

Лыкин Анатолий Владимирович



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Часть 1

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1. Потери электрической энергии

При передаче электрической энергии неизбежны технические потери электрической энергии.

Передача электроэнергии требует расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Неизбежны потери электроэнергии, связанные с погрешностями системы учета и хищениями электроэнергии

Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях России за 1994–2004 годы

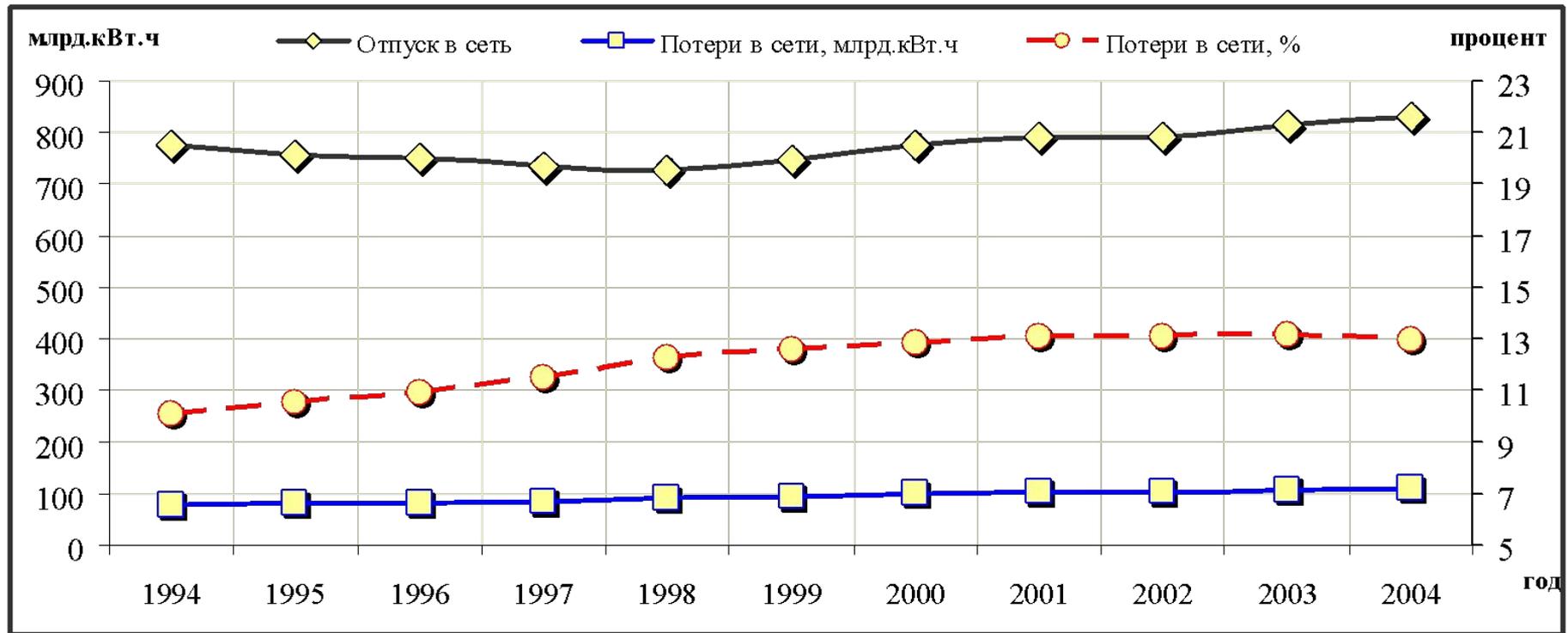
Наименование показателя	Ед. изм.	Численные значения показателя по годам										
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Отпуск в сеть	млрд. кВт.ч	774,4	757,1	748,1	733,1	727,1	744,8	777,5	790,6	789,8	814,3	830,1
Потери в сети	млрд. кВт.ч	78,1	79,5	83,0	85,3	90,3	95,0	99,2	103,6	103,1	107,1	107,5
	%	10,09	10,51	11,09	11,64	12,42	12,76	12,75	13,10	13,05	13,15	12,95

За указанный период отпуск электроэнергии в сеть увеличился на 7,2 %, абсолютные потери выросли на 37,6 %, а относительные – на 18,8 %.

В середине 80-х годов XX века потери в сетях СССР составляли 9,2 %,

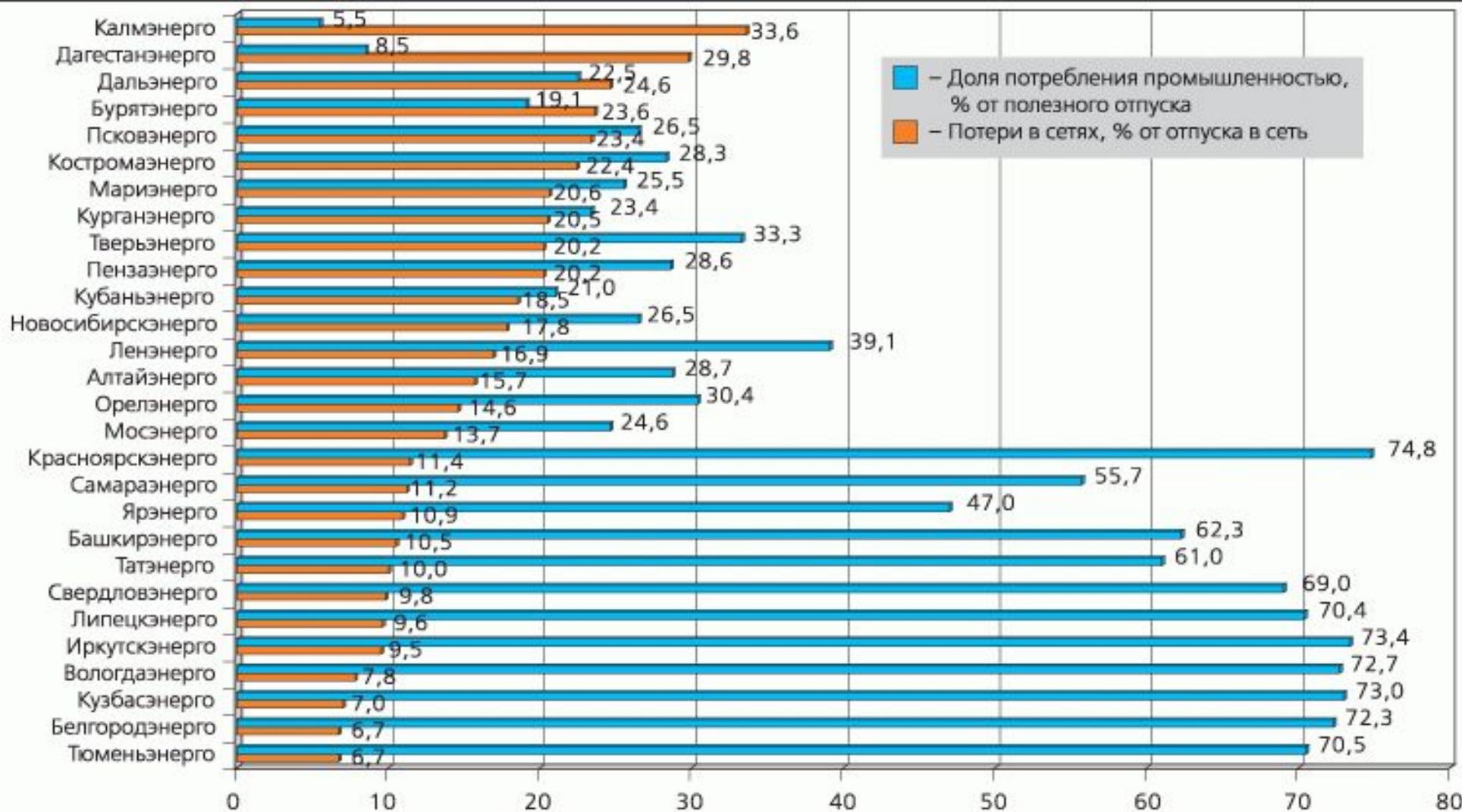
В 2003 году они достигли максимального уровня – 13,15 %.

Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго России за 1994-2004 гг.



В середине 80-х годов XX века потери в сетях бывшего Минэнерго СССР составляли 9,2 %, то в 2004 году они достигли уровня 12,95 %.

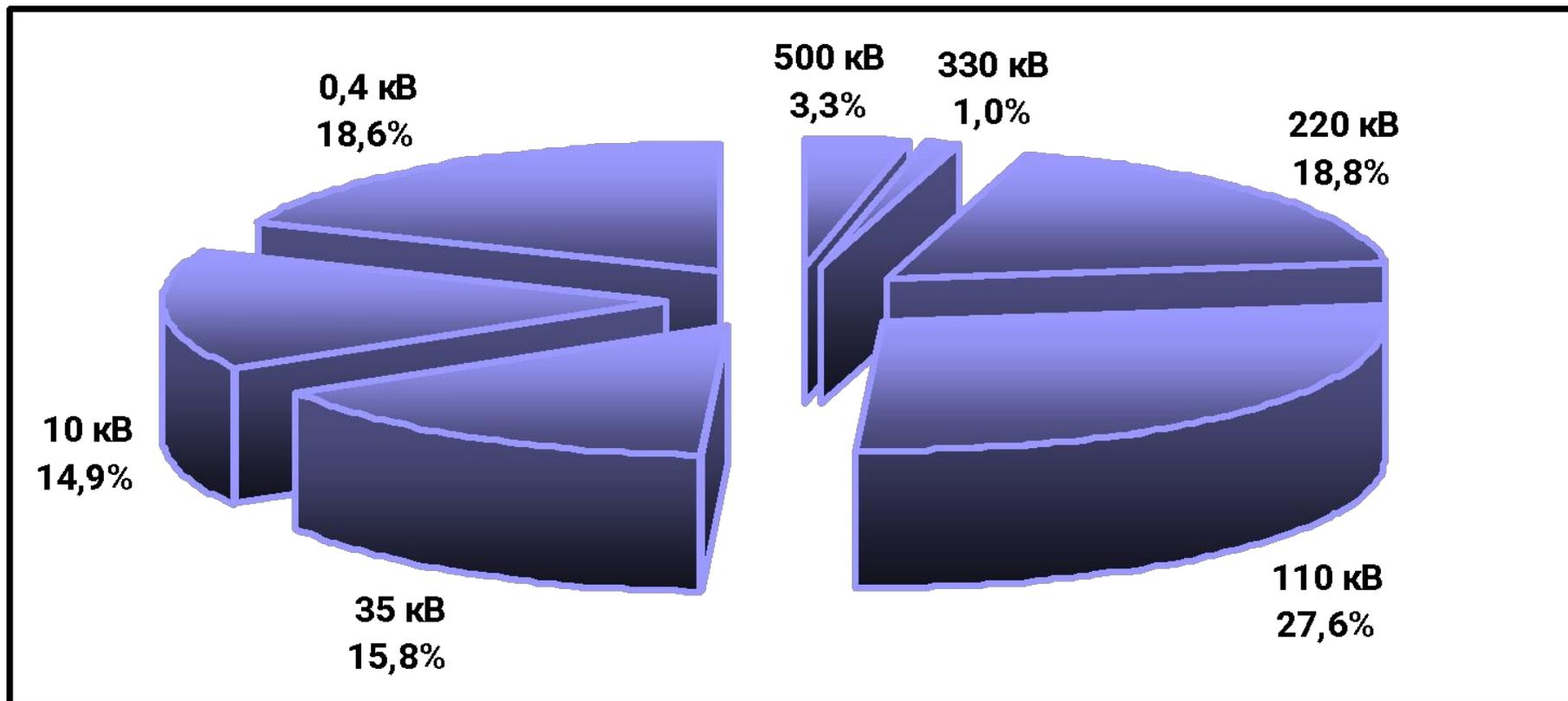
Чем выше доля промышленного потребления (Тюменьэнерго 70,5 %), тем ниже уровень относительных потерь – 6,7 %.



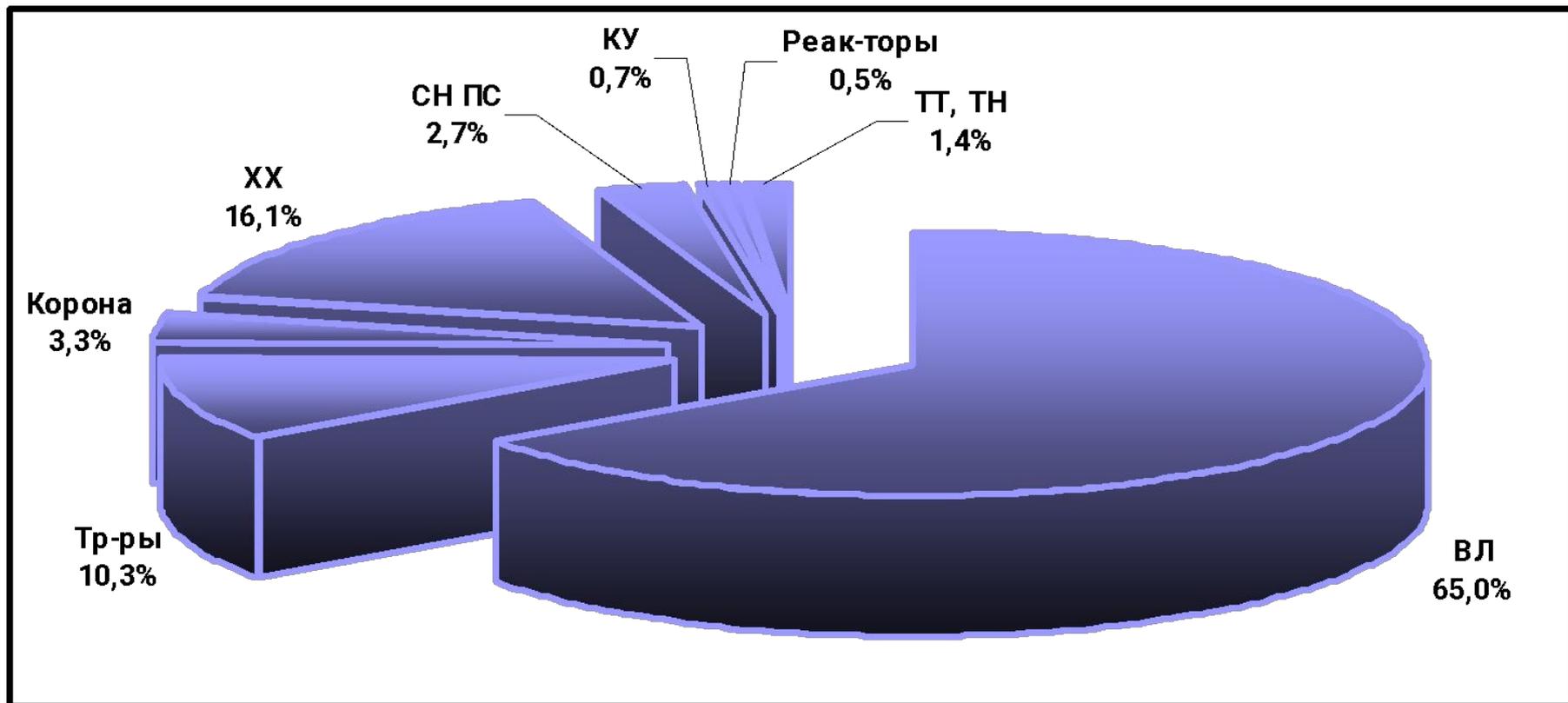
Структура технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г.

