

# РЕГУЛИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА УСЛУГ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИТАЛИИ

---

**ФЕРРУЧИО ВИЛЛА**

*Управление контроля качества снабжения и  
по делам потребителей*

*Глава отдела контроля качества снабжения  
электроэнергией*

*Глава отдела по умному учёту  
электричества и газа*

**Учебный визит ФСТ России  
Милан, 4 марта 2010**



# ПОВЕСТКА ДНЯ

- Обзор регулирования качества услуг в области элеткроэнергии
- Краткий обзор регулирования умных систем учёта электроэнергии и газа



# НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА

## Юридические полномочия органов регулирования



# НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА

## Гарантированные и всеобъемлющие стандарты

- Закон предусматривает **два типа стандартов качества**
  - **Гарантированные стандарты (ГС)**: их функция заключается в обеспечении минимального уровня качества всем клиентам и таким образом **они ориентированы на защиту потребителей, обслуживаемых хуже всех, посредством компенсации;**
  - **Всеобъемлющие стандарты (ВС)**: их функция заключается в мониторинге деятельности компаний на системном уровне и т.о. **они ориентированы на обеспечение совершенствования посредством стимулирующих/штрафных схем**
- **Выбор типа стандартов** в зависимости от различных аспектов качества осуществляется органами регулирования



# НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА

## Гарантированные и всеобъемлющие стандарты

- **Гарантированные стандарты**

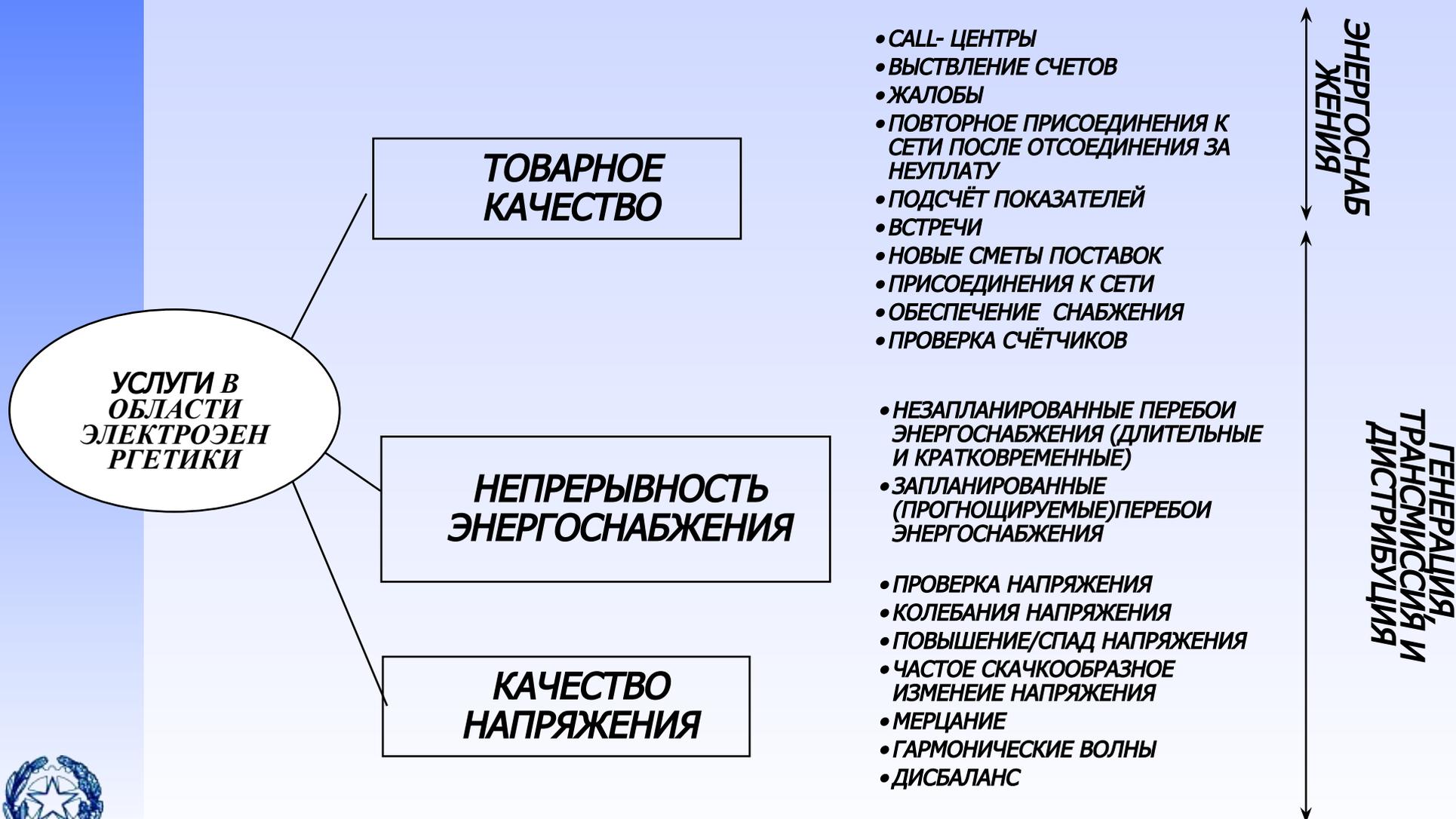
- Относятся к каждой отдельной сделке между клиентом и коммунальной службой
- Детализированная информация о деятельности компании, вплоть до уровня отдельного клиента (необходимо детальное исследование)
- Гарантированный стандарт = минимальный уровень качества
  - ТК: максимальное время на подключение клиентов при несложных работах
  - НЭ: максимальное количество отключений в год на одного потребителя

- **Всеобъемлющие стандарты**

- Ссылаются на среднюю производительность коммунальных служб в конкретной области
- Функция мониторинга посредством периодической публикации результатов (может влиять на репутацию компании, если это не финансовые показатели)
- Всеобъемлющий стандарт = среднее качество (или качество в данном процентильном эквиваленте)
  - ТК: по крайней мере на 90% претензий клиентов ответ поступает в течении максимального времени, отведенного на исчерпывающий ответ
  - НЭ: максимальное количество отключений в год на одного потребителя (средний показатель для конкретной области)



# СРЕДСТВА РЕГУИРОВАНИЯ КАЧЕСТВА УСЛУГ - МНОГОАСПЕКТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ



# ЦЕЛИ РЕГУЛИРОВАНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ



# КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПЛАН РЕГУЛИРОВАНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращения	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирувания	Стандарты для многократных/чрезвыч айно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# Мониторинг непрерывности распределения поставок

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращения	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ	Руководство по мерам регулирувания	Стандарты для многократных/чрезвычайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# Руководство по мерам регулирования: Непрерывность поставок – основные понятия

- Территориальная классификация пострадавших клиентов
- Клиенты получающие низкий уровень напряжения и страдающие от перебоев подачи энергии
- Система телеуправления
- Регистрация перебоев подачи энергии
- Форс-мажор
- Как оценивается непрерывность
- Кто оценивает непрерывность
- Проверка информации по непрерывности энергоснабжения



# ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПОСТРАДАВШИХ КЛИЕНТОВ

- Территориальная классификация необходима в целях установления отдельных приемлемых стандартов
- Итальянская классификация
  - **Городские ("с высокой плотностью населения") области:** территория населенных пунктов с более чем 50,000 жителей
  - **Переходные городские ("со средней плотностью населения") области:** территория населенных пунктов с более чем 5,000, но менее чем с 50,000 жителей
  - **Сельские ("с низкой плотностью населения") области:** территория населенных пунктов с более чем 5,000 жителей



# Клиенты получающие низкий уровень напряжения и страдающие от перебоев подачи энергии

## До 2007: оценка

- **Перебои, возникшие в следствии неисправностей трансформаторов с высоким или средним уровнем напряжения:**

Оценка количества клиентов получающих низкий уровень напряжения = Трансф. со средним/низким уровнем напряжения \* количество пользователей, получающих низкий уровень напряжения от трансф. со средним/низким уровнем напряжения

(высчитывается отдельно для каждого районного уровня)

- **Перебои, возникшие в следствии неисправностей трансформаторов с низким уровнем напряжения:**

Оценка количества клиентов получающих низкий уровень напряжения = количество линий низкого напряжения \* количество пользователей, получающих низкий уровень напряжения на линии низкого напряжения

(высчитывается отдельно для каждого районного уровня)

## С 2008: конкретное число

- **Посредством информационных систем**(напр.: SCADA, GIS, и т.д.)
- **Посредством систем умного учёта** (финансовый стимул; в таком случае регистрация фактического количества клиентов получающих низкий уровень напряжения переносится на 2010)

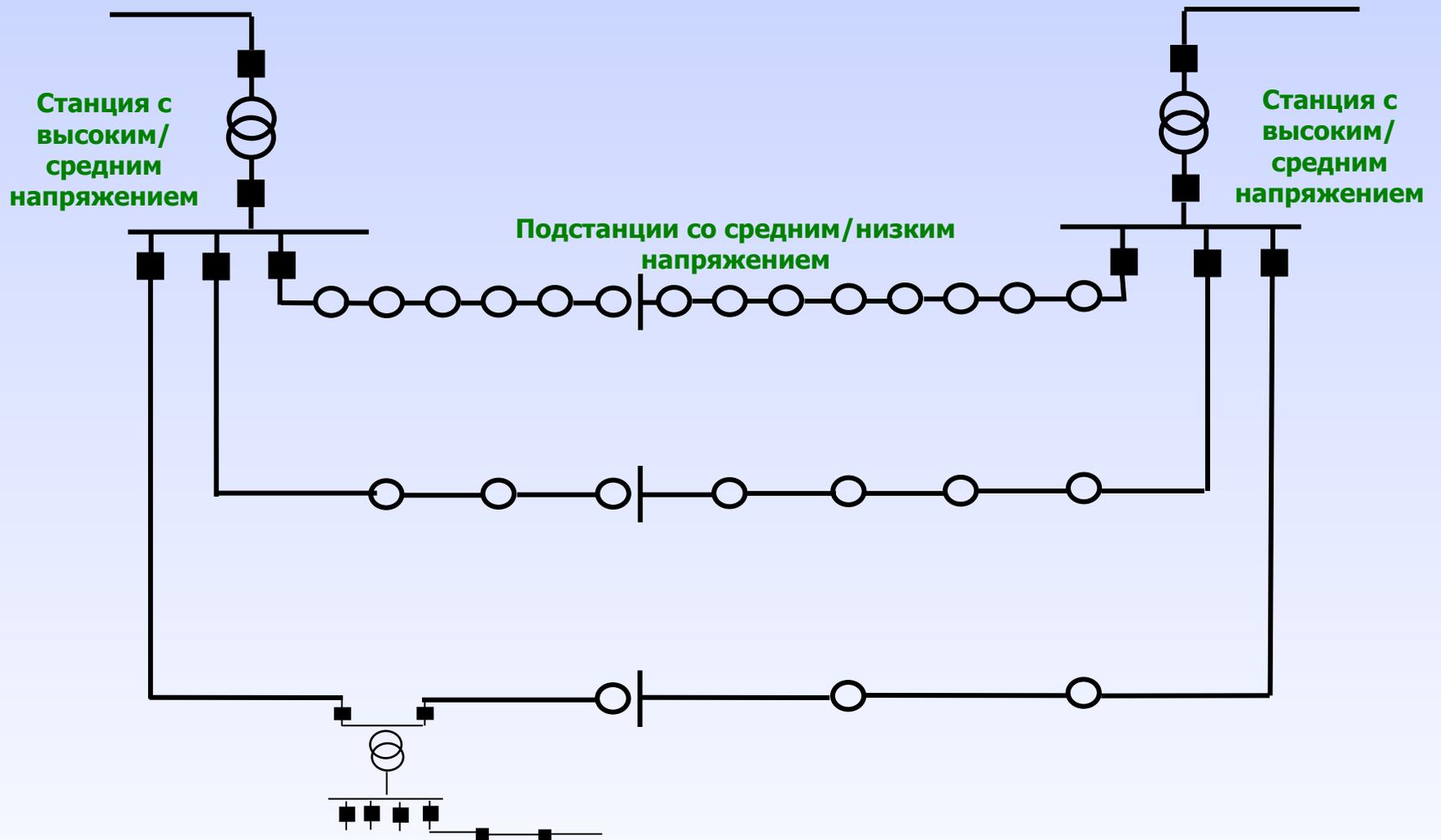


# СИСТЕМА ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ

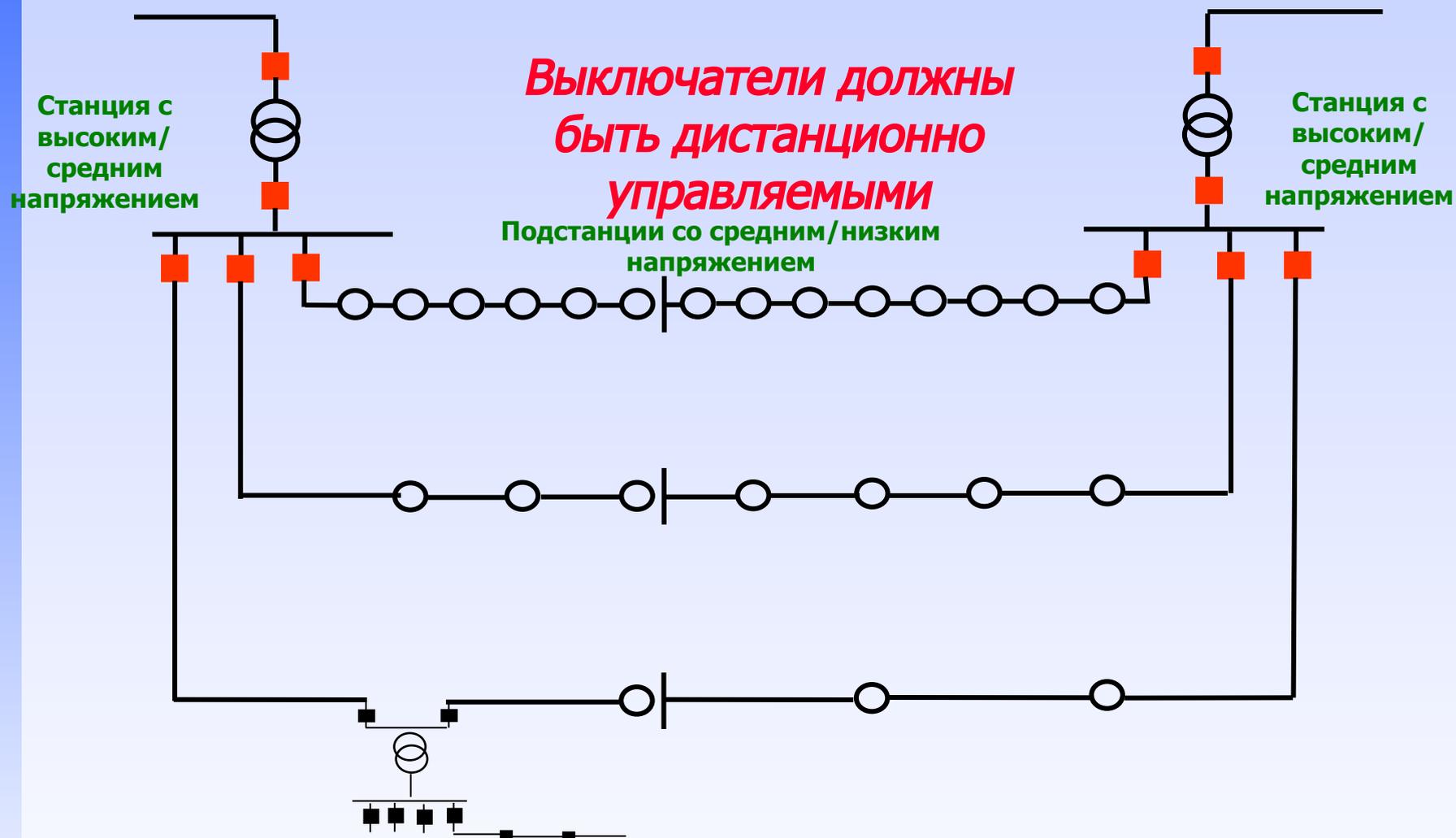
- В Италии при регулировании непрерывности энергоснабжения устанавливаются минимальные требования по **системе телеуправления (для высокого и низкого уровня напряжения)**
  - Каждый раз включение и выключение размыкателя (на высоком и среднем уровне,  $>1$  кВ) должно автоматически отражаться и фиксироваться
  - Должны иметься автоматические распечатки, отражающие все происшествия в сети
  - Система телеуправления должна быть в состоянии контролировать по крайней мере схемы высокого и среднего напряжения на терминалах каждой трансформаторной станции с высоким/средним и коммутационную станцию со средним напряжением или соединить станцию с другими распределительными сетями общего пользования
- Для случаев неисправностей на сетях низкого напряжения требуется исключительно ручная регистрация, но в отдельном регистре в письменной форме **должен вестись учёт всех телефонных звонков**
  - Чтобы убедиться в том, что персонал после поступления звонков занялся устранением неполадок



