

УДК 004.7

## АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕК- ТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СТАНЦИИ КАРЫМСКАЯ

С.Ю. Елпашев, старший преподаватель

Забайкальский институт железнодорожного транспорта  
(672040, г. Чита, Железнодорожный район, ул. Магистральная, дом 11)

*elkka64@mail.ru*

**Аннотация.** В статье рассматриваются район электроснабжения станции Карымская и его схема.

В системе электроснабжения выделяют следующие три вида устройств: по производству электрической энергии – электрические станции; по передаче и распределению электроэнергии - электрические сети; по потреблению электроэнергии в производственных и бытовых нуждах - приемники электроэнергии.

Электрической сетью называется устройство, соединяющее источники питания с потребителями электроэнергии. Оно может быть очень сложным. От свойств и работы электрической сети зависит качество электроснабжения потребителей. К электрическим сетям предъявляют определенные технико-экономические требования. Поэтому электрические сети должны тщательно рассчитываться, специально проектироваться и квалифицированно эксплуатироваться. Основным назначением электрических сетей является электроснабжение потребителей. Под этим обычно понимают передачу электроэнергии от источников питания и распределение ее между потребителями.

Источниками питания являются электрические станции, где электроэнергия получается путем преобразования из другой формы энергии. Часто рассматривают только некоторую часть электрической сети, для которой питающей является вся ее предыдущая часть (по пути передачи электроэнергии), а потребляющей - вся последующая.

**Ключевые слова:** трансформатор, эффективность, коэффициент загрузки.

### Обозначения и сокращения:

РЭС- район электроснабжения

КЗ – коэффициент загрузки

ТП – трансформаторная подстанция

Эффективность работы схемы электроснабжения распределительных электрических сетей во многом определяется технологическими потерями в основных её элементах (линиях, трансформаторах) и коэффициентом загрузки силовых трансформаторов, также влияющим на эти потери [5, 9].

Поскольку для расчёта технологических потерь в трансформаторах необходимо знание коэффициента загрузки силового трансформатора, начнём с расчёта этого показателя по схеме электроснабжения РЭС станции Карымская.

В общем случае по формуле (1):

$$K_{3ti} = \frac{S_{факт ti}}{S_{ном ti}} \quad (1)$$

где  $K_{3ti}$ -коэффициент загрузки i-го трансформатора;

$S_{факт ti}$ - фактическая полная мощность нагрузки, кВА, i-го трансформатора;

$S_{ном ti}$ -номинальная полная мощность, кВА, i-го трансформатора.

Для определения  $S_{факт ti}$  будем использовать данные потребления активной мощности  $\mathcal{E}_{ai}$  по присоединениям РЭС станции Карымская за 2022 год, предоставленные НТЭЛ-1, линейным отделом Трансэнерго.

Средняя мощность определяется по формуле (2)

$$S_{ср ti} = \frac{\mathcal{E}_{ai}}{\cos\varphi \cdot T_p} \quad (2)$$

где  $\mathcal{E}_{ai}$ -расход активной электроэнергии по присоединениям, за 2022 г, кВт·ч;

$\cos\varphi = 0,85$  - коэффициент мощности, согласно рекомендациям, при отсутствии точных инструментальных данных замеров, рекомендуется использовать в расчётах  $\tg \varphi=0,6$ , которому соответствует значение.

$T_p$ -число часов работы данного трансформатора в год. Для трансформаторов, питающих жилой сектор  $T_p=8760$  час; для трансформаторов, питающих промышленную нагрузку, работающую в три смены,  $T_p=8400$  час; в две смены  $T_p=4500$  час; в одну смену  $T_p=2250$  час [1,6].

Произведём расчёт за год, на примере ТП-1, ввод Т1, по формуле (3) и заполним таблицу 5

$$K_{3 cp} = \frac{\mathcal{E}_{at1}}{\cos\varphi \cdot T_p \cdot S_{ном_{T1}}} \quad (3)$$

$$K_{3 cp} = \frac{\mathcal{E}_{at1}}{\cos\varphi \cdot T_p \cdot S_{ном_{T1}}} = \frac{47940}{0,85 \cdot 2250 \cdot 630} = 0,04 = 3,98 \%$$

Таблица 1 – Определение средней загрузки силовых трансформаторов за 2022 год

Наименование ТП	$S_{ном t}$ , кВА	$T_p$ , час	$\mathcal{E}_a$ , кВт 2022г	$K_{3 cp}$ , % 2022г
ТП-1, ввод Т1	630	2250	97940	8,13

