

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Автономное снабжение туристической базы Республики Бурятия озеро Шучье

УДК 621.31.031:796.57(571.54)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Сандаков Б.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий	Муравлев И.О.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Дашковский А.Г.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	д.т.н.		

Томск – 2016 г.

ВВЕДЕНИЕ

Республика Бурятия – одна из самых густонаселённых областей в Сибири с огромными запасами ископаемого топлива и развитой промышленностью. Большие запасы топлива, его повсеместное использование и низкая стоимость стали основными факторами отсутствия альтернативной энергетики.

В результате повсеместного использованию ископаемого топлива, под угрозой оказалось озеро Щучье с недавнего времени утверждено как памятник природы и имеет глобальное экологическое и рекреационное значение.

Целью данной научно исследовательской работы является изучение потенциальных источников возобновляемой энергии на территории республики Бурятии с целью их дальнейшего использования, а также создание системы электроснабжения на базе возобновляемого источника энергии на территории озера Щучье.

Объектами исследования являются возобновляемые источники энергии, такие как солнце и ветер. И возможность их использования в системе электроснабжения туристического коттеджа с помощью существующего энергетического оборудования.

Предметом исследования является разработка системы электроснабжения туристический коттедж.

В ходе выполнения работы были проанализированы массивы данных с местных анемометрических станций и данных NASA. Получены численные значения потенциала рассматриваемых источников возобновляемой энергии. Произведён выбор энергетического оборудования. На основании энергетических и экономических показателей выбран наиболее эффективный источник энергии.

Результаты данной работы могут быть использованы при проектировании реального энергетического объекта в данном регионе, при капитальном строительстве, а так же внедрены в систему автоматизированного проектирования (САПР).

РЕФЕРАТ

Данная работа содержит в себе 136 л., 21 рис., 47 табл., источников, приложений 1.

База отдыха, экономическая эффективность, возобновляемые источники энергии, генератор, скорость ветра, солнечная инсоляция, ветрогенератор, солнечная панель, имитационная модель, график нагрузки, энергетический баланс.

Цель работы - изучение потенциальных источников возобновляемой энергии на территории Республики Бурятия с целью их дальнейшего использования, а также создание системы электроснабжения на базе возобновляемого источника энергии на территории базы отдыха озера Щучье.

Для достижения поставленной цели использованы расчетные и графоаналитические методы, климатические характеристики заданного региона, пакеты программ Mathcad, Excel, графический редактор Microsoft Visio, Matlab.

Работа проведена с целью оценки эффективности применения солнечных и ветряных источников электроэнергии в составе гибридной электростанции в данном регионе.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- анализ существующих типов и характеристик генерирующего оборудования, представленного в виде солнечных батарей, ВИЭ и дизельных генераторов;
- выбор необходимого типа, мощности и количества источников электроэнергии;
- оценка экономической эффективности внедрения солнечных источников электроэнергии.

В результате исследования выбран источник возобновляемой энергии, рассчитан его потенциал, рассчитаны количественные характеристики потребителей и генерирующих мощностей.

1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БУРЯТИЯ.

1.1 Общие географические и климатические сведения озера Щучье.

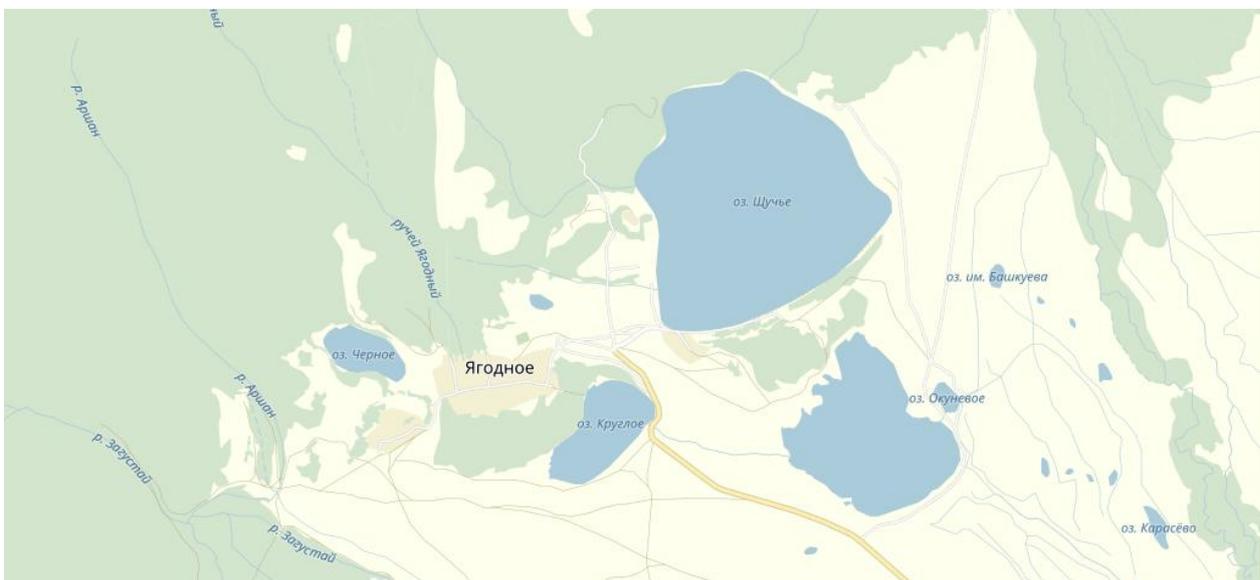


Рисунок 1- схематичная карта со спутника озера Щучье.

Рекреационная местность местного значения «Озеро Щучье» расположена в административных границах муниципального образования "Селенгинский район" в Республике Бурятия.

Рекреационная местность включает акваторию озера Щучье и побережье озера на расстоянии от 200 до 1000 метров. Общая площадь местности – 1516,6 га.

Озеро Щучье – памятник природы, один из первых в Бурятии, взятый под охрану государства в 1976 году. Бурятское название Ангир нуур, что в переводе означает – Турпановое или Шаргай нуур, что означает – Желтое, по цвету птиц – турпанов. Озеро названо Щучьим русскими переселенцами, промышленявшими охотой, рыбалкой, сбором дикорастущих ягод, ореха, которые сбывали по санному пути в г. Иркутск.

Наибольшие отметки высот бассейна озера Щучье не превышает 1445,0 над уровнем Балтийского моря, наименьшие отметки составляют 650 м. Таким образом максимальное превышение водораздела над водным объектом составляет 794 м.

Озеро Щучье является вторым по величине после озера Гусиное из так называемых озер Гусино-Убукунской группы, расположенных в пределах одной морфологической и тектонической единицы – Гусиноозерской межгорной тектонической впадине мезозойского возраста, ограниченной на северо-западе Солдатским, а на юге Моностойским хребтами.

Озеро Щучье расположено в небольшой обособленной впадине у подножия Солдатского хребта.

Уклон поверхности в 5% и более способствует образованию на поверхности пашни сначала не глубоких промоин, а затем оврагов, материал, выносимый в процессе плоскостного смыва способствует формированию конусов выноса и шлейфов. На территории бассейна преобладают растущие балки и промоины. Характер бортов этих форм рельефа часто меняется от пологих задернованных до круглых. Глубина их меняется от 1, до 3 м, изредка глубже.

Резкоконтинентальный климат, рыхлые и мелкозернистые отложения и оголенные скалы – все это создает благоприятные условия для работы ветра. С деятельностью ветра связано не только наличие останцев, грибовидных скал, ниш и ячеек выдувания, но и наличие перевеянных песков, встречающихся местами на стоках Моностоя. Ветром выдувается мелкозем с поверхности элювия, обогащая его каменистым материалом. Наблюдается и

ветровая эрозия почв на распахотных участках, которая особенно выражена на юго-восточном борту Убукунской впадины. В течение дефляционного периода (04-06) месяцы среднее число дней с сильными ветрами – 9, наибольшее – 30.

Для защиты почв от эрозии и восстановления плодородия почв требуется комплекс почвозащитных мероприятий. На склонах распашка земель должна производиться поперек склонов и без запахивания стерни (плоскорезное вспахивание). Для предотвращения склоновой эрозии и дальнейшего оврагообразования необходимо создание лесополос, которые могут сыграть здесь очень важную роль и в отложении снега. Около таких насаждений, как правило, формируется довольно длинный снежный шлеёф, оказывающий мелиорирующее влияние на склоновые земли.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУТОЧНЫХ, СЕЗОННЫХ, ГОДОВЫХ НАГРУЗОК ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВКЛЮЧАЯ ОСВЕТИТЕЛЬНУЮ НАГРУЗКУ

Расчет электроприемников ведется по методике [1].

План дома сведен численными значениями в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Помещения коттеджа с указанием площадей и
устанавливаемых электроприборов с установленной мощностью

Помещения	Площадь, м ²	Устанавливаемые электробытовые приборы	Номинальная мощность, кВт
Кухня-столовая	25,9	Эл. плита	10,5
		Холодильник	0,6
		Чайник	1,5
		СВЧ-печь	1,15
		Мультиварка	1
		Вытяжка	0,3
		Телевизор	0,02
		Мясорубка	1,5
		1 розетка на ток 16 А 7 розеток на ток 6 А	0,8
Холл, Тамбур, Терасса	66,5	7 розеток на ток 6 А	0,7
Гостиная	26,3	Домашний кинотеатр	0,8
		Кондиционер	2,2
		7 розеток на ток 6 А	0,7
Спальня 1	12,2	ПК	0,5
		Фен	2,3
		Кондиционер	2,2
		4 розетки на ток 6 А	0,4

Спальня 2	15,1	ПК	0,5
		4 розетки на ток 6 А	0,4
Спальня 3	12,7	Кондиционер	2,2
		4 розетки на ток 6 А	0,4
Спальня 4	16,0	Кондиционер	2,2
		5 розетки на ток 6 А	0,5
Спальня 5	14,2	Телевизор	0,02
		4 розетки на ток 6 А	0,4
Прихожая	4,3	2 розетка на ток 6 А	0,2
Гардероб	7,7	Утюг	2,5
		2 розетка на ток 6 А	0,2
Помещения	Площадь, м ²	Устанавливаемые электробытовые приборы	Номинальная мощность, кВт
Сан узел 1	2,4	1 розетка на ток 6 А	0,1
Сан узел 2	6,0	Стиральная машина	2,2
		2 розетка на ток 6 А	0,2
Сауна	10,6	Телевизор	0,02
		3 розеток на ток 6 А	0,3
Балкон	14	4 розетки на ток 6 А	0,4

Расчет освещения ведется относительно номинальной или установленной активной мощности $P_{уст}$:

$$P = S \cdot P_{уст} \cdot K_c \cdot K_u,$$

Где S – площадь помещений, м²,

$P_{уст}$ – номинальная или установленная мощность, Вт/м²,

K_c – коэффициент спроса, о.е.,

K_u – коэффициент использования, о.е..

В таблице 1.2 приведены рекомендуемые величины коэффициента спроса, коэффициента использования и установленной мощности для различных помещений. В данном проекте будут использованы светильники с светодиодными лампочками.

Таблица 2.2 – Параметры освещения

Помещение	Номинальная или установленная	Коэффициент спроса	Коэффициент использования	Рассчитанная мощность, кВт
-----------	-------------------------------	--------------------	---------------------------	----------------------------

	мощность, Вт/м ²			
Гостиная	3,8	0,8	0,8	0,064
Спальня	2,8	0,6	0,6	0,0708
Кухня	2,8	1,0	0,8	0,058
Сауна	0,8	0,8	0,8	0,054
Остальное	2,3	0,8	0,8	0,149

Гостиная: $P = S \cdot P_{уст} \cdot K_c \cdot K_u = 26,3 \cdot 3,8 \cdot 0,8 \cdot 0,8 = 63,96 \text{ Вт}$.

Спальня – к данной категории относятся пять спальни:

$$P = S \cdot P_{уст} \cdot K_c \cdot K_u = (12,2 + 15,1 + 12,7 + 16 + 14,2) \cdot 2,8 \cdot 0,6 \cdot 0,6 = 70,76 \text{ Вт}$$

Кухня: $P = S \cdot P_{уст} \cdot K_c \cdot K_u = 25,9 \cdot 2,8 \cdot 1,0 \cdot 0,8 = 58,016 \text{ Вт}$.

Сауна: $P = S \cdot P_{уст} \cdot K_c \cdot K_u = 10,6 \cdot 0,8 \cdot 0,8 \cdot 0,8 = 5,427 \text{ Вт}$

Остальное – к данной категории относятся прихожая, гардероб, 2 сан. узла, холл, тамбур, терраса, балкон:

$$P = S \cdot P_{уст} \cdot K_c \cdot K_u = (13,9 + 6,9 + 42,8 + 2,9 + 4,3 + 7,7 + 2,4 + 6 + 14) \cdot 2,3 \cdot 0,8 \cdot 0,8 = 148,52 \text{ Вт}$$

Также необходимо учесть уличное освещение, которое принимаем равным 100 Вт.