Номинальное напряжение, кВ	Технические потери		В том числе			
			Переменные		Условно-постоянные	
	млн. кВт.ч	% от суммы	млн. кВт.ч	% от суммы	млн. кВт.ч	% от суммы
Всего	67180,3	100,0	50537,6	75,2	16642,7	24,8
500 кВ	2219,6	3,3	1444,3	65,1	775,3	34,9
330 кВ	695,8	1,0	417,9	60,1	277,9	39,9
220 кВ	12640,8	18,8	8531,8	67,5	4109,0	32,5
110 кВ	18535,6	27,6	13231,4	71,4	5304,2	28,6
35 кВ	10582,8	15,8	7703,3	72,8	2879,5	27,2
10 кВ	10039,0	14,9	7051,0	70,2	2988,0	29,8
0,4 кВ	12466,7	18,6	12157,9	97,5	308,8	2,5

Структура технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г. по ступеням напряжения



Структура технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г. по видам оборудования

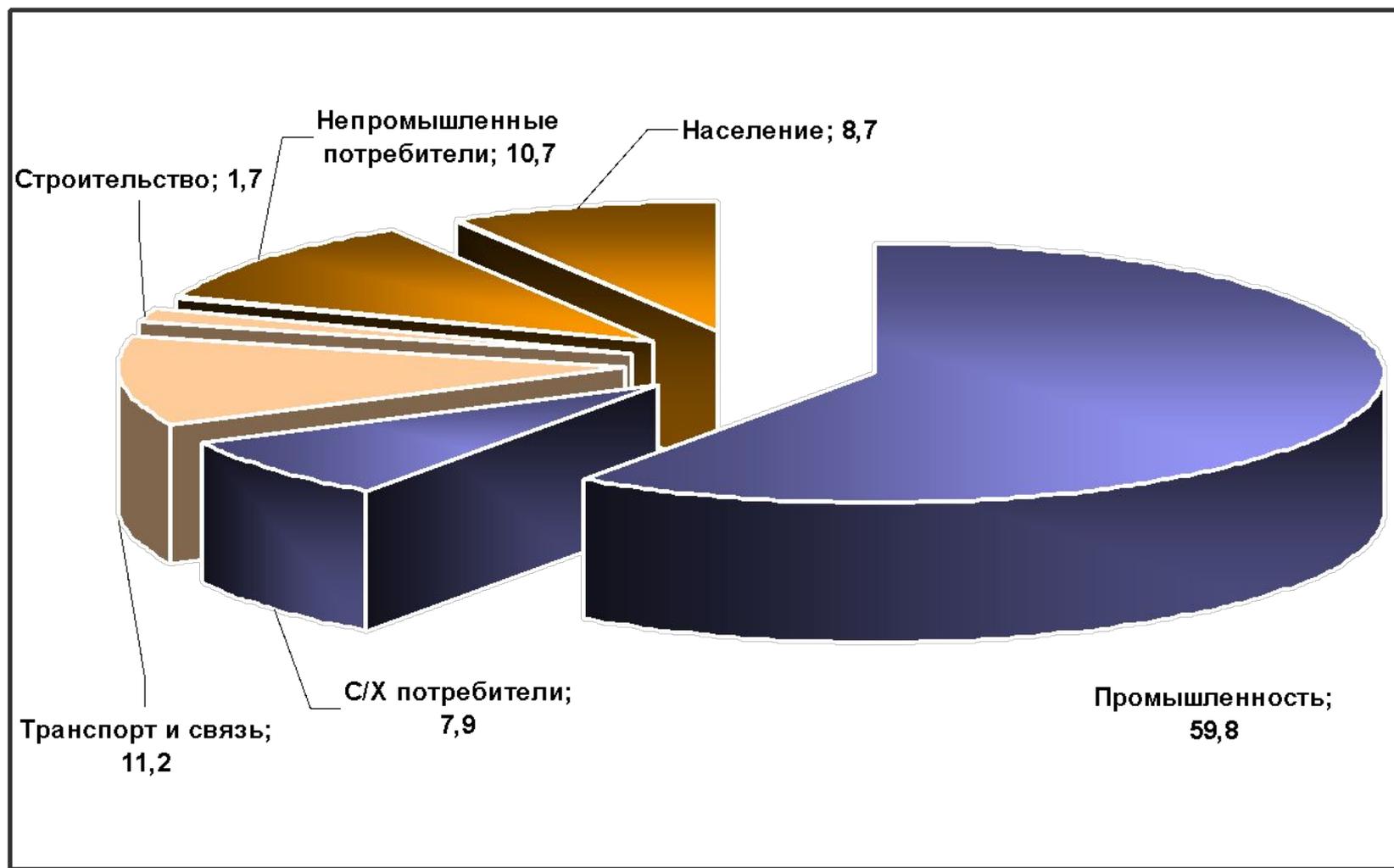


- Суммарные технические потери электроэнергии в электрических сетях АО-энерго РФ в 2002 году составили 67,2 млрд кВт•ч.
- Отчетные потери в 2002 году достигли 103,1 млрд кВт•ч, следовательно, небаланс или коммерческие потери электроэнергии составляют около 27 млрд кВт•ч.
- Из общей величины технических потерь около 78 % приходится на электрические сети 110 кВ и ниже, в том числе 33,5 % – на сети 0,4–10 кВ

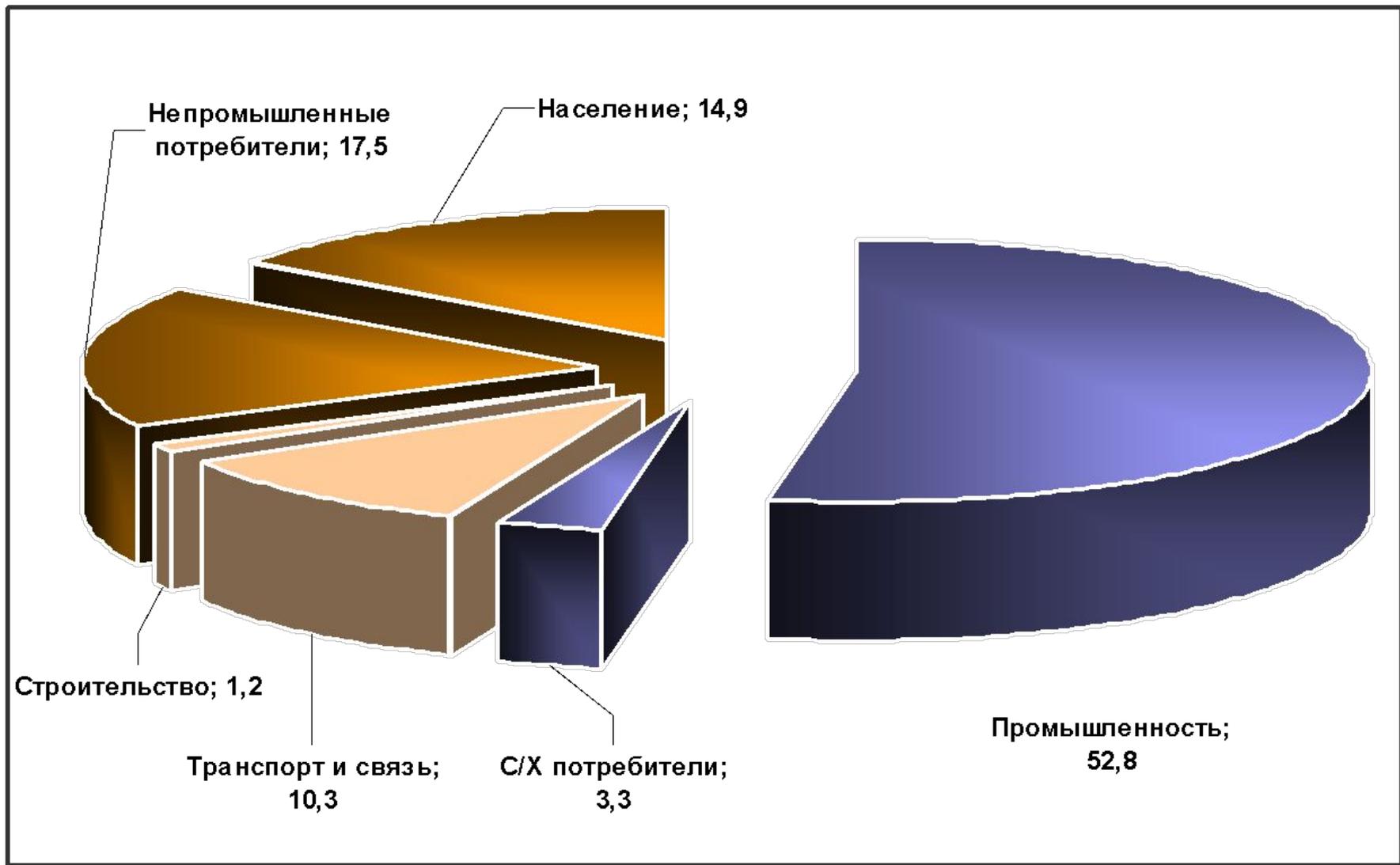
Если принять во внимание, что коммерческие потери сосредоточены в основном в сетях 0,4–10 кВ, то общая доля потерь в них от суммарных по стране в целом составляет около 60 %.

