



Ferramenta 3RD: Sugestão Automática de Obras para Conexão de Clientes em Baixa Tensão

Tema: Redes de Distribuição

Autores: Daniela Vinci Kondo; Raquel de Luca Mattos; Rennard De Oliveira Brito; Ricardo Rodrigues Ferreira

Co-Autores: Giovani Zaparoli

Empresa: Enel Distribuição São Paulo S/A

Resumo

Em função do contínuo aumento de demanda por energia elétrica, especialmente da classe residencial atendida em baixa tensão, além de recentes mudanças regulatórias do setor elétrico brasileiro, principalmente após a publicação da REN 1000/2021 pela ANEEL, vislumbrou-se a oportunidade de desenvolver a ferramenta 3RD como solução para problemáticas vivenciadas em três distribuidoras brasileiras do grupo Enel. O objetivo principal foi a automatização das análises de conexão de novas cargas (grupo B), utilizando dados básicos de cada cliente (localização, demanda e tipo de ligação), para fornecer sugestão de obras de conexão através de estudos de fluxo de potência para 100% das redes elétricas na área de concessão. Com isso, observou-se melhorias quanto à precisão dos dados gerados, otimização das obras com consequente eficiência financeira, padronização do processo, conformidade regulatória com a aplicação de critérios de mínimo custo global, além da redução do tempo de análise por solicitação.

1. Introdução

Os estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), divulgados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, indicam um aumento anual de 3,5% no consumo de eletricidade no Brasil até 2034, com destaque para o crescimento de 3% ao ano na classe residencial. Isso representa 29% do total (vide a Figura 1) e deve atingir 226 TWh no horizonte decenal, o que equivaleria a 91 milhões de consumidores com consumo médio de 202 kWh/mês (EPE, 2024). Esse cenário, impulsionado por novas construções e expansão demográfica em áreas rurais, demanda planejamento para adequar a infraestrutura elétrica ao crescimento de solicitações por energia, o que eleva a complexidade no setor de distribuição.

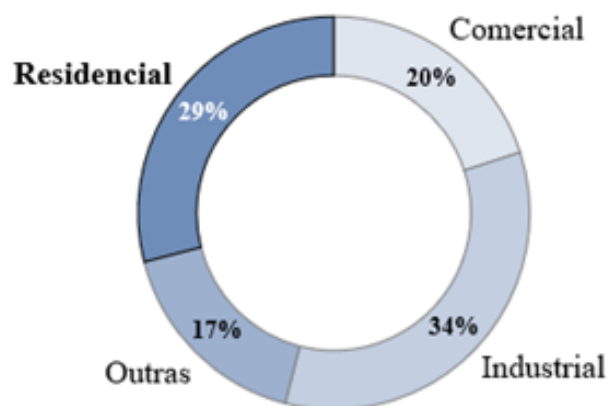


Figura 1 – Participação das classes (%) em 2034 [adaptado de (EPE, 2024)].

Neste panorama, a Resolução Normativa Nº 1000/2021 (REN 1000 ANEEL, 2021), em vigor desde 21/12/2021, moderniza a regulamentação do setor elétrico brasileiro, estabelecendo regras mais rigorosas, isto é, prazos mais curtos para a prestação de serviços das distribuidoras, além de compensações financeiras mais elevadas em determinados casos de irregularidades. Exige também, por parte das distribuidoras, estudos de conexão detalhados dos acessantes às rede elétricas, para assegurar a aplicação do critério de mínimo custo global (MCG). Dessa forma, descarta-se a possibilidade de onerar de forma errônea demais clientes em função de investimentos imprudentes, garantindo a modicidade tarifária e sustentabilidade financeira das empresas.

Diante desse novo cenário, vislumbrou-se a oportunidade de desenvolvimento de um software, denominado “Ferramenta 3RD”, que automatiza a etapa de estudos de três distribuidoras brasileiras do grupo Enel, com foco na avaliação dos impactos sistêmicos da conexão de novas cargas do Grupo Tarifário B, anteriormente realizados manualmente.

O presente artigo aborda as funcionalidades da Ferramenta 3RD que, através de estudos elétricos (baseados em dados de rede e clientes existentes), propõe automaticamente alternativas de obras estruturais com o objetivo de auxiliar nas avaliações massivas de conexões de clientes grupo B do tipo carga, visando o atendimento dos limites nominais de carregamento e dos indicadores de qualidade do produto (REN 956 ANEEL, 2021). Essa ferramenta busca a definição de obras com base no critério de menor custo global da conexão, conforme regulamentado pela REN 1000/2021 da ANEEL, culminando em uma otimização de recursos financeiros e em obras mais assertivas de conexão em Baixa Tensão (BT).

O trabalho está estruturado para, inicialmente, demonstrar a metodologia adotada no desenvolvimento da Ferramenta 3RD, abrangendo os dados de entrada necessários, as etapas do processo, o fluxograma com a lógica implementada e os dados gerados como resposta a cada avaliação. Adicionalmente, será incluído um estudo de caso real, com a interpretação detalhada de todos os resultados obtidos. Ao final, os resultados reais serão analisados para avaliar a eficácia e benefícios propiciados pela ferramenta.

2. Desenvolvimento

A Ferramenta 3RD foi desenvolvida na linguagem de programação Python®, utilizando de técnicas como: análise de grafos, ordenação de trechos para caminho elétrico, fluxo de potência, menor custo global e custos modulares.

Como diferencial, buscou-se desenvolver um produto cuja utilização fosse intuitiva, facilitando o manuseio e acesso dos usuários, combinando características que variam desde uma interface amigável, demonstrada na Figura 2, até o fornecimento dos resultados com arquivos de saída simples de serem interpretados.

