

## 6

# Avaliação da Penetração da Microturbina no Mercado da LIGHT

O presente capítulo tem como objetivo determinar o mercado potencial de energia elétrica deslocado da concessionária pública de distribuição de energia elétrica LIGHT no Estado do Rio de Janeiro devido à utilização pelos seus consumidores da microturbina na autoprodução de energia elétrica. O impacto imediato destes resultados é o planejamento da concessionária em relação à perda de receita e em relação à sua capacidade contratada de energia para o fornecimento de energia elétrica aos clientes, além de dados para negociação junto aos potenciais clientes de tarifas diferenciadas às vigentes na busca de evitar a redução de sua carga. Adicionalmente será comparado o impacto da adoção da microturbina com o impacto da adoção de gerador a gás natural e do gerador a diesel.

### 6.1

#### Introdução

Um banco de dados existentes de clientes da concessionária, com 7980 clientes, referente ao mês de janeiro de 2003, dos subgrupos tarifários A2, A3a, A4 e AS, foi usado para identificar a demanda contratada de cada um. Consta deste banco para cada cliente o consumo de energia nos horários de ponta e fora de ponta, para as tarifas horo-sazonal Azul (T.H.S. Azul) e horo-sazonal Verde (T.H.S. Verde), e, durante o dia inteiro, para a tarifa Convencional. Mais ainda, o banco de dados classifica os clientes segundo as classes de consumo (a) Comercial, (b) Residencial, (c) Industrial, (d) Poder Público, (e) Serviço Público, (f) Revenda, (g) Consumo Próprio, e, (h) Rural.

Foram utilizadas para calcular o custo médio da energia consumida por horário do dia, as tarifas vigentes em 2007, publicadas pela resolução homologatória ANEEL nº 391 [50], para demanda e consumo, conforme tabelas 51, 52 e 53.

**Tabela 51 - Tarifa convencional da concessionária**

CONVENCIONAL	A3a	A4	AS
Demanda (R\$/kW)	29,23	29,23	29,23
Consumo (R\$/MWh)	180,50	181,10	188,76

**Tabela 52 - Tarifa horo-sazonal azul da concessionária**

THS AZUL	A3a	A4	AS	A2
Demanda em ponta (R\$/kW)	35,80	40,16	44,41	19,48
Demanda fora de ponta (R\$/kW)	9,97	11,39	17,00	3,19
Consumo em ponta seca (R\$/MWh)	254,16	254,84	265,15	245,74
Consumo em ponta úmida (R\$/MWh)	230,54	231,15	240,57	222,81
Consumo fora de ponta seca (R\$/MWh)	156,83	157,15	163,39	155,27
Consumo fora de ponta úmida (R\$/MWh)	142,90	143,19	148,80	141,77

**Tabela 53 - Tarifa horo-sazonal verde da concessionária.**

THS VERDE	A3a	A4	AS
Demanda (R\$/kW)	9,97	11,39	17,00
Consumo em ponta seca (R\$/MWh)	880,06	950,19	1000,16
Consumo em ponta úmida (R\$/MWh)	856,44	926,53	975,48
Consumo fora de ponta seca (R\$/MWh)	156,83	157,15	163,39
Consumo fora de ponta úmida (R\$/MWh)	142,90	143,19	148,80

A demanda de ultrapassagem não foi considerada neste estudo, devido à inexistência do valor de ultrapassagem no referido banco de dados. Assim, a demanda contratada foi utilizada como demanda faturável (registrada), e, portanto, usada para o cálculo do custo médio da energia. Os custos de investimentos nas microturbinas são os efetivamente realizados no projeto de aquisição e instalação da microturbina na PUC-Rio. Os consumos adotados são os obtidos nos testes realizados com carga máxima. Assim, o custo da energia elétrica gerada pode ser calculado.

## 6.2

### Definições e fundamentos teóricos

Estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento [45].

A tarifa Convencional pode ser aplicada para fornecimento de tensão inferior a 69kV e demanda menor que 300kW. Esta estrutura é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica (kWh) e de demanda de potência (W) independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Esta tarifa é atrativa para clientes que tenham dificuldade em controlar seu consumo e/ou demanda no horário de ponta.

As tarifas horo-sazonais são caracterizadas pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Elas podem ser de dois tipos a tarifa Verde e a tarifa Azul.

A tarifa Verde é composta com quatro valores diferenciados de acordo com o horário do dia (na ponta e fora de ponta) e a época do ano (período seco e período úmido), além de um valor fixo (função da tensão de fornecimento) para qualquer nível de demanda de potência contratada. O valor da tarifa de consumo na ponta é significativamente maior que o valor fora da ponta, o que faz com que este modelo seja atrativo quando é controlado o consumo no horário de ponta. Esta tarifa é opcional para fornecimento de tensão inferior a 69kV.