Учитывая, что по объективным причинам загрузка электрических сетей 0,4 кВ будет увеличиваться в связи с опережающим ростом бытового потребления электроэнергии, доля потерь в распределительных сетях в ближайшие годы также будет расти.

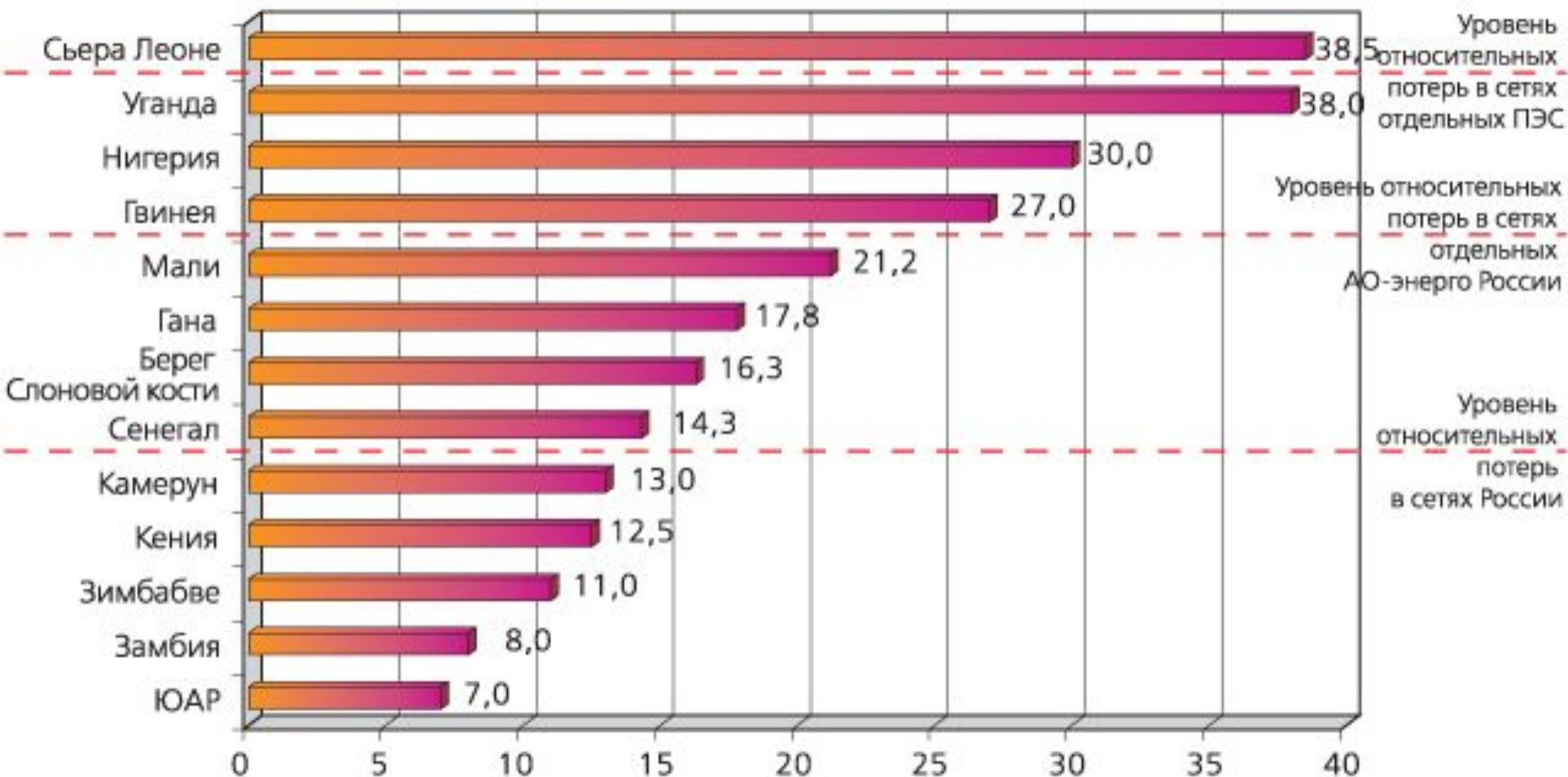
Структура потребления по РФ за 1990 г.



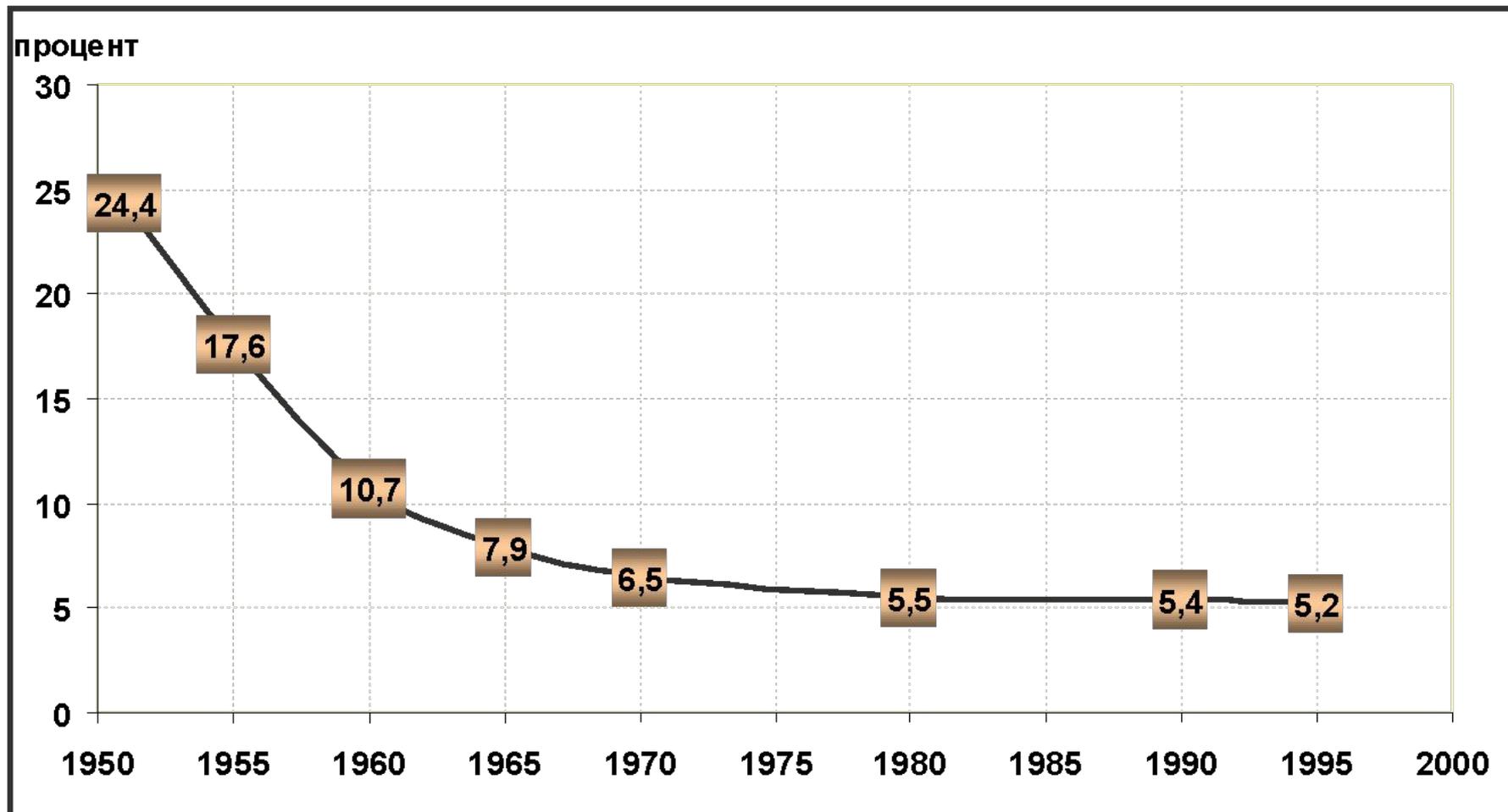
Структура потребления по РФ за 2002 г.



