



| ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA | | |
|------------------------|---------|-----------------|
| TELEMEDIÇÃO DO GRUPO B | Código: | ET 07-02-191 |
| | Versão: | 06 |

Sumário

| | |
|---|----|
| 1. OBJETO | 2 |
| 2. ÂMBITO | 2 |
| 3. CONCEITOS | 2 |
| 4. NORMAS E LEGISLAÇÃO APLICÁVEIS E DOCUMENTOS COMPLEMENTARES | 2 |
| 5. INSTRUÇÕES GERAIS | 3 |
| 6. PROCEDIMENTOS..... | 11 |
| 7. ALTERAÇÕES | 11 |
| 8. ANEXOS | 11 |

| | |
|--|--|
| Elaboração: Adriano Luís Ferreira de Carvalho Anderson Stano Durelli Stênio Bertozzi Data: 17/01/2023 | Aprovação: Richard Martins Bueno Eduardo de Sousa Data: 17/01/2023 |
|--|--|



1. OBJETO

Esta especificação estabelece critérios e exigências técnicas mínimas para aquisição de sistema de gestão de medição (MDM) para as unidades consumidoras da DMED faturadas no grupo B. Este sistema deverá comportar 100.000 unidades consumidoras sendo que será adquirido inicialmente para a totalidade de unidades consumidoras faturadas no grupo B, aproximadamente 80.000 unidades consumidoras.

2. ÂMBITO

Aplica-se a Gerência de Laboratório, Comercial, de Tecnologia da Informação e aos fornecedores deste sistema aqui especificado.

3. CONCEITOS

3.1. Siglas:

- 3.1.1. DMED - DME Distribuição S/A.
- 3.1.2. TC - Transformador de Corrente.
- 3.1.3. BD - Banco de Dados.
- 3.1.4. Vn - Tensão Nominal.
- 3.1.5. In - Corrente Nominal.
- 3.1.6. MDC (Meter Data Collector) - Coleta dos dados de medidores.
- 3.1.7. MDM (Meter Data Management) - Gerenciamento de Dados de Medição (Realizar o processamento de grandes quantidades de intervalos de dados de medição).
- 3.1.8. AMI (Advanced Metering Infrastructure) – Infraestrutura avançada de medição.
- 3.1.9. Smart Meter – Medição inteligente.
- 3.1.10. Smart Grid – Rede elétrica capaz de coordenar e monitorar digitalmente o transporte de energia e informações, nos dois sentidos e em tempo real.
- 3.1.11. Smart Cities – Cidades inteligentes.

4. NORMAS E LEGISLAÇÃO APLICÁVEIS E DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- 4.1. NBR-14519 - Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) – Especificação.
- 4.2. NBR-14520 - Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) - Método de Ensaio.
- 4.3. NBR-14521 - Aceitação de lotes de Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica – Procedimento.



- 4.4. NBR-14522 - Intercâmbio de Informações para Sistemas de Medição de Energia Elétrica – Padronização.
- 4.5. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST módulo 8 – qualidade do fornecimento de energia elétrica.
- 4.6. Resolução Normativa 871/2020.
- 4.7. Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 - Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

NOTA: Sendo contempladas todas as normas citadas nas relacionadas acima e sempre com a última versão de todas. Em caso de dúvidas ou omissão prevalecem:

- Esta especificação.
- Normas do DMED.
- As normas citadas no item 4.n
- As normas propostas pelo fabricante e aprovadas pelo DMED.

5. INSTRUÇÕES GERAIS

5.1. Ambiente de Hardware e Software

- 5.1.1. Todo o ambiente de software deverá ser compatível com arquitetura de servidores hoje utilizada pela DMED.
- 5.1.2. Deverão ser utilizados os requisitos de software e hardware descritos na ET 07-02-228 v.14, em especial em seu item 8.3, mas não se limitando à ele.
- 5.1.3. A aplicação adquirida pela DMED deverá ser devidamente documentada com sua especificação de Requisitos que deve detalhar todos os elementos do sistema.
- 5.1.4. A solução ofertada deve ser fornecida completa visando seu perfeito funcionamento, mesmo os não explicitamente citados nesta especificação, no Edital de Licitação e no Pedido de Compra.
- 5.1.5. O módulo do grupo B deverá se integrar ao sistema E2 da USEALL já existente na DMED (Módulos E2 comercial e E2 medição de tensão), com todas as funcionalidades destes e as especificações aqui contidas.
- 5.1.6. Escalabilidade dos componentes do “Sistema Automatizado de Medição de Energia Elétrica do Grupo B” nos seguintes aspectos:
 - 5.1.6.1. Armazenamento de dados;
 - 5.1.6.2. Acréscimo de número de clientes simultâneos sem perda de desempenho;



