, poderiam ser medidos dentro da distribuidora e informados à CCEE. Isto iria reduzir os custos na implementação do SMF requerido pela CCEE. Já a contabilização deveria continuar na CCEE, devido à complexidade dos Procedimentos de Comercialização.</p>	445
Renove	Sim é possível, mas pode se lançar mão de dispositivos mais simples como contrato anuais, medidos uma vez ao ano, liquidando diferenças anualmente, além de medidores eletrônicos com transmissão de dados.	446
Solaria	Existe seguramente esta viabilidade operacional, visto os exemplos já comprovados em todos os aspectos nos mercados de energia da Alemanha, Espanha, Itália, Estados Unidos, Coréia do Sul, Japão, etc, etc.	447

Sulgás	Acreditamos que sim.	448
Ventos do Brasil	Considerando experiências fora do país, acreditamos que há viabilidade sim.	449

E2. A utilização de créditos de energia gerados em um mês (em kWh) para abater o consumo em outro mês viabilizaria a instalação de pequenos geradores (*Net Metering*)? Caso afirmativo, para quais fontes?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Se a pergunta refere-se ao caso de somente o <i>net metering</i> ser suficiente para viabilizar os sistemas de pequena GD, a resposta é ainda não, mas somente após a paridade tarifária. Até lá deve haver algum tipo de incentivo, como por exemplo a tarifa <i>feed-in</i> , associada ao VN de cada fonte.		450
ABINEE/EBES	Sim, principalmente para pequenas gerações como fotovoltaico e eólica. Além disso, no caso das tecnologias que tem um alto fator de capacidade, a possibilidade de diminuição da demanda contratada poderá trazer significativas reduções na conta mensal de energia.		451
ABRACEL/ Cemig	Entendemos que esta uma iniciativa importante, principalmente para usinas de fontes eólicas e solares. Entretanto, é importante que este tratamento seja uma opção dada aos consumidores, com adesão voluntária, sem prejuízo às demais forma de comercialização de seus excedentes de energia.		452
ABRAGEL	A viabilidade de um projeto de GD depende da tecnologia utilizada, da oferta da fonte primária de energia no local de instalação, do perfil de consumo da unidade consumidora, entre outros fatores. Os créditos de energia já são utilizado em algumas plantas industriais que fazem uso da co-geração a partir do gás natural [1]. Em alguns casos mostrados o pay-back do investimento foi de 3 a 4 anos e meio. A solução do “net metering” já é adotada em outros países com sistemas de comercialização mais avançados e funciona plenamente. As fontes mais indicadas para essa opção seriam a eólica, solar fotovoltaica e térmica.		453
AES Tietê	Existe a possibilidade desde que a medição seja tecnologicamente mais avançada e exista incentivo para a troca, quando necessária. Entendemos que qualquer geração sazonal poderia se beneficiar de net metering. Importante também		454

	ressaltar que o net metering deve considerar que a energia tem valor diferenciado em períodos distintos que devem ser devidamente compensados.		
APINE	A utilização de créditos poderia se aplicar às fontes solar fotovoltaica e eólica desde que esta compensação fosse feita através de créditos em moeda, R\$, uma vez que créditos em energia podem representar um custo para distribuidora existe a possibilidade desde que a medição seja tecnologicamente mais avançada e exista incentivo para a troca, quando necessária. Sob o ponto de vista de fonte as mais utilizadas seriam a solar fotovoltaica e a eólica em menor quantidade. de geração distribuída com características de micro geração		455
Copasa	Sim. Biomassa e hidráulica.	No caso do setor de saneamento, por falta de um dispositivo como esse estamos desperdiçando sistematicamente energia do biogás (biomassa) e hidráulica (captações e válvulas redutoras de pressão instaladas nos sistemas de distribuição).	456
Copel	Entende-se que o incentivo de uso do crédito de energia gerada em um mês para compensar em outro não seria suficiente para viabilizar por si só a instalação de pequenos GD. Esta solução, caracterizada como um “banco de energia” poderia ser uma alternativa razoável para aplicação em geração distribuída de pequeno porte desde que sejam levadas em consideração as características de geração de cada tipo de fonte. Cabe o alerta, no entanto, de que do ponto de vista tributário não seria possível de imediato efetuar tal operação, salvo se ocorrer modificação na legislação tributária, uma vez que na energia consumida há incidência de ICMS e na gerada não.		457
Endesa	Sim, facilitaria, constitui mais uma forma da distribuidora absorver as variabilidades de produção energética inerentes às pequenas gerações distribuídas.		458
Enel	Depende da classe tarifária. O cliente B1 que paga R\$600/MWh, a partir do momento que gerar o dobro do equivalente ao seu consumo mensal no primeiro mês, o restante dos meses serão “gratuitos”. Isto faz com que se viabilize a tecnologia. Os clientes das classes convencional, verde e azul deverão recorrer a outros cálculos. Para o caso das tecnologias que tem um alto fator de capacidade,		459

	a possibilidade de diminuição da demanda contratada poderá trazer significativas reduções na conta mensal de energia, porém será dado algum peso ao crédito ou a energia gerada no horário de ponta? Nestas classes, dificilmente a tecnologia solar demonstrara um bom retorno, pois a energia gerada aqui recairia sobre uma energia que normalmente custa pouco (fora ponta).		
Eng. Thomas Rhenatus Fendel	Com o advento dos registradores eletrônicos que atualmente estão sendo desenvolvidos para o tipo "stupid grid" e não "smart grid", é muito fácil medir e tarifar duas contagens diferenciadas, uma para consumo e outra para fornecimento de energia.		460
GTZ	As experiências em outros países com net-metering encontram-se no capítulo 3 e as perspectivas de net-metering (medição líquida) para sistemas fotovoltaicos (PV) no Brasil no capítulo 4. Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.		461
Guascor	Certamente. Essa solução, já adotada em outros países com sistemas de comercialização mais avançados, funciona plenamente. As fontes mais indicadas para essa opção seriam a eólica, solar fotovoltaica e térmica.		462
Eng. Joel P. Martins	Sem dúvida é um grande incentivo para fontes tipo intermitente como a solar.		463
Light	O Net Metering de fontes intermitentes, como eólica e solar, é o oposto ao projeto de contratação da GD por parte das distribuidoras, pois contribui para a redução da carga dificultando o planejamento de compra da distribuidora em leilões regulados.		464
Neoenergia	O Net Metering poderá ser um instrumento viável, porém, caso seja implementado, o crédito deverá ser em reais com preços diferenciados para compra e venda, por posto tarifário. Também deverão ser equacionadas as questões tributárias para tais transações. Uma forma de viabilizar o Net Metering poderia ser realizar a compensação dentro de um horizonte de 12 meses. Isto facilitaria aos geradores com curva sazonal. Neste caso, também poderia ser limitado às centrais cuja potência injetada seja		465

	inferior a 10 MW.		
Petrobras	<p>Deve haver várias formas possíveis de negociar a energia do pequeno gerador distribuído, que deverá optar por alguma forma, de acordo com suas características de operação:</p> <p>a) Utilização de créditos gerados (kWh) para abater o consumo futuro;</p> <p>b) Venda da energia gerada para a distribuidora local, valorada a uma tarifa a ser definida pela ANEEL, visto que vemos problemas na valoração utilizando-se as tarifas/preços hoje existentes (CVU, PLD, tarifa convencional, azul, verde etc.);</p> <p>c) Venda de energia diretamente a consumidores especiais.</p>		466
Renove	<p>Sim, muito interessante para as fontes biomassa, biogás, em áreas rurais. Para solar fotovoltaica é interessante dependendo da região do País e relação tarifa residencial, versus nível de insolação.</p>		467
Ricardo Augusto Pufal	Sim		468
Rodrigo Lopes Sauaia	<p>Esta não é a melhor maneira de incentivar a geração distribuída com energia solar fotovoltaica. Comparações entre <i>net-metering</i> e <i>feed-in tariffs</i> indicam claramente que a segunda opção promove um incentivo muito superior para geração de energia solar fotovoltaica. Adicionalmente, devido aos atuais custos de geração da energia solar fotovoltaica, tal medida seria inadequada para viabilizar tal fonte de energia.</p>		469
Solaria	<p>Em alguns estados cujas tarifas de energia elétrica para consumidores do mercado cativo estão em torno de R\$600,00 MWh, a regulamentação do NetMetering já viabilizaria financeiramente o uso de energia fotovoltaica nestes casos.</p>		470
Sulgás	<p>Acreditamos que este seria o principal incentivo a ser implementado para centrais de cogeração a gás natural e centrais de geração a biogás.</p>		471
Ventos do Brasil	<p>Entendemos que viabilizaria a fonte eólica gerada em residências, condomínios e pequenas empresas.</p>		472

E3. A facilitação do acesso da geração distribuída de pequeno porte à rede e a criação de um ambiente de comercialização dentro da própria distribuidora são suficientes para que esses empreendimentos se desenvolvam de forma sustentável, sem a necessidade de compras compulsórias ou subsídios cruzados para este tipo de energia?

AUTOR	TEXTOS	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Não. Porém, com a adoção de incentivos como a tarifa <i>feed-in</i> associada ao VN de cada fonte, esse quadro poderia ser revertido.		473
ABINEE/EBES/ Solaria	De certa forma sim. Entendemos que neste momento há necessidade de algumas formas de subsídios para incentivar o mercado para energia fotovoltaica. Todavia, estes incentivos serão para o curto prazo (1-2 anos) uma vez que o custo de geração desta energia está cada vez mais barata.		474
ABRACEL/ Cemig	Não. Em todo o mundo as empresas tem se mostrado dispostas a contribuir para o desenvolvimento sustentável e esta postura será cada vez mais evidente e cobrada pela sociedade. Nesta visão, o mercado para estas fontes de energia limpa será cada vez maior no Ambiente de Contratação Livre o que contribuirá para viabilizar diversos projetos. No ACR a compra de energia não é “transparente” para o consumidor o que não contribuiu para que estes consumidores incentivem a inserção deste tipo de energia no mix da distribuidora. Do contrário, como os contratos no ACL são bilaterais, o consumidor pode optar pela compra de uma fonte de baixo impacto ambiental e conseqüentemente reduzir direta e ativamente as suas emissões de carbono.		475
ABRAGEL/ Guascor	A utilização do mecanismo de complementação pela CDE já seria suficiente para viabilizar a compra, considerando que a concessionária de distribuição não correria o risco de arcar com a diferença entre o valor da energia e o valor de referência e poderia contar, com isso, com a presença de uma geração distribuída em seu sistema.		476

AES Tietê/APINE	A compra compulsória pode distorcer o mercado e criar um desenvolvimento não sustentável e artificial. Seria mais prudente a facilitação do acesso da geração de pequeno porte a comercialização direta com as distribuidoras que possuem maior capacidade para absorver esse tipo de geração, alavancando o desenvolvimento desses mecanismos de geração de baixa capacidade instalada. As distribuidoras devem ter a prerrogativa de adquirir ou não energia dos geradores distribuídos.		477
Copasa	Não	Essa facilitação ajudará a viabilizar alguns dos potenciais atualmente desperdiçados. No entanto, o setor de saneamento é caracterizado por uma pulverização de sistemas produtores/distribuidores de pequeno porte. Quanto mais ações no sentido de facilitar (viabilizar) a pequena geração com subsídios cruzados, mais potenciais serão aproveitados (biomassa e hidráulicos).	478
Copel	Entendemos que não é suficiente, sendo necessário que a compra seja compulsória. Em relação aos subsídios entendemos que devem ser diretos e advindos de fundos criados para esse fim quando se tratar de geração ligada a projetos de saneamento ambiental.		479
Elektro	Os subsídios cruzados sempre geraram distorções no consumo de energia, como exemplo a Aneel decidiu minimizá-los com a criação da TUSD e da TE para todos os postos tarifários. Na área da comercialização de energia no ambiente regulado, já é de conhecimento que os leilões se tornaram a forma mais eficiente de contratação de energia. Como demonstrado nos últimos leilões, as fontes alternativas se tornaram tão competitivas quanto as fontes convencionais. Com o avanço da tecnologia, as fontes alternativas se tornaram viáveis economicamente sem necessidade de subsídios cruzados ou contratação compulsória. Os maiores custos atuais são de conexão na rede da distribuidora, como equipamentos de medição e proteção. Minimizando-os, naturalmente as pequenas fontes se tornarão viáveis		480

	economicamente.		
Endesa	Pode ser que sim, mas ainda é necessário averiguar se de acordo com o modelo implantado a distribuidora deve ser obrigada à contratação.		481
Enel	De certa forma sim. Voltando-se mais ao caso do solar fotovoltaico, os custos de produção de painéis vêm demonstrando contínuas e permanentes quedas em seus valores, o que faz ser praticamente inevitável a sua inserção na matriz nacional. No entanto, esta queda é justamente referente à expansão de outros mercados. Deve-se questionar se o Brasil quer ou não fazer parte do <i>start-up</i> deste mercado, e se uma indústria nacional fotovoltaica é almejada. A cadeia de valor da tecnologia fotovoltaica, no que se refere à criação de empregos, tem uma característica bastante peculiar e que se manifesta não só na criação da indústria de tecnologia, mas também reflete nas pequenas empresas que farão a instalação de todo este aparato, assim como no treinamento especializado dos técnicos.		482
Eng. Thomas Renatus Fendel	Claro, os imorais subsídios são desnecessários.		483
Eng. Joel P. Martins	Não. Creio haver necessidade de compra compulsória (regime de Quotas) e outros incentivos		484
Light	Não. Em todo o mundo as empresas tem se mostrado dispostas a pagar, mesmo que superiores a energia convencional, para contribuir para o desenvolvimento sustentável e esta postura será cada vez mais evidente e cobrada pela sociedade. Nesta visão o mercado para estas fontes de energia limpa será cada vez maior no Ambiente de Contratação Livre o que contribuirá para viabilizar diversos projetos. No ACR, deveria ser considerada certa flexibilização do preço, em termos de repasse ao consumidor final, em relação ao tipo de fonte, pois cada fonte alternativa tem um custo diferente.		485
Neoenergia	A distribuidora não tem expertise para esse tipo de negócio, nem respaldo regulatório ou mesmo estrutura reconhecida para essa		486