Таким образом суммарная мощность электрического освещения со светильниками с лампами накаливания:

$$P_{\Sigma} = 0,064 + 0,0708 + 0,058 + 0,0054 + 0,149 + 0,1 = 0,447 \text{ кВт}$$

Расчет мощностей бытовых электроприемников: установленная мощность выбирается из паспортных данных электроприборов. Расчетная мощность электроприемников: $P = \sum P_{уст} \cdot K_c \cdot K_u$.

Расчет суммарной активной мощности: $P_{p\Sigma} = \sum P \cdot \cos \varphi$, где $\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности, равный 0,92 [1].

Таблица 2.3 – Бытовые электропотребители с заданными и рассчитанными характеристиками

Наименование групп электропотребителей или отдельных ЭП	Установленная мощность, кВт	Расчетные коэффициента		Активная, кВт	Примечание
		Спроса K_c	Использования K_n		
Электрическое освещение	0,447	-	-	0,447	Светодиодные лампы
Бытовая розеточная сеть	3,9	-	0,7	2,73	
<i>Кухня</i>					
Эл. плита	10,5	0,5	0,6-0,7	3,15	3-хфазная
Холодильник	0,6	1,0	0,5	0,3	
Чайник	1,5	0,2	1,0	0,3	
СВЧ-печь	1,15	0,2	1,0	0,23	
Мультиварка	1	0,1	1,0	0,1	
Вытяжка	0,3	0,3	0,8	0,072	
Телевизор	0,04	0,6	1,0	0,024	
Мясорубка	1,5	0,05	1,0	0,075	
<i>Спальня x 5</i>					
Телевизор	0,04	0,6	1,0	0,024 (2)	
ПК	2,0	0,4	1,0	0,8 (2)	
Фен	2,3	0,05	0,9	0,104	
Кондиционер	2,2	0,7	0,8	1,232 (3)	
<i>Гостиная</i>					
Домашний кинотеатр	1,0	0,4	1,0	0,4	
Кондиционер	2,2	0,7	0,8	1,232	
<i>Сауна</i>					
Телевизор	0,04	0,6	1,0	0,024	
<i>Гардероб</i>					
Утюг	2,5	0,1	1,0	2,5	
<i>Сан. Узел 2</i>					
Стиральная машина	2,0	0,2	0,6	0,24	
<i>Суммарная</i>	<i>52,551</i>	-	-	<i>17,276*0,92</i> <i>=</i> <i>15,89</i>	

Зная $\cos\varphi$, можно найти коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi=0,426$.

Найдем полную и реактивную суммарную мощность:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2}.$$

Согласно найденным значениям $\cos\varphi$, $\operatorname{tg}\varphi$, P_p , а также типовым данным о сезонных графиках электрических нагрузок жилых объектов сельской местности, [2], строим типовые суточные графики активной и реактивной мощности по сезонам (рисунок 2.1).

Для каждого сезона характерен свой коэффициент сезонности (таблица 2.4) [2]. После пересчета заносим значения активной и реактивной мощности в таблицу 2.4.

$$\text{Зима: } P_{p100\%} = 15,89 \cdot 0,25 = 3,972 \text{ кВт}, \quad Q_{p100\%} = 6,77 \cdot 0,35 = 2,369 \text{ кВар}$$

Таблица 2.4 – Активная и реактивная мощность для зимы и весны

№	Зима				Весна			
	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВар	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВар
1	25	3,872	35	2,379	25	3,982	35	2,469
2	25	3,872	35	2,379	25	3,982	35	2,469
3	25	3,872	35	2,379	25	3,982	35	2,469
4	25	3,872	35	2,379	25	3,982	35	2,469
5	25	3,872	35	2,379	25	3,982	35	2,469
6	35	5,461	35	2,379	35	5,571	35	2,469
7	50	7,845	40	2,718	45	7,160	40	2,808
8	60	9,434	40	2,7018	50	7,955	40	2,808
9	40	6,456	45	3,056	40	6,366	45	3,056
10	30	4,467	50	3,395	30	4,777	50	3,395
11	30	4,457	50	3,345	30	4,777	50	3,395

12	35	5,551	50	3,395	35	5,551	50	3,395
13	40	6,356	55	3,733	40	6,376	55	3,733
14	30	4,757	55	3,733	30	4,777	55	3,733
15	30	4,757	55	3,733	30	4,747	55	3,733
16	30	4,757	55	3,733	30	4,747	55	3,733
17	40	6,356	60	4,02	30	4,747	55	3,733
18	70	11,523	70	4,749	40	6,346	55	3,733
19	100	15,59	100	6,67	50	7,945	60	4,072
20	95	15,596	95	6,441	70	11,153	60	4,072
21	70	11,423	70	4,749	100	15,59	80	5,476
22	50	7,945	50	3,345	20	3,148	100	6,67
23	45	7,140	45	3,056	50	7,945	60	4,072
24	40	6,456	40	2,718	30	4,747	40	2,718

Таблица 2.5 – Активная и реактивная мощность для лета и осени

№	Лето				Осень			
	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВАр	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВАр
1	20	3,158	35	2,399	25	3,982	35	2,37
2	20	3,158	35	2,399	25	3,982	35	2,37
3	20	3,168	35	2,399	25	3,982	35	2,37
4	20	3,168	35	2,96	25	3,982	35	2,37
5	25	3,982	35	2,399	25	3,982	35	2,37
6	30	4,767	35	2,399	35	5,581	35	2,37
7	40	6,366	40	2,798	45	7,180	40	2,699
8	45	7,160	45	3,096	55	8,789	40	2,699
9	40	6,366	50	3,395	40	6,386	45	3,5
10	30	4,757	50	3,395	30	4,76	50	3,4
11	30	4,757	50	3,395	30	4,77	50	3,4
12	30	4,757	50	3,395	35	5,57	50	3,4
13	35	5,571	55	3,733	40	6,36	55	3,8
14	30	4,777	55	3,733	30	4,7	55	3,8
15	30	4,777	55	3,733	30	4,7	55	3,8
16	30	4,777	55	3,733	30	4,7	55	3,8
17	30	4,777	55	3,733	30	4,7	55	3,8
18	30	4,777	55	3,733	40	6,3	55	3,8
19	35	5,571	60	4,072	70	11,2	70	4,8
20	40	6,376	60	4,072	100	15,91	100	6,8
21	70	11,023	80	5,426	85	13,6	85	5,8
22	100	15,99	100	6,87	60	9,5	60	4,1
23	60	9,544	60	4,072	40	6,3	50	3,4
24	25	3,9845	40	2,718	30	4,7	40	2,8

В таблице 2.6 сведены сезонные данные полной мощности.

Таблица 2.6 – Полная мощность, кВА

№	Зима	Весна	Лето	Осень
1	4,725	4,54	3,899	4,5955
2	4,725	4,54	3,899	4,5925
3	4,725	4,54	3,899	4,5925
4	4,25	4,54	3,899	4,5925
5	4,25	4,54	4,71	4,5925
6	6,045	6,54	5,43	6,5945
7	8,393	7,8	6,894	7,746
8	9,911	8,41	7,82	9,249
9	7,48	7,1	7,199	7,148
10	5,776	5,54	5,899	5,146
11	5,766	5,86	5,899	5,646
12	6,60	6,6	5,899	6,610
13	7,456	7,4	6,71	7,41
14	6,148	6,051	6,051	6,051
15	6,148	6,051	6,051	6,051
16	6,148	6,051	6,051	6,051
17	7,643	6,051	6,051	6,051
18	12,19	7,45	6,051	7,051
19	17,122	8,89	6,91	12,1
20	16,51	11,9	7,643	17,162
21	12,1	16,81	12,482	14,71
22	8,7	7,4588	17,482	10,403
23	7,26	8,839	10,46	7,199
24	6,9	5,6	4,91	5,511

Далее найдём расчётные данные о потреблении электроэнергии. Энергию за сутки найдём по формуле, на примере активной мощности:

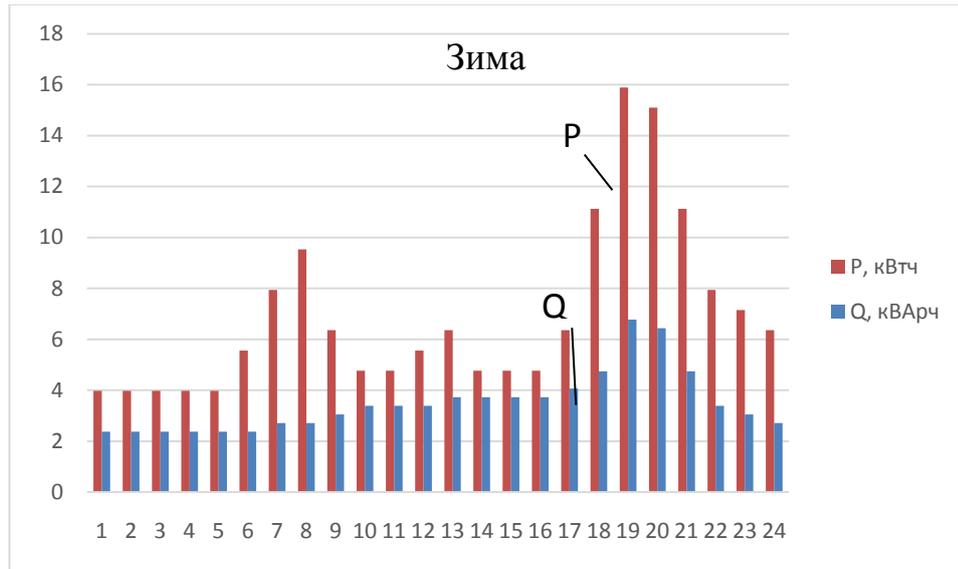
$$W_{a.c.} = \sum_{i=1}^{24} P_{pi} \cdot \Delta t, \quad V_{p.c.} = \sum_{i=1}^{24} Q_{pi} \cdot \Delta t$$

где Δt – дискретизация графика, в данном случае 1 час.

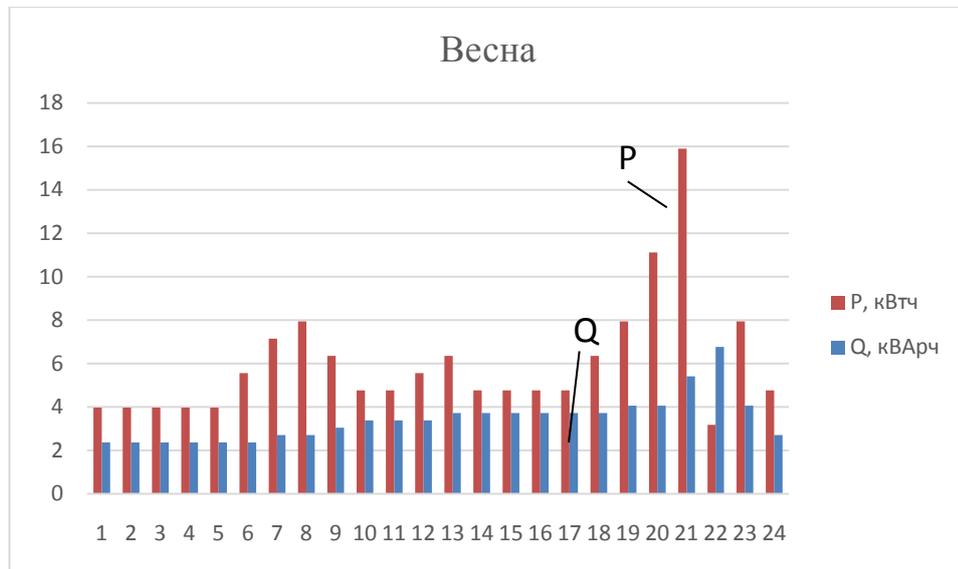
Для определения годового потребления воспользуемся формулой

$$W_{a.g.} = 90 \cdot W_{a.c.зима} + 90 \cdot W_{a.c.весна} + 90 \cdot W_{a.c.лето} + 90 \cdot W_{a.c.осень}$$

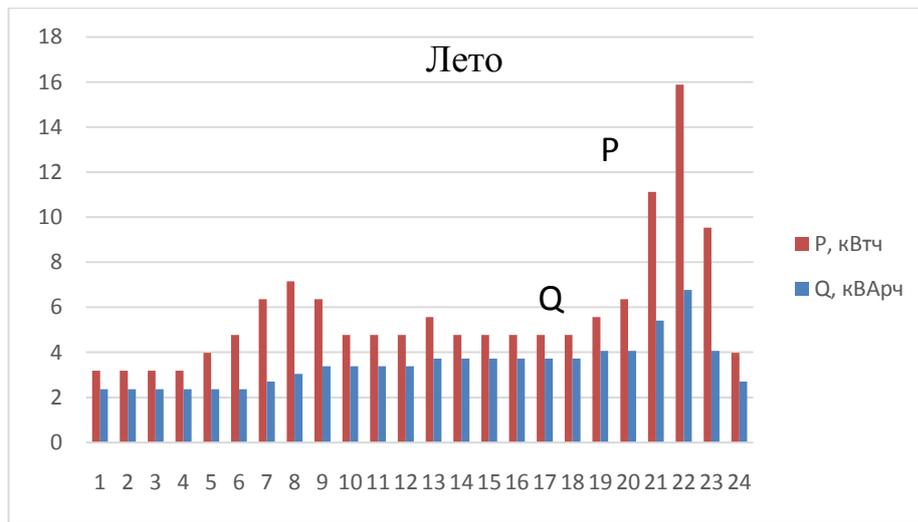
$$V_{a.g.} = 90 \cdot V_{p.c.зима} + 90 \cdot V_{p.c.весна} + 90 \cdot V_{p.c.лето} + 90 \cdot V_{p.c.осень}$$