5.1.6.3. Acréscimo do número de relatórios contemplados.

5.1.7. Todo licenciamento de hardware e softwares necessários para o funcionamento da solução devem ser fornecidos em modalidade perpétua, sem assinaturas renováveis e sem pagamentos periódicos, e em nome da DMED.

5.2. Protocolos de Comunicação

5.2.1. Deverá suportar a integração de todos os dispositivos conectados à plataforma de coleta (MDC), seguindo as técnicas listadas na ET 07-02-228 v.14.

5.3. Principais Funcionalidades

5.3.1. Oferecer apoio operacional e estratégico nos processos de medição, leitura, análise, qualidade no fornecimento e faturamento.

5.3.2. Comportar grande volume de dados, promovendo a gestão das informações da quantidade previstas de clientes.

5.3.3. Disponibilizar recursos e ferramentas que auxiliam no acompanhamento contínuo de clientes e do fornecimento de energia proporcionando um gerenciamento inteligente da distribuição.

5.3.4. Prover e centralizar informações relevantes, completas e atualizadas em tempo real, colaborando para a tomada de decisão.

5.3.5. Promover a identificação e resolução de falhas relacionadas às perdas comerciais e defeitos nos medidores e/ou instalações, viabilizando ações remotas pelo centro de medição e operação.

5.3.6. Realizar a integração com sistema E2 da Useall, existente na DMED, com todos os custos de integração inclusos no preço ofertado pela Contratada. Os custos de integração deverão ser tratados diretamente entre o fornecedor da solução e a Useall. Contato da Useall para tratativas: (48) 3411-0635 – Sr. Jadson Sartor Laurindo. Toda documentação de integração deve ser solicitada à Useall.

5.3.7. Realizar a integração com o sistema MDC que venha a compor o projeto de Smart Grid em implantação, com todos os custos de integração inclusos no preço ofertado pela Contratada.



- 5.3.8.** Executar automaticamente o processo analítico de balanço da distribuição considerando medidores instalados nos transformadores de distribuição e medidores das unidades consumidoras.
- 5.3.9.** Deve possuir uma tela de consulta rápida, agrupando as principais informações do medidor, ponto de consumo e consumidor, como última leitura, status de comunicação, etc.
- 5.3.10.** Deve possuir uma tela de gestão dos dados de faturamento, onde seja possível realizar análise dos dados e edição dos dados de forma manual quando necessário.
- 5.3.11.** Deve possuir função de agregação, para criação de canais virtuais.
- 5.3.12.** Deve permitir a criação de grupos dinâmicos, onde o operador cria a regra e automaticamente os dispositivos são agrupados ao novo grupo dinâmico obedecendo as regras configuradas.
- 5.3.13.** Funcionalidades na Identificação de Fraudes:
 - 5.3.13.1.** Identificação de perfis típicos de consumo;
 - 5.3.13.2.** Identificação de perfis sob suspeita de fraude;
 - 5.3.13.3.** Identificação de fatores prováveis de fraude;
 - 5.3.13.4.** Ordenamento da importância dos fatores prováveis de fraude;
 - 5.3.13.5.** Análise de áreas geográficas em função dos fatores prováveis de fraude;
 - 5.3.13.6.** Análise dos modelos de medidores de energia em função dos fatores prováveis de fraude.
- 5.3.14.** Manter o histórico de consumo de kWh por ponto de medição no mínimo por 5 anos, além de outras grandezas elétricas definidas pelo usuário, sendo possível a visualização apenas das informações que forem selecionadas no momento da consulta.
- 5.3.15.** Deve possuir tela com capacidade para apresentar, no mínimo, as últimas trinta e sete alterações aplicadas no medidor.
- 5.3.16.** Gerar relatórios com visualização em tela de todos os eventos ocorridos conforme item 8.1 desta especificação técnica.
- 5.3.17.** Analisar e reportar automaticamente as falhas de comunicação por tecnologia de medição.
- 5.3.18.** Deve possuir uma tela de visualização dos status, falhas e sucesso do processo de comunicação com os sistemas integrados.