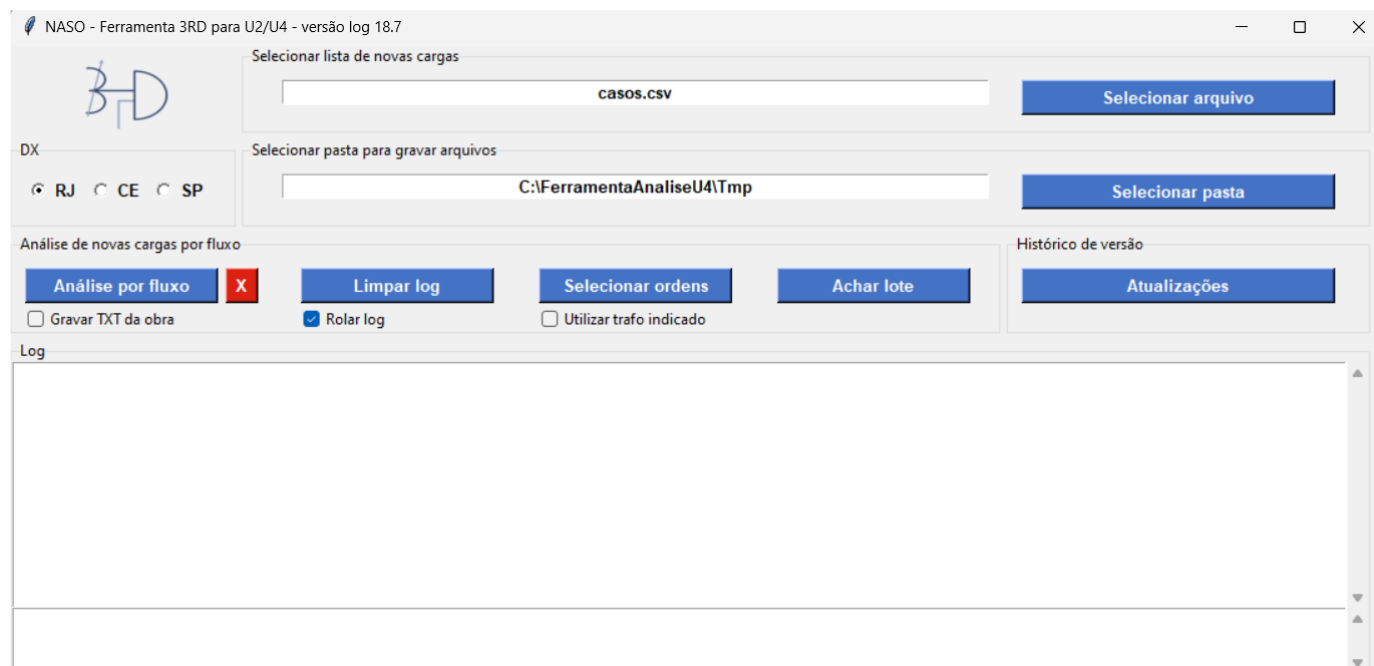


Figura 2 – Interface da ferramenta 3RD.

2.1 Dados

2.1.1. Entrada

Como dados de entrada, utiliza-se um arquivo em formato .csv, contendo as seguintes informações relacionadas às solicitações de cada acessante:

- Coordenada geográfica do ponto de conexão do cliente à rede de distribuição (PC), futuro ou existente, em graus decimais ou metros, dependendo do sistema georreferenciado do cadastro da distribuidora;
- Número da unidade consumidora (caso seja cliente existente);
- Demanda solicitada (carga);
- Tipo de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico);
- Classe de consumo.

Ademais, também é possível incluir outros dados de entrada para análises específicas, como a indicação do transformador que deseja avaliar a conexão. Para isso, insere-se o código do equipamento, com o objetivo de obter as obras necessárias para a interligação na condição especificada.

2.1.2. Base de dados

Para garantir o correto funcionamento da ferramenta, as informações coletadas como premissas das análises são preparadas previamente e armazenadas em um banco de dados, localizado em diretório predefinido, com o seguinte formato:

- Arquivos contendo todos os dados dos alimentadores da área de concessão da distribuidora: gerados em um formato específico e armazenados de forma a permitir que a ferramenta identifique e selecione automaticamente o alimentador cuja coordenada geográfica esteja mais próxima da carga em análise;
-

Arquivo de configuração: define parâmetros específicos, como o limite de comprimento de um novo ramal de ligação e a tensão mínima permitida, seguindo os critérios do Módulo 8 do PRODIST (REN 956 ANEEL, 2021), de forma a verificar a necessidade de realizar obra corretiva;

- Arquivos de custos de obras: armazenam informações como os custos unitários modulares de transformadores e cabos para redes em Média Tensão (MT) e BT, para substituição ou instalação dos novos ativos.

Cabe destacar que a confiabilidade dos dados de cadastro da rede elétrica (precisão e conectividade) é de fundamental importância para que a ferramenta gere as melhores alternativas, visto que esses serão utilizados para executar fluxos de potência.

2.1.3. Saída

Ao final das análises, a ferramenta exporta como arquivos de saída:

- Arquivos do Google Earth® (em formato *.kmf*): permitem a visualização da topologia da rede analisada no mapa, incluindo as obras propostas e os resultados do fluxo de potência antes e após a conexão do cliente (com obras, se houver);
- Relatórios detalhados: apresentam todas as alternativas simuladas, incluindo as obras necessárias, a quantidade de elementos envolvidos (como comprimento de cabos e quantidade de transformadores), além do custo estimado das obras.

2.2 Metodologia

A partir dos dados de entrada fornecidos pelo usuário no início do processo, a ferramenta localiza no banco de dados os circuitos mais próximos à coordenada geográfica do cliente e realiza estudos de fluxo de potência, de forma automatizada. Por meio desses estudos, é possível verificar os níveis de carregamento (condutores e transformadores MT/BT) e de tensão das redes antes da conexão do cliente.

Posteriormente, a carga é conectada ao ponto de conexão indicado, e o impacto em termos de tensão e carregamento é reavaliado. Diante dos resultados obtidos, automaticamente são propostas obras para a resolução de possíveis criticidades de carregamento e/ou tensão, considerando como premissa o Menor Dimensionamento Técnico (MDT) possível, conforme critério disposto no Art. 79 da REN 1000/2021.