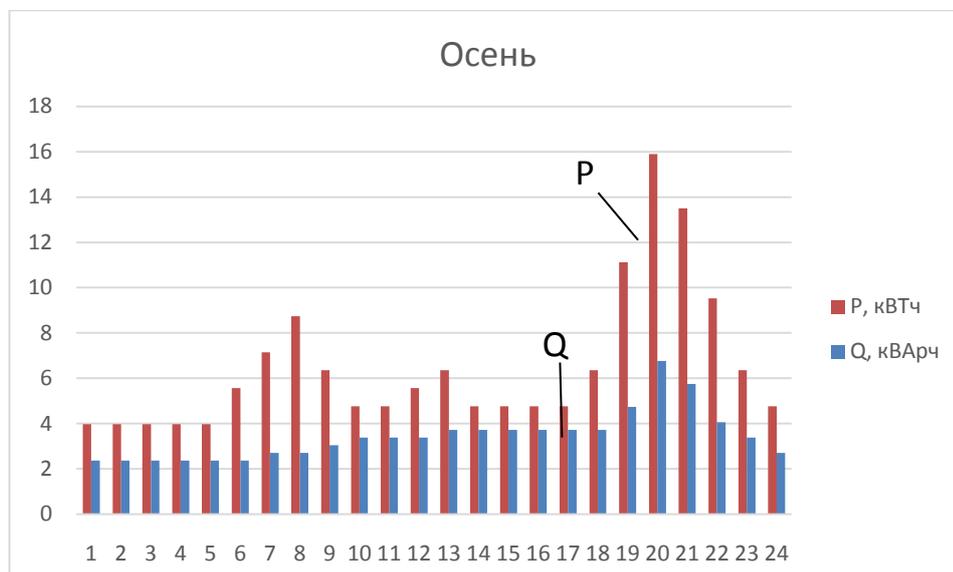
А)



Б)



В)



Г)

Рисунок 2.1 – Сезонные графики нагрузок: А-зима, Б-весна, В-лето, Г-осень
 Расчётные данные о потреблении электрической энергии приведены в
 таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Потребление электрической энергии по сезонам

Сезон	Сутки		Год	
	W_a , кВт·ч	V_p , кВАр·ч	W_a , кВт·ч	V_p , кВАр·ч
Зима	166,05	83,61	54345	29826
Весна	144,6	82,256		

Лето	137,45	82,933		
Осень	155,72	82,594		

3 ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.

3.1 Оценка потенциала энергии ветра

Среднегодовая температура воздуха минус 1,6 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца - января, минус 25,7°С, а самого жаркого - июля, плюс 26 ,°С. Абсолютный минимум температуры минус 53°С.

Режим ветра в течение всего года складывается в зависимости от циркуляционных факторов и местных условий. На направление ветра в отдельных пунктах существенное влияние оказывают местные условия: неровности рельефа, направление долин рек, различные препятствия. Преобладающими направлениями ветров в течение года являются ветры южного, юго-западного, северо-западного и северного направлений.

Существенной чертой климата Бурятии является большая продолжительность солнечного сияния — 1900—2200 часов, по данному показателю не уступает, а порой превосходит южные районы России.

Используя метеоданные с сайта www.gp5.ru [28] рассчитаем среднее значение силы ветра по месяцам за три года в промежутке с 2012 по 2014 год включительно. Данные расчёты сводим в таблицу 3.1. Средняя скорость ветра определяется как среднеарифметическое значение, полученное в результате измерений скорости через равные промежутки времени в течение заданного периода: часы, сутки, месяцы, год, несколько лет:

$$V_{\text{cp}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i$$

Производители ветрогенераторов, как правило, используют стандартные значения высот башен (12 м, 18 м, 24 м, 30,5 м, 36,6 м), исходя из этого в расчётах скорости ветра на высоте h , h будем принимать равной 12 метрам.

Таблица 3.1 – Среднее значения скорости ветра

Месяц	Скорость ветра, м/с		
	2014	2013	2012
Январь	2.79	2.6	2,9
Февраль	3.21	2.34	2.66
Март	2.51	2.24	3.61
Апрель	2.924	3.4	3.41
Май	3.4	3.58	3.17
Июнь	2.8	2.89	3.1
Июль	2.31	2.41	3.21
Август	2.	2.4	2.41
Сентябрь	2.81	2.51	2.35
Октябрь	3.22	2.25	3.11
Ноябрь	3.57	2.84	3.71
Декабрь	3.475	2.921	3.19

Известно, что скорость ветра по мере удаления от подстилающей поверхности возрастает и воздушный поток становится более устойчивым. [3] Приблизительно скорость ветра на высоте h может быть оценена по формуле:

$$V_h = V_\phi \left(\frac{h}{h_\phi} \right)^\alpha$$

V_ϕ – скорость ветра на высоте флюгера;

h_ϕ – высота флюгера;

α – коэффициент, зависящий от средней скорости ветра на высоте флюгера.

По расположению объект находится в лесотундровой зоне, следовательно, руководствуясь СНиП 2.01.07-85 коэффициент $\alpha=0.4$.

Необходимость поправки скорости ветра по вертикальному профилю, обусловлена оптимизационной задачей. Решение которой, позволит

использовать потенциал ветряной энергии по максимуму. При этом имеется ограничение в виде максимально допустимой высоты башни ветрогенератора.

По данным таблицы строим график средней скорости ветров, рисунок

3.1

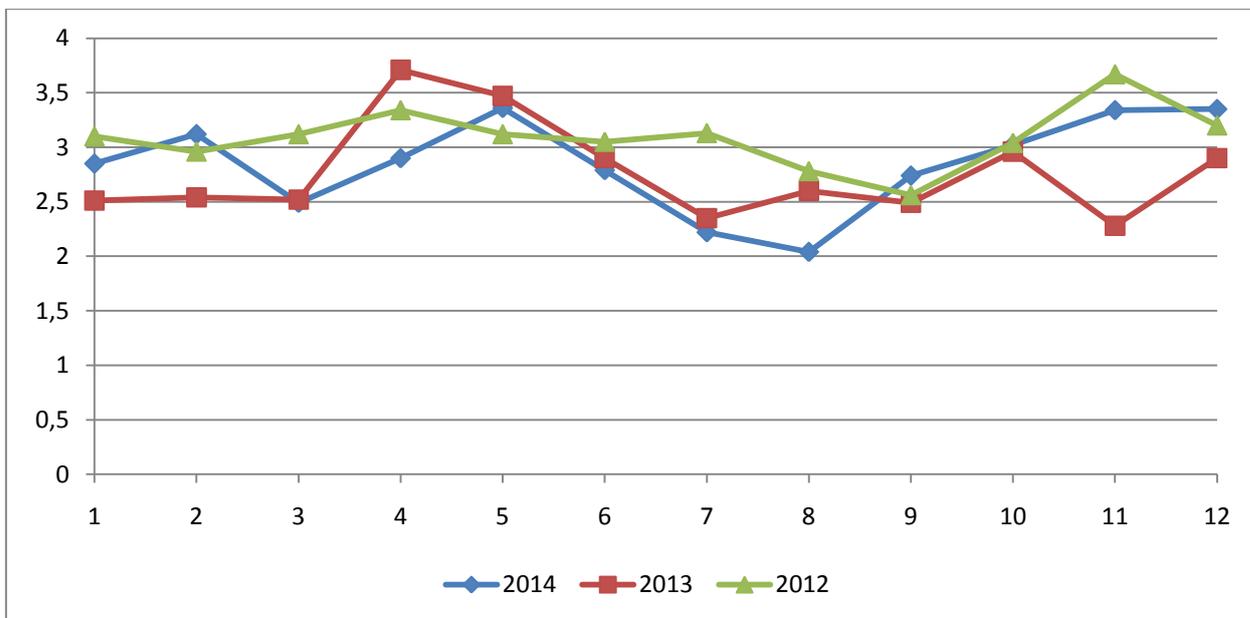


Рисунок 3.1 – Средняя скорость ветра для заданного региона за 2012, 2013, 2014

г.г.

Данные по наибольшему числу дней с сильным ветром > 15 м/с сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Наибольшее число дней с сильным ветром > 15 м/с

Высота флюгера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	год
12	10	4	6	7	10	4	5	2	4	6	6	5	39

Среднее значение силы ветра за год, для каждого месяца представлены на рисунке 3.2.

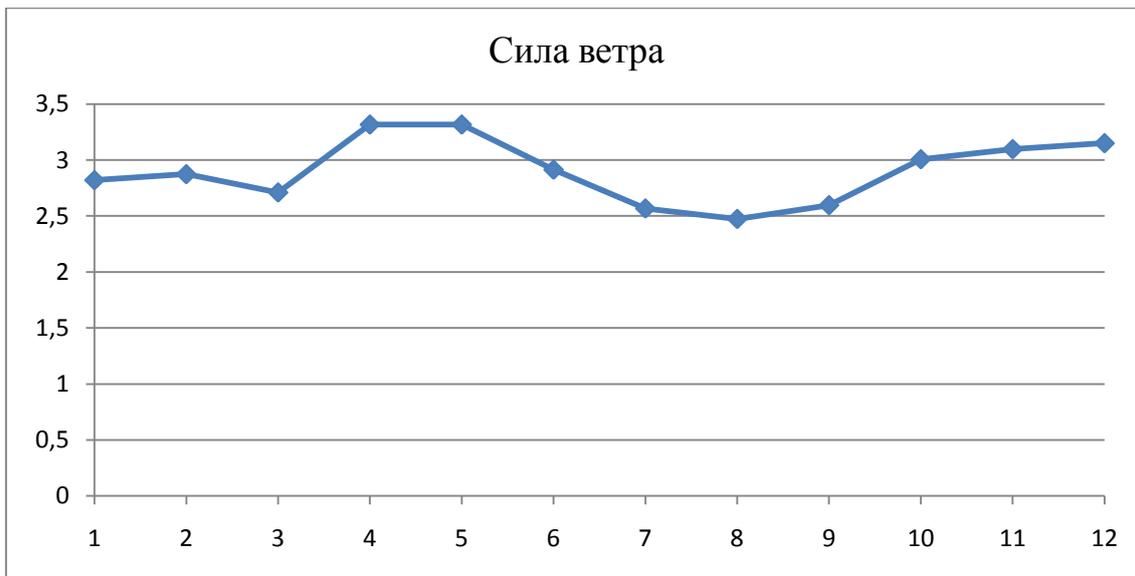


Рисунок 3.2 – Среднее значение силы ветра за год, для каждого месяца.

Из рисунка 3.2 видно, что в среднем скорость ветра составляет 3 м/с. Она опускается ниже 3.5 м/с. Тем самым, данный регион обладает не благоприятным ветроэнергетическим потенциалом.

3.2 Оценка потенциала использования энергии солнца

Солнечная энергия – основной источник энергии, приходящей из космоса на поверхность Земли. Солнце – естественный постоянно действующий термоядерный реактор.

В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается 247 ясных дней и 118 - пасмурных.

Графики солнечной активности ($\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$) и продолжительность среднего значения солнечного сияния (ч) представлены в таблицах 2.3, 2.4.

В таблице 1 приведены данные о величинах солнечной инсоляции для средних месяцев сезона по расчётам в среде Mathcad на о. Щучье.

