



EDITAL DA CHAMADA PÚBLICA DE PROJETOS SEE-001/2025

ANEXO 2 – REQUISITOS PARA SERVIÇOS, MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

Rev.	Data	Itens da Revisão
0	30/10/2025	Emissão

ANEXO 2 – REQUISITOS PARA SERVIÇOS, MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

1	OBJETIVO	3
2	REQUISITOS GERAIS	3
3	CUSTOS EVITADOS DE ENERGIA E DEMANDA.....	8
4	SOBRE CUSTOS E ORÇAMENTOS	9
5	DAS FORMA DE PAGAMENTO/REPASSE DE RECURSOS – TERMO DE REPASSE E CONTRATO TURN KEY	18
6	DA RESPONSABILIDADE TÉCNICA	24
7	USO FINAL ILUMINAÇÃO	24
8	USO FINAL CONDICIONAMENTO AMBIENTAL	29
9	USO FINAL FONTE INCENTIVADA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	32
10	OUTROS USOS FINAIS	43
11	FATOR DE COINCIDÊNCIA NA PONTA	55
12	MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO DOS RESULTADOS	56
13	DESCARTE DE MATERIAIS.....	60
15	TREINAMENTO E CAPACITAÇÃO	62
16	RELATÓRIO FINAL.....	63
17	PRAZO DE EXECUÇÃO DO PROJETO.....	63
18	CONTROLE E ACOMPANHAMENTO.....	65
19	INTEGRAÇÃO E REQUISITOS DE SEGURANÇA – CONTRATOS TURN-KEY...66	

1 OBJETIVO

Este documento tem como objetivo estabelecer os requisitos para a apresentação dos pré-diagnósticos e diagnósticos energéticos nas respectivas fases da Chamada Pública de Projetos do Programa de Eficiência Energética das **DISTRIBUIDORAS DA NEOENERGIA** SEE-001/2025, bem como, na etapa de implantação do projeto, para a contratação e fornecimento de materiais/equipamentos e serviços. O cumprimento desses requisitos é obrigatório para o consumidor, para a empresa proponente e para a empresa executora em qualquer modalidade de contratação.

2 REQUISITOS GERAIS

- 2.1** Os projetos deverão obedecer, obrigatoriamente, todas as disposições constantes no documento Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE: Resolução Normativa ANEEL n° 929, de 30 de março de 2021, elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – e suas atualizações.
- 2.2** Caso o pré-diagnóstico contemple diferentes unidades consumidoras, com níveis de tensão de fornecimento distintos ou não, o detalhamento dos resultados esperados (incluindo o cálculo da Relação Custo-Benefício – RCB) deverá ser apresentado, individualmente, por unidade consumidora.
- 2.3** As unidades consumidoras devem apresentar histórico de consumo regular com a **DISTRIBUIDORA**, ou seja, não serão aceitos pré-diagnósticos energéticos em que as unidades contempladas estejam sendo faturadas somente pelo custo de disponibilidade.
 - 2.3.1** Equipamentos reservas ou que possuam baixa utilização **não** podem ser trocados/contemplados dentro desta Chamada Pública de Projetos.
- 2.4** Somente serão aceitos pré-diagnósticos que contemplem a efficientização de usos finais de energia elétrica, ou seja, a substituição de materiais e equipamentos existentes por outros mais eficientes, nos quais ambos utilizem energia elétrica. Não será permitida a substituição parcial ou total da energia elétrica por gás, energéticos fósseis ou biomassa.
- 2.5** O consumidor que possuir outra fonte de geração de energia elétrica, além da energia elétrica disponibilizada pela **DISTRIBUIDORA**, deverá considerar APENAS a energia economizada e a redução de demanda na ponta da energia suprida pela **DISTRIBUIDORA**, no cálculo da RCB.

- 2.6** Não será permitida a efficientização de usos finais através de aquisição de equipamento eficiente por meio de aluguel ou leasing, ou seja, os equipamentos a serem instalados deverão ser comprados e fazerem parte do patrimônio do consumidor. Desta forma, não será permitida a substituição de equipamentos/sistemas alugados.
- 2.7** Alterações nos horários de funcionamento entre a linha de base e a determinação só serão aceitas com justificativas plausíveis descritas no memorial descritivo, a ser enviado na etapa de pré-diagnóstico. Este item poderá ser motivo de reprova do Projeto caso não esteja devidamente respaldado.
- 2.8** No diagnóstico energético deve ser apresentada a memória de massa da(s) unidade(s) consumidora(s), caso sejam de alta tensão (Grupo A), ou medições de energia realizadas com equipamento devidamente calibrado para consumidores de baixa tensão (Grupo B). O certificado de calibração deve, obrigatoriamente, ser enviado na fase do diagnóstico energético. Todos dados devem ter integralização máxima de 15 minutos e devem refletir o real consumo de energia da(s) unidade(s) consumidora(s) a ser(em) contemplada(s) no Projeto.
- A memória de massa deve ser solicitada em tempo hábil (considerando os prazos regulatórios) no setor responsável da **DISTRIBUIDORA**.
 - Opcionalmente os dados acima podem ser enviados durante a fase de pré-diagnóstico, interferindo assim, positivamente, na pontuação para fins de qualificação da proposta.
- 2.9** A taxa de desconto a considerar será a mesma especificada no Plano Nacional de Energia – PNE, vigente na data de submissão do projeto. Para a presente Chamada Pública, deve-se considerar a taxa de desconto de 8% (oito por cento) ao ano.
- 2.10** Para os sistemas propostos, deve ser cumprido o disposto nas normas brasileiras vigentes de acordo com a atividade exercida na unidade consumidora e/ou tipo de instalação, como exemplo: hospitais, indústrias, hotéis, instituições de ensino, entre outros.
- 2.11** Para os pré-diagnósticos que contemplarem a inclusão de geração de energia elétrica a partir de Fontes Incentivadas, serão aceitas somente propostas que contemplarem a inclusão de geração de energia que utilize fonte com base em energia solar fotovoltaica.
- 2.12** Quando se tratar de uma unidade consumidora beneficiada em uma ação do PEE anteriormente, deve ser comprovado dentro do pré-diagnóstico que os equipamentos existentes já superaram suas vidas úteis ou não foram adquiridos com recursos advindos do PEE.
- 2.13** Após a aprovação do diagnóstico energético e do instrumento jurídico (termo ou contrato), deve ser elaborado projeto executivo como primeira etapa do projeto.
- 2.14** O diagnóstico energético, para todo e qualquer sistema solar fotovoltaico e aquecimento solar térmico, deverá apresentar laudo estrutural, realizado por responsável técnico com experiência comprovada em cálculo estrutural (CAT - junto aos referidos Atestados de Capacidade Técnica, declaração ou atestado técnico), declarando que a estrutura física (telhado ou cobertura) suporta o peso

dos equipamentos, estruturas de suporte e acessórios propostos a serem instalados. Sendo obrigatório para aquecimento solar, geração de energia solar fotovoltaica e todas as demais ações que acrescentem carga na estrutura existente. Caso a estrutura não suporte o peso extra ou não haja apresentação do laudo, o projeto estará inabilitado para participar da CPP.

O laudo estrutural deve conter, no mínimo, as seguintes informações:

- Identificação do projeto (incluindo os responsáveis com CREA);
- Lista dos documentos analisados (plantas, memoriais de cálculos, especificações, fotos, etc.);
- Registro fotográfico completo;
- Normas de referência e Softwares utilizados;
- Memorial de cálculo com emissão de ART:
 - Introdução com descrição das estruturas envolvidas, sua utilização atual e o objetivo da análise em curso, descrevendo as intervenções pretendidas.
 - Análise das condições atuais de conservação e funcionalidade das estruturas.
 - Carregamentos considerados nos cálculos, (verticais e horizontais; permanentes, acidentais e excepcionais) e combinações adotadas.
 - Modelo estrutural e softwares utilizados com versão.
 - Descrição clara das hipóteses consideradas nas análises quanto às características dos materiais, carregamentos e combinações adotadas.
 - Apresentação dos resultados com análises e parecer em relação a capacidade da estrutura existente de receber os novos carregamentos, com ou sem a necessidade de reforço estrutural, ou ainda necessidade de um projeto de novos apoios independentes, indicando a solução mais viável.
 - No campo de observações da ART deverá conter um resumo da avaliação realizada destacando, pelo menos, as normas, a identificação da edificação e do sistema estudado, destacando o acréscimo de carga.
- Conclusão;

2.15 No diagnóstico energético, para todo e qualquer sistema solar fotovoltaico, deverá ser emitido laudo técnico com ART por profissional qualificado, habilitado e com experiência (CAT - junto aos referidos Atestados de Capacidade Técnica, declaração ou atestado técnico), atestando que o Sistema de Proteção de Descarga Atmosférica – SPDA - da edificação ou local onde será instalado o sistema solar fotovoltaico está em conformidade com as normas técnicas vigentes. Caso o SPDA não esteja dentro das normas ou não seja apresentado o laudo, o projeto estará inabilitado para participar da CPP.

- 2.16** No **pré-diagnóstico energético** que contemple instalação de sistema de armazenamento de energia (BESS), deverá ser apresentado **memorial de cálculo do RTE, informações técnicas do BESS** (vide tabelas constantes no item 10), **curva de degradação do sistema, diagrama unifilar e croqui** (disposição dos equipamentos);
- 2.17** No **Diagnóstico Energético** que contemple instalação de sistema de armazenamento de energia (BESS), deverá ser apresentado **Projeto eletromecânico básico** (layout e via de cabos). Caso haja alterações nos itens apresentados no Pré-Diagnóstico, os mesmos deverão ser reenviados em suas versões atualizadas;
- 2.18** Para o cálculo de RCB, deve-se considerar a vida útil máxima dos equipamentos conforme Tabela 1, ou seja, se a vida útil calculada for superior à sua correspondente, a mesma estará limitada ao valor apresentado na Tabela 1. Para as lâmpadas de LED de uso interno, do tipo bulbo e tubular, considerar uma vida útil máxima de 15 anos. Para refletores de LED e luminárias de Iluminação Pública de LED, de uso externo, considerar uma vida útil máxima de 20 anos. Caso os materiais e equipamentos utilizados possuam características diferentes daquelas apresentadas ou não estejam listados, estas características deverão ser comprovadas, obrigatoriamente, através da apresentação de catálogos técnicos.
- 2.19** O proponente deve considerar apenas duas casas decimais em todas as informações numéricas presentes na Chamada Pública, incluindo orçamentos, custos, rubricas etc.
- 2.20** Todos os equipamentos a serem instalados no âmbito desta CPP e adquiridos com recurso do PEE devem ser energeticamente eficientes. Considera-se equipamento eficiente aquele detentor do Selo Procel de Economia de Energia, ou simplesmente **Selo Procel**, dentro de cada categoria definida naquele programa. O não cumprimento deste requisito implica na desclassificação automática do pré-diagnóstico e/ou diagnóstico energético.

2.20.1 Caso não existam no mercado nacional equipamentos com Selo Procel necessários ao projeto, deverão ser adquiridos equipamentos com Etiqueta A de desempenho energético (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), de responsabilidade do INMETRO.

2.20.2 Caso os equipamentos necessários ao projeto não sejam contemplados pelo PBE, poderão ser usados os mais eficientes disponíveis. Quando houver, no uso final considerado, laudo de laboratório acreditado pelo INMETRO para algum equipamento que atenda ao serviço requerido, somente estes equipamentos serão aceitos. Os laudos deverão ser renovados a cada ano ou a cada novo modelo de equipamento e conter preferencialmente, no seu escopo, além da eficiência energética, ensaios de vida útil. Quando não houver procedimento específico para ensaio de vida útil, ensaios em partes ou na matéria-prima utilizada poderão ser aceitos.

Tabela 1 - Vida Útil Máxima

MATERIAIS E EQUIPAMENTOS	VIDA ÚTIL MÁXIMA
Acessórios (fita isolante, soquetes, parafusos, conectores, etc)	20 anos
Lâmpada com tecnologia LED (exceto para aplicação em iluminação pública) ^{1 2}	25.000 horas/ limite de 15 anos
Luminárias ³	15 anos
Luminárias IP com tecnologia LED ⁴	50.000 horas/ limite de 20 anos
Luminárias com tecnologia LED ⁴	50.000 horas/ limite de 20 anos
Aparelhos de ar-condicionado tipo janela ¹	10 anos
Aparelhos de ar-condicionado tipo split (high-wall, cassete e piso-teto) ¹	10 anos
Sistemas de climatização – self-contained com condensador remoto ³	10 anos
Sistemas de climatização – self-contained com condensador incorporado ³	10 anos
Sistemas de climatização – self-contained com condensação a água ³	15 anos
Sistemas de climatização – Split System Central (“splitão”) ³	15 anos
Sistemas de climatização – VRV – Volume de Refrigerante Variável ³	15 anos
Sistemas de climatização – Fan-Coil ³	15 anos
Sistemas de climatização – Fancolete (“baby”) ³	10 anos
Sistemas de climatização – Chiller à Ar ³	15 anos
Sistemas de climatização – Chiller à Água ³	20 anos
Sistemas de climatização – Torres de Arrefecimento ³	15 anos
Motores ^{1 3}	10 anos
Bombas Centrífugas de Água ³	15 anos
Aparelhos de refrigeração (geladeiras, freezers) ¹	10 anos
Sistemas de aquecimento solar (placas, boiler) ^{1 3}	20 anos
Sistemas de ar comprimido ou compressores em geral ³	10 anos
Autoclaves ³	20 anos
Bombas de calor ³	20 anos
Painéis Fotovoltaicos ¹	25 anos
Estrutura para fixação de painel fotovoltaico ³	20 anos
Inversores para sistema solar fotovoltaico ³	15 anos
Sistemas de armazenamento de energia	20 anos

A vida útil calculada dos equipamentos está limitada ao informado na Tabela 1.

¹ Consultar a listagem com os equipamentos certificados com selo PROCEL de eficiência energética no endereço eletrônico www.procelinfo.com.br

² Características das lâmpadas que deverão estar descritas na proposta de projeto: FL: Fluxo luminoso
IRC: Índice de reprodução de cores

³ Apresentar catálogo para comprovação das características técnicas, no caso de vida útil superior a informada na Tabela 1.

⁴ Apresentar certificações LM-80 e LM-79 para comprovação das características técnicas, no caso de vida útil superior a informada na Tabela 1.

3 CUSTOS EVITADOS DE ENERGIA E DEMANDA

Este item refere-se aos custos da energia evitada (CEE) e custo evitado de demanda (CED) que deverão ser utilizados nos pré-diagnósticos a serem apresentados na presente Chamada Pública.

Tabela 2 – Custos evitados de energia - CEE

Nível De Tensão	Neoenergia Elektro	Neoenergia Coelba	Neoenergia Brasília	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern
A2 88 kV a 138 kV	397,36	342,67	508,23	-	375,62
A3 69 kV	426,33	344,37	-	347,75	376,25
A3a 30 kV a 44 kV	462,04	387,60	577,54	-	-
A4 2,3 kV a 25 kV	462,04	387,60	577,54	385,25	413,71
AS (Subterrâneo)	-	-	-	-	-
B3 Demais Classes	822,34	844,14	862,39	771,80	757,84

Tabela 3 - Custos evitados de demanda - CED

Nível De Tensão	Neoenergia Elektro	Neoenergia Coelba	Neoenergia Brasília	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern
A2 88 kV a 138 kV	375,40	507,37	242,59	-	334,12
A3 69 kV	875,69	501,36	-	242,36	384,46
A3a 30 kV a 44 kV	1.068,68	1525,59	461,32	-	-
A4 2,3 kV a 25 kV	1.068,68	1525,59	461,32	710,80	1.065,87
AS (Subterrâneo)	-	-	-	-	-
B3 Demais Classes	1.789,99	2024,89	1.616,37	1743,54	1.579,71

A análise da viabilidade de fontes incentivadas será feita considerando-se o ponto de vista do consumidor. Dessa forma, para pré-diagnósticos com fonte incentivada solar fotovoltaica, o CEE utilizado para o cálculo do benefício oriundo da Central Geradora é o preço final da energia ativa pago pelo consumidor, incluindo impostos e encargos. A geração no horário de ponta não será considerada no cálculo do benefício. Como referência devem ser utilizados valores calculados a partir da fatura de eletricidade do mês informado no Edital desta Chamada Pública.

Para melhor esclarecimento, a PROPONENTE deve considerar a Tarifa de Energia (TE) + a Tarifa de Distribuição (TUSD) sempre no horário fora de ponta, conforme destacado abaixo.

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	PREÇO(R\$)	VALOR(R\$)
Demanda Ativa(kW)	215,0600000	24,48150833	5.264,99
Demanda Ativa Ultrapassagem(kW)	25,0600000	48,96301667	1.227,01
Demanda Reativa Excedente.(kVAR)	0,0000000	24,48150833	0,00
Consumo Ativo Na Ponta(kWh)-TUSD	8.269,7700000	1,71989847	14.223,16
Consumo Ativo Fora de Ponta(kWh)-TUSD	85.338,6300000	0,08416243	7.182,30
BANDEIRA VERDE			
Consumo Ativo Na Ponta(kWh)-TE	8.269,7700000	0,58295866	4.820,93
Consumo Ativo Fora Ponta(kWh)-TE	85.338,6300000	0,34442349	29.392,62
Consumo Reativo Exc. Na Ponta(kVARh)	0,0000000	0,36429296	0,00
Consumo Reativo Exc. Fora Ponta(kVARh)	0,0000000	0,36429296	0,00
Contrib. Ilum. Pública Municipal			71,49
ICMS Subvenção-CDE-NF 117387457-23/07/20			415,09
Parcela 103/120 Plano 405001832011			7.275,63

No exemplo em questão, o CEE seria 0,08416243 (TUSD) + 0,34442349 (TE) = 0,43 (R\$/kWh) com as duas casas decimais. Lembrando que é apenas um exemplo de como calcular o CEE para as fontes incentivadas e que cada projeto deverá calcular o seu. O custo com bandeiras tarifárias **não** deve ser considerado no cálculo.

Antes da abertura do projeto junto à ANEEL, caso haja alteração do CEE e/ou CED que o inviabilize, a **DISTRIBUIDORA** informará o valor da contrapartida para que o mesmo se torne viável. Caso o consumidor não concorde com o pagamento de contrapartida, o projeto será desqualificado e não prosseguirá para a fase de implementação.

4 SOBRE CUSTOS E ORÇAMENTOS

- 4.1** Os preços de aquisição de materiais, equipamentos, serviços e mão de obra, devem ser balizados pela média de preços praticada pelo mercado, nas regiões onde os projetos serão executados. Não serão aprovados projetos que tenham seus preços acima da média praticada pelo mercado. Será selecionada a proposta de menor valor que atenda as especificações do edital.
- 4.2** Todos os orçamentos devem considerar os fretes dos materiais/equipamentos até o local final de instalação. Este custo deverá estar embutido no valor.
- 4.3** Todos os orçamentos enviados no âmbito dessa Chamada Pública de Projetos devem constar CNPJ da empresa vendedora, data de emissão, validade da

proposta, nome, contato (telefone celular) do responsável pela mesma e número de controle.

4.3.1 Para contratos turn-key, os orçamentos deverão estar em nome da empresa proponente, constando CNPJ desta;

4.3.2 Para projetos com contratos de desempenho ou com termo de cooperação com repasse de recurso, os orçamentos devem estar em nome do cliente, mas com a empresa proponente como solicitante, sempre constando CNPJ de ambos (empresa proponente e cliente).