# Пример: система телеуправления в сети



# Пример: система телеуправления в сети



# РЕГИСТР ОТКЛЮЧЕНИЙ

- Для каждого отключения, распределительная компания должна внести в «регистр отключений» следующую информацию
  - Тип отключения  
(долговременное/кратковременное/динамическое)
  - Время начала(см. также система телеуправления)
  - Количество пострадавших клиентов
  - Продолжительность(для каждой группы клиентов с одинаковой продолжительностью)
  - Уровень напряжения(передача, высокий, средний, низкий)
  - Код пострадавших схем
  - Причина(форс-мажор, внешние повреждения, другое)
  - Конкретная документация в случае форс -мажора и внешних повреждений
  - Конкретная документация в случае прогнозируемого отключения
- В конце года, электронная копия реестра направляется по e-mail в орган регулирования



# ФОРС-МАЖОР

## Упрощение процесса

1. 1-й Регуляторный период(2000-2003)
  - Исключительно документальные сведения
2. 2-й Регуляторный период(2004-2007)
  - Выбор между документальными сведениями и статистическим алгоритмом (Основные события дня)
3. 3-й Регуляторный период(2008-2011)
  - Исключительно статистический алгоритм (Периоды Исключительных Условий) + возможность документального подтверждения в особых случаях



# КАК ОЦЕНИВАЕТСЯ НЕПРЕРЫВНОСТЬ

- Отключения оцениваются посредством
  - **Времени** между отключениями или **количества** отключений (для каждого **типа**) в период времени (в общем, 1 год) на данной **территории** распределения (единообразно!)  $N$  (количества) клиентов
    - **SAIFI**: среднее количество длительных отключений на клиента в год (**MAIFI** для краткосрочных откл.)
$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^K N_i}{N_{tot}}$$
    - **SAIDI**: средняя продолжительность отключений на клиента в год
$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^K N_i D_i}{N_{tot}}$$
  - Для каждого отключения одного типа, главными регистрируемыми **характеристиками** являются
    - Пострадавшие клиенты  $N_i$  □ SAIFI, SAIDI
    - Продолжительность (время начала и завершения)  $D_i$  □ SAIDI



# КТО ОЦЕНИВАЕТ НЕПРЕРЫВНОСТЬ

- Распределительная компания
  - Система дистанционного управления (SCADA): позволяет автоматически регистрировать время начала каждого отключения и все операции с выключателем
    - Италия: обязательно для каждой схемы высокого и среднего напряжения
  - Регистр отключений: содержит всю информацию по каждому отключению (обновляется вручную)
    - Италия: обязательно для каждого долговременного и кратковременного отключения; у пользователей имеется доступ к регистру
- Орган регулирования
  - Каждый год снабжается показателями продолжительности отключений в год и электронной копией регистра и осуществляет проверки
    - Италия: для каждого территориального района (~300): SAIDI, SAIFI, MAIFI, отдельно для: запланированных и незапланированных отключений, разбивка по причинам отключений, уровню качества напряжения, территориальной плотности
- Клиенты: индивидуальная информация для большинства
  - Италия: клиент может попросить о совершении индивидуальных замерений



# ПРИМЕР ЕЖЕГОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ ПО ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ОТКЛЮЧЕНИЙ ПРЕДОСТАВЛЯЕМАЯ ОРГАНАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ (в силе с 1999 года)

КОММ. СЛУЖБА: ENEL Distribuzione Spa

ОТКЛЮЧЕНИЯ: НЕЗАПЛАНИРОВАННЫЕ, ДЛИТЕЛЬНЫЕ

ГОД: 2004

ТЕРРИТОРИЯ: ВСЯ СОВОКУПНАЯ

ДО МЕСЯЦА: 12

	ПРИЧИНА	УРОВНИ НАПРЯЖЕНИЯ				ИТОГО
		Передача	ВН	СН	НН	
ДЛИТЕЛЬНОСТЬ (Максимальная длительная нагрузка (CML), SAIDI)	Форс-мажоры	0,0	0,0	14,9	1,1	16,0
	По вине пользователей или 3-х лиц	2,3	0,1	11,2	1,5	15,0
	По вине комм. служб	0,0	3,0	45,6	14,4	63,1
	<b>Итого причин</b>	<b>2,3</b>	<b>3,1</b>	<b>71,7</b>	<b>17,0</b>	<b>94,1</b>

	ПРИЧИНА	Передача	ВН	СН	НН	TOTAL
						ИТОГО
КОЛИЧЕСТВО (Текущий уровень сервиса SAIFI)	Форс-мажоры	0,00	0,00	0,08	0,00	ИТОГО
	По вине пользователей или 3-х лиц	0,14	0,01	0,28	0,01	0,44
	По вине комм. служб	0,00	0,10	1,87	0,14	2,11
	<b>Итого причин</b>	<b>0,14</b>	<b>0,11</b>	<b>2,23</b>	<b>0,15</b>	<b>2,55</b>



# ПРОВЕРКА ИНФОРМАЦИИ ПО НЕПРЕРЫВНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

## Ступени оценки развития

### 1. Планирование

- A.** Выбор контролируемого телеуправляемого центра/ района
- B.** Подготовка "контрольного перечня", согласно специфике ситуации

### 2. Официальное решение

- Распорядительный документ издаётся Органом регулирования и публикуется на сайте без указания наименований выбранных компаний

### 4. За неделю: объявление

- Оператор получает информацию о пакете документов, который необходимо сформировать и о дате/месте проведения проверки

### 5. Во время проверки:

- A.** Заполнение контрольного перечня по организации оператором рабочего процесса, процедурам управления отключениями, системе телеуправления ...)
- B.** Случайная выборка периода отключения для проверки
- C.** Итоги проверки

### 6. По окончании проверки:

- **Отчет о проверке** содержащий расчёт 3-х индексов (точность, корректность, система регистрации), передается компании
- **Финальное обсуждение** по отклонению или утверждению (по результатам официальных обсуждений) на основании результатов индексов



# ПРОВЕРКА ИНФОРМАЦИИ ПО НЕПРЕРЫВНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Проверки, АЕЭГ  
Информации по  
непрерывности  
энергоснабжения



# РЕГУЛИРОВАНИЕ МЕТОДОМ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращения	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирования	Стандарты для многократных/чрезвы чайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		

SAIDI: с 2000 года  
SAIFI+MAIFI: с 2008 года



# УСЛОВИЯ ДЛЯ УСПЕШНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ

1. Приспособление целей регуляторных схем для учёта специфических факторов
2. Сохранение схемы в наиболее простом виде, чтобы привлечь инвестиции компаний
3. Регулирование качества не может достигнуть конечной точки в развитии: необходимо постоянное развитие и проверки
4. Регулирование качества черпает выгоду в большой степени при пошаговом подходе к процессу
5. Открытый диалог между всеми сторонами, является важнейшей частью эффективного регулирования



# 1. ПРИСПОСОБЛЕНИЕ ЦЕЛЕЙ РЕГУЛЯТОРНЫХ СХЕМ ДЛЯ УЧЁТА СПЕЦИФИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

- **Разрыв между уровнем непрерывности энергоснабжения в Италии и других крупных европейских странах (Франция, Великобритания, Германия)**
  - **ЦЕЛЬ А:** повышение среднего уровня непрерывности энергоснабжения в Италии в соответствии с европейскими критериями
- **Разрыв между северными и южными регионами**
  - **ЦЕЛЬ В:** сократить вариации регионального и районного уровня по сравнению со средним уровнем страны
- **Процессы либерализации и приватизации**
  - **ЦЕЛЬ С:** расширить сеть инвестиций в целях достижения более высоких уровней (если достижимы) или в целях улучшения
  - **ЦЕЛЬ D:** обеспечить удовлетворение потребности клиентов в электроэнергии



## 2. НАИПРОСТЕЙШАЯ СХЕМА/і

### **РЕГУЛИРОВАНИЕ (раз в 4 года)**

*УСТАНОВЛЕНИЕ СТАНДАРТОВ РАЗВИТИЯ И УСТАНОВЛЕНИЕ ШТРАФНЫХ/ПООЩРИТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ*

- Прогноз на 4 года
- Ссылка на долгосрочные цели
- Совершенствование базовой линии
- Поощрительные/штрафные параметры (основанные на исследовании готовности потребителей платить)

### **РЕАЛИЗАЦИЯ И КОНТРОЛЬ (каждый год)**

*СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ УРОВНЕЙ СО СТАНДАРТАМИ И ПРИМЕНЕНИЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ФАКТИЧЕСКИХ ШТРАФОВ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЙ*

- Каждый год  $t$ , компаниям, в зависимости от исполнения, причитаются либо вознаграждения либо штрафы
- Тарифы соответственно корректируются

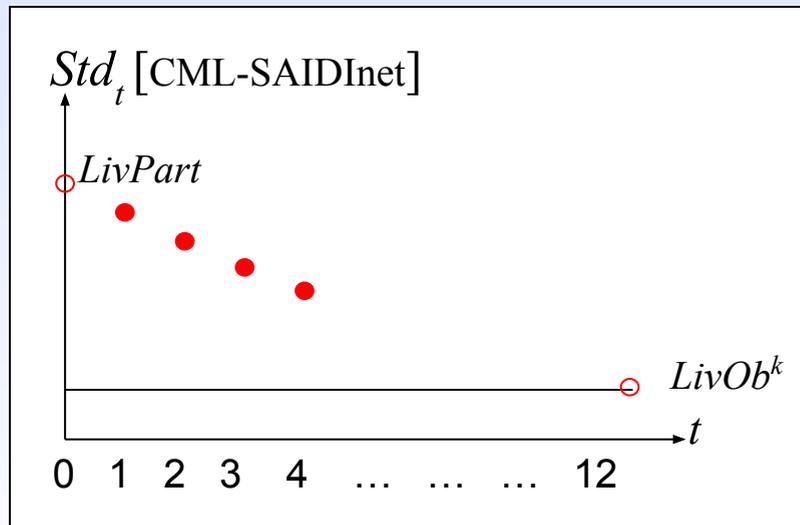


## 2. НАИПРОСТЕЙШАЯ СХЕМА /ii

### РЕГУЛИРОВАНИЕ (раз в 4 года)

#### УСТАНОВЛЕНИЕ СТАНДАРТОВ РАЗВИТИЯ

- Прогноз на 4 года
- Ссылка на долгосрочные цели
- От каждого района из года в год требуется определенный процент улучшения (каждая компания должна улучшать на  $\alpha$  % каждый год по каждому из районов)



$$Std_{j,t} = Std_{j,t-1} \times (1 - \alpha_j)$$

$$\alpha_j = 1 - \left( \frac{LivOb^k}{LivPart_j} \right)^{\frac{1}{12}}$$

$j$ : Территория района(1..300)  
 $k$ : Плотность территории(В/С/Н)  
 $t$ : год (регулируемый период: 4 года)

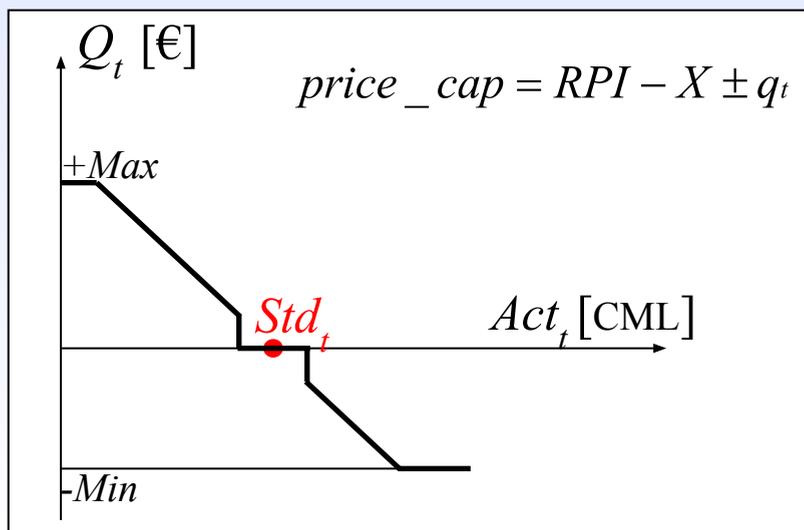


## 2. НАИПРОСТЕЙШАЯ СХЕМА / iii

### РЕАЛИЗАЦИЯ И КОНТРОЛЬ (каждый год)

СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ УРОВНЕЙ СО СТАНДАРТАМИ И ПРИМЕНЕНИЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ФАКТИЧЕСКИХ ШТРАФОВ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЙ

- Каждый год  $t$ , компаниям, в зависимости от исполнения, причитаются либо вознаграждения либо штрафы  $Act_{j,t}$  (единые параметры премирования/штрафов устанавливаются заранее в начале регуляторного периода)
- Тарифы ежегодно корректируются:  $\pm q_t = Q_t / \text{допустимый доход [\%]}$
- Для поощрений и штрафов устанавливаются максимальные размеры



$$Q_t = \sum_{j \in \text{Districts}} Q_{j,t} = \sum_{j \in \text{Districts}} (Std_{j,t} - Act_{j,t}) \times [VENS_{j,t}]$$

$$[VENS_{j,t}] = \left[ \frac{C_{ndom} En_{j,t,ndom} + C_{dom} En_{j,t,dom}}{8760} \right]$$

Единые стимулы/штрафы устанавливаются заранее [€/кВт/ч-необслуж.] на основании исследования готовности потребителей и приемлемости компенсации



## 2. НАИПРОСТЕЙШАЯ СХЕМА /iv

### ЕДИНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПООЩРЕНИЦ/ШТРАФОВ применяемые во второй регуляционный период (2004-07)

	БЫТОВЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ Параметр $C_{dom}$	ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ Параметр $C_{ndom}$
(РАЙОНЫ С НАИЛУЧШИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ) Ниже показателей по стране	7.2 €/kWh-ENS(недоставленная энергия)	14.4 €/kWh-ENS (недоставленная энергия)
(РАЙОНЫ СО СРЕДНИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ) В 2-3 раза выше показателей по стране	10.8 €/kWh-ENS (недоставленная энергия)	21.6 €/kWh-ENS (недоставленная энергия)
(РАЙОНЫ СО НАИХУДШИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ) Более чем в 3 раза выше показателей по стране	14.4 €/kWh-ENS (недоставленная энергия)	28.8 €/kWh-ENS (недоставленная энергия)

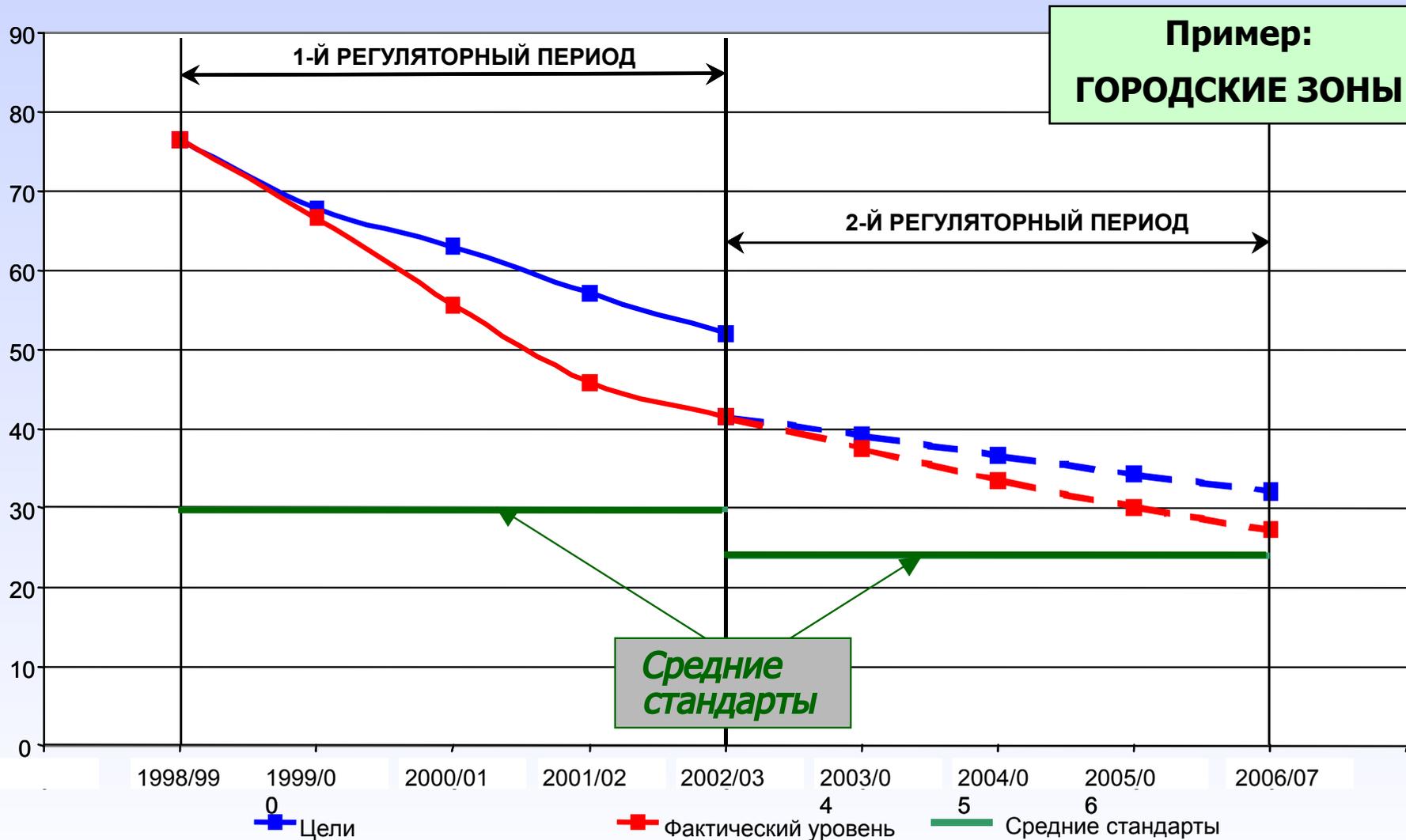
Показатели по стране(сеть SAIDI-): **город 25** мин/на потреб/год,  
**сельская местность 60** мин/ на потреб/год