Таблица 3.2.1 – Инсоляция солнца по сезонам

Сезоны	Солнечная инсоляция, λ кВтч/м ² /день
Зима	13,2
Весна	18,4
Лето	19,21
Осень	14,4

Расчёт инсоляции в среде Mathcad. В качестве примера произведем расчет для зимы задав координаты о. Щучье $51^{\circ}25'00''$ с. ш. $106^{\circ}32'30''$ в. д.ди выбрав день 23 января (23-й день).

$$S0 := 1395$$

$$N := 23$$

$$c := 0.43$$

$$\varphi := 0.245 \cdot \pi$$

$$\gamma := 0$$

$$a := 0.36$$

$$b := 0.38$$

$$n := 0.7$$

$$\omega := \frac{\pi}{4}, \frac{\pi}{6}, \frac{\pi}{12}, 0, \frac{-\pi}{12}, \frac{-\pi}{6}, \frac{-\pi}{4}, \frac{-\pi}{3}$$

$$s := \frac{\pi}{12}, \frac{\pi}{6}, \frac{\pi}{4}, \frac{\pi}{3}, \frac{5}{12}\pi$$

Расчет

$$\delta := 0.41 \cdot \sin \left[2 \cdot \pi \cdot \frac{(284 + N)}{365} \right]$$

$$\delta = -0.345$$

$$\alpha(\omega) := \text{asin}[(\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)) + (\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega))]$$

$$\theta(\omega, s) := \text{acos} \left[\begin{array}{l} (\sin(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \cos(s)) \dots \\ + (-\sin(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(s) \cdot \cos(\gamma)) \dots \\ + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(s) \cdot \cos(\omega) \dots \\ + (\cos(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(s) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega)) \dots \\ + (\cos(\delta) \cdot \sin(s) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\omega)) \end{array} \right]$$

$$S_{\text{opt}}(\omega) := \frac{S0 \cdot \sin(\alpha(\omega))}{\sin(\alpha(\omega)) + c}$$

+

$$S_{\text{накл}}(\omega, s) := S_{\text{opt}}(\omega) \cdot \cos(\theta(\omega, s))$$

$$D_{\text{drop}}(\omega) := 0.3 \cdot (S0 - S_{\text{opt}}(\omega)) \cdot \sin(\alpha(\omega))$$

$$D_{\text{накл}}(\omega, s) := D_{\text{drop}}(\omega) \cdot [(0.55 + 0.434 \cdot \cos(\theta(\omega, s))) + 0.313 \cdot \cos(\theta(\omega, s)) \cdot \cos(\theta(\omega, s))]$$

$$Q_{\text{накл}}(\omega, s) := S_{\text{накл}}(\omega, s) + D_{\text{накл}}(\omega, s)$$

$$\int_{-\frac{\pi}{3}}^{\frac{\pi}{4}} Q_{\text{накл}}\left(\omega, \frac{\pi}{12}\right) d\omega = 754.081$$

$$\int_{-\frac{\pi}{3}}^{\frac{\pi}{4}} Q_{\text{накл}}\left(\omega, \frac{\pi}{6}\right) d\omega = 954.107$$

$$\int_{-\frac{\pi}{3}}^{\frac{\pi}{4}} Q_{\text{накл}}\left(\omega, \frac{\pi}{4}\right) d\omega = 1.095 \times 10^3$$

$$\int_{-\frac{\pi}{3}}^{\frac{\pi}{4}} Q_{\text{накл}}\left(\omega, \frac{\pi}{3}\right) d\omega = 1.164 \times 10^3$$

Следовательно, максимальное количество энергии солнечной радиации приходит на плоскость, наклоненную к горизонту под углом $\pi/3$.
Переводим радианы в час.

$$1164 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{рад} = 1164 \cdot 12/3,14 = 4,45 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{ч}$$

Таблица 3.2.2 - Значение инсоляции по месяцам года, λ кВтч/м²/день

Месяц	λ , кВтч/м/день
Январь	4,51
Февраль	4,81
Март	5,92
Апрель	6,3
Май	6,6
Июнь	6,59
Июль	6,5
Август	6,09
Сентябрь	5,5
Октябрь	4,81
Ноябрь	4,09
Декабрь	4,0

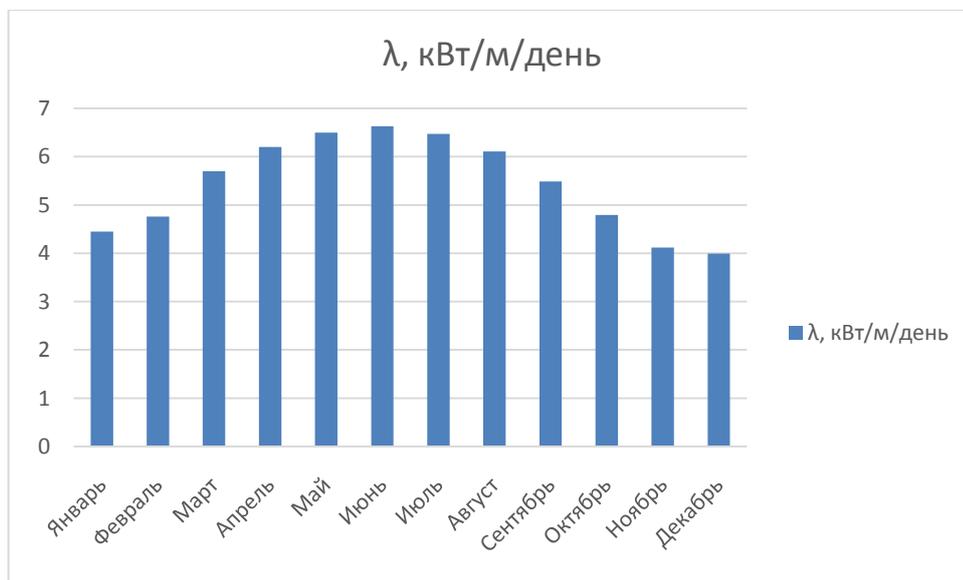


Рисунок 3.2.1 - Инсоляции по месяцам года

В таблице 3 приведены усредненные данные о восходе и заходе солнца, на основе которых вычислена продолжительность светового дня.

Таблица 3.2.3 – Среднемесячная продолжительность светового дня

Сезон	Восход	Закат	Длительность
Зима	09:30:00	16:23:00	06:53:00
Весна	06:32:00	20:56:00	15:24:00
Лето	04:55:00	21:58:00	17:03:00
Осень	08:16:00	18:13:00	9:57:00

Для построения графика значения солнечной энергии в зависимости от времени суток воспользуемся следующим алгоритмом. В качестве примера произведем расчет для зимы. Для каждого часа в сутках отметим наличие или отсутствие солнца, начиная с часа восхода по час заката. Далее подсчитываем количество часов с солнцем, в данном случае $N=9$.

Строить график будем в виде синусоиды, в диапазоне углов от 0 до 180 (восход = 0, закат = 180), поэтому для каждого часа солнечной активности назначим угол, в соответствии с количеством часов продолжительности дня.

Разбиваем 9 часовой интервал на равные промежутки и получаем, что за час угол изменяется на 22,5 градусов.

Определяем мощность, которую можно получить с 1 м² за 1 час, столбец 4:

$$P' = \frac{\lambda}{24} \cdot \sin \varphi_i.$$

Просуммировав полученные значения мощности, заметим, что получившееся значение отличается от величины суточной инсоляции на квадратном метре. Следовательно, необходимо найти поправочный коэффициент:

$$K_{II} = \frac{\lambda}{\sum P'_i} = \frac{13,2}{0,278} = 9,54.$$

Используя поправочный коэффициент, найдем значения мощности для каждого часа W :

$$P = P'_i \cdot 9,54.$$

Для остальных сезонов расчёт аналогичен.

На рисунке 3 приведены суточные графики вырабатываемой активной мощности с квадратного метра под действием солнечного излучения для каждого из сезонов. В таблице 3.2.3 отражены численные значения этих мощностей.

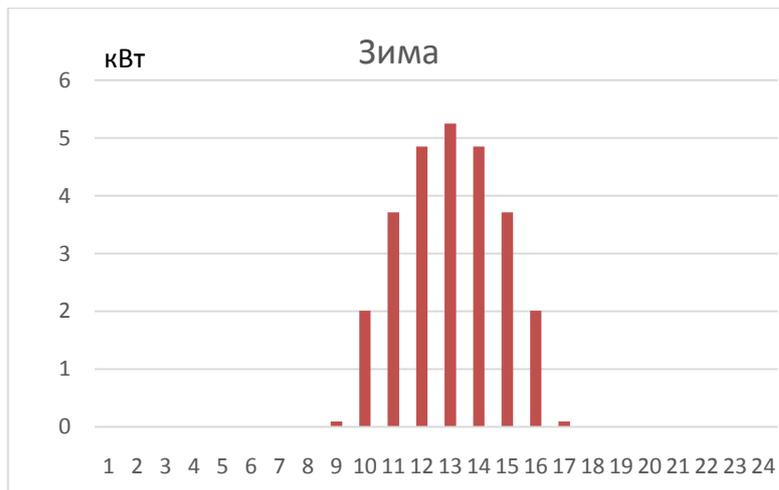
Таблица 3.2.4 – Построение графика энергии солнца, для зимнего сезона

T	flag	φ	P'	P, кВт/м ²	W, кВт·ч/м ²
00:00:00	0	0	0	0	0
01:00:00	0	0	0	0	0
02:00:00	0	0	0	0	0
03:00:00	0	0	0	0	0
04:00:00	0	0	0	0	0
05:00:00	0	0	0	0	0
06:00:00	0	0	0	0	0
07:00:00	0	0	0	0	0
08:00:00	0	0	0	0	0
09:00:00	1	1	0,00095	0,00915	0,00915
10:00:00	1	22,5	0,0210	0,20080	0,20080
11:00:00	1	45	0,0388	0,37103	0,37103
12:00:00	1	67,5	0,0508	0,48477	0,48477
13:00:00	1	90	0,055	0,52471	0,52471
14:00:00	1	112,5	0,0508	0,48477	0,48477
15:00:00	1	135	0,0388	0,37103	0,37103
16:00:00	1	157,5	0,0210	0,20080	0,20080
17:00:00	1	179	0,0009	0,00915	0,00915
18:00:00	0	0	0	0	0
19:00:00	0	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0	0
Итого	-	-	0,278	2,656	2,656

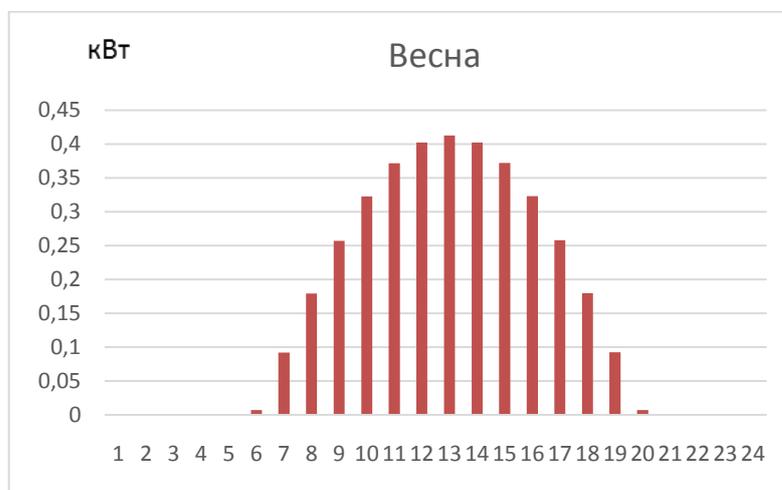
Таблица 3.2.5 - Суточные графики активных нагрузок и вырабатываемой мощности с 1 квадратного метра за счет энергии солнца

t, ч	Зима		Весна		Лето		Осень	
	Pз	Wз	Pв	Wв	Pл	Wл	Pо	Wо
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0,00051 3	0,00054 1	0	0
5	0	0	0	0	0,02332	0,058	0	0
6	0	0	0,007	0,007	0,1121	0,1564	0	0
7	0	0	0,091	0,091	0,132	0,16518	0	0
8	0	0	0,179	0,1219	0,232	0,2156	0,0079	0,0651 9
9	0,0101 5	0,06511 5	0,215 7	0,221	0,232	0,2651	0,45161	0,6510 1
10	0,2010 0	0,22658 0	0,322	0,384	0,2561	0,232	0,21	0,2146
11	0,3820 3	0,38603	0,371	0,3412	0,3561	0,3132	0,361	0,326
12	0,4900	0,45687 7	0,402	0,423	0,3156	0,3332	0,4321	0,321
13	0,5200	0,5101	0,412	0,432	0,3651	0,3332	0,4162	0,4321 3
14	0,4800	0,48507	0,402	0,402	0,3651	0,3315	0,431	0,4653 1
15	0,3700	0,38003	0,372	0,3723 2	0,36515	0,3121	0,3841	0,36
16	0,2010	0,2018	0,323	0,3232 1	0,291	0,29851	0,26651	0,266
17	0,0090	0,01001 5	0,257	0,2521	0,327	0,21521	0,46510	0,140

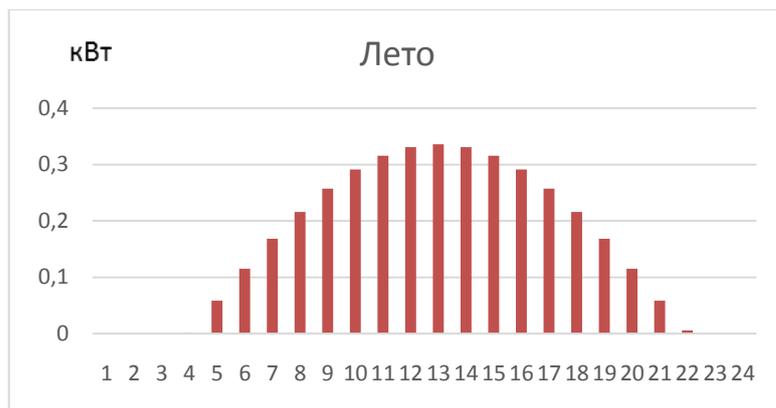
18	0	0	0,179	0,1511	0,216	0,2151	0,65107 9	0,0079
19	0	0	0,092	0,0952	0,168	0,168	0	0
20	0	0	0,007	0,02	0,114	0,114	0	0
21	0	0	0	0	0,058	0,058	0	0
22	0	0	0	0	0,005	0,005	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0