Данные по относительным потерям электроэнергии в электрических сетях стран дальнего зарубежья 2

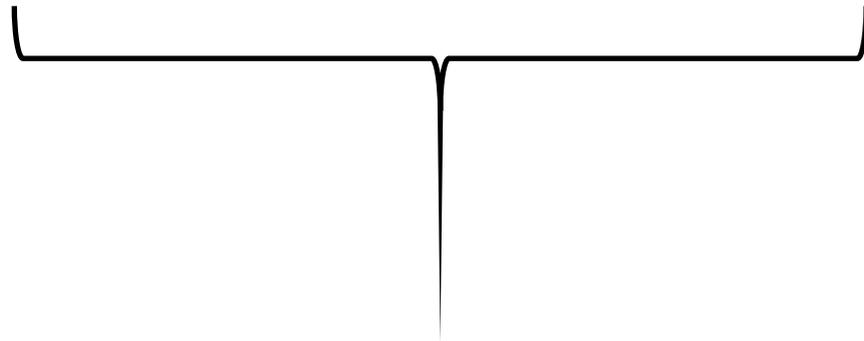


Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях Японии.



Отчетные потери электроэнергии:

$$\Delta W_0 = \Delta W_T + \Delta W_{\text{п.ст}} + \Delta W_y + \Delta W_{\text{хищ}}$$



Технологические потери ЭЭ
при ее передаче

Потери от хищений ЭЭ
(Коммерческие потери)

Технологические потери ЭЭ (ТПЭ)

- Потери в линиях и оборудовании электрических сетей – **технические потери**
- **Расход ЭЭ на собственные нужды подстанций**
- Потери, вызванные погрешностью системы учета ЭЭ

Технические потери

- Технические потери, вызваны физическими процессами диссипации (рассеивания) энергии. Они разделяются на:
 - Условно-постоянные (не зависящие от передаваемой мощности)
 - Нагрузочные (потери в линиях, силовых трансформаторах и специальных элементах, через которые протекает ток нагрузки)

Условно-постоянные потери

- I. Потери на холостой ход силовых трансформаторов
- II. Потери на корону в ВЛ 110 кВ и выше
- III. Потери в КУ, ШР, соединительных проводах и сборных шинах РУ подстанций
- IV. Потери в системе учета ЭЭ
- V. Потери в вентильных разрядниках и ОПН
- VI. Потери в устройствах присоединений ВЧ связи
- VII. Потери в изоляции силовых кабелей
- VIII. Потери от токов утечки по изоляторам ВЛ

Потери холостого хода:

$$\Delta W_x = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2} \int_0^T U^2(t) dt$$

$$\Delta W_x = \Delta P_x T$$

Потери на корону:

$$\Delta W_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор.ср}} T$$

Нагрузочные потери

Фактическое значение технических потерь может быть установлено только расчетным путем.

Потери мощности в элементе электрической сети:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$$

В большинстве случаев P и Q в элементах сети изначально неизвестны и поэтому необходимо рассчитывать установившиеся режимы электрических сетей.

Потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{H}} = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3R \int_0^T I^2(t) dt$$

Практически потери электроэнергии в элементе электрической сети получаются суммированием потерь мощности за каждый расчетный интервал с учетом его продолжительности:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \Delta t_i$$

Однако во многих случаях пользоваться этой формулой нельзя, так как невозможно выполнять расчеты режимов в темпе процесса.

Коммерческие потери

Коммерческие потери обусловлены
несовершенством системы учета потребления
электрической энергии, неодновременностью
оплаты за электроэнергию и ее хищениями

Структура коммерческих потерь электроэнергии

В общем случае составляющие коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в три группы:

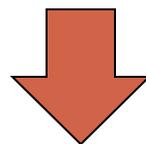
- обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям;
- обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии;
- обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию.

5.2. Расчет потерь электроэнергии

- Рассмотрим наиболее простой и широко используемый метод расчета потерь, который называется методом *времени потерь* или *времени максимальных потерь*.

Период времени, за который рассчитываются потери, примем равным одному году: $T = 8760$ ч

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{Hi}} &= 3R_i \int_0^T I_i^2(t) dt = \frac{R_i}{U_{\text{НОМ}}^2} \int_0^T S_i^2(t) dt = \\ &= \frac{R_i}{U_{\text{НОМ}}^2} \left[\int_0^T P_i^2(t) dt + \int_0^T Q_i^2(t) dt \right].\end{aligned}$$



$$\Delta W_{\text{Hi}} = \frac{R_i}{U_{\text{НОМ}}^2} \left(P_{\text{max}i}^2 \tau_p + Q_{\text{max}i}^2 \tau_q \right)$$

Вместо величин τ_p и τ_q используют их средневзвешенное значение, которое можно получить по формуле

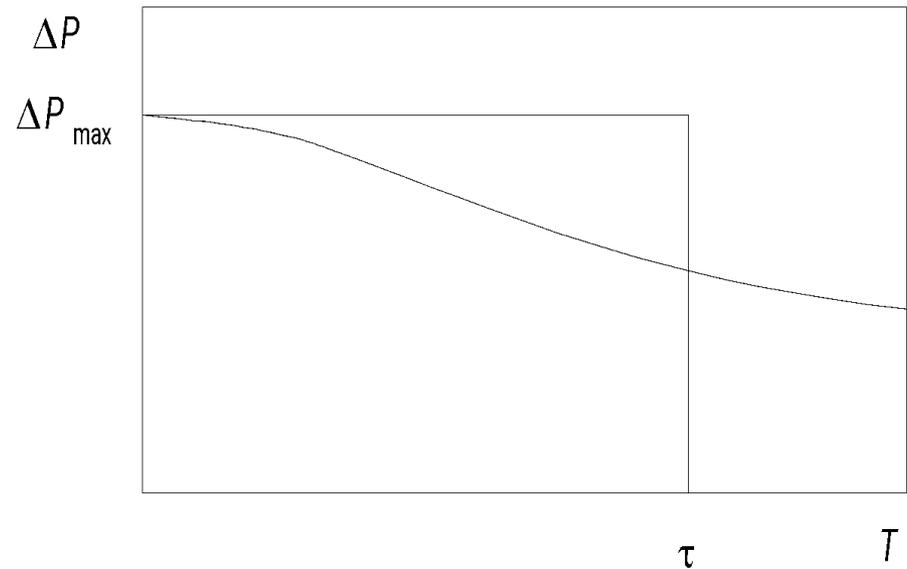
$$\tau = \frac{P_{\max i}^2 \tau_p + Q_{\max i}^2 \tau_q}{S_{\max i}^2}$$

$$\Delta W_{hi} = \frac{R_i}{U_{\text{НОМ}}^2} \int_0^T S_i^2(t) dt = \frac{R_i}{U_{\text{НОМ}}^2} S_{\max i}^2 \tau$$

$$\Delta W_{hi} = \Delta P_{\max i} \tau$$

Время τ называется временем максимальных потерь или короче – время потерь.

Время потерь – это время, в течение которого элемент сети, работая с наибольшей нагрузкой, будет иметь такие же потери энергии, что и работая по действительному графику нагрузки в течение года.



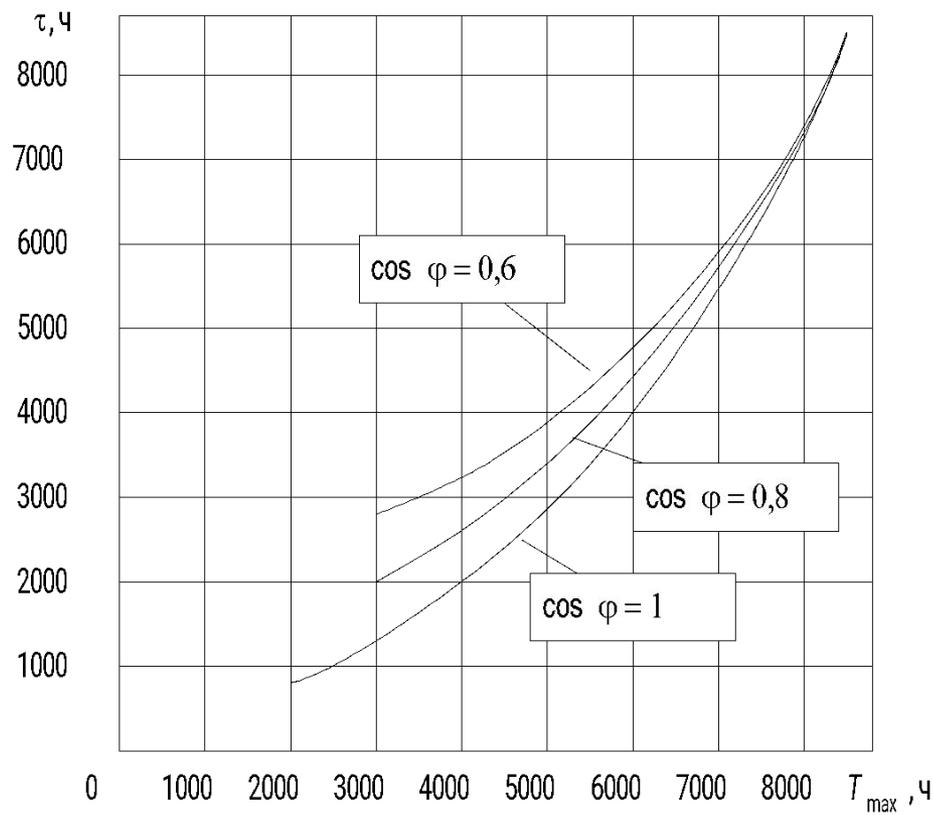
Время потерь – фиктивная величина.
Таким образом,

$$\tau = \frac{\int_0^T S_i^2(t) dt}{S_{\max i}^2}$$

Время потерь зависит от характера изменения как активной, так и реактивной нагрузки элемента

$$\tau = f(T_{\max}, \cos \varphi_{\text{ср}})$$

кривые для разных коэффициентов мощности приведены на рис.



Для нагрузок с типовой формой графика нагрузок t можно определить по эмпирической формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760$$

В технико-экономических расчетах τ принимается одинаковым для всех ее элементов и определяется исходя из T_{\max}'

$$\Delta W_{\text{н}\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\max i} \tau$$

С учетом потерь холостого хода и потерь на корону общие технические потери в сети вычисляются по формуле

$$\Delta W = (\Delta P_x + \Delta P_{\text{кор}}) 8760 + \Delta P_{\text{max}} \tau$$

5.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

- **Организационные**
- **Технические**
- **Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии**

Организационные мероприятия:

- 1. Оптимизация мест размыкания линий 6-35 кВ с двусторонним питанием**
- 2. Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности**
- 3. Оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной электрической сети 110 кВ и выше переключениями в ее схеме**
- 4. Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями**

Организационные мероприятия:

5. Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей
6. Отключение в режимах малых нагрузок трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами
7. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой
8. Выравнивание нагрузок фаз в электросетях 0,38 кВ и др.

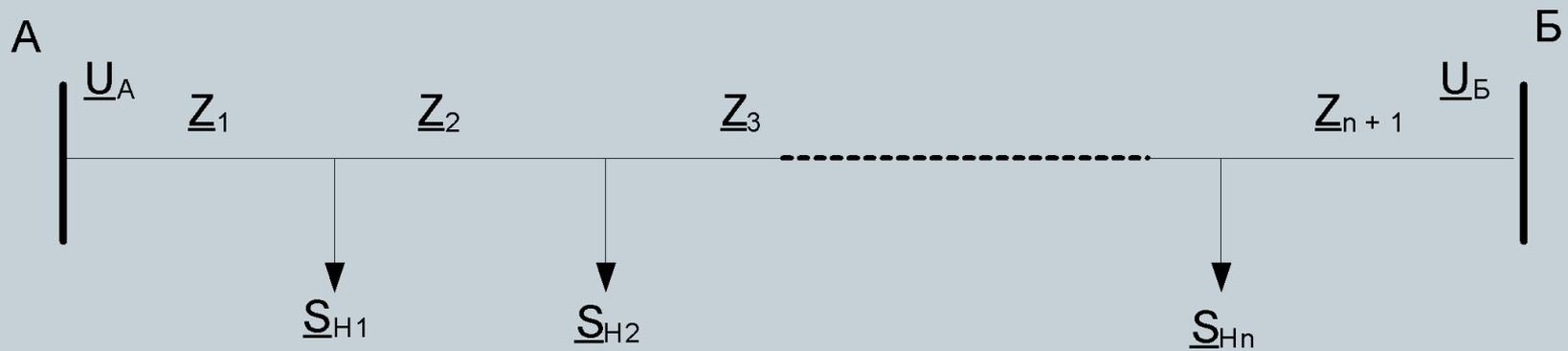
Технические мероприятия:

- **установка компенсирующих устройств;**
- **замена проводов на провода с большим сечением;**
- **замена перегруженных и недогруженных трансформаторов;**
- **установка трансформаторов с РПН, ЛР, ВДТ, шунтирующих реакторов и т. п.;**
- **установка устройств регулирования потоков мощности в неоднородных замкнутых сетях высокого и сверхвысокого напряжения;**
- **перевод сетей на более высокое номинальное напряжение и др.**

Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии

- **Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии в производственном и коммунально-бытовом секторе**
- **Установка автоматизированных систем учета электроэнергии (АСКУЭ) коммерческого и технического учета на подстанциях и электростанциях**
- **и другие (более 30 мероприятий)**

Оптимизация мест размыкания линий 6..35 кВ с двусторонним питанием



Линия с двусторонним питанием

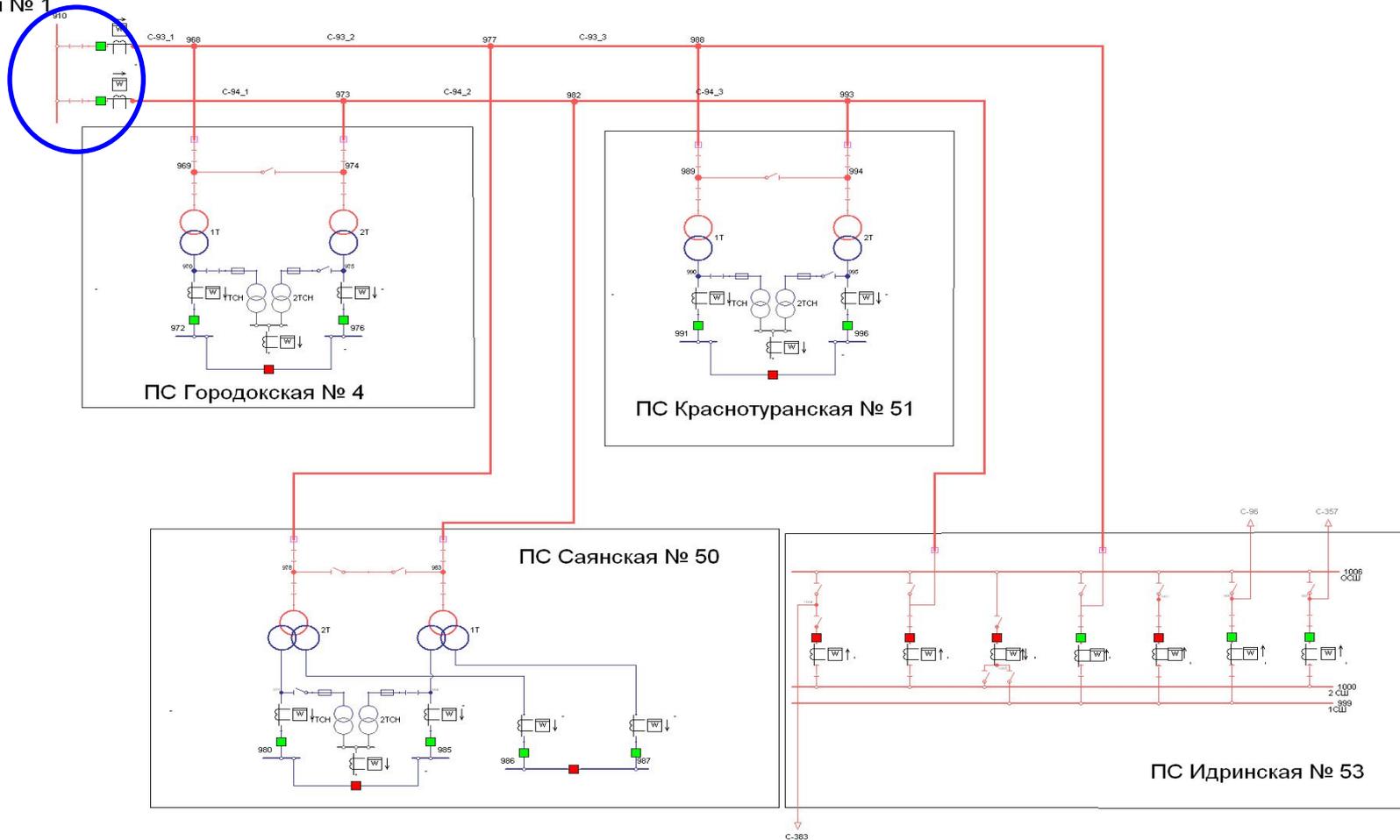
Оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$$

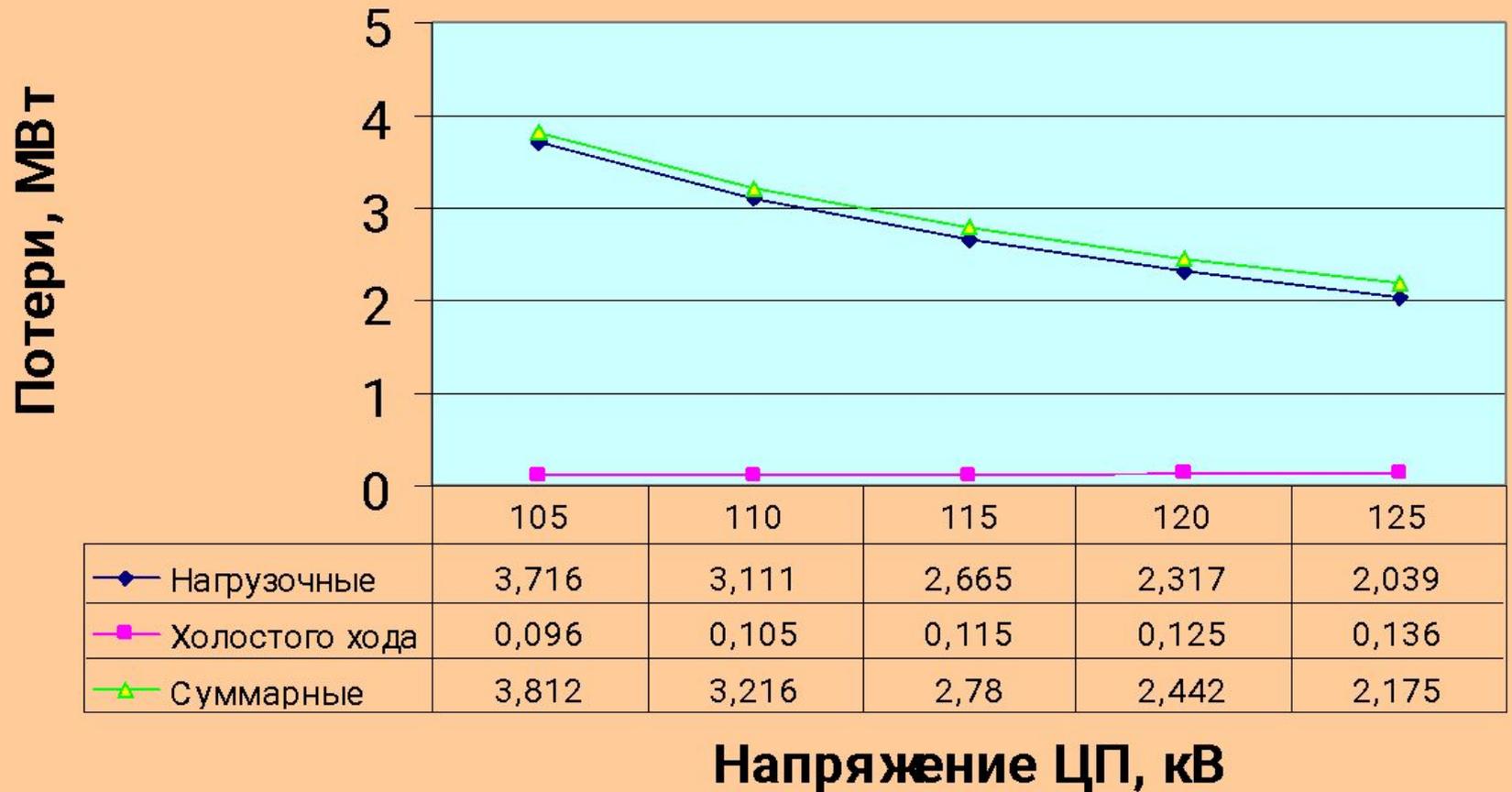
- Основным методом повышения напряжения в сети является централизованное повышение напряжения в ЦП. Это либо шины электростанции, либо шины СН или НН понижающих подстанций.
- В электрических сетях сверхвысокого напряжения эффект от повышения напряжения и снижения передаваемой реактивной мощности может оказаться еще большим, однако необходимо учесть, что при этом могут возрасти потери на корону.