Entretanto, existem casos em que o cliente almeja uma conexão que exigirá uma Obra com Dimensionamento Superior (ODS) comparada ao MDT. Um exemplo prático seria a solução de atendimento de determinado cliente através de uma ligação bifásica (MDT), dada a disponibilidade de apenas duas fases no PC, mas o pleito inicial ser uma ligação trifásica (ODS), exigindo a necessidade de custos adicionais para a adaptação da rede.

Neste caso, para garantir o cumprimento de todos os critérios regulatórios estabelecidos no Art. 99 da REN 1000/2021, a concepção da ferramenta buscou atender ao requisito de soluções MDT e ODS. Dessa forma, para cada conexão analisada, são fornecidas seis alternativas de obras, sendo quatro em BT e duas em MT, estruturadas da seguinte forma:

- Alternativa 1 (BT) – MDT;
- Alternativa 1.A (BT) – ODS
- Alternativa 2 (BT) – MDT;
- Alternativa 2.A (BT) – ODS.
- Alternativa 3 (MT) – MDT
- Alternativa 3.A (MT) – ODS.

Todas as alternativas consideradas englobadas pelo MDT avaliam o impacto da potência declarada pelo cliente, independentemente da quantidade de fases solicitadas. Por outro lado, as geradas pelo ODS buscam soluções que atendam especificamente à quantidade de fases requerida pelo acessante.

Adicionalmente, são aplicados custos modulares para cada opção, permitindo identificar a alternativa com o menor orçamento. Caso haja diferença entre as fases disponíveis na rede local e o tipo de ligação solicitado, a classificação e definição da alternativa de MCG seguem os critérios estabelecidos pelo Art. 79 da REN 1000/2021, considerando os valores associados a cada opção.

Dentre as obras sugeridas, podem ser citadas: construção de rede nova MT e/ou BT, recondutoramento MT e/ou BT, complementação de fase MT e/ou BT, substituição de transformador MT/BT e instalação de novo transformador (ou banco de transformadores) MT/BT. Além disso, as alternativas de BT também podem conter obras de MT devido às necessidades sistêmicas e de atendimento à quantidade de fases necessárias para o cliente.

De forma mais detalhada, foi elaborado o fluxograma da Figura 3, subdividido em 08 etapas que serão descritas na sequência.

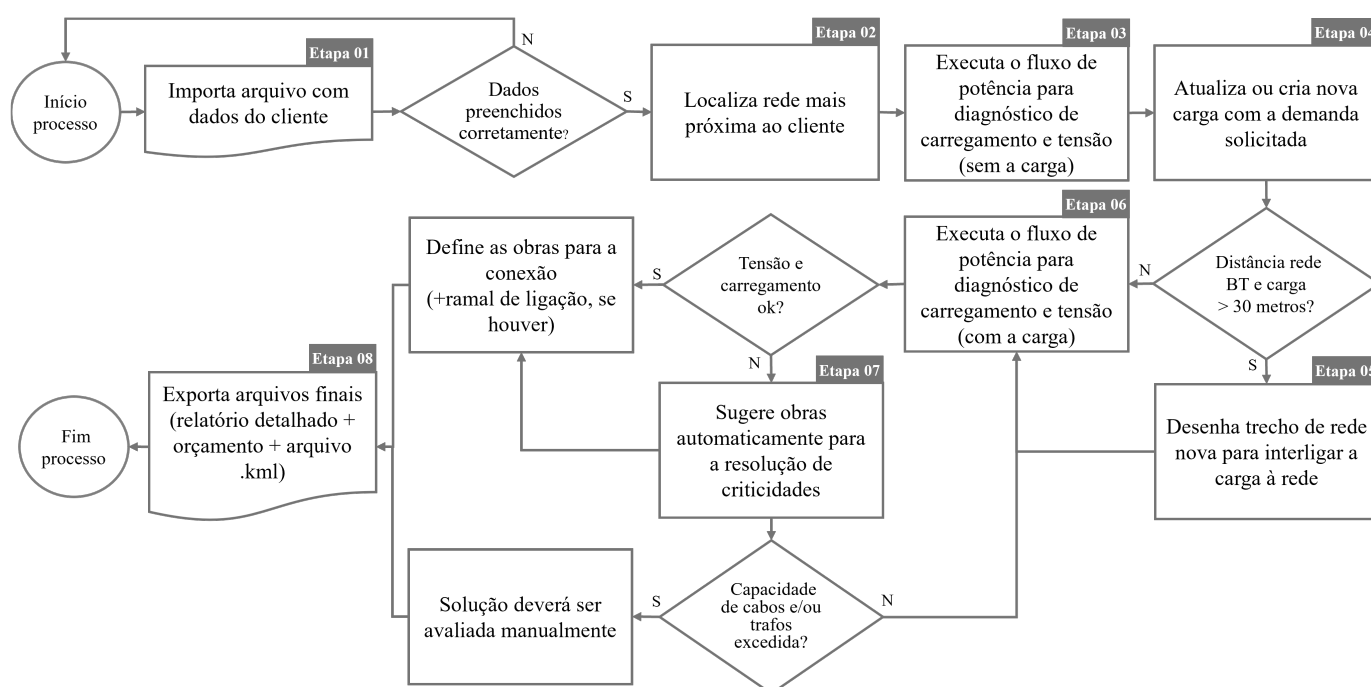


Figura 3 – Fluxograma de etapas com a lógica de funcionamento da ferramenta 3RD.

Etapa 01: O processo inicia com a importação de um arquivo .csv contendo as informações básicas do cliente. Caso haja algum erro de preenchimento, como as coordenadas geográficas que são delimitadas, a ferramenta apresenta uma mensagem de erro no arquivo de entrada, indicando ao usuário para realizar a correção do arquivo e reiniciar o processo.