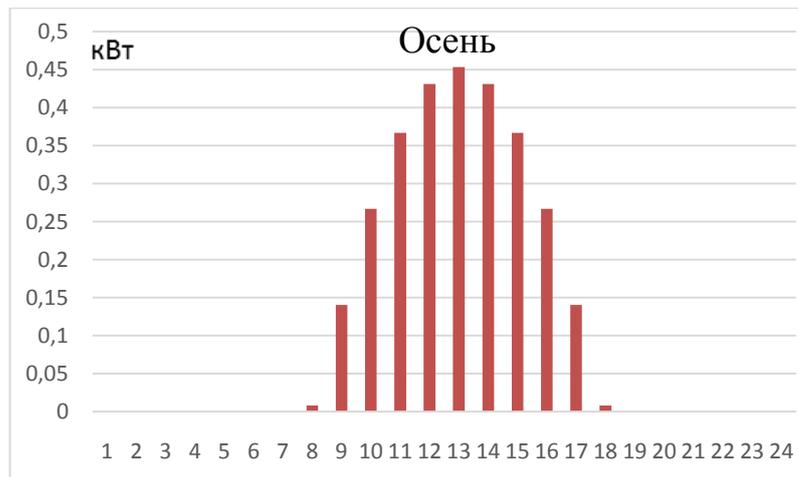
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.2.2 – Сезонные графики вырабатываемой активной мощности за счет солнечной энергии с 1 м^2 а) зима, б) весна, в) лето, г) осень

4. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ИЛИ ВАРИАНТОВ СХЕМ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В качестве предложенных вариантов автономного электроснабжения коттеджа будем рассматривать следующие:

- **Вариант 1** Питание коттеджа от двух ветроэнергетических установок с применением аккумуляторов для запаса излишней энергии и дизель-генераторной установкой для резервирования.

- **Вариант 2** Питание коттеджа от солнечных батарей площадью 200 м² с применением аккумуляторов для запаса излишней энергии и использование дизель-генераторной установки для резервирования.

Для варианта 1 структурная схема представлена на рисунке 3.1. Пунктирными линиями обозначены информационные каналы, сплошными линиями – силовые.

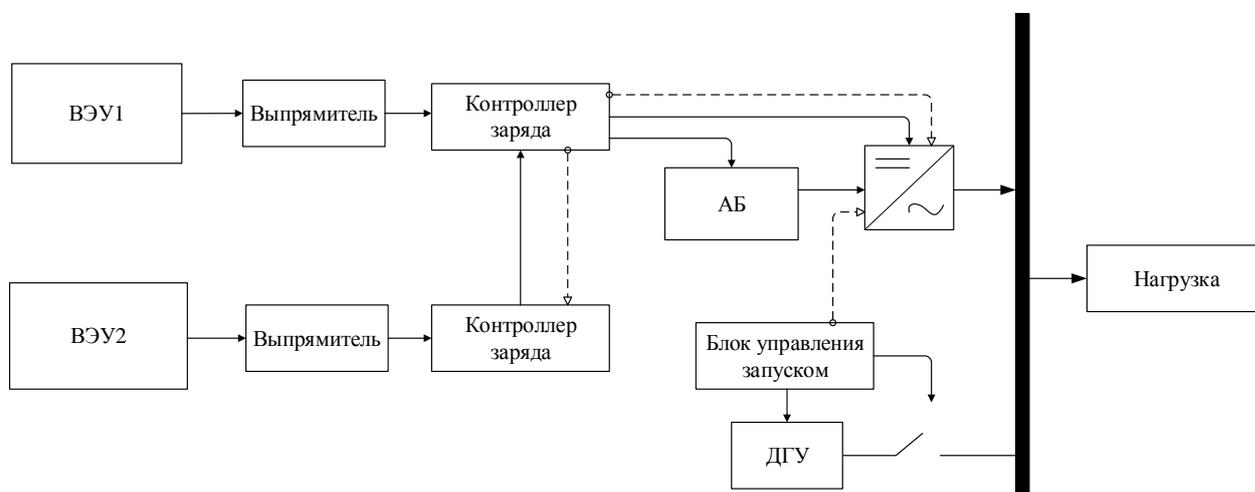


Рисунок 4.1 – Структурная схема для варианта №1

Принцип работы данной системы заключается в следующем. Ветрогенератор при вращении вырабатывает энергию постоянного тока, которая направляется к потребителю через инвертор. В зависимости от инвертора система может быть однофазной или трёхфазной.

В случае избытка энергии, некоторая её часть направляется на аккумуляторы. Аккумуляторы запасают электрическую энергию, которая оказалась излишней в часы максимума генерируемых мощностей и часы минимума нагрузки потребителей.

В случае, когда вырабатываемая мощность будет преобладать над потребляемой и аккумуляторы будут полностью заряжены в ветрогенераторе, предусмотрено балластное сопротивление. Однако в данном случае излишки энергии будут расходоваться впустую. Что бы использовать энергию более рационально, вместо балластного сопротивления можно использовать полезную нагрузку (нагрев воды, помещения, дежурный свет).

В случае, когда же ветрогенератор не вырабатывает необходимое количество энергии и аккумуляторы разряжены, включается дизель-генератор. Он может покрывать как не достающую часть мощности, так и полностью покрывать её.

Для варианта №2 выбрана схема с соединением элементов энергосистемы на стороне постоянного тока. Структурная схема для этого варианта представлена на рисунке 4.2.

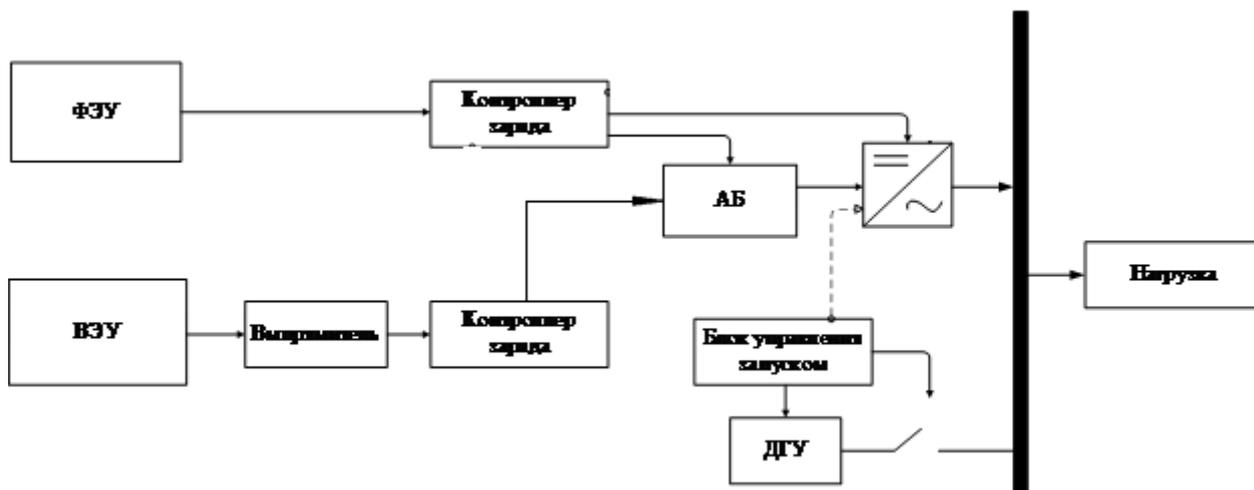


Рисунок 4.2 – Структурная схема для варианта №2

ДГ включается тогда, когда накопленной мощности в аккумуляторе не хватает для обеспечения нагрузки. При выборе ДГ необходимо учесть, чтобы он был с электростартером, для его автоматического запуска по команде блока управления. Если вырабатываемая мощность окажется выше, чем

потребляемая, а аккумулятор заряжен до максимума, излишнюю энергию можно на дополнительном балластном сопротивлении.

Как правило, солнечные модули и ВЭУ генерируют энергию постоянного тока на одном напряжении и через контроллер заряда заряжают аккумуляторные батареи. В периоды максимальных нагрузок, когда глубина разрядки аккумуляторов достигает предельного значения, автоматически должен запускаться дизельгенератор и обеспечить бесперебойное электроснабжение электроприёмников. Для преобразования постоянного тока в переменный в системе предусмотрены инверторы.

4.1 Определение требуемых генерирующих мощностей и подбор оборудования

Выбор намеченных ранее вариантов был произведен с учетом предварительного расчета и определения необходимого количества оборудования для уменьшения использования дизель-генераторной установки и, следовательно, уменьшения потребления топлива.

При выборе оборудования для варианта 1 будем основываться на двух сезонах зимнем и весеннем. При выборе солнечных панелей на весенний сезон, основываемся на том, чтобы не использовать ДГУ в течение суток, а при выборе ДГУ на зимний сезон, когда солнечная активность минимальна, а нагрузка в течение суток максимальна. В летний и осенний сезоны будет проведена проверка работоспособности выработанных алгоритмов работы системы.

Для варианта 1 в качестве солнечных модулей выбирались модули ФСМ 155М [4]. Технические характеристики приведены в таблице 4.1.

В таблице 4.5 приведён расчёт мощности, генерируемой солнечными панелями, а также энергии, запасённой в аккумуляторах. В таблице приведены потребляемая мощность P_H , кВт, мощность, генерируемая

солнечными панелями $P_C = P_{CM} \cdot S \cdot \eta$, кВт. Балансовая мощность, $B = P_C - P_H$, кВт. Выбранная в варианте 1 площадь солнечных батарей позволяет в летний и весенний периоды полностью снабжать электроэнергией коттедж без включения ДГУ.

Аналогично составим таблицы 4.6 - 4.8 для каждого среднего месяца по сезонам.

Таблица 4.1 – Характеристики солнечной панели ФСМ 155М

Тип элементов	монокристаллический кремний (JA Solar)
Число элементов и соединений:	36 шт. (156x156 мм)
Эффективность элементов (КПД):	18%
Максимальная мощность при стандартных условиях (STC), Вт:	155 Вт (+ до 6 Вт)
Номинальное напряжение, В	12
Ток короткого замыкания (Isc), А:	8,53 А
Напряжение в точке максимальной мощности (Vmp), В:	19
Ток в точке максимальной мощности (Imp), А:	8,15
Размер солнечного модуля, мм.:	1476 x 667 x 35
Вес, кг:	12
Температура эксплуатации:	от -40°C до +85°C
Максимальное напряжение системы:	3000 В постоянного тока
Стоимость, руб.	11300

Выбираем инвертор MAP·SIN·PRO·48·18 [5] Инвертор оснащён контроллером заряда АКБ.

Таблица 4.2 – Характеристики инвертора MAP·SIN·PRO·48·18

Максимальная мощность (режим активной нагрузки), кВт	18
Пиковая мощность (5 сек), кВт	22
Номинальная мощность, кВт	12
Габариты (ШхГхВ), см	21×41×56
Масса без упаковки, кг	54,30
Цена, руб.	130500

В качестве аккумуляторных батарей выбираются аккумуляторы марки Prosolar-R RA12-200DG [6].

Энергия, которую можно запасти в одном аккумуляторе, равна:

$$W_A = \frac{0,7 \cdot U \cdot I \cdot t}{1000} = \frac{0,7 \cdot 12 \cdot 200}{1000} = 1,68 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

В данном случае 0,7 – коэффициент, позволяющий учесть то, что аккумулятор разряжается не полностью. Из таблицы 4.5 энергия, которую необходимо выработать в часы, когда нагрузка больше, чем вырабатываемая солнечными панелями мощность, равна 29,321 кВт·ч. Для определения количества аккумуляторов разделим эту энергию на энергию, вырабатываемую одним аккумулятором, и получим:

$$N = \frac{W}{W_A} = \frac{29,321}{1,68} = 17,45.$$

Таким образом, количество аккумуляторов равно 18 штукам.

Наибольшая мощность нагрузки за зимний (самый нагруженный) период $P=8,946$ кВт. Выберем дизельную электростанцию ЭнергоХолдинг SDMO T16K [7],

Для варианта №2 (таблицы 4.9-4.12) в качестве солнечных модулей были выбраны те же модули, что и ранее, но только площадью 50 м^2 . Следовательно, максимальная мощность, которую они могут выдать снизилась в 3 раза, и их количество также уменьшилось в 3 раза (50 штук). Была выбрана та же самая ДГУ, так как величина зимнего максимума мощности не изменилась. Однако для данного варианта отсутствуют аккумуляторные батареи, то есть вся энергия от солнечных панелей сразу идет на питание нагрузки

Итого	-	7.740	78.888	-71.148	-
-------	---	-------	--------	---------	---

4.2 Технико-экономическое обоснование принимаемых решений

Произведем сравнительный анализ рассматриваемых вариантов и выберем наиболее экономичный из них.

Произведем расчет расхода топлива для ДГУ. Для этого мощность небаланса для каждого среднего дня среднего месяца сезона, которую покрывают с помощью дизеля, умножим на 90 дней. Затем, учитывая, что на производство 1 кВт·ч энергии с помощью ДГУ необходимо израсходовать 0,212 г дизельного топлива и, используя оптовую цену на топливо (36500 рублей/тонну [8]) произведем перерасчет в рубль.

Для варианта 1:

$$\begin{aligned}W_{д.год} &= 90 \cdot W_{нб.зим} + 90 \cdot W_{нб.ос}; \\W_{д.год} &= 90 \cdot 79,424 + 90 \cdot 58,955 = 12454,11 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\G &= \frac{W_{д.год} \cdot 0,212}{1000} = \frac{12454,11 \cdot 0,212}{1000} = 2,64 \text{ т}; \\Cт &= G \cdot 36500 = 2,64 \cdot 36500 = 96360 \text{ руб.}\end{aligned}$$

Для варианта 2:

$$\begin{aligned}W_{д.год} &= 90 \cdot W_{нб.зим} + 90 \cdot W_{нб.вес} + 90 \cdot W_{нб.лет} + 90 \cdot W_{нб.ос}; \\W_{д.год} &= 90 \cdot 86,376 + 90 \cdot 32,672 + 90 \cdot 16,804 + 90 \cdot 71,148 = 18630 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\G &= \frac{W_{д.год} \cdot 0,212}{1000} = \frac{18630 \cdot 0,212}{1000} = 3,95 \text{ т}; \\Cт &= G \cdot 36500 = 3,95 \cdot 36500 = 144175 \text{ руб.}\end{aligned}$$

Итоговые результаты технико-экономического сравнения сведем в таблицу 4.2.1. Из таблицы видно, что второй вариант из-за стоимости аккумуляторных батарей существенно превышает по стоимости первый вариант. Однако следует учесть, что средней срок службы солнечных панелей 25 лет, а средний срок службы аккумуляторных батарей 10 лет.

$$\Delta C = (Cm_2 - Cm_1) \cdot t = (144175 - 96360) \cdot 25 = 1195375 \text{ руб.}$$

С учетом того, что 2 раза через каждые 10 лет придется обновить полностью аккумуляторные батареи, получим, что стоимость двукратной замены приблизительно равна 1156680. При реализации первого варианта за 25 лет можно сэкономить порядка 40000 рублей в сравнении со вторым вариантом. Это является несущественной суммой, поэтому примем к реализации второй вариант, потому как он имеет меньшую сумму затрат на строительство всей системы.

Таблица 4.2.1 – Результаты технико-экономического сравнения

	Вариант №1	Вариант №2
Стоимость ДГУ	626130	
Стоимость солнечных панелей, руб.	150·11300=1695000	50·11300=565000
Стоимость контроллеров заряда, руб.	-	-
Стоимость инверторов, руб.	109900	
Стоимость аккумуляторов, руб.	18·32130=578340	-
Стоимость дизельного топлива в год, руб.	96360	144175
ИТОГО, руб.	3105730	1445205

5. МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОГРАММЕ MATLAB/SIMULINK

Моделирование в программе Matlab/Simulink Строим имитационную модель солнечного модуля. Структура модели приведена на рисунке 5.1.

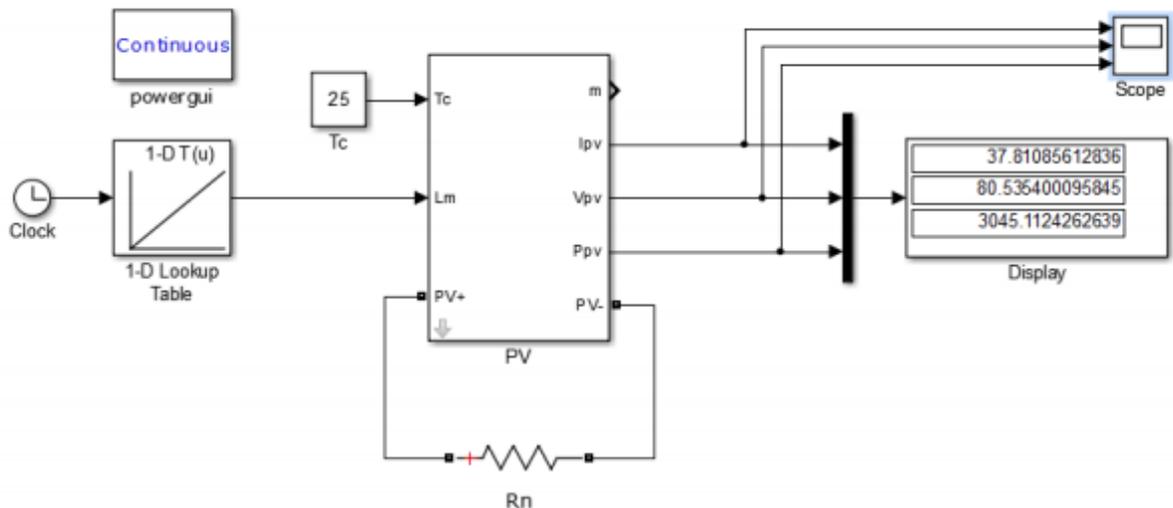


Рисунок 5.1 – Структурная схема солнечного модуля

Изменяемые параметры в процессе моделирования: температура окружающей среды « T_c »; солнечная радиация « L_{sun} »; напряжение на клеммах солнечного модуля « V »; выходной ток солнечного модуля « I »; электрическая отдаваемая мощность « P ». Параметры, которые зависят от типа солнечного модуля, но в процессе неизменны: напряжение холостого хода « V_{oc} »; ток короткого замыкания « I_{sc} »; количество соединенных СЭ последовательно « N_s » и параллельно « N_p ». Так же есть константы: заряд электрона « q »; постоянная Больцмана « k »; абсолютная температура 0оС « T_0 »; базовая температура « T_{rf} »; технологический фактор « A »; пороговое напряжение « E_g ».

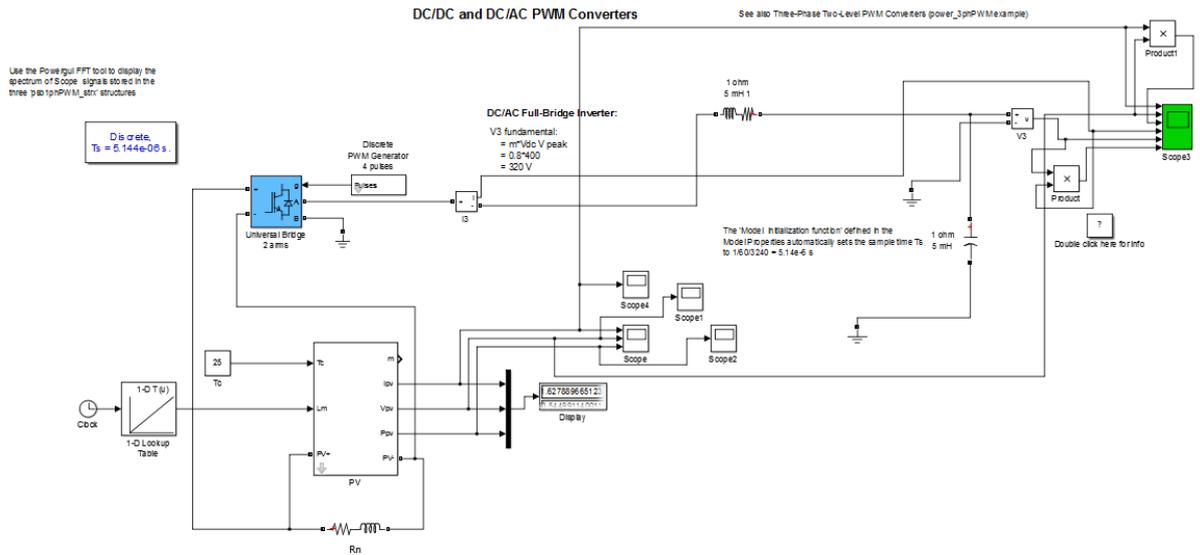


Рисунок 5.3 – Схема подключения инвертора к солнечному модулю

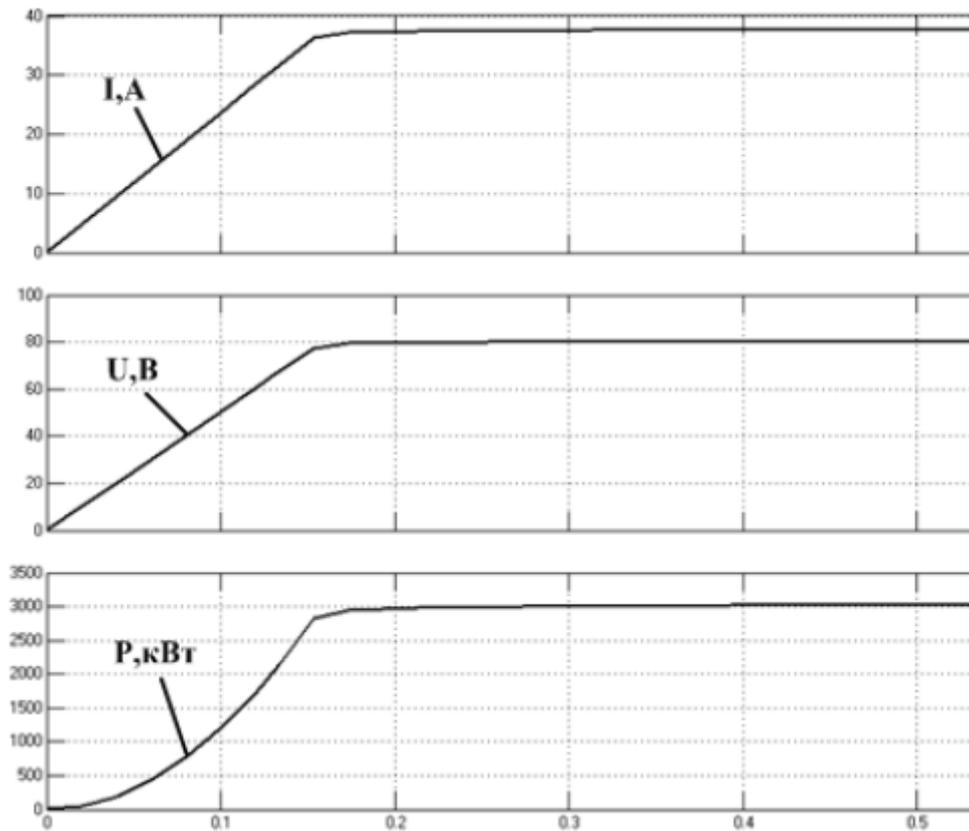


Рисунок 5.4 – Параметры на выходе солнечного модуля

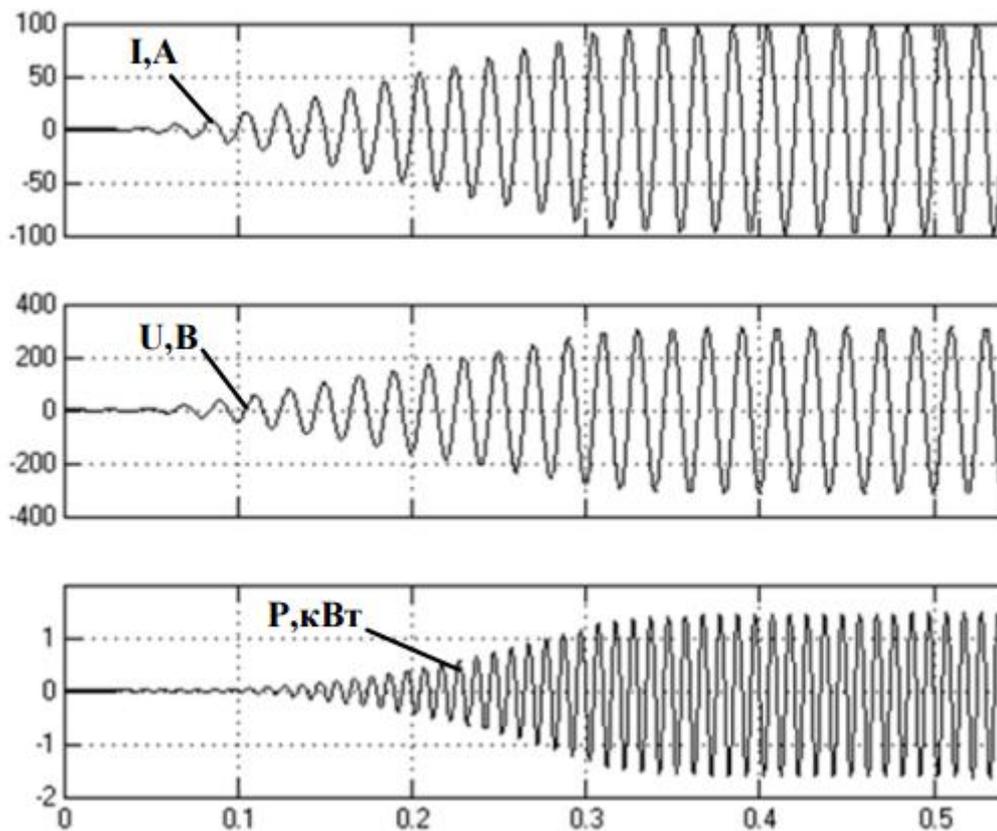


Рисунок 5.4 – Параметры на выходе схемы подключения

Вывод: В ходе моделирования солнечного модуля была проверена его работа при различных параметрах нагрузки и солнечного излучения. По полученным характеристикам можно сделать вывод, что смоделированная система вырабатывает необходимое напряжение. Данную модель можно использовать для дальнейшего исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной магистерской диссертации была рассмотрена и спроектирована система электроснабжения базы отдыха на озере Щучье.