- 5.3.19.** Deve possuir a funcionalidade de validação, estimativa e edição (VEE), com possibilidade de configurar as regras de validação de forma individual, amigável e por tipo de dados, sem a utilização ou importação de planilha externas.
- 5.3.20.** Permitir controle de acesso que permita definir o nível de acesso, por usuário e por perfil, para cada funcionalidade do sistema.
 - 5.3.20.1.** A autenticação de acessos de usuários deve ser feita no AD (Active Directory) provido pela DMED cujo Domain Functional Level é Windows Server 2008 R2.
 - 5.3.20.2.** A chave e a senha para autenticação de cada usuário devem ser independentes das chaves e senhas do banco de dados.
 - 5.3.20.3.** A solução deve restringir o acesso a funcionalidades e dados de acordo com as permissões do perfil de usuário configurados na solução.
- 5.3.1.** Todos os usuários devem ser cadastrados para poder acessar a solução e todas as ações deverão ser registradas em log.

5.4. Principais Funcionalidades – Integração com Useall

- 5.4.1.** Executar o corte e religação remoto automatizado baseado nas informações oriundas do sistema E2 comercial de forma automática, ou manualmente para um medidor ou grupo de medidores selecionado pelo operador.
- 5.4.2.** Executar a coleta de dados da medição de tensão em regime permanente (DRP e DRC) de forma remota e automatizado baseado nas informações oriundas nos sistemas E2 da USEALL.
- 5.4.3.** Permitir a configuração para a leitura programada de medidores de energia elétrica além de permitir o acesso sob demanda a qualquer tempo destes mesmos pontos de medição.
 - 5.4.3.1.** Deve permitir leituras de fechamento de fatura dos medidores e o envio automático desses dados para o sistema Useall para emissão das faturas, conforme o calendário de faturamento da DMED. Deverá também tratar as situações de substituição de medidores com fechamento parciais de consumo.
- 5.4.4.** Prover ferramentas para integração automática dos dados obtidos da interface com o sistema E2 da Useall:
 - 5.4.4.1.** Cadastros administrativos.
 - 5.4.4.2.** Cadastro de agrupamentos de medidores para balanço energético.



- 5.4.4.3.** Cadastro de NICs e concentradores de dados.
 - 5.4.4.4.** Cadastro de unidades consumidoras.
 - 5.4.4.5.** Cadastro de tarifas.
- 5.4.5.** A integração com o sistema Useall deverá possibilitar a execução dos seguintes processos, além dos já citados nessa especificação:
- 5.4.5.1.** Cadastro de medidores: Enviar/Receber informações referentes aos novos medidores inteligentes utilizados no Grupo B cadastrados no sistema USEALL. Os sistemas de MDC e MDM devem ser preparados para incorporar funcionalidades para atendimento ao grupo “A”, objeto de uma futura aquisição;
 - 5.4.5.2.** Cadastro comercial: Enviar/Receber informações comerciais referentes à unidade consumidora associada ao medidor instalado;
 - 5.4.5.3.** Movimentação de medidores: Efetuar a operação de troca de medidor no sistema, a partir da sinalização do sistema USEALL.
- 5.4.6.** A seleção de quais dados deverão ser utilizados na integração com o sistema da Useall deverá ser acordado entre Contratada e Useall.
- 5.4.7.** Processos não citados explicitamente nessa especificação, mas que sejam necessários para o correto funcionamento dos processos requeridos, deverão ter a integração realizada sem custos para a DMED.