4.4 Alertamos que não serão permitidos, em hipótese alguma, orçamentos de empresas que sejam partes relacionadas, tais como, mas não se limitando a aquelas que tenham ao menos um sócio e/ou responsável técnico em comum com a proponente ou cliente, em função de possível conflito de interesse.

4.5 Para todos os materiais, equipamentos, serviços de descarte, instalação e projeto executivo, deverão ser anexados no portal, durante a etapa de pré-diagnóstico, **obrigatoriamente**, no mínimo, 3 (três) orçamentos. Durante as etapas posteriores, a empresa proponente (ESCO) deverá considerar orçamentos válidos realizando novas consultas ao mercado, caso necessário. A **DISTRIBUIDORA** poderá incluir, a qualquer tempo, outras empresas na coleta de preços, mesmo após aprovação e contratação do Projeto.

4.5.1 Os orçamentos da rubrica “Descarte de Materiais” deverão discriminar o custo unitário. Como exemplo, para iluminação deve ser detalhado o valor por lâmpada e valor por reator a ser descartado unitariamente. Não serão aceitos orçamentos de descarte de empresas que não comprovarem ter autorização, licenciamento e outros documentos necessários, conforme Item 14 deste documento, sendo o projeto passível de eliminação caso isso ocorra.

4.5.2 Os orçamentos de Instalação e Projeto Executivo devem vir acompanhados de ART e do(s) correspondente(s) Atestado(s) de Capacidade Técnica do responsável técnico para comprovar experiência no uso final proposto.

4.5.3 Para comparação de preços em projetos com fonte incentivada solar fotovoltaica, considerar-se-á o menor valor em R\$/kWp dos orçamentos enviados. Não poderá haver uma variação superior a 15% entres potências propostas nos diversos orçamentos dos sistemas. Os orçamentos para sistemas de geração solar com fonte incentivada devem ser elaborados preferencialmente no formato de “kit solar”, a fim de aproveitar a menor carga tributária aplicável. Qualquer desvio em relação a esse formato deverá ser devidamente justificado e aprovado pela **DISTRIBUIDORA**.

4.5.4 Os orçamentos de lâmpadas devem ter, para cada

tipo de lâmpada especificado, fabricantes diferentes.

4.5.5 Os orçamentos devem ser individuais por rubrica, por exemplo, instalação separado de Projeto Executivo etc.

4.6 Junto ao Diagnóstico Energético, a empresa proponente deverá disponibilizar Especificação Técnica e Condições Comerciais de Contratação de todos os itens citados no Item 4.5 com os requisitos necessários para que a **DISTRIBUIDORA** possa, a qualquer tempo, indicar fornecedores para participação das coletas de preços, mesmo após aprovação e contratação do Projeto.

4.7 Os orçamentos devem sempre ser comprovados através de documentação emitida pelo fabricante para: importadores, distribuidores ou representantes desses fabricantes, de modo a garantir que os orçamentos advêm de empresas que praticam esse fornecimento. Também são aceitos orçamentos dos próprios fabricantes.

4.7.1 Em qualquer fase da Chamada Pública de Projetos, os orçamentos devem obrigatoriamente refletir o quantitativo previsto nos projetos.

4.8 Os orçamentos de serviços serão aceitos apenas de empresas com experiência prévia comprovada no tipo de serviço a ser executado, comprovada através de Certificado de Acervo Técnico (CAT) junto aos referidos Atestados de Capacidade Técnica. Nas propostas devem constar CNPJ das empresas, nome do responsável técnico, validade da proposta e contato do responsável pela mesma. Exceção se faz a descarte, que deve ser de empresa autorizada e licenciada para tal serviço, conforme Item 14.

4.9 Para contratos turn-key (Anexo 7), em função da impossibilidade deste faturamento direto à **DISTRIBUIDORA** dos materiais e serviços subcontratados, a empresa proponente (ESCO) deverá intermediar o processo de aquisição. Neste caso, haverá incidência de tributos, conforme regulamentação tributária, e poderá ser aplicada uma taxa de administração.

4.9.1 Ambos os custos referentes aos Impostos (inclusive DIFAL) e taxa de administração devem ser previstos desde o pré-diagnóstico no cálculo da RCB e devem ser detalhados na Planilha Memória de Cálculo de Revenda de Material e Serviço (Anexo 14) disponibilizada, que deve ser anexada no Portal da Chamada Pública de Projetos. Esta deve conter os percentuais aplicados de modo que permita a incidência em valores eventualmente ajustados durante a execução do projeto. Para isso, no caso do projeto aprovado, a memória de cálculo será incorporada ao contrato (Anexo 7). Estes cálculos poderão ser submetidos à validação do setor tributário da **DISTRIBUIDORA**.

4.9.2 A Planilha de Memória de Cálculo de Revenda de Material e Serviço é meramente **orientativa**, sendo de inteira responsabilidade da empresa proponente/unidade consumidora verificar e validar os cálculos apresentados, podendo, para isso, realizar as alterações necessárias nas linhas correspondentes à tributação de acordo com a regulamentação tributária vigente.

Não será permitido alterar o modo de incidência da taxa de administração. Caso alguma célula da planilha tenha sua fórmula alterada por motivação de regulamentação específica, é necessário destacar a célula na planilha e justificar.

4.9.3 Depois de calculada a taxa de administração, a mesma não deverá compor o custo final do material, devendo ser separada por uso final e compor a rubrica “Serviços de Terceiros – Taxa de Administração”. Esta rubrica não deve conter outro custo que não seja a taxa de administração e eventuais custos financeiros, conforme Item 4.10.1. O valor da taxa de administração será faturado em nota fiscal acessória de serviço, não incidindo bitributação neste valor. Entende-se que no valor da taxa de administração já estão incluídos os impostos para emissão da nota fiscal acessória referente à taxa.

4.9.4 Para todos os itens objetos de consulta ao mercado, conforme estabelecido no Item 4.5, deverá ser considerada a incidência da taxa de administração também sobre os possíveis orçamentos fornecidos pela empresa proponente.

4.10 Para unidades consumidoras cuja modalidade de contratação seja através de repasse de recursos deve-se realizar a contratação direta com o fornecedor primário para se evitar bitributação e maior custo para o projeto. Nesse caso, os custos da empresa proponente com cotações, especificações técnicas e outros custos envolvidos devem ser previstos na rubrica gerenciamento do projeto.

4.10.1 Para os casos em que não seja possível a contratação direta com o fornecedor primário através do cliente, deverão ser apresentadas justificativas e comprovações para essa impossibilidade e deverão ser aplicados os termos do Item 4.9. Caso não haja justificativa, o projeto pode ser eliminado.

4.11 Em função do edital da CPP prever uma parcela dos pagamentos dos serviços/materiais executados somente ao final do projeto para alguns usos finais (exceto contrato de desempenho), pode haver a necessidade de considerar no projeto (pré-diagnóstico e diagnóstico energéticos) custos financeiros relacionados à condição de pagamento detalhada no Item 5. Estes eventuais custos deverão estar embutidos na taxa de administração. A taxa de administração é limitada a 15% (quinze por cento).

4.12 Para comparação de menor valor entre os materiais/equipamentos propostos, será verificado o Preço Final da Nota Fiscal após incidência de tributos (Tabela 2 da Aba "Memorial de Cálculo - Materiais" do Anexo 14). Para comparação de menor valor entre os serviços propostos, será verificado o Valor Final do Serviço após incidência de tributos e taxa de administração (Aba "Memorial de Cálculo - Serviços" do Anexo 14).

Relativo aos orçamentos de materiais, caso a empresa proponente seja fabricante ou fornecedora direta dos materiais, o valor da sua proposta deverá contemplar

todos os impostos e, dessa forma, não incidirá bitributação em função da revenda, apenas a incidência da Taxa de Administração.

Referente aos orçamentos de serviços, caso a empresa proponente seja a executora do serviço, o valor da sua proposta deverá contemplar todos os impostos e, dessa forma, não incidirá bitributação em função da revenda, apenas a incidência da Taxa de Administração.

- 4.13** Vale salientar que, no cálculo de viabilidade do projeto (RCB), devem ser sempre considerados os custos finais incluindo os custos tratados nos itens anteriores 4.9 e 4.11. Ressaltamos que, para os materiais, este valor corresponderá ao apresentado na Tabela 3 da Aba "Memorial de Cálculo - Materiais" do Anexo 14.
- 4.14** É Reforça-se que é mandatória a apresentação da Planilha de Memória de Cálculo de Revenda de Material e Serviço, sob pena de desclassificação do projeto.
- 4.15** No projeto, será permitida somente a inserção de custos relacionados às ações de eficiência energética a serem executadas, ficando vetada a inserção de custos para manutenção dos sistemas, sejam eles antigos ou eficientizados.
- 4.16** Os custos inerentes ao projeto são classificados de acordo com as categorias contábeis descritas conforme a Tabela 4. Os valores deverão ser preenchidos separadamente por uso final.

Tabela 4 – Custo por categoria contábil e origens dos recursos

TIPO DE CUSTO	CUSTOS TOTAIS		ORIGEM DOS RECURSOS		
	R\$	%	Recursos Próprios PEE	Recursos de Terceiros	Recursos do consumidor
Custos Diretos					
Materiais/Equipamentos			Ver Item 4.27		
Mão de Obra Própria + Transporte			Ver item 4.19		
Mão de Obra de terceiros – Diagnóstico Energético			Ver item 4.21		
Mão de Obra de terceiros – Projeto Executivo			Previsto		
Mão de Obra de terceiros – Mão de Obra de Instalação			Previsto		
Mão de Obra de terceiros – Gerenciamento do Projeto			Ver Item 4.18		
Mão de Obra de terceiros – Relatório Final			Ver item 4.26		
Custos Indiretos					
Administração Própria + Marketing			Ver tem 4.20		
Treinamento e Capacitação			Ver item 4.24		

Descarte de Materiais	Previsto
Medição e Verificação	Ver item 4.22.1
Medição Ex Ante	Ver item 4.22.1
Medição Ex Post	Ver item 4.22.1
Plano de M&V	Ver item 4.22.1
Relatório de M&V	Ver item 4.22.1
Auditoria	Ver item 4.25
Outros Custos Indiretos (taxa de administração)	Ver itens 4.9 e 4.11
TOTAL	100%

4.17 Nos pré-diagnósticos devem constar os valores para todas as etapas obrigatórias do PROPEE (elaboração de diagnóstico energético; elaboração do projeto executivo; Plano de M&V; aquisição de materiais e equipamentos; execução da obra; gerenciamento do projeto, descarte dos materiais e equipamentos substituídos; Relatório de M&V; treinamento e capacitação; outros custos indiretos; Relatório Final ANEEL e auditoria).

4.18 O item gerenciamento do projeto deverá ser evidenciado através do relatório mensal de acompanhamento do projeto (anexo ao contrato/termo) lastreado por itens como: relatórios diários de obras, atas de reuniões mensais de acompanhamento do projeto, entre outros, sendo limitado em 8% (oito por cento) do custo total do projeto (PEE + contrapartida).

4.18.1 O custo do gerenciamento do projeto deverá ser compatível com a expertise da equipe dedicada à atividade e as ações realizadas para tal. Caso a **DISTRIBUIDORA** entenda que os custos não são adequados, poderá solicitar durante a avaliação das propostas seu redimensionamento.

4.19 Os pré-diagnósticos e diagnósticos deverão apresentar as despesas referentes à mão de obra própria da **DISTRIBUIDORA** e transporte da **DISTRIBUIDORA**, determinada em 7,5% (sete vírgula cinco por cento) do custo total do PEE no projeto. Para as rubricas de mão de obra própria e transporte a **DISTRIBUIDORA** poderá redistribuir os percentuais na etapa de contratação e carregamento do projeto na ANEEL.

4.20 Os pré-diagnósticos e diagnósticos deverão, obrigatoriamente, prever 5% (cinco por cento) do custo total do PEE no projeto para ações de marketing e administração própria.

4.21 O custo do Diagnóstico Energético (PEE + contrapartida) não poderá ser maior que 4,0% (quatro por cento) do custo total do projeto (PEE + contrapartida), limitado em R\$ 49.000,00 (quarenta e nove mil reais). Caso o projeto contemple apenas retrofit de iluminação (exceto iluminação pública) o valor do Diagnóstico Energético (PEE + contrapartida) será limitado a R\$ 22.000,00 (vinte e dois mil reais).

4.22 Caso o projeto contemple o uso final solar fotovoltaico e seja requerido o estudo

de proteção e seletividade para a rede elétrica, este custo deverá ser obtido através de 3 (três) orçamentos. Este valor integrará a rubrica de Mão de Obra de Terceiros de sistema solar fotovoltaico, para fins de cálculo da relação custo-benefício (RCB).

4.22.1 Os custos com eventuais adequações de TPs, TCs, relés dentre outros devem ser custeados como contrapartida e não serão pagos pela **DISTRIBUIDORA**.

4.23 O valor da rubrica de Medição e Verificação (PEE + contrapartida) não poderá ser superior a 5% (cinco por cento) do custo total do projeto (PEE + contrapartida), tendo valor típico de 3 a 5% (de três a cinco por cento). No diagnóstico energético, além da separação por uso final, o custo de M&V deverá ser segregado por: medição em campo ex-ante, Plano de M&V, medição em campo ex-post, e Relatório Final de M&V. Os custos de medição em campo devem ser proporcionais à quantidade de equipamentos a serem medidos.

- Ressalta-se que para projetos que contemplem geração solar fotovoltaica, não haverá Plano de M&V. Portanto, para esse uso final, este custo não deve ser considerado no valor do projeto.

4.24 O custo com treinamento e capacitação (PEE + contrapartida) não poderá ser maior do que 2% (dois por cento) do custo total do projeto (PEE + contrapartida) e limitado a R\$9.000,00 (nove mil reais - incluindo a contrapartida) caso realizado de forma presencial. Deverá ser considerado o menor valor entre os dois. Caso realizado de forma virtual, os custos de treinamento ficarão limitados a 2% (dois por cento) do custo total do Projeto (PEE + contrapartida) e limitado a R\$ 5.500,00 (incluindo contrapartida). Serão avaliados pela Comissão Julgadora, custos superiores ao limite estabelecido caso o uso final de energia demande treinamentos específicos.

4.24.1 O detalhamento do treinamento deverá explicitar os custos com pessoal (em homem/hora), custos com transporte, passagem e demais necessários para realização do mesmo. Outros orçamentos poderão ser solicitados a qualquer tempo. Durante o diagnóstico energético, deverá ser apresentada memória de cálculo e todos os orçamentos necessários.

4.25 Todos os projetos deverão passar por uma “Auditoria Contábil e Financeira” a ser realizada por uma empresa inscrita na Comissão de Valores Mobiliários – CVM contratada diretamente pela **DISTRIBUIDORA**. Para isso, devem ser provisionados R\$6.000,00 (seis mil reais) para a rubrica Auditoria. Este custo será pago diretamente pela **DISTRIBUIDORA** à empresa contratada por esta para este fim.

4.26 O custo do Relatório Final (PEE + contrapartida) não poderá ser maior que 2% (dois por cento) do custo total do projeto (PEE + contrapartida), limitado a R\$ 16.500,00 (dezesseis mil e quinhentos reais), incluindo a contrapartida.

4.27 Para projetos que contemplem apenas o uso final iluminação (exceto iluminação pública), os valores correspondentes a materiais e equipamentos (PEE+ contrapartida) devem representar no mínimo 30% (trinta por cento) do custo total

do projeto (PEE + contrapartida). Para os demais usos finais (incluindo iluminação pública), os valores correspondentes a materiais e equipamentos (PEE + contrapartida) devem representar, no mínimo, 45% (quarenta e cinco por cento) do custo total do projeto (PEE + contrapartida).

- 4.28** As rubricas Mão de Obra Própria; Transporte; Marketing; Administração Própria e Auditoria Contábil e Financeira são referentes a custos da **DISTRIBUIDORA** e **não** podem ser computadas como contrapartida.
- 4.29** Para os custos computados como contrapartida nos pré-diagnósticos, deverão ser apresentadas as devidas comprovações destes custos. Esta comprovação se dará através de 3 (três) orçamentos. No caso de uso da mão de obra do próprio consumidor, 2 (dois) orçamentos mais a estimativa de custo do uso da mão de obra do próprio consumidor, através da apresentação dos profissionais envolvidos, acompanhado de uma estimativa de horas de trabalho de cada um e do respectivo custo de homem/hora. Todos os orçamentos devem apresentar Atestado(s) de Capacidade Técnica, emitido(s) por pessoas de direito público ou privado, acompanhado(s) da(s) respectiva Certidão de Acervo Técnico (CAT), que comprove(m) que a empresa tenha experiência no serviço proposto. Exceção para o orçamento com mão de obra do próprio consumidor.
- 4.30** No caso da utilização da mão de obra do próprio consumidor, os custos advindos da utilização desta mão de obra não serão de forma alguma remunerados ou reembolsados com recursos do Programa de Eficiência Energética - PEE, devendo ser computados obrigatoriamente como contrapartida.
- 4.31** Quando houver contrapartida, o cálculo da viabilidade deverá ser realizado tanto para o fator global do projeto como para o montante investido pelo PEE, sendo que só deverá ser contabilizado para fins de apuração da viabilidade o cálculo sobre o montante aportado pelo PEE.
- 4.32** Durante a execução dos projetos de eficiência energética, os recursos destinados à aquisição de materiais/equipamentos, apontados como contrapartida, terão prioridade de uso, ou seja, primeiramente serão utilizados os recursos aportados como contrapartida até o seu limite para que, somente a posteriori, sejam utilizados os recursos do PEE. Todo desembolso realizado como contrapartida deverá ser comprovado à **DISTRIBUIDORA** através de notas fiscais.
- 4.33** No pré-diagnóstico e no diagnóstico, para serviços de instalação de equipamentos unitários, como condicionadores locais e de iluminação, os custos de instalação devem ser informados por unidade (ponto de iluminação, luminária ou unidade de condicionamento ambiental local), conforme Tabela 5. Caso haja outros tipos de equipamentos ou de condições de instalação, deverão também ser discriminados individualmente. Estes valores serão utilizados para faturamento/repasso após medição do avanço físico em campo.

Tabela 5 – Custo para serviços de instalação

Serviço	Valor Unitário (R\$)
---------	----------------------

Ponto de iluminação com lâmpada (bocal rosca) - pé direito <3,0m
Ponto de iluminação com (bocal rosca) - pé direito >=3,0m
Ponto de iluminação com lâmpada e equipamento transformador/reator - pé direito <3,0m
Ponto de iluminação com lâmpada(s) e equipamento transformador/reator - pé direito >=3,0m
Luminária completa - pé direito <3,0m
Luminária completa - pé direito >=3,0m
Aparelho de ar-condicionado tipo ACJ
Aparelho de ar-condicionado tipo SPLIT

- 4.34** Não serão aceitos diagnósticos energéticos em que os custos das rubricas Elaboração do Diagnóstico Energético, Relatório Final, Treinamento e Capacitação e Outros Custos Indiretos tenham sido alterados a maior em relação ao pré-diagnóstico sem as devidas justificativas e aprovação da **DISTRIBUIDORA**.
- 4.35** A diferença máxima admitida, relativa ao investimento nas rubricas materiais e equipamentos, serviço de descarte, serviço de instalação e projeto executivo, entre o pré-diagnóstico e o diagnóstico energético é de 5% (cinco por cento) ou o percentual acumulado do IPCA no período (se maior do que 5%), respaldado na apresentação de três orçamentos, e mediante disponibilidade de recurso dessa Chamada Pública. Contudo, é permitido um investimento a menor no diagnóstico energético em relação ao pré-diagnóstico.
- 4.36** A **DISTRIBUIDORA** reserva-se ao direito de fornecer os equipamentos/materiais apresentados na presente Chamada Pública. Caso isso aconteça, o valor percentual da taxa de administração (quando aplicável) ainda incidirá sobre o custo adquirido pela **DISTRIBUIDORA**.

