
MODELO REGULATÓRIO ADEQUADO PARA IMPLANTAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

ANEXO IV

**IMPACTO NAS CURVAS DE CARGAS E NAS PERDAS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM A
INSERÇÃO DA MICROGERAÇÃO UTILIZANDO SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA**

PROJETO ANEEL DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

P&D 04950-0586/2018

CEMIG DISTRIBUIÇÃO – CEMIG D

julho 2020

Sumário

1.	Introdução	3
2.	Simulação de Fluxo de Potência	6
3.	Escolha dos Alimentadores.....	7
3.1.	Amostra	7
3.2.	Comportamento da Carga	10
3.3.	Estrutura de Mercado	13
3.4.	Extensão da Rede	15
3.5.	Perdas Técnicas e Não Técnicas	18
4.	Análise dos Resultados das Simulações de Fluxo de Potência	21
4.1.	Alimentador GVSD18	22
4.2.	Alimentador SLUD222.....	63
4.3.	Alimentador BHHR12.....	101
4.4.	Alimentador IJAU07	145
4.5.	Alimentador NVSU07	185
4.6.	Alimentador RPA08	225
4.7.	Alimentador UNID215.....	265
5.	Conclusão.....	304

IMPACTO NA CURVA DE CARGA E NAS PERDAS DOS TRANSFORMADORES E ALIMENTADORES COM INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO UTILIZANDO SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho é determinar a influência da inserção de clientes MMGD sobre as perdas técnicas e na demanda máxima das redes de distribuição em média e baixa tensão, tendo em vista a apuração dos custos de responsabilidade desses usuários na compra de energia e no uso da rede de distribuição.

Quando uma geração, no caso, uma microgeração, se conecta à rede de distribuição, tende a alterar as perdas dependendo:

- i. da capacidade do gerador;
- ii. do local da conexão;
- iii. da distribuição destas conexões ao longo dos circuitos;
- iv. da característica física e do comportamento da carga do circuito e do alimentador.

Além disso, a alteração das perdas depende do nível de inserção da microgeração e do nível de insolação.

Assim foram feitas 9 (nove) simulações de fluxo de potência em uma amostra de 30 alimentadores com características diferentes, da área de concessão da CEMIG. Desses 30 alimentadores foram escolhidos 20, nos quais considerou-se que não havia nenhum problema relevante nas simulações de fluxo de potência. Dentre as características dos alimentadores estão: o nível atual de perdas técnicas, as perdas não técnicas, o comportamento da carga e estrutura de mercado (consumo e número de consumidores por classe) e extensão da rede de média e baixa tensão. O processo de escolha desses alimentadores está apresentado no item 4 deste documento.

- Simulação 1A: 10% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 1B: 10% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 1C: 10% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 2A: 20% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 2B: 20% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 2C: 20% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 3A: 50% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 3B: 50% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 3C: 50% de Inserção e Insolação Mínima

Na Simulação 1 foram sorteados aleatoriamente, dentre todos os clientes de baixa tensão conectados em cada alimentador, 10% nos quais adicionou-se uma curva de GFV – geração

fotovoltaica, de cada uma das três condições de insolação, com capacidade para, na média do ano, gerar exatamente a energia atualmente consumida pelo cliente.

Na Simulação 2 foram sorteados 20% de clientes e na Simulação 3 foram sorteados 50% que instalariam GFV em cada alimentador. Para essas simulações, vale a mesma consideração acima.

Observa-se que, como o sorteio foi por alimentador, e não por transformador, esse percentual é maior e menor em cada transformador, podendo, por exemplo, um transformador da Simulação 1, superar os 20% que é o percentual médio da Simulação 2 e outro transformador não conter nenhum microgerador.

Conforme Anexo I - *Projeção da inserção da MMGD CEMIG-D*, previu-se uma inserção da microgeração em 4% do total de consumidores em 2025 e 15% em 2030, porém haverá maior e menor inserção dependendo do alimentador, por inúmeras razões.

Para verificar a possibilidade prática de haver inserção de 50% em alimentadores urbanos, foi feito um estudo tendo como base o BDGD e o Google Earth, no qual foram levantadas as áreas disponíveis para colocação de placas fotovoltaicas nos centros urbanos. O resultado é que há disponibilidade para inserção de placas suficientes para atender 100% do mercado mesmo em áreas urbanas. Esse estudo encontra-se no item 5 deste documento.

As simulações A, B e C correspondem à insolação Máxima, Média de Mínima, que variam conforme a condição de insolação. A Insolação Máxima – A corresponde à geração em sua capacidade máxima. A insolação Média corresponde a geração com 64% da capacidade e a Insolação Mínima com geração à 20% de sua capacidade.

As curvas abaixo apresentam as curvas de carga de geração em cada uma dessas três condições, em p.u. da máxima.

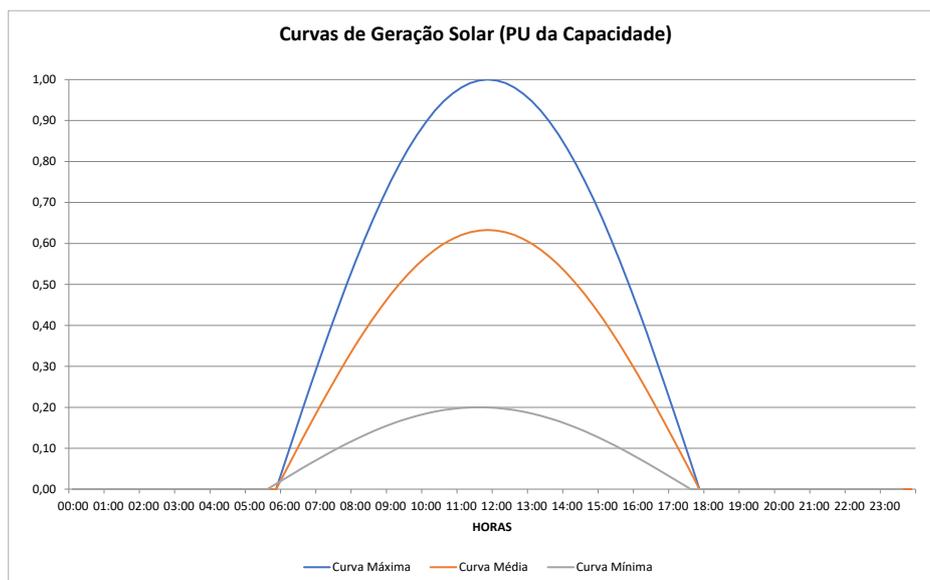


Figura 1

A tabela a seguir apresenta a lista dos alimentadores da amostra com as suas principais características.

Tabela 1

Alimentador	Mercado												Extensão rede	
	Comercial		Industrial		IP		Residencial		Rural		Total		MT	BT
	Número de clientes	kWh	Número de clientes	kWh	Número de clientes	kWh	Número de clientes	kWh	Número de clientes	kWh	Número de clientes	kWh		
AETD15	717	279.875	50	17.514	2	96	3.999	426.632	2	1.106	4.770	725.223	18	108
AOR03	309	72.910	13	5.240	7	1.603	1.844	157.559	2.333	700.440	4.506	937.752	1.101	142
BHAD33	194	138.724	23	17.977	-	-	921	141.773	-	-	1.138	298.474	11	21
BHBP08	282	256.899	3	5.245	-	-	111	15.490	-	-	396	277.634	4	4
BHGT13	858	503.445	35	64.612	-	-	2.672	614.913	-	-	3.565	1.182.970	7	20
BHGT14	722	321.015	29	47.822	-	-	1.925	393.276	-	-	2.676	762.113	6	20
BHHR12	750	307.606	60	84.902	1	47	4.592	701.812	-	-	5.403	1.094.367	9	44
CEL07	556	254.651	48	45.021	5	1.043	2.184	233.762	546	558.229	3.339	1.092.706	508	79
CEO07	11	680	-	-	1	448	121	6.405	812	191.401	945	198.934	371	33
CINC03	1.557	598.562	86	45.659	-	-	7.429	974.017	-	-	9.072	1.618.238	20	83
GVSD18	730	318.103	111	53.112	-	-	9.087	1.251.836	2	9.480	9.930	1.632.531	41	179
GVSU107	1.149	584.650	46	25.874	-	-	3.348	647.887	-	-	4.543	1.258.411	17	63
IJAU07	685	218.403	56	45.877	14	8.697	6.040	763.920	615	110.830	7.410	1.147.727	118	148
NLAU13	331	144.533	65	22.833	2	3.330	5.826	823.700	15	6.183	6.239	1.000.579	55	142
NVSU07	496	190.984	255	227.589	2	3.699	4.581	516.681	497	185.469	5.831	1.124.422	241	179
PMSU13	1.076	477.306	85	62.445	2	520	6.648	865.566	1	291	7.812	1.406.128	29	162
PRSU12	172	72.081	20	41.725	1	145	1.426	159.119	545	275.807	2.164	548.877	197	64
PSAU02	917	401.981	104	67.478	14	9.515	8.027	949.258	1.074	262.511	10.136	1.690.743	459	252
PTC02	370	161.366	45	12.754	3	3.351	3.738	407.131	886	747.649	5.042	1.332.251	605	139
RBSD226	489	178.845	61	34.979	1	180	4.451	537.699	-	-	5.002	751.703	16	77
RBST335	355	150.435	126	43.282	10	10.660	7.244	1.021.729	1	199	7.736	1.226.305	45	179
RPA08	-	-	-	-	-	-	-	-	105	192.788	105	192.788	117	3
RPR10	352	109.004	13	2.825	8	22.381	3.531	265.140	624	51.038	4.528	450.388	455	131
SDEU17	359	178.252	19	13.721	11	7.079	4.383	403.125	1.093	332.452	5.865	934.629	827	164
SLAU07	888	443.620	76	66.057	3	2.213	8.008	1.089.039	-	-	8.975	1.600.929	30	166
SLUD222	200	94.427	7	6.052	-	-	4.094	376.066	1	108	4.302	476.653	26	128
SNS08	155	51.647	5	4.602	3	433	1.445	113.649	313	57.102	1.921	227.433	213	69
SSZ06	9	8.260	-	-	-	-	6	2.565	528	201.474	543	212.299	571	13
UNID215	145	67.198	15	1.337	-	-	1.342	121.632	572	260.991	2.074	451.158	424	60
VZPU09	166	41.044	8	2.486	1	155	2.467	176.810	689	265.866	3.331	486.361	674	113
Total geral	15.000	6.626.506	1.464	1.069.020	91	75.595	111.490	14.158.191	11.254	4.411.414	139.299	26.340.726	7.217	2.986

2. SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Nas 9 (nove) simulações de fluxo de potência foi utilizado o BDGD de 2017 para o mês de setembro - mês de carga máxima.

Para definição dos patamares de carga foram utilizadas as curvas individuais da amostra do 4 CRTP da Cemig D, por classe e faixa de consumo em p.u. da demanda média, em intervalos de 15/15 min.

As simulações foram feitas com o software OPENDSS através de sua interface com *scripts* do Python.

Os *scripts* do Python carregaram, diretamente do BDGD, as informações físicas e parâmetros elétricos dos seguintes elementos dos alimentadores escolhidos:

- Segmentos MT
- Segmentos BT
- Ramais BT
- Clientes MT
- Clientes BT
- Transformadores
- Chaves
- Religadores
- Condutores
- Geradores

Os *scripts* também carregaram as informações de curvas de carga individuais de 15/15 minutos sorteadas para cada cliente do alimentador, conforme sua classe e faixa de consumo.

Os demais parâmetros utilizados nas simulações de fluxo de potência seguiram as orientações do Módulo 7– Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

Após obtenção de todos os dados e parâmetros, os arquivos de entrada do OPENDSS foram gerados e cada simulação executada através da interface COM. As simulações foram processadas no modo "daily" com curvas de carga de 288 patamares (15/15 minutos), considerando 96 patamares do dia útil, 96 do sábado e 96 do domingo.

Foi inserido um elemento "Energymeter" do OPENDSS em cada transformador e no início do alimentador de forma a obter os resultados de perda de cada circuito do alimentador em cada patamar, construindo assim as curvas de perdas do dia útil, sábado e domingo. As simulações foram salvas em arquivos de extensão CSV e posteriormente carregadas em planilhas Excel para sua análise.

3. ESCOLHA DOS ALIMENTADORES

Para proceder os estudos de simulação de fluxo de potência, foram escolhidos 30 alimentadores, sendo 15 pertencentes à área Urbana e 15 classificados como Rural.

As características observadas nesses alimentadores foram:

- i. Comportamento da Carga.
- ii. Estrutura de Mercado (consumo e número de consumidores por classe).
- iii. Extensão da rede de média e baixa tensão - km.
- iv. Perdas Técnicas;
- v. Perdas Não Técnicas.

O objetivo do estudo não é determinar numericamente o valor exato das perdas técnicas na rede da Cemig D, mas avaliar em distintas condições o impacto da microgeração na rede de distribuição, para saber em que situações a microgeração reduz, ou aumenta, as perdas técnicas na rede de média e baixa tensão. Além disso, saber em que condições o comportamento da rede se altera de forma significativa ao ponto de dificultar a sua operação e aumentar os custos operativos, e em quais tipos de alimentadores há postergação de investimento com a inserção da microgeração. Pretende-se, assim, com este estudo, uma análise qualitativa dos impactos desse novo usuário na rede de distribuição.

3.1. Amostra

Os 30 alimentadores foram escolhidos dentre uma amostra de 363 alimentadores utilizada na tipologia das redes MT da Revisão Tarifária de 2018.

Para saber se haveria nesse conjunto de 363 alimentadores possibilidade de encontrar todas as características distintas da rede de distribuição em média e baixa tensão, fez-se uma análise comparando as características desse conjunto com as características de todo o universo de alimentadores da CEMIG D.

Os gráficos de distribuição de frequência a seguir mostram que esse conjunto guarda, sim, todas as características relevantes do universo no que diz respeito ao mercado, e conseqüentemente ao comportamento da carga, como também em relação à extensão das redes, o que permitirá escolher uma amostra de distintos alimentadores, segundo variáveis que interferem nas perdas técnicas.

A Figura 1 mostra as características do universo, quase 1900 alimentadores, e a Figura 2 mostra as características do conjunto de 363 alimentadores utilizados na tipologia do 4CRTP.

Percebe-se que são muito semelhantes.

De forma que foi possível utilizá-las neste estudo, primeiramente para tipificar o comportamento da carga.

Alimentadores da CEMIG-D

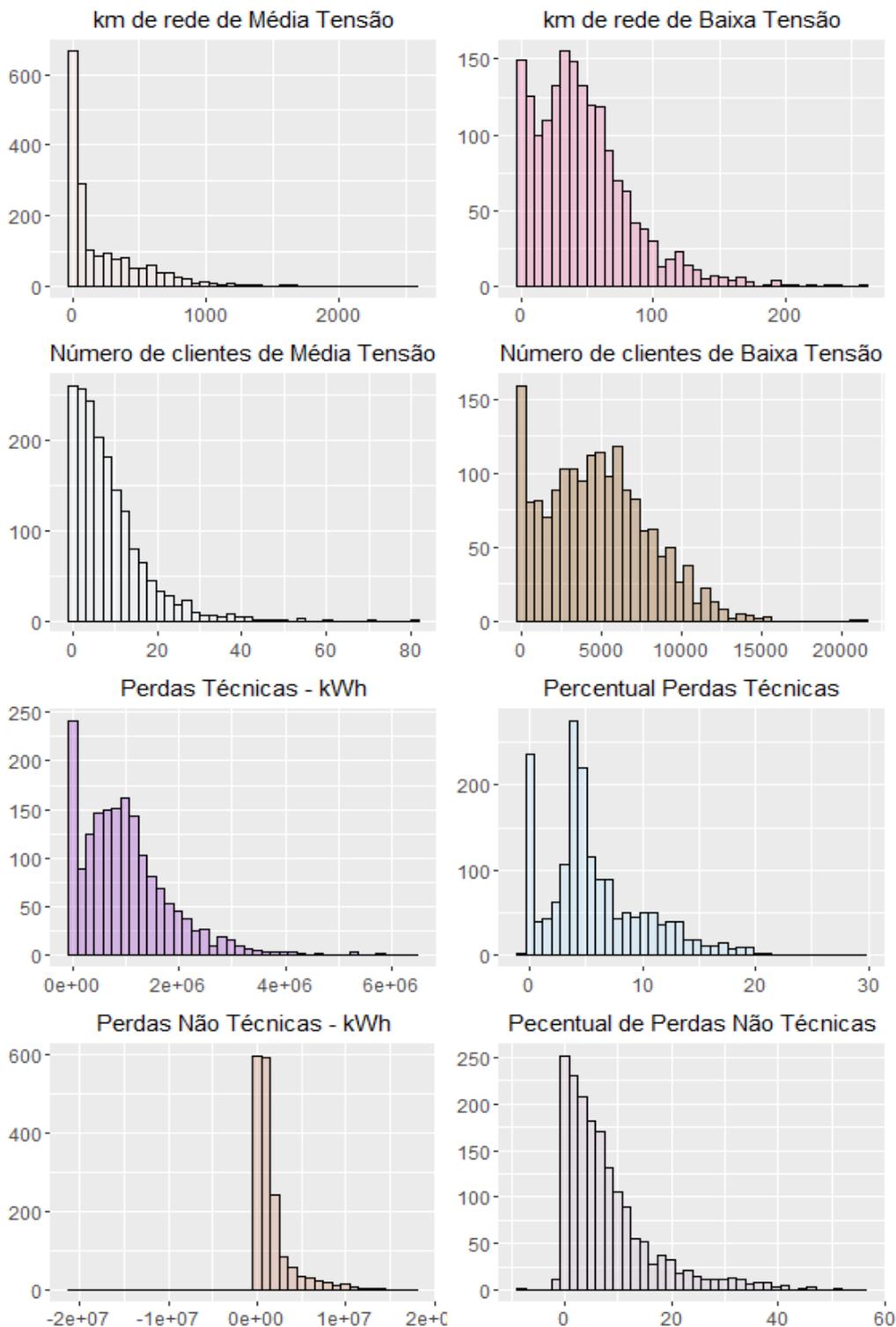


Figura 2

Alimentadores da amostra 2018 CEMIG-D

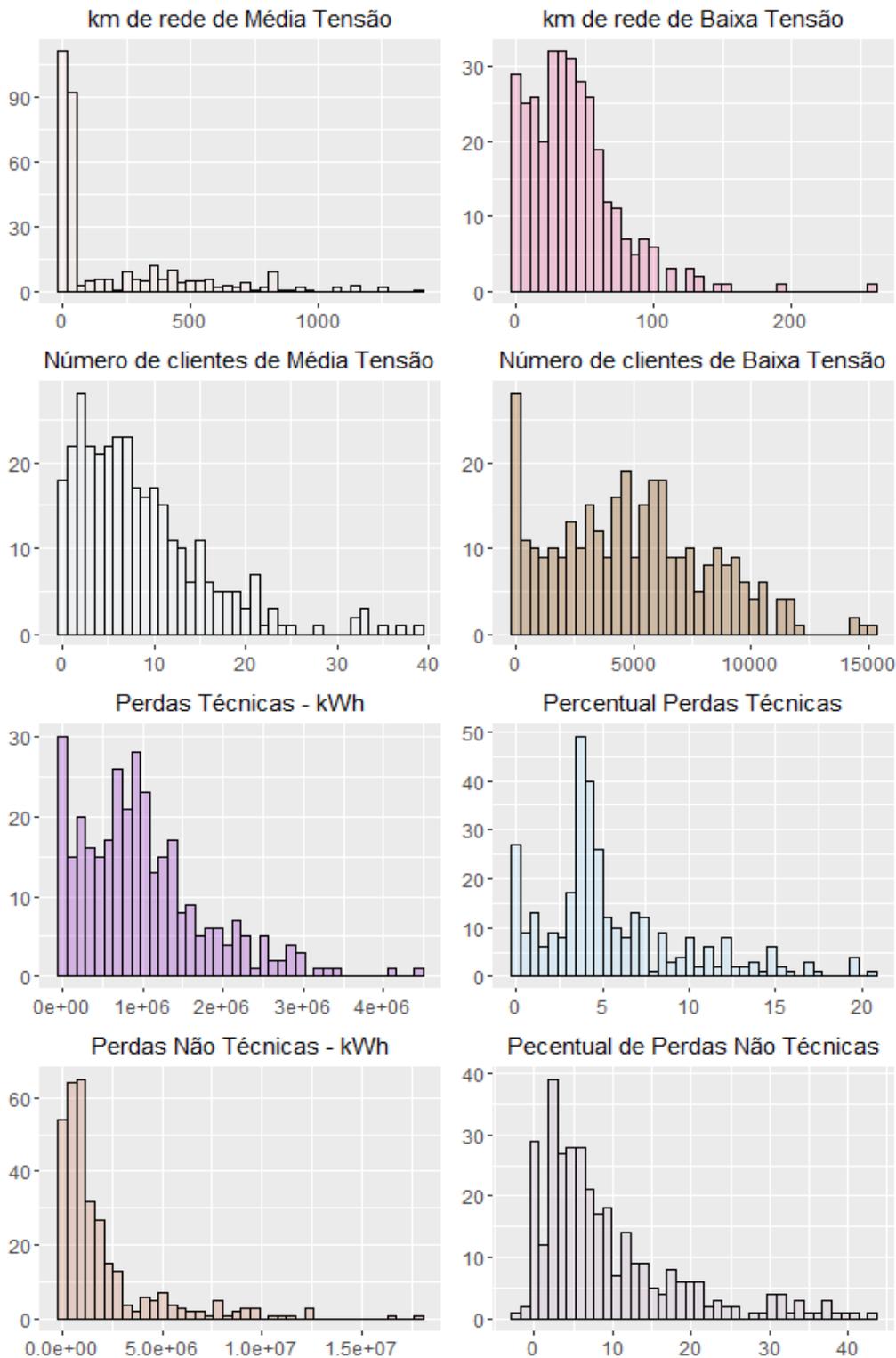


Figura 3

3.2. Comportamento da Carga

Com base nas medições desses 363 alimentadores foram feitas as tipologias segregadas em Urbano e Rural. Para formar as tipologias do estudo de caracterização da carga da Revisão Tarifária de 2018 foram utilizados como método de análise de agrupamento o k-médias com nuvens dinâmicas e método de Ward, com as curvas por unidade da demanda máxima. Para este estudo, as curvas foram agrupadas, observando a carga diurna coincidente com a GFV e a carga no horário de Ponta, de maior custo. Ao longo desta análise foram definidos 4 (quatro) grupos de alimentadores de acordo com o potencial impacto que a GFV teria na demanda máxima do alimentador:

Grupo 1: Alimentadores com carga maior no horário de Ponta. Nesses alimentadores, a introdução de GFV não traz nenhuma diminuição da carga máxima, já que esta ocorre à noite.

Grupo 2: Alimentadores com demanda no horário de ponta em um patamar similar à carga diurna. Nesses alimentadores, há uma redução da demanda máxima diurna, no entanto, a máxima passaria a ocorrer no horário de ponta, no mesmo patamar.

Grupo 3: Alimentadores com demanda máxima coincidente com a GFV.

Grupo 4: Alimentadores com demanda máxima à noite e de madrugada. Esse tipo de alimentador ocorre somente na área rural.

Para os alimentadores Urbanos foram definidos os seguintes três tipos:

Grupo 1 –Urbano

São alimentadores tipicamente residenciais com carga concentrada no posto tarifário de Ponta. Foram enquadrados nesse tipo 114 (51%) dos alimentadores urbanos analisados, com 44% da energia passante.

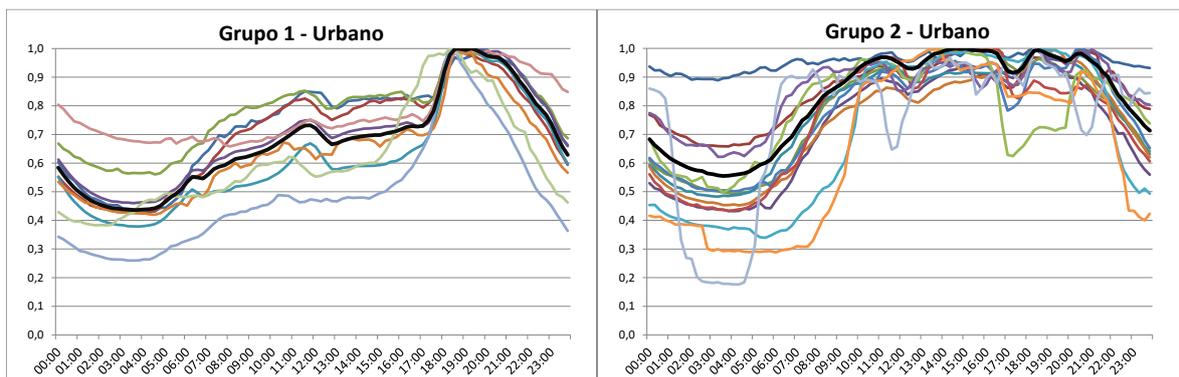


Figura 4

Grupo 2 – Urbano

São alimentadores com carga máxima estendida de 10h da manhã até 21h. Foram enquadrados nesse tipo 76 (34%) dos alimentadores urbanos analisados, com 31% do fluxo transitando nos mesmos. São alimentadores com maior presença de clientes de média tensão, inclusive com modulação de consumo na Ponta, e do subgrupo B3. Foi incluído também neste grupo um alimentador com curva praticamente plana.

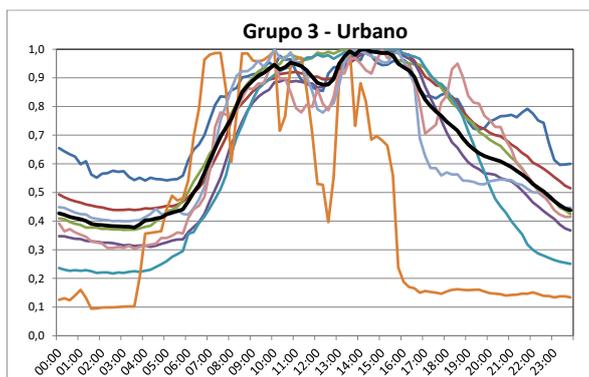


Figura 5

Grupo 3 – Urbano

São alimentadores com carga máxima diurna de 7h da manhã até 17h da tarde. São alimentadores com maior presença de clientes de média tensão e do subgrupo B3, quase não se observando a presença de clientes residenciais. Foram enquadrados nesse tipo 34 dos alimentadores urbanos (15%) analisados, com 25% da energia passante.

Foram definidos três tipos para os alimentadores Urbanos:

Grupo 1 – Rural

São alimentadores tipicamente residenciais com carga concentrada no posto tarifário de Ponta. Foram enquadrados nesse tipo 92 dos alimentadores rurais (66%) analisados, com 66% da energia passante.

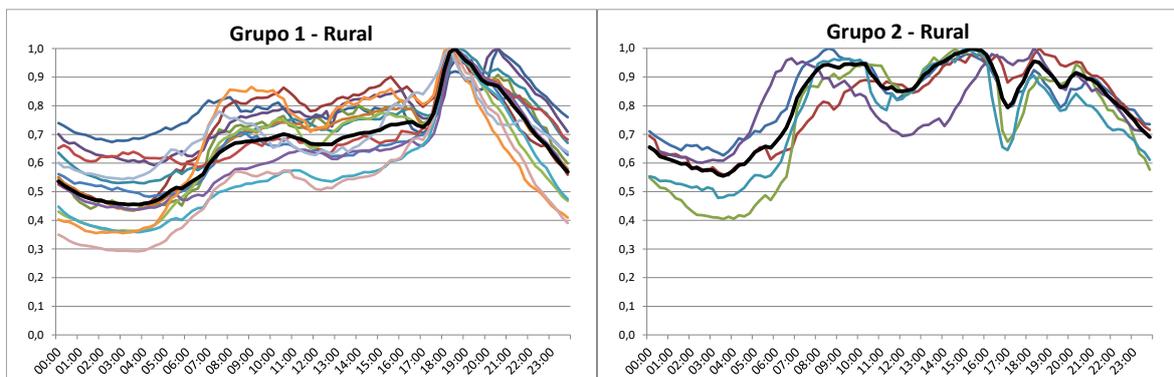


Figura 6

Grupo 2 – Rural

São alimentadores com carga máxima estendida de 8h da manhã até 20h. Foram enquadrados nesse tipo 18 (5%) dos alimentadores analisados, com 4% do fluxo transitando nos mesmos. São alimentadores com maior presença de clientes de média tensão, inclusive com modulação de consumo na Ponta, e do subgrupo B3.

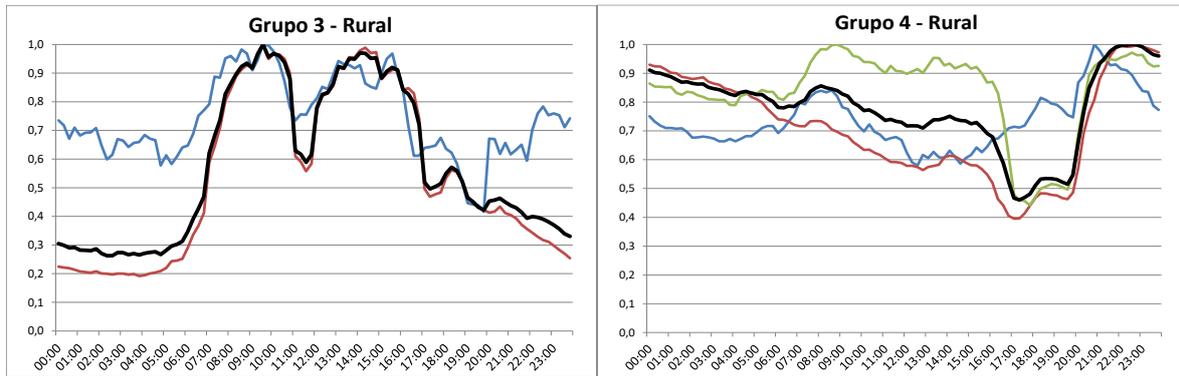


Figura 7

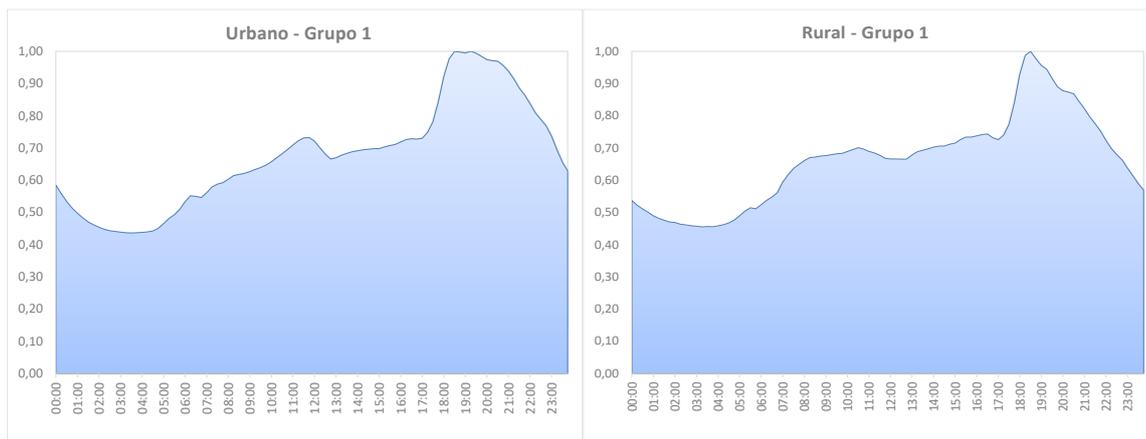
Grupo C – Rural

São alimentadores com carga máxima diurna de 7h da manhã até 15h da tarde. São alimentadores com maior presença de clientes de média tensão e do subgrupo B3, com pouca presença de clientes residenciais. Foram enquadrados 6 (2%) alimentadores neste tipo, representando 1% da energia passante no nível MT Rural.

Grupo D – Rural

São alimentadores com carga mais concentrada na madrugada e com redução no horário de Ponta. São alimentadores eminentemente de irrigação, com pouca presença de clientes residenciais, bem como outras cargas. Foram enquadrados 23 (6%) alimentadores neste tipo, representando 4% da energia passante no nível MT.

Na escolha dos alimentadores adotou-se assim três tipos para os urbanos e quatro tipos para os rurais.



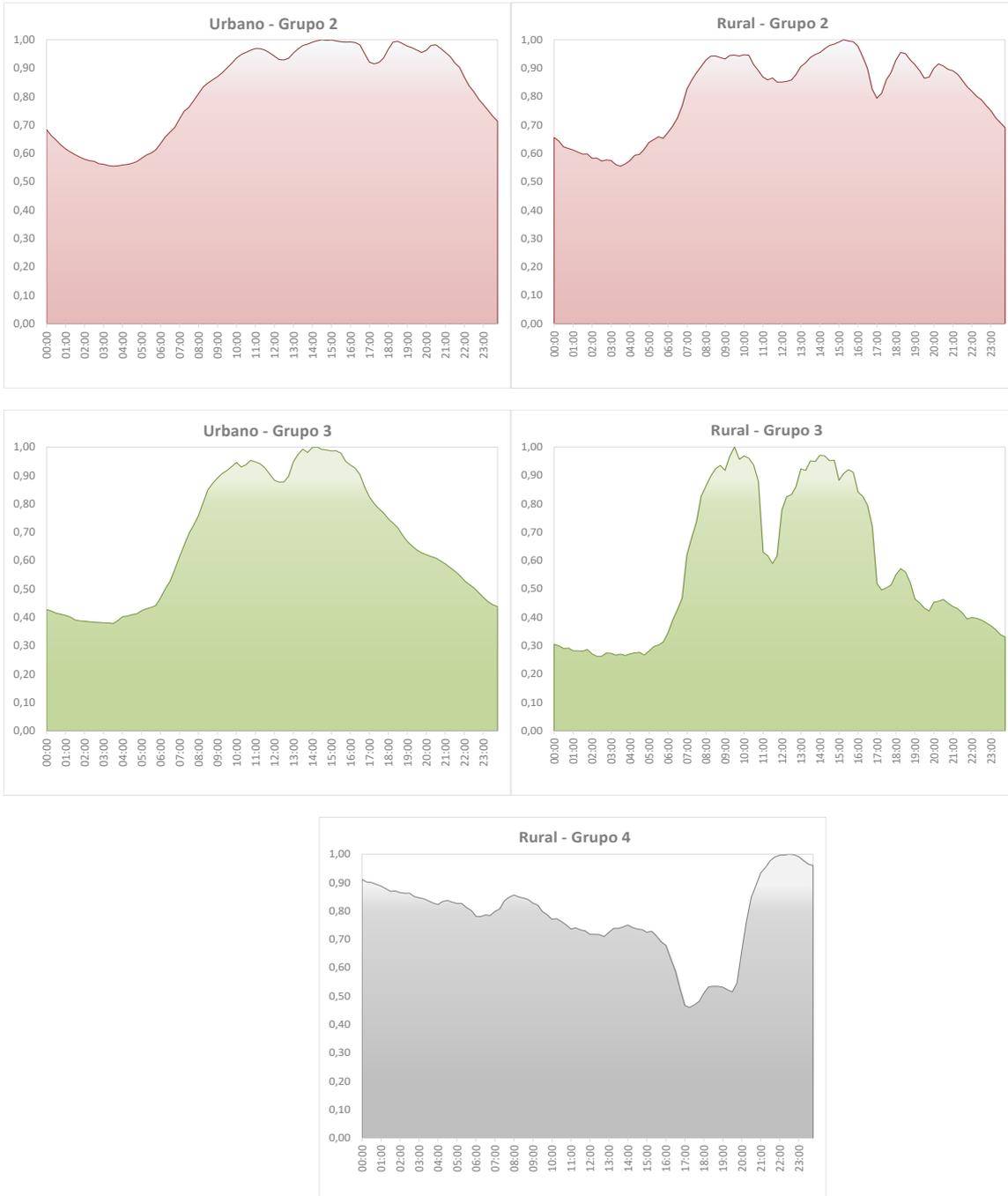


Figura 8

3.3. Estrutura de Mercado

Os gráficos *boxplot* a seguir mostram a composição e dispersão do número de clientes de média e baixa tensão por cada grupo típico de alimentadores.

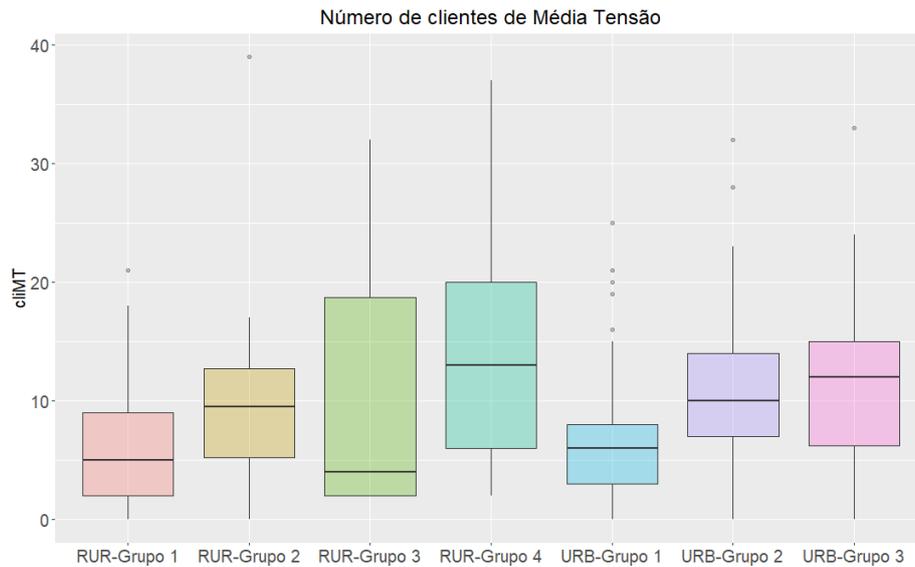


Figura 9

Observa-se, que os sete grupos apresentam características bem dispersas em relação à presença dos clientes de Média Tensão, o que atende os objetivos do estudo.

Vê-se ainda, por exemplo, que dos 34 alimentadores do Grupo 3 Urbano, 25% têm entre 0 e 6 clientes MT, 25% têm entre 6 e 12 clientes, 25% têm entre 13 e 15 clientes, e os restantes 25% têm entre 15 e 24 clientes MT. A mediana são 12 clientes.

Já no Grupo 1 Urbano verifica-se uma menor presença de clientes MT, como era esperado. Sendo que, dos 114 alimentadores do grupo, 25% têm entre 0 e 3 clientes MT, 25% têm entre 4 e 6 clientes, 25% têm entre 7 e 8 clientes, e os restantes 25% têm entre 9 e 15 clientes MT. A mediana são 6 clientes.

O Grupo 2 Urbano, como esperado, está em situação intermediária.

Ou seja, têm-se uma maior presença dos clientes MT no Grupos 3 Urbano, seguida do Grupo 2 e menor no Grupo 1.

Com relação aos tipos rurais, o comportamento é semelhante, porém, com maior dispersão de presença dos clientes MT dentro de cada tipo.

Verifica-se, por exemplo, que dos 6 alimentadores do Grupo 3 Rural, 25% têm 2 clientes MT, 25% têm entre 3 e 4 clientes, 25% têm entre 5 e 19 clientes, e os restantes 25% têm entre 20 e 32 clientes MT. A mediana são 4 clientes.

Constata-se também uma grande participação de clientes MT nos alimentadores do Grupo 4, que são clientes irrigantes. Desses 23 alimentadores, 25% têm entre 2 e 6 clientes MT, 25% têm entre 7 e 13 clientes, 25% têm entre 14 e 20 clientes, e os demais 25% têm entre 21 e 37 clientes.

E como era esperado, no Grupo 1 Rural observa-se uma menor presença de clientes MT. Sendo que, dos 92 alimentadores deste tipo, 25% têm entre 0 e 2 clientes MT, 25% têm entre 3 e 5 clientes, 25% têm entre 6 e 9 clientes, e os restantes 25% têm entre 10 e 16 clientes MT. A mediana são 5 clientes.

Da mesma forma, o Grupo 2 Rural, está em situação intermediária.

Ou seja, têm-se uma maior presença dos clientes MT nos Grupos 3 e 4, seguida do grupo 2 e menor no Grupo 1.

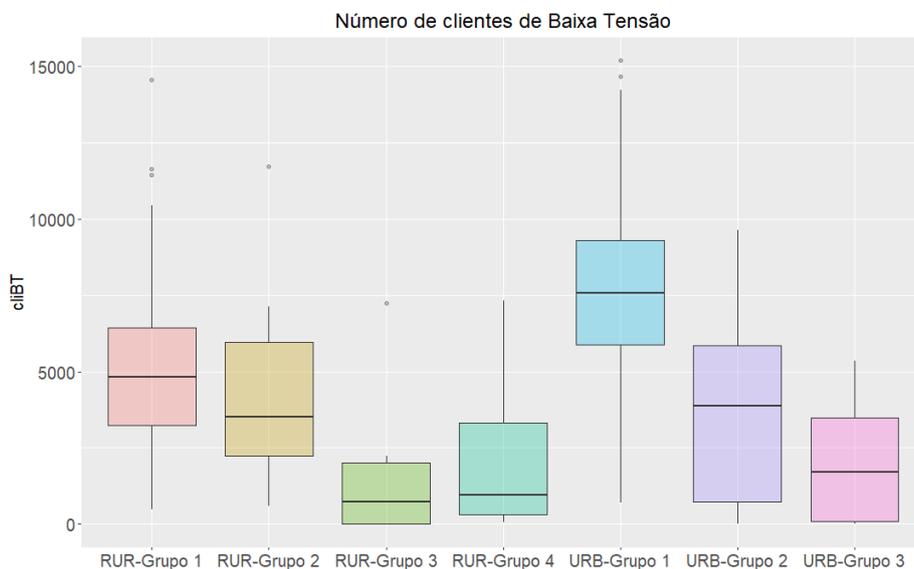


Figura 10

A presença dos clientes de baixa tensão nos diversos alimentadores típicos se dá na direção exatamente contrária. Maior presença no Grupo 1, seguida do Grupo 2 e menor nos Grupos 3 e 4. Verifica-se uma maior dispersão no Grupo 2 Urbano.

Observa-se, por exemplo, que 25% dos alimentadores do Grupo 1 Urbano têm entre 715 e 5.866 clientes BT, 25% têm entre 5.866 e 7.578 clientes, 25% têm entre 7.578 e 9.305 clientes, e os restantes 25% têm entre 9.305 e 14.236 clientes BT. A mediana é de 7.578 clientes.

Já no Grupo 3 Urbano verifica-se uma menor presença de clientes BT, como era esperado. Sendo que 25% desses alimentadores têm até 59 clientes BT, 25% têm entre 59 e 1.702 clientes, 25% têm entre 1.702 e 3.530 clientes, e os restantes 25% têm entre 3.530 e 5.345 clientes BT. A mediana é de 1.702 clientes.

O Grupo 2 Urbano tem uma presença de clientes BT maior que o Grupo 3 e menor que o Grupo 1.

O mesmo acontece com os tipos de alimentadores rurais. Ou seja, observa-se uma maior presença dos clientes BT no Grupo 1 seguida do Grupo 2 e menor presença dos clientes BT no Grupos 3.

Interessante observar, porém, uma presença ligeiramente maior de clientes de BT no Grupo 4, em relação ao Grupo 3.

3.4. Extensão da Rede

A amostra contém uma razoável dispersão em relação aos km de rede, o que atende aos objetivos do estudo.

Interessante observar que existe uma correlação, não prevista de início, entre os tipos de comportamento da carga dos alimentadores urbanos e a sua extensão de rede.

O Grupo 1 Urbano, que tem maior presença do mercado BT, é composto por alimentadores de maior extensão de rede de MT – mediana de 22 km com 50% entre 16 e 28 km. Já o Grupo 3, de menor presença do mercado BT e maior presença dos clientes MT, tem uma mediana de 7 km de rede MT, sendo que 50% dos alimentadores têm entre 3 e 11 km. O Grupo 2 está em uma situação intermediária: mediana de 14 km com 50% dos alimentadores com extensão de rede MT entre 6 e 21 km.

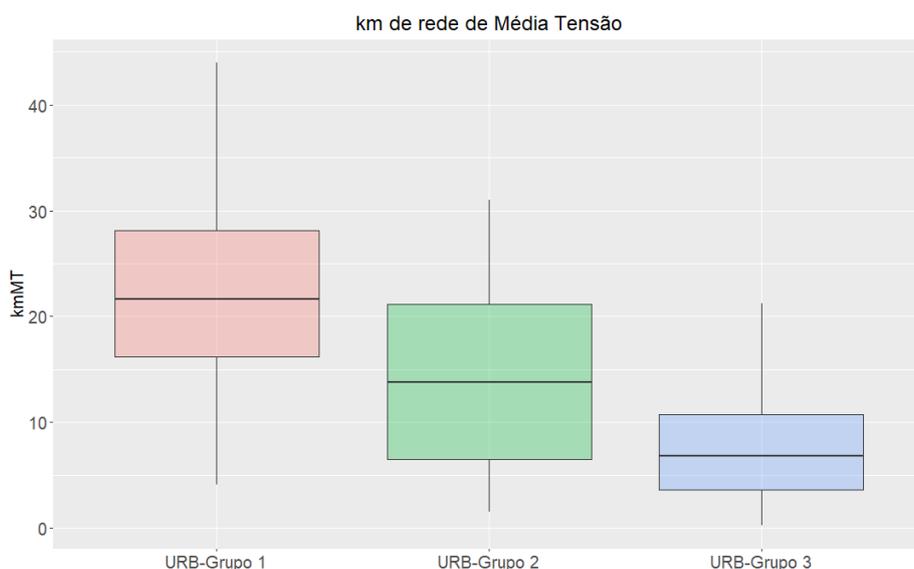


Figura 11

Nos alimentadores rurais, que tem, no seu conjunto, extensão muito maior que os alimentadores urbanos, não se observa essa mesma correlação.

O Grupo 1 Rural, que tem uma maior presença do mercado BT que o Grupo 2, é composto por alimentadores de menor extensão de rede MT que esse segundo grupo. A mediana do Grupo 1 é de 416 km, enquanto a mediana do Grupo 2 é de 545 km. Sendo que 50% dos alimentadores do Grupo 1 tem extensão entre 272 e 654 km, enquanto 50% do Grupo 2 tem extensão entre 411 e 819 km.

O Grupo 3 Rural, com presença ainda menor de clientes BT e grande presença dos clientes MT, é formado por alimentadores de menor extensão: mediana de 110 km de rede MT, com 50% desses alimentadores com extensão entre 25 e 237 km.

E o Grupo 4 Rural, tipicamente de irrigação, é formado por alimentadores de maior extensão que o Grupo 3 e menor que os demais: mediana de 378 km.

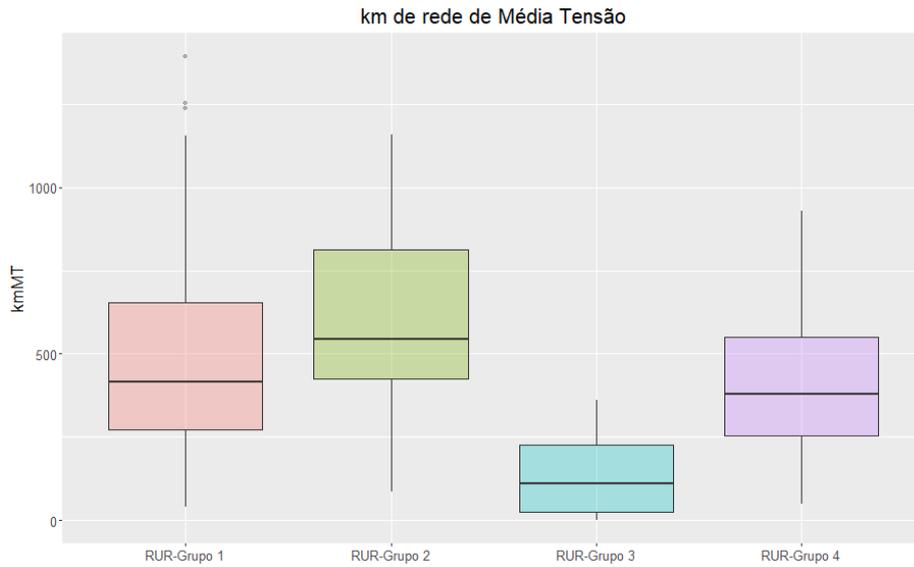


Figura 12

A extensão da rede de baixa tensão, tanto dos grupos de alimentadores urbanos quanto rurais, tem correlação direta com o número de consumidores: quanto mais clientes, maior a extensão da rede BT.

Grupo 1 Urbano: mediana de 41 km, com 50% dos alimentadores no intervalo de 31 a 56 km (mediana de 7.578 clientes BT).

Grupo 2 Urbano: mediana de 21 km, com 50% dos alimentadores no intervalo de 7 a 38 km. (mediana de 3.889 clientes BT).

Grupo 3 Urbano: mediana de 9 km, com 50% dos alimentadores no intervalo de 4 a 17 km. (mediana de 1.702 clientes BT).

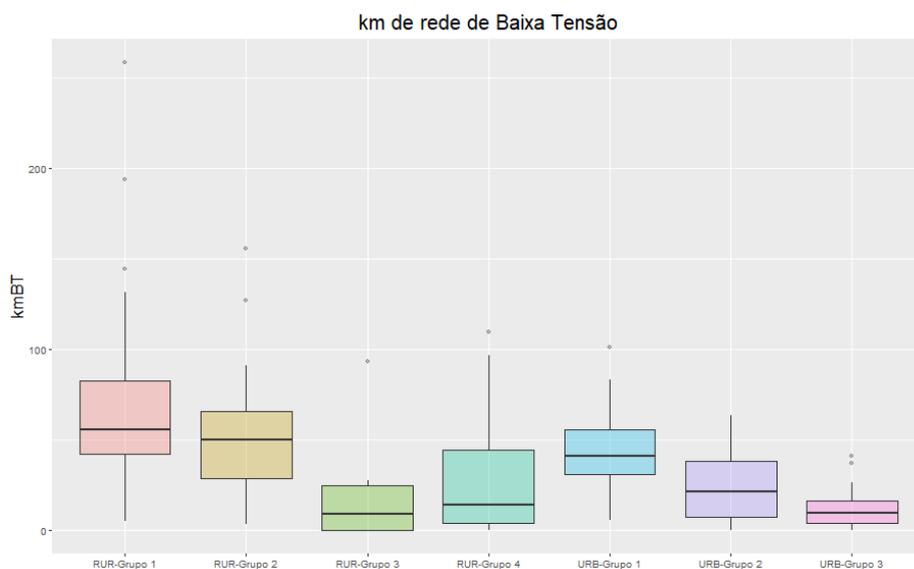


Figura 13

Os grupos de alimentadores rurais, seguem também essa tendência, ou seja, a extensão da rede BT acompanha o número de consumidores BT.

Grupo 1 Rural: mediana de 56 km, com 50% dos alimentadores no intervalo de 42 a 83 km (mediana de 4.821 clientes BT).

Grupo 2 Rural: mediana de 50 km, com 50% dos alimentadores no intervalo de 29 a 66 km. (mediana de 3.517 clientes BT).

Grupo 3 Rural: mediana de 9 km, com 50% dos alimentadores no intervalo de 0 a 27 km. (mediana de 732 clientes BT).

Grupo 4 Rural: mediana de 14 km, com 50% dos alimentadores no intervalo de 4 a 44 km. (mediana de 952 clientes BT).

3.5. Perdas Técnicas e Não Técnicas

As perdas técnicas, por sua vez, como esperado acompanha a extensão da rede.

O Grupo 1 Urbano, que tem maior extensão de rede (tanto de média quanto de baixa tensão), tem também maiores perdas técnicas: mediana de 4,13% com metade dos alimentadores com perdas entre 3,82% e 4,82%. Esses alimentadores tem medianas de 41 km de rede BT e 22 km de rede MT.

Interessante observar que a dispersão das perdas nesse grupo é menor que todos os demais.

Outro ponto notável do Grupo 1, que tem forte presença de BT, com comportamento de carga tipicamente residencial, é possuir a maior perda Não Técnica dentre todos os grupos – mediana de 13,9%, com metade dos alimentadores com PNT entre 5,1% e 23,3%.

O Grupo 2 Urbano, que tem a segunda maior extensão de rede, tem uma mediana de 3,3% com metade dos alimentadores com perdas entre 1,6% e 3,8%. Esses alimentadores tem medianas de 21 km de rede BT e 14 km de rede MT.

O Grupo 3 Urbano, que tem a menor extensão de rede, tem uma mediana de 2,6% com metade dos alimentadores com perdas entre 0,8% e 3,6%. Esses alimentadores tem medianas de 9 km de rede BT e 7 km de rede MT.

O Grupo 3, que tem a menor participação de clientes BT, tem também as menores Perdas Não Técnicas: mediana de 4,1% com metade dos alimentadores com perdas entre 2,0% e 6,8%.

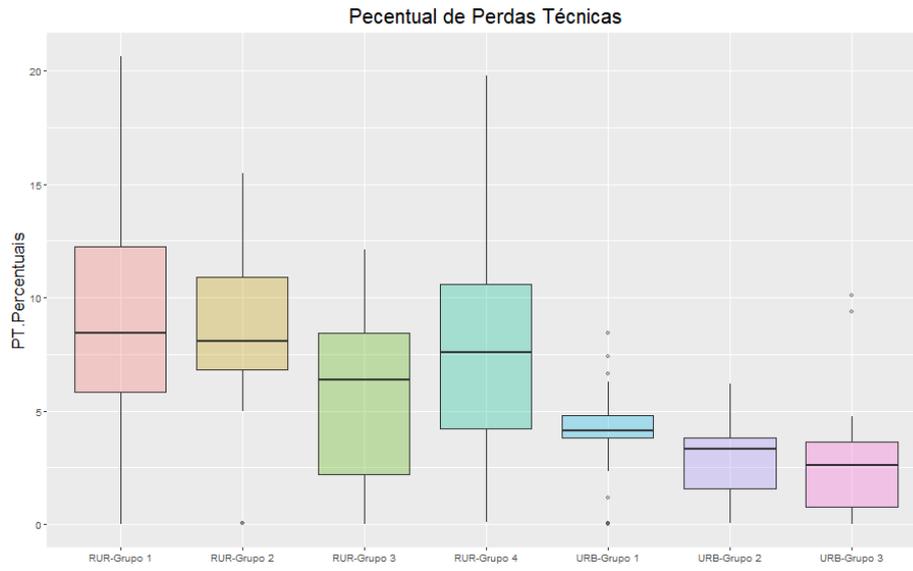


Figura 14

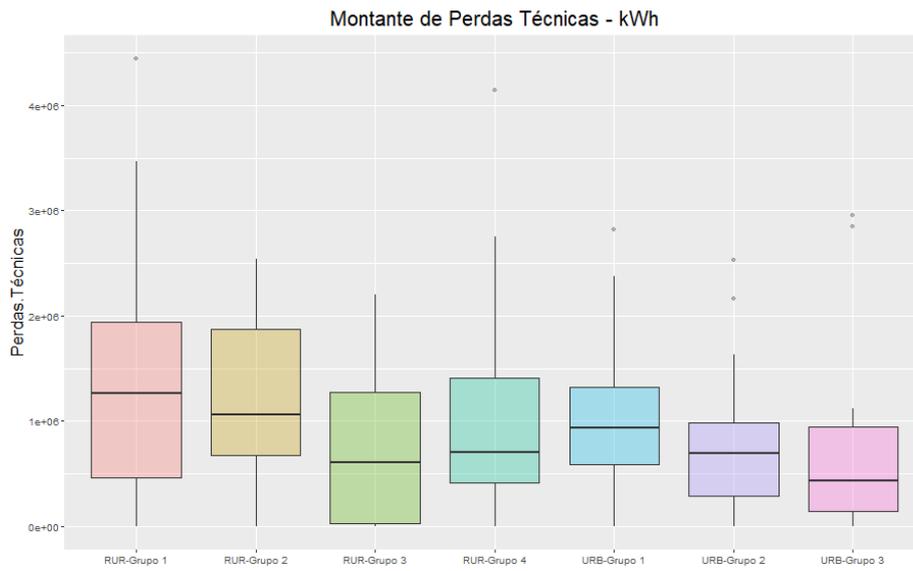


Figura 15

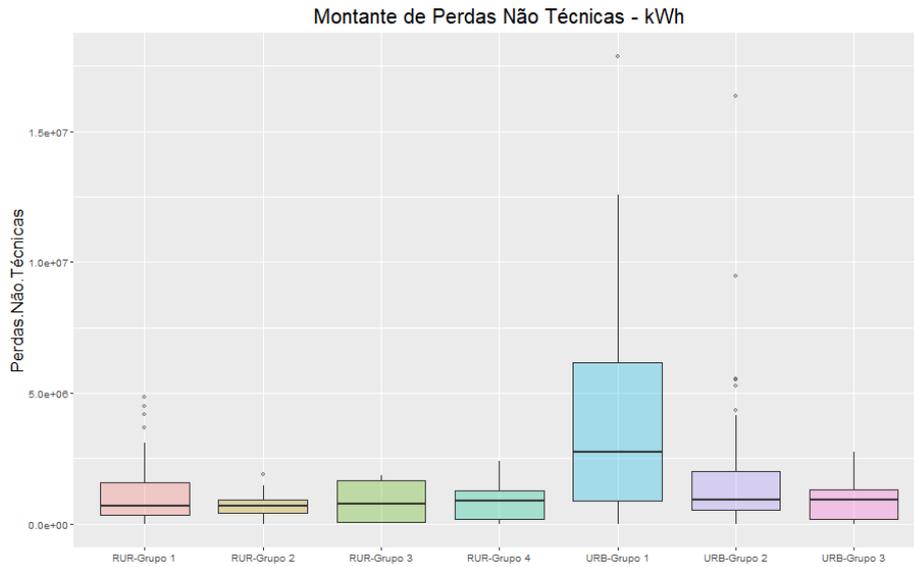


Figura 16

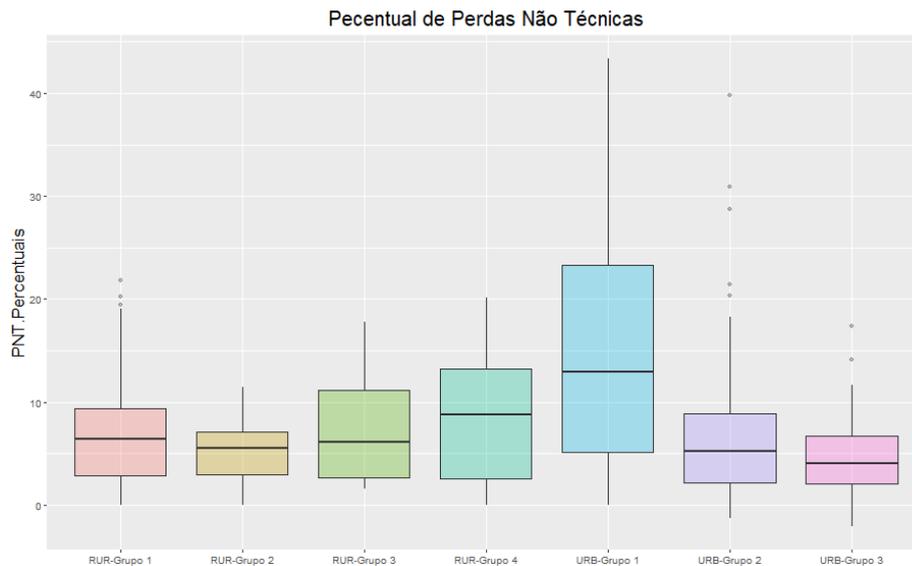


Figura 17

Os grupos de alimentadores rurais, de uma forma geral, seguem também essa tendência, ou seja, as Perdas Técnicas acompanham a extensão de rede.

Grupo 1 Rural: mediana de 8,4% de Perdas Técnicas, com metade dos alimentadores com PT no intervalo de 5,8% e 12,2% (medianas de 56 km de rede BT e 415 km de rede MT).

Grupo 2 Rural: mediana de 8,1 % de Perdas Técnicas, com metade dos alimentadores com PT no intervalo de 6,8% a 11,1% (mediana de 50 km de rede BT e 545 km de rede MT). Era de esperar que o Grupo 2 tivesse mais perdas técnicas, porém outros fatores, como carregamento, devem ter definido o resultado. De forma que, ainda assim, as perdas estão coerentes, pois estão próximas.

Grupo 3 Rural: mediana de 6,5% de Perdas Técnicas, com metade dos alimentadores com PT no intervalo de 2,4% a 8,4% (mediana de 9 km de rede BT e 110 km de rede MT).

Grupo 4 Rural: mediana de 7,5% de Perdas Técnicas, com metade dos alimentadores com PT no intervalo de 4,2% a 10,6% (mediana de 14 km de rede BT e 378 km de rede MT).

Interessante notar que os alimentadores do Grupo 4, com comportamento de carga típico de irrigação apresentam **os maiores** índices de Perdas Não Técnicas dentre os grupos de alimentadores rurais, o que merece investigação.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA

Das simulações de fluxo de potência de cada um dos alimentadores, extraiu-se as curvas de carga do dia útil, sábado e domingo simulados de cada transformador MT/BT, com suas respectivas curvas de perdas:

- Perdas no circuito BT + ramal
- Perdas no Ferro (núcleo) do Trafo
- Perdas no Cobre (enrolamento) do Trafo

Extraiu-se ainda as curvas de carga compostas dos alimentadores (*botton up*), a partir das curvas dos clientes acrescidas das curvas d perdas na rede BT e das curvas de perdas na rede MT.

Além disso, observou-se as curvas de carga dos clientes MT e BT originais com as curvas desses clientes ajustadas pelo OPENDSS para verificar quão significativo é esse ajuste.

Para facilitar o entendimento reapresentam-se as simulações executadas:

- Simulação 1A: 10% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 1B: 10% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 1C: 10% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 2A: 20% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 2B: 20% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 2C: 20% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 3A: 50% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 3B: 50% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 3C: 50% de Inserção e Insolação Mínima

Os resultados das simulações são muito interessantes, sendo que o fundamental é poder, a partir dessas simulações, afirmar que **realmente há redução de perdas de energia, em kWh, nas redes BT e, principalmente, na rede MT, no período diurno, com inserção da microgeração, mas até um determinado limite de limite, sendo que nos dias de pleno sol, e nas inserções maiores, há aumento de perdas, principalmente nos circuitos BT.**

A seguir apresentam-se essas curvas, as características e a análise dos resultados de 7 (sete) alimentadores distintos, sendo 3 (três) de rede Urbana, 3 (três) de rede Rural e 1 (um) de rede mista.

4.1. Alimentador GVSD18

Tabela 2

Alimentador GVSD18					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		kWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	1.337.025	71%	9.087	91%
	Comercial	325.874	17%	730	7%
	Industrial	54.667	3%	111	1%
	Rural	9.975	1%	2	0%
	IP	-	0%	-	0%
	Clientes BT	1.727.542	92%	9.930	100%
	Clientes MT	150.082	8%	7	0%
	Total	1.877.624	100%	9.937	100%

Tabela 3

Alimentador GVSD18	
Extensão Rede BT - km	179
Extensão Rede MT - km	41
Extensão Total - km	220
Resistência Média circuitos BT Ohm/km	1,94

O mercado atendido por este alimentador é majoritariamente residencial – 71%, o que explica o comportamento de sua carga, que pode ser observada nos gráficos mais à frente. Este alimentador tem 7 clientes de média tensão, que representam apenas 8% do seu mercado.

Sua extensão 220 km, sendo 41 km de rede MT e 179 km de rede BT.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador.

A média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 39%, e praticamente não se altera com a inserção da microgeração. Isto é muito importante para afirmar que, portanto, **não se alteram os custos de expansão deste tipo de alimentador**, com demanda máxima às 18 h. Deixa-se claro que seguramente deve haver ramais do alimentador e transformadores, com demanda máxima diurna, que poderão ter sua demanda máxima reduzida, que poderia implicar alguma economia de investimento em expansão, mas será uma minoria neste tipo de alimentador. Além disso, a redução de demanda que se pode considerar no planejamento da expansão seria apenas a obtida na condição de geração mínima, pois nos dias nublados a rede de distribuição deve estar disponível para atender praticamente toda a demanda dos consumidores.

Tabela 4

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	4.743	-	2.435	-	2.205	2.317	12.205	39%	0%	20%	0%	18%	19%
	S1A 10% Máximo	4.679	275	1.652	100	2.205	1.925	12.205	38%	2%	14%	1%	18%	16%
	S1B 10% Médio	4.692	62	1.892	17	2.205	2.048	12.205	38%	1%	16%	0%	18%	17%
	S1C 10% Mínimo	4.717	0	2.260	0	2.205	2.232	12.205	39%	0%	19%	0%	18%	18%
	S2A 20% Máximo	4.675	1.157	1.344	512	2.205	1.777	12.205	38%	9%	11%	4%	18%	15%
	S2B 20% Médio	4.687	301	1.533	112	2.205	1.872	12.205	38%	2%	13%	1%	18%	15%
	S2C 20% Mínimo	4.711	9	2.121	-	2.205	2.163	12.205	39%	0%	17%	0%	18%	18%
	S3A 50% Máximo	4.642	5.816	1.399	3.085	2.205	2.492	12.205	38%	48%	11%	25%	18%	20%
	S3B 50% Médio	4.640	2.414	1.334	1.138	2.205	1.785	12.205	38%	20%	11%	9%	18%	15%
	S3C 50% Mínimo	4.680	18	1.721	1	2.205	1.966	12.205	38%	0%	14%	0%	18%	16%
	S1	4.696	113	1.935	39	2.205	2.068	12.205	38%	1%	16%	0%	18%	17%
	S2	4.691	489	1.666	208	2.205	1.937	12.205	38%	4%	14%	2%	18%	16%
	S3	4.654	2.749	1.484	1.408	2.205	2.081	12.205	38%	23%	12%	12%	18%	17%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-1%		-32%		0%	-17%	0%	-1%	2%	-6%	1%	0%	-3%
	1B 10% Médio	-1%		-22%		0%	-12%	0%	0%	1%	-4%	0%	0%	-2%
	1C 10% Mínimo	-1%		-7%		0%	-4%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	-1%
	2A 20% Máximo	-1%		-45%		0%	-23%	0%	-1%	9%	-9%	4%	0%	-4%
	2B 20% Médio	-1%		-37%		0%	-19%	0%	0%	2%	-7%	1%	0%	-4%
	2C 20% Mínimo	-1%		-13%		0%	-7%	0%	0%	0%	-3%	0%	0%	-1%
	3A 50% Máximo	-2%		-43%		0%	8%	0%	-1%	48%	-8%	25%	0%	1%
	3B 50% Médio	-2%		-45%		0%	-23%	0%	-1%	20%	-9%	9%	0%	-4%
	3C 50% Mínimo	-1%		-29%		0%	-15%	0%	-1%	0%	-6%	0%	0%	-3%
	S1	-1%		-21%		0%	-11%	0%	0%	1%	-4%	0%	0%	-2%
	S2	-1%		-32%		0%	-16%	0%	0%	4%	-6%	2%	0%	-3%
	S3	-2%		-39%		0%	-10%	0%	-1%	23%	-8%	12%	0%	-2%

Como se esperava, o valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação, sendo que, na média dos transformadores, ultrapassa o carregamento máximo do fluxo direto com inserção de 50% e insolação máxima - simulação S3A, chegando a 48%.

O carregamento médio dos transformadores deste alimentador no Caso Base é de 19% e, até um determinado nível de inserção, reduz com aumento do grau de inserção e insolação. A partir de certo ponto, o carregamento sobe, aumentando as perdas. Neste alimentador o fluxo médio, nos dois sentidos, da simulação S3A cresceu 8%. Observa-se ainda que o fluxo médio reduz 23% na simulação S2A e S3B. Na média das insolações há uma redução de 11% no fluxo médio dos transformadores na inserção de 10% de micro GD.

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz significativamente, quanto mais aumenta o nível de inserção e insolação. Já o carregamento diurno com fluxo inverso aumenta com o grau de inserção e insolação, chegando a 25% na simulação S3A.

Obviamente o carregamento noturno, de 18% nos trafos deste alimentador, não se altera em nenhuma simulação.

Tabela 5

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	4.323	-	2.738	-	2.505	2.684
	S1A 10% Máximo	4.323	-	1.741	-	2.505	2.197
	S1B 10% Médio	4.323	-	2.111	-	2.505	2.378
	S1C 10% Mínimo	4.323	-	2.541	-	2.505	2.588
	S2A 20% Máximo	4.323	(346)	1.017	(70)	2.505	1.799
	S2B 20% Médio	4.323	-	1.603	-	2.505	2.129
	S2C 20% Mínimo	4.323	-	2.383	-	2.505	2.511
	S3A 50% Máximo	4.323	(4.632)	1.388	(2.689)	2.505	2.454
	S3B 50% Médio	4.323	(1.613)	1.272	(845)	2.505	1.831
	S3C 50% Mínimo	4.323	-	1.944	-	2.505	2.296
	S1	4.323	-	2.131	-	2.505	2.387
	S2	4.323	(115)	1.668	(23)	2.505	2.146
	S3	4.323	(2.081)	1.535	(1.178)	2.505	2.194
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-36%		0%	-18%
	1B 10% Médio	0%		-23%		0%	-11%
	1C 10% Mínimo	0%		-7%		0%	-4%
	2A 20% Máximo	0%		-63%		0%	-33%
	2B 20% Médio	0%		-41%		0%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%		-13%		0%	-6%
	3A 50% Máximo	0%		-49%		0%	-9%
	3B 50% Médio	0%		-54%		0%	-32%
	3C 50% Mínimo	0%		-29%		0%	-14%
	S1	0%		-22%		0%	-11%
	S2	0%		-39%		0%	-20%
	S3	0%		-44%		0%	-18%

A tabela 4 mostra a variação do fluxo na rede MT em cada simulação. Vê-se que o fluxo máximo não se altera em nenhuma simulação, pois, como se verá adiante nos gráficos, a curva de carga desse alimentador tem demanda máxima às 18h. Ou seja, não há nenhuma redução de custos com postergação de investimentos nesse tipo de alimentador com inserção da microgeração.

A tabela 5 mostra o carregamento no tronco do alimentador. Na simulação S3A, o fluxo máximo reverso supera o fluxo direto implicando necessidade de investimento na rede.

As tabelas 6 e 7 a seguir apresentam as perdas totais do alimentador. Mais uma vez explica-se que neste P&D não se pretende calcular o valor exato das perdas da CEMIG D, mas verificar como elas se comportam com a inserção da microgeração em diferentes condições e em distintos e variados alimentadores.

Observa-se que as perdas totais neste alimentador, em kWh, reduzem significativamente na maioria das simulações, e umenta com inserção de 50% e com insolação máxima nos sábados e domingos, explicado pelo aumento do carregamento médio da baixa tensão nessa condição. O aumento maior de perdas acontece nos circuitos de baixa tensão.

Há de se explicar que o aumento maior do carregamento nos finais de semana deve-se ao fato de a demanda no período diurno ser menor nesses dias, devido ao comportamento da carga dos clientes do subgrupo B3 e de média tensão. Verificou-se assim um aumento no índice médio de perdas na simulação S3A.

O percentual médio de perdas das demais condições reduz pouco, ou até aumenta também (S2A e S3B), pois é calculado em relação ao fluxo passante, que também reduziu na maioria das simulações, enquanto uma parcela das perdas é constante, que são as Perdas no Ferro. Ou seja, as perdas nessas simulações reduziram menos que o fluxo na rede por conta das Perdas constantes no Ferro.

Considerou-se como fluxo transitando na rede a soma dos valores absolutos dos fluxos direto mais reverso, pois é este que explica o nível das perdas.

Tabela 6

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	2.873	2.471	2.586	82.749	2.920	2.663	2.444	83.949	-	-	-	-	5.794	5.135	5.030	166.697	8,63%
	S1A 10% Máximo	2.873	2.471	2.586	82.749	1.642	1.451	1.314	46.671	43	51	61	1.430	4.559	3.974	3.960	130.849	8,27%
	S1B 10% Médio	2.873	2.471	2.586	82.749	2.022	1.808	1.645	57.712	6	10	14	247	4.902	4.290	4.244	140.707	8,22%
	S1C 10% Mínimo	2.873	2.471	2.586	82.749	2.596	2.354	2.154	74.470	0	0	0	1	5.470	4.826	4.740	157.220	8,44%
	S2A 20% Máximo	2.873	2.471	2.586	82.749	1.050	904	814	29.601	238	259	275	7.432	4.162	3.634	3.675	119.782	9,25%
	S2B 20% Médio	2.873	2.471	2.586	82.749	1.501	1.317	1.186	42.525	48	57	62	1.555	4.422	3.845	3.833	126.829	8,27%
	S2C 20% Mínimo	2.873	2.471	2.586	82.749	2.358	2.125	1.936	67.466	-	3	2	25	5.231	4.599	4.524	150.240	8,31%
	S3A 50% Máximo	2.873	2.471	2.586	82.749	531	436	402	14.800	2.285	2.432	2.635	71.032	5.689	5.339	5.622	168.581	9,54%
	S3B 50% Médio	2.873	2.471	2.586	82.749	755	630	572	21.103	416	461	520	13.234	4.044	3.562	3.678	117.086	8,88%
	S3C 50% Mínimo	2.873	2.471	2.586	82.749	1.811	1.605	1.456	51.516	0	5	5	58	4.684	4.081	4.047	134.323	8,13%
	S1	2.873	2.471	2.586	82.749	2.087	1.871	1.704	59.618	17	21	25	559	4.977	4.363	4.315	142.925	8,31%
	S2	2.873	2.471	2.586	82.749	1.636	1.449	1.312	46.531	95	106	113	3.004	4.605	4.026	4.011	132.283	8,56%
	S3	2.873	2.471	2.586	82.749	1.032	890	810	29.140	900	966	1.053	28.108	4.806	4.328	4.449	139.997	8,86%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-44%	-46%	-46%	-44%					-21%	-23%	-21%	-22%	-0,35%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-32%	-33%	-31%					-15%	-16%	-16%	-16%	-0,41%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-12%	-11%					-6%	-6%	-6%	-6%	-0,19%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-64%	-66%	-67%	-65%					-28%	-29%	-27%	-28%	0,62%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-49%	-51%	-51%	-49%					-24%	-25%	-24%	-24%	-0,35%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-20%	-21%	-20%					-10%	-10%	-10%	-10%	-0,32%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-82%	-84%	-84%	-82%					-2%	4%	12%	1%	0,92%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-74%	-76%	-77%	-75%					-30%	-31%	-27%	-30%	0,25%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-38%	-40%	-40%	-39%					-19%	-21%	-20%	-19%	-0,50%
	S1	0%	0%	0%	0%	-29%	-30%	-30%	-29%					-14%	-15%	-14%	-14%	-0,31%
	S2	0%	0%	0%	0%	-44%	-46%	-46%	-45%					-21%	-22%	-20%	-21%	-0,07%
	S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-67%	-67%	-65%					-17%	-16%	-12%	-16%	0,24%

Tabela 7

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	26.063	6.724	32.787	18.055	24.779	115.856	166.697	1,35%	0,35%	1,70%	0,93%	1,28%	6,00%	8,63%
	S1A 10% Máximo	27.042	5.051	32.093	15.547	20.598	83.209	130.849	1,71%	0,32%	2,03%	0,98%	1,30%	5,26%	8,27%
	S1B 10% Médio	26.686	5.422	32.108	15.644	21.066	92.955	140.707	1,56%	0,32%	1,88%	0,91%	1,23%	5,43%	8,22%
	S1C 10% Mínimo	26.261	6.220	32.481	16.981	23.200	107.759	157.220	1,41%	0,33%	1,74%	0,91%	1,25%	5,78%	8,44%
	S2A 20% Máximo	27.821	4.916	32.737	16.479	21.395	70.566	119.782	2,15%	0,38%	2,53%	1,27%	1,65%	5,45%	9,25%
	S2B 20% Médio	27.179	4.914	32.093	14.557	19.471	80.179	126.829	1,77%	0,32%	2,09%	0,95%	1,27%	5,23%	8,27%
	S2C 20% Mínimo	26.419	5.907	32.327	16.055	21.962	101.858	150.240	1,46%	0,33%	1,79%	0,89%	1,21%	5,63%	8,31%
	S3A 50% Máximo	30.105	8.147	38.253	26.608	34.756	103.721	168.581	1,70%	0,46%	2,17%	1,51%	1,97%	5,87%	9,54%
	S3B 50% Médio	28.532	4.641	33.173	14.508	19.149	69.404	117.086	2,16%	0,35%	2,52%	1,10%	1,45%	5,26%	8,88%
	S3C 50% Mínimo	26.850	5.114	31.964	14.188	19.302	88.171	134.323	1,62%	0,31%	1,93%	0,86%	1,17%	5,33%	8,13%
	S1	26.663	5.564	32.227	16.057	21.621	94.641	142.925	1,55%	0,32%	1,87%	0,93%	1,26%	5,51%	8,31%
	S2	27.140	5.246	32.386	15.697	20.943	84.201	132.283	1,76%	0,34%	2,10%	1,02%	1,36%	5,45%	8,56%
S3	28.496	5.967	34.463	18.435	24.402	87.099	139.997	1,80%	0,38%	2,18%	1,17%	1,55%	5,51%	8,86%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	4%	-25%	-2%	-14%	-17%	-28%	-22%	0,36%	-0,03%	0,33%	0,05%	0,02%	-0,73%	-0,35%
	1B 10% Médio	2%	-19%	-2%	-13%	-15%	-20%	-16%	0,21%	-0,03%	0,18%	-0,02%	-0,05%	-0,57%	-0,41%
	1C 10% Mínimo	1%	-8%	-1%	-6%	-6%	-7%	-6%	0,06%	-0,01%	0,05%	-0,02%	-0,04%	-0,21%	-0,19%
	2A 20% Máximo	7%	-27%	0%	-9%	-14%	-39%	-28%	0,80%	0,03%	0,83%	0,34%	0,37%	-0,55%	0,62%
	2B 20% Médio	4%	-27%	-2%	-19%	-21%	-31%	-24%	0,42%	-0,03%	0,40%	0,02%	-0,01%	-0,77%	-0,35%
	2C 20% Mínimo	1%	-12%	-1%	-11%	-11%	-12%	-10%	0,11%	-0,02%	0,09%	-0,05%	-0,07%	-0,36%	-0,32%
	3A 50% Máximo	16%	21%	17%	47%	40%	-10%	1%	0,36%	0,11%	0,47%	0,57%	0,68%	-0,12%	0,92%
	3B 50% Médio	9%	-31%	1%	-20%	-23%	-40%	-30%	0,82%	0,00%	0,82%	0,17%	0,17%	-0,73%	0,25%
	3C 50% Mínimo	3%	-24%	-3%	-21%	-22%	-24%	-19%	0,28%	-0,04%	0,24%	-0,08%	-0,11%	-0,66%	-0,50%
	S1	2%	-17%	-2%	-11%	-13%	-18%	-14%	0,20%	-0,02%	0,18%	0,00%	-0,02%	-0,49%	-0,31%
	S2	4%	-22%	-1%	-13%	-15%	-27%	-21%	0,41%	-0,01%	0,40%	0,08%	0,07%	-0,55%	-0,07%
	S3	9%	-11%	5%	2%	-2%	-25%	-16%	0,46%	0,03%	0,49%	0,23%	0,26%	-0,48%	0,24%

Tabela 8

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	31.996	29.693	30.365	940.219	33.975	32.099	30.427	992.128	-	-	-	-	65.971	61.792	60.793	1.932.347
	S1A 10% Máximo	31.996	29.693	30.365	940.219	22.307	20.398	18.678	641.518	-	-	-	-	54.303	50.091	49.043	1.581.736
	S1B 10% Médio	31.996	29.693	30.365	940.219	26.638	24.741	23.040	771.671	-	-	-	-	58.635	54.434	53.406	1.711.890
	S1C 10% Mínimo	31.996	29.693	30.365	940.219	31.673	29.790	28.109	922.944	-	-	-	-	63.669	59.483	58.474	1.863.163
	S2A 20% Máximo	31.996	29.693	30.365	940.219	12.661	10.787	9.215	353.228	-	85	280	1.829	44.657	40.565	39.860	1.295.276
	S2B 20% Médio	31.996	29.693	30.365	940.219	20.685	18.769	17.047	592.775	-	-	-	-	52.681	48.463	47.412	1.532.994
	S2C 20% Mínimo	31.996	29.693	30.365	940.219	29.826	27.938	26.250	867.455	-	-	-	-	61.822	57.631	56.615	1.807.674
	S3A 50% Máximo	31.996	29.693	30.365	940.219	5.078	3.914	3.533	138.805	22.313	23.287	24.984	687.619	59.388	56.894	58.883	1.766.643
	S3B 50% Médio	31.996	29.693	30.365	940.219	8.209	6.676	5.865	226.893	4.715	5.176	6.209	151.230	44.921	41.545	42.440	1.318.342
	S3C 50% Mínimo	31.996	29.693	30.365	940.219	24.681	22.779	21.071	712.884	-	-	-	-	56.678	52.473	51.437	1.653.102
	S1	31.996	29.693	30.365	940.219	26.873	24.976	23.276	778.711	-	-	-	-	58.869	54.670	53.641	1.718.930
	S2	31.996	29.693	30.365	940.219	21.057	19.165	17.504	604.486	-	28	93	610	53.054	48.886	47.963	1.545.315
	S3	31.996	29.693	30.365	940.219	12.656	11.123	10.157	359.527	9.009	9.488	10.398	279.616	53.662	50.304	50.920	1.579.362
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-36%	-39%	-35%					-18%	-19%	-19%	-18%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-22%	-23%	-24%	-22%					-11%	-12%	-12%	-11%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-8%	-7%					-3%	-4%	-4%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-63%	-66%	-70%	-64%					-32%	-34%	-34%	-33%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-42%	-44%	-40%					-20%	-22%	-22%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-13%					-6%	-7%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-85%	-88%	-88%	-86%					-10%	-8%	-3%	-9%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-76%	-79%	-81%	-77%					-32%	-33%	-30%	-32%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-27%	-29%	-31%	-28%					-14%	-15%	-15%	-14%
	S1	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-24%	-22%					-11%	-12%	-12%	-11%
	S2	0%	0%	0%	0%	-38%	-40%	-42%	-39%					-20%	-21%	-21%	-20%
	S3	0%	0%	0%	0%	-63%	-65%	-67%	-64%					-19%	-19%	-16%	-18%

A tabela 8 mostra os fluxos de energia nos seguintes períodos:

- Noturno, que obviamente é constante em todas as simulações;
- Diurno com fluxo direto, que reduz, quanto maior a inserção e o nível de insolação;
- Diurno com fluxo reverso, que aparece no sábado e domingo da simulação S2A (20% de inserção e insolação máxima). Interessante notar que a inversão só aparece no final de semana pelo fato de a carga diurna do alimentador, nesses dias, ser mais baixa. Aparece também em todos os dias nas simulações S3A e S3B, inserção de 50% com insolação máxima e média, respectivamente.

O fluxo passante nos dois sentidos na rede MT reduz em todas as simulações, mesmo naquelas em que houve aumento de fluxo nos transformadores BT.

A tabela 9 a seguir mostra as perdas na rede MT.

Da mesma forma, as perdas não variam no período noturno, e claro, reduzem no período diurno nas horas com fluxo direto ou positivo - direção da carga, em todas as simulações.

E nas horas diurnas com fluxo reverso também se incorre em perdas. Isto acontece nas simulações S3A e S3B, em todos os dias. Ocorre também, em valores bem baixos, no sábado e domingo da S2A.

A despeito do aparecimento de perdas no fluxo reverso, as perdas mensais na rede MT, em kWh, reduzem em todas as simulações. O mesmo acontece com o percentual de perdas.

A rede MT possui menor inversão de fluxo por conta da demanda dos clientes MT.

Tabela 9

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	2.004	1.664	1.755	57.182	2.059	1.841	1.656	58.674	-	-	-	-	4.064	3.506	3.411	115.856	6,08%	5,91%	0,00%	6,00%
	S1A 10% Máximo	2.004	1.664	1.755	57.182	941	777	664	26.027	-	-	-	-	2.945	2.442	2.419	83.209	6,08%	4,06%	0,00%	5,26%
	S1B 10% Médio	2.004	1.664	1.755	57.182	1.277	1.093	955	35.774	-	-	-	-	3.281	2.758	2.710	92.955	6,08%	4,64%	0,00%	5,43%
	S1C 10% Mínimo	2.004	1.664	1.755	57.182	1.783	1.576	1.406	50.577	-	-	-	-	3.787	3.241	3.161	107.759	6,08%	5,48%	0,00%	5,78%
	S2A 20% Máximo	2.004	1.664	1.755	57.182	496	374	315	13.374	-	0	2	10	2.501	2.039	2.072	70.566	6,08%	3,79%	0,55%	5,45%
	S2B 20% Médio	2.004	1.664	1.755	57.182	836	679	576	22.997	-	-	-	-	2.840	2.344	2.331	80.179	6,08%	3,88%	0,00%	5,23%
	S2C 20% Mínimo	2.004	1.664	1.755	57.182	1.582	1.384	1.225	44.676	-	-	-	-	3.586	3.048	2.980	101.858	6,08%	5,15%	0,00%	5,63%
	S3A 50% Máximo	2.004	1.664	1.755	57.182	220	153	132	5.826	1.305	1.387	1.535	40.713	3.529	3.205	3.423	103.721	6,08%	4,20%	5,92%	5,87%
	S3B 50% Médio	2.004	1.664	1.755	57.182	350	250	219	9.347	85	104	130	2.875	2.440	2.018	2.103	69.404	6,08%	4,12%	1,90%	5,26%
	S3C 50% Mínimo	2.004	1.664	1.755	57.182	1.112	938	811	30.990	-	-	-	-	3.116	2.602	2.566	88.171	6,08%	4,35%	0,00%	5,33%
	S1	2.004	1.664	1.755	57.182	1.334	1.149	1.008	37.459	-	-	-	-	3.338	2.813	2.763	94.641	6,08%	4,72%	0,00%	5,49%
	S2	2.004	1.664	1.755	57.182	971	812	706	27.016	-	0	1	3	2.976	2.477	2.461	84.201	6,08%	4,27%	0,55%	5,44%
	S3	2.004	1.664	1.755	57.182	561	447	387	15.388	463	497	555	14.529	3.028	2.608	2.697	87.099	6,08%	4,22%	5,20%	5,49%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-54%	-58%	-60%	-56%					-28%	-30%	-29%	-28%	0,00%	-1,86%	0,00%	-0,73%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-41%	-42%	-39%					-19%	-21%	-21%	-20%	0,00%	-1,28%	0,00%	-0,57%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-14%	-15%	-14%					-7%	-8%	-7%	-7%	0,00%	-0,43%	0,00%	-0,21%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-76%	-80%	-81%	-77%					-38%	-42%	-39%	-39%	0,00%	-2,13%	0,55%	-0,55%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-59%	-63%	-65%	-61%					-30%	-33%	-32%	-31%	0,00%	-2,03%	0,00%	-0,77%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-26%	-24%					-12%	-13%	-13%	-12%	0,00%	-0,76%	0,00%	-0,36%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-92%	-92%	-90%					-13%	-9%	0%	-10%	0,00%	-1,72%	5,92%	-0,12%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-83%	-86%	-87%	-84%					-40%	-42%	-38%	-40%	0,00%	-1,79%	1,90%	-0,73%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-46%	-49%	-51%	-47%					-23%	-26%	-25%	-24%	0,00%	-1,57%	0,00%	-0,66%
	S1	0%	0%	0%	0%	-35%	-38%	-39%	-36%					-18%	-20%	-19%	-18%	0,00%	-1,19%	0,00%	-0,50%
	S2	0%	0%	0%	0%	-53%	-56%	-57%	-54%					-27%	-29%	-28%	-27%	0,00%	-1,64%	0,55%	-0,56%
	S3	0%	0%	0%	0%	-73%	-76%	-77%	-74%					-25%	-26%	-21%	-25%	0,00%	-1,69%	5,20%	-0,51%

Tabela 10

Simulação	ENERGIA CONSUMIDA CLIENTES MT															
	Energia mensal Clientes MT período Noturno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT nos dois sentidos kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Caso Base	2.488	2.350	2.273	72.867	2.584	2.450	2.234	75.107	-	-	-	-	5.072	4.800	4.507	147.974
S1A 10% Máximo	2.488	2.350	2.273	72.867	2.675	2.536	2.310	77.725	-	-	-	-	5.162	4.886	4.583	150.592
S1B 10% Médio	2.488	2.350	2.273	72.867	2.642	2.505	2.282	76.774	-	-	-	-	5.129	4.855	4.555	149.641
S1C 10% Mínimo	2.488	2.350	2.273	72.867	2.603	2.468	2.249	75.639	-	-	-	-	5.090	4.818	4.522	148.506
S2A 20% Máximo	2.488	2.350	2.273	72.867	1.981	1.814	1.529	56.339	765	790	842	23.457	5.234	4.954	4.644	152.663
S2B 20% Médio	2.488	2.350	2.273	72.867	2.687	2.548	2.320	78.083	-	-	-	-	5.175	4.898	4.593	150.950
S2C 20% Mínimo	2.488	2.350	2.273	72.867	2.617	2.482	2.261	76.060	-	-	-	-	5.105	4.832	4.535	148.927
S3A 50% Máximo	2.488	2.350	2.273	72.867	621	503	491	17.396	2.474	2.438	2.185	72.584	5.582	5.290	4.949	162.847
S3B 50% Médio	2.488	2.350	2.273	72.867	1.125	1.024	785	31.549	1.717	1.673	1.673	51.061	5.329	5.047	4.731	155.477
S3C 50% Mínimo	2.488	2.350	2.273	72.867	2.657	2.519	2.295	77.215	-	-	-	-	5.145	4.869	4.568	150.082

A tabela 10 apresenta a energia consumida pelos clientes MT e a Tabela 11, a seguir, apresenta o fluxo nos transformadores MT/BT.

A soma do fluxo dos transformadores com a energia consumida pelos clientes MT, mais as perdas na rede MT, resulta no fluxo dos alimentadores na saída da subestação. O balanço, porém, não é direto, pois trata-se de fluxo nos dois sentidos, e a injeção diurna dos transformadores é absorvida pelos clientes de média tensão, não aparecendo no fluxo do alimentador.

Por sua vez, o fluxo dos transformadores é a soma da energia consumida ou injetada pelos clientes de baixa tensão mais as perdas nesse nível. Vale a mesma observação sobre o balanço: parte da injeção da microgeração é absorvida pelos demais clientes de BT, sem chegar ao transformador, mas apenas a injeção que exceder, se exceder.

A tabela 11 mostra o fluxo no transformador no período noturno, no período diurno no sentido da carga, e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo direto no sentido da carga, positivo, reduz em todas as simulações, como deveria ser.

O fluxo reverso da soma das curvas de carga dos transformadores aparece nas simulações S2A, S3A e S3B, em todos os dias. É claro, a maior reversão acontece na simulação S3A.

O fluxo total (direto + reverso) aumenta em todos os dias da simulação S3A.

Observa-se que nos transformadores de baixa tensão há mais fluxo reverso, em mais momentos, que na rede de média tensão. Isto é explicado pelo fato de a carga dos clientes MT ser maior no período diurno.

Tabela 11

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	27.505	25.679	26.337	810.170	29.331	27.807	26.537	858.347	-	-	-	-	56.836	53.486	52.875	1.668.517
	S1A 10% Máximo	27.505	25.679	26.337	810.170	18.691	17.085	15.704	537.766	-	-	-	-	46.196	42.764	42.041	1.347.936
	S1B 10% Médio	27.505	25.679	26.337	810.170	22.720	21.143	19.803	659.123	-	-	-	-	50.224	46.822	46.141	1.469.294
	S1C 10% Mínimo	27.505	25.679	26.337	810.170	27.287	25.745	24.453	796.728	-	-	-	-	54.791	51.424	50.790	1.606.899
	S2A 20% Máximo	27.505	25.679	26.337	810.170	9.753	8.435	7.211	273.299	335	712	965	15.080	37.593	34.826	34.513	1.098.550
	S2B 20% Médio	27.505	25.679	26.337	810.170	17.161	15.542	14.151	491.695	-	-	-	-	44.666	41.221	40.488	1.301.865
	S2C 20% Mínimo	27.505	25.679	26.337	810.170	25.627	24.072	22.763	746.719	-	-	-	-	53.131	49.751	49.101	1.556.889
	S3A 50% Máximo	27.505	25.679	26.337	810.170	4.194	3.207	2.879	114.313	26.049	27.061	28.674	799.645	57.747	55.946	57.890	1.724.128
	S3B 50% Médio	27.505	25.679	26.337	810.170	6.684	5.361	4.747	184.209	6.467	6.911	7.897	203.378	40.655	37.950	38.980	1.197.756
	S3C 50% Mínimo	27.505	25.679	26.337	810.170	20.912	19.322	17.965	604.679	-	-	-	-	48.417	45.001	44.303	1.414.849
	S1	27.505	25.679	26.337	810.170	22.899	21.324	19.987	664.539	-	-	-	-	50.404	47.003	46.324	1.474.709
	S2	27.505	25.679	26.337	810.170	17.514	16.017	14.709	503.904	112	237	322	5.027	45.130	41.933	41.367	1.319.101
	S3	27.505	25.679	26.337	810.170	10.597	9.296	8.530	301.067	10.839	11.324	12.190	334.341	48.940	46.299	47.058	1.445.578
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-36%	-39%	-41%	-37%					-19%	-20%	-20%	-19%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-24%	-25%	-23%					-12%	-12%	-13%	-12%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-8%	-7%					-4%	-4%	-4%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-67%	-70%	-73%	-68%					-34%	-35%	-35%	-34%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-41%	-44%	-47%	-43%					-21%	-23%	-23%	-22%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-14%	-13%					-7%	-7%	-7%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-88%	-89%	-87%					2%	5%	9%	3%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-81%	-82%	-79%					-28%	-29%	-26%	-28%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-31%	-32%	-30%					-15%	-16%	-16%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-22%	-23%	-25%	-23%					-11%	-12%	-12%	-12%
	S2	0%	0%	0%	0%	-40%	-42%	-45%	-41%					-21%	-22%	-22%	-21%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-67%	-68%	-65%					-14%	-13%	-11%	-13%

A tabela 12 a seguir apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

Como era de se esperar as perdas noturnas, em kWh, não se alteram, bem como o fluxo no transformador.

Observa-se a existência de perdas no fluxo reverso em quase todas as simulações, mesmo naquelas em que não se verificou fluxo negativo na curva somada de todos os transformadores, o que pode de início, ensejar suspeita de erro. Mas não há. As perdas ocorrem em cada transformador/circuito individual e há transformadores com mais clientes de microgeração e transformadores com nenhum microgerador, pois o sorteio é aleatório. Assim, a soma das curvas dos transformadores do alimentador pode não mostrar fluxo reverso, mas há injeção, maior ou menor, em vários transformadores.

As perdas totais, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na S3A, em que há aumento significativo em todos os dias, o que acarreta também um aumento no percentual de perdas.

O percentual de perdas na baixa tensão também aumenta nas demais simulações devido ao valor constante das Perdas no Ferro.

Observa-se novamente que o percentual de perdas é calculado dividindo-se a perdas, em kWh, pelo fluxo de energia passante, que reduziu na maioria das simulações.

Todavia, em princípio, as perdas (numerador), que variam com o quadrado da corrente, deveriam reduzir mais que o fluxo (denominador), e isto acontece em boa parte das simulações em relação à perda no circuito BT e à perda no Cobre (se voltará a este ponto mais à frente), mas não acontece em relação às perdas no Ferro, que é constante, redundando assim, em alguns casos, em percentuais maiores de perda na baixa tensão, nos quais o numerador reduz menos que o denominador, dependendo do peso das Perdas no Ferro em relação às demais.

Tabela 12

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	869	807	831	25.567	861	822	788	25.275	-	-	-	-	1.730	1.629	1.619	50.842	3,16%	2,94%	0,00%	3,05%
	S1A 10% Máximo	869	807	831	25.567	701	674	650	20.644	43	51	61	1.430	1.614	1.532	1.541	47.640	3,16%	3,71%	7,46%	3,44%
	S1B 10% Médio	869	807	831	25.567	746	715	690	21.938	6	10	14	247	1.621	1.532	1.534	47.752	3,16%	3,32%	9,40%	3,24%
	S1C 10% Mínimo	869	807	831	25.567	813	778	748	23.893	0	0	0	1	1.682	1.585	1.579	49.461	3,16%	3,00%	32,10%	3,08%
	S2A 20% Máximo	869	807	831	25.567	554	530	499	16.227	238	258	274	7.422	1.661	1.596	1.604	49.216	3,16%	4,46%	7,04%	3,85%
	S2B 20% Médio	869	807	831	25.567	665	638	609	19.528	48	57	62	1.555	1.582	1.501	1.502	46.650	3,16%	3,79%	6,71%	3,46%
	S2C 20% Mínimo	869	807	831	25.567	776	741	711	22.790	-	3	2	25	1.645	1.551	1.544	48.382	3,16%	3,05%	27,69%	3,11%
	S3A 50% Máximo	869	807	831	25.567	311	283	269	8.975	980	1.045	1.100	30.319	2.159	2.135	2.200	64.861	3,16%	6,01%	3,63%	3,61%
	S3B 50% Médio	869	807	831	25.567	405	379	354	11.756	331	358	390	10.358	1.604	1.544	1.575	47.682	3,16%	5,16%	4,19%	3,71%
	S3C 50% Mínimo	869	807	831	25.567	698	667	645	20.527	0	5	5	58	1.568	1.479	1.481	46.152	3,16%	3,39%	26,14%	3,26%
	S1	869	807	831	25.567	753	722	696	22.158	17	21	25	559	1.639	1.550	1.551	48.284	3,16%	3,34%	16,32%	3,25%
	S2	869	807	831	25.567	665	636	607	19.515	95	106	113	3.001	1.629	1.549	1.550	48.083	3,16%	3,77%	13,81%	3,47%
	S3	869	807	831	25.567	471	443	423	13.753	437	469	498	13.579	1.777	1.719	1.752	52.898	3,16%	4,85%	11,32%	3,53%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-19%	-18%	-18%	-18%					-7%	-6%	-5%	-6%	0,00%	0,76%	7,46%	0,39%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-12%	-13%					-6%	-6%	-5%	-6%	0,00%	0,37%	9,40%	0,19%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-5%	-5%	-5%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	0,05%	32,10%	0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-36%	-35%	-37%	-36%					-4%	-2%	-1%	-3%	0,00%	1,52%	7,04%	0,80%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-22%	-23%	-23%					-9%	-8%	-7%	-8%	0,00%	0,85%	6,71%	0,41%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					-5%	-5%	-5%	-5%	0,00%	0,11%	27,69%	0,06%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-64%	-66%	-66%	-64%					25%	31%	36%	28%	0,00%	3,06%	3,63%	0,57%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-53%	-54%	-55%	-53%					-7%	-5%	-3%	-6%	0,00%	2,21%	4,19%	0,66%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-19%	-18%	-19%					-9%	-9%	-9%	-9%	0,00%	0,45%	26,14%	0,21%
	S1	0%	0%	0%	0%	-13%	-12%	-12%	-12%					-5%	-5%	-4%	-5%	0,00%	0,40%	16,32%	0,20%
	S2	0%	0%	0%	0%	-23%	-23%	-23%	-23%					-6%	-5%	-4%	-5%	0,00%	0,82%	13,81%	0,42%
	S3	0%	0%	0%	0%	-45%	-46%	-46%	-46%					3%	6%	8%	4%	0,00%	1,91%	11,32%	0,48%

Tabela 13

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	308	260	278	8.846	322	291	263	9.209	-	-	-	-	630	551	542	18.055	1,09%	1,07%	0,00%	1,08%
	S1A 10% Máximo	308	260	278	8.846	213	193	173	6.086	18	22	28	615	539	474	479	15.547	1,09%	1,09%	3,21%	1,12%
	S1B 10% Médio	308	260	278	8.846	236	213	193	6.740	1	2	4	57	545	475	475	15.644	1,09%	1,02%	2,17%	1,06%
	S1C 10% Mínimo	308	260	278	8.846	285	257	232	8.134	0	0	0	0	592	516	510	16.981	1,09%	1,02%	0,05%	1,06%
	S2A 20% Máximo	308	260	278	8.846	150	131	111	4.209	108	124	127	3.423	566	514	517	16.479	1,09%	1,16%	3,24%	1,29%
	S2B 20% Médio	308	260	278	8.846	181	161	139	5.128	17	23	24	582	507	443	441	14.557	1,09%	1,00%	2,51%	1,08%
	S2C 20% Mínimo	308	260	278	8.846	253	227	202	7.207	-	0	0	1	561	487	480	16.055	1,09%	0,97%	1,40%	1,03%
	S3A 50% Máximo	308	260	278	8.846	62	48	41	1.677	517	557	590	16.085	887	865	909	26.608	1,09%	1,12%	1,93%	1,48%
	S3B 50% Médio	308	260	278	8.846	91	74	62	2.496	98	114	127	3.166	497	448	468	14.508	1,09%	1,09%	1,28%	1,13%
	S3C 50% Mínimo	308	260	278	8.846	188	167	147	5.339	0	0	0	2	496	426	426	14.188	1,09%	0,88%	1,03%	1,00%
	S1	308	260	278	8.846	244	221	199	6.987	7	8	10	224	559	489	488	16.057	1,09%	1,04%	1,81%	1,08%
	S2	308	260	278	8.846	195	173	151	5.515	42	49	50	1.336	545	482	479	15.697	1,09%	1,04%	2,39%	1,13%
	S3	308	260	278	8.846	114	96	83	3.171	205	224	239	6.418	627	580	601	18.435	1,09%	1,03%	1,41%	1,20%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-34%	-34%	-34%					-14%	-14%	-11%	-14%	0,00%	0,02%	3,21%	0,04%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-27%	-27%	-27%					-13%	-14%	-12%	-13%	0,00%	-0,05%	2,17%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-12%	-12%	-12%					-6%	-6%	-6%	-6%	0,00%	-0,05%	0,05%	-0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-53%	-55%	-58%	-54%					-10%	-7%	-5%	-9%	0,00%	0,08%	3,24%	0,21%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-44%	-45%	-47%	-44%					-20%	-19%	-19%	-19%	0,00%	-0,08%	2,51%	0,00%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-23%	-22%					-11%	-12%	-11%	-11%	0,00%	-0,11%	1,40%	-0,05%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-81%	-84%	-84%	-82%					41%	57%	68%	47%	0,00%	0,05%	1,93%	0,40%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-72%	-75%	-76%	-73%					-21%	-19%	-14%	-20%	0,00%	0,02%	1,28%	0,05%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-41%	-43%	-44%	-42%					-21%	-23%	-21%	-21%	0,00%	-0,19%	1,03%	-0,08%
	S1	0%	0%	0%	0%	-24%	-24%	-24%	-24%					-11%	-11%	-10%	-11%	0,00%	-0,03%	1,81%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-39%	-41%	-43%	-40%					-14%	-13%	-11%	-13%	0,00%	-0,03%	2,39%	0,05%
	S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-67%	-68%	-66%					0%	5%	11%	2%	0,00%	-0,04%	1,41%	0,12%

A tabela 13 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na simulação S3A, na qual as perdas crescem em todos os dias, e mais significativamente nos sábados e domingos devido ao grande fluxo reverso. Assim, existe um nível de inserção entre 20% e 50% para este alimentador que, na insolação máxima e média, as perdas de energia aumentam.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de serem pequenas nas simulações de insolação mínima.

As perdas no período noturno são as mesmas em todas as simulações.

A tabela a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas mensais dos transformadores, em kWh, reduzem em todas as simulações, exceto nas simulações S3A e S3B, nas quais aumentam em todos os dias.

Como aparece fluxo reverso em transformadores individuais em praticamente todas as simulações, se incorre, conseqüentemente, em perdas no Cobre associadas a este carregamento, apesar de serem muito pequenas nas simulações com insolação mínima.

O percentual de perdas cresce nas simulações S3A e S3B, como se espera, mas também cresce nas demais simulações por conta de a Perda no Ferro ser constante e de maior peso nesses transformadores, fazendo com que as perdas totais no trafo (numerador) reduzam menos que o fluxo (denominador).

Tabela 14

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	561	547	552	16.720	539	531	525	16.066	-	-	-	-	1.101	1.078	1.077	32.787	2,06%	1,87%	0,00%	1,97%
	S1A 10% Máximo	561	547	552	16.720	489	481	476	14.558	25	30	33	815	1.075	1.057	1.062	32.093	2,06%	2,61%	4,25%	2,32%
	S1B 10% Médio	561	547	552	16.720	510	502	497	15.197	5	8	10	190	1.076	1.057	1.059	32.108	2,06%	2,30%	7,23%	2,18%
	S1C 10% Mínimo	561	547	552	16.720	529	521	516	15.759	0	0	0	1	1.090	1.068	1.069	32.481	2,06%	1,98%	32,06%	2,02%
	S2A 20% Máximo	561	547	552	16.720	404	400	388	12.017	130	134	146	3.999	1.095	1.081	1.087	32.737	2,06%	3,30%	3,79%	2,56%
	S2B 20% Médio	561	547	552	16.720	483	477	470	14.400	31	33	38	973	1.075	1.058	1.061	32.093	2,06%	2,80%	4,20%	2,38%
	S2C 20% Mínimo	561	547	552	16.720	523	514	510	15.583	-	3	2	24	1.084	1.064	1.064	32.327	2,06%	2,09%	26,29%	2,08%
	S3A 50% Máximo	561	547	552	16.720	249	235	229	7.298	462	488	509	14.234	1.273	1.270	1.290	38.253	2,06%	4,88%	1,71%	2,13%
	S3B 50% Médio	561	547	552	16.720	314	306	291	9.261	233	243	263	7.192	1.108	1.096	1.107	33.173	2,06%	4,06%	2,91%	2,58%
	S3C 50% Mínimo	561	547	552	16.720	510	500	498	15.187	0	5	5	56	1.071	1.052	1.055	31.964	2,06%	2,51%	25,11%	2,26%
	S1	561	547	552	16.720	509	501	497	15.172	10	13	14	335	1.080	1.061	1.063	32.227	2,06%	2,30%	14,51%	2,17%
	S2	561	547	552	16.720	470	464	456	14.000	53	57	62	1.665	1.085	1.068	1.071	32.386	2,06%	2,73%	11,43%	2,34%
	S3	561	547	552	16.720	358	347	339	10.582	232	245	259	7.161	1.151	1.139	1.151	34.463	2,06%	3,82%	9,91%	2,32%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%					-2%	-2%	-1%	-2%	0,00%	0,74%	4,25%	0,35%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	0,42%	7,23%	0,21%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,11%	32,06%	0,06%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-25%	-25%	-26%	-25%					-1%	0%	1%	0%	0,00%	1,43%	3,79%	0,59%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	0,93%	4,20%	0,42%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,21%	26,29%	0,11%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-54%	-56%	-56%	-55%					16%	18%	20%	17%	0,00%	3,01%	1,71%	0,17%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-42%	-42%	-44%	-42%					1%	2%	3%	1%	0,00%	2,19%	2,91%	0,62%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-5%	-5%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	0,64%	25,11%	0,29%
	S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-5%	-6%					-2%	-2%	-1%	-2%	0,00%	0,42%	14,51%	0,21%
	S2	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-13%	-13%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,86%	11,43%	0,37%
	S3	0%	0%	0%	0%	-34%	-35%	-35%	-34%					5%	6%	7%	5%	0,00%	1,95%	9,91%	0,36%

Tabela 15

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	115	95	102	3.295	121	107	96	3.429	-	-	-	-	236	202	198	6.724	0,41%	0,40%	0,00%	0,40%
	S1A 10% Máximo	115	95	102	3.295	61	52	45	1.704	1	2	3	52	178	149	150	5.051	0,41%	0,31%	0,27%	0,36%
	S1B 10% Médio	115	95	102	3.295	76	65	58	2.124	0	0	0	3	191	160	160	5.422	0,41%	0,32%	0,10%	0,37%
	S1C 10% Mínimo	115	95	102	3.295	103	91	81	2.925	0	0	0	0	219	186	183	6.220	0,41%	0,37%	0,01%	0,39%
	S2A 20% Máximo	115	95	102	3.295	40	31	27	1.080	17	20	21	542	172	147	149	4.916	0,41%	0,30%	0,51%	0,38%
	S2B 20% Médio	115	95	102	3.295	55	46	39	1.531	2	4	4	88	173	144	145	4.914	0,41%	0,30%	0,38%	0,36%
	S2C 20% Mínimo	115	95	102	3.295	93	81	71	2.612	-	0	0	0	208	176	173	5.907	0,41%	0,35%	0,05%	0,38%
	S3A 50% Máximo	115	95	102	3.295	17	12	11	457	141	152	163	4.396	274	259	276	8.147	0,41%	0,31%	0,53%	0,45%
	S3B 50% Médio	115	95	102	3.295	25	19	17	681	20	24	27	665	161	138	146	4.641	0,41%	0,30%	0,27%	0,36%
	S3C 50% Mínimo	115	95	102	3.295	65	55	48	1.819	0	0	0	0	181	150	150	5.114	0,41%	0,30%	0,05%	0,36%
	S1	115	95	102	3.295	80	69	61	2.251	0	1	1	18	196	165	164	5.564	0,41%	0,33%	0,13%	0,37%
	S2	115	95	102	3.295	63	52	46	1.741	6	8	8	210	184	156	156	5.246	0,41%	0,31%	0,31%	0,38%
	S3	115	95	102	3.295	36	29	25	986	54	58	63	1.687	205	182	191	5.967	0,41%	0,30%	0,28%	0,39%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-49%	-52%	-53%	-50%					-25%	-26%	-24%	-25%	0,00%	-0,09%	0,27%	-0,04%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-37%	-39%	-40%	-38%					-19%	-21%	-19%	-19%	0,00%	-0,08%	0,10%	-0,04%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-15%					-7%	-8%	-8%	-8%	0,00%	-0,03%	0,01%	-0,02%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-67%	-71%	-72%	-69%					-27%	-27%	-25%	-27%	0,00%	-0,10%	0,51%	-0,02%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-54%	-57%	-59%	-55%					-27%	-28%	-27%	-27%	0,00%	-0,10%	0,38%	-0,04%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-26%	-24%					-12%	-13%	-13%	-12%	0,00%	-0,05%	0,05%	-0,02%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-89%	-89%	-87%					16%	28%	39%	21%	0,00%	-0,09%	0,53%	0,05%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-82%	-83%	-80%					-32%	-32%	-26%	-31%	0,00%	-0,10%	0,27%	-0,04%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-46%	-49%	-50%	-47%					-23%	-26%	-24%	-24%	0,00%	-0,10%	0,05%	-0,04%
	S1	0%	0%	0%	0%	-34%	-35%	-36%	-34%					-17%	-18%	-17%	-17%	0,00%	-0,07%	0,13%	-0,03%
	S2	0%	0%	0%	0%	-48%	-51%	-53%	-49%					-22%	-23%	-21%	-22%	0,00%	-0,08%	0,31%	-0,03%
	S3	0%	0%	0%	0%	-70%	-73%	-74%	-71%					-13%	-10%	-4%	-11%	0,00%	-0,10%	0,28%	-0,01%

A tabela 15 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Verifica-se redução de perdas no Cobre no fluxo positivo diurno e o aparecimento de perdas com o fluxo inverso em quase todas as simulações exceto na simulação S3A.

As Perdas mensais no Cobre do transformador, em kWh, reduzem com a inserção da microgeração em todas as simulações, exceto na S3A.

O percentual de Perdas no Cobre também reduz, exceto da simulação S3A.

A tabela a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam, pois o fluxo na rede diminui.

Tabela 16

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	446	452	450	13.426	419	424	429	12.637	-	-	-	-	864	876	879	26.063	1,66%	1,47%	0,00%	1,56%
	S1A 10% Máximo	446	452	450	13.426	428	429	431	12.854	24	28	30	762	897	909	911	27.042	1,66%	2,31%	3,98%	1,95%
	S1B 10% Médio	446	452	450	13.426	435	437	440	13.073	5	8	10	187	885	897	900	26.686	1,66%	1,98%	7,13%	1,81%
	S1C 10% Mínimo	446	452	450	13.426	425	430	435	12.834	0	0	0	1	871	883	885	26.261	1,66%	1,61%	32,05%	1,63%
	S2A 20% Máximo	446	452	450	13.426	364	369	362	10.938	113	114	126	3.457	923	935	937	27.821	1,66%	3,01%	3,28%	2,17%
	S2B 20% Médio	446	452	450	13.426	428	432	431	12.868	28	29	35	885	902	913	916	27.179	1,66%	2,50%	3,82%	2,02%
	S2C 20% Mínimo	446	452	450	13.426	431	433	438	12.970	-	3	2	24	876	888	891	26.419	1,66%	1,74%	26,24%	1,70%
	S3A 50% Máximo	446	452	450	13.426	232	223	218	6.841	321	336	346	9.839	999	1.011	1.014	30.105	1,66%	4,58%	1,18%	1,68%
	S3B 50% Médio	446	452	450	13.426	289	287	275	8.579	212	220	236	6.528	947	959	961	28.532	1,66%	3,76%	2,64%	2,22%
	S3C 50% Mínimo	446	452	450	13.426	445	445	450	13.368	0	5	5	56	891	902	905	26.850	1,66%	2,21%	25,06%	1,90%
	S1	446	452	450	13.426	429	432	435	12.921	10	12	13	317	884	896	899	26.663	1,66%	1,96%	14,38%	1,80%
	S2	446	452	450	13.426	408	411	410	12.259	47	49	54	1.455	900	912	915	27.140	1,66%	2,41%	11,11%	1,96%
	S3	446	452	450	13.426	322	318	314	9.596	178	187	196	5.474	945	957	960	28.496	1,66%	3,52%	9,63%	1,93%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	2%					4%	4%	4%	4%	0,00%	0,84%	3,98%	0,39%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	4%	3%	3%	3%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,50%	7,13%	0,25%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,14%	32,05%	0,07%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-16%	-13%					7%	7%	7%	7%	0,00%	1,53%	3,28%	0,61%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	2%					4%	4%	4%	4%	0,00%	1,03%	3,82%	0,45%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	3%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,26%	26,24%	0,13%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-45%	-47%	-49%	-46%					16%	15%	15%	16%	0,00%	3,11%	1,18%	0,12%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-32%	-36%	-32%					10%	9%	9%	9%	0,00%	2,29%	2,64%	0,66%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	6%	5%	5%	6%					3%	3%	3%	3%	0,00%	0,74%	25,06%	0,34%
	S1	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	2%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,49%	14,38%	0,24%
	S2	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-4%	-3%					4%	4%	4%	4%	0,00%	0,94%	11,11%	0,40%
	S3	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-27%	-24%					9%	9%	9%	9%	0,00%	2,04%	9,63%	0,37%

Tabela 17

Simulações		ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT															
		Carga período Noturno - kWh				Carga período Diurno - kWh				Injeção período Diurno - kWh				Energia total nos circuitos nos dois sentidos - kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	26.636	24.872	25.507	784.603	28.470	26.985	25.749	833.072	-	-	-	-	55.106	51.857	51.256	1.617.675
	S1A 10% Máximo	26.636	24.872	25.507	784.603	17.946	16.360	14.994	515.693	-	-	-	-	44.582	41.232	40.500	1.300.296
	S1B 10% Médio	26.636	24.872	25.507	784.603	21.968	20.418	19.100	636.939	-	-	-	-	48.603	45.289	44.606	1.421.542
	S1C 10% Mínimo	26.636	24.872	25.507	784.603	26.473	24.968	23.705	772.834	-	-	-	-	53.109	49.839	49.212	1.557.437
	S2A 20% Máximo	26.636	24.872	25.507	784.603	9.226	7.928	6.779	258.058	559	970	1.271	22.386	36.421	33.770	33.556	1.065.047
	S2B 20% Médio	26.636	24.872	25.507	784.603	16.449	14.848	13.479	470.612	-	-	-	-	43.084	39.720	38.986	1.255.215
	S2C 20% Mínimo	26.636	24.872	25.507	784.603	24.851	23.329	22.050	723.904	-	-	-	-	51.486	48.200	47.556	1.508.507
	S3A 50% Máximo	26.636	24.872	25.507	784.603	4.015	3.065	2.742	109.336	27.160	28.247	29.906	833.961	57.811	56.184	58.154	1.727.900
	S3B 50% Médio	26.636	24.872	25.507	784.603	6.377	5.085	4.529	175.619	6.896	7.373	8.423	216.903	39.909	37.330	38.458	1.177.125
	S3C 50% Mínimo	26.636	24.872	25.507	784.603	20.213	18.650	17.315	584.094	-	-	-	-	46.849	43.522	42.822	1.368.697
	S1	26.636	24.872	25.507	784.603	22.129	20.582	19.266	641.822	-	-	-	-	48.765	45.454	44.773	1.426.425
	S2	26.636	24.872	25.507	784.603	16.842	15.368	14.103	484.191	186	323	424	7.462	43.664	40.563	40.033	1.276.257
	S3	26.636	24.872	25.507	784.603	10.202	8.934	8.195	289.683	11.352	11.873	12.776	350.288	48.190	45.679	46.478	1.424.574
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-37%	-39%	-42%	-38%					-19%	-20%	-21%	-20%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-24%	-26%	-24%					-12%	-13%	-13%	-12%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-8%	-7%					-4%	-4%	-4%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-68%	-71%	-74%	-69%					-34%	-35%	-35%	-34%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-42%	-45%	-48%	-44%					-22%	-23%	-24%	-22%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-14%	-14%	-13%					-7%	-7%	-7%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-89%	-89%	-87%					5%	8%	13%	7%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-78%	-81%	-82%	-79%					-28%	-28%	-25%	-27%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-31%	-33%	-30%					-15%	-16%	-16%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-22%	-24%	-25%	-23%					-12%	-12%	-13%	-12%
	S2	0%	0%	0%	0%	-41%	-43%	-45%	-42%					-21%	-22%	-22%	-21%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-67%	-68%	-65%					-13%	-12%	-9%	-12%

Na tabela 17 verifica-se a energia consumida de todos os consumidores de baixa tensão em cada período do dia, que é igual ao fluxo nos transformadores deduzidas as perdas.

Na tabela 18 apresenta as a energia consumida ou injetada pelos clientes com microgeração em cada simulação.

Nessa tabela apresenta-se o consumo original dos clientes em cada simulação. Esses valores são iguais independentemente do nível de insolação.

Apresenta-se também a geração desses clientes em cada nível de insolação. Observa-se que nas simulações com insolação média tem-se praticamente o consumo dos clientes. Mas a rigor, há dias com geração mínima (muito nublado), dias com geração média (pouco nublado) e dias de geração máxima (pleno sol) e, na média desses dias, tem-se um fator de carga anual estimado em 20%, mas o fator de carga diário utilizado é de 32%, alterando-se o valor da potência máxima gerada de cada simulação. Na prática, a curva de geração é mais variável ao longo das horas e dos dias, com horários de pleno sol e horários nublados e chuvosos.

O consumo interno, tabela 19, é aquela energia gerada e consumida durante o dia pelo cliente e que não transita mais pela rede de distribuição. O consumo interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 36% na classe Residencial, 52% no Comercial e 58% no Industrial. Não foram sorteados clientes rurais na inserção de 10%. Em média, nesse nível de inserção tem-se um Consumo Interno de 41%.

A geração que ultrapassa o consumo interno é a energia injetada na rede.

A energia injetada é maior que o fluxo reverso nos trechos do circuito e no alimentador, pois essa energia vai atendendo às cargas próximas ao ponto de conexão do microgerador.

Tabela 18

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	163.346	49.142	8.116	-	220.604	260.360	78.631	13.214	-	352.204
S1B 10% Médio	163.346	49.142	8.116	-	220.604	164.734	49.751	8.361	-	222.845
S1C 10% Mínimo	163.346	49.142	8.116	-	220.604	52.070	15.726	2.643	-	70.439
S2A 20% Máximo	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	463.630	137.041	16.594	15.625	632.890
S2B 20% Médio	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	293.346	86.708	10.499	9.886	400.440
S2C 20% Mínimo	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	92.723	27.407	3.319	3.125	126.574
S3A 50% Máximo	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	1.067.360	278.440	46.247	15.869	1.407.916
S3B 50% Médio	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	675.335	176.174	29.261	10.041	890.811
S3C 50% Mínimo	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	213.466	55.686	9.249	3.174	281.575
S1	163.346	49.142	8.116	-	220.604	159.054	48.036	8.073	-	215.163
S2	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	283.233	83.719	10.137	9.546	386.635
S3	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	652.054	170.100	28.252	9.695	860.101

Tabela 19

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Consumo Interno Clientes Micro GD -%				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	64.600	27.730	5.270	-	97.599	195.760	50.901	7.944	-	254.605	40%	56%	65%		44%
S1B 10% Médio	59.195	25.698	4.688	-	89.580	105.539	24.053	3.673	-	133.265	36%	52%	58%		41%
S1C 10% Mínimo	39.014	14.179	2.072	-	55.265	13.057	1.547	570	-	15.174	24%	29%	26%		25%
S2A 20% Máximo	113.818	45.933	5.717	4.503	169.970	349.812	91.108	10.877	11.123	462.920	39%	54%	55%	46%	43%
S2B 20% Médio	104.247	42.897	5.129	4.312	156.585	189.099	43.812	5.370	5.574	243.855	36%	50%	50%	44%	39%
S2C 20% Mínimo	69.018	24.126	2.756	3.114	99.013	23.706	3.282	563	11	27.561	24%	28%	27%	32%	25%
S3A 50% Máximo	262.673	92.978	16.997	4.564	377.212	804.687	185.463	29.249	11.305	1.030.704	39%	53%	59%	46%	43%
S3B 50% Médio	240.177	85.796	15.128	4.369	345.470	435.159	90.377	14.133	5.672	545.340	36%	49%	53%	44%	39%
S3C 50% Mínimo	157.618	47.782	7.593	3.155	216.148	55.848	7.904	1.656	19	65.427	24%	27%	26%	32%	24%
S1	54.269	22.535	4.010	-	80.815	104.785	25.500	4.063	-	134.348	33%	46%	49%		37%
S2	95.694	37.652	4.534	3.976	141.856	187.539	46.067	5.603	5.570	244.779	33%	44%	44%	40%	36%
S3	220.156	75.519	13.240	4.029	312.943	431.898	94.582	15.013	5.665	547.157	33%	43%	46%	40%	35%

As tabelas 20 e 21 apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno, além da Geração, do Consumo Interno e da Injeção, que ocorrem somente durante o dia, também separados pelos dias da semana.

Nessas tabelas percebe-se que a Geração é a soma do Consumo Interno e Injeção, que aumentam conforme o grau de inserção e insolação.

A Injeção, por sua vez é a própria Energia Compensada, nestas simulações, em que se gerou o necessário para atender o consumo.

Uma eventual TUSD Perdas incidiria sobre a Energia Compensada. Entende-se que o custo ou benefício de responsabilidade do microgerador, ou *prossumidor* BT, é a variação das perdas na rede de distribuição ocasionada pela sua inserção.

O percentual de perdas a ser utilizado para o cálculo de uma eventual tarifa seria então o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada. Nesse caso chegou-se a um benefício – redução de perdas.

Esses resultados, que mostram que as perdas reduzem com a inserção da micro geração, não se estendem aos minigeradores, os quais impactam a rede em condições muito específicas, conforme o seu porte e o local de sua instalação.

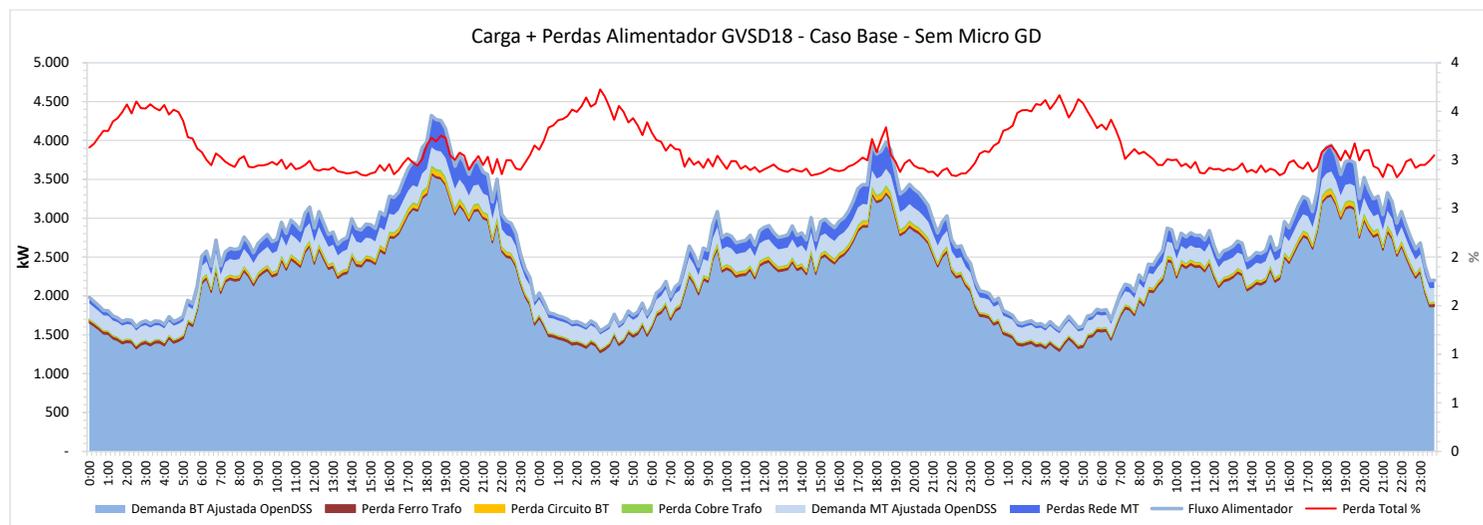
Tabela 20

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	234.803	58.701	58.701	352.204
S1B 10% Médio	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	148.563	37.141	37.141	222.845
S1C 10% Mínimo	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	46.959	11.740	11.740	70.439
S2A 20% Máximo	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	421.927	105.482	105.482	632.890
S2B 20% Médio	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	266.960	66.740	66.740	400.440
S2C 20% Mínimo	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	84.383	21.096	21.096	126.574
S3A 50% Máximo	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	938.611	234.653	234.653	1.407.916
S3B 50% Médio	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	593.874	148.468	148.468	890.811
S3C 50% Mínimo	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	187.717	46.929	46.929	281.575
S1	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	143.442	35.860	35.860	215.163
S2	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	257.757	64.439	64.439	386.635
S3	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	573.400	143.350	143.350	860.101

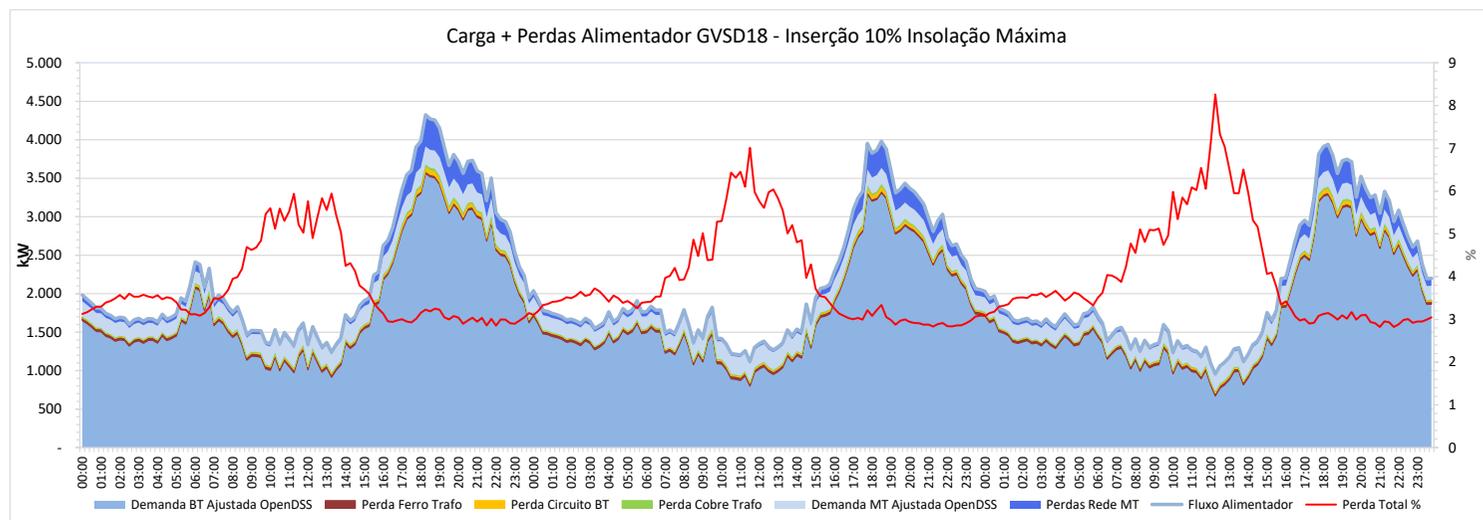
Tabela 21

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	68.374	15.361	13.865	97.599	166.429	43.340	44.836	254.605	(35.848)	-14,08%
S1B 10% Médio	62.614	14.170	12.796	89.580	85.949	22.971	24.345	133.265	(25.990)	-19,50%
S1C 10% Mínimo	37.900	8.944	8.420	55.265	9.059	2.796	3.319	15.174	(9.477)	-62,46%
S2A 20% Máximo	115.699	27.578	26.693	169.970	306.227	77.904	78.789	462.920	(46.915)	-10,13%
S2B 20% Médio	106.644	25.340	24.601	156.585	160.316	41.400	42.139	243.855	(39.868)	-16,35%
S2C 20% Mínimo	66.943	16.122	15.949	99.013	17.440	4.974	5.147	27.561	(16.458)	-59,71%
S3A 50% Máximo	258.677	60.533	58.002	377.212	679.934	174.120	176.651	1.030.704	1.884	0,18%
S3B 50% Médio	236.770	55.492	53.209	345.470	357.104	92.976	95.260	545.340	(49.612)	-9,10%
S3C 50% Mínimo	146.632	35.124	34.392	216.148	41.085	11.805	12.537	65.427	(32.374)	-49,48%
S1	56.296	12.825	11.694	80.815	87.146	23.036	24.167	134.348	(23.772)	-17,69%
S2	96.429	23.013	22.414	141.856	161.328	41.426	42.025	244.779	(34.414)	-14,06%
S3	214.026	50.383	48.534	312.943	359.374	92.967	94.816	547.157	(26.700)	-4,88%

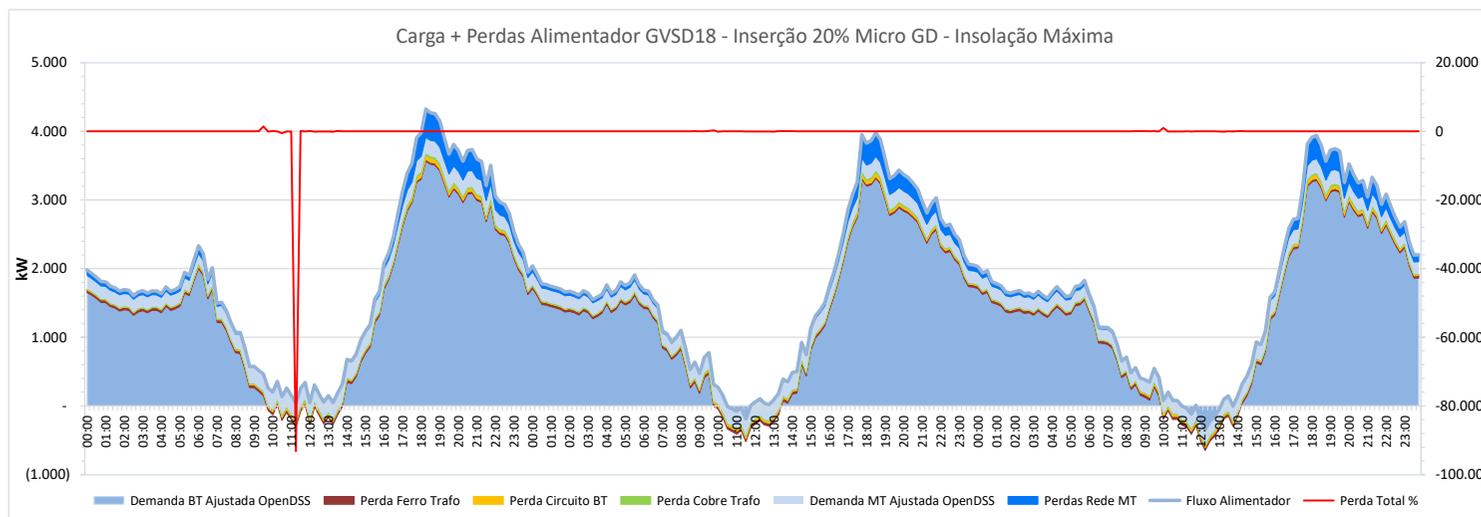
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador GVSD18, com 92% de carga de baixa tensão, sendo 71% residencial. É um gráfico do tipo “empilhado” sobrepondo mercado e perdas.



