



República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 1105842-0 B1

(22) Data do Depósito: 03/11/2011

(45) Data de Concessão: 26/04/2016

(RPI 2364)



(54) Título: SISTEMA E PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA

(51) Int.Cl.: G01R 22/00; G01R 11/24; G01R 11/25

(73) Titular(es): INÁCIO LOIOLA PEREIRA CAMPOS. MARCOS VALADÃO ABI-ACKEL

(72) Inventor(es): MARCOS VALADÃO ABI-ACKEL, INÁCIO LOIOLA PEREIRA CAMPOS

**SISTEMA E PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E
MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM
DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Campo da invenção:

[0001] A presente invenção refere-se a um sistema e processo de controle, medição e monitoramento da rede secundária de distribuição de energia elétrica com detecção de fraudes e furtos de energia, leitura, corte e controle de cargas de clientes remotamente, além do monitoramento contínuo dos parâmetros elétricos da rede, com diagnósticos dos estados de rede e de iluminação pública a partir de uma Central de Comando alocada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição e de Módulos de Medição nas instalações clientes.

Descrição do estado da técnica:

[0002] Durante os últimos 100 anos os sistemas de distribuição de energia elétrica evoluíram adquirindo uma forma estável e segura, fornecendo energia confiável e barata para o desenvolvimento das nações em todo o mundo. Tecnicamente, porém, os sistemas de potência não acompanharam o grande desenvolvimento verificado nos campos da eletrônica, telecomunicações e computação, mantendo basicamente as mesmas idéias, formas e os mesmos problemas originais.

[0003] Apesar da grande capilaridade, pois a rede de distribuição deve chegar individualmente a cada residência, as informações coletadas e armazenadas pelas empresas distribuidoras são relativamente esparsas. Isto se deve principalmente à dificuldade de comunicação barata e confiável a partir das pontas do sistema.

[0004] Como exemplo das dificuldades impostas pela falta de informações nos atuais sistemas de distribuição, no caso de falta de energia em um cliente, a empresa distribuidora, na quase totalidade das vezes, não tem como detectar o defeito sem que o próprio cliente comunique a falha, mesmo que esta seja na rede de distribuição. Quase toda informação disponível se resume à leitura mensal do consumo, efetuada por um leiturista localmente em cada cliente.

[0005] Também, nos casos de corte por falta de pagamento e religação após o acerto de pagamento, a empresa tem que deslocar um veículo até o local da medição para que estas funções sejam realizadas.

[0006] Considerando-se que as empresas distribuidoras têm milhares e até milhões de clientes, verifica-se que os custos envolvidos nessas operações são bastante elevados.

[0007] A necessidade de modernização dos sistemas de potência de energia elétrica tem gerado iniciativas mundiais, como o “SmartGrid” ou Rede Inteligente, incentivado pelo DOE – Department of Energy dos Estados Unidos, em que a ênfase de modernização passa por novas tecnologias e principalmente pela integração de uma rede de comunicação com o sistema elétrico. Apesar de já existirem diversas tecnologias disponíveis, o maior problema para sua implantação é o enorme investimento envolvido, que somente seria amortizado ao longo de vários anos.

[0008] À parte das iniciativas de modernização, um problema crônico das redes de distribuição atuais é relacionado às perdas de energia, que são classificadas em perdas técnicas e perdas comerciais.

[0009] As perdas técnicas são inerentes ao transporte de energia em cabos elétricos pela imposição de uma resistência à passagem da corrente, sendo, portanto relacionadas às leis do eletromagnetismo, ou mais especificamente, à lei de Joule.

[0010] As perdas comerciais são relacionadas ao processo de comercialização da energia e envolvem erros de medição e leitura de consumo, erros no processo de faturamento e, principalmente, às fraudes e furtos de energia. As fraudes se referem às adulterações nos medidores de energia com o objetivo de diminuir o consumo registrado. Os furtos são caracterizados por ligações clandestinas, que desviam a energia para que não seja registrada pelo medidor.

[0011] As perdas comerciais não representam somente perda de receita para as empresas distribuidoras, mas também um enorme prejuízo para a sociedade, pois não há a arrecadação do imposto pertinente e parte do prejuízo sofrido é repassado para a tarifa de energia dos clientes regulares, onerando as empresas e a população.

[0012] Segundo estimativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as perdas comerciais são responsáveis por cerca de 15% da energia ativa total

comprada pelas empresas distribuidoras no Brasil, representando um imenso prejuízo para a sociedade.

[0013] A presente patente de invenção pretende viabilizar economicamente diversas funções importantes para o processo de distribuição de energia através de uma substancial redução das perdas causadas por fraudes ou furtos de energia. Portanto, a seguir, será dada ênfase a este problema.

[0014] Os tipos de fraudes mais comuns incluem uma vasta gama de adulterações na medição de consumo, como travamento do disco do medidor via agente externo, rompimento do lacre do medidor com adulteração de seu mecanismo ou da parte eletroeletrônica e diversos outros métodos, muitas vezes muito criativos, dificultando a sua detecção pela empresa distribuidora.

[0015] Os furtos de energia, popularmente denominados “gatos”, são normalmente ligações diretas à rede secundária ou ao ramal de serviço – cabos que ligam o poste até a caixa onde se encontra o medidor – sem que haja qualquer medição.

[0016] A grande maioria das patentes que visam reduzir as perdas comerciais endereça basicamente os dois pontos principais afetados: o medidor de energia e a rede secundária, incluindo o ramal de serviço, porém é fácil concluir que seria preciso usar diversas técnicas associadas para se ter uma efetiva proteção contra as fraudes e furtos de energia. De fato, as companhias distribuidoras de energia desenvolvem uma série de ações com vistas à redução destas práticas de subtração ilícita de energia elétrica e, apesar de todos os esforços, percebe-se que as soluções atualmente em uso têm se mostrado ineficazes e que há a necessidade de aprimoramento de técnicas e equipamentos que minimizem a possibilidade de fraudes e furtos por parte dos usuários finais.

[0017] Percebe-se a dificuldade, ao se analisar os diversos documentos de patentes existentes sobre o assunto.

[0018] Os seguintes modelos de utilidade e patentes se referem às tentativas de dificultar as fraudes no medidor de energia quer seja pela melhor tecnologia no medidor ou por tornar inviolável a caixa que contém o medidor:

[0019] MU8802110-6 – Disposição em Medidor Eletrônico de Energia Elétrica com Tampa Lacrada;

[0020] MU8402469-0 – Disposição Construtiva Aplicada a Caixa de Medidor de Energia Elétrica com Sistema de Lacre Inviolável;

[0021] PI0719731-4 – Medidor de Energia Elétrica, Compreendendo pelo Menos Um Captador de Medida de Corrente de Tipo Indutiva e Captador Associado;

[0022] PI0703743-0 – Gabinete de Medidor de Energia Elétrica;

[0023] PI0104930-5 – Medidor de Energia Elétrica Contra-Ativo às Fraudes;

[0024] PI0002109-1 – Sistema e Método de Detecção de Adulterações/Anomalias em Medidores de Energia Elétrica e Medidor que Utiliza este Sistema.

[0025] Nenhuma dessas soluções, entretanto, impede que seja feito um desvio diretamente da rede de distribuição, caracterizando o furto de energia.

[0026] Em especial, o documento US5.940.009 – “Apparatus and method to detect tampering with an electronic utility” combina no mesmo aparelho uma unidade de medição e um disjuntor comandado remotamente. A detecção de fraude ou furto de energia tem por base medir a tensão no lado da carga, logo após o disjuntor e ainda dentro do próprio medidor. Este procedimento não tem eficácia, pois a instalação do cliente pode ser livremente alterada bastando colocar um dispositivo de seccionamento após o medidor e antes da carga do cliente, o que torna inócua a técnica desenvolvida a partir da medição de tensão.

[0027] O documento PI0202535-3 – “Cabo Concêntrico Baixa Tensão para Circuitos de Distribuição de Energia Elétrica” aborda o problema de se fazer conexões diretamente à rede pelo uso do cabo com condutores dispostos concêntricamente. Caso se tente perfurar o cabo para se ter acesso às fases, seria provocado um curto circuito. Porém, o uso deste cabo é restrito aos ramais de ligação dos clientes, entre o poste e a caixa de medição do cliente, devido ao custo do cabo e à sua limitada capacidade de corrente. Assim, mesmo sendo eficaz a sua

utilização em ramais, permanecem os problemas de conexão diretamente à rede secundária e de adulteração da medição.

[0028] Os documentos PI0701530-5 – “Método e Aparato Para Indicar A Ocorrência de Furto de Energia Elétrica em Redes Elétricas” e PI0505261-0 – “Aparato para Inibir o Desvio em Circuitos/Redes de Energia Elétrica”, seguem abordagens similares entre si, superpondo um componente de tensão contínua (DC) no circuito. A tensão superposta é retirada por um filtro para que a energia possa ser fornecida dentro de parâmetros legais e, portanto, consumida sem restrição. No primeiro documento, o sinal é utilizado apenas para indicar o consumo ilícito de energia e no segundo caso a intenção é tornar a energia imprópria para o consumo se não for utilizado o filtro. Estas abordagens sofrem de dois problemas principais. O primeiro diz respeito à facilidade de se obter um filtro similar para eliminação do sinal de DC, tornando assim a energia disponível. Um filtro não autorizado pela companhia poderia ser facilmente confeccionado ou mesmo furtado de outra instalação consumidora. O segundo problema, no caso de tornar a energia imprópria para consumo, é que dispositivos puramente resistivos, como chuveiros, não seriam afetados pela tensão contínua superposta, funcionando satisfatoriamente.

[0029] O documento PI0505840-6 – “SAFE – Sistema Anti-Furto de Energia Elétrica” visa à eliminação do furto de energia através de duas medições simultâneas de corrente, sendo uma antes do medidor convencional do cliente e outra localizada no poste da rede de distribuição. A diferença nas correntes medidas indicaria um desvio de energia que é sinalizado por um diodo emissor de luz (LED – Light Emitting Diode) na caixa do aparelho. Este dispositivo detecta os furtos de energia no ramal de ligação do cliente, ou seja, entre o poste e o medidor, mas não detecta furtos de energia na rede secundária ou fraudes no medidor.

[0030] O documento de patente PI0701290-0 – “Sistema de Medição Centralizada de Energia Elétrica”, utiliza uma abordagem de centralizar todos os medidores em uma única caixa, junto com uma central de comando, lacrada e instalada na rede de distribuição ou em armários. A técnica descrita neste documento não detecta furtos de energia feitos diretamente nos cabos da rede secundária, uma vez que somente ficam protegidos os ramais e os medidores de

energia. Além disso, clientes com cargas mais elevadas podem alegar que as perdas elétricas no ramal de serviço, sendo de responsabilidade da empresa de energia, estariam sendo cobradas diretamente dele (cliente) uma vez que a medição se encontra antes do ramal o que certamente traria problemas de ordem legal e de acerto no faturamento para as empresas distribuidoras.

[0031] O documento PI9902611-2 – “Processo de Identificação dos Consumidores Fraudadores em Uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica, Numa Determinada Região, e Sistema e Processo de Determinação da Existência de Condutores Escondidos, Que Não Passam Por Um Medidor de Energia Elétrica”, pretende identificar as fraudes ou furtos de energia através de um procedimento repetitivo de medição em grupo, seguido de desligamento de cada cliente individualmente e sua religação, feitos remotamente. Após o desligamento/religamento de todos os clientes, faz-se uma análise dos valores medidos para se detectar possíveis desvios. Esta abordagem somente é factível para um pequeno número de clientes e apresenta diversos problemas, como:

[0032] Somente seriam detectados furtos ou fraudes se estivesse havendo consumo no momento da medição;

[0033] Para um número real de clientes em uma empresa distribuidora (milhares/milhões) o procedimento seria inviável, pois seria necessário um tempo muito grande para testar todos os clientes;

[0034] A empresa distribuidora teria seus índices de continuidade de serviço piorados, o que poderia acarretar multas aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

[0035] Os documentos de patente dos Estados Unidos US007.539.581 - “System and method for on-line monitoring and billing of power” e US7.271.735 - “System for the remote data acquisition and control of electric energy”, assim como o documento WO2007139842 – “Automated meter reading system, communication and control network for automated meter reading, meter data collector, and associated methods”, são arquiteturas propostas exclusivamente para a leitura remota de consumo de energia, não sendo direcionados para a funcionalidade de detecção de fraudes ou furtos de energia. Utilizam métodos de comunicação

similares entre os medidores, unidades intermediárias e uma unidade de processamento central, porém as medições não são feitas de forma a se obter um somatório fasorial que possa servir para a detecção de anormalidades no circuito, principalmente pelo fato das unidades intermediárias não terem nenhuma funcionalidade de medição ou verificação dos parâmetros elétricos. Além disso, não abordam a necessidade de procedimentos seguros para operações de configuração da rede como instalação, e retirada de dispositivos. Relevante destacar é que esses sistemas não prevêm alternativas de funcionamento no caso de falhas de comunicação.

[0036] O artigo “Proposta de Sistema de Arquitetura para a Implementação de uma Smart Grid na Rede de distribuição em Baixa Tensão” (R.C. Gomes, A.L. Printes, C.M. Ramos – III SBSE, Belém-PA, 18-21 de maio de 2010) descreve uma arquitetura relativamente similar, porém utiliza “Unidades de Distribuição (UD)” para efetuar as medições das unidades consumidoras de forma centralizada, instaladas nos postes de distribuição, enquanto a presente invenção dispensa esse equipamento, permitindo manter as unidades de medição dos consumidores na própria instalação consumidora, como ocorre atualmente em praticamente todas as redes de distribuição de baixa tensão, reduzindo significativamente os custos de troca e instalação. Este artigo emprega a técnica de balanço de energia para tentar detectar as fraudes e furtos de energia. Esta técnica é comum em outros sistemas de medição do mercado e consiste em medir a energia ativa ou total em um ponto centralizado, denominado no artigo por “Unidade de Telesupervisão (UT)” (correspondente à Central de Comando da presente invenção) e comparar o valor medido com a soma de todos os medidores do circuito de baixa tensão. Como a energia é a soma (integral) ao longo do tempo das potências observadas, tal técnica demanda um tempo de acumulação, tipicamente de alguns dias ou semanas, devido à resolução necessária, para que seja possível a comparação das energias medidas. Apesar deste tempo necessário, observado em todas as implementações reais dessa técnica, o artigo alega permitir “a detecção, localização e quantificação das perdas, quase instantaneamente”, o quê não se mostra viável na prática. Além disso, tal técnica não se mostra adequada para detectar as diferenças causadas pelas cargas de

iluminação pública, presentes em praticamente todos os circuitos de baixa tensão urbanos, nem a energia de perdas no circuito, tornando a detecção imprecisa e grosseira, permitindo detectar somente os casos onde há grandes fraudes ou furtos. Outro ponto importante é que não há nenhum procedimento de segurança que evite a instalação ou substituição de medidores clandestinos adulterados nas UD's, fazendo com que a soma das energias fique coerente com a medição na UT (exceto perdas e iluminação pública, como citado), tornando a fraude indetectável.

[0037] A patente US6.014.089, “Method for transmitting data using a digital control channel of a wireless network”, com data de depósito em 26/08/1997 e concessão em 11/01/2000, bem como o artigo “Configuring and Managing a Large-Scale Monitoring Network: Solving Real World Challenges for Ultra-Low Powered and Long-Range Wireless Mesh Networks” (C. Dugas – International Journal of Network Management, 2005; 15: 269-282) utilizam dispositivo parecido com o Módulo de Interface Operativa que funciona como um coletor portátil multifunções, para coletar, transferir, carregar e ajustar dados e parâmetros do circuito secundário, como diversos outros sistemas em uso corrente no mercado, porém não têm a função fundamental, aqui utilizada, de reforçar e garantir a segurança do sistema de medição nas operações de instalação, retirada e substituição de Módulos de Medição ou da Central de Comando. A função de segurança proposta para o Módulo de Interface Operativa torna o Sistema de Medição como um todo significativamente mais robusto e menos sujeito a fraudes e furtos de energia.

[0038] A patente US5.995.911, “Digital sensor apparatus and system for protection, control, and management of electricity distribution systems”, com data de depósito em 12/02/1997 e concessão em 30/11/1999 apresenta um sensor e sistema voltados principalmente para proteção e controle de redes internas trifásicas de distribuição. Apesar de usar a denominação “sistemas de distribuição de energia”, a patente se refere a redes internas, dentro de instalações de distribuição privadas, tipicamente industriais e não a redes públicas de companhias de distribuição de energia. O sistema descrito apresenta diversos problemas relativos à mitigação de perdas por fraudes e furtos de energia quando relacionados a redes de companhias de distribuição, pois:

[0039] Não contempla as cargas de iluminação pública;

[0040] Permite a instalação de sensores adulterados ou mesmo novos sensores ilegais sem que haja controle sobre isso, pois não há procedimentos de segurança para instalação, retirada e troca dos sensores;

[0041] É aplicável somente para redes e cargas trifásicas internas de consumidores (tipicamente industriais), sendo que as redes de distribuição podem ser mono-, bi- e trifásicas e contemplam cargas com uma, duas ou três fases;

[0042] Utiliza técnica de sincronismo por GPS (Global Positioning System) em cada sensor para estabelecer as medições dos fasores necessários, tornando o custo total do sistema muito elevado para as redes típicas de distribuição;

[0043] Permite medição de parte ou subconjunto dos circuitos monitorados, o que inviabiliza a detecção de fraudes e furtos na rede, pois não há como comparar diretamente os valores medidos do subconjunto dos sensores com a medição centralizada, que abrange todos os circuitos.

Objetivo da invenção:

[0044] A presente invenção refere-se a um sistema e processo de controle, medição e monitoramento da rede secundária de distribuição de energia elétrica com detecção de fraudes e furtos de energia, leitura, corte e controle de cargas de clientes remotamente, além do monitoramento contínuo dos parâmetros elétricos da rede, com diagnósticos dos estados de rede e de iluminação pública a partir de uma Central de Comando alocada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição e de Módulos de Medição nas instalações clientes.

[0045] Outros objetivos específicos podem ser destacados:

[0046] a) Do ponto de vista de fraudes e furtos de energia:

[0047] Redução substancial de fraudes e furtos de energia nos circuitos de rede secundária de distribuição, pelo rápido

aviso de sua ocorrência à empresa de energia, que pode tomar as ações pertinentes;

[0048] b) Do ponto de vista de leitura e faturamento:

[0049] Eliminação dos processos manuais de leitura o que reduz os custos operacionais, os erros de leitura de medição e os tempos dos ciclos de leitura-emissão de contas de faturamento;

[0050] Eliminação dos processos manuais de corte-religação, que passam a ser feitos remotamente, permitindo redução de custos e maior agilidade, assim como diminuição de situações de conflito entre o cliente e funcionários da empresa distribuidora;

[0051] Possibilidade de implantação de modelos de consumo de energia pré-pagos, com controle de ativação ou desativação remotos;

[0052] Possibilidade de implantação de tarifas horossazonais;

[0053] Possibilidade de controle de cargas internas de clientes, possibilitando melhor controle de demanda do sistema de distribuição;

[0054] Possibilidade de melhor interação com o cliente, em face da utilização de mostrador alfanumérico para comunicações empresa-cliente;

[0055] c) Do ponto de vista de engenharia de distribuição:

[0056] Melhoria do gerenciamento da rede secundária de distribuição, com monitoramento contínuo de parâmetros elétricos e de confiabilidade;

[0057] Monitoramento de clientes e da rede secundária por uma Central de Comando alocada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição, com

possibilidade de comunicação direta com a empresa distribuidora;

[0058] Melhoria da supervisão dos serviços de iluminação pública, com monitoramento dedutivo e indicação de defeitos;

[0059] Melhoria de confiabilidade e continuidade de serviço da rede através de determinação e localização mais rápida e eficiente de pontos de defeito na rede;

[0060] d) Do ponto de vista corporativo da empresa distribuidora:

[0061] Melhoria do modelo de gestão, com informações mais precisas, mais atualizadas, mais disponíveis e em maior detalhe sobre a rede secundária e os clientes;

[0062] Melhoria das informações sobre a rede de média tensão, através das Centrais de Comando alocadas junto ao barramento secundário dos transformadores, ligadas ao barramento do secundário e, portanto, refletindo as condições da média tensão;

[0063] Possibilidade de modernização da rede de distribuição economicamente sustentada pela eliminação dos prejuízos causados pelas perdas comerciais;

[0064] A implantação da tecnologia descrita na presente invenção cria a possibilidade de se implantar efetivamente as bases para uma “Rede Inteligente” ou Smartgrid, com a modernização da rede de distribuição, associação de uma rede de telecomunicações à rede de potência, e o controle, monitoramento e medição remotos de suas cargas.