ТП-1, ввод Т2	630	0	0	0,00
КТПН-2	250	4500	438084	23,53
ТП-3, ввод Т1	400	8760	250736	8,42
ТП-3, ввод Т2	400	0	0	0,00
ТП-4, ввод Т1	400	8400	409239	14,33
ТП-4, ввод Т2	400	8400	228072	7,99
ТП-6, ввод Т1	630	8400	273679	6,08
ТП-6, ввод Т2	630	8400	470356	10,46
КТПН-7	250	4500	78741	8,23
КТПН-7/1	250	4500	15584	1,63
КТП-8/1	250	4500	8024	0,84
КТП-8/2	400	8400	269389	9,43
КТП-8/3	400	4500	293980	19,21
КТП-8/4	160	8400	99554	8,71
ТП-8, ввод Т1	250	4500	118640	12,41
ТП-8, ввод Т2	250	4500	206560	21,60
КТПН-9	250	4500	141500	14,80
КТПН-10, ввод Т1	630	8400	610251	13,57
КТПН-10, ввод Т2	630	0	0	0,00
КТПН-11, ввод Т1	400	4500	595680	38,93

Продолжение таблицы 1

Наименование ТП	S <sub>ном Т</sub> , кВА	T <sub>p</sub> , час	Э <sub>a</sub> , кВт 2022г	K <sub>3 сп</sub> , % 2022г
КТПН-11, ввод Т2	400	0	0	0,00
ТП-12, ввод Т1	630	4500	614720	25,51
ТП-12, ввод Т2	630	4500	567622	23,56
КТП-13	25	2250	12124	25,36
КТП-14	250	4500	86789	9,08

КТП-15	250	8400	46216	2,59
КТП-16	100	8760	107502	14,44
КТП-18	250	8760	153451	8,24
КТПН-22	250	8760	432473	23,23
ТП-23, ввод Т1	630	8400	665064	14,79
ТП-23, ввод Т2	400	0	0	0,00
ТП-24, ввод Т1	630	8400	503760	11,20
ТП-24, ввод Т2	630	8400	607890	13,51
КТП-26	250	4500	95952	10,03
КТП-28	63	2250	57977	48,12
ТП-31, ввод Т1	630	4500	503590	20,90
ТП-31, ввод Т2	630	4500	443338	18,40
ТП-32, ввод Т1	630	4500	1079889	24,01
ТП-32, ввод Т2	630	4500	1248023	27,74
КТПН-33, ввод Т1	1000	4500	641585	16,77
КТПН-33, ввод Т2	1000	4500	567688	14,84
КТП-34	100	2250	51242	26,79
КТП-35	25	8400	61871	34,66
КТП-36	250	4500	145621	15,23
КТП-37	250	4500	191724	20,05
КТП-38	63	2250	28820	23,92
КТПН-40	630	4500	13200	0,55
МТЖП-41	1,25	4500	1600	33,46
КТПН-42, ввод Т1	1000	0	0	0,00
КТПН-42, ввод Т2	1000	4500	607000	15,87

Продолжение таблицы 1

Наименование ТП	S <sub>ном т,</sub> кВА	T <sub>p</sub> , час	Э <sub>a</sub> , кВт 2022г	K <sub>3 сп</sub> , % 2022г
--------------------	----------------------------	----------------------	-------------------------------	--------------------------------

КТПН-43, ввод Т1	1000	4500	508407	13,29
КТПН-43, ввод Т2	1000	4500	413902	10,82

Для оценки загрузки ТП в максимальном режиме выполним следующий расчёт.

Средняя мощность определяется по формуле (4), [2, 4]:

$$P_{cp} = \frac{\mathcal{E}_{ai}}{T_{pk}} \quad (4)$$

где  $\mathcal{E}_{ai}$  -расход активной электроэнергии по присоединениям, за 2022 г, кВт·ч;

$T_{pk}$ -число часов работы данного трансформатора в год.

Мощность в максимально нагруженный час определяется по формуле (5):

$$P_{max} = \frac{\mathcal{E}_{ai\ max}}{T_{pk\ mes}} \quad (5)$$

где  $\mathcal{E}_{ai\ max}$  - расход активной электроэнергии по присоединениям в час максимальной нагрузки, за 2022 г, кВт·ч;

$T_{pk\ mes}$  - число часов работы данного трансформатора в месяц максимальной нагрузки. Для трансформаторов, питающих жилой сектор  $T_p=24$  часа; для трансформаторов, питающих промышленную нагрузку, работающую в три смены,  $T_p=23$  час; в две смены  $T_p=12$  час; в одну смену  $T_p=8$  час.