A tarifa azul é uma tarifa composta que se baseia no nível de consumo de energia e no nível da demanda de potência. Assim, em relação ao consumo, ela apresenta tarifas diferenciadas de acordo com o horário do dia (na ponta e fora de ponta) e a época do ano (período seco e período úmido); e em relação a demanda, apresenta tarifas baseadas apenas no horário do dia (ponta e fora de ponta). Resumindo, a tarifa Azul exige a definição de uma demanda de contrato no horário de ponta. A tarifa Azul é compulsória para fornecimento de energia em tensão de fornecimento igual ou maior que 69kV. Opcionalmente pode ser aplicada para fornecimento de tensão inferior a 69kV.

O horário de ponta é o período definido pela concessionária e composto de 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados

nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico [45]. No caso específico da LIGHT, corresponde ao período entre às 17:30 e 20:30hs, e é o período do dia de maior utilização de energia elétrica no sistema da LIGHT.

O período úmido é o período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte [45].

O período seco é composto de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro [45].

A Demanda é a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado [45].

A Demanda contratada é a demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no período de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW) [45].

A Demanda de ultrapassagem é a parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW) [45]. Conforme já mencionado, a demanda de ultrapassagem não foi considerada neste estudo.

A Demanda faturável é o valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW) [45].

O Grupo tarifário “A” é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, ou ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição, caracterizado pela estrutura tarifária binômica e subdividido nos seguintes subgrupos [45]:

- Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste grupo em caráter opcional.

## 6.3

**Clientes potenciais para autoprodução de energia**

O banco de dados disponível pela concessionária e usado neste estudo, contém informações sobre o consumo de energia dos clientes da LIGHT para o mês de janeiro de 2003. As Tabelas 54, 55 e 56 apresentam sua composição por tarifa, subgrupo tarifário e classe de consumo.

**Tabela 54** - Número de clientes por grupo tarifário e tarifa.

Tarifa	Grupo Tarifário				Total
	A2	A3a	A4	AS	
Convencional	4	6	4998	969	5977
Azul	51	52	524	72	699
Verde	0	45	1096	163	1304
Total	55	103	6618	1204	7980

**Tabela 55** - Número de clientes por grupo tarifário e classe.

Classe	Grupo Tarifário				Total
	A2	A3a	A4	AS	
Comercial	3	5	3665	908	4581
Residencial	0	0	226	227	453
Industrial	30	82	1574	35	1721
Poder Público	1	11	967	33	1012
Serviço Público	14	5	141	0	160
Revenda	7	0	5	0	12
Cons. Prop.	0	0	8	1	9
Rural	0	0	32	0	32
Total	55	103	6618	1204	7980

**Tabela 56** - Número de clientes por tarifa e classe.

Classe	Tarifa			Total
	Convenc.	Azul	Verde	
Comercial	3540	368	673	4581
Residencial	448	2	3	453
Industrial	1056	179	486	1721
Poder Público	773	103	136	1012
Serviço público	114	44	2	160
Revenda	9	3	0	12
Cons. Prop.	8	0	1	9
Rural	29	0	3	32
Total	5977	699	1304	7980

## 6.4

### **Custo atual do fornecimento de energia elétrica pela concessionária**

O custo atual do fornecimento da energia elétrica pela concessionária pode ser calculado, somando-se o custo da demanda (D), em kW, com o do consumo (C), em kWh/mês, cujos valores estão indicados no banco de dados, para cada tarifa, subgrupo tarifário e horário. As tarifas utilizadas referem-se ao ano de 2007, sendo atualizadas anualmente pela ANEEL, respectivamente para demanda (TD), em R\$ / kW, e para consumo (TC), em R\$ / kWh. Assim, o custo mensal do fornecimento de energia elétrica (Pe) pode ser calculado como:

$$Pe = D \cdot TD + C \cdot TC \quad (67)$$

Devido à inexistência de informações no banco de dados sobre o valor da demanda faturada, o que inclui a demanda de ultrapassagem, considerou-se, para efeito do custo da energia fornecida, o valor da demanda contratada.

O custo da energia elétrica fornecida pela concessionária (Ee), em R\$ / kWh, para cada horário, pode ser calculada como:

$$Ee = Pe / C \quad (68)$$

## 6.5

### **Custo do investimento na microturbina e no geradores para autoprodução de energia elétrica**

O investimento na microturbina para autoprodução de energia elétrica adotado foi de, 1,200.00 US\$/kW. O investimento no gerador a gás natural adotado foi de 1,064.00 US\$/kW. O investimento no gerador a diesel adotado foi de 301.00 US\$/kW. A taxa de câmbio considerada foi de US\$ 1,00 = R\$ 2,10.

## 6.6

### Custo de operação e manutenção da microturbina e dos geradores

O valor para o custo específico de operação e manutenção adotado (CE), para microturbina e para o gerador a gás natural, foi de R\$ 0,045 / kWh (US\$ 0,015 / kWh), e para o gerador diesel foi de R\$ 0,06 / kWh (US\$ 0,02 / kWh). Assim, com o consumo (C), conhecido, o custo de operação e manutenção (M) pode ser calculado, em R\$ / mês, como:

$$M = CE \cdot C \quad (69)$$

## 6.7

### Custo do combustível para operação da microturbina e dos geradores

Para o cálculo do custo de combustível para operação da microturbina, foi utilizado um valor médio para o consumo específico de combustível (CEC) os valores de 0,440 Nm<sup>3</sup> / kWh (informado pelo fabricante) e de 0,636 Nm<sup>3</sup> / kWh, que corresponde aos valores medidos (vazão média de 14,82 Nm<sup>3</sup>/h e potência média de 23,3 kW, conforme Tabela 23).

Para o cálculo do custo de combustível para operação do gerador, foi utilizado um valor médio para o consumo específico de combustível (CEC) de 0,259 l / kWh para o gerador a diesel, e 0,300 Nm<sup>3</sup> / kWh para o gerador a gás.

A tarifa média de mercado utilizada (TF) para o diesel foi de R\$ 1,70 / l.

Para o gás natural fornecido pela CEG, utilizou-se uma tarifa em cascata, conforme Tabela 57, que depende da faixa de consumo.

**Tabela 57** - Tarifa de GN por faixa de consumo em 2007.

Faixa de consumo (Nm <sup>3</sup> )	Custos (R\$/ m <sup>3</sup> )
0 - 200	2,1192
201 - 2.000	1,1758
2.001 - 10.000	1,0320
10.001 - 50.000	0,8284
50.001 - 100.000	0,7487
100.001 - 300.000	0,6635
300.001 - 600.000	0,5626
600.001 - 1.500.000	0,5599
1.500.001 - 3.000.000	0,5526

## 6.8

### Tempo de retorno do investimento e Payback

A análise da viabilidade econômico-financeira de projetos de autoprodução é efetuada mais freqüentemente pelo método do valor presente líquido (VPL). Quando o investimento é realizado somente com capital próprio, o VPL é calculado descontando-se os fluxos de caixa esperados. Para isso, deve-se comparar os riscos e a taxa de retorno obtida em alternativa ao investimento na autoprodução. Essa taxa é denominada taxa de desconto, taxa mínima de atratividade, custo de oportunidade de capital próprio ou custo de capital próprio. Resumindo, é o retorno mínimo que o investidor espera ou exige obter com o investimento na autoprodução [51]. A taxa interna de retorno (TIR), torna o valor presente líquido (VPL), nulo. Em outras palavras podemos dizer que a taxa interna de retorno, faz com que o valor presente dos desembolsos se iguale ao valor presente dos recebimentos. Assim, se tomarmos uma taxa de referência por um período de tempo, a TIR aparece como referência a ser utilizada para definir ou não a aceitação de um investimento. O período de Payback é o intervalo de tempo necessário para que as entradas líquidas de caixa de um investimento, descontadas a valor presente, se igualem ao investimento inicial.

Para um horizonte de  $n = 15$  anos, a taxa interna de retorno do investimento (TIR), em % a.a., pode ser calculada, resolvendo-se a seguinte equação não linear:

$$R = \frac{(1 + TIR/100)^n - 1}{(TIR/100)(1 + TIR/100)^n} \quad (70)$$

A Tabela 58 apresenta a relação entre o tempo de retorno do investimento (payback) e a taxa interna de retorno (TIR), para um horizonte de 15 anos, de acordo com a Eq. (70).

**Tabela 58** - Relação entre Payback e TIR.

Payback anos	TIR % a.a.
1	100,0
2	49,9
3	32,9
4	24,0
5	18,4
5,847	15,0
6	14,5
7	11,5
8	9,1
9	7,2
10	5,6

**6.9****Número de clientes com Payback igual ou inferior a 5,8 anos**

Nas tabelas 59 e 61 é apresentado o tempo de retorno em anos na autoprodução de energia elétrica, que seja igual ou inferior a um valor de referência, especificado na primeira coluna das mesmas.