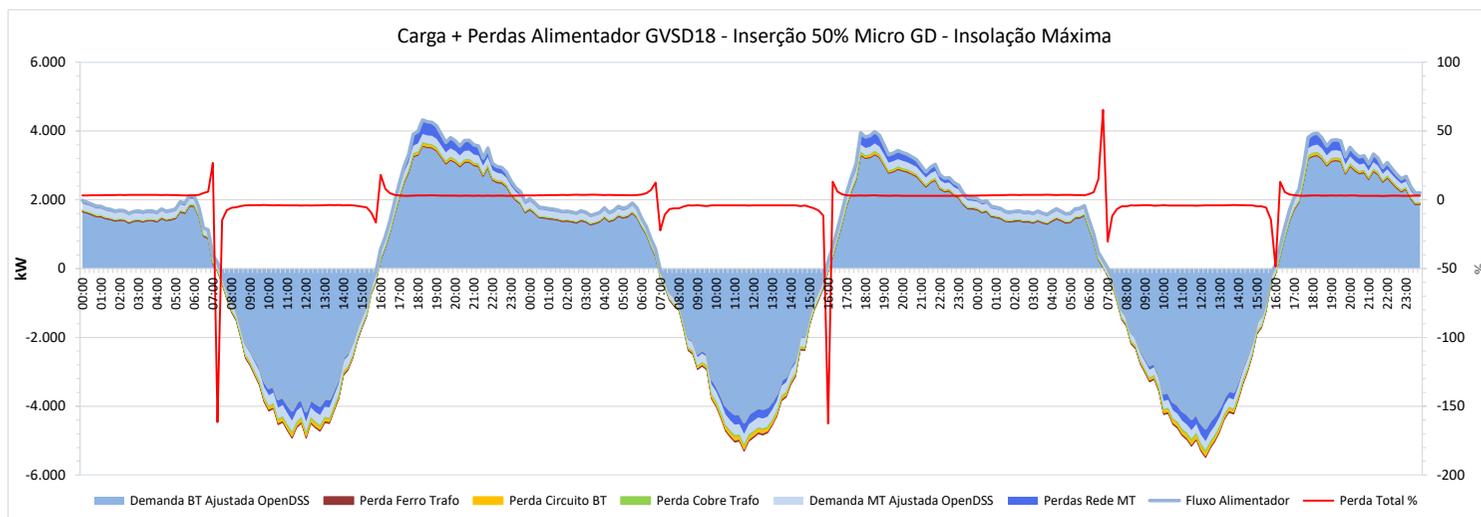
Observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador GVSD18 com 10% de inserção de Micro GD nos dias de pleno sol – Simulação S1A.



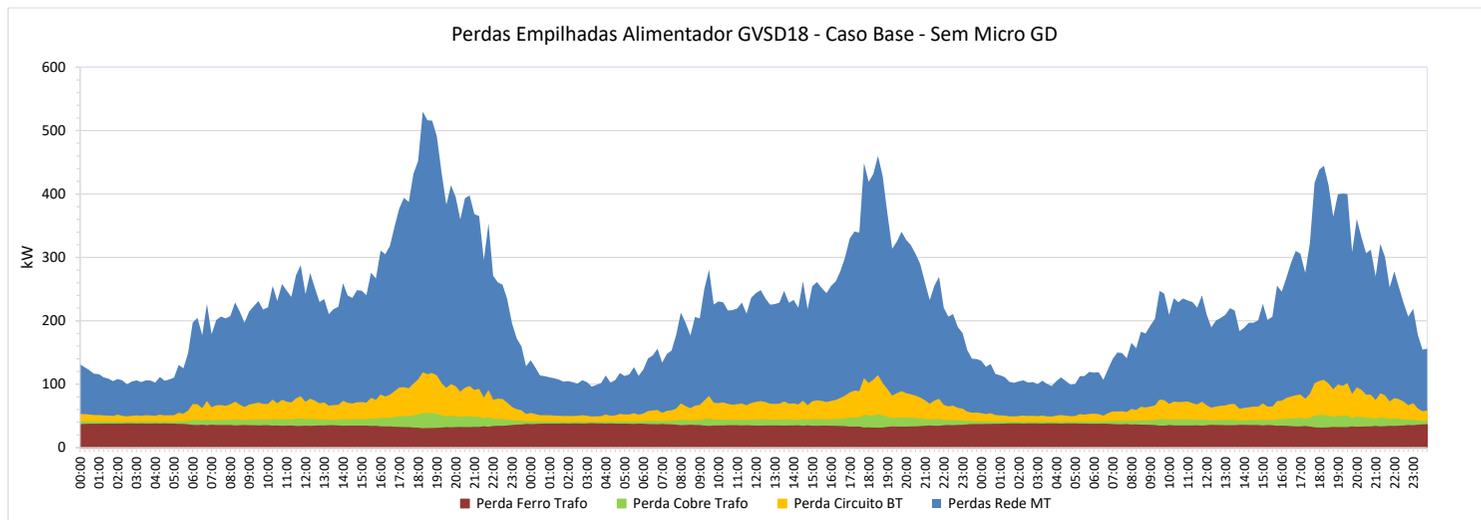
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol as cargas por volta do meio-dia ficam próximas de zero.



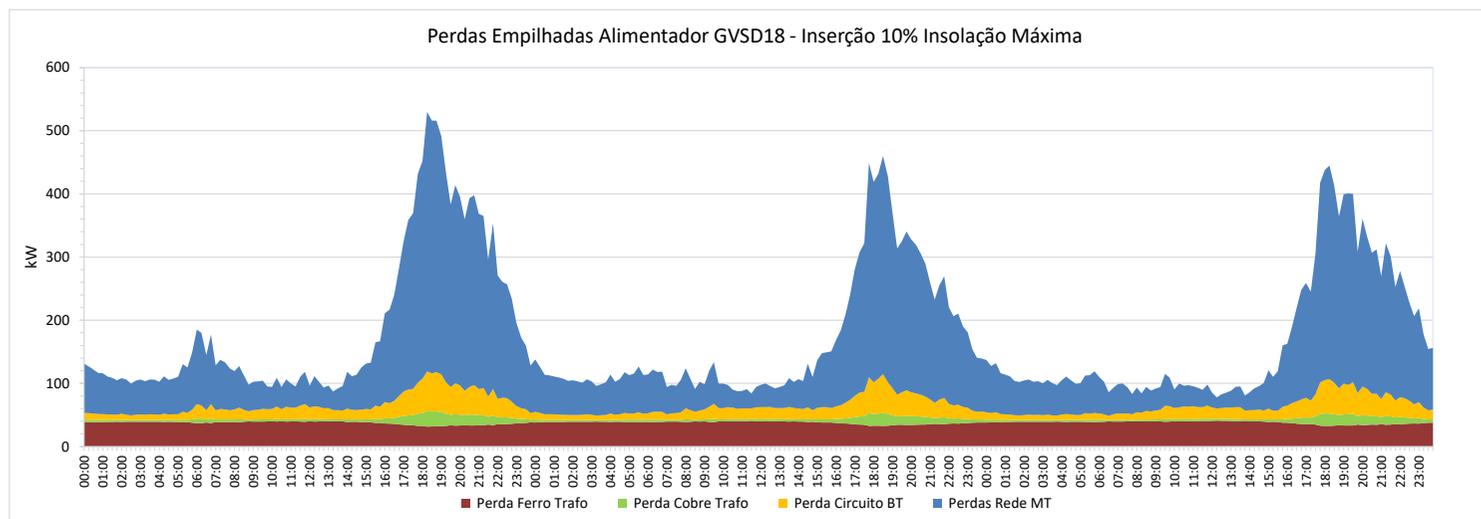
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um grande fluxo reverso, tanto na rede BT quanto na MT no período diurno, pouco maior nos sábados e domingos.



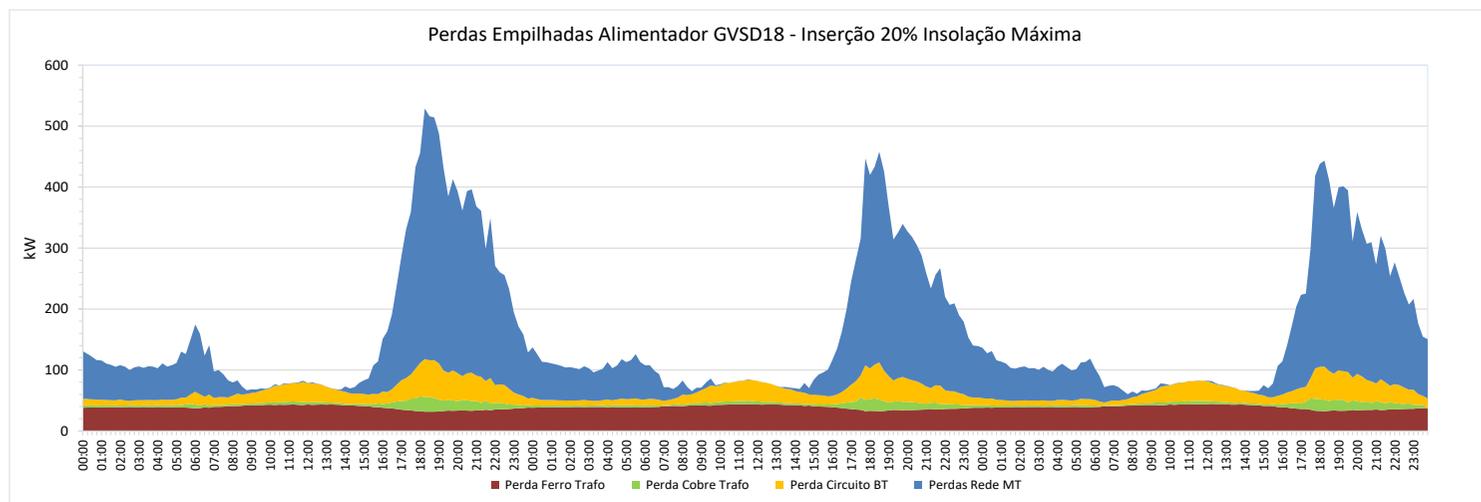
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base, do alimentador: as Perdas no Ferro (constantes), as Perdas no Cobre, nos circuitos de BT e na rede MT (variáveis com a corrente).



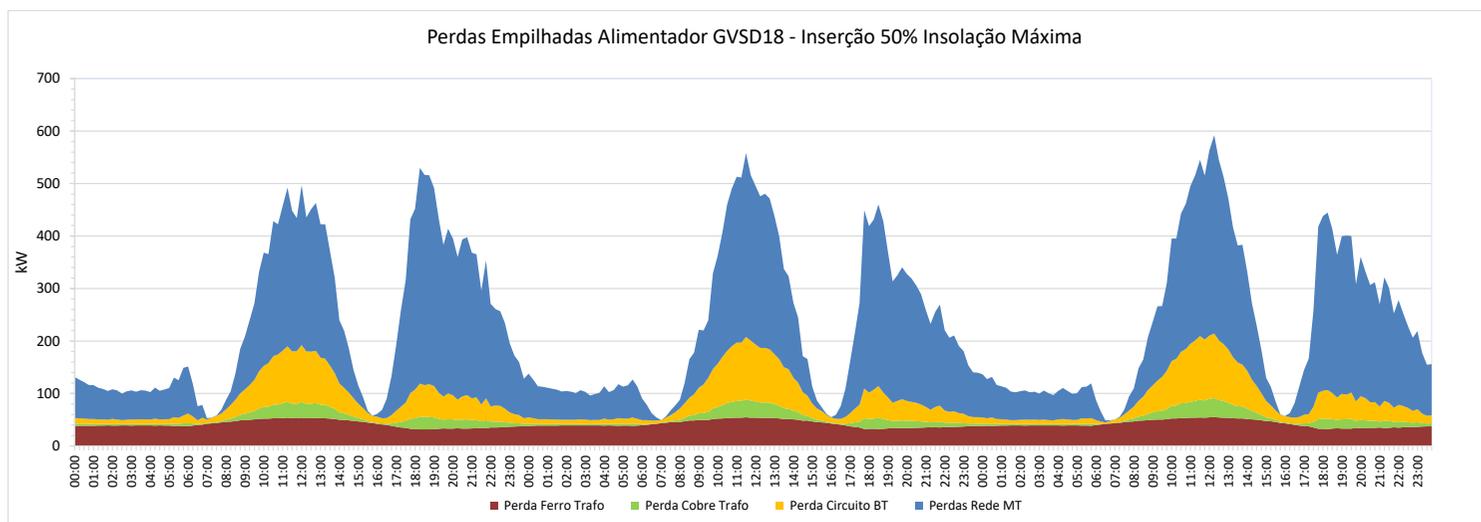
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se uma redução das perdas no fio, no período diurno, mais facilmente observadas na rede MT e nos circuitos BT, que acompanham a demanda da rede.



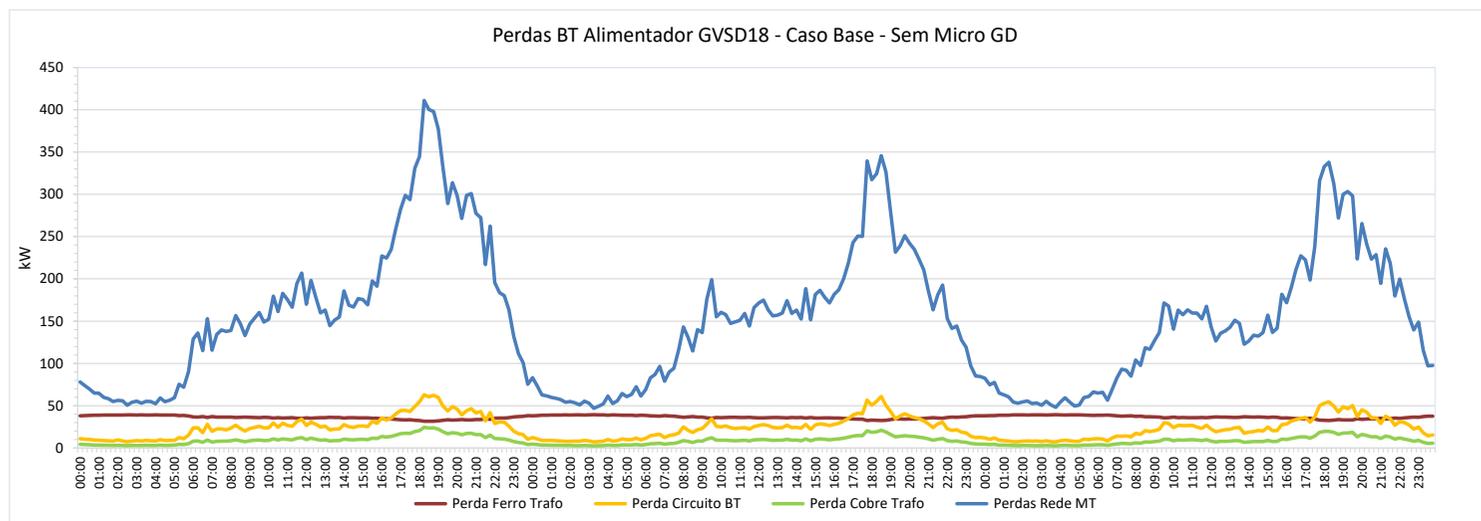
Na simulação S2A a perda na rede MT reduz ainda mais. Porém as perdas no circuito BT sofrem uma ligeira elevação. Isto acontece porque há maior fluxo reverso nos trechos dos circuitos próximos aos pontos de injeção.



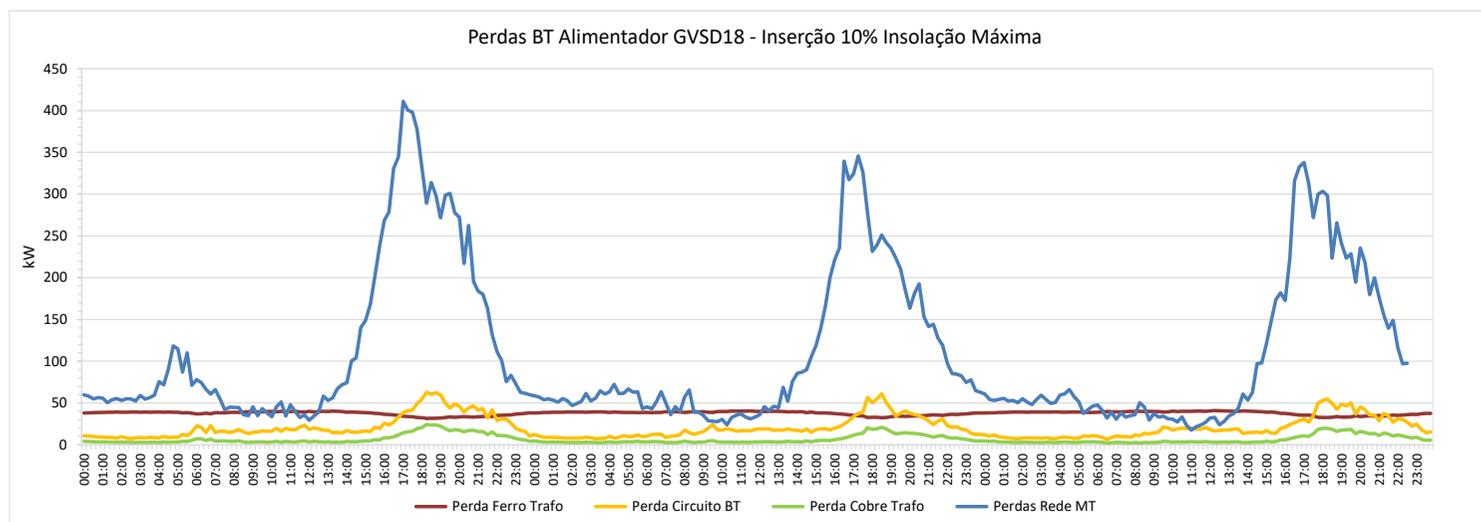
Na Simulação S3A, com a grande inversão de fluxo e aumento do carregamento da rede no período diurno, há um aumento significativo das perdas no fio, que se intensificam no final de semana.



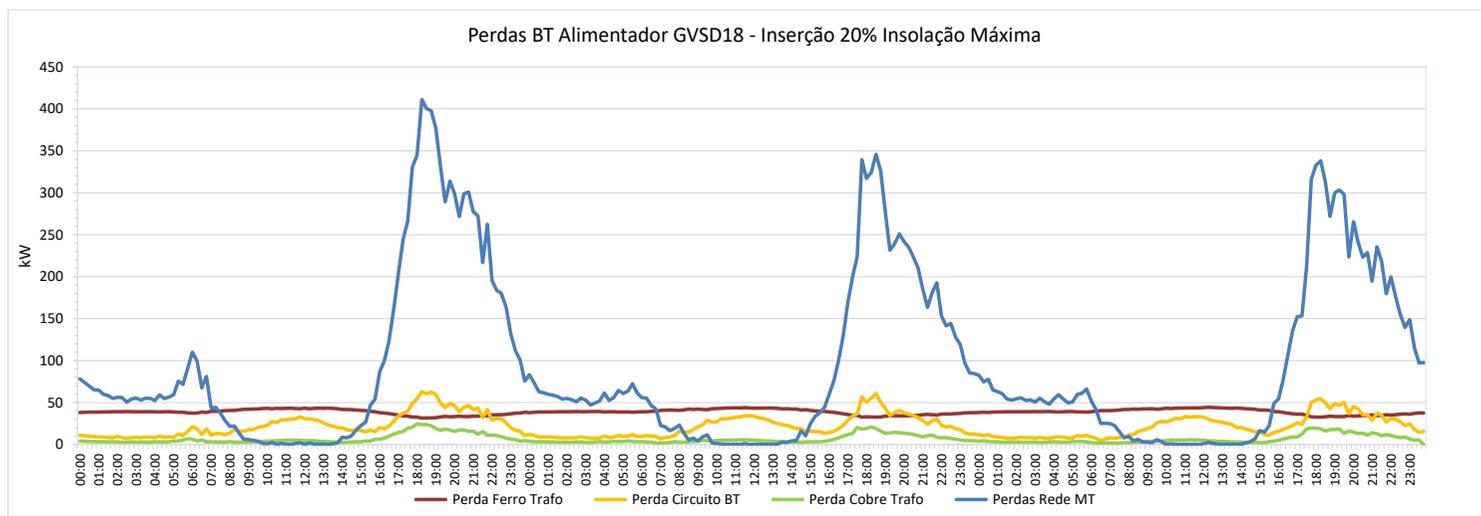
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se com mais clareza como todas as perdas nos fios acompanham a carga, sendo a maior delas, neste alimentador, a perda na rede MT.



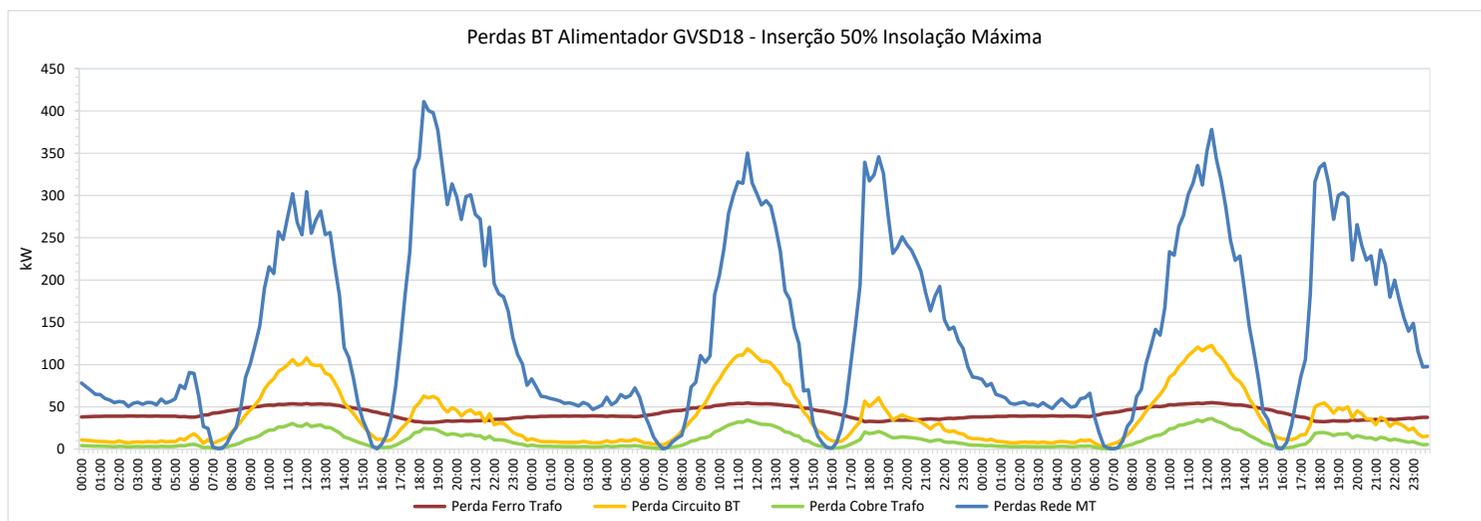
Observa-se novamente como na Simulação S1A as perdas nos fios reduzem durante o dia com inserção de 10% de Micro GD na condição de pleno sol. As perdas noturnas, por óbvio, permanecem inalteradas, bem como as perdas no núcleo do trafo.



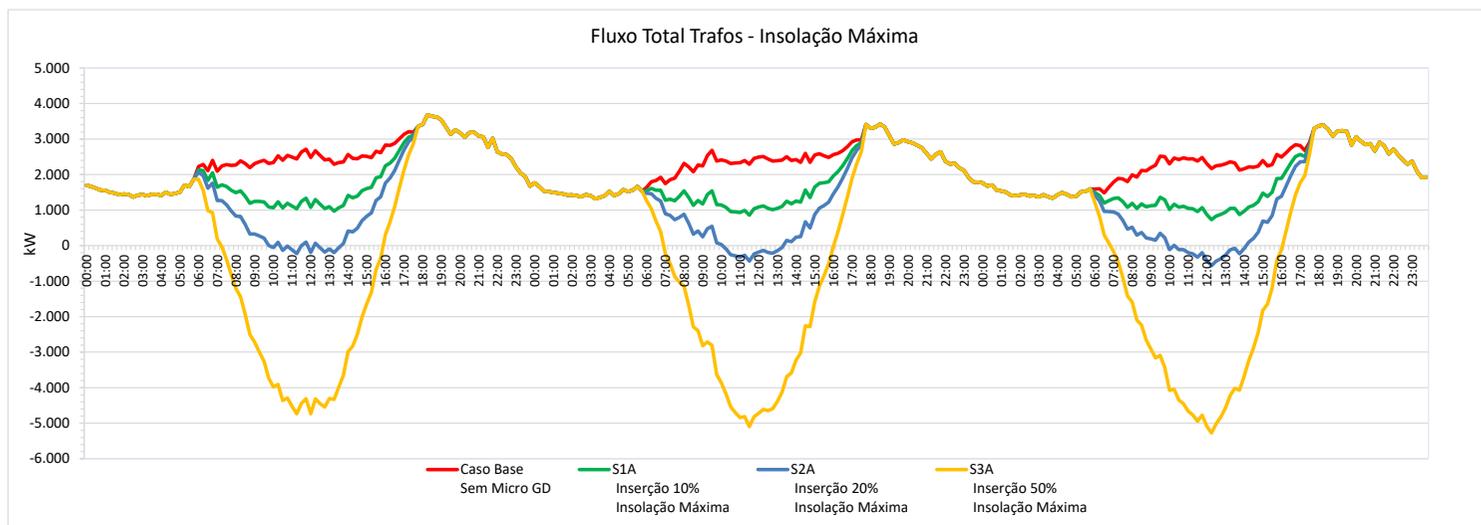
Na Simulação S2A, observa-se uma maior redução de perdas na rede MT, porém as perdas no circuito BT, ficam ligeiramente maiores no entorno do meio-dia.



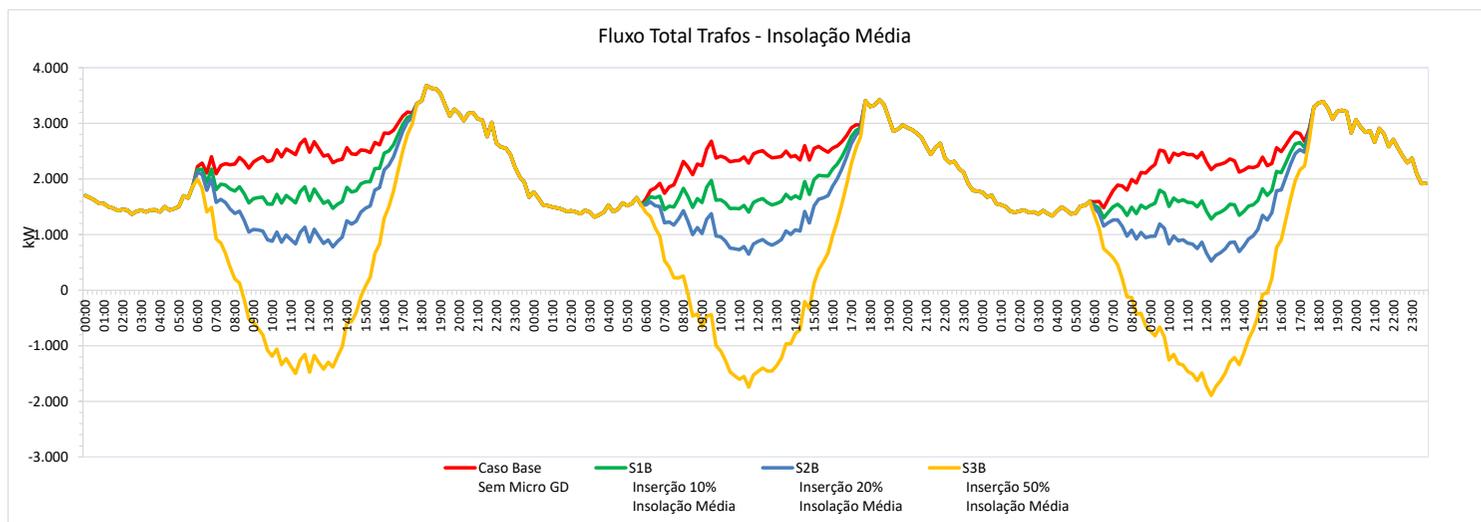
O gráfico ao lado mostra com mais clareza como todas as perdas no fio no período diurno crescem nos dias de insolação máxima, com a inserção de 50% de Micro GD.



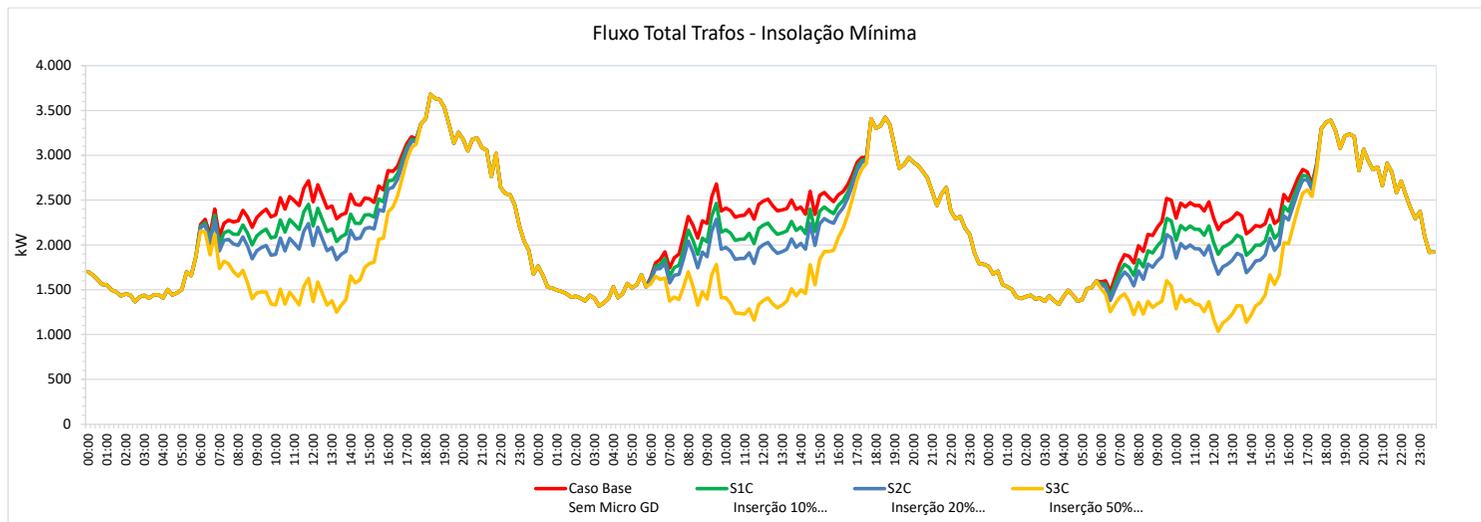
Ao lado observa-se a significativa redução da carga diurna dos trafos já com 10% de inserção. Chega-se a zero no dia útil e torna-se ligeiramente negativa no fim de semana com inserção de 20%. E se incorre em grande fluxo reverso com inserção de 50% de microgeração.



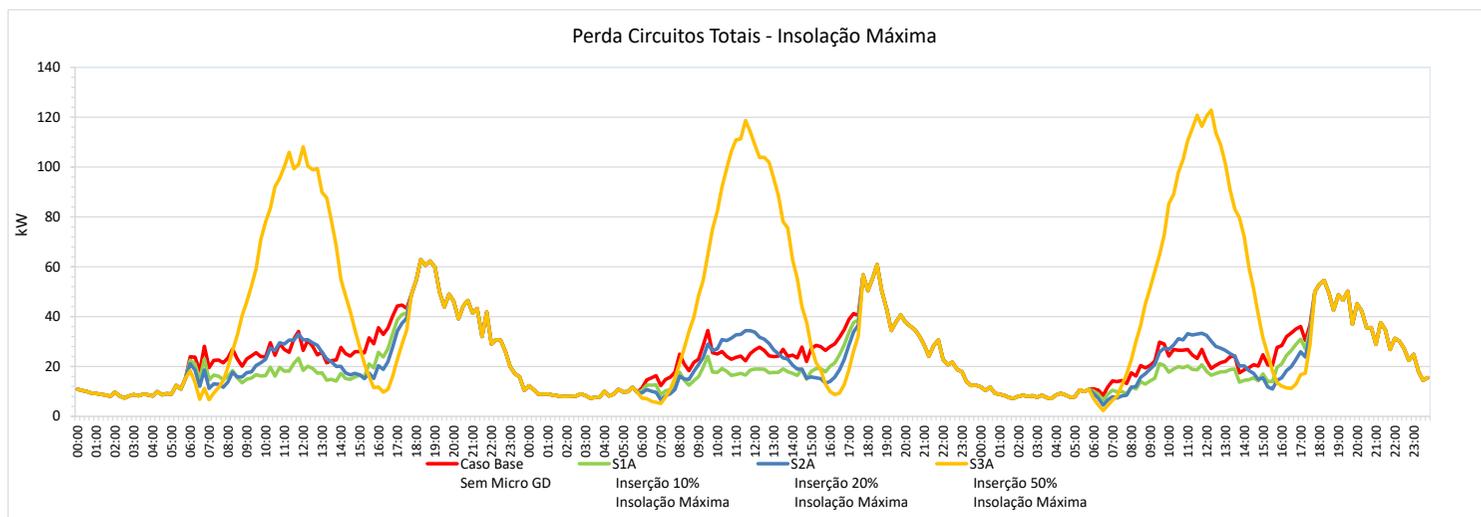
Com a insolação média há evidentemente uma menor redução da carga diurna nas simulações S1B e S2B, e menor fluxo reverso na simulação S3B.



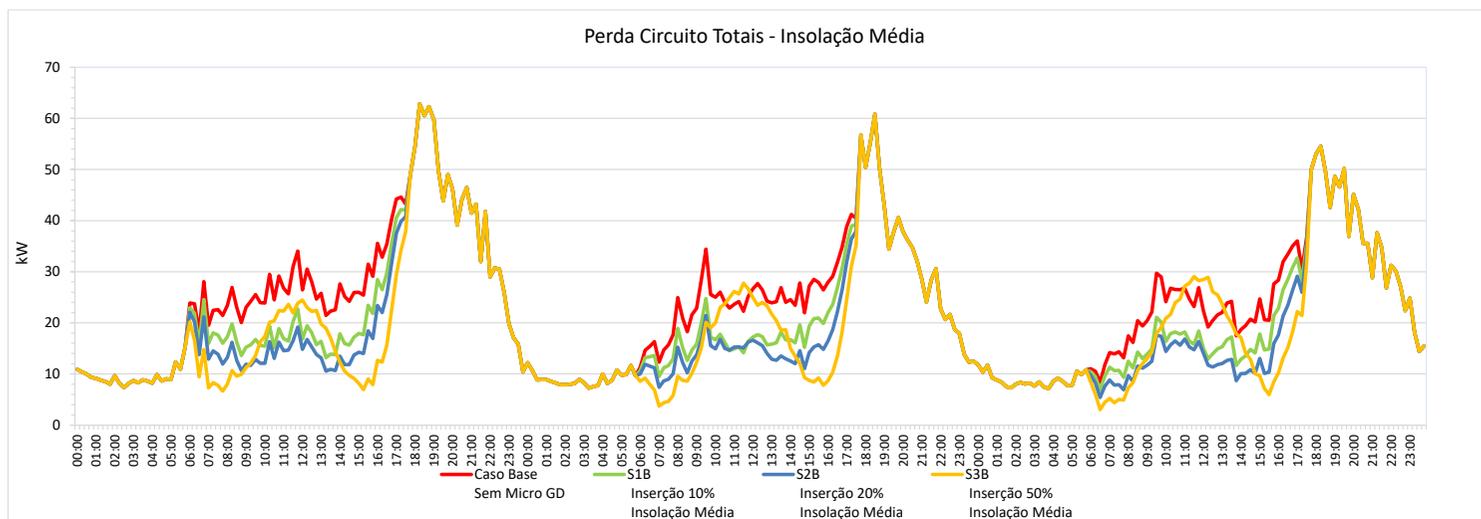
Na condição de geração mínima – dias nublados, em todas as hipóteses de inserção não há fluxo reverso nos trafos MT/BT.



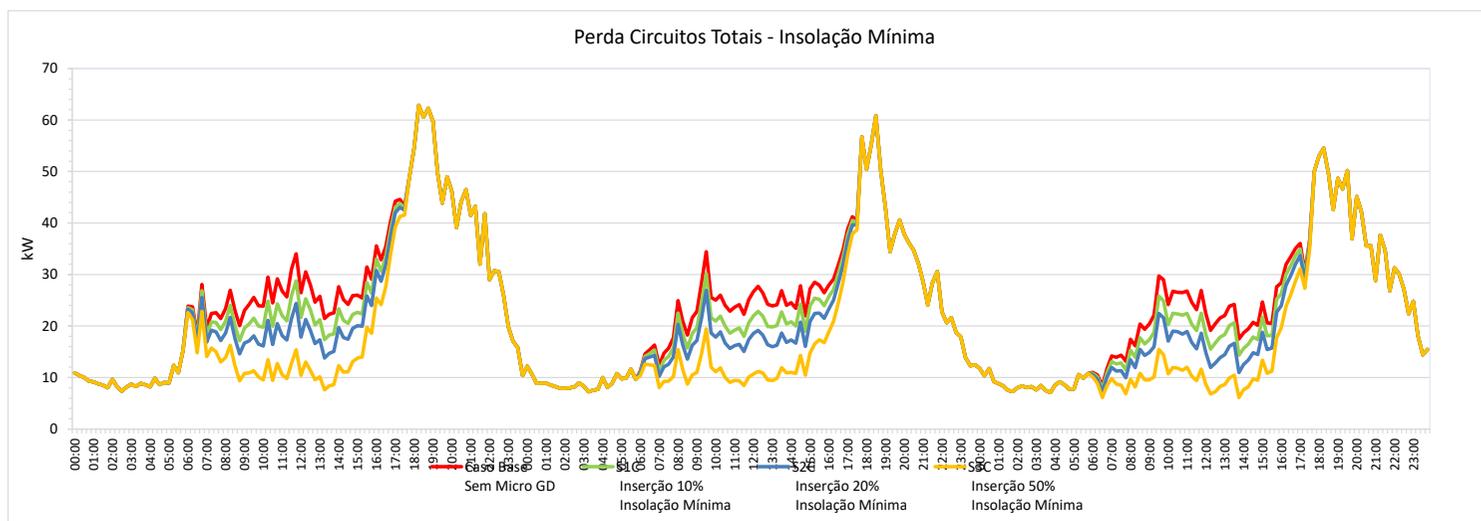
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT com insolação máxima. Observa-se que as perdas diurnas reduzem com 10% de inserção de Micro GD, mais ou menos se mantêm com inserção de 20%, e aumentam muito com a inserção de 50%.



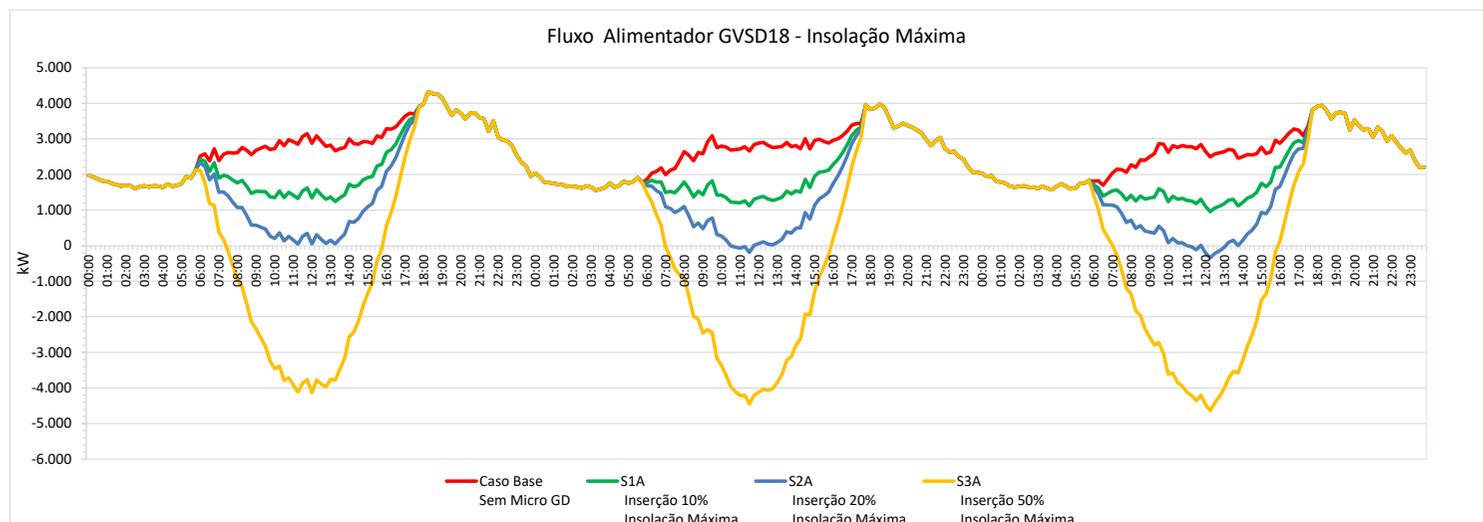
Com insolação média, todas as perdas no dia útil diminuem, reduzindo sempre conforme aumenta o nível de inserção. Porém, nos sábados e domingos as perdas da simulação com inserção de 50% - S3B alcança as perdas do Caso Base por volta do meio-dia, devido ao fluxo reverso.



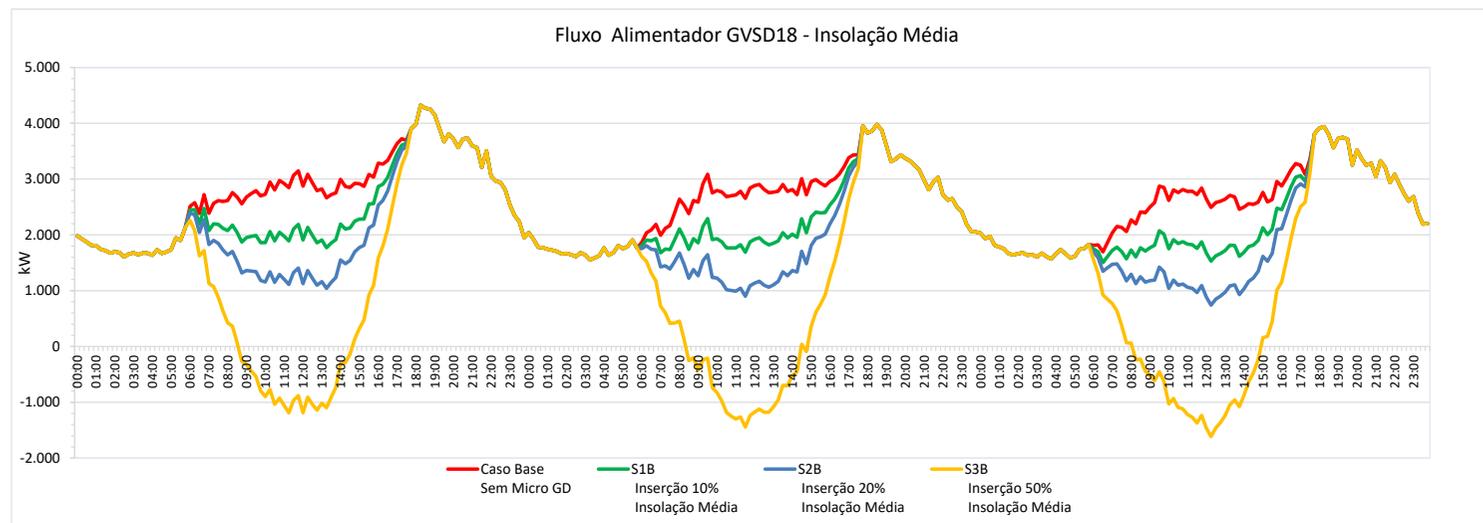
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas hipóteses de inserção, em todos os dias, reduzindo sempre, conforme o nível de adoção da Micro GD.



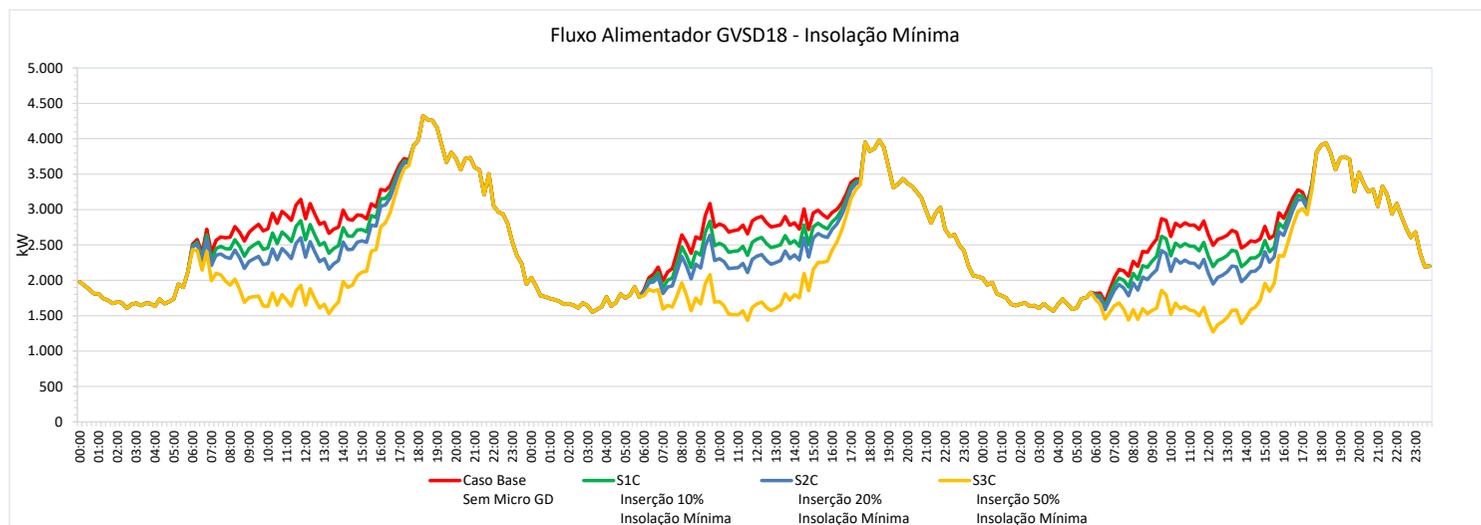
As curvas ao lado representam o fluxo total do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na condição de insolação máxima. Há grande redução da carga diurna com 10% de inserção, chegando a zero no domingo com inserção de 20% e grande fluxo reverso, com inserção de 50% de microgeração.



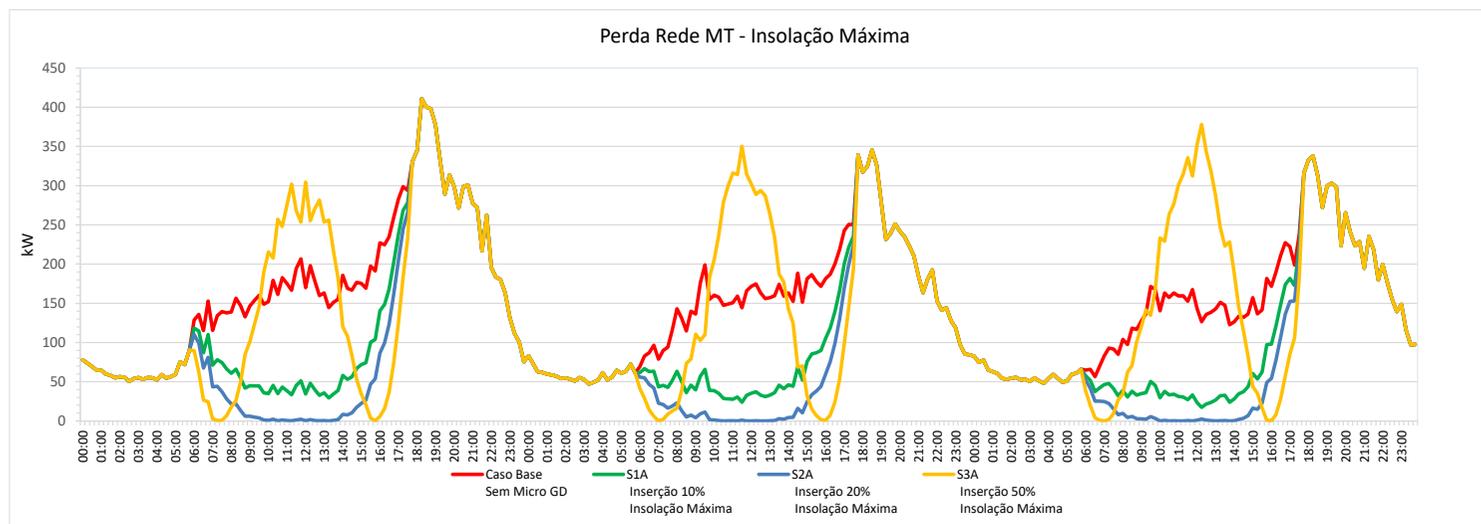
A curva de carga do alimentador com 50% de inserção de Micro GD e insolação média ainda mantém o fluxo reverso em todos os dias.



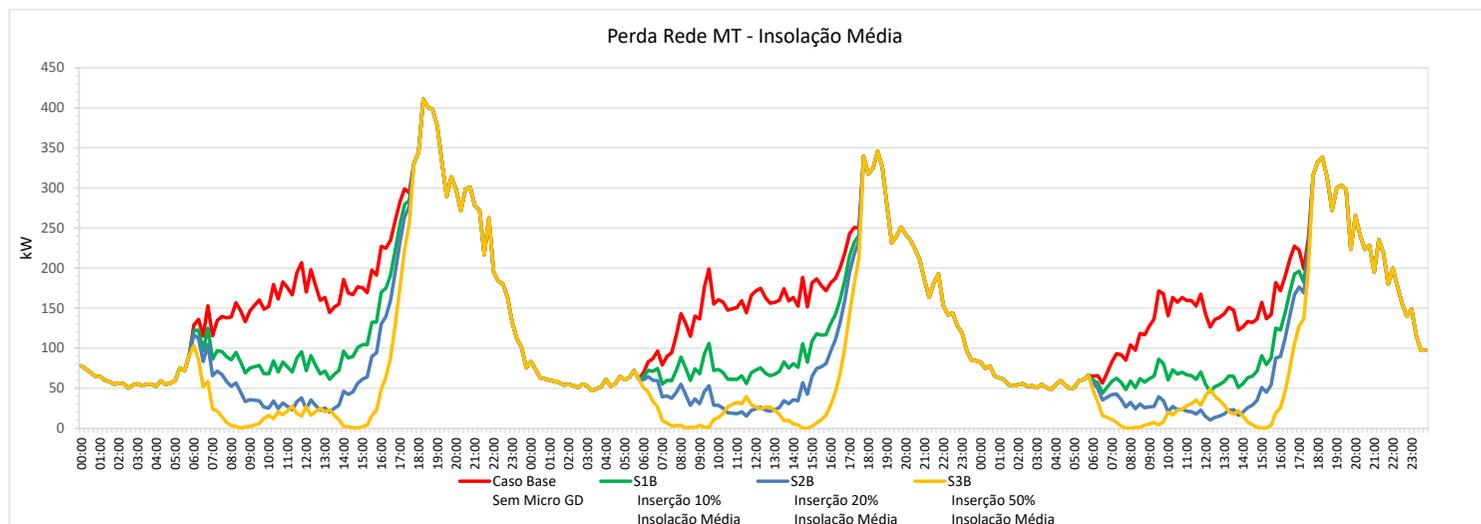
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



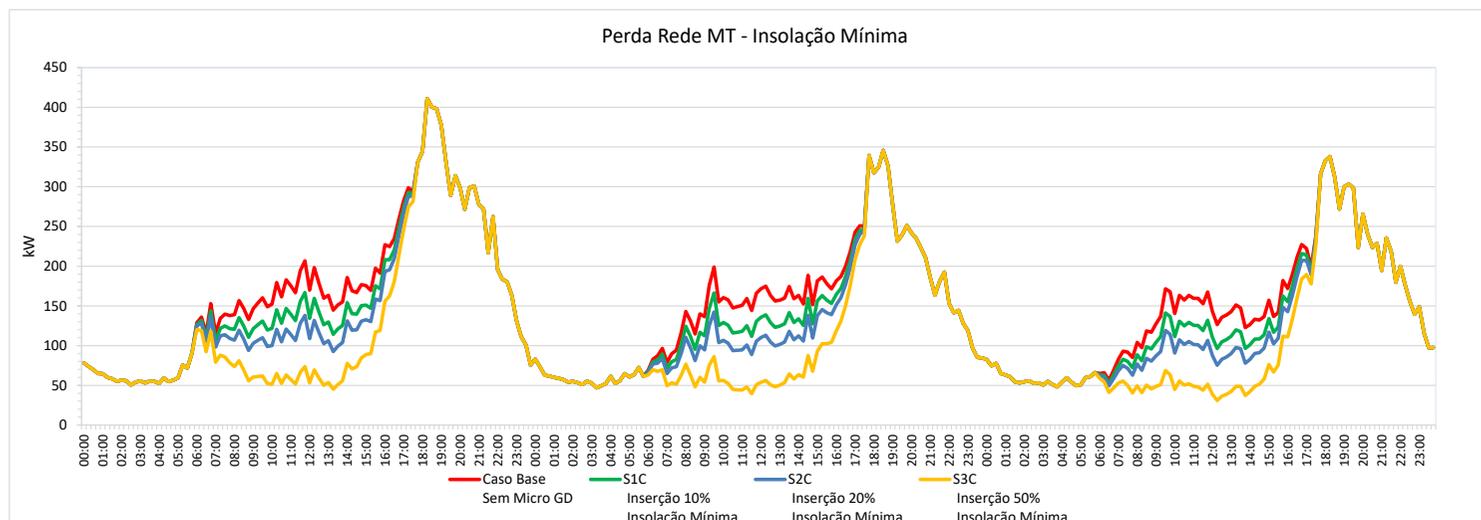
Neste alimentador, as perdas na rede MT reduzem muito com 10% e 20% de inserção da Micro GD. Somente na hipótese de inserção de 50% se incorre em aumento de perdas.



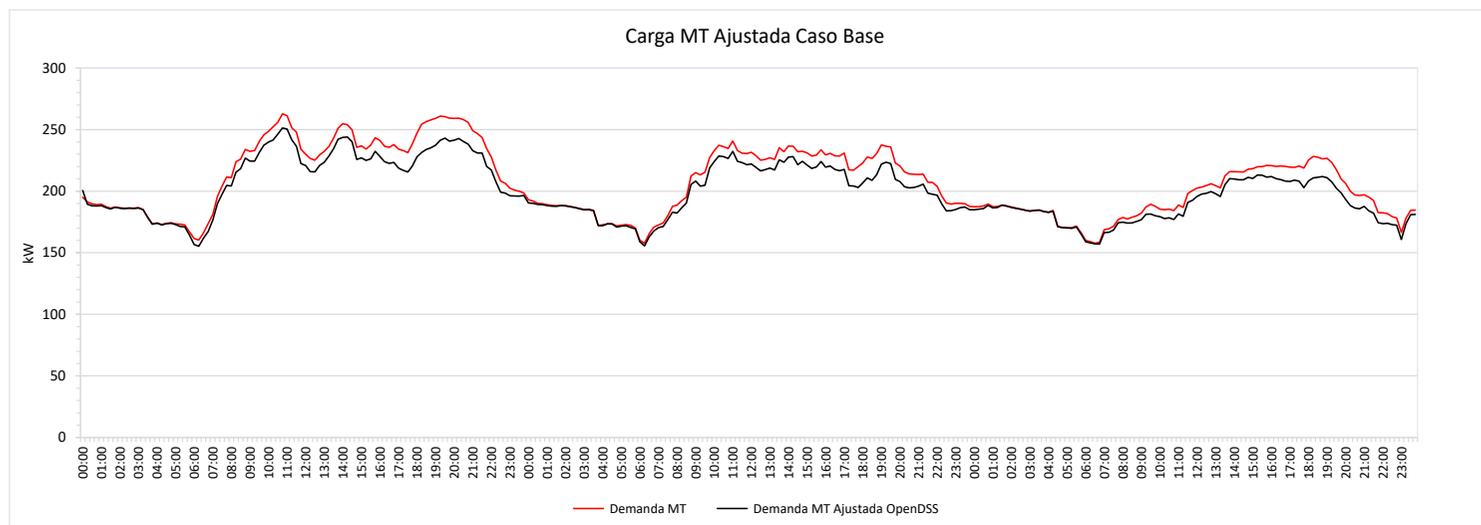
Com insolação média temos as maiores reduções de perdas em todas hipóteses de inserção de microgeração. A maior redução de perdas ocorre na simulação S3B, mas com um formato diferente da S2B, explicado pelo fluxo reverso por volta do meio-dia.



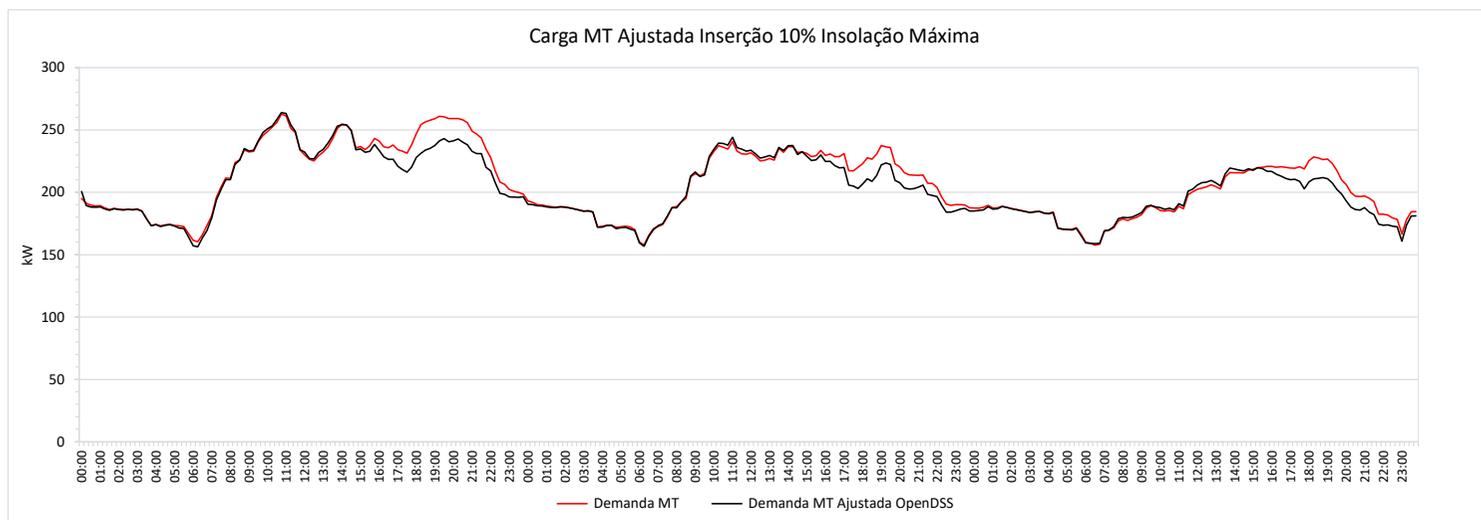
Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.



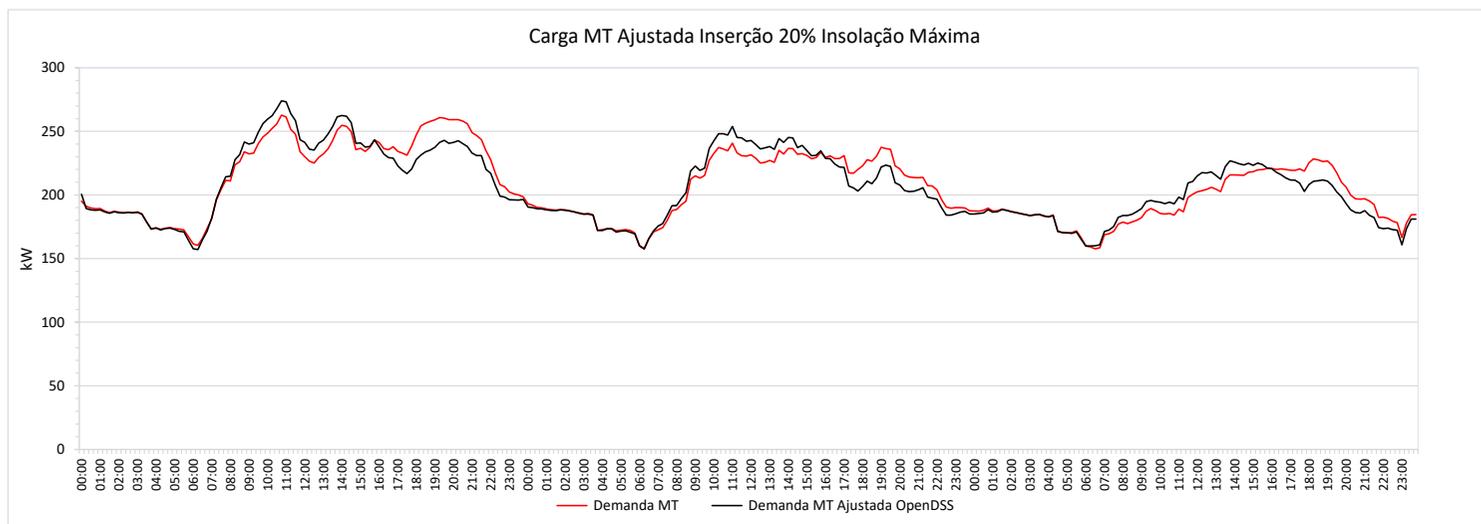
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes MT, bem como na demanda dos clientes BT, que no caso dos clientes MT foi um pouco relevante.



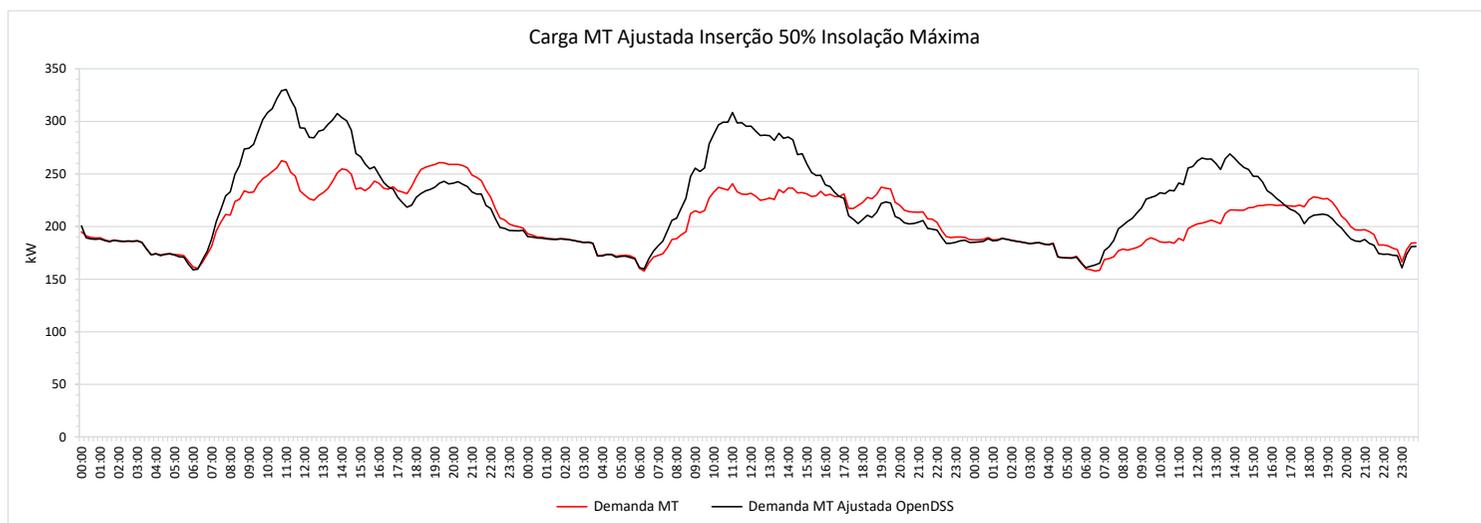
Vale mesmo comentário.



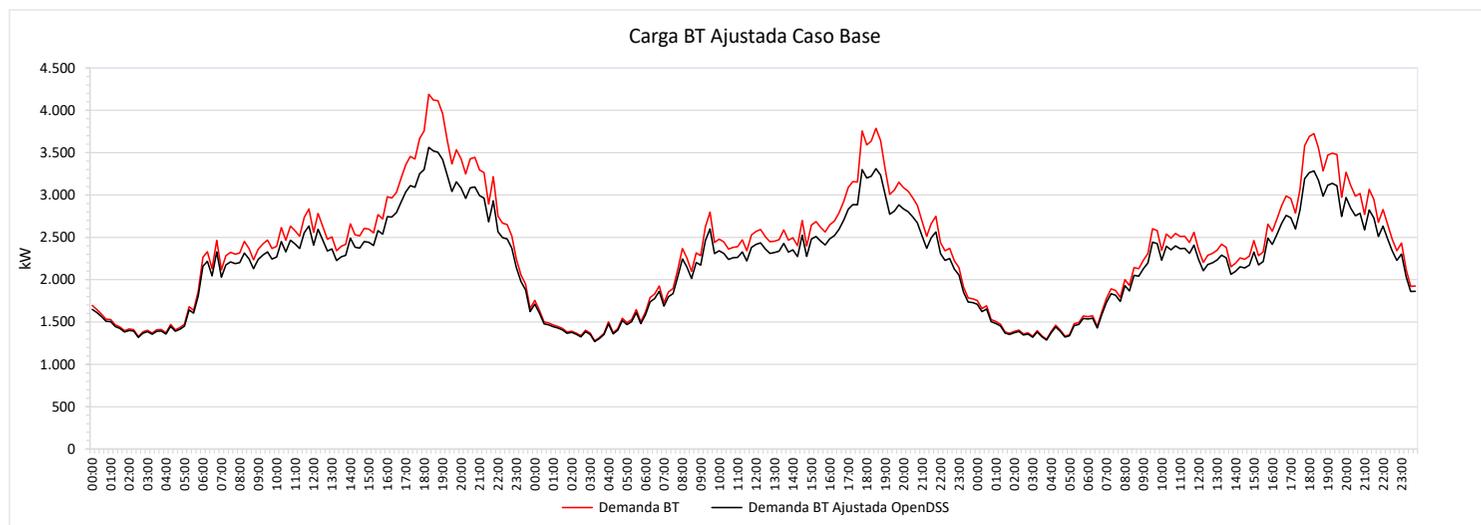
Reitera-se o mesmo comentário.



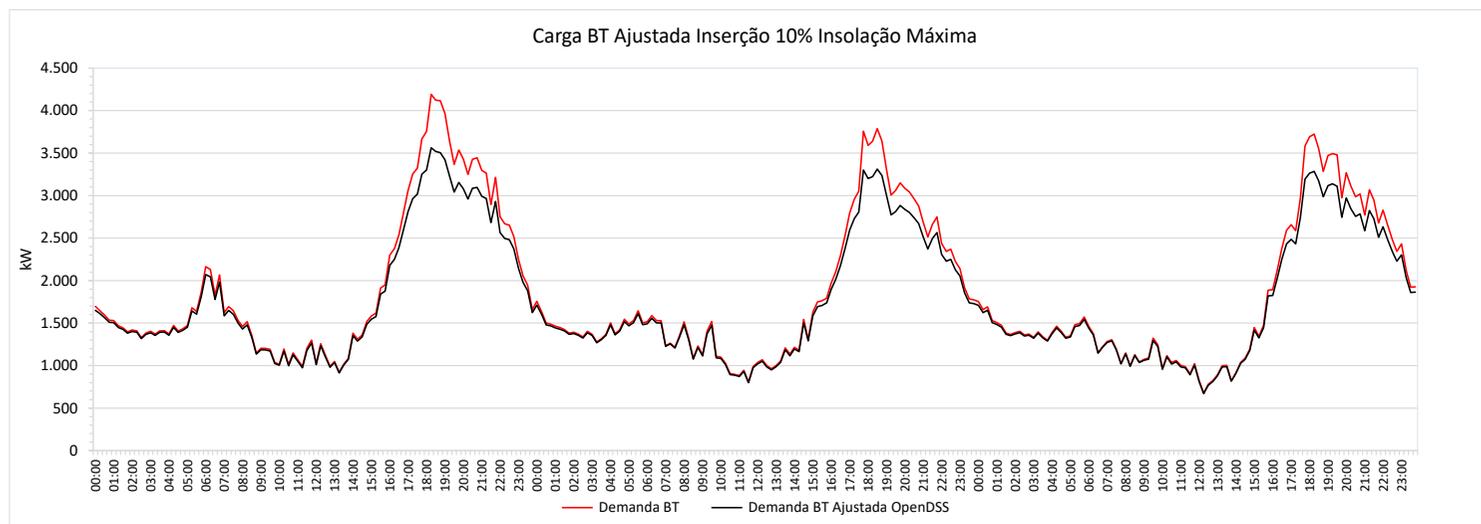
“Ajustes” muito elevados nesta simulação e com formato das perdas na rede MT.



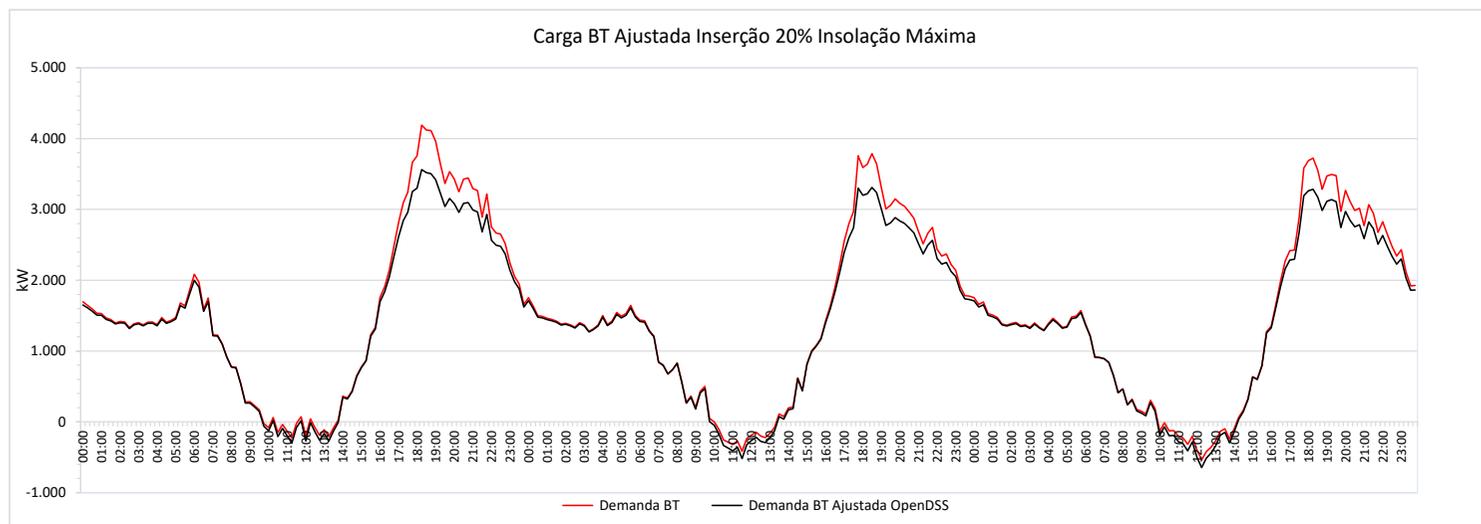
O ajuste na carga da baixa tensão também significativo.



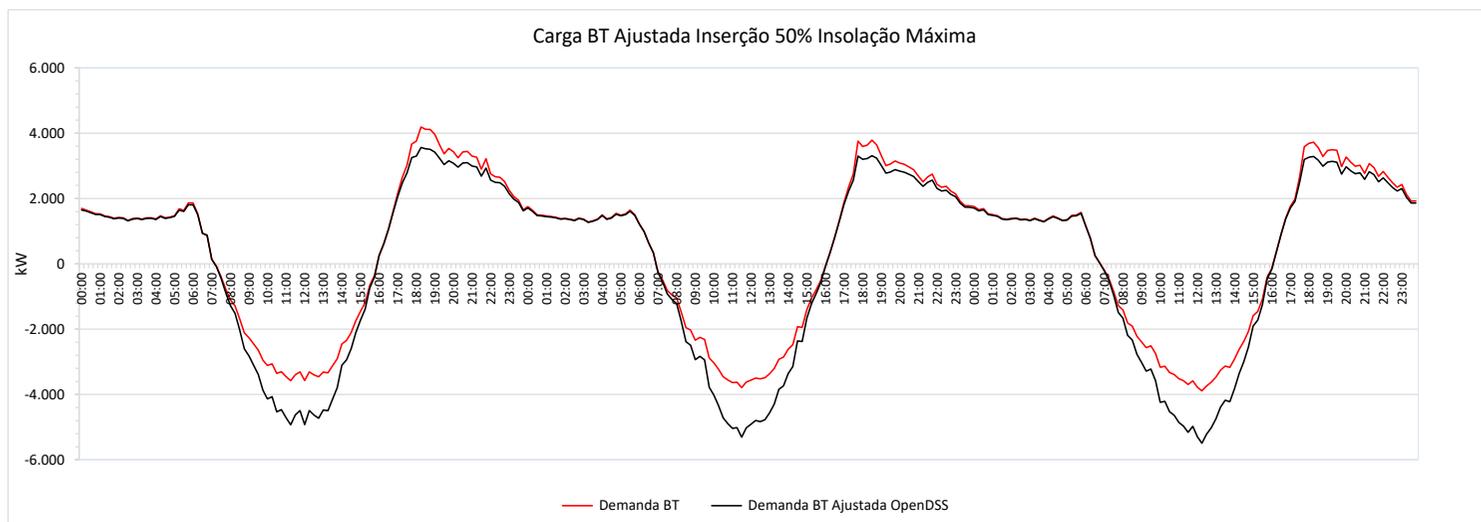
Reitera-se o mesmo comentário.



Reitera-se o mesmo comentário.



Ajuste bem maiores nos momentos de maior fluxo reverso.



4.2. Alimentador SLUD222

Tabela 22

Alimentador SLUD222					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		MWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	427.861	80%	4.094	95%
	Comercial	99.694	19%	200	5%
	Industrial	9.870	2%	7	0%
	Rural	99	0%	1	0%
	IP	-	0%	-	0%
	Clientes BT	537.523	100%	4.302	100%
	Clientes MT		0%	-	0%
	Total	538.065	100%	4.302	100%

Tabela 23

Alimentador SLUD222	
Extensão Rede BT - km	128
Extensão Rede MT - km	26
Extensão Total - km	154
Resistência Média circuito BT Ohm/km	2,04

Este alimentador não possui clientes de média tensão e 80% do mercado atendido é residencial.

É formado por 26 km de rede MT e 128 km de rede BT, o que explica as perdas na MT serem menores que na BT.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador:

A média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 26%, e não se altera com a inserção da microgeração. O que permite afirmar que, portanto, não se alteram os custos de expansão da rede de distribuição de média e baixa tensão deste tipo de alimentador.

Como se esperava, o valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação, mas, na média dos transformadores, não ultrapassa o carregamento máximo, que ocorre no fluxo direto. O carregamento no máximo fluxo reverso é de 19%, na simulação S3A. A maior redução do fluxo máximo dos transformadores ocorre na simulação S3A, de 5%. Porém não se pode considerar essa redução no planejamento da expansão. Só é possível considerar a simulação S1C, redução de 1% da demanda máxima, ou seja, irrelevante.

O carregamento médio dos transformadores no Caso Base é de apenas 9%, e reduz em cada simulação com o aumento da inserção e insolação. Observa-se que o fluxo médio reduz 23% na simulação S2A e 25% na simulação S3B. Na média das insolações há uma redução significativa do fluxo médio com 20% de inserção de Micro GD – 16%.

Tabela 24

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	2.175	-	857	-	730	792	8.425	26%	0%	10%	0%	9%	9%
	S1A 10% Máximo	2.127	176	608	72	730	663	8.425	25%	2%	7%	1%	9%	8%
	S1B 10% Médio	2.139	66	681	23	730	696	8.425	25%	1%	8%	0%	9%	8%
	S1C 10% Mínimo	2.162	9	796	3	730	759	8.425	26%	0%	9%	0%	9%	9%
	S2A 20% Máximo	2.116	381	520	160	730	612	8.425	25%	5%	6%	2%	9%	7%
	S2B 20% Médio	2.128	137	575	48	730	643	8.425	25%	2%	7%	1%	9%	8%
	S2C 20% Mínimo	2.157	7	753	1	730	740	8.425	26%	0%	9%	0%	9%	9%
	S3A 50% Máximo	2.061	1.574	504	845	730	759	8.425	24%	19%	6%	10%	9%	9%
	S3B 50% Médio	2.075	779	496	364	730	596	8.425	25%	9%	6%	4%	9%	7%
	S3C 50% Mínimo	2.116	50	619	10	730	668	8.425	25%	1%	7%	0%	9%	8%
	S1	2.143	84	695	32	730	706	8.425	25%	1%	8%	0%	9%	8%
	S2	2.134	175	616	70	730	665	8.425	25%	2%	7%	1%	9%	8%
	S3	2.084	801	539	406	730	674	8.425	25%	10%	6%	5%	9%	8%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-2%		-29%		0%	-16%	0%	-1%	2%	-3%	1%	0%	-2%
	1B 10% Médio	-2%		-20%		0%	-12%	0%	0%	1%	-2%	0%	0%	-1%
	1C 10% Mínimo	-1%		-7%		0%	-4%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%
	2A 20% Máximo	-3%		-39%		0%	-23%	0%	-1%	5%	-4%	2%	0%	-2%
	2B 20% Médio	-2%		-33%		0%	-19%	0%	-1%	2%	-3%	1%	0%	-2%
	2C 20% Mínimo	-1%		-12%		0%	-7%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	-1%
	3A 50% Máximo	-5%		-41%		0%	-4%	0%	-1%	19%	-4%	10%	0%	0%
	3B 50% Médio	-5%		-42%		0%	-25%	0%	-1%	9%	-4%	4%	0%	-2%
	3C 50% Mínimo	-3%		-28%		0%	-16%	0%	-1%	1%	-3%	0%	0%	-1%
	S1	-1%		-19%		0%	-11%	0%	0%	1%	-2%	0%	0%	-1%
	S2	-2%		-28%		0%	-16%	0%	0%	2%	-3%	1%	0%	-2%
	S3	-4%		-37%		0%	-15%	0%	-1%	10%	-4%	5%	0%	-1%

Tabela 25

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	360	330	336	10.535	397	354	342	11.420	-	-	-	-	758	683	677	21.955	3,84%
	S1A 10% Máximo	360	330	336	10.535	309	284	278	8.982	29	41	42	998	698	655	655	20.516	4,58%
	S1B 10% Médio	360	330	336	10.535	333	306	299	9.692	6	9	9	213	700	645	644	20.440	4,14%
	S1C 10% Mínimo	360	330	336	10.535	371	334	323	10.715	0	0	0	8	732	664	660	21.259	3,88%
	S2A 20% Máximo	360	330	336	10.535	256	236	232	7.460	64	82	93	2.162	681	648	661	20.157	5,30%
	S2B 20% Médio	360	330	336	10.535	303	278	273	8.821	15	21	27	551	679	630	636	19.907	4,42%
	S2C 20% Mínimo	360	330	336	10.535	360	325	316	10.412	1	1	1	27	722	655	653	20.974	3,93%
	S3A 50% Máximo	360	330	336	10.535	119	104	107	3.432	271	317	338	8.698	750	752	780	22.666	4,34%
	S3B 50% Médio	360	330	336	10.535	173	162	156	5.042	124	136	151	3.904	656	627	643	19.481	4,93%
	S3C 50% Mínimo	360	330	336	10.535	327	295	288	9.461	3	5	7	120	690	630	631	20.117	4,20%
	S1	360	330	336	10.535	338	308	300	9.796	12	17	17	407	710	655	653	20.738	4,18%
	S2	360	330	336	10.535	307	280	274	8.898	27	35	40	913	694	644	650	20.346	4,47%
	S3	360	330	336	10.535	206	187	184	5.978	133	153	165	4.241	699	670	685	20.754	4,46%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-22%	-20%	-19%	-21%					-8%	-4%	-3%	-7%	0,74%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-16%	-14%	-12%	-15%					-8%	-6%	-5%	-7%	0,30%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-5%	-6%					-3%	-3%	-3%	-3%	0,04%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-36%	-33%	-32%	-35%					-10%	-5%	-2%	-8%	1,46%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-24%	-21%	-20%	-23%					-10%	-8%	-6%	-9%	0,58%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-8%	-7%	-9%					-5%	-4%	-4%	-4%	0,09%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-70%	-71%	-69%	-70%					-1%	10%	15%	3%	0,50%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-57%	-54%	-54%	-56%					-13%	-8%	-5%	-11%	1,10%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-17%	-16%	-17%					-9%	-8%	-7%	-8%	0,36%
	S1	0%	0%	0%	0%	-15%	-13%	-12%	-14%					-6%	-4%	-4%	-6%	0,34%
	S2	0%	0%	0%	0%	-23%	-21%	-20%	-22%					-8%	-6%	-4%	-7%	0,63%
S3	0%	0%	0%	0%	-48%	-47%	-46%	-48%					-8%	-2%	1%	-5%	0,62%	

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz significativamente, quanto mais aumenta o nível de inserção e insolação.

Tabela 26

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	1.407	-	824	-	712	794
	S1A 10% Máximo	1.407	-	473	-	712	622
	S1B 10% Médio	1.407	-	603	-	712	686
	S1C 10% Mínimo	1.407	-	755	-	712	760
	S2A 20% Máximo	1.407	(87)	311	(20)	712	529
	S2B 20% Médio	1.407	-	481	-	712	626
	S2C 20% Mínimo	1.407	-	717	-	712	741
	S3A 50% Máximo	1.407	(1.333)	436	(810)	712	726
	S3B 50% Médio	1.407	(543)	396	(310)	712	548
	S3C 50% Mínimo	1.407	-	561	-	712	665
	S1	1.407	-	610	-	712	689
	S2	1.407	(29)	503	(7)	712	632
	S3	1.407	(625)	464	(373)	712	646
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-43%		0%	-22%
	1B 10% Médio	0%		-27%		0%	-14%
	1C 10% Mínimo	0%		-8%		0%	-4%
	2A 20% Máximo	0%		-62%		0%	-33%
	2B 20% Médio	0%		-42%		0%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%		-13%		0%	-7%
	3A 50% Máximo	0%		-47%		0%	-9%
	3B 50% Médio	0%		-52%		0%	-31%
	3C 50% Mínimo	0%		-32%		0%	-16%
	S1	0%		-26%		0%	-13%
	S2	0%		-39%		0%	-20%
	S3	0%		-44%		0%	-19%

Na tabela 26 verifica-se que o fluxo máximo deste tipo de alimentador não reduz em nenhuma simulação, mostrando que não há economia de investimentos em expansão da rede de média tensão com a inserção da microgeração. Isto se deve ao comportamento da carga, apresentado mais a frente, na qual se verifica que a demanda máxima está ocorrendo à 19 h.

Há o aparecimento de fluxo reverso, mas sem ultrapassar o fluxo máximo direto.

As tabelas 27 e 28 apresentam as perdas totais do alimentador SLUD222.

As perdas totais, em kWh, reduzem na maioria das simulações, exceto no sábado e domingo da simulação S3A. As perdas totais aumentam quando as perdas no fluxo inverso superam a redução de perdas no fluxo direto, advindas da redução desse fluxo com a inserção da microgeração.

No entanto, o percentual de perdas aumentou, porque as Perdas no Ferro são constantes, ou seja, porque as perdas reduziram menos que o fluxo na rede.

Isto não necessariamente acontece em todos os alimentadores, mas no caso deste, em que as perdas na rede MT, que normalmente reduzem com a inserção da Micro GD, são pequenas, a Perda no Ferro é mais relevante.

A tabela 28 mostra o quanto é proporcionalmente significativa a Perda no Ferro neste alimentador. Mostra também como a perda na rede MT, em kWh, reduz em todas as simulações. As perdas no circuito BT e no Cobre do transformador somente aumentam na simulação S3A.

Tabela 27

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	360	330	336	10.535	397	354	342	11.420	-	-	-	-	758	683	677	21.955	3,84%
	S1A 10% Máximo	360	330	336	10.535	309	284	278	8.982	29	41	42	998	698	655	655	20.516	4,58%
	S1B 10% Médio	360	330	336	10.535	333	306	299	9.692	6	9	9	213	700	645	644	20.440	4,14%
	S1C 10% Mínimo	360	330	336	10.535	371	334	323	10.715	0	0	0	8	732	664	660	21.259	3,88%
	S2A 20% Máximo	360	330	336	10.535	256	236	232	7.460	64	82	93	2.162	681	648	661	20.157	5,30%
	S2B 20% Médio	360	330	336	10.535	303	278	273	8.821	15	21	27	551	679	630	636	19.907	4,42%
	S2C 20% Mínimo	360	330	336	10.535	360	325	316	10.412	1	1	1	27	722	655	653	20.974	3,93%
	S3A 50% Máximo	360	330	336	10.535	119	104	107	3.432	271	317	338	8.698	750	752	780	22.666	4,34%
	S3B 50% Médio	360	330	336	10.535	173	162	156	5.042	124	136	151	3.904	656	627	643	19.481	4,93%
	S3C 50% Mínimo	360	330	336	10.535	327	295	288	9.461	3	5	7	120	690	630	631	20.117	4,20%
	S1	360	330	336	10.535	338	308	300	9.796	12	17	17	407	710	655	653	20.738	4,18%
	S2	360	330	336	10.535	307	280	274	8.898	27	35	40	913	694	644	650	20.346	4,47%
	S3	360	330	336	10.535	206	187	184	5.978	133	153	165	4.241	699	670	685	20.754	4,46%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-22%	-20%	-19%	-21%					-8%	-4%	-3%	-7%	0,74%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-16%	-14%	-12%	-15%					-8%	-6%	-5%	-7%	0,30%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-5%	-6%					-3%	-3%	-3%	-3%	0,04%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-36%	-33%	-32%	-35%					-10%	-5%	-2%	-8%	1,46%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-24%	-21%	-20%	-23%					-10%	-8%	-6%	-9%	0,58%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-8%	-7%	-9%					-5%	-4%	-4%	-4%	0,09%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-70%	-71%	-69%	-70%					-1%	10%	15%	3%	0,50%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-57%	-54%	-54%	-56%					-13%	-8%	-5%	-11%	1,10%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-17%	-16%	-17%					-9%	-8%	-7%	-8%	0,36%
	S1	0%	0%	0%	0%	-15%	-13%	-12%	-14%					-6%	-4%	-4%	-6%	0,34%
	S2	0%	0%	0%	0%	-23%	-21%	-20%	-22%					-8%	-6%	-4%	-7%	0,63%
S3	0%	0%	0%	0%	-48%	-47%	-46%	-48%					-8%	-2%	1%	-5%	0,62%	

Tabela 28

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	13.537	1.843	15.380	5.056	6.899	1.519	21.955	2,37%	0,32%	2,69%	0,88%	1,21%	0,27%	3,84%
	S1A 10% Máximo	13.575	1.417	14.993	4.461	5.879	1.061	20.516	3,03%	0,32%	3,35%	1,00%	1,31%	0,24%	4,58%
	S1B 10% Médio	13.561	1.486	15.048	4.197	5.683	1.195	20.440	2,75%	0,30%	3,05%	0,85%	1,15%	0,24%	4,14%
	S1C 10% Mínimo	13.545	1.698	15.243	4.612	6.310	1.404	21.259	2,47%	0,31%	2,79%	0,84%	1,15%	0,26%	3,88%
	S2A 20% Máximo	13.598	1.316	14.914	4.322	5.638	921	20.157	3,57%	0,35%	3,92%	1,14%	1,48%	0,24%	5,30%
	S2B 20% Médio	13.576	1.382	14.958	3.897	5.279	1.052	19.907	3,01%	0,31%	3,32%	0,86%	1,17%	0,23%	4,42%
	S2C 20% Mínimo	13.549	1.651	15.200	4.436	6.087	1.338	20.974	2,54%	0,31%	2,85%	0,83%	1,14%	0,25%	3,93%
	S3A 50% Máximo	13.686	1.979	15.666	5.627	7.606	1.373	22.666	2,62%	0,38%	3,00%	1,08%	1,46%	0,26%	4,34%
	S3B 50% Médio	13.632	1.238	14.870	3.701	4.939	909	19.481	3,45%	0,31%	3,77%	0,94%	1,25%	0,23%	4,93%
	S3C 50% Mínimo	13.567	1.402	14.970	4.009	5.412	1.138	20.117	2,83%	0,29%	3,13%	0,84%	1,13%	0,24%	4,20%
	S1	13.560	1.534	15.095	4.423	5.957	1.220	20.738	2,73%	0,31%	3,04%	0,89%	1,20%	0,25%	4,18%
	S2	13.575	1.450	15.024	4.218	5.668	1.104	20.346	2,98%	0,32%	3,30%	0,93%	1,25%	0,24%	4,47%
S3	13.629	1.540	15.169	4.446	5.986	1.140	20.754	2,93%	0,33%	3,26%	0,96%	1,29%	0,24%	4,46%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	-23%	-3%	-12%	-15%	-30%	-7%	0,66%	-0,01%	0,66%	0,11%	0,11%	-0,03%	0,74%
	1B 10% Médio	0%	-19%	-2%	-17%	-18%	-21%	-7%	0,38%	-0,02%	0,36%	-0,03%	-0,06%	-0,02%	0,30%
	1C 10% Mínimo	0%	-8%	-1%	-9%	-9%	-8%	-3%	0,11%	-0,01%	0,10%	-0,04%	-0,05%	-0,01%	0,04%
	2A 20% Máximo	0%	-29%	-3%	-15%	-18%	-39%	-8%	1,21%	0,02%	1,23%	0,25%	0,27%	-0,02%	1,46%
	2B 20% Médio	0%	-25%	-3%	-23%	-23%	-31%	-9%	0,64%	-0,02%	0,63%	-0,02%	-0,04%	-0,03%	0,58%
	2C 20% Mínimo	0%	-10%	-1%	-12%	-12%	-12%	-4%	0,17%	-0,01%	0,16%	-0,05%	-0,07%	-0,01%	0,09%
	3A 50% Máximo	1%	7%	2%	11%	10%	-10%	3%	0,25%	0,06%	0,31%	0,19%	0,25%	0,00%	0,50%
	3B 50% Médio	1%	-33%	-3%	-27%	-28%	-40%	-11%	1,09%	-0,01%	1,08%	0,05%	0,04%	-0,04%	1,10%
	3C 50% Mínimo	0%	-24%	-3%	-21%	-22%	-25%	-8%	0,47%	-0,03%	0,44%	-0,05%	-0,08%	-0,03%	0,36%
	S1	0%	-17%	-2%	-13%	-14%	-20%	-6%	0,36%	-0,01%	0,35%	0,01%	-0,01%	-0,02%	0,34%
	S2	0%	-21%	-2%	-17%	-18%	-27%	-7%	0,62%	0,00%	0,61%	0,04%	0,04%	-0,02%	0,63%
	S3	1%	-16%	-1%	-12%	-13%	-25%	-5%	0,56%	0,01%	0,57%	0,07%	0,08%	-0,02%	0,62%

Tabela 29

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	9.202	8.334	8.634	268.881	10.505	9.612	8.943	302.884	-	-	-	-	19.708	17.945	17.578	571.765
	S1A 10% Máximo	9.202	8.334	8.634	268.881	6.380	5.477	4.801	178.999	-	-	-	-	15.582	13.811	13.436	447.880
	S1B 10% Médio	9.202	8.334	8.634	268.881	7.910	7.014	6.342	224.972	-	-	-	-	17.112	15.348	14.976	493.853
	S1C 10% Mínimo	9.202	8.334	8.634	268.881	9.690	8.796	8.126	278.403	-	-	-	-	18.892	17.129	16.760	547.283
	S2A 20% Máximo	9.202	8.334	8.634	268.881	4.100	3.200	2.615	111.079	-	13	106	595	13.302	11.547	11.355	380.555
	S2B 20% Médio	9.202	8.334	8.634	268.881	6.476	5.577	4.904	181.922	-	-	-	-	15.678	13.911	13.538	450.803
	S2C 20% Mínimo	9.202	8.334	8.634	268.881	9.239	8.345	7.675	264.877	-	-	-	-	18.441	16.678	16.309	533.758
	S3A 50% Máximo	9.202	8.334	8.634	268.881	1.524	1.032	958	40.423	6.853	7.300	7.930	213.201	17.579	16.665	17.522	522.505
	S3B 50% Médio	9.202	8.334	8.634	268.881	2.458	1.761	1.550	65.719	1.855	2.069	2.543	60.155	13.515	12.163	12.728	394.754
	S3C 50% Mínimo	9.202	8.334	8.634	268.881	7.413	6.516	5.844	210.054	-	-	-	-	16.615	14.850	14.478	478.935
	S1	9.202	8.334	8.634	268.881	7.993	7.096	6.423	227.458	-	-	-	-	17.195	15.429	15.057	496.339
	S2	9.202	8.334	8.634	268.881	6.605	5.708	5.064	185.960	-	4	35	198	15.807	14.045	13.734	455.039
	S3	9.202	8.334	8.634	268.881	3.798	3.103	2.784	105.399	2.903	3.123	3.491	91.119	15.903	14.559	14.909	465.398
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-39%	-43%	-46%	-41%					-21%	-23%	-24%	-22%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-27%	-29%	-26%					-13%	-14%	-15%	-14%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-9%	-8%					-4%	-5%	-5%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-61%	-67%	-71%	-63%					-33%	-36%	-35%	-33%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-42%	-45%	-40%					-20%	-22%	-23%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-13%					-6%	-7%	-7%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-85%	-89%	-89%	-87%					-11%	-7%	0%	-9%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-82%	-83%	-78%					-31%	-32%	-28%	-31%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-32%	-35%	-31%					-16%	-17%	-18%	-16%
	S1	0%	0%	0%	0%	-24%	-26%	-28%	-25%					-13%	-14%	-14%	-13%
	S2	0%	0%	0%	0%	-37%	-41%	-43%	-39%					-20%	-22%	-22%	-20%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-68%	-69%	-65%					-19%	-19%	-15%	-19%

A tabela 29 mostra os fluxos na rede MT nos seguintes períodos:

- Noturno, que obviamente é constante em todas as simulações;
- Diurno com fluxo direto, que reduz, conforme a inserção e o nível de insolação;
- Diurno com fluxo reverso, que aparece no sábado e domingo da simulação S2A (20% de inserção e insolação máxima). Interessante notar que a inversão só aparece no final de semana pelo fato de a carga diurna do alimentador, nesses dias, ser mais baixa. Aparece também em todos os dias nas simulações S3A e S3B – inserção de 50% com insolação máxima e média, respectivamente.

A tabela a seguir mostra as perdas na rede MT. Da mesma forma, as perdas não variam no período noturno, e claro, reduzem no período diurno nas horas com fluxo direto ou positivo - direção da carga, em todas as simulações.

Se incorre em perdas no fluxo reverso basicamente nas simulações S3A e S3B, em todos os dias. Ocorre também, em valores muito baixos, no sábado e domingo da simulação S2A.

As perdas nos dois sentidos aumentam somente no domingo da simulação S3A, mas no mês também se verifica uma redução.

O percentual de perdas na rede MT reduz em todas as simulações.

Tabela 30

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	25	20	22	720	29	24	21	799	-	-	-	-	54	44	44	1.519	0,27%	0,26%	0,00%	0,27%
	S1A 10% Máximo	25	20	22	720	13	9	8	341	-	-	-	-	38	30	30	1.061	0,27%	0,19%	0,00%	0,24%
	S1B 10% Médio	25	20	22	720	17	13	12	476	-	-	-	-	43	34	34	1.195	0,27%	0,21%	0,00%	0,24%
	S1C 10% Mínimo	25	20	22	720	25	20	18	684	-	-	-	-	50	40	40	1.404	0,27%	0,25%	0,00%	0,26%
	S2A 20% Máximo	25	20	22	720	8	5	4	201	-	0	0	0	33	25	27	921	0,27%	0,18%	0,06%	0,24%
	S2B 20% Médio	25	20	22	720	12	9	8	332	-	-	-	-	38	29	30	1.052	0,27%	0,18%	0,00%	0,23%
	S2C 20% Mínimo	25	20	22	720	22	18	16	618	-	-	-	-	48	38	38	1.338	0,27%	0,23%	0,00%	0,25%
	S3A 50% Máximo	25	20	22	720	3	2	2	84	18	20	22	569	47	43	46	1.373	0,27%	0,21%	0,27%	0,26%
	S3B 50% Médio	25	20	22	720	5	3	3	132	2	2	3	57	32	26	28	909	0,27%	0,20%	0,10%	0,23%
	S3C 50% Mínimo	25	20	22	720	15	12	10	418	-	-	-	-	41	32	32	1.138	0,27%	0,20%	0,00%	0,24%
	S1	25	20	22	720	18	14	13	500	-	-	-	-	44	35	35	1.220	0,27%	0,22%	0,00%	0,25%
	S2	25	20	22	720	14	11	9	384	-	0	0	0	40	31	31	1.104	0,27%	0,20%	0,06%	0,24%
	S3	25	20	22	720	8	6	5	211	7	7	8	209	40	33	35	1.140	0,27%	0,20%	0,23%	0,24%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-55%	-61%	-63%	-57%					-29%	-33%	-31%	-30%	0,00%	-0,07%	0,00%	-0,03%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-43%	-45%	-40%					-21%	-23%	-22%	-21%	0,00%	-0,05%	0,00%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-14%					-7%	-8%	-8%	-8%	0,00%	-0,02%	0,00%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-73%	-79%	-80%	-75%					-39%	-42%	-39%	-39%	0,00%	-0,08%	0,06%	-0,02%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-57%	-62%	-64%	-58%					-30%	-33%	-32%	-31%	0,00%	-0,08%	0,00%	-0,03%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-22%	-24%	-25%	-23%					-12%	-13%	-12%	-12%	0,00%	-0,03%	0,00%	-0,01%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-92%	-92%	-90%					-14%	-3%	5%	-10%	0,00%	-0,06%	0,27%	0,00%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-82%	-87%	-87%	-83%					-41%	-41%	-37%	-40%	0,00%	-0,06%	0,10%	-0,04%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-46%	-51%	-53%	-48%					-24%	-27%	-26%	-25%	0,00%	-0,06%	0,00%	-0,03%
	S1	0%	0%	0%	0%	-36%	-40%	-41%	-37%					-19%	-21%	-20%	-20%	0,00%	-0,05%	0,00%	-0,02%
	S2	0%	0%	0%	0%	-51%	-55%	-57%	-52%					-27%	-30%	-28%	-27%	0,00%	-0,06%	0,06%	-0,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-72%	-77%	-77%	-74%					-26%	-24%	-19%	-25%	0,00%	-0,06%	0,23%	-0,02%

A tabela 31 apresenta o fluxo nos transformadores MT/BT, aberto em período noturno, período diurno no sentido da carga e período diurno no sentido reverso.

O fluxo total (direto + reverso), da curva de carga do conjunto dos transformadores, reduz em todas as simulações.

O fluxo reverso aparece no final de semana nas simulações S2A (20% de inserção e insolação máxima), S3A e S3B (50% de inserção e insolação máxima e média respectivamente). A maior reversão acontece na simulação S3A.

Tabela 31

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	9.177	8.313	8.612	268.161	10.477	9.588	8.922	302.085	-	-	-	-	19.653	17.901	17.534	570.245
	S1A 10% Máximo	9.177	8.313	8.612	268.161	6.368	5.468	4.793	178.658	-	-	-	-	15.544	13.781	13.405	446.818
	S1B 10% Médio	9.177	8.313	8.612	268.161	7.892	7.000	6.330	224.497	-	-	-	-	17.069	15.314	14.942	492.657
	S1C 10% Mínimo	9.177	8.313	8.612	268.161	9.665	8.776	8.108	277.718	-	-	-	-	18.842	17.089	16.720	545.879
	S2A 20% Máximo	9.177	8.313	8.612	268.161	4.092	3.195	2.610	110.879	-	13	106	595	13.269	11.521	11.329	379.634
	S2B 20% Médio	9.177	8.313	8.612	268.161	6.463	5.568	4.896	181.590	-	-	-	-	15.640	13.882	13.508	449.751
	S2C 20% Mínimo	9.177	8.313	8.612	268.161	9.217	8.327	7.659	264.259	-	-	-	-	18.393	16.640	16.271	532.420
	S3A 50% Máximo	9.177	8.313	8.612	268.161	1.520	1.030	956	40.340	6.871	7.320	7.951	213.771	17.568	16.663	17.520	522.271
	S3B 50% Médio	9.177	8.313	8.612	268.161	2.453	1.757	1.548	65.586	1.857	2.071	2.545	60.212	13.486	12.141	12.705	393.959
	S3C 50% Mínimo	9.177	8.313	8.612	268.161	7.397	6.505	5.834	209.636	-	-	-	-	16.574	14.818	14.446	477.797
	S1	9.177	8.313	8.612	268.161	7.975	7.081	6.410	226.958	-	-	-	-	17.152	15.395	15.023	495.118
	S2	9.177	8.313	8.612	268.161	6.591	5.697	5.055	185.576	-	4	35	198	15.767	14.014	13.703	453.935
	S3	9.177	8.313	8.612	268.161	3.790	3.097	2.779	105.187	2.909	3.130	3.499	91.328	15.876	14.541	14.890	464.676
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-39%	-43%	-46%	-41%					-21%	-23%	-24%	-22%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-27%	-29%	-26%					-13%	-14%	-15%	-14%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-9%	-8%					-4%	-5%	-5%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-61%	-67%	-71%	-63%					-32%	-36%	-35%	-33%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-42%	-45%	-40%					-20%	-22%	-23%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-13%					-6%	-7%	-7%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-85%	-89%	-89%	-87%					-11%	-7%	0%	-8%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-82%	-83%	-78%					-31%	-32%	-28%	-31%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-32%	-35%	-31%					-16%	-17%	-18%	-16%
	S1	0%	0%	0%	0%	-24%	-26%	-28%	-25%					-13%	-14%	-14%	-13%
	S2	0%	0%	0%	0%	-37%	-41%	-43%	-39%					-20%	-22%	-22%	-20%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-68%	-69%	-65%					-19%	-19%	-15%	-19%

A tabela 32 a seguir apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos do dia.

Como era de se esperar as perdas noturnas, em kWh, não se alteram, bem como o fluxo no transformador.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de não se perceber fluxo reverso na curva de carga somada de todos os transformadores, na maioria das simulações, pois, como já colocado, as perdas acontecem em cada circuito/transformador individualmente, nos quais pode haver muitos ou nenhum microgerador, pois o sorteio é aleatório. Na curva de carga somada de todos os transformadores o fluxo reverso de um trafo compensa com o fluxo positivo de outro em cada hora, podendo gerar um resultado positivo nas simulações de menor inserção e insolação.

As perdas totais, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na S3A, em que há aumento em todos os dias simulados.

O percentual de perdas na baixa tensão cresce devido ao valor constante das Perdas no Ferro.

Tabela 32

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	335	310	314	9.815	369	330	320	10.621	-	-	-	-	704	639	634	20.436	3,66%	3,52%	0,00%	3,58%
	S1A 10% Máximo	335	310	314	9.815	296	275	270	8.640	29	41	42	998	660	625	625	19.454	3,66%	4,46%	6,59%	4,08%
	S1B 10% Médio	335	310	314	9.815	316	292	287	9.216	6	9	9	213	657	611	610	19.245	3,66%	4,03%	4,97%	3,84%
	S1C 10% Mínimo	335	310	314	9.815	347	314	305	10.031	0	0	0	8	682	624	620	19.855	3,66%	3,61%	3,00%	3,63%
	S2A 20% Máximo	335	310	314	9.815	248	231	228	7.260	64	82	93	2.161	648	622	635	19.237	3,66%	5,14%	6,99%	4,37%
	S2B 20% Médio	335	310	314	9.815	291	269	266	8.489	15	21	27	551	641	600	606	18.855	3,66%	4,51%	8,41%	4,07%
	S2C 20% Mínimo	335	310	314	9.815	338	307	300	9.794	1	1	1	27	674	617	615	19.636	3,66%	3,70%	16,36%	3,69%
	S3A 50% Máximo	335	310	314	9.815	116	102	105	3.348	253	297	316	8.129	704	709	735	21.293	3,66%	6,37%	3,60%	3,89%
	S3B 50% Médio	335	310	314	9.815	167	159	154	4.910	122	134	148	3.846	624	602	615	18.571	3,66%	5,92%	4,96%	4,33%
	S3C 50% Mínimo	335	310	314	9.815	312	284	278	9.043	3	5	7	120	650	598	599	18.979	3,66%	4,28%	7,33%	3,95%
	S1	335	310	314	9.815	320	294	288	9.296	12	17	17	407	666	620	618	19.518	3,66%	4,03%	4,85%	3,85%
	S2	335	310	314	9.815	292	269	264	8.514	27	35	40	913	654	613	619	19.243	3,66%	4,45%	10,58%	4,04%
	S3	335	310	314	9.815	198	181	179	5.767	126	145	157	4.032	659	636	650	19.614	3,66%	5,52%	5,30%	4,06%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-20%	-17%	-16%	-19%					-6%	-2%	-1%	-5%	0,00%	0,94%	6,59%	0,49%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-14%	-11%	-10%	-13%					-7%	-4%	-4%	-6%	0,00%	0,51%	4,97%	0,26%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-5%	-5%	-6%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	0,09%	3,00%	0,05%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-33%	-30%	-29%	-32%					-8%	-3%	0%	-6%	0,00%	1,62%	6,99%	0,78%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-18%	-17%	-20%					-9%	-6%	-4%	-8%	0,00%	1,00%	8,41%	0,49%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-7%	-6%	-8%					-4%	-3%	-3%	-4%	0,00%	0,19%	16,36%	0,10%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-69%	-69%	-67%	-68%					0%	11%	16%	4%	0,00%	2,85%	3,60%	0,31%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-55%	-52%	-52%	-54%					-11%	-6%	-3%	-9%	0,00%	2,40%	4,96%	0,75%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-15%	-14%	-13%	-15%					-8%	-6%	-5%	-7%	0,00%	0,76%	7,33%	0,36%
	S1	0%	0%	0%	0%	-13%	-11%	-10%	-12%					-5%	-3%	-2%	-4%	0,00%	0,52%	4,85%	0,27%
	S2	0%	0%	0%	0%	-21%	-18%	-17%	-20%					-7%	-4%	-2%	-6%	0,00%	0,94%	10,58%	0,46%
	S3	0%	0%	0%	0%	-46%	-45%	-44%	-46%					-6%	0%	2%	-4%	0,00%	2,01%	5,30%	0,47%

Tabela 33

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	74	55	58	2.054	112	80	74	3.002	-	-	-	-	186	135	131	5.056	0,77%	0,99%	0,00%	0,89%
	S1A 10% Máximo	74	55	58	2.054	68	53	52	1.876	15	25	22	531	157	134	131	4.461	0,77%	0,97%	3,50%	0,94%
	S1B 10% Médio	74	55	58	2.054	75	58	55	2.056	3	4	3	87	152	118	115	4.197	0,77%	0,90%	2,03%	0,84%
	S1C 10% Mínimo	74	55	58	2.054	95	68	63	2.557	0	0	0	1	169	124	121	4.612	0,77%	0,92%	0,25%	0,84%
	S2A 20% Máximo	74	55	58	2.054	53	39	42	1.462	20	38	44	806	147	133	144	4.322	0,77%	1,04%	2,61%	0,98%
	S2B 20% Médio	74	55	58	2.054	62	47	47	1.706	3	7	10	137	139	110	115	3.897	0,77%	0,91%	2,09%	0,84%
	S2C 20% Mínimo	74	55	58	2.054	88	63	60	2.381	0	0	0	1	163	119	118	4.436	0,77%	0,90%	0,72%	0,83%
	S3A 50% Máximo	74	55	58	2.054	22	16	20	618	86	117	130	2.955	182	188	209	5.627	0,77%	1,18%	1,31%	1,03%
	S3B 50% Médio	74	55	58	2.054	34	25	29	952	19	30	35	695	127	110	121	3.701	0,77%	1,15%	0,90%	0,86%
	S3C 50% Mínimo	74	55	58	2.054	72	51	49	1.948	0	0	1	7	147	107	107	4.009	0,77%	0,92%	0,43%	0,83%
Diferença Caso Base	S1	74	55	58	2.054	79	60	56	2.163	6	10	8	206	159	125	122	4.423	0,77%	0,93%	1,93%	0,87%
	S2	74	55	58	2.054	68	50	50	1.849	7	15	18	315	149	120	125	4.218	0,77%	0,95%	1,80%	0,89%
	S3	74	55	58	2.054	43	31	33	1.173	35	49	55	1.219	152	135	146	4.446	0,77%	1,08%	0,88%	0,91%
	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-40%	-33%	-30%	-38%					-16%	-1%	0%	-12%	0,00%	-0,03%	3,50%	0,05%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-33%	-27%	-26%	-32%					-19%	-13%	-12%	-17%	0,00%	-0,10%	2,03%	-0,05%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-15%	-14%	-15%	-15%					-9%	-8%	-8%	-9%	0,00%	-0,07%	0,25%	-0,04%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-53%	-51%	-43%	-51%					-21%	-2%	9%	-15%	0,00%	0,04%	2,61%	0,09%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-45%	-41%	-36%	-43%					-26%	-19%	-12%	-23%	0,00%	-0,09%	2,09%	-0,04%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-21%	-21%	-18%	-21%					-13%	-12%	-10%	-12%	0,00%	-0,09%	0,72%	-0,05%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-80%	-80%	-72%	-79%					-2%	39%	59%	11%	0,00%	0,18%	1,31%	0,14%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-69%	-68%	-61%	-68%					-32%	-18%	-8%	-27%	0,00%	0,15%	0,90%	-0,02%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-35%	-36%	-33%	-35%					-21%	-21%	-18%	-21%	0,00%	-0,07%	0,43%	-0,05%
	S1	0%	0%	0%	0%	-29%	-25%	-23%	-28%					-14%	-8%	-7%	-13%	0,00%	-0,06%	1,93%	-0,01%
S2	0%	0%	0%	0%	-40%	-38%	-32%	-38%					-20%	-11%	-4%	-17%	0,00%	-0,05%	1,80%	0,00%	
S3	0%	0%	0%	0%	-62%	-62%	-55%	-61%					-18%	0%	11%	-12%	0,00%	0,09%	0,88%	0,02%	

A tabela 33 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, nos dois sentidos de fluxo, reduziram em quase todas as simulações, exceto na Simulação S3A na qual as perdas crescem no sábado e domingo, como também no mês. Existe um nível de inserção entre 20% e 50% para este alimentador, que na insolação máxima (pleno sol) as perdas de energia aumentam.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de serem muito pequenas nas simulações de insolação mínima.

O percentual de perdas diminui na maioria das simulações, mas aumenta nas simulações com insolação máxima, inclusive nas simulações S1A e S2A, para o que não se achou uma explicação plausível. Importante lembrar que o percentual é calculado em cada circuito individualmente.

A tabela 34 apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas totais dos transformadores, em kWh, reduzem em todas as simulações, exceto na simulação S3A, na qual há um aumento de perdas em todos os dias.

Aparece fluxo reverso em praticamente todas as simulações e, conseqüentemente, perdas associadas a este carregamento, apesar de serem muito pequenas nas simulações com insolação mínima.

O percentual de perdas no transformador cresce por conta de a Perda no Ferro ser constante.

Tabela 34

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	261	254	256	7.761	257	250	247	7.619	-	-	-	-	517	504	503	15.380	2,89%	2,52%	0,00%	2,70%
	S1A 10% Máximo	261	254	256	7.761	228	221	218	6.764	14	16	20	467	503	492	494	14.993	2,89%	3,49%	3,08%	3,14%
	S1B 10% Médio	261	254	256	7.761	241	234	233	7.160	4	5	6	126	505	493	494	15.048	2,89%	3,13%	2,94%	3,00%
	S1C 10% Mínimo	261	254	256	7.761	252	246	243	7.474	0	0	0	8	512	500	499	15.243	2,89%	2,69%	2,75%	2,79%
	S2A 20% Máximo	261	254	256	7.761	195	192	186	5.798	45	44	49	1.355	501	490	491	14.914	2,89%	4,11%	4,38%	3,39%
	S2B 20% Médio	261	254	256	7.761	229	223	218	6.783	13	14	17	414	502	491	491	14.958	2,89%	3,61%	6,32%	3,23%
	S2C 20% Mínimo	261	254	256	7.761	250	244	240	7.413	1	1	1	26	511	498	497	15.200	2,89%	2,80%	15,64%	2,85%
	S3A 50% Máximo	261	254	256	7.761	94	86	85	2.730	167	180	186	5.174	522	521	526	15.666	2,89%	5,19%	2,29%	2,87%
	S3B 50% Médio	261	254	256	7.761	133	133	125	3.958	103	104	113	3.151	497	491	494	14.870	2,89%	4,77%	4,06%	3,47%
	S3C 50% Mínimo	261	254	256	7.761	239	233	229	7.095	3	5	7	113	503	492	492	14.970	2,89%	3,36%	6,91%	3,11%
	S1	261	254	256	7.761	240	234	231	7.133	6	7	9	200	507	495	496	15.095	2,89%	3,10%	2,93%	2,98%
	S2	261	254	256	7.761	225	219	215	6.665	19	20	22	598	505	493	493	15.024	2,89%	3,50%	8,78%	3,16%
	S3	261	254	256	7.761	155	151	146	4.594	91	96	102	2.813	507	501	504	15.169	2,89%	4,44%	4,42%	3,15%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-12%	-11%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	0,97%	3,08%	0,45%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-6%	-6%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	0,61%	2,94%	0,31%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,17%	2,75%	0,09%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-24%	-23%	-25%	-24%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	1,58%	4,38%	0,69%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-11%	-11%	-12%	-11%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	1,08%	6,32%	0,53%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,28%	15,64%	0,16%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-63%	-65%	-66%	-64%					1%	3%	5%	2%	0,00%	2,67%	2,29%	0,17%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-48%	-47%	-49%	-48%					-4%	-3%	-2%	-3%	0,00%	2,25%	4,06%	0,77%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-7%	-7%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	0,84%	6,91%	0,41%
	S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-6%	-6%					-2%	-2%	-1%	-2%	0,00%	0,58%	2,93%	0,28%
	S2	0%	0%	0%	0%	-12%	-12%	-13%	-13%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	0,98%	8,78%	0,46%
	S3	0%	0%	0%	0%	-39%	-40%	-41%	-40%					-2%	-1%	0%	-1%	0,00%	1,92%	4,42%	0,45%

Tabela 35

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	30	23	25	845	36	29	26	998	-	-	-	-	66	53	51	1.843	0,32%	0,33%	0,00%	0,32%
	S1A 10% Máximo	30	23	25	845	19	13	12	504	2	2	4	69	51	39	41	1.417	0,32%	0,26%	0,45%	0,30%
	S1B 10% Médio	30	23	25	845	23	17	16	628	0	0	1	13	54	41	42	1.486	0,32%	0,27%	0,30%	0,30%
	S1C 10% Mínimo	30	23	25	845	31	25	22	853	0	0	0	0	61	48	47	1.698	0,32%	0,31%	0,07%	0,31%
	S2A 20% Máximo	30	23	25	845	16	10	9	405	2	3	3	66	47	36	37	1.316	0,32%	0,29%	0,21%	0,30%
	S2B 20% Médio	30	23	25	845	20	14	12	529	0	0	1	8	50	38	38	1.382	0,32%	0,28%	0,13%	0,30%
	S2C 20% Mínimo	30	23	25	845	30	23	20	805	0	0	0	0	60	46	45	1.651	0,32%	0,30%	0,03%	0,31%
	S3A 50% Máximo	30	23	25	845	5	3	3	134	30	38	41	1.000	66	64	69	1.979	0,32%	0,26%	0,44%	0,36%
	S3B 50% Médio	30	23	25	845	8	5	5	210	5	8	9	183	43	37	39	1.238	0,32%	0,25%	0,24%	0,29%
	S3C 50% Mínimo	30	23	25	845	20	16	13	556	0	0	0	2	51	39	39	1.402	0,32%	0,26%	0,11%	0,29%
	S1	30	23	25	845	24	18	16	662	1	1	1	27	55	43	43	1.534	0,32%	0,28%	0,27%	0,30%
	S2	30	23	25	845	22	16	14	580	1	1	1	25	52	40	40	1.450	0,32%	0,29%	0,12%	0,30%
	S3	30	23	25	845	11	8	7	300	12	15	17	395	53	47	49	1.540	0,32%	0,26%	0,26%	0,31%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-48%	-54%	-52%	-50%					-23%	-26%	-19%	-23%	0,00%	-0,07%	0,45%	-0,03%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-36%	-41%	-39%	-37%					-19%	-22%	-18%	-19%	0,00%	-0,06%	0,30%	-0,03%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-16%	-15%	-15%					-8%	-9%	-8%	-8%	0,00%	-0,02%	0,07%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-57%	-66%	-66%	-59%					-28%	-32%	-27%	-29%	0,00%	-0,04%	0,21%	-0,02%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-45%	-52%	-52%	-47%					-24%	-28%	-25%	-25%	0,00%	-0,05%	0,13%	-0,02%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-21%	-22%	-19%					-10%	-12%	-11%	-10%	0,00%	-0,03%	0,03%	-0,01%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-89%	-87%	-87%					-1%	22%	36%	7%	0,00%	-0,07%	0,44%	0,04%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-78%	-82%	-80%	-79%					-35%	-30%	-23%	-33%	0,00%	-0,08%	0,24%	-0,03%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-43%	-46%	-47%	-44%					-24%	-25%	-24%	-24%	0,00%	-0,07%	0,11%	-0,03%
	S1	0%	0%	0%	0%	-33%	-37%	-36%	-34%					-17%	-19%	-15%	-17%	0,00%	-0,05%	0,27%	-0,02%
	S2	0%	0%	0%	0%	-40%	-46%	-47%	-42%					-21%	-24%	-21%	-21%	0,00%	-0,04%	0,12%	-0,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-69%	-73%	-72%	-70%					-20%	-11%	-3%	-16%	0,00%	-0,07%	0,26%	-0,01%

A tabela 35 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Observa-se que as Perdas no Cobre, em kWh, da Simulação S3A – 50% de inserção, em pleno sol, aumentaram no sábado e domingo, redundando em um aumento no mês.

Nas demais simulações as perdas, em kWh, com a inserção da microgeração reduziram.

Aparece fluxo reverso em praticamente todas as simulações e, conseqüentemente, Perdas no Cobre associadas a esse fluxo, apesar de serem muito pequenas em boa parte das simulações.

O percentual de Perdas no Cobre reduz, exceto da simulação S3A.

A tabela a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam, pois o fluxo na rede diminui.

A tabela 37 apresenta a energia consumida ou injetada por todos os consumidores de baixa tensão.

Percebe-se um aumento de fluxo, considerando os dois sentidos, apenas no domingo da simulação S3A.

Tabela 36

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	230	231	231	6.916	221	221	221	6.621	-	-	-	-	451	452	452	13.537	2,58%	2,19%	0,00%	2,37%
	S1A 10% Máximo	230	231	231	6.916	210	208	206	6.260	12	14	16	399	452	453	453	13.575	2,58%	3,23%	2,63%	2,85%
	S1B 10% Médio	230	231	231	6.916	218	217	217	6.532	3	5	5	113	452	452	452	13.561	2,58%	2,85%	2,64%	2,71%
	S1C 10% Mínimo	230	231	231	6.916	221	221	221	6.621	0	0	0	7	451	452	452	13.545	2,58%	2,38%	2,68%	2,48%
	S2A 20% Máximo	230	231	231	6.916	180	182	177	5.393	43	41	46	1.290	453	454	454	13.598	2,58%	3,82%	4,17%	3,09%
	S2B 20% Médio	230	231	231	6.916	209	208	206	6.254	13	14	16	405	452	453	453	13.576	2,58%	3,32%	6,19%	2,93%
	S2C 20% Mínimo	230	231	231	6.916	220	221	220	6.607	1	1	1	26	451	452	452	13.549	2,58%	2,50%	15,60%	2,54%
	S3A 50% Máximo	230	231	231	6.916	89	83	81	2.596	137	143	145	4.174	456	457	457	13.686	2,58%	4,94%	1,85%	2,50%
	S3B 50% Médio	230	231	231	6.916	125	128	120	3.747	98	96	104	2.968	454	455	455	13.632	2,58%	4,52%	3,82%	3,18%
	S3C 50% Mínimo	230	231	231	6.916	219	217	216	6.540	3	5	7	111	452	453	453	13.567	2,58%	3,10%	6,80%	2,82%
	S1	230	231	231	6.916	216	215	215	6.471	5	6	7	173	452	452	452	13.560	2,58%	2,82%	2,65%	2,68%
	S2	230	231	231	6.916	203	204	201	6.085	19	19	21	574	452	453	453	13.575	2,58%	3,21%	8,65%	2,85%
S3	230	231	231	6.916	144	143	139	4.294	79	81	85	2.418	454	455	455	13.629	2,58%	4,18%	4,16%	2,83%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-7%	-5%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,04%	2,63%	0,47%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-2%	-1%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,66%	2,64%	0,33%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,19%	2,68%	0,10%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-18%	-18%	-20%	-19%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,63%	4,17%	0,71%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-7%	-6%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,13%	6,19%	0,56%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,31%	15,60%	0,17%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-60%	-62%	-63%	-61%					1%	1%	1%	1%	0,00%	2,75%	1,85%	0,13%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-43%	-42%	-46%	-43%					1%	1%	1%	1%	0,00%	2,32%	3,82%	0,81%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-2%	-1%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,90%	6,80%	0,45%
	S1	0%	0%	0%	0%	-2%	-3%	-3%	-2%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,63%	2,65%	0,30%
	S2	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-9%	-8%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,02%	8,65%	0,48%
	S3	0%	0%	0%	0%	-35%	-35%	-37%	-35%					1%	1%	1%	1%	0,00%	1,99%	4,16%	0,46%

Tabela 37

Simulações		ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT															
		Carga período Noturno - kWh				Carga período Diurno - kWh				Injeção período Diurno - kWh				Energia total nos circuitos nos dois sentidos - kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	8.846	8.004	8.299	258.441	10.108	9.258	8.609	291.499	-	-	-	-	18.955	17.262	16.907	549.940
	S1A 10% Máximo	8.846	8.004	8.299	258.441	6.043	5.152	4.486	169.042	-	-	-	-	14.889	13.156	12.785	427.483
	S1B 10% Médio	8.846	8.004	8.299	258.441	7.570	6.699	6.040	215.096	-	-	-	-	16.417	14.703	14.338	473.537
	S1C 10% Mínimo	8.846	8.004	8.299	258.441	9.318	8.462	7.808	267.712	-	-	-	-	18.165	16.465	16.107	526.153
	S2A 20% Máximo	8.846	8.004	8.299	258.441	3.786	2.963	2.398	102.526	-	27	197	1.122	12.633	10.994	10.894	362.088
	S2B 20% Médio	8.846	8.004	8.299	258.441	6.157	5.278	4.610	172.585	-	-	-	-	15.004	13.281	12.909	431.026
	S2C 20% Mínimo	8.846	8.004	8.299	258.441	8.878	8.019	7.364	254.473	-	-	-	-	17.724	16.023	15.663	512.914
	S3A 50% Máximo	8.846	8.004	8.299	258.441	1.451	968	901	38.365	7.162	7.653	8.311	223.059	17.460	16.625	17.510	519.865
	S3B 50% Médio	8.846	8.004	8.299	258.441	2.319	1.639	1.452	61.835	2.006	2.244	2.745	65.075	13.172	11.887	12.495	385.351
	S3C 50% Mínimo	8.846	8.004	8.299	258.441	7.083	6.216	5.555	200.507	-	-	-	-	15.929	14.219	13.854	458.948
	S1	8.846	8.004	8.299	258.441	7.644	6.771	6.111	217.283	-	-	-	-	16.490	14.775	14.410	475.724
	S2	8.846	8.004	8.299	258.441	6.274	5.420	4.791	176.528	-	9	66	374	15.120	13.433	13.155	435.343
	S3	8.846	8.004	8.299	258.441	3.618	2.941	2.636	100.236	3.056	3.299	3.685	96.045	15.520	14.244	14.619	454.721
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-40%	-44%	-48%	-42%					-21%	-24%	-24%	-22%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-28%	-30%	-26%					-13%	-15%	-15%	-14%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-9%	-9%	-8%					-4%	-5%	-5%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-63%	-68%	-72%	-65%					-33%	-36%	-36%	-34%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-43%	-46%	-41%					-21%	-23%	-24%	-22%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-13%					-6%	-7%	-7%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-90%	-90%	-87%					-8%	-4%	4%	-5%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-82%	-83%	-79%					-31%	-31%	-26%	-30%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-30%	-33%	-35%	-31%					-16%	-18%	-18%	-17%
	S1	0%	0%	0%	0%	-24%	-27%	-29%	-25%					-13%	-14%	-15%	-13%
	S2	0%	0%	0%	0%	-38%	-41%	-44%	-39%					-20%	-22%	-22%	-21%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-68%	-69%	-66%					-18%	-17%	-14%	-17%

Tabela 38

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	49.018	22.198	3.339	-	74.554	78.129	35.569	5.305	-	119.002
S1B 10% Médio	49.018	22.198	3.339	-	74.554	49.433	22.505	3.356	-	75.295
S1C 10% Mínimo	49.018	22.198	3.339	-	74.554	15.625	7.114	1.061	-	23.800
S2A 20% Máximo	85.308	25.101	4.750	-	115.159	135.937	40.434	7.560	-	183.931
S2B 20% Médio	85.308	25.101	4.750	-	115.159	86.009	25.583	4.783	-	116.376
S2C 20% Mínimo	85.308	25.101	4.750	-	115.159	27.187	8.087	1.512	-	36.785
S3A 50% Máximo	213.142	59.714	8.149	99	281.103	339.572	96.164	12.958	155	448.849
S3B 50% Médio	213.142	59.714	8.149	99	281.103	214.853	60.844	8.199	98	283.994
S3C 50% Mínimo	213.142	59.714	8.149	99	281.103	67.912	19.232	2.592	31	89.767
S1	49.018	22.198	3.339	-	74.554	47.729	21.729	3.241	-	72.699
S2	85.308	25.101	4.750	-	115.159	83.044	24.701	4.619	-	112.364
S3	213.142	59.714	8.149	99	281.103	207.446	58.747	7.916	95	274.203

Tabela 39

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	18.626	12.961	1.975	-	33.563	59.503	22.607	3.329	-	85.439	38%	58%	59%	-	45%
S1B 10% Médio	16.891	11.583	1.925	-	30.399	32.542	10.922	1.431	-	44.895	34%	52%	58%	-	41%
S1C 10% Mínimo	11.127	6.158	1.061	-	18.346	4.498	955	-	-	5.454	23%	28%	32%	-	25%
S2A 20% Máximo	32.886	16.023	3.842	-	52.751	103.051	24.411	3.718	-	131.181	39%	64%	81%	-	46%
S2B 20% Médio	30.053	14.617	3.322	-	47.992	55.956	10.967	1.461	-	68.384	35%	58%	70%	-	42%
S2C 20% Mínimo	19.699	6.938	1.219	-	27.856	7.488	1.149	293	-	8.929	23%	28%	26%	-	24%
S3A 50% Máximo	82.097	36.461	5.851	33	124.442	257.475	59.703	7.107	123	324.407	39%	61%	72%	33%	44%
S3B 50% Médio	74.950	32.830	5.294	29	113.103	139.902	28.014	2.905	70	170.891	35%	55%	65%	29%	40%
S3C 50% Mínimo	48.866	16.613	2.309	19	67.808	19.046	2.619	283	12	21.959	23%	28%	28%	20%	24%
S1	15.548	10.234	1.654	-	27.436	32.181	11.495	1.587	-	45.263	32%	46%	50%	-	37%
S2	27.546	12.526	2.795	-	42.866	55.498	12.176	1.824	-	69.498	32%	50%	59%	-	37%
S3	68.638	28.635	4.484	27	101.784	138.808	30.112	3.432	68	172.419	32%	48%	55%	27%	36%

As tabelas 38 e 39 apresentam as a energia consumida ou injetada pelos clientes com microgeração em cada simulação.

Primeiramente apresenta-se o consumo total dos clientes em cada simulação. Esses valores são iguais independentemente do nível de insolação.

Apresenta-se também a geração desses clientes em cada nível de insolação. Observa-se novamente que nas simulações com insolação média tem-se praticamente o consumo dos clientes. Reitera-se que há dias com geração mínima (muito nublado), dias com geração média (pouco nublado) e dias de geração máxima (pleno sol) e, na média desses dias, tem-se um fator de carga anual estimado em 20%, mas o fator de carga diário utilizado é de 32%, alterando-se somente o valor da potência máxima gerada.

Explica-se novamente que o consumo interno é aquela energia gerada e consumida durante o dia pelo cliente e que não transita mais pela rede de distribuição. O consumo interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 34% na classe Residencial, 52% no Comercial e 58% no Industrial. Não foram sorteados clientes rurais na inserção de 10%. Em média, nesse nível de inserção tem-se um Consumo Interno de 41%.

A geração que ultrapassa o consumo interno é a energia injetada na rede.

Reitera-se que a energia injetada é maior que o fluxo reverso nos trechos do circuito, no transformador e na rede de MT, pois essa energia vai atendendo às cargas próximas ao ponto de injeção.

As tabelas 40 e 41 a seguir apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno, apresentam também a Geração, o Consumo Interno e a Injeção, que ocorrem somente durante o dia, também separados pelos dias da semana.

Frisa-se que a Geração é a soma do Consumo Interno e Injeção, e claro, aumenta quanto maior a inserção e a insolação.

A Injeção, por sua vez, é a própria Energia Compensada nestas simulações, pois calculou-se uma capacidade para gerar exatamente o necessário para atender o consumo (Fator de Carga anual de 20%).

Uma eventual TUSD Perdas incidiria sobre a Energia Compensada.

Entende-se que o custo ou benefício de responsabilidade do microgerador, ou *prossumidor* BT, é a variação das perdas na rede de distribuição ocasionada pela sua inserção.

Assim, o percentual de perdas a ser utilizado no cálculo de uma possível tarifa seria então o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada.

Nesse alimentador chegou-se a um benefício – redução de perdas.

Mais uma vez frisa-se: esses resultados, que mostram que as perdas em kWh reduzem com a inserção da micro geração, não se estendem aos minigeradores, os quais impactam a rede em condições muito específicas, conforme o seu porte e o local de sua instalação.