Etapa 02: Após a validação dos dados, mediante às coordenadas geográficas informadas da nova carga, são localizadas as redes elétricas e transformadores MT/BT próximos para compor as alternativas.

Etapa 03: Executa-se o fluxo de potência para o diagnóstico de carregamento e tensão das redes selecionadas, inicialmente sem a conexão da nova carga.

Etapa 04: Atualiza-se ou cria-se nova carga com a demanda solicitada nas coordenadas geográficas informadas.

Etapa 05: Caso a distância entre a carga e o ponto mais próximo da rede BT existente seja maior do que a de um ramal (distância *default* = 30 metros), a ferramenta desenha um trecho novo de rede BT considerando o banco online de cadastro das ruas, usando análise de grafos.

Etapa 06: Executa-se o fluxo de potência para o diagnóstico de carregamento e tensão das redes selecionadas, considerando a conexão da nova carga.

Etapa 07: Caso haja transgressão dos limites de tensão adequada impostos pelo Módulo 8 do PRODIST ou de carregamento admissível nos condutores e/ou transformadores mediante às suas capacidades nominais de operação, automaticamente são sugeridas obras para readequar os circuitos elétricos aos padrões aceitáveis em normas e regulação vigente. Então, retorna-se à Etapa 06, para novo fluxo de potência e validação da obra.

Se as capacidades dos cabos e/ou transformadores MT/BT cadastrados nos arquivos base de consulta para as obras forem excedidas, não sendo possível uma solução via ferramenta, a análise deverá ser realizada manualmente.

Etapa 08: Por último, são gerados e exportados os relatórios com as obras e o arquivo *.kml* com o detalhamento consolidado de cada alternativa proposta.

2.3 Funcionalidades

Como diferencial, algumas das funcionalidades desenvolvidas possibilitam maior assertividade da ferramenta e facilitam tanto a interpretação dos resultados como os ajustes das premissas dos estudos, podendo ser citado principalmente:

- a) Traçados de rede nova gerados automaticamente, segundo a base de arruamento do *OpenStreetMap*;
- b) Arquivos de configuração editáveis: de modo a facilitar a modificação de parâmetros e premissas para avaliação do 3RD, alguns dos arquivos lidos pela ferramenta são editáveis para possibilitar o ajuste pelo usuário, sem a necessidade de modificações no código-fonte;
- c) Utilização de cores padrão para representar novos trechos, recondutoramento, caminho elétrico, violação da queda de tensão, etc.;
- d) Customizável para o uso de outras distribuidoras, havendo apenas a necessidade de adaptação dos arquivos que compõem a base de dados;
- e) Descritivo técnico dos resultados dos estudos de fluxo de potência plotados nos arquivo *.kml* ao clicar em:
 - Ícone da carga: a demanda solicitada (kVA), tipo de ligação e classe do consumidor;
 - Trecho: a quantidade de fases, a capacidade nominal do cabo, o comprimento do trecho, o tipo de cabo e o carregamento antes e depois da conexão;
 - Ícone do transformador: o nome do alimentador, a potência nominal do equipamento, o carregamento e a quantidade de clientes antes e depois da conexão;
 - Ícone da barra: a tensões (p.u.) antes e depois da conexão.

2.4 Estudo de Caso

Neste item, tem-se como intuito a avaliação das obras necessárias para a conexão de um cliente ao sistema elétrico BT da distribuidora, adotando os critérios de MCG definidos na regulação. Para isso, será demonstrado um estudo de caso baseado em dados reais de uma solicitação de conexão ao sistema da concessionária de energia elétrica por parte do cliente. Portanto, os dados utilizados como entrada do estudo foram:

- Localização: Dados confidenciais de cliente;
- Demanda: 2 kVA;
- Classe de consumo: Cliente Residencial;
- Tipo: Ligação Nova;
- Fases (necessidade cliente): Ligação Trifásica.

Com as informações básicas mencionadas anteriormente, é possível inserir os dados do cliente na Ferramenta 3RD para determinar a necessidade de obras sistêmicas. Um ponto importante a se destacar é que, neste caso, o cliente solicitou uma ligação trifásica, e as alternativas MDT e ODS podem variar dependendo da rede existente no local.

Para esta simulação, a ferramenta gerou, em apenas dois minutos, seis alternativas diferentes para a conexão do cliente, seguindo todos os passos estabelecidos na metodologia demonstrada previamente. Alguns detalhes de cada alternativa gerada e a determinação do MCG serão apresentados na sequência.

2.4.1 Arquivos do Google Earth (.kml) com o detalhamento da obra:

Ao final da análise realizada pela ferramenta, são produzidos arquivos no formato *.kml* para todas as alternativas propostas, permitindo ao usuário uma visualização gráfica clara e intuitiva. Conforme detalhado ao longo deste trabalho, além dos traçados das redes existentes e novos, são plotados também os resultados técnicos obtidos nos estudos de fluxo de potência, alinhados à proposta de conexão de cada alternativa.

a) Mínimo Dimensionamento Técnico (MDT):

As alternativas 1 (BT), 2 (BT) e 3 (MT) têm como objetivo cumprir o definido pelo MDT e consideram a viabilidade de atender o cliente com a quantidade de fases disponível localmente, satisfazendo os requisitos técnicos de qualidade de energia e capacidade nominal dos elementos de rede.

- Alternativa 1 (BT):

Neste caso, a rede existente localmente é bifásica e, de acordo com os estudos de fluxo de potência, não houve constatação de violação dos requisitos de tensão e de carregamento após a conexão da nova carga. Portanto, as propostas fornecidas foram: conexão no alimentador EAR01 e transformador 2Ø - 10 kVA (220 V) nº CD_AR61344, ligação monofásica, com uma pequena obra de extensão do ramal de ligação para a interconexão do cliente à rede.

Graficamente, esta opção pode ser visualizada Figura 4:



Figura 4 – Detalhamento da alternativa 1 (BT) no arquivo *.kml* gerado.