Os cálculos foram feitos considerando, respectivamente, consumos específicos de 0,636 e 0,404 N m<sup>3</sup>/kwh.

**Tabela 59** - Número de clientes por tarifa e horário com Payback em anos para a microturbina, considerando um consumo específico de 0,636 N m<sup>3</sup>/kWh.

Microturbina com consumo específico de 0,636 Nm <sup>3</sup> /kWh					
Payback anos	Convenc.	Fora de Ponta		Ponta	
		Verde	Azul	Verde	Azul
1	0	0	0	1	0
2	0	0	6	1	0
3	2	0	12	1	0
4	4	0	14	3	34
5	24	0	14	8	287
5,847	70	0	14	17	396
6	78	0	14	21	401
7	162	0	14	46	414
8	240	0	14	91	415
9	317	0	14	122	423
10	380	0	14	158	429

**Tabela 60** - Número de clientes, com TIR maior ou igual a 15%, por grupo tarifário e tarifa, considerando a microturbina com o consumo específico de 0,636 N m<sup>3</sup>/kWh.

Microturbina com consumo de 0,636 N m <sup>3</sup> /kWh					
Tarifa	Grupo tarifário				Total
	A2	A3a	A4	As	
Convencional	0	0	39	31	70
Ponta Verde	0	0	12	5	17
Ponta Azul	0	26	335	35	396
Total	0	26	386	71	483

**Tabela 61** - Número de clientes por tarifa e horário com Payback em anos, considerando a microturbina com o consumo específico de 0,440 N m<sup>3</sup>/kWh.

Microturbina com consumo específico de 0,440 N m <sup>3</sup> /kWh					
Payback anos	Convenc.	Fora de Ponta		Ponta	
		Verde	Azul	Verde	Azul
1	0	0	0	1	0
2	0	0	4	1	0
3	2	0	9	1	0
4	30	0	11	7	183
5	146	0	11	27	416
5,847	360	0	11	55	420
6	403	0	11	70	420
7	658	0	11	116	425
8	832	0	11	172	437
9	960	0	11	225	449
10	1041	0	11	268	450

**Tabela 62** - Número de clientes, com TIR maior ou igual a 15%, por grupo tarifário e tarifa, considerando a microturbina com o consumo específico de 0,440 N m<sup>3</sup>/kWh.

Microturbina com consumo de 0,440 N m <sup>3</sup> /kWh					
Tarifa	Grupo tarifário				Total
	A2	A3a	A4	As	
Convencional	0	0	64	296	360
Ponta Verde	0	2	29	24	55
Ponta Azul	1	35	348	36	420
Total	1	37	441	356	835

**Tabela 63** - Número de clientes por tarifa e horário com Payback em anos, para o gerador diesel.

Gerador diesel					
Payback anos	Convenc.	Fora de Ponta		Ponta	
		Verde	Azul	Verde	Azul
1	21	0	0	6	35
2	550	0	0	171	420
3	842	0	0	351	442
4	980	2	1	479	449
5	1063	9	2	568	449
5,847	1130	15	3	621	449
6	1136	15	3	630	449
7	1177	20	4	692	449
8	1200	24	4	734	449
9	1221	25	4	767	449
10	1241	29	4	793	449

**Tabela 64** - Número de clientes, com TIR maior ou igual a 15%, por grupo tarifário e tarifa para o gerador diesel.

Gerador diesel					
Tarifa	Grupo tarifário				Total
	A2	A3a	A4	As	
Convencional	0	0	716	414	1130
Ponta Verde	0	18	486	117	621
Ponta Azul	26	37	350	36	449
Total	26	55	1552	567	2200

**Tabela 65** - Número de clientes por tarifa e horário com Payback em anos, para o gerador a gás natural.

Gerador GN					
Payback anos	Convenc.	Fora de Ponta		Ponta	
		Verde	Azul	Verde	Azul
1	0	0	0	1	0
2	0	0	3	1	0
3	291	0	6	5	37
4	708	0	7	31	421
5	1314	0	7	86	424
5,847	1882	0	8	152	435
6	1963	0	8	166	438
7	2310	0	9	241	450
8	2458	0	9	287	450
9	2560	2	15	327	450
10	2632	4	18	379	450

**Tabela 66** - Número de clientes, com TIR maior ou igual a 15%, por grupo tarifário e tarifa para o gerador a gás natural.

Gerador GN					
Tarifa	Grupo tarifário				Total
	A2	A3a	A4	As	
Convencional	0	2	1171	709	1882
Ponta Verde	0	4	103	45	152
Ponta Azul	12	37	350	36	435
Total	12	43	1624	790	2469

## 6.10

### Estimativa do mercado deslocado da Light

Conhecendo-se o investimento nas microturbinas e seu custo operacional, a taxa interna de retorno do investimento (TIR) e o payback, em relação ao presente custo de fornecimento de energia elétrica pela concessionária, foram calculados [28, 45, 50, 51].