Коэффициент загрузки максимальный по формуле (6)

$$K_{3\ max} = \frac{\mathcal{E}_{max}}{\cos\phi \cdot T_p \cdot S_{nom_{T1}}} \quad (6)$$

Для оценки загрузки всех ТП в максимальном режиме выполним расчёт на примере ТП-1, ввод Т1. Расход активной электроэнергии по присоединениям  $\mathcal{E}_{ai}$ , и средний коэффициент загрузки силовых трансформаторов используем из таблицы 5.

$$P_{cp} = \frac{47940}{2250} = 21,31 \text{ кВт/ч}$$

$$P_{max} = 26,67 \text{ кВт/ч}$$

$$K_{3\ max} = 0,08$$

Отразим результаты расчётов в таблице 2.

Таблица 2 – Определение загрузки трансформаторов в максимальном режиме работы на 2022 году

Наименование ТП	$S_{\text{ном т}}$ , кВА	$P_{\text{ср}}$ , кВт/ч	$P_{\text{max}}$ , кВт/ч	$K_3 \text{ср}$ , %	$K_3 \text{max}$ , %
ТП-1, ввод Т1	630	34,01	96,67	8,13	18,05
ТП-1, ввод Т2	630	0,00	0,00	0,00	0,00
КТПН-2	250	50,70	106,29	23,53	50,02

Продолжение таблицы 2

Наименование ТП	$S_{\text{ном т}}$ , кВА	$P_{\text{ср}}$ , кВт/ч	$P_{\text{max}}$ , кВт/ч	$K_3 \text{ср}$ , %	$K_3 \text{max}$ , %
ТП-3, ввод Т1	400	29,02	46,28	8,42	13,61
ТП-3, ввод Т2	400	0,00	0,00	0,00	0,00
ТП-4, ввод Т1	400	49,43	65,94	14,33	19,39
ТП-4, ввод Т2	400	27,54	48,09	7,99	14,14
ТП-6, ввод Т1	630	33,05	92,29	6,08	17,23
ТП-6, ввод Т2	630	56,81	88,41	10,46	16,51
КТПН-7	250	18,23	48,23	8,23	22,70
КТПН-7/1	250	3,61	13,38	1,63	6,30
КТП-8/1	250	1,86	11,98	0,84	5,64
КТП-8/2	400	32,53	67,89	9,43	19,97
КТП-8/3	400	68,05	81,45	19,21	23,96
КТП-8/4	160	12,02	27,54	8,71	20,25
ТП-8, ввод Т1	250	27,46	65,00	12,41	30,59
ТП-8, ввод Т2	250	47,81	84,89	21,60	39,95
КТПН-9	250	32,75	58,23	14,80	27,40
КТПН-10, ввод Т1	630	73,70	127,79	13,57	23,86
КТПН-10, ввод Т2	630	0,00	0,00	0,00	0,00
КТПН-11, ввод Т1	400	137,89	188,34	38,93	55,39
КТПН-11, ввод Т2	400	0,00	0,00	0,00	0,00
ТП-12, ввод Т1	630	142,30	177,10	25,51	33,07

ТП-12, ввод Т2	630	131,39	160,23	23,56	29,92
КТП-13	25	4,21	12,39	25,36	58,31
КТП-14	250	20,09	44,14	9,08	20,77
КТП-15	250	5,58	42,50	2,59	20,00
КТП-16	100	12,44	28,90	14,44	34,00
КТП-18	250	17,76	55,10	8,24	25,93
КТПН-22	250	50,05	70,90	23,23	33,36
ТП-23, ввод Т1	630	80,32	120,32	14,79	22,47
ТП-23, ввод Т2	400	0,00	0,00	0,00	0,00
ТП-24, ввод Т1	630	60,84	122,54	11,20	22,88