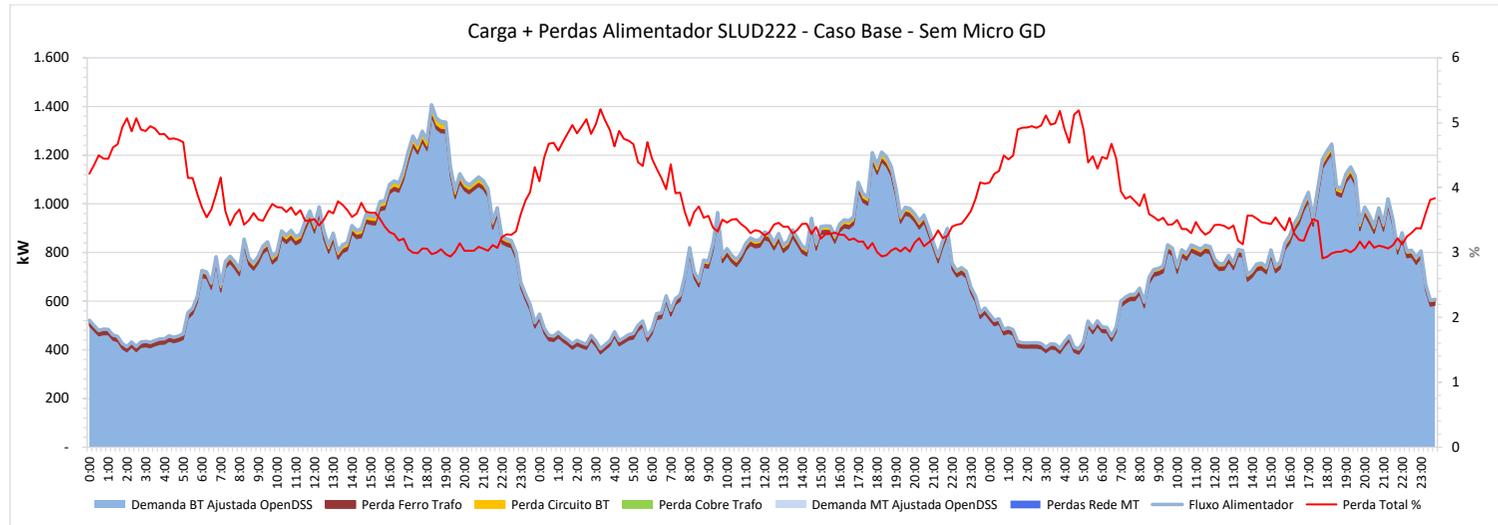
Tabela 40

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	28.801	6.574	5.590	40.964	23.205	5.207	5.178	33.590	79.335	19.834	19.834	119.002
S1B 10% Médio	28.801	6.574	5.590	40.964	23.205	5.207	5.178	33.590	50.196	12.549	12.549	75.295
S1C 10% Mínimo	28.801	6.574	5.590	40.964	23.205	5.207	5.178	33.590	15.866	3.967	3.967	23.800
S2A 20% Máximo	44.322	9.763	8.986	63.072	35.760	8.004	8.324	52.087	122.621	30.655	30.655	183.931
S2B 20% Médio	44.322	9.763	8.986	63.072	35.760	8.004	8.324	52.087	77.584	19.396	19.396	116.376
S2C 20% Mínimo	44.322	9.763	8.986	63.072	35.760	8.004	8.324	52.087	24.523	6.131	6.131	36.785
S3A 50% Máximo	106.422	23.817	21.667	151.907	88.655	19.852	20.690	129.196	299.233	74.808	74.808	448.849
S3B 50% Médio	106.422	23.817	21.667	151.907	88.655	19.852	20.690	129.196	189.329	47.332	47.332	283.994
S3C 50% Mínimo	106.422	23.817	21.667	151.907	88.655	19.852	20.690	129.196	59.845	14.961	14.961	89.767
S1	28.801	6.574	5.590	40.964	23.205	5.207	5.178	33.590	48.466	12.116	12.116	72.699
S2	44.322	9.763	8.986	63.072	35.760	8.004	8.324	52.087	74.910	18.727	18.727	112.364
S3	106.422	23.817	21.667	151.907	88.655	19.852	20.690	129.196	182.802	45.701	45.701	274.203

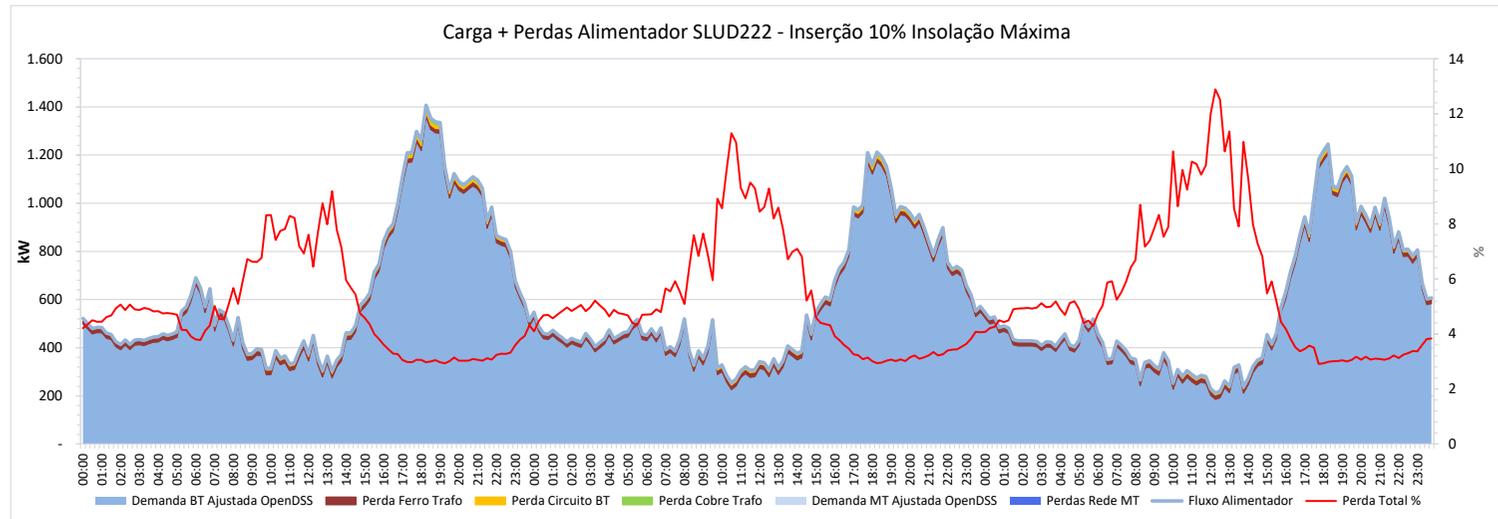
Tabela 41

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	23.463	5.549	4.551	33.563	55.872	14.285	15.282	85.439	(1.439)	-1,68%
S1B 10% Médio	21.277	4.907	4.215	30.399	28.919	7.642	8.334	44.895	(1.515)	-3,37%
S1C 10% Mínimo	12.577	2.973	2.796	18.346	3.289	994	1.171	5.454	(696)	-12,76%
S2A 20% Máximo	37.165	8.152	7.434	52.751	85.456	22.504	23.221	131.181	(1.798)	-1,37%
S2B 20% Médio	33.799	7.389	6.805	47.992	43.785	12.007	12.591	68.384	(2.048)	-3,00%
S2C 20% Mínimo	19.021	4.513	4.322	27.856	5.503	1.618	1.808	8.929	(981)	-10,98%
S3A 50% Máximo	87.064	19.508	17.870	124.442	212.169	55.300	56.938	324.407	711	0,22%
S3B 50% Médio	79.132	17.543	16.428	113.103	110.197	29.789	30.905	170.891	(2.474)	-1,45%
S3C 50% Mínimo	46.376	10.745	10.688	67.808	13.469	4.217	4.273	21.959	(1.838)	-8,37%
S1	19.106	4.476	3.854	27.436	29.360	7.640	8.262	45.263	(1.217)	-2,69%
S2	29.995	6.685	6.187	42.866	44.915	12.043	12.540	69.498	(1.609)	-2,31%
S3	70.857	15.932	14.995	101.784	111.945	29.769	30.706	172.419	(1.201)	-0,70%

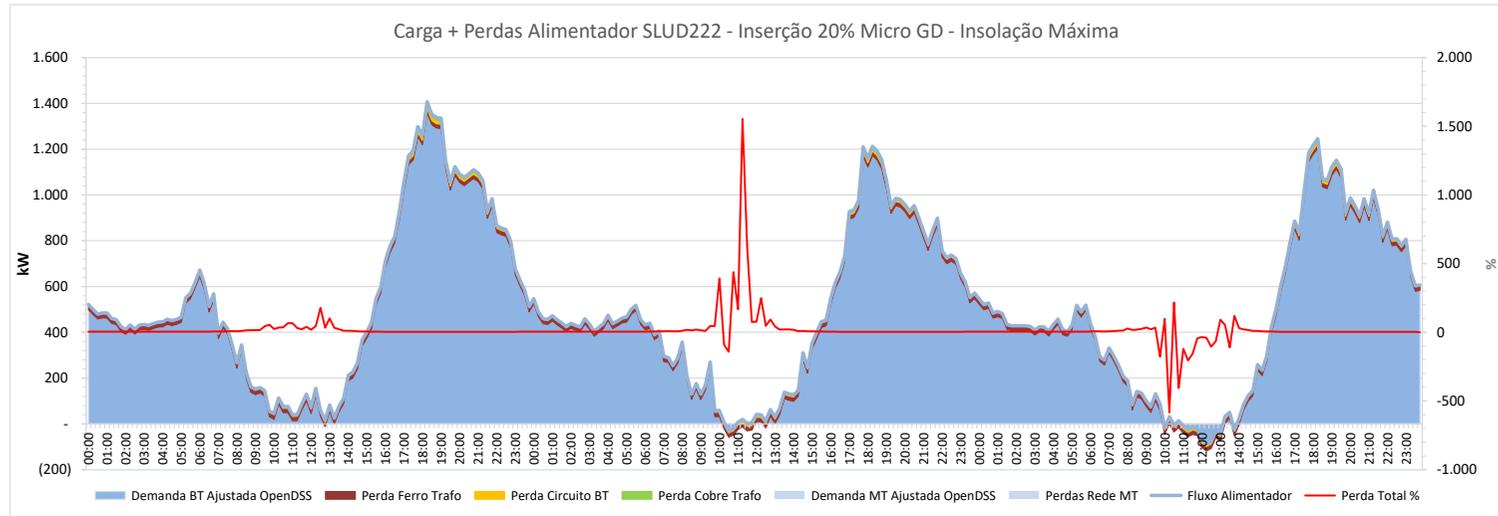
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador SLUD222, com 100% de carga de baixa tensão, sendo 80% residencial e 19% comercial. É um gráfico do tipo “empilhado” sobrepondo mercado e perdas.



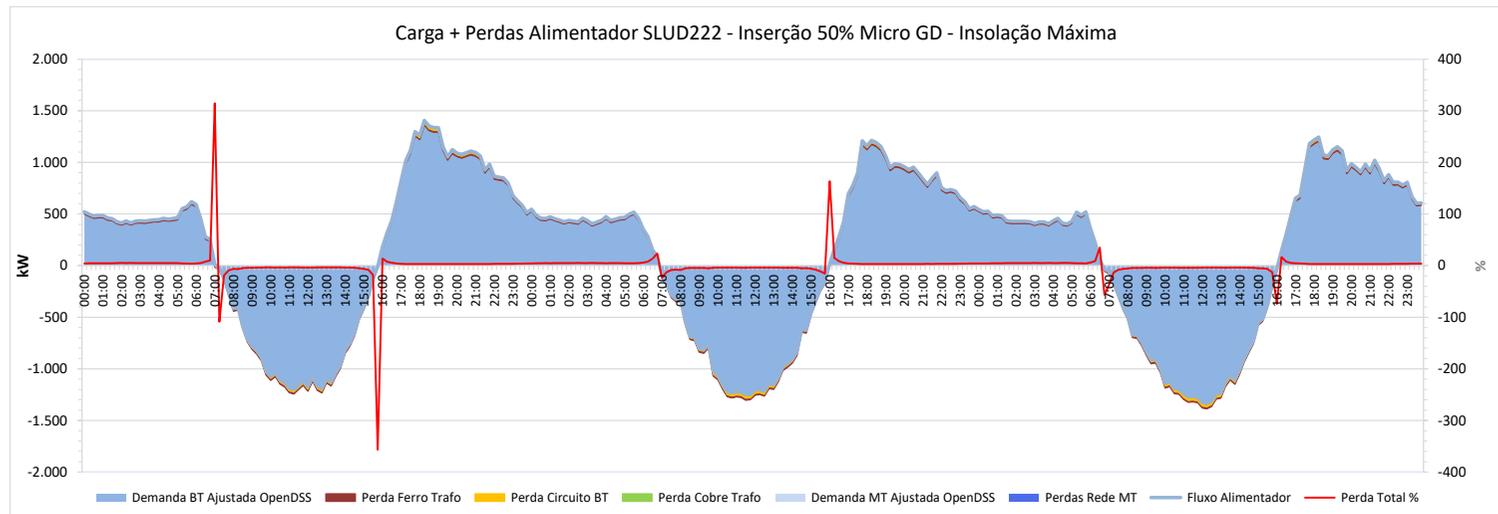
Observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador SLUD222, com 10% de inserção de Micro GD nos dias de pleno sol – Simulação 1A.



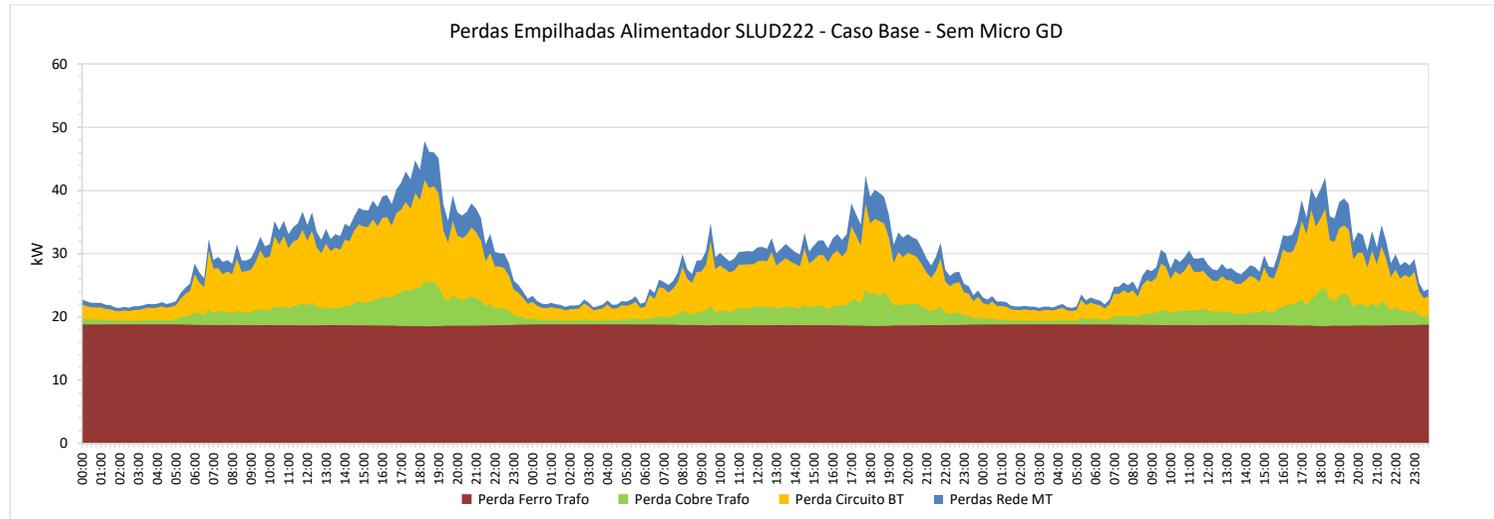
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol as cargas por volta do meio dia aproximam-se de zero no dia útil, e ficam negativas em algumas horas do sábado e domingo.



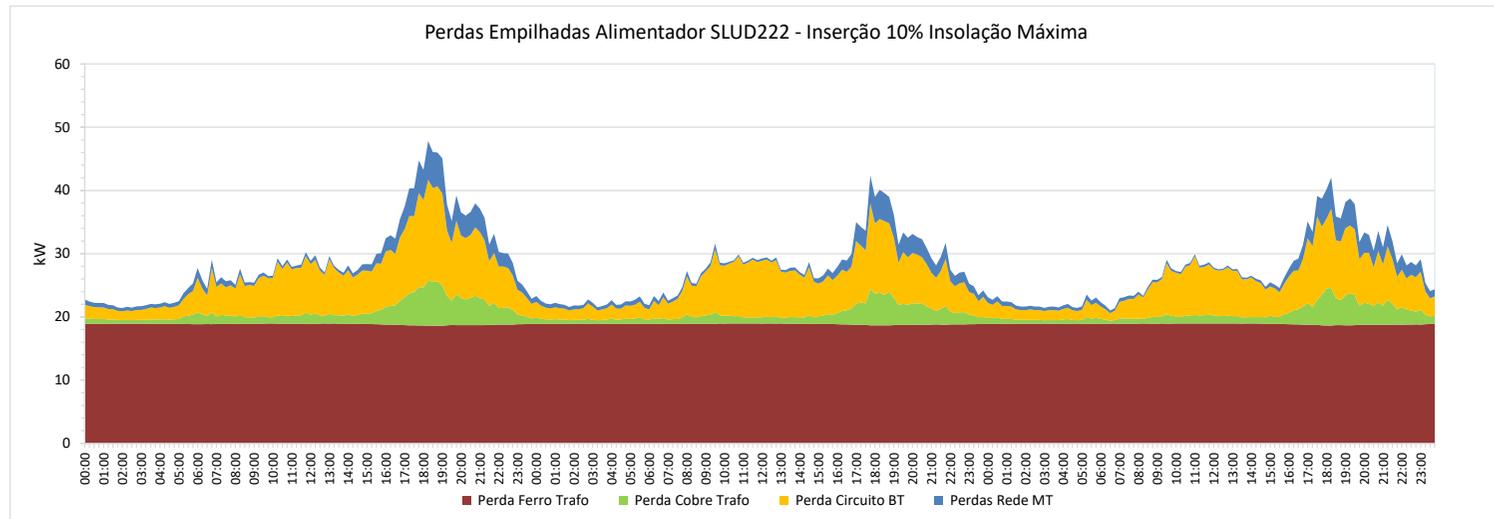
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um grande fluxo reverso, tanto na rede BT quanto na MT no período diurno.



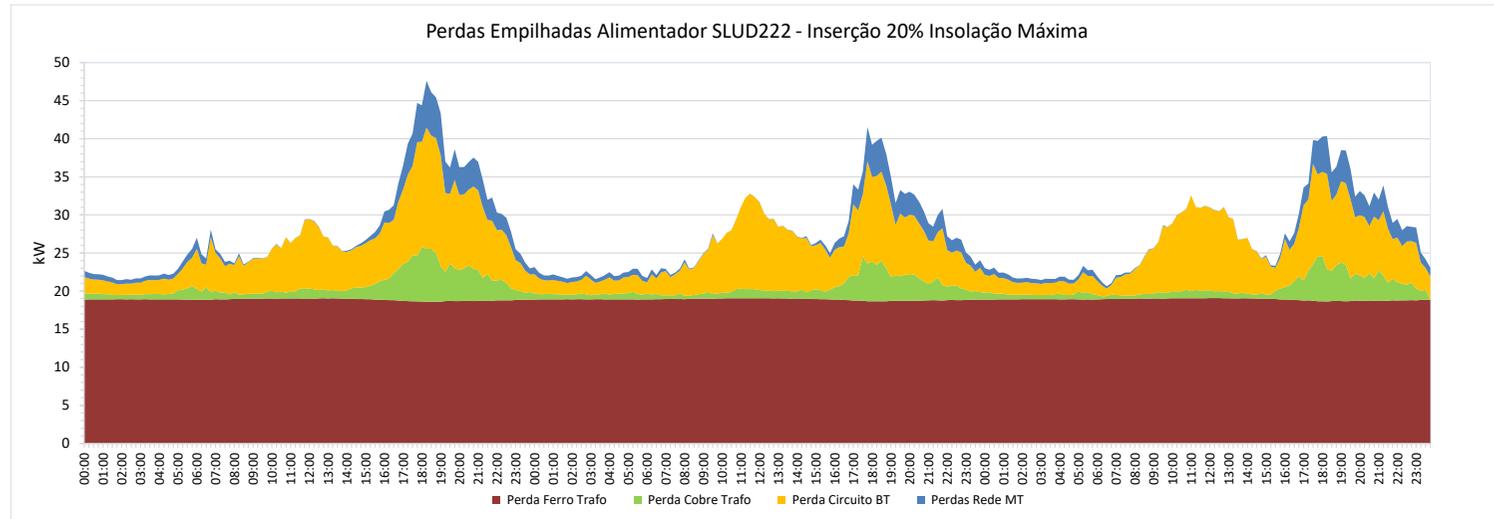
Ao lado têm-se as curvas de perdas, do Caso Base do alimentador. As baixas perdas na rede MT devem-se, principalmente, à sua pequena extensão, e as perdas nos circuitos BT e no Cobre são pequenas devido ao baixíssimo carregamento. Percebe-se como as perdas no fio acompanham o fluxo na rede.



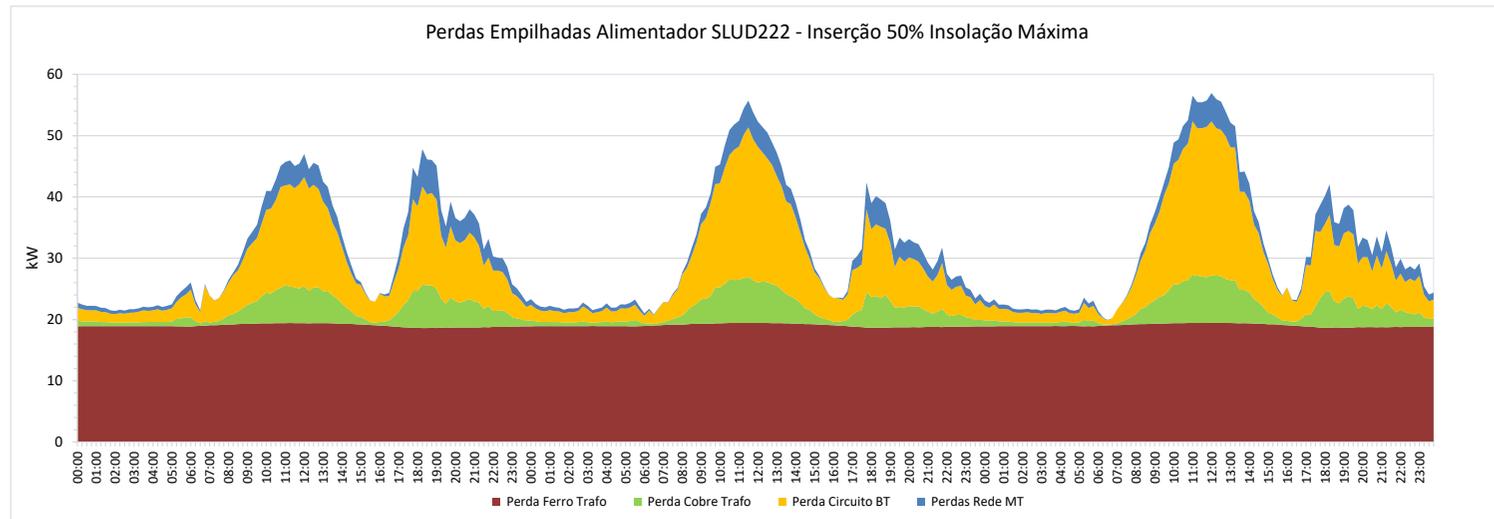
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se uma grande redução das perdas no fio, no período diurno mais facilmente observadas nos circuitos BT, que acompanham a demanda da rede. As significativas perdas no ferro mantêm-se constante, bem como as perdas no período noturno.



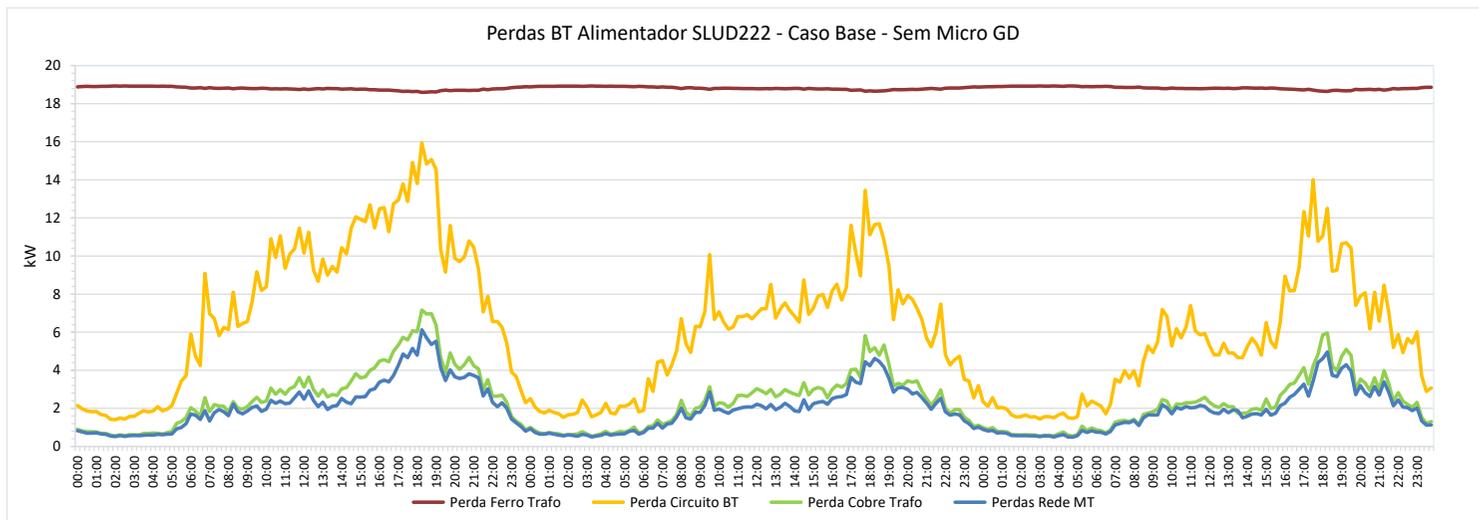
Na simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – as perdas diurnas nos circuitos BT começam a aumentar nos finais de semana com o fluxo reverso. No dia útil já aparecem os sinais de perda no fluxo reverso também. As perdas na rede MT diminuem.



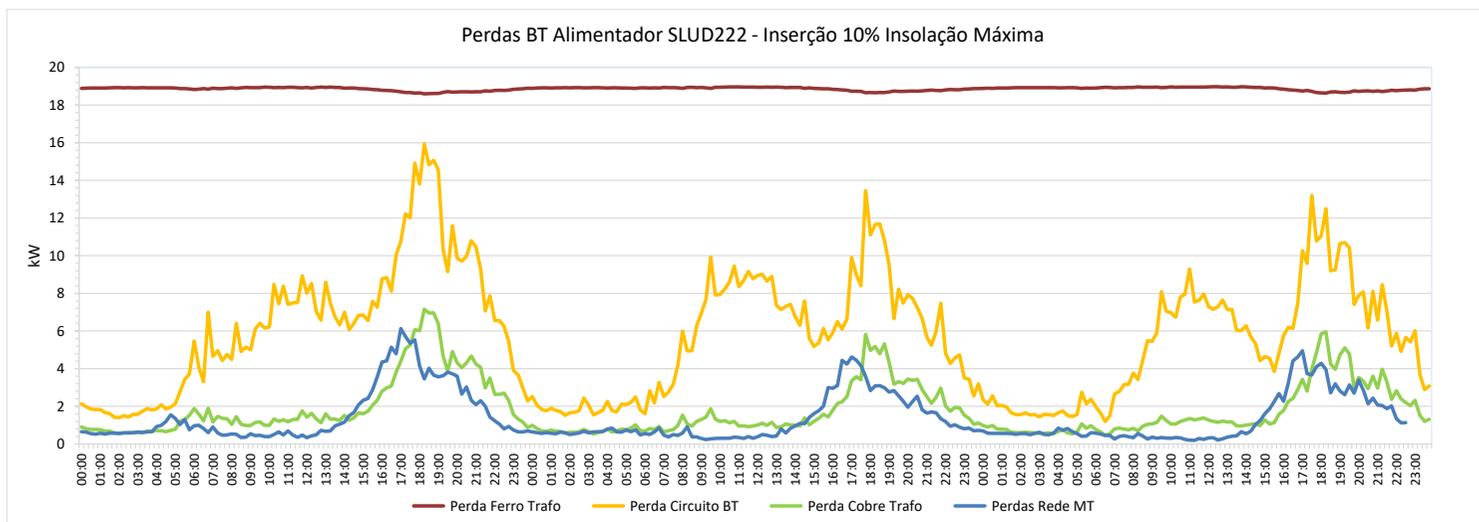
Na Simulação S3A, com a grande inversão de fluxo e aumento do carregamento da rede no período diurno, há um crescimento das perdas no fio, que se intensificam no final de semana.



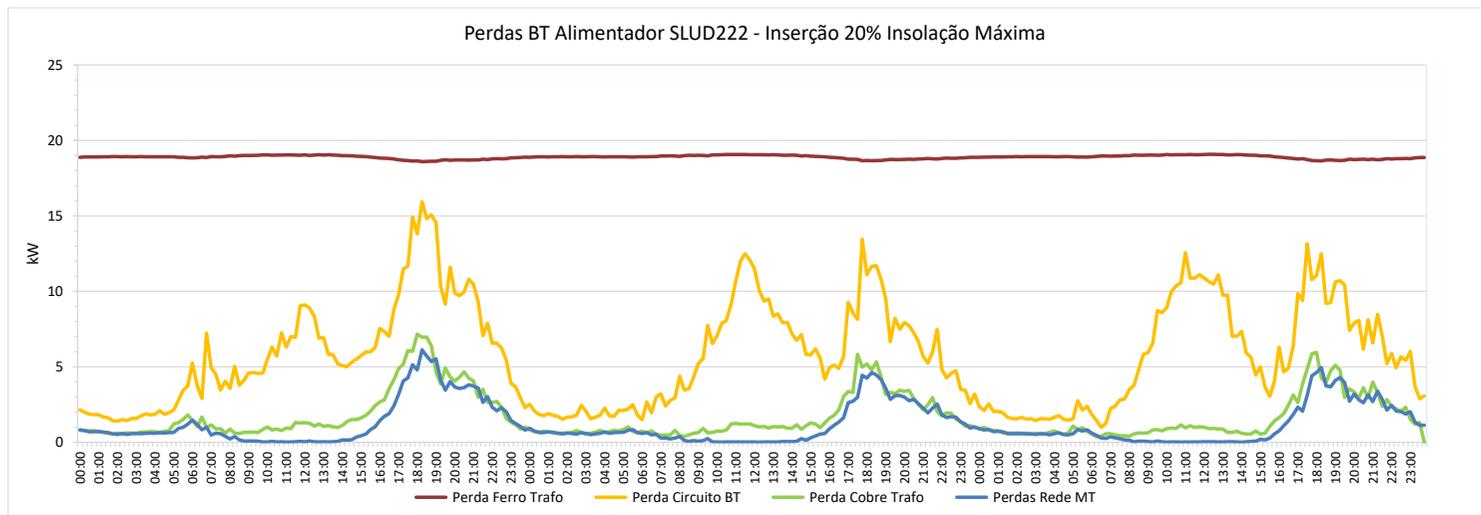
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se com mais clareza como todas as perdas nos fios acompanham a carga, sendo a maior delas, a perda nos circuitos BT.



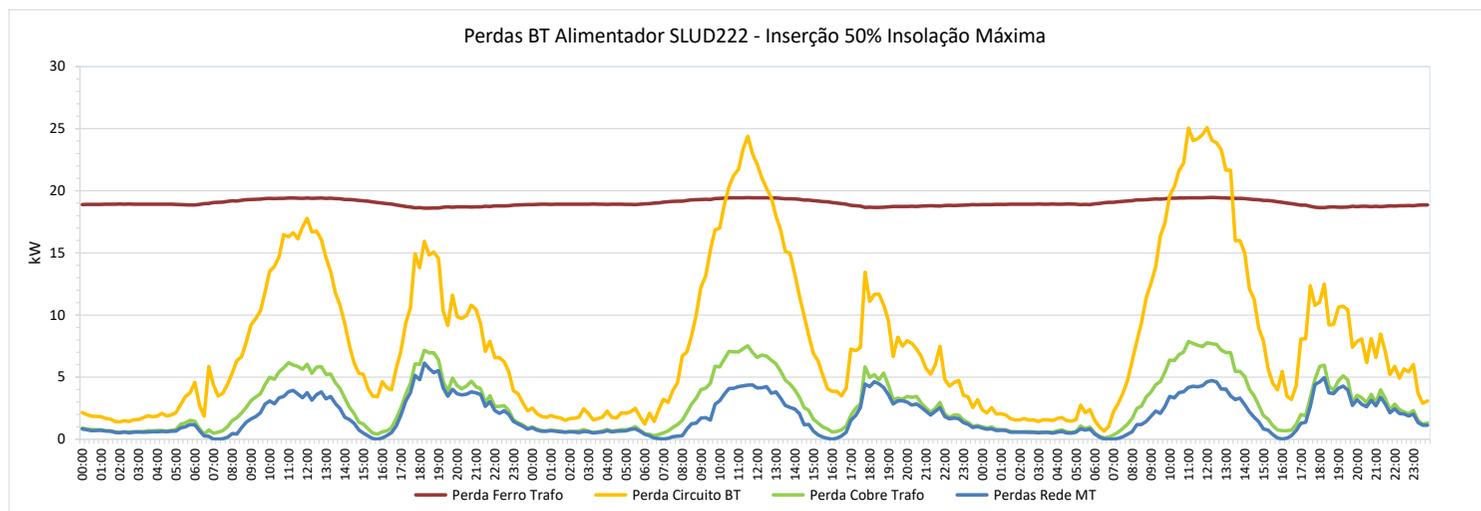
Observa-se novamente como na simulação S1A as perdas diurnas no Cobre e nos fios reduzem todos os dias. Já as perdas no circuito BT reduzem no dia útil, mas aumentam no sábado e, principalmente no domingo, no entorno do meio dia.



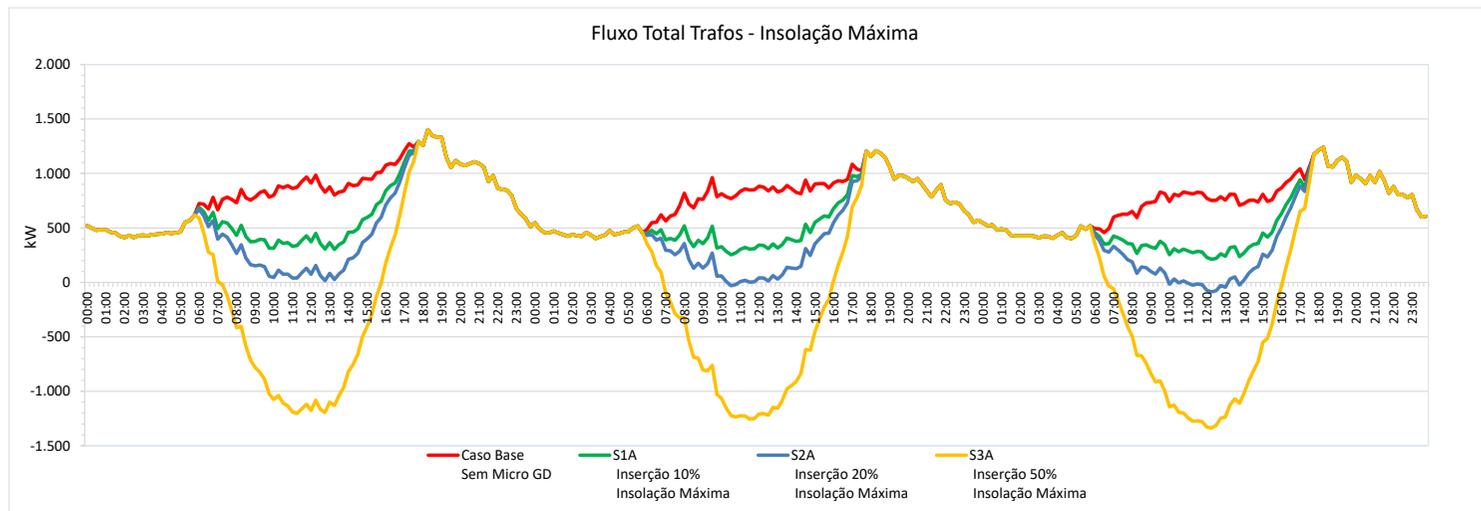
Na simulação S2A, observa-se uma maior redução de perdas na rede MT, porém as perdas no circuito BT aumentam ainda mais nos sábados e domingos, principalmente nas horas mais centrais do dia.



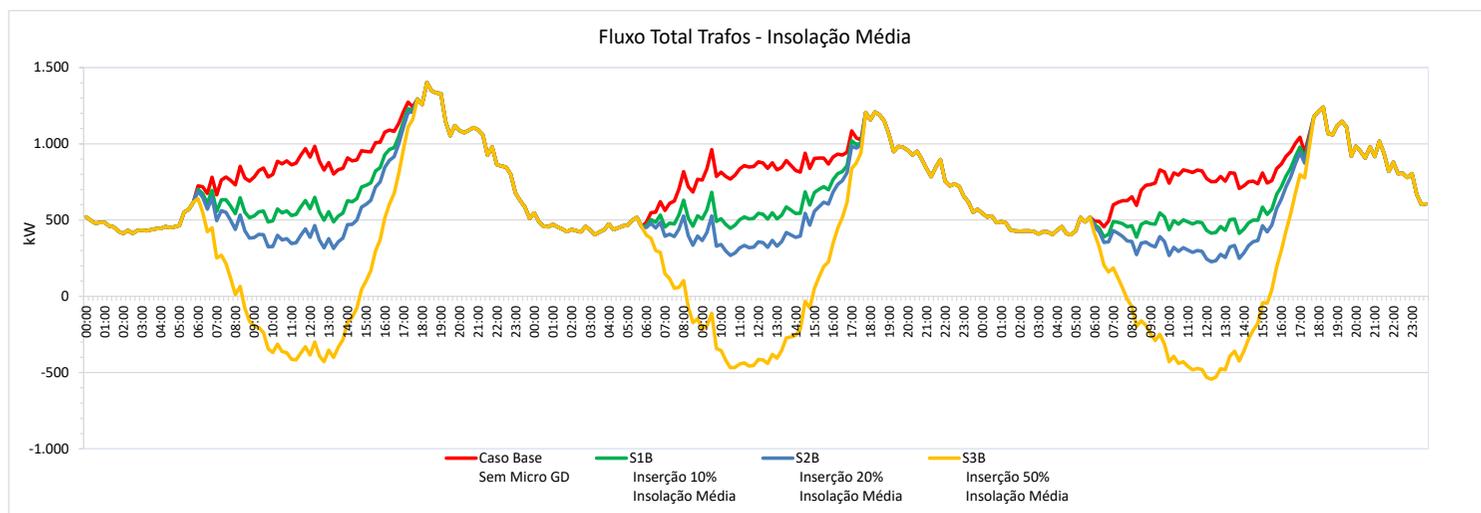
As perdas no fio no período diurno crescem nos dias de insolação máxima, com a inserção de 50% de Micro GD, inclusive no dia útil. É muito interessante ver que as perdas crescem mais ainda no final de semana, quando o fluxo reverso é maior, pois a demanda diurna é menor nesses dias.



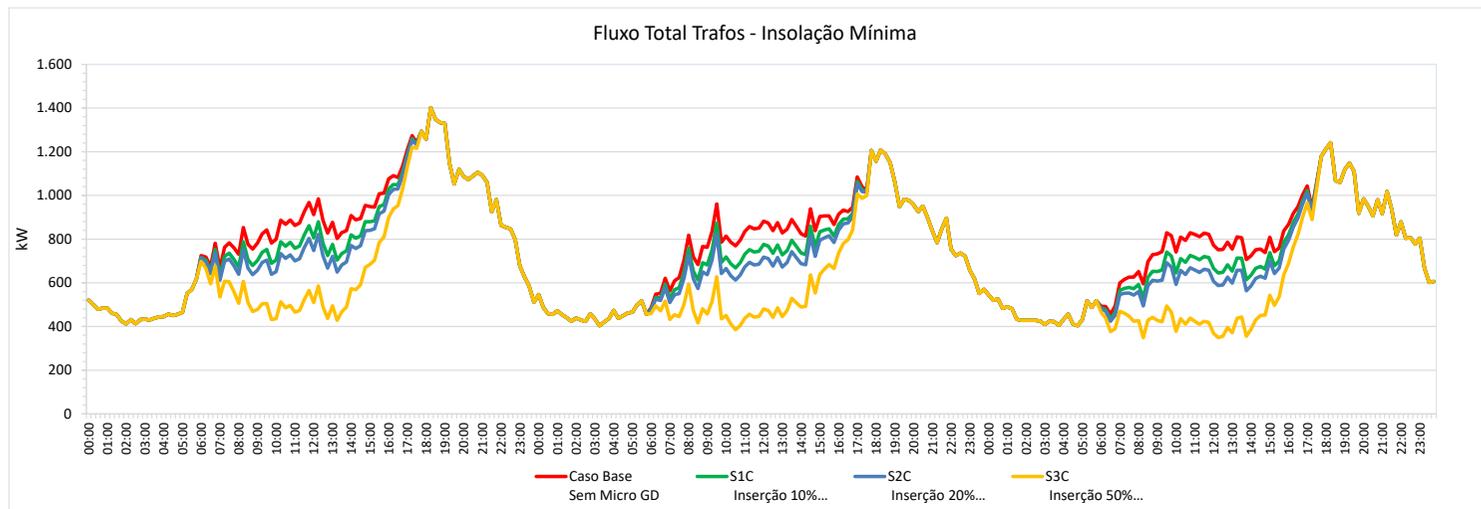
Este gráfico mostra o fluxo original do trafo e em cada hipótese de inserção na condição de geração máxima. Há significativa redução da carga diurna já com 10% de inserção, chegando a zero com inserção de 20% e grande fluxo reverso com inserção de 50% de microgeração.



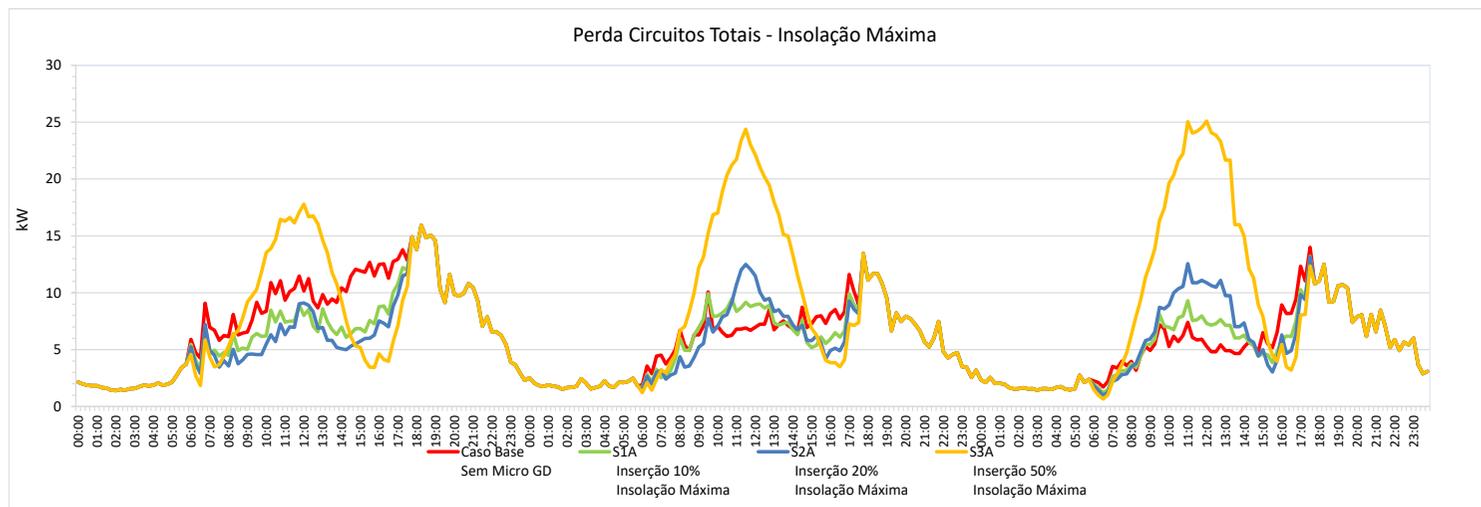
Com a insolação média há evidentemente uma menor redução da carga diurna nas simulações S1B e S2B, e menor fluxo reverso na simulação S3B.



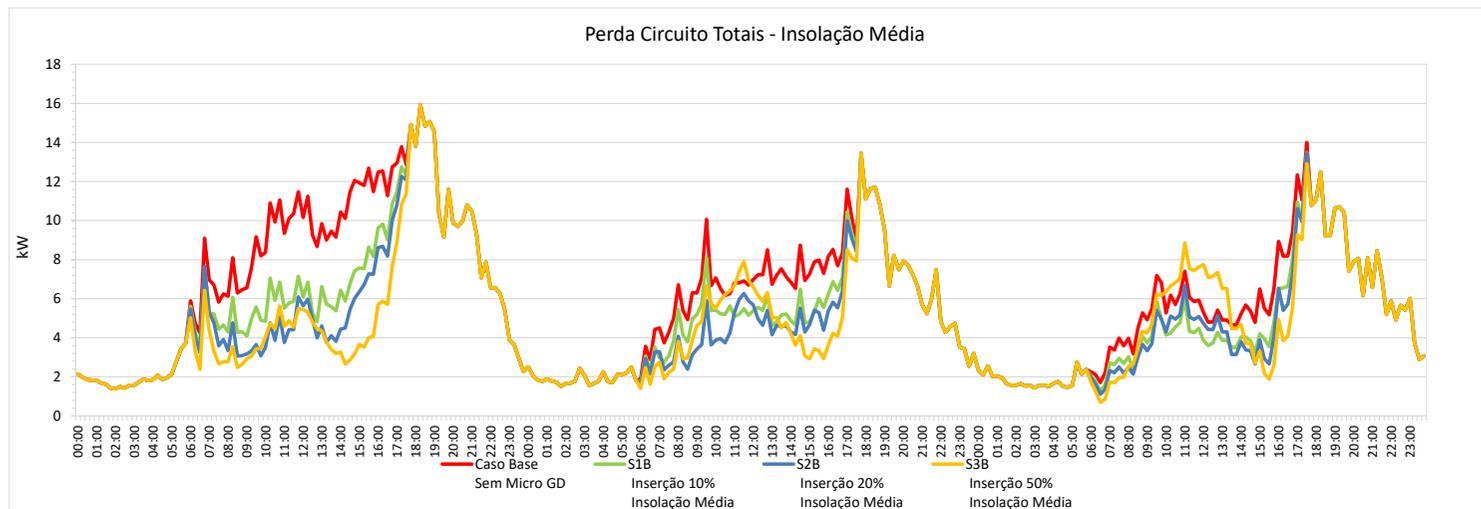
Na condição de geração mínima – dias nublados, em todas as hipóteses de inserção não há fluxo reverso na rede.



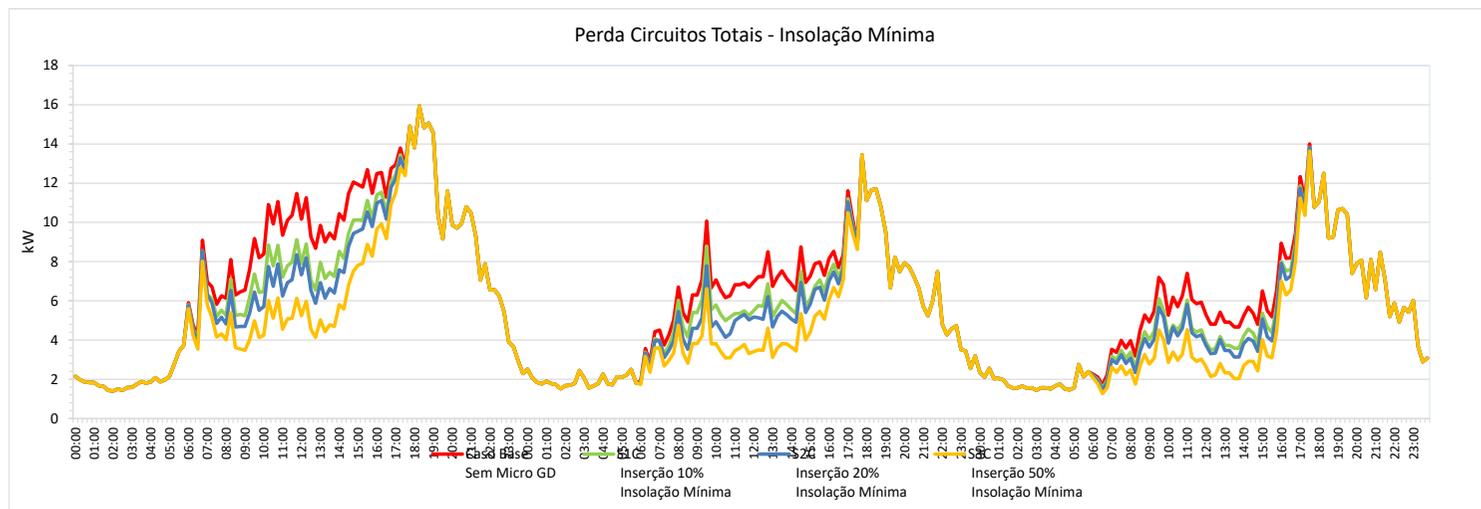
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT na insolação máxima. Com 10% e 20% de inserção As perdas diurnas reduzem no dia útil, mas aumentam no sábado e domingo. Na inserção de 50% há um aumento expressivo das perdas em todos os dias.



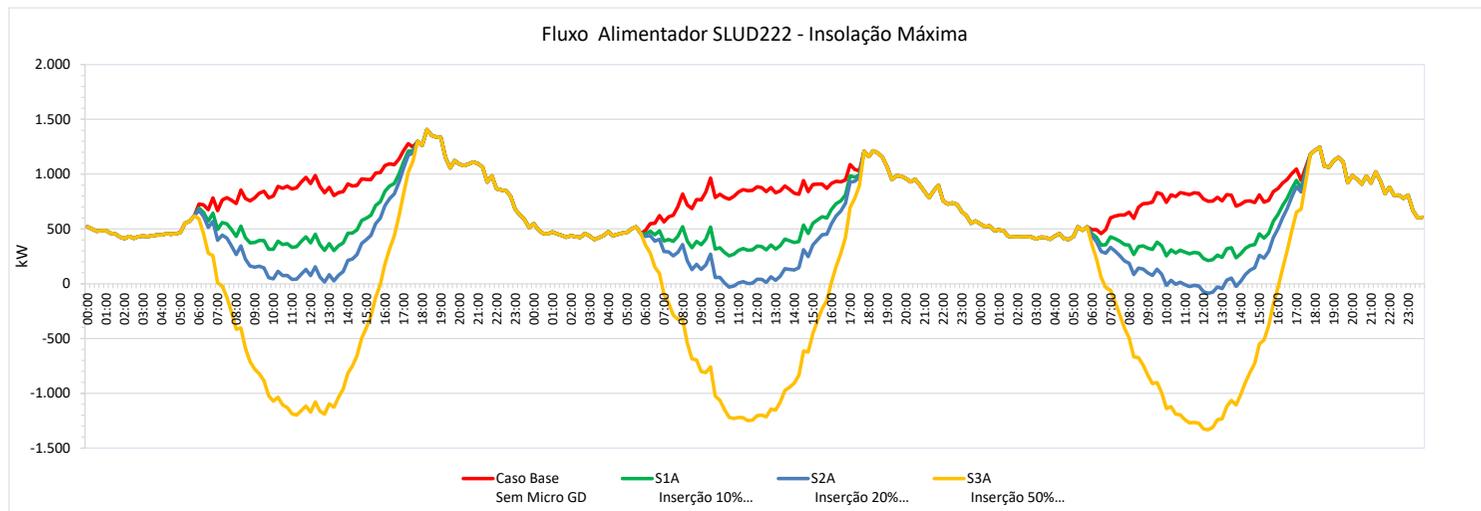
Com insolação média, todas as perdas no dia útil diminuem, reduzindo sempre conforme aumenta o nível de inserção. Porém, no domingo as perdas da simulação com inserção de 50% - S3B - cresce.



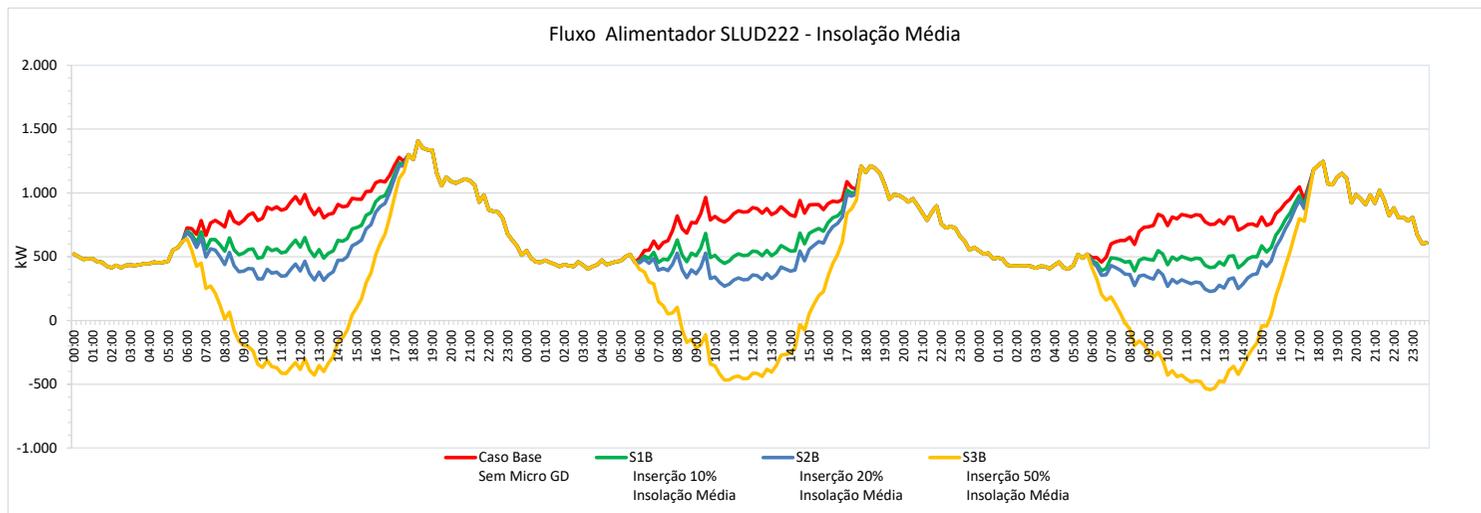
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas hipóteses de inserção, em todos os dias, reduzindo sempre, conforme o nível de adoção da Micro GD.



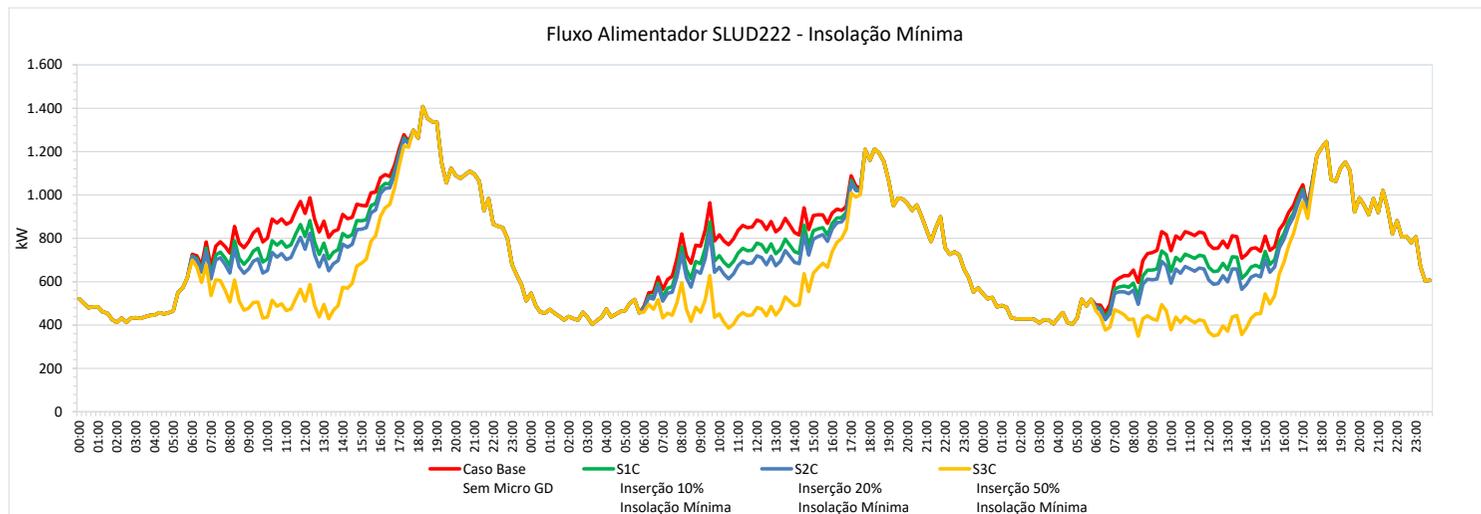
As curvas ao lado representam o fluxo total do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na condição de insolação máxima. Há grande redução da carga diurna com 10% de inserção, chegando a zero com inserção de 20% e grande fluxo reverso, com inserção de 50% de microgeração.



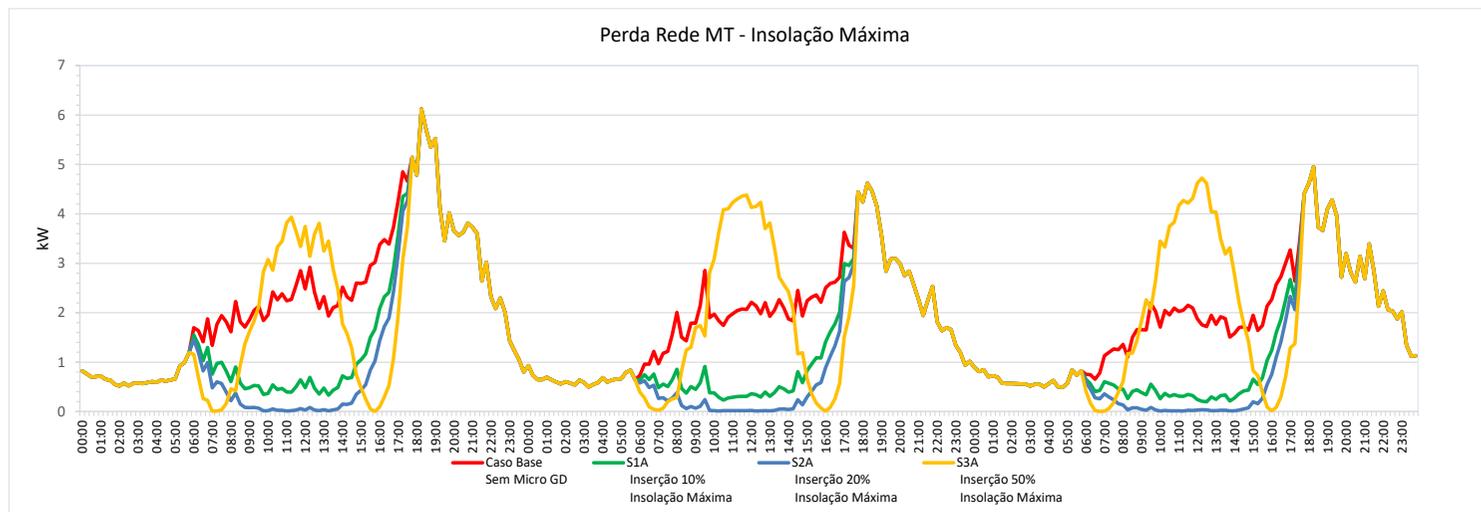
As curvas de carga do alimentador com insolação média têm menor redução de carga diurna nas hipóteses de 10% e 20% de inserção, e na hipótese de 50% de inserção há também uma redução do fluxo reverso, quando comparados com a insolação máxima.



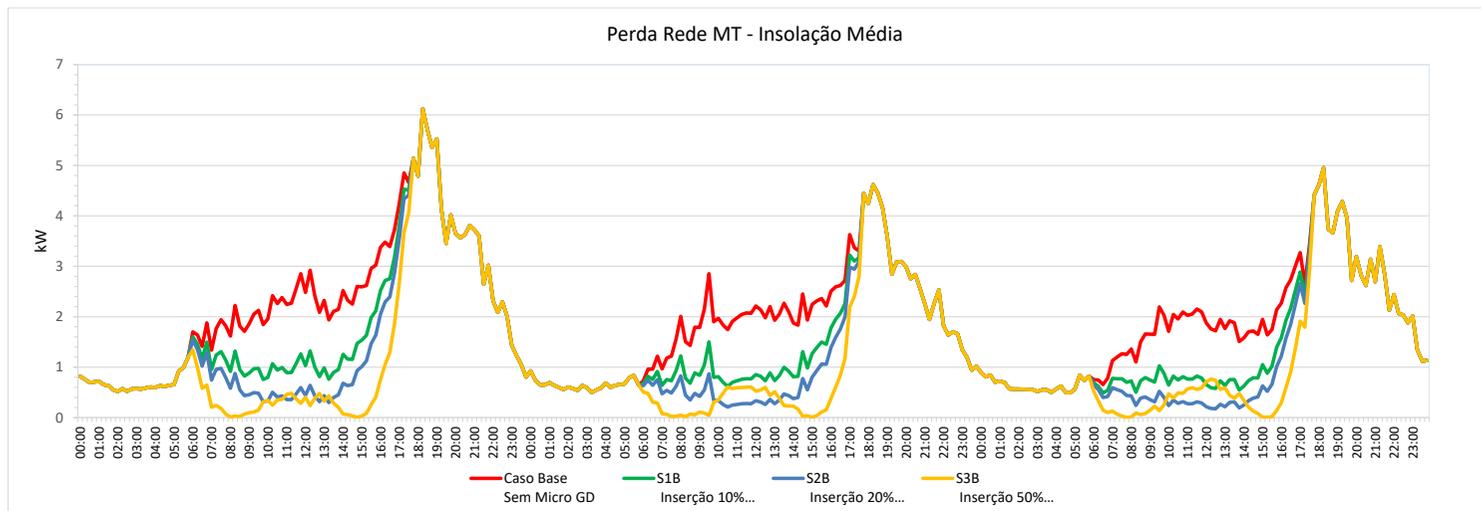
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração, como pode-se observar na figura ao lado.



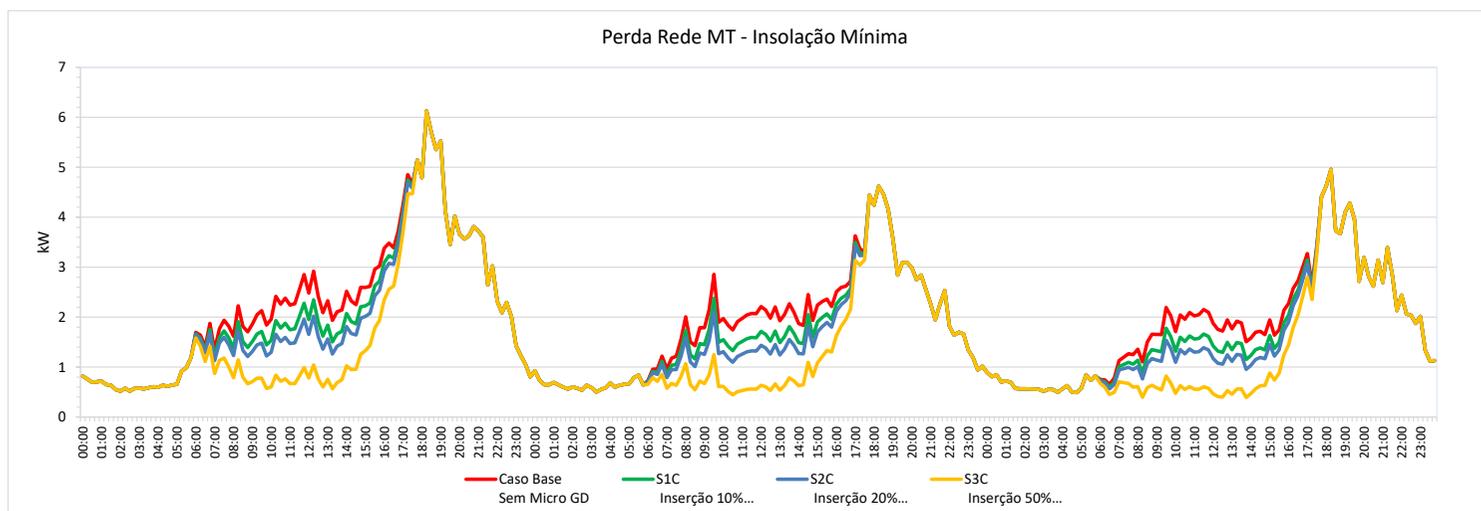
Nas inserções de 10% e 20% de Micro GD e insolação máxima têm-se as maiores reduções de perdas na rede MT. Já na inserção de 50% há um expressivo aumento dessas perdas, no período entre 9h e 15h, principalmente no sábado e domingo.



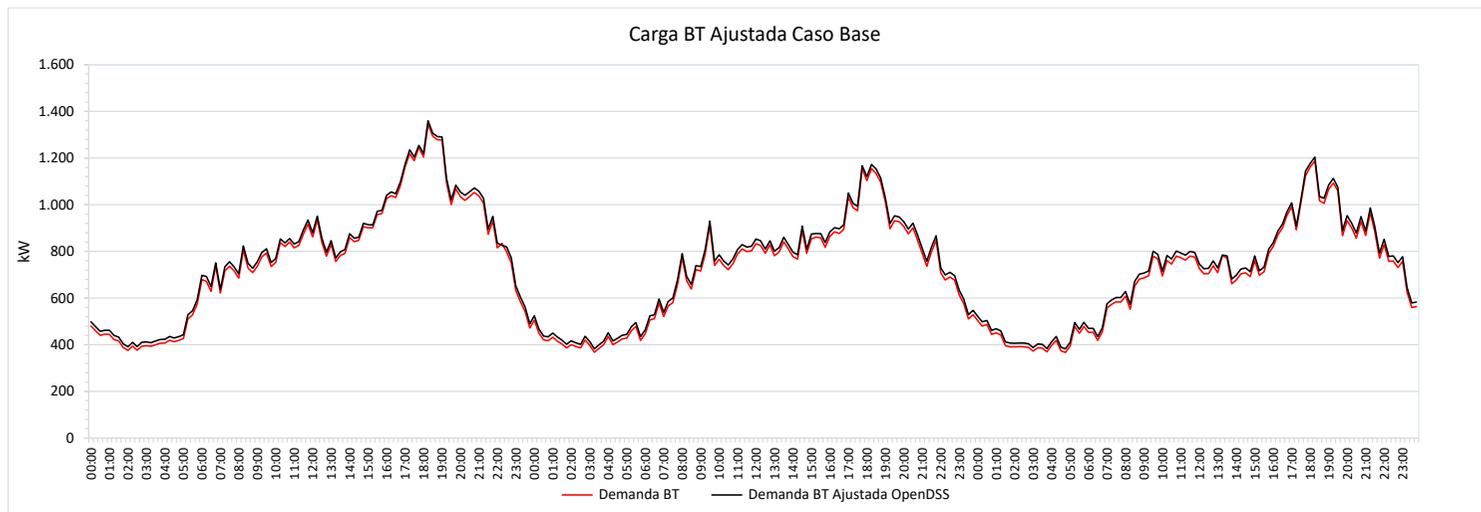
Com insolação média temos grandes reduções de perdas em todas hipóteses de inserção de microgeração. Já se observam perdas no fluxo reverso na simulação S3B.



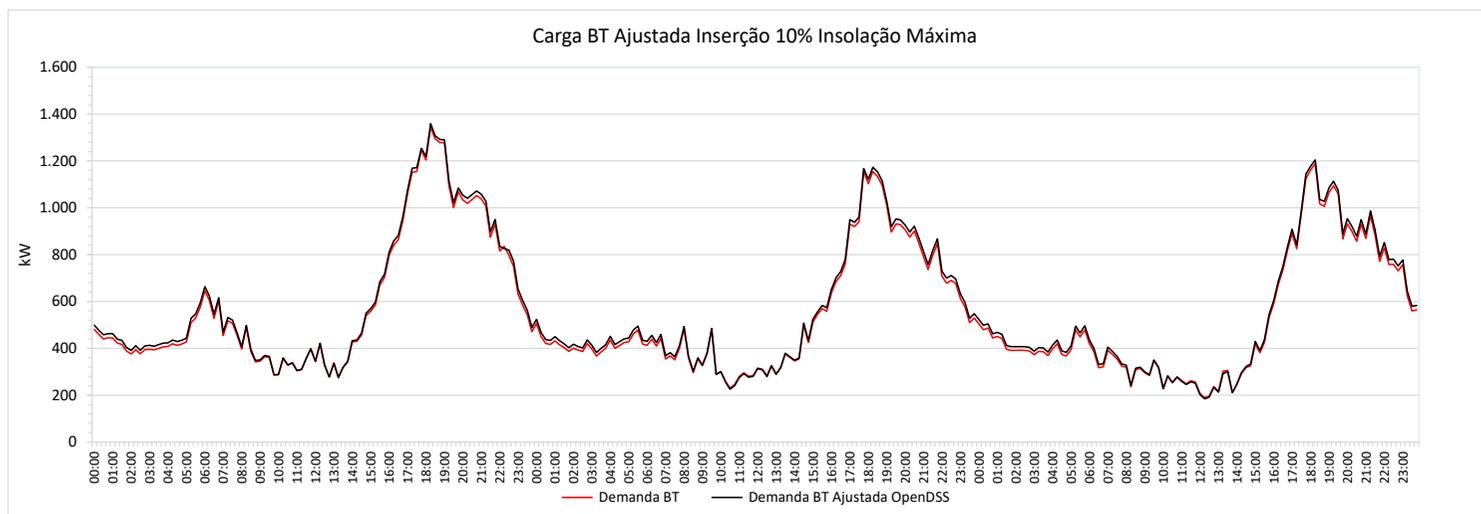
Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.



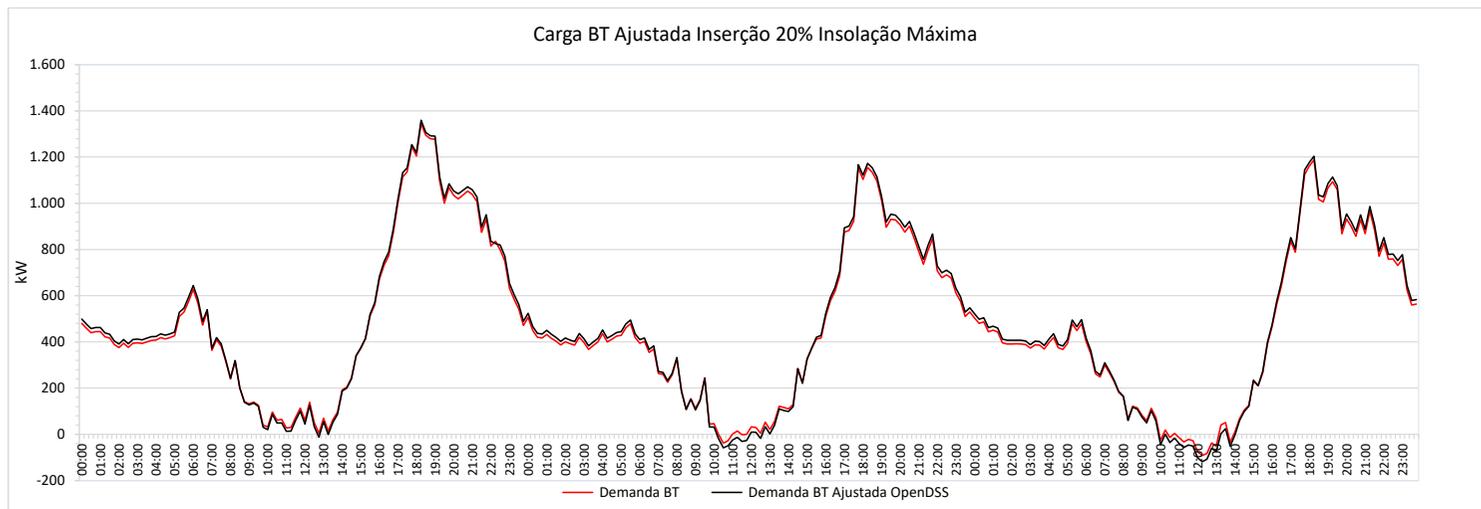
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes BT. No entanto, é um ajuste muito pequeno.



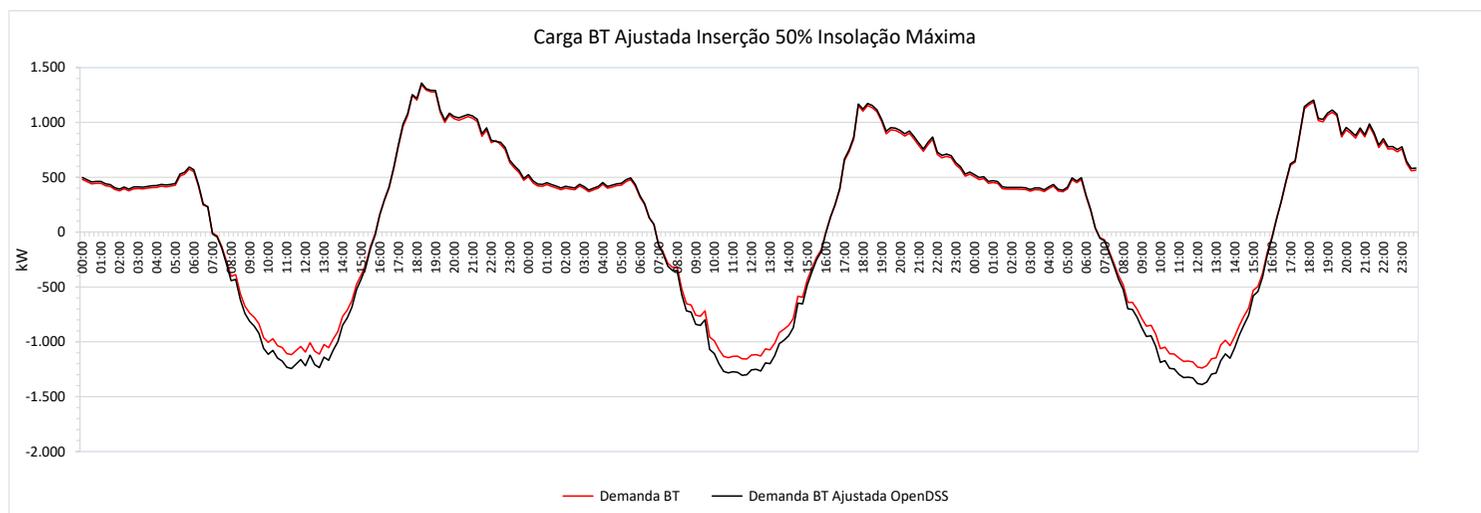
Reitera-se o mesmo comentário.



Reitera-se o mesmo comentário.



Ajuste maiores nos momentos de maior fluxo reverso.



4.3. Alimentador BHHR12

Tabela 42

Alimentador BHHR12					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		MWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	764.599	53%	4.592	85%
	Comercial	345.132	24%	750	14%
	Industrial	86.393	6%	60	1%
	Rural	-	0%	-	0%
	IP		0%		0%
	Clientes BT	1.196.133	83%	5.403	100%
	Clientes MT	240.730	17%	7	0%
	Total	1.440.243	100%	5.410	100%

Tabela 43

Alimentador BHHR12	
Extensão Rede BT - km	44
Extensão Rede MT - km	9
Extensão Total - km	53
Resistência Média circuito BT Ohm/km	98,57

Destaca-se que este alimentador tem 7 clientes de média tensão que representam 17% do mercado atendido. Além disso, 53% do mercado de baixa tensão atendido é residencial e 24% comercial, o que explica o comportamento de sua carga, com demanda máxima diurna, mas também com carga alta no posto tarifário de Ponta, como se verá adiante.

Este alimentador tem apenas 9 km de rede MT e 44 km de rede BT, o que explica as perdas na MT serem menores que na BT.

A tabela a seguir mostra que a média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 34%. Com 10% de inserção da microgeração reduz para 32% na insolação máxima e para 33% na insolação mínima. Deve-se considerar a insolação mínima, pois nesses momentos a rede da distribuidora deve estar disponibilizada para o atendimento da carga do cliente. Neste tipo de alimentador, com demanda máxima diurna, com presença de clientes de média tensão e do subgrupo B3, mas também com participação de clientes residenciais, a redução dos custos de expansão é pequena, porque, além de a GFV não ser firme, o que exige considerar apenas a redução de fluxo com a insolação mínima, a redução da carga máxima diurna transfere a demanda máxima para às 18h, e ali permanece sem mais redução.

Como se esperava, o valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação., mas, na média dos transformadores, não ultrapassa o carregamento máximo, que ocorre no fluxo direto. O carregamento no máximo fluxo reverso é de 29%, na simulação S3A.

Tabela 44

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	3.359	-	1.885	-	1.521	1.699	9.968	34%	0%	19%	0%	15%	17%
	S1A 10% Máximo	3.226	304	1.210	126	1.521	1.375	9.968	32%	3%	12%	1%	15%	14%
	S1B 10% Médio	3.246	100	1.421	36	1.521	1.466	9.968	33%	1%	14%	0%	15%	15%
	S1C 10% Mínimo	3.304	1	1.727	-	1.521	1.622	9.968	33%	0%	17%	0%	15%	16%
	S2A 20% Máximo	3.248	755	1.023	313	1.521	1.263	9.968	33%	8%	10%	3%	15%	13%
	S2B 20% Médio	3.262	196	1.181	72	1.521	1.346	9.968	33%	2%	12%	1%	15%	14%
	S2C 20% Mínimo	3.301	4	1.639	-	1.521	1.578	9.968	33%	0%	16%	0%	15%	16%
	S3A 50% Máximo	3.213	2.905	965	1.532	1.521	1.500	9.968	32%	29%	10%	15%	15%	15%
	S3B 50% Médio	3.230	1.318	928	578	1.521	1.196	9.968	32%	13%	9%	6%	15%	12%
	S3C 50% Mínimo	3.272	28	1.364	3	1.521	1.442	9.968	33%	0%	14%	0%	15%	14%
	S1	3.258	135	1.452	54	1.521	1.487	9.968	33%	1%	15%	1%	15%	15%
	S2	3.270	318	1.281	128	1.521	1.396	9.968	33%	3%	13%	1%	15%	14%
	S3	3.238	1.417	1.085	704	1.521	1.379	9.968	32%	14%	11%	7%	15%	14%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-4%		-36%		0%	-19%	0%	-1%	3%	-7%	1%	0%	-3%
	1B 10% Médio	-3%		-25%		0%	-14%	0%	-1%	1%	-5%	0%	0%	-2%
	1C 10% Mínimo	-2%		-8%		0%	-5%	0%	-1%	0%	-2%	0%	0%	-1%
	2A 20% Máximo	-3%		-46%		0%	-26%	0%	-1%	8%	-9%	3%	0%	-4%
	2B 20% Médio	-3%		-37%		0%	-21%	0%	-1%	2%	-7%	1%	0%	-4%
	2C 20% Mínimo	-2%		-13%		0%	-7%	0%	-1%	0%	-2%	0%	0%	-1%
	3A 50% Máximo	-4%		-49%		0%	-12%	0%	-1%	29%	-9%	15%	0%	-2%
	3B 50% Médio	-4%		-51%		0%	-30%	0%	-1%	13%	-10%	6%	0%	-5%
	3C 50% Mínimo	-3%		-28%		0%	-15%	0%	-1%	0%	-5%	0%	0%	-3%
	S1	-3%		-23%		0%	-12%	0%	-1%	1%	-4%	1%	0%	-2%
	S2	-3%		-32%		0%	-18%	0%	-1%	3%	-6%	1%	0%	-3%
	S3	-4%		-42%		0%	-19%	0%	-1%	14%	-8%	7%	0%	-3%

O carregamento médio dos transformadores no Caso Base é de 17%, e reduz em cada simulação conforme aumenta o grau de inserção e insolação. Percebe-se que o fluxo médio reduz 26% na simulação S2A e 30% na simulação S3B. Na média das insolações, tem-se uma redução do fluxo médio de 12% com inserção de 10% de Micro GD.

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz significativamente, quanto maior o nível de inserção e insolação.

E o carregamento no fluxo inverso cresce à medida que aumenta a insolação e o nível de inserção, chegando a 29% na simulação S3A.

Obviamente o carregamento noturno não se altera em nenhuma simulação.

Tabela 45

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	3.059	-	2.137	-	1.630	2.045
	S1A 10% Máximo	2.798	-	1.323	-	1.630	1.648
	S1B 10% Médio	2.798	-	1.625	-	1.630	1.795
	S1C 10% Mínimo	2.951	-	1.976	-	1.630	1.967
	S2A 20% Máximo	2.798	(254)	935	(42)	1.630	1.433
	S2B 20% Médio	2.798	-	1.341	-	1.630	1.657
	S2C 20% Mínimo	2.891	-	1.887	-	1.630	1.923
	S3A 50% Máximo	2.798	(2.489)	832	(1.268)	1.630	1.379
	S3B 50% Médio	2.798	(909)	802	(314)	1.630	1.286
	S3C 50% Mínimo	2.798	-	1.604	-	1.630	1.785
	S1	2.849	-	1.641	-	1.630	1.803
	S2	2.829	(85)	1.387	(14)	1.630	1.671
	S3	2.798	(1.133)	1.079	(528)	1.630	1.483
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-9%		-38%	↓	0%	-19%
	1B 10% Médio	-9%		-24%	↓	0%	-12%
	1C 10% Mínimo	-4%		-8%	↓	0%	-4%
	2A 20% Máximo	-9%		-56%	↓	0%	-30%
	2B 20% Médio	-9%		-37%	↓	0%	-19%
	2C 20% Mínimo	-5%		-12%	↓	0%	-6%
	3A 50% Máximo	-9%		-61%	↓	0%	-33%
	3B 50% Médio	-9%		-62%	↓	0%	-37%
	3C 50% Mínimo	-9%		-25%	↓	0%	-13%
	S1	-7%		-23%	↓	0%	-12%
	S2	-8%		-35%	↓	0%	-18%
	S3	-9%		-50%	↓	0%	-27%

A tabela 45 mostra o fluxo máximo na rede MT em todas as simulações. Verifica-se que há uma redução da carga máxima de 9% na maioria das simulações. Essa redução não ultrapassa esse patamar pelo fato de a demanda máxima, que ocorre no período diurno, ser transferida para as 18h. No entanto, o que se pode considerar como redução, eventualmente garantida, é a obtida com a

insolação mínima, ou seja, 4% na inserção de 10%, 5% na inserção de 20% e 9% na inserção de 50%.

Com isto, é possível considerar que há um alívio nas redes MT com este comportamento de carga. Reitera-se que não é 100% proporcional à capacidade de geração inserida.

As tabelas 46 e 47 a seguir apresentam as perdas totais do alimentador.

As perdas totais, em kWh, reduzem em todas as simulações. Destaca-se o aumento das perdas no sábado e domingo da simulação S3A, mas a perda mensal, ainda assim é menor que o Caso Base, pois no dia útil ocorre uma redução.

Já o percentual de perdas aumenta na maioria das simulações por causa das perdas constantes no Ferro, que faz com que a redução de perdas seja menor que a redução de fluxo na rede. Considerou-se como fluxo transitando na rede a soma dos valores absolutos dos fluxos direto mais reverso, pois é o fluxo nos dois sentidos que explica o nível das perdas.

Reitera-se que o aumento de perdas ocorre quando as perdas no fluxo inverso mais que compensam a redução das perdas diurnas no fluxo direto.

Esse aumento de perdas ocorre apenas nos circuitos de baixa tensão. As perdas no Cobre reduzem na simulação S3A, bem como as perdas na média tensão.

O aumento se dá nos circuitos de baixa tensão, porque são nos trechos próximos a injeção que ocorrem os maiores fluxos reversos e, portanto, as maiores perdas. À medida que se aproxima do transformador a injeção vai sendo absorvida pelas cargas ao longo do circuito, de forma que ao chegar no transformador a injeção estará menor, ou até nula. Na rede de média tensão ocorre o mesmo efeito: ao longo dos ramais e tronco, as injeções de determinados transformadores, em cada hora do dia, são absorvidas por cargas (positivas) de outros transformadores e cargas dos clientes MT. Por isto, o efeito da inserção e insolação é mais sensível nos circuitos BT.

Tabela 46

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	1.024	936	924	29.772	1.304	1.049	952	36.087	-	-	-	-	2.328	1.985	1.876	65.860	4,47%
	S1A 10% Máximo	1.024	936	924	29.772	946	778	712	26.382	59	108	124	2.346	2.029	1.821	1.761	58.500	4,93%
	S1B 10% Médio	1.024	936	924	29.772	1.040	845	776	28.918	9	32	33	502	2.073	1.812	1.734	59.193	4,58%
	S1C 10% Mínimo	1.024	936	924	29.772	1.199	970	881	33.240	-	-	1	4	2.223	1.906	1.807	63.016	4,45%
	S2A 20% Máximo	1.024	936	924	29.772	803	672	610	22.475	135	253	290	5.416	1.962	1.861	1.824	57.663	5,59%
	S2B 20% Médio	1.024	936	924	29.772	948	794	734	26.601	22	66	73	1.141	1.994	1.796	1.732	57.515	4,82%
	S2C 20% Mínimo	1.024	936	924	29.772	1.161	951	867	32.299	-	1	1	7	2.184	1.887	1.792	62.078	4,48%
	S3A 50% Máximo	1.024	936	924	29.772	438	325	303	11.907	639	756	830	20.715	2.101	2.016	2.057	62.395	6,29%
	S3B 50% Médio	1.024	936	924	29.772	646	516	438	17.696	221	256	329	7.349	1.891	1.708	1.692	54.817	5,92%
	S3C 50% Mínimo	1.024	936	924	29.772	1.058	852	778	29.303	0	1	8	55	2.082	1.789	1.710	59.130	4,60%
	S1	1.024	936	924	29.772	1.062	865	790	29.513	23	46	53	951	2.108	1.847	1.767	60.236	4,64%
	S2	1.024	936	924	29.772	971	806	737	27.125	52	107	121	2.188	2.047	1.848	1.782	59.085	4,91%
	S3	1.024	936	924	29.772	714	564	506	19.636	287	338	389	9.373	2.025	1.838	1.820	58.781	5,50%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-27%	-26%	-25%	-27%					-13%	-8%	-6%	-11%	0,46%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-20%	-19%	-18%	-20%					-11%	-9%	-8%	-10%	0,11%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-7%	-8%					-5%	-4%	-4%	-4%	-0,02%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-38%	-36%	-36%	-38%					-16%	-6%	-3%	-12%	1,12%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-24%	-23%	-26%					-14%	-10%	-8%	-13%	0,35%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-9%	-9%	-10%					-6%	-5%	-4%	-6%	0,01%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-66%	-69%	-68%	-67%					-10%	2%	10%	-5%	1,81%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-50%	-51%	-54%	-51%					-19%	-14%	-10%	-17%	1,45%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-19%	-18%	-19%					-11%	-10%	-9%	-10%	0,13%
	S1	0%	0%	0%	0%	-19%	-18%	-17%	-18%					-9%	-7%	-6%	-9%	0,17%
	S2	0%	0%	0%	0%	-26%	-23%	-23%	-25%					-12%	-7%	-5%	-10%	0,44%
	S3	0%	0%	0%	0%	-45%	-46%	-47%	-46%					-13%	-7%	-3%	-11%	1,03%

Tabela 47

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	36.461	6.435	42.897	14.104	20.540	8.858	65.860	2,48%	0,44%	2,91%	0,96%	1,39%	0,60%	4,47%
	S1A 10% Máximo	36.734	4.486	41.221	11.548	16.034	5.732	58.500	3,10%	0,38%	3,47%	0,97%	1,35%	0,48%	4,93%
	S1B 10% Médio	36.635	4.888	41.524	10.974	15.862	6.695	59.193	2,83%	0,38%	3,21%	0,85%	1,23%	0,52%	4,58%
	S1C 10% Mínimo	36.517	5.831	42.347	12.563	18.393	8.105	63.016	2,58%	0,41%	2,99%	0,89%	1,30%	0,57%	4,45%
	S2A 20% Máximo	36.869	4.099	40.968	11.935	16.034	4.760	57.663	3,57%	0,40%	3,97%	1,16%	1,55%	0,46%	5,59%
	S2B 20% Médio	36.721	4.323	41.044	10.623	14.946	5.848	57.515	3,08%	0,36%	3,44%	0,89%	1,25%	0,49%	4,82%
	S2C 20% Mínimo	36.544	5.535	42.079	12.248	17.783	7.751	62.078	2,64%	0,40%	3,04%	0,88%	1,28%	0,56%	4,48%
	S3A 50% Máximo	37.313	5.487	42.800	15.115	20.602	4.479	62.395	3,76%	0,55%	4,31%	1,52%	2,08%	0,45%	6,29%
	S3B 50% Médio	37.006	3.751	40.756	9.899	13.650	4.162	54.817	4,00%	0,41%	4,40%	1,07%	1,47%	0,45%	5,92%
	S3C 50% Mínimo	36.636	4.817	41.453	11.022	15.838	6.656	59.130	2,85%	0,37%	3,23%	0,86%	1,23%	0,52%	4,60%
	S1	36.629	5.068	41.697	11.695	16.763	6.844	60.236	2,82%	0,39%	3,21%	0,90%	1,29%	0,53%	4,64%
	S2	36.711	4.652	41.364	11.602	16.255	6.120	59.085	3,05%	0,39%	3,44%	0,96%	1,35%	0,51%	4,91%
S3	36.985	4.685	41.670	12.012	16.697	5.099	58.781	3,46%	0,44%	3,90%	1,12%	1,56%	0,48%	5,50%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	1%	-30%	-4%	-18%	-22%	-35%	-11%	0,62%	-0,06%	0,56%	0,02%	-0,04%	-0,12%	0,46%
	1B 10% Médio	0%	-24%	-3%	-22%	-23%	-24%	-10%	0,36%	-0,06%	0,30%	-0,11%	-0,17%	-0,08%	0,11%
	1C 10% Mínimo	0%	-9%	-1%	-11%	-10%	-9%	-4%	0,10%	-0,03%	0,08%	-0,07%	-0,10%	-0,03%	-0,02%
	2A 20% Máximo	1%	-36%	-4%	-15%	-22%	-46%	-12%	1,10%	-0,04%	1,06%	0,20%	0,16%	-0,14%	1,12%
	2B 20% Médio	1%	-33%	-4%	-25%	-27%	-34%	-13%	0,60%	-0,07%	0,53%	-0,07%	-0,14%	-0,11%	0,35%
	2C 20% Mínimo	0%	-14%	-2%	-13%	-13%	-13%	-6%	0,16%	-0,04%	0,13%	-0,07%	-0,11%	-0,04%	0,01%
	3A 50% Máximo	2%	-15%	0%	7%	0%	-49%	-5%	1,28%	0,12%	1,40%	0,56%	0,68%	-0,15%	1,81%
	3B 50% Médio	1%	-42%	-5%	-30%	-34%	-53%	-17%	1,52%	-0,03%	1,49%	0,11%	0,08%	-0,15%	1,45%
	3C 50% Mínimo	0%	-25%	-3%	-22%	-23%	-25%	-10%	0,37%	-0,06%	0,31%	-0,10%	-0,16%	-0,08%	0,13%
	S1	0%	-21%	-3%	-17%	-18%	-23%	-9%	0,34%	-0,05%	0,30%	-0,06%	-0,10%	-0,07%	0,17%
	S2	1%	-28%	-4%	-18%	-21%	-31%	-10%	0,58%	-0,05%	0,53%	0,01%	-0,04%	-0,09%	0,44%
S3	1%	-27%	-3%	-15%	-19%	-42%	-11%	0,99%	0,00%	0,99%	0,17%	0,17%	-0,12%	1,03%	

Tabela 48

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	21.463	19.582	18.874	621.533	31.621	23.516	20.195	850.976	-	-	-	-	53.084	43.098	39.069	1.472.510
	S1A 10% Máximo	21.463	19.582	18.874	621.533	22.134	13.927	10.569	565.172	-	-	-	-	43.597	33.509	29.443	1.186.705
	S1B 10% Médio	21.463	19.582	18.874	621.533	25.645	17.487	14.143	671.052	-	-	-	-	47.108	37.069	33.017	1.292.585
	S1C 10% Mínimo	21.463	19.582	18.874	621.533	29.741	21.620	18.292	794.379	-	-	-	-	51.204	41.202	37.165	1.415.912
	S2A 20% Máximo	21.463	19.582	18.874	621.533	16.864	8.585	5.589	408.149	-	-	381	1.905	38.327	28.167	24.843	1.031.588
	S2B 20% Médio	21.463	19.582	18.874	621.533	22.331	14.141	10.785	571.245	-	-	-	-	43.794	33.723	29.659	1.192.778
	S2C 20% Mínimo	21.463	19.582	18.874	621.533	28.701	20.571	17.239	763.067	-	-	-	-	50.163	40.153	36.113	1.384.600
	S3A 50% Máximo	21.463	19.582	18.874	621.533	5.488	2.596	2.095	133.219	5.615	11.082	14.025	237.836	32.566	33.259	34.993	992.588
	S3B 50% Médio	21.463	19.582	18.874	621.533	11.733	5.139	3.577	278.237	9	1.662	3.486	25.915	33.205	26.382	25.936	925.686
	S3C 50% Mínimo	21.463	19.582	18.874	621.533	25.393	17.241	13.898	663.553	-	-	-	-	46.856	36.823	32.771	1.285.086
	S1	21.463	19.582	18.874	621.533	25.840	17.678	14.335	676.867	-	-	-	-	47.303	37.260	33.208	1.298.401
	S2	21.463	19.582	18.874	621.533	22.632	14.433	11.204	580.821	-	-	127	635	44.095	34.014	30.205	1.202.989
	S3	21.463	19.582	18.874	621.533	14.205	8.326	6.523	358.336	1.875	4.248	5.837	87.917	37.542	32.155	31.233	1.067.787
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-41%	-48%	-34%					-18%	-22%	-25%	-19%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-26%	-30%	-21%					-11%	-14%	-15%	-12%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-8%	-9%	-7%					-4%	-4%	-5%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-47%	-63%	-72%	-52%					-28%	-35%	-36%	-30%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-29%	-40%	-47%	-33%					-18%	-22%	-24%	-19%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-13%	-15%	-10%					-6%	-7%	-8%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-83%	-89%	-90%	-84%					-39%	-23%	-10%	-33%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-63%	-78%	-82%	-67%					-37%	-39%	-34%	-37%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-27%	-31%	-22%					-12%	-15%	-16%	-13%
	S1	0%	0%	0%	0%	-18%	-25%	-29%	-20%					-11%	-14%	-15%	-12%
	S2	0%	0%	0%	0%	-28%	-39%	-45%	-32%					-17%	-21%	-23%	-18%
	S3	0%	0%	0%	0%	-55%	-65%	-68%	-58%					-29%	-25%	-20%	-27%

A tabela 48 mostra os fluxos de energia na rede MT nos seguintes períodos:

- Noturno – constante em todas as simulações;
- Diurno com fluxo direto – reduz com aumento do nível de inserção e insolação;
- Diurno com fluxo reverso – aparece no domingo da simulação S2A (20% de inserção e insolação máxima e, também, em todos os dias nas simulações S3A e S3B, inserção de 50% com insolação máxima e média, respectivamente.

O fluxo total na rede MT nos dois sentidos, reduz com inserção da Micro GD em todas as simulações, devido à alta carga diurna original deste alimentador, como se verá adiante, advinda das características do seu mercado.

A tabela 49 a seguir mostra as perdas na rede MT.

Da mesma forma as perdas reduzem no período diurno nas horas com fluxo direto ou positivo - direção da carga, em todas as simulações.

Nas horas diurnas com fluxo reverso também se incorre em perdas. Isto acontece nas simulações S3A e S3B, em todos os dias. Ocorre também, em valores muito baixos, no domingo da simulação S2A.

O percentual de perdas mensal na rede MT reduz em todas as simulações.

Tabela 49

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	111	90	83	3.093	232	130	94	5.765	-	-	-	-	344	220	177	8.858	0,50%	0,68%	0,00%	0,60%
	S1A 10% Máximo	111	90	83	3.093	113	47	29	2.638	-	-	-	-	224	137	111	5.732	0,50%	0,47%	0,00%	0,48%
	S1B 10% Médio	111	90	83	3.093	151	72	47	3.602	-	-	-	-	262	162	129	6.695	0,50%	0,54%	0,00%	0,52%
	S1C 10% Mínimo	111	90	83	3.093	204	109	77	5.012	-	-	-	-	316	199	159	8.105	0,50%	0,63%	0,00%	0,57%
	S2A 20% Máximo	111	90	83	3.093	73	26	15	1.666	-	-	0	1	184	116	98	4.760	0,50%	0,41%	0,05%	0,46%
	S2B 20% Médio	111	90	83	3.093	118	50	31	2.755	-	-	-	-	229	140	113	5.848	0,50%	0,48%	0,00%	0,49%
	S2C 20% Mínimo	111	90	83	3.093	191	100	69	4.657	-	-	-	-	302	190	152	7.751	0,50%	0,61%	0,00%	0,56%
	S3A 50% Máximo	111	90	83	3.093	21	8	6	484	17	45	67	902	149	143	156	4.479	0,50%	0,36%	0,38%	0,45%
	S3B 50% Médio	111	90	83	3.093	45	15	10	1.030	0	2	6	38	156	107	99	4.162	0,50%	0,37%	0,15%	0,45%
	S3C 50% Mínimo	111	90	83	3.093	149	70	46	3.562	-	-	-	-	261	161	128	6.656	0,50%	0,54%	0,00%	0,52%
	S1	111	90	83	3.093	156	76	51	3.751	-	-	-	-	267	166	133	6.844	0,50%	0,54%	0,00%	0,52%
	S2	111	90	83	3.093	127	58	38	3.026	-	-	0	0	239	149	121	6.120	0,50%	0,50%	0,05%	0,50%
	S3	111	90	83	3.093	72	31	21	1.692	6	15	24	314	189	137	128	5.099	0,50%	0,42%	0,36%	0,47%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-51%	-64%	-70%	-54%					-35%	-38%	-37%	-35%	0,00%	-0,21%	0,00%	-0,12%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-35%	-45%	-51%	-38%					-24%	-27%	-27%	-24%	0,00%	-0,14%	0,00%	-0,08%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-16%	-18%	-13%					-8%	-9%	-10%	-9%	0,00%	-0,05%	0,00%	-0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-69%	-80%	-84%	-71%					-46%	-47%	-44%	-46%	0,00%	-0,27%	0,05%	-0,14%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-49%	-61%	-68%	-52%					-33%	-36%	-36%	-34%	0,00%	-0,20%	0,00%	-0,11%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-23%	-27%	-19%					-12%	-14%	-14%	-13%	0,00%	-0,07%	0,00%	-0,04%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-91%	-94%	-94%	-92%					-57%	-35%	-12%	-49%	0,00%	-0,31%	0,38%	-0,15%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-81%	-88%	-89%	-82%					-54%	-51%	-44%	-53%	0,00%	-0,31%	0,15%	-0,15%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-36%	-46%	-51%	-38%					-24%	-27%	-27%	-25%	0,00%	-0,14%	0,00%	-0,08%
	S1	0%	0%	0%	0%	-33%	-42%	-46%	-35%					-22%	-25%	-25%	-23%	0,00%	-0,13%	0,00%	-0,08%
	S2	0%	0%	0%	0%	-45%	-55%	-59%	-48%					-31%	-33%	-32%	-31%	0,00%	-0,18%	0,05%	-0,10%
	S3	0%	0%	0%	0%	-69%	-76%	-78%	-71%					-45%	-38%	-28%	-42%	0,00%	-0,25%	0,36%	-0,13%

Tabela 50

Simulação	ENERGIA CONSUMIDA CLIENTES MT															
	Energia mensal Clientes MT período Noturno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT nos dois sentidos kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Caso Base	2.138	2.027	1.291	59.343	7.921	2.988	1.463	180.674	-	-	-	-	10.059	5.015	2.754	240.016
S1A 10% Máximo	2.138	2.027	1.291	59.343	7.968	3.006	1.472	181.756	-	-	-	-	10.106	5.033	2.763	241.099
S1B 10% Médio	2.138	2.027	1.291	59.343	7.952	2.999	1.469	181.376	-	-	-	-	10.089	5.026	2.760	240.718
S1C 10% Mínimo	2.138	2.027	1.291	59.343	7.931	2.992	1.465	180.902	-	-	-	-	10.069	5.018	2.756	240.245
S2A 20% Máximo	2.138	2.027	1.291	59.343	7.991	2.259	909	175.666	-	755	566	6.607	10.129	5.041	2.767	241.615
S2B 20% Médio	2.138	2.027	1.291	59.343	7.967	3.005	1.471	181.713	-	-	-	-	10.104	5.032	2.762	241.055
S2C 20% Mínimo	2.138	2.027	1.291	59.343	7.936	2.993	1.466	181.012	-	-	-	-	10.074	5.020	2.757	240.355
S3A 50% Máximo	2.138	2.027	1.291	59.343	1.500	424	250	33.374	6.562	2.619	1.239	150.537	10.200	5.069	2.780	243.254
S3B 50% Médio	2.138	2.027	1.291	59.343	3.945	1.148	443	86.853	4.070	1.876	1.037	95.960	10.152	5.051	2.771	242.155
S3C 50% Mínimo	2.138	2.027	1.291	59.343	7.952	3.000	1.469	181.387	-	-	-	-	10.090	5.027	2.760	240.730

A tabela 50 apresenta a energia consumida pelos clientes MT.

A tabela 51 apresenta o fluxo nos transformadores MT/BT no período noturno, no período diurno no sentido da carga e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo total (direto + reverso) reduz em todas as simulações, pois estes transformadores têm carga alta diurna, que evita grandes fluxos reversos.

Na curva de carga somada de todos os transformadores, o fluxo reverso aparece no sábado e domingo da simulação S2A e em todos os dias da simulação S3A. Como era de se esperar, a maior reversão acontece na simulação S3A.

Tabela 51

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	19.214	17.464	17.500	559.097	23.468	20.399	18.638	664.537	-	-	-	-	42.681	37.863	36.138	1.223.635
	S1A 10% Máximo	19.214	17.464	17.500	559.097	14.053	10.874	9.069	380.777	-	-	-	-	33.267	28.339	26.569	939.874
	S1B 10% Médio	19.214	17.464	17.500	559.097	17.543	14.416	12.628	486.074	-	-	-	-	36.756	31.880	30.128	1.045.171
	S1C 10% Mínimo	19.214	17.464	17.500	559.097	21.606	18.520	16.750	608.464	-	-	-	-	40.820	35.984	34.250	1.167.562
	S2A 20% Máximo	19.214	17.464	17.500	559.097	8.800	5.780	4.572	227.761	-	235	856	5.457	28.014	23.480	22.929	792.315
	S2B 20% Médio	19.214	17.464	17.500	559.097	14.247	11.086	9.283	386.778	-	-	-	-	33.460	28.551	26.783	945.875
	S2C 20% Mínimo	19.214	17.464	17.500	559.097	20.574	17.478	15.705	577.397	-	-	-	-	39.788	34.943	33.205	1.136.495
	S3A 50% Máximo	19.214	17.464	17.500	559.097	3.241	2.080	1.824	84.332	11.468	13.661	15.317	374.247	33.922	33.205	34.641	1.017.677
	S3B 50% Médio	19.214	17.464	17.500	559.097	5.622	3.657	3.051	145.981	1.958	3.220	4.457	77.541	26.794	24.341	25.008	782.619
	S3C 50% Mínimo	19.214	17.464	17.500	559.097	17.292	14.171	12.383	478.603	-	-	-	-	36.505	31.636	29.883	1.037.701
	S1	19.214	17.464	17.500	559.097	17.734	14.603	12.816	491.772	-	-	-	-	36.948	32.068	30.316	1.050.869
	S2	19.214	17.464	17.500	559.097	14.540	11.448	9.853	397.312	-	78	285	1.819	33.754	28.991	27.639	958.229
	S3	19.214	17.464	17.500	559.097	8.718	6.636	5.753	236.306	4.475	5.627	6.591	150.596	32.407	29.727	29.844	945.999
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-40%	-47%	-51%	-43%					-22%	-25%	-26%	-23%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-29%	-32%	-27%					-14%	-16%	-17%	-15%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-9%	-10%	-8%					-4%	-5%	-5%	-5%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-63%	-72%	-75%	-66%					-34%	-38%	-37%	-35%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-46%	-50%	-42%					-22%	-25%	-26%	-23%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-14%	-16%	-13%					-7%	-8%	-8%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-90%	-90%	-87%					-21%	-12%	-4%	-17%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-76%	-82%	-84%	-78%					-37%	-36%	-31%	-36%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-26%	-31%	-34%	-28%					-14%	-16%	-17%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-24%	-28%	-31%	-26%					-13%	-15%	-16%	-14%
	S2	0%	0%	0%	0%	-38%	-44%	-47%	-40%					-21%	-23%	-24%	-22%
	S3	0%	0%	0%	0%	-63%	-67%	-69%	-64%					-24%	-21%	-17%	-23%

A tabela a seguir apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

As perdas totais, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na S3A, em que há aumento significativo nos sábados e domingos. Há também um aumento de perdas no domingo da simulação S2A, mas não se traduziu em redução no mês.

O percentual de perdas na baixa tensão cresce devido ao valor constante das Perdas no Ferro.

Tabela 52

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	912	845	842	26.679	1.072	919	858	30.322	-	-	-	-	1.984	1.764	1.699	57.001	4,77%	4,56%	0,00%	4,66%
	S1A 10% Máximo	912	845	842	26.679	833	731	684	23.743	59	108	124	2.346	1.805	1.684	1.649	52.768	4,77%	5,85%	9,41%	5,33%
	S1B 10% Médio	912	845	842	26.679	890	774	730	25.316	9	32	33	502	1.811	1.651	1.605	52.497	4,77%	5,15%	9,98%	4,97%
	S1C 10% Mínimo	912	845	842	26.679	995	861	805	28.228	-	-	1	4	1.907	1.706	1.647	54.910	4,77%	4,64%	68,74%	4,70%
	S2A 20% Máximo	912	845	842	26.679	730	646	594	20.809	135	253	289	5.415	1.778	1.745	1.725	52.903	4,77%	7,26%	8,44%	5,82%
	S2B 20% Médio	912	845	842	26.679	830	744	703	23.846	22	66	73	1.141	1.765	1.655	1.618	51.667	4,77%	5,99%	9,86%	5,33%
	S2C 20% Mínimo	912	845	842	26.679	970	851	798	27.641	-	1	1	7	1.882	1.697	1.640	54.327	4,77%	4,79%	65,13%	4,78%
	S3A 50% Máximo	912	845	842	26.679	418	317	297	11.424	622	711	763	19.813	1.952	1.873	1.901	57.916	4,77%	9,90%	4,89%	5,36%
	S3B 50% Médio	912	845	842	26.679	601	500	428	16.666	221	254	323	7.310	1.735	1.600	1.593	50.656	4,77%	9,00%	6,26%	5,88%
	S3C 50% Mínimo	912	845	842	26.679	909	782	732	25.740	0	1	8	55	1.821	1.629	1.582	52.475	4,77%	5,37%	16,21%	5,05%
	S1	912	845	842	26.679	906	789	739	25.762	23	46	53	951	1.841	1.680	1.634	53.392	4,77%	5,22%	29,37%	5,00%
	S2	912	845	842	26.679	844	747	699	24.099	52	107	121	2.188	1.808	1.699	1.661	52.966	4,77%	6,01%	27,81%	5,31%
	S3	912	845	842	26.679	643	533	486	17.943	281	322	365	9.059	1.836	1.701	1.692	53.682	4,77%	8,09%	9,12%	5,43%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-22%	-20%	-20%	-22%					-9%	-5%	-3%	-7%	0,00%	1,29%	9,41%	0,67%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-17%	-16%	-15%	-17%					-9%	-6%	-6%	-8%	0,00%	0,59%	9,98%	0,32%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-6%	-6%	-7%					-4%	-3%	-3%	-4%	0,00%	0,08%	68,74%	0,04%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-32%	-30%	-31%	-31%					-10%	-1%	2%	-7%	0,00%	2,70%	8,44%	1,16%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-19%	-18%	-21%					-11%	-6%	-5%	-9%	0,00%	1,42%	9,86%	0,67%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-7%	-7%	-9%					-5%	-4%	-3%	-5%	0,00%	0,22%	65,13%	0,12%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-61%	-66%	-65%	-62%					-2%	6%	12%	2%	0,00%	5,34%	4,89%	0,71%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-44%	-46%	-50%	-45%					-13%	-9%	-6%	-11%	0,00%	4,43%	6,26%	1,22%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-15%	-15%	-15%	-15%					-8%	-8%	-7%	-8%	0,00%	0,81%	16,21%	0,40%
	S1	0%	0%	0%	0%	-15%	-14%	-14%	-15%					-7%	-5%	-4%	-6%	0,00%	0,65%	29,37%	0,34%
	S2	0%	0%	0%	0%	-21%	-19%	-19%	-21%					-9%	-4%	-2%	-7%	0,00%	1,45%	27,81%	0,65%
	S3	0%	0%	0%	0%	-40%	-42%	-43%	-41%					-7%	-4%	0%	-6%	0,00%	3,53%	9,12%	0,77%

Tabela 53

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	195	147	144	5.353	337	224	179	8.751	-	-	-	-	532	371	323	14.104	0,96%	1,32%	0,00%	1,15%
	S1A 10% Máximo	195	147	144	5.353	185	109	79	4.634	37	79	84	1.560	417	335	308	11.548	0,96%	1,14%	6,26%	1,17%
	S1B 10% Médio	195	147	144	5.353	211	129	97	5.351	3	20	20	269	409	296	261	10.974	0,96%	1,09%	5,35%	1,04%
	S1C 10% Mínimo	195	147	144	5.353	280	182	141	7.210	-	-	0	0	475	329	285	12.563	0,96%	1,18%	0,07%	1,08%
	S2A 20% Máximo	195	147	144	5.353	152	98	71	3.893	58	146	159	2.688	405	392	374	11.935	0,96%	1,36%	4,19%	1,31%
	S2B 20% Médio	195	147	144	5.353	184	125	93	4.772	5	38	42	497	384	309	280	10.623	0,96%	1,20%	4,30%	1,10%
	S2C 20% Mínimo	195	147	144	5.353	265	179	139	6.892	-	0	0	2	460	326	284	12.248	0,96%	1,19%	22,17%	1,08%
	S3A 50% Máximo	195	147	144	5.353	103	35	28	2.366	229	272	292	7.396	526	454	465	15.115	0,96%	2,05%	1,82%	1,40%
	S3B 50% Médio	195	147	144	5.353	132	57	39	3.123	41	56	65	1.423	368	260	248	9.899	0,96%	1,69%	1,22%	1,15%
	S3C 50% Mínimo	195	147	144	5.353	227	130	96	5.665	0	0	0	3	421	278	241	11.022	0,96%	1,18%	0,80%	1,06%
	S1	195	147	144	5.353	225	140	106	5.731	14	33	35	610	434	320	285	11.695	0,96%	1,14%	3,89%	1,09%
	S2	195	147	144	5.353	200	134	101	5.186	21	61	67	1.063	416	343	312	11.602	0,96%	1,25%	10,22%	1,16%
	S3	195	147	144	5.353	154	74	55	3.718	90	109	119	2.941	438	330	318	12.012	0,96%	1,64%	1,28%	1,20%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-45%	-51%	-56%	-47%					-22%	-10%	-5%	-18%	0,00%	-0,17%	6,26%	0,01%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-37%	-42%	-46%	-39%					-23%	-20%	-19%	-22%	0,00%	-0,23%	5,35%	-0,11%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-17%	-19%	-21%	-18%					-11%	-11%	-12%	-11%	0,00%	-0,13%	0,07%	-0,08%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-55%	-56%	-60%	-56%					-24%	6%	16%	-15%	0,00%	0,04%	4,19%	0,16%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-45%	-44%	-48%	-45%					-28%	-17%	-13%	-25%	0,00%	-0,12%	4,30%	-0,06%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-21%	-20%	-22%	-21%					-14%	-12%	-12%	-13%	0,00%	-0,12%	22,17%	-0,07%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-70%	-84%	-84%	-73%					-1%	22%	44%	7%	0,00%	0,73%	1,82%	0,25%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-61%	-74%	-78%	-64%					-31%	-30%	-23%	-30%	0,00%	0,37%	1,22%	0,00%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-33%	-42%	-46%	-35%					-21%	-25%	-25%	-22%	0,00%	-0,13%	0,80%	-0,09%
	S1	0%	0%	0%	0%	-33%	-38%	-41%	-35%					-18%	-14%	-12%	-17%	0,00%	-0,18%	3,89%	-0,06%
	S2	0%	0%	0%	0%	-40%	-40%	-43%	-41%					-22%	-8%	-3%	-18%	0,00%	-0,07%	10,22%	0,01%
	S3	0%	0%	0%	0%	-54%	-67%	-70%	-58%					-18%	-11%	-2%	-15%	0,00%	0,32%	1,28%	0,05%

A tabela 53 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na simulação S3A, na qual as perdas crescem no sábado e domingo e, também, no mês.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de não se observar fluxo reverso em todas as simulações na curva de carga somada de todos os transformadores.

Isto se deve ao fato de a perda acontecer em cada circuito individual, com maior ou menor intensidade, conforme o número de microgeradores sorteados para cada circuito, e conforme o local de sua instalação, impondo mais ou menos fluxo reverso nos trechos do circuito. Como o sorteio é aleatório, pode haver circuitos com muitos *prossumidores* e circuitos com nenhum, sendo que o fluxo negativo de um transformador compensa com o fluxo positivo de outro, não aparecendo fluxo reverso na curva somada de todos os transformadores das simulações de menor inserção e insolação.

O percentual de perdas diminui na maioria das simulações, exceto nas simulações de insolação máxima.

A tabela 54 a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas totais dos transformadores, em kWh, reduzem em todas as simulações. Porém há um aumento das perdas no sábado e domingo da simulação S3A.

Como explicado, existe fluxo reverso em todas as simulações e, conseqüentemente, perdas associadas a este carregamento, apesar de serem muito pequenas nas simulações com insolação mínima.

O percentual de perdas no transformador cresce por conta de a Perda no Ferro ser constante e o fluxo passante ter diminuído.

Tabela 54

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	717	698	698	21.326	735	695	679	21.571	-	-	-	-	1.452	1.393	1.376	42.897	3,81%	3,25%	0,00%	3,51%
	S1A 10% Máximo	717	698	698	21.326	649	623	604	19.109	22	28	40	785	1.388	1.349	1.342	41.221	3,81%	4,71%	3,15%	4,16%
	S1B 10% Médio	717	698	698	21.326	679	645	633	19.965	5	12	13	233	1.402	1.355	1.344	41.524	3,81%	4,07%	4,62%	3,94%
	S1C 10% Mínimo	717	698	698	21.326	715	679	664	21.018	-	-	1	4	1.433	1.377	1.362	42.347	3,81%	3,45%	68,67%	3,63%
	S2A 20% Máximo	717	698	698	21.326	578	548	523	16.916	77	107	131	2.726	1.372	1.353	1.351	40.968	3,81%	5,91%	4,25%	4,50%
	S2B 20% Médio	717	698	698	21.326	646	619	610	19.074	17	28	31	644	1.381	1.346	1.339	41.044	3,81%	4,79%	5,57%	4,24%
	S2C 20% Mínimo	717	698	698	21.326	705	672	659	20.749	-	0	1	5	1.422	1.371	1.357	42.079	3,81%	3,59%	42,96%	3,70%
	S3A 50% Máximo	717	698	698	21.326	315	282	269	9.058	393	440	470	12.417	1.426	1.420	1.437	42.800	3,81%	7,85%	3,06%	3,96%
	S3B 50% Médio	717	698	698	21.326	469	443	389	13.544	180	199	258	5.887	1.367	1.340	1.344	40.756	3,81%	7,31%	5,04%	4,73%
	S3C 50% Mínimo	717	698	698	21.326	682	652	636	20.075	0	1	8	52	1.400	1.351	1.341	41.453	3,81%	4,19%	15,41%	3,99%
	S1	717	698	698	21.326	681	649	634	20.031	9	13	18	341	1.408	1.360	1.349	41.697	3,81%	4,08%	25,48%	3,91%
	S2	717	698	698	21.326	643	613	597	18.913	31	45	54	1.125	1.392	1.356	1.349	41.364	3,81%	4,76%	17,59%	4,15%
	S3	717	698	698	21.326	489	459	431	14.226	191	213	245	6.119	1.397	1.370	1.374	41.670	3,81%	6,45%	7,84%	4,23%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-12%	-10%	-11%	-11%					-4%	-3%	-3%	-4%	0,00%	1,46%	3,15%	0,66%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-8%	-7%	-7%	-7%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	0,82%	4,62%	0,43%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-2%	-2%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,21%	68,67%	0,12%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-21%	-23%	-22%					-6%	-3%	-2%	-4%	0,00%	2,66%	4,25%	1,00%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-12%	-11%	-10%	-12%					-5%	-3%	-3%	-4%	0,00%	1,54%	5,57%	0,73%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-3%	-3%	-4%					-2%	-2%	-1%	-2%	0,00%	0,35%	42,96%	0,20%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-57%	-59%	-60%	-58%					-2%	2%	4%	0%	0,00%	4,60%	3,06%	0,46%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-36%	-36%	-43%	-37%					-6%	-4%	-2%	-5%	0,00%	4,07%	5,04%	1,23%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-6%	-6%	-7%					-4%	-3%	-3%	-3%	0,00%	0,95%	15,41%	0,49%
	S1	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-7%	-7%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	0,83%	25,48%	0,40%
	S2	0%	0%	0%	0%	-13%	-12%	-12%	-12%					-4%	-3%	-2%	-4%	0,00%	1,52%	17,59%	0,64%
	S3	0%	0%	0%	0%	-34%	-34%	-36%	-34%					-4%	-2%	0%	-3%	0,00%	3,20%	7,84%	0,72%

Tabela 55

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	94	73	72	2.613	146	100	81	3.822	-	-	-	-	240	173	153	6.435	0,47%	0,58%	0,00%	0,53%
	S1A 10% Máximo	94	73	72	2.613	70	41	30	1.754	3	6	7	119	167	120	109	4.486	0,47%	0,43%	0,48%	0,45%
	S1B 10% Médio	94	73	72	2.613	89	55	41	2.263	0	1	1	12	184	129	115	4.888	0,47%	0,46%	0,24%	0,46%
	S1C 10% Mínimo	94	73	72	2.613	124	82	65	3.217	-	-	0	0	218	155	137	5.831	0,47%	0,53%	0,01%	0,50%
	S2A 20% Máximo	94	73	72	2.613	45	26	20	1.127	7	20	22	359	147	119	114	4.099	0,47%	0,39%	0,56%	0,45%
	S2B 20% Médio	94	73	72	2.613	65	40	30	1.662	0	4	4	48	160	117	107	4.323	0,47%	0,42%	0,42%	0,45%
	S2C 20% Mínimo	94	73	72	2.613	113	75	58	2.922	-	0	0	0	207	148	131	5.535	0,47%	0,51%	0,09%	0,49%
	S3A 50% Máximo	94	73	72	2.613	21	9	7	492	70	89	105	2.382	185	171	185	5.487	0,47%	0,43%	0,59%	0,51%
	S3B 50% Médio	94	73	72	2.613	34	15	12	812	8	14	19	326	136	102	103	3.751	0,47%	0,44%	0,28%	0,44%
	S3C 50% Mínimo	94	73	72	2.613	87	52	39	2.203	0	0	0	0	182	125	112	4.817	0,47%	0,46%	0,08%	0,46%
	S1	94	73	72	2.613	94	59	45	2.411	1	2	3	44	190	135	120	5.068	0,47%	0,47%	0,24%	0,47%
	S2	94	73	72	2.613	74	47	36	1.904	3	8	9	136	171	128	117	4.652	0,47%	0,44%	0,36%	0,46%
	S3	94	73	72	2.613	47	25	20	1.169	26	34	41	902	168	133	133	4.685	0,47%	0,44%	0,32%	0,47%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-52%	-59%	-63%	-54%					-30%	-31%	-29%	-30%	0,00%	-0,14%	0,48%	-0,07%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-45%	-49%	-41%					-24%	-26%	-25%	-24%	0,00%	-0,11%	0,24%	-0,06%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-15%	-18%	-20%	-16%					-9%	-10%	-10%	-9%	0,00%	-0,05%	0,01%	-0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-69%	-74%	-75%	-71%					-39%	-31%	-25%	-36%	0,00%	-0,18%	0,56%	-0,08%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-55%	-60%	-63%	-57%					-33%	-32%	-30%	-33%	0,00%	-0,16%	0,42%	-0,08%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-28%	-24%					-14%	-15%	-15%	-14%	0,00%	-0,07%	0,09%	-0,04%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-91%	-91%	-87%					-23%	-1%	21%	-15%	0,00%	-0,15%	0,59%	-0,02%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-85%	-85%	-79%					-43%	-41%	-33%	-42%	0,00%	-0,14%	0,28%	-0,09%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-40%	-48%	-51%	-42%					-24%	-28%	-27%	-25%	0,00%	-0,12%	0,08%	-0,06%
	S1	0%	0%	0%	0%	-35%	-41%	-44%	-37%					-21%	-22%	-21%	-21%	0,00%	-0,10%	0,24%	-0,05%
	S2	0%	0%	0%	0%	-49%	-53%	-55%	-50%					-29%	-26%	-23%	-28%	0,00%	-0,14%	0,36%	-0,06%
	S3	0%	0%	0%	0%	-68%	-75%	-76%	-69%					-30%	-23%	-13%	-27%	0,00%	-0,13%	0,32%	-0,06%

A tabela 55 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Observa-se que as Perdas no Cobre, em kWh, da simulação S3A – 50% de inserção, em pleno sol, aumentaram no domingo, mas ainda assim, ficaram inferiores no mês.

Nas demais simulações as perdas, em kWh, reduziram com a inserção da microgeração.

Aparece fluxo reverso em praticamente todas as simulações e, conseqüentemente, Perdas no Cobre associadas a esse fluxo, apesar de serem muito pequenas em boa parte das simulações.

O percentual de Perdas no Cobre também reduz em todas as simulações. Percebe-se que o aumento de perdas com fluxo reverso é mais significativo nos circuitos. Como já explicado, isto acontece pelo fato de o fluxo reverso no transformador ser menos intenso que nos trechos dos circuitos mais próximos ao ponto de injeção. À medida que se aproxima dos transformadores a injeção da microgeração vai sendo absorvida pelo demais consumidores, restando somente o saldo no transformador, de menor intensidade.

A tabela a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam, pois o fluxo na rede diminui.

A tabela 57 apresenta a energia consumida ou injetada por todos os consumidores de baixa tensão.

Tabela 56

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	623	625	625	18.712	589	595	598	17.749	-	-	-	-	1.212	1.220	1.223	36.461	3,35%	2,67%	0,00%	2,98%
	S1A 10% Máximo	623	625	625	18.712	579	582	574	17.356	20	22	33	666	1.221	1.229	1.232	36.734	3,35%	4,28%	2,67%	3,71%
	S1B 10% Médio	623	625	625	18.712	590	590	592	17.702	5	11	12	220	1.218	1.226	1.229	36.635	3,35%	3,60%	4,38%	3,47%
	S1C 10% Mínimo	623	625	625	18.712	591	597	599	17.801	-	-	1	4	1.214	1.222	1.225	36.517	3,35%	2,93%	68,66%	3,13%
	S2A 20% Máximo	623	625	625	18.712	533	522	503	15.789	70	87	109	2.368	1.226	1.234	1.237	36.869	3,35%	5,51%	3,69%	4,05%
	S2B 20% Médio	623	625	625	18.712	581	579	580	17.412	17	25	27	596	1.221	1.229	1.232	36.721	3,35%	4,37%	5,15%	3,79%
	S2C 20% Mínimo	623	625	625	18.712	592	597	600	17.827	-	0	1	5	1.215	1.223	1.226	36.544	3,35%	3,09%	42,87%	3,22%
	S3A 50% Máximo	623	625	625	18.712	295	273	261	8.566	323	350	365	10.035	1.241	1.248	1.252	37.313	3,35%	7,42%	2,48%	3,46%
	S3B 50% Médio	623	625	625	18.712	435	428	377	12.732	172	185	239	5.561	1.230	1.238	1.241	37.006	3,35%	6,87%	4,76%	4,30%
	S3C 50% Mínimo	623	625	625	18.712	595	600	596	17.872	0	1	8	52	1.218	1.226	1.229	36.636	3,35%	3,73%	15,33%	3,53%
	S1	623	625	625	18.712	586	590	588	17.619	8	11	15	297	1.218	1.226	1.229	36.629	3,35%	3,60%	25,24%	3,44%
	S2	623	625	625	18.712	569	566	561	17.009	29	37	45	989	1.221	1.228	1.232	36.711	3,35%	4,32%	17,24%	3,69%
	S3	623	625	625	18.712	442	434	411	13.056	165	179	204	5.216	1.230	1.237	1.241	36.985	3,35%	6,01%	7,52%	3,76%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-4%	-2%					1%	1%	1%	1%	0,00%	1,61%	2,67%	0,73%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,93%	4,38%	0,49%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,25%	68,66%	0,15%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-12%	-16%	-11%					1%	1%	1%	1%	0,00%	2,84%	3,69%	1,07%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-1%	-3%	-3%	-2%					1%	1%	1%	1%	0,00%	1,70%	5,15%	0,81%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,42%	42,87%	0,24%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-50%	-54%	-56%	-52%					2%	2%	2%	2%	0,00%	4,75%	2,48%	0,48%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-26%	-28%	-37%	-28%					2%	1%	1%	1%	0,00%	4,20%	4,76%	1,32%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	1%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,06%	15,33%	0,55%
	S1	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-1%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,93%	25,24%	0,46%
	S2	0%	0%	0%	0%	-3%	-5%	-6%	-4%					1%	1%	1%	1%	0,00%	1,65%	17,24%	0,71%
	S3	0%	0%	0%	0%	-25%	-27%	-31%	-26%					1%	1%	1%	1%	0,00%	3,34%	7,52%	0,78%

Tabela 57

Simulações		ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT															
		Carga período Noturno - kWh				Carga período Diurno - kWh				Injeção período Diurno - kWh				Energia total nos circuitos nos dois sentidos - kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	18.302	16.619	16.658	532.418	22.396	19.480	17.780	634.215	-	-	-	-	40.697	36.099	34.439	1.166.634
	S1A 10% Máximo	18.302	16.619	16.658	532.418	13.160	10.035	8.261	354.688	-	-	-	-	31.462	26.655	24.920	887.106
	S1B 10% Médio	18.302	16.619	16.658	532.418	16.644	13.611	11.865	460.256	-	-	-	-	34.945	30.230	28.524	992.674
	S1C 10% Mínimo	18.302	16.619	16.658	532.418	20.611	17.659	15.945	580.233	-	-	-	-	38.912	34.278	32.603	1.112.652
	S2A 20% Máximo	18.302	16.619	16.658	532.418	7.935	5.198	4.080	205.081	-	486	1.248	8.666	26.236	22.303	21.986	746.166
	S2B 20% Médio	18.302	16.619	16.658	532.418	13.394	10.276	8.507	361.790	-	-	-	-	31.695	26.895	25.165	894.209
	S2C 20% Mínimo	18.302	16.619	16.658	532.418	19.604	16.627	14.906	549.749	-	-	-	-	37.906	33.246	31.564	1.082.168
	S3A 50% Máximo	18.302	16.619	16.658	532.418	2.997	1.928	1.677	77.954	12.264	14.536	16.227	399.097	33.562	33.083	34.563	1.009.469
	S3B 50% Médio	18.302	16.619	16.658	532.418	5.184	3.350	2.813	134.492	2.327	3.659	4.970	89.674	25.812	23.628	24.441	756.585
	S3C 50% Mínimo	18.302	16.619	16.658	532.418	16.383	13.388	11.643	452.808	-	-	-	-	34.684	30.007	28.301	985.227
	S1	18.302	16.619	16.658	532.418	16.805	13.768	12.024	465.059	-	-	-	-	35.107	30.387	28.682	997.477
	S2	18.302	16.619	16.658	532.418	13.644	10.700	9.164	372.207	-	162	416	2.889	31.946	27.481	26.239	907.514
	S3	18.302	16.619	16.658	532.418	8.188	6.222	5.378	221.751	4.864	6.065	7.066	162.924	31.353	28.906	29.102	917.093
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-41%	-48%	-54%	-44%					-23%	-26%	-28%	-24%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-26%	-30%	-33%	-27%					-14%	-16%	-17%	-15%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-9%	-10%	-9%					-4%	-5%	-5%	-5%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-65%	-73%	-77%	-68%					-36%	-38%	-36%	-36%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-40%	-47%	-52%	-43%					-22%	-25%	-27%	-23%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-15%	-16%	-13%					-7%	-8%	-8%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-87%	-90%	-91%	-88%					-18%	-8%	0%	-13%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-83%	-84%	-79%					-37%	-35%	-29%	-35%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-27%	-31%	-35%	-29%					-15%	-17%	-18%	-16%
	S1	0%	0%	0%	0%	-25%	-29%	-32%	-27%					-14%	-16%	-17%	-14%
	S2	0%	0%	0%	0%	-39%	-45%	-48%	-41%					-22%	-24%	-24%	-22%
	S3	0%	0%	0%	0%	-63%	-68%	-70%	-65%					-23%	-20%	-15%	-21%

Tabela 58

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	106.257	56.304	17.424	-	179.985	169.278	90.110	28.520	-	287.907
S1B 10% Médio	106.257	56.304	17.424	-	179.985	107.105	57.014	18.045	-	182.163
S1C 10% Mínimo	106.257	56.304	17.424	-	179.985	33.855	18.021	5.704	-	57.580
S2A 20% Máximo	164.601	86.078	28.043	-	278.722	261.996	137.621	46.330	-	445.946
S2B 20% Médio	164.601	86.078	28.043	-	278.722	165.769	87.075	29.313	-	282.157
S2C 20% Mínimo	164.601	86.078	28.043	-	278.722	52.398	27.523	9.266	-	89.186
S3A 50% Máximo	375.753	178.663	39.602	-	594.027	598.555	285.791	63.788	-	948.149
S3B 50% Médio	375.753	178.663	39.602	-	594.027	378.715	180.824	40.359	-	599.908
S3C 50% Mínimo	375.753	178.663	39.602	-	594.027	119.708	57.157	12.757	-	189.624
S1	106.257	56.304	17.424	-	179.985	103.412	55.048	17.423	-	175.883
S2	164.601	86.078	28.043	-	278.722	160.054	84.073	28.303	-	272.430
S3	375.753	178.663	39.602	-	594.027	365.659	174.591	38.968	-	579.227

Tabela 59

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	46.908	32.461	11.804	-	91.173	122.370	57.648	16.716	-	196.735	44%	58%	68%	-	51%
S1B 10% Médio	42.257	30.285	10.578	-	83.120	64.848	26.728	7.467	-	99.043	40%	54%	61%	-	46%
S1C 10% Mínimo	26.324	16.231	4.484	-	47.039	7.531	1.790	1.220	-	10.540	25%	29%	26%	-	26%
S2A 20% Máximo	65.761	49.210	17.850	-	132.821	196.234	88.411	28.479	-	313.124	40%	57%	64%	-	48%
S2B 20% Médio	60.278	45.763	16.004	-	122.045	105.491	41.312	13.309	-	160.112	37%	53%	57%	-	44%
S2C 20% Mínimo	39.637	24.620	6.607	-	70.864	12.760	2.904	2.658	-	18.322	24%	29%	24%	-	25%
S3A 50% Máximo	150.369	100.613	22.470	-	273.454	448.187	185.178	41.318	-	674.694	40%	56%	57%	-	46%
S3B 50% Médio	137.876	92.319	20.602	-	250.800	240.839	88.505	19.758	-	349.109	37%	52%	52%	-	42%
S3C 50% Mínimo	90.029	48.515	11.181	-	149.727	29.678	8.642	1.576	-	39.897	24%	27%	28%	-	25%
S1	38.496	26.326	8.955	-	73.777	64.916	28.722	8.468	-	102.106	36%	47%	51%	-	41%
S2	55.225	39.864	13.487	-	108.577	104.829	44.209	14.816	-	163.853	34%	46%	48%	-	39%
S3	126.091	80.482	18.084	-	224.660	239.568	94.108	20.884	-	354.567	34%	45%	46%	-	38%

As tabelas 58 e 59 apresentam a energia consumida ou injetada pelos clientes com microgeração em cada simulação.