Para auxílio na compreensão dos resultados dos estudos via 3RD, a Figura 5 demonstra os detalhes dos dados técnicos que são plotados em todos os arquivos *.kml*, de forma que o usuário possa clicar nos ícones para obtê-los. Neste caso em específico, o transformador nº CD_AR61344 atendia inicialmente a 18 clientes, com carregamento de 72,6% de sua capacidade nominal. Mediante à conexão do cliente fictício, o carregamento verificado foi de 93,2% e não houve a necessidade de substituição do transformador.



Figura 5 – Detalhes dos dados técnicos resultados da análise 3RD contidos nos arquivos *.kml*.

- Alternativa 2 (BT):

Assim como na alternativa 1 (BT), a rede existente é bifásica e as obras propostas foram: conexão no alimentador EAR01 e transformador 2Ø - 10 kVA (220 V) nº CD_AR62588, ligação monofásica, com obras de construção de rede BT sugeridas pela ferramenta (trecho em azul, na Figura 6), além da extensão do ramal de ligação para a interconexão do cliente à rede.

Graficamente, esta opção pode ser visualizada na Figura 6:

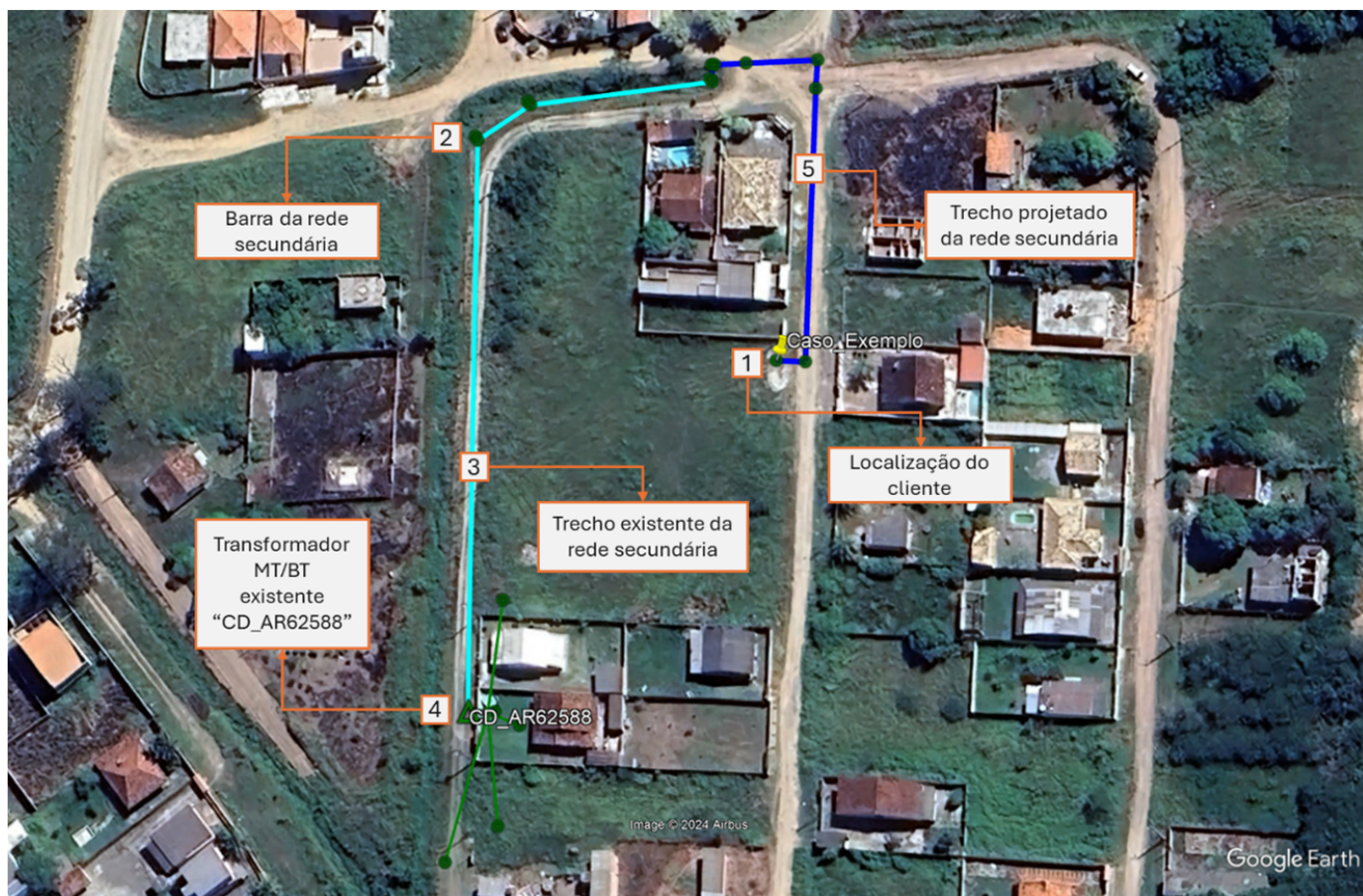


Figura 6 – Detalhamento da alternativa 2 (BT) no arquivo .kml gerado.

- Alternativa 3 (MT):

Em algumas ocasiões, a rede MT está localizada próxima ao cliente e uma simples instalação de transformador MT/BT se torna a solução mais viável e com o menor custo. Portanto, a alternativa MT sempre é gerada e nesse caso propôs: conexão no alimentador EAR01 e transformador 2Ø - 10 kVA (220 V) nº NOVO, ligação bifásica, com obras de construção de rede MT, instalação de transformador MT/BT e de extensão do ramal de ligação para a interconexão do cliente à rede.

Graficamente, esta opção pode ser visualizada na Figura 7:



Figura 7 – Detalhamento da alternativa 3 (MT) no arquivo .kml gerado.

b) Obra de Dimensionamento Superior (ODS):

As alternativas 1.A (BT), 2.A (BT) e 3.A (MT) buscam cumprir à condição de ODS e consideram viabilidade de conectar o cliente com a quantidade de fases solicitada no pedido de ligação, satisfazendo os requisitos técnicos de qualidade de energia e capacidade nominal dos elementos de rede.

- Alternativa 1.A (BT):

Neste caso, como a rede existente é bifásica e o cliente solicitou ligação trifásica, a alternativa propôs a conversão da rede para trifásica, considerando as seguintes sugestões: conexão no alimentador EAR01 e transformador 3Ø - 30 kVA (220 V) nº CD_AR61344, ligação trifásica, com obras de substituição de transformador MT/BT, recondutoramento/complementação de fase de rede MT e BT, além de extensão do ramal de ligação para a interconexão do cliente à rede.

Graficamente, esta opção pode ser visualizada na Figura 8:



Figura 8 – Detalhamento da alternativa 1.A (BT) no arquivo .kml gerado.

- Alternativa 2.A (BT):

Conforme demonstrado anteriormente, a alternativa 2 (BT) indicou a conexão do cliente como monofásica. Como as opções 2 e 2.A são equivalentes, houve a necessidade de obras para a adequação da rede para trifásica, sendo indicado como proposta: conexão no alimentador EAR01 e transformador 3Ø - 30 kVA (220 V) nº CD_AR62588, ligação trifásica, com obras de construção/recondutoramento de rede BT, substituição de transformador MT/BT, recondutoramento/complementação de fase de rede MT, além da extensão do ramal de ligação para a interconexão do cliente à rede.

Graficamente, esta opção pode ser visualizada na Figura 9:



Figura 9 – Detalhamento da alternativa 2.A (BT) no arquivo .kml gerado.

- Alternativa 3.A (MT):

Assim como na alternativa 3 (MT), uma simples instalação de transformador MT/BT pode ser a solução mais viável. Entretanto, neste caso a proposta deve ser para uma ligação trifásica, havendo necessidade de adequar a rede MT local, conforme a seguinte proposta: conexão no alimentador EAR01 e transformador 3Ø - 30 kVA (220 V) nº NOVO, ligação trifásica, com obras de construção e recondutoramento/complementação de fase de rede MT, instalação de transformador MT/BT e extensão do ramal de ligação para a interconexão do cliente à rede.

Graficamente, esta opção pode ser visualizada na Figura 10:



Figura 10 – Detalhamento da alternativa 3.A (MT) no arquivo .kml gerado.

c) Diagnóstico técnico:

Para cada alternativa apresentada, deve-se assegurar que, após a conexão da nova carga, os níveis de tensão permaneçam dentro dos limites especificados como adequados no Módulo 8 do PRODIST (mínimo de 0,92 p.u.) e que o carregamento dos elementos da rede não exceda suas capacidades nominais (limite máximo de 100%).

Em resumo, a Tabela 1 contempla, para todas as alternativas BT, os níveis de tensão no ponto de conexão do cliente, o carregamento máximo identificado no trecho da rede secundária (avalia-se o caminho elétrico entre transformador e cliente) com a maior demanda e o carregamento de todos os transformadores MT/BT analisados.

Tabela 1 – Dados de tensão e carregamento antes e após a conexão do cliente por alternativa BT.

	Conexão do Cliente	Tensão no PC (p.u.)	Carregamento Máximo Caminho Elétrico Trafo-Cliente (%)	Carregamento Transformador MT/BT (%)
Alternativa 1 (BT)	Antes	0,980	24,7	72,6
	Depois	0,963	44,6	93,1
Alternativa 1.A (BT)	Antes	0,992	8,7	24,0
	Depois	0,986	12,8	30,6
Alternativa 2 (BT)	Antes	-	-	22,3
	Depois	0,964	23,4	42,4
Alternativa 2.A (BT)	Antes	-	-	7,6
	Depois	0,987	4,3	14,1

Ao avaliar os dados expostos, pode-se verificar que em nenhum dos casos ocorre extrapolação dos limites de tensão de 0,92 p.u. ou de carregamento de 100% nos elementos de rede, confirmando a validade de todas as alternativas propostas.

2.4.2. Relatório descritivo de obras:

Para facilitar o entendimento de todas as alternativas, gera-se um relatório de obras com o resumo de todas as alternativas e os seus custos, conforme a Tabela 2:

Tabela 2 – Resumo por alternativa contendo todas as obras e os seus detalhes.

	Alternativa	Alimentador	Trafo	Fase liberada	Descrição	Quantidade	Custo (R\$)
MDT	1 (BT)	EAR01	CD_AR61344	Monofásico	Ramal de ligação	0	R\$ 1.042
	2 (BT)	EAR01	CD_AR62588	Monofásico	Ramal de ligação	0	R\$ 26.276
					Trecho novo BT: 3#35	94,1	
	3 (MT)	EAR01	Novo	Bifásico	Ramal de ligação	0	R\$ 42.721
					Novo: Trafo com potência nominal 10.0 kVA	1	
					Trecho novo MT: 1#CA_4 AWG	68,1	
ODS	1.A (BT)	EAR01	CD_AR61344	Trifásico	Ramal de ligação	0	R\$ 192.185
					Recondutoramento BT: 3#35	184	
					Recondutoramento MT: 3#CA_2 AWG	34	
					Recondutoramento MT: 3#CA_4 AWG	382	
					Substituição: Trafo com potência nominal 30.0 kVA	1	
	2.A (BT)	EAR01	CD_AR62588	Trifásico	Ramal de ligação	0	R\$ 294.403
					Recondutoramento BT: 3#35	171	
					Recondutoramento MT: 3#CA_2 AWG	204	
					Recondutoramento MT: 3#CA_4 AWG	467	
					Substituição: Trafo com potência nominal 30.0 kVA	1	
	3.A (MT)	EAR01	Novo	Trifásico	Trecho novo BT: 3#35	94,1	R\$ 229.825
					Ramal de ligação	0	
					Novo: Trafo com potência nominal 30.0 kVA	1	
					Recondutoramento MT: 3#CA_2 AWG	34	
					Recondutoramento MT: 3#CA_4 AWG	514	
					Trecho novo MT: 3#CA_4 AWG	68,1	

As comparações entre as alternativas MDT e ODS devem ser realizadas de acordo com as obras equivalentes (redes secundárias iguais ou novas) e as comparações de custos entre cada alternativa para compreender as suas diferenças, conforme demonstram os tópicos seguintes e a Figura 11:

- Comparação 01: Alternativa 1 (Monofásico) x Alternativa 1.A (Trifásico);

- Comparação 02: Alternativa 2 (Monofásico) x Alternativa 2.A (Trifásico);
- Comparação 03: Alternativa 3 (Bifásico) x Alternativa 3.A (Trifásico).

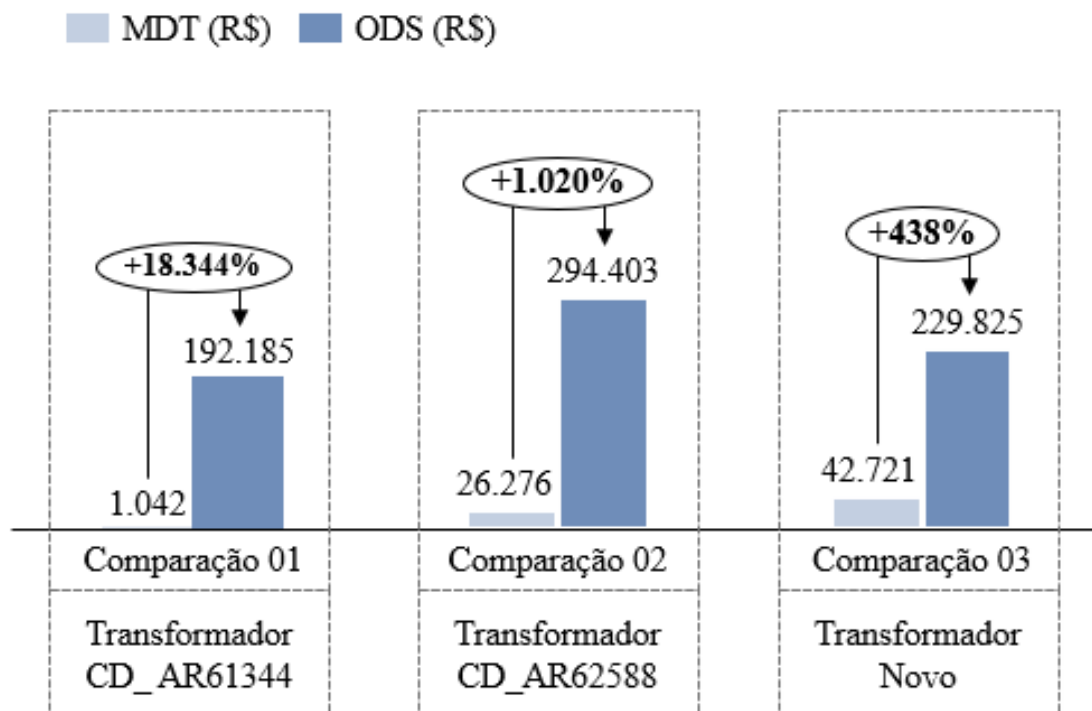


Figura 11 - Comparação dos custos das alternativas MDT x ODS.

Com os descritivos das obras dispostos na Tabela 2, pode-se notar que a alternativa 1 (destacada na cor verde) foi a MCG cuja conexão será monofásica, havendo a necessidade apenas da extensão de uma ramal de ligação do cliente até a rede secundária, sendo essa uma obra comum entre todas as opções por ser uma ligação nova. Além disso, como demonstra a Figura 11, de acordo com o pleito do cliente para uma ligação trifásica, o custo adicional seria 18.344% superior ao MDT, devendo essa diferença ser arcada pelo próprio cliente.

2.5 Resultados

Após 8 meses de implementação do projeto nas três distribuidoras brasileiras do grupo Enel (início em março/2024), os principais impactos constatados foram:

- Atendimento à regulação setorial com a adoção do critério de MCG para a definição de obras de conexão na BT, conforme determinada a REN 1000/2021;
- Padronização e aumento da precisão na solução técnica de conexão;
- Digitalização da solução baseada em dados;
- Redução dos prazos de análises devido às avaliações massivas;
- Eficiência financeira no CAPEX.

Em termos de automatização, destaca-se a otimização do tempo para a definição de solução de cada solicitação e avaliação automática mais completa, com consequente otimização das obras de conexão. Anteriormente, o processo era realizado através de levantamento de dados em campo e com cálculos utilizando de ferramentas manuais. Em vista disso, segundo a estimativa realizada, houve uma redução média de 139 minutos por solicitação na etapa de análise e definição das obras de conexão, redução aproximada de 97% do tempo, conforme a Figura 12.

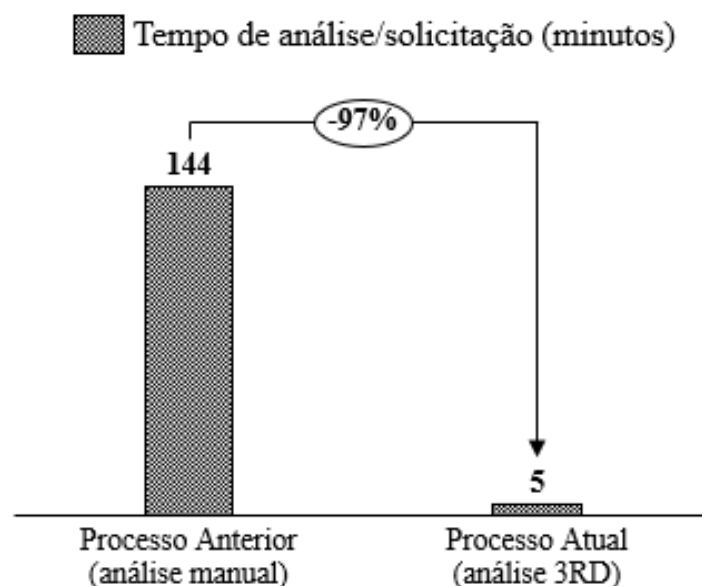


Figura 12 - Tempo de análise por solicitação – impacto da mudança do processo.

No âmbito de uma análise financeira, somente em 2024, em um horizonte de 8 meses, para avaliação via Ferramenta 3RD nas 3 distribuidoras cujo projeto foi implementado, verificou-se uma redução do custo médio total das obras de aproximadamente R\$ 8.000,00 (3 distribuidoras), propiciando uma eficiência de R\$ 55.000.000,00 do CAPEX de conexões BT, conforme a Figura 13, garantindo avaliações de obras cada vez mais assertivas e investimentos mais prudentes.

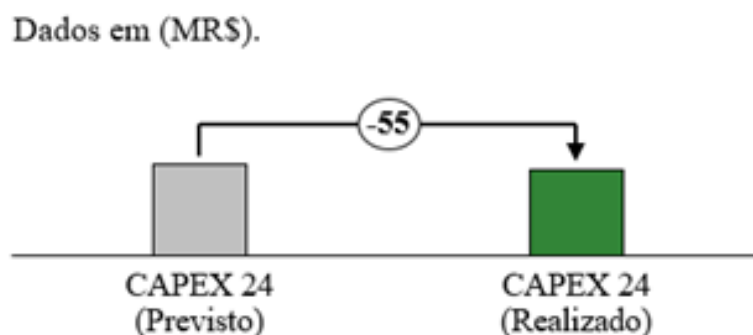


Figura 13 - Eficiência financeira 2024 – impacto da mudança do processo.

Realizando uma projeção para os anos de 2025 a 2027, considerando a mesma performance de 2024, a eficiência financeira esperada, como demonstra a Figura 14, gira em torno de R\$ 416.000.000,00.

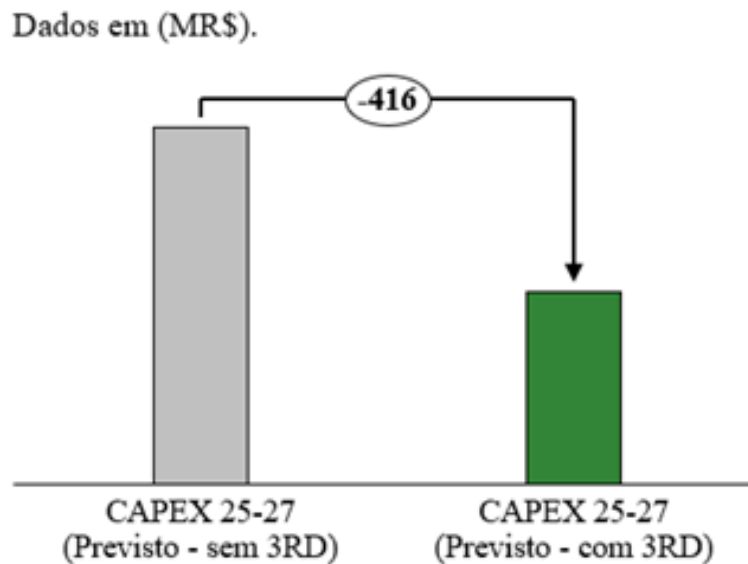


Figura 14 - Eficiência financeira 2025 a 2027 – impacto da mudança do processo.

Cabe destacar que, com tal eficiência, não haverá alteração no quantitativo de clientes conectados aos sistemas das distribuidoras, sendo garantida a mesma qualidade com relação aos níveis de tensão e carregamento nos suprimentos de energia elétrica, conforme regulação vigente. Com isso, todos os clientes das concessões serão beneficiados, visto que os valores em questão serão realocados em outras obras de expansão do sistema elétrico durante os anos de 2025 a 2027.

3. Conclusão

O aumento constante da demanda por energia elétrica, aliado às regras regulatórias setoriais cada vez mais rigorosas, impulsionou o desenvolvimento da Ferramenta 3RD. Esta ferramenta foi criada para enfrentar desafios relacionados ao atendimento de critérios como a aplicação do MCG e o cumprimento de prazos mais curtos para a interligação dos clientes após a solicitação à distribuidora, diante do crescimento no número de solicitações de conexões BT.

Assim sendo, com o uso da ferramenta, foi possível definir alternativas de obras de conexão automaticamente por meio de estudos de fluxo de potência, com uma média de 5 minutos/análise, gerando arquivos prontos para serem enviados às equipes responsáveis pelo projeto e execução das obras, caso necessário. Cabe destacar que os arquivos de saída contemplam todas as informações geradas nos estudos elétricos, tendo sido desenvolvidos em um formato de fácil interpretação e personalizável.

Como benefícios, além da redução do tempo de análise, o método desenvolvido aumenta a assertividade ao confirmar a real necessidade das obras, considerando informações reais de rede e medições para cada alternativa. Tais vantagens foram constatadas em comparação com o processo anterior, realizado manualmente com levantamento de dados de campo.

Quanto à análise financeira, para as 3 distribuidoras com o projeto implementado, observou-se uma redução do custo médio total das obras, resultando somente em 2024 em uma eficiência financeira de R\$ 55.000.000,00 no CAPEX total de conexão BT, além de prospecção de eficiência em anos posteriores e realocação desses investimentos em outras obras de reforço sistêmico prioritárias, reforçando com isso a aplicação de critérios regulatórios da REN 1000/2021 e promovendo a modicidade tarifária.

4. Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 956, de 16 de março de 2021. Anexo VIII: Módulo 8 – Qualidade do fornecimento de energia elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 5 nov. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 5 nov. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034: caderno de demanda de eletricidade. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 3 nov. 2024.