Продолжение таблицы 2

Наименование ТП	S <sub>ном т</sub> , кВА	P <sub>ср</sub> , кВт/ч	P <sub>макс</sub> , кВт/ч	K <sub>3 ср</sub> , %	K <sub>3 макс</sub> , %
ТП-24, ввод Т2	630	73,42	93,40	13,51	17,44
КТП-26	250	22,21	45,60	10,03	21,46
КТП-28	63	20,13	31,21	48,12	58,28
ТП-31, ввод Т1	630	116,57	155,12	20,90	28,97
ТП-31, ввод Т2	630	102,62	133,33	18,40	24,90
ТП-32, ввод Т1	630	130,42	189,34	24,01	35,36
ТП-32, ввод Т2	630	150,73	183,20	27,74	34,21
КТПН-33, ввод Т1	1000	148,52	157,56	16,77	18,54
КТПН-33, ввод Т2	1000	131,41	175,55	14,84	20,65
КТП-34	100	17,79	34,53	26,79	40,62
КТП-35	25	7,47	12,30	34,66	57,88
КТП-36	250	33,71	56,32	15,23	26,50
КТП-37	250	44,38	76,22	20,05	35,87
КТП-38	63	10,01	29,89	23,92	55,82
КТПН-40	630	3,06	14,44	0,55	2,70

МТЖП-41	1,25	0,37	0,60	33,46	56,47
КТПН-42, ввод Т1	1000	0,00	0,00	0,00	0,00
КТПН-42, ввод Т2	1000	140,51	165,52	15,87	19,47
КТПН-43, ввод Т1	1000	117,69	144,76	13,29	17,03
КТПН-43, ввод Т2	1000	95,81	115,87	10,82	13,63

По приведённому расчёту можно сделать вывод, что режимов перегрузки нету. Максимально загруженный трансформатор располагается на КТПН-11, ввод Т1, КТПН-2, КТП-13, КТП-28, КТП-35, КТП-38, МТЖП-41 их максимальный коэффициент загрузки превышает 50%. КТПН 7/1, КТПУ-8/1, КТПН-40 имеют минимальное значение максимального коэффициента загрузки, меньше 2%, даже в максимально нагруженный час, меньше 7%, следовательно, можно провести их замену на менее мощные подстанции. Всё выше перечисленное можно учесть при оптимизации схемы электроснабжения района электрических сетей станции Карымская или при замене этих трансформаторов.

Решение вопроса о замене силовых трансформаторов на малозагруженных подстанциях на менее мощные предлагается осуществлять после определения оптимального экономического коэффициента загрузки этих трансформаторов и сравнения его с фактическим [3, 10].

Дело в том, что при уменьшении мощности силового трансформатора его потери холостого хода уменьшаются, но при этом нелинейно (из-за коэффициента загрузки) возрастают нагрузочные потери. Оптимальный коэффициент загрузки как раз соответствует минимуму суммарных потерь электроэнергии [4]. В условиях эксплуатации оптимальным коэффициентом загрузки считается такой который обеспечивает максимальный приведённый КПД, соответствующий формуле (7), [7, 8]:

$$K_{z \text{ опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} \cdot 100\% \quad (7)$$

где  $\Delta P_x$  = потери холостого хода

$\Delta P_k$  = потери короткого замыкания

Рассчитаем оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов для ТП-1 ввод 1

$$K_{z \text{ опт}} = \sqrt{\frac{0,94}{7,6}} \cdot 100 = 35,2$$

Таблица 3 – Итоги расчета оптимального экономического коэффициента загрузки трансформаторов

Наименование присоединения	$\Delta P_{xx}$ кВт	$\Delta P_{kz}$ , кВт	$K_z$ , %	$K_{z \text{ опт}}$ , %
ТП-1, ввод Т1	0,94	7,6	3,98	35,2

ТП-1, ввод Т2	0,94	7,6	0,00	35,2
КТПН-2	0,53	3,7	45,81	37,8
ТП-3, ввод Т1	0,75	5,4	8,42	37,3
ТП-3, ввод Т2	0,75	5,4	0,00	37,3
ТП-4, ввод Т1	0,75	5,4	14,33	37,3
ТП-4, ввод Т2	0,75	5,4	7,29	37,3
ТП-6, ввод Т1	0,94	7,6	6,08	35,2
ТП-6, ввод Т2	0,94	7,6	10,46	35,2
КТПН-7	0,53	3,7	8,23	37,8
КТПН-7/1	0,53	3,7	1,63	37,8
КТП-8/1	0,68	2,85	0,84	48,8
КТП-8/2	0,7	2,35	9,43	54,6
КТП-8/3	0,7	2,35	19,21	54,6
КТП-8/4	0,51	2,25	8,71	47,6
ТП-8, ввод Т1	0,53	3,7	12,41	37,8
ТП-8, ввод Т2	0,53	3,7	21,60	37,8
КТПН-9	0,53	3,7	14,80	37,8
КТПН-10, ввод Т1	0,94	7,6	13,57	35,2
КТПН-10, ввод Т2	0,94	7,6	0,00	35,2
КТПН-11, ввод Т1	0,75	5,4	38,93	40,0
КТПН-11, ввод Т2	0,75	5,4	0,00	40,0
ТП-12, ввод Т1	0,94	7,6	25,51	35,2
ТП-12, ввод Т2	0,94	7,6	23,56	35,2
КТП-13	0,105	0,6	25,36	41,8
КТП-14	0,53	3,7	9,08	37,8
КТП-15	0,53	3,7	2,59	37,8