Были проанализированы два возможных источника возобновляемой энергии, ветер и солнце. Анализу подверглись статистические массивы данных с анемометрических станций, установленных в предполагаемом месте расположения, и данные NASA. Рассчитаны основные параметры обоих источников.

Проведён расчет нагрузки туристической базы с учетом специфики работы объекта. Рассчитаны графики нагрузки.

На основании графиков нагрузки и энергетических параметров возобновляемых источников были составлены энергетические балансы. На основании балансов и экономических расчётов был выбран солнечный источник энергии как основной

В качестве основного энергетического оборудования было выбрана солнечная панель марки ФСМ 155М и с инвертор MAP·SIN·PRO·48·18. Учитывая специфику работы сетевого инвертора была разработана схема электрического присоединения к основной системе электроснабжения.

В целом, в рассматриваемом регионе не сильно высокий потенциал возобновляемых источников энергии. Однако, использование новейшего и высокоэффективного оборудования, позволяет использовать альтернативную энергетику в этом районе. Спроектированная система электроснабжения наглядно это демонстрирует.

The economic efficiency and wealth of a society strongly depends on the best choice of energy supply techniques which involves many parameters of quite different significance. The "Energy returned on invested", EROI (often also called EROEI), is the most important parameter as it describes the overall life-cycle efficiency of a power supply technique, independent from temporary economical fluctuations or politically motivated influence distorting the perception of the real proportions. The EROI answers the simple question "How much useful energy do we obtain for a certain effort to make this energy available" (the terms "effort", "useful", and available will be specified below).

The independence from economical fluctuations is lost when input and output energies are weighted by quality factors, essentially representing the different energy production costs. To distinguish this "energy money returned on invested" from the EROI, it will be called EMROI here.

Although the EMROI is not the EROI, it is often called this way which entails a lot of obfuscation of the EROI comparison. In particular the so-called "renewable" energies have often been treated in a confusing manner by weighting their output by a factor of 3 (motivated by the "primary energy") but comparing it with the unweighted output of other energies like nuclear. In this work, based on several LCA studies, EROIs will be calculated by using a strictly consistent physical definition thus making the energy producing techniques comparable to each other. Energy input with the highest quality difference, i.e., thermal energy and electricity, are listed separately (given in percentage electrical of the total energy input), so the factor of interest, either the EROI or the EMROI can easily be determined and compared. Here, an overview of EROIs and EMROIs for wind, solar thermal and natural gas. It is the most extensive overview so far based on a careful evaluation of available Life Cycle Assessments (LCA). Only those studies could be taken into account that sufficiently keyed down the numbers to allow for a calculation of the correct EROI. EROIs and EMROIs including storage systems are also provided as they are unavoidable when turning the power supply from

fossil fuels to “renewables”. The most effective system, the water pump storage, already reduces the EROI remarkably. However, for a mixed scenario including conventional back-up power plants which has not been investigated here, the change might be more moderate. Regarding the “renewables” it should be noted that energy and matter are never consumed or generated or even “renewed” but always just converted. A coal-fired plant does not “consume” coal but converts it to ashes and CO₂ while converting the chemical binding energy to heat and electricity. There is always a flow of materials (fuel, materials for construction, maintenance) driven by the “invested” energy with the result of making the “returned” energy available. The same is true for photovoltaics (PV) for building the cells, the plant, the converter, etc. Neither the energy nor the materials are renewed here; the only difference is that the actual energy source, the sun, is not controlled by the power plant, a fact that is irrelevant for the EROI. Besides the physical limit, there is also an economic one given by the society’s Gross Domestic Product (GDP).

The primary quantity thoroughly used here is the EROI. When used in formulas, it will be abbreviated with R. Energy intensity and energy payback time are derived by simple relations as shown in the following. The EROI of a power plant, R, is the ratio of the usable energy ER the plant returns during its lifetime to all the invested energy EI needed to make this energy usable,

$$R = ER / EI \quad (1)$$

The energy intensity is simply the inverse of the EROI, therefore it will be denoted as R⁻¹. It describes the “effort” needed to “generate” a certain energy output. EI is also called the cumulated energy demand or the embodied energy. The greatest part of LCA studies is devoted to a precise evaluation of EI, based on material databases. It has a fixed part E_{fix} for construction and deconstruction, and a part that increases with time t, PIt (e.g., maintenance and fuel provisioning, if required). PI has the unit of a power and describes the energy demand per time. Therefore, the cumulated energy demand after a time t is

$$EI(t) = E_{fix} + PIt \quad (2)$$

The energy output is the product of the average power P times the elapsed time t , $ER(t) = Pt$. For the EROI, energy output $ER = ER(T)$ and input $EI = EI(T)$ after the plant's lifetime T are compared, therefore

$$R = \frac{PT}{E_{fix} + PIT} \quad (3)$$

The energy payback time T_a , also called the energetic amortization time, is the time after which the returned energy equals the energy invested, $ER(T_a) = EI(T_a)$, which leads to

$$T_a = \frac{E_{fix}}{P - PI} \quad (4)$$

It should be noted that EI contains E_{fix} , e.g., some energy demand like the one for decommission that occurs after T_a . The plant's lifetime plays no role for the payback time, so no statement for the energy efficiency can be made.

If the energy demand for maintenance and fuel provisioning during the plant's lifetime is small compared with the fixed energy demand, $PIT \ll E_{fix}$, and small compared with the energy output, $PI \ll P$, the EROI is simply $R \approx \frac{PT}{E_{fix}}$, and the energy payback time is $T_a \approx \frac{E_{fix}}{P}$. They are both related to each other by

$$R \approx \frac{T}{T_a} \quad (5)$$

Sometimes, the energy difference between output and input energy is used, called the net energy $E_{net} = ER - EI$. Since E_{net} depends on the power plant size it does not describe the technique but rather the gain of a specific power plant. Either EI or ER is needed as an additional number, E_{net} alone makes no sense. The relation to the EROI is simply

$$E_{net} = EI(R - 1) = ER(1 - \frac{1}{R}) \quad (6)$$

The economy runs on energy of different qualities, essentially thermal energy and electricity. In the current economy, the production cost ratio w of electricity to thermal energy is $w \approx 3$, corresponding to the reciprocal of 33% for

the efficiency of thermal power plants, as well as for the cost ratio of electricity and primary energy. . If the input energy EI is composed of thermal energy Eth and electricity Eel the energy money returned on invested, hereon called EMROI, Rem, can be calculated by $Rem = w_{ER} Eth + w_{Ee}$ The EMROI describes only the money return for energy, excluding the labor costs. It is therefore neither a pure economic factor, nor a pure energetic factor. Unfortunately, many LCA studies calculate the EMROI but label it “EROI” which is the source of much confusion.

Energy is the central concept in the utilization of energy. This utilization is bound to a physical process which transforms primary energy to energy defined as the usable work inside a system with borders to (most frequently) the surrounding. The maximal attainable energy is then the difference between the energetic potentials inside and outside the system. These may be multiple potentials with respect to the four fundamental forces not just thermodynamical ones. On the other hand, energy is the part of the primary energy in the physical transformation process that is bound to non-directed stochastic particle movement (entropy). The link between the primary energy and the produced energy is the efficiency of the physical process which performs the transformation. Pure energy can be transformed by consecutive physical processes into any other form of energy. However, while the total energy as a sum of energy and energy is conserved, energy is destroyed in every non-reversal process. So, only energy is generated and destroyed. The definition of energy based on potential differences, physical processes and its efficiencies, and system borders is versatile and can be used for any physical transformation process, not just thermodynamical or chemical ones in case of material flows. The utilized physical process provides the theoretical limit for the energy generation. Its actual technical implementation remains below this limit due to energy generating sub processes like friction which are accounted for in the technical efficiency factor of the utilized technical process. Thus the efficiency factor of the technical process joins the primary energy with the generated energy and the inevitably remaining waste energy.

In the case of power plants many technical processes are involved which are categorized as construction, decommissioning, maintenance and fuel supply. For example, construction materials are involved from the mine to the finished component. The required energy for steel production is primarily determined by the difference of the enthalpies of the metal oxides and the steel. Secondly, the exergy expense for the ore extraction and concentration, and the steel machining has to be added. Similarly the energy for the fuel supply, etc., should be added as well. All these technical processes are characterized by their efficiencies which determine the expended primary energy in its different forms.

Ideally, EI and ER should be both energies, not exergies. For the input EI, the actually utilized energy should be used. So far, Davidson made an energetic analysis of a wind turbine and calculated the energy taken from the system (Earth) and "flowing" through the society for the input, but this reflects not the work done by the society which stands for the physical economy.

Cleveland highlighted different views of describing energy flows inside the system, including the physical approach using the exergy method, but inconsequently, changed to the economist's perspective using top-down calculations to obtain the physical parameter EROI. Indeed, available data from LCA studies and databases provide the expended primary energy sometimes divided into electric and thermal energy. As such with respect to the utilized exergy and the obligatory system borders, both parts of the primary energy, electrical and thermal, are composed of exergy and energy. The link to the utilized exergy is given by the efficiencies of the technical processes. If they are known, exergy and primary energy are interchangeable. Thus EI is pragmatically the expended energy. Being still physically inconsequent, it is larger than the expended exergy, based on a lack of process information which should be evaluated to obtain the exergy input. Whenever possible, the electrical and thermal energy have been kept separately but for the final calculation of EI those numbers have been added

with no weighting, which is mandatory due to the system borders which co-define the utilized exergies.

Weighting electricity is a critical point as a few LCA studies and guidelines apply it also to the output 5ER. The weighting factor is usually 2-3, corresponding to an alleged average efficiency of thermal power plants of 30%-40% when burning fuel to produce electricity. This procedure is not considered sensible here as it makes assumptions about the origin of the exergy and the efficiency it has been produced with. This would change the meaning of the EROI which now becomes a replacement factor rather than an energy multiplication factor. ER is the exergy output, not the primary energy of a hypothetical power plant needed to produce the same exergy.

It is evident that the actual task is the evaluation of the input energy EI, involving all production steps down to the raw material extraction or recycling, contrary to ER which is easy to determine. This “bottom-up” method should be preferred but some authors applied also a “top-down” method, for instance, by using the overall electricity bill of a solar cell production facility.

Usable energy, storage, and over-capacities

Power systems provide exergy (electricity), but they must do it when this exergy is required, the second quality factor of usability. For the energy output, although the term “available” is easy to implement by defining the connection point to the network (as done here) or to the consumer, the term “usable” is more complicated. It implies that the consumer has an actual need for the energy at the moment it is available. It also means the opposite, that energy is available when the consumer needs it. There are only three possibilities to make the energy output fit the demand.

- Ignoring output peaks and installing multiple times of the necessary capacity as a backup to overcome weak output periods.
- Installing storage capacities to store the peaks, with reduced over-capacity plant installations (short: buffering).
- Adapting the demand to the output at all times.

The third point is obviously not acceptable, because one becomes dependent on random natural events (wind and PV solar energy). A developed and wealthy economy needs predictably produced energy every time, especially the industry needs a reliable base-load-ready output to produce high quality goods economically. So only the first two points are acceptable, whereof the second one is the economically most promising. Some energy generation techniques need more buffering (wind energy, photovoltaics), some less (solar CSP in deserts, hydro power) and the fuel based ones almost no buffering (the fuel is already the storage). Technologically, this can only be solved by storage systems and over-capacities which are therefore inside the system borders, "replacing" the flexible usage of mined fuel by fuel-based techniques. In opposite to that, the IEA advises to consider the backup outside the system borders without any scientific justification.

If ES is the total energy demand for a storage system, TSS its lifetime, and S its capacity, the mean energy demand rate per capacity is

$$ES = q * P_{ts} * T \quad (7)$$

q is the rate energy has to be invested to operate a park of storage systems, including replacement of old storage plants with new ones after their lifetime, normalized to its capacity. A power plant generating unstable electricity can now "rent" a fraction of the storage system park in order to stabilize its supply. The needed capacity depends on the desired buffer time ts . Assuming that the power plant wants to maintain its mean power output P , the required storage capacity is

$P \cdot t_s$. The additional energy demand ES the power plant has to “pay” to “rent” this storage capacity over its entire lifetime T is then

$$ES = qP t_s T \quad (8)$$

Storage for long periods can become a very cost-intensive and even impossible business. The economically better solution is the installation of additional power which is called “over-capacity”. This is shown in an Australian optimal-cost balance scenario for photovoltaics. It is just a factor f_o the original energy demand EI has to be multiplied with. Therefore, the energy demand EI, S for a power plant including storage as well as over-capacities is

$$EI, S = f_o EI + ES \quad (9)$$

The EROI reduces correspondingly. It should be noted that reserve capacities, e.g., due to maintenance or predictable peak demands, are not included which additionally might be considered for all energy techniques but is typically never included in any study. In other words, the assumed overcapacity assumptions are only applied to natural volatilities. No direct LCA studies could be found for storage systems but pump storage systems are very similar to hydroelectricity plants with storage capabilities. Alternative storage techniques like hydrogen electrolysis and gas storage are much more uneconomic anyway. Here, the Australian Benmore station with an energy demand ESS of 24,000 TJ has been selected and slightly scaled up (30,000 TJ) in order to fit the planned German Atdorf pump storage system with a projected lifetime of $TSS = 100$ years. The material and working demands are similar, strongly dominated by the dam’s energy input. Atdorf storage capacity is about $S = 52$ TJ, so that q can be calculated as described above. It should, however, be kept in mind that if no favorable topology is available the necessary geo-engineering [9] (pp. 46) elevates the energy investment substantially.

Other methodological problems

The problems, related to the exergy/energy definition, in evaluating the EROI have already been mentioned above in Fig. 1.

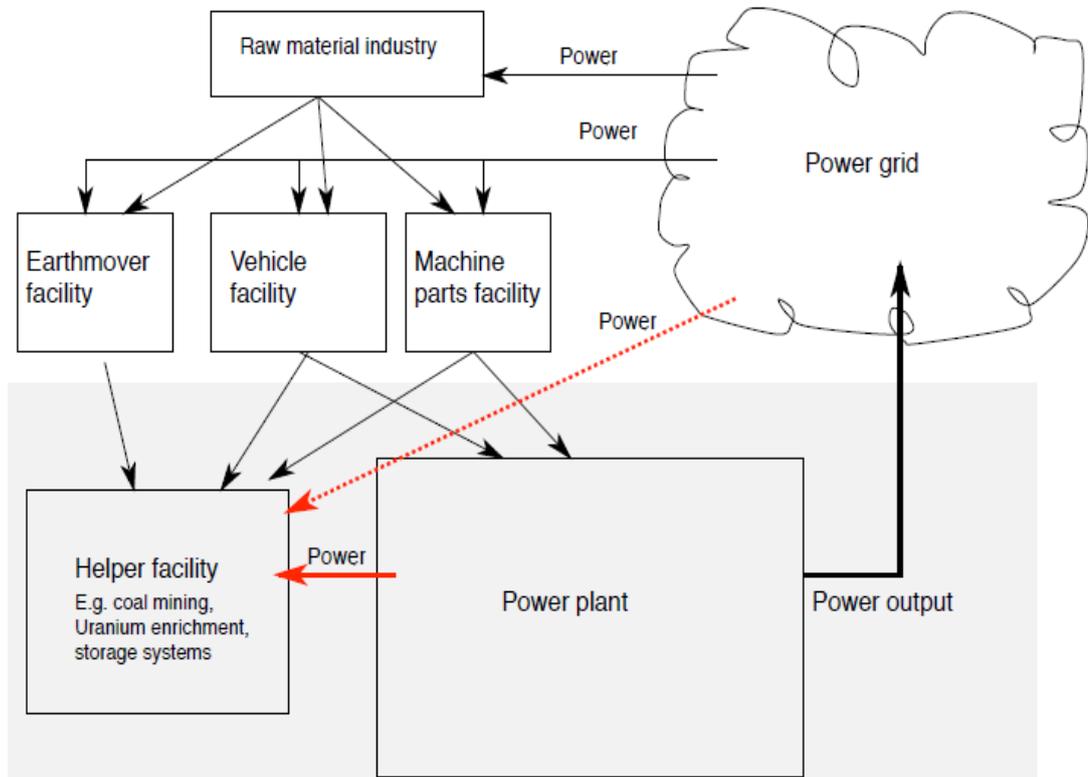


Figure 1: System borders for a typical power plant. It makes a difference if electricity for a helper facility like a coal mine is taken from the grid (dashed line) or from the power plant.

It makes a great difference if some energy demand needed to operate the plant is added to EI or subtracted from ER, so advised by a guideline for photovoltaics from the IEA. The reason for the different treatment is that the pump operation happens on site while the enrichment process is decoupled from the actual power plant. This is the "investor's view" who must buy the nuclear fuel while the pump operation is up to his own. If there were a nuclear power plant with integrated enrichment facility it could be treated the other way. In general the "investor's view" justifies to account all energy that must be applied in advance as "investment" while energy that must be applied inside the production process as reduced return.

Another problem is that a few authors use recycled material with a fraction (often 100%) other than available on the market, thus reducing the energy demand remarkably. This has been corrected in this paper. It is conceivable that a manufacturer advertises his product, e.g. a wind turbine, to have a very high EROI by using mainly recycled materials. This, however, is a non-representative distortion of the usual mix of recycled and new material favoring this particular product and cannot be accepted in a balanced evaluation.

Some LCA studies subtract the energy inventory of material amounts that are recycled, which is not correct, and is not so done here. The recycled material's energy demand (including the demand of the recycling process) has to be considered in the construction energy demand, when it is used.

In opposite to this, scarcity and environmental (and safety) standards are in fact part of the EROI, as they all lead to a higher energy demand and therefore to a lower EROI. Thus, in the calculations here it is considered that all power plant LCAs process steps are according to respective common standards and that mining and extraction of needed resources is based on the concentrations raw materials are currently available. Scarcity in the future will be rejected in lower concentrations of raw materials that have to be extracted, leading to a higher energy demand. As soon as the EROI for a fossil plant falls below the economic limit, the corresponding fossil fuel can be regarded as "exhausted" (though, there might be still a demand to use them for mobile applications, if no other solution is available). However, as long as all fossil and nuclear resources are available on the same level of concentration at least for the lifetime of the plant, the EROIs remain correct. This is currently the case all power plants.

Solar photovoltaic (PV) and Wind energy

So far, only Silicon (Si) based PV technologies are applicable on a large scale, so only those have been evaluated here. CIGS- or CdTe-based cells are no option since there is not even a fraction of the needed Indium or Tellurium available in the Earth crust and organic cells are still far from technical applications.

In the past, the energy demand for producing Si-based solar cells was dominated by the crystallization processes, for highly pure Si from semiconductor fabs' "scrap" (o_-spec Si) many evaluations overestimated the EROI because the energy demand for the crystallization process done by that factory was not included. If included, the EROI becomes underestimated, because solar cells do not need such high-quality Si. The production of solar cells for the high demand today needs its own factory infrastructure, because such amounts of o_-spec-Si are not available. It is therefore necessary to analyze the manufacturing chain of a solar module factory to get the energy demands as done by.

Manufacturing the cells is dominated by electrical energy use (arc-melted, cleaned and casted Si, composing modules), while producing the factory and the solar plant installation components is almost completely thermal energy use (material energy inventories), each about half of the whole EI for construction. The demand for Si cleaning (30% of the whole EI) can be reduced by 75% using the mono-silane method. Amorphous solar cells need far less amounts of Si, reducing the energy demand for the Si-based steps, but the installation demand remains unelected. Furthermore, these modules have a lower operation lifetime and efficiency.

Wind turbines are installed on-shore, partly at the coast, and o_-shore (sea), several 10 kilometers away from the coast. O_-shore wind parks have a higher yield which is roughly balanced by higher expenses for fundament, long cable, grid

connecting and transformer. No thorough LCA studies for o_-shore plants could be found. For on-shore plants, the Enercon E-66 (1.5 MW) has been chosen as a reference turbine for the modern multi-megawatt class typically used in Russia, although there are newer types of turbines. The latter calculated an additional maintaining energy demand of 1.3% (not including the generator).

Output reduction, due to additional opine periods for maintaining, when the wind is blowing is ignored in this calculation. The difference between the construction demands mentioned above is caused by using lower energy inventories for steel. There are no known detailed LCA studies concerning off shore-wind energy converters. Only a uniform mathematical procedure based on the exergy concept makes it possible to compare all power generating systems.

The results are shown in Fig. 1. All EROIs are above the physical limit of which means they all "produce" more energy than they "consume". Not all of them are above the economical limit of. Solar PV in Russia even with the more effective roof installation and even when not taking the needed bearing (storage and over-capacities) into account has an EROI far below the economic limit. Wind energy seems to be above the economic limit but falls below when combined even with the most effective pump storage and even when installed at the Russia.

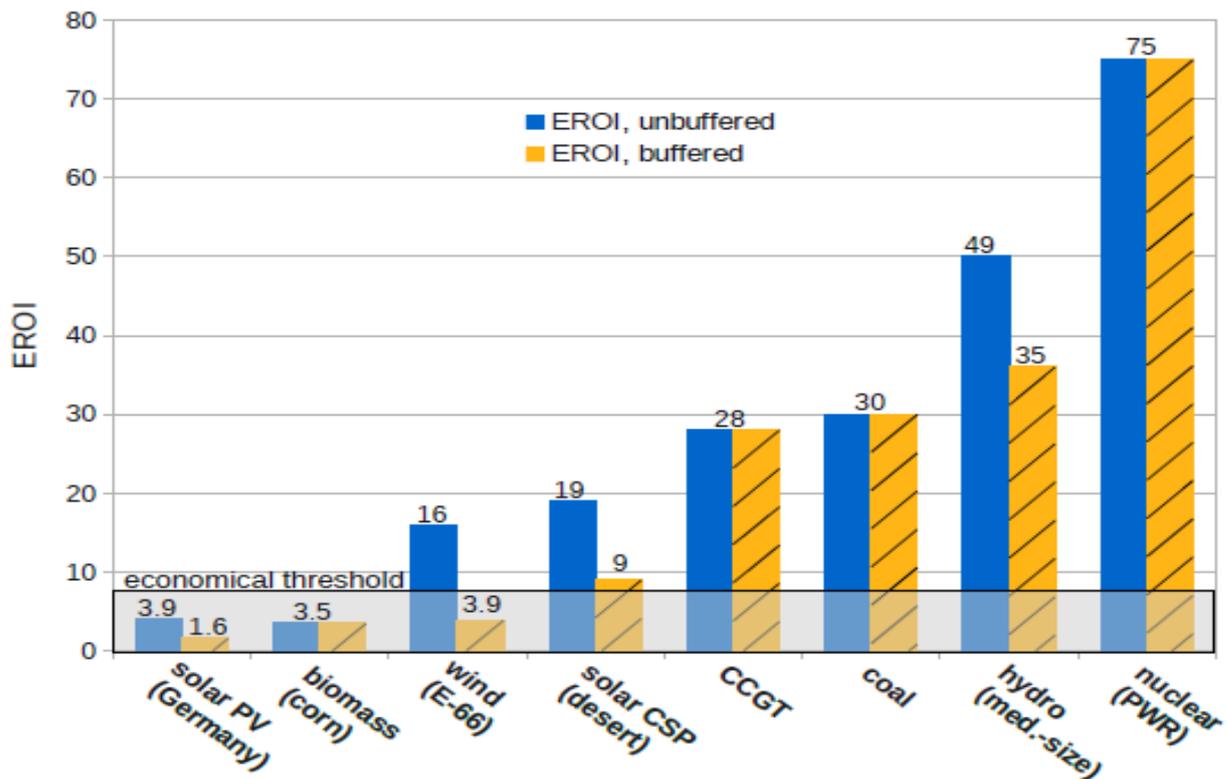


Figure 1. EROIs of all energy techniques with economic «threshold».

Only a uniform mathematical procedure based on the exergy concept makes it possible to compare all power generating systems. The results are shown in Fig. 3. All EROIs are above the physical limit of 1 which means they all "produce" more energy than they "consume".

Solar PV in Russia even with the more effective roof installation and even when not taking the needed buffering (storage and over-capacities) into account has an EROI far below the economic limit. Wind energy seems to be above the economic limit but falls below when combined even with the most effective pump storage and even when installed at the Russia. Biogas-red plants, even though they need no buffering, have the problem of enormous fuel provisioning effort which brings them clearly below the economic limit with no potential of improvements in reach. Solar CSP is the most hopeful option among the new solar/wind technologies, in particular because of the smaller influence of the buffering. However, pump storage is often not available in regions with high solar irradiation. Choosing less effective storage techniques like molten salt thermal storage and the connection to the Russian grid probably brings the EROI again far below the

economic limit. It is also important to keep in mind that small units are much more ineffective, as is an installation in sun-poor regions owed to the non-linearity.

It is finally noted that the EROI, even though it is the most important parameter, is neither fixed nor the only parameter to assess a power technology. EROIs slowly change with time, in particular for fossil fuels when stockpiles become harder to access but also when processes are improved as it happened with the steel production and the Uranium enrichment. Other parameters like land consumption, the "death toll", the impact on nature, and the scope of the stockpiles as mentioned above have to be taken into account separately.