O consumo original dos clientes de cada hipótese de inserção é o mesmo independentemente do nível de insolação.

Como já apontado, nas simulações com insolação média a geração é praticamente igual ao consumo dos clientes. Mas a rigor, há dias com geração mínima, dias com geração média e dias de geração máxima e, na média desses dias, tem-se um fator de carga anual estimado em 20%, mas o fator de carga diário utilizado é de 32%, alterando-se a potência máxima da geração.

O consumo interno, é a energia gerada e consumida durante o dia pelo cliente, e que não transita mais pela rede de distribuição. O consumo interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 40% na classe Residencial, 54% no Comercial e 61% no Industrial. Não existe mercado rural neste alimentador. Em média, nesse nível de inserção tem-se um Consumo Interno de 46%.

A geração que ultrapassa o consumo interno é a energia injetada na rede.

A energia injetada é maior que o fluxo reverso nos trechos do circuito, pois essa injeção vai atendendo às cargas próximas ao seu ponto de conexão. O fluxo reverso é menor ainda no alimentador, principalmente no tronco, pois a energia injetada na rede MT, vinda da baixa tensão, atende os clientes de média tensão, que tem carga maior durante o dia.

As tabelas a seguir apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno, apresenta também a Geração, o Consumo Interno e a Injeção, que ocorrem somente durante o dia, também separados pelos dias da semana.

A Geração é a soma do Consumo Interno com a Injeção, que aumentam conforme o grau de inserção e insolação.

Nessas simulações, a Injeção é igual a Energia Compensada, pois calculou-se a capacidade do gerador para atender exatamente o consumo.

Se fosse aplicada TUSD Perdas aos microgeradores, esta incidiria sobre a Energia Compensada.

O custo ou benefício de responsabilidade desse usuário é a variação das perdas na rede de distribuição ocasionada pela sua inserção.

Assim, o percentual de perdas a ser utilizado para o cálculo de uma eventual tarifa seria o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada.

No caso deste alimentador chegou-se a um benefício – redução de perdas com a inserção da microgeração.

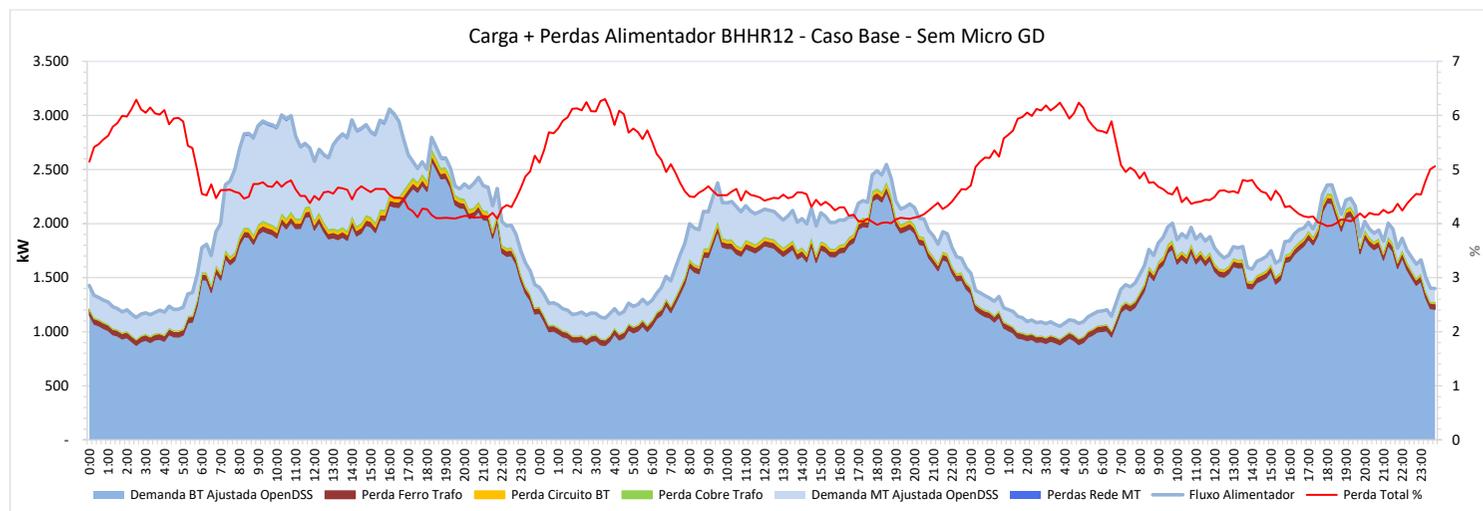
Tabela 60

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	73.705	14.726	14.795	103.226	52.669	11.973	12.117	76.759	191.938	47.985	47.985	287.907
S1B 10% Médio	73.705	14.726	14.795	103.226	52.669	11.973	12.117	76.759	121.442	30.361	30.361	182.163
S1C 10% Mínimo	73.705	14.726	14.795	103.226	52.669	11.973	12.117	76.759	38.387	9.597	9.597	57.580
S2A 20% Máximo	111.065	22.300	20.646	154.011	86.690	19.258	18.763	124.711	297.297	74.324	74.324	445.946
S2B 20% Médio	111.065	22.300	20.646	154.011	86.690	19.258	18.763	124.711	188.104	47.026	47.026	282.157
S2C 20% Mínimo	111.065	22.300	20.646	154.011	86.690	19.258	18.763	124.711	59.458	14.864	14.864	89.186
S3A 50% Máximo	225.248	50.420	45.462	321.130	186.872	42.961	43.064	272.897	632.099	158.025	158.025	948.149
S3B 50% Médio	225.248	50.420	45.462	321.130	186.872	42.961	43.064	272.897	399.939	99.985	99.985	599.908
S3C 50% Mínimo	225.248	50.420	45.462	321.130	186.872	42.961	43.064	272.897	126.416	31.604	31.604	189.624
S1	73.705	14.726	14.795	103.226	52.669	11.973	12.117	76.759	117.256	29.314	29.314	175.883
S2	111.065	22.300	20.646	154.011	86.690	19.258	18.763	124.711	181.620	45.405	45.405	272.430
S3	225.248	50.420	45.462	321.130	186.872	42.961	43.064	272.897	386.151	96.538	96.538	579.227

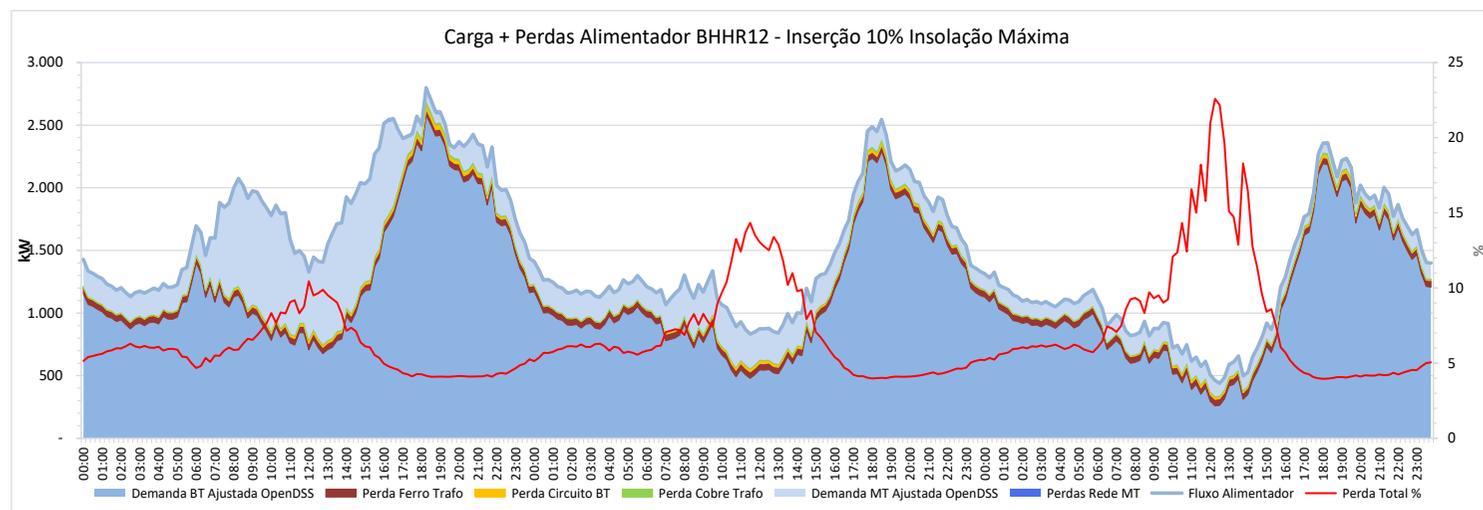
Tabela 61

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	65.275	12.979	12.920	91.173	126.664	35.006	35.065	196.735	(7.360)	-3,74%
S1B 10% Médio	59.393	11.898	11.829	83.120	62.049	18.462	18.532	99.043	(6.667)	-6,73%
S1C 10% Mínimo	32.558	7.233	7.248	47.039	5.828	2.364	2.348	10.540	(2.844)	-26,98%
S2A 20% Máximo	95.865	19.132	17.824	132.821	201.432	55.192	56.500	313.124	(8.196)	-2,62%
S2B 20% Médio	87.838	17.677	16.530	122.045	100.267	29.349	30.496	160.112	(8.345)	-5,21%
S2C 20% Mínimo	49.337	10.909	10.618	70.864	10.121	3.955	4.246	18.322	(3.782)	-20,64%
S3A 50% Máximo	191.469	42.992	38.993	273.454	440.630	115.033	119.032	674.694	(3.465)	-0,51%
S3B 50% Médio	175.215	39.573	36.012	250.800	224.724	60.412	63.973	349.109	(11.042)	-3,16%
S3C 50% Mínimo	102.388	24.248	23.092	149.727	24.028	7.356	8.512	39.897	(6.730)	-16,87%
S1	52.409	10.703	10.666	73.777	64.847	18.611	18.648	102.106	(5.624)	-5,51%
S2	77.680	15.906	14.991	108.577	103.940	29.499	30.414	163.853	(6.774)	-4,13%
S3	156.357	35.604	32.699	224.660	229.794	60.934	63.839	354.567	(7.079)	-2,00%

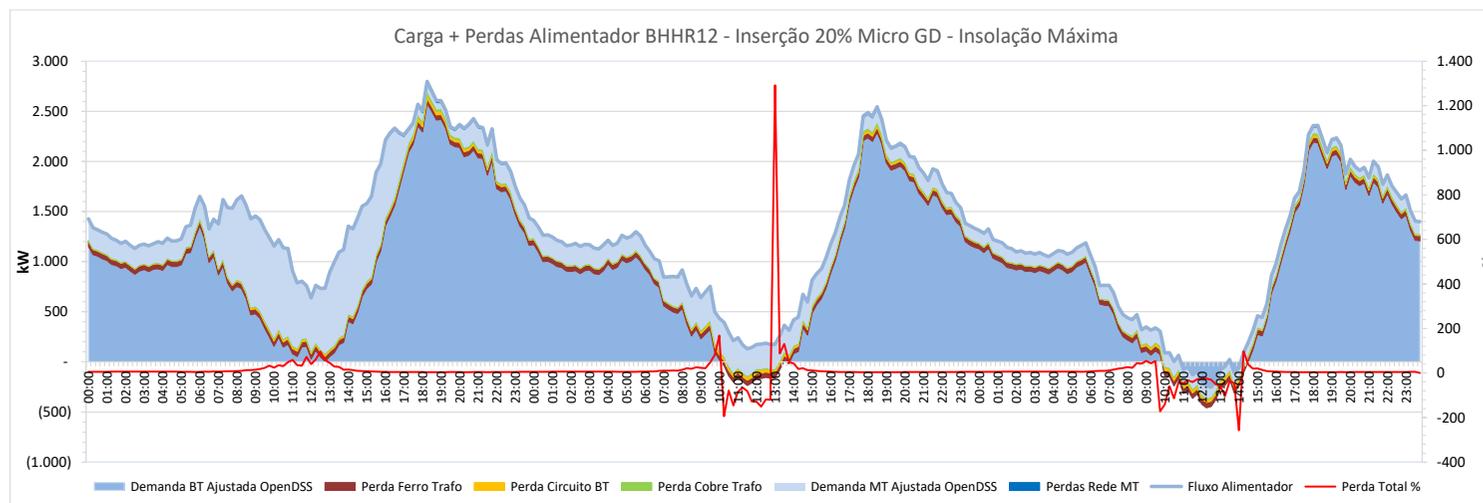
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador BHHR12, com 17% de consumo de clientes de média tensão e 30% de clientes do subgrupo B3, o que explica o maior consumo diurno no dia útil.



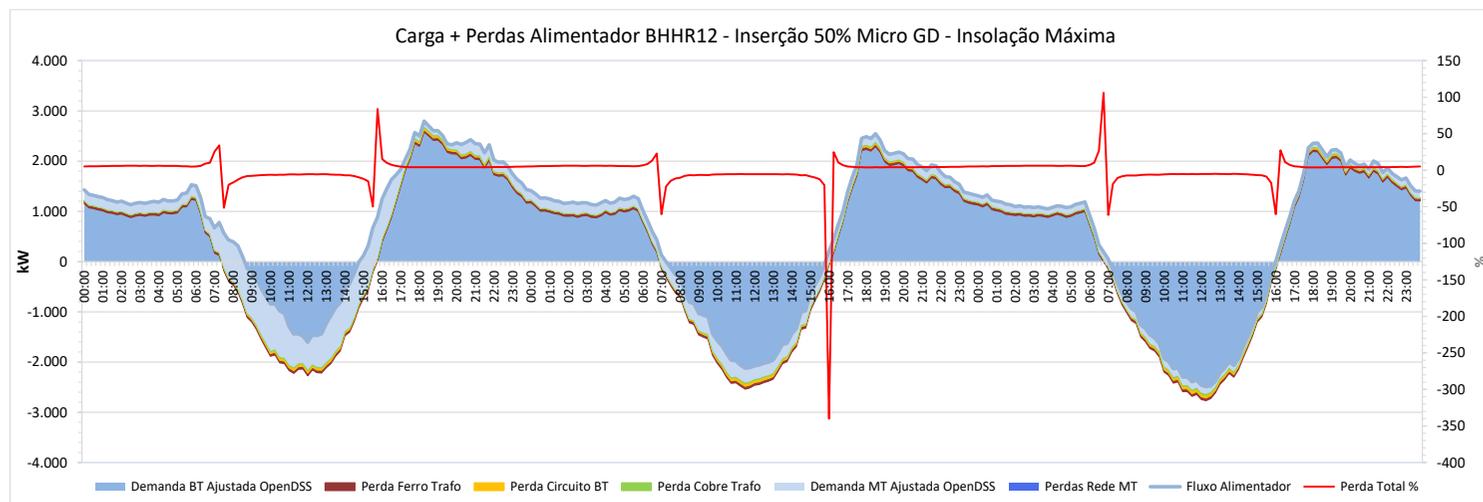
Observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador BHHR12 com 10% de inserção de Micro GD nos dias de pleno sol – simulação S1A. A carga mais baixa se dá no domingo.



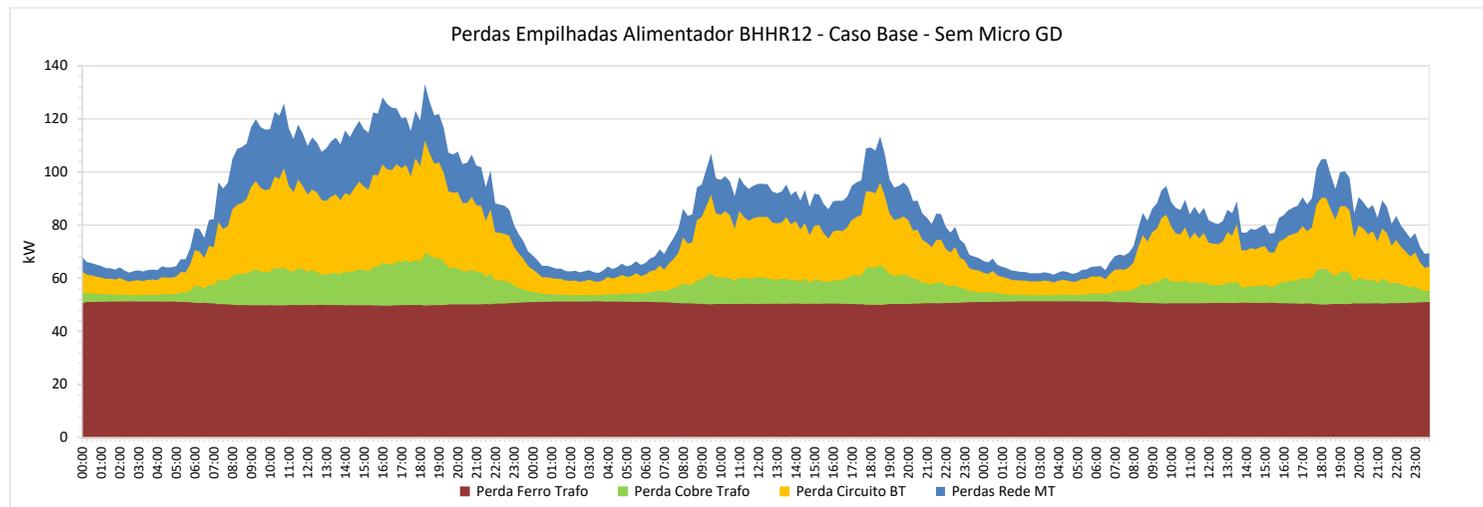
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol a carga da baixa tensão, no entorno do meio dia, aproxima-se de zero no dia útil e fica negativa no sábado e domingo. A carga da rede MT se aproxima de zero no sábado e, também, fica negativa no domingo, quando há pouca carga de clientes MT e B3.



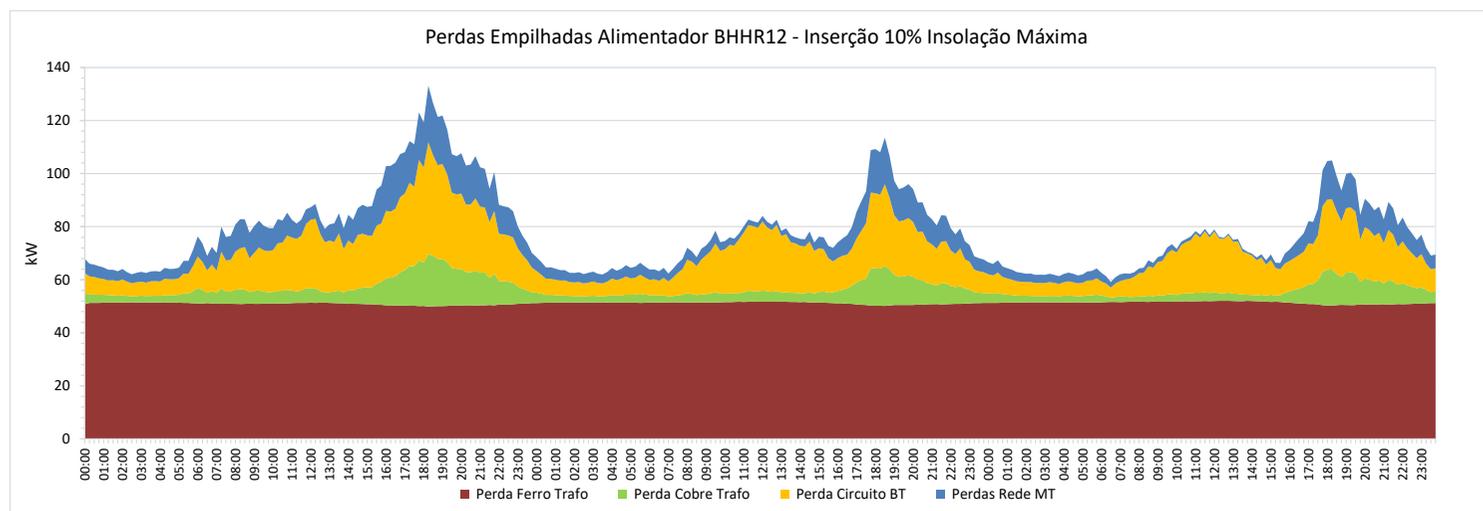
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um grande fluxo reverso, tanto na rede BT quanto na MT no período diurno, intensificado nos sábados e domingos devido a menor demanda de clientes MT e B3, aumentando a carga média e até a carga máxima das redes no domingo.



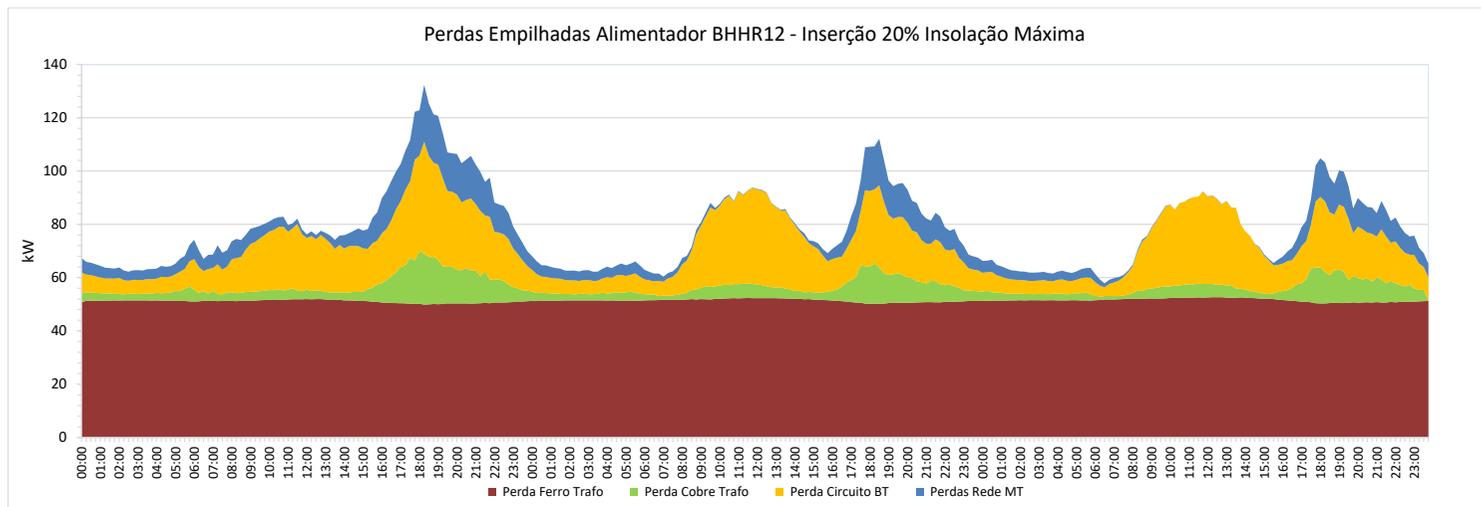
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base: as Perdas no Ferro, as Perdas no Cobre, nos circuitos de BT e na rede MT. Observa-se que as perdas no fio acompanham a carga, inclusive reduzindo no sábado e domingo.



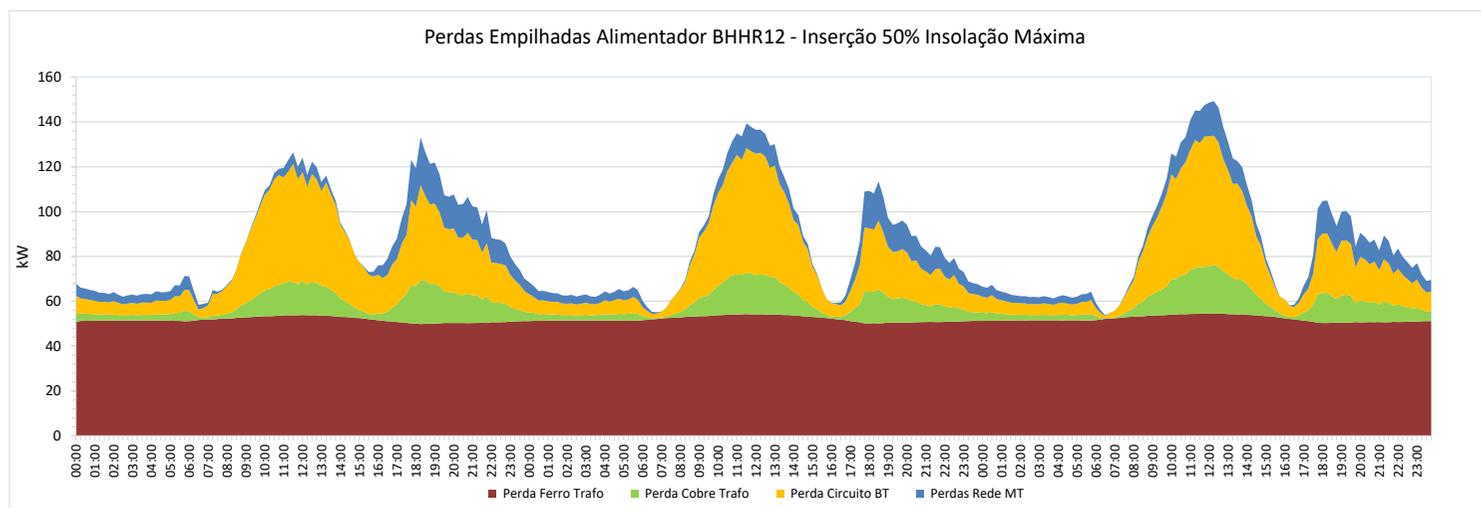
Nesta simulação, há uma grande redução das Perdas no Cobre em todos os dias. Já as perdas nos circuitos reduzem bastante no dia útil e pouco no sábado e domingo, em que as curvas de perdas mudam de comportamento, passando a acompanhar o fluxo reverso dia - formato da GFV, mais concentrado no entorno do meio.



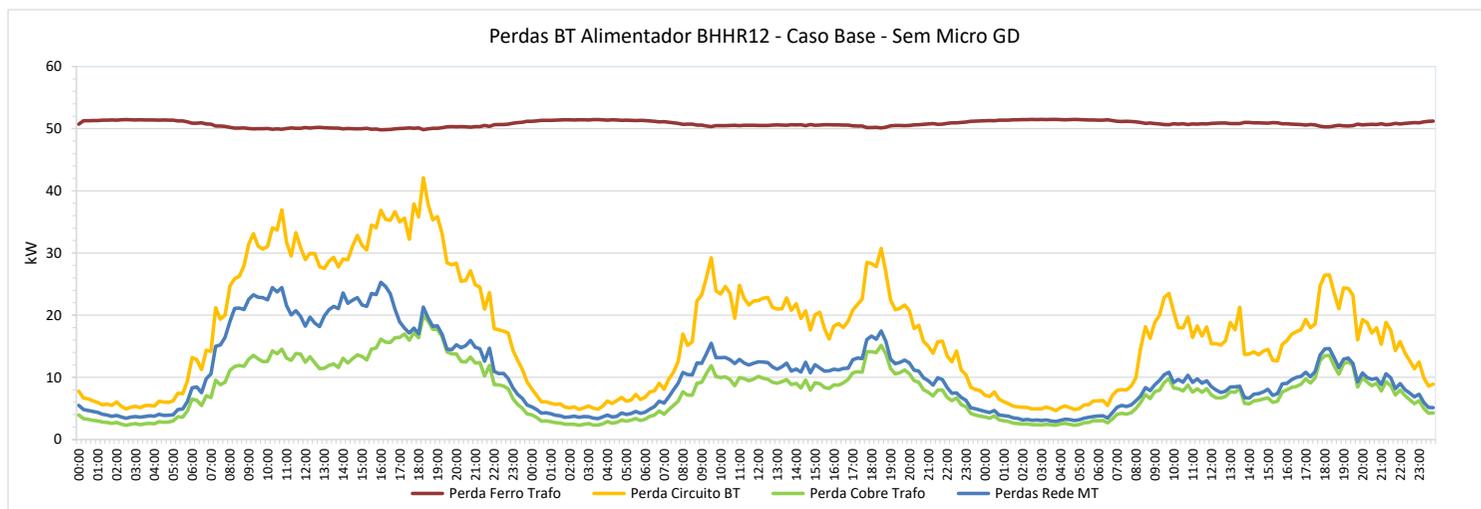
Nesta simulação as Perdas no Cobre alteram pouco. Já as perdas nos circuitos aumentam no sábado e domingo com fluxo reverso e percebe-se alteração no formato das perdas no dia útil, que aumentam por volta do meio dia.



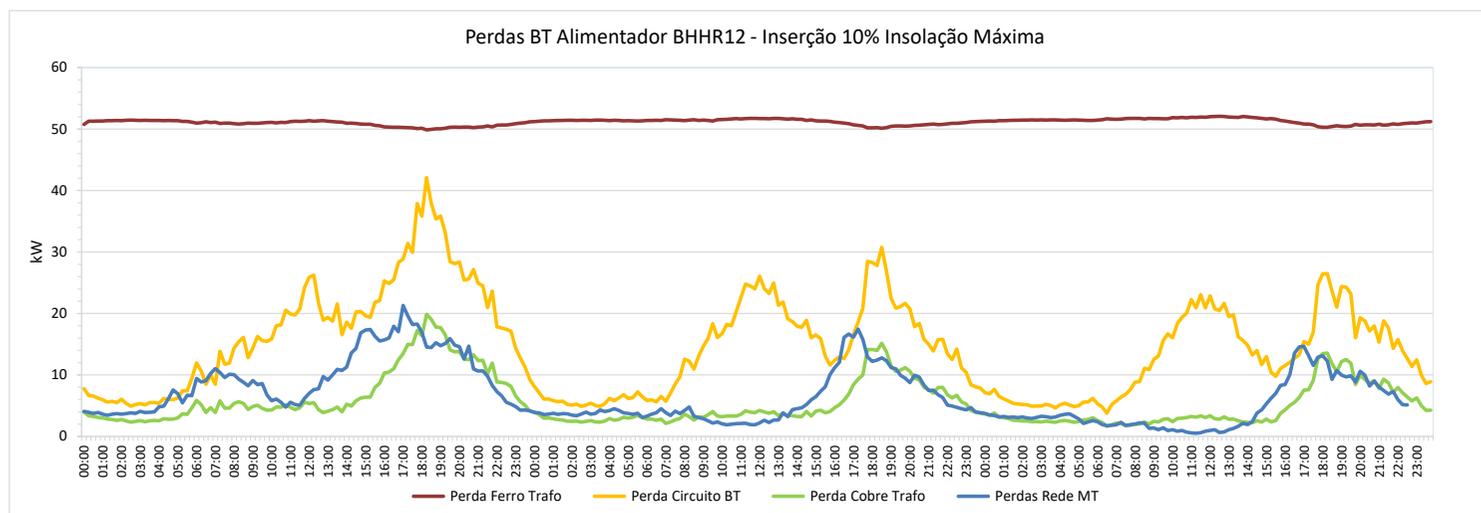
Na simulação S3A, constata-se uma grande inversão de fluxo e aumento do carregamento da rede no período diurno, há um aumento das perdas nos circuitos e no Cobre, que se intensificam no final de semana.



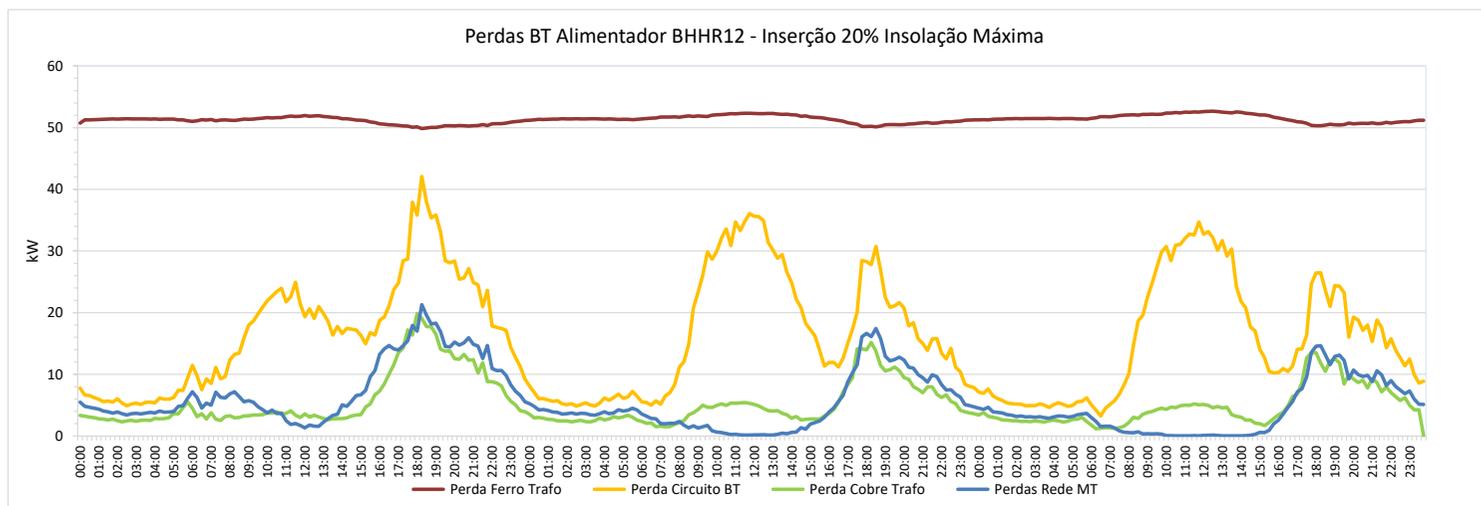
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se com mais clareza como todas as perdas nos fios acompanham a fluxo da rede de cada nível de tensão, sendo, neste alimentador, a perda nos circuitos BT a maior delas.



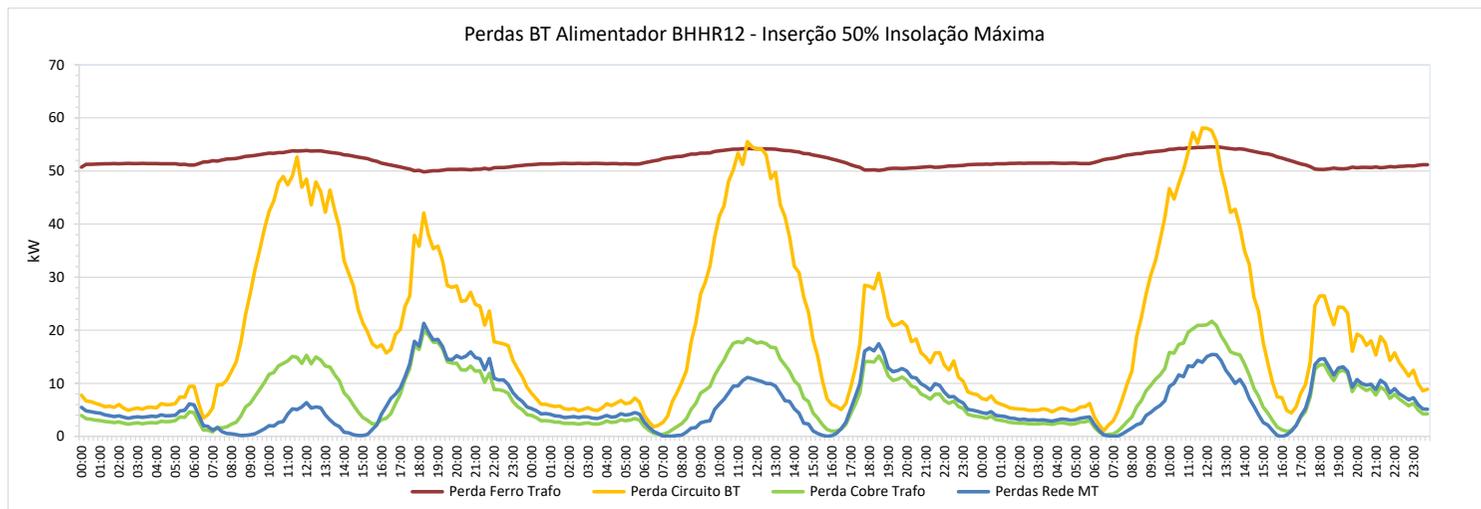
Observa-se novamente como na simulação S1A as perdas diurnas nos circuitos reduzem no dia útil com inserção de 10% de Micro GD na condição de pleno sol, e como essas perdas já aumentam no final de semana por volta do meio dia. As perdas no Cobre reduzem em todos os dias. O mesmo acontece com as perdas na rede MT.



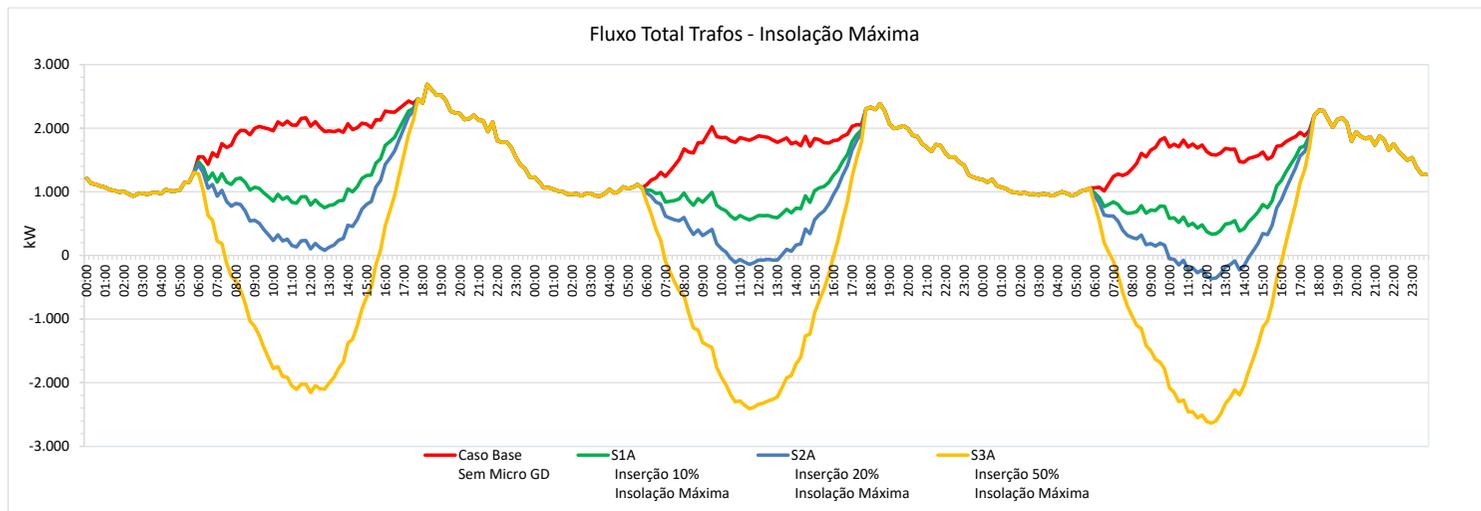
As perdas nos circuitos continuam mais baixas no dia útil, mas crescem no final de semana, quando há mais fluxo reverso. Observa-se um pequeno aumento da Perda no Cobre no sábado e domingo no período diurno. As perdas na rede MT reduzem ainda mais, pois ainda não há fluxo reverso nessas redes.



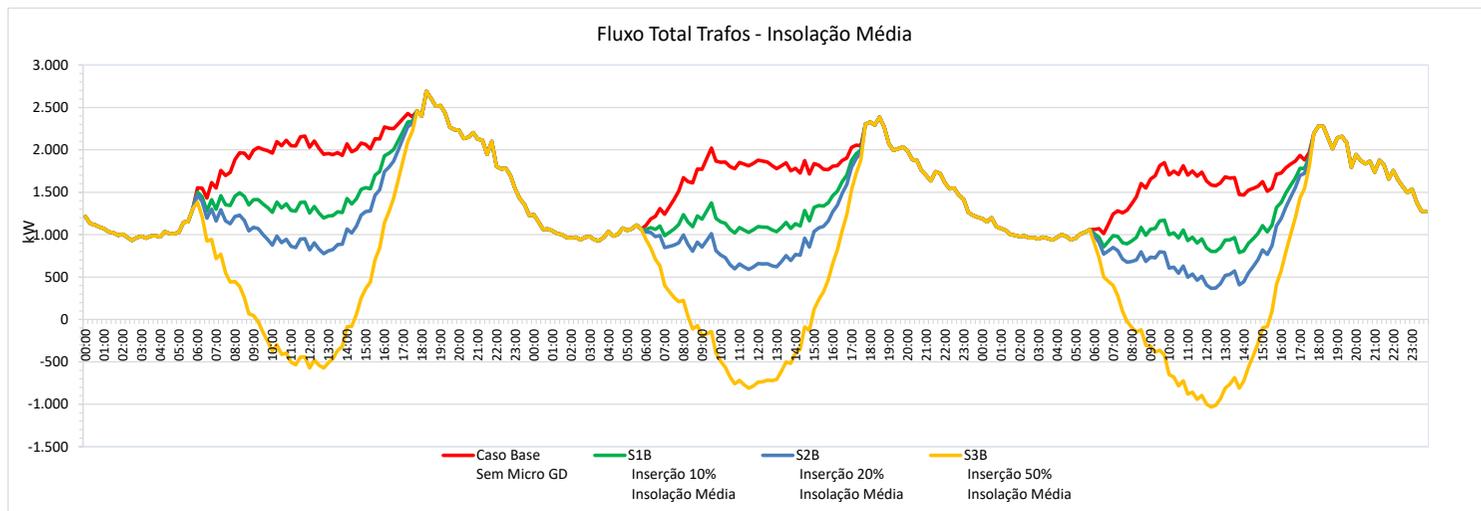
As perdas no período diurno crescem nos dias de insolação máxima, com a inserção de 50% de Micro GD. As perdas crescem mais ainda no final de semana, quando o fluxo reverso é maior, quando a demanda diurna é menor devido à forte presença de clientes MT e B3.



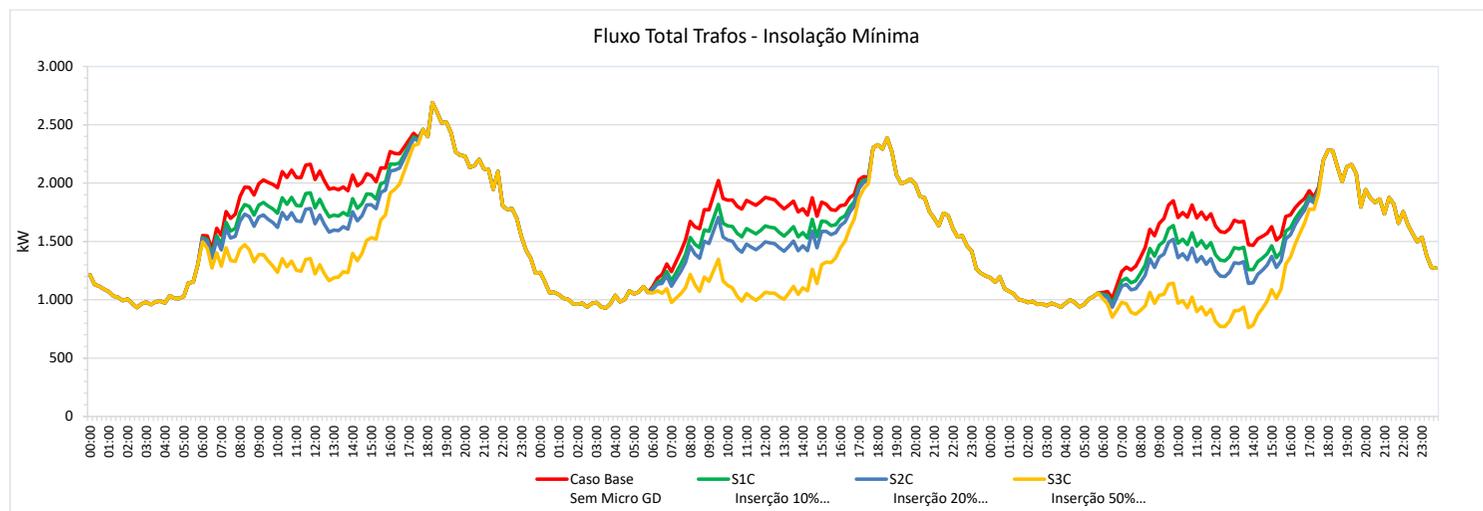
Este gráfico mostra como o fluxo original do trafo e em cada hipótese de inserção na condição de geração máxima. Há significativa redução da carga diurna já com 10% de inserção. Com 20% de inserção aproxima-se de zero no dia útil e reverte o fluxo no final de semana. Grande fluxo reverso com inserção de 50% de microgeração.



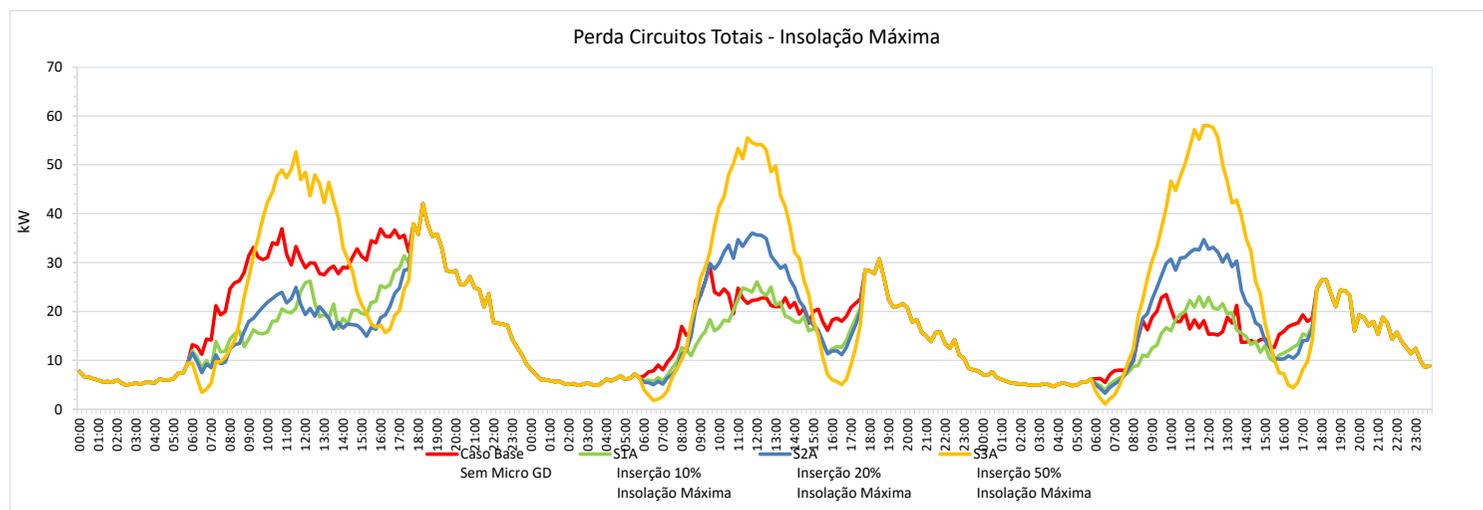
Com a insolação média há evidentemente uma menor redução da carga diurna nas simulações S1B e S2B, e menor fluxo reverso na simulação S3B. Observa-se que tanto na simulação S3A quanto S3B os maiores fluxos reversos acontecem no final de semana.



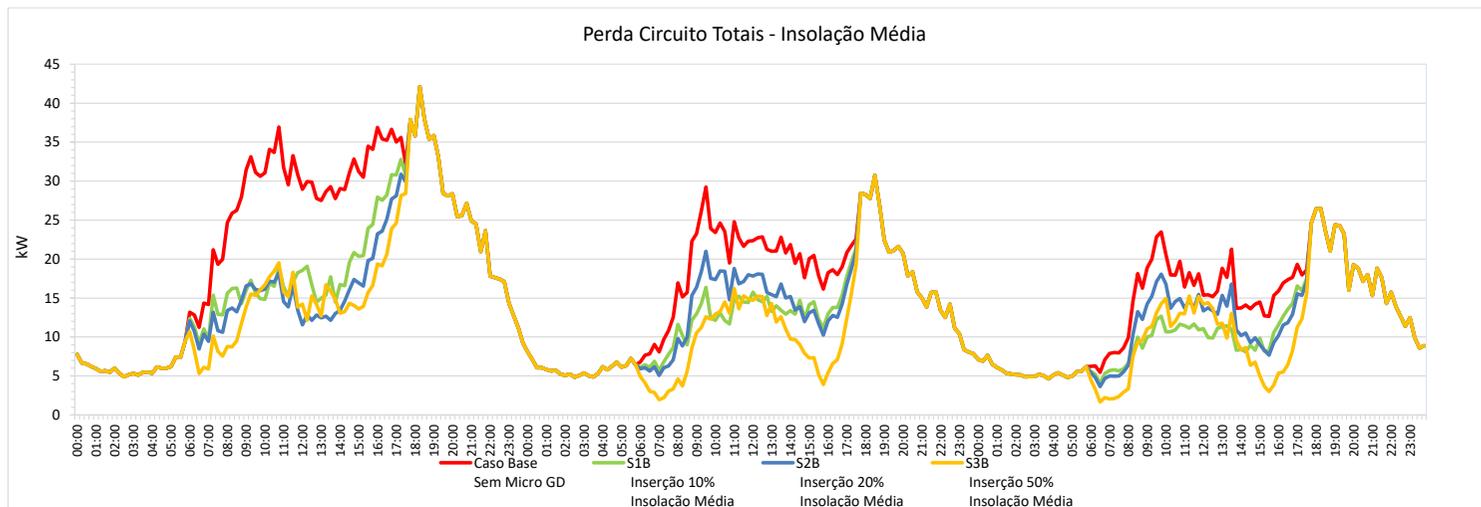
Na condição de geração mínima – dias chuvosos ou nublados, em todas as hipóteses de inserção não há fluxo reverso na rede.



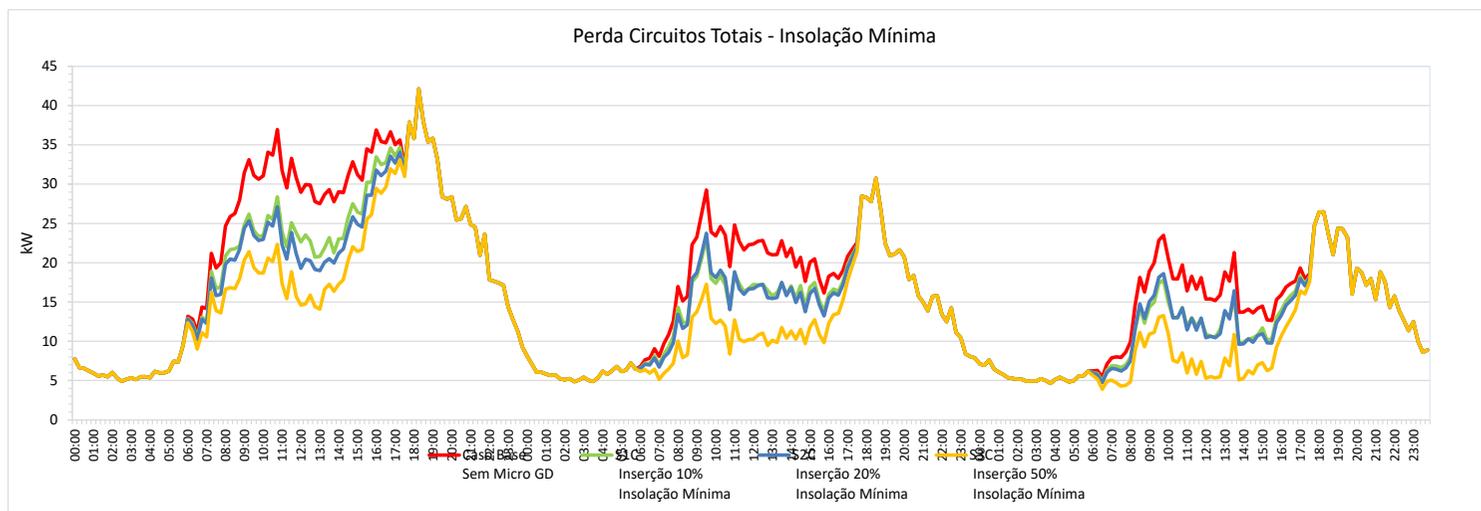
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT em cada simulação com insolação máxima. Observa-se que as perdas diurnas reduzem com 10% e 20% de inserção de Micro GD no dia útil. Com inserção de 50% há um aumento dessas perdas em todos os dias.



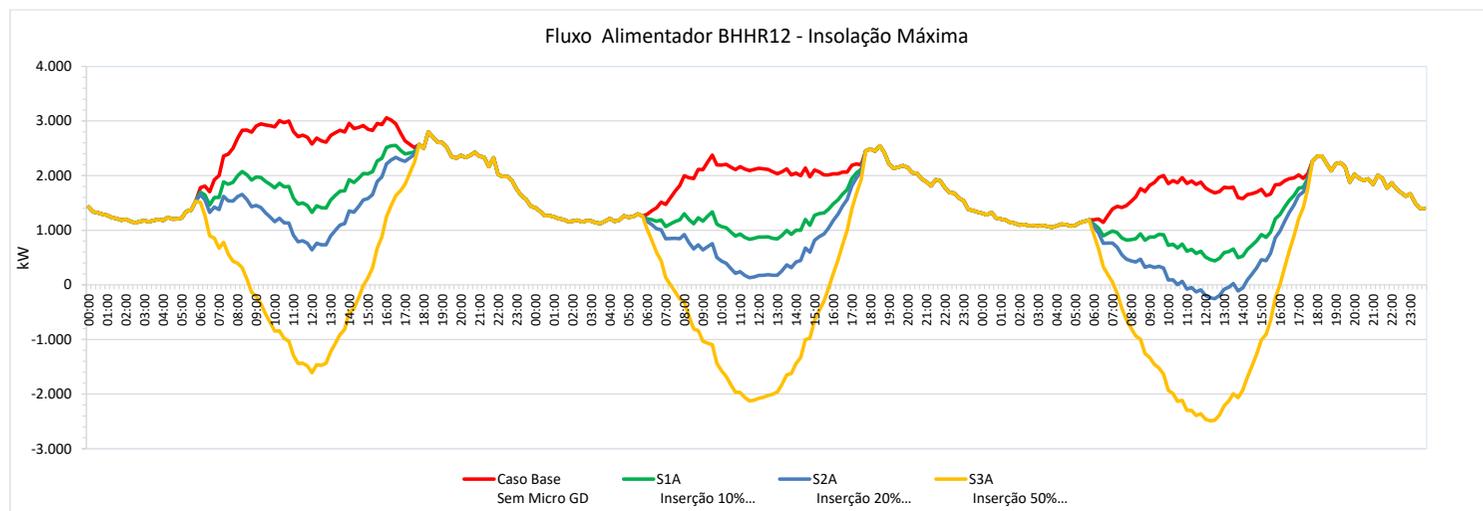
Com insolação média, todas as perdas no dia útil diminuem bastante no dia útil. Nos sábados e domingos a redução é menor. Observa-se uma alteração na curva das perdas no período diurno do sábado e domingo com inserção de 50%, que assume formato da GFV.



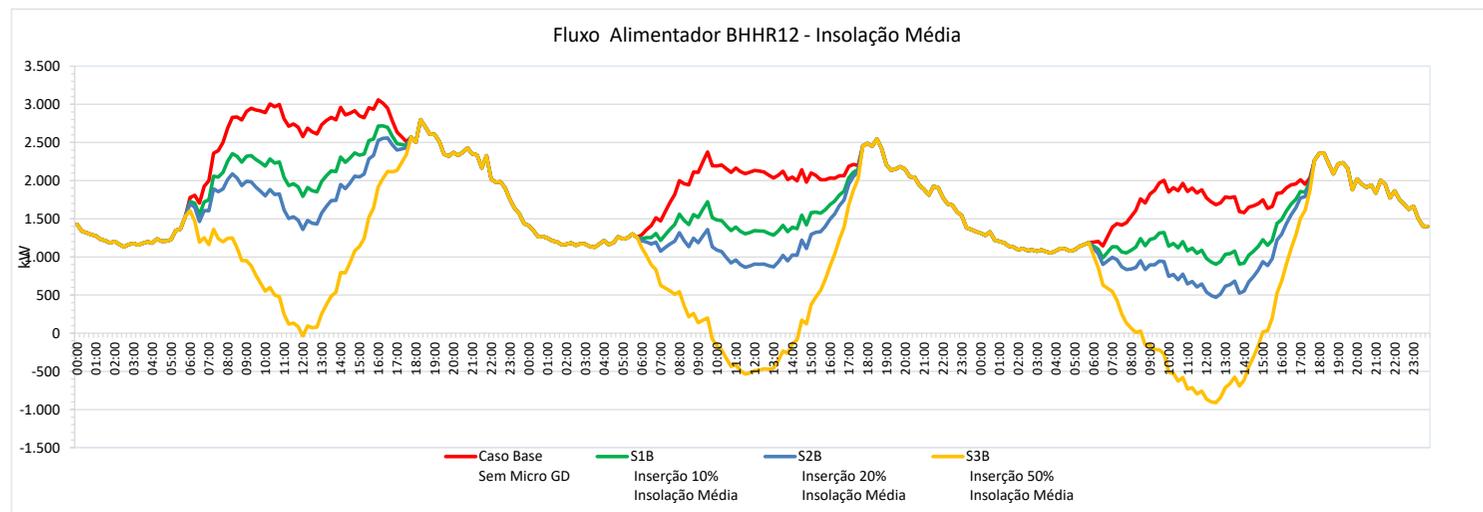
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas hipóteses de inserção, em todos os dias, reduzindo sempre, conforme o nível de adoção da Micro GD.



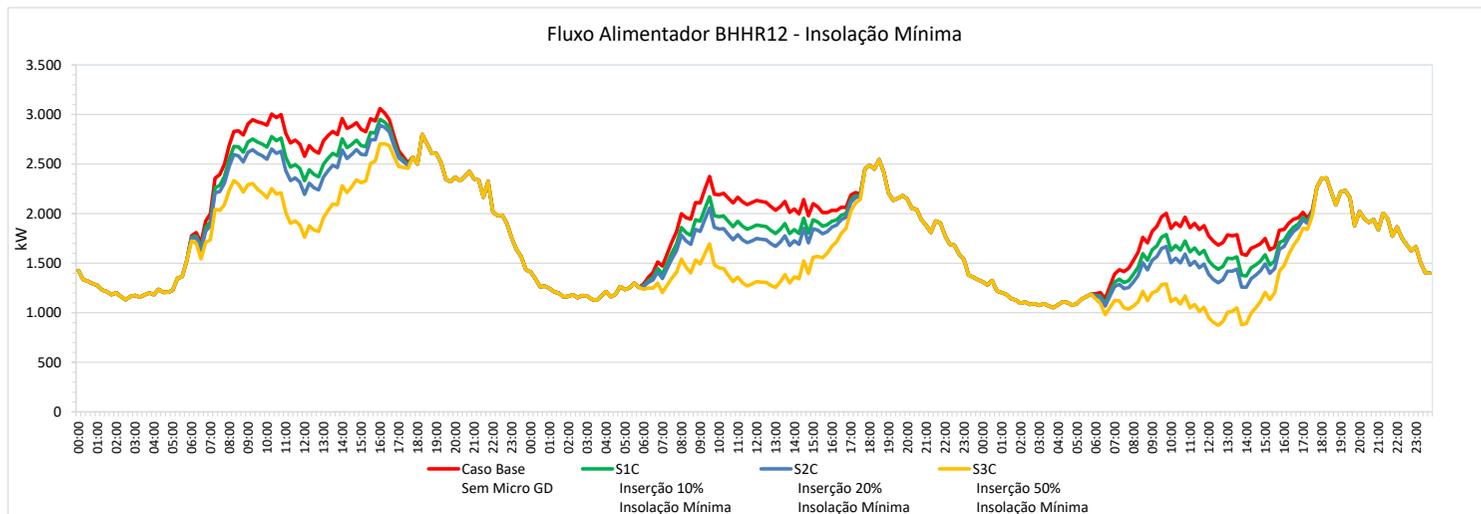
Há grande redução da carga diurna do alimentador com 10% de inserção e insolação máxima. Com inserção de 20%, o fluxo aproxima-se de zero no sábado e inverte no domingo por volta do meio dia. Há uma grande inversão de fluxo em todos os dias com inserção de 50% de microgeração



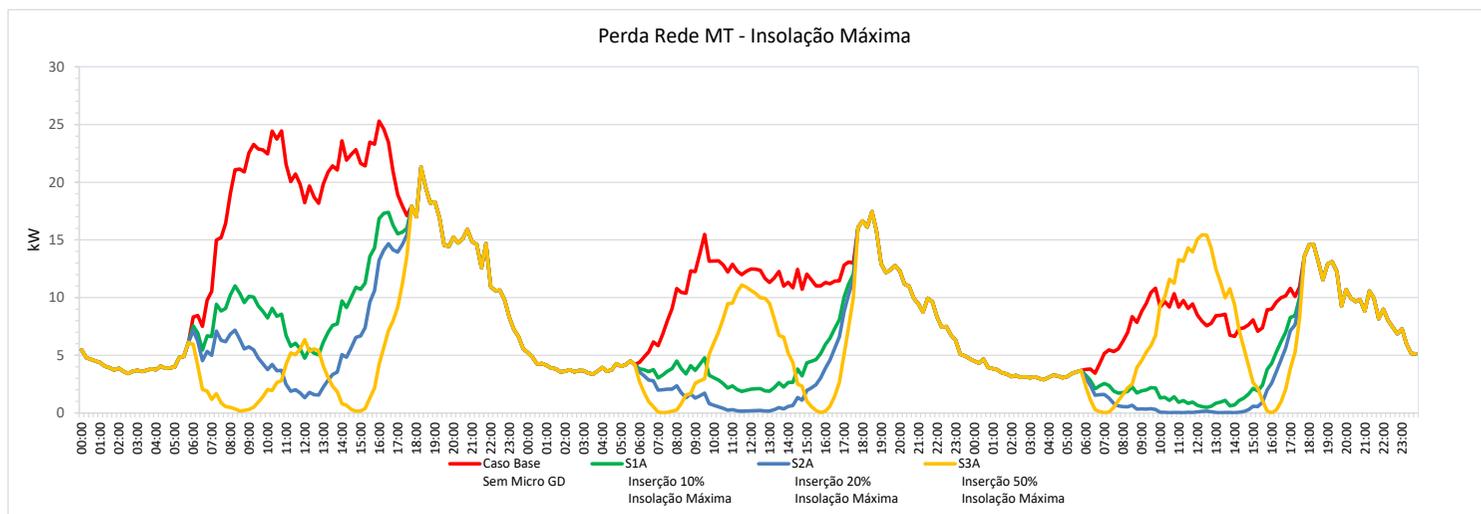
A curva de carga do alimentador com 50% de inserção de Micro GD e insolação média não mostra mais fluxo reverso no dia útil, e é bem menor nos sábados e domingos.



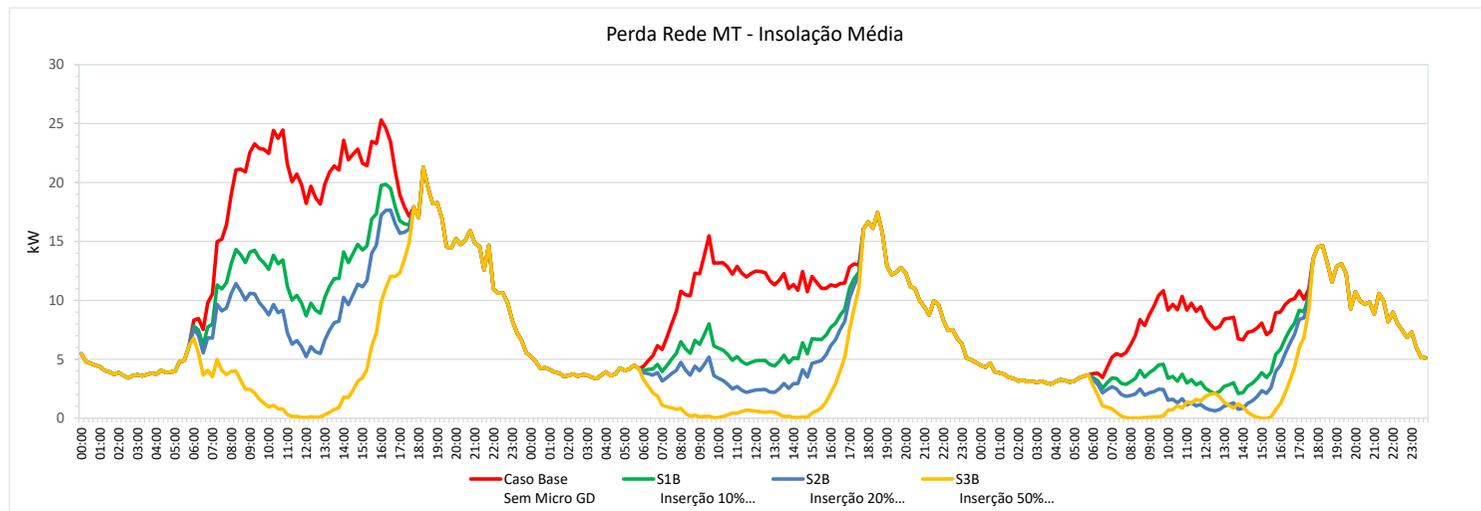
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



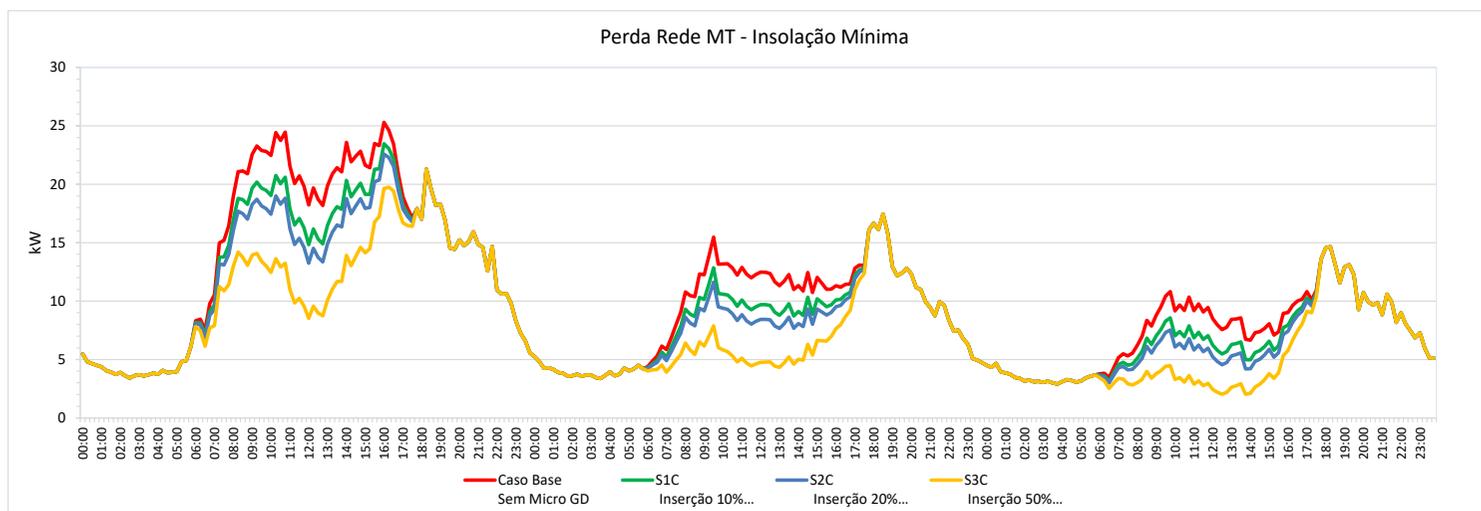
As perdas na rede MT reduzem muito com a inserção da Micro GD no dia útil, mesmo na hipótese de inserção de 50%, porém no domingo há um aumento das perdas por volta de meio dia. Na simulação S3A surgem perdas no fluxo reverso, acompanhando a forma da curva da GFV.



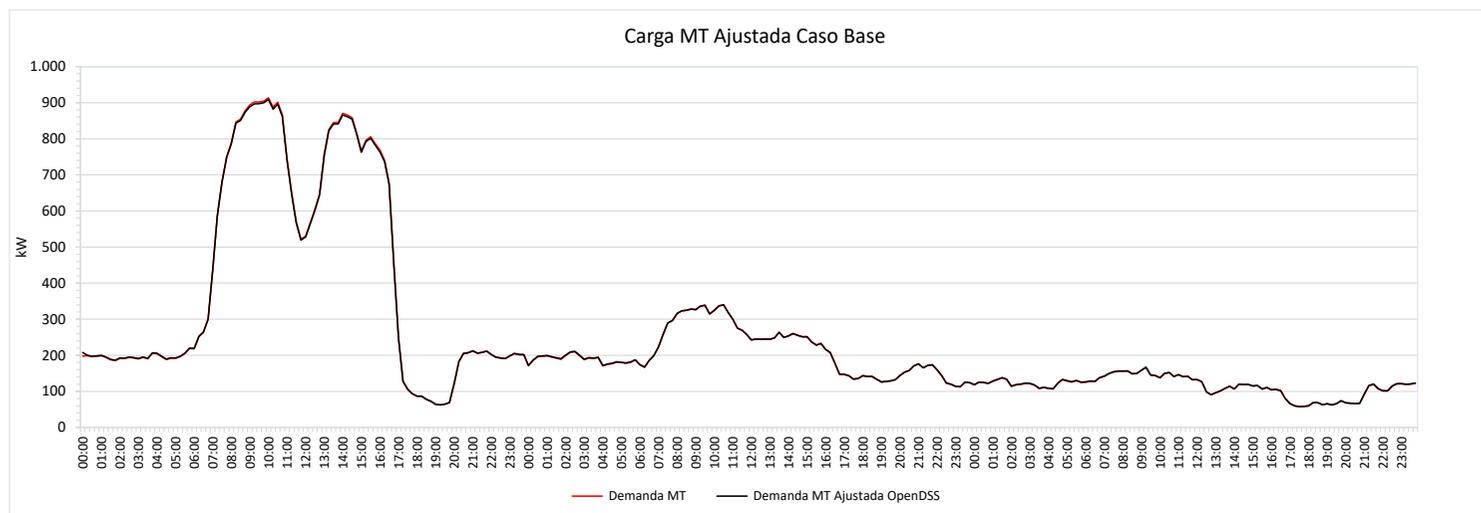
Com insolação média temos as maiores reduções de perdas na inserção de 50%.



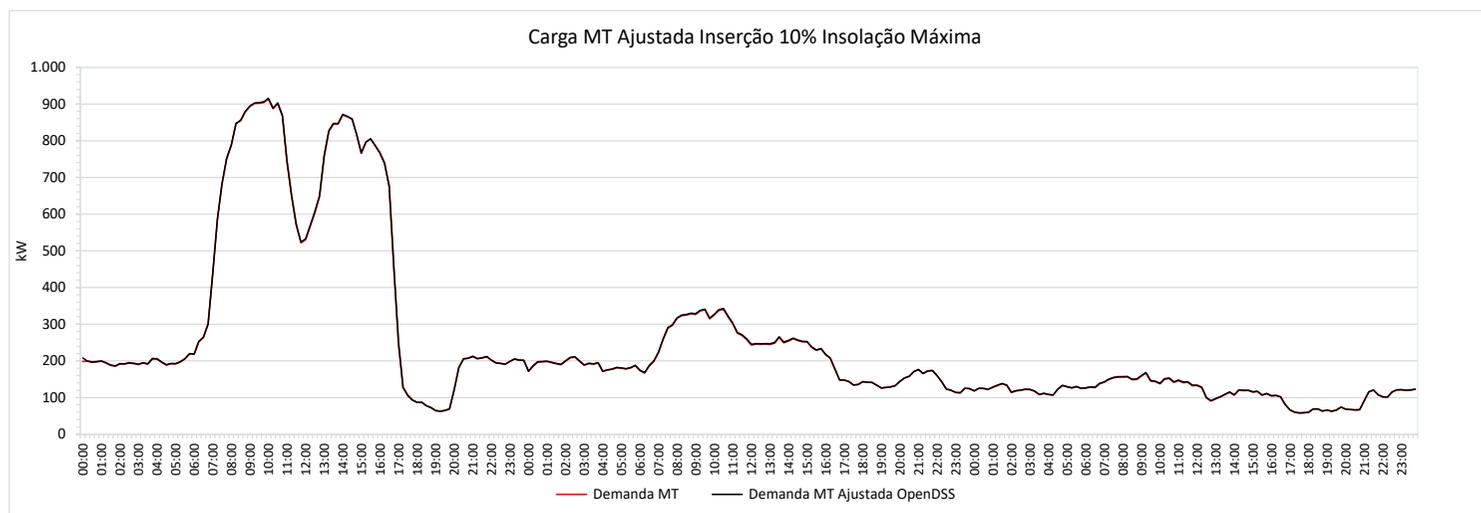
Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.



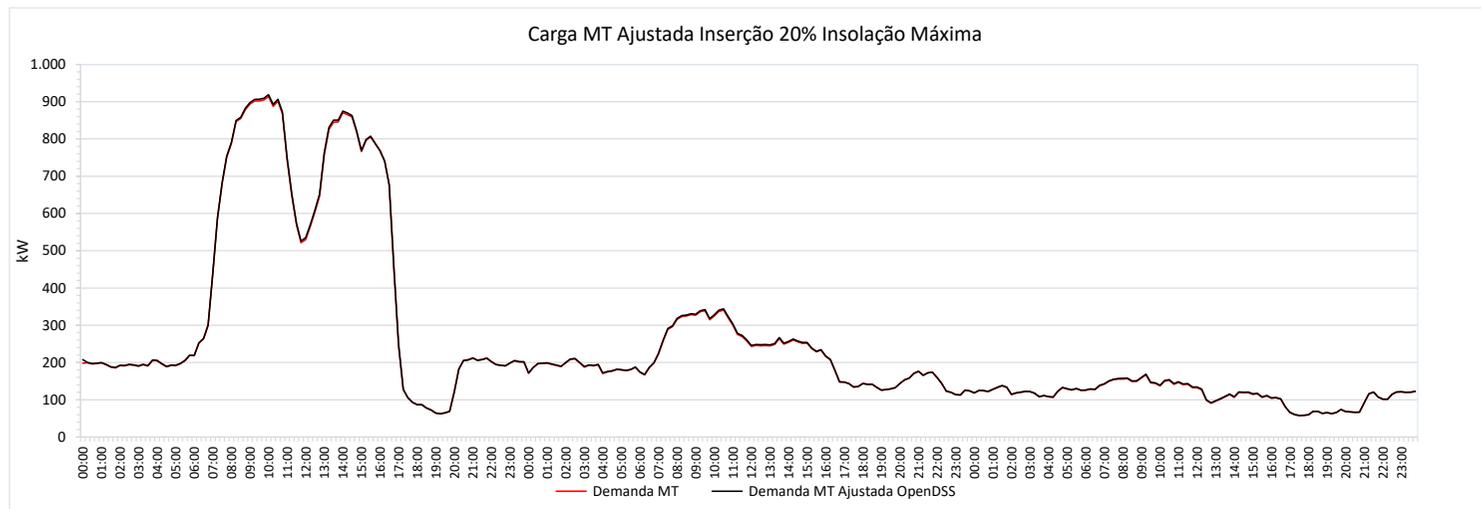
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes MT. No entanto, é um ajuste muito pequeno.



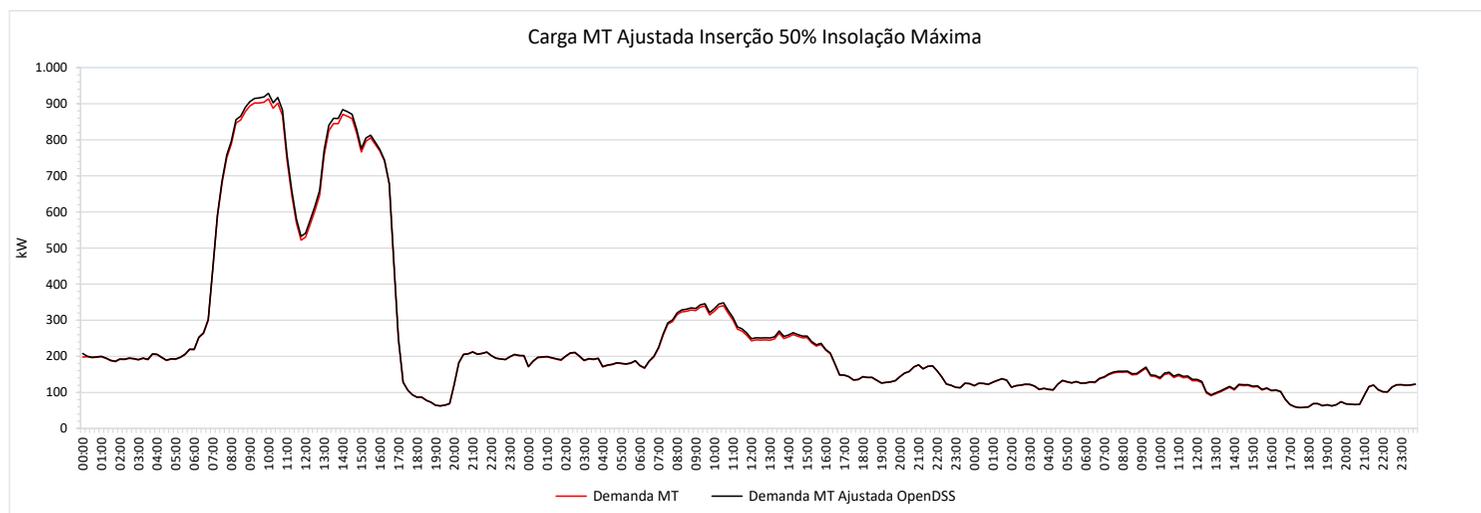
Vale mesmo comentário para simulação S1A.



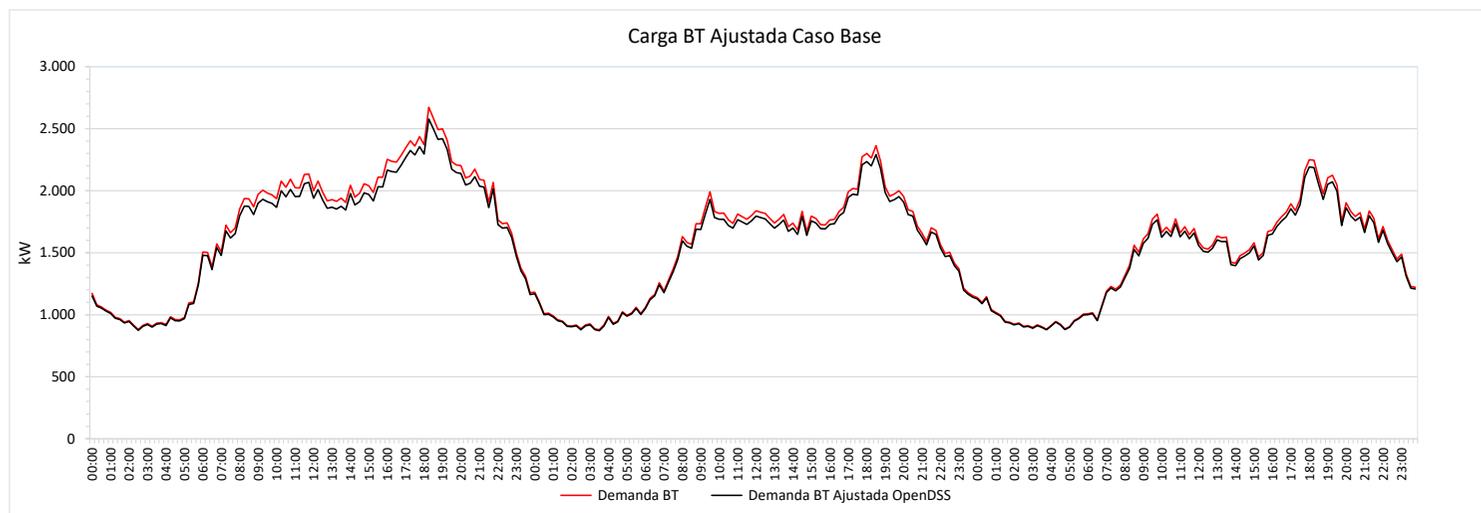
Vale mesmo comentário para simulação S2A.



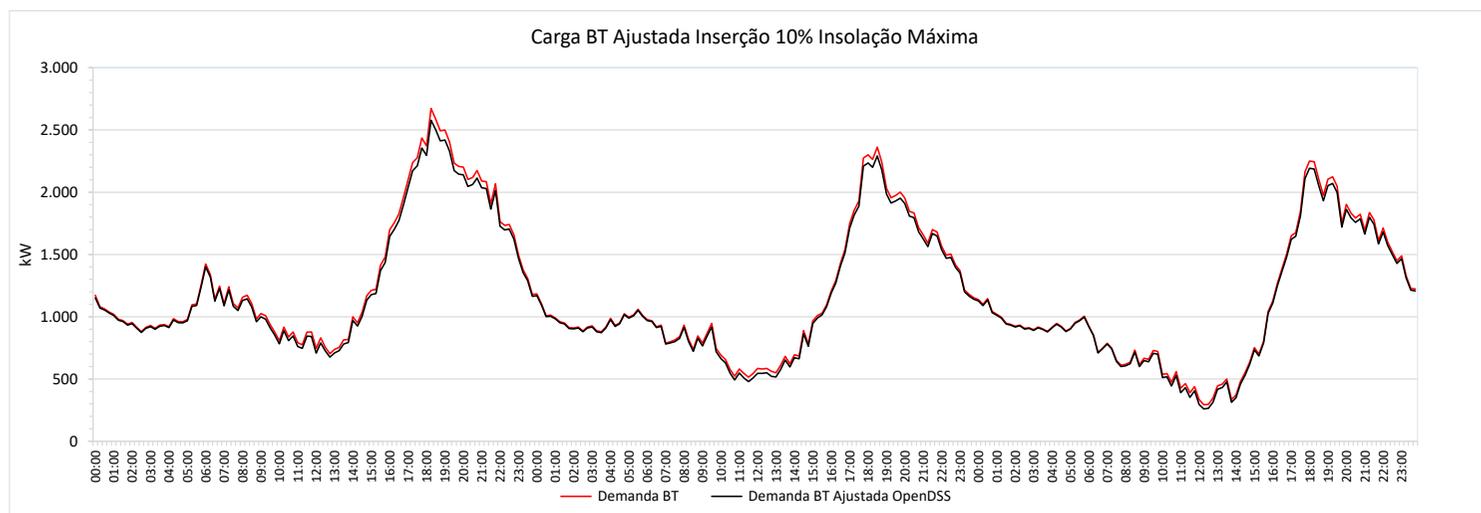
Vale mesmo comentário para simulação S3A.



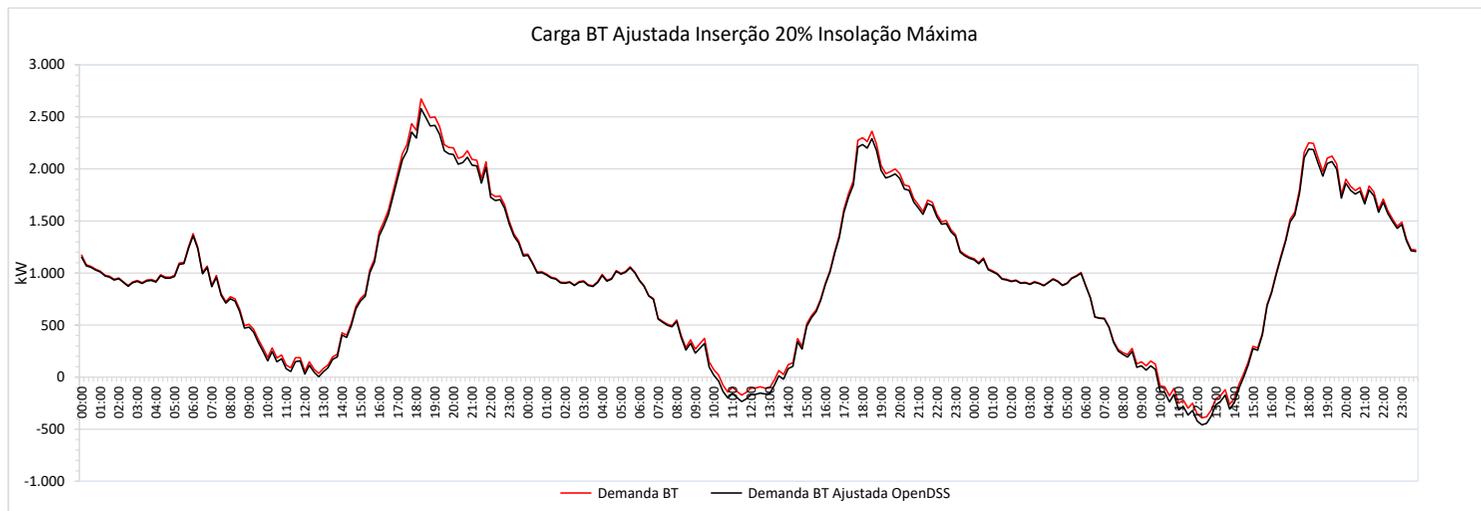
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes BT. É um ajuste maior, mas que não altera significativamente o resultado das perdas.



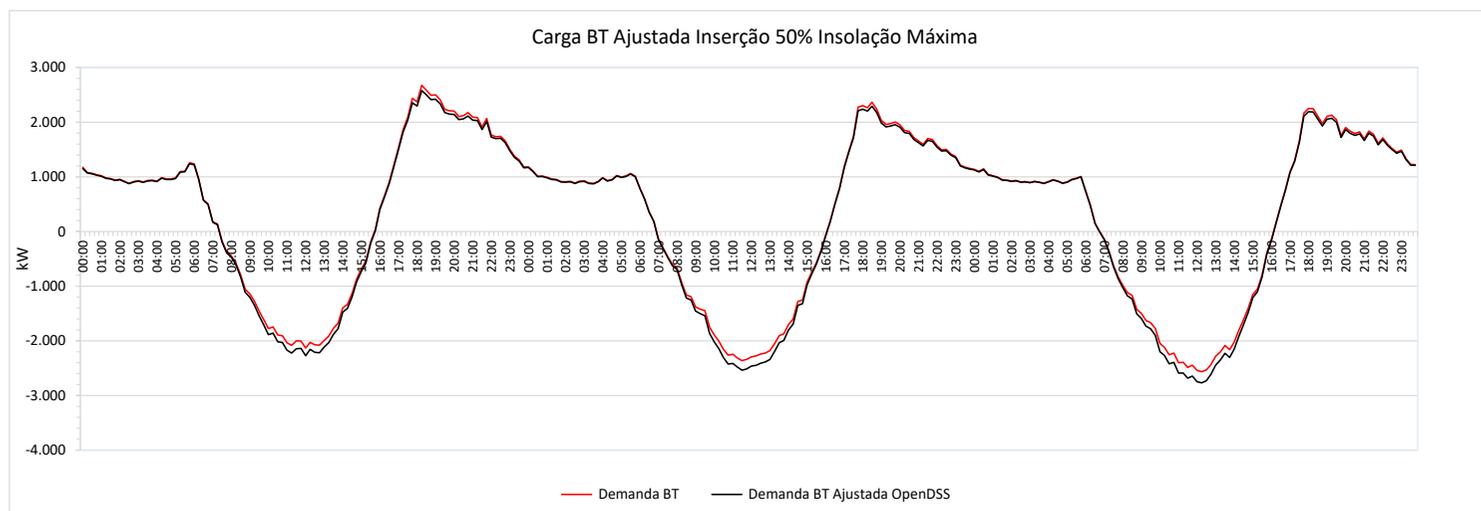
Reitera-se o mesmo comentário para simulação S1A



Reitera-se o mesmo comentário para simulação S2A.



Ajustes um pouco maiores nos momentos de maior fluxo reverso na simulação S3A.



4.4. Alimentador IJAU07

Tabela 62

Alimentador IJAU07					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		MWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	844.134	47%	6.040	81%
	Comercial	232.544	13%	685	9%
	Industrial	46.698	3%	56	1%
	Rural	116.548	6%	615	8%
	IP	9.156	1%	14	0%
	Cientes BT	1.249.080	69%	7.410	100%
	Cientes MT	556.326	31%	13	0%
	Total	1.805.406	100%	7.423	100%

Tabela 63

Alimentador IJAU07	
Extensão Rede BT - km	148
Extensão Rede MT - km	118
Extensão Total - km	266
Resistência Média circuito BT Ohm/km	2,06

Este alimentador atende um mercado misto e tem 148 km de rede BT e 118 km de rede MT. O mercado atendido por este alimentador é 47% residencial, 16% Comercial e Industrial de baixa tensão e 31% de clientes.

A média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 26%, e praticamente não reduz, o que indica que não há postergação de investimentos com a inserção da microgeração. A maior redução do fluxo máximo dos transformadores ocorre na simulação S3A, de 5%. porém não se pode considerar essa redução no planejamento da expansão. Há que se considerar a simulação S1C, redução de 1% da demanda máxima, ou seja, muito pequena.

Tabela 64

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	4.668	-	1.953	-	1.728	1.838	17.965	26%	0%	11%	0%	10%	10%
	S1A 10% Máximo	4.582	390	1.386	181	1.728	1.579	17.965	26%	2%	8%	1%	10%	9%
	S1B 10% Médio	4.599	152	1.548	71	1.728	1.646	17.965	26%	1%	9%	0%	10%	9%
	S1C 10% Mínimo	4.635	16	1.810	5	1.728	1.766	17.965	26%	0%	10%	0%	10%	10%
	S2A 20% Máximo	4.561	1.091	1.189	520	1.728	1.480	17.965	25%	6%	7%	3%	10%	8%
	S2B 20% Médio	4.579	402	1.295	176	1.728	1.510	17.965	25%	2%	7%	1%	10%	8%
	S2C 20% Mínimo	4.625	33	1.707	14	1.728	1.711	17.965	26%	0%	9%	0%	10%	10%
	S3A 50% Máximo	4.447	3.754	1.187	2.027	1.728	1.841	17.965	25%	21%	7%	11%	10%	10%
	S3B 50% Médio	4.483	1.826	1.137	874	1.728	1.435	17.965	25%	10%	6%	5%	10%	8%
	S3C 50% Mínimo	4.576	116	1.427	35	1.728	1.565	17.965	25%	1%	8%	0%	10%	9%
	S1	4.605	186	1.581	85	1.728	1.664	17.965	26%	1%	9%	0%	10%	9%
	S2	4.589	509	1.397	237	1.728	1.567	17.965	26%	3%	8%	1%	10%	9%
	S3	4.502	1.899	1.250	978	1.728	1.614	17.965	25%	11%	7%	5%	10%	9%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-2%		-29%		0%	-14%	0%	0%	2%	-3%	1%	0%	-1%
	1B 10% Médio	-1%		-21%		0%	-10%	0%	0%	1%	-2%	0%	0%	-1%
	1C 10% Mínimo	-1%		-7%		0%	-4%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%
	2A 20% Máximo	-2%		-39%		0%	-19%	0%	-1%	6%	-4%	3%	0%	-2%
	2B 20% Médio	-2%		-34%		0%	-18%	0%	0%	2%	-4%	1%	0%	-2%
	2C 20% Mínimo	-1%		-13%		0%	-7%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	-1%
	3A 50% Máximo	-5%		-39%		0%	0%	0%	-1%	21%	-4%	11%	0%	0%
	3B 50% Médio	-4%		-42%		0%	-22%	0%	-1%	10%	-5%	5%	0%	-2%
	3C 50% Mínimo	-2%		-27%		0%	-15%	0%	-1%	1%	-3%	0%	0%	-2%
	S1	-1%		-19%		0%	-9%	0%	0%	1%	-2%	0%	0%	-1%
	S2	-2%		-28%		0%	-15%	0%	0%	3%	-3%	1%	0%	-2%
	S3	-4%		-36%		0%	-12%	0%	-1%	11%	-4%	5%	0%	-1%

O carregamento médio é de apenas 9%. O baixo carregamento explica as perdas baixas, dando grande peso para a Perda no Ferro dos transformadores. Com este baixo carregamento fica difícil perceber o impacto da GFV, mas constata-se que o fluxo médio reduz 22% na simulação S3A, sendo que, na média das insolações, tem-se uma redução do fluxo médio de 9% com inserção de 10% de Micro GD.

O valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação., mas, na média dos transformadores, não ultrapassa o carregamento máximo, que ocorre no fluxo direto. O carregamento no máximo fluxo reverso é de 21% - simulação S3A.

Tabela 65

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	3.960	-	2.674	-	2.374	2.651
	S1A 10% Máximo	3.960	-	1.878	-	2.374	2.261
	S1B 10% Médio	3.960	-	2.174	-	2.374	2.406
	S1C 10% Mínimo	3.960	-	2.518	-	2.374	2.574
	S2A 20% Máximo	3.960	-	1.245	-	2.374	1.952
	S2B 20% Médio	3.960	-	1.780	-	2.374	2.213
	S2C 20% Mínimo	3.960	-	2.396	-	2.374	2.514
	S3A 50% Máximo	3.960	(2.526)	1.250	(1.380)	2.374	1.907
	S3B 50% Médio	3.960	(638)	1.031	(201)	2.374	1.734
	S3C 50% Mínimo	3.960	-	2.072	-	2.374	2.356
	S1	3.960	-	2.190	-	2.374	2.414
	S2	3.960	-	1.807	-	2.374	2.227
	S3	3.960	(1.054)	1.451	(527)	2.374	1.999
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-30%		0%	-15%
	1B 10% Médio	0%		-19%		0%	-9%
	1C 10% Mínimo	0%		-6%		0%	-3%
	2A 20% Máximo	0%		-53%		0%	-26%
	2B 20% Médio	0%		-33%		0%	-16%
	2C 20% Mínimo	0%		-10%		0%	-5%
	3A 50% Máximo	0%		-53%		0%	-28%
	3B 50% Médio	0%		-61%		0%	-35%
	3C 50% Mínimo	0%		-23%		0%	-11%
	S1	0%		-18%		0%	-9%
	S2	0%		-32%		0%	-16%
	S3	0%		-46%		0%	-25%

A tabela 65 mostra que não há redução da demanda máxima na rede MT em nenhuma hipótese de inserção e insolação. Isto deve-se ao comportamento da carga desse alimentador, mostrado mais a frente, em que a demanda máxima ocorre às 18h30. Portanto, não há nenhum benefício em postergação de investimento na rede MT.

Há o aparecimento de fluxo reverso também na rede MT, mas sem ultrapassar o fluxo máximo direto e sem aumentar o fluxo médio, de forma que em todas as hipóteses simuladas há redução de perdas.

As tabelas 66 e 67 a seguir apresentam as perdas totais do alimentador.

As perdas totais, em kWh, reduzem em todas as simulações. Na simulação S3A observa-se um pequeno aumento das perdas no domingo.

Já o percentual de perdas aumenta porque as Perdas no Ferro são constantes, fazendo as perdas (numerador) reduzirem menos que o fluxo na rede (denominador), que por sua vez, reduziu devido ao Consumo Interno do *prossumidor* e devido à injeção que vai sendo absorvida pelos demais consumidores.

As perdas no Cobre e nos circuitos BT aumentaram em todos os dias da simulação S3A. Os aumentos mais significativos ocorreram nos circuitos BT. Como já explicado, é nos circuitos que se verificam os maiores efeitos da injeção, principalmente nos trechos próximos do ponto de conexão da microgeração. Ao longo dos circuitos, a injeção do microgerador vai atendendo as cargas, inicialmente as mais próximas, de forma que no transformador a carga diurna pode restar positiva, ou com uma injeção bem menor que nos circuitos, implicando assim menores Perdas no Cobre.

As perdas na rede MT reduzirem em todas as simulações.

Tabela 66

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	1.686	1.532	1.525	48.996	1.797	1.618	1.525	51.657	-	-	-	-	3.483	3.150	3.050	100.653	5,28%
	S1A 10% Máximo	1.686	1.532	1.525	48.996	1.416	1.282	1.222	40.831	41	47	49	1.295	3.142	2.860	2.796	91.122	5,60%
	S1B 10% Médio	1.686	1.532	1.525	48.996	1.535	1.386	1.312	44.186	14	16	19	454	3.234	2.934	2.856	93.635	5,41%
	S1C 10% Mínimo	1.686	1.532	1.525	48.996	1.706	1.536	1.449	49.041	1	2	3	40	3.392	3.070	2.976	98.077	5,29%
	S2A 20% Máximo	1.686	1.532	1.525	48.996	1.194	1.086	1.043	34.529	113	129	140	3.616	2.993	2.748	2.708	87.140	6,21%
	S2B 20% Médio	1.686	1.532	1.525	48.996	1.376	1.244	1.184	39.647	26	34	38	873	3.087	2.809	2.746	89.516	5,62%
	S2C 20% Mínimo	1.686	1.532	1.525	48.996	1.640	1.478	1.396	47.164	1	1	1	32	3.326	3.011	2.922	96.191	5,32%
	S3A 50% Máximo	1.686	1.532	1.525	48.996	861	813	798	25.272	611	711	766	19.601	3.157	3.056	3.089	93.869	6,83%
	S3B 50% Médio	1.686	1.532	1.525	48.996	999	922	893	29.051	223	262	280	7.166	2.907	2.716	2.698	85.213	6,86%
	S3C 50% Mínimo	1.686	1.532	1.525	48.996	1.479	1.340	1.268	42.618	5	9	14	221	3.170	2.882	2.806	91.834	5,42%
	S1	1.686	1.532	1.525	48.996	1.552	1.401	1.328	44.686	19	22	23	596	3.256	2.955	2.876	94.278	5,43%
	S2	1.686	1.532	1.525	48.996	1.403	1.269	1.208	40.447	47	55	60	1.507	3.135	2.856	2.792	90.949	5,68%
S3	1.686	1.532	1.525	48.996	1.113	1.025	987	32.314	280	328	353	8.996	3.078	2.885	2.864	90.306	6,28%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-21%	-20%	-21%					-10%	-9%	-8%	-9%	0,3%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-15%	-14%	-14%	-14%					-7%	-7%	-6%	-7%	0,1%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,0%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-33%	-32%	-33%					-14%	-13%	-11%	-13%	0,9%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-23%	-22%	-23%					-11%	-11%	-10%	-11%	0,3%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-8%	-9%					-4%	-4%	-4%	-4%	0,0%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-52%	-50%	-48%	-51%					-9%	-3%	1%	-7%	1,6%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-44%	-43%	-41%	-44%					-17%	-14%	-12%	-15%	1,6%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-17%	-17%	-17%					-9%	-9%	-8%	-9%	0,1%
	S1	0%	0%	0%	0%	-14%	-13%	-13%	-13%					-7%	-6%	-6%	-6%	0,2%
S2	0%	0%	0%	0%	-22%	-22%	-21%	-22%					-10%	-9%	-8%	-10%	0,4%	
S3	0%	0%	0%	0%	-38%	-37%	-35%	-37%					-12%	-8%	-6%	-10%	1,0%	

Tabela 67

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	56.517	3.881	60.398	9.907	13.788	30.198	100.503	2,96%	0,20%	3,16%	0,52%	0,72%	1,58%	5,27%
	S1A 10% Máximo	56.905	3.091	59.996	8.721	11.812	22.358	91.075	3,50%	0,19%	3,69%	0,54%	0,73%	1,37%	5,59%
	S1B 10% Médio	56.764	3.231	59.995	8.749	11.980	24.815	93.559	3,28%	0,19%	3,46%	0,51%	0,69%	1,43%	5,40%
	S1C 10% Mínimo	56.596	3.621	60.216	9.391	13.012	28.346	97.953	3,05%	0,20%	3,25%	0,51%	0,70%	1,53%	5,29%
	S2A 20% Máximo	57.199	2.884	60.084	8.257	11.141	18.850	87.191	4,07%	0,21%	4,28%	0,59%	0,79%	1,34%	6,20%
	S2B 20% Médio	56.952	2.875	59.827	7.925	10.800	21.757	89.509	3,57%	0,18%	3,75%	0,50%	0,68%	1,37%	5,62%
	S2C 20% Mínimo	56.655	3.425	60.081	8.934	12.359	27.078	96.093	3,13%	0,19%	3,32%	0,49%	0,68%	1,50%	5,31%
	S3A 50% Máximo	57.980	4.165	62.145	12.459	16.624	18.871	93.475	4,22%	0,30%	4,53%	0,91%	1,21%	1,37%	6,81%
	S3B 50% Médio	57.446	2.659	60.106	7.805	10.465	17.308	85.219	4,60%	0,21%	4,81%	0,63%	0,84%	1,39%	6,82%
	S3C 50% Mínimo	56.813	2.995	59.808	7.927	10.922	24.103	91.839	3,35%	0,18%	3,53%	0,47%	0,64%	1,42%	5,41%
	S1	56.755	3.314	60.069	8.954	12.268	25.173	94.196	3,27%	0,19%	3,46%	0,52%	0,71%	1,45%	5,42%
S2	56.936	3.062	59.997	8.372	11.434	22.562	90.931	3,55%	0,19%	3,74%	0,52%	0,71%	1,41%	5,67%	
S3	57.413	3.273	60.686	9.397	12.670	20.094	90.178	3,99%	0,23%	4,22%	0,65%	0,88%	1,40%	6,27%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	1%	-20%	-1%	-12%	-14%	-26%	-9%	0,53%	-0,01%	0,52%	0,02%	0,00%	-0,21%	0,3%
	1B 10% Médio	0%	-17%	-1%	-12%	-13%	-18%	-7%	0,32%	-0,02%	0,30%	-0,01%	-0,03%	-0,15%	0,1%
	1C 10% Mínimo	0%	-7%	0%	-5%	-6%	-6%	-3%	0,09%	-0,01%	0,08%	-0,01%	-0,02%	-0,05%	0,0%
	2A 20% Máximo	1%	-26%	-1%	-17%	-19%	-38%	-13%	1,11%	0,00%	1,11%	0,07%	0,07%	-0,24%	0,9%
	2B 20% Médio	1%	-26%	-1%	-20%	-22%	-28%	-11%	0,61%	-0,02%	0,59%	-0,02%	-0,04%	-0,22%	0,3%
	2C 20% Mínimo	0%	-12%	-1%	-10%	-10%	-10%	-4%	0,17%	-0,01%	0,15%	-0,03%	-0,04%	-0,09%	0,0%
	3A 50% Máximo	3%	7%	3%	26%	21%	-38%	-7%	1,26%	0,10%	1,36%	0,39%	0,49%	-0,21%	1,5%
	3B 50% Médio	2%	-31%	0%	-21%	-24%	-43%	-15%	1,64%	0,01%	1,65%	0,11%	0,12%	-0,20%	1,6%
	3C 50% Mínimo	1%	-23%	-1%	-20%	-21%	-20%	-9%	0,39%	-0,03%	0,36%	-0,05%	-0,08%	-0,16%	0,1%
	S1	0%	-15%	-1%	-10%	-11%	-17%	-6%	0,30%	-0,01%	0,29%	0,00%	-0,02%	-0,13%	0,2%
	S2	1%	-21%	-1%	-15%	-17%	-25%	-10%	0,59%	-0,01%	0,58%	0,00%	-0,01%	-0,18%	0,4%
S3	2%	-16%	0%	-5%	-8%	-33%	-10%	1,03%	0,02%	1,05%	0,13%	0,16%	-0,19%	1,0%	

Tabela 68

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	31.699	28.261	27.282	911.694	35.020	31.150	28.105	996.674	-	-	-	-	66.719	59.411	55.387	1.908.368
	S1A 10% Máximo	31.699	28.261	27.282	911.694	25.685	21.788	18.715	716.210	-	-	-	-	57.384	50.049	45.997	1.627.903
	S1B 10% Médio	31.699	28.261	27.282	911.694	29.159	25.272	22.211	820.584	-	-	-	-	60.857	53.533	49.492	1.732.278
	S1C 10% Mínimo	31.699	28.261	27.282	911.694	33.187	29.312	26.263	941.616	-	-	-	-	64.886	57.574	53.544	1.853.310
	S2A 20% Máximo	31.699	28.261	27.282	911.694	18.282	14.360	11.254	493.701	-	-	-	-	49.980	42.621	38.536	1.405.394
	S2B 20% Médio	31.699	28.261	27.282	911.694	24.547	20.647	17.566	682.013	-	-	-	-	56.246	48.909	44.847	1.593.706
	S2C 20% Mínimo	31.699	28.261	27.282	911.694	31.757	27.879	24.823	898.655	-	-	-	-	63.456	56.140	52.105	1.810.349
	S3A 50% Máximo	31.699	28.261	27.282	911.694	6.602	4.796	4.066	176.354	8.343	10.582	13.048	285.022	46.645	43.640	44.396	1.373.070
	S3B 50% Médio	31.699	28.261	27.282	911.694	12.228	8.984	6.967	324.322	-	709	1.831	12.700	43.927	37.954	36.080	1.248.716
	S3C 50% Mínimo	31.699	28.261	27.282	911.694	27.965	24.072	20.998	784.641	-	-	-	-	59.664	52.333	48.280	1.696.335
	S1	31.699	28.261	27.282	911.694	29.343	25.457	22.396	826.137	-	-	-	-	61.042	53.719	49.678	1.737.830
	S2	31.699	28.261	27.282	911.694	24.862	20.962	17.881	691.456	-	-	-	-	56.561	49.223	45.163	1.603.150
	S3	31.699	28.261	27.282	911.694	15.598	12.617	10.677	428.439	2.781	3.764	4.960	99.241	50.078	44.642	42.919	1.439.373
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-27%	-30%	-33%	-28%					-14%	-16%	-17%	-15%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-17%	-19%	-21%	-18%					-9%	-10%	-11%	-9%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-7%	-6%					-3%	-3%	-3%	-3%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-48%	-54%	-60%	-50%					-25%	-28%	-30%	-26%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-30%	-34%	-38%	-32%					-16%	-18%	-19%	-16%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-11%	-12%	-10%					-5%	-6%	-6%	-5%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-81%	-85%	-86%	-82%					-30%	-27%	-20%	-28%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-65%	-71%	-75%	-67%					-34%	-36%	-35%	-35%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-23%	-25%	-21%					-11%	-12%	-13%	-11%
	S1	0%	0%	0%	0%	-16%	-18%	-20%	-17%					-9%	-10%	-10%	-9%
	S2	0%	0%	0%	0%	-29%	-33%	-36%	-31%					-15%	-17%	-18%	-16%
	S3	0%	0%	0%	0%	-55%	-59%	-62%	-57%					-25%	-25%	-23%	-25%

A tabela 68 mostra os fluxos de energia na rede MT nos seguintes períodos:

- Noturno - constante em todas as simulações;
- Diurno com fluxo direto - reduz com aumento da inserção e do nível de insolação;
- Diurno com fluxo reverso - aparece em todos os dias da simulação S3A e no sábado e domingo da S3B. Lembra-se que representa a soma das curvas de carga de todos os transformadores, de forma que fluxo reverso de um trafo é compensado com fluxo direto de outro.

Na tabela a seguir observa-se que as perdas na rede MT, em kW, reduziram em todas as simulações, como também o percentual de perdas. Aparecem perdas no fluxo reverso em todos os dias da simulação S3A e no sábado e domingo da S3B.

Tabela 69

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo alimentador	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo alimentador	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo alimentador	Perdas Rede MT Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	502	388	364	13.798	605	476	385	16.399	-	-	-	-	1.107	863	749	30.198	1,51%	1,65%	0,00%	1,58%
	S1A 10% Máximo	502	388	364	13.798	325	235	175	8.560	-	-	-	-	827	623	540	22.358	1,51%	1,20%	0,00%	1,37%
	S1B 10% Médio	502	388	364	13.798	414	309	238	11.017	-	-	-	-	916	697	603	24.815	1,51%	1,34%	0,00%	1,43%
	S1C 10% Mínimo	502	388	364	13.798	539	418	334	14.547	-	-	-	-	1.041	806	698	28.346	1,51%	1,54%	0,00%	1,53%
	S2A 20% Máximo	502	388	364	13.798	195	133	96	5.052	-	-	-	-	697	521	461	18.850	1,51%	1,02%	0,00%	1,34%
	S2B 20% Médio	502	388	364	13.798	304	216	160	7.959	-	-	-	-	806	604	524	21.757	1,51%	1,17%	0,00%	1,37%
	S2C 20% Mínimo	502	388	364	13.798	495	379	299	13.280	-	-	-	-	997	766	663	27.078	1,51%	1,48%	0,00%	1,50%
	S3A 50% Máximo	502	388	364	13.798	74	49	38	1.907	86	125	162	3.166	662	562	565	18.871	1,51%	1,08%	1,11%	1,37%
	S3B 50% Médio	502	388	364	13.798	134	87	64	3.425	-	6	11	85	635	481	439	17.308	1,51%	1,06%	0,67%	1,39%
	S3C 50% Mínimo	502	388	364	13.798	389	287	219	10.305	-	-	-	-	891	675	583	24.103	1,51%	1,31%	0,00%	1,42%
	S1	502	388	364	13.798	426	321	249	11.375	-	-	-	-	928	709	613	25.173	1,51%	1,36%	0,00%	1,45%
	S2	502	388	364	13.798	331	243	185	8.763	-	-	-	-	833	630	549	22.562	1,51%	1,22%	0,00%	1,40%
	S3	502	388	364	13.798	199	141	107	5.212	29	44	58	1.084	729	573	529	20.094	1,51%	1,15%	1,09%	1,39%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-46%	-51%	-54%	-48%					-25%	-28%	-28%	-26%	0,00%	-0,45%	0,00%	-0,21%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-32%	-35%	-38%	-33%					-17%	-19%	-20%	-18%	0,00%	-0,30%	0,00%	-0,15%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-13%	-11%					-6%	-7%	-7%	-6%	0,00%	-0,10%	0,00%	-0,05%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-68%	-72%	-75%	-69%					-37%	-40%	-39%	-38%	0,00%	-0,62%	0,00%	-0,24%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-50%	-54%	-58%	-51%					-27%	-30%	-30%	-28%	0,00%	-0,48%	0,00%	-0,22%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-20%	-22%	-19%					-10%	-11%	-12%	-10%	0,00%	-0,17%	0,00%	-0,09%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-88%	-90%	-90%	-88%					-40%	-35%	-25%	-38%	0,00%	-0,56%	1,11%	-0,21%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-78%	-82%	-83%	-79%					-43%	-44%	-41%	-43%	0,00%	-0,59%	0,67%	-0,20%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-36%	-40%	-43%	-37%					-20%	-22%	-22%	-20%	0,00%	-0,33%	0,00%	-0,16%
	S1	0%	0%	0%	0%	-30%	-33%	-35%	-31%					-16%	-18%	-18%	-17%	0,00%	-0,28%	0,00%	-0,14%
	S2	0%	0%	0%	0%	-45%	-49%	-52%	-47%					-25%	-27%	-27%	-25%	0,00%	-0,42%	0,00%	-0,18%
	S3	0%	0%	0%	0%	-67%	-70%	-72%	-68%					-34%	-34%	-29%	-33%	0,00%	-0,50%	1,09%	-0,19%

Tabela 70

Simulação	ENERGIA CONSUMIDA CLIENTES MT															
	Energia mensal Clientes MT período Noturno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT nos dois sentidos kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Caso Base	9.497	8.092	6.471	262.761	10.647	8.897	6.897	291.914	-	-	-	-	20.144	16.989	13.369	554.675
S1A 10% Máximo	9.497	8.092	6.471	262.761	10.728	8.962	6.946	294.108	-	-	-	-	20.225	17.055	13.418	556.870
S1B 10% Médio	9.497	8.092	6.471	262.761	10.699	8.939	6.929	293.312	-	-	-	-	20.196	17.031	13.400	556.073
S1C 10% Mínimo	9.497	8.092	6.471	262.761	10.663	8.910	6.907	292.358	-	-	-	-	20.161	17.003	13.378	555.119
S2A 20% Máximo	9.497	8.092	6.471	262.761	7.573	5.464	4.179	199.681	3.215	3.548	2.805	96.061	20.286	17.104	13.455	558.503
S2B 20% Médio	9.497	8.092	6.471	262.761	10.737	8.970	6.952	294.352	-	-	-	-	20.234	17.062	13.423	557.114
S2C 20% Mínimo	9.497	8.092	6.471	262.761	10.676	8.920	6.915	292.689	-	-	-	-	20.173	17.013	13.386	555.450
S3A 50% Máximo	9.497	8.092	6.471	262.761	2.402	1.746	1.442	63.979	8.549	7.398	5.642	236.184	20.448	17.237	13.555	562.925
S3B 50% Médio	9.497	8.092	6.471	262.761	4.442	3.716	2.433	119.583	6.397	5.337	4.581	177.525	20.336	17.145	13.485	559.869
S3C 50% Mínimo	9.497	8.092	6.471	262.761	10.708	8.946	6.935	293.565	-	-	-	-	20.205	17.039	13.406	556.326

A tabela 70 apresenta a energia consumida pelos clientes MT.

A tabela 71 mostra o fluxo no transformador no período noturno, no período diurno no sentido da carga e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo total (direto + reverso) reduziu em todas as simulações.

O fluxo reverso da curva somada de todos os transformadores ocorre em todos os dias das simulações S2A, S3A e S3B. A maior reversão acontece na simulação S3A.

Tabela 71

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	21.700	19.781	20.446	635.134	23.768	21.777	20.823	688.361	-	-	-	-	45.468	41.558	41.269	1.323.495
	S1A 10% Máximo	21.700	19.781	20.446	635.134	14.631	12.591	11.593	413.541	-	-	-	-	36.331	32.372	32.040	1.048.676
	S1B 10% Médio	21.700	19.781	20.446	635.134	18.046	16.024	15.044	516.256	-	-	-	-	39.746	35.805	35.490	1.151.390
	S1C 10% Mínimo	21.700	19.781	20.446	635.134	21.984	19.984	19.022	634.711	-	-	-	-	43.684	39.765	39.468	1.269.845
	S2A 20% Máximo	21.700	19.781	20.446	635.134	7.571	6.159	5.395	209.194	273	943	1.221	16.287	29.544	26.883	27.062	860.615
	S2B 20% Médio	21.700	19.781	20.446	635.134	13.506	11.461	10.454	379.702	-	-	-	-	35.206	31.242	30.900	1.014.836
	S2C 20% Mínimo	21.700	19.781	20.446	635.134	20.587	18.580	17.610	592.687	-	-	-	-	42.287	38.361	38.056	1.227.821
	S3A 50% Máximo	21.700	19.781	20.446	635.134	3.290	2.438	2.213	89.063	16.143	17.543	18.480	502.967	41.133	39.762	41.139	1.227.164
	S3B 50% Médio	21.700	19.781	20.446	635.134	5.349	4.126	3.684	146.031	4.093	4.997	5.638	135.025	31.141	28.904	29.768	916.190
	S3C 50% Mínimo	21.700	19.781	20.446	635.134	16.868	14.838	13.844	480.771	-	-	-	-	38.568	34.619	34.291	1.115.905
	S1	21.700	19.781	20.446	635.134	18.220	16.200	15.220	521.503	-	-	-	-	39.920	35.981	35.666	1.156.637
	S2	21.700	19.781	20.446	635.134	13.888	12.067	11.153	393.861	91	314	407	5.429	35.679	32.162	32.006	1.034.424
	S3	21.700	19.781	20.446	635.134	8.502	7.134	6.580	238.622	6.745	7.513	8.039	212.664	36.947	34.428	35.066	1.086.420
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-38%	-42%	-44%	-40%					-20%	-22%	-22%	-20,8%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-24%	-26%	-28%	-25%					-13%	-14%	-14%	-13,0%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-9%	-8%					-4%	-4%	-4%	-4,1%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-68%	-72%	-74%	-70%					-35%	-35%	-34%	-35,0%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-43%	-47%	-50%	-45%					-23%	-25%	-25%	-23,3%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-15%	-15%	-14%					-7%	-8%	-8%	-7,2%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-89%	-89%	-87%					-10%	-4%	0%	-7,3%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-81%	-82%	-79%					-32%	-30%	-28%	-30,8%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-32%	-34%	-30%					-15%	-17%	-17%	-15,7%
	S1	0%	0%	0%	0%	-23%	-26%	-27%	-24%					-12%	-13%	-14%	-12,6%
	S2	0%	0%	0%	0%	-42%	-45%	-46%	-43%					-22%	-23%	-22%	-21,8%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-67%	-68%	-65%					-19%	-17%	-15%	-17,9%

A tabela a seguir apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

Observam-se perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de não se aparecer fluxo reverso na curva somada de todos os transformadores na maior parte das simulações. A questão é que há fluxo reverso em alguns transformadores que são compensados por fluxo direto em outros transformadores, como já explicado anteriormente.

As perdas totais, em kWh, reduziram em todas as simulações, exceto na simulação S3A, nas quais houve aumento em todos os dias.

O percentual de perdas aumentou em todas as simulações devido ao valor constante das Perdas no Ferro combinado com a redução do fluxo passante.

Tabela 72

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	1.193	1.152	1.169	35.461	1.178	1.132	1.124	34.844	-	-	-	-	2.371	2.284	2.293	70.305	5,58%	5,06%	0,00%	5,31%
	S1A 10% Máximo	1.193	1.152	1.169	35.461	1.080	1.039	1.034	31.959	41	47	49	1.297	2.313	2.238	2.252	68.717	5,58%	6,98%	2,93%	6,04%
	S1B 10% Médio	1.193	1.152	1.169	35.461	1.109	1.068	1.061	32.829	14	16	19	454	2.316	2.236	2.249	68.744	5,58%	6,16%	2,70%	5,80%
	S1C 10% Mínimo	1.193	1.152	1.169	35.461	1.153	1.109	1.101	34.107	1	2	3	40	2.347	2.262	2.272	69.608	5,58%	5,37%	3,95%	5,47%
	S2A 20% Máximo	1.193	1.152	1.169	35.461	989	947	936	29.183	116	132	142	3.697	2.298	2.231	2.247	68.341	5,58%	9,36%	3,11%	6,41%
	S2B 20% Médio	1.193	1.152	1.169	35.461	1.062	1.019	1.011	31.388	26	36	40	903	2.281	2.207	2.220	67.752	5,58%	7,55%	2,50%	6,23%
	S2C 20% Mínimo	1.193	1.152	1.169	35.461	1.133	1.090	1.084	33.524	1	1	1	30	2.326	2.243	2.254	69.015	5,58%	5,64%	1,45%	5,60%
	S3A 50% Máximo	1.193	1.152	1.169	35.461	783	762	755	23.236	506	569	586	15.907	2.482	2.482	2.511	74.604	5,58%	16,79%	2,88%	5,63%
	S3B 50% Médio	1.193	1.152	1.169	35.461	861	834	824	25.511	218	251	264	6.940	2.272	2.237	2.257	67.911	5,58%	12,48%	3,59%	6,57%
	S3C 50% Mínimo	1.193	1.152	1.169	35.461	1.081	1.048	1.038	32.053	5	9	14	221	2.279	2.208	2.221	67.735	5,58%	6,59%	4,00%	6,01%
	S1	1.193	1.152	1.169	35.461	1.114	1.072	1.065	32.965	19	22	24	597	2.325	2.245	2.258	69.023	5,58%	6,17%	3,19%	5,77%
	S2	1.193	1.152	1.169	35.461	1.061	1.019	1.010	31.365	48	57	61	1.543	2.302	2.227	2.240	68.369	5,58%	7,51%	2,35%	6,08%
	S3	1.193	1.152	1.169	35.461	908	881	872	26.933	243	277	288	7.689	2.344	2.309	2.330	70.083	5,58%	11,95%	3,49%	6,07%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-8%	-8%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	1,92%	2,93%	0,7%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-6%	-6%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	1,10%	2,70%	0,5%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,30%	3,95%	0,2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-16%	-16%	-17%	-16%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	4,30%	3,11%	1,1%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					-4%	-3%	-3%	-4%	0,00%	2,49%	2,50%	0,9%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-4%	-4%	-4%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	0,57%	1,45%	0,3%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-33%	-33%	-33%					5%	9%	9%	6%	0,00%	11,73%	2,88%	0,3%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-26%	-27%	-27%					-4%	-2%	-2%	-3%	0,00%	7,42%	3,59%	1,3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-7%	-8%	-8%					-4%	-3%	-3%	-4%	0,00%	1,53%	4,00%	0,7%
	S1	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	1,11%	3,19%	0,5%
	S2	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	2,45%	2,35%	0,8%
	S3	0%	0%	0%	0%	-23%	-22%	-22%	-23%					-1%	1%	2%	0%	0,00%	6,89%	3,49%	0,8%

Tabela 73

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	165	132	144	4.678	188	150	142	5.229	-	-	-	-	353	282	286	9.907	0,74%	0,76%	0,00%	0,75%
	S1A 10% Máximo	165	132	144	4.678	135	102	97	3.687	11	13	14	356	310	248	255	8.721	0,74%	0,81%	0,81%	0,77%
	S1B 10% Médio	165	132	144	4.678	146	112	106	4.007	2	2	3	63	313	247	253	8.749	0,74%	0,75%	0,38%	0,74%
	S1C 10% Mínimo	165	132	144	4.678	171	134	127	4.713	0	0	0	1	335	266	271	9.391	0,74%	0,74%	0,08%	0,74%
	S2A 20% Máximo	165	132	144	4.678	97	70	62	2.594	31	35	38	985	293	237	244	8.257	0,74%	0,83%	0,83%	0,77%
	S2B 20% Médio	165	132	144	4.678	115	85	79	3.126	3	5	6	121	284	222	228	7.925	0,74%	0,75%	0,34%	0,73%
	S2C 20% Mínimo	165	132	144	4.678	155	119	112	4.256	0	0	0	1	320	252	256	8.934	0,74%	0,72%	0,03%	0,73%
	S3A 50% Máximo	165	132	144	4.678	37	25	22	968	213	253	258	6.812	414	410	424	12.459	0,74%	0,70%	1,23%	0,94%
	S3B 50% Médio	165	132	144	4.678	56	41	36	1.505	48	65	67	1.623	269	238	247	7.805	0,74%	0,74%	0,84%	0,76%
	S3C 50% Mínimo	165	132	144	4.678	118	91	85	3.235	0	1	1	14	283	224	230	7.927	0,74%	0,67%	0,25%	0,70%
	S1	165	132	144	4.678	150	116	110	4.136	4	5	6	140	319	253	260	8.954	0,74%	0,77%	0,42%	0,75%
	S2	165	132	144	4.678	122	91	85	3.325	12	13	14	369	299	237	243	8.372	0,74%	0,77%	0,40%	0,74%
	S3	165	132	144	4.678	70	52	48	1.903	87	106	109	2.816	322	291	301	9.397	0,74%	0,70%	0,77%	0,80%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-29%	-32%	-32%	-29%					-12%	-12%	-11%	-12%	0,00%	0,05%	0,81%	0,02%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-25%	-23%					-12%	-13%	-12%	-12%	0,00%	-0,01%	0,38%	-0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-11%	-11%	-10%					-5%	-6%	-5%	-5%	0,00%	-0,02%	0,08%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-49%	-54%	-56%	-50%					-17%	-16%	-15%	-17%	0,00%	0,07%	0,83%	0,03%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-43%	-45%	-40%					-20%	-21%	-20%	-20%	0,00%	-0,01%	0,34%	-0,02%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-20%	-21%	-19%					-9%	-11%	-10%	-10%	0,00%	-0,04%	0,03%	-0,02%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-81%	-83%	-85%	-81%					17%	45%	48%	26%	0,00%	-0,06%	1,23%	0,19%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-70%	-73%	-75%	-71%					-24%	-16%	-14%	-21%	0,00%	-0,02%	0,84%	0,01%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-37%	-39%	-40%	-38%					-20%	-21%	-20%	-20%	0,00%	-0,09%	0,25%	-0,05%
	S1	0%	0%	0%	0%	-20%	-23%	-23%	-21%					-10%	-10%	-9%	-10%	0,00%	0,01%	0,42%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-35%	-39%	-41%	-36%					-15%	-16%	-15%	-15%	0,00%	0,01%	0,40%	-0,01%
	S3	0%	0%	0%	0%	-63%	-65%	-67%	-64%					-9%	3%	5%	-5%	0,00%	-0,06%	0,77%	0,05%

A tabela 73 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, aumentaram na simulação S3A. Mais significativamente nos sábados e domingos devido ao maior fluxo reverso, consequência da menor carga diurna dos clientes MT e B3.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de serem muito pequenas nas simulações de insolação mínima.

As perdas no período noturno são as mesmas em todas as simulações.

A tabela a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas totais dos transformadores, em kWh, reduzem em quase todas as simulações, exceto na simulação S3A.

Aparece fluxo reverso em praticamente todas as simulações e, conseqüentemente, perdas associadas a este carregamento, apesar de serem muito pequenas nas simulações com insolação mínima.

O percentual de perdas no transformador cresce porque a Perda no Ferro é constante e o fluxo nos trafos diminui em cada simulação.

Tabela 74

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	1.028	1.019	1.025	30.783	990	982	982	29.615	-	-	-	-	2.018	2.001	2.007	60.398	4,85%	4,30%	0,00%	4,56%
	S1A 10% Máximo	1.028	1.019	1.025	30.783	945	937	937	28.272	30	34	35	941	2.003	1.990	1.997	59.996	4,85%	6,18%	2,13%	5,28%
	S1B 10% Médio	1.028	1.019	1.025	30.783	963	956	955	28.822	12	14	16	390	2.003	1.989	1.996	59.995	4,85%	5,41%	2,32%	5,06%
	S1C 10% Mínimo	1.028	1.019	1.025	30.783	983	975	974	29.394	1	2	3	39	2.011	1.996	2.002	60.216	4,85%	4,62%	3,87%	4,73%
	S2A 20% Máximo	1.028	1.019	1.025	30.783	892	877	873	26.589	85	98	104	2.712	2.005	1.994	2.003	60.084	4,85%	8,53%	2,28%	5,64%
	S2B 20% Médio	1.028	1.019	1.025	30.783	946	934	933	28.262	23	31	34	782	1.997	1.984	1.992	59.827	4,85%	6,80%	2,16%	5,50%
	S2C 20% Mínimo	1.028	1.019	1.025	30.783	978	971	971	29.268	1	1	1	30	2.007	1.991	1.998	60.081	4,85%	4,92%	1,42%	4,88%
	S3A 50% Máximo	1.028	1.019	1.025	30.783	746	736	733	22.268	294	316	328	9.094	2.068	2.072	2.086	62.145	4,85%	16,09%	1,65%	4,69%
	S3B 50% Médio	1.028	1.019	1.025	30.783	805	793	788	24.006	170	187	197	5.317	2.003	1.999	2.010	60.106	4,85%	11,74%	2,75%	5,82%
	S3C 50% Mínimo	1.028	1.019	1.025	30.783	963	956	953	28.818	5	9	13	208	1.997	1.984	1.991	59.808	4,85%	5,93%	3,75%	5,31%
	S1	1.028	1.019	1.025	30.783	964	956	955	28.829	14	17	18	457	2.006	1.992	1.998	60.069	4,85%	5,40%	2,77%	5,02%
	S2	1.028	1.019	1.025	30.783	939	928	926	28.040	36	43	47	1.174	2.003	1.990	1.997	59.997	4,85%	6,75%	1,95%	5,34%
	S3	1.028	1.019	1.025	30.783	838	829	825	25.030	156	171	179	4.873	2.022	2.018	2.029	60.686	4,85%	11,25%	2,71%	5,27%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	1,87%	2,13%	0,7%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	1,10%	2,32%	0,5%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,32%	3,87%	0,2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-10%	-11%	-11%	-10%					-1%	0%	0%	-1%	0,00%	4,22%	2,28%	1,1%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-4%	-5%	-5%	-5%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	2,49%	2,16%	0,9%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%					-1%	0%	0%	-1%	0,00%	0,62%	1,42%	0,3%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-25%	-25%	-25%	-25%					2%	4%	4%	3%	0,00%	11,79%	1,65%	0,1%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-19%	-20%	-19%					-1%	0%	0%	0%	0,00%	7,44%	2,75%	1,3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	1,62%	3,75%	0,7%
	S1	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					-1%	0%	0%	-1%	0,00%	1,10%	2,77%	0,5%
	S2	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-6%	-5%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	2,45%	1,95%	0,8%
	S3	0%	0%	0%	0%	-15%	-16%	-16%	-15%					0%	1%	1%	0%	0,00%	6,95%	2,71%	0,7%

Tabela 75

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	65	52	57	1.850	73	60	55	2.030	-	-	-	-	138	112	112	3.881	0,29%	0,29%	0,00%	0,29%
	S1A 10% Máximo	65	52	57	1.850	41	31	28	1.103	4	5	5	137	110	87	89	3.091	0,29%	0,24%	0,31%	0,27%
	S1B 10% Médio	65	52	57	1.850	49	38	35	1.349	1	1	1	32	116	91	93	3.231	0,29%	0,25%	0,19%	0,27%
	S1C 10% Mínimo	65	52	57	1.850	64	52	47	1.770	0	0	0	0	129	104	104	3.621	0,29%	0,28%	0,03%	0,28%
	S2A 20% Máximo	65	52	57	1.850	27	19	16	710	10	11	12	324	103	82	85	2.884	0,29%	0,23%	0,27%	0,27%
	S2B 20% Médio	65	52	57	1.850	36	26	23	962	2	2	2	62	103	80	82	2.875	0,29%	0,23%	0,17%	0,26%
	S2C 20% Mínimo	65	52	57	1.850	57	45	41	1.574	0	0	0	1	122	97	98	3.425	0,29%	0,26%	0,04%	0,28%
	S3A 50% Máximo	65	52	57	1.850	11	8	7	283	63	74	79	2.032	139	134	143	4.165	0,29%	0,20%	0,37%	0,31%
	S3B 50% Médio	65	52	57	1.850	16	12	11	435	11	15	17	374	92	79	84	2.659	0,29%	0,21%	0,19%	0,26%
	S3C 50% Mínimo	65	52	57	1.850	42	33	30	1.142	0	0	0	4	107	85	86	2.995	0,29%	0,23%	0,06%	0,27%
Diferença Caso Base	S1	65	52	57	1.850	51	40	37	1.407	2	2	2	57	118	94	95	3.314	0,29%	0,26%	0,18%	0,28%
	S2	65	52	57	1.850	40	30	27	1.082	4	5	5	129	109	87	88	3.062	0,29%	0,24%	0,16%	0,27%
	S3	65	52	57	1.850	23	17	16	620	25	30	32	803	113	99	104	3.273	0,29%	0,22%	0,21%	0,28%
	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-44%	-49%	-50%	-46%					-20%	-22%	-20%	-20%	0,00%	-0,05%	0,31%	-0,02%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-32%	-36%	-37%	-34%					-16%	-18%	-17%	-17%	0,00%	-0,04%	0,19%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-14%	-14%	-13%					-6%	-7%	-7%	-7%	0,00%	-0,02%	0,03%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-63%	-69%	-70%	-65%					-26%	-27%	-24%	-26%	0,00%	-0,07%	0,27%	-0,02%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-51%	-56%	-58%	-53%					-25%	-28%	-27%	-26%	0,00%	-0,06%	0,17%	-0,03%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-22%	-24%	-25%	-22%					-11%	-13%	-12%	-12%	0,00%	-0,03%	0,04%	-0,02%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-87%	-87%	-86%					1%	20%	27%	7%	0,00%	-0,09%	0,37%	0,02%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-78%	-80%	-81%	-79%					-33%	-30%	-25%	-31%	0,00%	-0,08%	0,19%	-0,04%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-43%	-46%	-47%	-44%					-23%	-24%	-23%	-23%	0,00%	-0,06%	0,06%	-0,03%
	S1	0%	0%	0%	0%	-30%	-33%	-34%	-31%					-14%	-16%	-15%	-15%	0,00%	-0,04%	0,18%	-0,02%
S2	0%	0%	0%	0%	-45%	-50%	-51%	-47%					-21%	-23%	-21%	-21%	0,00%	-0,05%	0,16%	-0,02%	
S3	0%	0%	0%	0%	-69%	-71%	-72%	-69%					-18%	-11%	-7%	-16%	0,00%	-0,08%	0,21%	-0,01%	

A tabela 75 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Observa-se que as Perdas no Cobre, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na simulação S3A, nas quais aumentaram em todos os dias.

Como aparece fluxo reverso em praticamente todas as simulações há, consequentemente, Perdas no Cobre associadas a esse fluxo, apesar de serem muito pequenas em boa parte das simulações.

O percentual de Perdas no Cobre também reduz, exceto da simulação S3A.

A tabela a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam, pois o fluxo na rede diminui. Esse percentual é significativo devido ao baixo carregamento dos transformadores.

A tabela 77 apresenta a energia consumida ou injetada por todos os consumidores de baixa tensão.

Tabela 76

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	963	967	969	28.933	917	922	926	27.584	-	-	-	-	1.880	1.890	1.895	56.517	4,56%	4,01%	0,00%	4,27%
	S1A 10% Máximo	963	967	969	28.933	904	906	910	27.168	26	29	30	803	1.893	1.903	1.908	56.905	4,56%	5,93%	1,82%	5,00%
	S1B 10% Médio	963	967	969	28.933	914	918	920	27.473	11	13	15	358	1.888	1.898	1.903	56.764	4,56%	5,15%	2,13%	4,79%
	S1C 10% Mínimo	963	967	969	28.933	919	923	926	27.624	1	2	3	39	1.882	1.892	1.898	56.596	4,56%	4,35%	3,85%	4,45%
	S2A 20% Máximo	963	967	969	28.933	865	859	857	25.879	75	86	93	2.388	1.902	1.912	1.918	57.199	4,56%	8,30%	2,01%	5,37%
	S2B 20% Médio	963	967	969	28.933	911	908	909	27.300	21	29	32	719	1.894	1.904	1.910	56.952	4,56%	6,56%	1,99%	5,24%
	S2C 20% Mínimo	963	967	969	28.933	921	926	930	27.694	1	1	1	29	1.884	1.894	1.900	56.655	4,56%	4,66%	1,39%	4,60%
	S3A 50% Máximo	963	967	969	28.933	735	729	726	21.984	230	242	249	7.063	1.928	1.938	1.944	57.980	4,56%	15,89%	1,28%	4,37%
	S3B 50% Médio	963	967	969	28.933	789	781	777	23.571	159	172	180	4.943	1.911	1.921	1.926	57.446	4,56%	11,53%	2,56%	5,56%
	S3C 50% Mínimo	963	967	969	28.933	922	924	924	27.676	5	8	13	204	1.890	1.899	1.905	56.813	4,56%	5,69%	3,68%	5,04%
Diferença Caso Base	S1	963	967	969	28.933	912	916	919	27.422	12	14	16	400	1.888	1.898	1.903	56.755	4,56%	5,14%	2,60%	4,75%
	S2	963	967	969	28.933	899	897	899	26.957	32	39	42	1.045	1.894	1.904	1.909	56.936	4,56%	6,51%	1,79%	5,07%
	S3	963	967	969	28.933	815	811	809	24.411	131	141	147	4.070	1.910	1.919	1.925	57.413	4,56%	11,04%	2,51%	4,99%
	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-2%	-2%					1%	1%	1%	1%	0,00%	1,93%	1,82%	0,7%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,15%	2,13%	0,5%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,34%	3,85%	0,2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-8%	-6%					1%	1%	1%	1%	0,00%	4,29%	2,01%	1,1%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-2%	-1%					1%	1%	1%	1%	0,00%	2,56%	1,99%	1,0%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,65%	1,39%	0,3%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-20%	-21%	-22%	-20%					3%	3%	3%	3%	0,00%	11,88%	1,28%	0,1%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-15%					2%	2%	2%	2%	0,00%	7,52%	2,56%	1,3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%					1%	1%	1%	1%	0,00%	1,68%	3,68%	0,8%
	S1	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,14%	2,60%	0,5%
S2	0%	0%	0%	0%	-2%	-3%	-3%	-2%					1%	1%	1%	1%	0,00%	2,50%	1,79%	0,8%	
S3	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-13%	-12%					2%	2%	2%	2%	0,00%	7,03%	2,51%	0,7%	

Tabela 77

Simulações		ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT															
		Carga período Noturno - kWh				Carga período Diurno - kWh				Injeção período Diurno - kWh				Energia total nos circuitos nos dois sentidos - kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	20.507	18.629	19.277	599.673	22.590	20.645	19.699	653.519	-	-	-	-	43.097	39.275	38.976	1.253.192
	S1A 10% Máximo	20.507	18.629	19.277	599.673	13.511	11.505	10.510	380.287	-	-	-	-	34.018	30.134	29.787	979.960
	S1B 10% Médio	20.507	18.629	19.277	599.673	16.923	14.940	13.964	482.974	-	-	-	-	37.430	33.569	33.241	1.082.647
	S1C 10% Mínimo	20.507	18.629	19.277	599.673	20.830	18.874	17.918	600.566	-	-	-	-	41.337	37.504	37.196	1.200.239
	S2A 20% Máximo	20.507	18.629	19.277	599.673	6.874	5.513	4.769	188.898	583	1.343	1.645	26.601	27.965	25.485	25.691	815.172
	S2B 20% Médio	20.507	18.629	19.277	599.673	12.418	10.406	9.403	347.412	-	-	-	-	32.925	29.036	28.680	947.086
	S2C 20% Mínimo	20.507	18.629	19.277	599.673	19.453	17.489	16.525	559.134	-	-	-	-	39.960	36.118	35.802	1.158.808
	S3A 50% Máximo	20.507	18.629	19.277	599.673	3.017	2.214	2.009	81.445	17.157	18.649	19.598	534.369	40.681	39.492	40.884	1.215.487
	S3B 50% Médio	20.507	18.629	19.277	599.673	4.871	3.718	3.343	132.722	4.694	5.615	6.348	153.689	30.071	27.962	28.969	886.084
	S3C 50% Mínimo	20.507	18.629	19.277	599.673	15.782	13.781	12.792	448.499	-	-	-	-	36.289	32.411	32.069	1.048.172
	S1	20.507	18.629	19.277	599.673	17.088	15.106	14.131	487.943	-	-	-	-	37.595	33.736	33.408	1.087.616
	S2	20.507	18.629	19.277	599.673	12.915	11.136	10.232	365.148	194	448	548	8.867	33.617	30.213	30.058	973.689
	S3	20.507	18.629	19.277	599.673	7.890	6.571	6.048	220.889	7.283	8.088	8.649	229.353	35.680	33.288	33.974	1.049.914
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-40%	-44%	-47%	-42%					-21%	-23%	-24%	-22%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-28%	-29%	-26%					-13%	-15%	-15%	-14%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-9%	-9%	-8%					-4%	-5%	-5%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-70%	-73%	-76%	-71%					-35%	-35%	-34%	-35%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-45%	-50%	-52%	-47%					-24%	-26%	-26%	-24%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-14%					-7%	-8%	-8%	-8%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-87%	-89%	-90%	-88%					-6%	1%	5%	-3%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-78%	-82%	-83%	-80%					-30%	-29%	-26%	-29%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-30%	-33%	-35%	-31%					-16%	-17%	-18%	-16%
	S1	0%	0%	0%	0%	-24%	-27%	-28%	-25%					-13%	-14%	-14%	-13%
	S2	0%	0%	0%	0%	-43%	-46%	-48%	-44%					-22%	-23%	-23%	-22%
	S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-68%	-69%	-66%					-17%	-15%	-13%	-16%

Tabela 78

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	100.779	35.572	3.837	29.253	169.442	160.608	56.956	6.257	46.658	270.478
S1B 10% Médio	100.779	35.572	3.837	29.253	169.442	101.619	36.037	3.959	29.521	171.136
S1C 10% Mínimo	100.779	35.572	3.837	29.253	169.442	32.121	11.391	1.251	9.331	54.094
S2A 20% Máximo	182.455	51.852	15.782	50.951	301.040	290.629	83.020	25.383	81.237	480.269
S2B 20% Médio	182.455	51.852	15.782	50.951	301.040	183.886	52.528	16.060	51.400	303.874
S2C 20% Mínimo	182.455	51.852	15.782	50.951	301.040	58.124	16.604	5.076	16.247	96.051
S3A 50% Máximo	423.797	121.196	27.427	78.542	650.963	675.533	194.104	44.625	125.294	1.039.555
S3B 50% Médio	423.797	121.196	27.427	78.542	650.963	427.420	122.812	28.235	79.276	657.743
S3C 50% Mínimo	423.797	121.196	27.427	78.542	650.963	135.103	38.820	8.925	25.058	207.905
S1	100.779	35.572	3.837	29.253	169.442	98.116	34.794	3.822	28.503	165.236
S2	182.455	51.852	15.782	50.951	301.040	177.546	50.717	15.507	49.628	293.398
S3	423.797	121.196	27.427	78.542	650.963	412.685	118.578	27.261	76.543	635.068

Tabela 79

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Consumo Interno Clientes Micro GD - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	40.541	20.150	2.474	13.406	76.571	120.067	36.806	3.783	33.252	193.908	40%	57%	64%	46%	45%
S1B 10% Médio	36.804	18.605	2.060	12.063	69.532	64.816	17.431	1.899	17.458	101.604	37%	52%	54%	41%	41%
S1C 10% Mínimo	23.998	10.044	974	7.363	42.379	8.123	1.347	277	1.969	11.715	24%	28%	25%	25%	25%
S2A 20% Máximo	72.396	27.465	9.951	23.911	133.722	218.233	55.556	15.432	57.326	346.547	40%	53%	63%	47%	44%
S2B 20% Médio	66.056	25.078	8.947	21.512	121.593	117.830	27.450	7.114	29.888	182.281	36%	48%	57%	42%	40%
S2C 20% Mínimo	43.105	13.623	4.651	12.485	73.864	15.019	2.981	426	3.762	22.187	24%	26%	29%	25%	25%
S3A 50% Máximo	167.497	63.338	15.030	35.894	281.759	508.036	130.765	29.594	89.400	757.797	40%	52%	55%	46%	43%
S3B 50% Médio	152.862	57.732	13.416	31.976	255.986	274.558	65.080	14.819	47.300	401.757	36%	48%	49%	41%	39%
S3C 50% Mínimo	99.743	31.918	6.102	18.259	156.022	35.360	6.901	2.822	6.800	51.883	24%	26%	22%	23%	24%
S1	33.781	16.267	1.836	10.944	62.827	64.335	18.528	1.986	17.560	102.409	34%	46%	48%	37%	37%
S2	60.519	22.055	7.850	19.303	109.726	117.027	28.662	7.657	30.325	183.672	33%	43%	50%	38%	36%
S3	140.034	50.996	11.516	28.709	231.256	272.651	67.582	15.745	47.833	403.812	33%	42%	42%	37%	36%

As tabelas 78 e 79 apresentam a energia consumida ou injetada pelos clientes com microgeração em cada simulação.

O consumo interno, é a energia gerada e consumida durante o dia pelo cliente e que não transita mais pela rede de distribuição. O consumo interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 37% na classe Residencial, 52% no Comercial, 54% no industrial e 41% e rural.

A geração que ultrapassa o consumo interno é a energia injetada na rede.

A energia injetada é maior que o fluxo reverso nos trechos do circuito e no alimentador, pois essa energia vai atendendo às cargas próximas à injeção.

As tabelas 80 e 81 a seguir apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno, mostram também a Geração, o Consumo Interno e a Injeção, que ocorrem somente durante o dia, também separados em Dia útil, Sábado e Domingo.

Nestas simulações, a Injeção é igual a Energia Compensada, pois a premissa foi definir uma geração que atendesse exatamente o consumo do cliente.

Uma eventual TUSD Perdas incidiria sobre a Energia Compensada.

Entende-se que o custo ou benefício de responsabilidade do microgerador é a variação das perdas na rede de distribuição ocasionada pela sua inserção.

O percentual de perdas a ser utilizado para o cálculo de uma eventual tarifa deveria ser então o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada.

Nesse alimentador chegou-se a um benefício – redução de perdas com inserção de micro GD.

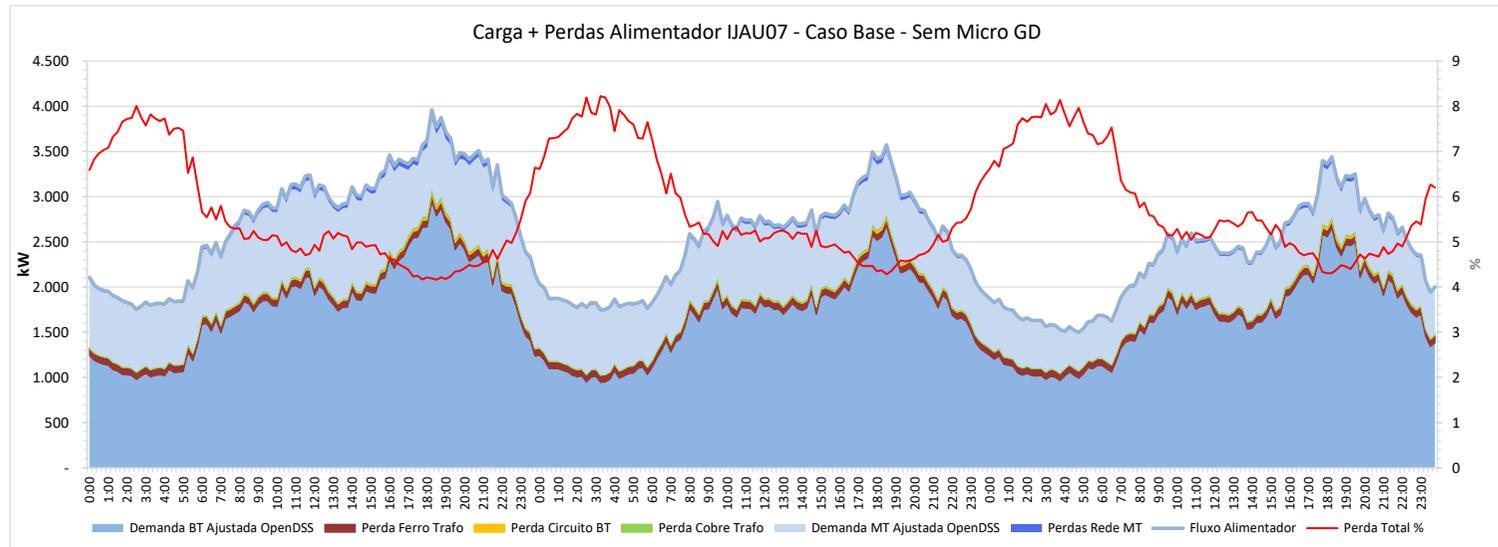
Tabela 80

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	63.111	14.171	13.186	90.468	54.623	12.432	12.809	79.863	181.256	45.314	45.314	271.884
S1B 10% Médio	63.111	14.171	13.186	90.468	54.623	12.432	12.809	79.863	114.683	28.671	28.671	172.025
S1C 10% Mínimo	63.111	14.171	13.186	90.468	54.623	12.432	12.809	79.863	36.250	9.063	9.063	54.375
S2A 20% Máximo	109.695	25.551	24.569	159.815	97.402	22.065	22.949	142.417	321.435	80.359	80.359	482.152
S2B 20% Médio	109.695	25.551	24.569	159.815	97.402	22.065	22.949	142.417	203.377	50.844	50.844	305.065
S2C 20% Mínimo	109.695	25.551	24.569	159.815	97.402	22.065	22.949	142.417	64.285	16.071	16.071	96.428
S3A 50% Máximo	236.863	53.012	50.581	340.456	217.794	48.435	50.536	316.765	699.629	174.907	174.907	1.049.443
S3B 50% Médio	236.863	53.012	50.581	340.456	217.794	48.435	50.536	316.765	442.666	110.666	110.666	663.999
S3C 50% Mínimo	236.863	53.012	50.581	340.456	217.794	48.435	50.536	316.765	139.922	34.980	34.980	209.882
S1	63.111	14.171	13.186	90.468	54.623	12.432	12.809	79.863	110.730	27.682	27.682	166.095
S2	109.695	25.551	24.569	159.815	97.402	22.065	22.949	142.417	196.365	49.091	49.091	294.548
S3	236.863	53.012	50.581	340.456	217.794	48.435	50.536	316.765	427.405	106.851	106.851	641.108

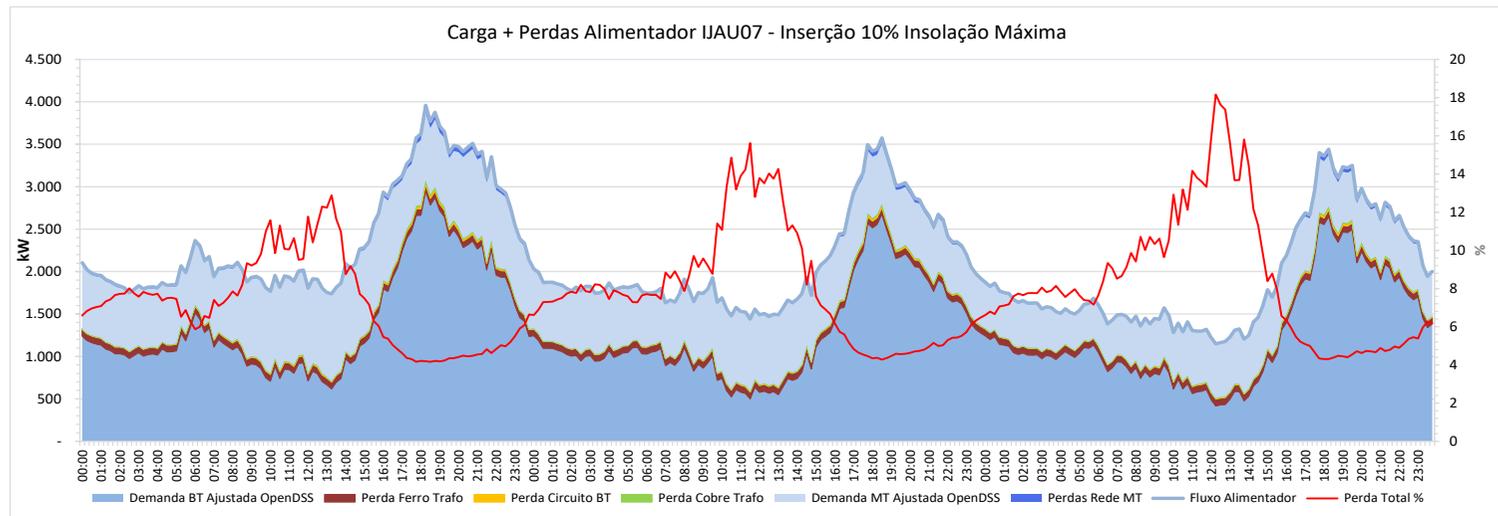
Tabela 81

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	53.464	11.944	11.164	76.572	127.791	33.370	34.150	195.312	(9.427)	-4,83%
S1B 10% Médio	48.382	10.898	10.252	69.533	66.301	17.772	18.419	102.492	(6.944)	-6,77%
S1C 10% Mínimo	28.828	6.859	6.691	42.379	7.422	2.204	2.371	11.996	(2.549)	-21,25%
S2A 20% Máximo	91.965	21.153	20.606	133.724	229.469	59.206	59.753	348.428	(13.311)	-3,82%
S2B 20% Médio	83.503	19.313	18.777	121.594	119.874	31.531	32.067	183.471	(10.993)	-5,99%
S2C 20% Mínimo	50.098	11.978	11.788	73.864	14.187	4.093	4.283	22.563	(4.410)	-19,54%
S3A 50% Máximo	196.125	43.614	42.027	281.766	503.504	131.293	132.880	767.677	(7.027)	-0,92%
S3B 50% Médio	177.990	39.672	38.328	255.990	264.676	70.995	72.338	408.009	(15.284)	-3,75%
S3C 50% Mínimo	106.639	24.879	24.505	156.023	33.282	10.101	10.475	53.859	(8.664)	-16,09%
S1	43.558	9.900	9.369	62.828	67.171	17.782	18.313	103.267	(6.307)	-6,11%
S2	75.189	17.481	17.057	109.727	121.177	31.610	32.034	184.821	(9.572)	-5,18%
S3	160.251	36.055	34.954	231.260	267.154	70.796	71.898	409.848	(10.325)	-2,52%

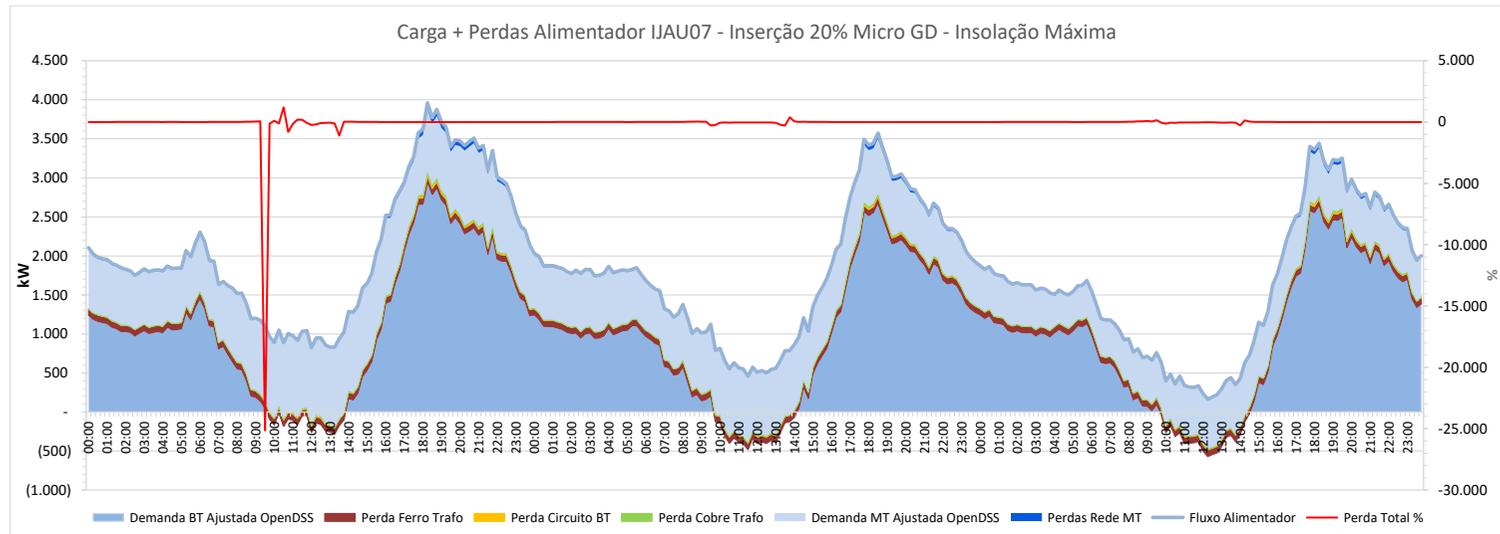
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador IJAU07, com 69% de carga de baixa tensão e 31% de mercado média.



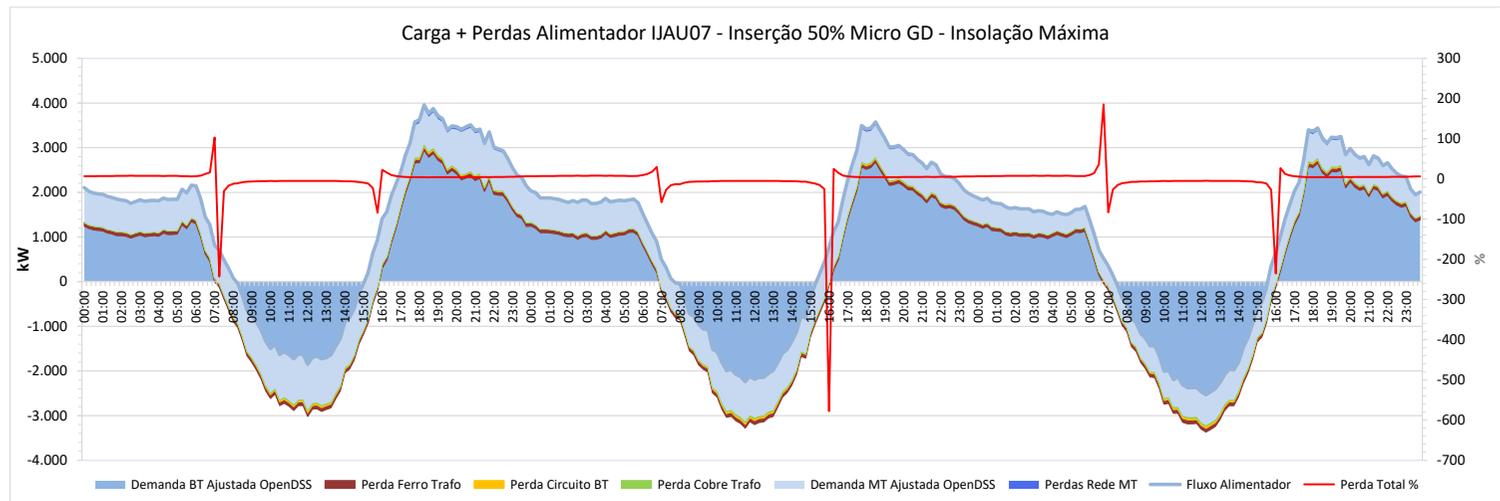
Observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador IJAU07 com 10% de inserção de Micro GD nos dias de pleno sol – simulação S1A.



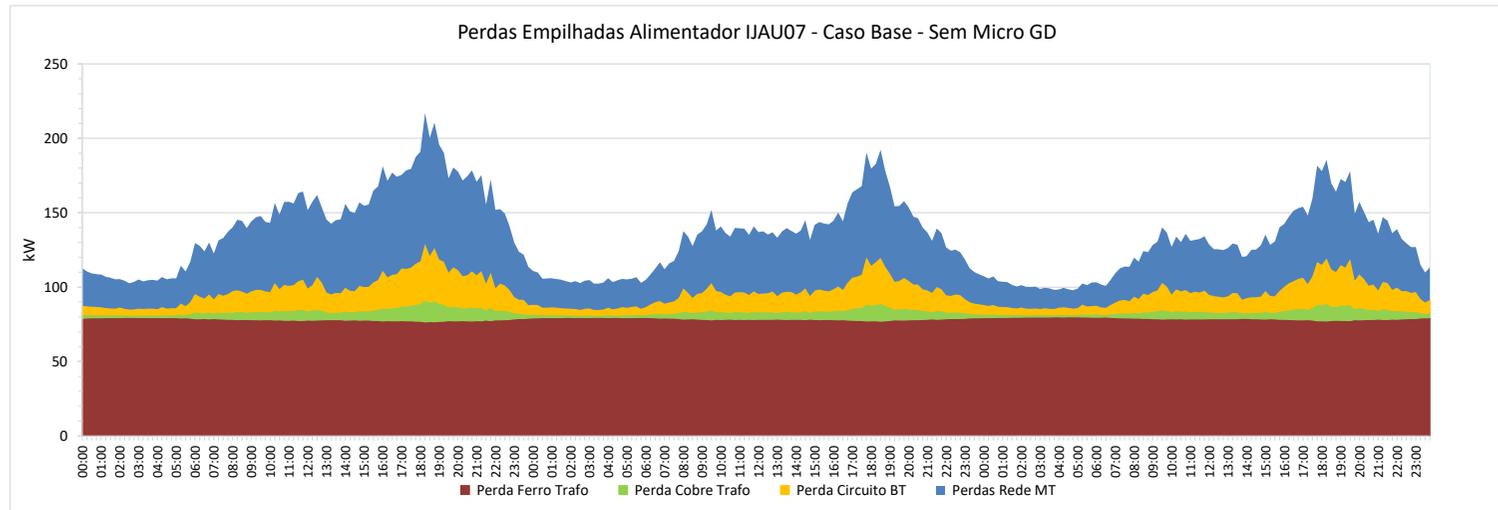
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol, as cargas da rede BT por volta do meio dia tornam-se negativas. As cargas diurnas da rede MT aproximam-se de zero no domingo, quando há pouca carga de clientes MT e B3.



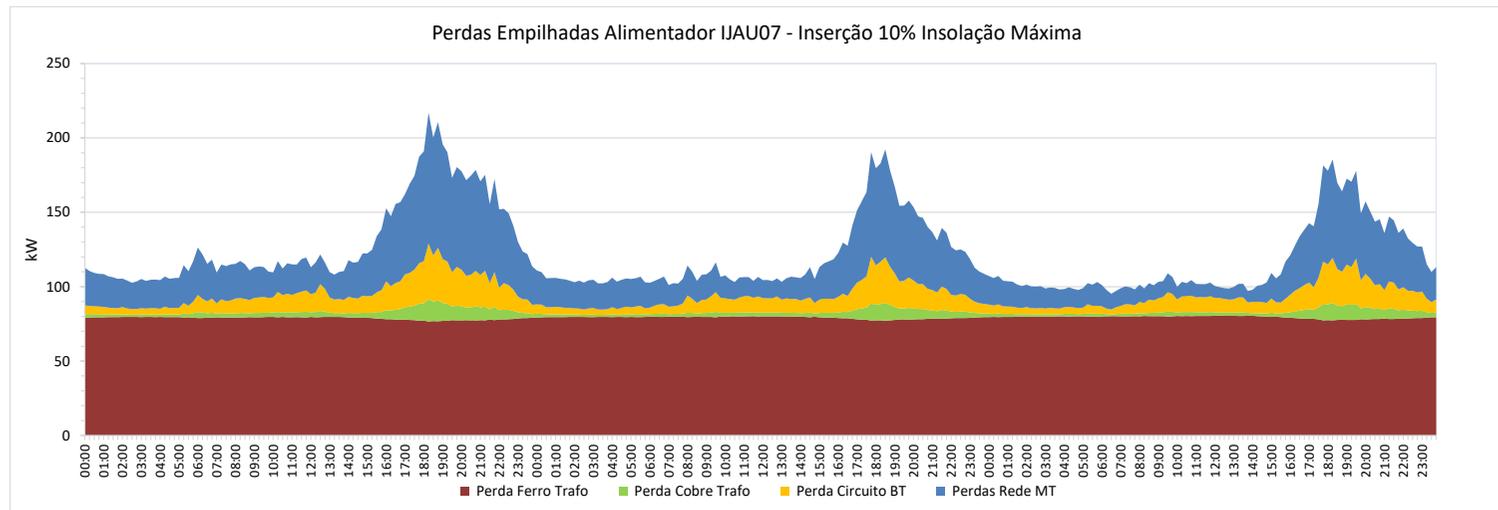
Na simulação S3A verifica-se um grande fluxo reverso tanto na rede BT, quanto na rede MT, no período diurno, intensificado nos sábados e domingos, devido à menor demanda de clientes B3 e MT.



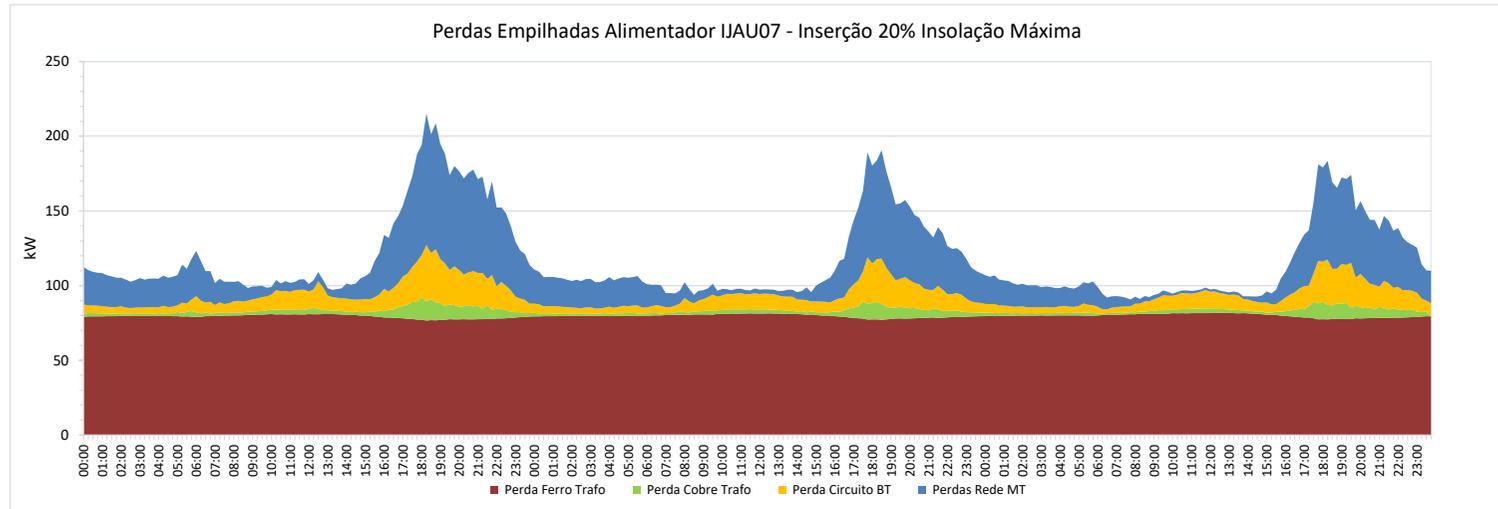
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base. As Perdas no Ferro, constantes e relativamente altas neste alimentador, as Perdas no Cobre, nos circuitos de BT e na rede MT.



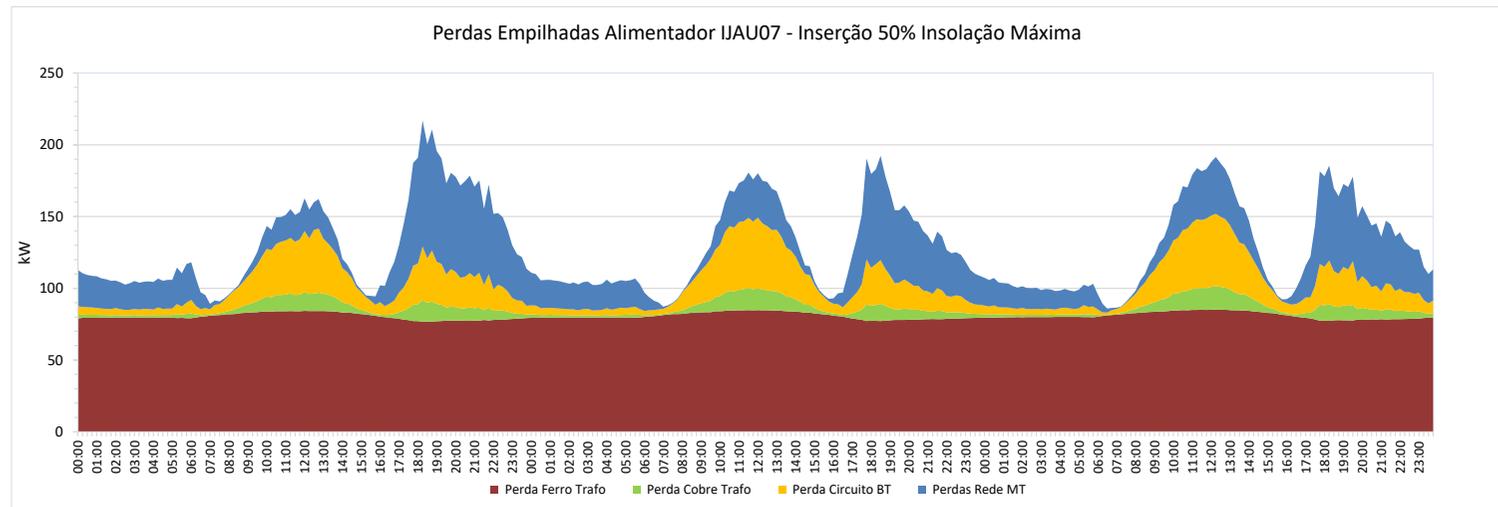
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se redução das perdas no período diurno na rede MT, nos circuitos BT e no Cobre.



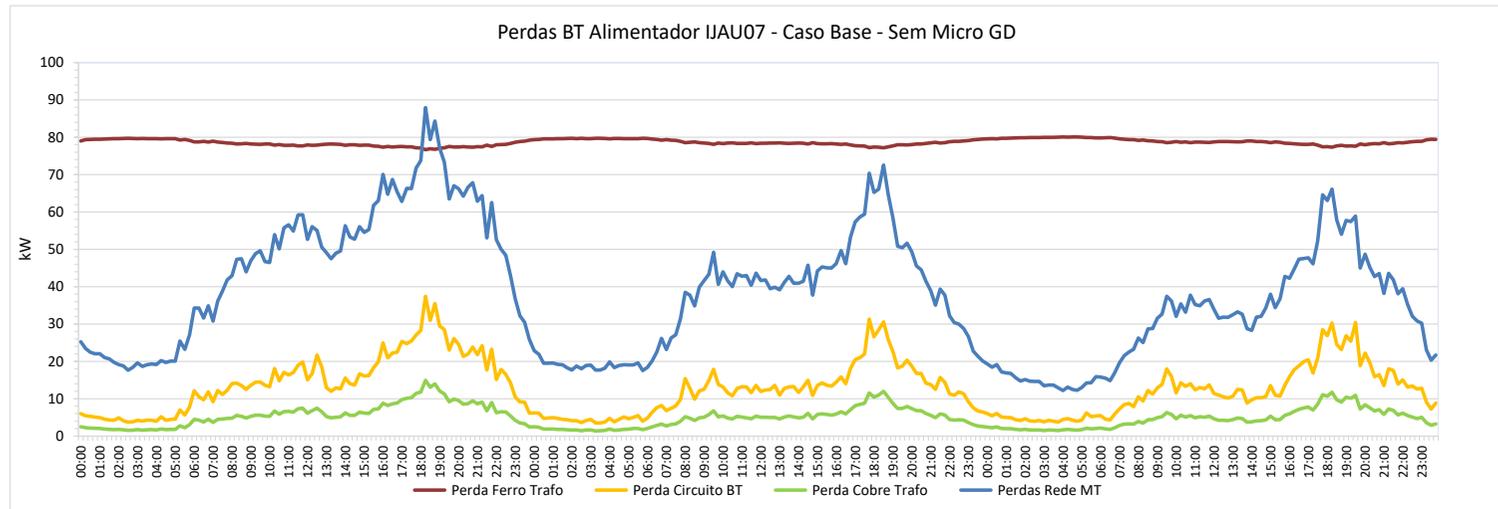
Na simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – começam a aparecer perdas no fluxo reverso nos circuitos BT. Reduz ainda mais as perdas na rede MT. E, claro, as Perdas no Ferro – núcleo do transformador – não se alteram.



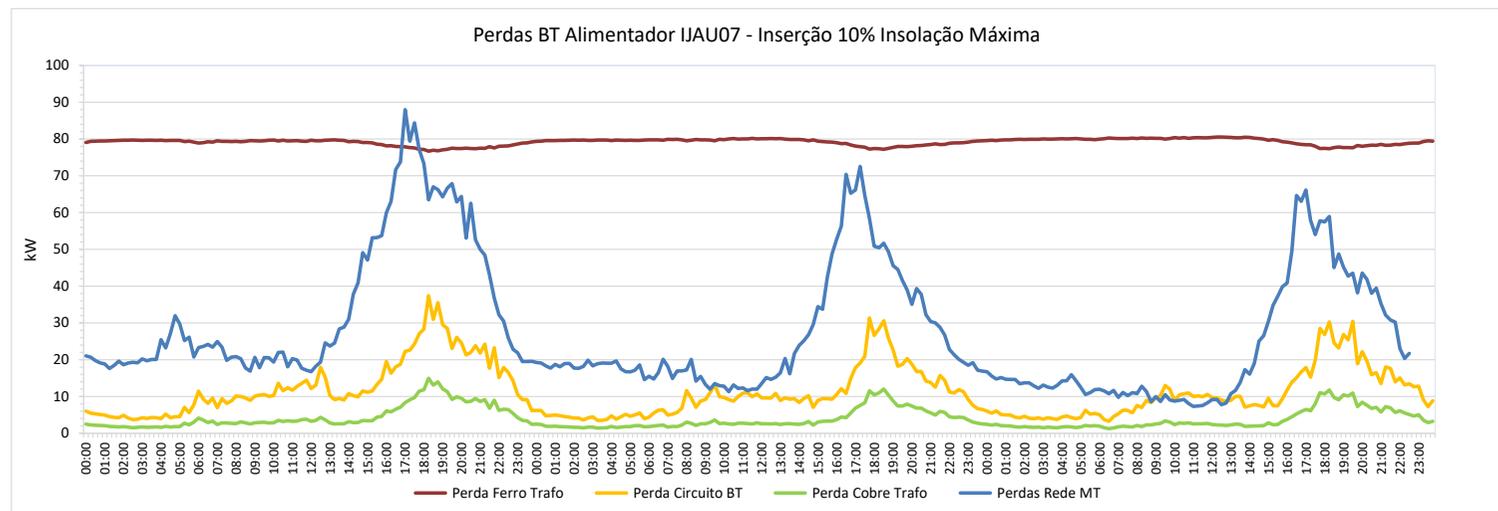
Na simulação S3A crescem as perdas no fluxo reverso, inclusive na rede MT, mas nessa rede as perdas continuam abaixo do Caso Base.



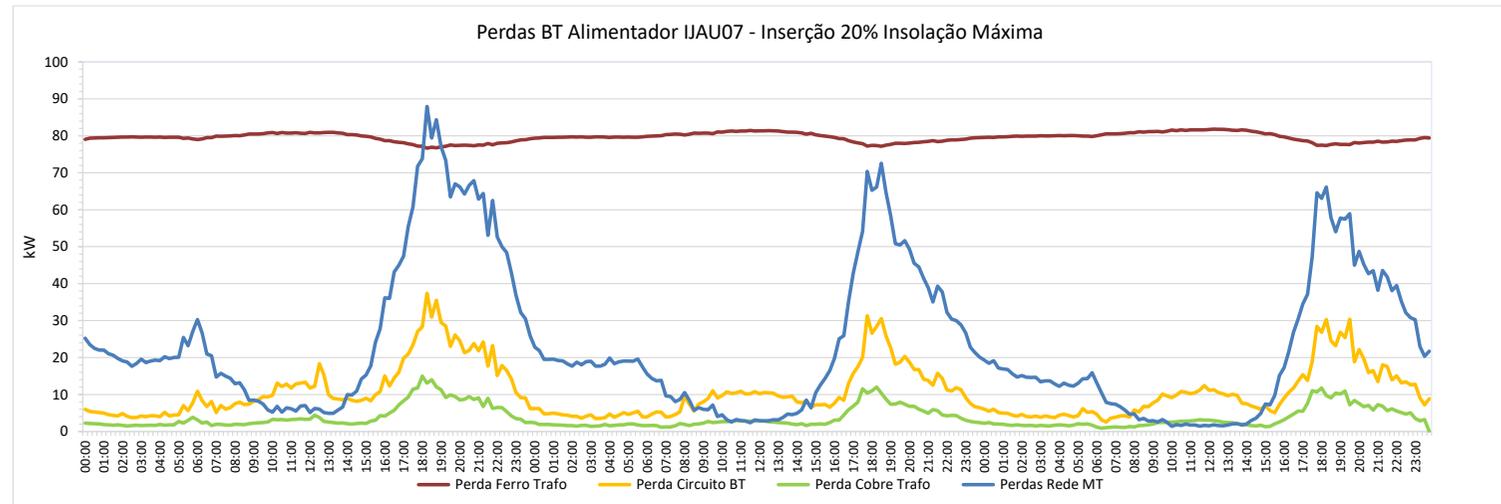
As curvas a seguir mostram como as perdas sem “empilhamento”. Observa-se melhor o peso de cada uma e como as perdas no fio acompanham o fluxo na rede.



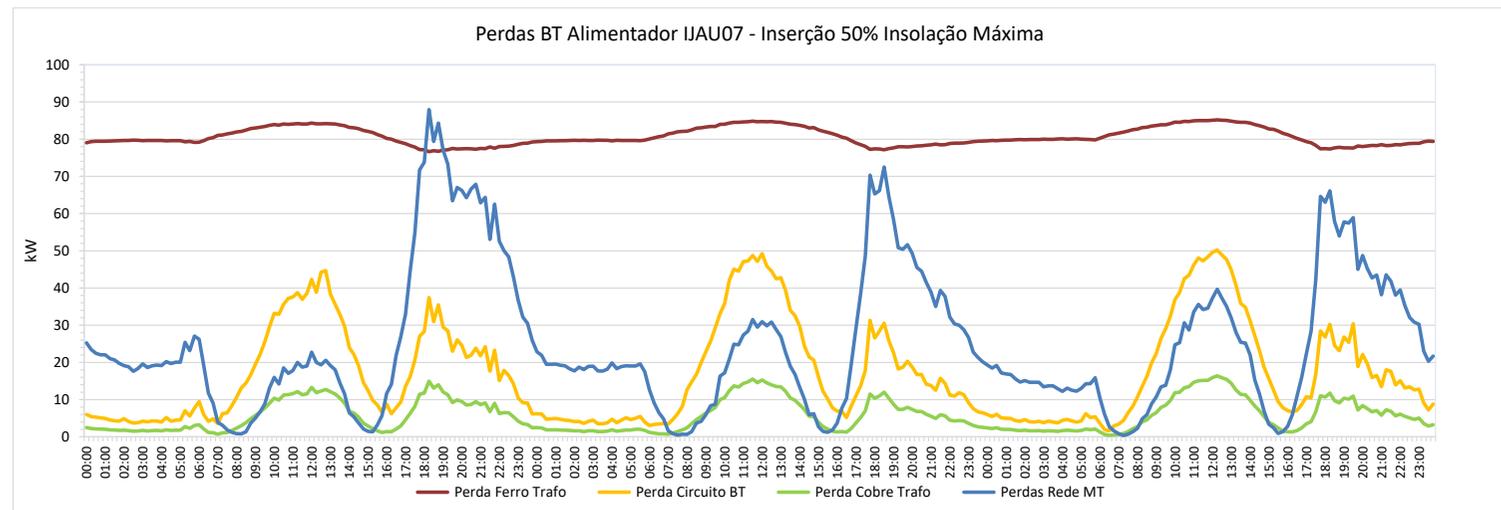
Verifica-se novamente como na simulação S1A as perdas no Fio, principalmente na rede MT, reduzem com inserção da micro GD.



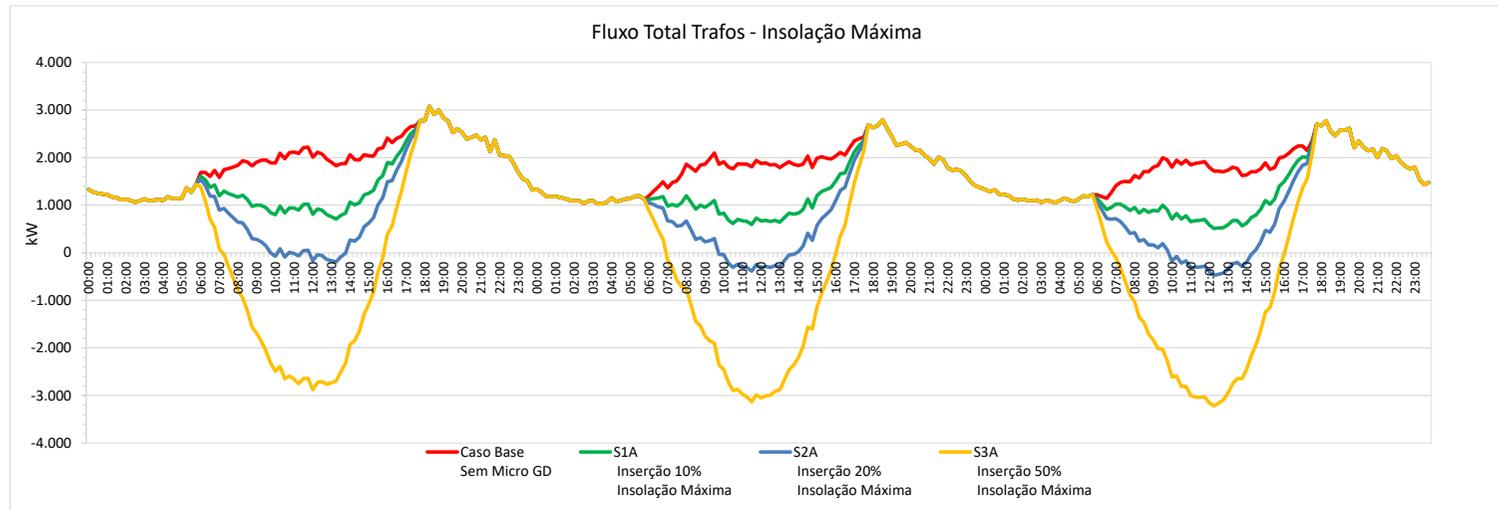
Na simulação S2A, observa-se uma redução das perdas na rede MT. Já na baixa tensão, há um incremento de perdas nos circuitos BT e no Cobre, devido ao fluxo reverso diurno.



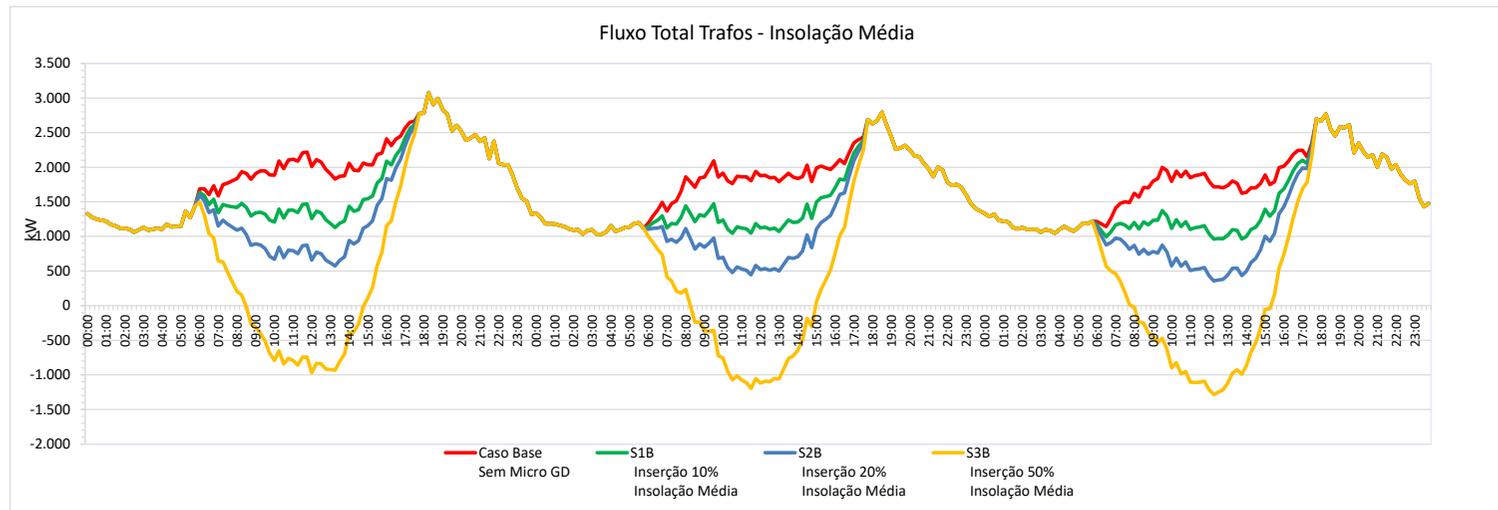
Na simulação S3A, observa-se um aumento ainda maior das perdas no fluxo reverso na baixa tensão, principalmente nos circuitos BT. Aparecem perdas no fluxo reverso até na rede MT, mas nessa rede, as perdas, ainda assim, continuam abaixo do Caso Base.



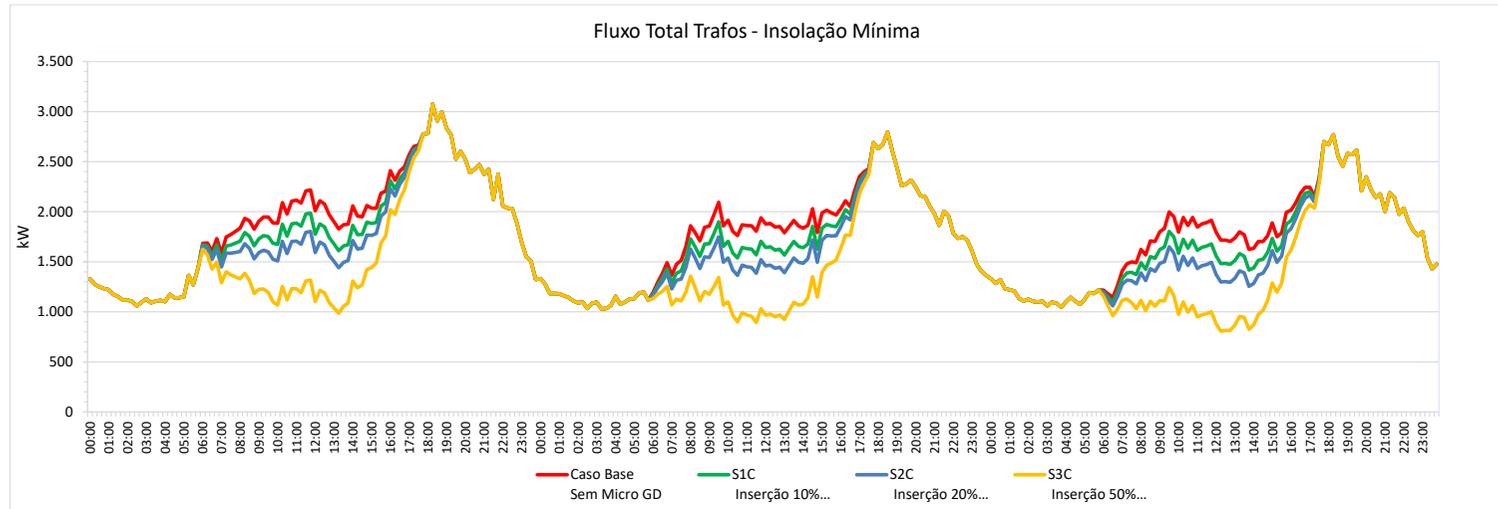
Este gráfico mostra que há significativa redução da carga diurna já com 10% de inserção. Com inserção de 20%, já aparece fluxo negativo por volta do meio dia. Com 50% de inserção ocorre um grande fluxo reverso em todos os dias.



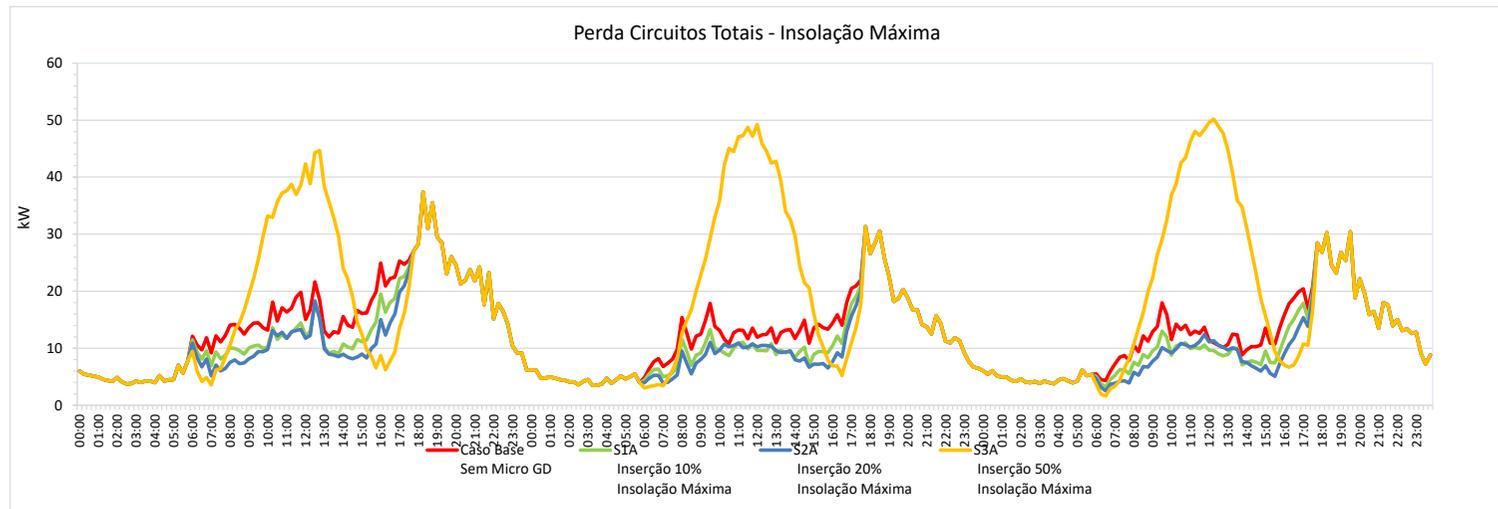
Com a insolação média há uma menor redução da carga diurna nas simulações S1B e S2B. Observa-se um menor fluxo reverso na simulação S3B.



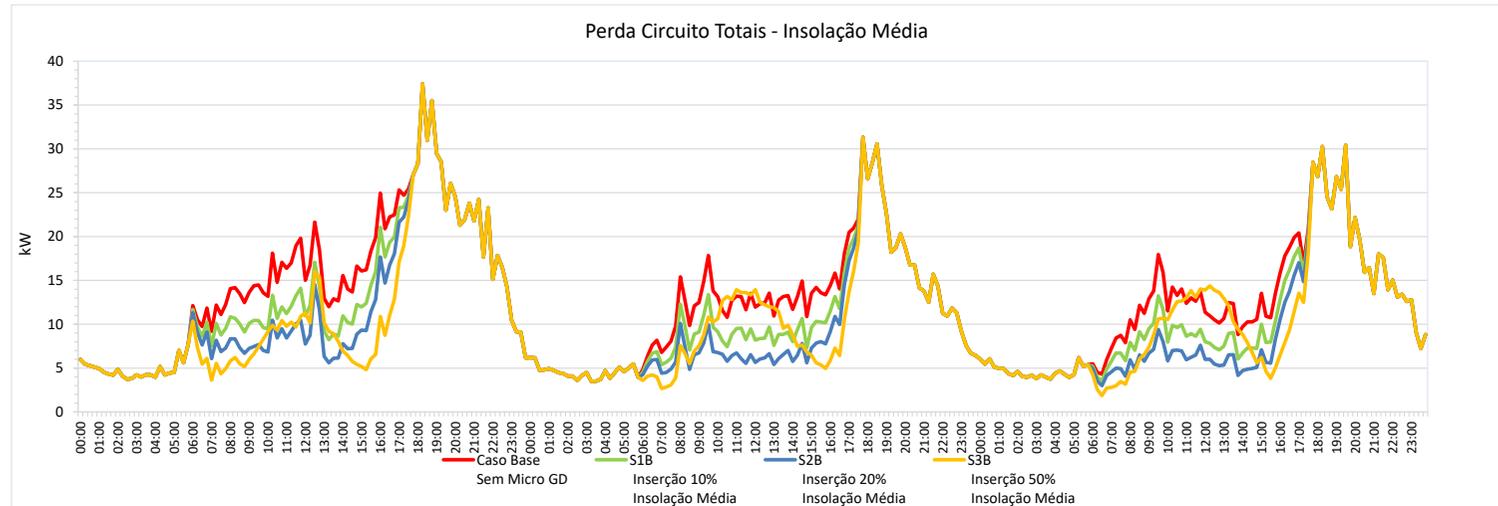
Na condição de geração mínima – dias chuvosos e nublados, em todas as hipóteses de inserção, não há fluxo reverso na rede.



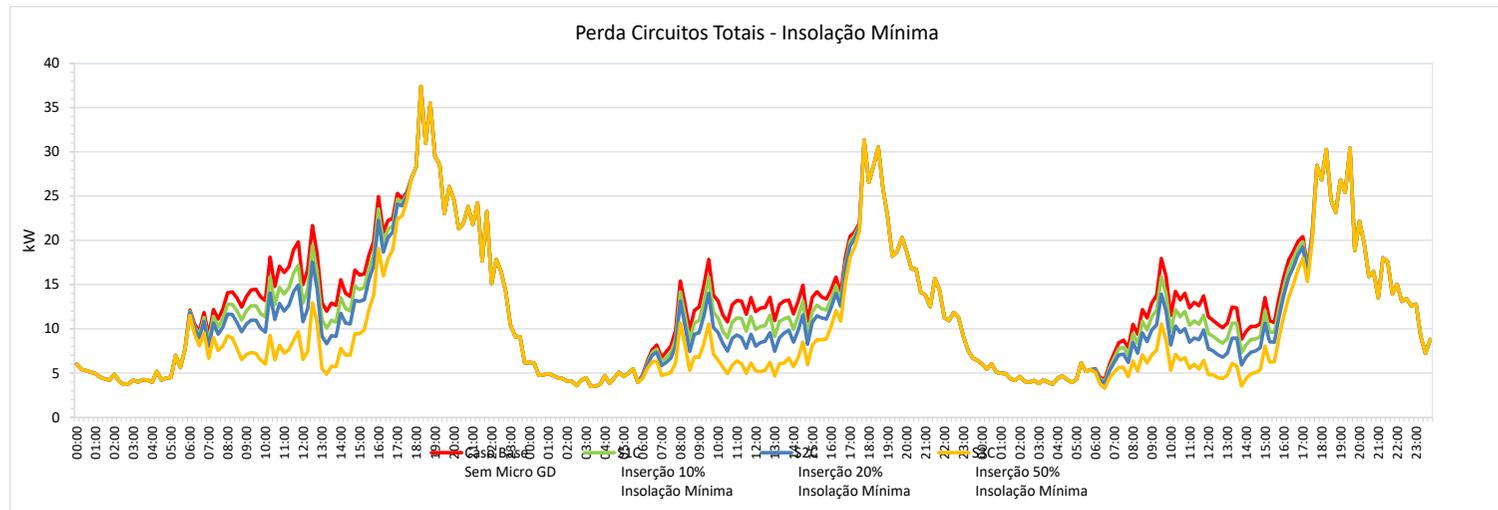
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT em cada simulação com insolação máxima. Observa-se uma redução de perdas nas simulações S1A e S2A e um grande aumento das perdas na simulação S3A, devido ao fluxo reverso.



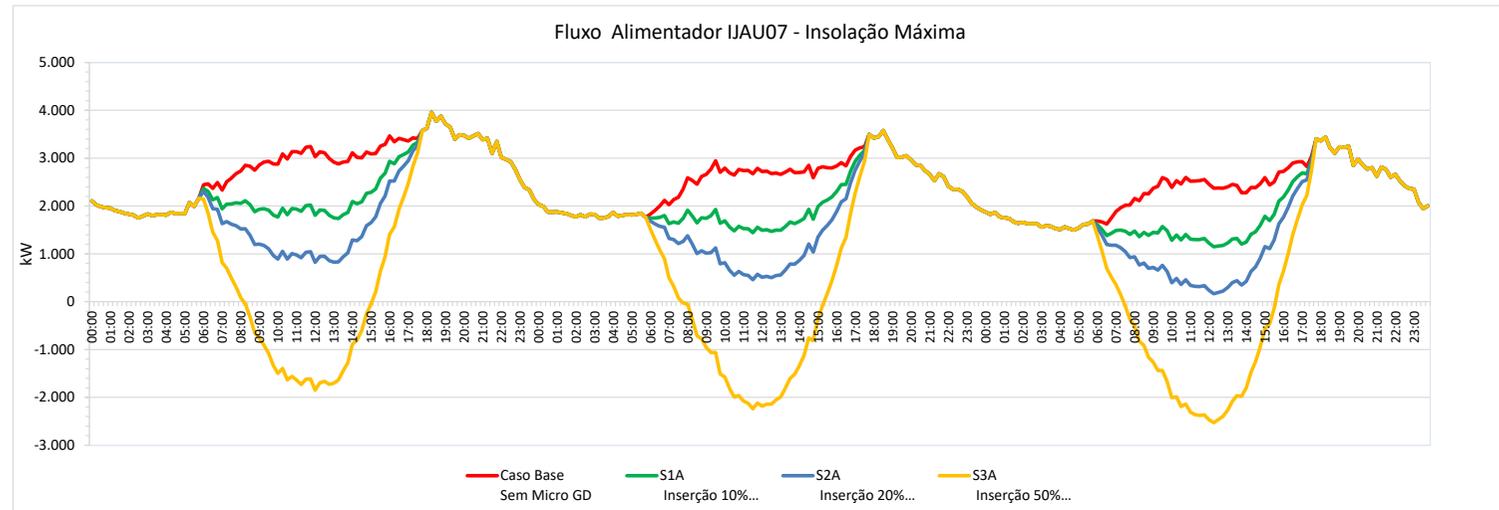
Com insolação média, as perdas nos circuitos diminuem. No entanto observa-se, pelo formato da curva de perdas da simulação S3B, o aparecimento significativo de perdas no fluxo reverso, quase no mesmo patamar das perdas no fluxo direto do Caso Base.



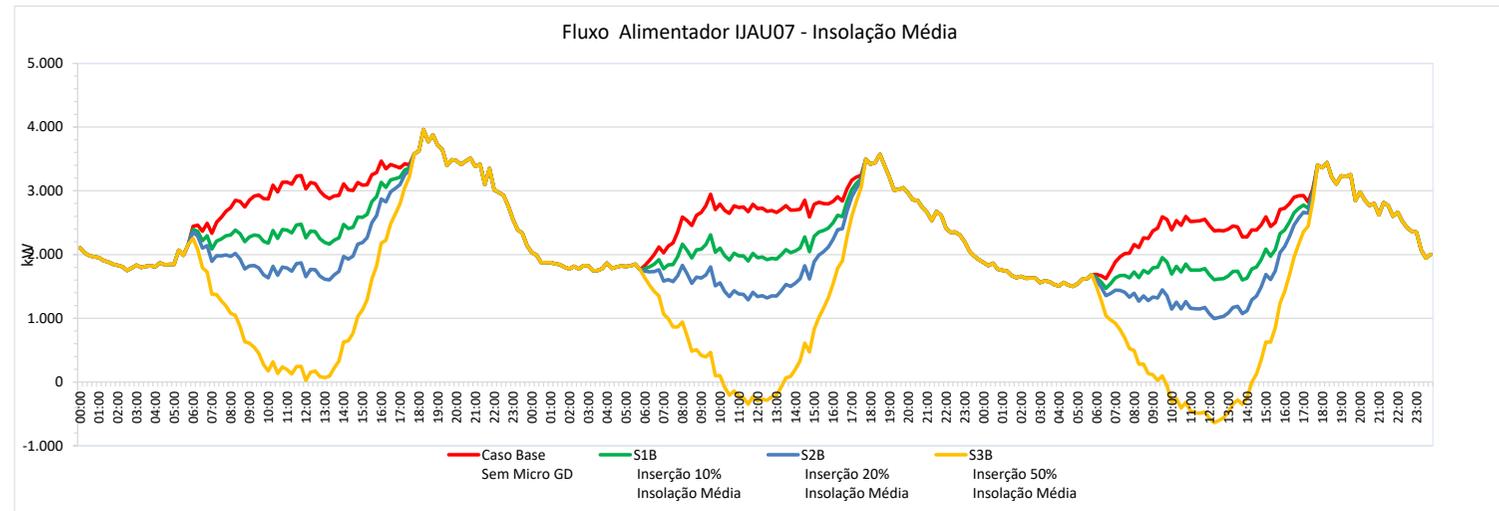
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas hipóteses de inserção.



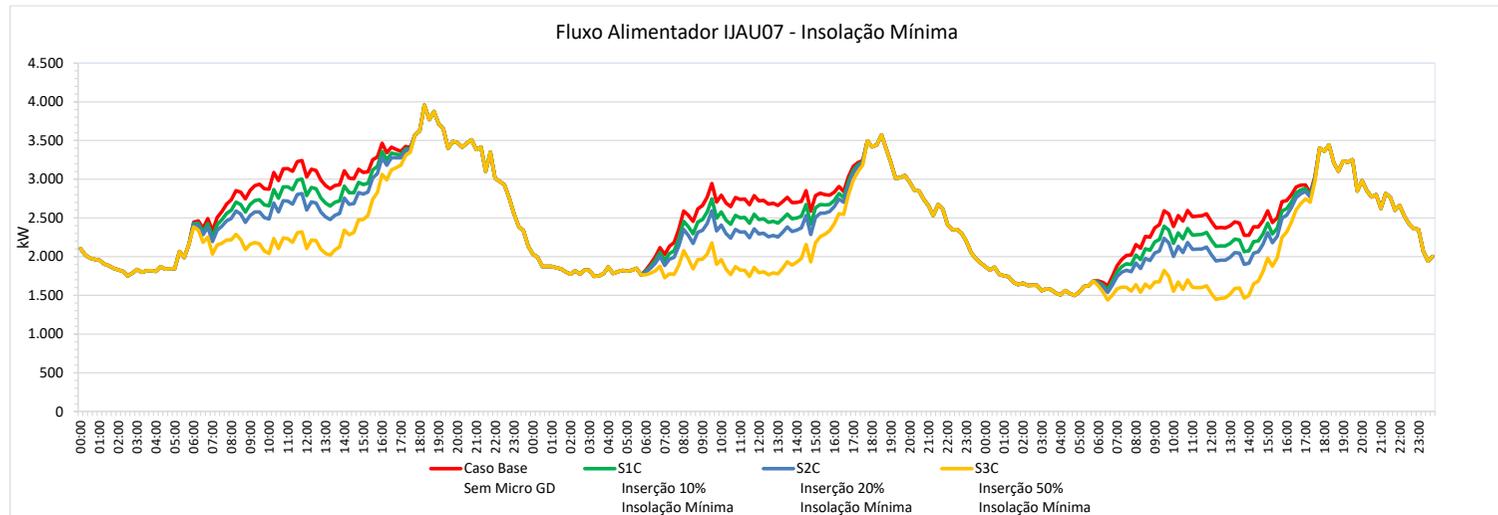
As curvas ao lado representam o fluxo total do alimentador nas hipóteses de insolação máxima. Há grande redução da carga diurna com 10% de inserção. Com 20% de inserção, aproxima-se de zero no domingo. Ocorre fluxo reverso em todos os dias com inserção de 50% de microgeração.



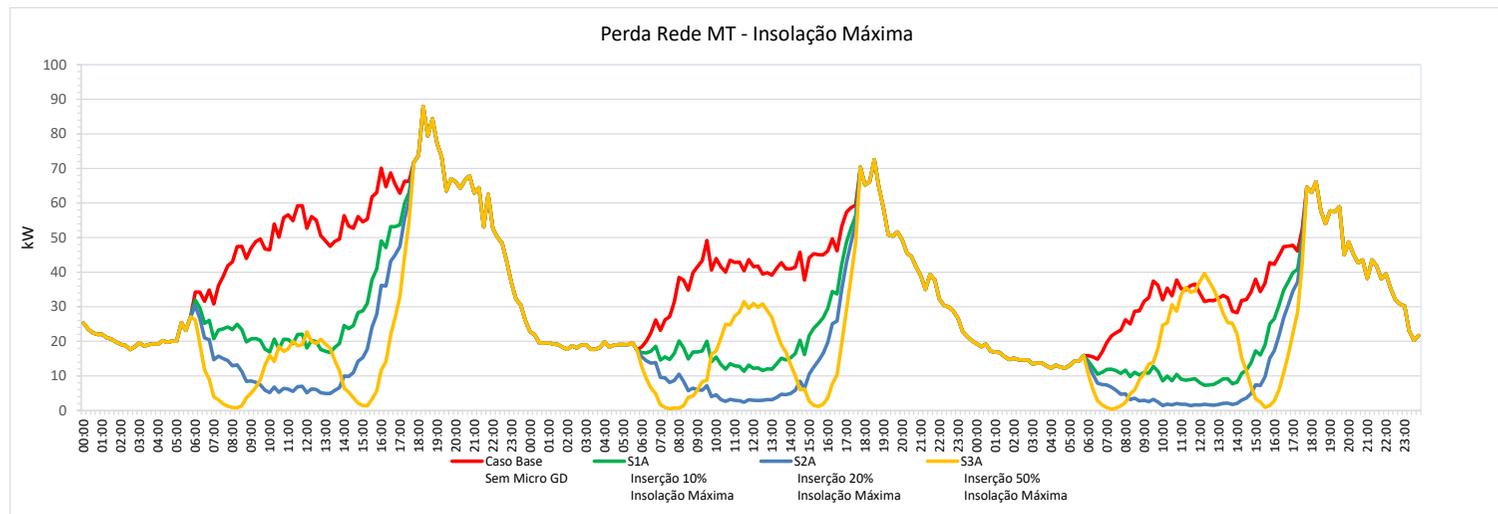
As reduções das cargas positivas são menores nas simulações S1B e S2B. Na simulação S3B, as cargas no entorno do meio dia aproximam-se de zero no dia útil e aparece fluxo reverso no sábado e domingo.



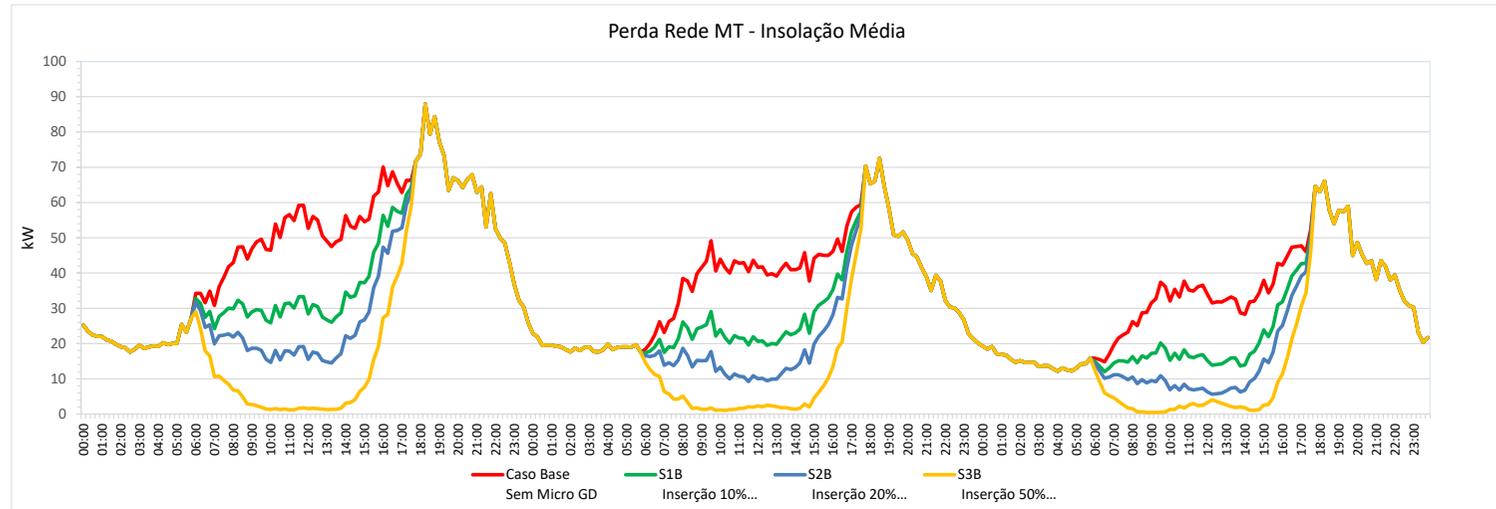
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



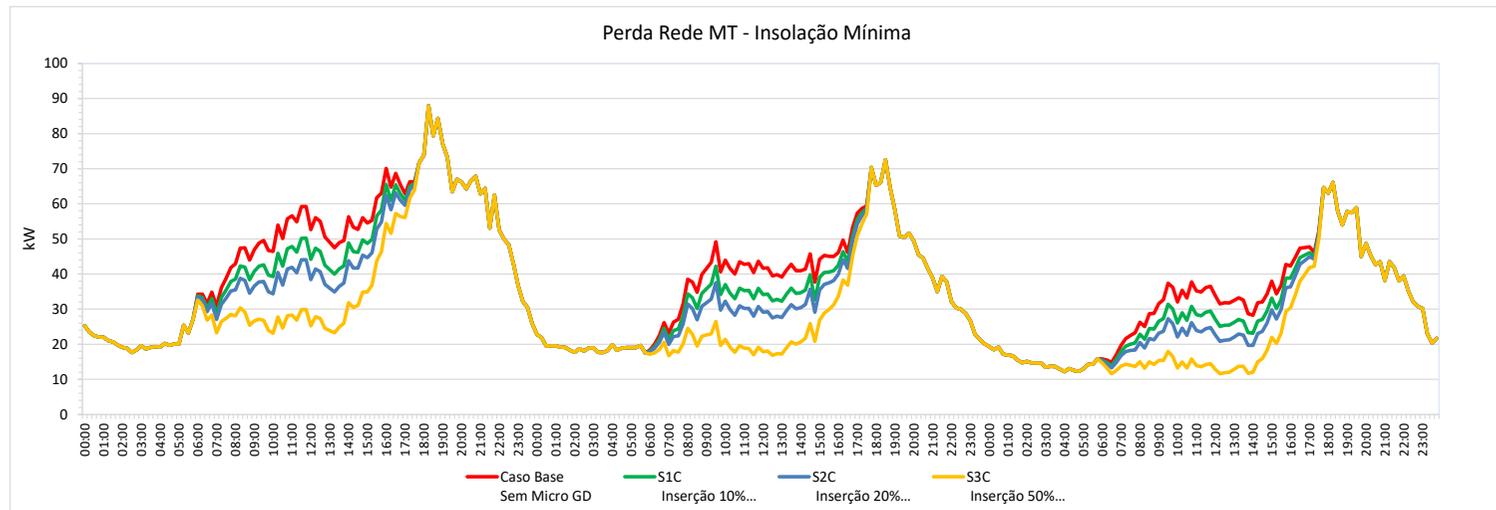
As perdas na rede MT reduzem muito com a inserção da Micro GD em todos os dias da semana. mesmo na inserção de 50% há redução de perdas significativas no dia útil e no sábado, a despeito do aparecimento de perdas no fluxo reverso.



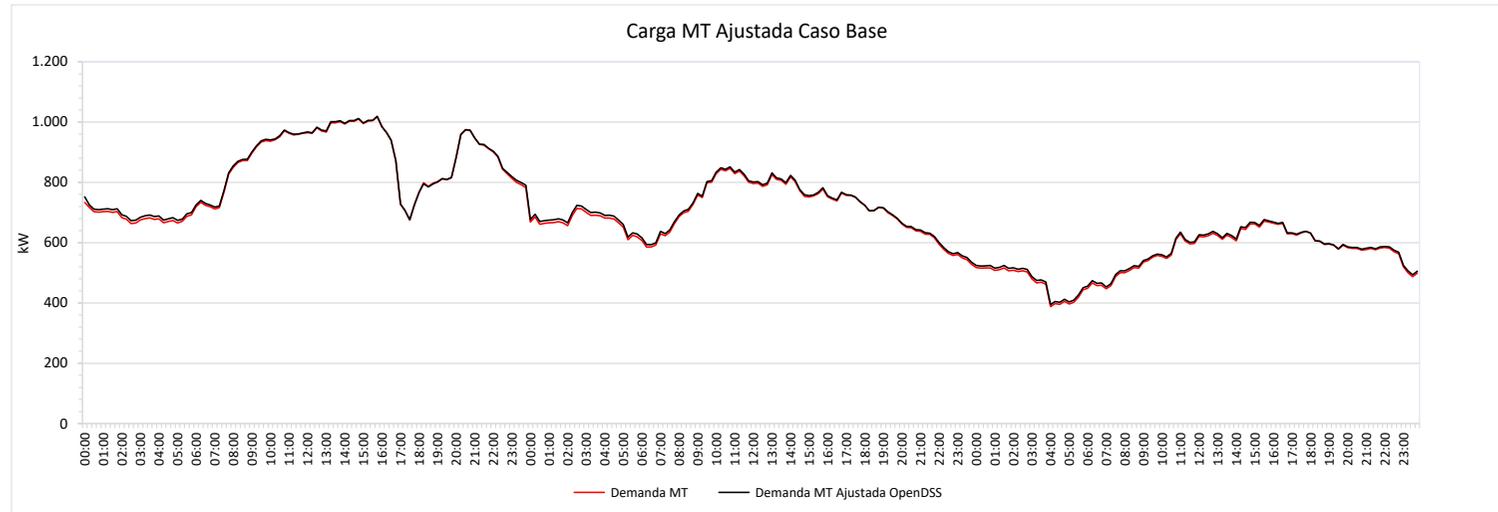
Com insolação média as perdas nas simulações S1B e S2B reduzem menos, já na simulação S3A se observam as maiores reduções de perdas, pois não se verificam perdas no fluxo reverso.



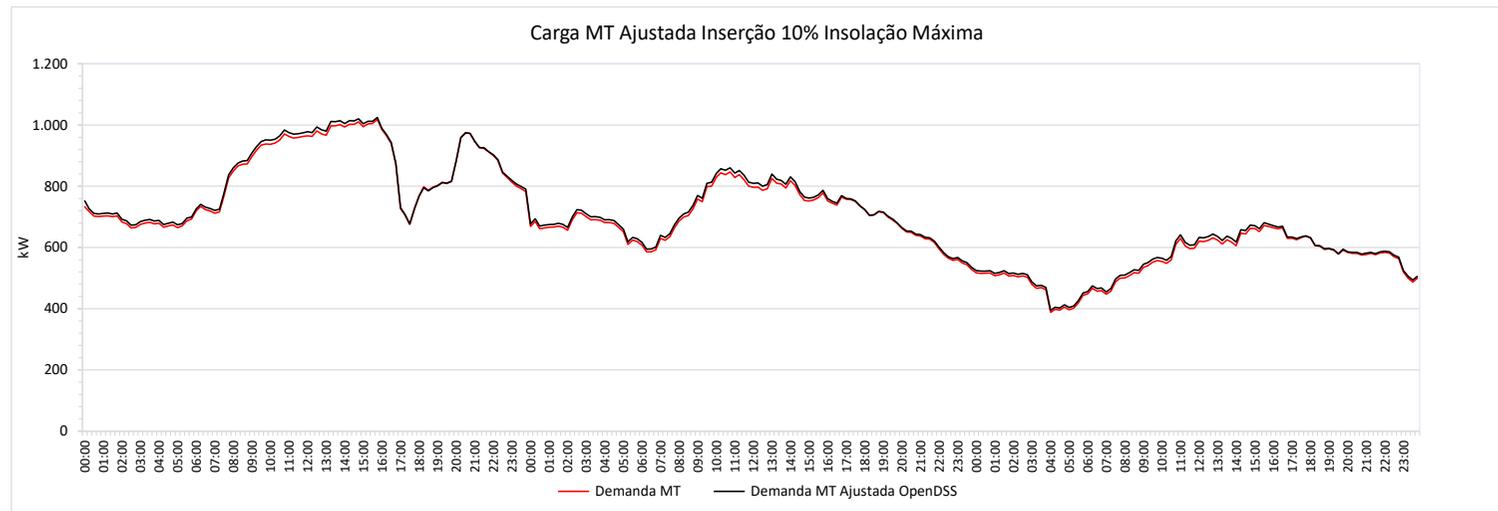
Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em valores bem menores.



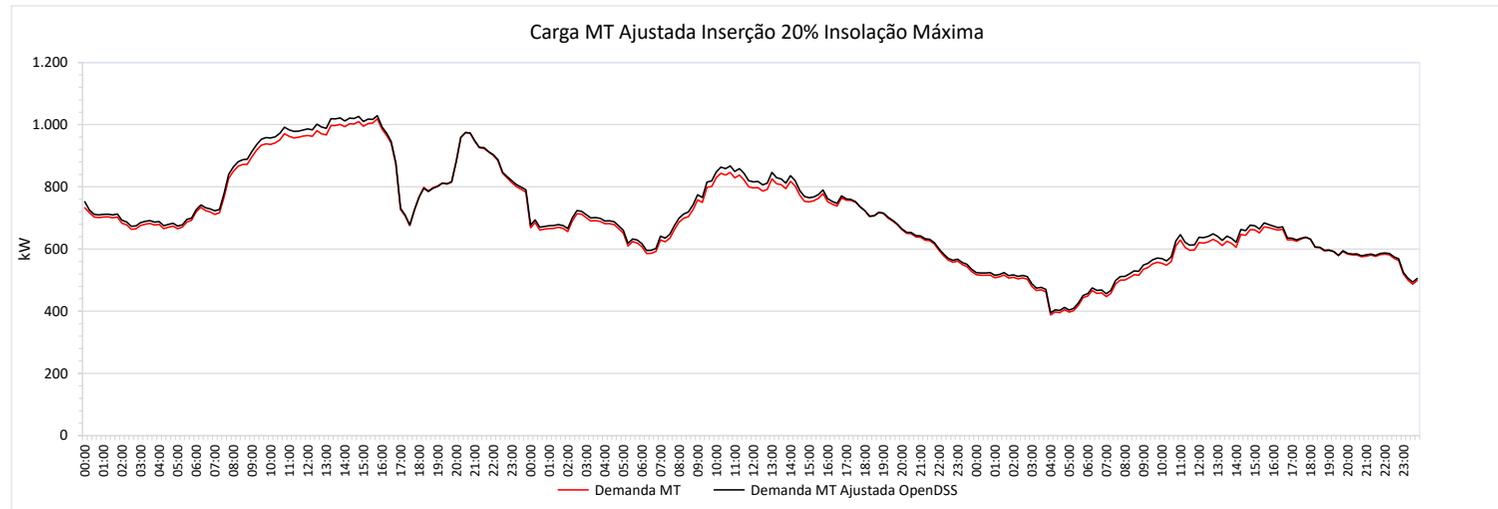
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes MT. Mas é um valor pequeno, que não afeta o resultado das perdas.



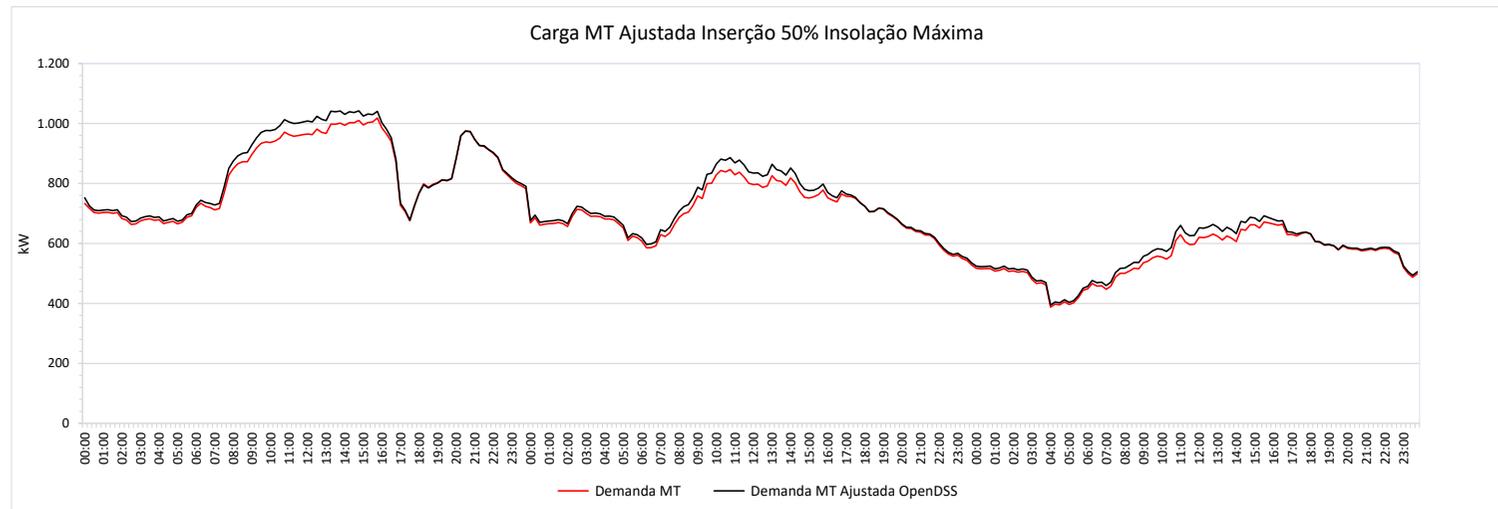
Vale mesmo comentário.



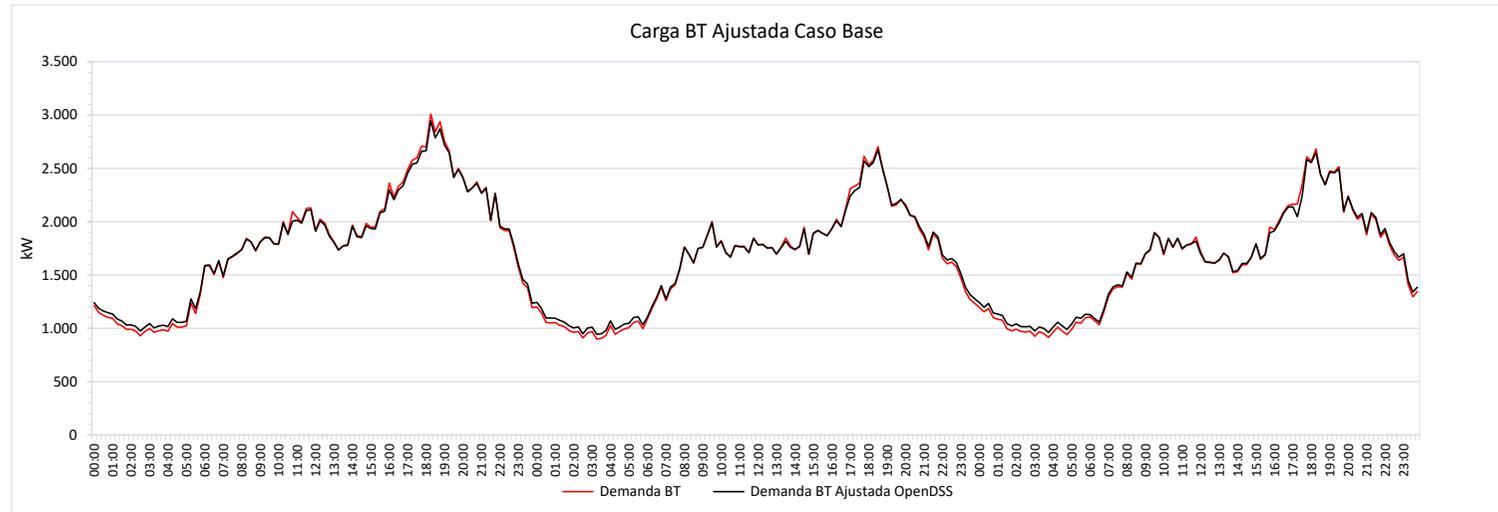
Vale mesmo comentário.



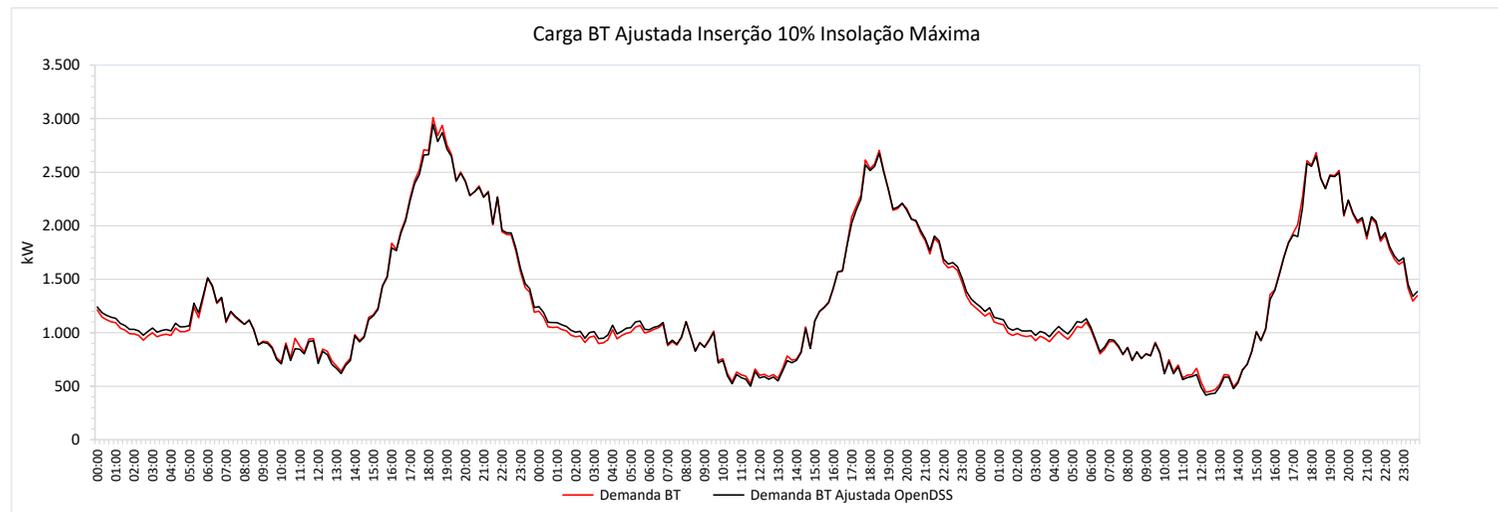
Reitera-se o mesmo comentário.



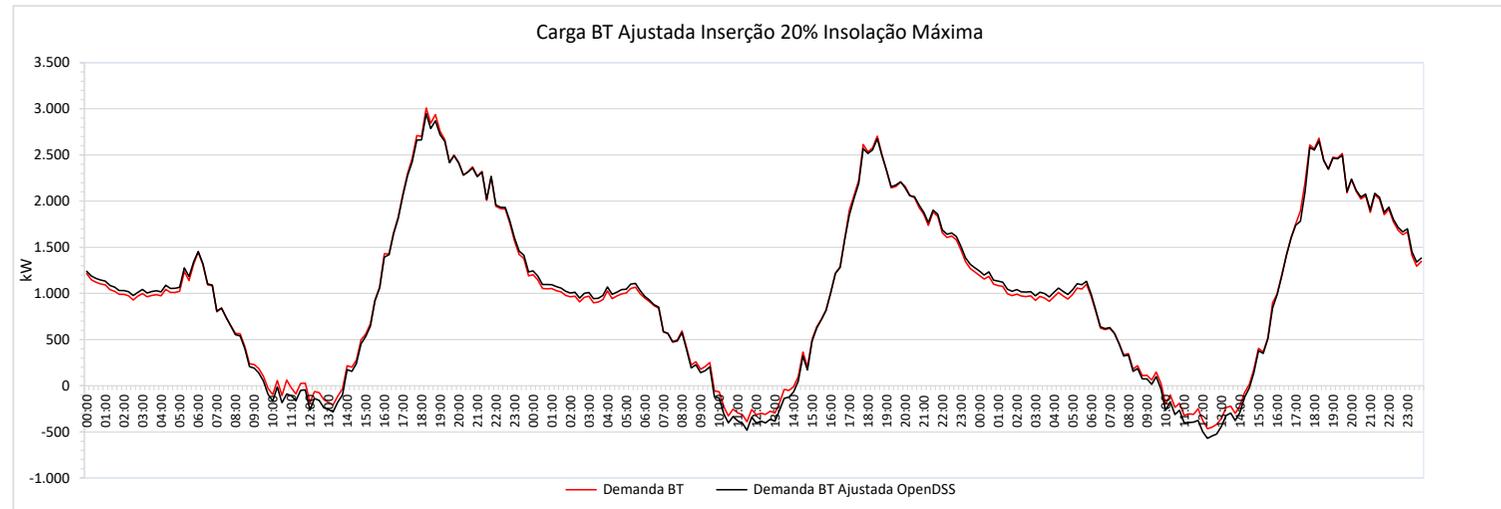
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes BT, que neste alimentador tem carga diurna maior devido à classe comercial e industrial. Esse "ajuste" na BT é um pouco mais relevante.



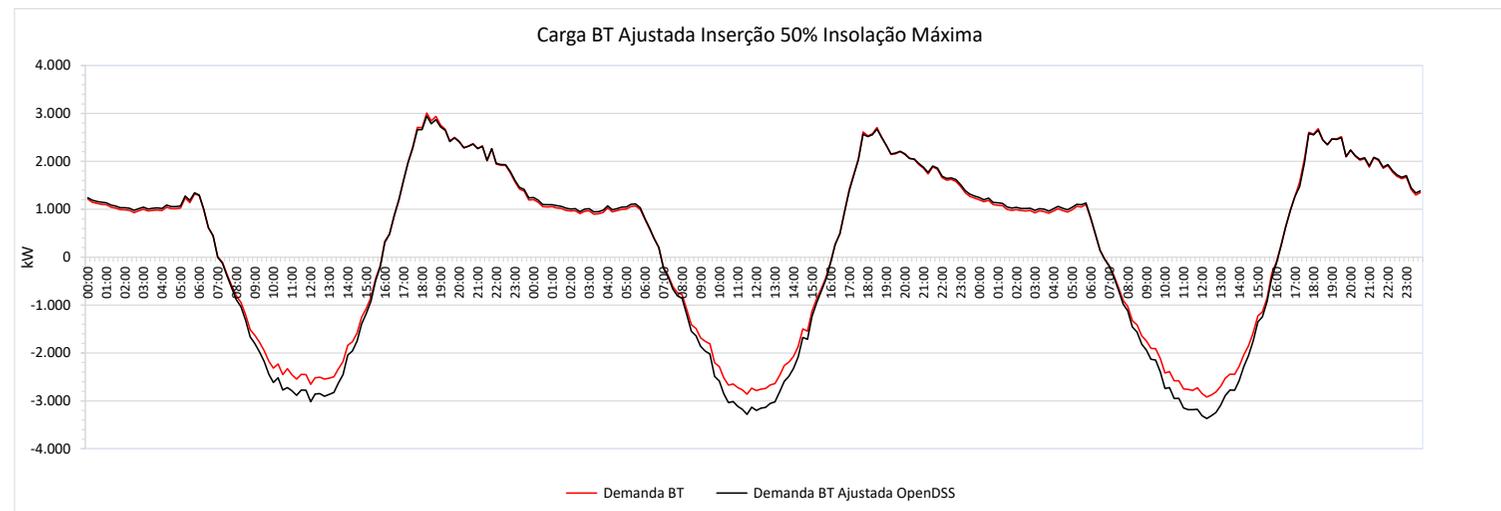
Reitera-se o mesmo comentário.



Reitera-se o mesmo comentário.



Nessa simulação já se observa um "ajuste" maior nas horas de maior fluxo reverso.



4.5. Alimentador NVSU07

Tabela 82

Alimentador NVSU07					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		MWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	567.129	35%	4.581	78%
	Comercial	201.137	12%	496	8%
	Industrial	220.799	14%	255	4%
	Rural	179.452	11%	497	8%
	IP	3.535	0%	2	0%
	Cientes BT	1.172.052	72%	5.831	100%
	Cientes MT	454.419	28%	24	0%
	Total	1.626.471	100%	5.855	100%

Tabela 83

Alimentador NVSU07	
Extensão Rede BT - km	179
Extensão Rede MT - km	241
Extensão Total - km	420
Resistência Média circuito BT Ohm/km	1,89

Este alimentador tem um mercado bem misto: 72% de clientes de baixa tensão, sendo 35% residencial, 26% comercial e industrial, 11% rural, e 28% de clientes de média tensão.

É um alimentador extenso, com 420 km, sendo 241 km de rede MT e 179 de redes BT.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador.

A média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 21%, e praticamente não se altera com a inserção da microgeração, como se verá melhor nos gráficos apresentados mais à frente. Logo, não se alteram os custos de expansão da rede deste tipo de alimentador. A maior redução do fluxo máximo dos transformadores ocorre na simulação S3A, de 7%. Porém não se pode considerar essa redução no planejamento da expansão. Só pode-se considerar a simulação S1C, redução de 1% da demanda máxima, ou seja, muito pequena.

O máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação., mas, na média dos transformadores, não ultrapassa o carregamento máximo, que ocorre no fluxo direto. O carregamento no máximo fluxo reverso é de 18%, na simulação S3A.

Tabela 84

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	4.934	-	1.952	-	1.495	1.715	24.141	20,4%	0,0%	8,1%	0,0%	6,2%	7,1%
	S1A 10% Máximo	4.792	1.022	1.520	496	1.495	1.625	24.141	19,9%	4,2%	6,3%	2,1%	6,2%	6,7%
	S1B 10% Médio	4.822	538	1.660	251	1.495	1.599	24.141	20,0%	2,2%	6,9%	1,0%	6,2%	6,6%
	S1C 10% Mínimo	4.880	113	1.844	50	1.495	1.647	24.141	20,2%	0,5%	7,6%	0,2%	6,2%	6,8%
	S2A 20% Máximo	4.722	1.649	1.316	806	1.495	1.568	24.141	19,6%	6,8%	5,5%	3,3%	6,2%	6,5%
	S2B 20% Médio	4.749	825	1.413	374	1.495	1.506	24.141	19,7%	3,4%	5,9%	1,5%	6,2%	6,2%
	S2C 20% Mínimo	4.836	122	1.731	50	1.495	1.599	24.141	20,0%	0,5%	7,2%	0,2%	6,2%	6,6%
	S3A 50% Máximo	4.598	4.339	1.234	2.227	1.495	1.870	24.141	19,0%	18,0%	5,1%	9,2%	6,2%	7,7%
	S3B 50% Médio	4.647	2.250	1.262	1.054	1.495	1.452	24.141	19,2%	9,3%	5,2%	4,4%	6,2%	6,0%
	S3C 50% Mínimo	4.781	250	1.535	93	1.495	1.474	24.141	19,8%	1,0%	6,4%	0,4%	6,2%	6,1%
	S1	4.831	558	1.675	266	1.495	1.624	24.141	20,0%	2,3%	6,9%	1,1%	6,2%	6,7%
	S2	4.769	865	1.487	410	1.495	1.557	24.141	19,8%	3,6%	6,2%	1,7%	6,2%	6,5%
	S3	4.675	2.280	1.344	1.125	1.495	1.599	24.141	19,4%	9,4%	5,6%	4,7%	6,2%	6,6%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-3%		-22%		0%	-5%	0%	-0,6%	4,2%	-1,8%	2,1%	0,0%	-0,4%
	1B 10% Médio	-2%		-15%		0%	-7%	0%	-0,5%	2,2%	-1,2%	1,0%	0,0%	-0,5%
	1C 10% Mínimo	-1%		-6%		0%	-4%	0%	-0,2%	0,5%	-0,4%	0,2%	0,0%	-0,3%
	2A 20% Máximo	-4%		-33%		0%	-9%	0%	-0,9%	6,8%	-2,6%	3,3%	0,0%	-0,6%
	2B 20% Médio	-4%		-28%		0%	-12%	0%	-0,8%	3,4%	-2,2%	1,5%	0,0%	-0,9%
	2C 20% Mínimo	-2%		-11%		0%	-7%	0%	-0,4%	0,5%	-0,9%	0,2%	0,0%	-0,5%
	3A 50% Máximo	-7%		-37%		0%	9%	0%	-1,4%	18,0%	-3,0%	9,2%	0,0%	0,6%
	3B 50% Médio	-6%		-35%		0%	-15%	0%	-1,2%	9,3%	-2,9%	4,4%	0,0%	-1,1%
	3C 50% Mínimo	-3%		-21%		0%	-14%	0%	-0,6%	1,0%	-1,7%	0,4%	0,0%	-1,0%
	S1	-2%		-14%		0%	-5%	0%	-0,4%	2,3%	-1,1%	1,1%	0,0%	-0,4%
	S2	-3%		-24%		0%	-9%	0%	-0,7%	3,6%	-1,9%	1,7%	0,0%	-0,7%
	S3	-5%		-31%		0%	-7%	0%	-1,1%	9,4%	-2,5%	4,7%	0,0%	-0,5%

O carregamento médio dos transformadores no Caso Base é de 7% e reduz em cada simulação conforme grau de inserção e insolação. O baixo carregamento explica as perdas extremamente baixas na BT. Com este baixo carregamento fica difícil perceber o impacto da GFV, mas pode -se constatar que o fluxo médio reduz 15% na simulação S3A, sendo que, na média das insolações, com inserção de 10% de Micro GD tem-se uma redução do fluxo médio de 5% com inserção de 10% de Micro GD. Já na simulação S3A o fluxo médio nos dois sentidos cresce 9%.

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz significativamente, quanto mais aumenta o nível de inserção e insolação. Essa redução não é bem percebida devido ao baixo carregamento, mas será melhor observada nos gráficos apresentados mais à frente.

Tabela 85

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	3.432	-	2.474	-	2.000	2.410
	S1A 10% Máximo	3.432	-	1.449	-	2.000	1.910
	S1B 10% Médio	3.432	-	1.836	-	2.000	2.099
	S1C 10% Mínimo	3.432	-	2.277	-	2.000	2.314
	S2A 20% Máximo	3.432	(452)	1.062	(97)	2.000	1.654
	S2B 20% Médio	3.432	-	1.485	-	2.000	1.928
	S2C 20% Mínimo	3.432	-	2.171	-	2.000	2.262
	S3A 50% Máximo	3.432	(3.085)	1.035	(1.612)	2.000	1.713
	S3B 50% Médio	3.432	(1.125)	993	(403)	2.000	1.529
	S3C 50% Mínimo	3.432	-	1.862	-	2.000	2.111
	S1	3.432	-	1.854	-	2.000	2.107
	S2	3.432	(151)	1.573	(32)	2.000	1.948
	S3	3.432	(1.403)	1.297	(672)	2.000	1.784
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-41%		0%	-21%
	1B 10% Médio	0%		-26%		0%	-13%
	1C 10% Mínimo	0%		-8%		0%	-4%
	2A 20% Máximo	0%		-57%		0%	-31%
	2B 20% Médio	0%		-40%		0%	-20%
	2C 20% Mínimo	0%		-12%		0%	-6%
	3A 50% Máximo	0%		-58%		0%	-29%
	3B 50% Médio	0%		-60%		0%	-37%
	3C 50% Mínimo	0%		-25%		0%	-12%
	S1	0%		-25%		0%	-13%
	S2	0%		-36%		0%	-19%
	S3	0%		-48%		0%	-26%

A tabela 85 mostra que não houve redução do fluxo máximo na rede MT em nenhuma simulação de inserção da microgeração. Observa-se, que neste tipo de alimentador, que tem carga máxima no posto tradicional de Ponta, como se verá nas curvas apresentadas adiante, não há é possível reduzi-la com a inserção de Micro GD. Logo, não há que se falar em postergação de investimentos com a inserção da microgeração neste tipo de alimentador.

Nas simulações S2A, S3A e S3B se incorre em fluxo reverso, mas sem ultrapassar o fluxo direto, apesar de na simulação S3A quase se igualar.

O fluxo médio reduz em todas as simulações o que implicará redução de perdas na rede MT.

As tabelas a seguir apresentam as perdas totais do alimentador. Mais uma vez explica-se que neste P&D não se pretende calcular o valor exato das perdas, mas verificar como elas se comportam com a inserção da microgeração em diferentes condições e em distintos e variados alimentadores.

As perdas totais, em kWh, reduzem em todas as simulações, apesar do aumento de perdas no sábado e domingo da simulação S3A. Vê-se na tabela 87, que nessa simulação há um aumento das Perdas no Cobre e nos circuitos BT e redução das perdas na rede MT. Há também aumento das Perdas nos circuitos BT na simulação S1A.

Tabela 86

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	1.751	1.498	1.560	50.316	2.247	1.712	1.610	61.554	-	-	-	-	3.999	3.209	3.170	111.870	6,47%
	S1A 10% Máximo	1.751	1.498	1.560	50.316	1.569	1.206	1.109	42.953	137	181	156	4.434	3.458	2.885	2.825	97.703	7,12%
	S1B 10% Médio	1.751	1.498	1.560	50.316	1.766	1.340	1.244	48.251	48	72	68	1.651	3.565	2.910	2.872	100.218	6,65%
	S1C 10% Mínimo	1.751	1.498	1.560	50.316	2.074	1.571	1.487	56.768	5	14	18	252	3.830	3.082	3.064	107.336	6,46%
	S2A 20% Máximo	1.751	1.498	1.560	50.316	1.307	1.003	1.037	36.336	182	223	292	6.203	3.240	2.724	2.888	92.856	7,82%
	S2B 20% Médio	1.751	1.498	1.560	50.316	1.543	1.171	1.156	42.504	67	91	128	2.428	3.361	2.760	2.844	95.248	6,88%
	S2C 20% Mínimo	1.751	1.498	1.560	50.316	1.981	1.499	1.435	54.295	8	15	32	383	3.740	3.011	3.027	104.994	6,46%
	S3A 50% Máximo	1.751	1.498	1.560	50.316	907	774	766	25.848	789	1.104	1.248	27.541	3.448	3.375	3.574	103.705	8,44%
	S3B 50% Médio	1.751	1.498	1.560	50.316	1.091	889	857	30.553	225	350	403	8.261	3.067	2.737	2.820	89.130	8,12%
	S3C 50% Mínimo	1.751	1.498	1.560	50.316	1.736	1.329	1.266	47.692	13	23	45	604	3.500	2.850	2.870	98.612	6,50%
	S1	1.751	1.498	1.560	50.316	1.803	1.372	1.280	49.324	63	89	81	2.112	3.618	2.959	2.920	101.752	6,72%
S2	1.751	1.498	1.560	50.316	1.610	1.224	1.209	44.378	85	110	150	3.005	3.447	2.832	2.920	97.699	6,98%	
S3	1.751	1.498	1.560	50.316	1.245	998	963	34.697	342	492	565	12.136	3.339	2.987	3.088	97.149	7,58%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-30%	-31%	-30%					-14%	-10%	-11%	-13%	0,66%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-23%	-22%					-11%	-9%	-9%	-10%	0,18%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-8%	-8%					-4%	-4%	-3%	-4%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-42%	-41%	-36%	-41%					-19%	-15%	-9%	-17%	1,36%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-32%	-28%	-31%					-16%	-14%	-10%	-15%	0,41%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-12%	-11%	-12%					-6%	-6%	-5%	-6%	-0,01%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-60%	-55%	-52%	-58%					-14%	5%	13%	-7%	1,98%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-51%	-48%	-47%	-50%					-23%	-15%	-11%	-20%	1,65%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-23%	-22%	-21%	-23%					-12%	-11%	-9%	-12%	0,03%
	S1	0%	0%	0%	0%	-20%	-20%	-21%	-20%					-10%	-8%	-8%	-9%	0,25%
	S2	0%	0%	0%	0%	-28%	-28%	-25%	-28%					-14%	-12%	-8%	-13%	0,52%
S3	0%	0%	0%	0%	-45%	-42%	-40%	-44%					-17%	-7%	-3%	-13%	1,12%	

Tabela 87

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	53.033	3.796	56.828	11.284	15.080	43.758	111.870	3,07%	0,22%	3,28%	0,65%	0,87%	2,53%	6,47%
	S1A 10% Máximo	53.797	3.695	57.492	11.527	15.222	28.684	97.703	3,92%	0,27%	4,19%	0,84%	1,11%	2,09%	7,12%
	S1B 10% Médio	53.553	3.278	56.831	10.291	13.569	33.096	100.218	3,55%	0,22%	3,77%	0,68%	0,90%	2,19%	6,65%
	S1C 10% Mínimo	53.262	3.481	56.744	10.588	14.069	40.004	107.336	3,20%	0,21%	3,41%	0,64%	0,85%	2,41%	6,46%
	S2A 20% Máximo	54.065	3.420	57.485	10.606	14.027	24.764	92.856	4,56%	0,29%	4,84%	0,89%	1,18%	2,09%	7,82%
	S2B 20% Médio	53.791	3.050	56.841	9.496	12.546	28.911	95.248	3,88%	0,22%	4,10%	0,69%	0,91%	2,09%	6,88%
	S2C 20% Mínimo	53.338	3.360	56.698	10.219	13.579	38.077	104.994	3,28%	0,21%	3,49%	0,63%	0,84%	2,34%	6,46%
	S3A 50% Máximo	55.166	4.905	60.071	15.052	19.956	28.582	103.705	4,49%	0,40%	4,89%	1,23%	1,62%	2,33%	8,44%
	S3B 50% Médio	54.479	2.824	57.303	8.861	11.685	22.966	89.130	4,96%	0,26%	5,22%	0,81%	1,06%	2,09%	8,12%
	S3C 50% Mínimo	53.553	2.900	56.453	8.940	11.840	33.218	98.612	3,53%	0,19%	3,72%	0,59%	0,78%	2,19%	6,50%
Diferença Caso Base	S1	53.538	3.485	57.022	10.802	14.287	33.928	101.752	3,54%	0,23%	3,77%	0,71%	0,94%	2,24%	6,72%
	S2	53.732	3.277	57.008	10.107	13.384	30.584	97.699	3,84%	0,23%	4,07%	0,72%	0,96%	2,19%	6,98%
	S3	54.399	3.543	57.942	10.951	14.494	28.256	97.149	4,25%	0,28%	4,52%	0,85%	1,13%	2,21%	7,58%
	1A 10% Máximo	1%	-3%	1%	2%	1%	-34%	-13%	0,86%	0,05%	0,91%	0,19%	0,24%	-0,44%	0,66%
	1B 10% Médio	1%	-14%	0%	-9%	-10%	-24%	-10%	0,49%	0,00%	0,48%	0,03%	0,03%	-0,33%	0,18%
	1C 10% Mínimo	0%	-8%	0%	-6%	-7%	-9%	-4%	0,14%	-0,01%	0,13%	-0,02%	-0,03%	-0,12%	-0,01%
	2A 20% Máximo	2%	-10%	1%	-6%	-7%	-43%	-17%	1,49%	0,07%	1,56%	0,24%	0,31%	-0,44%	1,36%
	2B 20% Médio	1%	-20%	0%	-16%	-17%	-34%	-15%	0,82%	0,00%	0,82%	0,03%	0,03%	-0,44%	0,41%
	2C 20% Mínimo	1%	-11%	0%	-9%	-10%	-13%	-6%	0,22%	-0,01%	0,20%	-0,02%	-0,04%	-0,19%	-0,01%
	3A 50% Máximo	4%	29%	6%	33%	32%	-35%	-7%	1,43%	0,18%	1,61%	0,57%	0,75%	-0,20%	1,98%
3B 50% Médio	3%	-26%	1%	-21%	-23%	-48%	-20%	1,90%	0,04%	1,93%	0,15%	0,19%	-0,44%	1,65%	
3C 50% Mínimo	1%	-24%	-1%	-21%	-21%	-24%	-12%	0,46%	-0,03%	0,44%	-0,06%	-0,09%	-0,34%	0,03%	
S1	1%	-8%	0%	-4%	-5%	-22%	-9%	0,47%	0,01%	0,48%	0,06%	0,07%	-0,29%	0,25%	
S2	1%	-14%	0%	-10%	-11%	-30%	-13%	0,78%	0,01%	0,79%	0,07%	0,08%	-0,34%	0,52%	
S3	3%	-7%	2%	-3%	-4%	-35%	-13%	1,18%	0,06%	1,24%	0,20%	0,26%	-0,32%	1,12%	

Tabela 88

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	26.544	23.038	23.324	762.685	35.556	27.500	23.779	967.517	-	-	-	-	62.100	50.538	47.103	1.730.203
	S1A 10% Máximo	26.544	23.038	23.324	762.685	23.602	15.391	12.071	609.346	-	-	-	-	50.146	38.429	35.395	1.372.032
	S1B 10% Médio	26.544	23.038	23.324	762.685	28.120	19.965	16.624	745.336	-	-	-	-	54.663	43.003	39.948	1.508.021
	S1C 10% Mínimo	26.544	23.038	23.324	762.685	33.257	25.171	21.825	900.125	-	-	-	-	59.801	48.209	45.149	1.662.811
	S2A 20% Máximo	26.544	23.038	23.324	762.685	17.152	8.765	6.421	418.980	-	99	934	5.167	43.696	31.902	30.679	1.186.832
	S2B 20% Médio	26.544	23.038	23.324	762.685	24.036	15.886	12.470	622.504	-	-	-	-	50.580	38.924	35.794	1.385.189
	S2C 20% Mínimo	26.544	23.038	23.324	762.685	32.019	23.941	20.560	862.895	-	-	-	-	58.563	46.979	43.884	1.625.580
	S3A 50% Máximo	26.544	23.038	23.324	762.685	5.973	3.403	2.718	150.072	8.154	13.533	16.995	315.718	40.671	39.974	43.037	1.228.476
	S3B 50% Médio	26.544	23.038	23.324	762.685	12.269	6.356	4.743	300.883	50	2.444	4.262	34.531	38.863	31.838	32.328	1.098.100
	S3C 50% Mínimo	26.544	23.038	23.324	762.685	28.413	20.297	16.926	754.370	-	-	-	-	54.957	43.335	40.250	1.517.055
	S1	26.544	23.038	23.324	762.685	28.326	20.175	16.840	751.603	-	-	-	-	54.870	43.213	40.164	1.514.288
	S2	26.544	23.038	23.324	762.685	24.403	16.197	13.150	634.793	-	33	311	1.722	50.947	39.268	36.786	1.399.200
	S3	26.544	23.038	23.324	762.685	15.552	10.019	8.129	401.775	2.735	5.326	7.086	116.750	44.830	38.382	38.538	1.281.210
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-44%	-49%	-37%					-19%	-24%	-25%	-21%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-27%	-30%	-23%					-12%	-15%	-15%	-13%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-8%	-8%	-7%					-4%	-5%	-4%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-52%	-68%	-73%	-57%					-30%	-37%	-35%	-31%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-32%	-42%	-48%	-36%					-19%	-23%	-24%	-20%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-13%	-14%	-11%					-6%	-7%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-83%	-88%	-89%	-84%					-35%	-21%	-9%	-29%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-65%	-77%	-80%	-69%					-37%	-37%	-31%	-37%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-26%	-29%	-22%					-12%	-14%	-15%	-12%
	S1	0%	0%	0%	0%	-20%	-27%	-29%	-22%					-12%	-14%	-15%	-12%
	S2	0%	0%	0%	0%	-31%	-41%	-45%	-34%					-18%	-22%	-22%	-19%
	S3	0%	0%	0%	0%	-56%	-64%	-66%	-58%					-28%	-24%	-18%	-26%

A tabela 88 mostra os fluxos de energia na rede MT nos seguintes períodos: Noturno, Diurno com fluxo direto e Diurno com fluxo reverso.

O fluxo reverso aparece no sábado e domingo da simulação S2A (20% de inserção e insolação máxima). Aparece também em todos os dias nas simulações S3A e S3B, inserção de 50% com insolação máxima e média, respectivamente. Porém, o fluxo do alimentador nos dois sentidos, reduz em todas as simulações, o que explica a redução de perdas na rede MT.

Reitera-se que as perdas não variam no período noturno, e claro, reduzem no período diurno nas horas com fluxo direto em todas as simulações e passam a existir no fluxo reverso. Isto acontece nas simulações S3A e S3B, em todos os dias. Ocorre também, em valores bem baixos, no sábado e domingo da S2A.

Porém as perdas mensais n rede MT reduzem em todas as simulações.

Tabela 89

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	638	462	475	17.448	1.028	640	510	26.310	-	-	-	-	1.666	1.102	984	43.758	2,29%	2,72%	0,00%	2,53%
	S1A 10% Máximo	638	462	475	17.448	464	228	162	11.236	-	-	-	-	1.102	690	637	28.684	2,29%	1,84%	0,00%	2,09%
	S1B 10% Médio	638	462	475	17.448	634	341	254	15.648	-	-	-	-	1.272	803	729	33.096	2,29%	2,10%	0,00%	2,19%
	S1C 10% Mínimo	638	462	475	17.448	890	532	419	22.557	-	-	-	-	1.528	994	894	40.004	2,29%	2,51%	0,00%	2,41%
	S2A 20% Máximo	638	462	475	17.448	301	135	94	7.157	-	10	22	159	939	607	590	24.764	2,29%	1,71%	3,08%	2,09%
	S2B 20% Médio	638	462	475	17.448	473	234	168	11.463	-	-	-	-	1.111	695	643	28.911	2,29%	1,84%	0,00%	2,09%
	S2C 20% Mínimo	638	462	475	17.448	819	478	371	20.629	-	-	-	-	1.457	940	846	38.077	2,29%	2,39%	0,00%	2,34%
	S3A 50% Máximo	638	462	475	17.448	105	49	37	2.533	222	367	465	8.602	966	878	976	28.582	2,29%	1,69%	2,72%	2,33%
	S3B 50% Médio	638	462	475	17.448	206	91	65	4.895	7	38	58	623	851	590	597	22.966	2,29%	1,63%	1,80%	2,09%
	S3C 50% Mínimo	638	462	475	17.448	638	345	257	15.771	-	-	-	-	1.276	807	732	33.218	2,29%	2,09%	0,00%	2,19%
	S1	638	462	475	17.448	663	367	279	16.480	-	-	-	-	1.301	829	753	33.928	2,29%	2,15%	0,00%	2,23%
	S2	638	462	475	17.448	531	282	211	13.083	-	3	7	53	1.169	747	693	30.584	2,29%	1,98%	3,08%	2,17%
	S3	638	462	475	17.448	316	162	120	7.733	76	135	174	3.075	1.031	758	769	28.256	2,29%	1,80%	2,63%	2,20%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-55%	-64%	-68%	-57%					-34%	-37%	-35%	-34%	0,00%	-0,88%	0,00%	-0,44%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-47%	-50%	-41%					-24%	-27%	-26%	-24%	0,00%	-0,62%	0,00%	-0,33%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-17%	-18%	-14%					-8%	-10%	-9%	-9%	0,00%	-0,21%	0,00%	-0,12%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-71%	-79%	-82%	-73%					-44%	-45%	-40%	-43%	0,00%	-1,01%	3,08%	-0,44%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-54%	-63%	-67%	-56%					-33%	-37%	-35%	-34%	0,00%	-0,88%	0,00%	-0,44%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-25%	-27%	-22%					-13%	-15%	-14%	-13%	0,00%	-0,33%	0,00%	-0,19%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-90%	-92%	-93%	-90%					-42%	-20%	-1%	-35%	0,00%	-1,03%	2,72%	-0,20%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-80%	-86%	-87%	-81%					-49%	-46%	-39%	-48%	0,00%	-1,09%	1,80%	-0,44%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-38%	-46%	-50%	-40%					-23%	-27%	-26%	-24%	0,00%	-0,63%	0,00%	-0,34%
	S1	0%	0%	0%	0%	-36%	-43%	-45%	-37%					-22%	-25%	-23%	-22%	0,00%	-0,57%	0,00%	-0,30%
	S2	0%	0%	0%	0%	-48%	-56%	-59%	-50%					-30%	-32%	-30%	-30%	0,00%	-0,74%	3,08%	-0,36%
	S3	0%	0%	0%	0%	-69%	-75%	-77%	-71%					-38%	-31%	-22%	-35%	0,00%	-0,92%	2,63%	-0,33%

Tabela 90

Simulação	ENERGIA CONSUMIDA CLIENTES MT															
	Energia mensal Clientes MT período Noturno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT nos dois sentidos kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Caso Base	6.963	6.101	5.327	196.394	9.718	7.024	4.736	253.162	-	-	587	2.933	16.681	13.125	10.650	452.488
S1A 10% Máximo	6.963	6.101	5.327	196.394	9.831	7.113	4.792	256.153	-	-	597	2.984	16.794	13.214	10.716	455.531
S1B 10% Médio	6.963	6.101	5.327	196.394	9.790	7.081	5.364	258.026	-	-	-	-	16.753	13.181	10.691	454.419
S1C 10% Mínimo	6.963	6.101	5.327	196.394	9.741	7.042	5.335	256.704	-	-	-	-	16.704	13.143	10.662	453.097
S2A 20% Máximo	6.963	6.101	5.327	196.394	6.745	2.851	2.129	159.805	3.147	4.311	3.296	100.981	16.855	13.263	10.752	457.179
S2B 20% Médio	6.963	6.101	5.327	196.394	9.820	7.112	5.020	257.067	-	-	357	1.787	16.783	13.213	10.704	455.247
S2C 20% Mínimo	6.963	6.101	5.327	196.394	9.754	7.052	5.342	257.046	-	-	-	-	16.716	13.153	10.670	453.439
S3A 50% Máximo	6.963	6.101	5.327	196.394	2.124	1.252	931	53.394	7.954	5.916	4.639	211.855	17.041	13.269	10.898	461.643
S3B 50% Médio	6.963	6.101	5.327	196.394	4.312	2.392	1.576	106.079	5.634	4.811	3.881	156.154	16.909	13.304	10.785	458.627
S3C 50% Mínimo	6.963	6.101	5.327	196.394	9.790	7.081	5.364	258.025	-	-	-	-	16.753	13.181	10.691	454.419

A tabela 90 apresenta a energia consumida pelos clientes MT.

A Tabela 91 a seguir apresenta o fluxo nos transformadores MT/BT no período noturno, no período diurno no sentido da carga e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo total (direto + reverso) reduz em todas as simulações apesar de aumentar no sábado e domingo da simulação S3A.

O fluxo reverso aparece em todos os dias das simulações S2A, S3A e S3B. Aparece também, em valores pequenos no domingo das simulações S1A e S2B.

Observa-se que nos transformadores de baixa tensão há mais fluxo reverso, em mais momentos, que na rede de média tensão. Isto é explicado pela presença de carga significativa de clientes MT no período diurno.

Tabela 91

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	18.943	17.068	17.522	551.807	24.810	19.836	18.323	686.993	-	-	-	-	43.753	36.904	35.845	1.238.800
	S1A 10% Máximo	18.943	17.068	17.522	551.807	13.306	8.049	6.608	339.412	-	-	88	439	32.249	25.117	24.217	891.658
	S1B 10% Médio	18.943	17.068	17.522	551.807	17.696	12.543	11.006	471.662	-	-	-	-	36.639	29.611	28.528	1.023.469
	S1C 10% Mínimo	18.943	17.068	17.522	551.807	22.626	17.597	16.071	620.865	-	-	-	-	41.569	34.665	33.593	1.172.672
	S2A 20% Máximo	18.943	17.068	17.522	551.807	7.390	4.273	3.614	187.232	431	2.712	3.667	40.508	26.763	24.053	24.803	779.546
	S2B 20% Médio	18.943	17.068	17.522	551.807	13.732	8.540	6.925	351.962	-	-	24	121	32.675	25.608	24.471	903.890
	S2C 20% Mínimo	18.943	17.068	17.522	551.807	21.447	16.411	14.846	585.220	-	-	-	-	40.390	33.479	32.368	1.137.027
	S3A 50% Máximo	18.943	17.068	17.522	551.807	3.018	1.913	1.614	77.993	15.528	19.627	21.964	518.510	37.488	38.609	41.100	1.148.310
	S3B 50% Médio	18.943	17.068	17.522	551.807	5.447	3.250	2.787	139.113	3.387	6.670	7.886	140.512	27.776	26.988	28.195	831.432
	S3C 50% Mínimo	18.943	17.068	17.522	551.807	17.985	12.871	11.305	480.574	-	-	-	-	36.928	29.939	28.827	1.032.381
	S1	18.943	17.068	17.522	551.807	17.876	12.730	11.228	477.313	-	-	29	146	36.819	29.798	28.779	1.029.266
	S2	18.943	17.068	17.522	551.807	14.189	9.741	8.462	374.804	144	904	1.230	13.543	33.276	27.713	27.214	940.154
	S3	18.943	17.068	17.522	551.807	8.816	6.011	5.235	232.560	6.305	8.766	9.950	219.674	34.064	31.845	32.707	1.004.041
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-46%	-59%	-64%	-51%					-26%	-32%	-32%	-28%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-29%	-37%	-40%	-31%					-16%	-20%	-20%	-17%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-11%	-12%	-10%					-5%	-6%	-6%	-5%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-70%	-78%	-80%	-73%					-39%	-35%	-31%	-37%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-45%	-57%	-62%	-49%					-25%	-31%	-32%	-27%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-17%	-19%	-15%					-8%	-9%	-10%	-8%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-88%	-90%	-91%	-89%					-14%	5%	15%	-7%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-78%	-84%	-85%	-80%					-37%	-27%	-21%	-33%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-28%	-35%	-38%	-30%					-16%	-19%	-20%	-17%
	S1	0%	0%	0%	0%	-28%	-36%	-39%	-31%					-16%	-19%	-20%	-17%
	S2	0%	0%	0%	0%	-43%	-51%	-54%	-45%					-24%	-25%	-24%	-24%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-70%	-71%	-66%					-22%	-14%	-9%	-19%

A tabela 92 a seguir apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de não aparecer fluxo reverso na curva somada do conjunto de transformadores de todas as simulações. Isto se deve ao fato de a perda ocorrer em cada circuito/trafo específico, os quais podem ter muita ou nenhuma microgeração, com fluxo reverso em vários transformadores, mas sem fluxo reverso na curva somada de todos os transformadores, pois o fluxo reverso de um transformador compensa com o fluxo direto de outro, restando na soma apenas o saldo, que pode ser positivo. Além disso, pode haver fluxo reverso nos trechos dos circuitos BT, acarretando perdas, e não haver fluxo reverso no transformador, pois a geração foi toda consumida pelos clientes do circuito.

As perdas totais, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto nas simulações S1A e S3A, nas quais houve aumento.

O percentual de perdas na baixa tensão cresce também nas demais simulações devido ao valor constante das Perdas no Ferro.

Tabela 92

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	1.113	1.036	1.085	32.868	1.219	1.072	1.100	35.244	-	-	-	-	2.332	2.108	2.186	68.113	5,98%	5,14%	0,00%	5,51%
	S1A 10% Máximo	1.113	1.036	1.085	32.868	1.105	978	946	31.717	137	181	156	4.434	2.355	2.195	2.187	69.019	5,98%	6,61%	3,15%	5,90%
	S1B 10% Médio	1.113	1.036	1.085	32.868	1.133	999	991	32.603	48	72	68	1.651	2.293	2.107	2.144	67.122	5,98%	6,08%	2,54%	5,83%
	S1C 10% Mínimo	1.113	1.036	1.085	32.868	1.184	1.039	1.067	34.211	5	14	18	252	2.302	2.089	2.170	67.331	5,98%	5,44%	3,20%	5,68%
	S2A 20% Máximo	1.113	1.036	1.085	32.868	1.006	868	943	29.179	182	213	269	6.044	2.301	2.117	2.298	68.092	5,98%	8,04%	2,79%	6,03%
	S2B 20% Médio	1.113	1.036	1.085	32.868	1.071	937	988	31.041	67	91	128	2.428	2.250	2.065	2.201	66.337	5,98%	7,00%	2,66%	6,12%
	S2C 20% Mínimo	1.113	1.036	1.085	32.868	1.162	1.020	1.064	33.666	8	15	32	383	2.283	2.071	2.181	66.917	5,98%	5,67%	4,70%	5,81%
	S3A 50% Máximo	1.113	1.036	1.085	32.868	802	724	729	23.315	567	737	784	18.939	2.482	2.497	2.598	75.123	5,98%	13,14%	3,06%	5,58%
	S3B 50% Médio	1.113	1.036	1.085	32.868	885	799	792	25.658	218	312	345	7.638	2.216	2.147	2.222	66.164	5,98%	10,37%	3,07%	6,33%
	S3C 50% Mínimo	1.113	1.036	1.085	32.868	1.098	985	1.009	31.921	13	23	45	604	2.224	2.044	2.139	65.393	5,98%	6,44%	3,92%	6,16%
	S1	1.113	1.036	1.085	32.868	1.141	1.005	1.001	32.844	63	89	81	2.112	2.317	2.130	2.167	67.824	5,98%	6,04%	2,96%	5,80%
	S2	1.113	1.036	1.085	32.868	1.080	942	998	31.295	85	106	143	2.952	2.278	2.084	2.226	67.115	5,98%	6,91%	3,38%	5,99%
	S3	1.113	1.036	1.085	32.868	928	836	843	26.965	266	357	391	9.061	2.307	2.229	2.320	68.893	5,98%	9,98%	3,35%	6,02%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-14%	-10%					1%	4%	0%	1%	0,00%	1,47%	3,15%	0,4%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-10%	-7%					-2%	0%	-2%	-1%	0,00%	0,94%	2,54%	0,3%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,30%	3,20%	0,2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-17%	-19%	-14%	-17%					-1%	0%	5%	0%	0,00%	2,90%	2,79%	0,5%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-10%	-12%					-4%	-2%	1%	-3%	0,00%	1,86%	2,66%	0,6%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-3%	-4%					-2%	-2%	0%	-2%	0,00%	0,53%	4,70%	0,3%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-32%	-34%	-34%					6%	18%	19%	10%	0,00%	8,00%	3,06%	0,1%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-25%	-28%	-27%					-5%	2%	2%	-3%	0,00%	5,23%	3,07%	0,8%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-8%	-8%	-9%					-5%	-3%	-2%	-4%	0,00%	1,29%	3,92%	0,6%
	S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-9%	-7%					-1%	1%	-1%	0%	0,00%	0,90%	2,96%	0,3%
	S2	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-9%	-11%					-2%	-1%	2%	-1%	0,00%	1,76%	3,38%	0,5%
	S3	0%	0%	0%	0%	-24%	-22%	-23%	-23%					-1%	6%	6%	1%	0,00%	4,84%	3,35%	0,5%

Tabela 93

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	148	100	122	4.076	278	150	178	7.208	-	-	-	-	427	250	301	11.284	0,74%	1,05%	0,00%	0,91%
	S1A 10% Máximo	148	100	122	4.076	213	107	85	5.227	71	94	68	2.223	432	301	276	11.527	0,74%	1,09%	1,58%	0,99%
	S1B 10% Médio	148	100	122	4.076	225	114	106	5.593	19	28	21	622	392	242	249	10.291	0,74%	1,04%	0,96%	0,89%
	S1C 10% Mínimo	148	100	122	4.076	254	133	150	6.488	1	1	1	23	403	234	273	10.588	0,74%	1,03%	0,29%	0,89%
	S2A 20% Máximo	148	100	122	4.076	174	74	127	4.478	59	74	98	2.052	381	249	348	10.606	0,74%	1,23%	0,95%	0,94%
	S2B 20% Médio	148	100	122	4.076	194	89	136	5.010	10	16	26	409	353	205	284	9.496	0,74%	1,13%	0,45%	0,88%
	S2C 20% Mínimo	148	100	122	4.076	238	119	156	6.136	0	0	1	6	386	219	279	10.219	0,74%	1,03%	0,07%	0,89%
	S3A 50% Máximo	148	100	122	4.076	69	30	30	1.683	265	390	408	9.293	483	520	560	15.052	0,74%	0,95%	1,50%	1,12%
	S3B 50% Médio	148	100	122	4.076	98	45	55	2.465	60	110	114	2.319	306	255	291	8.861	0,74%	1,00%	0,93%	0,85%
	S3C 50% Mínimo	148	100	122	4.076	188	93	121	4.827	1	2	2	37	337	196	245	8.940	0,74%	0,97%	0,24%	0,84%
	S1	148	100	122	4.076	231	118	114	5.769	30	41	30	956	409	259	266	10.802	0,74%	1,05%	0,94%	0,92%
	S2	148	100	122	4.076	202	94	140	5.208	23	30	41	822	373	224	304	10.107	0,74%	1,13%	0,49%	0,90%
	S3	148	100	122	4.076	119	56	68	2.992	109	167	175	3.883	375	324	365	10.951	0,74%	0,97%	0,89%	0,94%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-23%	-29%	-52%	-27%					1%	20%	-8%	2%	0,00%	0,04%	1,58%	0,07%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-24%	-40%	-22%					-8%	-3%	-17%	-9%	0,00%	-0,01%	0,96%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-12%	-16%	-10%					-6%	-6%	-9%	-6%	0,00%	-0,02%	0,29%	-0,02%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-38%	-51%	-29%	-38%					-11%	-1%	16%	-6%	0,00%	0,18%	0,95%	0,03%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-30%	-41%	-24%	-30%					-17%	-18%	-5%	-16%	0,00%	0,08%	0,45%	-0,04%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-21%	-12%	-15%					-9%	-12%	-7%	-9%	0,00%	-0,02%	0,07%	-0,03%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-75%	-80%	-83%	-77%					13%	108%	86%	33%	0,00%	-0,10%	1,50%	0,20%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-65%	-70%	-69%	-66%					-28%	2%	-3%	-21%	0,00%	-0,05%	0,93%	-0,07%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-33%	-38%	-32%	-33%					-21%	-22%	-18%	-21%	0,00%	-0,08%	0,24%	-0,07%
	S1	0%	0%	0%	0%	-17%	-21%	-36%	-20%					-4%	3%	-11%	-4%	0,00%	0,00%	0,94%	0,01%
	S2	0%	0%	0%	0%	-27%	-37%	-21%	-28%					-12%	-10%	1%	-10%	0,00%	0,08%	0,49%	-0,01%
	S3	0%	0%	0%	0%	-57%	-63%	-62%	-58%					-12%	29%	22%	-3%	0,00%	-0,08%	0,89%	0,02%

A tabela 93 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na Simulação S1A e S3A.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de serem pequenas nas simulações de insolação mínima.

A tabela a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas totais dos transformadores, em kWh, aumentaram em todas as simulações de insolação máxima e média.

Aparece perdas nos transformadores no fluxo reverso em todas as simulações, pelas razões já apresentadas.

O percentual de perdas no transformador cresce em quase todas as simulações por conta de a Perda no Ferro ser constante e fluxo passante reduzir. Na simulação S3A, na qual a redução de fluxo é menor, o aumento das perdas no cobre deve ter superado a redução de fluxo e o fato de as perdas no Ferro serem constantes.

Tabela 94

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	965	936	963	28.792	941	922	922	28.036	-	-	-	-	1.906	1.857	1.885	56.828	5,24%	4,09%	0,00%	4,60%
	S1A 10% Máximo	965	936	963	28.792	892	871	861	26.490	67	88	88	2.211	1.923	1.895	1.911	57.492	5,24%	5,52%	1,57%	4,91%
	S1B 10% Médio	965	936	963	28.792	908	885	884	27.010	29	44	48	1.029	1.902	1.865	1.895	56.831	5,24%	5,03%	1,59%	4,94%
	S1C 10% Mínimo	965	936	963	28.792	930	906	917	27.723	4	13	17	228	1.899	1.855	1.897	56.744	5,24%	4,41%	2,91%	4,78%
	S2A 20% Máximo	965	936	963	28.792	833	794	816	24.701	122	139	172	3.993	1.920	1.868	1.950	57.485	5,24%	6,81%	1,85%	5,09%
	S2B 20% Médio	965	936	963	28.792	876	848	852	26.030	57	76	102	2.019	1.898	1.860	1.917	56.841	5,24%	5,87%	2,21%	5,24%
	S2C 20% Mínimo	965	936	963	28.792	924	901	908	27.529	7	14	31	377	1.897	1.852	1.902	56.698	5,24%	4,64%	4,62%	4,93%
	S3A 50% Máximo	965	936	963	28.792	733	695	699	21.632	301	347	376	9.647	2.000	1.978	2.038	60.071	5,24%	12,19%	1,56%	4,46%
	S3B 50% Médio	965	936	963	28.792	787	754	738	23.192	158	202	231	5.319	1.910	1.891	1.931	57.303	5,24%	9,38%	2,14%	5,48%
	S3C 50% Mínimo	965	936	963	28.792	910	891	888	27.094	12	21	43	568	1.887	1.848	1.894	56.453	5,24%	5,46%	3,68%	5,32%
	S1	965	936	963	28.792	910	888	887	27.074	33	48	51	1.156	1.908	1.871	1.901	57.022	5,24%	4,99%	2,02%	4,88%
	S2	965	936	963	28.792	878	848	859	26.087	62	76	102	2.129	1.905	1.860	1.923	57.008	5,24%	5,77%	2,89%	5,09%
	S3	965	936	963	28.792	810	780	775	23.973	157	190	217	5.178	1.932	1.906	1.954	57.942	5,24%	9,01%	2,46%	5,09%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-7%	-6%					1%	2%	1%	1%	0,00%	1,43%	1,57%	0,3%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-4%	-4%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,94%	1,59%	0,3%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-1%	-1%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,32%	2,91%	0,2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-12%	-14%	-12%	-12%					1%	1%	3%	1%	0,00%	2,72%	1,85%	0,5%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-8%	-7%					0%	0%	2%	0%	0,00%	1,78%	2,21%	0,6%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,55%	4,62%	0,3%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-22%	-25%	-24%	-23%					5%	6%	8%	6%	0,00%	8,10%	1,56%	-0,1%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-16%	-18%	-20%	-17%					0%	2%	2%	1%	0,00%	5,29%	2,14%	0,9%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-4%	-3%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	1,37%	3,68%	0,7%
	S1	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-4%	-3%					0%	1%	1%	0%	0,00%	0,90%	2,02%	0,3%
	S2	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-7%	-7%					0%	0%	2%	0%	0,00%	1,68%	2,89%	0,5%
	S3	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-14%					1%	3%	4%	2%	0,00%	4,92%	2,46%	0,5%

Tabela 95

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	54	38	46	1.501	85	52	66	2.294	-	-	-	-	140	89	111	3.796	0,27%	0,33%	0,00%	0,31%
	S1A 10% Máximo	54	38	46	1.501	51	28	24	1.274	30	38	26	919	135	104	96	3.695	0,27%	0,27%	0,65%	0,32%
	S1B 10% Médio	54	38	46	1.501	59	33	34	1.507	8	12	8	270	121	83	88	3.278	0,27%	0,28%	0,42%	0,28%
	S1C 10% Mínimo	54	38	46	1.501	74	44	53	1.969	0	1	0	11	129	82	99	3.481	0,27%	0,31%	0,13%	0,29%
	S2A 20% Máximo	54	38	46	1.501	40	18	42	1.102	25	29	35	817	119	85	123	3.420	0,27%	0,30%	0,38%	0,30%
	S2B 20% Médio	54	38	46	1.501	49	24	46	1.321	7	8	10	227	110	69	102	3.050	0,27%	0,30%	0,25%	0,28%
	S2C 20% Mínimo	54	38	46	1.501	69	39	56	1.854	0	0	0	4	123	76	102	3.360	0,27%	0,31%	0,05%	0,29%
	S3A 50% Máximo	54	38	46	1.501	14	7	9	363	94	114	119	3.041	162	158	173	4.905	0,27%	0,20%	0,49%	0,36%
	S3B 50% Médio	54	38	46	1.501	22	10	17	575	22	30	31	748	98	78	93	2.824	0,27%	0,23%	0,30%	0,27%
	S3C 50% Mínimo	54	38	46	1.501	52	27	40	1.384	0	1	1	15	107	66	87	2.900	0,27%	0,28%	0,10%	0,27%
Diferença Caso Base	S1	54	38	46	1.501	61	35	37	1.583	13	17	12	400	128	90	94	3.485	0,27%	0,29%	0,40%	0,30%
	S2	54	38	46	1.501	53	27	48	1.426	11	12	15	349	117	77	109	3.277	0,27%	0,30%	0,23%	0,29%
	S3	54	38	46	1.501	30	15	22	774	39	48	50	1.268	123	101	118	3.543	0,27%	0,24%	0,30%	0,30%
	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-41%	-46%	-63%	-44%					-4%	16%	-14%	-3%	0,00%	-0,07%	0,65%	0,01%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-35%	-49%	-34%					-13%	-7%	-21%	-14%	0,00%	-0,05%	0,42%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-15%	-19%	-14%					-8%	-8%	-11%	-8%	0,00%	-0,02%	0,13%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-53%	-65%	-36%	-52%					-15%	-5%	11%	-10%	0,00%	-0,03%	0,38%	0,00%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-43%	-53%	-30%	-42%					-21%	-22%	-8%	-20%	0,00%	-0,04%	0,25%	-0,03%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-25%	-15%	-19%					-12%	-14%	-8%	-11%	0,00%	-0,02%	0,05%	-0,02%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-83%	-87%	-87%	-84%					16%	77%	56%	29%	0,00%	-0,13%	0,49%	0,06%
3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-74%	-80%	-75%	-75%					-30%	-13%	-16%	-26%	0,00%	-0,10%	0,30%	-0,04%	
3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-39%	-47%	-38%	-40%					-23%	-27%	-22%	-24%	0,00%	-0,06%	0,10%	-0,03%	
S1	0%	0%	0%	0%	-28%	-32%	-43%	-31%					-8%	0%	-15%	-8%	0,00%	-0,05%	0,40%	-0,01%	
S2	0%	0%	0%	0%	-38%	-48%	-27%	-38%					-16%	-14%	-2%	-14%	0,00%	-0,03%	0,23%	-0,02%	
S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-71%	-67%	-66%					-12%	13%	6%	-7%	0,00%	-0,10%	0,30%	0,00%	

A tabela 95 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Aparece fluxo reverso em praticamente todas as simulações e, conseqüentemente, Perdas no Cobre associadas a esse fluxo, apesar de serem muito pequenas em boa parte das simulações.

Observa-se que as Perdas no Cobre, em kWh, da simulação S3A – 50% de inserção, em pleno sol, aumentaram em todos os dias. Houve aumento dessas perdas também no sábado da simulação S1A e no domingo da simulação S2A. Nas demais simulações as perdas mensais, em kWh, reduziram com a inserção da microgeração.

O percentual de Perdas no Cobre também reduz, exceto da simulação S3A.

A tabela 96 a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam, pois o fluxo na rede diminui em todas as simulações, exceto na simulação S3A.

A tabela 97 apresenta a energia consumida ou injetada por todos os consumidores de baixa tensão.

Tabela 96

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	911	898	917	27.291	855	870	857	25.742	-	-	-	-	1.766	1.768	1.774	53.033	4,97%	3,75%	0,00%	4,29%
	S1A 10% Máximo	911	898	917	27.291	841	843	836	25.216	37	49	62	1.291	1.788	1.791	1.815	53.797	4,97%	5,26%	0,92%	4,60%
	S1B 10% Médio	911	898	917	27.291	850	852	851	25.503	20	32	39	759	1.780	1.782	1.807	53.553	4,97%	4,75%	1,17%	4,65%
	S1C 10% Mínimo	911	898	917	27.291	856	862	864	25.754	4	12	16	218	1.771	1.773	1.797	53.262	4,97%	4,10%	2,77%	4,49%
	S2A 20% Máximo	911	898	917	27.291	793	776	774	23.598	97	110	136	3.176	1.801	1.784	1.827	54.065	4,97%	6,50%	1,47%	4,79%
	S2B 20% Médio	911	898	917	27.291	828	824	806	24.709	50	68	91	1.791	1.788	1.790	1.815	53.791	4,97%	5,57%	1,96%	4,96%
	S2C 20% Mínimo	911	898	917	27.291	855	863	852	25.675	7	14	31	372	1.773	1.775	1.800	53.338	4,97%	4,33%	4,57%	4,63%
	S3A 50% Máximo	911	898	917	27.291	719	688	690	21.270	208	233	257	6.606	1.837	1.819	1.865	55.166	4,97%	11,99%	1,07%	4,10%
	S3B 50% Médio	911	898	917	27.291	765	743	721	22.617	136	172	200	4.571	1.811	1.813	1.838	54.479	4,97%	9,14%	1,84%	5,21%
	S3C 50% Mínimo	911	898	917	27.291	858	864	848	25.710	12	20	42	552	1.780	1.782	1.807	53.553	4,97%	5,18%	3,58%	5,05%
Diferença Caso Base	S1	911	898	917	27.291	849	852	850	25.491	20	31	39	756	1.780	1.782	1.806	53.538	4,97%	4,70%	1,62%	4,58%
	S2	911	898	917	27.291	825	821	811	24.661	51	64	86	1.780	1.787	1.783	1.814	53.732	4,97%	5,47%	2,67%	4,79%
	S3	911	898	917	27.291	780	765	753	23.199	118	142	166	3.910	1.810	1.805	1.837	54.399	4,97%	8,77%	2,16%	4,78%
	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-2%	-3%	-2%	-2%					1%	1%	2%	1%	0,00%	1,50%	0,92%	0,31%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-1%	-1%					1%	1%	2%	1%	0,00%	1,00%	1,17%	0,36%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	1%	0%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,34%	2,77%	0,20%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-7%	-11%	-10%	-8%					2%	1%	3%	2%	0,00%	2,75%	1,47%	0,50%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-3%	-5%	-6%	-4%					1%	1%	2%	1%	0,00%	1,82%	1,96%	0,67%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	0%					0%	0%	1%	1%	0,00%	0,57%	4,57%	0,34%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-16%	-21%	-19%	-17%					4%	3%	5%	4%	0,00%	8,23%	1,07%	-0,20%
3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-11%	-15%	-16%	-12%					3%	3%	4%	3%	0,00%	5,39%	1,84%	0,92%	
3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	0%					1%	1%	2%	1%	0,00%	1,43%	3,58%	0,75%	
S1	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-1%	-1%					1%	1%	2%	1%	0,00%	0,95%	1,62%	0,29%	
S2	0%	0%	0%	0%	-4%	-6%	-5%	-4%					1%	1%	2%	1%	0,00%	1,71%	2,67%	0,50%	
S3	0%	0%	0%	0%	-9%	-12%	-12%	-10%					2%	2%	4%	3%	0,00%	5,02%	2,16%	0,49%	

Tabela 97

Simulações		ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT															
		Carga período Noturno - kWh				Carga período Diurno - kWh				Injeção período Diurno - kWh				Energia total nos circuitos nos dois sentidos - kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	17.830	16.009	16.437	518.822	23.591	18.765	17.202	651.652	-	-	-	-	41.421	34.773	33.639	1.170.474
	S1A 10% Máximo	17.830	16.009	16.437	518.822	12.064	6.890	5.770	304.588	-	-	223	1.116	29.894	22.899	22.430	824.526
	S1B 10% Médio	17.830	16.009	16.437	518.822	16.516	11.472	9.947	437.412	-	-	-	-	34.345	27.481	26.384	956.235
	S1C 10% Mínimo	17.830	16.009	16.437	518.822	21.438	16.544	14.986	586.407	-	-	-	-	39.267	32.553	31.423	1.105.229
	S2A 20% Máximo	17.830	16.009	16.437	518.822	6.628	3.813	3.246	167.860	816	3.355	4.422	55.208	25.274	23.177	24.105	741.890
	S2B 20% Médio	17.830	16.009	16.437	518.822	12.595	7.512	5.970	319.306	-	-	91	454	30.425	23.520	22.498	838.582
	S2C 20% Mínimo	17.830	16.009	16.437	518.822	20.277	15.377	13.750	551.176	-	-	-	-	38.107	31.385	30.187	1.069.998
	S3A 50% Máximo	17.830	16.009	16.437	518.822	2.749	1.698	1.457	70.760	16.603	20.874	23.279	552.828	37.182	38.581	41.173	1.142.411
	S3B 50% Médio	17.830	16.009	16.437	518.822	4.926	2.901	2.483	125.431	3.968	7.396	8.701	159.853	26.724	26.305	27.621	804.107
	S3C 50% Mínimo	17.830	16.009	16.437	518.822	16.874	11.864	10.252	448.054	-	-	-	-	34.704	27.872	26.688	966.876
	S1	17.830	16.009	16.437	518.822	16.673	11.636	10.235	442.802	-	-	74	372	34.502	27.644	26.746	961.997
	S2	17.830	16.009	16.437	518.822	13.167	8.900	7.656	346.114	272	1.118	1.504	18.554	31.268	26.027	25.597	883.490
	S3	17.830	16.009	16.437	518.822	8.183	5.487	4.731	214.748	6.857	9.423	10.660	237.561	32.870	30.919	31.828	971.131
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-49%	-63%	-66%	-53%					-28%	-34%	-33%	-30%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-30%	-39%	-42%	-33%					-17%	-21%	-22%	-18%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-12%	-13%	-10%					-5%	-6%	-7%	-6%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-72%	-80%	-81%	-74%					-39%	-33%	-28%	-37%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-47%	-60%	-65%	-51%					-27%	-32%	-33%	-28%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-18%	-20%	-15%					-8%	-10%	-10%	-9%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-88%	-91%	-92%	-89%					-10%	11%	22%	-2%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-85%	-86%	-81%					-35%	-24%	-18%	-31%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-28%	-37%	-40%	-31%					-16%	-20%	-21%	-17%
	S1	0%	0%	0%	0%	-29%	-38%	-41%	-32%					-17%	-21%	-20%	-18%
S2	0%	0%	0%	0%	-44%	-53%	-55%	-47%					-25%	-25%	-24%	-25%	
S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-71%	-72%	-67%					-21%	-11%	-5%	-17%	

Tabela 98

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	64.457	45.568	39.754	59.892	209.671	102.742	73.085	64.218	95.815	335.859
S1B 10% Médio	64.457	45.568	39.754	59.892	209.671	65.006	46.242	40.632	60.624	212.503
S1C 10% Mínimo	64.457	45.568	39.754	59.892	209.671	20.548	14.616	12.843	19.163	67.170
S2A 20% Máximo	119.290	42.934	60.313	100.085	323.833	190.105	68.542	97.333	159.763	517.668
S2B 20% Médio	119.290	42.934	60.313	100.085	323.833	120.282	43.367	61.584	101.085	327.536
S2C 20% Mínimo	119.290	42.934	60.313	100.085	323.833	38.020	13.708	19.466	31.952	103.530
S3A 50% Máximo	284.414	111.383	114.320	140.769	652.096	453.061	178.630	185.573	224.739	1.043.928
S3B 50% Médio	284.414	111.383	114.320	140.769	652.096	286.659	113.022	117.415	142.196	660.509
S3C 50% Mínimo	284.414	111.383	114.320	140.769	652.096	90.609	35.725	37.114	44.947	208.779
S1	64.457	45.568	39.754	59.892	209.671	62.765	44.648	39.231	58.534	205.178
S2	119.290	42.934	60.313	100.085	323.833	116.135	41.872	59.461	97.600	316.245
S3	284.414	111.383	114.320	140.769	652.096	276.776	109.126	113.367	137.294	637.739

Tabela 99

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD - kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Consumo Interno Clientes Micro GD - %				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	26.174	23.771	22.743	29.515	102.202	76.567	49.314	41.475	66.301	233.657	41%	52%	57%	49%	49%
S1B 10% Médio	23.995	20.328	20.157	26.863	91.344	41.011	25.913	20.475	33.761	121.160	37%	45%	51%	45%	44%
S1C 10% Mínimo	15.405	10.913	10.842	14.270	51.429	5.143	3.704	2.001	4.893	15.741	24%	24%	27%	24%	25%
S2A 20% Máximo	47.114	24.481	38.571	49.766	160.243	142.991	44.060	58.763	109.997	357.425	39%	57%	64%	50%	49%
S2B 20% Médio	42.997	22.264	33.819	45.630	144.996	77.285	21.103	27.766	55.455	182.541	36%	52%	56%	46%	45%
S2C 20% Mínimo	28.157	11.724	16.413	25.781	82.263	9.863	1.984	3.053	6.171	21.267	24%	27%	27%	26%	25%
S3A 50% Máximo	112.261	60.785	71.208	64.953	309.517	340.800	117.845	114.365	159.786	734.410	39%	55%	62%	46%	47%
S3B 50% Médio	102.702	53.990	61.695	59.174	277.848	183.956	59.032	55.720	83.022	382.661	36%	48%	54%	42%	43%
S3C 50% Mínimo	66.716	28.258	29.896	34.406	159.464	23.894	7.467	7.217	10.540	49.316	23%	25%	26%	24%	24%
S1	21.858	18.337	17.914	23.549	81.658	40.907	26.310	21.317	34.985	123.519	34%	40%	45%	39%	39%
S2	39.423	19.490	29.601	40.392	129.167	76.713	22.383	29.860	57.208	187.078	33%	45%	49%	40%	40%
S3	93.893	47.677	54.267	52.844	248.943	182.883	61.448	59.101	84.450	388.796	33%	43%	47%	38%	38%

As tabelas 98 e 99 apresentam o consumo original dos clientes com microgeração, como também a geração, o consumo interno e a energia injetada na rede, em cada simulação.

O consumo interno, é a energia gerada e consumida durante o dia pelo cliente e que não transita mais pela rede de distribuição. O consumo interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 37% na classe Residencial, 45% no Comercial, 51% no Industrial e 45% no Rural. Em média, nesse nível de inserção e insolação tem-se um Consumo Interno é de 44%.

Como já explicado, a geração que ultrapassa o consumo interno é a energia injetada na rede.

As tabelas 100 e 101 a seguir apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno, apresentam também a Geração, o Consumo Interno e Injeção, que ocorrem somente durante o dia, separados pelos dias da semana.

Mais uma vez, a Geração é a soma do Consumo Interno e a Injeção, e a Injeção é a própria Energia Compensada, pois a premissa foi gerar o necessário para atender o consumo.

Acredita-se que o custo ou benefício de responsabilidade do microgerador, é a variação das perdas na rede de distribuição ocasionada pela sua inserção.

Como uma eventual TUSD Perdas incidiria sobre a Energia Compensada, o percentual de perdas a ser utilizado no cálculo de uma eventual tarifa seria assim o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada. Nesse caso chegou-se a um benefício – redução de perdas.

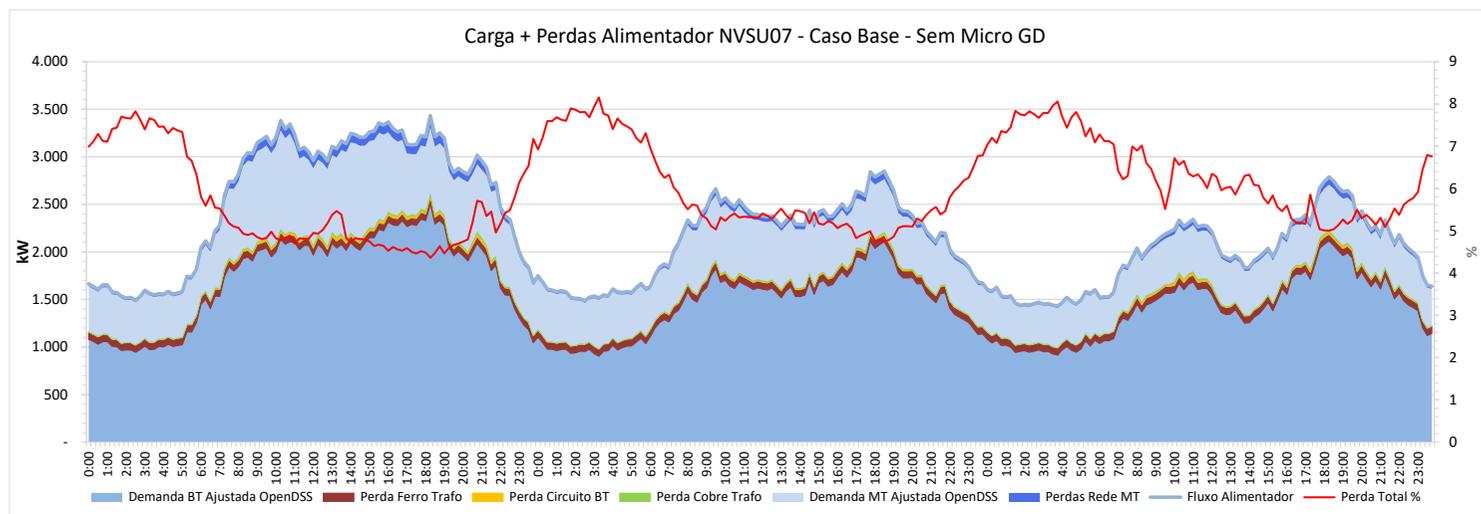
Tabela 100

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	83.448	16.154	18.016	117.618	63.782	13.490	14.780	92.053	223.906	55.977	55.977	335.859
S1B 10% Médio	83.448	16.154	18.016	117.618	63.782	13.490	14.780	92.053	141.669	35.417	35.417	212.503
S1C 10% Mínimo	83.448	16.154	18.016	117.618	63.782	13.490	14.780	92.053	44.780	11.195	11.195	67.170
S2A 20% Máximo	133.562	27.693	23.348	184.603	95.490	21.840	21.899	139.230	345.112	86.278	86.278	517.668
S2B 20% Médio	133.562	27.693	23.348	184.603	95.490	21.840	21.899	139.230	218.358	54.589	54.589	327.536
S2C 20% Mínimo	133.562	27.693	23.348	184.603	95.490	21.840	21.899	139.230	69.020	17.255	17.255	103.530
S3A 50% Máximo	263.908	51.577	49.112	364.597	197.998	43.587	45.914	287.499	695.952	173.988	173.988	1.043.928
S3B 50% Médio	263.908	51.577	49.112	364.597	197.998	43.587	45.914	287.499	440.340	110.085	110.085	660.509
S3C 50% Mínimo	263.908	51.577	49.112	364.597	197.998	43.587	45.914	287.499	139.186	34.797	34.797	208.779
S1	83.448	16.154	18.016	117.618	63.782	13.490	14.780	92.053	136.785	34.196	34.196	205.178
S2	133.562	27.693	23.348	184.603	95.490	21.840	21.899	139.230	210.830	52.707	52.707	316.245
S3	263.908	51.577	49.112	364.597	197.998	43.587	45.914	287.499	425.159	106.290	106.290	637.739

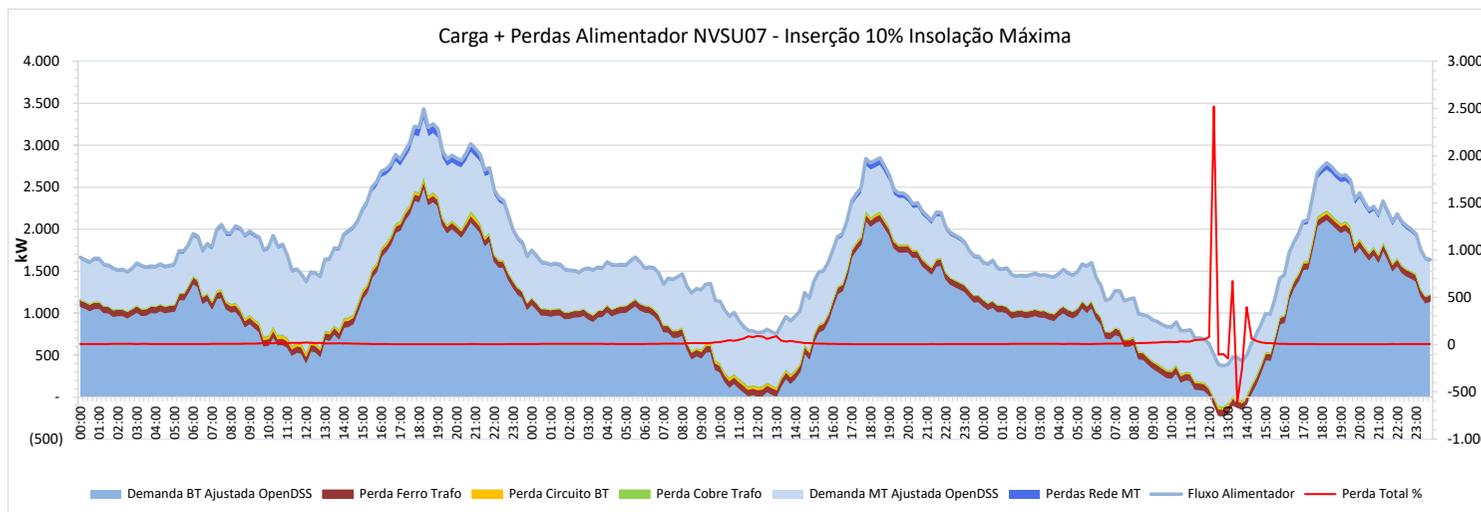
Tabela 101

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes Micro				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	73.223	14.034	14.946	102.202	150.684	41.943	41.031	233.657	(14.167)	-6,06%
S1B 10% Médio	65.689	12.906	12.749	91.344	75.980	22.511	22.668	121.160	(11.652)	-9,62%
S1C 10% Mínimo	36.220	7.879	7.329	51.429	8.559	3.316	3.866	15.741	(4.535)	-28,81%
S2A 20% Máximo	115.953	24.060	20.229	160.243	229.159	62.218	66.049	357.425	(19.015)	-5,32%
S2B 20% Médio	104.251	22.108	18.637	144.996	114.107	32.481	35.953	182.541	(16.622)	-9,11%
S2C 20% Mínimo	57.548	12.943	11.772	82.263	11.472	4.312	5.483	21.267	(6.876)	-32,33%
S3A 50% Máximo	224.571	43.818	41.129	309.517	471.381	130.170	132.859	734.410	(8.165)	-1,11%
S3B 50% Médio	200.691	40.270	36.887	277.848	239.648	69.815	73.197	382.661	(22.740)	-5,94%
S3C 50% Mínimo	111.637	24.689	23.138	159.464	27.550	10.107	11.659	49.316	(13.258)	-26,88%
S1	58.377	11.606	11.675	81.658	78.408	22.590	22.522	123.519	(10.118)	-8,19%
S2	92.584	19.704	16.879	129.167	118.246	33.004	35.828	187.078	(14.171)	-7,57%
S3	178.966	36.259	33.718	248.943	246.193	70.031	72.572	388.796	(14.721)	-3,79%

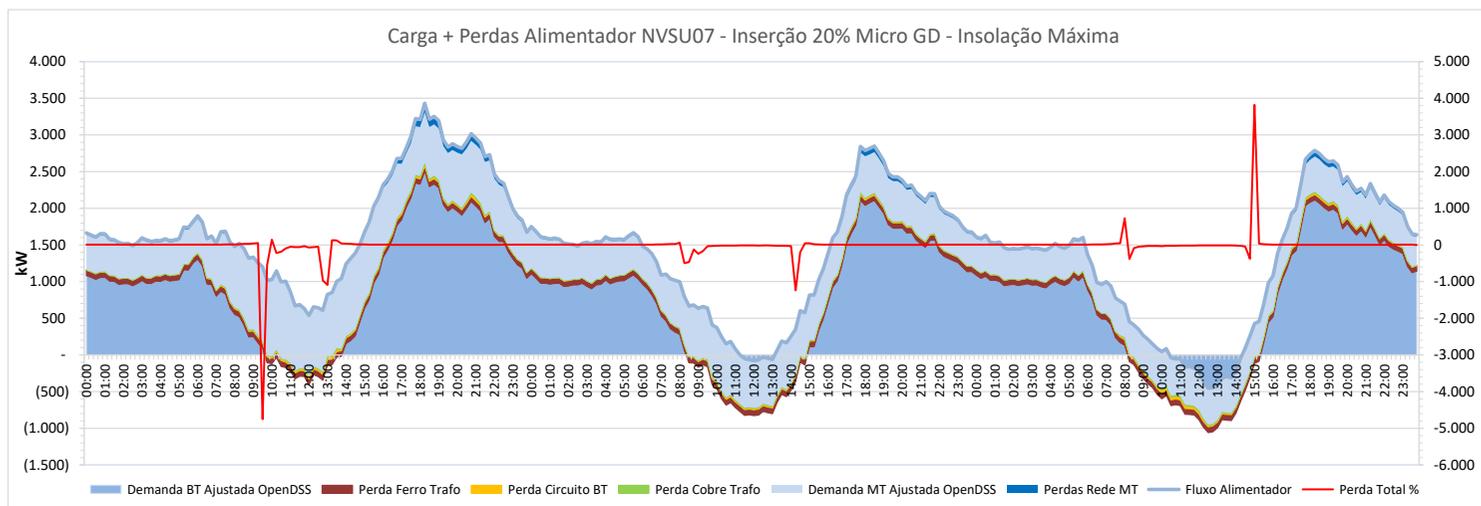
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador NVSU07, com 72% de carga de baixa tensão e 28% consumo de clientes de média tensão. Na BT têm-se 35% de mercado residencial, 26% de comercial/industrial e 11% de rural. Essa composição de mercado justifica a forma da curva de carga deste alimentador



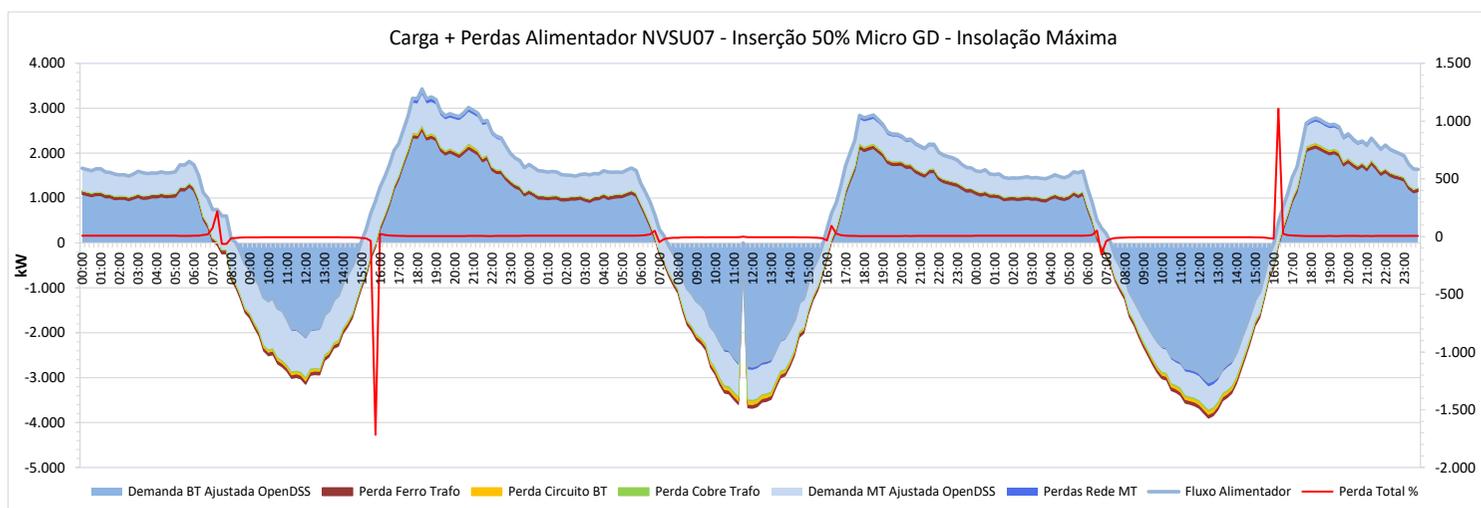
Observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador NVSU07, com 10% de inserção de Micro GD nos dias de pleno sol – simulação S1A. A carga da baixa tensão aproxima-se de zero no sábado e fica negativa no domingo por volta do meio do dia.



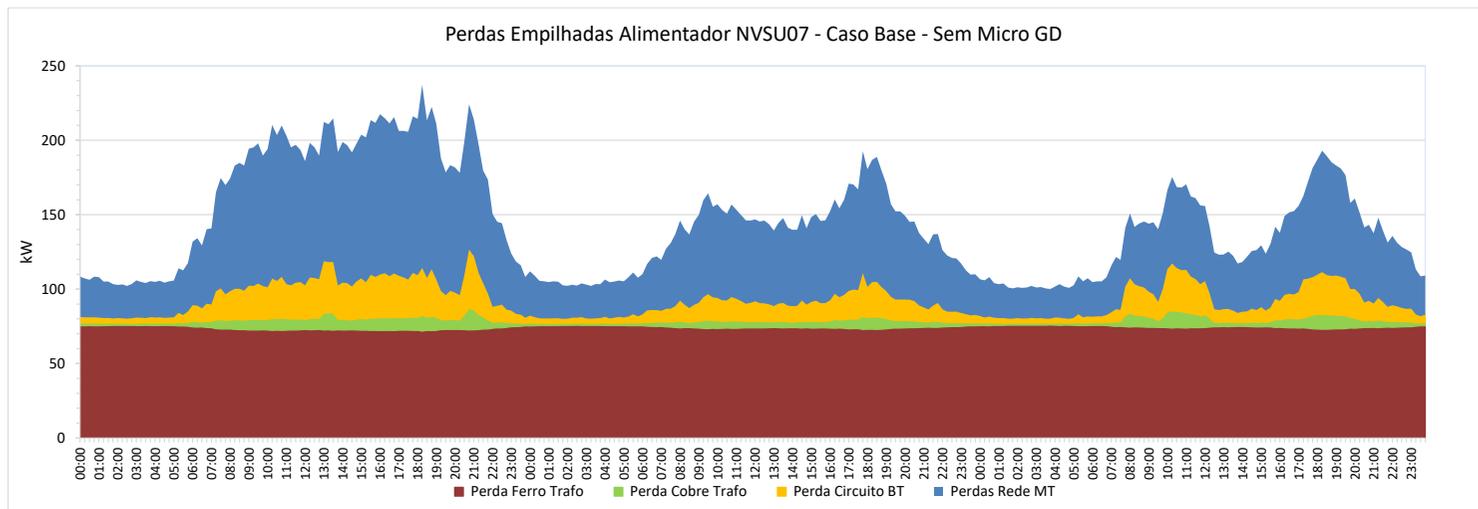
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol o fluxo do alimentador no sábado aproxima-se de zero e reverte por volta do meio dia do domingo. Na baixa tensão, as cargas tornam-se zero por volta de 12h no dia útil e negativas no sábado e domingo.



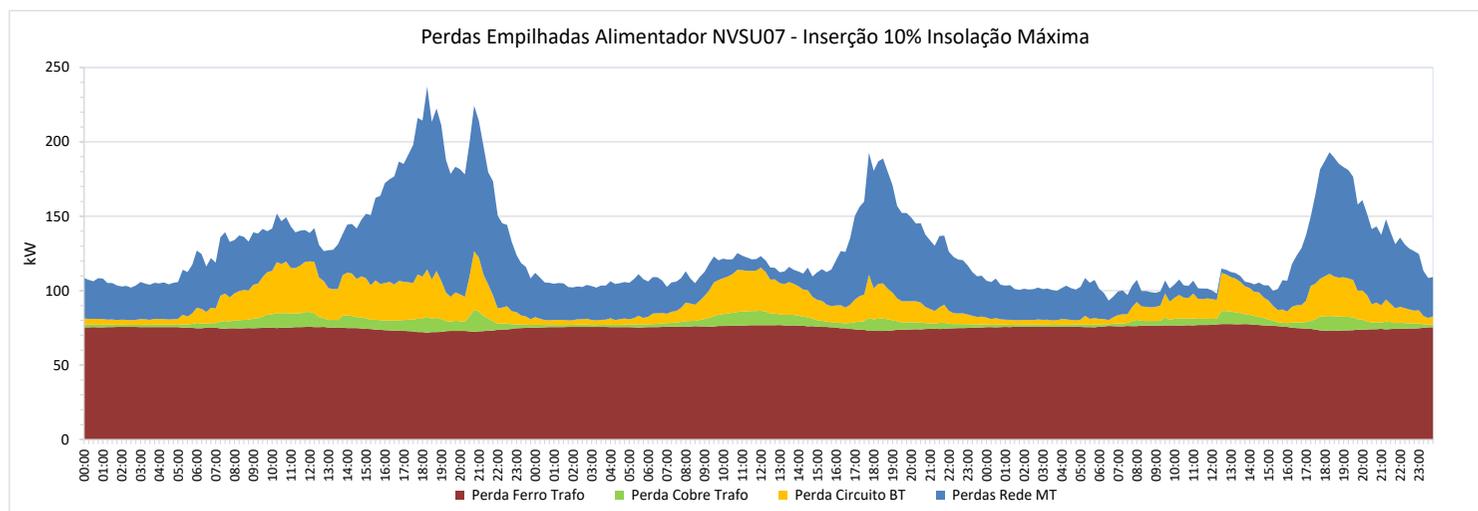
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um grande fluxo reverso no período diurno, tanto na rede BT quanto na MT, intensificado nos sábados e domingos devido à menor demanda de clientes MT e B3.



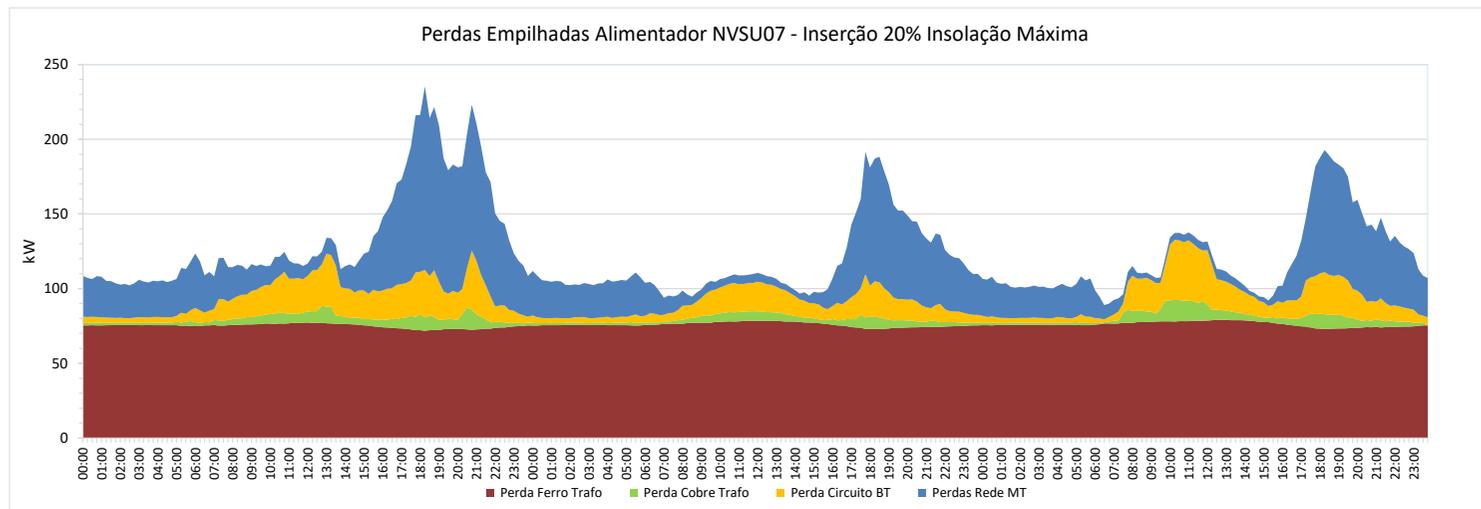
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base: as Perdas no Ferro, as Perdas no Cobre, nos circuitos de BT e na rede MT. As perdas no fio acompanham muito bem o comportamento da carga das redes.



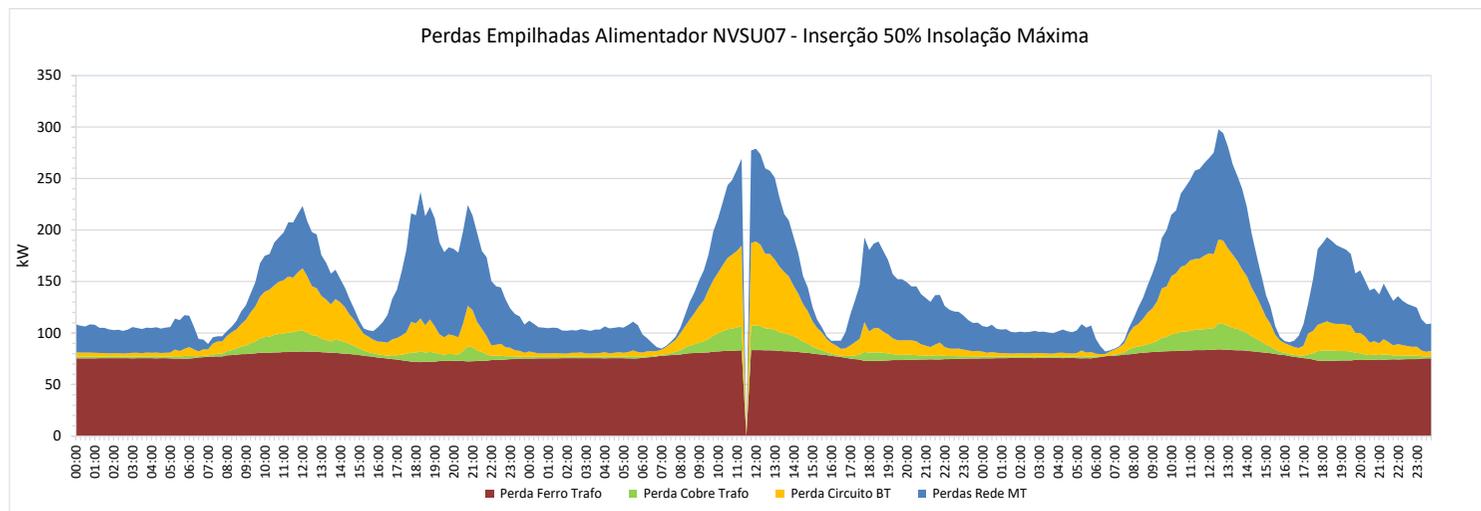
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se uma grande redução das perdas na rede MT, principalmente no dia útil. As perdas nos circuitos BT aumentam no dia útil e no sábado com fluxo reverso.



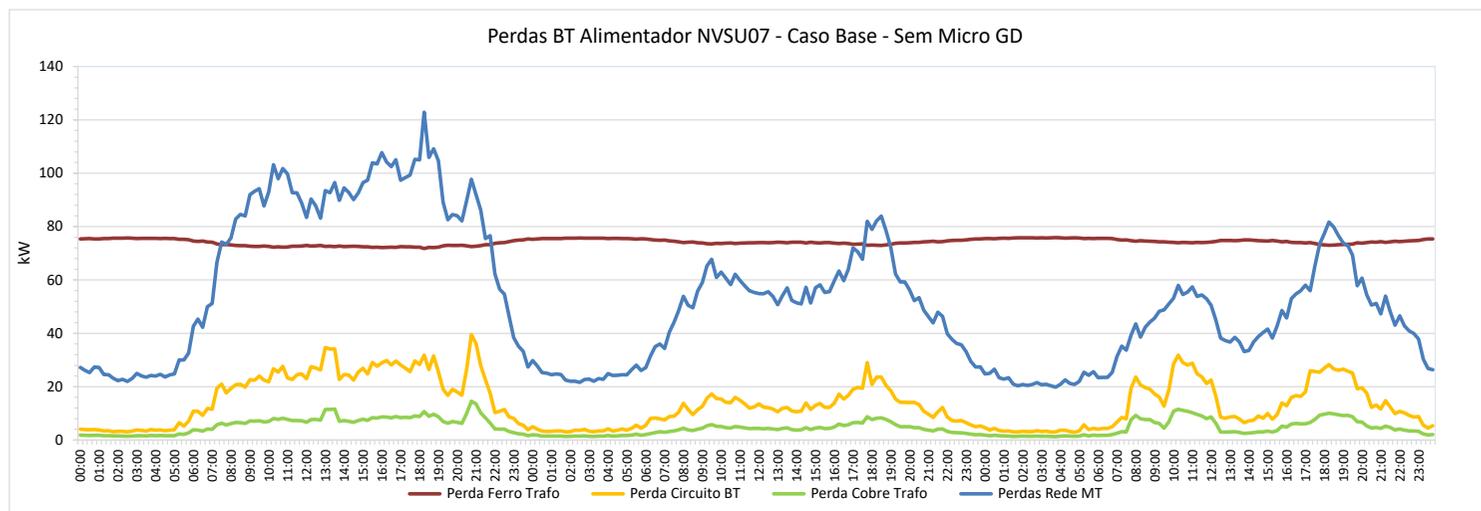
Na simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – observa-se maior redução das perdas na rede MT e um maior incremento de perdas nos circuitos BT e no Cobre com fluxo reverso no domingo.



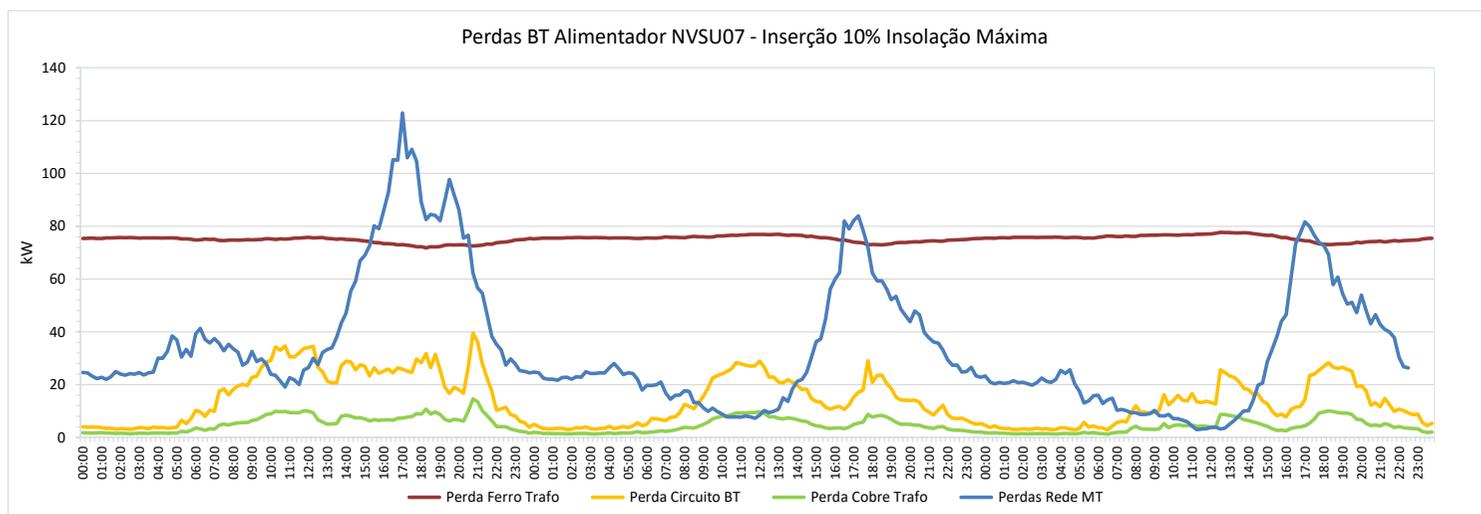
Na simulação S3A, verifica-se um aumento das perdas no fio no fluxo reverso, inclusive na média tensão, que se intensificam no final de semana, em relação à simulação S2A, porém as perdas na rede MT ainda são bem menores que as perdas do Caso Base.



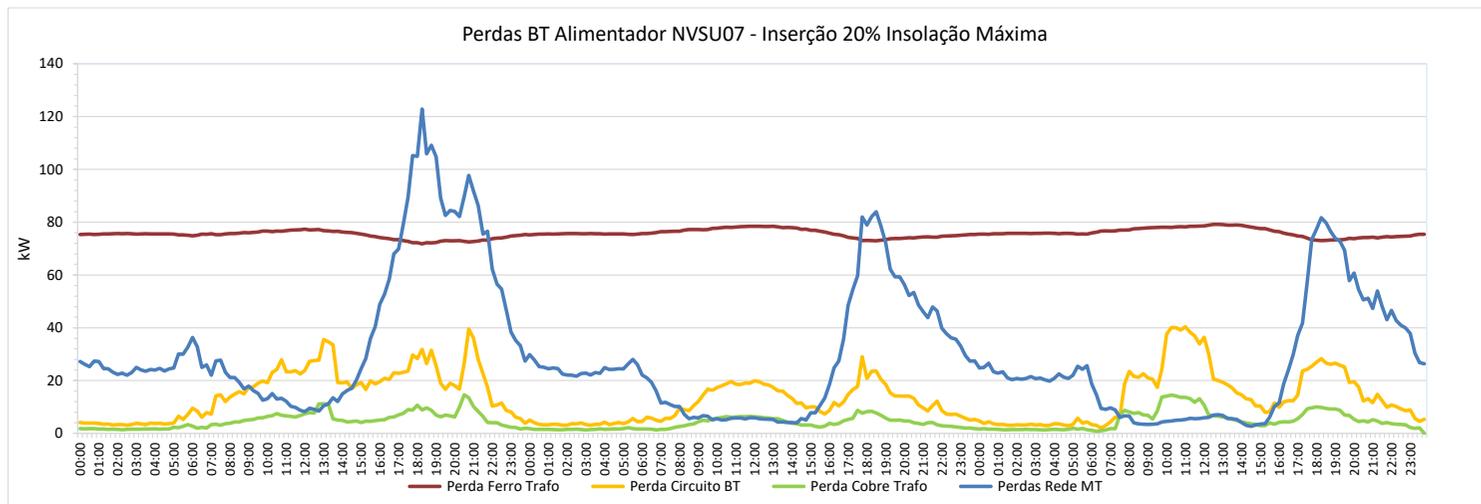
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se com mais clareza como todas as perdas nos fios acompanham o fluxo nas redes de cada nível.



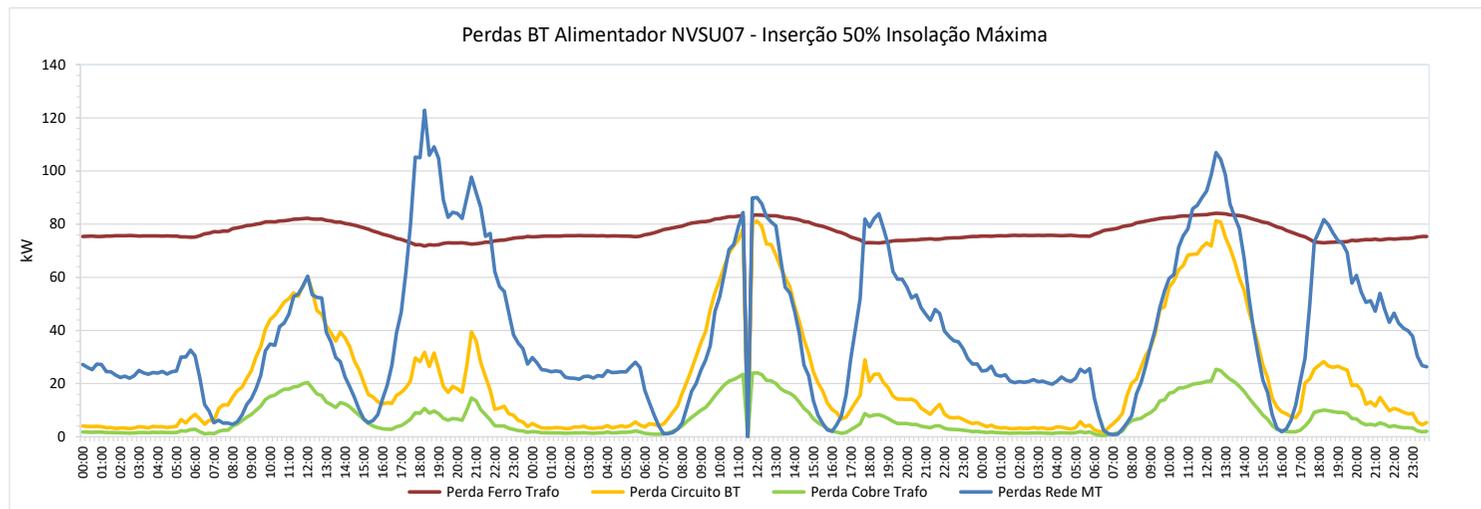
Observa-se novamente como na simulação S1A as perdas na rede MT reduzem bastante e como as perdas nos circuitos BT aumentam no sábado com fluxo reverso.



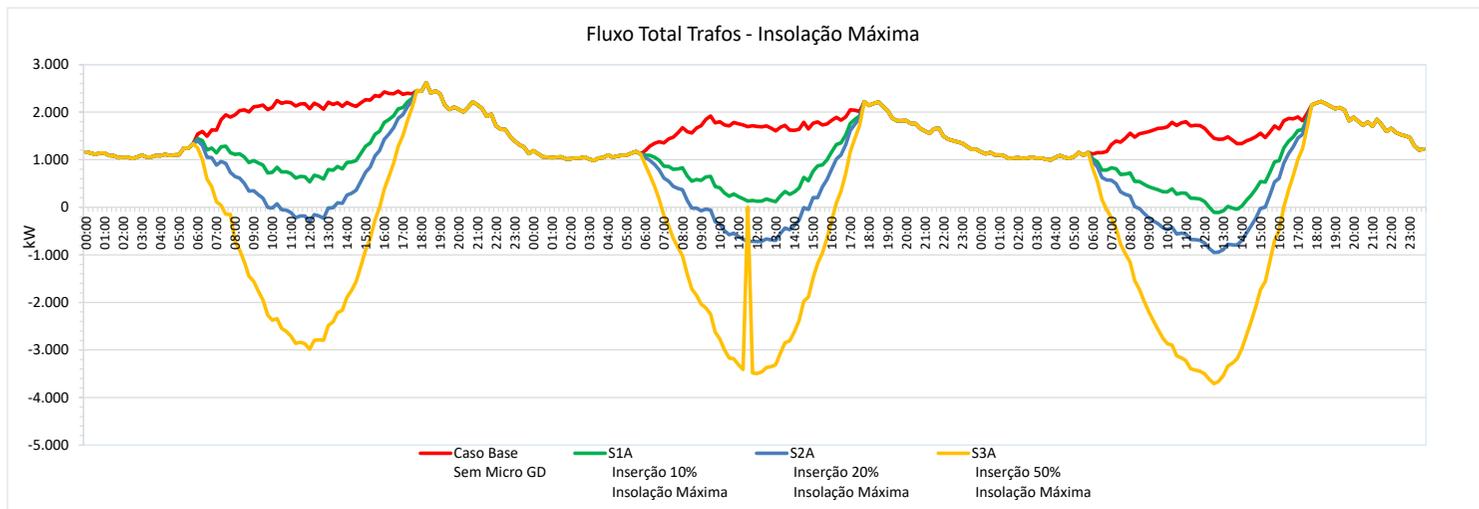
Na simulação S2A, observa-se uma maior redução de perdas na rede MT. As perdas no circuito BT ficam ligeiramente maiores no domingo.



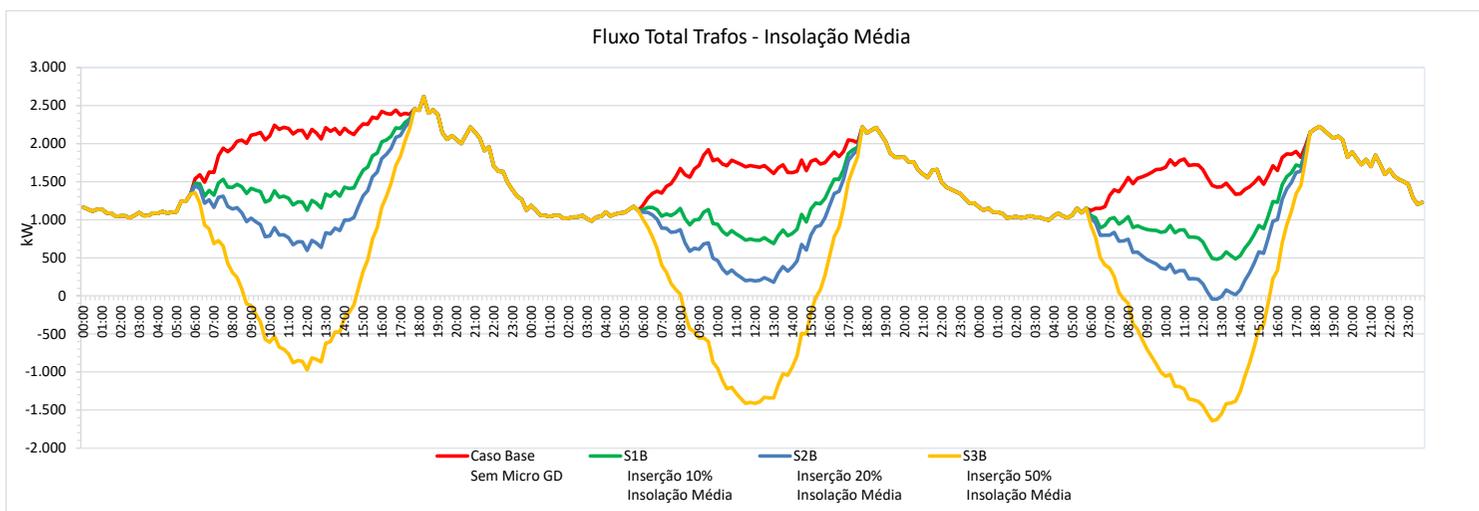
As perdas no fio, no período diurno, crescem nos dias de insolação máxima com a inserção de 50%. As perdas crescem mais ainda no final de semana, pois a demanda de boa parcela do mercado é menor, provocando maior fluxo reverso. Mas as perdas na rede MT continuam abaixo do Caso Base.



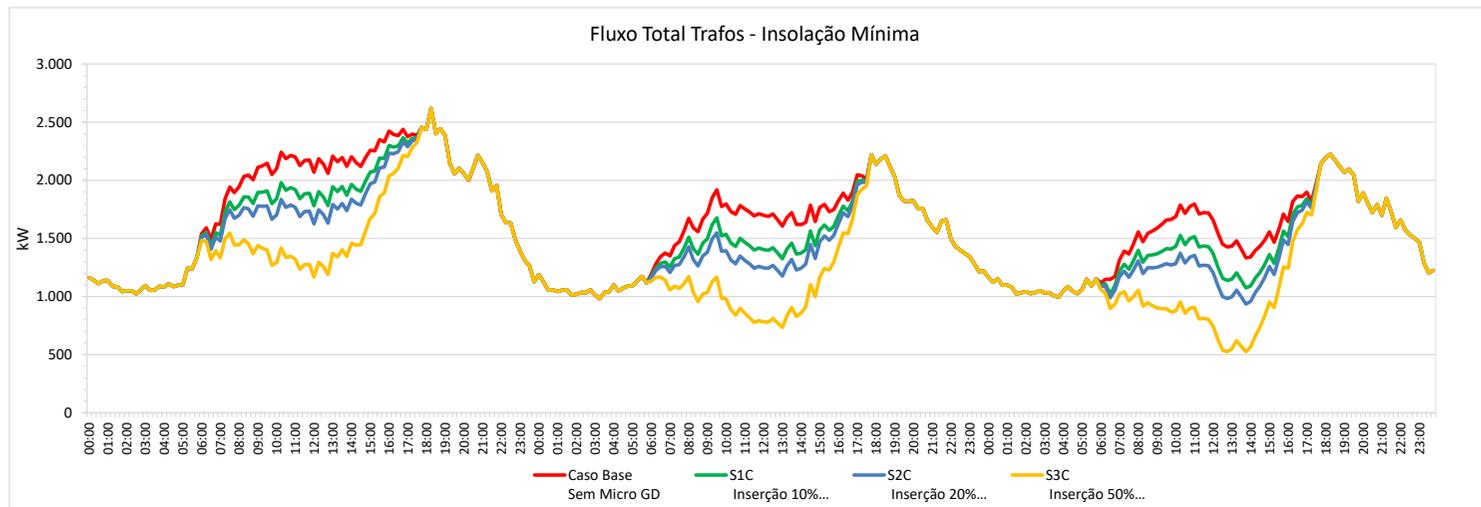
Este gráfico mostra o fluxo original do trafo e em cada hipótese de geração máxima. Há significativa redução da carga diurna já com 10% de inserção. Na simulação S2A o fluxo aproxima de zero no dia útil e reverte no final de semana. Ocorre grande fluxo reverso na simulação S3A em todos os dias.



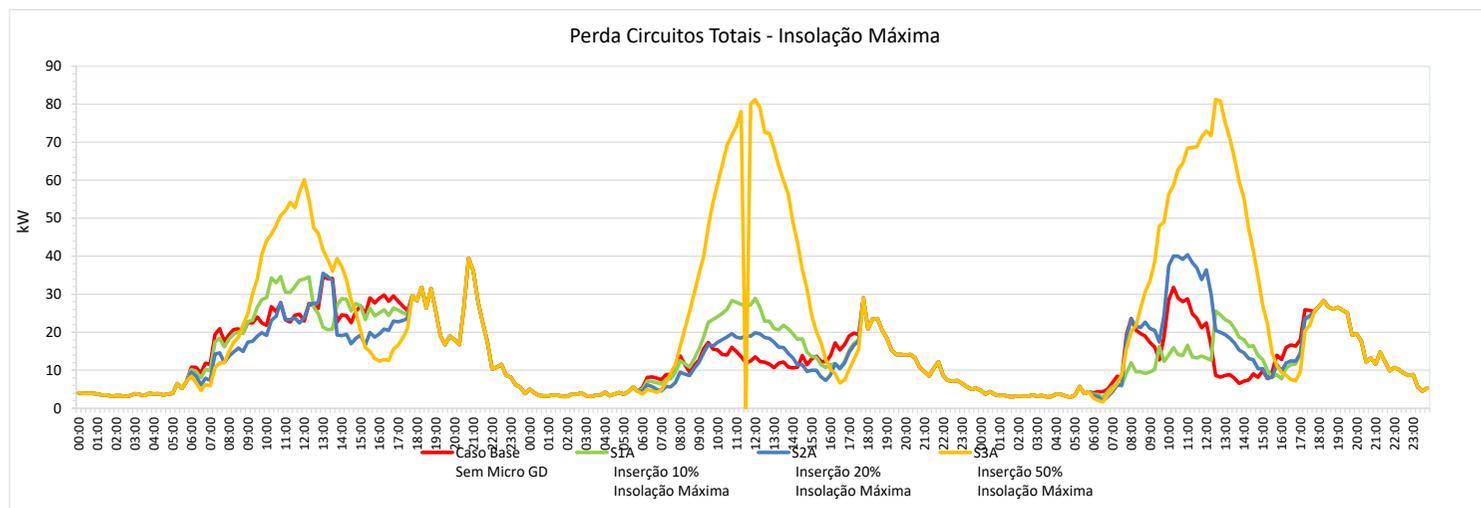
Com a insolação média há evidentemente uma menor redução da carga diurna nas simulações S1B e S2B, e menor fluxo reverso na simulação S3B.



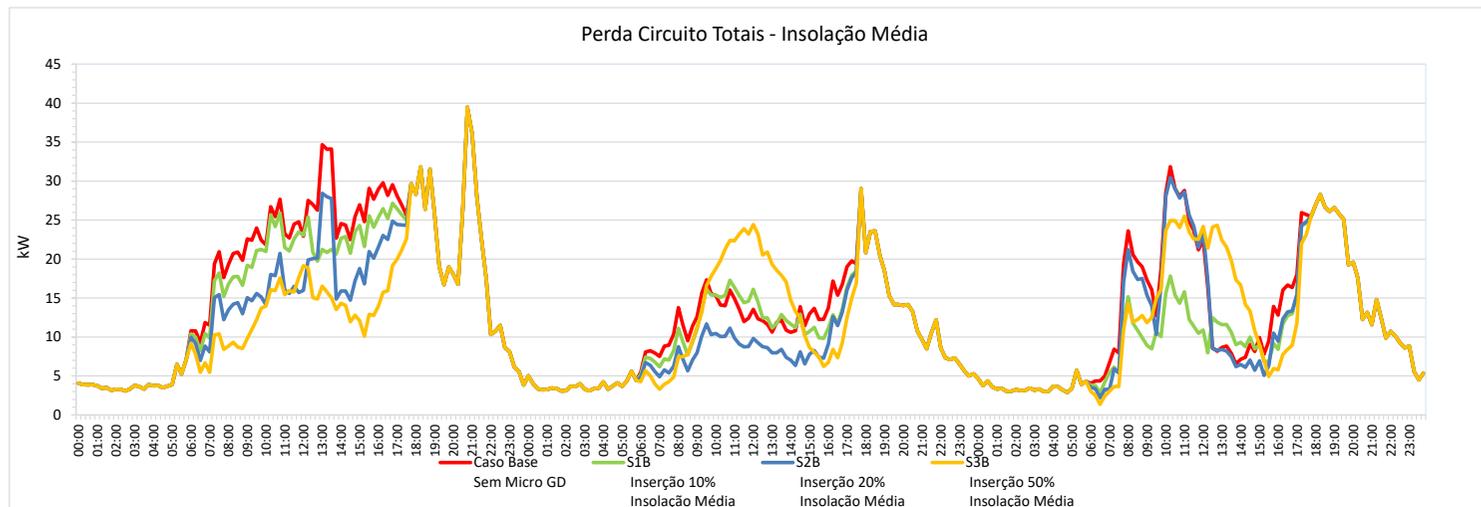
Na condição de geração mínima – dias nublados, em todas as hipóteses de inserção não há fluxo reverso na rede.



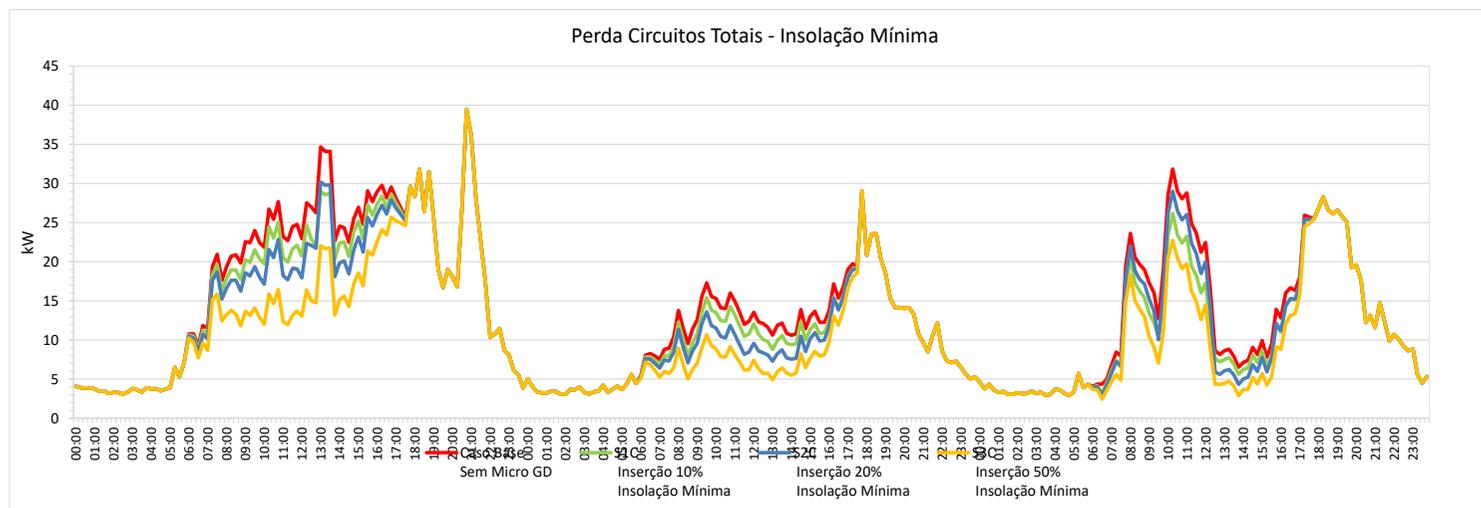
Observa-se um aumento das perdas diurnas nos circuitos BT no sábado com 10% e 20% de inserção de Micro GD, como também no domingo na simulação S2A. Há um aumento de perdas nos circuitos BT em todos os dias, mas principalmente no final de semana, na simulação S3A.



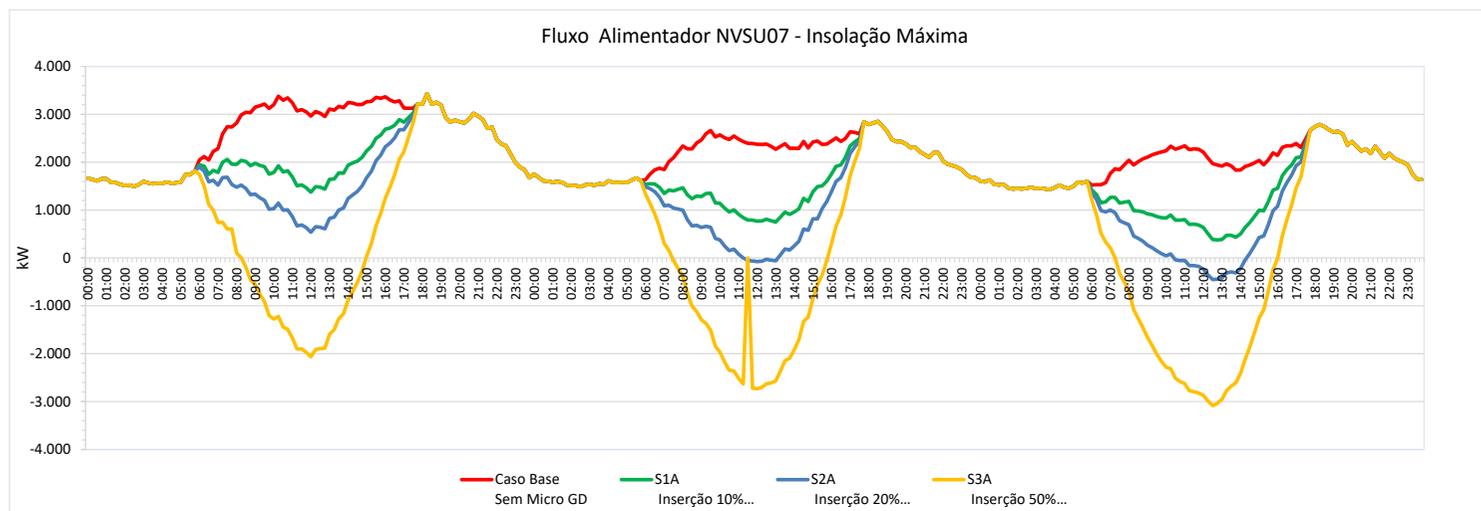
Com insolação média, todas as perdas no dia útil diminuem. Porém, no sábado e domingo as perdas da simulação S3A aumentam com o fluxo reverso.



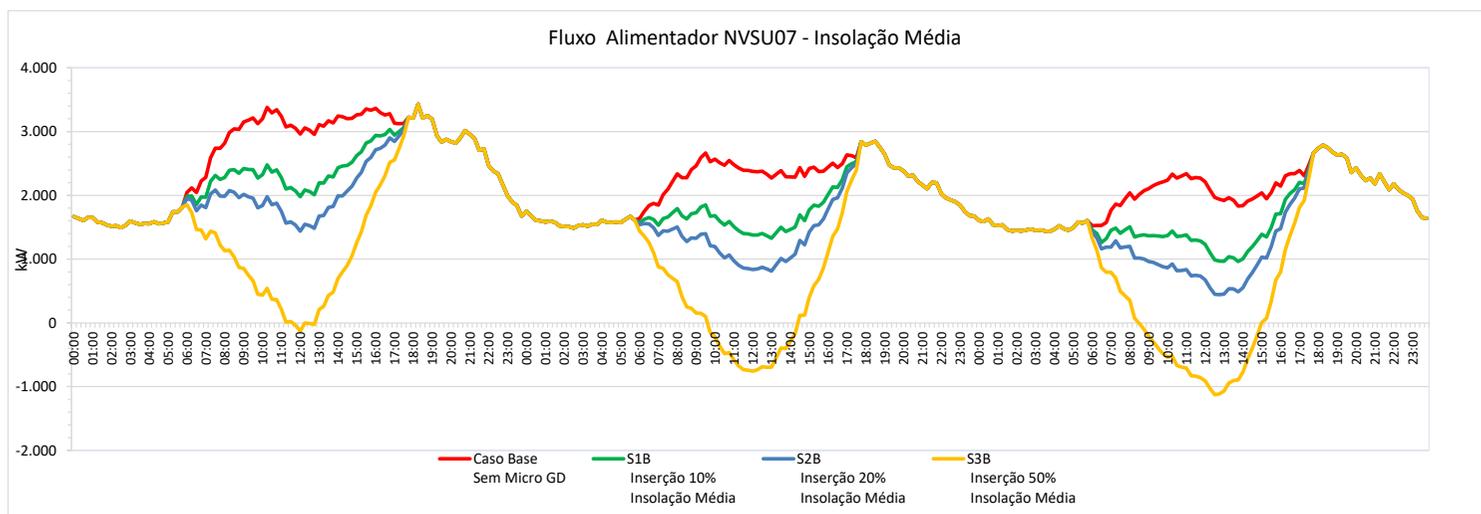
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas hipóteses de inserção.



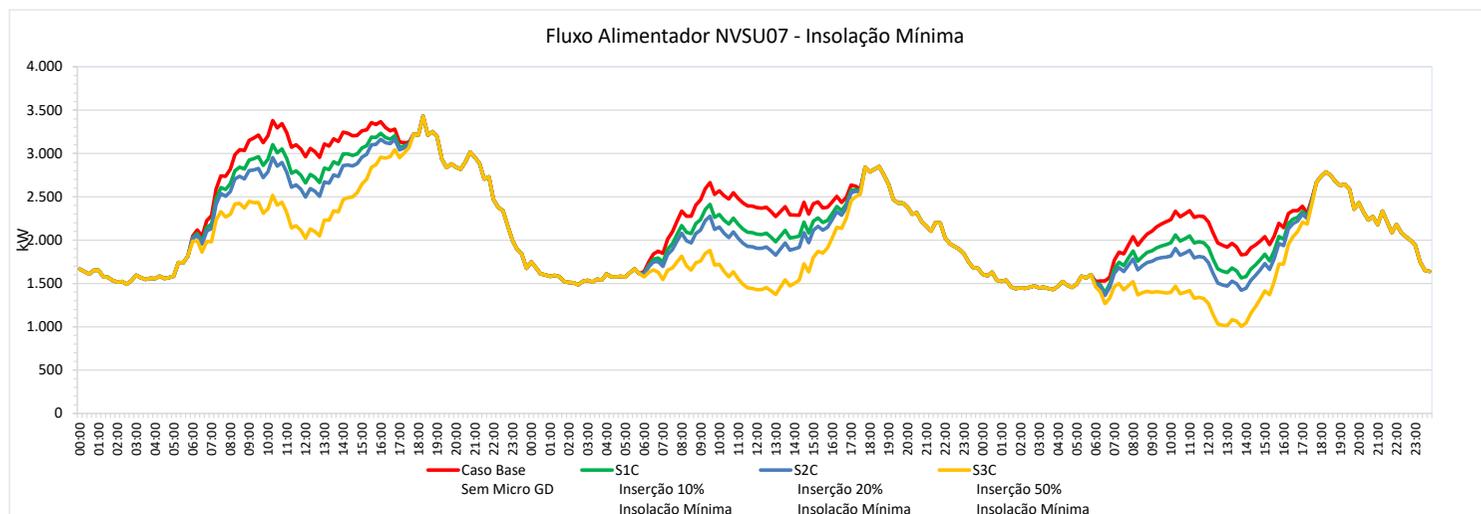
Observa-se que há grande redução da carga diurna do alimentador com 10% de inserção. Na simulação S2A o fluxo chega a zero no sábado e reverte em algumas horas centrais do domingo. Na simulação S3A ocorre grande fluxo reverso em todos os dias, mas principalmente no final de semana.



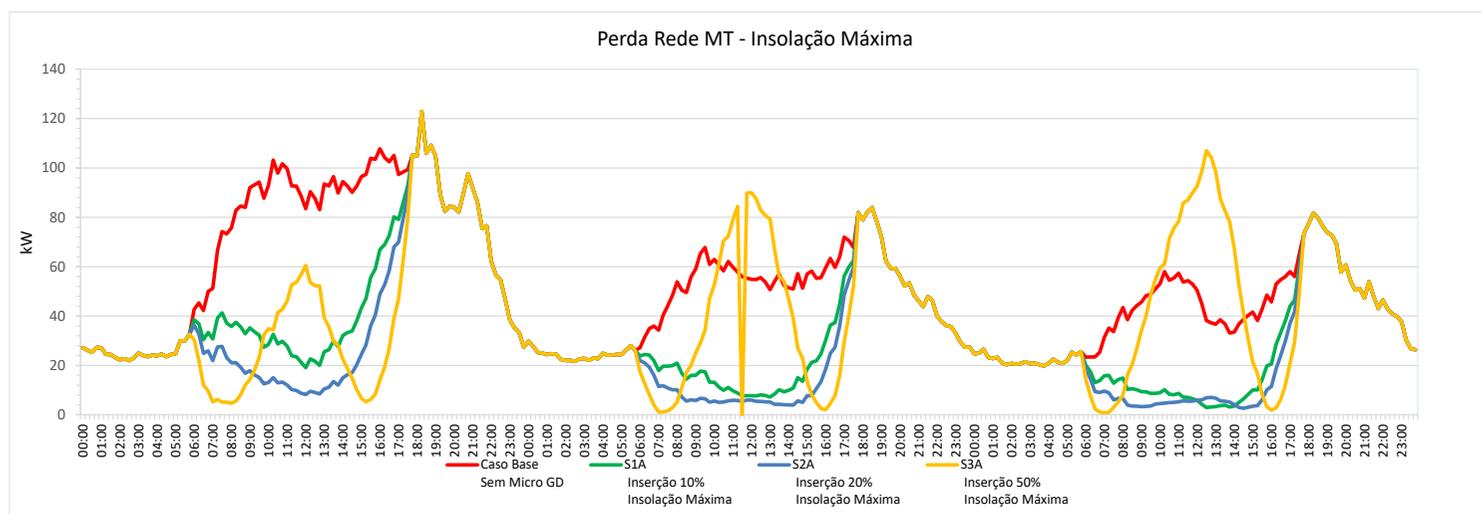
As reduções do fluxo diurno do alimentador são menores em todos os dias das simulações S1B e S2B. Além disso, no dia útil não se verifica fluxo reverso na simulação S3B, mas continua havendo fluxo negativo no final de semana.



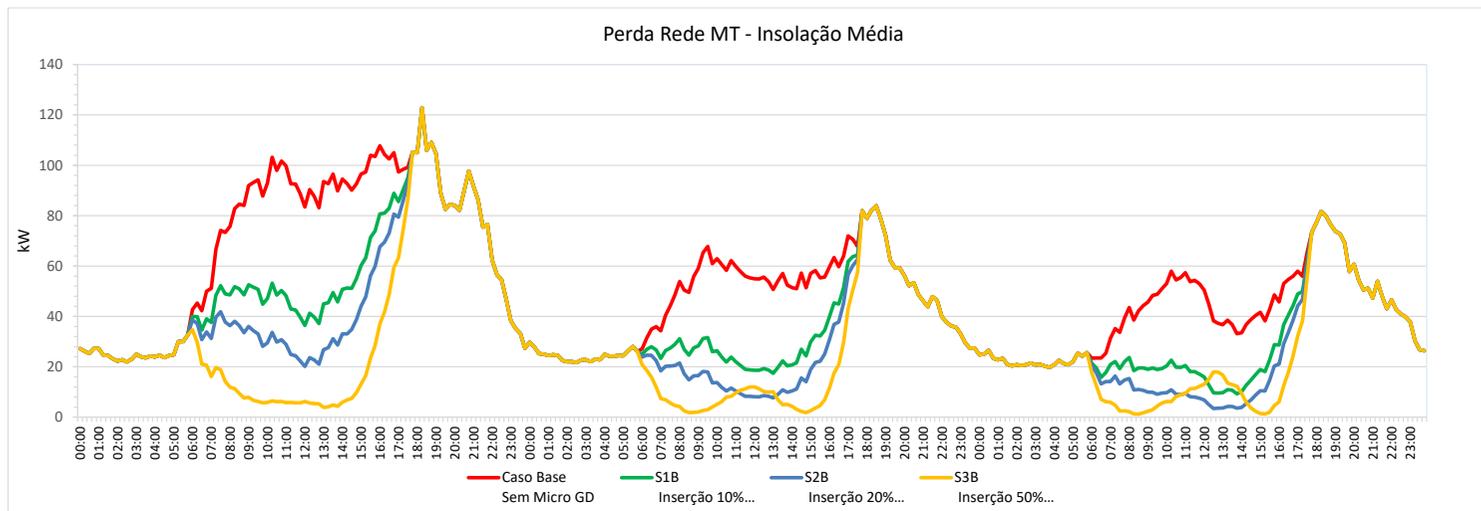
Não há fluxo reverso na rede MT com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



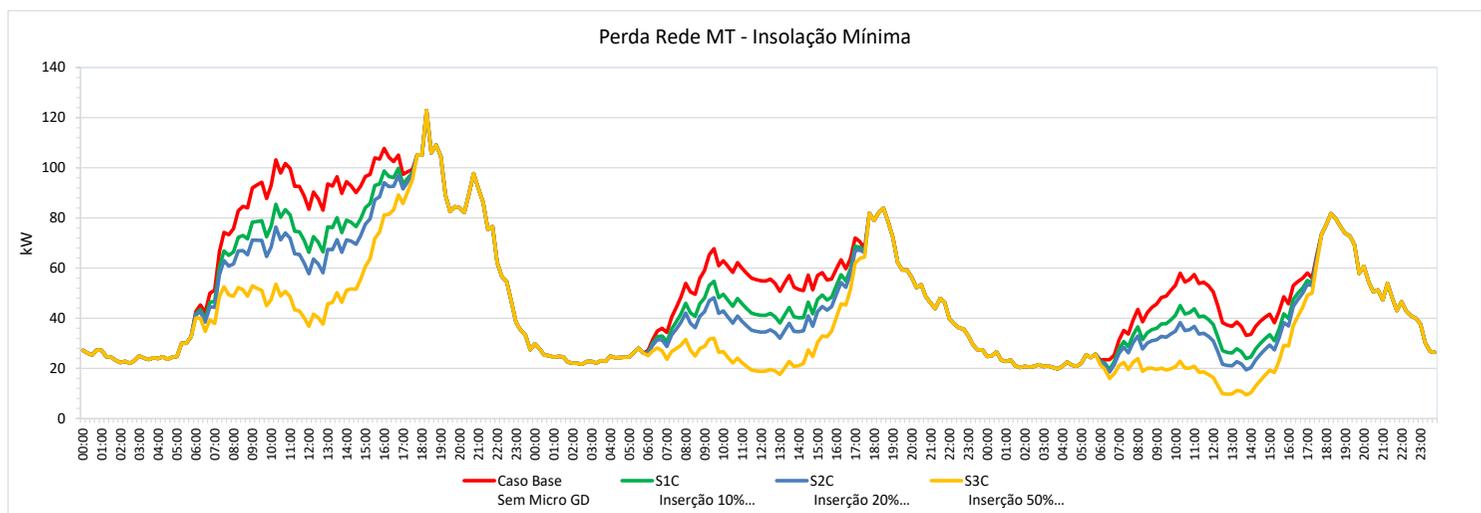
As perdas na rede MT reduzem muito com a inserção da Micro GD no dia útil em todas as simulações. Nos finais de semana as maiores reduções ocorrem nas simulações S1A e S2A, mas até na S3A há redução dessas perdas no sábado, a despeito das grandes perdas no fluxo reverso.



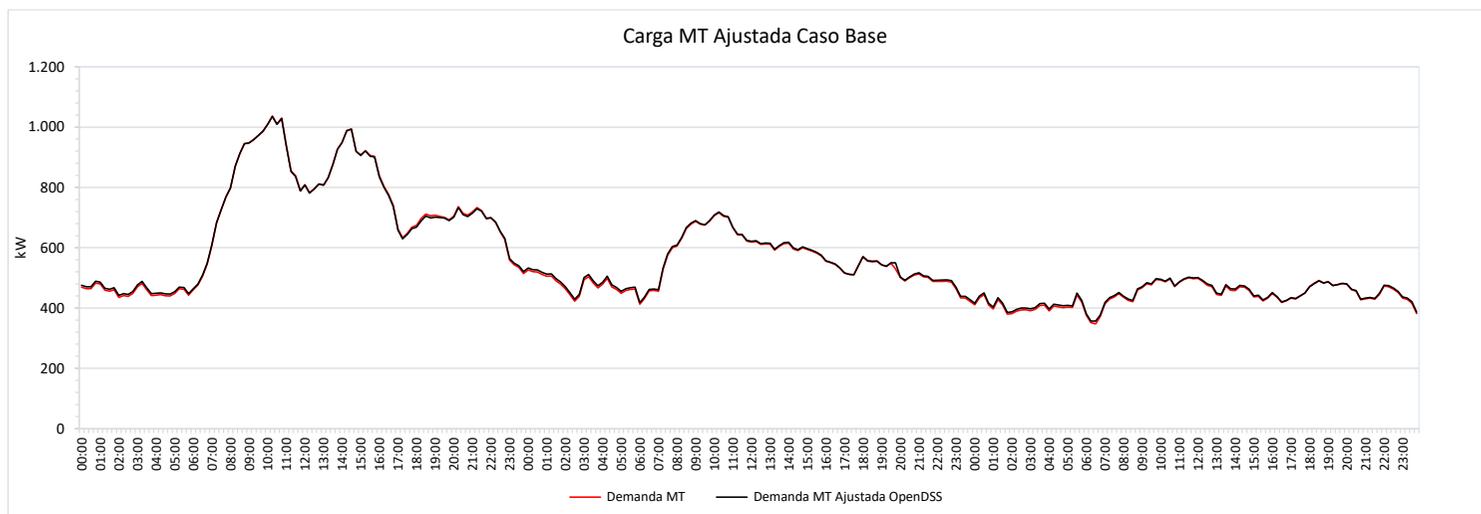
Com insolação média verifica-se reduções menores de perdas nas simulações S1B e S2B e maiores reduções de perdas na simulação S3B, em comparação à simulações de insolação máxima.



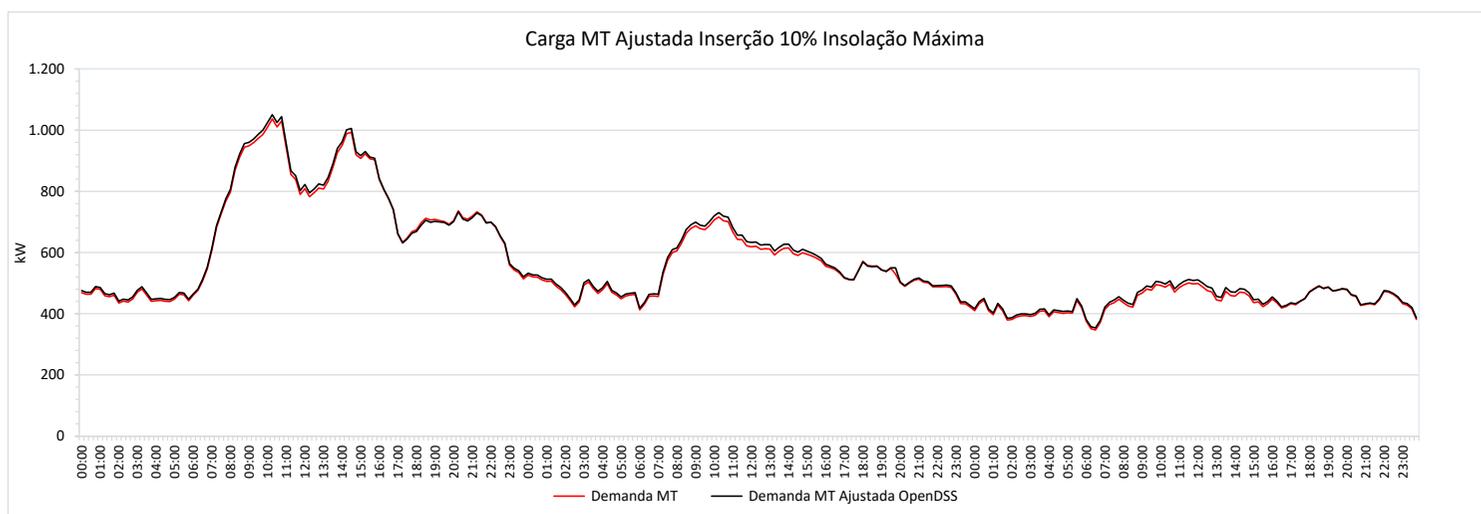
Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.



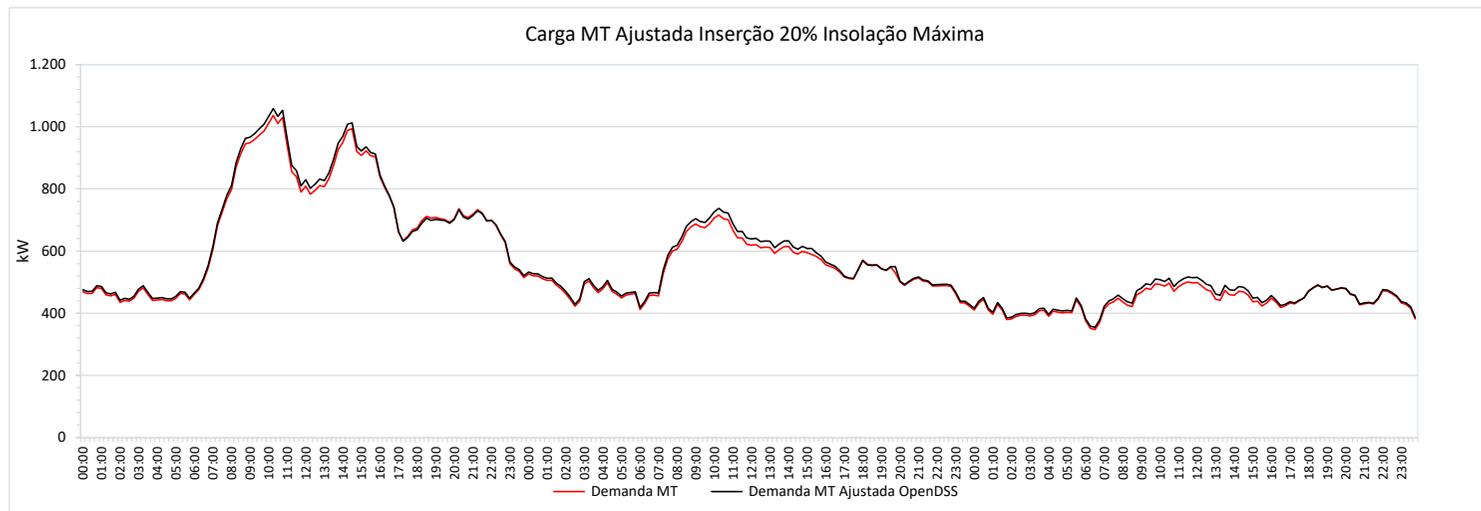
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes MT, mas é um ajuste irrelevante.



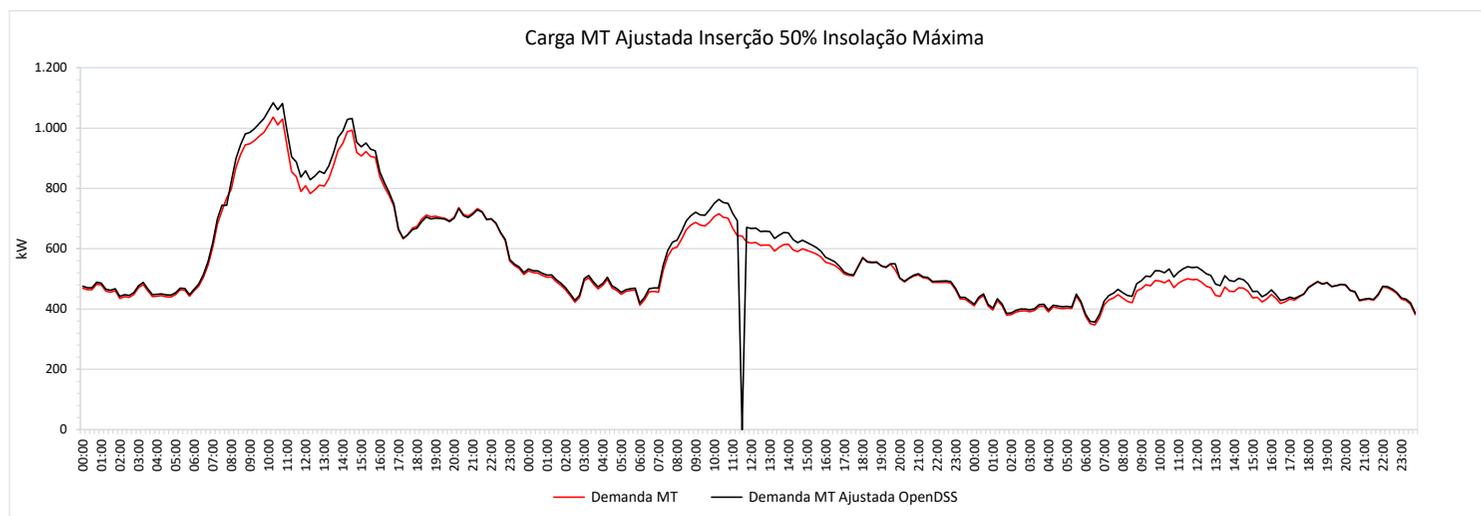
Vale mesmo comentário.



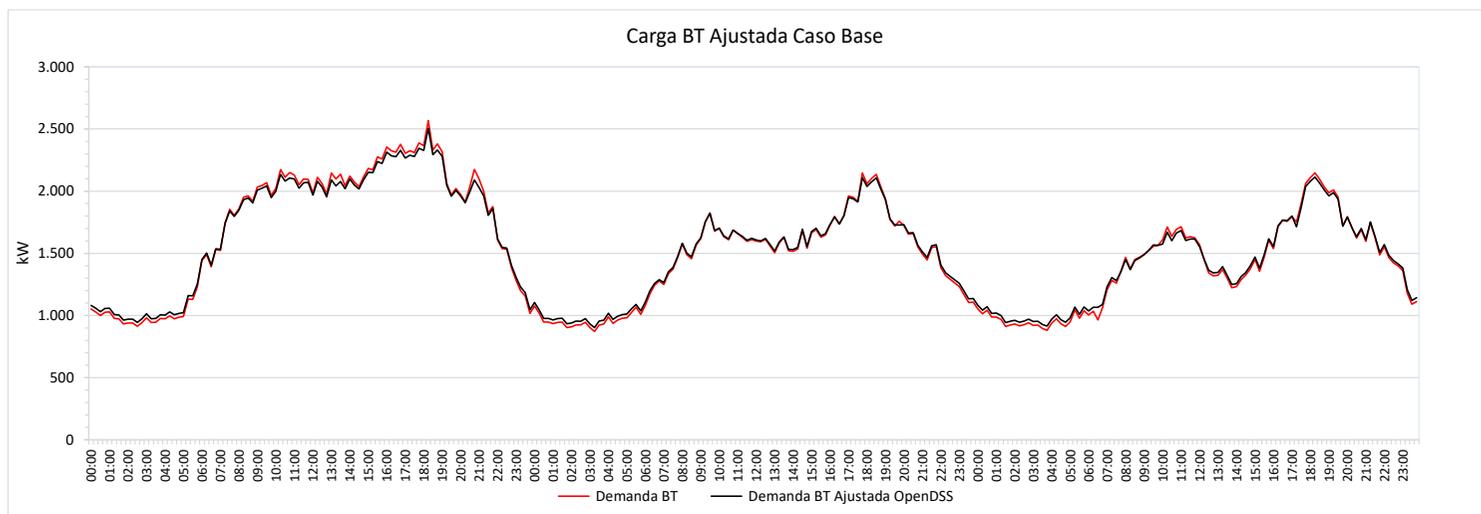
Vale mesmo comentário.



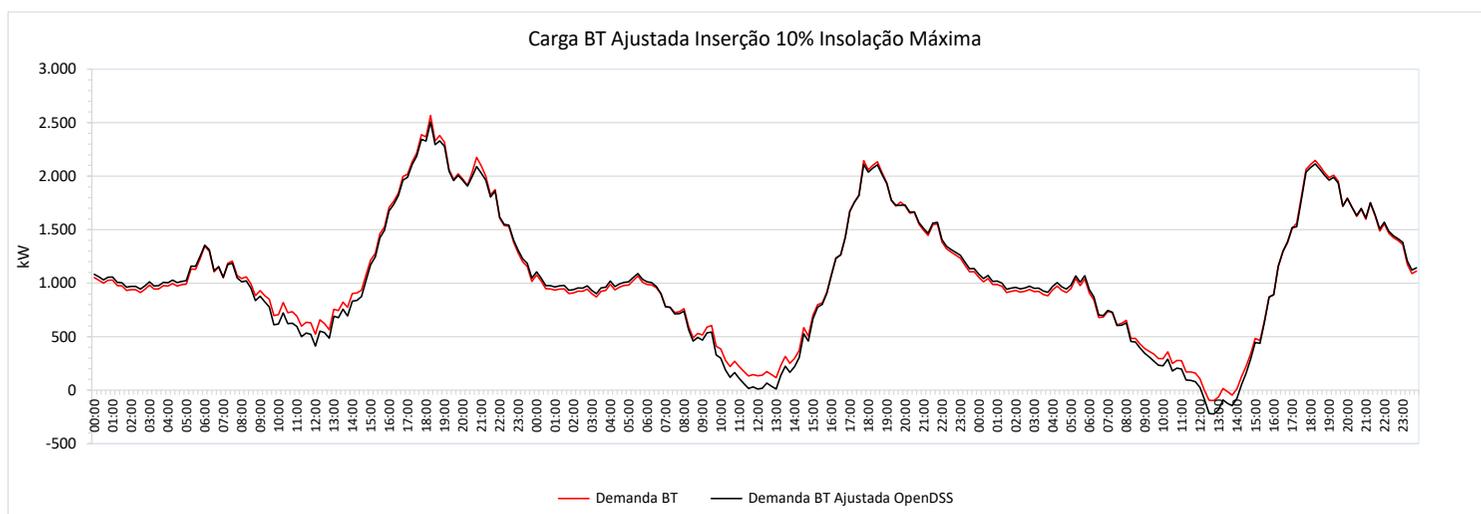
Verifica-se um ajuste um pouco maior nos momentos de maior carga nesta simulação.



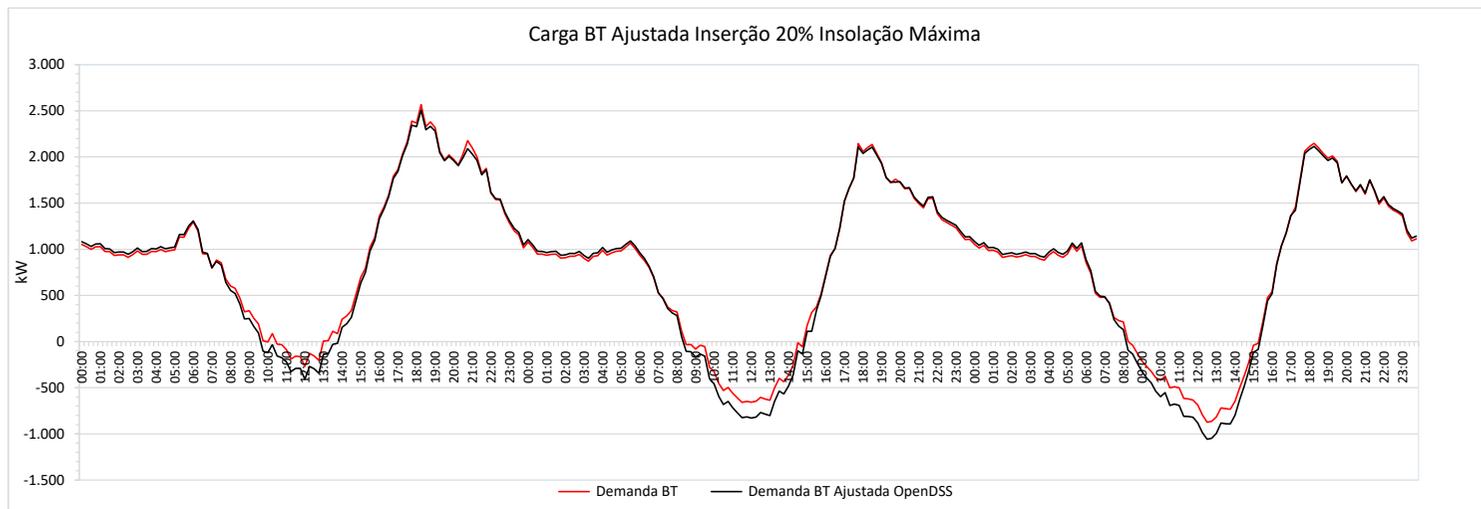
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes BT, que neste alimentador, mas é um ajuste pequeno.



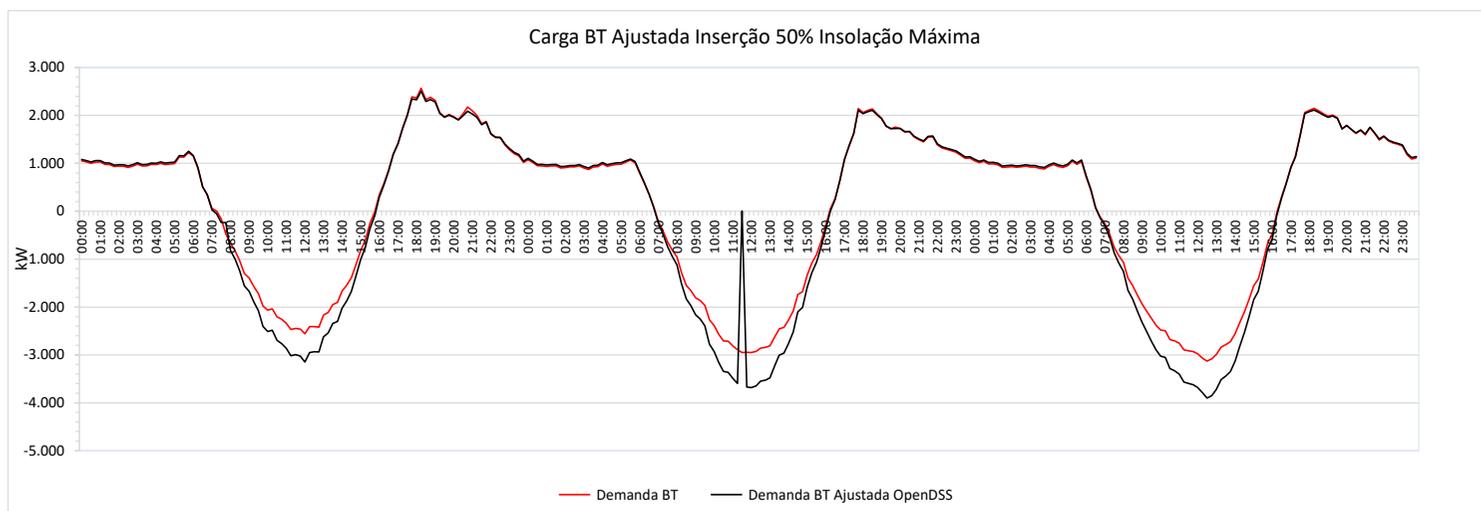
Nesta simulação o ajuste aumenta um pouco nos momentos de maior fluxo na rede..



O ajuste cresce um pouco mais com aumento do fluxo reverso.



Reitera-se o mesmo comentário.



4.6. Alimentador RPA08

Tabela 102

Alimentador RPA08					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		kWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	-	0%	-	0%
	Comercial	-	0%	-	0%
	Industrial	-	0%	-	0%
	Rural	213.092	18%	105	74%
	IP	-	0%	-	0%
	Cientes BT	213.092	18%	105	74%
	Cientes MT	946.145	82%	36	26%
	Total	1.159.237	100%	141	100%

Tabela 103

Alimentador RPA08	
Extensão Rede BT - km	2
Extensão Rede MT - km	117
Extensão Total - km	119
Resistência Média circuito BT Ohm/km	1,55

Este alimentador é bem diferente, tem 36 clientes de média tensão que representam 82% do mercado atendido e 105 clientes BT Rurais que representam 18%.

Praticamente não tem rede BT, são apenas 2 km de rede de baixa tensão e 117 km de rede de média tensão.

A média do carregamento máximo no Caso Base é de 18% e reduz para 17% na simulação com inserção de 10% e insolação mínima, que é o nível de geração que se pode garantir. Vê-se que o fluxo máximo reduz 5% na simulação S1A. Portanto, há um custo evitado de expansão neste tipo de alimentador. Porém, se neste tipo de alimentador a inserção for de 20% haverá um aumento de fluxo, em kW, de 25%. O carregamento máximo passa de 18% para 23% no fluxo reverso. Com inserção de 50% e insolação máxima, o aumento é de 47%, e o carregamento passa para 27%, no fluxo reverso.

Tabela 104

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	931	-	306	-	324	315	5.062	18,4%	0,0%	6,0%	0,0%	6,4%	6,2%
	S1A 10% Máximo	837	698	227	382	324	392	5.062	16,5%	13,8%	4,5%	7,5%	6,4%	7,7%
	S1B 10% Médio	848	406	231	200	324	313	5.062	16,8%	8,0%	4,6%	4,0%	6,4%	6,2%
	S1C 10% Mínimo	882	90	275	34	324	286	5.062	17,4%	1,8%	5,4%	0,7%	6,4%	5,7%
	S2A 20% Máximo	843	1.160	285	656	324	513	5.062	16,7%	22,9%	5,6%	13,0%	6,4%	10,1%
	S2B 20% Médio	855	676	293	363	324	383	5.062	16,9%	13,4%	5,8%	7,2%	6,4%	7,6%
	S2C 20% Mínimo	889	171	330	83	324	304	5.062	17,6%	3,4%	6,5%	1,6%	6,4%	6,0%
	S3A 50% Máximo	816	1.373	264	764	324	538	5.062	16,1%	27,1%	5,2%	15,1%	6,4%	10,6%
	S3B 50% Médio	831	792	275	416	324	384	5.062	16,4%	15,6%	5,4%	8,2%	6,4%	7,6%
	S3C 50% Mínimo	875	193	314	89	324	294	5.062	17,3%	3,8%	6,2%	1,8%	6,4%	5,8%
	S1	856	398	244	205	324	330	5.062	16,9%	7,9%	4,8%	4,1%	6,4%	6,5%
	S2	862	669	303	367	324	400	5.062	17,0%	13,2%	6,0%	7,3%	6,4%	7,9%
	S3	841	786	284	423	324	405	5.062	16,6%	15,5%	5,6%	8,4%	6,4%	8,0%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-10%		-26%		0%	24%	0%	-1,9%	13,8%	-1,6%	7,5%	0,0%	1,5%
	1B 10% Médio	-9%		-24%		0%	-1%	0%	-1,6%	8,0%	-1,5%	4,0%	0,0%	0,0%
	1C 10% Mínimo	-5%		-10%		0%	-9%	0%	-1,0%	1,8%	-0,6%	0,7%	0,0%	-0,6%
	2A 20% Máximo	-9%		-7%		0%	63%	0%	-1,7%	22,9%	-0,4%	13,0%	0,0%	3,9%
	2B 20% Médio	-8%		-4%		0%	22%	0%	-1,5%	13,4%	-0,2%	7,2%	0,0%	1,3%
	2C 20% Mínimo	-5%		8%		0%	-4%	0%	-0,8%	3,4%	0,5%	1,6%	0,0%	-0,2%
	3A 50% Máximo	-12%		-14%		0%	71%	0%	-2,3%	27,1%	-0,8%	15,1%	0,0%	4,4%
	3B 50% Médio	-11%		-10%		0%	22%	0%	-2,0%	15,6%	-0,6%	8,2%	0,0%	1,4%
	3C 50% Mínimo	-6%		3%		0%	-7%	0%	-1,1%	3,8%	0,2%	1,8%	0,0%	-0,4%
	S1	-8%		-20%		0%	5%	0%	-1,5%	7,9%	-1,2%	4,1%	0,0%	0,3%
	S2	-7%		-1%		0%	27%	0%	-1,4%	13,2%	-0,1%	7,3%	0,0%	1,7%
	S3	-10%		-7%		0%	29%	0%	-1,8%	15,5%	-0,4%	8,4%	0,0%	1,8%

O carregamento médio dos transformadores no Caso Base é de apenas 6%, ou seja, baixo. E parece que isto é uma característica no meio rural.

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz com o aumento do nível de inserção e insolação.

No entanto, o carregamento médio nos dois sentidos aumenta na maioria dos casos, sendo que o fluxo médio nos dois sentidos aumenta 24% na simulação S1A, 63% na simulação S2A e 71% na simulação S3A. Há aumento também de 22% nas simulações S2B.

Tabela 105

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	2.733	-	1.672	-	1.310	1.667
	S1A 10% Máximo	2.303	-	1.159	-	1.310	1.417
	S1B 10% Médio	2.463	-	1.352	-	1.310	1.511
	S1C 10% Mínimo	2.648	-	1.573	-	1.310	1.618
	S2A 20% Máximo	2.171	(110)	920	(21)	1.310	1.289
	S2B 20% Médio	2.325	-	1.188	-	1.310	1.431
	S2C 20% Mínimo	2.605	-	1.522	-	1.310	1.593
	S3A 50% Máximo	2.171	(323)	844	(58)	1.310	1.233
	S3B 50% Médio	2.257	-	1.106	-	1.310	1.391
	S3C 50% Mínimo	2.584	-	1.497	-	1.310	1.581
	S1	2.471	-	1.361	-	1.310	1.515
	S2	2.367	(37)	1.210	(7)	1.310	1.438
	S3	2.337	(108)	1.149	(19)	1.310	1.402
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-16%		-31%		0%	-15%
	1B 10% Médio	-10%		-19%		0%	-9%
	1C 10% Mínimo	-3%		-6%		0%	-3%
	2A 20% Máximo	-21%		-45%		0%	-23%
	2B 20% Médio	-15%		-29%		0%	-14%
	2C 20% Mínimo	-5%		-9%		0%	-4%
	3A 50% Máximo	-21%		-50%		0%	-26%
	3B 50% Médio	-17%		-34%		0%	-17%
	3C 50% Mínimo	-5%		-10%		0%	-5%
	S1	-10%		-19%		0%	-9%
	S2	-13%		-28%		0%	-14%
	S3	-14%		-31%		0%	-16%

A tabela 105 mostra que há redução da carga máxima da rede MT deste alimentador. Isto se deve ao fato de sua demanda máxima ocorrer no período diurno. Verifica-se redução de até 21% nas simulações S2A e S3A. No entanto, como já colocado, o planejamento não pode considerar como garantida as reduções obtidas com insolação máxima e média, mas apenas a mínima.

Com insolação mínima, as reduções são de 3% na inserção de 10% e 5% nas inserções de 20% e 50% de microgeração.

Devido seu comportamento da carga, mais concentrado durante o dia, praticamente não há fluxo reverso com a inserção da microgeração.

As tabelas 106 e 107 a seguir apresentam as perdas totais do alimentador.

Mais uma vez explica-se que neste P&D não se pretende calcular o valor exato das perdas, mas verificar como elas se comportam com a inserção da microgeração em diferentes condições e em distintos e variados alimentadores.

As perdas totais, em kWh, reduzem em todas as simulações, mas devido à redução das perdas na rede MT. Já as perdas nos circuitos BT e no Cobre aumentam nas simulações de insolação máxima e nas simulações de insolação média com 20% e 50% de inserção de Micro GD.

Tabela 106

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																Perdas Totais Alimentador % fluxo alimentador
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	672	656	501	19.233	1.073	726	499	27.584	-	-	-	-	1.745	1.382	1.000	46.817	3,90%
	S1A 10% Máximo	672	656	501	19.233	611	391	284	15.598	119	110	133	3.590	1.402	1.158	918	38.421	3,77%
	S1B 10% Médio	672	656	501	19.233	741	471	325	18.796	47	45	53	1.438	1.461	1.172	879	39.466	3,63%
	S1C 10% Mínimo	672	656	501	19.233	948	624	425	24.205	10	11	11	315	1.631	1.291	937	43.753	3,76%
	S2A 20% Máximo	672	656	501	19.233	444	318	255	11.737	248	258	304	7.770	1.364	1.232	1.061	38.740	4,18%
	S2B 20% Médio	672	656	501	19.233	589	379	269	15.028	108	114	125	3.344	1.369	1.148	895	37.604	3,65%
	S2C 20% Mínimo	672	656	501	19.233	877	569	383	22.291	29	34	34	918	1.578	1.259	918	42.441	3,70%
	S3A 50% Máximo	672	656	501	19.233	387	316	227	10.446	271	283	396	8.822	1.331	1.254	1.124	38.501	4,34%
	S3B 50% Médio	672	656	501	19.233	517	339	253	13.300	120	127	139	3.733	1.310	1.122	893	36.266	3,62%
	S3C 50% Mínimo	672	656	501	19.233	842	545	365	21.389	31	37	37	996	1.546	1.237	903	41.617	3,66%
	S1	672	656	501	19.233	767	496	345	19.533	59	55	66	1.781	1.498	1.207	911	40.547	3,72%
	S2	672	656	501	19.233	637	422	302	16.352	128	135	155	4.010	1.437	1.213	958	39.595	3,83%
	S3	672	656	501	19.233	582	400	281	15.045	141	149	191	4.517	1.395	1.205	973	38.795	3,84%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-43%	-46%	-43%	-43%					-20%	-16%	-8%	-18%	-0,1%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-35%	-35%	-32%					-16%	-15%	-12%	-16%	-0,3%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-14%	-15%	-12%					-7%	-7%	-6%	-7%	-0,1%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-59%	-56%	-49%	-57%					-22%	-11%	6%	-17%	0,3%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-45%	-48%	-46%	-46%					-22%	-17%	-11%	-20%	-0,3%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-18%	-22%	-23%	-19%					-10%	-9%	-8%	-9%	-0,2%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-64%	-56%	-55%	-62%					-24%	-9%	12%	-18%	0,4%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-52%	-53%	-49%	-52%					-25%	-19%	-11%	-23%	-0,3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-22%	-25%	-27%	-22%					-11%	-10%	-10%	-11%	-0,2%
	S1	0%	0%	0%	0%	-29%	-32%	-31%	-29%					-14%	-13%	-9%	-13%	-0,2%
	S2	0%	0%	0%	0%	-41%	-42%	-39%	-41%					-18%	-12%	-4%	-15%	-0,1%
	S3	0%	0%	0%	0%	-46%	-45%	-44%	-45%					-20%	-13%	-3%	-17%	-0,1%

Tabela 107

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	14.015	956	14.971	2.423	3.379	29.423	46.817	1,17%	0,08%	1,25%	0,20%	0,28%	2,45%	3,90%
	S1A 10% Máximo	14.197	1.375	15.572	3.697	5.071	19.152	38.421	1,39%	0,13%	1,53%	0,36%	0,50%	1,88%	3,77%
	S1B 10% Médio	14.130	842	14.973	2.252	3.094	22.242	39.466	1,30%	0,08%	1,38%	0,21%	0,28%	2,04%	3,63%
	S1C 10% Mínimo	14.051	782	14.833	2.017	2.799	26.903	43.753	1,21%	0,07%	1,27%	0,17%	0,24%	2,31%	3,76%
	S2A 20% Máximo	14.330	2.321	16.650	6.034	8.354	16.056	38.740	1,54%	0,25%	1,79%	0,65%	0,90%	1,73%	4,18%
	S2B 20% Médio	14.212	1.185	15.396	3.083	4.268	19.124	37.604	1,38%	0,11%	1,49%	0,30%	0,41%	1,86%	3,65%
	S2C 20% Mínimo	14.077	807	14.884	2.073	2.880	25.484	42.441	1,23%	0,07%	1,30%	0,18%	0,25%	2,22%	3,70%
	S3A 50% Máximo	14.402	2.416	16.818	6.189	8.606	15.494	38.501	1,62%	0,27%	1,89%	0,70%	0,97%	1,74%	4,34%
	S3B 50% Médio	14.256	1.187	15.443	3.089	4.276	17.734	36.266	1,42%	0,12%	1,54%	0,31%	0,43%	1,77%	3,62%
	S3C 50% Mínimo	14.091	792	14.882	2.052	2.843	24.683	41.617	1,24%	0,07%	1,31%	0,18%	0,25%	2,17%	3,66%
	S1	14.126	1.000	15.126	2.655	3.655	22.766	40.547	1,29%	0,09%	1,39%	0,24%	0,33%	2,09%	3,72%
S2	14.206	1.437	15.644	3.730	5.167	20.222	39.595	1,37%	0,14%	1,51%	0,36%	0,50%	1,95%	3,83%	
S3	14.249	1.465	15.715	3.777	5.242	19.304	38.795	1,41%	0,15%	1,56%	0,37%	0,52%	1,91%	3,84%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	1%	44%	4%	53%	50%	-35%	-18%	0,22%	0,06%	0,28%	0,16%	0,22%	-0,57%	-0,14%
	1B 10% Médio	1%	-12%	0%	-7%	-8%	-24%	-16%	0,13%	0,00%	0,13%	0,01%	0,00%	-0,41%	-0,27%
	1C 10% Mínimo	0%	-18%	-1%	-17%	-17%	-9%	-7%	0,04%	-0,01%	0,03%	-0,03%	-0,04%	-0,14%	-0,15%
	2A 20% Máximo	2%	143%	11%	149%	147%	-45%	-17%	0,38%	0,17%	0,55%	0,45%	0,62%	-0,72%	0,27%
	2B 20% Médio	1%	24%	3%	27%	26%	-35%	-20%	0,21%	0,04%	0,25%	0,10%	0,13%	-0,60%	-0,25%
	2C 20% Mínimo	0%	-16%	-1%	-14%	-15%	-13%	-9%	0,06%	-0,01%	0,05%	-0,02%	-0,03%	-0,23%	-0,20%
	3A 50% Máximo	3%	153%	12%	155%	155%	-47%	-18%	0,45%	0,19%	0,65%	0,50%	0,69%	-0,71%	0,44%
	3B 50% Médio	2%	24%	3%	27%	27%	-40%	-23%	0,26%	0,04%	0,29%	0,11%	0,15%	-0,68%	-0,28%
	3C 50% Mínimo	1%	-17%	-1%	-15%	-16%	-16%	-11%	0,07%	-0,01%	0,06%	-0,02%	-0,03%	-0,28%	-0,25%
	S1	1%	5%	1%	10%	8%	-23%	-13%	0,13%	0,01%	0,14%	0,04%	0,05%	-0,36%	-0,18%
	S2	1%	50%	4%	54%	53%	-31%	-15%	0,20%	0,06%	0,26%	0,16%	0,22%	-0,50%	-0,08%
S3	2%	53%	5%	56%	55%	-34%	-17%	0,24%	0,07%	0,31%	0,17%	0,24%	-0,54%	-0,06%	

Tabela 108

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	363	345	216	10.068	801	432	234	19.355	-	-	-	-	1.165	777	450	29.423	1,98%	2,80%	0,00%	2,45%
	S1A 10% Máximo	363	345	216	10.068	395	169	67	9.084	-	-	-	-	759	513	283	19.152	1,98%	1,78%	0,00%	1,88%
	S1B 10% Médio	363	345	216	10.068	522	243	106	12.174	-	-	-	-	885	587	321	22.242	1,98%	2,10%	0,00%	2,04%
	S1C 10% Mínimo	363	345	216	10.068	704	364	185	16.835	-	-	-	-	1.068	709	401	26.903	1,98%	2,57%	0,00%	2,31%
	S2A 20% Máximo	363	345	216	10.068	251	117	60	5.897	-	-	18	92	614	462	294	16.056	1,98%	1,41%	14,78%	1,73%
	S2B 20% Médio	363	345	216	10.068	392	171	72	9.057	-	-	-	-	755	516	287	19.124	1,98%	1,74%	0,00%	1,86%
	S2C 20% Mínimo	363	345	216	10.068	649	327	160	15.416	-	-	-	-	1.012	672	376	25.484	1,98%	2,42%	0,00%	2,22%
	S3A 50% Máximo	363	345	216	10.068	207	129	46	5.007	-	-	84	418	570	474	345	15.494	1,98%	1,34%	10,18%	1,74%
	S3B 50% Médio	363	345	216	10.068	331	143	67	7.666	-	-	-	-	694	488	283	17.734	1,98%	1,56%	0,00%	1,77%
	S3C 50% Mínimo	363	345	216	10.068	618	306	146	14.615	-	-	-	-	981	651	362	24.683	1,98%	2,32%	0,00%	2,17%
	S1	363	345	216	10.068	540	258	119	12.698	-	-	-	-	904	603	335	22.766	1,98%	2,15%	0,00%	2,08%
	S2	363	345	216	10.068	431	205	97	10.123	-	-	6	31	794	550	319	20.222	1,98%	1,86%	14,78%	1,94%
	S3	363	345	216	10.068	385	193	86	9.096	-	-	28	139	748	537	330	19.304	1,98%	1,74%	10,18%	1,89%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-51%	-61%	-71%	-53%					-35%	-34%	-37%	-35%	0,00%	-1,02%	0,00%	-0,57%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-35%	-44%	-55%	-37%					-24%	-24%	-29%	-24%	0,00%	-0,70%	0,00%	-0,41%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-16%	-21%	-13%					-8%	-9%	-11%	-9%	0,00%	-0,23%	0,00%	-0,14%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-69%	-73%	-74%	-70%					-47%	-41%	-35%	-45%	0,00%	-1,39%	14,78%	-0,72%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-51%	-60%	-69%	-53%					-35%	-34%	-36%	-35%	0,00%	-1,06%	0,00%	-0,60%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-24%	-32%	-20%					-13%	-14%	-16%	-13%	0,00%	-0,38%	0,00%	-0,23%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-74%	-70%	-80%	-74%					-51%	-39%	-23%	-47%	0,00%	-1,46%	10,18%	-0,71%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-59%	-67%	-71%	-60%					-40%	-37%	-37%	-40%	0,00%	-1,24%	0,00%	-0,68%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-23%	-29%	-37%	-24%					-16%	-16%	-19%	-16%	0,00%	-0,48%	0,00%	-0,28%
	S1	0%	0%	0%	0%	-33%	-40%	-49%	-34%					-22%	-22%	-25%	-23%	0,00%	-0,65%	0,00%	-0,37%
	S2	0%	0%	0%	0%	-46%	-53%	-58%	-48%					-32%	-29%	-29%	-31%	0,00%	-0,95%	14,78%	-0,52%
	S3	0%	0%	0%	0%	-52%	-55%	-63%	-53%					-36%	-31%	-27%	-34%	0,00%	-1,06%	10,18%	-0,56%

Na tabela 108 verifica-se que houve redução das perdas na rede MT em todas as simulações. Praticamente não há perdas no fluxo reverso, que acontece somente nos domingos das simulações S2A e S3A.

A tabela 109 mostra os fluxos na rede MT nos seguintes períodos: Noturno, constante em todas as simulações, Diurno com fluxo direto, que reduz conforme a inserção e o nível de insolação, e no Diurno com fluxo reverso.

O fluxo reverso aparece somente no domingo das simulações S2A e S3A (20% e 50% de inserção e insolação máxima respectivamente). Interessante notar nos gráficos mais à frente que a inversão só aparece no domingo pelo fato de a carga diurna do alimentador, nesses dias, ser mais baixa.

Devido à característica da carga deste alimentador, há um alívio na rede de média tensão e conseqüente redução das perdas neste segmento, em todas as simulações.

Tabela 109

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	17.898	16.873	13.389	509.275	26.406	19.075	13.469	690.845	-	-	-	-	44.304	35.949	26.858	1.200.120
	S1A 10% Máximo	17.898	16.873	13.389	509.275	20.439	13.060	7.368	510.925	-	-	-	-	38.337	29.934	20.757	1.020.200
	S1B 10% Médio	17.898	16.873	13.389	509.275	22.674	15.313	9.664	578.371	-	-	-	-	40.573	32.186	23.052	1.087.646
	S1C 10% Mínimo	17.898	16.873	13.389	509.275	25.243	17.904	12.286	655.807	-	-	-	-	43.141	34.777	25.675	1.165.081
	S2A 20% Máximo	17.898	16.873	13.389	509.275	17.352	9.896	4.287	417.951	-	-	124	620	35.250	26.770	17.800	927.845
	S2B 20% Médio	17.898	16.873	13.389	509.275	20.772	13.377	7.713	520.889	-	-	-	-	38.670	30.250	21.102	1.030.164
	S2C 20% Mínimo	17.898	16.873	13.389	509.275	24.650	17.301	11.683	637.921	-	-	-	-	42.548	34.174	25.072	1.147.196
	S3A 50% Máximo	17.898	16.873	13.389	509.275	15.809	8.312	3.362	374.548	-	-	822	4.108	33.707	25.186	17.572	887.930
	S3B 50% Médio	17.898	16.873	13.389	509.275	19.830	12.426	6.734	492.398	-	-	-	-	37.728	29.300	20.123	1.001.673
	S3C 50% Mínimo	17.898	16.873	13.389	509.275	24.359	17.013	11.389	629.202	-	-	-	-	42.258	33.887	24.778	1.138.477
	S1	17.898	16.873	13.389	509.275	22.786	15.426	9.773	581.701	-	-	-	-	40.684	32.299	23.161	1.090.976
	S2	17.898	16.873	13.389	509.275	20.925	13.525	7.894	525.587	-	-	41	207	38.823	30.398	21.325	1.035.068
	S3	17.898	16.873	13.389	509.275	19.999	12.584	7.162	498.716	-	-	274	1.369	37.898	29.457	20.825	1.009.360
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-23%	-32%	-45%	-26%					-13%	-17%	-23%	-15%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-14%	-20%	-28%	-16%					-8%	-10%	-14%	-9%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-6%	-9%	-5%					-3%	-3%	-4%	-3%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-48%	-68%	-40%					-20%	-26%	-34%	-23%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-30%	-43%	-25%					-13%	-16%	-21%	-14%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-9%	-13%	-8%					-4%	-5%	-7%	-4%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-40%	-56%	-75%	-46%					-24%	-30%	-35%	-26%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-35%	-50%	-29%					-15%	-18%	-25%	-17%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-8%	-11%	-15%	-9%					-5%	-6%	-8%	-5%
	S1	0%	0%	0%	0%	-14%	-19%	-27%	-16%					-8%	-10%	-14%	-9%
	S2	0%	0%	0%	0%	-21%	-29%	-41%	-24%					-12%	-15%	-21%	-14%
	S3	0%	0%	0%	0%	-24%	-34%	-47%	-28%					-14%	-18%	-22%	-16%

Tabela 110

Simulação	ENERGIA CONSUMIDA CLIENTES MT															
	Energia mensal Clientes MT período Noturno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT nos dois sentidos kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Caso Base	13.463	12.431	9.733	380.068	3.708	3.322	1.863	100.081	18.184	11.622	8.387	463.713	35.354	27.375	19.982	943.863
S1A 10% Máximo	13.463	12.431	9.733	380.068	3.721	3.333	1.868	100.433	18.397	11.761	8.489	469.198	35.581	27.525	20.089	949.700
S1B 10% Médio	13.463	12.431	9.733	380.068	8.850	5.865	3.122	221.936	13.186	9.175	7.195	345.570	35.499	27.470	20.050	947.574
S1C 10% Mínimo	13.463	12.431	9.733	380.068	21.937	14.974	10.271	564.973	-	-	-	-	35.400	27.405	20.004	945.041
S2A 20% Máximo	13.463	12.431	9.733	380.068	2.023	2.177	1.222	57.454	20.233	13.009	9.201	515.700	35.718	27.616	20.155	953.222
S2B 20% Médio	13.463	12.431	9.733	380.068	4.281	3.333	1.868	111.619	17.841	11.762	8.489	458.066	35.584	27.526	20.090	949.754
S2C 20% Mínimo	13.463	12.431	9.733	380.068	21.964	14.992	10.283	565.662	-	-	-	-	35.427	27.422	20.016	945.731
S3A 50% Máximo	13.463	12.431	9.733	380.068	1.640	1.880	1.036	47.378	20.699	13.362	9.433	527.960	35.802	27.672	20.202	955.407
S3B 50% Médio	13.463	12.431	9.733	380.068	2.820	3.036	1.451	78.842	19.352	12.093	8.931	492.172	35.635	27.560	20.115	951.083
S3C 50% Mínimo	13.463	12.431	9.733	380.068	21.980	15.002	9.096	560.102	-	-	1.195	5.975	35.443	27.433	20.024	946.145

A tabela 110 apresenta a energia consumida pelos clientes MT.