## 2. НАИПРОСТЕЙШАЯ СХЕМА /v

### ПЕРЕРАСЧЁТ СТАНДАРТОВ В 1-М И 2-М РЕГУЛЯТОРНОМ ПЕРИОДЕ

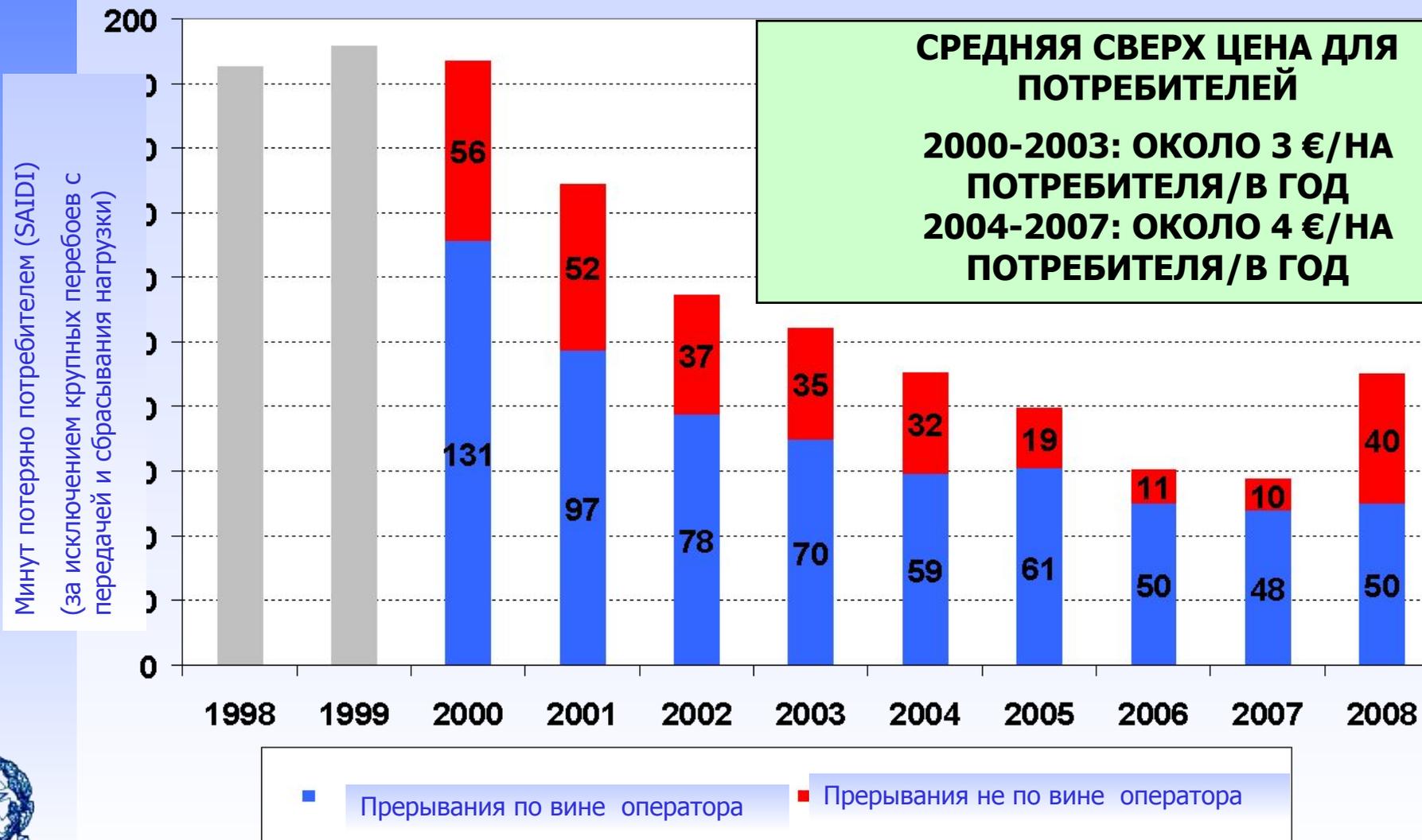
ПОТЕРЯНО МИНУТ НА ПОТРЕБИТЕЛЯ  
без прерываний, не относящихся к распределительным компаниям)



### 3. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ДОСТИГНУТОГО/і

#### Цель А Улучшение общего уровня непрерывности энергоснабжения в Италии

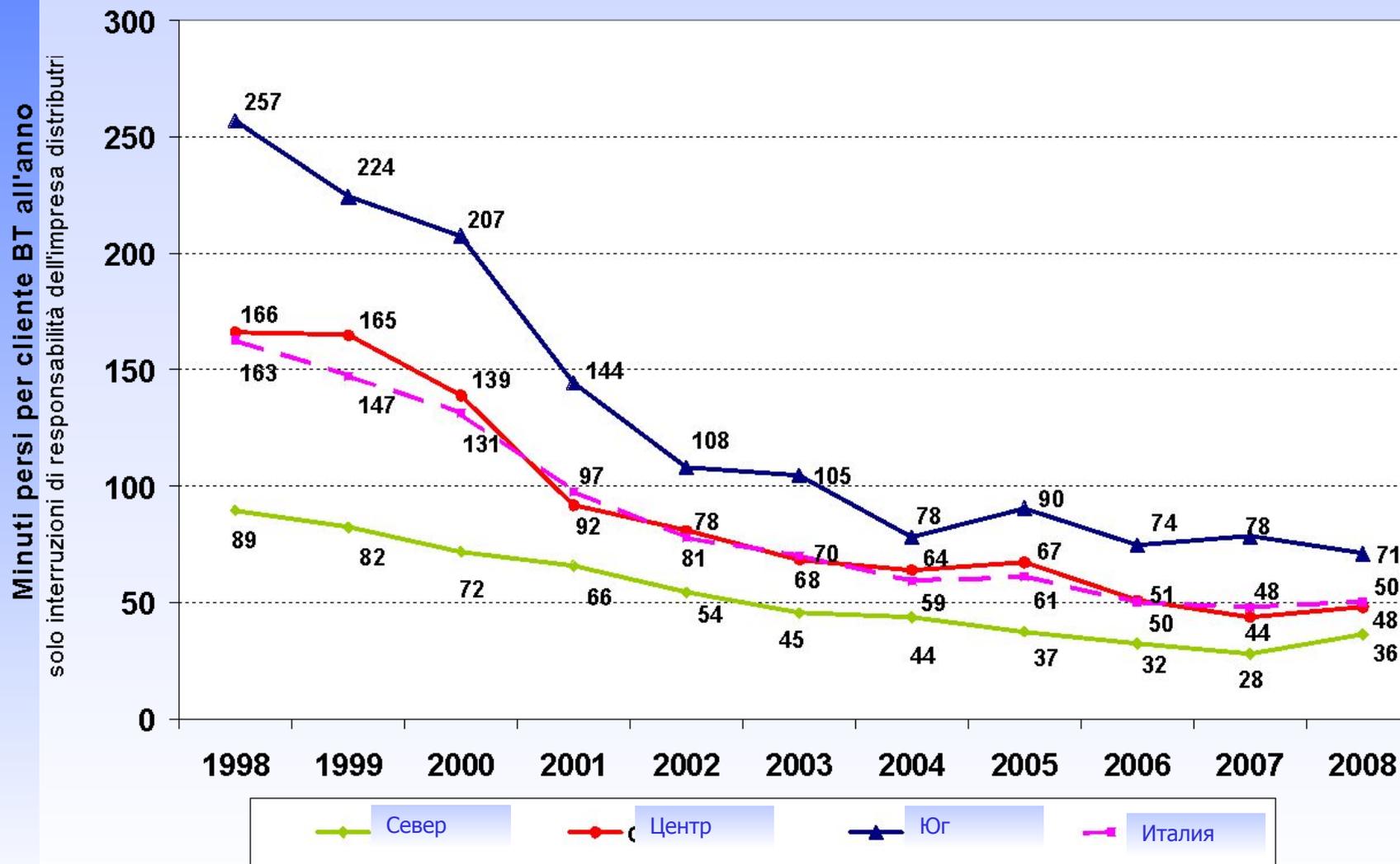
SAIDI - 1998-2008 (за исключением случаев сброса нагрузки и крупных инцидентов на сети передач)



### 3. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ДОСТИГНУТОГО/ii

**Цель А** Улучшение общего уровня непрерывности энергоснабжения в Италии

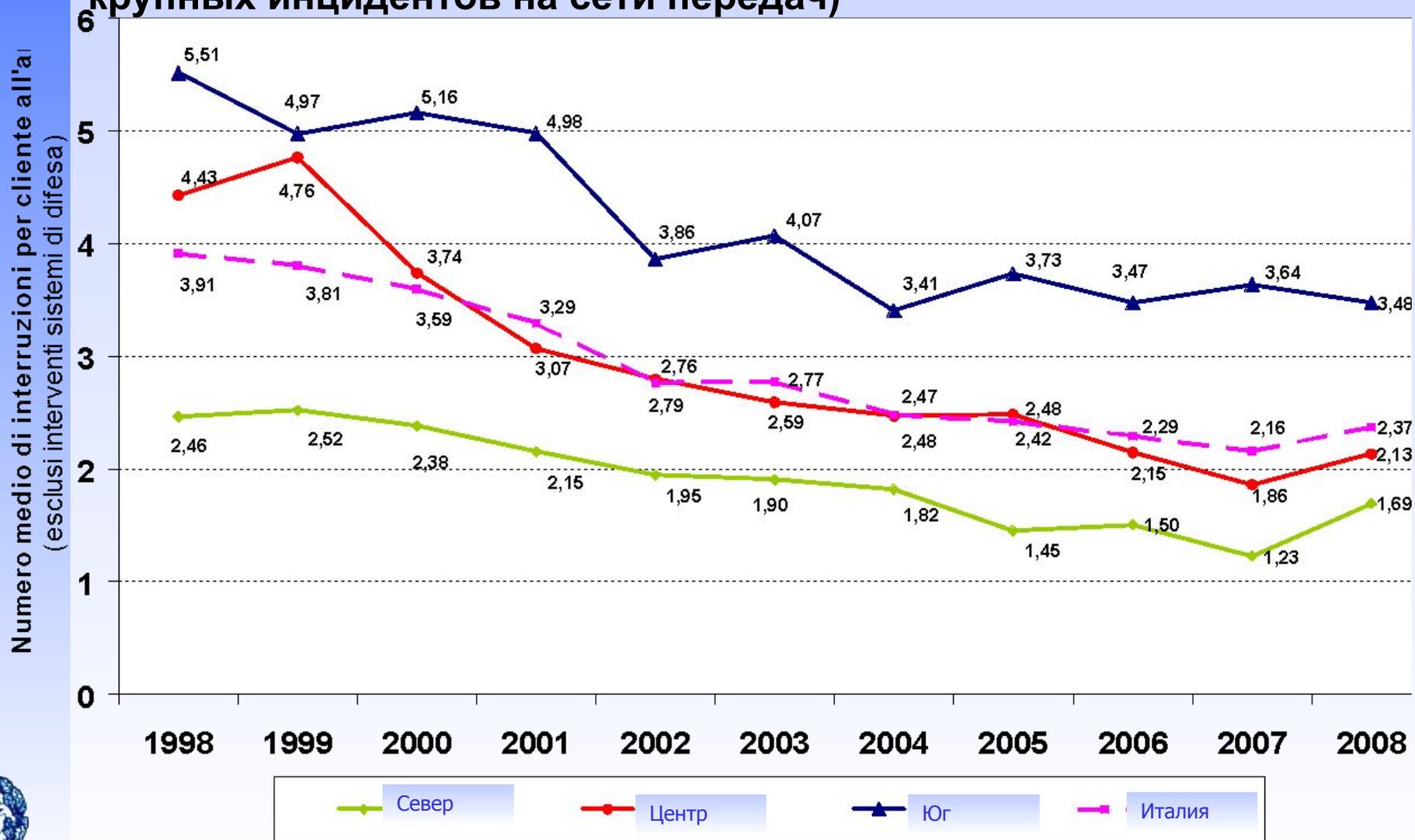
SAIDI - 1998-2008 (только прерывания по вине оператора)



### 3. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ДОСТИГНУТОГО/ii

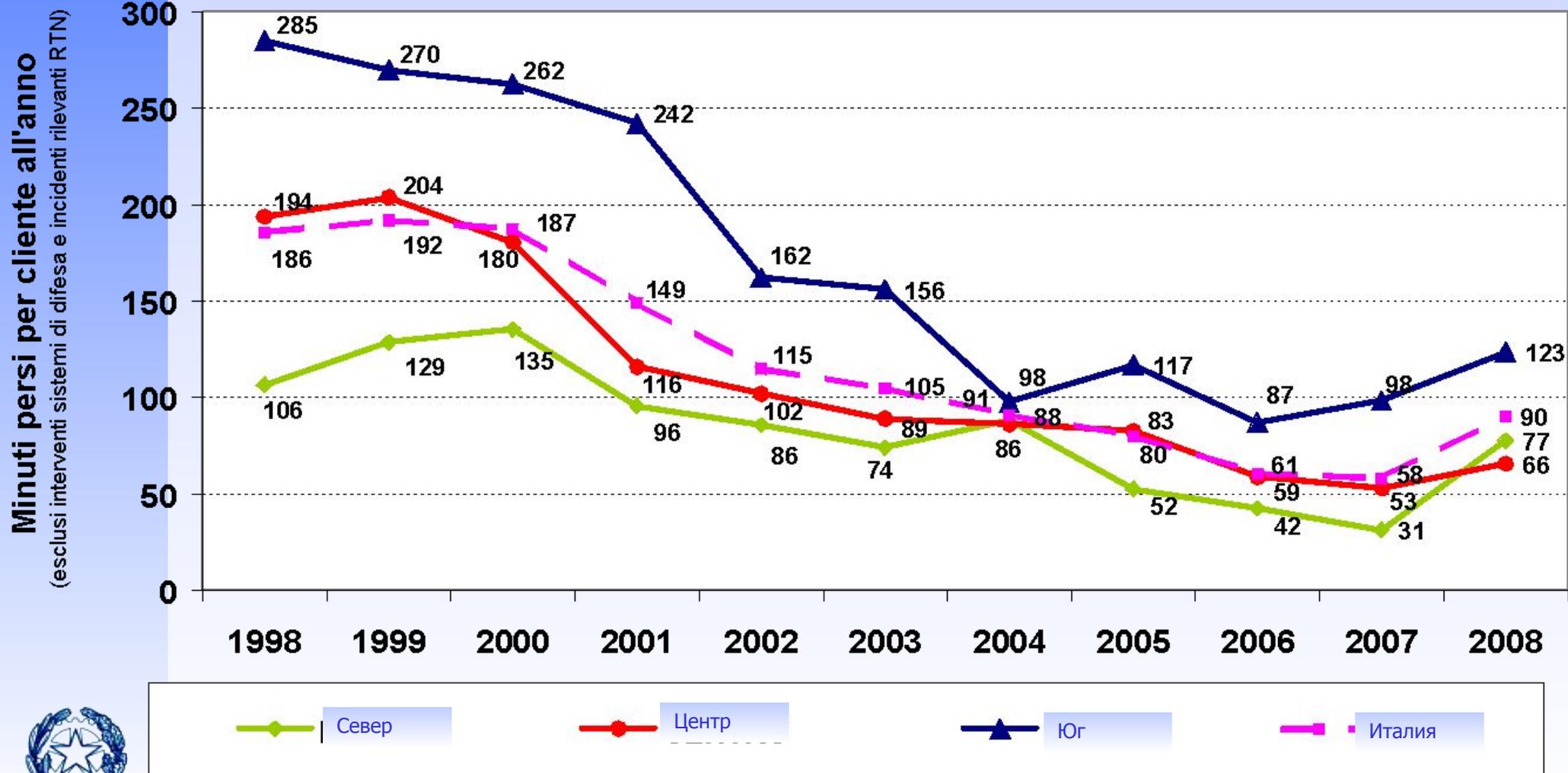
**Цель А** Улучшение общего уровня непрерывности энергоснабжения в Италии