5.5. Funcionalidades dos Relatórios

- 5.5.1.** Os relatórios devem ser compostos de cabeçalho, rodapé, logomarca do DMED, nº de páginas, data de emissão, etc. Devem ser elaborados para impressão em folha A4. Antes de imprimir, devem ser visualizados na tela, sendo que o sistema deverá ser provido de recursos de impressão mínimos, como comandos imprimir, visualizar impressão, ajuste de página, definição de impressora, escolha do tipo do papel, posição de impressão e número de cópias.
- 5.5.2.** Os relatórios básicos que devem ser oferecidos pelo sistema são:
 - 5.5.2.1.** Histórico de alarmes associado a cada ponto de medição. Deve ser possível filtrar no histórico de alarmes por período, tipo de alarme, motivo do alarme, etc;
 - 5.5.2.2.** De consumo, de demanda e fator de potência, por unidade consumidora ou por grupo, em segmentação diária, semanal ou mensal, para períodos inicial/final especificados (dia/mês/ano) em intervalos de 15 (“default”), 30 ou 60 minutos,



com exportação, no mínimo, no formato XLS e com possibilidade de visualização gráfica;

5.5.2.3. De temperatura e de nível de sinal, por unidade consumidora, em segmentação semanal ou mensal, para períodos inicial/final especificados (dia/mês/ano), com exportação, no mínimo, no formato XLS e com possibilidade de visualização gráfica;

5.5.2.4. Por estado de operação;

5.5.2.5. Por tipo de tecnologia de medição;

5.5.2.6. Por desempenho e assertividade de tele medição;

5.5.2.7. Gráficos e relatórios de leitura;

5.5.2.8. Gráficos e relatórios de consumo;

5.5.2.9. Relatórios de pendências de leitura;

5.5.2.10. Gráficos e relatórios de balanço;

5.5.2.11. Estado e desempenho de notas de serviço de corte e religa;

5.5.2.12. Relatório de integridade de concentradores conforme a característica de cada tecnologia.

5.5.3. Deve ser disponibilizado, via leitura sob demanda, o diagrama de análise fasorial do ponto de medição, mostrando as tensões, correntes, e ângulos para cada uma das três fases, apresentando a identificação do ponto de medição com data, dia da semana, hora e minuto.

5.5.4. Prover ferramentas para a emissão de boletins periódicos, impressos e em formato de relatório.

5.5.5. Emitir relatórios para visualização em tela e para impressão formatada de:

5.5.5.1. Falta de energia – Permitir a visualização falta de energia, identificando a duração individual com data e hora do início e fim de cada uma delas.

5.5.5.2. Memória de Massa - Possibilidade de gerar um relatório de memória de massa virtual do ponto de medição através do histórico do banco de dados.

5.5.5.3. Medidores - Marca, Modelo, Número, Vn (tensão nominal), In (corrente nominal), Local e data de instalação, etc.

5.5.5.4. Agenda de Leituras Programadas.

5.5.5.5. Agenda de Leituras Executadas.

5.5.5.6. Agenda de Faturamentos Executados.



- 5.5.5.7.** Medidor Virtual com possibilidade de simulação da integração de dados e/ou simulação de outros horários de tarifação.
- 5.5.6.** Gerar relatório referente a dados estatísticos de eventos periódicos (frequência e duração), por pontos de medição e por ocorrências, assim como geração de gráficos a partir desses dados.
- 5.5.7.** Exportar para Excel (formato XLS) dados de memória de massa de um medidor a partir de uma data definida pelo usuário do sistema, contemplando as opções de intervalos de energia para 5, 15 ou 60 minutos.
- 5.5.8.** Exportar para Excel (formato XLS) dados do relatório de qualidade de energia de um medidor a partir de uma data definida pelo usuário do sistema, contemplando os requisitos do PRODIST módulo 8 em sua versão mais atual.
- 5.5.9.** Gerar relatório de auditoria. As informações contidas neste relatório deverão identificar quais as funcionalidades um determinado usuário utilizou, quais as modificações na configuração foram feitas e quando iniciou e finalizou o uso do sistema.
- 5.5.10.** Todos os relatórios do sistema deverão ser disponibilizados no formato TXT, XML, XLS, PDF, HTML e CSV.
- 5.5.11.** Impressões de telas com recursos de “print screen” não serão aceitos como relatórios.
- 5.6. Confiabilidade**
- 5.6.1.** O fabricante/fornecedor deve garantir os padrões de desempenho e qualidade do sistema.
- 5.7. Segurança da Informação**
- 5.7.1.** Devem ser seguidos todos os procedimentos de segurança da informação relatados na ET 07-02-228 v.14.
- 5.8. Treinamento e documentação**
- 5.8.1.** Devem ser seguidos todos os requisitos da ET 07-02-228 v.14.
- 5.9. Garantia e suporte técnico**
- 5.9.1.** Devem ser seguidos todos os requisitos da ET 07-02-228 v.14.
- 5.9.2.** No decurso do prazo de garantia o fornecedor se compromete a reparar todos os defeitos no sistema que venham a ocorrer e, se necessário, a substituir, às suas