A tabela 111, a seguir, apresenta o fluxo nos transformadores MT/BT no período noturno, no período diurno no sentido da carga e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo total (direto + reverso) aumenta em todos os dias nas simulações S2A e S3A. Há um aumento do fluxo mensal também na simulação S3B, devidos ao aumento no sábado e domingo. Nas simulações S1A e S2B há um aumento no domingo, mas no mês há uma redução do fluxo.

O fluxo reverso aparece em todos os dias das simulações de insolação máxima e média. Na simulação S3C aparece fluxo reverso no domingo.

Tabela 111

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	4.072	4.098	3.440	119.138	3.713	3.700	2.986	107.696	-	-	-	-	7.786	7.797	6.426	226.834
	S1A 10% Máximo	4.072	4.098	3.440	119.138	426	539	256	12.490	2.501	2.742	3.312	80.281	6.999	7.379	7.008	211.909
	S1B 10% Médio	4.072	4.098	3.440	119.138	701	833	436	20.376	585	803	1.196	21.685	5.358	5.734	5.072	161.200
	S1C 10% Mínimo	4.072	4.098	3.440	119.138	2.601	2.566	1.830	73.999	-	-	-	-	6.673	6.664	5.271	193.137
	S2A 20% Máximo	4.072	4.098	3.440	119.138	290	360	159	8.397	5.445	5.766	6.497	170.208	9.807	10.224	10.096	297.743
	S2B 20% Médio	4.072	4.098	3.440	119.138	450	565	273	13.195	2.192	2.454	2.989	71.047	6.714	7.117	6.703	203.380
	S2C 20% Mínimo	4.072	4.098	3.440	119.138	2.037	1.982	1.240	56.842	-	-	-	-	6.109	6.080	4.680	175.981
	S3A 50% Máximo	4.072	4.098	3.440	119.138	253	311	130	7.269	6.990	7.370	8.188	217.593	11.316	11.779	11.759	344.001
	S3B 50% Médio	4.072	4.098	3.440	119.138	389	488	232	11.389	3.063	3.335	3.947	97.671	7.525	7.921	7.619	228.198
	S3C 50% Mínimo	4.072	4.098	3.440	119.138	1.761	1.705	961	48.557	-	-	9	46	5.834	5.803	4.411	167.742
	S1	4.072	4.098	3.440	119.138	1.243	1.313	841	35.622	1.028	1.182	1.503	33.989	6.343	6.592	5.784	188.749
	S2	4.072	4.098	3.440	119.138	926	969	557	26.145	2.545	2.740	3.162	80.418	7.543	7.807	7.160	225.701
	S3	4.072	4.098	3.440	119.138	801	835	441	22.405	3.351	3.568	4.048	105.104	8.225	8.501	7.930	246.647
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-85%	-91%	-88%					-10%	-5%	9%	-7%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-81%	-77%	-85%	-81%					-31%	-26%	-21%	-29%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-30%	-31%	-39%	-31%					-14%	-15%	-18%	-15%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-92%	-90%	-95%	-92%					26%	31%	57%	31%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-88%	-85%	-91%	-88%					-14%	-9%	4%	-10%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-45%	-46%	-58%	-47%					-22%	-22%	-27%	-22%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-93%	-92%	-96%	-93%					45%	51%	83%	52%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-90%	-87%	-92%	-89%					-3%	2%	19%	1%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-53%	-54%	-68%	-55%					-25%	-26%	-31%	-26%
	S1	0%	0%	0%	0%	-67%	-65%	-72%	-67%					-19%	-15%	-10%	-17%
	S2	0%	0%	0%	0%	-75%	-74%	-81%	-76%					-3%	0%	11%	0%
	S3	0%	0%	0%	0%	-78%	-77%	-85%	-79%					6%	9%	23%	9%

A tabela 112 a seguir apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

As perdas totais, em kWh, aumentam em todas as simulações de insolação máxima e nas simulações S2B e S3B.

Isto se deve às características da carga dos trafos, que implicaram em grandes inversões de fluxo na maioria dos transformadores.

Observa-se que, apesar de não haver fluxo reverso na curva somada de todos os transformadores nas simulações com insolação mínima, existe fluxo reverso em transformadores individuais nessas simulações, como também perdas associadas a esse fluxo reverso. Como já explicado, na curva somada do transformador, o fluxo reverso de alguns transformadores é compensado pelo fluxo direto de outros transformadores, se anulando. Optou-se por computar o fluxo dessa forma, para ficar compatível com as curvas apresentadas nos gráficos, mas realmente a análise dos dados quando se tem demanda e injeção na rede é muito complicada e carece de análise profunda e detalhada. Aos que tiverem mais interesse, sugere-se também navegar nas planilhas, que também serão produto deste P&D.

Tabela 112

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Totais período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	309	311	286	9.165	272	294	265	8.229	-	-	-	-	581	605	551	17.394	7,69%	7,64%	0,00%	7,67%
	S1A 10% Máximo	309	311	286	9.165	216	223	217	6.513	119	110	133	3.590	644	644	635	19.268	7,69%	13,71%	3,11%	6,83%
	S1B 10% Médio	309	311	286	9.165	219	228	219	6.622	47	45	53	1.438	576	584	558	17.224	7,69%	12,65%	2,68%	7,65%
	S1C 10% Mínimo	309	311	286	9.165	244	260	239	7.370	10	11	11	315	563	582	536	16.850	7,69%	9,16%	4,85%	8,18%
	S2A 20% Máximo	309	311	286	9.165	193	201	195	5.840	248	258	286	7.678	750	770	767	22.684	7,69%	13,26%	3,73%	6,15%
	S2B 20% Médio	309	311	286	9.165	197	208	197	5.971	108	114	125	3.344	614	632	608	18.480	7,69%	12,09%	3,12%	6,70%
	S2C 20% Mínimo	309	311	286	9.165	228	242	222	6.875	29	34	34	918	565	587	542	16.957	7,69%	8,78%	4,28%	7,75%
	S3A 50% Máximo	309	311	286	9.165	180	187	181	5.439	271	283	312	8.404	761	781	778	23.007	7,69%	18,81%	3,51%	5,94%
	S3B 50% Médio	309	311	286	9.165	186	196	185	5.634	120	127	139	3.733	616	634	610	18.532	7,69%	15,86%	3,06%	6,70%
	S3C 50% Mínimo	309	311	286	9.165	224	238	218	6.773	31	37	37	996	565	587	541	16.934	7,69%	9,61%	4,52%	8,00%
	S1	309	311	286	9.165	226	237	225	6.835	59	55	66	1.781	594	604	576	17.781	7,69%	11,84%	3,55%	7,55%
	S2	309	311	286	9.165	206	217	205	6.229	128	135	148	3.980	643	663	639	19.373	7,69%	11,38%	3,71%	6,87%
	S3	309	311	286	9.165	197	207	195	5.949	141	149	163	4.378	647	667	643	19.491	7,69%	14,76%	3,70%	6,88%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-24%	-18%	-21%					11%	6%	15%	11%	0,00%	6,07%	3,11%	-0,83%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-22%	-17%	-20%					-1%	-3%	1%	-1%	0,00%	5,01%	2,68%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-11%	-10%	-10%					-3%	-4%	-3%	-3%	0,00%	1,52%	4,85%	0,51%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-29%	-32%	-26%	-29%					29%	27%	39%	30%	0,00%	5,62%	3,73%	-1,52%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-29%	-26%	-27%					6%	5%	10%	6%	0,00%	4,45%	3,12%	-0,97%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-16%	-18%	-16%	-16%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	1,14%	4,28%	0,08%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-36%	-32%	-34%					31%	29%	41%	32%	0,00%	11,17%	3,51%	-1,73%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-33%	-30%	-32%					6%	5%	11%	7%	0,00%	8,22%	3,06%	-0,97%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-17%	-19%	-18%	-18%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	1,96%	4,52%	0,33%
	S1	0%	0%	0%	0%	-17%	-19%	-15%	-17%					2%	0%	5%	2%	0,00%	4,20%	3,55%	-0,12%
	S2	0%	0%	0%	0%	-24%	-26%	-23%	-24%					11%	10%	16%	11%	0,00%	3,74%	3,71%	-0,80%
	S3	0%	0%	0%	0%	-28%	-30%	-27%	-28%					11%	10%	17%	12%	0,00%	7,12%	3,70%	-0,79%

Tabela 113

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	50	51	31	1.415	33	46	23	1.008	-	-	-	-	84	97	54	2.423	1,19%	0,94%	0,00%	1,07%
	S1A 10% Máximo	50	51	31	1.415	7	9	4	209	69	63	77	2.073	126	123	112	3.697	1,19%	0,44%	1,80%	1,31%
	S1B 10% Médio	50	51	31	1.415	9	13	5	258	19	17	22	578	78	80	57	2.252	1,19%	0,49%	1,08%	1,00%
	S1C 10% Mínimo	50	51	31	1.415	19	28	11	567	1	1	1	35	70	80	43	2.017	1,19%	0,70%	0,53%	0,98%
	S2A 20% Máximo	50	51	31	1.415	5	8	4	166	143	149	168	4.453	199	209	203	6.034	1,19%	0,38%	2,16%	1,63%
	S2B 20% Médio	50	51	31	1.415	7	12	5	223	46	49	55	1.446	103	112	91	3.083	1,19%	0,45%	1,35%	1,12%
	S2C 20% Mínimo	50	51	31	1.415	18	28	11	546	3	4	4	112	71	83	47	2.073	1,19%	0,70%	0,52%	0,95%
	S3A 50% Máximo	50	51	31	1.415	4	7	3	135	149	156	174	4.639	204	214	208	6.189	1,19%	0,47%	1,94%	1,60%
	S3B 50% Médio	50	51	31	1.415	6	11	3	193	47	50	56	1.481	104	113	91	3.089	1,19%	0,54%	1,22%	1,12%
	S3C 50% Mínimo	50	51	31	1.415	17	27	10	525	3	4	4	112	71	82	46	2.052	1,19%	0,74%	0,51%	0,97%
	S1	50	51	31	1.415	12	17	6	345	30	27	33	895	91	94	71	2.655	1,19%	0,55%	1,14%	1,10%
	S2	50	51	31	1.415	10	16	7	311	64	68	76	2.003	124	135	114	3.730	1,19%	0,51%	1,34%	1,23%
	S3	50	51	31	1.415	9	15	5	284	67	70	78	2.077	126	136	115	3.777	1,19%	0,58%	1,22%	1,23%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-78%	-80%	-83%	-79%					51%	27%	109%	53%	0,00%	-0,50%	1,80%	0,24%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-74%	-72%	-80%	-74%					-6%	-17%	6%	-7%	0,00%	-0,44%	1,08%	-0,07%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-44%	-39%	-53%	-44%					-16%	-17%	-20%	-17%	0,00%	-0,23%	0,53%	-0,09%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-84%	-82%	-83%	-84%					138%	116%	277%	149%	0,00%	-0,56%	2,16%	0,57%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-73%	-79%	-78%					24%	16%	69%	27%	0,00%	-0,49%	1,35%	0,05%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-47%	-39%	-51%	-46%					-15%	-14%	-13%	-14%	0,00%	-0,24%	0,52%	-0,12%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-87%	-84%	-89%	-87%					144%	121%	286%	155%	0,00%	-0,47%	1,94%	0,53%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-82%	-75%	-85%	-81%					24%	16%	69%	27%	0,00%	-0,39%	1,22%	0,05%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-49%	-41%	-55%	-48%					-15%	-15%	-15%	-15%	0,00%	-0,19%	0,51%	-0,10%
	S1	0%	0%	0%	0%	-65%	-64%	-72%	-66%					9%	-3%	32%	10%	0,00%	-0,39%	1,14%	0,03%
	S2	0%	0%	0%	0%	-70%	-65%	-71%	-69%					49%	39%	111%	54%	0,00%	-0,43%	1,34%	0,17%
	S3	0%	0%	0%	0%	-73%	-67%	-76%	-72%					51%	41%	114%	56%	0,00%	-0,35%	1,22%	0,16%

A tabela 113 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, aumentaram na maioria das simulações: em todas as simulações de insolação máxima e nas simulações de insolação média com 20% e 50% de inserção de Micro GD. O mesmo acontece com o percentual de perdas.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações.

A tabela a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas totais dos transformadores, em kWh, aumentaram em todas as simulações de insolação máxima e média.

O percentual de perdas, no entanto, diminuiu nas simulações de insolação máxima e aumentou nas simulações de insolação mínima devido à perda constante no Ferro.

Nas simulações de insolação máxima há um aumento do carregamento (denominador) maior que o aumento das perdas (numerador), devido ao significativo valor das Perdas no Ferro, que são constantes.

Nas simulações de insolação mínima, há uma redução do carregamento (denominador) menor que o redução das perdas (numerador), devido ao significativo valor das Perdas no Ferro, que são constantes.

Tabela 114

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	259	260	254	7.750	238	248	242	7.221	-	-	-	-	497	508	497	14.971	6,51%	6,71%	0,00%	6,60%
	S1A 10% Máximo	259	260	254	7.750	209	214	213	6.304	50	48	55	1.518	518	522	523	15.572	6,51%	13,27%	1,32%	5,52%
	S1B 10% Médio	259	260	254	7.750	211	216	215	6.363	28	28	31	859	498	504	500	14.973	6,51%	12,15%	1,60%	6,65%
	S1C 10% Mínimo	259	260	254	7.750	225	232	229	6.803	9	10	10	280	493	502	493	14.833	6,51%	8,45%	4,32%	7,20%
	S2A 20% Máximo	259	260	254	7.750	188	192	191	5.675	105	109	118	3.225	551	561	564	16.650	6,51%	12,88%	1,57%	4,51%
	S2B 20% Médio	259	260	254	7.750	190	195	193	5.748	61	65	70	1.898	511	520	517	15.396	6,51%	11,64%	1,77%	5,58%
	S2C 20% Mínimo	259	260	254	7.750	210	214	211	6.328	25	30	30	806	494	504	496	14.884	6,51%	8,09%	3,76%	6,80%
	S3A 50% Máximo	259	260	254	7.750	176	179	178	5.304	122	127	138	3.765	557	567	570	16.818	6,51%	18,34%	1,57%	4,34%
	S3B 50% Médio	259	260	254	7.750	180	185	182	5.441	73	77	82	2.253	512	522	519	15.443	6,51%	15,32%	1,85%	5,59%
	S3C 50% Mínimo	259	260	254	7.750	208	211	208	6.249	28	33	33	884	494	504	496	14.882	6,51%	8,86%	4,01%	7,03%
	S1	259	260	254	7.750	215	221	219	6.490	29	29	32	886	503	509	505	15.126	6,51%	11,29%	2,41%	6,46%
	S2	259	260	254	7.750	196	201	198	5.917	64	68	73	1.976	519	529	525	15.644	6,51%	10,87%	2,37%	5,63%
	S3	259	260	254	7.750	188	192	189	5.664	74	79	84	2.300	521	531	528	15.715	6,51%	14,17%	2,48%	5,65%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-13%	-14%	-12%	-13%					4%	3%	5%	4%	0,00%	6,56%	1,32%	-1,08%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-11%	-12%					0%	-1%	1%	0%	0,00%	5,45%	1,60%	0,05%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-6%	-6%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	1,75%	4,32%	0,60%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-21%	-21%					11%	10%	13%	11%	0,00%	6,18%	1,57%	-2,09%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-20%	-21%	-21%	-20%					3%	2%	4%	3%	0,00%	4,94%	1,77%	-1,02%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-14%	-13%	-12%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	1,38%	3,76%	0,20%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-26%	-28%	-27%	-27%					12%	12%	15%	12%	0,00%	11,64%	1,57%	-2,26%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-24%	-26%	-25%	-25%					3%	3%	4%	3%	0,00%	8,61%	1,85%	-1,01%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-15%	-14%	-13%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	2,16%	4,01%	0,43%
	S1	0%	0%	0%	0%	-10%	-11%	-10%	-10%					1%	0%	2%	1%	0,00%	4,59%	2,41%	-0,14%
	S2	0%	0%	0%	0%	-18%	-19%	-18%	-18%					4%	4%	6%	4%	0,00%	4,16%	2,37%	-0,97%
	S3	0%	0%	0%	0%	-21%	-23%	-22%	-22%					5%	4%	6%	5%	0,00%	7,47%	2,48%	-0,95%

Tabela 115

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	19	20	11	534	14	19	10	422	-	-	-	-	33	39	21	956	0,45%	0,39%	0,00%	0,42%
	S1A 10% Máximo	19	20	11	534	3	4	2	97	25	22	28	743	47	46	41	1.375	0,45%	0,20%	0,64%	0,49%
	S1B 10% Médio	19	20	11	534	4	5	2	116	6	6	7	192	29	31	21	842	0,45%	0,22%	0,36%	0,37%
	S1C 10% Mínimo	19	20	11	534	8	11	5	239	0	0	0	8	27	31	16	782	0,45%	0,30%	0,13%	0,38%
	S2A 20% Máximo	19	20	11	534	3	4	2	83	55	58	64	1.703	76	81	77	2.321	0,45%	0,19%	0,83%	0,63%
	S2B 20% Médio	19	20	11	534	3	5	2	105	17	19	21	545	40	44	35	1.185	0,45%	0,21%	0,51%	0,43%
	S2C 20% Mínimo	19	20	11	534	8	12	5	234	1	1	2	39	28	33	18	807	0,45%	0,30%	0,18%	0,37%
	S3A 50% Máximo	19	20	11	534	2	3	1	60	59	61	69	1.823	79	84	81	2.416	0,45%	0,21%	0,76%	0,62%
	S3B 50% Médio	19	20	11	534	3	5	1	83	18	20	22	570	40	44	35	1.187	0,45%	0,23%	0,47%	0,43%
	S3C 50% Mínimo	19	20	11	534	7	11	4	218	1	1	2	39	27	32	17	792	0,45%	0,31%	0,18%	0,37%
	S1	19	20	11	534	5	7	3	151	10	9	12	314	34	36	26	1.000	0,45%	0,24%	0,38%	0,41%
	S2	19	20	11	534	5	7	3	141	24	26	29	762	48	53	43	1.437	0,45%	0,23%	0,51%	0,48%
	S3	19	20	11	534	4	6	2	120	26	27	31	811	49	53	45	1.465	0,45%	0,25%	0,47%	0,48%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-75%	-79%	-82%	-77%					43%	19%	93%	44%	0,00%	-0,19%	0,64%	0,07%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-72%	-72%	-79%	-72%					-11%	-21%	-2%	-12%	0,00%	-0,17%	0,36%	-0,05%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-43%	-39%	-53%	-43%					-17%	-19%	-23%	-18%	0,00%	-0,09%	0,13%	-0,04%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-80%	-79%	-81%	-80%					132%	110%	265%	143%	0,00%	-0,20%	0,83%	0,21%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-76%	-71%	-77%	-75%					20%	14%	63%	24%	0,00%	-0,18%	0,51%	0,01%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-46%	-38%	-50%	-45%					-16%	-15%	-15%	-16%	0,00%	-0,09%	0,18%	-0,05%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-84%	-89%	-86%					142%	118%	284%	153%	0,00%	-0,19%	0,76%	0,20%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-81%	-76%	-85%	-80%					21%	14%	65%	24%	0,00%	-0,16%	0,47%	0,01%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-50%	-41%	-56%	-48%					-17%	-16%	-18%	-17%	0,00%	-0,08%	0,18%	-0,05%
	S1	0%	0%	0%	0%	-63%	-63%	-71%	-64%					5%	-7%	23%	5%	0,00%	-0,15%	0,38%	-0,01%
	S2	0%	0%	0%	0%	-67%	-63%	-70%	-67%					46%	36%	104%	50%	0,00%	-0,16%	0,51%	0,05%
	S3	0%	0%	0%	0%	-72%	-67%	-77%	-71%					48%	38%	110%	53%	0,00%	-0,14%	0,47%	0,05%

A tabela 115 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Observa-se que as Perdas no Cobre, em kWh, aumentaram nas simulações de insolação máxima e nas simulações de insolação média com 20% e 50% de inserção de Micro.

Nas demais simulações as perdas, em kWh, com a inserção da microgeração reduziram.

Aparece fluxo reverso em todas as simulações e, conseqüentemente, Perdas no Cobre associadas a esse fluxo, apesar de serem muito pequenas na insolação mínima.

O percentual de Perdas no Cobre aumenta nas mesmas simulações.

A tabela a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

Os percentuais de Perdas no Ferro reduzem em todas as simulações em que há aumento do carregamento dos transformadores.

A tabela 117 apresenta a energia consumida ou injetada por todos os consumidores de baixa tensão.

Tabela 116

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	240	240	243	7.216	224	229	233	6.799	-	-	-	-	464	469	476	14.015	6,06%	6,31%	0,00%	6,18%
	S1A 10% Máximo	240	240	243	7.216	205	210	211	6.207	25	26	28	774	471	476	482	14.197	6,06%	13,06%	0,67%	5,04%
	S1B 10% Médio	240	240	243	7.216	207	210	213	6.247	22	23	24	668	468	473	480	14.130	6,06%	11,93%	1,24%	6,28%
	S1C 10% Mínimo	240	240	243	7.216	217	221	224	6.564	9	9	10	272	466	471	477	14.051	6,06%	8,16%	4,19%	6,82%
	S2A 20% Máximo	240	240	243	7.216	185	189	189	5.592	50	51	54	1.522	475	480	486	14.330	6,06%	12,69%	0,74%	3,88%
	S2B 20% Médio	240	240	243	7.216	187	190	190	5.643	44	46	49	1.353	471	476	482	14.212	6,06%	11,43%	1,26%	5,15%
	S2C 20% Mínimo	240	240	243	7.216	202	203	207	6.095	24	29	28	767	467	472	478	14.077	6,06%	7,79%	3,58%	6,43%
	S3A 50% Máximo	240	240	243	7.216	174	176	177	5.244	63	66	69	1.942	477	483	489	14.402	6,06%	18,14%	0,81%	3,72%
	S3B 50% Médio	240	240	243	7.216	178	180	180	5.358	55	57	61	1.683	472	478	484	14.256	6,06%	15,08%	1,38%	5,16%
	S3C 50% Mínimo	240	240	243	7.216	201	200	204	6.031	26	32	31	844	467	472	478	14.091	6,06%	8,55%	3,84%	6,66%
	S1	240	240	243	7.216	210	214	216	6.339	19	19	21	571	468	473	479	14.126	6,06%	11,05%	2,04%	6,04%
	S2	240	240	243	7.216	192	194	195	5.776	39	42	44	1.214	471	476	482	14.206	6,06%	10,64%	1,86%	5,16%
	S3	240	240	243	7.216	184	185	187	5.544	48	52	54	1.490	472	477	484	14.249	6,06%	13,92%	2,01%	5,18%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%					1%	1%	1%	1%	0,00%	6,75%	0,67%	-1,14%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-9%	-8%					1%	1%	1%	1%	0,00%	5,62%	1,24%	0,10%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-4%	-3%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,84%	4,19%	0,64%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-18%	-18%	-19%	-18%					2%	2%	2%	2%	0,00%	6,38%	0,74%	-2,30%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-17%	-17%	-18%	-17%					1%	1%	1%	1%	0,00%	5,12%	1,26%	-1,02%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-12%	-11%	-10%					0%	0%	0%	0%	0,00%	1,47%	3,58%	0,25%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-23%	-23%	-24%	-23%					3%	3%	3%	3%	0,00%	11,82%	0,81%	-2,46%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-21%	-22%	-21%					2%	2%	2%	2%	0,00%	8,77%	1,38%	-1,02%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-13%	-12%	-11%					1%	1%	1%	1%	0,00%	2,24%	3,84%	0,48%
	S1	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-7%	-7%					1%	1%	1%	1%	0,00%	4,74%	2,04%	-0,14%
	S2	0%	0%	0%	0%	-15%	-15%	-16%	-15%					1%	1%	1%	1%	0,00%	4,32%	1,86%	-1,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-18%	-19%	-20%	-18%					2%	2%	2%	2%	0,00%	7,61%	2,01%	-1,00%

Tabela 117

Simulações		ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT															
		Carga período Noturno - kWh				Carga período Diurno - kWh				Injeção período Diurno - kWh				Energia total nos circuitos nos dois sentidos - kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	3.763	3.787	3.155	109.973	3.442	3.406	2.721	99.468	-	-	-	-	7.205	7.193	5.876	209.441
	S1A 10% Máximo	3.763	3.787	3.155	109.973	376	468	220	10.968	2.774	3.003	3.612	88.559	6.914	7.258	6.987	209.501
	S1B 10% Médio	3.763	3.787	3.155	109.973	609	725	362	17.610	738	958	1.387	26.482	5.110	5.470	4.904	154.065
	S1C 10% Mínimo	3.763	3.787	3.155	109.973	2.347	2.295	1.579	66.314	-	-	-	-	6.110	6.082	4.734	176.288
	S2A 20% Máximo	3.763	3.787	3.155	109.973	259	321	136	7.467	5.845	6.176	6.945	182.515	9.868	10.284	10.236	299.956
	S2B 20% Médio	3.763	3.787	3.155	109.973	390	491	228	11.385	2.429	2.702	3.262	78.396	6.582	6.980	6.645	199.754
	S2C 20% Mínimo	3.763	3.787	3.155	109.973	1.780	1.706	984	49.055	-	-	-	-	5.544	5.493	4.139	159.028
	S3A 50% Máximo	3.763	3.787	3.155	109.973	219	268	103	6.227	7.407	7.796	8.654	230.393	11.389	11.851	11.912	346.593
	S3B 50% Médio	3.763	3.787	3.155	109.973	338	422	194	9.848	3.319	3.590	4.233	105.485	7.420	7.799	7.582	225.306
	S3C 50% Mínimo	3.763	3.787	3.155	109.973	1.507	1.429	784	41.214	-	-	36	182	5.270	5.216	3.975	151.369
	S1	3.763	3.787	3.155	109.973	1.111	1.162	721	31.631	1.171	1.321	1.666	38.347	6.045	6.270	5.542	179.951
	S2	3.763	3.787	3.155	109.973	810	839	449	22.636	2.758	2.959	3.402	86.970	7.331	7.586	7.006	219.579
	S3	3.763	3.787	3.155	109.973	688	707	360	19.096	3.575	3.795	4.308	112.020	8.027	8.289	7.823	241.089
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-86%	-92%	-89%					-4%	1%	19%	0%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-82%	-79%	-87%	-82%					-29%	-24%	-17%	-26%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-32%	-33%	-42%	-33%					-15%	-15%	-19%	-16%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-92%	-91%	-95%	-92%					37%	43%	74%	43%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-89%	-86%	-92%	-89%					-9%	-3%	13%	-5%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-48%	-50%	-64%	-51%					-23%	-24%	-30%	-24%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-94%	-92%	-96%	-94%					58%	65%	103%	65%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-90%	-88%	-93%	-90%					3%	8%	29%	8%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-56%	-58%	-71%	-59%					-27%	-27%	-32%	-28%
	S1	0%	0%	0%	0%	-68%	-66%	-74%	-68%					-16%	-13%	-6%	-14%
	S2	0%	0%	0%	0%	-76%	-75%	-83%	-77%					2%	5%	19%	5%
	S3	0%	0%	0%	0%	-80%	-79%	-87%	-81%					11%	15%	33%	15%

Tabela 118

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	-	-	-	107.728	107.728	-	-	-	170.825	170.825
S1B 10% Médio	-	-	-	107.728	107.728	-	-	-	108.083	108.083
S1C 10% Mínimo	-	-	-	107.728	107.728	-	-	-	34.164	34.164
S2A 20% Máximo	-	-	-	161.770	161.770	-	-	-	257.268	257.268
S2B 20% Médio	-	-	-	161.770	161.770	-	-	-	162.778	162.778
S2C 20% Mínimo	-	-	-	161.770	161.770	-	-	-	51.452	51.452
S3A 50% Máximo	-	-	-	188.150	188.150	-	-	-	299.290	299.290
S3B 50% Médio	-	-	-	188.150	188.150	-	-	-	189.365	189.365
S3C 50% Mínimo	-	-	-	188.150	188.150	-	-	-	59.856	59.856
S1	-	-	-	107.728	107.728	-	-	-	104.357	104.357
S2	-	-	-	161.770	161.770	-	-	-	157.166	157.166
S3	-	-	-	188.150	188.150	-	-	-	182.837	182.837

Tabela 119

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD															
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	
S1A 10% Máximo	-	-	-	60.801	60.801	-	-	-	110.023	110.023					56%	56%
S1B 10% Médio	-	-	-	55.764	55.764	-	-	-	52.319	52.319					52%	52%
S1C 10% Mínimo	-	-	-	27.515	27.515	-	-	-	6.649	6.649					26%	26%
S2A 20% Máximo	-	-	-	63.917	63.917	-	-	-	193.351	193.351					40%	40%
S2B 20% Médio	-	-	-	58.228	58.228	-	-	-	104.550	104.550					36%	36%
S2C 20% Mínimo	-	-	-	29.371	29.371	-	-	-	22.081	22.081					18%	18%
S3A 50% Máximo	-	-	-	78.293	78.293	-	-	-	220.997	220.997					42%	42%
S3B 50% Médio	-	-	-	71.696	71.696	-	-	-	117.670	117.670					38%	38%
S3C 50% Mínimo	-	-	-	37.211	37.211	-	-	-	22.645	22.645					20%	20%
S1	-	-	-	48.027	48.027	-	-	-	56.331	56.331					45%	45%
S2	-	-	-	50.505	50.505	-	-	-	106.661	106.661					31%	31%
S3	-	-	-	62.400	62.400	-	-	-	120.437	120.437					33%	33%

As tabelas 118 e 119 apresentam a energia consumida ou injetada pelos clientes com microgeração em cada simulação, que são exclusivamente clientes rurais.

Apresenta-se o consumo dos clientes em cada simulação - valores são iguais independentemente do nível de insolação.

Apresenta-se também a geração dos clientes em cada nível de insolação.

O Consumo Interno, é a energia gerada e consumida durante o dia pelo cliente e que não transita mais pela rede de distribuição. O Consumo Interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 52%.

A geração que ultrapassa o consumo interno é a energia injetada na rede.

As tabelas 120 e 121 a seguir apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno, apresentam ainda a Geração, o Consumo Interno e Injeção, que ocorrem somente durante o dia, também separados pelos dias da semana.

A Geração é a soma do Consumo Interno e Injeção, que aumentam conforme o grau de inserção e insolação.

Uma eventual TUSD Perdas incidiria sobre a Energia Compensada. O percentual de perdas a ser utilizado para o cálculo de uma eventual tarifa seria então o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada. Neste alimentador também se chegou a um benefício – redução de perdas.

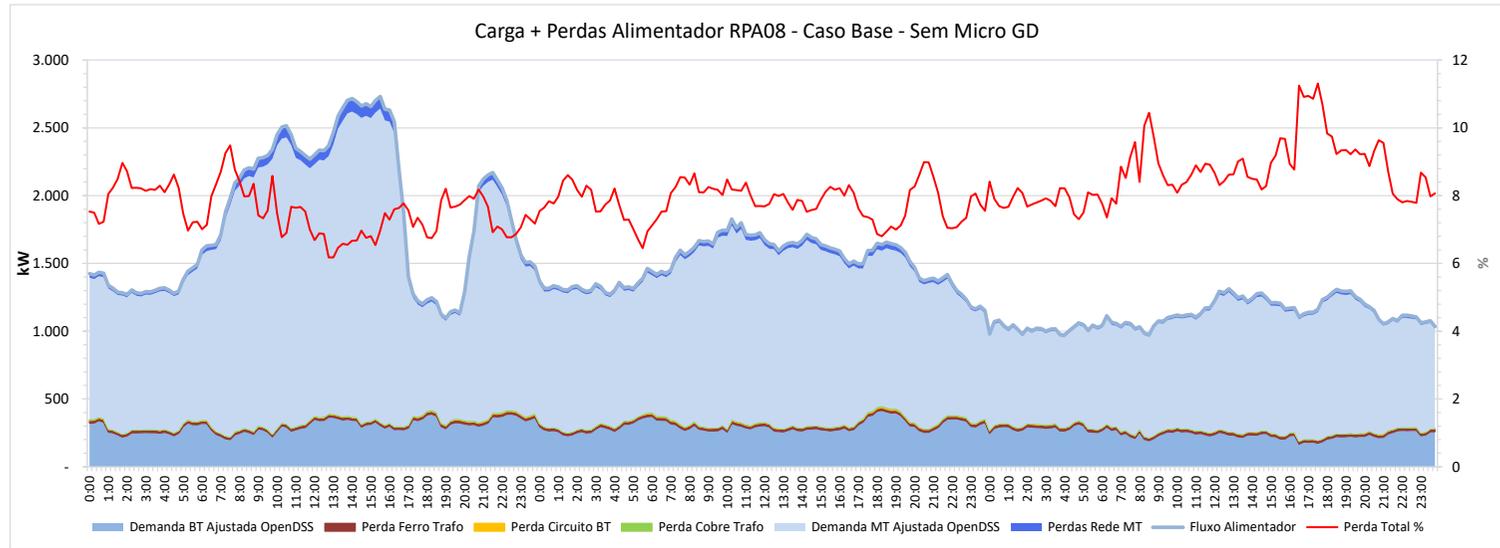
Tabela 120

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	45.068	12.439	9.324	66.831	26.970	7.356	6.572	40.897	113.883	28.471	28.471	170.825
S1B 10% Médio	45.068	12.439	9.324	66.831	26.970	7.356	6.572	40.897	72.056	18.014	18.014	108.083
S1C 10% Mínimo	45.068	12.439	9.324	66.831	26.970	7.356	6.572	40.897	22.776	5.694	5.694	34.164
S2A 20% Máximo	50.599	12.739	9.375	72.714	61.157	15.525	12.375	89.057	171.512	42.878	42.878	257.268
S2B 20% Médio	50.599	12.739	9.375	72.714	61.157	15.525	12.375	89.057	108.518	27.130	27.130	162.778
S2C 20% Mínimo	50.599	12.739	9.375	72.714	61.157	15.525	12.375	89.057	34.301	8.575	8.575	51.452
S3A 50% Máximo	61.173	15.271	11.646	88.091	68.757	17.369	13.933	100.059	199.527	49.882	49.882	299.290
S3B 50% Médio	61.173	15.271	11.646	88.091	68.757	17.369	13.933	100.059	126.244	31.561	31.561	189.365
S3C 50% Mínimo	61.173	15.271	11.646	88.091	68.757	17.369	13.933	100.059	39.904	9.976	9.976	59.856
S1	45.068	12.439	9.324	66.831	26.970	7.356	6.572	40.897	69.572	17.393	17.393	104.357
S2	50.599	12.739	9.375	72.714	61.157	15.525	12.375	89.057	104.777	26.194	26.194	157.166
S3	61.173	15.271	11.646	88.091	68.757	17.369	13.933	100.059	121.891	30.473	30.473	182.837

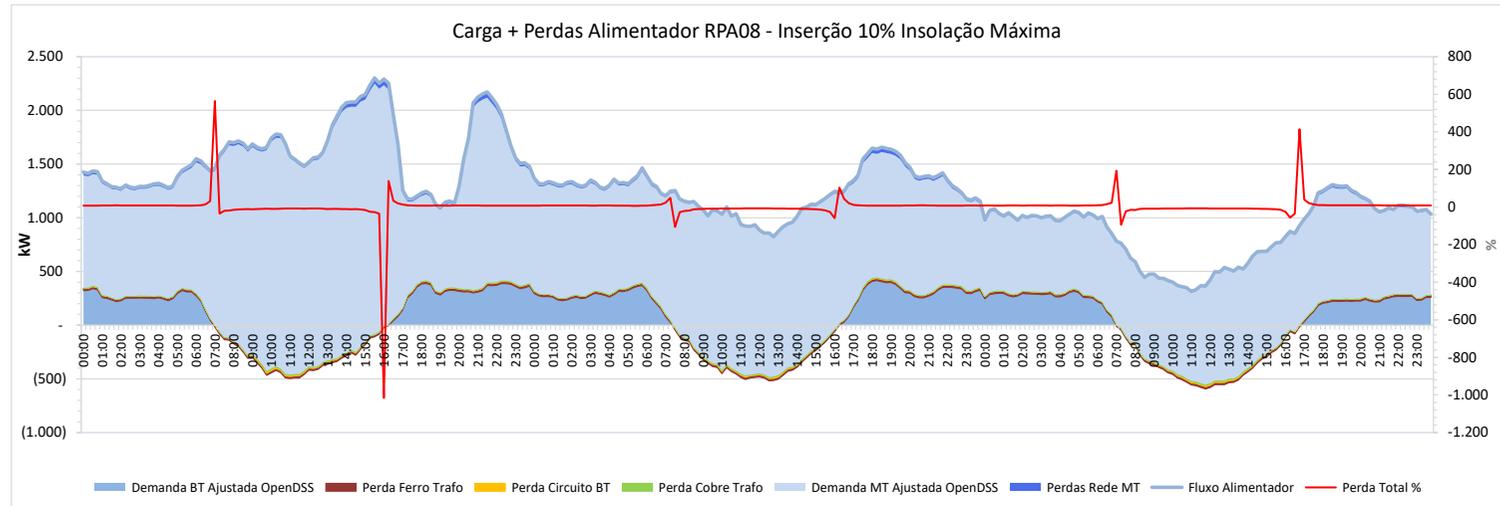
Tabela 121

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	41.352	10.688	8.761	60.801	72.531	17.782	19.710	110.023	(8.396)	-7,63%
S1B 10% Médio	37.898	9.607	8.259	55.764	34.158	8.407	9.755	52.319	(7.351)	-14,05%
S1C 10% Mínimo	18.550	4.617	4.348	27.515	4.226	1.077	1.345	6.649	(3.064)	-46,08%
S2A 20% Máximo	44.963	10.514	8.439	63.917	126.549	32.364	34.439	193.351	(8.077)	-4,18%
S2B 20% Médio	41.122	9.297	7.809	58.228	67.396	17.833	19.321	104.550	(9.213)	-8,81%
S2C 20% Mínimo	20.820	4.393	4.158	29.371	13.481	4.182	4.418	22.081	(4.376)	-19,82%
S3A 50% Máximo	54.869	12.869	10.556	78.293	144.658	37.013	39.326	220.997	(8.316)	-3,76%
S3B 50% Médio	50.340	11.531	9.825	71.696	75.903	20.030	21.736	117.670	(10.551)	-8,97%
S3C 50% Mínimo	26.137	5.743	5.331	37.211	13.767	4.233	4.645	22.645	(5.200)	-22,96%
S1	32.600	8.304	7.123	48.027	36.972	9.089	10.270	56.331	(6.270)	-11,13%
S2	35.635	8.068	6.802	50.505	69.142	18.126	19.392	106.661	(7.222)	-6,77%
S3	43.782	10.048	8.570	62.400	78.110	20.425	21.902	120.437	(8.022)	-6,66%

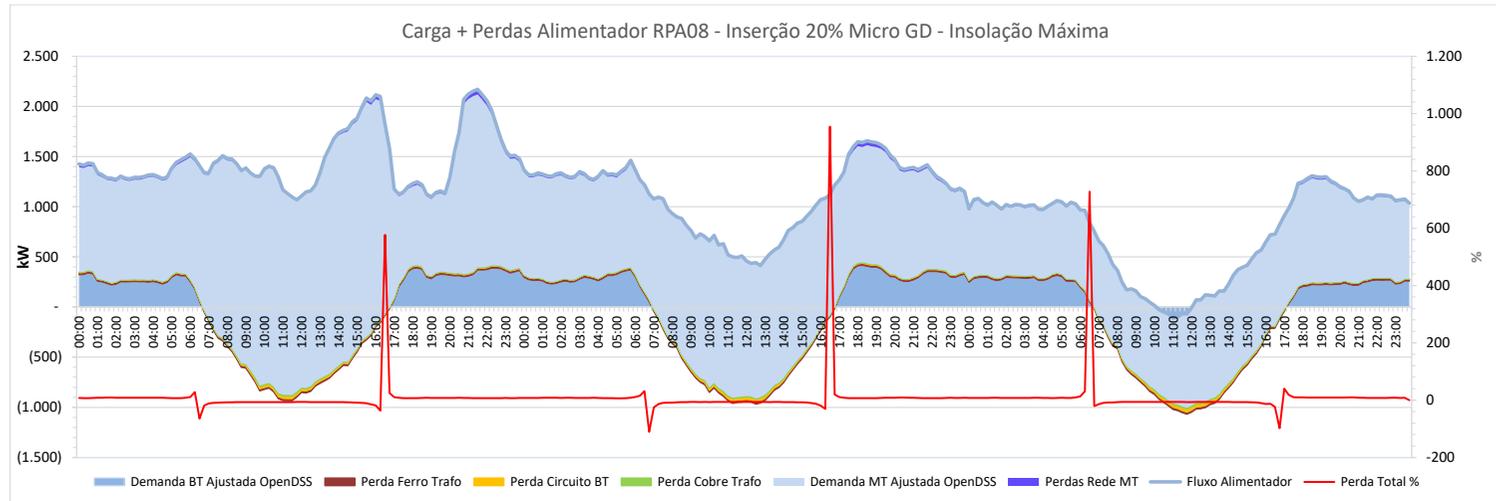
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador RPA08, com 82% de carga de média tensão e 18% de clientes do subgrupo B2 – Rural. É um gráfico do tipo “empilhado” sobrepondo mercado e perdas. Observa-se uma carga quase plana do mercado rural BT.



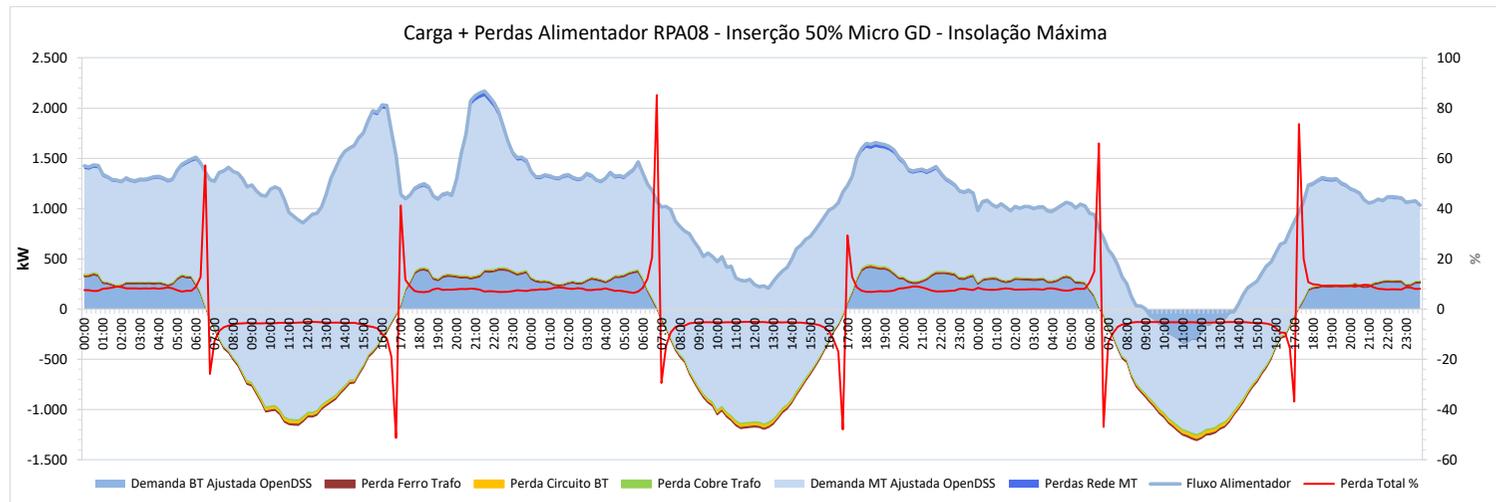
Ocorre grande redução da carga diurna com 10% de inserção e insolação máxima. Na rede BT já se verifica fluxo invertido em todos os dias. O sorteio deve ter atingido clientes rurais de grande porte, que injetando nessa rede BT, com curva de carga quase plana, já cria fluxo reverso.



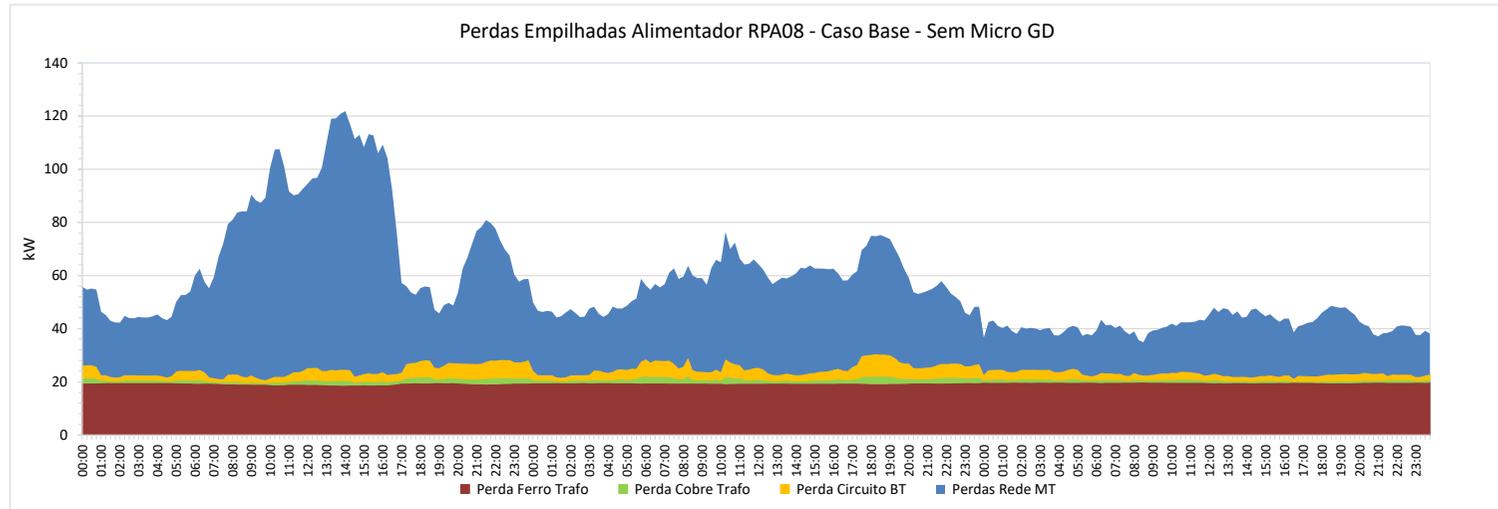
Com a inserção de 20% e insolação máxima, o fluxo reverso na rede de baixa tensão aumenta e a carga diurna da rede de média tensão do domingo chega a no meio do dia.



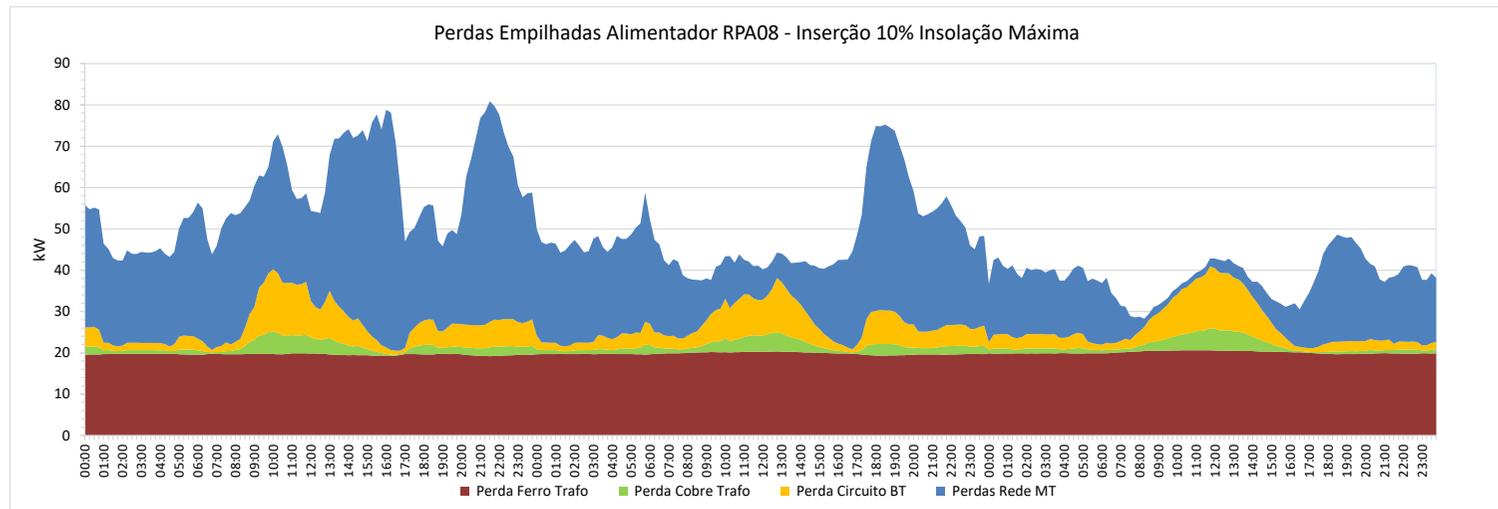
Com inserção de 50% e insolação máxima, o fluxo reverso da rede BT cresce ainda mais e surge pequeno fluxo reverso na rede MT no domingo, no entorno do meio dia.



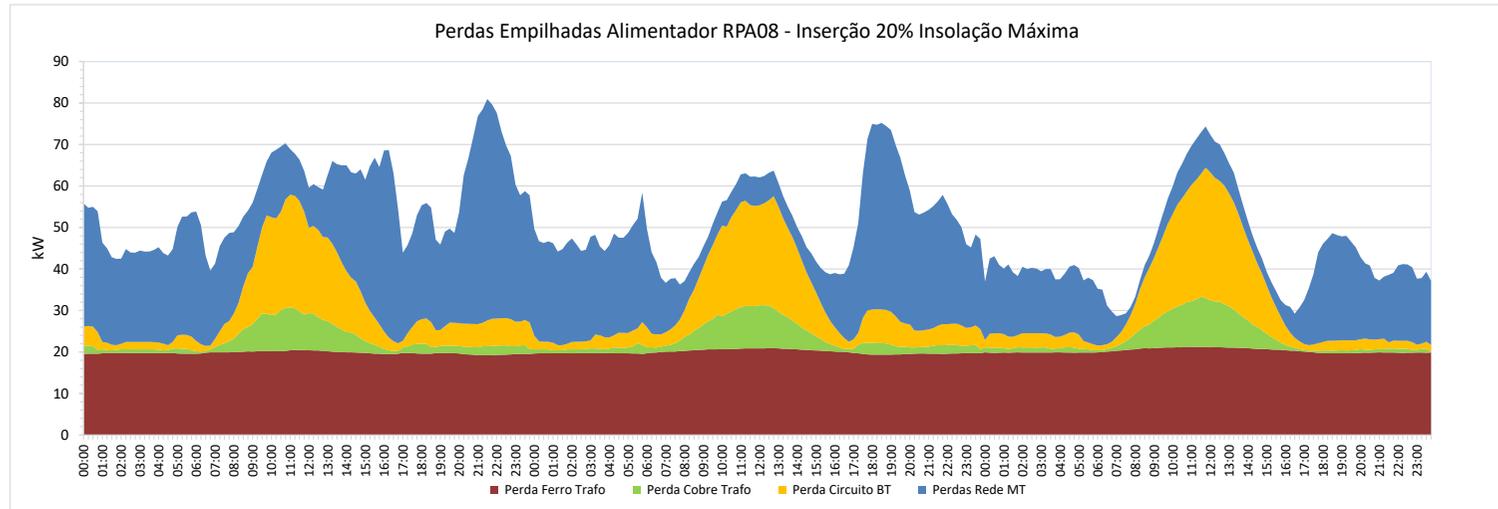
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas do Caso Base. As perdas na rede MT são as mais significativas, tendo em vista que praticamente não existe rede BT.



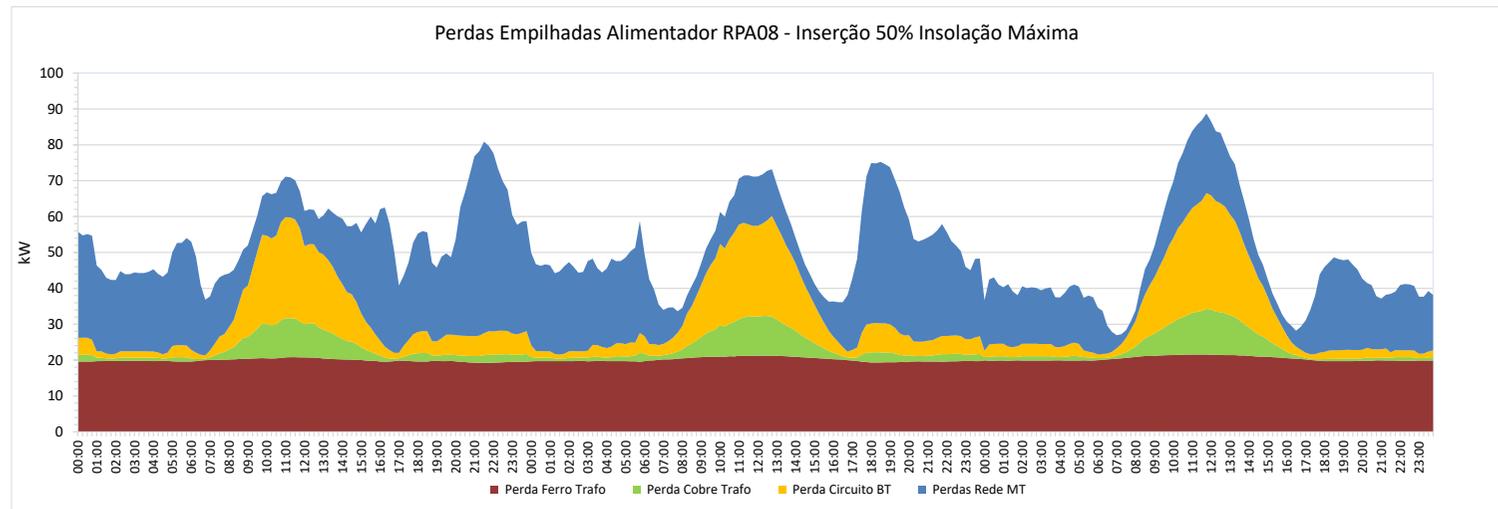
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se um grande aumento nas perdas no Cobre e nos Circuitos BT, enquanto na rede MT há uma redução grande nas perdas.



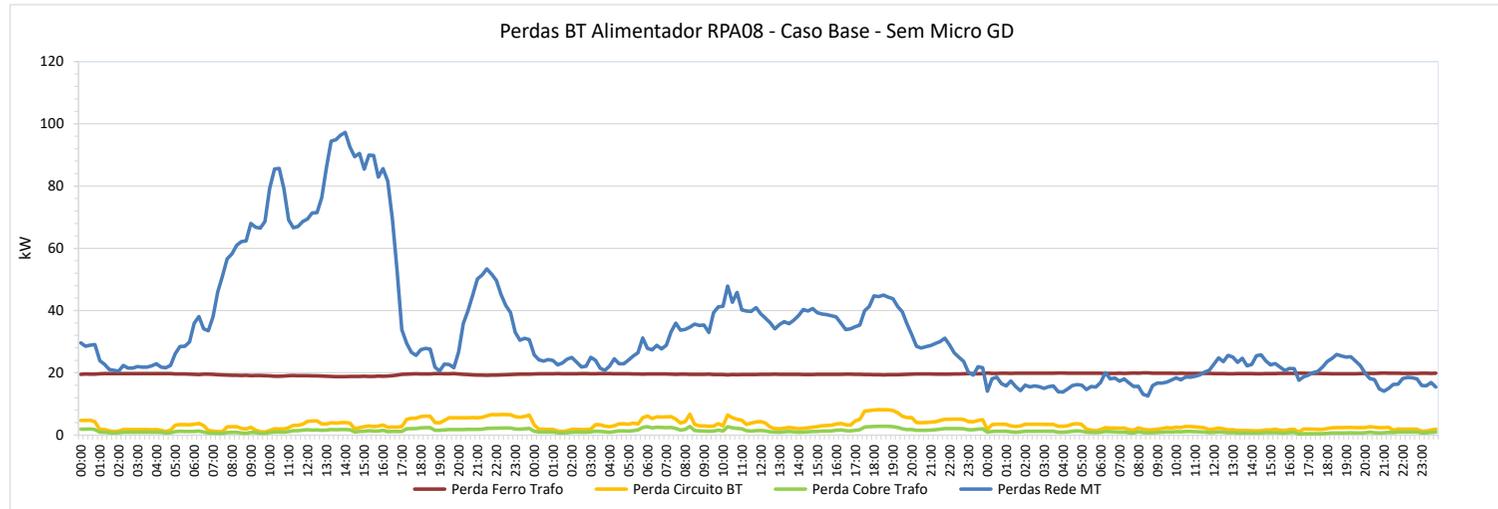
Na simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – crescem ainda mais as perdas no Cobre e nos circuitos de baixa Tensão. Reduzem ainda mais as perdas na média tensão.



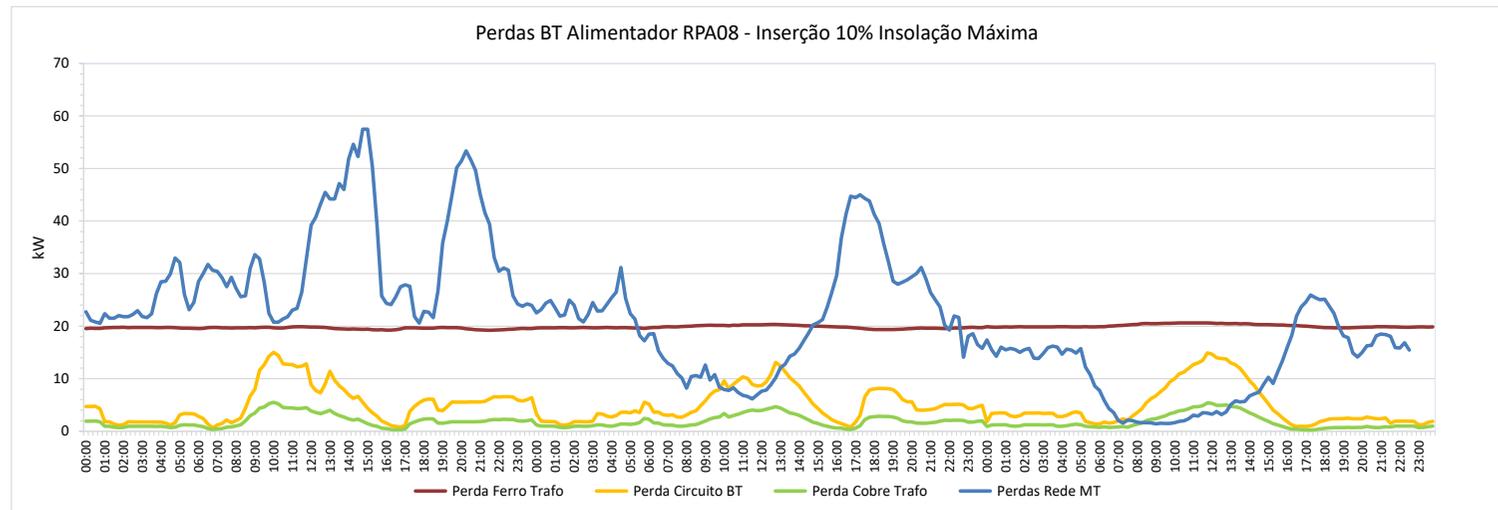
Na simulação S3A – inserção de 50% e insolação máxima – crescem um pouco mais as Perdas no Cobre e nos circuitos de baixa Tensão. Há um aumento das perdas na rede MT no sábado e domingo durante o dia.



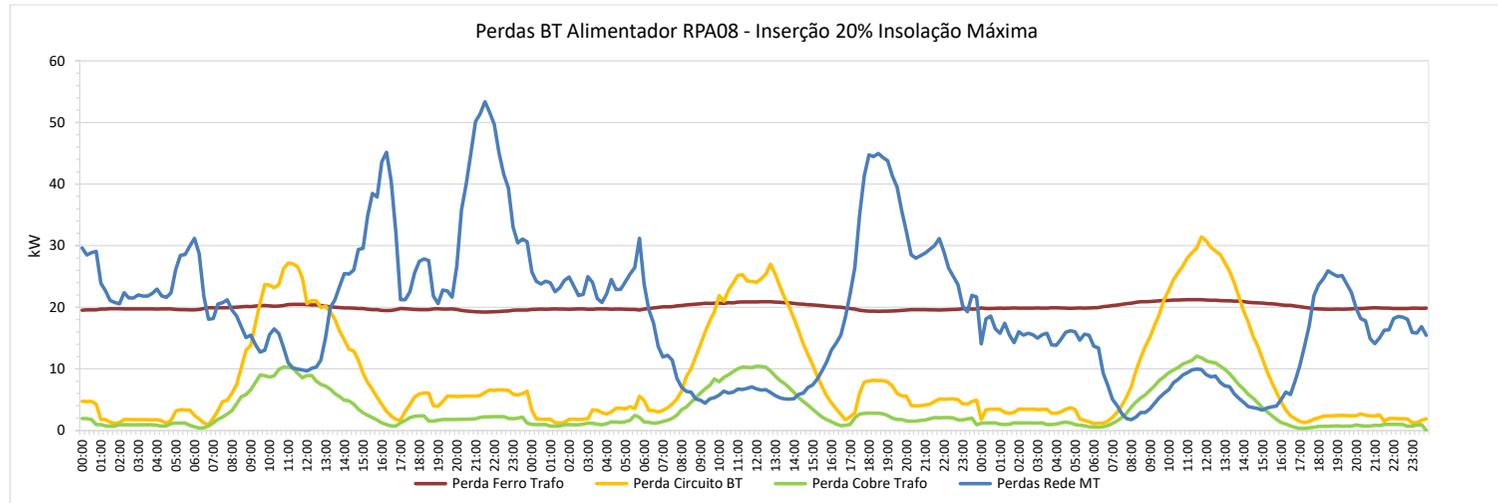
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se com mais clareza como todas as perdas nos fios acompanham a carga, sendo a maior delas, a perda na rede MT.



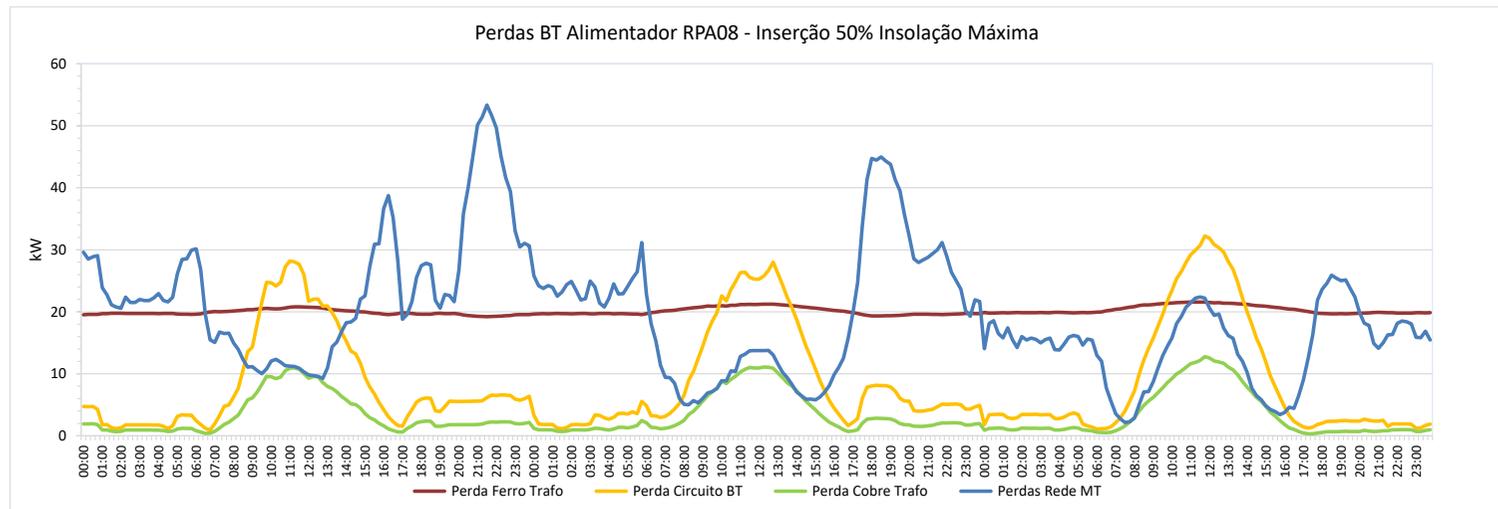
Observa-se novamente como as Perdas no Cobre e nos circuitos BT aumentaram no fluxo reverso já com 10% de inserção na insolação máxima. Já as perdas na rede MT reduzem significativamente.



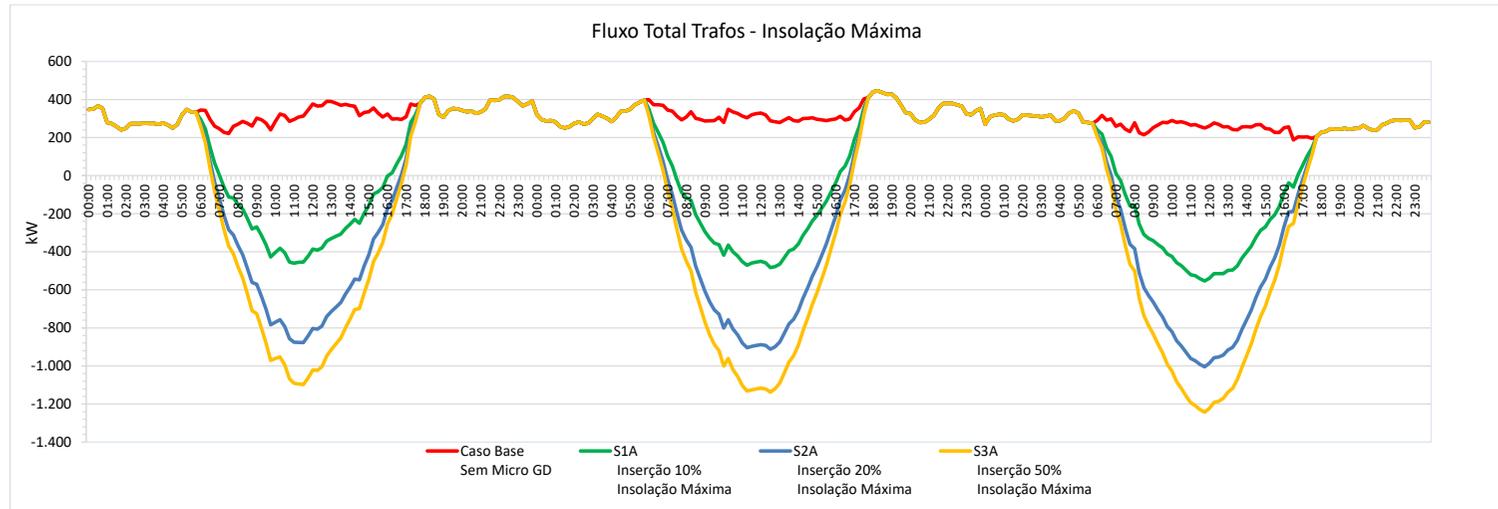
Observa-se na simulação S2A como as perdas nos circuitos BT ultrapassam as perdas na rede MT em várias horas do período diurno, principalmente no final de semana. Começam a surgir perdas no fluxo reverso na rede MT no final de semana, em especial no domingo.



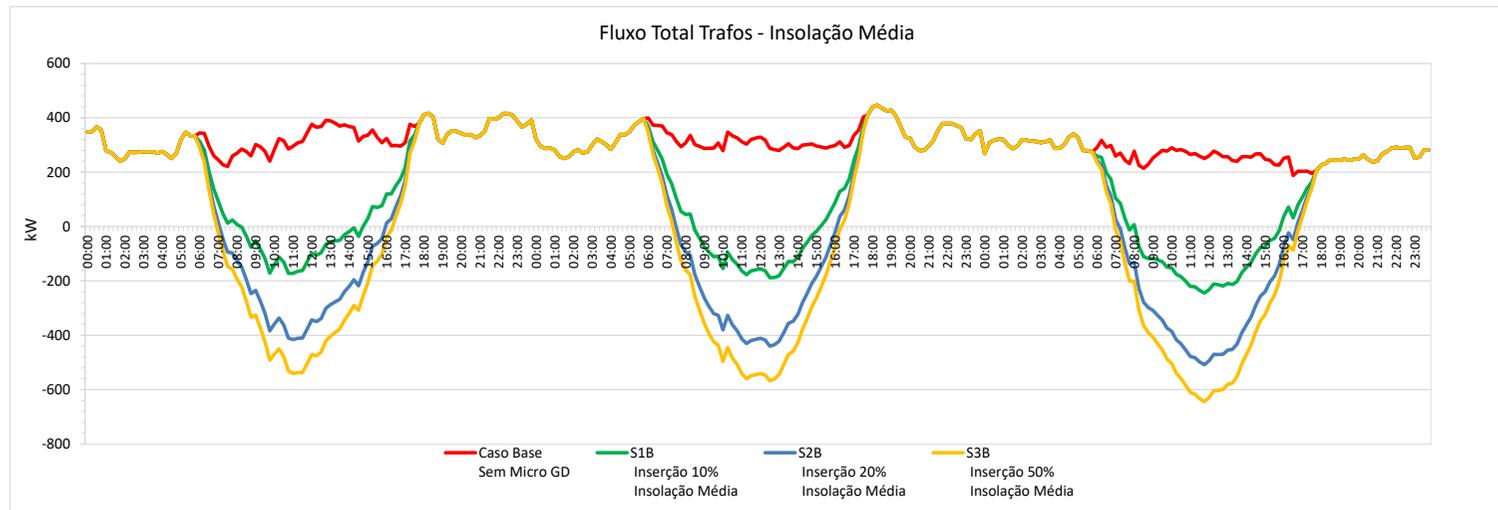
Na simulação S3A verifica-se pouca variação das perdas de baixa tensão em relação à simulação S2A. O sorteio da simulação S2A deve ter escolhido clientes de maior porte. Crescem as perdas no fluxo reverso do sábado e domingo na rede MT.



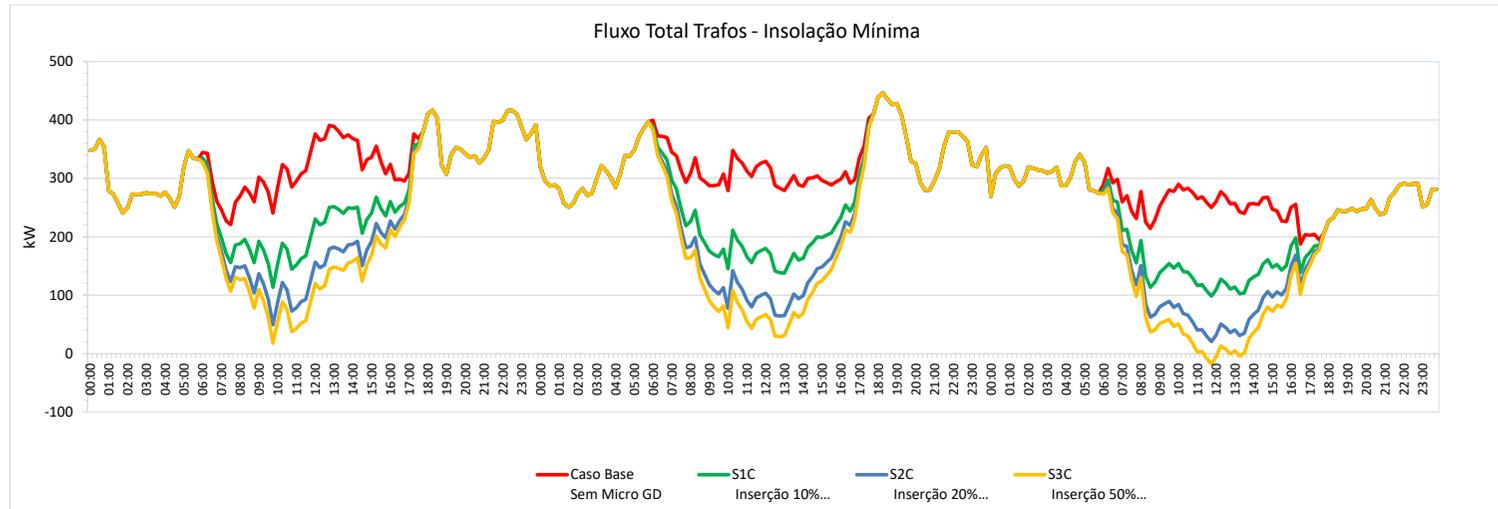
Este gráfico mostra o fluxo original do trafo e em cada hipótese de inserção na condição de geração máxima. Pela característica quase plana do conjunto dos transformadores, em todas as simulações já se observa fluxo reverso



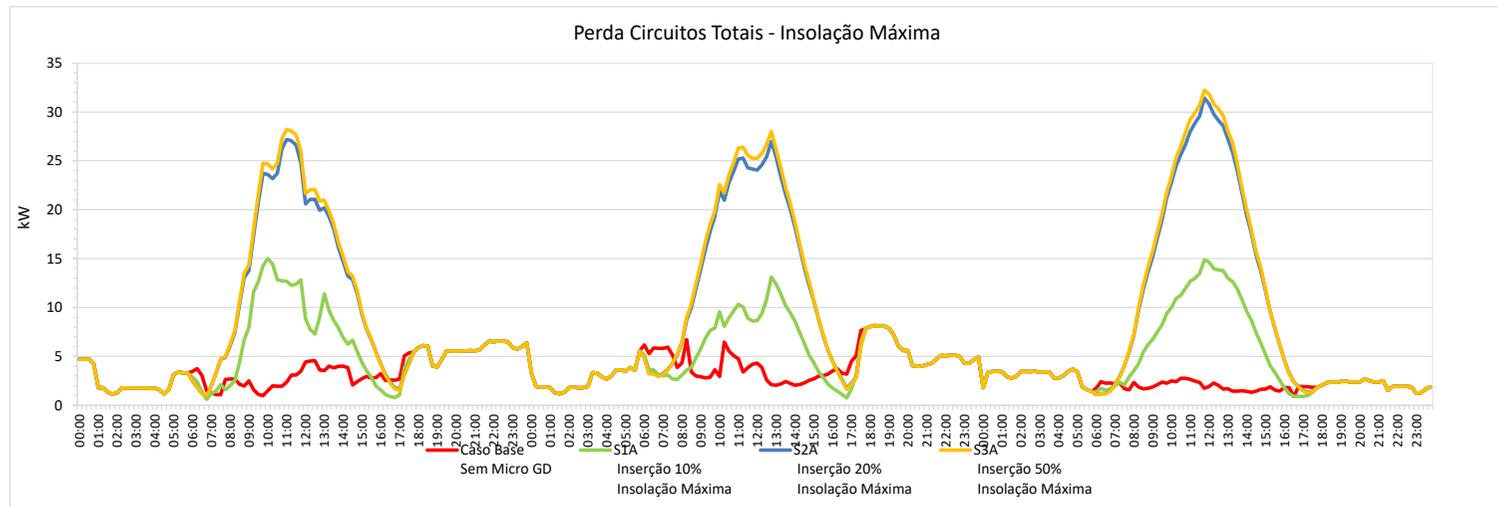
O fluxo reverso é mantido com a insolação média, mas em valores mais baixos.



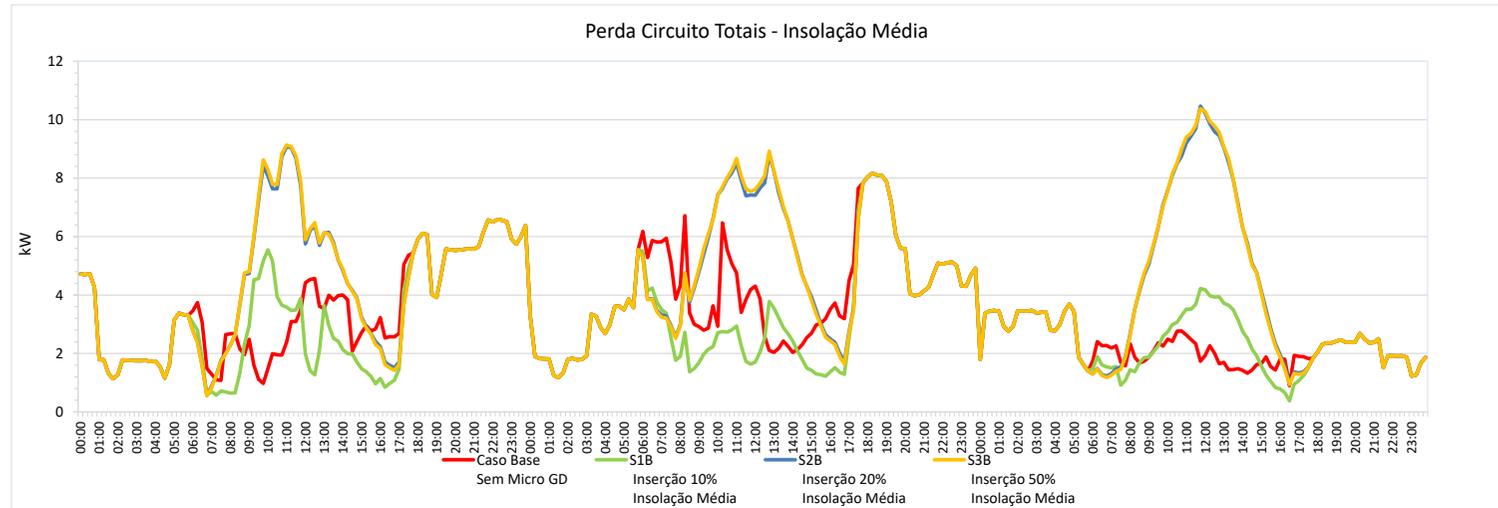
Na condição de geração mínima – dias nublados, em todas as hipóteses de inserção, praticamente não há fluxo reverso na rede.



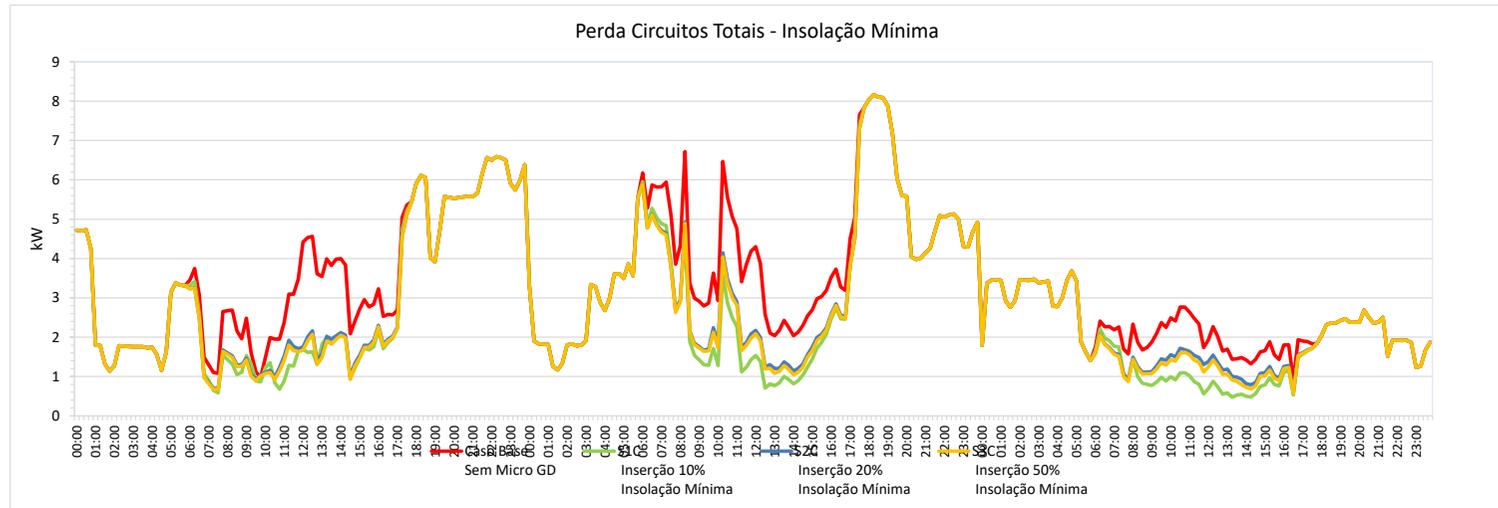
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT em cada simulação com insolação máxima. As perdas nos circuitos crescem em todas as simulações, sendo que a S2A e a S3A são praticamente iguais. O sorteio aleatório da simulação S2A deve ter escolhido clientes de maior porte.



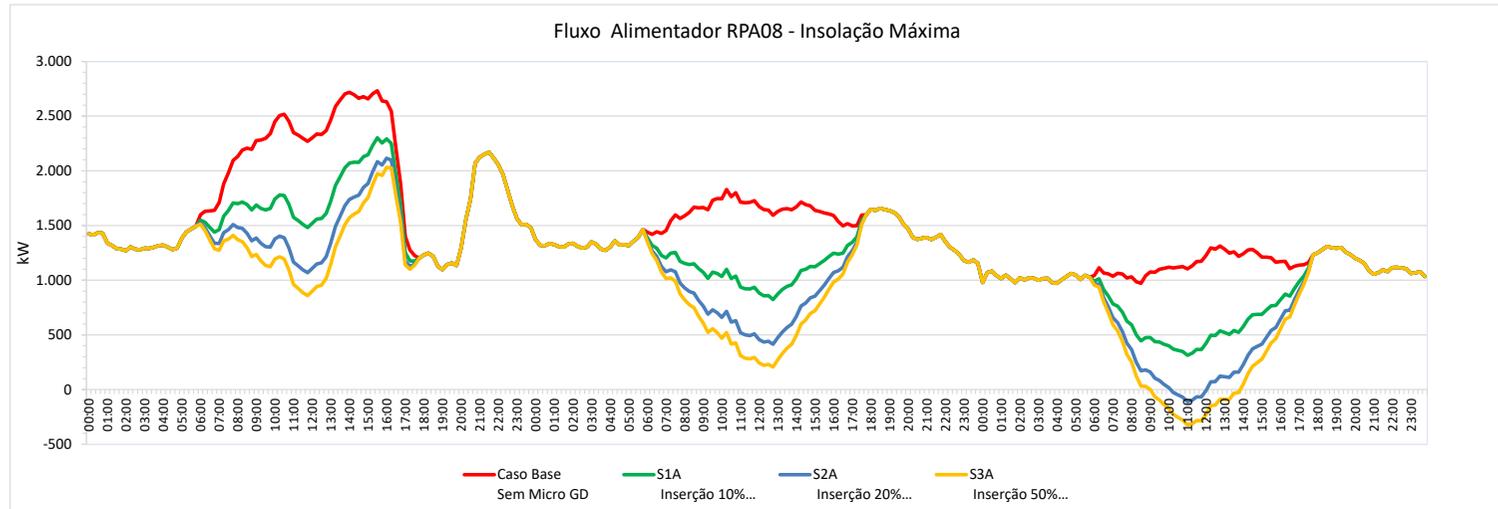
Com insolação média, as perdas nos circuitos crescem menos nas simulações S2B e S3B. Na simulação S1B, há uma alteração da curva de perdas do dia útil, mas permanecendo no mesmo patamar, além disso, verifica-se uma ligeira redução de perda no sábado e um aumento de perda no domingo.



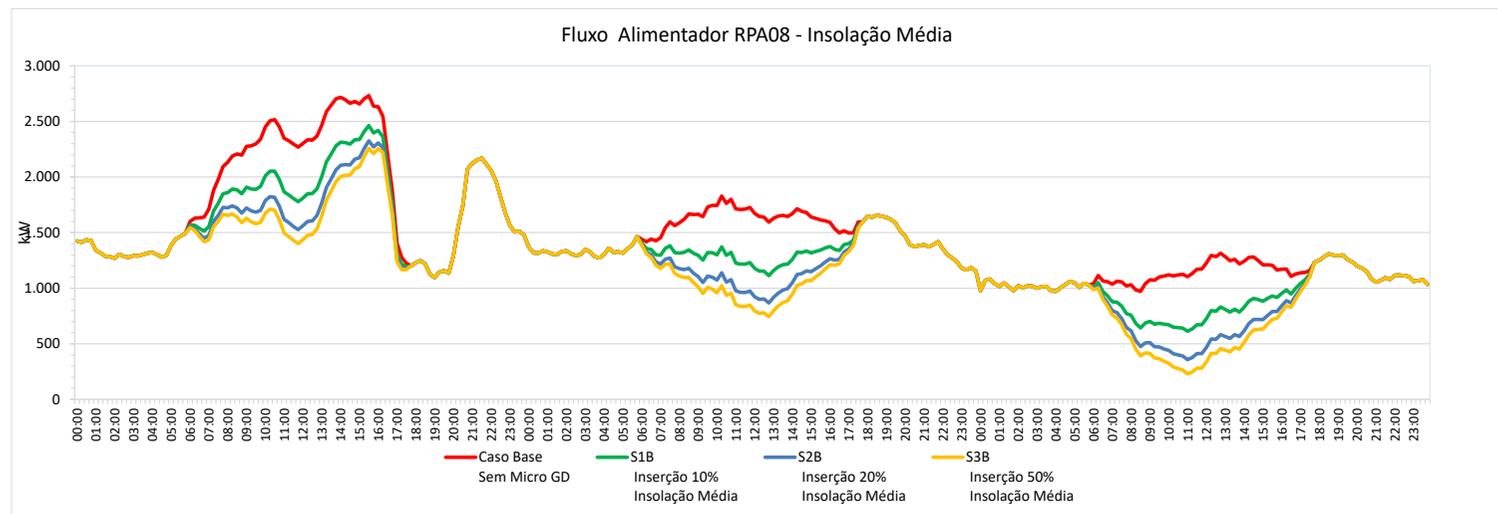
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas as hipóteses de inserção, em todos os dias.



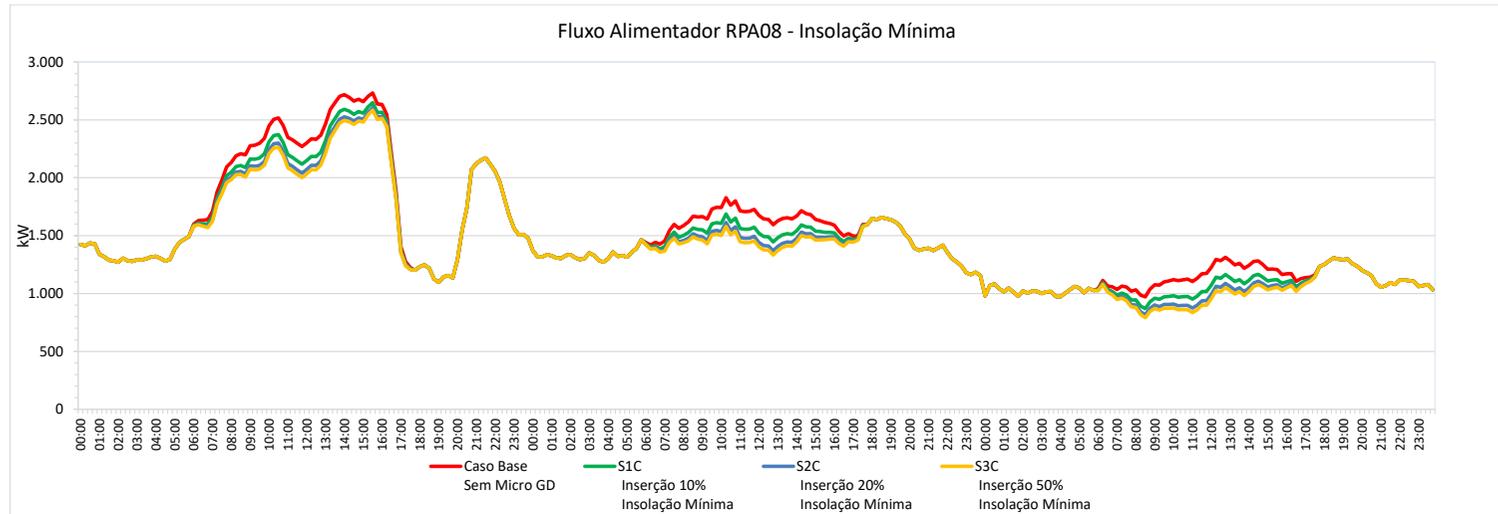
As curvas ao lado representam o fluxo total do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na condição de insolação máxima. Há grande redução da carga diurna em todas as simulações. Verifica-se um pequeno fluxo reverso apenas no domingo das simulações S3A e S2A.



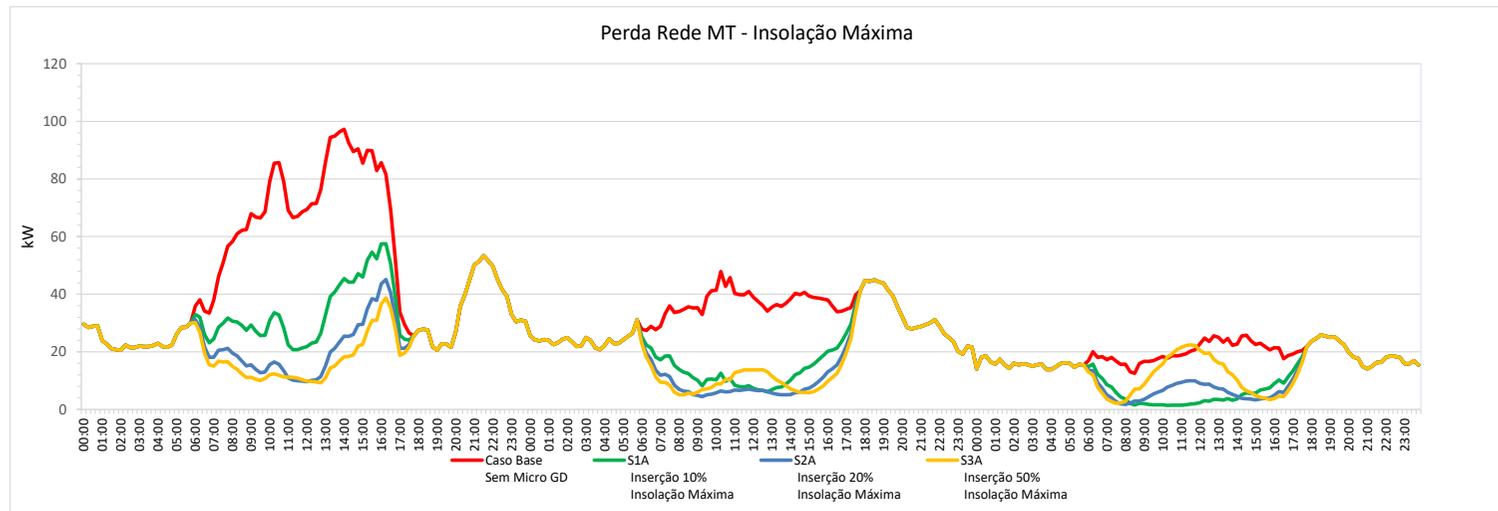
Não há fluxo reverso com geração média em nenhuma hipótese de inserção de microgeração. Com insolação média ocorre uma menor redução de fluxo diurno em todas as simulações, se comparado às simulações de insolação máxima.



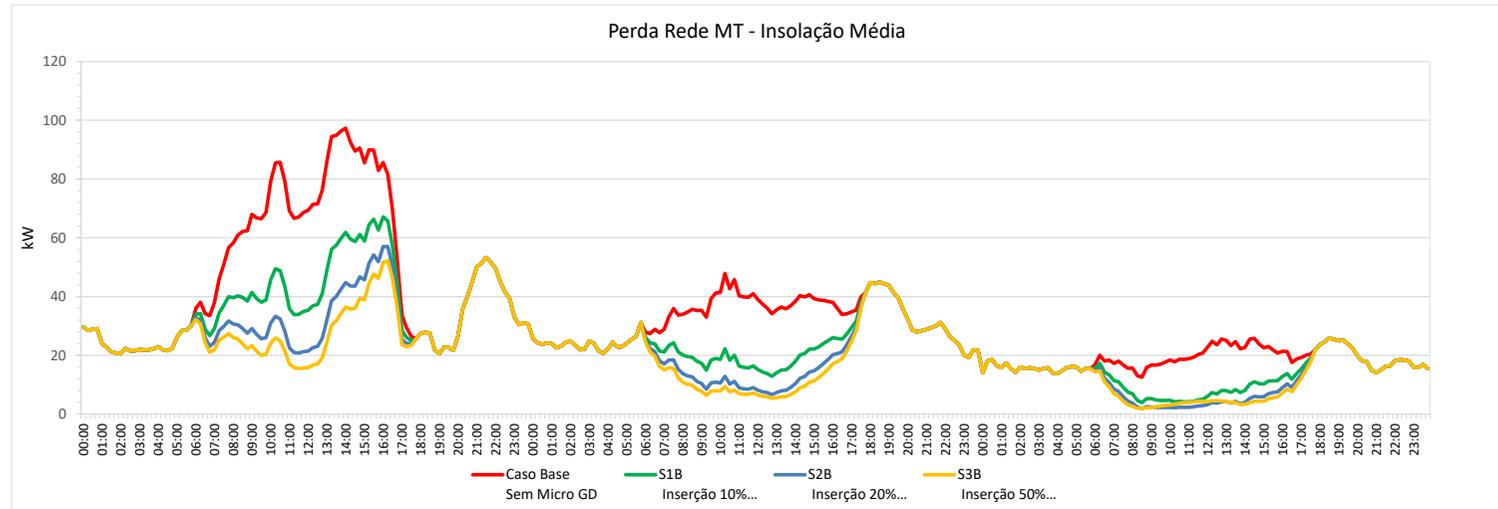
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



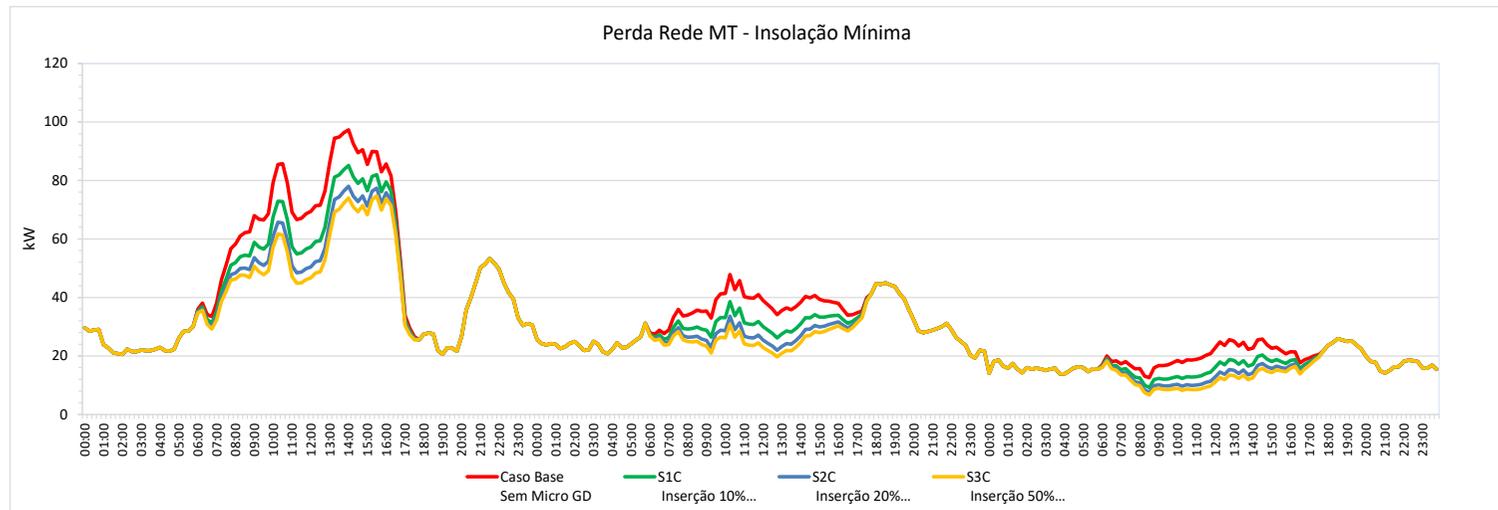
As perdas na rede MT reduzem muito com a inserção da Micro GD em todos os dias, mas principalmente no dia útil. No final de semana, principalmente no domingo, percebe-se o aparecimento de perdas no fluxo reverso, mas ainda assim o volume de perdas é menor que o Caso Base.



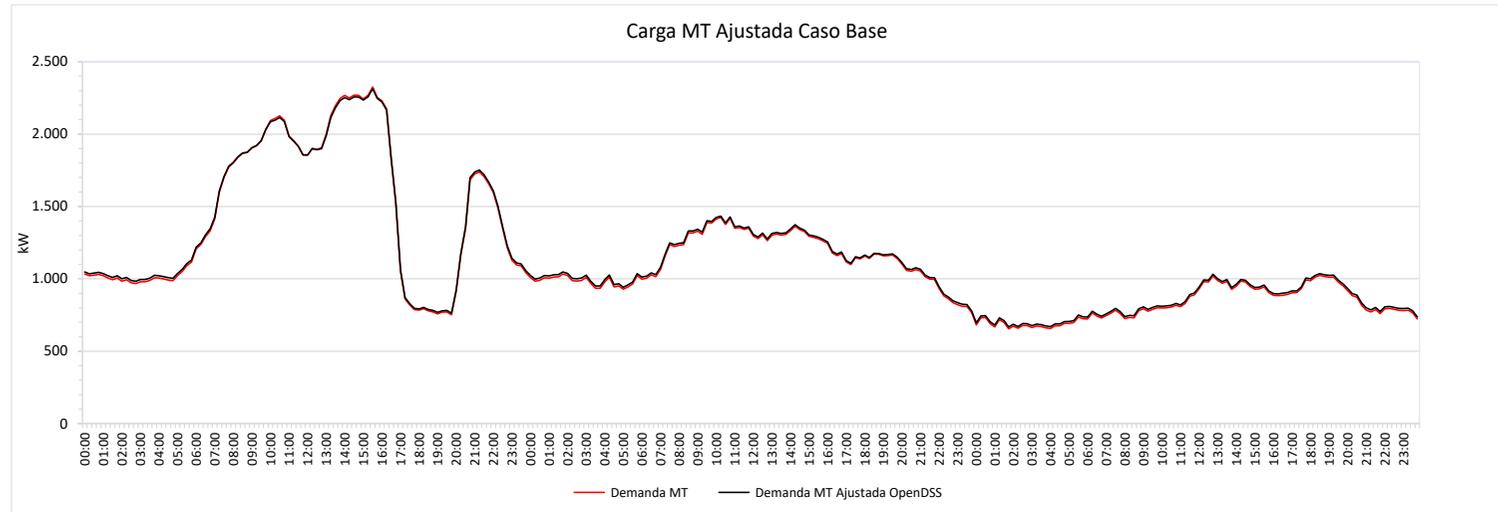
Com insolação média as perdas reduzem menos que na insolação máxima.



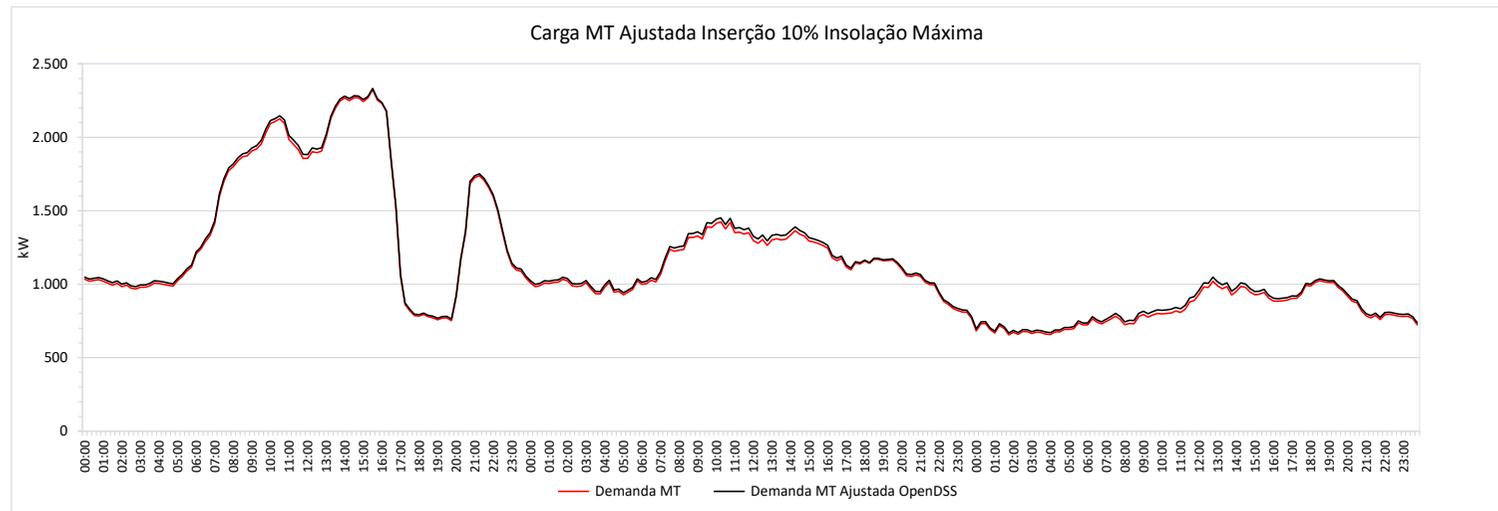
Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.



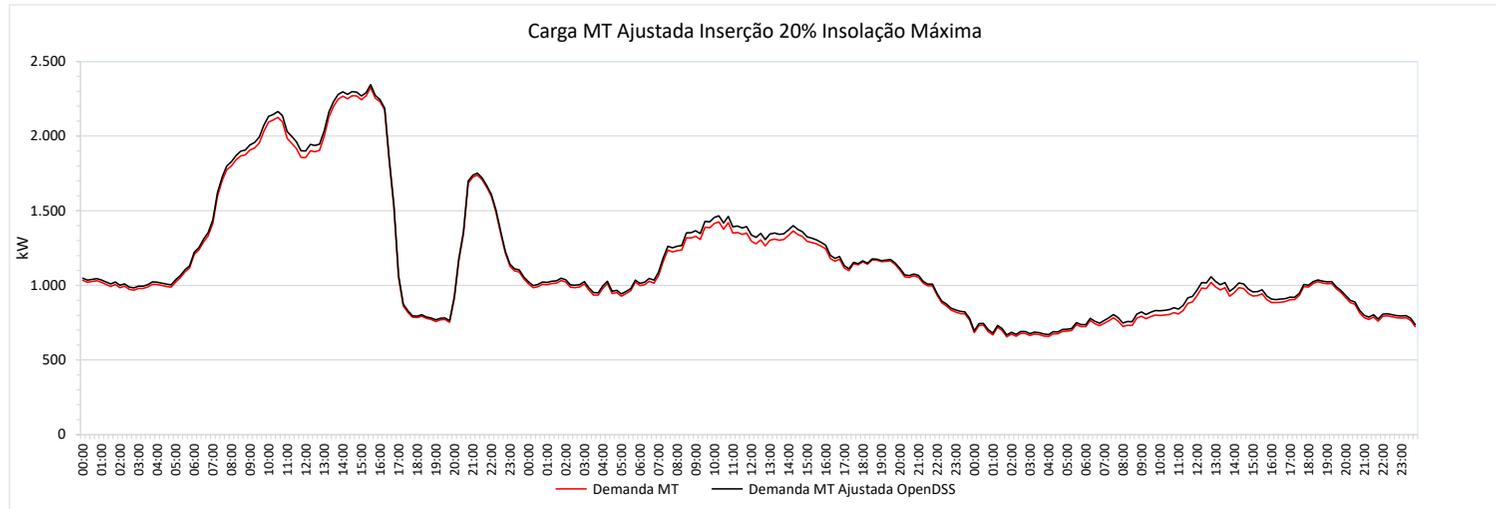
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes MT. No entanto, é um ajuste muito pequeno.



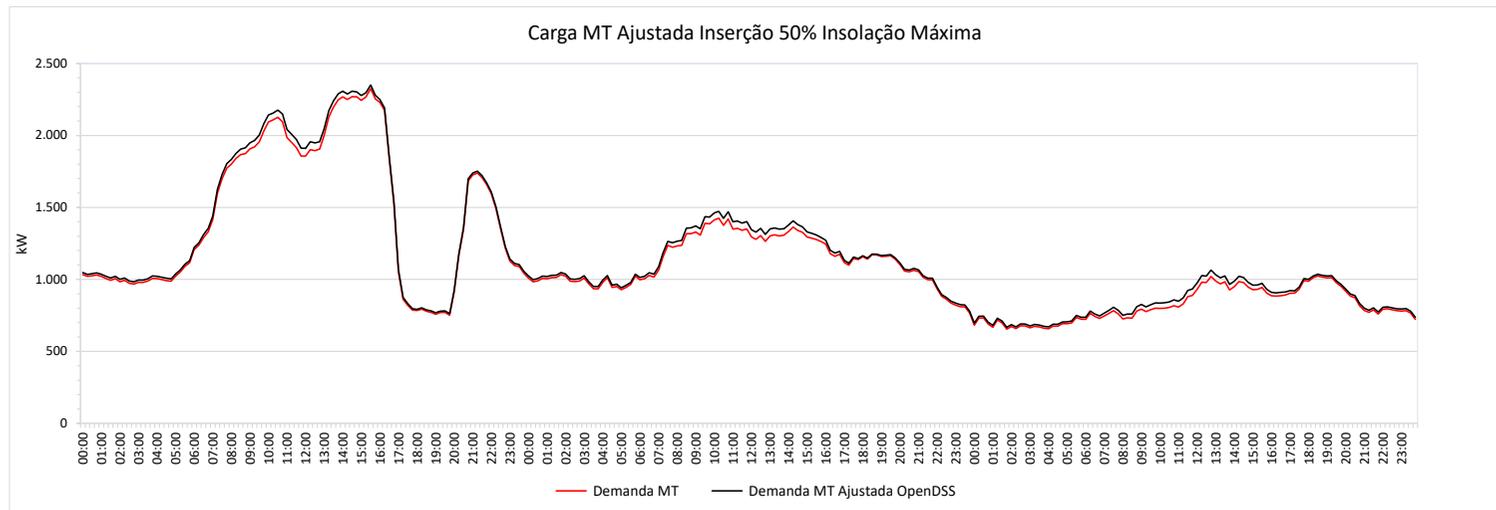
Vale mesmo comentário.



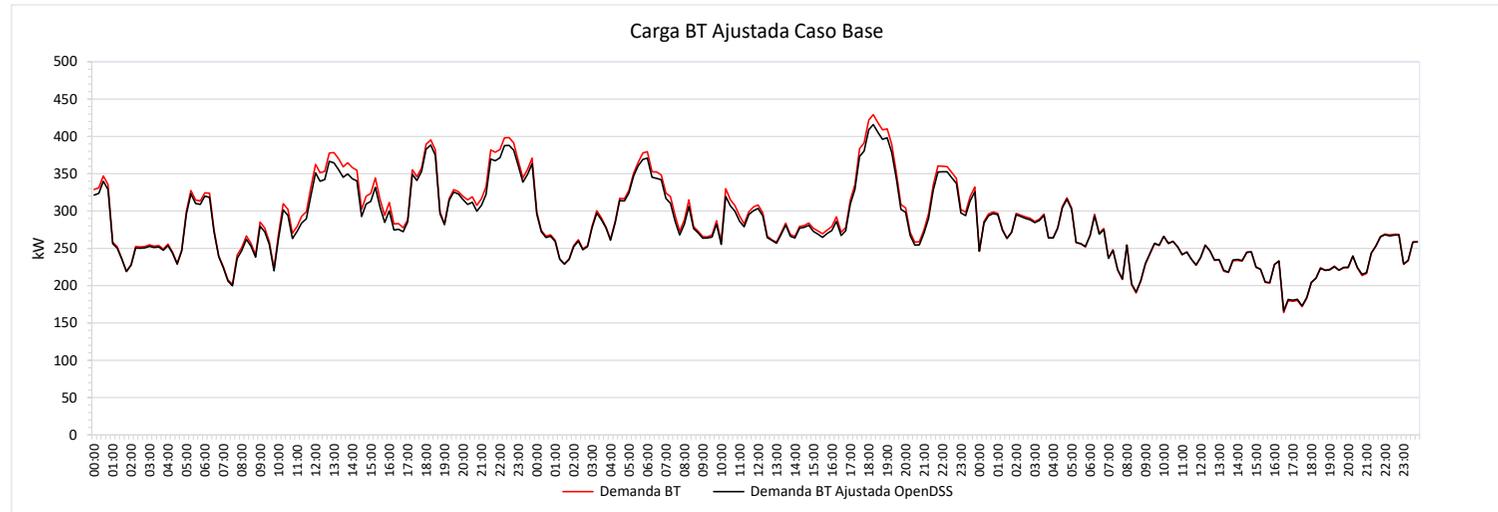
Vale mesmo comentário.



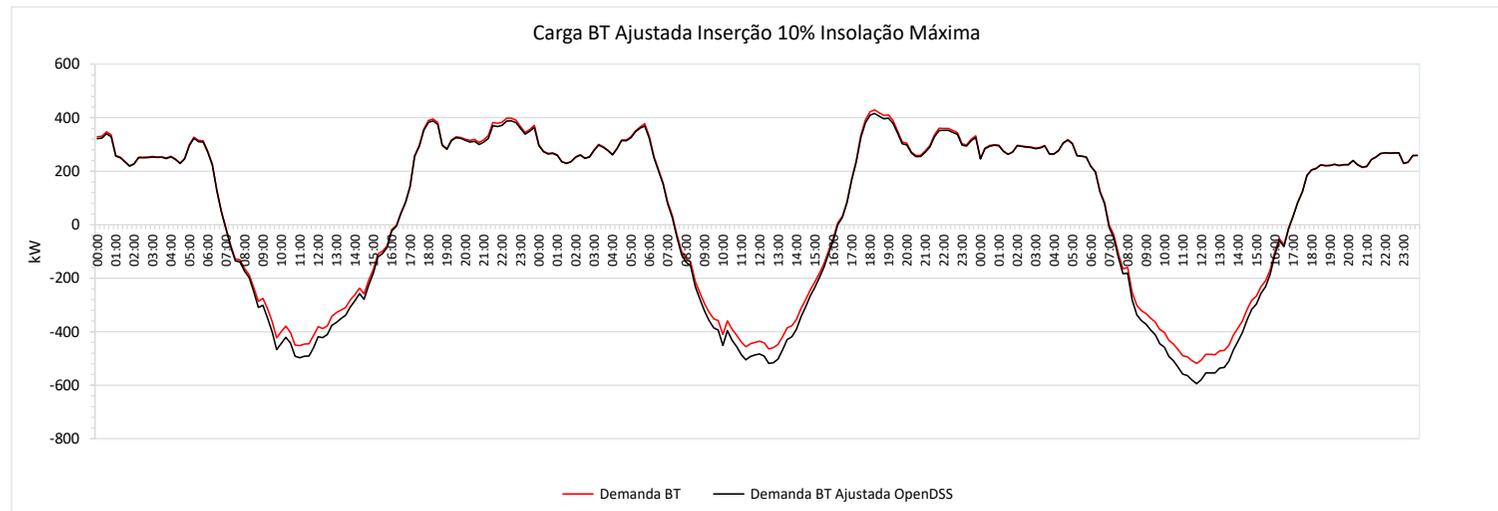
Vale mesmo comentário.



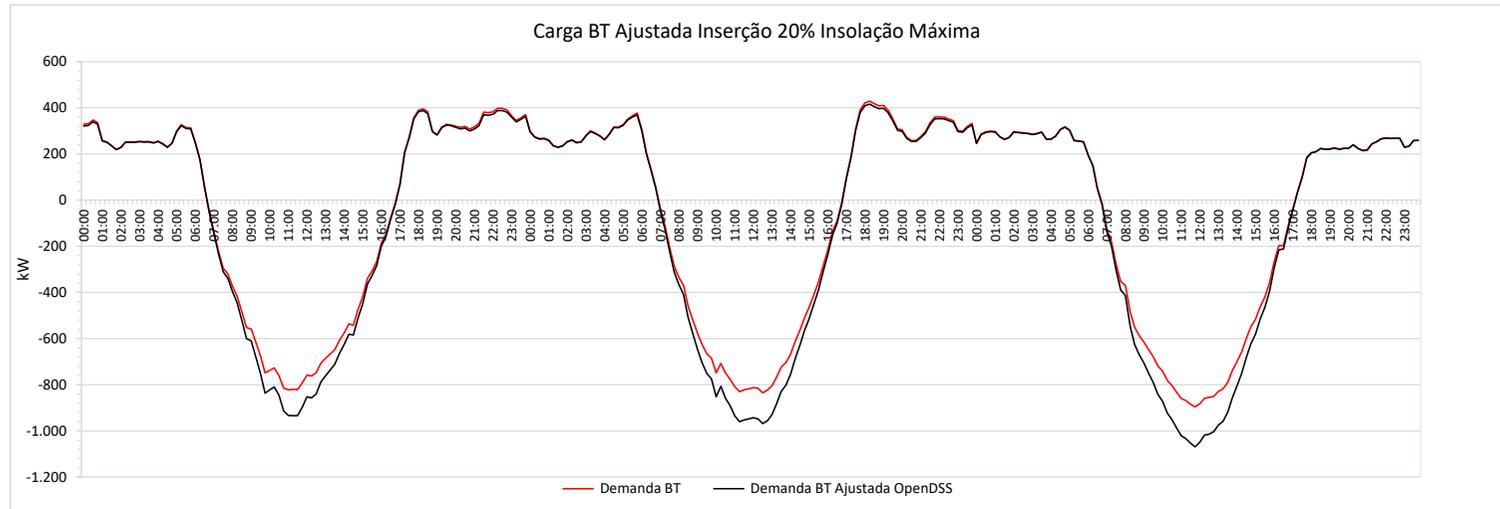
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes BT. Porém, é um ajuste pequeno.



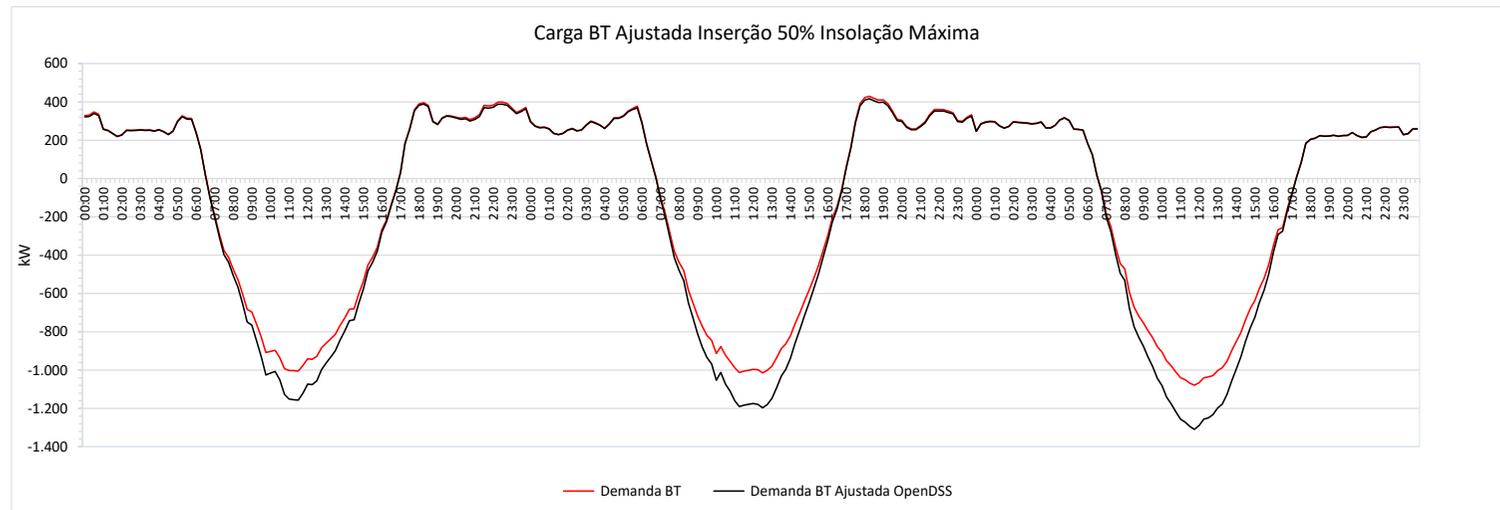
Verifica-se um ajuste mais expressivo nos momentos de maior fluxo reverso.



O ajuste cresce nas horas de maior fluxo reverso.



O ajuste cresce nas horas de maior fluxo reverso.



4.7. Alimentador UNID215

Tabela 122

Alimentador UNID215					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		kWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	136.409	18%	1.342	64%
	Comercial	67.123	9%	145	7%
	Industrial	1.573	0%	15	1%
	Rural	266.482	34%	572	27%
	IP	-	0%	-	0%
	Clientes BT	471.586	61%	2.074	100%
	Clientes MT	305.370	39%	10	0%
	Total	776.956	100%	2.084	100%

Tabela 123

Alimentador UNID215	
Extensão Rede BT - km	59
Extensão Rede MT - km	424
Extensão Total - km	484
Resistência Média circuito BT Ohm/km	2,23

Destaca-se que este alimentador tem 10 clientes de média tensão, que representam 39% da energia transportada por este alimentador. Além disso, tem mais 34% de clientes rurais. O restante da energia consumida é de clientes residenciais – 18% e comerciais/industriais – 9%.

O alimentador UNID215, que é um alimentador classificado como rural, é muito extenso, com 59 km de rede BT e 424 km de rede de média tensão.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador.

A média do percentual de carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 27,5%, e praticamente não reduz com inserção da microgeração. Mas pelos gráficos, apresentados mais à frente, verifica-se que há redução no fluxo máximo da rede MT com inserção de micro GD na insolação mínima, que é a que se pode garantir. Nos dias de insolação média e máxima a redução é bem maior, mas não se pode considerá-las no planejamento da expansão da rede.

Como se esperava, o valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação, aproximando do fluxo direto do Caso Base na simulação S3A. O carregamento no máximo fluxo reverso é de 20%, na simulação S3A.

Tabela 124

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	2.307	-	691	-	633	662	8.388	27,5%	0,0%	8,2%	0,0%	7,6%	7,9%
	S1A 10% Máximo	2.302	257	644	146	633	680	8.388	27,4%	3,1%	7,7%	1,7%	7,6%	8,1%
	S1B 10% Médio	2.301	148	658	82	633	661	8.388	27,4%	1,8%	7,8%	1,0%	7,6%	7,9%
	S1C 10% Mínimo	2.302	35	685	17	633	653	8.388	27,4%	0,4%	8,2%	0,2%	7,6%	7,8%
	S2A 20% Máximo	2.280	581	612	325	633	726	8.388	27,2%	6,9%	7,3%	3,9%	7,6%	8,7%
	S2B 20% Médio	2.280	337	633	181	633	673	8.388	27,2%	4,0%	7,5%	2,2%	7,6%	8,0%
	S2C 20% Mínimo	2.291	72	663	34	633	641	8.388	27,3%	0,9%	7,9%	0,4%	7,6%	7,6%
	S3A 50% Máximo	2.216	1.682	571	912	633	841	8.388	26,4%	20,1%	6,8%	10,9%	7,6%	10,0%
	S3B 50% Médio	2.229	905	565	463	633	664	8.388	26,6%	10,8%	6,7%	5,5%	7,6%	7,9%
	S3C 50% Mínimo	2.269	166	633	77	633	605	8.388	27,0%	2,0%	7,5%	0,9%	7,6%	7,2%
	S1	2.302	147	662	82	633	665	8.388	27,4%	1,7%	7,9%	1,0%	7,6%	7,9%
	S2	2.284	330	636	180	633	680	8.388	27,2%	3,9%	7,6%	2,1%	7,6%	8,1%
	S3	2.238	918	590	484	633	703	8.388	26,7%	10,9%	7,0%	5,8%	7,6%	8,4%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-0,2%		-6,9%		0,0%	3%	0,0%	-0,1%	3,1%	-0,6%	1,7%	0,0%	0,2%
	1B 10% Médio	-0,3%		-4,8%		0,0%	0%	0,0%	-0,1%	1,8%	-0,4%	1,0%	0,0%	0,0%
	1C 10% Mínimo	-0,2%		-1,0%		0,0%	-1%	0,0%	-0,1%	0,4%	-0,1%	0,2%	0,0%	-0,1%
	2A 20% Máximo	-1,2%		-11,5%		0,0%	10%	0,0%	-0,3%	6,9%	-0,9%	3,9%	0,0%	0,8%
	2B 20% Médio	-1,2%		-8,5%		0,0%	2%	0,0%	-0,3%	4,0%	-0,7%	2,2%	0,0%	0,1%
	2C 20% Mínimo	-0,7%		-4,1%		0,0%	-3%	0,0%	-0,2%	0,9%	-0,3%	0,4%	0,0%	-0,3%
	3A 50% Máximo	-3,9%		-17,4%		0,0%	27%	0,0%	-1,1%	20,1%	-1,4%	10,9%	0,0%	2,1%
	3B 50% Médio	-3,4%		-18,3%		0,0%	0%	0,0%	-0,9%	10,8%	-1,5%	5,5%	0,0%	0,0%
	3C 50% Mínimo	-1,6%		-8,5%		0,0%	-9%	0,0%	-0,5%	2,0%	-0,7%	0,9%	0,0%	-0,7%
	S1	-0,2%		-4,2%		0,0%	0%	0,0%	-0,1%	1,7%	-0,3%	1,0%	0,0%	0,0%
	S2	-1,0%		-8,0%		0,0%	3%	0,0%	-0,3%	3,9%	-0,7%	2,1%	0,0%	0,2%
	S3	-3,0%		-14,7%		0,0%	6%	0,0%	-0,8%	10,9%	-1,2%	5,8%	0,0%	0,5%

O carregamento médio dos transformadores no Caso Base é de 7,9%, e aumenta nas simulações com insolação máxima, e diminui com insolação mínima. O fluxo médio nos dois sentidos aumenta para 10% na simulação S3A.

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz significativamente, quanto mais aumenta o nível de inserção e insolação. O carregamento médio no fluxo reverso alcança 11% na simulação S3A.

Tabela 125

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	1.847	-	1.135	-	874	1.119
	S1A 10% Máximo	1.643	-	908	-	874	1.009
	S1B 10% Médio	1.706	-	992	-	874	1.050
	S1C 10% Mínimo	1.786	-	1.091	-	874	1.098
	S2A 20% Máximo	1.486	-	669	-	874	893
	S2B 20% Médio	1.599	-	845	-	874	979
	S2C 20% Mínimo	1.745	-	1.047	-	874	1.076
	S3A 50% Máximo	1.483	(1.066)	444	(451)	874	702
	S3B 50% Médio	1.483	(334)	533	(95)	874	785
	S3C 50% Mínimo	1.648	-	915	-	874	1.012
	S1	1.711	-	997	-	874	1.052
	S2	1.610	-	854	-	874	982
	S3	1.538	(467)	631	(182)	874	833
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-11%		-20%		0%	-10%
	1B 10% Médio	-8%		-13%		0%	-6%
	1C 10% Mínimo	-3%		-4%		0%	-2%
	2A 20% Máximo	-20%		-41%		0%	-20%
	2B 20% Médio	-13%		-26%		0%	-13%
	2C 20% Mínimo	-6%		-8%		0%	-4%
	3A 50% Máximo	-20%		-61%		0%	-37%
	3B 50% Médio	-20%		-53%		0%	-30%
	3C 50% Mínimo	-11%		-19%		0%	-10%
	S1	-7%		-12%		0%	-6%
	S2	-13%		-25%		0%	-12%
	S3	-17%		-44%		0%	-26%

A tabela 125 apresenta a variação do fluxo máximo na rede MT em cada simulação de inserção da microgeração. Observa-se, que neste tipo de alimentador, que tem carga máxima diurna, como se verá nas curvas apresentadas adiante, há uma redução significativa da demanda máxima na rede MT chegando a 20% nas simulações S2A, S3A e S3B. Porém a insolação máxima não acontece todos os dias, nem a média, a única insolação que eventualmente se pode garantir é a mínima, para a qual a redução chegou a 3% com 10% de inserção, 6% com inserção de 20% e 11% com inserção de 50%. Assim, pode-se considerar que neste tipo de alimentador há custo evitado em expansão com inserção de microgeração.

Nas simulações S3A e S3B há o surgimento de fluxo reverso, mas sem ultrapassar o fluxo máximo direto e sem implicar aumento do fluxo médio nos dois sentidos. Há redução do fluxo médio em todas as simulações, o que redundará em redução de perdas na rede MT.

As tabelas 126 e 127 a seguir apresentam as perdas totais do alimentador.

As perdas totais, em kWh, reduzem em quase todas as simulações. Há um aumento apenas no domingo da simulação S3A.

Ocorre redução de perdas na rede MT em todas as simulações.

Na baixa tensão, há aumento das perdas no Cobre em todas as simulações de insolação máxima e as perdas nos circuitos crescem nas simulações S2A e S3A. Mas apesar disso, devido ao elevado peso das perdas na rede MT, as perdas totais reduzem em todas as simulações.

Tabela 126

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																Perdas Totais Alimentador % fluxo alimentador
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	615	514	505	17.405	925	606	476	23.907	-	-	-	-	1.540	1.120	982	41.312	5,13%
	S1A 10% Máximo	615	514	505	17.405	710	445	347	18.162	22	23	25	684	1.348	982	877	36.250	4,99%
	S1B 10% Médio	615	514	505	17.405	778	493	384	19.938	13	14	14	398	1.406	1.020	903	37.740	4,99%
	S1C 10% Mínimo	615	514	505	17.405	874	565	441	22.513	4	5	6	138	1.494	1.084	952	40.056	5,07%
	S2A 20% Máximo	615	514	505	17.405	540	337	268	13.818	56	61	67	1.769	1.212	912	840	32.992	5,13%
	S2B 20% Médio	615	514	505	17.405	649	401	312	16.536	25	28	30	788	1.289	943	847	34.729	4,93%
	S2C 20% Mínimo	615	514	505	17.405	825	528	409	21.180	5	7	9	181	1.446	1.048	923	38.766	5,00%
	S3A 50% Máximo	615	514	505	17.405	316	204	178	8.230	204	317	382	7.574	1.135	1.035	1.065	33.209	6,57%
	S3B 50% Médio	615	514	505	17.405	396	252	206	10.217	59	77	96	2.042	1.071	843	807	29.664	5,25%
	S3C 50% Mínimo	615	514	505	17.405	691	430	331	17.633	11	12	13	337	1.317	956	849	35.374	4,85%
	S1	615	514	505	17.405	787	501	391	20.204	13	14	15	407	1.416	1.029	911	38.015	5,02%
	S2	615	514	505	17.405	671	422	330	17.178	29	32	35	913	1.315	968	870	35.496	5,02%
S3	615	514	505	17.405	468	295	238	12.027	91	135	164	3.318	1.175	945	907	32.749	5,46%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-23%	-26%	-27%	-24%					-13%	-12%	-11%	-12%	-0,1%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-16%	-19%	-19%	-17%					-9%	-9%	-8%	-9%	-0,1%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-7%	-7%	-6%					-3%	-3%	-3%	-3%	-0,1%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-42%	-44%	-44%	-42%					-21%	-19%	-14%	-20%	0,0%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-30%	-34%	-35%	-31%					-16%	-16%	-14%	-16%	-0,2%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-13%	-14%	-11%					-6%	-6%	-6%	-6%	-0,1%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-66%	-66%	-63%	-66%					-26%	-8%	8%	-20%	1,4%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-57%	-58%	-57%	-57%					-30%	-25%	-18%	-28%	0,1%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-25%	-29%	-31%	-26%					-14%	-15%	-14%	-14%	-0,3%
	S1	0%	0%	0%	0%	-15%	-17%	-18%	-15%					-8%	-8%	-7%	-8%	-0,1%
S2	0%	0%	0%	0%	-27%	-30%	-31%	-28%					-15%	-14%	-11%	-14%	-0,1%	
S3	0%	0%	0%	0%	-49%	-51%	-50%	-50%					-24%	-16%	-8%	-21%	0,3%	

Tabela 127

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	9.443	1.204	10.648	5.109	6.313	25.555	41.312	1,17%	0,15%	1,32%	0,63%	0,78%	3,17%	5,13%
	S1A 10% Máximo	9.541	1.231	10.772	4.969	6.200	20.510	36.250	1,31%	0,17%	1,48%	0,68%	0,85%	2,82%	4,99%
	S1B 10% Médio	9.506	1.169	10.675	4.884	6.053	22.181	37.740	1,26%	0,15%	1,41%	0,65%	0,80%	2,93%	4,99%
	S1C 10% Mínimo	9.463	1.174	10.637	4.990	6.163	24.429	40.056	1,20%	0,15%	1,35%	0,63%	0,78%	3,09%	5,07%
	S2A 20% Máximo	9.647	1.416	11.062	5.549	6.965	16.381	32.992	1,50%	0,22%	1,72%	0,86%	1,08%	2,55%	5,13%
	S2B 20% Médio	9.574	1.199	10.773	4.988	6.188	18.967	34.729	1,36%	0,17%	1,53%	0,71%	0,88%	2,69%	4,93%
	S2C 20% Mínimo	9.485	1.152	10.637	4.928	6.080	23.201	38.766	1,22%	0,15%	1,37%	0,64%	0,78%	2,99%	5,00%
	S3A 50% Máximo	9.950	1.677	11.627	6.067	7.744	15.515	33.209	1,97%	0,33%	2,30%	1,20%	1,53%	3,07%	6,57%
	S3B 50% Médio	9.765	1.134	10.899	4.576	5.710	14.189	29.664	1,73%	0,20%	1,93%	0,81%	1,01%	2,51%	5,25%
	S3C 50% Mínimo	9.545	1.048	10.594	4.574	5.623	20.206	35.374	1,31%	0,14%	1,45%	0,63%	0,77%	2,77%	4,85%
	S1	9.503	1.191	10.695	4.947	6.139	22.373	38.015	1,25%	0,16%	1,41%	0,65%	0,81%	2,95%	5,02%
	S2	9.569	1.256	10.824	5.155	6.411	19.516	35.496	1,35%	0,18%	1,53%	0,73%	0,91%	2,76%	5,02%
S3	9.753	1.287	11.040	5.072	6.359	16.637	32.749	1,63%	0,21%	1,84%	0,85%	1,06%	2,77%	5,46%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	1%	2%	1%	-3%	-2%	-20%	-12%	0,14%	0,02%	0,16%	0,05%	0,07%	-0,35%	-0,1%
	1B 10% Médio	1%	-3%	0%	-4%	-4%	-13%	-9%	0,09%	0,01%	0,09%	0,01%	0,02%	-0,24%	-0,1%
	1C 10% Mínimo	0%	-3%	0%	-2%	-2%	-4%	-3%	0,03%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	-0,08%	-0,1%
	2A 20% Máximo	2%	18%	4%	9%	10%	-36%	-20%	0,33%	0,07%	0,40%	0,23%	0,30%	-0,62%	0,0%
	2B 20% Médio	1%	0%	1%	-2%	-2%	-26%	-16%	0,19%	0,02%	0,21%	0,07%	0,09%	-0,48%	-0,2%
	2C 20% Mínimo	0%	-4%	0%	-4%	-4%	-9%	-6%	0,05%	0,00%	0,05%	0,00%	0,00%	-0,18%	-0,1%
	3A 50% Máximo	5%	39%	9%	19%	23%	-39%	-20%	0,80%	0,18%	0,98%	0,57%	0,75%	-0,10%	1,4%
	3B 50% Médio	3%	-6%	2%	-10%	-10%	-44%	-28%	0,56%	0,05%	0,61%	0,18%	0,23%	-0,66%	0,1%
	3C 50% Mínimo	1%	-13%	-1%	-10%	-11%	-21%	-14%	0,14%	-0,01%	0,13%	-0,01%	-0,01%	-0,40%	-0,3%
	S1	1%	-1%	0%	-3%	-3%	-12%	-8%	0,08%	0,01%	0,09%	0,02%	0,03%	-0,22%	-0,1%
	S2	1%	4%	2%	1%	2%	-24%	-14%	0,18%	0,03%	0,21%	0,09%	0,12%	-0,41%	-0,1%
	S3	3%	7%	4%	-1%	1%	-35%	-21%	0,45%	0,07%	0,52%	0,21%	0,28%	-0,40%	0,3%

Tabela 128

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	11.647	10.470	10.018	335.389	18.015	12.359	9.636	470.272	-	-	-	-	29.662	22.829	19.654	805.661
	S1A 10% Máximo	11.647	10.470	10.018	335.389	15.388	9.679	6.925	390.770	-	-	-	-	27.035	20.149	16.943	726.159
	S1B 10% Médio	11.647	10.470	10.018	335.389	16.371	10.679	7.934	420.481	-	-	-	-	28.018	21.149	17.952	755.870
	S1C 10% Mínimo	11.647	10.470	10.018	335.389	17.509	11.841	9.110	454.926	-	-	-	-	29.156	22.311	19.128	790.315
	S2A 20% Máximo	11.647	10.470	10.018	335.389	12.637	6.864	4.074	307.424	-	-	-	-	24.284	17.333	14.092	642.813
	S2B 20% Médio	11.647	10.470	10.018	335.389	14.678	8.944	6.175	369.167	-	-	-	-	26.326	19.414	16.193	704.556
	S2C 20% Mínimo	11.647	10.470	10.018	335.389	16.998	11.316	8.579	439.432	-	-	-	-	28.645	21.786	18.597	774.821
	S3A 50% Máximo	11.647	10.470	10.018	335.389	4.902	1.912	1.178	113.483	538	3.542	5.679	56.867	17.087	15.924	16.875	505.738
	S3B 50% Médio	11.647	10.470	10.018	335.389	9.618	3.998	2.090	222.796	-	215	1.136	6.757	21.265	14.682	13.245	564.941
	S3C 50% Mínimo	11.647	10.470	10.018	335.389	15.475	9.766	7.008	393.377	-	-	-	-	27.123	20.236	17.026	728.766
	S1	11.647	10.470	10.018	335.389	16.422	10.733	7.990	422.059	-	-	-	-	28.070	21.203	18.008	757.448
	S2	11.647	10.470	10.018	335.389	14.771	9.041	6.276	372.008	-	-	-	-	26.418	19.511	16.294	707.397
	S3	11.647	10.470	10.018	335.389	9.998	5.225	3.425	243.219	179	1.252	2.272	21.208	21.825	16.948	15.715	599.815
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-15%	-22%	-28%	-17%					-9%	-12%	-14%	-10%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-9%	-14%	-18%	-11%					-6%	-7%	-9%	-6%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-5%	-3%					-2%	-2%	-3%	-2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-44%	-58%	-35%					-18%	-24%	-28%	-20%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-28%	-36%	-21%					-11%	-15%	-18%	-13%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-8%	-11%	-7%					-3%	-5%	-5%	-4%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-73%	-85%	-88%	-76%					-42%	-30%	-14%	-37%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-47%	-68%	-78%	-53%					-28%	-36%	-33%	-30%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-21%	-27%	-16%					-9%	-11%	-13%	-10%
	S1	0%	0%	0%	0%	-9%	-13%	-17%	-10%					-5%	-7%	-8%	-6%
	S2	0%	0%	0%	0%	-18%	-27%	-35%	-21%					-11%	-15%	-17%	-12%
	S3	0%	0%	0%	0%	-44%	-58%	-64%	-48%					-26%	-26%	-20%	-26%

A tabela 128 mostra os fluxos de energia na rede MT nos seguintes períodos:

- Noturno: constante em todas as simulações.
- Diurno com fluxo direto: reduz com o aumento da inserção de Micro GD e do nível de insolação.
- Diurno com fluxo reverso: cresce com o aumento da inserção de Micro GD e do nível de insolação.

Neste alimentador verifica-se fluxo reverso em todos os dias das simulações S3A. Verifica-se ainda fluxo reverso no sábado e domingo da simulação S3B.

A maior presença do fluxo negativo nos finais de semana deve-se ao fato de a carga diurna do alimentador nesses dias ser mais baixa, devido à presença dos clientes MT. Observa-se que este é o fluxo no tronco do alimentador, pode haver mais fluxo reverso nos ramais.

A tabela 129 a seguir mostra as perdas na rede MT. Como já colocado, as perdas reduziram em todas as simulações, apesar do aparecimento de perdas no fluxo reverso.

Tabela 129

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	353	266	253	9.652	649	348	236	15.903	-	-	-	-	1.002	613	490	25.555	2,88%	3,38%	0,00%	3,17%
	S1A 10% Máximo	353	266	253	9.652	459	210	126	10.858	-	-	-	-	812	476	379	20.510	2,88%	2,78%	0,00%	2,82%
	S1B 10% Médio	353	266	253	9.652	523	254	160	12.529	-	-	-	-	876	520	414	22.181	2,88%	2,98%	0,00%	2,93%
	S1C 10% Mínimo	353	266	253	9.652	607	316	210	14.777	-	-	-	-	960	582	464	24.429	2,88%	3,25%	0,00%	3,09%
	S2A 20% Máximo	353	266	253	9.652	296	108	55	6.729	-	-	-	-	649	373	308	16.381	2,88%	2,19%	0,00%	2,55%
	S2B 20% Médio	353	266	253	9.652	400	169	95	9.315	-	-	-	-	752	435	349	18.967	2,88%	2,52%	0,00%	2,69%
	S2C 20% Mínimo	353	266	253	9.652	561	282	182	13.549	-	-	-	-	914	548	436	23.201	2,88%	3,08%	0,00%	2,99%
	S3A 50% Máximo	353	266	253	9.652	135	31	18	2.942	58	151	201	2.921	546	448	472	15.515	2,88%	2,59%	5,14%	3,07%
	S3B 50% Médio	353	266	253	9.652	196	63	30	4.381	-	9	22	156	549	338	305	14.189	2,88%	1,97%	2,31%	2,51%
	S3C 50% Mínimo	353	266	253	9.652	448	201	118	10.554	-	-	-	-	801	467	372	20.206	2,88%	2,68%	0,00%	2,77%
	S1	353	266	253	9.652	530	260	166	12.721	-	-	-	-	882	526	419	22.373	2,88%	3,00%	0,00%	2,95%
	S2	353	266	253	9.652	419	186	111	9.864	-	-	-	-	772	452	364	19.516	2,88%	2,60%	0,00%	2,74%
	S3	353	266	253	9.652	259	99	55	5.959	19	53	74	1.026	632	418	383	16.637	2,88%	2,41%	4,84%	2,78%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-29%	-40%	-47%	-32%					-19%	-22%	-23%	-20%	0,00%	-0,60%	0,00%	-0,3%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-27%	-32%	-21%					-13%	-15%	-16%	-13%	0,00%	-0,40%	0,00%	-0,2%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-9%	-11%	-7%					-4%	-5%	-5%	-4%	0,00%	-0,13%	0,00%	-0,1%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-54%	-69%	-77%	-58%					-35%	-39%	-37%	-36%	0,00%	-1,19%	0,00%	-0,6%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-51%	-60%	-41%					-25%	-29%	-29%	-26%	0,00%	-0,86%	0,00%	-0,5%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-19%	-23%	-15%					-9%	-11%	-11%	-9%	0,00%	-0,30%	0,00%	-0,2%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-79%	-91%	-93%	-82%					-46%	-27%	-4%	-39%	0,00%	-0,79%	5,14%	-0,1%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-70%	-82%	-87%	-72%					-45%	-45%	-38%	-44%	0,00%	-1,42%	2,31%	-0,7%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-31%	-42%	-50%	-34%					-20%	-24%	-24%	-21%	0,00%	-0,70%	0,00%	-0,4%
	S1	0%	0%	0%	0%	-18%	-25%	-30%	-20%					-12%	-14%	-14%	-12%	0,00%	-0,38%	0,00%	-0,2%
	S2	0%	0%	0%	0%	-35%	-46%	-53%	-38%					-23%	-26%	-26%	-24%	0,00%	-0,78%	0,00%	-0,4%
	S3	0%	0%	0%	0%	-60%	-72%	-77%	-63%					-37%	-32%	-22%	-35%	0,00%	-0,97%	4,84%	-0,4%

Tabela 130

Simulação	ENERGIA CONSUMIDA CLIENTES MT															
	Energia mensal Clientes MT período Noturno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Energia mensal Clientes MT nos dois sentidos kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Caso Base	3.371	2.761	2.347	92.959	8.999	4.042	2.092	210.658	-	-	-	-	12.371	6.802	4.439	303.617
S1A 10% Máximo	3.371	2.761	2.347	92.959	9.055	4.067	2.106	211.969	-	-	-	-	12.426	6.828	4.453	304.928
S1B 10% Médio	3.371	2.761	2.347	92.959	9.036	4.058	2.101	211.511	-	-	-	-	12.407	6.819	4.448	304.470
S1C 10% Mínimo	3.371	2.761	2.347	92.959	9.011	4.047	2.095	210.934	-	-	-	-	12.382	6.808	4.442	303.893
S2A 20% Máximo	3.371	2.761	2.347	92.959	9.116	3.085	1.328	204.391	-	1.009	793	9.010	12.488	6.855	4.467	306.360
S2B 20% Médio	3.371	2.761	2.347	92.959	9.076	4.076	2.111	212.448	-	-	-	-	12.447	6.837	4.457	305.407
S2C 20% Mínimo	3.371	2.761	2.347	92.959	9.024	4.053	2.098	211.237	-	-	-	-	12.395	6.814	4.445	304.196
S3A 50% Máximo	3.371	2.761	2.347	92.959	1.115	614	404	27.402	8.171	3.559	1.762	190.021	12.657	6.934	4.513	310.382
S3B 50% Médio	3.371	2.761	2.347	92.959	2.934	1.471	682	69.453	6.251	2.653	1.455	145.564	12.556	6.885	4.484	307.977
S3C 50% Mínimo	3.371	2.761	2.347	92.959	9.060	4.068	2.107	212.072	-	-	-	-	12.431	6.829	4.453	305.031

A tabela 130 apresenta a energia consumida pelos clientes MT.

A tabela 131 a seguir mostra o fluxo no transformador no período noturno, no período diurno no sentido da carga e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo total (direto + reverso) reduz em todas as simulações. Há um aumento do fluxo total apenas no domingo da simulação S3A.

O fluxo reverso aparece em todos os dias das simulações S3A e S3B e, também no sábado e domingo da simulação S2A.

Observa-se que nos transformadores de baixa tensão há mais fluxo reverso, em mais momentos, que na rede de média tensão. Isto é explicado pela presença de carga de clientes MT no período diurno, que neste alimentador é significativa.

A tabela 132 a apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

As perdas totais na BT, em kWh, aumentaram nas simulações S2A e S3A.

Tabela 131

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	7.924	7.443	7.418	232.778	8.366	7.970	7.307	243.711	-	-	-	-	16.290	15.413	14.725	476.489
	S1A 10% Máximo	7.924	7.443	7.418	232.778	5.873	5.403	4.693	167.943	-	-	-	-	13.797	12.846	12.111	400.721
	S1B 10% Médio	7.924	7.443	7.418	232.778	6.812	6.367	5.672	196.441	-	-	-	-	14.736	13.810	13.090	429.219
	S1C 10% Mínimo	7.924	7.443	7.418	232.778	7.890	7.478	6.805	229.215	-	-	-	-	15.814	14.921	14.223	461.993
	S2A 20% Máximo	7.924	7.443	7.418	232.778	3.225	2.754	2.126	88.892	-	92	228	1.598	11.148	10.288	9.773	323.268
	S2B 20% Médio	7.924	7.443	7.418	232.778	5.203	4.699	3.969	147.404	-	-	-	-	13.127	12.142	11.388	380.182
	S2C 20% Mínimo	7.924	7.443	7.418	232.778	7.412	6.982	6.298	214.646	-	-	-	-	15.336	14.425	13.716	447.424
	S3A 50% Máximo	7.924	7.443	7.418	232.778	1.080	901	716	29.693	6.196	6.887	7.603	196.363	15.200	15.230	15.737	458.834
	S3B 50% Médio	7.924	7.443	7.418	232.778	1.794	1.543	1.218	49.672	1.557	1.957	2.453	53.188	11.274	10.943	11.089	335.637
	S3C 50% Mínimo	7.924	7.443	7.418	232.778	5.968	5.497	4.783	170.751	-	-	-	-	13.891	12.940	12.201	403.529
	S1	7.924	7.443	7.418	232.778	6.859	6.416	5.723	197.867	-	-	-	-	14.782	13.859	13.141	430.644
	S2	7.924	7.443	7.418	232.778	5.280	4.812	4.131	150.314	-	31	76	533	13.204	12.285	11.625	383.625
	S3	7.924	7.443	7.418	232.778	2.947	2.647	2.239	83.372	2.584	2.948	3.352	83.184	13.455	13.038	13.009	399.334
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-32%	-36%	-31%					-15%	-17%	-18%	-16%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-20%	-22%	-19%					-10%	-10%	-11%	-10%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-7%	-6%					-3%	-3%	-3%	-3%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-61%	-65%	-71%	-64%					-32%	-33%	-34%	-32%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-41%	-46%	-40%					-19%	-21%	-23%	-20%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-14%	-12%					-6%	-6%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-87%	-89%	-90%	-88%					-7%	-1%	7%	-4%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-81%	-83%	-80%					-31%	-29%	-25%	-30%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-31%	-35%	-30%					-15%	-16%	-17%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-18%	-19%	-22%	-19%					-9%	-10%	-11%	-10%
	S2	0%	0%	0%	0%	-37%	-40%	-43%	-38%					-19%	-20%	-21%	-19%
	S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-67%	-69%	-66%					-17%	-15%	-12%	-16%

Tabela 132

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	263	248	252	7.753	276	258	240	8.004	-	-	-	-	538	506	492	15.757	3,33%	3,28%	0,00%	3,31%
	S1A 10% Máximo	263	248	252	7.753	251	235	221	7.304	22	23	25	684	536	507	498	15.741	3,33%	3,44%	1,53%	3,21%
	S1B 10% Médio	263	248	252	7.753	255	238	223	7.409	13	14	14	398	531	500	489	15.559	3,33%	3,37%	1,69%	3,27%
	S1C 10% Mínimo	263	248	252	7.753	267	249	231	7.735	4	5	6	138	534	502	489	15.627	3,33%	3,32%	3,48%	3,33%
	S2A 20% Máximo	263	248	252	7.753	244	229	213	7.089	56	61	67	1.769	563	538	532	16.611	3,33%	3,76%	1,74%	3,18%
	S2B 20% Médio	263	248	252	7.753	249	232	217	7.221	25	28	30	788	536	508	499	15.762	3,33%	3,62%	1,51%	3,25%
	S2C 20% Mínimo	263	248	252	7.753	263	246	227	7.631	5	7	9	181	531	500	487	15.565	3,33%	3,44%	2,60%	3,37%
	S3A 50% Máximo	263	248	252	7.753	181	173	160	5.288	146	166	181	4.653	590	587	593	17.694	3,33%	5,13%	1,72%	2,92%
	S3B 50% Médio	263	248	252	7.753	201	189	176	5.836	59	68	74	1.885	522	505	502	15.475	3,33%	4,83%	1,52%	3,24%
	S3C 50% Mínimo	263	248	252	7.753	244	229	212	7.078	11	12	13	337	517	489	477	15.168	3,33%	3,79%	2,12%	3,48%
	S1	263	248	252	7.753	258	241	225	7.483	13	14	15	407	533	503	492	15.642	3,33%	3,37%	2,24%	3,27%
	S2	263	248	252	7.753	252	236	219	7.314	29	32	35	913	544	516	506	15.979	3,33%	3,61%	1,95%	3,27%
	S3	263	248	252	7.753	209	197	183	6.067	72	82	89	2.292	543	527	524	16.112	3,33%	4,58%	1,79%	3,21%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-8%	-9%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,15%	1,53%	-0,09%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-7%	-7%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,08%	1,69%	-0,04%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-4%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,03%	3,48%	0,02%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-12%	-11%	-11%	-11%					5%	6%	8%	5%	0,00%	0,47%	1,74%	-0,13%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,33%	1,51%	-0,06%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-5%	-5%	-5%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,16%	2,60%	0,07%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-33%	-33%	-34%					10%	16%	21%	12%	0,00%	1,84%	1,72%	-0,39%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-27%	-27%	-27%					-3%	0%	2%	-2%	0,00%	1,55%	1,52%	-0,07%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-11%	-12%	-12%					-4%	-3%	-3%	-4%	0,00%	0,51%	2,12%	0,18%
	S1	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-6%	-7%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	0,09%	2,24%	-0,04%
	S2	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%					1%	2%	3%	1%	0,00%	0,32%	1,95%	-0,04%
	S3	0%	0%	0%	0%	-24%	-24%	-24%	-24%					1%	4%	7%	2%	0,00%	1,30%	1,79%	-0,09%

Tabela 133

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	81	68	71	2.306	103	84	66	2.803	-	-	-	-	183	151	137	5.109	0,99%	1,15%	0,00%	1,07%
	S1A 10% Máximo	81	68	71	2.306	91	74	61	2.501	5	5	6	163	177	147	138	4.969	0,99%	1,18%	0,36%	1,01%
	S1B 10% Médio	81	68	71	2.306	93	75	61	2.542	1	1	2	36	175	144	133	4.884	0,99%	1,16%	0,15%	1,03%
	S1C 10% Mínimo	81	68	71	2.306	98	80	63	2.682	0	0	0	2	179	147	134	4.990	0,99%	1,15%	0,04%	1,06%
	S2A 20% Máximo	81	68	71	2.306	86	69	54	2.329	29	32	36	914	195	168	161	5.549	0,99%	1,23%	0,90%	1,06%
	S2B 20% Médio	81	68	71	2.306	89	71	56	2.412	8	10	11	271	178	148	138	4.988	0,99%	1,21%	0,52%	1,03%
	S2C 20% Mínimo	81	68	71	2.306	96	77	61	2.612	0	0	0	10	177	145	133	4.928	0,99%	1,18%	0,15%	1,07%
	S3A 50% Máximo	81	68	71	2.306	52	44	33	1.431	71	86	95	2.330	205	197	198	6.067	0,99%	1,39%	0,86%	1,00%
	S3B 50% Médio	81	68	71	2.306	64	52	40	1.729	16	21	24	541	160	140	135	4.576	0,99%	1,43%	0,43%	0,96%
	S3C 50% Mínimo	81	68	71	2.306	83	67	52	2.254	0	0	1	15	164	135	124	4.574	0,99%	1,21%	0,09%	1,05%
	S1	81	68	71	2.306	94	76	62	2.575	2	2	3	67	177	146	135	4.947	0,99%	1,16%	0,19%	1,03%
	S2	81	68	71	2.306	90	72	57	2.451	13	14	16	398	183	154	144	5.155	0,99%	1,21%	0,52%	1,05%
	S3	81	68	71	2.306	66	54	42	1.805	29	36	40	962	176	158	152	5.072	0,99%	1,34%	0,46%	1,00%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-9%	-11%					-3%	-3%	0%	-3%	0,00%	0,03%	0,36%	-0,06%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-9%	-10%	-9%	-9%					-5%	-5%	-3%	-4%	0,00%	0,01%	0,15%	-0,05%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-5%	-5%	-4%					-2%	-3%	-2%	-2%	0,00%	0,00%	0,04%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-16%	-18%	-19%	-17%					7%	11%	17%	9%	0,00%	0,08%	0,90%	-0,01%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-15%	-14%					-3%	-2%	1%	-2%	0,00%	0,06%	0,52%	-0,04%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-8%	-7%					-4%	-4%	-3%	-4%	0,00%	0,03%	0,15%	0,00%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-49%	-48%	-50%	-49%					12%	30%	44%	19%	0,00%	0,24%	0,86%	-0,07%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-38%	-40%	-38%					-13%	-7%	-2%	-10%	0,00%	0,28%	0,43%	-0,11%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-20%	-21%	-20%					-11%	-11%	-10%	-10%	0,00%	0,06%	0,09%	-0,02%
	S1	0%	0%	0%	0%	-8%	-9%	-7%	-8%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	0,01%	0,19%	-0,04%
	S2	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-13%					0%	2%	5%	1%	0,00%	0,06%	0,52%	-0,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-35%	-35%	-37%	-36%					-4%	4%	11%	-1%	0,00%	0,19%	0,46%	-0,07%

A tabela 133 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, aumentaram nas simulações S2A e S3A.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações.

A tabela a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas totais dos transformadores, em kWh, aumentaram em todas as simulações de insolação máxima e nas simulações S2B e S3B.

Como explicado anteriormente, aparece Perdas no Cobre no sentido reverso em todas as simulações, apesar de na soma das curvas de carga de todos os transformadores não haver fluxo reverso em todas as simulações, pois há fluxo reverso de alguns transformadores (que tem GFV) sendo compensado por fluxo direto de outros transformadores (que não tem GFV).

Tabela 134

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	182	181	181	5.447	173	175	174	5.200	-	-	-	-	355	355	354	10.648	2,34%	2,13%	0,00%	2,23%
	S1A 10% Máximo	182	181	181	5.447	160	161	160	4.803	17	18	19	521	359	360	360	10.772	2,34%	2,26%	1,17%	2,20%
	S1B 10% Médio	182	181	181	5.447	162	163	163	4.866	12	13	13	362	356	356	356	10.675	2,34%	2,21%	1,54%	2,24%
	S1C 10% Mínimo	182	181	181	5.447	168	169	168	5.053	4	5	6	136	355	355	354	10.637	2,34%	2,17%	3,44%	2,26%
	S2A 20% Máximo	182	181	181	5.447	158	160	159	4.760	28	29	31	855	368	370	371	11.062	2,34%	2,52%	0,84%	2,12%
	S2B 20% Médio	182	181	181	5.447	160	161	160	4.809	16	19	19	517	359	360	360	10.773	2,34%	2,41%	0,99%	2,22%
	S2C 20% Mínimo	182	181	181	5.447	167	168	166	5.019	5	6	8	171	354	355	355	10.637	2,34%	2,26%	2,46%	2,31%
	S3A 50% Máximo	182	181	181	5.447	129	129	127	3.856	75	80	86	2.324	385	390	394	11.627	2,34%	3,74%	0,86%	1,92%
	S3B 50% Médio	182	181	181	5.447	137	137	136	4.107	43	47	50	1.345	362	364	367	10.899	2,34%	3,40%	1,08%	2,28%
	S3C 50% Mínimo	182	181	181	5.447	161	162	160	4.824	10	12	13	322	353	354	354	10.594	2,34%	2,58%	2,03%	2,43%
	S1	182	181	181	5.447	163	165	163	4.908	11	12	13	340	356	357	357	10.695	2,34%	2,21%	2,05%	2,23%
	S2	182	181	181	5.447	162	163	162	4.863	16	18	19	514	360	362	362	10.824	2,34%	2,40%	1,43%	2,21%
	S3	182	181	181	5.447	142	143	141	4.263	43	46	50	1.330	367	369	372	11.040	2,34%	3,24%	1,32%	2,21%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-8%	-8%					1%	1%	2%	1%	0,00%	0,13%	1,17%	-0,04%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-6%	-6%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,08%	1,54%	0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,03%	3,44%	0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-8%	-8%	-8%					4%	4%	5%	4%	0,00%	0,39%	0,84%	-0,12%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-8%	-8%					1%	1%	2%	1%	0,00%	0,27%	0,99%	-0,01%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-5%	-3%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,13%	2,46%	0,07%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-26%	-26%	-27%	-26%					9%	10%	11%	9%	0,00%	1,61%	0,86%	-0,31%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-22%	-21%					2%	3%	4%	2%	0,00%	1,26%	1,08%	0,05%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-8%	-7%					-1%	0%	0%	-1%	0,00%	0,45%	2,03%	0,20%
	S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-6%	-6%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,08%	2,05%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-7%	-6%					1%	2%	2%	2%	0,00%	0,26%	1,43%	-0,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-18%	-18%	-19%	-18%					3%	4%	5%	4%	0,00%	1,11%	1,32%	-0,02%

Tabela 135

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	20	17	17	566	23	20	16	638	-	-	-	-	43	37	33	1.204	0,24%	0,26%	0,00%	0,25%
	S1A 10% Máximo	20	17	17	566	19	17	14	533	4	4	5	132	43	38	36	1.231	0,24%	0,25%	0,30%	0,25%
	S1B 10% Médio	20	17	17	566	20	17	14	558	1	2	2	45	41	36	33	1.169	0,24%	0,25%	0,19%	0,25%
	S1C 10% Mínimo	20	17	17	566	22	19	16	605	0	0	0	3	41	36	33	1.174	0,24%	0,26%	0,07%	0,25%
	S2A 20% Máximo	20	17	17	566	17	15	12	477	12	13	14	373	49	45	43	1.416	0,24%	0,25%	0,37%	0,27%
	S2B 20% Médio	20	17	17	566	18	16	13	513	4	4	5	121	42	37	35	1.199	0,24%	0,26%	0,23%	0,25%
	S2C 20% Mínimo	20	17	17	566	21	18	15	580	0	0	0	6	41	35	32	1.152	0,24%	0,26%	0,09%	0,25%
	S3A 50% Máximo	20	17	17	566	10	9	7	276	27	29	32	835	56	55	56	1.677	0,24%	0,27%	0,31%	0,28%
	S3B 50% Médio	20	17	17	566	11	10	8	319	8	8	10	249	39	35	35	1.134	0,24%	0,26%	0,20%	0,24%
	S3C 50% Mínimo	20	17	17	566	17	15	12	468	0	0	1	14	37	32	29	1.048	0,24%	0,25%	0,09%	0,24%
	S1	20	17	17	566	20	18	15	565	2	2	2	60	42	37	34	1.191	0,24%	0,25%	0,19%	0,25%
	S2	20	17	17	566	19	16	13	523	5	6	6	166	44	39	37	1.256	0,24%	0,26%	0,23%	0,26%
	S3	20	17	17	566	13	11	9	354	12	13	14	366	44	41	40	1.287	0,24%	0,26%	0,20%	0,25%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-17%	-17%	-16%	-17%					1%	3%	7%	2%	0,00%	-0,01%	0,30%	0,00%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-12%	-13%					-3%	-3%	-1%	-3%	0,00%	-0,01%	0,19%	-0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	0,00%	0,07%	0,00%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-25%	-25%	-25%	-25%					14%	21%	30%	18%	0,00%	-0,01%	0,37%	0,02%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-20%	-19%	-20%	-20%					-2%	1%	5%	0%	0,00%	-0,01%	0,23%	-0,01%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%					-4%	-4%	-4%	-4%	0,00%	0,00%	0,09%	0,00%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-57%	-56%	-56%	-57%					32%	48%	68%	39%	0,00%	0,01%	0,31%	0,02%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-50%	-50%	-50%	-50%					-8%	-4%	5%	-6%	0,00%	0,00%	0,20%	-0,02%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-26%	-27%	-28%	-27%					-13%	-14%	-12%	-13%	0,00%	-0,01%	0,09%	-0,01%
	S1	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-11%	-11%					-2%	-1%	1%	-1%	0,00%	-0,01%	0,19%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-18%	-18%	-18%	-18%					3%	6%	10%	4%	0,00%	0,00%	0,23%	0,00%
	S3	0%	0%	0%	0%	-44%	-44%	-45%	-44%					4%	10%	20%	7%	0,00%	0,00%	0,20%	0,00%

A tabela 135 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, que levaram as Perdas no Cobre, em kWh, a aumentarem em todas as simulações de insolação máxima.

A tabela a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

A tabela 137 apresenta a energia consumida ou injetada por todos os consumidores de baixa tensão.

Tabela 136

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	162	164	164	4.881	150	155	157	4.562	-	-	-	-	312	318	321	9.443	2,10%	1,87%	0,00%	1,98%
	S1A 10% Máximo	162	164	164	4.881	141	145	146	4.270	13	13	14	389	316	322	324	9.541	2,10%	2,01%	0,87%	1,95%
	S1B 10% Médio	162	164	164	4.881	142	146	148	4.308	10	11	11	316	314	320	323	9.506	2,10%	1,96%	1,35%	2,00%
	S1C 10% Mínimo	162	164	164	4.881	147	150	152	4.449	4	5	6	133	313	319	322	9.463	2,10%	1,91%	3,37%	2,01%
	S2A 20% Máximo	162	164	164	4.881	141	145	147	4.283	16	16	17	482	319	325	328	9.647	2,10%	2,27%	0,48%	1,84%
	S2B 20% Médio	162	164	164	4.881	142	145	147	4.297	13	14	14	396	317	323	325	9.574	2,10%	2,15%	0,76%	1,97%
	S2C 20% Mínimo	162	164	164	4.881	147	150	151	4.439	5	6	8	165	314	320	322	9.485	2,10%	2,00%	2,37%	2,06%
	S3A 50% Máximo	162	164	164	4.881	119	120	120	3.581	48	52	54	1.488	329	335	338	9.950	2,10%	3,47%	0,55%	1,64%
	S3B 50% Médio	162	164	164	4.881	126	127	127	3.788	35	38	41	1.095	323	329	332	9.765	2,10%	3,13%	0,88%	2,04%
	S3C 50% Mínimo	162	164	164	4.881	144	147	148	4.356	10	11	12	308	316	322	324	9.545	2,10%	2,33%	1,94%	2,19%
	S1	162	164	164	4.881	143	147	149	4.342	9	10	10	280	314	320	323	9.503	2,10%	1,96%	1,86%	1,99%
	S2	162	164	164	4.881	143	147	148	4.340	11	12	13	348	317	322	325	9.569	2,10%	2,14%	1,20%	1,96%
	S3	162	164	164	4.881	130	131	132	3.908	31	34	36	964	323	329	331	9.753	2,10%	2,98%	1,12%	1,96%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-7%	-6%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,14%	0,87%	-0,03%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-6%	-6%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,09%	1,35%	0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-3%	-3%	-2%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,04%	3,37%	0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-7%	-6%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,40%	0,48%	-0,14%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-6%	-6%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,28%	0,76%	-0,01%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-3%	-4%	-3%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,13%	2,37%	0,07%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-24%	-22%					5%	5%	5%	5%	0,00%	1,60%	0,55%	-0,34%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-16%	-18%	-19%	-17%					3%	3%	3%	3%	0,00%	1,26%	0,88%	0,06%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-5%	-6%	-5%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,46%	1,94%	0,21%
	S1	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,09%	1,86%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-6%	-5%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,27%	1,20%	-0,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-14%					3%	3%	3%	3%	0,00%	1,11%	1,12%	-0,02%

Tabela 137

Simulações		ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT															
		Carga período Noturno - kWh				Carga período Diurno - kWh				Injeção período Diurno - kWh				Energia total nos circuitos nos dois sentidos - kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	7.661	7.195	7.166	225.025	8.091	7.712	7.067	235.707	-	-	-	-	15.752	14.907	14.234	460.732
	S1A 10% Máximo	7.661	7.195	7.166	225.025	5.600	5.144	4.447	159.959	-	-	-	-	13.261	12.339	11.613	384.984
	S1B 10% Médio	7.661	7.195	7.166	225.025	6.544	6.115	5.435	188.639	-	-	-	-	14.205	13.310	12.601	413.664
	S1C 10% Mínimo	7.661	7.195	7.166	225.025	7.619	7.224	6.568	221.346	-	-	-	-	15.280	14.419	13.735	446.371
	S2A 20% Máximo	7.661	7.195	7.166	225.025	2.924	2.555	1.957	81.044	-	170	338	2.540	10.585	9.920	9.461	308.609
	S2B 20% Médio	7.661	7.195	7.166	225.025	4.929	4.439	3.723	139.399	-	-	-	-	12.590	11.634	10.889	364.424
	S2C 20% Mínimo	7.661	7.195	7.166	225.025	7.144	6.730	6.063	206.838	-	-	-	-	14.805	13.925	13.229	431.863
	S3A 50% Máximo	7.661	7.195	7.166	225.025	1.021	850	668	28.018	6.464	7.174	7.895	204.625	15.146	15.219	15.729	457.668
	S3B 50% Médio	7.661	7.195	7.166	225.025	1.688	1.450	1.136	46.688	1.710	2.112	2.622	57.876	11.059	10.758	10.924	329.589
	S3C 50% Mínimo	7.661	7.195	7.166	225.025	5.714	5.256	4.558	163.341	-	-	-	-	13.375	12.451	11.724	388.366
	S1	7.661	7.195	7.166	225.025	6.588	6.161	5.483	189.981	-	-	-	-	14.249	13.356	12.649	415.006
	S2	7.661	7.195	7.166	225.025	4.999	4.575	3.914	142.427	-	57	113	847	12.660	11.826	11.193	368.299
	S3	7.661	7.195	7.166	225.025	2.808	2.519	2.121	79.349	2.725	3.095	3.506	87.500	13.193	12.809	12.793	391.874
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-31%	-33%	-37%	-32%					-16%	-17%	-18%	-16%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-21%	-23%	-20%					-10%	-11%	-11%	-10%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-7%	-6%					-3%	-3%	-4%	-3%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-64%	-67%	-72%	-66%					-33%	-33%	-34%	-33%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-42%	-47%	-41%					-20%	-22%	-23%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-12%					-6%	-7%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-87%	-89%	-91%	-88%					-4%	2%	11%	-1%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-81%	-84%	-80%					-30%	-28%	-23%	-28%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-32%	-36%	-31%					-15%	-16%	-18%	-16%
	S1	0%	0%	0%	0%	-19%	-20%	-22%	-19%					-10%	-10%	-11%	-10%
	S2	0%	0%	0%	0%	-38%	-41%	-45%	-40%					-20%	-21%	-21%	-20%
	S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-67%	-70%	-66%					-16%	-14%	-10%	-15%

Tabela 138

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	7.956	5.924	252	32.597	46.730	12.657	9.508	406	51.975	74.545
S1B 10% Médio	7.956	5.924	252	32.597	46.730	8.008	6.016	257	32.886	47.166
S1C 10% Mínimo	7.956	5.924	252	32.597	46.730	2.531	1.902	81	10.395	14.909
S2A 20% Máximo	15.983	10.993	422	66.599	93.997	25.446	17.668	676	106.381	150.171
S2B 20% Médio	15.983	10.993	422	66.599	93.997	16.100	11.179	428	67.309	95.016
S2C 20% Mínimo	15.983	10.993	422	66.599	93.997	5.089	3.534	135	21.275	30.033
S3A 50% Máximo	59.941	28.842	614	145.040	234.438	95.463	46.438	992	231.094	373.986
S3B 50% Médio	59.941	28.842	614	145.040	234.438	60.401	29.382	628	146.217	236.627
S3C 50% Mínimo	59.941	28.842	614	145.040	234.438	19.092	9.287	198	46.217	74.795
S1	7.956	5.924	252	32.597	46.730	7.732	5.808	248	31.752	45.540
S2	15.983	10.993	422	66.599	93.997	15.545	10.794	413	64.988	91.740
S3	59.941	28.842	614	145.040	234.438	58.318	28.369	606	141.176	228.470

Tabela 139

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	2.952	3.231	152	12.460	18.796	9.704	6.277	253	39.516	55.750	37%	55%	60%	38%	40%
S1B 10% Médio	2.712	2.984	128	11.435	17.258	5.296	3.032	129	21.451	29.908	34%	50%	51%	35%	37%
S1C 10% Mínimo	1.839	1.582	67	6.652	10.140	692	320	14	3.743	4.768	23%	27%	27%	20%	22%
S2A 20% Máximo	5.954	6.110	231	24.970	37.265	19.492	11.558	445	81.410	112.906	37%	56%	55%	37%	40%
S2B 20% Médio	5.401	5.585	202	22.925	34.112	10.700	5.594	226	44.384	60.903	34%	51%	48%	34%	36%
S2C 20% Mínimo	3.540	3.204	118	14.329	21.191	1.549	330	17	6.946	8.842	22%	29%	28%	22%	23%
S3A 50% Máximo	22.744	16.683	369	60.327	100.123	72.719	29.754	622	170.767	273.863	38%	58%	60%	42%	43%
S3B 50% Médio	20.687	15.064	320	54.345	90.416	39.714	14.318	308	91.871	146.211	35%	52%	52%	37%	39%
S3C 50% Mínimo	13.366	7.829	168	31.440	52.804	5.726	1.459	30	14.777	21.992	22%	27%	27%	22%	23%
S1	2.501	2.599	116	10.182	15.398	5.231	3.210	132	21.570	30.142	31%	44%	46%	31%	33%
S2	4.965	4.966	184	20.741	30.856	10.580	5.827	229	44.247	60.884	31%	45%	43%	31%	33%
S3	18.932	13.192	286	48.704	81.114	39.386	15.177	320	92.472	147.355	32%	46%	47%	34%	35%

As tabelas 138 e 139 apresentam a energia consumida ou injetada pelos clientes com microgeração em cada simulação.

Encontram-se nestas tabelas o consumo dos clientes em cada simulação, valores que são iguais independentemente do nível de insolação, a geração desses clientes em cada nível de insolação, o Consumo Interno e a Injeção na rede.

O Consumo Interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 34% na classe Residencial, 50% na Comercial, 51% na Industrial e 35% na classe Rural. Em média, nesse nível de inserção tem-se um Consumo Interno de 37%.

As tabelas 140 e 141 apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno. Apresentam também a Geração, o Consumo Interno e Injeção, que ocorrem somente durante o dia, da mesma forma separados pelos dias da semana.

O percentual de perdas a ser utilizado para o cálculo de uma eventual TUSD Perdas seria o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada, pois esta é a variável medida.

Neste alimentador também se chegou a um benefício, ou seja, a uma redução de perdas totais com a inserção da Micro GD, apesar do aumento das perdas na BT nas inserções de 20% e 50%.

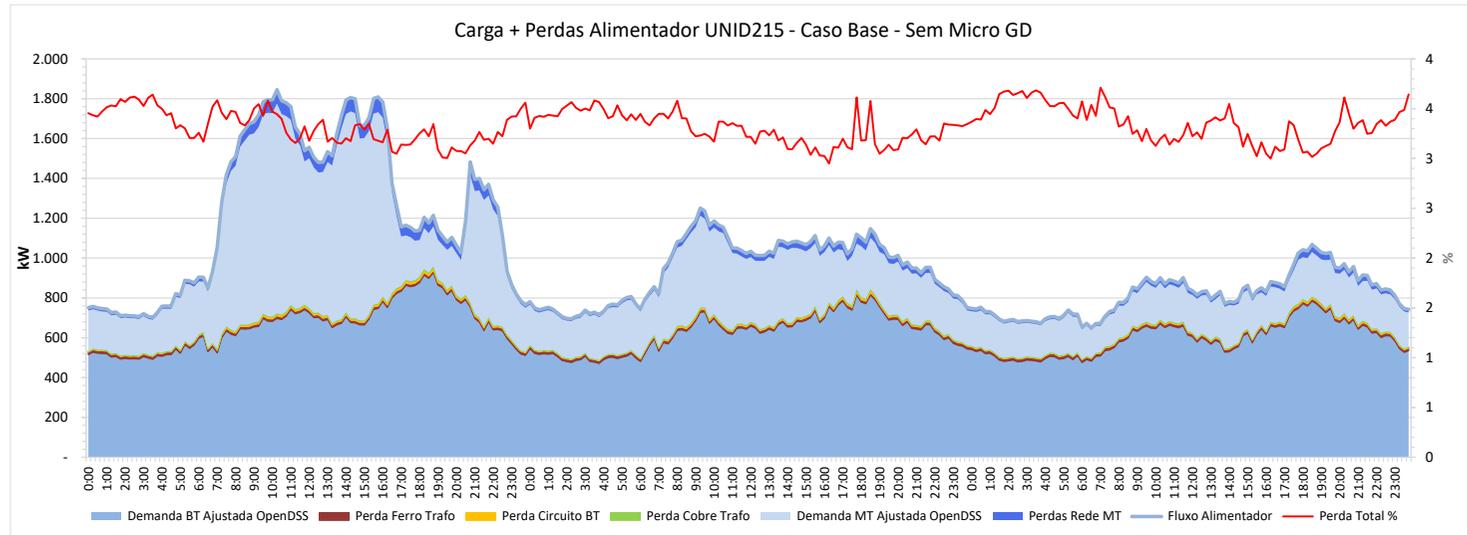
Tabela 140

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	49.697	12.424	12.424	74.545
S1B 10% Médio	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	31.444	7.861	7.861	47.166
S1C 10% Mínimo	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	9.939	2.485	2.485	14.909
S2A 20% Máximo	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	100.114	25.029	25.029	150.171
S2B 20% Médio	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	63.344	15.836	15.836	95.016
S2C 20% Mínimo	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	20.022	5.006	5.006	30.033
S3A 50% Máximo	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	249.324	62.331	62.331	373.986
S3B 50% Médio	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	157.751	39.438	39.438	236.627
S3C 50% Mínimo	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	49.863	12.466	12.466	74.795
S1	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	30.360	7.590	7.590	45.540
S2	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	61.160	15.290	15.290	91.740
S3	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	152.313	38.078	38.078	228.470

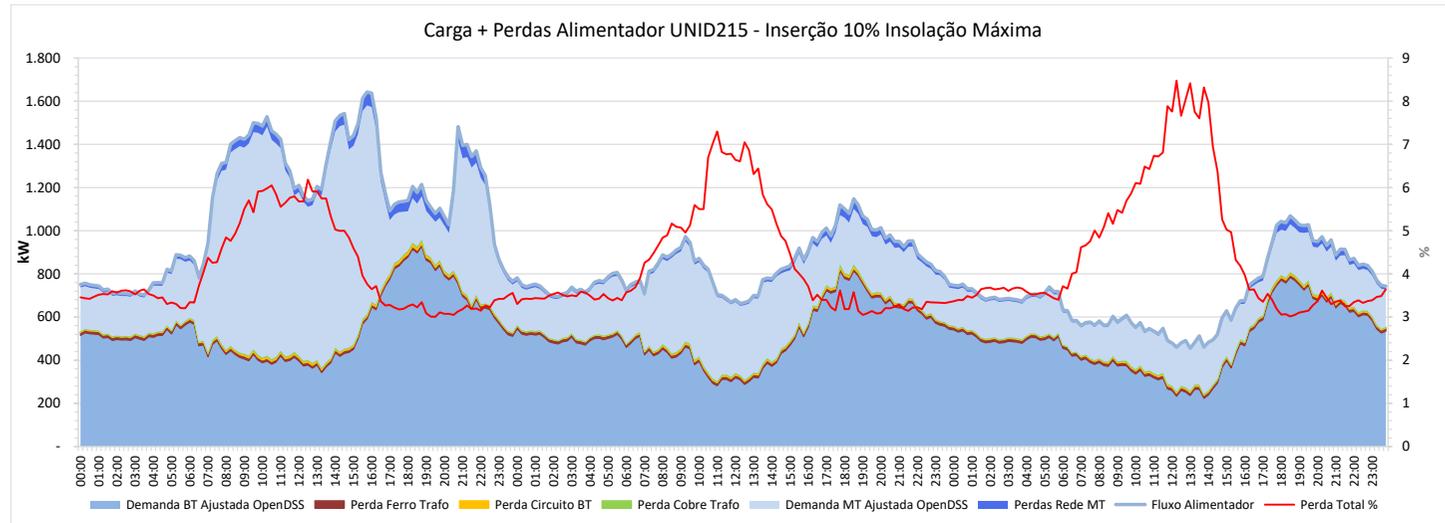
Tabela 141

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	13.180	2.954	2.662	18.796	36.517	9.471	9.763	55.750	(5.062)	-9,08%
S1B 10% Médio	12.105	2.715	2.438	17.258	19.339	5.146	5.423	29.908	(3.572)	-11,94%
S1C 10% Mínimo	7.011	1.596	1.533	10.140	2.928	889	952	4.768	(1.256)	-26,34%
S2A 20% Máximo	26.401	5.729	5.136	37.265	73.713	19.300	19.893	112.906	(8.320)	-7,37%
S2B 20% Médio	24.062	5.316	4.734	34.112	39.282	10.520	11.101	60.903	(6.583)	-10,81%
S2C 20% Mínimo	14.625	3.422	3.145	21.191	5.397	1.584	1.861	8.842	(2.546)	-28,79%
S3A 50% Máximo	69.741	15.784	14.598	100.123	179.583	46.547	47.733	273.863	(8.103)	-2,96%
S3B 50% Médio	62.814	14.290	13.312	90.416	94.938	25.148	26.126	146.211	(11.648)	-7,97%
S3C 50% Mínimo	36.001	8.582	8.221	52.804	13.863	3.884	4.245	21.992	(5.938)	-27,00%
S1	10.765	2.422	2.211	15.398	19.595	5.168	5.379	30.142	(3.296)	-10,94%
S2	21.696	4.822	4.338	30.856	39.464	10.468	10.952	60.884	(5.816)	-9,55%
S3	56.185	12.885	12.044	81.114	96.128	25.193	26.035	147.355	(8.563)	-5,81%

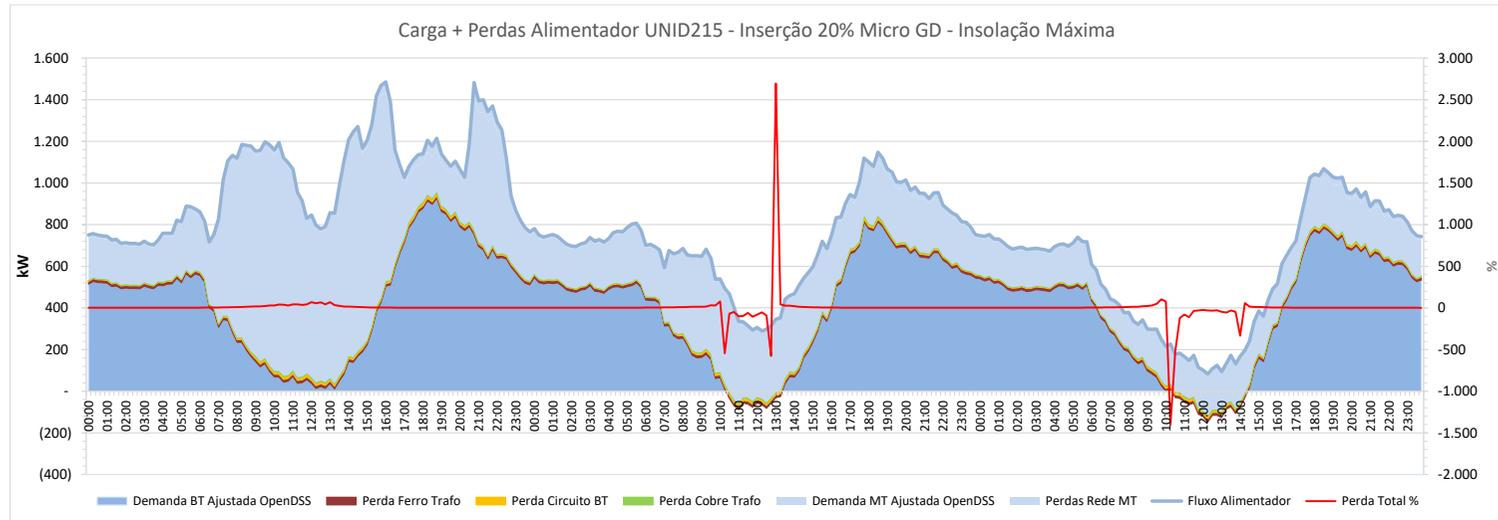
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador UNID215, com 39% de carga de média tensão e 61% de baixa tensão, sendo 34% do subgrupo B2 - Rural. Observa-se grande redução de demanda no posto tarifário de Ponta nos clientes MT.



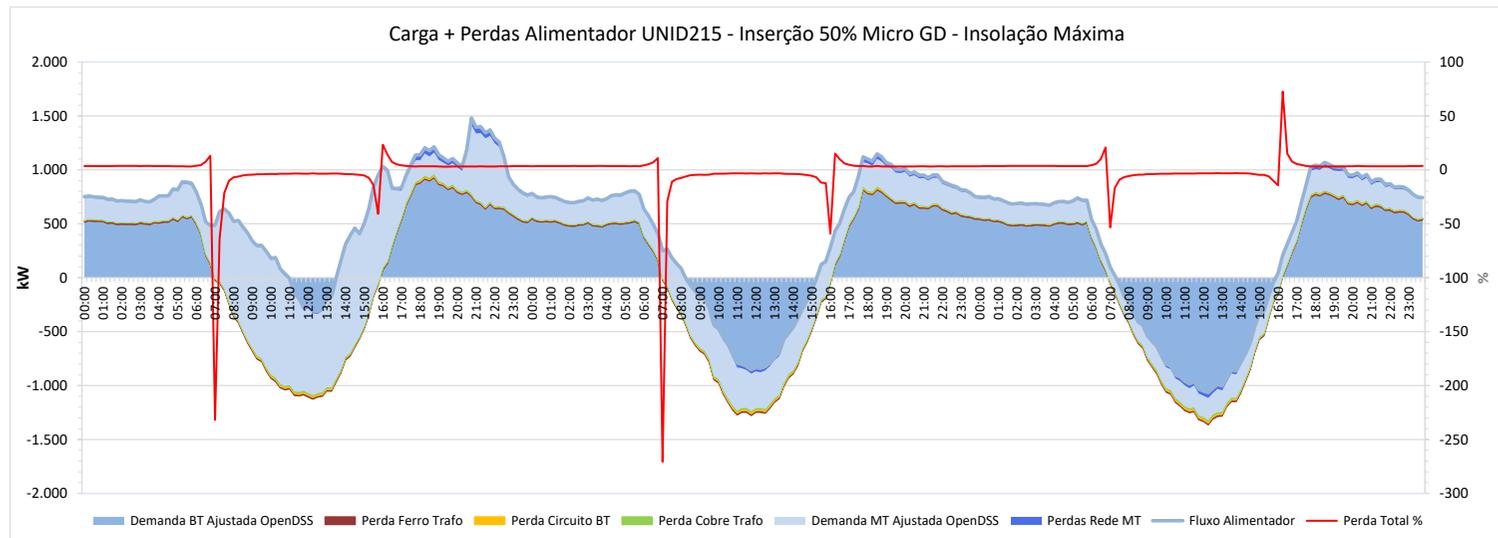
Com 10% de inserção de Micro GD e insolação máxima - S1A, observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador UNID215.



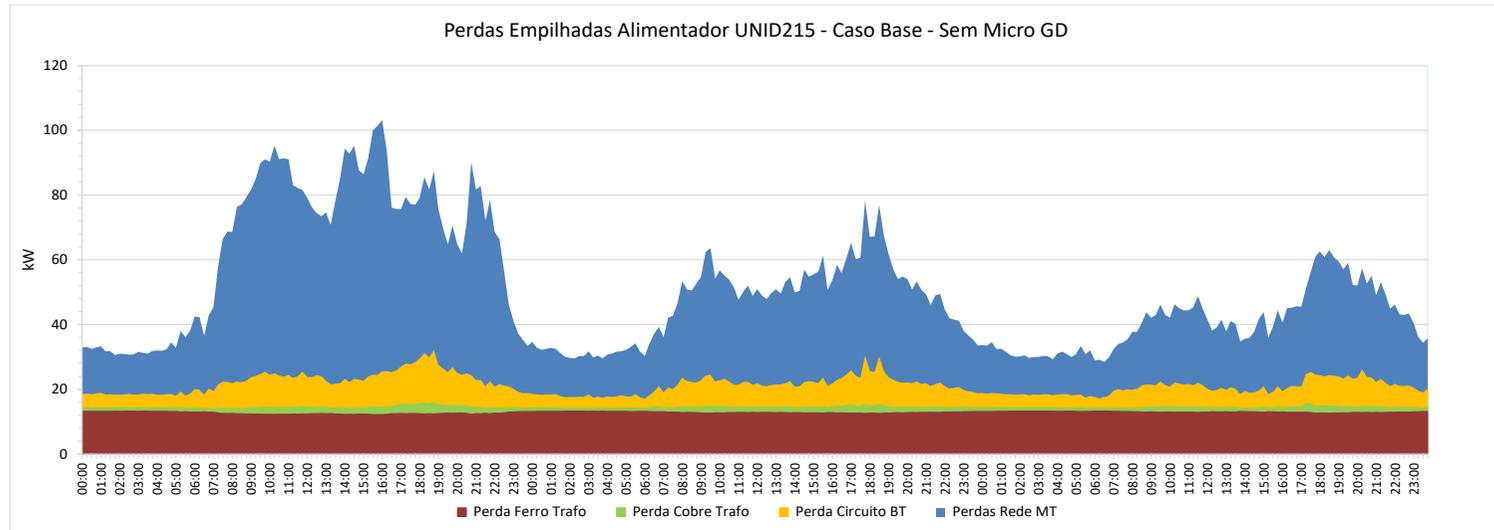
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol, o fluxo do dia útil da rede BT aproxima-se de zero e aparece fluxo reverso no sábado e domingo. Reduz ainda mais a carga diurna na rede MT aproximando-se de zero no domingo.



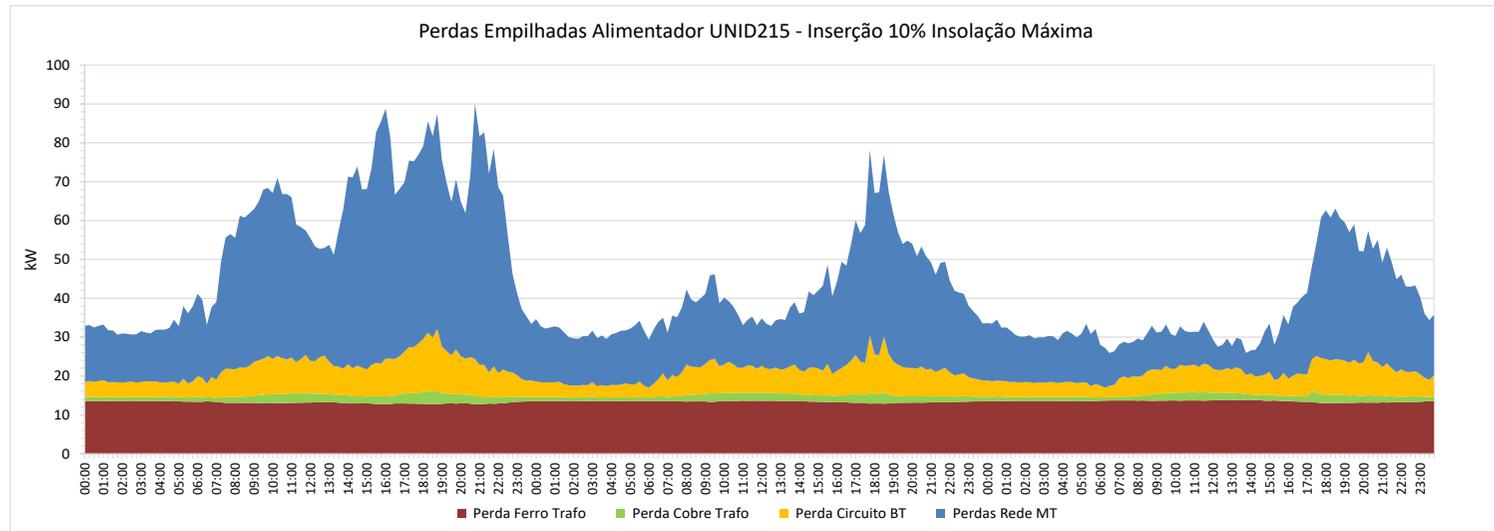
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um grande fluxo reverso na rede BT, bem maior nos sábados e domingos. Na rede MT também aparece fluxo reverso em todos os dias, sendo bem mais significativo no final de semana devido á menor demanda de clientes MT.



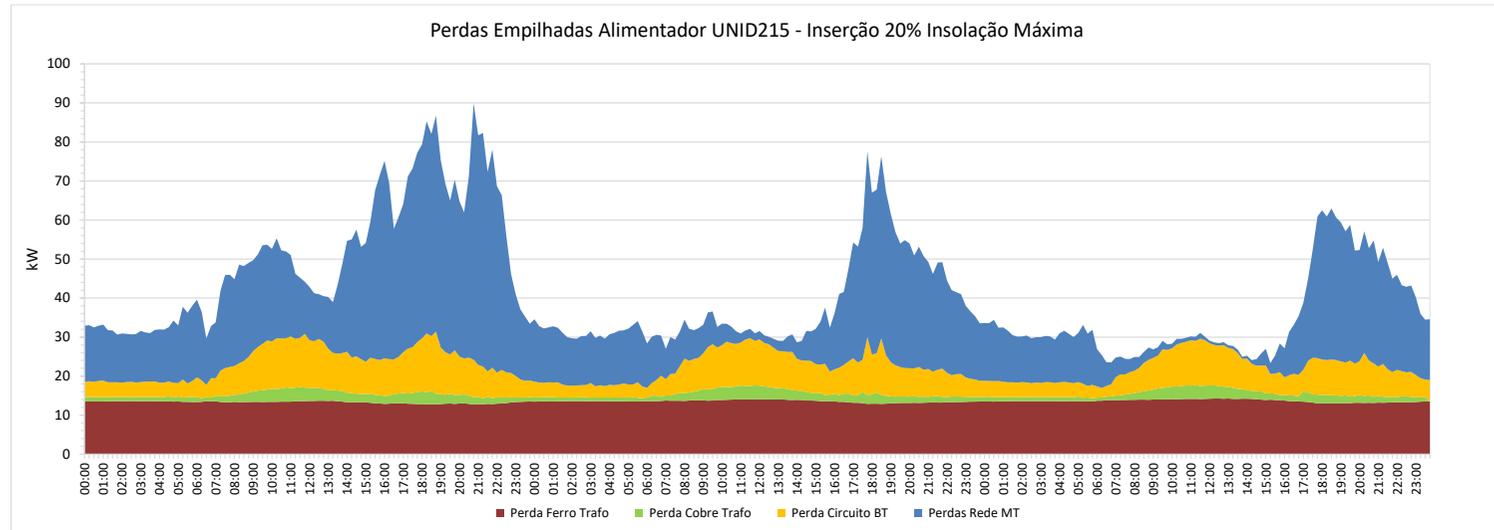
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base. As perdas nos fios acompanham a carga de cada nível. A perdas da na rede MT são bem maiores devido à sua grande extensão. São 59 km de rede BT e 424 km de rede MT.



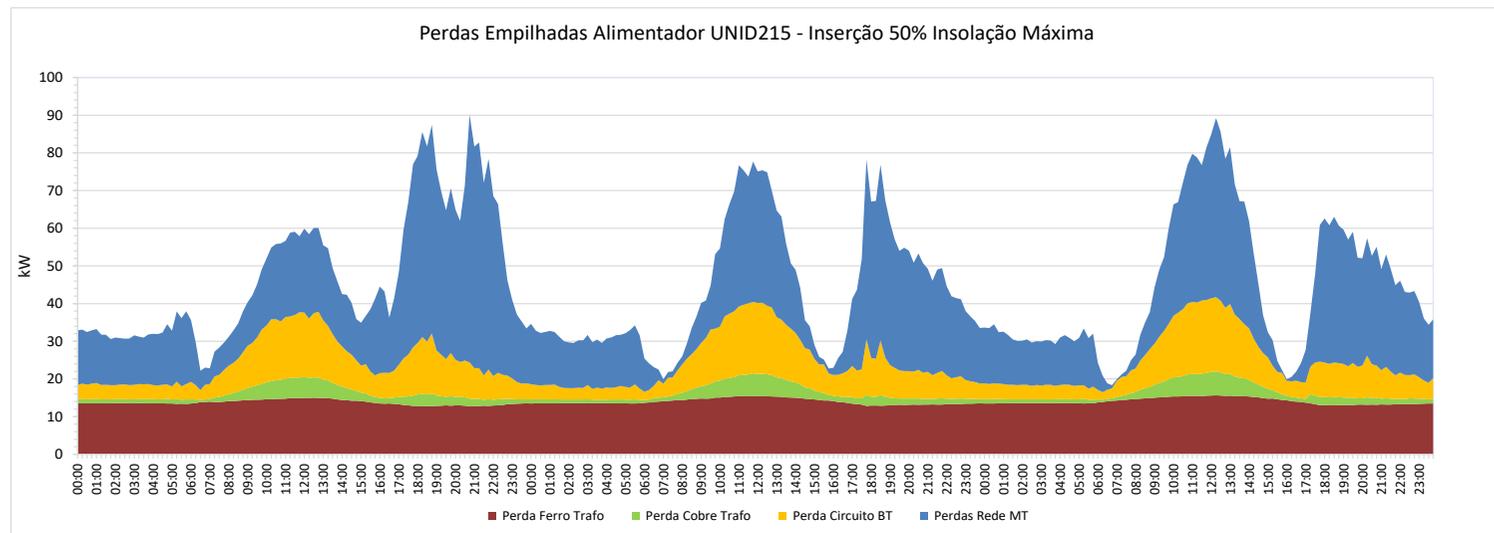
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se uma grande redução das perdas na rede MT no período diurno. As perdas na BT se mantêm no mesmo patamar.



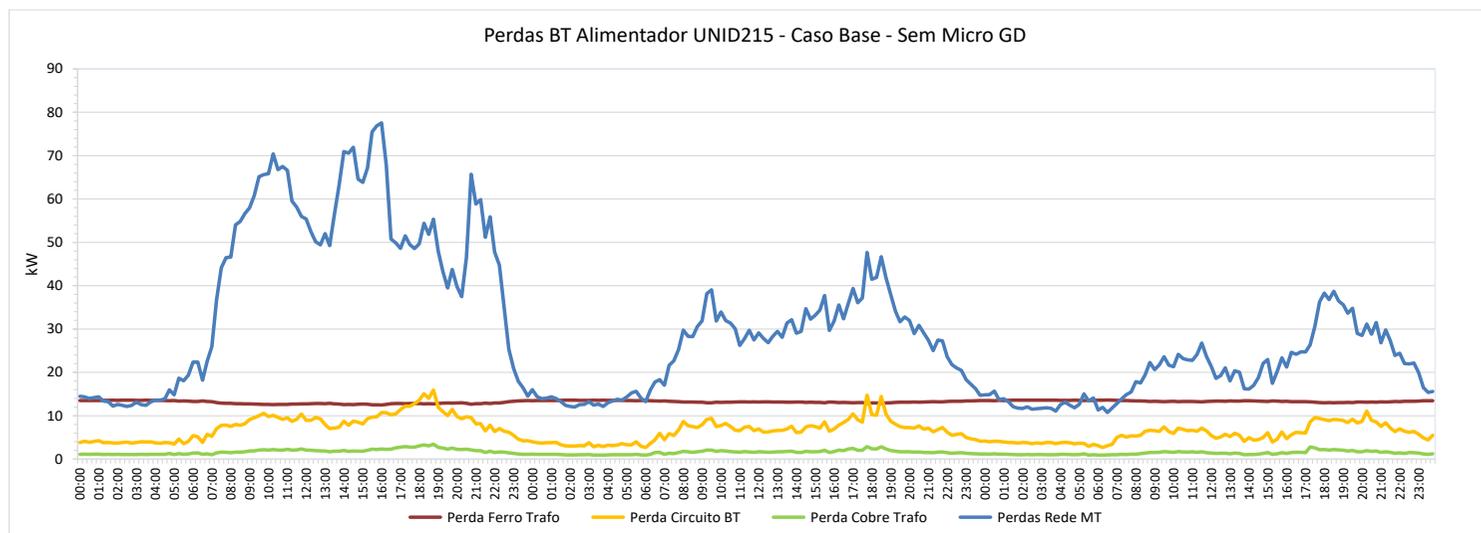
Na simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – as perdas nos circuitos BT e no enrolamento do trafo aumentam bastante, devido ao fluxo reverso.



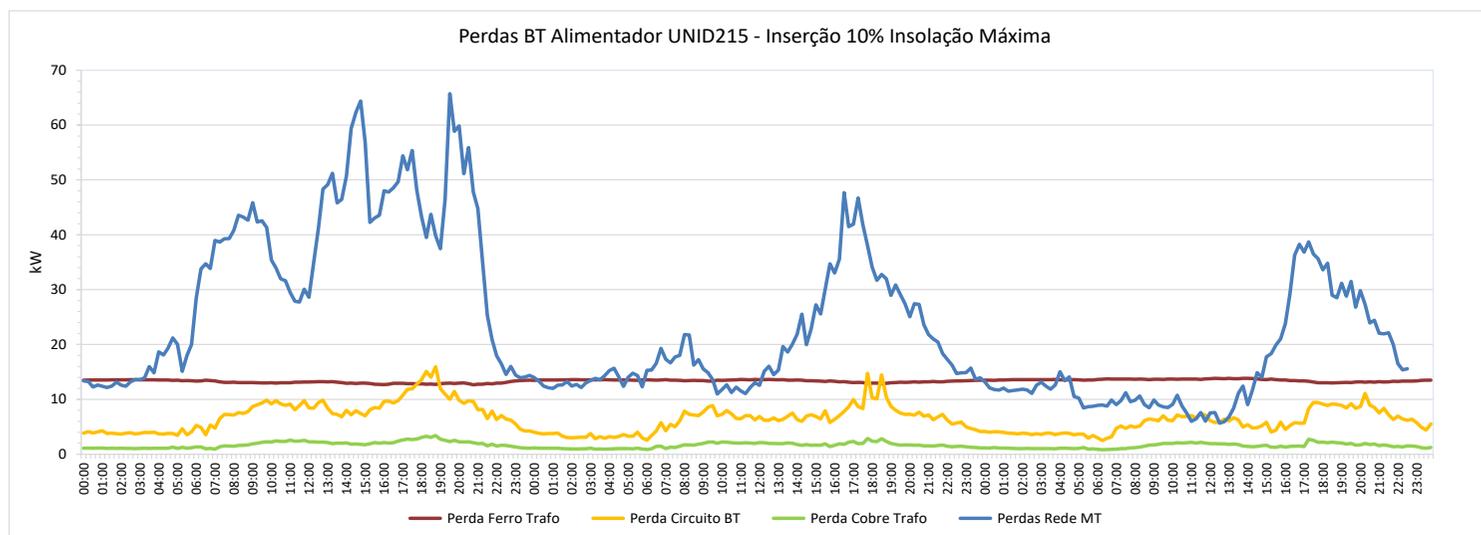
Na simulação S3A, as perdas nos circuitos BT e no enrolamento do trafo aumentam ainda mais. Além disso, aparecem perdas associadas a fluxo reverso na rede de média tensão, principalmente no final de semana, mas ainda assim, as perdas na rede MT são menores que no Caso Base.



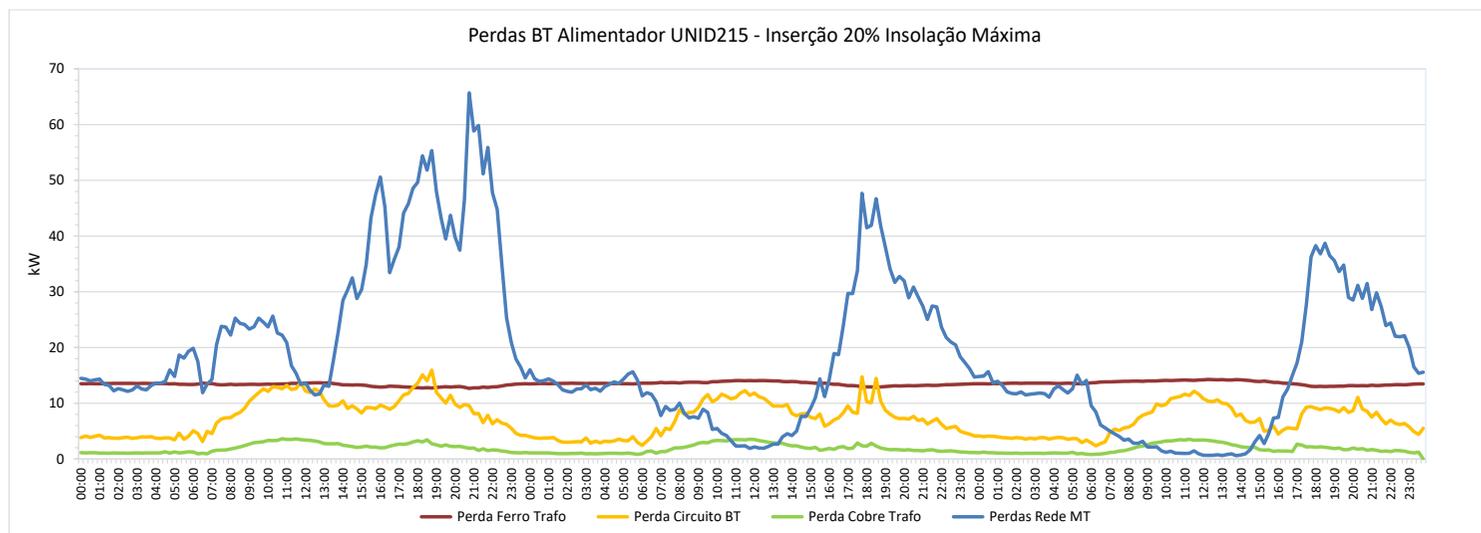
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”.



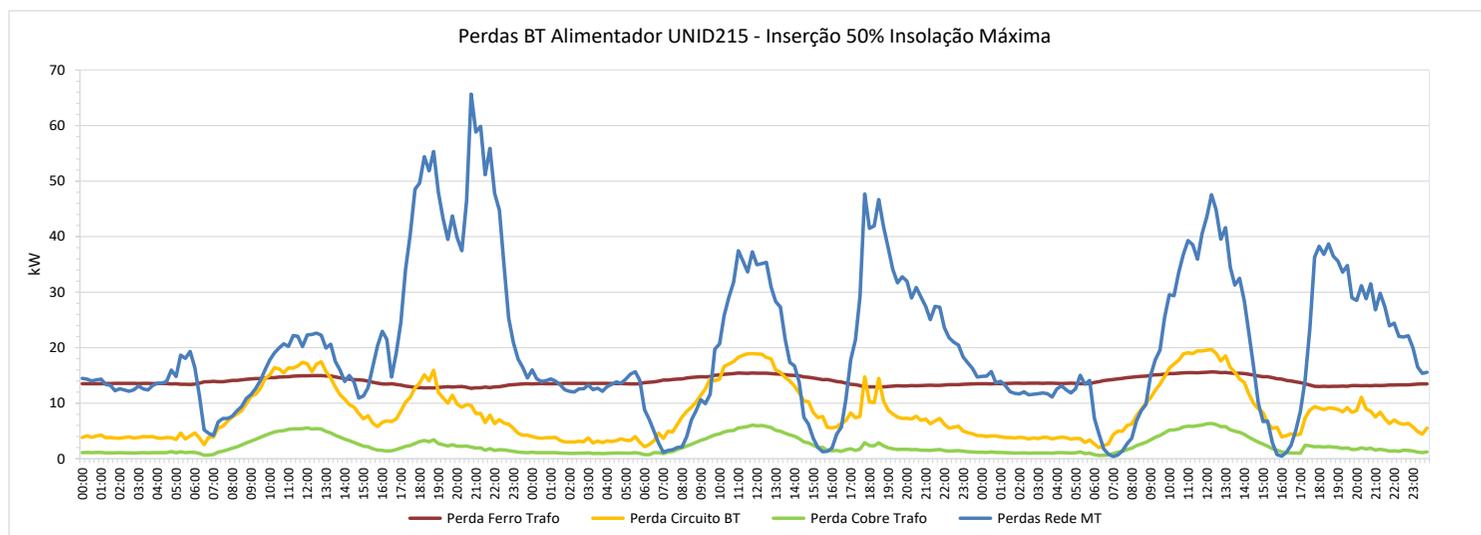
Observa-se novamente como na simulação S1A há uma grande redução das perdas na rede MT no período diurno.



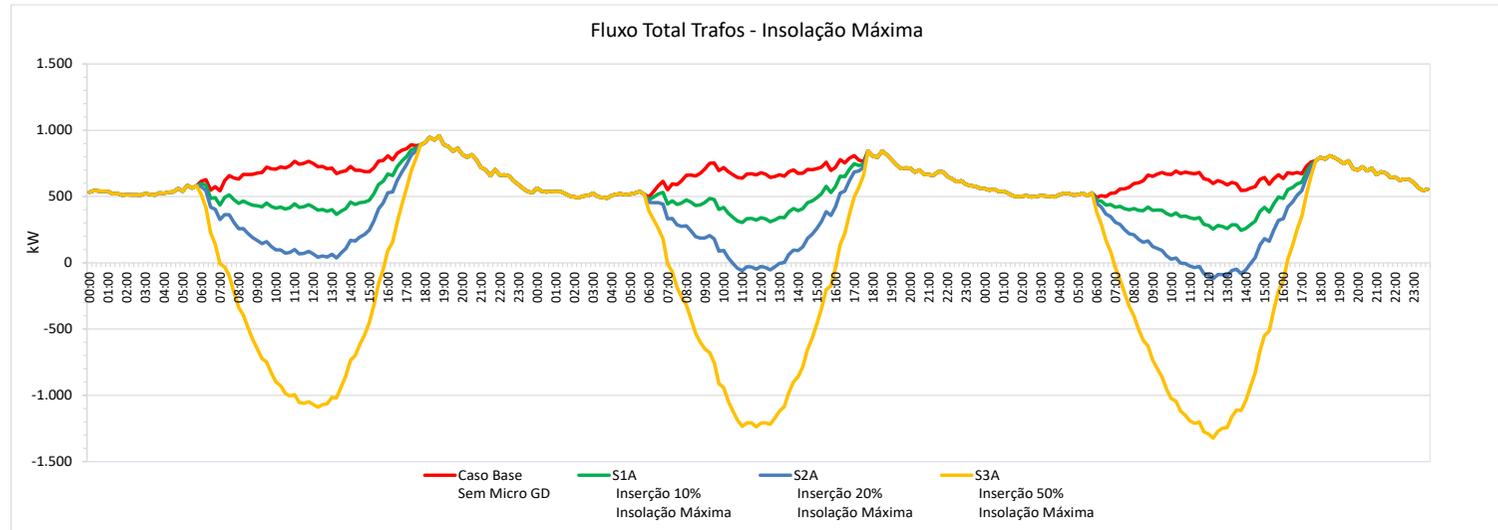
Na simulação S2A, observa-se que as perdas nos circuitos BT e no Cobre aumentam, devido ao fluxo reverso. As perdas na rede MT reduzem ainda mais.



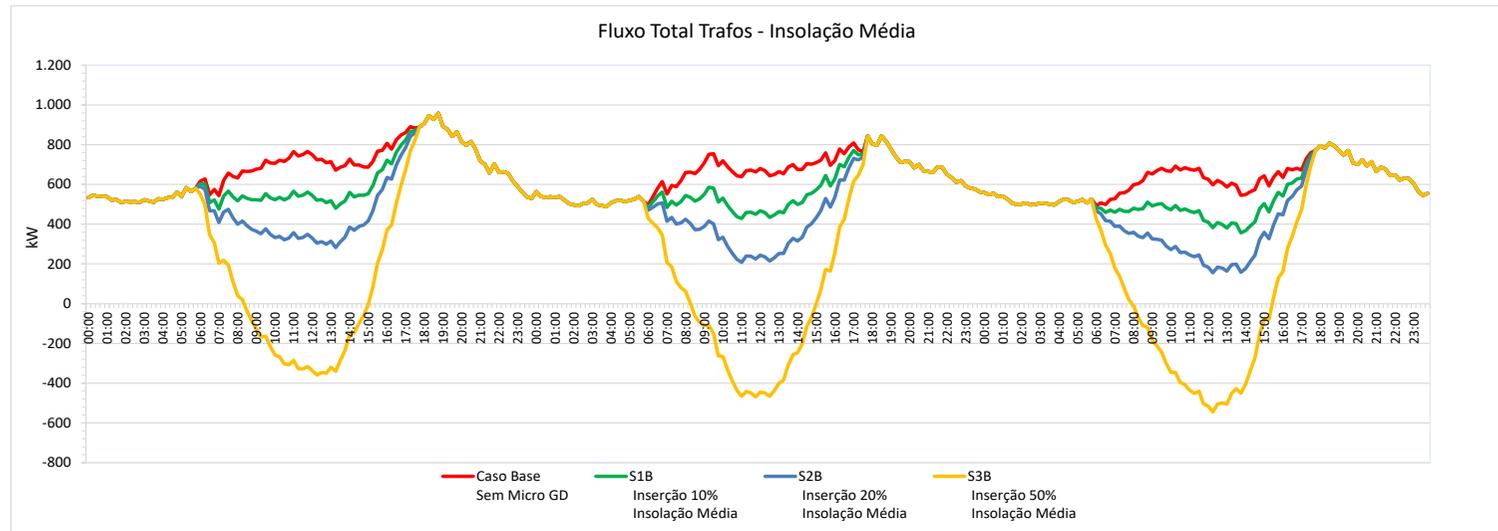
As perdas nos circuitos BT e no Cobre aumentam um pouco mais no período diurno com a insolação máxima e inserção de 50% de Micro GD no fluxo reverso. Além disso, surgem também perdas associadas a fluxo reverso na rede de média tensão, expressivas no sábado e domingo.



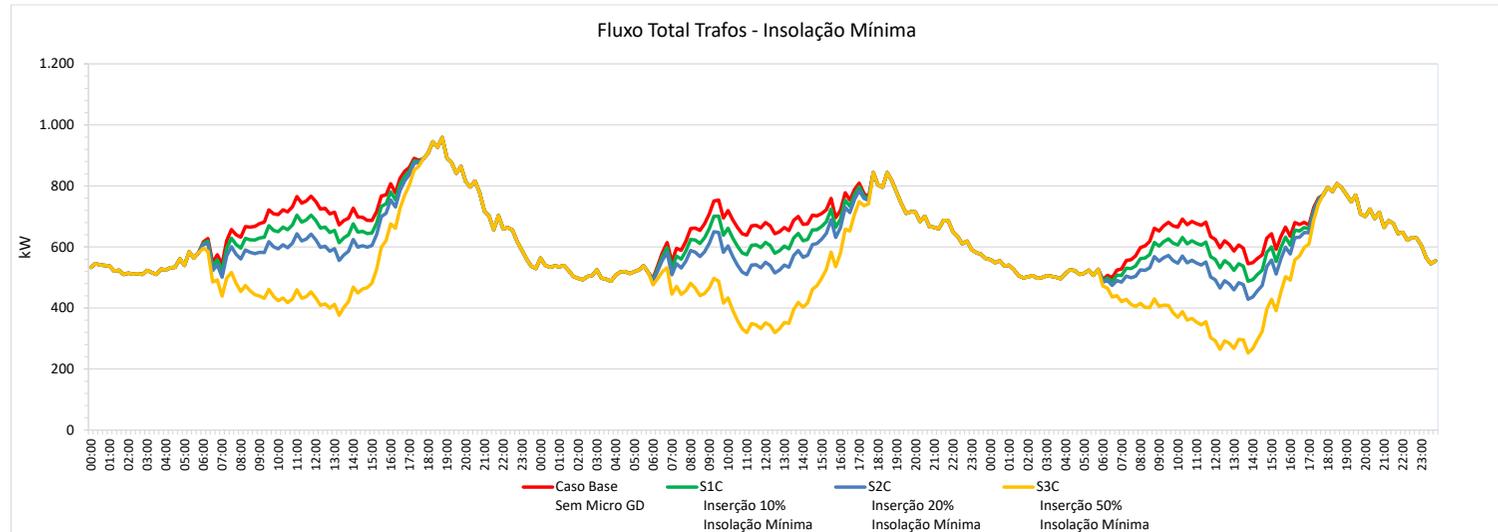
Este gráfico mostra como o fluxo original do trafo e em cada hipótese de inserção na condição de geração máxima. Já com 20% de inserção, o fluxo dos trafos chega a zero no dia útil e começa a reverter no final de semana. Com 50% de inserção há um enorme fluxo reverso em todos os dias.



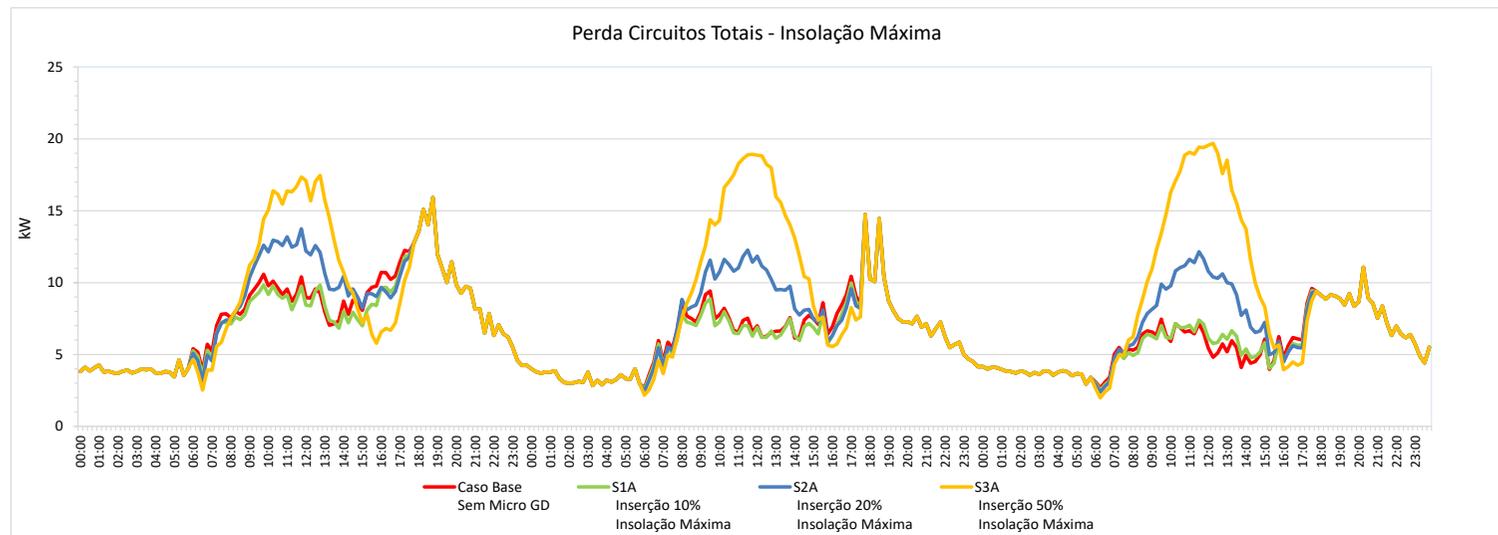
Com a insolação média evidentemente a redução da carga diurna é menor nas inserções de 10% e 20%, e reduz bastante o fluxo reverso na inserção de 50% de Micro GD.



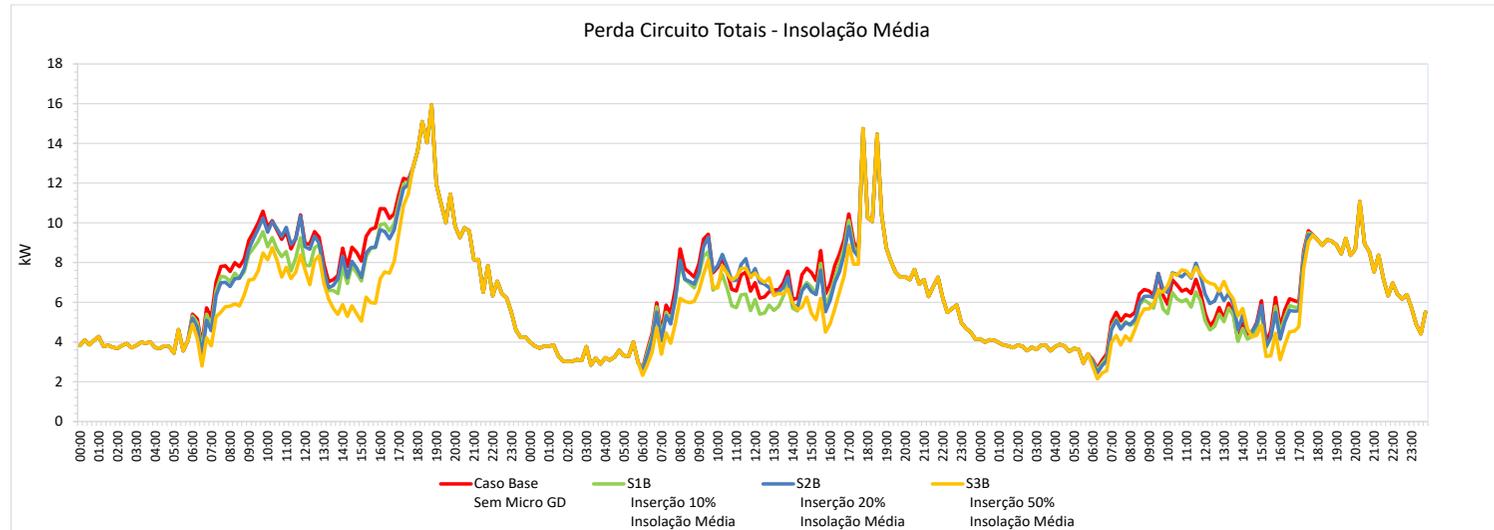
Na condição de geração mínima, em todas as hipóteses de inserção não há fluxo reverso na rede.



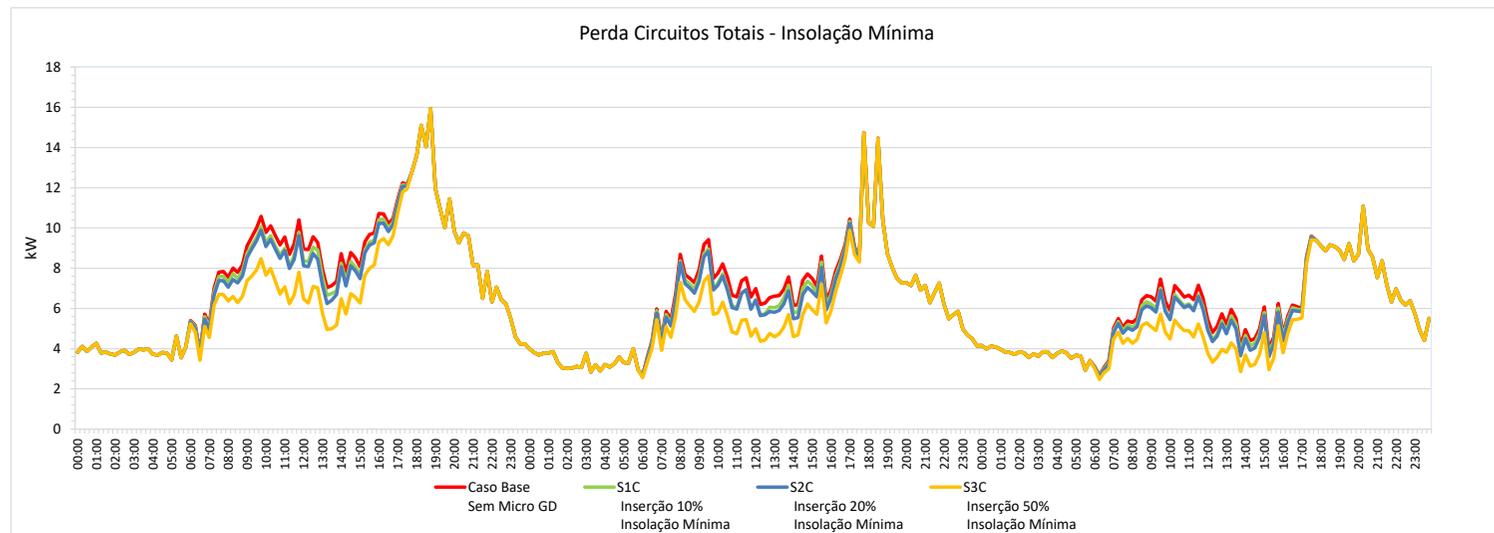
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT em cada simulação com insolação máxima. Observa-se que as perdas diurnas aumentam já com 20% de inserção de Micro GD. Com 50% de inserção, há um aumento muito grande dessas perdas.



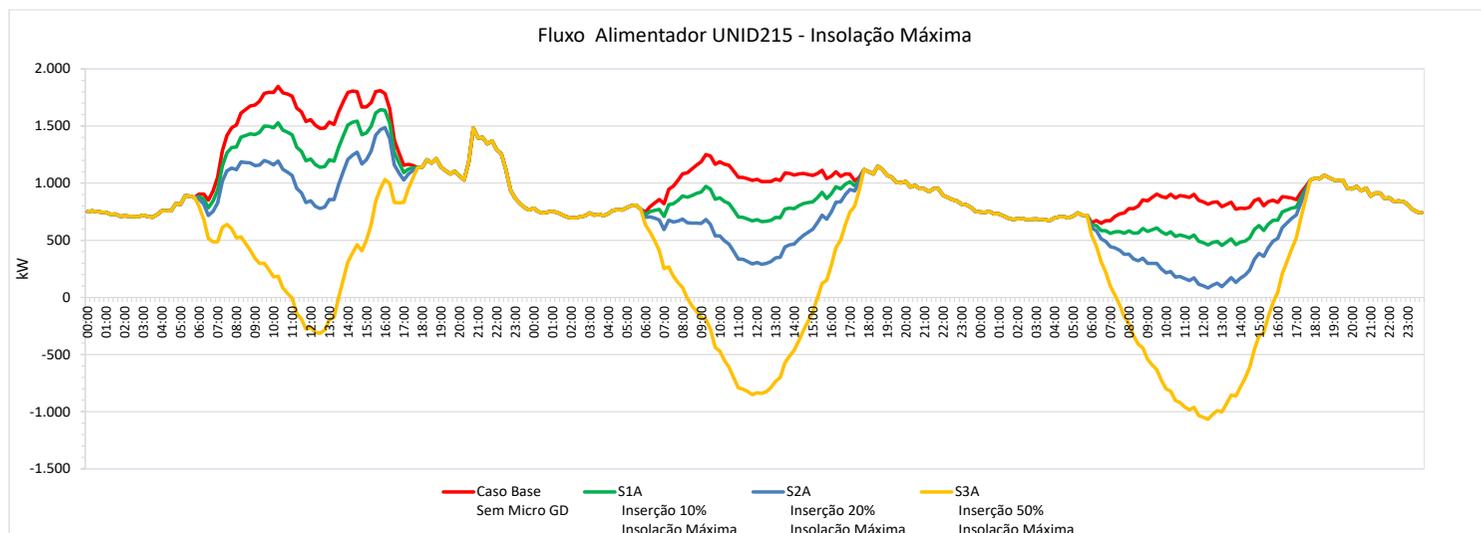
Na insolação média, as perdas nos circuitos BT reduzem, pouco, em todos os níveis de inserção, ficando, por algum motivo, muito parecidas com a de insolação mínima.



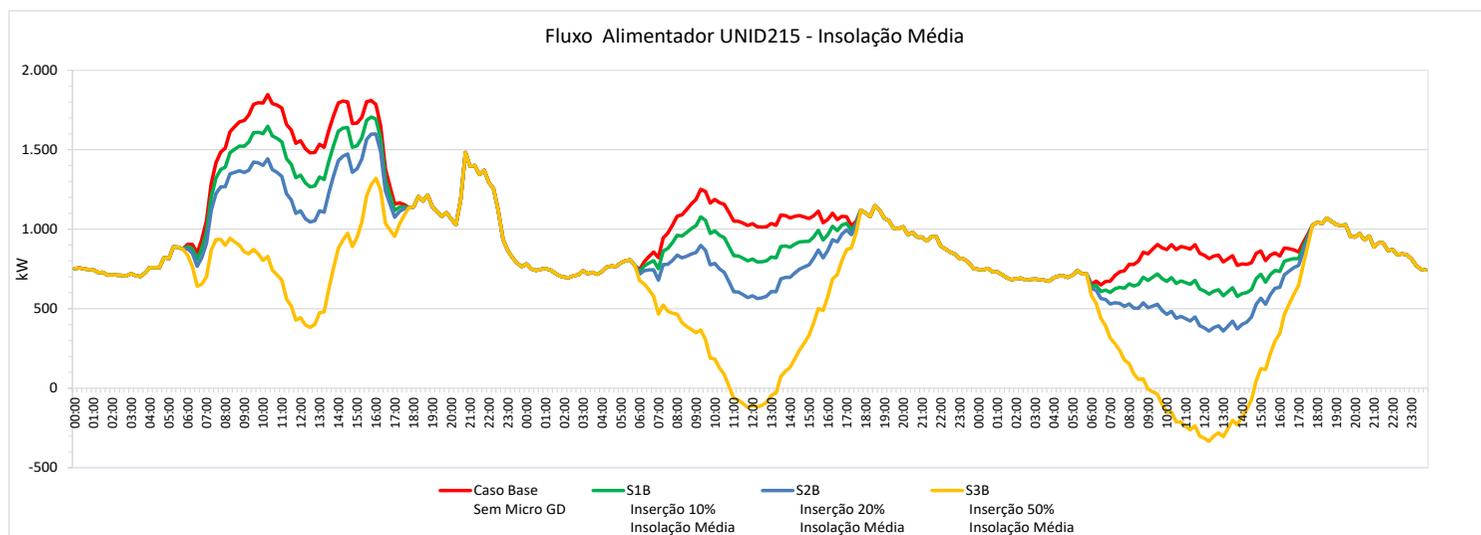
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas as hipóteses de inserção, em todos os dias, reduzindo sempre, conforme o nível de adoção da Micro GD.



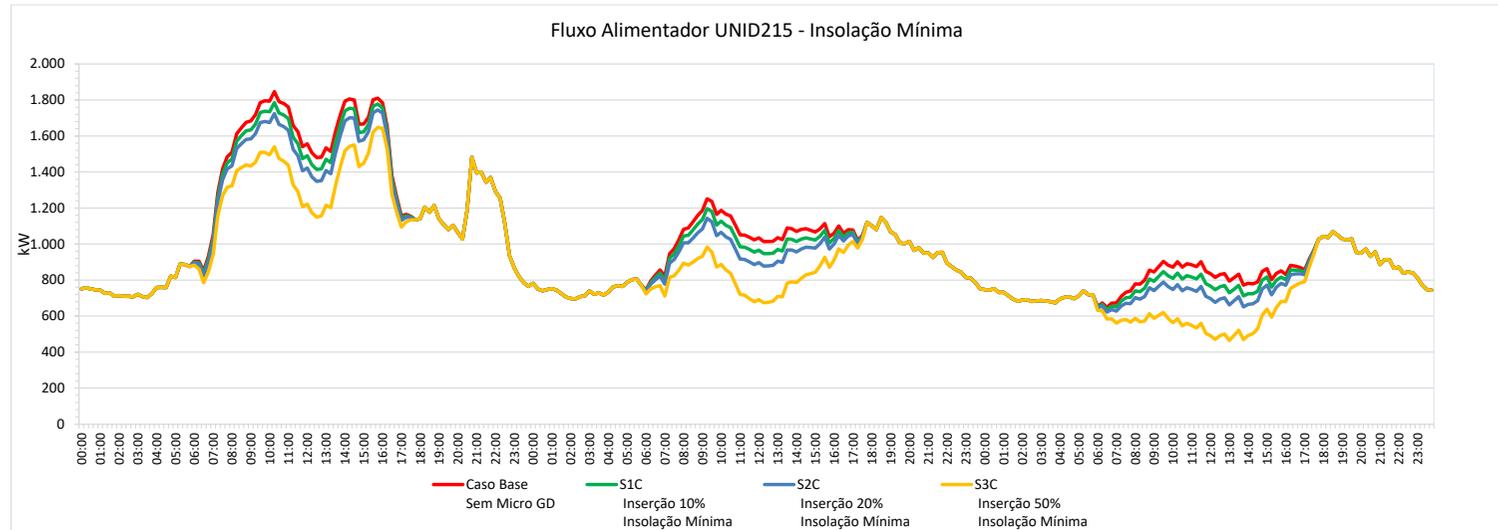
Ao lado vê-se o fluxo do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na insolação máxima. Há grande redução da carga diurna com 20% de inserção, com demanda aproximando-se de zero no domingo. Com 50% de inserção, surge fluxo reverso em todos os dias, apesar de pequeno no dia.



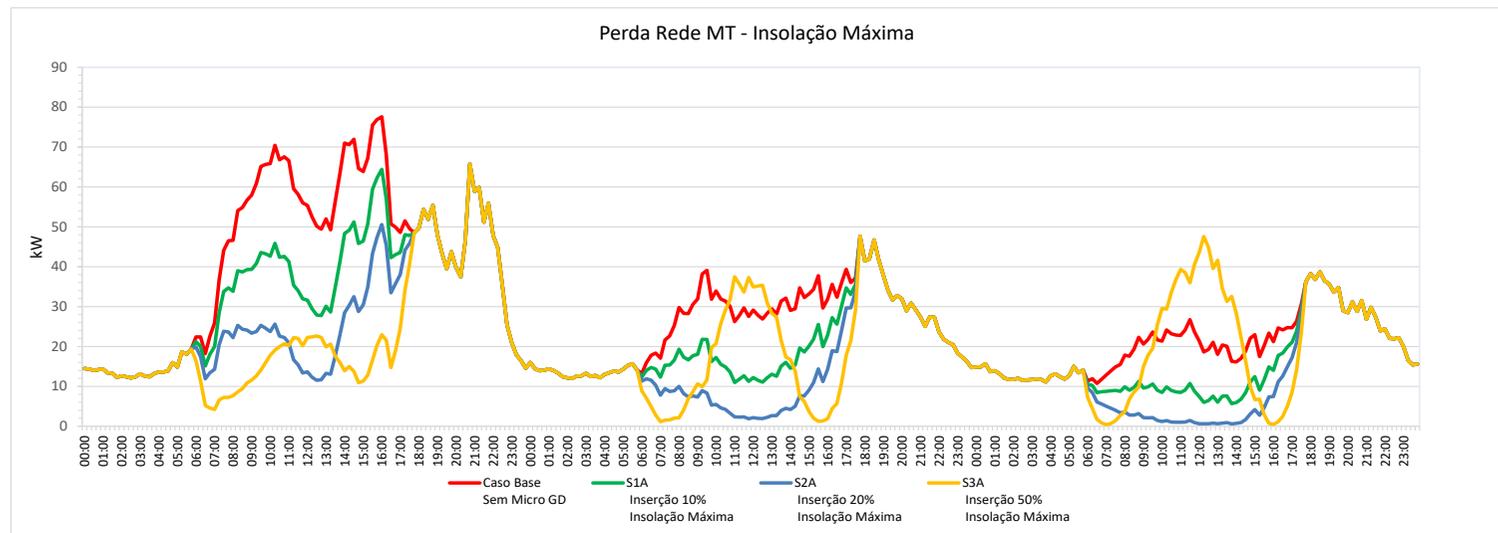
Na insolação média, a redução do fluxo diurno é menor e só aparece fluxo reverso no sábado e domingo da inserção de 50% de Micro GD.



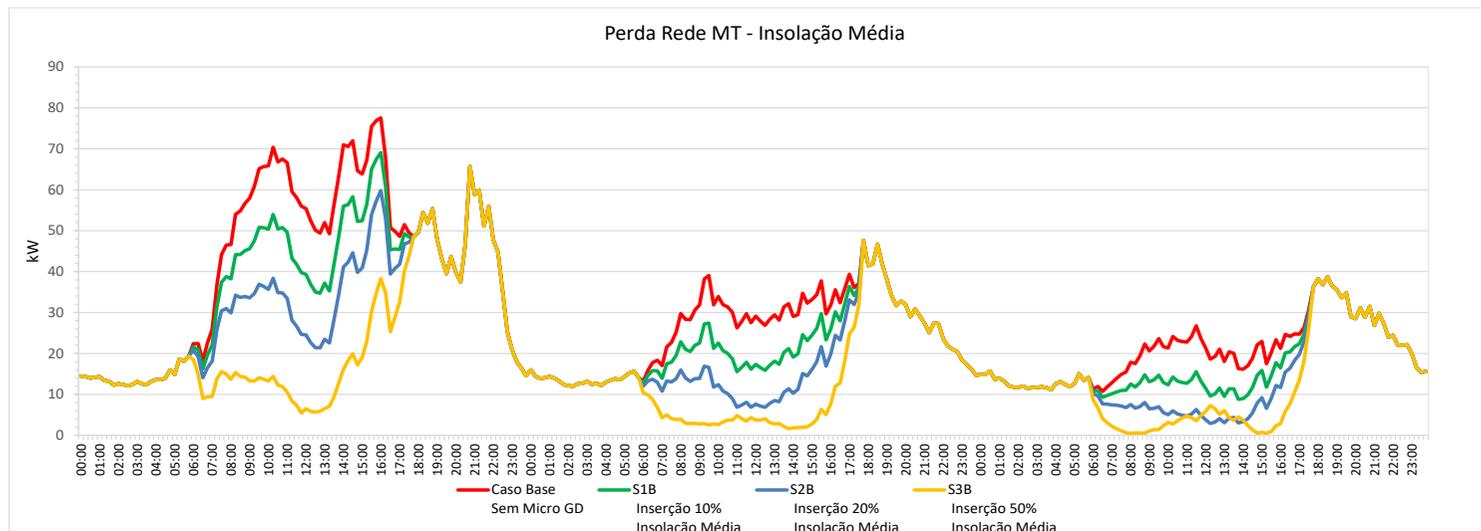
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



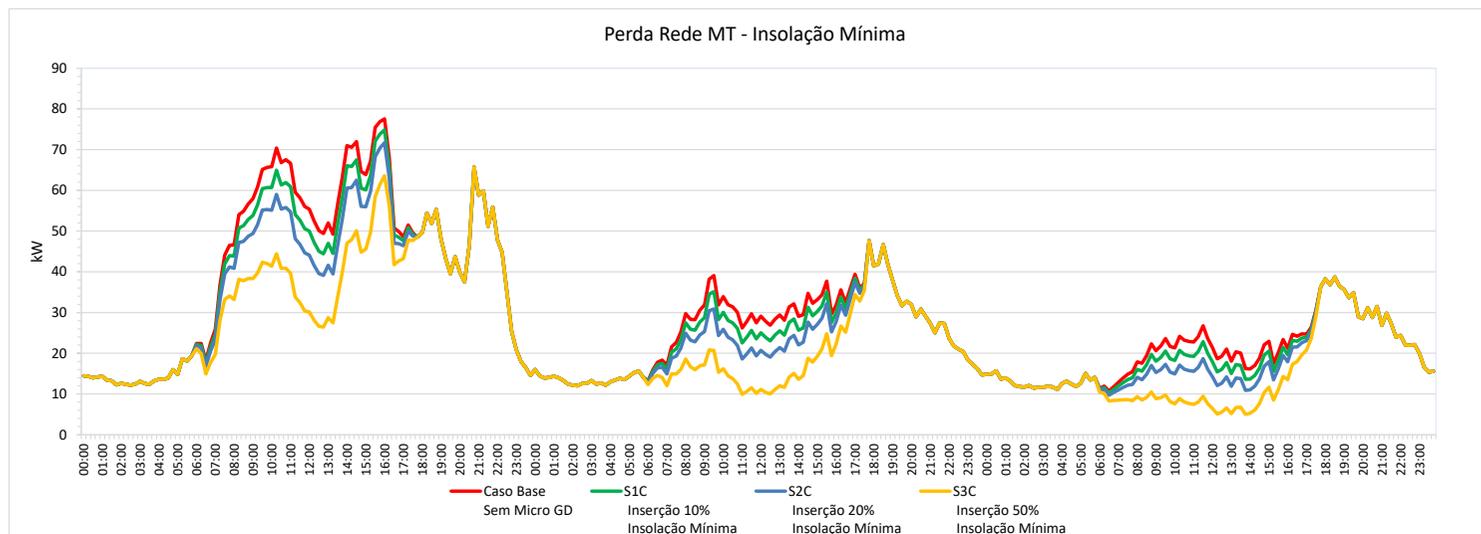
As perdas na rede MT reduzem muito com a inserção da Micro GD no dia útil. Com a inserção de 50% de Micro GD, há um aumento das perdas por volta de meio dia do domingo, associadas ao fluxo reverso, que ultrapassam as perdas do Caso Base em algumas horas.



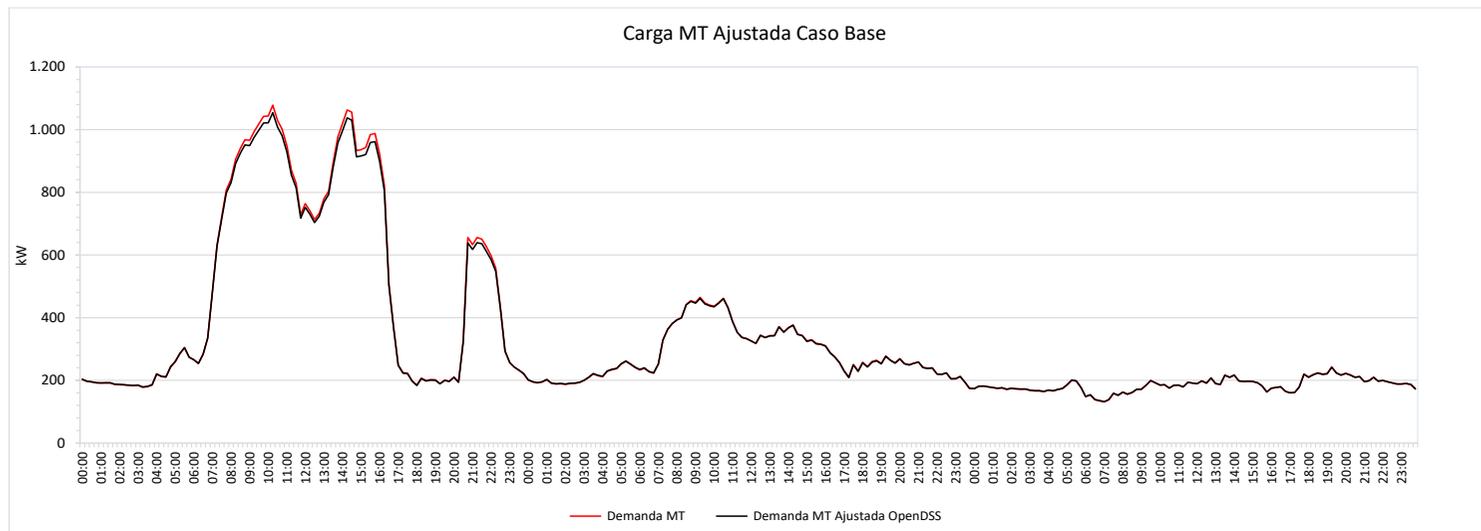
Com insolação média as reduções de perdas no dia útil são maiores, pois quase não há perdas no fluxo reverso.



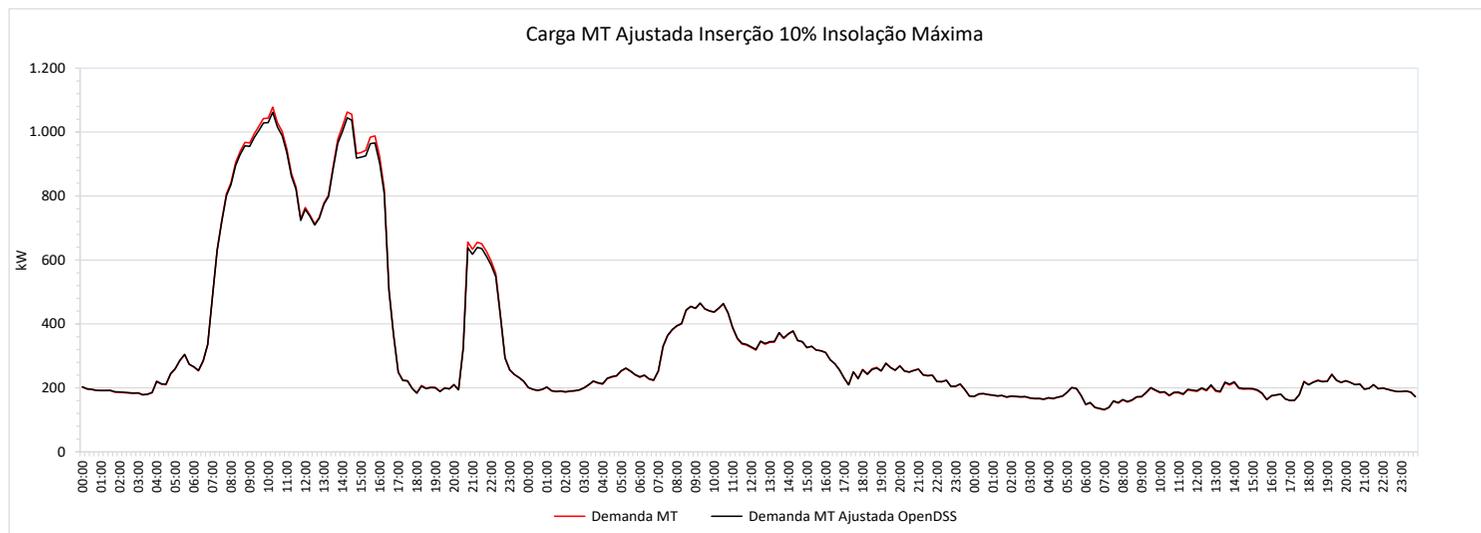
Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.



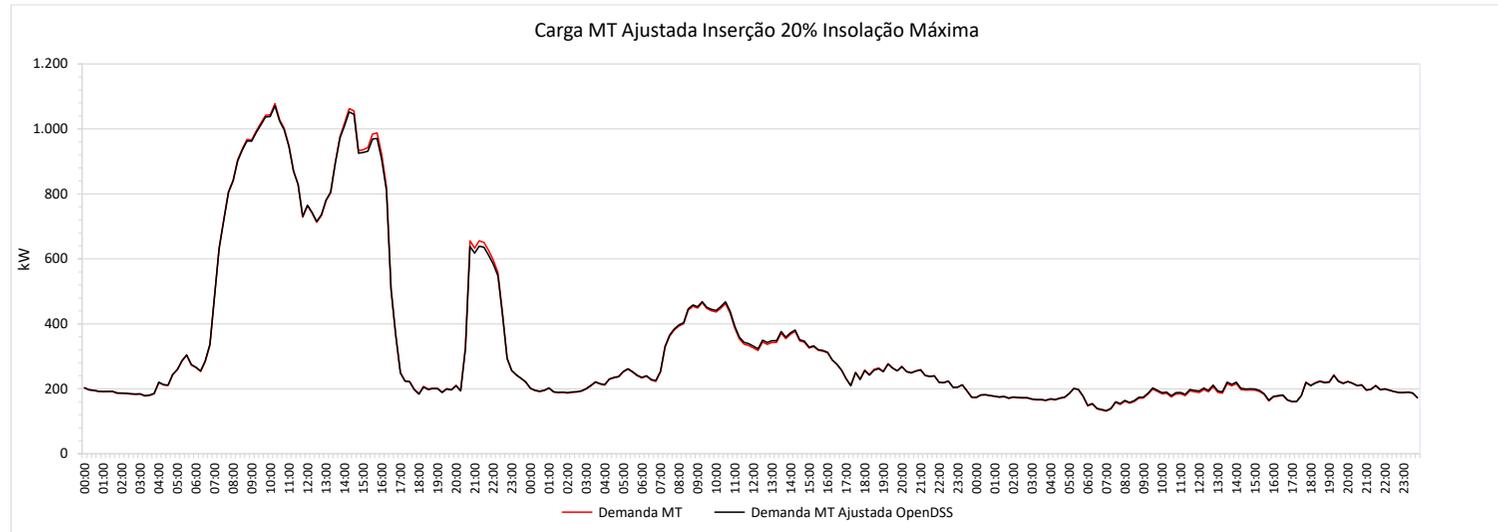
As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes MT, mas é inexpressivo.



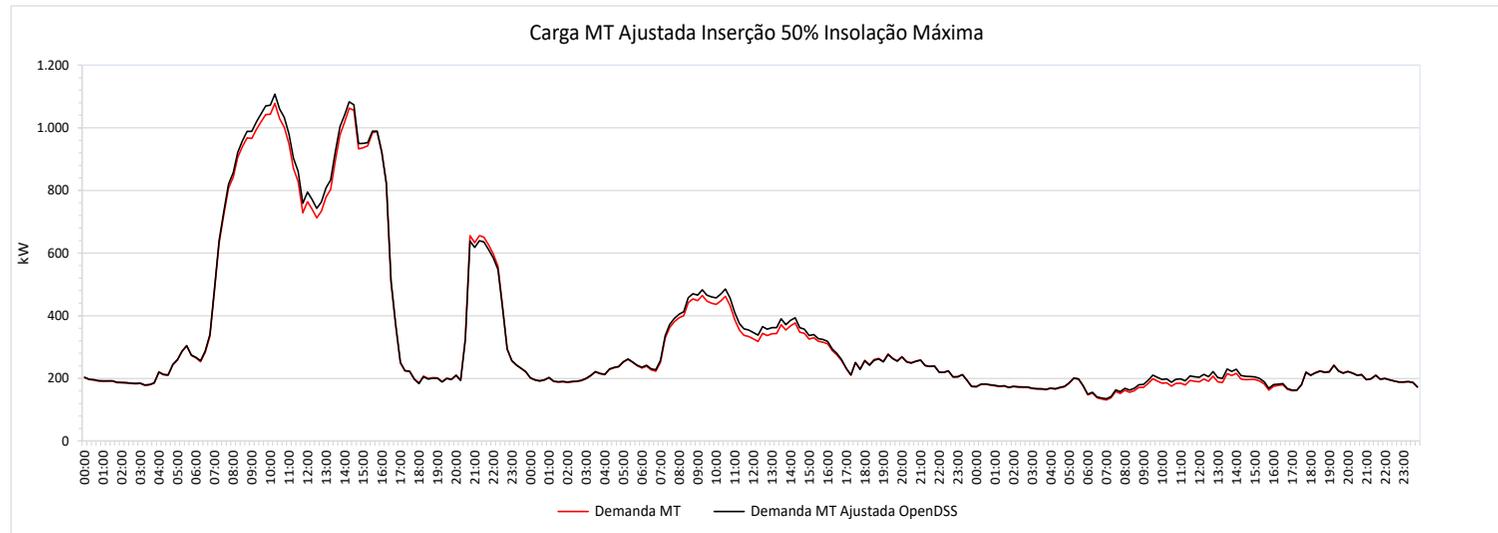
Vale mesmo comentário.



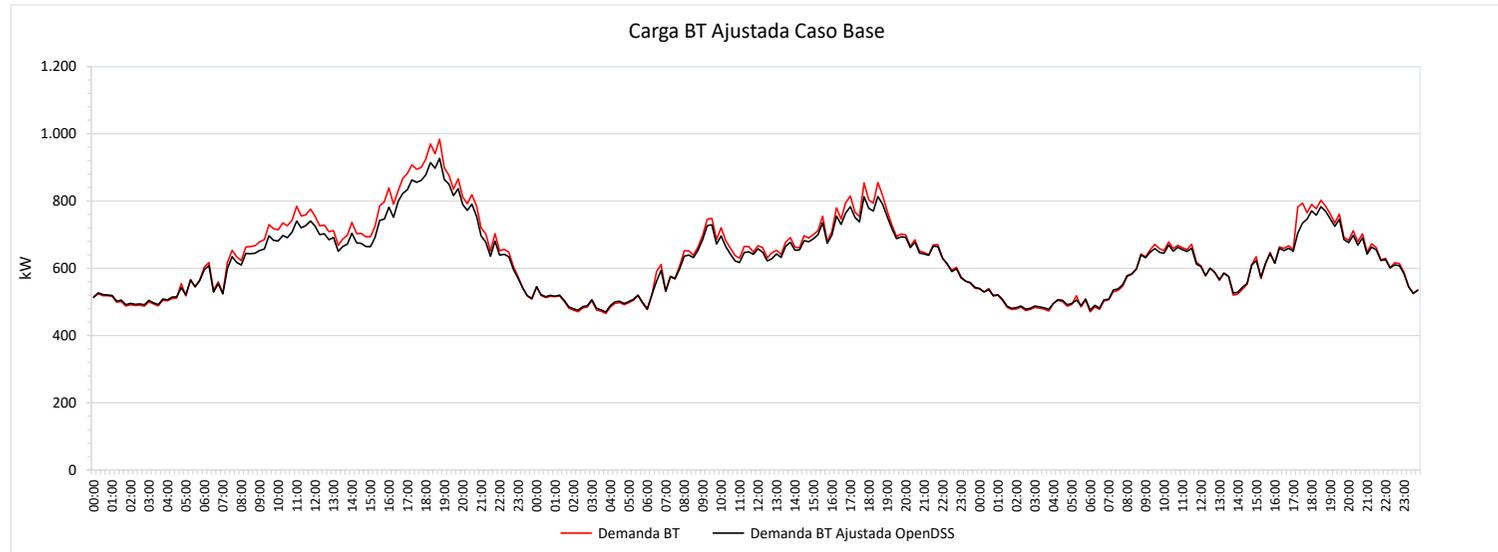
Vale mesmo comentário.



Vale mesmo comentário.

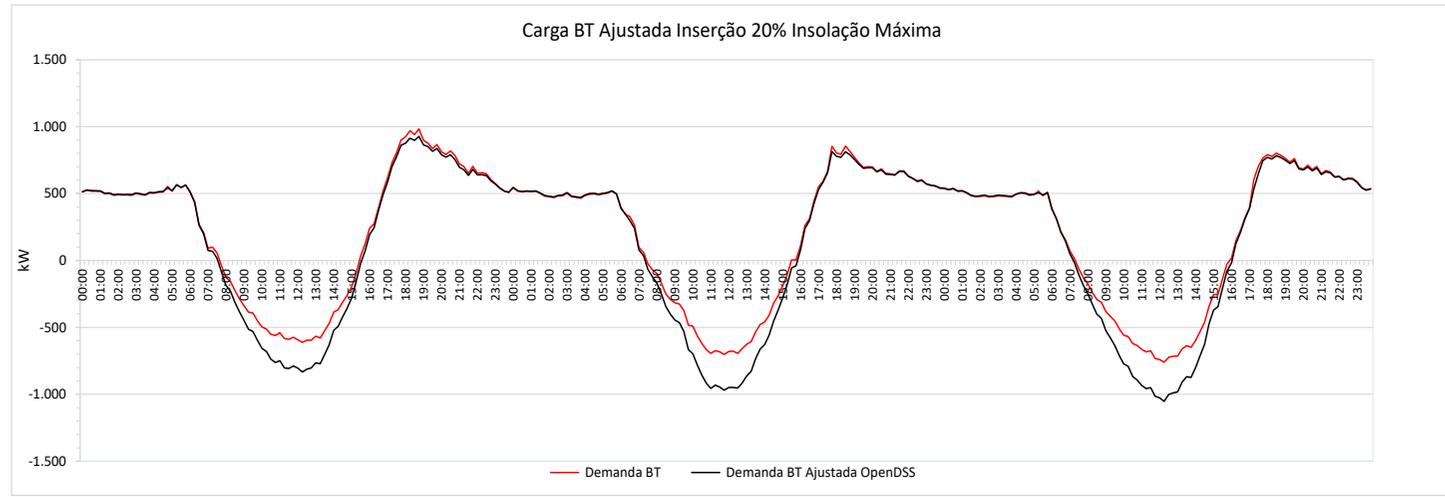


As curvas ao lado mostram que o OPEN DSS faz um ajuste na demanda dos clientes BT, mas não é tão significativo que possa afetar sobremaneira o resultado das perdas

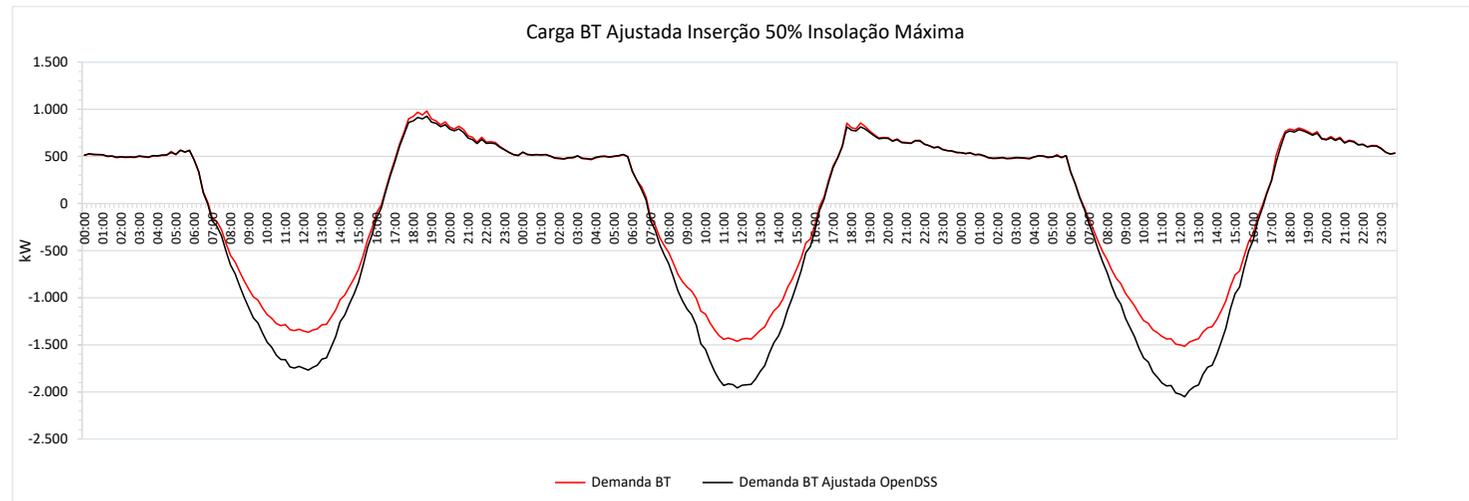


Nesta simulação verifica-se ajuste um pouco maior no nos momentos de geração.

Ajuste bem maior nos momentos de carga máxima reversa.



Ajuste um ainda maior nos momentos de carga máxima reversa.



5. CONCLUSÃO

Os estudos mostrando as curvas de carga do dia útil, do sábado e do domingo das redes e dos consumidores e, principalmente, as curvas das perdas em cada segmento do sistema, obtidos das simulações de fluxo de potência, mostraram-se muito elucidativas e consistentes:

- Perdas nos Circuitos acompanhando o comportamento do fluxo na rede BT;
- Perdas no Cobre acompanhando o fluxo no transformador;
- Perdas no Ferro constantes e;
- Perdas na rede MT acompanhando o fluxo de carga dessa rede.

As perdas, em kWh, diminuem com a inserção da Micro GD na maioria das simulações, pois a geração reduz, na maior parte dos casos, a carga diurna dos circuitos BT, dos transformadores e principalmente da rede MT. Mas isto acontece até um determinado limite, sendo que nos dias de pleno sol, e nas inserções maiores, há aumento de perdas, **principalmente nos circuitos BT, devido ao fluxo reverso.**

Dependendo do nível de injeção, que varia conforme a simulação, aparecerá fluxo reverso e o surgimento de perdas com esse fluxo negativo. E muito importante: se o fluxo reverso for maior que o fluxo direto, haverá um aumento do carregamento médio da rede e um aumento das perdas, e não uma redução. Isto acontece principalmente nas simulações de maior penetração da Micro GD, na condição de Pleno Sol, e nos sábados e domingos, sendo os circuitos de baixa tensão o segmento mais afetado.

Deve-se deixar claro que nas simulações com insolação máxima foi considerado que todo o alimentador estaria sob Pleno Sol, e isto realmente é o mais provável, ou seja, que haja um dia no ano em que todas as unidades de GFV do alimentador estejam na condição de geração máxima, e que os efeitos na rede de média tensão são realmente os aqui apresentados. Na baixa tensão, seguramente o transformador incorrerá na situação de todas as unidades gerando o máximo ao mesmo tempo. Porém, na rede de alta tensão da CEMIG D, que tem uma enorme área de concessão, é de se esperar que haja uma diversidade na insolação, que implicaria menor efeito do fluxo reverso e, principalmente, maior redução da demanda das redes com carga máxima diurna. Na Rede Básica, esse efeito é ainda mais acentuado.

Mas é necessário fazer essa avaliação para sair do campo das expectativas e conhecer, de fato, o que acontece na rede. Sugere-se na continuidade desses estudos avaliar os efeitos da diversidade da insolação na área de um transformador e de um alimentador. Isto poderia ser feito a partir das curvas de carga dos *prossumidores* de uma amostra de alimentadores em alguns distintos meses do ano.

As curvas do sábado e do domingo da rede BT possuem carga diurna mais baixa, principalmente quando se tem maior presença de clientes do Subgrupo B3 (Comercial, Industrial e Outros), que demandam menos no final de semana. Isto faz com que a injeção na rede, que é o saldo da geração

após dedução da demanda diurna do *prossumidor*, seja maior no final de semana, impondo mais perdas no fluxo reverso que no dia útil. Somente há injeção na rede quando a geração é maior que a demanda diurna do *prossumidor*. Quando a geração é menor que a demanda, haverá apenas redução da carga diurna, somente *Consumo Interno*, sem saldo a ser injetado na rede. Nessa situação, a redução da carga diurna na rede BT, que pelos mesmos motivos é maior no final de semana, implicará maior redução de perda nesses dias.

O aparecimento, e até aumento, de perdas com o fluxo reverso é mais significativo nos circuitos de baixa tensão. Com a introdução da Micro GD, verifica-se fluxo reverso nos trechos dos circuitos BT, mesmo quando não se verifica fluxo reverso no transformador. Entender isto foi particularmente interessante. A injeção de microgeração no circuito BT afeta muito os trechos próximos do ponto de conexão e, à medida que essa injeção é absorvida pelos clientes vizinhos, o fluxo reverso vai diminuindo, podendo se anular, conforme se aproxima do transformador.

Assim, de início, se deparou com uma situação estranha: a curva de carga de cada transformador não tinha fluxo reverso e o OPEN DSS tinha calculado perdas no fluxo reverso. Mas a explicação está dada: a injeção acontece em cada trecho dos circuitos, principalmente nos trechos próximos ao ponto de conexão. A injeção carrega os trechos junto ao ponto de conexão da Micro GD, sendo que o fluxo negativo continua nos trechos seguintes, até que as cargas absorvam toda a injeção, restando fluxo positivo no transformador.

Poderá também acontecer de a injeção carregar os trechos junto ao ponto de conexão, e as cargas do circuito absorverem parte injeção, restando ainda fluxo negativo no transformador, que será injetado na rede de média tensão.

De toda maneira, o fluxo reverso no transformador é menor que o fluxo reverso nos circuitos, porque as cargas de BT absorvem toda ou parte dessa injeção, logo, haverá menos Perda no Cobre no sentido negativo do que nos circuitos BT.

De um modo geral, observou-se a existência de perdas no fluxo reverso na baixa tensão em quase todas as simulações.

Para mostrar graficamente os resultados somou-se as curvas de todos os transformadores, comparando-as com as curvas de perdas. Observou-se a existência de perdas no fluxo reverso mesmo quando não se verificou fluxo negativo na curva de carga somada de todos os transformadores. Acontece que as perdas ocorrem em cada transformador/circuito individual, os quais podem ter muita ou nenhuma microgeração, pois o sorteio é aleatório. Na curva de carga somada de todos transformadores, o fluxo reverso de um transformador compensa com o fluxo direto de outro, restando apenas o saldo, que pode ser positivo. Assim, a curva total da baixa tensão de um alimentador pode não mostrar fluxo reverso, mas há injeção, maior ou menor, em vários transformadores, sendo que as perdas em cada circuito de baixa tensão varia, conforme as características físicas do circuito individual, conforme o comportamento da sua carga original conforme o número e porte dos *microgeradores* sorteados em cada simulação e conforme o local de sua instalação, impondo mais ou menos fluxo reverso nos trechos do circuito.

Na rede de média tensão ocorre um efeito similar aos circuitos BT: ao longo dos ramais, em direção ao tronco, as injeções de determinados transformadores, em cada hora do dia, são absorvidas por cargas (positivas) de outros transformadores e cargas dos clientes de média tensão. Na rede MT há menos fluxo reverso, conseqüentemente menos perdas nesse sentido de fluxo, e grande redução de perdas com redução da carga positiva durante o dia. Assim, o efeito da inserção e da insolação é mais sensível nos circuitos BT.

Enfim, o aumento de perdas se dá quando o fluxo diurno reverso supera o fluxo direto. E isto acontece mais no circuito BT, diminuindo no Cobre e reduzindo mais ainda na rede de média tensão. Nas redes MT é mais difícil aparecer fluxo reverso com a introdução de Micro GD, pois essas redes contam com a presença dos clientes dos subgrupos A3a, A4 e AS, que, tal qual os clientes do subgrupo B3, consomem mais no período diurno e no dia útil. Assim, a injeção dos microgeradores, que não foram totalmente consumidas pelos clientes BT, são injetadas na rede MT, aliviando essa rede durante o dia, pois são normalmente absorvidas pelos clientes de média tensão.

Com essas simulações, agora é possível afirmar que há redução das perdas no período diurno, em kWh, na rede de distribuição com a inserção da microgeração, principalmente na rede de média tensão. Todavia, ultrapassado um determinado limite de inserção, dependendo do tipo e do comportamento da rede de baixa e de média tensão do alimentador, há um aumento das perdas, principalmente na insolação máxima, sendo esse aumento mais significativo nos circuitos BT.

Assim, considera-se adequado não cobrar TUSD Perdas desses usuários.

Esses resultados, que mostram que as perdas reduzem com a inserção da micro geração, não se estendem aos minigeradores, os quais impactam a rede em condições muito específicas, conforme o seu porte e o local de sua instalação.

Foi também avaliado o comportamento da demanda máxima da rede com a inserção da microgeração. Como se esperava, há redução da carga das redes que tem demanda máxima diurna, bem observável nos gráficos apresentados, porém a redução é muito pequena, pois a injeção que se pode garantir da GFV é a geração com insolação mínima. Nos dias chuvosos e nublados, a rede da distribuidora deve estar disponível para atender praticamente toda a demanda desses *prossumidores*.

Além disso, dependendo do nível de inserção, e do comportamento da carga diurna do alimentador, é possível acontecer de carga máxima no fluxo reverso ultrapassar a demanda máxima no fluxo direto, ensejando mais capacidade na rede e, portanto, mais investimento.

Destaca-se que na Cemig, esses tipos de alimentadores, com demanda máxima diurna representam aproximadamente 23%.

Por último, observando as alterações drásticas no comportamento da rede, com aparecimento de rampas intensas de redução e elevação da carga, torna-se clara a necessidade de mais custos na operação da rede de distribuição.

Assim, praticamente não há custo evitado em expansão na rede de distribuição, principalmente em empresas como a Cemig D.