**SAIFI - 1998-2008 (за исключением случаев сброса нагрузки и крупных инцидентов на сети передач)**

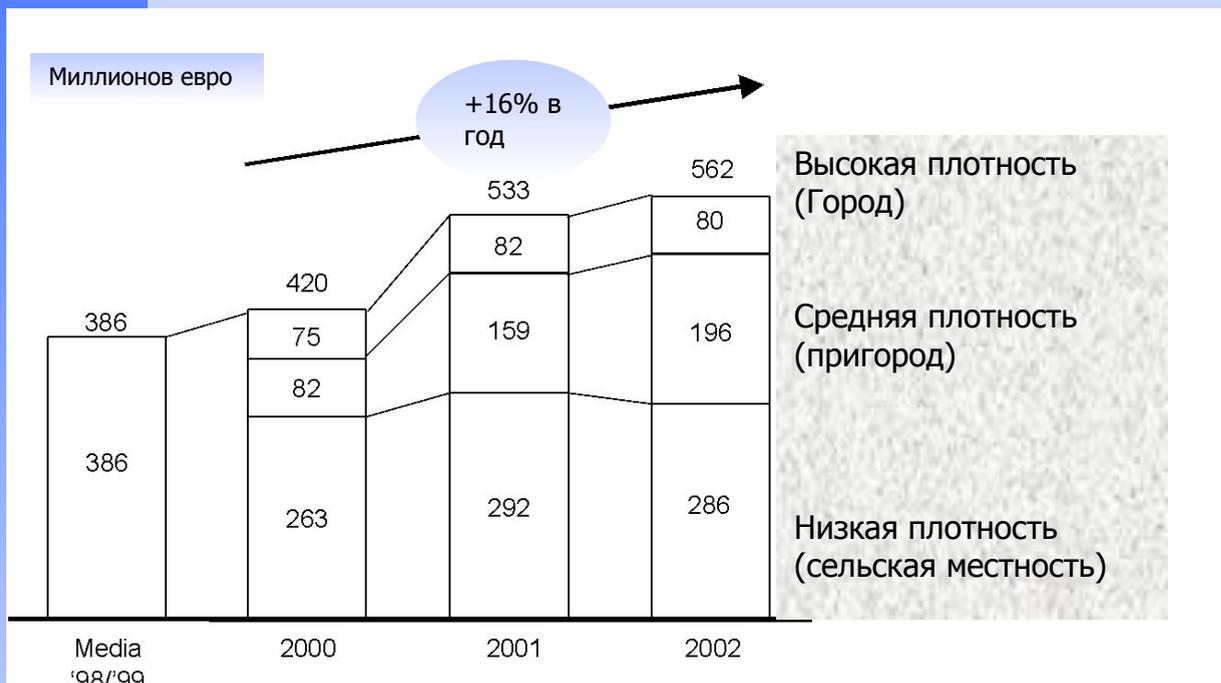


### 3. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ДОСТИГНУТОГО /iv Цель В Сократить разрыв между Севером и Югом

SAIDI - 1998-2008 (за исключением случаев сброса нагрузки и крупных инцидентов на сети передач)



### 3. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ДОСТИГНУТОГО /v Цель С Инвестиции в улучшение сети



**Инвестиции в качество (отдельно)**  
Ресурс: ответ Enel на консультационную статью AEEG (2003)

**Эффект от схемы поощрительного регулирования для непрерывности энергоснабжения**

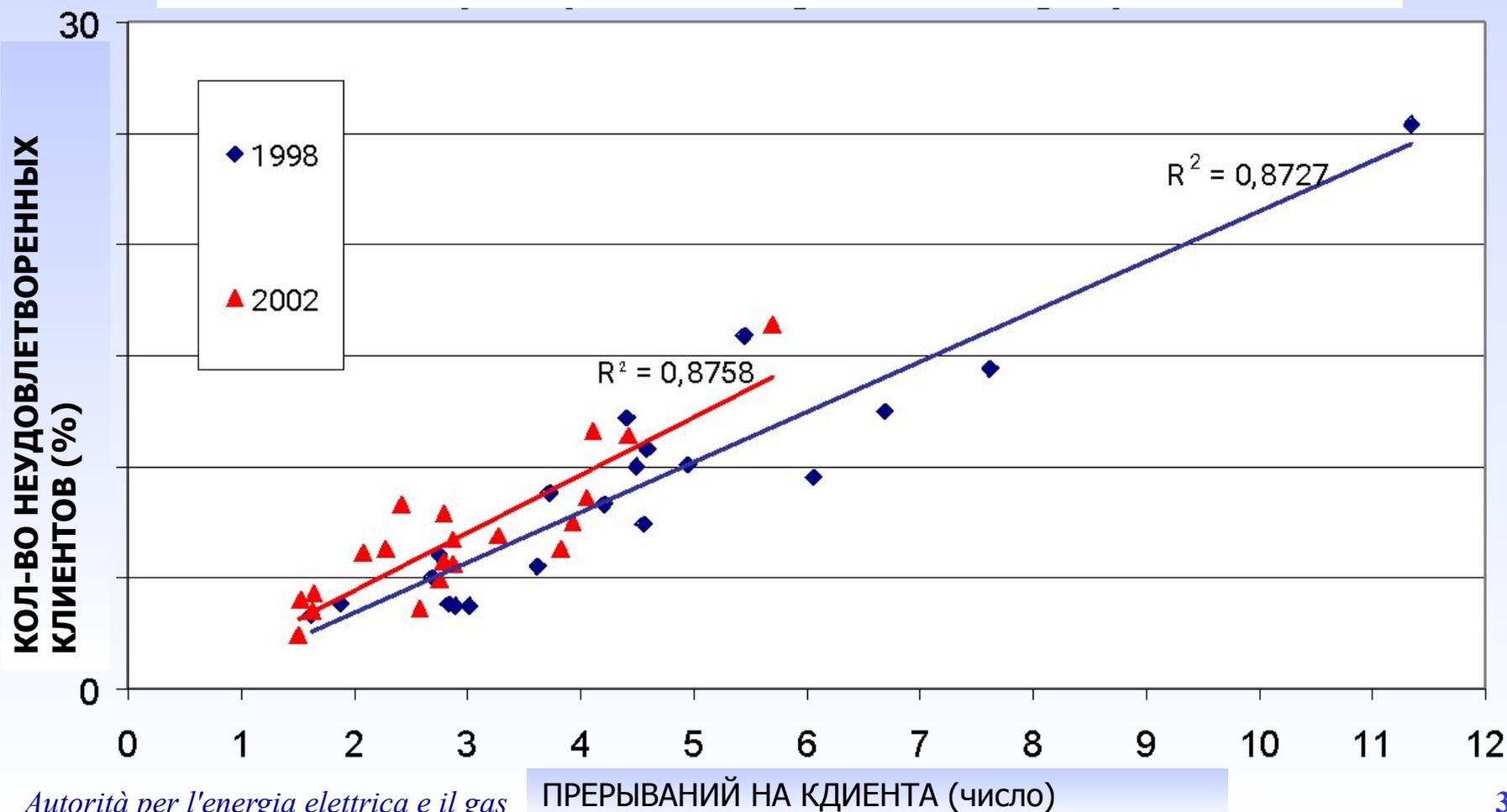
Год	2004	2005	2006	2007
Чистые стимулы [Милл. €] (стимулы-штрафы)	67	125	165	189
Влияние на тарифы	2-й регуляторный период ≈ 4.0 €/на потреб./в год $q_{avg\ 04-07} \approx +3.5\%$			



### 3. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ДОСТИГНУТОГО /vi

**Цель D** Обеспечение удовлетворения потребностей клиента

СВЯЗЬ ФАКТИЧЕСКИХ УРОВНЕЙ КАЧЕСТВА И СТЕПЕНИ  
УДОВЛЕТВОРЕННОСТИ КЛИЕНТОВ  
(КАЖДЫЙ ЗНАЧОК – ОТДЕЛЬНЫЙ РЕГИОН ИТАЛИИ)

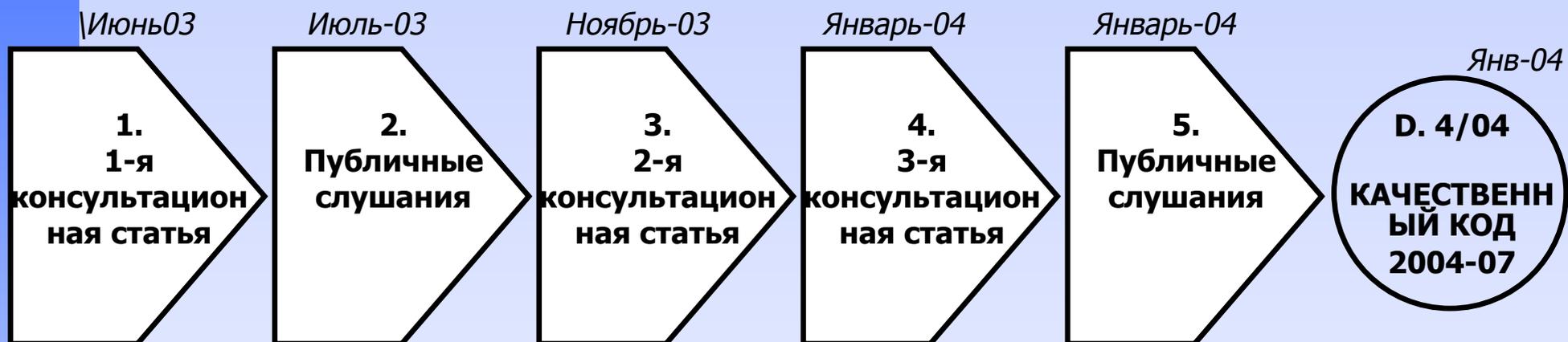


# 4. ПОСТЕПЕННЫЙ ПОДХОД: ЭВОЛЮЦИЯ

	ПЕРИОД 1	ПЕРИОД 2	ПЕРИОД 3
<b>SAIDI – CMLs</b> (сред. продолжительность)	Поощрения/ штрафы	Поощрения/ штрафы	Поощрения/ штрафы
<b>Множественные откл.</b> (макс. Кол-во., СН)	<i>Мониторинг кол-ва откл. (для отдельных клиентов СН)</i>	<i>Гарантированные стандарты (только для длит. откл.)</i>	<i>Чёткий гарантированный стандарт (только для длит. Откл.)</i>
<b>SAIFI – показатели корреляции (CI)</b> (средн. число)	<i>Мониторинг кол-ва длит. откл.</i>	<i>Мониторинг кол-ва длит. и кратк. откл.</i>	Поощрения/штрафы (SAIFI+MAIFI)
<b>Очень долгие откл.</b> (макс. продолжительность НН-СН)		<i>Консультации и статистические исследования</i>	Гарантированные стандарты (вкл. прогноз. событ.)
<b>Качество передачи</b>		<i>Мониторинг передачи</i>	Поощрения/штрафы за качество передачи (ENS)
<b>Качество напряжения</b>		<i>Мониторинг кач. Напряж. ВН-СН сетях ShortCirc.Power</i>	<i>Рассмотрение нового европейского стандарта EN 50160</i>
<b>Множественные откл.</b> (макс. Кол-во., НН) <i>Autorità per l'energia elettrica e il gas</i>		<i>Модель взаимосвязей для НН</i>	<i>Мониторинг кол-ва длит. и кратк. откл. (для отдельных клиентов НН.)</i>



# 5. ОТКРЫТЫЙ ДИАЛОГ: МНОГОКРАТНЫЕ КОНСУЛЬТАЦИИ



- Количественная оценка воздействия 1-го регуляторного периода
- Цели для 2-го регуляторного периода
- Альтернативы
- Обзоры по конкретным вопросам

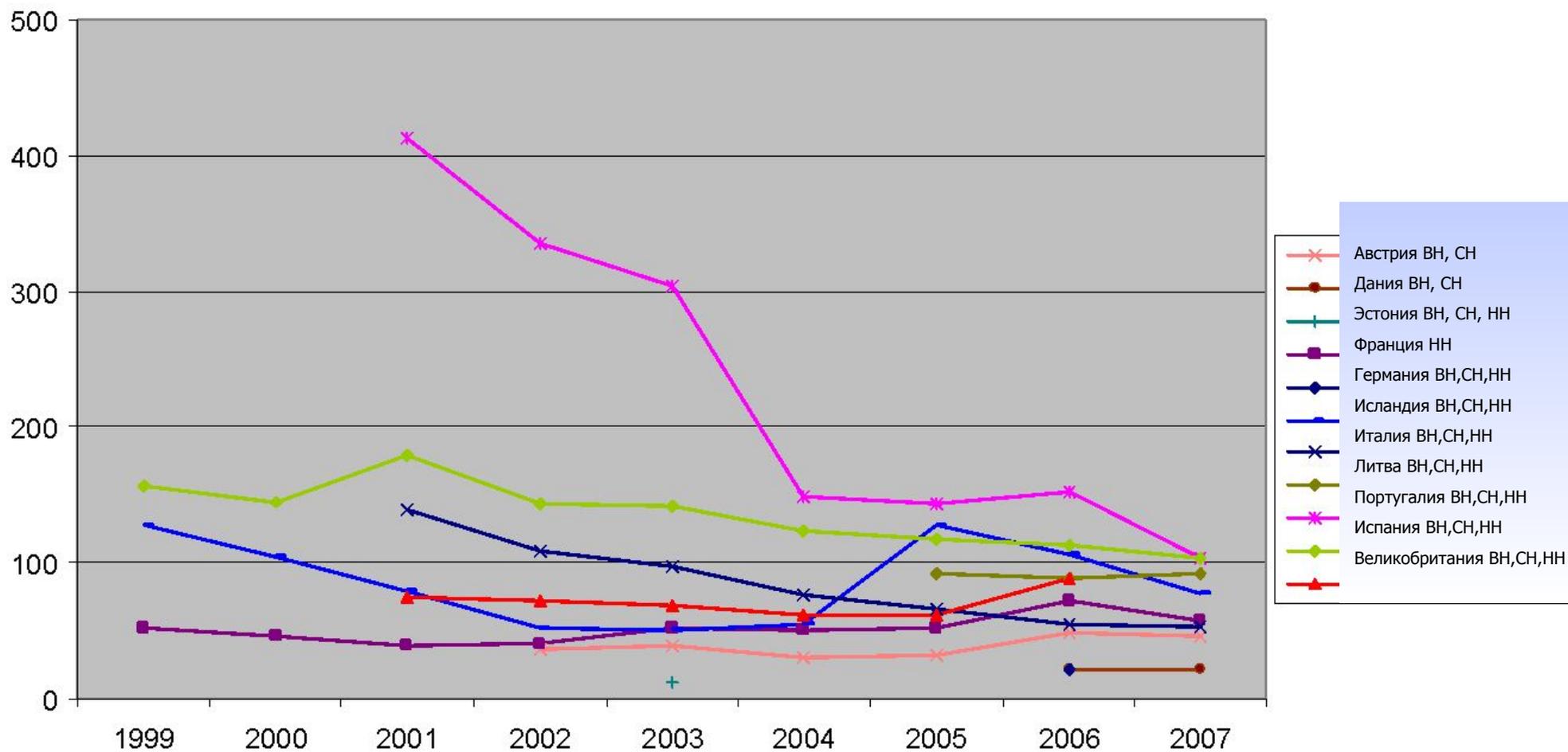
- Проект правового текста ("постановление")
- Дальнейшие альтернативы с учётом замечаний
- Диапазон значений для осн. параметров

- Подчёркнуты цели слияния
- Дальнейшие альтернативы с учётом замечаний
- Диапазон значений для осн. параметров

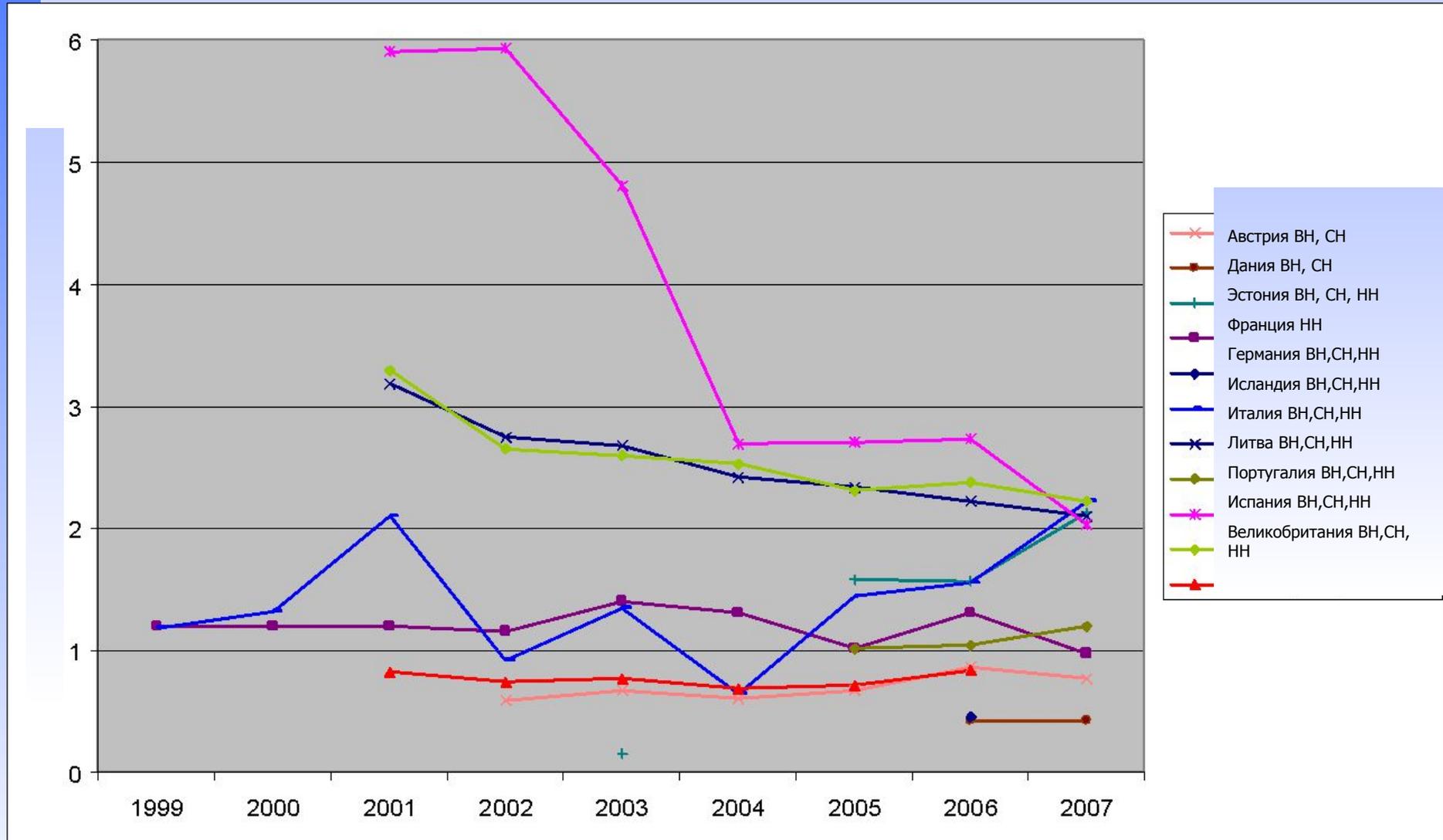
- Включает непрерывность энергоснабжения и качество услуг
- Технический отчёт с **анализом влияния**