Foram assim selecionados os clientes das tarifas convencional, azul e verde da ponta, cuja  $TIR \geq 15\%$  a.a., para um horizonte de 15 anos, o que é equivalente a um payback de 5,847 anos. Cabe ressaltar que a própria ANEEL nas Resoluções Normativas 246 e 256 [52, 53] estabelece respectivamente o custo de capital próprio nominal de 16,50 e 16,02. Assim para os cálculos da estimativa de mercado deslocado consideramos que clientes com Payback igual ou inferior a 5,847 anos ( $TIR \geq 15\%$  a.a.), potencialmente, poderiam migrar para a autoprodução de energia elétrica com uso da microturbina. Os demais clientes, cuja  $TIR$  é inferior a  $15\%$  a.a., foram desconsiderados da análise por se acreditar não apresentarem atratividade suficiente para justificar o investimento na autoprodução.

Computando-se a demanda e o consumo destes clientes, o mercado deslocado da LIGHT pela microturbina pode ser visto nas tabelas 63 e 64 abaixo.

**Tabela 67** - Mercado deslocado da LIGHT por tarifa considerando a microturbina com o consumo específico de  $0,636 \text{ N m}^3/\text{kWh}$ .

Microturbina com consumo de $0,636 \text{ N m}^3/\text{kWh}$		
Tarifa	Demanda (MW)	Consumo (MWh/mês)
Convencional	11,7	1.932,0
Ponta Verde	363,8	17.980,0
Ponta Azul	9,0	503,0
Total	384,5	20.415,0

**Tabela 68** - Mercado deslocado da LIGHT por tarifa considerando a microturbina com o consumo específico de 0,440 N m<sup>3</sup>/kWh.

<b>Microturbina com consumo de 0,440 N m<sup>3</sup>/kWh</b>		
<b>Tarifa</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>Consumo (MMh/mês)</b>
Convencional	60,8	9.482,0
Ponta Verde	384,0	22.871,0
Ponta Azul	27,8	1.350,0
Total	472,6	33.703,0

**Tabela 69** - Mercado deslocado da LIGHT por tarifa para o gerador diesel.

<b>Gerador diesel</b>		
<b>Tarifa</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>Consumo (MMh/mês)</b>
Convencional	138,4	19.137,0
Ponta Verde	653,0	33.217,9
Ponta Azul	319,8	8.447,4
Total	1.111,2	60.802,3

**Tabela 70** - Mercado deslocado da LIGHT por tarifa para o gerador GN.

<b>Gerador GN</b>		
<b>Tarifa</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>Consumo (MMh/mês)</b>
Convencional	279,2	70.573,9
Ponta Verde	616,1	35.692,6
Ponta Azul	93,9	3.796,1
Total	989,2	110.062,6

## 6.11

### Conclusões

A microturbina é uma tecnologia em desenvolvimento que possibilita o suprimento de cargas pontuais. Cabe ressaltar que quando em operação, o cliente não deve se desligar da concessionária, uma vez que durante paradas oriundas de falhas no sistema de autoprodução, ou de manutenção programada, outra fonte deverá suprir a energia requerida.

A avaliação do mercado potencial deslocado da concessionária LIGHT pela autoprodução, com utilização de microturbina, considerando um universo de 7980 clientes, é de:

- 384,5 MW para a demanda e 20.415,0 MWh/mês para o consumo considerando o consumo específico de 0,636 N m<sup>3</sup>/kWh e de;
- 472,6 MW para a demanda e 33.703,0 MWh/mês para o consumo considerando o consumo específico de 0,440 N m<sup>3</sup>/kWh.

Considerando-se a utilização do gerador diesel para a autoprodução a avaliação do mercado potencial deslocado da concessionária LIGHT é de:

- 1.111,2 MW para a demanda e 60.802,3 MWh/mês para o consumo.

Considerando-se a utilização do gerador a gás natural para a autoprodução a avaliação do mercado potencial deslocado da concessionária LIGHT é de:

- 989,2 MW para a demanda e 110.062,6 MWh/mês para o consumo.

Analisando os dados, podemos concluir que o elevado custo da microturbina é uma barreira para sua introdução efetiva no mercado, contribui também para o fato a dificuldade para a importação do equipamento, peças e sobressalentes, além da pouca mão de obra qualificada disponível. Entretanto, a cogeração pode colaborar substancialmente para melhorar o custo benefício.