Схема распределительной сети 110 кВ

ПС Минусинская
опорная № 1



Потери в сети

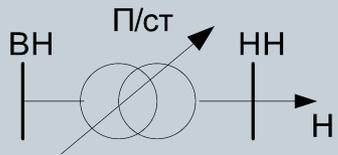


Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой

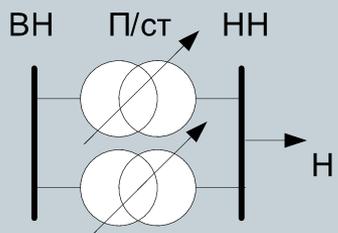
При малых нагрузках трансформаторов потери холостого хода превышают нагрузочные потери и, следовательно, для снижения потерь целесообразно отключение одного из параллельно работающих трансформаторов.

Понижающая подстанция с двумя двухобмоточными трансформаторами

Потери в трансформаторе:
нагрузочные и холостого
хода



I – включен один трансформатор;



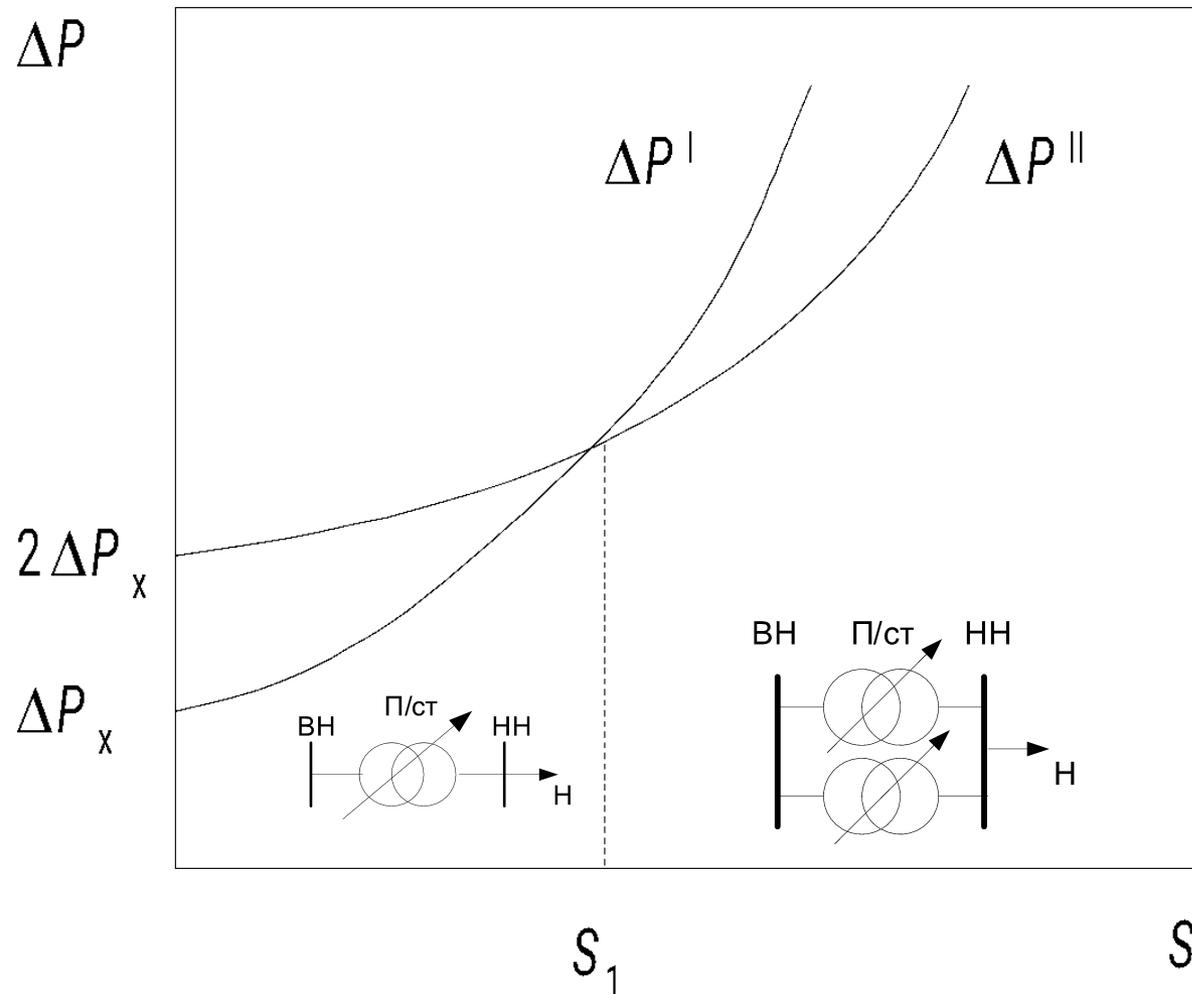
II – включены оба трансформатора

$$\Delta P_{\text{H}} + \Delta P_{\text{X}} = \frac{S^2}{U^2} R + \Delta P_{\text{X}}$$

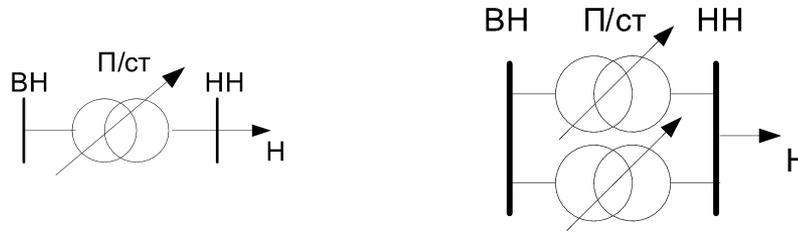
$$\Delta P^{\text{I}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R + \Delta P_{\text{X}},$$

$$\Delta P^{\text{II}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_{\text{X}}.$$

S_1 – мощность, при которой потери одинаковы как при одном включенном трансформаторе, так и при двух



$$\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R + \Delta P_x = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_x$$



$$\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{R}{2} = \Delta P_x$$

$$S_1 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{R}}$$

Пример.

Рассчитать нагрузку трансформаторов на подстанции с двумя трансформаторами ТРДЦН-63000/110, ниже которой выгодно отключать один из трансформаторов. Активное сопротивление обмоток одного трансформатора $R = 0,87$ Ом, потери холостого хода $\Delta P_x = 59$ кВт.

В соответствии с формулой, получим

$$S_1 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{R}} = 110 \sqrt{\frac{2 \cdot 59 \cdot 10^{-3}}{0,87}} = 40,51 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Замена проводов и перевод ВЛ на более высокое номинальное напряжение

- Применяется этот способ в основном для повышения пропускной способности электрической сети для тех случаев, когда нагрузка линии достигла предельных для существующего номинального напряжения значений.
- Замена проводов выполняется на перегруженных линиях и, как правило, в распределительных электрических сетях 0,38...10 кВ. Основная цель замены проводов это снижение потери напряжения в линиях и повышение ее пропускной способности

- **Пример.** Пусть на участке линии 35 кВ с сопротивлением в 1 Ом передается мощность 35 МВ·А. Тогда потери мощности на этом участке составят величину МВт, а при номинальном напряжении 110 кВ с теми же сечениями проводов – МВт, т. е. снижение потерь произошло в 10 раз!

Пример

Пусть на участке линии 35 кВ с сопротивлением в 1 Ом передается мощность 35 МВ·А. Тогда потери мощности на этом участке составят величину

$$\frac{35^2}{35^2} 1 = 1 \quad \text{МВт}$$

а при номинальном напряжении 110 кВ с теми же сечениями проводов –

$$\frac{35^2}{110^2} 1 = 0,1 \quad \text{МВт}$$

т. е. снижение потерь произошло в 10 раз!