# ЕВРОПА, ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ОТКЛЮЧЕНИЙ (НЕ ВКЛЮЧАЯ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПРОИСШЕСТВИЯ) В МИНУТАХ НА КЛИЕНТА



# ЕВРОПА, КОЛИЧЕСТВО ДЛИТЕЛЬНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ (НЕ ВКЛЮЧАЯ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПРОИСШЕСТВИЯ) КОЛИЧЕСТВО РАЗ НА КЛИЕНТА



# ГАРАНТИРОВАННЫЕ СТАНДАРТЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращений	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирования	Стандарты для многократных/чрезвычайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# ЧАСТЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ/І

- Для клиентов СН
- Максимальное количество долговременных отключений в солнечный год
- Гарантированные стандарты

	<b>Город</b>	<b>Пригород</b>	<b>Сел. мест</b>
<b>До 2009</b>	3 долг.откл./год	4	5
<b>С 2010</b>	2	3	4

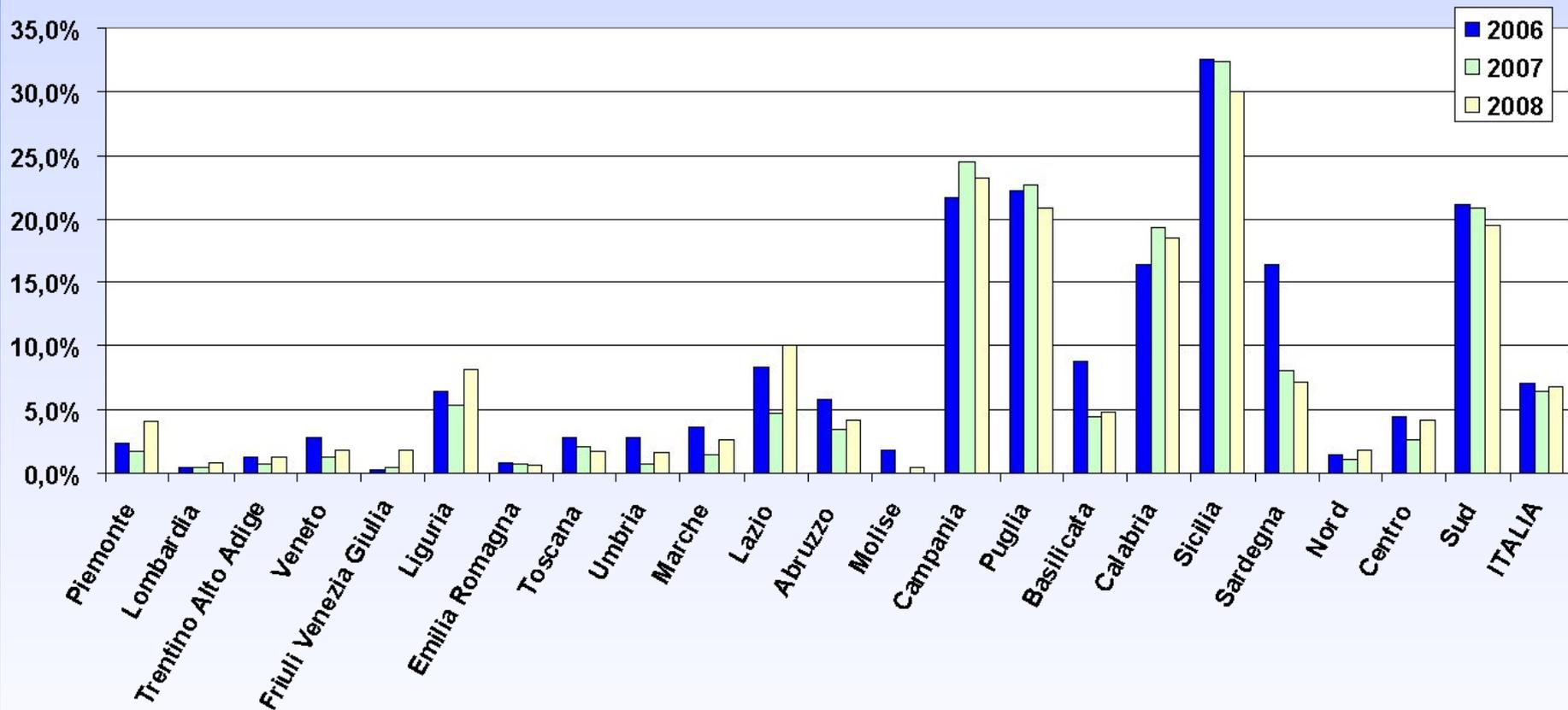
- СН клиенты имеют право на автоматическую компенсацию если их заводы/ реле защиты гарантируют избирательность с реле защиты операторов распределительной сети (посредством письменного заявления операторов распределительной сети, в соответствии с их спецификациями – выплаты на новые заводы клиентов)
- СН клиенты не выславшие заявления в адрес операторов распределительной сети оплачивают тарифную наценку
- Убытки из-за отключения по причине форс-мажора или по вине третьих лиц исключаются
- Взаимосвязанные апстрим операторы распределительной сети, должны способствовать автоматической компенсации клиентам в количестве, пропорциональном числу длительных отключений по их вине, которые затрагивают взаимосвязанных даунстрим операторов распределительной сети



# ЧАСТЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ /II Клиенты обслуживаемые наихудшим образом

- Розничная продажа в Италии (2006-2008)

% clienti MT peggio serviti su totale clienti



# ЧАСТЫЕ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ

## Стандарты, действующие в Европе

Территориальная классификация Страна	Столичные	Городские (города)	Полу-городские (тнаселенные пункты)	Сельские (села)	Мелкие деревни
<b>ФРАНЦИЯ</b>	2 (CH) св. нет (НН)	3 (CH) св. нет (НН)	3 (CH) св. нет (НН)	св. нет	
<b>ВЕЛИКОБРИТАНИЯ</b>	3 (CH) (каждое продолжительностью более 3-х часов) 3 (НН) (каждое продолжительностью более 3-х часов)				
<b>ИТАЛИЯ</b>	3 (CH, <u>2 с 2010</u> ) св. нет (НН)	4 (CH, <u>3 с 2010</u> ) св. нет (НН)	5 (CH, <u>4 с 2010</u> ) св. нет (НН)		
<b>ПОРТУГАЛИЯ</b>	8 (CH) 12 (НН)	18 (CH) 23 (НН)	30 (CH) 36 (НН)		
<b>ИСПАНИЯ</b>	8 (CH) 12 (НН)	12 (CH) 15 (НН)	15 (CH) 18 (НН)	20 (CH) 24 (НН)	

Ресурс: CEER, 3-й Сравнительный доклад по качеству поставок электроэнергии, 2005.

Данные обновлены для Испании и Италии



# ОЧЕНЬ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ / I

## Стандарты

- Гарантированные стандарты применяются как к обычным так и к исключительным случаям

Тип отключения	Территориальная классификация	Стандарт для НН клиентов	Стандарт для СН клиентов
Незапланированное	• Город	8ч	4ч
	• Пригород	12ч	6ч
	• Сельская местность	16ч	8ч
Запланированное	Все	8ч	8ч

- Статистический метод определения «Периодов исключительного условия» можно объединить с документальными доказательствами для особых случаев)
- Обсуждение по вопросам безопасности
- Компания обязана выплатить гарантированные стандарты
- В случае крупных или исключительных событий, компании получают компенсацию через специальный фонд
- Все клиенты вкладывают небольшие суммы в фонд
- Компании получают стимулы, чтобы показать свою работу «в нормальных условиях»
  - Компании должны вносить деньги в фонд в соответствии с их фактическим качеством без учёта крупных или исключительных событий
  - Компании получают сумму, пропорциональную ожидаемому уровню качества (с течением времени понижается)



# ОЧЕНЬ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ /II

## Automatic reimbursements

	Бытовые потребители	НН и СН потребители с мощностью $\leq 100$ кВт (не вкл. Бытовых потребителей)	Не бытовые НН потребители с мощностью $> 100$ кВт	Не бытовые НН потребители с мощностью $> 100$ кВт
Невыполнение стандарта	30€	150€	2€/кВт	1,5€/кВт
На каждый последующий период	15€ Каждые 4 часа	75€ Каждые 4 часа	1€/кВт Каждые 4 часа	0,75€/кВт Каждые 4 часа
Максимум	300€	1,000€	3,000€	6,000€



# ОЧЕНЬ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ /III

- **2003:** Аварийное отключение ввиду проблем с передачей / распределением нагрузки (потеря связи с границей на протяжении ночи)
  - Пострадало 33млн. Потребителей (за исключением Сардинии) , продолжительность отключения до 24 часов (Сицилия)
- **2004: 06** Обширные отключения в некоторых регионах в связи с погодными катаклизмами.
  - Более 2 млн. потребителей и 4 обширных инцидента (7 регионов)
  - Около 400.00 потребителей были отключены на протяжении более чем 12 часов
  - Около 50.000 потребителей более чем на 2 дня (2.000 потребителей до 5 дней)
- **2005:** Первый тур консультаций
- **2006:** Второй тур консультаций
- **2007:** Третий тур консультаций и конечное решение (Июль)
- **2008:** Срок реализации
- **2009 1-е Июля** новые стандарты для всех СН-НН потребителей в случае очень длительных отключений с автоматической компенсацией



# ОЧЕНЬ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ

## Стандарты, действующие в Европе

Территориальная классификация Страна	Столичные (города)	Полу-городские (населенные пункты)	Сельские (села)
<b>ФРАНЦИЯ</b>	6 ч. (СН и НН, за искл. исключительных обстоятельств)		
<b>ВЕЛИКОБРИТАНИЯ</b>	18 ч. (СН и НН, нормальные условия, передача не вкл.) От 24 до 100 ч. (исключительные обстоятельства, в зависимости от сложности)		
<b>ИТАЛИЯ</b>	4 ч (СН, <a href="#">2 с 2009</a> ) 8 ч (НН, <a href="#">2 с 2009</a> ) Все происшествия	6 ч (СН, <a href="#">2 с 2009</a> ) 12 ч (НН, <a href="#">2 с 2009</a> ) Все происшествия	8 ч (СН, <a href="#">2 с 2009</a> ) 16 ч (НН, <a href="#">2 с 2009</a> ) Все происшествия
<b>ШВЕЦИЯ</b>	12 ч (СН и НН, происшествия не по вине оператора распределительной сети и крупные отключения не учтены)		
<b>ИРЛАНДИЯ</b>	12 ч (СН и НН, исключительные происшествия и происшествия в сети передачи не учтены)		

Ресурс: CEER, 3-й Сравнительный доклад по качеству поставок электроэнергии, 2005.

Данные обновлены для Испании и Италии



# КОММЕРЧЕСКОЕ КАЧЕСТВО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращений	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирования	Стандарты для многократных/чрезвычайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# ГАРАНТИРОВАННЫЕ СТАНДАРТЫ (2004-2007)

		Конечные НН потребители	Конечные СН потребители
<b>Распр.</b>	Максимальное время на оценку расходов на выполнение работ по НН сети	20 раб. дней	Нет данных
	Максимальное время на выполнение простых работ	15 раб. дней	30 раб. дней
	Максимальное время на активизацию поставок	5 раб. дней	5 раб. дней
	Максимальное время на отмену поставок по требованию потребителя	5 раб. дней	7 раб. дней
	Максимальное время на возобновление поставок после приостановления за неуплату	1 день вкл. субботу	
	Максимальное время исполнения индивидуальных назначений	3 часа	
	Максимальное время на возобновление поставок после поломки счётчика	3 часа (день) 4 часа (ночь)	
2008-20 11	Проверка счётчика по просьбе потребителя Проверка напряжения по просьбе потребителя	15 раб. дней  30 раб. дней	



# РЕГУЛИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

## сравнение предыдущего и нынешнего опытов регулирования

	Саморегулирование			Регулирование осуществляемое Органом Регулирования						
	1997	1998	1999	2000 II° полугод.	2001	2002	2003	2004	2005	2007
Число запросов по невыполненным гарантированным стандартам	6.09	4.16	8.41	7.90	25.65	61.88	67.34	57.42	64.69	73.86
Реальный размер выплачиваемой компенсации	2	5	2	4.77	12.43	52.22	79.07	48.30	63.82	73.71
Общая сумма выплаченных компенсаций в миллионах евро	0,00	0,00	0,00	0,2	0,8	3,1	4,2	3,4	4,4	4,0
	1	2	1	2	2	1	1	1	3	7



# РЕГУЛИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

## Результаты гарантированных стандартов(2006)

УСЛУГИ ОТНОСЯЩИЕСЯ К ГАРАНТИРОВАННЫМ СТАНДАРТАМ	Стандарт	Итоги 2006			
		Количество запросов в год	% неисп. стандартов	Среднее время (сеть) Раб.дн.	Число автоматич. компенс.
Смета расходов (на работу в НН сети))	20 раб.дней	328.63	2,8	13,0	8.43
		7	%	8	4
Завершение простейших работ ( )	15 раб.дней	419.04	2,4	8,7	9.68
		2	%	7	8
Старт поставок	5 раб.дней	1.702.26	1,0	1,9	16.65
		0	%	7	3
Прекращение поставок (по запросу потребителя))	5 раб.дней	826.45	0,5	1,5	3.14
	1 день	8	%	8	4
Возобновление поставок после прекращения из-за неплатежей	90 дней	863.53	3,6	0,5	32.36
		0	%	1	1
Корректировка ошибок в счетах (уже оплаченные суммы)	3 часа (день)	11.453	7,1	46,6	51
	4 часа (ночь)		%	5	5
Устранение неполадок счётчиков (в перерывами энергоподачи)	4 часа (ночь)	130.46	1,7	1,7	2.50
		1	%	1	1
Поддержка назначений (соблюдение временных рамок)	3 часа	52.67	0,7		25
		4	%		9



# АВТОМАТИЧЕСКИЕ КОМПЕНСАЦИИ

## Суммы и льготы

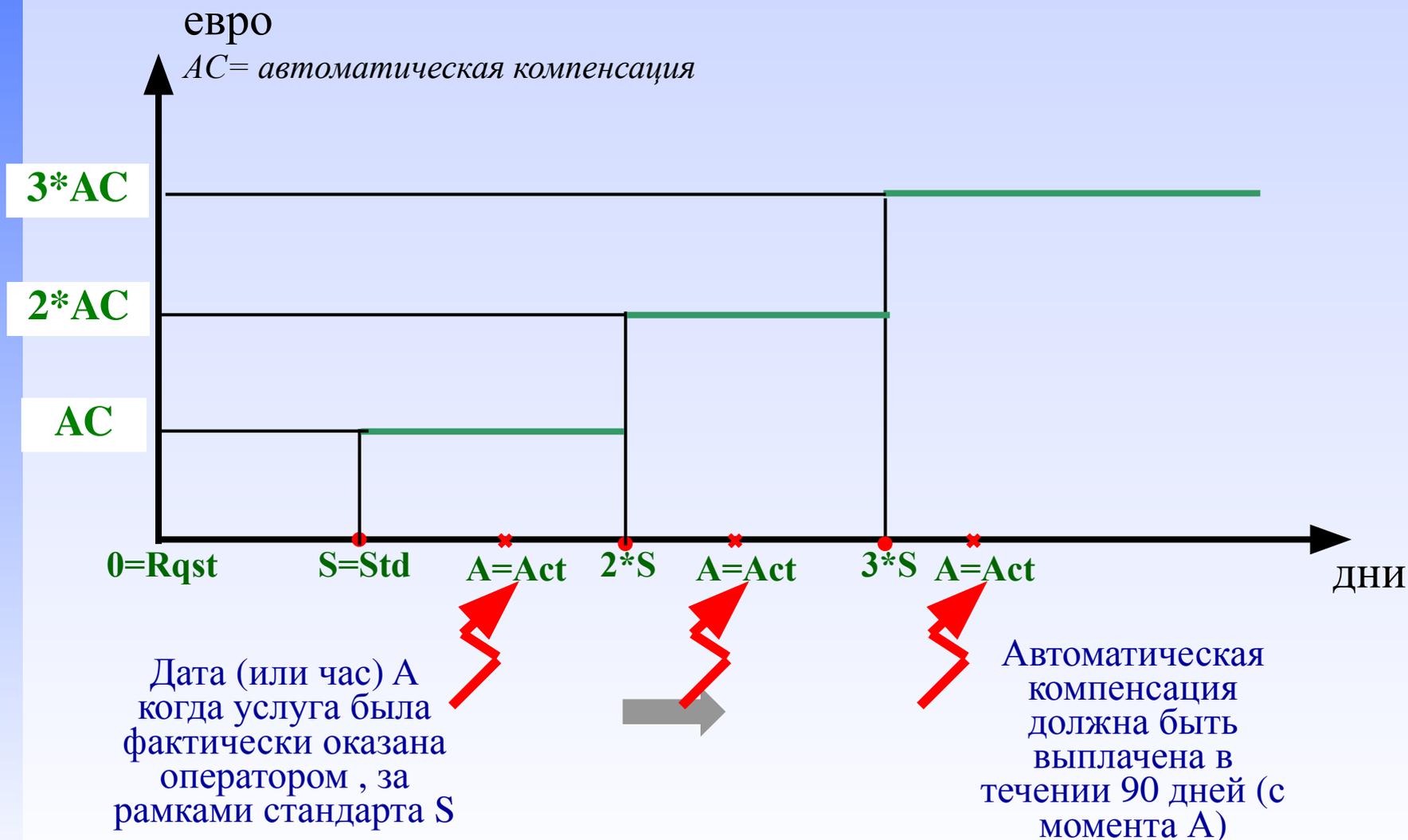
● Суммы	Бытовые НН потребители	Не бытовые НН потребители	СН потребители
Автоматическая компенсация (АК) оплачивается в следующем счёте	30 евро	60 евро	120 евро

### ● Исключения

- Форс-мажорные обстоятельства или вина третьих лиц (должно быть адекватно доказано)
- В случаях, когда потребитель не оплатил счета не причитающихся оператору
- Касается "максимального времени на восстановление поставок после выхода из строя прибора учёта" оператор не обязан выплачивать компенсацию в случае, если перерыв поставок вызван:
  - Вмешательство ограничителя закачки, ввиду чрезмерного потребления;
  - При условии ущерба нанесенного при установке прибора учёта в помещениях, доступ к которым имеется только у потребителей



# АВТОМАТИЧЕСКАЯ КОМПЕНСАЦИЯ Эскалация в случае задержки исполнения



# ВСЕОБЪЕМЛЮЩИЕ СТАНДАРТЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ (2008-2011)

Услуга	НН потребители	СН потребители
Минимальный процент запросов на оценку расходов на выполнение работ в СН сети осуществляющихся в течении 40 рабочих дней	Не применимо	90%
Минимальный процент запросов на выполнения комплекса работ, осуществляемых в течении 60 рабочих дней	85%	90%
Минимальный процент ответов на жалобы и запросы письменной информации, осуществляющихся в течении 20 рабочих дней	90%	95%



# ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращений	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирования	Стандарты для многократных/чрезвычайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ

- **Информация о гарантированных стандартах и автоматических компенсациях** должна быть должным образом доведена до потребителей
  - По просьбе потребителя, он может получить информацию о праве получения компенсации (для коммерческого качества)
  - Если стандарты не выполняются, потребитель получает компенсацию посредством счёта с соответствующим сообщением
  - Потребители могут обжаловать дальнейшие убытки, если могут их доказать (обычно посредством суда, занимает много времени, могут возникнуть трудности)
- **Дальнейшие средства связи:**
  - Публикация информации на сайте Органа Регулирования
  - “Счёт по прерываниям” для каждого СН потребителя, один раз в год (конец июня)
  - Компания, убеждающая СН потребителей инвестировать в совершенствование установок и получения преимуществ от комплексного регулирования отключений
  - Проведение исследований в случае крупных катастроф и публикация результатов (например, отключение 2003)



# Autorità per l'energia elettrica e il gas

## Dati qualità commerciale del servizio elettrico

Anno:	2003
Tipo di prestazione:	Prestazione soggetta ad indennizzo automatico
Prestazione:	Esecuzione di lavori semplici
Selezione:	Impresa
	Esercente:(è possibile selezionare un solo esercente) Tutte le imprese in regolazione
	Regione: ITALIA
	Provincia: (tenere premuto il tasto CTRL per selezioni multiple) Tutte le province ALESSANDRIA ASTI
Clientela:	alimentata in BT - domestici

Ricerca  
(in formato excel : )

**Тип стандарта**  
**гарантированный**

**Обслуживание**  
**За исключением простейших работ(\*)**

**Территория**  
**Италия**



# Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Выбранный тип отключений**  
**Длинные незапла**

## RICERCA DATI CONTINUITA'

**Выбранный показатель**  
**CML**

Sei interessato ai dati relativi a:  
**Interruzioni**

**Indicatore**  
Minuti persi per cliente BT  
(per l'anno 2003 al netto delle interruzioni verificatesi il 26 giugno e 28 settembre)

senza preavviso  
minuti di interruzioni per cliente all'anno  
minuti di interruzioni per cliente all'anno  
numero di interruzioni per cliente all'anno  
durata media di ciascuna interruzione

**Territorio**  
Solo interruzioni di responsabilità dell'esercente  
Visualizza numero di clienti

Tutto

**Выбранная территория**  
**Италия**

Cerca per  
 IMPRESA  
 REGIONE/PROVINCIA

**Scegli una o più imprese**  
(Per effettuare una selezione multipla è necessario tenere premuto il tasto CTRL mentre si seleziona)

**Выбранные ответственные лица**  
**Все (общ. CML, за вычетом отключений и сброса нагрузки)**

- Acea Roma
- Acegas Trieste
- Ae-Ew Bolzano
- Aeb Seregno (MI)
- Aem Cremona
- Aem Milano
- Aem Torino



# РЕГУЛИРОВАНИЕ ПЕРЕДАЧИ МЕТОДОМ ПООЩРЕНИЯ

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращений	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирования	Стандарты для многократных/чрезвычайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# ФОНОВЫЙ МОНИТОРИНГ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ (1)

- За три года до начала регулирования непрерывности передачи энергии, АЕЕГ издал Распорядительный документ 250/04 по подготовке электросетевых стандартов:
  - **Обязательства для ОРС** регистрировать длительные ( $> 3$  минут), короткие и переходные ( $< 1$  секунд) отключения
  - **Классификация** отключений: природа + причина + список пострадавших потребителей+ сетевой статус по времени=0 + информация по каждому отключенному пользователю (время начала, конца, сброс нагрузки)
  - Определение **показателей непрерывности** и методы подсчёта ENS, AIT, SAIFI (длительные отключения), MAIFI (краткие) и недопоставленная энергия



# ФОНОВЫЙ МОНИТОРИНГ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ(2)

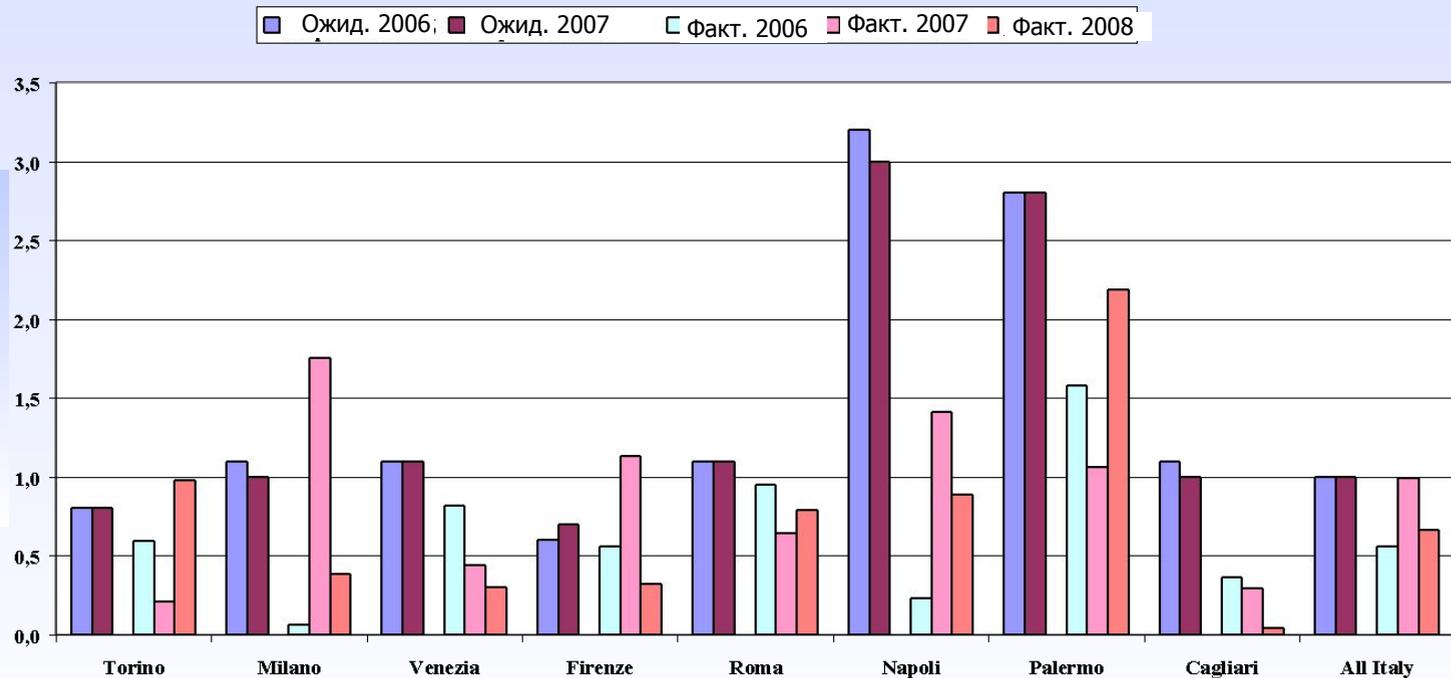
- **Мониторинг качества напряжения**, параметры: свариации напряжения при передаче, резкие изменения напряжения, провалы напряжения, перенапряжение, мерцание, гармонические волны, частые отклонения
- Обязательства ОРС по **соответствию ожидаемым уровням качества** при передаче (предоставляются ОРС к утверждению Регулятором), касаясь показателей непрерывности
- Публикация **ежегодного отчёта ОРС** описывающего текущее положение дел в сравнении с ожидаемыми уровнями, а также деятельность и планы по повышению показателей непрерывности
- Отчёт ОРС в Орган Регулирования об **крупных сбоях передачи** (ENS > 150 МВт, > 30 минут)



# ФОНОВЫЙ МОНИТОРИНГ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ(3)

- Условный подход 250/04 предназначен для:
  - Прозрачности по вопросам качества
  - **Репутационный стимул для ОРС**
  - Надёжные правила измерения непрерывности и информация

Средняя продолжительность перерывов передачи в Италии и её районах в 2006-2008



# СТИМУЛИРУЮЩЕЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ Э/Э В ИТАЛИИ: ЦЕЛИ

- Сокращение повседневных перебоев
- Предотвращение и смягчение последствий крупных инцидентов
- Неочевидная цель: обеспечить стимулы для инвестиций, оправданные по **качеству и соображениям безопасности**, чтобы избежать риска исключительно рыночных инвестиций специально нацеленных на сокращение перегруженности



**Инвестиции в передачу  
1963-2008** Источник:  
собственная  
разработка публичной  
информации



# СТИМУЛИРУЮЩЕЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ Э/Э В ИТАЛИИ: ПОКАЗАТЕЛИ

- Три показателя (непоставленная энергия, количество отключений на потребителя и количество потребителей без отключений)
- R-ENS, регулируемая непоставленная энергия
- NIU, количество отключений на сетевого потребителя
- UZI, количество сетевых потребителей с нулевым количеством отключений
- Регулирование вступила в силу в 2008
- Установка улучшения стандартов и параметров поощрений/штрафов для 2008-2011
- Экономический эффект только для 2010 и 2011



# РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ Э/Э: ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ (1)

- R-ENS выражается в МВт и основывается на ENS
- **Функция ограничения** принята в целях борьбы как с крупными перебоями передачи (с обширн. ENS) так и с мелкими повседневными отключениями



Источник: собственные разработки



# РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ Э/Э: ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ(2)

- NIU включает в себя **короткие и длинные отключения** для всех пользователей, напрямую подсоединенных к национальной распределительной сети
- $NIU = SAIFI + MAIFI$
- NIU высчитывается для каждой из 8 территориальных зон, в которых находится сетевой оператор
- Несимметричная схема (больше штрафов, чем поощрений) учитывает цели содействию однородности качества передачи э/э в Италии



# РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ Э/Э: ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ(3)

- UZI это количество пользователей сети с нулевым количеством отключений в год, в отношении к общему количеству пользователей
- В отношении UZI имеется только поощрительная схема, повышения размера поощрения за R-ENS и NIU (в случае перевыполнения поставленных целей)
- Природа UZI отражает характер услуг по передаче э/э: **пользователи сети не должны страдать от отключений** из-за сбоев при передаче



# РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПЕРЕДАЧИ Э/Э: ПРИЧИНЫ ОТКАЗА

- Автоматическое вмешательство Automatic intervention of under-frequency load shedding schemes as a consequence of **disturbances originated in the neighbouring interconnected countries**;
- **Preventive load shedding** (communicated at least one day in advance adopting defined procedures) as a consequence of expected lack of generation adequacy;
- **Forced line outages due to public orders** (e.g. in case of fire when switching off the HV circuits is demanded by police or fire corps);
- **Extreme disaster** situations (e.g. earthquakes);
- **Intentional damages** (e.g. terrorist attacks);
- Extremely large black-outs (above 40000 MWh/event)
- Outages originated by users and outside NTG (NIU, UZI)

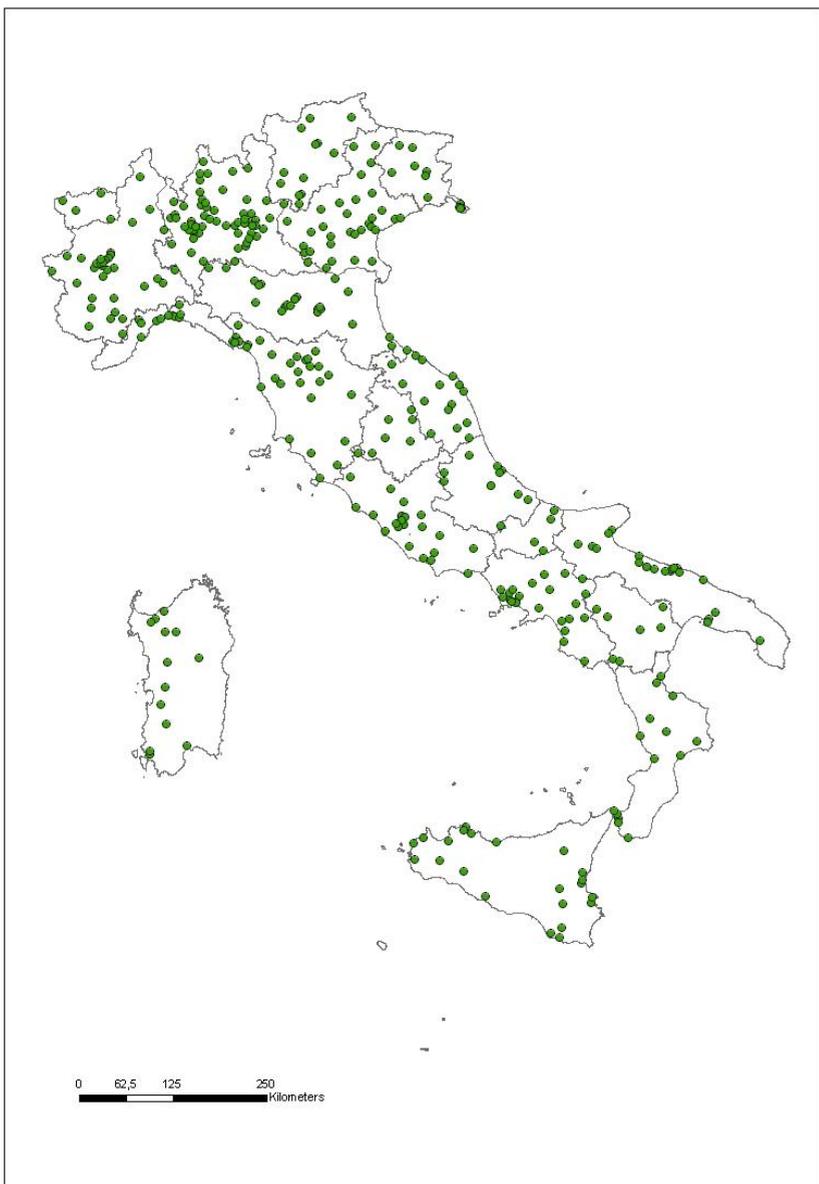


# МОНИТОРИНГ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ПЕРЕДАЧА

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращений	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирования	Стандарты для многократных/чрезвычайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# MONITORING UNITS INSTALLED ON MV BUS-BARS OF HV/MV SUBSTATIONS