	atividade.		
Petrobras	Este ambiente de comercialização na distribuidora pode não ser suficiente para fomentar a geração distribuída de pequeno porte, apesar de concordarmos com esta sugestão. Num primeiro momento, a compra compulsória pode induzir a implantação de uma indústria relacionada a estas fontes, o que levará a uma disseminação das tecnologias e provavelmente redução de preços. Uma vez ocorrida essa redução no preço das tecnologias, as fontes passarão a ser mais competitivas nos Leilões normais e, aí sim, os subsídios e contratações compulsórias poderão ser extintos.		487
Renove	Sim, desde que ofereça um retorno de investimento atrativo relativamente aos custos de implantação		488
Rodrigo Lopes Sauaia	Facilitar do acesso e criar um ambiente de comercialização são passos essenciais para a inserção de todas as fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira, inclusive solar fotovoltaica.		489
Sulgás	Verifica-se que para desenvolvimento da maior parte do mercado de energias alternativas, sempre foi importante o apoio decisivo do Estado neste processo. Por isto, acreditamos que para fomento deste segmento no Brasil, seja fundamental um programa de incentivo que garanta compras compulsórias de energia além do apoio nos investimentos destas instalações.		490
Ventos do Brasil	Para o auto-produtor, a simples operação de crédito e débito será suficiente, desde que a Distribuidora esteja obrigada a aceitar sem grandes processos burocráticos ou taxas financeiras caras. Para a pequena geração direcionada para venda, cremos que haverá necessidade de compras compulsórias ou outro mecanismo que crie a necessidade de compra pela Distribuidora. Isto porque, no nosso entendimento, a energia eólica ou solar de pequeno porte não terá condições de competir contra outras fontes estabelecidas se a comparação for no nível de custo de compra da Distribuidora.		491

F) Questões Gerais

F1. Quais são as limitações tecnológicas à implantação de pequenos geradores distribuídos?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Não há.		492
ABINEE/EBES	Não há limitações tecnológicas e sim restrições de rentabilidade.		493
AES Tietê	Entendemos que evoluções tecnológicas seriam necessárias em (i) adequação das instalações em baixa tensão; (ii) equipamentos de proteção; (iii) espaço físico; (iv) adequação da medição e (v) supervisão remota da proteção e medição.		494
APINE	As instalações em BT onde serão instaladas as gerações distribuídas não possuem tecnologia adequada para esse tipo de conexão (disjuntores e relés) e equipamentos de proteção insuficientes em função da dificuldade para adequar medição e ausência de supervisão remota da proteção e medição.		495
Copasa	Tecnológicas, do ponto de vista do potencial pequeno gerador, nenhuma. Somente econômicas.	O setor de saneamento é caracterizado por uma pulverização de sistemas produtores/distribuidores de pequeno porte. A disponibilização de equipamentos para geração de pequeno porte ainda não é fato porque não há mercado. Uma vez criados os mecanismos para viabilização desses projetos, a tecnologia passará certamente a ser disponibilizada (mercado).	496
Copel	Quanto a limitação tecnológica podemos citar a necessidade de adequação das redes de distribuição existentes que não estão projetadas para receber injeções ao longo do circuito. Outra dificuldade diz respeito à disponibilidade no mercado nacional de alguns equipamentos tais como os relés de proteção específicos para geração distribuída de pequeno porte, baseados em algoritmos de 'salto de vetor' (<i>Vector Jump</i>) ou de 'taxa de variação de frequência' (<i>ROCOF – Rate Of Change Of Frequency</i>). Ainda tem-se deficiência de sistemas computacionais, para elaborar estudos de simulação e planejamento, uma vez que aqueles		497

	<p>desenvolvidos pelo CEPEL (ANAREDE, ANAFAZ, ANATEM, HARMZ), não permitem estudos de geração monofásica e não contêm modelos de fontes alternativas de geração de energia (painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, microturbinas a gás, etc.).</p> <p>Além do exposto, foram observados problemas no nosso projeto piloto de geração distribuída a biogás relativos à carência de mão de obra especializada para a manutenção e instalação desses empreendimentos.</p>		
CPFL Energia	Disseminação das tecnologias existentes e seus impactos no sistema elétrico.		498
Elektro	<ul style="list-style-type: none"> - Circuitos com vários sinalizadores de falta, que não funcionam com fontes a jusante requerem adequações que inviabilizam pelo custo a ligação de geração em derivação na Média Tensão (MT). - Os transformadores de MT/BT são protegidos apenas no lado MT por chaves fusíveis, e de acordo com o PRODIST – Módulo 3 – Seção 3.3 – Item 5.8 “<i>não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia</i>”. Esta é uma limitação muito onerosa para eliminar. Uma questão a ser debatida seria qual o tipo de proteção que seria utilizada para os transformadores MT/BT. - Os religamentos automáticos existentes nos níveis AT e MT podem causar danos significativos em geradores instalados à jusante, principalmente em BT. Como garantir a saída desses geradores quando da ocorrência de defeitos em níveis de tensão a montante? Como manter a qualidade de atendimento proporcionado pelo religamento automático aos demais acessantes? - Um grande número de geradores conectados na BT dificultaria a operação da rede em manutenções, pois por exigência da NR-10 (Ministério do Trabalho), para manutenção em redes desenergizadas é obrigatório o seccionamento visível do circuito e aterramento dos dois lados adjacentes ao local do serviço. Como assegurar a abertura de tais dispositivos a qualquer hora do dia e da noite? Qual 		499

	a localização de tais		
Enel	Em relação à geração solar fotovoltaica, não existem no momento barreiras técnicas a serem vislumbradas, exceto aquelas de melhoramento da própria tecnologia, como por exemplo, eficiência e uso de novos materiais. A tecnologia atual já não é mais considerada uma inovação, estando já bastante consolidada. As limitações estão sim, em como as distribuidoras através de seus sistemas, estão preparadas para receber estes novos empreendimentos e qual mecanismo de comercialização é o melhor para os distribuidores, para os geradores, para indústria e para a sociedade em geral.		500
Eng. Thomas Renatus Fendel	A limitações são burocráticas, com 1 e com 2 "R"s.		501
GTZ	Os capítulos 2.2 a 2.6, 5 e 6 estão relacionados ao F1. Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.		502
Eng. Joel P. Martins	Creio não haver		503
Neoenergia	1. Coordenação da operação na área de concessão da distribuição; e 2. Alto custo do telecontrole.		504
Petrobras	Além dos pontos já discutidos em outras questões, como a medição, acesso a rede e sistemas de proteção, muitos equipamentos para a pequena geração distribuída ainda são importados (principalmente geração fotovoltaica).		505
Renove	Depende principalmente as limitações físicas para instalação dos equipamentos necessários a "usina", por exemplo uma mini-hídrica ou biogás no centro de São Paulo, é algo não factível. No entanto para a fonte solar fotovoltaica as limitações tecnológicas são bem menores.		506

Ricardo Augusto Pufal	Nenhuma de parte do mercado.		507
Solaria	No caso da energia fotovoltaica não há limitações. A tecnologia já é totalmente consolidado e dominado.		508
Ventos do Brasil	No caso da energia eólica não parece haver limitações significativas. O ponto mais importantes são os inversores de frequência que devem ser de boa qualidade. Também, para ampliação da competitividade seria conveniente um avanço razoável na área de baterias para acúmulo da energia, estas são limitantes ainda para uma utilização mais eficaz.		509

F2. Há interesse dos consumidores (livres ou cativos) em investir na aquisição e instalação de pequenas centrais geradoras para exportação de energia para a rede de distribuição?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Sim. Mesmo sem haver ainda regulamentação adequada, já existem dezenas de instalações no Brasil e um grande número de consultas sobre essa possibilidade. Acredita-se que essa demanda deva aumentar significativamente, uma vez estabelecida a regulamentação adequada, já que os custos das tecnologias apropriadas para esse tipo de sistema vêm apresentando forte tendência de redução.		510
ABINEE/EBES	Sim, desde que haja viabilidade econômica e receitas adicionais como receber Certificados de Energia Renovável, que podem ser comercializadas no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Créditos de Carbono, no caso das fontes renováveis.		511
ABRACEL	Sim. Existe um grande interesse, dependendo da viabilidade destas unidades.		512
APINE	Ainda não é possível uma aferição específica tendo em vista que o mercado para a Micro Geração é muito incipiente, entretanto o interesse dependerá da forma e conteúdo produzido para esse tipo de fonte.		513
Copasa	Acreditamos que não.	Dados os custos e pequeno retorno do investimento de pequeno porte, pensamos que não. A viabilização desses aproveitamentos energéticos se dá como autoprodutor.	514

Copel	Sim, somos consultados freqüentemente sobre o assunto.		515
Eng. Thomas Renatus Fendel	Evidente que há, desde que se quebre o monopólio, a maracutaia, os privilégios, as benesses para poucos abençoados.		516
Eng. Joel P. Martins	<i>Na medida em que o custo de instalação de gerador FV for diminuindo, como se vem observando, surgirão interessados. Um retorno do investimento em 5 a 10 anos, torna-se muito atraente.</i>		517
Ligth	Sim. Existe um grande interesse e depende da viabilidade destas unidades.		518
Renove	Sim, desde que este tenha retorno de investimento garantido		519
Rodrigo Lopes Sauaia	Há grande interesse de consumidores nestas iniciativas. Além disso, tal iniciativa possui enorme potencial de desenvolvimento de um novo segmento de negócios, novas empresas, empregos e, portanto, uma série de benefícios sociais e econômicos ao país.		520
Solaria	SIM! Muito.		521
Sulgás	Acreditamos que sim		522
Ventos do Brasil	Detectamos interesse em empresas pequenas, médias e grandes e também em consumidores residenciais ou condomínios.		523

F3. Há aprimoramentos necessários na atuação de outras entidades do setor elétrico, tais como MME, ONS, CCEE e EPE?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Sim, CCEE. Flexibilização dos procedimentos para comercialização da energia produzida por UCs em nível de tensão de distribuição secundária. A EPE tem apresentado forte deficiência nos planejamentos futuros, ao ignorar os significativos impactos que a inserção da energia solar fotovoltaica tem produzido em diferentes países com muito menos recurso solar que o Brasil. Sugere-se que seus técnicos leiam os relatórios da Agência Internacional de Energia e evitem seu comportamento refratário às mudanças que irão ocorrer no Brasil de forma independentemente das prospectivas equivocadas que têm sido apresentadas.		524
ABINEE/EBES	Sim, há a necessidade de coordenar ações de sinergia entre as entidades do setor elétrico no sentido de haver uma regulamentação clara e simples para todos os envolvidos.		525

<p>ABRACEL</p>	<p>- Energia Eólica:</p> <p>Atualmente, as usinas eólicas possuem um tratamento diferenciado na comercialização energia nos mercados cativo e livre, criando um cenário não isonômico entre os dois ambientes de contratação e reduzindo a competitividade dessa fonte no ACL.</p> <p>Para usinas eólicas que vendem energia no ACR através dos leilões, a Garantia Física dos empreendimentos é previamente calculada pela EPE e os geradores possuem quatro anos para a formação de seu lastro. Desta forma, as usinas eólicas possuem a capacidade de recompor o lastro de anos desfavoráveis, dando maior previsibilidade e reduzindo os riscos para o gerador.</p> <p>Além disso, os geradores eólicos que vendem energia no ambiente regulado possuem tratamento diferenciado em relação à conexão às redes, podendo as suas instalações de transmissão de interesse exclusivo ser consideradas Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs).</p> <p>Embora a legislação vigente não distinga os dois ambientes de contratação, a ausência de cálculo da Garantia Física e a impossibilidade de compartilhamento da conexão prejudicam o desenvolvimento da energia eólica no mercado livre.</p> <p>O Decreto 5.163/04, art. 2º § 2º, determina que a garantia física de energia e potência dos empreendimentos de geração será definida pelo MME e constante dos respectivos contratos de concessão ou atos de autorização, sem distinção entre o ACR e o ACL. Já a Portaria MME nº 258/08, que define a metodologia de cálculo da GF de novos empreendimentos de geração do SIN, também não distingue os ambientes de contratação para o cálculo da garantia física das usinas.</p> <p>Em relação aos ICGs, o Decreto 2.655/08, em seu art. 6º §4º, estabelece que as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas, poderão ser consideradas Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada - ICG.</p> <p>Em nosso entendimento, a energia eólica deve possuir um tratamento isonômico para a venda de energia nos ambientes regulado e livre, com a definição da Garantia Física e a possibilidade de inclusão nas ICGs tanto no ACR quanto no ACL.</p> <p>- Co-geração Qualificada:</p>	<p>526</p>
----------------	--	------------

	<p>Conforme determina a Lei nº 9.427/96, a energia de co-geração qualificada (REN Aneel nº 235/2006) possui direito a 50% de desconto nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão.</p> <p>Entretanto, a mesma Lei – alterada diversas desde a sua edição – permite a venda da energia proveniente de co-geração qualificada apenas para consumidores livres, com demanda acima de 3.000 kW, impedindo a comercialização com os denominados consumidores especiais, que possuem demanda entre 500 kW e 3.000 kW, reunidos ou não em comunhão de fato e de direito. Dessa forma, a impossibilidade de comercialização com os consumidores especiais, além de não conferir um tratamento isonômico com as demais fontes incentivadas, segmenta o mercado e restringe o potencial de desenvolvimento da co-geração qualificada.</p>	
ABRAGEL	<p>Se às centrais geradoras distribuídas for permitido negociar no mercado livre, certamente deverá haver aprimoramento na CCEE, de forma que esta entidade possa absorver também estes novos agentes. Se a capacidade instalada de GD se mostrar significativa no contexto nacional, é interessante que a EPE passe a considerar a GD no planejamento energético.</p> <p>Em se tratando de GD de pequeno porte, aprimoramentos serão necessários principalmente junto à CCEE (representação e contabilização) e ONS (procedimentos operativos, se for o caso).</p>	527
AES Tietê/APINE	<p>Sob o ponto de vista da Micro Geração, criados novos incentivos e arcabouço de comercialização de energia, a ANEEL deverá buscar fórmulas de estímulo e/ou o MME políticas públicas para a inserção do smart grid em sintonia com essas gerações de baixa potência instalada. Qualquer novo mecanismo para estímulo da fonte seja através da aquisição direta pelas Distribuidoras, seja pelo repasse do custo integral para tarifa, demandará alteração da legislação e deverá estar refletido em normatização da ANEEL e, se necessário, da CCEE.. À ANEEL caberia ainda, um papel de estudo e implementação de incentivo às concessionárias de distribuição para aquisição e injeção de energia nas redes na forma de geração de baixa potência instalada. À EPE caberia avaliar a importância ou não de considerar o crescimento dessa geração no planejamento da expansão.</p>	528
CCEE	<p>A CCEE está elaborando proposta de aprimoramento da adesão e representação de pequenos agentes (consumidores especiais e geradores de pequeno porte) visando</p>	529

	simplificação/agilidade dos processos e viabilizar a expansão do mercado tanto no lado da oferta quanto na demanda.		
Copasa	Não	Se a conexão e as exigências técnicas forem regulamentadas e facilitadas, será o suficiente para a multiplicação de pequenos aproveitamentos de energias desperdiçadas nos processos no setor de saneamento.	530
Copel	<p>O MME deve aperfeiçoar e flexibilizar a legislação setorial, estabelecendo uma Política Energética Nacional, onde essa geração de pequeno porte, será tratada dentro de um programa específico voltado às Distribuidoras. Esse programa deverá ser detalhado no âmbito da EPE como participante dos PDE's.</p> <p>Sendo nossa proposta que o foco do programa seja de comercialização dessa energia diretamente com as Distribuidoras, tanto o ONS quanto a CCEE não terão participação. Não obstante sejam necessárias adequações das regras existentes na CCEE relativas a contabilização do lastro anual de energia e do lastro mensal de potência.</p> <p>Gostaríamos de ressaltar que para geradores que comercializarem sua geração com consumidores especiais e livres, a CCEE/ONS deverá estabelecer sistemas de medição de faturamento mais baratos e flexíveis para a contabilização da energia gerada por geradores até 1.0 MW, de forma a melhorar as condições de desenvolvimento dessas fontes.</p>		531
Enel	O grande aprimoramento é a essencial sinergia entre as entidades do setor elétrico no sentido de haver um sincronismo nas ações		532
Eng. Thomas Rénatus Fendel	Urge aprenderem e compreenderem a simplicidade e os benefícios da ENERED		533
Guasor	Sim, em se tratando de GD de pequeno porte, principalmente junto à CCEE (representação e contabilização) e ONS (procedimentos operativos)		534
Light	<p>As regras de lastro de potência para a energia solar deveriam ser alteradas, pois no patamar pesado estas usinas não possuem geração. Entretanto, quando localizadas em centros urbanos, o pico de demanda (devido às cargas de refrigeração) coincide com o exato momento em que as usinas fotovoltaicas estão em pleno funcionamento beneficiando o sistema da distribuidora local.</p> <p>A necessidade de aquisição do lastro de potência incluiria um custo adicional a esta</p>		535

	fonte o que não considera os benefícios da geração nos demais horários.		
Neoenergia	Embora esse não seja o principal obstáculo, para a geração distribuída seria necessária a atualização dos Procedimentos de Rede e de Distribuição (PRODIST).		536
Petrobras	O MME poderia criar uma política pública de contratação de geração distribuída de pequeno porte, através da compra compulsória pelas distribuidoras ou obrigatoriedade de realização de chamadas públicas periódicas específicas para este tipo de geração		537
Renove	Sim. EPE, contemplar no seu planejamento a fonte solar fotovoltaica CCEE, liquidar montantes de energia para abater nas compras das concessionárias, estabelecer regras adequadas para lastro e garantia física, de modo a não expor à concessionária e/ou pequeno gerador ao PLD. MME, estabelecer políticas públicas, subsídios e incentivos a exemplo do PROINFA para outras fontes como a solar fotovoltaica.		538
Ricardo Augusto Pufal	Creio que sim.		539
Solaria	Sim		540

F4. Qual experiência internacional na promoção da pequena geração de energia renovável o Brasil deveria ser priorizada: Tarifa *Feed-in*, Quotas, *Net Metering*, Certificados de Energia, Investimento Público e/ou Leilões de Energia?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	<i>Feed-in</i> com VN apropriado a cada tecnologia até que seja atingida a paridade tarifária, e <i>net metering</i> a partir de então. Os Certificados de Energia podem também estimular consumidores livres e especiais a adquirir a energia gerada a partir de fontes renováveis. Leilões somente para sistemas com potências superiores a 5 MW.		541
ABINEE/EBES/ Solaria	A experiência internacional demonstrou que há varias maneiras, todavia as diferenças na matriz energética em cada país devem ser levadas em consideração nas opções disponíveis para incentivar a (micro) geração distribuída. Em nossa opinião, uns dos motivadores principais para o Brasil querer incentivar a criação de um mercado para geração distribuída deve ser com o objetivo de gerar emprego e criar mercado para novas opções tecnológicas. Para isso acontecer é necessário criar escala e demanda para que as indústrias possam se instalar no país. Isto requer do governo num prazo curto, de 1-2 anos, investimentos, ou seja, que neste primeiro momento todas as formas de apoio disponíveis sejam avaliadas para que a industria possa sair		542

	da inércia e um mercado auto sustentável possa ser criado.		
ABRACEL/ Cemig	Em nossa opinião, a possibilidade de Net Metering e criação de tarifas Feed-in são iniciativas que poderiam ser implementadas no Brasil para incentivar a geração distribuída de pequeno porte. Além disso, a criação de um modelo de Certificados de Energia poderia facilitar o processo de comercialização das diversas fontes de energia renováveis e/ou de pequeno porte no mercado livre.		543
ABRAGEL/ Guascor	Dos modelos existentes e aqueles já aplicados em nosso país, conclui-se que as melhores alternativas para desenvolvimento da GD em nosso país, sem comprometer a modicidade tarifária, são: - Quotas – 10% da carga das distribuidoras, sem compulsoriedade; - Net Metering – importante para desenvolvimento da GD de pequeno porte; - Leilões de Energia – importante para GD de maior porte.		544
AES Tietê/APINE	O mais interessante seria a mescla entre a criação dos Certificados de Energia Renovável e Tarifa Feed-in dado as características específicas para a Micro Geração e seus aspectos de interesse para energia renovável. A criação de mercado acessório de comercialização de certificados daria maior visibilidade e interesse aos consumidores livres e especiais. Ressaltando que a compra compulsória pode distorcer o mercado e criar um desenvolvimento não sustentável e artificial		545
CCEE	Embora as políticas adotadas em outros países possuam motivações específicas de seus mercados, todas as alternativas devem ser avaliadas. Em sua maioria os países adotaram sistemas com base em metas para aumentar participação de fontes renováveis na matriz, juntamente com o comprometimento de redução de emissão de gases.		546
Copasa	Tarifa Feed-in e Net Metering.	Por serem instituições mais simples de regular e controlar, e pelas experiências bem sucedidas em outros países (por exemplo, na Alemanha).	547
Copel	Recomendamos a adoção do sistema de Tarifa <i>Feed-in</i> , com subsídio direto advindo de fundos criados para esse fim, quando se tratar de geração ligada a projetos de saneamento ambiental. O sistema <i>Net Metering</i> é interessante, mas deve-se observar o crescimento deste tipo de geração de energia e o risco (baixo consumo per capita da população brasileira) que imputa ao		548

	mercado das distribuidoras, além do problema da legislação tributária conforme citado na resposta da pergunta E.2.	
Elektro	Considerando a característica de mercado competitivo escolhido para o segmento de geração de energia na cadeia produtiva do Setor Elétrico Brasileiro, o Leilão de Energia é o mais adequado. Outras formas de incentivo, já utilizadas em outros países, devem ser avaliadas com cautela, considerando as especificidades do mercado de energia brasileiro.	549
Enel	Todas	550
Eng. Thomas Renatus Fendel	Não precisamos copiar nada de ninguém. Basta implementar nossa ENEREDE.	551
GTZ	O capítulo 4, Perspectivas de net-metering (medição líquida) para sistemas fotovoltaicos (PV) no Brasil, está relacionado a questão de F4. Nota: O estudo " <i>Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies</i> " encontra-se disponível na lista de contribuições desta Consulta Pública.	552
Eng. Joel P. Martins	<i>As 3 primeiras, e deveriam ser adotadas em conjunto.</i>	553
Light	Sim. O Net Metering e o Feed-in são iniciativas que alavancaram as novas tecnologias nos países europeus e deveria ser estudado um modelo para o Brasil.	554
Neoenergia	1. Leilões de Energia; 2. Net Metering, desde que utilizado com preços diferenciados para compra e venda, por posto tarifário; e 3. A implantação de "certificados de energia", para dar uma maior liquidez aos contratos firmados entre os agentes.	555
Petrobras	a) Feed-in: Pode trazer problema de questionamentos sobre a isonomia entre agentes. b) Quotas: Só é possível criar a obrigação via Lei. Portanto, está além das competências da ANEEL. c) Net Metering: Problemas de valoração da energia. O preço do kWh no momento de injeção não é o mesmo do momento de consumo. Este item é interessante, mas antes deve-se debater como será valorada a energia produzida. d) Certificado de Energia: Interessante, porém traz complexidade para o pequeno gerador (medição, contabilização, administração de lastro e contratos). e) Leilão de Energia: Contratação de energia pelas distribuidoras locais poderia ser uma solução mais simples. Não demanda alteração legal e poderia ser implementado com facilidade.	556

Renove	Net metering, feed-in e leilões de energia são as ferramentas mais adequadas ao caso Brasileiro	557
Rodrigo Lopes Sauaia	A maior prioridade é a utilização de uma tarifa <i>feed-in</i> . Porém, ela pode ser inteligentemente combinada com um sistema de quotas e leilões específicos para energia solar fotovoltaica, de modo a alavancar o desenvolvimento da tecnologia e diminuir consideravelmente o tempo necessário para atingir-se a paridade tarifária. Portanto, uma combinação destas iniciativas seria extremamente positiva para a tecnologia e deve ser seriamente considerada.	558
Sulgás	Os principais são os Feed-in, para proporcionar uma receita interessante para o investidor em sistema de geração e o Net Metering para viabilizar a instalação de sistemas de cogeração.	559
Ventos do Brasil	Entendemos que o <i>Net Metering</i> é o mais vantajoso para o pequeno gerador/consumidor. Porque simplifica o procedimento. Achamos que é salutar evitar que a Distribuidora seja obrigada a pagar quando o gerador/consumidor tiver créditos por conta das várias implicações fiscais e taxas relativas a venda de energia. Para tanto, o crédito e débito não poderia ser considerado como uma circulação de mercadoria e nem venda de produto ou serviço. Assim evitaríamos discussões em torno do ICMS, PIS/Cofins e IR.	560

F5. Quais experiências nacionais deveriam continuar: Proinfa, livre comercialização, Leilões de Energia e/ou Chamadas Públicas?

AUTOR	TEXTOS	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Livre comercialização com VN específico para cada tecnologia. Leilões para sistemas com potências superiores a 5 MW.		561
ABINEE/EBES	Todas, conforme o tipo de geração e seu porte.		562
ABRACEL/ Cemig	Em nossa opinião, os modelos de Livre Comercialização e de compra através de Leilões de Energia e Chamadas Públicas devem ser mantidos, feitos os necessários aprimoramentos em suas respectivas regulamentações.		563
ABRAGEL/ Guascor	Considerando o sucesso do PROINFA em sua 1ª etapa, o modelo deveria contemplar a 2ª etapa do programa, com pequenos ajustes. Além disso, o sucesso dos leilões de energia evidencia que esse mecanismo deve também ser continuado. Além disso, a livre comercialização deve ser incentivada bem como as Chamadas Públicas pelas concessionárias de distribuição, que tem grande potencial de alavancar o desenvolvimento regional da GD.		564
AES Tietê/ APINE	Livre comercialização com as Distribuidoras para Micro Geração, sem necessidade de Chamada		565

	Pública, e Chamadas Públicas para fontes alternativas de maior porte sem limitação de repasse ao VR, conforme hoje definido no Decreto 5.163 de 2004, e na Resolução 167/2005..		
CCEE	As alternativas podem ser complementares e todas devem ser avaliadas.		566
Copasa	Não afetam a geração de pequeno porte (< 1MW).	Para a geração de pequeno porte, esses institutos não foram suficientes até aqui. Sua permanência não altera o quadro para a pequena geração.	567
Copel	Como Política Energética Nacional, todo investimento e esforços na pesquisa e desenvolvimento das fontes aqui tratadas são válidos. Nesse sentido podemos indicar um programa que mescle a Chamada Pública com <i>Feed-in</i> . Estabelecendo sua aplicação por área de concessão de cada Distribuidora, frequência das chamadas públicas, definição de preços que viabilizem cada tipo de fonte, duração dos contratos e critérios de incentivo para geração ligada a projetos de saneamento ambiental.		568
Elektro	Desde a criação do atual modelo de contratação de energia, os Leilões foram os mais amplamente utilizados, se mostrando muito mais eficientes que o Proinfa e Chamadas Públicas no ambiente regulado. A experiência regulatória já adquirida nos leilões de energia gera uma segurança maior na contratação da distribuidora. Programas como o Proinfa geram insegurança, pois seus volumes de energia mudam todos os anos e a distribuidora pode ficar exposta a penalidades, além de ter preços de contratação muito mais altos que dos leilões de fontes alternativas. Para comercialização no ambiente livre exige-se apenas a viabilidade econômica e facilidade na comercialização dessa energia.		569
Enel	Todas		570
Eng. Thomas Renatus Fendel	Nenhuma delas. O que urge é implementar a ENEREDE.		571
Light	Livre Comercialização, Leilões de Energia e/ou Chamada Pública.		572
Neoenergia	Todas e que não haja compulsoriedade de compra pelas Distribuidoras. Em uma análise mais detalhada, do ponto de vista da distribuidora, a melhor experiência vivenciada no setor encontra-se no ambiente dos leilões de energia. O resultado positivo alcançado recentemente pelo 2º Leilão de Fontes Alternativas comprova essa afirmação. A execução de Chamadas Públicas carece de regulação específica para o tratamento das exposições involuntárias.		573

	O PROINFA apresentou resultados positivos no passado, quando os incentivos para instalação de geração distribuída ainda era incipientes. Atualmente, o desenvolvimento dos mecanismos vigentes de contratação, como leilões e chamadas públicas, tornaria desnecessária a realização de um novo programa nos moldes do PROINFA.		
Renove	Todas desde que incluindo a microgeração distribuída na baixa e média tensão voltadas a venda para mercado livre e com condições honestas		574
Rodrigo Lopes Sauer	Poderia ser avaliada a inclusão de fontes de energia solar fotovoltaica em todas as experiências citadas, principalmente PROINFA e leilões específicos por fonte. Estas seriam maneiras importantes de se diversificar a matriz elétrica brasileira, reduzir nossa dependência nos recursos hídricos e ciclos hidrológicos, ampliar o conteúdo de energia renovável em sua composição e incentivar o desenvolvimento do setor fotovoltaico no país.		575
Solaria	Todas		575
Sulgás	Leilões de energia, livre comercialização		576
Ventos do Brasil	Todas elas tem seu valor e sua aplicação. Entendemos que todas devem continuar e serem incrementadas.		577

F6. Existe algum outro mecanismo de promoção ainda não estudado ou apresentado que possa ser implementado?

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
ABENS	Não. Apenas recomenda-se a readoção do VN.		578
ABINEE/EBES/Enel	Um aprimoramento de todos estes sistemas, que pode vir a ser avaliado em um momento futuro é a da comercialização entre consumidores, seja intra-distribuidora num primeiro momento, seja inter-distribuidoras num segundo momento. Este mecanismo contempla a possibilidade de que não só o próprio consumidor usufrua de seus excedentes, mas também outros consumidores, pagando-se um valor por isto, e tributando-se a transmissão. Esta é mais uma possibilidade que poderia ser atribuída ao mercado, na busca de novos consumidores.		579
ADECE	A geração distribuída de pequeno porte deve ser estimulada através da criação de um fundo de compensação tarifária entre a energia elétrica	Em 2009, o Estado do Ceará criou o Fundo de Incentivo à Energia Solar – FIES através da Lei complementar nº 81/2009 e	580

	convencional (comercializada no mercado livre) e a energia de pequenos geradores distribuídos. Fomentando o desenvolvimento e a implantação de pequenas usinas de geração e acarretando na atração de investimentos para as cadeias produtivas relacionadas.	regulamentado pelo Decreto nº 29.993, que visa incentivar a instalação e manutenção de usinas destinadas à produção de energia solar, assim como fabricantes de equipamentos solares no território cearense. Tal iniciativa pode servir de base para o estímulo por parte do governo federal para todos os pequenos geradores distribuídos e assim alavancar a cadeia produtiva de fontes renováveis com alto poder de desenvolvimento e competitividade, como é o caso da energia solar.	
AES Tietê/APINE	Venda direta da energia produzida à distribuidora, sem a necessidade de chamada pública.		581
Cemig	Sim, é importante fornecer mecanismos à Distribuidora de forma a promover a GD em substituição à expansão de seu respectivo sistema elétrico.		582
Copel	Abertura de linhas de créditos capitaneadas pelo FINEP com recursos oriundos do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, para financiamento de projetos de geração distribuída de energia elétrica, especialmente para geração ligada a projetos de saneamento ambiental. Fundo Nacional sobre Mudança do Clima –FNMC, regulamentado pelo Decreto 7343/2010, que tem como objetivo assegurar recursos para apoio a projetos ou estudos e financiamento de empreendimentos que visem à mitigação da mudança do clima e à adaptação à mudança do clima e seus efeitos. A utilização desse fundo poderá ajudar a incentivar o desenvolvimento dos projetos de saneamento ambiental que geram energia elétrica como parte do seu processo.		583
Eng. Thomas Rénatus Fendel	ENEREDE, apresentada há algumas décadas...		584
Eng. Joel P. Martins	<i>Incentivo no IR, pessoa física ou jurídica.</i>		585
Neoenergia	A possibilidade de contratação bilateral sem chamada pública e a implantação de “certificados de energia” para dar uma maior liquidez		586

	aos contratos firmados entre os agentes.		
Petrobras	<p>De uma forma geral os mecanismos de incentivos são categorizados em políticas do tipo "push and pull".</p> <p>O "push" empurra a tecnologia no mercado via subsídios para geração e via incentivos para P&D. São instrumentos econômicos que auxiliam o gerador para deixar o projeto "em pé", até que haja o amadurecimento na cadeia industrial e o ganho de escala. Exemplos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - feed-in tariff: contratos de longo prazo com tarifa que remunere o projeto; - ITC (Investment Tax Credit): facilidade de crédito em um % do investimento. Ajuda projetos que sejam intensivos em capital no início da vida do projeto; - depreciação acelerada: maior desconto para o imposto de renda; - garantia de empréstimo: linha de financiamento com condições especiais para os pequenos geradores; - recursos para P&D: para desenvolver e reduzir custos da tecnologia. <p>Já o "pull" puxa a presença da tecnologia via mandatos de governo, geralmente para atender uma participação de renováveis na matriz. Neste caso não faz sentido aqui no Brasil.</p> <p>Contudo, podemos citar outras iniciativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - taxaço de carbono para geração convencional; - mecanismo cap-and-trade: é o mercado do carbono, que negocia emissões evitadas via MDL (mecanismo de desenvolvimento limpo); - remoção de subsídios de fontes concorrentes: "nivelamento" do jogo. 		587
Solaria	Entendemos que no que tange a energia fotovoltaica, todos os mecanismos disponíveis foram apresentados.		588
Ventos do Brasil	De modo geral, apoiamos o projeto de lei PL 0630.		589

COMENTÁRIOS DIVERSOS

AUTOR	TEXTO	JUSTIFICATIVA	Nº
-------	-------	---------------	----

<p>ABRACEL</p>	<p>No caso das fontes alternativas de energia de médio porte, embora o desconto nas tarifas de uso seja um incentivo suficiente para viabilizar os investimentos, é fundamental simplificar o processo de migração de pequenos consumidores para o ambiente de livre contratação e os processos de adesão e modelagem na CCEE.</p> <p>Neste sentido, poderiam ser implementadas regras especiais que permitissem a representação de consumidores na CCEE, por comercializadores e outros agentes da Câmara, facilitando a participação de consumidores de pequeno porte no mercado livre.</p> <p>No caso das usinas de médio porte de fonte eólica e movidas a biomassa, os Decretos 5.163/04 e 2.655/98 estabelecem, respectivamente o cálculo da garantia física e a possibilidade de implementação de ICGs tanto para empreendimentos que comercializarem energia no mercado cativo quanto no ambiente livre.</p> <p>Entretanto, o MME tem publicado garantias físicas e indicado a licitação de ICGs apenas para empreendimentos que comercializarem toda ou parte de sua energia no mercado regulado. A ausência de cálculo da Garantia Física (ou a possibilidade de recomposição do lastro no caso da biomassa) e a impossibilidade de compartilhamento da conexão prejudicam o desenvolvimento dessas fontes no mercado livre, criando um cenário não isonômico entre os dois ambientes de contratação e reduzindo a competitividade dessas fontes no ACL.</p> <p>Em nosso entendimento, a as diversas fontes de energia devem possuir um tratamento isonômico para a venda de energia nos ambientes regulado e livre. Dessa forma, propomos a definição da Garantia Física e a possibilidade de inclusão nas ICGs tanto no ACR quanto no ACL.</p>		<p>590</p>
<p>CCEE</p>	<p>Sugestões para a Nota Técnica:</p> <p>1. Valor de Referência - (Parágrafo 39 - Tabela 3)</p> <p>Correção dos valores de VR da tabela 3 para os anos 2008, 2009 e 2010</p> <p>VR 2008 - R\$ 139,44 - Conforme Ofício nº 031/2008-SEM/ANEEL, de 13 de fevereiro de 2008, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2008.</p> <p>VR 2009 - R\$ 145,77 - Conforme Ofício nº 002/2009-SEM/ANEEL, de 12 de janeiro de 2009, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2009.</p> <p>VR 2010 - R\$ 145,41 - Conforme Ofício nº 012/2010-SEM/ANEEL, de 14 de janeiro de 2010, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2010.</p>		<p>591</p>

<p>2. Resolução Normativa nº 167 (Parágrafo 43)</p> <p>Seguem alguns questionamentos com relação à representação da GD na CCEE? O contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de GD deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da UG, a aquisição de energia no MCP pelo agente de distribuição? Como as usinas de GD não são agentes obrigatórios, falta uma regulamentação que explicita o tratamento a ser dado quanto à responsabilidade pela representação da GD na CCEE pela Distribuidora (edital/contrato)? O repasse dos 103% deverá considerar a contratação da GD? A medição de faturamento deverá ser instalada pelo agente vendedor? Existe a necessidade de registro do contrato aprovado pela ANEEL antes da modelagem da usina (pode haver atraso da usina)? É necessária a representação da GD na CCEE de maneira a tratar o atraso/indisponibilidade das usinas?</p> <p>3. Tarifa <i>Feed-in</i> (Parágrafo 19)</p> <p>“Esse incentivo foi implantado pelos governos em vários países, sobretudo na Alemanha e agora em pauta nos Estados Unidos, e não pelos órgãos reguladores, pois se trata de política pública voltada para a diversificação da matriz energética, com o uso de fontes renováveis. Tais tarifas normalmente são garantidas por um período determinado, 10 a 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com conseqüente redução de custos.”</p> <p>4. Quotas (Parágrafo 20)</p> <p>“Neste sistema, é estabelecida uma quota de energia a ser compulsoriamente adquirida pelas distribuidoras para cada fonte de energia que se deseja incentivar, repassando os custos de compra dessa energia mais cara aos consumidores.”</p> <p>Proposta: “Política de cotas que exige que os distribuidores de energia comprem certa quantidade ou porcentagem da energia vendida aos consumidores proveniente de fontes renováveis. Os países que utilizam esse sistema em sua maioria possuem compromissos com redução de emissão. Nos Estados Unidos esse sistema, conhecido como <i>Renewable Portfolio Standard</i> (RPS), é utilizado em 29 estados. A maioria dos RPS exige uma cota da ordem de 10 a 25%.”</p>		
---	--	--

	<p>5. Net Metering (Parágrafo 21)</p> <p>Consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bi-direcionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura (tipicamente ao valor da tarifa do cativo). Na Califórnia, entretanto, as Distribuidoras não são obrigadas a comprar o excesso de energia que um consumidor produz e tal prerrogativa é respaldada por lei. Caso a geração seja menor do que a carga, o consumidor paga apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada. Nos Estados Unidos, 43 Estados adotaram essa política.</p> <p>6. Certificados de Energia Renovável (Parágrafo 22)</p> <p>As pequenas centrais geradoras recebem certificados que atestam a expectativa de energia renovável a ser produzida, não tendo qualquer relação com os contratos de compra e venda de energia assinados pelo proprietário. Dessa forma, representam uma receita adicional ao investidor, pois se trata de reconhecimento do benefício ambiental proporcionado pela usina, que pode ser comercializado em um mercado especificamente criado para tais certificados, cujos interessados são grandes empresas que buscam atender as metas ambientais de cada país, tais como redução da emissão de gases de efeito estufa. Existem dois mercados de certificados: o compulsório e o voluntário. No mercado compulsório os certificados podem ser usados para atendimento às quotas (conforme item b). Já no mercado voluntário, há um crescimento cada vez maior de compra de certificados por grandes consumidores (500 maiores empresas, Governo Federal e Estadual, Instituições, Universidades).</p>		
Cemig	<p>Comentários com relação ao item 13 da Nota Técnica:</p> <p>A postergação de investimentos só iria se refletir na prática se a inserção de GD garantisse índices de continuidade e qualidade compatíveis com a rede de distribuição. Entendemos que a caracterização de uma pequena central geradora distribuída torna-se necessária, pois a sua localização próxima aos centros de carga propiciam os benefícios citados. No entanto, isto não ocorre no estágio atual de desenvolvimento da maioria absoluta da GD em função da intermitência da fonte primária, da não coincidência entre a geração e o consumo e da inexistência de armazenamento. Diante disso, atualmente, as obras de expansão dos sistemas de distribuição continuam sendo necessárias independentemente da GD, situação que poderá se alterar no</p>	<p>Há que se fazer uma reanálise ao inteiro teor do Item 13 da Nota Técnica nº 043/2010-SRD/ANEEL: Em que pese os benefícios citados, deve-se destacar que atualmente o próprio conceito de Geração Distribuída – GD não se encontra bem definido, desta forma os benefícios citados não estão sendo percebidos. Ressalte-se que a legislação brasileira</p>	592

	<p>futuro em função do incremento da diversidade de fontes primárias renováveis a serem conectadas aos sistemas de distribuição.</p>	<p>classifica a Geração Distribuída em seu Decreto nº 5.163/2004, onde no art. 14 consta da seguinte forma:</p> <p>“Considera-se <i>Geração Distribuída</i> a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:</p> <p>I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.</p> <p>Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”</p> <p>A CEMIG tem percebido que os atuais novos empreendimentos de geração</p>
--	--	---

		<p>(eólicas, PCHs e Biomassa) não estão localizados nos centros de carga e a conexão desses agentes além de promoverem obras de reforços no sistema de distribuição, em geral possuem capacidade de geração bem superior à carga da região.</p> <p>Pelas condições citadas podem correr:</p> <ul style="list-style-type: none">- Elevação no carregamento das Redes;- Elevação nas perdas ôhmicas;- Dificuldade na operação do sistema elétrico;- Em algumas situações há redução na flexibilidade operativa, visto que transferências de carga entre alimentadores podem ser inviabilizadas;- Grande parte destes novos empreendimentos não possuem condições de operar de maneira ilhada, garantindo as mesmas condições de qualidade no fornecimento de energia elétrica exigida pela regulação.- a geração distribuída, na forma que tem sido desenvolvida atualmente, não traz benefícios diretos em relação à postergação de investimentos de distribuição, pois a Distribuidora não
--	--	---

		<p>pode contar com tal geração para atendimento ao mercado, visto que não há obrigação regulamentar de continuidade na geração no momento de stress no Sistema Elétrico.</p> <p>Um ponto a ser regulado e que não foi tratado na Nota Técnica refere-se à criação dos Centros de Despachos de Geração Distribuída – CDGD, já previstos Módulo 3 do PRODIST. Ademais, não há regulação que acoberte tanto a Distribuidora quanto o Acessante. O CDGD poderia atuar nos moldes do ONS ao despachar de maneira adequada a GD possibilitando benefícios à sociedade. Por outro lado, devem ser criados mecanismos que não prejudiquem àqueles geradores que não sejam despachados.</p> <p>Pode-se analisar a criação de um sinal locacional de incentivo aos geradores que estão próximos à carga, independentemente do nível de tensão de acesso, conforme já existe em níveis de tensão igual ou superior a 88 kV.</p>	
COGEN	<p>Comentários ao Assunto da Nota Técnica:</p> <p>Assunto: “Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída e cogeração qualificada, conforme Decreto nº 5.163,</p>	<p>Existe um grande potencial de cogeração qualificada, incluindo cogeração a partir do gás natural para ser implementado</p>	593

	de 30 de julho de 2004, de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição”		
COGEN	Apoio a Geração Distribuída e redução de encargos setoriais sobre a operação de centrais de cogeração.	<ul style="list-style-type: none"> • Geração distribuída será implementada no centro de carga • Minimização de perdas na transmissão • Maior eficiência energética • Menor prazo para implementação da central de cogeração • Diluição de riscos operacionais e financeiros 	594
COGEN	Em áreas metropolitanas toda unidade consumidora acima de 2 MW, deverá prever a implementação de um sistema de geração distribuída, visando o atendimento mínimo de 40% da demanda da unidade consumidora	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de confiabilidade na rede de distribuição • Garantia ao direito de acesso de energia elétrica para atendimento de todos os consumidores • Maior competitividade no preço final de energia elétrica para os consumidores • Criação de estímulos para desenvolvimento de projetos de geração distribuída • Criação de demanda para o gás natural excedente 	595
COGEN	As distribuidoras de energia elétrica deverão integrar anualmente seu planejamento de expansão com o planejamento da rede de gás natural, com um horizonte de 3 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Sinergia entre as distribuidoras de energia elétrica e de gás natural • Complementaridade entre energia elétrica e o gás natural 	596

		<ul style="list-style-type: none"> • Otimização de investimentos na expansão das redes de gás natural • Tarifas competitivas para energia elétrica e gás natural • Confiança de atendimento ao consumidor no prazo solicitado 	
COGEN	Estabelecer prazo de 60 dias para aprovação do projeto de conexão dos grupos geradores e mais 15 dias para aprovar a instalação de conexão dos grupos geradores	<ul style="list-style-type: none"> • Agilizar e clarificar o processo de conexão • Eliminar gargalos na conexão 	597
COGEN	Tornar compulsório o recurso de P&D das distribuidoras de energia elétrica para investir no desenvolvimento do smartgrid, cogeração comercial e residencial	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolvimento tecnológico nacional • Maior capacitação de profissionais no mercado • Garantia de mercado para excedente de gás natural • Garantir a oferta futura de energia elétrica a partir de geração distribuída • Diminuição em custos de transmissão 	598
COGEN	Toda geração excedente de geração distribuída, até o limite de 5 MW, deverá ser obrigatoriamente comprado pela distribuidora de energia elétrica, de acordo com o VRGD (valor de referência de geração distribuída), o qual deverá ser corrigido de acordo com os ajustes das distribuidoras de energia elétrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Maximizar a operação da geração distribuída • Garantia de máxima eficiência da geração distribuída • Impulsionar o mercado de geração distribuída • Diminuição da emissão de gases de efeito estufa 	599
COGEN	Regulamentação do District Heat and Cooling	<ul style="list-style-type: none"> • Injetar energia no centro de carga • Geração de energia elétrica 	560

		<p>mais eficiente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Deslocamento de carga do ar condicionado • Maior confiabilidade na distribuição do gás natural 	
Copel	<p>I. Da Definição do Objeto</p> <p>A ementa da Consulta Pública nº 015 de 10 de setembro de 2010 apresenta a seguinte proposta, nestes termos:</p> <p style="text-align: center;"><i>Apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes. (Grifo nosso)</i></p> <p>Portanto, segundo a ementa da CP, os empreendimentos de geração que devem ser seu objeto de apreciação, são aqueles classificados como geração distribuída de pequeno porte.</p> <p>Porém, ao longo da Nota Técnica nº 0043/2010 – SRD/ANEEL, documento que serve de embasamento para esta consulta pública, se percebe uma certa imprecisão quanto a definição da potência da geração distribuída a ser merecedora de incentivo. Em alguns pontos da Nota Técnica, faz-se clara menção a geração distribuída (lato senso), dentro das definições já pacificadas dentro do setor elétrico brasileiro (pelo Decreto nº 5163/2004, Art 14º, enquadra-se no conceito de geração distribuída, aquela fonte proveniente de fontes renováveis de energia e com potencia instalada inferior a 30 MW), como sendo a fonte na qual deveriam ser reduzidas as barreiras para a conexão às redes de distribuição. Já em outros, estes incentivos deveriam ser dados, em especial, a geração distribuída de pequeno porte.</p> <p>Contudo, ao se fazer uma análise mais acurada dos documentos vinculados a esta Consulta Pública, na Nota Técnica em seu item 8 menciona-se a Portaria ANEEL nº 1447 de 12 janeiro de 2010, na qual foi aprovada a Agenda Regulatória Indicativa da SRD para o presente ano.</p> <p>A Agenda Regulatória Indicativa foi resultado da Consulta Pública nº 057/2009, subsidiada pela Nota Técnica nº 0119/2009 SRD-ANEEL que em seu item III.2.2. propugnava, como um dos objetivos a serem</p>		561

	<p>perseguidos para o ano de 2010, o que segue:</p> <p style="text-align: center;"><i>III.2.2 – Diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição</i></p> <p style="text-align: center;"><i>19. A regulamentação atual impõe uma série de condições aos agentes de geração para que estes possam se conectar às redes e vender a energia produzida, podendo essas condições até inviabilizarem a conexão de pequenos geradores. Assim, a SRD pretende estudar formas de se diminuir algumas das exigências a pequenas centrais geradoras de fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência instalada igual ou inferior a 1 (um) MW. (Grifo nosso)</i></p> <p>Portanto, muito embora a Nota Técnica nº 0043/2010 não explicita, pelos documentos analisados, abstrai-se que o efetivo objeto desta CP é, tão somente, a geração distribuída de pequeno porte, de fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração, com potência instalada igual ou inferior a 1 (um) MW.</p>		
Copel	<p>II. previsão na Política Energética Nacional de programa de incentivo para o desenvolvimento de Geração Distribuída de Pequeno Porte.</p> <p>A Nota Técnica nº 0043/2010 ressalta em seu item II que, a busca de fontes renováveis para a geração de energia elétrica é uma tendência em diversos países, seja pela necessidade de diversificar suas matrizes energéticas, seja para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e a emissão de gases do efeito estufa, ou para consolidar um papel de liderança no desenvolvimento de tecnologias de produção eficiente de energia elétrica a partir de fontes alternativas.</p> <p>Sob este aspecto, no cenário nacional, a COPEL vem contribuindo através de atuação inovadora com a implantação da primeira unidade eólica do Brasil e do <i>Projeto Piloto de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental</i>. Este último é mencionado na própria Nota Técnica, como um modelo de Geração Distribuída de pequeno porte, com a produção de energia elétrica em pequenas propriedades rurais, através do biogás resultante de dejetos orgânicos, onde, a parte excedente desta energia é vendida e injetada nas redes de distribuição da empresa.</p> <p>Portanto, nacionalmente, a COPEL desempenha um papel de destaque na busca de fontes alternativas para a produção de energia elétrica, atuação esta que reafirma seu posicionamento favorável a este tipo de medida.</p>		562

<p>Contudo, a própria condição de Projeto Piloto indica que a energia elétrica proveniente de geração distribuída de pequeno porte a despeito de sua importância, ainda necessita de incentivos tanto para a produção quanto para a aquisição dessa energia, além de demandar solução para uma série de problemas causados nas redes de distribuição como: maior complexidade na operação das redes de distribuição, instabilidade nos níveis de tensão, maior incidência de curto-circuito nas redes, distorções harmônicas, intermitência da geração, riscos de eletrocussão, custos elevados e retorno dos investimentos em prazos muito distantes, são alguns dos problemas apontados e consensados, inclusive, na própria Nota Técnica.</p> <p>Cabe ressaltar que além dos aspectos elencados acima, a energia proveniente destes empreendimentos é mais cara quando comparada às fontes convencionais e também às Fontes Alternativas de maior porte, principalmente por não haver ganhos de escala tecnológica e de produção.</p> <p>Sendo que, para sua viabilidade plena, há a necessidade do suporte de uma forte política de incentivos. Para tanto se faz necessário que haja previsão na Política Energética Nacional de um programa específico que incentive o desenvolvimento de Geração Distribuída de Pequeno Porte.</p> <p>Esse programa deverá considerar as características próprias de cada conjunto de geradores tratados nessa Audiência Pública. Primeiramente temos aquele conjunto de empreendimentos que estão unicamente na esfera do Setor Elétrico.</p> <p>São empreendimentos que tem como finalidade precípua a geração de energia elétrica através de fontes usuais e já conhecidas pelo setor. Naturalmente o porte das fontes aqui tratadas e seus custos de implantação e geração, requerem uma atenção especial com relação aos incentivos necessários para viabilizar a implantação, maior participação na matriz energética e o desenvolvimento desta indústria tendo o Setor Elétrico como indutor desse programa.</p> <p>Outro conjunto de empreendimentos, aqui tratado, se refere àqueles cujo aspecto fundamental está ligado ao Setor Ambiental e a uma política ambiental que visa mitigar os impactos ambientais negativos ligados a emissões de gases e a contaminação do solo e dos recursos hídricos (resíduos urbanos e dejetos orgânicos de animais). Nesse caso, o processo principal está ligado à solução de questões ambientais e a geração de energia elétrica se caracteriza como um subproduto desses processos. Sendo assim, a participação do Setor Elétrico se limitará à aquisição da energia gerada podendo ser considerado como um importante vetor para a implantação e o desenvolvimento desse programa. Além disso, será necessária uma articulação entre o MMA e o MME das políticas de desenvolvimento de programas de cunho ambiental e de seus incentivos.</p>		
--	--	--

	<p>Sugerimos que o programa contemple no mínimo as seguintes premissas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. devem ser estabelecidos princípios estruturantes como: (i) estabelecimento de quotas de energia, por fonte, que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras. A geração a ser adquirida será somente aquela que estiver dentro da área de concessão de cada Distribuidora; (ii) preços diferenciados para cada tipo de fonte e garantia de repasse; e (iii) flexibilização das regras de comercialização e contabilização da energia proveniente de GD de pequeno porte, isentando as distribuidoras de multas decorrentes de sobrecontratação ou subcontratação por fatos imputados pela compulsoriedade da aquisição da geração; 2. promover o desenvolvimento e o emprego de tecnologia nacional, tanto no que se refere à geração como na operacionalização da distribuição desta energia ;e 3. que os custos destes programas, principalmente da geração oriunda de projetos com apelo ambiental, sejam ancorados por fundos extra setor elétrico, através de subsídios diretos aos agentes envolvidos (Distribuidoras e Geradoras), ou da transferência de renda dos setores que, decorrentes de suas atividades, resultam os resíduos e subprodutos, foco das políticas mencionadas acima. <p>Por fim é fundamental ressaltar também, que os custos destes programas de incentivo não devem recair por sobre as empresas distribuidoras, seja por seu baixo retorno proporcionado, seja pela série de perturbações causadas às suas redes de distribuição, seja porque os efeitos resultantes deste tipo de política aliviarão, em grande parte, externalidades negativas causadas por outros setores aos quais o Setor Elétrico não concorre diretamente.</p>		
Elektro	Penalidade por contratação de Uso e de Energia para o mercado cativo.	Revisar estas penalidades para as distribuidoras no caso do incentivo para implantação da geração distribuída em grande escala. Período de transição para o aprendizado de planejamento de mercado para as empresas.	563
Elektro	Investimentos adicionais	Adequação do nível tarifário considerando os prováveis impactos decorrentes do aumento de	564

		investimentos para adequação dos sistemas e dos processos das empresas em função da disseminação em grande escala das pequenas centrais geradoras.	
Elektro	Nota Técnica 0043/2010. Item 33. O art. 26, §1.º da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei 11.488, de 15 de junho de 2007, estabeleceu a competência da ANEEL para definir o percentual de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, não inferior a 50%, para os empreendimentos classificados como pequena central hidrelétrica – PCH (potência instalada maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW) e aqueles de fonte hídrica com potência igual ou inferior a 1 MW, assim como para as centrais geradoras com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.	<p>Critério que habilita a central geradora a pleitear desconto de 50 a 100% do uso dos sistemas de transmissão e de distribuição baseado em dois parâmetros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potência Instalada (hidrelétrica); e - Potência Injetada (fontes renováveis). <p>Não há vínculo entre o incentivo e o benefício auferido pelo sistema (investimentos menores, perdas, etc). Principalmente no caso das energias renováveis, grandes centrais podem pleitear desconto no uso do sistema, desde que injetem menos de 30 MW, mesmo que os portes dos geradores exijam investimentos significativos nos sistemas acessados, que no caso seriam remunerados pelos demais usuários.</p> <p>O cálculo locacional das Tarifas de Uso de Geração (subgrupo A2) já considera sinal econômico na sua elaboração. Desconto adicional pode levar a transferência de custos indevida a outros usuários da rede.</p>	565
Elektro	Nota Técnica 0043/2010. Item 49. Cabe destacar as Tabelas 1 e 2 da Seção 3.3 do Módulo 3, reproduzidas nas Tabelas 4 e 5 apresentadas a seguir, que trazem os níveis de tensão indicados	A possibilidade de ligação de geradores de até 10 kW em baixa	566

	<p>para a conexão de unidades geradores e as proteções mínimas necessárias, especificadas segundo a potência instalada.</p> <p>Tabela 4: Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras</p> <table border="1" data-bbox="389 328 831 608"> <thead> <tr> <th>Potência Instalada</th> <th>Nível de Tensão de Conexão</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10 kW</td> <td>Baixa Tensão (monofásico)</td> </tr> <tr> <td>10 a 75 kW</td> <td>Baixa Tensão (trifásico)</td> </tr> <tr> <td>76 a 150 kW</td> <td>Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão</td> </tr> <tr> <td>151 a 500 kW</td> <td>Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão</td> </tr> <tr> <td>501 kW a 10 MW</td> <td>Média Tensão / Alta Tensão</td> </tr> <tr> <td>11 a 30 MW</td> <td>Média Tensão / Alta Tensão</td> </tr> <tr> <td>> 30 MW</td> <td>Alta Tensão</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabela 5: Proteções mínimas em função da potência instalada</p> <table border="1" data-bbox="342 651 855 936"> <thead> <tr> <th rowspan="2">EQUIPAMENTO</th> <th colspan="3">Potência Instalada</th> </tr> <tr> <th>< 10 kW</th> <th>10 kW a 500 kW</th> <th>> 500 kW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Elemento de desconexão</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Elemento de interrupção</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Transformador de acoplamento</td> <td>Não</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Proteção de sub e sobretensão</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Proteção de sub e sobrefrequência</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Proteção contra desequilíbrio de corrente</td> <td>Não</td> <td>Não</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Proteção contra desbalanço de tensão</td> <td>Não</td> <td>Não</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Sobrecorrente direcional</td> <td>Não</td> <td>Não</td> <td>Sim</td> </tr> <tr> <td>Sobrecorrente com restrição de tensão</td> <td>Não</td> <td>Não</td> <td>Sim</td> </tr> </tbody> </table>	Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão	< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)	10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)	76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão	11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão	> 30 MW	Alta Tensão	EQUIPAMENTO	Potência Instalada			< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW	Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim	Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim	Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim	Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim	Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim	Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim	<p>tensão através de conexão monofásica pode levar a rede a desequilíbrios inaceitáveis. Mesmo que se busque equilibrar o carregamento da rede através da distribuição das conexões individuais através de controle da fase de ligação, não há garantia de funcionamento simultâneo dos geradores. O próprio funcionamento e vida útil dos geradores poderão ser afetados por trabalharem em redes desequilibradas (os com conexão trifásica – seqüência negativa – vibrações – esforços torcionais).</p>	
Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão																																																													
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)																																																													
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)																																																													
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão																																																													
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão																																																													
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão																																																													
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão																																																													
> 30 MW	Alta Tensão																																																													
EQUIPAMENTO	Potência Instalada																																																													
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW																																																											
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim																																																											
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim																																																											
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim																																																											
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim																																																											
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim																																																											
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim																																																											
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim																																																											
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim																																																											
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim																																																											
Elektro	<p><i>Smart Grid</i> e Audiência Pública nº 043/2010 (Medição Inteligente)</p>	<p>A tendência mundial de mudanças de conceito da rede de distribuição de energia elétrica está em estudo e avaliação no âmbito da sociedade e também no ambiente regulatório, sendo que a referência a tal assunto é feita frequentemente com a utilização do termo “<i>Smart Grid</i>”.</p> <p>Uma das etapas e pré-requisito para evolução das redes para o conceito de “<i>Smart Grid</i>” é a adoção de medição adequada para as novas funcionalidades almejadas (“<i>Smart</i></p>	567																																																											

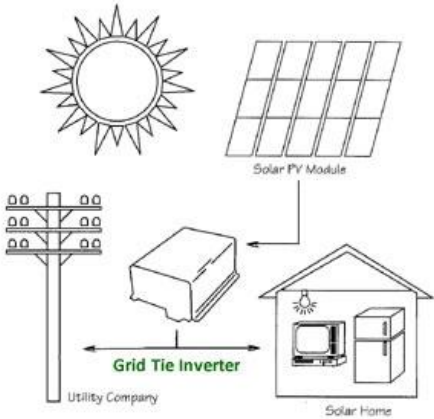
		<p><i>Metering</i>”).</p> <p>O ponto de atenção que desejamos ressaltar é quanto ao momento de se incentivar ou prover sinal regulatório para as mudanças no sentido da utilização de medição adequada para “<i>Smart Grid</i>” e a inserção de pequena Geração Distribuída (GD), uma vez que entendemos ser a primeira um facilitador para a inserção da GD.</p> <p>Portanto, sugere-se que o tema de alteração da tecnologia de medição e de redes seja incluído no âmbito da discussão dos eventuais incentivos ou sinalização regulatória para o desenvolvimento da GD de pequeno porte.</p>	
<p>Estelar Engenheiros Associados</p>	<p>1- Proposições centradas na redução dos custos de conexão de PCHs e CGHs ao Sistema Elétrico, tendo em vista os atuais elevados e crescentes custos de conexão ao Sistema Elétrico, já tornam inviáveis vários projetos de PCHs e CGHs:</p> <p>Concessionária local ou outra instituição do sistema elétrico, suportar os custos de implantação de Subestações Coletoras, Linhas de Transmissão associadas da SE Coletora e Bay de Conexão ao Sistema Elétrico nas seguintes configurações:</p> <ul style="list-style-type: none"> - PCHs com potência instalada entre 10 e 30 MW: distância de conexão superior a 20 km; - PCHs com potência instalada entre 5 e 9,99 MW: distância de conexão superior a 10 km; - CGHs e PCHs com potência instalada inferior a 5 MW: distância de conexão superior a 5 km. <p>CGHs e PCHs com potência instalada inferior a 5MW poderem se conectar diretamente a rede de distribuição existente (13,8 kV, 23 kV ou 34,5 kV), sem a necessidade de ponto de conexão exclusivo, conforme exigido por algumas concessionárias.</p>		<p>568</p>

Estelar Engenheiros Associados	<p>Proposição centrada na ampliação da geração distribuída: Para Autoprodutores que possuem planta de geração com potência inferior a 5 MW e independente da classe de tensão da conexão, seja aceito pela concessionária de energia elétrica local a implantação do sistema de medição líquida de energia (<i>Net Metering</i>), descontando o consumo, e utilização desse crédito no abatimento da fatura nos meses posteriores, mas dentro do mesmo ano.</p>		569
FIERGS	<p>Questões importantes a serem observadas para atendimento dos objetivos deste importante assunto para Sociedade, ora em Consulta Pública.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Descentralização para outorgas e concessões de fontes alternativas; 2. Delegação aos Estados que tenham Agências Reguladoras Estaduais estruturadas para tanto; 3. Para tanto os Estados deverão ter Órgão Ambiental adequado e aprovado pelo IBAMA / MMA; 4. Existência de Lei Estadual compatível e que abrigue esses serviços; <p>Obs.: A grande barreira hoje é a burocracia, distanciamento da ANEEL e as dificuldades da própria Agência Nacional;</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Que a implantação da geração distribuída, nos moldes pregados na Nota Técnica 0043 GD SRD é um suporte importantíssimo para a Política Energética Nacional; 6. A geração distribuída é ganho em eficiência energética, com ênfase na redução de custos e, portanto incidindo nas tarifas; 7. Que todos os países listados nesta “nota técnica”, com exceção do Brasil, além de acreditarem nos benefícios desta iniciativa, incentivam monetariamente a implantação da geração distribuída adotando a tarifa “feed in”; 8. Que a maioria dos países referidos, ainda apresenta outras opções de conexão à rede para tornar mais atrativa a implantação da geração distribuída; 9. Que esta política de incentivos permite deduzir e afirmar que a solução técnica para esta conexão à rede 		570

	<p>não apresenta grandes problemas e deve ter um custo compatível;</p> <p>10. A ANEEL deverá prever regras bem claras e condições para a implantação de pequenas geradoras de energia e auto-produtores.</p>		
IBP Gás	<p>Notamos que entre as fontes sugeridas não foi mencionado o gás natural, que mesmo não sendo uma fonte renovável, atende a vários objetivos propostos pela Nota Técnica, quais sejam: diversificar a matriz energética, combater o aquecimento global, cumprir as metas de redução de gases de efeito estufa e reduzir a dependência de importação de combustíveis fósseis a partir da produção de gás natural do Pré-Sal.</p> <p>Além disso, cabe destacar que ao contrário das fontes renováveis citadas (radiação solar, eólica, hídrica e biogás) cuja geração é intermitente, o gás natural pode ser utilizado de forma contínua. Com a constante expansão das redes de distribuição, especialmente nos grandes centros, a geração descentralizada a gás natural contribui para a estabilidade elétrica do sistema e para a redução dos custos de transmissão e distribuição ao tornar possível a instalação da geração no próprio local da demanda. Estas características adicionam previsibilidade à geração e maior segurança para o sistema elétrico.</p>		571
Joel Martins	<p>P. Contribuição:</p> <p>1- INTRODUÇÃO</p> <p>A contribuição aqui apresentada vem trazer argumentos sólidos para a adoção no Brasil de uma política de incentivo ao pequeno gerador de energia fotovoltaica (FV) com potência a partir de 2kW, conectado a rede de energia elétrica local.</p> <p>2- CENÁRIO ATUAL</p> <ul style="list-style-type: none"> • O Brasil é muito bem servido por fontes renováveis de energia, incluindo aquela que será o foco desse trabalho, a energia solar FV. Porém é muito pouco utilizada • Não há uma política de incentivo do uso dessa fonte para o pequeno gerador (a partir de 2kW), diferente de outros países. • Há vários estudos mostrando o enorme potencial dessa fonte de energia disponível nos telhados das construções de uma maneira geral • Há uma tendência de busca de fontes renováveis de energia em todo o mundo, e o Brasil tem uma situação privilegiada, tendo mais de 70% de sua energia elétrica gerada a partir desse tipo de fonte, porém: <ul style="list-style-type: none"> ○ A energia hidrelétrica, predominante na matriz energética brasileira, exige grandes 		572

	<p>investimentos concentrados, alocação de grandes extensões de terra e construção de longas linhas de transmissão.</p> <ul style="list-style-type: none">○ Energia eólica vem crescendo, porém está limitada a áreas com incidência de ventos elevada● O custo para implantação de geração de energia FV ainda é muito alto <p>3- VANTAGENS</p> <ul style="list-style-type: none">● É uma forma de geração de energia limpa, silenciosa, sem emissão de gases do efeito estufa, distribuída (é gerada na própria área onde é consumida), e não exige ocupação de terrenos para usinas, subestações, linhas de transmissão, etc.● A demanda de energia elétrica no mundo é crescente e não será diferente no Brasil. A energia FV não vai substituir as fontes existentes, mas seria um importante complemento, com a particularidade de não ter a sua geração concentrada, o que pode ser conveniente em período de racionamento de energia hidrelétrica devido à eventual falta de chuva.● Vivemos numa sociedade em que cada vez mais a qualidade de vida está apoiada na comodidade propiciada pelas máquinas e equipamentos elétricos que vemos em toda a nossa volta. Mais recentemente vemos uma que até então estava alheia, mas que vem se mostrando interessada, ela também, na energia elétrica, a máquina veicular, ou seja, o automóvel elétrico. Não está muito longe o tempo em que teremos que carregar as baterias de nossos carros em casa. Imagine a quantidade de energia a ser demandada (estimo algo em torno de 200kWh/dia/automóvel). E é bom que seja assim: imagine a quantidade de fumaça que iremos tirar do ar das grandes cidades.● O custo de instalação elevado, que a princípio é a maior desvantagem da energia FV, pode ser uma grande oportunidade. Aqui temos um ciclo vicioso: o custo é alto, pois ainda não temos demanda em escala, que por sua vez é baixa porque o custo é alto. Uma política de incentivo bem feita poderá quebrar esse ciclo. Com isso, todos ganham:<ul style="list-style-type: none">○ O país vai desenvolver um novo segmento industrial de tecnologia, gerando empregos, arrecadação, etc.○ O consumidor vai ter mais energia e pagar menos no final do mês.○ A Concessionária vai adquirir a energia onde será consumida. Menos investimentos em transmissão/subestação e perdas técnicas.○ A sociedade precisará despender menos recursos para grandes usinas hidrelétricas e longas linhas de transmissão, conseqüentemente.		
--	---	--	--

	<ul style="list-style-type: none">○ O meio-ambiente será menos agredido com as inevitáveis ocupações de terras e desmatamentos. <p>4- PROPOSTA</p> <p>Apesar do cenário atual no Brasil apresentar alguns pontos críticos para a implantação da geração de energia FV em larga escala, ainda assim podemos vislumbrar inúmeras vantagens como as mostradas anteriormente. Medidas simples podem viabilizá-la e torná-la uma importante fonte de geração de energia elétrica, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none">● Isenção, temporária, de impostos para os produtos usados para essa finalidade● Abatimento, integral ou parcial, no IR da pessoa física/jurídica do gasto feito com materiais para o pequeno gerador FV doméstico, como feito nos EUA, por exemplo.● Tarifa reduzida para o consumidor que é também gerador de energia FV (“feed-in”)● Padronizar o medidor inteligente tipo eletrônico, como parece ser a tendência, porém adicionando no mesmo, o recurso da medição bi-direcional (“Net-metering”)● Hoje já existe solução técnica para a interligação do sistema FV local com a rede de energia elétrica de forma segura. O equipamento com essa função tem inúmeros recursos que garantem o perfeito paralelismo, incluindo sincronismo, proteção, e o desligamento automático da interligação no caso de falta de tensão na rede elétrica local. O chamado “Grid Tie Inverter – GTI.	
--	---	--

	 <p>The diagram illustrates a solar home system. At the top left is a sun icon. To its right is a 'Solar PV Module' represented as a grid of cells. Below the sun is a utility pole with three cross-arms, labeled 'Utility Company'. In the center is a 'Grid Tie Inverter' box. To the right is a 'Solar Home' with a house icon, a light bulb, a television, and a refrigerator. Arrows indicate the flow of energy: from the solar module to the inverter, from the inverter to the solar home, and a bidirectional arrow between the inverter and the utility company.</p> <ul style="list-style-type: none"> • O painel solar tipo monocristalino de silício vem sendo alvo de aperfeiçoamento constante, objetivando aumento de sua eficiência que hoje gira em torno de 13 a 16 %. Estudos mostram a queda de seu custo ao longo dos anos, e o aumento da sua demanda certamente vai acelerar essa redução. • Estabelecer o regime já conhecido de Quotas, em que a concessionária é obrigada a admitir em sua rede energia FV gerada pelo consumidor, que por sua vez será usada para abater, total ou parcialmente, da demanda total (“net-metering”). 		
<p>Eng. Jorge Augusto dos Santos</p>	<p>GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (Pequeno Porte)</p> <p>Os pontos principais desta estrutura applicativa seriam:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A regulação deve contemplar com flexibilidade, porém com observância da segurança operacional, a introdução da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Sistemas de Distribuição das Concessionárias regionais. • As Concessionárias de Distribuição devem participar objetivamente da Geração Distribuída de Pequeno Porte, através do compartilhamento financeiro de parcela dos benefícios fiscais e tributários associados e/ou decorrentes e principalmente, dos resultados financeiros dos 		<p>573</p>

	<p>Certificados de Gases de Efeito Estufa, subsidiários da aplicação deste tipo de geração.</p> <ul style="list-style-type: none">• Desta forma e com os desdobramentos comerciais, mutuamente convenientes, teríamos na Distribuidora um aliado e não um adversário ao projeto, o que sabemos tem evidenciadas chances de acontecer, face a interesses, secundários que sejam, de Reserva de Mercado.• Considerando o forte impacto de impostos, tributos e encargos de toda natureza que oneram a cadeia produtiva da energia elétrica (51%) e conseqüentemente, o preço final da energia elétrica no Brasil é de fundamental importância implantar a aplicação do conceito de Auto Produção, digamos, Especial, para este tipo de geração distribuída e assim, abrindo espaço legal para a completa e definitiva desoneração fiscal e tributária dos encargos setoriais, especialmente do ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços, ponto este, a nosso ver, definidor da realidade aplicativa: Geração Distribuída de Pequeno Porte.• Desonerada dos impactos dos encargos setoriais, bem como, daqueles de natureza fiscal e tributária, a Geração Distribuída de Pequeno Porte deveria ser precificada em nível superior aqueles de geração de energia, tidos como básicos e oriundos de fontes diversas, pois afinal, o que de fato encarece o produto final, a energia elétrica, para o consumidor, são os seus apêndices setoriais e sua exponencialização fiscal e tributária.• Esta estrutura de custos deve estar alinhada com a obrigatória necessidade de flexibilizar a escala de produção deste Auto Produtor Especial, capacitando-o a exportar para a própria Concessionária a energia excedente que possa produzir em níveis compatíveis com a realidade do estado da arte das tecnologias produtivas. Deste modo estariam sendo criadas as premissas realistas para permitir a implantação de um projeto de geração de energia renovável e daí, em condições de atratividade e da necessária sustentação econômica e financeira do Empreendimento de Geração Distribuída de Pequeno Porte e conseqüentemente, seu financiamento pelos agentes de mercado.• Deve ficar bastante claro para ANEEL que a liquidação financeira, conforme proposta no item 21 da Consulta Pública – Panorama no Mundo – é totalmente ineficaz, pois ali não estariam alinhadas as escalas produtivas capazes de se viabilizar um investimento de capital intensivo, especialmente como este, entendido como de longo prazo e com preço satisfatório, ainda que superlativo aos custos habituais do segmento de geração, porém alinhado à modicidade tarifária, repetimos, sob o	
--	---	--

	<p>ponto de vista do consumidor final, pois, a sua cadeia produtiva e conseqüente venda estaria desonerada em cerca de 51% (cinquenta e um por cento).</p> <ul style="list-style-type: none">• Nesta mesma linha acima é importante abrir espaços consistentes para a aplicação da Geração Distribuída de Pequeno Porte capaz de exportar energia a partir do Auto Produtor Especial que estaria suprindo energia de forma pontual à sua vizinhança e o mais importante, se transformando em objetivo fornecedor de recarga elétrica domiciliar para a inexorável tecnologia dos veículos elétricos que brevemente estarão circulando nas ruas brasileiras. <p>Desta forma estariam criadas as condições ideais de financiamento do Empreendimento Geração Distribuída de Pequeno Porte, pois a Concessionária poderia suprir ao gerador um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica de longo prazo de 15/20 anos e assim, resolvendo questões de limitação de financiamentos, a serem supridos, finalmente, por Contrato de O&M assegurados (Energia Solar Fotovoltaica é de baixíssima manutenção) e a serem formalizados com o suporte de agentes operacionais de mercado e também por outras questões importantes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Um primeiro ponto relevante seria aquele de tornar obrigatória a contratação pelas Concessionárias deste tipo de energia – a Energia Renovável – em volumes superiores aos atuais 10% (dez por cento), o que, a rigor, deveria ser de 20% (vinte por cento), a serem implementados em uma ou duas décadas e assim de forma a atender aos requisitos da Economia Verde e com consideração prévia aos limites sugeridos pelo trinômio: segurança operacional, operação flexível e simplificação operacional.• Desta forma, estando adequadas as vantagens (a própria rede inteligente delas, talvez a mais importante) e desvantagens operacionais oferecidas pela Geração Distribuída de Pequeno Porte, estariam fundamentadas as bases corretas de viabilização e implementação de projetos, sob objetivo patrocínio da ANEEL e de parlamentares com responsabilidade e zelo pelo Setor Elétrico Brasileiro, e desta forma, suprindo-o com Políticas Públicas que desonem de fato a cadeia produtiva das Energias Renováveis e que tragam aos agentes de mercado o conceito inequívoco de uma oportunidade de negócios ambiental e economicamente sustentável e, ainda assim, mandatoriamente capaz de atender à modicidade tarifária do consumidor de energia elétrica brasileira.	
--	---	--

	<ul style="list-style-type: none"> • Portanto, formatando um processo ganha-ganha bastante importante e sugestivo para todos os agentes envolvidos neste processo, especialmente, pelo alinhamento e adequação do processo ao conceito de aproximação física do produtor ao consumidor de energia elétrica, criando uma comunicação imediata entre produtores e consumidores. Esta será a base da Terceira Revolução Industrial (Internet da Energia) e este é o principal e diria até, histórico papel de uma agência reguladora com a capacitação e experiência da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: criar as condições para que isto aconteça no Brasil. • Como registro final dos conceitos expostos no presente documento seria importante trazer como ilustração (Anexo I) a esta importante questão da Geração Distribuída de Pequeno Porte um desenho esquemático apresentado na conferência “<i>Younicos Company Overview – Muscat 03 Nov.2009</i>” por Gerhard Perlot e Mohamed Mostafa, dois especialistas em Energia Renovável – Geração Distribuída da empresa alemã Younicos (www.younicos.com) uma das líderes mundiais na tecnologia em questão e na qual podem ser vistas diversas aplicações da Geração Distribuída de Pequeno Porte e a inserção do revolucionário conceito de armazenagem de energia elétrica através de sistemas de baterias de líquido ionizado e já com produto desenvolvido pela Cellstrom (www.cellstrom.com) o que tornará realidade a Internet da Energia uma realidade irretroatável em futuro próximo. <p>Por fim é importante esclarecer que não me ative à conceituação tópica, conforme proposta nos quesitos de resposta da Chamada Pública que, por vezes, requerem definições específicas e fundamentalmente, respostas e inserções técnicas que, com toda certeza, poderão ser previstas e melhor detalhadas por técnicos, acadêmicos e consultores da área que saberão, sob a égide da ANEEL, enriquecer e contribuir positivamente para esta importante iniciativa, perfeitamente alinhada à realidade atual e principalmente futura de países de economia avançada</p>		
<p>Eng. Jorge Augusto dos Santos</p>	<p>GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS</p> <p>Outra tecnologia de Energia Renovável que nos merece comentário seria a produção de energia elétrica a partir de Resíduos Sólidos Urbanos, uma necessidade objetiva para as cidades brasileiras, especialmente aquelas de médio e grande porte, impactadas pelo seu inerente crescimento populacional e conseqüente</p>		<p>574</p>

<p>deposição dos Resíduos Sólidos Urbanos, ora, em aterros sanitários, inclusive os de última geração ou mesmo, ainda lamentavelmente, em aterros do tipo lixão, ambos soluções cientificamente inadequadas sob o ponto de vista ambiental, e portanto, sem condições de atender à demanda de sustentabilidade e de qualidade de vida das comunidades urbanas.</p> <p>No exterior, especialmente, em países de economia avançada, o tratamento destes Resíduos Sólidos Urbanos, é feito através de uma remuneração realista do prioritário conceito ambiental, o que confere aos agentes a condição básica de tratar o lixo urbano e de se remunerar financeiramente pelo exercício desta atividade, sendo a produção de energia elétrica uma adicionalidade que irá compor o perfil de atratividade do projeto combinado: Tratamento do Lixo Urbano + Produção de Energia Elétrica.</p> <p>Neste contexto de negócios, considerando que a produção de energia elétrica se faz com insumos fósseis (normalmente gás natural), a equação financeira se expressa com valores corretos de custo da tratabilidade mais o custo de venda da energia elétrica, considerando como indispensável o insumo de produção, neste caso adicionando ao custo de aquisição do combustível. (Poder calorífico do lixo urbano é muito baixo)</p> <p>No Brasil, esta equação não fecha, pois o custo da tratabilidade dos Resíduos Sólidos Urbanos é muito mais baixo (R\$ 60,00/t), comparativamente, aos custos superlativos nos EUA / CEE e especialmente, no Japão, para os quais a questão ambiental é de fundamental importância para as sociedades locais e o custo da tratabilidade ascende a valores de até R\$ 600,00/t (Japão).</p> <p>Como referências relevantes a serem implementados, para consolidar o uso, dos Resíduos Sólidos Urbanos para produção de energia elétrica são itens essenciais:</p> <ul style="list-style-type: none">• No Brasil, por razões estruturais e por definições inamovíveis de Políticas Públicas, no caso, municipais, o preço da tratabilidade do lixo urbano municipal não supera o nível de R\$ 60,00/t.• Este valor de tratabilidade associado ao custo de investimento das modernas instalações para Tratamento de Lixo com Produção Associada de Energia Elétrica a partir dos Resíduos Sólidos Urbanos (Capex R\$ 10.000,00 / Kwinstalado), bem como, ao necessário uso de combustível fóssil é limitado pela venda de energia elétrica através do MCR – Mercado de Comercialização Regulada ao preço de R\$ 160,00 MWh, o que não permite a viabilização de Usinas Termelétricas de	
---	--

	<p>Resíduos Sólidos Urbanos (UTES RSU).</p> <ul style="list-style-type: none">• A solução deste aplicativo passa, assim, necessariamente, pela completa desoneração tributária e fiscal da cadeia produtiva da energia elétrica (51%), com ênfase no ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços, que amplia fortemente o preço da energia elétrica consumida pelo mercado, especialmente, para o consumidor do tipo A-4.• Desta forma segregada destes sobrecustos, o produto final, energia elétrica, poderia ser comercializada ao consumidor final com preços mais competitivos, sob seu ponto de vista, dos que os atuais R\$ 500,00 MWh (Indicativos) em sua conta residencial de energia elétrica.• Um valor de cerca de R\$ 300,00 / 400,00 MWh na ponta do consumidor final seria resolutivo e capaz de remunerar toda a cadeia produtiva dos Resíduos Sólidos Urbanos transformados em energia e ainda assim, atendendo a modicidade tarifária.• Outra preocupação e/ou ponto relevante seria aquele de qualificar a estrutura de concessão de lixo urbano, sob égide administrativa dos governos municipais, através de um diploma legal inequívoco, irretratável, de longo prazo e, portanto, capaz de permitir o investimento e a conseqüente maturação das UTEs RSU à longo prazo. Esta blindagem institucional e regulatória é a principal razão do sucesso dos projetos de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil e deveria ser seguida e convenientemente formatada pelas Prefeituras Municipais, insistimos sob os auspícios regulatórios, a serem definidos com critério, pela ANEEL.• Dentro deste contexto se estabeleceria a condição do ganha-ganha e mais ainda, a resolução definitiva de um óbice que atormenta as administrações públicas municipais: o correto e moderno tratamento do lixo municipal.• Se a questão é claramente de Política Públicas, inicialmente a estadual, com a desoneração do ICMS, a nosso ver é importante que a Agência Regulatória saiba motivar, qualificar e credenciar, via incentivos e benefícios diretos e indiretos e com dispositivos legais que fortaleçam, adicionalmente, a estrutura e as prerrogativas das concessões municipais brasileiras, inclusive a serem atraídas para leilões específicos para este tipo de energia e assim, abrindo espaço realista e já testado para outras fontes, desta forma qualificando de forma definitiva a resolução do problema:	
--	---	--

	Utilizar o lixo urbano municipal para a geração de energia elétrica em condições de sustentabilidade ambiental e econômica e obviamente, à longo prazo.		
Kev Line	<p>Em atendimento a CP em referência apresentaremos nossas sugestões para a melhor Regulação e Técnica de assunto tão importante e atual como a Geração Distribuída e os seus desdobramentos regulatórios e técnicos. Apesar do Objeto ser restrito à “de pequeno porte” acredito que não há como ficar só nesta limitação, pois não atingirá o que é necessário para realmente solucionar a questão energética da atual malha elétrica e suas respectivas perdas/ineficiências!</p> <p>Seguem algumas premissas para que se justifiquem nossas sugestões:</p> <p>1ª) A Geração Distribuída -GD tem uma frente muito ampla de agentes e geradores, vai desde um simples dínamo a pedal, PCHs, passa por termo-nucleares até grandes usinas hidroelétricas, todas com suas técnicas específicas, assim a compatibilização destas em uma única e eficaz rede é de suma importância;</p> <p>2ª) A tendência de geração a partir de fontes renováveis sazonais é irreversível, variando de micro até mega geradores, serão importantes na composição da energia disponível à Rede e será tratada como GD; neste caso a sazonalidade passa a ser um problema;</p> <p>3ª) As fontes micro-geradoras torna-se-ão cada vez mais próximas do consumo e até residenciais, proporcionando a criação de micro, pequenas e regionais redes com técnicas diferentes das atuais, ou seja, a Corrente Contínua (CC) passa a ser muito mais eficaz que a Corrente Alternada (CA) para efeitos de integração das fontes geradoras;</p> <p>4ª) A descoberta e construção de novos equipamentos que permitirão a Integração das fontes geradoras, com o armazenamento e com desacoplamento da carga energética poder-se-á gerir a potência efetiva a ser despachada para a carga por controle TCP/IP, não confundir com o “Power Line Communication – PLC” nem com Smart Grid;</p> <p>5ª) No caso de micro GD, residenciais, não há nada que justifique a utilização das atuais técnicas CA, pois todos os utensílios podem trabalhar com CC, basta a eliminação dos transformadores/inversores, desde os eletrônicos, chuveiros até os motores universais.</p> <p>As premissas acima não esgotam a tese da “não utilidade do CA” na Geração Distribuída, sejam elas de micros ou pequenos portes, no entanto não podemos alterar toda a rede em uma única Regulação, assim passaremos algumas sugestões a serem anexadas, e que venham a influenciar no parque industrial nos próximos anos, em paralelo ao que hoje já existe seja como técnica ou regulação. São elas:</p>		575

a) O Regulador poderá incluir uma norma “complementar / alternativo de circuito elétrico residencial” capaz de integrar as principais vantagens das Fontes Geradoras apartir de renováveis e de micro porte, caso solar, eólica, micromecânica (pedal, braçal, etc), até as de pequeno porte em unidades rurais ou em cooperativas, como demonstrado na tabela 01; onde a Classe Residencial-Privado preocupa-se com a distribuição dentro da residências e suas necessidades específicas por perfil de consumo: equipamentos de consumo baixíssimo (**a**- relógios, carregadores, etc) até os de altas potências como **d**- chuveiros, secadores, aquecedores até ar-condicionados; caso as fontes alternativas estejam em ação, eliminaremos uma expressiva carga da rede convencional, com o armazenamento e desacoplamento (ver desacoplador MMGxx) poderemos transacionar com a concessionária pública o excedente ou buscar déficits. Os limites de tensão e potências são teóricos necessitam avaliação empírica para definição regulatória.

Sugestão para Classes de Tensão DC em Geração Distribuída com Desacopladores/Armazenadores de Energias							
Residencial - Privado		Desacoplador e Armazenador de Energia					
Classe Consumo	Nominal	Total volt	Mínimo volts	Máximo v	Potência W	Equip/o	
a	Standby	12,0	12,0	9,6	21,6	120,0	MMG1
b	Eletrônicos	48,0	48,0	38,4	86,4	3.000,0	MMG3
c	Elétricos	200,0	200,0	160,0	360,0	5.000,0	MMG5
d	Potência	600,0	600,0	480,0	1.080,0	12.000,0	MMG12
Concessionárias – Público		Desacoplador e Armazenador de Energia					
Classe Consumo	Nom. pólo	Total Kv	Mín. Kv	Máx Kv	Potência KW	Equip/o	
k	Residencial	0,3	0,6	0,24	0,54	60,0	HB6
l	Cond. Vert.	1,2	2,4	0,96	2,16	480,0	HB50
m	Cond. Horz	4,8	9,6	3,84	8,64	3.840,0	SW4K
n	Coop. Cond.	19,2	38,4	15,36	34,56	15.360,0	SW16K
o	Distribuidora	76,8	153,6	61,44	138,24	153.600,0	RT150K
p	Transmissão	307,2	614,4	245,76	552,96	614.400,0	RT600K

Tabela 01

b) O Regulador poderá ampliar e normatizar o limite gerador de agentes que teem PCHs limitadas à 30MWh pelo conjunto gerador, ou seja, agregar outras fontes geradoras renováveis em agente isolado até 76,8MWhmédio/ano e permitir associações em Cooperativas de Geração para tratar com as concessionárias, ver tabela 01 itens k-n, as transações serão através de “Roteadores” específicos capazes de rotear a energia em duplo sentido, nas suas técnicas específicas, das cooperativas ou auto-produtores para as distribuidoras, uma síntese desta operação em escala de “grande porte de rede” está demonstrado

	<p>na Desenho Circuito Integrador de Geração Universal com desacoplador de Carga Energética – CIGUCE esta sugestão itens de k-p (com pedido de patente em processo) integra, armazena e desacopla as gerações energéticas e as distribuí na rede por controle TCP/IP, tem os pontos de cargas associados aos Desacopladores (Hub, SW, RT, Bf e H2) assim proporcionando um eficaz controle das perdas e das rotas dos pacotes energéticos. Damos por regulada a transmissão DC em alta potência, não vemos problemas na extensão daquelas regras para os níveis ultra baixos assim que os Desacopladores / Armazenadores estejam em escala industrial.</p> <p>O CIGUCE pode ser visto como uma “rede de pequeno porte” ou como suplemento ao Sistema Interligado Nacional, basta que se limite a potência nominal armazenada dos elementos do circuito, todos já devidamente com pedidos de patentes em curso. Apesar de não termos feito referência o CIGUCE pode ser usado com técnica CA, no entanto não vimos até agora elementos que justifiquem tal opção. Esperamos que estas sugestões venham a contribuir para a efetiva melhora das nossa condição energética, não só elétrica, seja nesta consulta pública ou outra mais específica.</p>		
Light	<p>De uma forma geral, a regulamentação de geração distribuída deverá tratar da regulamentação das questões operativas da rede de distribuição, da segurança e risco de acidentes, sempre preservando os níveis de qualidade do serviço (continuidade, tensão, etc.) da distribuidora.</p> <p>Do ponto de vista da compra de energia, a nova regulamentação também deverá definir as condições de comercialização da geração distribuída, assim como os contratos desta compra e venda, visando não onerar ou colocar em risco a compra de energia para a distribuidora.</p> <p>O aprimoramento de regulamentos da ANEEL, como é o caso desta consulta pública, é visto como ação propositiva para a democratização e “desmistificação” da geração de energia por consumidores cativos das áreas urbanas e rural, os quais têm condições técnicas comprovadas para ser micro produtores de energia elétrica.</p> <p>A geração local por consumidores cativos, em relação as rede das concessionárias de serviço público de energia elétrica, atua da mesma forma que uma ação de eficiência energética, ou seja, ameniza, exclui, diminui a necessidade de transporte de energia elétrica, da rede básica e a geração associada, desde sua origem ao ponto de consumo, possibilitando redução de perdas, melhoria dos níveis de tensão, e aliviando carregamento local das redes e transformadores. Então se ações de eficiência energética são apoiadas por todos no setor, a microgeração também deve ser.</p>		576

	<p>Com os subsídios aqui apresentados pela RENOVE, pretende-se possibilitar que a ANEEL possa realizar suas análises com informações de qualidade sobre a situação e anseios da sociedade civil quanto à democratização das atividades de geração de energia elétrica por fontes renováveis, bem como sua contribuição para a modicidade tarifária, possibilitando aumentar a eficiência do setor e diversificar a matriz energética a partir de fontes limpas e renováveis de energia.</p> <p>Primeiramente, é necessário estabelecer conceitualmente o que é uma geração de energia de pequeno porte, bem como diferenciar isto de uma atividade comercial pura e que pertence ao objetivo social principal desses empreendedores, em relação ao cenário e possibilidade de um consumidor cativo vir a se tornar um micro gerador de energia elétrica.</p> <p>Entendemos que esse novo agente deve ser aquele conectado a baixa tensão, com potencia instalada até determinado limite, e no caso rural, aqueles conectados a baixa tensão ou média tensão cujo objetivo seja de vender toda ou parte da energia produzida, pois existe a necessidade de uma regulamentação específica quanto aos critérios de conexão à rede, medição, desconto na TUSD, venda de energia produzida, contratos simplificados, dentre outros que são apresentados nas contribuições.</p> <p>Finalmente, se faz necessário no momento em que o Brasil será vitrine mundial durante a COPA 2014 e Olimpíadas 2016, preparar o setor elétrica Brasileiro com regulamentos adequados para que os empreendimentos de energia solar fotovoltaica possam estar presentes nos estádios e demais instalações esportivas, e que sejamos a primeira nação a ter eventos sustentáveis, demonstrando nosso protagonismo e potencial nesta área.</p>		
<p>João Soares Consultoria</p>	<p>Incluir na legislação mecanismo que faculte aos pequenos geradores (< 500kW instalados) o acúmulo de kWh gerado para comercialização posterior (em todas as modalidades propostas na Nota Técnica). Este acúmulo poderia ser feito por empresas geradoras (privadas ou não) com capacidade de armazenagem (reservatórios), mediante cobrança (em R\$/kWh ou mesmo em kWh). A energia acumulada poderia ser negociada em bases mensais, com liquidação compulsória em até 12 meses do fato gerador.</p>	<p>A adoção desta “poupança de kWh” permitirá ao empreendedor formar um estoque de energia de tal modo que torne atrativo o bloco de energia a ser comercializado, visto que os custos fixos dos agentes envolvidos na comercialização podem inviabilizar a negociação dos pequenos blocos de energia. Além disto, o fato de se comercializar energia já entregue ao</p>	<p>577</p>

		<p>sistema, elimina os riscos do não fornecimento, fazendo com que o pequeno gerador possa fazer jus à uma melhor remuneração, já que poderia escolher o momento de fazer a venda.</p> <p>Uma consequência importante é a de que a adoção deste mecanismo elimina a necessidade da adesão ao MRE.</p>	
--	--	---	--