4.36.1 A EMPRESA PROPONENTE/CLIENTE será responsabilizada pelo ressarcimento/reposição dos

equipamentos/materiais que não forem instalados por consequência de avarias ou defeitos não cobertos na garantia do fornecedor. São exemplos de itens cobertos pela garantia:

- a. Lâmpadas queimadas ou funcionando inadequadamente (piscando, diferença de cor etc.)
- b. Equipamentos com defeito de fabricação;

4.36.2 Caso não haja reposição dos materiais/equipamentos em até 45 (quarenta e cinco) dias corridos, a **DISTRIBUIDORA** poderá descontar o valor do equipamento/material danificado da próxima fatura da EMPRESA PROPONENTE/CLIENTE sempre com um acréscimo de 15% (quinze por cento) sob título de multa e mais 0,5% a cada dia de atraso.

4.36.3 Caso haja necessidade de troca coberta por garantia do fornecedor, a EMPRESA PROPONENTE/CLIENTE, deverá retornar os equipamentos/materiais danificados ao centro de distribuição da **DISTRIBUIDORA** e recolher um novo material, aplicando-se as mesmas premissas quando da primeira retirada. Não haverá ressarcimento ou custo adicional para esta operação.

5 DAS FORMA DE FATURAMENTO/REPASSE DE RECURSOS – TERMO DE REPASSE E CONTRATO TURN KEY

Este item indica de forma geral como será o repasse/faturamento financeiro para empresas e unidades consumidoras que se enquadram no modelo de contratação com Termo de Cooperação Técnica com Repasse de Recursos (Anexo 6) ou Contrato de Turn Key (Anexo 7). As condições específicas estão discriminadas nos respectivos anexos e, caso haja qualquer divergência, as condições dos anexos que deverão ser consideradas.

Para os Contratos de Desempenho, a forma de faturamentos está estabelecida no respectivo modelo (Anexo 4).

Conforme Condições Gerais para Contratação de Obras e Serviços da Neoenergia, para Contrato Turn Key (Anexo 7), a cada pagamento de serviço efetuado pela **DISTRIBUIDORA**, será retido 5% (cinco por cento) do valor da fatura, devendo essa retenção ser entendida como garantia de cumprimento por parte do executante de suas obrigações contratuais.

A **DISTRIBUIDORA** alerta para a cláusula 4.15 das Condições Gerais de Contratação (Anexo 8), onde um Seguro de Responsabilidade Civil com cobertura ampla e importância segurada não inferior a R\$ 15 milhões (quinze milhões de reais) por evento, é

necessário. Valor este que independe do valor do projeto ou contrato turn-key a ser firmado com a **DISTRIBUIDORA**.

Os faturamentos de material e/ou serviços poderão não ser efetuados ou realizados parcialmente caso a viabilidade do projeto não esteja dentro dos parâmetros de RCB definido no PROPEE e na proporção do valor financeiro necessário para deixar o projeto viável (dentro da Relação Custo-Benefício regulatória).

Caso o pagamento já tiver sido efetuado e a viabilidade do projeto não esteja dentro dos parâmetros de RCB definido no PROPEE, a empresa proponente/cliente deverá retornar à **DISTRIBUIDORA**, em parcela única, o valor correspondente para que o projeto seja viável (dentro da Relação Custo-Benefício regulatória), corrigido pela taxa SELIC.

Para o cálculo da Relação Custo-Benefício (RCB) de cada uso final, deve-se considerar como Custo Total do Projeto apenas o valor total correspondente ao uso final em análise, incluindo, exclusivamente, os Custos dos Equipamentos e Serviços relacionados a esse uso.

Essa abordagem garante que a RCB reflita de forma precisa a viabilidade individual de cada uso final, sem ser influenciada pelos demais componentes do projeto. Assim, caso algum uso final não seja implementado, a análise de viabilidade continuará representando fielmente a realidade do projeto.

$$CA_n = CE_n \times \frac{CT}{CE_T} \times FRC_u$$

CA_n	Custo anualizado dos equipamentos incluindo custos relacionados (mão de obra, etc.)	R\$
CE_n	Custo de cada equipamento	R\$
CT	Custo total do projeto	R\$
CE_T	Custo total em equipamentos	R\$

Essa abordagem não altera a obrigatoriedade do cálculo e apresentação da RCB Global do projeto em cada etapa da CPP.

Os faturamentos dependerão exclusivamente dos avanços das etapas realizadas durante a vigência do CONTRATO/TERMO e serão efetuados de acordo com os usos finais/ações de eficiência energética constantes no PROJETO, como detalhado a seguir:

5.1 Os faturamentos serão realizados conforme o avanço das etapas previstas no PROPEE:

- Diagnóstico aprovado e selecionado na CPP;
- Plano de M&V aprovado e selecionado na CPP;
- Projeto Executivo;
- Aquisição Materiais/Equipamentos;
- Substituição/Instalação dos Equipamentos;

- Descarte (com comprovante emitido);
- Treinamento e Capacitação;
- Relatório de M&V;
- Relatório Final;
- Gerenciamento de Projetos.

5.2 Para o uso final “Iluminação (inclui Iluminação Pública)”, os faturamentos serão realizados de acordo com as medições aprovadas pela **DISTRIBUIDORA**, desde que, isoladamente, a ação de eficiência energética neste uso final apresente viabilidade. Caso contrário, os faturamentos serão efetuados conforme calendário estabelecido para “Outros Usos Finais”, no Item 5.5.

5.2.1 Para fins de faturamento da rubrica “Gerenciamento de Projetos”, haverá divisão do valor global pela quantidade de meses previstos de execução (obra ou retrofit) no projeto, sempre mediante o envio prévio das evidências citadas no item 4.17 até o 7º dia útil de cada mês. Esses documentos serão validados pela **DISTRIBUIDORA** e, em caso de inconsistências ou ausência do envio das evidências o faturamento da parcela correspondente ao mês anterior será suspenso.

5.3 Os serviços serão faturados após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados. A **DISTRIBUIDORA** atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva nota fiscal/fatura.

5.3.1 Caso a fiscalização realizada pela **DISTRIBUIDORA** ou por prepostos autorizados pela mesma, identifique desvios que inviabilizem a aprovação do serviço e/ou a liberação do faturamento/pagamento dos equipamentos, o custo da próxima vistoria (homem/hora, deslocamento e hospedagem) será descontado do valor provisionado para as rubricas instalação ou gerenciamento previstas em contrato. Além disso, a segunda vistoria realizada pela **DISTRIBUIDORA** será definitiva, ou seja, se ainda assim, forem encontradas não conformidades, o faturamento será realizado considerando apenas a parcela aprovada na fiscalização, caso a RCB não seja viável, haverá repasse proporcional do recurso que viabilize o projeto.

5.4 Para fins de faturamento dos materiais e/ou equipamentos adquiridos pelo, conforme previsto na Planilha de Preços e Quantidades (Anexo G dos termos e contrato turn key), deverá ser comprovada pela **DISTRIBUIDORA** a entrega, instalação, funcionamento e a adequada operação dos mesmos nas instalações da Unidade Consumidora. Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a **DISTRIBUIDORA** atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura/nota fiscal.

5.5 Para os “Outros Usos Finais”, os faturamentos que venham a ser realizados pela **DISTRIBUIDORA** em favor da Empresa Proponente serão realizados de acordo com o calendário de faturamento a seguir:

Tabela 6 – Faturamento/Repasse Outros Usos Finais

Serviço	Faturamento
Diagnóstico aprovado e selecionado na CPP	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Plano de M&V aprovado e selecionado na CPP	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Projeto Executivo	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Aquisição de materiais/equipamentos	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Substituição/instalação dos equipamentos	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Gerenciamento do Projeto	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Descarte	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Treinamento e Capacitação	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Relatório de M&V	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Relatório Final	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA

5.6 Para a ação de “Geração com Fonte Incentivada Solar Fotovoltaica”, os faturamentos que venham a ser realizados pela **DISTRIBUIDORA** serão realizados de acordo com o calendário a seguir, desde que, isoladamente, a ação apresente viabilidade. Caso contrário, os faturamentos serão efetuados conforme calendário estabelecido para “Outros Usos Finais”, Item 5.5.

Tabela 7 – Faturamento/Repasse Fonte Incentivada Solar

Serviço	Faturamento
Diagnóstico aprovado e selecionado na CPP	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: Instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação via Parecer de Acesso da Distribuidora.</p> <p>Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>

<p>Projeto Executivo</p>	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação via Parecer de Acesso da Distribuidora.</p> <p>Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
<p>Aquisição de materiais/equipamentos</p>	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação via Parecer de Acesso da Distribuidora.</p> <p>Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
<p>Gerenciamento do Projeto</p>	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação via Parecer de Acesso da Distribuidora.</p> <p>Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
<p>Substituição/instalação dos equipamentos</p>	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação via Parecer de Acesso da Distribuidora.</p> <p>Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
<p>Treinamento e Capacitação</p>	<p>Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
<p>Relatório de M&V</p>	<p>Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
<p>Relatório Final</p>	<p>Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>

5.7 Para a ação de “Armazenamento de Energia (BESS)”, os faturamentos que venham a ser realizados pela **DISTRIBUIDORA** serão realizados de acordo com o calendário a seguir, desde que, isoladamente, a ação apresente viabilidade. Caso contrário, os faturamentos serão efetuados conforme calendário estabelecido para “Outros Usos Finais”, Item 5.5.

Tabela 8 – Faturamento/Repasse Armazenamento de Energia (BESS)

Serviço	Faturamento
Diagnóstico aprovado e selecionado na CPP	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: Instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação da Distribuidora. Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
Projeto Executivo	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: Instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação da Distribuidora. Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
Aquisição de materiais/ equipamentos	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: Instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação da Distribuidora. Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
Gerenciamento do Projeto	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: Instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação da Distribuidora. Após a fiscalização e conferência/correção dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura.</p> <p>30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA</p>
Substituição/instalação dos equipamentos	<p>70% após cumprimento da etapa, que compreende: Instalação, comissionamento e operação do sistema, inclusive com liberação da Distribuidora. Após a fiscalização e conferência/correção</p>

	dos quantitativos/valores apresentados, a DISTRIBUIDORA atestará a medição e autorizará a emissão da respectiva fatura. 30% restante após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Treinamento e Capacitação	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Relatório de M&V	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA
Relatório Final	Após aceite do Relatório Final pela DISTRIBUIDORA

- 5.8** Sempre que possível, deverá ser realizado o fracionamento do faturamento dos materiais para possibilitar o fluxo de pagamento (70% / 30%) e os avanços registrados nas medições/fiscalizações. Em alguns casos a **DISTRIBUIDORA** poderá ajustar o pagamento de serviço/material para refletir o fluxo de pagamento previsto.

6 DA RESPONSABILIDADE TÉCNICA

- 6.1** Deverá ser apresentada pela Empresa Proponente à **DISTRIBUIDORA** a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) principal do CONTRATO, perante o CREA do estado de execução do projeto, em até 10 (dez) dias após a assinatura do CONTRATO/TERMO. Todas as atividades técnicas que fazem parte do escopo da Empresa Proponente deverão estar descritas na ART principal do CONTRATO/TERMO.
- 6.2** Também deverão ser feitas as Anotações de Responsabilidade Técnica dos eventuais aditivos contratuais que venham a ser celebrados, e de atividades técnicas que venham a ser subcontratadas tais como a instalação de equipamentos etc. Uma cópia das ART referentes às atividades subcontratadas, emitidas em nome da Empresa Proponente pelos profissionais ou empresas responsáveis, deverá ser encaminhada à **DISTRIBUIDORA**.
- 6.3** As ART deverão ser feitas em nome dos responsáveis técnicos indicados na proposta de projeto selecionada e aprovada, respectivamente, na 1ª e na 2ª etapa da CPP 001/2025. A substituição dos responsáveis técnicos somente poderá ocorrer a partir de concordância formal por parte da **DISTRIBUIDORA**, a qual será precedida de uma avaliação curricular e de acervo técnico novo profissional. O responsável técnico substituto deverá possuir, no mínimo, a mesma experiência do apresentado na fase inicial e atender às exigências de habilitação técnica do edital.

7 USO FINAL ILUMINAÇÃO

- 7.1** Para o uso final iluminação (interna) deve-se obedecer aos parâmetros estabelecidos na norma brasileira ABNT NBR ISSO/CIE 8995-1:2013 – Iluminação de ambientes de trabalho.
- 7.2** Não poderão ser previstas substituições de iluminação cênica (fachadas, monumentos, galerias, museus etc.).

7.3 Para lâmpadas com tecnologia LED, as seguintes diretrizes devem ser obedecidas:

7.3.1 As lâmpadas deverão ser certificadas e registradas pelo INMETRO.

7.3.2 Sempre que houver equivalência, utilizar os equipamentos listados na tabela do PROCEL.

7.4 As luminárias LED deverão possuir fator de potência (FP) $\geq 0,92$, frequência nominal de 60 Hz, distorção harmônica total (THD) $\leq 10\%$ para 127 V e (THD) $\leq 20\%$ para 220 V. Deverão possuir os laudos dos ensaios LM79 e LM80 emitidos por laboratórios acreditados pelo INMETRO ou ILAC-MRA.

7.5 No pré-diagnóstico, para os cálculos de economia de energia e redução de demanda na ponta, deve-se considerar a depreciação de potência do conjunto lâmpada/reator do sistema existente em função da vida útil das lâmpadas.

7.6 Para a tipologia Iluminação Pública em circuitos estimados, o pré-diagnóstico deve considerar, como base para o regime de funcionamento, o disposto na Resolução 2590/2019 da ANEEL, que homologa e atualiza os tempos a serem considerados para o consumo diário para fins de faturamento da energia elétrica destinada à iluminação pública. Porém, o fator de coincidência na ponta (FCP) deverá ser medido em uma amostra de tempo representativa.

7.7 Para Diagnósticos que contemplem o uso final Iluminação, deve ser apresentado Projeto Luminotécnico, atendendo aos parâmetros definidos nas normas brasileiras vigentes, acompanhado das medições atuais dos níveis de iluminância e uniformidade dos ambientes/locais, quando ocorrer qualquer umas das seguintes condições listadas abaixo:

- Acréscimo e/ou redução do quantitativo de pontos de iluminação;
- Acréscimo e/ou redução do fluxo luminoso;
- Alteração do layout das instalações do sistema de iluminação;
- Necessidade de adequação da iluminância aos valores normatizados pela ABNT, com aprovação da **DISTRIBUIDORA** e anuência da Unidade Consumidora;
- Substituição de luminárias, refletores e/ou projetores;
- Estacionamentos/garagens.
- Iluminação externa;
- Iluminação Viária;
- Iluminação Pública (apenas quando a Chamada Pública contemplar a tipologia Iluminação Pública).

7.8 Os projetos que contemplem Iluminação Pública (quando aplicável) ou viária deverão atender os níveis mínimos necessários à iluminação da via e passeio, de acordo com a norma NBR-5101.

7.9 Para projetos de Iluminação Pública, a atualização do acervo técnico de

iluminação, para que a prefeitura se beneficie da redução de custos pelo projeto, é de responsabilidade da própria prefeitura.

7.10 O Projeto Luminotécnico deverá seguir as diretrizes do PROPEE - Procedimentos do Programa de Eficiência Energética publicado pela ANEEL e apresentar:

- Descrição das características físicas, históricas e de uso do local e das características luminotécnicas do sistema existente (tipo e modelo de lâmpadas e luminárias existentes, potências médias, considerando depreciação em função da vida útil das lâmpadas etc.);
- Descrição das características do sistema eficiente proposto (tipo e modelo da luminária LED, fluxo luminoso, eficiência luminosa, temperatura de cor, IRC, vida útil, potência, distorção harmônica, fator de potência, grau de proteção, garantia do fabricante, etc.);
- Medição da iluminância e uniformidade, conforme malha de medição estabelecida na norma NBR5101 vigente, para as vias/avenidas/calçadas que serão eficientizadas (quando aplicável);
- Medição de iluminância e uniformidade dos ambientes que serão eficientizados e que se enquadrem no Item 7.7;
- Envio do certificado de calibração do luxímetro utilizado;
- Descrição e especificações técnicas dos demais equipamentos utilizados (relés, braços, cabos, elementos de fixação, quando aplicável);
- Informações e premissas consideradas relevantes pelo projetista.

7.11 Deverá ser apresentada memória de cálculo do estudo luminotécnico realizado no software de iluminação DiaLux, contendo no mínimo as seguintes informações:

- Simulação com a luminária de menor custo que atenda aos requisitos técnicos estabelecidos em normas e neste edital e que valide o equipamento ofertado;
- Caso a luminária de menor custo não atenda a norma, a simulação deve ser realizada com ela e com a segunda de menor custo e assim por diante, sempre enviando os estudos de todas as luminárias para comprovação de atendimento ou não da norma;
- Dados gerais das lâmpadas/luminárias e dos fornecedores;
- O Fator de Manutenção adotado;
- Parâmetros da via e das calçadas (quando aplicável);
- Parâmetros e disposição dos postes e das luminárias, espaçamentos considerados, assim como dos braços de iluminação (quando aplicável);
- Os resultados luminotécnicos alcançados, incluindo os parâmetros de Iluminância (Uniformidade e Luminância quando aplicável), conforme norma vigente;
- Os gráficos de valores de Iluminância (e luminância quando aplicável);
- O arquivo de saída de dados do programa referente ao projeto específico, no formato "dlx";

7.12 Para ambientes externos que não sejam classificados como vias de tráfego

motorizado (Classe M), ou áreas de conflito (Classe C), os projetos luminotécnicos deverão seguir os parâmetros da Classe P, definidos na NBR-5101/2024.

7.12.1 Para cada ambiente simulado, os critérios de classificação (valores ponderados) utilizados para definição das classes de iluminação (P1, P2, P3, P4, P5 e P6) deverão ser apresentados em uma planilha auxiliar. Neste caso, a superfície de cálculo deve ser definida de acordo com o ambiente externo considerado;

7.12.1.1 A **DISTRIBUIDORA** poderá solicitar ajustes nos critérios de classificação dos ambientes, caso identifique necessidades adicionais ou que os parâmetros utilizados não estejam aderentes ao ambiente.

7.12.2 Os projetos deverão apresentar uma simulação fidedigna do ambiente simulado, de forma que possibilite ao avaliador o entendimento claro do que está sendo proposto. Por exemplo: Caso o projeto seja proposto para um estacionamento, a simulação deve conter todos os pontos de iluminação do local (ainda que nem todos sejam objeto da ação de eficiência);

7.12.3 A **DISTRIBUIDORA** poderá solicitar imagens do ambiente ao qual está sendo proposta a ação de eficiência.

7.13 O Fator de Manutenção considerado no projeto deverá incorporar a depreciação natural dos equipamentos de iluminação e a degradação do fluxo luminoso em função da poluição.

7.14 Os fatores a serem considerados são os seguintes:

$$FM = FMLL \times FSL \times FML$$

Onde:

FM = Fator de Manutenção

FMLL = Fator de manutenção dos lumens da lâmpada LED para uma vida útil mínima de 50.000h a 35°C de temperatura ambiente, com um índice de falhas não superior a 10% (LxB10, 50.000h @ 35°C)

FSL = Fator de sobrevivência da luminária

FML = Fator de manutenção da luminária

O FMLL é o percentual de lumens mantidos pelos LEDs e deverá ser informado pelo fabricante com base em dados de ensaios previstos nas normas IESNA LM-80 ou IEC 62717, extrapolados a partir do procedimento IESNA TM-21-11 para 50.000h de uso a 35°C de temperatura ambiente, com um índice de unidades com fluxo luminoso mantido inferior ao parâmetro especificado Lx não superior a 10% (LxB10, 50.000h @ 35°C). O FMLL varia normalmente entre 70% a 80%.

O FSL é relativo ao percentual de luminárias operacionais para a vida útil esperada, normalmente um mínimo de 50.000h. Quando as luminárias defeituosas são substituídas imediatamente após a falha este fator deverá ser considerado 1,00.

O FML tem relação com o grau de poluição do ambiente onde está instalada a luminária e a frequência de manutenção (limpeza) da superfície refletora. Quando aplicável, para vias urbanas e frequência de manutenção de 3 anos o FML considerado deverá ser no máximo igual a 0,9.

Os fatores de manutenção considerados no projeto deverão ser tecnicamente justificados com base nos parâmetros acima ou em publicação técnica a ser apresentada juntamente com o projeto luminotécnico.

7.15 Deverá ser apresentada a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do Projeto Luminotécnico.

7.16 Após celebração do instrumento contratual, deverá ser apresentado Projeto Executivo para todas as substituições elencadas no Item 7.7. O Projeto Executivo deverá conter partes gráficas (plantas e desenhos técnicos) com escalas bem definidas, contendo arranjo das luminárias e a localização dos pontos de iluminação. **No caso da DISTRIBUIDORA prever recurso para a tipologia Iluminação Pública**, o Projeto Executivo deverá conter, adicionalmente, o cadastro de todos os pontos de IP.

7.17 Nos diagnósticos, para toda substituição de lâmpadas/luminárias, deve ser elaborada uma planilha de cadastro de todos os equipamentos por ambiente com respectivos dados técnicos (potência, tecnologia, quantidade, altura - maior ou menor do que 3 metros). Este detalhamento deve ser suficiente para a correta execução dos serviços de substituição. A planilha de cadastro também deverá conter os valores médios de iluminância medidos por ambiente/local.

7.18 **No caso da DISTRIBUIDORA prever recurso para a tipologia Iluminação Pública**, as luminárias deverão possuir as seguintes características:

- Eficácia luminosa do conjunto: Mínimo 170 lm/W (efetivos)
- Manutenção do fluxo luminoso: Mínimo 70% após 50.000h de uso, com índice de falha não superior a 10%, a 35°C de temperatura ambiente (L70B10, 50.000 @ 35°C conforme IEC 62717, IESNA LM-80 e TM-21)
- Índice de Reprodução de Cor: Mínimo 70%
- Temperatura de Cor: 4.000 K
 - Valor mínimo: 3710 K
 - Valor máximo: 4260 K
- Características do driver
 - Tipo: Corrente constante
 - Eficiência elétrica: > 85%
 - THD: < 20%
 - Fator de potência: > 0,92

- Regulação do Fluxo (Dimerização): Sim, de 0 a 100% com resolução de 1%, através de sinal analógico 0 ou 1 a 10V. Opcionalmente para vias V4 e V5 os drives poderão ser não dimerizáveis.

- Supressor de surto: Sim, 10 kV/10kA
- Tensão de Operação: 120 Vac a 277 Vac
- Identificação: Devem estar gravados de forma indelével no corpo da luminária a marca e o modelo do equipamento
- Acabamento: Todas as peças metálicas não energizadas deverão receber tratamento anticorrosivo ou serem em aço inoxidável
- Vida Útil do conjunto completo (corpo, módulo de LEDs, driver e acessórios):
Mínima de 75.000 h
- Garantia Mínima: 5 (cinco) anos
- Acessórios:
 - Suporte para braço metálico
 - Tomada para relé fotocontrolador. Padrão NEMA 7 pinos, compatível com driver dimerizável.

7.19 No caso da **DISTRIBUIDORA** prever recurso para a tipologia Iluminação Pública, as luminárias deverão atender aos requisitos estabelecidos nas seguintes Portarias do INMETRO, no que se refere aos prazos de fabricação, importação, comercialização e quanto à obrigatoriedade de certificação:

- Portaria nº 62 do INMETRO – Publicada em 17 de fevereiro de 2022;

7.20 No caso de a **DISTRIBUIDORA** prever recurso para a tipologia Iluminação Pública, a Empresa Proponente deve verificar a necessidade de braços, adaptadores ou qualquer outro acessório para a correta instalação e funcionamento das luminárias, não cabendo a **DISTRIBUIDORA** ou Cliente qualquer custo adicional que advenha desta necessidade.

8 USO FINAL CONDICIONAMENTO AMBIENTAL

8.1 Toda unidade a ser beneficiada com ações de Eficiência Energética em sistemas de climatização – sejam sistemas individuais (tipo split ou janela) ou sistemas centrais – deverá apresentar, na etapa de **Pré-Diagnóstico Energético**, o **Plano de Manutenção, Operação e Controle (PMOC)** em conformidade com a Lei Federal nº 13.589/2018.

8.2 Nos casos de **instalações hospitalares**, os projetos deverão observar as normas específicas aplicáveis, em especial o disposto nas normas ABNT NBR 7256:2005 e NBR 13534:1995.

8.3 Durante o **Pré-Diagnóstico Energético**, deve ser apresentado um projeto básico de climatização elaborado conforme as normas técnicas pertinentes. Este projeto

deve conter, minimamente:

- Normas técnicas consideradas;
- Responsável técnico (Engenheiro Mecânico) com apresentação de CREA ativo;
- Caracterização dos ambientes e tipo de ocupação;
- Caracterização do sistema e/ou equipamentos existentes, incluindo tipo, idade estimada, capacidade térmica, COP e fator de utilização;
- Caracterização do sistema e/ou equipamentos propostos, incluindo tipo, idade estimada, capacidade térmica, COP e fator de utilização;
- Caracterização da infraestrutura existente (alvenaria, drenos, elétrica, etc.);
- Atendimento aos requisitos de garantia dos novos equipamentos;
- Tempos de funcionamento dos ambientes climatizados no horário de ponta e fora ponta

8.4 Deve ser apresentada comprovação dos coeficientes de eficiência energética (W/W) considerados, tanto para os equipamentos existentes quanto para os equipamentos propostos. A informação deve ser enviada de forma clara e legível, sob pena de desclassificação do projeto. Os coeficientes poderão ser obtidos através de:

8.4.1 Dados do Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE, disponibilizado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia- INMETRO.

8.4.2 Dados de fabricantes, através de dados de placa ou catálogos.

8.4.3 Dados de medições realizadas. No caso de obtenção através de medições, deverão ser apresentadas no pré-diagnóstico as medições gráficas, realizadas com equipamento analisador de energia durante um período maior ou igual a 24 (vinte e quatro) horas; apresentando o detalhamento das condições de apuração, certificado de calibração do equipamento de medição emitido com data inferior a 1 (um) ano da medição; procedimentos de medição utilizada, bem como todas as informações necessárias para comprovar o regime de utilização do sistema a ser eficientizado. A comissão julgadora da presente Chamada Pública poderá solicitar ao consumidor a repetição das medições na presença de técnicos da concessionária

8.4.4 Para equipamentos de velocidade fixa, o COP deve ser calculado como a razão entre a capacidade térmica e a potência elétrica em pleno funcionamento, conforme equação abaixo:

$$COP = \frac{\phi_{TOTAL}(35)}{P_{TOTAL}(35)}$$

Onde:

$\phi_{TOTAL}(35)$: Capacidade Total de Refrigeração à 35°C.

$P_{TOTAL}(35)$: Potência Elétrica à 35°C com Carga Total.

- 8.4.5** Para equipamentos de velocidade variável, será permitido utilizar uma interpolação das potências em carga total e 50% para obter uma potência proporcional ao fator de utilização e, dessa forma, o COP pode ser calculado como:

$$COP = \frac{FU \times \phi_{TOTAL}(35)}{P_{PARCIAL}(35) + [P_{TOTAL}(35) - P_{PARCIAL}(35)] \times \frac{FU - 0,5}{0,5}}$$

Onde:

FU: Fator de Utilização do equipamento.

$\phi_{TOTAL}(35)$: Capacidade Total de Refrigeração à 35°C.

$P_{PARCIAL}(35)$: Potência Elétrica à 35°C com Carga Parcial (50%).

$P_{TOTAL}(35)$: Potência Elétrica à 35°C com Carga Total.

8.5 O Fator de Utilização (F.U.) é compreendido como uma relação entre a demanda térmica do ambiente e a capacidade térmica do equipamento, limitado à capacidade nominal do mesmo (menor ou igual a 1). Dessa forma, alteração desse parâmetro somente será permitida quando houver mudança efetiva na capacidade térmica instalada do sistema, não podendo ser alterado em função do tipo de tecnologia empregada.

8.6 Nos pré-diagnósticos que contemplem **sistemas centrais de climatização**, como a substituição de chillers, deverá ser apresentada uma **avaliação detalhada no projeto básico de climatização**, das condições operacionais, tecnológicas, elétricas e estruturais de todo o sistema existente. Também deverá ser incluído diagramas esquemáticos em blocos representando o sistema atual e o proposto. É necessário a apresentação de Certidão de Acervo Técnico (CAT) do responsável técnico (engenheiro mecânico) que contemple projetos de climatização de sistemas centrais com capacidade térmica igual ou superior ao sistema proposto.

8.7 Todos os equipamentos utilizados em sistemas individuais de climatização deverão possuir obrigatoriamente o Selo Procel de Desempenho Energético. Na inexistência de modelos certificados com o selo, poderão ser empregados equipamentos com Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) de nível A, conforme o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE/Inmetro). Nesses casos excepcionais, será admitida a alteração da capacidade térmica dos equipamentos para valores superiores, desde que justificada pela necessidade de adequação aos modelos disponíveis no mercado que apresentem maior eficiência energética comprovada. A distribuidora se reserva ao direito de requerer orçamentos de

equipamentos mais eficientes do que os sugeridos na etapa de pré-diagnóstico energético.

8.7.1 Equipamentos do tipo Split Hi-Wall de capacidade de igual ou inferior a 32.000 BTU/h devem obrigatoriamente ser Selo Procel ou Selo Procel Ouro. Não havendo modelo disponível, o equipamento apresentado deve conter ENCE de Nível A com IDRS igual ou superior a 7,0

8.8 Deve ser apresentada na etapa de pré-diagnóstico Estratégia de Medição & Verificação prevendo medições na linha de base de pelo menos 168 horas consecutivas, podendo esse prazo ser estendido por solicitação da distribuidora.

8.9 No **Diagnóstico Energético**, deverão ser apresentadas as entregas técnicas da etapa de climatização, elaboradas conforme as normas aplicáveis e complementando as informações do projeto básico apresentado na etapa de pré-diagnóstico. Junto ao diagnóstico energético deve ser incluído, minimamente:

- ART do Engenheiro Mecânico responsável técnico;
- Plano de Medição e Verificação (M&V);
- Medições ex-ante, conforme Estratégia e Plano de M&V;
- Detalhamento das eventuais mudanças de capacidade térmica e do fator de utilização;
- Caracterização final da infraestrutura existente, com informações detalhadas e compatíveis com as condições reais da instalação;
- Descrição das adequações estruturais, civis, elétricas ou de outra natureza necessárias para atendimento às normas técnicas e de garantia dos equipamentos.

8.10 Será passível de aporte pelo PEE somente custos diretamente associados à aquisição de equipamentos de climatização e instalação. Adequações (estrutural, civil, elétrica e outras) que se fizerem necessárias, incluindo aquelas para atendimento às normas técnicas e requisitos de garantia dos equipamentos, deverão ser computados como contrapartida.

8.11 No pré-diagnóstico e diagnóstico energético, as alterações não justificadas, a exemplo de: capacidade térmica, fator de utilização, tempo de uso, W/W, dentre outras alterações, incorrerão na desclassificação do Projeto.

8.12 Para os condicionadores de ar local, obrigatoriamente, os equipamentos devem possuir serpentina em cobre.

9 FONTE INCENTIVADA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para os pré-diagnósticos que contemplarem a inclusão de geração de energia elétrica a partir de Fonte Incentivada solar fotovoltaica, em atendimento ao disposto no Módulo 6 - Projetos com Fontes Incentivadas do Procedimentos do Programa de Eficiência

Energética - PROPEE, só poderão ser realizados se **TODAS** as ações de eficiência energética economicamente viáveis nas instalações do consumidor beneficiado forem ou já tiverem sido implementadas. Casos excepcionais devem ser justificados através de cálculos de viabilidade e enviados juntamente com o pré-diagnóstico, cabendo a comissão julgadora avaliar e autorizar ou não o prosseguimento do projeto.

Caso, em vistoria posterior e a qualquer momento for identificado que a unidade consumidora não está eficientizada, a **DISTRIBUIDORA** poderá finalizar o projeto sendo ressarcida integralmente de qualquer custo (atualizado pela SELIC) que porventura tenha sido realizado para o sistema solar fotovoltaico.

A Neoenergia passou a cumprir, nos termos definidos através da publicação da Lei 14.300/2021 e Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 1.059 de 07/02/2023, o depósito de Garantia de Fiel Cumprimento (GFC). Essa medida tem como finalidade coibir especulações, e de garantir que a usina solar fotovoltaica seja efetivamente construída no prazo estabelecido. Desta forma, os proponentes de projetos de minigeração distribuída devem apresentar a GFC ao protocolar o orçamento de conexão.

O valor devido para cumprir com a GFC deve ser calculado através da fórmula abaixo indicada.

$$GFC = \text{Percentual} \times \text{Potência} \times \text{Preço}$$

GFC: Garantia de Fiel Cumprimento

Percentual:

2,5% (dois e meio por cento) para centrais com potência instalada superior a 500kW (quinhentos quilowatts) e inferior a 1.000 kW (mil quilowatts).

5,0% (cinco por cento) para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW (mil quilowatts).

Preço: Custo de referência dos investimentos em centrais de minigeração distribuída, estabelecido pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 3.171 de 07/02/2023 ou suas atualizações, em R\$/kW.

Deverá ser utilizado recursos próprios de ESCO ou CLIENTE para cumprir com a GFC, este recurso não será considerado como contrapartida para fins de cálculo da RCB por se tratar de um recurso provisionado.

Todo trâmite para liberação do sistema solar fotovoltaico junto à **DISTRIBUIDORA** deverá ser realizado pela empresa proponente. A instalação só deverá ocorrer após a aprovação do orçamento de conexão/GFC da usina junto à **DISTRIBUIDORA**. O tempo para emissão do orçamento de conexão/GFC deve estar considerado no cronograma enviado e nos prazos máximos estipulados neste edital.

A empresa proponente deverá levar em consideração as normas vigentes de acesso a rede de distribuição disponíveis no site da **DISTRIBUIDORA** para atendimento a todas as condições necessárias, em especial, a questões relativas a estudos de proteção e seletividade.

9.1 O projeto deverá obedecer integralmente ao disposto pelo Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE no Módulo 6 - Projetos com Fontes Incentivadas, bem como as disposições a seguir:

a. O projeto básico do sistema de geração é inerente às atividades necessárias para a submissão do pré-diagnóstico nesta Chamada Pública e deve ser enviado através do portal. Deve-se descrever, de forma simplificada, características do projeto, como local de instalação (ex: telhados, estacionamentos, piso, postes, etc.), tensão do barramento de conexão, orientação e inclinação dos painéis (no caso de módulos fotovoltaicos). É obrigatória a apresentação da memória de cálculo da Estimativa de Geração Anual, através de simulação em software, destacando todas as perdas consideradas e a disponibilidade do recurso energético local.

b. Atendimento às Instruções Normativas da **DISTRIBUIDORA** no site da **DISTRIBUIDORA**.

c. Os equipamentos propostos devem atender aos requisitos dos listados neste edital.

d. Caso a Solicitação de Orçamento Estimado ou de Conexão seja negada de acordo com as normas vigentes, o projeto será cancelado.

e. No cálculo da RCB, os benefícios deverão ser computados separadamente, segundo sua origem, da seguinte forma:

Central geradora: CEE de acordo com o preço final da energia ativa pago pelo consumidor, incluindo impostos e encargos. Como referência, devem ser utilizados os valores calculados a partir da fatura de energia emitida pela **DISTRIBUIDORA**, conforme descrito no Edital desta Chamada Pública. A contribuição de iluminação pública não deve fazer parte do CEE.

Para fins de isonomia no âmbito desta Chamada Pública, a geração no horário de ponta não será considerada no cálculo da estimativa do benefício nos pré-diagnósticos e diagnósticos energéticos. Entretanto, caso o projeto seja selecionado e implementado, o ganho obtido com a geração no horário de ponta poderá ser adicionado ao benefício energético, desde que a apuração seja comprovada a partir de memória de massa da geração diária do sistema com intervalos de registro de, no máximo, 10 minutos e capacidade mínima de 90 dias de armazenamento.

Eficiência energética: CEE e CED de acordo com as Tabela 2 e Tabela 3 do Item 3.

f. O benefício gerado pelas ações de eficiência energética somente poderá compor o cálculo da relação custo-benefício caso estas ações estejam ocorrendo em paralelo com a implantação da fonte geradora e atendam ao PROPEE e a todos os

requisitos do presente edital. Em situações em que a unidade consumidora foi eficientizada anteriormente, a parcela referente aos benefícios das ações de eficiência energética, anteriormente executadas, não poderá integrar a relação custo-benefício da proposta de projeto.

g. Será passível de aporte pelo PEE somente os custos com as fontes incentivadas propriamente ditas (módulos fotovoltaicos, inversores, suportes para módulos, quadros elétricos CC e CA). Primeiramente serão utilizados os recursos aportados como contrapartida até o seu limite para que, somente a posteriori, sejam utilizados os recursos do PEE. Todo desembolso realizado como contrapartida deverá ser comprovado à **DISTRIBUIDORA**.

h. Para a fase de pré diagnóstico, a unidade consumidora deverá apresentar Declaração assinada por seu representante legal, atestando que a estrutura física (telhado e cobertura), na qual serão instalados os painéis fotovoltaicos, suporta o peso dos módulos, estruturas de suporte e acessórios propostos. A Declaração deverá ser enviada via portal.

Durante a fase de execução do Projeto, é vedada a construção ou o reforço de estruturas físicas, tais como estacionamentos externos, coberturas, edificações em alvenaria, entre outras. Essas estruturas devem estar concluídas previamente à aprovação do pré-diagnóstico. Ressalta-se que tais obras não poderão ser consideradas como contrapartida.

Na fase de diagnóstico energético, o laudo estrutural deverá ser enviado, conforme exigência estabelecida neste Edital.

i. Para a fase de diagnóstico energético, a unidade consumidora deverá apresentar laudo estrutural, realizada por responsável técnico, atestando que a estrutura física (telhado e cobertura), na qual serão instalados os painéis fotovoltaicos, suporta o peso dos módulos, estruturas de suporte e acessórios propostos. Deverão ser emitidas Anotações de Responsabilidade Técnica – ART – para a avaliação estrutural, projeto elétrico e instalação do sistema fotovoltaico.

O laudo estrutural deve conter, no mínimo, as seguintes informações:

- Identificação do projeto (incluindo os responsáveis com CREA);
- Lista dos documentos analisados (plantas, memoriais de cálculos, especificações, fotos etc.);
- Registro fotográfico completo;
- Normas de referência e Softwares utilizados;
- Memorial de cálculo com emissão de ART:
 - Introdução com descrição das estruturas envolvidas, sua utilização atual e o objetivo da análise em curso, descrevendo as intervenções pretendidas.
 - Análise das condições atuais de conservação e funcionalidade das estruturas.
 - Carregamentos considerados nos cálculos, (verticais e horizontais; permanentes, acidentais e excepcionais) e combinações adotadas.

- Modelo estrutural e softwares utilizados com versão.
 - Descrição clara das hipóteses consideradas nas análises quanto as características dos materiais, carregamentos e combinações adotadas.
 - Apresentação dos resultados com análises e parecer em relação a capacidade da estrutura existente de receber os novos carregamentos;
 - No campo de observações da ART deverá conter um resumo da avaliação realizada destacando, pelo menos, as normas, a identificação da edificação e do sistema estudado.
- Conclusão

j. A potência da fonte geradora deverá ser compatível com o consumo da unidade consumidora (baseado no histórico existente) onde será instalado o sistema fotovoltaico, ou seja, a projeção da geração média mensal não pode ultrapassar a projeção do consumo médio mensal da unidade eficientizada (após a implementação das ações de eficiência energética). Autoconsumo remoto e/ou geração compartilhada e/ou comercialização de energia não se aplicam a essa Chamada Pública.

k. Após a instalação, será necessária a execução de termografia em todas as caixas de junção, inversores e quadros elétricos C.C e C.A de modo a identificar qualquer falha que o sistema apresente durante seu funcionamento. Um laudo com fotos de todos os componentes, com data e horário de cada termografia executada, deve ser emitido para validação da **DISTRIBUIDORA**.

l. Durante processo de comissionamento deve-se minimamente realizar todos os ensaios previstos em norma ABNT NBR 16.274:2014 ou sucessoras.

m. Deverá ser previsto pela empresa executante, caso necessário, os estudos de proteção e seletividade para conexão do sistema solar fotovoltaico à rede da **DISTRIBUIDORA**.

Para esse caso, o custo pode ser alocado como contrapartida ou incorporado ao custo do projeto. Em qualquer caso, a proponente deverá apresentar 3 (três) orçamentos de profissionais habilitados e com experiência em estudo de proteção, comprovada através de ART. Esse valor não contará para o limite do projeto executivo. Todos os custos inerentes a realização de troca / instalação de relé e seus transformadores para instrumentos, assim como serviços de parametrização e comissionamento também devem ser considerados.

n. Deverá ser verificada a necessidade de atualizar a carga instalada da Unidade Consumidora junto a concessionária e, caso seja, prever os ajustes necessários no padrão de entrada, quadros/cabines elétricas, relés, TPs, TCs, dentre outros.

o. Deverá ser verificada a necessidade de contratação, por parte do cliente, da TUSD-Geração (TUSD-G), devendo o cliente e/ou a empresa proponente a solicitar no setor específico da **DISTRIBUIDORA**.

p. Em casos em que seja realizado a instalação de gerador fotovoltaico sem exportação de energia, é de responsabilidade da empresa executante a cobertura

de todos os custos para implantação em bloqueio de exportação de energia (Grid-Zero), assim como todas as possíveis adequações necessárias para garantir a segura conexão de gerador.

q. No caso de instalação de geradores fotovoltaicos em edificações é obrigatório o cumprimento de todos os requisitos descritos em norma de segurança contra incêndios em instalações fotovoltaica – requisitos e especificações de projetos – uso em edificações, ABNT NBR 17.193:2025.

É mandatário o atendimento integral aos requisitos de desligamento rápido (*Rapid ShutDown* – RSD) para atendimento a norma supracitada assim como notas / orientações / normas ou quaisquer outro instrumento específico de corpo de bombeiros. Para Neoenergia Brasília a Norma Técnica 48/2024 do Corpo de Bombeiros Militar do Distrito Federal (CBMDF) deve ser integralmente cumprida. Para as outras Distribuidoras, caso haja divulgação de norma similar, o projeto deverá prever atendimento completo à Norma Técnica.

Após o acionamento do sistema de desligamento rápido, o nível de tensão dos circuitos fora do limite do arranjo - até 300 mm do perímetro externo dos módulos fotovoltaicos - devem ser reduzidos para o limite indicado em tabela 1 de norma ABNT NBR 17.193:2025 em até 30 segundos. Os circuitos dentro do limite do arranjo devem ser limitados a não mais de 120 V em corrente contínua em até 30 segundos.



Figura 1 - Representação dos limites de um arranjo fotovoltaico - ABNT NBR 17.103:2025

O sistema de desligamento rápido deve operar por meio de uma única manobra em qualquer uma das seguintes formas de inicialização disponíveis, que comanda a atuação dos demais dispositivos ou equipamentos necessários para o atendimento aos requisitos de segurança:

- (1) Atuação manual por interruptor de emergência prontamente acessível, denominado “chave de desligamento rápido”;
- (2) Atuação automática quando for realizado o desligamento do circuito de corrente alternada da edificação.

Caso se faça a utilização da atuação manual por interruptor, o dispositivo quando acionado deve realizar o desligamento rápido de todos os inversores a ele conectado, o dispositivo deve ser localizado em um local prontamente acessível fora da edificação.

O interruptor deve ser instalado em uma altura que permita a sua operação sem a necessidade de escadas ou ferramentas, além disto deve ser acompanhada de sinalização, Figura 2.



Figura 2 - Sinalização do interruptor para desligamento rápido - ABNT NBR 17.193:2025

Caso se faça a utilização da atuação automática, esta pode ser implementada das seguintes formas:

- (1) Circuitos nos quais todos os módulos são conectados à inversores CC/CA instalados dentro do limite do arranjo fotovoltaico, nos quais as tensões de entrada CC máximas são inferiores a extrabaixa tensão em qualquer condição de operação, e que assegurem a redução da tensão máxima de todos os circuitos CA dentro e fora dos limites do arranjo fotovoltaico quando for realizado o desligamento do circuito CA geral da edificação.
- (2) Circuitos no quais todos os módulos são conectados a conversores CC/CC (também conhecido por otimizadores) ou chaves telecomandadas de desconexão CC instalados dentro dos limites do arranjo fotovoltaico, nos quais a tensão de entrada CC máxima oriunda dos módulos fotovoltaicos é sempre inferior à extrabaixa tensão em qualquer condição de operação, e que assegurem a redução da tensão máxima de todos os circuitos CC a jusante dos conversores CC/CC e dos eventuais circuitos CA dentro e fora dos limites do arranjo fotovoltaico para os limites descritos em tabela 1 de norma ABNT NBR 17.193:2025, quando for realizado o desligamento do circuito CA geral da edificação.

A chave telecomandada deve ter garantia mínima de 25 (vinte e cinco) anos e o equipamento de desligamento rápido (RSD) de 10 (dez) anos.

r. Todas as rotulagens de advertência devem ser rigorosamente atendidas conforme orientações de normativos, não se limitando a, ABNT NBR 16.690:2019 e ABNT NBR 17.193:2025.

9.2 Para os **módulos solares fotovoltaicos** utilizados, as seguintes características devem estar presentes:

- Certificação IEC 61730;
- Certificação IEC 61215;
- Selo Procel;
- Classe de proteção II segundo a norma IEC 61215;
- Eficiência $\geq 22\%$;

- Cada módulo deve ter uma caixa de conexão IP 65, com bornes e diodos de passagem já montados, e conectores a prova d'água e de engate rápido (por exemplo: MC4);
- Variação da máxima potência nominal de até 3% em relação a de placa;
- Os módulos devem ser resistentes à degradação induzida por tensão – PID;
- Garantia de potência mínima de 25 anos a 80% de sua potência original.

9.3 Para o **monitoramento dos sistemas solares fotovoltaicos**, devem ser fornecidos dados de geração de intervalos máximos de 15 minutos e, preferencialmente, de 5 em 5 minutos. É obrigatório o compartilhamento de acesso a plataforma de monitoramento no mínimo durante o período 15 meses.

9.4 Para **inversores dos sistemas solares fotovoltaicos** utilizados, as seguintes diretrizes devem ser obedecidas:

- Etiquetado pelo INMETRO;
- Para tensões superiores a 120V e corrente de 20A por circuito em corrente contínua, o inversor deve possuir um dispositivo de proteção e interrupção de arco elétrico (AFPE) integrado ao inversor. O arco deve extinguido em até 2,5 segundo ou antes da energia do arco exceder 750 J, o que ocorrer primeiro, em todas as condições de operação;
- Eficiência: $\geq 96,0\%$;
- Tensão de saída: de acordo com o nível de tensão da unidade consumidora;
- Operar normalmente à potência nominal, sem perdas significativas, na faixa de temperatura ambiente de 0°C a 60°C;
- IP 65 (mínimo);
- Possuir nível máximo de ruído de 55 dBA;
- Possuir distorção harmônica total de corrente (THD) inferior a 3,5%;
- Ter capacidade de operar com fator de potência entre $\pm 0,9$. A regulação do fator de potência deve ser automática, em função da tensão e corrente na saída do sistema;
- Cumprir os requisitos apresentados na Neoenergia – DIS-NOR-031, DIS-NOR-033 - para a desconexão por sobre/subfrequência (desconexão para frequências inferiores a 57,5 Hz; redução de potência a uma taxa de 40% por Hz, para frequências entre 60,5 e 62 Hz; desconexão para frequências superiores a 62 Hz);
- Possuir certificado de sistema de proteção anti-ilhamento (o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede);
- Proteção contra polarização reversa;
- Estar em concordância com a norma NBR 16.149:2013;
- Preferencialmente possuir display de interface com o usuário;
- Conter armazenamento local de dados;
- Garantia mínima de 5 anos, comprovada através de termo de garantia.

9.5 Estruturas

- Para permitir o fluxo de ar livre em torno dos componentes do SFV, devem ser respeitados os afastamentos mínimos recomendados pelos fabricantes, buscando dissipar o calor residual de seus componentes. Caso não sejam informados no manual do fabricante os afastamentos mínimos dos módulos com a cobertura, recomenda-se adotar no mínimo 18 cm;
- Devem ser capazes de resistir aos esforços do vento de acordo com a ABNT NBR 6.123/2023;
- As estruturas devem ser capazes de resistir a ambientes de corrosão iguais ou superiores a C3, conforme ISO 9223;
- Os suportes do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a estrutura da edificação. Não serão permitidos furos em telhas cerâmicas;
- Devem ser fornecidas em alumínio anodizado;
- Deverão prever pontos para aterramento;
- Garantia de 12 anos, devendo ser comprovada através do documento do fabricante;
- Grampos, cliques de aterramento, perfis e demais acessórios devem ser de aço inox 304, para garantir maior resistência a corrosão.

9.6 Sistemas de Proteção

As instalações de geração distribuída fotovoltaica deverão ser projetadas e instaladas de acordo com os padrões de segurança, de forma a proporcionar total proteção às pessoas e aos equipamentos das unidades consumidoras onde serão instaladas, prevendo:

- Proteção contra choque elétrico por contato direto ou indireto;
- Proteção contra faltas;
- Proteção contra sobrecargas;
- Proteção contra curto-circuito;
- Proteção contra Interferências eletromagnéticas;
- O sistema de proteção deverá estar aderente aos requisitos da norma IEC 60364.

9.7 Miscelâneas

- Os condutores solares para conexão dos módulos especificados deverão ser de cobre flexível e do tipo de isolamento duplo, seção mínima de 4,0 mm² para o circuito entre os módulos;
- Os cabos elétricos, quando instalados ao tempo, devem ser resistentes a intempéries e à radiação UV. Devem apresentar a propriedade de não propagação de chama, de auto extinção do fogo e suportar temperaturas operativas de até 90°C. Devem ser maleáveis, possibilitando fácil manuseio para instalação. Devem apresentar garantia mínima de 1 anos e certificação TUV;

- Devem apresentar tensão de isolamento apropriada à tensão nominal de trabalho;
- Todos os terminais dos condutores deverão ser identificados, conforme diagrama de ligação a ser elaborado pelo fornecedor e catálogos dos equipamentos;
- Os condutores CA devem ser de cobre flexível e possuir a marca de conformidade do INMETRO para a NBR 6148;
- Os cabos devem ser devidamente amarrados na forma de chicotes elétricos para uma melhor acomodação no interior dos quadros elétricos;
- Todos os parafusos, porcas e arruelas deverão ser de aço inoxidável. As estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos deverão ser fornecidas em alumínio anodizado. As hastes, conectores e condutores de aterramento deverão ser em liga apropriada tipo Copperweld e em acordo com as Normas Técnicas Brasileiras pertinentes;
- Todos os materiais / miscelâneas fornecidos deverão necessariamente ter as seguintes certificações:
 - IEC 60364-7-712 – “Electrical installations of buildings - Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.” – Para o sistema de proteção (String Box);
 - Certificação INMETRO para a NBR 6148. – Para cabos CA;
 - Normas ABNT.

9.8 Comissionamento

Após a conclusão da instalação dos sistemas de geração fotovoltaicos, deverá ser realizado o comissionamento do sistema pela empresa proponente/executora e consumidor, emitindo toda a documentação requerida para essa etapa.

Nestes locais serão realizados os ensaios de comissionamento dos sistemas instalados, consistindo em inspeção visual, termográfica e medições elétricas a serem realizadas pela empresa proponente/executora e consumidor, podendo ser acompanhados pela equipe da **DISTRIBUIDORA**, a fim de verificar a conformidade das instalações à Especificação Técnica.

Os ensaios da instalação elétrica devem ser realizados segundo os requisitos da norma ABNT NBR 16.274:2014. No mínimo deverão ser realizados os seguintes ensaios:

- Ensaio do(s) circuito(s) CA

Uma vez que os ensaios para o(s) circuito(s) CA estão completos, os seguintes ensaios devem ser realizados no(s) circuito(s) CC que forma(m) o arranjo fotovoltaico:

- Continuidade da ligação à terra e/ou dos condutores de ligação equipotencial;
- Ensaio de polaridade;
- Ensaio da(s) caixa(s) de junção;

- Ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional);
- Ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- Ensaio funcionais;
- Ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) CC;
- Inspeção com câmera infravermelha.

No caso de instalação de sistemas fotovoltaicos de maior potência ou maior complexidade, adicional a todos os ensaios acima listados também é necessário a realização dos ensaios categoria 2, conforme ABNT NBR 16.274:2014.

- Ensaio de curva IV das séries fotovoltaicas.

Todos os ensaios neste edital listados devem seguir minimamente todas as orientações e procedimentos indicados em norma ABNT NBR 16.274:2014.

Ocorrendo alguma divergência entre esta Especificação e a instalação, a empresa proponente/executora e o consumidor serão notificados para a solução dos problemas verificados, após o que, deverão ser realizados novos testes de comissionamento.

Cada sistema comissionado e aceito pela **DISTRIBUIDORA** deverá ter um relatório técnico de comissionamento, para posterior emissão do Relatório Técnico de Aceitação dos Sistemas Instalados.

Caso haja necessidade de desmontagem do sistema para correção dos problemas identificados, a empresa proponente/executora e o consumidor arcarão com todos os custos de desmontagem, remontagem e comissionamento incluindo a substituição de todo material de instalação.

Será responsabilidade da empresa proponente/executora e do consumidor garantir que o sistema de monitoramento esteja em perfeito funcionamento, de forma que os dados de geração estejam acessíveis. O sistema fotovoltaico só será considerado comissionado se a **DISTRIBUIDORA** conseguir monitorar a planta da Unidade Consumidora através das plataformas disponibilizadas pelos fabricantes dos inversores.

9.9 Sistemas em solo

É previsto nesta CPP a instalação de geradores fotovoltaicos em solo desde que sejam respeitados todos os tópicos abaixo listados em complementariedade aos citados anteriormente. Todos os custos do sistema devem estar previstos no pré-diagnóstico.

- Para garantir o uso adequado da estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos, é essencial o correto dimensionamento considerando as ações do vento. Para isso, deve-se utilizar os valores de velocidade básica do vento indicados no mapa de isopletras, conforme estabelecido pela norma ABNT NBR 6.123:2023;

- Deve ser realizado o levantamento planialtimétrico de forma prévia a execução do sistema fotovoltaico;
- Para definição do tipo de fundação necessário para a instalação de estrutura é necessária a realização de estudos e ensaios de geotécnica/sondagem de solo;
- Deve ser prevista qualquer atividade de correção do terreno para garantir a correta instalação do sistema fotovoltaico. Deve ser minimizada ao máximo qualquer necessidade de movimentação de terra;
- Deve ser desenvolvido sistema de drenagem para evitar o acúmulo de água/encharcamento do solo que pode comprometer a estabilidade das estacas, enchimento das caixas de passagem etc.;
- Devem ser adotadas soluções para mitigação de erosão de solo adotando medidas de drenagem tal como canaletas, valas de infiltração, bacias de retenção ou dissipação etc.;
- É preciso realizar o desenvolvimento de gerenciamento de risco conforme orientação de ABNT NBR 5.419:2015 – parte 2.. É obrigatória a adoção mínima de Medida de Proteção contra Surto (MDS);
- Deve ser realizada a instalação de sistema de aterramento em toda a área em que será instalado o sistema fotovoltaico, é essencial a realização da equipotencialização de todos os corpos metálicos. Para garantir a correta instalação de sistema de aterramento devem ser realizadas medições de resistividade de solo;
- Após a abertura de valas para a passagem de eletrodutos, aterramento, drenagem ou quaisquer outro objeto enterrado, o solo removido deve ser recolocado e devidamente compactado para garantir que não haverá cedimento. As valas abertas devem ser feitas preferencialmente centralizadas entre mesas passando o mais distante possível das sapatas de fixação das estruturas;
- É necessária a adoção de medidas de segurança e proteção contra acesso de pessoas não autorizadas a áreas energizadas, exemplo cercas, muros etc.;
- É necessária a instalação de infraestrutura e disponibilização de Wi-Fi para garantir a comunicação de sistema fotovoltaico com plataforma de monitoramento;
- É importante prever o fornecimento de infraestrutura para permitir a manutenção de sistema fotovoltaico;
- A usina deve atender a todos os requisitos previstos em normas quanto a segurança contra incêndios.

10 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO – BESS

Projetos que contemplem a implantação de sistemas de armazenamento de energia (BESS – *battery energy storage system*) deverão considerar, **obrigatoriamente**, as seguintes características:

- Prestação **exclusiva** de serviço de *loadshifting* (deslocamento do consumo do horário ponta para o horário fora ponta), em paralelo com a rede da distribuidora e considerando os horários de ponta indicados na **Tabela 9** – Horário de Ponta x Distribuidora.
- Instalação *zero grid*, ou seja, o BESS estará conectado à rede da distribuidora, mas sem possibilidade de injeção de energia na rede;
- Carregamento das baterias no horário fora de ponta, preferencialmente em dia útil, assegurando que em nenhum momento irá ocasionar ultrapassagem da demanda contratada pela unidade consumidora;
- Os sistemas auxiliares (todos os equipamentos necessários para a correta operação do BESS, como por exemplo, climatização, sistema de combate a incêndio etc.) deverão ser conectados no ponto de alimentação do BESS;
- A capacidade útil do sistema (utilizada para fins de apuração da redução de demanda na ponta média) e que representa o montante líquido de energia (em kWh) entregue no ponto de conexão, deve considerar todos os consumos derivativos de serviços auxiliares (climatização, perdas de transformação, cabeamento, conexões e componentes, sistema de combate a incêndio etc.);
- Inclusão de Sistema de proteção contra incêndio – em conformidade com a NFPA855, 69, 15 e 68 e contemplando: sensor de gases combustíveis, sensor de temperatura, sensor de fumaça, ventilação em caso de alta concentração interna de gases e sistema aerossol automático ativado por temperatura;
- *Roundtrip efficiency* (RTE) de no mínimo 85% (medido no ponto de conexão e considerando todas as perdas do sistema);
- Período de operação assistida de 12 meses (mais informações no item específico);
- Para fins dessa Chamada, deve-se considerar a vida útil de acordo com os ciclos da bateria limitada a 20 anos para fins de cálculo da Relação Custo-Benefício – RCB;
- A AEE de implantação de sistema de armazenamento de energia deverá ser classificada como “Melhoria da Instalação” em “Outro Uso Final”;
- Caso o projeto também contemple a instalação de sistema de geração solar fotovoltaico, considerar:
 - BESS como “Melhoria da Instalação” em “Outro Uso Final”;
 - USFV como “Fonte Incentivada”.
- Para as situações em que o sistema de geração solar fotovoltaico seja conectado no mesmo ponto do BESS (em CA ou CC), a fronteira de medição definida no M&V deverá garantir, **obrigatoriamente**, a apuração discriminada dos benefícios energéticos obtidos com cada AEE implementada.

É vedada a proposta desse tipo de ação em clientes do grupo B (unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV), exceto para consumidores aderentes à Tarifa

Branca e desde que o projeto traga benefício financeiro para o cliente com o deslocamento do uso da energia da rede nos horários de ponta da **DISTRIBUIDORA**, ou seja, despachar a energia do acumulador neste horário.

O Pré-Diagnóstico, o Diagnóstico e o Projeto Executivo (para proposta aprovada e contratada), deverão apresentar/considerar obrigatoriamente as seguintes informações:

1. Memorial de cálculo da Roundtrip efficiency (RTE), considerando:

- Medição no ponto de conexão e todas as perdas do sistema, incluindo o consumo dos sistemas auxiliares;
- Uma operação por 21 dias corridos, sendo 15 dias úteis e 6 dias não úteis;
- A seguinte fórmula de apuração:

$$RTE = \frac{\sum_{n=1}^{15} kWh \text{ despacho}}{\sum_{n=1}^{15} kWh \text{ recarga} + \sum_1^{21} kWh \text{ standby}}$$

- Sendo:
 - RTE: Roundtrip efficiency (em %);
 - kWh despacho: energia despachada pelo BESS no horário de ponta em 15 dias úteis consecutivos, medida no ponto de conexão do sistema (em kWh);
 - kWh recarga: energia consumida pelo BESS no momento do carregamento e fora do horário de ponta em 15 dias úteis consecutivos, medida no ponto de conexão do sistema (em kWh);
 - kWh stand by: energia consumida pelo BESS quando o sistema não está operando (despacho/recarga) em 21 dias consecutivos, medida no ponto de conexão do sistema (em kWh).

2. Informações técnicas do sistema de armazenamento

1) Aspectos gerais:	
Eficiência rountrip do sistema no ponto de conexão	<i>Calculada no ponto de conexão na barra de média tensão - deve ser superior a 85%</i>
Tipo de Conexão	<i>Indicar nível de tensão (BT ou MT) e localização em diagrama unifilar</i>
Proteção Mínima - Externa	<i>Se MT, deverá possuir chave seccionadora com carga e disjuntor de média tensão (sendo o segundo podendo estar dentro do Sistema)</i>
Modelo de Instalação	<i>Indicar invólucro (modulares outdoor, container, alvenaria etc.) e como se dará a climatização do ambiente</i>
Especificar tipo de proteção contra intempéries	<i>Proteção contra corrosão da estrutura com garantia de 5 anos</i>

2) Baterias:

Fabricante/Modelo	Indicar
Composição química das células	Indicar
Capacidade útil/líquida (kWh)	Indicar
DOD (%)	Indicar
Capacidade nominal (kWh)	Indicar
Tipo de refrigeração	Indicar
Degradação garantida (informar número de ciclos e capacidade remanescente)	Deve ser superior a 5.000 ciclos com até 0,5C com 70% de capacidade remanescente
Garantia	5.000 ciclos ou 15 anos

3) PCS:	
Fabricante/Modelo	Indicar
Potência nominal (kW)	Indicar
Tensão de conexão CA	Indicar
Proteção Mínima - Interna	Indicar
Eficiência máxima (%)	Indicar
Eficiência estimada a 1.000 kW (%)	Indicar
Termos de garantia	Deve ser superior a dez anos

- 3. Curva de degradação** esperada ao longo da vida útil (1 despacho/dia útil, 90% DoD, 25°C e @0,5C);
4. Todos os custos necessários para implantação do BESS, como por exemplo, preparação de solo, demolição, construção, adequações e logística (incluindo necessidade de içamento dos materiais e equipamentos) etc.;
5. O atendimento de todas as normas da **DISTRIBUIDORA**, em especial, àquelas relacionadas à grid zero e estudos de proteção e seletividade e ser elaborado de forma a atender todos os requisitos da concessionária local para liberação do sistema.

10.1 Características gerais

Caso a ligação do Sistema de Armazenamento de Energia (BESS) seja realizada em MT, o sistema deverá conter um transformador próprio com capacidade de modificação de TAP permitindo variação da tensão do lado primário em casos de alterações necessárias para equidade ao que se encontrar apresentado na rede da UC.

É de suma importância a instalação de um sistema de aterramento próprio, através de uma malha de aterramento para o sistema de armazenamento. Essa malha deverá ser interligada à malha já existente da unidade em pelo menos dois pontos de conexão. Lembrando que deverão ser utilizadas soldas exotérmicas para a melhor qualidade possível de equipotencialização. As bitolas dos cabos de descida dos circuitos de aterramento até a malha deverão seguir as normativas vigentes (ABNT NBR 5410 e NBR 5419).

O sistema deve conter condutores acomodados em eletrodutos rígidos e isolados obedecendo a norma NBR 5410 referente à taxa de ocupação dos eletrodutos. Os condutores devem ser de cobre flexível e possuir a marca de conformidade do INMETRO para a NBR 6148.

A) Banco de baterias

- Apresentar pelo menos 70% de capacidade remanescente após pelo menos 5.000 ciclos com corrente de descarga ou carga não ultrapassando 0,5C;
- Apresentar garantia do sistema de 15 anos ou pelo menos 5.000 ciclos;
- Apresentar estratégia efetiva de reposição para garantia de fornecimento da capacidade líquida (augmentation) até o ano 15. A decisão de realizar ou não o augmentation caberá à UC;
- Apresentar curva de degradação esperada ao longo da vida útil (1 despacho/dia útil, 90% DoD, 25°C e @0,5C);
- Possuir Battery Management System (BMS) com monitoramento de no mínimo os seguintes parâmetros e comunicação com o EMS – acionando proteções em caso de valores fora do especificado:
 - Tensão máxima de célula;
 - Tensão mínima de célula;
 - Desbalanceamento máximo entre células;
 - Corrente máxima e mínima;
 - Temperatura máxima;
 - Temperatura mínima;
 - State of Health (SOH);
 - State of Charge (SOC).
- Apresentar comprovação de conformidade às normas, podendo ser certificação internacional ou relatórios de ensaios acrescidos de documento de autodeclaração, assinado pelo representante legal do fornecedor:
 - IEC 62933-2-1 (Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1: Unit parameters and testing methods – General specification);
 - NBR IEC 61439-1 (Conjunto de manobra e comando de baixa tensão Parte I: Regras Gerais);
 - IEC 62619 - Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications;
 - IEC 62477-1 - Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part I: General;
 - IEC 63056 - Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries for use in electrical energy storage systems;
 - UL 9540A Test Method Brings Clarity to Insurance and Fire Mitigation Professionals;
 - UN 38.3 - Transportation Testing for Lithium Batteries and Cells; e

- Serão aceitas certificações similares, desde que comprovado que se trata de norma equivalente ou mais restritiva

O projeto deve contemplar um estudo criterioso das condições de temperatura e umidade do local de instalação do BESS, ao longo de todo o ano, de modo que durante a sua operação a temperatura e umidade do ar se situem dentro dos parâmetros recomendados pelo fabricante das baterias e evite a condensação.

A solução proposta deverá prever o tratamento para proteção contra salinidade, de modo a garantir que a proximidade com o mar não gerará oxidação do invólucro ao longo de, pelo menos cinco anos. Assim, deverá ser utilizado o plano de pintura estabelecido na norma N-1550 da Petrobrás ou ISO 12944:2018 (C5-M) e prover orientações de manutenção para mitigar riscos de oxidação.

B) Sistema de Climatização das baterias

Deverá ser utilizada a tecnologia *Aircooling* ou *Liquidcooling* como meio de climatização padrão do sistema projetado. O sistema de climatização deve ser corretamente dimensionado de forma a manter as condições de temperatura e umidade do ar dentro dos parâmetros recomendados pelo fabricante das baterias, mesmo considerando as temperaturas máximas de cada localidade e os níveis de umidade e salinidade.

No dimensionamento do sistema, se for necessário climatizar também o ambiente em que as baterias estiverem instaladas, devem ser considerados os equipamentos disponíveis no mercado, dando preferências aos equipamentos de climatização com tecnologia inverter.

C) Conversores bidirecionais (PCS)

- Apresentar garantia mínima de 10 anos;
- Possuir no mínimo as seguintes proteções:
 - Proteção de subtensão (ANSI 27);
 - Proteção de sobretensão (ANSI 59);
 - Proteção de subfrequência (ANSI 81U)
 - Proteção de sobrefrequência (ANSI 81)
 - Proteção contra desequilíbrio de corrente entre fases (ANSI 46)
 - Proteção contra reversão e desequilíbrio de tensão (ANSI 47)
 - Proteção contra anti-ilhamento;
 - Sub e sobrefrequência;
 - Verificação de sincronismo (ANSI 25);
 - Função de espera de tempo de reconexão (ANSI 62);
- Possuir comprovação de conformidade com as seguintes normas, podendo ser certificação internacional:
 - Devem atender aos limites aplicáveis de emissão de perturbação de radiofrequência, prescritos em qualquer das seguintes normas: CISPR 11, IEC 61000-6-4 ou similares; e

- IEC 62477-2 - Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part 2: Power electronic converters from 1 000 V AC or 1 500 V DC up to 36 kV AC or 54 kV DC.

D) Software supervisorio (EMS)

- Possuir no mínimo as seguintes funcionalidades:
 - Modo loadshifting com programação de horários e dias da semana;
 - Modo peakshaving com estipulação de limites de potências nas quais o sistema deverá carregar, ou descarregar;
 - Modo de carregamento com programação de horários, dias da semana e possibilidade de escolha da potência ativa, com critério de não ultrapassagem de demanda contratada;
 - Despachos manuais para carregamento e descarregamento;
 - Monitoramento das principais grandezas e parâmetros de segurança e performance do BESS, no mínimo:
 - Potência instantânea no ponto de medição da concessionária;
 - Potência instantânea despachada ou absorvida pelo sistema no ponto de conexão;
 - Tensão CA e CC no PCS;
 - Frequência da rede elétrica;
 - Tensões máxima e mínima das células no banco de baterias;
 - SOC e SOH das baterias;
 - Temperatura máxima e mínima no banco de baterias;
 - Alertas em caso de acionamento de flags de segurança e/ou proteções dos equipamentos;
- O sistema deverá contar com banco de dados em nuvem para extração de informações com granularidade de no mínimo 15 minutos durante um período mínimo de 15 meses após o início da operação do sistema. Em caso de falta de internet, o sistema deverá ter capacidade de armazenamento local de dados por no mínimo 48h00;
 - Deverá ser fornecida ao menos 1 licença de monitoramento para uso da equipe da **DISTRIBUIDORA**, por pelo menos 15 meses após o início da operação do sistema;
- O Sistema de Armazenamento deverá monitorar os 2 pontos abaixo relacionados:
 - Entrada de alimentação da cabine de medição e proteção da UC de modo a viabilizar a solução grid-zero;
 - Ponto de conexão do BESS, para verificar a entrega do que foi especificado como a energia despachada e a consumida para carregamento, que contemplem todas as perdas e consumos de serviços auxiliares.
- O sistema deverá garantir a operação:
 - De forma local e autônoma, independente da conexão com a internet, oferecendo hardware específico no qual o operador poderá monitorar e operar o sistema;

- De forma remota, desde que haja conexão com a internet.

10.2 Normas Técnicas

Apresentar comprovação de conformidade às normas, podendo ser certificação internacional ou relatórios de ensaios acrescidos de documento de autodeclaração, assinado pelo representante legal do fornecedor.

- IEC 62933-2-1: "Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1: Unit parameters and testing methods – General specification"
- NBR IEC 61439-1: "Conjunto de manobra e comando de baixa tensão Parte 1: Regras Gerais"
- IEC 62619: "Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications"
- IEC 62477-1: "Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part 1: General"
- IEC 63056: "Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries for use in electrical energy storage systems"
- UL 9540: "Standard for Energy Storage Systems and Equipment"
- NFPA 855: "Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems"
- ISO 19880-1: "Energy Storage Systems - Safety Requirements for Electrical Energy Storage Systems"
- IEEE 1547: "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems"
- IEEE 2030.7: "Recommended Practice for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with Electric Power Systems"
- Resolução ANEEL nº 1000/2021 - Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica
- IEC 60364: "Electrical installations of buildings - Low-voltage electrical installations"
- IEC 61850: "Communication networks and systems for power utility automation"
- NBR 5410: "Low-voltage electrical installations - Requirements"
- NBR 5419: "Protection against lightning - Requirements for protection against lightning"
- REN ANEEL nº 956/2021 - Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- UN 38.3 - Transportation Testing for Lithium Batteries and Cells; e

Em caso de sobreposição de informações, deve prevalecer o prescrito nos documentos brasileiros, caso haja conflito com documentos internacionais.

Serão aceitas certificações similares, desde que comprovado que se trata de norma equivalente ou mais restritiva.

10.3 Projeto Executivo

O projeto deverá atender às normas da **DISTRIBUIDORA**, em especial, questões relacionadas à grid zero e estudos de proteção e seletividade e ser elaborado de forma a atender todos os requisitos da concessionária local para liberação do sistema, incluindo, mas não se limitando a:

- Lista de Materiais detalhada;
- Projeto das instalações de conexão, incluindo Memorial Descritivo, localização, arranjo físico e diagramas;
- Memorial de Cálculo (pode ser documento individual ou pode estar contido no Memorial Descritivo), incluindo dimensionamentos de cabos, disjuntores, baterias, estruturas (civil), refrigeração e demais proteções elétricas e físicas necessárias para o funcionamento correto do sistema;
- Projeto de aterramento, incluindo Laudo de Aterramento, Projeto Elétrico com detalhamento da malha, conexões etc.;
- Esquema do arranjo em corrente contínua entre inversores, baterias e PCS, além do diagrama unifilar e multifilar das instalações elétricas por completo - especificando as conexões elétricas e de comunicação;
- Esquema de conexão elétrica e de comunicação com as instalações do cliente;
- Esquema e especificação de controle de automação do sistema de proteção contra injeção de energia na rede por meio de chaveamento de contatoras ou outro componente similar que possibilite a retirada de inversores de forma unitária da rede e o retorno dos mesmos de forma autônoma.
- ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) de projeto e execução;
- Realizar todos os trâmites para liberação junto à **DISTRIBUIDORA** – prévio aviso de início de operação e de eventuais necessidades específicas que dependerão da concessionária;
- Estudo de Proteção e/ou seletividade – cliente em média tensão com proteção no primário e secundário. Caso o estudo aponte a necessidade de algum ajuste de configuração no relé, será responsabilidade da empresa proponente.

10.4 Teste e Comissionamento

Na etapa de fabricação dos equipamentos, deverá ser enviado à **DISTRIBUIDORA** o relatório do Teste de Aceitação em Fábrica (TAF), contendo o resultado da interação entre os PCSs e os Racks de baterias de Lítio durante a operação de carregamento e descarregamento das baterias.

Após a montagem do sistema de armazenamento, ele deverá ser testado no local, aferidos todos os parâmetros de funcionamento e parametrizado o software de acompanhamento, através do qual será realizada a operação assistida do sistema.

Todos os testes para comissionamento devem ser realizados *in-loco*.

Será considerada concluída a instalação somente com a apresentação do relatório de comissionamento e execução dos seguintes testes:

- **Termografia:** deverá ser realizada em todas as caixas de junção, módulos de baterias, inversores, conectores, terminais e quadros elétricos C.C e C.A de modo a identificar qualquer falha que o sistema apresente durante seu funcionamento;
- **Teste de isolamento:** Deverá apresentar testes de isolamento em todos os trechos do sistema CC, CA-BT e CA-MT (quando aplicável);
- **Teste de estresse:** deverá ser estressado o sistema no que for possível atender ao limite máximo de cada sistema para averiguar possíveis problemas em conexões, terminais ou até mesmo equipamentos instalados;
- **Teste de proteção autônoma dos inversores:** deverá realizar o teste de retirada de inversores de forma automatizada por contadoras, ou similar, de cada equipamento validando a eficácia da sua entrada e saída da rede e ativação dos seus sistemas de anti-ilhamento;
- **Laudo de aterramento dos equipamentos:** deverá ser realizado um laudo contemplando todos os aterramentos realizados que atendem ambos os sistemas, visando atender os critérios mínimos exigidos pela concessionária no quesito aterramentos para minigeração e subestação de média tensão;
- **Validação dos parâmetros técnicos de RTE e capacidade útil:** apuração dos valores por um período mínimo de 10 dias úteis de modo a atestar os valores previstos no projeto.

Além de todos os testes que se mostrem exequíveis no quesito padrão de fábrica de cada equipamento, validando principalmente manter os padrões de continuidade e estabilidade de rede onde cada equipamento se encontrará conectado.

Um laudo com fotos de todos os componentes, com data e horário de cada termografia executada, deve ser emitido e anexado ao relatório de comissionamento.

Além disso, o relatório de comissionamento, deverá ter evidência de monitoramento remoto do sistema e parâmetros técnicos (RTE e capacidade útil) apurados no período de 3 semanas (21 dias corridos) subsequentes ao início do funcionamento.

Caso haja necessidade, a empresa responsável deverá efetuar a correção dos pontos observados durante os testes, inclusive a substituição de materiais e equipamentos, sem custos para a **DISTRIBUIDORA**. Adicionalmente, para o caso de valores de RTE e Capacidade Útil apurados abaixo daqueles especificados na proposta de projeto, será:

- Provisionado dos 30% retidos, conforme Tabela 8, o percentual do custo de “Substituição/instalação dos equipamentos” equivalente à energia despachada que ficar abaixo do valor indicado no projeto (REFERÊNCIA).

$$\% \text{ Retenção} = 1 - \left(\frac{\sum_1^{21} \text{Energia despachada}_{BESS}}{N^\circ \text{ dias úteis} \times \text{Capacidade útil especificada}} \right)$$

Caso, excepcionalmente, o consumo na ponta da UC seja inferior ao valor da capacidade útil dimensionada na proposta, o referido valor será usado como referência no dia em questão.

- Provisionado dos 30% retidos, conforme Tabela 8, os pontos percentuais do RTE médio apurado que ficar abaixo do valor de referência (85%) em relação ao custo de “Substituição/instalação dos equipamentos”.

$$p.p \text{ Retenção} = 85\% - \overline{RTE}$$

Para calcular a RTE, será utilizada a fórmula apresentada no item 10. Caso o período de comissionamento englobe algum dos feriados descritos na Resolução 1000/2021 da ANEEL em que não ocorre o posto tarifário ponta, a referida fórmula será adaptada conforme abaixo:

$$RTE = \frac{\overline{kWh \ despacho}}{\overline{kWh \ recarga} + \overline{kWh \ standby}}$$

Sendo:

- *RTE*: Roundtrip efficiency (em %);
- $\overline{kWh \ despacho}$: média diária da energia despachada pelo BESS no horário de ponta nos dias úteis do período de comissionamento, medida no ponto de conexão do sistema (em kWh);
- $\overline{kWh \ recarga}$: média da energia consumida pelo BESS no momento do carregamento do período de comissionamento, medida no ponto de conexão do sistema (em kWh);
- $\overline{kWh \ standby}$: média da energia diária consumida pelo BESS quando o sistema não está operando (despacho/recarga) nos 21 dias consecutivos do período de comissionamento, medida no ponto de conexão do sistema (em kWh).

Os valores acima são cumulativos e ficarão provisionados até a nova Vistoria Técnica que será realizada pela **DISTRIBUIDORA** em até 3 meses após o comissionamento do sistema para atestar os Requisitos de Operação incluindo RTE e capacidade útil. Em caso de reprovação pela **DISTRIBUIDORA** dos valores encontrados, a empresa responsável deverá apresentar uma proposta de solução que, após aprovada, deverá ser implementada sem ônus à **DISTRIBUIDORA** ou cliente final. A proposta deverá prever uma medida cabível a situação já existente, visando sanar e alcançar os valores previstos. Um não atendimento do especificado implicará na conversão da provisão em penalidade que será descontada no pagamento dos 30% retidos, conforme **Tabela 8** – Faturamento/Repasse Armazenamento de Energia (BESS).

10.5 Operação Assistida

Nos 12 meses subsequentes à conclusão do período de comissionamento, a empresa proponente será responsável por todas as atividades de operação e manutenção do

conjunto, incluindo custos relativos às viagens de seu pessoal e troca/reparo de equipamentos, componentes e instalações.

As atividades de diagnóstico de problemas devem ocorrer diariamente, sob responsabilidade da empresa proponente, durante o período de O&M assistido. O acompanhamento pode ser remoto através da análise dos dados armazenados no servidor em nuvem. No caso de identificação de eventuais problemas que possam prejudicar o desempenho do sistema, a empresa proponente deverá:

- Informar a **DISTRIBUIDORA** com encaminhamento de resolução no prazo máximo de 5 dias úteis;
- Realizar a manutenção corretiva necessária no prazo máximo de 15 dias úteis (em caso de algum problema técnico ou quando requerido por sua equipe).

Em caso da necessidade de acionamento da garantia dos fabricantes dos equipamentos, poderá ser acrescido o prazo definido nos Termos de Garantia, desde que evidenciada as tratativas junto ao(s) fabricante(s) para resolução das não conformidades (Ex.: notas de remessa, e-mails).

Ao longo do período de O&M assistido, a empresa proponente deve fornecer mensalmente a memória de massa do período e elaborar doze relatórios mensais consolidando as informações apuradas e avaliando a experiência adquirida, bem como as eventuais melhorias a serem implementadas nos procedimentos de operação e manutenção, ressaltando os benefícios para a gestão de todo o sistema. O último relatório deve englobar todo o período de O&M assistido, tendo como objetivo garantir que todos os valores apresentados em contrato foram cumpridos.

Nesse período, mensalmente será avaliado(a) o(a):

- Roundtrip efficiency de no mínimo 85% (medido no ponto de conexão e considerando todas as perdas do sistema);
- Capacidade líquida do sistema, conforme especificado;
- A Redução de Demanda na Ponta (RDP) média e a projeção de energia consumida anualmente (MWh/ano);
- Atendimento dos seguintes requisitos
 - Decrescimento de capacidade líquida disponível ao longo do tempo, conforme curva de degradação especificada;
 - Não ultrapassagem da demanda contratada nos momentos de carregamento do sistema sob nenhuma circunstância;
 - Disponibilidade do sistema no horário de ponta.

Caso os 2 primeiros itens (RTE e capacidade útil) não atendam ao especificado, serão aplicadas as penalidades, conforme metodologia detalhada no item 10.4, sobre 2,5% (30% ÷ 12) do valor retido e referente ao somatório de Diagnóstico Energético, Projeto Executivo,

Aquisição de materiais/equipamentos, Gerenciamento do Projeto e Substituição/instalação dos equipamentos.

A aplicação da penalidade não exime a empresa responsável da obrigação de corrigir as não conformidades que geraram o não atendimento dos parâmetros.

Após o período de O&M assistido, a operação e a manutenção do Sistema de Armazenamento de Energia serão transferidas para a UC beneficiada.

O Relatório de M&V deverá contemplar os dados obtidos a partir do período de Operação Assistida, nos 12 meses de operação, contados após a conclusão do período de comissionamento.

11 OUTROS USOS FINAIS

11.1 Para o pré-diagnóstico que contemple o **uso final sistemas motrizes**, deverão ser apresentadas as referências e justificativas dos parâmetros utilizados na estimativa *ex-ante* como o rendimento nominal e o rendimento no ponto de carregamento do equipamento no Memorial Descritivo. Nesse momento, não é obrigatório a realização de medições.

11.2 Para o pré-diagnóstico que contemple o **uso final sistemas de refrigeração**, os dados de consumo dos equipamentos utilizados na estimativa *ex-ante* deverão ser referenciados e justificados no Memorial Descritivo.

11.3 Para o **uso final sistemas de saneamento/bombas hidráulicas**, o pré-diagnóstico, o diagnóstico e o Plano de M&V devem seguir o guia “Projetos de Eficiência Energética em Saneamento – Guia Auxiliar para o PROPEE”, desenvolvido pela ANEEL.

12 FATOR DE COINCIDÊNCIA NA PONTA

Fator a ser considerado para o cálculo da potência média na ponta, que é utilizado para o cálculo de redução de demanda no horário de ponta. O valor do fator de coincidência na ponta deverá ser menor ou igual a 1 (um) e o cálculo deste fator deverá utilizar a equação abaixo para todos os usos finais, com exceção do uso final “aquecimento solar de água”, que deverá utilizar metodologia própria.

$$FCP = \frac{nup \times nd \times nm}{765}$$

Onde:

nup: Número de horas por dia de utilização do sistema a ser eficientizado no horário de ponta. Para a **DISTRIBUIDORA**, o horário de ponta a ser considerado deverá ser menor ou igual a 3 (três) horas e está compreendido de acordo com a Tabela

9, com exceção de sábados, domingos e feriados nacionais.

nd: Número de dias úteis (segunda-feira a sexta-feira) ao longo do mês em que se utiliza o sistema a ser eficientizado no horário de ponta. Nesta Chamada Pública, considera-se um mês padrão com 21,25 (vinte e um vírgula vinte e cinco) dias úteis mensais.

nm: Número de meses, no período de um ano, em que se utiliza o sistema a ser eficientizado. Considera-se um ano padrão com 12 (doze) meses.

765: Número de horas equivalente às horas de ponta disponíveis ao longo de um ano (3 horas de ponta diárias x 21,25 dias úteis por mês x 12 meses por ano).

Caso a equação acima não seja a mais adequada ao regime de utilização do sistema a ser eficientizado, deverá ser apresentado no memorial descritivo do pré-diagnóstico cálculo detalhado do FCP, justificando cada parâmetro utilizado.

Tabela 9 – Horário de Ponta x Distribuidora

DISTRIBUIDORA	INÍCIO	TÉRMINO
Neoenergia Elektro	17H30	20H30
Neoenergia Coelba	18H00	21H00
Neoenergia Brasília	18H00	21H00
Neoenergia Pernambuco	17H30	20H30
Neoenergia Cosern	17H30	20H30

13 MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO DOS RESULTADOS

A medição e verificação - M&V de resultados é uma etapa imprescindível para a execução dos projetos de eficiência energética. Todo o processo deverá ser elaborado em conformidade ao estabelecido nos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE: 2021 e ao Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance – PIMVP – de janeiro de 2012 – EVO 10000 – 1:2012 (Br).

A exceção das medições realizada nos pré-diagnósticos, todas demais devem ser informadas previamente à **DISTRIBUIDORA** com prazo mínimo de 15 (quinze) dias da data de início. Ficará facultado à **DISTRIBUIDORA** o acompanhamento das medições. A instalação e retirada dos medidores de energia, caso tenham, deverão ser sempre em dias úteis e em horário comercial (das 08h00 às 12h00 e das 13h00 às 17h00).

Quanto ao processo de M&V, ele é dividido em 3 (três) etapas principais a serem executadas em diferentes estágios de projetos de eficiência energética.

Todas as grandezas, mesmo que estimadas, devem ser balizadas através de medições. O PIMVP só considera ser uma variável medida, quando medida em ambos os

períodos da linha de base e determinação da economia. Por exemplo, a medição de tempo para iluminação, quando estimada, deverá ter no mínimo medições na linha de base.

Toda e qualquer medição, mesmo que de uma grandeza estimada, deverá ser realizada através de equipamentos calibrados há no máximo 1 (um) ano. O envio do certificado é obrigatório sob pena de desclassificação.

13.1 ETAPA 1 – ESTRATÉGIA DE MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO

A estratégia de M&V deverá ser elaborada na fase de pré-diagnóstico energético, devendo ser anexada via portal. Neste documento devem ser definidas as bases para as atividades de M&V:

13.1.1 Variáveis independentes: Verificar quais variáveis (clima, produção, ocupação etc.) explicam a variação da energia e como poderão ser medidas para a determinação da economia (local, equipamentos, períodos de medição – linha de base);

13.1.2 Fronteira de medição: Determina o limite, dentro da instalação, onde serão observados os efeitos da ação de eficiência energética, isolado por medidores, e eventuais efeitos interativos com o resto da instalação.

13.1.3 Opção do PIMVP. Opção A, B, C ou D do PIMVP que será usada para medir a economia de energia.

13.1.4 Modelo do consumo da linha de base: Em geral, uma análise de regressão entre a energia medida e as variáveis independentes.

13.1.5 Amostragem: O processo de amostragem cria erros, uma vez que nem todas as unidades em estudo são medidas, portanto deve-se obter os níveis de precisão (10%) e de confiança (95%).

13.1.6 Cálculo das economias: definir como será calculada a economia de energia e a redução de demanda na ponta (“consumo evitado” ou “economia normalizada”).

Opcionalmente, poderão ser apresentadas, no pré-diagnóstico, medições de consumo e/ou demanda no horário da ponta, realizadas com equipamento analisador de grandezas, durante um período mínimo de 10 (dez) dias consecutivos (preferencialmente 15 dias) e sempre retirando os outliers e usos não típicos, como feriados etc. Apresentar as medições com intervalos máximo de 15 minutos. Ressalta-se que os pré-diagnósticos que apresentarem dados de medição para os usos finais terão maior pontuação no quesito D2 dos critérios de classificação indicados no Edital.

No caso do pré-diagnóstico ser aprovado e passar para a fase de diagnóstico energético, deverá ser apresentado o Plano de Medição e Verificação com as medições do período de linha de base.

13.2 ETAPA 2 – PLANO DE MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO

Na Etapa de Diagnóstico Energético, deve ser apresentado o plano de M&V contendo as medições do período de referência (período de linha de base) e o estabelecimento completo do modelo do consumo e demanda da linha de base. Deve-se elaborar o plano de M&V, obedecendo todos os procedimentos e considerações para o cálculo das economias, conforme o módulo 8 do PROPEE e demais disposições da ANEEL sobre o assunto.

Para os usos finais que já possuem metodologia de M&V estabelecida pela ANEEL, torna-se obrigatória a utilização da documentação alusiva ao assunto: Guia de Medição e Verificação, Modelo de Plano de M&V e Planilhas do PEE. A empresa proponente deverá utilizar os modelos dispostos pela ANEEL sob risco de não habilitação.

O coeficiente de variação (CV) utilizado para as amostragem deve ser de 0,5. Caso haja utilização de outro valor, deve ser justificado e aprovado pela **DISTRIBUIDORA**.

Para o uso final iluminação é obrigatório a realização das medições do regime de funcionamento, fator de coincidência na ponta e das variáveis independentes (quando aplicável) no período de linha de base. O Plano de M&V já deve contemplar estas medições e, caso utilize a Opção A do PIMVP, deve apresentar medições que apoiem as estimativas realizadas.

Para Iluminação Pública não é necessária a realização de medições de regime de funcionamento quando aplicados em **circuitos com tempo de funcionamento estimado**, conforme PROPEE e Resolução Homologatória nº 2.590/2019. Porém, o fator de coincidência na ponta (FCP) deverá ser medido em uma amostra de tempo representativa (mínimo de 7 dias).

Caso o circuito de iluminação pública haja medidor da concessionária, as medições de tempo deverão seguir a determinação do PROPEE, não podendo utilizar o tempo através da Resolução Homologatória nº 2.590/2019.

Para os demais usos finais, as medições de tempo e, a depender do uso final, as medições de potência/energia, deverão ser realizadas em um período que represente o funcionamento usual da instalação, nunca inferior a 10 (dez) dias consecutivos (preferencialmente 15 dias) e sempre retirando os outliers e usos não típicos, como feriados etc. Apresentar as medições com intervalos máximos de 15 minutos. A **DISTRIBUIDORA** poderá solicitar a revisão das medições para refletir corretamente o tempo de funcionamento da instalação.

Para as medições de condicionamento ambiental e refrigeração, deve-se utilizar o grau dia de resfriamento (GDR) como variável independente para verificar a correlação com a energia medida (teste de regressão linear). Os dados devem fazer parte da Planilha de M&V e devem seguir os conceitos do PIMVP e PROPEE.

As medições devem ser realizadas de modo a otimizar os custos. Dessa forma, a **DISTRIBUIDORA** poderá propor a redução das medições a serem realizadas sem comprometer os índices de incerteza e confiabilidade, que pode ocorrer na aprovação do pré-diagnóstico (linha de base) ou posteriormente a ação de eficientização (determinação).

O plano de M&V deve apresentar, no mínimo, os seguintes tópicos, os quais estão descritos com maior profundidade no PIMVP.

- Objetivo das ações de eficiência energética;
- Opção do PIMVP selecionada e fronteira de medição;
- Linha de base, período, energia e condições;
- Período de determinação da economia;
- Bases para o ajuste;
- Procedimento de análise;
- Preço da energia;
- Cálculo do consumo e da demanda na ponta do período da linha de base;
- Fotos representativas dos locais onde se possa verificar o registro das ações de medição realizadas, inclusive tempo;
- Registro fotográfico obrigatório para as medições instantâneas de todas as amostras; Especificações dos medidores;
- Certificado de calibração dos medidores e luxímetros utilizados;
- Responsabilidades de monitoramento;
- Precisão esperada (conforme definido pela ANEEL, neste caso deverá ser perseguida uma meta “95/10”, ou seja, 10% de precisão com 95% de confiabilidade);
- Orçamento;
- Formato de relatório;
- Planilha de M&V (Formato ANEEL);

Procedimentos de Garantia de qualidade que serão utilizados para apresentação dos resultados nos relatórios de economia.

No caso de propostas de ação de eficiência energética que impliquem em mudança no tempo de uso (ex.: instalação de sensores de presença e seccionamento de circuitos), deverão ser realizadas medições de tempo em todos os ambientes contemplados.

Todos os dados brutos das medições (memórias de massa) deverão ser disponibilizados para a **DISTRIBUIDORA** para avaliação da viabilidade do projeto.

O Plano de M&V é parte integrante do diagnóstico energético, sendo um dos itens a ser avaliado para habilitação do projeto.

13.3 ETAPA 3 – RELATÓRIO DE MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO

Uma vez terminada a implantação das ações de eficiência energética deve ser elaborado e apresentado o relatório de M&V em conformidade ao estabelecido nos

Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE, no Guia de Medição e Verificação e nas demais estipulações da ANEEL, e ao Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance - PIMVP - janeiro de 2012 - EVO 10000 - 1:2012 (Br).

Para os usos finais que já possuem metodologia de M&V estabelecida pela ANEEL, torna-se obrigatória a utilização da documentação alusiva ao assunto: Guia de Medição e Verificação, Modelo de Relatório de M&V e Planilhas do PEE. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=27&idPerfil=6>

Em resumo, o Relatório de M&V deve ser estabelecido após a realização das medições dos equipamentos propostos na instalação beneficiada, seguindo os procedimentos estabelecidos no Plano de M&V, devendo conter uma análise completa dos dados observando as seguintes questões, as quais estão descritas na Seção 8.2 do PROPEE e com maior profundidade no PIMVP.

- Observação dos dados durante o período de determinação da economia.
- Descrição e justificativa de quaisquer correções feitas aos dados observados.
- Para a Opção A deverão ser apresentados os valores estimados acordados, bem como as medições que apoiaram essas estimativas.
- Informação de preços utilizados de demanda e energia elétrica.
- Todos os pormenores de qualquer ajuste não periódico da linha de base efetuado.
- A economia calculada em unidades de energia e monetárias (conforme definição da ANEEL, as economias deverão ser valoradas sob os pontos de vista do sistema elétrico e do consumidor).
- Precisão esperada (conforme definido pela ANEEL, neste caso deverá ser perseguida uma meta “95/10”, ou seja, 10% de precisão com 95% de confiabilidade).
- Justificativas (caso sejam observados desvios em relação à avaliação ex ante os mesmos deverão ser considerados e devidamente justificados).
- Fotos representativas dos locais onde se possa verificar o registro das ações de medição realizadas.

14 DESCARTE DE MATERIAIS

14.1 Todos os materiais e equipamentos que vierem a ser substituídos deverão, obrigatoriamente, ser descartados de acordo com as regras estabelecidas pela Política Nacional de Resíduos Sólidos, estabelecida pela Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010, pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA e demais normas aplicáveis à matéria, vedada, em qualquer hipótese, a sua reutilização.

14.2 No caso da substituição de equipamentos de condicionamento ambiental, refrigeração e assemelhados, deverá ser feito o recolhimento dos resíduos conforme a legislação vigente, em especial a Política Nacional de Resíduos Sólidos, resoluções CONAMA nº 267 de 14 de setembro de 2000 e nº 340, de 25 de setembro de 2003, e conforme Norma Técnica ABNT NBR 15833 - Manufatura reversa - Aparelhos de refrigeração, ou outras que vierem a substituí-las, vedada,

em qualquer hipótese, a sua reutilização

14.3 A empresa a ser contratada para a realização da destinação e/ou descontaminação dos resíduos e/ou produtos substituídos deverá apresentar a **DISTRIBUIDORA**, antes da execução dos serviços, os documentos necessários de acordo com a legislação vigente e respeitando as particularidades de cada estado e/ou município. Segue abaixo lista com alguns documentos exigidos

- Alvará de funcionamento - AVCB;
- Licença Ambiental de Operação junto aos Órgãos competentes;
- Registro no Cadastro Técnico Federal – IBAMA;
- Certidão Negativa de Débito emitida pelo IBAMA;
- Cadastro Técnico Federal (CTF)- IBAMA para as atividades de transporte e destinação final;
- Atestado de Regularidade - IBAMA para as atividades de transporte e destinação final;
- Atender ao disposto pela Resolução ANTT N° 3.665, DE 4 DE MAIO DE 2011, que regulamenta o Transporte Rodoviário de Produtos Perigosos (CIV e CIPP, caso se enquadre);
- Registro Nacional de Transportadores Rodoviários de Carga – RNTRC/ ANTT;
- CNH dos motoristas com a anotação de curso MOPP - (Movimentação Operacional de Produtos Perigosos);
- Certificados do curso MOPP dos motoristas;
- Licença de Operação ou Certificado de dispensa desta licença (para as atividades de transporte, veículos e destinação final);
 - Autorização para o Transporte Interestadual de Produtos Perigosos (contendo as placas dos veículos);
- Manifestos de transporte e certificados de destinação final dos resíduos;
 - Para o Estado de São Paulo: CADRI
 - Para o Estado da Bahia: DTRP
 - Para Pernambuco: CDF
 - Para Rio Grande do Norte: CDF
 - Para Mato Grosso do Sul: CDF
 - Para Brasília: CDF
- Possíveis Autorizações Ambientais exigidas pelos municípios para as atividades de transporte de resíduos;
- CIV – Certificado de Inspeção Veicular;
- CIPP – Certificado de Inspeção para o Transporte de Produtos Perigosos;
- AVCB – Auto de Vistoria do Corpo de Bombeiros;
- Comprovante de Cadastro no SINIR;
- ART – para o responsável técnico pelas atividades de descarte;

- Certificado de Movimentação de Resíduos de Interesse Ambiental (CADRI) – CETESB (Para o Estado de São Paulo, exclusivamente).

14.4 Os resíduos contaminados com óleo/graxa e óleo lubrificante oriundos dos serviços de instalação e troca de equipamentos, deverão ser destinados na forma do regulamento aplicável.

14.5 Todos os resíduos classe II (papel, papelão, plástico e metal) deverão ser recolhidos pela contratada e destinados de forma ambientalmente correta por empresa licenciada ou associações de catadores de resíduos.

14.6 Comprovantes de descarte dos materiais devem ser emitidos e disponibilizados para **DISTRIBUIDORA**.

15 AÇÕES DE MARKETING & DIVULGAÇÃO

As ações de marketing consistem na divulgação das ações executadas em projetos de eficiência energética, buscando disseminar o conhecimento e as práticas voltadas à eficiência energética, promovendo a mudança de comportamento do consumidor.

Toda e qualquer ação de marketing e divulgação dentro da Chamada Pública deverá seguir as regras estabelecidas pelo Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE, observando especialmente o uso das logomarcas do Programa de Eficiência Energética - PEE e da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disponíveis em www.aneel.gov.br, e da logomarca da **DISTRIBUIDORA**. Toda e qualquer divulgação deve ser previamente aprovada pela **DISTRIBUIDORA**, devendo obrigatoriamente fazer menção ao Programa de Eficiência Energética - PEE, executado pela **DISTRIBUIDORA** e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

16 TREINAMENTO E CAPACITAÇÃO

As ações de treinamento e capacitação visam estimular e consolidar as práticas de eficiência energética nas instalações onde existiram projetos do Programa de Eficiência Energética - PEE, bem como difundir os seus conceitos. A execução de ações de treinamento e capacitação caracteriza-se como uma **atividade obrigatória**, devendo estar prevista em todo e qualquer pré-diagnóstico submetido a esta Chamada Pública.

Toda e qualquer ação de treinamento e capacitação dentro da Chamada Pública deverá seguir as regras estabelecidas pelo Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - PROPEE, observando especialmente o disposto no Módulo 4 - Tipologias de Projeto, Seção 4.3 - Outras Ações Integrantes de Projeto, Item 3 - Treinamento e Capacitação. O formato, incluindo conteúdo, da proposta do treinamento deverá ser enviado via portal.

Devem-se estabelecer quais serão as atividades de Treinamento e Capacitação, com no mínimo: conteúdo programático, instrutor, público-alvo, carga horária, questionário e todos os custos relacionados.

17 RELATÓRIO FINAL

Nesta etapa deverá ser apresentado o Relatório Final do Projeto, seguindo, no mínimo, orientação da Tabela 5 – Estrutura e conteúdo mínimo do Relatório Final - seção 9.2 do PROPEE.

No Relatório Final ainda deve conter imagens das ações realizadas durante e após o Projeto de modo a se registrar todo trabalho executado, incluindo treinamento.

Além disso, devem conter os comprovantes de descartes dos equipamentos trocados durante o Projeto.

18 PRAZO DE EXECUÇÃO DO PROJETO

Os prazos de execução e vigência contratual máximos são contados a partir da data de assinatura do instrumento contratual e devem obedecer a Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 - Prazos Máximos de Execução e Vigência

Uso Final	Prazo Máximo	
	Execução	Vigência contratual
Iluminação	6 meses	9 meses
Iluminação Pública	9 meses	12 meses
Fonte Incentivada Solar	9 meses	24 meses
Sistemas com Armazenamento	12 meses	27 meses
Demais Usos Finais	12 meses	15 meses

Prazo máximo de **execução** contempla todas as etapas previstas para a execução do projeto desde a assinatura contratual até a completa substituição, instalação e comissionamento dos equipamentos, com as seguintes ressalvas:

- Fonte incentivada solar, que há um acréscimo de 12 meses para medição e verificação (etapa de monitoramento), mas a instalação deve ser efetuada até os 09 meses, conforme tabela acima.
- Sistemas com Armazenamento de Energia (BESS), que há um acréscimo de 12 meses para Operação assistida e medição e verificação (etapa de monitoramento), mas a instalação deve ser efetuada até os 12 meses, conforme tabela acima.

A Empresa Proponente (já contratada) deverá apresentar à **DISTRIBUIDORA** toda a documentação solicitada para o processo de integração, conforme checklist apresentado no anexo I do Procedimento de Recepção e Integração de Prestadores de Serviço - NEO-OT-PES-022 no prazo máximo de 45 (quarenta e cinco) dias após assinatura contratual.

Caso o projeto contemple mais de um uso final, os prazos máximos de **execução** de cada um deles deve ser cumprido de acordo com a Tabela 10. Exemplo: projeto com iluminação e fonte incentivada solar: todas as etapas da iluminação devem ser concluídas em 6 meses após assinatura contratual, podendo a ação de fonte incentivada se alongar por mais 3 meses, performando os 09 meses previstos. Isso deve estar refletido no cronograma físico e financeiro a ser apresentado na Chamada Pública de Projetos.

O prazo de vigência contratual compreende as etapas de execução do projeto, conforme tabela acima, além das atividades de M&V e Relatório Final.

Os projetos contemplados na modalidade de Contrato de Desempenho, o prazo de execução e vigência está estabelecido no próprio modelo (Anexo 4).

Os cronogramas físico e financeiro para execução dos pré-diagnósticos devem ser submetidos pelo proponente, via portal, e deverão conter, no mínimo, as seguintes etapas:

Etapa 1: Projeto Executivo

Etapa 2: Aquisição de equipamentos e materiais.

Etapa 3: Contratação de serviços e/ou mão de obra de terceiros e integração de segurança.

Etapa 4: Execução da obra (substituição dos equipamentos)

Etapa 5: Gerenciamento do Projeto.

Etapa 6: Descarte de materiais substituídos e/ou retirados.

Etapa 7: Ações de medição e verificação - M&V (conforme [Item 13.3](#) deste edital) e entrega do Relatório de M&V.

Etapa 8: Treinamento e capacitação

Etapa 9: Marketing e Divulgação.

Etapa 10: Elaboração de relatórios mensais de acompanhamento.

Etapa 11: Avaliação de resultados do projeto e entrega do relatório final para envio à Aneel.

Quando o projeto contemplar contrato turn-key, a primeira etapa deverá ser o envio da documentação e integração de segurança, conforme Anexo 13. O período de avaliação de envio e avaliação de documentação, inclusive eventuais revisões, deverá ser previsto no cronograma do projeto. Eventuais atrasos estarão passíveis de penalidades contratuais.

Para uso final de fonte incentivada e sistema de armazenamento de energia, deve-se prever as etapas de confecção e aprovações da Distribuidora com os prazos estipulados nas normas vigentes.

O Cronograma Financeiro deve seguir a regra de repasses de recursos, definida no Edital, para as diferentes modalidades de contratação e para os diferentes usos finais: iluminação; fonte incentivada solar fotovoltaica e “outros usos finais”.

Ao final do Projeto, a proponente deverá enviar termo de aceite do consumidor beneficiado, manifestando o seu aceite quanto à conclusão do mesmo.

Os relatórios de M&V e Final devem ser enviados até 30 dias e 60 dias, respectivamente, contados a partir do término do prazo de execução. Para ações com fonte incentivada solar fotovoltaica ou Sistemas com Armazenamento de Energia (BESS), o prazo máximo de envio será de 30 dias e 60 dias, respectivamente, contados a partir do término da medição/Operação Assistida.

19 CONTROLE E ACOMPANHAMENTO

Serão responsabilidades da empresa executora/proponente:

- 19.1** Apresentar, antes do início das atividades, Anotação de Responsabilidade Técnica – ART – referente à elaboração e execução do projeto.
- 19.2** Providenciar, sob sua inteira responsabilidade, locais seguros para armazenagem dos materiais, equipamentos e ferramental necessários para execução do projeto, não cabendo a **DISTRIBUIDORA** qualquer responsabilidade sob extravios, danos, roubos ou furtos, mesmo que armazenados no local do serviço ou entregues ao cliente.
- 19.3** Fornecer todos os Equipamentos de Proteção Individual – EPI, de Proteção Coletiva – EPC – e ferramental para execução de todas as etapas do projeto, além de materiais auxiliares. Todos os equipamentos a serem utilizados devem ser de fabricantes homologados pela **DISTRIBUIDORA**. Esta informação será enviada, quando solicitada, as empresas que forem contratadas após a etapa 2 do edital.
- 19.4** Todos os equipamentos, inclusive os móveis (caminhões, por exemplo), deverão atender aos requisitos de segurança das Normas Regulamentadoras para execução dos serviços elétricos, inclusive redes energizadas de baixa e média tensão, podendo ser inspecionado pela área de segurança do trabalho da **DISTRIBUIDORA** a qualquer momento. Caso seja encontrado qualquer desvio, o serviço deve ser paralisado até regularização da atividade e sujeito as sanções previstas em contrato.
- 19.5** Obedecer a todas as normas Regulamentares – NR`s e normas técnicas brasileiras.
- 19.6** Adquirir, às suas expensas, materiais e equipamentos eventualmente necessários

para correta execução do projeto, mesmo que não constem no projeto aprovado pela **DISTRIBUIDORA**.

- 19.7** Apresentar um plano periódico de acompanhamento que inclua vistorias durante toda a vigência do contrato/termo. Evidenciar as vistorias no Cronograma Físico em Microsoft® Office Project. As vistorias serão realizadas pela **DISTRIBUIDORA** com o acompanhamento da executante e de um representante da Unidade Consumidora e serão fundamentais para a aprovação das medições para faturamentos e/ou repasses.
- 19.8** Fornecer à **DISTRIBUIDORA** desenhos da condição final, as built, relatórios de start-up de equipamentos, data-book, relatórios de comissionamento de obra/serviço para cada sistema que tenha sofrido intervenção, devidamente justificados.
- 19.9** Responsabilizar-se pelo comissionamento de todos os equipamentos e demais sistemas previstos para o projeto, emitindo relatório dos resultados obtidos.
- 19.10** Deverá ser emitido e encaminhado a **DISTRIBUIDORA** por e-mail, o RD (Relatório Diário), registrando os principais eventos, quantitativos executados conforme os parâmetros de medição, pontos de atenção e eventuais interferências nas frentes de serviços, com a assinatura do responsável pela Unidade Consumidora.
- 19.11** Em qualquer tempo de execução do projeto a **DISTRIBUIDORA** poderá convocar inspeções de campo para acompanhamento dos serviços.
- 19.12** Um relatório mensal de acompanhamento do projeto, de acordo com o modelo apresentado no contrato/termo dos anexos do edital, deverá ser enviado à **DISTRIBUIDORA**. Este prazo poderá ser alterado em comum acordo antes do início das atividades.

20 INTEGRAÇÃO E REQUISITOS DE SEGURANÇA – PARA CONTRATOS TURN-KEY

20.1 INTEGRAÇÃO DE SEGURANÇA

Visando atender as normas das distribuidoras quanto à segurança do trabalho, as empresas proponentes e subcontratadas deverão apresentar a documentação exigida no Anexo 14 para análise da área de segurança do trabalho da **DISTRIBUIDORA**.

20.2 REQUISITOS GERAIS

Será exigido o cumprimento de todas as exigências preconizadas nas NR's, inclusive relativas a treinamentos e credenciamento de funcionários da empresa proponente ou executora para exercer as atividades desse Edital e dos seus anexos.

Também deverão ser cumpridas todas as Normas Técnicas da ABNT, não só tocante à Saúde e Segurança, mas também todos os requisitos técnicos envolvidos nas atividades que serão desenvolvidas.

Sempre que pertinentes, as atividades devem obedecer aos requisitos dos anexos abaixo e suas atualizações/substituições. Caso algum normativo ou procedimento venha a ser atualizado e/ou revisado pela **DISTRIBUIDORA**, a nova versão automaticamente substituirá a anterior.

Tabela 11 - Anexos de Segurança

Anexo 13 - Procedimento de Segurança - Gestão de Pessoas	NEO-OT-PES-021
Anexo 14 - Procedimento de Segurança - Recepção e Integração de Prestadores de Serviços	NEO-OT-PES-022
Anexo 16 - Saúde e Segurança Ocupacional	NEO-PRO-PES-012
Anexo 17 - Tarefas e Requisitos Básicos para Execução	DIS-POP-00
Anexo 18 - Procedimento Operacional Padrão - Conexões e Acessórios	DIS-POP-01
Anexo 19 - Procedimento Operacional Padrão - Iluminação Pública	DIS-POP-02
Anexo 21 - Catálogo de Equipamentos e Ferramentas	DIS-CEF-005
Anexo 20 - Catálogo de Equipamentos e Ferramentas	DIS-CEF-001
Anexo 22 - Sistema de Monitoramento por Câmeras	NEO-OT-PES-039
Anexo 23 - Especificação Técnica Câmeras Monitoramento	

20.3 ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Para iluminação pública, será necessário que a todos funcionários participantes das atividades realizem os treinamentos abaixo com comprovação para **DISTRIBUIDORA**.

- I. Treinamento POP-00 (carga horária mínima de 24 horas)
 - Tarefas e requisito básicos para intervenção parcial
 - Considerações gerais com foco no processo de iluminação pública;
 - Liberação de rede secundária (se envolver desligamento);
 - Distâncias de segurança e zona controlada;
 - Teste de ausência de tensão em rede secundária;
 - Aterramento de rede secundária;
 - Isolação de rede secundária;
 - Segurança em atividades de iluminação pública;
 - Escalada;
 - Resgate;
 - Critérios para poda urbana.

- II. Treinamento de POP-01 (carga horária mínima de 2 horas)
 - Conexão e acessórios parcial;
 - Limpeza e preparação da conexão;
 - Conexão em rede secundária (conexão padrão utilizada na distribuidora).
- III. Treinamento no Procedimento Operacional: DIS-POP-02 – Iluminação Pública (carga horária mínima de 24 horas)
- IV. Treinamento de Operação de hidroelevadores/Cesto aéreo/motosserra/motopoda.

Junto aos certificados de treinamento será necessário apresentar a habilitação técnica e proficiência dos profissionais que ministrarão as aulas (teóricas e práticas).

Todas as atividades de Iluminação Pública devem obedecer ao Anexo 22 Sistema de Monitoramento por Câmeras – SMC (NEO-OT-PES-039), exceto quando explícito neste edital.

Um dos pontos divergentes em relação ao documento acima citado é em relação ao fornecimento e manutenção de todos os equipamentos necessários para viabilização da atividade de monitoramento, incluindo, mas não se limitando a câmeras, carregadores, suportes, tripés etc. Para isso, a empresa proponente deve obedecer a especificação da câmera (Anexo 23). Caso haja modelo mais recente ou com nova tecnologia, a CONTRATADA deverá submeter a especificação para aprovação prévia da **DISTRIBUIDORA**. Não haverá fornecimento ou entrega pela **DISTRIBUIDORA**.

As imagens dos últimos 5 dias deverão ser disponibilizadas semanalmente para a área de Eficiência Energética por driver em nuvem, sempre que exigido ou quando houver acidente, incidente ou desvio de segurança. Em alguns casos, a **DISTRIBUIDORA** poderá autorizar a entrega dos arquivos de vídeo em uma unidade sua próxima ao local de realização das atividades.

É de responsabilidade da Empresa Proponente manter atualizada todas as movimentações das câmeras e seus acessórios, sempre reportando à **DISTRIBUIDORA** quando solicitado por esta.

20.4 ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCO

APR é um importante e consagrada técnica de gerenciamento de riscos, devendo ser realizada, por toda a equipe, antes do início das atividades, identificando os riscos e as medidas de controle, visando garantir a saúde e segurança no trabalho.

A APR deve ser realizada em formulário preenchido pelo líder da equipe com a participação de todos os integrantes da equipe e arquivada pela Empresa Proponente.

Todos os empregados da Empresa Proponente que atuam no projeto devem realizar treinamento sobre Análise Preliminar de Risco – APR. Esse tema deve ser abordado periodicamente, nos DESCs.

A APR deve estar em local de fácil acesso, na frente de trabalho. Caso haja alguma mudança no ambiente de trabalho durante a execução da sua atividade a mesma poderá ser reavaliada.

A Empresa Proponente deverá enviar mensalmente à **DISTRIBUIDORA** as APRs realizadas no mês.

20.5 SISTEMA DE RESGATE EM ALTURA

A Empresa Proponente deverá prever sistema de resgate em altura adequado para cada situação encontrada, como telhados, por exemplo. A equipe de resgate deve possuir todos os materiais e equipamentos necessários, possuir treinamento específico de acordo com a NR-35 e deve estar sempre no local, podendo ser a própria equipe executante ou específica para este fim. Não será permitido que a equipe seja do Corpo de Bombeiros, empresa externa (fora do local da instalação) ou similar. Com no mínimo 15 dias antecedentes ao início das atividades, deverá ser apresentado um procedimento de resgate para aprovação do setor de SST da **DISTRIBUIDORA**.