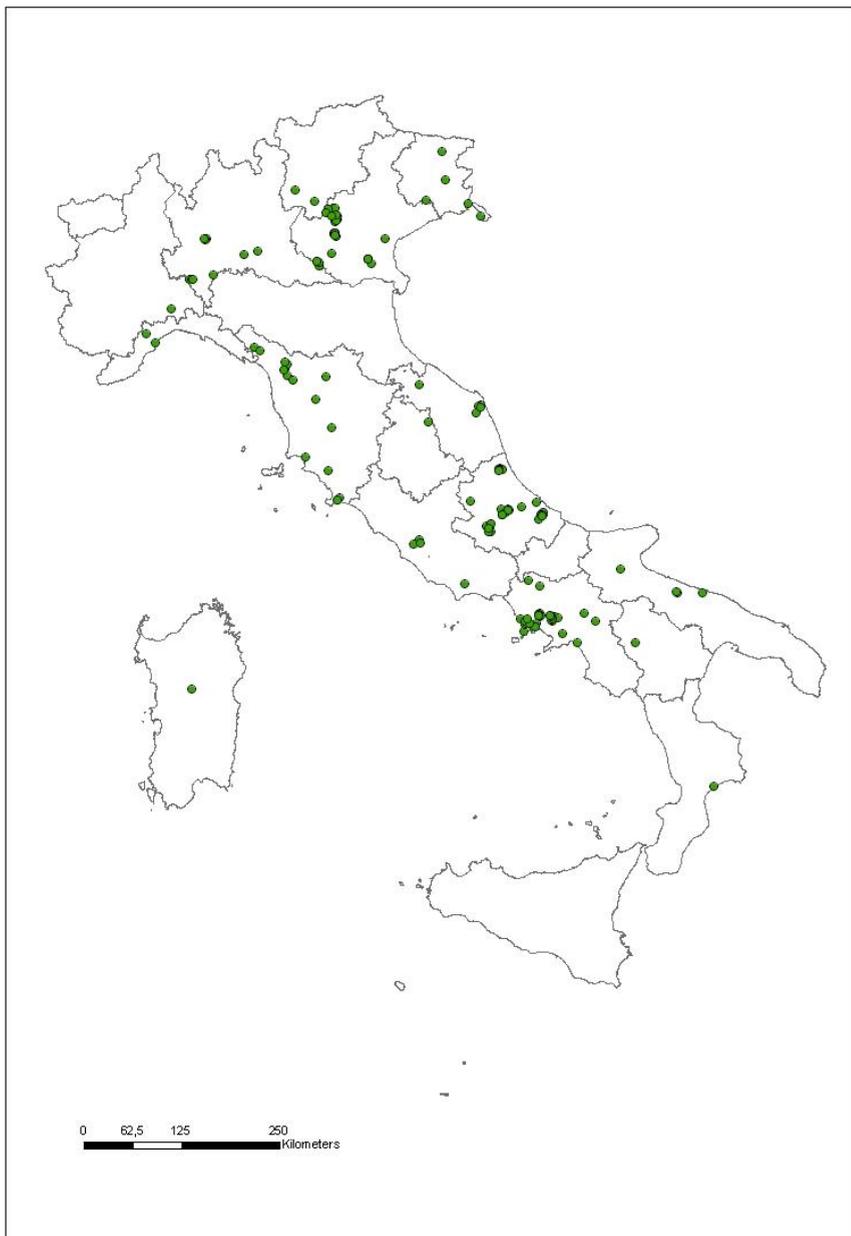


## 400 monitoring units

(they monitor about 10% of the MV bus-bars of the MV distribution network).

The sample is representative of the network characteristics in terms of:

- number of HV/MV substations in each region
- length of the MV lines
- type of MV lines: cable, overhead, mixed
- neutral compensation or isolated neutral
- number of MV customers
- density of LV customers



**73 owned by as many MV customers who decided to voluntarily (with the promotion of the Authority) participate to the monitoring campaign**

**124 owned by Distribution Network Operators**

**This sample of units is not statistically representative of the monitored MV network**

# AVERAGE NUMBER OF DIPS ACCORDING TO THE NEW prEN50160 /I

Italy, Year 2007, all types of MV networks, MV bus-bars of HV/MV substations

Residual Vr [%]	Длительность					Total
	20 - 200	200 - 500	500 - 1.000	1.000 - 5.000	5.000 - 60.000	
80 - 90	37,7	5,5	1,1	0,9	0,1	45,3
70 - 80	19,9	4,1	0,5	0,2	0	24,7
40 - 70	38,8	6,6	0,6	0,2	0,1	46,3
5 - 40	12,5	2,6	0,3	0,1	0	15,5
0 - 5	0,3	0	0	0	0	0,3
Total	109,2	18,8	2,5	1,4	0,2	132,1

**Yellow cells:** equipment immunity class 2

**Yellow+ Green:** equipment immunity class 3

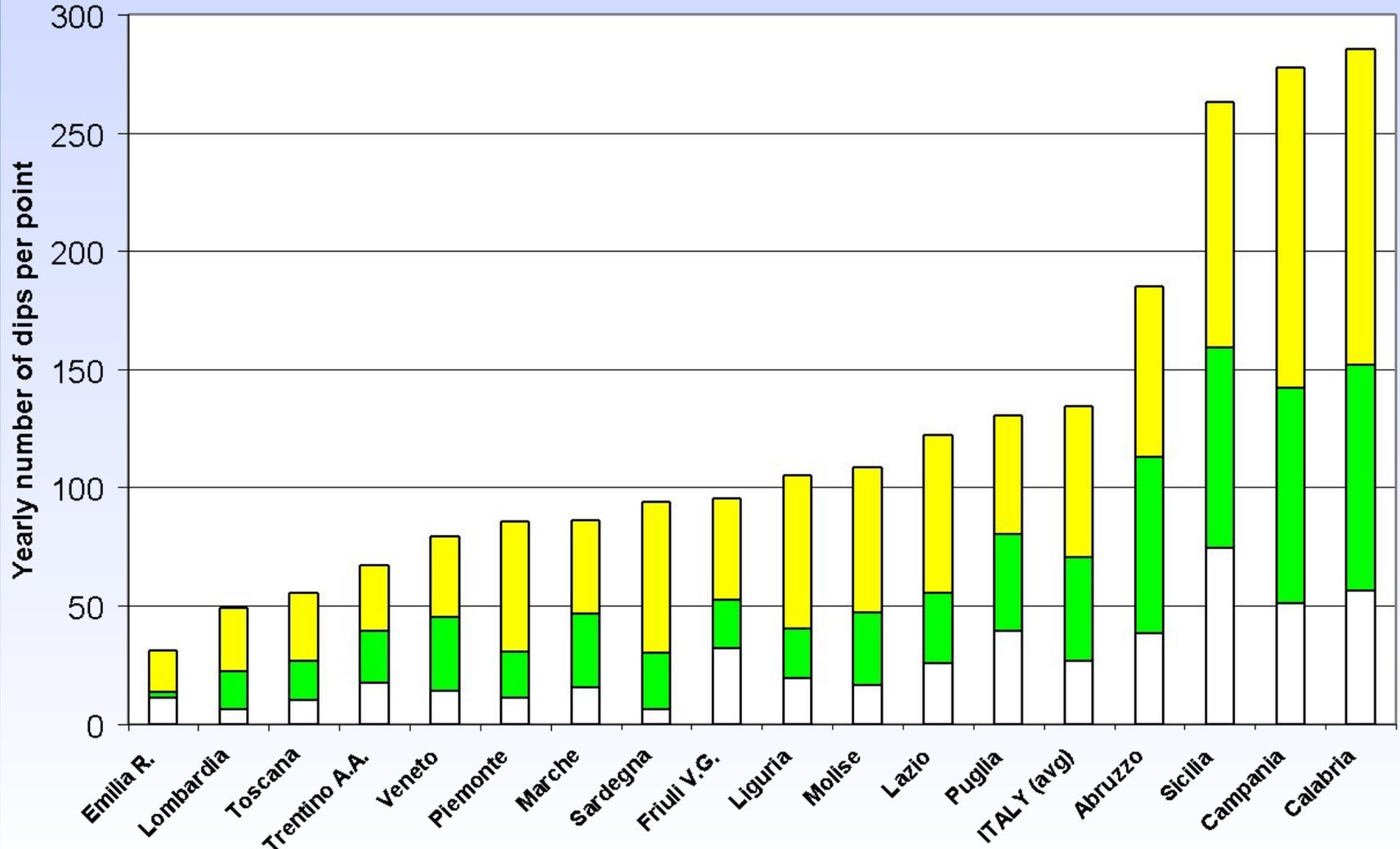
**Red line:** compatibility curve

<http://queen.ricercadisistema.it>



# AVERAGE NUMBER OF DIPS ACCORDING TO THE NEW prEN50160 /II

Italy, Year 2007, all Regions, all types of MV networks, MV bus-bars of HV/MV substations



# VOLTAGE QUALITY MONITORING ON TRANSMISSION AND HV DISTRIBUTION NETWORKS (1/3)

Voltage level	Transmission	HV Distribution	Total
380 kV	7	0	7
220 kV	10	6	16
150 kV	23	23	46
132 kV	67	27	94
60 kV	0	2	2
Total	107	58	165

## Number of installed measurement devices

**Source: Terna and Ceer 4th Benchmarking Report, 2008**



# VOLTAGE QUALITY MONITORING ON TRANSMISSION AND HV DISTRIBUTION NETWORKS (2/3)

Residual voltage u	Duration t (ms)					
	20 < t ≤ 100	100 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 3000	3000 < t ≤ 60000	Total
(%)						
90 > u ≥ 85	19.0	1.5	0.1	0.0	0.0	20.6
85 > u ≥ 70	24.2	3.5	0.3	0.0	0.0	28.0
70 > u ≥ 30	13.6	2.4	0.6	0.1	0.0	16.7
30 > u ≥ 10	0.5	0.3	0.0	0.0	0.1	0.9
10 > u	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0	2.4
<i>Total</i>	<i>59.1</i>	<i>8.2</i>	<i>1.1</i>	<i>0.1</i>	<i>0.1</i>	<i>68.6</i>

**Number of dips per measurement point on 380kV and 220kV networks, year 2007.**

**Source: Terna and Ceer 4th Benchmarking Report, 2008**



# VOLTAGE QUALITY MONITORING ON TRANSMISSION AND HV DISTRIBUTION NETWORKS (3/3)

Residual voltage u	Duration t (ms)					
	20 < t ≤ 100	100 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 3000	3000 < t ≤ 60000	Total
(%)						
90 > u ≥ 85	25.5	6.9	0.9	0.4	0.1	33.8
85 > u ≥ 70	24.4	6.3	0.6	0.2	0.0	31.5
70 > u ≥ 30	12.6	4.7	0.3	0.2	0.0	17.8
30 > u ≥ 10	1.1	0.9	0.1	0.1	0.1	2.3
10 > u	1.9	0.6	0.1	0.0	0.1	2.7
<i>Total</i>	<i>59.1</i>	<i>19.4</i>	<i>2.0</i>	<i>0.9</i>	<i>0.3</i>	<i>88.1</i>

**Number of dips per measurement point on 150kV and 132kV networks, year 2007.**

**Source: Terna and Ceer 4th Benchmarking Report, 2008**



# КОММЕРЧЕСКОЕ КАЧЕСТВО ПОСТАВОК

	ДЕЛАТЬ ИНФОРМАЦИЮ ДОСТУПНОЙ	ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОБСЛУЖИВАЕМЫХ НАИХУДШИМ ОБРАЗОМ	ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ	ОДОБРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
ТОВАРНОЕ КАЧЕСТВО	Публикация актуальных показателей качества	Гарантируемые стандарты качества	Качество центров обращений	
НЕПРЕРЫВНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕН ИЯ	Руководство по мерам регулирования	Стандарты для многократных/чрезвычайно длительных отключений	Механизмы поощрения и штрафов	Контракты на качество электроэнергии
КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ	Системы мониторинга качества напряжения	Минимальные стандарты качества напряжения		



# COMMERCIAL QUALITY REGULATION IN ITALY

## NEW GUARANTEED STANDARDS FOR SUPPLY ELECTRICITY & GAS (FROM 2009)

- **MAXIMUM WAITING TIMES** *(All standards are in solar days)*
  - **Appropriate response to a complaint** 40
  - **Invoice amendment** 90
  - **Invoice amendment for multiple invoice** 20
- When guaranteed standards are not met by fault of the utility, users are entitled to receive automatic compensation payments through their bills
- Level of compensation payments are related to the type of user involved:
  - domestic, business, industry: 20€
  - escalation like for commercial quality for distribution
- Users can always appeal to the court if damage is over the compensation payment



# COMMERCIAL QUALITY REGULATION IN ITALY

## NEW OVERALL STANDARDS FOR SUPPLY ELECTRICITY & GAS (FROM 2009)

- **Answers to written requests of invoice amendment:**
  - **40 solar days in 95% of cases**
- **Answers to written requests of information:**
  - **30 solar days in 95% of cases**



# COMPLAINTS HANDLING

One of the functions assigned by the institutional Law 481/99 is to **assess complaints**, appeals and reports from users or consumers, individually or as a body, as to respect for standards of quality and tariffs by the service operators

The Authority has a specific Department in charge for information and customer protection, having mainly the following tasks:

- to **set rules** for protecting customers (about contracts conditions, billing transparency, pre-contractual information and so on)
- to ensure **transparency** and **information**, having care for the relationships with Consumers' Organizations
- **handling consumers' complaints**



# COMPLAINTS HANDLING EVOLUTION

## How many complaints?

	1999	2002	2005	2008
Complaints received	213	449	1049	8000
People in information and Consumers Affaire Dep.	4	5	6	7

## Main reasons for complaining (ex.: apr. 07-may 08)

- Billing 33%
- Contracts 19%
- Pre-contractual information/mis-selling 15%
- Disconnection for non-payment 9%
- Quality of service (outages, connections, volt. quality) 9%
- Consumption (estimate consumption, meter reading) 2,6%



# THE NEW CONSUMERS' HELPDESK

- The increasing number of complaints and the need for an effective and satisfactory answer suggested to start, in 2007, the project for an externalization of complaints handling, giving the responsibility for the first stage to another public subject
- The **consumers' helpdesk** has the task to develop all the activities that can be considered in preparation of a proceedings:
  - Receives complaints and appeals from the consumers and creates a file for each complaint
  - Asks for information and clarifications to the suppliers
  - Suggests to the customers and to the suppliers the measure to adopt in order to solve the problems raised
  - When the problem cannot be solved, or the consumer isn't satisfied about the answer transfers the file to the Authority for the final evaluation
  - Reports to the Authority about the complaints received and the activity carried out



# ONLY ONE INTERFACE FOR THE CONSUMER: THE SUPPLIER

- There is a timeliness obligation in force for Suppliers: 2 working days for sending the request of the final consumer to the Distributor and 2 working days for sending the answer of the Distributor to the final consumer
- Currently there aren't any automatic compensations if the Supplier does not meet the above timeliness.



# REGULATION OF CALL CENTERS

- **Минимальные требования:** opening time of Call Centers with human operator; information through the bill and internet web site
- **Стандарт:** measured on monthly base
  - Access to the service  $AS \geq 80\%$
  - Average waiting time  $TMA \leq 240$  sec.
  - Service level  $LS \geq 90\%$
- **Customer satisfaction:** six month base survey on satisfaction of final customer who called the call center (*through the call back methodology*)
- **Benchmarking score:** published on six month base – three sub scores:
  - $P_A$  depending on the accessibility to the service
  - $P_Q$  depending on the quality of the service
  - $P_{SC}$  depending on the result of the *call back* survey

$$IQT = [(P_A + P_Q) / (P_A + P_Q)_{max} \times 100] \times 0,7 + P_{SC} \times 0,3$$



# CALL CENTER PERFORMANCE RANKING PUBLICATION (\*) for the period Jul-Dec 2008

Pos	VENDITORE	PUNTEGGIO ACCESSO AL SERVIZIO (PA)	PUNTEGGIO QUALITÀ DEL SERVIZIO (PQ)	PUNTEGGIO INDAGINE SODDISFAZIONE CLIENTI (PSC)	PUNTEGGIO GLOBALE (IQT)
1	EDISON ENERGIA S.P.A.	114	87	84,4	95,3
2	LINEA PIU S.P.A.	50	103	92,4	81
3	HERA COMM S.R.L. SOCIO UNICO HERA S.P.A.	44	107	90,1	79,6
4	A2A ENERGIA S.P.A.	31	100	98,8	75,3
5	TRENTA S.P.A.	35	71	98	66,3
6	SGR SERVIZI S.P.A.	44	58	100	65,5
7	GAS NATURAL VENDITA ITALIA S.P.A	45	59	95,4	64,8
8	TOSCANA ENERGIA CLIENTI S.p.a. (EX TOSCANA GAS CLIENTI)	48	59	89,7	64,2
9	E.ON Energia S.p.A.	44	50	89,6	59,6
10	AMG GAS S.R.L.	42	45	94,1	58,5
11	ENIA ENERGIA S.P.A	34	53	90,2	57,4
12	ITALCOGIM ENERGIE S.P.A.	39	50	85,1	56,5
13	ENEL SERVIZIO ELETTRICO S.P.A.	38	42	89	54,6
14	EROGASMET VENDITA - VIVIGAS S.P.A.	31	30	97,1	50,4
15	PROMETEO S.P.A.	42	13	100	49,2
16	ENEL ENERGIA S.P.A.	25	54	72	49,1
17	ESTENERGY S.P.A.	31	20	91,9	45,3
18	ASM ENERGIA E AMBIENTE S.R.L.	47	0 (*)	94,2	44,6
19	ASCOTRADE S.P.A.	42	0 (*)	95,4	43,2
20	ACEAELECTRABEL ELETTRICITA SPA	46	0 (*)	85,3	41,6
21	ACEGAS-APS SERVICE S.R.L.	41	0 (*)	89,4	41,1
22	ENI S.P.A.	53	0 (*)	75,3	41
23	IRIDE MERCATO S.P.A.	33	4	89,9	39,9
24	E.S.TR.A. ENERGIA, SERVIZI, TERRITORIO, AMBIENTE S.R.L.	34	0 (*)	91,4	39,3
25	AGSM ENERGIA Spa	30	0 (*)	91,3	37,8

Electricity  
and gas  
suppliers  
more than  
100.000  
final  
customers.



# AGENDA

- Overview on the electricity quality of service regulation
- Short overview on the electricity and gas smart metering regulation



# METERING REGULATORY FRAMEWORK

	Electricity	Gas
Regime		Regulated
Operator responsible for metering services	DNO	DNO (until 2008 Retailers could carry out meter reading)
Accounting separation		2001
Unbundling reform		2007
Separation of the metering tariff	2004 (from the distribution tariff)	2009 (from the distribution tariff and from the retail tariff component)
Functional unbundling in force	2010	2012



# SMART METERING REGULATORY FRAMEWORK

- Both electricity and gas sectors are covered by smart metering (and metering) regulations
- In both cases minimum functional requirements and deadlines (with penalties) for installation/commissioning have been introduced
- Electricity: Regulatory Orders 292/06 and 235/07 (in English:  
<http://www.autorita.energia.it/docs/06/292-06allengnew.pdf>)
- Gas: Regulatory Order ARG/gas 155/08: (in English  
<http://www.autorita.energia.it/docs/08/155-08alleng.pdf>)



# SMART METERING - REGULATORY APPROACH

## Two different approaches

- Electricity: judged unavoidable the implementation of smart metering at Country level (that's for all DNOs) after the ENEL choice
- Gas: impact assessment (cost-benefit analysis, technical survey, ...)

## Drivers

- Need to pursue objectives
- Directive 2006/32/EC (transposed to the Italian legislation in May 2008 - decree n. 115/08)



# WHY MINIMUM REQUIREMENTS

- In order to guarantee:
  - the pursuance of the objectives
  - the same options to all customers (household/non household; free/in the protection scheme)
  - interoperability and standardization
- They should fulfil the following criteria:
  - system oriented
  - such as to avoid raising of barriers or limits to technical/technological innovation
  - such as to prevent the rejection of new solutions/architectures
  - be independent from telecommunications systems



# УМНЫЙ УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



# WHAT DONE

- **February/May 2006:** made a formal request of information to Enel, Acea Rome and to major European manufacturers of smart meters (in practice smart metering systems were studied from the functional points of view)
- **July 2006:** published the consultation document n. 23/06
- **December 2006:** published the regulatory order 292/06, introduced:
  - replacement obligations
  - minimum functional requirements
- **September 2007:** introduced performance indicators for smart metering systems, for the time being only for monitoring purposes (regulatory order 235/07)



# OBJECTIVES

- To help ensure competitiveness in the supply of electricity to residential and non-residential customers
- To establish the functional and technological conditions to make it possible to extend hourly metering to low-voltage withdrawal points also
- To improve the quality of the electricity metering, supply and distribution services for LV consumers and ensure the same functional and performance levels both for customers in the free market and those in the universal service
- (Not included in the R.O.): to look further some specific requirements, in particular consumption awareness (remote display) and demand response issues (home and building automation)



# SMART METERS FOR LV CUSTOMERS

## Mandatory timetable (1/2)

Each year of the period 2009-2012 DNOs are obliged to communicate to the Autorità the level of installation and commissioning of smart meters

		Installation	Commissioning	Penalty (*)
Household customers and non household customers with $P \leq 55\text{kW}$	25%	31-Dec-08	30-Jun-09	
	65%	31-Dec-09	30-Jun-10	
	90%	31-Dec-10	30-Jun-11	
	95%	31-Dec-11	30-Jun-12	
Customers with $P > 55\text{kW}$	100%	31-Dec-08	30-Jun-09	

(\*) not recognized CAPEX for electromechanical meters not replaced



# SMART METERS FOR LV CUSTOMERS

## Mandatory timetable (2/2)

- Starting from 1 January 2008, for each low-voltage withdrawal point through which the injection of active electricity into the network is activated, DNOs shall install one single smart meter, single-phase for single-phase applications and three-phase for three phase applications.

First step towards smart grids



# SMART METERS FOR LV CUSTOMERS

## Current status of the commissioning plan

*Snapshot at 30 June 2009 for major DNOs*

DNO	No. of LV customers	% of LV customers equipped with commissioned smart meters
Enel distribuzione	30,063,172	95.4%
Acea Roma	1,552,054	57.8%
Aem Milano	856,278	28.2%
Aem Torino	554,992	31.0%
Set distribuzione	227,255	27.6%
Asmea Brescia	220,893	92.4%
Hera Bologna	163,728	32.6%
Agsm Verona	159,328	31.3%



# MAIN MINIMUM FUNCTIONAL REQUIREMENTS-AMM (1/2)

Specified for:

- Single phase mono-directional meters
- Single phase bi-directional meters
- Three-phase phase mono-directional meters
- Three-phase bi-directional meters



# MAIN MINIMUM FUNCTIONAL REQUIREMENTS-AMM (2/2)

- TOU price scheme (weekly profile): up to four bands, up to five intervals per day (1 totalizer + 4 band registers)
- Interval metering (min. 1 hour, depth = 36 days)
- Remote transactions [consumption reading (registers and intervals), supply activation/deactivation, change of the subscribed power, change of the TOU tariff, power reduction]
- Security of data (inside meters, during the transmission to the control centre, status word with prompt transmission to the control centre in case of meter failure)
- Freezing of withdrawal data (billing, contractual changes, switching)
- Breaker on board of meters + demand control algorithm (alternative: registration of the peak power per TOU band)
- Meter display (current totalizer and activated TOU band registers, last freezing)
- Slow voltage variations (according to EN50160)
- Upgrade of the program software



# PERFORMANCE REQUIREMENTS

- After the introduction of minimum functional requirements, some performance indicators of AMM systems have been introduced (R.O. 235/07):

- Annual percentage of successful remote transactions (activation/deactivation, change of the subscribed power, change of the price scheme, power reduction) within 24 hours and within 48 hours
- Annual number of meters that at least once registered a failure reported to the control centre (through the status word)

Reading frequency	Threshold S	No. of meters with no. of successful readings below threshold S	No. of meters with no. of successful readings below 0
Monthly	6		
Bimonthly	3		
Three-monthly or four-monthly	2		
Six monthly	1		
Annual	0		



# THE METERING TARIFF

- **2004:** separated the metering tariff from the distribution tariff
- **2004-2007:** the “extra-charge” for each household customer due to smart meters has been less than 2 Euros per year
- **2008-2013:**
  - the X factor will be 5% for metering activities (vs 1.9 % of distribution activities)
  - the metering tariff is/will be adjusted every year
- An equalization mechanism is envisaged in order to recognize higher costs to smaller DNOs



# INTERVAL METERS FOR HV AND MV CUSTOMERS

- HV customers and major MV customers have been equipped with interval meters (15min – 1 hour) since the second half of 80s
- In 2004 were introduced obligations for the installation of interval meters (1 hour) for all MV customers:
  - $P > 500\text{kW}$  by June 2004
  - $P = 201\text{-}500\text{kW}$  by December 2004
  - $P = 101\text{-}200\text{kW}$  by December 2005
  - $P \leq 100\text{kW}$  by December 2006
- Currently all HV and MV customers (free or under the protection scheme) are actually equipped with interval meters and treated on hourly base



# **GAS SMART METERING**



# GAS: WHAT DONE

- **July 2006:** announced smart metering implementation in the gas sector
- **May/October 2007:** made a cost-benefit analysis, a technical benchmark, a survey on the use of AMR/AMM systems in Europe
- **July 2007:** published the first consultation document (first thoughts)
- **November 2007:** established a WG (still alive) on “What minimum functional requirements for smart meters” (participants: the Autorità, DNOs, retailers, meters manufacturers, the Italian Gas Committee)
- **February/April 2008:** sent a request of information on installed meters to major DNOs
- **June 2008:** published the second consultation document (final thoughts)
- **October 2008:** Published the Regulatory Order ARG/gas 155/08



# GAS: OBJECTIVES

- To make it easier to eliminate any inefficiencies and discriminatory features by improving the process of recording and accounting for the natural gas withdrawn by consumers and introducing technological innovations to metering units
- To create the functional and technological conditions for the introduction of mechanisms to develop a market system for natural gas and support the definition of the regulated market for natural gas and the new balancing service
- To improve the quality of natural gas metering, sales and distribution services, while ensuring the same functional and service levels irrespective of the operator responsible for the metering service and at the same time fostering greater awareness of consumption levels



# GAS: TIMETABLE FOR THE COMMISSIONING OF SMART METERS

	Commissioning deadline	Percentage	Penalty [€/meter non commissioned]
> G40	31 December 2010	100%	54
$\geq$ G16 and $\leq$ G40	31 December 2011	100%	21
> G6 and < G16	31 December 2011	30%	12
	31 December 2012	100%	
$\leq$ G6	31 December 2012	5%	4
	31 December 2013	20%	
	31 December 2014	40%	
	31 December 2015	60%	
	31 December 2016	80%	



# GAS: TOWARDS THE ROLL-OUT (1/2)

Carried out in 2007:

- a survey on the use of gas AMR/AMM systems in Europe, found:
  - projects running (in some cases combining electricity and gas)
  - different technologies of involved meters in the system (traditional+data logger module/new generation meters)



# GAS: TOWARDS THE ROLL-OUT (2/2)

Carried out in 2007:

- a benchmark on gas smart meters, found:
  - availability of new functionalities
  - availability of new measurement technologies (mature, but with low level of industrialization) with correction of temperature and temperature+pressure
  - some models already MID certified for both pressure and temperature correction or only for temperature correction
  - availability of solutions with electrovalve on board
  - problems coming from the battery life: depends on environmental conditions, on the frequency and the amount of data to be transmitted by the meter, on the use of the display, etc



# GAS: SOME *EX-ANTE* DECISIONS

- Quantitative cost-benefit analysis to be done DNO side, that's the actor that will make investments and meter reading activities
- Quantitative cost-benefit analysis to be differentiated according to the size of DNOs. Large (>500,000 consumers), Medium (50,000-500,000 consumers) and Small (<50,000 consumers)
- To be assessed both AMR and AMM (\*) for household consumers (annual consumption < 5,000 m<sup>3</sup>) and only AMR for the others (annual consumption >5,000 m<sup>3</sup>)
- Pointed out a difficulty in carrying out a quantitative cost-benefit analysis consumer side in particular for households



(\*) AMM = AMR + electrovalve on smart meter devices that cannot be opened remotely.

# GAS: SOME *EX-ANTE* HYPOTHESES

- No extra-charges for customers were assumed to obtain the NPV shown in the following
- Costs did not include the residual depreciation of traditional meters due to be replaced by smart meters
- The periodical replacement of the power supply batteries was considered: once in the life-cycle of smart meters in the consumption band up to 5,000 m<sup>3</sup>/year and every two years for smart meters in the consumption band over 5,000 m<sup>3</sup>/year
- The installation, on average, of one data concentrator every twelve smart meters was assumed (more than 95% of smart meters will be managed through data concentrators)
- The costs needed to interface smart metering systems with billing systems were considered



# GAS: FINDINGS OF THE COST-BENEFIT ANALYSIS (1/4)

Annual consumption bands	Size of DNO (no. of customers)		
	Large (> 500,000)	Medium (50,000-500,000)	Small (< 50,000)
Case 1: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMM	1 – 1.18	1.27 – 1.46	3.14 – 3.35
Case 2: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMR	1	1.26	3.33
Case 3: 5,000–200,000 m <sup>3</sup> , AMR	1	1.16	1.89
Case 4: > 200,000 m <sup>3</sup> , AMR	1	1.12	1.43
Case 5: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMM (Case 1) ≥ 5,000 m <sup>3</sup> , AMR (Cases 3 and 4)	1 – 1.17	1.26 – 1.44	3.05 – 3.25

Cost of a single commissioned measurement point normalised to the cost of a large DNO



# GAS: FINDINGS OF THE COST-BENEFIT ANALYSIS (2/4)

Annual consumption bands	Size of DNO (no. of customers)		
	Large (> 500,000)	Medium (50,000-500,000)	Small (< 50,000)
Case 1: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMM	1	1.19	1.43
Case 2: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMR	1	1.32	1.69
Case 3: 5,000–200,000 m <sup>3</sup> , AMR	1	1.09	1.19
Case 4: > 200,000 m <sup>3</sup> , AMR	1	1.06	1.13
Case 5: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMM (Case 1) ≥ 5,000 m <sup>3</sup> , AMR (Cases 3 and 4)	1	1.17	1.37

Annual benefit for a single measurement point normalised to the cost of a large DNO



# GAS: FINDINGS OF THE COST-BENEFIT ANALYSIS (3/4)

Annual consumption bands	Size of DNO (no. of customers)		
	Large (> 500,000)	Medium (50,000-500,000)	Small (< 50,000)
Case 1: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMM <a href="#">[1]</a>	-8	-11	-130
Case 2: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMR	-26	-23	-99
Case 3: 5,000–200,000 m <sup>3</sup> , AMR	613	685	633
Case 4: > 200,000 m <sup>3</sup> , AMR	1,151	1,227	1,182
Case 5: < 5,000 m <sup>3</sup> , AMM (Case 1) ≥ 5,000 m <sup>3</sup> , AMR (Cases 3 and 4)	7	6	-112

**NPV at year 15 for different annual consumption bands [€/meter]**

AMM = AMR + electrovalve on smart meter devices that cannot be opened remotely.



# **GAS: FINDINGS OF THE COST-BENEFIT ANALYSIS (4/4)**

- Quantified benefits (in Euros) were found for suppliers as well
- Those benefits were not used to assess the NPV shown in the previous slide
- From a qualitative point of view several benefits were assessed also for the “gas-system” as a whole



# GAS: FOCUS POINTS

- Compensation of Temperature and Pressure (the latter not adopted for household customers)
- Electrovalve on board of meters for household customers (AMM for G4/G6)
- Parametrizable interval metering (minimum interval: 1h for  $\geq$  G10, 1 day for G4/G6)
- TOU withdrawal schemes
- Standardization and interoperability
- Battery life (and limitations implied by it)
- Communication between data concentrators and meters
- Installation of data concentrators (power supply, location)
- Potential displacement of meters



# GAS: MIN. FUNCTIONAL REQUIREMENTS ADOPTED

Minimum functional requirement	≥ G10 (AMR)	< G10 (AMM)
<i>Metering units' clock/calendar</i> capable of managing seconds; synchronised with the same reading frequency; maximum monthly drift shall not exceed:	3 min.	5 min.
<i>Temperature adjustment.</i> Measure of the gas withdrawn at standard temperature conditions (15°C).	Yes	Yes
<i>Pressure adjustment.</i> Measure of the gas withdrawn at standard pressure conditions (1,01325 bar).	Yes	No
<i>Withdrawal totaliser register.</i> One single incremental totaliser register.	Yes	Yes
<i>Time-of-use withdrawal totaliser registers.</i> Three separate totaliser registers, three types of day, up to five intervals a day. Schedule updatable twice a year.	Yes	Yes
<i>Interval metering.</i> 70-day capacity, minimum interval:	1 hour	1 day
<i>Saves and backups of withdrawal totaliser register.</i> Min. six-monthly, max monthly; whenever a new TOU schedule comes into operation. Withdrawal registers must be kept after the battery has been replaced or has run out.	Yes	Yes
<i>Withdrawal data security.</i> Mechanisms to protect and monitor withdrawal registers.	Yes	Yes
<i>Diagnostics.</i> Self-diagnosis checks, including one on the maximum monthly drift. Result recorded in a status word for transmission to the remote management centre.	Yes	Yes
<i>Display.</i> At the customer's request: date and time, current and last save withdrawal registers, the register active at the time of display, any alarm showing that the metering unit has recorded an anomaly.	Yes	Yes
<i>Electrovalve.</i> Available on meters, cannot be opened remotely. During any power-supply failures it retains its state.	No	Yes
<i>Up-dating of the metering unit software programme.</i>	Yes	Yes
<i>Information on real-time withdrawal.</i> At customer's request only (see the paragraph "Compliance with European Directive 2006/32/EC").	Pulse emitter output	Additional physical or logical communication gate (regulatory framework still to be defined)