Продолжение таблицы 2

Наименование присоединения	$\Delta P_{xx}$ кВт	$\Delta P_{kz}$ , кВт	$K_3$ , %	$K_3$ опт, %
КТП-16	0,26	1,97	14,44	36,3
КТП-18	0,53	3,7	8,24	37,8
КТПН-22	0,53	3,7	23,23	37,8
ТП-23, ввод Т1	0,94	7,6	14,79	35,2
ТП-23, ввод Т2	0,75	5,4	0,00	37,3
ТП-24, ввод Т1	0,94	7,6	2,31	35,2

ТП-24, ввод Т2	0,94	7,6	2,40	35,2
КТП-26	0,53	3,7	10,03	37,8
КТП-28	0,175	1,27	48,12	50,0
ТП-31, ввод Т1	0,94	7,6	20,90	35,2
ТП-31, ввод Т2	0,94	7,6	18,40	35,2
ТП-32, ввод Т1	0,94	7,6	24,01	35,2
ТП-32, ввод Т2	0,94	7,6	27,74	35,2
КТПН-33, ввод Т1	1,4	10,8	16,77	36,0
КТПН-33, ввод Т2	1,4	10,8	14,84	36,0
КТП-34	0,26	1,97	26,79	36,3
КТП-35	0,105	0,6	6,65	41,8
КТП-36	0,74	3,7	15,23	44,7
КТП-37	0,74	3,7	20,05	44,7
КТП-38	0,22	1,28	23,92	41,5
КТПН-40	1,3	7,6	0,55	41,4
МТЖП-41	0,16	0,04	33,46	40,0
КТПН-42, ввод Т1	0,7	2,35	0,00	54,6
КТПН-42, ввод Т2	0,7	2,35	5,41	54,6
КТПН-43, ввод Т1	0,7	2,35	8,06	54,6
КТПН-43, ввод Т2	0,7	2,35	2,98	35,2

Таким образом, сопоставление оптимального экономического и фактического коэффициентов загрузки рассматриваемых подстанций показывает целесообразность замены в первую очередь КТПН 7/1, КТП 8/1 и КТПН-40 на менее мощные при их плановом или внеплановом перевооружении.

Тем самым предложенная замена подстанций может способствовать оптимизации экономического использования ресурсов. Замена более мощных подстанций на менее мощные может снизить излишнюю загрузку и повысить эффективность использования электроэнергии. Таким образом, подобное решение может привести к повышению эффективности и снижению издержек в эксплуатации сетей электроснабжения. Однако при этом необходимо учитывать потребности и специфику каждой конкретной подстанции, чтобы избежать потери производительности или возникающих проблем в процессе замены.

### Список литературы

- Григорьев Н. П., Твердохлебов И.А., Фоков К.И. Выбор проектных решений при разработке подстанции 10 – 500 кВ. / Учебное пособие. Хабаровск: Издательство ДВГУПС, 2001. – 163 с.

2. Заваод Автотрансформатор: сайт / Энергоэффективные подстанции URL: <https://avtotransformator.ru/zheleznodorozhnaya-otrasl> (дата обращения 11.05.2023).
3. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог: учебник для вузов ж. д. транспорта / К. Г. Марквардт – Изд. 4-е; перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1982 – 528 с.
4. Поплавский А.Н., Краснов Б.Д., Недачин В.В.: Стационарная электроэнергетика железнодорожного узла. М.: Транспорт, 1986 – 279 с.
5. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Железко Ю.С. – М.: ЭНАС, 2009 – 456 с.
6. Правила устройства электроустановок: 7-е изд. / Петров. Е.В. – Минэнерго РФ – Энергоатомиздат, 2007 – 240 с.
7. Проектирование распределительных электрических сетей. / Фадеева Г.А., Федин В.Т.; под ред. Федина В.Т. – Минск: Выш. шк., 2009 – 365 с.
8. РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». М.: Официальное издание, 2000. – 38 с.
9. Ристхайн Э.М. Электроснабжение промышленных установок. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 424 с.
10. СТО 34.01-3.2-011-2021 ПАО «Россети» «Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания».