

Objetivo: promover reflexões e debates sobre temas atuais e futuros envolvendo os sistemas de distribuição de energia elétrica. A ideia desses encontros é criar um ambiente descontraído promovendo uma reflexão holística sobre o futuro do setor em que:

- ✓ Tendências possam ser discutidas de forma a potencializar os benefícios e antecipar dificuldades
- ✓ Experiências e conhecimentos possam ser compartilhados beneficiando o setor

CRONOGRAMA DO CICLO DE PALESTRAS

29 DE AGOSTO | 14h às 16h

Tema: Gestão de perdas técnicas: modelos e ferramentas (DSS Extensions)

26 DE SETEMBRO | 14h às 16h

Tema: A living lab for integration of emerging technologies into distribution systems of the future: A CPFL-UNICAMP Collaboration

17 DE OUTUBRO | 14h às 16h

Tema: Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração

21 DE NOVEMBRO | 14h às 16h

Tema: Grid-edge technologies: changing the paradigms to promote the 3D concept (decentralization, decarbonization and digitalization)

5 DE DEZEMBRO | 14h às 16h

Tema: Power quality data analytics: a new world of applications.

Gestão de perdas técnicas: modelos e ferramentas (DSS Extensions)

Walmir Freitas – UNICAMP

<http://www.dsee.fee.unicamp.br/~walmir>

walmir@unicamp.br

ANEEL – Agosto/2022

Disclaimer

The opinions expressed in this presentation and on the following slides are solely those of the presenter and not necessarily those of UNICAMP, ANEEL, CPFL Energia and other partners. UNICAMP, ANEEL, and CPFL Energia do not guarantee the accuracy or reliability of the information provided herein

Agenda

- Análise do modelo elétrico
 - ✓ Metodologia de comparação
 - ✓ Resultados
 - ✓ Sugestões de aprimoramento (modelo/metodologia)
- DSS Extensions:
 - ✓ Cronologia
 - ✓ Visão geral
 - ✓ Sugestões de aprimoramento (ferramenta)

Modelo elétrico

Metodologias de processamento de dados e de computação de alto desempenho para acelerar a análise de perdas via BDGD e OpenDSS

PD-0063-3048/2018



Objetivos: modelo elétrico/metodologia

- **Objetivo:**
 - ✓ Avaliar necessidade de **aprimoramento do modelo elétrico regulatório** atual
- **Importância do cálculo preciso:**
 - ✓ Avaliar e planejar ações de melhoria de **eficiência energética**
 - ✓ Avaliar e planejar ações de combate às **perdas não técnicas**
- **Precisão versus viabilidade (simplicidade):**
 - ✓ Modelo deve ser adequado considerando a realidade de **todas as concessionárias**
- **Alocação das perdas:**
 - ✓ A alocação das perdas deve ser feita via **modelo regulatório** para evitar inconsistências
- **Ações de melhorias de eficiência energética:**
 - ✓ Incentivos para ações de melhorias de eficiência energética devem ser feitos via **modelo regulatório** para evitar inconsistências

Metodologia de comparação: abrangência

- São avaliados os modelos de todos os componentes do circuito, tais como (**completude**):
 - ✓ Cargas
 - ✓ Linhas
 - ✓ Transformadores de distribuição (MT/BT)
 - ✓ Resistências de aterramento
 - ✓ Bancos de capacitores
- O impacto de cada parâmetro no cálculo de perdas é avaliado em 2 distribuidoras brasileiras de grande porte e com características distintas (**diversidade**): uma predominantemente urbana e outra predominantemente rural

Metodologia de comparação: características das redes analisadas - diversidade

- Características gerais das 2 distribuidoras (2.636 alimentadores):

Característica	Distribuidora A	Distribuidora B
Número de alimentadores próprios	Total: 1.538 11,9 kV: 770 13,8 kV: 738 34,5 kV: 30	Total: 1.096 13,8 kV: 465 23,1 kV: 623 44 kV: 8
Número de unidades consumidoras	Total: 4.669.485 1φ: 2.146.613 (46,0%) 2φ: 2.009.851 (43,0%) 3φ: 513.021 (11,0%)	Total: 3.000.421 1φ: 2.344.290 (78,1%) 2φ: 225.746 (7,5%) 3φ: 430.385 (14,3%)
Número de transformadores MT/BT próprios	Total: 211.020 1φ: 3.936 (1,9%) 3φ: 207.084 (98,1%)	Total: 193.075 1φ: 98.714 (51,1%) 3φ: 94.361 (48,9%)

Metodologia de comparação: características das redes analisadas - diversidade

- Comprimento total de trechos do circuito **por alimentador**:

Rede primária

Grandeza	Dist. A	Dist. B
Média	55,2 km	99,5 km
Desvio	87,2 km	158,8 km
Máximo	871,9 km	1.107,6 km

Comprimento médio na Dist. B
é o dobro da Dist. A

Desvio padrão próximo ou maior que a
média em todos os segmentos

Rede secundária

Grandeza	Dist. A	Dist. B
Média	35,5 km	52,4 km
Desvio	51,5 km	54,2 km
Máximo	1.658,0 km	387,2 km

Ramais de serviço

Grandeza	Dist. A	Dist. B
Média	39,0 km	40,7 km
Desvio	30,8 km	31,7 km
Máximo	200,2 km	184,9 km

Os comprimentos médios são muito diferentes entre as empresas

→ Variabilidade entre empresas

Em todos os casos, o desvio padrão é próximo ou maior que a média

→ Variabilidade dentro da própria empresa

Metodologia de comparação: simulações

Características da simulação

- Período simulado: **1 ano completo** (janeiro a dezembro de 2019, BDGD ordinária 2019)
- São consideradas apenas as perdas técnicas calculadas via simulação (**redes de média tensão e baixa tensão**)
- Não são consideradas as perdas na rede de alta tensão e nos medidores
- **É incluído efeito das perdas não-técnicas nas perdas técnicas**
- São avaliados **18 modelos alternativos** ao caso base
- São considerados apenas alimentadores que convergiram em todos os 19 modelos analisados (caso base + 18 modelos alternativos):
 - ✓ Dist. A: 1.332 de 1.342 (99,3% dos alimentadores - 99,1% da energia injetada total)
 - ✓ Dist. B: 987 de 1.010 (97,8% dos alimentadores - 97,8% da energia injetada total)

Metodologia de comparação: caso base

Modelo elétrico utilizado no Caso Base das comparações (Caso ANEEL)

- Cargas:
 - ✓ Dependência com a tensão: parte ativa: 50% P_{cte} + 50% Z_{cte} , parte reativa: 100% Z_{cte}
 - ✓ Tipo de conexão: 1 ϕ : fase-neutro, 2 ϕ : fase-fase, 3 ϕ : delta
 - ✓ Fator de potência: 0,92 indutivo
 - ✓ Resolução temporal das curvas de carga: 1 hora
- Linhas:
 - ✓ Impedância: informa apenas impedância série de sequência positiva (resistência do Módulo 7 do PRODIST, reatância da BDGD)
 - ✓ Condutor neutro: considerado simplificado
- Transformadores:
 - ✓ Corrente de magnetização: desprezada
 - ✓ Perdas técnicas no cobre e no ferro: Módulo 7 do PRODIST (ABNT NBR 5440:2014)
 - ✓ Transformadores em vazio: desprezados
- Outros:
 - ✓ Resistência de aterramento: 15 Ω apenas no transformador
 - ✓ Capacitores: desprezados

Cargas: dependência com a tensão

Análise detalhada (simulação):

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL
- Alternativo: Diferente para cada estudo

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
P constante	+2,1%	+1,8%
I constante	+0,2%	+0,1%
Z constante	-1,3%	-1,1%

Resultados:

- Modelo potência constante leva a um aumento entre **1,8%** e **2,1%** nas perdas técnicas calculadas
- Modelo corrente constante apresenta resultado semelhante ao modelo ANEEL
- Modelo impedância constante leva a uma redução entre **1,1%** e **1,3%** nas perdas técnicas calculadas

Conclusão: não há necessidade de aprimoramento do modelo atual, o qual está alinhado com práticas internacionais e estudos com validação em campo

Cargas: tipo de conexão

Problemática: Determinar o impacto de diferentes representações de conexões da carga nas perdas elétricas

Conexões:

- Cargas monofásicas: Sempre conectadas entre fase e neutro (não há variação em relação ao modelo ANEEL)
- Cargas bifásicas: Fase-fase (ANEEL) ou fase-fase-neutro
- Cargas trifásicas: Delta (ANEEL) ou estrela

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (3 Φ : delta, 2 Φ : fase-fase, 1 Φ : fase-neutro)
- Alternativo: Consumidores trifásicos conectados em estrela, e bifásicos conectados fase-fase-neutro

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
3 ϕ : delta 2 ϕ : fase-fase-neutro 1 ϕ : fase-neutro	0,0%	-0,2%

Resultado: a diferença entre o modelo ANEEL e o Alternativo é pequena (magnitude inferior a 0,2%)

Conclusão: não há necessidade de aprimoramento do modelo atual

Cargas: fator de potência

Problemática: Determinar o impacto do fator de potência das cargas nas perdas elétricas

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (0,92 indutivo)
- Alternativo: Cargas de BT com fator de potência 0,85 indutivo (cargas MT foram mantidas com fator de potência 0,92 indutivo)

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
Fator de potência 0,85 indutivo	+6,9%	+5,8%

Resultado: efeito significativo nas perdas: aumento entre **5,8%** e **6,9%** nas perdas técnicas calculadas

Comentário: difícil implementação: não há informações precisas sobre o fator de potência das cargas

Conclusão: necessidade de mais estudos

Bancos de capacitores

Problemática: Determinar como os bancos de capacitores fixos e chaveados devem ser representados. Modelo ANEEL atual considera todos os bancos **desconectados**

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (bancos de capacitores desconectados)
- Alternativo: Diferente para cada estudo

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
Todos os capacitores são inclusos (fp 0,92)	-1,7%	+2,4%
Todos os capacitores são inclusos + fp das cargas BT alterado para 0,85 ind.	+3,5%	+5,9%

Resultados:

- A conexão de todos bancos de capacitores mantendo o fator de potência das cargas em 0,92, possui um impacto de cerca de **±2,0%** nos valores calculados de perdas
- A conexão de todos bancos de capacitores reduzindo o fator de potência das cargas BT para 0,85, leva a um aumento entre **3,5%** e **5,9%** nos valores calculados de perdas

Comentário: este resultado depende do modelo de carga

Conclusão: necessidade de mais estudos

Resistência de aterramento

Problemática: Determinar quais valores devem ser utilizados para impedância de aterramento dos transformadores (R_{AT-T}) e consumidores (R_{AT-C}). Atualmente, o modelo ANEEL considera $R_{AT-T} = 15 \Omega$ e não inclui resistência de aterramento nos consumidores, ou seja, $R_{AT-C} \rightarrow \infty$

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (resistência de aterramento de 15Ω apenas no transformador)
- Alternativo: Diferente para cada estudo

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
$R_{AT-T} = 15 \Omega, R_{AT-C} = 20 \Omega$	-0,2%	-0,1%
$R_{AT-T} = 20 \Omega, R_{AT-C} = 20 \Omega$	-0,2%	-0,1%

Resultado: efeito pequeno no cálculo das perdas

Comentário: os valores de aterramento são mais elevados na prática

Conclusão: o modelo atual é adequado

Cargas: resolução temporal das curvas de carga

Problemática: Determinar o impacto da resolução temporal nas perdas elétricas

- As perdas são integralizadas com base em soluções sequenciais temporais de fluxos de carga (*time series power flows*)
- O intervalo de integração pode afetar o cálculo das perdas
- Quanto menor o intervalo de discretização (maior resolução), maior a precisão
- Quanto menor o intervalo de discretização (maior resolução), maior esforço computacional

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (60 minutos)
- Alternativo: Diferente para cada estudo

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
15 minutos	+0,1%	+0,2%
30 minutos	+0,1%	+0,1%

Resultado: redução do intervalo de integralização para 15 minutos resulta em aumento entre **0,1% e 0,2%** nas perdas calculadas

Comentário: o uso de intervalos menores **umenta** o tempo computacional consideravelmente

Conclusão: o modelo atual é adequado – bom balanço entre precisão e esforço computacional

Linhas: cálculo da matriz impedância e efeito do condutor neutro

Problemática: Estabelecer método para calcular a impedância/admitância das linhas

	Cabo de neutro	Impedância série	Capacitância shunt
Caso 1 (Modelo ANEEL, 2017)	Não inclui	<ul style="list-style-type: none">• Z_1 informada pela concessionária• Z_0 default do OpenDSS	Default do OpenDSS
Caso 2 (Modelo ANEEL, 2018)	Inclui o cabo de neutro ($Z_N = Z_F$)	<ul style="list-style-type: none">• Z_1 informada pela concessionária• Z_0 default do OpenDSS	Default do OpenDSS
Caso 3 (Alternativo 01)	Inclui o cabo de neutro ($Z_N = Z_F$)	<ul style="list-style-type: none">• Z_1 informada pela concessionária• Z_0 informada pela concessionária	Default do OpenDSS
Caso 4 (Alternativo 02)	Inclui o cabo de neutro ($Z_N = Z_F$)	<ul style="list-style-type: none">• Z_1 informado pela concessionária• Z_0 informada pela concessionária	Informada pela concessionária
Caso 5 (Completo)	Todos os parâmetros calculados com base nas informações de estrutura dos postes e condutores fornecidas pela concessionária (utiliza-se componentes de fase)		

Linhas: cálculo da matriz impedância e efeito do condutor neutro

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL ([2018](#)), no qual a concessionária informa apenas impedância de sequência positiva. Utiliza-se valor *default* para impedância de sequência zero ($R_0 = 0,5853 \Omega/\text{km}$, $X_0 = 1,3278 \Omega/\text{km}$), para capacitância de sequência positiva e zero ($C_1 = 11,1549 \text{ nF}/\text{km}$, $C_0 = 5,2493 \text{ nF}/\text{km}$) e **condutor de neutro é igual ao condutor de fase**
- Alternativo: Diferente para cada estudo

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
Caso 1: ANEEL 2017 (sem neutro)	-0,9%	-2,3%
Caso 3: Alternativo 1 (Z_1 e Z_0)	0,0%	0,0%
Caso 4: Alternativo 2 (Z_1 , Z_0 , C_1 e C_0)	-0,5%	-0,6%
Caso 5: Completo (componentes de fase)	-1,2%	-0,9%

Resultado: considerar modelo completo da impedância das linhas (componentes de fase) leva a uma redução entre **0,9%** e **1,2%** nas perdas calculadas

Comentário: o modelo completo (Caso 5) é de implementação mais difícil por ser necessário o conhecimento das geometrias dos postes utilizados. Solução adotada para inclusão do condutor neutro ($Z_N = Z_F$) é adequada (bom compromisso entre precisão e simplicidade)

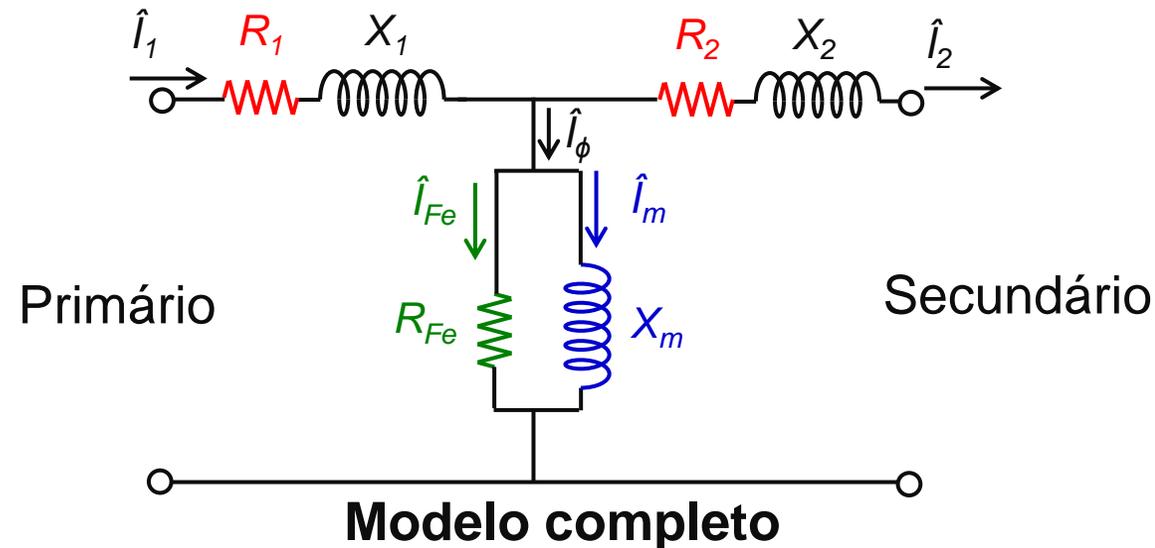
Conclusão: o modelo atual é adequado – bom balanço entre precisão e disponibilidade e qualidade dos dados

Transformadores: nível de detalhamento do modelo e valores de parâmetros

Problemática:

Determinar o modelo que deve ser adotado para representar transformadores

Estabelecer método para calcular os parâmetros do modelo



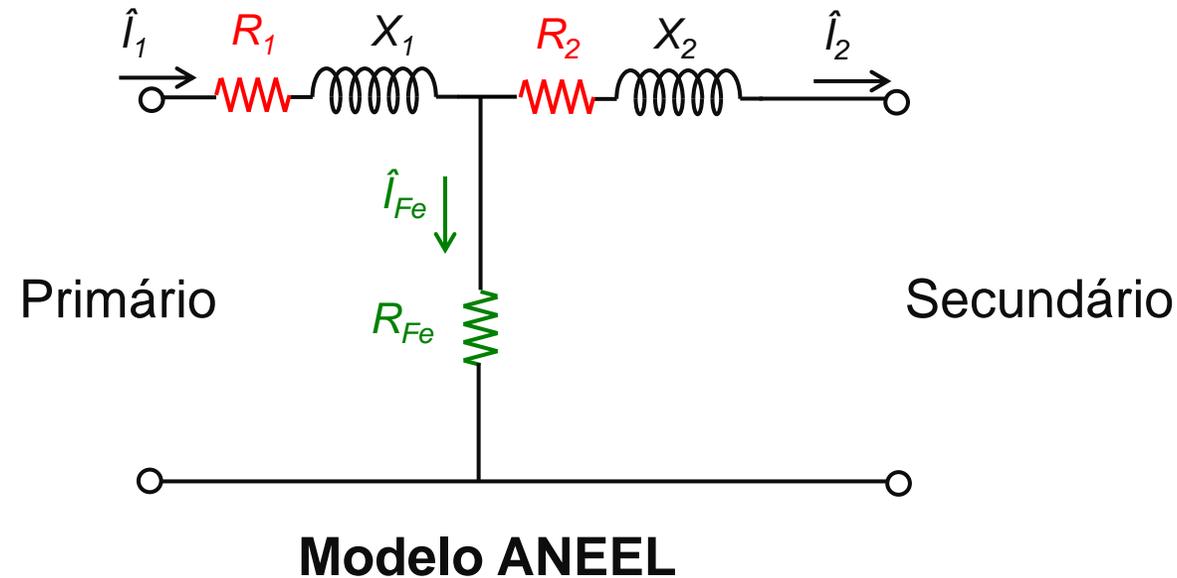
Parâmetros:

- R_1, R_2 : Representam perdas no cobre (perdas nos enrolamentos do transformador)
- R_{Fe} : Representa perdas no ferro (perdas no núcleo do transformador)
- X_1, X_2 : Reatâncias de dispersão dos enrolamentos do transformador
- X_m : Reatância de magnetização do transformador (\hat{I}_m = corrente de magnetização)

Transformadores: nível de detalhamento do modelo e valores de parâmetros

Modelo: ANEEL não considera a corrente de magnetização dos transformadores no cálculo de perdas

Conclusão: Subestimação das perdas elétricas em razão da redução da corrente passante nos elementos de rede



Parâmetros: Os valores de perdas no ferro e no cobre adotados pela ANEEL são inferiores, pois empregam valores tabelados pela ABNT NBR 5440:2014 considerando classes superiores de eficiências

Conclusão: subestimação das perdas elétricas em razão da consideração de transformadores mais eficientes

Transformadores: corrente de magnetização

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (corrente de magnetização é nula)
- Alternativo: Valores de corrente de magnetização extraídos com base na tabela da ABNT

$$\%imag = \sqrt{\%i_{\phi}^2 - \%i_{Fe}^2}$$

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
Transformadores com corrente de magnetização	+4,0%	+4,7%

Resultado: considerar a corrente de magnetização aumenta entre **4,0%** e **4,7%** as perdas calculadas

Conclusão: o modelo atual pode ser aperfeiçoado

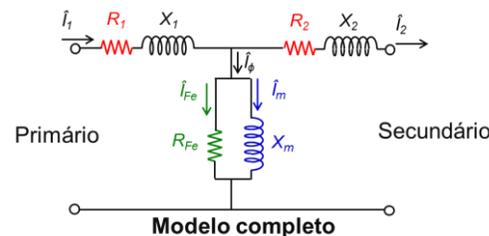


Tabela 5 – Valores de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos com tensões máximas de 15 kV

Potência do transformador kVA	Eficiência	Perda em vazio	Perda total	Rendimento mínimo C=0,5 e FP=0,92	Corrente de excitação	Tensão de curto-circuito
	Nível	W	W	%	%	%
15	A	45	265	98,57	4	
	B	50	290	98,43		
	C	60	330	98,19		
	D	75	370	97,89		
	E	85	410	97,65		
30	A	75	445	98,80	3,6	
	B	90	495	98,63		
	C	110	560	98,41		
	D	130	630	98,19		
	E	150	695	97,97		
45	A	100	610	98,91	3,2	3,5
	B	115	670	98,79		
	C	140	760	98,59		
	D	170	855	98,38		
	E	195	945	98,19		
75	A	150	895	99,03	2,7	
	B	175	990	98,91		
	C	215	1 125	98,73		
	D	255	1 260	98,55		
	E	295	1 395	98,37		
112,5	A	195	1 210	99,14	2,5	
	B	230	1 340	99,03		
	C	285	1 525	98,86		
	D	335	1 705	98,71		
	E	390	1 890	98,54		
150	A	245	1 500	99,20	2,3	
	B	285	1 655	99,10		
	C	350	1 880	98,95		
	D	420	2 110	98,79		
	E	485	2 335	98,65		
225	A	330	2 100	99,26	2,1	4,5
	B	380	2 315	99,17		
	C	470	2 630	99,03		
	D	560	2 945	98,90		
	E	650	3 260	98,76		
300	A	410	2 610	99,31	1,9	
	B	475	2 885	99,23		
	C	585	3 275	99,10		
	D	700	3 670	98,97		
	E	810	4 060	98,84		

Fonte: ABNT NBR 5440:2014

Transformadores: perdas no ferro e no cobre

Análise detalhada:

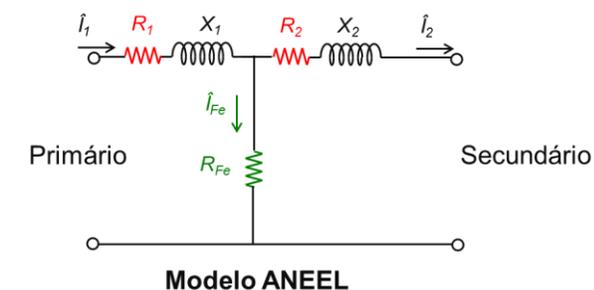
- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (valores de perdas informados no Módulo 7 do PRODIST)
- Alternativo: Valores de perdas obtidos da base de dados da concessionária

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
Perdas da base de dados da concessionária	+11,5%	+9,5%

Resultado: parâmetros obtidos na base de dados das distribuidoras apresentam um aumento entre **9,5%** e **11,5%**

nas perdas calculadas

Conclusão: o modelo atual pode ser aperfeiçoado



Transformadores: transformadores em vazio

Análise detalhada:

- Caso Base: Modelo utilizado pela ANEEL (desconsidera todos os transformadores em vazio)
- Alternativo: Considera todos os transformadores em vazio

Modelo alternativo	Dist. A	Dist. B
Considera todos os transformadores em vazio	+0,7%	+1,9%

Resultado: incluir o efeito de todos os transformadores em vazio apresenta um aumento entre **0,7%** e **1,9%** nas perdas calculadas

Conclusão: o modelo atual pode ser aperfeiçoado

Modelo elétrico: variação das perdas técnicas MT/BT calculadas via simulação computacional – referência ANEEL

	Item	Distribuidora A (1.332 alimentadores)	Distribuidora B (987 alimentadores)
Cargas	Dependência com a tensão	<ul style="list-style-type: none"> Pcte: +2,1% Icte: +0,2% Zcte: -1,3% 	<ul style="list-style-type: none"> Pcte: +1,8% Icte: +0,1% Zcte: -1,1%
	Tipo de conexão (Δ ou Y)	0,0%	-0,2%
	Fator de potência para 0,85 ind.	+6,9%	+5,8%
	Resolução temporal das curvas de carga	<ul style="list-style-type: none"> 15 min: +0,1% 30 min: +0,1% 	<ul style="list-style-type: none"> 15 min: +0,2% 30 min: +0,1%
Linhas	Impedância dos condutores	<ul style="list-style-type: none"> Sem condutor neutro: -0,9% Z1 e Z0: 0,0% Z1, Z0, Y1 e Y0: -0,5% Completo: -1,2% 	<ul style="list-style-type: none"> Sem condutor neutro: -2,3% Z1 e Z0: 0,0% Z1, Z0, Y1 e Y0: -0,6% Completo: -0,9%
Transformadores	Corrente de magnetização	+4,0%	+4,7%
	Perdas do transformador	+11,5%	+9,5%
	Transformadores em vazio	+0,7%	+1,9%
Outros	Resistência de aterramento	-0,2%	-0,2%
	Capacitor	<ul style="list-style-type: none"> Apenas capacitores: -1,7% Capacitores + fp das cargas: +3,5% 	<ul style="list-style-type: none"> Apenas capacitores: +2,4% Capacitores + fp das cargas: +5,9%

Sugestões de aprimoramento

Propostas para melhorar o **precisão** do cálculo de perdas técnicas

- ✓ **Aprimoramento 1:** inclusão da corrente de magnetização dos transformadores de distribuição
- ✓ **Aprimoramento 2:** adoção dos parâmetros realistas dos transformadores de distribuição
- ✓ **Aprimoramento 3:** inclusão dos transformadores em vazio

Impacto na estimativa das perdas não técnicas

Modelo	Empresa	Impacto na PNT (2018)	Impacto na PNT (2019)
Corrente de magnetização	Distribuidora A	-3,8%	-3,6%
	Distribuidora B	-6,2%	-6,1%
Perdas reais nos transformadores	Distribuidora A	-10,9%	-10,4%
	Distribuidora B	-12,5%	-12,3%
Transformadores em vazio	Distribuidora A	-0,7%	-0,6%
	Distribuidora B	-2,5%	-2,5%

DSS Extensions: visão geral

DSS Extensions

Walmir Freitas – UNICAMP

Paulo Meira – UNICAMP

Ricardo Torquato – UNICAMP

DSS Extensions: surgimento e evolução

Por que uma interface alternativa?

- Utilizamos o [OpenDSS](#) desde 2012 (previamente desenvolvemos o *DiSS – Distribution System Simulator*)
- Em 2015-2016: execuções de simulações mais numerosas e intensivas
 - Necessidade de maior eficiência de código (contornar **deficiências da interface COM**)
 - Necessidade de manipulação de **estruturas/funções internas** do OpenDSS
 - Necessidade de uso em servidor com sistema operacional **Linux** e ambiente **HPC**
- Tentativas iniciais empregando a interface **OpenDSSDirect.DLL** oficial
 - Com poucas exceções, OpenDSSDirect.DLL (DCSL) expõe o mesmo conteúdo que o módulo COM
- Início da escrita de uma interface em **C plano** para expor mais funcionalidades internas do OpenDSS
 - **DSS C-API**: criada para viabilizar o acesso a itens internos e expor uma interface em C plano
- Juntamente com a DSS C-API, foi criada uma camada (*bindings*) para expor as funções da DSS C-API em Python
 - **DSS Python**: expõe a DSS C-API de forma compatível com a estrutura de classes exposta pelo módulo COM oficial

DSS Extensions: surgimento e evolução

Disponibilização ao público

- **fev/2018:** disponibilizada a primeira versão pública do **DSS C-API** e **DSS Python**
→ <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861976/thread/525c13df/>

Expansão para C#

- Engenheiros de distribuidoras brasileiras (principalmente CEMIG) manifestaram seu interesse no uso da DSS C-API em ambiente C#/.NET
→ **mar/2018:** Disponível **DSS Sharp**

DSS Extensions: surgimento e evolução

Criação da organização DSS Extensions

- **ago/2018:** Pesquisadores do [NREL](#) (em especial Dheepak K.) manifestaram interesse em migrar seu módulo Python ([OpenDSSDirect.py](#)), que antes utilizava diretamente o DLL do OpenDSS oficial, para utilizar a DSS C-API devido a **melhorias de desempenho, estabilidade, correções de problemas, mais funcionalidades disponíveis e compatibilidade** com o OpenDSS oficial
- **dez/2018:** Pesquisadores de universidades brasileiras manifestaram seu interesse no uso da DSS C-API em linguagem MATLAB
 - versão inicial do **DSS MATLAB**
- **fev/2019:** Por intermédio de Dheepak ([NREL](#)), o módulo em Julia [OpenDSSDirect.jl](#), criado pelo pesquisador Tom Short ([EPRI](#)), foi migrado do OpenDSS oficial para a DSS C-API pelos mesmos motivos destacados anteriormente
- **fev/2019:** Dado o interesse por colaboração e adoção da DSS C-API por diferentes agentes (institutos de pesquisa, concessionárias, universidades), foi criada a organização **DSS Extensions** (<https://dss-extensions.org/> e <https://github.com/dss-extensions/>)
- Apesar de os nomes [OpenDSSDirect.jl](#) e [OpenDSSDirect.py](#) serem mantidos, ambos agora empregam DSS C-API

DSS Extensions: surgimento e evolução

Hoje

- Objetivos principais de compatibilidade multiplataforma e ajustes de API alcançados em 2018
 - Multiplataforma: [Windows](#), [Linux](#), [macOS](#)
 - Multiambiente: [Python](#), [MATLAB](#), [C/C++](#), [C#/.NET](#), [Julia](#)
 - Multiarquitetura: [Intel x86](#), [Intel x64](#), [ARM32](#), [ARM64](#)
- Diversas melhorias de desempenho computacional no DSS
- DSS Extensions baseadas na DSS C-API 0.12
- DSS C-API: mais de 10 mil downloads diretos
- DSS Python: mais de 482 mil downloads
- Adotado por laboratórios de pesquisa, universidades e concessionárias no Brasil e no exterior

DSS Extensions: arquitetura atual



OpenDSS oficial do EPRI.

O repositório SVN é rastreado e modificações importantes são portadas para DSS Extensions.

Grupo de projetos open-source, formado para atender as necessidades da comunidade de usuários.

Motor do OpenDSS com correções extras, diversas modificações e extensões (APIs e funções).
Exposto através de interface C plana, facilmente empregada por diversas linguagens.

Interfaces específicas para linguagens variadas.
Expõem o motor do OpenDSS e diversas das extensões de APIs e de funcionalidade.

DSS Extensions: adoção pela comunidade nacional e internacional

Números de downloads estimados

- **Diretamente da DSS C-API:** mais de 10 mil
- **DSS Python:** mais de 482 mil

dss-python

Summary

PyPI link	https://pypi.org/project/dss-python
Total downloads	482,516
Total downloads - 30 days	11,477
Total downloads - 7 days	3,643

Fonte: <https://pepy.tech/project/dss-python>

DSS Extensions: adoção pela comunidade nacional e internacional

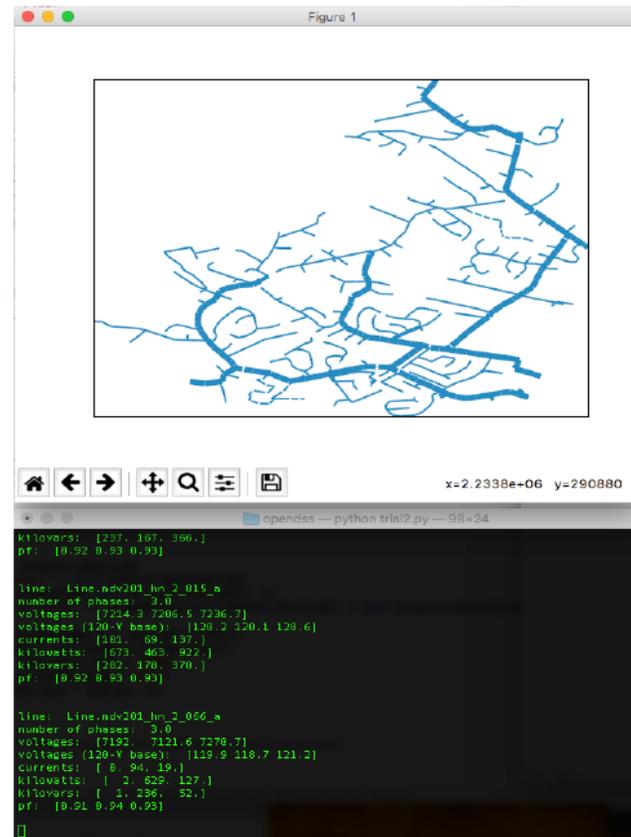
- **Laboratórios:** NREL, Sandia, Argonne, Idaho National Laboratory
- **Fabricantes:** Siemens, Hitachi America
- **Concessionárias brasileiras:** CPFL, CEMIG
- **Universidades brasileiras:** USP, UNICAMP, UFBA, UFJF, UFMG, UFPA, UFRGS, UFSM, PUC-Rio, ...
- **Universidades internacionais:** University of Melbourne, Newcastle University, University of Bristol, Cardiff University, Texas A&M University, University of Texas at Austin, Arizona State University, University of Alberta, ...

DSS Extensions: adoção pela comunidade nacional e internacional

National Energy Renewable Laboratory (NREL) + Sandia National Laboratories + Idaho National Laboratory

Technical Accomplishments and Progress Task Three: PEV and Distribution System Modeling

- OpenDSS model development underway
 - Data request in progress
- Python-based toolkit
 - Task intent
 - Create control interface
 - Create visualization tools to monitor results
 - Leverage existing Python packages
 - dss_python
 - OpenDSSdirect
 - Current progress
 - Dynamic input control interface
 - Circuit Map
 - Topology map
 - Dynamic print out of line information from plot



Fonte:

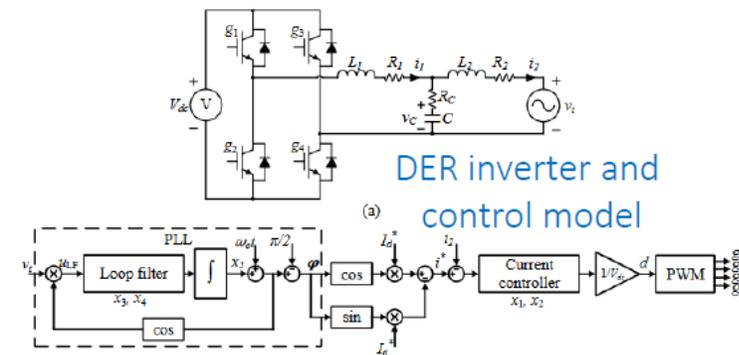
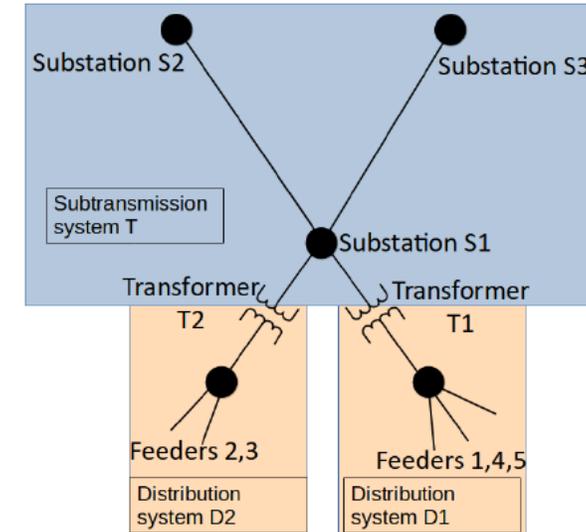
https://www.energy.gov/sites/default/files/2019/06/f63/elt202_walkowicz_2019_o_4.19_7.16pm_jl.pdf

DSS Extensions: adoção pela comunidade nacional e internacional

Hitachi America, Ltd. + Arizona State University

T&D co-simulation: system model

- Feeder 1: detailed model with secondaries
- Feeders 2-5: detailed model, no secondaries
- Inverters (all 767) using custom user models
 - Dynamic phasors
 - Different P, Q control (IEEE 1547) modes, and detailed abnormal voltage response
 - OpenDSS DLL – using Delphi, python user model for use with dss-python
- Overcurrent protection at Substation S1
- Network time series results verified with measurements, and DLL verified with PLECS
- Balanced/unbalanced faults on distribution/subtransmission system studied



Fonte:

https://documents.pserc.wisc.edu/documents/general_information/presentations/pserc_seminars/webinars_2021/Webinar_Slides_Ayyanar_Yang_Chongfuangprinya_8_31_21.pdf

DSS Extensions: adoção pela comunidade nacional e internacional

University of Melbourne



Nando Ochoa Pizzali luis.ochoa@unimelb.edu.au [via](mailto:luis.ochoa@unimelb.edu.au) [listserv.nodak.edu](mailto:luis.ochoa@unimelb.edu.au)
to POWER-GLOBE ▾

Tue, Mar 22, 8:23 PM



I'm surprised that some people don't know about EPRI's OpenDSS (<https://www.epri.com/pages/sa/opendss>). It's one of the most serious and sophisticated software packages to study distribution networks :-). As a matter of fact, more and more distribution companies, consultancies, etc. around the world are using it for hosting capacity assessments and many other DER-related studies. We have been using it for more than 10 years in our research.

For those that are new to OpenDSS, I developed this training material years ago: <https://sites.google.com/view/luisfochoa/research-tools/opendss-training-material>

Although not supported by EPRI, one can use the native Python module `dss_python` which makes it even easier to code (using Python, of course): https://github.com/dss-extensions/dss_python (by the way, many thanks to the author Paulo Meira from UNICAMP, Brazil!)

cheers,
Nando

--
Prof Luis(Nando) Ochoa
Professor of Smart Grids and Power Systems
Department of Electrical and Electronic Engineering
Building 193, Level 2, Room 215
The University of Melbourne
Parkville 3010 VIC, Australia

tel +61 3 9035 4570
luis.ochoa@unimelb.edu.au
<http://sites.google.com/view/luisfochoa/>

Note: Instead of the COM interface, you can use the ***dss-python*** module. More info here: https://github.com/Team-Nando/Tutorial-DERHostingCapacity-1-dss_python

Aplicação no Cálculo de Perdas Técnicas

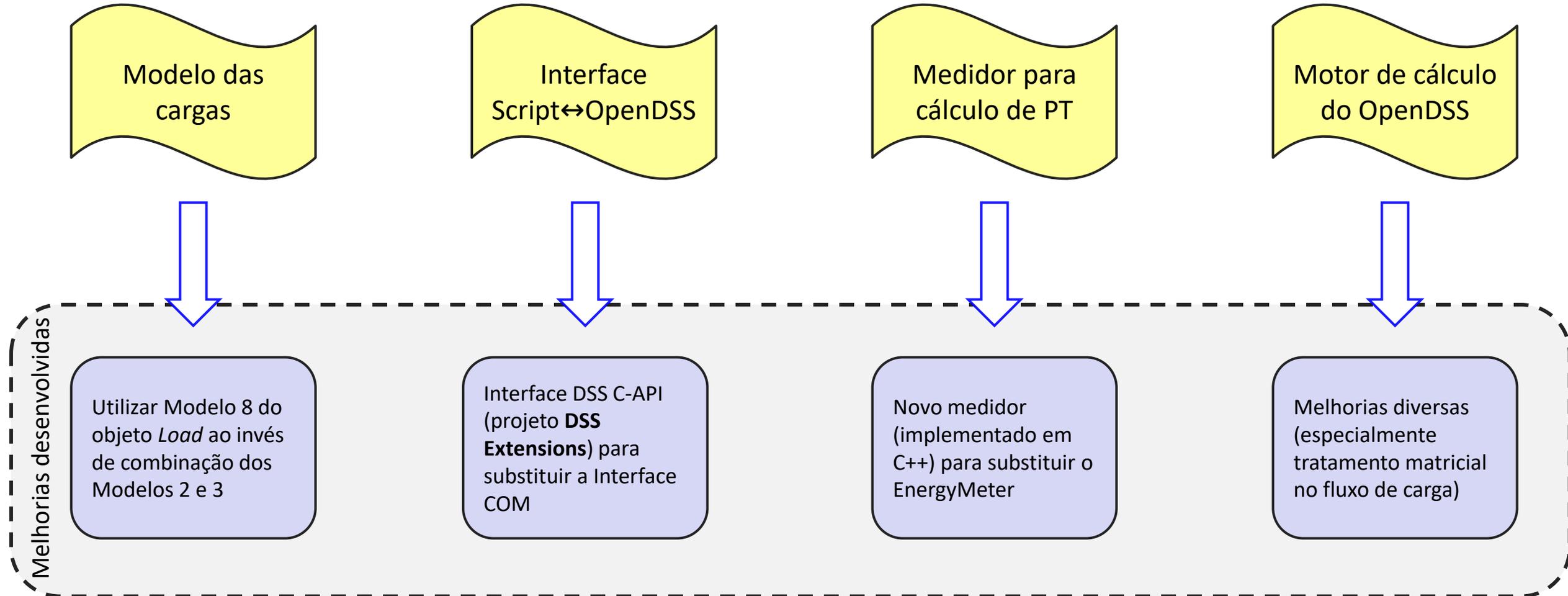
Metodologias de processamento de dados e de computação de alto desempenho para acelerar a análise de perdas via BDGD e OpenDSS

PD-0063-3048/2018



Principais melhorias de desempenho computacional

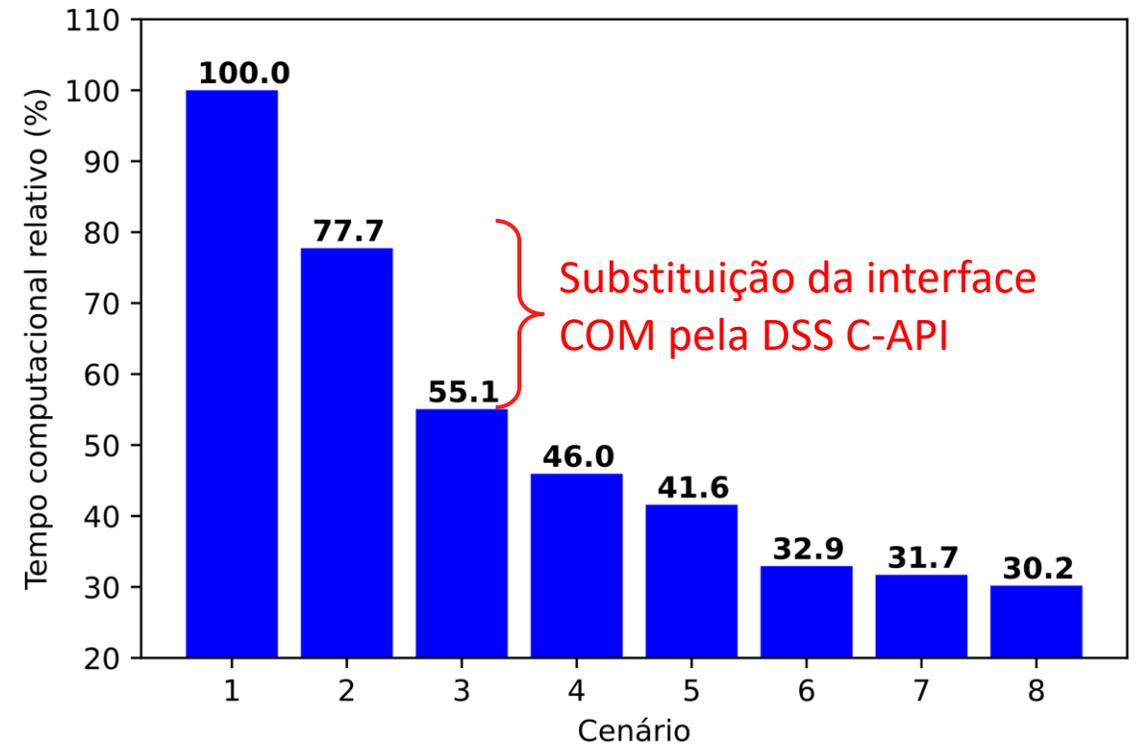
- As melhorias de desempenho computacional foram desenvolvidas considerando **quatro** aspectos do cálculo via OpenDSS:



Principais melhorias de desempenho computacional

Estudo: cálculo de perdas em 12 meses, 174 alimentadores:

- Cenário 1 (Caso Base): 2 objetos *Load* por carga, COM, *EnergyMeter*, sem reuso da matriz Y;
- Cenário 2: **1 objeto *Load* por carga**, COM, *EnergyMeter*, sem reuso da matriz Y;
- Cenário 3: **1 objeto *Load* por carga**, **DSS C-API**, *EnergyMeter*, sem reuso da matriz Y;
- Cenário 4: **1 objeto *Load* por carga**, DSS C-API, ***CustomMeter Método 1***, sem reuso da matriz Y;
- Cenário 5: **1 objeto *Load* por carga**, DSS C-API, ***CustomMeter Método 2***, sem reuso da matriz Y;
- Cenário 6: **1 objeto *Load* por carga**, DSS C-API, ***CustomMeter Método 2***, **reuso da matriz comprimida**;
- Cenário 7: **1 objeto *Load* por carga**, DSS C-API, ***CustomMeter Método 2***, **reuso da fatoração simbólica**;
- Cenário 8: **1 objeto *Load* por carga**, DSS C-API, ***CustomMeter Método 2***, **reuso da fatoração numérica**.



Estudo 3,3 vezes mais rápido

Outras melhorias de desempenho computacional

1. Adaptar estrutura de arquivos:

- **Alteração:** durante conversão, salvar circuito em arquivos *dss* + salvar consumo mensal em um arquivo *SQLite* por SE
- **Benefício:** não é necessário consultar o banco de dados completo da empresa múltiplas vezes (para os vários alimentadores e dias estudados)

2. Incorporar diferentes tipos de dia (DU, SA e DO) em 1 objeto *Load*:

- **Alteração:** concatenar *LoadShapes* de DU, SA e DO em um único *LoadShape*
- **Benefício 1:** necessário percorrer as cargas e atualizar sua demanda média apenas 1 vez por mês (ao invés de 1 vez por tipo de dia)
- **Benefício 2:** consulta eficiente do consumo mensal das cargas no banco *SQLite* (por ser um banco de dados menor, por SE, a consulta e atualização das demandas médias das cargas é eficiente)

3. Incorporar efeito da PNT ao objeto *Load* original de cada carga:

- **Alteração:** utilizar fatores multiplicativos globais nativos do OpenDSS (*LoadMult*, *AllocationFactors*) para incorporar efeito da PNT
- **Benefício 1:** reduz o número de cargas que devem ser declaradas, tratadas e atualizadas na rede sem afetar resultado
- **Benefício 2:** não é necessário atualizar as cargas em cada iteração PNT. Apenas multiplicadores globais são atualizados

Modelo 8 + 3 dias em 1 *Loadshape* + multiplicadores globais para PNT → utiliza apenas 1 objeto *Load* do OpenDSS

Outras melhorias de taxa de convergência

4. Considerar novas tentativas quando fluxo de potência não convergir ou exceder limite de iterações de controle:

- **Alteração:** se não convergir ou exceder iterações de controle, forçar OpenDSS a remontar a matriz Y e tentar nova solução
- **Benefício:** melhor taxa de convergência dos circuitos pois, ao remontar a matriz Y, imprecisões numéricas acumuladas ao longo do estudo são eliminadas

Estudo de caso: impacto em duas distribuidoras brasileiras de grande porte (simulação de 12 meses)

Empresa	Total de alimentadores	Não convergidos	Não convergidos após tentativas	Glosados após tentativas
Distribuidora A	1.501	108	24	27
Distribuidora B	1.100	85	50	58

Desempenho computacional: estudo de caso

Foram executados testes completos (conversão BDGD + cálculo modelo distribuidora + cálculo modelo ANEEL, 12 meses, 4 empresas, +3.300 alimentadores, +10.000.000 UCs, +2.450.000 IPs)*

Conversão de dados e cálculo de perdas:

Etapa	Distribuidora A	Distribuidora B	Distribuidora C	Distribuidora D
Conversão	0h30min	0h04min	0h25min	0h11min
Cálculo (distribuidora)	2h00min	0h18min	1h15min	0h50min
Cálculo (ANEEL)	2h00min	0h17min	1h15min	0h50min
Total	4h30min	0h39min	2h55min	1h51min
Total de todas as empresas: 09h55min (aproximadamente 0,4 dia)				

Situação anterior: cerca de 20 dias

* *Processador: Intel(R) Xeon(R) CPU E5-2630 v4 (10 núcleos físicos), RAM: 64 GB, SSD: 250 GB, OS: Linux*

Substituição da interface COM pela DSS C-API: análise numérica

Estudo de caso: simulação de 12 meses em 174 alimentadores

Empresa completa

Estudo	PT (MWh)	Diferença em relação ao Caso Base (%)
Caso base (COM)	101.433,50868771940	---
DSS C-API	101.433,50868766874	$-4,5 \times 10^{-11}$

Alimentador e mês com maior diferença

Estudo	PT (MWh)	Diferença em relação ao Caso Base (%)
Caso base (COM)	106,70645130123987	---
DSS C-API	106,70645146034598	$1,5 \times 10^{-7}$

Efeito nas perdas técnicas: desprezível

**Comentários finais e
potencial de aprimoramento**

Sugestões de aprimoramento

Propostas para melhorar o **desempenho** do cálculo de perdas técnicas

- **Aprimoramento 1:** redução do número de objetos *Load* utilizados
- **Aprimoramento 2:** migração do ProgGeoPerdas para a DSS Extensions. Além do ganho de desempenho, isto permite uso de funcionalidades adicionais expostas na DSS Extensions
- **Aprimoramento 3:** adoção do *CustomMeter* para cálculo de perdas técnicas
- **Aprimoramento 4:** reuso de fatoração numérica da matriz Y do sistema

Sugestão:

Força tarefa ANEEL-UNICAMP para atualizar o ProgGeoPerdas

Obrigado

Walmir Freitas
walmir@unicamp.br