

CONSULTA PUBLICA 25/2019

CONTRIBUIÇÃO

Marangon Consultoria & Engenharia – MC&E

Itajubá, 28 de dezembro de 2018

ÍNDICE

1	COMENTÁRIOS AO DOCUMENTO AIR 3/19.....	3
2	PRINCIPAIS CONCLUSÕES E SUGESTÕES	8

1 COMENTÁRIOS AO DOCUMENTO AIR 3/19

1. A Audiência Pública 01/2019 descrita na NT 108/2018 e AIR 04/2018 – SGT/SEM/ANEEL de 12/12/2018 deu prosseguimento à Consulta Pública 10/18 onde iniciou o processo de revisão do modelo de compensação definido pela REN 482/12, aprimorada pela REN 687/15 e com pequenos ajustes feito pela REN 789/17. Depois de extensivo debate técnico ocorrido na AP 1/19, a ANEEL apresenta a CP 25/19 e AIR 3/19 fazendo um relato das contribuições e sugerindo uma nova resolução para substituir a REN 482/12.
2. Numa leitura geral do Relatório de Análise de Impacto Regulatório 003/2019, verificam-se mudanças significativas entre os resultados das planilhas disponibilizadas na AIR 1/19 influenciados pelas mudanças conceituais introduzidas nesta CP 25/19.
3. A MC&E contribuiu conceitualmente e quantitativamente nas consultas e audiências anteriores utilizando as considerações e planilhas apresentadas pela ANEEL na ocasião. Algumas das contribuições da MC&E foram acolhidas no sentido de melhorar a avaliação geral de custos e benefícios.
4. Nesta contribuição, a MC&E irá se limitar ao campo conceitual visto que as planilhas da ANEEL com horizonte de 2035 trazem incertezas nos valores de VPL que se alteram substancialmente com pequenas variações em variáveis vitais como CME, CMO, ELCC, Fator Simultaniedade, etc. A própria ANEEL reconheceu esta dificuldade no item 44 desta AIR 3/19.
5. A ANEEL, para tratar melhor estas incertezas, inclui nas planilhas uma visão probabilística incorporando funções de densidade de probabilidade para algumas variáveis. O problema é que em função do grau de incerteza e de sua natureza, a análise estatística não resolve o problema pois necessita incorporar novos parâmetros que precisam ser bem embasados. Um exemplo é o uso da função triangular que é um atestado tácito da falta de uma melhor parametrização das funções de densidade. Seria melhor ter

utilizado técnicas de cenários construídos através de dados dos agentes além dos dados do PDE.

6. Além da introdução do modelo estocástico, a ANEEL passou a questionar suas próprias premissas incorporadas nos vários atributos utilizados na AIR 1/19. No item 62, ela questiona sua premissa relativa ao benefício causado pela energia injetada próxima ao centro de carga face a energia solar não prover energia firme. Esta é uma discussão bastante interessante e está relacionada à intermitência de boa parte das fontes renováveis.
7. A intermitência não é uma característica apenas da energia solar, mas de outras fontes como a eólica e hidráulica à fio d'água. As constantes de tempo diferentes, mas o problema pode ser comparado. Por exemplo, quando é necessário expandir as interligações entre regiões para prover reserva operativa virtual para a geração eólica no NE, o consumidor está pagando para disponibilizar este serviço, ou seja, este custo não é repassado para o agente de geração. Muitos podem alegar que neste caso este custo já não havia sido explicitado no leilão e foi uma decisão do governo, mas não deixa de ser um subsídio a esta fonte.
8. No item 64, a ANEEL expõe que *“não se pode afirmar que há postergação de investimentos na rede de distribuição com a entrada de GD (o efeito contrário pode inclusive ocorrer, a exemplo dos acessos de minigeração no norte do Estado de Minas Gerais que motivaram investimentos antecipados na rede)”*. Esta afirmativa está correta, mas não invalida o benefício da GD no que se refere à capacidade das redes elétricas T&D. O que ocorre é que a análise generalizada ou análise pela média, neste caso, não é consistente devido à diversidade dos resultados quando se varia a localização da injeção, o momento de utilização e a segurança que se quer disponibilizar ao agente de geração ou de consumo.
9. Conforme já apontado nas contribuições dos diversos agentes na AP 1/19 inclusive da MC&E, este ponto foi bastante enfatizado e realmente o exemplo do norte do Estado de Minas Gerais mostra onde a energia solar não é

benéfica. Ao analisar o impacto na capacidade da rede de distribuição e também de transmissão, esta região com pouca densidade de carga acaba necessitando novos investimentos e promove inversão de fluxo. Este exemplo enfatiza a necessidade urgente de implementar uma tarifa com sinal locacional e temporal coerente.

10. Em face destes pontos, não é razoável condenar por completo os benefícios da energia solar quanto ao atributo de capacidade de distribuição e transmissão. No caso específico da transmissão, dado o distanciamento da GD à rede de transmissão, existe uma diminuição virtual da carga que vai necessariamente refletir na postergação de investimentos conforme apontado na contribuição da MC&E para a AIR 1/19.
11. No que se refere às perdas (item 65), a generalização é ainda mais controversa visto que além da localização da injeção, elas são muito sensíveis ao carregamento da rede MT e BT que varia em função da hora de utilização. Quando a injeção da GD é marginal (até um certo nível de penetração) as perdas diminuem beneficiando os outros consumidores, mas conforme a penetração aumenta os ganhos com a diminuição das perdas diminuem e até mudam de sinal o que requer uma análise local mais detalhada. Neste caso a generalização deve ser evitada sob pena de perturbar significativamente o sinal econômico. Sugere-se para os casos de geração remota o uso do OpenDSS para avaliar os ganhos reais de perdas.
12. Do item 70 ao 79, a AIR evoca a teoria econômica de alocação de custos e benefícios mas conceitua errado o livre exercício da decisão econômica no item 70, por exemplo, quando diz que *“existindo condições em que para determinados consumidores seria viável não fazer uso do sistema (na totalidade ou parcialmente). Tal solução pode parecer justa, mas não é eficiente, uma vez que também seria prejudicial aos outros consumidores, pois com uma quantidade menor de produto/serviço sendo atendida pela distribuidora, o custo médio de atendimento seria maior.”* Da forma como está escrito parece um sistema ditador onde o consumidor é obrigado a ficar cativo “ad aeternum” da distribuidora. A falta de contestação ao monopólio é que

provoca a ineficiência de qualquer setor mesmo que isto venha a ocasionar “sunk costs”. Entendemos que o regulador ao prover o equilíbrio da concessão deverá atentar para não burlar o direito do consumidor. Muitas vezes outros tipos de subsídios como a tarifa social, a tarifa rural, acarretam custos muito mais elevados que deveriam ser explicitados ao contribuinte e não ao consumidor.

13. Aproveitamos para adiantar que hoje existe uma dependência dos sistemas fotovoltaicos à rede e que poderia ser precificada adequadamente para evitar a fuga futura completa da GD em consequência do barateamento de outras tecnologias como o armazenamento. Uma discussão interessante é o atendimento de comunidades e cidades isoladas através de fontes de geração próprias e armazenamento contrapondo com a filosofia tradicional de sistemas interligados. A adoção de microrredes já começa a ser uma realidade e estas não devem ser desprezadas.
14. Do item 80 ao 91, a ANEEL justifica a inclusão de todos os componentes tarifários inclusive os encargos setoriais. Nos itens 91 e 92 ela livra a GD da TE e justifica a Alternativa 5. Apesar da tentativa da CP 10/18 e AP 1/19 de detalhar cada componente e avaliar os ganhos e benefícios, nestes itens a ANEEL se convence de que tem que cobrar tudo como se a GD fosse um consumidor comum. Isto mostra a fragilidade da análise generalizada que não consegue separar a “boa” GD do conjunto maior dificultando a busca por uma regulação eficiente.
15. No que se refere aos encargos, seria mais justo a cobrança daqueles somente associados ao transporte e não à energia. Mesmo no caso do transporte, deveriam ser apenas cobrados os encargos associados à parcela da distribuidora conforme já apontado na contribuição anterior visto que o uso da rede se restringe aos níveis MT e BT.
16. No item 107 retira-se o benefício da diferença entre a tarifa de consumo e de geração quando se sugere a aplicação da tarifa TUSDg para a GD Remota. Com a introdução da TUSDg e a mudança para a alternativa 5, a ANEEL

passa a considerar a GD Remota uma geração convencional, ou seja, não é pertinente dizer que se tem tratamento diferenciado para este tipo de fonte. A única diferença é que não há venda de energia, o que, a princípio, seria melhor para a GD desde que houvesse uma tarifa correta de transporte.

17. Tendo como meta definida a Alternativa 5, a ANEEL passa nos itens seguintes (108 em diante) da AIR 3/19 a avaliar o momento de sua aplicação para a GD local e remota evocando a variável penetração.
18. Sob os pontos levantados, seria interessante destacar a mudança conceitual do fator de simultaneidade, visto que a ANEEL faz uma revisão da ideia da eficiência energética. Concordamos que houve uma utilização errônea do conceito de eficiência energética, mas a retirada da análise de custo/benefício da parcela do autoconsumo ao sistema nos parece equivocada (item 124). Além disto, mais uma vez, a generalização vai contra as premissas pois existe um fator esquecido que é a resposta da demanda natural e voluntária que pode ser explorada junto ao prosumidor. No que tange à resposta natural, conforme apresentado na contribuição anterior da MC&E existe uma correlação entre o consumo de energia e a presença do Sol que deve ser avaliada estatisticamente em diversas regiões do país.
19. Continuando no fator de simultaneidade, a utilização da triangular (33, 45, 58%) não resolve o problema da incerteza dos dados, o que sugerimos um estudo regionalizado.
20. Outra triangular foi adotada para o CME que impacta significativamente no resultado. A utilização de (225, 234 e 270 R\$/MWh) conforme item 147 também tem que ser melhor explorada utilizando técnicas de cenários pois estes valores podem ser questionados a partir de um conjunto de premissas econômicas já apresentadas nas contribuições anteriores.
21. No item 152, a ANEEL anula o efeito das perdas para a GD Remota. Mais uma vez, deve-se avaliar a localização e o nível de penetração pois assim como não é regra geral que a GD diminui perdas, não podemos condenar

todas as GDs Remotas assumindo o exemplo do norte do Estado de Minas Gerais. Sugerimos que cada distribuidora faça estudos utilizando o OpenDSS (programa oficial de cálculo de perdas técnicas da ANEEL) justificando a não diminuição das perdas.

22. Quanto a não inclusão do benefício da expansão da rede de distribuição, concordamos que a generalização não é adequada, mas também não considerar não está correto. Sugerimos uma avaliação diferenciada por alimentador e por Subestação de Distribuição (AT/MT) onde tanto os custos de nova expansão como postergação de investimentos devam ser considerados. Já existem metodologias e tecnologias suficientes para avaliar de forma expedita estes impactos. Este trabalho poderia ser feito pelas distribuidoras para a GD local ou pelo próprio acessante no caso da GD Remota.

2 PRINCIPAIS CONCLUSÕES E SUGESTÕES

23. De uma forma geral entendemos que a ANEEL mudou radicalmente alguns conceitos e premissas que culminaram com valores expressivos de VPL contra os consumidores sem GD. Conforme apontado nesta contribuição, houve um exagero e que uma solução mais equilibrada poderia ter sido adotada pelo regulador nesta consulta pública primando pelo equilíbrio do setor.

24. Entendemos que a cobrança do Fio B e os seus respectivos encargos associados deve ser feita de preferência incorporando um melhor sinal econômico associado à localização e à hora de utilização. A generalização proposta não leva à eficiência alocativa.

25. Como os benefícios para o setor são evidentes para pequenos níveis de penetração, seria interessante diminuir a potência da GD Remota de 5 MW para 2 MW buscando uma aproximação maior entre a GD e a carga. Nesta

mesma linha, a utilização de um fator de vizinhança conforme proposto nas contribuições anteriores traria mais eficiência enquanto o sinal locacional não é considerado.

26. Conforme sugerido pela ANEEL para a mudança de regra, seria interessante definir regionalmente o nível de penetração para passar para a (Alternativa 3 – Fio A) tanto para a GD Remota como para a GD Local devendo ter um limite soma das duas. O uso dos 5 % parece ser bastante interessante pois tem inclusive respaldo internacional. Neste caso estamos propondo uma fase intermediária que seria o uso da Alternativa 3 sem o Fio A. Num segundo momento quando regionalmente o fluxo se inverter nas conexões com a rede básica poderíamos incluir o Fio A consoante inclusive com a tarifa TUSDg do 138 e 88 kV.
27. A passagem para cobrança completa (Alternativa 5) poderia ser a partir do índice de penetração de 20% quando os benefícios da GD começam a diminuir consideravelmente. No entanto, estudos devem ser feitos para avaliar os impactos na rede para este nível de penetração. A inclusão de outras tecnologias que já estariam disponíveis a preços competitivos como baterias químicas também deverá ser incluída nestes estudos.
28. A definição da regra regulatória da compensação deverá também estar acompanhada da introdução da tarifa binômica no BT que muda completamente o quadro da compensação. Neste ponto, mais uma vez o sinal locacional deverá ser considerado juntamente com a hora de utilização.
29. Ficou claro desde a CP10/18 que a ANEEL reconheceu que a REN 687/15 acabou criando uma distorção com a disseminação da geração remota que extrapolou a filosofia de uma compensação de carga existente numa UC, ou seja, a compensação atrás do medidor. Sugerimos a diminuição da capacidade máxima para estes casos.
30. Em função da diminuição da capacidade de armazenamento das hidrelétricas existentes, sugerimos uma diminuição no prazo da compensação, ou seja,

de 5 anos para 1 ano. Em países com baixa capacidade de armazenamento natural, estes períodos não são superiores a meses.

31. A ANEEL deve buscar sempre o equilíbrio da concessão de distribuição de energia elétrica introduzindo um aprimoramento da função “fio” que passará a ter um papel mais de integrador do que de transportador. Um leque de serviços hoje não explicitados deverão ser listados e precificados para o enfrentamento desta nova visão da indústria da energia elétrica.