



**РАСЧЕТ НАКАПЛИВАЕМОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ (ТЭО) ПРИМЕНЕНИЯ  
УСТРОЙСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПА  
ПОВРЕЖДЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ  
НА ОСНОВЕ АГРЕГИРОВАННЫХ ДАННЫХ  
ОТ КОМПЛЕКСА БЕСКОНТАКТНЫХ ЦИФРОВЫХ  
ДАТЧИКОВ (ПАК СПМ) ПО ДАННЫМ 2021 ГОДА**

Расчет сделан на примере крупного производственного отделения (далее – «ПО») энергокомпании, осуществляющей управление распределителями, протяженностью более 100 тыс. км.

За 2021 год расходы ПО по основному виду деятельности (ОВД) составили 97,8% от общей суммы расходов, поэтому примем расходы по ОВД за 100%.

Наименование	Сумма, млн. руб. в год	% от расходов по ОВД
<b>Расходы по ОВД за 2021 год</b>	<b>1 123,9</b>	<b>100</b>
<b>Из них по статьям:</b>		
Материальные расходы	131,8	12
Амортизация	305,4	27
Расходы на персонал	596,1	53
Прочие	90,6	8
<b>Справочно выделены расходы, собранные частично из всех 4-х основных статей:</b>		
Затраты на ремонт	124,5	11,1
В т.ч. из затрат на ремонт выполнено хозспособом	98,2	8,7
В т.ч. из выполненных хозспособом аварийные и внеплановые	19,4	1,7
Затраты на ТО (техобслуживание)	107,5	9,6
В т.ч. из затрат на ТО выполнено хозспособом	98,7	8,8
В т.ч. из выполненных хозспособом аварийные и внеплановые	10,7	1,0
<b>Справочно:</b>		
Всего бригад по производственному отделению	59	
В т.ч. по ОВД в ТОРО	40	

**Затраты на ремонт и ТО имеют следующую структуру по статьям:**



При сокращении среднего времени обесточивания потребителя будут существенно сокращаться **44% затрат на ремонт и ТО (затраты на персонал и прочие затраты)** и материальные затраты сократятся менее значительно (на 3,7% за счет сокращения затрат на закупку техники и инструмента, ГСМ, обслуживание техники, сопутствующие затраты на инфраструктуру).

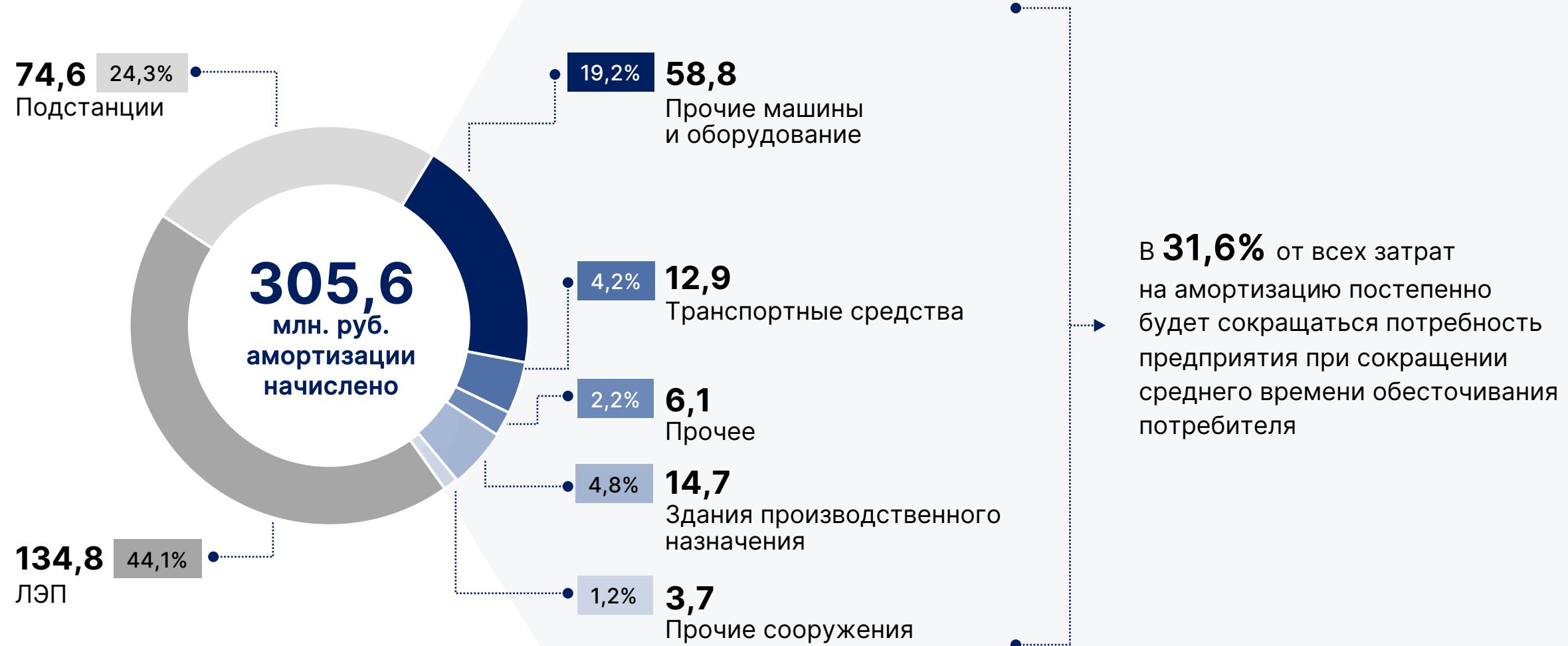
По предприятию установлена норма, что из общих затрат по ОВД:

не менее **20%**  
должно расходоваться на ремонт и ТО

из них:

- не более **50%** на ремонт
- не менее **80%** затрат на ремонт и ТО должны быть хозспособом

## Затраты по амортизации, млн. руб.



## Штатная численность персонала ПО



Задача энергокомпании состоит в том, чтобы бесперебойно передавать электроэнергию от генерации к потребителям, постоянно увеличивая протяженность и надежность сетей и подключая новых потребителей.

Все работники, не занятые непосредственно в бригадах, обеспечивают управление, снабжение и прочие функции для работы всего предприятия.

Контроль выполнения, приема работ и прочие функции, необходимые для организации работы собственных бригад и подрядных организаций **обеспечивают порядка 20% управляющего персонала.**

## Количество отработанных часов по ПО рабочими бригадами (за 2021 год)

Всего отработано: 234 788,24 часа



Значит, можно оценить по сделанным рассуждениям, что все вспомогательное имущество предприятия, сотрудники предприятия так или иначе задействованы для аварийных и неплановых работ на  $10,75\% * 20\% = 2,15\%$ .

**Исходим из того, что для работы предприятия необходима слаженная работа всех сотрудников, оборудования, зданий и сооружений.**

**Значит каждый сотрудник, делая свою работу, делает возможной выполнение работы любым другим сотрудником.**

**Среднее время обесточивания потребителя** при конкретном типе повреждения любой линии рассматриваемого узла в действующей и модернизированной схемах приведено в **Таблице 1**.

Значительное время поиска межфазных коротких замыканий в действующей схеме обусловлено длительным временем поиска повреждения тупиковых линий узла, связанным с необходимостью проверки каждой линии, ведущей к поврежденным.

[Читать статью](#)

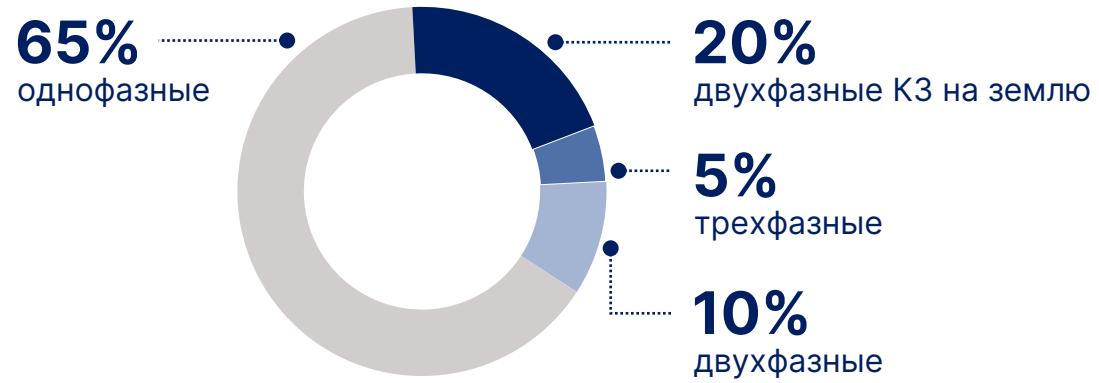
Схема	Однофазные замыкания, мин	Межфазные замыкания на землю, мин	Межфазные короткие замыкания, мин
Действующая без мониторинга	15,7	42,6	157,1
Модернизированная с мониторингом	6,7	23,1	22,9
% уменьшения среднего времени обесточивания потребителя после модернизации	57%	46%	85%

**Таблица 1.** Перерывы в электроснабжении потребителей при различных типах повреждения

[Смотреть результаты в Россети Центр](#)

Важным фактором является относительная частота возникновения различных видов КЗ.

По усредненным данным она составляет:



Коэффициент сокращения времени устранения аварии рассчитаем по формуле с учетом веса критерия:

$$65\%*57\% + 20\%*46\% + 15\%*85\% = 37\% + 9\% + 13\% = \mathbf{59\%}$$



на **59%**

сократилось среднее время устранения аварии

При сокращении среднего времени обесточивания потребителя на 59%, и при общих трудозатратах (рабочих часах) на ремонты и ТО в размере 10,75% - затраты ПО сократятся постепенно следующим образом:

Средняя заработка члена монтерской бригады: 41 000 руб.

Цена рабочего часа: 245 руб.

Отчисления в фонды (245 руб. \* 30%): 73,5 руб.

**Итого ФОТ с отчислениями: 318,5 руб. за час.**

При сокращении времени устранения аварии на 59%, экономия рабочего времени монтеров составит:

25 264,49 часа \* 59% = **14 906 часов.**

**Накапливаемая экономия по ПО составит 19,55 млн. руб.**

**19,55**

**1,15**

Экономия на статье Прочие – 90,6 млн. руб. \* 2,15% \* 59% = 1,15 млн. руб.

**7,56**

Экономия на статье Расходы на персонал – 596,1 млн. руб. \* 2,15% \* 59% = 7,56 млн. руб.

**1,22**

Экономия на статье Амортизация – 305,6 млн. руб. \* 31,6% \* 2,15% \* 59% = 1,22 млн. руб.

**4,87**

Экономия на статье Материальные расходы – 131,8 млн. руб. \* 3,7% = 4,87 млн. руб.

**4,75**

Экономия на ФОТ персонала, устраняющего аварии – 14 906 \* 318,5 руб. = 4,75 млн. руб.

**Общее сокращение затрат (накопленным эффектом через 3-5 лет) по ПО составит:  
19,55 млн. руб. / 1 123,9 млн. руб. = 1,74%.**

Естественно, сотрудники продолжат работу на предприятии, машины, здания и сооружения продолжат выполнять свои функции, но будут делать другую работу, сокращая затраты на подрядные работы и увеличивая выручку и прибыль предприятия.



**75,7** млрд. руб.

**Общие затраты по энергокомпании за год**

Данную цифру (1,74% экономии от общих затрат)  
можно применить ко всей энергокомпании.



**1,317** млрд. руб.

**Экономия в год**

(при масштабном внедрении через 5 лет)

**14 000** единиц ПАК СПМ

требуется установить для полного оснащения  
энергокомпании порядка

**65,8** млн. руб. в год

плановый экономический эффект  
при пилотном внедрении 702 единиц  
(1370 млн. руб./20 = 65,8 млн. руб. в год.)



## **Внедрение по модели продажи оборудования**

(энергокомпания закупает за счет собственных средств):

Цена ПАК СПМ (включая установку, пуско-наладку, связь на 10 лет):	387 тыс. руб.
Срок службы ПАК СПМ:	от 10 лет
Установка 702 ПАК СПМ с модулем обработки и анализа данных на базе конкретного ПО:	272 млн. руб.
Окупаемость:	4 года и 2 месяца
Экономия (в течение 6 лет):	65 млн. руб. в год
Экономия во всей энергокомпании при внедрении по всему Обществу:	1,3 млрд. руб. в год
<b>Общая экономия за весь срок службы ПАК СПМ (10 лет):</b>	<b>от 7,8 млрд. руб.</b>

## **Внедрение по сервисной модели**

(разработчик – поставщик услуги закупает за счет кредитных средств по ставке 11% годовых сроком на 10 лет):

Цена ПАК СПМ (включая установку, пуско-наладку, связь на 10 лет):	387 тыс. руб.
Срок службы ПАК СПМ:	от 10 лет
Установка 702 ПАК СПМ с модулем обработки и анализа данных на базе конкретного ПО:	272 млн. руб.
Ежемесячный платеж по сервисной модели (банку):	3 746 800 руб.
(Производитель получит плановый доход от заключения контракта в момент выдачи кредита.)	
Общий годовой платеж ПО:	45 млн. руб. в год.
Чистая экономия без каких либо затрат:	20 млн. руб. по ПО
Экономия во всей энергокомпании при внедрении по всему Обществу:	400 млн. руб. в год
(Эффект будет возрастать год к году за счет накопления положительного эффекта и индексации тарифов.)	
<b>Общая экономия за весь срок службы ПАК СПМ (10 лет):</b>	<b>от 4 млрд. руб.</b>