[0065] Em suma, a presente invenção tem um foco na detecção de fraudes ou furtos de energia baseada na medição simultânea dos fasores de corrente e tensão nos pontos de entrega de energia aos clientes e no barramento secundário do transformador de distribuição. A soma fasorial de todas as cargas – incluindo as cargas de iluminação pública – em um instante específico, deve coincidir com o

valor medido no barramento do transformador, retirando-se os valores esperados para perdas técnicas.

[0066] Para tanto, todos os medidores de energia dos clientes ligados ao sistema deverão ser substituídos pelos Módulos de Medição descritos nesta invenção.

[0067] Todos os demais objetivos específicos acima citados devem ser alcançados através dos métodos e dispositivos convenientemente projetados para maximizar os benefícios de sua utilização e que serão empregados nesta invenção para se obter a detecção das fraudes e furtos de energia.

Descrição das figuras:

[0068] Figura 1: diagrama simplificado da visão geral do sistema da presente invenção.

[0069] Figura 2: diagrama de blocos da Central de Comando instalada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição.

[0070] Figura 3: representação de interligação das Centrais de Comando em rede mesh, agrupadas em Estações Base de Nível 1 e as interligações entre estas estações.

[0071] Figura 4: representação de interligação das Estações Base Nível 1, agrupadas em Estações Base de Nível 2 e as interligações entre estas estações.

[0072] Figura 5: diagrama de blocos do Módulo de Medição instalado no cliente.

[0073] Figura 6: diagrama de blocos do Módulo de Interface Operativa.

[0074] Figura 7: diagrama de blocos do Módulo de Display do cliente.

[0075] Figura 8: diagrama para o procedimento de Leitura de Consumo dos clientes.

[0076] Figura 9: diagrama para o procedimento de Medição de Controle On-Line.

[0077] Figura 10A: diagrama para o procedimento de Instalação de Módulo de Medição em configuração On-Line, quando a Central de Comando tem comunicação direta com a empresa fornecedora de energia.

[0078] Figura 10B: diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição On-Line, no caso em que o Módulo de Medição detecta algum erro no procedimento de instalação (Erro Q).

[0079] Figura 10C: diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição On-Line, quando a Central de Processamento da empresa de energia detecta erro ao consistir os dados (Erro R).

[0080] Figura 10D: diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição On-Line, quando a Central de Comando detecta erro no código da instalação (Erro S).

[0081] Figura 10E: diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição On-Line, quando ocorre erro na ativação do Módulo de Medição (Erro T).

[0082] Figura 11A: diagrama para o procedimento de Instalação de Módulo de Medição em configuração Off-Line, quando a Central de Comando não tem comunicação direta com a empresa fornecedora de energia.

[0083] Figura 11B: diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição Off-Line, no caso em que o Módulo de Medição detecta algum erro no procedimento de instalação (Erro V).

[0084] Figura 11C: diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição Off-Line, quando a Central de Comando detecta erro ao consistir os dados (Erro W).

[0085] Figura 11D: diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição Off-Line, quando ocorre erro na ativação do Módulo de Medição (Erro X).

[0086] Figura 12: diagrama para o procedimento de Corte e Religação de unidade consumidora.

[0087] Figura 13: diagrama para o procedimento de Manutenção na rede de distribuição secundária energizada.

[0088] Figura 14: diagrama para o procedimento de Instalação de Central de Comando na configuração On-Line.

Descrição detalhada da invenção:

[0089] Para uma melhor compreensão da presente invenção, sua descrição foi organizada da seguinte forma:

[0090] Descrição Resumida dos Componentes — parágrafo [0105] até parágrafo [0111]

[0091] Tipos de Comunicação — parágrafo [0112] até parágrafo [0138]

- [0092]** Visão Geral — parágrafo [0139]
- [0093]** Descrição Detalhada dos Componentes — parágrafo [0140] até parágrafo [0204]
- [0094]** Procedimentos Operativos:
 - [0095]** Leitura de Consumo de Energia — parágrafo [0205] até parágrafo [0215]
 - [0096]** Medição de Controle On-Line — parágrafo [0216] até parágrafo [0228]
 - [0097]** Medição de Controle Off-Line — parágrafo [0229]
 - [0098]** Instalação do Módulo de Medição On-Line — parágrafo [0230] até parágrafo [0267]
 - [0099]** Instalação do Módulo de Medição Off-Line — parágrafo [0268] até parágrafo [0298]
 - [0100]** Retirada e Substituição e Descarte de Módulo de Medição — parágrafo [0299] até parágrafo [0306]
 - [0101]** Corte e Religação de Clientes — parágrafo [0307] até parágrafo [0320]
 - [0102]** Manutenção na Rede de Distribuição — parágrafo [0321] até parágrafo [0328]
 - [0103]** Instalação, Retirada e Substituição de Central de Comando — parágrafo [0329] até parágrafo [0348]
 - [0104]** Falta de Energia nas redes de Baixa e Média Tensões — parágrafo [0349] até parágrafo [0351]

Descrição Resumida dos Componentes

- [0105]** Fisicamente o sistema é composto por:
 - [0106]** Módulo de Medição (11) instalado na entrada de energia de cada cliente, efetuando as medições dos parâmetros elétricos da instalação.
 - [0107]** Central de Comando (2) colocada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição (1), responsável por centralizar e verificar os parâmetros elétricos medidos e emitir comandos para os Módulos de Medição ou para cargas específicas.

[0108] Módulo de Interface Operativa (15) portátil, utilizado por pessoal credenciado para as diversas funções operacionais do sistema, como, por exemplo, a instalação ou retirada de módulos.

[0109] Módulo de Display (12) para visualização do consumo, valores, dados de interesse e eventuais comunicações com a empresa distribuidora. Projetado para ser instalado dentro da instalação de cada cliente (14), sendo uma melhoria que amplia a funcionalidade do sistema.

[0110] Estação Base (Figuras 3 e 4) que agrupa redes de Centrais de Comando (2), permitindo a criação de células que estabelecem uma hierarquia de comunicação. É uma tecnologia que incrementa a confiabilidade do sistema.

[0111] Central de Processamento da Empresa (16), localizada nas dependências da empresa distribuidora de energia, onde se tem uma maior capacidade de processamento, acesso direto e em grande velocidade à rede de dados corporativa da empresa, permitindo acesso às bases de dados e aos sistemas corporativos.

Tipos de Comunicação

[0112] A comunicação entre os componentes do sistema é parte fundamental para seu funcionamento e compreensão. Por isso, são descritos a seguir os tipos de comunicação utilizados e, na seqüência, a descrição detalhada dos componentes acima citados.

[0113] Comunicação Local: comunicação direta de curta distância, bidirecional, não necessariamente simultânea, entre:

[0114] O Módulo de Interface Operativa e a Central de Comando, representado por (5) na Figura 1;

[0115] O Módulo de Interface Operativa e o Módulo de Medição, representado por (6) na Figura 1.

[0116] É muito aconselhável que não haja qualquer acoplamento físico, como conectores ou similares, devido à agilidade necessária e ao desgaste destes componentes que seriam muito utilizados.

[0117] Nos casos em que não há canal de comunicação entre a Central de Comando e a Central de Processamento da empresa de energia, se denomina Comunicação Externa Local (5) a que é feita diretamente e a curta distância entre o Módulo de Interface Operativa e a Central de Comando.

[0118] São opções de tecnologia para comunicação local: rádio de curto alcance, como Bluetooth e comunicação ótica, como laser ou LED (Light Emiting Diode). Todas são igualmente viáveis com os padrões tecnológicos atuais, sendo o uso de LED a opção mais em conta. Por não contarem com peças móveis ou acoplamento físico, representam opções bastante robustas.

[0119] Comunicação Interna: (7) (comunicação interna ao circuito de rede secundária) comunicação bidirecional entre a Central de Comando, os Módulos de Medição e os Módulos de Display de clientes.

[0120] Opções tecnológicas atuais para comunicação interna seriam: PLC (Power Line Communication) ou rádio de médio alcance – cerca de um quilômetro, como rede mesh. A melhor opção seria o uso de PLC de banda estreita (narrowband) que tem desempenho eficaz em redes de baixa tensão, solucionando de modo elegante o problema de capilaridade a custo baixo. Poderia ser também utilizado PLC zero-crossing, com a desvantagem de velocidades de comunicação bem limitadas. O uso de rede mesh não desponta como uma opção muito aconselhável pela ocupação do espectro eletromagnético para um grande número de Módulos de Medição e pelas eventuais falhas de comunicação por interferência que seriam bastante comuns em cidades de médio e grande porte.

[0121] Comunicação Externa: (comunicação externa ao circuito de rede secundária) comunicação bidirecional de maior distância, não necessariamente simultânea, entre:

[0122] A Central de Processamento da empresa de energia e a Central de Comando, representado por (3) na Figura 1;

[0123] A Central de Processamento da empresa e o Módulo de Interface Operativa, representado por (4) na Figura 1.

[0124] Atualmente há várias opções tecnologicamente viáveis, como:

[0125] Rede *mesh*;

[0126] Comunicação de dados pela rede de telefonia móvel como GPRS (*General Packet Radio Service*), EDGE (*Enhanced Data rates for GSM Evolution*) e 3G (*Third Generation*);

[0127] Rádio, como TETRA;

[0128] PLC para média tensão (banda estreita);

[0129] Cabos telefônicos;

[0130] Fibra ótica.

[0131] Para áreas urbanas, a melhor opção é o uso de rede mesh, que traria maior confiabilidade e independência da empresa de energia em relação às operadoras de telefonia móvel, além de ter um custo final menor quando comparada às opções de rádio ou fibra ótica. Em áreas onde há poucos circuitos secundários próximos, como nas áreas rurais, poderia ser utilizada a rede de telefonia móvel, onde estiver disponível. No que tange à confiabilidade, o atual estágio de desenvolvimento da tecnologia PLC para a média tensão restringe muito o seu uso.

[0132] A Comunicação Externa pode ser feita com o uso de tecnologias diferentes, uma para a comunicação entre a Central de Processamento e a Central de Comando – por exemplo, usando rede mesh – e outra tecnologia entre a Central de Processamento e os Módulos de Interface Operativa – por exemplo, utilizando a rede de telefonia móvel.

[0133] A comunicação entre a Central de Processamento da empresa e a Central de Comando pode ser feita de pelo menos três formas diferentes:

[0134] Conexão Contínua – ou *On-Line* em que ambas estão permanentemente conectadas, podendo haver comunicação constante.

[0135] Conexão Comutada – onde a conexão é inicialmente estabelecida, há troca de mensagens e em seguida a conexão é desfeita. Tem a vantagem de ser potencialmente mais barata que a Conexão Contínua. Para simplificar a descrição neste documento, a Conexão Comutada também será designada *On-Line*.

[0136] Sem Conexão Direta – ou *Off-Line*, em que a Central de Comando não tem canal de comunicação direto com a Central de Processamento. Neste caso, o Módulo de Interface Operativa faz o papel

intermediário de transferir, coletar e carregar dados da Central de Comando. Pode ser feita através da Comunicação Externa Local, como já citado no item de Comunicação Local. O objetivo neste caso é a redução de custos de comunicação, podendo também atender aos casos em que não há a possibilidade de se ter algum dos outros modos mais eficazes de comunicação, por exemplo, em áreas rurais.

[0137] Em todos os tipos de comunicação, aqui elencados, trafegam volumes de dados relativamente pequenos, da ordem de poucos kilobytes, exigindo velocidades também pouco expressivas, implicando normalmente apenas em conforto nas operações em campo, para os Módulos de Interface Operativa. Velocidades de 60 a 100 kilobits por segundo são suficientes, mas estes valores podem ser significativamente aumentados com as atuais tecnologias citadas, sem aumento expressivo de custo, permitindo um melhor desempenho do sistema.

[0138] Um ponto importante e muito recomendado principalmente na Comunicação Externa é a de utilização de mecanismos de segurança da informação. Podem ser utilizadas técnicas preconizadas como criptografia assimétrica com chaves pública e privada, garantindo a integridade, sigilo e autenticidade das mensagens. Mesmo no caso de Comunicação Externa Local (ou *Off-Line*), a Central de Comando e o Módulo de Interface Operativa, por critério de prudência, devem utilizar estas técnicas de segurança, pois toda a validação de instalação dos Módulos de Medição e outras funções operacionais são devidamente autenticadas e autorizadas.

Visão Geral

[0139] Em uma possível realização, para uma melhor compreensão da presente invenção, na Figura 1, o barramento de secundário do transformador que alimenta a rede secundária (9) é monitorado, em tempo real, por uma Central de Comando (2). Para a alimentação do cliente, um ramal de serviço (10) liga a rede secundária, a partir do poste (8), ao Módulo de Medição (11) que por sua vez está ligado à carga do cliente (13). Os dados monitorados pelo Módulo de Medição são transmitidos à Central de Comando por um canal de comunicação bidirecional interno ao circuito, neste documento denominado por comunicação interna (7). Em vários

procedimentos como os de instalação, retirada ou troca do Módulo de Medição, utiliza-se um Módulo de Interface Operativa (15) portátil. Previamente, a Central de Processamento da empresa (16) carrega no Módulo de Interface Operativa os dados necessários a estes procedimentos. A Central de Processamento da empresa pode também comunicar diretamente com a Central de Comando (3) e esta com o Módulo de Interface Operativa (5) ou (6).

Descrição Detalhada dos Componentes

[0140] Os componentes do presente sistema são descritos detalhadamente a seguir.

[0141] A Central de Comando (2) é o elo central do sistema que coordena e garante o funcionamento adequado do sistema. Numa possível realização desta invenção ela é instalada tipicamente junto ao barramento secundário do transformador de distribuição, também denominado barramento de saída do transformador (17), podendo também ter seu projeto incorporado ao próprio transformador, simplificando os procedimentos de instalação e manutenção.

[0142] A Figura 2 ilustra um diagrama de blocos da Central de Comando, delineada por um retângulo pontilhado representado pela letra "A". Nesta possível realização, a Central de Comando apresenta os seguintes componentes:

[0143] Medição (18) no barramento de saída (17) do transformador (1), para monitoramento contínuo dos parâmetros da rede através de transdutores de tensão e de corrente;

[0144] Unidade de comutação (19), para ligar/desligar o circuito da rede secundária, para operação sem carga ou com pequena carga;

[0145] Unidade de comunicação local (20) com o Módulo de Interface Operativa;

[0146] Unidade de armazenamento de dados interna (21);

[0147] Unidade de comunicação interna (22), dentro da rede secundária, com os Módulos de Medição instalados nos clientes;

[0148] Unidade de comunicação externa (23) com a empresa distribuidora de energia;

[0149] Unidade de processamento (24), que coordena todas as funções da Central de Comando.

[0150] As Centrais de Comando deverão ser projetadas em modelos monofásicos, bifásicos e trifásicos, todos com os mesmos princípios de funcionamento.

[0151] A Central de Comando tem diversas funcionalidades que serão detalhadamente descritas nos respectivos processos:

[0152] Coordenar, efetuar e verificar leituras periódicas das medições de controle (parâmetros elétricos) dos Módulos de Medição do seu circuito secundário, para diagnósticos e detecção de fraudes ou furtos;

[0153] Realizar diagnósticos para indicações de fraudes ou furtos no circuito secundário e sobre as condições da rede secundária, como indicações de níveis de tensão e carregamento, situação da iluminação pública, como lâmpadas apagadas à noite ou ligadas durante o dia;

[0154] Coordenar e efetuar a transferência das leituras de consumo de energia dos clientes do circuito a partir dos Módulos de Medição;

[0155] Armazenar por um período determinado todas as medições de interesse;

[0156] Comunicar os diagnósticos, as leituras de controle e consumo e estado da própria Central de Comando à Central de Processamento da empresa;

[0157] Receber e coordenar comandos enviados pela Central de Processamento da empresa, destinados aos componentes do sistema, como comandos de leitura individualizados, comutação da rede secundária e outros;

[0158] Receber e comandar os procedimentos de corte e religação de clientes no circuito;

[0159] Coordenar e manter as informações necessárias às diversas atividades e procedimentos operacionais, como instalação, retirada e troca de Módulos de Medição;

[0160] Realizar os protocolos de segurança de informação nas comunicações aonde for necessário.

[0161] Tendo em vista que a Central de Comando é capaz de controlar o corte ou religação dos Módulos de Medição nos clientes, um sistema de baixo custo pode ser utilizado para desligar ou ligar toda a rede secundária, sem a necessidade de um disjuntor de alta capacidade de interrupção de corrente. Para tanto, primeiramente, a Central de Comando comanda a abertura de todas as unidades de comutação dos Módulos de Medição, o que reduz substancialmente as correntes envolvidas. Na sequência, a própria Central de Comando opera sua unidade de comutação interna (disjuntor). No que tange à religação, a mesma técnica é utilizada: primeiramente a Central de Comando fecha o disjuntor interno para depois comandar o fechamento das unidades de comutação dos Módulos de Medição dos clientes, o que pode ser feito com uma instrução difundida simultaneamente (em *broadcast*).

[0162] Quando houver um grande número de Centrais de Comando em uma área ou cidade, a empresa de energia pode optar por uma configuração hierárquica de comunicação entre sua Central de Processamento e as Centrais de Comando, utilizando Estações Base que reúnem várias Centrais de Comando, como indicado na Figura 3. Cada Estação Base forma uma célula que por sua vez pode ser agrupada com outras células em uma outra Estação Base de nível hierárquico superior, como mostrado na Figura 4 e assim sucessivamente, até que se atinja uma situação de comunicação tecnicamente otimizada. Esta hierarquização de células permite que a empresa de energia tenha uma melhor gerência sobre os pontos de comunicação de longa distância, minimizando custos e otimizando o uso de canais de comunicação. Esta topologia é mais facilmente implementada utilizando-se redes mesh, em que um nodo da rede denominado “coordenador” é responsável por fazer uma ponte entre duas redes mesh ou entre uma rede mesh e outra rede de tecnologia diferente, como por exemplo, a de telefonia móvel.

[0163] O Módulo de Medição é responsável por efetuar as medições de parâmetros elétricos como tensão, corrente e consumo no ponto de entrega de energia para o cliente com classe de precisão mínima determinada pela legislação. Deve ser totalmente encapsulado, sem acesso aos seus componentes internos. Numa

possível realização da presente invenção, a Figura 5 ilustra um esquema do Módulo de Medição instalado no cliente, delineado por um retângulo pontilhado representado pela letra “B”, que apresenta os seguintes componentes:

[0164] Medição (25) para monitoramento contínuo dos parâmetros elétricos de suprimento de energia para o cliente.

[0165] Unidade de comutação (26), para corte ou religação da carga (13) do cliente e comutação da rede interna da instalação consumidora.

[0166] Unidade de comunicação local (27) com o Módulo de Interface Operativa, para os procedimentos específicos de instalação, remoção, troca, auditoria, coleta de dados, aferições e outros.

[0167] Unidade de armazenamento de dados (28).

[0168] Unidade de comunicação interna (29), dentro da rede secundária, com a Central de Comando instalada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição.

[0169] Interface visual (30) para apresentação de dados e informações.

[0170] Unidade de processamento (31), que coordena todas as funções do Módulo de Medição.

[0171] Os Módulos de Medição deverão ter modelos monofásicos, bifásicos e trifásicos, todos com os mesmos princípios de funcionamento.

[0172] O Módulo de Medição efetua medição de consumo de energia ativa, como um medidor convencional, armazenando os valores internamente em memória não volátil, na unidade de armazenamento de dados. Efetua também medições de controle, comandadas e sincronizadas pela Central de Comando, lendo tensão, corrente e ângulo nas fases e neutro, enviando estes dados e/ou dados de consumo para a Central de Comando quando comandado. Os fasores de tensão e corrente obtidos podem ser utilizados para a obtenção de perfis detalhados de diversos parâmetros importantes do circuito secundário como:

[0173] Tensão;

[0174] Carregamento;

[0175] Desequilíbrio de fases;

[0176] Perdas técnicas.

[0177] A unidade de comutação, além do acionamento eletrônico pela unidade de processamento, deve ter também acionamento mecânico com indicação visual de seccionamento para segurança operativa. Isso permite que o cliente ou o eletricitista possa acionar a comutação para serviços na rede interna da instalação consumidora. O acionamento eletrônico tem prioridade de desligamento sobre o manual, ou seja, se for acionado eletronicamente, o controle manual passa a não ter efeito para fechamento da unidade, garantindo a situação de corte pela empresa de energia.

[0178] Para minimizar a possibilidade de fraudes, o Módulo de Medição deve ser completamente encapsulado em resina ou similar, de modo a impedir o acesso ao seu interior, expondo apenas os bornes de contato de entrada e saída, a interface visual, a interface da unidade de comunicação local e a alavanca ou botão de acionamento manual da unidade de comutação. O encapsulamento deve ser feito de forma a danificar e inutilizar o circuito eletrônico em caso de tentativa de abertura.

[0179] Os Módulos de Medição devem ter pelo menos dois números de identificação, sendo um externo, estampado no corpo do módulo e de fácil leitura e outro interno, acessível somente eletronicamente e que corresponde univocamente ao número externo. O número externo pode ser gravado como um código de barras para facilitar procedimentos operativos. A correspondência entre estes números é fornecida pelo fabricante dos módulos e deve ser coordenada de forma a não existirem dois medidores com o mesmo número interno ou externo.

[0180] Para a implementação do sistema objeto da presente invenção, os medidores convencionais de energia, atualmente instalados nos clientes de uma rede secundária, devem ser substituídos pelo Módulo de Medição do cliente, apresentado à Figura 5. Todos os Módulos de Medição pertencentes a um circuito secundário estão ligados a uma única Central de Comando em um único transformador e, dentro deste circuito, as leituras serão automáticas, sem a necessidade da presença do leiturista. Assim, as rotas de leitura na modalidade convencional, com a presença do leiturista, terão de ser alteradas, em face da implantação do presente sistema:

[0181] As rotas convencionais adjacentes de leitura deverão ser compatibilizadas;

[0182] As novas rotas de leitura não contemplarão os circuitos secundários em que o “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, seja implementado.

[0183] Nos casos em que a Central de Comando não execute comunicação externa com a Central de Processamento da empresa, o leiturista fará a leitura dos dados armazenados na Central de Comando, na modalidade de comunicação local, utilizando o Módulo de Interface Operativa, assim, em uma única operação, terá a leitura de todos os clientes do circuito.

[0184] Os Módulos de Medição podem funcionar sem a Central de Comando, comportando-se exatamente como medidores de energia convencionais, com leitura na interface visual, mas com a vantagem de permitir leitura de consumo através da unidade de comunicação local.

[0185] Em uma possível realização da presente invenção, a Figura 6 ilustra um esquema do Módulo de Interface Operativa, utilizado para procedimentos específicos, por exemplo: instalação, remoção, troca, auditoria, coleta de dados e localização de fraudes e furto de energia em inspeções. Este módulo será utilizado por funcionários devidamente credenciados e autorizados pela empresa de energia. Nesta possível realização, os seguintes componentes estão presentes:

[0186] Teclado (32) para entrada de dados pelo operador;

[0187] Unidade de processamento (33), que coordena todas as funções do Módulo de Interface Operativa;

[0188] Display (34) para apresentação de dados e informação;

[0189] Unidade de comunicação local (35);

[0190] Unidade de armazenamento de dados (36);

[0191] Unidade de comunicação de massa (37);

[0192] Unidade de aquisição de coordenadas geográficas por satélites (p.ex.: GPS – *Global Positioning System*) (38);

[0193] Unidade de comunicação externa (39).

[0194] A comunicação de massa é utilizada para carga e descarga de dados do Módulo de Interface Operativa. Dentre as diversas possibilidades de comunicação de massa merecem destaque: USB (Universal Serial Bus), Bluetooth, conexão segura por rede sem fio Wi-Fi ou conexão Ethernet à rede local, dentro das dependências de empresa de energia. É interessante que seja um canal de alta velocidade para agilizar a transferência dos dados armazenados, que, em função da arquitetura implementada, podem corresponder a numerosos Módulos de Medição e/ou Centrais de Comando.

[0195] Em uma possível realização da presente invenção, a empresa de energia pode disponibilizar opcionalmente para o cliente um Módulo de Display, com capacidade para várias funções:

[0196] Mostrar o consumo de energia atual, desde a última leitura, os últimos consumos mensais, a média de consumo, a demanda instantânea e outros parâmetros elétricos de interesse;

[0197] Mostrar avisos da empresa de energia que sejam de interesse do cliente, como avisos de corte, de falta de energia programada e outros;

[0198] Se houver um teclado disponível na unidade, o cliente pode estabelecer comunicação bidirecional simplificada, por exemplo, para aceitar ou contratar tarifas especiais ou solicitar serviços.

[0199] O Módulo de Display, em uma possível realização, representado em diagrama de blocos na Figura 7, é composto pelos seguintes componentes:

[0200] Unidade de processamento (40), que coordena todas as funções desse módulo;

[0201] Display (41) para apresentação dos dados e informações;

[0202] Teclado (42), que traria um aumento da funcionalidade do módulo;

[0203] Unidade de comunicação interna (43) para recebimento e possível transmissão de dados.

[0204] Para se obter o melhor desempenho do sistema seus componentes devem funcionar de modo integrado, segundo procedimentos operativos desenhados para aumentar sua segurança e eficácia. Descrevem-se a seguir, em uma possível

realização do presente sistema, os principais procedimentos necessários para seu funcionamento básico.

[0205] A Figura 8 ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o Procedimento de Leitura de Consumo de Energia dos clientes do circuito. O valor da leitura de consumo será utilizado pela empresa de energia para a emissão da fatura para o cliente.

[0206] Há duas situações a considerar, quando a Central de Comando tem comunicação direta com a Central de Processamento da empresa e quando não tem. Quando existe a comunicação, a Central de Processamento envia diretamente à Central de Comando o comando para efetuar a leitura dos consumos. Quando não existe a comunicação direta, a Central de Comando recebe um comando para transferência de dados de leitura diretamente de um Módulo de Interface Operativa através da unidade de comunicação local, ou através de qualquer Módulo de Medição, pela unidade de comunicação interna. Desta forma o leiturista pode efetuar a leitura de qualquer ponto do circuito secundário onde haja um Módulo de Medição acessível. Uma alternativa seria carregar na Central de Comando as programações de data e hora para as próximas leituras de consumo de energia, que ficariam disponíveis para transferência posterior.

[0207] Uma vez recebido o comando para efetuar a leitura de consumo, ocorrem as seguintes atividades, conforme apresentado no diagrama da Figura 8:

[0208] Para cada Módulo de Medição registrado na Central de Comando:

[0209] A Central de Comando envia um comando de leitura de consumo para o Módulo de Medição (46);

[0210] O Módulo de Medição lê o valor acumulado atual de consumo, anexa estampa de data e hora e armazena estes dados na sua unidade de armazenamento, para histórico (47);

[0211] Anexa seu número de identificação interno aos dados de leitura acima e os envia para a Central de Comando (48);

[0212] A Central de Comando recebe, valida os dados e os armazena na sua unidade de armazenamento (49).

[0213] Após a leitura de todos os Módulos de Medição registrados, a Central de Comando emite um aviso de dados de leitura disponíveis para a mesma unidade de comunicação que recebeu o comando de leitura de consumo (51).

[0214] Os dados de leitura de consumo ficam armazenados por tempo ou número de leituras determinado pela empresa de energia, garantindo a existência de um histórico local. O conjunto de dados fica disponível para ser transferido, obedecendo a um comando de envio. Este comando pode ser emitido da mesma forma que houve o comando de leitura, ou seja, direta e remotamente pela empresa de energia ou através das unidades de comunicação local ou de comunicação interna.

[0215] Para garantia da integridade das informações e minimização da incidência de fraudes, a utilização de técnicas de encriptação nas comunicações entre a Central de Comando e os Módulos de Medição, assim como entre a Central de Comando e a Central de Processamento ou o Módulo de Interface Operativa deve ser implementada.

[0216] A Figura 9 ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o Procedimento de Medição de Controle On-Line utilizado para monitoramento do circuito secundário e detecção de furtos e fraudes de energia. Este procedimento se aplica aos casos em que há comunicação direta entre a Central de Controle e a Central de Processamento da empresa.

[0217] O procedimento pode ser iniciado automaticamente, disparado por controle de tempo ou por comando direto. Dependendo da velocidade da comunicação interna, o procedimento pode ser repetido em intervalos de poucos minutos, sendo sua frequência determinada pela empresa de energia. O comando direto pode ser enviado pela Central de Processamento da empresa de energia ou por um operador utilizando o Módulo de Interface Operativa, por exemplo, em uma inspeção para a detecção de fraude ou furto de energia.

[0218] Após o comando de início do procedimento de leitura (53), é enviado um sinal de sincronismo (54) simultaneamente a todos os Módulos de Medição. Para garantir a eficácia do sistema de medição, é de fundamental importância que todas as leituras sejam realizadas em um mesmo instante de tempo para que os valores

medidos sejam confrontados com a medição feita pela Central de Comando no mesmo instante. Esta funcionalidade da presente invenção representa um avanço no estado da arte, pois as medições, comparação e comunicação com todos os medidores são sincronizadas e feitas em tempo real. Quando o sinal de sincronismo é transmitido passa-se a contar na Central de Comando um intervalo de tempo (57), como número de ciclos, por exemplo, que tem a vantagem de utilizar a própria onda de tensão como um preciso sinal de sincronismo de tempo. Da mesma forma, os Módulos de Medição contam o mesmo intervalo de tempo (55). Finda esta contagem, a Central de Comando realiza a medição (58), bem como os Módulos de Medição a fazem (56). A Central de Comando passa então a coordenar a transmissão dos valores medidos (59). Terminada esta transmissão a Central de Comando efetua a soma fasorial dos valores medidos nos Módulos de Medição (61). De posse do valor desta soma a unidade de processamento da Central de Comando efetua uma análise (62) com base nos valores medidos na saída do transformador (58), levando ainda em conta os valores estimados das perdas na rede, em função das correntes medidas, e nos valores de potência dos pontos de iluminação pública cadastrados. Esta análise apresenta, dentre outros, vários estados possíveis:

[0219] Sem fraude (63);

[0220] Fraude provável (64);

[0221] Fraude detectada (65);

[0222] Iluminação pública com lâmpada queimada;

[0223] Iluminação pública ligada em período diurno;

[0224] Falta de fase;

[0225] Falta de energia em parte da rede secundária.

[0226] Os itens de diagnóstico remoto de iluminação pública, falta de fase e falta de energia são novas funcionalidades possibilitadas pelo uso do presente sistema.

[0227] A análise da diferença entre as medições leva em consideração critérios técnicos da empresa de energia que estabelece uma percentagem máxima de diferença permitida para que seja considerada situação de fraude. Porém, esta percentagem pode ser alterada ao longo do tempo em função do autoaprendizado do sistema que, por representar o estado da arte, pode incluir critérios horossazonais

que possibilitam, inclusive, a detecção de queima e acendimento permanente de lâmpadas de iluminação pública. Ademais, pela robustez do sistema, falta de fase e de energia em parte da rede de distribuição secundária é passível de detecção. No que tange ao estado do sistema, a empresa fornecedora de energia elétrica será avisada (66), por uma advertência hierárquica. Nos casos de detecção de fraude, fraude provável, problemas na iluminação pública e outros, os detalhes do evento estarão inclusos no aviso, para que as medidas cabíveis sejam tomadas. Após a emissão do aviso do estado do sistema para a empresa distribuidora de energia elétrica este diagrama é encerrado (67).

[0228] Como os dados das últimas medições de controle ficam armazenados e disponíveis, a empresa de energia pode optar por transmitir todos os dados pertinentes para efetuar uma análise mais detalhada em sua Central de Processamento, onde há maior capacidade de processamento disponível e a possibilidade de confrontar dados com os sistemas corporativos, obtendo, assim, um diagnóstico mais preciso.

[0229] No caso de configuração Off-Line, onde a Central de Comando não tem comunicação direta com a Central de Processamento da empresa, o procedimento de Medição de Controle Off-Line é essencialmente igual ao anteriormente descrito. As diferenças ficam somente no início do processo, em que a empresa deve programar intervalos para a execução automática do procedimento, por exemplo, a cada 10 minutos, e os resultados ficam armazenados na Central de Comando, sendo descarregados para o Módulo de Interface Operativa sempre que houver uma conexão entre eles, tipicamente realizada mensalmente quando da realização do procedimento de leitura de consumo. Outra possibilidade, no caso de comunicação comutada, seria fazer a leitura das medições de controle diariamente – a empresa estabelece o contato com a Central de Comando e comanda o envio dos dados armazenados.

[0230] A Figura 10A ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o Procedimento de Instalação do Módulo de Medição On-Line no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da

presente invenção, quando a Central de Comando tem comunicação direta com a Central de Processamento da empresa de energia elétrica. As novas ligações que serão efetuadas por este procedimento podem ser feitas de forma programada, em que os dados das instalações a serem realizadas no dia são carregados previamente no Módulo de Interface Operativa ou podem ser feitas de modo eventual, quando a empresa envia os dados da nova instalação utilizando a unidade de comunicação externa do Módulo.

[0231] Com o objetivo de orientar e elevar o nível de segurança do procedimento de instalação, após o comando de início do procedimento de instalação (68) é solicitada a digitação (69) via teclado, ou mesmo a leitura ótica de código de barras ou similar dos seguintes dados:

[0232] Identificação do operador: que qualifica apenas um operador ou operadores de uma equipe de campo, como responsáveis legais do procedimento de instalação. Esta sistemática coíbe a realização de procedimentos ilícitos.

[0233] Número de série do Módulo de Medição: que identifica externamente o módulo a ser instalado.

[0234] Aliados aos identificadores acima elencados, o procedimento de instalação, em face da tecnologia atual, pode ainda utilizar, para maior segurança, o horário em que a instalação teve início e as coordenadas do local de instalação (70). Em seguida, estes dados são transmitidos ao Módulo de Medição que os consiste (71) e decide:

[0235] Se houver erro, simbolizado por “Q”, este será tratado no diagrama apresentado na Figura 10B.

[0236] Não havendo erro, aos dados consistidos no Módulo de Medição é acrescido o código interno do Módulo de Medição (72) e o conjunto de dados é enviado à Central de Comando.

[0237] Na Central de Comando, os dados recebidos são acrescidos de um código interno da Central de Comando (73). Este conjunto de dados é enviado pela comunicação externa à Central de Processamento da empresa fornecedora de energia elétrica que o consiste (74) e decide:

[0238] Se houver erro, simbolizado por “R” no diagrama, este será tratado no diagrama apresentado na Figura 10C.

[0239] Não havendo erro, os dados consistidos são utilizados como semente balizadora para o cálculo de um código de instalação (75) que caracterizará de maneira inequívoca o procedimento de instalação. Este código de instalação é enviado à Central de Comando.

[0240] A Central de Comando, ao receber o código de instalação faz sua validação e consistência (76) e decide:

[0241] Se houver erro, simbolizado por “S” no diagrama, este será tratado no diagrama apresentado na Figura 10D.

[0242] Não havendo erro, a Central de Comando envia um sinal de comando para a ativação do Módulo de Medição (77).

[0243] O Módulo de Medição, ao receber o sinal para ativação, inicializa a rotina de ativação (78) que pode apresentar dois resultados:

[0244] Se houver erro, simbolizado por “T” no diagrama, este será tratado no diagrama apresentado na Figura 10E.

[0245] Não havendo erro, o Módulo de Medição envia um sinal ao Módulo de Interface Operativa para finalizar o procedimento de instalação com sucesso. Paralelamente, um sinal é enviado à Central de Comando que cadastra o Módulo de Medição (79) e envia uma atualização de dados (80) à Central de Processamento da empresa fornecedora de energia elétrica.

[0246] Ao receber o sinal, o Módulo de Interface Operativa finaliza o procedimento de instalação e sinaliza a conclusão ao operador, encerrando este diagrama (81).

[0247] Durante a entrada de dados, a anexação de horário e coordenada geográfica pode servir à empresa de energia para consistir a autorização do funcionário específico no horário de instalação e distância máxima ao transformador de distribuição, por exemplo, 500 metros, uma vez que os circuitos secundários não são longos. O operador pode registrar a coordenada do poste de onde sai o ramal de ligação, para conciliação ou cadastro do poste nos bancos de dados de rede. Assim a

empresa pode consistir distâncias e também atualizar automaticamente o cadastro de rede com a ligação da nova instalação do cliente ao poste, após a instalação com sucesso do Módulo de Medição.

[0248] A Figura 10B ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição On-Line no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com a Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando o Módulo de Medição detecta erro ao consistir dados, que nas Figuras 10A e 10B está simbolizado por “Q” (Erro Q). Após o comando de início do procedimento de tratamento do erro (83), o Módulo de Medição controla o erro (84), contando-o:

[0249] Se o resultado da contagem for menor que um valor inteiro “m” um sinal é enviado ao Módulo de Interface Operativa solicitando repetição da digitação (85) que terá continuidade na simbologia “P” na Figura 10A. Para dificultar a quebra do sistema pelo uso de técnicas de força bruta, a cada nova solicitação de digitação a inércia temporal do sistema pode ser incrementada.

[0250] Quando a contagem de erro atinge o valor “m”, determinado pela empresa de energia, um sinal de bloqueio do Módulo de Medição é gerado (86) e, na seqüência, um sinal para finalização sem sucesso do procedimento de instalação (87) é enviado:

[0251] À Central de Comando que armazena a falha (88) e a comunica (89), telemetricamente, à Central de Processamento da empresa fornecedora de energia elétrica que armazena o histórico (90) e toma as providências cabíveis;

[0252] Ao Módulo de Interface Operativa que sinaliza o final do procedimento de instalação sem sucesso (91) e encerra este diagrama (92).

[0253] A Figura 10C ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de

Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando a Central de Processamento da empresa fornecedora de energia elétrica detecta erro ao consistir os dados, que nas Figuras 10A e 10C está simbolizado por “R” (Erro R). Após o comando de início do procedimento de tratamento do erro (93), a Central de Processamento da empresa controla a contagem de erros (94) de seguinte forma:

[0254] Se for um erro que pode ser cometido pelo operador que está efetuando a ligação e se o resultado da contagem for menor que um valor inteiro “k”, estabelecido pela empresa, um sinal solicitando nova digitação é enviado, telemetricamente, à Central de Comando. Na sequência, um sinal de solicitação de nova digitação (103) é enviado ao Módulo de Medição. Após o processamento, o Módulo de Medição envia um sinal de solicitação de nova digitação (104) ao Módulo de Interface Operativa que terá continuidade na simbologia “P” na Figura 10A. Para dificultar a quebra do sistema pelo uso de técnica de força bruta, a cada nova solicitação de digitação a inércia temporal do sistema pode ser incrementada.

[0255] Se não for um erro que pode ser cometido pelo operador que está efetuando a ligação:

[0256] Módulo de Interface Operativa inválido (100): módulo não reconhecido pela companhia ou sem autorização para a ligação. É enviado para a Central de Comando o sinal para finalizar sem sucesso a instalação, com a possibilidade de comandar o bloqueio do Módulo de Interface Operativa.

[0257] Central de Comando Inválida (101): o número interno de identificação da Central de Comando não está cadastrado na empresa. Neste caso, a empresa envia um sinal para o encerramento do procedimento de instalação sem sucesso (108);

[0258] Outros erros (102): outros erros de verificação internos também sinalizam para a Central de Comando a finalização do procedimento de instalação sem sucesso (108).

[0259] Se for um erro que pode ser cometido pelo operador e a contagem do erro atinge o valor “k”:

[0260] Operador Inválido (97): o código do operador não é reconhecido pela empresa ou o operador não está no seu horário de trabalho. É enviado para a Central de Comando um sinal para finalizar sem sucesso a instalação (106), com a possibilidade de comandar o bloqueio do Módulo de Interface Operativa (111).

[0261] Módulo de Medição Inválido (98): os códigos interno e externo (número serial) são válidos, mas a empresa não reconhece o Módulo de Medição em seus cadastros. Neste caso é enviado o sinal para finalização do procedimento de instalação (107), também com a possibilidade de comandar o bloqueio do Módulo de Medição (109).

[0262] Outros erros do Operador (99): por exemplo, tentar fazer a instalação de um cliente no transformador errado ou em uma coordenada considerada inválida para a ligação. Neste caso o procedimento de instalação é finalizado com a possibilidade de se bloquear novas tentativas desta instalação específica no Módulo de Interface Operativa.

[0263] A Figura 10D ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o procedimento de instalação do Módulo de Medição no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando a Central de Comando detecta erro ao consistir o código da instalação, que nas Figuras 10A e 10D está simbolizado por “S” (Erro S). Ao receber o código da instalação calculado e enviado pela Central de Processamento da empresa de energia, a Central de Comando verifica e valida o código. Caso o

código de instalação não esteja correto, a Central de Comando inicia o procedimento de erro (114) e comanda a finalização sem sucesso (115):

[0264] Armazena os dados da presente instalação do Módulo de Medição e os dados da falha (116);

[0265] Envia para o Módulo de Medição o sinal para finalizar a instalação sem sucesso (119). Este, por sua vez, comunica com o Módulo de Interface Operativa para também finalizar o procedimento sem sucesso (120) e mostrar este resultado ao operador;

[0266] Comunica o erro à Central de Processamento (117), para que a empresa possa finalizar o procedimento, armazenando a falha no histórico e tomando as providências cabíveis (118).

[0267] A Figura 10E ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o procedimento de instalação do Módulo de Medição no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando há erro no procedimento de ativação do Módulo de Medição, que nas Figuras 10A e 10E está simbolizado por “T” (Erro T). Após o comando de início do procedimento de tratamento do erro (122), o Módulo de Medição finaliza o procedimento de instalação sem sucesso (123) e repassa esta informação ao Módulo de Interface Operativa e à Central de Comando. O Módulo de Interface Operativa sinaliza o procedimento de instalação sem sucesso (126) e encerra esse diagrama (127). Ao receber a informação do Módulo de Medição, a Central de Comando finaliza o procedimento de instalação sem sucesso (124) e comunica telemetricamente à Central de Processamento da empresa que finaliza o procedimento de instalação sem sucesso (125).

[0268] A Figura 11A ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição Off-Line no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando a Central de Comando não se comunica diretamente com a Central de Processamento da empresa fornecedora de energia elétrica. As novas

ligações que serão efetuadas por este procedimento podem ser feitas de forma programada, em que os dados das instalações a serem realizadas no dia são carregados previamente no Módulo de Interface Operativa ou podem ser feitas de modo eventual, quando a empresa envia os dados da nova instalação utilizando a comunicação externa do Módulo de Interface Operativa.

[0269] Após o comando de início do procedimento de instalação (128) é solicitada a digitação (129), via teclado ou mesmo por leitura ótica em casos específicos, com o objetivo de orientar e elevar o nível de segurança do procedimento de instalação:

[0270] Identificação do operador: que qualifica apenas um operador como responsável legal do procedimento de instalação. A empresa também pode optar por qualificar os operadores de uma equipe de campo. Esta sistemática coíbe a realização de operações ilícitas de instalação dos Módulos de Medição.

[0271] Número de série do Módulo de Medição: que identifica externamente o módulo a ser instalado.

[0272] Aliados aos identificadores acima elencados, o procedimento de instalação, em face da tecnologia atual, pode ainda utilizar, para maior segurança, o horário em que a instalação teve início e as coordenadas do local de instalação (130). Caso a empresa possua cadastro detalhado da rede de distribuição, o operador pode também coletar a coordenada do poste de onde provem o ramal de ligação, possibilitando posteriormente a atualização automática dos bancos de dados da rede. Em seguida, estes dados são transmitidos ao Módulo de Medição que os consiste (131) e decide:

[0273] Se houver erro, simbolizado por “V”, este será tratado no diagrama apresentado na Figura 11B.

[0274] Não havendo erro, aos dados consistidos no Módulo de Medição é anexado o código interno do Módulo de Medição (132) e o resultado é enviado à Central de Comando.

[0275] Na Central de Comando, o código recebido é acrescido de um código interno da própria Central de Comando (133). Na sequência, a Central de Comando consiste (134) este conjunto de dados, os armazena (135) e decide:

[0276] Se houver erro, simbolizado por “W”, este será tratado no diagrama apresentado na Figura 11B.

[0277] Não havendo erro, a Central de Comando envia um sinal de comando para a ativação do Módulo de Medição (136).

[0278] O Módulo de Medição, ao receber o sinal para ativação, inicializa a rotina de a ativação (137) que pode apresentar dois resultados:

[0279] Se houver erro, simbolizado por “X”, este será tratado no diagrama apresentado na Figura 11D.

[0280] Não havendo erro, o Módulo de Medição envia um sinal ao Módulo de Interface Operativa para finalizar o procedimento de instalação com sucesso (139). Paralelamente, um sinal é enviado à Central de Comando que cadastra o Módulo de Medição (138).

[0281] Ao receber o sinal, o Módulo de Interface Operativa finaliza o procedimento de instalação (139), encerrando este diagrama (140).

[0282] Nesse procedimento, em que não há comunicação direta entre a Central de Comando e a Central de Processamento da empresa de energia, todo o histórico é acumulado na Central de Comando. Este cadastro, dentro de uma determinada periodicidade é transferido, por meios telemétricos, ao Módulo de Interface Operativa conforme ilustrado em (5) na Figura 1. Tipicamente a transferência é feita juntamente com os procedimentos de leitura de consumo, efetuados mensalmente. Posteriormente, os dados acumulados no Módulo de Interface Operativa são lidos, consistidos e armazenados na Central de Processamento da empresa. Caso seja detectada qualquer anormalidade, como fraudes ou furtos de energia ou inconsistências nos procedimentos registrados no histórico, como os erros descritos a seguir e representados nas Figuras 11B, 11C e 11D, a empresa pode tomar medidas adequadas e enviar técnicos para vistoria do circuito.

[0283] A Figura 11B ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o Procedimento de Instalação do Módulo de Medição Off-Line no

“Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando o Módulo de Medição detecta erro ao consistir dados, que nas Figuras 11A e 11B está simbolizado por “V” (Erro V). Após o comando de início do procedimento de tratamento do erro (141), o Módulo de Medição controla a contagem de erros (142):

[0284] Se o resultado da contagem for menor que um valor inteiro “m” um sinal é enviado ao Módulo de Interface Operativa solicitando repetição da digitação (143) que terá continuidade na simbologia “U” na Figura 11A. Para dificultar a quebra do sistema pelo uso técnicas de força bruta, a cada nova solicitação de digitação a inércia temporal do sistema pode ser incrementada.

[0285] Quando a contagem de erro atinge o valor “m” um sinal de bloqueio do Módulo de Medição é gerado (144) e, na seqüência, um sinal de falha no procedimento de instalação (145) é enviado:

[0286] À Central de Comando que armazena a falha (146);

[0287] Ao Módulo de Interface Operativa que sinaliza o final do procedimento de instalação sem sucesso (147) e encerra este diagrama (148).

[0288] A Figura 11C ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição Off-Line no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando a Central de Comando detecta erro ao consistir dados, que nas Figuras 11A e 11C está simbolizado por “W” (Erro W). Após o comando de início do procedimento de tratamento do erro (149), a Central de Processamento da empresa controla a contagem do erro (150):

[0289] Se for um erro que pode ser cometido pelo operador que está efetuando a ligação e se o resultado da contagem for menor que um valor inteiro “k”, estabelecido pela empresa, um sinal solicitando nova digitação é enviado ao Módulo de Medição (159), que por sua vez,

reenvia o sinal ao Módulo de Interface Operativa (160), prosseguindo na simbologia “U” na Figura 11A. Para dificultar a quebra do sistema pelo uso de técnicas de força bruta, a cada nova solicitação de digitação a inércia temporal do sistema pode ser incrementada.

[0290] Se não for um erro que pode ser cometido pelo operador que está efetuando a ligação:

[0291] Módulo de Interface Operativa inválido (156): módulo não reconhecido pela companhia. É enviado para a Central de Comando o sinal para finalizar sem sucesso a instalação, com a possibilidade de comandar o bloqueio do Módulo de Interface Operativa.

[0292] Central de Comando Inválida (157): o número interno de identificação da Central de Comando não é um número válido para a empresa. Neste caso, a Central de Comando envia um sinal para o encerramento do procedimento de instalação sem sucesso (164);

[0293] Outros erros (158): outros erros de verificação internos também sinalizam a finalização do procedimento de instalação sem sucesso (164).

[0294] Se for um erro que pode ser cometido pelo operador e a contagem do erro atinge o valor “k” :

[0295] Operador Inválido (153): o código do operador não é reconhecido pela empresa ou não é um horário válido de trabalho. É enviado para o Módulo de Medição o sinal para finalizar sem sucesso a instalação (162), com a possibilidade de comandar o bloqueio do Módulo de Interface Operativa (167);

[0296] Módulo de Medição Inválido (154): o código interno ou externo (número serial) não é um código válido para a empresa. Neste caso é enviado o sinal para finalização do

procedimento de instalação (163), também com a possibilidade de comandar o bloqueio do Módulo de Medição (165);

[0297] Outros erros do Operador (155): por exemplo, tentar fazer a instalação de um cliente no transformador errado ou em uma coordenada considerada inválida para a ligação. Neste caso o procedimento de instalação é finalizado (164), (166) e (168) com a possibilidade de se bloquear novas tentativas desta instalação específica no Módulo de Interface Operativa.

[0298] A Figura 11D ilustra, em uma possível realização da presente invenção, um diagrama para o procedimento de Instalação do Módulo de Medição Off-Line no “Sistema e Processo de Controle, Medição e Monitoramento da Rede Secundária de Distribuição com Detecção de Fraudes e Furtos de Energia Elétrica”, objeto da presente invenção, quando há erro no procedimento de ativação do Módulo de Medição que nas Figuras 11A e 11D está simbolizado por “X” (Erro X). Após o comando de início do procedimento de tratamento do erro (170), o Módulo de Medição finaliza o procedimento de instalação sem sucesso (171) e repassa esta informação ao Módulo de Interface Operativa e à Central de Comando. O Módulo de Interface Operativa sinaliza o procedimento de instalação sem sucesso (173) e encerra esse diagrama (174). Ao receber a informação do Módulo de Medição, a Central de Comando finaliza o procedimento de instalação sem sucesso (172).

[0299] Para se efetuar o procedimento de Retirada do Módulo de Medição, por exemplo, quando há a desativação de uma unidade consumidora numa demolição, o procedimento é bastante linear:

[0300] O Módulo de Interface Operativa é carregado com os dados de endereço, identificação do Módulo de Medição, identificação da Central de Comando e dados do operador ou equipe autorizada;

[0301] Junto ao Módulo de Medição, o Módulo de Interface Operativa estabelece comunicação com o Módulo de Medição e com a Central de Comando, iniciando o processo;

- [0302]** O Módulo de Medição transfere os dados relevantes para a Central de Comando e para o Módulo de Interface Operativa;
- [0303]** A Central de Comando executa sua rotina interna para retirada do Módulo de Medição e, se houver comunicação direta com a Central de Processamento da empresa, comunica a operação;
- [0304]** O Módulo de Medição comunica o sucesso da operação ao Módulo de Interface Operativa e se autodesliga.
- [0305]** O procedimento de Substituição do Módulo de Medição é executado como a operação em seqüência dos procedimentos de retirada seguida pelo procedimento de instalação.
- [0306]** Para o descarte do Módulo de Medição, por exemplo, por falha interna, a empresa deve fazer o registro do descarte em seus bancos de dados.
- [0307]** O Procedimento para Corte e Religação do fornecimento de energia elétrica para as unidades consumidoras clientes é ilustrado pelo diagrama da Figura 12. Estes procedimentos são usualmente empregados nos casos de débito do cliente com a empresa de energia, de acordo com a legislação vigente. Quando há débito de pagamento das faturas de energia e após o cliente ter sido avisado pelo prazo e número de vezes determinado em lei, a empresa de energia pode efetuar o corte do fornecimento de energia à unidade consumidora. Da mesma forma, após o cliente ter saldado o débito, a empresa efetua a religação da unidade consumidora.
- [0308]** Os avisos de débito e de corte podem ser previamente enviados diretamente ao cliente através do Módulo de Display do cliente, simplificando o processo de avisos. Da mesma forma, após a religação, a empresa de energia pode enviar um aviso com informações como horário de efetuação da religação.
- [0309]** Os procedimentos de corte e religação são similares:
- [0310]** A Central de Processamento da empresa envia o comando de Corte/Religação para a Central de Comando onde está registrada unidade consumidora envolvida (quando há comunicação direta com a empresa);
- [0311]** A Central de Comando envia o comando de corte/religação ao Módulo de Medição envolvido (176);

[0312] O Módulo de Medição efetua eletronicamente o desligamento/ligação da unidade de comutação (177);

[0313] Para confirmar a operação, o Módulo de Medição efetua medições de corrente e tensão e registra o evento no histórico em sua unidade de armazenamento (178);

[0314] Se as medições detectarem erro no procedimento, é enviada uma sinalização de erro (179) para a Central de Comando;

[0315] Se o procedimento foi executado com sucesso, o Módulo de Medição envia a confirmação de execução à Central de Comando (180);

[0316] A Central de Comando armazena os dados do Corte/Religação na sua unidade de armazenamento (181);

[0317] Envia a confirmação de execução e resultado do procedimento para a Central de Processamento (quando há comunicação direta com a empresa) (182).

[0318] Nos casos em que não houver comunicação direta entre a Central de Processamento e a Central de Comando, um Módulo de Interface Operativa deve ser carregado com os dados dos Cortes/Religações e levado até a Central de Comando por funcionário autorizado para que se efetue a transmissão dos comandos pela interface de comunicação local.

[0319] Assim como nos outros casos em que não há comunicação direta com a Central de Processamento pode-se utilizar qualquer Módulo de Medição para envio de comandos para a Central de Comando.

[0320] As comunicações de comandos e confirmações devem ser encriptadas e ter validação por tempo (“time out”) e outros, com os tratamentos de erro adequados, para uma melhor confiabilidade do sistema.

[0321] O procedimento a ser utilizado para Manutenção da Rede Secundária, representado na Figura 13, se aplica aos casos de manutenção por equipe de linha viva em que o circuito secundário permanece energizado durante o serviço. Este procedimento é necessário, pois pode haver falha na comunicação com os Módulos de Medição durante o serviço, por desligamento parcial do circuito feito pela equipe. Numa possível realização, esse procedimento pode obedecer à seguinte seqüência:

[0322] A empresa de energia envia o aviso e os dados do serviço de manutenção, simultaneamente à equipe de manutenção e ao Módulo de Interface Operativa de posse da equipe;

[0323] O operador se identifica (185) e usa o Módulo de Interface Operativa para colocar a Central de Comando em modo de manutenção de rede (187). A comunicação pode ser feita diretamente à Central de Comando ou através de qualquer Módulo de Medição do circuito secundário. Em modo de manutenção de rede (188), a Central de Comando continua operando e comunicando, mas não efetua comandos de comunicação com os Módulos de Medição, como leituras de consumo de energia e medições de controle;

[0324] Cada serviço tem um tempo máximo de autorização (191) e um operador responsável, autorizado e autenticado para sua execução;

[0325] Após o tempo de autorização a Central de Comando volta à operação normal (192);

[0326] A equipe pode comandar uma extensão do tempo previsto para manutenção (189) ou comunicar o término do serviço antes do tempo autorizado (193), sempre através de uma matrícula de operador autorizado para o serviço em execução, através do Módulo de Interface Operativa;

[0327] A Central de Comando armazena o histórico do serviço de manutenção (195).

[0328] Nos casos em que há comunicação direta com a empresa de energia, todos os comandos de manutenção recebidos pela Central de Comando são enviados para a Central de Processamento (196). Quando não há comunicação os dados armazenados dos serviços são transmitidos para o Módulo de Interface Operativa quando houver uma conexão autorizada durante qualquer procedimento operativo no circuito.

[0329] O procedimento de Instalação da Central de Comando é ilustrado na Figura 14 e considera que não existem ainda Módulos de Medição instalados no circuito secundário do transformador:

[0330] A Central de Processamento da empresa envia ou carrega no Módulo de Interface Operativa os dados do transformador e as coordenadas de instalação, endereço e operador autorizado;

[0331] Após instalação e estando a Central de Comando energizada, os dados de instalação no Módulo de Interface Operativa são transferidos para a Central de Comando (199), juntamente com as coordenadas e horário da instalação (200);

[0332] Os dados são consistidos localmente (202);

[0333] Se houver comunicação direta com a Central de Processamento, os dados de instalação são enviados para a empresa que novamente os consiste e valida (204);

[0334] A Central de Processamento calcula e envia um código de validação da instalação (206) para a Central de Comando que consiste este código (207) e inicia sua operação normal (209), sinalizando o sucesso do procedimento ao Módulo de Interface Operativa (211) e à Central de Processamento (210);

[0335] Se não houver comunicação direta, os dados de instalação são armazenados no Módulo de Interface Operativa para verificação e atualização posterior dos bancos de dados corporativos.

[0336] Os casos de erro nas decisões (203), (205) e (208) são tratados de forma similar aos procedimentos anteriores e se resumem a solicitar novamente a identificação do operador e invalidar todo o procedimento de instalação.

[0337] Uma possível implementação do procedimento de Retirada da Central de Comando, no caso do equipamento estar em funcionamento regular, pode ser descrita pelos seguintes passos:

[0338] A Central de Processamento da empresa envia ou carrega no Módulo de Interface Operativa os dados para a retirada da Central de Comando, como número do transformador e coordenada de instalação, endereço, operador autorizado;

[0339] O Módulo de Interface Operativa faz comunicação local com a Central de Comando e ambos validam a operação de retirada;

[0340] A Central de Comando descarrega todos os dados armazenados para o Módulo de Interface Operativa. Opcionalmente, pode simultaneamente e se houver comunicação direta com a Central de Processamento, validar a operação e também enviar seus dados armazenados;

[0341] A Central de Comando comunica em difusão (broadcast) o desligamento para os Módulos de Medição;

[0342] A Central de Comando encerra suas funções.

[0343] Nesse ponto, a Central de Comando pode ser eletricamente desligada e retirada da rede.

[0344] Nos casos em que a Central de Comando não estiver funcionando, a retirada é feita sem controle de dados, mas o procedimento deve ser administrativamente conciliado, indicando a retirada nos sistemas corporativos, pois a Central de Processamento continuaria acusando a falta de comunicação com a Central de Comando. O equipamento com defeito deve ser encaminhado para laboratório para que os dados armazenados, se existirem, possam ser recuperados e incorporados aos bancos de dados corporativos.

[0345] O procedimento de Substituição da Central de Comando tem duas possibilidades, dependendo de o equipamento estar ou não em funcionamento regular. O caso de substituição em funcionamento pode, por exemplo, ser devido à troca por um equipamento mais moderno ou com mais funcionalidades.

[0346] Nesse caso normalmente haverá Módulos de Medição instalados e funcionando no circuito secundário.

[0347] A primeira fase da substituição é como no procedimento de retirada da Central de Comando, exceto pelo acréscimo de um novo passo no caso da Central estar funcionando, de consistência dos dados de todos os Módulos de Medição instalados no circuito, feito no Módulo de Interface Operativa e/ou na Central de Processamento.

[0348] Após a instalação da nova Central de Comando, todos os dados da instalação presentes no Módulo de Interface Operativa são transferidos novamente para ela. É feita uma varredura em todos os Módulos de Medição, recuperando as

informações armazenadas em cada um deles e gerando um relatório de instalação que é transmitido para o Módulo de Interface Operativa e para a Central de Processamento.

[0349] Nos casos de falta de energia na rede secundária de distribuição, quando houver o restabelecimento, a Central de Comando efetua uma verificação em seus circuitos num auto-teste e a seguir em cada um dos Módulos de Medição cadastrados. Se a verificação for bem sucedida, reinicia sua operação normal.

[0350] No caso de comunicação direta com a Central de Processamento, uma possibilidade para aumentar a funcionalidade do sistema é o uso de bateria na Central de Comando, permitindo a continuidade da comunicação com a empresa nos casos de falta de energia e, assim uma redução no tempo de conhecimento dos problemas na rede e no tempo total de reparo, melhorando a qualidade dos serviços prestados e aumentando a confiabilidade do sistema de energia.

[0351] Assim, uma triagem de defeitos na rede pode ser implementada, pois todos os transformadores afetados por falta de energia são detectados, permitindo uma análise da rede com indicação muito mais precisa do equipamento operado na rede primária. Para isso, os transformadores pertencentes a um mesmo ramal de rede primária que estejam sem energia são agrupados seguindo-se o traçado da rede primária até o primeiro equipamento de proteção a montante e assim sucessivamente.

REIVINDICAÇÕES

1. PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, caracterizado por compreender a detecção de fraudes e furtos de energia e o monitoramento de iluminação pública no circuito secundário das redes de distribuição de energia elétrica através da comparação ou da diferença fasorial entre:

- a. O valor fasorial de medições efetuadas na Central de Comando (2), de grandezas elétricas de corrente, tensão e ângulo, ou suas dependentes como potência e energia; e
- b. A soma dos valores fasoriais de medições efetuadas em todos os Módulos de Medição (11) do circuito secundário, de grandezas elétricas de corrente, tensão e ângulo, ou suas dependentes como potência e energia, soma esta acrescida dos valores fasoriais de corrente ou potência considerados para as cargas de iluminação pública e perdas elétricas no circuito,

sendo que as medições efetuadas na Central de Comando (2) e nos Módulos de Medição (11) são feitas simultaneamente.

2. PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender o uso de medições simultâneas na Central de Comando (2) e nos Módulos de Medição (11) utilizando a onda de tensão como referência.

3. PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por compreender o uso de medições simultâneas na Central de Comando (2) e nos Módulos de Medição (11) utilizando número de ciclos da onda de tensão como referência.

4. PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por compreender o uso de medições simultâneas na Central de

Comando (2) e nos Módulos de Medição (11) utilizando “cruzamento por zero” (*zero-crossing*) da onda de tensão como referência.

5. PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado por** compreender o uso de medições simultâneas na Central de Comando (2) e nos Módulos de Medição (11) utilizando contagem direta de tempo sincronizada a partir de um sinal ou comando específico emitido pela Central de Comando (2) ou por módulo local ou remoto.

6. SISTEMA DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, conforme o processo definido em uma das reivindicações de 1 a 5, **caracterizado por** compreender:

- a) Uma Central de Comando (2) com funções de supervisão, medição e controle, alocada junto ao barramento secundário (17) do transformador de distribuição (1), que estabelece comunicação com os Módulos de Medição (11) e demais dispositivos do sistema;
- b) Módulos de Medição (11) instalados na entrada de energia de cada instalação cliente (14), que efetuam as medições dos parâmetros elétricos da carga (13) e estabelecem comunicação com a Central de Comando (2), Módulo de Display (12) e Módulo de Interface Operativa (15); e
- c) Módulo de Interface Operativa (15), utilizado para informar, verificar e garantir a validade e legitimidade dos procedimentos de instalação, retirada, substituição e leitura *off-line* de dispositivos do presente sistema.

7. SISTEMA DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado pelos** Módulos de Medição (11) e pela Central de Comando (2) efetuarem medições de controle, sendo todas feitas em um mesmo instante de tempo sincronizado a partir de um sinal ou comando específico emitido pela Central de Comando (2) ou por módulo local ou remoto.

8. SISTEMA DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E

FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado por** compreender o Módulo de Interface Operativa (15), sendo este módulo:

- a) dotado de dispositivos de entrada e saída de dados para permitir a conciliação de dados entre o Módulo de Medição (11), a Central de Comando (2) e a Central de Processamento da Empresa (16);
- b) utilizado como dispositivo de interface para as atividades de instalação, retirada, substituição e leitura *off-line* de dispositivos;
- c) utilizado para reforçar os procedimentos de segurança do presente sistema.

9. SISTEMA DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado por** compreender o uso do Módulo de Interface Operativa (15) como meio de comunicação do operador para informar, verificar e garantir a validade e legitimidade dos procedimentos de instalação, retirada, substituição e leitura *off-line* de dispositivos do presente sistema.

10. SISTEMA DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado por** compreender um ou mais Dispositivos de Comutação de Carga (19) alocados junto à Central de Comando (2) ou outros pontos do circuito secundário, que permitem operação de abertura sem carga ou em baixa carga, possibilitando o seccionamento do circuito secundário (9) após o desligamento dos comutadores de carga (26) dos Módulos de Medição (11) que são alimentados pelos ditos Dispositivos de Comutação de Carga (19).

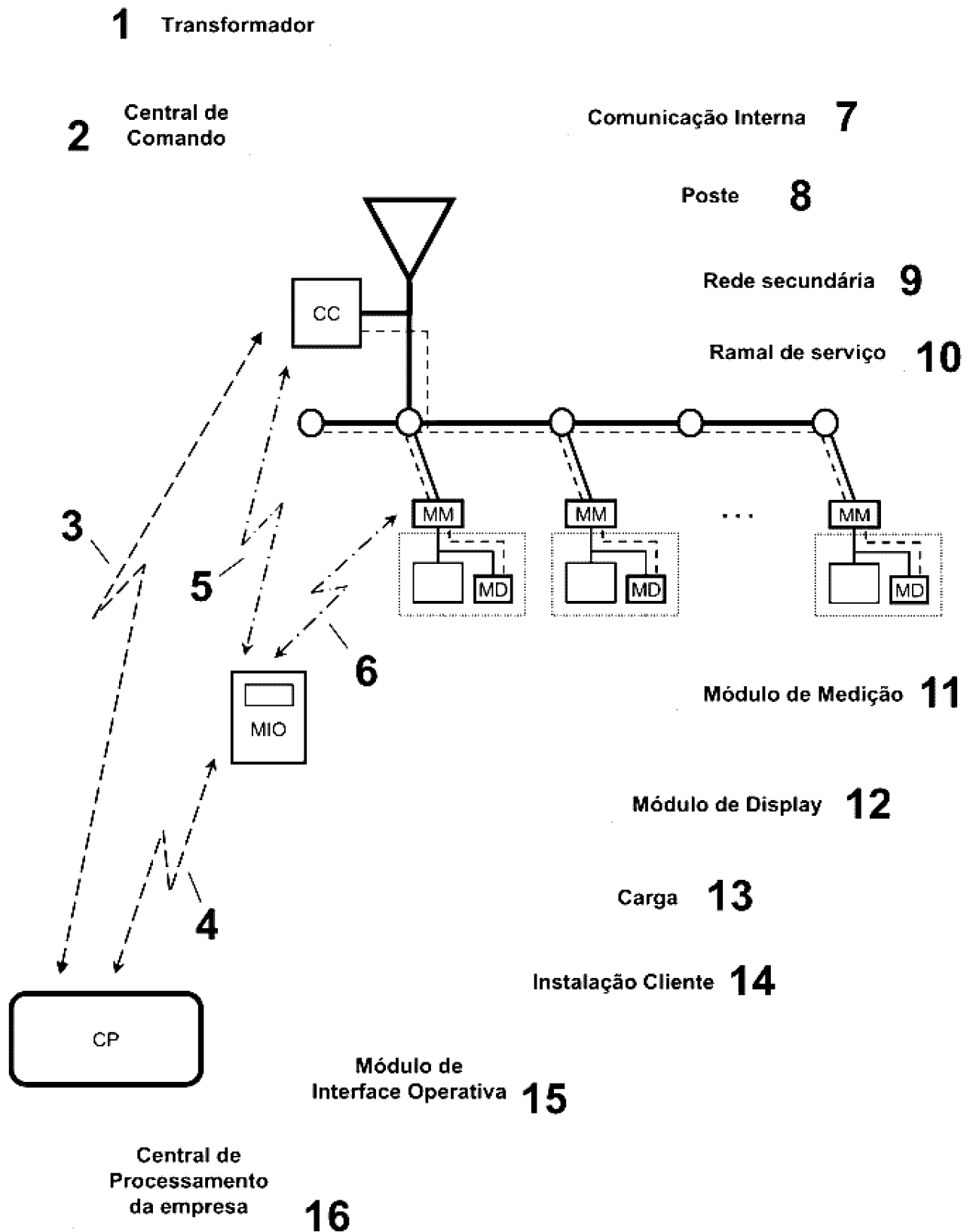


FIG. 1

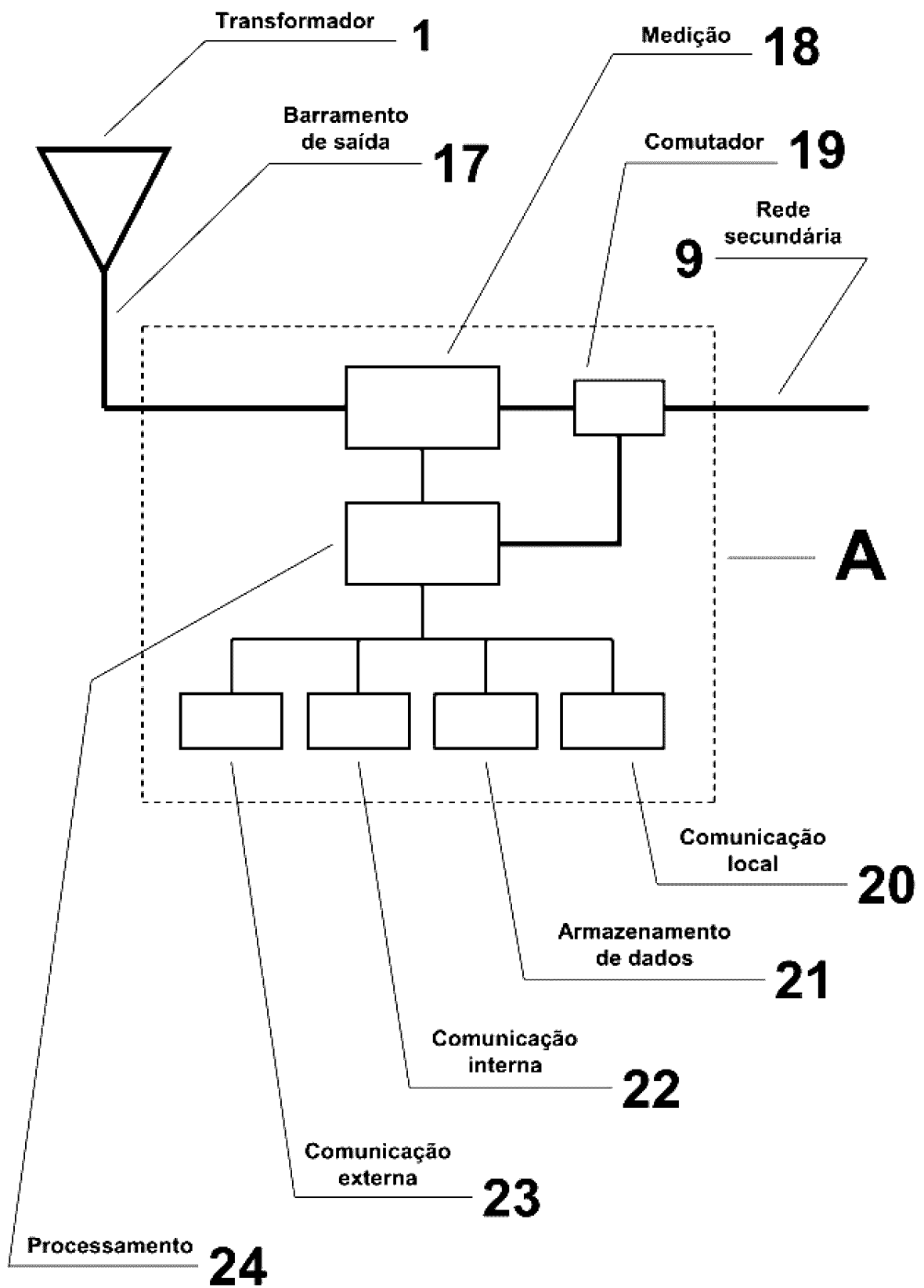
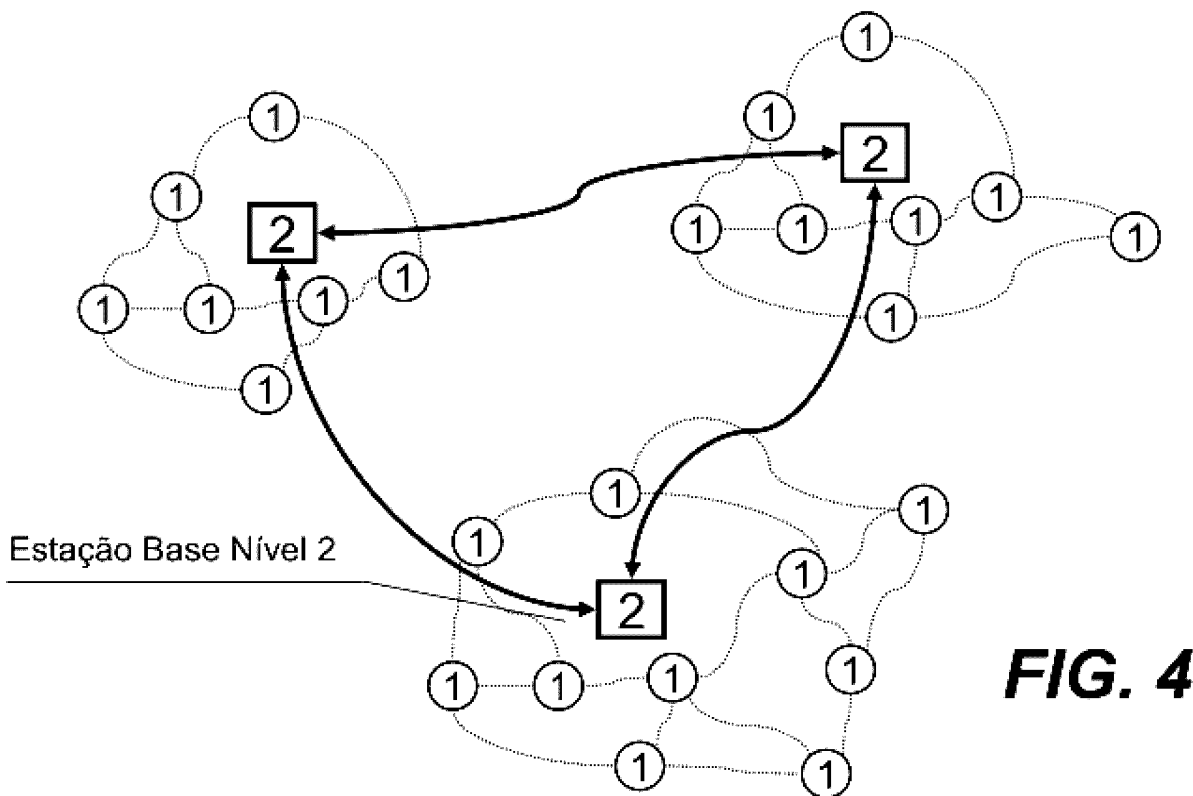
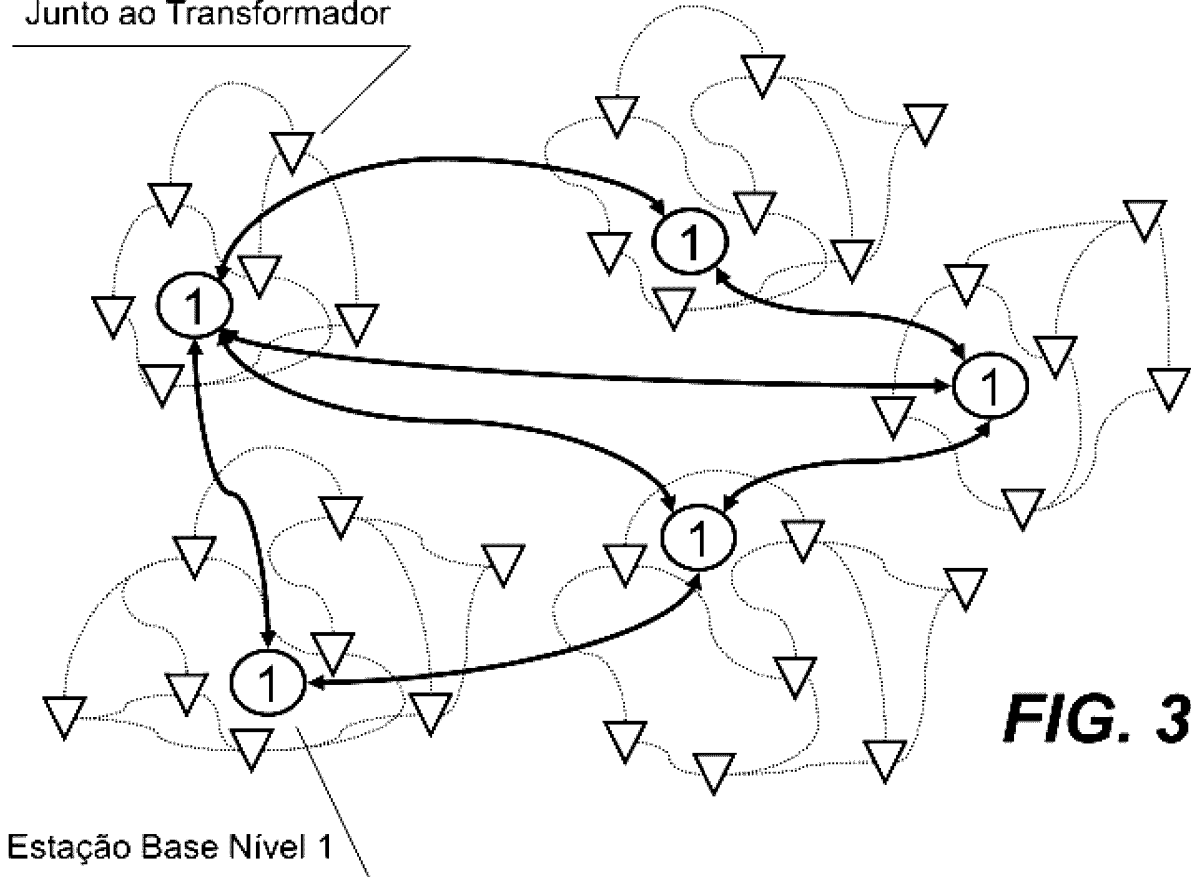


FIG. 2

Central de Comando
Junto ao Transformador



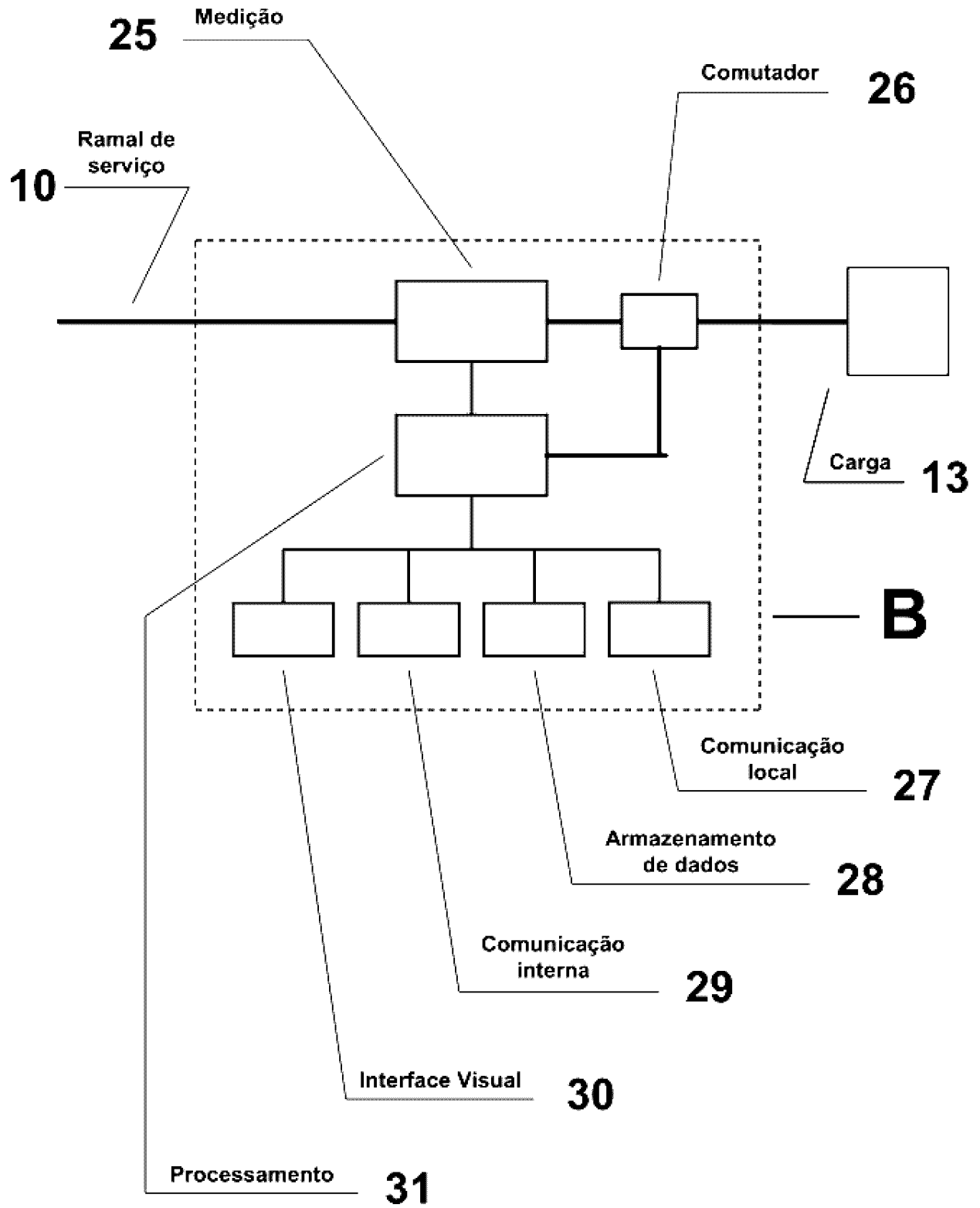


FIG. 5

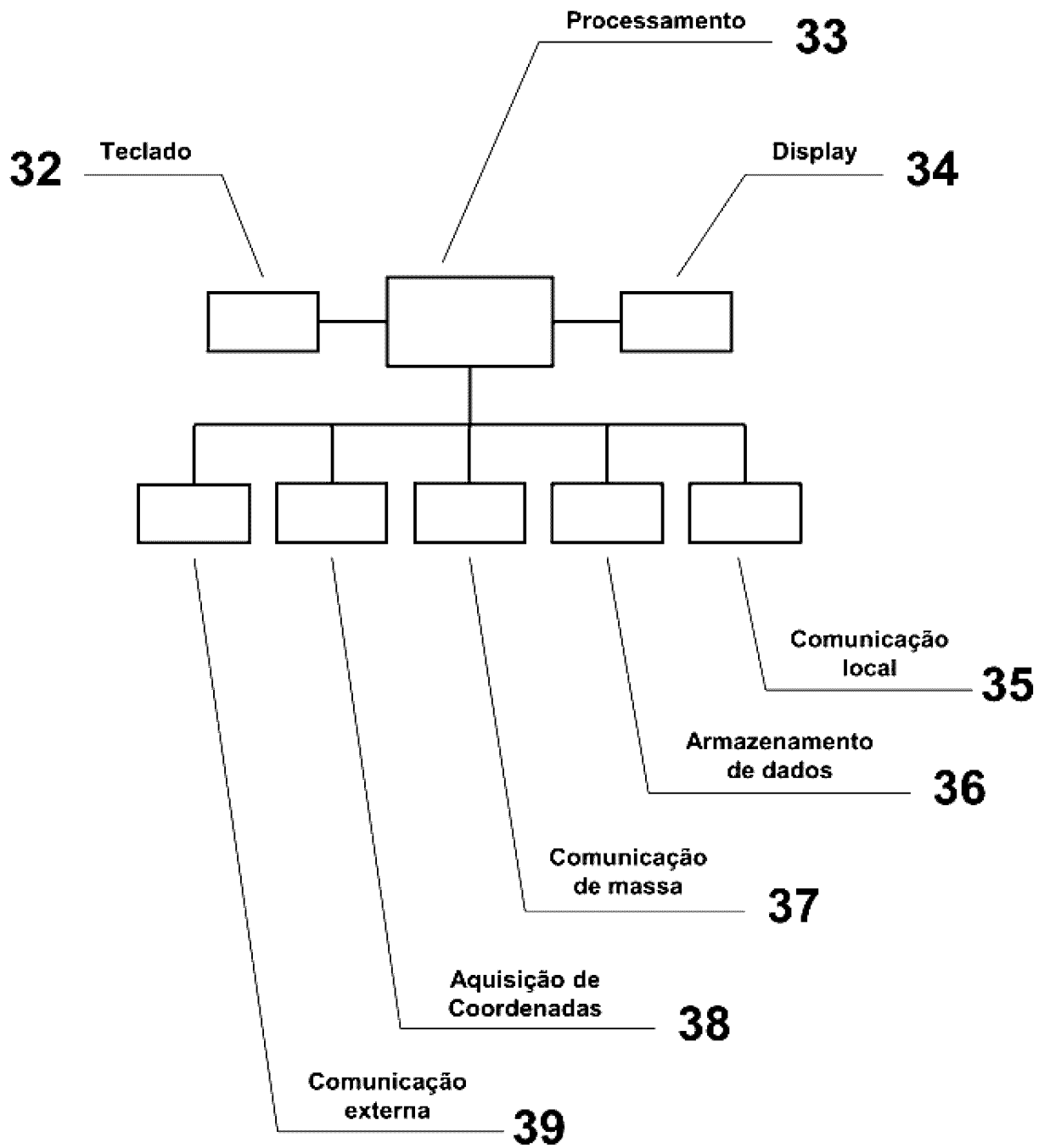


FIG. 6

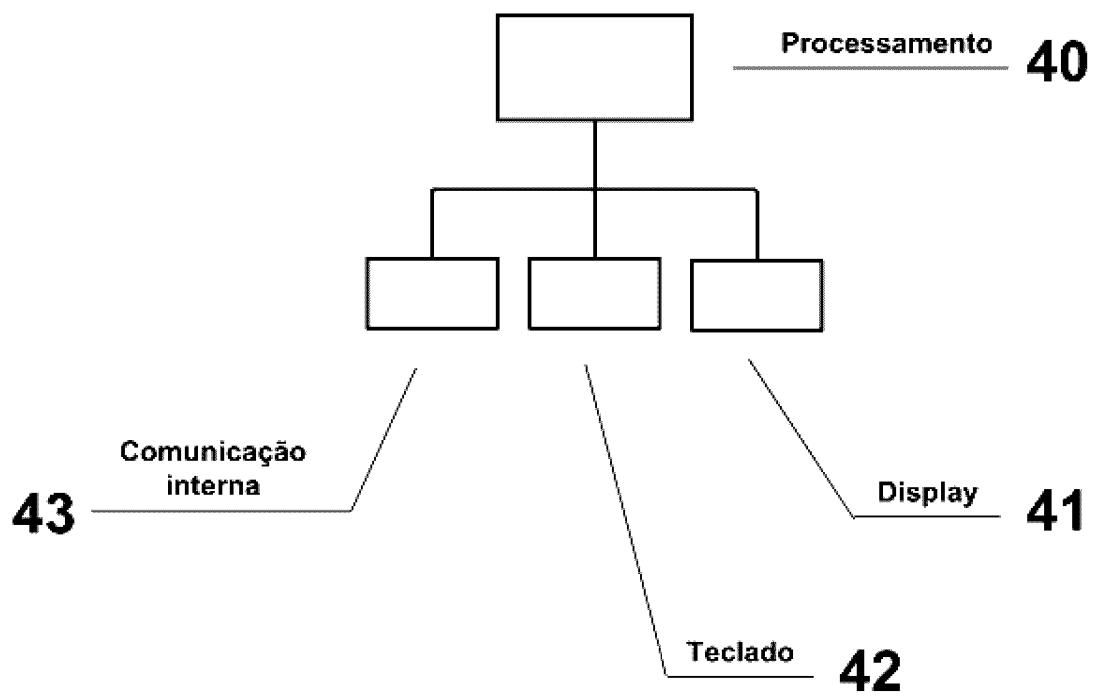


FIG. 7

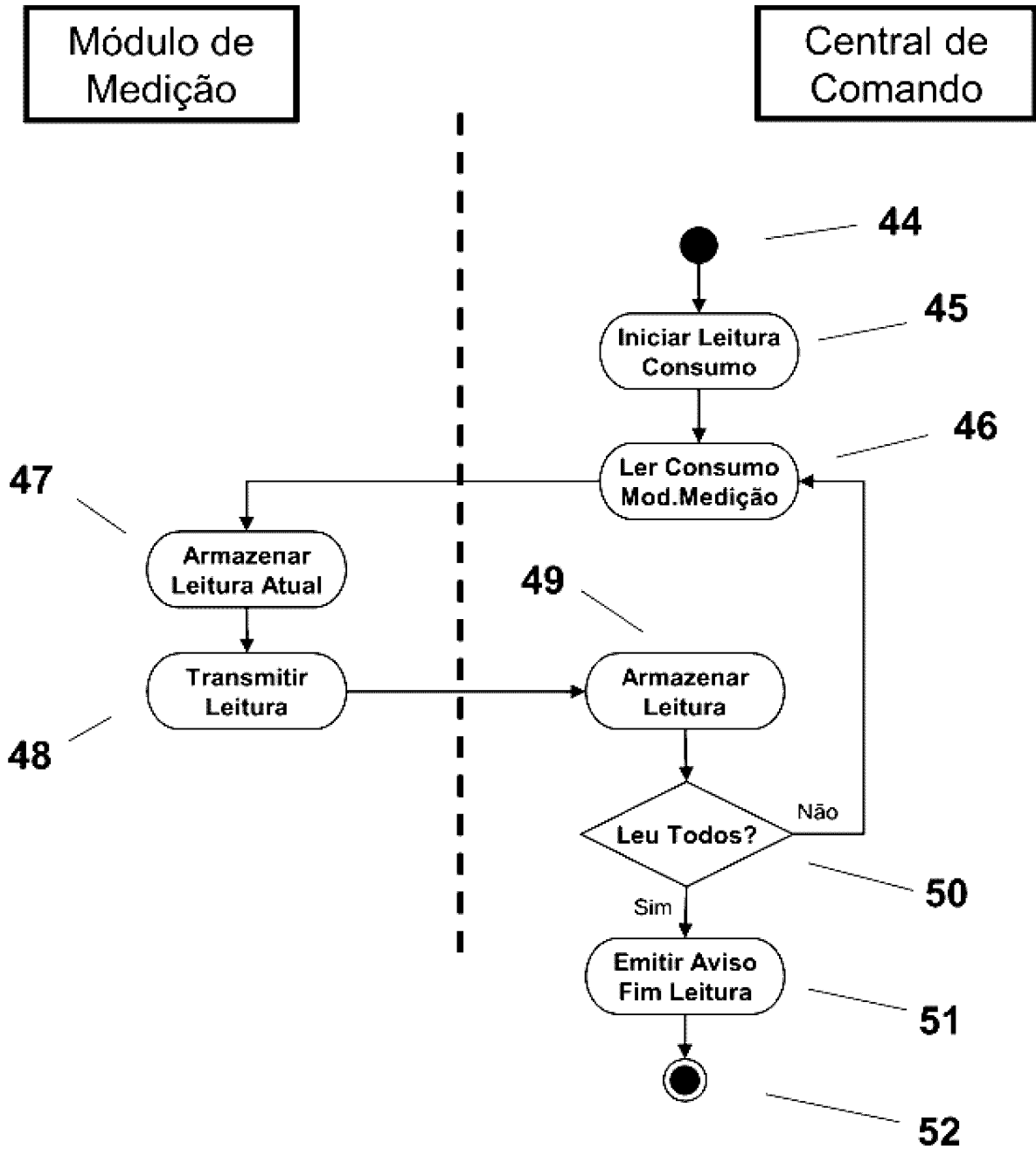


FIG. 8

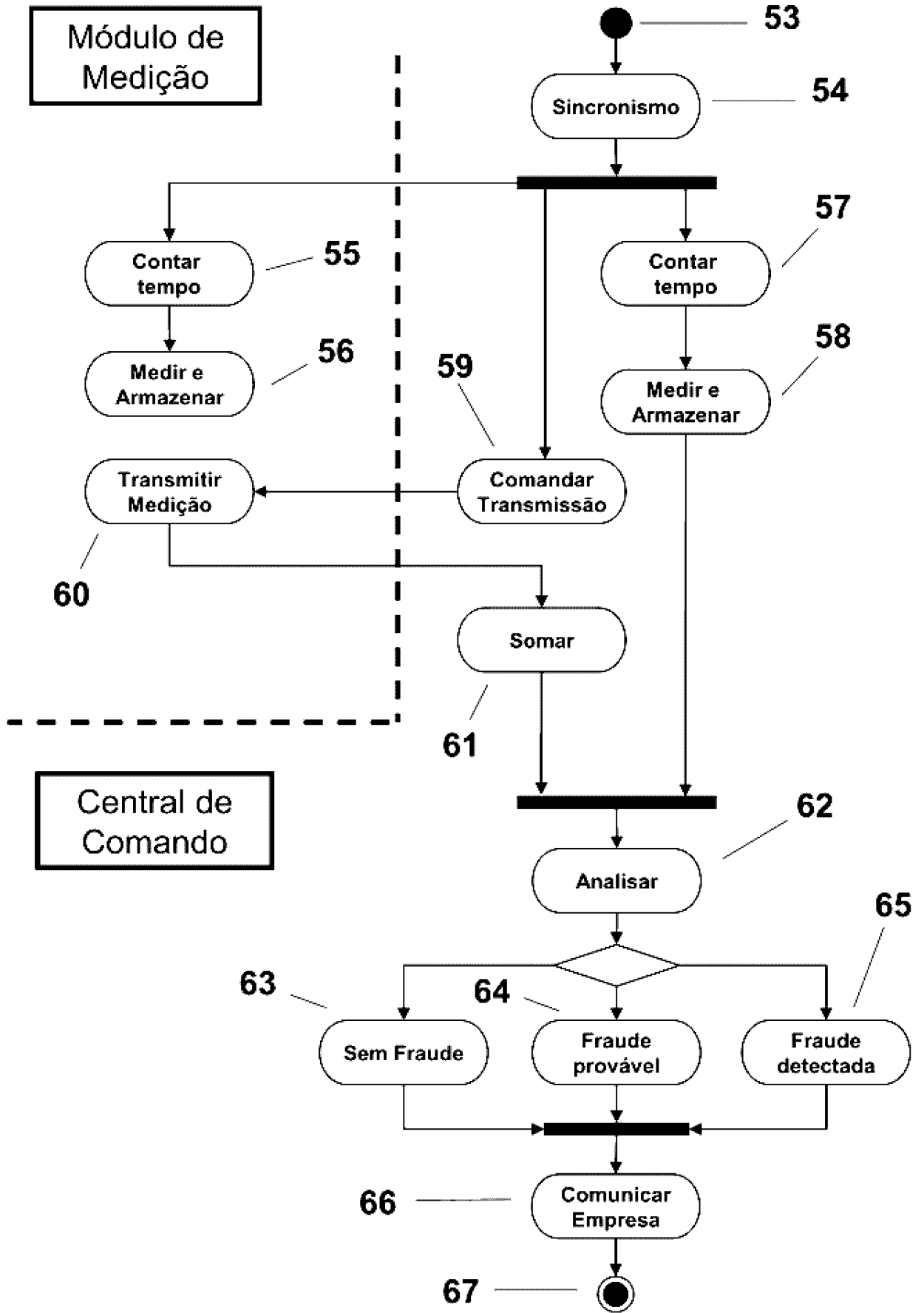


FIG. 9

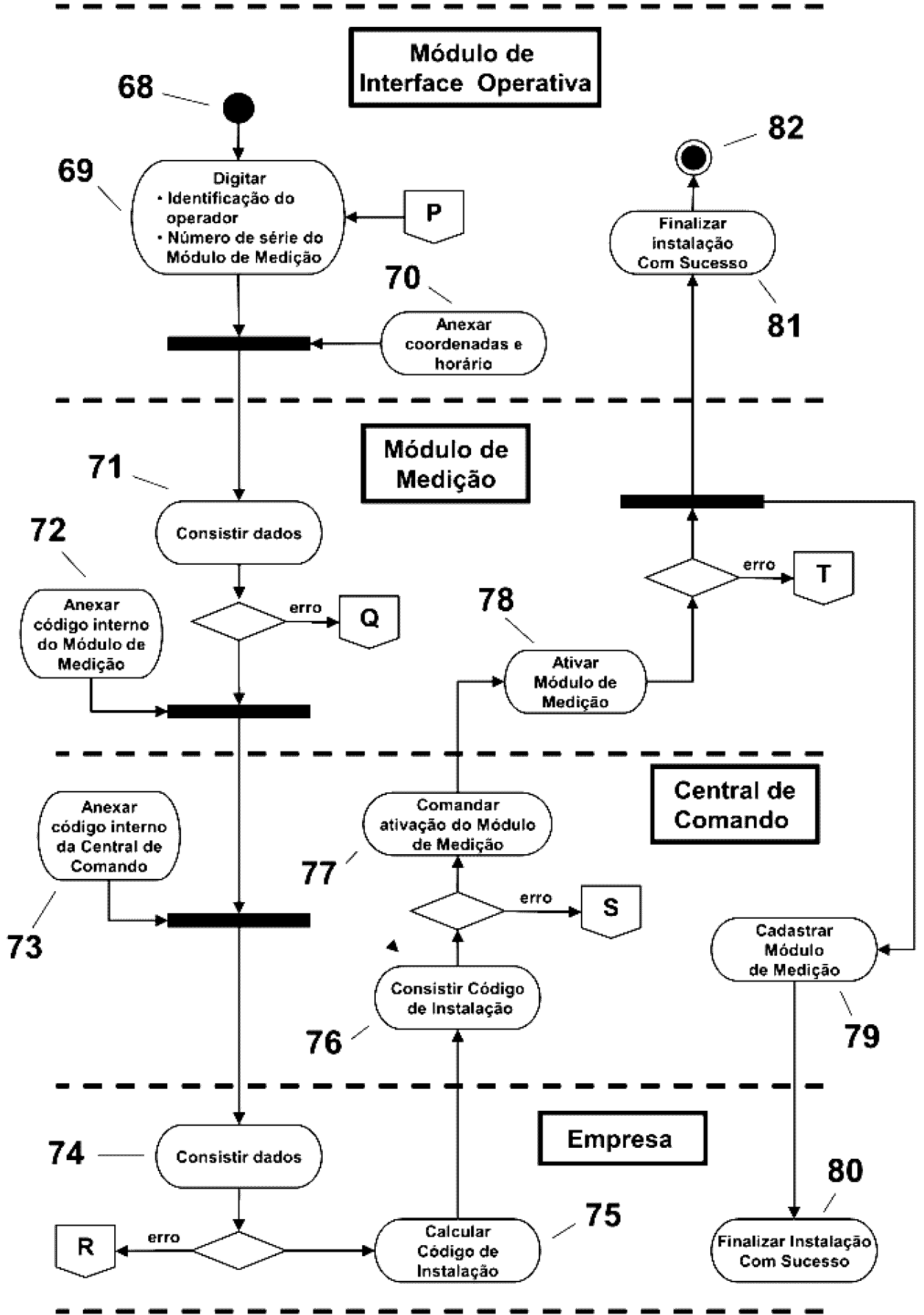


FIG. 10A

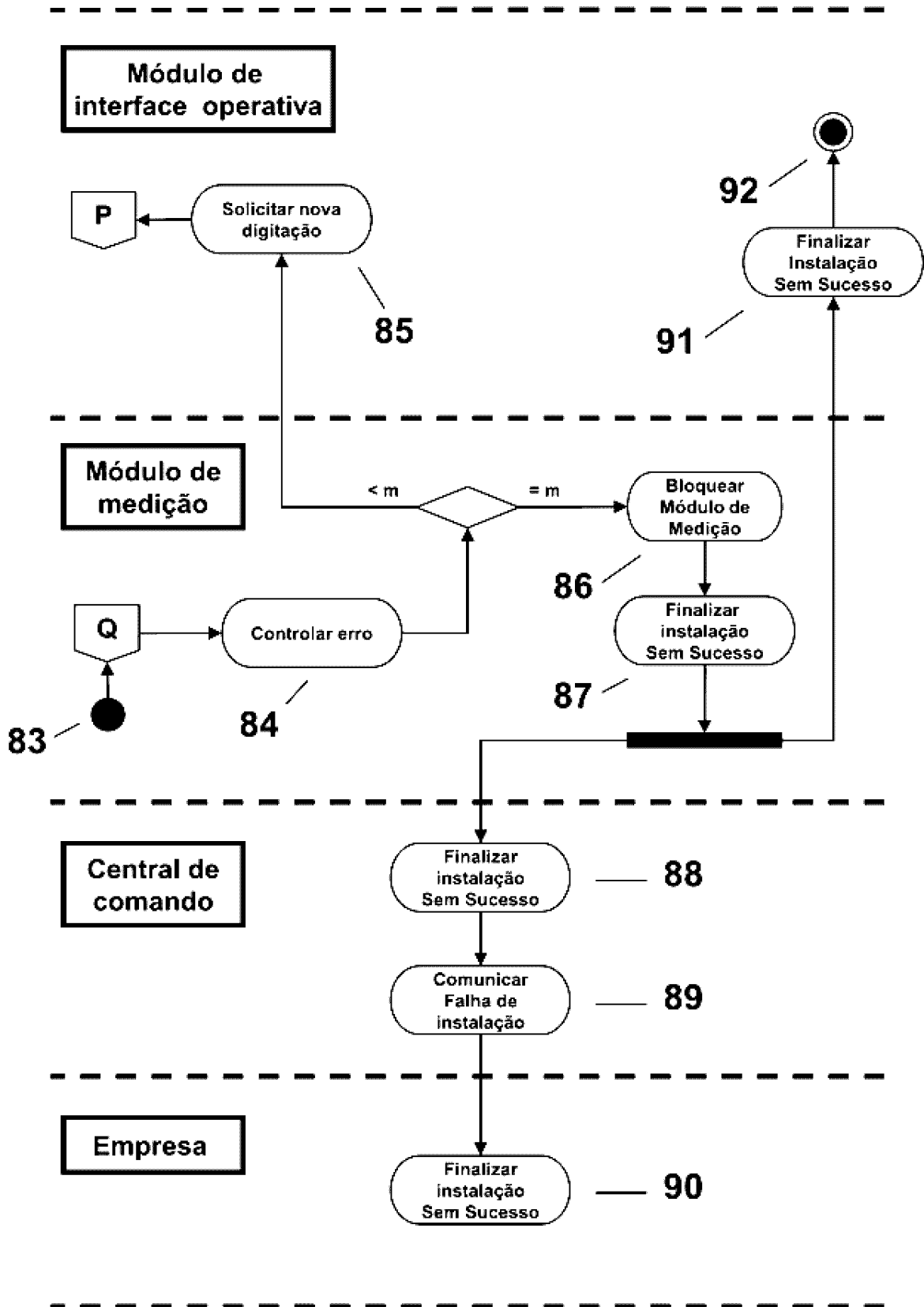


FIG. 10B

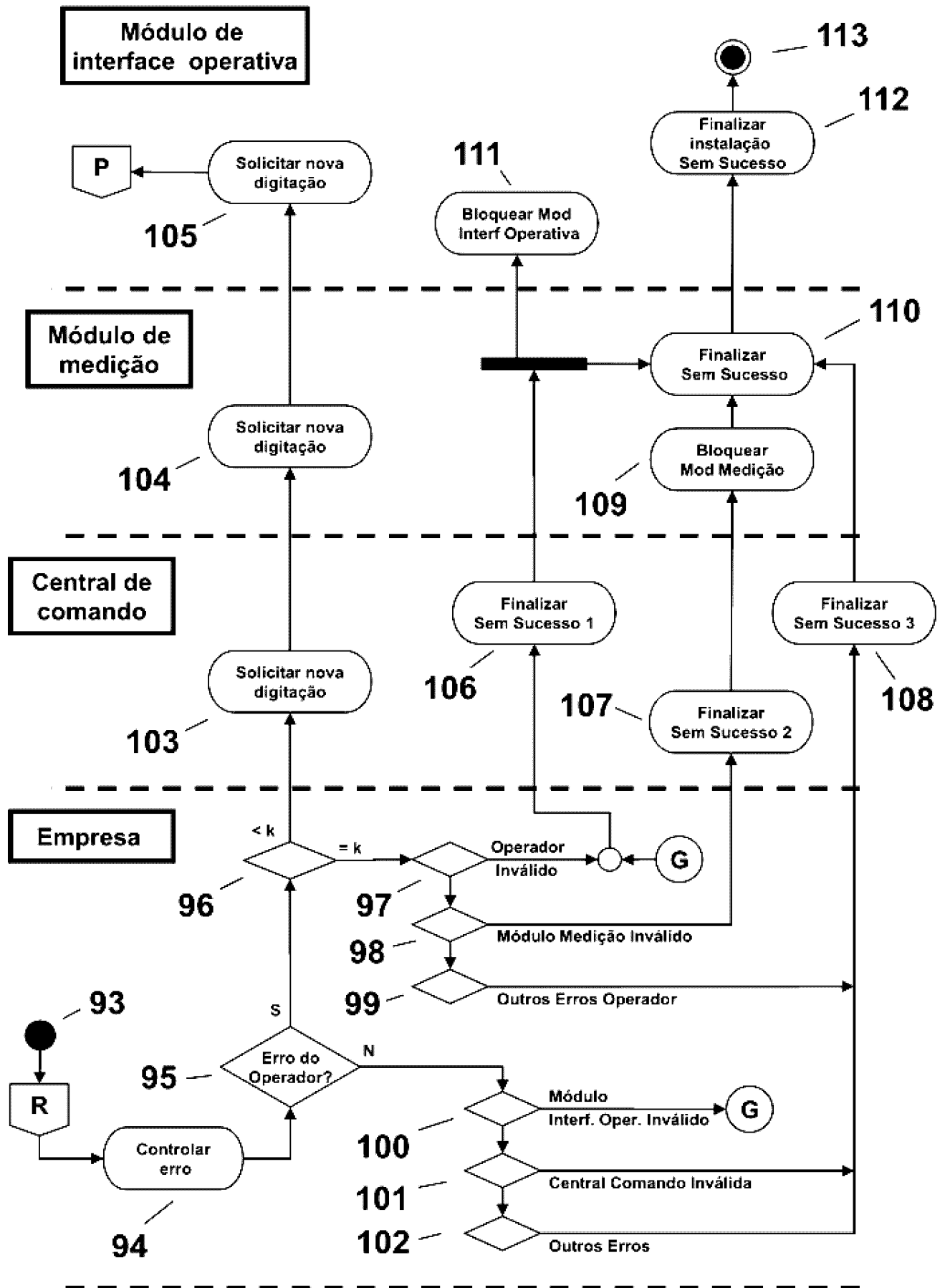


FIG. 10C

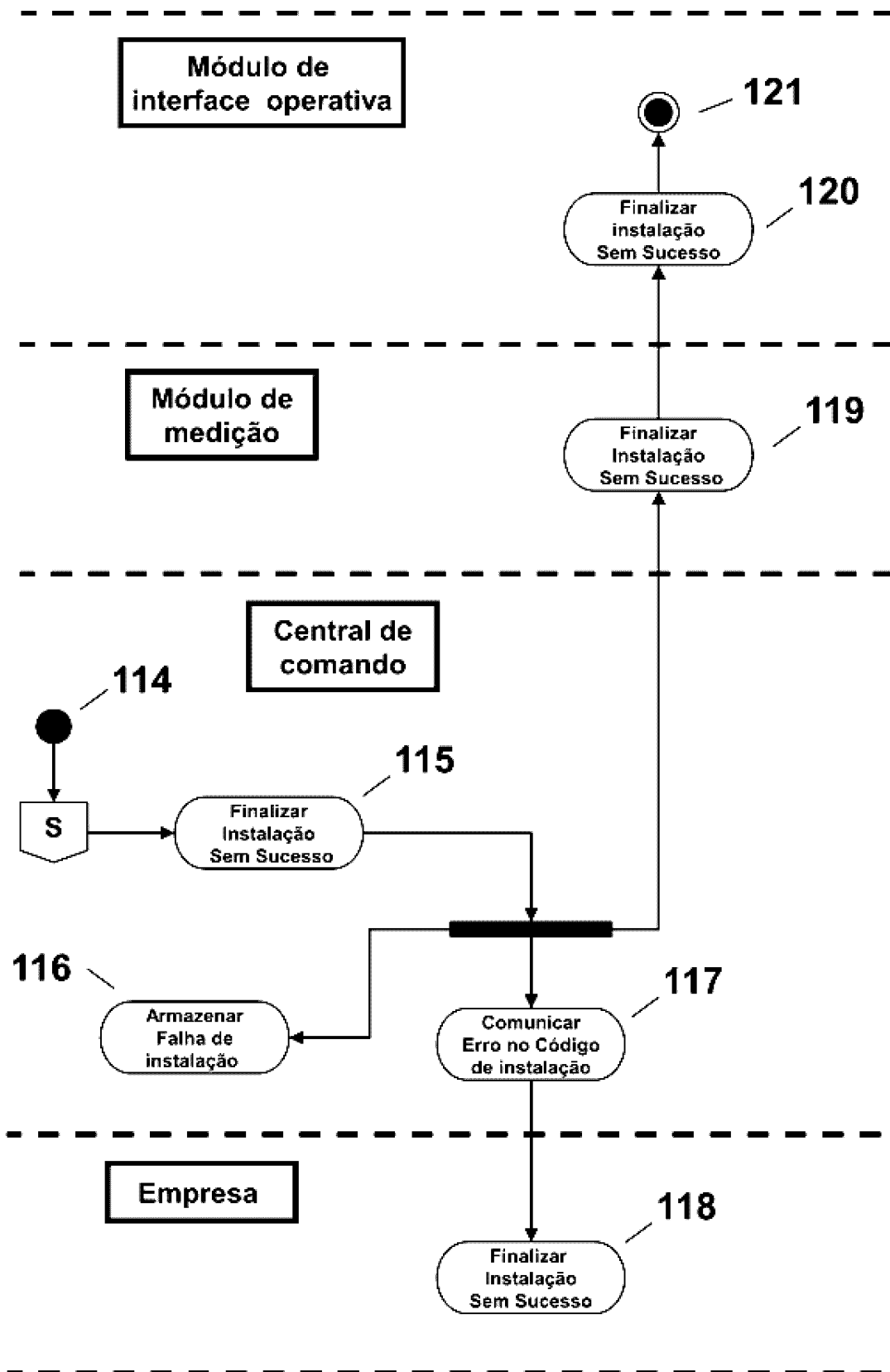


FIG. 10D

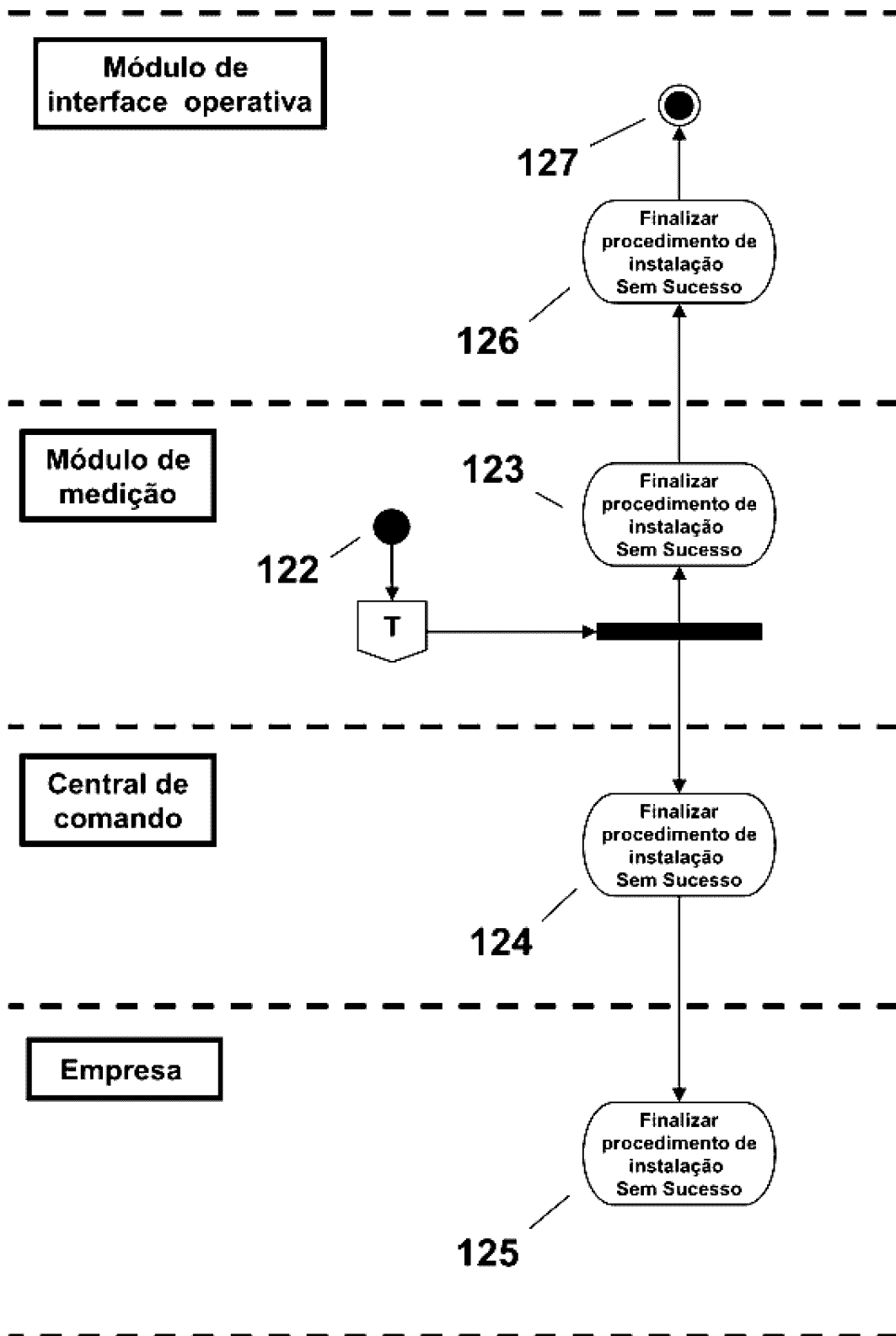


FIG. 10E

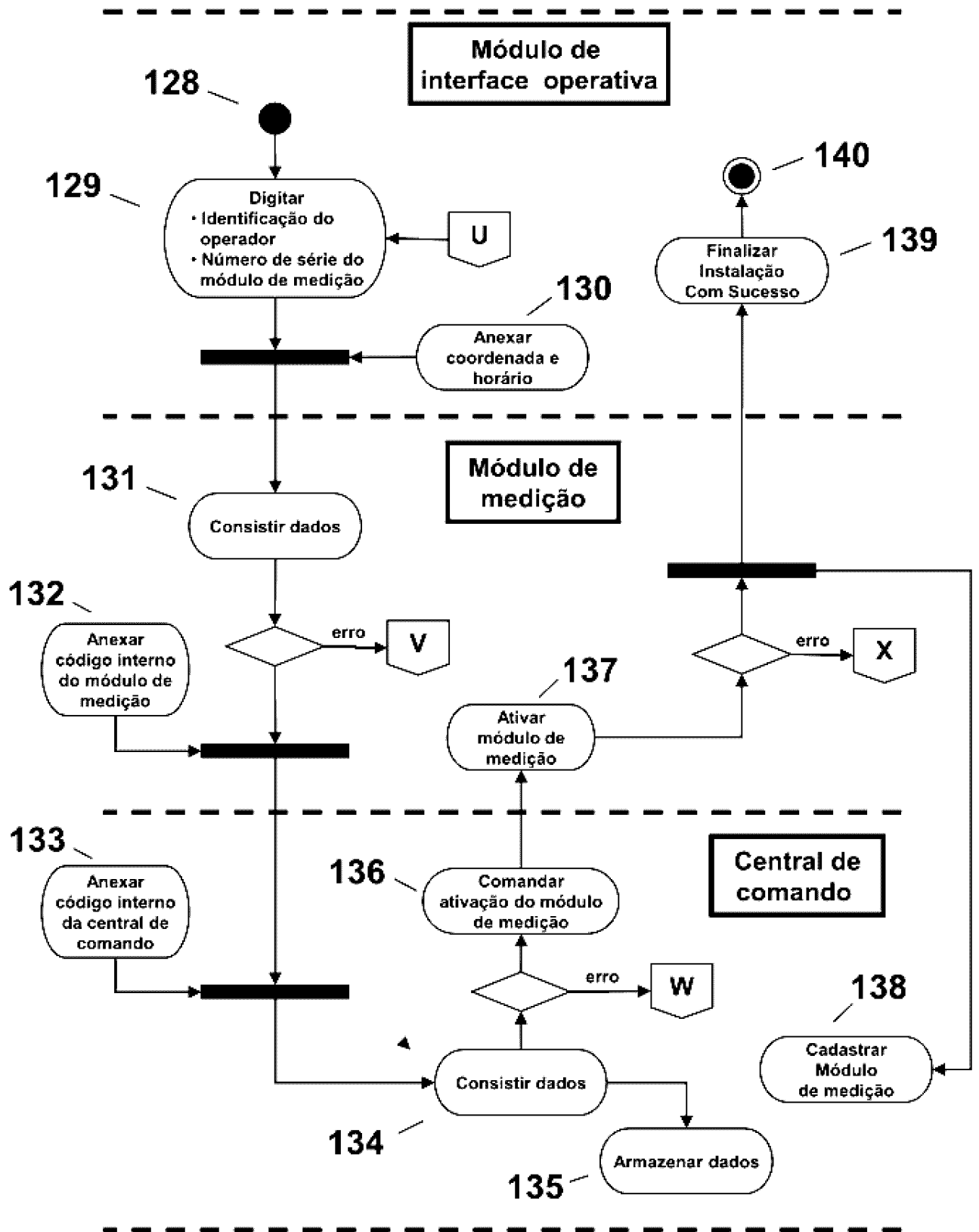


FIG. 11A

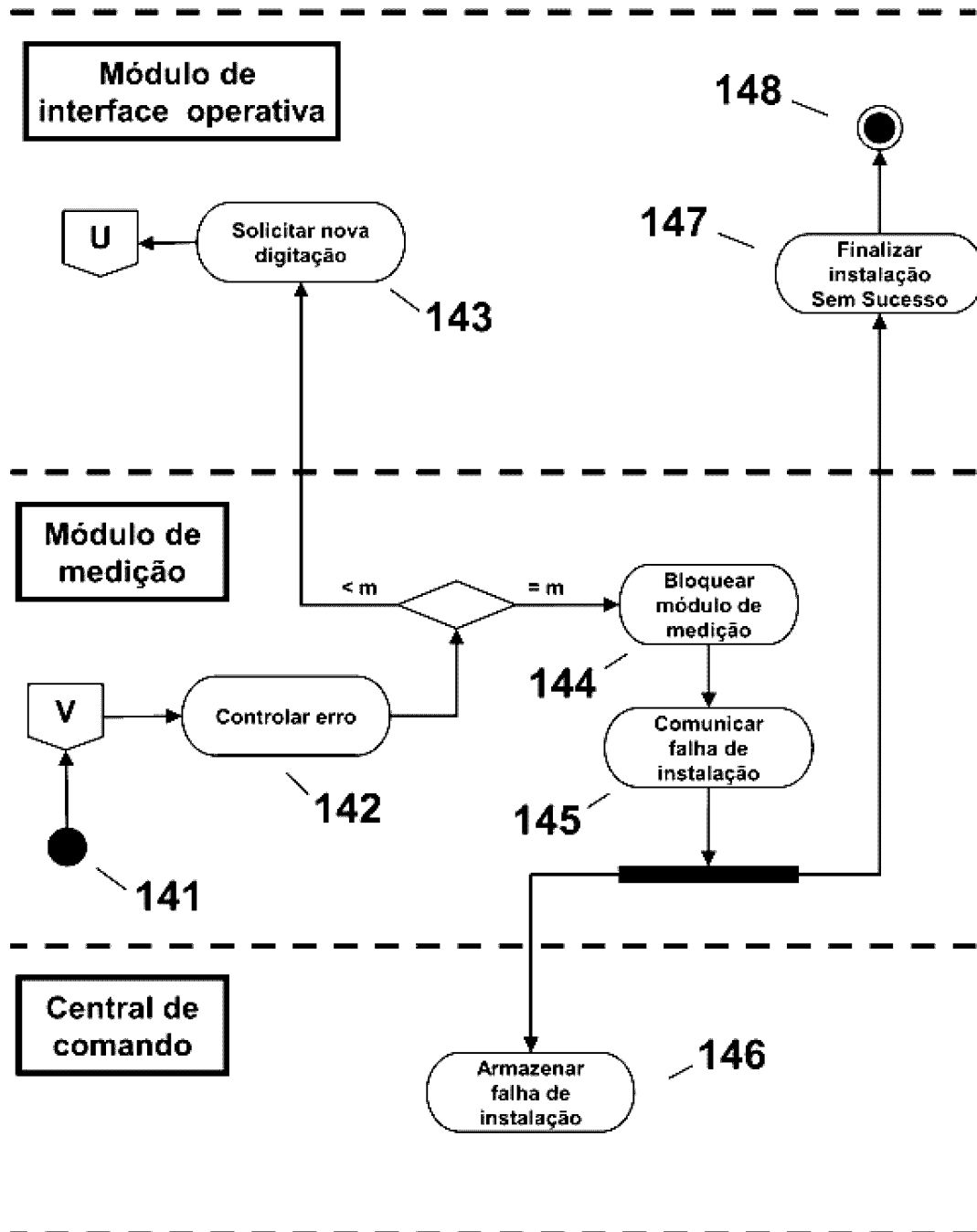


FIG. 11B

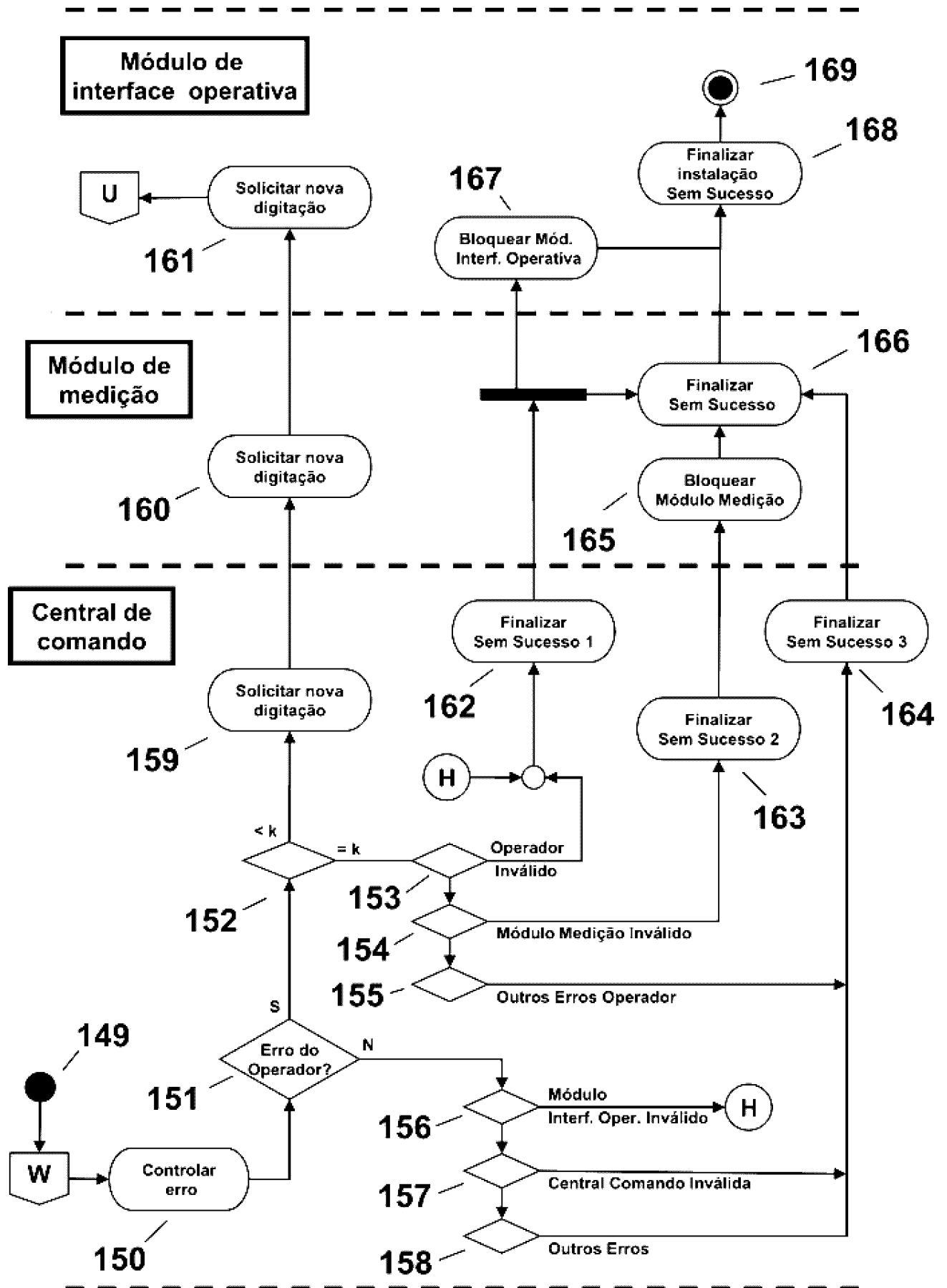


FIG. 11C

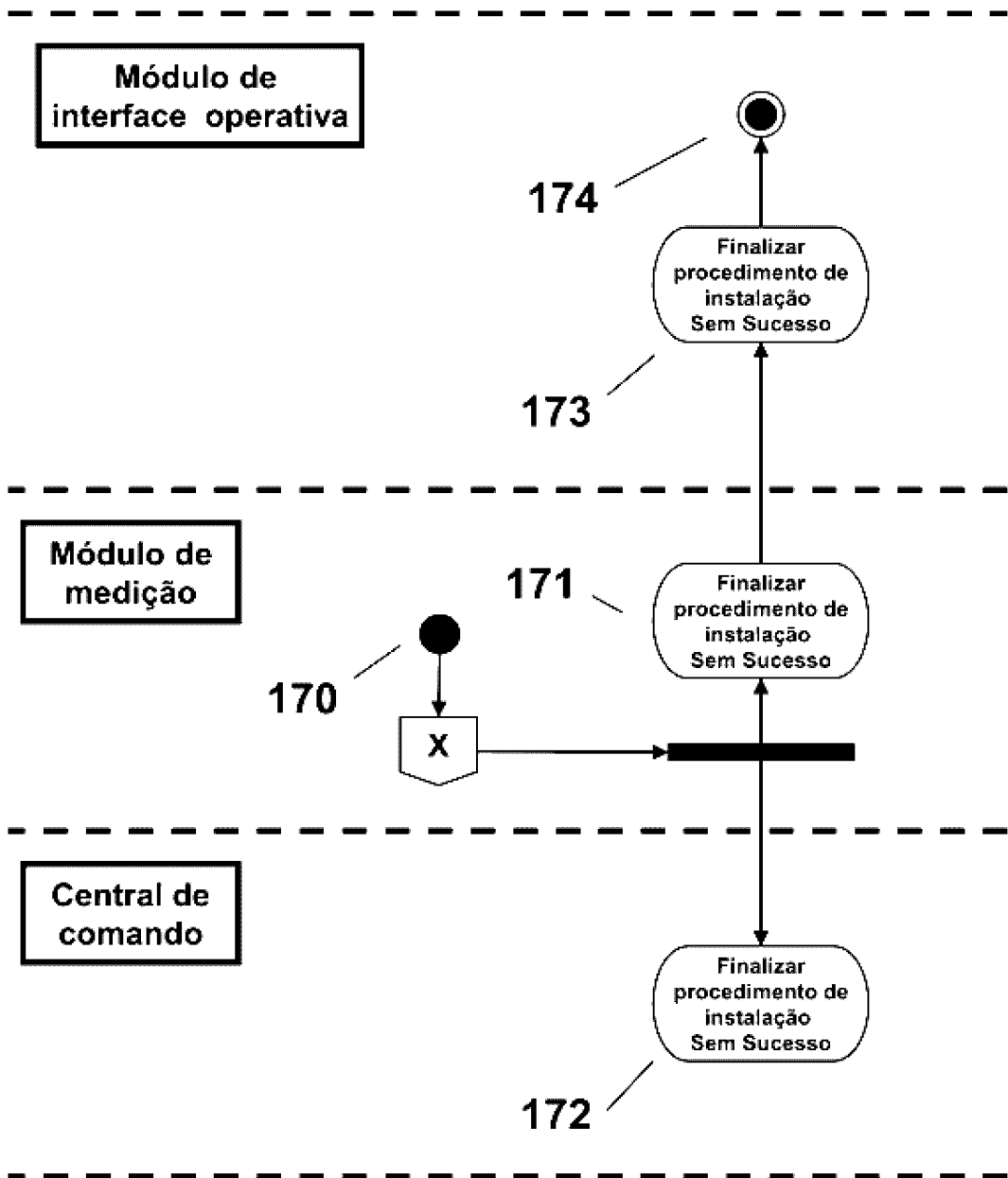


FIG. 11D

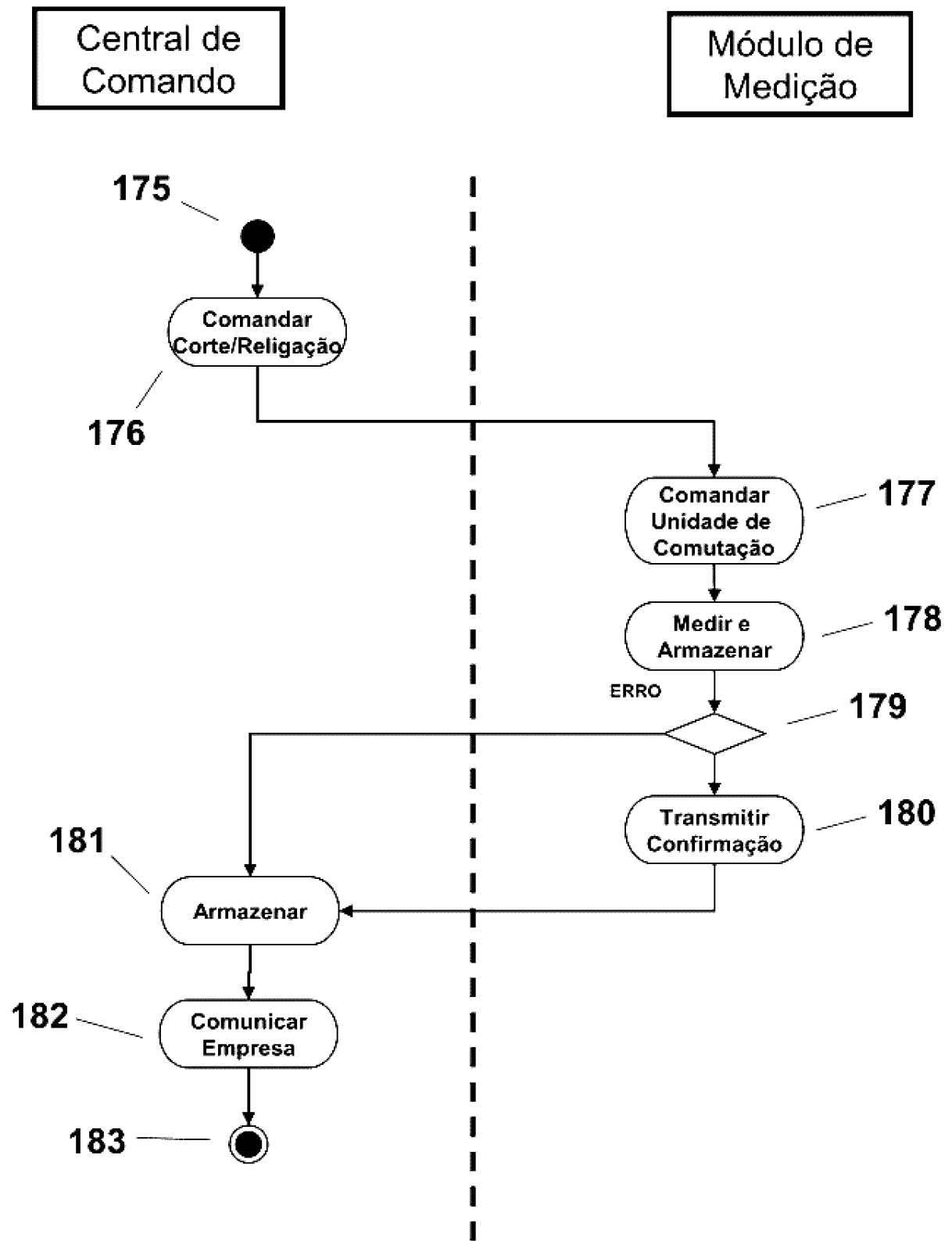


FIG. 12

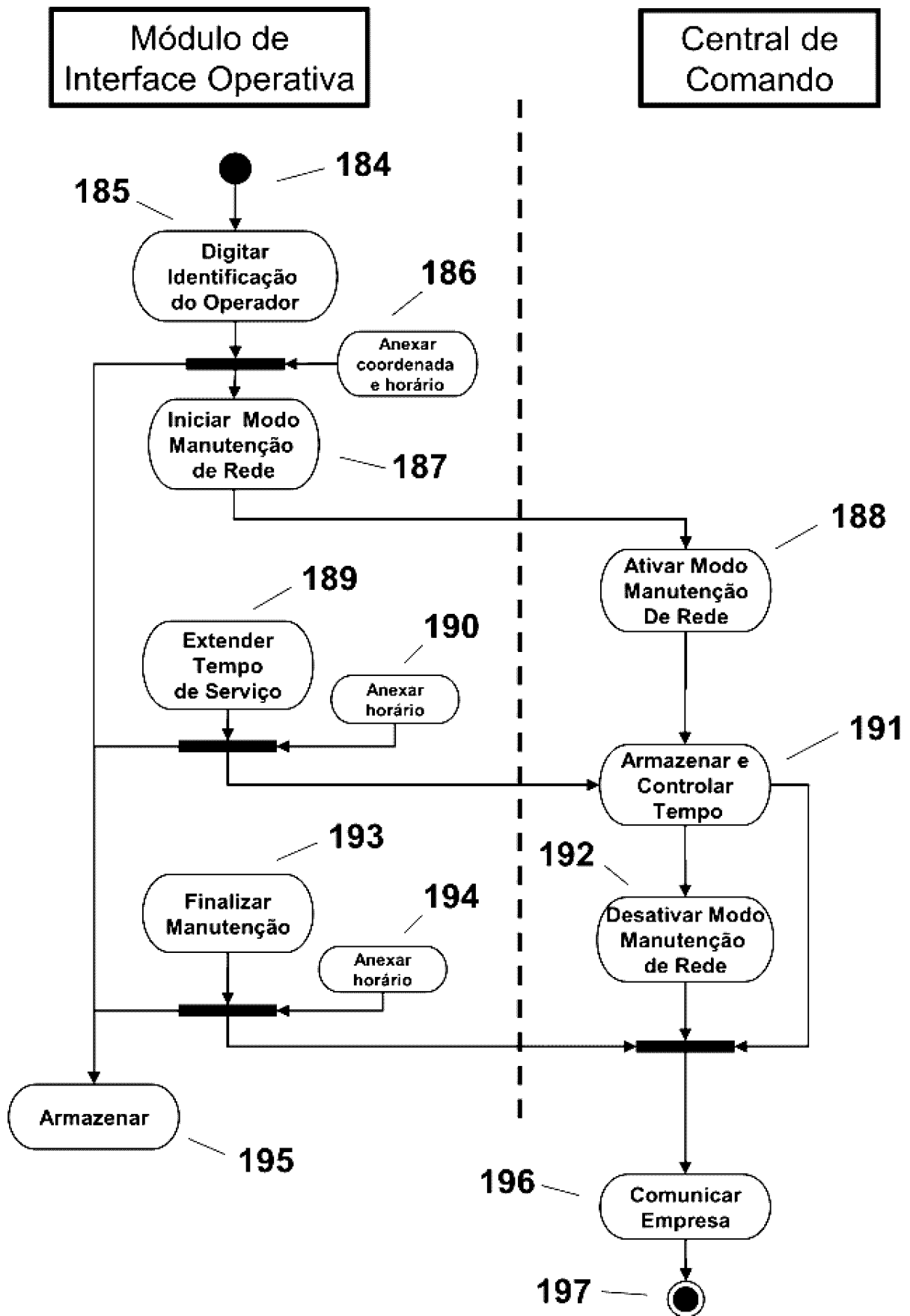


FIG. 13

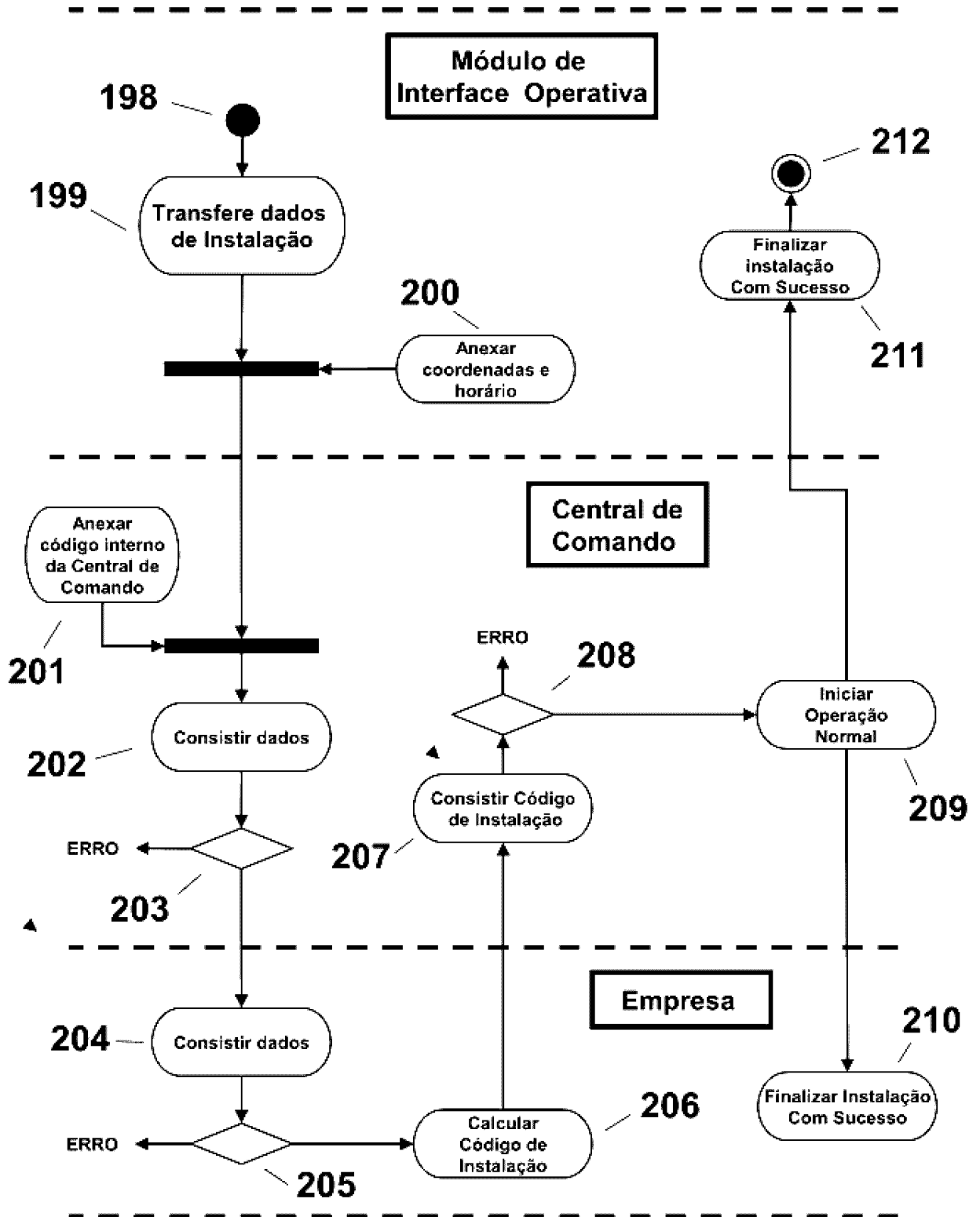


FIG. 14

RESUMO

**SISTEMA E PROCESSO DE CONTROLE, MEDIÇÃO E MONITORAMENTO
DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM DETECÇÃO DE
FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

[0001] A presente invenção refere-se a um sistema e processo de controle, medição e monitoramento da rede secundária de distribuição de energia elétrica com detecção de fraudes e furtos de energia, leitura, corte e controle de cargas de clientes remotamente, além do monitoramento contínuo dos parâmetros elétricos da rede, com diagnósticos dos estados de rede e de iluminação pública a partir de uma Central de Comando alocada junto ao barramento secundário do transformador de distribuição e de Módulos de Medição nas instalações clientes.