expensas, responsabilizando-se por todos os custos decorrentes, sejam de material, de mão-de-obra ou de transporte, conforme níveis de serviços listado abaixo:

| Criticidade | Sintoma | Protocolo | Tempos de solução |
|-------------------------|---|--|-------------------|
| C1 - Emergencial | Situação de extrema gravidade, que resulta da indisponibilidade total do sistema. | Deve ser disponibilizado um número de telefone do suporte, de forma com que o atendente possa receber e executar uma ação imediatamente. | 1 hora |
| C2 - Alta | Situação diferente ao nível 1, que resulta em prejuízo severo à plataforma ou a múltiplas funcionalidades críticas, ou seja, integração fluxos para entrega de dados de medição e outros fluxos-chave impactando cliente. Um aplicativo de negócios indisponível com alto impacto em processos de negócios. | Deve ser disponibilizado um número de telefone do suporte ou um portal para abertura do chamado. | 4 horas |
| C3 - Normal | Interrupção parcial de uma aplicação de negócio essencial ou dúvidas para utilização de funcionalidades críticas (impacto em faturamento). | Deve ser disponibilizado um e-mail de suporte ou abertura de chamados via portal Todos os chamados abertos via e-mail podem ser classificados como C3 – Normal, até a revisão do atendente. | 5 dias úteis |
| C4 - Baixa | Dúvidas gerais sobre uso da solução, um recurso não está funcionando conforme documentado, mas uma alternativa está disponível e funções de negócios significativas não são materialmente prejudicadas (faturamento ou disponibilização de informações ao cliente final ou regulador). | Deve ser disponibilizado um endereço de e-mail do suporte ou portal para abertura de chamado. | 15 dias úteis |

5.9.3. Se a falha constatada for oriunda de erro de projeto ou de produção, tal que comprometa a unidade adquirida, o fornecedor deverá substituí-la a qualquer tempo, independentemente da ocorrência de defeito e independentemente dos prazos de garantia.

5.9.4. Cabe a contratada, a responsabilidade sobre o seu perfeito funcionamento, independente de quem tenha realizado a instalação e colocação em serviço durante toda a vigência do contrato de prestação de serviço.

5.9.5. Desde que aprovadas previamente pela DMED, a contratada deverá realizar a atualização de nova versão de software, necessária para permitir a manutenção no nível do serviço requerido.

5.9.6. Todas as atualizações tecnicamente necessárias para garantir a confiabilidade e disponibilidade da operação do sistema devem ser incorporadas, assim que possível, ao sistema sem ônus para a DMED.



6. PROCEDIMENTOS

6.1. Ensaio, Inspeção e Aprovação

6.1.1. Os ensaios de inspeção, aceitação do sistema, serão efetuados com base nesta especificação.

6.1.2. Serão aceitos para inspeção somente quantidades previstas no respectivo item da Ordem de Compra, prontos para entrega, e que atendam todas as condições especificadas e contratuais.

6.2. Aceitação

6.2.1. A aceitação do sistema pela DMED, seja pela comprovação dos valores, seja por eventual dispensa de inspeção, não eximirá o fornecedor de sua responsabilidade em fornecer o sistema em plena concordância com o pedido e com esta especificação, nem invalidará ou comprometerá qualquer reclamação que a DMED venha a fazer baseada na exigência de materiais inadequados ou defeituosos.

6.2.2. Por outro lado, a rejeição do sistema em virtude de falhas constatadas através da inspeção, durante os ensaios ou em virtude da discordância com pedido ou com esta especificação, não eximirá o fornecedor de sua responsabilidade em fornecer o sistema na data de entrega prometida. Se, na opinião da DMED, a rejeição tornar impraticável a entrega na data prometida ou se tudo indicar que o fornecedor será incapaz de satisfazer os requisitos exigidos, a DMED reserva-se o direito de rescindir todas as suas obrigações e adquirir o sistema em outra fonte, sendo o fornecedor considerado infrator do pedido, estando sujeito às penalidades aplicáveis ao caso.

7. ALTERAÇÕES

Foi alterada a versão da ET 07-02-228 de v.13 para v.14

8. ANEXOS

8.1. Tabela 01 – Lista de eventos e alarmes

| Alarme | Descrição |
|------------------------|--|
| Abertura de Porta (MT) | Alarme ativado quando você abre a caixa do medidor |



| | |
|---|---|
| Ausência de tensão entre as fases | Alarme ativado quando se detecta algum tempo de ausência de tensão entre as fases do circuito |
| Comunicação com o servidor foi interrompida | Alarme ativado quando a comunicação entre o dispositivo e o servidor é interrompida |
| Corrente zero | Alarme ativado quando não se alcança o limite de corrente mínima no sistema elétrico |
| Correntes desproporcionais em valores estabelecidos | Alarme ativado quando o nível de desproporção entre as correntes do sistema é superado |
| Diferença de ângulo de correntes menores que valores estabelecidos | Alarme ativado quando a diferença entre os ângulos das correntes do sistema elétrico é menor que um valor pré-determinado |
| Diferença de ângulo de baixa tensão menores que valores estabelecidos | Alarme ativado quando a diferença entre os ângulos das tensões do sistema elétrico é menor que um valor pré-determinado |
| Distorção Harmônica de corrente acima de valores estabelecidos | Alarme ativado quando um valor limite de distorção harmônica de corrente é superado |
| Distorção Harmônica de tensão acima de valores estabelecidos | Alarme ativado quando um valor limite de distorção harmônica de tensão é superado |
| Energia reativa maior que a energia ativa | Alarme ativado quando o nível de potência reativa no sistema elétrico é maior que o nível de potência ativa |
| Falha de comunicação com a rede | Alarme ativado quando há uma falha de comunicação com a rede |
| Registro geral do totalizador Canal 1 (energia ativa) | Alarme ativado quando há uma certa incoerência no registro totalizador de Canal 1 do medidor |
| Inversão do circuito de corrente | Alarme ativado quando se produz uma inversão de corrente |
| Inversão do circuito de potência | Alarme ativado quando se produz uma inversão de potencia |
| Medidor não responde | Alarme ativado quando o medidor não responde aos comandos enviados a ele. Este alarme aparecerá apenas uma vez ao dia em caso de reincidência da mesma no mesmo dia, somente sua hora será atualizado |
| Potências negativas | Alarme ativado quando se produz potências negativas no sistema elétrico |
| Alteração da programação | Alarme ativado quando o medidor tem alteração na programação |



| | |
|---|--|
| Relé aberto com tensão depois da ação do relé | Alarme ativado quando o relé do medidor está aberto e mesmo assim há tensão detectada depois da ação do relé |
| Relé fechado sem tensão depois da ação do relé | Alarme ativado quando o relé do medidor está fechado e não há tensão detectada depois da ação do relé |
| Medidor não se comunica com o servidor | Alarme ativado quando não há comunicação entre medidor e o servidor |
| Retorno da tensão nas fases | Alarme ativado quando há um retorno de tensão nas fases logo depois de uma falta de energia |
| Sequência de fases incorretas ou sequencias de fases não compatível ou esperada | Alarme ativado quando uma sequência de fases está incorreta ou não é compatível |
| Temperatura alta (MT) | Alarme ativado quando a temperatura limite de um medidor é superada |
| Tensão entre fases menos que um valor estabelecido | Alarme ativado quando uma tensão entre as fases detectadas é menor que um valor estabelecido |
| Tensão mínima e máxima | Alarme ativado quando o valor de uma tensão está entre os limites estabelecidos de tensão mínima e máxima |
| Transformador de corrente saturado em NN A | Alarme ativado quando uma corrente ultrapassa um valor definido por fase |
| Transformador de corrente subutilizado | Alarme ativado quando uma corrente não chega ao valor mínimo definido por fase |
| Alteração do medidor ou medidor novo (MT) | Alarme ativado quando um medidor do sistema é substituído ou se agrega um novo medidor |
| Exceder a demanda contratada | Alarme ativado quando a demanda utilizada ultrapassa a demanda contratada |
| Verificação do encerramento da fatura | Alarme ativado quando já se cumpriu o fechamento da fatura de algum medidor |